島根原子力発電所２号炉 審査資料	
資料番号	EP-015 改 58
提出年月日	令和２年８月 21 日

島根原子力発電所２号炉

重大事故等対策の有効性評価

令和２年８月

中国電力株式会社

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

目　次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
1.1 概要
1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
1.3 評価に当たって考慮する事項
1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
1.6 解析の実施
1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
1.8 必要な要員及び資源の評価方針
付録 1 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
付録 2 原子炉格納容器限界温度・圧力に関する評価結果

2. 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
2.1 高圧・低圧注水機能喪失
2.2 高圧注水・減圧機能喪失
2.3 全交流動力電源喪失
2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗
2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗
2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋直流電源喪失
2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗
＋ＨＰＣＳ失敗
2.4 崩壊熱除去機能喪失
2.4.1 取水機能が喪失した場合
2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
2.5 原子炉停止機能喪失
2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失
2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

3. 運転中の原子炉における重大事故
3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合
3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合
3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
3.4 水素燃焼
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

4. 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
4.1 想定事故１
4.2 想定事故２

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
5.1 崩壊熱除去機能喪失
5.2 全交流動力電源喪失
5.3 原子炉冷却材の流出
5.4 反応度の誤投入

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
6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
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

添付資料　目次

（1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方）
添付資料 1.2.1 定期事業者検査工程の概要
添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業ごとの成立性確認結果について
添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について
添付資料 1.5.1 島根原子力発電所２号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
添付資料 1.5.2 有効性評価におけるＬＯＣＡ時の破断位置及び口径設定の考え方について
添付資料 1.5.3 有効性評価に用いる崩壊熱について
添付資料 1.5.4 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故１及び２）の有効性評価における共通評価条件について
添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー

（2.　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）
（2.1 高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料 2.1.1 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料 2.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料 2.1.3 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料 2.1.4 ７日間における水源の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)
添付資料 2.1.5 ７日間における燃料の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)
添付資料 2.1.6 常設代替交流電源設備の負荷(高圧・低圧注水機能喪失)

（2.2 高圧注水・減圧機能喪失）
添付資料 2.2.1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について
添付資料 2.2.2 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）
添付資料 2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧注水・減圧機能喪失)
添付資料 2.2.4 ７日間における燃料の対応について(高圧注水・減圧機能喪失)

（2.3 全交流動力電源喪失）
（2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）
添付資料 2.3.1.1 蓄電池による給電時間評価結果について
添付資料 2.3.1.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗時における原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転が可能であることの妥当性について
添付資料 2.3.1.3 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について
添付資料 2.3.1.4 安定状態について(全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗)
添付資料 2.3.1.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗)
添付資料 2.3.1.6 ７日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失（外部電

源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）
添付資料 2.3.1.7 ７日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）
添付資料 2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）

（2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗）
添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗時において高圧原子炉代替注水系の８時間運転継続に期待することの妥当性について
添付資料 2.3.2.2 安定状態について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗）
添付資料 2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗）
添付資料 2.3.2.4 注水開始操作の時間余裕について

（2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗）
添付資料 2.3.4.1 安定状態について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗）
添付資料 2.3.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗）
添付資料 2.3.4.3 減圧・注水開始操作の時間余裕について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗）
添付資料 2.3.4.4 ７日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗）
添付資料 2.3.4.5 ７日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗）
添付資料 2.3.4.6 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗）

（2.4 崩壊熱除去機能喪失）
（2.4.1 取水機能が喪失した場合）
添付資料 2.4.1.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
添付資料 2.4.1.3 ７日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
添付資料 2.4.1.4 常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

（2.4.2 残留熱除去系が故障した場合）
添付資料 2.4.2.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

添付資料 2.4.2.3 ７日間における水源の対応について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
添付資料 2.4.2.4 ７日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
添付資料 2.4.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

(2.5 原子炉停止機能喪失)
添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心サイクル末期とすることの妥当性
添付資料 2.5.2 Ｐｕ同位体組成による動的ボイド係数，動的ドップラ係数への影響
添付資料 2.5.3 自動減圧系等の自動起動阻止操作の考慮について
添付資料 2.5.4 安定状態について(原子炉停止機能喪失)
添付資料 2.5.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉停止機能喪失)
添付資料 2.5.6 リウェットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響
添付資料 2.5.7 外部電源の有無による評価結果への影響
添付資料 2.5.8 初期炉心流量の相違による評価結果への影響
添付資料 2.5.9 残留熱除去系の起動操作遅れの影響について
添付資料 2.5.10 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理
添付資料 2.5.11 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響
添付資料 2.5.12 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響
添付資料 2.5.13 ７日間における燃料の対応について(原子炉停止機能喪失)

(2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失)
添付資料 2.6.1 「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故条件の設定について
添付資料 2.6.2 敷地境界での実効線量評価について

添付資料 2.6.3 安定状態について(ＬＯＣＡ時注水機能喪失)
添付資料 2.6.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(ＬＯＣＡ時注水機能喪失)
添付資料 2.6.5 減圧・注水操作の時間余裕について
添付資料 2.6.6 ７日間における水源の対応について(ＬＯＣＡ時注水機能喪失)
添付資料 2.6.7 ７日間における燃料の対応について(ＬＯＣＡ時注水機能喪失)
添付資料 2.6.8 常設代替交流電源設備の負荷（ＬＯＣＡ時注水機能喪失)

(2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ))
添付資料 2.7.1 インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応操作について
添付資料 2.7.2 インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の破断面積及び現場環境等について
添付資料 2.7.3 安定状態について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ))
添付資料 2.7.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス(インターフェイスシステムＬＯＣＡ))
添付資料 2.7.5 ７日間における燃料の対応について（格納容器バイパス(インターフェイスシステムＬＯＣＡ))

（3.　運転中の原子炉における重大事故）
（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））
添付資料 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
添付資料 3.1.2.2 安定状態について（残留熱代替除去系を使用する場合）
添付資料 3.1.2.3 原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について
添付資料 3.1.2.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
添付資料 3.1.2.5 原子炉格納容器漏えい率の設定について
添付資料 3.1.2.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））
添付資料 3.1.2.7 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡに対する格納容器破損防止対策の有効性について
添付資料 3.1.2.8 ７日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）
添付資料 3.1.2.9 ７日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）
添付資料 3.1.2.10 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）
添付資料 3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について
添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について
添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのＣｓ－１３７放出量評価について
添付資料 3.1.3.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
添付資料 3.1.3.5 安定状態について（残留熱代替除去系を使用しない場合）
添付資料 3.1.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）））
添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について
添付資料 3.1.3.8 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作開始を限界圧力接近時とした場合の影響
添付資料 3.1.3.9 ７日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用しない場合）
添付資料 3.1.3.10 ７日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用しない場合）
添付資料 3.1.3.11 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用しない場合）

（3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「ＤＣＨ」,「ＦＣＩ」及び「ＭＣＣＩ」の評価事故シーケンスの位置づけ
添付資料 3.2.3 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
添付資料 3.2.5 ７日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
添付資料 3.2.6 ７日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
添付資料 3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（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）
添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理
添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価
添付資料 3.3.3 ペデスタルへの水張り実施の適切性
添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）
添付資料 3.3.5 プラント損傷状態をＬＯＣＡとした場合の圧力スパイクへの影響

（3.4 水素燃焼）
添付資料 3.4.1 Ｇ値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響
添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について
添付資料 3.4.3 安定状態について（水素燃焼）
添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（水素燃焼）
添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

（3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用）
添付資料 3.5.1 安定状態について（溶融炉心・コンクリート相互作用）
添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶融炉心・コンクリート相互作用）
添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合，ペデスタル床面での溶融炉心の拡がりを抑制した場合のコンクリート侵食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価

（4. 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故）
（4.1 想定事故１）
添付資料 4.1.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について
添付資料 4.1.3 安定状態について（想定事故１）
添付資料 4.1.4 燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故１)
添付資料 4.1.6 ７日間における水源の対応について(想定事故１)
添付資料 4.1.7 ７日間における燃料の対応について(想定事故１)

（4.2 想定事故２）
添付資料 4.2.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
添付資料 4.2.2 燃料プールのサイフォンブレイク配管について
添付資料 4.2.3 安定状態について（想定事故２）
添付資料 4.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故２)
添付資料 4.2.5 ７日間における水源の対応について(想定事故２)
添付資料 4.2.6 ７日間における燃料の対応について(想定事故２)

（5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
（5.1 崩壊熱除去機能喪失）
添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方
添付資料 5.1.4 安定状態について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））
添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器の影響について
添付資料 5.1.6 運転停止中　崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
添付資料 5.1.7 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))
添付資料 5.1.8 ７日間における燃料の対応について(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))

（5.2 全交流動力電源喪失）
添付資料 5.2.1 安定状態について（運転停止中（全交流動力電源喪失））
添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(全交流動力電源喪失))
添付資料 5.2.3 ７日間における水源の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))
添付資料 5.2.4 ７日間における燃料の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))
添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中(全交流動力電源喪失))

（5.3 原子炉冷却材の流出）
添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について
添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価におけるＰＯＳ選定の考え方
添付資料 5.3.3 安定状態について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））
添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））
添付資料 5.3.5 7日間における燃料の対応について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））

（5.4 反応度の誤投入）
添付資料 5.4.1 反応度の誤投入事象の代表性について
添付資料 5.4.2 安定状態について（運転停止中（反応度の誤投入））
添付資料 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（反応度の誤投入））
添付資料 5.4.4 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて

（6. 必要な要員及び資源の評価）
添付資料 6.1.1 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
添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について
添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について
添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

1.　重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

1.1　概要

本原子炉施設において，「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」，「運転中の原子炉における重大事故」，「燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」（以下「重大事故等」という。）が発生した場合にも，炉心や燃料の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器の破損及び敷地外への放射性物質の異常な水準の放出の防止に講じることとしている措置（以下「重大事故等対策」という。）が有効であることを示すため，以下のとおり，評価対象とする事故シーケンスを整理し，対応する評価項目を設定したうえで，計算プログラムを用いた解析等の結果を踏まえて，設備，手順及び体制の有効性を評価する。

1.1.1　評価対象の整理及び評価項目の設定

本原子炉施設を対象とした確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）の知見等を踏まえ，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じである事故シーケンスのグループ化を行い，措置の有効性を確認するための代表的な事故シーケンス（以下「重要事故シーケンス等」という。）を選定して，対応する措置の有効性評価を行う。

有効性評価に際しては，事故の様相やプラントの特徴を踏まえて有効性を確認するための評価項目を設ける。

具体的には「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」による。

1.1.2　評価に当たって考慮する事項

有効性評価は，「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合性状況説明資料（以下「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」という。）で講じることとしている措置のうち，「重大事故等対処設備について」で重大事故等対処設備としている設備を用いたものを対象とするが，手順及び体制としてはその他の措置との関係を含めて必要となる水源，燃料及び電源の資源や要員を整理したうえで，安全機能の喪失に対する仮定，外部電源に対する仮定，単一故障に対する仮定及び運転員等（運転員と復旧班要員）の操作時間に対する仮定等を考慮して，原則として事故が収束し，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定停止状態に，「運転中の原子炉における重大事故」については原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に，「燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」については燃料プールの水位が回復し，水位及び温度が安定した状態に，「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定状態（以下「原子炉等が安定停止状態等」という。）に導かれる時点までを対象とする。

具体的には「1.3　評価に当たって考慮する事項」による。

1.1.3　有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価において使用する計算プログラム（以下「解析コード」という。）は，事故シーケンスの特徴に応じて，評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象や運転員等操作に有意な影響を与える現象（以下「重要現象」という。）がモデル化されており，実験等をもとに妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものを選定して使用する。

具体的には「1.4　有効性評価に使用する計算プログラム」に示す解析コードを使用する。

1.1.4　有効性評価における解析の条件設定

有効性評価における解析の条件設定については，「1.3　評価に当たって考慮する事項」による仮定等を考慮するとともに，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を基本としつつ，原則，有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。また，解析コードや解析条件の不確かさが大きい場合には，影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。

具体的には「1.5　有効性評価における解析の条件設定の方針」による。

1.1.5　解析の実施

有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握するうえで必要なパラメータの推移について解析を実施し，その結果を明示する。

なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

1.1.6　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認し，それらの影響を踏まえても，措置の実現性に問題なく，評価項目を満足することを感度解析等により確認する。

具体的には「1.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」による。

1.1.7　必要な要員及び資源の評価

必要な要員及び資源については，少なくとも外部支援がないものとして所内単独での措置を 7 日間継続して実施できることを確認する。

具体的には「1.8　必要な要員及び資源の評価方針」による。

1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定

重大事故等対策の有効性を確認するため，重大事故等のそれぞれについて，以下のとおり，事故シーケンスのグループ化，重要事故シーケンス等の選定及び有効性を確認するための評価項目の設定を行う。

炉心損傷防止対策及び運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループ並びに格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モード（以下「事故シーケンスグループ等」という。）の選定に当たっては，アクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象として実施したＰＲＡの結果を活用する。

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては，原子炉施設内部の原因によって引き起こされる事象（以下「内部事象」という。）を対象とする内部事象運転時レベル１ＰＲＡに加えて，ＰＲＡが適用可能な外部事象として地震及び津波それぞれのレベル１ＰＲＡを活用する。「運転中の原子炉における重大事故」に対しては，内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡを活用する。「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては，内部事象停止時レベル１ＰＲＡを活用する。

ＰＲＡを実施した結果，本原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は 10^{-5}／炉年程度，格納容器破損頻度は 10^{-6}／炉年程度，運転停止中の燃料損傷頻度は 10^{-6}／定期事業者検査程度である。

また，現状ＰＲＡが適用できない地震及び津波以外の外部事象については，当該外部事象により誘発される起因事象について分析を実施した結果，いずれも内部事象レベル１ＰＲＡ，地震レベル１ＰＲＡ又は津波レベル１ＰＲＡのいずれかで想定する起因事象に包絡されること及び炉心損傷後の原子炉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，新たに追加すべき事故シーケンスグループ等はない。

なお，有効性評価における重要事故シーケンスと「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」（以下「技術的能力審査基準」という。），「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」（以下「設置許可基準規則」という。）及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」（以下「技術基準規則」という。）との関連を第 1.2－1 表に示す。

ここで記載している事故シーケンスグループ等の選定の考え方については，「付録１　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」に示す。

1.2.1　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

1.2.1.1　事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については，運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対し，原子炉施設の安全性を損なうことがないよう設計することが求められる構築物，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想定する事故シーケンスを，本原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえてグループ化し，それぞれに対して重要事故シーケンスを選定し，評価を行う。

(1)　事故シーケンスの抽出

内部事象運転時レベル１ＰＲＡにおいては，各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の成功及び失敗の組合せをイベントツリーを用いて網羅的に分析し，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 1.2－1 図に内部事象運転時レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリーを示す。

地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡにおいては，内部事象と同様にイベントツリーを用いた分析を実施し，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 1.2－2 図に地震レベル１ＰＲＡの階層イベントツリーを，第 1.2－3 図に地震レベル１ＰＲＡのイベントツリーを，第 1.2－4 図に津波レベル１ＰＲＡの階層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，喪失する安全機能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，事故シーケンスは内部事象と同じである。また，地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡでは，複数の安全機能が地震又は津波によって同時に損傷する事象や，建物・構築物等の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取り扱う。

具体的には，地震レベル１ＰＲＡでは，建物の損傷や原子炉圧力容器等の大型静的機器の損傷，計装・制御系喪失によって原子炉施設が監視及び制御不能となる事象等，緩和設備への影響範囲や影響程度等を明確にすることが困難な事象を抽出しており，これらは直接，炉心損傷に至る事象として取り扱う。

津波レベル１ＰＲＡでは，浸水高さに応じ，当該高さに設置されている安全機能が機能喪失する評価モデルとしており，建物内の計装・制御系喪失等の広範な緩和設備が機能を喪失する事象は，緩和設備に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

なお，原子炉冷却材喪失（以下「ＬＯＣＡ」という。）では，原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の流出規模によりプラント応答，成功基準等が異なるため，流出の規模に応じて以下のとおり分類する。

ａ．大破断ＬＯＣＡ

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の両端破断のように，事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので，自動減圧系の作動なしに低圧注水系によって冷却が可能となる規模のＬＯＣＡである。

ｂ．中破断ＬＯＣＡ

大破断ＬＯＣＡと比較して破断口径が小さく，原子炉減圧が緩やかなもので，低圧注水系による炉心冷却には自動減圧系の作動が必要となる規模のＬＯＣＡである。また，流出量は原子炉隔離時冷却系の容量以上であり，原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保は不可能である。

ｃ．小破断ＬＯＣＡ

中破断ＬＯＣＡよりも破断口径が小さなもので，原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保が可能な規模のＬＯＣＡである。また，原子炉減圧が緩やかなため，低圧注水系による炉心冷却には，自動減圧系の作動が必要である。

ｄ．Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ

大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡであり，非常用炉心冷却系（以下「ＥＣＣＳ」という。）の注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。

(2)　事故シーケンスのグループ化

ＰＲＡの知見を活用して抽出した事故シーケンスを，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう，炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。なお，ＰＲＡではＬＯＣＡ時の注水機能喪失シーケンスを，破断口径の大きさに応じて大破断ＬＯＣＡ，中破断ＬＯＣＡ及び小破断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，ＬＯＣＡ時注水機能喪失に該当するものとして整理する。

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
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）

また，地震及び津波特有の事象で，以下に示す９つの事故シーケンスは，事象に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することが困難なことから，上記の事故シーケンスグループと直接的に対応せず，炉心損傷に直結するもの

として抽出している。
・Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ
・計装・制御系喪失
・格納容器バイパス（地震による配管の格納容器外での破損と隔離弁の閉失敗の重畳）
・原子炉格納容器損傷
・原子炉圧力容器損傷
・原子炉建物損傷
・制御室建物損傷
・廃棄物処理建物損傷
・直接炉心損傷に至る事象

これらの各事故シーケンスによる炉心損傷頻度には，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おり，実際には地震又は津波の程度に応じ，機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合，これら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られる。このため，過度な保守性を排除することで各事故シーケンスの炉心損傷頻度は，現在の値よりも更に小さくなる。また，地震又は津波後に機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待したうえで，それらのランダム故障により炉心損傷に至る場合の事故シーケンスは，内部事象運転時レベル１ＰＲＡにより抽出された上記の a. から g. の事故シーケンスグループに包絡されるものと考えられること及びそれらに該当しない深刻な損傷の場合には可搬型のポンプ，電源，放水設備等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることから，これらの各事故シーケンスを有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして追加する必要はない。

(3)　重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。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，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕，炉心損傷防止に必要な設備容量及び事故シーケンスグループ内の代表性の観点で，より厳しい事故シーケンスを選定する。重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。

ａ．高圧・低圧注水機能喪失

本事故シーケンスグループは，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失し，炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスのうち，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（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因とし，逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象（全給水喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。逃がし安全弁の再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は，炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による低圧注水を実施する状況を想定した場合，事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって原子炉減圧されている場合の方が，原子炉減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく，低圧注水が可能となるまでの時間が短縮でき，対応が容易になると考えられるためである。

b．高圧注水・減圧機能喪失

本事故シーケンスグループは，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能が喪失し，炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスのうち，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（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因とし，代表性の観点からも炉心損傷頻度が最も高い，「過渡事象（全給水喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

c．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４つの事故シーケンスが抽出されたため，これらを以下の４つの詳細化した事故シーケンスグループとして分類し，重要事故シーケンスとして選定する。

(a)　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系により炉心冷却を継続するが，蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して，原子炉隔離時冷却系が機能喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。

(b)　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。

(c)　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋直流電源喪失

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源とすべての直流電源が

喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。

なお，すべての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機等を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，全交流動力電源喪失となる。

(d)　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁１個が開状態のまま固着することにより，原子炉隔離時冷却系も機能喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。

ｄ．崩壊熱除去機能喪失

本事故シーケンスグループは，運転時の異常な過渡変化等の発生後，炉心冷却には成功するが，崩壊熱除去機能が喪失することで，炉心損傷前に原子炉格納容器が破損し，その後，炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは，いずれも代替除熱手段に係る炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕に有意な差異はないため，炉心冷却に成功する事故シーケンスであるものの，事象発生初期の事象進展に着目する。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（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因とし，逃がし安全弁の再閉失敗を含まず，代表性の観点からも炉心損傷頻度が最も高い「過渡事象（全給水喪失）＋崩壊熱除去失敗」を選定する。

逃がし安全弁の再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は，逃がし安全弁の再閉失敗を含まない事故シーケンスと逃がし安全弁の再閉失敗を含む事故シーケンスを比較した場合，逃がし安全弁の再閉失敗を含まない事故シーケンスの方が炉心損傷頻度が高く，当該事故シーケンスグループの特徴を有するためである。

ここで，崩壊熱除去機能喪失については，残留熱除去系の故障時と取水機能喪失時で，炉心損傷防止対策が異なることを踏まえて，「過渡事象（全給水喪失）＋崩壊熱除去失敗（残留熱除去系故障）」及び「過渡事象（全給水喪失）＋崩壊熱除去失敗（取水機能喪失）」を重要事故シーケンスとする。

なお，ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスは，崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めて事故シーケンスグループ「ｆ．ＬＯＣＡ時注水機能

喪失」で評価することから，本重要事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスの選定対象から除外している。

ｅ．原子炉停止機能喪失

本事故シーケンスグループは，運転時の異常な過渡変化等の発生後，原子炉停止機能を喪失し，炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスのうち，「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗」，「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗」，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗」については，反応度投入の観点では原子炉が減圧されることから「過渡事象（主蒸気隔離弁閉止）＋原子炉停止失敗」よりも事象進展が緩やかな事象である。

重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能に期待する場合，ＬＯＣＡと原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスは，ＬＯＣＡを伴う事故シーケンスグループに包絡される。また，ＬＯＣＡと原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスの炉心損傷頻度は他の事故シーケンスグループの事故シーケンスの炉心損傷頻度と比較しても極めて小さい。

これらを踏まえ，起因事象発生後の出力変化及び原子炉格納容器に与えられる蒸気負荷の観点で厳しい過渡事象（反応度投入の観点で最も厳しく，格納容器隔離によって炉心からの発生蒸気がすべて原子炉格納容器に流入する主蒸気隔離弁閉止を選定）を起因とする，「過渡事象（主蒸気隔離弁閉止）＋原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｆ．ＬＯＣＡ時注水機能喪失

本事故シーケンスグループは，小破断ＬＯＣＡ又は中破断ＬＯＣＡの発生後，高圧注水機能の喪失に加え，低圧注水機能又は原子炉減圧機能を喪失し，炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスのうち，配管破断規模の大きさによる原子炉冷却材流出流量が多く水位の低下が早いため，原子炉注水開始までの時間余裕が短い中破断ＬＯＣＡを起因とする。また，重畳する注水機能喪失のうち，低圧注水機能喪失については，原子炉減圧機能喪失による場合と，低圧非常用炉心冷却系そのものが機能喪失する場合が考えられるが，代替となる設備に要求される設備容量の観点では，原子炉減圧機能である逃がし安全弁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非常用炉心冷却系より少ない点で厳しい事象になると考えられること，さらに原子炉減圧機能が喪失する事故シーケンスよりも低圧非常用炉心冷却系そのものが機能喪失する事故シーケンスの方が炉心損傷頻度が高いことも踏まえ，低圧非常用炉心冷却系そのものの機能喪失が重畳する場合である「冷却材喪失（中破断ＬＯＣ

Ａ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお，上記の重要事故シーケンスは，低圧炉心冷却失敗が含まれており，低圧非常用炉心冷却系の機能喪失は残留熱除去系による崩壊熱除去機能にも期待できないこととほぼ同義であることから，事故シーケンスグループ「ｄ．崩壊熱除去機能喪失」のＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスを包絡する。

ｇ．格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

本事故シーケンスグループは，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，格納容器貫通配管等からの漏えいが防止できずに炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは，「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」のみとしていることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。なお，格納容器バイパスとしては高圧設計の配管の原子炉格納容器外での破断事象も想定できるが，これはＰＲＡの検討の中で高圧設計の配管の破損頻度が低圧設計の配管の破損頻度に比べて小さい傾向にあることを理由に考慮の対象から除外している。

なお，国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても，すべての状況に対応できるような炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとしては，以下の事故シーケンスが抽出されている。

① 冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

② 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失）＋原子炉停止失敗

①については，格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを確認しており，これを除く事故シーケンスを対象に，重要事故シーケンスの選定を実施している。

②は地震レベル１ＰＲＡから抽出された事故シーケンスであり，炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスであるが，喪失する安全機能が明確であることから炉心損傷に直結する事故シーケンスとはしていない。この事故シーケンスにおける原子炉停止失敗の支配的な要因は地震による炉内構造物の損傷であるが，これは地震の最大加速度が地震発生と同時に加わるという，現状の保守的なＰＲＡのモデルによって評価されるものであり，現実的には，炉内構造物の損傷確率が高くなる加速度に到達する前に，原子炉スクラムに至ると考えられる。

以上のとおり，②の事故シーケンスの炉心損傷頻度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損傷防止対策又は格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスから除外している。

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 1.2－2 表に示す。

1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.1.1　事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては，炉心の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。

(1)　炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり，かつ，炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には，燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること及び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。

(2)　原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が，最高使用圧力 8.62MPa[gage]の 1.2 倍の圧力 10.34MPa[gage]を下回ること。

(3)　原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，限界圧力である最高使用圧力 427kPa[gage]の約２倍の圧力 853kPa[gage]を下回ること。

(4)　原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が，限界温度 200℃を下回ること。

また，格納容器フィルタベント系を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では，上記の評価項目に加えて，敷地境界での実効線量を評価し，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこととして，発生事故当たりおおむね５mSv 以下であることを確認する。

ここで，原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の上限については，漏えい経路になる可能性がある原子炉格納容器バウンダリ構成部に対して，規格計算又は試験にて，島根原子力発電所２号炉における仕様を踏まえた構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており，継続的に評価条件を維持していく。

ここで記載している，原子炉格納容器本体，シール部等の原子炉格納容器バウンダリ構成部の健全性については，「付録２　原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果」に示す。

1.2.2　運転中の原子炉における重大事故

1.2.2.1　格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故」については，著しい炉心損傷の発生後，原子炉格納容器が破損に至る可能性があると想定する格納容器破損モードを，本原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえて選定し，格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1)　格納容器破損モードの抽出

内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡにおいては，事象進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から，格納容器破損モードの抽出を行う。

具体的には，事象進展を炉心損傷前，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長期の各プラント状態に分類して，それぞれの状態で発生する負荷を抽出し，事故進展中に実施される緩和手段等から第 1.2－5 図に示す格納容器イベントツリーを作成し，格納容器破損モードを抽出して整理する。

(2)　格納容器破損モードの選定

格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを，事象進展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。ここで，水素燃焼については，本原子炉施設では，運転中は原子炉格納容器内の雰囲気を窒素で置換し，酸素濃度を低く管理しているため，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，格納容器破損モードとして挙げている。

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）
ｂ．高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
ｃ．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
ｄ．水素燃焼
ｅ．溶融炉心・コンクリート相互作用

また，上記に分類されない格納容器破損モードとして，以下の格納容器破損モードを抽出している。

・早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）
・水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）
・格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）
・格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
・原子炉圧力容器内における水蒸気爆発

早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧），水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）及び格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）は格納容器先行破損の事故シーケンスである。早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）及び水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）では炉心損傷の前に水蒸気によって原子炉格納容器が過圧破損し，また，格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）ではインターフェイスシステムＬＯＣＡによって原子炉格納容器の隔離機能を喪失することで，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出による原子炉建物内の環境悪化等が

生じ，原子炉注水機能の維持が困難となり，炉心損傷に至るおそれがある。格納容器先行破損の事故シーケンスは，「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」の評価において，各々重要事故シーケンスを選定し，重大事故等防止対策の有効性を確認していることから，新たな格納容器破損モードとして追加する必要はない。

格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）については，炉心損傷頻度の低減を図るとともに，万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗することのないよう，原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり，これらについては重大事故等対処設備，日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応すべき事象であることから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

原子炉圧力容器内での水蒸気爆発については，発生する可能性が極めて低いことから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

なお，ペデスタル床とドライウェル床とが同じレベルに構成されているＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型の原子炉格納容器に特有の事象として格納容器直接接触（シェルアタック）があるが，本原子炉施設はＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型の原子炉格納容器であり，溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリには直接接触することはない構造であることから，評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない。

(3)　評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに，有効性評価の対象とする評価事故シーケンスを選定する。具体的には，格納容器破損モードごとに，当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいと考えられるプラント損傷状態（以下「ＰＤＳ」という。）を含む事故シーケンスの中から，当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。評価事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。また，ＰＤＳの分類結果についての説明を第 1.2－3 表に示す。なお，第 1.2－3 表において格納容器破損時期が炉心損傷前に分類されている崩壊熱除去機能喪失，原子炉停止機能喪失，インターフェイスシステムＬＯＣＡは，格納容器先行破損の事故シーケンスであり，著しい炉心損傷の発生後，原子炉格納容器が破損に至る可能性があると想定する格納容器破損モードには該当しないことから，これらのＰＤＳは評価事故シーケンスの選定においては考慮していない。

なお，ＰＤＳとして「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」の事故シーケンスグループに対して以下の表記を用いる。

高圧・低圧注水機能喪失：ＴＱＵＶ

高圧注水・減圧機能喪失：ＴＱＵＸ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗

：長期ＴＢ
全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗
：ＴＢＵ
全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋直流電源喪失
：ＴＢＤ
全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋
ＨＰＣＳ失敗：ＴＢＰ
ＬＯＣＡ時注水機能喪失（大破断ＬＯＣＡ）：ＡＥ
ＬＯＣＡ時注水機能喪失（中破断ＬＯＣＡ）：Ｓ１Ｅ
ＬＯＣＡ時注水機能喪失（小破断ＬＯＣＡ）：Ｓ２Ｅ
崩壊熱除去機能喪失：ＴＷ
原子炉停止機能喪失：ＴＣ

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）

本格納容器破損モードに含まれるＰＤＳのうち，ＬＯＣＡは原子炉冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く，事象進展の観点で厳しい。また，格納容器圧力が高く推移すること等，環境に放出される放射性物質量の観点でも厳しい事故シーケンスとなると考えられる。

対策の観点では過圧破損に対しては原子炉格納容器の除熱が，過温破損に対しては損傷炉心への注水が必要となる。

以上の観点を総合的に考慮すると，ＬＯＣＡにＥＣＣＳ注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を重畳させることで，電源の復旧，注水機能の確保等必要となる対応が多く，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になる。

よって，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，ＰＤＳとしてＬＯＣＡを選定し，これに全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。

ＬＯＣＡに属する事故シーケンスのうち，破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く，また，水位回復に必要な流量が多いため，対応時の時間余裕，必要な設備容量の観点で厳しい大破断ＬＯＣＡを起因とし，炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして「1.2.1.1(3)重要事故シーケンスの選定」にて挙げた事故シーケンスとの包絡関係や，格納容器破損防止対策を講じるための対応時間の厳しさの観点を踏まえて，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして選定する。

ｂ．高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

本格納容器破損モードに含まれるＰＤＳのうち，長期ＴＢは炉心損傷に至る前に原子炉隔離時冷却系による一時的な冷却に成功しており，起因事

象発生から原子炉減圧に至るまでの時間余裕の観点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ及びＴＢＵが厳しいＰＤＳとなる。高圧状態で炉心損傷に至る点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ及びＴＢＵにＰＤＳ選定上の有意な違いはないことから，これらのうち，本格納容器破損モードを代表するＰＤＳとして，ＴＱＵＸを選定する。また，このＰＤＳに全交流動力電源喪失を重畳させることで，電源の復旧，注水機能の確保等の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する。

ＴＱＵＸに属する事故シーケンスのうち，事故進展が早く，炉心溶融までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生」を評価事故シーケンスとして選定する。

ｃ．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

本格納容器破損モードに含まれるＰＤＳのうち，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）の観点からは，原子炉圧力容器破損後にペデスタルへ落下する溶融炉心の割合が多く，原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギが大きいシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合，原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，ペデスタルへ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また，本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮するうえでは，溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である，ペデスタルへの水張りが実施された状態を想定しているが，その一方で，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するＰＤＳを選定するものとし，高圧状態で破損するＴＱＵＸは選定対象から除外する。ＬＯＣＡは，蒸気が急速に原子炉格納容器に流出するため，ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり，酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることで溶融炉心の内部エネルギが小さくなると考えられる。よって，本格納容器破損モードにおいて厳しいＰＤＳとして，原子炉の水位低下が早く，原子炉圧力容器破損までの時間が短いＴＱＵＶを選定する。また，このＰＤＳに全交流動力電源喪失を重畳させることで，電源の復旧，注水機能の確保等の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する。

ＴＱＵＶに属する事故シーケンスのうち，事象進展が早い過渡事象を起因とし，発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生」を評価事故シーケンスとして選定する。

ｄ．水素燃焼

本原子炉施設では，原子炉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。炉心損傷に伴い，水素濃度は容易に 13vol％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となるため，炉心損傷により放出される核分裂生成物による水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。本格納容器破損モードはＰＲＡから抽出されたものではないが，評価のためにＰＤＳを格納容器先行破損の事故シーケンス以外のＰＤＳから選定する。酸素ガスは水の放射線分解で発生するが，酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため，炉心損傷後の原子炉格納容器内の気体組成を考えるうえで影響が大きいと考えられるジルコニウムー水反応による水素ガス発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウムー水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への冷却材の放出経路から，ＬＯＣＡとその他のＰＤＳに大別できる。ＬＯＣＡでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され，原子炉冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから，ジルコニウムー水反応に寄与する原子炉冷却材の量が少なくなり，水素濃度は 13vol％を上回るものの，その他のＰＤＳに比べて水素ガス発生量が少なくなると考えられる。このため，ＬＯＣＡでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のＰＤＳよりも相対的に高くなる可能性が考えられる。さらに，原子炉圧力容器破損の有無の影響を考えると，原子炉圧力容器が破損する場合には，ペデスタルでの溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから，同じＰＤＳでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。また，「1.2.1.1(3) 重要事故シーケンスの選定」に示すとおり，炉心損傷を防止できない事故シーケンスのうち，格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては，大破断ＬＯＣＡと非常用炉心冷却系注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。これらのことから，「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)」において選定した「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を本格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定する。

有効性評価に当たっては，酸素濃度の上昇に着目する観点から，ジルコニウムー水反応による水素ガスの過剰な発生の抑制及び水の放射線分解に伴い発生する酸素ガスを原子炉格納容器内に保持することによる酸素濃度の上昇を考慮し，炉心損傷後に原子炉注水に成功し，格納容器ベントを実施しない場合について評価するものとする。

ｅ．溶融炉心・コンクリート相互作用

本格納容器破損モードに含まれるＰＤＳのうち，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点からは，ペデスタルに落下する溶融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合，原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く，また，落下速度が大きくなることで，ペデスタルに落下した際の粒子化割合が高くなり，落下した溶融炉心が冷却され易いと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，ペデスタルへ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するＰＤＳを選定するものとし，高圧状態で破損するＴＱＵＸは選定対象から除外する。ＬＯＣＡはペデスタルへの原子炉冷却材の流入の可能性があり，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象とはならないと考えられるため，選定対象から除外する。よって，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいＰＤＳとして，原子炉の水位低下が早く，対策実施までの時間余裕の観点から厳しいＴＱＵＶを選定する。また，このＰＤＳに全交流動力電源喪失の重畳を考慮することで，電源の復旧，注水機能の確保等の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する。

ＴＱＵＶに属する事故シーケンスのうち，事象進展が早く，対応時の時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因とし，発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第1.2－3 表に示す。

1.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.2.1　格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定」に挙げた格納容器破損モードについては，格納容器破損防止対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。なお，格納容器直接接触（シェルアタック）については，ＢＷＲ Ｍａｒｋ－Ⅰ型の原子炉格納容器に特有の格納容器破損モードであり，Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型の原子炉格納容器は溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触する構造ではないため，格納容器直接接触（シェルアタック）に係る評価項目「原子炉格納容器の床上に落下した溶融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること」については，有効性を確認するための評価項目として設定しない。

(1)　原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が，限界圧力である最高使用圧力

427kPa[gage]の約２倍の圧力 853kPa[gage]を下回ること。

(2)　原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が，限界温度 200℃を下回ること。

(3)　放射性物質の総放出量は，放射性物質による環境への汚染の視点も含め，環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。

(4)　原子炉圧力容器の破損までに原子炉圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減されていること。

(5)　急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。

(6)　原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には，原子炉格納容器内の酸素濃度が５vol%以下であること。

(7)　可燃性ガスの蓄積，燃焼が生じた場合においても，(1)の要件を満足すること。

(8)　溶融炉心による侵食によって，原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること。

このうち，原子炉圧力容器が健全な評価事故シーケンスについては，評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7) が評価対象となる。原子炉圧力容器の破損を仮定する評価事故シーケンスについては，評価項目のうち(4)，(5)及び(8)が評価対象となるが，原子炉圧力容器が破損した場合においても格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から，評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7)についても評価を行う。

1.2.3　燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

1.2.3.1　想定事故

「燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」については、本原子炉施設において，燃料プール内に貯蔵されている燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する以下の事故の評価を行う。

(1) 想定事故１

燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故

(2) 想定事故２

サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，燃料プールの水位が低下する事故

1.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.3.1　想定事故」に挙げた想定事故については，燃料プールにおける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の

評価項目を設定する。

(1)　燃料棒有効長頂部が冠水していること。

(2)　放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(3)　未臨界が維持されていること。

1.2.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

1.2.4.1　事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については，復水器真空破壊から制御棒引抜開始までの期間を評価対象※とし，原子炉の水位，温度，圧力等のプラントパラメータの類似性，保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性，起因事象及び成功基準に関する類似性に応じて，プラントの状態を適切に区分する。また，区分したプラント状態を考慮し，燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスを，本原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえて，運転停止中事故シーケンスグループにグループ化し，運転停止中事故シーケンスグループごとに，重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

※「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「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」となり，本評価対象と異なる。ただし，「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引抜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」における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては，復水・給水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同程度であり，かつ発生する起因事象もほぼ同様であることから運転時における内部事象レベル１ＰＲＡの評価範囲と位置付けている。

（添付資料 1.2.1）

(1)　運転停止中事故シーケンスの抽出

内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおいては，各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第 1.2－6 図に示すイベントツリーで分析し，燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。

(2)　運転停止中事故シーケンスのグループ化

ＰＲＡの結果を踏まえて抽出した事故シーケンスについて，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう，燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類する。なお，反応度の誤投入については，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く，また万一，反応度事故に至った場合でも，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，内

部事象停止時レベル１ＰＲＡの起因事象から除外しているが，本事故事象に対する対策の有効性を確認する観点や「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」にて挙げられる運転停止中事故シーケンスグループとの包含関係も踏まえて追加する。

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
ｄ．反応度の誤投入

(3)　重要事故シーケンスの選定

運転停止中事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中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，燃料損傷防止対策の実施に対する時間余裕，燃料損傷回避に必要な設備容量及び運転停止中事故シーケンスグループ内の代表性の観点で，より厳しい事故シーケンスを選定する。重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。

ａ．崩壊熱除去機能喪失

本事故シーケンスグループは，運転中の残留熱除去系の故障等が発生した後，崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し，燃料損傷に至るものである。

運転停止中事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，残留熱除去系機能喪失[フロントライン]を起因事象とする「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。なお，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む）の故障によって崩壊熱除去機能が喪失する場合については，事象進展が同様となる全交流動力電源喪失において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

ｂ．全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループは，外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の確保に失敗して全交流動力電源喪失に至り，その後，崩壊熱除去・炉心冷却の失敗によって，燃料損傷に至るものである。

運転停止中事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，外部電源喪失とともに非常用ディーゼル発電機等が機能喪失し，全交流動力電源喪失に至る「外部電源喪失＋交流電源喪失」を重要事故シーケンスとして選定する。なお，本重要事故シーケンスは，従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮したものとなっている。

ｃ．原子炉冷却材の流出

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の誤操作等により原子炉冷却材が系外に流出後，流出隔離・炉心冷却の失敗によって，燃料損傷に至るものである。

事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）や原子炉冷却材の流出量の観点から，「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお，制御棒駆動機構点検時の原子炉冷却材流出及び局部出力領域モニタ交換時の原子炉冷却材流出については，燃料損傷防止対策となる待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水（常設）の設備容量が流出流量より十分大きいこと及び作業・操作場所と漏えい発生箇所が同一であり認知が容易であることを考慮し重要事故シーケンスとしては選定しない。また，原子炉浄化系ブロー時の原子炉冷却材流出については，原子炉水位を低下させる操作であるため，原子炉水位は適宜監視されており，原子炉冷却材流出発生時には，ブロー水の排水先である機器ドレンタンクの水位高等によっても認知することができるため，認知は容易であることから，重要事故シーケンスとして選定しない。

ｄ．反応度の誤投入

本事故シーケンスグループは，反応度事故により，燃料損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは「反応度の誤投入」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。具体的には，代表性の観点から，「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引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，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定する。

各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第1.2－4表に示す。

1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.4.1　事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては，運転停止中の原子炉における燃料の著しい損傷を防止する対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。

(1)　燃料棒有効長頂部が冠水していること。
(2)　放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
(3)　未臨界を確保すること（ただし，通常の運転操作における臨界，又は燃料

の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く)。

1.3　評価に当たって考慮する事項

1.3.1　有効性評価において考慮する措置

グループ化した事故シーケンスごとに，関連する措置を「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」及び「重大事故等対処設備について」との関係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては，「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で講じることとした措置のうち，「重大事故等対処設備について」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが，手順及び体制としては，その他の措置との関係も含めて必要となる水源，燃料及び電源の資源や要員を整理し，資源及び要員の確保に関する評価を行う。

なお，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」における１つの事故シーケンスグループ等において複数の対策があり，それぞれで重要事故シーケンス等を選定していない場合には，代表性，包絡性を整理し解析を行う。

また，「運転中の原子炉における重大事故」における１ つの格納容器破損モードにおいて複数の対策がある場合には各々の対策において解析を行う。

1.3.2　安全機能の喪失に対する仮定

グループ化した事故シーケンスごとに，ＰＲＡの結果を踏まえ，起因事象の発生に加えて想定する多重故障，共通原因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。

また，機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。

1.3.3　外部電源に対する仮定

外部電源有無の双方について考慮するが，基本的には常用系機器の機能喪失，工学的安全施設の作動遅れ及び運転員等操作，対策の成立性，燃料評価等の観点を考慮して外部電源がない場合を想定する。ただし，外部電源を考慮した方が有効性を確認するための評価項目に対して評価結果の余裕が小さくなるような場合は，外部電源がある場合を包含する条件を設定する。

なお，島根原子力発電所２号炉は，タービン・バイパス弁は定格蒸気流量の100％の容量を持っており，タービンへ供給される蒸気をバイパスすることにより，所内単独運転させることも期待できるが，有効性評価においては，タービン・バイパス弁の作動を期待しないことから，所内単独運転も期待しない。

1.3.4　単一故障に対する仮定

重大事故等は，設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており，さらに，重大事故等対処設備は，設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから，重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定

事故に対処するために必要な運転員等の手動操作については，原則として，中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として，確実な実施のための時間余裕を含め，以下に示す時間で実施するものとして考慮する。

(1)　有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作時間余裕は，実際の操作に要する時間の不確定性を考慮し，以下の考え方に基づき設定する。

a．中央制御室で警報発信等を起点として実施する操作については，事象発生後の状況の把握や他のパラメータの確認等を考慮して開始するものとする。

b．上記操作に引き続き中央制御室で実施する操作については，速やかに操作を開始するものとし，個別の運転操作に必要な時間を考慮する。運転員は手順書に従い，各操作条件を満たせば順次操作を実施するものとし，有効性評価における解析の条件設定においては，各操作に必要な時間に基づき設定する。なお，事象発生直後の輻輳している状態においては操作を開始するまでの時間余裕を考慮する。

c．現場で実施する操作については，個別の現場操作に必要な時間を考慮する。なお，有効性評価における解析の条件設定においては，操作場所までのアクセスルートの状況，操作場所の作業環境等を踏まえて，現場操作に必要な時間を設定する。

(2)　有効性評価における操作時間は，「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で示している操作時間と同一若しくは時間余裕を踏まえて設定する。

（添付資料 1.3.1）

1.3.6　考慮する範囲

有効性評価を行うに当たっては，異常状態の発生前の状態として，通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化，燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される運転状態を考慮する。

有効性評価においては，原則として事故が収束し，原子炉等が安定停止状態等に導かれるまでを対象とするが，有効性評価における解析としては，原子炉等が安定停止状態等に導かれることが合理的に推定可能な時点までとし，外部支援がないものとして７日間の対策成立性を評価する。

炉心及び燃料については，本原子炉施設の重大事故等対策（設備，手順等）の有効性を確認するという重大事故等対策の有効性評価の目的を踏まえて，装荷される燃料である９×９燃料（A型），９×９燃料（B型）及びMOX燃料のうち，各事故シーケンスの特徴に応じて設定し，評価を行う。

1.4　有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価に使用する解析コードは，事故シーケンスの特徴に応じて，重要現象がモデル化されており，実験等をもとに妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものとして，以下に示す解析コードを使用する。また，重要事故シーケンス等に対して適用する解析コードについて，事故シーケンスグループ等との対応を第1.4－1表から第1.4－3表に示す。

（添付資料1.4.1）

1.4.1　ＳＡＦＥＲ

1.4.1.1　概要

長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲは，長期間の原子炉内熱水力過渡変化を解析するコードである。原子炉内を９ノードに分割し，原子炉圧力及び各ノードの水位変化等を計算する。原子炉内冷却材量の評価に当たっては，上部タイプレート及び炉心入口オリフィス等での気液対向流制限現象（ＣＣＦＬ）及び上部プレナムにおけるサブクール域の局在化により冷却材が下部プレナムに落下する現象（ＣＣＦＬブレークダウン）を考慮することができる。

また，本コードでは，平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体に対して燃料ペレット，燃料被覆管，チャンネルボックス等の温度計算を行う。燃料被覆管の温度計算においては，その冷却状態に応じた熱伝達係数，燃料棒間の輻射及び燃料棒とチャンネルボックスの輻射を考慮することができる。

また，燃料被覆管と冷却水又は水蒸気との化学反応（ジルコニウム－水反応）をＢａｋｅｒ－Ｊｕｓｔの式によって計算し，表面の酸化量を求める。さらに，燃料棒内の圧力を計算することによって，燃料被覆管の膨れと破裂の有無を評価し，破裂が起きた場合には，燃料被覆管の内面に対してもジルコニウム－水反応を考慮する。

本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，プラント過渡特性パラメータ，ＥＣＣＳ等の特性，想定破断の位置及び破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管の最高温度，燃料被覆管酸化量等が求められる。

1.4.1.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心及び原子炉圧力容器における重要現象がモデル化されている。具体的には以下のとおりである。

(1)　炉心

核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果及び気液熱非平衡がモデル化されている。

(2)　原子炉圧力容器

重要現象として，冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。

1.4.1.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ及びＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第1.4－4表に示すとおりである。

1.4.2　ＲＥＤＹ

1.4.2.1　概要

プラント動特性解析コードＲＥＤＹは，炉心，原子炉圧力容器，原子炉圧力容器内部構造物，原子炉冷却材再循環系，主蒸気管，タービン系，原子炉格納容器等のプラント全体を模擬し，６群の遅発中性子及び反応度フィードバックを含む炉心一点近似動特性，燃料棒の熱的動特性及び冷却材の熱水力挙動を計算する。

本コードの入力は，原子炉出力，炉心流量等の初期条件，原子炉，主蒸気管，原子炉格納容器等のデータ，核データ，燃料棒データ，各種制御系データ等であり，出力として，原子炉出力，原子炉圧力，炉心流量，原子炉水位，格納容器圧力，サプレッション・プール水温度等の時間変化が求められる。

なお，本コードは，従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに，格納容器圧力，サプレッション・プール水温度の時間変化を求めることができるように，格納容器モデルを追加したものである。

1.4.2.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉心

核については，重要現象として核分裂出力，反応度フィードバック効果及び崩壊熱がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化がモデル化されている。

(2) 原子炉圧力容器

重要現象として，冷却材流量変化，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）及びほう酸水の拡散がモデル化されている。

(3) 原子炉格納容器

重要現象として，サプレッション・プール冷却がモデル化されている。

1.4.2.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＡＢＷＲ及び従来型ＢＷＲの実機試験解析，設計解析での確認等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第1.4－5表に示すとおりである。

1.4.3 ＳＣＡＴ

1.4.3.1 概要

単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴは，単一チャンネルを模擬し，これを軸方向一次元に多ノード分割する。各ノードについて，燃料棒には半径方向にのみ熱伝導方程式を適用して原子炉冷却材への熱伝達を計算し，チャンネル内原子炉冷却材には，質量及びエネルギ保存則を適用して原子炉冷却材の熱水力挙動を計算する。

本コードの入力は，燃料集合体の幾何学的形状，軸方向出力分布等の炉心データ，燃料集合体出力，チャンネル入口流量等の初期条件，ＲＥＤＹコードの出力から得られたチャンネル入口流量等の過渡変化のデータ等であり，出力として，ＧＥＸＬ相関式に基づく限界出力比（ＣＰＲ），各ノードでの原子炉冷却材流量，クオリティ等の時間変化が求められる。

なお，本コードは，従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに，沸騰遷移後の燃料被覆管温度を求めることができるように，沸騰遷移後の燃料被覆管－冷却材間の熱伝達評価式とリウェット相関式を適用している。

1.4.3.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉心

核については，重要現象として，出力分布変化がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，気液熱非平衡がモデル化されている。

1.4.3.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＡＴＬＡＳ試験，ＮＵＰＥＣ　ＢＷＲ燃料集合体熱水力試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第1.4－6表に示すとおりである。

1.4.4　ＭＡＡＰ

1.4.4.1　概要

シビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰは，炉心損傷を伴う事故シーケンスについて，炉心損傷，原子炉圧力容器破損，原子炉格納容器破損，放射性物質の環境放出に至るまでのプラント内の熱水力及び放射性物質挙動を解析するコードである。炉心損傷後の原子炉内及び原子炉格納容器内を一次系，ドライウェル，ウェットウェルに分割し，重大事故等時に想定される炉心のヒートアップ，燃料被覆管の酸化・破裂，炉心損傷，溶融炉心移行挙動と冷却性，水素ガスと水蒸気の生成，溶融炉心・コンクリート反応，格納容器圧力・温度，放射性物質の放出と移行／沈着挙動等の諸現象がモデル化され，また，種々の注水設備や冷却設備の特性や制御系がモデル化できるため，自動トリップや運転員操作等によるシステム応答を含む，重大事故等時のプラント挙動の評価が可能である。

本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力，格納容器圧力，格納容器温度等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，格納容器自由空間体積，流路面積及び流路抵抗，注水設備，原子炉減圧設備及び冷却設備の特性，想定破断の位置及び破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料温度，溶融炉心温度，格納容器圧力，格納容器温度，コンクリート侵食量，放射性物質の原子炉格納容器内の分布等が求められる。

1.4.4.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，原子炉圧力容器，原子炉格納容器，原子炉圧力容器（炉心損傷後），原子炉格納容器（炉心損傷後）における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉心

核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管変形及び燃料被覆管酸化がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流がモデル化されている。

(2)　原子炉圧力容器

重要現象として，原子炉冷却材流出（臨界流・差圧流）及びＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。

(3)　原子炉格納容器

重要現象として，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生並びに格納容器ベント及びサプレッション・プール冷却がモデル化されている。

(4)　原子炉圧力容器（炉心損傷後）

重要現象として，リロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化），原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達），下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達，原子炉圧力容器破損及び原子炉圧力容器内ＦＰ挙動がモデル化されている。

(5)　原子炉格納容器（炉心損傷後）

重要現象として，原子炉圧力容器外ＦＣＩ（溶融炉心細粒化），原子炉圧力容器外ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達），原子炉格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり，溶融炉心と原子炉格納容器下部プール水との伝熱，溶融炉心とコンクリートの伝熱，コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生，原子炉格納容器内ＦＰ挙動がモデル化されている。

1.4.4.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＴＭＩ事故解析，ＣＯＲＡ実験解析，ＨＤＲ実験解析，ＣＳＴＦ実験解析，ＡＣＥ実験解析，ＳＵＲＣ－４実験解析，ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析，ＡＢＣＯＶＥ実験解析，感度解析等により確認している。

また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。

具体的には，第1.4－7表に示すとおりである。

1.4.5　ＡＰＥＸ

1.4.5.1　概要

反応度投入事象解析コードＡＰＥＸは，熱的現象を断熱としており，炉心平均出力の過渡変化を炉心一点近似による中性子動特性方程式で表し，出力の炉心空間分布を二次元（Ｒ－Ｚ）拡散方程式で表す。炉心各部分のエンタルピの上昇は，出力分布に比例するものとし，炉心平均エンタルピがある程度上昇する間（エンタルピ・ステップ）は，出力分布は一定としている。また，投入反応度としては，制御棒価値，スクラム反応度及びドップラ反応度を考慮するが，このドップラ反応度は，二次元拡散計算による出力分布を考慮して求められる。

ＡＰＥＸの入力は，炉心の幾何学的形状，各種中性子断面積，拡散係数，ドップラ係数，炉心動特性パラメータ等の核データ，制御棒反応度の時間変化等であり，出力として，中性子束分布，エンタルピ分布及び炉心平均出力の時間変化が求められる。

ＡＰＥＸの出力に基づき，単チャンネル熱水力解析を行う場合には，単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）を用いる。

ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）は，燃料棒を燃料ペレット，ペレットと燃料被覆管の間の空隙部であるギャップ部，燃料被覆管で構成し，ノードごとに径方向の熱伝達を計算する。燃料ペレット及び燃料被覆管には，径方向一次元の非定常熱伝導方程式を適用して燃料棒内の温度分布を計算し，チャンネル内原子炉冷却材には，質量，運動量及びエネルギ保存則を適用して原子炉冷却材の熱水力挙動を計算する。原子炉冷却材の沸騰状態に応じた熱伝達率相関式を用いることにより，燃料棒の除熱量を求める。

ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）の入力は，ＡＰＥＸの出力から得られた炉心平均出力変化，炉心出力分布に加え，燃料集合体幾何条件，燃料集合体熱水力データ，燃料物性データ，ギャップ熱伝達係数，ペレット径方向出力分布，局所出力ピーキング係数等であり，出力として，非断熱燃料エンタルピの時間変化が求められる。

1.4.5.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉心

核については，重要現象として，核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果及び制御棒反応度効果がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。

1.4.5.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＳＰＥＲＴ－ⅢＥ炉心実験，実効共鳴積分測定に関わるＨｅｌｌｓｔｒａｎｄの実験式，ＭＩＳＴＲＡＬ臨界試験，実機での制御棒価値測定試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第1.4－8表に示すとおりである。

1.5　有効性評価における解析の条件設定の方針

1.5.1　解析条件設定の考え方

有効性評価における解析の条件設定については，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を基本としつつ，原則，有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。この際，「1.4　有効性評価に使用する計算プログラム」において把握した解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって，さらに本原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は，影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。ただし，「1.5.2　共通解析条件」に示す解析条件については共通の条件として設定する。

なお，初期条件とは異常状態が発生する前の原子炉施設の状態，事故条件とは重大事故等の発生原因となる機器の故障又は安全機能の喪失の状態，機器条件とは重大事故等を収束させる際に使用する重大事故等対処設備の状態，操作条件とは運転員等が重大事故等対処設備を操作可能となる状態のことをいう。

（添付資料1.5.1）

1.5.2　共通解析条件

操作条件については，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示すとおり個別に解析条件を設定するが，以下に示す解析条件は，各重要事故シーケンス等においてその影響が大きく変わらないことから共通の条件として設定する。また，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断位置については，原子炉圧力容器内の保有水量及び流出量等の観点から選定する。なお，解析条件の不確かさの影響については，グループ化した事故シーケンスごとに確認する。

（添付資料 1.5.2）

1.5.2.1　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故

(1)　初期条件

ａ．事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く事故シーケンスグループにおいて用いる条件

(a) 初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として，定格値（2,436MWt），原子炉圧力の初期値として，定格値（6.93MPa[gage]）を用いるものとする。また，炉心流量の初期値として，定格値である100％流量（35.6×10^3t/h）を用いるものとする。

(b) 炉心及び燃料

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は９×９燃料（Ａ型）を装荷した平衡サイクル等を想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

a) 原子炉停止後の崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされたＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979＋2σを最確条件としたＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は燃焼度が高くなるサイクル末期炉心の平均燃焼度に，サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮して10％の保守性を考慮した燃焼度 33GWd/t の条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第1.5－1図に示す。

（添付資料1.5.3）

b) 最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は，通常運転時の熱的制限値として，44.0kW/mを用いるものとする。

(c) 原子炉圧力容器

原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。

(d) 原子炉格納容器

原子炉格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，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）」では原子炉格納容器に関する解析条件は用いない。

a) 容積

原子炉格納容器容積について，ドライウェル空間部は，内部機器，構造物体積を除く全体積として7,900m^3，サプレッション・チェンバ空間部は，必要最小空間部体積として4,700m^3，サプレッション・チェンバ液相部は，必要最小プール水量として2,800m^{3}を用いるものとする。

b) 初期温度及び初期圧力

原子炉格納容器の初期温度について，ドライウェル空間部温度は57℃，サプレッション・プール水温度は35℃を用いるものとする。また，原子炉格納容器の初期圧力は５kPa[gage]を用いるものとする。

c) サプレッション・プールの初期水位

サプレッション・プールの初期水位は，通常運転時の水位として3.61mを用いるものとする。

d) 真空破壊装置

真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.43kPa(ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧)）を用いるものとする。

(e) 外部水源の温度

外部水源の温度は 35℃とする。

(f) 主要機器の形状

原子炉圧力容器，原子炉格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

b. 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において用いる条件

(a) 初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として，定格値（2,436MWt），原子炉圧力の初期値として，定格値（6.93MPa[gage]）を用いるものとする。また，炉心流量の初期値として，定格値である 100％流量（35.6×10^3t/h），主蒸気流量の初期値として，定格値（4.74×10^3t/h）を用いるものとする。

(b) 給水温度

給水温度の初期値は 214℃とする。

(c) 燃料及び炉心

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため，絶対値の大きい９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型），ＭＯＸ燃料の熱水力特性はほぼ同等であることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）の設計値を用いるものとする。

a) 原子炉停止後の崩壊熱

NUREG-1335 が参照している，11 群のモデルにより計算される値を用いるものとする。

（添付資料 1.5.3）

b) 最小限界出力比

燃料の最小限界出力比は，通常運転時の熱的制限値として，1.25 を用いるものとする。

c) 最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は，通常運転時の熱的制限値として，44.0kW/m を用いるものとする。

d) 核データ

動的ボイド係数（減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合で除した値）はサイクル末期の値の 1.25×1.02 倍，動的ドップラ係数（ドップラ係数を遅発中性子割合で除した値）はサイクル末期の値の 0.9×0.99 倍を用

いるものとする。

(d) 原子炉圧力容器

原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。

(e) 原子炉格納容器

原子炉格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。

a) 容積

原子炉格納容器容積について，ドライウェル空間部は，内部機器，構造物体積を除く全体積として 7,900m^3，サプレッション・チェンバ空間部は，必要最小空間部体積として 4,700m^3，サプレッション・チェンバ液相部は，必要最小プール水量として 2,800m^3 を用いるものとする。

b) 初期温度及び初期圧力

原子炉格納容器の初期温度について，サプレッション・プール水温度は 35℃を用いるものとする。また，原子炉格納容器の初期圧力は５kPa[gage]を用いるものとする。

(f) 主要機器の形状

原子炉圧力容器，原子炉格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(2) 重大事故等対策に関連する機器条件

a．安全保護系等の設定点

原子炉保護系のスクラム設定点として，以下の値を用いるものとする。

原子炉水位低 （レベル３）

気水分離器下端から＋16cm（遅れ時間 1.05 秒）

工学的安全施設作動回路等の設定点として，以下の値を用いるものとする。

原子炉水位低 （原子炉隔離時冷却系起動，主蒸気隔離弁閉止）設定点

気水分離器下端から－112cm（レベル２）

原子炉水位低 （高圧炉心スプレイ系起動）設定点

気水分離器下端から－261cm（レベル１H）

原子炉水位低（低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水モード）起動，自動減圧系作動）設定点

気水分離器下端から－381cm（レベル１）

原子炉水位低（再循環ポンプトリップ）設定点

気水分離器下端から－112cm（レベル２）

原子炉水位高（原子炉隔離時冷却系トリップ，高圧炉心スプレイ系注水弁閉止）設定点

気水分離器下端から＋132cm（レベル８）

格納容器圧力高（高圧炉心スプレイ系起動，自動減圧系作動）設定点

格納容器圧力 13.7kPa[gage]

原子炉圧力高（代替原子炉再循環ポンプトリップ）設定点
原子炉圧力 7.41MPa[gage]

b．逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能の吹出し圧力及び容量（吹出し圧力における値）は，設計値として以下の値を用いるものとする。なお，アキュムレータ内の窒素を消費した場合には安全弁機能による原子炉圧力制御となるが，事象初期に作動する逃がし弁機能による原子炉圧力制御にて代表させる。

第１段：7.58MPa[gage]×２個，367t/h/個
第２段：7.65MPa[gage]×３個，370t/h/個
第３段：7.72MPa[gage]×３個，373t/h/個
第４段：7.79MPa[gage]×４個，377t/h/個

1.5.2.2　運転中の原子炉における重大事故

(1)　初期条件

a．初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として，定格値（2,436MWt），原子炉圧力の初期値として，定格値（6.93MPa[gage]）を用いるものとする。また，炉心流量の初期値として，定格値である 100％流量（35.6×10^3t/h）を用いるものとする。

b．炉心及び燃料

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は９×９燃料（Ａ型）を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(a) 原子炉停止後の崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされたＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979＋2σ を最確条件としたＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は燃焼度が高くなるサイクル末期炉心の平均燃焼度に，サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮して10％の保守性を考慮した燃焼度 33GWd/t の条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第 1.5－1 図に示す。

（添付資料 1.5.3）

c．原子炉圧力容器

原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。

d. 原子炉格納容器

原子炉格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，評価事故シーケンス「雰囲気圧力・温度の静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」及び「水素燃焼」では以下のうち（f）から（j）は解析条件として用いない。

(a) 容積

原子炉格納容器容積について，ドライウェル空間部は，内部機器，構造物体積を除く全体積として7,900m^3，サプレッション・チェンバ空間部は，必要最小空間部体積として4,700m^3，サプレッション・チェンバ液相部は，必要最小プール水量として2,800m^3 を用いるものとする。

(b) 初期温度及び初期圧力

原子炉格納容器の初期温度について，ドライウェル空間部温度は57℃，サプレッション・プール水温度は35℃を用いるものとする。また，原子炉格納容器の初期圧力は５kPa[gage]を用いるものとする。

(c) サプレッション・プールの初期水位

サプレッション・プールの初期水位は，通常運転時の水位として3.61mを用いるものとする。

(d) 真空破壊装置

真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧））を用いるものとする。

(e) 初期酸素濃度

原子炉格納容器内の初期酸素濃度は，2.5vol％（ドライ条件）を用いるものとする。

(f) 溶融炉心からプール水への熱流束

溶融炉心からプール水への熱流束は，800kW/m^2 相当（圧力依存あり）とする。

(g) コンクリートの種類

コンクリートの種類は，玄武岩系コンクリートとする。

(h) コンクリート以外の構造材の扱い

内側鋼板及びリブ鋼板についてはコンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しないものとする。

(i) 原子炉圧力容器下部の構造物の扱い

原子炉圧力容器下部の構造物は，発熱密度を下げないよう保守的に原子炉格納容器下部に落下する溶融物とは扱わないものとする。

(j) ペデスタル床面積

コリウムシールドを床面に設置するため，その設置面積を用いるものとする。

e. 外部水源の温度

外部水源の温度は35℃とする。

f. 主要機器の形状

原子炉圧力容器，原子炉格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(2) 重大事故等対策に関連する機器条件

a．逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能の吹出し圧力及び容量（吹出し圧力における値）は，設計値として以下の値を用いるものとする。

第１段：7.58MPa[gage]×２個，367t/h/個
第２段：7.65MPa[gage]×３個，370t/h/個
第３段：7.72MPa[gage]×３個，373t/h/個
第４段：7.79MPa[gage]×４個，377t/h/個

1.5.2.3 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

(1) 初期条件

a．崩壊熱

燃料プールには貯蔵燃料のほかに，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定し，また，原子炉停止10日後においては，ＭＯＸ燃料の方が９×９燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料プール水位低下の観点で厳しいため，燃料プールにおける使用済燃料の崩壊熱は，ＭＯＸ燃料を考慮した約7.8MWを用いるものとする。

（添付資料1.5.3）

b．燃料プールの初期水位及び初期水温

燃料プールの初期水位は通常水位とし，この時の燃料プール保有水量は，保有水量を厳しく見積もるため燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定し，約1,599m^3とする。また，燃料プールの初期水温は，運用上許容される上限の65℃とする。

c．主要機器の形状

燃料プール等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。

（添付資料1.5.4）

1.5.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) 初期条件（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）

ａ．崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，第 1.5－1 図に示すＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用し，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止１日後の崩壊熱として約 14MW を用いるものとする。

なお，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定する。

ｂ．原子炉圧力

原子炉圧力の初期値は大気圧とし，水位低下量を厳しく見積もるために，事象発生後も大気圧が維持されるものとする。

ｃ．原子炉初期水位及び原子炉初期水温

原子炉初期水位は通常運転水位とする。また，原子炉初期水温は 52℃とする。

ｄ．外部水源の温度

外部水源の温度は 35℃とする。

ｅ．主要機器の形状

原子炉圧力容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

1.6　解析の実施

有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握するうえで必要なパラメータの推移について解析を実施し，事象進展が適切に解析されていることを確認し，その結果を明示する。

なお，事象進展の特徴，厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

1.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

不確かさの影響確認は，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり，重畳する影響因子がないと考えられる等，影響が容易に把握できる場合は，選定している重要事故シーケンス等の解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く，現象が複雑である

等，影響が容易に把握できない場合は，事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。

（添付資料 1.7.1）

1.7.1　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

「1.4　有効性評価に使用する計算プログラム」においては，重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定しており，そのうち第 1.7－1 表から第 1.7－3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えると整理している。解析コードの不確かさは，選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

1.7.2　解析条件の不確かさの影響評価

解析条件のうち，初期条件，事故条件及び機器条件の不確かさについて，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。また，解析条件である操作条件の不確かさとして，操作の不確かさ要因である，「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が，操作開始時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

1.7.3　操作時間余裕の把握

解析上考慮する運転員等操作の各々について，その遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内で操作時間余裕を確認する。

1.8　必要な要員及び資源の評価方針

1.8.1　必要な要員の評価

重大事故等対策時において，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）における要員の確保の観点から，「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備される体制にて，対処可能であることを確認するとともに，必要な作業が所要時間内に実施できることを確認する。

1.8.2　必要な資源の評価

重大事故等対策時において，必要となる水源，燃料及び電源の資源の確保の観点から，必要水量，燃料消費量及び電源負荷を確認するとともに，７日間継続してこれらの資源が供給可能であることを評価する。また，有効性評価において考慮されていない機器についても，使用した場合を想定して，各資源について７日

間継続して資源の供給が可能であることを確認する。

第1.2－1表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（１／３）

事故シーケンスグループ等		重要事故シーケンス等	技術的能力審査基準	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16
			設置許可基準規則／技術基準規則	44条/59条	45条/60条	46条/61条	47条/62条	48条/63条	49条/64条	50条/65条	51条/66条	52条/67条	53条/68条	54条/69条	55条/70条	56条/71条	57条/72条	58条/73条	59条/74条
				緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	電源の確保に関する手順等	事故時の計装に関する手順等	原子炉制御室の居住性等に関する手順等
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある場合	2.1	高圧・低圧注水機能喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失する事故				●	●								●	●		
	2.2	高圧注水・減圧機能喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失する事故			●	●	●	●							●	●		
	2.3	全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗	外部電源喪失発生後，非常用ディーゼル発電機等の起動に失敗する事故		●		●	●								●	●	●	
		全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失する事故		●		●	●								●	●	●	
		全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋直流電源喪失	全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失する事故		●		●	●								●	●	●	
		全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗	全交流動力電源喪失後と同時に逃がし安全弁１個が開状態のまま固着し，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ことで，原子炉注水機能を喪失する事故		●		●	●								●	●	●	
	2.4	崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失した場合）	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事故		●		●	●	●							●	●	●	
		崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系が故障した場合）	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事故		●		●	●								●	●		
	2.5	原子炉停止機能喪失	運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能が喪失する事故	●	●			●	●							●			
	2.6	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する事故				●	●								●	●		
	2.7	格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断する事故		●	●	●	●	●							●			
運転中の原子炉における重大事故	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） 残留熱代替除去系を使用する場合	発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失する事故であり，残留熱代替除去系を使用する場合							●	●	●				●	●	●	●
		雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧・過温破損） 残留熱代替除去系を使用しない場合	発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失する事故であり，残留熱代替除去系を使用しない場合						●	●	●	●				●	●	●	●
	3.2	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能が喪失する事故			●				●	●	●				●	●	●	●
	3.3	原子炉圧力容器外の 溶融燃料－冷却材相互作用	発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能が喪失する事故			●				●	●	●				●	●	●	●
	3.4	水素燃焼	発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失する事故であり，残留熱代替除去系を使用する場合							●	●	●				●	●	●	●
	3.5	溶融炉心・コンクリート相互作用	発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能が喪失する事故			●				●	●	●				●	●	●	●
燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	4.1	想定事故１	燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，燃料プール水温が徐々に上昇し，蒸発により燃料プール水位が低下する事故											●		●	●		
	4.2	想定事故２	サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，燃料プールの水位が低下する事故											●		●	●		
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	5.1	崩壊熱除去機能喪失	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する事故				●	●								●	●		
	5.2	全交流動力電源喪失	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失する事故				●	●								●	●	●	
	5.3	原子炉冷却材の流出	原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への冷却材の流出が発生する事故				●	●								●	●		
	5.4	反応度の誤投入	原子炉の運転停止中に制御棒の誤引抜き等によって，燃料に反応度が投入される事故																

第1.2－1表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準/設置許可基準規則/技術基準規則との関連（２／３）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

技術的能力審査基準	対応手段	事故シーケンスグループ等：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：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（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋ＨＰＣＳ失敗	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋直流電源喪失	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	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）	運転中の原子炉における重大事故：残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器破損防止）：残留熱代替除去系を使用しない場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器破損防止）：過温破損	高圧溶融物放出／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	溶融炉心・コンクリート相互作用	燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故：想定事故１	想定事故２	運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故：崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.1	原子炉手動スクラム									○															
	代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入									○															
	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制									●															
	自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止									●															
	ほう酸水注入									●															
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制																								
	制御棒手動挿入									○															
	原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制									●															
1.2	中央制御室からの高圧原子炉代替注水系起動	○	○	○	●	●	○	○	○	○	○	○			○	○		○							
	現場手動操作による高圧原子炉代替注水系起動																								
	現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動																								
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																								
	可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																								
	直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電																								
	制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水	○	○						○		○														
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水	○	○						○		○														
	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）			●			●	●	●	●		●													
	高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）								○	●		●										○		○	
1.3	減圧の自動化		●																						
	手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）																								
	手動操作による減圧（タービンバイパス弁の手動操作による減圧）																								
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放																								
	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○			○	○		○							
	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○			○	○		○							
	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○			○	○		○							
	逃がし安全弁窒素ガス供給設備による窒素ガス確保	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○			○	○		○							
	逃がし安全弁の背圧対策																								
	代替直流電源設備による復旧																								
	代替交流電源設備による復旧																								
	炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順														●	●		●							
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手順											●													
1.4	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	●						○	●		●		●	●			●					○	●	○	
	復水輸送系による原子炉圧力容器への注水	○						○	○		○		○	○	○	○	○	○				○	○	○	
	消火系による原子炉圧力容器への注水	○						○	○		○		○	○	○	○	○	○				○	○	○	
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）	○		●	●	●	●	○	○		○		○	○	○	○	○	○				○	○	○	
	残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水			●	●	●	●	●																	
	低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水																								
	低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却																								
	復水輸送系による残存溶融炉心の冷却																								
	消火系による残存溶融炉心の冷却																								
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）																								
	原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱																					○	○	○	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱																						●		
	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）		●																			●		●	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱（設計基準拡張）		●																			●		●	
	低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）		○																			○		○	
1.5	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○							○		○														
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●							●		●														
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給																								
	耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○							○		○														
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	○		○	○	○	○		○		○														
	耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	○							○		○														
	原子炉補機代替冷却系による除熱			○	○	○	○	●														○	●	○	
	大型送水ポンプ車による除熱																					○	○	○	
	原子炉補機冷却系による除熱（設計基準拡張）		●							●		●										●		●	
1.6	格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	○							○		○				○			○							
	復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ	○							○		○				○	○	○	○	○						
	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	○							○		○				○	○	○	○	○						
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）	●		●	●	●	●		●		●		○	●	○	○	○	○							
	残留熱除去系（格納容器冷却モード）電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ			●	●	●	●																		
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）電源復旧後のサプレッション・プールの除熱			●	●	●	●	●																	
	ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱												○	○	○	○	○	○							
	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ（設計基準拡張）																								
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）によるサプレッション・プールの除熱（設計基準拡張）		●							●		●													
1.7	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												○	●	○	○	○	○							
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）													○											
	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												●	○	●	●	●	●							
	残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保												●	○	●	●	●	●							
	サプレッション・プール水ｐＨ制御												○	○	○	○	○	○							
	ドライウェルｐＨ制御													○											
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給																								
1.8	ペデスタル代替注水系（常設）によるペデスタル内への注水																								
	復水輸送系によるペデスタル内への注水														○	○		○							
	消火系によるペデスタル内への注水														○	○		○							
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタル内への注水（淡水／海水）														●	●		●							
	ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル内への注水（淡水／海水）														●	●		●							
	高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水																								
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入												○	○	○	○	○	○							
	制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水																								
	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水												●	●			●								
	復水輸送系による原子炉圧力容器への注水												○	○	○	○	○	○							
	消火系による原子炉圧力容器への注水												○	○	○	○	○	○							
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）												○	○	○	○	○	○							
1.9	発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化																●								
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給												●		●	●	●	●							
	可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化																								
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出												○	○	○	○	○	○							
	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御																								
	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視												●	●	●	●	●	●							
1.10	静的触媒式水素処理装置による水素濃度抑制																								
	原子炉建物内の水素濃度監視																								
	原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水）												○	○	○	○	○	○							
	原子炉建物ブローアウトパネル開放による水素ガスの排出																								
1.11	消火系による燃料プールへの注水																			○	○				
	燃料プールスプレイ系による常設スプレイヘッダを使用した燃料プールへの注水（淡水／海水）																			●	●				
	燃料プールスプレイ系による可搬型スプレイノズルを使用した燃料プールへの注水（淡水／海水）																			○	○				
	燃料プール漏えい抑制																				●				
	燃料プールスプレイ系による常設スプレイヘッダを使用した燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）																								
	燃料プールスプレイ系による可搬型スプレイノズルを使用した燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）																								
	燃料プール漏えい緩和																								
	燃料プール監視カメラ用冷却設備起動																								
	代替交流電源設備を使用した燃料プール冷却系による燃料プールの除熱			○	○	○	○	○					○	○	○	○	○	○					○		

第1.2－1表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準/設置許可基準規則/技術基準規則との関連（３／３）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

技術的能力審査基準	対応手段	事故シーケンスグループ等																								
		運転中の原子炉における重大事故											運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故				
		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（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋ＨＰＣＳ失敗	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋直流電源喪失	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	高圧溶融物放出／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	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.12	大型送水ポンプ車及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制																									
	ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質の漏えい箇所の絞り込み																									
	放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制																									
	シルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制																									
	化学消防自動車等又は小型放水砲等による泡消火																									
	大型送水ポンプ車及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火																									
1.13	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水	●						○	●		●		●	●			●					○	●	○		
	低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○							○		○			○												
	低圧原子炉代替注水槽を水源としたペデスタル内への注水																									
	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水		○						○		○															
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	○						○	○		○		○	○	○	○	○	○				○	○	○		
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○							○		○			○	○	○		○								
	復水貯蔵タンクを水源としたペデスタル内への注水														○	○		○								
	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○	●	●	●	●	●	●	●	○	●			○	○		○				○		○		
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●	●	●														●		●		
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内の除熱		●	●	●	●	●	●		●		●														
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱	○							○		○		●	○	●	●	●	●								
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の補助消火水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水	○						○	○		○		○	○	○	○	○	○				○	○	○		
	補助消火水槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○							○		○			○	○	○		○								
	補助消火水槽を水源としたペデスタル内への注水														○	○		○								
	補助消火水槽を水源とした燃料プールへの注水																			○	○					
	ろ過水タンクを水源とした送水																									
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のろ過水タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	○						○	○		○		○	○	○	○	○	○				○	○	○		
	ろ過水タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○							○		○			○	○	○		○								
	ろ過水タンクを水源とした第１ベントフィルタスクラバ容器への補給																									
	ろ過水タンクを水源としたペデスタル内への注水														○	○		○								
	ろ過水タンクを水源とした原子炉ウェルへの注水																									
	ろ過水タンクを水源とした燃料プールへの注水																			○	○					
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした送水（淡水／海水）	●		●	●	●	●	○	●		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	○	●	○		
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉圧力容器への注水	○		●	●	●	●	○	○		○		○	○	○	○	○	○	○				○	○		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉格納容器内の冷却	●		●	●	●	●		●		●		○	●	○	○	○	○								
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした第１ベントフィルタスクラバ容器への補給																									
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源としたペデスタル内への注水														●	●										
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉ウェルへの注水												○	○	○	○	○	○								
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ																			●	●					
	純水タンクを水源とした送水																									
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の純水タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水																									
	純水タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却																									
	純水タンクを水源とした第１ベントフィルタスクラバ容器への補給																									
	純水タンクを水源としたペデスタル内への注水																									
	純水タンクを水源とした原子炉ウェルへの注水																									
	純水タンクを水源とした燃料プールへの注水																									
	海を水源とした送水																									
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の海を水源とした原子炉圧力容器への注水																									
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却																									
	海を水源としたペデスタル内への注水																									
	海を水源とした原子炉ウェルへの注水																									
	海を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ																									
	海を水源とした原子炉補機冷却系による冷却水の確保		●	●	●	●	●			●		●										●		●		
	海を水源とした最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送			○	○	○	○	●					●	○	●	●	●	●				○	●	○		
	海を水源とした大気への放射性物質の拡散抑制																									
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火																									
	ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入	○	○						○	●	○		○	○	○	○	○	○								
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給	●							●		●		●	●			●						●			
	淡水タンクを水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給																									
	海を水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給																									
	輪谷貯水槽（東１）又は輪谷貯水槽（東２）から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給																									
	海から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給																									
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）から復水貯蔵タンクへの補給																									
	淡水タンクから復水貯蔵タンクへの補給																									
	海から復水貯蔵タンクへの補給																									
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源切替え																									
	淡水から海水への切替え																									
	外部水源から内部水源への切替え			●	●	●	●																			
1.14	ガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系受電			●	●	●	●	●					●	●	●	●	●	●					●			
	高圧発電機車によるＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電			○	○	○	○	○					○	○	○	○	○	○					○			
	号炉間電力融通ケーブルを使用したＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電			○	○	○	○	○					○	○	○	○	○	○					○			
	所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電			●	●	●	●	●					●	●	●	●	●	●					●			
	可搬型直流電源設備による給電																									
	直流給電車による直流盤への給電																									
	SA用115V系蓄電池による直流Ｂ－115V系直流盤受電																									
	非常用直流電源喪失時のＡ－115V系直流盤受電																									
	号炉間連絡ケーブルを使用したＡ－115V系直流盤又はＢ－115V系直流盤受電																									
	ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電	●						●	●		●		●	●	●	●	●	●				○	●	○		
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系受電																									
	ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給	●		●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●	●	●		●				
	タンクローリから各機器等への給油	●		●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●	●	●		●				
	非常用交流電源設備による給電（設計基準拡張）	●	●						●		●	●							●	●	●		●			
	非常用直流電源設備による給電（設計基準拡張）			●	●		●	●					●	●	●	●	●	●				●				
1.15	計器の故障時に状態を把握するための手段（他チャンネルによる計測，代替パラメータによる推定）												●	●			●									
	計器の計測範囲を超えた場合の手段（代替パラメータによる推定，可搬型計測器による計測）																									
	計器電源が喪失した場合の手段（蓄電池，代替電源（交流，直流）からの給電）			●	●	●	●	●					●	●	●	●	●	●					●			
	計器電源が喪失した場合の手段（可搬型計測器による計測又は監視）																									
	パラメータを記録する手段																									
1.16	中央制御室換気系設備の運転手順等												●	●	●	●	●	●								
	中央制御室待避室の準備手順												●	●	●	●	●	●								
	中央制御室の照明を確保する手順																									
	中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																									
	中央制御室待避室の照明を確保する手順												●	●	●	●	●	●								
	中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																									
	中央制御室待避室でのプラントパラメータ監視装置によるプラントパラメータ等の監視手順												●	●	●	●	●	●								
	その他の放射線防護措置等に関する手順等																									
	チェンジングエリアの設置及び運用手順																									
	非常用ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	●	●	●	●	●	●								
	原子炉ブローアウトパネル部の閉止手順																									

第1.2－2表　重要事故シーケンスの選定（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）（１／２）

事故シーケンス グループ		事故シーケンス	選定した事故シーケンス （重要事故シーケンス）
高圧・低圧注水機能喪失		・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
高圧注水・減圧機能喪失		・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ・手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ・サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗
全交流動力電源喪失	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗	・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗
	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗	・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗
	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗	・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗	・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗
	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋直流電源喪失	・外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	・外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗
ＬＯＣＡ時注水機能喪失		・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

第1.2－2表　重要事故シーケンスの選定（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）（２／２）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス（重要事故シーケンス）
崩壊熱除去機能喪失	・過渡事象＋崩壊熱除去失敗 ・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗 ・過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗 ・手動停止＋崩壊熱除去失敗 ・手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗 ・手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗 ・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗 ・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗 ・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗 ・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗 ・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗 ・外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗	・過渡事象＋崩壊熱除去失敗
原子炉停止機能喪失	・過渡事象＋原子炉停止失敗 ・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗 ・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗 ・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	・過渡事象＋原子炉停止失敗
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	・格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	・格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

第 1.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（１／７）

格納容器破損モード	該当するＰＤＳ	選定したＰＤＳ	選定したＰＤＳ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） 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	・ＴＱＵＶ ・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＰ ・ＴＢＤ ・ＬＯＣＡ	・ＬＯＣＡ ＋ＳＢＯ	【事象進展（過圧・過温）緩和の時間余裕及び設備容量の厳しさ】 ・ＴＱＵＸ，ＴＱＵＶ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰの各シナリオと比較し，ＬＯＣＡは原子炉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対策として原子炉格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については対策として原子炉格納容器（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重畳させることで，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。また，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される。 以上より，ＬＯＣＡに全交流動力電源喪失（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。
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＤ	・ＴＱＵＸ	【事象進展緩和（原子炉減圧）の時間余裕の厳しさ】 ・長期ＴＢは事象初期において原子炉隔離時冷却系による冷却が有効なシーケンスであり，原子炉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。 以上より，最も厳しいＰＤＳから，ＴＱＵＸを代表として選定した。また，このＰＤＳに全交流動力電源喪失を重畳させることで，電源の復旧，注水機能の確保等の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する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持される。

第1.2－3表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（２／７）

格納容器破損モード	該当するＰＤＳ	選定したＰＤＳ	選定したＰＤＳの考え方
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）	・ＴＱＵＶ ・ＴＱＵＸ ・ＬＯＣＡ	・ＴＱＵＶ	【事象（ＦＣＩにおける発生エネルギの大きさ）の厳しさ】 ・本格納容器破損モードに含まれるＰＤＳのうち，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）の観点からは，ペデスタルへ落下する溶融炉心の割合が多く，原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギが大きいシーケンスが厳しくなる。 ・原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合，格納容器に放出される溶融炉心が分散されやすいと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，ペデスタルへ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。 ・また，本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮するうえでは，溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である，ペデスタルへの水張りが実施された状態を想定しているが，その一方で，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。 ・これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するＰＤＳを選定するものとし，高圧状態で破損するＴＱＵＸは選定対象から除外する。 ・ＬＯＣＡは，上記が急速に格納容器に流出するため，ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり，酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることで溶融炉心の内部エネルギが小さくなると考えられる。 以上より，本格納容器容器破損モードにおいて厳しいＰＤＳとして，原子炉の水位低下が早く，原子炉圧力容器破損までの時間が短いＴＱＵＶを選定する。また，このＰＤＳに全交流動力電源喪失を重畳させることで，電源の復旧，注水機能の確保等の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する。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。
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	・ＴＱＵＶ ・ＴＱＵＸ ・ＬＯＣＡ	・ＴＱＵＶ	【事象（ＭＣＣＩに寄与する溶融炉心のエネルギの大きさ）の厳しさ】 ・本格納容器破損モードに含まれるＰＤＳのうち，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点からは，ペデスタルに落下する溶融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。 ・原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合，原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く，また，落下速度が大きくなることで，ペデスタルに落下した際の粒子化割合が高くなり，落下した溶融炉心が冷却され易いと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，ペデスタルへ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。 ・また，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。 ・これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するＰＤＳを選定するものとし，高圧状態で破損するＴＱＵＸは選定対象から除外する。 ・ＬＯＣＡは，ペデスタルへの冷却材の流入の可能性があり，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象とはならないと考えられるため，選定対象から除外する。 以上より，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいＰＤＳとして，原子炉の水位低下が早く，対策実施までの時間余裕の観点から厳しいＴＱＵＶを選定する。また，このＰＤＳに全交流動力電源喪失の重畳を考慮することで，電源の復旧，注水機能の確保等の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する。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。

第 1.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（３／７）

格納容器破損モード	該当するＰＤＳ	選定したＰＤＳ	選定したＰＤＳの考え方
水素燃焼	－	・ＬＯＣＡ ＋ＳＢＯ※	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・本発電用原子炉施設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，本発電用原子炉施設において評価することが適切と考えられるシーケンスを選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・本発電用原子炉施設では，原子炉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。 【本発電用原子炉施設において評価する事故シーケンス】 ・本格納容器破損モードはＰＲＡから抽出されたものではないが，評価のためにＰＤＳを格納容器先行破損の事故シーケンス以外のＰＤＳから選定する。酸素ガスは水の放射線分解で発生するが，酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため，炉心損傷後の格納容器内の気体組成を考えるうえで影響が大きいと考えられるジルコニウム－水反応による水素ガス発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム－水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への冷却材の放出経路から，ＬＯＣＡとその他のＰＤＳに大別できる。ＬＯＣＡでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され，冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから，ジルコニウム－水反応に寄与する冷却材の量が小さくなり，これに伴う水素ガス発生量が少なくなると考えられる。このため，ＬＯＣＡでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のＰＤＳより相対的に高くなる可能性が考えられる。さらに，原子炉圧力容器破損の有無の影響を考えると，原子炉圧力容器が破損する場合には，ペデスタルでの溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから，同じＰＤＳでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。 ・本発電用原子炉施設において，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と考えられる事故シーケンスとしては，大破断ＬＯＣＡとＥＣＣＳ注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。 以上より，ＰＤＳとしてはＬＯＣＡ（大破断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の重畳を設定していることを考慮し，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」をＰＤＳとして選定する。

※　格納容器破損モード「水素燃焼」は，島根原子力発電所２号炉が運転中，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，酸素ガスが可燃限界に至る可能性が十分に小さいと判断し，内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡの評価対象から除外している。このため，ＰＲＡからはＰＤＳ及び事故シーケンスは抽出されない。

第 1.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）
（４／７）補足：ＰＤＳの分類結果

ＰＤＳ	格納容器 破損時期	原子炉 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	交流／直流 電源有
ＴＱＵＸ	炉心損傷後	高圧	早期	交流／直流 電源有
長期ＴＢ	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源無※1 交流電源無
ＴＢＵ	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源有 交流電源無
ＴＢＰ	炉心損傷後	低圧	早期	直流電源有 交流電源無
ＴＢＤ	炉心損傷後	高圧	早期	交流／直流 電源無
ＬＯＣＡ （ＡＥ，Ｓ１Ｅ，Ｓ２Ｅ）	炉心損傷後	低圧※2	早期	交流／直流 電源有
ＴＷ	炉心損傷前	－	後期	－
ＴＣ	炉心損傷前	－	早期	－
インターフェイス システムＬＯＣＡ	炉心損傷前	－	早期	－

※１　蓄電池枯渇により事象発生から８時間で原子炉隔離時冷却系が停止し，炉心損傷に至るため，プラント損傷時点では直流電源が機能喪失している。

※２　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は速やかな原子炉冷却材流出の影響を確認するＰＤＳとして，大破断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1.2－3表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（５／７）

格納容器破損モード	選定したＰＤＳ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ	・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗 ・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗 ・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗 ・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗 ・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗	・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗	・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失 （過圧及び過温の各々において，損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスが選定されている。また，対策は損傷炉心への注水（損傷炉心冷却）の観点で同じとなることから，同様の事故シーケンスを選定した。これに加え，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，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。）
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ	・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗 ・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗 ・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗 ・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗 ・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗	・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗	

第1.2－3表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（６／７）

格納容器破損モード	選定したＰＤＳ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	ＴＱＵＸ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生 ・手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生 ・サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）	ＴＱＵＶ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生 ・過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生 ・手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生 ・手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生 ・サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生 ・サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	ＴＱＵＶ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗 ・過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗 ・手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗 ・手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗 ・サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗 ・サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗

第1.2－3表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（７／７）

格納容器破損モード	選定したＰＤＳ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
水素燃焼	ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ※	－※	－	・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失＋損傷炉心冷却成功＋格納容器ベント無し（可燃限界到達まで維持） （酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ，炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが，格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとして抽出される「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ機能喪失」に対応の厳しさを鑑みて全交流動力電源喪失（ＳＢＯ）を加えた事故シーケンスを設定した。さらに，原子炉圧力容器破損の有無の影響を考え，原子炉圧力容器が破損する場合には，ペデスタルでの溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから，同じＰＤＳでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考えた。）

※　格納容器破損モード「水素燃焼」は，島根原子力発電所２号炉が運転中，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，酸素ガスが可燃限界に至る可能性が十分に小さいと判断し，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡの評価対象から除外している。このため，ＰＲＡからはＰＤＳ及び事故シーケンスは抽出されない。そのうえでのＰＤＳの選定理由は同表（３／７）参照。

第 1.2－4 表　重要事故シーケンスの選定（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

運転停止中 事故シーケンス グループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス （重要事故シーケンス）
崩壊熱除去機能喪失	・崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
全交流動力電源喪失	・外部電源喪失＋交流電源喪失 ・外部電源喪失＋直流電源喪失	・外部電源喪失＋交流電源喪失
原子炉冷却材の流出	・原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗 ・原子炉冷却材の流出（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗 ・原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗 ・原子炉冷却材の流出（局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗	・原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗
反応度の誤投入	・反応度の誤投入	・反応度の誤投入 （代表性の観点から，停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引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，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故を想定する。）

第1.4－1表　有効性評価に使用する解析コード一覧表
（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）

解　析　項　目	適用コード
高圧・低圧注水機能喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
高圧注水・減圧機能喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
全交流動力電源喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
崩壊熱除去機能喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
原子炉停止機能喪失	ＲＥＤＹ ＳＣＡＴ
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	ＳＡＦＥＲ

第1.4－2表　有効性評価に使用する解析コード一覧表
（運転中の原子炉における重大事故）

解　析　項　目	適用コード
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	ＭＡＡＰ
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	ＭＡＡＰ
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	ＭＡＡＰ
水素燃焼	ＭＡＡＰ
溶融炉心・コンクリート相互作用	ＭＡＡＰ

第1.4－3表　有効性評価に使用する解析コード一覧表
（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

解　析　項　目	適用コード
崩壊熱除去機能喪失	－
全交流動力電源喪失	－
原子炉冷却材の流出	－
反応度の誤投入	ＡＰＥＸ ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）

第1.4－4表　ＳＡＦＥＲにおける重要現象の不確かさ等（１／２）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 （核）	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。
炉心 （燃料）	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるＢａｋｅｒ－Ｊｕｓｔ式による計算モデルを採用しており，保守的な効果を与える。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。
炉心 （熱流動）	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。また，原子炉圧力の評価において，ＲＯＳＡ－Ⅲでは，２MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，ＬＰＣＳ スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧代替注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。

第1.4－4表　ＳＡＦＥＲにおける重要現象の不確かさ等（２／２）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 （熱流動）	気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。
原子炉圧力容器（逃がし安全弁を含む）	冷却材放出 （臨界流・差圧流）	臨界流モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。
	沸騰・ボイド率変化気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。

第1.4－5表　ＲＥＤＹにおける重要現象の不確かさ等（１／２）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 （核）	核分裂出力	核特性モデル	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル （ボイド・ドップラ）	原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止の事象に対して，初期の運転状態から炉心流量，原子炉圧力，炉心入口エンタルピ及び軸方向出力分布が変化した場合の，炉心一点近似手法による不確かさに，反応度係数計算及び取替炉心設計段階における不確かさを考慮し，反応度係数の保守因子の変動範囲の検討から，事象進展期間にわたる保守因子の変動範囲として以下を確認した。 ・動的ボイド係数　：[redacted] ・動的ドップラ係数：[redacted]
		反応度モデル （ボロン）	高温停止に必要なボロン反応度の不確かさは，平衡炉心におけるほう酸水注入系の三次元未臨界性評価における停止余裕基準の-1.5%Δｋに，炉心変更等の不確かさとして停止余裕基準と同等の1.5%Δｋを考慮して，-3%Δｋを不確かさとした。
	崩壊熱	崩壊熱モデル	学会推奨値等と崩壊熱モデル式の比較から，崩壊熱計算の不確かさが-0.1%～+0.8%であることを確認した。
炉心 （熱流動）	沸騰・ボイド率変化	炉心ボイド モデル	設計データとの比較手法から，炉心流量補正の不確かさとして，補正なしを下限，最大補正二次関数を上限として設定した。
原子炉圧力容器 （逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化　コーストダウン特性	再循環系モデル	再循環ポンプ慣性時定数の不確かさは，再循環ポンプの設計仕様から-10%～+10%であることを確認した。
	冷却材流量変化　自然循環流量		モデルの仮定に含まれる。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	逃がし安全弁 モデル	モデルにおける吹出し容量は，「日本工業規格 JISB8210」付属書記載の算出式により計算された値をインプットデータとして用いており，吹出し容量の不確かさは-0%～+16.6%であることを確認した。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 1.4－5 表　ＲＥＤＹにおける重要現象の不確かさ等（２／２）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉圧力容器(逃がし安全弁含む)	ＥＣＣＳ注水(給水系・代替注水設備含む)	給水系モデル	実機試験データとの比較から，主蒸気流量ゼロにおける給水エンタルピは，ＲＥＤＹコードの方が約 60kJ/kg（約 14℃）程度高めであり，これを主蒸気流量がゼロの点での給水エンタルピの不確かさとした。また，エンタルピが低下した給水が原子炉圧力容器に到達する遅れ時間は，ＲＥＤＹコードでは厳しめに 0 秒としているが，遅れ時間 50 秒を不確かさの下限として設定した。
			設計流量（安全要求の下限値である 182m^3/h）と実力値（250m^3/h）の比較により，高圧非常用炉心冷却系流量の不確かさとして+137%を設定した。
			サプレッション・プール水温として保安規定で定めた上限値 35℃を設定しているが，設計仕様の常用温度下限 10℃を考慮して，不確かさを-25℃（-104kJ/kg）を下限として設定した。
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	従来型ＢＷＲ向けの試験結果から，保守的な値を使用していることを確認しており，不確かさは入力値に含まれる。
原子炉格納容器	サプレッション・プール冷却	格納容器モデル	モデル式の確認により保守的に評価することを確認しており，不確かさはモデルの保守性に含まれる。

第1.4－6表　ＳＣＡＴにおける重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 （核）	出力分布変化	出力分布モデル	入力値に含まれる。解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力するため，燃料被覆管温度は高く評価される。
炉心 （燃料）	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル，燃料ペレット－被覆管ギャップ熱伝達モデル	入力値に含まれる。解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力するため，過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度は高めに評価される。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル，リウェットモデル	解析コードは燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正Ｄｏｕｇａｌｌ－Ｒｏｈｓｅｎｏｗ式）を採用したことに加えて輻射熱伝達を無視しているため燃料棒表面の熱伝達係数はおおむね小さく評価される。
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	入力条件に含まれる。解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として，初期条件を運転制限ＭＣＰＲとなるバンドル出力，バンドル流量とし，ＳＬＭＣＰＲを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため，燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。
炉心 （熱流動）	気液熱非平衡	熱伝達モデル，リウェットモデル	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正Ｄｏｕｇａｌｌ－Ｒｏｈｓｅｎｏｗ式）を適用し，加えて輻射熱伝達を無視しているため，蒸気温度を飽和として熱伝達を取り扱っても燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。このため，燃料被覆管温度に対する気液の熱的非平衡の影響をおおむね保守的に取り扱っているとしてよい。

第1.4－7表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（１／４）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	ＴＭＩ事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生，炉心領域での溶融進展状態について，ＴＭＩ事故分析結果と良く一致することを確認した。 ＣＯＲＡ実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について，測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し，仮想的な厳しい振り幅ではあるが，ジルコニウム－水反応速度の係数を２倍とした感度解析により影響を確認した。 ・ＴＱＵＶ，大破断ＬＯＣＡシーケンスともに，炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，ほぼ変化しない。
	燃料棒表面熱伝達		
	燃料被覆管酸化		
	燃料被覆管変形		
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	ＴＱＵＸ及び中小破断ＬＯＣＡシーケンスに対して，ＭＡＡＰコードとＳＡＦＥＲコードの比較を行い，以下の傾向を確認した。 ・ＭＡＡＰコードではＳＡＦＥＲコードで考慮しているＣＣＦＬを取り扱っていないこと等から，水位変化に差異が生じたものの，水位低下幅はＭＡＡＰコードの方が保守的であり，その後の注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。
	気液分離（炉心水位）・対向流		
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材放出（臨界流・差圧流）	原子炉圧力容器モデル（破断流モデル）	逃がし安全弁からの流量は，設計値に基づいて計算される。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注入設備）	入力値に含まれる。

第1.4－7表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（２／４）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	ＨＤＲ実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	ＣＳＴＦ実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導			
	気液界面の熱伝達			
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	
	放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生	格納容器モデル（水素発生）	窒素置換による格納容器雰囲気の不活性化が行われており，酸素ガス発生は水の放射線分解に起因する。	
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 ＭＡＡＰコードでは格納容器ベントに関しては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	

第1.4－7表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（３／４）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉圧力容器（炉心損傷後）（逃がし安全弁含む）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	ＴＭＩ事故解析における炉心領域での溶融進展状態について，ＴＭＩ事故分析結果と良く一致することを確認した。 リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・ＴＱＵＶ，大破断ＬＯＣＡシーケンスともに，炉心溶融時刻，原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。
	構造材との熱伝達		
	原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心の挙動）	原子炉圧力容器内ＦＣＩに影響する項目として，溶融ジェット径，エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い，いずれについても，原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度が小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）		
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	溶融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心挙動）	ＴＭＩ事故解析における下部プレナムの温度挙動について，ＴＭＩ事故分析結果と良く一致することを確認した。 下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻が約13 分早まることを確認した。ただし，仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり，実機における影響は十分小さいと判断される。
	放射線水分解等による水素ガス･酸素ガス発生	格納容器モデル（水素ガス発生）	炉心内のジルコニウム－水反応による水素ガス発生量は，TMI 事故解析を通じて分析結果と良く一致することを確認した。
	原子炉圧力容器内ＦＰ挙動	核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデル	ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により，ＦＰ放出の開始時間を良く再現できているものの，燃料被覆管温度を高めに評価することにより，急激なＦＰ放出を示す結果となった。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。

第1.4－7表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（４／４）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器外ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心の挙動）	原子炉圧力容器外ＦＣＩ現象に影響する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い，原子炉圧力容器外ＦＣＩによって生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器外ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）		
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心の挙動）	溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき，落下した溶融炉心は床上全体に均一に拡がると想定される。ただし，堆積形状の不確かさが想定されるため，個別プラントのペデスタルの形状や事前水張りの深さを踏まえて，拡がりを抑制した感度解析等の取扱いを行うことが適切と考えられる。
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		ＭＣＣＩ現象に関する不確かさの要因分析より，エントレインメント係数，上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を行った。評価の結果，コンクリート浸食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることを確認した。また，上面熱流束を下限値とした場合でも，コンクリート侵食量が 22.5cm 程度に収まることを確認した。 上記の感度解析は，想定される範囲で厳しい条件を与えて感度を確認したものであり，不確かさを考慮しても実機でのコンクリート浸食量は感度解析よりも厳しくなることはないと考えられる。
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		ACE 実験解析及びＳＵＲＣ－４実験解析により，溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることを確認した。 実験で確認されている侵食の不均一性については，実験における侵食のばらつきがＭＡＡＰコードの予測侵食量の±20%の範囲内に収まっていることから，上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生		
	原子炉格納容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により，FP 放出の開始時刻を良く再現出来ているものの，燃料被覆管温度を高めに評価することにより，急激なＦＰ放出を示す結果となった。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。 ＡＢＣＯＶＥ実験解析により，格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した。

第1.4－8表　ＡＰＥＸにおける重要現象の不確かさ等（１／２）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (核)	核分裂出力	一点近似動特性モデル(炉出力) 出力分布は二次元拡散モデル 核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	二次元(ＲＺ)拡散モデル エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮	解析では制御棒引抜きに伴う反応度印加曲線を厳しく設定し，さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値(燃焼度0GWd/t での値)を用いるといった保守的なモデルを適用していることから，出力分布変化の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 熱的現象は断熱，ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない	ドップラ反応度フィードバックの不確かさは，Ｈｅｌｌｓｔｒａｎｄの試験等との比較から７～９％であることを確認した。 実効遅発中性子割合の不確かさは，ＭＩＳＴＲＡＬ臨界試験との比較から４％であることを確認した。
	制御棒反応度効果	三次元拡散モデル 動特性計算では外部入力	制御棒反応度の不確かさは，起動試験時及び炉物理試験時に行われた制御棒価値の測定結果と解析結果の比較から９％以下であることを確認した。 実効遅発中性子割合の不確かさは，ＭＩＳＴＲＡＬ臨界試験との比較から４％であることを確認した。

第1.4－8表　ＡＰＥＸにおける重要現象の不確かさ等（２／２）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 （燃料）	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル 燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は０％と報告されており，類似の事象である本事故シーケンスについても，影響はほとんど生じないため，考慮しない。
	燃料棒表面熱伝達	単相強制対流：Ｄｉｔｔｕｓ―Ｂｏｅｌｔｅｒの式 核沸騰状態：Ｊｅｎｓ―Ｌｏｔｔｅｓの式 膜沸騰状態（低温時）：ＮＳＲＲの実測データに基づいて導出された熱伝達相関式	「反応度の誤投入」事象は挙動が緩やかであるために出力上昇も小さく，事象発生後はスクラム反応度印加により速やかに収束するため，除熱量に不確かさがあるとしても，燃料エンタルピの最大値に対する影響はほとんどないため，考慮しない。
	沸騰遷移	低温時：Ｒｏｈｓｅｎｏｗ―Ｇｒｉｆｆｉｔｈの式及びＫｕｔａｔｅｌａｄｚｅの式	事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して充分小さくなっていることから，沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどないため，考慮しない。

第1.7－1表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（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）（１／３）

評価事象		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）
分類	評価指標 物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力
炉心（核）	核分裂出力	－	－	－	－	○	－	－
	出力分布変化	－	－	－	－	○	－	－
	反応度フィードバック効果	－	－	－	－	○	－	－
	制御棒反応度効果	－	－	－	－	－	－	－
	崩壊熱	○	○	○	○	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	○※1	－	－
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	－	－	－	－	○	－	－
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	○	○	○	○	○	○	○
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	－	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	－	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	－	－	－
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	－	○	○
	気液熱非平衡	○	○	○	○	○	○	○
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－
	三次元効果	○	○	○	○	○※1	○	○

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 三次元効果の模擬は，ＲＥＤＹ／ＳＣＡＴコード体系では困難であるため，米国において中性子束振動の評価実績のある原子炉過渡解析コード（ＴＲＡＣＧ）を使用して，参考的に解析して影響を確認している。

第1.7－1表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（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）（２／３）

評価事象		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）
分類	評価指標 ／ 物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	－	－	－	－	○	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	○	○	○	○	－	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	－	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－	－	－
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	○	○	○	○	○	○	○
	ほう酸水の拡散	－	－	－	－	○	－	－
	三次元効果	－	－	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第1.7－1表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（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）（３／３）

評価事象		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）
分類	評価指標 物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力
原子炉格納容器	冷却材放出	－	－	－	－	○※2	－	－
	格納容器各領域間の流動	○	○	○	○	－	○	－
	サプレッション・プール冷却	－	○	○	○※1	○	－	－
	気液界面の熱伝達	○	○	○	○	－	○	－
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	○	○	○	－	○	－
	スプレイ冷却	○	－	○	○	－	○	－
	放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生	－	－	－	－	－	－	－
	格納容器ベント	○	－	－	○※1	－	○	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※１ 評価事象「崩壊熱除去機能喪失」の有効性評価では，「取水機能が喪失した場合」と「残留熱除去系が故障した場合」について有効性を確認しており，取水機能が喪失した場合ではサプレッション・プール冷却が，残留熱除去系が故障した場合には格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。

※２ 第1.7－1表（２／３）の「冷却材放出（臨界流・差圧流）」と同一の物理現象

第1.7－2表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（１／５）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出/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	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標／物理現象	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
炉心（核）	核分裂出力	－	－	－	－	－
	出力分布変化	－	－	－	－	－
	反応度フィードバック効果	－	－	－	－	－
	制御棒反応度効果	－	－	－	－	－
	崩壊熱	○	○	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	－
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	○	○	○	○	○
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	－	－	－	－	－
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	－
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－
	三次元効果	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第1.7－2表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（２／５）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出/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	溶融炉心・コンリート相互作用
分類	評価指標 物理現象	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	○	－	－	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－	－	－	－	－
	気液分離・対向流	－	－	－	－	－
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	○	－	－	○	－※1
	ほう酸水の拡散	－	－	－	－	－
	三次元効果	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1　評価事象「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の評価事故シーケンスにおいては，ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）を実施せず，その有効性を確認していることから，当該の事故シーケンスにおいては，ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）は重要現象とならない。

第1.7－2表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（３／５）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出/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	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標 物理現象	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉格納容器	冷却材放出	－	－	－	－	－
	格納容器各領域間の流動	○	－	○	○	－
	サプレッション・プール冷却	○※1	－	－	○	－
	気液界面の熱伝達	○	－	－	－	－
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	－	－	－	－
	スプレイ冷却	○	－	－	○	－
	放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生	○※2	－	－	○※2	－
	格納容器ベント	○※1	－	－	－※3	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※１　評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価においては，「残留熱代替除去系を使用する場合」と「残留熱代替除去系を使用しない場合」の有効性を確認しており，残留熱代替除去系を使用する場合はサプレッション・プール冷却が，残留熱代替除去系を使用しない場合は格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。

※２　物理現象「放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生」の評価指標への影響については，評価事象「水素燃焼」において，解析条件の不確かさとして整理し，評価指標への影響を確認する。

※３　評価事象「水素燃焼」の有効性評価の評価事故シーケンスにおいては，格納容器ベントを実施せず，その有効性を確認していることから，当該の事故シーケンスにおいては，格納容器ベントは重要現象とならない。

第1.7－2表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（４／５）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出/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	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標 / 物理現象	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	○	○	○	○	○
	原子炉容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）	－	○	－	－	－
	原子炉容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）	－	○	－	－	－
	溶融炉心の再臨界	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	○	○	○	○	○
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	○※1	○	－	－	○
	原子炉圧力容器破損	○※1	○	○	○※1	○
	放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生	○※2	－	－	○※2	－
	原子炉圧力容器内ＦＰ挙動	○	－	－	○	○

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※１　評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では，当該物理現象の発生に至らないが，当該物理現象による評価指標への影響については，評価事象「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の有効性評価の中で確認できる。

※２　物理現象「放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生」の評価指標への影響については，評価事象「水素燃焼」において，解析条件の不確かさとして整理し，評価指標への影響を確認する。

第1.7－2表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（５／５）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出/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	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標 物理現象	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器破損後の高圧溶融炉心放出	－	－	－	－	－
	格納容器雰囲気直接加熱	－	－	－	－	－
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	－	－	－	－	○
	内部構造物の溶融，破損	－	－	－	－	－
	原子炉圧力容器外ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）	○※1	－	○	－	○
	原子炉圧力容器外ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）	○※1	－	○	－	○
	格納容器直接接触	－	－	－	－	－
	溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱	○※1	－	－	－	○
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	○※1	－	－	－	○
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生	○※1	－	－	○※1	○
	溶融炉心の再臨界	－	－	－	－	－
	原子炉格納容器内ＦＰ挙動	○	－	－	○	－

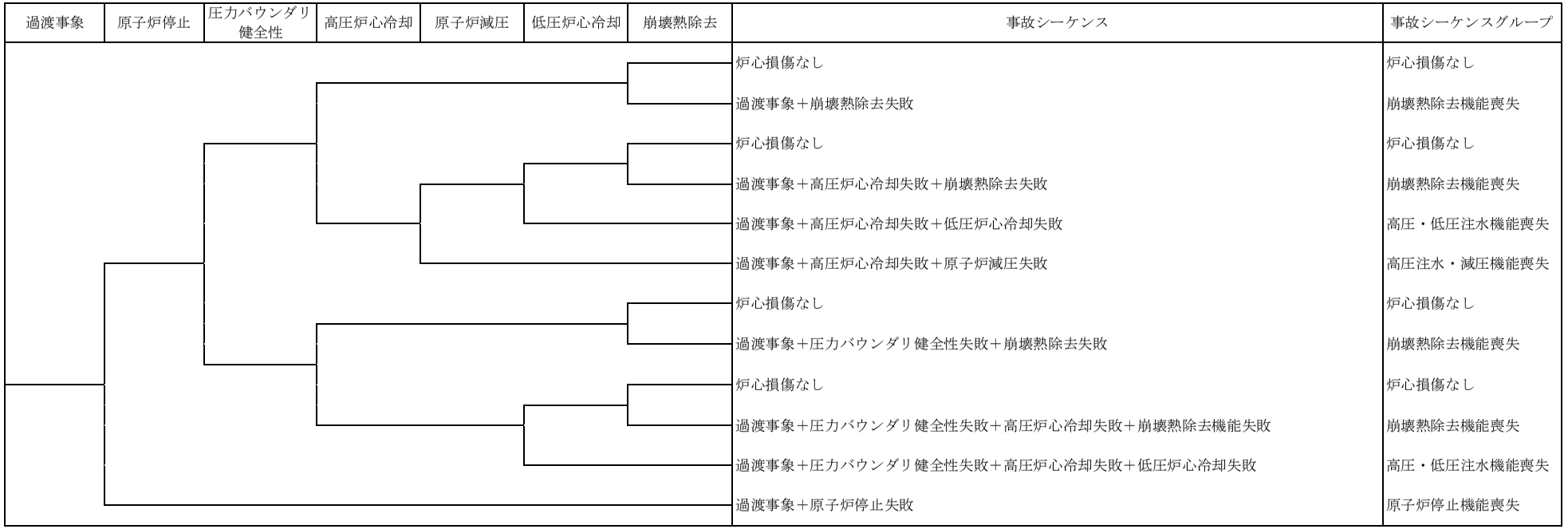
○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

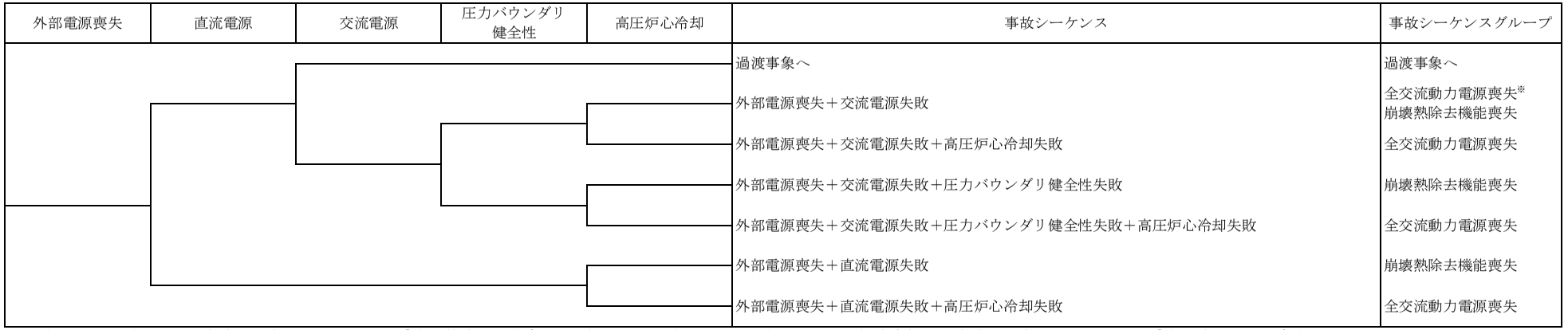
※１　評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では，当該物理現象の発生に至らないが，当該物理現象による評価指標への影響については，評価事象「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の中で確認できる。

第 1.7－3 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

評価事象		反応度の誤投入
分類	評価指標 / 物理現象	燃料エンタルピ
炉心（核）	核分裂出力	○
	出力分布変化	○
	反応度フィードバック効果	○
	制御棒反応度効果	○
	崩壊熱	－
	三次元効果	－
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	○
	燃料棒表面熱伝達	○
	沸騰遷移	○
	燃料被覆管酸化	－
	燃料被覆管変形	－
	三次元効果	－
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	－
	気液分離（水位変化）・対向流	－
	気液熱非平衡	－
	圧力損失	－
	三次元効果	－
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－
	気液分離（水位変化）・対向流	－
	気液熱非平衡	－
	圧力損失	－
	構造材との熱伝達	－
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	－
	ほう酸水の拡散	－
	三次元効果	－

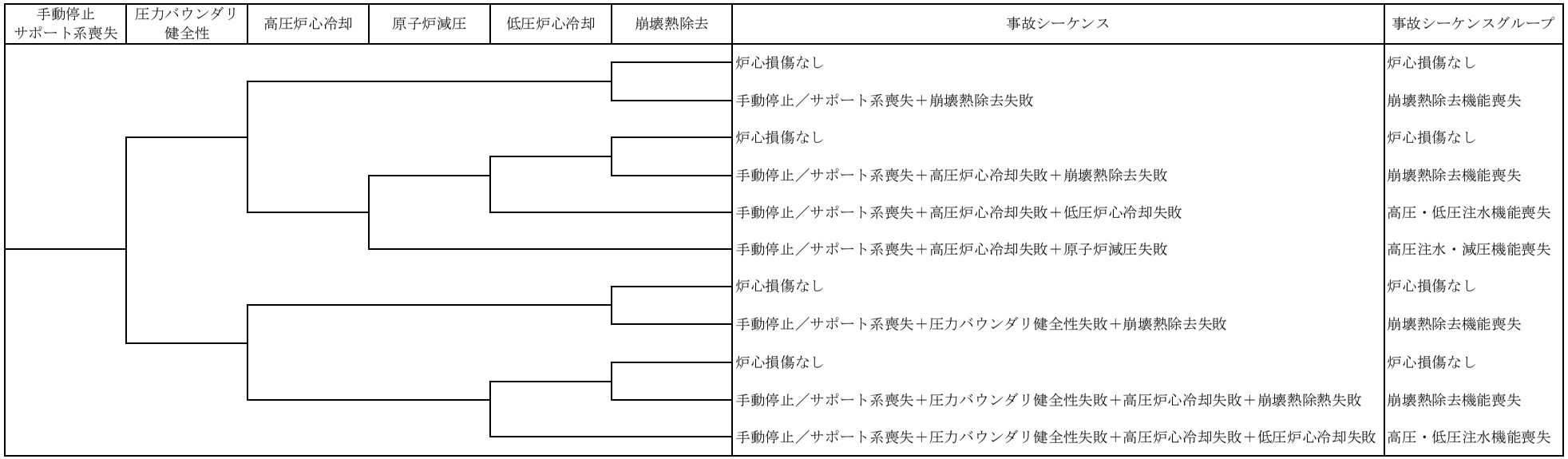
○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象



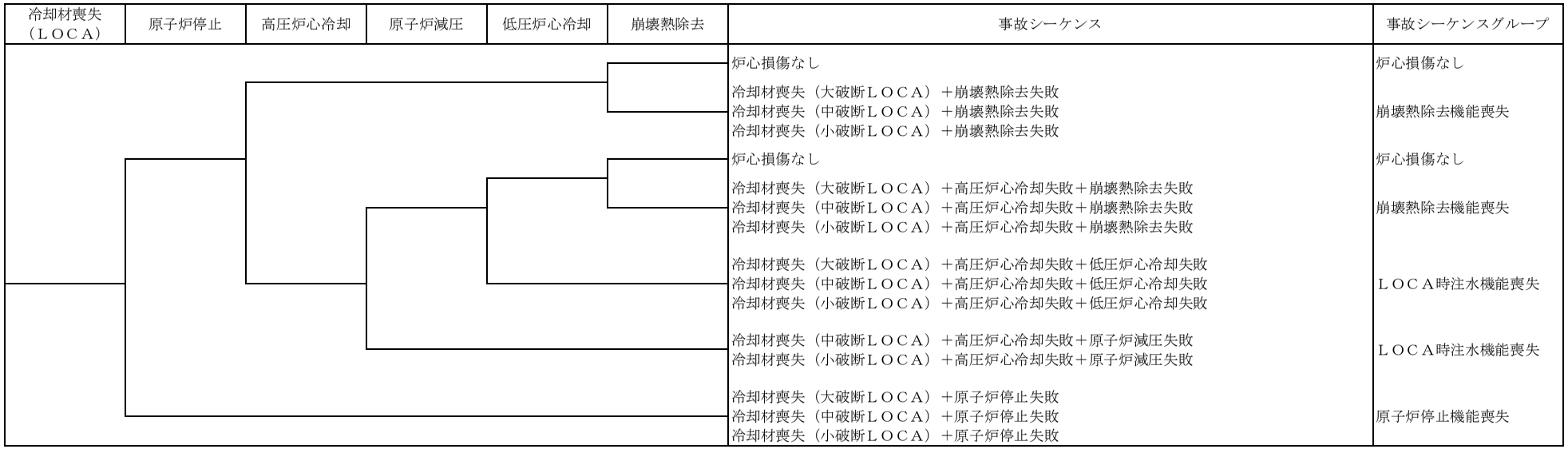


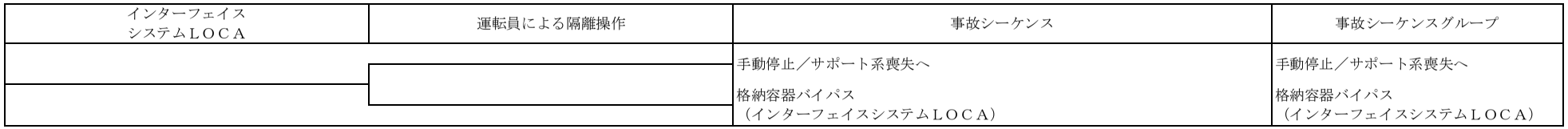
※　高圧炉心スプレイ系が成功した事故シーケンスを「崩壊熱除去機能喪失」，高圧炉心スプレイ系に失敗し原子炉隔離時冷却系が成功した事故シーケンスを「全交流動力電源喪失」に分類

第1.2－1図　内部事象運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（１／３）

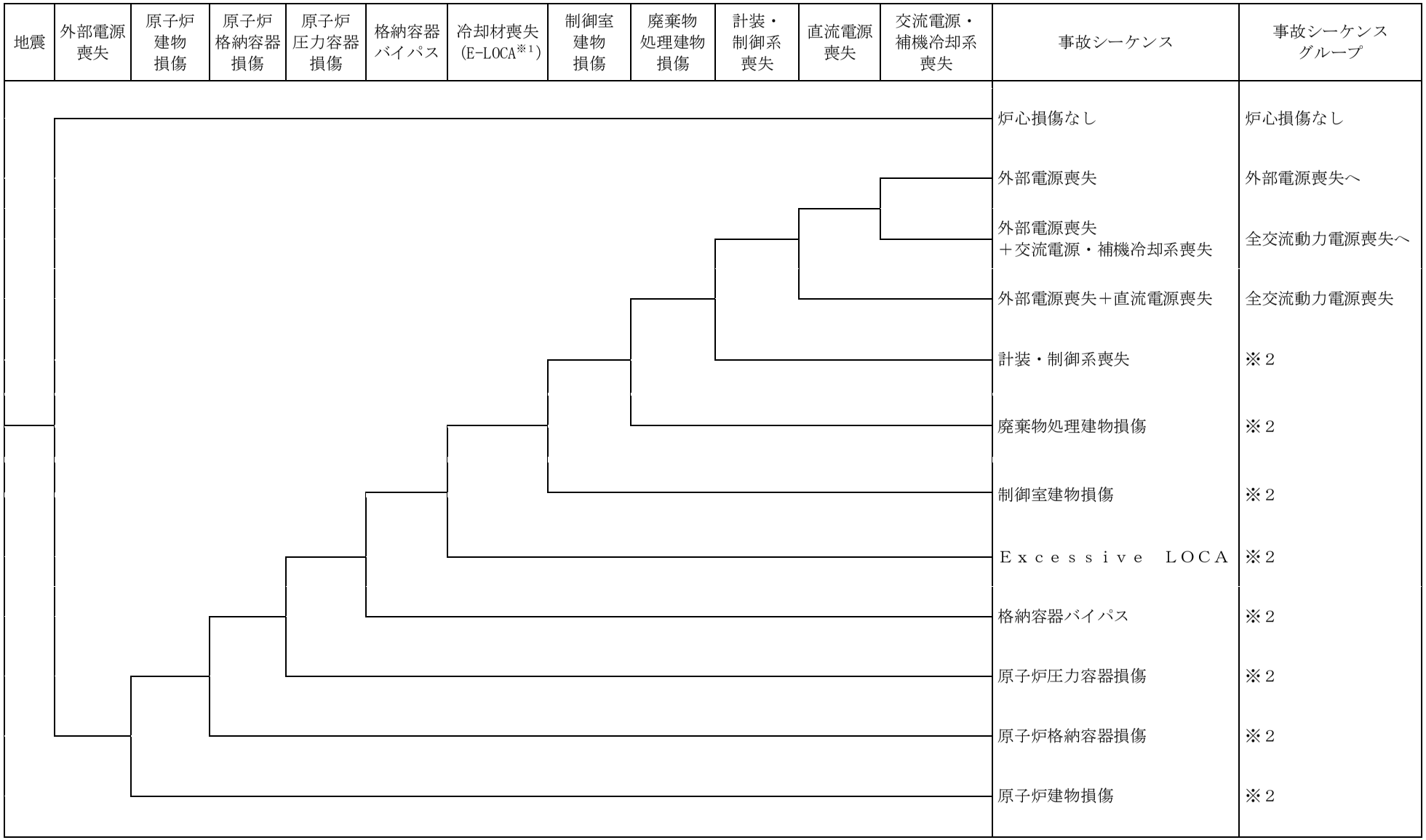


第 1.2－1 図　内部事象運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（２／３）



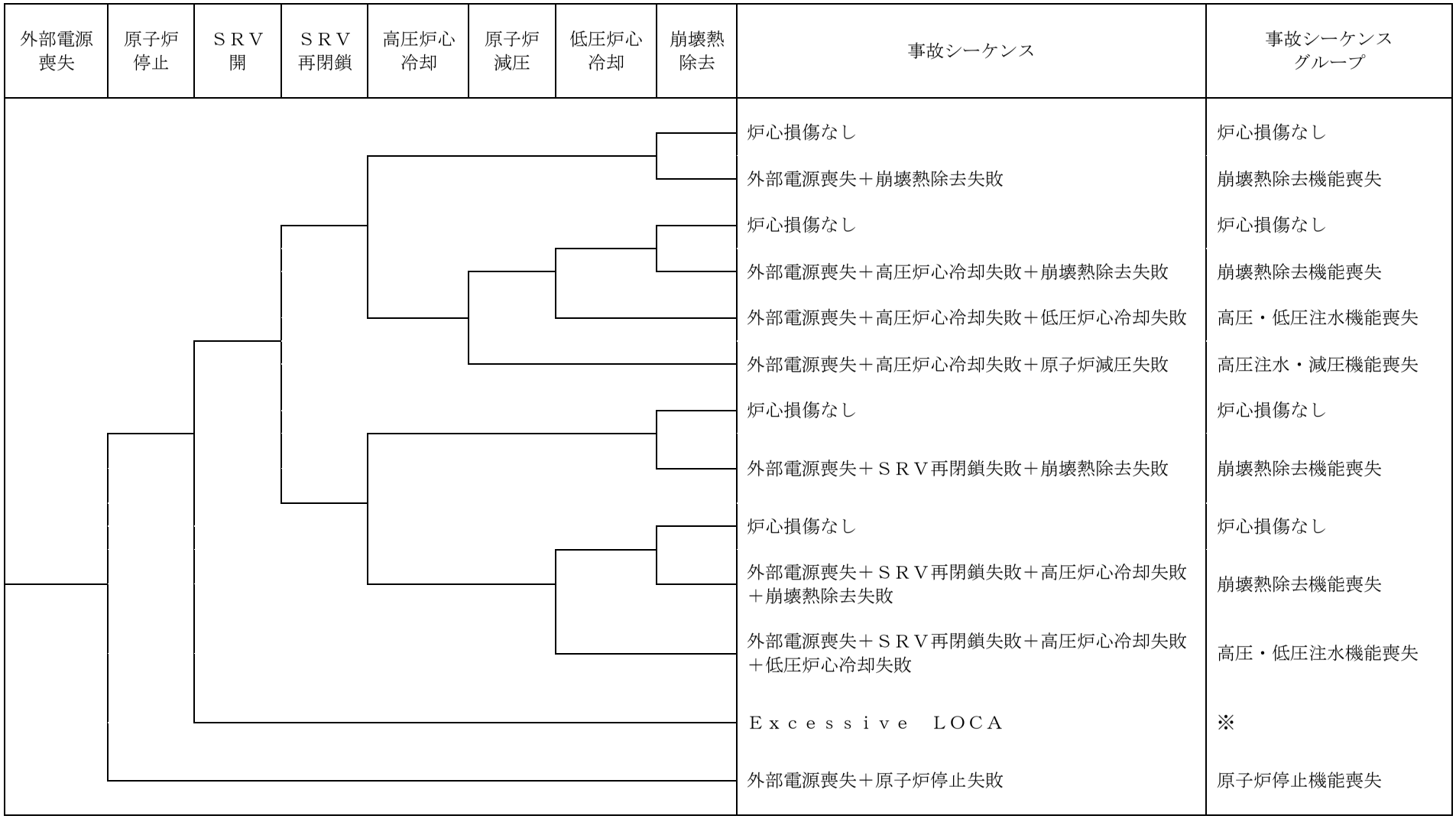


第 1.2－1 図　内部事象運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（３／３）



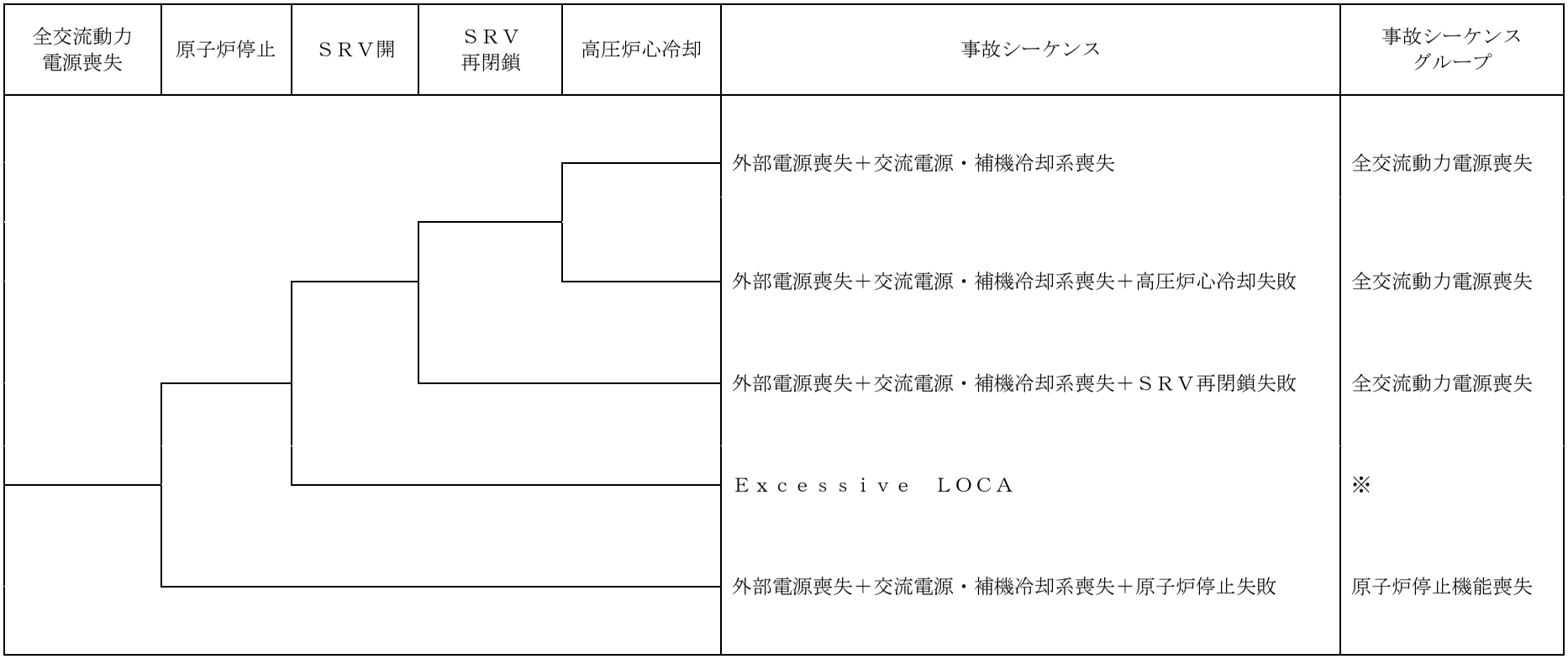
※１　Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ
※２　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結で整理

第1.2－2図　地震レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー



※　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結で整理

第1.2−3図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（１／２）



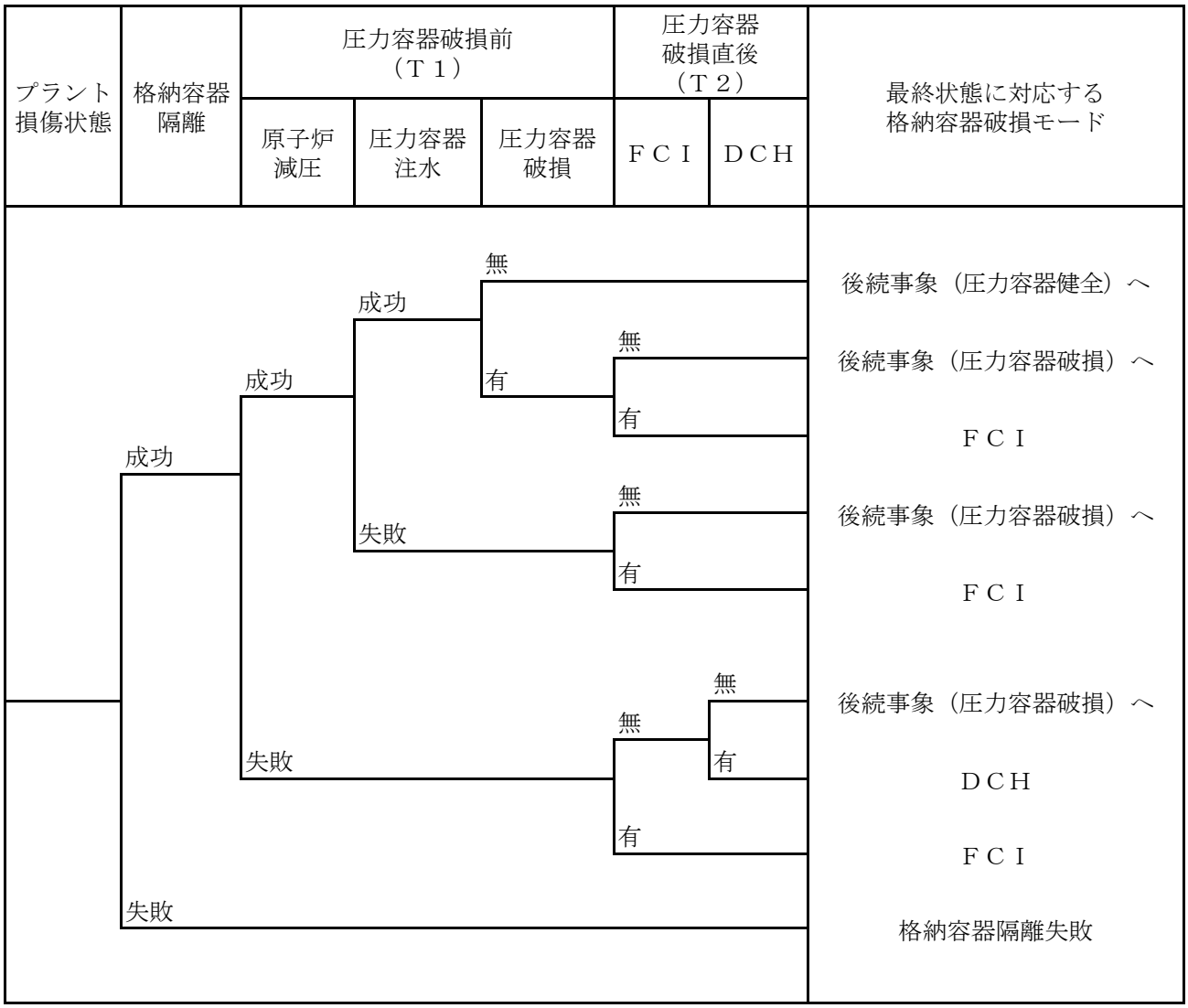
※　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結で整理

第1.2－3図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（２／２）

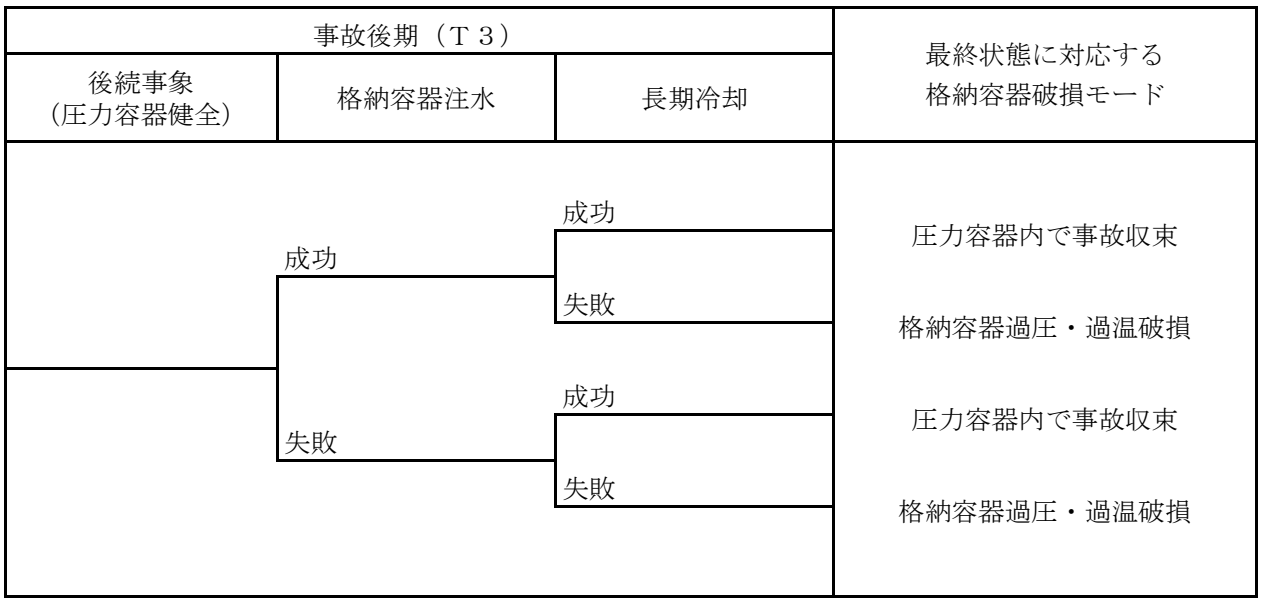
津波	直接炉心損傷に至る事象	事故シーケンス	最終状態
	津波高さ EL20m 以下	炉心損傷なし	炉心損傷なし
	津波高さ EL20m 超過	直接炉心損傷に至る事象	※

※　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結事象として整理

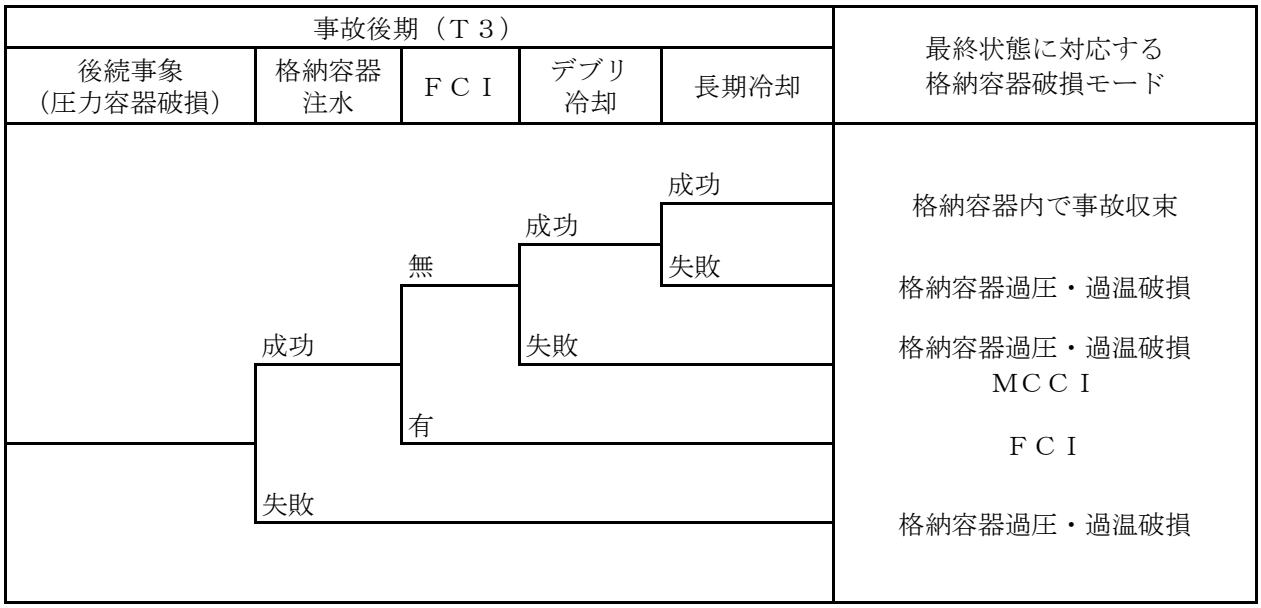
第 1.2－4 図　津波レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー



第1.2－5図　格納容器イベントツリー（１／３）



第1.2－5図　格納容器イベントツリー（２／３）



第1.2－5図　格納容器イベントツリー（３／３）

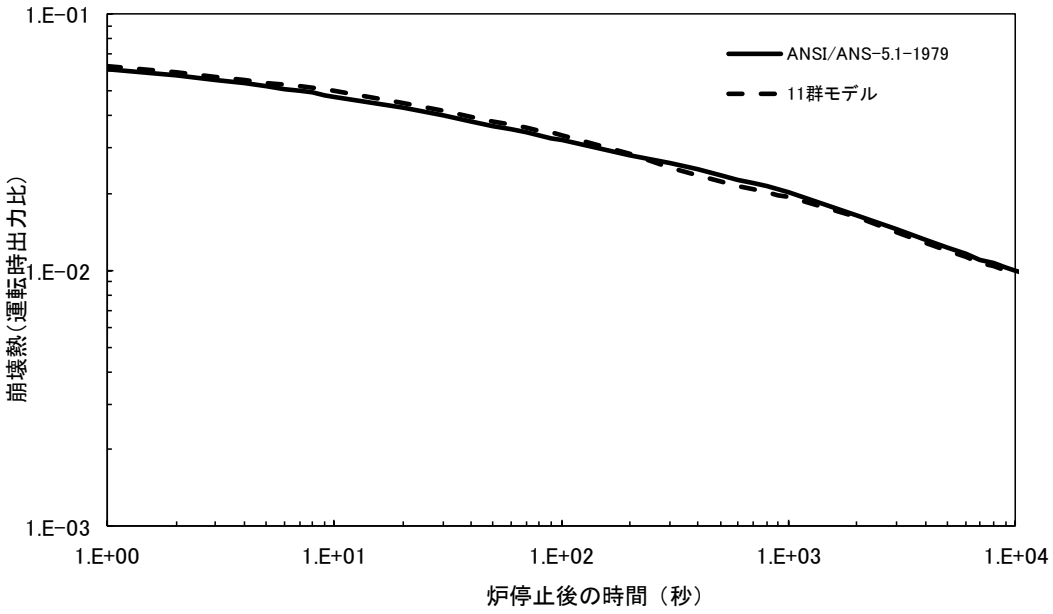
外部電源喪失	直流電源	交流電源※1	崩壊熱除去・炉心冷却※2	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
				燃料損傷なし	燃料損傷なし
				外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失
				外部電源喪失＋交流電源喪失	全交流動力電源喪失
				外部電源喪失＋直流電源喪失	全交流動力電源喪失

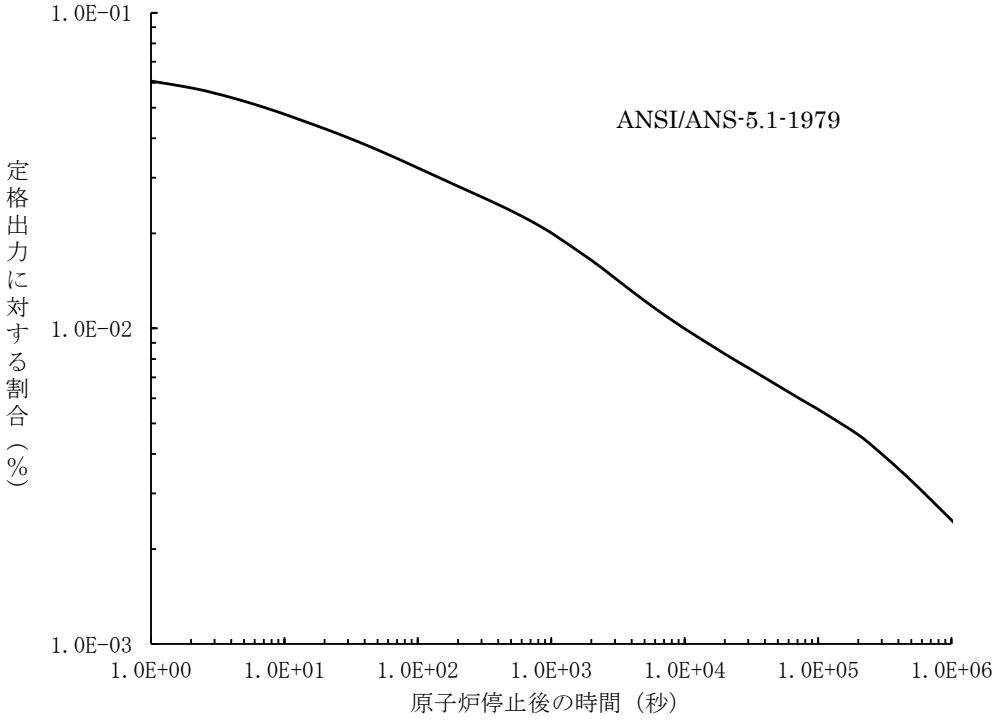
崩壊熱除去機能喪失※3	崩壊熱除去・炉心冷却※2	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		燃料損傷なし	燃料損傷なし
		崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失

原子炉冷却材の流出※4	流出隔離・炉心冷却※5	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		燃料損傷なし	燃料損傷なし
		原子炉冷却材の流出＋流出隔離・炉心冷却失敗	原子炉冷却材の流出

※1　非常用ディーゼル発電機全台が機能喪失を示すヘディング
※2　崩壊熱除去機能（残留熱除去系）及び注水機能（復水輸送系，燃料プール補給水系）の確保に失敗するかどうかを示すヘディング
※3　残留熱除去系機能喪失［フロントライン］及び補機冷却系機能喪失
※4　残留熱除去系切替・制御棒駆動機構・局部出力領域モニタ，原子炉浄化系ブロー時における操作誤りによる原子炉冷却材流出
※5　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（崩壊熱除去機能（残留熱除去系）には期待しない，漏えい箇所隔離の成功・失敗により注水機能の成功基準が異なる）

第1.2－6図　停止時レベル１ＰＲＡイベントツリー





第1.5－1図　原子炉停止後の崩壊熱

定期事業者検査工程の概要

反応度誤投入はサイクル初期を想定

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却系機能喪失）及び全交流動力電源喪失の有効性評価で想定する原子炉の状態

原子炉冷却材の流出の有効性評価で想定する原子炉の状態



保安規定上の設備とＳＡ対策として新規に要求する設備

原子炉の状態		運転	運転→起動→高温停止	冷温停止	燃料交換	燃料交換（原子炉水位がオーバーフロー水位付近または残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が停止した場合も冷却材温度を65℃以下に保てる期間）	燃料交換	冷温停止	起動→運転
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）		－	２系列動作可能	１系列運転，１系列動作可能※1	１系列運転，１系列動作可能※2	１系列運転※2	１系列運転，１系列動作可能※2	１系列運転，１系列動作可能※1	－
原子炉補機冷却系		2		（期待されている残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を機能する系列）					2
原子炉隔離時冷却系		1※3		－					1※3
非常用炉心冷却系	高圧炉心スプレイ系	1		非常用炉心冷却系（自動減圧系を除く）２系列または非常用炉心冷却系（自動減圧系を除く）１系列および復水輸送系１系列		－		非常用炉心冷却系（自動減圧系を除く）２系列または非常用炉心冷却系（自動減圧系を除く）１系列および復水輸送系１系列	1
	低圧炉心スプレイ系	1							1
	低圧注水系（格納容器冷却系）	3（2）							3（2）
	自動減圧系	6※4							6※4
低圧原子炉代替注水系		新規に確保を想定							
燃料プールスプレイ系		新規に確保を想定							
非常用ディーゼル発電機等		3				2※5			3
常設代替交流電源設備		新規に確保を想定							

※1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が停止した場合においても，原子炉冷却材温度を100℃未満に保つことができる場合を除く
※2 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が停止した場合においても，原子炉冷却材温度を65℃以下に保つことができる場合を除く
※3 原子炉圧力が0.74MPa[gage]以上の場合
※4 原子炉圧力が0.78MPa[gage]以上の場合
※5 自号炉のディーゼル発電機１台を含む

図 1.2.1－1　定期事業者検査工程の概要と保安規定上の要求設備

重大事故等対策の有効性評価における作業ごとの成立性確認結果について

重大事故等対策の有効性評価において行われる各作業について，作業（操作）の概要，作業（操作）時間及び操作の成立性について下記の要領で確認した。

個別確認結果とそれに基づく重大事故等対策の成立性確認を「表 1.3.1-1　重大事故等対策の成立性確認」に示す。

「操作名称」

１．作業（操作）概要	：作業項目，具体的な運転操作・作業内容，対応する事故シーケンスグループ等の番号
２．操作時間	
（１）想定時間（要求時間）	：移動時間＋操作時間に余裕を見て10分単位で値を設定。ただし，時間余裕が少ない操作については，１分単位で値を設定
（２）操作時間（実績又は模擬）	：現地への移動時間（重大事故等発生時については放射線防護具着用時間は別途確保），訓練による実績時間，模擬による想定時間等を記載
３．操作の成立性について	
（１）状況	：対応者，操作場所を記載
（２）作業環境	：現場の作業環境について記載 アクセス性，重大事故等の状況を仮定した環境による影響，放射線防護具を着用する場合の考慮事項，暗闇の場合の考慮事項　他
（３）連絡手段	：各所との連絡手段について記載
（４）操作性	：現場作業の操作性について記載
（５）その他	：対応する「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合性状況説明資料（以下「技術的能力」という。）の条文番号を記載

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（１／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
常設代替交流電源設備起動操作	常設代替交流電源設備起動操作 ・常設代替交流電源設備起動，受電操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	10分	4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.14
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作 ・低圧原子炉代替注水系（常設）起動／運転確認／系統構成 低圧原子炉代替注水系（常設）注水操作 ・低圧原子炉代替注水系（常設）注水弁操作	2.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 5.2	10分	8分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.4
低圧原子炉代替注水槽への補給	輪谷貯水槽（西）から低圧原子炉代替注水槽への補給 ・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備（大量送水車配置，ホース展張・接続） 輪谷貯水槽（西）から低圧原子炉代替注水槽への補給 ・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給	2.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 5.2	2時間10分	1時間41分	復旧班要員	－ （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は23mSv以下※ ※評価結果の高くなるホース展張・接続作業の結果を記載。移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業2時間5分＋移動35分＝2時間40分）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	大量送水車からのホース接続は，汎用の結合金具であり，容易に実施可能である また，作業エリア周辺には支障となる設備は無く，十分な作業スペースを確保している	1.13
原子炉急速減圧操作	原子炉急速減圧操作 ・自動減圧機能付き逃がし安全弁　手動開放操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 3.2 5.1 5.2	10分	2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.3

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（２／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ操作	格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	10分	3分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.6
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4	40分	18分	運転員 （現場）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ弁操作	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	適宜実施	3分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ弁操作（現場）	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4	適宜実施	－	復旧班要員	－ （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	作業エリア周辺には支障となる設備は無く，十分な作業スペースを確保している	
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	格納容器ベント準備操作 ・格納容器ベント準備 （ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁操作）	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	10分	8分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.5 1.7
	格納容器ベント操作 ・格納容器ベント操作 （ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁操作）		10分	3分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（３／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. （資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 （アクセスルート等）			
各機器への給油	燃料補給準備 ・ディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2 5.2	２時間30分	２時間12分	復旧班要員	－ （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 給油準備（タンクローリー）： 作業に伴う被ばく線量は 27mSv以下※ ※移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業２時間30分＋移動30分＝３時間）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	複雑な操作手順はなく，タンクローリの各操作（ハッチ開放等）も同時並行して行える作業が主体であるため，操作性に支障はない	1.14
	燃料補給作業 ・大量送水車への給油 ・大型送水ポンプ車への給油 ・可搬式窒素供給装置への給油	2.1※1 2.3.1※1 2.3.2※1 2.3.3※1 2.3.4※1 2.4.1※3 2.4.2※1 2.6※1 3.1.2※2 3.1.3※2 3.2※2 4.1※1 4.2※1 5.2※2	適宜実施 大量送水車： ３時間（※4）に１回給油 大型送水ポンプ車： ３時間（※4）に１回給油 可搬式窒素供給装置 10時間（※4）に１回給油	大量送水車：12分 大型送水ポンプ車：16分 可搬式窒素供給装置：11分	復旧班要員	－ （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 給油作業（大量送水車，可搬式窒素供給装置，大型送水ポンプ車を順に給油）： 作業に伴う被ばく線量は 19mSv以下※ ※移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業69分＋移動30分＝１時間39分）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	複雑な操作手順はなく，タンクローリの各操作（ハッチ開放等）も同時並行して行える作業が主体であるため，操作性に支障はない	
	※1：大量送水車のみ ※2：大量送水車及び大型送水ポンプ車のみ ※3：大型送水ポンプ車のみ ※4：各機器の燃料が枯渇しないために必要な補給時間の間隔（許容時間）											

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（４／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転 ・残留熱除去系起動操作	2.4.1	10分	6分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.6
		2.7		3分								
	残留熱除去系運転モード切替え操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）切替え	2.2	－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
		2.5	6分	6分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）切替え	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成	2.2 5.1 5.3	20分	11分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.4
		5.2	25分	14分								
		2.2 5.1 5.2 5.3	20分	5分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備及び有線式通信設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常の電源開放操作であり，容易に実施可能である	

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（５／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）切替え	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成	2.7	20分	12分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.3
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動	2.2 2.7 5.1 5.2 5.3	10分	5分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.3 1.4
	原子炉冷却材温度調整		運転継続									
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（可搬型）系統構成 ・残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系注水弁操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4	50分	26分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備及び有線式通信設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行う弁操作と同等であり，容易に作業できる 操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している	1.4
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）準備操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備 （大量送水車配置，ホース展張・接続）		2時間10分	1時間41分	復旧班要員	－ （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は26mSv以下※ ※移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業2時間20分＋移動35分＝2時間55分）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	大量送水車からのホース接続は，汎用の結合金具であり，容易に実施可能である。 また，作業エリア周辺には支障となる設備は無く，十分な作業スペースを確保している	
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水操作		適宜実施									

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（６／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
常設代替交流電源設備からの受電操作	Ｄ系非常用高圧母線受電準備 ・Ｄ系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	25 分	18 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.14
	Ｄ系非常用高圧母線受電操作 ・Ｄ系非常用高圧母線受電操作（中央制御室）		5 分	1 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	Ｃ系非常用高圧母線受電準備 ・Ｃ系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）		25 分	18 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	Ｃ系非常用高圧母線受電操作 ・Ｃ系非常用高圧母線受電操作（中央制御室）		5 分	1 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（７／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
常設代替交流電源設備からの受電操作	D系非常用高圧母線受電準備 ・D系非常用高圧母線受電準備（現場）	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	35分	24分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は41mSv以下※ ※移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業１時間10分＋移動15分＝１時間25分） ガスタービン発電機の起動操作から非常用高圧母線C系及びD系の受電確認までを約１時間10分で実施できることを確認した	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備及び有線式通信設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行う遮断器操作と同じであり，操作性に支障はない	1.14
	D系非常用高圧母線受電操作 ・D系非常用高圧母線受電操作（現場）		5分	1分	運転員（現場）	通常運転時と同程度		電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備及び有線式通信設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり，操作性に支障はない	
	C系非常用高圧母線受電準備 ・C系非常用高圧母線受電準備（現場）		25分	14分	運転員（現場）	通常運転時と同程度		電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備及び有線式通信設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり，操作性に支障はない	
	C系非常用高圧母線受電操作 ・C系非常用高圧母線受電操作（現場）		5分	1分	運転員（現場）	通常運転時と同程度		電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備及び有線式通信設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり，操作性に支障はない	

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（８／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
電源切替え操作	低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作 ・注水弁電源切替え操作	3.1.2 3.1.3 5.2	20分	8分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は17mSv以下※ ※移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業20分＋移動15分＝30分）	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備及び有線式通信設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行うFFB操作と同様であり，容易に操作できる	1.4
	電源切替え操作 ・逃がし安全弁電源切替え操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4	10分	4分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備及び有線式通信設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行うFFB操作と同様であり，容易に操作できる	1.3
所内用蓄電池切替え操作	所内用蓄電池切替え操作 ・負荷切り離し／所内用蓄電池切替え操作	2.3.1 2.3.2 2.3.4	30分	25分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行うFFB操作と同様であり，容易に操作できる	1.14
原子炉補機冷却系運転操作	原子炉補機冷却系起動操作 ・原子炉補機冷却系　起動操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4	10分	7分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.5
残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転操作	残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動操作 ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4	10分	7分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.6

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（９／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
原子炉補機代替冷却系運転操作	原子炉補機代替冷却系準備操作 ・資機材配置及びホース敷設，系統水張り，起動	2.4.1 3.1.2 3.2 5.2	7時間20分	5時間41分	復旧班要員	－ （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は53mSv以下※ ※移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業7時間30分＋移動35分＝8時間5分）	車両のヘッドライト，電源内蔵型照明及びヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	ホースの接続は汎用の結合金具及びフランジ接続であり，容易に接続であり，容易に接続可能である 作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している	1.5 1.7
	原子炉補機代替冷却系運転 ・原子炉補機代替冷却系　運転状態監視		適宜実施									
	原子炉補機代替冷却系準備操作 ・電源ケーブル接続		1時間40分	1時間11分	復旧班要員	－ （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は17mSv以下※ ※移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業1時間30分＋移動25分＝1時間55分）	車両のヘッドライト，電源内蔵型照明及びヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	電源ケーブル及びボルトリンクの接続はねじ込み式及び一般工具を使用したボルトナットでの接続であり，容易に接続可能である	
	原子炉補機代替冷却系運転 ・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整		10分	1分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	原子炉補機代替冷却系準備操作 ・原子炉補機代替冷却系　系統構成	2.4.1 3.1.2 3.2	1時間40分	1時間7分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は16mSv以下※1，2 ※1　移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した。（作業1時間40分＋移動15分＝1時間55分） ※2　炉心損傷時は原子炉建物（管理区域）内が高線量となるため，当該区域内の系統構成は実施しない	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行う弁操作と同等であり，作業スペースもあることから容易に作業可能である	

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（10／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
原子炉補機代替冷却系運転操作	原子炉補機代替冷却系準備操作 ・原子炉補機代替冷却系　系統構成	5.2	2時間10分	1時間19分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行う弁操作と同等であり，作業スペースもあることから容易に作業可能である	1.5 1.7
燃料プール冷却系準備操作	燃料プール冷却系準備操作 ・原子炉補機代替冷却系　系統構成	2.4.1	30分	12分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行う弁操作と同等であり，作業スペースもあることから容易に作業可能である	1.5
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）運転 ・残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作	2.4.1	10分	6分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.4
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧原子炉代替注水系起動操作 ・高圧原子炉代替注水系　起動操作／系統構成	2.3.2 2.3.3	10分	5分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.2
	高圧原子炉代替注水系による原子炉注水 ・高圧原子炉代替注水系　起動／停止操作		適宜実施									
ほう酸水注入系起動操作	ほう酸水注入系起動操作 ・ほう酸水注入系起動	2.5	3分	2分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.1
	ほう酸水注入系起動操作 ・注入状況監視		適宜実施									

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（11／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
自動減圧系等の起動阻止	自動減圧系等の起動阻止 ・ADS 起動阻止 COS「阻止」 ・代替 ADS 起動阻止 COS「阻止」	2.5	1 分	40 秒	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.1
残留熱除去系の破断箇所隔離	残留熱除去系の漏えい停止操作（中央制御室） ・残留熱除去系　注水弁隔離操作(中央制御室)	2.7	10 分	4 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.3
残留熱除去系の破断箇所隔離	残留熱除去系からの漏えい停止準備操作 ・残留熱除去系隔離準備（電源ロック）	2.7	30 分	6 分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	炉心損傷がないため，高線量になることはない	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行うFFB操作と同様であり，容易に操作できる	1.3
	残留熱除去系からの漏えい停止操作（現場操作） ・保護具装着		30 分	14 分	運転員 （現場）	操作現場は約 40℃程度，湿度は 100%程度となる可能性があるが，保護具を装着することから，問題はない	操作現場の線量は最大でも約 8.0mSv/h であり，作業時間を保守的に 1 時間と設定しても作業員の受ける実効線量は最大で約 8.0mSv となる	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に行う弁操作と同等であり，作業スペースもあることから容易に作業可能である 操作対象弁には，暗闇でも識別しやすいように反射テープを施している	
	残留熱除去系からの漏えい停止操作（現場操作） ・残留熱除去系　注水弁隔離操作（現場）		1 時間	40 分								

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（12／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）				
残留熱代替除去系による格納容器除熱操作	残留熱代替除去系　準備操作 ・残留熱代替除去系　中央制御室系統構成	3.1.2	20 分	8 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.7
	残留熱除去系　運転開始 ・残留熱代替除去ポンプ起動 ・原子炉注水，格納容器スプレイ弁操作		10 分	4 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	残留熱代替除去系運転状態監視 ・残留熱代替除去系による原子炉圧力容器，原子炉格納容器の状態監視		適宜実施			中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	低圧原子炉代替注水系（常設）停止操作 ・低圧原子炉代替注水系（常設）停止		10 分	2 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（13／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo. （資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 （アクセスルート等）			
居住性の確保	非常用ガス処理系　運転確認 ・非常用ガス処理系　自動起動確認 ・原子炉建物減圧監視 ・原子炉建物差圧調整	3.1.2 3.1.3 3.2	適宜実施	3分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.16
	中央制御室換気系起動 ・系統構成 ・中央制御室換気系起動操作	3.1.2 3.1.3 3.2	20分	5分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	中央制御室換気系起動 ・中央制御室換気系　系統構成	3.1.2 3.1.3 3.2	40分	19分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	作業に伴う被ばく線量は12mSv以下※ ※　移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業40分＋移動15分＝55分）	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備，有線式通信設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	中央制御室換気系加圧運転の実施は，中央制御室換気系給気隔離ダンパを開操作するのみであり，容易に操作実施可能である	
	中央制御室換気系起動 ・中央制御室換気系　加圧運転操作	3.1.2 3.1.3 3.2	10分	2分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	中央制御室待避室準備 ・中央制御室待避室系統構成	3.1.2 3.1.3 3.2	30分	10分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備，有線式通信設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	中央制御室待避室の正圧化準備作業は，空気ボンベの操作弁を開側へ回す作業のみであり容易に操作実施可能である	
	中央制御室待避室準備 ・中央制御室待避室加圧操作	3.1.3	5分	2分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（14／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
可搬式窒素供給装置による格納容器内の不活性化	可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給準備 ・可搬式窒素供給装置準備	3.1.2 3.2	2時間00分	1時間42分	復旧班要員	－ （屋外での操作）	作業に伴う被ばく線量は16mSv以下※ ※　移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業2時間＋移動 25 分＝2時間 25 分）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	ホースの接続は差し込み式での接続であり，容易に接続可能である	1.9
	可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給 ・可搬式窒素供給装置起動		適宜実施									
残留熱代替除去系による格納容器除熱操作	残留熱代替除去系　準備操作 ・残留熱代替除去系　中央制御室系統構成	3.2	20分	6分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.7
	残留熱代替除去系　運転開始 ・残留熱代替除去ポンプ起動 ・格納容器スプレイ弁操作		10分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同程度であることから，容易に操作できる	
	残留熱代替除去系運転状態監視 ・残留熱代替除去系による原子炉格納容器の状態監視		適宜実施			中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同程度であることから，容易に操作できる	
原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 ・格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）起動操作	3.1.2 3.1.3 3.2	5分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約52mSv／7日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.9
	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 ・格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）システム起動，暖機		40分 （適宜監視）	38分								
	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 ・格納容器水素濃度及び酸素濃度の監視		適宜監視									

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（15／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
溶融炉心落下前の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による水張り操作	格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成・格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	3.2	10 分	3 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.8
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）注水操作・原子炉圧力容器破損前の初期注水		－（制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間特に設定していない）	3 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）準備操作・大量送水車による格納容器代替スプレイ系（可搬型）準備／系統構成（大量送水車配置，ホース展張・接続）		2 時間 10 分	1 時間 41 分	復旧班要員	－（屋外での操作）	作業に伴う被ばく線量は 28mSv 以下※ ※移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業 2 時間 10 分＋移動 25 分＝2 時間 35 分）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	大量送水車からのホース接続は，汎用の結合金具であり，容易に実施可能である。 また，作業エリア周辺には支障となる設備は無く，十分な作業スペースを確保している	

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（16／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
溶融炉心落下後のペデスタルへの注水操作（崩壊熱相当の注水）	ペデスタル代替注水系（可搬型）系統構成 ・ペデスタル代替注水系（可搬型）系統構成	3.2	10 分	3 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.8
	ペデスタル代替注水系（可搬型）　注水操作 ・原子炉圧力容器破損後のペデスタル注水		適宜実施	6 分	復旧班要員	－ （屋外での操作）	作業に伴う被ばく線量は ８mSv 以下※ ※移動に係る時間，操作時間は技術的能力を参照して設定した（作業 10 分＋移動 50 分＝1 時間）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	作業エリア周辺には支障となる設備は無く，十分な作業スペースを確保している	
	ペデスタル代替注水系（可搬型）停止操作 ・ペデスタル代替注水系（可搬型）停止		10 分	1 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv／7 日間以下	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	

表 1.3.1－1　重大事故等対策の成立性確認（17／17）

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料No.）	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
燃料プールスプレイ系による可搬型スプレイノズルを使用した燃料プール注水	燃料プールスプレイ系準備操作 ・大量送水車による燃料プールスプレイ準備（大量送水車配置，ホース展張・接続） ・原子炉建物内ホース敷設，可搬型スプレイノズル準備	4.1 4.2	2時間50分	2時間25分	復旧班要員	－ （屋外での操作）	通常運転時と同程度	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である	大量送水車からのホース接続は，汎用の結合金具であり，容易に実施可能である。 また，作業エリア周辺には支障となる設備は無く，十分な作業スペースを確保している	1.11
	大量送水車による燃料プールへの注水 ・燃料プール注水		適宜実施									
原子炉水位回復操作	原子炉水位回復操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード）（待機側）起動／停止操作	5.1 5.3	10分	2分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.4
原子炉冷却材流出の停止	原子炉水位回復操作 ・原子炉水位，温度監視	5.3	適宜実施	―	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	―
	原子炉水位回復操作 ・原子炉水位低下調査／隔離操作		60分	35分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備しているため，操作可能である	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	原子炉水位回復操作 ・原子炉水位低下調査／隔離準備操作		50分	25分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	炉心損傷がないため，高線量になることはない	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセスルート上に支障となる設備はない	有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である	定期事業者検査時に行う電源受電操作と同等であり容易に操作可能である	

有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について

重大事故等対策の有効性評価のうち，シビアアクシデント解析業務はプラントメーカに委託しているものの，解析コード／評価手法の開発にあたっては，以下のとおり当社としても従前より積極的に関与している。

・解析コードの実機適用性に当たっては，プラントメーカとの共同研究等により，プラントメーカと一体となって検討を進めており，報告会等を通じて当社の意見を反映している。
・解析業務委託に当たっては，当社よりプラントメーカに対して「原子力施設における許認可申請等に係る解析業務の品質向上ガイドライン」※（平成 26 年 3 月　原子力安全推進協会）に基づいて，それまでの経験等を反映した社内マニュアルに従って要員の教育，計算プログラムの検証，入力根拠の明確化等，必要な品質保証活動の実施を要求している。これに加えて，当社がプラントメーカに赴き，上記の要求事項が適切に実施されていることを確認すると共に，解析結果については，既往の解析結果と比較すること等により妥当性を確認している。
・アクシデントマネジメント整備の検討を開始した当初（1990 年代前半）より，シビアアクシデント現象の研究及びアクシデントマネジメント検討に当社も参画し，アクシデントマネジメント策の策定，整備に対して貢献している。（表 1.4.1-1 参照。ＭＡＡＰ）
・現在においても，以下【参考】及び表 1.4.1-1 に示すとおり，通常の業務の中でシビアアクシデント解析及び評価手法の活用及び改良に努めている。今後も不確かさを含む現象等に対する継続的な検討を進め，更なる知見の拡充に努めていく。

【参考】シビアアクシデント解析の活用例
・シビアアクシデント解析結果を反映した運転手順書の整備と整備した手順に基づく机上教育及び訓練の実施，さらに，有効性評価等を踏まえた改善等を行い，継続的に教育及び訓練を実施している。また重大事故等発生時の対応の要となる運転員に対しては，自社のシミュレータ又はＢＷＲ運転訓練センターにおけるシミュレータを活用し，シビアアクシデント時の挙動の把握・対応能力の向上に努めている。

・アクシデントマネジメント手順の改善及びＰＲＡ評価手法の改善のため，国内外関係機関（ＥＰＲＩ，ＢＷＲＯＧ等）の活動状況を踏まえつつ，シビアアク

シデント解析の知見をふまえた手順及び評価手法の最新化に努めている。

※：原子力施設の許認可申請等における解析業務の品質向上のために，発注者（事業者）と受注者（解析者）における解析業務に係る品質保証活動としての実施事項について，各社の管理プロセスとして自主的に取り組むべき内容を明確化したもの。

表 1.4.1-1　シビアアクシデント解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与例

解析コード	共同研究等の実績	
	時期	件　　名
ＳＡＦＥＲ ＲＥＤＹ	平成元年度	島根原子力発電所第２号機用 運転ガイドライン
	平成 2～3 年度	徴候ベース事故時運転マニュアルの改良に関する研究
	平成 5 年度	アクシデントマネジメント検討報告書
ＳＣＡＴ	平成 12 年度	過渡沸騰遷移時の被覆管温度挙動評価手法研究
ＡＰＥＸ	平成 12～22 年度	MOX 炉心の核特性データ測定評価研究（その１）
ＭＡＡＰ	平成 4～5 年度	アクシデントマネジメントにおける運転操作指針の開発研究
	平成 5 年度	アクシデントマネジメント検討報告書
	平成 6～7 年度	アクシデントマネジメントにおける運転操作指針の開発（フェーズⅡ）
	平成 8～9 年度	アクシデントマネジメントガイドラインの高度化に関する研究
	平成 13～14 年度	ＩＶＲ等を考慮した AMG の高度化に関する研究
	現在継続中	EPRI MAAP Users Group への参画

島根原子力発電所２号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ

１．炉心損傷防止
２．格納容器破損防止
３．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）
４．溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）

１．炉心損傷防止

（１）解析初期条件データ

項　　目	数　　値	備　　考
原子炉熱出力	2436　　MWt (100%)	設計値
原子炉水位	気水分離器下端から +83cm (通常運転水位)	プラント仕様
炉心流量	35.6×10^{3}　t/h (100%)	設計値
原子炉給水温度	215.7　　℃	設計値
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93　　MPa[gage]	設計値
主蒸気流量	4.74×10^{3}　t/h	設計値
ヒートバランス	図１参照 (各部の圧力，流量，エンタルピ等のデータ)	図１は定格運転状態の場合を提示。 設計値
燃料及び炉心	９×９燃料(Ａ型)， ＭＯＸ燃料	燃料仕様
燃料集合体数	560　　体	設計値
最大線出力密度	44.0　　kW/m	設計値

（２）解析に関する情報

項　　目	データ	備　　考
初期ＭＣＰＲ	1.25	設計値
給水温度低下特性	給水加熱器出口温度，給水スパージャーまでの時間遅れ特性等のデータ ・初期給水温度から主蒸気隔離弁閉鎖により，60秒の一次遅れで給水温度低下。 別添９参照。	包絡値
原子炉スクラム遅れ時間	0.05 秒	注記１ 安全保護系の遅れ時間 設計値
再循環ポンプトリップ台数	7.41MPa[gage]：２ 台 水位低L2：２ 台	設定値
再循環ポンプトリップ遅れ時間	0.2 秒	設計値
再循環ポンプ回転数半減時間	4.5 秒	設計値
スクラム後の事象シーケンス	スクラム後の給水制御，圧力制御，再循環制御等の事象シーケンスの説明 別添１参照	事象進展による

注記１：時間は，スクラム信号発生時刻を時刻０と定義する。

（３）幾何形状データ

ａ．主蒸気管，燃料棒等に関するデータ

項　　目	対　　象	データ	備　　考
蒸気ドーム部出口から主蒸気隔離弁までのデータ	長さ，断面積(内径)，容積，エレベーション	図２参照	注記１，２ 設計値
主蒸気隔離弁から主蒸気加減弁までのデータ （主蒸気ヘッダを含む）	長さ，断面積(内径)，容積，エレベーション	図２参照	注記２ 設計値
主蒸気ラインからタービンバイパス弁までのデータ	長さ，断面積(内径)，容積 エレベーション	図２参照	設計値
燃料集合体（９×９燃料(Ａ型)，ＭＯＸ燃料）のデータ	長さ	図3-1，図3-2参照	各燃料型式毎に記載 設計値
蒸気ドーム部のデータ	長さ，容積	図４参照	設計値
燃料棒（９×９燃料(Ａ型)，ＭＯＸ燃料）のデータ	長さ，半径，ギャップ熱伝達係数（炉心平均，ホット）	図5-1，図5-2参照	各燃料型式毎に記載 設計値
水位計のタップ位置	圧力容器底部からの高さ		設計値

注記１：蒸気ドーム部から主蒸気隔離弁までの配管長さ等のデータについては，各ライン（４本）の個別データを提示した。

注記２：配管の始点・終点の明確化のため名称を併せて記載した。

（例）　蒸気ドーム部～主蒸気隔離弁入口，長さ　××㎜，断面積　××㎜^{2}・・・

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ｂ．ＲＰＶに関するデータ

項　　目	対　　象	寸法 （ｍｍ）	備　　考
原子炉のエレベーションに関するデータ	・蒸気ドーム頂部（ベッセル内）高さ		設計値
	・蒸気乾燥器頂部高さ		設計値
	・蒸気出口ノズル下端高さ及び内径		設計値
	・蒸気乾燥器底部高さ		設計値
	・気水分離器頂部高さ		設計値
	・通常運転水位		解析では狭帯域と広帯域の初期水位は同一とする。 設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム頂部高さ（内側）		設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム底部高さ		設計値
	・チャンネルボックス上端高さ		設計値
	・燃料棒有効長頂部高さ		設計値
	・ジェットポンプ底部高さ		設計値
	・ジェットポンプ・スロート入口高さ		設計値
	・燃料棒有効長底部高さ		設計値
	・再循環水出口ノズル下端高さ及び内径		設計値
	・支持板上面高さ		設計値
	・制御棒案内管頂部高さ		設計値
	・制御棒案内管底部高さ		設計値
	・給水スパージャノズル高さ		設計値

（原子炉圧力容器底部からの高さ）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

項　　目	対　　象	体積 (m^3)	ボイド率 (%)	備　　考
原子炉の体積に関するデータ (1)下部プレナム	・下部プレナム底部から炉心支持板までの体積 (制御棒案内管体積は除く)		－	設計値
	・制御棒案内管体積 (制御棒全挿入時) (制御棒全引抜時)		－	設計値
(2)炉心 (チャンネル内)	・下部タイプレート内部及び燃料サポート内部		－	設計値
	・燃料棒有効長底部から燃料棒有効長頂部までの体積及び平均ボイド率		38	設計値
	・燃料棒有効長頂部からチャンネルボックス上端までの体積及び平均ボイド率		64	設計値
(3)バイパス (シュラウド内)	・炉心支持板からチャンネルボックス上端までの体積及び平均ボイド率 (制御棒全引抜時)		0	設計値
	・炉心支持板からチャンネルボックス上端までの体積及び平均ボイド率 (制御棒全挿入時)		－	設計値
(4)上部プレナム	・チャンネルボックス上端からシュラウドヘッド・ドーム頂部までの体積及び平均ボイド率(スパージャリング体積除く)		60	設計値
	・気水分離器 (全数，スタンドパイプ及び気水分離器スカート内を除く溢水レベルまで)		－	設計値
	・スタンドパイプ（全数)		－	設計値

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

項　　目	対　　象	体積 (m^3)	備　　考
(5)蒸気ドーム （主蒸気管体積を除く）	・通常水位から主蒸気管入口までの体積		設計値
	・主蒸気管入口から蒸気ドーム頂部までの体積		設計値
(6)ダウンカマ （再循環配管体積及びジェットポンプ体積を除く）	・ダウンカマ底部からジェットポンプサクションまでの体積		設計値
	・ジェットポンプサクションからシュラウドヘッド頂部までの体積		設計値
	・シュラウドヘッド頂部から給水スパージャまでの体積		設計値
	・給水スパージャから通常水位までの体積		設計値
(7)再循環配管	・１ループの再循環配管体積		設計値
	・再循環配管の底部から頂部までの高さと体積の関係		設計値
(8)ジェットポンプ	・体積 ・高さと内径の関係		設計値

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（4）核データ・熱水力関連データ

項　　目	対　　象	データ	備　　考
ボイド反応度	炉心平均ボイド率（%）とボイド反応度係数（(Δｋ/ｋ)/%ボイド率）のデジタル値 保守係数(設置許可申請書添付八記載の1.25倍等)についても記載	別添２ ①参照	設計値
ドップラ反応度	燃料棒平均温度（℃）とドップラ反応度係数（Δk/k/℃）のデジタル値 保守係数(設置許可申請書添付八記載の0.9倍等)についても記載	別添２ ②参照	設計値
ボロン反応度(原子炉停止機能喪失シナリオ解析用)	ボロン濃度（ppm）及びボイド率と反応度係数（Δk/k/ppm)）のデジタル値 （注）ボロン濃度０～600ppmに対して	別添２ ③参照 （ボイド率の影響は原子炉冷却材密度の変化として考慮，５ホウ酸ナトリウム濃度:13.4wt%)	反応度K,ボロン濃度B，ボイド率αとして， K=f(B,α) のテーブルで記載 設計値
スクラム反応度	制御棒挿入割合とスクラム反応度（$）のデジタル値 設計用スクラム曲線	別添２ ④参照	設計値

項　　目	対　　象	データ	備　　考
スクラム挿入速度 （ＢＷＲの仕様）	スクラム挿入割合（%）とスクラム時間*（秒）のデジタル値	ＳＯＭ： 0.1 秒 10%ストローク： 0.32 秒 40%ストローク： 0.91 秒 75%ストローク： 1.84 秒	*：スクラム時間はＳＯＭを含む。（ＳＯＭ：スクラム信号を制御棒駆動系が受信してから動作開始までの時間） ＳＯＭ～10%，10%～40%，40%～75%はそれぞれ直線近似とした。 設計値
中性子関連	中性子寿命（μ sec） 実効遅発中性子割合β	別添２ ⑤参照	設計値
軸方向出力分布	ＳＡＦＥＲ，ＲＥＤＹ，ＳＣＡＴの各解析コードで使用している平均チャンネルとホッテストチャンネルのデジタル値	ＳＡＦＥＲ：別添２ ⑥参照 *1 ＲＥＤＹ：別添３ ②参照 *1 ＳＣＡＴ：別添３ ①参照 *1	設計値
集合体出力	平均チャンネルとホッテストチャンネル	平均：4.3MW ホット： 7.5MW（ＳＣＡＴ）*2 8.7MW（ＳＡＦＥＲ）*3	計算コード内部計算値
集合体入口流量	平均チャンネルとホッテストチャンネル(ウォータロッド流量含まず)	平均：58.4 t/h ホット：51.9 t/h *4 ＳＣＡＴ：46.7 t/h	設計値
	バイパス流量率 (ウォータロッドを含む)	平均：14 % ホット：15 %	設計値

＊１：中央ピーク（代表的な出力分布として設定）
＊２：初期ＭＣＰＲをＯＬＭＣＰＲと一致するように設定。
＊３：燃料棒本数，最大線出力密度，軸方向出力分布，有効発熱部長さに基づいて設定し，燃料被覆管温度を厳しめに評価した。
＊４：ＳＡＦＥＲでは下記のように設定される。
（全炉心流量）×（流量配分比）/（体数）－（バイパス流量）として設定される。
ＳＣＡＴではホッテストチャンネル出力に応じた流量として設定される。

項　　目	対　　象	データ	備　　考
出口クオリティ，出口ボイド率	平均チャンネルとホッテストチャンネル	平均： クオリティ 14% ボイド率　64% ホット： クオリティ 23% ボイド率　73%	設計値
崩壊熱曲線	ＳＡ有効性評価(炉心損傷防止)解析で用いる崩壊熱データ(ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t)	原子炉停止機能喪失：別添４ 原子炉停止機能喪失以外：別添５	原子炉停止機能喪失：計算コード内部計算値 原子炉停止機能喪失以外：崩壊熱評価式(ANSI/ANS-5.1-1979)による計算値

（５）機器特性データ他

項　　目	対　　象	データ	備　　考
ジェットポンプに関するデータ	・ジェットポンプ基数 ・ジェットポンプ駆動流量 ・ジェットポンプ吐出流量	20基	設計値
インターナルポンプ又は再循環ポンプの特性データ	・単相ホモロガス曲線 又はポンプＱ－Ｈ特性及びＱ－Ｔ特性 ・トルク(Nm)，水頭(m)，回転数(rad/sec)，流量(m^3/s)，モーメント($kg-m^2$) 水頭換算水密度(kg/m^3)		設計値
インターナルポンプ又は再循環ポンプ逆流時の特性	・逆流時の抵抗係数		設計値
再循環流量制御系	ＲＥＤＹで使っている原子炉再循環流量制御系の運転モード(自動/手動)及び下記制御器の特性（伝達関数ブロック図） ・主制御器 ・速度制御器	再循環流量制御系は手動モード。事象発生直後に２台ともトリップするため制御系は使用していない。	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

項　　目	対　　象	データ	備　　考
原子炉給水制御系	原子炉検出水位，主蒸気流量，給水流量を入力とし，原子炉への給水流量を算出する３要素制御系の制御特性（伝達関数ブロック図）	別添６－２「給水制御系ブロック図」参照	設計値
原子炉圧力制御系	制御特性 （伝達関数ブロック図）	原子炉停止機能喪失:圧力制御は主蒸気隔離弁閉鎖による逃がし弁機能にて実施しているため圧力制御系は使用していない。	設計値
水位計	狭帯域及び広帯域水位計のタップ位置と初期水位の値	１．（３）参照 気水分離器下端から+83cm	タップ位置 初期水位の値 設計値

逃がし弁設定値

	ＲＥＤＹ	ＳＡＦＥＲ
開遅れ時間	0.2秒（包絡値）	0.1秒
全閉－全開時間	0.2秒	同左
閉設定値	開設定値－0.24MPa	同左

（表中の値はすべて設計値）

逃がし／安全弁

（逃がし弁）

吹出圧力（MPa[gage]）	弁個数	容量／個（吹出圧力において）（t／h）
7.58	2	367
7.65	3	370
7.72	3	373
7.79	4	377

（表中の値はすべて設計値）

（安全弁）

吹出圧力（MPa[gage]）	弁個数	容量／個（吹出圧力×1.03において）（t／h）
8.14	2	407
8.21	3	410
8.28	3	413
8.35	4	417

（表中の値はすべて設計値）

初期定格状態のパラメータ
（炉心出力 100 %，炉心流量 100 %，蒸気ドーム圧力 6.93 MPa[gage]）

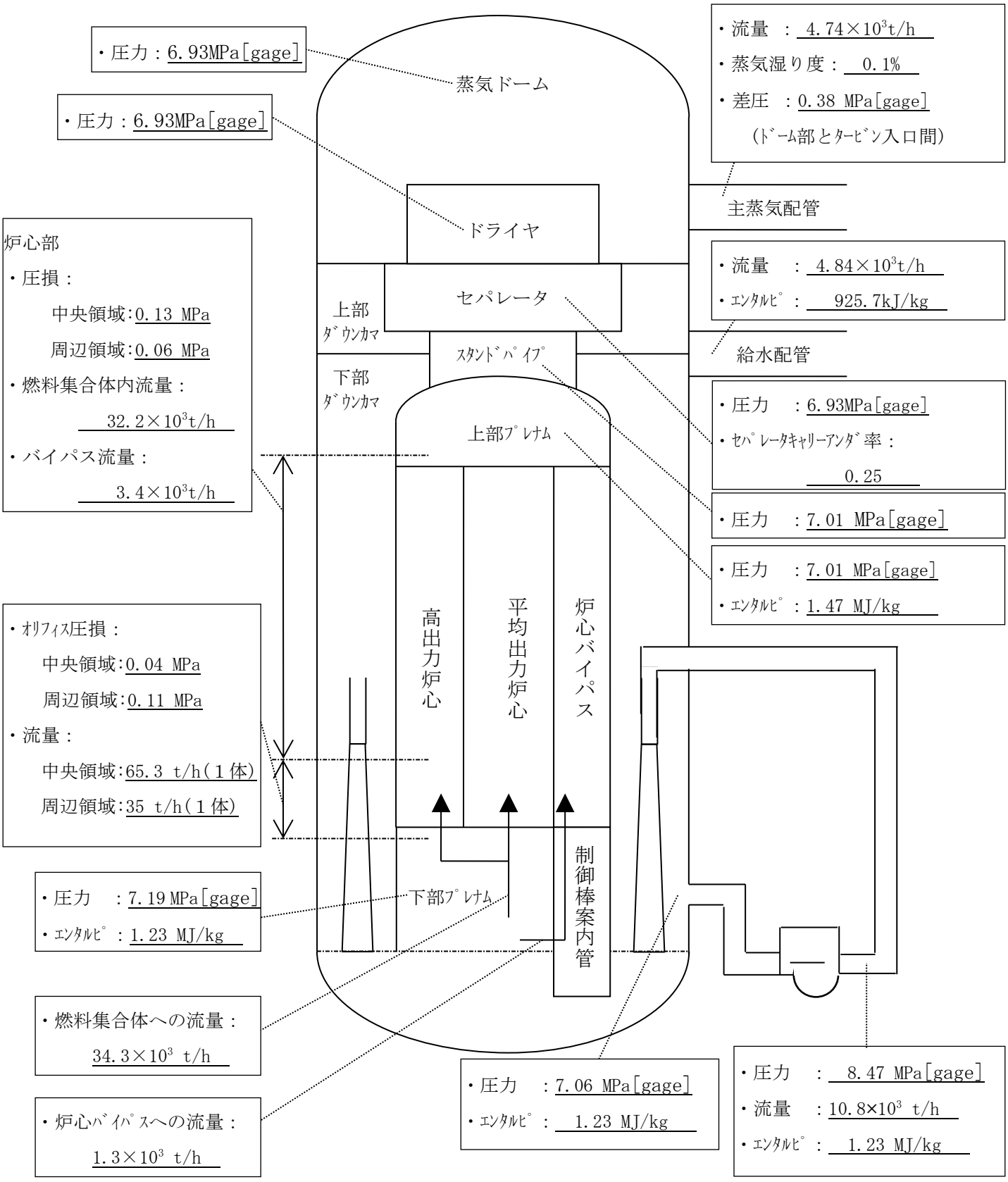
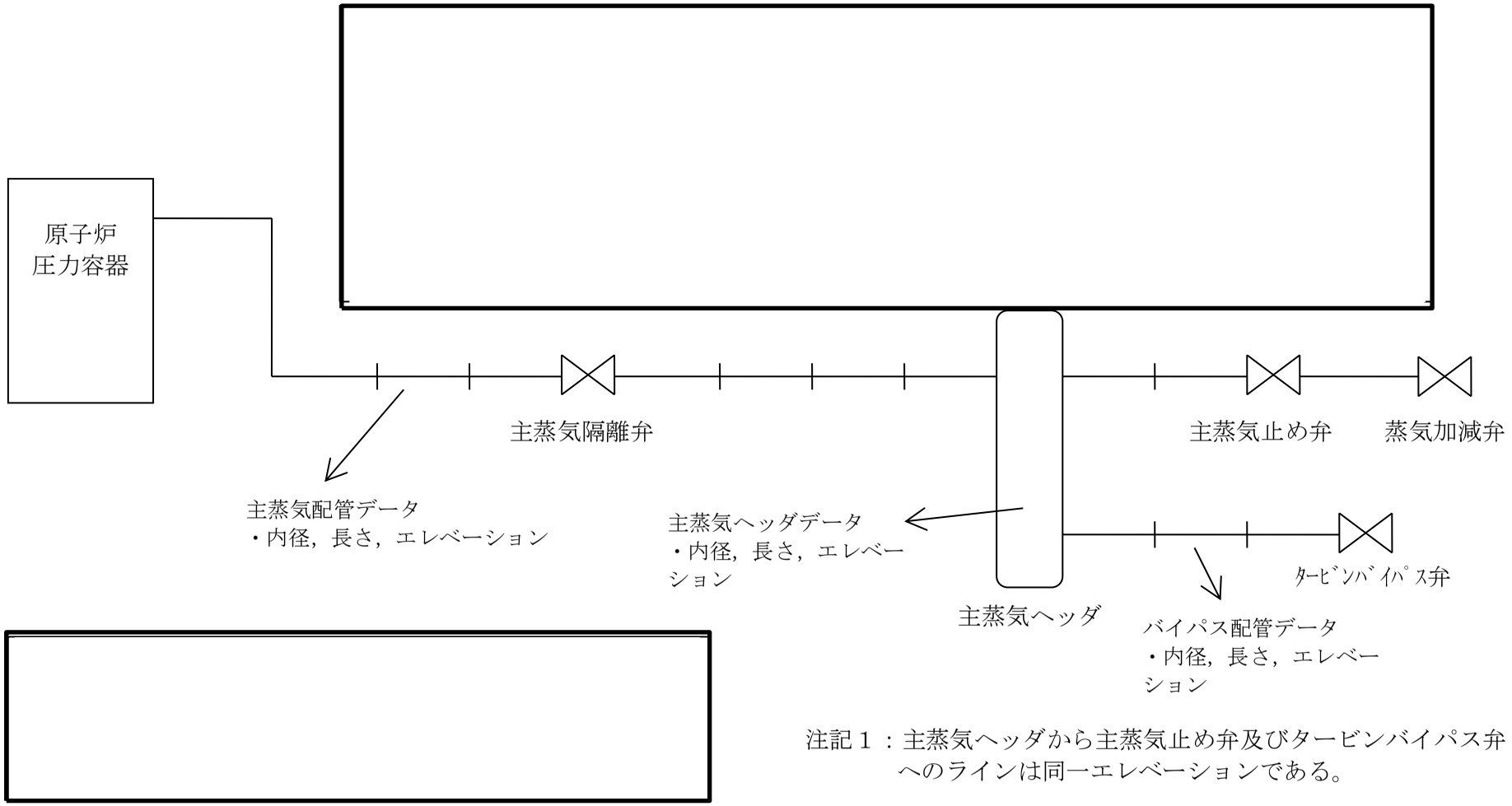


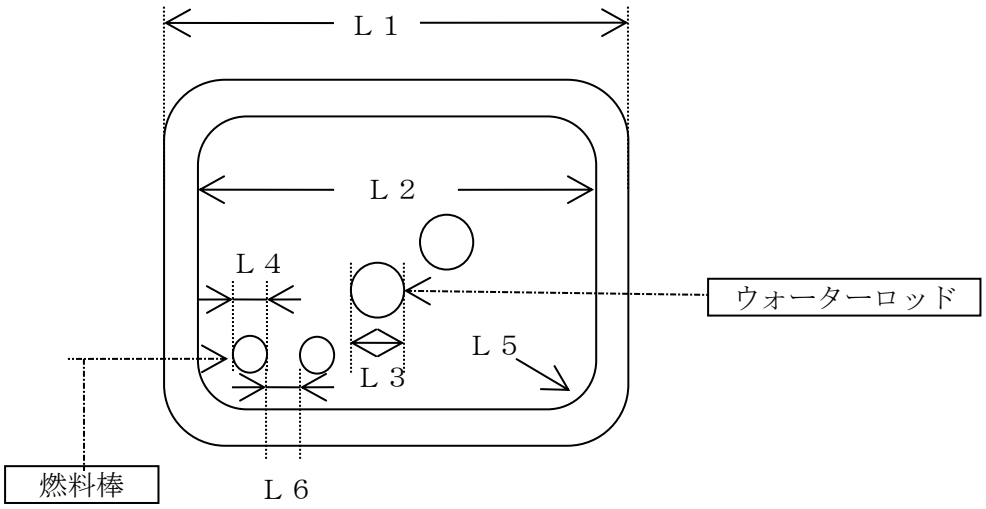
図１　原子炉圧力容器内ヒートバランスデータ

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



注記１：主蒸気ヘッダから主蒸気止め弁及びタービンバイパス弁へのラインは同一エレベーションである。

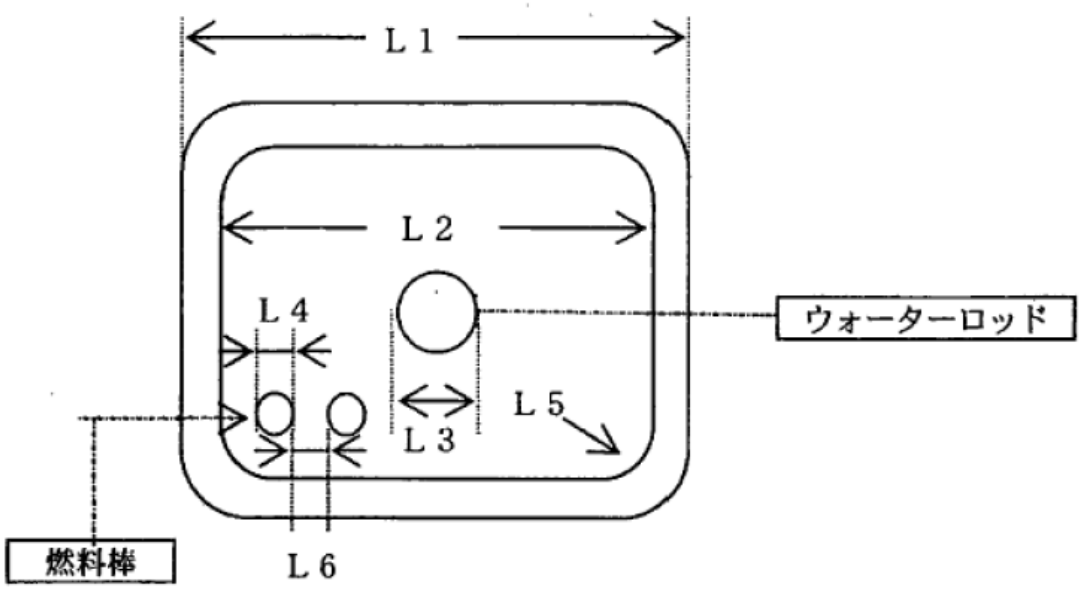
図２　原子炉圧力容器から蒸気加減弁までの配管長さとエレベーション



項　　目	９×９燃料（A型）	備　　考
Ｌ１(mm)		
Ｌ２(mm)		
Ｌ３(mm)		
Ｌ４(mm)		
Ｌ５(mm)		コーナ部曲率半径
Ｌ６(mm)		
ギャップ コンダクタンス ($W/m^2 \cdot K$)	平均： ＲＥＤＹ　＊ ＳＡＦＥＲ　別添２参照 ホット： ＳＡＦＥＲ　別添２参照 ＳＣＡＴ　別添３参照	＊ ＲＥＤＹはＭＯＸ燃料の値を参照。

図 3-1　９×９燃料（A型）集合体略図

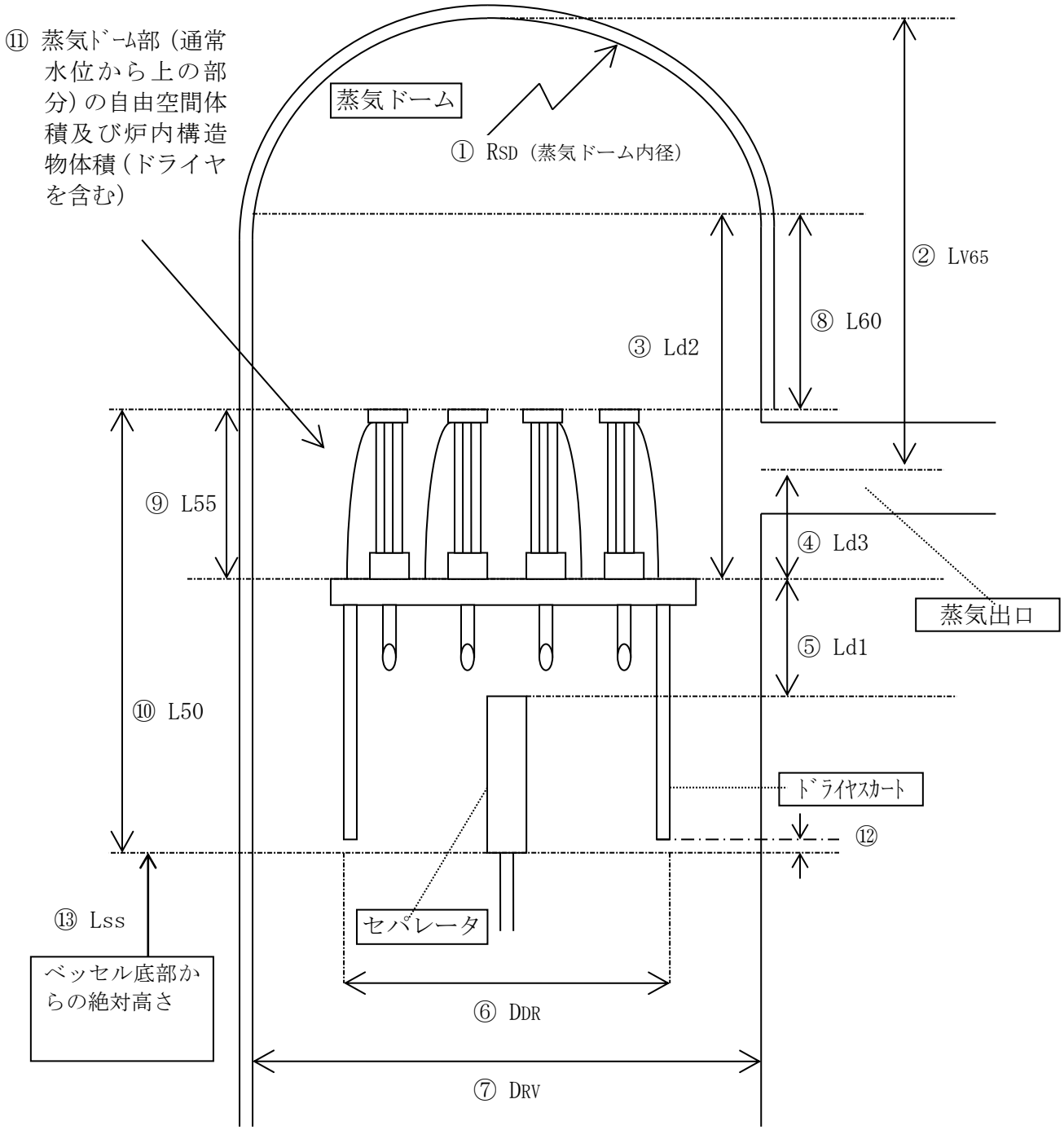
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



項　　目	MOX燃料	備　　考
L 1 (mm)		
L 2 (mm)		
L 3 (mm)		
L 4 (mm)		
L 5 (mm)		コーナ部曲率半径
L 6 (mm)		
ギャップ コンダクタンス ($W/m^2 \cdot K$)	平均： REDY　6250	SCAT，SAFERでは，MOX燃料は評価していない。

図 3-2　MOX燃料集合体略図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



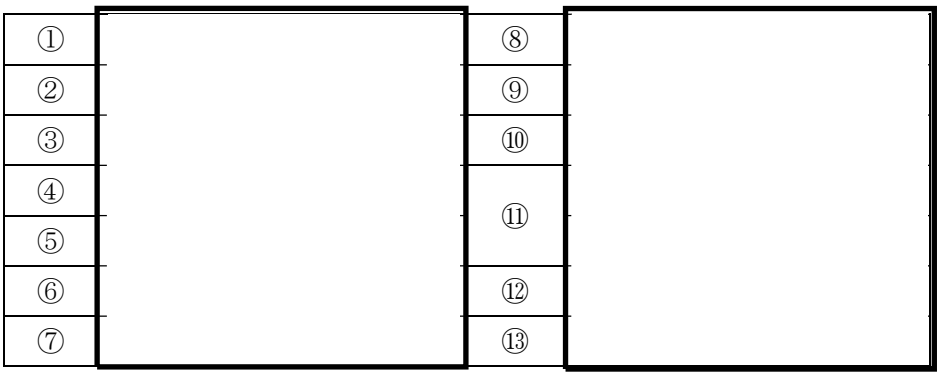
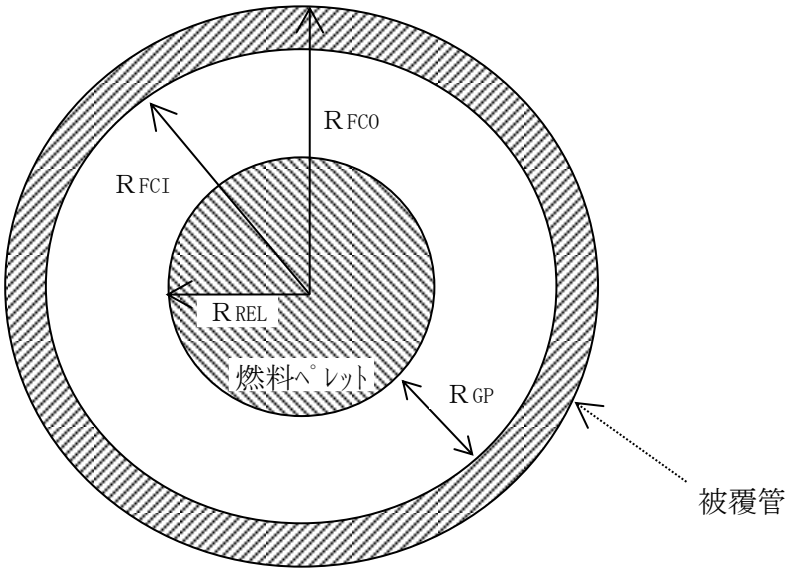


図４　蒸気ドーム周辺略図

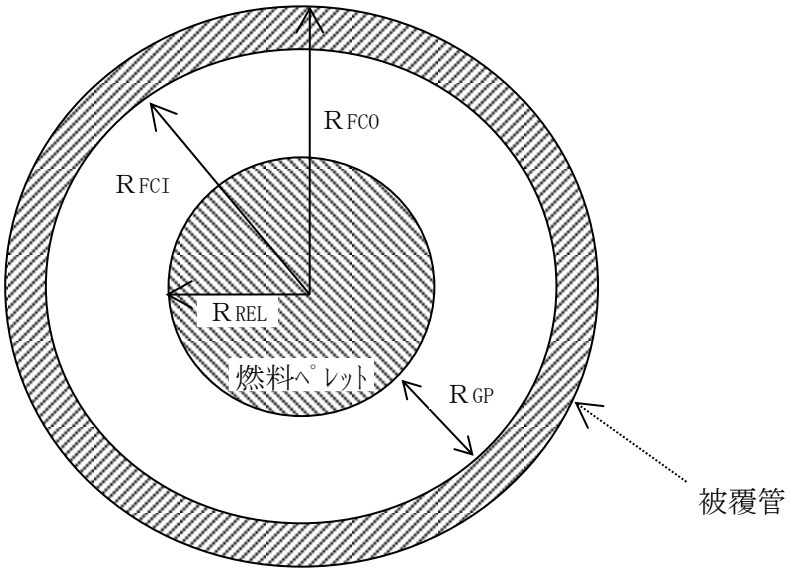
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



項　　目	仕　　様	入力値	備　　考
RPEL(mm)	燃料ペレット半径		
RFCI(mm)	被覆管内半径		
RGP(mm)	ギャップ幅		
RFCO(mm)	被覆管外半径		
LF(mm)	燃料棒有効長(標準) 燃料棒有効長(部分長) 下端位置(部分長) 上端位置(部分長)		部分長の下端/上端位置は標準の下端を基準(0mm)としたときの値とする。
ペレット 径方向発熱分布		ＳＡＦＥＲ：平坦 ＳＣＡＴ：別添３①参照	
ペレット密度	(kg/m^3)		
ペレット物性値	温度(K)と熱伝導率(W/(m･K))のテーブル 温度(K)と比熱(J/(kg･K))のテーブル	表 5-1-1 参照	温度 300～3000K の範囲
被覆管密度	(kg/m^3)		
被覆管物性値	温度(K)と熱伝導率(W(/m･K))のテーブル 温度(K)と比熱(J/(kg･K))のテーブル	表 5-1-2 参照	温度 300～1100K (被覆管の物性値として現実的な範囲)
ギャップ コンダクタンス (W/m^2･K)	平均： ホット：	図 3-1 ９×９燃料(Ａ型)集合体略図参照	集合体のギャップコンダクタンスのため，図 3-1 への記載とする。

図５－１　９×９燃料(Ａ型)燃料棒略図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



項　　目	仕　　様	入力値	備　　考
RPEL(mm)	燃料ペレット半径		
RFCI(mm)	被覆管内半径		
RGP(mm)	ギャップ幅		
RFCO(mm)	被覆管外半径		
LF(mm)	燃料棒有効長(MOX燃料棒) 燃料棒有効長(ウラン燃料棒)		下端位置はウラン燃料棒と同じ。
ペレット 径方向発熱分布		－	(使用しない)
ペレット密度	(kg/m^3)		
ペレット物性値	温度(K)と熱伝導率(W/(m･K))のテーブル 温度(K)と比熱(J/(kg･K))のテーブル	表 5-2-1 参照	温度 300～3000K の範囲について。
被覆管密度	(kg/m^3)		
被覆管物性値	温度(K)と熱伝導率(W/(m･K))のテーブル 温度(K)と比熱(J/(kg･K))のテーブル	表 5-1-2 参照	温度 300～1100K (被覆管の物性値として現実的な範囲)
ギャップ コンダクタンス ($W/m^2･K$)	平均： ホット：	図 3-2 MOX 燃料集合体略図参照	集合体のギャップコンダクタンスのため，図 3-2 への記載とする。

図５－２　ＭＯＸ燃料燃料棒略図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表5-1-1　ペレット物性値　９×９燃料（A型）

ペレット温度 (K)	熱伝導率 (W/(m･K))	比熱 (J/(kg･K))
300		
400		
500		
600		
700		
800		
900		
1000		
1100		
1200		
1300		
1400		
1500		
1600		
1700		
1800		
1900		
2000		
2100		
2200		
2300		
2400		
2500		
2600		
2700		
2800		
2900		
3000		

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表5-1-2　被覆管物性値　９×９燃料(Ａ型)及びMOX燃料

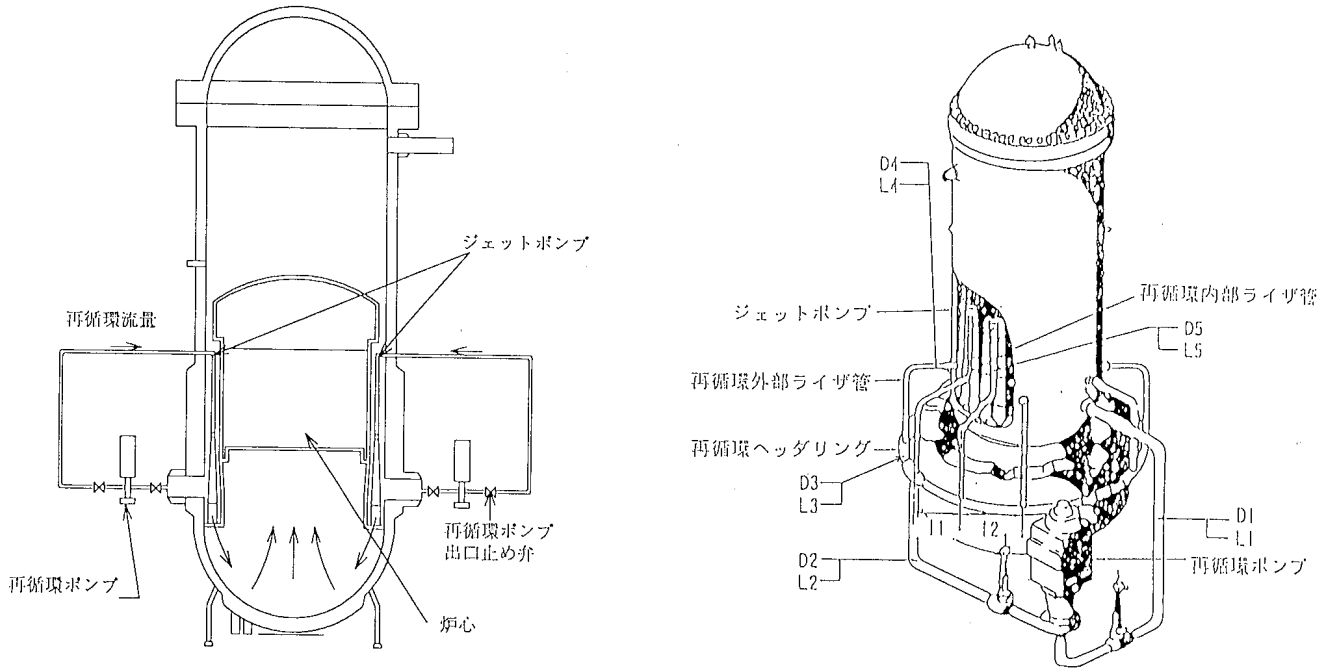
被覆管温度 (K)	熱伝導率 (W/(m･K))	比熱 (J/(kg･K))
300		
400		
500		
600		
700		
800		
900		
1000		
1100		

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表5-2-1　ペレット物性値　ＭＯＸ燃料

ペレット温度 (K)	熱伝導率 (W/(m･K))	比熱 (J/(kg･K))
300		
400		
500		
600		
700		
800		
900		
1000		
1100		
1200		
1300		
1400		
1500		
1600		
1700		
1800		
1900		
2000		
2100		
2200		
2300		
2400		
2500		
2600		
2700		
2800		
2900		
3000		

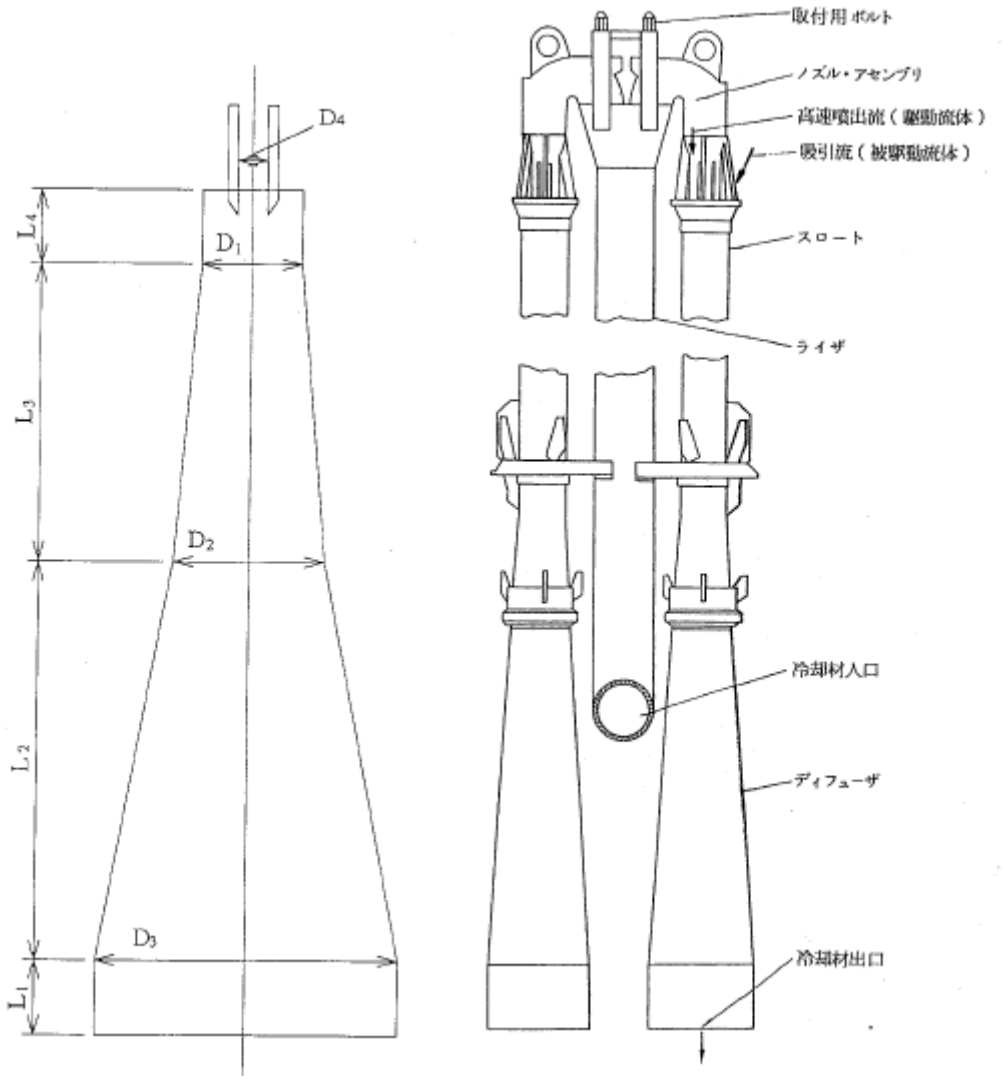
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



項　　目	数値 (mm)	備　　考
再循環吸込側配管内径(D1)		設計値
再循環吐出側配管内径(D2)		
再循環リングヘッダ内径(D3)		
再循環外部ライザ管内径(D4)		
再循環内部ライザ管内径(D5)		
再循環吸込側配管長さ(L1)		
再循環吐出側配管長さ(L2)		
再循環リングヘッダ長さ(L3)		
再循環外部ライザ管長さ(L4)		
再循環内部ライザ管長さ(L5)		ノズル出口まで
再循環外部ライザ管インターバル(I1～I2)		

図６　再循環配管の底部から頂部までの高さと内径の関係

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



項　　目		数値 (mm)	備　　考
スロート上端	内径(D1)		
スロート下端	内径(D2)		
デフューザ下端	内径(D3)		
ノズル	内径(D4)		
テイル部	長さ(L1)		
デフューザ	長さ(L2)		
スロート（下部）	長さ(L3)		
スロート（上部）	長さ(L4)		
ノズル	個数(N1)	5（個）	

図７　ジェットポンプの底部から頂部までの高さと内径の関係

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

シーケンス	原子炉側		PCV側	
	設備	動作	設備	動作
高圧・低圧注水機能喪失	給水制御	起因事象のため喪失	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	起動：格納容器圧力384kPa[gage]到達後，384～334kPa[gage]の範囲で維持 停止：サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉@原子炉水位低レベル2		
		主蒸気隔離弁閉鎖後は逃がし安全弁開閉		
	再循環流量制御	原子炉水位低レベル2で全台トリップ		
	原子炉減圧	30分後，自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁手動減圧	格納容器ベント	サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達から10分後
	原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（常設） 起動：原子炉水位低レベル3／停止：原子炉水位高レベル8にて水位制御		
高圧注水・減圧機能喪失	給水制御	起因事象のため喪失	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	冷却開始@原子炉水位高レベル8
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉@原子炉水位低レベル2		
		主蒸気隔離弁閉鎖後は逃がし安全弁開閉		
	再循環流量制御	原子炉水位低レベル2で全台トリップ	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	冷却開始@12時間
	原子炉減圧	原子炉水位低レベル1+10分後，代替自動減圧機能による自動減圧2弁自動減圧		
	原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）1系統注水		
全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源(DG-A,B)＋高圧炉心冷却(HPCS)失敗）	給水制御	全交流動力電源喪失のため事故と同時に喪失	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	起動：格納容器圧力384kPa[gage]到達後，384～334kPa[gage]の範囲で維持 停止：サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉@原子炉水位低レベル2		
		主蒸気隔離弁閉鎖後は逃がし安全弁開閉		
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	8時間後，自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁手動減圧	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（格納容器冷却モード）	起動：事象発生24時間30分後 停止：原子炉水位低レベル3到達後，残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替える。
	原子炉注水	原子炉隔離時冷却系(起動／停止：原子炉水位低レベル2／原子炉水位高レベル8) 原子炉隔離時冷却系停止：8時間		
		低圧原子炉代替注水系（可搬型） 起動：原子炉水位レベル3／停止：原子炉水位高レベル8にて水位制御 事象発生24時間30分後の残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動以降の原子炉水位高レベル8で停止		
		残留熱除去系（低圧注水モード） 低圧原子炉代替注水系（可搬型）停止後の原子炉水位レベル3到達で起動／原子炉水位高レベル8到達で停止	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	起動：格納容器圧力13.7kPa[gage]到達
全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源(DG-A,B)失敗＋高圧炉心冷却失敗）／全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失	給水制御	全交流動力電源喪失のため事故と同時に喪失	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	起動：格納容器圧力384kPa[gage]到達後，384～334kPa[gage]の範囲で維持 停止：サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉即時閉		
		主蒸気隔離弁閉鎖後は逃がし安全弁開閉		
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	約8.3時間後，自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁手動減圧	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（格納容器冷却モード）	起動：事象発生24時間30分後 停止：原子炉水位低レベル3到達後，残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替える。
	原子炉注水	高圧原子炉代替注水系(起動／停止：原子炉水位低レベル3／原子炉水位高レベル8) 事象発生20分後に起動 高圧原子炉代替注水系停止：約8.3時間後		
		低圧原子炉代替注水系（可搬型） 起動：原子炉水位低レベル3／停止：原子炉水位高レベル8にて水位制御 事象発生24時間30分後の残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動以降の原子炉水位高レベル8で停止	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	起動：格納容器圧力13.7kPa[gage]到達
		残留熱除去系（低圧注水モード） 低圧原子炉代替注水系（可搬型）停止後の原子炉水位レベル3到達で起動／レベル8到達で停止		
全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源（DG－A，B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗）	給水制御	全交流動力電源喪失のため事故と同時に喪失	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	起動：格納容器圧力384kPa[gage]到達後，384～334kPa[gage]の範囲で維持 停止：サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉@原子炉水位低レベル2		
		主蒸気隔離弁閉鎖後は逃がし安全弁開閉		
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（格納容器冷却モード）	起動：事象発生24時間30分後 停止：原子炉水位レベル3到達後，残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替える。
	原子炉減圧	開固着1弁+自動減圧機能付き逃がし安全弁5弁手動減圧@2時間20分		
	原子炉注水	原子炉隔離時冷却系(起動／停止：原子炉水位レベル2／レベル8) 原子炉隔離時冷却系停止：減圧後		
		低圧原子炉代替注水系（可搬型） 起動：原子炉水位レベル3／停止：レベル8にて水位制御 事象発生24時間30分後の残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動以降の原子炉水位高レベル8で停止	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	起動：格納容器圧力13.7kPa[gage]到達
		残留熱除去系（低圧注水モード） 低圧原子炉代替注水系（可搬型）停止後の原子炉水位レベル3到達で起動／レベル8到達で停止		
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	給水制御	全交流動力電源喪失のため事故と同時に喪失	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による冷却 MCR冷却	冷却開始@8時間
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉@原子炉水位低レベル2		
		主蒸気隔離弁閉鎖後は逃がし安全弁開閉		
	再循環流量制御	原子炉水位低レベル2で全台トリップ	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による冷却 MCR冷却 SFP冷却	冷却開始@24時間
	原子炉減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁手動減圧@8時間		
	原子炉注水	原子炉隔離時冷却系(起動／停止：原子炉水位低レベル2／原子炉水位高レベル8) 原子炉隔離時冷却系停止：8時間		
		残留熱除去系（低圧注水モード） 起動：原子炉水位低レベル3／停止：原子炉水位高レベル8にて水位制御		
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	給水制御	起因事象のため喪失	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	起動：格納容器圧力384kPa[gage]到達後，384～334kPa[gage]の範囲で維持 停止：サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉@原子炉水位低レベル2		
		主蒸気隔離弁閉鎖後は逃がし安全弁開閉		
	再循環流量制御	原子炉水位低レベル2で全台トリップ		
	原子炉減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁手動減圧@8時間	格納容器ベント	サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達から10分後
	原子炉注水	原子炉隔離時冷却系(起動／停止：原子炉水位低レベル2／原子炉水位高レベル8) 原子炉隔離時冷却系停止：8時間		
		低圧原子炉代替注水系（常設） 起動：原子炉水位低レベル3／停止：原子炉水位高レベル8にて水		
原子炉停止機能喪失	給水制御	給水流量は3要素制御。主蒸気隔離弁閉鎖から，5秒で68％給水流量まで低下後，復水器水位低により給水ポンプが停止する。	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	起動：サプレッション・プール水温度高から10分
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉のため，圧力制御はSRVの開閉による。		
	再循環流量制御	主蒸気隔離弁閉に伴う原子炉圧力高で2台RPT		
	原子炉注水	原子炉隔離時冷却系(起動：原子炉水位低レベル2) (サプレッション・プール水温度100℃で停止操作)		
		高圧炉心スプレイ系（起動：PCV圧力高） (原子炉水位低レベル1H+50cmと原子炉水位低レベル1H+100cmで維持操作)		
LOCA時注水機能喪失	給水制御	外部電源喪失のため事故と同時に喪失	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	起動：格納容器圧力384kPa[gage]到達後，384～334kPa[gage]の範囲で維持 停止：サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉@原子炉水位低レベル2		
		主蒸気隔離弁閉鎖後は逃がし安全弁開閉		
	再循環流量制御	原子炉水位低レベル2で全台トリップ		
	原子炉減圧	30分後，自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁手動減圧	格納容器ベント	サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達から10分後
	原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（常設） 起動：原子炉水位低レベル3／停止：原子炉水位高レベル8にて水位制御		
格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	給水制御	事故と同時に喪失	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	40分後～1時間40分後停止
	圧力制御	主蒸気隔離弁閉@原子炉水位低レベル2		
		主蒸気隔離弁閉鎖後は逃がし安全弁開閉		
	再循環流量制御	原子炉水位低レベル2で全台トリップ	残留熱除去系（原子炉停止時冷却	2時間後から開始
	原子炉減圧	30分後，自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁手動減圧		
	原子炉注水	原子炉隔離時冷却系(起動／停止：原子炉水位低レベル2／原子炉水位高レベル8)		
		高圧炉心スプレイ系(起動／停止：原子炉水位低レベル1H／原子炉水位高レベル8) 急速減圧後は原子炉水位を原子炉水位低レベル2付近で維持 漏えい隔離後（起動／停止：原子炉水位低レベル3／原子炉水位高レベル8）		

（９×９燃料(A型) ＋ MOX燃料(228体)）

①ボイド反応度

ボイド反応度（×10^{-4}Δ k/k/%ボイド）

ボイド率(%)	９×９燃料（A型）＋MOX燃料 平衡サイクル末期
0	
10	
20	
30	
40	
50	
60	
70	

保守係数:　　1.25×1.02

②ドップラ係数

ドップラ反応度（×10^{-5}Δ k/k/℃）（減速材：286℃，ボイド率：40%）

燃料温度(℃)	９×９燃料（A型）＋MOX燃料 平衡サイクル末期
563	
750	
1000	
1250	
1500	
1750	
2000	
2250	
2500	
2750	
3000	

保守係数:　　0.9×0.99

③ボロン反応度

ボロン反応度

	９×９燃料（A型）＋MOX燃料
ボロン価値(%Δ k/ppm)	

④スクラム反応度

スクラム反応度（$）

挿入割合	設計用スクラム曲線 （サイクル末期）
0.00	
0.05	
0.10	
0.20	
0.30	
0.40	
0.50	
0.60	
0.70	
0.80	
0.90	
1.00	

⑤中性子関連

中性子関連

項目	９×９燃料(A型)+MOX燃料 平衡サイクル末期
中性子寿命(μ sec)	36

項目	９×９燃料(A型)+MOX燃料 平衡サイクル末期
トータルβ	0.0049

⑥平均/ホッテストチャンネル軸方向分布（SAFER）

【SAFER】

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
軸方向出力分布	0.5317	0.7517	1.0342	1.2758	1.3817	1.3625	1.2208	1.0442	0.845	0.5525

ギャップコンダクタンス

ホット

9X9A

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Btu/hr-ft2-F	781.56	1126.44	1571.76	1938.24	2082.96	2063.88	1847.88	1585.8	1230.12	816.84
W/(m2-K)	4437.9	6396.2	8924.9	11005.8	11827.6	11719.3	10492.8	9004.6	6984.9	4638.2

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

①

【SCAT】

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
軸方向出力分布	0.431	0.511	0.596	0.692	0.797	0.912	1.037	1.158	1.253	1.318
軸方向ノード	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
軸方向出力分布	1.363	1.393	1.403	1.378	1.333	1.268	1.193	1.118	1.048	0.972
軸方向ノード	21	22	23	24	25					
軸方向出力分布	0.887	0.792	0.672	0.516	0.346					

【SCAT】

半径方向出力分布

９×９A燃料

No	規格化半径	相対出力
1	0.00	0.929
2	0.10	0.929
3	0.20	0.930
4	0.30	0.932
5	0.40	0.937
6	0.50	0.944
7	0.60	0.955
8	0.70	0.971
9	0.80	0.991
10	0.90	1.027
11	1.00	1.478

ギャップコンダクタンス

【SCAT】

単位換算	[Btu/hr-ft2-F]*5.678264
９×９A燃料	
平均	軸方向一定値
Btu/hr-ft2-F	1900
W/(m2-K)	10788.7

ホットロッド

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Btu/hr-ft2-F	860.5	989.7	1126.9	1280.3	1527.7	1820.3	2108.4	2334.3	2576.2	2822.8
W/(m2-K)	4886.1	5619.8	6398.8	7269.9	8674.7	10336.1	11972.1	13254.8	14628.3	16028.6
軸方向ノード	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Btu/hr-ft2-F	2990.5	3058.4	3081	3024.5	2879.8	2633.1	2418.3	2261.4	2131.5	1958.6
W/(m2-K)	16980.8	17366.4	17494.7	17173.9	16352.3	14951.4	13731.7	12840.8	12103.2	11121.4
軸方向ノード	21	22	23	24	25					
Btu/hr-ft2-F	1759.7	1514.8	1248	997.8	714.6					
W/(m2-K)	9992.0	8601.4	7086.5	5665.8	4057.7					

②

【REDY】

規格化高さ	相対出力
0.000	0.00
0.042	0.54
0.167	1.17
0.292	1.37
0.500	1.34
0.625	1.10
0.708	0.89
0.792	0.71
0.917	0.52
1.000	0.40

サブクール環境計算のための分布

崩壊熱曲線(TC)

時間(s)	崩壊熱割合
0.1	0.06831
0.2	0.06746
0.3	0.06664
0.4	0.0659
0.5	0.06522
0.6	0.06459
0.7	0.06401
0.8	0.06347
0.9	0.06298
1	0.06251
2	0.0591
3	0.05692
4	0.05534
5	0.0541
6	0.05306
7	0.05216
8	0.05135
9	0.0506
10	0.04992
20	0.04488
30	0.04182
40	0.0398
50	0.03832
60	0.03715
70	0.03616
80	0.03528
90	0.03448
100	0.03374
200	0.02836
300	0.02526
400	0.02337
500	0.02215
600	0.02129
700	0.02064
800	0.0201
900	0.01964
1000	0.01923
2000	0.01615
3000	0.01416
4000	0.01282
5000	0.0119
6000	0.01124
7000	0.01074
8000	0.01035
9000	0.01003
10000	0.00976

崩壊熱曲線（TC以外）

時間(s)	崩壊熱割合
0.1	0.0645
0.2	0.064
0.3	0.06352
0.4	0.06308
0.5	0.06265
0.6	0.06222
0.7	0.06185
0.8	0.06148
0.9	0.06112
1	0.06077
2	0.05783
3	0.05562
4	0.05387
5	0.05244
6	0.05123
7	0.05019
8	0.04928
9	0.04846
10	0.04773
20	0.04294
30	0.0402
40	0.03826
50	0.03677
60	0.03555
70	0.03454
80	0.03367
90	0.03291
100	0.03225
200	0.02821
300	0.02611
400	0.02468
500	0.02359
600	0.02268
700	0.02191
800	0.02123
900	0.02062
1000	0.02008
2000	0.01644
3000	0.01443
4000	0.01314
5000	0.01224
6000	0.01157
7000	0.01105
8000	0.01063
9000	0.01028
10000	0.009978
20000	0.008299
30000	0.007494
40000	0.006969
50000	0.006585
60000	0.006287
70000	0.006048
80000	0.00585
90000	0.005684
100000	0.005541
200000	0.004601
300000	0.003998
400000	0.003591
500000	0.00329
600000	0.003055
700000	0.002865
800000	0.002709
900000	0.002579
1000000	0.002468
2000000	0.001834
3000000	0.001519
4000000	0.001318
5000000	0.00118
6000000	0.001075
7000000	0.0009941
8000000	0.0009256
9000000	0.0008686
10000000	0.000818



図１　　ＰＬＲポンプ特性

	ポンプ流量/台	回転速度	揚程
最大流量運転			

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

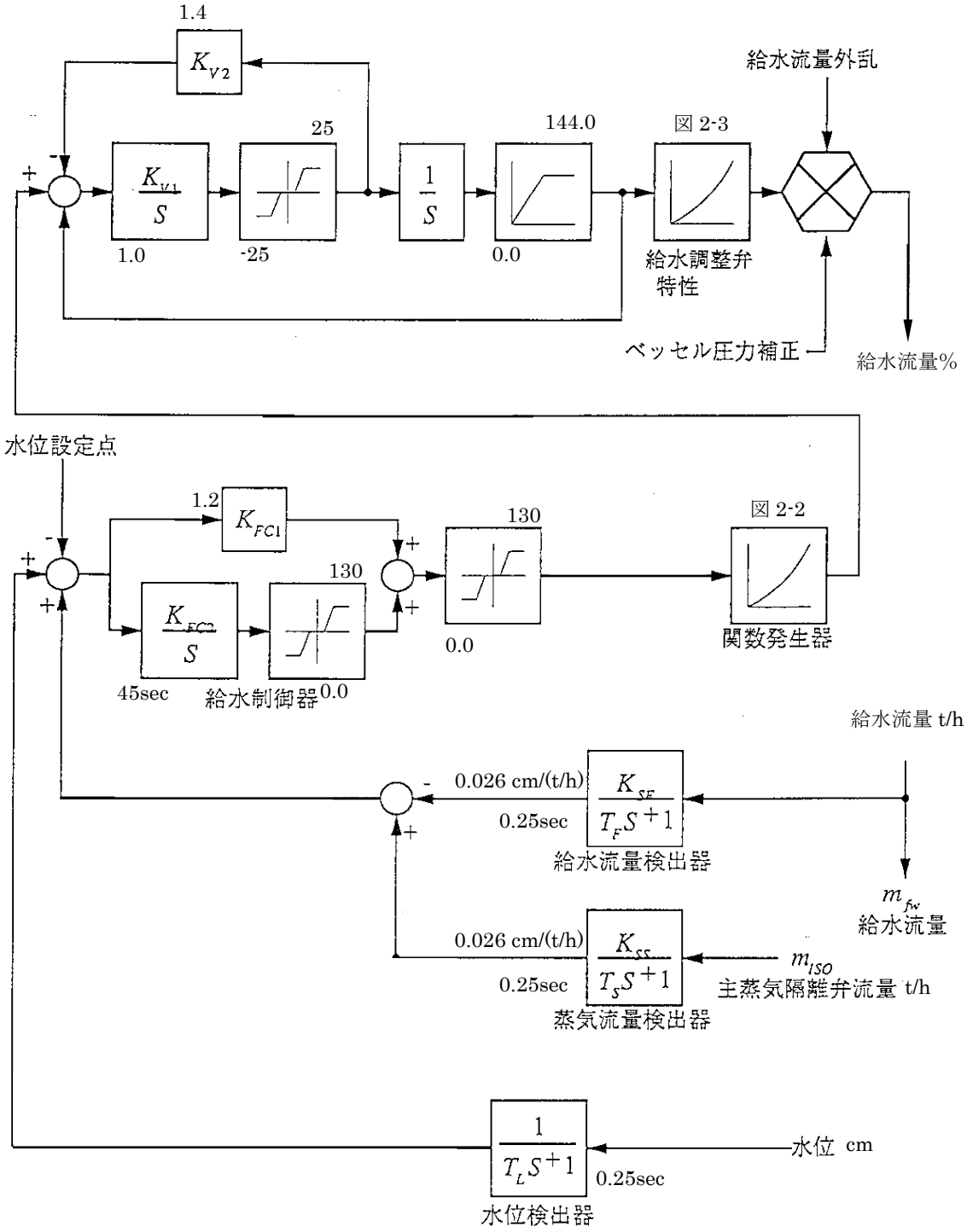


図 2-1　　給水制御系ブロック図（１／３）

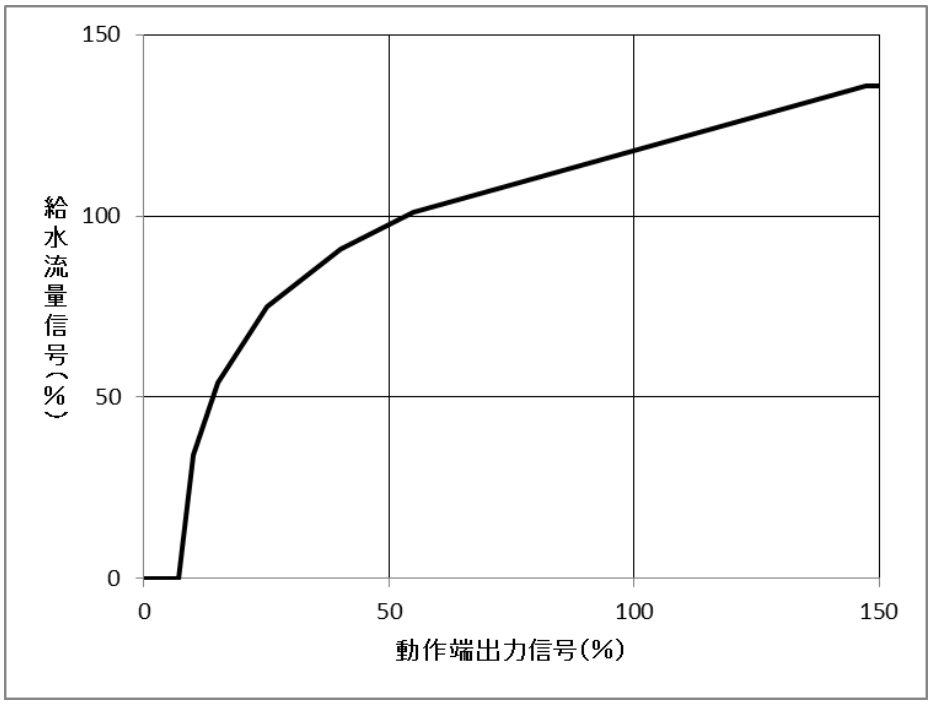
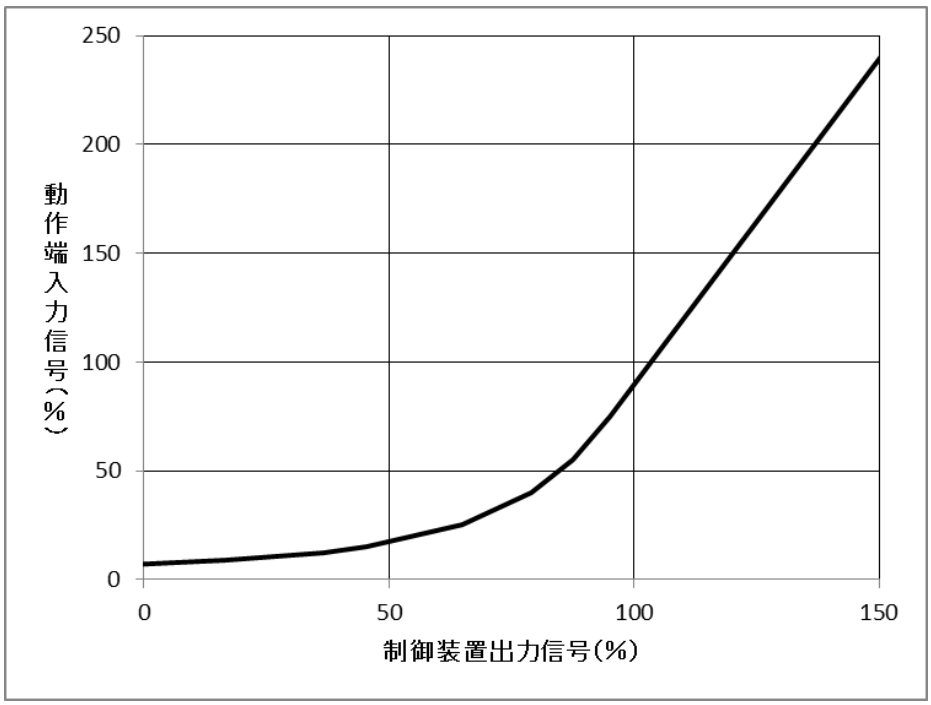


図 2-2　給水制御系ブロック図（２／３）



*100%出力状態では給水流量信号が 100%になる。
ここでの 100%は定格給水流量に対する割合を示す。

図 2-3　給水制御系ブロック図（３／３）

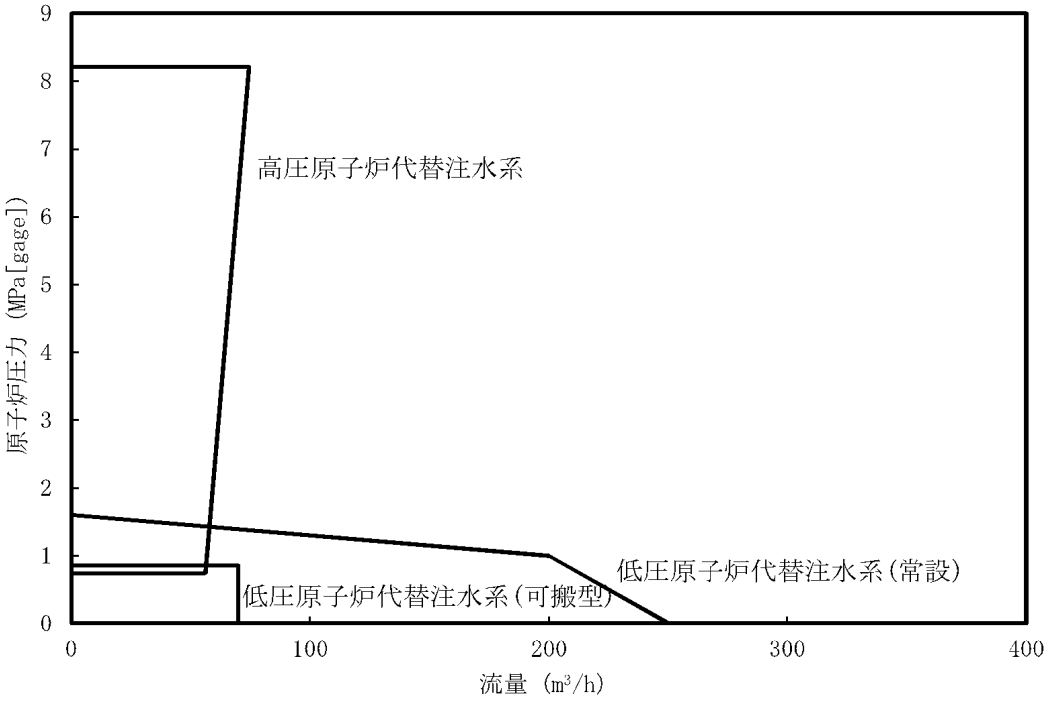


図1　注水特性図

表1　低圧原子炉代替注水系(常設)

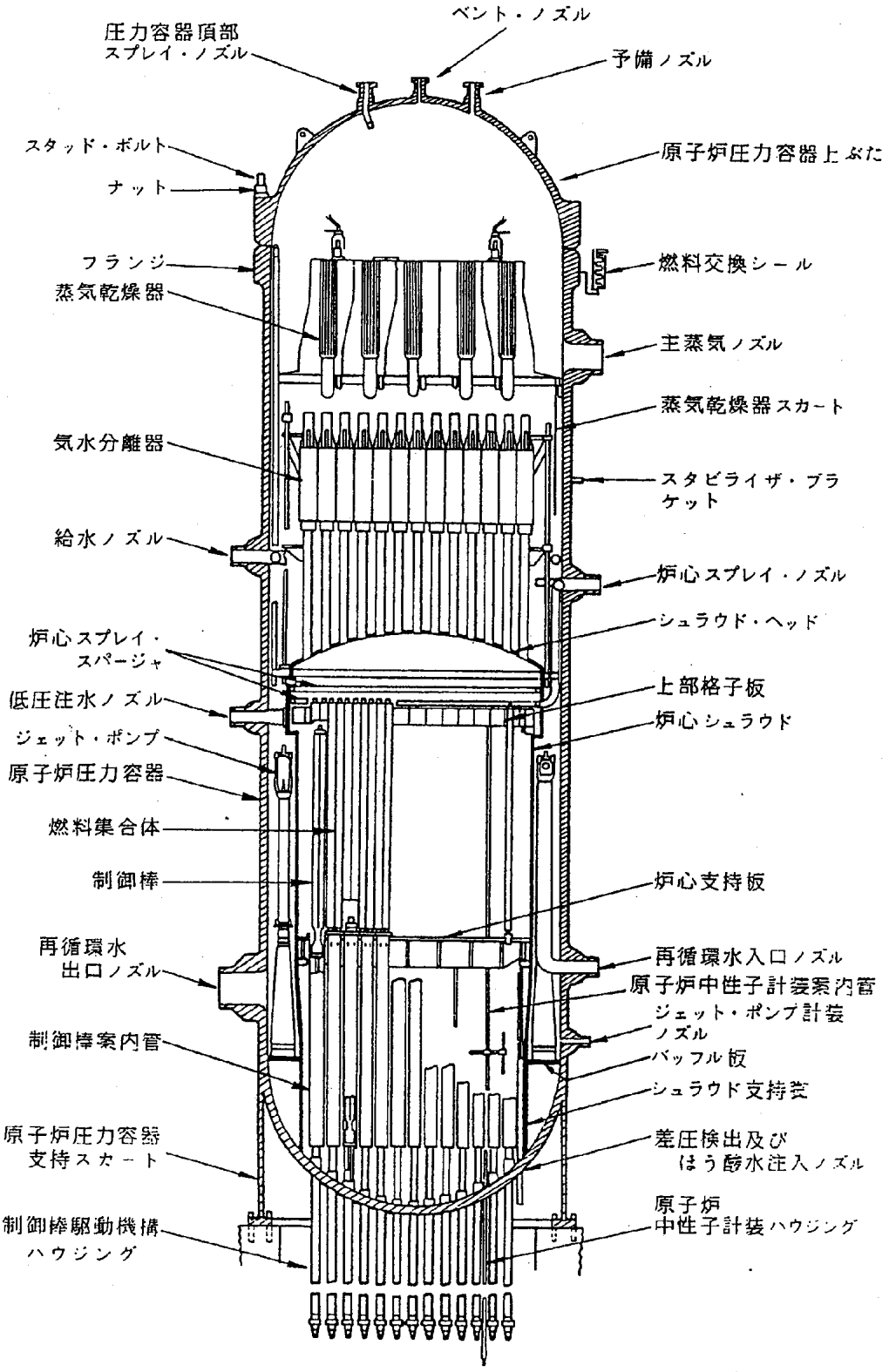
流量(m^3/h)	圧力(MPa[gage])
0	1.6
200	1.0
250	0.0

表2　低圧原子炉代替注水系(可搬型)

流量(m^3/h)	圧力(MPa[gage])
0	0.853
70	0.853
70	0.0

表3　高圧原子炉代替注水系

流量(m^3/h)	圧力(MPa[gage])
0	8.21
74.4	8.21
56.0	0.74
0	0.74


ベント・ノズル
圧力容器頂部
スプレイ・ノズル
予備ノズル
スタッド・ボルト
ナット
原子炉圧力容器上ぶた
フランジ
蒸気乾燥器
燃料交換シール
主蒸気ノズル
蒸気乾燥器スカート
気水分離器
スタビライザ・ブラケット
給水ノズル
炉心スプレイ・ノズル
シュラウド・ヘッド
炉心スプレイ・スパージャ
上部格子板
低圧注水ノズル
炉心シュラウド
ジェット・ポンプ
原子炉圧力容器
燃料集合体
制御棒
炉心支持板
再循環水出口ノズル
再循環水入口ノズル
原子炉中性子計装案内管
ジェット・ポンプ計装ノズル
制御棒案内管
バッフル板
シュラウド支持台
原子炉圧力容器支持スカート
差圧検出及びほう酸水注入ノズル
原子炉中性子計装ハウジング
制御棒駆動機構ハウジング

原子炉圧力容器概略図

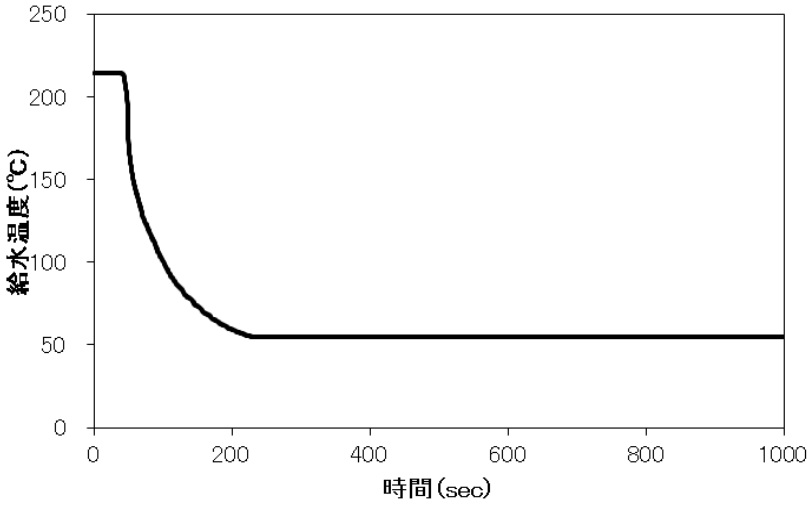
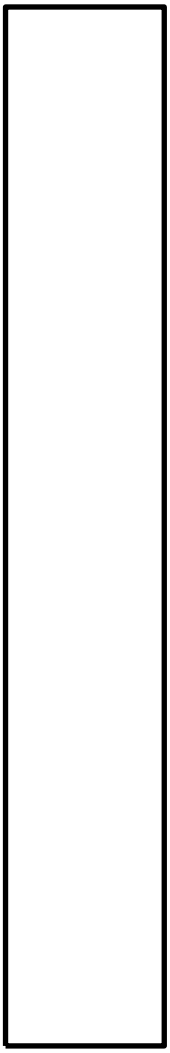


図１　　給水温度時間変化

２．格納容器破損防止

（１）定常運転条件等に関するデータ

項　目	数　値	備　考
1.　崩壊熱曲線 (1)　崩壊熱曲線 (2)　スクラム時の炉内インベントリ（同位体毎，非放射性物質を含む）	図 1-1 参照 	平衡炉心サイクル末期相当 Xe Kr I Rb Cs Sr Ba Y La Zr Nb Mo Tc Ru Sb Te Ce Pr Nd Sm Np Pu

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

項　目	数　値	備　考
2.　炉内相対出力分布		設計値
(1)　径方向相対出力分布	図 1-2 参照	
	1.1471	ﾘﾝｸﾞ 1[内側]
	1.2691	ﾘﾝｸﾞ 2
	1.1587	ﾘﾝｸﾞ 3
	0.9654	ﾘﾝｸﾞ 4
	0.4597	ﾘﾝｸﾞ 5[外側]
(2) 軸方向相対出力分布	図 1-3 参照	
	0.0	非加熱部
	0.3854	ﾉｰﾄﾞ 10[上端]
	0.9922	ﾉｰﾄﾞ 9
	1.1851	ﾉｰﾄﾞ 8
	1.2435	ﾉｰﾄﾞ 7
	1.2943	ﾉｰﾄﾞ 6
	1.2679	ﾉｰﾄﾞ 5
	1.1970	ﾉｰﾄﾞ 4
	1.0634	ﾉｰﾄﾞ 3
	0.8855	ﾉｰﾄﾞ 2
	0.4857	ﾉｰﾄﾞ 1[下端]
	0.0	非加熱部
	0.0	非加熱部

（2）幾何形状等に関するデータ

項　目	数　値	備　考
1. 定常運転時の圧力，温度，湿度		設計値
(1) 格納容器圧力(ドライウェル)	5kPa[gage]	
(2) 格納容器温度(ドライウェル)	330 K	
(3) 格納容器湿度(ドライウェル)	0.2	
(4) ベント管圧力	5kPa[gage]	
(5) ベント管温度	330 K	
(6) ベント管湿度	0.2	
(7) 格納容器圧力(ウェットウェル)	5kPa[gage]	
(8) 格納容器温度(ウェットウェル)	308 K	
(9) 格納容器湿度(ウェットウェル)	1.0	
(10)サプレッション・プール水温度	308 K	
(11)原子炉建屋圧力	大気圧	
(12)原子炉建屋温度	300 K	
(13)原子炉建屋湿度	0.5	
(14)格納容器気体成分比	窒素 100 %	
(15)原子炉建屋気体成分比	窒素 80 % 酸素 20 %	

項　目	数　値	備　考
2. 容積		設計値
(1) 原子炉圧力容器		
・自由空間体積(冷却材が無い場合，解析で想定される空間区分毎)	図 2-1 参照	
(2) ドライウェル（ベント管及び原子炉キャビティを含む）		
・ ドライウェル自由空間体積	7,900m^3	
(3) ドライウェル（ベント管及び原子炉キャビティを除く）		
・ ドライウェル自由空間体積	7,318.6m^3	
・ ドライウェル床からドライウェル頂部までの高さと自由空間体積の関係	高さ / 体積 0m / 0m^3 5.1m / 61.6m^3 34.4m / 7,318.6m^3	
(4) 原子炉キャビティ		
・ 原子炉キャビティ自由空間体積	231.4m^3	
・ 原子炉キャビティ底部からペデスタル頂部までの高さと自由空間体積の関係	高さ / 体積 0m / 0m^3 6.0m / 61.6m^3 9.5m / 231.4m^3	
(5) ベント管		
・ ベント管自由空間体積（サプレッション・プール水が無い場合）	350m^3	
(6) ウェットウェル		
・ ウェットウェル自由空間体積(サプレッション・プール水が無い場合)	7,500m^3	
・ ウェットウェル底部からウェットウェル頂部までの高さと自由空間体積の関係(サプレッション・プール水が無い場合)	高さ / 体積 0m / 0m^3 □ / 7,500m^3	
・ サプレッション・プール水量	2,800m^3	
(7) 原子炉建屋		
・ 原子炉建屋自由体積	101,000m^3	
・ 原子炉建屋底部（マット）から原子炉建屋頂部（燃料交換建屋天井）までの高さと自由空間体積の関係	高さ / 体積 0m / 0m^3 62.2m / 101,000m^3	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

項　目	数　値	備　考
3. 原子炉圧力容器形状に関するデータ		設計値
(1)　内部構造材材質及び重量	(材質)　(割合) 鉄鋼　0.74 ｸﾛﾑ　0.18 ﾆｯｹﾙ　0.08 炭素　0 753.2t	
(2)　燃料集合体材質及び重量(ウランも含む)		
・燃料ペレット	UO_2	
・燃料被覆管	Ｚｒ	
・チャンネルボックス	Ｚｒ	
・構造材	(材質)　(割合) 鉄鋼　0.74 ｸﾛﾑ　0.18 ﾆｯｹﾙ　0.08 178.3t	
(3) ＬＯＣＡが起こりうる配管の口径及び位置	457mm EL.19.981m	設計値
4. ドライウェル形状に関するデータ		
(1) ドライウェル床高さ	図 2-2①参照	
(2) 圧力容器底部高さ	図 2-2②参照	
(3) 円錐フラスタム頂部高さ	－	
(4) ドライウェル頂部高さ	図 2-2③参照	
(5) ドライウェル床内径	図 2-2④参照	
(6) 円錐フラスタム頂部内径	図 2-2⑤参照	
(7) ドライウェル・ライナ材質及び重量	鋼材	
(8) ドライウェル・ライナ厚さ	[redacted]	
(9) ドライウェル・ライナ（円錐フラスタム部）とドライウェル遮へい壁との間隔	図 2-2⑥参照	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

項　目	数　値	備　考
5. ウェットウェル形状に関するデータ		設計値
(1) トーラス大半径	図 2-2⑦参照	
小半径	図 2-2⑧参照	
(2) サプレッション・チェンバ水深さ	図 2-2⑨参照	
(3) サプレッション・プール水温	35℃	
(4) ウェットウェル・ライナ材質及び重量	鋼材	
(5) ウェットウェル・ライナ厚さ	[redacted]	
(6) ウェットウェル・ライナとウェットウェル遮へい壁との間隔	－	
6. ベント管形状に関するデータ		
(1) ベント管頂部高さ	図 2-2⑩参照	設計値
(2) ベント管材質及び重量	鋼材 132.35t	ベント管，ベントヘッダ，ダウンカマを含む全質量
(3) ベント管外径及び内径	[redacted]	
(4) ベント管長さ	図 2-2⑪参照	
(5) ベント管本数	８本	
(6) ベント管入口障壁の形状及びベント管との位置関係	(1)と同じ	
(7) ベント管出口のサプレッション・プール底部からの高さ	図 2-2⑫参照	
(8) 真空破壊装置の内径	[redacted]	
(9) 真空破壊装置の個数	８本	
(10)真空破壊装置の作動条件	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	
(11)真空破壊装置の位置（高さ）	サプレッション・チェンバ床上：5.615m	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

項　目	数　値	備　考
7. 格納容器フィルタベントに関するデータ		設計値
(1)　ベント配管口径，位置	ベント管口径：363.6mm サプレッション・チェンバ床上高さ：9.1 m	
(2)　放出高さ	ＭＡＡＰﾓﾃﾞﾙ化無し	
8. 原子炉遮へい壁形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉遮へい壁頂部高さ	図 2-2⑬参照	
(2) 原子炉遮へい壁長さ	図 2-2⑭参照	
(3) 原子炉遮へい壁外径及び内径	9.163m　7.763m	
(4) 原子炉遮へい壁と原子炉圧力容器壁との間隔	950mm	
(5) 原子炉遮へい壁材質及び重量	モルタル重量：554t 鋼板重量：238t	
9. ペデスタル形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉キャビティ床高さ	図 2-2⑮参照	
(2) 各部の長さ	図 2-2⑯⑰⑱参照	
(3) ペデスタル開口部のそれぞれの個数	1 個	
(4) コンクリート組成	玄武岩コンクリート	文献値 (NUREG/CR-3920)
(5) コンクリート密度	2,300kg/m^3	文献値（コンクリート標準示方書）
(6) コンクリート融解温度	1,380℃	文献値 (NUREG/CR-2282)

(組成)	(割合)
SiO_2	0.5484
CaO	0.0882
Al_2O_3	0.0832
K_2O	0.0539
Na_2O	0.0180
MgO+MnO+TiO	0.0721
Fe_2O_3	0.0626
Fe	0.0000
Cr_2O_3	0.0000
H_2O	0.0586
CO_2	0.0150
O_2	0.0000

項　目	数　値	備　考
(7) コンクリート凝固温度	1,080℃	文献値 (NUREG/CR-2282)
10. 原子炉建屋形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉建屋の縦，横長さ	88m×68.6m	
(2) 原子炉建屋頂部高さ	EL.63.5m	
(3) 燃料交換建屋床高さ	－	
(4) 原子炉建屋マット厚さ	6ｍ	
(5) ウェットウェル遮へい壁厚さ	－	
(6) ドライウェル遮へい壁厚さ	－	
(7) 原子炉建屋壁ウェットウェル部厚さ	－	
(8) 原子炉建屋壁ドライウェル部厚さ	2ｍ	
(9) 燃料交換建屋床厚さ	－	
(10) 燃料交換建屋壁厚さ	－	
(11) ブローアウトパネルの個数 位置 開口面積 吹出し圧力	[redacted]	
(12) 原子炉建屋内の開口部の個数，位置，開口面積	無し	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（3）工学的安全施設等に関するデータ

項　目	数　値	備　考
1. 高圧炉心スプレイ系		設計値
(1) ポンプ台数	1台	
(2) 注水特性曲線	318～1050 m^3/h	8.14～1.38MPa[dif]
(3) 水源切替え条件	水源はサプレッション・チェンバ	
(4) スパージャノズル注水高さ	9791.7 mm	ＲＰＶ底部からの高さ
2. 低圧炉心スプレイ系		設計値
(1) ポンプ台数	1台	
(2) 注水特性曲線	1050 m^3/h	0.78 MPa[dif]
(3) 注水位置	9531.3 mm	
3. 残留熱除去系（低圧注水モード）		設計値
(1) ポンプ台数	3台	
(2) 注水特性曲線	1136 m^3/h	0.14 MPa[dif]
(3) 注水位置	9265 mm	ＲＰＶ底部からの高さ
4. 低圧原子炉代替注水系（常設）		設計値
(1) ポンプ台数	1台	
(2) 注水特性曲線	別添7	
(3) 注水位置	低圧注水系:9265 mm	ＲＰＶ底部からの高さ
5. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）		設計値
(1) ポンプ台数	1台	
(2) 注水特性曲線	別添7	
(3) 注水位置	低圧注水系:9265 mm	ＲＰＶ底部からの高さ
6. 高圧原子炉代替注水系		設計値
(1) ポンプ台数	1台	
(2) 注水特性曲線	別添7	
(3) 注水位置	給水系：12434 mm	ＲＰＶ底部からの高さ

項　目	数　値	備　考
7. 原子炉隔離時冷却系		設計値
(1) ポンプ台数	1台	
(2) 注水特性曲線	91m^3/h	8.21～0.74MPa[dif]
(3) 水源切替え条件	水源はサプレッション・チェンバ	
(4) タービン駆動蒸気量	高圧時：13087 kg/h 低圧時：3015 kg/h	
(5) タービン駆動蒸気凝縮水の温度	下記条件時の飽和温度 高圧：82.6 kg/cm^{2}g 低圧：6.4 kg/cm^{2}g	
(6) 注水位置	給水系：12434 mm	ＲＰＶ底部からの高さ
8. 残留熱除去系熱交換器設計条件		設計値
(1) 基数	2基	
(2) 伝熱容量	7.85×10^{6}kcal/h	
(3) 伝熱面積	[redacted]	
(4) 一次側定格流量	1216 m^3/h	
(5) 二次側定格流量	1217 m^3/h	
(6) 一次側入口温度	52℃	
及び出口温度	45.5℃	
(7) 二次側入口温度	35℃	
及び出口温度	41.5℃	
9. 復水貯蔵タンク	評価上考慮しない	
10. 原子炉補機代替冷却系	8～24時間　24時間以降	設計値
(1) 基数	1基　1基	
(2) 伝熱容量	約16MW　約11MW	
(3) 伝熱面積	－　－	
(4) 一次側定格流量	1200m^3/h　1200m^3/h	
(5) 二次側定格流量	427.9 m^3/h　226 m^3/h	
(6) 一次側入口温度	100℃　100℃	
及び出口温度	88.4℃　92.1℃	
(7) 二次側入口温度	35℃　35℃	
及び出口温度	66.7℃　76.0℃	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

項　目	数　値	備　考
	大破断　ＴＱＵＶ	
11. 残留熱代替除去系	ＬＯＣＡ　（ＲＰＶ破損）	設計値
(1) 基数	１基　１基	
(2) 伝熱容量	約７MW　約６MW	
(3) 伝熱面積	－　－	
(4) 一次側定格流量	150m³/h　120m³/h	
(5) 二次側定格流量	226m³/h　226m³/h	
(6) 一次側入口温度	100℃　100℃	
及び出口温度	57.8℃　54.5℃	
(7) 二次側入口温度	35℃　35℃	
及び出口温度	62.6℃　58.9℃	
12. 格納容器代替スプレイ流量	120m³/h	
13. 自動減圧機能を有する逃がし安全弁の弁個数及び容量，流路面積（代替自動減圧機能を含む）	弁：６個 容量：367t/h 流路面積：86.7cm²	設計値 7.58MPa[gage] １弁あたり
14. 格納容器圧力と自動減圧系閉鎖特性の関係	－	
15. 非常用ガス処理系	－	解析では使用しない
(1) 系統数		
(2) 容量		
(3) フィルタが無効（破損時）になる限界圧力降下		
(4) 除去率（物質ごと）		
(5) 除去可能な粒径の下限		
(6) 作動条件		

項　目	数　値	備　考
16. プラントインターロック等に関するデータ		
(1) 高圧炉心スプレイ系の作動条件及び停止条件とその数値	原子炉停止機能喪失シーケンス以外： 作動：L1H+30 秒 停止：L8 原子炉停止機能喪失シーケンス： 格納容器圧力高(13.7kPa[gage])+17 秒で自動起動	設計値
(2) 低圧注水系の作動条件及び停止条件とその数値	作動：L1+40 秒 停止：無し	設計値
(3) 低圧炉心スプレイ系の作動条件及び停止条件とその数値	作動：L1+40 秒 停止：無し	設計値
(4) 原子炉隔離時冷却系の作動条件及び停止条件とその数値	作動：L2+30 秒 停止：L8	設計値
(5) 残留熱除去系の作動条件及び停止条件とその数値	別添１参照	
(6) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）の作動条件及び停止条件とその数値	可搬型作動： [炉心損傷前] 384kPa[gage]到達後，384～334 kPa[gage]の範囲で維持 [炉心損傷後] 640kPa[gage]到達後，640～588 kPa[gage]の範囲で維持 可搬型停止： サプレッション・プール水位が通常水位+1.3m到達	

項　目	数　値	備　考
(7) 自動減圧系の作動条件 及び停止条件とその数値	作動：格納容器圧力高，及び L1+120 秒 停止：無し	設定値
(8) 格納容器ベント操作の開始条件 及びベント経路とベント面積	サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達後+10 分後 W/W ベント， 100%面積	
(9) 全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系の直流バッテリーの有効時間	24 時間	設計値

項　目	数　値	備　考
17. 破損に関連する条件		
(1) 材料溶融温度		文献値(ＭＡＴＰＲＯ)
・ジルカロイ	2125K	
・酸化ジルコニウム	2911K	
・二酸化ウラン	3113K	
・ステンレス鋼	1700K	
・ステンレス鋼酸化物	1650K	
・Ｂ４Ｃ	2700K	
(2) 下部ヘッド破損条件	貫通部における破損モードは２種類による判定を実施している。 ①溶接部のせん断応力が限界せん断応力を超える場合 ②溶接部のひずみ量が閾値を超えた場合	解析モデル
・貫通部毎の過温破損条件		
・下部ヘッドクリープ破損条件	クリープ破損は，Larson-Miller パラメータ手法により評価している。	
・Larson-Miller 評価に用いるパラメータ	ＭＡＡＰによる内部計算	
(3) 被覆管破損条件	1000K	実験に基づく設定値
(4) コア・コンクリート反応条件	1653K	文献値 (NUREG/CR-2282)
(5) 水素燃焼条件		
・　燃焼開始濃度（水素，酸素，水蒸気）	水蒸気 75%以下 水素 4.1%以上 酸素 5%以上	実験に基づく設定値

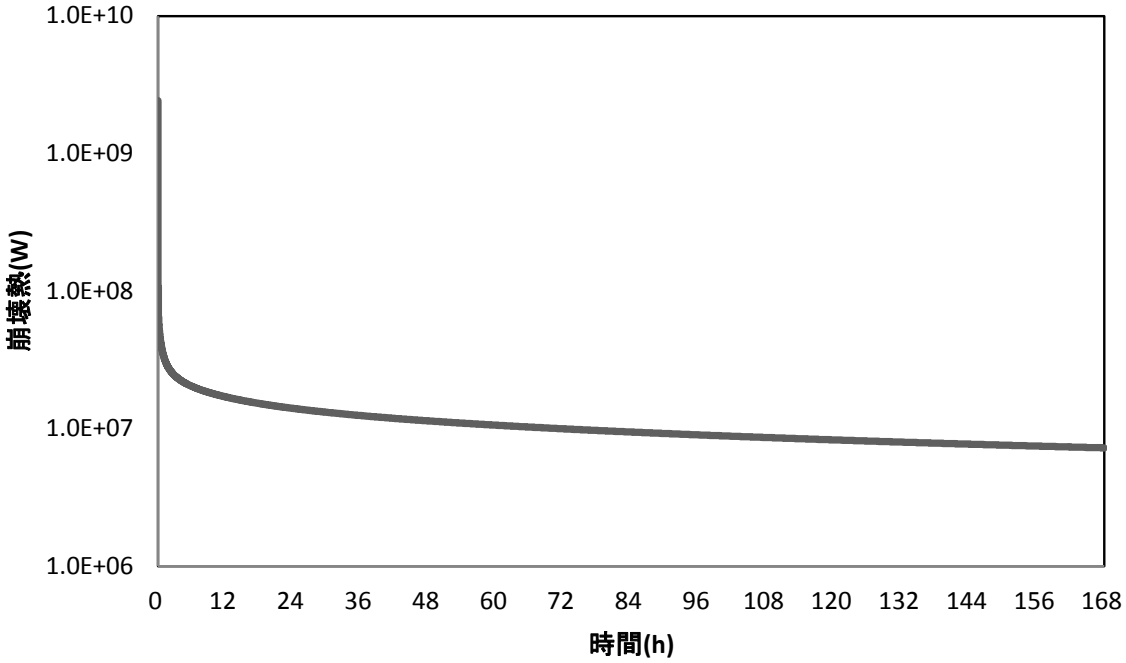

1.0E+10
1.0E+09
1.0E+08
1.0E+07
1.0E+06
崩壊熱(W)
0
12
24
36
48
60
72
84
96
108
120
132
144
156
168
時間(h)

図 1-1　崩壊熱曲線

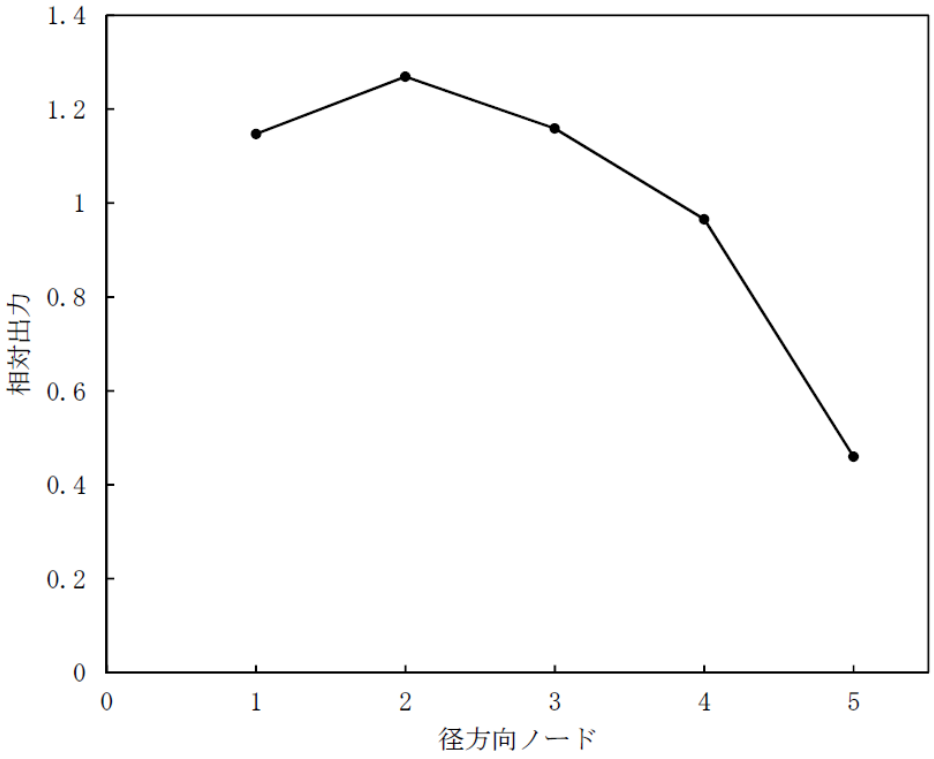


図 1-2　径方向出力分布

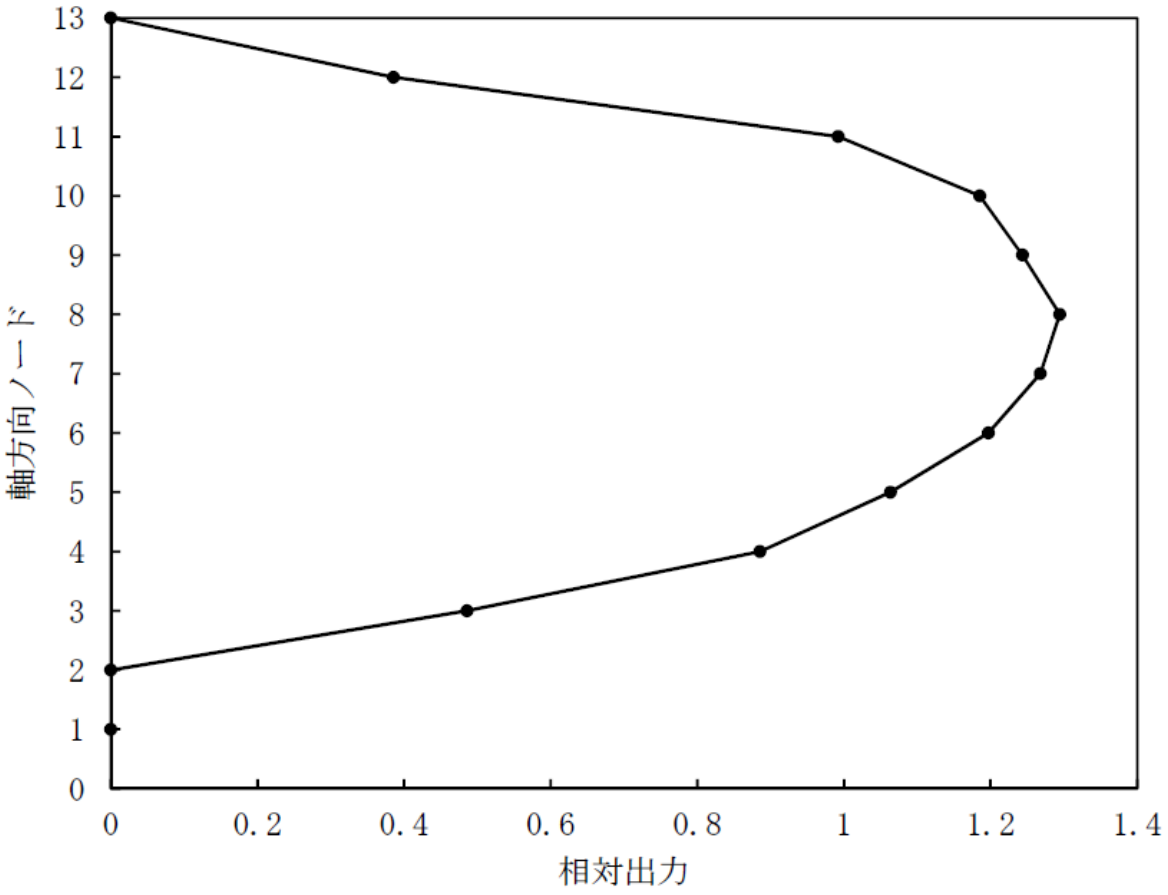


図 1-3　軸方向出力分布

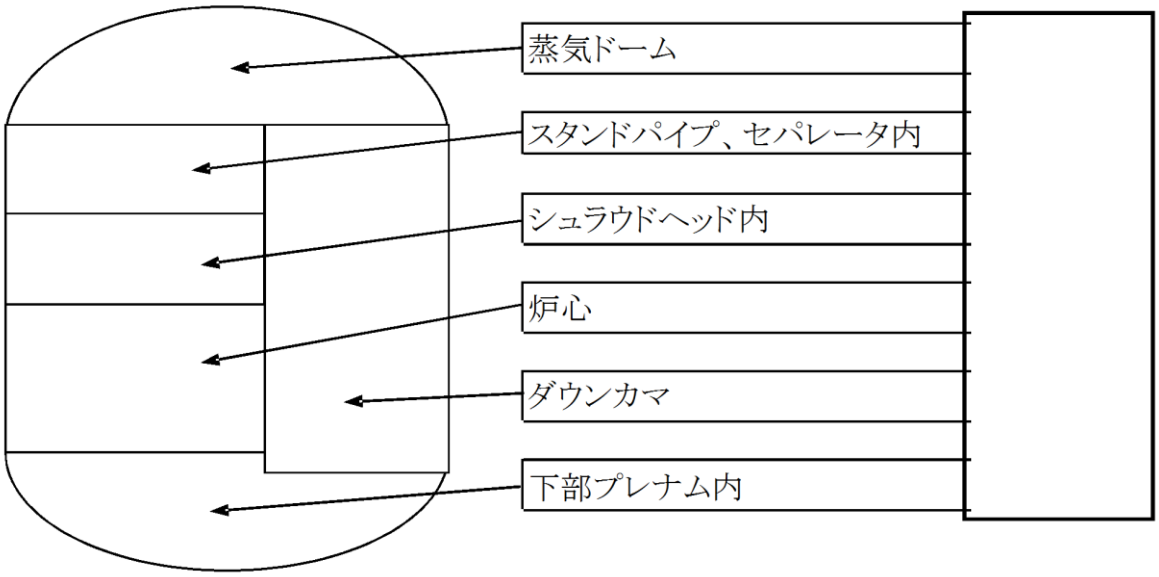


図 2-1　原子炉圧力容器内自由空間体積

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

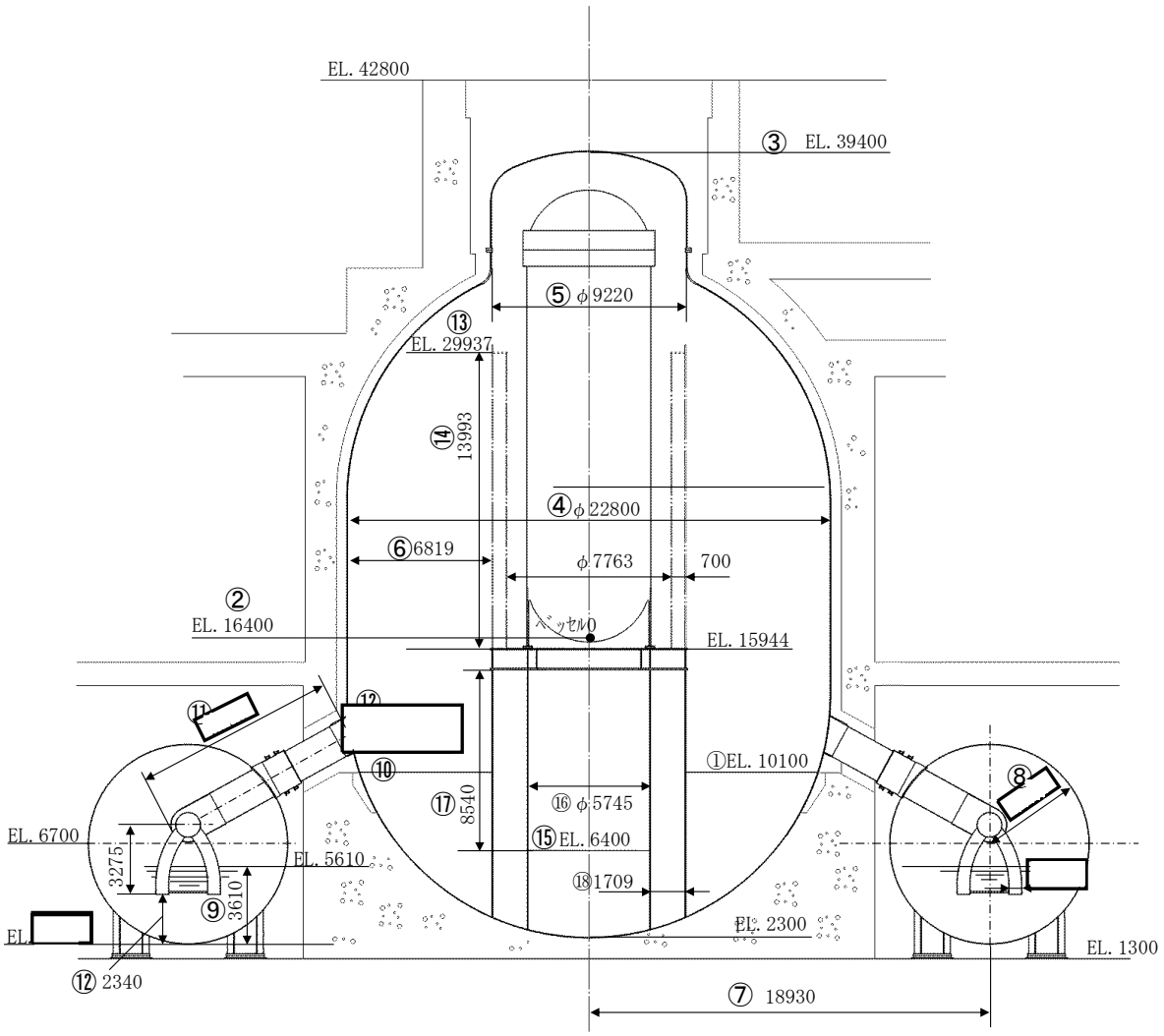


図 2-2　格納容器内概略図（ＢＷＲ／ＭＡＲＫ－Ⅰ改良型）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

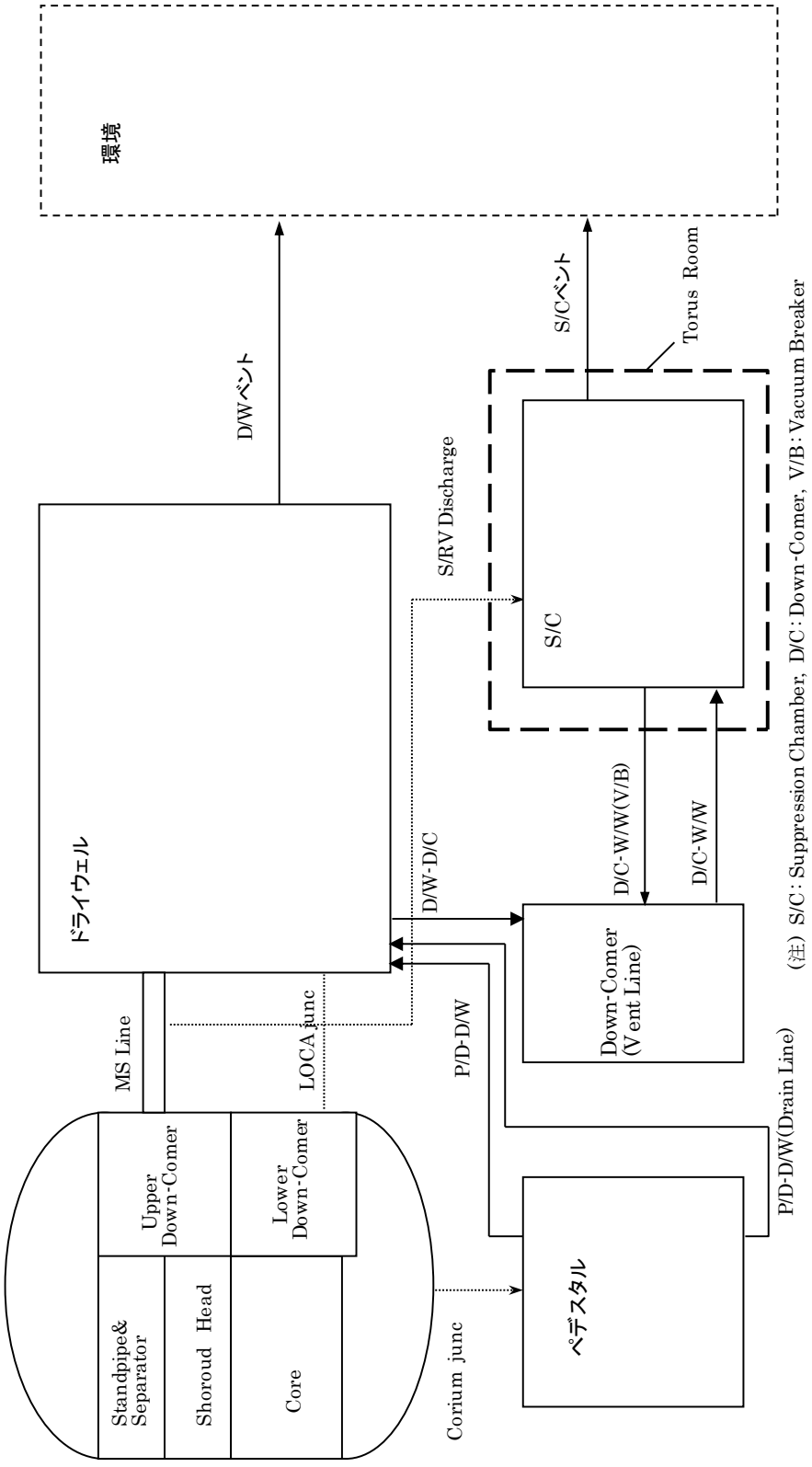


図 2-3　格納容器ノード分割（ＢＷＲ／Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型）

３．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）

（１）　ＪＡＳＭＩＮＥ

１．１　入力

１．１．１　計算体系の幾何形状

原子炉圧力容器，ペデスタル壁面，床面で形成される原形状の中から，ＪＡＳＭＩＮＥの計算体系にてモデル化した部分を図１に示す。モデル化した部分は，ペデスタル内壁及び上部に位置するベッセル下部となる。

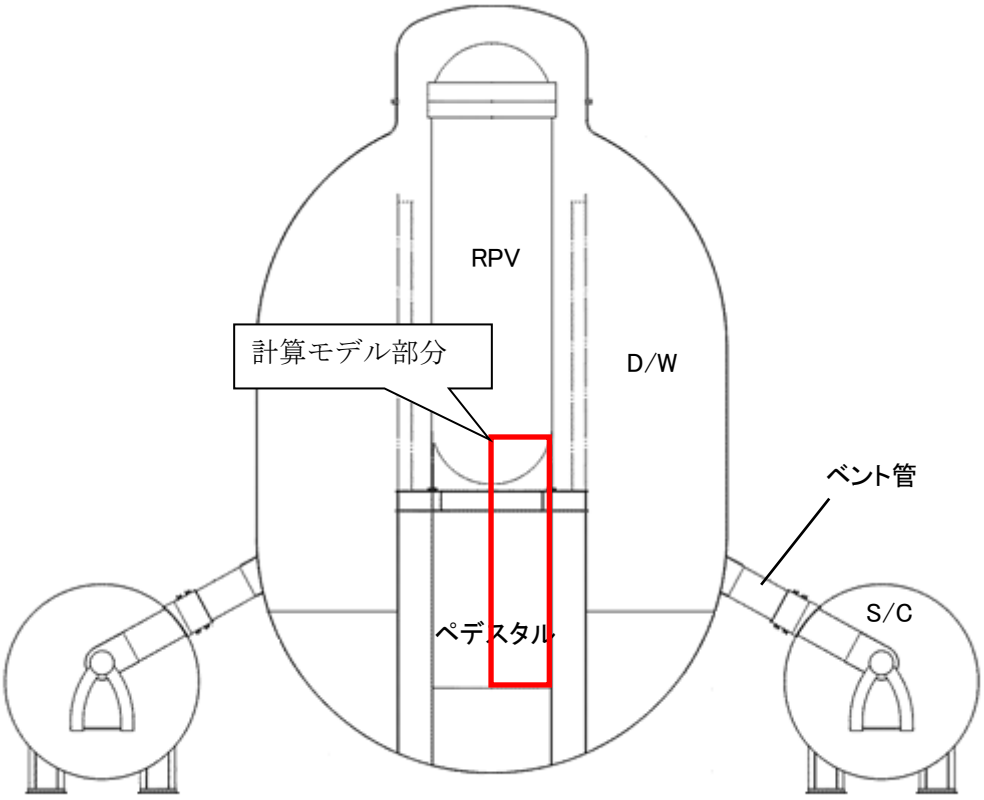
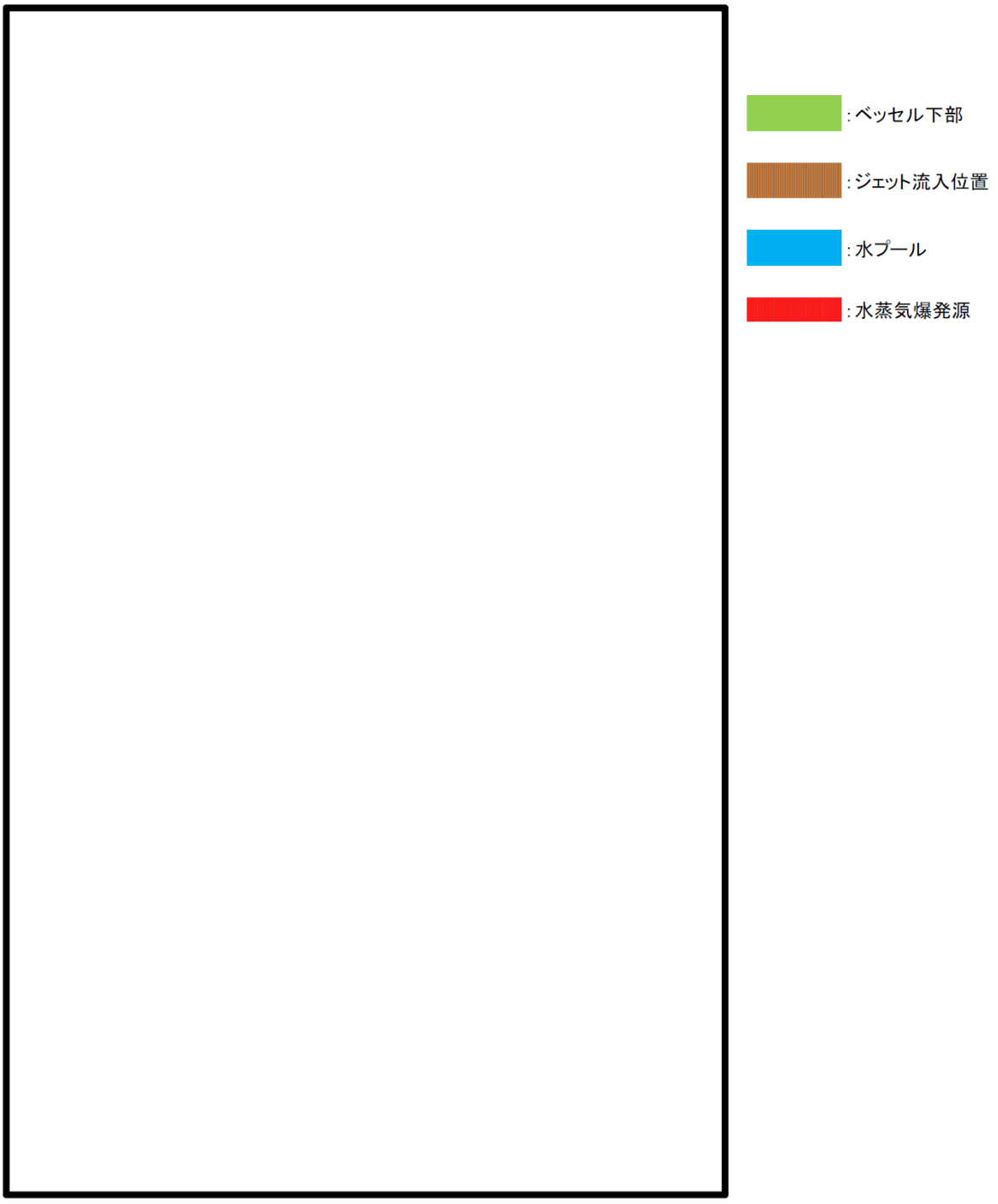


図１　ＪＡＳＭＩＮＥの計算体系にてモデル化した部分

１．１．２　メッシュ分割

図１に示す原形状に対するＪＡＳＭＩＮＥによるメッシュ分割（メッシュ分割数及びメッシュ寸法），ベッセル，水面，壁面等の定義位置を図２に示す。メッシュ分割数は，ＪＡＳＭＩＮＥコードの制限値【Ｘ方向(=30)，Ｚ方向(=40)】以内で，均等セルになるように調整した。



メッシュ分割　X方向：20　　Z方向：32

図２　ＪＡＳＭＩＮＥの計算体系モデル

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

１．１．３　溶融物放出履歴

表１にジェット口径，放出速度の時刻歴を示す。

表１　ジェット口径，放出速度の時刻歴

時刻[sec]	ジェット流入速度[m/s]	ジェット流入直径[m]	備考
0			
110.0			
110.1			

１．１．４　溶融炉心の組成

ＪＡＳＭＩＮＥでは溶融炉心の組成を入力条件とはしていない。

１．１．５　溶融炉心物性値

表２に溶融炉心物性値を示す。本解析では，組み込みライブラリ(jasmine.corium2)を用いている。ＪＡＳＭＩＮＥコード付属の溶融コリウム模擬のライブラリ（jasmine.corium，jasmine.corium2，jasmine.corium3）のうち，デブリ物性値が実機条件に近いと考えられる jasmine.corium2 を採用した。

１．１．６　主要入力値

表３に主要入力値を示す。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表２　ＪＡＳＭＩＮＥ解析における物性値

No.	項目	物性値		備考
		数値	単位	
1	溶融点		[K]	組み込みライブラリ(jasmine.corium2)に基づく値
2	固相線温度		[K]	
3	液相線温度		[K]	
4	固相密度		[kg/m^3]	
5	液相密度		[kg/m^3]	
6	液相比熱		[J/(kg・K)]	
7	固相比熱		[J/(kg・K)]	
8	溶融潜熱		[J/kg]	
9	熱伝導率		[W/(m・K)]	
10	粘性係数		[Pa・s]	
11	表面張力		[N/m]	
12	輻射率		[-]	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表３　ＪＡＳＭＩＮＥ解析における主な入力

No.	入力	値(定義)	単位	備考
1	初期圧力		[Pa]	
2	プール水温		[K]	
3	落下メルト総重量		[kg]	
4	メルトジェット温度		[K]	
5	メルト放出速度※		[m/s]	
6	自由落下距離	該当入力なし		
7	トリガリング時の先端位置	該当入力なし		
8	プール水深	2.4	[m]	手順書に基づく設定値
9	粗混合時液滴径		[m]	
10	爆発後粒子径		[m]	
11	ブレークアップ係数		[-]	
12	液滴速度ファクタ		[-]	
13	トリガリング位置	ベデスタルの中心，底から 0.6m	[m]	プール底部
14	トリガリングタイミング		[sec]	
15	トリガ閾値		[Pa]	
16	フラグメンタルモデル		[-]	
17	フラグメンテーション条件		[-]	
18	フラグメンテーション係数		[-]	
19	フラグメンテーション時間		[sec]	
20	蒸発に用いられるエネルギ割合		[-]	
21	フラグメンテーションにおけるボイド緩和係数		[-]	
22	トリガー点圧力		[Pa]	
23	トリガー点ガス割合		[-]	
24	トリガー点ガス温度		[K]	

※：ＭＡＡＰ解析結果に基づき設定。ＭＡＡＰでは下部プレナムでのＲＰＶ―ＰＣＶ間差圧，水頭圧，重力加速度により放出速度が計算されている。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（2）ＡＵＴＯＤＹＮ

２．１　入力

２．１．１　計算体系の幾何形状

解析モデルを図１に示す。解析は２次元軸対称モデルを用い，気相部，液相部，圧力源，鋼板部及びコンクリートをモデル化している。当該モデルは２次元軸対称体系であるため，縦リブ鋼板及び開口等は模擬していない。

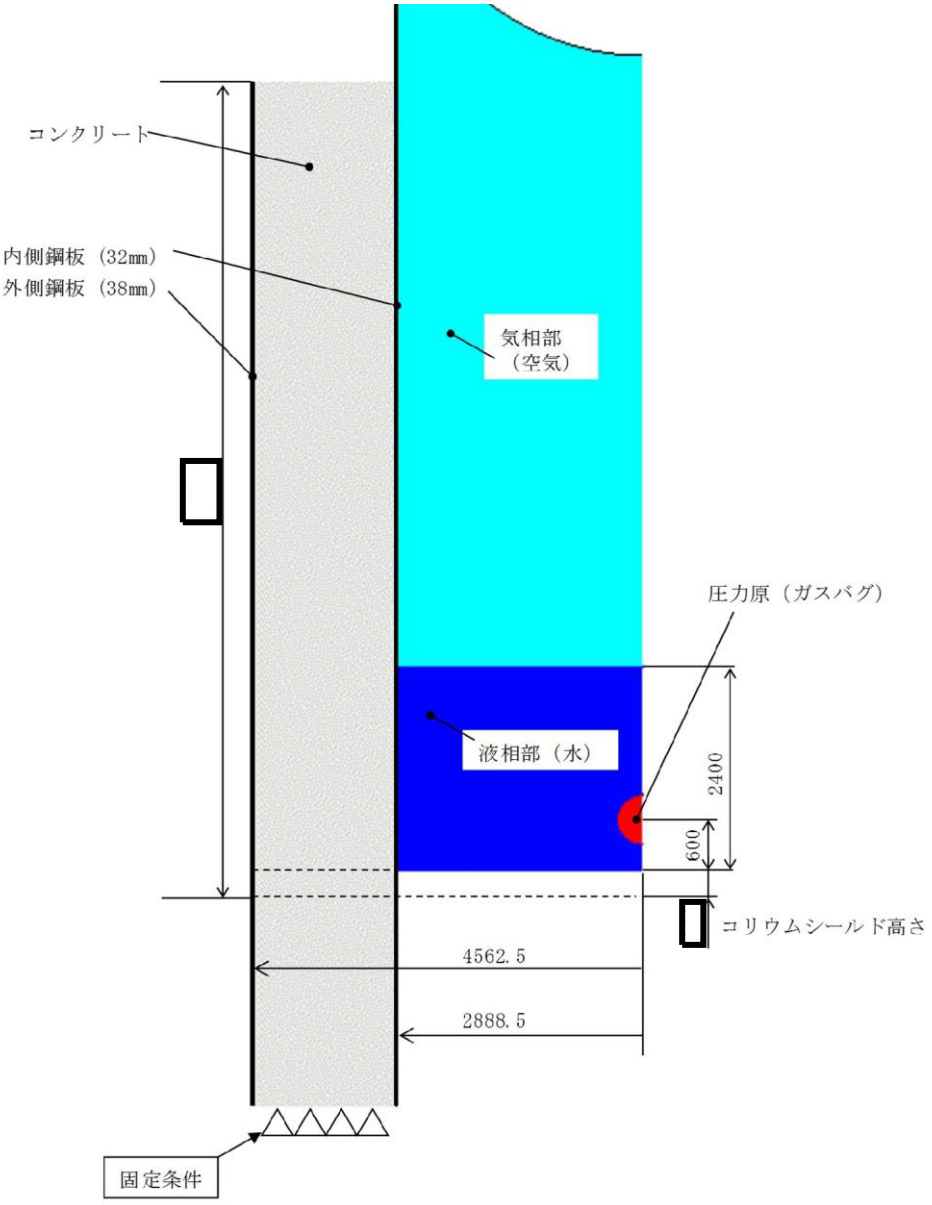


図１　解析モデル（単位：mm）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

２．１．２　メッシュ分割，拘束条件，有限要素及び要素プロパティ

本解析で適用した要素タイプ（ＡＵＴＯＤＹＮではソルバーと呼称）と材料特性の一覧を表１及び表２に示し，メッシュ図を図２に示す。

ＡＵＴＯＤＹＮは複数のソルバーにより構成されるプログラムであり，モデル化の対象に応じて適切なソルバーを選択することができる。本解析では，爆発現象に伴う液相－気相部境界が大きく変動することが想定されることから，空間領域は複数物質の移流を考慮することが可能な Multi-material-Euler ソルバーを用いた。これにより，圧力源からのエネルギ開放に伴う水面の変動やブレークスルー等も模擬できる。

なお，鋼板はコンクリート壁に比べ厚みが小さいため Shell ソルバーを用いる。Shell ソルバーに対しては，Euler ソルバーとの相互作用を定義する境界として必要なポリゴンを設定することで流体－構造間の連成解析を実現する。

表１　要素プロパティ一覧

部位	ソルバー	要素幅	要素数
コンクリート	Lagrange (Solid 要素)	[redacted]	[redacted]
内外鋼板 (SPV490)	Shell	[redacted]	[redacted]
空気，水， エネルギーソース	Euler (Multi-material)	[redacted]	[redacted]

表２　材料特性一覧

材料	密度※1	体積 弾性率※2	横 弾性率※2	降伏 応力※1	最大引張 強さ※1	限界ひずみ ※1
コンクリート	[redacted]			(図 3 の関係式による)		
SPV490				[redacted]		

※１　ノミナル物性値

※２　ノミナル物性値であり，下式に基づき算出したもの。

体積弾性率　　K=E／（３×（１－２・ν））

横弾性率　　G=E／（２･（１＋ν））

E は縦弾性係数で

ν はポアソン比で [redacted]

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

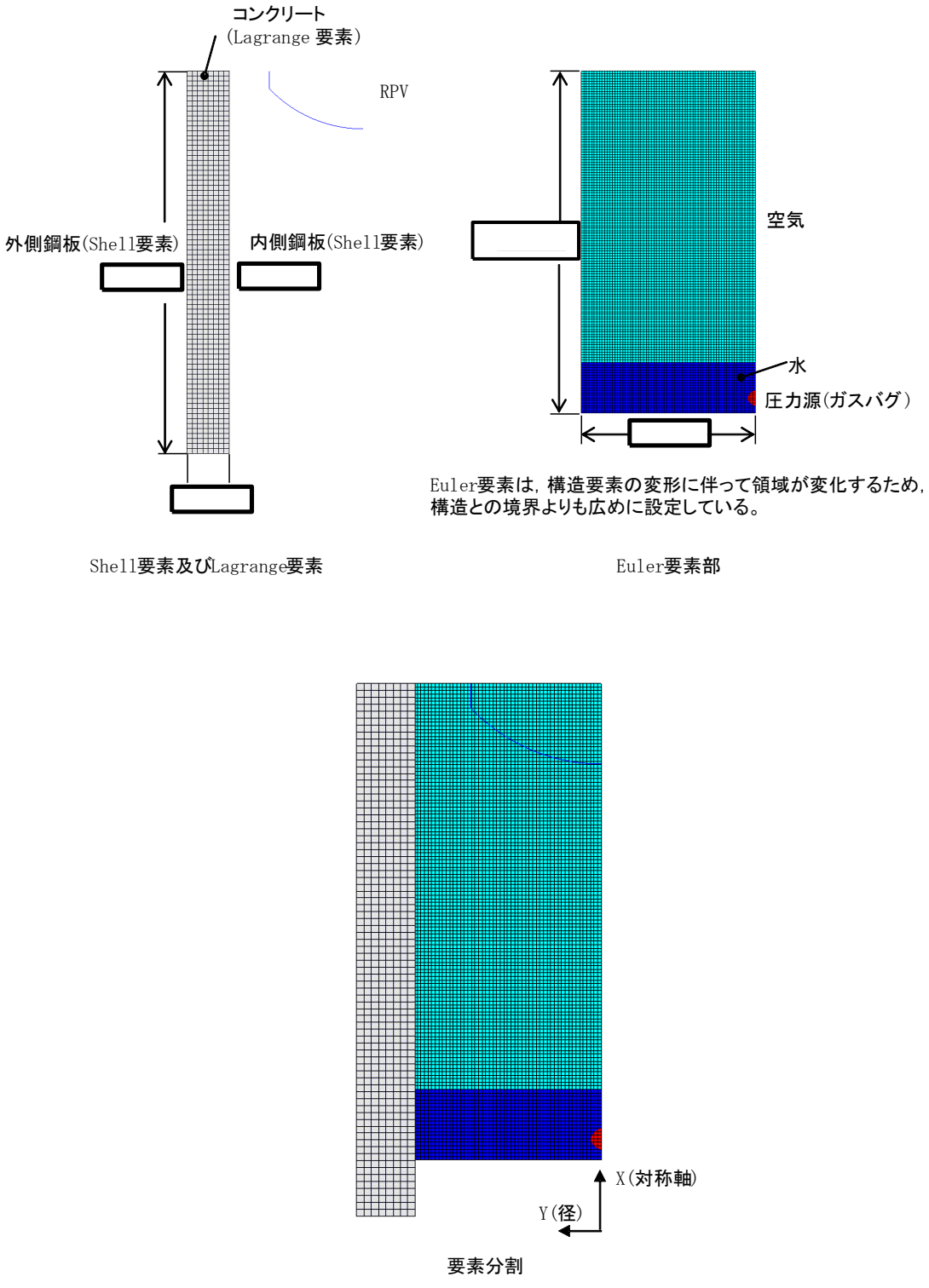


図２　メッシュ図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

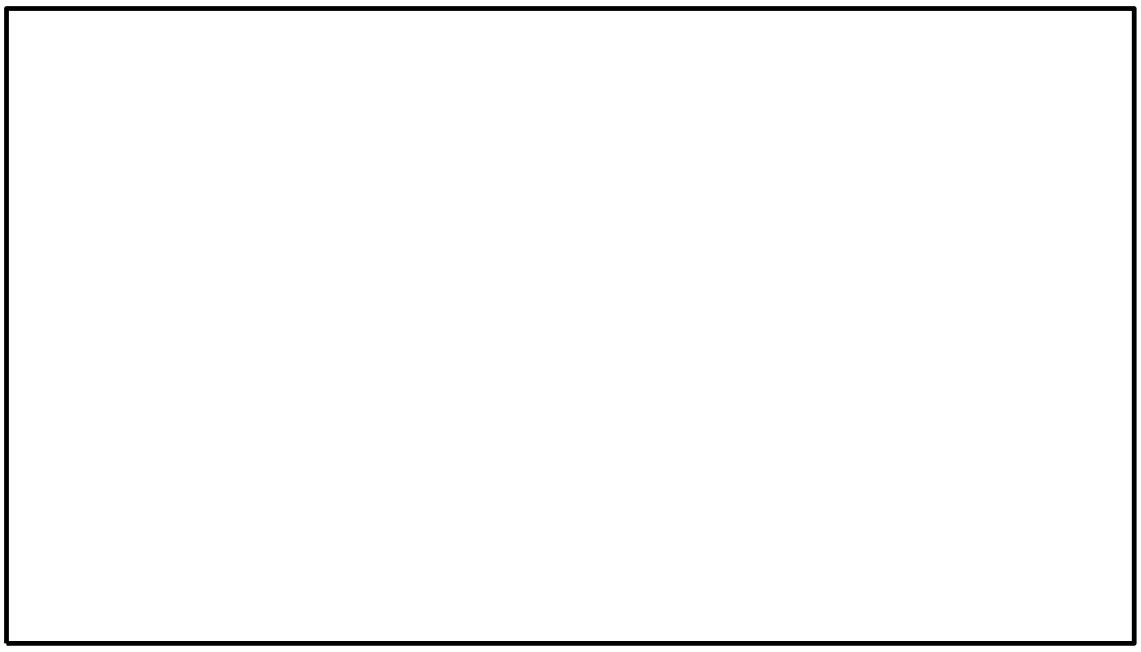


図３　Drucker-Prager の降伏モデルにおけるコンクリートの圧力と降伏応力の関係

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

２．１．３　圧力発生点及び圧力履歴

圧力源（ガスバグ）の仕様を表３に示す。また，体積変化と圧力の関係を図４に示す。

表３　ガスバグ仕様

項　目	値	備考
運動エネルギ		
初期半径		
初期圧力		
体積変化		



図４　体積変化と圧力の関係

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

４．溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）

（１）計算体系の幾何形状

図１にＭＣＣＩにおけるＭＡＡＰ評価モデルの概要図を示す。

モデル化において想定される各評価条件について以下にまとめる。

・溶融炉心は，初期条件として溶融炉心全量がペデスタル床面に均一に堆積していると仮定しており，溶融炉心上部には冷却材プール（約 2.4m）が形成されている。
・溶融炉心が落下する領域はコリウムシールド床面（　　）が設置されており，更にその外側はペデスタル床面（　　），ペデスタル側壁（　　）により囲まれている。
・局所形状のモデル化の取扱いについては，ペデスタル領域内の配管，構造物，サンプ，スリットについてはモデル化されていない。

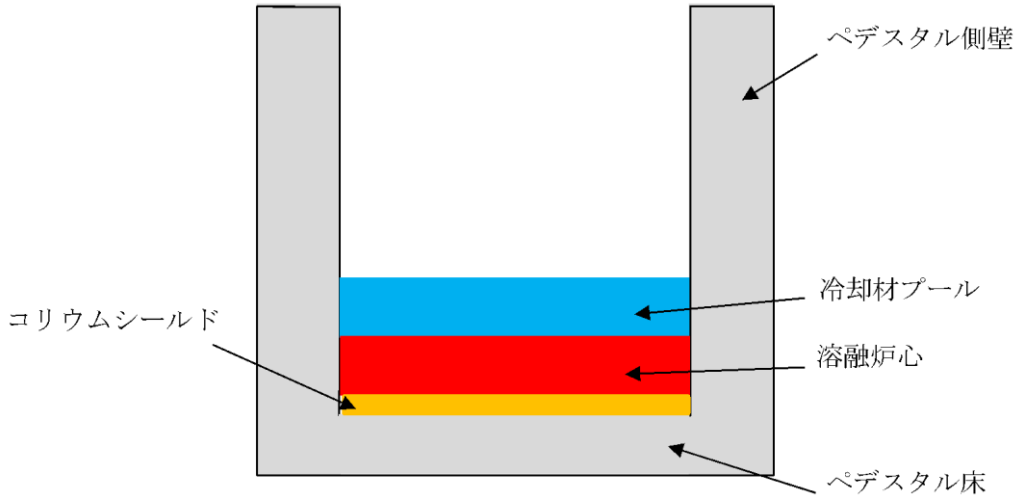


図１　ＭＣＣＩ解析モデル図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（２）溶融炉心固相線・液相線

ＭＡＡＰコードに内蔵されているものを使用している。

表１に主要入力値を示す。

表１　主要入力値

No.	入　力		入力値	備考
1	エントレインメント係数(Ricou-Spalding 係数)			
2	溶融炉心から下部，側面，上部クラストへの対流熱伝達係数	下部		
		側面		
		上部		
3	上部プール水とデブリ間熱流束※1			
4	コンクリート組成※2（玄武岩系コンクリート）	SiO_2	0.5484	文献値(NUREG/CR-3920)
		CaO	0.0882	
		Al_2O_3	0.0832	
		K_2O	0.0539	
		Na_2O	0.0180	
		$MgO+MnO+TiO_2$	0.0721	
		Fe_2O_3	0.0626	
		H_2O	0.0586	
		CO_2	0.0150	
5	コンクリート特性	コンクリート融点		
		液相温度		
		固相温度		
6	コリウムシールド特性	浸食開始温度		
		比熱		
		熱伝導率		

※１：上部プール水とデブリ間熱流束係数（Kutateladze 係数）と記載しているが，Kutateladze 型水平平板限界熱流束相関式が適用されている間の熱伝達係数と Kutateladze 係数は同じものではないため，総じて表現されている熱流束を示す。

※２：代表的な玄武岩コンクリート組成を採用。本シナリオは浸食量が小さく，コンクリート組成が異なることによる浸食時の発生ガス量及び発生ガスによる浸食挙動への影響は小さい。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

有効性評価におけるＬＯＣＡ時の破断位置及び口径設定の考え方について

重大事故等対策の有効性評価においてＬＯＣＡ事象を想定する場合の破断位置及び口径設定の考え方については，以下のとおりである。

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

（１）ＬＯＣＡ時注水機能喪失

① 破断位置

燃料被覆管破裂が発生しない範囲の破断面積（約 3.1cm^2）を考慮し，気相部配管，シュラウド外の液相部配管及びシュラウド内の液相部配管の各配管（表１）について，流出量の観点からそれぞれ最も低い位置に存在する配管で破断が発生した場合の感度解析を実施した。

その結果，表２に示すとおり，気相部配管の破断を想定した場合は，シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して，燃料被覆管最高温度が低くなる。また，液相部配管についてはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。

したがって，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」で想定する破断位置は，格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））での想定との整合も考慮し，原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）を設定した。

表１　代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表２　破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度
主蒸気配管 （気相部配管）	約 3.1 ㎝^{2}	約 489℃
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 779℃
底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管）		約 782℃

② 破断面積

炉心損傷防止対策の有効性を確認するうえで，燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積約 3.1cm^{2}を設定した。

また，表３に示すとおり，破断面積の感度解析を実施し，再循環配管（シュラウド外の液相部配管）の破断について，破断面積約 4.2cm^{2}までは燃料被覆管破裂が発生しないことを確認している。

破断面積が約 4.2cm^{2}を超え，炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂を含む。）に至る場合については，「3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて確認する。

表３　破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 4.2 ㎝^{2}	無
	約 4.3 ㎝^{2}	有

（２）格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

①漏えい位置

島根原子力発電所２号炉の主要系統のうち，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の故障等により低圧設計部が過圧され破断する事象を想定する。

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し，原子炉格納容器外に系統配管があるラインは下記の通りである。

・高圧炉心スプレイ系注入ライン
・残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン
・残留熱除去系炉頂部ライン
・残留熱除去系（停止時冷却モード）戻りライン
・残留熱除去系（停止時冷却モード）抜出ライン
・低圧炉心スプレイ系注入ライン
・原子炉隔離時冷却系蒸気ライン
・ほう酸水注入系注入ライン
・原子炉浄化系系統入口ライン
・制御棒駆動系挿入ライン
・制御棒駆動系引抜ライン
・主蒸気系ライン
・給水系注入ライン
・試料採取系サンプリングライン
・圧力容器計装系ライン

高圧バウンダリのみで構成されている圧力容器計装系ラインは，ＩＳＬＯＣＡの対象としない。影響の観点から，配管の口径が小さい制御棒駆動系挿入ライン，制御棒駆動系引抜ラインおよび試料採取系サンプリングラインは，評価の対象としない。

さらに，ＩＳＬＯＣＡ発生頻度の観点から，高圧炉心スプレイ系注入ライン，残留熱除去系炉頂部ライン，原子炉隔離時冷却系蒸気ライン，ほう酸水注入系注入ライン，原子炉浄化系系統入口ライン，主蒸気系ライン及び給水系注入ラインは低圧設計部が３弁以上の弁で隔離等されていることから評価の対象としない。

発生頻度の分析について，ＰＲＡにおいては，主に原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数及び定期試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し，ＩＳＬＯＣＡの発生確率が高いと考えられる配管（残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン，残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン，残留熱除去系停止時冷却モード抜出ライン，低圧炉心スプレイ系注入ライン）について，各々の箇所でのＩＳＬＯＣＡ発生確率を算出している。（事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について　別添　島根原子力発電所２号炉　確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について参照）

表４の整理の通り，ＰＲＡ上は低圧設計配管までの弁数が少なく，定期試験時のヒューマンエラーによる発生が考えられる残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインでのＩＳＬＯＣＡ発生確率が最も高い。各配管におけるＩＳＬＯＣＡの発生頻度は，定期試験のある残留熱除去系（低圧注水モード）

注入ラインにおいては 6.0×10^{-8}[/炉年]，低圧炉心スプレイ注入ラインにおいては 2.0×10^{-8}[/炉年]，定期試験のない残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインにおいては 5.8×10^{-10}[/炉年]，残留熱除去系停止時冷却モード抜出ラインにおいては 2.1×10^{-10}[/炉年]である。なお，「実用発電用原子炉施設への航空機落下確率の評価基準について」（平成 21・06・25 原院第１号。平成 21 年 6 月 30 日原子力安全・保安院制定）によると，航空機落下の判断基準は 10^{-7}[/年]とされており，残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにおけるＩＳＬＯＣＡ発生頻度 6.0×10^{-8}[/炉年]は十分小さいと判断できると考えられる。

以上より，評価対象の配管は，運転中に開閉試験を実施する系統のうち，ＩＳＬＯＣＡが発生する可能性が最も高く，ＩＳＬＯＣＡが発生した場合の影響が最も大きい残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインを選定する。

表４　低圧設計配管までの弁数，運転中定期試験の有無及びＩＳＬＯＣＡ発生頻度

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定期試験の有無	ＩＳＬＯＣＡ発生頻度[/炉年]
残留熱除去系(低圧注水モード）注入ライン※1	２弁	有	6.0×10^{-8}
残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン※2	２弁	無	5.8×10^{-10}
残留熱除去系停止時冷却モード抜出ライン※3	２弁	無	2.1×10^{-10}
低圧炉心スプレイ系注入ライン	２弁	有	2.0×10^{-8}

※１：残留熱除去系（低圧注水モード）の注入ラインは，原子炉圧力容器から数えて２弁目までの範囲が高圧設計(8.62MPa[gage])の配管で構成され，２弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計(3.92MPa[gage])の配管で構成されており，３弁目は中圧設計のラインに設置されている。中圧設計の配管は低圧設計の配管よりも破断確率が低いが，３弁目までは考慮の対象とせず，２弁目までを考慮の対象とした。

※２：残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインは，原子炉圧力容器から数えて２弁目までの範囲が高圧設計(10.4MPa[gage])の配管で構成され，２弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計(3.92MPa[gage])の配管で構成されている。

※３：残留熱除去系停止時冷却モード抜出ラインは，原子炉圧力容器から数えて２弁目までの範囲が高圧設計(8.62MPa[gage])の配管で構成され，２弁目以降から残留熱除去ポンプの吸込みまでの範囲は低圧設計(1.37MPa[gage])の配管で構成されている。

②破断口径

残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインの実耐力評価結果を踏まえて設定する。

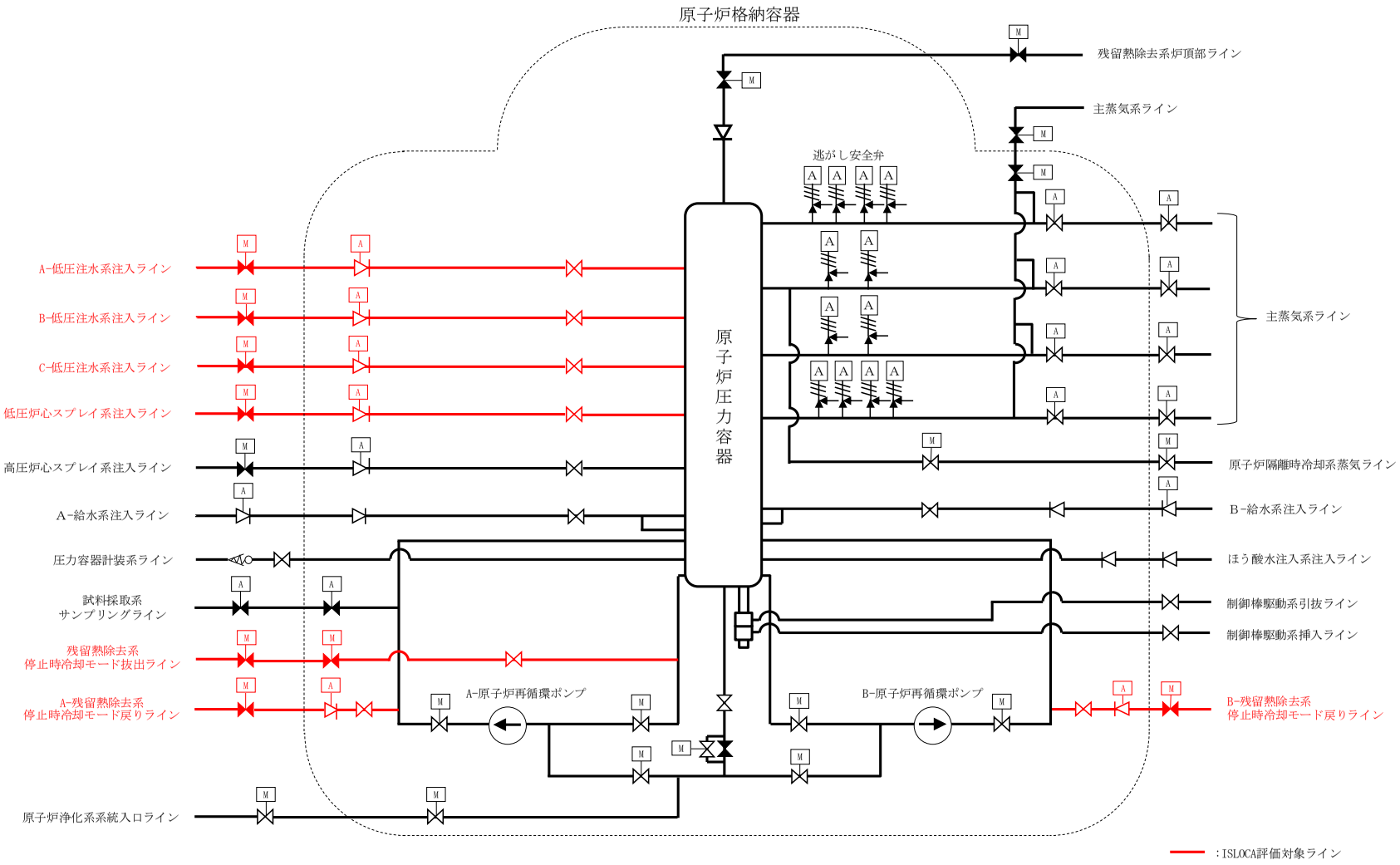


図１　原子炉冷却材圧力バウンダリ概要図

２．重大事故

（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）

①破断位置

破断位置は以下の理由から再循環配管（出口ノズル）を想定している。（図２参照）

a.　ＬＯＣＡ事象は，破断面積が大きいほど原子炉水位低下及び炉心溶融までの事故進展が早く，格納容器破損防止対策を講じるための時間余裕が厳しくなるため，配管面積が大きいものを選定する。（表１参照）

なお，気相部配管の破断及び液相部配管（シュラウド内及びシュラウド外）の破断を原子炉水位低下及び炉心溶融までの時間で比較した場合，液相部配管の破断の方が厳しいことから，配管位置が低く，配管面積が大きい再循環配管（出口ノズル）を想定する。

b.　再循環配管（出口ノズル）以外の配管破断を想定した場合の影響は以下のとおり。

(a)　再循環配管（ジェットポンプノズル）での破断を想定した場合，ジェットポンプノズルに比べて面積の大きい再循環配管（出口ノズル）から破断口に向かう流路に圧力損失を生じさせる再循環ポンプがあるため，破断流量は再循環配管（出口ノズル）より少なくなる。原子炉圧力容器内の水温は出口ノズルとジェットポンプノズルで差異はなく，また，再循環ポンプを通過する場合にはポンプ入熱により温度上昇するが，破断流量が低下する影響が大きいことから，ポンプ入熱を考慮しても格納容器内の圧力上昇及び温度上昇への影響は再循環配管（出口ノズル）よりも小さくなる。また，低圧注水系配管（注水ノズル）等のその他のシュラウド外液相配管については，再循環配管（出口ノズル）より配管口径が小さく接続部高さも高いため，破断流量は再循環配管（出口ノズル）より少なくなり，格納容器内の圧力上昇及び温度上昇への影響は再循環配管（出口ノズル）よりも小さくなる※。そのため，格納容器内の圧力上昇及び温度上昇に対して厳しくなる再循環配管（出口ノズル）を想定する。

※　ＭＡＡＰ解析上，初期状態において低圧注水系配管（注水ノズル）等が接続しているシュラウド内領域は他の領域より 10℃程度水温が高いが，ＬＯＣＡ事象発生後初期の事象進展としては破断流量が大きくなる再循環配管（出口ノズル）の方が厳しくなる。

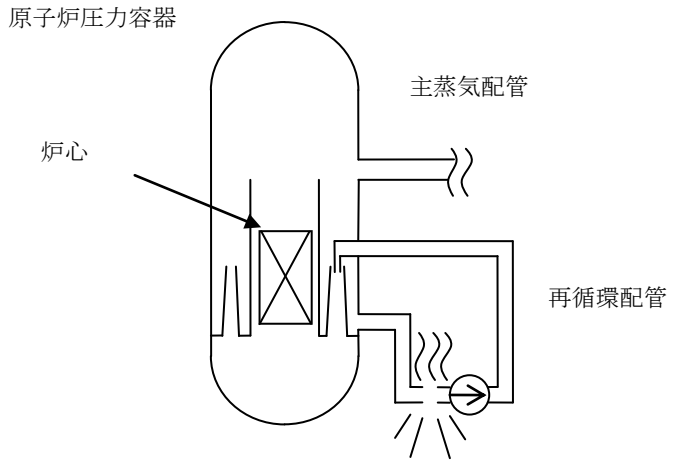


図２　再循環配管（出口ノズル）破断の概要

② 破断面積

破断面積を大きくすると，原子炉からの冷却材漏えい量が多くなり，格納容器へのエネルギ放出量が多くなることから，再循環配管（出口ノズル）の両端破断を想定する。

③ ほう酸水注入系配管及び底部ドレン配管からのＬＯＣＡについて

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)」における起因事象は，原子炉内の保有水量の減少及び炉心のヒートアップを厳しく見積もる観点から，再循環配管（出口ノズル）の両端破断を選定した。

一方，再循環配管のような大口径配管は存在しないが，燃料棒有効長頂部より下部に位置する配管もある。これらは原子炉圧力容器内の保有水量及び炉心のヒートアップの観点からは厳しくないが，炉水冠水過程において，破断箇所から漏えいした原子炉冷却材はペデスタル（ドライウェル部）へ流入し続けるため，当該配管が破断した場合についても考慮する必要がある。しかしながら，全般的に静的な過圧・過温という観点では，今回選定した再循環配管の両端破断のシナリオより格納容器圧力・温度は緩慢に推移するため，ほう酸水注入系配管及び底部ドレン配管の破断は，雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）として想定した再循環配管の両端破断シナリオに包絡される事象となる。

有効性評価に用いる崩壊熱について

１．ウラン燃料（９×９燃料）とＭＯＸ燃料の崩壊熱の比較について

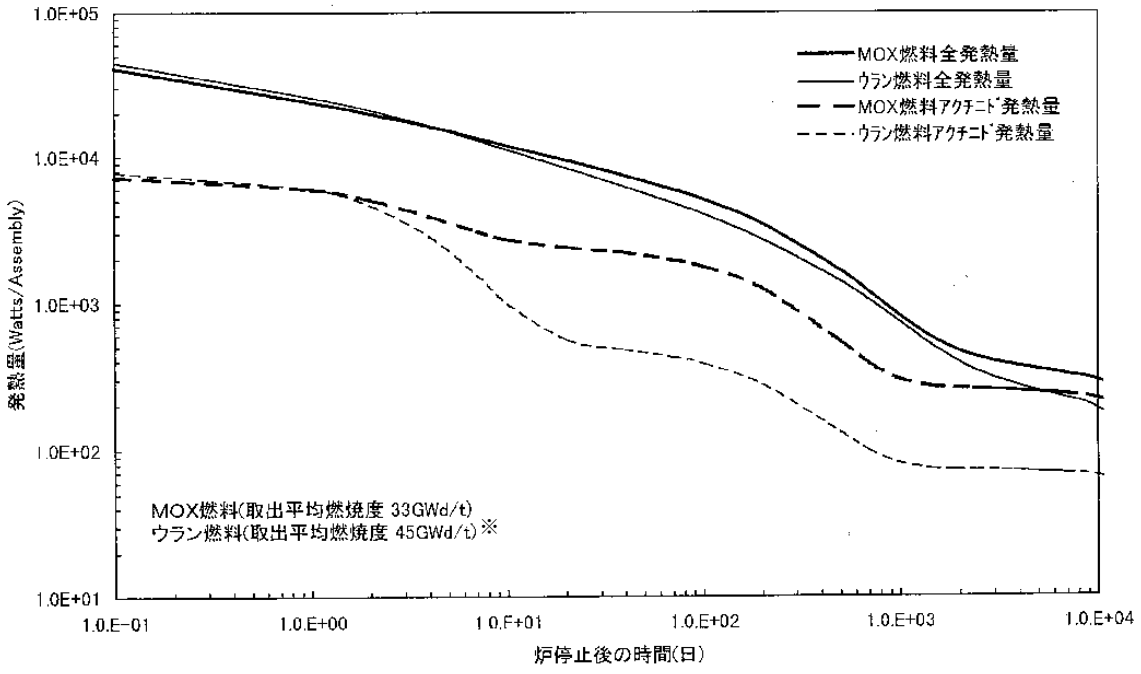
ウラン燃料（９×９燃料）とＭＯＸ燃料の燃焼度仕様を表１に，原子炉停止後の時間と崩壊熱の関係を図１に示す。

図１から分かるとおり，原子炉停止後一定期間（数日程度）までは，燃焼度の大きいウラン燃料（９×９燃料）の方が崩壊熱は大きくなるが，その後はアクチノイド核種からの崩壊熱が大きいＭＯＸ燃料の方が崩壊熱は大きくなる。

有効性評価において用いる崩壊熱は，これらの特徴を適切に考慮したものを用いた。

表１　ウラン燃料（９×９燃料）とＭＯＸ燃料の燃焼度仕様

	９×９燃料	ＭＯＸ燃料
取替燃料集合体平均燃焼度	約 45GWd/t	約 33GWd/t
燃料集合体最高燃焼度	55GWd/t	40GWd/t



※９×９燃料（A 型）の評価値

図１　ウラン燃料（９×９燃料）とＭＯＸ燃料の崩壊熱の比較

出展：沸騰水型原子力発電所　MOX 燃料の貯蔵について（HLR-064 訂 2，株式会社日立製作所　平成 11 年 8 月）

２．炉心損傷防止，格納容器破損防止，運転停止中（反応度の誤投入を除く）評価における崩壊熱について

炉心損傷防止評価，格納容器破損防止評価は運転中を対象とした評価であり，また，運転停止中（反応度の誤投入を除く）評価においても，崩壊熱が比較的高い時点を評価時点とするため，原子炉停止後１日での事象発生を想定しているため，これらの評価では９×９燃料を装荷した炉心の特徴を適切に考慮した以下の崩壊熱を用いた。

(1)原子炉停止機能喪失を除く評価

ANSI/ANS-5.1-1979 により計算される値を用いた。なお，崩壊熱評価に用いる燃焼度は，９×９燃料を装荷した炉心のサイクル末期炉心平均燃焼度に余裕をみた燃焼度である 33GWd/t とした。

(2)原子炉停止機能喪失評価

1979 年に NUREG-1335 が参照している，RELAP4/MOD5 に Idaho National Engineering Laboratory が採用した，次式で表される 11 群のモデルにより計算される値を用いた。

$$n_f = \left(K_p + \sum_{j=1}^{11} \frac{K_{dj}}{T_{dj} S + 1} \right) n$$

j=1 ， 2･･･11

n_f：原子炉出力，K_p：定数$\left(= 1 - \sum_{j=1}^{11} K_{dj}\right)$

K_{dj}：定数，T_{dj}：崩壊熱等価時定数，n：核分裂出力

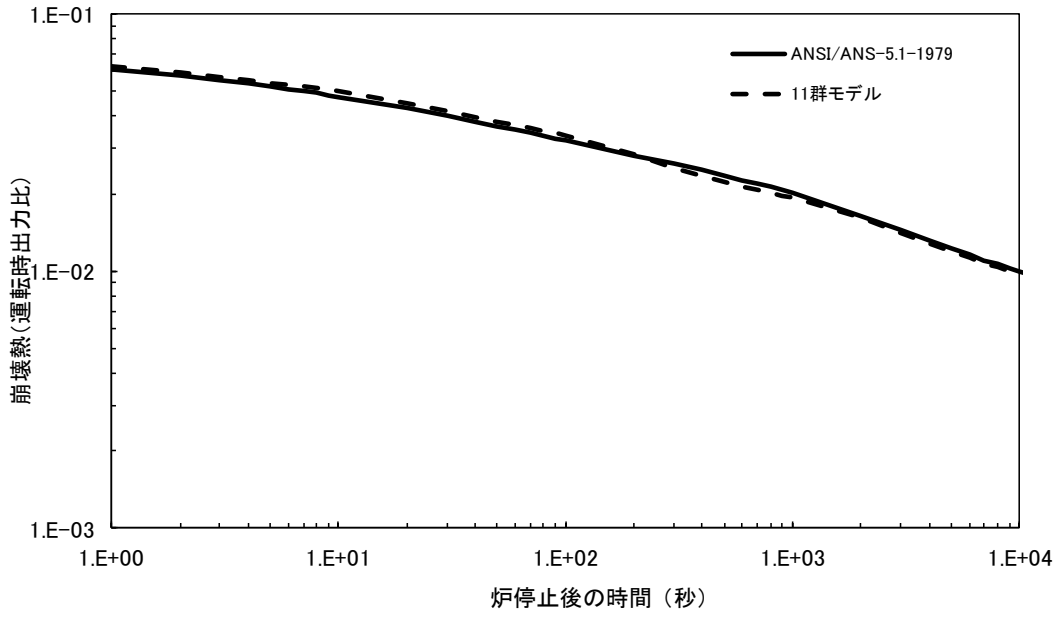


図２　炉心損傷防止，格納容器破損防止，運転停止中（反応度の誤投入を除く）評価に用いた崩壊熱

３．燃料プール評価における崩壊熱について

燃料プールには燃料の種類，冷却期間が異なる燃料が混在しているため，燃料の取出しサイクルを想定し，それぞれの燃料に対して崩壊熱を計算し，それらを合計した値を有効性評価では用いた。

評価コード及び評価に用いた燃料を以下に示す。

評価コード ：ＯＲＩＧＥＮ２
取出燃料　：２号炉　９×９燃料，ＭＯＸ燃料（標準組成（Puf 割合≒約 67wt%））
　　１号炉　９×９燃料（１号炉から運搬する燃料の冷却期間 21 ヶ月を考慮）
出力履歴　：比出力一定

〔参考〕燃料取り出しの想定
炉心　　：２号炉　９×９燃料及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心
　　１号炉　９×９燃料平衡炉心
運転期間　：13 ヶ月
定期事業者検査日数：50 日
原子炉停止からプールゲート閉まで期間：10 日

燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故１及び２）の有効性評価における共通評価条件について

１．燃料プールの概要

図１に燃料プール等の平面図を示す。

定期事業者検査時において，多くの場合はプールゲートが開放され，燃料プールは原子炉ウェル，蒸気乾燥器・気水分離器ピット（以下「ＤＳＰ」という。），キャスク仮置ピットと繋がっているが，有効性評価においては，プールゲートを閉鎖している場合を想定し，原子炉ウェル，ＤＳＰ及びキャスク仮置ピットの保有水量は考慮しない。

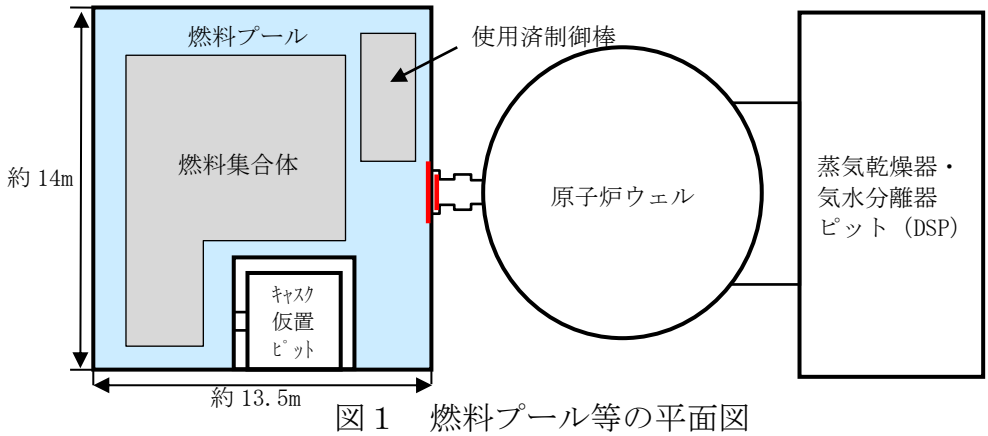


図１　燃料プール等の平面図

２．放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位について

図２に放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位は，その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故等であることを考慮し，例えば 10mSv/h の場合は，通常水位から約 2.6m※下の位置より高い遮蔽水位が必要である。

※　放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プール水位の算出方法については添付資料 4.1.2 に示す。

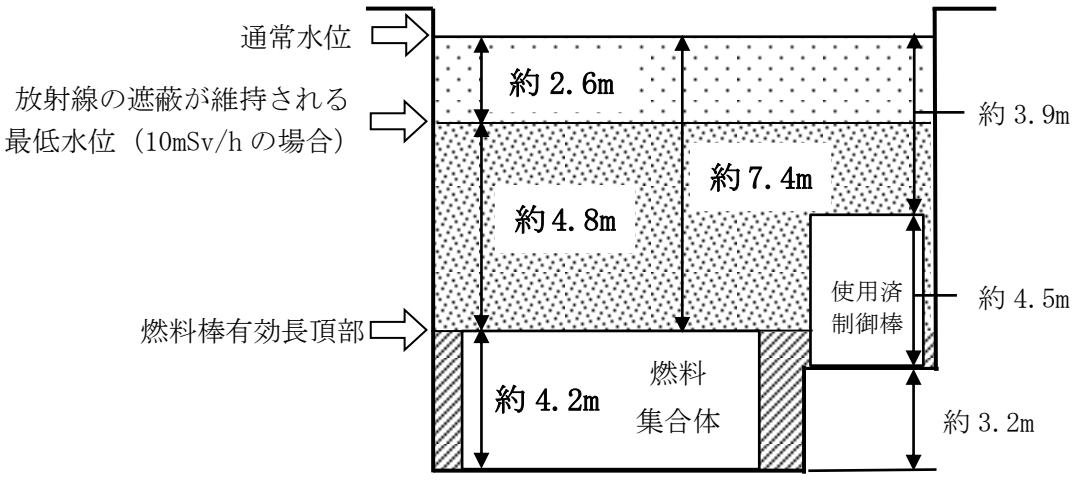


図２　放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位

３．燃料プールの構造高さ，断面積及び保有水の容積について

図３に燃料プールの構造高さを，表１に燃料プールの断面積及び保有水の容積を示す。

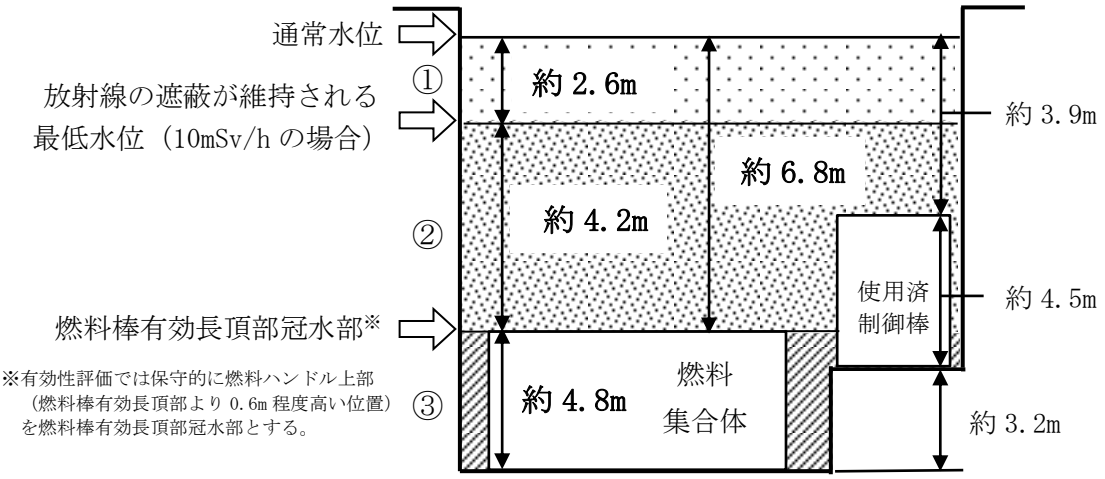


図３　島根原子力発電所２号炉の燃料プールの構造高さ

表１　燃料プールの断面積及び保有水の容積

領域	断面積[m^2]	保有水の容積[m^3]
①	約 167	約 439
②	約 167	約 704
③	約 95	約 456
合　計		約 1,599

図３に示す各領域①～③の保有水の容積は,燃料プール容積から燃料プール内の機器の容積を差し引くことで算出し，各領域の断面積については，①の領域では燃料プールの寸法より求めた断面積を使用し，②，③の領域では求めた各領域の容積から高さで除して求めた。なお，燃料プールの断面積については各領域での平均的な値を示しているが，燃料プール内に設置されている機器は領域②又は領域③のプール下部であるため，保有水量に対する水位の低下という観点で保守的な評価となっている。

４．冷却機能喪失による燃料プールの水温上昇と水位低下について

燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における崩壊熱による燃料プール水位の沸騰までの時間，沸騰開始後の水位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について，以下の式を用いて評価を行った。事象を保守的に評価するため，燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限値である 65℃とする。また，発生する崩壊熱はすべて燃料プールの水温上昇及び蒸発に寄与するものとし，燃料プールの水面，壁面等からの放熱は考慮しない。

○評価方法及び評価条件

①冷却機能喪失から沸騰（燃料プール水 100℃到達）までの時間

$$\text{沸騰までの時間(h)} = \frac{(100[℃]-65[℃]) \times \text{燃料ﾌﾟｰﾙ保有水の比熱[kJ/kg/℃]}^{※1} \times \text{燃料ﾌﾟｰﾙ水量[m}^3\text{]} \times \text{燃料ﾌﾟｰﾙ水密度 [kg/m}^3\text{]}^{※2}}{\text{燃料崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

②沸騰による蒸発量と沸騰開始から燃料棒有効長頂部冠水部まで水位が低下するまでの時間

$$\text{1 時間当たりの沸騰による蒸発量[m}^3\text{/h]} = \frac{\text{燃料崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{燃料ﾌﾟｰﾙ水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}$$

$$\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までの燃料ﾌﾟｰﾙ水量[m}^3\text{]} \times \text{燃料ﾌﾟｰﾙ水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}{\text{燃料崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

③沸騰による燃料プール水位の低下平均速度

$$\text{水位低下速度[m/h]} = \frac{\text{通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までの高低差[m]}}{\text{通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までの水位低下にかかる時間[h]}}$$

燃料プールの下部は機器等が設置されており，保有水が少ないため，燃料プールの下部では水位低下速度は早く，燃料プール上部では水位低下速度は遅い。燃料棒有効長頂部に水位が到達するまでの時間評価では，保守的に一律の水位低下速度を想定する。

表２　評価に使用する値

プール保有水の比熱[kJ/kg/℃]※1	プール水量［m^3］	プール水密度［kg/m^3］※2	燃料の崩壊熱［MW］
4.185	約 1,599	958	約 7.8

蒸発潜熱[kJ/Kg]※3	通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までのプール水量[m^3]※4	通常水位から燃料棒有効長頂部冠水部までの高低差[m]	通常水位から 2.6m 下までのプール水量［m^3］
2,256.47	約 1,143	約 6.8	約 439

※１：65℃から 100℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる 65℃の値を採用。（1999 年蒸気表より）

※２：65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用。（1999 年蒸気表より）

※３:100℃の飽和水のエンタルピと 100℃の飽和蒸気のエンタルピの差より算出。（1999 年蒸気表より）

※４：保有水量の算出では燃料棒有効長頂部冠水部として燃料ハンドル上部（燃料棒有効長頂部より 0.6m 程度高い位置）を設定

なお，①～③の式による算出については以下の保守的な仮定及び非保守的な仮定に基づく評価である。

＜保守的な仮定＞

・燃料プール水温の温度変化に対する比熱及び密度の評価にて，時間を短く評価する最も厳しくなる値を想定している。

・燃料プールの水面，壁面等からの放熱を考慮せず，崩壊熱がすべて燃料プール水温上昇及び蒸発に寄与するものとしている。

＜非保守的な仮定＞

・簡易的な評価とするために燃料プール水温をすべて均一の温度とし，プール全体が 100℃に到達した時間を沸騰開始としており，燃料プール水温の非一様性を考慮していない。なお，発熱源は燃料プール下方に位置する燃料集合体であり，自然対流の効果により非一様性は緩和される。

非保守的な仮定を設定することを踏まえ，事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合の評価についても実施する。

なお，注水等の操作時間余裕は十分に大きいことからこれらの評価の仮定による影響は無視できる程度であると考える。

5．燃料取り出しスキーム

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

６．水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料からの線量率の評価条件

燃料プール内のラックに燃料がすべて満たされた状態を仮定し，その時の燃料集合体を線源とする。

評価条件を以下に示す。

○線源形状　：燃料プール内のラックに燃料がすべて満たされた状態

○線源材質　：燃料集合体及び水を考慮（密度：[　　] g/cm^3）

○ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，エネルギ４群とする。

○線源強度：文献※1に記載のエネルギあたりの線源強度を基に，９×９燃料（Ａ型）の体積あたりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}\ (cm^{-3}*s^{-1}) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}\ (MeV*W^{-1}*s^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力}\ (W/\text{体})}{\text{各群のエネルギ}\ (MeV) \times \text{燃料集合体体積}\ (cm^3/\text{体})} \quad \cdots ①$$

このときの線源条件は以下とする。なお，本評価で使用している線源強度（文献値）に対する燃料照射期間は10^6時間（約 114 年）であり，島根原子力発電所２号炉の燃料照射期間を十分に包絡している。

・燃料照射期間：10^6時間（無限照射）

・停止後の期間※2：10 日（実績を考慮した値を設定）

・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW／体（９×９燃料（Ａ型））

・燃料集合体体積：約 7.1×10^4 cm^3（９×９燃料（Ａ型））

※１ Blizard E. P. and Abbott L.S.,ed.,“REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”

※２ 原子炉停止後 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

○評価モデル　：直方体線源

線量率評価はＱＡＤ-ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いており，その評価モデルを図４に示す。また，評価により求めた線源強度を表３に示す。

なお，評価モデルにおいては，燃料棒有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが，実際の燃料集合体では，燃料棒有効長以外の構造体（上部タイプレート等）においても，放射化等により線源を有している。しかしながら，燃料棒有効長以外の構造体の線源強度は，燃料棒有効長に比べて十分小さいと考えられる。本線量評価は，燃料プールにおいて放射線の遮蔽が維持される水位を評価するものであり，放射線の遮蔽が維持される水位（通常水位から約 2.6m

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

下）においては，燃料集合体由来の線量率は小さく（図 10 参照），線量率全体の 0.1%未満の寄与であるため，評価結果に対する燃料棒有効長以外の構造体からの影響は十分に無視できる。

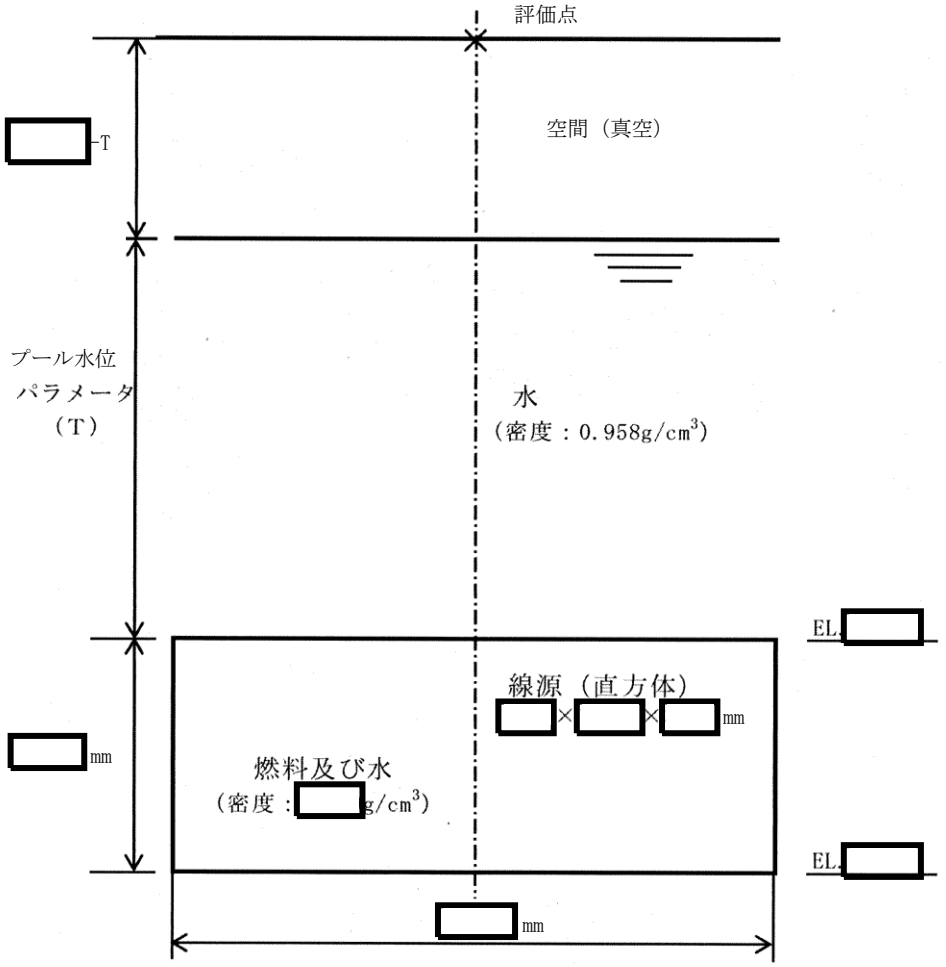


図４　燃料集合体の線量率評価モデル

表３　燃料集合体の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ（MeV）	線源強度 （cm^{-3}・s^{-1}）
1	1.0	4.3×10^{11}
2	2.0	7.3×10^{10}
3	3.0	1.2×10^{9}
4	4.0	2.6×10^{7}

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

７．使用済制御棒の評価条件

燃料プール内の使用済制御棒を線源とする評価条件を以下に示す。

○線源形状　:燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガのすべてに使用済制御棒が満たされた状態

○線源材料　：水（密度：0.958g/cm^3※）

※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち,最小となる 100℃の値を採用

○ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線はエネルギ 18 群（ＯＲＩＧＥＮ群構造）とする。

○線源強度　：使用済制御棒を高さ方向に３領域に分割し，使用済制御棒上部は上部ローラを，使用済制御棒中間部は中性子吸収材を，使用済制御棒下部は下部ローラを代表としてモデル化している。使用済制御棒中間部は制御棒を挿入時にのみ,使用済制御棒上部は挿入時と引抜時の間，中性子が照射されるものとする。

照射期間については,制御棒挿入時に照射される制御棒はすべてＨｆ型制御棒とし，制御棒照射量制限値（Ｈｆ型：[redacted]）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした。制御棒引抜時に照射される制御棒はすべてＢ$_4$Ｃ型制御棒とし，制御棒照射量制限値（Ｂ$_4$Ｃ型：[redacted]）を炉底部熱中性子フラックスで除した値とした。また，使用済制御棒下部は使用済制御棒上部と同じ線源強度とする。

また，燃料プールには，タイプ別でかつ，冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し，貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式②により算出した。

$$\text{平均線源強度} = \frac{\Sigma\{(\text{制御棒}^{タイプ}\text{・冷却期間別の線源強度}) \times (\text{制御棒}^{タイプ}\text{・冷却期間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}} \quad \cdots②$$

制御棒タイプはＨｆ型，Ｂ$_4$Ｃ型の２タイプ，冷却期間は０～10 サイクルの 11 種類，全貯蔵本数は 144 本とした。

使用済制御棒の内訳は表４に示すとおり，定期検査ごとに取り出された照射済制御棒の本数の実績を参考に，貯蔵数が最大となるように毎サイクルＨｆ型とＢ$_4$Ｃ型制御棒がそれぞれ取り出されることを想定した。

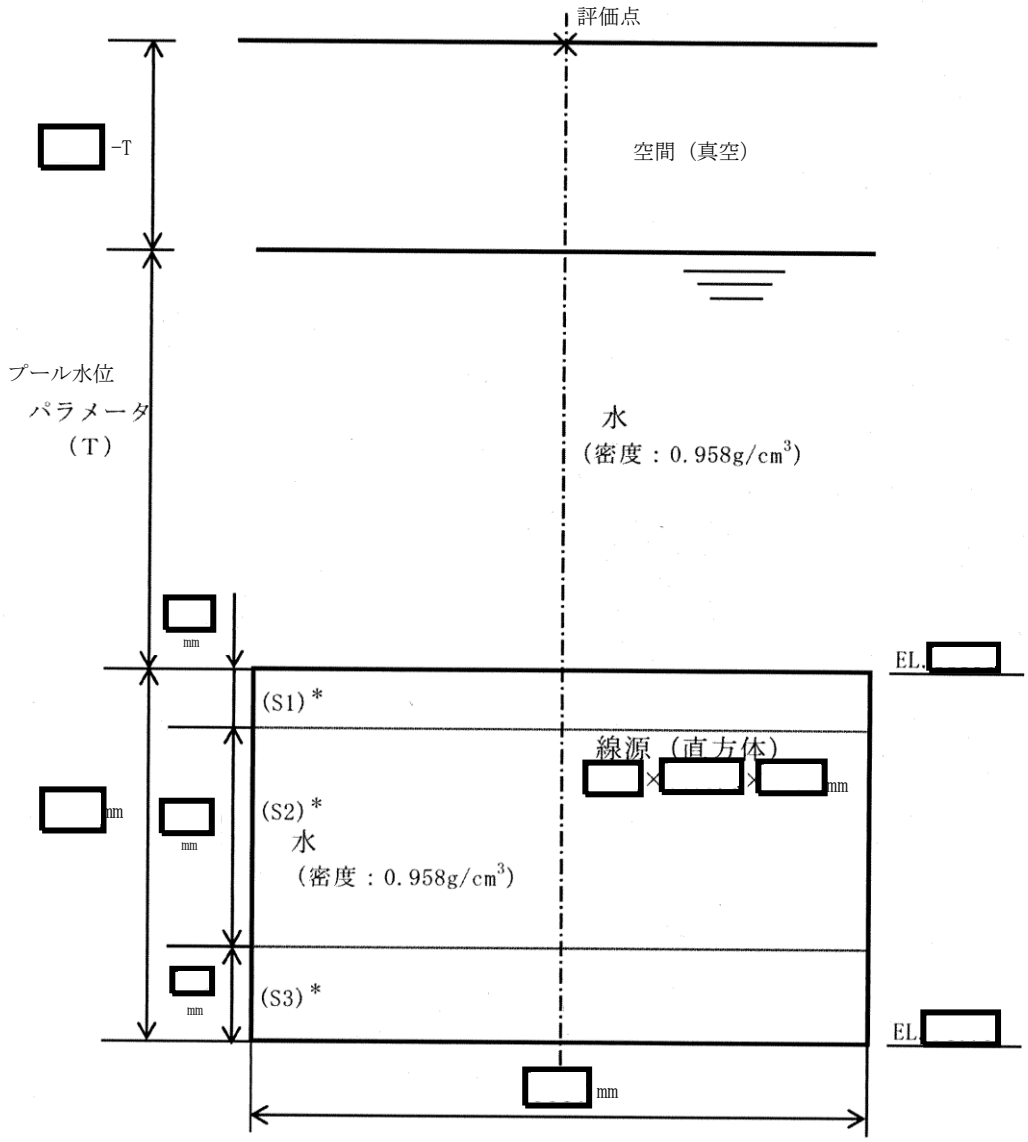
○評価モデル　：直方体線源

線量率評価はＱＡＤ-ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いておりその評価モデルを図５に示す。また，評価により求めた線源強度を表５に示す。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表４　制御棒のタイプ別，冷却期間別の貯蔵本数

タイプ	冷却期間 （サイクル）	冷却期間 （ｄａｙ）	本数 （本）
Ｈｆ型 制御棒	0	10	9
	1	506	4
	2	1002	4
	3	1498	4
	4	1994	4
	5	2490	4
	6	2986	4
	7	3482	4
	8	3978	4
	9	4474	4
	10	4970	5
B_4C型 制御棒	0	10	12
	1	506	8
	2	1002	8
	3	1498	8
	4	1994	8
	5	2490	8
	6	2986	8
	7	3482	8
	8	3978	8
	9	4474	8
	10	4970	10



（寸法は公称値を示す。）
×：評価点（燃料取替機台車床）

図５　使用済制御棒の線量率計算モデル

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表５　使用済制御棒の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	1.08×10^{6}	1.03×10^{9}	1.08×10^{6}
2	2.50×10^{-2}	8.86×10^{3}	7.92×10^{6}	8.86×10^{3}
3	3.75×10^{-2}	5.94×10^{3}	9.99×10^{6}	5.94×10^{3}
4	5.75×10^{-2}	6.88×10^{3}	2.84×10^{9}	6.88×10^{3}
5	8.50×10^{-2}	3.64×10^{3}	5.66×10^{7}	3.64×10^{3}
6	1.25×10^{-1}	5.18×10^{3}	3.74×10^{9}	5.18×10^{3}
7	2.25×10^{-1}	5.31×10^{3}	1.73×10^{8}	5.31×10^{3}
8	3.75×10^{-1}	2.70×10^{5}	8.58×10^{8}	2.70×10^{5}
9	5.75×10^{-1}	1.06×10^{6}	4.83×10^{9}	1.06×10^{6}
10	8.50×10^{-1}	3.81×10^{6}	1.27×10^{7}	3.81×10^{6}
11	1.25×10^{0}	1.14×10^{7}	6.23×10^{8}	1.14×10^{7}
12	1.75×10^{0}	1.97×10^{4}	2.53×10^{3}	1.97×10^{4}
13	2.25×10^{0}	6.05×10^{1}	2.23×10^{2}	6.05×10^{1}
14	2.75×10^{0}	4.30×10^{-1}	8.88×10^{1}	4.30×10^{-1}
15	3.50×10^{0}	1.66×10^{-4}	7.86×10^{-1}	1.66×10^{-4}
16	5.00×10^{0}	1.73×10^{-6}	8.30×10^{-6}	1.73×10^{-6}
17	7.00×10^{0}	0.00×10^{0}	9.33×10^{-7}	0.00×10^{0}
18	9.50×10^{0}	0.00×10^{0}	1.07×10^{-7}	0.00×10^{0}
合計		1.77×10^{7}	1.42×10^{10}	1.77×10^{7}

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率評価モデルについて

使用済制御棒は次に示すようにステンレスの制御棒貯蔵ハンガにハンドル部を通して格納されている。評価ではこの構造材を含めた使用済制御棒設置箇所を直方体の線源としてモデル化している（図６）。本来線源が存在しない使用済制御棒間にも線源が存在する想定をすることで，線源の体積としては約 1.9 倍となることから，実際よりも保守的なモデルとしている（図７）。

遮蔽評価をする際，線源材料にも密度を設定することで自己遮蔽等の評価を行う。本評価ではこちらの設定を使用済制御棒が冠水時(①),一部露出時(②),露出時（③）のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として評価している。

実機体系では，露出時（③）において使用済制御棒間等は気中であるが，使用済制御棒はステンレスや炭化ホウ素(又はハフニウム)等で構成されるため，それらの自己遮蔽効果を期待できる。評価モデル上はこれらを一様に水として評価しているが，ステンレスや炭化ホウ素等の自己遮蔽効果が高いことに加え，線源以外にも制御棒貯蔵ハンガのような構造材があり，それらの遮蔽効果により保守性を確保している。

冠水時（①），一部露出時（②）の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて，制御棒間の隙間等の気中であった箇所に水が入る為，遮蔽効果はさらに高まるが，評価においては露出時（③）と同様，水と設定して評価をすることでさらに保守的なモデルとなっている。

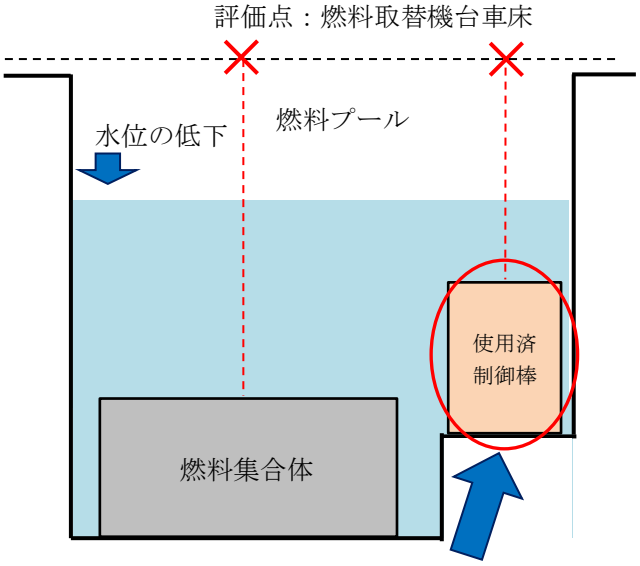
評価結果において，水位低下により使用済制御棒の露出が開始した際の現場の線量率と，完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは，評価で上記に示すとおり冠水時（①）と露出時（③）を等しく，線源を水として評価しているためである（図８）。

＜参考＞

一例として Co60 を線源とした時のガンマ線の実効線量透過率の１/10 価層は水であると約 70cm であるのに対して，鉄（密度：7.87g/cm^3）であると約９cm となり，これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。

参考文献：アイソトープ手帳 11 版　公益社団法人日本アイソトープ協会

各線源の真上に燃料取替機台車床があると仮定した場合の
距離を設定し，各評価点での線量率を合計



水位低下時での制御棒の
線源モデル方法について以降に詳細を示す

図６　燃料プール概要図

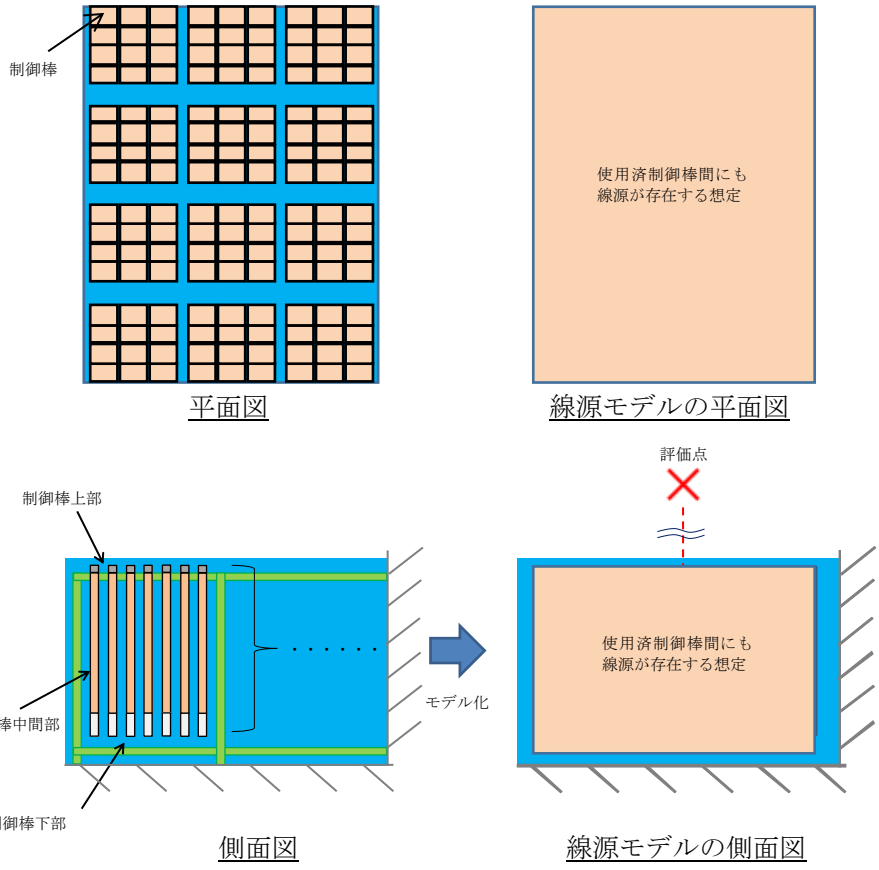
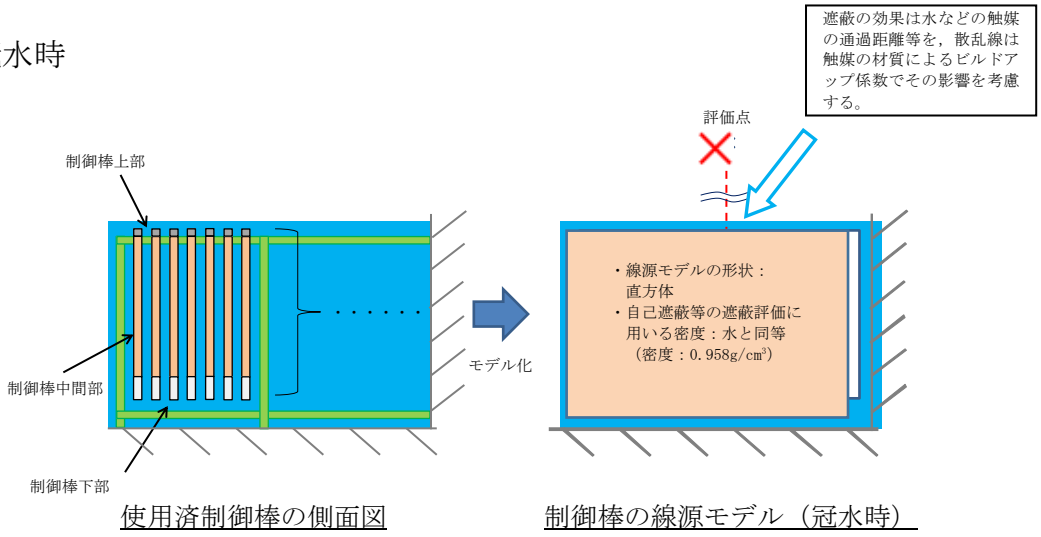
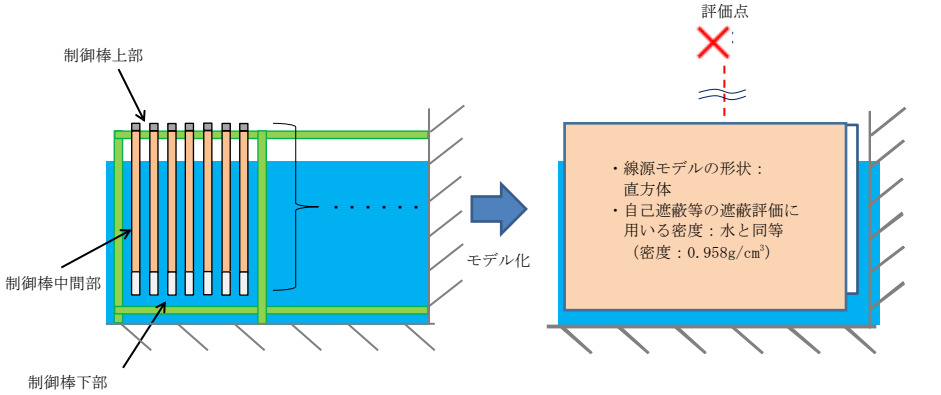


図７　使用済制御棒の線量率評価モデル

①冠水時



②一部露出時



③露出時

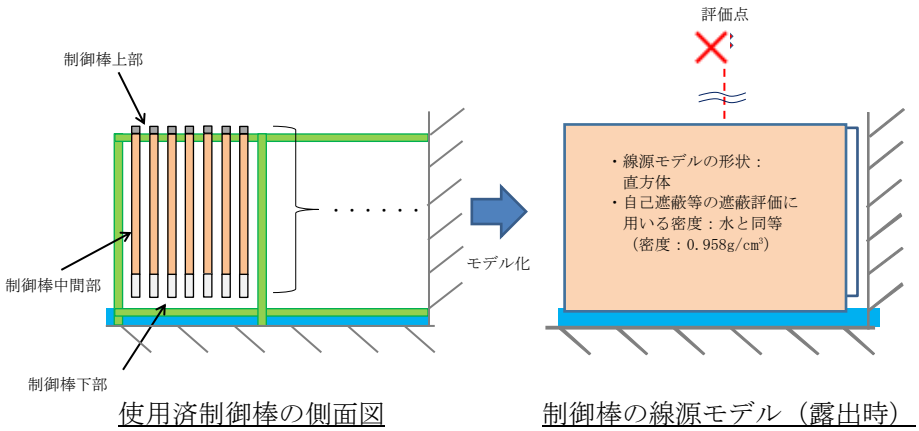


図８　使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率評価モデル

８．線量率の評価

線量率は，ＱＡＤ-ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いて評価している。

一般的に点減衰核積分法では，線源領域を細分化し点線源で近似を行い，各点線源から評価点までの媒質の通過距離から非散乱ガンマ線束を求める。これにビルドアップ係数を掛け，線源領域全空間で積分した後，線量率換算係数を掛けることで評価点での線量率を求める。

ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードでは，式③を用い，線量率を計算している。図９にＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードの計算体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4 \cdot \pi \cdot R_i^2} \cdot e^{\left(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k\right)} \cdot B_{ij} \quad \cdots ③$$

ｊ：エネルギ群番号

ｉ：線源点番号

ｋ：領域番号（遮蔽領域）

F_j：線量率換算係数

S_{ij}：ｉ番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギｊ群の点線源強度

R_i：ｉ番目の線源点と計算点の距離

B_{ij}：ビルドアップ係数

μ_{jk}：領域ｋにおけるエネルギｊ群のγ線に対する線吸収係数

t_k：領域ｋをγ線が透過する距離

これにより求められたエネルギ第ｊ群の線量率D_jから，すべての線源エネルギ群について加えることによって全線量率を計算している。

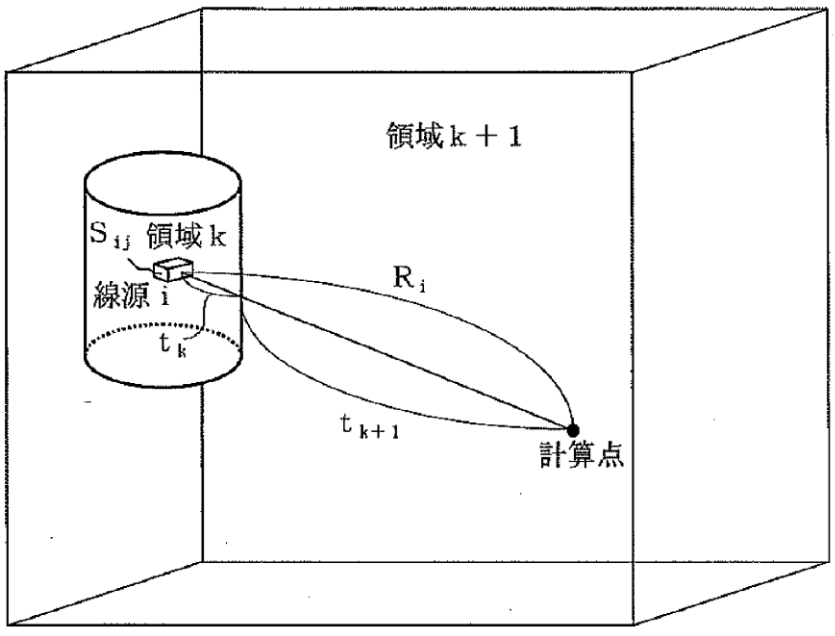


図９　ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードの評価体系

９．線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

（１）線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は，燃料プールの上部にある燃料取替機台車床とした。なお，評価では図４及び図５の線量率評価モデルに示すようにプール躯体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

（２）放射線の遮蔽が維持される水位

想定事故１，２及び運転停止中の各有効性評価において，原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，必要な放射線の遮蔽の目安を 10mSv/h とすると作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕のある値である。目安とした線量率は定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における現場線量率の実績値についても考慮した値である。

想定事故１，２での必要な遮蔽水位は図 10 より島根原子力発電所２号炉において約 4.8m となり，開始水位から約 2.6m が低下した水位である。なお，通常時であっても作業によって現場線量率が上昇することが考えられる。原子炉建物原子炉棟４階における作業の例として，蒸気乾燥器の取り外し作業において，島根原子力発電所２号炉での実績は，約１mSv/h（設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待した場合の値を示す，設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合は約 2.6mSv/h となる）であった。

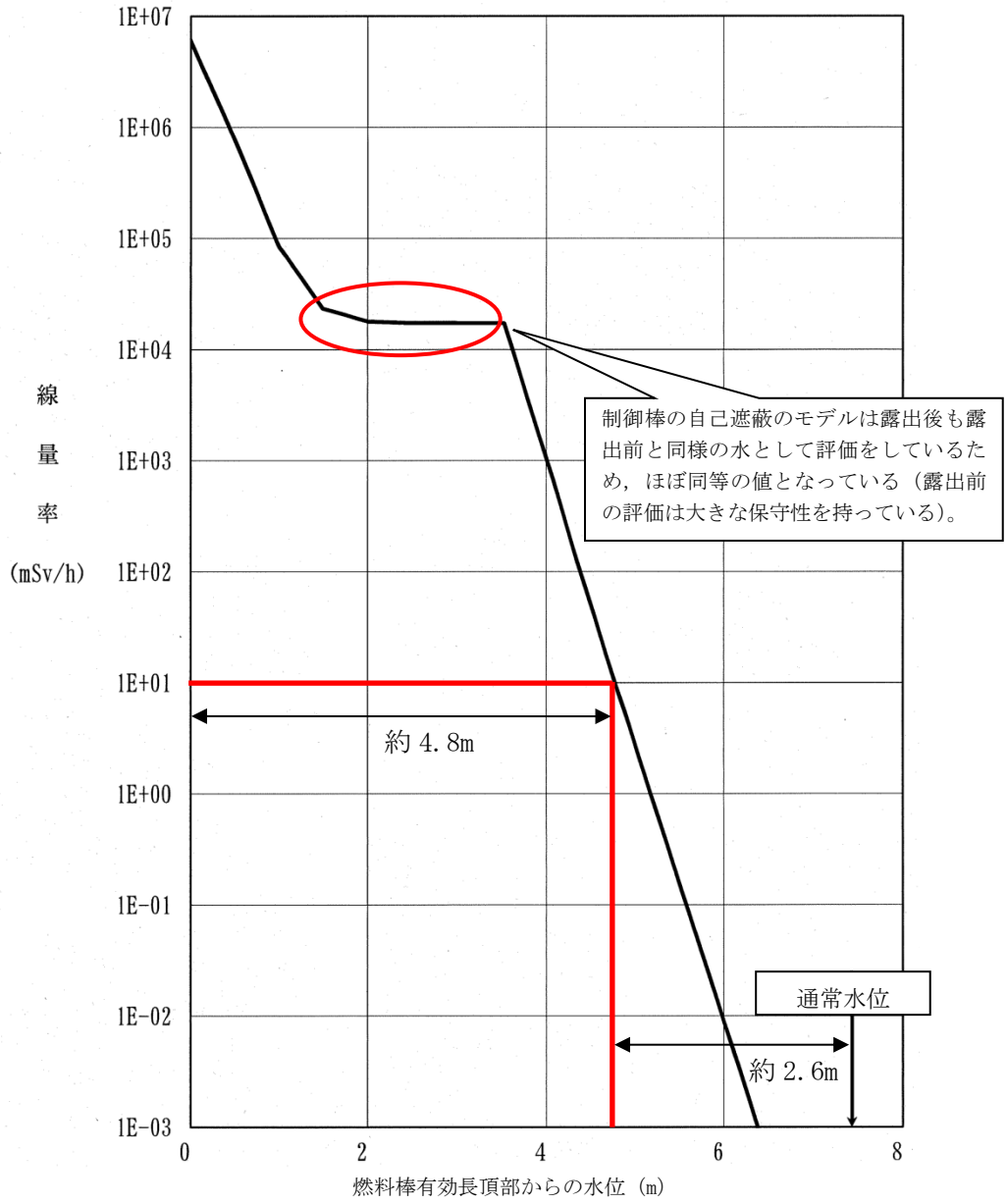
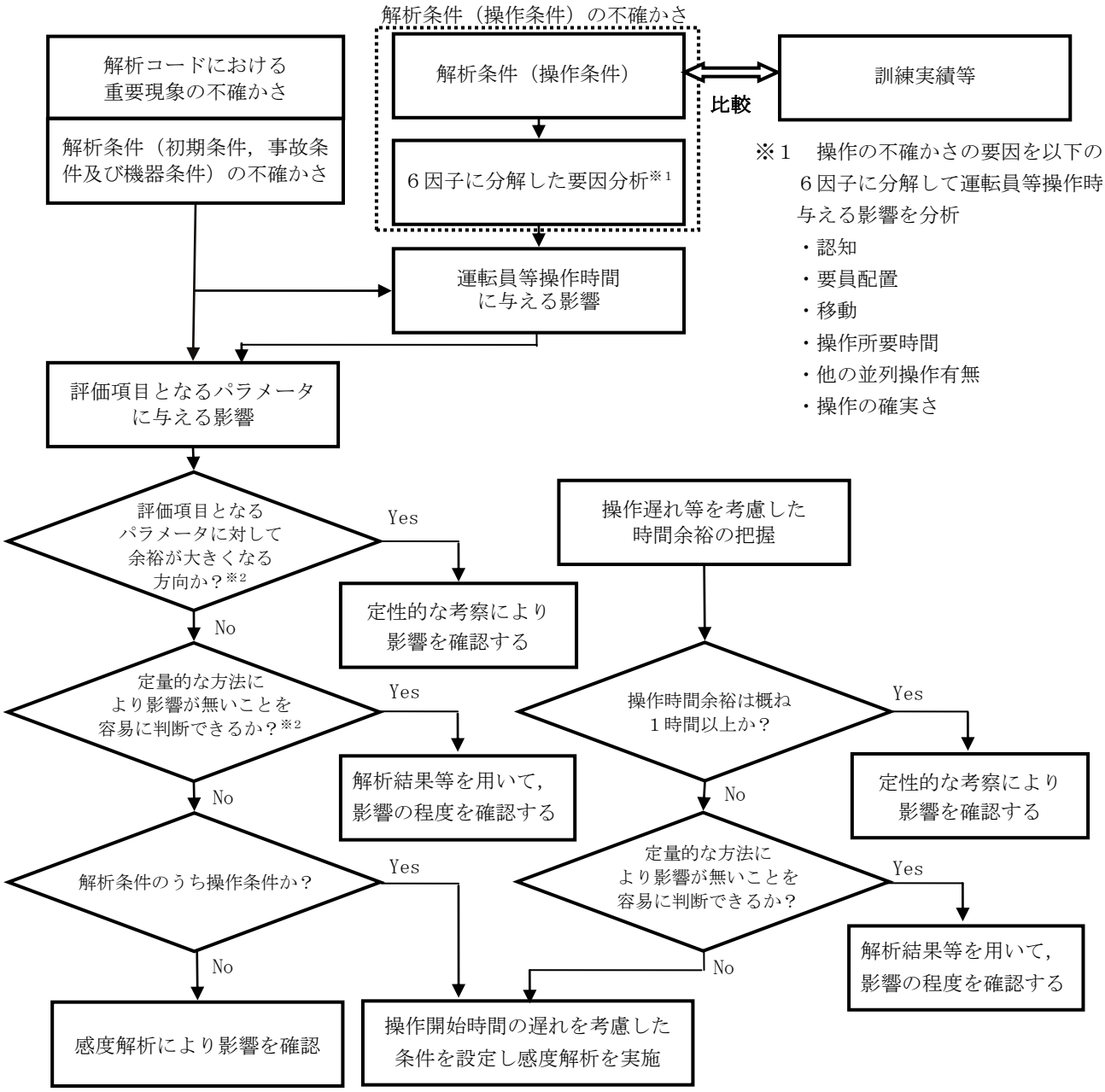


図 10　放射線の遮蔽が維持される水位

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー

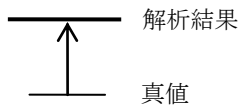


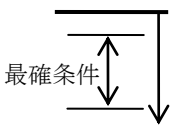
※1　操作の不確かさの要因を以下の6因子に分解して運転員等操作時間に与える影響を分析

- 認知
- 要員配置
- 移動
- 操作所要時間
- 他の並列操作有無
- 操作の確実さ

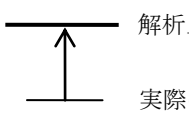
※2　評価項目となるパラメータに対する影響評価の考え方

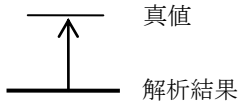
解析コードにおける重要現象の不確かさの場合	解析条件(初期条件，事故条件)の不確かさの場合	解析条件(操作条件)の不確かさの場合
①　真値が解析結果に包含されるもの ⇒定性的に影響が無いことを確認	①　最確条件※3が解析条件に包含されるもの ⇒定性的に影響が無いことを確認	①　解析上の操作時間の余裕があるもの ⇒定性的に影響が無いことを確認
②　真値が解析結果に包含されないもの ⇒定量的に影響を確認又は感度解析にて影響を確認	②　最確条件が解析条件に対して正負の値を取るもの ⇒厳しい側において定量的に影響を確認又は感度解析にて影響を確認	②　解析上の操作時間の余裕がないもの ⇒定量的に影響を確認又は感度解析にて影響を確認

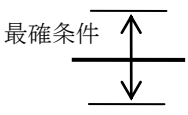


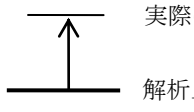


※3　プラントパラメータの最確条件には実測値（実績値）を，機器の最確条件には設計値を用いる









付録１

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　内部事象運転時レベル 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抽出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　燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽出・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

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

表

第1－1表　ＰＲＡの対象とした主な設備・系統
第1－2表　内部事象運転時レベル１ＰＲＡにおける起因事象と発生頻度
第1－3表　地震レベル１ＰＲＡにおける起因事象と発生頻度
第1－4表　津波高さ別の発生頻度
第1－5表　イベントツリーにより抽出した事故シーケンス
第1－6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1－7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1－8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　プラント損傷状態の定義
第2－3表　評価対象とするプラント損傷状態の選定について
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について

第3－1表　内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおける起因事象と発生頻度
第3－2表　運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度
第3－3表　重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について
第3－4表　燃料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階層イベントツリー
第1－6図　プラント全体の炉心損傷頻度
第1－7図　各ＰＲＡの結果と事故シーケンスグループごとの寄与割合

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格納容器イベントツリー
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　定期事業者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　ＰＯＳの分類及び定期事業者検査工程
第3－4図　内部事象停止時レベル１ＰＲＡイベントツリー
第3－5図　起因事象別の寄与割合
第3－6図　事故シーケンスグループ別の寄与割合

別　紙

1　有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定における外部事象の考慮について
2　外部事象特有の事故シーケンスについて
3　重大事故防止に関係する設備についての諸外国の調査結果
4　ＴＢＷシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定及びＴＷシーケンスの纏め方について
5　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
6　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について
7　「水素燃焼」及び「格納容器直接接触（シェルアタック）」を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由
8　格納容器隔離失敗の分岐確率の妥当性と隔離失敗事象への対応について
9　原子炉圧力容器内における水蒸気爆発を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由について
10　島根原子力発電所２号炉ＰＲＡピアレビュー実施結果について
11　「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁）」への島根原子力発電所２号炉ＰＲＡの対応状況

別　添

島根原子力発電所２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」（以下「解釈」という。）に基づき，重大事故等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（以下「ＰＲＡ」という。）を活用している。当社は従来から定期安全レビュー等の機会に内部事象レベル１ＰＲＡ（出力運転時，停止時）及びレベル 1.5ＰＲＡ（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，一般社団法人日本原子力学会において実施基準が標準化され，試評価等の実績を有する地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡを対象とし，これらの外部事象ＰＲＡから抽出される建物・構築物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。

また，ＰＲＡが適用可能でないと判断した外部事象については，事故シーケンスの定性的な分析を行い，事故シーケンスグループ等の選定に係る検討を実施した。

今回実施するＰＲＡの目的が重大事故等対策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。）や緊急安全対策等を考慮しない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　原子力規制庁）」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から備えている手段・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」，「常用系である復水・給水系」※1 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
重大事故等対処設備	現在申請中	期待しない

※１　手動停止時のみ期待する

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の抽出を実施した。

②　抽出した事故シーケンス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要否を検討した。

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ごとに，「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に記載の観点（共通原因故障又は系統間の機能の依存性，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とおりに示されている。

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一般社団法人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，内部事象運転時レベル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。

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「1.1.1　炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出，整理」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

内部事象運転時レベル１ＰＲＡでは，各起因事象の発生後，炉心損傷を防止するための緩和手段等の組合せを評価し，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。ＰＲＡの対象とした島根原子力発電所２号炉の主な設備系統を第 1－1 表に示す。また，選定した起因事象及びその発生頻度を第 1－2 表に示す。

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 図に地震レベル１ＰＲＡの階層イベントツリーを，第 1－4 図に地震レベル１ＰＲＡのイベントツリーを，第 1－5 図に津波レベル１ＰＲＡの階層イベントツリーを示す。地震によって生じる起因事象及びその発生頻度を第 1－3 表に，津波高さと発生するシナリオの観点から整理した津波高さ別の発生頻度を第 1－4 表に示す。

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，起因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，内部事象運転時レベル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，建物・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取り扱っている。

各ＰＲＡにより抽出した事故シーケンスを第 1－5 表に，評価結果を第 1－6 図及び第 1－7 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「その他の外部事象」という。）については，その他の外部事象により誘発される起因事象について検討した。内部溢水及び内部火災では，外部電源喪失や全給水喪失等の起因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，森林火災及び人為事象等において想定される事象は，いずれも内部事象運転時レベル１ＰＲＡ，地震レベル１ＰＲＡ又は津波レベル１ＰＲＡのいずれかで想定する起因事象に包絡されるため，その他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1－5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１－２に示されている要件との関係等を第1－6表に整理した。また，整理の内容を「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」～「1.1.2.3　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」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1－5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(1)～(7)及びこれ以外の事故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，(1)～(7)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。

(1)　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事故シーケンスを，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。

(2)　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事故シーケンスを，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。

(3)　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区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用交流電源の確保に失敗するとともに区分Ⅲの高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による高圧炉心スプレイ系専用の交流電源の確保に失敗することにより全交流動力電源喪失が発生し，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事故シーケンスを，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では電源喪失の事故シーケンスを長期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。

また，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による交流電源確保失敗は高圧炉心スプレイ系のシステムモデルに含めてモデル化していることから，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用交流電源の確保に失敗し，かつ，高圧炉心スプレイ系による炉心冷却に失敗する事故シーケンスを本事故シーケンスグループに分類することとする。

(4)　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，原子炉圧力容器への注水等の炉心の冷却に成功するものの，原子炉格納容器からの崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷前に原子炉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おそれのある事故シーケンスを，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。

(5)　原子炉停止機能喪失（ＴＣ）

運転時の異常な過渡変化等の発生後，原子炉停止機能を喪失し，炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを，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。

(6)　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事故シーケンスを，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を起因とする事故シーケンス），Ｓ１Ｅ（中破断ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンス）及びＳ２Ｅ（小破断ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンス）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。

(7)　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，非常用炉心冷却系（以下「ＥＣＣＳ」という。）等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事故シーケンスを，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1－5表参照）のうち，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・津波特有の事象として以下の事故シーケンスを抽出した。

(1)　Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ

大規模な地震では，原子炉格納容器内の原子炉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，逃がし安全弁（以下「ＳＲＶ」という。）の開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震による直接的な荷重により，原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリ配管が損傷に至るシナリオを想定している。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，一方で，ＥＣＣＳの注水機能の全喪失や，使用可能なＥＣＣＳの注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに，使用可能な緩和設備の状況によっては原子炉格納容器の除熱に失敗する等の原因により，原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の損傷の規模や緩和機能の状態に応じて個別に事象収束の評価を実施することは困難であるため，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，後述する事故シーケンス選定の結果，大破断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事故シーケンスとして原子炉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原子炉格納容器の機能に期待できる場合も考えられる。

(2)　計装・制御系喪失

大規模な地震の発生により，計装・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な状態に陥る可能性がある。計装・制御機能を喪失した場合であっても，喪失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，一方で，ＥＣＣＳが起動不能になること等が原因で炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに，残留熱除去系が起動不能になること等の原因により，原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震による計装・制御系の喪失の規模には不確かさが大きく，計装・制御機能が喪失した際のプラントへの影響を特定することは困難であることから，保守的に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，原子炉格納容器外で配管破断等が発生し，原子炉格納容器をバイパスした原子炉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，バイパス破断は通常開等の隔離弁に接続している配管が原子炉格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで原子炉冷却材が流出する事象である。原子炉冷却材の流出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，一方で，破断箇所の隔離に失敗したことで原子炉建物内の機器に悪影響が及び炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の格納容器バイパス事象の影響には不確かさが大きく，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，保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(4)　原子炉格納容器損傷

大規模な地震では，原子炉格納容器の損傷が発生する可能性がある。また，原子炉格納容器の損傷に伴い，原子炉圧力容器が損傷する可能性も考えられる。この場合，原子炉格納容器の損傷又は原子炉格納容器と原子炉圧力容器の両方の損傷により，原子炉停止や炉心冷却が困難となる可能性が考えられる。大規模な地震において原子炉格納容器の損傷又は原子炉格納容器と原子炉圧力容器の両方の損傷が発生した場合であ

っても，損傷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，一方で，原子炉格納容器の損傷又は原子炉格納容器と原子炉圧力容器の両方の損傷に伴いＥＣＣＳの注水配管が破断し，炉心冷却が困難になる等の理由により，炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の原子炉格納容器の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから，保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(5)　原子炉圧力容器損傷

大規模な地震では，原子炉圧力容器の損傷が発生する可能性がある。この場合，原子炉圧力容器の損傷により，原子炉停止や炉心冷却が困難となる可能性が考えられる。大規模な地震において原子炉圧力容器の損傷が発生した場合であっても，損傷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，一方で，原子炉圧力容器の損傷に伴いＥＣＣＳの注水配管が破断し，炉心冷却が困難になる等の理由により，炉心損傷に至る可能性も考えられる。また，原子炉圧力容器の損傷後に使用可能な緩和設備の状況によっては原子炉格納容器の除熱に失敗する等の原因により，原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の原子炉圧力容器の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから，保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(6)　原子炉建物損傷

大規模な地震では，原子炉建物が損傷することで，建物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。

大規模な地震において原子炉建物の損傷が発生した場合であっても，損傷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，一方で，原子炉停止や炉心冷却が困難となり，炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の原子炉建物の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから，保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(7)　制御室建物損傷

大規模な地震では，制御室建物が損傷することで，建物内の中央制御盤等が損傷を受ける可能性がある。

大規模な地震において制御室建物の損傷が発生した場合であっても，損傷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，一方で，原子炉停止や炉心冷却が困難となり，炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の制御室建物の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから，保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(8)　廃棄物処理建物損傷

大規模な地震では，廃棄物処理建物が損傷することで，建物内の補助盤室やバッテリー室等に設置された機器等が損傷を受ける可能性がある。

大規模な地震において廃棄物処理建物の損傷が発生した場合であっても，損傷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，一方で，原子炉停止や炉心冷却が困難となり，炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように，大規模な地震発生後の廃棄物処理建物の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから，保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(9)　直接炉心損傷に至る事象

津波高さＥＬ20m を超える大規模な津波によって建物内に浸水が発生した場合，計装・制御系，ＥＣＣＳ等の複数の緩和機能が広範にわたって機能喪失する可能性がある。津波高さＥＬ20m を超える大規模な津波によって建物内に浸水が発生した場合であっても，損傷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，一方で，浸水によりＥＣＣＳが機能喪失すること等が原因で炉心冷却が困難となり，炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに，浸水により残留熱除去系が機能喪失すること等の原因により，原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように，津波高さＥＬ20m を超える大規模な津波による損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく，損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから，保守的に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について，解釈に従い，有効性評価における想定の要否を炉心損傷頻度又は影響度等の観点から分析した。

①　炉心損傷頻度の観点

(1)～(8)の各事故シーケンス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のとおり，こ

れらの事故シーケンス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，対象とする建物や機器等の損傷をもっ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ようになる。

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，緩和機能による炉心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．緩和機能の有無に関わ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。

(1)～(8)の事故シーケンスについては，地震レベル１ＰＲＡから抽出される事故シーケンスであるが，炉心損傷頻度は10^{-7}／炉年程度と小さく，上記の整理のとおり，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)～(8)の各事故シーケンス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事故シーケンスは，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考える。これらの事故シーケンスに対して，炉心損傷頻度の観点では，地震レベル１ＰＲＡの精度を上げることが望ましいと考える。

また，(9)の事故シーケンスついては，津波レベル１ＰＲＡから抽出される事故シーケンスであるが，炉心損傷頻度は1.2×10^{-7}／炉年と小さく，また，この炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり，浸水による屋内外の施設の損傷の規模によっては，機能維持している設備により原子炉への注水を継続することで，炉心損傷が回避できる可能性があり，現実的には更に小さい値になると推定される。

②　影響度（事象の厳しさ）の観点

(1)～(8)の各事故シーケンスが発生した際の事象の厳しさについて，建物や機器の損傷の程度や組合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，対象とする建物や機器等の損傷をもっ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考える。このように，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動力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。

また，(9)の事故シーケンスが発生した際の事象の厳しさについて，敷地内及び建物内への浸水の程度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，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考える。このように，事象の厳しさの観点では，全交流動力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，対象とする建物や機器等の損傷をもって炉心損傷直結事象と整理している(1)～(8)の各事故シーケンスについて，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で述べたとおり，(1)～(8)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，建物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。

上記のように，(1)～(8)の各事故シーケンスは，実際のところプラントへの影響に不確かさが大きく，具体的な事故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事故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，建物全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべ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，放水設備等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

べきものと考える。

また，(9)の事故シーケンスについても，敷地内及び建物内への浸水の程度によって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による対応に期待できる場合も考えられ，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。

以上の検討を踏まえ，(1)～(8)の各事故シーケンスは，一定の安全機能喪失時の対策の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)～(8)の各事故シーケンスを炉心損傷頻度及び影響度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のとおり，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程の損傷が生じることは考えにくく，大規模な地震を受けた場合の大部分は使用可能な緩和機能によって炉心損傷防止を試みることが可能であるものと考えられる。

(9)の事故シーケンスについても，計装・制御系，ＥＣＣＳ等の複数の緩和機能がすべて喪失する程の損傷が生じることは考えにくく，使用可能な設備によって炉心損傷防止を試みることが可能であるものと考える。

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

内部事象運転時レベル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ないことを確認した。

したがって，島根原子力発電所２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及び１－４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っては、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）にあっては、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とおり。

○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及び炉心損傷防止対策について整理した結果を第1－7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事故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島根原子力発電所２号炉の対策の比較を別紙３に示す。

① 冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
② 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋交流電源･補機冷却系喪失)＋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原子炉冷却材が短時間で失われていく事象であり，大破断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，この事故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事故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等の実施により，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対す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，この事故シーケンスを，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事故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６）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。炉内構造物の低い損傷確率（５％損傷確率）であることが高い信頼度（95％信頼度）で推定できる地震加速度（以下「ＨＣＬＰＦ」という。）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では機器の損傷を完全相関としていることから，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。

以上のとおり，②の事故シーケンスの炉心損傷頻度は保守的な設定のもとに評価したものであるが，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の有効性を確認する事故シーケンスに該当しないと判断した。

なお，第1－7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88％を占める事故シーケン

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基づく整理

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ごと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当たっては，審査ガイドに記載の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，事故シーケンスグループごとに，事故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，系統間の機能の依存性の観点

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，原子炉建物損傷等の炉心損傷直結事象を除き，緩和機能の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスでは，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，これらの事故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ありと判断する。例えば，２つのフロントライン系（原子炉圧力容器への注水等，事故時の基本的な安全機能を直接果たす系統）に共通のサポート系（電源等，フロントライン系の機能維持をサポートする系統）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ありと判断する。

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（レベル３）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事故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となる注水量等，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（中小破断ＬＯＣＡ）】

中小破断ＬＯＣＡ後の緩和措置としては原子炉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ＥＣＣＳ失敗を含む事故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，事象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。ただし，「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。

今回の内部事象運転時レベル１ＰＲＡ，地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡの結果のうち，事故シーケンスを選定するに当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とお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。

○　今回抽出された事故シーケンスについては，第1－8表に示すとおり，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すべての事故シーケンスに対して，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当たっては，その対応の厳しさに重きをお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，選定対象としたすべての事故シーケンスに対しても重大事故等対策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及び原子炉停止機能喪失の事故シーケンスグループについて，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及び原子炉停止機能喪失で選定した重要事故シーケンスは内部事象運転時レベル１ＰＲＡ及び地震レベル１ＰＲＡから抽出された事故シーケンスであったが，第1－7表に示すとおり，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大きい炉心損傷頻度となった事故シーケンスである。

(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合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，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，全交流動力電源喪失がこれに該当するが，同じ炉心損傷防止対策で対応可能な事故シーケンスを１つの事故シーケンスグループとし，細分化した各事故シーケンスグループからそれぞれ重要事故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　重要事故シーケンスの選定結果」に示す。

1.3.2　重要事故シーケンスの選定結果

「1.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方」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，事象進展が早いもの等，より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおりに選定している。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事故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1－8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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」

②　炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・低圧原子炉代替注水系（常設）

③　選定理由

本事故シーケンスグループには，事故シーケンス（第1－8表の本事故シーケンスグループの①～⑥）から，着眼点「高」が最も多い事故シーケンス(第1－8表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお，事故シーケンス（第1－8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ない。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1－8表の本事故シーケンスグループの①）は，事故シーケンス（第1－8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考える。

(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＋高圧炉心冷却失敗＋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）

・代替自動減圧機能

・残留熱除去系（低圧注水モード）

③ 選定理由

着眼点「高」が最も多い事故シーケンス（第1－8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ない。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た事故シーケンス（第1－8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の他の事故シーケンス（第1－8表の本事故シーケンスグループの②～③）に対して包絡性を有しているものと考える。

(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事故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図に示すとおり，各重要事故シーケンスに対し，地震レベル１ＰＲＡからは，全交流動力電源喪失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，全交流動力電源喪失時には，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関わ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は少

なくなる。ただし，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フィルタベント系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，これに加えて原子炉代替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＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」

②　炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・原子炉隔離時冷却系
・低圧原子炉代替注水系（可搬型）
・格納容器代替スプレイ系（可搬型）
・残留熱除去系（格納容器冷却モード）

③　選定理由

事故シーケンスとしては１種類のみ（第1－8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＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗」

②　炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・高圧原子炉代替注水系
・低圧原子炉代替注水系（可搬型）
・格納容器代替スプレイ系（可搬型）
・残留熱除去系（格納容器冷却モード）

③　選定理由

事故シーケンスとしては１種類のみ（第1－8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＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」

②　炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・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）
・低圧原子炉代替注水系（可搬型）
・格納容器代替スプレイ系（可搬型）

・残留熱除去系（格納容器冷却モード）

③　選定理由

事故シーケンスとしては１種類のみ（第1－8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（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」

②　炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・高圧原子炉代替注水系
・低圧原子炉代替注水系（可搬型）
・格納容器代替スプレイ系（可搬型）
・残留熱除去系（格納容器冷却モード）

③　選定理由

事故シーケンスとしては１種類のみ（第1－8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。

(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」(炉心損傷防止対策の有効性を確認する際の残留熱除去系の機能喪失の理由については残留熱除去系の機能喪失又は原子炉補機冷却系の機能喪失を考慮)

②　炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

a．残留熱除去系の機能喪失を考慮する場合

・格納容器フィルタベント系

b．原子炉補機冷却水系の機能喪失を考慮する場合

・原子炉補機代替冷却系

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1－8表の本事故シーケンスグループの⑬～⑱) 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，着眼点ｂ及びｃでは「高」に分類されるが，これらはＬＯＣＡから派生した事故シーケンスである。ＬＯＣＡを起因とする事故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ＬＯＣＡ時注水機能喪失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。

また，事故シーケンス（第1－8表の本事故シーケンスグループの⑲～㉑）は炉心冷却に成功した後，原子炉格納容器の除熱手段を必要とする点で事故シーケンス(第1－8表の本事故シーケンスグループの①)と類似している。格納容器フィルタベント系は系統構成に必要な弁の

駆動電源を喪失した場合でも手動操作により対応可能であり，外部電源及び非常用電源が喪失しているＴＢＷシーケンスにおいても有効である。以上から事故シーケンス（第1－8表の本事故シーケンスグループの⑲～㉑）は事故シーケンス（第1－8表の本事故シーケンスグループの①）に包絡される。

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」の数が多い事故シーケンス（第1－8表の本事故シーケンスグループの①）を選定した。

なお，ＬＯＣＡを起因としない事故シーケンス（第1－8表の本事故シーケンスグループの①～⑫及び⑲～㉑）は有効と考えられる対策に差異がない。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1－8表の本事故シーケンスグループの①）は，ＬＯＣＡを起因としない事故シーケンス（第1－8表の本事故シーケンスグループの①～⑫及び⑲～㉑）に対して包絡性を有しているものと考える。（別紙４）

(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）

・代替原子炉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」の数が最も多い事故シーケンス（第1－8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1－8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（第1－8表の本事故シーケンスグループの①）の方が厳しいと考えられる。

本事故シーケンスグループでは，ＥＣＣＳが確保されている事故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る。さらに，ＬＯＣＡと原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスの炉心損傷頻度は１×10^{-12}／炉年未満であり，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1－8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考える。

(6)　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

①　重要事故シーケンス

「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」

②　炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・ＳＲＶの手動操作

・低圧原子炉代替注水系（常設）

③　選定理由

着眼点「高」の数が最も多い事故シーケンス（第1－8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1－8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，中破断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，原子炉減圧に用いる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事故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事故シーケンス（第1－8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考える。

また，「(4)　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1－8表の本事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の⑬～⑱）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原子炉格納容器からの除熱にも期待できないことをほぼ包絡していることから，本重要事故シーケンスでは，原子炉格納容器除熱機能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考える。

(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

「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・ＳＲＶの手動操作

・高圧炉心スプレイ系

③ 選定理由

事故シーケンスとしては１種類のみ(第 1－8 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内部事象を起因とす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，炉心損傷頻度に対する寄与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５）

また，各事故シーケンスグループにおける地震又は津波を起因とする事故シーケンスについても，地震又は津波により直接炉心損傷に至る事故シーケンスを除いて，炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し，主要なカットセットに対して炉心損傷防止対策が概ね有効であることを確認した。（別紙６）

第1－1表　ＰＲＡの対象とした主な設備・系統

系統設備		概要
原子炉停止に関する機能		
	原子炉停止系 制御棒及び制御棒駆動系	制御棒 137 本
	原子炉保護系	１out of ２×２論理回路
炉心冷却に関する機能		
	高圧炉心スプレイ系	系列数１　電動ポンプ１台 ポンプ容量約 320m^3/h～約 1050m^3/h
	原子炉隔離時冷却系	系列数１　タービン駆動ポンプ１台 ポンプ容量約 100m^3/h
	自動減圧系	自動減圧機能付ＳＲＶ６個 容量約 400t/h/個
	低圧炉心スプレイ系	系列数１　電動ポンプ１台 ポンプ容量約 1,050m^3/h
	低圧注水系	系列数３　電動ポンプ３台 ポンプ容量約 1,200m^3/h/台
崩壊熱除去に関する機能		
	残留熱除去系	系列数２　電動ポンプ２台 ポンプ容量約 1200m^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	系列数２　電動ポンプ４台（２台/系列） ポンプ容量約 1,700m^3/h/台
	原子炉補機海水系	系列数２　電動ポンプ４台（２台/系列） ポンプ容量約 2,000m^3/h/台
	高圧炉心スプレイ系補機冷却系	系列数１　電動ポンプ１台 ポンプ容量約 240m^3/h
	高圧炉心スプレイ系補機海水系	系列数１　電動ポンプ１台 ポンプ容量約 340m^3/h
	非常用ディーゼル発電機	台数２ 発電容量約 7,300kVA/台
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	台数１ 発電容量約 4,000kVA
	直流電源設備	系列数（115V）２　所内蓄電池２組 系列数（230V）１　所内蓄電池１組 系列数（115V）１　高圧炉心スプレイ系蓄電池１組

第1－2表　内部事象運転時レベル１ＰＲＡにおける起因事象と発生頻度

起因事象		発生頻度（／炉年）	説明
過渡事象	非隔離事象※1	1.6E-01	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象。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復水・給水系※4が利用可能。
	隔離事象※2	2.5E-02	主蒸気隔離弁等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。事象初期には復水・給水系が利用できるが，水源である復水器のホットウェルが隔離されるため，復水・給水系※4の運転継続に支障が生じる。
	全給水喪失	9.5E-03	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。事象初期には復水・給水系※4が利用できない。
	水位低下事象※3	2.5E-02	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。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復水・給水系※4は利用可能。
	原子炉保護系誤動作等	7.4E-02	原子炉保護系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等出力の増加が軽微な事象。事象初期で原子炉が隔離されないため，復水・給水系※4が利用可能。
	ＳＲＶ誤開放	9.5E-04	原子炉運転中にＳＲＶ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。原子炉水位の低下等は復水・給水系※4により収束可能であるが，これに失敗する場合等では，より厳しい過渡事象に移行する。
外部電源喪失	外部電源喪失	3.8E-03	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。
手動停止	手動停止	1.7	定期事業者検査等前もって計画されているプラント停止のほか，機器からの漏えい等比較的軽微な故障による計画されないプラント停止。
サポート系喪失（従属性を有する起因事象）	交流電源喪失（非常用）	1.4E-04	当該設備が機能喪失した場合に，広範な緩和設備が併せて機能喪失に至るサポート系故障等を，従属性を有する起因事象として抽出。
	直流電源喪失（非常用）	2.6E-04	
	原子炉補機冷却系故障	6.6E-04	
	タービンサポート系故障	6.6E-04	
原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）	大破断ＬＯＣＡ	2.0E-05	原子炉が減圧状態になる規模のＬＯＣＡであり，ＳＲＶによる原子炉減圧操作なしに低圧注水系による事象緩和が可能。
	中破断ＬＯＣＡ	2.0E-04	事象発生後短期間では原子炉の減圧に至らないが，長時間では減圧に至る規模のＬＯＣＡ。
	小破断ＬＯＣＡ	3.0E-04	原子炉隔離時冷却系により事象緩和が可能なＬＯＣＡ。
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	8.1E-08	隔離弁の多重故障や弁試験時の隔離失敗等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，原子炉冷却材が原子炉格納容器外で流出する事象。

※1　発電機負荷遮断等によりタービンがトリップする事象（原子炉圧力容器は隔離されない）。
※2　主蒸気隔離弁閉信号等により主蒸気隔離弁が閉鎖する事象（原子炉圧力容器は隔離される）。
※3　給水制御系の故障等により給水流量が減少し，原子炉水位が低下する事象。
※4　内部事象運転時レベル１ＰＲＡでは復水・給水系は手動停止時のみ期待しており，過渡事象等では緩和設備として期待していない。

第1－3表　地震レベル１ＰＲＡにおける起因事象と発生頻度

起因事象	発生頻度（／炉年）
外部電源喪失	1.5E-04
原子炉建物損傷	3.1E-08
原子炉格納容器損傷	3.4E-07
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07
格納容器バイパス	3.5E-09
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	4.2E-07
制御室建物損傷	1.4E-08
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10
計装・制御系喪失	1.5E-07
直流電源喪失	5.8E-09
交流電源・補機冷却系喪失	3.9E-06

第1－4表　津波高さ別の発生頻度

津波高さ	発生頻度（／炉年）	備考
ＥＬ20m超過	1.2E-07	原子炉建物等への浸水により，計装・制御系，ＥＣＣＳ等の緩和機能が喪失し，直接炉心損傷に至る。

第1－5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	シーケンスNo.
過渡事象	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	○※1	－	(1)
	圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	○※1	－	(2)
	高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	○	○※1	－	(3)
	崩壊熱除去失敗	○	○※1	－	(4)
	高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	○	○※1	－	(5)
	圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	○	○※1	－	(6)
	圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	○	○※1	－	(7)
	原子炉停止失敗	○	○※1	－	(8)
外部電源喪失	交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	○	○※2	－	(9)
	交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	○	○※3	－	(10)
	交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗	○	○※4	－	(11)
	直流電源（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	○	○※5	－	(12)
	交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗	○	－	－	(13)
	交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗	○	－	－	(14)
	直流電源（区分１，２）失敗	○	－	－	(15)
	交流電源・補機冷却系喪失＋原子炉停止失敗	－	○	－	(16)
手動停止	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(17)
	圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(18)
	高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－	(19)
	崩壊熱除去失敗	○	－	－	(20)
	高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－	(21)
	圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－	(22)
	圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－	(23)
サポート系喪失	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(24)
	圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(25)
	高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－	(26)
	崩壊熱除去失敗	○	－	－	(27)
	高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－	(28)
	圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－	(29)
	圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－	(30)
冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(31)
	崩壊熱除去失敗	○	－	－	(32)
	高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－	(33)
	原子炉停止失敗	○	－	－	(34)
冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(35)
	高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－	(36)
	崩壊熱除去失敗	○	－	－	(37)
	高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－	(38)
	原子炉停止失敗	○	－	－	(39)
冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(40)
	高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－	(41)
	崩壊熱除去失敗	○	－	－	(42)
	高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	○	－	－	(43)
	原子炉停止失敗	○	－	－	(44)
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	○	－	－	(45)
地震に伴う損傷	Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	－	○	－	(46)
	計装・制御系喪失	－	○	－	(47)
	格納容器バイパス	－	○	－	(48)
	原子炉格納容器損傷	－	○	－	(49)
	原子炉圧力容器損傷	－	○	－	(50)
	原子炉建物損傷	－	○	－	(51)
	制御室建物損傷	－	○	－	(52)
	廃棄物処理建物損傷	－	○	－	(53)
津波に伴う損傷	直接炉心損傷に至る事象	－	－	○	(54)

※1　地震レベル１ＰＲＡでは，過渡事象は外部電源喪失で代表。
※2　地震レベル１ＰＲＡにおける事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失」が該当。
※3　地震レベル１ＰＲＡにおける事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗」が該当。
※4　地震レベル１ＰＲＡにおける事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋高圧炉心冷却失敗」が該当。
※5　地震レベル１ＰＲＡにおける事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源喪失」が該当。

第1−6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

	事故シーケンス	シーケンスNo.	事故シーケンス別の炉心損傷頻度（／炉年）				全炉心損傷頻度に対する寄与割合（%）	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	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（／炉年）	全炉心損傷頻度に対する寄与割合（%）	解釈1−2との対応
			内部事象	地震	津波	合計						
1	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(1)	3.0E-09	9.2E-07	－	9.2E-07	6.4	ＴＱＵＶ	高圧・低圧注水機能喪失	9.4E-07	6.5	(a)
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	(2)	3.4E-11	1.4E-08	－	1.4E-08	<0.1					
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(17)	4.7E-13	－	－	4.7E-13	<0.1					
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	(18)	1.5E-13	－	－	1.5E-13	<0.1					
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(24)	2.3E-10	－	－	2.3E-10	<0.1					
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	(25)	4.0E-12	－	－	4.0E-12	<0.1					
2	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(3)	4.0E-09	1.0E-07	－	1.1E-07	0.8	ＴＱＵＸ	高圧注水・減圧機能喪失	1.1E-07	0.8	(a)
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(19)	5.7E-13	－	－	5.7E-13	<0.1					
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(26)	1.1E-09	－	－	1.1E-09	<0.1					
3	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	(9)	2.7E-09	2.0E-06	－	2.0E-06	14	長期ＴＢ	全交流動力電源喪失	3.4E-06	24	(a)
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	(10)	8.2E-12	1.5E-08	－	1.5E-08	0.1	ＴＢＰ				
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗	(11)	1.2E-11	1.4E-06	－	1.4E-06	9.6	ＴＢＵ				
	外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	(12)	3.8E-12	5.8E-09	－	5.8E-09	<0.1	ＴＢＤ				
4	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	(4)	4.5E-06	1.1E-06	－	5.7E-06	40	ＴＷ	崩壊熱除去機能喪失	7.8E-06	54	(b)
	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	(5)	1.7E-11	4.2E-07	－	4.2E-07	2.9					
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	(6)	3.3E-08	3.2E-09	－	3.6E-08	0.3					
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	(7)	3.6E-11	4.4E-09	－	4.4E-09	<0.1					
	手動停止＋崩壊熱除去失敗	(20)	1.2E-08	－	－	1.2E-08	<0.1					
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	(21)	1.1E-14	－	－	1.1E-14	<0.1					
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	(22)	3.1E-11	－	－	3.1E-11	<0.1					
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	(23)	1.7E-14	－	－	1.7E-14	<0.1					
	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	(27)	1.2E-06	－	－	1.2E-06	8.3					
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	(28)	1.4E-10	－	－	1.4E-10	<0.1					
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	(29)	3.8E-09	－	－	3.8E-09	<0.1					
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	(30)	3.7E-12	－	－	3.7E-12	<0.1					
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	(42)	5.4E-09	－	－	5.4E-09	<0.1					
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	(43)	3.1E-14	－	－	3.1E-14	<0.1					
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	(37)	3.6E-09	－	－	3.6E-09	<0.1					
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	(38)	3.8E-12	－	－	3.8E-12	<0.1					
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	(32)	3.6E-10	－	－	3.6E-10	<0.1					
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	(33)	3.7E-13	－	－	3.7E-13	<0.1					
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗	(13)	4.4E-07	－	－	4.4E-07	3.1					
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗	(14)	1.3E-09	－	－	1.3E-09	<0.1					
	外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗	(15)	6.3E-10	－	－	6.3E-10	<0.1					
5	過渡事象＋原子炉停止失敗	(8)	6.4E-10	3.3E-07	－	3.3E-07	2.3	ＴＣ	原子炉停止機能喪失	8.5E-07	6.0	(b)
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	(44)	8.7E-13	－	－	8.7E-13	<0.1					
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	(39)	5.8E-13	－	－	5.8E-13	<0.1					
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	(34)	5.8E-14	－	－	5.8E-14	<0.1					
	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失）＋原子炉停止失敗	(16)	－	5.2E-07	－	5.2E-07	3.6					
6	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(40)	2.8E-15	－	－	2.8E-15	<0.1	ＳＥ	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	4.3E-13	<0.1	(a)
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(41)	5.7E-15	－	－	5.7E-15	<0.1					
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(35)	3.5E-13	－	－	3.5E-13	<0.1	ＳＩＥ				
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(36)	3.9E-14	－	－	3.9E-14	<0.1					
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(31)	3.4E-14	－	－	3.4E-14	<0.1	ＡＥ				
7	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	(45)	3.3E-09	－	－	3.3E-09	<0.1	ＩＳＬＯＣＡ	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	3.3E-09	<0.1	(b)
8	Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ※1	(46)	－	4.2E-07	－	4.2E-07	2.9	Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	該当なし	4.2E-07	2.9	該当なし
9	計装・制御系喪失※1	(47)	－	1.5E-07	－	1.5E-07	1.0	計装・制御系喪失		1.5E-07	1.0	
10	格納容器バイパス※1	(48)	－	3.5E-09	－	3.5E-09	<0.1	格納容器バイパス		3.5E-09	<0.1	
11	原子炉格納容器損傷※1	(49)	－	3.4E-07	－	3.4E-07	2.4	原子炉格納容器損傷		3.4E-07	2.4	
12	原子炉圧力容器損傷※1	(50)	－	1.7E-07	－	1.7E-07	1.2	原子炉圧力容器損傷		1.7E-07	1.2	
13	原子炉建物損傷※1	(51)	－	3.1E-08	－	3.1E-08	0.2	原子炉建物損傷		3.1E-08	0.2	
14	制御室建物損傷※1	(52)	－	1.4E-08	－	1.4E-08	<0.1	制御室建物損傷		1.4E-08	<0.1	
15	廃棄物処理建物損傷※1	(53)	－	1.8E-10	－	1.8E-10	<0.1	廃棄物処理建物損傷		1.8E-10	<0.1	
16	直接炉心損傷に至る事象※1	(54)	－	－	1.2E-07	1.2E-07	0.8	直接炉心損傷に至る事象		1.2E-07	0.8	
	合計		6.2E-06	7.9E-06	1.2E-07	1.4E-05	100	－	－	1.4E-05	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，新たに追加する事故シーケンスとはしないこととした事故シーケンス。

第1－7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

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	事故シーケンス別の炉心損傷頻度（／炉年）				全炉心損傷頻度に対する寄与割合（%）※1	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（／炉年）	全炉心損傷頻度に対する寄与割合（%）※1	備考※6
			内部事象	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・高圧原子炉代替注水系 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＳＲＶの手動操作 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備	3.0E-09	9.2E-07	—	9.2E-07	6.4	9.4E-07	6.5	全炉心損傷頻度の約88％を炉心損傷防止対策でカバー
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗		3.4E-11	1.4E-08	—	1.4E-08	<0.1			
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		4.7E-13	—	—	4.7E-13	<0.1			
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗		1.5E-13	—	—	1.5E-13	<0.1			
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		2.3E-10	—	—	2.3E-10	<0.1			
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗		4.0E-12	—	—	4.0E-12	<0.1			
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	・代替自動減圧機能 ・高圧原子炉代替注水系 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	4.0E-09	1.0E-07	—	1.1E-07	0.8	1.1E-07	0.8	
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		5.7E-13	—	—	5.7E-13	<0.1			
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		1.1E-09	—	—	1.1E-09	<0.1			
全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	2.7E-09	2.0E-06	—	2.0E-06	14	3.4E-06	24	
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗※2	・原子炉隔離時冷却系※3 ・高圧原子炉代替注水系※3 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	8.2E-12	1.5E-08	—	1.5E-08	0.1			
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗	・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	1.2E-11	1.4E-06	—	1.4E-06	9.6			
	外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）喪失＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替直流電源設備 ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	3.8E-12	5.8E-09	—	5.8E-09	<0.1			
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	4.5E-06	1.1E-06	—	5.7E-06	40	7.8E-06	54	
	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗		1.7E-11	4.2E-07	—	4.2E-07	2.9			
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗		3.3E-08	3.2E-09	—	3.6E-08	0.3			
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗		3.6E-11	4.4E-09	—	4.4E-09	<0.1			
	手動停止＋崩壊熱除去失敗		1.2E-08	—	—	1.2E-08	<0.1			
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗		1.1E-14	—	—	1.1E-14	<0.1			
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗		3.1E-11	—	—	3.1E-11	<0.1			
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗		1.7E-14	—	—	1.7E-14	<0.1			
	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗		1.2E-06	—	—	1.2E-06	8.3			
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗		1.4E-10	—	—	1.4E-10	<0.1			
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗		3.8E-09	—	—	3.8E-09	<0.1			
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗		3.7E-12	—	—	3.7E-12	<0.1			
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗		5.4E-09	—	—	5.4E-09	<0.1			
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗		3.1E-14	—	—	3.1E-14	<0.1			
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗		3.6E-09	—	—	3.6E-09	<0.1			
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗		3.8E-12	—	—	3.8E-12	<0.1			
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗		3.6E-10	—	—	3.6E-10	<0.1			
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗		3.7E-13	—	—	3.7E-13	<0.1			
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗		4.4E-07	—	—	4.4E-07	3.1			
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗		1.3E-09	—	—	1.3E-09	<0.1			
	外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗		6.3E-10	—	—	6.3E-10	<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 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	6.4E-10	3.3E-07	—	3.3E-07	2.3	8.5E-07	6.0	
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗		8.7E-13	—	—	8.7E-13	<0.1			
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗		5.8E-13	—	—	5.8E-13	<0.1			
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗		5.8E-14	—	—	5.8E-14	<0.1			
	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失）＋原子炉停止失敗※4	－	－	5.2E-07	—	5.2E-07	3.6			
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備	2.8E-15	—	—	2.8E-15	<0.1	4.3E-13	<0.1	
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		5.7E-15	—	—	5.7E-15	<0.1			
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		3.5E-13	—	—	3.5E-13	<0.1			
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		3.9E-14	—	—	3.9E-14	<0.1			
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗※5	・上記の対策※3	3.4E-14	—	—	3.4E-14	<0.1			
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	・漏えい箇所の隔離 ・ＳＲＶの手動操作 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	3.3E-09	—	—	3.3E-09	<0.1	3.3E-09	<0.1	
合計			6.2E-06	6.8E-06	—	1.3E-05	91	1.3E-05	91	—

※1　100%には第 1-6 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　事象進展の余裕時間の観点から，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　地震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地震レベル１ＰＲＡの設定上抽出されたものであるが，地震時の挙動を現実的に想定すると，基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され，炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから，現実的には発生し難いと考え，炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断した事故シーケンス。　※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事故シーケンス。　※6　有効性評価の対象から除外した事故シーケンスを91%から除いたときに炉心損傷防止対策でカバーされる割合。

第1－8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	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 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）	選定した重要事故シーケンスと選定理由
高圧・低圧注水機能喪失	◎	①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能	・高圧原子炉代替注水系 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＳＲＶの手動操作 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備	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，起因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（レベル３）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事故シーケンスを「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から減圧されるため，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. 事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンス（ドミナントシーケンス）を「高」とした。また，ドミナントシーケンスに対して１％未満の事故シーケンスを「低」とし，「高」と「低」の間の事故シーケンスを「中」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」と考えた事故シーケンスとして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＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗			中	高	低	中		
	－	③手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗			中	低	高	低		
	－	④手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗			中	低	低	低		
	－	⑤サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗			高	低	高	低		
	－	⑥サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗			高	低	低	低		
高圧注水・減圧機能喪失	◎	①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	・高圧注水機能 ・原子炉減圧機能	・代替自動減圧機能 ・高圧原子炉代替注水系 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	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，起因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（レベル３）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事故シーケンスを「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. 事象進展が早く余裕時間が短い場合，崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから，着眼点b. と同様に，過渡事象を起因としている事故シーケンスを「高」とし，手動停止及びサポート系喪失を起因としている事故シーケンスについては「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンス（ドミナントシーケンス）を「高」とした。また，ドミナントシーケンスに対して１％未満の事故シーケンスを「低」とし，「高」と「低」の間の事故シーケンスを「中」とした。	a. ③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」と考えた事故シーケンスとして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手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗			中	低	低	低		
	－	③サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗			高	低	低	中		

※1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。
※2　地震レベル１ＰＲＡ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1－8表　重要事故シーケンス等の選定（２／３）

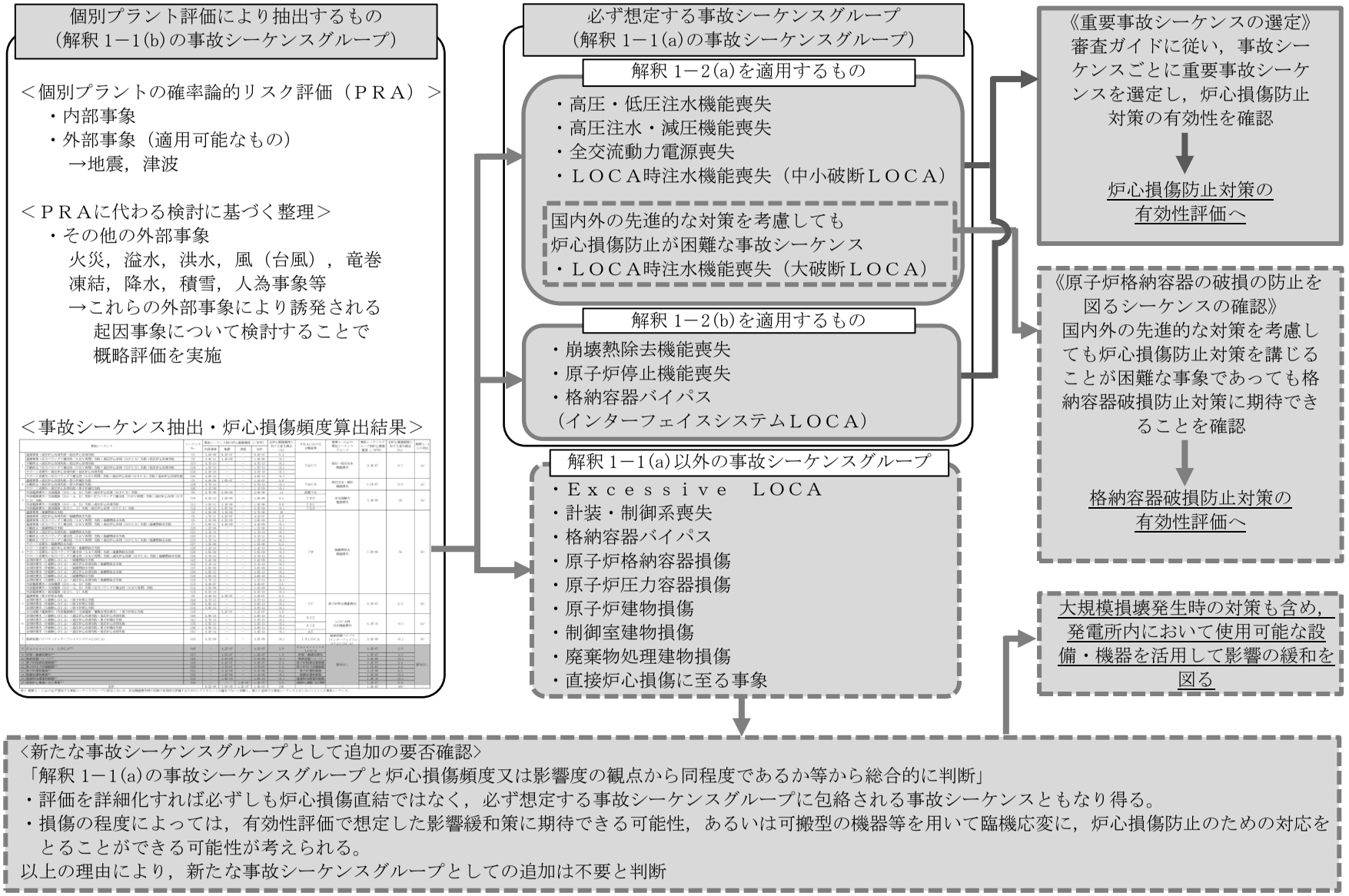
解釈の事故シーケンスグループ	詳細化した事故シーケンスグループ	事故シーケンス※1		喪失した機能		対応する主要な炉心損傷防止対策（下線は有効性を確認する主な対策）	着眼点との関係と重要事故シーケンス選定の考え方					選定した重要事故シーケンスと選定理由	
				電源	冷却機能		a	b	c	d	備考（a：共通原因故障※2又は系統間機能依存性，b：余裕時間，c：設備容量，d：代表性）		
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	◎	①外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	全交流動力電源	原子炉隔離時冷却系（ＲＣＩＣ）を除く注水・除熱機能	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	－	－	－	－	抽出された事故シーケンスが１つであることから着眼点に照らした整理は行わず，すべ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，地震レベル１ＰＲＡ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，全交流動力電源喪失時には，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は少なくなる。ただし，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フィルタベント系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，これに加えて原子炉代替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外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源	すべての注水・除熱機能	・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	－	－	－	－	抽出された事故シーケンスが１つであることから着眼点に照らした整理は行わず，すべ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外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	全交流動力電源	すべての注水・除熱機能※3	・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） ・高圧原子炉代替注水系（動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間） ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	－	－	－	－	抽出された事故シーケンスが１つであることから着眼点に照らした整理は行わず，すべ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（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	全交流動力電源※4 直流電源	すべての注水・除熱機能	・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替直流電源設備 ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	－	－	－	－	抽出された事故シーケンスが１つであることから着眼点に照らした整理は行わず，すべ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。	

※1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。
※2　地震レベル１ＰＲＡ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，原子炉隔離時冷却系を用いることで原子炉水位を維持することができる。
※4　すべての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」により，全交流動力電源喪失となる。

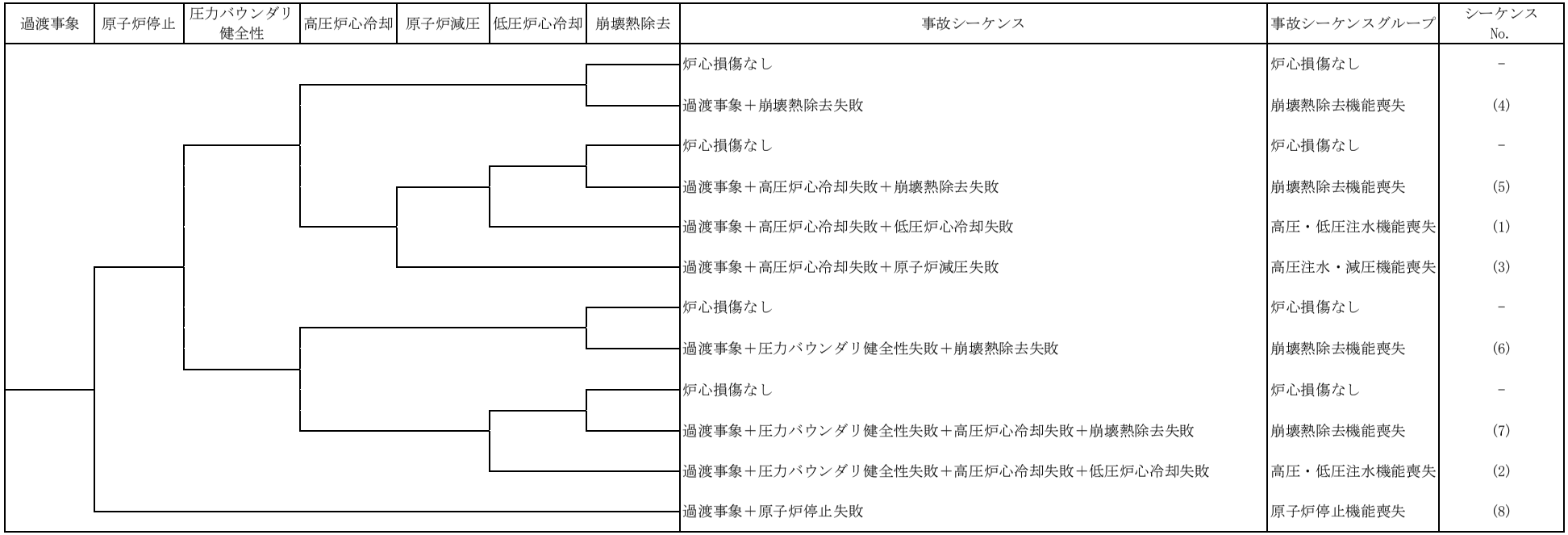
第1－8表　重要事故シーケンス等の選定（３／３）

解釈の事故シーケンスグループ		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 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）	選定した重要事故シーケンスと選定理由
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	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ（可搬型） ・常設代替交流電源設備	中	高	低	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。その上で交流電源や直流電源が喪失している事故シーケンスでは，電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。サポート系喪失（１系統）は，起因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（全給水喪失事象及び外部電源喪失）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「高」とした。また，ＬＯＣＡは直接ドライウェル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。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. ＬＯＣＡは直接ドライウェルに蒸気が放出されるため，サプレッション・チェンバ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。他の起因事象については，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。 d. 事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンス（ドミナントシーケンス）を「高」とした。ドミナントシーケンスに対して１％未満の事故シーケンスを「低」とし，「高」と「低」の間の事故シーケンスを「中」とした。	a. ⑨～⑫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。よって，系統間機能依存性の観点からは，⑲～㉑を抽出した。 b. c. ⑬～⑱のＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスにおいては，サプレッション・チェンバでの蒸気凝縮の観点を考慮して着眼点cを「高」としているが，設備容量を含めた崩壊熱除去機能の代替性については，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」においてそれぞれ確認することができる。その他の事故シーケンスにおいては，着眼点bの事象対応の余裕時間の観点で①～④，⑲～㉑が厳しい。 d. 「崩壊熱除去機能喪失」は，全炉心損傷頻度に対する寄与割合が大きい事故シーケンスグループであり，その中でも①が支配的となった。 ⑲～㉑は以下の理由により①に包絡されるため，本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスに選定しない。 ※⑲～㉑の事故シーケンスは炉心冷却に成功した後，格納容器の除熱手段を必要とする点で「①過渡事象＋崩壊熱除去失敗」の事故シーケンスと類似している。格納容器フィルタベント系は系統構成に必要な弁の駆動電源を喪失した場合でも手動操作により対応可能であり，外部電源及び非常用電源が喪失しているＴＢＷシーケンスにおいても有効である。以上から⑲～㉑は「①過渡事象＋崩壊熱除去機能喪失」に包絡される。 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＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗			中	高	低	中		
	－	③過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗			中	高	低	低		
	－	④過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗			中	高	低	低		
	－	⑤手動停止＋崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	－	⑥手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	－	⑦手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	－	⑧手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	－	⑨サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗			高	低	低	中		
	－	⑩サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗			高	低	低	低		
	－	⑪サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗			高	低	低	低		
	－	⑫サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗			高	低	低	低		
	－	⑬冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	－	⑭冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	－	⑮冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	－	⑯冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	－	⑰冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	－	⑱冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	－	⑲外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗			高	高	低	中		
	－	⑳外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗			高	高	低	低		
	－	㉑外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗			高	高	低	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	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	中	高	中	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。 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，大破断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，中小破断ＬＯＣＡについては「中」とした。 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～高圧で維持される事故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，原子炉隔離時冷却系の使用可能性も考慮し，過渡事象及び小破断ＬＯＣＡを「中」，中破断ＬＯＣＡについては「高」，大破断ＬＯＣＡについては「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンス（ドミナントシーケンス）を「高」とした。また，ドミナントシーケンスに対して１％未満の事故シーケンスを「低」とした。	a. 全事故シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。 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。 d. 頻度の観点では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炉心損傷頻度は1E-12／炉年未満であり極めて小さい。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定。
	－	②冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗			中	中	中	低		
	－	③冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗			中	中	高	低		
	－	③冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗			中	高	低	低		
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	－	①冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能	・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ（可搬型） ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備	中	低	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。 b. 中破断ＬＯＣＡの方は事象進展が早いことから「高」とし，小破断ＬＯＣＡを「低」とした。 c. 減圧に用いるＳＲＶは十分な台数が備えられる一方，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ＥＣＣＳ失敗を含む事故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事故シーケンスを「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンス（ドミナントシーケンス）を「高」とした。また，ドミナントシーケンスに対して１％未満の事故シーケンスを「低」とし，「高」と「低」の間の事故シーケンスを「中」とした。	a. 全事故シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。 b. c. 両着眼点について「高」と考えた事故シーケンスとして③を抽出。 d. 頻度の観点では③が支配的となった。 以上より，③を重要事故シーケンスとして選定。
	－	②冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗			中	低	低	中		
	◎	③冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗			中	高	高	高		
	－	④冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗			中	高	低	中		
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	◎	①格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	－	・漏えい箇所の隔離 ・ＳＲＶの手動操作 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	－	－	－	－	抽出された事故シーケンスが１つであることから着眼点に照らした整理は行わず，すべ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。

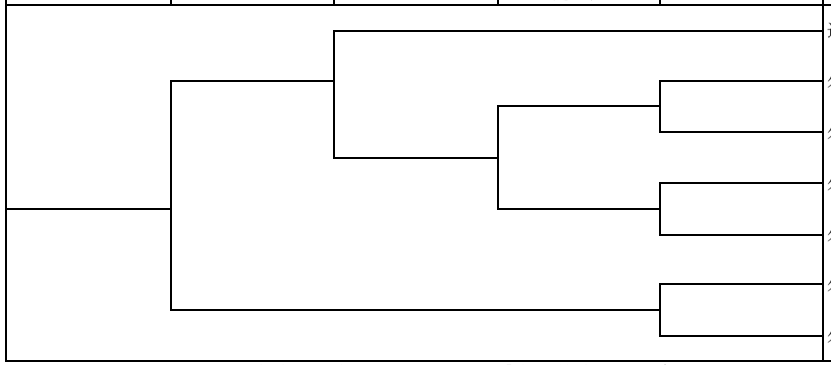
※1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。
※2　地震レベル１ＰＲＡでは多重化された機器を完全従属としていることから，多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。



第 1－1 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



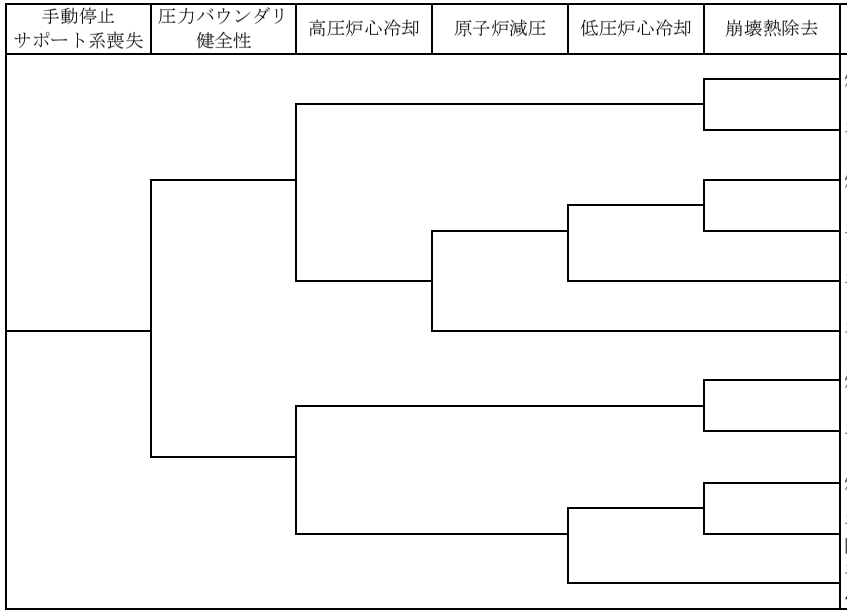
過渡事象	原子炉停止	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
							炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
							過渡事象＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
							過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
							過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(1)
							過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(3)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
							過渡事象＋圧力バウンダリ健全性失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(6)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
							過渡事象＋圧力バウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(7)
							過渡事象＋圧力バウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(2)
							過渡事象＋原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(8)



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	シーケンスNo.
					過渡事象へ	過渡事象へ	－
					外部電源喪失＋交流電源失敗	全交流動力電源喪失※ 崩壊熱除去機能喪失	(9) (13)
					外部電源喪失＋交流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失	(11)
					外部電源喪失＋交流電源失敗＋圧力バウンダリ健全性失敗	崩壊熱除去機能喪失	(14)
					外部電源喪失＋交流電源失敗＋圧力バウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失	(10)
					外部電源喪失＋直流電源失敗	崩壊熱除去機能喪失	(15)
					外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失	(12)

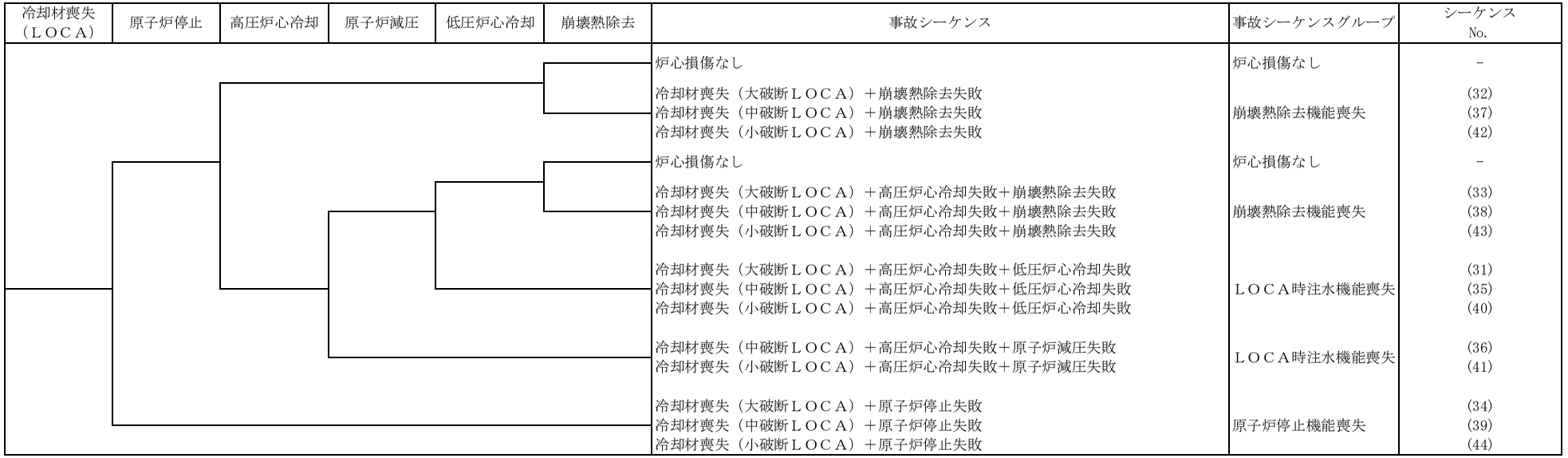
※　高圧炉心スプレイ系が成功した事故シーケンスを「崩壊熱除去機能喪失」，高圧炉心スプレイ系に失敗し原子炉隔離時冷却系が成功した事故シーケンスを「全交流動力電源喪失」に分類

第1－2図　内部事象運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（１／３）



手動停止 サポート系喪失	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	シーケンス No.
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
						手動停止／サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20),(27)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
						手動停止／サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(21),(28)
						手動停止／サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(17),(24)
						手動停止／サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(19),(26)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
						手動停止／サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(22),(29)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
						手動停止／サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(23),(30)
						手動停止／サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(18),(25)

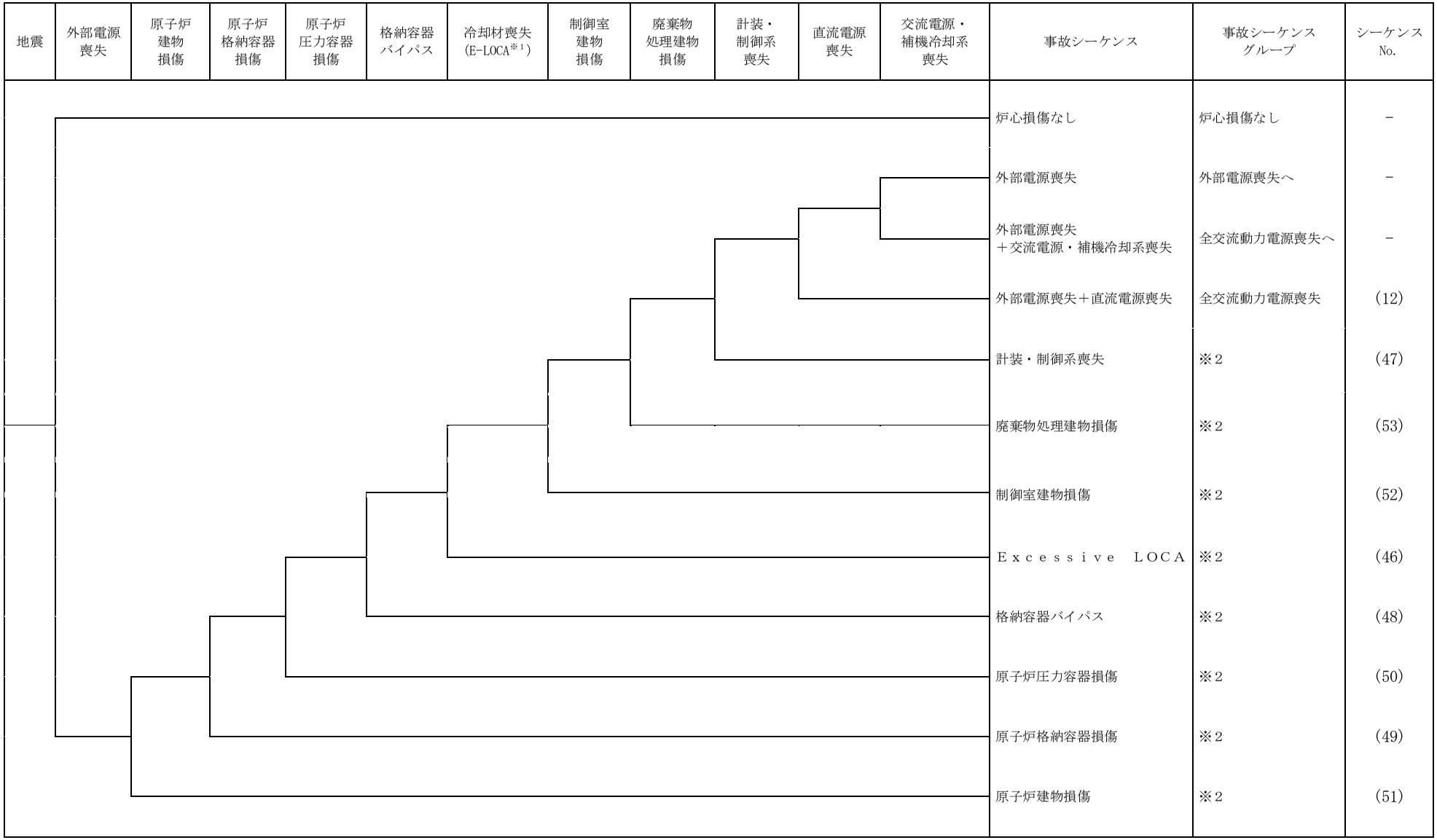
第1－2図　内部事象運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（２／３）



冷却材喪失（ＬＯＣＡ）	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	シーケンスNo.
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
						冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(32)
						冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗		(37)
						冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗		(42)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
						冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(33)
						冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗		(38)
						冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗		(43)
						冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	(31)
						冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		(35)
						冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		(40)
						冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	(36)
						冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		(41)
						冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(34)
						冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗		(39)
						冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗		(44)

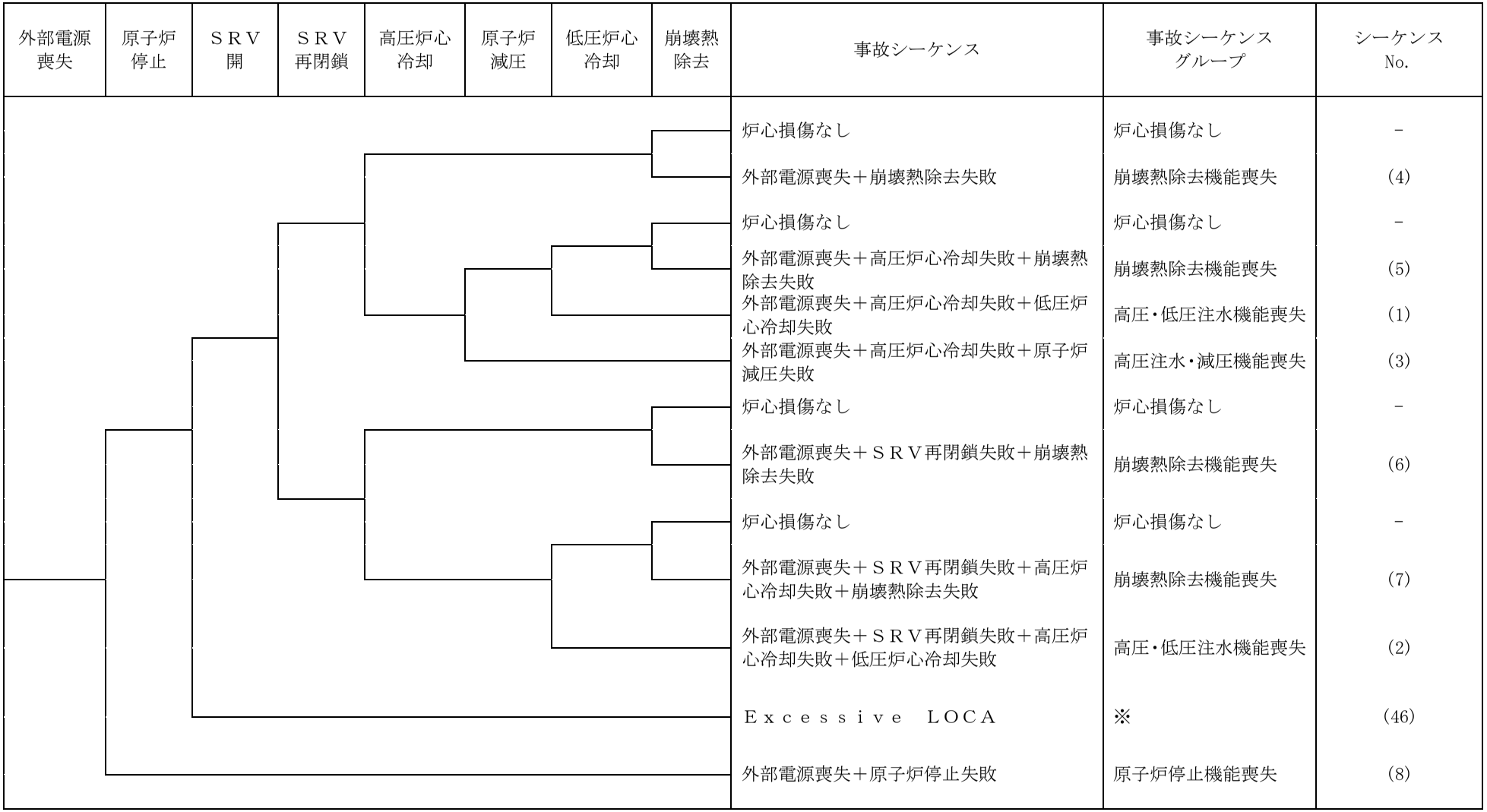
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	運転員による隔離操作	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
		手動停止／サポート系喪失へ	手動停止／サポート系喪失へ	－
		格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	(45)

第1－2図　内部事象運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（３／３）



※１　Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ
※２　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結で整理

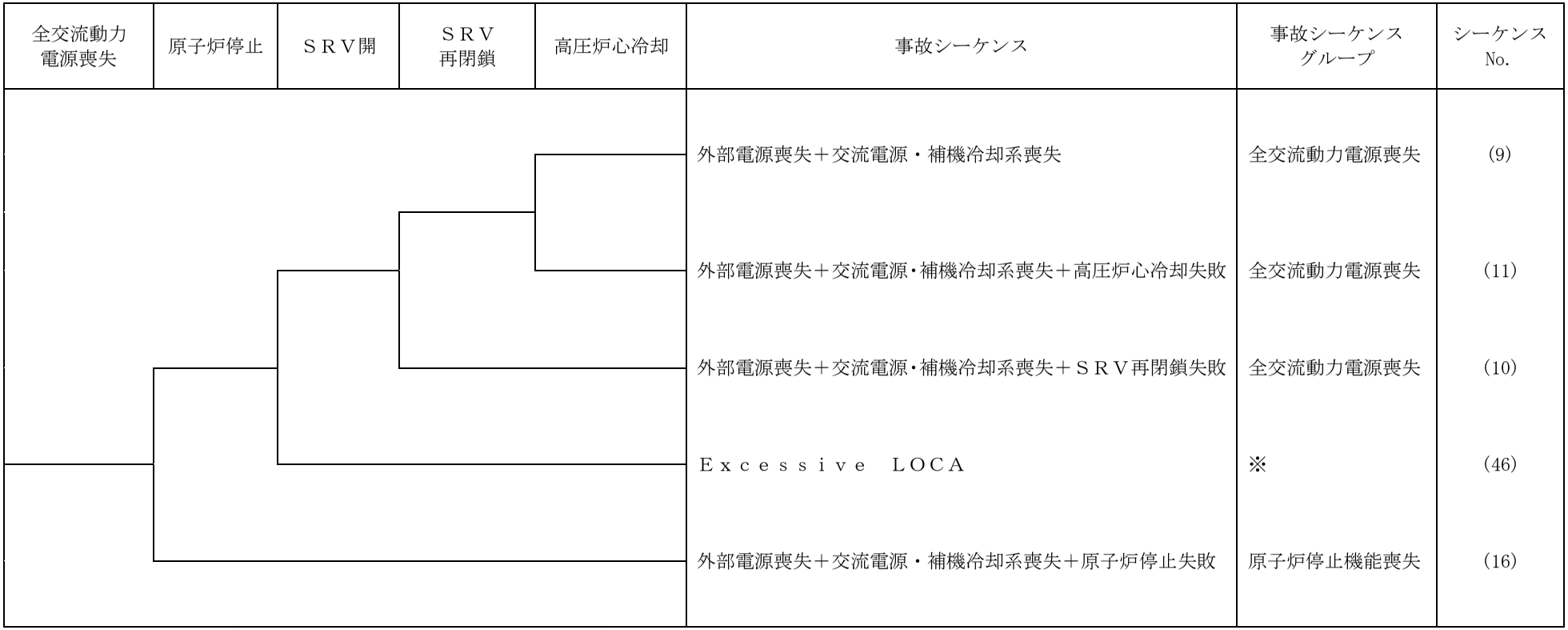
第１－３図　地震レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー



外部電源喪失	原子炉停止	ＳＲＶ開	ＳＲＶ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	シーケンスNo.
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
								外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
								外部電源喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
								外部電源喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(1)
								外部電源喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(3)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
								外部電源喪失＋ＳＲＶ再閉鎖失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(6)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
								外部電源喪失＋ＳＲＶ再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(7)
								外部電源喪失＋ＳＲＶ再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(2)
								Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	※	(46)
								外部電源喪失＋原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(8)

※　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結で整理

第1－4図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（１／２）



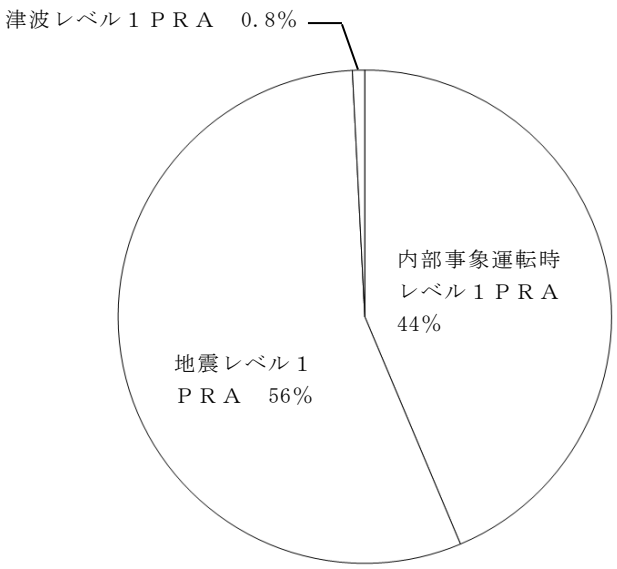
※　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結で整理

第１－４図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（２／２）

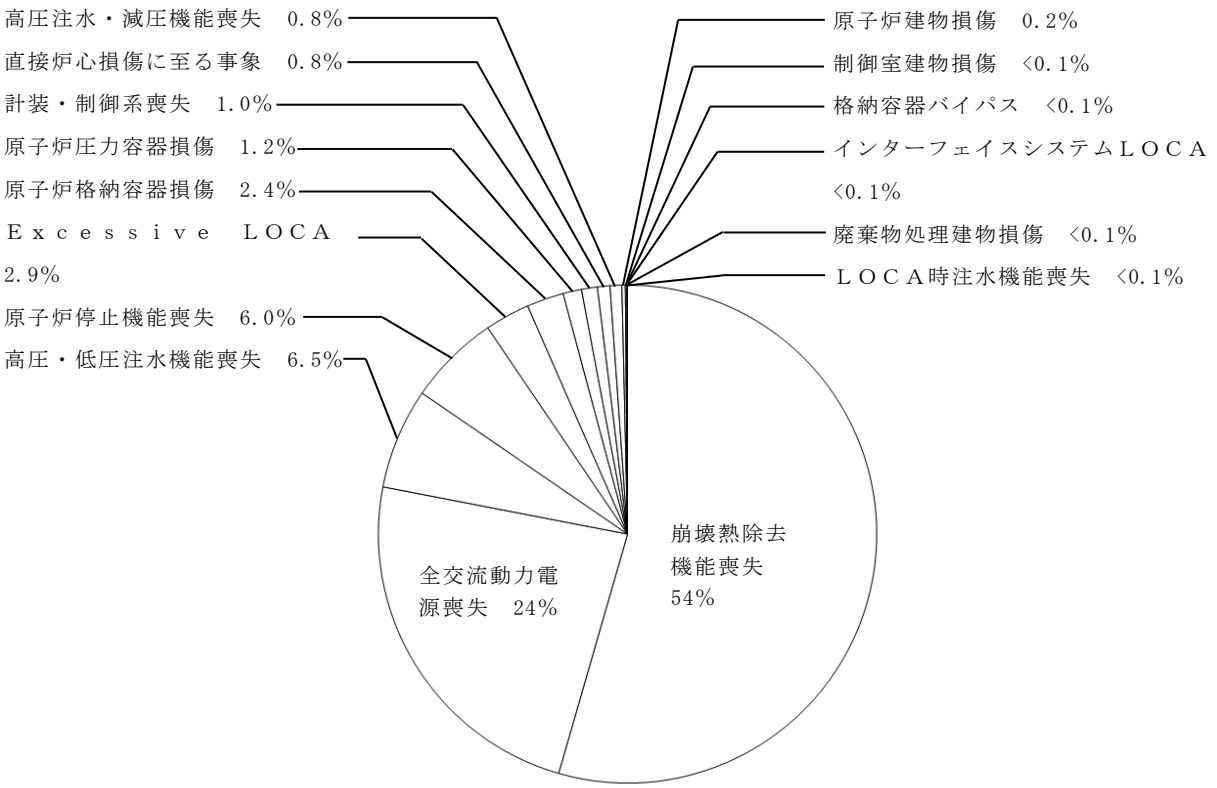
津波	直接炉心損傷に至る事象	事故シーケンス	最終状態	シーケンス No.
	津波高さ ＥＬ20m 以下	炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
	津波高さ ＥＬ20m 超過	直接炉心損傷に至る事象	※	(54)

※　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結事象として整理

第 1－5 図　津波レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー



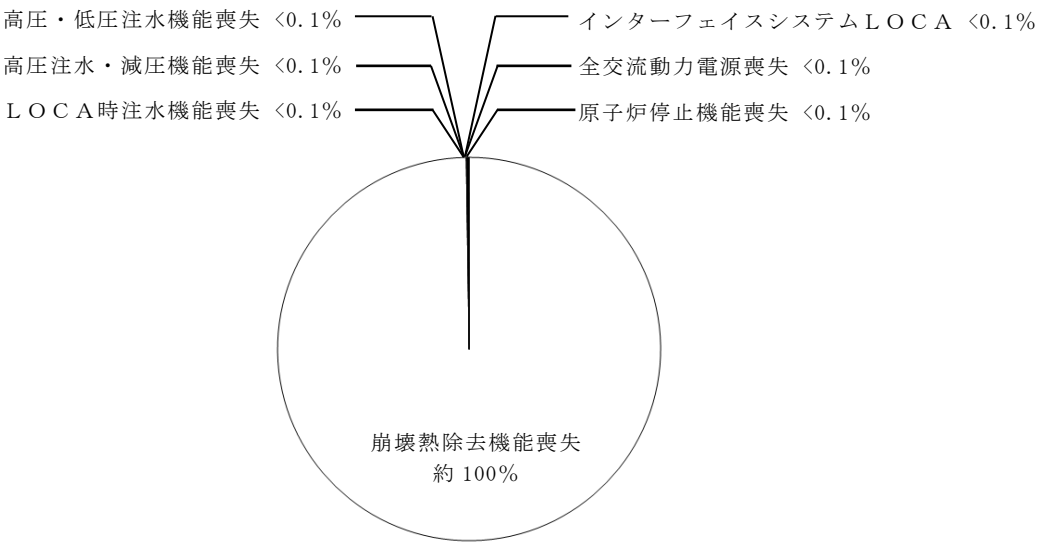
事象別



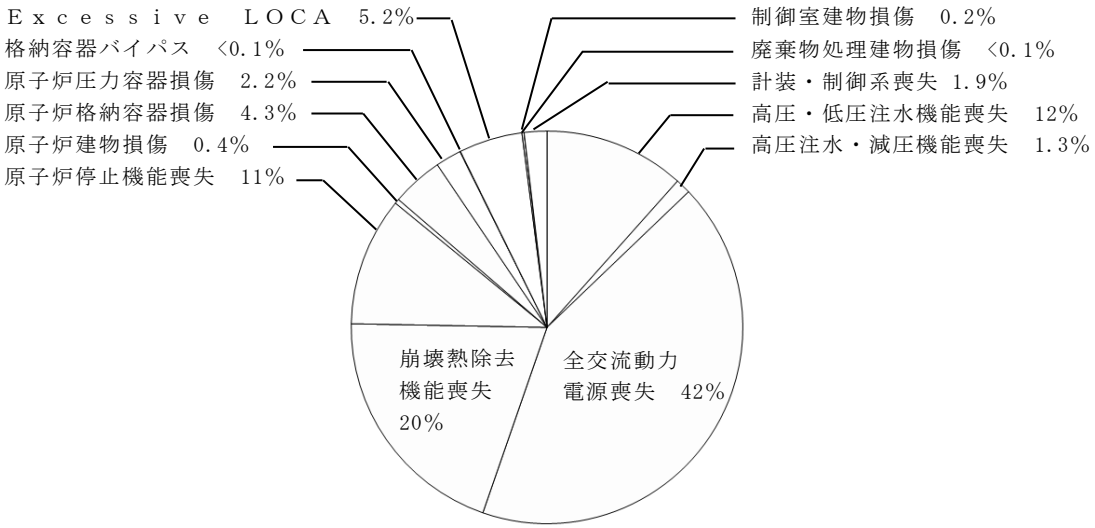
事故シーケンスグループ別

全炉心損傷頻度：1.4E-05／炉年

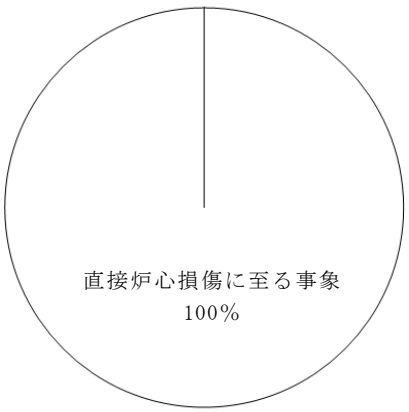
第1－6図　プラント全体の炉心損傷頻度



内部事象運転時レベル１ＰＲＡ
（炉心損傷頻度：6.2E-06／炉年）



地震レベル１ＰＲＡ
（炉心損傷頻度：7.9E-06／炉年）



津波レベル１ＰＲＡ
（炉心損傷頻度：1.2E-07／炉年）

第1－7図　各ＰＲＡの結果と事故シーケンスグループごとの寄与割合

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　内部事象運転時レベル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原子炉格納容器の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の要否を検討した。

④　格納容器破損モードごと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（以下「ＰＤＳ」という。）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の個別プラント評価による抽出に関し，以下のとおりに示されている。

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）
・高圧溶融物放出／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，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡを実施し，格納容器破損モードを評価した。

外部事象については，地震レベル1.5ＰＲＡは原子炉建物，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過程の不確かさが大きく，定量評価結果の活用に際しては損傷箇所，損傷モード等の精緻化の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格納容器破損モードの分析を行った。

実施した格納容器破損モード抽出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

内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡを実施し，事故の進展に伴い生じる原子炉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図のとおり，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，原子炉格納容器の破損に至る格納容器破損モードを整理している。内部事象運転時レベル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ごとの格納容器破損頻度（以下「ＣＦＦ」という。）への寄与割合を第2－4図に示す。

①　早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）

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

②　水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（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原子炉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　格納容器バイパス（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，原子炉格納容器をバイパスして原子炉冷却材が原子炉建物内に放出される事象として分類する。

④　格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心が損傷した時点で，原子炉格納容器の隔離に失敗しており，原子炉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　原子炉圧力容器内の水蒸気爆発

高温の溶融炉心が下部プレナムの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によって原子炉圧力容器の蓋がミサイルとなって原子炉格納容器に衝突し，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，溶融炉心が原子炉格納容器の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，格納容器圧力が上昇し原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑦　原子炉圧力容器外の水蒸気爆発

高温の溶融炉心がペデスタルの水中に落下し，水蒸気爆発又は水蒸気による圧力スパイクが発生する可能性がある。このときに原子炉格納容器に付加される機械的エネルギによって原子炉格納容器の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ペデスタルへ落下した溶融炉心がペデスタルの床からその外側のドライウェルの床に拡がり，高温の溶融炉心がドライウェルの壁（バウンダリ）に接触してドライウェル壁の一部が溶融貫通し，原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑨　水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷後）

炉心損傷後に溶融炉心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原子炉格納容器が過圧され，破損に至る事象，又は，溶融炉心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，原子炉格納容器内が過圧されて原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑩　雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）

原子炉圧力容器破損後，原子炉格納容器内で溶融炉心が冷却できない状態が継続した場合に，溶融炉心からの輻射及び対流によって原子炉格納容器の雰囲気が加熱され，原子炉格納容器の貫通部等が熱的に損傷し，原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑪　溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器の破損後，ペデスタル内に放出された溶融炉心が十分に冷却できない状態が継続した場合に，ペデスタル壁のコンクリートが侵食され，原子炉圧力容器支持機能の喪失により原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑫　水素燃焼

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た場合にジルコニウムー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，原子炉格納容器の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，炉心損傷後の原子炉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，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ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　内部事象運転時レベル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 格納容器破損モードの抽出，整理」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２－１(a)に示されている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)
・高圧溶融物放出／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)～(4)の格納容器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，ペデスタルの床面とその外側のドライウェルの床面とが同じ高さに設計されているＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ｉ型の原子炉格納容器に特有の格納容器破損モードであり，島根原子力発電所２号炉のＭａｒｋ－Ｉ改良型の原子炉格納容器では，溶融炉心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７）

※　格納容器直接接触には，原子炉圧力容器が高圧の状態で破損した場合に，溶融炉心が急激に噴出し，噴出した溶融炉心が原子炉格納容器壁に接触しこれを侵食する事象が含まれる。本事象は，原子炉圧力容器の破損までに減圧することが対策であり「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」も対策が同一であることから，この事象

に含まれると整理

また，島根原子力発電所２号炉では，運転中，原子炉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，水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さい。このため，本格納容器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，原子炉格納容器内の窒素置換及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素封入が水素燃焼の格納容器破損防止対策であることを踏まえ，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原子炉格納容器の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４vol％以下又は酸素濃度５vol％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７）

(1)　早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）

本格納容器破損モードは内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ評価上の格納容器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）にあっては、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，当該格納容器破損モードのＣＦＦ（6.4×10^{-10}／炉年）の全ＣＦＦに対する寄与割合は0.1％未満である。

したがって，当該格納容器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追加する必要はないと判断した。

(2)　水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）

本格納容器破損モードは内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ上の格納容器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）にあっては、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，当該格納容器破損モードのＣＦＦ（6.2×10^{-6}／炉年）の全ＣＦＦに対する寄与割合は約100％である。

したがって，当該格納容器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

これらの格納容器破損モードは，事象の発生と同時に原子炉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)にあっては、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，これらの格納容器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格納容器破損モードに追加する必要はないと判断した理由を示す。

ａ．格納容器隔離失敗

本格納容器破損モードは炉心が損傷した時点で原子炉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，炉心損傷時点で原子炉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原子炉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８）

今回実施した内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡでは,国内ＢＷＲプラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから，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格納容器破損モードの格納容器破損頻度（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，当該格納容器破損モードのＣＦＦは更に小さくなると推測される。（別紙８）

以上，本事象は発生と同時に原子炉格納容器が隔離機能を喪失している事象であり，原子炉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，原子炉格納容器の機能喪失を防止することが対策とはならない。通常の運転管理において原子炉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，本格納容器破損モードにより格納容器隔離機能が喪失する頻度は十分に低く，本格納容器破損モードに至る前に炉心損傷を防止することが重要と考えることから,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，地震によって原子炉格納

容器を貫通する高圧及び低圧設計の配管が原子炉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合せを特定することは困難であり，本格納容器破損モードについては，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして単独で定義するものではなく，発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものと考える。また，地震レベル１ＰＲＡの評価から，本格納容器破損モードにより格納容器隔離機能が喪失する頻度は十分に低いことを確認している。

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，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した。

ｂ．インターフェイスシステムＬＯＣＡ

本格納容器破損モードは，発生と同時に原子炉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原子炉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。

原子炉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考える。

したがって，当該格納容器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，当該格納容器破損モードのＣＦＦ（3.3×10^{-9}／炉年)の全ＣＦＦに対する寄与割合は0.1％未満である。

(4)　原子炉圧力容器内での水蒸気爆発

本格納容器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原子炉格納容器の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９）

したがって，当該格納容器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ごと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当たっては，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」の各格納容器破損モードの主要解析条件に示されている，当該格納容器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)　高圧溶融物放出／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，原子炉圧力容器破損までの余裕時間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溶融燃料－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溶融燃料－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。島根原子力発電所２号炉では，運転中，原子炉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，水素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいことから，本格納容器破損モードは内部事象運転時レベル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原子炉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)　溶融炉心・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，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点から厳しいシーケンスを選定する。

上記に基づき，内部事象運転時レベル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，まず格納容器破損モードごとに原子炉格納容器の破損の際の結果が厳しくなると判断される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考える。

2.2.1　評価対象とするプラント損傷状態の選定

内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡでは，内部事象運転時レベル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，更に事象が進展して原子炉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，原子炉格納容器内の事象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「電源有無」の４つの属性に着目して内部事象運転時レベル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及びＳ２ＥはＬＯＣＡとして１つのＰＤＳとした。これは事故進展解析の結果，原子炉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ごとにＣＦＦ，当該格納容器破損モードに至る可能性のあるすべての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，インターフェイスシステムＬＯＣＡについては，格納容器先行破損又は格納容器バイパスのＰＤＳ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　評価対象とするプラント損傷状態の選定」で格納容器破損モードごとに選定した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，重大事故等対処設備により，炉心損傷後の原子炉圧力容器底部の損傷及びペデスタルへの溶融炉心の落下を防止できるため，原子炉圧力容器の損傷が前提となる「高圧溶融物放出／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」，「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価では，物理現象及びその対策の有効性を確認す

る観点から，一部の重大事故等対処設備に期待せず，炉心損傷後の原子炉圧力容器底部の損傷及びペデスタルへの溶融炉心の落下に至る状況を仮定している。

また，格納容器破損モードについて，ＣＦＦ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，ＣＦＦ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５）

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じ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。

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故シーケンスのうち，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　有効性評価の対象となる事故シーケンスについて」参照）

・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

格納容器破損防止対策の有効性評価における評価事故シーケンスの選定では，上記の事故シーケンスを含めて格納容器破損モードごとに厳しいＰＤＳを選定している。したがって，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，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。

2.2.4　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　追加すべき事故シーケンスグループの検討」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，炉心損傷後の原子炉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原子炉格納容器の破損の防止が可能な場合も考えられる。

原子炉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（大量送水車，高圧発電機車等）による対応や放射性物質の拡散を防止する対策（放水砲，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		主に寄与するPDS	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
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）		TC	6.4E-10	<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「原子炉停止機能喪失」にて有効性を確認
水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）		TW	6.2E-06	約100		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」にて有効性を確認
水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷後）		TQUX TQUV	3.3E-12	<0.1		－
雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）		長期TB	2.8E-09	<0.1		－
格納容器雰囲気直接加熱		長期TB	5.9E-17	<0.1	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	－
水蒸気爆発	原子炉圧力容器内※	－	－	－	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
	原子炉圧力容器外	TQUX TQUV	2.3E-13	<0.1	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	－
水素燃焼※		－	－	－	水素燃焼	島根原子力発電所２号炉では，運転中，原子炉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，レベル1.5PRAでは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及び可搬式窒素供給装置による窒素注入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※		－	－	－	格納容器直接接触（シェルアタック）	Mark－I改良型の原子炉格納容器である島根原子力発電所２号炉においては，溶融炉心は原子炉格納容器バウンダリには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
溶融炉心・コンクリート相互作用		TQUX TQUV	2.5E-09	<0.1	溶融炉心・コンクリート相互作用	－
格納容器バイパス	格納容器隔離失敗	長期TB TQUX TQUV	5.5E-11	<0.1	なし	格納容器隔離失敗に対する運用上の対策をとっていること及び炉心損傷防止対策が有効であることから，本格納容器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追加する必要はないと判断
	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	3.3E-09	<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）」にて有効性を確認
合計			6.2E-06	100	－	－

網掛け：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。

※　BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの１つとして抽出したものの，島根原子力発電所２号炉では想定されないことから定量化の対象から除外した格納容器破損モード。

第2－2表　プラント損傷状態の定義

ＰＤＳ	格納容器 破損時期	原子炉 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	交流／直流 電源有
ＴＱＵＸ	炉心損傷後	高圧	早期	交流／直流 電源有
長期ＴＢ	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源無※1 交流電源無
ＴＢＵ	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源有 交流電源無
ＴＢＰ	炉心損傷後	低圧	早期	直流電源有 交流電源無
ＴＢＤ	炉心損傷後	高圧	早期	交流／直流 電源無
ＬＯＣＡ （ＡＥ，Ｓ１Ｅ，Ｓ２Ｅ）	炉心損傷後	低圧※2	早期	交流／直流 電源有
ＴＷ	炉心損傷前	－	後期	－
ＴＣ	炉心損傷前	－	早期	－
インターフェイス システムＬＯＣＡ	炉心損傷前	－	早期	－

※１　蓄電池枯渇により事象発生から８時間で原子炉隔離時冷却系が停止し，炉心損傷に至るため，プラント損傷時点では直流電源が機能喪失している。

※２　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は速やかな原子炉冷却材流出の影響を確認するＰＤＳとして，大破断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の選定について（１／２）

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）	破損モード内ＣＦＦに対する割合(%)	最も厳しいＰＤＳ選定の考え方	評価対象と選定したＰＤＳ
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	3.3E-12	ＴＱＵＶ	2.3E-13	7	【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】 ・ＴＱＵＸ，ＴＱＵＶ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰの各シナリオと比較し，ＬＯＣＡは原子炉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対策として原子炉格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については対策として原子炉格納容器（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重畳させることで，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。また，原子炉格納容器への注水・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される。 以上より，ＬＯＣＡに全交流動力電源喪失（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。	ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ
		ＴＱＵＸ	3.0E-12	93		
		ＬＯＣＡ	2.9E-16	<0.1		
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	2.8E-09	ＴＱＵＶ	1.0E-10	4		
		ＴＱＵＸ	2.9E-11	1		
		長期ＴＢ	2.7E-09	94		
		ＴＢＵ	1.2E-11	0.4		
		ＴＢＰ	8.2E-12	0.3		
		ＴＢＤ	3.8E-12	0.1		
		ＬＯＣＡ	3.9E-13	<0.1		
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	5.9E-17	ＴＱＵＸ	2.9E-25	<0.1	【事象進展緩和（減圧）の余裕時間の厳しさ】 ・長期ＴＢは事象初期において原子炉隔離時冷却系による冷却が有効なシーケンスであり，原子炉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。 以上より，最も厳しいＰＤＳから，ＴＱＵＸを代表として選定した。また，このＰＤＳに全交流動力電源喪失を重畳させることで，電源の復旧，注水機能の確保等の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する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持される。	ＴＱＵＸ
		長期ＴＢ	5.9E-17	約 100		
		ＴＢＵ	1.4E-29	<0.1		
		ＴＢＤ	1.1E-27	<0.1		
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）	2.3E-13	ＴＱＵＶ	1.8E-13	76	【事象（ＦＣＩにおける発生エネルギの大きさ）の厳しさ】 ・本格納容器破損モードに含まれるＰＤＳのうち，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）の観点からは，ペデスタルへ落下する溶融炉心の割合が多く，原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギが大きいシーケンスが厳しくなる。 ・原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合，原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散されやすいと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，ペデスタルへ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。 ・また，本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では，溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である，ペデスタルへの水張りが実施された状態を想定しているが，その一方で，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。 ・これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するＰＤＳを選定するものとし，高圧状態で破損するＴＱＵＸは選定対象から除外する。 ・ＬＯＣＡは，蒸気が急速に原子炉格納容器に流出するため，ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり，酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることで溶融炉心の内部エネルギが小さくなると考えられる。 以上より，本格納容器破損モードにおいて厳しいＰＤＳとして，原子炉の水位低下が早く，原子炉圧力容器破損までの時間が短いＴＱＵＶを選定する。また，このＰＤＳに全交流動力電源喪失を重畳させることで，電源の復旧，注水機能の確保等の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する。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。	ＴＱＵＶ
		ＴＱＵＸ	5.6E-14	24		
		ＬＯＣＡ	2.0E-18	<0.1		

第2－3表　評価対象とするプラント損傷状態の選定について（２／２）

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）	破損モード内ＣＦＦに対する割合（%）	最も厳しいＰＤＳ選定の考え方	評価対象と選定したＰＤＳ
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	2.5E-09	ＴＱＵＶ	1.9E-09	76	【事象（ＭＣＣＩに寄与する溶融炉心のエネルギの大きさ）の厳しさ】 ・本格納容器破損モードに含まれるＰＤＳのうち，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点からは，ペデスタルに落下する溶融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。 ・原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合，原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く，また，落下速度が大きくなることで，ペデスタルに落下した際の粒子化割合が高くなり，落下した溶融炉心が冷却され易いと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，ペデスタルへ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。 ・また，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。 ・これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するＰＤＳを選定するものとし，高圧状態で破損するＴＱＵＸは選定対象から除外する。 ・ＬＯＣＡは，ペデスタルへの原子炉冷却材の流入の可能性があり，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象とはならないと考えられるため，選定対象から除外する。 以上より，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいＰＤＳとして，原子炉の水位低下が早く，対策実施までの余裕時間の観点から厳しいＴＱＵＶを選定する。また，このＰＤＳに全交流動力電源喪失の重量を考慮することで，電源の復旧，注水機能の確保等の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する。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。	ＴＱＵＶ
		ＴＱＵＸ	6.0E-10	24		
		ＬＯＣＡ	2.1E-14	<0.1		
水素燃焼	－※	－	－	－	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・島根原子力発電所２号炉では原子炉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，島根原子力発電所２号炉において評価することが適切と考えられるシーケンスを選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・島根原子力発電所２号炉では，原子炉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。 【島根原子力発電所２号炉において評価する事故シーケンス】 ・本格納容器破損モードはＰＲＡから抽出されたものではないが，評価のためにＰＤＳを格納容器先行破損の事故シーケンス以外のＰＤＳから選定する。酸素は水の放射線分解で発生するが，酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため，炉心損傷後の原子炉格納容器内の気体組成を考える上で影響が大きいと考えられるジルコニウム－水反応による水素発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム－水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への原子炉冷却材の放出経路から，ＬＯＣＡとその他のＰＤＳに大別できる。ＬＯＣＡでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され，原子炉冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから，ジルコニウム - 水反応に寄与する冷却材の量が小さくなり，これに伴う水素発生量が少なくなると考えられる。このため，ＬＯＣＡでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のＰＤＳより相対的に高くなる可能性が考えられる。さらに，原子炉圧力容器破損の有無の影響を考えると，原子炉圧力容器が破損する場合には，ペデスタルでの溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから，同じＰＤＳでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。 ・島根原子力発電所２号炉において，炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが，原子炉格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとしては，大破断ＬＯＣＡとＥＣＣＳ注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。 以上より，ＰＤＳとしてはＬＯＣＡ（大破断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（格納容器過圧破損）」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」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，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」をＰＤＳとして選定する。	ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ

※　格納容器破損モード「水素燃焼」は，島根原子力発電所２号炉が運転中，原子炉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，酸素が可燃限界に至る可能性が十分に小さいと判断し，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡの評価対象から除外している。このため，ＰＲＡからはＰＤＳ及び事故シーケンスは抽出されない。

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について（１／２）

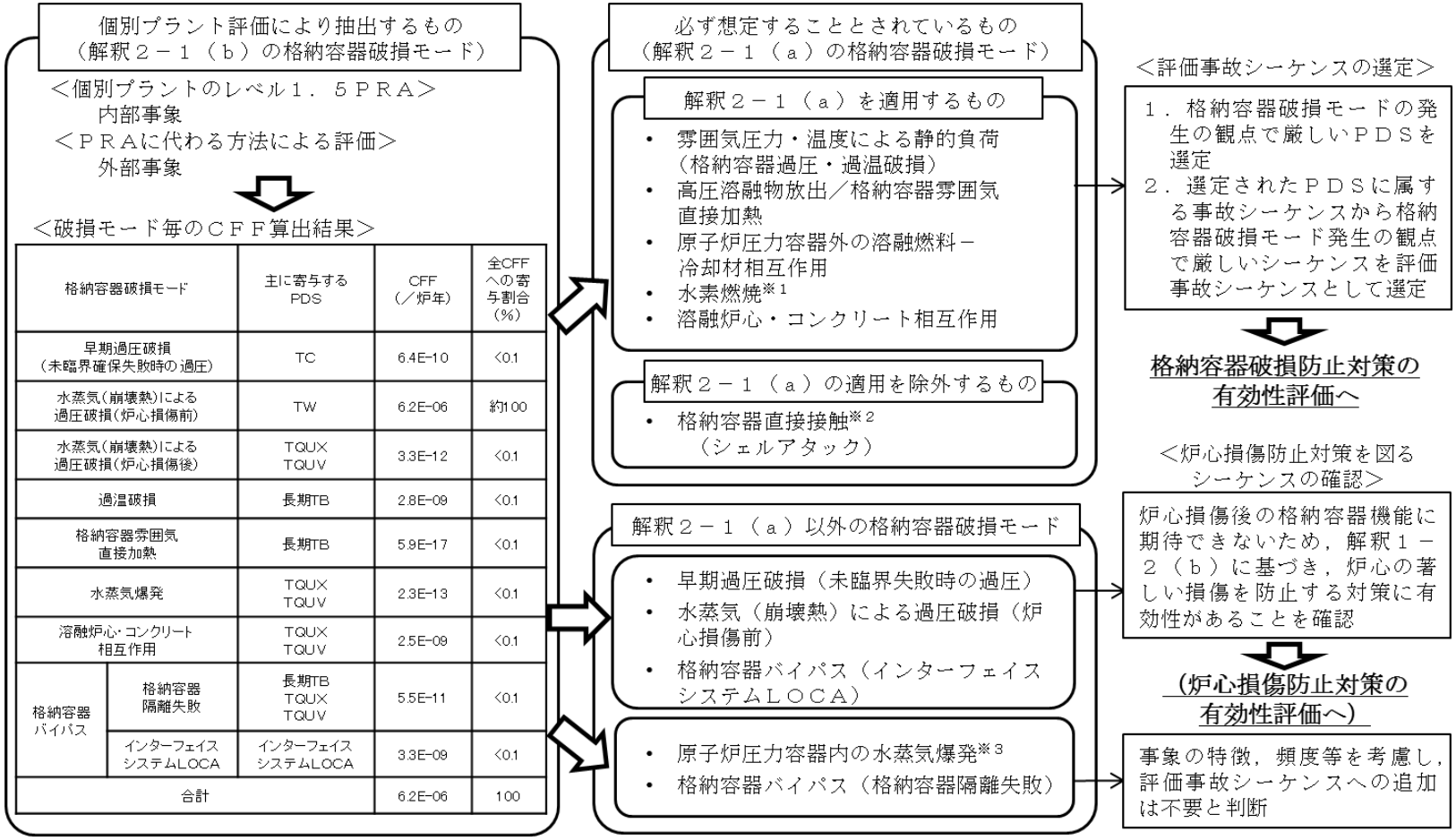
格納容器破損モード	選定したＰＤＳ		該当する事故シーケンス※	格納容器破損防止対策	評価対象事故シーケンス選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ	◎	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗	・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・格納容器フィルタベント系 ・残留熱代替除去系 ・可搬式窒素供給装置	【事象進展（過圧・過温）緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・評価対象であるＬＯＣＡに属するシーケンスのうち，破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く，また，水位回復に必要な流量が多いため，対応時の余裕時間，必要な設備容量の観点で厳しい冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）を起因とするシーケンスを選定する。 ・過圧破損及び過温破損の各々において，炉心損傷後の原子炉注水失敗までは同じ事故シーケンスが選定されている。また，対策は損傷炉心への注水の観点で同じとなることから，同様の事故シーケンスを選定した。これに加え，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，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。
		－	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗		
		－	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗		
		－	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗		
		－	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋長期冷却失敗		
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	ＬＯＣＡ＋ＳＢＯ	◎	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗		
		－	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗		
		－	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗		
		－	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗		
		－	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋格納容器注水失敗		
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	ＴＱＵＸ	◎	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生	・原子炉圧力容器破損までの手動減圧	【余裕時間の厳しさ】 ・過渡事象（給水流量の全喪失）は原子炉水位低（レベル３）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。 以上より，原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とするシーケンスを選定する。
		－	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生		
		－	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生		

※　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。また，青文字は格納容器イベントツリーで評価した炉心損傷以降のシーケンスを示す。

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について（２／２）

格納容器破損モード	選定したＰＤＳ		該当する事故シーケンス※	格納容器破損防止対策	評価対象事故シーケンス選定の考え方
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）	ＴＱＵＶ	◎	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生	－ （原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用が発生しても原子炉格納容器バウンダリの機能喪失に至らないことを確認。なお，本事象では，発生時の厳しさの観点からペデスタルへの水張りを考慮して有効性評価を実施している。）	【余裕時間の厳しさ】 ・過渡事象（給水流量の全喪失）は原子炉水位低（レベル３）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。 【事象（ＦＣＩ発生時）の厳しさ】 ・いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧の状態で原子炉圧力容器破損に至ることになる。 以上より，原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし，発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスを選定する。
		－	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生		
		－	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生		
		－	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生		
		－	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生		
		－	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋ＦＣＩ発生		
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	ＴＱＵＶ	◎	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗	・ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル注水	【余裕時間の厳しさ】 ・過渡事象（給水流量の全喪失）は原子炉水位低（レベル３）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。 【事象（ＭＣＣＩ発生時）の厳しさ】 ・いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧の状態で原子炉圧力容器破損に至ることになる。 以上より，原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし，発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスを選定する。
		－	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗		
		－	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗		
		－	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗		
		－	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗		
		－	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水失敗＋デブリ冷却失敗		
水素燃焼	ＬＯＣＡ ＋ＳＢＯ	◎	－	・窒素置換による格納容器雰囲気の不活性化及び ・可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素封入	【事象（酸素濃度上昇）の厳しさ】 ・酸素濃度が他のＰＤＳよりも相対的に高くなる可能性が考えられ，炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが，原子炉格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとして抽出される「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ機能喪失」に対応の厳しさを鑑みて全交流動力電源喪失を加えた事故シーケンスを設定した。さらに，原子炉圧力容器破損の有無の影響を考え，原子炉圧力容器が破損する場合には，ペデスタルでの溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから，同じＰＤＳでも原子炉圧力容器破損に至らないシーケンスを選定する。

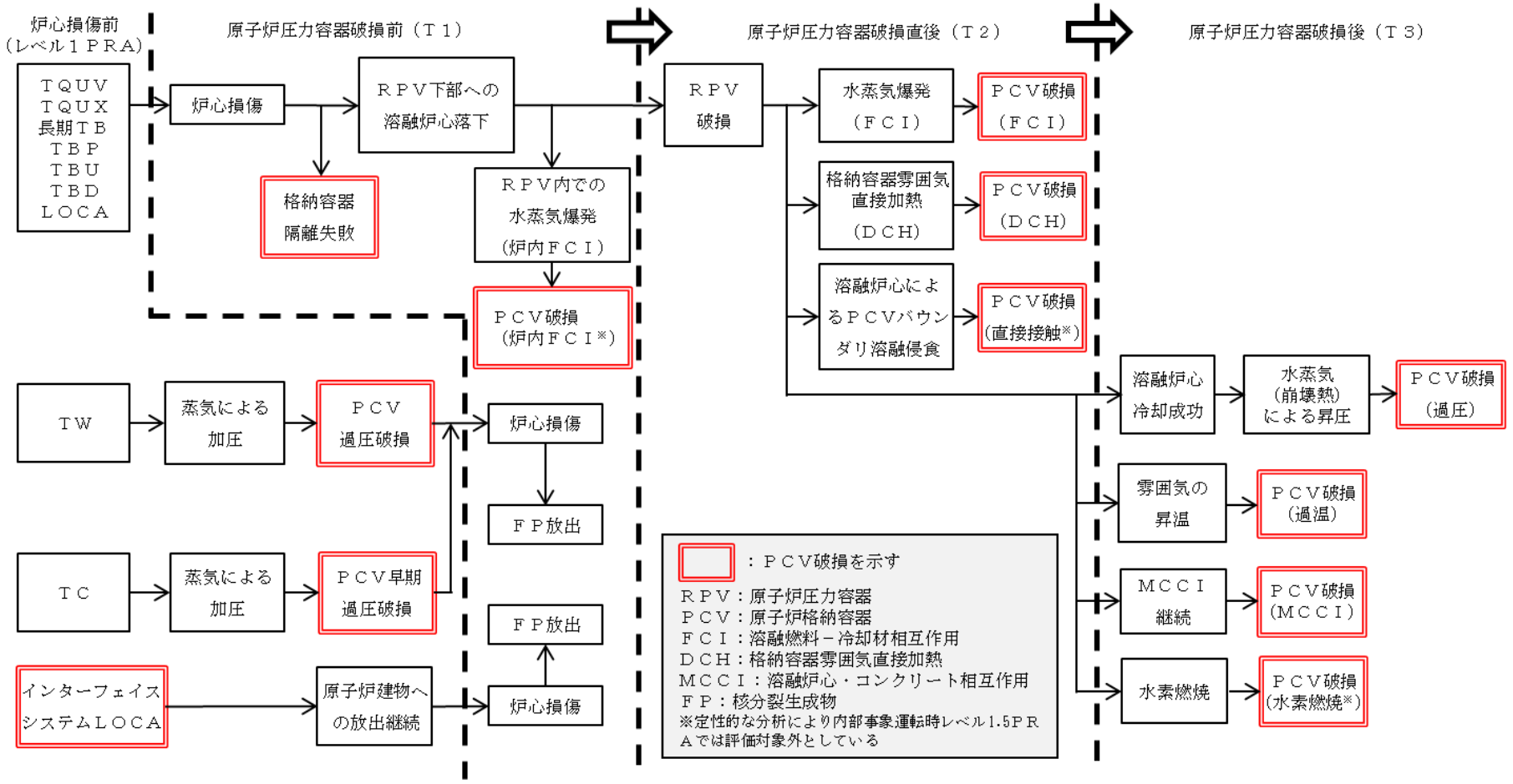
※　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。また，青文字は格納容器イベントツリーで評価した炉心損傷以降のシーケンスを示す。



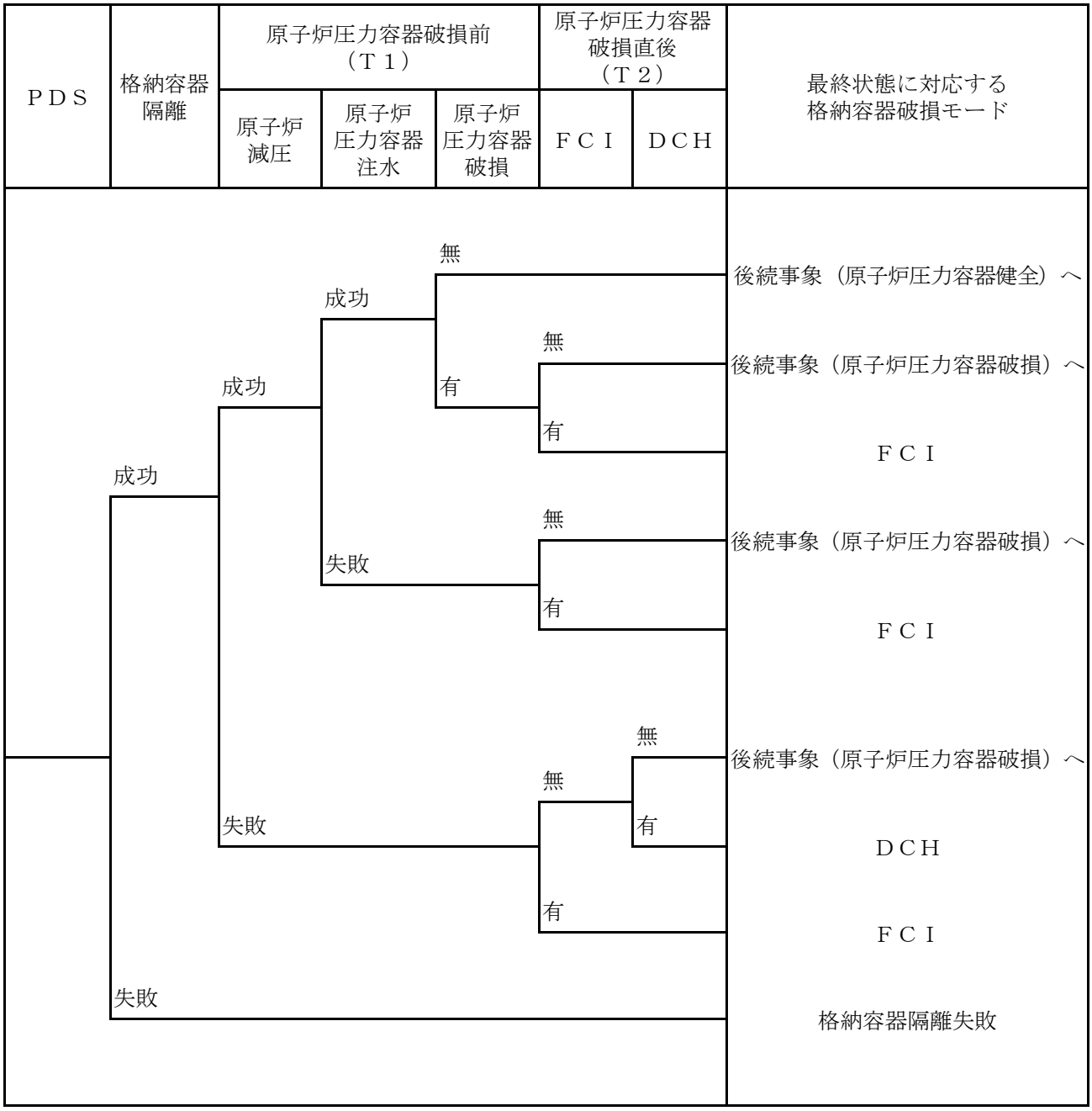
格納容器破損モード		主に寄与するPDS	CFF（／炉年）	全CFFへの寄与割合（%）
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）		TC	6.4E-10	<0.1
水蒸気(崩壊熱)による過圧破損(炉心損傷前)		TW	6.2E-06	約100
水蒸気(崩壊熱)による過圧破損(炉心損傷後)		TQUX TQUV	3.3E-12	<0.1
過温破損		長期TB	2.8E-09	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱		長期TB	5.9E-17	<0.1
水蒸気爆発		TQUX TQUV	2.3E-13	<0.1
溶融炉心･コンクリート相互作用		TQUX TQUV	2.5E-09	<0.1
格納容器バイパス	格納容器隔離失敗	長期TB TQUX TQUV	5.5E-11	<0.1
	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	3.3E-09	<0.1
合計			6.2E-06	100

※１　ＢＷＲにおいて考えられる格納容器破損モードの１つとして抽出したものの，島根原子力発電所２号炉では，運転中，原子炉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，水素濃度及び酸素濃度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。
※２　ＢＷＲにおいて考えられる格納容器破損モードの１つとして抽出したものの，島根原子力発電所２号炉では，原子炉格納容器の構造上発生する可能性はない格納容器破損モードであることから，有効性評価の対象から除外した。
※３　ＢＷＲにおいて考えられる格納容器破損モードの１つとして抽出したものの，各種研究により得られた知見から，原子炉格納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十分小さいと評価し，有効性評価の対象から除外した。

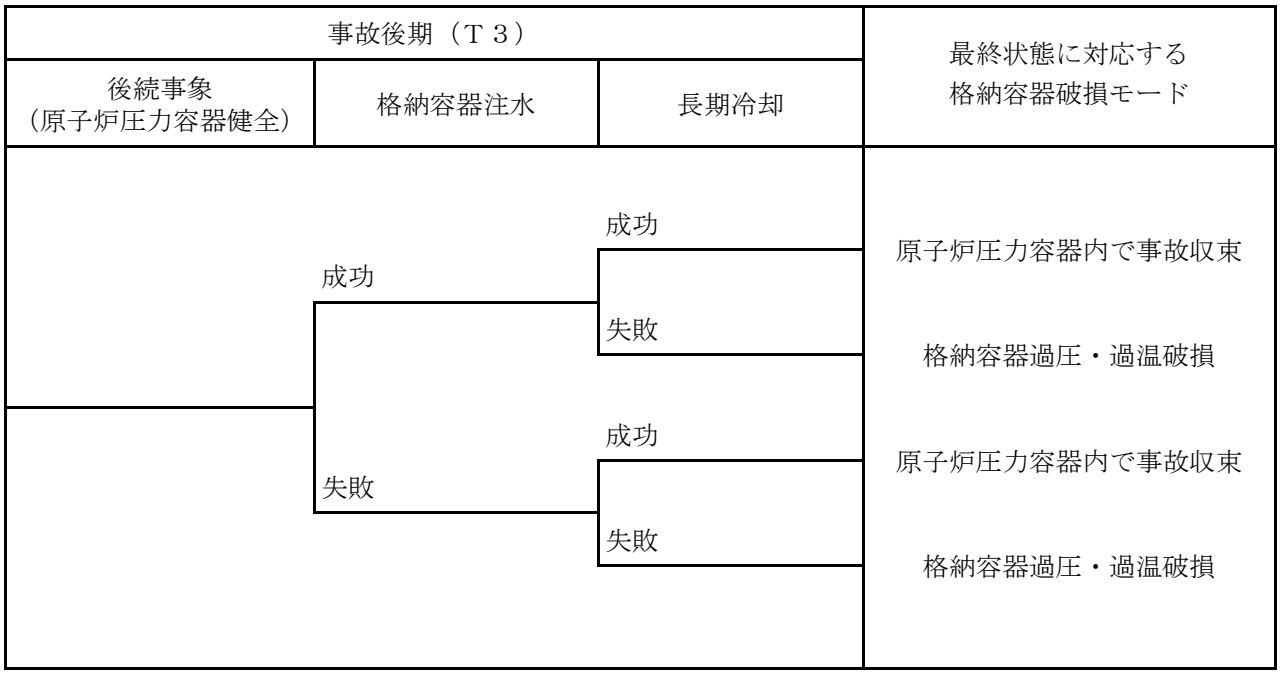
第2－1図　格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス



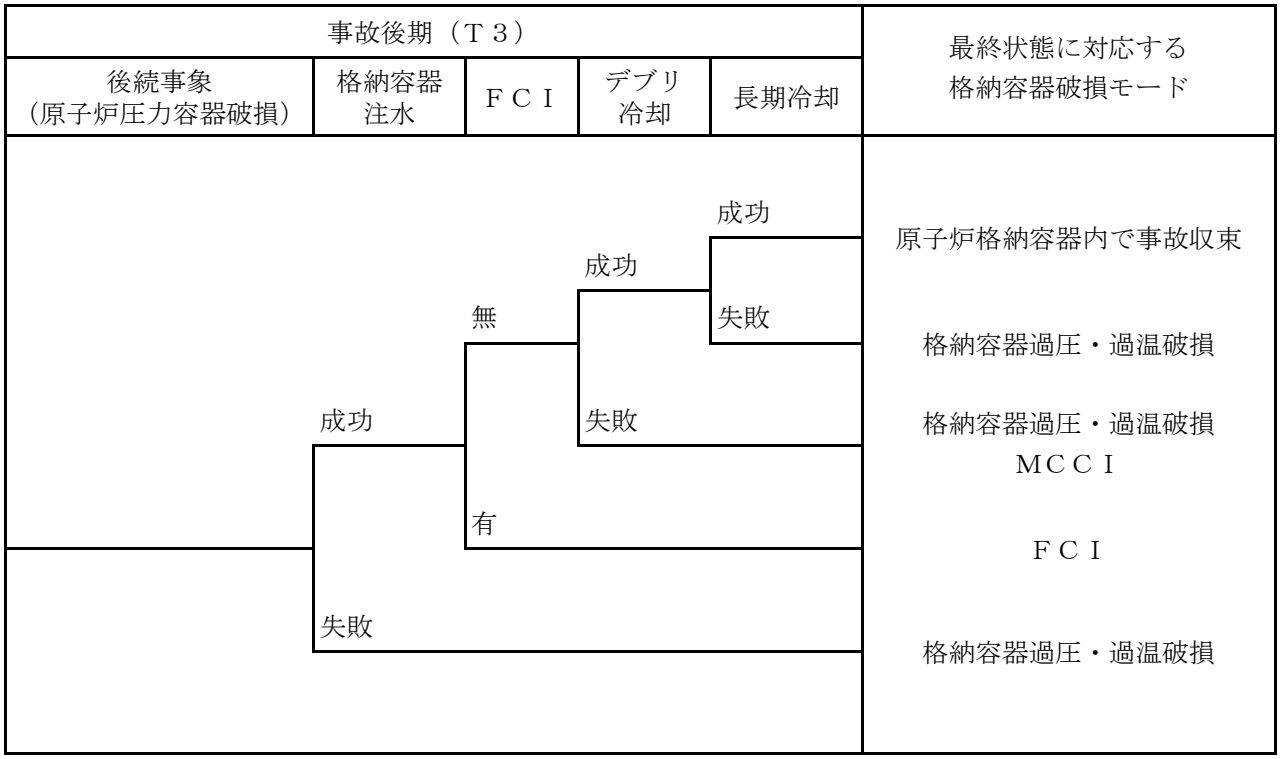
第2－2図　シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード



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

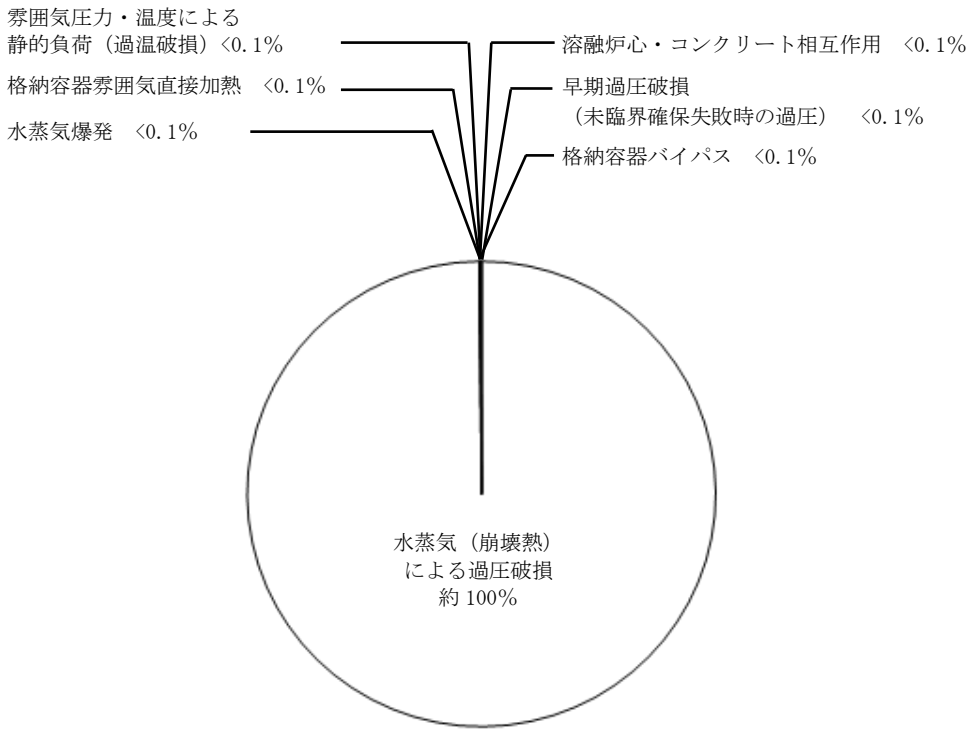


第2－3図　内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ格納容器イベントツリー（２／３）



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

格納容器破損モード別



（全ＣＦＦ：6.2E-06／炉年）

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抽出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抽出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。

【概要】

①　内部事象ＰＲＡ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の抽出を実施した。

②　抽出した事故シーケンス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要否を検討した。

③　有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに，「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「停止中審査ガイド」という。）に記載の観点（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。

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損傷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，以下のとおり記載されている。

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，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※1で評価した内部事象停止時レベル１ＰＲＡの結果を用いた。

※１　従来から整備してきたＡＭ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等対処設備等を含めない条件。

3.1.1　燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽出・整理

定期事業者検査中はプラントの状態が大きく変化することから，内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおいては，定期事業者検査における評価対象期間を設定し，原子炉の水位，温度，圧力等のプラントパラメータの類似性，保守点検状況等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ＰＯＳ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。また，ＰＯＳごとの期間及び系統の待機状態を示した工程表を第3－3図に示す。

内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおいては，原子炉停止後の運転停止中の各ＰＯＳにおいて燃料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ヤグラム，過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し，ここから燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第3－4図のイベントツリーで分析し，燃料損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。抽出した起因事象と発生頻度を第3－1表に示す。

抽出された事故シーケンス別の燃料損傷頻度を整理し，停止中審査ガイドの「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ともに，燃料損傷状態を分類した。その結果，今回実施したＰＲＡでは，必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない事故シーケンスは抽出されなかった。そのため，解釈に基づき想定する事故シーケンスグループに追加すべき新たな事故シーケンスグループはないと判断した。事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度を第3－2表に示す。

起因事象別の燃料損傷頻度への寄与割合を第3－5図に，事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度への寄与割合を第3－6図に示す。

＜選定した起因事象＞

ａ．崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]，補機冷却系機能喪失）

運転中の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

送電系統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，非常用交流電源設備（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．原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時・局部出力領域モニタ交換時及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）

配管破断や運転員の弁の誤操作，点検時の人的過誤等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。運転停止中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，弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出を対象とする。

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損傷防止対策設備の有効性評価の実施に際しては，「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」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」※2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。

※２　運転停止中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。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，燃料の著しい損傷に至ることは考え難いことから内部事象停止時レベル１ＰＲＡの起因事象から除外している。

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選定に当たっては，以下に示す停止中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3－3表）

【停止中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燃料損傷までの余裕時間は異

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。（第3－3，3－4表）

b．設備容量

設備容量については，事故シーケンスグループ内での必要な設備容量の大きさに応じて「高」，「中」，「低」と3つに分類した。なお，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。（第3－3，3－4表）

c．代表性

第3－2表の事故シーケンスごと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」，支配的でないが１％以上のものを「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

「3.2.1　重要事故シーケンスの選定の考え方」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，事象進展が早いもの等，より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。各事故シーケンスグループに対する重要事故シーケンスの選定理由及び選定結果について，第3－3表及び以下に示す。

(1)　崩壊熱除去機能喪失

①　重要事故シーケンス

「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」

②　選定理由

余裕時間の観点からは，異常の認知や待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）による注水といった緩和措置の実施までに掛かる時間（約２時間）に比べて十分時間がある。設備容量の観点からは，待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）といった緩和設備の設備容量に比べて蒸発量は十分小さい。代表性の観点からは，崩壊熱除去機能喪失を起因事象とする事故シーケンスグループに対する寄与割合が支配的である。

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。

以上より，①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。

③　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

①　重要事故シーケンス

「外部電源喪失＋交流電源喪失」

②　選定理由

余裕時間の観点からは，常設代替交流電源設備の起動，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水といった緩和措置の実施までに掛かる時間（約２時間）に比べて十分時間がある。設備容量の観点からは，待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）といった緩和設備の設備容量に比べて蒸発量は十分小さい。代表性の観点からは，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，全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスが支配的である。

なお，「外部電源喪失＋直流電源喪失」は燃料損傷頻度が低く，常設代替交流電源設備や可搬型直流電源設備，所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給，低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水等により燃料損傷が防止できることから選定しない。

以上より，①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。

③　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

・低圧原子炉代替注水系（常設）

・原子炉補機代替冷却系

(3)　原子炉冷却材の流出

①　重要事故シーケンス

「原子炉冷却材の流出(残留熱除去系切替時の冷却材流出)＋流出隔離・炉心冷却失敗」

②　選定理由

余裕時間の観点からは，異常の認知，漏えい箇所の隔離や待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）の起動といった緩和措置の実施までにかかる時間（最大２時間）に比べて長い。設備容量の観点からは，待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）といった緩和設備の設備容量に比べて原子炉冷却材流出流量は十分小さいが，その中で最も大きい「残留熱除去系切替時の冷却材流出」の事故シーケンスが $94m^3/h$ と他の漏えい事象より厳しい。代表性の観点からは「原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出」が 2.7×10^{-10}／定期事業者検

査と最も大きいが，「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は 8.4×10^{-11}／定期事業者検査となり，どちらも燃料損傷頻度としては非常に低く大きな差はない。

「制御棒駆動機構点検時の冷却材流出」等の点検作業に伴う原子炉冷却材流出事象は，運転操作に伴う原子炉冷却材流出事象と異なり，作業・操作場所と漏えい発生箇所が同一であるため，認知が容易であること，「原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出」については，原子炉水位を低下させる操作であるため，原子炉水位は適宜監視されており，原子炉冷却材流出発生時には，ブロー水の排水先である機器ドレンタンクの水位高等によっても認知することができるため，認知は容易である。

以上より，①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。

③　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）

・原子炉冷却材流出箇所の隔離操作

(4)　反応度の誤投入

①　重要事故シーケンス

「反応度の誤投入」

②　選定理由

代表性の観点から，運転停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引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，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故を想定する。

③　燃料損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・中性子束高スクラム信号によるスクラム

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，燃料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等対策の整備状況等を確認している（別紙５）。

第3－1表　内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおける起因事象と発生頻度

起因事象		発生頻度	説明
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系機能喪失［フロントライン］	4.8E-05（／日）	運転停止中の主要な除熱設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が故障した場合の除熱失敗を想定。
	補機冷却系機能喪失	6.0E-06（／日）	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すべてが使用不能となり，フロントライン系の故障と比べてもその影響が大きいことから，フロントライン系の故障と分けて考慮し，補機冷却系の故障による除熱失敗を想定。
外部電源喪失		2.2E-05（／日）	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。
原子炉冷却材の流出	制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	3.4E-08（／本）	制御棒駆動機構の点検，局部出力領域計装の交換，残留熱除去系の切替えの際に作業又は操作誤り等により，原子炉冷却材が原子炉冷却材圧力バウンダリ外に漏えいする可能性があるため，各々を起因事象として選定。ＰＯＳ－Ｂにおいて生じる作業。
		ＰＯＳ－Ｂ－２：6.5E-07（／ＰＯＳ）	
	局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	6.1E-08（／本）	
		ＰＯＳ－Ｂ－２：3.7E-07（／ＰＯＳ）	
	残留熱除去系切替時の冷却材流出	2.9E-04（／回）	
		ＰＯＳ－Ｂ－３：2.9E-04（／ＰＯＳ）	
	原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	1.3E-04（／回）	原子炉ウェル満水状態から通常水位へ原子炉水位を下げる際には，原子炉浄化系による原子炉圧力容器の原子炉冷却材ブローが実施され，原子炉冷却材が系外である液体廃棄物処理系の機器ドレンタンクに移送される。原子炉浄化系ブローを終了させることを忘れた場合，燃料が露出する可能性があるため，起因事象として選定。ＰＯＳ－Ｃにおいて生じる作業。
		ＰＯＳ－Ｃ：2.7E-04（／ＰＯＳ）	

第3－2表　運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度

	事故シーケンス	シーケンスNo.	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（／定期事業者検査）	全燃料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（%）	事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	全燃料損傷頻度に対する割合（%）	備考
			燃料損傷防止に必要な機能	対策設備							
1	崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(1)	崩壊熱除去機能※1	—※1	2.4E-10	<0.1	崩壊熱除去機能喪失	88	2.7E-10	<0.1	全燃料損傷頻度の100%を燃料損傷防止対策にてカバー
			原子炉への注水機能	・待機中のＥＣＣＳ（残留熱除去系（低圧注水モード））※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＣＷＴ，ＦＰ，低圧原子炉代替注水系（可搬型）※3							
	外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(2)	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	3.1E-11	<0.1		12			
			崩壊熱除去機能※1	・原子炉補機代替冷却系							
			原子炉への注水機能	・上記破線内の注水対策							
2	外部電源喪失＋直流電源喪失	(3)	原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	・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	4.3E-08	0.7	全交流動力電源喪失	0.7	6.0E-06	100	
			原子炉への注水に必要な直流電源の復旧（非常用ディーゼル発電機起動等の為）	・所内常設蓄電式直流電源設備							
			崩壊熱除去機能※1	・原子炉補機代替冷却系（交流電源復旧後） ・原子炉浄化系（交流電源復旧後）							
			原子炉への注水機能	・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＣＷＴ（交流電源復旧後），ＦＰ，低圧原子炉代替注水系（可搬型）※3							
	外部電源喪失＋交流電源喪失	(4)	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	6.0E-06	99		99			
			崩壊熱除去機能※1	・原子炉補機代替冷却系（交流電源復旧後） ・原子炉浄化系（交流電源復旧後）							
			原子炉への注水機能	・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＣＷＴ（交流電源復旧後），ＦＰ，低圧原子炉代替注水系（可搬型）※3							
3	原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗	(5)	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（残留熱除去系（低圧注水モード）） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＣＷＴ，ＦＰ，低圧原子炉代替注水系（可搬型）※3 ・原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	1.9E-12	<0.1	原子炉冷却材の流出	0.5	3.5E-10	<0.1	
	原子炉冷却材の流出（局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗	(6)			1.1E-12	<0.1		0.3			
	原子炉冷却材の流出（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗	(7)			2.7E-10	<0.1		76			
	原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗	(8)			8.4E-11	<0.1		24			
合計			—		6.0E-06	100	—	100	6.0E-06	100	—

※1　運転停止中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。（原子炉建物（原子炉開放時）や原子炉格納容器（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）

※2　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，停止中審査ガイド等を参照し，対策に追加。

※3　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，事故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3－3表　重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について（１／２）

事故シーケンスグループ	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：代表性）			着眼点と選定理由
				燃料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・炉心冷却失敗	①崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※3	－※3	低	低	高	a. 異常の認知や待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）による注水といった緩和措置の実施までに掛かる時間（約２時間）に比べて十分時間があるため（最も短いＰＯＳ－Ｓで約 3.7 時間）「低」とした。 b. 待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）といった緩和設備の設備容量（残留熱除去系（低圧注水モード）　約 1,200m³/h，低圧原子炉代替注水系（常設）　約 200m³/h）に比べて蒸発量は十分小さいため（最も崩壊熱の大きなＰＯＳ－Ｓにおいても蒸発量 38m³/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 88％と支配的である①の事故シーケンスを「高」とし，寄与割合が 12％である②の事故シーケンスを「中」とした。 ・②の事故シーケンスは非常用ディーゼル発電機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②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。 ・以上より，①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。
				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)）※4 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＣＷＴ，ＦＰ，低圧原子炉代替注水系（可搬型）※5				
	－※2	外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	②外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	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	中	
				崩壊熱除去機能※3	・原子炉補機代替冷却系				
				原子炉への注水機能	・上記破線内の注水対策				
全交流動力電源喪失	－	外部電源喪失＋直流電源喪失	①外部電源喪失＋直流電源喪失	原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	・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	低	a. 常設代替交流電源設備の起動，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水といった緩和措置の実施までに掛かる時間（約２時間）に比べて十分時間があるため（最も短いＰＯＳ－Ｓで約 3.7 時間）「低」とした。 b. 待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）といった緩和設備の設備容量（残留熱除去系（低圧注水モード）　約 1,200m³/h，低圧原子炉代替注水系（常設）　約 200m³/h）に比べて蒸発量は十分小さいため（最も崩壊熱の大きなＰＯＳ－Ｓにおいても 38m³/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 99％と支配的である②の事故シーケンスを「高」とし，寄与割合が１％未満である①の事故シーケンスを「低」とした。 ・①の「外部電源喪失＋直流電源喪失」の事故シーケンスは燃料損傷頻度が低く，常設代替交流電源設備や可搬型直流電源設備，所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給，低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水等により燃料損傷が防止できることから選定しない。 ・以上を踏まえたうえで，停止中審査ガイドの主要解析条件も参照し，外部電源喪失時に原子炉補機冷却系の機能が喪失して全交流動力電源喪失に至るシーケンス（②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。
				原子炉への注水に必要な直流電源の復旧(非常用ディーゼル発電機起動等の為)	・所内常設蓄電式直流電源設備				
				崩壊熱除去機能※3	・原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・原子炉浄化系（交流電源復旧後）				
				原子炉への注水機能	・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＣＷＴ（交流電源復旧後），ＦＰ，低圧原子炉代替注水系（可搬型）※5				
	◎	外部電源喪失＋交流電源喪失	②外部電源喪失＋交流電源喪失	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	・原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・原子炉浄化系（交流電源復旧後）				
				原子炉への注水機能	・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＣＷＴ（交流電源復旧後），ＦＰ，低圧原子炉代替注水系（可搬型）※5				

※1　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。
※2　全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスの②にて，対策の有効性を確認。
※3　運転停止中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燃料損傷を防止できる。（原子炉建物（原子炉開放時）や原子炉格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し，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）
※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，停止中審査ガイド等を参照し，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，事故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　重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について（２／２）

事故シーケンスグループ	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：代表性）			着眼点と選定理由
				燃料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	－	原子炉冷却材の流出＋流出隔離・炉心冷却失敗	①制御棒駆動機構点検時の冷却材流出＋流出隔離・炉心冷却失敗	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（残留熱除去系（低圧注水モード）） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＣＷＴ，ＦＰ，低圧原子炉代替注水系（可搬型）※5 ・原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	低	中	低	a. 異常の認知，漏えい箇所の隔離や待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）の起動といった緩和措置の実施までにかかる時間（最大２時間）に比べて長いため（余裕時間が最も短い③の事故シーケンスにおいても２時間以上）「低」とした。 b. 待機中のＥＣＣＳ・低圧原子炉代替注水系（常設）といった緩和設備の設備容量（残留熱除去系（低圧注水モード）　約1,200m³/h，低圧原子炉代替注水系（常設）約200m³/h）に比べて原子炉冷却材流出流量は十分小さいが，その中で最も大きい④の事故シーケンスを「高」，最も小さい②の事故シーケンスを「低」，その間である①，③の事故シーケンスを「中」とした。 c. 事故シーケンスグループに対する寄与割合が 76％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24％である④の事故シーケンスを「中」，寄与割合が１％未満である①，②の事故シーケンスを「低」とした。 ・「原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出」は 2.7E-10／定期事業者検査，「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は 8.4E-11／定期事業者検査であり，どちらも燃料損傷頻度が低い。「制御棒駆動機構点検時の冷却材流出」等の点検作業に伴う原子炉冷却材流出事象（①，②の事故シーケンス）は，運転操作に伴う原子炉冷却材流出事象と異なり，作業・操作場所と漏えい発生箇所が同一であるため，認知が容易であること，「原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出」については，原子炉水位を低下させる操作であるため，原子炉水位は適宜監視されており，原子炉冷却材流出発生時には，ブロー水の排水先である機器ドレンタンクの水位高等によっても認知することができるため，認知は容易であること，また，④は流出流量が94m³/h と他の漏えい事象より大きいことから，事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。
	－		②局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出＋流出隔離・炉心冷却失敗			低	低	低	
	－		③原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出＋流出隔離・炉心冷却失敗			低	中	高	
	◎		④残留熱除去系切替時の冷却材流出＋流出隔離・炉心冷却失敗			低	高	中	
反応度の誤投入	◎	反応度の誤投入	①反応度の誤投入※6	原子炉保護機能	・中性子束高信号によるスクラム	－	－	－	a. b. 事象発生後においても崩壊熱除去機能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ため「－」とした。 c. ＰＲＡ評価において選定していない起因事象※5による事故シーケンスであるため，「－」とした。 ・代表性の観点から，運転停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引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，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故を想定する。

※１　◎は選定した重要事故シーケンスを示す。
※２　全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスの②にて，対策の有効性を確認。
※３　運転停止中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燃料損傷を防止できる。（原子炉建物（原子炉開放時）や原子炉格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し，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）
※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，停止中審査ガイド等を参照し，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，事故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3－4表　燃料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	燃料損傷までの余裕時間(h)
Ｓ	3.7
Ａ	5.3
Ｂ－１	80
Ｂ－２	110
Ｂ－３	160
Ｂ－４	190
Ｃ	26
Ｄ	27

(b) 原子炉冷却材の流出を起因事象とする場合

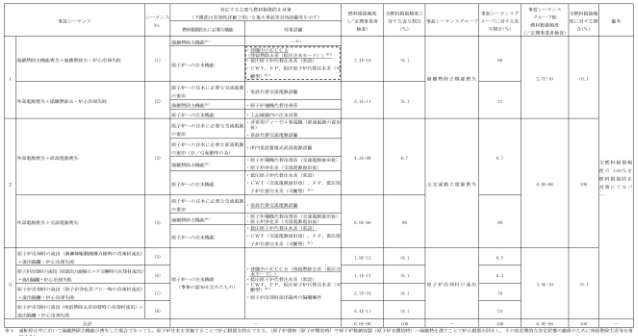
原子炉冷却材流出事象	制御棒駆動機構点検時	局部出力領域モニタ交換時	残留熱除去系切替時	原子炉浄化系ブロー時
ＰＯＳ	Ｂ－２		Ｂ－３※1	Ｃ
燃料損傷に至る流出量(m^3)	1.0E+03	1.0E+03	1.0E+03	1.2E+02
原子炉冷却材流出量(m^3/h)			94	
燃料損傷までの余裕時間(h)				

※１　残留熱除去系Ａ系からＢ系への切替え。
※２　シール確保失敗等による漏えい。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

個別プラント評価による抽出するもの
（解釈４－１(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
＜ＰＲＡに代わる方法による評価＞
・地震，津波
・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・燃料損傷頻度算出結果＞

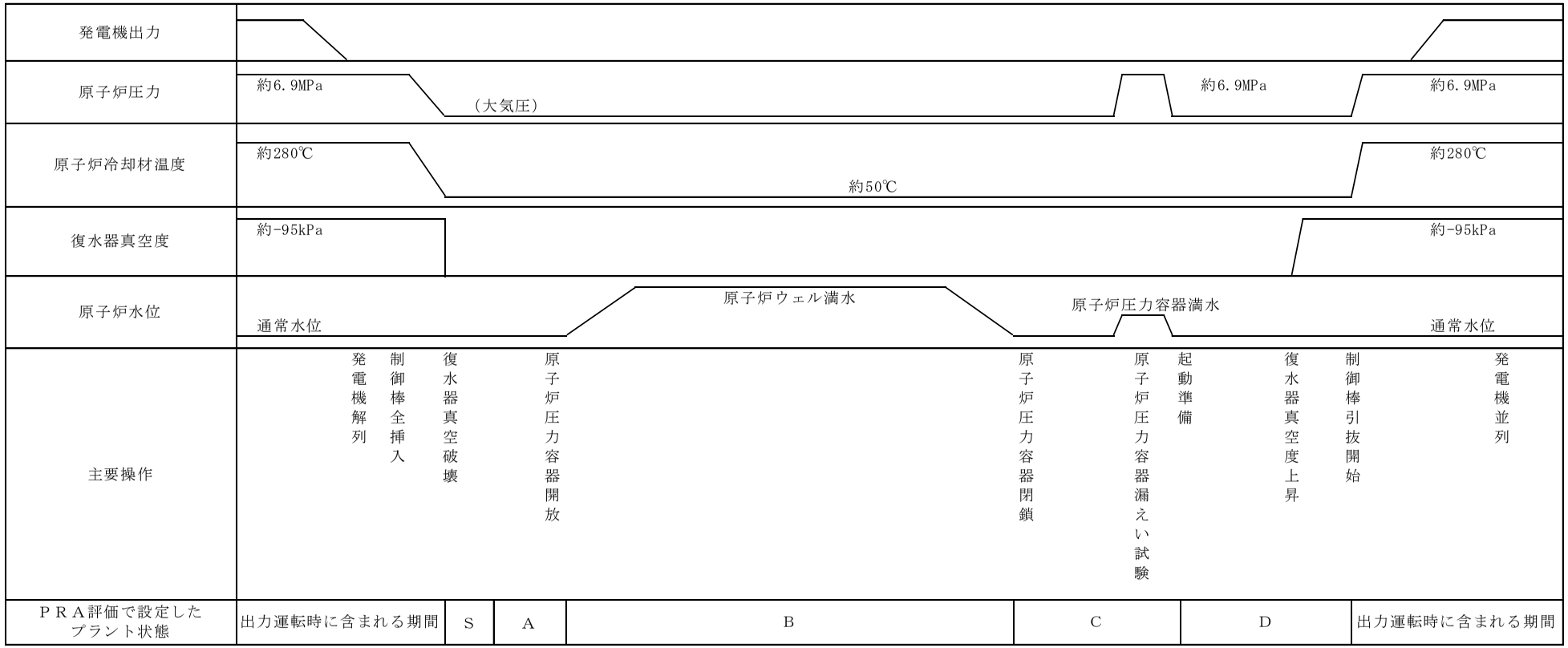


必ず想定する事故シーケンスグループ
（解釈４－１(a)の事故シーケンスグループ）

・崩壊熱除去機能喪失
（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
・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※
※ＰＲＡでは評価対象外としている。

事故シーケンス毎に
停止中審査ガイドに従い
重要事故シーケンスを
選定

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　定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

プラントの状態（ＰＯＳ）※1		原子炉冷温停止状態への移行状態	原子炉格納容器／原子炉圧力容器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				原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖及び起動準備への移行状態	起動準備状態
		Ｓ（1）	Ａ（5）	Ｂ－1（6）	Ｂ－2（28）	Ｂ－3（10）	Ｂ－4（8）	Ｃ（9）	Ｄ（6）
崩壊熱の大きさ		高		中				低	
ＰＲＡ上考慮が必要な工程		—	—	全燃料取出	制御棒駆動機構点検，局部出力領域モニタ交換	残留熱除去系切り替え	全燃料装荷	原子炉浄化系ブロー	—
原子炉水位		通常水位		原子炉ウェル満水				通常水位	
除熱対象の燃料		炉心		炉心＋燃料プール				炉心	
プールゲート		—		開放				—	
崩壊熱除去	残留熱除去系（Ａ系）								
	残留熱除去系（Ｂ系）								
	原子炉浄化系（Ａ系）※2								
	原子炉浄化系（Ｂ系）※2								
	燃料プール冷却系（Ａ系，Ｂ系）※2								
補給水注水	高圧炉心スプレイ系※2								
	低圧炉心スプレイ系※2								
	復水輸送系（Ａ系）※3								
	復水輸送系（Ｂ系）※3								
	復水輸送系（Ｃ系）※3								
	燃料プール補給水系								

※1　（）は期間（日数）を示す

※2　今回のＰＲＡでは期待していない設備（残留熱除去系（低圧注水モード）に期待しない）

※3　定期事業者検査に先行して点検を実施

崩壊熱除去に用いている設備

機能に期待できる設備

第3－3図　ＰＯＳの分類及び定期事業者検査工程

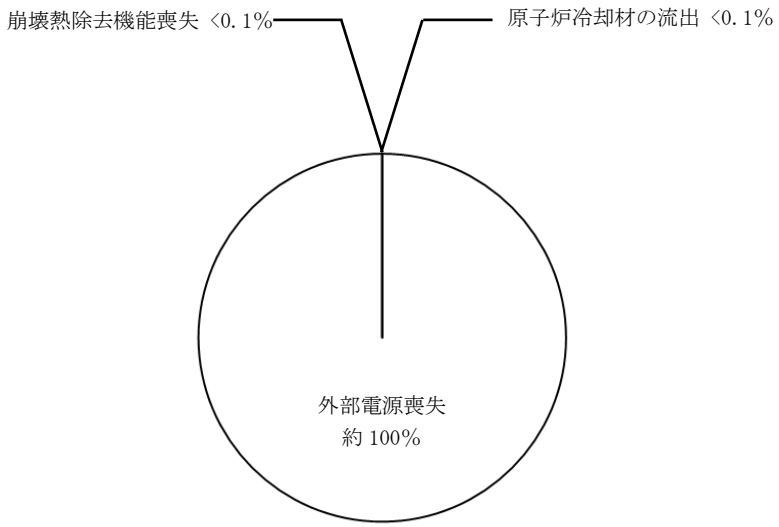
外部電源喪失	直流電源	交流電源※1	崩壊熱除去・炉心冷却※2	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
				燃料損傷なし	燃料損傷なし	－
				外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失	(2)
				外部電源喪失＋交流電源喪失	全交流動力電源喪失	(4)
				外部電源喪失＋直流電源喪失	全交流動力電源喪失	(3)

崩壊熱除去機能喪失※3	崩壊熱除去・炉心冷却※2	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
		燃料損傷なし	燃料損傷なし	－
		崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失	(1)

原子炉冷却材の流出※4	流出隔離・炉心冷却※5	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
		燃料損傷なし	燃料損傷なし	－
		原子炉冷却材の流出＋流出隔離・炉心冷却失敗	原子炉冷却材の流出	(5),(6),(7),(8)

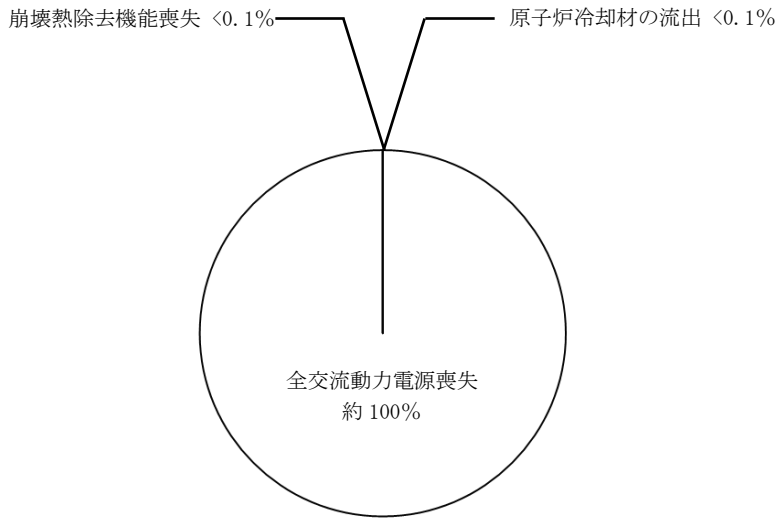
※１　非常用ディーゼル発電機全台が機能喪失を示すヘディング。
※２　崩壊熱除去機能（残留熱除去系）及び注水機能（復水輸送系，燃料プール補給水系）の確保に失敗するかどうかを示すヘディング。
※３　残留熱除去系機能喪失［フロントライン］及び補機冷却系機能喪失。
※４　残留熱除去系切替・制御棒駆動機構・局部出力領域計装，原子炉浄化系ブロー時における操作誤りによる原子炉冷却材流出。
※５　事象を認知し，注水に成功するかどうかを示すヘディング（崩壊熱除去機能（残留熱除去系）には期待しない)。漏えい箇所隔離の成功・失敗により注水機能の成功基準が異なる。

第3－4図　内部事象停止時レベル１ＰＲＡイベントツリー



（燃料損傷頻度：6.0E-06／定期事業者検査）

第3－5図　起因事象別の寄与割合



（燃料損傷頻度：6.0E-06／定期事業者検査）

第3－6図　事故シーケンスグループ別の寄与割合

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，海外のレビューア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ないことを確認した。その結果を別紙10に示す。

また，各実施項目について「ＰＲＡの説明における参照事項」（平成25年９月　原子力規制庁）において参照すべき事項として挙げられているレベル１ＰＲＡ（内部事象，内部事象（停止時），外部事象（地震及び津波）），レベル1.5ＰＲＡ（内部事象，外部事象（地震））の対応状況を確認した。その結果を別紙11に示す。

有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定における外部事象の考慮について

重大事故等の有効性評価に係る個別プラントでの事故シーケンスグループの選定に際しては，解釈に「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を実施すること。」と記載されている。

今回の申請にあたっては，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関する運転時レベル１ＰＲＡ，外部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ並びに外部事象停止時レベル１ＰＲＡについては，ＰＲＡ手法の確立に向けた検討を実施中の段階であること，又は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」に含まれないものと判断し，「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因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及び格納容器破損モード選定への影響について，以下のとおり整理した。

1. 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ選定に係る検討

(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運転時レベル１ＰＲＡの手法確立・個別プラントへの展開に係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因事象を，定性的な分析によって抽出した。抽出結果を第1表に示す。

第1表に示す起因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運転時レベル１ＰＲＡに用いた起因事象に含まれている。

また，設計基準対象施設によって，内部溢水，内部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。

したがって，内部溢水，内部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，定性的な起因事象の抽出結果から想定される事故シーケンスは，内部事象運転時レベル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できるため，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。

第１表　内部溢水，内部火災により誘発される起因事象の例

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
過渡事象	内部溢水，内部火災による過渡変化
外部電源喪失	内部溢水，内部火災による常用母線の機能喪失
手動停止	内部溢水，内部火災による緩和設備の機能喪失に伴う手動停止
サポート系喪失	内部溢水，内部火災によるサポート系の機能喪失
ＬＯＣＡ	内部溢水，内部火災による逃がし安全弁制御回路の誤作動
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	内部溢水，内部火災による隔離弁制御回路の誤作動

(2)　その他の外部事象の影響

その他の外部事象としては，解釈第６条第２項に自然現象及び第８項に発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）（以下「人為事象」という。）として，具体的に以下が記載されている。

第６条（外部からの衝撃による損傷の防止）
（中略）
２　第１項に規定する「想定される自然現象」とは、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をいう。
（中略）
８　第３項に規定する「発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）」とは、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をいう。
（略）

これらの地震，津波以外の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，自然現象及び人為事象の重畳も含めて定性的に分析した結果を別紙１（補足資料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，運転時を対象として実施した内部事象，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

外部事象運転時レベル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。

(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（補足資料２）に示す。

また，運転時を対象として実施した地震レベル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物の損傷や原子炉格納容器の破損等の炉心損傷直結事象が抽出されている。これらの事象では原子炉格納容器も破損に至るが，この場合の原子炉格納容器の破損は事象進展によって原子炉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原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失である。これらについて，耐震補強等による事象の発生防止を図ること，あるいは大規模損壊対策として可搬型のポンプ，電源，放水砲等を駆使した対応により影響緩和を試みることで対応していく事象であり，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。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡにて抽出した格納容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モードはないものと判断した。

(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，建物外部の設備が機能喪失することは想定されるものの，原子炉格納容器が津波による物理的負荷（波力・漂流物の衝撃力）によって直接破損することは想定し難い。また，炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象についても内部事象運転レベル1.5ＰＲＡで想定するものと同等と考えられる。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡにて抽出した格納容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モードはないものと判断した。

(3)　内部溢水・内部火災の影響

1.(1)に示した運転時レベル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運転時レベル１ＰＲＡで用いた事象以外に追加すべきものは発生しないと判断しており，原子炉格納容器が直接破損することは想定し難い。また，炉心損傷後の原子炉格納容器内の

物理化学現象についても，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡで想定するものと同等と考えられる。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡにて抽出した格納容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モードはないものと判断した。

(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運転時レベル１ＰＲＡの結果抽出された事故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判断している。また，炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象についても，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡで想定するものと同等と考えられる。

したがって，有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして，内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡにて抽出した格納容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モードはないものと判断した。

3. 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループ選定に係る検討

停止時レベル１ＰＲＡについては地震，津波，内部溢水，内部火災及びその他の外部事象に関するレベル１ＰＲＡの標準的な手法が確立されておらず，定量評価を実施できる状況にない。このため，運転時の地震及び津波レベル１ＰＲＡの評価結果，内部溢水，内部火災及びその他の外部事象に関する整理並びに第1図に示す内部事象停止時レベル１ＰＲＡのマスターロジックダイヤグラムを参考に，地震，津波，内部溢水，内部火災及びその他の外部事象によって発生する起因事象を以下のとおり定性的に分析し，起因事象の抽出結果を第2表にまとめた。

さらに抽出した起因事象をもとに，内部事象停止時レベル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の有無を確認した。

(1) 運転時と運転停止中のプラント状態等の差異

運転停止中における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループの抽出においては，運転時を対象に実施した整理を参考に評価を行ったが，評価に当たってはその前提として，運転時と運転停止中のプラント状態等の差異を把握することが重要と考え，その整理を行った。整理に当たり，一般的な運転時と運転停止中の違いとして以下の観点に注目し，それぞれについて事故シーケンスグループの抽出において，考慮が必要であるか確認した。

・崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力

運転停止中の崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力は運転時に比べ小さく

なるため，事象進展は緩やかになるが，事故シーケンスグループの抽出においては影響しない。

・燃料損傷防止に必要となる機能

運転停止中の燃料損傷防止に必要となる機能は，運転時と異なり，原子炉停止機能，高圧注水機能等が不要となる。そのため，事故シーケンスグループの抽出においてはこれらの差異について考慮する必要がある。

・原子炉水位，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の状態

原子炉水位の変化は時間余裕へ影響するものの，事故シーケンスグループの抽出には影響しない。

運転停止中は，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器が開放されている状態も考えられるが，これらの状態によらず，必要な機能は崩壊熱除去又は注水機能であり変わらない。そのため，事故シーケンスグループの抽出において考慮不要である。

・緩和設備・サポート系設備の状態

運転停止中において，一部の緩和設備及びサポート系設備の点検又は試験によりその機能に期待できない状態も想定される。ただし，期待できる設備は少なくなるものの，必要な機能は原子炉施設保安規定により担保されるものであり，また，既に内部事象停止時レベル１ＰＲＡでこれらの設備の点検又は試験により機能に期待できないことは考慮されている。そのため，本観点は事故シーケンスグループの抽出において考慮不要である。

・停止時特有の作業の影響

運転停止中において，運転時と異なり，点検作業等に伴う開口箇所の発生等，現場の状態が異なることが考えられる。そのため，事故シーケンスグループの抽出においてはこれらの差異について考慮する必要がある。

以上より，運転停止中における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループの抽出においては，運転時を対象に実施した整理を参考にする際は，「燃料損傷防止に必要となる機能」，「停止時特有の作業の影響」について考慮する必要がある。

(2)　地震の影響

個々の機器が地震を受けた際に損傷する可能性は運転時と運転停止中で異なるものでは無いが，各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と運転停止中で異なり，運転停止中には燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

運転停止中に燃料の崩壊熱除去を継続している系統は，崩壊熱除去に関する系統及びそのサポート系であり，フロントライン系としては残留熱除去系，サポート系としては原子炉補機冷却系及び電源系が該当する。

地震により原子炉補機冷却系又は残留熱除去系が機能喪失すると「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生し，また，碍子，所内電源設備等の受電設備が損傷すると「外部電源喪失」の起因事象が発生する。これらの起因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燃料損傷に至る可能性があるが，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運転停止時レベル１ＰＲＡにて抽出したものに含まれる。

地震特有の事象として，原子炉建物損傷，原子炉格納容器損傷，原子炉圧力容器損傷，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ，制御室建物損傷，廃棄物処理建物損傷，計装・制御系喪失，格納容器バイパスの発生が挙げられるが，これらについては運転時を対象とした炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出における考え方と同様，損傷の規模に応じて，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等で炉心損傷防止を試みるものと考える。一方，損傷の程度が大きく，設計基準事故対処設備又は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，建物以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し，影響緩和を図ることで対応すべきものと考える。

したがって，運転停止中の地震の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおい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)　津波の影響

運転停止中には点検等に伴い，運転時にはない開口が生じている可能性が考えられるが，運転停止中においても防波壁の機能は維持されることから，防波壁を超えて敷地に遡上する津波によるプラントへの影響は，運転時と運転停止中において相違はないものと考えるが，各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と運転停止中で異なり，運転停止中には燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

津波特有の事象として，直接炉心損傷に至る事象が発生すると，緩和系の機能に期待できず炉心損傷に至るが，これらについては運転時を対象とした炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出における考え方と同様，損傷の規模に応じて，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等で炉心損傷防止を試みるものと考える。一方，損傷の程度が大きく，設計基準事故対処設備又は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，建物以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し，影響緩和を図ることで対応すべきものと考える。

したがって，運転停止中の津波の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおい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。

なお，運転停止中において，必要な浸水防止対策がすべて喪失することがないように複数の同時点検等は実施しない等，少なくとも１区分は機能維持可能な運用とする。

(4)　内部溢水，内部火災の影響

個々の機器が内部溢水又は内部火災の影響を受けた際に損傷する可能性は運転時と運転停止中で異なるものではないが，各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と運転停止中で異なり，運転停止中には燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

運転停止中に燃料の崩壊熱除去を継続している系統は，崩壊熱除去に関する系統及びそのサポート系であり，フロントライン系としては残留熱除去系，サポート系としては原子炉補機冷却系及び電源系が該当する。

内部溢水又は内部火災により原子炉補機冷却系又は残留熱除去系が機能喪失すると「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生し，また，受電設備が損傷すると「外部電源喪失」の起因事象が発生するが，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運転停止時レベル１ＰＲＡにて抽出したものに含まれる。

したがって，運転停止中の内部溢水又は内部火災の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおい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。

なお，運転停止中においても必要な内部溢水，内部火災の影響拡大防止対策を講じ，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の発生を防止する※。

※内部溢水：定期事業者検査時等でのハッチ開放時の運用として異区分の安全機器の点検中に当該ハッチを開放しない等，内部溢水が複数の安全機能に影響しないよう対応を実施する。
内部火災：原子炉停止時も必要な防護処置等は実施される。

(5)　その他外部事象の影響

地震，津波以外の自然現象及び人為事象について，運転時の整理（別紙１（補足資料１））を参考に起因事象が発生し得るかを確認した。確認の結果，出力運転時と運転停止中を比較し，プラント状態，必要な機能の違いが評価に影響しないことを確認した。

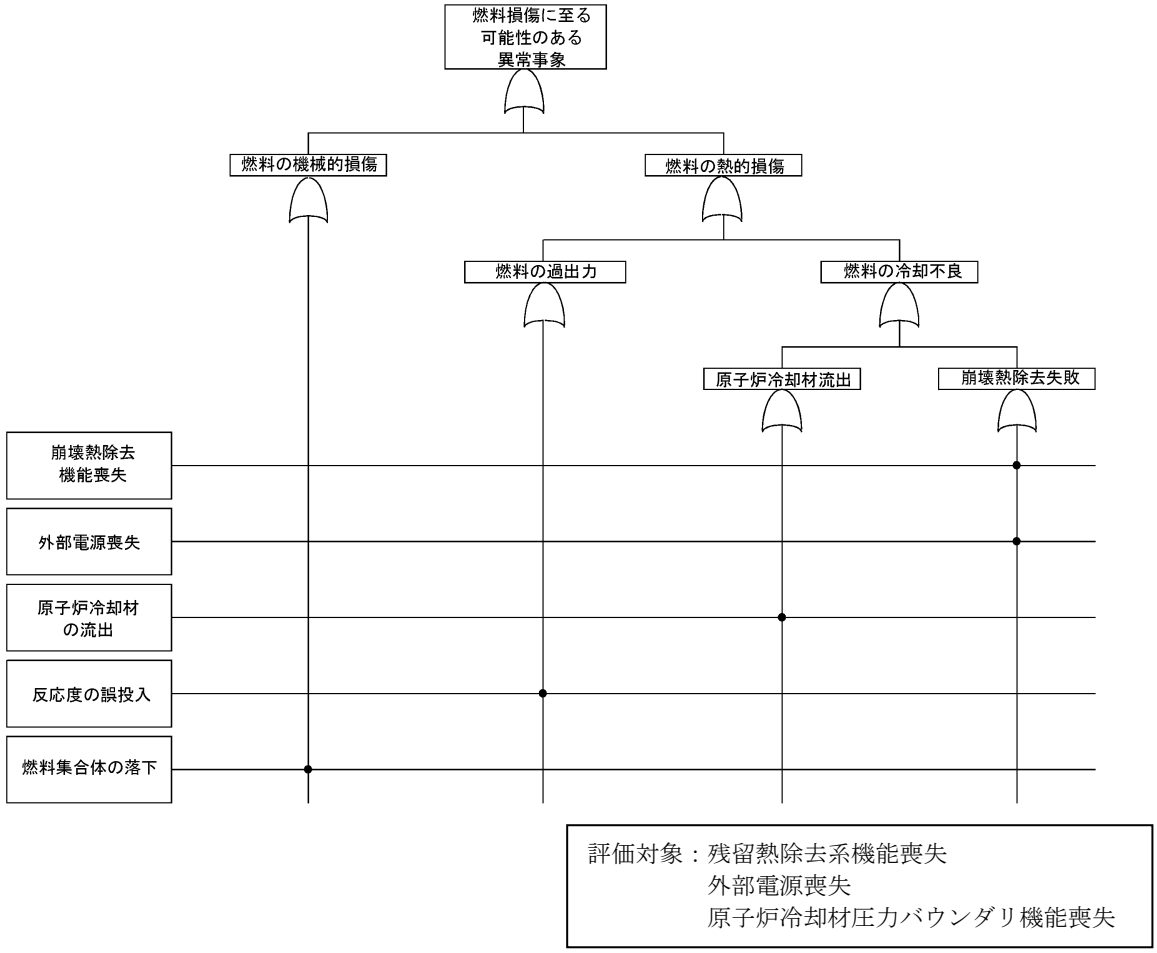
その他の自然現象の発生に伴う起因事象は，内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおいて抽出される起因事象に包含されるため，内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおいて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

4. 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が適用可能と判断した運転時地震レベル１ＰＲＡ，運転時津波レベル１ＰＲＡ以外の外部事象について，定性的な分析及び推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ並びに格納容器破損モードはないものと評価した。

なお，今回定性的な評価とした各ＰＲＡや地震発生時に想定される地震随伴津波，地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたＰＲＡについては，評価手法整備に向けた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



第１図　燃料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ヤグラム
（内部事象停止時レベル１ＰＲＡ）

第２表　運転停止中原子炉における各外部事象で発生する起因事象及び事故シーケンスの抽出結果

想定される系統・機器の損傷				起因事象	主な燃料損傷防止対策
地震	津波	内部火災，内部溢水	その他の外部事象		
・受電設備の損傷	・受電設備の没水	・受電設備の損傷	・受電設備の損傷 （風（台風），竜巻，凍結，積雪，落雷，火山の影響，森林火災）	外部電源喪失	・ガスタービン発電機 ・原子炉補機代替冷却系 ・残留熱代替除去系 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・津波による浸水防止※1
・残留熱除去系の損傷 ・原子炉補機冷却系の損傷	・原子炉補機海水系の没水	・残留熱除去系の損傷 ・原子炉補機冷却系の損傷	・海水系の閉塞 （火山の影響）	崩壊熱除去機能喪失	
－※2	－	－	－	原子炉冷却材バウンダリ機能喪失	－
・Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ ・計装・制御系喪失 ・格納容器バイパス ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉圧力容器損傷 ・原子炉建物損傷 ・制御室建物損傷 ・廃棄物処理建物損傷	・直接炉心損傷に至る事象	－	－	直接炉心損傷に至る事象	・運転時の地震及び津波レベル１ＰＲＡに基づき，直接炉心損傷に至る可能性のある起因事象を抽出しているが，別紙２に示すとおり，評価方法にはかなりの保守性を有し，かつ，大きな不確かさを有する。 ・運転時の取扱いと同様，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等を柔軟に活用し，影響緩和を図ることで対応すべきものと考える。

※１：運転停止中において，必要な浸水防止対策がすべて喪失することがないように複数の同時点検等は実施しない等，少なくとも１区分は機能維持可能な運用とする。

※２：「Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ」として直接炉心損傷に至る事象に整理する。

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

解釈第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等，随伴事象の評価はまだ未確立であり，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，重大事故等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。

さら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，重大事故等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。

また，自然現象，人為事象が重畳することによる影響についても，定性的な評価を行い，重大事故等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（以下「設計基準設定事象」という。）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，そもそも島根原子力発電所において発生する可能性があるか，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。

設計基準設定事象以外のものについては，そもそもプラントの安全性が損なわれる可能性がないか，有意な頻度では発生しないか，又は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。

したがって，事故シーケンスの有無の確認は，設計基準設定事象である以下の11事象を対象に実施するものとする。

＜設計基準設定事象＞

・洪水
・風（台風）

・竜巻
・凍結
・降水
・積雪
・落雷
・地滑り
・火山
・生物学的影響
・森林火災

なお，設計基準設定事象以外については，上述のとおり，基本的には事故シーケンスに至ることはないか，有意な頻度では発生しないか，又は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，考え得る起因事象について整理しており，その結果からも上記11事象に加え詳細評価が必要な事象はないことを確認している。さらに，設計基準設定事象のうち５事象については，他事象に包絡される（風（台風））か，起因事象の発生はない（洪水，降水，地滑り，生物学的事象）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，考え得る起因事象についても整理しており，その結果から新たな起因事象がないこと，事象の影響として設計基準設定事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過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，設計基準を超える規模を仮定する。

2. 評価方法

(1) 起因事象の特定

a. 構築物，系統及び機器（以下「設備等」という。）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設計基準を超え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。

b. 評価対象設備の選定

a. 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。

c. 起因事象になり得るシナリオの選定

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

シナリオの選定に当たっては，事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象となり得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（レベル1 PSA編）：2008」等に示される考え方等を参考に行う。

d. 起因事象の特定

c. 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当たって考慮すべき起因事象の特定を行う。

なお，過去の観測実績等をもとに発生可能性を評価可能なものについては，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) 事故シーケンスの特定

(1)d. 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，重大事故等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うえ，有意な影響のある事故シーケンスとなり得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等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のある起因事象について特定した結果（添付資料２－１～６），内部事象，地震及び津波レベル１ＰＲＡで考慮している起因事象に包含されることを確認した。また，各評価対象事象によって機能喪失する可能性のある緩和設備について確認し，起因事象が発生した場合であっても，緩和設備が機能維持すること等により，必要な機能を確保することは可能であることを確認した（添付資料２－７）。したがって，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に対して新たに追加すべき事故シーケンス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，人為事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・機能喪失モードに応じて，以下に示す影響を考慮する必要がある。

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：積雪と降下火砕物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：降水による降下火砕物密度の増加）

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：斜面に降下火砕物が堆積した後に大量の降水により滑り，プラント周辺まで降下火砕物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

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を対象に，２つの異なる事象が重畳した際の影響を，(1)に示すⅠ～Ⅲ-2に分類した（添付資料３参照）。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の影響を考慮する必要がないものと判断し確認対象から除外した。

○島根原子力発電所及びその周辺では発生しない（又は，発生が極めて稀）と判断した事象（No.は，添付資料１－１参照）

No.15：隕石，No.19：雪崩，No.22：カルスト，No.23：地下水による浸食，No.32：氷結（水面の凍結），No.34：氷壁，No.44：ハリケーン，No.47：陥没，No51：土砂崩れ（山崩れ，崖崩れ），No.53：水蒸気・熱湯噴出，No.54：土壌の収縮又は膨張

○単独事象での評価において設備等への影響がない（又は，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ないと判断した事象（No.は，添付資料１－１）

No.3：高温，No.9：もや，No.10：霜，No.11：干ばつ，No.12:塩害・塩雲，No.24：海岸浸食，No.25：湖又は河川の水位低下，No.26：湖又は河川の水位上昇，No.30：低水温（海水温低），No.40：濃霧，No.45：河川の迂回

重畳事象については，(1)に示すⅠ～Ⅲ-1の影響が考えられるものの，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以外のシナリオ

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，新たなシナリオは確認されなかった。個別自然現象の重畳影響の確認結果を添付資料３に示す。

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，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，設計基準を超える事象を評価対象としていることは，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，降下火砕物と降水の組合せのみであったが，屋外設備（送受電設備等）の損傷を想定しても，起因事象としては外部電源喪失であり，新しいシナリオは生じない。

(3)　人為事象の重畳影響

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含されると判断した。

(4)　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，人為事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，人為事象の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，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した結果，単独事象での評価と同様に，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　設計基準を超える竜巻事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料２－２　設計基準を超える凍結事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料２－３　設計基準を超える積雪事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料２－４　設計基準を超える落雷事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料２－５　設計基準を超える火山事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料２－６　設計基準を超える森林火災事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料２－７　起因事象の発生が考えられるその他の自然現象と起因事象発生時の対応
添付資料３　自然現象の重畳マトリックス
添付資料４　外部人為事象に係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（１／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
1	風（台風）	①荷重（風圧，気圧差及び衝突） 風荷重及び気圧差荷重による建物や設備等の損傷	・竜巻の影響に包含される（No.２参照）。
		②閉塞（取水） 台風による漂流物による取水口閉塞	
2	竜巻 ※別途，詳細評価	①荷重（風圧，気圧差及び衝突） 風荷重及び気圧差荷重による建物や設備等の損傷	・気圧差荷重の発生に伴う原子炉建物ブローアウトパネルの開放による手動停止に至るシナリオ。 ・想定を超える風荷重又は飛来物の衝撃荷重が原子炉建物，タービン建物又は廃棄物処理建物に作用した場合，建物が損傷して建物内部の各設備に影響を及ぼす可能性は否定できないため，原子炉補機冷却水サージタンクの損傷に伴う補機冷却系喪失，可燃性ガス濃度制御系の機能喪失に伴う手動停止，タービンや発電機の損傷に伴う非隔離事象，タービン補機冷却系の損傷に伴うタービン・サポート系故障，原子炉建物給排気隔離弁の損傷に伴う手動停止又は気体廃棄物処理設備の損傷に伴う手動停止に至るシナリオ。 ・想定を超える風荷重，気圧差荷重又は飛来物の衝撃荷重に対して屋外設備が損傷する可能性は否定できないため，送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失，燃料移送ポンプの損傷かつ外部電源喪失の同時発生による全交流動力電源喪失，主排気筒の損傷に伴う手動停止，復水貯蔵タンクの損傷に伴う手動停止，原子炉補機海水ポンプの損傷に伴う補機冷却系喪失，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷に伴う手動停止，タービン補機海水ポンプの損傷に伴うタービン・サポート系故障又は循環水ポンプの損傷に伴う隔離事象に至るシナリオ。 ・非常用ディーゼル発電機室空調換気設備は，原子炉建物内に設置されており風荷重の影響を直接受けないが，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設備が機能喪失し，さらに上記の送受電設備損傷に伴う外部電源喪失の同時発生を想定した場合，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。
		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	・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，原子炉補機海水ポンプの取水が出来なくなり補機冷却系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ほどの資機材や車両等の飛散は考えられないことから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（２／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
3	高温	①外気温度高 外気温度高による設備等の冷却能力低下	・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，また，外気温度高により即プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
4	低温 ※別途，詳細評価	①外気温度低（凍結） 屋外タンク及び配管内流体の凍結	・非常用ディーゼル発電機の燃料として使用している軽油は低温時の使用環境を考慮した油種としており，また，屋外の燃料移送配管には保温材を取り付けていることから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・復水貯蔵タンクは凍結しない一定以上の温度に加温しており，また，屋外の附属配管には保温材を取り付けていることから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②相間短絡 着氷による送電線の相間短絡	・送電線や碍子への着氷によって，相間短絡を起こし，外部電源喪失に至るシナリオ。
5	極限的な気圧	①荷重（気圧差） 気圧差による空調換気設備等への影響	・竜巻の影響に包含される（No.２参照）。
6	降雨（豪雨）	①浸水 敷地及び建物内浸水による設備の浸水	・日本全国の日最大１時間降水量の最大値（153mm/h）に対しても，敷地内の雨水は排水可能であることから，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②荷重（堆積荷重） 建物屋上での雨水滞留	・日本全国の日最大１時間降水量の最大値（153mm/h）に対しても，建物屋上の雨水は排水可能であること，また，仮に建物屋上に雨水が滞留した場合においても雨水の堆積荷重により建物天井は崩落しないことから，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（３／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
7	積雪（豪雪） ※別途，詳細評価	①荷重（堆積荷重） 建物及び屋外機器への堆積	・原子炉建物等の各建物天井や屋外設備が積雪荷重により崩壊した場合に，建物最上階に設置している設備が損傷する可能性はあるが，積雪は事前の予測が十分に可能であり，また積雪事象の進展速度を踏まえると除雪管理が可能であることから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②相間短絡 送受電設備の屋外設備への着氷	・送電線や碍子へ雪が着雪することによって，相間短絡を起こし外部電源喪失に至るシナリオ。
		③閉塞 空調給気口，冷却口の閉塞	・中央制御室空調系の給排気口が積雪により閉塞した場合は，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，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・原子炉補機海水ポンプ等のモータ冷却口が積雪により閉塞した場合，ポンプトリップする可能性はあるが，積雪は事前の予測が十分に可能であり，また積雪事象の進展速度を踏まえると除雪管理が可能であることから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
8	ひょう	①荷重（衝突荷重） 建物及び屋外設備へのひょうの衝突荷重	・竜巻の影響に包含される（No.２参照）。
		②荷重（堆積荷重） 建物及び屋外設備へのひょうの堆積荷重	・積雪の影響に包含される（No.７参照）。
9	もや	①－ もやの発生による設備等への影響	・発電所敷地内でのもやの発生によるプラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
10	霜	①－ 建物及び屋外設備への霜の付着	・建物及び屋外設備への霜付着によるプラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
11	干ばつ	①－ 干ばつによる設備への影響	・海水を冷却源としていることから，河川からの取水不可によるプラントへの影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
12	塩害，塩雲	①腐食 塩害による屋外設備の腐食	・腐食の進展は遅く，保守管理による不具合防止が可能であることから，塩害によるプラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（４／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
13	砂嵐	①閉塞（空調） 空調フィルタの閉塞	・発電所周辺では砂嵐は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・なお，黄砂については，空調換気設備の外気取入口に設置されたフィルタにより大部分を捕集可能であること，また，容易に清掃又は取替が可能であることから，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
14	落雷 ※別途，詳細評価	①雷サージ，誘導電流及び直撃雷 過電圧による設備損傷	・安全保護系に発生するノイズの影響により誤動作する可能性は否定できず，隔離事象又は原子炉保護系誤動作等に至るシナリオ。 ・安全保護系以外の計測制御設備に発生するノイズの影響により誤作動する可能性は否定できず，非隔離事象，全給水喪失又は水位低下事象に至るシナリオ。 ・直撃雷により屋外設備が損傷する可能性は否定できず，送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失，原子炉補機海水ポンプの損傷に伴う補機冷却系喪失，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷に伴う手動停止，タービン補機海水ポンプの損傷に伴うタービン・サポート系故障又は循環水ポンプの損傷に伴う隔離事象に至るシナリオ。
15	隕石	①荷重（衝突） 隕石衝突に伴う建物及び屋外設備の損傷	・安全施設の機能に影響を及ぼす隕石等の衝突は，有意な発生頻度とはならない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②荷重（衝撃波） 発電所敷地への隕石落下に伴う衝撃波による建物及び屋外設備の損傷	
		③浸水 隕石の発電所近海への落下に伴う津波による建物及び屋外設備の浸水	
16	地面の隆起	①地盤安定性 地盤の隆起に伴う建物や屋外設備の傾斜等による損壊	・地震の影響に包含される（No.21 参照）。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（５／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
17	動物	①電気的影響 動物等の侵入による電気機器接触による地絡等	・生物学的事象の評価で考慮（No.36 参照）。
18	火山 ※別途，詳細評価	①荷重（堆積） 降下火砕物による建物天井や屋外設備に対する堆積荷重	・原子炉建物等の各建物天井や屋外設備が降下火砕物による堆積荷重により崩壊した場合に，建物最上階に設置している設備が損傷する可能性はあるが，火山事象は事前の予測が十分に可能であり，また降灰事象の進展速度を踏まえると除灰管理が可能であることから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②閉塞（取水） 降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞	・海水中の降下火砕物による海水系への影響については，降灰事象は進展速度を踏まえると，海水ストレーナの差圧が上昇した場合は切替えて清掃することによって機能喪失することは考えにくいことから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		③閉塞（空調） 降下火砕物による空調給気口等の閉塞	・降下火砕物によって非常用ディーゼル発電機の給気フィルタの目詰まり又は燃焼用給気口の閉塞によって，非常用ディーゼル発電機が機能喪失する可能性はあるが，火山事象は事前の予測が十分に可能であり，また降灰事象の進展速度を踏まえると除灰管理又はフィルタ交換が可能であることから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		④電気的影響 送受電設備の地絡・短絡	・降下火砕物が送電線や碍子へ付着し，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。
19	雪崩	①荷重（衝突） 雪崩による建物及び屋外設備への荷重	・建物周辺に急峻な斜面がないことから，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
20	地滑り	①荷重（衝突荷重） 地滑りに伴う土砂等の建物及び屋外設備への衝突	・発電所敷地内において，地滑りが発生する可能性はあるが，安全上重要な設備とは十分な離隔距離を有しており，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
21	地震	－	・地震の事故シーケンスは，地震時レベル１ＰＲＡに示すとおり。
22	カルスト	①地盤安定性 地盤沈下に伴う建物や屋外設備の損壊	・発電所敷地にはカルスト地形はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（６／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
23	地下水による浸食	①地盤安定性 建物及び設備の地下部土壌侵食 ②浸水 建物の地下部浸食による建物内への地下水の流入	・発電所敷地には地下水による浸食を受ける岩質はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
24	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機能への影響	・海岸の浸食は進展が遅く十分に管理でき，補強工事等により浸食を食い止めることができることから，プラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・海水を冷却源としていることから，河川からの取水不可によるプラントへの影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
25	湖又は河川の水位低下	①ー 湖又は河川の水位低下による設備への影響なし	・海水を冷却源としていることから，湖又は河川からの取水不可によるプラントへの影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
26	湖又は河川の水位上昇	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・発電所周辺の湖又は河川の水位が上昇しても，敷地は周囲を山で囲まれており，敷地への浸水はないため，プラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
27	海水面低	①海水水位低（冷却機能低下：海水系） 取水口の水位低下に伴う冷却性能への影響	・津波の影響に包含される（No.37 参照）。
28	海水面高	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・津波の影響に包含される（No.37 参照）。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（７／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
29	高水温（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	・海水温度は監視しており，水温上昇に対しては出力低下等の措置を講じることができるため，プラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
30	低水温（海水温低）	①－ 取水温度低に伴う海水系設備への影響なし	・取水温度低について冷却性能の劣化につながらず，プラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
31	海底地すべり	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・津波の影響に包含される（No.37 参照）。
32	氷結（水面の凍結）	①閉塞（取水） 水面の凍結による取水口閉塞	・発電所周辺では取水源（海水）の凍結は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
33	氷晶	①荷重（堆積荷重） 建物及び屋外設備への荷重	・積雪の影響に包含される（No.7 参照）。
34	氷壁	①－ 建物及び屋外設備への氷の付着	・発電所周辺では氷壁は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
35	水中の有機物質	①閉塞（冷却機能低下：海水系） 水中の有機物質による冷却性能への影響	・生物学的事象の評価で考慮（No.36 参照）。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（８／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
36	生物学的事象	①閉塞（冷却機能低下：海水系） 海生生物（クラゲ等）の襲来による冷却性能への影響	・大量発生したクラゲ等の海生生物は，除塵装置により捕獲されることから海水系の冷却機能が喪失することは考え難い。さらに除塵能力を超える大量のクラゲ等が除塵装置に流入した場合でも循環水ポンプの取水量の調整，原子炉出力の抑制等により冷却性能を維持できることから，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②個別設備の機能喪失 小動物等の侵入による電気機器接触による地絡等	・貫通部のシール等の小動物侵入防止対策を実施しており，小動物の侵入は考え難い。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
37	津波	－	・津波の事故シーケンスは，津波のレベル１ＰＲＡに示すとおり。
38	太陽フレア，磁気嵐	①誘導電流 太陽フレア等の地磁気誘導電流による送受電設備の損傷	・落雷の影響に包含される（No.14 参照）。
39	洪水	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・津波以外の洪水としては，河川の氾濫等が考えられるが，発電所敷地へ影響を及ぼす範囲に河川はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
40	濃霧	①－ 濃霧の発生による設備等への影響	・発電所敷地内でのもやの発生によるプラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（９／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
41	森林火災 ※別途，詳細評価	①輻射熱による建物や設備等への影響 輻射熱による建物・屋外設備への熱影響	・森林火災の輻射熱による建物への影響について，想定し得る最大の火災影響評価において，防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると，建物の許容温度を下回り，建物が損傷することはない。また，森林火災の輻射熱による建物影響について，24 時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり，森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・森林火災の輻射熱により送受電設備が損傷した場合，外部電源喪失に至るシナリオ。 なお，森林火災の輻射熱によるその他の屋外設備への影響については，防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると，設備が受ける輻射強度は低いため，設備が損傷することはない。また，森林火災の輻射熱による影響について，24 時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり，森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②ばい煙による設備等の閉塞 ばい煙等による閉塞（空調）影響及び人への影響	・森林火災で発生するばい煙の非常用ディーゼル発電設備の給気口への吸い込みにより給気口が閉塞した場合でも，フィルタの取替え及び清掃が可能であることから，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・空調換気系の外気取入口にはフィルタを設置しているため，一定以上の粒径のばい煙を捕集するとともに，空調系停止により建物内へのばい煙の侵入を阻止することが可能であるため，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・中央制御室空調換気系は，外気取入口にはフィルタを設置しているため，一定以上の粒径のばい煙を捕集するとともに，外気取入ダンパを閉止し閉回路循環運転により，長時間室内へのばい煙侵入を阻止することが可能であるため，考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
42	草原火災	①熱影響 輻射熱による建物・屋外設備への熱影響	・森林火災の評価で考慮（No.41 参照）。
		②外気取入機器及び人への影響 ばい煙等による閉塞（空調）影響及び人への影響	

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（10／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
43	満潮	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・津波の影響に包含される（No.37 参照）。
44	ハリケーン	①荷重（風圧，衝突） 風圧（又は飛来物衝突）による建物，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	・日本ではハリケーンは発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
45	河川の迂回	①－ 河川の迂回による設備への影響なし	・海水を冷却源としていることから，河川からの取水不可によるプラントへの影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
46	静振	①浸水 港湾内での潮位振動による建物及び屋外設備への浸水 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	・津波の影響に包含される（No.37 参照）。
47	陥没	①地盤安定性 地盤沈下に伴う建物や屋外設備の損壊	・発電所敷地の地盤は硬質岩盤であり陥没は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
48	高潮	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・津波の影響に包含される（No.37 参照）。
49	波浪	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・津波の影響に包含される（No.37 参照）。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（11／11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
50	土石流	①荷重（衝突） 土石流による建物及び屋外設備への荷重	・発電所敷地内において，土石流が発生する可能性はあるが，安全上重要な設備とは十分な離隔距離を有しており，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
51	土砂崩れ（山崩れ，崖崩れ）	①荷重（衝突荷重） 土砂崩れ（山崩れ，崖崩れ）に伴う土砂等の建物及び屋外設備への衝突	・発電所敷地内において，土砂崩れ（山崩れ，崖崩れ）は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
52	泥湧出（液状化）	①地盤安定性 地盤の脆弱化に伴う建物及び屋外設備の傾斜等による損傷	・地震の影響に包含される（No.21 参照）。
53	水蒸気，熱湯噴出	①浸水影響 水蒸気等による設備への浸水影響	・発電所周辺には，発電所に影響を及ぼす範囲に火山はない。
54	土壌の収縮又は膨張	①地盤安定性 周辺地形の変状に伴う建物や屋外設備の損壊	・発電所敷地の地盤は硬質岩盤であり土壌の収縮及び膨張は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
55	毒性ガス	①－ 人体への影響	・発電所周辺には，発電所に影響を及ぼす範囲に火山はない。

各人為事象について考え得る起因事象の抽出（１／４）

No	人為事象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
1	船舶から放出される固体液体不純物	①冷却機能低下：海水系 船舶から流出した重油等による冷却機能への影響	・船舶の衝突（船舶事故）の影響に包含される（No.3 参照）。
2	水中への化学物質の流出	①冷却機能低下：海水系 船舶から流出した化学物質による冷却機能への影響	・船舶の衝突（船舶事故）の影響に包含される（No.3 参照）。
3	船舶の衝突（船舶事故）	①冷却機能低下：海水系 船舶の取水設備への衝突及び船舶から流出した重油による冷却機能への影響	・発電所は船舶の航路まで距離が離れていることから船舶の侵入は無いこと，また，取水口前面に防波堤があり，さらに深層取水していることから船舶が取水設備に衝突するとは考えられないため，プラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 なお，船舶等が座礁し，運搬している重油等が流出するような場合についても，深層から取水していることから，また，必要に応じて，オイルフェンスを設置することから，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。
4	交通機関（航空機を除く）の事故による爆発	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	・外部火災（近隣工場等の火災）の影響に包含される（No.23 参照）。
5	交通機関（航空機を除く）の事故による化学物質流出	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	・有毒ガスの影響に包含される(No.21 参照)。
6	爆発（発電所外）	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	・外部火災（近隣工場等の火災）の影響に包含される（No.23 参照）。
7	化学物質流出（発電所外）	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	・有毒ガスの影響に包含される(No.21 参照)。

各人為事象について考え得る起因事象の抽出（２／４）

No	人為事象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
8	発電所内貯蔵の化学物質流出	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ることによる海水系の冷却機能への影響	・発電所内の化学薬品は適切に保管されていること，また，仮に流出した場合でも堰等により薬品の拡散防止が図られていることから港湾内への放出は考えにくく，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
9	パイプライン事故（爆発，化学物質流出）	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	・発電所敷地周辺には，プラントに影響を及ぼす範囲にはパイプラインはない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
10	軍事施設からのミサイル	①衝撃力 軍事施設からのミサイル等の誤爆により建物及び屋外設備の損傷	・発電所敷地周辺には，射撃訓練区域の設定はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
11	掘削工事	①物理的損傷 発電所敷地内での掘削工事により設備の一部を損傷	・発電所敷地内で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，あらかじめ埋設物の位置を確認するため，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
12	他ユニットからの火災	①熱影響 輻射熱による建物及び屋外設備への熱影響	・外部火災（近隣工場等の火災）の影響に包含される（No.23 参照）。
13	他ユニットからのタービンミサイル	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項の要求に従い，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，基準である 10^{-7}／年を下回っているため，有意な発生頻度とはならない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
14	他ユニットからの内部溢水	①浸水 発電用原子炉施設内の配管等の損壊による保有水の漏えいの影響	・内部溢水の影響に包含される（No.22 参照）。

各人為事象について考え得る起因事象の抽出（３／４）

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
15	人工衛星の落下	①荷重（衝突） 人工衛星衝突に伴う建物及び屋外設備の損傷	・安全施設の機能に影響を及ぼす人工衛星の衝突は，有意な発生頻度とはならない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
16	飛来物（航空機落下）	①荷重（衝突） 航空機が建物及び屋外設備に衝突	・偶発的な事故による発電用原子炉施設への航空機落下については，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の評価基準について」（平成 21・06・25 原院第１号（平成 21 年６月 30 日原子力安全・保安院制定））等に基づき，航空機落下確率を求めて判断している。 その結果，設計上の考慮が必要な 10^{-7}回／炉・年を下回っているため，発電用原子炉施設への航空機落下の可能性は，有意な発生頻度とはならない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②熱影響 輻射熱による建物及び屋外設備への熱影響	・航空機火災の輻射熱による建物への影響について，設計基準での非常に保守的な火災影響評価において，航空機火災位置から十分な離隔距離があることを考慮すると，建物の許容温度を下回り，実際に各建物の機能が損傷するにはさらに余裕があることから，有意な頻度又は影響のある事故シーケンス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。
17	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設備へのノイズ発生で安全機能の誤動作，誤不作動	・落雷の影響に包含される（＜自然現象＞No. 14 参照）。
18	ダムの崩壊	①浸水 ダムの崩壊に伴う洪水による建物及び屋外設備への浸水影響	・発電所敷地へ影響を及ぼす範囲にダムはない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
19	工場施設又は軍事施設事故（爆発，化学物質放出）	①熱影響，爆風圧 発電所外の工場施設又は軍事施設事故による火災，爆発	・外部火災（近隣工場等の火災）の影響に包含される（No. 23 参照）。

各人為事象について考え得る起因事象の抽出（４／４）

No	人為事象	設備等の損傷・機能 喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
20	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項の要求に従い，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，基準である 10^{-7}／年を下回っているため，有意な発生頻度とはならない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
21	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ない。また，発電所敷地内に貯蔵している物質が漏えいした場合であっても，中央制御室の空調を再循環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。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
22	内部溢水	①浸水 発電用原子炉施設内の配管等の損壊による保有水の漏えいの影響	・第１表のとおり。 （過渡事象，外部電源喪失，手動停止， サポート系喪失，ＬＯＣＡ，ＩＳＬＯＣＡ）
23	外部火災（近隣工場等の火災）	①爆風圧 近隣工場の爆発による爆風圧等	・発電所周辺には石油コンビナート施設はない。また，発電所近隣の産業施設での火災及び爆発の影響は，プラントと産業施設は離隔距離を十分確保していることから，プラントの安全性への影響はない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②熱影響 輻射熱による建物及び屋外設備への熱影響	・発電所敷地内の危険物タンクで火災が発生した場合であっても原子炉建物外壁面の許容温度を下回ることを確認していることから，安全上重要な設備への影響はなく，プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって，本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

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. 起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下「設備等」という。）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事象について，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物や設備等の損傷
②飛来物の衝撃荷重による建物や設備等の損傷
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物や設備等の損傷
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竜巻襲来後のがれき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うち，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した。

具体的には，以下に示す建物及び屋外設置の設備等を評価対象として選定した。ただし，屋内設備については，飛来物の建物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ため，飛来物が直接衝突する壁は損傷し，その一つ内側の壁との間に設置されている設備等を対象とする。

①風荷重及び気圧差荷重による建物や設備等の損傷

＜建物＞
・原子炉建物
・タービン建物
・廃棄物処理建物
・制御室建物

＜屋外設備＞
・送受電設備
・非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプ
・主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒を含む。）
・復水貯蔵タンク
・原子炉補機海水ポンプ
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

・タービン補機海水ポンプ
・循環水ポンプ

＜屋内設備＞
・非常用ディーゼル発電機室空調換気設備
・中央制御室空調換気設備

②飛来物の衝撃荷重による建物や設備等の損傷
＜建物＞
・原子炉建物
・タービン建物
・廃棄物処理建物
・制御室建物

＜屋外設備＞
・送受電設備
・非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプ
・主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒を含む。）
・復水貯蔵タンク
・原子炉補機海水ポンプ
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
・タービン補機海水ポンプ
・循環水ポンプ

＜屋内設備＞
・原子炉補機冷却水サージタンク
・原子炉補機冷却水ポンプ，熱交換器
・可燃性ガス濃度制御系
・非常用ディーゼル発電機室空調換気設備
・中央制御室
・中央制御室空調換気設備
・原子炉建物給排気隔離弁
・気体廃棄物処理設備
・タービン補機冷却系サージタンク
・タービン及び発電機
・主蒸気管（主蒸気隔離弁以降の配管）

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物や設備等の損傷

・①及び②にて選定した建物や設備等

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

・取水口

⑤竜巻襲来後のがれき散乱によるアクセス性や作業性の悪化

－（アクセスルート）

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

(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うえ，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物や設備等の損傷

建物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。

＜建物＞

○原子炉建物

原子炉建物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，極めて発生することが稀な設計基準を超える風荷重を想定しても建物の頑健性は維持されると考えられることからシナリオの選定は不要である。

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，原子炉建物設計時の地震荷重よりも小さく，建物の頑健性は維持されると考えられることからシナリオの選定は不要である。

ただし，ブローアウトパネルは，建物内外の差圧による開放に至る場合に手動停止に至るシナリオを選定する。

○タービン建物

タービン建物上層部が風荷重及び気圧差荷重により破損に至る場合は，影響としてタービンや発電機の破損が想定され，非隔離事象に至るシナリオ。

また，タービン補機冷却系サージタンクに影響が及び，タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○廃棄物処理建物

原子炉建物同様，廃棄物処理建物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，極めて発生することが稀な設計基準を超える風荷重を想定しても建物の頑健性は維持されると考えられることからシナリオの選定は不要である。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同様と考えられることからシナリオの選定は不要である。

○制御室建物

制御室建物は周囲をより高い建物で囲まれているため，直接風荷重及び気圧差荷重が作用することは考えられないことからシナリオの選定は不要である。

＜屋外設備＞

○送受電設備

送受電設備が風荷重により損傷した場合に，外部電源喪失に至るシナリオ。

○非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプ

燃料移送ポンプが気圧差荷重により損傷し，非常用ディーゼル発電設備が燃料枯渇により機能喪失した場合に，上記の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒を含む。）

主排気筒及び非常用ガス処理系配管が風荷重により損傷した場合に，手動停止に至るシナリオ。

○復水貯蔵タンク

復水貯蔵タンクが風荷重及び気圧差荷重により損傷した場合に，復水輸送系の喪失により，手動停止に至るシナリオ。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプが気圧差荷重により損傷した場合に，原子炉補機冷却系が喪失し，補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが気圧差荷重により損傷した場合に，高圧炉心スプレイ系が喪失し，手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプが気圧差荷重により損傷した場合に，タービン補機冷却系が喪失し，タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○循環水ポンプ

循環水ポンプが風荷重により損傷した場合に，復水器真空度低により隔離事象に至るシナリオ。

＜屋内設備＞

○非常用ディーゼル発電機室空調換気設備

非常用ディーゼル発電機室空調換気設備は，原子炉建物内に設置されており風荷重の影響を直接受けないが，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設備が機能喪失し，さら

に上記の送受電設備損傷による外部電源喪失の同時発生を想定した場合，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○中央制御室空調換気設備

中央制御室空調換気設備は，廃棄物処理建物内に設置されており風荷重の影響を直接受けないが，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，竜巻の影響は一時的であり竜巻襲来後の対応は十分可能であるため計装・制御系喪失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物や設備等の損傷

建物及び建物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は以下のとおり。

＜建物＞

○原子炉建物，タービン建物，廃棄物処理建物，制御室建物

飛来物が建物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，後述の＜屋内設備＞で考慮することとする。

＜屋外設備＞

○送受電設備

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒を含む。）

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○復水貯蔵タンク

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○原子炉補機海水ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○タービン補機海水ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○循環水ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

＜屋内設備＞

○原子炉補機冷却水サージタンク

原子炉建物に設置している原子炉補機冷却水サージタンクに建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に，原子炉補機冷却水系が機能喪失し，補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○原子炉補機冷却水ポンプ，熱交換器

原子炉建物に設置している原子炉補機冷却水ポンプ又は熱交換器に建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に，原子炉補機冷却水系が機能喪失し，補機冷却系喪失に至るシナリオが考えられるが，原子炉補機冷却水ポンプ及び熱交換器は多重化されていることに加え分散配置が図られているため，同時に２系統が機能喪失する可能性は低いことから，補機冷却系喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

○可燃性ガス濃度制御系

原子炉建物に設置している可燃性ガス濃度制御系に建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に，手動停止に至るシナリオ。

○非常用ディーゼル発電機室空調換気設備

非常用ディーゼル発電機室空調換気設備は，原子炉建物内に設置されており飛来物の影響を直接受けないが，外気取入口に飛来物が衝突して閉塞することが考えられる。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設備が機能喪失し，さらに同時に上記の送受電設備の損傷が発生した場合に全交流動力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機室外気取入口は多重化されていることに加え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可能性は低いことから，全交流動力電源喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

○中央制御室

制御室建物は周囲をより高い建物で囲まれているため，直接飛来物が衝突することは考えられないことからシナリオの選定は不要である。

○中央制御室空調換気設備

中央制御室空調換気設備は，廃棄物処理建物内に設置されており飛来物の影響を直接受けないが，外気取入口に飛来物が衝突して閉塞することが考えられる。それらの設備の損傷により，中央制御室の換気が困難になった場合，中央制御室温度が上昇するが，即，中央制御室内の機器に影響が及ぶことはなく，また，竜巻の影響は一時的であり竜巻襲来後の対応は十分可能であるため計装・制御系喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

○原子炉建物給排気隔離弁

原子炉建物に設置している原子炉建物給排気隔離弁に建物外壁を貫通

した飛来物が衝突した場合に，手動停止に至るシナリオ。

○気体廃棄物処理設備

廃棄物処理建物に設置している気体廃棄物処理設備に建物外壁を貫通した飛来物が衝突して機能喪失した場合に，手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機冷却系サージタンク

タービン建物に設置しているタービン補機冷却系サージタンクに建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に，タービン補機冷却系が機能喪失し，タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○タービン及び発電機

タービン建物に設置しているタービン又は発電機に建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に，タービン又は発電機が機能喪失し，非隔離事象に至るシナリオ。

○主蒸気管（主蒸気隔離弁以降の配管）

タービン建物に設置している主蒸気管に建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に，隔離事象に至るシナリオ。

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物や設備等の損傷

建物及び屋内外設備に対する組合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，原子炉補機海水ポンプの取水が出来なくなり補機冷却系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ほど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竜巻襲来後のがれき散乱によるアクセス性や作業性の悪化

竜巻襲来後のがれき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，設計基準事故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での現場対応はなく，仮にアクセス性や屋外で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，がれき撤去を行うことから問題はない。

そのため上記①～④の影響評価の結果として，可搬型重大事故等対処設備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，想定を超える竜巻事象に対しての裕度

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当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①風荷重及び気圧差荷重による建物や設備等の損傷

＜建物＞

○原子炉建物，廃棄物処理建物，制御室建物

建物内外差圧の発生に伴う原子炉建物ブローアウトパネルの開放による手動停止に至るシナリオは考えられるため，起因事象として選定する。

○タービン建物

想定を超える風荷重がタービン建物に作用した場合，建物が損傷してタービン，発電機又はタービン補機冷却系サージタンクに影響を及ぼす可能性は否定できないため，タービンや発電機の機能喪失による非隔離事象，タービン補機冷却系の機能喪失によるタービン・サポート系故障は考慮すべき起因事象として選定する。

＜屋外設備＞

○送受電設備

想定を超える風荷重に対して送受電設備の損傷を否定できないため，送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプ

想定を超える風荷重及び気圧差荷重に対し燃料移送ポンプの損傷，かつ外部電源喪失の同時発生を否定できないため，全交流動力電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒を含む。）

想定を超える風荷重に対して主排気筒及び非常用ガス処理系配管の損傷を否定できないため，主排気筒及び非常用ガス処理系配管の損傷に伴う手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○復水貯蔵タンク

想定を超える風荷重に対して復水貯蔵タンクの損傷を否定できないため，復水輸送系の喪失に伴う手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○原子炉補機海水ポンプ

想定を超える気圧差荷重に対して原子炉補機海水ポンプの損傷を否定できないため，原子炉補機冷却系の機能喪失に伴う補機冷却系喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

想定を超える気圧差荷重に対し高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷を否定できないため，高圧炉心スプレイ系の機能喪失に伴う手動停止

は考慮すべき起因事象として選定する。

○タービン補機海水ポンプ

想定を超える気圧差荷重に対しタービン補機海水ポンプの損傷を否定できないため，タービン補機冷却系の機能喪失に伴うタービン・サポート故障は考慮すべき起因事象として選定する。

○循環水ポンプ

想定を超える風荷重に対し循環水ポンプの損傷を否定できないため，復水器真空度低による隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

＜屋内設備＞

○タービン及び発電機

先述のとおり，タービン建物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，タービン建物損傷に伴う非隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

○非常用ディーゼル発電機室空調換気設備

想定を超える気圧差荷重に対し非常用ディーゼル発電機室空調換気設備のダクト等が損傷し，かつ外部電源喪失の同時発生を否定できないため，全交流動力電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○中央制御室空調換気設備

上記(3)①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。

②飛来物の衝撃荷重による建物や設備等の損傷

＜建物＞

○原子炉建物，タービン建物，廃棄物処理建物，制御室建物

飛来物が建物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，後述の＜屋内設備＞で考慮することとする。

＜屋外設備＞

○送受電設備

飛来物の衝撃荷重に対して送受電設備の損傷を否定できないため，送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対して燃料移送ポンプが損傷し，かつ外部電源喪失の同時発生を否定できないため，全交流動力電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒を含む。）

飛来物の衝撃荷重に対して排気筒及び非常用ガス処理系配管の損傷を否定できないため，排気筒及び非常用ガス処理系配管の損傷に伴う手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○復水貯蔵タンク

飛来物の衝撃荷重に対して復水貯蔵タンクの損傷を否定できないため，復水輸送系の喪失に伴う手動停止に至るシナリオは考えられるため，起因事象として選定する。

○原子炉補機海水ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対して原子炉補機海水ポンプの損傷を否定できないため，原子炉補機冷却系の機能喪失に伴う補機冷却系喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対して高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷を否定できないため，高圧炉心スプレイ系の機能喪失に伴う手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○タービン補機海水ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対してタービン補機海水ポンプの損傷を否定できないため，タービン補機冷却系の機能喪失に伴うタービン・サポート故障は考慮すべき起因事象として選定する。

○循環水ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対して循環水ポンプの損傷を否定できないため，復水器真空度低による隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

＜屋内設備＞

○原子炉補機冷却水サージタンク

原子炉建物外壁を飛来物が貫通することを想定すると原子炉補機冷却水サージタンクの損傷を否定できないため，原子炉補機冷却系の機能喪失に伴う補機冷却喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○原子炉補機冷却水ポンプ，熱交換器

上記(3)②のとおり，この損傷・機能喪失モードは考慮しないため，起因事象として選定しない。

○可燃性ガス濃度制御系

原子炉建物外壁を飛来物が貫通することを想定すると可燃性ガス濃度制御系の損傷を否定できないため，手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○非常用ディーゼル発電機室空調換気設備

上記(3)②のとおり，この損傷・機能喪失モードは考慮しないため，起因事象として選定しない。

○中央制御室

上記(3)②のとおり，この損傷・機能喪失モードは考慮しないため，起因事象として選定しない。

○中央制御室空調換気設備

上記(3)②のとおり，この損傷・機能喪失モードは考慮しないため，起因事象として選定しない。

○原子炉建物給排気隔離弁

原子炉建物外壁を飛来物が貫通することを想定すると原子炉建物給排気隔離弁の損傷を否定できないため，手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○気体廃棄物処理設備

廃棄物処理建物外壁を飛来物が貫通することを想定すると気体廃棄物処理設備の損傷は否定できないため，手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○タービン補機冷却系サージタンク

タービン建物外壁を飛来物が貫通することを想定するとタービン補機冷却系サージタンクの損傷を否定できないため，タービン補機冷却系の機能喪失に伴うタービン・サポート系故障は考慮すべき起因事象として選定する。

○タービン及び発電機

タービン建物外壁を飛来物が貫通することを想定するとタービンや発電機の損傷を否定できないため，非隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

○主蒸気管（主蒸気隔離弁以降の配管）

タービン建物を飛来物が貫通することを想定すると主蒸気管（主蒸気隔離弁以降の配管）の損傷を否定できないため，隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

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物や設備等の損傷

上記(3)③のとおり，建物及び屋内外設備に対する組合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に包絡されるため，起因事象としては選定不要であると判断した。

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

上記(3)④のとおり，この損傷・機能喪失モードは考慮しないため，起因事象として選定しない。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える竜巻事象に対し発生可能性のある起因事象として以下

のとおり選定した。

・原子炉建物ブローアウトパネルの開放に伴う手動停止
・可燃性ガス濃度制御系の機能喪失に伴う手動停止
・原子炉建物給排気隔離弁の損傷に伴う手動停止
・気体廃棄物処理設備の損傷に伴う手動停止
・タービン，発電機の損傷に伴う非隔離事象
・タービン補機海水ポンプ又はタービン補機冷却系サージタンクの損傷に伴うタービン・サポート系故障
・主蒸気系（主蒸気隔離弁以降の配管）の損傷に伴う隔離事象
・送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失
・主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒を含む）の損傷に伴う手動停止
・復水貯蔵タンクの損傷に伴う手動停止
・非常用ディーゼル発電機のうち燃料移送ポンプの損傷又は非常用ディーゼル発電機室空調換気設備の損傷，かつ外部電源喪失の同時発生に伴う全交流動力電源喪失
・原子炉補機海水ポンプ又は原子炉補機冷却水サージタンクの損傷に伴う補機冷却系喪失
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷に伴う手動停止
・循環水ポンプの損傷に伴う隔離事象

上記起因事象については，いずれも運転時の内部事象，地震及び津波レベル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。

よって，竜巻を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

設計基準を超える凍結事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

凍結事象により設備等に発生する可能性のある事象について，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着氷による送受電設備の相間短絡

(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うち，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した。

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。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

・ディーゼル燃料貯蔵タンク及び非常用ディーゼル発電機燃料移送系（以下「燃料貯蔵タンク等」という。）

・復水貯蔵タンク及び附属配管（以下「復水貯蔵タンク等」という。）

②ヒートシンク（海水）の凍結

・取水設備（海水）

③着氷による送受電設備の相間短絡

・送受電設備

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

(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うえ，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

〇燃料貯蔵タンク等

低温によって燃料貯蔵タンク等の軽油が凍結した場合に，下記③の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，非常用ディーゼル発電機デイタンクの燃料枯渇により，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

〇復水貯蔵タンク等

低温によって復水貯蔵タンク等の保有水が凍結した場合，復水輸送系の喪失により手動停止に至るシナリオ。

②ヒートシンク（海水）の凍結

〇取水設備（海水）

低温によって島根原子力発電所周辺の海水が凍結することは起こり得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着氷による送受電設備の相間短絡

〇送受電設備

送電線や碍子への着氷によって，相間短絡を起こし，外部電源喪失に至るシナリオ。

(4) 起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて,想定を超える凍結事象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当たって考慮すべき起因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

〇燃料貯蔵タンク等の凍結

非常用ディーゼル発電機の燃料として使用している軽油は低温時の使用環境を考慮した油種としており，また，屋外の燃料移送配管には保温材を取り付けていることから，有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなり得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。

〇復水貯蔵タンク等の凍結

復水貯蔵タンクは凍結しない一定以上の温度に加温しており，また，屋外の附属配管には保温材を取り付けていることから，有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなり得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。

②ヒートシンク（海水）の凍結

〇取水設備（海水）

上記(3)②のとおり，この損傷・機能喪失モードは考慮しないため，起因事象として選定しない。

③着氷による送受電設備の相間短絡

〇送受電設備

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの，設計基準を超える凍結事象に対して発生を否定できないため，送受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因事象として選定する。

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因事象として外部電源喪失を特定したが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル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。

よって，凍結事象を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

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. 起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，「設備等」という。）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事象について，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建物天井や屋外設備に対する荷重
②送受電設備の屋外設備への着氷
③空調給気口等の閉塞
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うち，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，以下に示す建物及び屋外設置（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。

①建物天井や屋外設備に対する荷重

＜建物＞
・原子炉建物
・タービン建物
・廃棄物処理建物
・制御室建物

＜屋外設備＞
・送受電設備のうち変圧器
・復水貯蔵タンク
・非常用ディーゼル発電機燃焼用給気口
・原子炉補機海水ポンプ
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
・タービン補機海水ポンプ
・循環水ポンプ

②送受電設備の屋外設備への着氷

・送受電設備

③空調給気口等の閉塞

・中央制御室空調換気系
・非常用ディーゼル発電機給気系
・原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口
・タービン補機海水ポンプのモータ冷却口
・循環水ポンプのモータ冷却口

④積雪によるアクセス性や作業性の悪化

－（アクセスルート）

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

(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うえ，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①建物天井や屋外設備に対する荷重

建物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。

＜建物＞

○原子炉建物

原子炉建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に，建物最上階に設置している原子炉補機冷却系サージタンクが機能喪失することで，原子炉補機冷却系が喪失し，補機冷却系喪失に至るシナリオ。

原子炉建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に，建物最上階に設置している原子炉建物給排気隔離弁の機能喪失による手動停止に至るシナリオ。

○タービン建物

タービン建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に，建物最上階に設置しているタービンや発電機に影響が及び,非隔離事象に至るシナリオ。

タービン建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に，建物最上階に設置しているタービン補機冷却系サージタンクが機能喪失することで，タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○廃棄物処理建物

廃棄物処理建物屋上が積雪荷重により崩壊した場合に，建物最上階に設置している気体廃棄物処理設備が機能喪失し，手動停止に至るシナリオ。

○制御室建物

制御室建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に，建物最上階に設置している中央制御室が機能喪失し，計装・制御系機能喪失に至るシナリ

オ。

＜屋外設備＞

○送受電設備のうち変圧器

変圧器が積雪荷重により損傷した場合に，外部電源喪失に至るシナリオ。

○復水貯蔵タンク

復水貯蔵タンク天板が積雪荷重により崩落し，保有水が喪失した場合，復水輸送系の喪失により手動停止に至るシナリオ。

○非常用ディーゼル発電機燃焼用給気口

非常用ディーゼル発電機の燃焼用給気口が積雪荷重により損傷し非常用ディーゼル発電機が機能喪失した場合に，上記の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプが積雪荷重により損傷した場合に，原子炉補機冷却系が喪失し，補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが積雪荷重により損傷した場合に，高圧炉心スプレイ系が機能喪失することによる手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプが積雪荷重により損傷した場合に，タービン補機海水系が機能喪失することでタービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○循環水ポンプ

循環水ポンプが積雪荷重により損傷した場合に，復水器真空度低により隔離事象に至るシナリオ。

②送受電設備の屋外設備への着氷

○送受電設備

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喪失に至るシナリオ。

③空調給気口等の閉塞

○中央制御室空調換気系

積雪によって中央制御室空調系の給排気口が閉塞した場合は，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。

○非常用ディーゼル発電機給気系

積雪による非常用ディーゼル発電機の燃焼用給気フィルタの目詰まり

又は燃焼用給気口の閉塞によって，非常用ディーゼル発電機の機能が喪失した場合に，上記②の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口

積雪によって，原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合，原子炉補機冷却系の機能喪失による補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口

積雪によって，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合，高圧炉心スプレイ系が機能喪失することによる手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプのモータ冷却口

積雪によって，タービン補機海水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合，タービン補機海水系が機能喪失することによるタービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○循環水ポンプのモータ冷却口

積雪によって，循環水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合，復水器真空度低により隔離事象に至るシナリオ。

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，設計基準事故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での現場対応はなく，仮にアクセス性や屋外で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，可搬型重大事故等対処設備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，想定を超える積雪事象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当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①建物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

○建物及び屋外設備

積雪荷重が各建物天井や屋外設備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が，積雪は事前の予測が十分に可能であり，また積雪事象の進展速度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，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

②送受電設備の屋外設備への着氷

〇送受電設備

着雪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，送受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因事象として選定する。

③空調給気口等の閉塞

〇中央制御室空調換気系，非常用ディーゼル発電機給気系，原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口，タービン補機海水ポンプのモータ冷却口及び循環水ポンプのモータ冷却口

中央制御室空調換気系，非常用ディーゼル発電機給気系，原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口，タービン補機海水ポンプのモータ冷却口又は循環水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合には，(3)項で選定した各シナリオが発生する可能性はあるが，積雪は事前の予測が十分に可能であり，また積雪事象の進展速度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に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。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える積雪事象に対し発生可能性のある起因事象として外部電源喪失を特定したが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル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。

よって，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新たに生じないと判断した。

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. 起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，「設備等」という。）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事象について，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屋内外計測制御設備に発生するノイズ

②直撃雷による設備損傷

③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

(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うち，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した。

①屋内外計測制御設備に発生するノイズ

・計測制御設備

②直撃雷による設備損傷

・送受電設備
・原子炉補機海水ポンプ
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
・タービン補機海水ポンプ
・循環水ポンプ

③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

・計装制御設備

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

(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うえ，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①屋内外計測制御設備に発生するノイズ

○計測制御設備

ノイズにより安全保護系が誤動作した場合，隔離事象又は原子炉保護系誤動作等に至るシナリオ。

ノイズにより安全保護系以外の計測制御設備が誤動作した場合，非隔離事象，全給水喪失又は水位低下事象に至るシナリオ。

②直撃雷による設備損傷

○送受電設備

送受電設備への直撃雷により，当該設備が機能喪失し，外部電源喪失に至るシナリオ。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプへの直撃雷により，当該設備が機能喪失し，補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプへの直撃雷により，当該設備が機能喪失し，手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプへの直撃雷により，当該設備が機能喪失し，タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○循環水ポンプ

循環水ポンプへの直撃雷により，当該設備が機能喪失し，復水器真空度喪失により隔離事象に至るシナリオ。

③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

○計測制御設備

建物避雷設備等から誘導雷サージが建物内に侵入し，電気盤内の制御回路が損傷し，計装・制御系喪失に至るシナリオ。

(4) 起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて,想定を超える落雷事象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当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①屋内外計測制御設備に発生するノイズ

○計測制御設備

落雷によって安全保護系に発生するノイズの影響により誤動作する可能性は否定できず，隔離事象又は原子炉保護系誤動作等に至るシナリオは考えられるため，起因事象として特定する。

また，落雷によって安全保護系以外の計測制御設備に発生するノイズの影響により誤動作する可能性は否定できず，非隔離事象，全給水喪失又は水位低下事象に至るシナリオは考えられるため，起因事象として特定する。

なお，上記事象以外の誤動作（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，起因事象としては特定しない。

②直撃雷による設備損傷

○送受電設備

送電線，開閉所は架空地線で落雷の確率低減対策を実施しているが，受雷を否定できないため，送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため，起因事象として特定する。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプは，避雷設備の効果を期待できるが，海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定できない。また，区分分離が実施された複数の系統に期待できるが，同時に機能喪失することを保守的に考慮し，補機冷却系喪失に至るシナリオは考えられるため起因事象として特定する。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプは，避雷設備の効果を期待できるが，海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定できないことから，手動停止に至るシナリオは考えられるため起因事象として特定する。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプは，避雷設備の効果を期待できるが，海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定できないことから，タービン・サポート系故障に至るシナリオは考えられるため起因事象として特定する。

○循環水ポンプ

循環水ポンプモータ部に関しては，落雷によって機能喪失する可能性を否定できないため，循環水ポンプの機能喪失に伴う復水器真空度喪失による隔離事象に至るシナリオは考えられるため起因事象として特定する。

③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

○計測制御設備

落雷による誘導雷サージを接地網へ効果的に導くことが出来ない場合には，電気盤内の絶縁耐力が低い制御回路が損傷し，発電用原子炉施設の安全保護系機能が喪失する。しかしながら，安全保護系の制御回路はシールドケーブルを使用し，基本的に建物内に布設しているため，有意なサージの侵入はないこと，また屋外との取合いがある制御回路についても，避雷器や絶縁トランスによるサージ対策が講じられており，制御回路が影響を受けるような誘導雷サージの侵入はないことから，有意な頻度又は影響のある事故シーケンス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特定不要であると判断される。

なお，安全保護系以外の計測制御設備は，誘導雷サージの影響により損傷し，安全保護系以外の計装・制御系喪失により制御不能に至る可能性を否定できない。制御不能となった場合は，非隔離事象，全給水喪失又は水位低下事象に至るシナリオは考えられるため，起因事象として特定する。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える落雷事象に対し発生可能性のある起因事象として以下を特定した。

- 安全保護系に発生するノイズの影響に伴う隔離事象又は原子炉保護系誤動作等
- 安全保護回路以外の計測制御設備に発生するノイズの影響に伴う非隔離事象，全給水喪失又は水位低下事象
- 送受電設備の機能喪失による外部電源喪失
- 原子炉補機海水ポンプの機能喪失による補機冷却系喪失
- 高圧炉心スプレイポンプの機能喪失による手動停止
- タービン補機海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポート系故障
- 循環水ポンプの機能喪失による隔離事象
- 安全保護回路以外の計測制御設備の損傷に伴う非隔離事象，全給水喪失又は水位低下事象

上記起因事象については，いずれも運転時の内部事象，地震及び津波レベル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。

よって，落雷事象を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

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. 起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

火山事象のうち，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」という。）において設計対応不可能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な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。

降下火砕物により設備等に発生する可能性のある事象について，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降下火砕物の堆積荷重による荷重
②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞
③降下火砕物による空調給気口等の閉塞及び屋外設備の摩耗
④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響
⑤降下火砕物の送受電設備への付着による相間短絡
⑥降下火砕物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うち，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した。

①降下火砕物の堆積荷重による静的荷重

＜建物＞
・原子炉建物
・タービン建物
・廃棄物処理建物
・制御室建物

＜屋外設備＞
・送受電設備のうち変圧器
・復水貯蔵タンク
・非常用ディーゼル発電機燃焼用給気口
・原子炉補機海水ポンプ
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

・タービン補機海水ポンプ
・循環水ポンプ

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞
・取水口
・原子炉補機海水ポンプ
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
・タービン補機海水ポンプ
・循環水ポンプ

③降下火砕物による空調給気口等の閉塞及び屋外設備の摩耗
・非常用ディーゼル発電機給気系
・中央制御室空調換気系
・原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口
・タービン補機海水ポンプのモータ冷却口
・循環水ポンプのモータ冷却口
・非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプ

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響
・原子炉補機海水ポンプ等の屋外設備

⑤降下火砕物の送受電設備への付着による相間短絡
・送受電設備

⑥降下火砕物によるアクセス性や作業性の悪化
－（アクセスルート）

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

(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うえ，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①降下火砕物による建物天井や屋外設備に対する堆積荷重

建物及び屋外設備に対する降下火砕物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。

＜建物＞

○原子炉建物

原子炉建物屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した場合に，建物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損傷する

ことで，原子炉補機冷却系が喪失し，補機冷却系喪失に至るシナリオ。

原子炉建物屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した場合に，建物最上階に設置している原子炉建物給排気隔離弁の機能喪失により手動停止に至るシナリオ。

○タービン建物

タービン建物屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した場合に，建物最上階に設置しているタービンや発電機に影響が及び，非隔離事象に至るシナリオ。

また，タービン補機冷却系サージタンクが機能喪失することで，タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○廃棄物処理建物

廃棄物処理建物屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩壊した場合に，建物最上階に設置している気体廃棄物処理設備が機能喪失し，手動停止に至るシナリオ。

○制御室建物

制御室建物屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した場合に，建物最上階に設置している中央制御室が機能喪失し，計装・制御系機能喪失に至るシナリオ。

＜屋外設備＞

○送受電設備のうち変圧器

変圧器が降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に，外部電源喪失に至るシナリオ。

○復水貯蔵タンク

復水貯蔵タンク天板が降下火砕物による堆積荷重により崩落し，保有水が喪失した場合，復水輸送系の喪失により手動停止に至るシナリオ。

○非常用ディーゼル発電機燃焼用給気口

非常用ディーゼル発電機の燃焼用給気口が降下火砕物による堆積荷重によって損傷し，非常用ディーゼル発電機が機能喪失した場合に，上記の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプが降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に，原子炉補機冷却系が喪失し，補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に，高圧炉心スプレイ系が機能喪失し，手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプが降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に，タービン補機海水系が機能喪失し，タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○循環水ポンプ

循環水ポンプが降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に，復水器真空度低により隔離事象に至るシナリオ。

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

○取水口

海水中への降下火砕物による取水口への影響については，定量的な裕度評価は困難であるが，降下火砕物に対する取水量や取水設備構造等を考慮すると，取水口閉塞の発生は考えにくく，考慮するシナリオとしては抽出不要と考えられる。

○原子炉補機海水ポンプ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ，タービン補機海水ポンプ及び循環水ポンプ

海水系については，海水中の降下火砕物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摩耗や海水ストレーナの閉塞により，原子炉補機海水ポンプが機能喪失し補機冷却系喪失に至るシナリオ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが機能喪失し手動停止に至るシナリオ，タービン補機海水ポンプが機能喪失しタービン・サポート系故障に至るシナリオ及び循環水ポンプが機能喪失し隔離事象に至るシナリオ。

③降下火砕物による空調給気口等の閉塞及び屋外設備の摩耗

○非常用ディーゼル発電機給気系

降下火砕物による非常用ディーゼル発電機の給気フィルタの目詰まり又は燃焼用給気口の閉塞によって，非常用ディーゼル発電機の機能が喪失した場合に，下記⑤の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○中央制御室空調換気系

降下火砕物によって中央制御室空調系の給排気口が閉塞した場合は，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選定は不要である。また，降下火砕物の吸い込みにより給気口が閉塞した場合でも，フィルタの取替え及び清掃が可能であることから考慮すべきシナリオとして選定は不要である。

○原子炉補機海水ポンプ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ，タービン補機海水ポンプ及び循環水ポンプのモータ冷却口の閉塞

降下火砕物の吸い込み又は冷却口への堆積により，海水ポンプモータ

の冷却口が閉塞した場合，原子炉補機海水ポンプが機能喪失し補機冷却系喪失に至るシナリオ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが機能喪失し手動停止に至るシナリオ，タービン補機海水ポンプが機能喪失しタービン・サポート系故障に至るシナリオ又は循環水ポンプが機能喪失し隔離事象に至るシナリオ。

○非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプ

非常用ディーゼル発電設備燃料移送ポンプの降下火砕物による軸受摩耗により，燃料移送ポンプが損傷し，非常用ディーゼル発電設備が燃料枯渇により機能喪失した場合に，下記⑤の外部電源喪失の同時発生を想定した場合，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

○原子炉補機海水ポンプ等の屋外設備

降下火砕物が屋外設備に付着することによる腐食については，屋外設備表面に塗装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，適切な保守管理が可能であるため考慮するシナリオとしては抽出不要とする。

⑤降下火砕物の送受電設備への付着による相間短絡

○送受電設備

降下火砕物が送電線や碍子へ付着し，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。

⑥降下火砕物によるアクセス性や作業性の悪化

降下火砕物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，設計基準事故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での現場対応はなく，仮にアクセス性や屋外で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，可搬型重大事故等対処設備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，想定を超える火山事象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当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①降下火砕物による建物天井や屋外設備に対する堆積荷重により発生可能性

のあるシナリオ

○ 建物及び屋外設備

降下火砕物による堆積荷重が各建物天井や屋外設備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が，火山事象は事前の予測が十分に可能であり，また降灰事象の進展速度を踏まえると除灰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に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。

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

○原子炉補機海水ポンプ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ，タービン補機海水ポンプ及び循環水ポンプ

海水中の降下火砕物による海水系への影響については，降下火砕物の性質である硬度を考慮すると，海水中の降下火砕物によって熱交換器の伝熱管，海水ポンプ軸受の閉塞による異常摩耗は進展しにくく，また，降灰事象は進展速度を踏まえると，海水ストレーナの差圧が上昇した場合は切替えて清掃することによって機能喪失することは考えにくいため，考慮すべき起因事象として選定不要であると判断した。

③降下火砕物による空調給気口等の閉塞及び屋外設備の摩耗

○非常用ディーゼル発電機給気系

降下火砕物の吸い込み又は給気口への堆積により非常用ディーゼル発電機の給気フィルタが閉塞した場合には，(3)項で選定したシナリオが発生する可能性は有るが，火山事象は事前の予測が十分に可能であり，また降灰事象の進展速度を踏まえると除灰管理又はフィルタ交換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に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。

また，モータ冷却口が閉塞した場合には，(3)項で選定したシナリオが発生する可能性は有るが，火山事象は事前の予測が十分に可能であり，また降灰事象の進展速度を踏まえると除灰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に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。

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

上記(3)④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。

⑤降下火砕物の送受電設備への付着による相間短絡

〇送受電設備

降下火砕物の影響を受ける可能性がある送受電設備は，発電所内外の広範囲にわたるため，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機能喪失の可能性を否定できないため，外部電源喪失については考慮すべき起因事象として選定する。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える火山事象に対し発生可能性のある起因事象として外部電源喪失を特定したが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル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。

よって，火山の影響を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

設計基準を超える森林火災事象に対する事故シーケンス抽出

1．起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，「設備等」という。）の損傷・機能喪失モードの抽出

森林火災により設備等に発生する可能性のある事象について，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輻射熱による建物や設備等への影響

②ばい煙による設備等の閉塞

(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うち，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した。

①輻射熱による建物や設備等への影響

＜建物＞

・原子炉建物
・タービン建物
・廃棄物処理建物
・制御室建物

＜屋外設備＞

・送受電設備
・復水貯蔵タンク
・主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒も含む。）
・原子炉補機海水ポンプ
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
・タービン補機海水ポンプ
・循環水ポンプ

②ばい煙による設備等の閉塞

・非常用ディーゼル発電設備の給気系
・空調換気系
・中央制御室空調換気系
・原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口
・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口

・タービン補機海水ポンプのモータ冷却口
・循環水ポンプのモータ冷却口

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

(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うえ，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①輻射熱による建物や設備等への影響

＜建物＞

○原子炉建物，タービン建物，廃棄物処理建物及び制御室建物

森林火災の輻射熱による建物への影響について，想定し得る最大の火災影響評価において，防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると，建物の許容温度を下回り，建物が損傷することはない。また，森林火災の輻射熱による建物影響について，24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり，森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから，シナリオの選定は不要である。

＜屋外設備＞

○送受電設備

森林火災の輻射熱により送受電設備が損傷した場合，外部電源喪失に至るシナリオ。

なお，森林火災の輻射熱による送受電設備への影響について，想定し得る最大の火災影響評価において，防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると，敷地内の送受電設備が損傷することはない。また，森林火災の輻射熱による影響について，24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり，森林火災に対する影響緩和策を講じることができる。

○復水貯蔵タンク

森林火災の輻射熱による復水貯蔵タンクへの影響について，防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると，復水貯蔵タンクが受ける輻射強度は低いため，復水貯蔵タンクが損傷することはない。また，森林火災の輻射熱による影響について，24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり，森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから，シナリオの選定は不要である。

○主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒も含む。）

森林火災の輻射熱による主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒も含む。）への影響について，防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると，主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒も含む。）が

受ける輻射強度は低いため，主排気筒（非常用ガス処理系用排気筒も含む。）が損傷することはない。また，森林火災の輻射熱による影響について，24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり，森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから，シナリオの選定は不要である。

○原子炉補機海水ポンプ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ，タービン補機海水ポンプ及び循環水ポンプ（以下「海水ポンプ」という。）

森林火災の輻射熱による海水ポンプへの影響について，想定し得る最大の火災影響評価において，防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると，海水ポンプが受ける輻射強度は低いため，海水ポンプが損傷することはない。また，森林火災の輻射熱による影響について，24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり，森林火災に対する影響緩和策を講じることができることから，シナリオの選定は不要である。

②ばい煙による設備等の閉塞

○非常用ディーゼル発電設備の給気系

森林火災で発生するばい煙の非常用ディーゼル発電設備の給気口への吸い込みにより給気口が閉塞した場合でも，フィルタの取替え及び清掃が可能であることから，シナリオの選定は不要である。

○海水ポンプのモータ冷却口

海水ポンプモータ内部にばい煙粒子が侵入した場合でも，モータ内の通気経路の隙間は十分に大きく閉塞等の影響はないため，シナリオの選定は不要である。

○空調換気系

外気取入口にはフィルタを設置しているため，一定以上の粒径のばい煙を捕集するとともに，空調系停止により建物内へのばい煙の侵入を阻止することが可能であるため，シナリオの選定は不要である。

○中央制御室空調換気系

外気取入口にはフィルタを設置しているため，一定以上の粒径のばい煙を捕集するとともに，外気取入ダンパを閉止し閉回路循環運転により，長時間室内へのばい煙侵入を阻止することが可能であるため，シナリオの選定は不要である。

(4) 起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を超える森林火災事象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当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①輻射熱による建物や設備等への影響

＜建物＞

森林火災の輻射熱による各建物の損傷については，上記(3)①のとおり，考慮すべき起因事象として特定不要であると判断した。

＜屋外設備＞

森林火災の輻射熱により送受電設備が損傷する可能性が否定できず，送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため，起因事象として特定する。その他の屋外設備についての損傷のシナリオについては，上記(3)①のとおり，考慮すべき起因事象として特定不要であると判断した。

②ばい煙による設備等の閉塞

森林火災のばい煙等による設備等の閉塞については，上記(3)②のとおり，考慮すべき起因事象として特定不要であると判断した。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて森林火災に対し発生可能性のある起因事象として外部電源喪失を特定したが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル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。

よって，森林火災を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断した。

起因事象の発生が考えられるその他の自然現象と起因事象発生時の対応（１／２）

自然現象	考慮対象とした起因事象	起因事象の発生シナリオ	想定される他の緩和系設備への影響	緩和系設備の機能喪失への対応
竜巻	手動停止	風荷重，気圧差荷重，飛来物の衝撃荷重による原子炉建物ブローアウトパネルの開放や高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷等に伴う手動停止	・建物内の設備のうち，飛来物が直接衝突する十分な厚さを有した外壁と一つ内側の頑健性のある壁との間に設置されている設備以外には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には風荷重や飛来物の衝撃荷重による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備のうち，飛来物が直接衝突する十分な厚さを有した外壁と一つ内側の頑健性のある壁との間に設置されている設備以外には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 ・建物外の設備に対しても，竜巻の局所性を考慮して位置的分散を図ること及び竜巻防護設備を設置することにより建物外の設備に期待できるものと考えられる。
	非隔離事象	飛来物による衝撃荷重によるタービンや発電機の損傷に伴う非隔離事象		
	タービン・サポート系故障	気圧差荷重，飛来物の衝撃荷重によるタービン補機海水ポンプやタービン補機冷却系サージタンクの損傷に伴うタービン・サポート系故障		
	隔離事象	風荷重や飛来物の衝撃荷重による主蒸気系（主蒸気隔離弁以降の配管）や循環水ポンプの損傷に伴う隔離事象		
	外部電源喪失	風荷重や飛来物の衝撃荷重による送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失		
	全交流動力電源喪失	風荷重，気圧差荷重，飛来物の衝撃荷重による非常用ディーゼル発電機室空調換気設備等の損傷及び外部電源喪失の同時喪失に伴う全交流動力電源喪失		
	補機冷却系喪失	気圧差荷重や飛来物の衝撃荷重による原子炉補機海水ポンプや原子炉補機冷却系サージタンクの損傷に伴う補機冷却系喪失		
凍結	外部電源喪失	送受電設備へ着氷することによって相間短絡を起こすことによる外部電源喪失	・建物内の設備には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には低温による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 ・建物外の設備に対しても，凍結防止対策により機能を維持できるものと考えられる。
積雪	外部電源喪失	送受電設備へ着雪することによって相間短絡を起こすことによる外部電源喪失	・建物内の設備には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には積雪による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 ・建物外の設備に対しても，除雪等の対応により機能を維持できるものと考えられる。

起因事象の発生が考えられるその他の自然現象と起因事象発生時の対応（２／２）

自然現象	考慮対象とした起因事象	起因事象の発生シナリオ	想定される他の緩和系設備への影響	緩和系設備の機能喪失への対応
落雷	隔離事象	安全保護系に発生するノイズの影響や直撃雷による循環水ポンプの損傷に伴う隔離事象	・建物内の設備には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には直撃雷による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えらえる。 ・建物外の設備に対しても，落雷の局所性を考慮して位置的分散を図ること及び避雷設備を設置することにより建物外の設備に期待できるものと考えられる。
	原子炉保護系誤動作等	安全保護系に発生するノイズの影響に伴う原子炉保護系誤動作等		
	非隔離事象	安全保護系以外の計測制御設備に発生するノイズの影響に伴う非隔離事象		
	全給水喪失	安全保護系以外の計測制御設備に発生するノイズの影響に伴う全給水喪失		
	水位低下事象	安全保護系以外の計測制御設備に発生するノイズの影響に伴う水位低下事象		
	外部電源喪失	直撃雷による送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失		
	補機冷却系喪失	直撃雷による原子炉補機海水ポンプの損傷に伴う補機冷却系喪失		
	手動停止	直撃雷による高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷に伴う手動停止		
	タービン・サポート系故障	直撃雷によるタービン補機海水ポンプの損傷に伴うタービン・サポート系故障		
火山の影響	外部電源喪失	送受電設備へ降下火砕物が付着し，水分を吸収することによって相間短絡を起こすことによる外部電源喪失	・建物内の設備には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には降下火砕物の堆積による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 ・建物外の設備に対しても，除灰等の対応により機能を維持できるものと考えられる。
森林火災	外部火災	送受電設備が森林火災の輻射熱によって損傷することによる外部電源喪失	・建物内の設備には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には森林火災の輻射熱による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 ・建物外の設備に対しても，森林火災が拡大されるまでの時間的余裕が十分にあることから，あらかじめ散水する等の必要な安全処置を講じることにより機能を維持できるものと考えられる。

自然現象の重畳確認結果（1／8）

重畳事象		主事象		1 風（台風）				2 竜巻				3 高温	4 低温		5 極限的な気圧	6 降雨（豪雨）		7 積雪（豪雪）			8 ひょう		9 もや	10 霜
		設備等の損傷・機能喪失モード		荷重（風圧）	荷重（気圧差）	荷重（飛来物）	閉塞（取水）	荷重（風圧）	荷重（気圧差）	荷重（飛来物）	閉塞（取水）	温度高	温度低（凍結）	電気的影響	荷重（気圧差）	荷重（堆積）	浸水	荷重（堆積）	電気的影響	閉塞（空調）	荷重（衝突）	荷重（堆積）	－	－
1	風（台風）	荷重（風圧）	建物及び屋外設備の損傷					Ⅰ	－	Ⅰ	－		－	－	－	－	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－		
		荷重（気圧差）	建物及び屋外設備の損傷					－	Ⅰ	－	－		－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－		
		荷重（飛来物）	建物及び屋外設備の損傷					Ⅰ	－	Ⅰ	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞					－	－	－	Ⅰ		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
2	竜巻	荷重（風圧）	建物及び屋外設備の損傷	Ⅰ	－	Ⅰ	－						－	－	－	－	－	－	－	Ⅲ-1	Ⅲ-1	－		
		荷重（気圧差）	建物及び屋外設備の損傷	－	Ⅰ	－	－						－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－		
		荷重（飛来物）	建物及び屋外設備の損傷	Ⅰ	－	Ⅰ	－						－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞	－	－	－	Ⅰ						－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
3	高温	温度高	（影響がない）																					
4	低温	温度低（凍結）	屋外ﾀﾝｸ及び配管内流体の凍結	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－		
		電気的影響	送受電設備の地絡・短絡	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－		
5	極限的な気圧	荷重（気圧差）	建物及び屋外設備の損傷	－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	－	－		－	－		－	－	－	－	－	－	－		
6	降雨（豪雨）	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－			Ⅲ-1	－	－	－	Ⅲ-1		
		浸水	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－			－	－	－	－	－		
7	積雪（豪雪）	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－				－	Ⅰ		
		電気的影響	送受電設備の屋外設備への着氷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	Ⅰ	－	－	－				－	－		
		閉塞（空調）	空調給気口，冷却口の閉塞	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－				－	－		
8	ひょう	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	－	－	－		－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－				
		荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－				
9	もや	－	（影響がない）																					
10	霜	－	（影響がない）																					
11	干ばつ	冷却機能低下	（影響がない）																					
12	塩害，塩雲	腐食	（影響がない）																					
13	砂嵐	閉塞（空調）	空調フィルタの閉塞	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
14	落雷	電気的影響（雷サージ）	電気的な設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		電気的影響（誘導電流）	電気的な設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		電気的影響（直撃雷）	設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
15	隕石	荷重（衝突）	（発生しない）																					
		荷重（衝撃波）	（発生しない）																					
		浸水	（発生しない）																					
16	地面の隆起	地盤安定性	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
17	動物	電気的影響	個別設備の機能喪失	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
18	火山	荷重（堆積）	建物天井や屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	Ⅰ		－	－	Ⅰ		
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－		
		電気的影響	送受電設備の地絡・短絡	－	－	－	－	－	－	－	－		－	Ⅰ	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－		
19	雪崩	荷重（衝突）	（発生しない）																					
20	地滑り	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
21	地震	荷重（地震）	建物及び屋外設備の損傷	Ⅰ	－	Ⅱ	－	Ⅰ	－	Ⅱ	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
22	カルスト	地盤安定性	（発生しない）																					
23	地下水による浸食	地盤安定性	（発生しない）																					
		浸水	（発生しない）																					

［凡例］

斜　線：以下の理由により，重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない（又は，発生が極めて稀）と判断した事象

・単独事象での評価において設備等への影響がない（又は，非常に小さい）事象で，他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

－　：各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価により増長しない。

Ⅰ　：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し，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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果（２／８）

重畳事象		主事象		11	12	13	14			15			16	17	18				19	20	21	22	23	
				干ばつ	塩害，塩雲	砂嵐	落雷			隕石			地面の隆起	動物	火山				雪崩	地滑り	地震	カルスト	地下水による浸食	
		設備等の損傷・機能喪失モード		冷却機能低下	腐食	閉塞（空調）	電気的影響（雷サージ）	電気的影響（誘導電流）	電気的影響（直撃雷）	荷重（衝突）	荷重（衝撃波）	浸水	地盤安定性	電気的影響	荷重（堆積）	閉塞（取水）	閉塞（空調）	電気的影響	荷重（衝突）	荷重（衝突）	荷重（地震）	地盤安定性	地盤安定性	浸水
1	風（台風）	荷重（風圧）	建物及び屋外設備の損傷			Ⅲ-1	－	－	－				－	－	－	－	Ⅲ-1	－		Ⅰ	Ⅰ			
		荷重（気圧差）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
		荷重（飛来物）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	Ⅱ				－	－	－	Ⅰ	－	－		－	－			
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
2	竜巻	荷重（風圧）	建物及び屋外設備の損傷			Ⅲ-1	－	－	－				－	－	－	－	Ⅲ-1	－		Ⅰ	Ⅰ			
		荷重（気圧差）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
		荷重（飛来物）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	Ⅱ				－	－	－	Ⅰ	－	－		－	－			
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
3	高温	温度高	（影響がない）																					
4	低温	温度低（凍結）	屋外ﾀﾝｸ及び配管内流体の凍結			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
		電気的影響	送受電設備の地絡・短絡			－	－	－	－				－	－	－	－	－	Ⅰ		－	－			
5	極限的な気圧	荷重（気圧差）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
6	降雨（豪雨）	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	Ⅲ-1，2	－	－	－		Ⅲ-1	－			
		浸水	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
7	積雪（豪雪）	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	Ⅰ	－	－	－		Ⅲ-1	Ⅲ-1			
		電気的影響	送受電設備の屋外設備への着氷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	Ⅰ		－	－			
		閉塞（空調）	空調給気口，冷却口の閉塞			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
8	ひょう	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
		荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	Ⅰ	－	－	－		－	－			
9	もや	－	（影響がない）																					
10	霜	－	（影響がない）																					
11	干ばつ	冷却機能低下	（影響がない）																					
12	塩害，塩雲	腐食	（影響がない）																					
13	砂嵐	閉塞（空調）	空調フィルタの閉塞				－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－			
14	落雷	電気的影響(雷サージ)	電気的な設備の損傷			－							－	－	－	－	－	－		－	－			
		電気的影響(誘導電流)	電気的な設備の損傷			－							－	－	－	－	－	－		－	－			
		電気的影響(直撃雷)	設備の損傷			－							－	－	－	－	－	－		－	－			
15	隕石	荷重（衝突）	（発生しない）																					
		荷重（衝撃波）	（発生しない）																					
		浸水	（発生しない）																					
16	地面の隆起	地盤安定性	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－					－	－	－	－	－		－	－			
17	動物	電気的影響	個別設備の機能喪失			－	－	－	－				－		－	－	－	－		－	－			
18	火山	荷重（堆積）	建物天井や屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－						Ⅲ-1	Ⅲ-1			
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞			－	－	－	－				－	－						－	－			
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞			－	－	－	－				－	－						－	－			
		電気的影響	送受電設備の地絡・短絡			－	－	－	－				－	－						－	－			
19	雪崩	荷重（衝突）	（発生しない）																					
20	地滑り	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－			－			
21	地震	荷重（地震）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	Ⅱ				Ⅰ	－	－	－	－	－		－				
22	カルスト	地盤安定性	（発生しない）																					
23	地下水による浸食	地盤安定性	（発生しない）																					
		浸水	（発生しない）																					

［凡例］

斜　線：以下の理由により，重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない（又は，発生が極めて稀）と判断した事象

・単独事象での評価において設備等への影響がない（又は，非常に小さい）事象で，他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

－　：各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価により増長しない。

Ⅰ　：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し，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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果（３／８）

重畳事象		主事象		24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36		37			38	39	40
				海岸浸食	湖又は河川の水位低下	湖又は河川の水位上昇	海水面低	海水面高	高水温	低水温	海底地すべり	氷結	氷晶	氷壁	水中の有機物質	生物学的事象		津波			太陽フレア，磁気嵐	洪水	濃霧
		設備等の損傷・機能喪失モード		冷却機能低下	冷却機能低下	浸水	冷却機能低下	浸水	冷却機能低下	冷却機能低下	浸水	閉塞（取水）	荷重（堆積）	－	冷却機能低下	閉塞（取水）	電気的影響	荷重（衝突）	浸水	閉塞（取水）	誘導電流	浸水	－
1	風（台風）	荷重（風圧）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	
		荷重（気圧差）	建物及び屋外設備の損傷				－	Ⅲ-1	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		荷重（飛来物）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		Ⅱ	Ⅱ	－	－	Ⅱ	－	－	－	
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	
2	竜巻	荷重（風圧）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	
		荷重（気圧差）	建物及び屋外設備の損傷				－	Ⅲ-1	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		荷重（飛来物）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		Ⅱ	Ⅱ	－	－	Ⅱ	－	－	－	
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	
3	高温	温度高	（影響がない）																				
4	低温	温度低（凍結）	屋外ﾀﾝｸ及び配管内流体の凍結				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		電気的影響	送受電設備の地絡・短絡				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
5	極限的な気圧	荷重（気圧差）	建物及び屋外設備の損傷				－	Ⅲ-1	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
6	降雨（豪雨）	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		浸水	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
7	積雪（豪雪）	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		Ⅱ	Ⅱ	－	Ⅲ-1	－	－	－	－	
		電気的影響	送受電設備の屋外設備への着氷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		閉塞（空調）	空調給気口，冷却口の閉塞				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
8	ひょう	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
9	もや	－	（影響がない）																				
10	霜	－	（影響がない）																				
11	干ばつ	冷却機能低下	（影響がない）																				
12	塩害，塩雲	腐食	（影響がない）																				
13	砂嵐	閉塞（空調）	空調フィルタの閉塞				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
14	落雷	電気的影響(雷サージ)	電気的な設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		電気的影響(誘導電流)	電気的な設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		電気的影響(直撃雷)	設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
15	隕石	荷重（衝突）	（発生しない）																				
		荷重（衝撃波）	（発生しない）																				
		浸水	（発生しない）																				
16	地面の隆起	地盤安定性	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
17	動物	電気的影響	個別設備の機能喪失				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
18	火山	荷重（堆積）	建物天井や屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		Ⅱ	Ⅱ	－	Ⅲ-1	－	－	－	－	
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞				－	－	－		－		－		Ⅰ	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		電気的影響	送受電設備の地絡・短絡				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
19	雪崩	荷重（衝突）	（発生しない）																				
20	地滑り	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
21	地震	荷重（地震）	建物及び屋外設備の損傷				－	－	－		－		－		Ⅱ	Ⅱ	－	Ⅰ	Ⅱ	－	－	－	
22	カルスト	地盤安定性	（発生しない）																				
23	地下水による浸食	地盤安定性	（発生しない）																				
		浸水	（発生しない）																				

□□□□□□

［凡例］

斜　線：以下の理由により，重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない（又は，発生が極めて稀）と判断した事象

・単独事象での評価において設備等への影響がない（又は，非常に小さい）事象で，他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

－　：各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価により増長しない。

Ⅰ　：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し，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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果（４／８）

	主事象		41		42		43	44	45	46		47	48	49	50	51	52	53	54	55
			森林火災		草原火災		満潮	ハリケーン	河川の迂回	静振		陥没	高潮	波浪	土石流	土砂崩れ	泥湧出	水蒸気，熱湯噴出	土壌の収縮又は膨張	毒性ガス
	重畳事象	設備等の損傷・機能喪失モード	熱影響	閉塞（空調）	熱影響	閉塞（空調）	浸水	－	冷却機能低下	浸水	冷却機能低下	地盤安定性	浸水	浸水	荷重（衝突）	荷重（衝突）	地盤安定性	浸水影響	地盤安定性	－
1	風（台風）	荷重（風圧） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	Ⅰ		－			－
		荷重（気圧差） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		荷重（飛来物） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		閉塞（取水） 取水設備及び海水系の閉塞	Ⅲ-1	－	Ⅲ-1	－	－			－	Ⅰ		－	－	－		－			－
2	竜巻	荷重（風圧） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	Ⅰ		－			－
		荷重（気圧差） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		荷重（飛来物） 建物及び屋外設備の損傷	Ⅲ-1	－	Ⅲ-1	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		閉塞（取水） 取水設備及び海水系の閉塞	－	－	－	－	－			－	Ⅰ		－	－	－		－			－
3	高温	温度高 （影響がない）																		
4	低温	温度低（凍結） 屋外ﾀﾝｸ及び配管内流体の凍結	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		電気的影響 送受電設備の地絡・短絡	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
5	極限的な気圧	荷重（気圧差） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
6	降雨（豪雨）	荷重（堆積） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	Ⅲ-1		－			－
		浸水 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
7	積雪（豪雪）	荷重（堆積） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	Ⅲ-1		－			－
		電気的影響 送受電設備の屋外設備への着氷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		閉塞（空調） 空調給気口，冷却口の閉塞	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
8	ひょう	荷重（衝突） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		荷重（堆積） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
9	もや	－ （影響がない）																		
10	霜	－ （影響がない）																		
11	干ばつ	冷却機能低下 （影響がない）																		
12	塩害，塩雲	腐食 （影響がない）																		
13	砂嵐	閉塞（空調） 空調フィルタの閉塞	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
14	落雷	電気的影響（雷サージ） 電気的な設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		電気的影響（誘導電流） 電気的な設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		電気的影響（直撃雷） 設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
15	隕石	荷重（衝突） （発生しない）																		
		荷重（衝撃波） （発生しない）																		
		浸水 （発生しない）																		
16	地面の隆起	地盤安定性 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
17	動物	電気的影響 個別設備の機能喪失	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
18	火山	荷重（堆積） 建物天井や屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	Ⅲ-1		－			－
		閉塞（取水） 取水設備及び海水系の閉塞	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		閉塞（空調） 空調給気口等の閉塞	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
		電気的影響 送受電設備の地絡・短絡	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
19	雪崩	荷重（衝突） （発生しない）																		
20	地滑り	荷重（衝突） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		－			－
21	地震	荷重（地震） 建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－			－	－		－	－	－		Ⅰ			－
22	カルスト	地盤安定性 （発生しない）																		
23	地下水による浸食	地盤安定性 （発生しない）																		
		浸水 （発生しない）																		

［凡例］

斜　線：以下の理由により，重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない（又は，発生が極めて稀）と判断した事象

・単独事象での評価において設備等への影響がない（又は，非常に小さい）事象で，他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

－　：各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価により増長しない。

Ⅰ　：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し，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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果（５／８）

重畳事象		主事象		1 風（台風）				2 竜巻				3 高温	4 低温		5 極限的な気圧	6 降雨（豪雨）		7 積雪（豪雪）			8 ひょう		9 もや	10 霜
		設備等の損傷・機能喪失モード		荷重（風圧）	荷重（気圧差）	荷重（飛来物）	閉塞（取水）	荷重（風圧）	荷重（気圧差）	荷重（飛来物）	閉塞（取水）	温度高	温度低（凍結）	電気的影響	荷重（気圧差）	荷重（堆積）	浸水	荷重（堆積）	電気的影響	閉塞（空調）	荷重（衝突）	荷重（堆積）	－	－
24	海岸浸食	冷却機能低下	（影響がない）																					
25	湖又は河川の水位低下	冷却機能低下	（影響がない）																					
26	湖又は河川の水位上昇	浸水	（影響がない）																					
27	海水面低	冷却機能低下	取水機能への影響	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
28	海水面高	浸水	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
29	高水温（海水温高）	冷却機能低下	取水機能への影響	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
30	低水温（海水温低）	冷却機能低下	（影響がない）																					
31	海底地すべり	浸水	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
32	氷結（水面の凍結）	閉塞（取水）	（発生しない）																					
33	氷晶	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
34	氷壁	－	（発生しない）																					
35	水中の有機物質	冷却機能低下	取水機能への影響	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
36	生物学的事象	閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		電気的影響	電気ケーブル等の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
37	津波	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	Ⅰ		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
38	太陽フレア，磁気嵐	誘導電流	送受電設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
39	洪水	浸水	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－		
40	濃霧	－	（影響がない）																					
41	森林火災	熱影響	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
42	草原火災	熱影響	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
43	満潮	浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
44	ハリケーン	－	（発生しない）																					
45	河川の迂回	冷却機能低下	（影響がない）																					
46	静振	浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
		冷却機能低下	取水機能への影響	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
47	陥没	地盤安定性	（発生しない）																					
48	高潮	浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
49	波浪	浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
50	土石流	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
51	土砂崩れ（山崩れ，崖崩れ）	荷重（衝突）	（発生しない）																					
52	泥湧出（液状化）	地盤安定性	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		
53	水蒸気，熱湯噴出	浸水影響	（発生しない）																					
54	土壌の収縮又は膨張	地盤安定性	（発生しない）																					
55	毒性ガス	－	人体への影響	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		

［凡例］

斜　線：以下の理由により，重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない（又は，発生が極めて稀）と判断した事象

・単独事象での評価において設備等への影響がない（又は，非常に小さい）事象で，他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

－　：各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価により増長しない。

Ⅰ　：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し，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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果（６／８）

重畳事象		主事象 / 設備等の損傷・機能喪失モード		11 干ばつ 冷却機能低下	12 塩害，塩雲 腐食	13 砂嵐 閉塞（空調）	14 落雷 電気的影響（雷サージ）	14 落雷 電気的影響（誘導電流）	14 落雷 電気的影響（直撃雷）	15 隕石 荷重（衝突）	15 隕石 荷重（衝撃波）	15 隕石 浸水	16 地面の隆起 地盤安定性	17 動物 電気的影響	18 火山 荷重（堆積）	18 火山 閉塞（取水）	18 火山 閉塞（空調）	18 火山 電気的影響	19 雪崩 荷重（衝突）	20 地滑り 荷重（衝突）	21 地震 荷重（地震）	22 カルスト 地盤安定性	23 地下水による浸食 地盤安定性	23 地下水による浸食 浸水
24	海岸浸食	冷却機能低下	（影響がない）																						
25	湖又は河川の水位低下	冷却機能低下	（影響がない）																						
26	湖又は河川の水位上昇	浸水	（影響がない）																						
27	海水面低	冷却機能低下	取水機能への影響			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
28	海水面高	浸水	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
29	高水温（海水温高）	冷却機能低下	取水機能への影響			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
30	低水温（海水温低）	冷却機能低下	（影響がない）																						
31	海底地すべり	浸水	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
32	氷結（水面の凍結）	閉塞（取水）	（発生しない）																						
33	氷晶	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
34	氷壁	－	（発生しない）																						
35	水中の有機物質	冷却機能低下	取水機能への影響			－	－	－	－				－	－	－	Ⅰ	－	－		－	－				
36	生物学的事象	閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞			－	－	－	－				－	－	－	Ⅰ	－	－		－	－				
		電気的影響	電気ケーブル等の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
37	津波	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
		浸水	設備等の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
38	太陽フレア，磁気嵐	誘導電流	送受電設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
39	洪水	浸水	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
40	濃霧	－	（影響がない）																						
41	森林火災	熱影響	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
42	草原火災	熱影響	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
43	満潮	浸水	設備等の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
44	ハリケーン	－	（発生しない）																						
45	河川の迂回	冷却機能低下	（影響がない）																						
46	静振	浸水	設備等の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
		冷却機能低下	取水機能への影響			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
47	陥没	地盤安定性	（発生しない）																						
48	高潮	浸水	設備等の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
49	波浪	浸水	設備等の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
50	土石流	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				
51	土砂崩れ（山崩れ，崖崩れ）	荷重（衝突）	（発生しない）																						
52	泥湧出（液状化）	地盤安定性	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－	－				Ⅰ	－	－	－	－	－		－	Ⅰ				
53	水蒸気，熱湯噴出	浸水影響	（発生しない）																						
54	土壌の収縮又は膨張	地盤安定性	（発生しない）																						
55	毒性ガス	－	人体への影響			－	－	－	－				－	－	－	－	－	－		－	－				

［凡例］

斜　線：以下の理由により，重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない（又は，発生が極めて稀）と判断した事象

・単独事象での評価において設備等への影響がない（又は，非常に小さい）事象で，他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

－　：各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価により増長しない。

Ⅰ　：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し，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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果（７／８）

	主事象		24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36		37			38	39	40
			海岸浸食	湖又は河川の水位低下	湖又は河川の水位上昇	海水面低	海水面高	高水温	低水温	海底地すべり	氷結	氷晶	氷壁	水中の有機物質	生物学的事象		津波			太陽フレア，磁気嵐	洪水	濃霧
	重畳事象	設備等の損傷・機能喪失モード		冷却機能低下	冷却機能低下	浸水	冷却機能低下	浸水	冷却機能低下	冷却機能低下	浸水	閉塞（取水）	荷重（堆積）	－	冷却機能低下	閉塞（取水）	電気的影響	荷重（衝突）	浸水	閉塞（取水）	誘導電流	浸水	－
24	海岸浸食	冷却機能低下	（影響がない）																			
25	湖又は河川の水位低下	冷却機能低下	（影響がない）																			
26	湖又は河川の水位上昇	浸水	（影響がない）																			
27	海水面低	冷却機能低下	取水機能への影響				－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
28	海水面高	浸水	建物及び屋外設備の損傷			－		－		－		－		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	
29	高水温（海水温高）	冷却機能低下	取水機能への影響							－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
30	低水温（海水温低）	冷却機能低下	（影響がない）																			
31	海底地すべり	浸水	建物及び屋外設備の損傷			－	Ⅰ	－				－		－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	
32	氷結（水面の凍結）	閉塞（取水）	（発生しない）																			
33	氷晶	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－		－				－	－	－	－	－	－	－	－	
34	氷壁	－	（発生しない）																			
35	水中の有機物質	冷却機能低下	取水機能への影響			－	－	－		－		－			－	－	－	－	－	－	－	
36	生物学的事象	閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞			－	－	－		－		－		－			－	－	－	－	－	
		電気的影響	電気ケーブル等の損傷			－	－	－		－		－		－			－	－	－	－	－	
37	津波	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－		－		－		－	－	－				－	－	
		浸水	設備等の損傷			－	Ⅰ	－		－		－		－	－	－				－	－	
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞			－	－	－		－		－		－	－	－				－	－	
38	太陽フレア，磁気嵐	誘導電流	送受電設備の損傷			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－		－	
39	洪水	浸水	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－		
40	濃霧	－	（影響がない）																			
41	森林火災	熱影響	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
42	草原火災	熱影響	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
43	満潮	浸水	設備等の損傷			－	Ⅰ	－		－		－		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	
44	ハリケーン	－	（発生しない）																			
45	河川の迂回	冷却機能低下	（影響がない）																			
46	静振	浸水	設備等の損傷			－	Ⅰ	－		－		－		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	
		冷却機能低下	取水機能への影響			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
47	陥没	地盤安定性	（発生しない）																			
48	高潮	浸水	設備等の損傷			－	Ⅰ	－		－		－		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	
49	波浪	浸水	設備等の損傷			－	Ⅰ	－		－		－		－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	
50	土石流	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
51	土砂崩れ（山崩れ，崖崩れ）	荷重（衝突）	（発生しない）																			
52	泥湧出（液状化）	地盤安定性	建物及び屋外設備の損傷			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	
53	水蒸気，熱湯噴出	浸水影響	（発生しない）																			
54	土壌の収縮又は膨張	地盤安定性	（発生しない）																			
55	毒性ガス	－	人体への影響			－	－	－		－		－		－	－	－	－	－	－	－	－	

［凡例］

斜　線：以下の理由により，重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない（又は，発生が極めて稀）と判断した事象

・単独事象での評価において設備等への影響がない（又は，非常に小さい）事象で，他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

－　：各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価により増長しない。

Ⅰ　：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し，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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果（８／８）

	主事象			41		42		43	44	45	46		47	48	49	50	51	52	53	54	55
				森林火災		草原火災		満潮	ハリケーン	河川の迂回	静振		陥没	高潮	波浪	土石流	土砂崩れ	泥湧出	水蒸気，熱湯噴出	土壌の収縮又は膨張	毒性ガス
	重畳事象	設備等の損傷・機能喪失モード		熱影響	閉塞（空調）	熱影響	閉塞（空調）	浸水	－	冷却機能低下	浸水	冷却機能低下	地盤安定性	浸水	浸水	荷重（衝突）	荷重（衝突）	地盤安定性	浸水影響	地盤安定性	－
24	海岸浸食	冷却機能低下	（影響がない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
25	湖又は河川の水位低下	冷却機能低下	（影響がない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
26	湖又は河川の水位上昇	浸水	（影響がない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
27	海水面低	冷却機能低下	取水機能への影響	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
28	海水面高	浸水	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	Ⅰ	＼	＼	Ⅰ	－	＼	Ⅰ	Ⅰ	－	＼	－	＼	＼	－
29	高水温（海水温高）	冷却機能低下	取水機能への影響	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
30	低水温（海水温低）	冷却機能低下	（影響がない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
31	海底地すべり	浸水	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	Ⅰ	＼	＼	Ⅰ	－	＼	Ⅰ	Ⅰ	－	＼	－	＼	＼	－
32	氷結（水面の凍結）	閉塞（取水）	（発生しない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
33	氷晶	荷重（堆積）	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
34	氷壁	－	（発生しない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
35	水中の有機物質	冷却機能低下	取水機能への影響	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
36	生物学的事象	閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
		電気的影響	電気ケーブル等の損傷	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
37	津波	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
		浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	Ⅰ	＼	＼	Ⅰ	－	＼	Ⅰ	Ⅰ	－	＼	－	＼	＼	－
		閉塞（取水）	取水設備及び海水系の閉塞	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
38	太陽フレア，磁気嵐	誘導電流	送受電設備の損傷	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
39	洪水	浸水	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
40	濃霧	－	（影響がない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
41	森林火災	熱影響	建物及び屋外設備の損傷	＼	＼	Ⅰ	Ⅰ	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞	＼	＼	Ⅰ	Ⅰ	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
42	草原火災	熱影響	建物及び屋外設備の損傷	Ⅰ	Ⅰ	＼	＼	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
		閉塞（空調）	空調給気口等の閉塞	Ⅰ	Ⅰ	＼	＼	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
43	満潮	浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	＼	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
44	ハリケーン	－	（発生しない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
45	河川の迂回	冷却機能低下	（影響がない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
46	静振	浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	Ⅰ	＼	＼	＼	＼	＼	Ⅰ	Ⅰ	－	＼	－	＼	＼	－
		冷却機能低下	取水機能への影響	－	－	－	－	－	＼	＼	＼	＼	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
47	陥没	地盤安定性	（発生しない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
48	高潮	浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	Ⅰ	＼	＼	Ⅰ	－	＼	＼	Ⅰ	－	＼	－	＼	＼	－
49	波浪	浸水	設備等の損傷	－	－	－	－	Ⅰ	＼	＼	Ⅰ	－	＼	Ⅰ	＼	－	＼	－	＼	＼	－
50	土石流	荷重（衝突）	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	＼	＼	－	＼	＼	－
51	土砂崩れ（山崩れ，崖崩れ）	荷重（衝突）	（発生しない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
52	泥湧出（液状化）	地盤安定性	建物及び屋外設備の損傷	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	－
53	水蒸気，熱湯噴出	浸水影響	（発生しない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
54	土壌の収縮又は膨張	地盤安定性	（発生しない）	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼	＼
55	毒性ガス	－	人体への影響	－	－	－	－	－	＼	＼	－	－	＼	－	－	－	＼	－	＼	＼	＼

［凡例］
斜　線：以下の理由により，重畳影響考慮不要
・発電所及びその周辺では発生しない（又は，発生が極めて稀）と判断した事象
・単独事象での評価において設備等への影響がない（又は，非常に小さい）事象で，他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象
－　：各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価により増長しない。
Ⅰ　：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し，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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

外部人為事象に係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に示すように組合せを考慮し，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合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含されると考える。

＜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，発電用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。したがって，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拡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含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となる。（第１表参照）

第１表　自然現象と包含される外部人為事象

自然現象	特徴	包含される外部人為事象 （No.は，添付資料１－２参照）
地震	発電用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場合がある。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得る。	No.11：掘削工事
津波	発電用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場合がある。波力により海水系機器を損傷させる可能性がある。	No.1：船舶から放出される固体液体不純物 No.2：水中への化学物質の流出 No.3：船舶の衝突（船舶事故） No.7：化学物質流出（発電所外） No.14：他ユニットからの内部溢水 No.22：内部溢水
落雷	発電用原子炉施設への落雷により，広範囲の計測系，制御系の損傷が生じる可能性がある。	No.17：電磁的障害
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，建物内の設備を損傷させる場合もある。	No.4：交通機関（航空機を除く）の事故による爆発 No.6：爆発（発電所外） No.9：パイプライン事故（爆発，化学物質流出） No.19：工場施設又は軍事施設事故（爆発，化学物質放出）

なお，第１表のとおり自然現象に包含される外部事象以外のその他事象については，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.4：交通機関（航空機を除く）の事故による爆発」，「No.6：爆発（発電所外）」，「No.9：パイプライン事故（爆発，化学物質流出）」，「No.12：他ユニットからの火災」，「No.19：工場施設又は軍事施設事故（爆発，化学物質放出）」，「No.16：飛来物（航空機落下）」及び「No.23：外部火災（近隣工場等の火災）」が想定されるが，発電用原子炉施設に対して最も厳しい影響がある事象は

「No.16：飛来物（航空機落下）」にて想定している航空機燃料火災である。航空機燃料火災と発電用原子炉施設周辺で発生しうる重畳事象としては，「No.23：外部火災（近隣工場等の火災）」のガスタービン発電機用軽油タンク火災が挙げられる。偶発的に発生する航空機の落下による火災とガスタービン発電機用軽油タンク火災が組み合わされる重畳事象については，10^{-7}／年程度の低頻度事象で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ると，事象の重畳により新たに起因事象の追加はない。

爆発による影響については，「No.4：交通機関（航空機を除く）の事故による爆発」，「No.6：爆発（発電所外）」，「No.9：パイプライン事故（爆発，化学物質流出）」及び「No.19：工場施設又は軍事施設事故（爆発，化学物質放出）」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含される。（「No.4：交通機関（航空機を除く）の事故による爆発」については，燃料輸送車両の爆発事故を想定した場合であっても，爆風圧の影響が発電用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ないと判断。「No.6：爆発（発電所外）」，「No.9：パイプライン事故（爆発，化学物質流出）」及び「No.19：工場施設又は軍事施設事故（爆発，化学物質放出）」については，石油コンビナートが発電所への影響が及ぶ範囲にないこと及び発電所敷地から最短距離の危険物貯蔵施設の爆発事故を想定した場合であっても，爆風圧の影響が発電用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ないと判断。）

(2)　事象の影響について考慮が不要な場合

以下に挙げる外部人為事象については，重畳影響を考慮するまでもなく，単独事象として発電用原子炉施設への影響を考慮する必要がな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.13：他ユニットからのタービンミサイル
No.15：人工衛星の落下
No.16：飛来物（航空機落下）
No.20：タービンミサイル

○発生源となる施設が発電所への影響を及ぼす範囲にない事象

No.10：軍事施設からのミサイル
No.18：ダムの崩壊

○発生しても影響が軽微な事象，影響を遮断できる事象

No.5：交通機関（航空機を除く）の事故による化学物質流出
No.8：発電所内貯蔵の化学物質流失
No.21：有毒ガス

事象ごとの状況を以下の第2表にまとめる。

第2表　各外部人為事象が包含される自然現象等

No.	外部人為事象	包含される自然現象等	
1	船舶から放出される固体液体不純物	【津波】	海水系機器の性能低下
2	水中への化学物質の流出	【津波】	海水系機器の性能低下
3	船舶の衝突（船舶事故）	【津波】	海水系機器の性能低下
4	交通機関（航空機を除く）の事故による爆発	【竜巻】	飛来物による影響 熱影響等の影響は，その他の事象（1）のとおり
5	交通機関（航空機を除く）の事故による化学物質流出	【 － 】	影響を緩和可能（その他の事象（2）のとおり）
6	爆発（発電所外）	【竜巻】	飛来物による影響 熱影響等の影響は，その他の事象（1）のとおり
7	化学物質流出（発電所外）	【津波】	海水系機器の性能低下
8	発電所内貯蔵の化学物質流出	【 － 】	影響を緩和可能（その他の事象（2）のとおり）
9	パイプライン事故（爆発，化学物質流出）	【竜巻】	飛来物による影響 熱影響等の影響は，その他の事象（1）のとおり
10	軍事施設からのミサイル	【 － 】	影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし（その他の事象（2）のとおり）
11	掘削工事	【地震】	敷地の変更等による屋外設備の基礎や地中設備の損傷
12	他ユニットからの火災	【 － 】	影響確認済み （その他の事象（1）のとおり）
13	他ユニットからのタービンミサイル	【 － 】	低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
14	他ユニットからの内部溢水	【津波】	広範囲の機器等の同時浸水
15	人工衛星の落下	【 － 】	低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
16	飛来物（航空機落下）	【 － 】	熱影響はその他の事象（1）のとおり 落下は低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
17	電磁的障害	【落雷】	計測系，制御系へのノイズ影響等
18	ダムの崩壊	【 － 】	影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし（その他の事象（2）のとおり）
19	工場施設又は軍事施設事故（爆発，化学物質放出）	【竜巻】	飛来物による影響 熱影響等の影響は，その他の事象（1）のとおり
20	タービンミサイル	【 － 】	低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
21	有毒ガス	【 － 】	影響を緩和可能（その他の事象（2）のとおり）
22	内部溢水	【津波】	広範囲の機器等の同時浸水
23	外部火災（近隣工場等の火災）	【 － 】	影響確認済み （その他の事象（1）のとおり）

凡例：【　】包絡される自然現象

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原子炉格納容器の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物の損傷影響により原子炉格納容器が破損に至る，又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：2007」では，原子炉建屋破損のχ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) 格納容器隔離機能喪失

地震動により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) 格納容器圧力抑制機能喪失

地震動により残留熱除去系(格納容器冷却モード)や格納容器ベント管，サプレッション・チェンバの損傷により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原子炉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.　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

上述のとおり，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原子炉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，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。したがって，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，様々な原子炉格納容器の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

内部事象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うえで，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，水蒸気爆発等）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物，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物損傷や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等）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。

外部事象特有の事故シーケンスについて

1. はじめに

外部事象のうち，地震及び津波レベル１ＰＲＡを実施した結果，内部事象運転時レベル１ＰＲＡでは抽出されていない地震による原子炉建物，原子炉圧力容器等の大型静的機器の損傷，津波による直接炉心損傷に至る事象といった事故シーケンスが抽出されている点が地震及び津波事象の特徴となっている。

また，これらの事故シーケンスに加え，計装・制御系喪失，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，これらの外部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，地震及び津波レベル１ＰＲＡ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うえ，炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスグループとして取り扱うべきかの検討を実施した。

2. 炉心損傷に直結する事故シーケンス

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物・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評価上の条件設定の妥当性等について改めて確認した。

2.1 原子炉建物損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉建物が損傷することで，原子炉建物内の原子炉格納容器，原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷し，原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による原子炉建物の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

地震による原子炉建物損傷として原子炉建物全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定する場合には，大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ）には至らない可能性があり，外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても，原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。

＜大規模な損傷の場合＞

原子炉建物損傷時に，緩和できない大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ）が発生すると同時に，建物内の原子炉注水系配管が構造

損傷して原子炉注水機能も喪失するため，炉心損傷に至る。建物損傷の二次的被害により，原子炉格納容器や原子炉格納容器の貫通配管が損傷しており，閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように，損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの，地震による建物損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから，これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

【炉心損傷頻度】3.1×10^{-8}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 0.2%

(2) フラジリティ評価

(a) 評価対象機器／評価部位

原子炉建物の支配的な損傷モード及び部位としては，建物の崩壊シーケンスを踏まえて，層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

(b) 評価方法

原子炉建物は，「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」によりフラジリティを評価した。評価手法は一般社団法人日本原子力学会発行の「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」に準拠した手法としている。

(c) フラジリティ曲線の保守性等

原子炉建物のフラジリティ曲線は，建物を構成する評価対象部位のうち，ＨＣＬＰＦが最小となる要素を対象として算出しており，建物全体の損傷を模擬したものではないため，建物全体崩壊に至るまでには余裕があると考えられる。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

以上のとおり，原子炉建物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る。

仮に原子炉建物が損傷した場合に考え得るシナリオとしては，過渡事象やＬＯＣＡが発生すると同時にＥＣＣＳ等の緩和系が機能喪失に至る事故シナリオが考えられるが，炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり，原子炉建物の損傷の規模によっては，ＥＣＣＳ等による原子炉冷却，格納容器冷却系等によって原子炉格納容器を冷却することにより，影響を緩和できる可能性がある。

以上を総合的に勘案したうえで，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。

2.2 原子炉格納容器損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉格納容器の損傷により，原子炉格納容器内の機器及び原子炉圧力容

器等の構造物が広範囲にわたり損傷し，原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による原子炉格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおり範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

地震による原子炉格納容器損傷として，一部のみの損傷を想定する場合には，原子炉冷却材圧力バウンダリが健全で大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）が発生しない可能性があり，外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても，原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。

＜大規模な損傷の場合＞

原子炉格納容器内の配管及びＥＣＣＳ注入配管が同時に構造損傷して，大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）が発生すると同時に，原子炉注水機能も喪失するため，炉心損傷に至る。なお，この場合，原子炉格納容器が損傷しており，閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの，地震による原子炉格納容器の損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから，これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

【炉心損傷頻度】3.4×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 2.4％

(2)　フラジリティ評価

(a)　評価対象機器／評価部位

原子炉格納容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに対して，支配的な機器として，原子炉格納容器スタビライザを選定している。原子炉格納容器スタビライザの概要図を第 1 図に示す。

原子炉格納容器スタビライザは，ガンマ線遮蔽壁を支持するトラス状の構造物であり，ガンマ線遮蔽壁の水平方向の地震荷重を原子炉格納容器へ伝達する。

(b)　評価方法

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

(c)　フラジリティ曲線の保守性等

原子炉格納容器スタビライザの構造強度評価は，地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち最大荷重を静的荷重として評価する。評価モデルの概要図を第 2 図に示す。原子炉格納容器スタビライザの地震荷重（最大ばね反力）を交番荷重ではなく，静的荷重を連続的に負荷した状態を想定して評価を行っているところに，決定論的評価の保守性がある。

最大地震荷重を受ける原子炉格納容器スタビライザが損傷した場合でも，荷重の再配分により残りの原子炉格納容器スタビライザ及び原子炉圧力容器基礎でガンマ線遮蔽壁の地震荷重を受けることができることから，直ちにガンマ線遮蔽壁が転倒するには至らず，接続配管の一部の破断又は破損に留まるものと考えられる。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

今回のフラジリティ評価では保守的な決定論的評価に基づいた方法により評価しており，原子炉格納容器スタビライザの支持機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ため，原子炉格納容器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の結果に表れているものではない。

仮に最大地震荷重を受ける原子炉格納容器スタビライザが損傷した場合でも，荷重の再配分により残りの原子炉格納容器スタビライザ及び原子炉圧力容器基礎でガンマ線遮蔽壁の地震荷重を受けることができることから，直ちにガンマ線遮蔽壁が転倒するには至らず，接続配管の一部の破断又は破損に留まるものと考えられる。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うえで，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 原子炉圧力容器損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉圧力容器の支持機能喪失等により，原子炉圧力容器に接続されている原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷や，原子炉冷却材の流路閉塞等が発生することにより，原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による原子炉圧力容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおり範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

地震による原子炉圧力容器損傷として，原子炉圧力容器の一部のみの損傷を想定する場合には，原子炉冷却材圧力バウンダリの大規模な損傷に至らず原子炉冷却材の注入が可能な場合や，炉内構造物の一部変形のみで原子炉冷却材の流路の完全な閉塞に至らない可能性があり，原子炉注水機能等が健全ならば炉心損傷を防止できる。

＜大規模な損傷の場合＞

原子炉圧力容器の損傷により，原子炉冷却材圧力バウンダリの大規模な損傷や，炉内構造物の大規模な破損による原子炉冷却材の流路閉塞等により，炉心の除熱が困難となり炉心損傷に至る。

このように，損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの，地震による原子炉圧力容器の損傷状態を特定することは困難であることから，これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を，炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

【炉心損傷頻度】1.7×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 1.2%

(2) フラジリティ評価

(a) 評価対象機器／評価部位

原子炉圧力容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに対して，比較的大きな影響を及ぼす機器は，原子炉圧力容器スタビライザである。原子炉圧力容器スタビライザの概要図を第 1 図に示す。

原子炉圧力容器スタビライザは，原子炉圧力容器を安定的に支持する構造物であり，原子炉圧力容器の水平方向の地震荷重をガンマ線遮蔽壁へ伝達する。

(b) 評価方法

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

(c) フラジリティ曲線の保守性等

原子炉圧力容器スタビライザの構造強度評価は，地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち最大荷重を静的荷重として評価する。評価モデルの概要図を第 2 図に示す。原子炉圧力容器スタビライザの地震荷重（最大ばね反力）を交番荷重ではなく，静的荷重を連続的に負荷した状態を想定して評価を行っているところに，決定論的評価の保守性がある。

原子炉圧力容器スタビライザ 1 個が受け持つ最大地震荷重の算出例を第 3 図に示す。最大地震荷重を受ける原子炉圧力容器スタビライザが損傷した場合でも，荷重の再配分により残りの原子炉圧力容器スタビライザ及び支持スカートで原子炉圧力容器の地震荷重を受けることができることから，直ちに原子炉圧力容器が転倒するには至らず，１次系配管の一部の破断又は破損に留まるものと考えられる。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

今回のフラジリティ評価では保守的な決定論的評価に基づいた方法により評価しており，原子炉圧力容器スタビライザの支持機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ため，原子炉圧力容器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の結果に表れているものではない。

最大地震荷重を受ける原子炉圧力容器スタビライザが損傷した場合でも，荷重の再配分により残りの原子炉圧力容器スタビライザ及び支持スカートで原子炉圧力容器の地震荷重を受けることができることから，直ちに原子炉圧

力容器が転倒するには至らず，１次系配管の一部の破断又は破損に留まるものと考えられる。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うえで，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。

2.4　Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ

(1)　想定事故シナリオ

Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡについては，地震によるスクラム後，ＳＲＶの開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震による直接的な荷重により原子炉格納容器内の一次系配管が損傷に至るシナリオを想定している。

実際には地震による原子炉格納容器内の一次系配管の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

地震発生時の損傷規模を特定することは困難であるものの，原子炉格納容器内の一次系配管は，配置によって応答に差があることなどから，格納容器内配管が必ずしも大規模に損傷するとは限らず，損傷規模によっては，原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。

＜大規模な損傷の場合＞

ＳＲＶの開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震による直接的な荷重により，原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管が大規模に損傷し，緩和系により事象収束ができない場合，炉心損傷に至る。

このように，一次系配管の損傷規模や緩和系による事象収束可能性の評価が困難なため，保守的にＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ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】4.2×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 2.9%

(2)　フラジリティ評価

①　逃がし安全弁開失敗シナリオ

(a)　評価対象機器／評価部位

事故シーケンスとしては，外部電源喪失，全交流動力電源喪失時の発生を想定しているが，いずれのケースにおいても，ＳＲＶの損傷に起因している。

(b)　評価方法

ＳＲＶの構造上，最弱部の決定論的評価結果に基づき，フラジリティ評価を実施している。ＳＲＶの構造概要を第 4 図に示す。

(c)　フラジリティ曲線の保守性等

ＳＲＶは合計 12 個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，単一機器の評価を全台の評価としている

が，実際には機器配置の差等により機器の応答に差があることを踏まえると，同時破損確率は現評価より小さくなることが考えられる。

② 格納容器内配管損傷シナリオ

(a) 評価対象機器／評価部位

配管が原子炉格納容器内を通る系統については，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

格納容器内配管の評価は，決定論の結果に基づき，耐震評価上厳しい原子炉再循環系配管で代表させ，延性破壊や塑性崩壊に対する応力制限である一次応力強さの評価結果から，耐力係数と応答係数を用いた安全係数法により，フラジリティを評価した。

(c) フラジリティ曲線の保守性等

配管系の損傷様式や耐力については，既往研究により以下のことが確認されている[(1)]。

・地震によって配管に負荷される荷重は変位制御型であり，配管の破損形態は，ラチェットを伴う低サイクル疲労である。
・フラジリティの評価に用いている既往の設計手法は，配管の破損・崩壊限界に対して余裕が大きい。

配管系についての代表的な試験研究の結果を，以下に示す。

・平成 15 年に財団法人原子力発電技術機構により実施された，配管系終局強度試験[(2)]において，エルボ，ティ等の要素により構成された，実機配管系の特徴を有する試験体を用いた加振試験が実施されている。この試験では，試験体の発生応力が許容応力に達する入力地震レベル及びこの 1.5～4 倍以上となる入力地震レベルでの加振試験を実施した結果，配管の崩壊現象や破損による内部水の漏えいは生じておらず，許容応力を用いた現行の設計手法が保守的な手法であることが確認されている。

また，同試験において，1 回の地震波加振では損傷が確認されず，加振試験を繰返し行った結果，エルボで亀裂貫通による内部水の漏えいが生じ，ラチェット変形を含む低サイクル疲労による破損限界が確認された。配管系終局強度試験を第 5 図に示す。

以上の結果から，フラジリティ評価に用いる現行の配管系の設計手法は，応力評価に対して十分な余裕を有しており，実機配管系における地震時の損傷は疲労によるものであると考えられる。

ここで，上記試験結果を用いた配管系の解析において，配管バウンダリは設計レベルの 12 倍程度の安全余裕が確認されている。安全余裕は以下の式により算出する。

$$（安全余裕）＝\frac{（1回の地震で配管が疲労破損するとしたときの入力地震レベル）}{（設計上許容される※入力地震レベル）}$$

※ＪＥＡＧ4601 に規定される供用状態Ｄｓの許容限界

分母はＪＥＡＧ4601 に規定される供用状態Ｄｓの許容限界に達する入力地震レベルであり，分子は同じ地震波において加速度の大きさを係数倍することにより，１回の加振で配管が疲労損傷するときの入力地震レベルを表している。上式では，許容応力を用いた現行の設計手法に対して，実際の配管が有する安全余裕を示している。安全余裕のイメージを第 6 図に示す。

・配管サポート及び定着部を含めて模擬した配管系試験体の実規模加振試験では，配管及びサポートについて，設計レベルの約９倍の地震波による加振試験において健全性が確認されている[(3)]。

いずれの試験においても以下の理由により，島根原子力発電所２号炉におけるフラジリティ評価対象の配管系も同様の安全余裕を有すると考えられる。

・島根原子力発電所２号炉の配管系の応力評価について，現行の設計手法における許容応力は保守的であることを試験により確認している。
・試験体に対し，耐震評価上厳しい条件（加振方向，入力波の周波数成分）の加振を行っている。
・試験体は一般的な配管の構成要素（直管，エルボ，ティ等）が模擬されている。
・配管系終局強度試験においては，最大応力発生箇所であるエルボにおいて疲労損傷が生じている。ここで，島根原子力発電所２号炉における原子炉格納容器内配管のフラジリティ評価対象である原子炉再循環系配管の応答解析モデルを第 7 図に，第 7 図の赤枠内における発生応力を第 8 図に示す。第 8 図に示す通り，実機配管においても試験と同様にエルボにおける発生応力が他の箇所に対して大きくなる結果が得られているため，実機配管においても試験体と同様にエルボの疲労損傷が生じるものと考えられる。

上述の配管系の試験・解析結果等の既往研究から，配管系の耐力には設計レベルの地震力に対して大きな安全余裕があると考えられる。この安全余裕を，原子炉再循環系配管のフラジリティ曲線上に表したものを第 9 図に示す。ここでは，配管系の耐力が設計レベルの 10 倍の余裕があると仮定して図示した。配管系の試験・解析結果等の既往研究から，配管系のフラジリティ曲線を作成するためには，配管系の疲労破損や弾塑性応答のばらつきを適切に評価する必要がある。

(3)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

① 逃がし安全弁開失敗シナリオ

地震レベル１ＰＲＡでは，ＳＲＶ開失敗によるＬＯＣＡシナリオとして，ＳＲＶ全数破損により原子炉圧力が過剰に上昇し原子炉冷却材圧力バウンダリ配管が広範囲・大規模に破損に至ることを想定し，緩和系に期待できず炉心損傷が回避不可となるケースを考え，炉心損傷直結としている。

ただし，合計 12 個あるＳＲＶが同時損傷する可能性は極めて低いことから，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡには至ることなく緩和系による事象収束が期待できる。そのため，炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

② 格納容器内配管損傷シナリオ

地震レベル１ＰＲＡ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)②格納容器内配管損傷シナリオ」のとおり，フラジリティ評価にかなり保守的な仮定をしている。

また，一般に地震による配管破損の形態は疲労破損であり，疲労破損では全周破断のような大きな開口を伴う配管破損が発生する可能性は小さく，現実的な事故シナリオとしては，有効性評価での評価シナリオである原子炉再循環系配管の全周破断を超える配管破断が発生することは考えにくい。（別紙２（補足資料１））

さらに，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡが発生した場合でも，配管損傷の規模によっては格納容器破損防止対策が有効と考えられるため，原子炉再循環系配管２本破断相当の破断によるＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡを想定した場合について，対策の適用性の検討を行った。

Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡでは事象発生初期のブローダウン過程で格納容器圧力が限界圧力を超える可能性があるが，破断面積が原子炉再循環系配管２本相当のＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡを想定したＳＡＦＥＲ解析で得られた破断流量及びエネルギを，格納容器応答解析コードに与えることにより格納容器圧力を評価したところ，格納容器最高圧力は約 330 kPa[gage]であり，格納容器最高使用圧力を超えることはなかった。また，ＭＡＡＰ解析によると，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡと大破断ＬＯＣＡで，ブローダウン以降の事象進展に大きな差異はなく，原子炉への注水がない場合の原子炉圧力容器破損時間はともに約３時間となった。以上より，原子炉再循環系配管２本相当のＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡであったとしても，格納容器破損防止対策の有効性を確認する評価事故シーケンス「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」と同等程度の格納容器破損防止対策が有効に機能することで，格納容器破損が回避できるものと考えられる。

以上を総合的に勘案したうえで，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。

2.5　制御室建物損傷

(1)　想定事故シナリオ

制御室建物が損傷することで，建物内の中央制御盤等が広範囲にわたり損傷し，緩和系の制御機能が喪失することを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による制御室建物の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

地震による制御室建物損傷として建物全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定する場合には，炉心損傷防止対策の制御機能が有効な範囲の建物損傷に留まる可能性があり，外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても，原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。

＜大規模な損傷の場合＞

制御室建物損傷時に建物内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定した場合には，中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷により原子炉注水機能等が喪失し，炉心損傷に至る。

このように，損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの，地震による建物損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから，これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

【炉心損傷頻度】1.4×10^{-8}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満

(2)　フラジリティ評価

(a)　評価対象機器／評価部位

制御室建物の支配的な損傷モード及び部位としては，建物の崩壊シーケンスを踏まえて，層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

(b)　評価方法

制御室建物は，「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法)」によりフラジリティを評価した。評価手法は一般社団法人日本原子力学会発行の「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」に準拠した手法としている。

(c)　フラジリティ曲線の保守性等

制御室建物のフラジリティ曲線は，建物を構成する評価対象部位のうち，ＨＣＬＰＦが最小となる要素を対象として算出しており，建物全体の損傷を模擬したものではないため，建物全体崩壊に至るまでには余裕があると考えられる。

(3)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

以上のとおり，制御室建物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る。

仮に制御室建物が損傷した場合に考え得るシナリオとしては，外部電源喪失が発生すると同時にＥＣＣＳ等の緩和系の制御機能喪失に至る事故シナリオが考えられるが，炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり，制御室建物の損傷の規模によっては，機能維持しているＥＣＣＳ等により原子炉への注水を継続することで，炉心損傷が回避できる可能性がある。

以上を総合的に勘案したうえで，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。

2.6　廃棄物処理建物損傷

(1)　想定事故シナリオ

廃棄物処理建物が損傷することで，建物内の補助盤室やバッテリ室等に設置された機器等が広範囲にわたり損傷し，緩和系の制御機能が喪失することを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による廃棄物処理建物の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

地震による廃棄物処理建物損傷として建物全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定する場合には，炉心損傷防止対策の制御機能が有効な範囲の建物損傷に留まる可能性があり，外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても，原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。

＜大規模な損傷の場合＞

廃棄物処理建物損傷時に建物内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定した場合には，補助盤室やバッテリ室損傷により緩和系の制御機能が喪失する。これにより原子炉注水機能等が喪失し，炉心損傷に至る。

このように，損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの，地震による建物損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから，これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

【炉心損傷頻度】1.8×10^{-10}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満

(2)　フラジリティ評価

(a)　評価対象機器／評価部位

廃棄物処理建物の支配的な損傷モード及び部位としては，建物の崩壊シーケンスを踏まえて，層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

(b)　評価方法

廃棄物処理建物は，「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基

づく方法)」によりフラジリティを評価した。評価手法は一般社団法人日本原子力学会発行の「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」に準拠した手法としている。

(c)　フラジリティ曲線の保守性等

廃棄物処理建物のフラジリティ曲線は，建物を構成する評価対象部位のうち，ＨＣＬＰＦが最小となる要素を対象として算出しており，建物全体の損傷を模擬したものではないため，建物全体崩壊に至るまでには余裕があると考えられる。

(3)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

以上のとおり，廃棄物処理建物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る。

仮に廃棄物処理建物が損傷した場合に考え得るシナリオとしては，外部電源喪失が発生すると同時にＥＣＣＳ等の緩和系の制御機能喪失に至る事故シナリオが考えられるが，炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり，廃棄物処理建物の損傷の規模によっては，機能維持しているＥＣＣＳ等により原子炉への注水を継続することで，炉心損傷が回避できる可能性がある。

以上を総合的に勘案したうえで，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。

2.7　計装・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】1.5×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 1.0%

(2)　フラジリティ評価

(a)　評価対象機器／評価部位

計装・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，計装用無停電交流電源設備，ケーブルトレイである。

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又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

制御盤及び計装用無停電交流電源設備は，盤の形状がいずれも直立盤に分類されることから，水平方向の耐力評価については，過去に直立盤について機能確認済加速度値を検証している旧独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「2.7　計装・制御系喪失」では「旧ＪＮＥＳ」という。）の知見[4]

を用いて評価を実施した。

計装ラックについても水平方向の耐力評価については，旧ＪＮＥＳにより計装ラック全体を加振して機能確認済加速度が検証されていることから，この知見を用いて評価を実施した。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。

ケーブルトレイについては，耐震Ｓクラスのケーブルトレイのうち，決定論的耐震性評価において最も裕度が小さいケーブルトレイについてフラジリティ評価を実施している。また，ケーブルトレイの評価部位は，最弱部位（サポート）に対する評価結果であり，ケーブルトレイ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。

(c)　フラジリティ曲線の保守性等

今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度は，誤作動を起こすまでの結果であり，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。

このため，盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態まで検証を行った結果ではないことから，仮に地震動が機能確認済加速度値を超過した場合においても一時的な機能喪失に留まる可能性が高く，地震収束後に再起動操作等を適切に実施することにより機能回復が可能と考えられる。

また，ケーブルトレイはじん性（ねばり）に優れた鋼材が用いられており，ケーブルは余長をもって敷設されているため，保守的な評価となっている。仮に最弱部位のサポートが損傷したとしても，すべ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。

(3)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

今回の評価結果から炉心損傷直結事象と整理しているが，現実的に，制御盤又は計装ラックが倒壊するような復旧困難な損傷でない限り，事象収束措置が図られ，機能回復が見込めること及びケーブル断線等の機能喪失に至るまでには裕度を有していることからも実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。

仮に制御盤又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，上記のとおり，現実的な事故シナリオとしては，一時的な機能喪失に留まる機器に対し，地震収束後に適切に対応することで影響緩和系による事象収束が期待できるため，炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

2.8　格納容器バイパス

(1)　想定事故シナリオ

格納容器バイパス事象は，常時開の隔離弁に接続している配管が原子炉格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで，原子炉冷却材が流出する事象である。高温・高圧の原子炉冷却材が隔離不能な状態で原子炉格納容器外（原子炉建物）へ流出し，原子炉建物内の広範な影響緩和系に係る機器（電気品，計装品等）が機能喪失する可能性があるが，損傷の規模や影響緩和系による事象収束可能性の評価が困難なため，保守的に直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。

【炉心損傷頻度】3.5×10^{-9}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%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は，主蒸気配管の破損と主蒸気隔離弁の閉失敗，原子炉浄化系配管の破損と原子炉浄化系隔離弁の閉失敗により格納容器バイパスに至るものである。

(b)　評価方法

主蒸気配管及び原子炉浄化系配管については，耐震Ｂクラスであり，地震発生時の損傷確率を 1.0 としている。主蒸気隔離弁及び原子炉浄化系隔離弁は弁の応答加速度と機能確認済加速度に基づきフラジリティ評価を実施している。

(c)　フラジリティ曲線の保守性等

主蒸気配管及び原子炉浄化系配管については，耐震Ｂクラスであり，フラジリティ評価では地震に対する耐力を考慮していないものの，一定程度の耐力は有しているものと考えられる。

また，弁の機能維持評価に使用している既往試験における機能確認済加速度は加振設備の性能による制限を受けており，実際の弁の機能損傷レベルに対して余裕のある値となっている。また，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，同時破損確率は，現評価より小さくなることが考えられる。

(3)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

地震レベル１ＰＲＡ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かさも大きく定量化が困難である。

ただし，(2)のとおり，要因となる配管，弁のフラジリティ評価に保守的な仮定をおいており，損傷の程度や位置によっては，建物内で影響の及ぶ機器は限定的となることから，現実的なシナリオとしては，原子炉へ注水を継続することにより炉心損傷が回避できる可能性がある。

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。

2.9　原子炉停止機能喪失

(1)　想定事故シナリオ

原子炉停止機能喪失事象は，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分類されるものではない。

地震レベル１ＰＲＡではヘディング「原子炉停止」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
・制御棒駆動系
・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】5.2×10^{-7}／炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 3.6%

(2)　事故シーケンスグループとしての取扱い

原子炉停止機能喪失は内部事象運転時レベル１ＰＲＡにおいて既に抽出された事故シーケンスグループであるものの，地震レベル１ＰＲＡにおいては全交流動力電源喪失＋スクラム失敗といったシナリオも評価上抽出される。

ただし，(1)で挙げた設備（炉内支持構造物，制御棒駆動系，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 140gal，鉛直 70gal）によるスクラム信号発信及び制御棒挿入※は余裕をもって完了している可能性が高い。

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，地震による制御棒駆動系の損傷は完全相関を仮定しているため，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，地震レベル１ＰＲＡ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。

※75%挿入時間：平均 1.24 秒（非加振時，平成 22 年制御棒駆動水圧系機能検査），1.35 秒（燃料集合体相対変位 41mm における正弦波加振時，島根２号機工事計画認可申請書（第 3 回定期検査 新型制御棒の採用）（第 10 図参照））

2.10　直接炉心損傷に至る事象

(1)　想定事故シナリオ

津波高さＥＬ20m を超える大規模な津波の遡上により，敷地内が広範囲にわたって浸水することで，屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事象である。実際には，建物内への主要な浸水経路となる建物外壁の水密扉の損傷状況に応じて，発生する事象は幅を有する。

＜小規模な損傷の場合＞

浸水箇所や浸水量の程度によっては，建物内の水密扉や堰により，安全機能を有する設備が設置されたエリアへの浸水は一部に留まるものと考えられる。その場合，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水等に期待できる場合がある。

＜大規模な損傷の場合＞

建物外壁水密扉が波力により破損し，複数箇所から建物内に大規模な浸水が発生する場合は，屋内外の複数の緩和系が同時に機能喪失する場合がある。

このように，損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの，津波による損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから，これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

【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】約 0.8%

(2)　フラジリティ評価の保守性

今回のフラジリティ評価では，機能喪失浸水高を超えた時点で建物外壁水密扉の損傷確率を 1.0 と仮定しているが，実際には機能喪失浸水高を超えた場合であっても一定程度は建物外壁水密扉が健全であると考えられるため，保守性を有していると考えられる。

(3)　有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

以上のとおり，直接炉心損傷に至る事象の評価は，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る。

また，ＥＬ20m を超える津波発生時は，敷地内に多量の津波が流入することにより，屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失することが考えられるが，津波による影響の程度について不確かさが大きく，どの程度の緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難である。

仮に津波高さＥＬ20m を超える津波が襲来した場合に考え得るシナリオとしては，原子炉補機冷却系の喪失やＥＣＣＳ等の緩和系の制御機能喪失に至る事故シナリオが考えられるが，炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり，浸水による屋内外の施設の損傷の規模によっては，機能維持している原子炉隔離時冷却系等により原子炉への注水を継続することで，炉心損傷が回避できる可能性がある。

以上を総合的に勘案したうえで，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。

3. まとめ

炉心損傷直結事象として整理した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。

本来は地震及び津波レベル１ＰＲＡにおいても，損傷の程度に応じて緩和系による事象収束可否を詳細に評価することが望ましいが，現段階では損傷の規模や範囲の特定は困難かつ不確かさが大きく，これら事故シーケンスが発生した場合の事象進展，具体的には，炉心損傷までの時間余裕，緩和系の健全性や炉心損傷防止への必要性能有無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。

大規模な地震等を想定した場合の，多数の設備の機能喪失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事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく，地震等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，原子炉建物全体が損壊し，建物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過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。

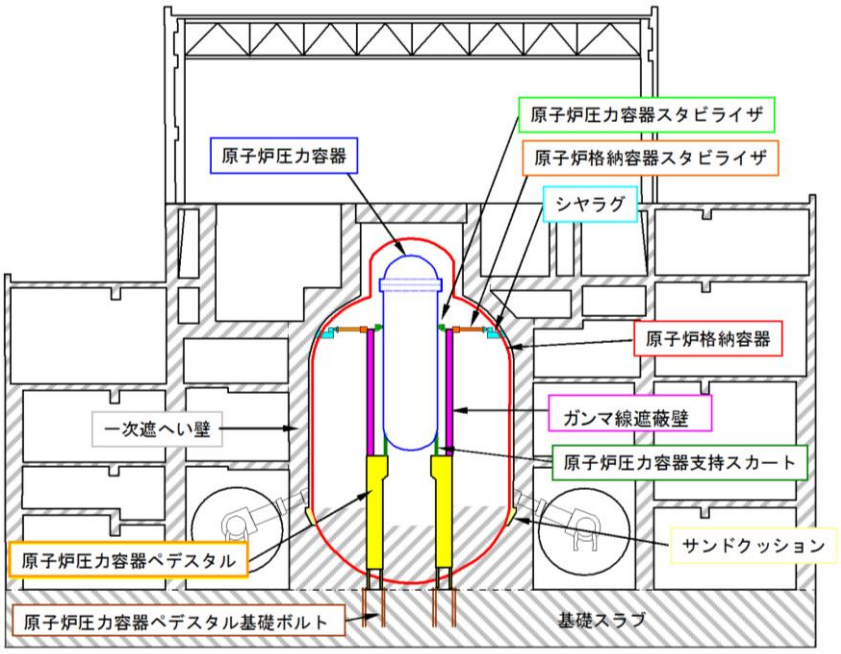
参考文献

(1) 一般社団法人　日本電気協会，“原子力発電所耐震設計技術規程　ＪＥＡＣ４６０１－２０１５”

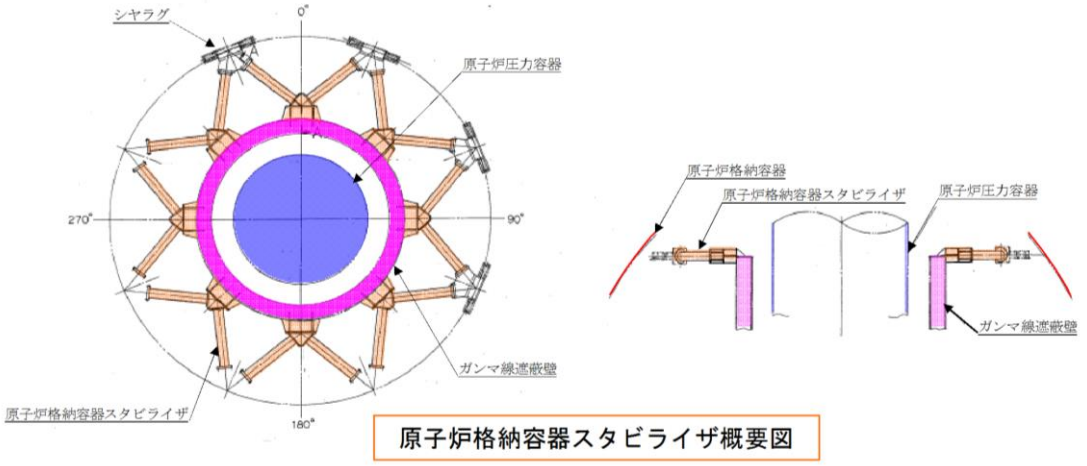
(2) 財団法人 原子力発電技術機構，”平成 15 年度原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書その１配管系終局強度”，平成 15 年 9 月

(3) 佐藤 他，”小口径配管系の耐震安全性に関する研究”，三菱重工技報 Vol.46 No.4，2009 年

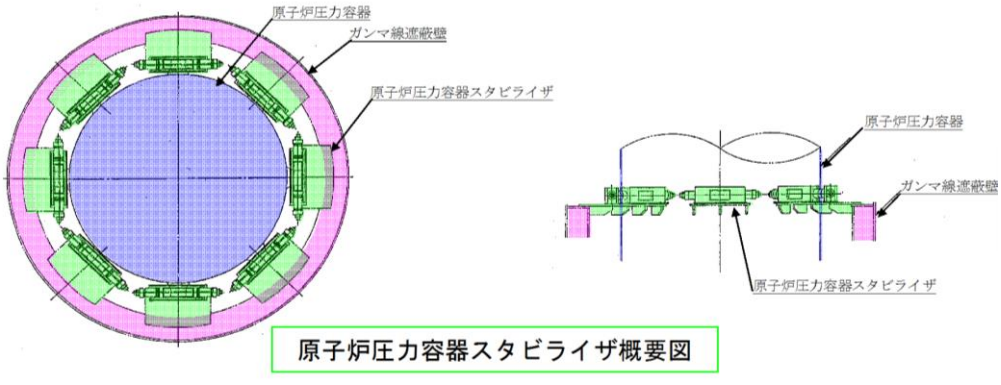
(4) 独立行政法人 原子力安全基盤機構，”平成 16 年度原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書 機器耐力その１（横形ポンプ，電気品）”，平成 17 年 7 月



原子炉建物断面図

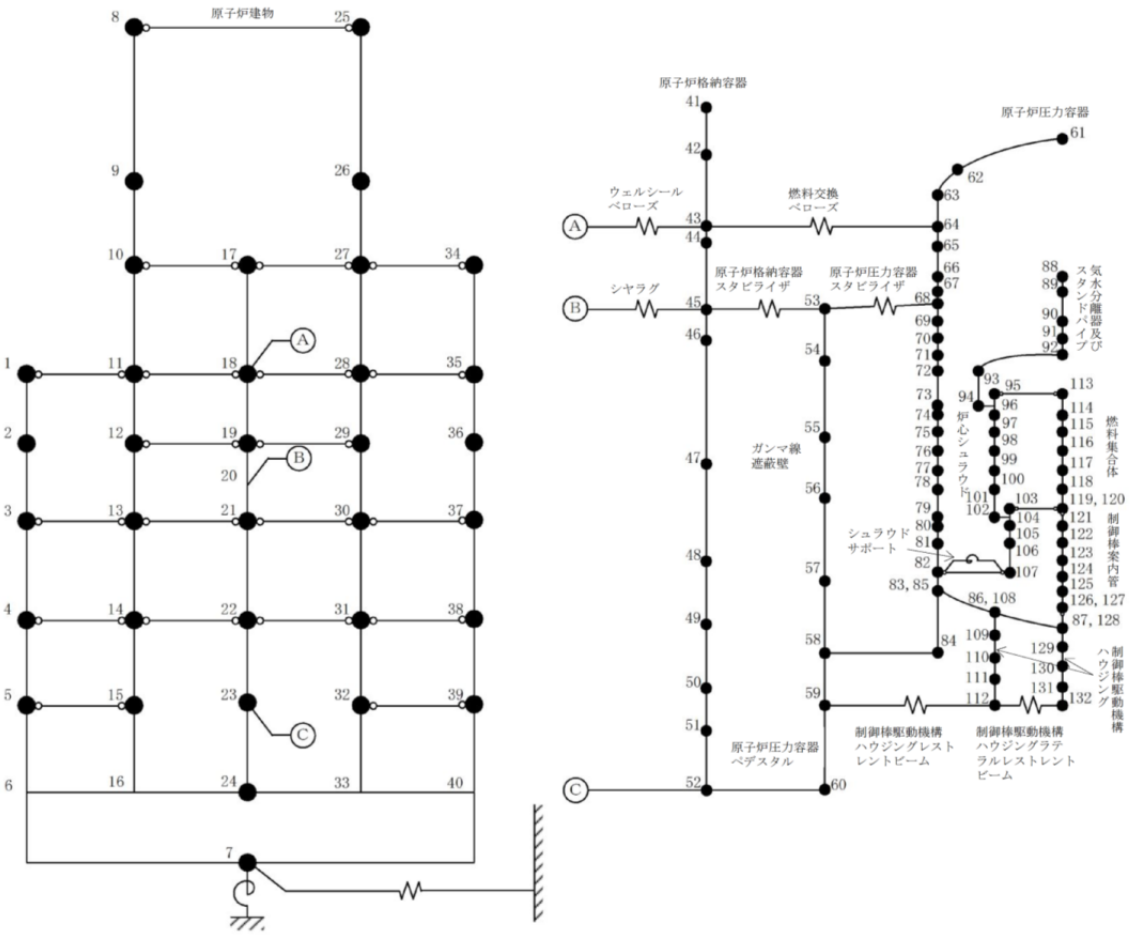


原子炉格納容器スタビライザ概要図

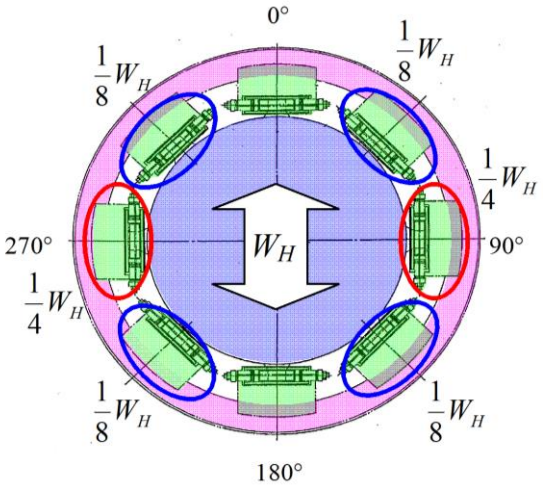


原子炉圧力容器スタビライザ概要図

第１図　原子炉格納容器スタビライザ，原子炉圧力容器スタビライザの概要図

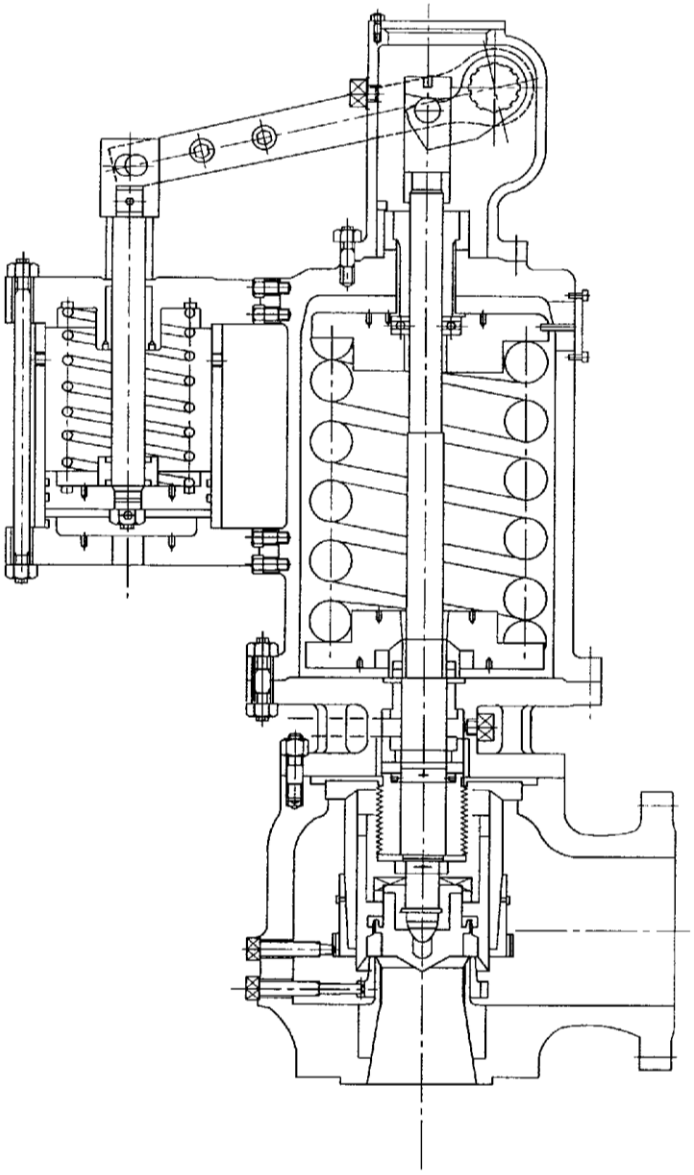


第 2 図　大型機器系地震応答解析モデル（ＮＳ方向）

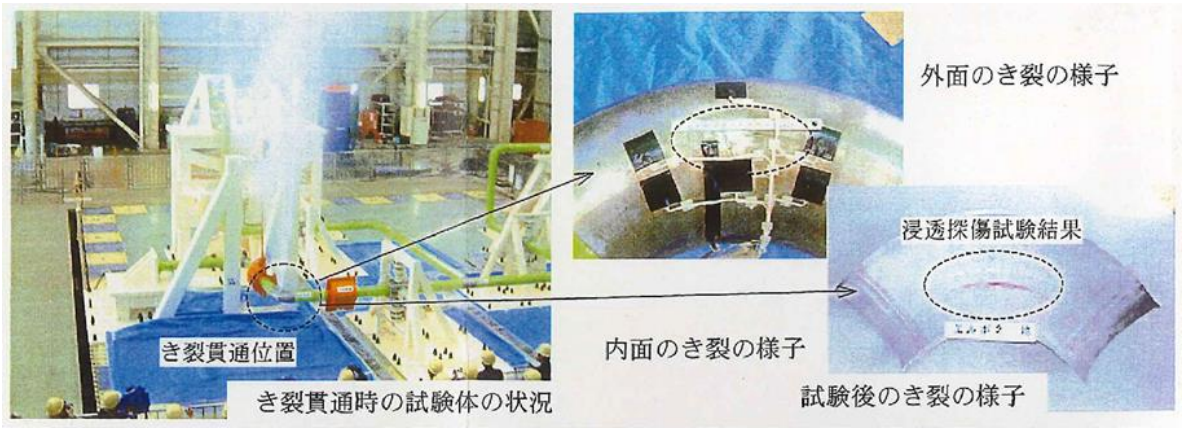


W_H：最大地震荷重

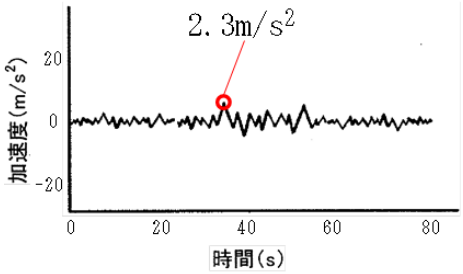
第 3 図　原子炉圧力容器スタビライザ１個が受け持つ最大地震荷重



第４図　ＳＲＶの構造概要図



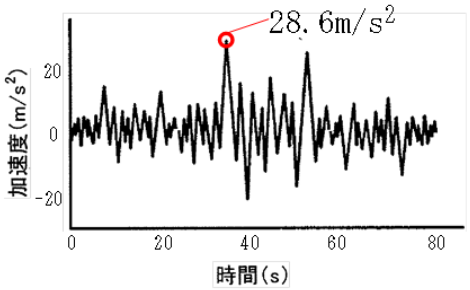
第 5 図　配管系終局強度試験



最大応力発生箇所：エルボ（STS410）
発生最大応力：411[MPa]
（供用状態Dsの許容限界）

設計上許容される入力地震レベル

加速度を係数倍



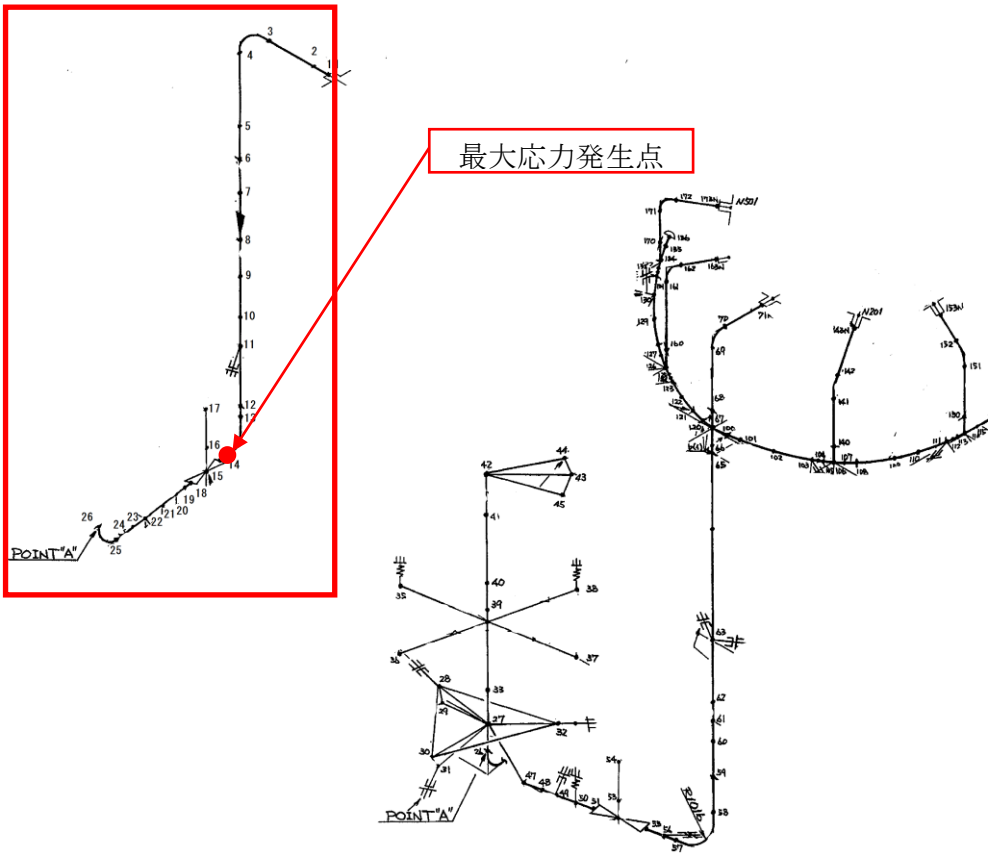
約 12 倍

最大応力発生箇所：エルボ（STS410）
発生最大応力：5111[MPa]※
（１回の地震で疲労破損するときの応力）

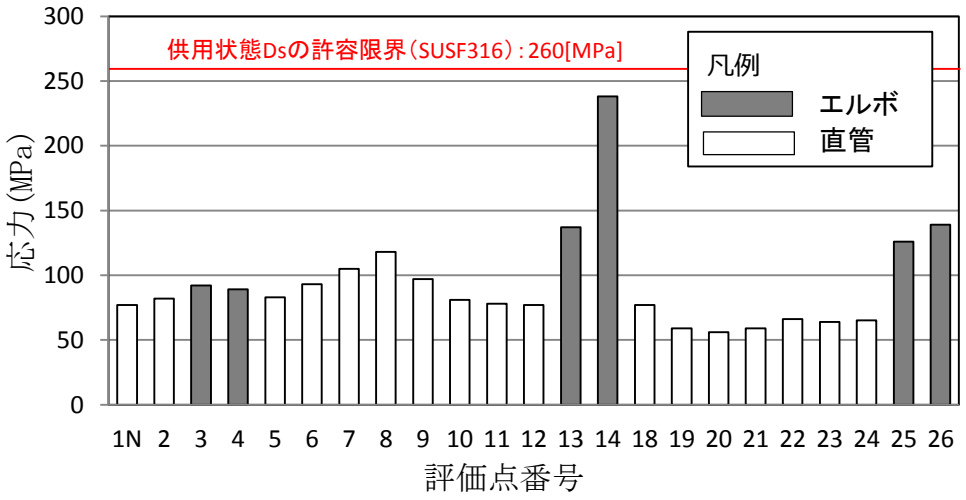
※　現行の配管設計手法である弾性解析による値

１回の地震で配管が疲労破損するときの入力地震レベル

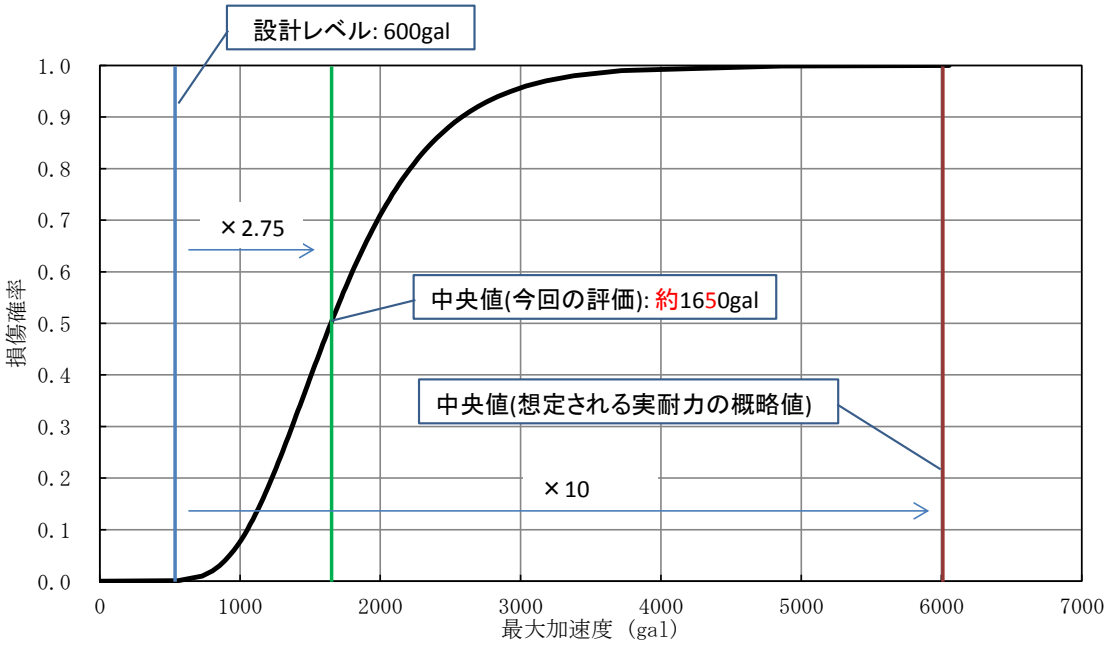
第 6 図　安全余裕のイメージ



第 7 図　原子炉再循環系配管の解析モデル

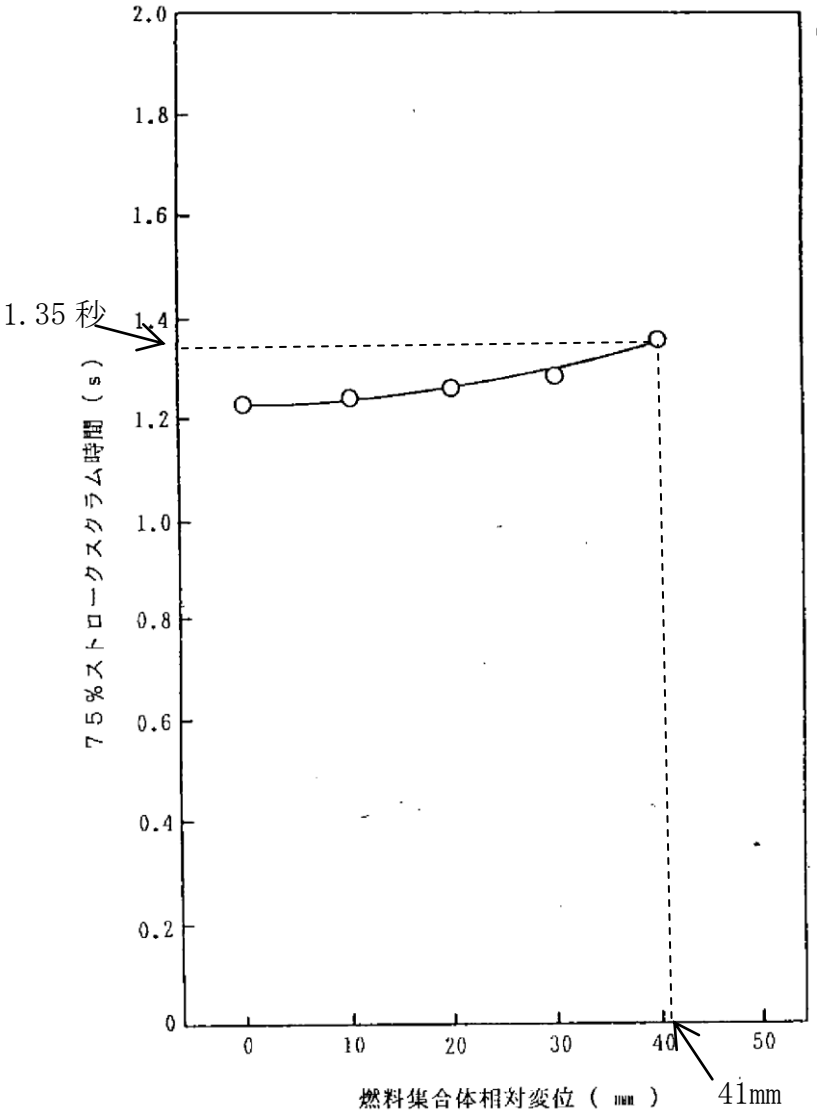


第 8 図　原子炉再循環系配管の各評価点応力分布



※安全余裕を 10 倍と仮定した場合を示す。

第 9 図　原子炉再循環系配管のフラジリティ評価と試験で確認された実耐力



島根 2 号機工事計画認可申請書（第 3 回定期検査 新型制御棒の採用））より抜粋，加筆

第 10 図　制御棒挿入時間（加振時）

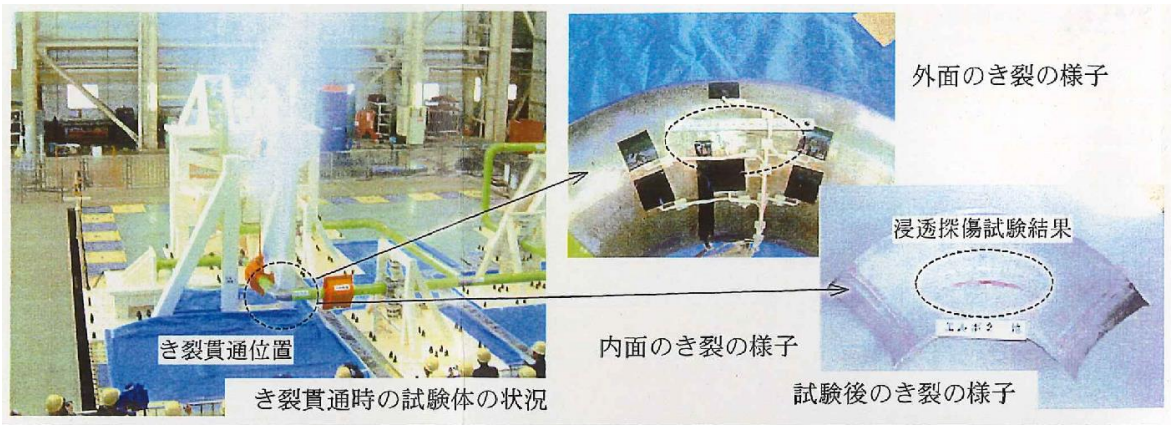
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡの評価における現実的な配管開口面積について

1.　はじめに

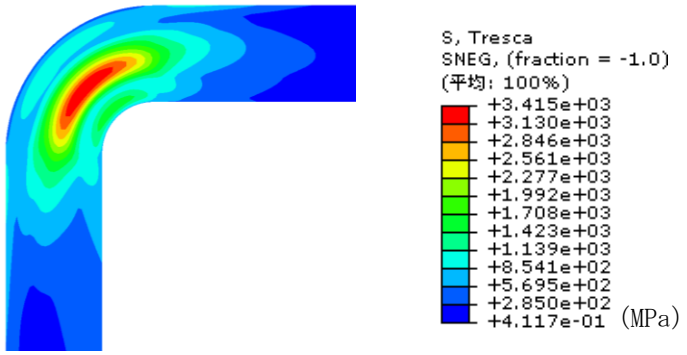
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡは，原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の大規模な損傷を想定したものであるが，一般に，地震による配管の破損形態は，曲げ管やＴ管の応力集中部に生じる疲労破損であり，亀裂は配管軸方向に生じるため，全周破断のような大きな開口を伴う配管破損が発生する可能性は十分に小さいと考えられる。ここでは，原子炉格納容器内配管に対し，地震発生時の現実的な亀裂開口面積の概略評価を実施した。

2.　配管の破損形態

配管系終局強度試験[(1)]等の既往研究により，配管は地震によって塑性崩壊することはなく，破損形態はラチェット変形を含む低サイクル疲労による貫通亀裂であることが確認されている。配管系終局強度試験における亀裂貫通部の試験体の状況を第 1 図に示す。図より，亀裂貫通部は応力集中部である曲げ管の横腹部であり，配管軸方向に貫通亀裂が発生している。これは，第 2 図に示すように，曲げ管の面内変形により，配管断面が楕円状に変形し，曲げ管の横腹に応力集中部が生じ，配管軸方向に疲労亀裂が生じるためである。これは，Ｔ管においても同様であり，配管軸方向に疲労亀裂が生じる。



第 1 図　終局強度試験



第 2 図　面内変形による曲げ管の応力分布

3.　亀裂開口面積の評価

原子炉格納容器内の大口径配管に地震による亀裂の発生を想定し，内圧による亀裂開口面積を評価する。評価対象となる原子炉格納容器内の大口径配管は，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成するため厚肉であるが（原子炉再循環系配管：500A，Sch80，給水系配管：300A，Sch100，低圧注水系配管：250A，Sch100 等），亀裂開口面積が大きくなるよう薄肉大口径配管（400A，Sch40）を解析対象とした。

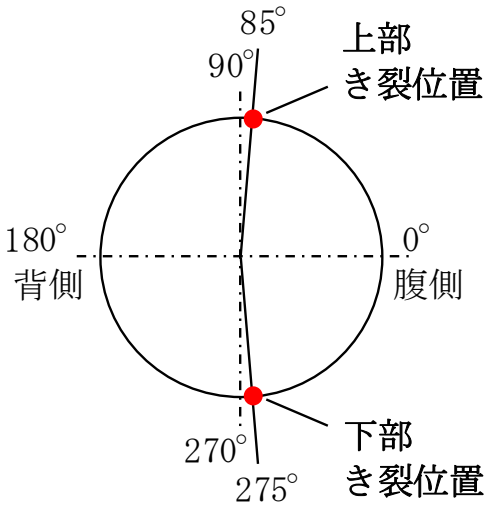
曲げ管の亀裂開口面積解析モデルを第 3 図に示す。曲げ管（0°～90°）及び前後の直管部 100mm を含めた赤線部に亀裂を想定し，内圧として 1 MPa（通常水位を想定した時に原子炉冷却材圧力バウンダリ底部にかかる静水圧である約 0.3MPa に余裕をみた値）を仮定して開口面積を評価した。評価結果を第 4 図に示す。亀裂長さは，約 830mm，亀裂幅の最大値は約 0.8mm であり，上部と下部亀裂部の開口面積の合計は約 920mm^2 となった。これは，当該配管（400A，Sch40）の全周破断の断面積(配管両側)0.23m^2 の約 250 分の 1，大破断ＬＯＣＡで想定する配管破断面積 0.21m^2 の約 230 分の 1 である。

4.　まとめ

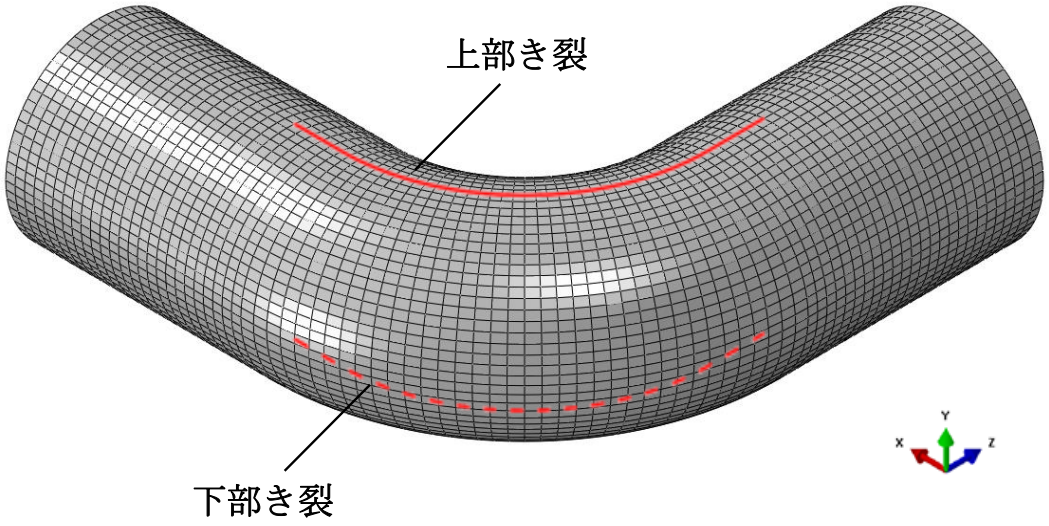
薄肉大口径配管 (400A, Sch40) に対し開口面積を概略評価した結果によると，開口面積は当該配管（400A，Sch40）の全周破断の断面積の約 250 分の 1，大破断ＬＯＣＡで想定する配管破断面積の約 230 分の 1 であり，また，原子炉格納容器内配管は高圧配管のため厚肉であることから開口面積は更に小さくなるものと考えられ，原子炉格納容器内配管において複数箇所の配管破損により，大破断ＬＯＣＡの配管破断面積を超える程の破損が発生し，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡに至る可能性は低いと考えられる。

参考文献

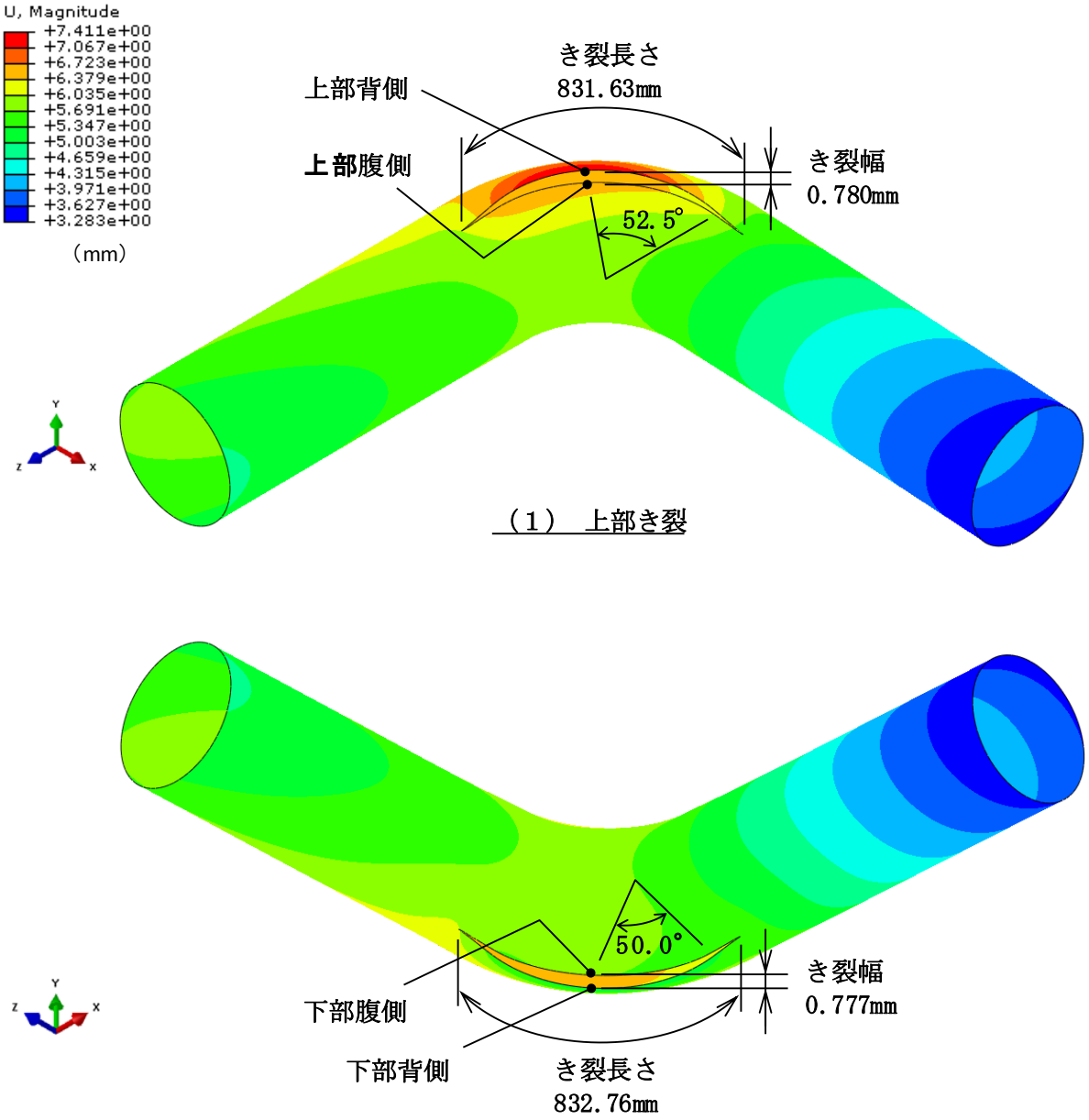
(1)　独立行政法人　原子力安全基盤機構（平成 16 年 6 月）：平成 15 年度
原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書　配管系終局強度



亀裂長さは約 830mm
（上部亀裂，下部亀裂ともに）



第 3 図　亀裂開口面積解析モデル（曲げ管）



上部亀裂部の開口面積：約 460mm^2
下部亀裂部の開口面積：約 460mm^2
合計：約 920mm^2

第 4 図　曲げ管亀裂開口部に着目した変形図

重大事故防止に関係する設備についての諸外国の調査結果

1.　諸外国における先進的な安全対策の調査方法

諸外国（米国及び欧州）において整備されている対策の状況については，国外の原子力規制機関である米国原子力規制委員会（ＮＲＣ）等の規制文書，米国の事業者公開資料，欧州におけるストレステスト報告書等を調査した。また，原子力規制関係の調査委託会社から得られる情報等についても調査した。当社における海外情報収集の体系を第１図に示す。

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関係する対策の情報について，島根原子力発電所２号炉で整備している対策と比較した結果を第１表に示す。

調査の結果，すべ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，島根原子力発電所２号炉にも整備されていることを確認した。

なお，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故シーケンスグループについては，諸外国においてもすべての破断面積に対して炉心損傷を防止できるような設備対策はとられていないことを確認した。

【原子力規制機関発行の規制文書】

［米国］
原子力規制委員会（ＮＲＣ）

・連邦規則(10ＣＦＲ)
・Regulatory Guide 等

［ドイツ］
環境・自然保護・
原子炉安全省(ＢＭＵ)

・ＢＭＵ規制指針
・原子力安全委員会(ＲＳＫ)勧告
・原子力技術基準委員会(ＫＴＡ)
技術基準等

［スウェーデン］
放射線安全機関（ＳＳＭ）

・ＳＳＭ規制コード(ＳＳＭＦＳ)等

［フィンランド］
放射線防護・原子力安全
センター(ＳＴＵＫ)

・安全設計審査指針
(Guide YVL 1.0)等

【事業者の公開文書】

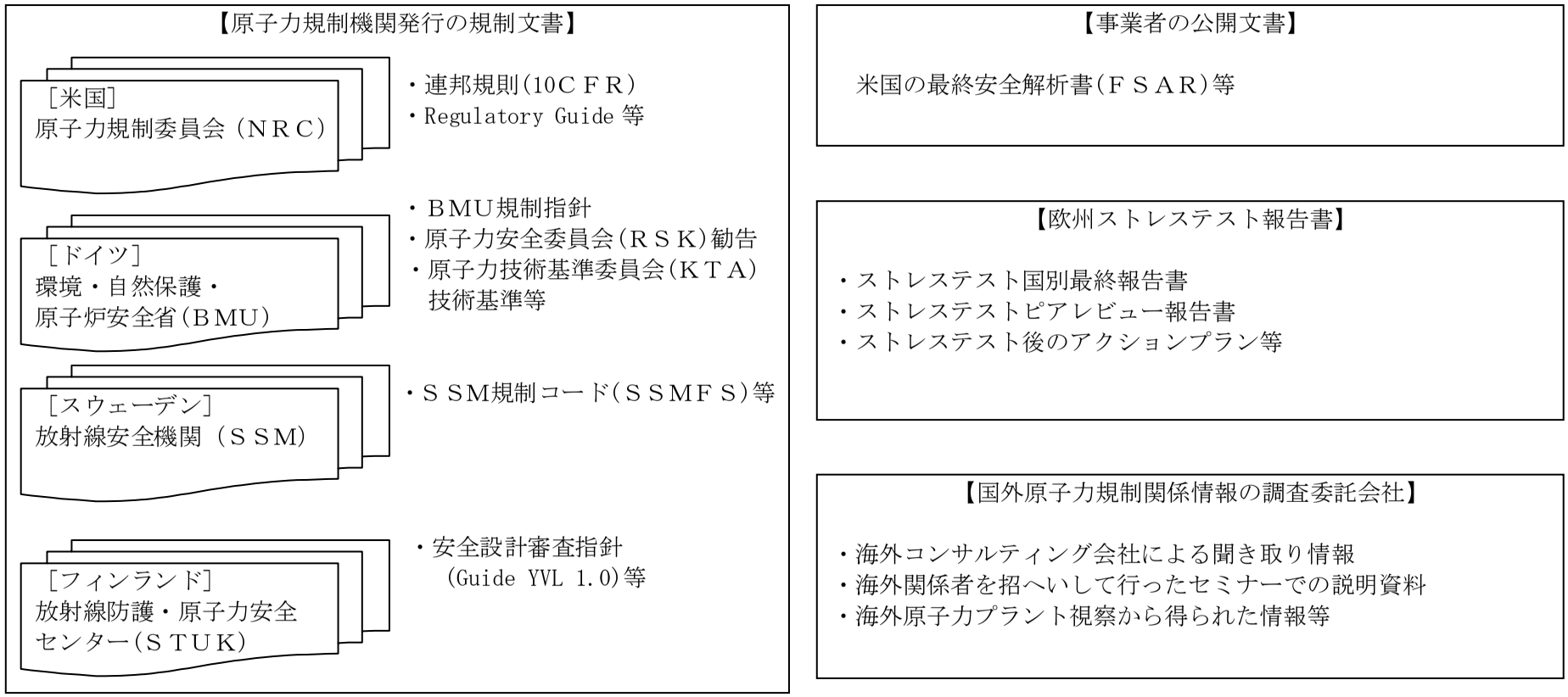
米国の最終安全解析書(ＦＳＡＲ)等

【欧州ストレステスト報告書】

・ストレステスト国別最終報告書
・ストレステストピアレビュー報告書
・ストレステスト後のアクションプラン等

【国外原子力規制関係情報の調査委託会社】

・海外コンサルティング会社による聞き取り情報
・海外関係者を招へいして行ったセミナーでの説明資料
・海外原子力プラント視察から得られた情報等



【情報入手先】
○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

第１図　当社における海外等の情報収集の仕組み

別紙 3-2

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例の比較（１／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	・低圧原子炉代替注水系（常設）※ ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系	・ディーゼル駆動消火ポンプ ・高圧サービス水系 ・制御棒駆動機構ポンプ ・復水ポンプ ・残留熱除去系サービス水系 ・可搬式ポンプ	・独立非常用系（中圧ポンプ） ・復水系（給水ポンプバイパス） ・サービス水系（河川水） ・代替注水 －制御棒駆動水系ポンプ －インターナルポンプ・シール水系ポンプ ・可搬式消火ポンプ	―	・火災用ポンプ，ブースターポンプ ・可搬式ポンプ	欧米では，注水ポンプの追加設置又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。 当社においても，既設の代替ポンプや可搬式ポンプ，また常設の低圧原子炉代替注水系を使用した炉心冷却を行う手段を整備している。また，蒸気駆動の高圧注水手段として高圧原子炉代替注水系を設置している。
		格納容器除熱	・格納容器フィルタベント系※ ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）※ ・残留熱代替除去系	・ウェットウェル・ベント ・原子炉冷却材浄化系によるサプレッション・プール除熱 ・主蒸気隔離弁，タービンバイパス弁の再開放による主復水器のヒートシンク機能回復	・独立非常用系（専用ヒートシンク） ・フィルタベント ・必須サービス水系 ・原子炉浄化系	・格納容器フィルタベント	・格納容器フィルタベント ・代替最終ヒートシンク導入	米国では，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設備を整備している。また欧州においては，河川や大気等を最終ヒートシンクとする熱交換設備やポンプ等を含む独立非常用系，フィルタベント系を整備している。 当社においても，大気を最終ヒートシンクとする格納容器フィルタベント系，海水を最終ヒートシンクとする原子炉補機代替冷却系，残留熱代替除去系を整備している。
		交流電源設備	・常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）※	―	・独立非常用系電源（ディーゼル発電機他）	―	・専用発電機	欧州では，独立非常用系の専用電源としてディーゼル発電機等を整備している。 当社においても，独立性のある常設のガスタービン発電機を整備している。
		給水源	・低圧原子炉代替注水槽※ ・低圧原子炉代替注水槽への水補給※ ・貯水槽 ・海水	・復水貯蔵タンクへの水補給 －処理水の水源 脱塩水貯蔵タンク，復水器ホットウェル，燃料プール，他ユニット貯蔵タンク －非処理水の水源 消火水系，公共の消火系，水道系 －燃料取替用水タンクからの補給 －他ユニット復水貯蔵タンクからの補給 ・防水用火タンク ・飲料水系	・復水タンクへの補給 －消火水系からの補給 ・ほう酸溶液タンクへの補給 ・河川水	・脱塩水タンクへの補給 －脱塩水系からの補給 －消火系からの補給 ・消火系への補給 －純水系からの補給	・脱塩水タンクへの補給 －消火系からの補給 ・原水池	欧米では，淡水タンク，河川，貯水池等の代替水源からの給水が可能である。 当社においては，淡水タンクや貯水槽及び海水の代替水源からの給水が可能である。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，ドイツの独立非常用系については，事故シーケンスの特定が困難な航空機衝突，毒ガスの放出，テロリストの攻撃等のような破滅的事象を想定した系統であり，国内では特定重大事故等対処施設に相当する設備であり，重大事故等対処設備に相当するものではない。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策

別紙 3－3

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例の比較（２／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
２	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	【・残留熱除去系（低圧注水モード）】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系	１と同様	１と同様	—	１と同様	１と同様
		原子炉減圧	・代替自動減圧機能※ ・減圧機能信頼性向上策 －予備の窒素ボンベ配備 －可搬電源からの給電 －直流電源車の配備 －窒素供給圧の調整機能	・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 －追加電源（直流） －追加の窒素供給系 －ケーブル性能確保 注）	・多様化炉容器減圧系（逃がし安全弁駆動用電動弁） －手動及び原子炉保護系にて駆動	・減圧機能ロジック	・減圧機能の信頼性向上 －バックアップ用窒素ボンベ －消火系からの水圧による開操作	欧米においては，過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに，逃がし安全弁駆動用の予備窒素ボンベや電源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。 当社においても，代替の減圧自動化整備や，逃がし安全弁駆動用の予備窒素ボンベや電源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，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，逃がし安全弁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する。
		格納容器除熱	【・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）】※ ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		直流電源設備	・既設蓄電池の容量増加 ・負荷切離しによる蓄電池容量保持 ・可搬型代替直流電源設備 －常設充電器＋高圧発電機車 －主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）	・蓄電池容量の増加 ・非安全関連蓄電池設置 ・可搬型充電器による蓄電池再充電 ・原子炉圧力容器減圧及び可搬式ポンプのための直流電源 ・蓄電池負荷切離し	・蓄電池容量の増加 ・可搬型ディーゼル発電機による充電	・不要負荷の切離しによる蓄電池容量保持 ・ＳＡ設備への給電蓄電池の確保	・受電用可搬型発電機 ・充電用可搬型整流器	欧米では，既設の蓄電池容量の増加や負荷の切離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。また，可搬型発電機等による蓄電池充電手段を整備している。 当社においても，蓄電池の容量増加や負荷の切離し等の手段を整備し，給電の延命対策を整備している。
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策
【　】：設計基準事故対処設備
注）本件は，米国においてＮＲＣの要請によって実施された，内的事象に対する個別プラント評価（ＩＰＥ）に関連して，ＮＲＣより出されたGeneric Letter 88-20追補１の添付２より抽出したもの。

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例の比較（３／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ －現場での人力による弁操作 【・残留熱除去系（低圧注水モード）】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）※ ・高圧原子炉代替注水系	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		格納容器除熱	・格納容器フィルタベント系 ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）※ ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）※ ・残留熱代替除去系	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		交流電源設備	・常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）※ ・可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車） ・隣接号機からの電源融通	・非常用ディーゼル発電機の追加設置 ・ガスタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・ユニット間の交流電源融通 ・水力発電ユニットからの電源供給	・独立非常用系ディーゼル発電機 ・可搬式ディーゼル発電機 ・隣接ユニット間での非常用電源接続 ・第３送電線（地中埋設）	・ガスタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・小型可搬ディーゼル発電機	・非常用ディーゼル信頼性向上 －起動用バッテリ追設 －燃料タンクの配備 －除熱系設置非常用ディーゼル発電機更新に合わせて，除熱系２系統（海水，空冷）設置 ・非常用ディーゼル発電機追設 ・ガスタービン発電機 ・可搬式ディーゼル発電機 ・近隣発電所からの受電 ・地域電力会社からの受電	米国では，ディーゼル発電機の追加設置等を整備している。また欧州においては，非常用ディーゼル発電機とは別のディーゼル発電機等を設置するとともに，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（水冷，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ガスタービン発電機や高圧発電機車を整備している。
		直流電源設備	２と同様	２と同様	２と同様	２と同様	２と同様	２と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。なお，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗）＋高圧炉心冷却失敗」，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗）＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗）＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策
【　】：設計基準事故対処設備

別紙 3－5

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例の比較（４／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
４－１	崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ 【・残留熱除去系（低圧注水モード）】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		格納容器除熱	・格納容器フィルタベント系 ・原子炉補機代替冷却系 ※ ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）※	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		交流電源設備	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。なお，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」（残留熱除去系の機能喪失）における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					
４－２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失）	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設）※ ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		格納容器除熱	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		交流電源設備	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策
【　】：設計基準事故対処設備

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例の比較（５／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
5	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	炉心冷却	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		格納容器除熱	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		交流電源設備	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，「大破断ＬＯＣＡを上回るＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ－ＬＯＣＡ（地震起因）」，「大破断ＬＯＣＡ：注水機能喪失（内部事象・地震起因）」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					
6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能（ＲＰＴ）※ ・ほう酸水注入系（ＳＬＣ）（手動）※ ・代替制御棒挿入機能（ＡＲＩ）	・代替制御棒挿入系回路（ＡＲＩ） ・ＳＬＣＳほう酸濃度の増加 ・ＳＬＣＳ（自動） ・ＣＲＤ系，原子炉浄化系によるほう酸水注入 ・ＡＴＷＳ原子炉再循環ポンプトリップ ・ＭＳＩＶ閉後のＡＴＷＳ時の炉圧高で給水ポンプトリップロジック追加	・ほう酸注入系（手動） ・原子炉再循環ポンプ自動トリップ	・ほう酸注入系（手動，自動） ・バックアップ・スクラム回路（制御棒挿入，原子炉再循環ポンプ回転数減速）	・ほう酸注入系（自動）	欧米においては，代替制御棒挿入回路や原子炉再循環ポンプトリップ回路を導入し，また，ほう酸水注入系を設置している。 当社においても，欧米と同等の設備を設置している。 米国で確認されているＴＡＦ以下で原子炉の水位を制御する対応は，当社では採用していない。これは，原子炉停止機能喪失事象であっても冠水維持が事故対応の基本と考えるためである。なお，ＴＡＦより上で原子炉水位を制御する現状の当社の手順であってもＰＣＴ等の判断基準を満たすことを確認している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，欧米の一部既設プラントにおいてＳＬＣの自動起動を整備しているが，島根原子力発電所２号炉では，手順書等においてＳＬＣの手動起動の基準を明記することにより，ＳＬＣが必要な場合に確実な手動起動操作が行われるようにしており，自動起動と同等の手段が整備されていることを確認した。					
7	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	炉心冷却	・既存設備で対応※	・既存設備で対応	— （情報なし）	— （情報なし）	— （情報なし）	米国においては，既存設備によって炉心冷却を実施することになっている。 当社においても米国同様，既存設備を用いて炉心冷却を実施することにしている。
		格納容器バイパス防止	・事象の早期検知，隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）※ ・原子炉減圧，水位制御の手順整備	・事象の早期検知，隔離（既設の計装・設備から兆候を検知） ・原子炉の減圧	・隔離弁の自動閉止あるいは代替隔離弁の閉止による格納容器隔離の確保	— （情報なし）	— （情報なし）	米国においては，既存の計装等から兆候を早期に把握し，隔離する手段を整備している。また欧州においては，格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 当社においては，米国同様早期検出及び隔離手順を整備している。また原子炉減圧及び水位制御により，流出量を低減する手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策

別紙 3−7

ＴＢＷシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定及びＴＷシーケンスの纏め方について

1.　ＴＢＷシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定

ＴＢＷシーケンスは，高圧炉心スプレイ冷却系による炉心冷却に成功するが，非常用電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷に至るシーケンスである。島根原子力発電所２号炉の運転時レベル１ＰＲＡでは，ＴＢＷシーケンスは「崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ)」の事故シーケンスの一部として整理している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に分類されるＴＢＷシーケンス（非常用電源の喪失による崩壊熱除去機能喪失）に対する炉心損傷防止対策，及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定について以下に示す。

(1)　ＴＢＷシーケンスの炉心損傷頻度

ＴＢＷシーケンスの炉心損傷頻度を第１表に示す。第１表に示すとおり，ＴＢＷ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」のドミナントシーケンスとはならないが，事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対して約６％の寄与を持っている。

第１表　ＴＢＷシーケンスの炉心損傷頻度

事故シーケンス			炉心損傷頻度（／炉年）	事故シーケンスグループに対する寄与割合（％）
ＴＷ		過渡事象＋崩壊熱除去失敗	5.7E-06	73
	ＴＢＷ	外部電源喪失＋ 交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗	4.4E-07	6
		外部電源喪失＋ 交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋ 圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗	1.3E-09	<0.1
		外部電源喪失＋ 直流電源（区分１，２）失敗	6.3E-10	<0.1

(2)　「崩壊熱除去機能喪失」に対応する炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対応する炉心損傷防止対策については，「残留熱除去系が故障した場合」及び「取水機能が喪失した場合」を想定し，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認している。

・残留熱除去系が故障した場合　：格納容器フィルタベント系
・取水機能が喪失した場合　　：原子炉補機代替冷却系

このうち，「残留熱除去系が故障した場合」を想定して有効性を確認している格納容器フィルタベント系については，系統構成に必要な電動弁等は常設代替交流電源設備から代替所内電気設備を介して給電可能な設計としており，現場での手動開操作も可能であることから，外部電源及び非常用電源（区分Ⅰ，Ⅱ）が喪失しているＴＢＷシーケンスにおいても有効な対策である。

「取水機能が喪失した場合」を想定して有効性を確認している原子炉補機代替冷却系については，常設代替交流電源設備からの電源供給による非常用母線の受電及び原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による対応の有効性を確認しており，ＴＢＷシーケンスにおいても有効な対策である。

さらに，ＴＢＷシーケンスについては，常設代替交流電源設備からの電源供給による非常用母線の受電により，原子炉補機代替冷却系を用いずとも，原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による対応にも期待できる。

(3)　審査ガイド記載の着眼点に基づく評価

ＴＢＷシーケンスの審査ガイド記載の着眼点に対する評価について，重要事故シーケンスとして選定したＴＷシーケンス（過渡事象＋崩壊熱除去失敗）と比較した結果を第２表に示す。また，ＴＢＷシーケンスの各着眼点に対する考え方について以下に示す。

a.　共通原因故障，系統間依存性の観点

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。そのうえで交流電源や直流電源が喪失している事故シーケンスでは，電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから，「高」とした。

b.　余裕時間の観点

過渡事象（全給水喪失事象及び外部電源喪失）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「高」とした。

c.　設備容量の観点

ＬＯＣＡ以外の起因事象については，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。

d.　代表性の観点

事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンス

（ドミナントシーケンス）を「高」とした。ドミナントシーケンスに対して１％未満の事故シーケンスを「低」とし，「高」と「低」の間の事故シーケンスを「中」とした。

第２表　着眼点に基づく評価

事故シーケンス			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			
				a	b	c	d
ＴＷ		過渡事象＋崩壊熱除去失敗	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	中	高	低	高
	ＴＢＷ	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗		高	高	低	中
		外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗		高	高	低	低
		外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗		高	高	低	低

第２表に示すとおり，ＴＷとＴＢＷを区別した場合，審査ガイドに記載の着眼点の「高」の数はＴＷの「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」とＴＢＷの「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗」で同じとなる。

ただし，２．で示したとおり，有効性を確認する主要な炉心損傷防止対策はＴＢＷシーケンスに対しても有効となっており，「取水機能が喪失した場合」の有効性評価では，全交流動力電源喪失を仮定した評価を行うことでＴＢＷを包絡した評価を行っている。また，崩壊熱除去機能喪失への対策の有効性を確認する観点からは，非常用電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失するＴＢＷシーケンスより，崩壊熱除去機能そのものが機能喪失するＴＷシーケンスを想定して評価することが適切であると考える。

これらのことを考慮すると，崩壊熱除去機能喪失における重要事故シーケンスはＴＢＷシーケンスに対する対策の有効性も確認可能なシーケンスを選定しており，選定した重要事故シーケンスは妥当なものと考えている。

2.　ＴＷシーケンスの纏め方について

運転時レベル１ＰＲＡでは「崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）」の事故シーケンスグループの寄与割合が大きいため，「崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）」の各事故シーケンスの特徴及び対策の網羅性について以下に整理する。

「崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）」に分類される事故シーケンスを第３表，各事故シーケンスの寄与割合を第１図，過渡事象のイベントツリーを第２図に示す。

「崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）」の事故シーケンスグループは，原子炉への注水に成功しているが，除熱機能が喪失した事故シーケンスを纏めている（第２図参照）。このため，各事故シーケンスでの除熱機能喪失への対策が有効であれ

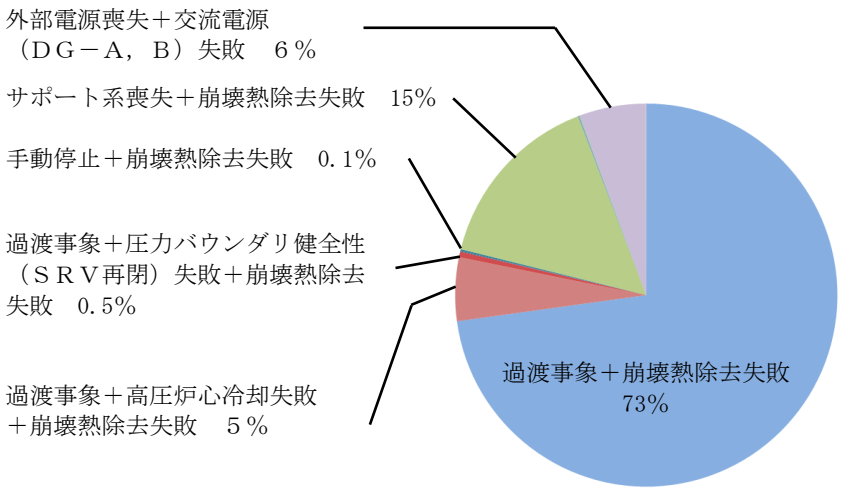
ば，当該事故シーケンスに対応できることとなる。

注水については，第３表に示すとおり，有効性評価で評価している重要事故シーケンス「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」とその他の各事故シーケンスを比較すると，原子炉への注水に関する機能喪失状態が異なることが分かる。しかしながら，例えば「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」は，設計基準事故対処設備（低圧ＥＣＣＳ）による注水が確保できているシーケンスであるなど，事故シーケンスによって原子炉への注水パターンが重要事故シーケンス（原子炉隔離時冷却系により注水）とは多少異なるが，設計基準事故対処設備により注水ができていることに変わりはない。

除熱については，いずれの事故シーケンスでも，原子炉への注水を確保した上で，重要事故シーケンスでの対策でもある「原子炉補機代替冷却系」又は「格納容器フィルタベント系」により行う点は同様である。

したがって，重要事故シーケンスの評価は，ＬＯＣＡを起因とするシーケンスを除くすべての事故シーケンスに対する対策の確認となっているものと考えている。

なお，ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスは，崩壊熱除去機能の代替手段も含めて他の事故シーケンスグループで評価している。また，高圧注水及び低圧注水の両方に失敗した場合は「崩壊熱除去機能喪失」には分類されず，「高圧・低圧注水機能喪失」の事故シーケンスグループによって対策される。



※　その他の事故シーケンスの寄与割合はいずれも 0.1%未満

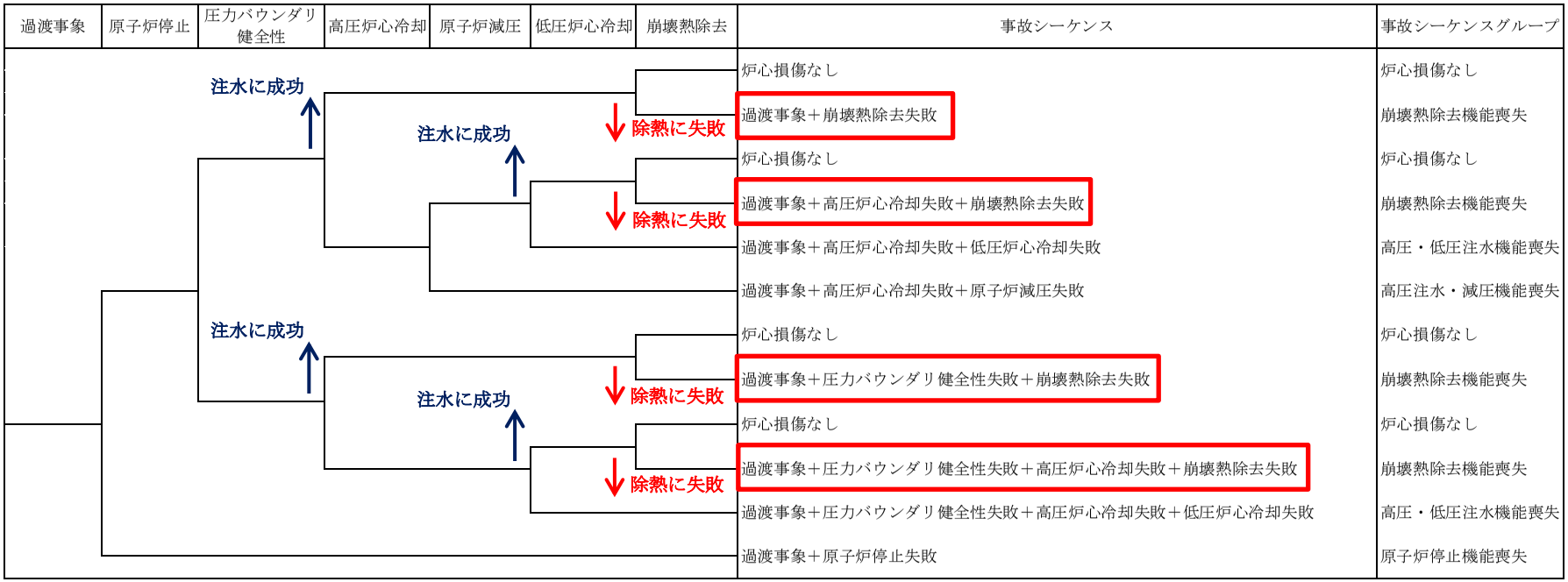
第１図　崩壊熱除去機能喪失の各事故シーケンスの寄与割合

第３表　事故シーケンスの分析（崩壊熱除去機能喪失）

事故シーケンス	喪失した機能
・過渡事象＋崩壊熱除去失敗 ・手動停止＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗 ・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗	・除熱機能
・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	・除熱機能 ・高圧注水機能 （高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系）
・過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗 ・手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗 ・外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗 ・外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗	・除熱機能 ・高圧注水機能（原子炉隔離時冷却系）

※　ＬＯＣＡを起因とする以下の事故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事故シーケンスグループ（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）で評価する。

・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗
・冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗
・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗
・冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗
・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗
・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗（ＨＰＣＳ）＋崩壊熱除去失敗



第２図　イベントツリー（過渡事象の例）

別紙 4-6

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Fussell-Vesely重要度（以下，「ＦＶ重要度」という。）※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。

※　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ることもできる。プラントのリスクの低減を図る際に注目すべき機器等の候補を同定する際に有用な指標。

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。

・事故シーケンス※のうち，上位３位までのカットセット

・炉心損傷頻度が1.0×10^{-8}／炉年以上のカットセット

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～第1－7表に示す。

※　事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目して分類したもの。

(2)　主要なカットセットの確認結果

第1－1表～第1－7表に示したとおり，一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの，大半の事故シーケンスに対しては，主要なカットセットレベルまで展開しても，整備された重大事故等防止対策により炉心損傷を防止できることを確認した。

一方，事故シーケンスグループのうち，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて，故障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，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に対しては小さな割合となる場合もある。このため，今回確認したカットセットの炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に占める割合は事故シーケンスグループ毎に異なり，約８～100％の幅が生じた。

全炉心損傷頻度から見ると，除熱機能の喪失によって原子炉格納容器が先行破損し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである「崩壊熱除去機能喪失」のシーケンスグループが約100％を占めている。「崩壊熱除去機能喪失」についてはその炉心損傷頻度の約86％のカットセットを確認したことから，全炉心損傷頻度に対しても，約86％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。

さらに，「崩壊熱除去機能喪失」への対策としては，残留熱除去系に対して電源等のサポート系を含めて独立であり，遠隔操作のほか手動による開放

も可能である等，残留熱除去系と異なる動作原理を持ち，残留熱除去系と異なる最終ヒートシンクに除熱を行う系統である格納容器フィルタベント系の持つ独立性及び多様性を考慮すると，有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状況は考えにくい。このため，全炉心損傷頻度の約100％を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対して，有効性評価で考慮した対策は有効に機能するものと考えられる。

(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，「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（原子炉手動減圧操作失敗）と計測制御系の故障（計器や自動起動ロジックの故障）の重畳が抽出されている。全炉心損傷頻度から見た場合，これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが，これらについては，訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに，計測制御系の故障時にも，正常に動作・計測されている他の計器・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。

上記のとおり，人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において，有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの，有効性評価で考慮した対策と設計基準設備の共用部分（注入弁等）の故障を伴うようなカットセットは，支配的なカットセットとしては抽出されていない。有効性評価で考慮した対策は，基本的に設計基準設備に対して多様化された，独立な系統機能の追加であることから，これらの共用部分の故障を伴うカットセットが支配的なカットセットとして抽出されていない以上，有効性評価で考慮した対策は，ほとんどのシーケンスに対して有効であると考えられる。また，全炉心損傷頻度の約100％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フィルタベント系が設けられていることから，全炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して，有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1－1 表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果（１／２）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合 (%)	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
ＴＱＵＶ (高圧・低圧注水機能喪失) (3.3E-09／炉年)	過渡事象 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗 (3.0E-09／炉年)	非隔離事象＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	2.1E-10	7.0	6.4	・高圧原子炉代替注水系 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＳＲＶの手動操作 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備	○
		非隔離事象＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス	1.9E-10	6.3	5.8		○
		非隔離事象＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス	1.2E-10	4.0	3.6		○
	過渡事象 ＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗 ＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋低圧炉心冷却失敗 (3.4E-11／炉年)	逃がし安全弁誤開放＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	1.2E-12	3.5	<0.1		○
		逃がし安全弁誤開放＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス	1.1E-12	3.2	<0.1		○
		逃がし安全弁誤開放＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス	6.9E-13	2.0	<0.1		○
	手動停止 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗 (4.7E-13／炉年)	手動停止（通常停止）＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋２起動変圧器機能喪失	1.4E-14	3.0	<0.1		○
		手動停止（通常停止）＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋動力変圧器２Ｃ機能喪失	1.4E-14	3.0	<0.1		○
		手動停止（通常停止）＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋２起動変圧器機能喪失	1.3E-14	2.8	<0.1		○
		手動停止（通常停止）＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋動力変圧器２Ｃ機能喪失	1.3E-14	2.8	<0.1		○

第1－1表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果（２／２）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合 (%)	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
ＴＱＵＶ (高圧・低圧注水機能喪失) (3.3E-09／炉年)	手動停止 ＋圧力バウンダリ健全性 (ＳＲＶ再閉)失敗 ＋高圧炉心冷却 (ＨＰＣＳ) 失敗 ＋低圧炉心冷却失敗 (1.5E-13／炉年)	手動停止（通常停止）＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.3E-14	8.7	<0.1	・低圧原子炉代替注水系（常設） ・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備	○
		手動停止（通常停止）＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ起動失敗＋外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.9E-15	5.9	<0.1		○
		手動停止（通常停止）＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.9E-15	5.9	<0.1		○
	サポート系喪失 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗 (2.3E-10／炉年)	直流母線Ａ喪失＋Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｄ機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	0.1		○
		直流母線Ａ喪失＋Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｂ機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	0.1		○
		直流母線Ｂ喪失＋Ｓ１水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ａ機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	0.1		○
		直流母線Ｂ喪失＋Ｓ１水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｃ機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	0.1		○
	サポート系喪失 ＋圧力バウンダリ健全性 (ＳＲＶ再閉)失敗 ＋高圧炉心冷却 (ＨＰＣＳ) 失敗 ＋低圧炉心冷却失敗 (4.0E-12／炉年)	補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｄ機能喪失	3.1E-14	0.8	<0.1		○
		補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｂ機能喪失	3.1E-14	0.8	<0.1		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｓ１水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｃ機能喪失	3.1E-14	0.8	<0.1		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｓ１水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ａ機能喪失	3.1E-14	0.8	<0.1		○

別紙 5-5

【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」については炉心損傷頻度の約16％のカットセットを確認した。なお，「高圧・低圧注水機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1％未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○　事故シーケンスのうち，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗」，「手動停止＋圧力バウンダリ健全性(ＳＲＶ再閉)失敗＋高圧炉心冷却(ＨＰＣＳ)失敗＋低圧炉心冷却失敗」，「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉)失敗＋高圧炉心冷却(ＨＰＣＳ)失敗＋低圧炉心冷却失敗」では，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，ＥＣＣＳの起動信号の機能喪失と合わせて，高圧炉心スプレイ系又は高圧炉心スプレイ補機冷却系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の代替となる，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水が有効である。

○　「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗」については，非常用ディーゼル発電機の故障が挙がっている。炉心損傷防止対策としては，機能喪失したＥＣＣＳの代替となる，低圧原子炉代替注水系（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，原子炉補機代替冷却系又は格納容器フィルタベント系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，格納容器フィルタベント系を用いて除熱を行う。

第1－2表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	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)	事故シーケンスへの寄与割合(%)	事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)		
ＴＱＵＸ (高圧注水・減圧機能喪失) (5.1E-09／炉年)	過渡事象 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋原子炉減圧失敗 (4.0E-09／炉年)	非隔離事象＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋手動減圧操作失敗	1.4E-10	3.5	2.7	・代替自動減圧機能 ・高圧原子炉代替注水系 ・残留熱除去系(低圧注水モード) ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	○
		非隔離事象＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	9.6E-11	2.4	1.9		○
		非隔離事象＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	8.8E-11	2.2	1.7		○
	手動停止 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋原子炉減圧失敗 (5.7E-13／炉年)	手動停止（通常停止）＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6	<0.1		○
		手動停止（通常停止）＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋２起動変圧器機能喪失＋手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6	<0.1		○
		手動停止（通常停止）＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋２起動変圧器機能喪失＋手動減圧操作失敗	6.3E-15	1.1	<0.1		○
	サポート系喪失 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋原子炉減圧失敗 (1.1E-09／炉年)	直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.1E-10	10	2.2		○
		直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋手動減圧操作失敗	9.8E-11	8.9	1.9		○
		直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス＋手動減圧操作失敗	5.9E-11	5.4	1.2		○

別紙 5-7

【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1－2表より，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については炉心損傷頻度の約12%のカットセットを確認した。なお，「高圧注水・減圧機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○　いずれの事故シーケンスからも，高圧注水系の機器故障又は人的過誤，手動減圧操作失敗の人的過誤が抽出されている。これらのカットセットに対しては，代替自動減圧機能による低圧状態への移行により，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，残留熱除去系を用いて除熱を行う。

○　全炉心損傷頻度から見た場合，炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考える。カットセットとして抽出されている手動減圧操作失敗については，訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第1－3表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果（１／７）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合（%）	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合(%)	主な対策	対策有効性
ＴＷ (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06／炉年)	過渡事象 ＋崩壊熱除去失敗 (4.5E-06/炉年)	非隔離事象＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0	5.8	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	○
		非隔離事象＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因閉失敗	3.6E-07	8.0	5.8		○
		非隔離事象＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0	5.8		○
		非隔離事象＋ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	3.0E-07	6.7	4.8		○
		非隔離事象＋ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	2.8E-07	6.2	4.5		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-07	3.8	2.7		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因閉失敗	1.7E-07	3.8	2.7		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-07	3.8	2.7		○
		非隔離事象＋ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	1.6E-07	3.6	2.6		○
		非隔離事象＋ＲＨＲポンプ室送風機共通原因起動失敗	1.5E-07	3.3	2.4		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	1.4E-07	3.1	2.3		○
		ＰＲＳ誤動作等＋ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	1.3E-07	2.9	2.1		○
		非隔離事象＋ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ通原因継続運転失敗	9.0E-08	2.0	1.5		○
		非隔離事象＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	8.3E-08	1.8	1.3		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	7.4E-08	1.6	1.2		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＨＲポンプ室送風機共通原因起動失敗	6.8E-08	1.5	1.1		○
		非隔離事象＋ＲＳＷポンプ共通原因継続運転失敗	6.0E-08	1.3	1.0		○
		隔離事象＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	5.6E-08	1.2	0.9		○
		隔離事象＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	5.6E-08	1.2	0.9		○
		隔離事象＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因閉失敗	5.6E-08	1.2	0.9		○
		水位低下事象＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	5.6E-08	1.2	0.9		○
		水位低下事象＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因閉失敗	5.6E-08	1.2	0.9		○
		水位低下事象＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	5.6E-08	1.2	0.9		○
		非隔離事象＋ＲＨＲポンプ出口逆止弁Ｖ２２２－１Ａ，Ｂ共通原因開失敗	5.3E-08	1.2	0.9		○
		隔離事象＋ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	4.7E-08	1.0	0.8		○
		水位低下事象＋ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	4.7E-08	1.0	0.8		○
		非隔離事象＋空調機送風機共通原因継続運転失敗	4.7E-08	1.0	0.8		○
		非隔離事象＋ＲＨＲポンプ室送風機共通原因継続運転失敗	4.7E-08	1.0	0.8		○
		非隔離事象＋空調機排風機共通原因継続運転失敗	4.7E-08	1.0	0.8		○
		水位低下事象＋ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	4.4E-08	1.0	0.7		○
		隔離事象＋ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	4.4E-08	1.0	0.7		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	4.2E-08	0.9	0.7		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	3.8E-08	0.8	0.6		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＳＷポンプ共通原因継続運転失敗	2.8E-08	0.6	0.5		○
		隔離事象＋ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	2.5E-08	0.6	0.4		○

別紙 5-9

第 1－3 表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果（２／７）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合（%）	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合（%）	主な対策	対策有効性
ＴＷ (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06／炉年)	過渡事象 ＋崩壊熱除去失敗 (4.5E-06／炉年)	水位低下事象＋ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	2.5E-08	0.6	0.4	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＨＲポンプ出口逆止弁Ｖ２２２－１Ａ，Ｂ共通原因開失敗	2.5E-08	0.6	0.4		○
		水位低下事象＋ＲＨＲポンプ室送風機共通原因起動失敗	2.3E-08	0.5	0.4		○
		隔離事象＋ＲＨＲポンプ室送風機共通原因起動失敗	2.3E-08	0.5	0.4		○
		ＲＰＳ誤動作等＋空調機排風機共通原因継続運転失敗	2.2E-08	0.5	0.4		○
		ＲＰＳ誤動作等＋空調機送風機共通原因継続運転失敗	2.2E-08	0.5	0.4		○
		ＲＰＳ誤動作等＋ＲＨＲポンプ室送風機共通原因継続運転失敗	2.2E-08	0.5	0.4		○
		全給水喪失＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-08	0.5	0.3		○
		全給水喪失＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因閉失敗	2.1E-08	0.5	0.3		○
		全給水喪失＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-08	0.5	0.3		○
		全給水喪失＋ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	1.8E-08	0.4	0.3		○
		全給水喪失＋ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	1.7E-08	0.4	0.3		○
		水位低下事象＋ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	1.4E-08	0.3	0.2		○
		隔離事象＋ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	1.4E-08	0.3	0.2		○
		水位低下事象＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	1.3E-08	0.3	0.2		○
		隔離事象＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	1.3E-08	0.3	0.2		○
	過渡事象 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋崩壊熱除去失敗 (1.7E-11／炉年)	非隔離事象＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞	7.8E-14	0.5	<0.1		○
		非隔離事象＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞	7.8E-14	0.5	<0.1		○
		非隔離事象＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞	7.8E-14	0.5	<0.1		○
		非隔離事象＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞	7.8E-14	0.5	<0.1		○
	過渡事象 ＋圧力バウンダリ健全性 （ＳＲＶ再閉）失敗 ＋崩壊熱除去失敗 (3.3E-08／炉年)	逃がし安全弁誤開放＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4	<0.1		○
		逃がし安全弁誤開放＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4	<0.1		○
		逃がし安全弁誤開放＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4	<0.1		○
		逃がし安全弁誤開放＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4	<0.1		○
	過渡事象 ＋圧力バウンダリ健全性 （ＳＲＶ再閉）失敗 ＋高圧炉心冷却 （ＨＰＣＳ）失敗 ＋崩壊熱除去失敗 (3.6E-11／炉年)	逃がし安全弁誤開放＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6	<0.1		○
		逃がし安全弁誤開放＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6	<0.1		○
		逃がし安全弁誤開放＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6	<0.1		○
		逃がし安全弁誤開放＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6	<0.1		○

第1－3表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果（３／７）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合（%）	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合（%）	主な対策	対策有効性
ＴＷ（崩壊熱除去機能喪失）(6.2E-06／炉年)	外部電源喪失＋交流電源（Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗 (4.4E-07／炉年)	外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	1.8E-07	41	2.9	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	○
		外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	1.2E-07	27	1.9		○
		外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｂ継続運転失敗	2.0E-08	4.5	0.3		○
		外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｂ起動失敗	1.4E-08	3.2	0.2		○
		外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ起動失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｂ継続運転失敗	1.4E-08	3.2	0.2		○
	外部電源喪失＋交流電源（Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗 (1.3E-09／炉年)	外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	5.4E-10	42	<0.1		○
		外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	3.7E-10	28	<0.1		○
		外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｂ継続運転失敗	5.9E-11	4.5	<0.1		○
	外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗 (6.3E-10／炉年)	外部電源喪失＋蓄電池（Ａ，Ｂ）共通原因機能喪失	6.3E-10	100	<0.1		○
		外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋蓄電池（Ａ，Ｂ）共通原因機能喪失	1.9E-12	0.3	<0.1		○

第1－3表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果（４／７）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合 (%)	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
ＴＷ（崩壊熱除去機能喪失）(6.2E-06／炉年)	手動停止＋崩壊熱除去失敗(1.2E-08／炉年)	手動停止(通常停止)＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋外部電源喪失	1.9E-09	16	<0.1	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	○
		手動停止(通常停止)＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗＋外部電源喪失	1.3E-09	11	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋ＲＣＷ／ＲＳＷ－Ｂメンテナンス＋動力変圧器２Ｃ機能喪失	7.5E-10	6.3	<0.1		○
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗(1.1E-14／炉年)	手動停止(通常停止)＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋ＲＨＲ－Ｂメンテナンス	1.4E-16	1.3	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ起動失敗	1.1E-16	1.0	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.0E-16	0.9	<0.1		○
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗(3.1E-11／炉年)	手動停止(通常停止)＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋外部電源喪失	5.7E-12	18	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗＋外部電源喪失	3.9E-12	13	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＣＷ／ＲＳＷ－Ｂメンテナンス＋動力変圧器２Ｃ機能喪失	2.3E-12	7.4	<0.1		○
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗(1.7E-14／炉年)	手動停止(通常停止)＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋ＲＨＲ－Ｂメンテナンス	2.0E-16	1.2	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋ＲＨＲ－Ｂメンテナンス	1.9E-16	1.1	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋２起動変圧器機能喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋２起動変圧器機能喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋２起動変圧器機能喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9	<0.1		○
		手動停止(通常停止)＋２起動変圧器機能喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9	<0.1		○

第 1－3 表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果（５／７）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	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)	事故シーケンスへの寄与合(%)	事故シーケンスグループへの寄与割合（%）		
ＴＷ (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06／炉年)	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗 (1.2E-06／炉年)	補機冷却系Ａ喪失＋ＲＣＷ／ＲＳＷ－Ｂメンテナンス	4.8E-08	4.0	0.8	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂメンテナンス	4.1E-08	3.4	0.7		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａメンテナンス	4.1E-08	3.4	0.7		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａポンプ起動失敗	3.2E-08	2.7	0.5		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ起動失敗	3.2E-08	2.7	0.5		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａポンプ室冷却機送風機起動失敗	3.0E-08	2.5	0.5		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ室冷却機送風機起動失敗	3.0E-08	2.5	0.5		○
		直流母線Ａ喪失＋ＲＣＷ／ＲＳＷ－Ｂメンテナンス	1.9E-08	1.6	0.3		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ室冷却機熱交換器入口弁Ｖ４５Ｂ開け忘れ	1.8E-08	1.5	0.3		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａポンプ室冷却機熱交換器入口弁Ｖ４５Ａ開け忘れ	1.8E-08	1.5	0.3		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ室冷却機熱交換器出口弁Ｖ４６Ｂ開け忘れ	1.8E-08	1.5	0.3		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａポンプ室冷却機熱交換器出口弁Ｖ４６Ａ開け忘れ	1.8E-08	1.5	0.3		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａポンプ継続運転失敗	1.7E-08	1.4	0.3		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ継続運転失敗	1.7E-08	1.4	0.3		○
		直流母線Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａメンテナンス	1.6E-08	1.3	0.3		○
		直流母線Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂメンテナンス	1.6E-08	1.3	0.3		○
		直流母線Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａポンプ起動失敗	1.3E-08	1.1	0.2		○
		直流母線Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ起動失敗	1.3E-08	1.1	0.2		○
		直流母線Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.2E-08	1.0	0.2		○
		直流母線Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.2E-08	1.0	0.2		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ閉失敗	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＣＷ－Ａ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ開失敗	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ｂ閉失敗	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ｂ作動失敗	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＣＷ－Ｂ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ｂ開失敗	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ作動失敗	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ｂ閉制御故障	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＣＷ－Ｂ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ｂ開制御故障	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ室冷却機送風機制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ閉制御故障	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＣＷ－Ａ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ開制御故障	1.1E-08	0.9	0.2		○

第1－3表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果（６／７）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合 (%)	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
ＴＷ（崩壊熱除去機能喪失）(6.2E-06／炉年)	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗(1.2E-06／炉年)	補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａポンプ制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ｂ制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ａ喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋ＲＨＲ－Ａポンプ室冷却機送風機制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2		○
		交流母線Ｃ喪失＋ＲＣＷ／ＲＳＷ－Ｂメンテナンス	1.0E-08	0.8	0.2		○
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗(1.4E-10／炉年)	直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ－Ａメンテナンス	1.7E-12	1.2	<0.1		○
		直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ－Ａポンプ起動失敗	1.3E-12	0.9	<0.1		○
		直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ－Ａポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.2E-12	0.9	<0.1		○
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗(3.8E-09／炉年)	補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＣＷ／ＲＳＷ－Ｂメンテナンス	1.4E-10	3.7	<0.1		○
		補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ－Ｂメンテナンス	1.2E-10	3.2	<0.1		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ－Ａメンテナンス	1.2E-10	3.2	<0.1		○
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗(3.7E-12／炉年)	補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ－Ａメンテナンス	1.3E-14	0.4	<0.1		○
		補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ－Ｂメンテナンス	1.3E-14	0.4	<0.1		○
		補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ－Ａポンプ起動失敗	9.8E-15	0.3	<0.1		○
		補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ－Ｂポンプ起動失敗	9.8E-15	0.3	<0.1		○

第1－3表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果（７／７）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	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)	事故シーケンスへの寄与割合（%）	事故シーケンスグループへの寄与割合（%）		
ＴＷ (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06／炉年)	冷却材喪失 (小破断ＬＯＣＡ) ＋崩壊熱除去失敗 (5.4E-09／炉年)	小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	6.8E-10	13	<0.1	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	○
		小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	6.8E-10	13	<0.1		○
		小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	6.8E-10	13	<0.1		○
		小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	6.8E-10	13	<0.1		○
	冷却材喪失 (小破断ＬＯＣＡ) ＋高圧炉心冷却失敗 ＋崩壊熱除去失敗 (3.1E-14／炉年)	小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5	<0.1		○
		小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5	<0.1		○
		小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5	<0.1		○
		小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5	<0.1		○
	冷却材喪失 (中破断ＬＯＣＡ) ＋崩壊熱除去失敗 (3.6E-09／炉年)	中破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-10	13	<0.1		○
		中破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-10	13	<0.1		○
		中破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-10	13	<0.1		○
		中破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-10	13	<0.1		○
	冷却材喪失 (中破断ＬＯＣＡ) ＋高圧炉心冷却失敗 ＋崩壊熱除去失敗 (3.8E-12／炉年)	中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2	<0.1		○
		中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2	<0.1		○
		中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2	<0.1		○
		中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2	<0.1		○
	冷却材喪失 (大破断ＬＯＣＡ) ＋崩壊熱除去失敗 (3.6E-10／炉年)	大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-11	13	<0.1		○
		大破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-11	13	<0.1		○
		大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-11	13	<0.1		○
		大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-11	13	<0.1		○
	冷却材喪失 (大破断ＬＯＣＡ) ＋高圧炉心冷却失敗 ＋崩壊熱除去失敗 (3.7E-13／炉年)	大破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2	<0.1		○
		大破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2	<0.1		○
		大破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2	<0.1		○
		大破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2	<0.1		○

【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1－3表より，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については約86％のカットセットを確認した。なお，「崩壊熱除去機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約100％であり，全炉心損傷頻度のほとんどを占める事故シーケンスグループである。

○　事故シーケンスのカットセットからは，残留熱除去系，原子炉補機冷却系又は原子炉補機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。これらの基事象に対しては，原子炉補機代替冷却系による海水への熱除去機能の代替や，格納容器フィルタベント系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。

○　事故シーケンスのうち，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」では，残留熱除去系又は原子炉補機冷却系の電動弁等の故障が抽出されている。これらの基事象に対しては，原子炉代替補機冷却系又は格納容器フィルタベント系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。

○　事故シーケンスのうち，「手動停止＋崩壊熱除去失敗」，「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，「外部電源喪失＋交流電源（Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗」，「外部電源喪失＋交流電源（Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）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，常設代替交流電源設備により電源を確保し，原子炉代替補機冷却系又は格納容器フィルタベント系による除熱を行うことにより炉心損傷（格納容器先行破損）を防止できる。また，「外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗」については，常設代替直流電源設備の対策により炉心損傷を防止できる。

○　事故シーケンスのうち，「サポート系＋崩壊熱除去失敗」，「サポート系＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ）失敗＋崩壊熱除去失敗」では，起因事象で喪失していない原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系のメンテナンス又はポンプ故障等のカットセットが抽出されている。これらカットセットに対しては，原子炉補機代替冷却系又は格納容器フィルタベント系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。

○　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フィルタベント系は，残留熱除去系，原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系に対して独立な系統であり，共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから，全炉心損傷頻度の約100％を占める「崩壊熱除去機能喪失」について

は炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して，有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第1－4表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合（%）	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合（%）	主な対策	対策有効性
ＴＢ (全交流動力電源喪失) (2.7E-09／炉年)	長期ＴＢ	外部電源喪失 ＋交流電源 （Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗 ＋高圧炉心冷却 （ＨＰＣＳ）失敗 (2.7E-09／炉年)	外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗	4.1E-10	15	15	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	○
			外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ起動失敗	2.8E-10	10	10		○
			外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗	2.8E-10	10	10		○
	ＴＢＰ	外部電源喪失 ＋交流電源 （Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗 ＋圧力バウンダリ健全性 （ＳＲＶ再閉）失敗 ＋高圧炉心冷却 （ＨＰＣＳ）失敗 (8.2E-12／炉年)	外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.2E-12	15	<0.1	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	○
			外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ起動失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.4E-13	10	<0.1		○
			外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.4E-13	10	<0.1		○
	ＴＢＵ	外部電源喪失 ＋交流電源 （Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗 ＋高圧炉心冷却失敗 (1.2E-11／炉年)	外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗	6.0E-13	5.0	<0.1	・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	○
			外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ起動失敗＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗	4.1E-13	3.4	<0.1		○
			外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗	4.1E-13	3.4	<0.1		○
	ＴＢＤ	外部電源喪失 ＋直流電源 （区分１，２）失敗 ＋高圧炉心冷却 （ＨＰＣＳ）失敗 (3.8E-12／炉年)	外部電源喪失＋蓄電池（Ａ，Ｂ）共通原因機能喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗	1.4E-12	37	0.1	・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替直流電源設備 ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）	○
			外部電源喪失＋蓄電池（Ａ，Ｂ）共通原因機能喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ起動失敗	9.7E-13	26	<0.1		○
			外部電源喪失＋蓄電池（Ａ，Ｂ）共通原因機能喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈメンテナンス	5.4E-13	14	<0.1		○

【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1－4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36％のカットセットを確認した。なお，「全交流動力電源喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1％未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○　事故シーケンスのうち，「外部電源喪失＋交流電源（Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）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，原子炉隔離時冷却及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）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。

○　事故シーケンスのうち，「外部電源喪失＋交流電源（Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」（ＴＢＰ）では，全交流動力電源喪失により電動駆動のＥＣＣＳが機能喪失することに加え，圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗により，長時間の原子炉隔離時冷却系には期待できない。このため，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は低圧原子炉代替注水系（可搬型）による低圧注水に移行し炉心損傷を防止できる。

○　事故シーケンスのうち，「外部電源喪失＋交流電源（Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗」（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，原子炉隔離時冷却系の起動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，高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水等により，炉心損傷を防止できる。

○　事故シーケンスのうち，「外部電源喪失＋直流電源喪失（区分１，２）＋高圧注水（ＨＰＣＳ）失敗」（ＴＢＤ）では，外部電源を喪失し，共通原因故障による蓄電池喪失及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機からの給電に失敗するカットセットが抽出されている。高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水等により，炉心損傷を防止できる。

第1－5表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合（%）	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合（%）	主な対策	対策有効性
ＴＣ (原子炉停止機能喪失) (6.4E-10／炉年)	過渡事象 ＋原子炉停止失敗 (6.4E-10／炉年)	非隔離事象＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	4.4E-10	69	69	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	○
		隔離事象＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	6.9E-11	11	11		○
		水位低下事象＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	6.9E-11	11	11		○
	冷却材喪失 (小破断ＬＯＣＡ) ＋原子炉停止失敗 (8.7E-13／炉年)	小破断ＬＯＣＡ＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	8.2E-13	94	0.1		○
	冷却材喪失 (中破断ＬＯＣＡ) ＋原子炉停止失敗 (5.8E-13／炉年)	中破断ＬＯＣＡ＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	5.5E-13	95	0.1		○
	冷却材喪失 (大破断ＬＯＣＡ) ＋原子炉停止失敗 (5.8E-14／炉年)	大破断ＬＯＣＡ＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	5.5E-14	95	<0.1		○

【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1－5表より，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については炉心損傷頻度の約91％のカットセットを確認した。なお，「原子炉停止機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1％未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○　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，原子炉保護系スクラムコンタクタ機能喪失に関する基事象の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，代替制御棒挿入機能，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能及びほう酸水注入系によって炉心損傷を防止できる。

第1－6表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果

事故シーケンスグループ	事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 事故シーケンスへの寄与割合（%）	炉心損傷頻度 事故シーケンスグループへの寄与割合（%）	主な対策	対策有効性
ＬＯＣＡ（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）(4.3E-13／炉年)	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗(2.8E-15／炉年)	小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	4.0E-17	1.4	<0.1	・ＳＲＶの手動操作 ・代替自動減圧機能 ・残留熱除去系（低圧注水モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系(可搬型) ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備	○
		小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	3.7E-17	1.3	<0.1		○
		小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	3.4E-17	1.2	<0.1		○
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗(5.7E-15／炉年)	小破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.6E-15	28	0.4		－※1
		小破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋手動減圧操作失敗	1.4E-15	25	0.3		－※1
		小破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス＋手動減圧操作失敗	8.7E-16	15	0.2		－※1
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗(3.5E-13／炉年)	中破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	1.1E-14	3.1	2.6		○
		中破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス	9.8E-15	2.8	2.3		○
		中破断ＬＯＣＡ＋ＲＳＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	7.7E-15	2.2	1.8		○
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗(3.9E-14／炉年)	中破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２圧力トランスミッタＰＸ２１７－７共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.1E-15	2.8	0.3		○
		中破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２圧力トランスミッタＰＸ２１７－７共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6	0.2		○
		中破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6	0.2		－※1
		中破断ＬＯＣＡ＋ＡＤＳ水位トランスミッタＬＸ２９８－２（Ｌ３）共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6	0.2		○
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗(3.4E-14／炉年)	大破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	1.1E-15	3.2	0.3	－	－※2
		大破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス	9.8E-16	2.9	0.2		－※2
		大破断ＬＯＣＡ＋ＲＳＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	7.7E-16	2.3	0.2		－※2

※１　原子炉注水自動起動不能の認知失敗等の人的過誤については，訓練等の運用面の対策は，確実に当該カットセットの発生を防止するものではないが，当該カットセットの発生頻度の低下に期待できるものと考える。

※２　大破断ＬＯＣＡについては，炉心損傷防止対策は困難であるが，格納容器破損防止対策としては，低圧原子炉代替注水系（常設），格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系等に期待できる。

【主要なカットセットに対する検討】（冷却材喪失（ＬＯＣＡ））

○　第1－6表より，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約８％のカットセットを確認した。なお，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1％未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○　事故シーケンスのうち，「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」では，原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系の共通原因故障，並びに高圧炉心スプレイ補機冷却系又は高圧炉心スプレイ補機海水系の喪失が抽出されている。中破断ＬＯＣＡ又は故障により原子炉隔離時冷却系に期待できず，原子炉補機冷却系等の喪失により，駆動機構の冷却が必要な電動駆動のＥＣＣＳに期待できない状況であるため，このカットセットに対しては，ＳＲＶの手動作動により原子炉を減圧し，駆動機構の冷却を必要としない低圧原子炉代替注水系（常設）により注水することで炉心損傷を防止できる。

○　事故シーケンスのうち，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」では，国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが，全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また，炉心損傷防止は困難であるが，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器フィルタベント系による除熱を実施することにより，炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待することができる。

○　事故シーケンスのうち，「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」では，手動減圧操作に失敗する人的過誤，計測器の共通原因故障，高圧炉心スプレイ補機冷却系又は高圧炉心スプレイ補機海水系によるカットセットが抽出されている。この場合，原子炉手動減圧操作の必要性に気付けない場合は，ＳＲＶの手動操作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が，小破断ＬＯＣＡ又は中破断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い。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，原子炉手動減圧操作の認知失敗等の人的過誤については，訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第1－7表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	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)	事故シーケンスへの寄与割合（%）	事故シーケンスグループへの寄与割合（%）		
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）(3.3E-09／炉年)	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）(3.3E-09／炉年)	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	3.3E-09	100	100	・漏えい箇所の隔離 ・ＳＲＶの手動操作 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	○

【主要なカットセットに対する検討】（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））

○　第1－7表より，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）」について確認した。なお，「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1％未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○　事故シーケンス「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」では，低圧注水系の定期試験時の弁リークや誤開放による発生の寄与が大きい。これらに対しては，高圧炉心スプレイ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，漏えい箇所の隔離，ＳＲＶによる手動操作を試みるとともに，残留熱除去系による除熱を行うことで，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うえで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 1.0×10^{-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，炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから，事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として，今回は 1.0×10^{-3} を基準とすることとし，1.0×10^{-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 1.0×10^{-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」に含まれるすべ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，抽出されたすべ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）」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がその炉心損傷頻度のほぼ100％を占めており，ＴＷに対しては，ＦＶ重要度が 1.0×10^{-3} を超えるすべての基事象に重大事故等対処設備（具体的には格納容器フィルタ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の全炉心損傷頻度は大幅に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があると整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。

○高圧・低圧注水機能喪失（ＴＱＵＶ）

ＦＶ重要度が1.0×10^{-3}を超えるすべ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，計測器の共通原因機能喪失，高圧炉心スプレイ系等が抽出されたが，これらに対しては低圧原子炉代替注水（常設），ＳＲＶの手動操作，格納容器フィルタベント系及び常設代替交流電源設備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1.0×10^{-3}を超えるすべ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，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及び手動減圧操作の人的過誤等が抽出された。格納容器圧力高を伴わない高圧注水不能の状況下では，自動減圧系による原子炉の減圧機能に期待できないが，重大事故等対処設備として導入した代替自動減圧機能（原子炉水位低（レベル１）到達10分後及び低圧炉心スプレイポンプ又は残留熱除去ポンプ運転（低圧注水モード）の場合）によって減圧されるため，その後の低圧注水によって対応することが可能である。

○崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）

ＦＶ重要度が1.0×10^{-3}を超えるすべ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，原子炉補機冷却系の共通原因故障及び非常用ディーゼル発電機の共通原因故障等が抽出されたが，これらに対しては独立な系統である格納容器フィルタ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1.0×10^{-3}を超えるすべ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では蓄電池の共通原因故障が抽出されたが，これらに対しては低圧原子炉代替注水系（常設），低圧原子炉代替注水系（可搬型），常設代替交流電源設備及び常設代替直流電源設備によって対応することが可能である。

○ＬＯＣＡ時注水機能喪失（Ｓ１Ｅ，Ｓ２Ｅ）

ＦＶ重要度が1.0×10^{-3}を超える基事象のうち，重大事故等防止対策の有効性が確認できない基事象は以下のとおり。

・ＬＯＣＡ時の原子炉手動減圧操作失敗

（ＦＶ重要度：中破断ＬＯＣＡ（Ｓ１Ｅ）1.0×10^{-1}，
小破断ＬＯＣＡ（Ｓ２Ｅ）6.7×10^{-1}）

これは人的過誤による基事象であり，主要なカットセットにも含まれている。この基事象については，訓練等による発生確率の低減に努めることが，今後も継続して取り組むべき対策の１つであると考える。

この他に支配的な基事象として，原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系の共通原因故障が抽出された。破断口径の大きさによるが，これらに対しては低圧原子炉代替注水系（常設）によって対応することが可能である。

○原子炉停止機能喪失（ＴＣ）

ＦＶ重要度が1.0×10^{-3}を超える基事象のうち，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，これらに対してはほう酸水注入系等による原子炉停止によって対応することが可能である。

○格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）に対し重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な事象として，低圧注水系の配管破断が抽出されたが，これに対しては漏えい箇所の隔離又はＳＲＶの手動操作及び高圧炉心スプレイ系等によって対応することが可能である。

2.　内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ

(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表に示したとおり，主要なカットセットレベルまで展開しても，整備された重大事故等防止対策により格納容器破損を防止できることを確認した。

第2－1表　事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果

格納容器破損モード	プラント損傷状態（ＰＤＳ）※1	主要なカットセット	格納容器破損頻度 (／炉年)	格納容器破損モードへの寄与割合（%）	主な対策	対策有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)(3.3E-12／炉年)※2	ＴＱＵＸ	直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗＋ＲＨＲ-Ａ長期冷却手動操作失敗	2.1E-13	6.4	・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備 ・可搬式窒素供給装置 ・残留熱代替除去系	○
		直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＣＷ/ＨＰＳＷメンテナンス＋手動減圧操作失敗＋ＲＨＲ-Ａ長期冷却手動操作失敗	1.9E-13	5.8		○
		直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス＋手動減圧操作失敗＋ＲＨＲ-Ａ長期冷却手動操作失敗	1.1E-13	3.3		○
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)(2.8E-09／炉年)	長期ＴＢ	外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	4.1E-10	15		○
		外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ起動失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	2.8E-10	10		○
		外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	2.8E-10	10		○
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱(5.9E-17／炉年)	長期ＴＢ	外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋ＤＣＨ発生	9.0E-18	15	・原子炉圧力容器破損までの手動減圧	○
		外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ起動失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗＋ＤＣＨ発生	6.1E-18	10		○
		外部電源喪失＋非常用Ｄ／Ｇ－Ｈ継続運転失敗＋非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因起動失敗＋ＤＣＨ発生	6.1E-18	10		○
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(2.3E-13／炉年)	ＴＱＵＶ	非隔離事象＋水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＦＣＩ発生	1.1E-14	4.8	－ （格納容器バウンダリの機能は喪失しないことを確認）	○
		非隔離事象＋水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋ＦＣＩ発生	1.0E-14	4.3		○
		非隔離事象＋水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス＋ＦＣＩ発生	6.3E-15	2.7		○
溶融炉心・コンクリート相互作用(2.5E-09／炉年)	ＴＱＵＶ	非隔離事象＋水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋デブリ冷却失敗	1.2E-10	4.8	・ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル注水	○
		非隔離事象＋水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋デブリ冷却失敗	1.1E-10	4.4		○
		非隔離事象＋水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス＋デブリ冷却失敗	6.7E-11	2.7		○

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

【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，ＴＱＵＸによって炉心損傷に至った後に過圧破損に至るシーケンスであり，主要なカットセットには過圧破損・過温破損においては，高圧炉心スプレイ系機能喪失，手動減圧操作失敗及び残留熱除去系手動操作失敗の基事象の組合せが抽出されている。これらのカットセットに対しては，格納容器フィルタベント系が有効である。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によって格納容器圧力の上昇抑制を図ること，残留熱代替除去系による除熱も有効である。

○　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，長期ＴＢによって炉心損傷に至った後に過温破損に至るシーケンスであり，主要なカットセットにはすべての交流電源が失われる基事象の組合せが抽出されている。これらのカットセットに対しては，低圧原子炉代替注水系（常設）による損傷炉心への注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却，格納容器フィルタベント系や残留熱代替除去系による除熱が有効である。

○　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すべての交流電源が失われる基事象の組合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，ＴＱＵＶ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水位トランスミッタの共通原因故障及び高圧炉心スプレイ系機能喪失が抽出されている。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いる。

○　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，ＴＱＵＶによって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が損傷し，ペデスタル床面での溶融炉心・コンクリート相互作用が継続するシーケンスであり，主要なカットセットには水位トランスミッタの共通原因故障及び高圧炉心スプレイ系機能喪失が抽出されている。炉心損傷後にはその状況を認知するとともに，炉心損傷から原子炉圧力容器の損傷までの間にペデスタル代替注水系等を用いて，ペデスタル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。ここでは，各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

・各事故シーケンス（ＰＯＳ－Ｓ～Ｄ）の中で上位５位までのカットセット

(2)　主要なカットセットの確認結果

各事故シーケンス（ＰＯＳ－Ｓ～Ｄ）の燃料損傷頻度が上位であるカットセットの分析を実施し（第 3－1 表～第 3－3 表），整備された燃料損傷防止対策が有効となることを確認した。

第3－1表　崩壊熱除去機能喪失の主要なカットセット
（ＰＯＳ－Ｓ～Ｄの各事故シーケンスにおける主要なカットセット）

事故シーケンス	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	主要なカットセット	ＰＯＳ	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	寄与割合（%）	対策	対策有効性
崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去･炉心冷却失敗	2.4E-10	フロントライン系機能喪失＋ＦＭＷポンプ出口弁ＭＶ－２開失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－２	1.5E-11	6.3	・低圧原子炉代替注水系（常設） ・常設代替交流電源設備	○
		フロントライン系機能喪失＋ＦＭＷポンプ出口弁ＭＶ－２開制御故障＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－２	1.5E-11	6.2		○
		フロントライン系機能喪失＋ＦＭＷポンプ出口弁ＭＶ－２開失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－３	5.4E-12	2.3		○
		フロントライン系機能喪失＋ＦＭＷポンプ出口弁ＭＶ－２開制御故障＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－３	5.3E-12	2.2		○
		フロントライン系機能喪失＋ＲＨＲポンプ炉水戻り弁ＭＶ２２２－１１Ａ作動失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	4.8E-12	2.0		○
外部電源喪失＋崩壊熱除去･炉心冷却失敗	3.1E-11	外部電源喪失＋ＲＨＲ炉水入口止め弁Ｖ２２２－５閉塞＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	4.0E-13	1.3	・待機中の残留熱除去系（低圧注水モード） ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・常設代替交流電源設備	○
		外部電源喪失＋ＲＨＲポンプ炉水戻り弁ＭＶ２２２－１１Ａ，Ｂ共通原因開失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	2.9E-13	0.9		○
		外部電源喪失＋ＲＨＲポンプ炉水入口弁ＭＶ２２２－８Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	2.9E-13	0.9		○
		外部電源喪失＋ＲＨＲ炉水入口止め弁Ｖ２２２－５閉塞＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｄ	2.7E-13	0.9		○
		外部電源喪失＋ＲＨＲ炉水入口止め弁Ｖ２２２－５閉塞＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ａ	2.2E-13	0.7		○

【主要なカットセットに対する検討】

○　ＰＯＳ－Ｂ－２，３においては，取水路点検等により片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。そのため，期待できる注水機能はもう一方の系列のみとなり，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待機中の残留熱除去系（低圧注水モード），注水機能の信頼性向上・多様化（低圧原子炉代替注水系（常設））であり，当社の実施している燃料損傷防止対策は有効である。

第3－2表　全交流動力電源喪失の主要なカットセット
（ＰＯＳ－Ｓ～Ｄの各事故シーケンスにおける主要なカットセット）

事故シーケンス	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	主要なカットセット	ＰＯＳ	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	寄与割合（%）	対策	対策有効性
外部電源喪失＋交流電源喪失	6.0E-06	外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ａ継続運転失敗	Ｂ－２	1.4E-06	24	・常設代替交流電源設備 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・原子炉補機代替冷却系	○
		外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ａ起動失敗	Ｂ－２	9.7E-07	16		○
		外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ａメンテナンス	Ｂ－２	5.4E-07	9.0		○
		外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ｂ継続運転失敗	Ｂ－３	5.1E-07	8.5		○
		外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ｂ継続運転失敗	Ｂ－４	4.1E-07	6.8		○
外部電源喪失＋直流電源喪失	4.3E-08	外部電源喪失＋蓄電池Ａ機能喪失	Ｂ－２	1.3E-08	30		○
		外部電源喪失＋蓄電池Ａ遮断器誤開	Ｂ－２	1.1E-08	24		○
		外部電源喪失＋蓄電池Ｂ機能喪失	Ｂ－３	4.6E-09	11		○
		外部電源喪失＋蓄電池Ｂ遮断器誤開	Ｂ－３	3.8E-09	8.6		○
		外部電源喪失＋蓄電池Ｂ機能喪失	Ｂ－４	3.7E-09	8.4		○

【主要なカットセットに対する検討】

○　ＰＯＳ－Ｂ－２　においては，点検によりＢ系の緩和系及び非常用ディーゼル発電機に期待することができない。外部電源が喪失し，非常用ディーゼル発電機Ａ系が起動に失敗すると全交流動力電源喪失となる。そのため，非常用ディーゼル発電機Ａ系の運転継続失敗や起動失敗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や注水の多様化（低圧原子炉代替注水系（常設））及び原子炉補機代替冷却系があり，当社の実施している燃料損傷防止対策は有効である。

第3－3表　原子炉冷却材の流出の主要なカットセット
（ＰＯＳ－Ｓ～Ｄの各事故シーケンスにおける主要なカットセット）

事故シーケンス	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	主要なカットセット	ＰＯＳ	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	寄与割合（％）	対策	対策有効性
原子炉冷却材の流出＋流出隔離・炉心冷却失敗	3.5E-10	ＣＵＷブロー＋水位低下認知失敗（ＣＵＷブロー）	Ｃ	1.9E-10	54	・待機中の残留熱除去系（低圧注水モード） ・冷却材流出箇所の隔離操作 【認知失敗の場合】 運転員への注意喚起等による発生頻度の低減	－※
		ＲＨＲ切替＋流出の隔離失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－３	8.3E-11	23		○
		ＣＵＷブロー＋流出の隔離失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	7.6E-11	21		○
		ＣＲＤ点検＋流出の隔離失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－２	1.9E-12	0.5		○
		ＬＰＲＭ交換＋流出の隔離失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－２	1.1E-12	0.3		○

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

【主要なカットセットに対する検討】

○　本シーケンスで主要なカットセットは定期事業者検査中の水位調整のために原子炉浄化系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注意喚起が有効である。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，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。

○　原子炉冷却材の流出に対する対策としては待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水，冷却材流出箇所の隔離操作であり，当社の実施している燃料損傷防止対策は有効である。認知に対しては，運転員への注意喚起等の運用を実施していく。

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とおり抽出し，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（低圧原子炉代替注水系（常設））や運転員への注意喚起等の継続的実施，区分Ⅰ～Ⅲの直流電源に期待しない常設代替交流電源設備の給電等によって燃料損傷の発生頻度を更に低下させることが可能であることを確認した。

(1)　低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が有効とならない基事象

停止時レベル１ＰＲＡにおいては時間余裕が十分長いことから重大事故対処設備である低圧原子炉代替注水系（常設）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第3－4表に抽出される。

これらの基事象の故障が発生した場合は，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水に期待できないと考えられる。ただし，低圧原子炉代替注水系（常設）（有効性評価で期待している注水手段）以外の対策（大量送水車等）を考慮することで燃料損傷を防止できる。

(2)　冷却材流出事象において待機中の残留熱除去系（低圧注水モード），低圧原子炉代替注水系（常設）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，燃料損傷に至る（第3－5表）。

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が有効である（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。

※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，全燃料損傷頻度に対する分析を実施した。その際，全燃料損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し，内部事象運転時レベル１ＰＲＡ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。

第3－4表　低圧原子炉代替注水系（常設）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
①ＲＨＲ－Ａ注水弁ＭＶ２２２－５Ａ開失敗	－※	低圧原子炉代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を行う際に使用する残留熱除去系注水ラインの電動弁の基事象
②ＲＨＲ－Ａ配管閉塞	<1.0E-04	低圧原子炉代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を行う際に使用する残留熱除去系配管の基事象

※　今回の停止時レベル１ＰＲＡでは，残留熱除去系の注水ラインには期待しておらず，カットセットは抽出されていない。

第3－5表　冷却材流出事象において待機中の残留熱除去系（低圧注水モード），低圧原子炉代替注水系（常設）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水位低下認知失敗（ＣＵＷブロー）	5.4E-01	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，燃料損傷に至る基事象

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について

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が講じられている。内部事象ＰＲＡでは，機器の故障等の発生確率をランダム要因によるものとして炉心損傷頻度等を評価しているが，外部事象ＰＲＡでは，外部事象によっても機器の故障等が発生するため，例えば，ランダム要因では壊れにくいが地震に対しては脆弱な機器等が含まれる場合等，同じ事故シーケンス又はカットセットであってもその発生頻度及び寄与率には違いが現れる。このため，地震レベル１ＰＲＡ，津波レベル１ＰＲＡから抽出される事故シーケンスについても，支配的な事故シーケンスに対してカットセットを分析し，炉心損傷防止対策の有効性を整理した。

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。

・事故シーケンスのうち，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を第１表に示す。

(2)　主要なカットセットの確認結果

第１表に示したとおり，一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの，大半の事故シーケンスに対しては，主要なカットセットレベルまで展開しても，整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお，地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが，その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方，事故シーケンスのうち，「原子炉停止機能喪失」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。また，原子炉建物損傷，原子炉格納容器損傷，原子炉圧力容器損傷，格納容器バイパス，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ，制御室建物損傷，廃棄物処理建物損傷，計装・制御系喪失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。

【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

サプレッション・チェンバの構造損傷又は残留熱除去系電動弁（ゲート弁）の機能損傷を含む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，低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉圧力容器に注水を行うことで炉心損傷を防止できる。

○　高圧注水・減圧機能喪失

いずれのカットセットにも，地震によるＳＲＶ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。

○　全交流動力電源喪失

・外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失

事故シーケンスのうち，「外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失」では，非常用ディーゼル発電機の燃料移送系配管やディーゼル燃料貯蔵タンクの構造損傷又は原子炉補機海水ポンプの機能損傷を含む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，原子炉隔離時冷却系によって炉心を冷却し，その後，ＳＲＶの手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器圧力制御を行い，残留熱除去系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。

・外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋高圧炉心冷却失敗

事故シーケンスのうち，「外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋高圧炉心冷却失敗」では，非常用ディーゼル発電機の燃料移送系配管やディーゼル燃料貯蔵タンクの構造損傷及びサプレッション・チェンバの構造損傷を含む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，高圧原子炉代替注水系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器圧力制御を行い，残留熱除去系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。

・外部電源喪失＋直流電源喪失

事故シーケンスのうち，「外部電源喪失＋直流電源喪失」では，地震又はランダム故障により直流電源設備が機能喪失に至る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，高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水等により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器圧力制御を行い，残留熱除去系による

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。

・外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋ＳＲＶ再閉鎖失敗

事故シーケンスのうち，「外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋ＳＲＶ再閉鎖失敗」では，非常用ディーゼル発電機の燃料移送系配管やディーゼル燃料貯蔵タンクの構造損傷又は原子炉補機海水ポンプの機能損傷を含むカットセットが抽出されている。これにより外部電源喪失と合わせて全交流動力電源喪失に至り，電動駆動のＥＣＣＳ注水設備が機能喪失する。また，ＳＲＶ再閉鎖失敗により，長時間の原子炉隔離時冷却系又は高圧原子炉代替注水系による注水には期待できない。このため，原子炉隔離時冷却系又は高圧原子炉代替注水系による注水が継続している間に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による低圧注水に移行することで炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器圧力制御を行い，残留熱除去系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。

○　崩壊熱除去機能喪失

いずれのカットセットにも，残留熱除去系電動弁の機能損傷又は残留熱除去系配管の構造損傷が含まれている。このカットセットに対しては，原子炉補機代替冷却系による除熱には期待できないが，格納容器フィルタベント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

いずれのカットセットにも，炉内構造物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が挿入できない場合，原子炉停止機能を喪失するため，炉心損傷に至る。

これらのカットセットに対しては，代替再循環ポンプトリップ機能により炉心流量を減少させ原子炉出力を低下させることに加え，ほう酸水注入系で原子炉停止することにより炉心損傷を防止できる。一方，非常用ディーゼル発電機の燃料移送系配管やディーゼル燃料貯蔵タンクの構造損傷又は原子炉補機海水ポンプを含むカットセットについては，交流電源を喪失するため，ほう酸水注入系に期待できず，炉心損傷に至る。ただし，これらの事故シーケンスは，地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価している地震ＰＲＡから抽出されたものであり，基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信し，炉内構造物等が損傷する前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから，現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられる。

○　その他の炉心損傷直結事象

原子炉建物損傷，原子炉格納容器損傷，原子炉圧力容器損傷，格納容

器バイパス，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ，制御室建物損傷，廃棄物処理建物損傷，計装・制御系喪失については，別紙２のとおり，評価方法にかなりの保守性を有しており，また，地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから，現状，炉心損傷直結事象として整理しているものの，実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより，炉心損傷を防止できる可能性があるものと考える。その場合は，損傷した機能に応じて内部事象運転時レベル１ＰＲＡの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものと考える。

2. 津波レベル１ＰＲＡ

津波ＰＲＡの結果，津波高さＥＬ20m 超過の津波発生時に，建物等への浸水により計装・制御系，ＥＣＣＳ等の緩和機能の喪失が発生し，直接炉心損傷に至る事故シーケンスが抽出された。

津波により直接炉心損傷に至る事象については，別紙２のとおり，評価手法に保守性を有しており，また，津波による建物内外の浸水に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから，現状，炉心損傷直結事象として整理しているものの，実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより，炉心損傷を防止できる可能性があるものと考える。その場合は，損傷した機能に応じて内部事象運転時レベル１ＰＲＡの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものと考える。

第１表　地震ＰＲＡにおける事故シーケンスの分析（カットセットの抽出）結果（１／３）

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1	主要なカットセット※2	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）※3	主な対策	対策有効性
高圧・低圧注水機能喪失（9.3E-07／炉年）	外部電源喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（9.2E-07／炉年）	外部電源受電設備の損傷＋サプレッション・チェンバの損傷	3.8E-07	41	・高圧原子炉代替注水系 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・ＳＲＶの手動操作 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備	○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＣＩＣ電動弁（グローブ弁）の損傷＋ＨＰＣＳディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷＋ＲＨＲ電動弁（ゲート弁）の損傷※4	4.5E-09	0.5		○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＣＩＣ電動弁（グローブ弁）の損傷＋ＨＰＳＷポンプの損傷＋ＲＨＲ電動弁（ゲート弁）の損傷※4	4.3E-09	0.5		○
高圧注水・減圧機能喪失（1.0E-07／炉年）	外部電源喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗（1.0E-07／炉年）	外部電源受電設備の損傷＋ＲＣＩＣ電動弁（グローブ弁）の損傷＋ＨＰＣＳディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷＋原子炉減圧失敗（ランダム故障）	2.7E-09	2.6	・代替自動減圧機能 ・高圧原子炉代替注水系 ・残留熱除去系	○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＣＩＣ電動弁（グローブ弁）の損傷＋ＨＰＳＷ配管の損傷＋原子炉減圧失敗（ランダム故障）	2.7E-09	2.6		○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＣＩＣ電動弁（グローブ弁）の損傷＋ＨＰＣＷ配管の損傷＋原子炉減圧失敗（ランダム故障）	2.7E-09	2.6		○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＣＩＣ電動弁（グローブ弁）の損傷＋ＨＰＣＳ配管の損傷＋原子炉減圧失敗（ランダム故障）	2.7E-09	2.6		○
全交流動力電源喪失（3.4E-06／炉年）	外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失（2.0E-6／炉年）	外部電源受電設備の損傷＋燃料移送系配管の損傷	2.5E-07	13	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系	○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＳＷポンプの損傷	2.4E-07	12		○
		外部電源受電設備の損傷＋ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷	2.3E-07	12		○
	外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋高圧炉心冷却失敗（1.4E-06／炉年）	外部電源受電設備の損傷＋ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷＋サプレッション・チェンバの損傷	6.0E-08	4.4	・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系	○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＳＷポンプの損傷＋サプレッション・チェンバの損傷	5.7E-08	4.2		○
		外部電源受電設備の損傷＋燃料移送系配管の損傷＋サプレッション・チェンバの損傷	5.1E-08	3.7		○
	外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋ＳＲＶ再閉鎖失敗（1.5E-08／炉年）	外部電源受電設備の損傷＋燃料移送系配管の損傷＋ＳＲＶ再閉鎖失敗（ランダム故障）	1.9E-09	13	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・残留熱除去系	○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＳＷポンプの損傷＋ＳＲＶ再閉鎖失敗（ランダム故障）	1.8E-09	12		○
		外部電源受電設備の損傷＋ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷＋ＳＲＶ再閉鎖失敗（ランダム故障）	1.8E-09	12		○
	外部電源喪失＋直流電源喪失（5.8E-09／炉年）	外部電源受電設備の損傷＋115V 系充電器盤の損傷	5.1E-09	88	・高圧原子炉代替注水系 ・ＳＲＶの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替直流電源設備 ・残留熱除去系	○
		外部電源受電設備の損傷＋115V 系直流盤の損傷	6.8E-10	12		○
		外部電源受電設備の損傷＋直流電源喪失（ランダム故障）	8.0E-12	0.1		○

※１　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目し，詳細化して分類したもの。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち，支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。
※２　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。
※３　主要な事故シーケンスの炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。
※４　残留熱除去系電動弁（ゲート弁）は低圧原子炉代替注水系（常設）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）の注水経路上にもあるが，当該弁は十分な耐震裕度があることを確認している。

第１表　地震ＰＲＡにおける事故シーケンスの分析（カットセットの抽出）結果（２／３）

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1	主要なカットセット※2	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）※3	主な対策	対策有効性
崩壊熱除去機能喪失（1.6E-06／炉年）	外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗（1.1E-06／炉年）	外部電源受電設備の損傷＋ＲＨＲ電動弁（グローブ弁）の損傷※4	2.2E-07	19	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・ＳＲＶの手動操作 ・残留熱除去系 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＨＲ電動弁（ゲート弁）の損傷※4	1.6E-07	14		○
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＨＲ配管の損傷※4	1.3E-07	12		○
原子炉停止機能喪失（8.5E-07／炉年）	外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋原子炉停止失敗（5.2E-07／炉年）	外部電源受電設備の損傷＋ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷＋シュラウドサポートの損傷	1.5E-08	2.9	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	—※5
		外部電源受電設備の損傷＋ＲＳＷポンプの損傷＋シュラウドサポートの損傷	1.4E-08	2.8		—※5
		外部電源受電設備の損傷＋ディーゼル燃料移送ポンプの損傷＋シュラウドサポートの損傷	1.3E-08	2.5		—※5
原子炉建物損傷（3.1E-08／炉年）	原子炉建物損傷（3.1E-08／炉年）	原子炉建物の損傷	3.1E-08	100	—	—※6
原子炉格納容器損傷（3.4E-07／炉年）	原子炉格納容器損傷（3.4E-07／炉年）	原子炉格納容器スタビライザの損傷	2.3E-07	68	—	—※6
		原子炉格納容器の損傷	5.8E-08	17		
		原子炉圧力容器ペデスタルの損傷	5.0E-08	15		
原子炉圧力容器損傷（1.7E-07／炉年）	原子炉圧力容器損傷（1.7E-07／炉年）	原子炉圧力容器スタビライザの損傷	9.7E-08	56	—	—※6
		原子炉圧力容器の損傷	7.5E-08	44		
		原子炉遮へい壁の損傷	2.8E-10	0.2		
格納容器バイパス（3.5E-09／炉年）	格納容器バイパス（3.5E-09／炉年）	主蒸気隔離弁の損傷	2.0E-09	58	—	—※6
		原子炉浄化系隔離弁の損傷	1.3E-09	37		
		給水系逆止弁の損傷	1.5E-10	4.4		

※１　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目し，詳細化して分類したもの。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち，支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。

※２　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。

※３　主要な事故シーケンスの炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。

※４　残留熱除去系電動弁（グローブ弁），残留熱除去系電動弁（ゲート弁）及び残留熱除去系配管は残留熱除去系及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）の注水経路上にもあるが，当該弁は十分な耐震裕度があることを確認している。

※５　地震発生と同時に最大の加速度を受けるものとして評価している地震レベル１ＰＲＡの設定上抽出されたものであるが，地震時の挙動を現実的に想定すると，基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され，炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから，現実的には発生し難いと考え，炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象には該当しないと判断したシーケンス。

※６　損傷の規模に応じて，常設及び可搬型の低圧原子炉代替注水系による原子炉冷却，常設及び可搬型の格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却，又は可搬型のポンプ・電源，放水砲等を駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図る。

第１表　地震ＰＲＡにおける事故シーケンスの分析（カットセットの抽出）結果（３／３）

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1	主要なカットセット※2	炉心損傷頻度（／炉年）	炉心損傷頻度 寄与割合（%）※3	主な対策	対策有効性
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ（4.2E-07／炉年）	Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ（4.2E-07／炉年）	原子炉格納容器内配管の損傷	4.2E-07	100	—	—※4
制御室建物損傷（1.4E-08／炉年）	制御室建物損傷（1.4E-08／炉年）	制御室建物の損傷	1.4E-08	100	—	—※4
廃棄物処理建物損傷（1.8E-10／炉年）	廃棄物処理建物損傷（1.8E-10／炉年）	廃棄物処理建物の損傷	1.8E-10	100	—	—※4
計装・制御系喪失（1.5E-07／炉年）	計装・制御系喪失（1.5E-07／炉年）	外部電源受電設備の損傷＋ケーブルトレイの損傷	1.3E-07	89	—	—※4
		外部電源受電設備の損傷＋計装ラックの損傷	9.4E-09	6.4		
		外部電源受電設備の損傷＋計装用無停電交流電源装置の損傷	4.9E-09	3.3		

※１　主要な事故シーケンスは，同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを，シーケンス上の主な特徴に着目し，詳細化して分類したもの。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち，支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。

※２　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。

※３　主要な事故シーケンスの炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。

※４　損傷の規模に応じて，常設及び可搬型の低圧原子炉代替注水系による原子炉冷却，常設及び可搬型の格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却，又は可搬型のポンプ・電源，放水砲等を駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図る。

「水素燃焼」及び「格納容器直接接触（シェルアタック）」を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由

解釈の第37条２－１では，必ず想定する格納容器破損モードの１つとして水素燃焼及び格納容器直接接触（シェルアタック）が挙げられている。

一方，審査ガイドに基づき，格納容器破損モード抽出のための個別プラント評価として実施した,島根原子力発電所２号炉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）を格納容器破損モードの評価対象から除外している。以下に，除外理由の詳細を示す。

1. 「水素燃焼」の除外理由

審査ガイドにおける,「水素燃焼」の現象の概要は以下のとおりである。

> 原子炉格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると、水－ジルコニウム反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器が破損する場合がある。

(1) 炉心損傷に伴う原子炉格納容器内の気体の組成及び存在割合の変化

島根原子力発電所２号炉では，運転中は原子炉格納容器内を常時窒素で置換しており，酸素濃度は2.5vol％以下に管理される。一般に可燃限界とされている濃度は，水素濃度が４vol％以上かつ酸素濃度が５vol％以上の場合である。

ジルコニウム－水反応の程度や水蒸気等他の気体の存在割合にもよるが，燃料温度の著しい上昇に伴ってジルコニウム－水反応が生じる状況になれば，水素濃度は４vol％をほぼ上回る。

一方酸素は，事象発生前から原子炉格納容器内に存在している量の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，炉心損傷後の原子炉格納容器内での水素燃焼の発生を考慮する際には，酸素濃度に着目する必要がある。なお，炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシナリオで評価しても，事象発生から７日以内に酸素濃度が５vol％を超えることはない。

(2) 内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡの格納容器破損モードから除外する理由

内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡにおいて，仮にイベントツリーに水素燃焼に関するヘディングを設けたとしても，上記のとおり，７日以内に酸素濃度が５vol％を超えることは無く，また，７日以上原子炉格納容器の機能を維持（破損を防止）しながら酸素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。ただし，有効性評価においては，炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシナリオを考慮し，可燃限界に至らないことを示している。

なお，原子炉格納容器外部からの空気の流入によって酸素濃度が上昇する場合については，既に原子炉格納容器の隔離機能が失われている状況であるため，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡの対象外となる。

2.　「格納容器直接接触（シェルアタック）」の除外理由

審査ガイドにおける，「格納容器直接接触（シェルアタック）」の現象の概要は以下のとおりである。

> 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。

(1)　格納容器直接接触（シェルアタック）について

格納容器直接接触（シェルアタック）については，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－6025[(1)]において，ＢＷＲ　ＭＡＲＫ－Ⅰ型格納容器に対する検討が実施されている。ＢＷＲ　ＭＡＲＫ－Ⅰ型格納容器における格納容器直接接触（シェルアタック）のメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後，原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心はペデスタル部に落下する。この時，ＢＷＲ　ＭＡＲＫ－Ⅰ型格納容器はペデスタル部の床面とその外側の床面が同じ高さに設計されており，ペデスタル部には切れ込み（第1図）があるため，溶融炉心がペデスタル床面に拡がった場合，溶融炉心が切れ込みからペデスタル部の外側に流出して原子炉格納容器の壁面（金属製のライナー部分）に接触する可能性（第2図）がある。

この事象は，原子炉格納容器の構造上，ＢＷＲ　ＭＡＲＫ－Ⅰ型格納容器特有である。

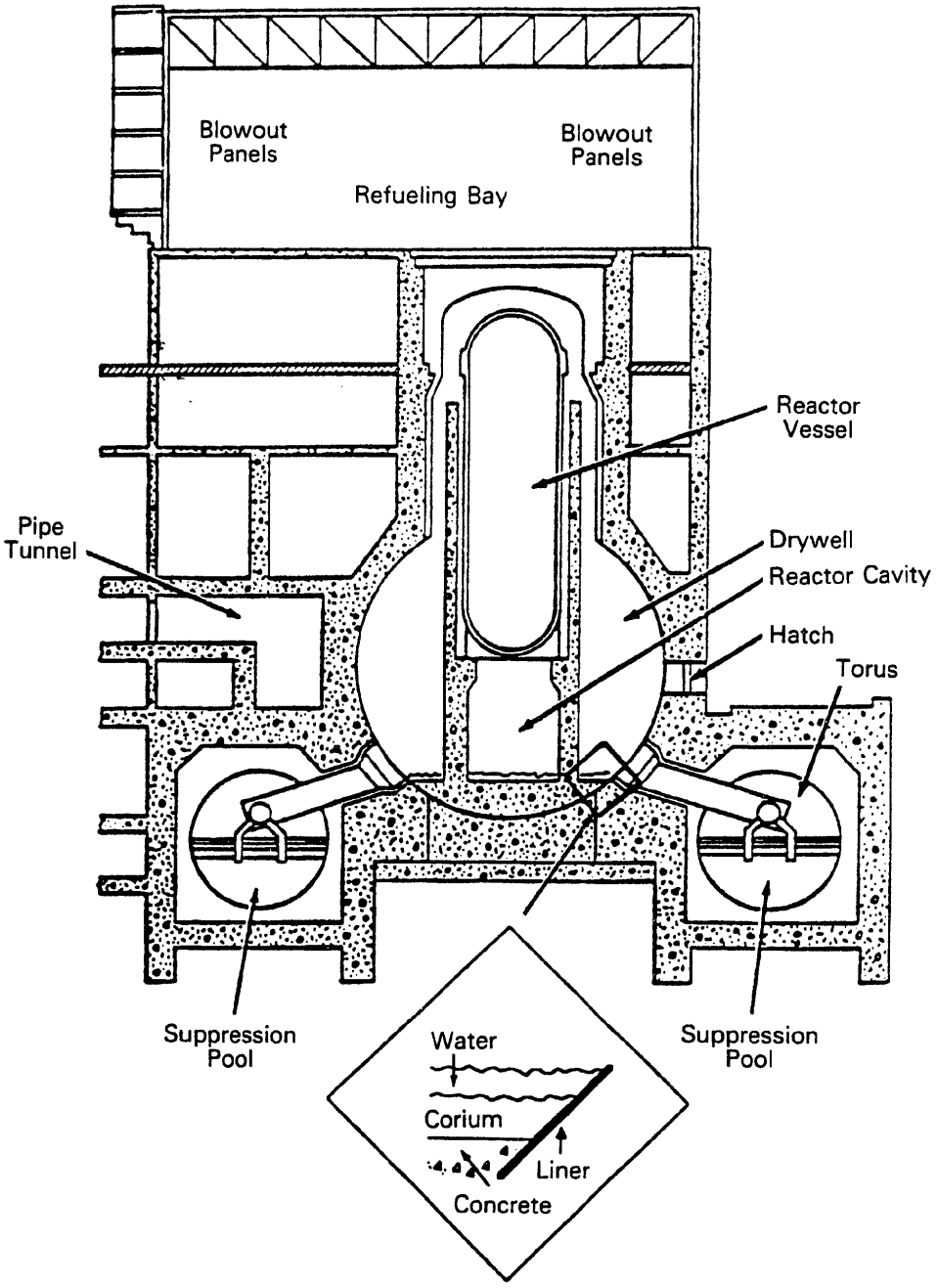
(2)　内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡの格納容器破損モードから除外する理由

島根原子力発電所２号炉のＭａｒｋ－Ⅰ改良型格納容器は，原子炉格

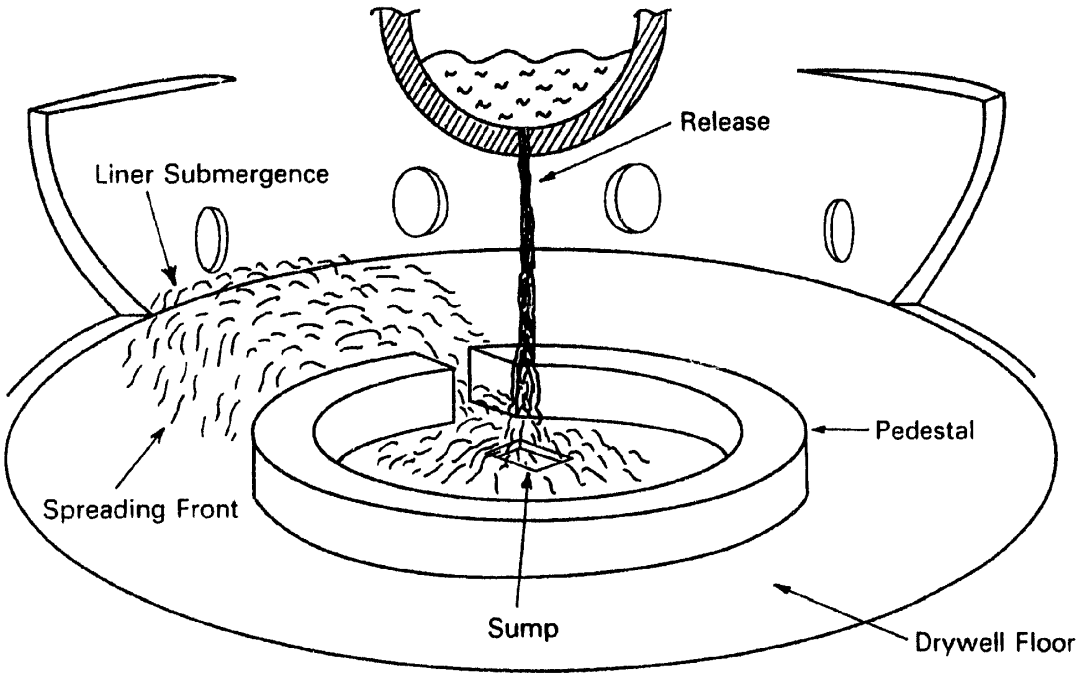
納容器の構造上，ペデスタル床に落下した溶融炉心が直接格納容器バウンダリと接触することはない（第3図）。このため，溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触する格納容器直接接触（シェルアタック）の発生の可能性はない。このように，島根原子力発電所２号炉の原子炉格納容器では構造的に発生しない格納容器破損モードであることから，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡの対象から除外した。なお，同様の理由により有効性評価の評価対象からも除外している。

参考文献

(1) T.G. Theofanous, et al, The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the liner, NUREG/CR-6025, 1993



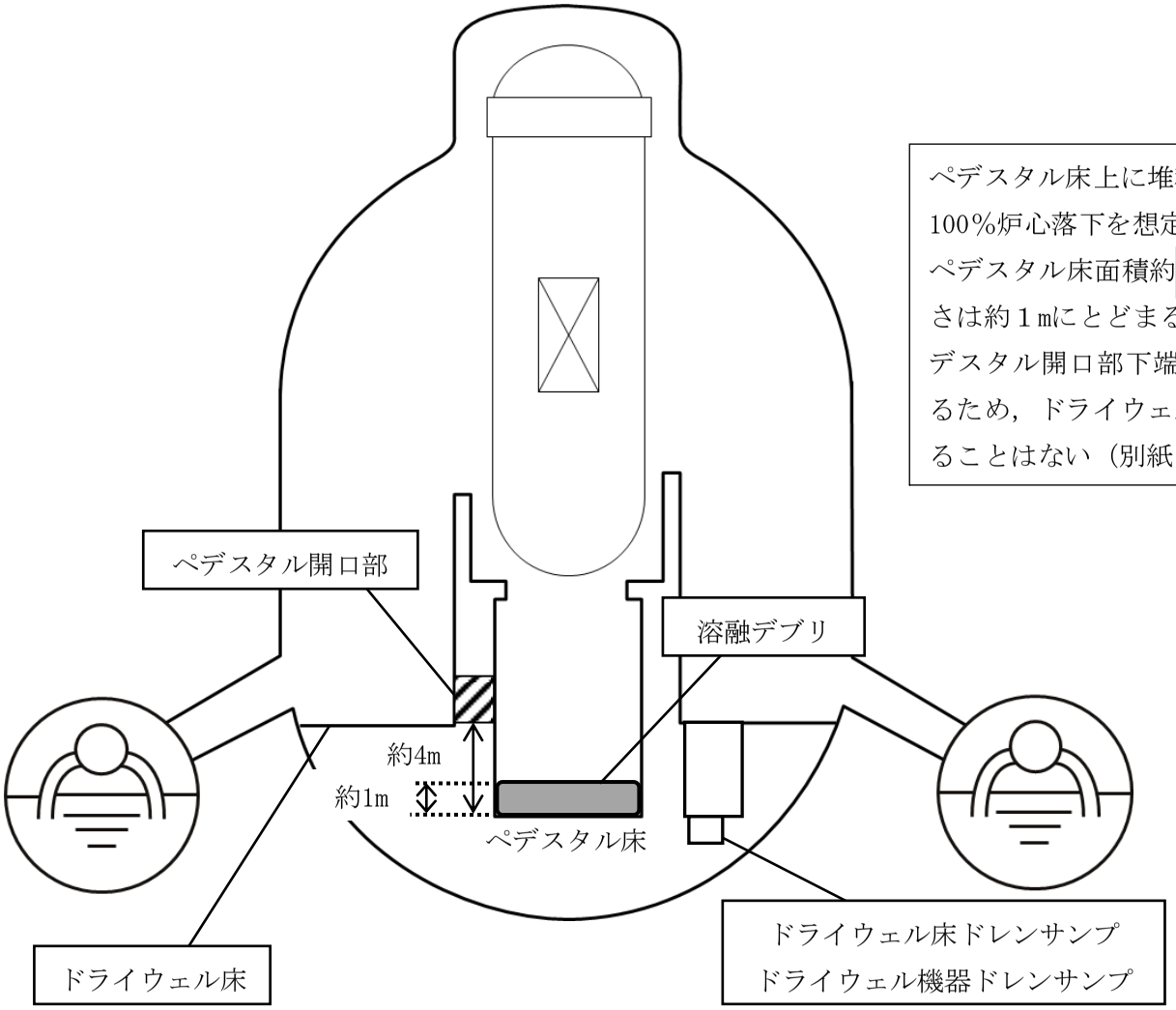
第1図　ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ｉ型格納容器における
格納容器直接接触(1)



第2図　ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ｉ型格納容器における
格納容器直接接触の物理現象図(1)

別紙 7-6

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



ペデスタル床上に堆積する溶融デブリ体積は100％炉心落下を想定しても約□m³である。ペデスタル床面積約□m²からデブリ堆積高さは約１mにとどまるが，ペデスタル床からペデスタル開口部下端までの高さは約４mであるため，ドライウェル床に溶融デブリが拡がることはない（別紙７ 補足資料１）。

第３図　島根原子力発電所２号炉（Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型）における溶融炉心とペデスタルの位置関係

ペデスタル内に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮について

1.　評価に用いた溶融デブリの設定条件

ＭＣＣＩ評価においては，全炉心に相当する量が溶融炉心としてペデスタル内に落下するものとしており，この溶融炉心には炉内構造物等を考慮している（第１表参照)。

2.　溶融デブリの堆積高さ

ＭＣＣＩ評価では，落下した溶融デブリがペデスタル床上に一様に拡がるものとしており，この場合の堆積高さは約１ｍとなる。ペデスタル内に落下した溶融デブリとペデスタルの構造の位置関係は別紙７の第３図に示すとおりであり，ペデスタル側面の開口部として最も低い箇所にあるペデスタル開口部までは約４ｍの高さがあることから，仮に溶融炉心が全量落下してもペデスタル以外に溶融デブリが拡がる恐れは無いと考えられる。

3.　溶融デブリの堆積高さの不確かさ

(1)　ペデスタル内の構造物の影響

ペデスタル内の主な構造物としては制御棒駆動機構（ＣＲＤ）交換装置（プラットホーム，旋回レール等含む）があり，原子炉圧力容器下部の構造物としてＣＲＤハウジング，中性子計装ハウジング等がある。溶融デブリへこれらの構造物が取り込まれたことを考慮すると，溶融デブリ全体の温度を低下させ，ＭＣＣＩを緩和する側に作用すると考えられることから，現在の評価ではこれらの構造物は考慮していない。これらの構造物の重量は全体の溶融デブリ量（　　）に対して小さく，これらの構造物を考慮した場合でも，デブリ堆積高さの増加分は約 0.17m であることから，溶融デブリがペデスタル以外に拡がる恐れは無いと考える。

(2)　溶融デブリの粒子化に伴う影響

溶融炉心がペデスタル内に落下する場合，予め 2.4m の水張りを実施する手順としていることから，溶融デブリの一部は水中で粒子化するものと考えられる。この時，粒子化した溶融デブリの密度が低いと堆積高さが高くなる。

最も厳しい条件として，デブリが粒子化割合 0.38 で粒子化した際の堆積高さを評価する。例えば，ポロシティが最も大きな粒子の充填状態である，単純立方格子（ポロシティ 0.48）として粒子が堆積する場合を想定すると，溶融デブリの堆積高さは約 1.4m，粒子化したデブリの範囲を除いた水プール水深は約２ｍとなるが，前述のとおり，ペデスタルの側面の開口部までは十分な

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

高さがあることから，粒子化に伴う堆積高さの増加を考慮しても，ペデスタル以外に溶融デブリが拡がる恐れは無いと考える。

なお，溶融炉心の比重は８程度であり，水と比べて非常に重く，粒子化した溶融デブリは水面に浮遊しないと想定される。

(3)　溶融炉心の落下の位置及び拡がりの影響

原子炉圧力容器下部からペデスタル内への溶融炉心の落下の経路[(1)]については，ＣＲＤハウジングの逸出に伴う開口部からの落下等が考えられる。原子炉圧力容器の構造からは，溶融炉心は原子炉圧力容器底部の中心に流れ込むと考えられ，原子炉圧力容器底部の中心近傍に開口部が発生し，溶融炉心がペデスタル内に落下する可能性が高いと推定されるが，開口部の発生箇所については不確かさがあると考えられる。

ここで仮に溶融デブリが偏って堆積し，ペデスタル開口部高さ（約４m）に到達する条件を考えると，溶融デブリが直径約３m の円柱を形成する必要があるが，溶融デブリの厚さが均一化するまでの時間が２～３分程度であるという過去の知見[(2)]を踏まえると，溶融炉心は落下と同時にペデスタル床面を拡がり，堆積高さが均一化していくと考えられることから，溶融デブリがペデスタル開口部の高さまで堆積する状況は考えにくい。

また，溶融炉心の落下位置及び堆積形状に係る知見として，近年，以下のものがある（第２表）。

・東京電力福島第一原子力発電所２号炉における格納容器下部の調査結果により溶融炉心が圧力容器の中心位置から偏って落下した可能性がある。
・PULiMS 実験[(3)]において確認された溶融デブリの堆積高さと拡がり距離のアスペクト比が確認されている。

これらの知見を踏まえ，溶融炉心が原子炉圧力容器の中心位置から偏って落下し，溶融デブリが円錐上に堆積するという仮定で堆積高さを評価した場合においても，溶融デブリ堆積の頂点位置における高さは，約 2.2m であり，ペデスタル開口部高さ（約４m）を下回っている評価結果となった（第２図）。

よって，溶融炉心が圧力容器下部の偏心位置から落下し円錐上に堆積した場合においても，ペデスタル以外に溶融デブリが拡がる恐れは無いと考える。

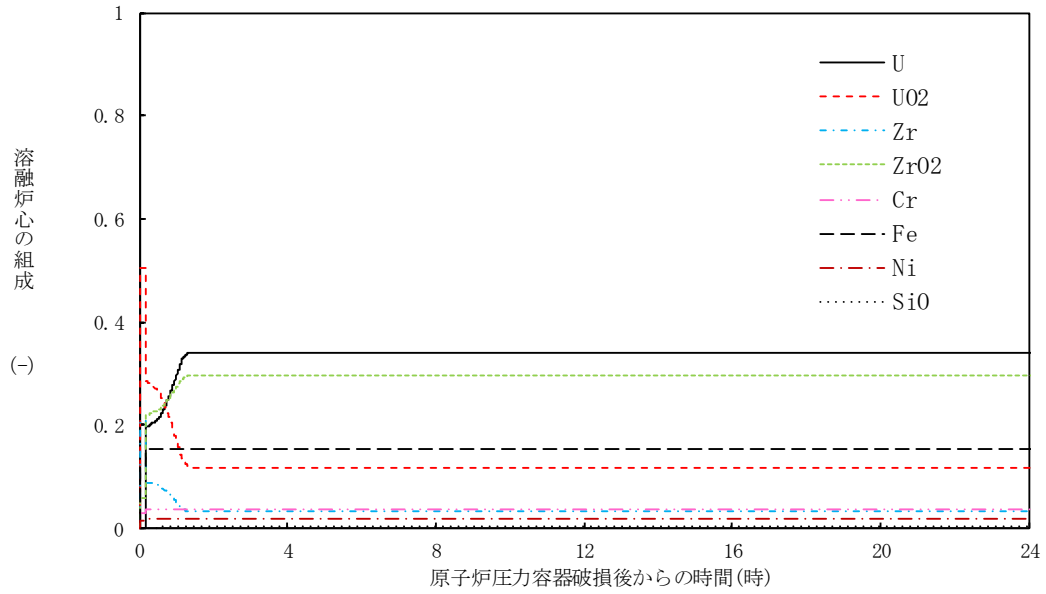
第１表　溶融炉心に関する評価条件

項目	設定値	設定根拠
溶融炉心落下割合	100％ （約 [redacted] t）	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定
溶融デブリの組成	第１図参照	ＭＡＡＰ評価結果 （炉内構造物の組成・質量等を考慮）
ペデスタル床面積	約 [redacted] m^2	設計値

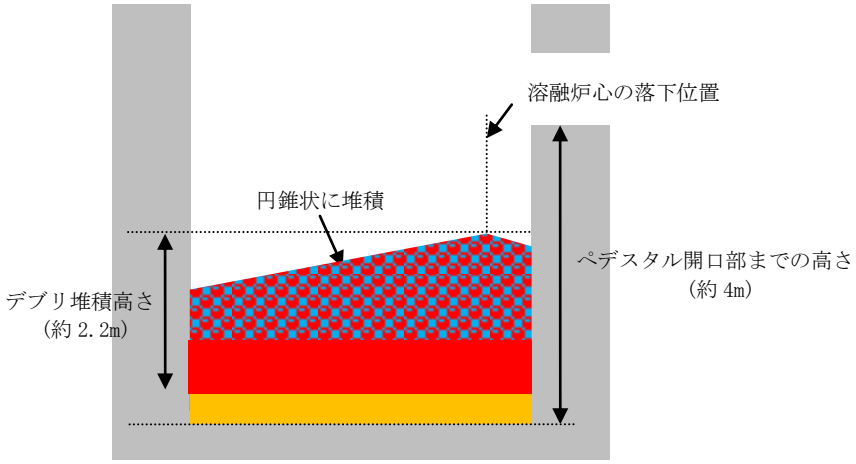
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 2 表　溶融デブリの堆積高さ評価に係る近年得られた知見について

項目	概要	今回評価上の扱い
溶融炉心の落下位置	平成 29 年 2 月の東京電力福島第一原子力発電所 2 号炉における格納容器下部の調査結果により，格納容器下部の中心軸から外れた位置のグレーチングの落下が確認されている。グレーチングの落下理由の１つとして，圧力容器から流出した溶融炉心が中心位置から偏った位置に落下したことが考えられる。	溶融炉心が圧力容器下部の偏心位置から落下したことを考慮した場合，格納容器壁面に近い方がより保守的な条件であるため，溶融炉心が最外周の制御棒駆動機構位置から落下すると仮定して，評価を行った。
堆積形状	PULiMS 実験は溶融物を水中に落下した実験であり，溶融デブリの堆積高さと拡がり距離のアスペクト比としては 1:18～1:14 程度となっている。	溶融デブリの堆積形状として，保守的に，1:14 の円錐状に堆積すると仮定して，評価を行った。



第 1 図　溶融炉心の組成の推移



第 2 図　デブリ堆積高さとペデスタル開口部の高さ関係

参考文献

(1)「沸騰水型原子力発電所　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(ＭＡＡＰ)について」，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-094，日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社，HLR-123，平成 30 年５月

(2)J. D. Gabor, L. Baker, Jr., and J. C. Cassulo, (ANL), “Studies on Heat Removal and Bed Leveling of. Induction-heated Materials Simulating FuelDebris,” SAND76-9008 (1976).

(3)A.Konovalenko et al., Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-coolant Interaction, NUTHOS-9, Kaohsiung, Taiwan, September 9-13, 2012.

格納容器隔離失敗の分岐確率の妥当性と隔離失敗事象への対応について

内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡにおいて，格納容器隔離失敗として参考としているＮＵＲＥＧの想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定並びに格納容器隔離失敗事象への対応について以下にまとめる。

1. 格納容器隔離失敗の分岐確率の設定について

(1) 分岐確率の設定根拠について

内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡでは，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮しており，これを「格納容器隔離」のヘディング（分岐確率 5.0×10^{-3}）として設定している。

この分岐確率は，原子炉格納容器の隔離システムの信頼性について評価しているＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220[(1)]を基に設定している。ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220 では，米国のＬＥＲ（Licensee Event Report）（1965 年～1984 年分）を分析しており，原子炉格納容器からの大規模漏えいが生じた事象４件を抽出し，これを評価時点での運転炉年（740 炉年）で割ることにより，格納容器隔離失敗の発生頻度（5.0×10^{-3}／炉年）を算出している。さらに，格納容器隔離失敗の継続時間の情報がないことから，工学的判断として原子炉格納容器の隔離機能が確認される間隔を１年とし，上記の発生頻度に１年を掛けることにより，「格納容器隔離」の失敗確率としている。

本評価においても，原子炉格納容器の隔離機能は少なくとも１年に１回程度は確認されるもの（１サイクルに１回程度）と考え，上記の発生頻度に１年を掛けることにより，「格納容器隔離」の失敗確率としている。

なお，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220 では，潜在的な漏えいが発生する経路として，ベント弁等の大型弁の故障や原子炉格納容器の壁に穴が空く事象等の直接的な破損を考えている。

ここで抽出された４件以外にもエアロック開放に関する事象が 75 件発生しているが，これらの事象は数時間以内と短時間であり，大規模な漏えい事象には至っていない。

第１表　大規模漏えいとして抽出された事象[(1)]

Reactor	Year	Event
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre 1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry 1	1980	Holes in Containment

また，上記の大規模漏えい事象はいずれもＰＷＲで発生した事象であり，ＢＷＲにおいては，出力運転中は原子炉格納容器内を窒素置換し管理しているため，原子炉格納容器からの漏えいが存在する場合は，格納容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考えられる。

(2)　島根原子力発電所２号炉において想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）

島根原子力発電所２号炉における原子炉格納容器からの漏えい経路は，機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり，以下に示すものが想定される。

ａ．機械的な破損による隔離失敗

(a)　アクセス部からの漏えい

ドライウェル上蓋，機器搬入用ハッチ，所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には，原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。

(b)　原子炉格納容器バウンダリ配管等からの漏えい

格納容器スプレイ配管，窒素ガス制御系，可燃性ガス濃度制御系等は原子炉格納容器内の雰囲気と連通しており，これらのバウンダリが破損している場合には，原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。

(c)　原子炉格納容器の貫通部からの漏えい

原子炉格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には，原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。

ｂ．人的過誤による弁・フランジの復旧忘れ

(a)　漏えい試験配管からの漏えい

定期事業者検査時の原子炉格納容器漏えい試験の後に，試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には，原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。

なお，上述のとおり，島根原子力発電所２号炉においては出力運転中に原子炉格納容器内の雰囲気を窒素置換することとしており，原子炉格納容器内の状態を日常的に監視することから，仮に今回想定したような大規模な漏えいが生じた場合，速やかに検知できる可能性が高いと考える。

(3)　最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

今回の内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡでは，1984 年までのデータを用いたＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220 に基づいた隔離失敗確率を用いている。それ以降の格納容器隔離失敗に関連する情報として，米国の漏えい率試

験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書[2]（以下「ＥＰＲＩ報告書」という。）がある。

ＥＰＲＩ報告書では，2007 年までの米国におけるＩＬＲＴ(Integrated Leak Rate Test：全体格納容器漏えい試験)の実績 217 件が整理されている。このうち，大規模漏えいに至る事象としては保守的に設計漏えい率の 35 倍を基準としているが，その発生実績は０件となっている。

ＥＰＲＩ報告書では，大規模漏えいに至る事象実績をＩＬＲＴ試験数で除することで隔離機能喪失の確率を概算している。すなわち，大規模漏えいに至る事象発生実績０件（計算上 0.5 件としている）をＩＬＲＴ試験数 217 件で除すると隔離機能喪失の確率は 2.3×10^{-3}（0.5／217＝0.0023）となる。この値は，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220 で評価された格納容器隔離失敗確率の 5.0×10^{-3} よりも小さい値となっており，ＥＰＲＩ報告書の結果を考慮しても，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220 の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。

2. 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，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合や，原子炉圧力容器に繋がる高圧配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合，低圧配管との接続部で破断した後に炉心損傷に至る場合（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）が含まれている。

内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡでは，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮している。ＰＲＡ上，具体的な隔離失敗（漏えい）箇所を設定しているものではないが，万一，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗していた場合には，隔離失敗（漏えい）箇所の隔離を試みることとなる。

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ともに，万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗していることのないよう，原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり，これらについては重大事故等対処設備や日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応している。

また，炉心損傷の時点で原子炉格納容器の空間部に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した場合には，破断箇所の隔離を試みることとなる。

主蒸気系配管等，原子炉圧力容器に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合については，配管破断の発生頻度が十分に低いため，インターフェイスシステムＬＯＣＡを除いてＰＲＡ上はモデル化していない。仮に配管破断が生じた場合には，破断箇所の隔離，原子炉圧力容器の急速減圧，水位低下・維持操作等，インターフェイスシステム

ＬＯＣＡの場合と同様の対応をとることとなる。

参考文献

(1) P.J. Pelto, et al, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220, 1985

(2) Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals: Revision 2-A of 1009325, EPRI, Palo Alto, CA: 2008. 1018243

原子炉圧力容器内における水蒸気爆発を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由について

1. 現象の概要

原子炉圧力容器内での水蒸気爆発による原子炉格納容器の破損はαモード破損と呼ばれ，ＷＡＳＨ－1400 から研究が続けられてきた。この現象は，溶融炉心が原子炉圧力容器の炉心下部プレナムに溜まっている水中に落下した時に水蒸気爆発が発生し，それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し，原子炉圧力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し，上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至るという現象である。

原子炉内での現象は，以下のようなメカニズムであると考えられている。

① 原子炉内の原子炉冷却材が喪失し，炉心が溶融して，その溶融炉心が炉心下部プレナムの水中に落下する。水と接触した溶融炉心は，その界面の不安定性により，溶融炉心の一部又は大部分が分裂し，膜沸騰を伴う水との混合状態となる（粗混合）。さらに，自発的又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 炉心下部プレナムにおける二液の直接接触により，急速な熱の移動が発生し，急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化によって，更に液体どうしの接触を促進し（伝播），蒸気発生を促進する。この蒸気発生により，圧力波が発生する。

③ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合領域）の膨張により運動エネルギが発生し，それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し，原子炉圧力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し，上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至る。

2. 専門家会議等の知見

原子炉圧力容器内における水蒸気爆発については，国際的な専門家会議において議論がなされてきた。第１表にＢＷＲ体系の原子炉圧力容器内における水蒸気爆発に関する専門家会議の知見をまとめる。

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，これらは溶融炉心落下時の粗混合を制限すると考えられるため，原子炉圧力容器

内における水蒸気爆発は格納容器破損の脅威とはならないと結論付けられている。

3. まとめ

これまでに実施された専門家間における議論の結果から，ＢＷＲ体系では原子炉圧力容器内における水蒸気爆発（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における原子炉格納容器破損モードとして，原子炉圧力容器内における水蒸気爆発（炉内ＦＣＩ）の考慮は不要である。

参考文献

(1) T. Okkonen, et al, Safety Issues Related to Fuel-Coolant Interactions in BWR'S, NUREG/CP-0127, 1994

(2) T.G. Theofanous, et al, Steam Explosions: Fundamentals and Energetic Behavior, NUREG/CR-5960, 1994

(3) S. Basu, T. Ginsberg, A Reassessment of the Potential for an Alpha-Mode Containment Failure and a Review of the Current understanding of Broader Fuel-Coolant Interaction (FCI) issues, Report of the Second Steam Explosion Review Group Workshop (SERG-2), NUREG-1524, 1996

(4) O. Zuchuat, et al, Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for Swiss Nuclear Power Plants, JAERI-Conf 97-011, 1998

第1表　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)[1]	ＢＷＲの原子炉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,炉心の広範囲でのコヒーレントなリロケーションは,炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。このような特徴によって,燃料－冷却材の粗混合のポテンシャルが制限され,水蒸気爆発に起因する水－溶融物スラグの運動エネルギを消失させる可能性がある。したがって,スラグにより破壊された原子炉圧力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は,ＰＷＲ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 (1994)[2]	ＢＷＲの下部プレナムには,密に詰められた制御棒案内管があるため,原子炉圧力容器内における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)[3]	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に寄与しないため,ＢＷＲのαモードによる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)[4]	下部プレナム構造物の存在により,水蒸気爆発の影響を緩和する。 現在の知見は,一般にＢＷＲでは原子炉圧力容器内における水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならない。

島根原子力発電所２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

今回実施した以下に示す各ＰＲＡを対象に，日本原子力学会標準との整合性及び，国内外の知見を踏まえたＰＲＡ手法の妥当性について確認を行った。なお，本ピアレビューでは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（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行った。

2.1 レビュー対象となるＰＲＡ

・内部事象運転時レベル１ＰＲＡ
・地震レベル１ＰＲＡ
・津波レベル１ＰＲＡ
・内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡ
・内部事象停止時レベル１ＰＲＡ

2.2 レビュー体制

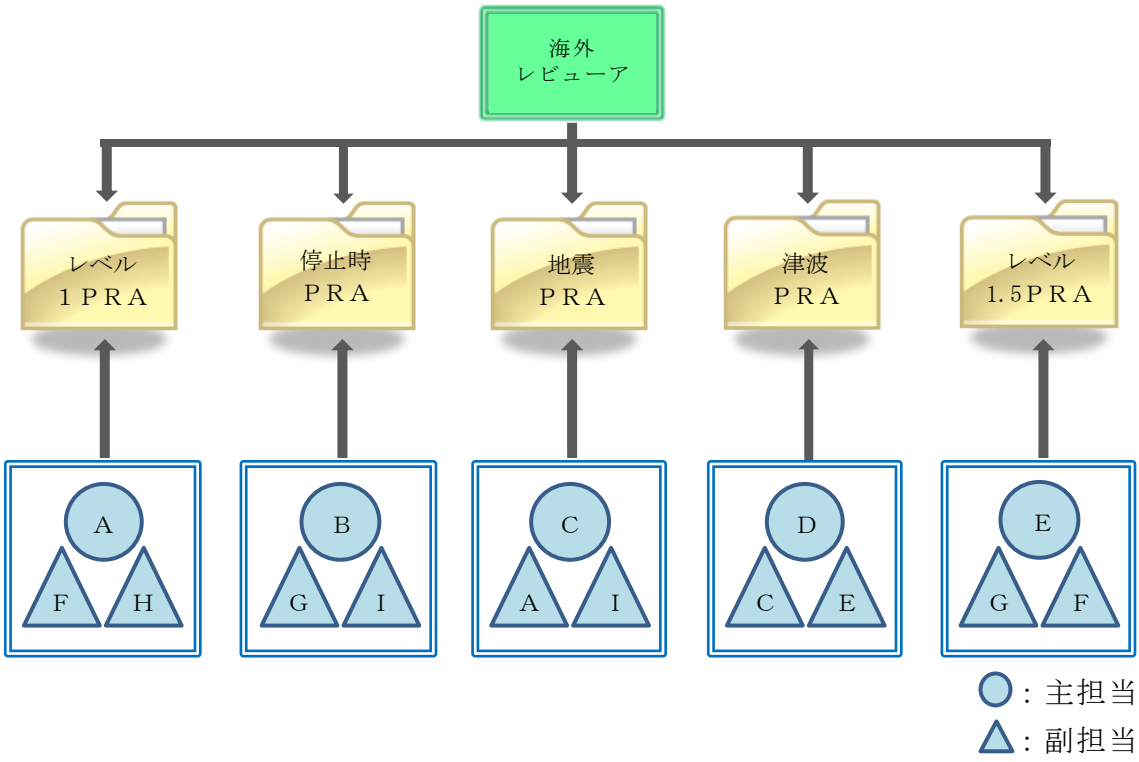
レビューアの選定に当たっては，ガイドラインに従い，専門性，経験，独立性及び公正性の４つの要素を考慮して以下のとおり選定した。なお，レビューの実施に当たっては多面的な視点で評価する観点から，各ＰＲＡはレビューチームのうち複数のメンバー（主担当，副担当）がレビューを行うこととした。また，今回実施したレビュー実施方法を含めＰＲＡ全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でＰＲＡの経験豊富な海外レビューアを招へいし，米国でのＰＲＡ実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。（第１図）

○国内レビューア：10 名



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

○海外レビューア：１名



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に，各レビューアに事前にＰＲＡの概要資料を提出し，全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。

(2)　オンサイトレビュー：１週間

国内外のレビューアにより，各ＰＲＡの文書化資料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，適宜同席したＰＲＡ実施者（当社社員及びプラントメーカ技術者）と質疑応答を行い，具体的な内容・課題を共有しながら進めた。

(3)　ピアレビュー結果報告書の作成：約 3 週間

オンサイトレビューにおけるレビューアとＰＲＡ実施者による質疑応答を文書化するとともに，レビュー結果の整理に際して発生した追加質問事項にかかる確認を行い，今回実施したピアレビューの実施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ヶ月

ピアレビュー報告書に記載された推奨事項等の詳細内容を確認する

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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

レビューの結果，国内レビューアからのコメントは以下に示すとおりであり，学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は０件であり，今回実施したＰＲＡの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認された。（第１表，第２図）

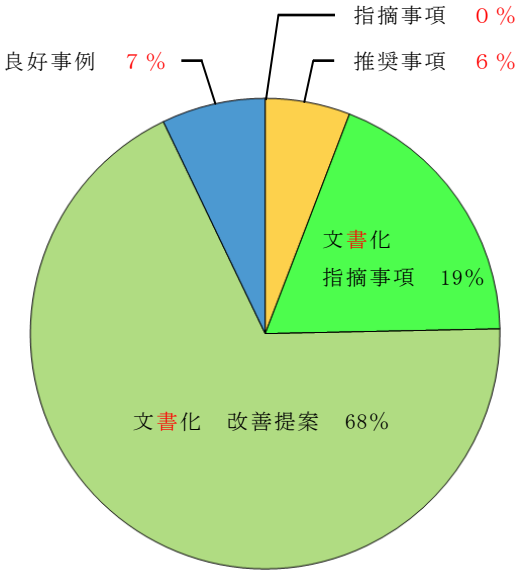
一方，ＰＲＡの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起因事象発生頻度の設定方法等に関するコメントを９件，また，文書化における指摘事項及び改善提案として合計 134 件を受けており，これらについては今後ＰＲＡを実施する際に有効活用していくこととする。

主なコメント内容について以下に示す。

第１表　国内レビューアによるコメント件数(60 件)

		内部事象運転時レベル１ＰＲＡ	内部事象停止時レベル１ＰＲＡ	地震レベル１ＰＲＡ	津波レベル１ＰＲＡ	内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ	合計
指摘事項		0	0	0	0	0	0
推奨事項		2（3）	1（1）	2（5）	0	0	5（9）
文書化	指摘事項	5（11）	7（7）	3（10）	0	1（1）	16（29）
	改善提案	6（19）	16（35）	2（23）	4（13）	5（15）	33（105）
良好事例		4（5）	1（1）	0（4）	1（1）	0	6（11）

注）コメントのうち，内容及び趣旨が同様であるものについては複数のコメントをまとめて整理している（カッコ中の数字は，コメントの総数を示す）。



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評価を実施したものであり，レビュー結果からも学会標準への不適合箇所やＰＲＡの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認できた。

3.1.2　推奨事項

学会標準適合性とは別に更なる品質向上に資するものとして，５件の推奨事項が挙げられた。国内レビューアによる各ＰＲＡに対する推奨事項を第２表～第４表に示す。具体的には「起因事象の発生頻度」及び「不確実さ解析」に関する内容であったが，これらの推奨事項は，現状の評価手法に対して更なる説明性の向上に資するものと考えられることから，評価手法改善に向けた調査・検討を実施していく。

3.1.3　文書化における指摘事項及び改善提案

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 29 件，改善提案は 105 件であり，評価内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。それらのうち多くは過去評価時の資料に文書化されているものを引用したことで改めて文書化しなかった事例である。文書化については実施したＰＲＡモデルの内容を説明するうえで重要な要素であり，引用文献の該当箇所を掲載しておくことがＰＲＡの品質上望ましいと考えられることから，今後，文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。

①　文書化における指摘事項

フロントライン系及びサポート系の双方について，各システムの成功基準（要求機能達成に必要な設備の組合せ，台数等）を追記する必要がある。（内部事象運転時レベル１ＰＲＡ）

②　文書化における改善提案

復旧操作のクレジットの有無，クレジットをとる場合の手順書類との整合性を示すことが望ましい。（内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡ）

3.1.4　良好事例

今回のピアレビューで挙げられた良好事例は 11 件であり，内部事象運転時レベル１ＰＲＡに関する事例が多かった。主な良好事例は以下のとおりであり，今回，良好事例として挙げられた項目については，今後も引き続き継続実施していくとともに，更なる品質向上に努めていく。

〈主な良好事例〉

①　事故シーケンスの定量化

計算コードの確認・検証の一環としてＥＰＲＩのＣＡＦＴＡとの比較による検証が行われている。（内部事象運転時レベル１ＰＲＡ）

② 不確実さ解析と感度解析

個別プラントの起因事象発生頻度及び機器故障率をベイズ更新で求めたうえで，感度解析が行われている。また，米国における最新の共通原因故障パラメータを用いた感度解析が行われている。（内部事象運転時レベル１ＰＲＡ）

3.2 海外レビューアからのコメント

海外レビューアからは，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。海外レビューアから示されたコメントのうち，ＰＲＡの品質向上に資するものは 15 件であった。海外レビューアからの各ＰＲＡに対するコメントを第５表～第８表に示す。今回実施したＰＲＡは学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが，海外でのＰＲＡ実施状況についても適宜参考にし，引き続き検討が必要なコメントの取扱いを含め，より品質の高いＰＲＡの実施に向けて今後の対応を検討していく。

4. まとめ

島根原子力発電所２号炉の各ＰＲＡを対象としたピアレビューの結果，国内レビューアからの指摘事項は無かったが，推奨事項や文書化に対する指摘事項等が複数示された。これらのコメントに対しては，ＰＲＡの更なる品質向上に資するものと考えられることから，今後対応を検討する。さらに，海外レビューアから受けたコメントについても，より品質の高いＰＲＡとなると考えられることから，併せて対応を検討する。

第２表　国内レビューアによる内部事象運転時レベル１ＰＲＡに対するコメント

分類	コメント内容	対応方針／実施状況
人間信頼性解析	同一の事故シーケンスやカットセットに含まれる人的過誤間の依存性を確認し，その影響について検討することが望ましい。検討するに当たっては，例えばモデルで考慮されているすべての人的過誤を仮想的に1.0と設定してカットセットを導出し，そのカットセットに人的過誤が多重に含まれていないか確認したうえで，それらの依存性について検討する方法がある。（レベル１ＰＳＡ学会標準 9.7.2）	【対応検討中】 今回の評価では，人的過誤確率の影響としてストレスレベルを考慮し，人的過誤確率を変更することで感度を確認している。推奨された同一の事故シーケンスやカットセットに含まれる人的過誤間の依存性については，従属性の定量化について引き続き検討が必要な事項であることから，今後実施する安全性向上評価に係るＰＲＡにおいて検討を行う。
	不確実さの伝播解析について，使用している手法の妥当性を確認するか，ＴＨＥＲＰのAppendix-Aを用いるか，モンテカルロ法により求めるか，のいずれかを推奨する。（レベル１ＰＳＡ学会標準 9.6.3）	【対応済】 現状エラーファクタに関してはＴＨＥＲＰ（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278）Table20-20から決定している。本エラーファクタはAppendix-A 記載のモーメント法による算出も実施しており，エラーファクタの算定結果に大きな差がなかったことを確認している。
成功基準の設定	本評価は設計基準ベースであるため，設計基準の評価に用いているコードで対応できる。ただし今後設計基準とは異なるアクシデントマネジメント策等の評価を行う場合には，詳細解析コードを評価に用いることが望ましい。（レベル１ＰＳＡ学会標準 6.1.4）	【対応済】 重要事故シーケンスの有効性評価で解析コードを用いた評価を行っている。 解析コードは許認可コードであるが，入力等にて保守的な条件ではなく，詳細コードと同様な現実的な評価ができるように対応している。

第３表　国内レビューアによる内部事象停止時レベル１ＰＲＡに対するコメント

分類	コメント内容	対応方針／実施状況
人間信頼性解析	不確実さの伝播解析について，使用している手法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。（停止時ＰＳＡ学会標準 10.3.3.3）	【対応済】 内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同様に現状エラーファクタに関してはＴＨＥＲＰ（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278）Table20-20から決定している。本エラーファクタはAppendix-A 記載のモーメント法による算出も実施しており，エラーファクタの算定結果に大きな差がなかったことを確認している。

第４表　国内レビューアによる地震レベル１ＰＲＡに対するコメント

分類	コメント内容	対応方針／実施状況
建物・機器フラジリティ評価	取水槽，非常用ガス処理系ダクトのフラジリティは，原子炉建物の安全係数法の結果を保守的な一般値として採用されている。一方，今回の重要事故シーケンスを求めることを目的とした解析においては，炉心損傷に直結する取水層，非常用ガス処理系ダクトのフラジリティが最終的に得られる機器等の重要度に影響を与える可能性がある。よって今後詳細に評価を行う場合には，より精度の高い詳細法により個別評価を行った結果を適用することを推奨する。（地震ＰＳＡ学会標準 6.3）	【対応済】 取水槽，非常用ガス処理系ダクトのフラジリティは，これまで原子炉建物の安全係数法の結果を保守的な一般値として採用していたが，安全係数法による個別評価を行うことで対応する。
	地盤のすべりのモデルとして保守的に２次元モデルが適用されており，そのために安全率 1.00 となる地震動が小さくなり，斜面崩壊が無視できない事象として取り上げられている。本来斜面は３次元的な拘束を受けており，２次元モデルで得られる安全率にくらべ大きい安全率を有しているものであると考えられる。一方，現時点で２次元モデルと同様に，シーム層にジョイント要素を適用するような詳細な３次元モデルでの評価は技術的に困難であることも事実である。将来的には，簡易な３次元モデル等の活用により，３次元的な拘束力の影響を把握し，この影響程度を考慮したすべり安全率について検討を行うことを推奨する。（地震ＰＳＡ学会標準 6.4.2.3）	【対応済】 現時点において，シーム層にジョイント要素を適用するような詳細な３次元モデルによる評価手法は確立していないことから，２次元モデルによる保守的な評価を行っている。
事故シーケンス評価	階層イベントツリーに含まれる非保守性の影響に関する定量的な確認を実施することが望ましい。（地震ＰＳＡ学会標準 7.2.2 a)）	【対応済】 外部電源喪失を最初のヘディングとしていることに関して，外部電源が利用可能な場合のリスク評価を行い，炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスに有意な影響が生じないことを確認した。
	モデルで考慮している地震時の手動操作（手動減圧操作）については，地震時の影響を考慮した取り扱い（人的過誤確率を 10 倍に設定）がなされていることを確認したが，それ以外の事故後の人的過誤事象も含めて，地震時の影響を検討することが望ましい。（地震ＰＳＡ学会標準 7.4.2.4 b) 2)）	【対応済】 地震時には耐震クラスの低い設備が使用不能になることを考慮し，人的過誤事象の再検討を行った結果，原子炉隔離時冷却系水源切替についても地震影響を考慮することとした。
	本評価では，同様の系統及び機器の間の損傷を完全従属とした場合をベースケースとしたうえで，感度解析としてＦＶ重要度上位の機器についてその相関がない場合の解析を実施しているが，それ以外の条件での解析は実施していない。機器の間の相関は冗長な同様の機器の間だけではなく，特に地震時の応答は様々な機器の間に相関があることから，それが炉心損傷頻度に及ぼす影響について検討することが望ましい。（地震ＰＳＡ学会標準 7.5.6）	【対応済】 「機器の間の相関は冗長な同様の機器の間だけではなく，特に地震時の応答は様々な機器の間に相関がある」とあるが，これに対応して解析を実施するためには現実的な相関係数を設定して同時損傷確率を求める必要がある。しかし，現実的な相関係数の設定は十分な知見がなく，仮に実施するのであれば過度に保守的な仮想の値を用いることが考えられる。保守的な仮想の値を設定する場合のひとつの考え方が完全相関（完全従属）であり，それと完全従属との感度を確認していることから，現実的な相関を考慮した場合の影響は，その感度の中に含まれると考えられる。

第５表　海外レビューアによる内部事象運転時レベル１ＰＲＡに対するコメント

分類	コメント内容	対応方針
起因事象の選定及び 発生頻度の評価	（サポート系故障による起因事象） ・本ＰＲＡでは，一つの起因事象として 原子炉補機冷却系トレイン（トレインＡ又はＢ）の故障を起因事象として考慮している。 ・本ＰＲＡでは，サポート系故障による起因事象の発生頻度の計算に，“Jeffery Non-Informative Prior” 法を用いている。系統・トレイン故障の起因事象発生頻度は，フォールトツリーモデルを用いて計算すべきである。	【対応検討中】 今回の評価では，発生実績が０件の事象については 0.5 件として発生頻度を求めているため，保守的な評価結果になっているが，０件の実績のものを精度良く評価する手法としてフォールトツリー法がある。フォールトツリー法の適用については，海外での取り扱いを調査するとともに今後の安全性向上評価に係るＰＲＡへの適用を含め，検討を行う。
	・大破断ＬＯＣＡの発生位置を考慮すべきである。例えば，高圧炉心スプレイ注水ラインで一つの破断が発生し大破断ＬＯＣＡに至った場合，その高圧炉心スプレイは大破断ＬＯＣＡ事象の緩和には利用できなくなる。 ・大破断ＬＯＣＡの発生箇所を考慮しない場合，その大破断ＬＯＣＡ事象を緩和するためにすべての緩和事象が利用可能であると想定したモデルは楽観的なものになる可能性がある。 ・大破断ＬＯＣＡ事象について，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水モード），残留熱除去系の各注水ラインに関連する大破断ＬＯＣＡを別々にモデル化することを推奨する。 ・原子炉冷却材再循環ラインの破断も大破断ＬＯＣＡとして考慮すべきである。	【対応済】 破断がＥＣＣＳ配管で生じた場合には当該ＥＣＣＳ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，破断箇所を特定しない場合と炉心損傷頻度が同等であることを確認している。 （第125回審査会合資料別紙1.1.1-4に記載済。）
人間信頼性解析	人間信頼性解析は運転員からの情報を取り入れているか。ＰＲＡにおいてモデル化される運転員操作について運転員にインタビューすることによって，情報を得ることができる。	【対応検討中】 今回の評価では，ＰＲＡ評価担当者のほか，運転員によるイベントツリーやフォールトツリーの確認作業を実施している。人間信頼性解析モデルの妥当性について，運転員に対するインタビューは実施しておらず，今後実施する安全性向上評価に係るＰＲＡにおいて検討を行う。
不確実さ解析及び 感度解析	以下に基づいて感度解析を実施すること。 ・内部事象運転時レベル１ＰＲＡの結果：炉心損傷頻度 ・緩和系の成功基準や事故シーケンスにおける仮定	【対応済】 成功基準解析においては許認可コードを用いて，現実的な解析条件にて評価しており，感度解析が必要な不確実さは見当たらない。事故シーケンスについては，ＴＢＷシーケンスの高圧炉心スプレイ系ポンプの運転継続性について検討しており，事故シーケンス分類を変更した場合の影響も確認している。したがって，新たな感度解析を実施する項目はない。
	パラメータの不確実さに基づいて不確実さ解析を実施すること。つまり，起因事象発生頻度，機器のアンアベイラビリティ及び故障率，人的過誤確率等における不確実さ。	【対応済】 起因事象発生頻度，機器故障率，人的過誤確率等のパラメータの不確実さに基づき，不確実さ解析を実施している。

第６表　海外レビューアによる内部事象停止時レベル１ＰＲＡに対するコメント

分類	コメント内容	対応方針
起因事象の選定及び 発生頻度の評価	国内の各原子力発電所はそれぞれ異なる外部電源喪失頻度を有していると考えられることから，同様に外部電源喪失の起因事象に関しても，その発生頻度／確率は，島根原子力発電所２号炉サイト特有のものであるべきである。 外部電源喪失事象のデータベースをレビューして，島根原子力発電所２号炉サイトに適用されない外部電源喪失事象はすべて排除することを推奨する。例えば，あるＢＷＲプラントサイトにおける，台風による外部電源喪失事象は島根原子力発電所２号炉サイトには適用されないかもしれない。	【対応検討中】 外部電源喪失の発生頻度は，他の起因事象と同様に国内ＢＷＲの運転経験から算出しているが，過去実績の発生時と送電系統及び設備は大きく変化している。サイトに適用すべき実績については海外の取り扱いを調査し，今後の安全性向上に係るＰＲＡへの適用を含めて，検討を行う。
	残留熱除去系の設計は島根原子力発電所２号炉特有のものであることから，残留熱除去系喪失に関しては，起因事象の発生頻度／確率をフォールトツリー法を使用して計算すべきである。	【対応検討中】 今回の評価では，発生実績が０件の事象については 0.5 件として発生頻度を求めているため，保守的な評価結果になっているが，０件の実績のものを精度良く評価する手法としてフォールトツリー法がある。フォールトツリー法の適用については，海外での取り扱いを調査するとともに今後の安全性向上評価に係るＰＲＡへの適用を含め，検討を行う。
人間信頼性解析	運転員操作（復旧又は緩和）が停止時レベル１ＰＲＡにおいては重要であることから，運転員操作の依存性に注意しなければならない。	【対応済】 運転員操作の依存性については人間信頼性解析において検討している。人的過誤間の依存性については国内レビューアから同様のコメントを受けており，そちらと併せて対応する。
成功基準の設定	制御棒駆動機構検査時の冷却材喪失を緩和するための復水輸送系の成功は，冷却材喪失の流量に依存する。復水輸送系によって緩和できる冷却材喪失の流量を仮定する代わりに，熱流体力学の計算に基づくより現実的な流量を推定し，ＰＲＡで用いることを推奨する。	【対応済】 制御棒駆動機構取外し時の冷却材流出量について計算を行っている。本ＰＲＡでは，その流出流量を用いて評価を行っている。
不確実さ解析及び 感度解析	残留熱除去機能の喪失による炉心損傷頻度の分布におけるエラーファクタ（ＥＦ）は，たとえ最小カットセットにおける構成要素の一つ（例えば，弁の故障率）に対するＥＦが大きい，あるケースではそのＥＦは約８であるとしても，約 3.0 である。これはモンテカルロ・シミュレーションにおける試行回数が十分ではないことによるかもしれない。	【対応済】 モンテカルロ・シミュレーションにおける試行回数は［　　］回としており，評価結果の収束性には問題ないと考えている。
	検討結果は，停止スケジュールに基づいたものであることから合理的である。停止時レベル１ＰＲＡのモデルが一つの燃料交換停止スケジュールに基づいていることから，ＰＲＡで使用される燃料交換停止とは異なるであろう，停止期間，緩和システム／トレインのメンテナンススケジュール等について感度解析を行うべきである。	【対応済】 今回のＰＲＡでは以下に留意して，過去の定期検査工程を代表するものを選定している。 ・特別な工事を行っていないこと。 ・定期検査に要した日数を比較し，平均的なものを選定する。 （第 125 回審査会合資料別紙 1.1.2－1 に反映済み。）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第７表　海外レビューアによる地震レベル１ＰＲＡに対するコメント

分類	コメント内容	対応方針
プラント情報の収集・分析と事故シナリオの概括的分析	原子炉圧力容器に接続される単一システム配管の地震フラジリティが，大規模なＬＯＣＡに至る地震事象による複数システム配管の破損を代表するのに使用された。もっとも弱いシステム配管がこの目的のために選ばれた。 単一システム配管の破損が大規模なＬＯＣＡに至るというモデリングが保守的であることを示す議論／解明を報告書に入れることを推奨する。何故なら，それは複数のシステムの配管の破損を代表するからである。	【対応済】 複数のシステムの配管損傷によってＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡに至るケースを同定し，現状のモデルとのＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ発生確率の比較を行った。比較の結果，現状のモデルが代表性を有していることを確認した。
	ＬＯＳＰの頂上事象の成功パスにおいて（すなわち，地震事象後にオフサイト電源が利用可能）プラントのリスク評価に影響があったかどうか。もし，なかったのであれば，地震事象後にオフサイト電源が利用可能かどうかの地震リスクの評価を行わないことの正当性，すなわち，リスクの影響が大きくないことを示す必要がある。	【対応済】 外部電源喪失を最初のヘディングとしていることに関して，外部電源が利用可能な場合のリスク評価を行い，炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスに有意な影響が生じないことを確認した。
建物・機器フラジリティ評価	システムやトレインのフラジリティを代表するのに，システムやトレインの（もっとも弱いフラジリティを有する）一つの構成要素を使用するのは楽観的である。例えば，あるポンプ及び弁から構成される一つのトレインの地震フラジリティが，そのトレイン中のもっとも弱い機器のフラジリティによって代表されることは楽観的である。トレインのフラジリティはトレインのすべての要素のフラジリティを結合して計算すべきである。	【対応済】 ポンプ，弁及び配管から構成されるラインであれば，ポンプ，弁及び配管のフラジリティを各々算出し，構成されるラインの各機器のフラジリティを考慮した評価となっている。

第８表　海外レビューアによる津波レベル１ＰＲＡに対するコメント

分類	コメント内容	対応方針
人間信頼性解析	津波高さが15m未満のシナリオについては，通常停止が想定されている。事故シーケンスの分析では，事故シーケンスモデルにおいて考慮する運転員操作の失敗確率に対する津波の影響を考慮すべきである。特に，内部事象運転時レベル１ＰＲＡにおいても同様にモデル化されている運転員操作である。	【対応済】 津波ＰＲＡ学会標準の付属書Ｎにおいて，津波ＰＲＡでは原子炉は停止しているものとしている。近地津波では，津波の起因となる地震動により原子炉は自動停止している可能性があるため，津波到達までの手動停止操作は遠地津波に対するものと考えられる。遠地津波の場合，津波到達までに時間があるため停止操作の時間余裕は十分あり，評価の対象外としている。

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁)」への島根原子力発電所２号炉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	島根原子力発電所２号炉
（はじめに） 本書は、「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備に関する規則の解釈」（平成２５年６月１９日）（以下、「解釈」という。）第３章第３７条に基づき、原子炉設置（変更）許可申請者が、確率論的リスク評価(以下、「PRA」という。)に関し、審査のための説明に際し、参照すべき事項を示すものである。なお、申請者は、本書の整理によらない構成で説明することもできるが、その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責任として示す必要がある。 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)」における事故シーケンスグループ等の抽出において PRA を活用することが規定されており、その実施状況を確認する必要があるため、原子炉設置（変更）許可申請者においては、審査の過程において事故シーケンスグループ等の抽出における PRA の実施状況を説明する必要がある。 本解釈における(b)には、「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（PRA）及び外部事象に関する PRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」とされており、外部事象に関しては、PRA の適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに関する説明（適切性の説明を含む)、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。	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（運転時，停止時）及びレベル 1.5ＰＲＡの評価を実施してきており，これらのＰＲＡ手法を今回も適用した。また，現段階で適用可能な外部事象として，一般社団法人 日本原子力学会において実施基準が標準化され，試評価等の実績を有する地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡを適用対象とし，建物，構築物，大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。 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検討から分析を実施した。

「PRA の説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁)」の記載内容	島根原子力発電所２号炉
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。	
２．PRA の評価対象 今回の原子炉等規制法改正後の初回設置（変更）許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基に PRA を実施するものであり、PRA の前提となっている設備状況等についてまず整理する必要があり、評価対象を明示すること（例：下図の(B)までの設備について、既許可 ECCS の機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。)。	今回実施するＰＲＡの目的が重大事故等対処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ＡＭ策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した重大事故等対処設備などを含まない，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。
３．レベル１PRA ３．１ 内部事象（出力運転時） a. 対象プラント ① 対象とするプラントの説明 ・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 ② 停止時のプラント状態の推移（停止時 PRA のみ） ③ プラント状態分類（停止時 PRA のみ） ・プラント状態分類の考え方 ・プラント状態の分類結果	①ＰＲＡの中で考慮する設備を，プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。 ②停止時レベル１ＰＲＡで記載。 ③停止時レベル１ＰＲＡで記載。

「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	島根原子力発電所２号炉
b. 起因事象 ① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度 ・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	① ・適用する起因事象について，以下の方法により検討し，選定した。 ・国内外の評価事例の分析 ・原子力施設運転管理年報等による，本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー ・起因事象をグループ化する際には，事故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し，さらに，必要とされる緩和設備等が類似しており，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範囲まで起因事象をグループ化している。 ・主に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実績から発生頻度を求めた。 ・発生の可能性が極めて低いか，又は発生を仮定してもその影響が限定される起因事象は対象外とした。
c. 成功基準 ① 成功基準の一覧表 ・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命時間 ・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	① ・炉心の一部の燃料被覆管表面温度が 1,200℃を超えると評価される状態を炉心損傷判定条件とした。 ・プラントの構成・特徴や，既往のＰＲＡ，あるいは安全解析等に基づき，それぞれの安全機能に対し，最低限必要な系統構成・作動機器台数を成功基準として設定した。成功基準の一覧表は起因事象ごとに整理した。 ・過渡事象発生時，炉心の冷却に対する余裕時間としては，炉心損傷防止の観点及び運転員による操作にかかる時間から設定した。また，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 時間と設

「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	島根原子力発電所２号炉
	定した。 ・成功基準設定のために熱水力解析を実施し，使用した解析コードについては原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有し，検証が行われたものとした。
d. 事故シーケンス ① イベントツリー ・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 ・イベントツリー作成上の主要な仮定	①イベントツリーの構造には，小イベントツリー／大フォールトツリーの手法を用いた。系統従属性や機器間従属性を適切に考慮して，島根原子力発電所２号炉の構成・特性に対応したヘディングの設定とツリーを構築し，事故シーケンスへの展開を行った。また，展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。
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 ・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仮定 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 ・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	①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し，それぞれのシステムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。 ②システム信頼性評価ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について，フォールトツリーを作成し，信頼性を評価した。 ③システム信頼性評価の結果について，起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し，主要なミニマルカットセットの評価も実施した。 ④スクラム系の故障はシステム信頼性評価を実施せずに設定したが，非信頼度については，その根拠を明確にした。

「PRA の説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁)」の記載内容	島根原子力発電所２号炉
f. 信頼性パラメータ 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 ・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実さ幅 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	①非信頼度を構成する要素としては，機器故障率データ，共通原因故障パラメータ，試験による待機除外データ，保守による待機除外データ等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。 ②システム信頼性評価や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは，原則として，「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」に記載されているデータを使用した。 ③今回のＰＲＡでは故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。 ④待機除外確率のうち，試験による待機除外は評価への影響が軽微であるためモデル化しないこととした。保守による待機除外は，異常発生率と平均修復時間から確率を算出した。 ⑤共通原因故障の発生要因を分析し，考慮するものについてはＭＧＬパラメータを使用した。
g. 人的過誤 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 ・人的過誤評価結果 ・人的過誤評価用いた主要な仮定	①人的過誤ではＴＨＥＲＰ手法を用いて人的過誤確率を評価した。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し，さらに起因事象発生前は復旧エラー，起因事象発生後は診断失敗，操作失敗に分類した。診断失敗は時間的な余裕を考慮して人的過誤確率を評価した。 人的過誤評価結果については，起因事象発生前及び起因事象発生後の人的過誤確率を一覧表で整理した。
h. 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ② 炉心損傷頻度 ・全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析	①ＷｉｎＮＵＰＲＡ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。 ②全炉心損傷頻度，起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル１ＰＲＡ

「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	島根原子力発電所２号炉
・起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ・プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 ③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析	では不要であるが，内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡを実施するために算出した。（内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡ資料に記載） ③ＰＲＡ結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。 炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。 また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し感度解析を実施した。

「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	島根原子力発電所２号炉
３．レベル１PRA ３．１ 内部事象（停止時） a. 対象プラント ① 対象とするプラントの説明 ・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 ② 停止時のプラント状態の推移（停止時 PRA のみ） ③ プラント状態分類（停止時 PRA のみ） ・プラント状態分類の考え方 ・プラント状態の分類結果	①ＰＲＡの中で考慮する設備を，プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。 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ごとに整理した。 ③原子炉冷却材のインベントリ，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，時間余裕に関する類似性の観点から，評価対象期間を複数のプラント状態に分類した。
b. 起因事象 ① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度 ・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	① ・燃料損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また，その事象の説明及び発生頻度を整理した。 ・適用する起因事象について，以下の方法により検討し，選定した。 ・国内外の既往のＰＲＡによる知見の活用 ・マスターロジックダイヤグラムに基づく分析 ・原子炉施設運転管理年報等による国内プラントのトラブル事例のレビュー ・発生の可能性が極めて低いか，又は発生を仮定してもその影響が限定される起因事象は対象外とした。

「PRA の説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁)」の記載内容	島根原子力発電所 2 号炉
c. 成功基準 ① 成功基準の一覧表 ・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命時間 ・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	① ・燃料棒有効長頂部が露出した状態を燃料損傷の判定条件とした。 ・原子炉停止時の原子炉施設に発生した異常事象を安全に収束させるために必要な安全機能を摘出し，各安全機能の成功基準を設定し，一覧表として整理した。 ・余裕時間については，冷却材の流出の有無により，余裕時間が異なることを考慮し，プラント状態ごとの対処設備作動までの余裕時間を評価した。また，使命時間については，事故後 24 時間まで安定冷却が可能であれば，それ以降の時間で仮に不具合が発生したとしてもある程度崩壊熱は除去されており，機能喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できると判断し，24 時間を設定した。 ・成功基準設定のために解析コードを使用した熱水力解析を実施していない。
d. 事故シーケンス ① イベントツリー ・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 ・イベントツリー作成上の主要な仮定	①各起因事象に対して，燃料損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し，燃料損傷に至る事故シーケンスを展開した。また，展開した事故シーケンスの最終状態を，燃料損傷又は燃料損傷なしのいずれかに分類した。
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 ・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仮定	①評価対象としたシステムについて一覧表を作成し，それぞれのシステムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。 ②システム信頼性評価では，イベントツリーのヘディングに対応するフロントラ

「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	島根原子力発電所２号炉
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 ・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	イン系とそのサポート系について，フォールトツリーを作成し，信頼性評価をした。 ③フォールトツリー解析では，系統や機器の運転状態や待機状態を考慮して各プラント状態におけるシステムの非信頼度及び主要なミニマルカットセットの評価を実施した。 ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。
f．信頼性パラメータ 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 ・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実さ幅 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	①非信頼度を構成する要素としては，機器故障率データ，共通原因故障パラメータ，試験による待機除外データ，保守による待機除外データ等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。 ②システム信頼性評価や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは，原則として，原子力安全推進協会（ＪＡＮＳＩ）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績（1982 年度～2002 年度 21 ヵ年 49 基データ（21 ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定」に記載されているデータを使用した。 ③今回のＰＲＡでは故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。 ④機器の待機除外状態は，プラント状態分類の中で直接考慮している。 ⑤共通原因故障を考慮する機器と故障モードの同定は，同一系統内の冗長機器等について，共通原因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられる動的機器の故障を対象とし、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。
g．人的過誤 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	①人間信頼性解析ではＴＨＥＲＰ手法を用いて人的過誤確率を評価した。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し，さらに起因事象発生前は復旧

「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	島根原子力発電所２号炉
・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 ・人的過誤評価結果 ・人的過誤評価用いた主要な仮定	エラー，起因事象発生後は診断失敗，操作失敗に分類した。診断失敗は余裕時間から人的過誤確率を評価した。人的過誤評価結果については，起因事象発生前及び起因事象発生後の人的過誤確率を一覧表で整理した。
h. 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ② 炉心損傷頻度 ・全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ・起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ・プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 ③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析	①ＷｉｎＮＵＰＲＡを使用し，フォールトツリー結合法による定量化を行い，燃料損傷頻度を算出した。 ②全燃料損傷頻度，プラント状態別・起因事象別の燃料損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った。 プラント損傷状態別炉心損傷頻度は停止時レベル１ＰＲＡでは不要であるため，評価を省略した。 ③ＰＲＡ結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る燃料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。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，燃料損傷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。

「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	島根原子力発電所２号炉
３．２ 外部事象（地震） 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 ・地震 PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ・ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 ② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析 ・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	①プラント構成・特性に関して内部事象運転時レベル１ＰＲＡで収集したプラントの基本的な情報（設計，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プラント配置の特徴等の地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。 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を確認するため，また，安全上重要な機器ではないが，それらの転倒・落下によって安全上重要な機器の損傷に繋がりうるような事故シナリオの同定のため，プラントウォークダウンを実施し，地震レベル１ＰＲＡの観点で重要なＳクラスの機器を対象に，以下について問題がないことを確認した。 ・耐震安全性の確認 ・波及的影響の確認 ②収集したプラント関連情報及びプラントウォークダウンによって得られた情報を用いて，事故シナリオを広範に分析した。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，経年劣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，以下の起因事象を選定した。 ・外部電源喪失 ・原子炉建物損傷 ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉圧力容器損傷 ・格納容器バイパス

「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	島根原子力発電所２号炉
	・Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ ・制御室建物損傷 ・廃棄物処理建物損傷 ・計装・制御系喪失 ・直流電源喪失 ・交流電源・補機冷却系喪失 選定した起因事象の要因となる建物・構築物・機器及び地震時に使用可能な緩和設備に係る建物・構築物・機器を抽出し，建物・機器リストを作成した。
b. 地震ハザード ① 地震ハザード評価の方法 ・新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法の説明 ② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 ・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 ③ 地震ハザード評価結果 ・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	①基準地震動の超過確率の算出に用いた確率論的地震ハザード評価を行うに当たっては，地震ＰＳＡ学会標準を踏まえて実施した。 ②震源モデルとしては，特定震源モデルと領域震源モデルを設定した。特定震源モデルでは，敷地から 100km 以内に位置する敷地周辺の地質調査結果に基づいて評価した活断層，地震調査研究推進本部（2016）に掲載されている活断層及び「[新編]日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層をモデル化し，検討用地震の宍道断層による地震及びＦ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ断層＋Ｆ－Ⅴ断層による地震については，決定論による「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」の評価において基本震源モデル及び認識論的不確かさとして考慮した評価ケースに基づいてモデル化した。領域震源モデルでは，萩原(1991)及び垣見ほか（2003）の領域区分に基づき，敷地から半径 100km 以内の領域を対象にモデル化し，対象領域の最大マグニチュード（以下「M」という。）については，各領域で過去に発生した活断層と関連づけることが困難な地震の最大Mに基づいて設定した。地震動伝播モデルの設定においては，特定震源モデルのうち，宍道断層による地震は敷地の極近傍に位置し，またＦ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ

「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	島根原子力発電所２号炉
	断層＋Ｆ－Ｖ断層による地震は Noda et al.(2002)が適用範囲外となる評価ケースがあり，敷地の比較的近くに位置することから，これらの震源モデルには断層モデルを用いた手法と距離減衰式の両者を用いた。それ以外の震源モデルについては距離減衰式のみを用いた。ロジックツリーは，震源モデル及び地震動伝播モデルにおいて，地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす認識論的不確実さを選定して作成した。 ③上記により平均地震ハザード曲線及びフラクタイル地震ハザード曲線を作成した。また，基準地震動の設計用応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルを比較した。フラジリティ評価用地震動は年超過確率 10^{-4}～10^{-6}の一様ハザードスペクトルを考慮して設定した形状に適合する模擬波とした。模擬波の経時特性は基準地震動の策定と同様に Noda et al. (2002) に基づき，地震規模M7.7，等価震源距離Ｘｅｑ＝17.3km として設定した。
c. 建屋・機器のフラジリティ ① 評価対象と損傷モードの設定 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（不確実さの設定、応答係数等） ④ フラジリティ評価における耐力情報 ・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 ・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】	①～⑥ 以下の手順でフラジリティ評価を実施した。 ・評価対象と損傷モードの設定 ・評価手法の選択 ・評価上の主要な仮定 ・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 建物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・構築物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。建物・構築物・機器に対する耐震計算結果・加振試験結果・文献値等を

「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	島根原子力発電所２号炉
・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	基に，現実的耐力・現実的応答又は耐力係数・応答係数を評価してフラジリティを算出した。なお，評価部位・損傷モードについては，建物・構築物・機器の損傷に対して支配的となる評価部位・損傷モードのフラジリティを出力した。
d. 事故シーケンス (1) 起因事象 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 ② 階層イベントツリーとその説明 ・起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 (2) 成功基準 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命時間 ・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 (3) 事故シーケンス	(1) ①事故シナリオの分析を踏まえ，地震レベル１ＰＲＡにおける起因事象は以下を評価対象とした。 ・外部電源喪失 ・原子炉建物損傷 ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉圧力容器損傷 ・格納容器バイパス ・Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ ・制御室建物損傷 ・廃棄物処理建物損傷 ・計装・制御系喪失 ・直流電源喪失 ・交流電源・補機冷却系喪失 ②選定した起因事象を基に，地震により発生する起因事象の影響を考慮して階層イベントツリーを作成した。 (2)

「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	島根原子力発電所２号炉
① イベントツリー ・イベントツリー図 ・ヘディング、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 (4) システム信頼性 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 ・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 ・B 及びC クラス機器の取扱い ② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い ③ システム信頼性評価結果 ・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 (5) 人的過誤 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 ・人的過誤評価結果 (6) 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ② 炉心損傷頻度結果	①直接炉心損傷に至る事象については，緩和手段がないため成功基準を設定していない。本評価では，全交流動力電源喪失時についても，緩和手段がないため成功基準を設定していない。これら以外の起因事象については，起因事象の発生原因（内部要因か外部要因か）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，内部事象運転時レベル１ＰＲＡをもとに成功基準を設定した。 (3) ①起因事象の発生要因は地震と内部事象では異なるが，起因事象発生後の緩和機能は内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同様の機能に期待する。 イベントツリーの展開方法には小イベントツリー／大フォールトツリー法を用い，事故シーケンスの定量化手法にはフォールトツリー結合法を用いた。これにより，サポート系とフロントライン系間などの従属関係がフォールトツリー内で明示的に表現され，従属関係が適切に取り扱われる。 (4) 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部事象運転時レベル１ＰＲＡと同等であるが，それぞれについて地震における故障の分析を行い，起因事象に係るフォールトツリー及び緩和系に係るフォールトツリーを作成した。フォールトツリーのモデル化に当たっては，内部事象運転時レベル１ＰＲＡのフォールトツリーをもとに既に考慮されている機器故障，人的過誤に加えて，地震による動的機器や電気機器の損傷を基事象としてフォールトツリーに追加している。さらに地震時特有の建物・構築物，大型機器の損傷も基事象としてフォールトツリーに追加している。 ②相関性が考えられるすべての構造物，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

「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	島根原子力発電所２号炉
・全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ・起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ・プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ・地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 ③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析	（完全従属）を仮定する方法を採用した。 ③内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同様に，イベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について，フォールトツリーを作成し，信頼性を評価し，事故シーケンスごとに主要なミニマルカットセットを評価した。 ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。 (5) ①地震レベル１ＰＲＡでは，内部事象運転時レベル１ＰＲＡでの検討に基づいた人的過誤確率を使用した。起因事象発生前人的過誤は試験，保守作業後の復旧ミス等であり，事象発生の起因が地震であっても変わることはないため，内部事象運転時レベル１ＰＲＡでの検討結果を用いた。起因事象発生後人的過誤は運転員操作に係る心的負荷が大きいことを考慮し，内部事象運転時レベル１ＰＲＡでの検討結果に対して，人的過誤のストレスファクタを設定している。 (6) ①ＷｉｎＮＵＰＲＡを使用し，フォールトツリー結合法による定量化を行い，炉心損傷頻度を算出した。 ②前述の通りの手順でモデルを定量化し，起因事象別の炉心損傷頻度，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度及び地震加速度区分別炉心損傷頻度を算出し，主要な事故シーケンスを確認した。 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。 ③ＰＲＡ結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として，不確実さ解析を行った。 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。

「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	島根原子力発電所２号炉
	また，炉心損傷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。

「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	島根原子力発電所２号炉
３．２ 外部事象（津波） 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 ・津波 PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ・ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 ② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析 ・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	①プラント構成・特性に関して内部事象運転時レベル１ＰＲＡで収集した設計，運転・保守管理の情報に加え，津波レベル１ＰＲＡを実施するために，耐津波設計やプラント配置の特徴等の津波固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。また，机上検討では確認が難しいプラント情報を収集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，津波レベル１ＰＲＡ上問題となる箇所は確認されなかった。 ・津波影響の確認 ・間接的な被害の可能性の確認 ②津波による損傷・機能喪失要因の対象となる構築物・機器を整理した。また，今回の事故シーケンスグループ等の選定を目的とした津波レベル１ＰＲＡで考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因についてスクリーニングを検討した結果，以下の起因事象を選定した。 ・補機冷却系喪失 ・外部電源喪失 ・直接炉心損傷に至る事象 津波特有の事故シナリオを広範に抽出・選定するために，屋外の構築物・機器や建物扉の設置高さから，津波高さの上昇に伴い発生する可能性のある起因事象，重要な緩和設備の機能喪失の可能性，建物内への浸水の可能性等を検討した。 選定した起因事象の要因となる構築物・機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係る構築物・機器を抽出し，建物・機器リストを作成した。

「PRA の説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁)」の記載内容	島根原子力発電所２号炉
b. 津波ハザード ①津波ハザード評価の方法 ・新規制基準（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 ②津波ハザード評価に当たっての主要な仮定 ・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 ③津波ハザード評価結果 ・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	①確率論的津波ハザード評価を行うに当たっては，津波ＰＲＡ学会標準，土木学会(2011)及び土木学会(2016)を踏まえて実施した。 ②津波発生モデルとしては，以下に示す波源を想定し，検討を実施した。 ・日本海東縁部に想定される地震による津波 ・海域活断層から想定される地震による津波 ・領域震源（背景的地震）による津波 津波伝播モデルについては，基準津波の評価で用いたモデルを用いて検討を実施した。 また，領域震源（背景的地震）による津波の評価は，垣見ほか（2003）及び萩原(1991)に示される発電所から100km以内に位置する領域震源を対象としているが，確率論的津波ハザード評価への寄与度が低いと考えられることから評価対象外とした。 検討対象波源に基づきロジックツリーを作成した。 ③作成したロジックツリーに基づき算出した確率論的津波ハザード曲線群から求めた信頼度別津波ハザード曲線，平均津波ハザード曲線を作成した。
c. 建屋・機器のフラジリティ ① 評価対象と損傷モードの設定 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（不確実さの設定、応答係数等） ④ フラジリティ評価における耐力情報 ・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】	①屋外・屋内それぞれの評価対象物について考慮すべき損傷モードについて検討した結果，機器に対する「被水・没水」,「流体力」及び「波力」による機能損傷を評価対象とした。 ②～⑥ 機器に対する「被水・没水」,「流体力」及び「波力」の損傷モードに対しては，津波が機器の機能喪失津波高さに到達した時点で，当該機器が確率 1.0 で損傷すると仮定し，機器フラジリティ曲線はステップ状とした。本評価では，対象

「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	島根原子力発電所２号炉
⑤ フラジリティ評価における応答情報 ・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】 ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果	の機器の機能喪失高さを「現実的耐力」とし，不確実さは考慮しない。
d. 事故シーケンス (1) 起因事象 ① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度 ・津波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 ・津波固有の事象とその取扱い ② 階層イベントツリーとその説明 ・起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 (2) 成功基準 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命時間 ・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	(1) ①事故シナリオの広範な分析を踏まえ，津波レベル１ＰＲＡにおける起因事象は以下を評価対象とした。「補機冷却系喪失」及び「外部電源喪失」については，発生する津波高さが同じとなる「直接炉心損傷に至る事象」で代表した。 ・直接炉心損傷に至る事象 ②選定した起因事象を基に階層イベントツリーを作成した。 (2) ①本評価で考慮する設備では，評価対象とする起因事象に対して炉心損傷を防止する緩和手段が無いことから，緩和設備の機能及び系統数に関する成功基準は設定していない。 (3) ①評価対象とする起因事象に対して炉心損傷を防止する緩和手段はなく，イベントツリーを展開できないため，本評価では緩和設備に関するイベントツリーを作成していない。

「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	島根原子力発電所２号炉
(3) 事故シーケンス ① イベントツリー ・イベントツリー図 ・ヘディング、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 (4) システム信頼性 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 ・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 ・B 及びC クラス機器の取扱い ② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い ③ システム信頼性評価結果 ・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 (5) 人的過誤 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 ・人的過誤評価結果 (6) 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法	(4) ①～④ 評価対象とする起因事象に対して，炉心損傷防止の緩和に期待しないことから，注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。 (5) ①津波発生後の混乱に伴う高ストレスが運転員操作を阻害することが考えられるが，評価対象とする起因事象について炉心損傷防止の緩和に期待しないことから，人的過誤を考慮していない。 (6) ①炉心損傷頻度の定量化には，内部事象と同様にＷｉｎＮＵＰＲＡを用いた。 ②前述の通りの手順でモデルを定量化し，津波高さ別の炉心損傷頻度，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を算出し，主要な事故シーケンスを確認した。 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。 ③確率論的津波ハザードの不確かさを考慮し，信頼度別津波ハザードを用いて，モンテカルロ法による不確実さ解析を行った。重要度解析については，評価対象となる津波高さ（ＥＬ20m 超過）では緩和手段が無くなり必ず炉心損傷に至ることから，重要度解析を実施しても有用な情報は得られないと判断し，実施していない。また，本評価では，ＥＬ20m を超える津波により防波壁をはじめとした複数の浸水防止対策及び緩和機能が同時に喪失するものとしている。感度解析で更に厳しいプラント状態を想定する，あるいは，一部の施設が復旧する等を仮定することは本評価の想定上，現実的ではなく，新たな事故シーケンス

「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	島根原子力発電所２号炉
② 炉心損傷頻度結果 ・全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ・起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ・プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析	抽出の観点で有用な情報が得られないと判断したため，感度解析は実施していない。

「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	島根原子力発電所２号炉
４．レベル１．５PRA ４．１ 内部事象 a. プラントの構成・特性 ① 対象プラントに関する説明 ・機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など	①対象プラントの機器・系統配置，形状・設備容量，事故への対処操作，燃料及び溶融炉心の移動経路などを整理した。
b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ① プラント損傷状態の一覧 ・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の事故シーケンス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） ② プラント損傷状態ごとの発生頻度 ・プラント損傷状態ごとの発生頻度	①内部事象運転時レベル１ＰＲＡで得られた炉心損傷に至るすべての事故シーケンスを事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態に分類し，一覧表で示した。 なお，内部事象運転時レベル 1.5ＰＲＡでは内部事象運転時レベル１ＰＲＡで得られた炉心損傷に至る事故シーケンスグループを上記の考え方に基づき分類し，格納容器イベントツリーの初期状態とした。 ②プラント損傷状態ごとの炉心損傷頻度を表に整理した。
c. 格納容器破損モード ① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ・格納容器破損モード分類の考え方 ・格納容器破損モードの一覧 ・各破損モードに関する説明	①事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷から整理される物理的破損事象に加え，格納容器バイパス事象及び格納容器隔離失敗事象も考慮して，格納容器破損モードを分析し，概要とともに示した。 また，分析した格納容器破損モードを，炉心損傷以前に破損する格納容器先行破損と，炉心損傷後の格納容器破損に分類し，本プラントにおいて発生する可能性があるとして選定した格納容器破損モードを整理した。

「PRA の説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁)」の記載内容	島根原子力発電所２号炉
d. 事故シーケンス ① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ・格納容器イベントツリー構築の考え方 ・格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ② 格納容器イベントツリー ・格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動、運転員操作（レベル１ との整合性を含む)、ヘディング間の従属性 ・格納容器イベントツリー ・格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果	①～② プラント損傷状態ごとに，原子炉停止系，炉心冷却系，崩壊熱除去系等の緩和設備の動作状態及び物理化学現象の発生状態から格納容器イベントツリーのヘディングを選定した。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，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併せて示した。
e. 事故進展解析 ① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明 ・事故シーケンス選定の考え方 ・事故進展解析の解析条件 ・解析対象とした事故シーケンス一覧 ・対象事故シーケンスの説明 ・有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 ② 事故シーケンスの解析結果	①事故進展解析の対象は，事故時緩和操作の余裕時間が厳しくなる事故進展の相対的に速いシーケンスを考慮して選定を行った。選定した事故シーケンスについて概要を示した。 ②選定した事故シーケンスに対し，プラントの熱水力挙動を解析した結果と併せて，各事故シーケンスの解析結果における特徴的な事故進展を記載した。
f. 格納容器破損頻度 ① 格納容器破損頻度の評価方法 ② 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	①格納容器破損頻度の定量化は，ＷｉｎＮＵＰＲＡを使用し，炉心損傷頻度，格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として，プラント損傷状態ごとの格納容器破損頻度を算出した。 ②各ヘディングの分岐確率については，ＭＡＡＰコードによる事故進展解析結果

「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	島根原子力発電所２号炉
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ーケンスと分析 ・起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ・破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析	及びシビアアクシデントの各物理化学現象に対する研究成果に関する知見等により分岐確率を設定した。 ③評価結果を整理し，全格納容器破損頻度，プラント損傷状態別格納容器破損頻度，格納容器破損モード別格納容器破損頻度を整理し，主要な事故シーケンスの分析を実施した。
g. 不確実さ解析及び感度解析 ① 不確実解析結果 ② 感度解析結果	①ＰＲＡ結果の活用目的である格納容器破損モード等の選定に係る格納容器破損頻度の寄与割合の確認に際しての参考として，不確実さ解析を実施した。プラント損傷状態の発生頻度の確率分布及び格納容器イベントツリーのヘディングの確率分布を入力にして，モンテカルロ法を用いて格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不確実さ解析を実施した。 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。

「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	島根原子力発電所２号炉
４．２ 外部事象（地震） a. プラントの構成・特性 ① 対象プラントに関する説明 ・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 ② 地震により格納容器破損に至る事故シナリオ ・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 ・事故シナリオと起因事象の分析結果 ・建物・機器リストの作成結果	地震レベル1.5ＰＲＡについては，以下の理由により実施は困難な段階である。 ・ 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物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。 なお，炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象の進展は，地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ，格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。
b. 地震ハザード ① 地震ハザード評価の方法 ・新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 ② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 ・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 ③ 地震ハザード評価結果 ・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	同上

「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	島根原子力発電所２号炉
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	
c. 建屋・機器のフラジリティ ① 評価対象と損傷モードの設定 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（不確実さの設定、応答係数等） ④ フラジリティ評価における耐力情報 ・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 ・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	同上
d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ① プラント損傷状態の一覧 ・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の事故シーケンス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） ② プラント損傷状態ごとの発生頻度	同上

「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	島根原子力発電所２号炉
e. 格納容器破損モード ① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ・格納容器破損モード分類の考え方 ・格納容器破損モードの一覧 ・各破損モードに関する説明	同上
f. 事故シーケンス ① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ・格納容器イベントツリー構築の考え方 ・格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ② 格納容器イベントツリー ・格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動（レベル１との整合性を含む)、運転員操作、ヘディング間の従属性 ・格納容器イベントツリー ・格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け	同上
g. 事故進展解析 ① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明 ・事故シーケンス選定の考え方 ・選定した事故シーケンスと説明 ・事故進展解析の解析条件 ・有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 ② 事故シーケンスの解析結果	同上

「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	島根原子力発電所２号炉
h. 格納容器破損頻度 ① 格納容器破損頻度の評価方法 ② 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 ・使用した分岐確率 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ーケンスと分析 ・起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ・破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析	同上
i. 不確実さ解析及び感度解析 ① 不確実解析結果 ② 感度解析結果	同上

「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	島根原子力発電所２号炉
５．その他 a. 専門家判断 ① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果 ② 専門家判断の導出のプロセス	①評価上の仮定及び計算が適切になっているかどうかを判断する場合，専門家判断を実施した。 ②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し，専門家判断を実施した。
b. ピアレビュー ① ピアレビューチーム及びメンバー構成 ・海外の専門家も含めたメンバーであること ② ピアレビューの手順 ③ ピアレビューの結果 ④ ピアレビュー結果の PRA への反映状況	①レビューアの選定に当たっては，専門性，経験，独立性及び公正性の４つの要素を考慮して選定している。 ・今回実施したレビュー実施方法を含めＰＲＡ全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でＰＲＡの経験豊富な海外レビューアを招聘し，米国でのＰＲＡ実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。 ②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために，各レビューアに事前にＰＲＡの概要資料を提出し，全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては適宜ＰＲＡ実施者と質疑応答を行い，具体的な内容・課題を共有しながら進めた。 ③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は０件であり，今回実施したＰＲＡの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。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。 ④ＰＲＡの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起因事象発生頻度の設定方法等に関するコメントを受領しており，評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討していく。

「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	島根原子力発電所２号炉
c. 品質保証 ① PRA を実施するに当たって行った品質保証活動 ・PRA の実施体制 ・更新、記録管理体制	①品質保証活動に基づく社内基準に従ってＰＲＡを実施した。 ・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，解析をメーカ委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。 ・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。

別添

島根原子力発電所２号炉
確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について

目　次

1.　レベル１ＰＲＡ
1.1　内部事象ＰＲＡ
1.1.1　運転時ＰＲＡ
1.1.2　停止時ＰＲＡ
1.2　外部事象ＰＲＡ
1.2.1　地震ＰＲＡ
1.2.2　津波ＰＲＡ
2.　レベル1.5ＰＲＡ
2.1　内部事象ＰＲＡ
2.1.1　運転時ＰＲＡ

表

内部事象運転時レベル１ＰＲＡ

第1.1.1.a－1表	レベル１ＰＲＡ実施のために収集した情報及びその主な情報源
第1.1.1.a－2表	ＰＲＡで考慮する主な設備
第1.1.1.a－3表	系統設備概要
第1.1.1.b－1表	既往のＰＲＡで選定している起因事象
第1.1.1.b－2表	過渡事象等の起因事象の分析
第1.1.1.b－3表	類似した起因事象のグループ化
第1.1.1.b－4表	選定した起因事象一覧表
第1.1.1.b－5表	起因事象発生頻度（平成24年３月まで）
第1.1.1.c－1表	成功基準の一覧
第1.1.1.e－1表	フロントライン系とサポート系の依存性
第1.1.1.e－2表	サポート系同士の依存性
第1.1.1.e－3表	機器タイプ及び故障モード
第1.1.1.e－4表	システム信頼性評価結果
第1.1.1.f－1表	国内故障率データベースの例
第1.1.1.f－2表	共通原因故障を考慮した機器と故障モード
第1.1.1.f－3表	共通原因故障パラメータ
第1.1.1.g－1表	人的過誤確率に関するデータの例
第1.1.1.g－2表	人的過誤評価結果
第1.1.1.h－1表	炉心損傷頻度（起因事象別）
第1.1.1.h－2表	炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）
第1.1.1.h－3表	炉心損傷シーケンスの分析結果
第1.1.1.h－4表	重要度解析結果（起因事象別ＦＶ重要度）
第1.1.1.h－5表	重要度解析結果（起因事象別ＲＡＷ）
第1.1.1.h－6表	重要度解析結果（基事象別ＦＶ重要度）
第1.1.1.h－7表	重要度解析結果（基事象別ＲＡＷ）
第1.1.1.h－8表	不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
第1.1.1.h－9表	感度解析結果（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響）
第1.1.1.h－10表	感度解析結果（起因事象発生頻度）
第1.1.1.h－11表	感度解析結果（機器故障率）
第1.1.1.h－12表	感度解析結果（プラント固有データの反映）

停止時レベル１ＰＲＡ

第1.1.2.a－1表	ＰＲＡで考慮する主な設備
第1.1.2.a－2表	系統設備概要

第1.1.2.a－3表　島根原子力発電所２号炉定期検査の工程日数の比較
第1.1.2.a－4表　各プラント状態の継続時間
第1.1.2.a－5表　緩和設備の使用可能性
第1.1.2.b－1表　既往の停止時レベル１ＰＲＡで選定している起因事象
第1.1.2.b－2表　プラント状態と起因事象の対応
第1.1.2.b－3表　起因事象発生頻度（平成24年３月まで）
第1.1.2.c－1表　成功基準の一覧
第1.1.2.c－2表　プラント状態毎の崩壊熱
第1.1.2.c－3表　対象設備動作までの余裕時間
第1.1.2.e－1表　フロントライン系とサポート系の依存性
第1.1.2.e－2表　サポート系同士の依存性
第1.1.2.e－3表　システム信頼性評価結果
第1.1.2.g－1表　人的過誤評価結果
第1.1.2.h－1表　燃料損傷頻度（プラント状態別・起因事象別）
第1.1.2.h－2表　燃料損傷頻度（事故シーケンスグループ別）
第1.1.2.h－3表　事故シーケンスの分析結果
第1.1.2.h－4表　重要度解析結果（起因事象別ＦＶ重要度）
第1.1.2.h－5表　重要度解析結果（起因事象別ＲＡＷ）
第1.1.2.h－6表　重要度解析結果（基事象別ＦＶ重要度）
第1.1.2.h－7表　重要度解析結果（基事象別ＲＡＷ）
第1.1.2.h－8表　不確実さ解析結果（プラント状態別）
第1.1.2.h－9表　不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
第1.1.2.h－10表　感度解析結果（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響（プラント状態別・起因事象別））
第1.1.2.h－11表　感度解析結果（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響（事故シーケンスグループ別））

地震レベル１ＰＲＡ

第1.2.1.a－1表　地震レベル１ＰＲＡを実施するために収集した情報及び主な情報源
第1.2.1.a－2表　地震による事故シナリオのスクリーニング
第1.2.1.a－3表　地震レベル１ＰＲＡ評価対象建物・構築物・機器リスト
第1.2.1.b－1表　敷地周辺の活断層諸元（宍道断層による地震）
第1.2.1.b－2表　敷地周辺の活断層諸元（Ｆ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ断層＋Ｆ－Ⅴ断層による地震）
第1.2.1.b－3表　敷地周辺の活断層諸元（主要な活断層による地震）
第1.2.1.b－4表　敷地周辺の活断層諸元（その他の活断層による地震）
第1.2.1.b－5表　宍道断層による地震の発生頻度

第1.2.1.b－6表	対象領域の最大Mの設定値
第1.2.1.b－7表	ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方
第1.2.1.c－1－1表	考慮する不確実さ要因の例
第1.2.1.c－1－2表	損傷限界点の現実的な値（地震ＰＳＡ学会標準）
第1.2.1.c－1－3表	地盤物性値
第1.2.1.c－1－4表	物性値（原子炉建物）
第1.2.1.c－1－5表	物性値（制御室建物）
第1.2.1.c－1－6表	物性値（タービン建物）
第1.2.1.c－1－7表	物性値（廃棄物処理建物）
第1.2.1.c－1－8表	現実的な物性値の評価方法
第1.2.1.c－1－9表	建物のばね定数と減衰定数（原子炉建物）
第1.2.1.c－1－10表	地盤のばね定数と減衰係数（原子炉建物）
第1.2.1.c－1－11表	地盤のばね定数と減衰係数（制御室建物）
第1.2.1.c－1－12表	地盤のばね定数と減衰係数（タービン建物）
第1.2.1.c－1－13表	地盤のばね定数と減衰係数（廃棄物処理建物）
第1.2.1.c－2－1表	強度係数の中央値の算出結果
第1.2.1.c－2－2表	強度係数Ｆ$_s$の不確実さに対する対数標準偏差の設定
第1.2.1.c－2－3表	解放基盤表面の地震動に関する係数Ｆ$_1$，構造物への入力地震動に関する係数Ｆ$_2$，構造物の地震応答に関する係数Ｆ$_3$の中央値及び不確実さに対する対数標準偏差の設定
第1.2.1.c－2－4表	取水槽
第1.2.1.c－2－5表	屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）
第1.2.1.c－3－1表	考慮する不確実さ要因の整理
第1.2.1.c－3－2表	構造損傷限界及び機能損傷限界の考え方
第1.2.1.c－3－3表	建物の応答係数
第1.2.1.d－1表	起因事象の発生頻度
第1.2.1.d－2表	評価対象システム一覧
第1.2.1.d－3表	人的過誤評価結果
第1.2.1.d－4表	炉心損傷頻度（起因事象別）
第1.2.1.d－5表	起因事象別の炉心損傷頻度，主要な事故シーケンス及びカットセット
第1.2.1.d－6表	炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）
第1.2.1.d－7表	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度，主要な事故シーケンス及びカットセット
第1.2.1.d－8表	炉心損傷頻度（地震加速度区分別）
第1.2.1.d－9表	重要度解析結果（ＦＶ重要度）
第1.2.1.d－10表	完全独立の影響に係る感度解析の対象機器

津波レベル１ＰＲＡ

第1.2.2.a－1表	津波ＰＲＡを実施するために収集した情報及び主な情報源
第1.2.2.a－2表	対象とした津波防護施設及び浸水防止設備
第1.2.2.a－3表	プラントウォークダウン結果
第1.2.2.a－4表	考慮すべき津波による影響
第1.2.2.a－5表	津波による損傷・機能喪失要因と対象となる構築物・機器の種類
第1.2.2.a－6表	津波により発生する起因事象の選定
第1.2.2.a－7表	津波によりプラントに影響を及ぼす主要な構築物・機器と機能喪失浸水高
第1.2.2.a－8表	津波高さ別の事故シナリオと起因事象
第1.2.2.c－1表	建物・機器フラジリティの検討内容
第1.2.2.d－1表	津波発生頻度及び炉心損傷頻度（津波高さ別）
第1.2.2.d－2表	炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ

第2.1.1.a－1表	原子炉格納容器の主要仕様
第2.1.1.b－1表	事故シーケンスの識別子
第2.1.1.b－2表	炉心損傷に至る事故シーケンスグループ
第2.1.1.b－3表	プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
第2.1.1.b－4表	炉心損傷頻度（プラント損傷状態別）
第2.1.1.c－1表	原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷の種類の抽出
第2.1.1.c－2表	プラント損傷状態と負荷の対応
第2.1.1.c－3表	島根原子力発電所２号炉の原子炉格納容器耐性及び判断基準
第2.1.1.c－4表	格納容器破損モードの選定
第2.1.1.c－5表	格納容器破損モードの除外理由
第2.1.1.d－1表	シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
第2.1.1.d－2表	格納容器破損モードと物理化学現象，対処設備，運転員操作の対応整理
第2.1.1.d－3表	ヘディングの従属性
第2.1.1.d－4表	ヘディングの選定及び定義
第2.1.1.e－1表	事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス
第2.1.1.e－2表	基本解析条件
第2.1.1.e－3表	各事故シーケンスの事故進展解析条件

第2.1.1.ｅ－4表　　事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第2.1.1.ｆ－1表　　格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第2.1.1.ｆ－2表　　物理化学現象の分岐確率評価結果
第2.1.1.ｆ－3表　　格納容器破損頻度（プラント損傷状態別）
第2.1.1.ｆ－4表　　格納容器破損頻度（格納容器破損モード別）
第2.1.1.ｆ－5表　　重要度解析結果（基事象別ＦＶ重要度）
第2.1.1.ｆ－6表　　重要度解析結果（基事象別ＲＡＷ）
第2.1.1.ｇ－1表　　不確実さ解析結果（格納容器破損モード別）
第2.1.1.ｇ－2表　　感度解析結果（ＲＰＶ破損確率の影響）

図

内部事象運転時レベル１ＰＲＡ

第1.1.1－1図	内部事象運転時レベル１ＰＲＡ評価フロー
第1.1.1.a－1図	主要な安全系統概要図
第1.1.1.a－2図	制御棒駆動系系統概要図
第1.1.1.a－3図	高圧炉心スプレイ系系統概要図
第1.1.1.a－4図	低圧炉心スプレイ系系統概要図
第1.1.1.a－5図	残留熱除去系系統概要図
第1.1.1.a－6図	原子炉隔離時冷却系系統概要図
第1.1.1.a－7図	原子炉補機冷却系系統概要図（区分Ⅰ，区分Ⅱ）
第1.1.1.a－8図	原子炉補機冷却系系統概要図（区分Ⅲ）
第1.1.1.a－9図	所内単線結線図
第1.1.1.a－10図	直流電源設備
第1.1.1.a－11図	原子炉冷却設備系統概要図
第1.1.1.a－12図	原子炉格納施設構造概要図
第1.1.1.d－1図	過渡事象イベントツリー
第1.1.1.d－2図	外部電源喪失イベントツリー
第1.1.1.d－3図	手動停止／サポート系喪失イベントツリー
第1.1.1.d－4図	原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）イベントツリー
第1.1.1.d－5図	インターフェイスシステムＬＯＣＡイベントツリー
第1.1.1.e－1図	システム信頼性の評価例
第1.1.1.f－1図	共通原因故障同定フロー
第1.1.1.g－1図	自動減圧系の手動起動のＨＲＡイベントツリー
第1.1.1.h－1図	炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）
第1.1.1.h－2図	炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
第1.1.1.h－3図	重要度解析結果（起因事象別）
第1.1.1.h－4図	重要度解析結果（基事象別）
第1.1.1.h－5図	不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
第1.1.1.h－6図	感度解析結果（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響）
第1.1.1.h－7図	感度解析結果（プラント固有データの反映）

停止時レベル１ＰＲＡ

第1.1.2－1図	停止時レベル１ＰＲＡ評価フロー
第1.1.2.a－1図	運転停止中の炉心冷却・崩壊熱除去に関する設備概要図
第1.1.2.a－2図	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統概要図
第1.1.2.a－3図	復水輸送系系統概要図

第1.1.2.a－4図　燃料プール補給水系系統概要図
第1.1.2.a－5図　定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
第1.1.2.a－6図　主要工程と使用可能な除熱及び補給系統
第1.1.2.b－1図　燃料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ヤグラム
第1.1.2.c－1図　運転停止中の崩壊熱
第1.1.2.d－1図　崩壊熱除去機能喪失イベントツリー
第1.1.2.d－2図　外部電源喪失イベントツリー
第1.1.2.d－3図　原子炉冷却材の流出イベントツリー
第1.1.2.e－1図　システム信頼性の評価例
第1.1.2.h－1図　評価工程期間中における１日当たりの燃料損傷頻度
第1.1.2.h－2図　燃料損傷頻度寄与割合（プラント状態別）
第1.1.2.h－3図　燃料損傷頻度寄与割合（起因事象別）
第1.1.2.h－4図　燃料損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
第1.1.2.h－5図　重要度解析結果（起因事象別）
第1.1.2.h－6図　重要度解析結果（基事象別）
第1.1.2.h－7図　不確実さ解析結果（プラント状態別）
第1.1.2.h－8図　不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
第1.1.2.h－9図　感度解析結果（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響）

地震レベル１ＰＲＡ
第1.2.1－1図　地震レベル１ＰＲＡ評価フロー
第1.2.1.a－1図　プラントウォークダウン対象施設選定フロー
第1.2.1.a－2図　プラントウォークダウン実施結果の例
第1.2.1.a－3図　起因事象の抽出フロー
第1.2.1.b－1図　敷地周辺の活断層分布
第1.2.1.b－2図　領域震源モデルの対象領域
第1.2.1.b－3図　宍道断層による地震のロジックツリー
第1.2.1.b－4図　Ｆ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ断層＋Ｆ－Ⅴ断層による地震のロジックツリー
第1.2.1.b－5図　主要な活断層及びその他の活断層による地震のロジックツリー
第1.2.1.b－6図　領域震源による地震のロジックツリー
第1.2.1.b－7図　平均地震ハザード曲線
第1.2.1.b－8図　フラクタイル地震ハザード曲線
第1.2.1.b－9図　震源別平均地震ハザード曲線
第1.2.1.b－10図　基準地震動Ｓｓ－Ｄ，Ｓｓ－Ｆ１及びＳｓ－Ｆ２の応

答スペクトル及び敷地における地震動の一様ハザードスペクトル
第1.2.1.b－11図　基準地震動Ｓｓ－Ｎ１及びＳｓ－Ｎ２の応答スペクトル及び領域震源モデルによる一様ハザードスペクトル
第1.2.1.b－12図　周期毎の平均地震ハザード曲線
第1.2.1.b－13図　フラジリティ評価用地震動
第1.2.1.b－14図　耐震バックチェック評価用地震動Ｓｓ－１
第1.2.1.c－1－1図　原子炉建物の概要
第1.2.1.c－1－2図　制御室建物の概要
第1.2.1.c－1－3図　タービン建物の概要
第1.2.1.c－1－4図　廃棄物処理建物の概要
第1.2.1.c－1－5図　原子炉建物の地震応答解析モデル
第1.2.1.c－1－6図　制御室建物の地震応答解析モデル
第1.2.1.c－1－7図　タービン建物の地震応答解析モデル
第1.2.1.c－1－8図　廃棄物処理建物の地震応答解析モデル
第1.2.1.c－1－9図　原子炉建物のフラジリティ曲線
第1.2.1.c－1－10図　制御室建物のフラジリティ曲線
第1.2.1.c－1－11図　タービン建物のフラジリティ曲線
第1.2.1.c－1－12図　廃棄物処理建物のフラジリティ曲線
第1.2.1.c－2－1図　取水槽平面図
第1.2.1.c－2－2図　取水槽断面図（Ａ－Ａ断面）
第1.2.1.c－2－3図　屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）平面図
第1.2.1.c－2－4図　屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）断面図（Ａ－Ａ断面）
第1.2.1.c－2－5図　解放基盤表面の地震動に関する係数F_1（スペクトル形状係数）の評価
第1.2.1.c－2－6図　取水槽のフラジリティ曲線
第1.2.1.c－2－7図　屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）のフラジリティ曲線
第1.2.1.c－3－1図　建物の非線形応答を考慮した機器の応力
第1.2.1.c－3－2図　建物のスペクトル形状係数の概念図
第1.2.1.c－3－3図　原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ曲線
第1.2.1.c－3－4図　原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ曲線
第1.2.1.c－3－5図　原子炉補機海水ポンプのフラジリティ曲線
第1.2.1.c－3－6図　非常用母線メタクラのフラジリティ曲線
第1.2.1.c－3－7図　スペクトル形状係数F_{SA}の概念図
第1.2.1.c－3－8図　減衰係数F_Dの概念図
第1.2.1.c－3－9図　原子炉補機海水系配管のフラジリティ曲線
第1.2.1.d－1図　地震レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー

第1.2.1.d－2図　外部電源喪失イベントツリー
第1.2.1.d－3図　全交流動力電源喪失イベントツリー
第1.2.1.d－4図　炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）
第1.2.1.d－5図　炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
第1.2.1.d－6図　炉心損傷頻度評価結果（地震加速度区分別）
第1.2.1.d－7図　不確実さ解析結果
第1.2.1.d－8図　感度解析結果（完全独立：事故シーケンスグループ別）
第1.2.1.d－9図　感度解析結果（完全独立：地震加速度区分別）
第1.2.1.d－10図　感度解析結果（使命時間72時間：事故シーケンスグループ別）
第1.2.1.d－11図　感度解析結果（使命時間72時間：地震加速度区分別）

津波レベル１ＰＲＡ
第1.2.2－1図　津波レベル１ＰＲＡ評価フロー
第1.2.2.a－1図　津波防護施設及び浸水防止設備の設置概要
第1.2.2.a－2図　プラントウォークダウン対象の構築物・機器の選定フロー
第1.2.2.a－3図　プラントウォークダウンチェックシート
第1.2.2.a－4図　構築物・機器現場写真
第1.2.2.a－5図　起因事象の抽出フロー
第1.2.2.b－1図　フラクタイル曲線及び算術平均曲線
第1.2.2.b－2図　島根原子力発電所施設護岸，取水口及び取水槽
第1.2.2.c－1図　「被水・没水」，「流体力」及び「波力」に対するフラジリティ曲線
第1.2.2.d－1図　津波レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー
第1.2.2.d－2図　炉心損傷頻度寄与割合（津波高さ別）
第1.2.2.d－3図　炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
第1.2.2.d－4図　不確実さ解析結果

内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ
第2.1.1－1図　内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ評価フロー
第2.1.1.a－1図　原子炉格納容器内の溶融炉心挙動
第2.1.1.b－1図　プラント損傷状態の分類
第2.1.1.c－1図　ＢＷＲのシビアアクシデントで考えられる事故進展
第2.1.1.d－1図　格納容器イベントツリー
第2.1.1.e－1図　代表シーケンスにおける事故進展
第2.1.1.f－1図　格納容器破損頻度寄与割合（プラント損傷状態別）
第2.1.1.f－2図　格納容器破損頻度寄与割合（格納容器破損モード別）
第2.1.1.f－3図　重要度解析結果（基事象別）

第2.1.1.g－1図　　不確実さ解析結果（格納容器破損モード別）
第2.1.1.g－2図　　感度解析結果（原子炉圧力容器破損確率の影響）

1.　レベル１ＰＲＡ

1.1　内部事象ＰＲＡ

1.1.1　運転時ＰＲＡ

内部事象運転時レベル１ＰＲＡは，社団法人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１　ＰＳＡ編）：2008」（以下「レベル１ＰＳＡ学会標準」という。）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」（平成 25 年９月　原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第 1.1.1－1 図に示す。

1.1.1.a　対象プラント

①　対象とするプラントの説明

(1)　プラント情報の収集・分析

内部事象運転時レベル１ＰＲＡ実施に当たり必要とされる設計，運転・保守管理に関する情報を把握するため，以下の本プラントの設計，運転・保守管理の情報をＰＲＡの目的に応じて調査・収集した。

・ＰＲＡ実施に当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）
・定量化に当たり必要とされる情報（機器故障，起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて入手した主な情報源を，第 1.1.1.a－1 表に示す。

「ａ．主要な設備の構成・特性」に安全系，サポート系及び電源系等の主要な設備の構成・特性について示し，「ｂ．原子炉格納容器の構成・特性」に原子炉格納容器の構成・特性について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。

・出力　　－　熱出力　　2,436MW
　　－　電気出力　約 820MW
・プラント型式　－　沸騰水型ＢＷＲ－５
・格納容器型式　－　圧力抑制形（Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型）

ａ．主要な設備の構成・特性

今回のＰＲＡで考慮する主な設備を第 1.1.1.a－2 表に示す。本プラントのＰＲＡに係る基本設計は，次に説明する主要な安全系統により構成される。第 1.1.1.a－1 図に本プラントの主要な安全系統概要を示す。また，第 1.1.1.a－3 表に系統設備概要を示す。

(a)　原子炉停止に関する系統

通常運転時は，再循環流量制御系とあいまって，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。原子炉起動時及び停止時にも，反応度制御系を利用する。

異常時にあっては，以下の系統により原子炉を停止する。

1)　制御棒及び制御棒駆動系（第 1.1.1.a－2 図）

原子炉水位低（レベル３）等の安全保護系の信号により異常を検知して，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。

(b)　原子炉冷却に関する系統

通常運転時は，復水・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・給水系へ冷却材を供給する。原子炉停止時には，残留熱除去系により原子炉の残留熱を除去する。

復水器が使えない異常時にあっては，以下の系統により原子炉を冷却する。

1)　高圧炉心スプレイ系（第 1.1.1.a－3 図）

高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位低（レベル１H）又は格納容器圧力高の信号で自動起動し，復水貯蔵タンク水（第１水源）あるいはサプレッション・プール水（第２水源）を炉心上部に設けられたノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。

2)　低圧炉心スプレイ系（第 1.1.1.a－4 図）

低圧炉心スプレイ系は，原子炉水位低（レベル１）又は格納容器圧力高の信号で自動起動し，サプレッション・プール水を炉心上部に設けられたノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。

3)　低圧注水系（第 1.1.1.a－5 図）

低圧注水系は，残留熱除去系が原子炉水位低（レベル１）又は格納容器圧力高の信号で自動起動し，サプレッション・プール水を原子炉へ注水して炉心を冷却する運転モードである。本原子炉施設では，低圧注水系を３系統設けている。

4)　自動減圧系

自動減圧系は，主蒸気系のＳＲＶ12 個のうち６個からなり，低圧注水系又は低圧炉心スプレイ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（レベル１）及び格納容器圧力高の両信号を受けて作動し，原子炉圧力を低下させる。

5)　原子炉隔離時冷却系（第 1.1.1.a－6 図）

原子炉隔離時冷却系は，原子炉停止後，復水・給水系が何らかの原因で停止した場合に，原子炉水位低（レベル２）により自動起動し，原子炉の水位を維持する。本系統は，注水ポンプの動力源として，原子炉で生じる蒸気を使った蒸気タービンを用い，制御用電源は直流電源を用いており，発電所内のすべての交流電源が喪失しても原子炉の冷却を達成できる。

(c)　崩壊熱除去に関する系統

原子炉停止時は，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにより冷

却される。

異常時にあっては，残留熱除去系のサプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モードにより冷却される。

1) 残留熱除去系（第 1.1.1.a－5 図）

残留熱除去系は，ポンプ３台，熱交換器２基からなり，原子炉停止後の崩壊熱を原子炉から除去する。また，本系統は，弁の切替えにより，原子炉への注水及び原子炉格納容器の冷却としても使用できる。

(d) 安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時及び原子炉停止時の補機冷却については，中間ループ，海水系からなる原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系により原子炉建物内の補機を冷却する。また，電源は，通常運転時は発電機から所内変圧器を通して供給し，原子炉停止時は 220kV 送電線から起動変圧器を通して受電する。なお，220kV 送電線停電時には，66kV 送電線から予備変圧器を通して受電する。

異常時にあっては，以下の系統により補機を冷却し，電源を供給する。

1) 原子炉補機冷却系（第 1.1.1.a－7 図～第 1.1.1.a－8 図）

低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機は，原子炉補機冷却系で冷却され，原子炉補機冷却系は原子炉補機海水系で冷却される。また，高圧炉心スプレイ系及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機は，高圧炉心スプレイ系補機冷却系で冷却され，高圧炉心スプレイ系補機冷却系は高圧炉心スプレイ系補機海水系で冷却される。

2) 電源系（第 1.1.1.a－9 図～第 1.1.1.a－10 図）

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所内変圧器経由から起動変圧器経由の給電に切り替わる。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２台の非常用ディーゼル発電機と１台の高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が自動起動し，非常用機器に給電する。

直流電源設備は，非常用の直流 115V の蓄電池２組及び高圧炉心スプレイ系の直流 115V の蓄電池１組が設けられている。直流電源設備は，電源の制御として遮断器の開閉のほか，非常用ディーゼル発電機の起動等にも用いられる。また，原子炉隔離時冷却系の電源として 230V の蓄電池１組が設けられている。

(e) その他の系統

1) 復水・給水系による除熱（第 1.1.1.a－11 図）

復水・給水系は，復水器で凝縮した復水を復水ポンプ，復水昇圧

ポンプ及び給水ポンプにより炉心へ注水する系統である。復水器による除熱は，復水器で蒸気を凝縮することにより，炉心から崩壊熱を除去する系統である。復水・給水系及び復水器による除熱のサポート系としては，循環水系，タービン・グランド蒸気系，抽出空気系及び気体廃棄物処理系がある。

b．原子炉格納容器の構成・特性

(a) 原子炉格納容器の構成・特性（第 1.1.1.a－12 図）

本プラントの原子炉格納容器は，圧力抑制形の鋼製格納容器（Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型）である。原子炉格納容器は上下部半球胴部円筒形をしたドライウェルと円環形のサプレッション・チェンバに区分されている。ドライウェルとサプレッション・チェンバの液相部は，８本のベント管により連絡されており，原子炉冷却材喪失時に原子炉から放出される蒸気はこのベント管を通ってサプレッション・プール水に導かれて凝縮される。

原子炉格納容器内雰囲気は，通常運転時においては窒素置換されており，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。

(b) 残留熱除去系（第 1.1.1.a－5 図）

本系統は，サプレッション・プール水をドライウェル及びサプレッション・チェンバ内にスプレイすることによって，事故時に原子炉格納容器内に浮遊しているよう素を除去するとともに，原子炉格納容器内の温度，圧力を低減し，原子炉格納容器内の放射性物質が漏えいするのを抑制する。

1.1.1.b　起因事象

起因事象とは，通常の運転状態を妨げる事象であって，炉心損傷へ至る可能性のある事象のことである。

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

本プラントに適用する起因事象について，以下の方法により検討し，選定を行った。

a．国内外の評価事例の分析（既往のＰＲＡ，安全評価審査指針，ＥＰＲＩ　ＮＰ－2230）

既往のＰＲＡ，安全評価審査指針及びＥＰＲＩ　ＮＰ－2230 について分析を行い，当該プラントにおける起因事象の選定を行った。既往のＰＲＡ（第 1.1.1.b－1 表）で選定されている起因事象を参考に当該プラントにおける起因事象の候補を選定した。また，選定された起因事象と安全評価審査指針及びＥＰＲＩ　ＮＰ－2230 で評価されている事象との比較により起因事象を選定した。分析結果については第 1.1.1.b－2 表に示

す。

b．原子力施設運転管理年報等による，本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事象について調査を行い，選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお，島根原子力発電所２号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。

プラント停止に至った過去のトラブル事象（発生時期）	起因事象
・原子炉出力上昇中主蒸気隔離弁閉による原子炉自動停止（1990.12.04） ・スクラム排出水容器水位異常高信号による原子炉自動停止（1995.01.30）	過渡事象
・原子炉再循環ポンプ速度低下に伴う原子炉手動停止（1989.04.10） ・原子炉再循環ポンプ電動機軸受潤滑油位低下に伴う原子炉手動停止（1990.11.19） ・原子炉再循環ポンプメカニカルシールの不具合に伴う原子炉手動停止（1993.01.18） ・ドライウェル冷却機凝縮水量及び床ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止（2004.03.17） ・原子炉再循環ポンプ点検に伴う点検停止　（2005.03.25） ・原子炉再循環ポンプ点検に伴う点検停止　（2005.06.18）	手動停止／サポート系喪失

(2)　対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については，発生する可能性や影響を考慮し，評価対象外と判断している。なお，レベル１ＰＳＡ学会標準において，以下の条件を満たす場合に起因事象を評価対象から除外してもよいとされている。

【レベル１ＰＳＡ学会標準より抜粋】

5.1.3　同定した起因事象の除外　発生の可能性が極めて低いか，又は発生を仮定してもその影響が限定される場合，又はＰＳＡの使用目的からは必要がないと考えられる場合には，5.1.1 或いは 5.1.2 で同定した起因事象を評価対象から除外してもよい

・原子炉冷却材流量の部分喪失（原子炉再循環ポンプ１台トリップ）
・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
・放射性気体廃棄物処理施設の破損
・計装用空気系故障
・主蒸気管破断

・原子炉圧力容器破損

(3)　起因事象のグループ化

起因事象については，単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが，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際には，事故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し，さらに，必要とされる緩和設備等が類似しており，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範囲まで以下のとおり起因事象をグループ化している。グループ化した結果を第 1.1.1.b－3 表に示す。

ａ．過渡事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し，原子炉スクラム信号が発生して原子炉スクラムに至る事象であり，原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性は損なわれていないものの，機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象を過渡事象としてグループ化する。なお，事象の進展が異なる一部の事象については独立した起因事象として取り扱う。

・過渡事象
・外部電源喪失（非常用電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす）

ｂ．原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）

原子炉冷却材の流出によりプラントパラメータが変動し，格納容器圧力高信号等が発生して原子炉スクラムに至る事象であり，起因事象としては原子炉冷却材圧力バウンダリ配管破損が該当する。また，ＬＯＣＡに含まれる事象について破断規模に応じて期待されるＥＣＣＳ等の相違から，以下のとおり細分化を行った。

・大破断ＬＯＣＡ
・中破断ＬＯＣＡ
・小破断ＬＯＣＡ

なお，漏えい等の極めて少量の冷却材の流出は，小破断ＬＯＣＡよりも事象の進展が緩やかであるため，手動停止に含めて考える。

ｃ．インターフェイスシステムＬＯＣＡ

原子炉冷却材圧力バウンダリと，それに直結した原子炉格納容器外の残留熱除去系，低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系との隔離に失敗した場合に，原子炉の圧力が残留熱除去系，低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系に付加されるために発生する事象であり，独立した起因事象として取り扱う。

ｄ．手動停止／サポート系喪失

定期事業者検査のための通常停止及び通常運転中に軽微なトラブルが生じた際等の計画外停止における手動停止操作を想定しており，原子炉

スクラムを伴う事象ではないが，独立した起因事象として取り扱う。

また，サポート系の故障に起因する事象も，独立した起因事象として取り扱い，以下のとおり細分化を行った。

・交流電源故障
・直流電源故障
・原子炉補機冷却系故障
・タービン・サポート系故障

以上の検討結果より，本プラントの評価対象とする起因事象として５事象を選定した。選定した起因事象は第 1.1.1.b－4 表に示す。

(4) 起因事象の発生頻度評価

選定された起因事象に基づき，レベル１ＰＲＡで使用する起因事象の発生頻度を評価した結果を第 1.1.1.b－5 表に示す。各起因事象の発生頻度の評価の考え方を以下に示す。

ａ．過渡事象の発生頻度

過渡事象の発生頻度は，国内ＢＷＲの運転実績に基づいて算定した。運転実績には利用可能なデータである平成 23 年度（平成 24 年３月）までのデータを用い，発生した事象を各起因事象に分類し，その件数を運転炉年で除して発生頻度を求める。

なお，国内では発生経験のないＳＲＶ誤開放の発生頻度に関しては，保守的に 0.5 件の発生を仮定して評価した。

○ 非隔離事象の発生頻度

＝ 83 ／ 526.2 ＝ 1.6×10^{-1}／炉年

83　　：非隔離事象の発生実績（件）
526.2　：国内ＢＷＲの発電期間（年）

○ 隔離事象の発生頻度

＝ 13 ／ 526.2 ＝ 2.5×10^{-2}／炉年

13　　：隔離事象の発生実績（件）
526.2　：国内ＢＷＲの発電期間（年）

○ 全給水喪失の発生頻度

＝ 5 ／ 526.2 ＝ 9.5×10^{-3}／炉年

5　　：全給水喪失の発生実績（件）
526.2　：国内ＢＷＲの発電期間（年）

○ 水位低下事象の発生頻度

＝ 13 ／ 526.2 ＝ 2.5×10^{-2}／炉年

13　　：水位低下事象の発生実績（件）
526.2　：国内ＢＷＲの発電期間（年）

○ 原子炉保護系誤動作等の発生頻度

＝ 39 ／ 526.2 ＝ 7.4×10^{-2}／炉年

39　　：原子炉保護系誤動作等の発生実績（件）
526.2　：国内ＢＷＲの発電期間（年）

○　外部電源喪失の発生頻度
＝　３　／　792.7　＝　3.8×10^{-3}／炉年
３　　：外部電源喪失の発生実績（件）
792.7　：国内ＢＷＲプラント運転期間（年）※
※　外部電源喪失は運転中のみならず，運転停止中においても発生し得る事象であるため，発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する。（運転期間＝発電期間＋運転停止期間）

○　ＳＲＶ誤開放の発生頻度
＝　0.5　／　526.2　＝　9.5×10^{-4}／炉年
526.2　：国内ＢＷＲの発電期間（年）

b．原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）の発生頻度

ＬＯＣＡの発生頻度は，ＮＵＲＥＧ－1829 及びＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5750 のデータに基づき算出した。

○　大破断ＬＯＣＡ
＝　2.0×10^{-5}／炉年

○　中破断ＬＣＯＡ
＝　2.0×10^{-4}／炉年

○　小破断ＬＯＣＡ
＝　3.0×10^{-4}／炉年

c．手動停止／サポート系喪失の発生頻度

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 23 年度（平成 24 年３月）までの国内ＢＷＲの運転経験に基づき算出した。

また，サポート系喪失の発生頻度については，国内ＢＷＲの運転経験を基に算出した。国内実績としては安全機能にかかわるサポート系の機能喪失事例は発生していないため，発生頻度は保守的に 0.5 件の発生を仮定し，これを対象系統の延べ運転年数で除して求める。

○　手動停止の発生頻度
＝　869　／　526.2　＝　1.7
869　　：国内ＢＷＲの手動停止実績（件）
526.2　：国内ＢＷＲの発電期間（年）

○　原子炉補機冷却系故障（非常用１系統）の発生頻度
＝　0.5　／　757.9　＝　6.6×10^{-4}／炉年
757.9　：国内ＢＷＲ原子炉補機冷却系の延べ運転期間（年）

○　交流電源故障（非常用１系統）の発生頻度

＝ 0.5 ／ 3652.9 ＝ 1.4×10^{-4}／炉年

3,652.9 ：国内ＢＷＲ交流電源の延べ運転期間（年）

○ 直流電源故障（非常用１系統）の発生頻度

＝ 0.5 ／ 1915.7 ＝ 2.6×10^{-4}／炉年

1,915.7 ：国内ＢＷＲ直流電源の延べ運転期間（年）

○ タービン・サポート系故障の発生頻度

＝ 0.5 ／ 757.9 ＝ 6.6×10^{-4}／炉年

757.9 ：国内ＢＷＲタービン・サポート系の延べ運転期間（年）

ｄ．インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度

インターフェイスシステムＬＯＣＡは，原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスにおいて隔離機能が喪失することにより，低圧設計部に設計圧以上の圧力がかかり機器破損を引き起こして，原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。

(a) 評価対象配管

インターフェイスシステムＬＯＣＡの評価対象配管として，既往のＰＲＡやＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5124 の検討例より次のものが考えられる。

・低圧注水系注入配管
・低圧炉心スプレイ系注入配管
・残留熱除去系停止時冷却戻り配管
・残留熱除去系停止時冷却吸込み配管

なお，これらの配管は，すべて２個以上の通常時閉の隔離弁を有しており，インターロック等も備えているため，低圧設計部への異常な加圧はほとんど発生することはない。

(b) 評価方法

評価対象配管のうち，隔離弁が２個のものについて，インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度を評価する。インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度は，低圧配管への異常な加圧の発生頻度とこの時の配管の破損確率に加え，運転員による隔離操作を考慮して次式で評価する。

$$F_{IS}=F_{PB}\cdot B\cdot H$$

ここで，

F_{IS} ：インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度
F_{PB} ：評価対象配管への異常な加圧の発生頻度
Ｂ ：異常な加圧による配管の破損確率
Ｈ ：運転員による隔離失敗確率

また，評価対象配管への異常な加圧の発生頻度は，隔離弁２個の故障等の重畳に加え，弁の故障検出を考慮して次式で評価する。

$$F_{PB}=(\lambda_1\cdot P_2\cdot\lambda_2\cdot T_2+\lambda_2\cdot P_1\cdot\lambda_1\cdot T_1)\cdot T$$

ここで，

λ_1，λ_2　　：弁の故障率等

P_1，P_2　　：弁の故障検出失敗確率

T_1，T_2　　：故障が放置される平均時間

T　　：評価期間（１年）

弁の故障率等には，破損／リークや誤開に加えて運転中に開閉試験を実施する弁については，試験に伴う開操作，試験終了時の閉め忘れと閉失敗を考慮する。

1.1.1.c　成功基準

成功基準とは，原子炉設備が異常な状態となった際に，原子炉施設を安全に停止するために必要な安全機能，あるいは安全機能の組合せをいう。原子炉施設の安全停止に関わる安全機能は下記の３機能である。

・原子炉反応度停止

・炉心冷却（炉水位の維持）

・原子炉格納容器からの除熱

本ＰＲＡでは，本プラントの構成・特徴や，既往のＰＲＡ，あるいは安全解析等に基づき，それぞれの安全機能に対し，最低限必要な系統構成・作動機器台数を成功基準として設定した。なお，これらの決定にあたっては，必要に応じて許認可コード等を用いた解析を実施した。

①　成功基準の一覧表

(1)　炉心損傷判定条件

ａ．一般的な炉心損傷判定条件

レベル１ＰＳＡ学会標準における定義と同様に，炉心の一部の燃料被覆管表面温度が 1,200℃を超えると炉心損傷と判定する。

ｂ．起因事象ごとの成功基準の一覧表

上記を踏まえ，起因事象ごとに整備した成功基準の一覧を第 1.1.1.c－1 表に示す。

(2)　対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

ａ．余裕時間

自動起動・動作するものを除く事象発生後の緩和操作を対象として，それらを遂行するまでの余裕時間及びその設定根拠について，以下に示す。

(a)　炉心冷却

対象操作：過渡事象発生時の手動減圧

過渡事象発生時，炉心の冷却に対する余裕時間としては，炉心損傷防止の観点及び運転員による操作にかかる時間から［　　］とする。

ｂ．使命時間

事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づき，安定したプラント

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

状態をもたらす，又は必要な安全機能を果たすことができる時間である使命時間（求められる継続運転時間）は，レベル１ＰＳＡ学会標準の考え方を参考に，喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できると考えられる時間として，24 時間を使命時間として設定した。実際の使命時間が 24 時間より短いものもあるが，保守的に一律 24 時間として機器の故障率を評価している。なお，故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

(3)　熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性

熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性については次表のとおりである。

成功基準解析	確認内容
ＬＯＣＡ時におけるＥＣＣＳの炉心冷却機能に関する熱水力解析	ＥＣＣＳの１つの系統において，炉心冷却が達成されることを確認した。
過渡事象時における原子炉減圧後の低圧ＥＣＣＳ（低圧炉心スプレイ系，低圧注水系）の炉心冷却機能に関する熱水力解析	原子炉を手動で減圧して，低圧ＥＣＣＳの１つの系統において，炉心冷却が達成されることを確認した。

使用コード	コード検証
ＳＡＦＥＲ	原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており，検証が行われている。

1.1.1.d　事故シーケンス

事故シーケンスとは，炉心損傷等に至るまでの，起因事象の発生及び各種安全機能喪失の組合せのことである。

①　イベントツリー

イベントツリーは，各起因事象が発生した時に，原子炉の安全を確保するため必要な安全機能の成功又は失敗の組合せによって事象の進展を表わす際に使用される手法である。

イベントツリーの構造には，小イベントツリー／大フォールトツリーの手法を用いた。系統従属性や機器間従属性を適切に考慮して，島根原子力発電所２号炉の構成・特性に対応したヘディングの設定とツリーを構築し，事故シーケンスへの展開を行った。また，展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第 1.1.1.d－1～5 図に示す。なお，事故シーケンスグループ分類については，「1.1.1.h　炉心損傷頻度」に示す。

イベントツリーの作成上の主要な仮定を以下に示す。

(1)　過渡事象のイベントツリー

過渡事象のイベントツリーは，「原子炉停止」，「圧力バウンダリ健全性」，「炉心冷却」（「高圧炉心冷却」，「原子炉減圧」，「低圧炉心冷却」）及び「崩壊熱除去」のヘディングで構成され，分岐の上は成功，分岐の下は失敗を示す。

過渡事象後に原子炉停止に失敗すると「原子炉停止機能喪失」に分類する。原子炉停止に成功すると炉心冷却を行う。炉心冷却及び崩壊熱除去の作動条件は，原子炉冷却材圧力バウンダリの状態で異なるため，原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を確認する。

炉心冷却は，原子炉が高圧状態で注水できる高圧炉心冷却（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）と原子炉が低圧状態で注水できる低圧炉心冷却（低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系）がある。低圧炉心冷却は，原子炉減圧と連携して注水する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全な場合の高圧炉心冷却は，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。高圧炉心冷却に失敗し原子炉減圧に失敗した場合は「高圧注水・減圧機能喪失」に分類し，高圧炉心冷却に失敗し低圧炉心冷却に失敗した場合は「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全でない場合は，原子炉圧力が低圧炉心冷却の作動圧力まで減圧するため，原子炉隔離時冷却系による炉心冷却が不能となると共に原子炉減圧は不要となる。高圧炉心冷却に失敗し低圧炉心冷却に失敗した場合は「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

炉心冷却に成功した場合に崩壊熱除去に成功すると「炉心損傷なし」に分類し，失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(2)　外部電源喪失のイベントツリー

外部電源喪失のイベントツリーは，電源設備（「直流電源」，「交流電源」），「圧力バウンダリ健全性」及び「高圧炉心冷却」のヘディングで構成され，分岐の上は成功，分岐の下は失敗を示す。

外部電源喪失が発生すると動力電源が喪失するため，交流電源（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確保が必要となる。非常用ディーゼル発電機の起動には直流電源設備からの給電が必要となる。直流電源の確保に成功すると交流電源が起動でき，交流電源が確保できた場合には過渡事象のイベントツリーへ移行する。

炉心冷却の作動条件は，原子炉冷却材圧力バウンダリの状態で異なるため，原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性を確認する。炉心冷却は，交流電源の確保に失敗した場合でも原子炉が高圧状態で注水できる高圧炉心冷却として，タービン駆動の原子炉隔離時冷却系及び独立した専用非常用ディーゼル発電機のある高圧炉心スプレイ系がある。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全な場合の高圧炉心冷却は，原子炉隔

離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。原子炉隔離時冷却系で炉心冷却に成功している場合は蓄電池が枯渇する「全交流動力電源喪失」に分類し，高圧炉心スプレイ系で炉心冷却に成功している場合は「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。高圧炉心冷却（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）に失敗した場合は，「全交流動力電源喪失」に分類する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全でない場合の高圧炉心冷却は，高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。高圧炉心スプレイ系で炉心冷却に成功している場合は「崩壊熱除去機能喪失」に分類し，失敗した場合は「全交流動力電源喪失」に分類する。

直流電源が喪失した場合は，高圧炉心冷却として，独立した専用直流電源のある高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。高圧炉心スプレイ系で炉心冷却に成功している場合は「崩壊熱除去機能喪失」に分類し，失敗した場合は「全交流動力電源喪失」に分類する。

(3)　手動停止／サポート系喪失のイベントツリー

手動停止／サポート系喪失のイベントツリーは，「圧力バウンダリ健全性」，炉心冷却（「高圧炉心冷却」，「原子炉減圧」，「低圧炉心冷却」）及び「崩壊熱除去」のヘディングで構成され，「原子炉停止」を除き過渡事象と同様となる。

手動停止／サポート系喪失は，プラント停止手順が同一であるため，イベントツリーの構造は同じものとなる。

手動停止／サポート系喪失は，原子炉の出力を制御しながら時間をかけて原子炉を停止するものであり，制御棒による通常停止操作で原子炉を停止する。原子炉停止操作中に原子炉自動スクラムが生じる事象については過渡事象で評価されるため，ここでは除外する。

なお，本評価では，手動停止において通常の停止操作により原子炉を停止することから，炉心冷却及び崩壊熱除去において復水・給水系を考慮する。

(4)　原子炉冷却材喪失のイベントツリー

原子炉冷却材喪失のイベントツリーは，「原子炉停止」，炉心冷却（「高圧炉心冷却」，「原子炉減圧」，「低圧炉心冷却」）及び「崩壊熱除去」のヘディングで構成され，分岐の上は成功，分岐の下は失敗を示す。

原子炉冷却材喪失後に原子炉停止に失敗すると「原子炉停止機能喪失」に分類する。原子炉停止に成功すると炉心冷却をする。

炉心冷却は，原子炉が高圧状態で注水できる高圧炉心冷却（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）と原子炉が低圧状態で注水できる低圧炉心冷却（低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系）がある。低圧炉心冷却は，原子炉減圧と連携して注水する。

高圧炉心冷却に失敗し原子炉減圧に失敗した場合と，高圧炉心冷却に失

敗し低圧炉心冷却に失敗した場合は「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に分類する。

炉心冷却に成功した場合に崩壊熱除去（残留熱除去系）に成功すると「炉心損傷なし」に分類し，失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

なお，原子炉冷却材喪失のイベントツリーは，冷却材流出の状態に応じて事故シーケンスは異なる。大破断ＬＯＣＡ時には，破断の直後に原子炉が瞬時に減圧するため，低圧炉心冷却作動のための原子炉減圧は不要となる。中破断ＬＯＣＡ時には，高圧炉心冷却として原子炉隔離時冷却系では容量不足のため，高圧炉心スプレイ系のみが使用可能であり，低圧炉心冷却作動には原子炉減圧が必要となる。小破断ＬＯＣＡ時には，高圧炉心冷却として高圧炉心スプレイ系以外に原子炉隔離時冷却系が使用でき，低圧炉心冷却作動には原子炉減圧が必要となる。

(5)　インターフェイスシステムＬＯＣＡのイベントツリー

インターフェイスシステムＬＯＣＡのイベントツリーは，起因事象と隔離操作を考慮している。インターフェイスシステムＬＯＣＡが発生し，隔離操作に失敗した場合「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。

1.1.1.e　システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには，展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために，システム信頼性評価にはフォールトツリー法を用いる。本項目では，前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と，それを適切に運転するために必要となるサポート系について，フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

①　評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し，それぞれのシステムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また，フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.1.e－1表に，サポート系同士の依存性を第1.1.1.e－2表に示す。

【フロントライン系】

＜原子炉停止系＞

＜ＥＣＣＳ＞

・低圧炉心スプレイ系
・低圧注水系
・高圧炉心スプレイ系
・自動減圧系

＜原子炉隔離時冷却系＞
＜残留熱除去系＞
＜常用系設備＞
・常用系設備（復水・給水系及び復水器による除熱）

【サポート系】
＜補機冷却系＞
・原子炉補機冷却系／海水系
・高圧炉心スプレイ系補機冷却系／海水系
・タービン補機冷却系／海水系
＜電源＞
・交流電源
・直流電源
＜空調＞
・ポンプ室空調
・非常用ＤＧ室換気系

② システム信頼性評価手法

システム信頼性評価では，イベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について，フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては，対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに，その範囲内にある機器で評価すべき故障モードを整理した。また，これらの情報に基づき「① 評価対象としたシステムとその説明に示すシステム」についてフォールトツリーを作成し，定量化を実施した。システム信頼性の評価例を第1.1.1.e－1図に示す。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第1.1.1.e－3表に示す。

なお，内部事象レベル１ＰＲＡでは起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが，起因事象（過渡事象等）とサポート系（電源，補機冷却等）機能喪失が重畳した場合の影響は，個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。

③ システム信頼性評価の結果

システム信頼性評価の結果について，各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を第1.1.1.e－4表に示す。起因事象ごとに結果が異なるものについては起因事象ごとに評価し，主要なミニマルカットセットの評価も実施した。

④　システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

(1)　ＳＲＶ開放及び再閉

ＳＲＶの開放及び再閉によって原子炉圧力容器の圧力が維持されることを想定している。ＳＲＶは全部で 12 個あり，それぞれが逃がし弁機能と安全弁機能を有している。島根原子力発電所２号炉においては，ＳＲＶが[redacted]開放すれば原子炉圧力容器の破損に至らない。[redacted]開放せずに原子炉圧力容器の破損に繋がる発生確率は[redacted]と考えられるため，ＳＲＶ開放の分岐確率は[redacted]考えている。

ＳＲＶ開放後の再閉については，[redacted]した値を用いている。ＳＲＶの閉失敗確率（5.6×10^{-8}／h）と試験間隔（8,760 時間）を用いて１個あたりの閉失敗確率を求め，全弁の閉失敗確率[redacted]としている。

(2)　制御棒４本挿入失敗確率

原子炉停止系の故障は，運転時に原子炉を停止する際，制御棒の多重故障により未臨界を確保できない事象として，隣接４本の制御棒の挿入失敗を想定した。評価においては，故障原因が少ないため，フォールトツリーは作成せず，制御棒１本当たりの挿入失敗確率 1.1×10^{-6}／要求時から，隣接４本制御棒挿入失敗確率は，2.5×10^{-11}／要求時としている。

1.1.1.f　信頼性パラメータ

システム信頼性評価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，共通原因故障パラメータ，試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

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としては，機器故障率データ，共通原因故障パラメータ，試験による待機除外データ，保守による待機除外データ等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

②　機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは，原則として，原子力安全推進協会（ＪＡＮＳＩ）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーＮＵＣＩＡ（http://www.nucia.jp/）で公開されている国内プラントの故障実績（1982 年度～2002 年度 21 ヵ年 49 基データ（21 ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。使用した国内故障率データの例を第 1.1.1.f－1 表に示す。また，ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982 年度～1997 年度 16 ヵ年 49 基データ改訂版），電中研報告 P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

バウンダリに従っている。

なお，評価対象機器のうち，ＮＵＣＩＡでグループ登録されていないものについては，類似性を考慮した工学的判断に基づいてＮＵＣＩＡの機器グループに分類した。

③　機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では，ＡＭ策等を考慮しない評価を実施しており，故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④　待機除外確率

(1)　試験による待機除外データ

試験による待機除外について検討し，試験時でも作動要求があった場合，自動的に待機除外が解除されるような設備の場合はオーバーライドが期待できること及び試験時間が短時間なことから，評価への影響が軽微であるため考慮しないこととした。

(2)　保守作業による待機除外データ

保守作業による系統の待機除外確率（q_{mu}）は，下記の式を用いて，評価した。

$$q_{mu} = \sum_{i} (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

λ_{mui}：試験等によって異常の発見が可能な機器ｉの異常発生率

T_{mui}：機器ｉの平均修復時間

本評価では，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－2815 を参考に，機器の異常発生率については，機器の故障率の 10 倍を用いる。この理由としては，機器の故障（機能喪失）だけでなく軽微な異常（例えば，弁の小リークや油漏れ）でも保守を受けることが考えられ，保守頻度は機器故障率に比較して高いと考えられるためである。

⑤　共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

(1)　共通原因故障の同定

多重性を持たせた機器については，共通原因故障を考慮する必要がある。共通原因故障を考慮する機器と故障モードの同定フローを第 1.1.1.ｆ－1 図に示す。

ただし，多重性を持たせた機器についても，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については，レベル１ＰＳＡ学会標準に従い評価対象機器から除外している。

その結果，次の機器に対し，共通原因故障を考慮した。

・同一系統内の冗長機器

同一系統内の冗長機器については共通原因故障を適用した。具体的には，原子炉補機冷却系等の弁，ポンプを選定した。

・独立した系統間の冗長機器

独立した系統間の冗長機器については，機能喪失した場合に影響する範囲が極めて広いため，共通原因故障を考慮した。具体的には，安全保護系，非常用電源設備及びＥＣＣＳ（補機冷却系，関連する空調設備を含む）の主要機器を選定した。

(2)　想定される故障モード

共通原因故障で考慮する故障モードは，機器の機能喪失に対して想定するが，動的機器又は静的機器の故障モードのいずれかによって，故障モードの選定は異なると考えられる。したがって，これらを区別して故障モードの適用性を検討した。

具体的には，ポンプの起動失敗，ポンプの継続運転失敗，電動弁の作動失敗のような「動的機器の故障モード」，配管の閉塞のような「静的機器の故障モード」に分類される。これらのうち，動的機器の故障は共通原因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから共通原因故障の適用対象とする。

共通原因故障を考慮した機器と故障モードを第 1.1.1.ｆ－2 表に示す。

(3)　共通原因故障パラメータ

本評価では，ＭＧＬ法を用いて，共通原因故障を考慮した。

共通原因故障パラメータとしては，米国で公開され，あるいはＰＲＡでの使用実績がある文献等から，妥当と考えられるβ，γファクタを使用した。ＭＧＬ法は冗長度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。本評価で使用した共通原因故障パラメータの例を第 1.1.1.ｆ－3 表に示す。

1.1.1.ｇ　人的過誤

人間信頼性解析とは，炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して，起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。

本評価では，起因事象発生前の作業及び起因事象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，その発生確率を算出した。求めた人的過誤確率はシステム信頼性解析に引き継がれる。

①　評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1)　人的過誤の算出に用いた方法

人間信頼性解析は，ヒューマンエラーハンドブック（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278）のＴＨＥＲＰ手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を用いて，当該プラントの関連操作手順書に基づき，それぞれの人的過誤のＨＲＡイベントツリーを作成し人的過誤確率を評価している。第 1.1.1.ｇ－1 表に人的過誤確率の評価において使用した主要なデータを示す。なお，

本評価では，過誤回復として，複数の運転員によるバックアップを評価している。

(2)　人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取り扱い

本作業では，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，その発生確率を算出した。

ａ．起因事象発生前人的過誤

起因事象発生前の人的過誤として，試験，保守時において，作業終了後，その系統あるいは機器の復旧エラーを考慮した。具体的には，手動弁の開閉忘れ及び計測器の誤校正が挙げられる。

手動弁の開閉忘れは，手動弁の機械的故障と同様に，フォールトツリーで機器故障の１つのモードとして取り扱われる。ただし，運転員及び保修員による過誤回復の効果が大きく，通常無視できる程度となる。

計測器の誤校正は，同一プロセス量の計測器に対して共通な故障モードの１つとして，共通原因故障に含めて評価する。

ｂ．起因事象発生後人的過誤

起因事象発生後の人的過誤として，プラントで事故が発生した場合，運転員は事故時の運転手順書に記載されている手順に従って，原子炉を安全に停止させるために必要な操作を行う。手順に記載されている操作としては，原子炉へ注水を行うためのＥＣＣＳ等の操作や，自動減圧系による手動減圧，残留熱除去系の手動起動による原子炉格納容器除熱等がある。ＰＲＡにおいては，これらの運転員が行う操作を人的過誤の評価対象とする。

それぞれの事象発生後の人的過誤に対して，「診断失敗」と「操作失敗」を考慮し評価している。

(a)　診断失敗

起因事象の発生や操作の必要性に対する診断を，診断失敗として取り扱う。診断行為は複数の計器指示，警報等からプラントで発生した事象を特定することから，時間的な余裕を考慮する。

診断失敗確率はＴＨＥＲＰの時間信頼性曲線を用いており，対象とする人的過誤の特徴を考慮したストレスレベル等の補正係数を乗じて算出している。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間については，「1.1.1.ｃ　成功基準」で設定した余裕時間を用いる。

なお，今回のＰＲＡで用いた余裕時間はすべて 1,500 分以内に設定している。これは，ＴＨＥＲＰに記載されている時間信頼曲線の範囲（１分－1,500 分）である。また，診断失敗が発生した場合，運転員は当該手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。

(b)　操作失敗

上記「ｂ．起因事象発生後人的過誤」に記載するように，事故シナ

リオに対し炉心損傷を防止するために事故時の運転手順書に記載された操作の中で必要となる操作を同定し，操作失敗として扱う。

ＴＨＥＲＰ手法に基づき，運転員のストレスレベルや操作の複雑性を考慮して算出する。また，担当の運転員以外にも指導的な立場等の他の運転員による過誤回復に期待できるものとしている。

ｃ．人的過誤評価結果

事故対応の人的過誤としては，手動起動等の失敗があり，系統の機械系故障と同レベルで取り扱われる。具体的には，自動減圧系の手動減圧失敗や残留熱除去系の手動起動及びモード切替え等を考慮している。

第 1.1.1.g－1 図に人的過誤評価の例として，自動減圧系の手動起動のＨＲＡイベントツリーを示す。

人的過誤評価結果を第 1.1.1.g－2 表に示す。

1.1.1.h　炉心損傷頻度

①　炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は，事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。本評価では，ＷｉｎＮＵＰＲＡを使用し，フォールトツリー結合法による定量化を行った。また，炉心損傷状態については，以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために事故シーケンスグループに分類する。

(1)　事故シーケンスグループの選定

運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故等の事象が発生した場合に，原子炉を安全な状態に移行させるための基本的な安全機能として「原子炉停止機能」,「原子炉冷却機能」,「原子炉格納容器閉じ込め機能」(いわゆる，「止める」「冷やす」「閉じ込める」) がある。これらの安全機能に着目し，炉心損傷に至る事故シーケンスのグループ化を行う。

ａ．原子炉停止機能

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし，原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合，原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷に至る可能性があることから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)。

ｂ．原子炉冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも，炉心を冷却しなければ炉心損傷に至る。冷却手段として，高圧注水機能（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による高圧炉心冷却）と低圧注水機能（低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系による低圧炉心冷却）があり，これらの注水機能の状況に応じて事故シーケンスグループを選定する。

事象発生後，高圧注水機能や低圧注水機能が喪失した場合，炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る可能性があり，事故シーケンスグ

ループとして分類する（高圧・低圧注水機能喪失）。

高圧注水機能が喪失し，原子炉の減圧に失敗した場合には，低圧注水機能が使用できないため，炉心への注水ができずに炉心損傷に至る可能性があり，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）。

ＬＯＣＡ発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失した場合，炉心の冷却が十分に行われず炉心損傷に至る可能性があり，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）。

また，原子炉冷却材が原子炉格納容器外に漏えいする格納容器バイパス（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うえで炉心の冷却が必要であるが，この隔離機能が喪失し，漏えいの継続により炉心損傷に至る可能性があることから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）。

ｃ．除熱機能

原子炉の注水に成功した場合においても，原子炉格納容器からの除熱機能が必要である。この機能が喪失した場合，原子炉格納容器が破損し，炉心損傷に至る（いわゆる格納容器先行破損が発生する）可能性があることから，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）。

ｄ．安全機能のサポート機能

上記，原子炉冷却機能及び除熱機能といった安全機能を果たすためには，電源系や原子炉補機冷却系といったサポート系が必要である。これらの機能が喪失した場合，原子炉冷却機能及び除熱機能が喪失し，炉心損傷に至る可能性があることから，それぞれ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）。

以上から，次の事故シーケンスグループに分類される。

・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）

② 炉心損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果，全炉心損傷頻度は 6.2×10^{-6}／炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第 1.1.1.h－1 表に示す。ま

た，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の内訳を第 1.1.1.h－2 表に示す。さらに，炉心損傷シーケンスの分析結果を第 1.1.1.h－3 表に示す。

起因事象別の結果では，過渡事象を起因とする炉心損傷頻度が大部分を占めている。次いで，手動停止／サポート系喪失，外部電源喪失が支配的となっている。一方，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）事象の寄与割合は小さくなっている。また，事故シーケンスグループ別で分析すると，崩壊熱除去機能喪失が支配的であり，次いで全交流動力電源喪失が支配的となっている。

(1)　評価結果の分析

起因事象別炉心損傷頻度寄与割合及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度寄与割合を第 1.1.1.h－1 図及び第 1.1.1.h－2 図に示す。事故シーケンスグループごとの寄与割合としては「崩壊熱除去機能喪失」が支配的となる。

ａ．崩壊熱除去機能喪失（炉心損傷頻度：6.2×10^{-6}／炉年，寄与割合：約 100％）

ＡＭ策等を考慮しない今回の評価条件においては，手動停止時を除いて，原子炉格納容器からの除熱機能として期待できるのは残留熱除去系のみであることから，崩壊熱除去機能喪失の炉心損傷頻度が大きくなる。

なお，起因事象発生頻度については，手動停止／サポート系喪失が大きくなるが，手動停止時に常用系の緩和機能を期待できること等から，炉心損傷頻度への寄与割合は，過渡事象の方が大きくなる。

③　重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

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，ＰＲＡ結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として，不確実さ解析を行った。

また，炉心損傷頻度を解析する評価上の仮定について，結果への影響を把握するため，感度解析を実施した。

(1)　重要度解析

炉心損傷頻度に対するＦＶ重要度及び Risk Achievement Worth（以下「ＲＡＷ」という。）を評価し，炉心損傷頻度への寄与の大きい要因を分析した。重要度は，起因事象及び緩和系に対して評価した。

ａ．　ＦＶ重要度

特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を０とした時にリスクがどれだけ低減されるかを示す指標。

$$FV=\frac{F(CD)-F(CD\mid A=0)}{F(CD)}$$

Ｆ（ＣＤ｜Ａ＝０）：対象とする事象Ａの生起確率が０の場合の炉心損傷頻度

Ｆ（ＣＤ）　　：炉心損傷頻度

ｂ．ＲＡＷ

対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合に，リスクがどれだけ増加するかを示す指標。

$$ＲＡＷ＝\frac{Ｆ（ＣＤ｜Ａ＝１）}{Ｆ（ＣＤ）}$$

Ｆ（ＣＤ｜Ａ＝１）：対象とする事象Ａの生起確率が１の場合の炉心損傷頻度

起因事象別のＦＶ重要度の評価結果は第 1.1.1.h－4 表のとおりであり，炉心損傷頻度の支配的要因である過渡事象が高くなった。起因事象別のＲＡＷの評価結果は，第 1.1.1.h－5 表のとおりであり，起因事象に対して有効な緩和手段の少ないインターフェイスシステムＬＯＣＡが最も高くなった。ＦＶ重要度とＲＡＷの相関を第 1.1.1.h－3 図に示す。

基事象別のＦＶ重要度の評価結果は第 1.1.1.h－6 表のとおりであり，ＡＭ策等を考慮しない今回の評価条件においては，残留熱除去系が高く，続いてそのサポート系である原子炉補機冷却系，原子炉補機海水系及び非常用交流電源機能が高くなった。崩壊熱除去機能喪失に対しては，有効性評価の事故シーケンスとして残留熱除去系が故障した場合に該当する事故シーケンス及び取水機能が喪失した場合に該当する事故シーケンスの２つの事故シーケンスを選定しており，それぞれに対して格納容器フィルタベント系，原子炉補機代替冷却系等を整備することが重大事故等対策として有効となる。

また，基事象別ＲＡＷの評価結果は第 1.1.1.h－7 表のとおりであり，ＡＭ策等を考慮しない今回の評価条件においては，原子炉補機冷却系，原子炉補機海水系，非常用交流電源等のサポート系及び残留熱除去系の機能喪失が高くなった。ＥＣＣＳ等フロントライン系の安全機能がサポート系の機能に依存していることによりサポート系の喪失がリスク増加に寄与している。これらのサポート系の機能喪失を含む事故シーケンスに対しては，原子炉補機代替冷却系や常設代替交流電源設備といった重大事故等対策を整備することが有効である。フロントライン系として上位にある残留熱除去系の機能喪失は，崩壊熱除去機能が残留熱除去系のみになっていることが原因と考えられる。これに対しては格納容器フィルタベント系を整備することが重大事故等対策として有効となる。ＦＶ重要度とＲＡＷの相関を第 1.1.1.h－4 図に示す。

原子炉停止に関する機器は，ＦＶ重要度の観点からは高くならなかったがＲＡＷでは高くなっている。これは，原子炉停止に関する機器の非信頼度が小さいため，原子炉停止に関する機器の機能喪失により炉心損傷が起こると仮定した場合，炉心損傷頻度が増加することによる。原子炉停止に係る対策としては，ほう酸水注入系及び代替原子炉再循環ポンプトリップ機能並びに代替制御棒挿入機能による原子炉停止機能を持つシステムを整備することが重大事故等対策として有効となる。

(2)　不確実さ解析

起因事象，機器故障率，人的過誤及び共通原因故障等の統計的な不確かさを考慮し，モンテカルロ法を用いて不確実さ解析を行った。不確実さ解析の結果を第 1.1.1.h－8 表及び第 1.1.1.h－5 図に示す。

全炉心損傷頻度は 6.2×10^{-6}／炉年（平均値），エラーファクタ（以下「ＥＦ」という。）は 3.0 となった。これは，各パラメータの不確実さの影響により，上限と下限の間に約９倍の不確実さ幅があることを意味する。

$$\mathrm{EF}=\sqrt{\frac{95\%\text{上限値}}{5\%\text{下限値}}}$$

また，事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度のＥＦは，低いもので一桁，高いもので約 22 となった。

(3)　感度解析

ａ．外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響

平成４年の計画以前から整備しているＡＭ策である「外部電源復旧」と「ＥＣＣＳの手動起動」をＰＲＡで考慮した場合の事故シーケンスの抽出及び評価全体への影響を分析するため，感度解析を実施した。感度解析の結果を第1.1.1.h－9表及び第1.1.1.h－6図に示す。

感度解析の結果，外部電源の復旧及びＥＣＣＳ手動起動の操作を考慮した炉心損傷頻度は5.8×10^{-6}／炉年となり，ベースケースの6.2×10^{-6}／炉年から若干低下した。主に「全交流動力電源喪失」及び「高圧・低圧注水機能喪失」の炉心損傷頻度が低下している。「全交流動力電源喪失」については，全交流動力電源喪失状態時に電源復旧する可能性が考慮されるため，炉心損傷頻度が低減している。また，「高圧・低圧注水機能喪失」については，ＥＣＣＳ自動起動失敗時のバックアップ操作を考慮するため，炉心損傷頻度が低減している。

ｂ．プラント固有データの反映

プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため，起因事象発生頻度及び機器故障率データについて，頻度論統計とベイズ統計の２通りについて感度解析を実施した。

(a)　起因事象発生頻度

起因事象発生頻度について，第 1.1.1.h－10 表に示す。対象とする

起因事象は島根原子力発電所２号炉で発生経験のある事象を選定している。

隔離事象は，島根原子力発電所２号炉の運転経験データより１件の発生件数があるため，ベースケースの 2.5×10^{-2}／炉年から頻度論統計では約 2.2 倍の 5.4×10^{-2}／炉年，ベイズ統計では約 1.5 倍の 3.8×10^{-2}／炉年となった。

原子炉保護系誤動作等については，島根原子力発電所２号炉の運転経験データより１件の発生件数がカウントされているが，国内故障率データの発生件数も 39 件と多いため，頻度論統計及びベイズ統計では発生頻度は同等となった。

手動停止（通常停止）についても，島根原子力発電所２号炉の運転経験データは 24 件カウントされているが，国内故障率データの発生件数も 869 件と多いため，発生頻度は同程度の 1.7／炉年から頻度論統計は 1.3／炉年，ベイズ統計は 1.4／炉年と低減した。

(b)　機器故障率データ

第 1.1.1.h－11 表に機器故障率の結果について示す。島根原子力発電所２号炉の故障件数，運転延べ時間，事前データを基に機器故障率の算出を行った結果，国内故障率データと同程度となった。

(c)　炉心損傷頻度

炉心損傷頻度に対する感度解析の結果を第 1.1.1.h－12 表及び第 1.1.1.h－7 図に示す。

感度解析の結果，全炉心損傷頻度は，頻度論統計は 6.5×10^{-6}／炉年となり，ベイズ統計は 5.7×10^{-6}／炉年となった。ベースケースの解析結果 6.2×10^{-6}／炉年から若干低下したが，ベースケースの炉心損傷頻度のＥＦの幅の中に含まれていることから，固有プラントデータを適用した評価は一般パラメータを適用した評価と比較して大きな差はないと考えられる。

第1.1.1.a－1表　レベル１ＰＲＡ実施のために収集した情報及びその主な情報源

<table>
<tr><th colspan="3">ＰＲＡの作業</th><th colspan="2">収集すべき情報</th><th>主な情報源</th></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">プラントの構成・特性の調査</td><td rowspan="2">ＰＲＡ実施に当たり必要とされる基本的な情報</td><td>(1)設計情報</td><td>・原子炉設置変更許可申請書
・工事計画認可申請書
・配管計装線図
・単線結線図
・展開接続図
・プラント機器配置図
・系統設計仕様書
・機器設計仕様書
・インターロックブロック線図</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2"></td><td>(2)運転管理情報</td><td>・保安規定
・運転要領書
・定期試験要領書
・巡視点検要領書</td></tr>
<tr><td rowspan="6">2</td><td rowspan="6">定量化</td><td>(1)起因事象の選定と発生頻度の評価</td><td colspan="2">過渡事象，外部電源喪失等に関する事例</td><td>・上記１の情報源
・原子力施設運転管理年報
・既往のＰＲＡに関する情報
・原子力発電所運転管理年報
・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
・ＥＰＲＩ　ＮＰ-2230
・ＮＵＲＥＧ等の報告書</td></tr>
<tr><td>(2)成功基準の設定</td><td colspan="2" rowspan="2">・安全系等のシステム使用条件
・システムの現実的な応答
・運転員による緩和操作</td><td rowspan="3">・上記１の情報源
・既往のＰＲＡに関する情報</td></tr>
<tr><td>(3)事故シーケンスの分析</td></tr>
<tr><td>(4)システム信頼性解析</td><td colspan="2">対象プラントに即した機器故障モード，運転形態</td></tr>
<tr><td>(5)人間信頼性解析</td><td colspan="2">・運転員による緩和操作等
・各種操作，作業等に係る体制</td><td>・上記１の情報源
・人間信頼性解析に関する報告書（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278）</td></tr>
<tr><td>(6)パラメータの作成</td><td colspan="2">対象プラントに即したデータ</td><td>・上記１の情報源
・プラント運転記録
・国内故障率データ
・原子力施設運転管理年報
・ＮＵＲＥＧ等の報告書</td></tr>
</table>

第1.1.1.a－2表　ＰＲＡで考慮する主な設備

機能及び設備名			機器の説明
原子炉停止機能			
	設計基準対象施設	原子炉停止系	原子炉水位低等の異常を検知した際に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。制御棒及び制御棒駆動系並びにほう酸水注入系から構成される。ほう酸水注入系は設計基準対応としての設備でもあるが，運転時の異常な過渡変化時におけるほう酸水注入系については，緊急停止失敗時の重大事故等対策としても位置付けていることから，考慮していない。
炉心冷却機能			
	設計基準対象施設	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低又は格納容器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。
		原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低を検知した際に自動起動し，タービン駆動のポンプにより高圧状態の炉心に注水する。
		低圧注水系	原子炉水位低又は格納容器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。
		低圧炉心スプレイ系	原子炉水位低又は格納容器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。
		自動減圧系	原子炉水位低及び格納容器圧力高を検知した際に自動減圧機能を有するＳＲＶを開放して原子炉圧力を低下させる。
	ＡＭ策	原子炉手動減圧＋低圧注水操作	原子炉手動減圧については，設計基準（残留熱を除去する系統）としての機能もあることから考慮する。低圧注水操作については，手動操作は考慮せず，自動起動のみ考慮している。
格納容器熱除去機能			
	設計基準対象施設	残留熱除去系	ドライウェル及びサプレッション・チェンバ内にスプレイし，原子炉格納容器の温度，圧力を低下させる。
	ＡＭ策	残留熱除去系の手動起動	設計基準（ＬＯＣＡ時の格納容器冷却機能）としても位置付けられることから考慮している。
安全機能のサポート機能			
	設計基準対象施設	原子炉補機冷却系	残留熱除去ポンプ，非常用ディーゼル発電機等を冷却する。
		非常用ディーゼル発電機	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。
		直流電源設備	原子炉隔離時冷却系の起動やＳＲＶの電磁弁の開閉等，非常用機器の制御に用いる。

第 1.1.1.a－3 表　系統設備概要

項目	概要
原子炉停止系	制御棒 137 本
原子炉保護系	1 out of 2×2
原子炉隔離時冷却系	タービン駆動ポンプ台数　1 容量：約 100m^3/h，全揚程　約 120m～約 900m
高圧炉心スプレイ系	電動ポンプ台数　1 容量：約 320m^3/h～約 1,050m^3/h，全揚程　約 890m～約 260m
低圧炉心スプレイ系	電動ポンプ台数　1 容量：約 1,050m^3/h，全揚程　約 190m
残留熱除去系 （低圧注水モード）	電動ポンプ台数　3 容量：約 1,200m^3/h，全揚程　約 95m
自動減圧系	弁個数　6（ＳＲＶと共用）
残留熱除去系 （格納容器冷却モード）	電動ポンプ台数　2 容量：約 1,200m^3/h，全揚程　約 95m
原子炉補機冷却系	電動ポンプ台数　4（うち２台は予備） 容量：約 1,700m^3/h
原子炉補機海水系	電動ポンプ台数　4（うち２台は予備） 容量：約 2,000m^3/h
高圧炉心スプレイ系補機冷却系	電動ポンプ台数　1 容量：約 240m^3/h
高圧炉心スプレイ系補機海水系	電動ポンプ台数　1 容量：約 340m^3/h
非常用ディーゼル発電設備	非常用ディーゼル発電機台数　2 容量：約 7,300kVA 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機台数　1 容量：約 4,000kVA
直流電源設備	所内蓄電池 電圧 115V　2組　容量：約 1,200Ah 電圧 230V　1組　容量：約 3,500Ah 高圧炉心スプレイ系蓄電池 電圧 115V　1組　容量：約 500Ah

第1.1.1.b－1表　既往のＰＲＡで選定している起因事象

	Peach　Bottom （ＷＡＳＨ－1400）	Peach　Bottom （ＮＵＲＥＧ－1150）	Grand Gulf （ＮＵＲＥＧ－1150）	国内ＢＷＲ５プラント（共通懇ＰＳＡレビュー検討WG）	今回のＰＲＡ
ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ ・極小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ ・極小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ
	・原子炉圧力容器破損	・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	－	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ
過渡事象／手動停止	・過渡事象	・外部電源喪失 ・復水器による除熱が使用可能でない過渡事象 ・復水器による除熱が使用可能な過渡事象 ・給水喪失 ・ＳＲＶ誤開放 ・交流電源故障 ・直流電源故障	・外部電源喪失 ・復水器による除熱が使用可能でない過渡事象 ・復水器による除熱が使用可能な過渡事象 ・給水喪失 ・ＳＲＶ誤開放 ・計装用圧縮空気系故障	・タービントリップ ・主蒸気隔離弁閉 ・復水器真空喪失 ・給水喪失 ・外部電源喪失 ・ＳＲＶ誤開放 ・その他	・非隔離事象 ・隔離事象 ・全給水喪失 ・水位低下事象 ・原子炉保護系誤動作等 ・外部電源喪失 ・ＳＲＶ誤開放 ・交流電源故障 ・直流電源故障 ・原子炉補機冷却系故障 ・タービン・サポート系故障 ・手動停止

第 1.1.1.b－2 表　過渡事象等の起因事象の分析（１／２）

項目（島根原子力発電所２号炉申請書添付書類十）		過渡・事故事象（島根原子力発電所２号炉申請書添付書類十）	ＥＰＲＩ　ＮＰ－2230 による過渡事象	起因事象の状況			緩和設備の状況		起因事象	
				原子炉冷却材圧力バウンダリの状態	外部電源の状態	主蒸気管隔離	初期の復水・給水系の使用	主な原子炉スクラム信号		
過渡事象	炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	原子炉起動時における制御棒の異常な引抜き	起動時における制御棒引抜き						原子炉保護系誤動作等	過渡事象
		出力運転中の制御棒の異常な引抜き	出力運転中の制御棒引抜き						起因事象対象外	
	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	原子炉冷却材流量の部分喪失	原子炉再循環ポンプ１台トリップ 再循環流量制御系の誤動作（再循環流量減少）						非隔離事象	
		原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	再循環停止ループ誤起動						外部電源喪失	外部電源喪失
		外部電源喪失	外部電源喪失 補助電源喪失						隔離事象	過渡事象
			復水器真空度喪失						非隔離事象	過渡事象
		給水加熱喪失	給水加熱喪失							
		原子炉冷却材流量制御系の誤動作	再循環流量制御系の誤動作（再循環流量増加）							
	原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	負荷の喪失	発電機負荷 タービントリップ 圧力制御装置の故障（蒸気流量減少） バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖						非隔離事象	
			発電機負荷遮断バイパス弁不作動 タービントリップバイパス弁不作動						隔離事象	
		主蒸気隔離弁の誤閉止	主蒸気隔離弁の閉鎖 主蒸気隔離弁の部分閉鎖						隔離事象	
			主蒸気隔離弁の１弁閉鎖						非隔離事象	
		給水制御系の故障	給水制御系の故障（流量増加，出力運転時） 給水制御系の故障（流量増加，起動・停止時						非隔離事象	
		原子炉圧力制御系の故障	圧力制御装置の故障（蒸気流量増加） タービンバイパス弁誤開放						隔離事象	
		給水流量の全喪失	全給水流量喪失						全給水喪失	
			給水または復水ポンプ１台トリップ 給水制御系の故障（流量減少，出力運転時） 給水制御系の故障（流量減少，起動・停止時						水位低下事象	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 1.1.1.b－2 表　過渡事象等の起因事象の分析（２／２）

項目（島根原子力発電所２号炉申請書添付書類十）		過渡・事故事象（島根原子力発電所２号炉申請書添付書類十）	ＥＰＲＩ　ＮＰ－2230による過渡事象	起因事象の状況			緩和設備の状況		起因事象	
				原子炉冷却材圧力バウンダリの状態	外部電源の状態	主蒸気管隔離	初期の復水・給水系の使用	主な原子炉スクラム信号		
過渡事象	－	－	ＨＰＣＩ／ＨＰＣＳの誤起動						非隔離事象	過渡事象
			ＳＲＶ誤開放／開固着						ＳＲＶ誤開放	
			原子炉保護系故障による原子炉スクラム プラント異常による原子炉スクラム 原子炉保護系計装の故障による原子炉スクラム						原子炉保護系誤動作等	
事故	原子炉冷却材喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材喪失	－						原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）
		原子炉冷却材流量の喪失	全原子炉再循環ポンプトリップ						非隔離事象	過渡事象
		原子炉冷却材ポンプの軸固着	原子炉再循環ポンプ軸固着						非隔離事象	
	反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	制御棒落下	－						起因事象対象外	
	環境への放射性物質の異常な放出	放射性気体廃棄物処理施設の破損	－						起因事象対象外	
		主蒸気管破断	－						起因事象対象外（主蒸気隔離弁閉成功時は隔離事象、主蒸気隔離弁閉失敗は格納容器バイパス）	
		燃料集合体の落下	－						起因事象対象外	
		原子炉冷却材喪失	－						原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）
		制御棒落下	－						起因事象対象外	
	原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失	－						原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）
		可燃性ガスの発生	－							

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 1.1.1.b－3 表　類似した起因事象のグループ化

<table>
<tr><th>炉心損傷に至る可能性のある事象</th><th colspan="2">起因事象</th></tr>
<tr><td>発電機負荷遮断
タービントリップ
圧力制御装置の故障（蒸気流量減少）
バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖
全原子炉再循環ポンプトリップ
原子炉再循環ポンプ軸固着
給水制御系の故障（流量増加，出力運転時）
給水制御系の故障（流量増加，起動・停止時）
高圧注入系／高圧炉心スプレイ系の誤起動
主蒸気隔離弁の１弁閉鎖
再循環流量制御系の誤動作（再循環流量増加）
再循環停止ループ誤起動
給水加熱喪失</td><td>非隔離事象</td><td rowspan="6">過渡事象</td></tr>
<tr><td>主蒸気隔離弁の閉鎖
主蒸気隔離弁の部分閉鎖
圧力抑制装置の故障（蒸気流量増加）
タービンバイパス弁誤開放
発電機負荷遮断バイパス弁不作動
タービントリップバイパス弁不作動
復水器真空度喪失</td><td>隔離事象</td></tr>
<tr><td>全給水流量喪失</td><td>全給水喪失</td></tr>
<tr><td>給水又は復水ポンプ１台トリップ
給水制御系の故障（流量減少，出力運転時）
給水制御系の故障（流量減少，起動・停止時）</td><td>水位低下
事象</td></tr>
<tr><td>出力運転中の制御棒引抜き
起動時における制御棒引抜き
原子炉保護系故障による原子炉スクラム
プラント異常による原子炉スクラム
原子炉保護系計装の故障による原子炉スクラム</td><td>原子炉保護系誤動作
等</td></tr>
<tr><td>ＳＲＶ誤開放／開固着</td><td>ＳＲＶ誤開放</td></tr>
<tr><td>外部電源喪失
補助電源喪失</td><td>外部電源
喪失</td><td>外部電源
喪失</td></tr>
<tr><td>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</td><td>手動停止</td><td rowspan="5">手動停止／
サポート系
喪失</td></tr>
<tr><td>交流電源故障</td><td rowspan="4">サポート系
喪失</td></tr>
<tr><td>直流電源故障</td></tr>
<tr><td>原子炉補機冷却系故障</td></tr>
<tr><td>タービン・サポート系故障</td></tr>
<tr><td>原子炉冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ，中破断ＬＯＣＡ，小破断ＬＯＣＡ）</td><td>原子炉冷却材喪失
（ＬＯＣＡ）</td><td>原子炉冷却材喪失
（ＬＯＣＡ）</td></tr>
<tr><td>インターフェイスシステムＬＯＣＡ</td><td>インターフェイス
システムＬＯＣＡ</td><td>インターフェイス
システムＬＯＣＡ</td></tr>
</table>

第 1.1.1.b－4 表　選定した起因事象一覧表

起因事象	説明
過渡事象	タービントリップ，主蒸気隔離弁閉等，原子炉スクラムを生じさせる恐れのある過渡事象を対象とする。
外部電源喪失	送電系統の故障等により所内電源の一部又は全部が喪失し，運転状態が乱される事象であり，緩和機能として，原子炉スクラム，非常用交流電源に期待している。
手動停止／ サポート系喪失	過渡事象と異なり，原子炉スクラム信号は発生せず自動で原子炉停止には至らず，安全上問題にならない可能性があるトラブルだが，手動停止を行うことで炉心損傷への波及的影響の観点から評価するもの。定期事業者検査等前もって計画されているプラント停止のほか，機器からの漏えい等の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いる。極小破断ＬＯＣＡも対象とする。
原子炉冷却材喪失 （ＬＯＣＡ）	原子炉冷却材圧力バウンダリ配管破断を想定事象とする，そこから生じるプラント応答を評価の対象とする。
インターフェイスシステム ＬＯＣＡ	原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部の取り合い部分（インターフェイス）において隔離機能が喪失することにより，低圧設計部に設計以上の圧力がかかり機器破損を引き起こして，原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。

第 1.1.1.b－5 表　起因事象発生頻度（平成 24 年３月まで）

起因事象		発生件数	発生頻度（／炉年）	発生頻度（／炉年）	ＥＦ	備考
過渡事象	非隔離事象	83	1.6E-01	2.9E-01	3	国内ＢＷＲ実績データ（平成 24 年３月末時点）
	隔離事象	13	2.5E-02		3	
	全給水喪失	5	9.5E-03		3	
	水位低下事象	13	2.5E-02		3	
	原子炉保護系誤動作等	39	7.4E-02		3	
	ＳＲＶ誤開放	0	9.5E-04		3	発生実績はないため，発生件数 0.5 件として，運転炉年より算出
外部電源喪失		3	3.8E-03	3.8E-03	3	国内ＢＷＲ実績データ（平成 24 年３月末時点）
手動停止／サポート系喪失	手動停止（通常停止を含む）	869	1.7	1.7	3	発生件数と運転炉年より算出
	サポート系喪失（交流電源故障）	0	1.4E-04		3	発生実績はないため，発生件数 0.5 件として，運転炉年より算出（発生頻度は系統又は母線あたり）
	サポート系喪失（直流電源故障）	0	2.6E-04		3	
	サポート系喪失（原子炉補機冷却系故障）	0	6.6E-04		3	
	サポート系喪失（タービン・サポート系故障）	0	6.6E-04		3	
原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）	大破断ＬＯＣＡ	0	2.0E-05	5.2E-04	20	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1829 及びＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5750
	中破断ＬＯＣＡ	0	2.0E-04		20	
	小破断ＬＯＣＡ	0	3.0E-04		10	
インターフェイスシステムＬＯＣＡ		0	8.1E-08	8.1E-08	10	隔離弁等の故障率等により低圧設計配管が破損する頻度を算出

第 1.1.1.c－1 表　成功基準の一覧

起因事象		原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去
過渡事象 手動停止／ サポート系喪失	ＳＲＶ 正常作動時	・原子炉保護系＋ スクラム排出水 容器	・給水系※1 ・高圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系（手動）＋低圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系（手動）＋１／３低圧注水系 ・自動減圧系（手動）＋復水系※1 ・原子炉隔離時冷却系	・１／２残留熱除去系 ・復水器による除熱※1
	ＳＲＶ １個以上開固着時	・原子炉保護系＋ スクラム排出水 容器	・給水系※1 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・１／３低圧注水系 ・復水系※1	・１／２残留熱除去系
原子炉冷却材喪失 （ＬＯＣＡ）	大破断ＬＯＣＡ	・原子炉保護系＋ スクラム排出水 容器	・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・１／３低圧注水系	・１／２残留熱除去系
	中破断ＬＯＣＡ	・原子炉保護系＋ スクラム排出水 容器	・高圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系＋低圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系＋１／３低圧注水系	・１／２残留熱除去系
	小破断ＬＯＣＡ	・原子炉保護系＋ スクラム排出水 容器	・高圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系＋低圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系＋１／３低圧注水系 ・原子炉隔離時冷却系	・１／２残留熱除去系
過渡事象	原子炉スクラム失敗時	期待できない※2		

※１　手動停止時のみ成功基準として期待している。

※２　ほう酸水注入系を考慮しない評価条件であるため，原子炉スクラム失敗時の原子炉未臨界に係る成功基準はない。

第 1.1.1.e－1 表　フロントライン系とサポート系の依存性

サポート系（影響を与える側） ＼ フロントライン系（影響を受ける側）		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		
		原子炉停止系	ＳＲＶ	給水系※3	原子炉隔離時冷却系	高圧炉心スプレイ系	ＳＲＶ	低圧炉心スプレイ系	低圧注水系（Ａ系）	低圧注水系（Ｂ系）	低圧注水系（Ｃ系）	復水系※3	復水器による除熱※3	残留熱除去系（Ａ系）※5	残留熱除去系（Ｂ系）※5
交流電源	常用交流電源	－	－	○	－	－	－	－	－	－	－	○	○	－	－
	非常用交流電源※1（区分Ⅰ）	－	－	－	－	－	－	○	○	－	－	－	－	○	－
	非常用交流電源※1（区分Ⅱ）	－	－	－	－	－	－	－	－	○	○	－	－	－	○
	非常用交流電源※1（高圧炉心スプレイ系）	－	－	－	－	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－
直流電源	直流電源※2（区分Ⅰ）	－	－	○※4	－	－	○※4	○	○	－	－	○※4	○※4	○	－
	直流電源※2（区分Ⅱ）	－	－	○※4	○	－	○※4	－	－	○	○	○※4	○※4	－	○
	直流電源※2（高圧炉心スプレイ系）	－	－	－	－	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	直流電源※2（原子炉隔離時冷却系）	－	－	－	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補機冷却系	原子炉補機冷却系（Ａ系）	－	－	－	－	－	－	○	○	－	－	－	－	○	－
	原子炉補機冷却系（Ｂ系）	－	－	－	－	－	－	－	－	○	○	－	－	－	○
	高圧炉心スプレイ系補機冷却系	－	－	－	－	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	タービン補機冷却系	－	－	○	－	－	－	－	－	－	－	○	○	－	－
空調	ポンプ室空調	－	－	－	－	○	－	○	○	○	○	－	－	○	○

※1　非常用交流電源は，外部電源又は非常用ディーゼル発電機からの給電が可能。
※2　直流電源は，蓄電池又は充電器からの給電が可能。
※3　復水・給水系は，手動停止のみ考慮。代表的なサポート機器を表示，復水・給水系設備としても従属有り。
※4　いずれか一方の電源供給で作動可能。
※5　原子炉停止時冷却モード，格納容器スプレイモード及びサプレッション・プール水冷却モードを考慮。

第1.1.1.e－2表　サポート系同士の依存性

サポート系（影響を受ける側）／サポート系（影響を与える側）		非常用ディーゼル発電機			補機冷却系				補機海水系				空調
		非常用ディーゼル発電機（A系）	非常用ディーゼル発電機（B系）	非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレイ系）	原子炉補機冷却系（A系）	原子炉補機冷却系（B系）	高圧炉心スプレイ系補機冷却系	タービン補機冷却系	原子炉補機海水系（A系）	原子炉補機海水系（B系）	高圧炉心スプレイ系補機海水系	タービン補機海水系	ポンプ室空調／非常用DG室換気
交流電源	常用交流電源	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	非常用交流電源（区分Ⅰ）		－	－	○	－	－	○	○	－	－	○	○
	非常用交流電源（区分Ⅱ）	－		－	－	○	－	○	－	○	－	○	○
	非常用交流電源（高圧炉心スプレイ系）	－	－		－	－	○	－	－	－	○	－	○
直流電源	直流電源（区分Ⅰ）	○※1	－	－	○	－	－	○	○	－	－	○	○
	直流電源（区分Ⅱ）	－	○※1	－	－	○	－	○	－	○	－	○	○
	直流電源（高圧炉心スプレイ系）	－	－	○※1	－	－	○	－	－	－	○	－	○
	直流電源（原子炉隔離時冷却系）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補機冷却系	原子炉補機冷却系（A系）	○	－	－		－	－	－	－	－	－	－	○
	原子炉補機冷却系（B系）	－	○	－	－		－	－	－	－	－	－	○
	高圧炉心スプレイ系補機冷却系	－	－	○	－	－		－	－	－	－	－	○
	タービン補機冷却系	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－
補機海水系	原子炉補機海水系（A系）	－	－	－	○	－	－	－		－	－	－	－
	原子炉補機海水系（B系）	－	－	－	－	○	－	－	－		－	－	－
	高圧炉心スプレイ系補機海水系	－	－	－	－	－	○	－	－	－		－	－
	タービン補機海水系	－	－	－	－	－	－	○	－	－	－		－
空調	ポンプ室空調／非常用DG室換気	○	○	○	－	－	－	－	－	－	－	－	

※1　起動時は直流電源による電源供給が必須。

第 1.1.1.e－3 表　機器タイプ及び故障モード（１／３）

機器タイプ	故障モード
非常用ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
電動ポンプ（非常用待機，純水）	起動失敗
電動ポンプ（常用運転，純水）	継続運転失敗
電動ポンプ（非常用待機，海水）	起動失敗
電動ポンプ（常用運転，海水）	継続運転失敗
電動ポンプ（常用待機，海水）	起動失敗
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
電動弁（純水）	作動失敗
	誤開又は誤閉
	内部リーク
	閉塞
電動弁（海水）	作動失敗
	誤開又は誤閉
	内部リーク
	閉塞
空気作動弁	作動失敗
	誤開又は誤閉
	閉塞
油圧作動弁	作動失敗
逆止弁	開失敗
手動弁	作動失敗
	閉塞
	内部リーク
安全弁	開失敗
	誤開
	内部リーク
逃がし安全弁（ＢＷＲ）	閉失敗

第1.1.1.e－3表　機器タイプ及び故障モード（２／３）

機器タイプ	故障モード
ファン／ブロア	起動失敗
	継続運転失敗
ダンパ	作動失敗
	閉塞
熱交換器	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
タンク	閉塞
オリフィス	閉塞
ストレーナ／フィルタ（純水等）	閉塞
ストレーナ／フィルタ（海水等）	閉塞
制御棒駆動装置（ＢＷＲ）	挿入失敗
遮断器	作動失敗
	誤開
変圧器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
充電器	機能喪失
母線	機能喪失
配管　３インチ未満	閉塞
配管　３インチ以上	閉塞
リレー	不動作
遅延リレー	不動作

第1.1.1.e－3表　機器タイプ及び故障モード（３／３）

機器タイプ	故障モード
警報設定器	不動作
	誤動作
圧力トランスミッタ	不動作
	高出力／低出力
水位トランスミッタ	不動作
	高出力／低出力
温度検出器	高出力／低出力
放射線検出器	不動作
	高出力／低出力
圧力スイッチ	不動作
水位スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ	不動作
手動スイッチ	不動作
配線／電線	短絡
	地絡
	断線
アナンシエータ	機能喪失

第 1.1.1.e－4 表　システム信頼性評価結果

起因事象	システム	非信頼度（点推定値）
過渡事象 手動停止	高圧炉心スプレイ系	3.1E-04
	原子炉隔離時冷却系	2.2E-03
	手動減圧	4.0E-03
	低圧炉心スプレイ系	6.6E-04
	低圧注水系	6.9E-04
	残留熱除去系	2.8E-03
	復水・給水系※	2.8E-05
	復水器による除熱※	8.8E-04
原子炉冷却材喪失 （ＬＯＣＡ）	高圧炉心スプレイ系	3.9E-04
	原子炉隔離時冷却系	4.8E-03
	手動減圧及び自動減圧	1.7E-07
	低圧炉心スプレイ系	2.9E-04
	低圧注水系	3.2E-04
	残留熱除去系	2.8E-03
―	スクラム電気系	2.9E-09
	スクラム機械系	2.5E-11
	非常用電源	1.1E-05

※　手動停止のみ成功基準として期待している。

第 1.1.1.f－1 表　国内故障率データベースの例

機　器※	故障モード	平均値（／h）	ＥＦ
電動ポンプ （非常用／純水）	起動失敗 継続運転失敗	1.3E-07 1.1E-06	17 12
タービン駆動 ポンプ	起動失敗 継続運転失敗	4.1E-06 2.9E-06	47 4
電動弁（純水）	作動失敗 誤開／誤閉 閉塞	4.8E-08 2.5E-09 9.7E-09	60 9 16
空気作動弁	作動失敗 誤開／誤閉 閉塞	1.1E-07 2.7E-08 1.0E-08	6 37 22
油圧作動弁	作動失敗 誤開／誤閉 閉塞	4.5E-07 1.1E-07 2.2E-08	17 18 10
逆　止　弁	開失敗 内部リーク	7.1E-09 7.1E-09	17 17
非常用ディーゼル 発電機	起動失敗 運転継続失敗	4.3E-06 9.5E-05	7 2

※　今回のＰＲＡでは,「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」に記載されている多数の機器のデータを使用しており，ここではその一部を例示している。

第1.1.1.f－2表　共通原因故障を考慮した機器と故障モード（１／２）

機器	故障モード
ＲＣＷポンプ	起動失敗
ＲＣＷポンプ	継続運転失敗
ＲＳＷポンプ	起動失敗
ＲＳＷポンプ	継続運転失敗
ＲＣＷポンプ出口逆止弁	開失敗
ＲＳＷポンプ出口逆止弁	開失敗
ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁	作動失敗
ＲＣＷ Ｄ／Ｇ冷却水出口弁	開失敗
非常用Ｄ／Ｇ	起動失敗
非常用Ｄ／Ｇ	継続運転失敗
蓄電池	機能喪失
原子炉水位トリップユニット	作動失敗
格納容器圧力トリップユニット	作動失敗
原子炉水位トランスミッタ	作動失敗
格納容器圧力トランスミッタ	作動失敗
ＨＰＣＳ専用原子炉水位トリップユニット	作動失敗
ＨＰＣＳ専用格納容器圧力トリップユニット	作動失敗
ＨＰＣＳ専用原子炉水位トランスミッタ	作動失敗
ＨＰＣＳ専用格納容器圧力トランスミッタ	作動失敗
非常用Ｄ／Ｇ燃料油ポンプ	起動失敗
非常用Ｄ／Ｇ燃料油ポンプ	継続運転失敗
非常用Ｄ／Ｇ燃料油タンク内逆止弁	開失敗
非常用Ｄ／Ｇ燃料油ポンプ出口逆止弁	開失敗
ＲＨＲポンプ	起動失敗
ＲＨＲポンプ	継続運転失敗
ＲＨＲポンプ出口逆止弁	開失敗
ＲＨＲミニマムフローライン逆止弁	開失敗
ＲＨＲ注入ライン試験可能逆止弁	開失敗
ＲＨＲ炉水戻り試験可能逆止弁	開失敗
ＲＨＲ　Ｓ／Ｐ側ポンプ入口弁	閉失敗
ＲＨＲ熱交換器バイパス弁	閉失敗
ＲＨＲ　Ｄ／Ｗ第１スプレイ弁	開失敗
ＲＨＲ　Ｄ／Ｗ第２スプレイ弁	開失敗

第1.1.1.f－2表　共通原因故障を考慮した機器と故障モード（２／２）

機器	故障モード
ＲＨＲ注入弁	作動失敗
ＲＨＲ　ＳＤＣポンプ炉水入口弁	開失敗
ＲＨＲポンプ炉水戻り弁	開失敗
ＲＨＲテスト弁	開失敗
ＲＨＲミニマムフロー弁	作動失敗
ＲＣＩＣ水位トリップユニット	作動失敗
ＲＰＳトリップユニット(放射線検出器)	作動失敗
ＳＤＶトリップユニット(警報)	作動失敗
ＲＰＳ水位トリップユニット	作動失敗
ＲＰＳ圧力トリップユニット	作動失敗
ＳＤＶトリップユニット(スクラム)	作動失敗
ＲＰＳ放射線検出器	作動失敗
ＲＰＳスクラムコンタクタ	作動失敗
ＳＤＶレベルスイッチ	作動失敗
ＳＤＶ水位トランスミッタ(警報)	作動失敗
ＲＰＳ水位トランスミッタ	作動失敗
ＳＤＶ水位トランスミッタ(スクラム)	作動失敗
ＲＰＳ圧力トランスミッタ	作動失敗
非常用Ｄ／Ｇ室送風機	起動失敗
非常用Ｄ／Ｇ室送風機	継続運転失敗
非常用電気品室送風機	継続運転失敗
非常用電気品室排風機	継続運転失敗
ＲＨＲポンプ室送風機	起動失敗
ＲＨＲポンプ室送風機	継続運転失敗
非常用Ｄ／Ｇ室送風機出口ダンパ	作動失敗
ＡＤＳ水位トリップユニット	作動失敗
ＡＤＳ圧力トリップユニット	作動失敗
ＡＤＳ水位トランスミッタ	作動失敗

第 1.1.1.f－3 表　共通原因故障パラメータ

機器タイプ	βファクタ	γファクタ	出典
ポンプ	3.9E-02	5.2E-01	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1205 Rev. 1
弁	1.3E-01	5.7E-01	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1363 Rev. 1
非常用ディーゼル発電機	2.1E-02	－	ＮＵＲＥＧ－1150
計装・制御機器	8.2E-02	6.7E-01	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－2771
リレー	5.0E-02	1.0E-01	ＳＥＣＹ－83－293
蓄電池	8.0E-03	－	ＮＵＲＥＧ－1150 （ＮＵＲＥＧ－0666 に基づき評価）

※　γファクタは，共通原因故障によって多重故障（２重以上）が発生した時，それが３重以上の故障である条件付確率。

第 1.1.1.g－1 表　人的過誤確率に関するデータの例

エラーモード	人的過誤確率	
	中央値	ＥＦ
１．時間信頼性曲線から得られる人的過誤確率の値		
(a)　事象に応答しない（20 分）	1.0E-02	10
(b)　事象に応答しない（30 分）	1.0E-03	10
２．個別操作に対する人的過誤確率の値	3.0E-03	3
(a)　ラベルで区別される操作盤のスイッチ操作	1.0E-03	3
(b)　機能的に分離された操作盤のスイッチ操作	2	－
３．ストレスファクタ（作業負荷がやや高い）		

（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278 に基づく）

第 1.1.1.g－2 表　人的過誤評価結果

人的過誤		余裕時間（分）	人的過誤確率（平均値）	ＥＦ
起因事象発生前	手動弁開／閉忘れ	－	2.7E-05	10
	スクラム排出水容器警報認知失敗	－	2.7E-04	10
起因事象発生後	原子炉隔離時冷却系作動後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（初期水源確保時）	10	5.3E-01	10
	原子炉注水成功後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（長期水源確保時）	－	2.5E-03	3
	高圧炉心スプレイ系作動後の高圧炉心スプレイ系サプレッション・プール側水源切替操作失敗	10	5.3E-01	10
	原子炉注水成功後の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）手動操作失敗	－	2.5E-03	3
	原子炉注水成功後の残留熱除去系（格納容器冷却モード）手動操作失敗	－	2.5E-03	3
	原子炉注水成功後の残留熱除去系（停止時冷却モード）手動操作失敗	－	5.2E-03	5
	復水・給水系による除熱操作失敗	－	5.2E-04	5
	復水・給水系による注水操作失敗	－	5.2E-03	5
	抽出空気系手動操作失敗	－	2.0E-01	10
	タービン・グランド蒸気系手動操作失敗	－	2.0E-01	10
	復水系／復水ポンプ再起動操作失敗	－	2.0E-01	10
	手動減圧操作失敗	30	4.0E-03	10

第 1.1.1.h－1 表　炉心損傷頻度（起因事象別）

起因事象	発生頻度 （／炉年）	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合 （%）
過渡事象	2.9E-01	4.5E-06	72
手動停止／ サポート系喪失	1.7	1.2E-06	19
外部電源喪失	3.8E-03	5.2E-07	8
原子炉冷却材喪失 （ＬＯＣＡ）	5.2E-04	9.3E-09	0.2
インターフェイスシステム ＬＯＣＡ	8.1E-08	3.3E-09	<0.1
合計		6.2E-06	100

第 1.1.1.h－2 表　炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合 （%）
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	約 100
全交流動力電源喪失	2.7E-09	<0.1
長期ＴＢ	2.7E-09	<0.1
ＴＢＵ	1.2E-11	<0.1
ＴＢＰ	8.2E-12	<0.1
ＴＢＤ	3.8E-12	<0.1
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	<0.1
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	<0.1
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	<0.1
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	4.3E-13	<0.1
インターフェイスシステム ＬＯＣＡ	3.3E-09	<0.1
合計	6.2E-06	100

第1.1.1.h－3表　炉心損傷シーケンスの分析結果（1／10）

事故シーケンス		炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	3.0E-09	①非隔離事象＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	2.1E-10	7.0
			②非隔離事象＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス	1.9E-10	6.3
			③非隔離事象＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＣＳメンテナンス	1.2E-10	4.0
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	3.4E-11	①逃がし安全弁誤開放＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	1.2E-12	3.5
			②逃がし安全弁誤開放＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス	1.1E-12	3.2
			③逃がし安全弁誤開放＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス	6.9E-13	2.0
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	4.7E-13	①手動停止（通常停止）＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋２起動変圧器機能喪失	1.4E-14	3.0
			②手動停止（通常停止）＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋動力変圧器２Ｃ機能喪失	1.4E-14	3.0
			③手動停止（通常停止）＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋２起動変圧器機能喪失	1.3E-14	2.8
			④手動停止（通常停止）＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋動力変圧器２Ｃ機能喪失	1.3E-14	2.8
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	1.5E-13	①手動停止（通常停止）＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因継続運転失敗＋Ｈ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗＋外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.3E-14	8.7
			②手動停止（通常停止）＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因継続運転失敗＋Ｈ－非常用Ｄ／Ｇ起動失敗＋外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.9E-15	5.9
			③手動停止（通常停止）＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因起動失敗＋Ｈ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗＋外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.9E-15	5.9
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	2.3E-10	①直流母線Ａ喪失＋Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｄ機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8
			②直流母線Ａ喪失＋Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｂ機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8
			③直流母線Ｂ喪失＋Ｓ１水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ａ機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8
			④直流母線Ｂ喪失＋Ｓ１水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｃ機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	4.0E-12	①補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｄ機能喪失	3.1E-14	0.8
			②補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｂ機能喪失	3.1E-14	0.8
			③補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｓ１水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ｃ機能喪失	3.1E-14	0.8
			④補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｓ１水位トランスミッタＬＸ２９８－１Ａ機能喪失	3.1E-14	0.8

第1.1.1.h－3表　炉心損傷シーケンスの分析結果（２／10）

事故シーケンス		炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	4.0E-09	①非隔離事象＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋手動減圧操作失敗	1.4E-10	3.5
			②非隔離事象＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	9.6E-11	2.4
			③非隔離事象＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	8.8E-11	2.2
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	5.7E-13	①手動停止（通常停止）＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6
			②手動停止（通常停止）＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋２起動変圧器機能喪失＋手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6
			③手動停止（通常停止）＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋２起動変圧器機能喪失＋手動減圧操作失敗	6.3E-15	1.1
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	1.1E-09	①直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.1E-10	10
			②直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋手動減圧操作失敗	9.8E-11	8.9
			③直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス＋手動減圧操作失敗	5.9E-11	5.4

第1.1.1.h－3表　炉心損傷シーケンスの分析結果（3／10）

事故シーケンス		炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋交流電源（D／G－A，B）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗	2.7E-09	①外部電源喪失＋A，B－非常用D／G共通原因継続運転失敗＋H－非常用D／G継続運転失敗	4.1E-10	15
			②外部電源喪失＋A，B－非常用D／G共通原因継続運転失敗＋H－非常用D／G起動失敗	2.8E-10	10
			③外部電源喪失＋A，B－非常用D／G共通原因起動失敗＋H－非常用D／G継続運転失敗	2.8E-10	10
	外部電源喪失＋交流電源（D／G－A，B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗	8.2E-12	①外部電源喪失＋A，B－非常用D／G共通原因継続運転失敗＋H－非常用D／G継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.2E-12	15
			②外部電源喪失＋A，B－非常用D／G共通原因継続運転失敗＋H－非常用D／G起動失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.4E-13	10
			③外部電源喪失＋A，B－非常用D／G共通原因起動失敗＋H－非常用D／G継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.4E-13	10
	外部電源喪失＋交流電源（D／G－A，B）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗	1.2E-11	①外部電源喪失＋A，B－非常用D／G共通原因継続運転失敗＋H－非常用D／G継続運転失敗＋RCICポンプ起動失敗	6.0E-13	5.0
			②外部電源喪失＋A．B－非常用D／G共通原因継続運転失敗＋H－非常用D／G起動失敗＋RCICポンプ起動失敗	4.1E-13	3.4
			③外部電源喪失＋A，B－非常用D／G共通原因起動失敗＋H－非常用D／G継続運転失敗＋RCICポンプ起動失敗	4.1E-13	3.4
	外部電源喪失＋直流電源（区分1，2）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗	3.8E-12	①外部電源喪失＋バッテリー（A，B）共通原因機能喪失＋H－非常用D／G継続運転失敗	1.4E-12	37
			②外部電源喪失＋バッテリー（A，B）共通原因機能喪失＋H－非常用D／G起動失敗	9.7E-13	26
			③外部電源喪失＋バッテリー（A，B）共通原因機能喪失＋H－非常用D／Gメンテナンス	5.4E-13	14

第1.1.1.h－3表　炉心損傷シーケンスの分析結果（４／10）

事故シーケンス		炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	4.5E-06	①非隔離事象＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0
			②非隔離事象＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0
			③非隔離事象＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0
	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	1.7E-11	①非隔離事象＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞	7.8E-14	0.5
			②非隔離事象＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞	7.8E-14	0.5
			③非隔離事象＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞	7.8E-14	0.5
			④非隔離事象＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞	7.8E-14	0.5
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	3.3E-08	①逃がし安全弁誤開放＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
			②逃がし安全弁誤開放＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
			③逃がし安全弁誤開放＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
			④逃がし安全弁誤開放＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	3.6E-11	①逃がし安全弁誤開放＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
			②逃がし安全弁誤開放＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
			③逃がし安全弁誤開放＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
			④逃がし安全弁誤開放＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
	外部電源喪失＋交流電源（Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）喪失	4.4E-07	①外部電源喪失＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因継続運転失敗	1.8E-07	41
			②外部電源喪失＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因起動失敗	1.2E-07	27
			③外部電源喪失＋Ａ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗＋Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗	2.0E-08	4.5
	外部電源喪失＋交流電源（Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ）喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗	1.3E-09	①外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因継続運転失敗	5.4E-10	42
			②外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因起動失敗	3.7E-10	28
			③外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋Ａ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗＋Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗	5.9E-11	4.5
	外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗	6.3E-10	①外部電源喪失＋バッテリー（Ａ，Ｂ）共通原因機能喪失	6.3E-10	約100
			②外部電源喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋バッテリー（Ａ，Ｂ）共通原因機能喪失	1.9E-12	0.3

第1.1.1.h－3表　炉心損傷シーケンスの分析結果（５／10）

事故シーケンス		炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
崩壊熱除去機能喪失	手動停止 ＋崩壊熱除去失敗	1.2E-08	①手動停止（通常停止）＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因継続運転失敗＋外部電源喪失	1.9E-09	16
			②手動停止（通常停止）＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因起動失敗＋外部電源喪失	1.3E-09	11
			③手動停止（通常停止）＋Ｂ－ＲＣＷ／ＲＳＷメンテナンス＋動力変圧器２Ｃ機能喪失	7.5E-10	6.3
	手動停止 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋崩壊熱除去失敗	1.1E-14	①手動停止（通常停止）＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋Ｂ－ＲＨＲメンテナンス	1.4E-16	1.3
			②手動停止（通常停止）＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋Ｂ－ＲＨＲポンプ起動失敗	1.1E-16	1.0
			③手動停止（通常停止）＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋Ｂ－ＲＨＲポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.0E-16	0.9
	手動停止 ＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗 ＋崩壊熱除去失敗	3.1E-11	①手動停止（通常停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因継続運転失敗＋外部電源喪失	5.7E-12	18
			②手動停止（通常停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋Ａ，Ｂ－非常用Ｄ／Ｇ共通原因起動失敗＋外部電源喪失	3.9E-12	13
			③手動停止（通常停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋Ｂ－ＲＣＷ／ＲＳＷメンテナンス＋動力変圧器２Ｃ機能喪失	2.3E-12	7.4
	手動停止 ＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗 ＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋崩壊熱除去失敗	1.7E-14	①手動停止（通常停止）＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋Ｂ－ＲＨＲメンテナンス	2.0E-16	1.2
			②手動停止（通常停止）＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋動力変圧器２Ｃ機能喪失＋Ｂ－ＲＨＲメンテナンス	1.9E-16	1.1
			③手動停止（通常停止）＋２起動変圧器機能喪失＋Ｈ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9
			④手動停止（通常停止）＋２起動変圧器機能喪失＋Ｈ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9
			⑤手動停止（通常停止）＋２起動変圧器機能喪失＋Ｈ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9
			⑥手動停止（通常停止）＋２起動変圧器機能喪失＋Ｈ－非常用Ｄ／Ｇ継続運転失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9

第1.1.1.h－3表　炉心損傷シーケンスの分析結果（６／10）

事故シーケンス		炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
崩壊熱除去機能喪失	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	1.2E-06	①補機冷却系Ａ喪失＋Ｂ－ＲＣＷ／ＲＳＷメンテナンス	4.8E-08	4.0
			②補機冷却系Ａ喪失＋Ｂ－ＲＨＲメンテナンス	4.1E-08	3.4
			③補機冷却系Ｂ喪失＋Ａ－ＲＨＲメンテナンス	4.1E-08	3.4
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	1.4E-10	①直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ａ－ＲＨＲメンテナンス	1.7E-12	1.2
			②直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ａ－ＲＨＲポンプ起動失敗	1.3E-12	0.9
			③直流母線Ｂ喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ａ－ＲＨＲポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.2E-12	0.9
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	3.8E-09	①補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋Ｂ－ＲＣＷ／ＲＳＷメンテナンス	1.4E-10	3.7
			②補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋Ｂ－ＲＨＲメンテナンス	1.2E-10	3.2
			③補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋Ａ－ＲＨＲメンテナンス	1.2E-10	3.2
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	3.7E-12	①補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ａ－ＲＨＲメンテナンス	1.3E-14	0.4
			②補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｂ－ＲＨＲメンテナンス	1.3E-14	0.4
			③補機冷却系Ｂ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ａ－ＲＨＲポンプ起動失敗	9.8E-15	0.3
			④補機冷却系Ａ喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋Ｂ－ＲＨＲポンプ起動失敗	9.8E-15	0.3

第1.1.1.h－3表　炉心損傷シーケンスの分析結果（7／10）

事故シーケンス		炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
崩壊熱除去機能喪失	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	5.4E-09	①小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	6.8E-10	13
			②小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	6.8E-10	13
			③小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	6.8E-10	13
			④小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	6.8E-10	13
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	3.1E-14	①小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
			②小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
			③小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
			④小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	3.6E-09	①中破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-10	13
			②中破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-10	13
			③中破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-10	13
			④中破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-10	13
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	3.8E-12	①中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
			②中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
			③中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
			④中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	3.6E-10	①大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-11	13
			②大破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-11	13
			③大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-11	13
			④大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.5E-11	13
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	3.7E-13	①大破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2
			②大破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2
			③大破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2
			④大破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲ注入弁ＭＶ２２２－５Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2

第 1.1.1.h－3 表　炉心損傷シーケンスの分析結果（８／10）

事故シーケンス		炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
原子炉停止機能喪失	過渡事象＋原子炉停止失敗	6.4E-10	①非隔離事象＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	4.4E-10	69
			②隔離事象＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	6.9E-11	11
			③水位低下事象＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	6.9E-11	11
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	8.7E-13	①小破断ＬＯＣＡ＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	8.2E-13	94
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	5.8E-13	①中破断ＬＯＣＡ＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	5.5E-13	95
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	5.8E-14	①大破断ＬＯＣＡ＋ＲＰＳスクラムコンタクタ共通原因故障	5.5E-14	95

第1.1.1.h－3表　炉心損傷シーケンスの分析結果（9／10）

事故シーケンス		炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
冷却材喪失（ＬＯＣＡ）	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	2.8E-15	①小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	4.0E-17	1.4
			②小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣ水源切替失敗＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	3.7E-17	1.3
			③小破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＩＣトーラス水入口弁開操作失敗＋ＨＰＣＳ水源切替手動操作失敗＋ＣＳＴ閉塞＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗	3.4E-17	1.2
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	5.7E-15	①小破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.6E-15	28
			②小破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋手動減圧操作失敗	1.4E-15	25
			③小破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＣＳメンテナンス＋手動減圧操作失敗	8.7E-16	15
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	3.5E-13	①中破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	1.1E-14	3.1
			②中破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス	9.8E-15	2.8
			③中破断ＬＯＣＡ＋ＲＳＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	7.7E-15	2.2
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	3.9E-14	①中破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２圧力トランスミッタＰＸ２１７－７共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.1E-15	2.8
			②中破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２圧力トランスミッタＰＸ２１７－７共通原因機能喪失＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス＋手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6
			③中破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－１共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6
			④中破断ＬＯＣＡ＋Ｓ１，Ｓ２水位トランスミッタＬＸ２９８－２（レベル３）共通原因機能喪失＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗＋手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	3.4E-14	①大破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	1.1E-15	3.2
			②大破断ＬＯＣＡ＋ＲＣＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス	9.8E-16	2.9
			③大破断ＬＯＣＡ＋ＲＳＷポンプ共通原因継続運転失敗＋ＨＰＳＷポンプ起動失敗	7.7E-16	2.3

第1.1.1.h－3表　炉心損傷シーケンスの分析結果（10／10）

事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	3.3E-09	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	3.3E-09	100

第 1.1.1.h－4 表　重要度解析結果（起因事象別ＦＶ重要度）

起因事象	ＦＶ重要度
過渡事象	7.2E-01
手動停止／サポート系喪失	1.9E-01
外部電源喪失	8.3E-02
原子炉冷却材喪失 （ＬＯＣＡ）	1.5E-03
インターフェイスシステム ＬＯＣＡ	5.3E-04

第 1.1.1.h－5 表　重要度解析結果（起因事象別ＲＡＷ）

起因事象	ＲＡＷ
インターフェイスシステム ＬＯＣＡ	1.6E+05
手動停止／サポート系喪失	1.1E+02
外部電源喪失	2.3E+01
過渡事象	3.9E+00
原子炉冷却材喪失 （ＬＯＣＡ）	3.9E+00

第 1.1.1.h－6 表　重要度解析結果（基事象別ＦＶ重要度）

基事象	ＦＶ重要度
ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.1E-01
ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因閉失敗	1.1E-01
ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.1E-01
ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	9.1E-02
ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	8.6E-02
ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	4.8E-02
ＲＨＲポンプ室送風機３区分共通原因起動失敗	4.5E-02
非常用Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	3.0E-02
ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	2.7E-02
ＲＣＷポンプ区分間共通原因継続運転失敗	2.5E-02

第 1.1.1.h－7 表　重要度解析結果（基事象別ＲＡＷ）

基事象	ＲＡＷ
ＲＣＷポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4.8E+04
ＲＳＷポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4.8E+04
ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	4.8E+04
ＲＨＲポンプ出口逆止弁Ｖ２２２－１Ａ，Ｂ共通原因開失敗	4.8E+04
ＲＨＲポンプ室送風機３区分共通原因継続運転失敗	4.8E+04
ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	4.8E+04
ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.8E+04
ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因閉失敗	4.8E+04
ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.8E+04
ＲＨＲポンプ室送風機３区分共通原因起動失敗	4.8E+04

第 1.1.1.h－8 表　不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンスグループ	平均値	95%確率値	中央値	５%確率値	ＥＦ
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	1.5E-05	3.9E-06	1.7E-06	3.0
全交流動力電源喪失	2.7E-09	7.9E-09	1.8E-09	4.3E-10	4.3
長期ＴＢ	2.7E-09	7.8E-09	1.7E-09	4.1E-10	4.3
ＴＢＵ	1.2E-11	3.6E-11	4.8E-12	8.4E-13	6.6
ＴＢＰ	8.2E-12	2.9E-11	1.3E-12	5.8E-14	22
ＴＢＤ	3.9E-12	1.5E-11	1.0E-12	7.4E-14	14
高圧注水・減圧機能喪失	5.0E-09	1.4E-08	2.5E-9	8.1E-10	4.1
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	1.1E-08	7.6E-10	1.0E-10	11
原子炉停止機能喪失	6.1E-10	1.9E-09	6.2E-11	4.0E-12	22
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	3.3E-09	9.5E-09	2.1E-09	5.7E-10	4.1
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	4.3E-13	1.3E-12	5.5E-14	3.6E-15	19
合計	6.2E-06	1.5E-05	4.0E-06	1.7E-06	3.0

第 1.1.1.h－9 表　感度解析結果（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響）

事故シーケンスグループ	ベースケース（／炉年）	感度解析結果（／炉年）
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	5.8E-06
全交流動力電源喪失	2.7E-09	6.2E-11
長期ＴＢ	2.7E-09	5.6E-11
ＴＢＵ	1.2E-11	1.3E-12
ＴＢＰ	8.2E-12	9.0E-13
ＴＢＤ	3.8E-12	3.8E-12
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	4.9E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	1.7E-09
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	3.3E-09	3.3E-09
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	4.3E-13	4.3E-13
合計	6.2E-06	5.8E-06

第 1.1.1.h－10 表　感度解析結果（起因事象発生頻度）

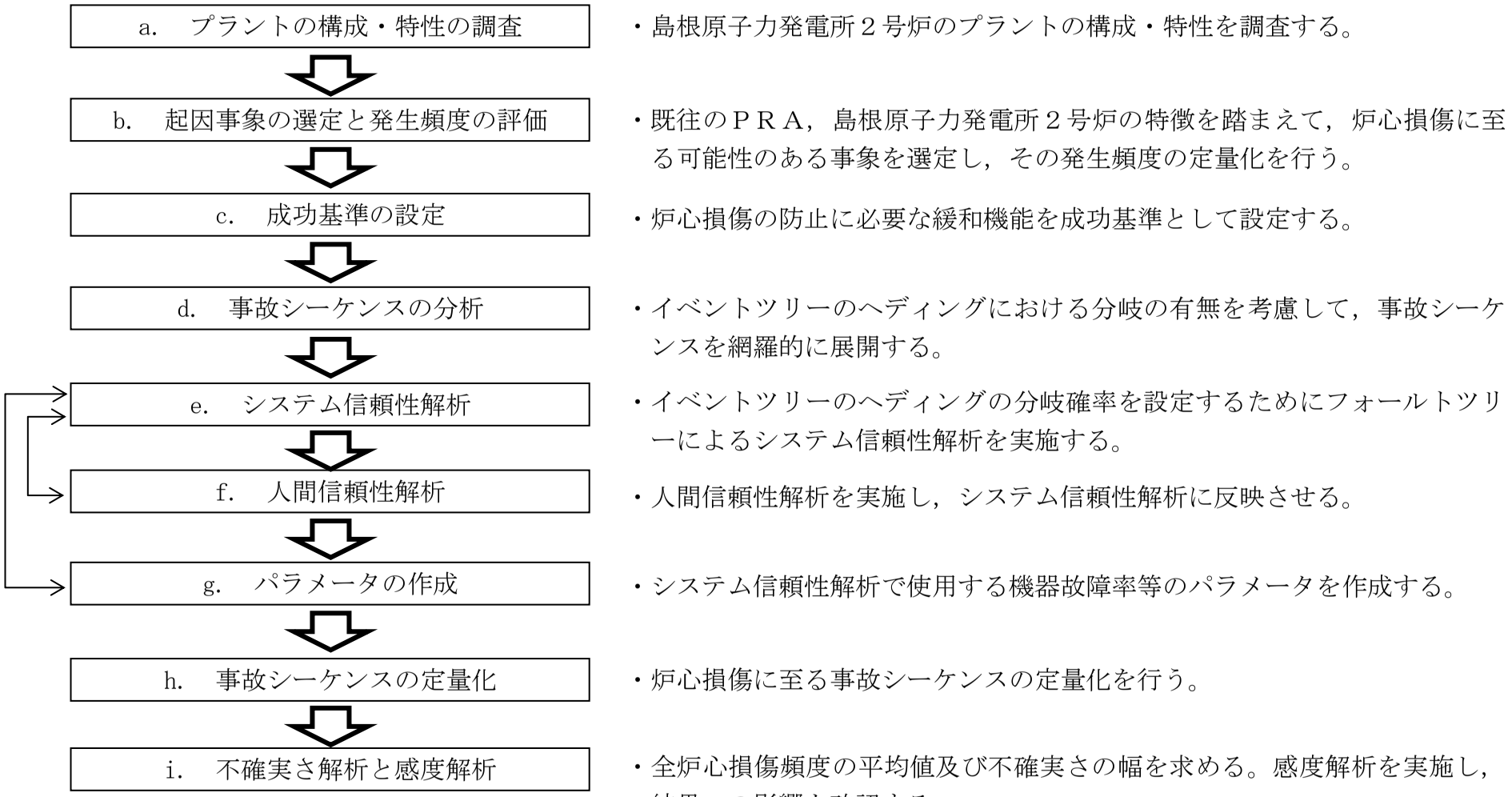
起因事象		ベースケース（／炉年）	感度解析①（頻度論統計）（／炉年）	感度解析②（ベイズ統計）（／炉年）
過渡事象	隔離事象	2.5E-02	5.4E-02	3.8E-02
	原子炉保護系誤動作等	7.4E-02	5.4E-02	7.1E-02
手動停止／サポート系喪失	通常停止	1.7	1.3	1.4

第 1.1.1.h－11 表　感度解析結果（機器故障率）

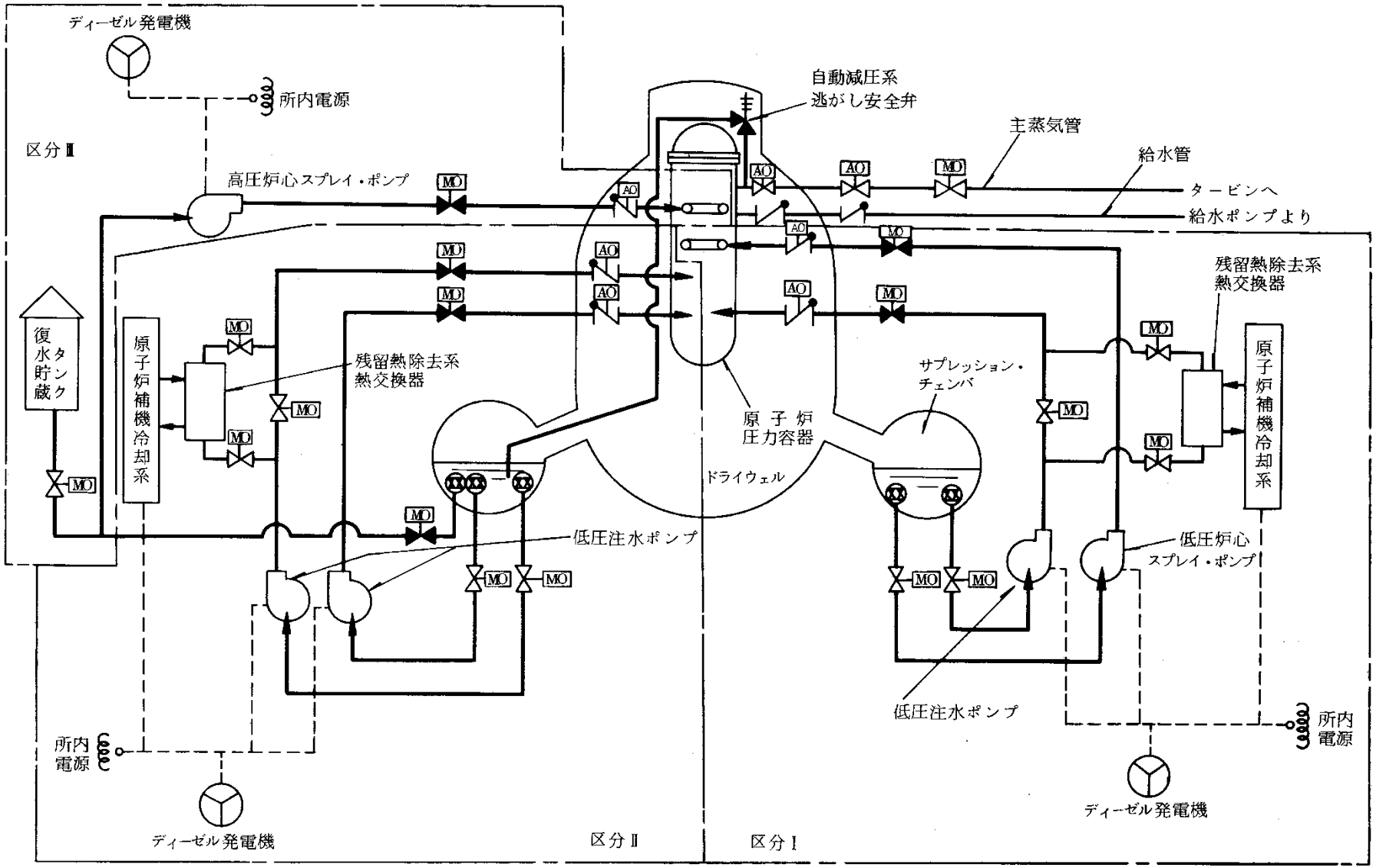
故障モード	ベースケース（／h）	感度解析①（頻度論統計）（／h）	感度解析②（ベイズ統計）（／h）
非常用ディーゼル発電機起動失敗	4.3E-06	3.1E-06	3.0E-06
タービン駆動ポンプ起動失敗	4.1E-06	9.2E-06	5.3E-06
電動弁（純水等）作動失敗	4.8E-08	5.1E-08	3.4E-08
放射線検出器高出力／低出力	7.3E-08	1.0E-06	3.1E-07

第 1.1.1.h－12 表　感度解析結果（プラント固有データの反映）

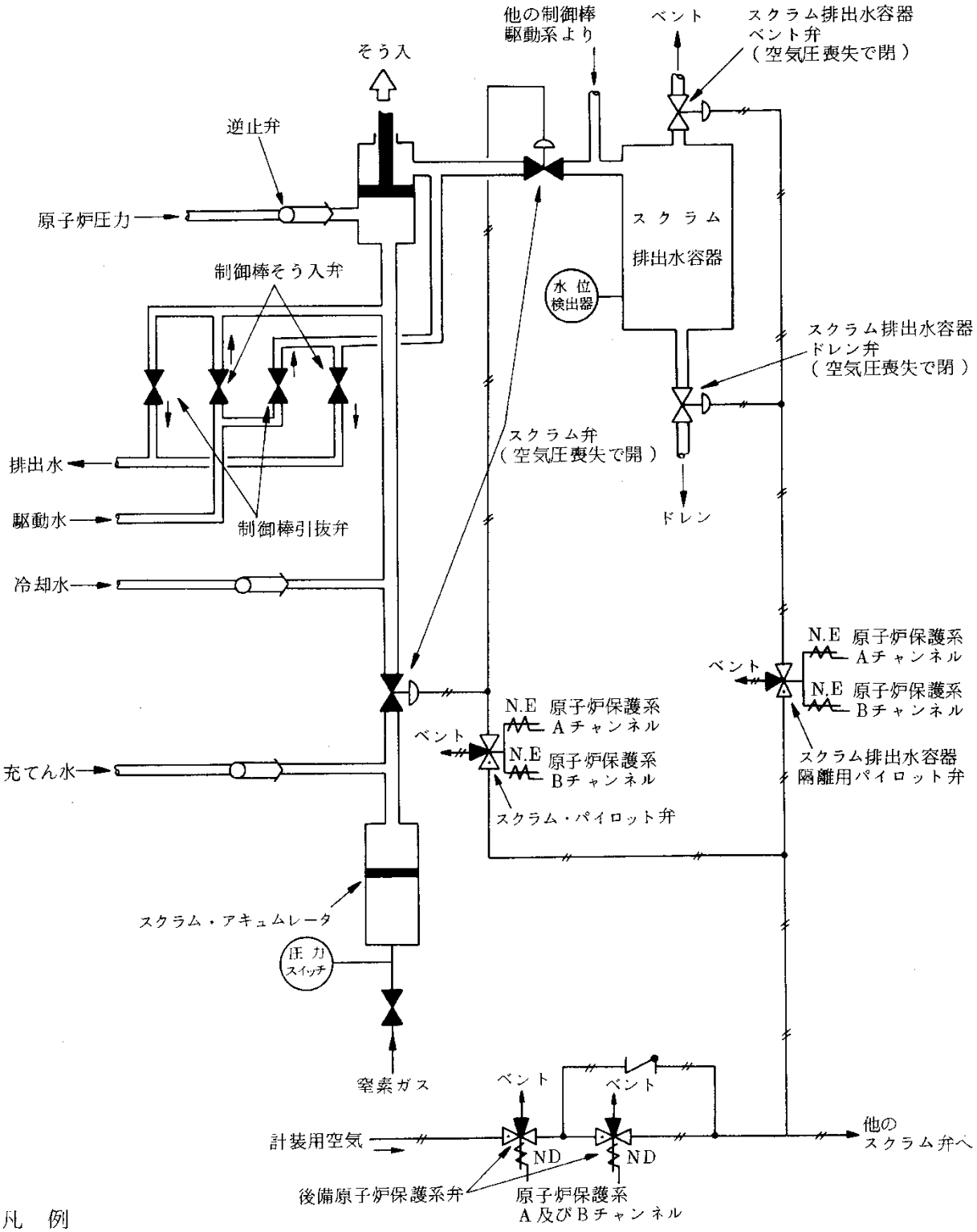
事故シーケンスグループ	ベースケース（／炉年）	感度解析①（頻度論統計）（／炉年）	感度解析②（ベイズ統計）（／炉年）
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	6.5E-06	5.7E-06
全交流動力電源喪失	2.7E-09	2.2E-09	2.2E-09
長期ＴＢ	2.7E-09	2.2E-09	2.2E-09
ＴＢＵ	1.2E-11	1.4E-11	1.0E-11
ＴＢＰ	8.2E-12	6.7E-12	6.6E-12
ＴＢＤ	3.8E-12	3.6E-12	3.5E-12
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	7.7E-09	5.8E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	3.4E-09	3.4E-09
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	7.2E-10	6.8E-10
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	3.3E-09	3.3E-09	3.3E-09
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	4.3E-13	4.3E-13	4.2E-13
合計	6.2E-06	6.5E-06	5.7E-06



第 1.1.1－1 図　内部事象運転時レベル１ＰＲＡ評価フロー



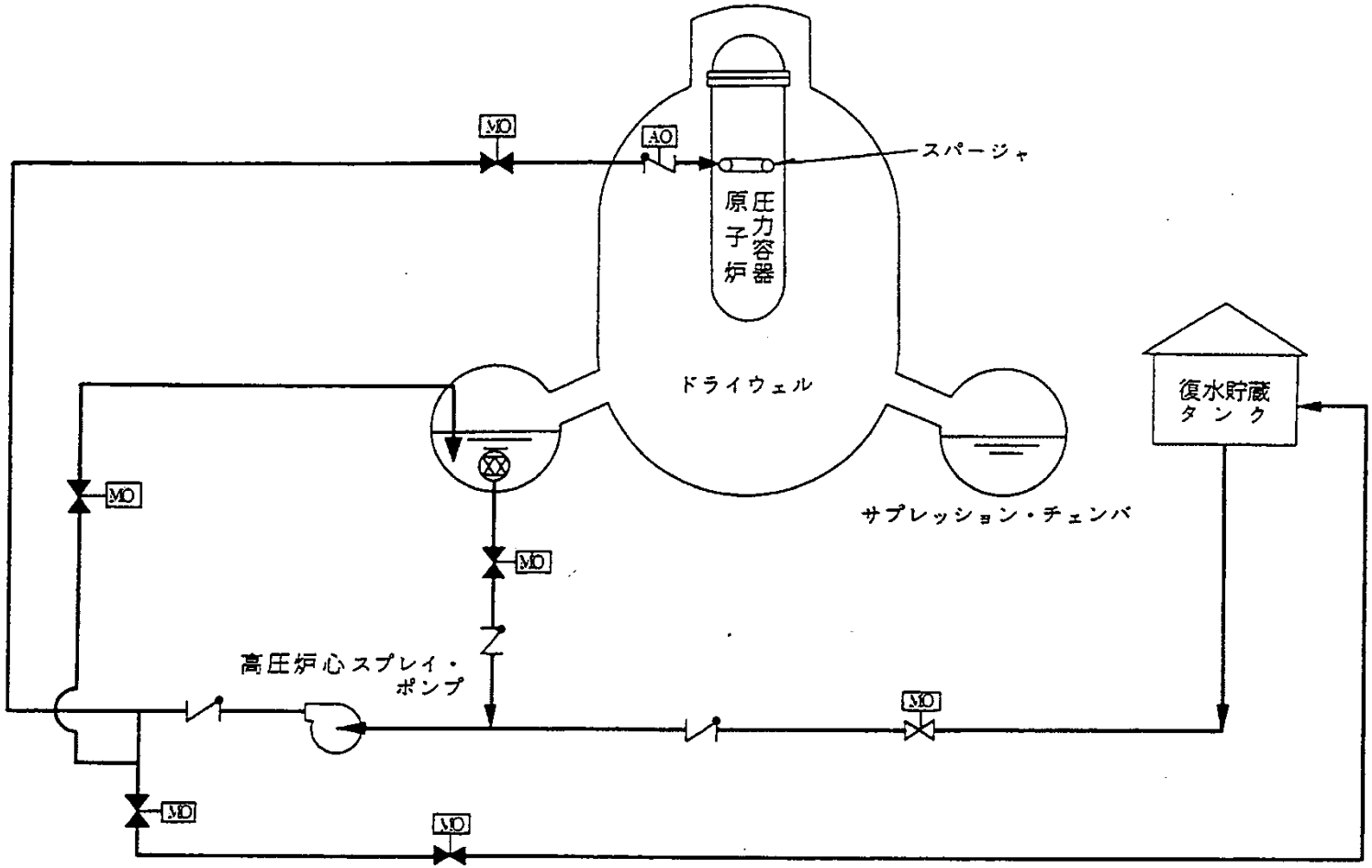
第 1.1.1.a－1 図　主要な安全系統概要図



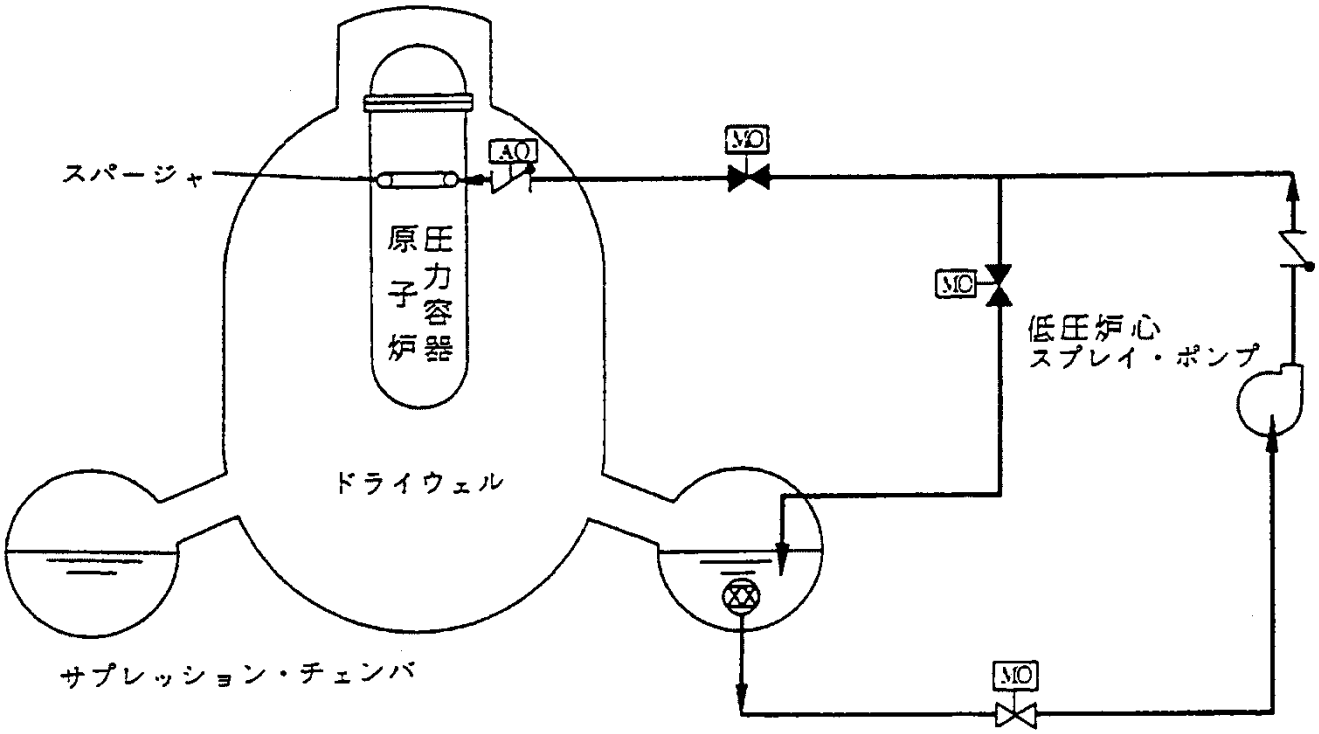
凡　例
ＮＥ：常時励磁
ＮＤ：常時無励磁

（原子炉保護系及び制御棒駆動系の作動前の状態を示す。）

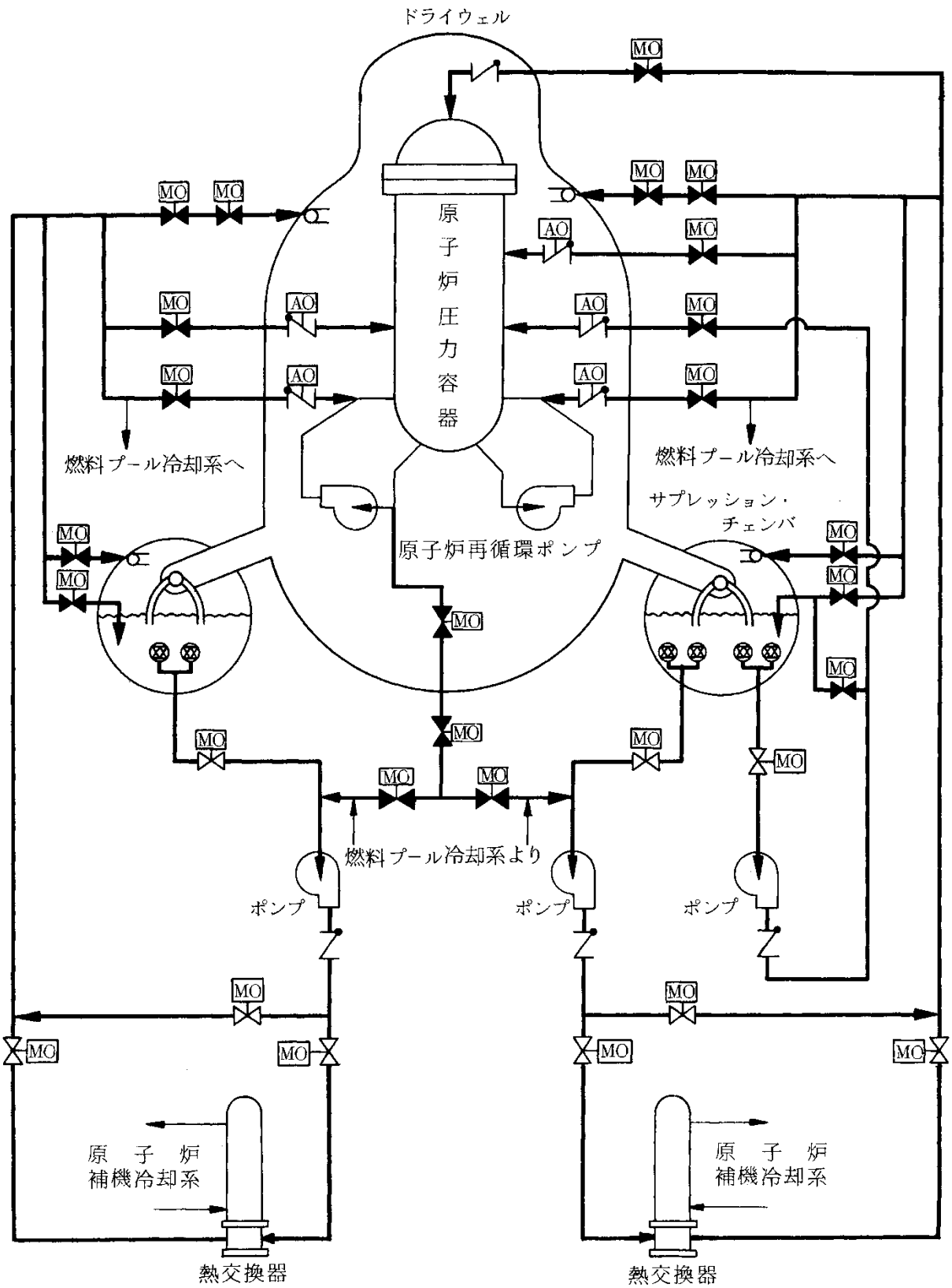
第 1.1.1.a－2 図　制御棒駆動系系統概要図



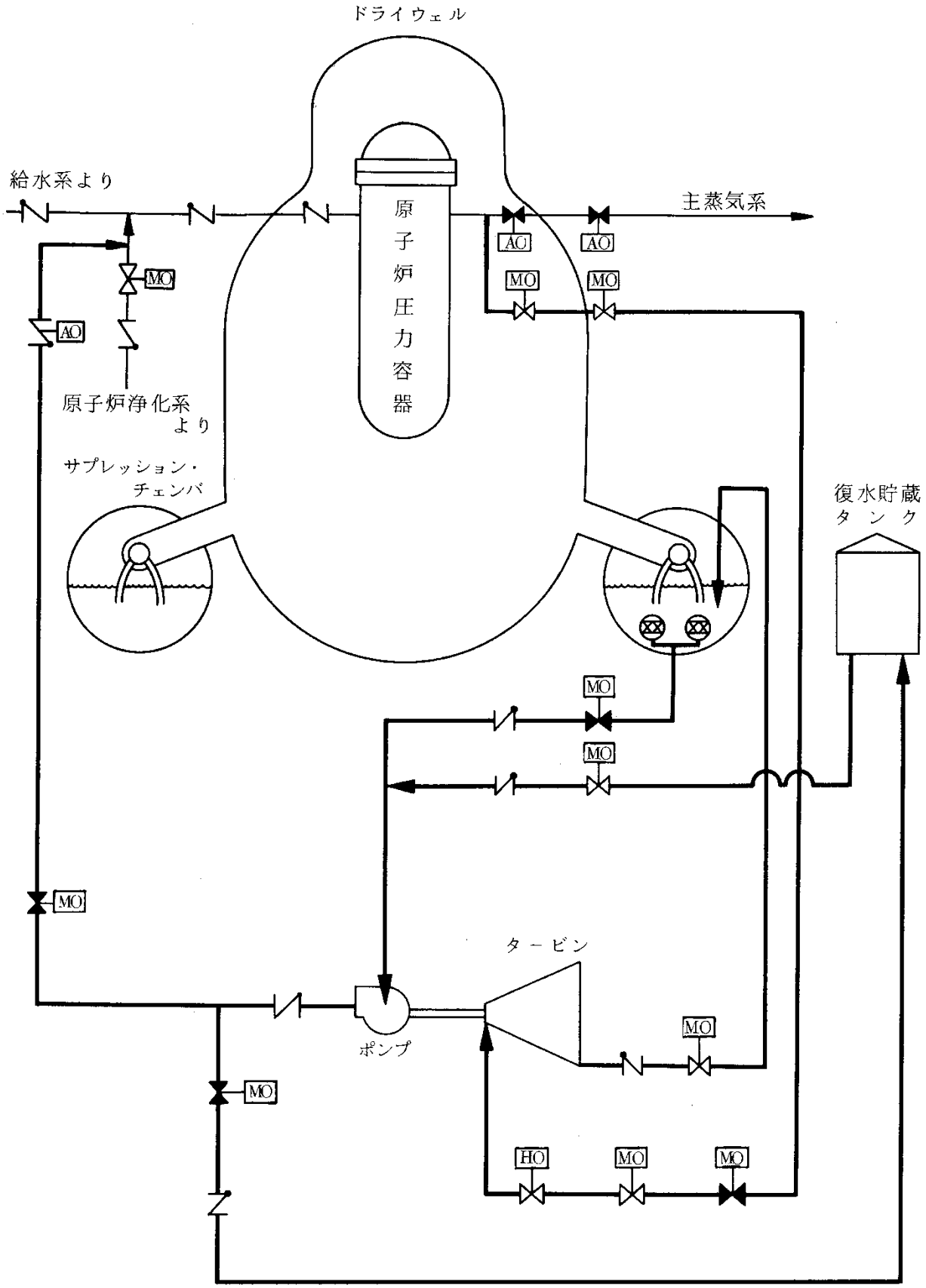
第 1.1.1.a－3 図　高圧炉心スプレイ系系統概要図



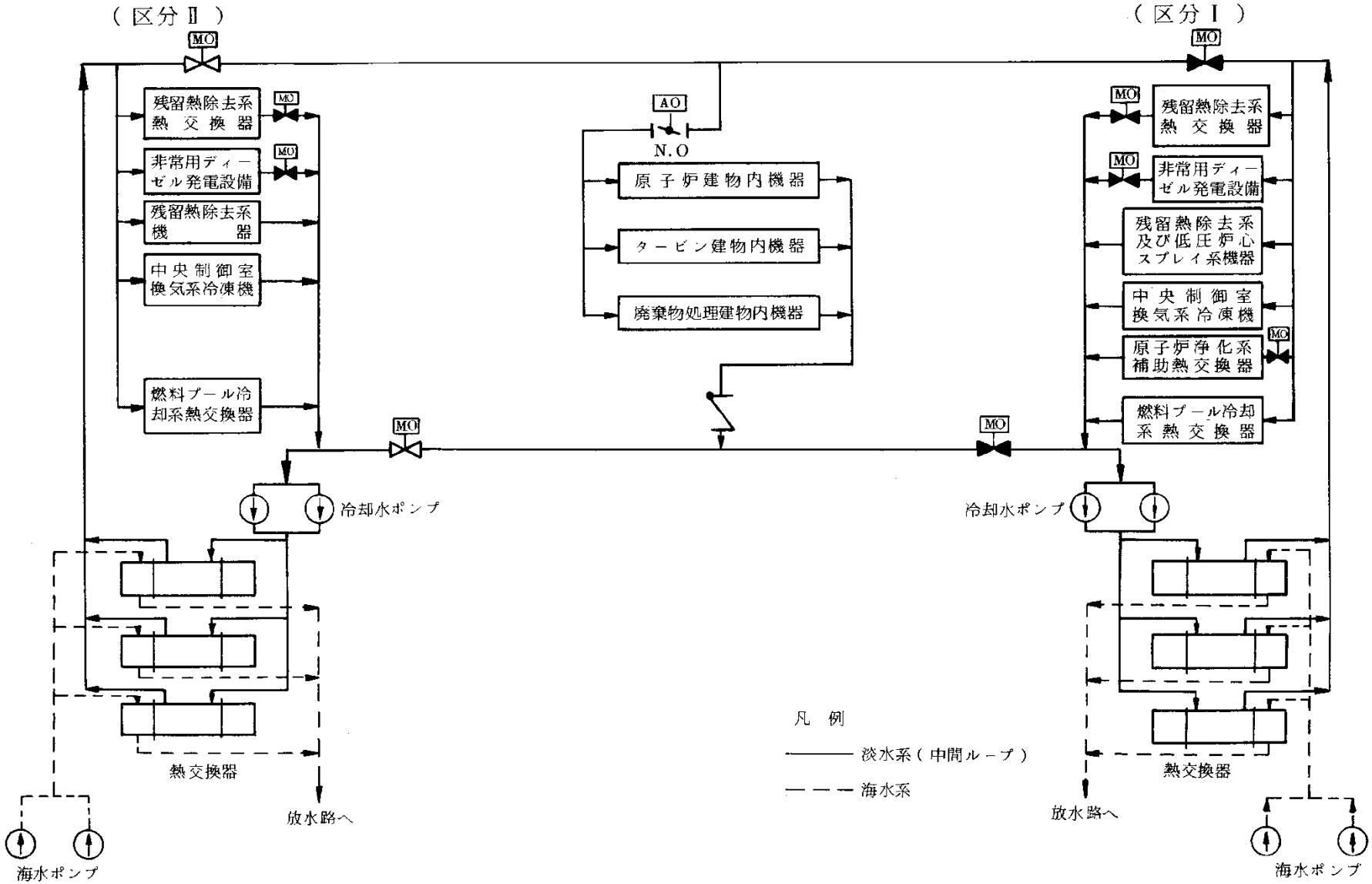
第1.1.1.a－4図　低圧炉心スプレイ系系統概要図



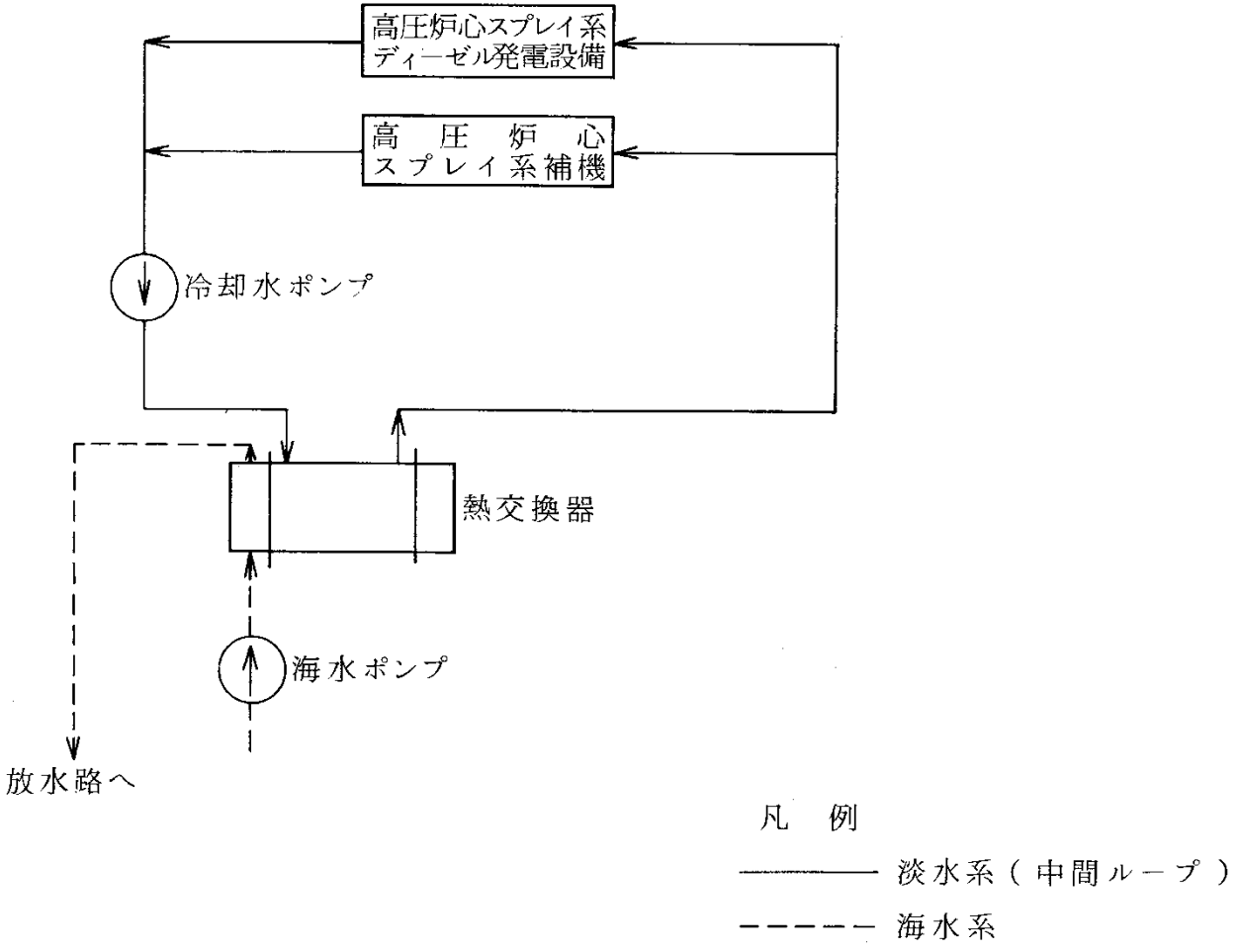
第 1.1.1.a－5 図　残留熱除去系系統概要図



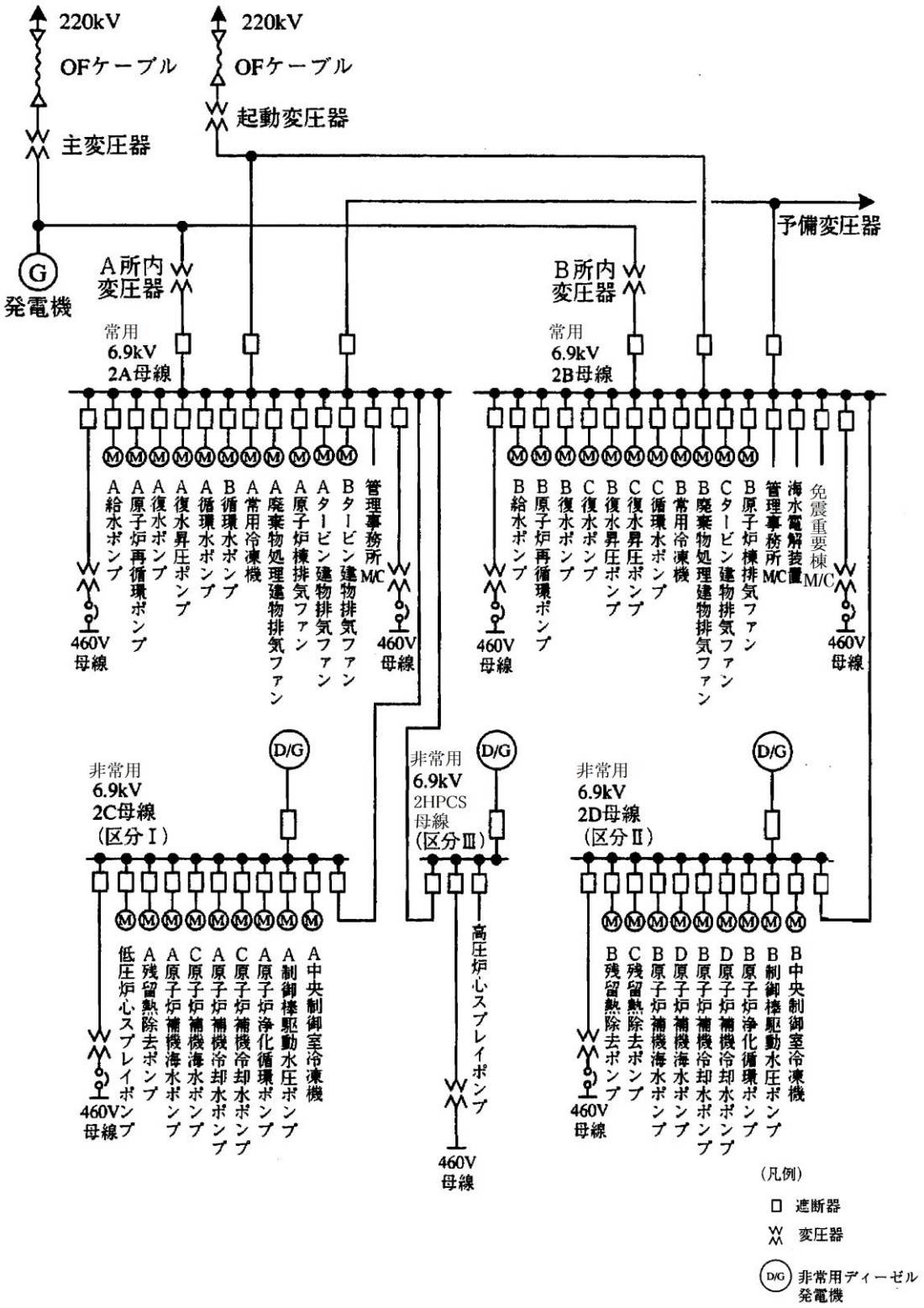
第 1.1.1.a－6 図　原子炉隔離時冷却系系統概要図



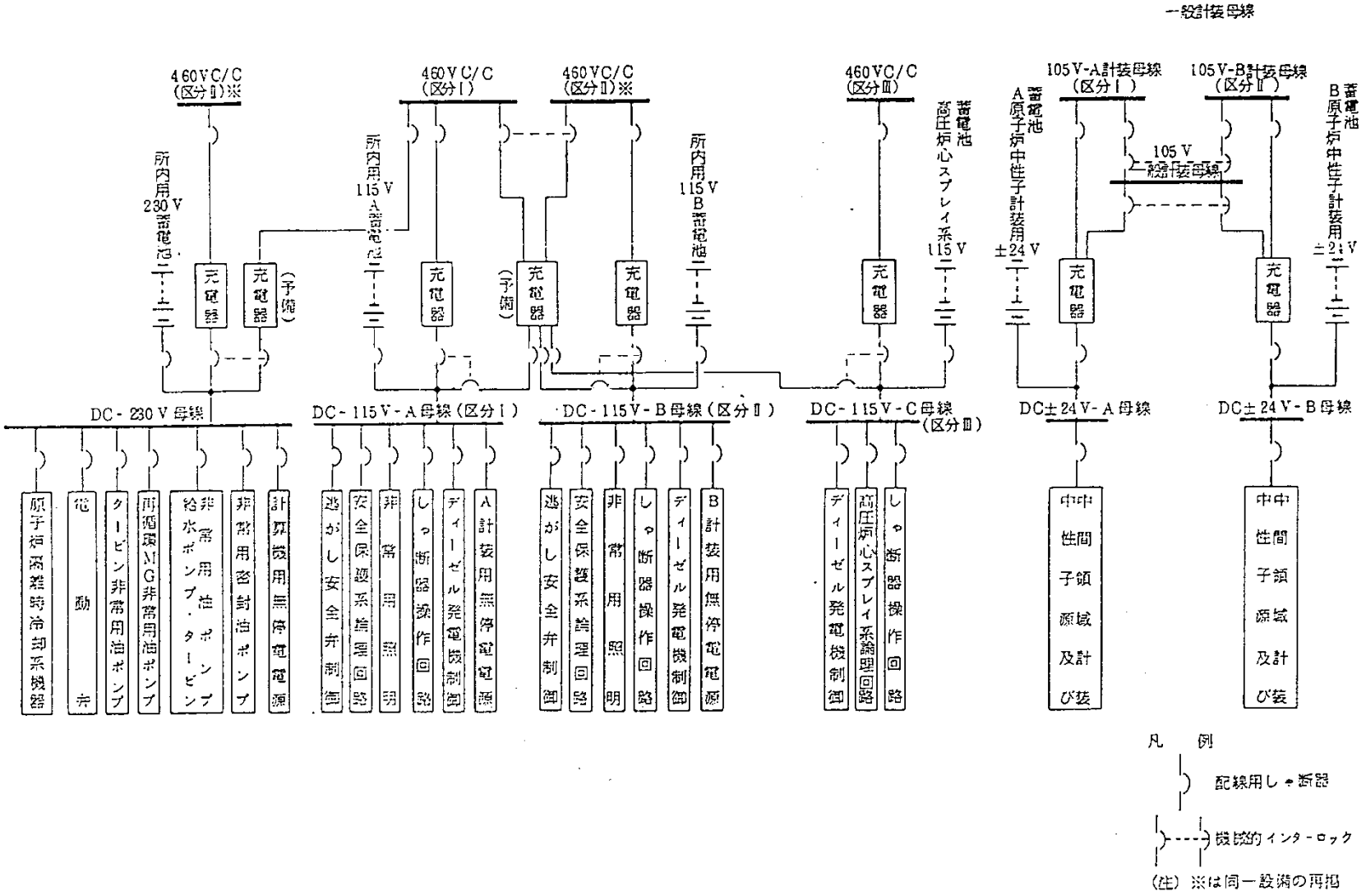
第 1.1.1.a－7 図　原子炉補機冷却系系統概要図（区分Ⅰ，区分Ⅱ）



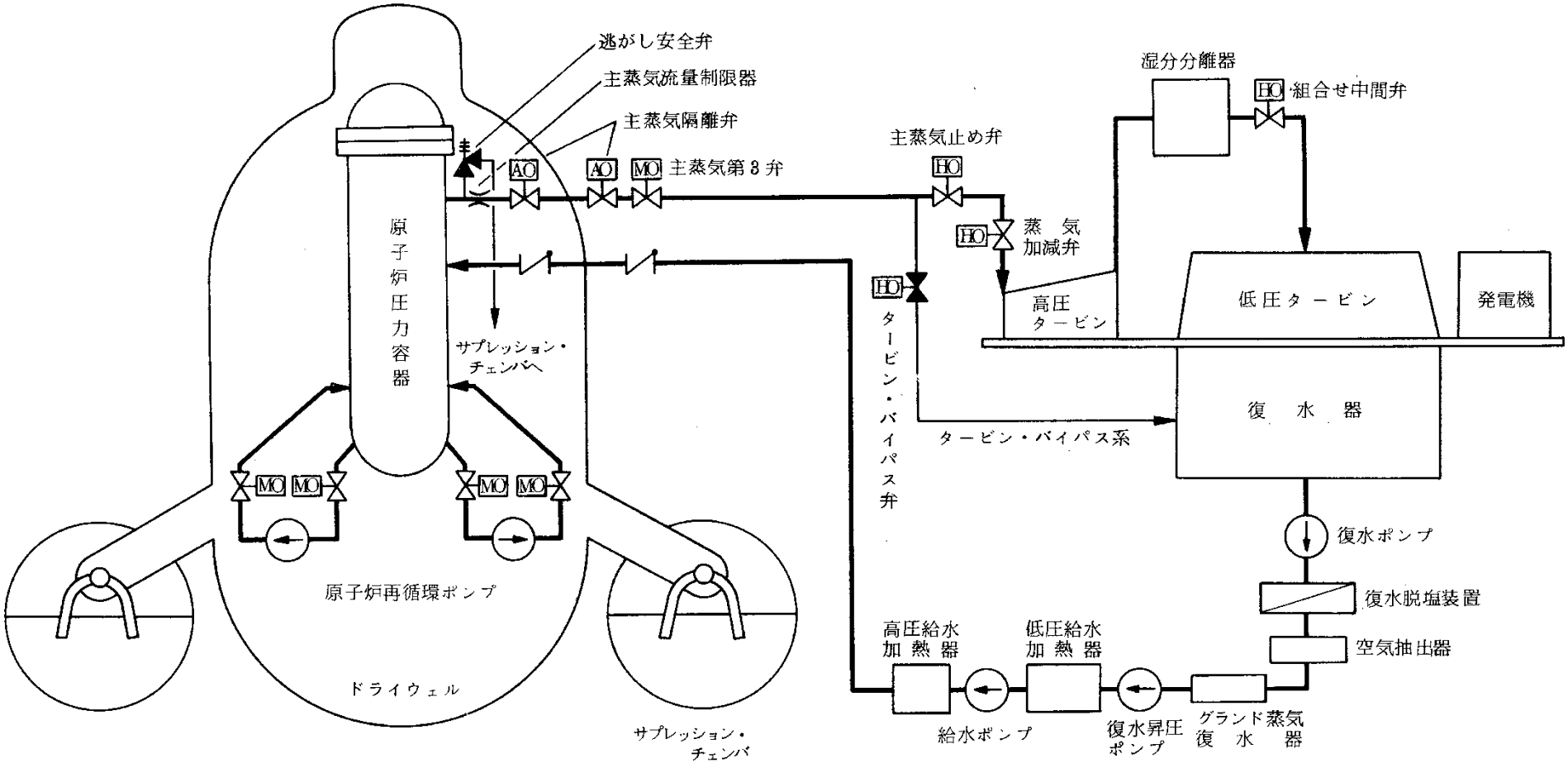
第1.1.1.a－8図　原子炉補機冷却系系統概要図（区分Ⅲ）



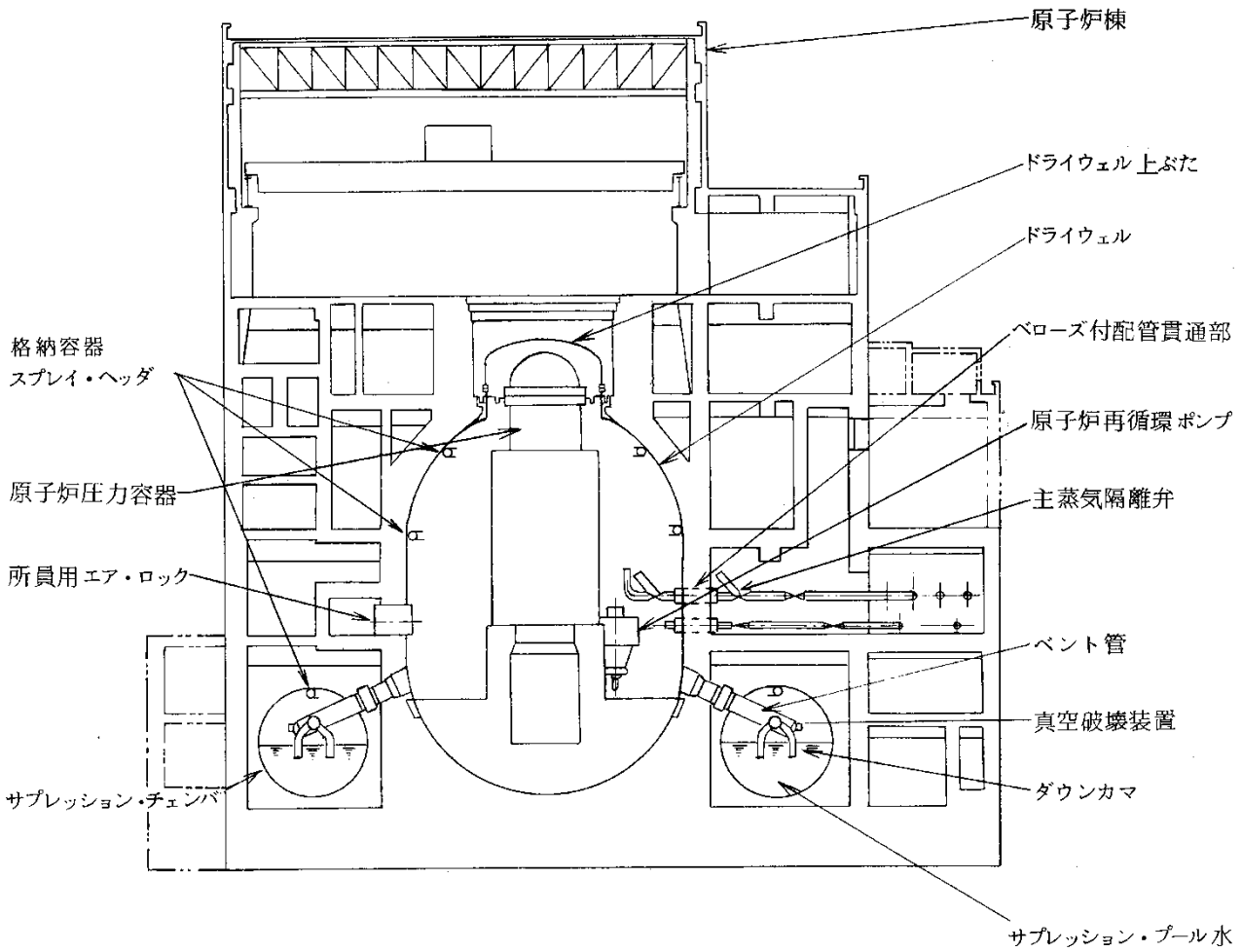
第 1.1.1.a－9 図　所内単線結線図



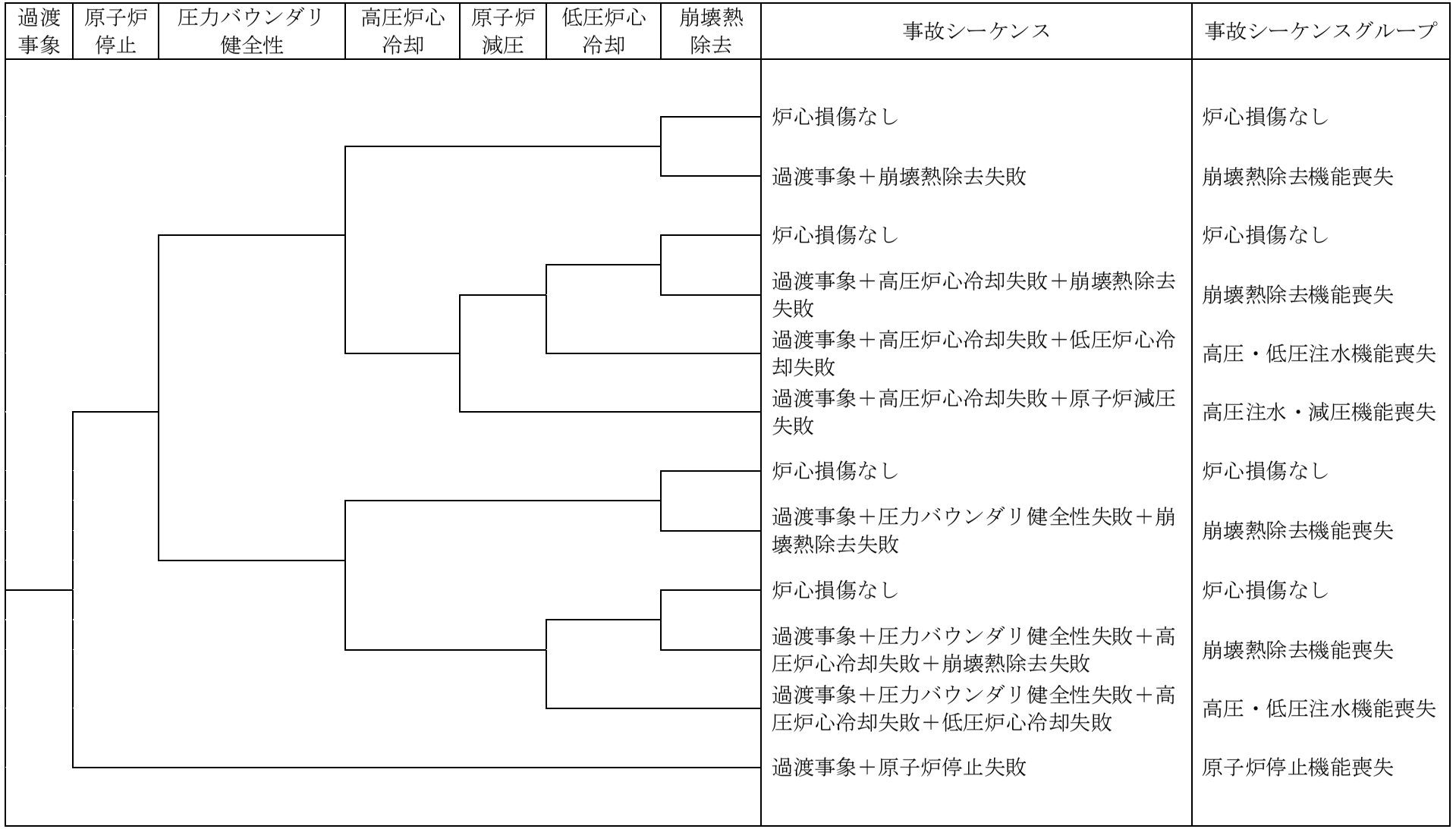
第1.1.1.a－10図　直流電源設備



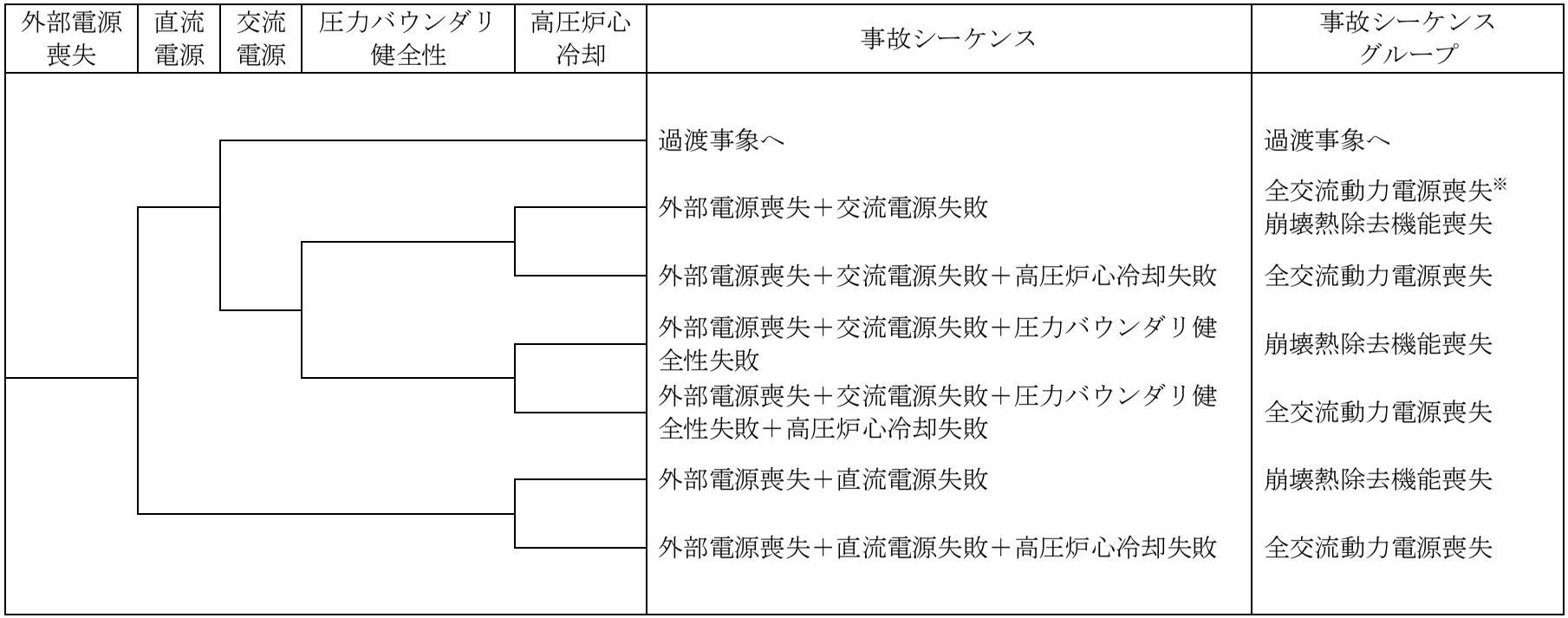
第 1.1.1.a－11 図　原子炉冷却設備系統概要図



第 1.1.1.a－12 図　原子炉格納施設構造概要図

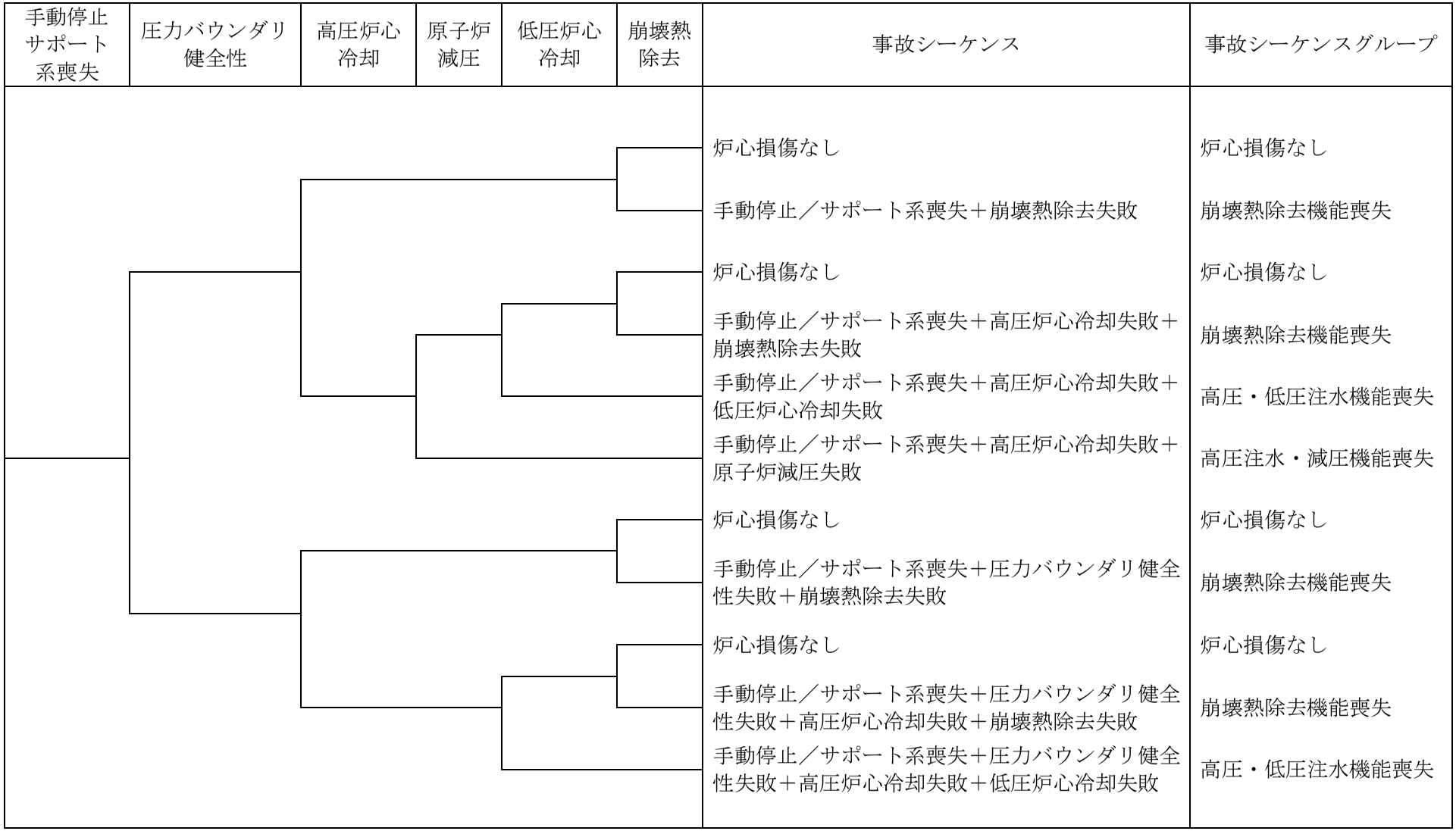


第 1.1.1.d－1 図　過渡事象イベントツリー

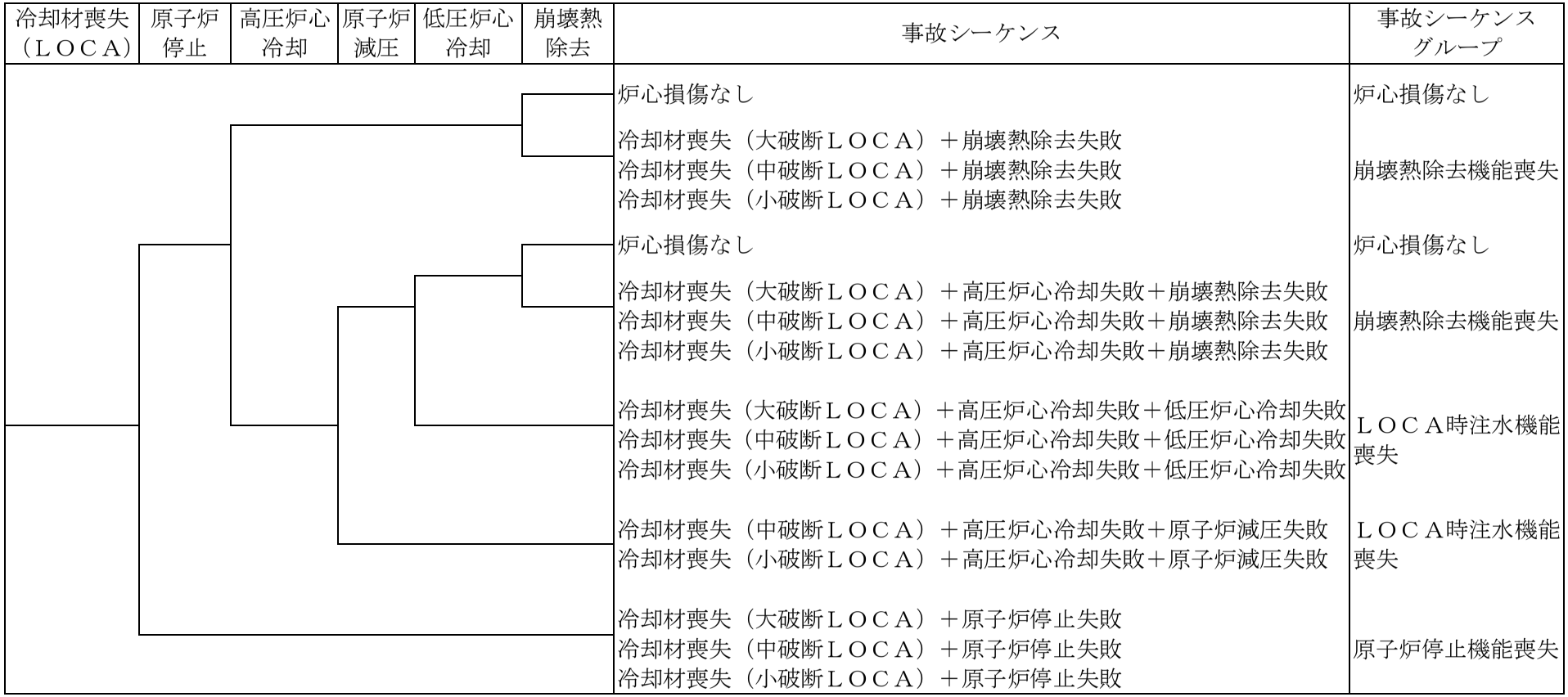


※　高圧炉心スプレイ系が成功した事故シーケンスを「崩壊熱除去機能喪失」，高圧炉心スプレイ系に失敗し原子炉隔離時冷却系が成功した事故シーケンスを「全交流動力電源喪失」に分類

第 1.1.1.d－2 図　外部電源喪失イベントツリー



第 1.1.1.d－3 図　手動停止／サポート系喪失イベントツリー

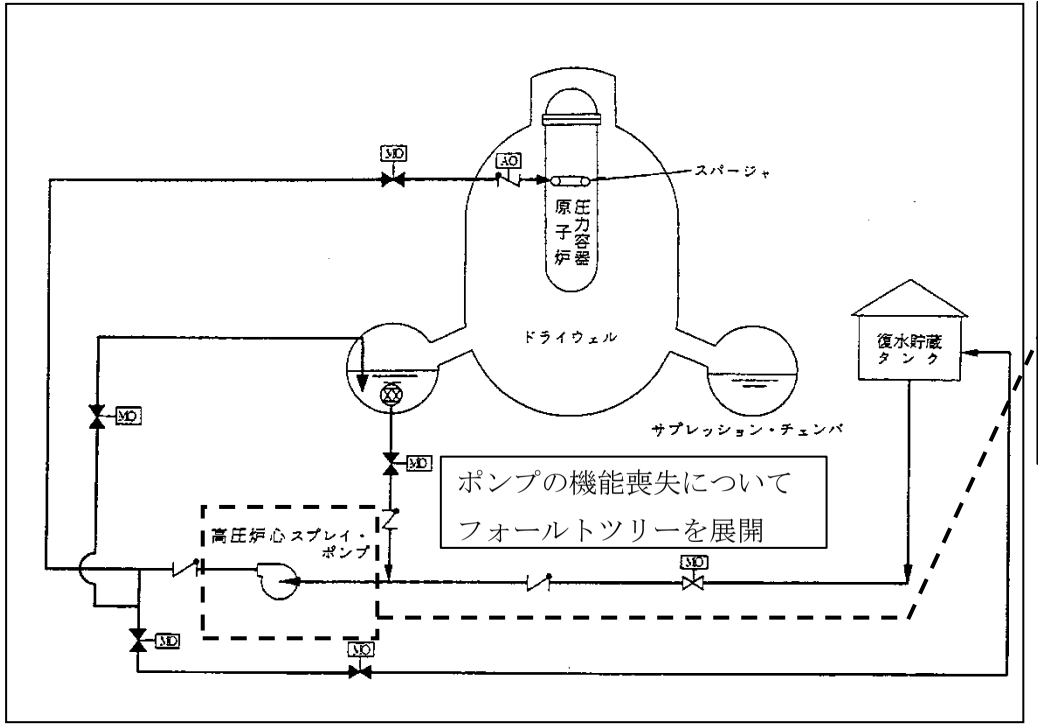


第 1.1.1.d－4 図　原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）イベントツリー

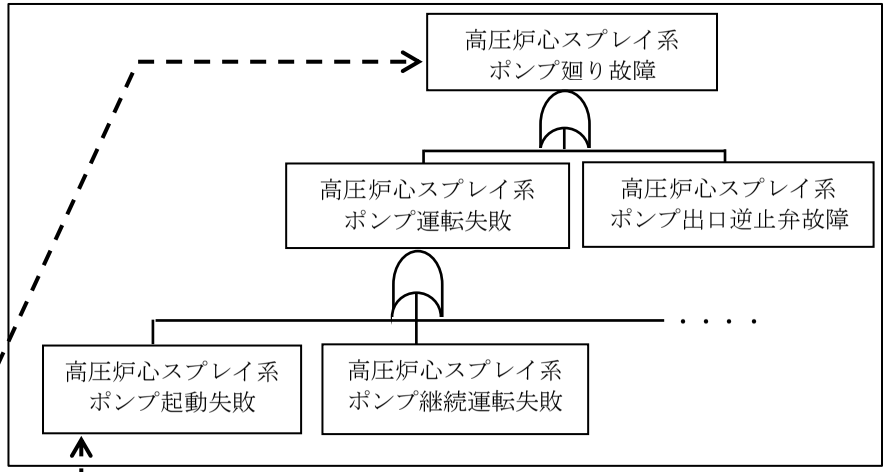
インターフェイス システムＬＯＣＡ	運転員による隔離操作	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		手動停止／サポート系喪失へ	手動停止／サポート系喪失へ
		格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

第 1.1.1.d－5 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡイベントツリー

系統概要図（高圧炉心スプレイ系）



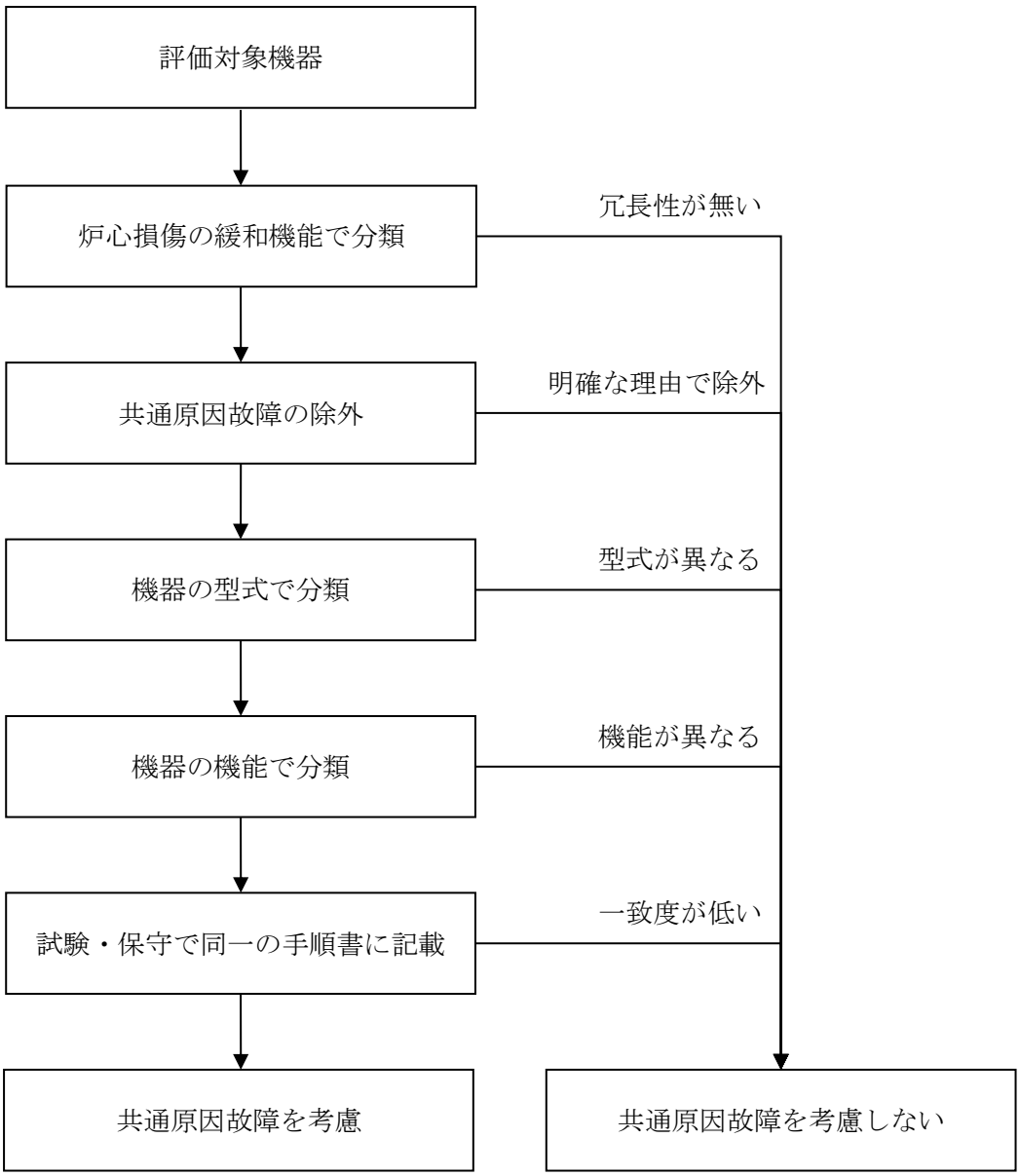
フォールトツリー（高圧炉心スプレイ系ポンプ廻り）



機器故障率データ

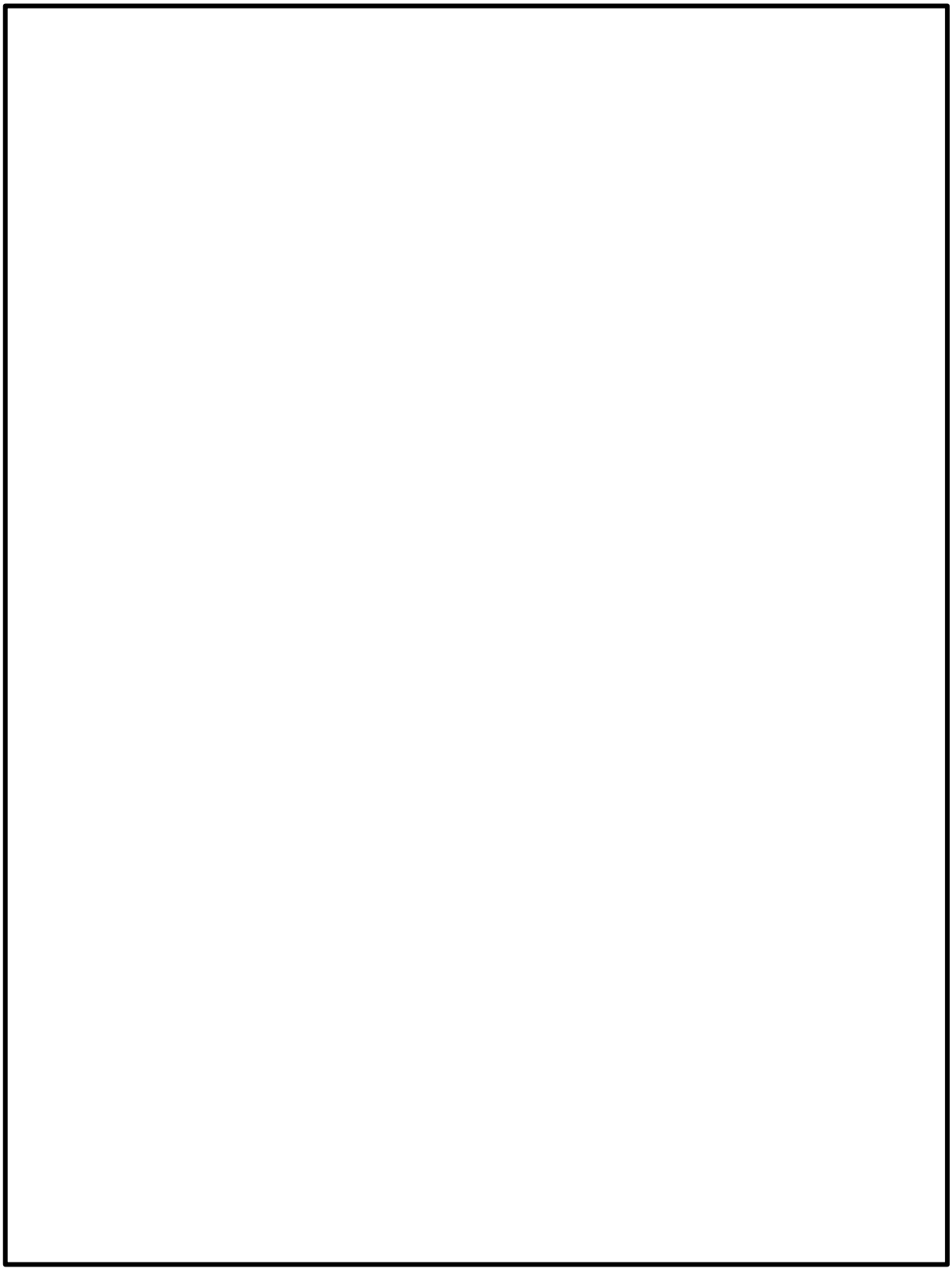
機　器	故障モード	国内故障率データ	
		平均値（／h）	ＥＦ
電動ポンプ（非常用待機，純水）	起動失敗	1.3E-07	17
電動ポンプ（常用待機，純水）	継続運転失敗	1.1E-06	12
タービン駆動ポンプ	起動失敗	4.1E-06	47
	継続運転失敗	2.9E-06	4

第1.1.1.e－1図　システム信頼性の評価例



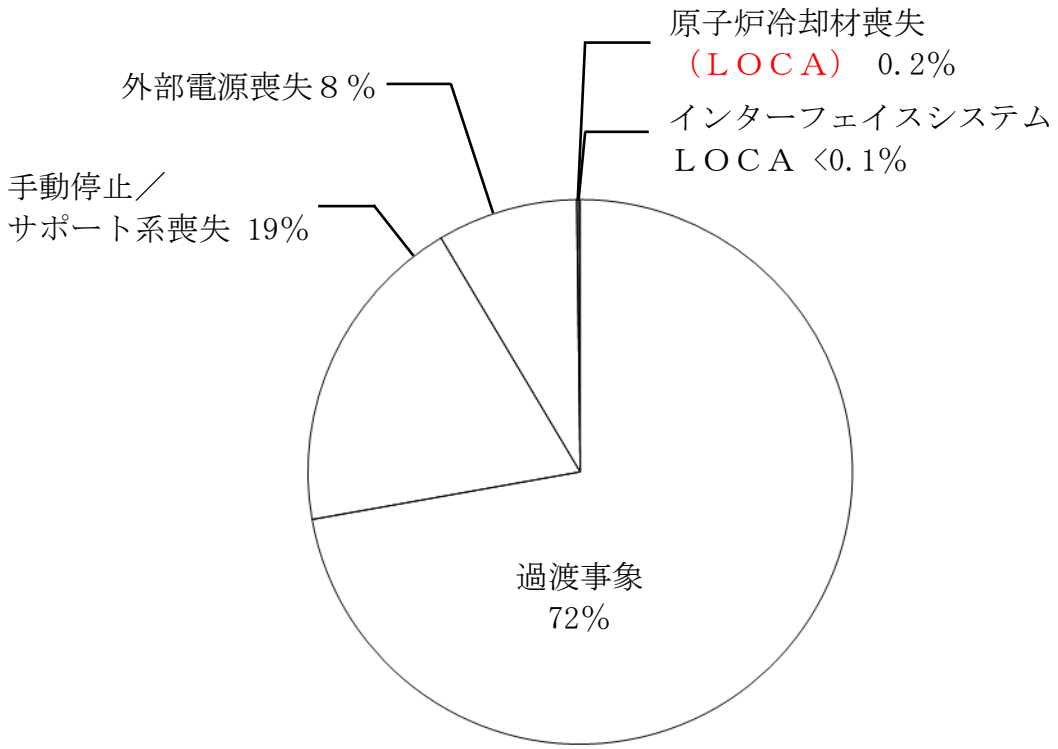
第 1.1.1.f－1 図　共通原因故障同定フロー

自動減圧系手動起動診断

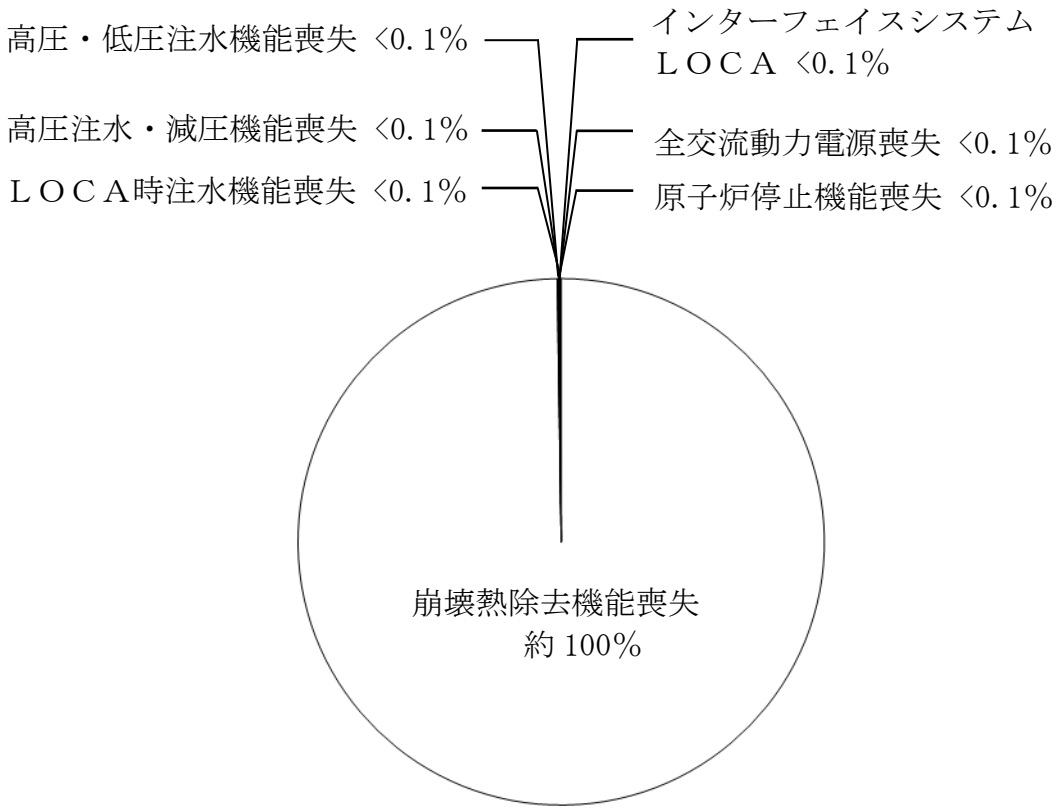


第 1.1.1.g－1 図　自動減圧系の手動起動のＨＲＡイベントツリー

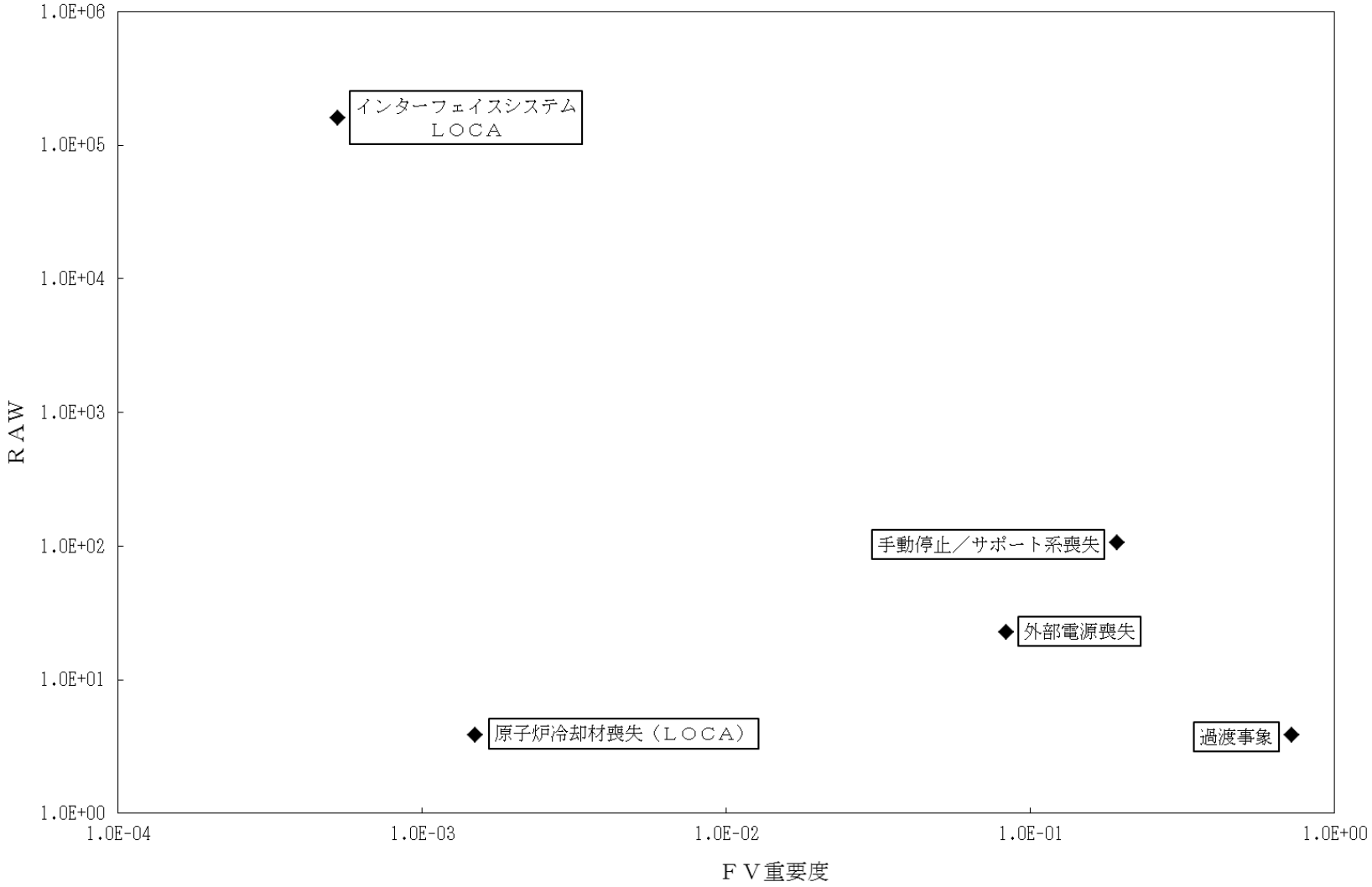
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



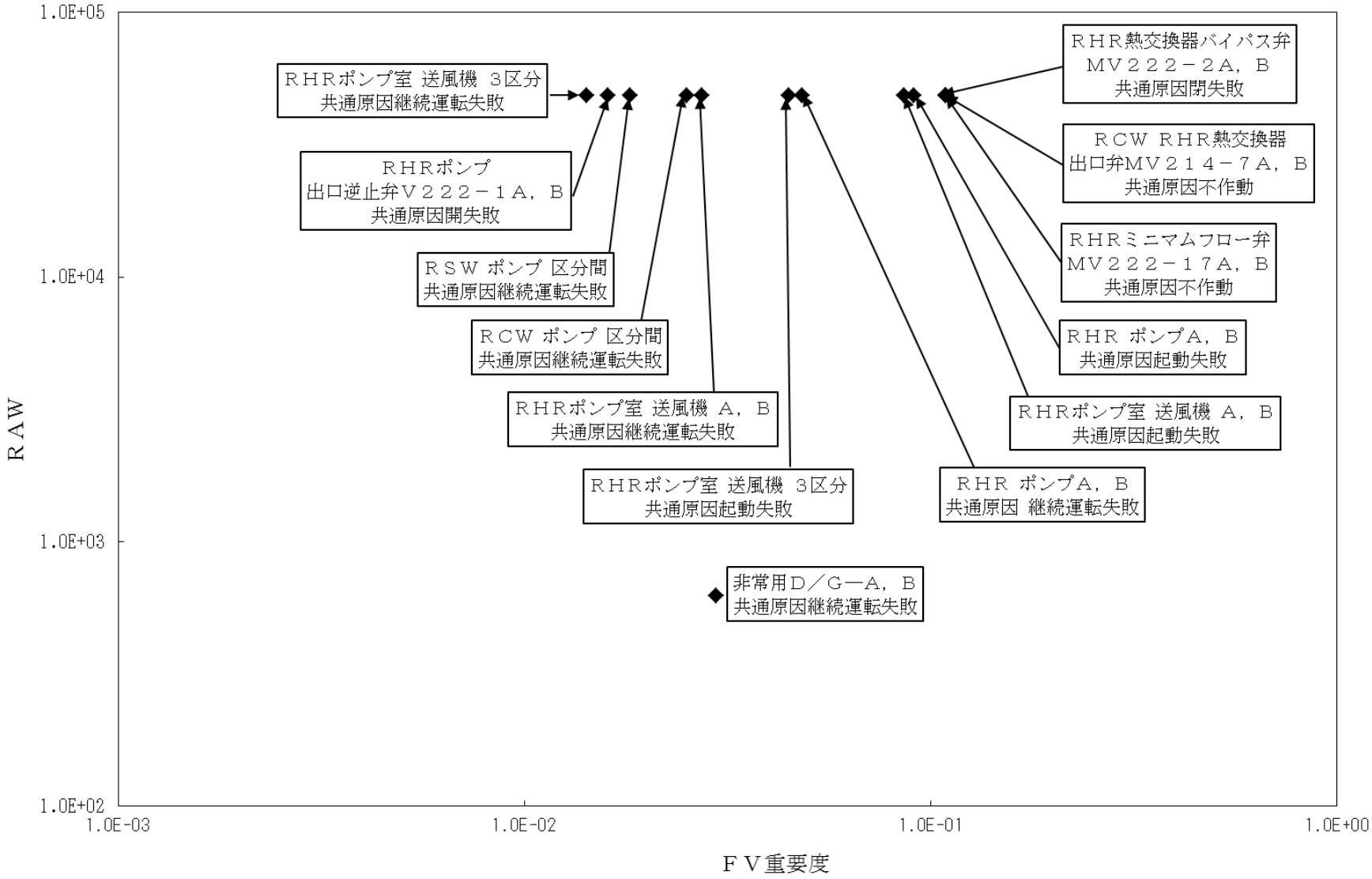
第 1.1.1.h－1 図　炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）



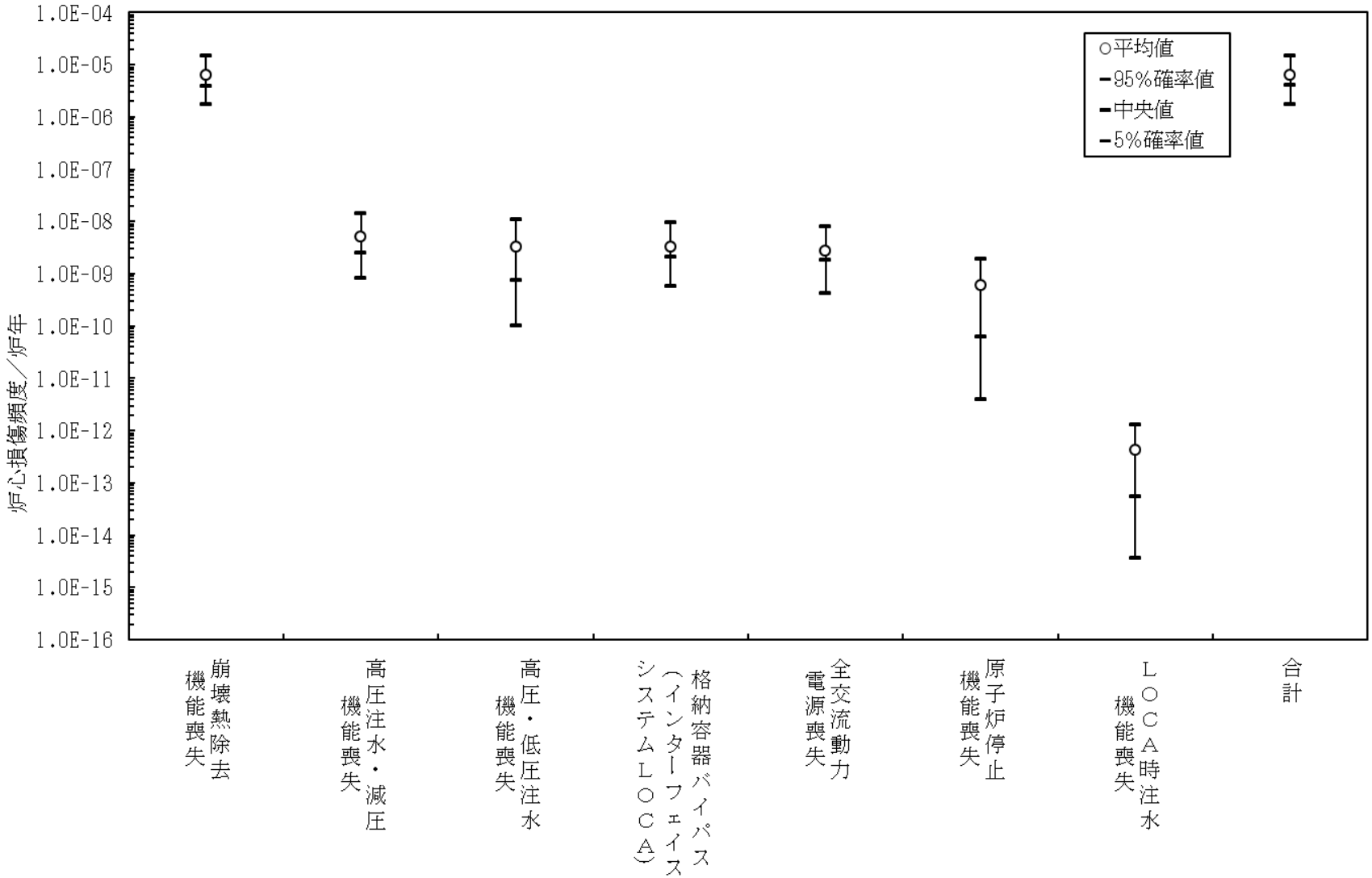
第 1.1.1.h－2 図　炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）



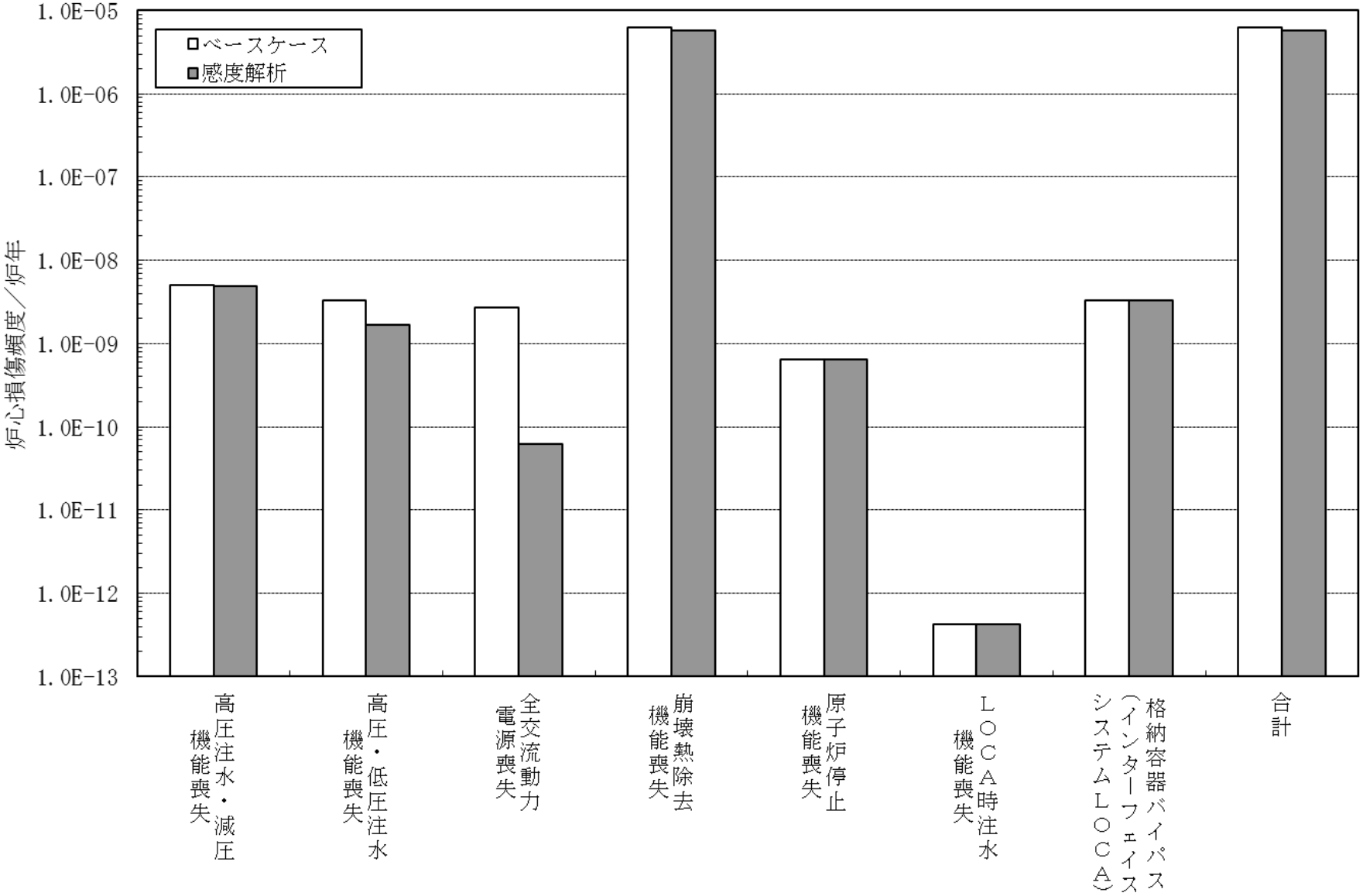
第 1.1.1.h－3 図　重要度解析結果（起因事象別）



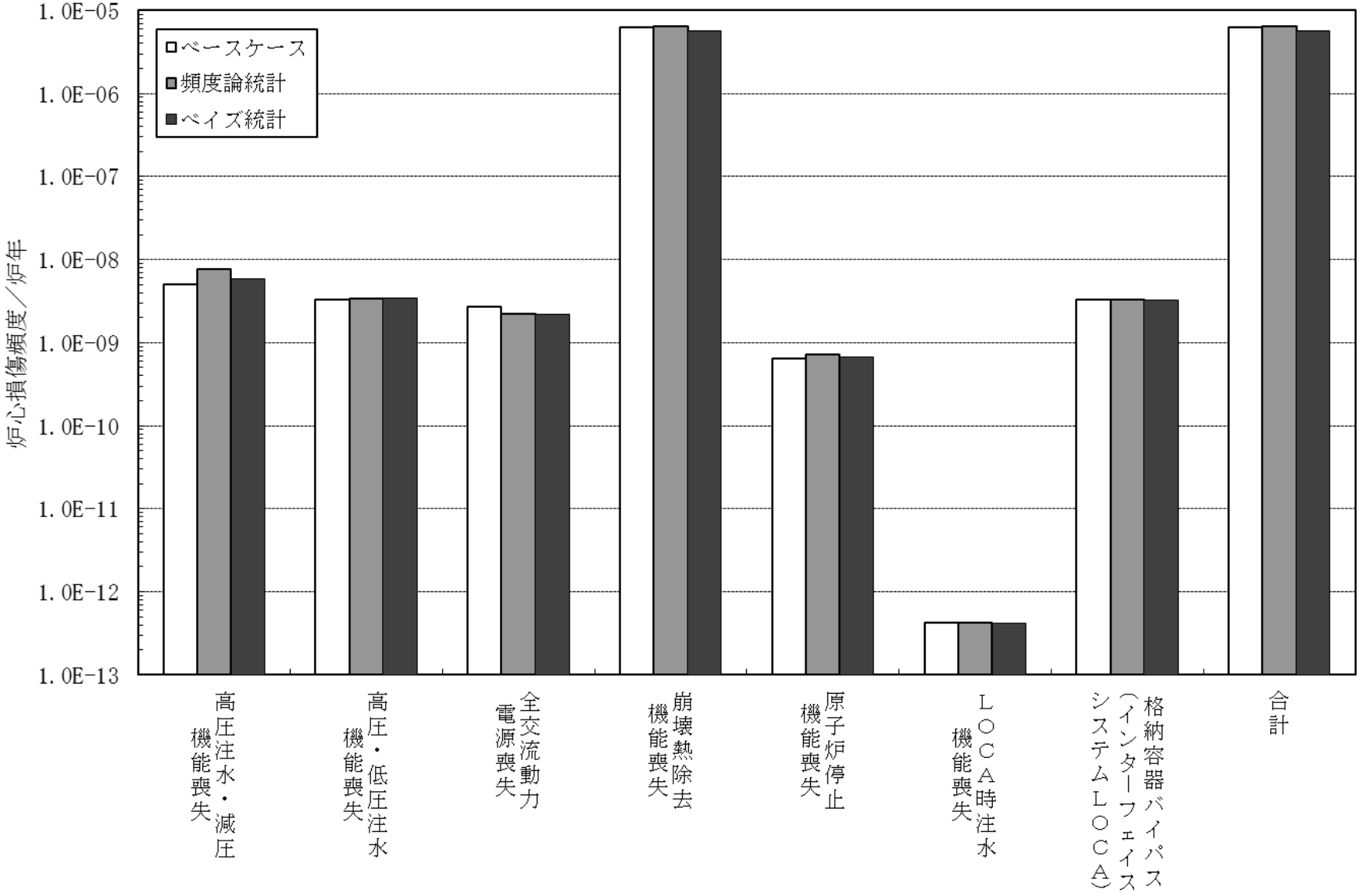
第 1.1.1.h－4 図　重要度解析結果（基事象別）



第 1.1.1.h－5 図　不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）



第 1.1.1.h－6 図　感度解析結果（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響）



第 1.1.1.h－7 図　感度解析結果（プラント固有データの反映）

1.1.2　停止時ＰＲＡ

停止時レベル１ＰＲＡ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（以下「停止時ＰＳＡ学会標準」という。）」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」（平成25年９月原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.1.2－1図に示す。

1.1.2.a　対象プラント

①　対象とするプラントの説明

(1)　プラント情報の収集・分析

本プラントの基本仕様は，以下のとおりである。

・出力　　－　熱出力　　2,436MW
　　－　電気出力　約820MW
・プラント型式　－　沸騰水型ＢＷＲ－５
・格納容器型式　－　圧力抑制形（Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型）

以下に，停止時レベル１ＰＲＡに係る安全系，サポート系及び電源等の系統設備構成について示す。

ａ．主要な設備の構成・特性

本評価で考慮する主な設備を第1.1.2.a－1表に示す。停止時レベル１ＰＲＡに係る本プラントの基本設計は，次に説明する主要な安全系統により構成される。第1.1.2.a－1図に主要な系統設備の概要を示す。また，第1.1.2.a－2表に系統設備概要を示す。

(a)　原子炉停止に関する系統

今回のＰＲＡでは，プラント運転中と停止・起動過程を除いた復水器真空破壊から制御棒引抜開始までを評価対象期間としている。また，反応度投入事象を起因事象から除外したことから，原子炉停止に関する系統は考慮していない。

(b)　炉心冷却及び崩壊熱除去に関する系統

炉心の冷却及び崩壊熱の除去に関する設備のうち，崩壊熱除去及び注水の観点から以下の緩和機能を考慮する。

崩壊熱除去系統としては，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を考慮する。また，注水系統としては，復水輸送系及び燃料プール補給水系を考慮する。

プラントの停止状態の特徴として，後述のとおり点検等のため運転中又は待機状態にある設備及び冷却材の保有水量が変化するとともに，時間の経過により燃料の崩壊熱が減少する。ＥＣＣＳは，手動起動のみ期待でき，自動起動信号は定期事業者検査により期待できない場合がある。また，本ＰＲＡでは崩壊熱の観点でより厳しいＭＯＸ燃料を考慮した評価を実施している。燃料プール冷却系については，１系列

運転となった場合に緩和設備として成功基準を満たさない。原子炉浄化系については，緩和設備として成功基準を満たすことができる期間が短い。以上を踏まえ，これらについては緩和設備として期待しない。

1)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（第1.1.2.a－2図）

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は，ポンプ２台，熱交換器２基からなり，原子炉停止後の崩壊熱を原子炉から除去する。

原子炉停止時冷却モードは，原子炉再循環ポンプ吸込配管から炉水をポンプにより吸引し，熱交換器で冷却した後，原子炉再循環ポンプ吐出配管を経由して再び原子炉へ戻す。

2)　復水輸送系（第1.1.2.a－3図）

復水輸送系は，復水貯蔵タンク，補助復水貯蔵タンク，復水輸送ポンプ等で構成される。

本系統は，通常運転時及び運転停止中に復水器補給水，ろ過脱塩器の逆洗水及び洗浄水，原子炉ウェル水張り等復水を必要とする機器に復水貯蔵タンク水を給水する。また，プラントの余剰水及び液体廃棄物処理系の処理済水を復水貯蔵タンクに回収し再使用する。

3)　燃料プール補給水系（第1.1.2.a－4図）

燃料プール補給水系は，燃料プールの冷却水保有量の一部が喪失し，かつ，復水輸送系による燃料プール水の補給機能が喪失した時に，冷却水を燃料プールに補給する。

(c)　安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時及び運転停止中の補機冷却は，中間ループ，海水系からなる原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系により原子炉建物内の補機を冷却する。また，電源は，通常運転時は発電機から所内変圧器を通して供給し，運転停止中は主回線から起動変圧器を通して受電する。なお，主回線停電時には，66kＶ送電線から予備変圧器を通して受電する。

1)　補機冷却系（第1.1.1.a－7図）

残留熱除去系，原子炉浄化系，燃料プール冷却系及び非常用ディーゼル発電機は，原子炉補機冷却系で冷却され，原子炉補機冷却系は原子炉補機海水系で冷却される。

2)　電源系（第1.1.1.a－9図～第1.1.1.a－10図）

発電機を解列すると，常用母線への給電は自動的に所内変圧器経由から起動変圧器経由の給電に切り替わる。また，起動変圧器経由で受電できない場合は，予備変圧器から受電する。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。

直流電源設備は，非常用の直流115Ｖの蓄電池２組が設けられてい

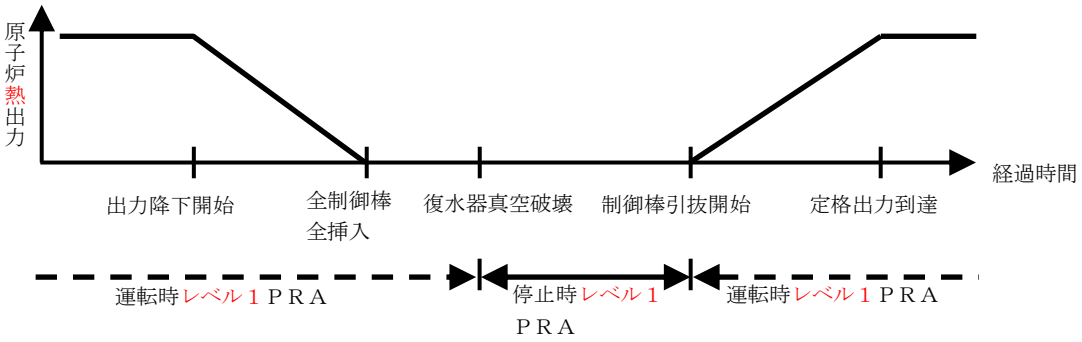
る。直流電源設備は，電源の制御として遮断器の開閉のほか，非常用ディーゼル発電機の起動等にも用いられる。

② 停止時のプラント状態の推移

(1) 評価対象期間の設定

原子炉の安全性の観点から見ると，復水器真空破壊を実施する以前と制御棒引抜開始以降は，安全系の待機状態は出力運転中とほぼ同一であり，仮に何らかの異常事象が発生した場合でも，安全系の自動起動によって，事象は終結される。したがって，復水器真空破壊を実施する以前と制御棒引抜開始以降は出力運転中の評価に包含されることから，既往の停止時レベル１ＰＲＡ及び停止時ＰＳＡ学会標準においても復水器真空破壊の実施から，制御棒引抜開始までが評価対象とされている。

以上より，停止中審査ガイドに定められる運転停止中の期間は，「原子炉運転停止の過程における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」とされているが，起因事象及び緩和設備の状態が大きく変化することを考慮し，停止時レベル１ＰＲＡにおける評価対象期間は，停止時ＰＳＡ学会標準を参考に下図に示すように原子炉停止過程における「復水器真空破壊」の時点から，原子炉起動過程における「制御棒引抜開始」の時点までの期間とした。



(2) 停止時プラント状態の推移

プラント状態の変化に伴って崩壊熱除去などに対する成功基準，余裕時間，及び使用可能な設備の組合せが変化することを考慮し，定期事業者検査工程を以下のプラント状態に分類した。

・原子炉低温停止への移行状態（Ｓ）
・原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態（Ａ）
・原子炉ウェル満水状態（Ｂ）
・原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖への移行状態（Ｃ）
・起動準備状態（Ｄ）

これらのプラント状態を，状態毎のプラントの主要パラメータとともに

第1.1.2.a－5図に示す。

(3)　評価対象とする定期事業者検査工程

定期事業者検査時の安全性を定量的に評価するうえで，定期事業者検査中のプラント状態並びに機器等の点検状態を把握することが重要である。プラント状態は定期事業者検査毎に変化するが，プラント安全確保の観点からの安全処置及び運用管理の考え方は同一と考えられる。

また，評価対象とする定期事業者検査工程としては，過去の運転実績を代表するものとするため，以下の観点から定期検査工程を整理し，評価対象工程を選定した。

・過去の当該プラントの定期検査工程について，特別な工事を行っていないかどうかを確認する。
・定期検査に要した日数を比較し，平均的な定期検査工程を選定する。

島根原子力発電所２号炉の至近の定期検査における定期検査日数の比較結果を，第1.1.2.a－3表に示す。この結果，特別な工事がなく，平均的な日数で実施された，島根原子力発電所２号炉第14回定期検査（平成19年５月～平成19年７月）を選定した。

③　プラント状態分類

(1)　プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では，以下のように状態が変化する。

・運転中の設備や待機状態にある設備が定期事業者検査工程とともに変化する
・原子炉内の保有水量が定期事業者検査工程とともに変化する
・燃料の崩壊熱が時間の経過とともに減少する

このため，プラント状態について，原子炉冷却材の保有水量，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，余裕時間に関する類似性の観点から，分類を行った。

(2)　プラント状態分類の分類結果

(1)の考え方に従い，②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態（以下「ＰＯＳ」という。）に分類した。分類したＰＯＳ毎の継続時間を第1.1.2.a－4表，ＰＯＳの分類及び使用可能な緩和設備を第1.1.2.a－5表及び第1.1.2.a－6図に示す。

各ＰＯＳの概要を以下に示す。

ａ．原子炉低温停止への移行状態（ＰＯＳ－Ｓ）

通常のプラント停止では，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧するまでは，主蒸気系を介して，復水器によって原子炉は除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードの運転による除熱を開始した後，復水器を真空破壊し，復水器による除熱を停止

する。プラント停止直後は，原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系１系統のほかに，残りの残留熱除去系１系統が待機状態にある。復水器真空破壊から原子炉圧力容器開放工程へ移行するまでの期間を，原子炉低温停止への移行状態（ＰＯＳ－Ｓ）として分類する。

ｂ．原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態（ＰＯＳ－Ａ）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放開始から原子炉ウェルの水張り完了までの期間は，崩壊熱がまだ比較的大きく，原子炉内の保有水量も運転中とほぼ変わらない。この期間は，原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系１系統のほかに，残りの残留熱除去系１系統が待機状態にある。この期間を，原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放状態（ＰＯＳ－Ａ）として分類する。

ｃ．原子炉ウェル満水状態（ＰＯＳ－Ｂ）

原子炉圧力容器開放完了から原子炉圧力容器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，残留熱除去系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。この期間を原子炉ウェル満水状態（ＰＯＳ－Ｂ）として分類する。さらに，ＰＯＳ－Ｂの期間において，保守点検に伴い使用可能な設備の組合せ等が変化するため，ＰＯＳ－Ｂ－１，Ｂ－２，Ｂ－３及びＢ－４の４つの期間に分類する。

ｄ．原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（ＰＯＳ－Ｃ）

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。しかし，炉心の崩壊熱は，停止直後の約１／10に低下している。原子炉圧力容器閉鎖開始から起動準備に入るまでの期間を，原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（ＰＯＳ－Ｃ）として分類する。

ｅ．起動準備状態（ＰＯＳ－Ｄ）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖が終了後，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機能を除き，緩和設備の多くが待機状態となっている。原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖終了から制御棒引抜開始までの期間を，起動準備状態（ＰＯＳ－Ｄ）として分類する。

上記を踏まえ，停止時レベル１ＰＲＡの評価を実施するため，定期事業者検査期間中の主要工程と，系統の除熱及び注水能力を整理し，評価対象とするＰＯＳを以下のとおり設定した。

・ＰＯＳ－Ｓ　　：原子炉低温停止への移行状態
・ＰＯＳ－Ａ　　：原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態
・ＰＯＳ－Ｂ－１：原子炉ウェル満水１の期間

・ＰＯＳ－Ｂ－２：原子炉ウェル満水２の期間
・ＰＯＳ－Ｂ－３：原子炉ウェル満水３の期間
・ＰＯＳ－Ｂ－４：原子炉ウェル満水４の期間
・ＰＯＳ－Ｃ　　：原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖への移行状態
・ＰＯＳ－Ｄ　　：起動準備状態

1.1.2.b　起因事象

起因事象とは，通常の運転状態を妨げる事象であって，燃料損傷へ波及する可能性のある事象のことである。

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

本プラントに適用する起因事象について，以下の方法により検討し，選定を行った。

ａ．国内外の既往のＰＲＡによる知見の活用

既往のＰＲＡ研究で選定された起因事象について調査を実施し，起因事象を選定した。調査結果について第1.1.2.b－1表に示す。

ｂ．マスターロジックダイヤグラムに基づく分析

マスターロジックダイヤグラムを用いて起因事象の分析を行い，起因事象を選定した。分析結果について第1.1.2.b－1図に示す。

炉心の過大な損傷要因としては，燃料集合体や器物の落下に伴う「燃料の機械的損傷」及び「燃料の熱的損傷」が考えられる。このうち「燃料の機械的損傷」に至る要因として，「燃料集合体の落下事象」が考えられる。一方，「燃料の熱的損傷」に至る要因としては，「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不良」が考えられる。

「燃料の過出力」に至る要因として，「反応度の誤投入」が考えられる。一方，「燃料の冷却不良」に至る要因としては，「原子炉冷却材の流出」及び「崩壊熱除去失敗」が考えられる。

「原子炉冷却材の流出」に至る要因として，「配管破断ＬＯＣＡ」，「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び保守点検における人的過誤に起因するＬＯＣＡ事象「停止時特有のＬＯＣＡ」が考えられる。一方，「崩壊熱除去失敗」に至る要因として，残留熱除去ポンプ等の機械的な故障による「残留熱除去系機能喪失[フロントライン]」と原子炉補機冷却系等の機械的な故障による「補機冷却系機能喪失」とが考えられる。また，送電系統のトラブルによる「外部電源喪失」に起因するものも考えられる。

停止時特有のＬＯＣＡの要因は様々考えられるが，定期事業者検査工程の作業時において人的過誤が要因となってＬＯＣＡが発生する確率が，機械的な故障が発生する確率よりも高いと考えられることから，人的過誤により発生し得るＬＯＣＡを評価対象とする。定期事業者検査工程中

に人的過誤が要因となりＬＯＣＡが発生すると考えられる作業としては，原子炉冷却材圧力バウンダリを直接点検している「制御棒駆動機構点検作業」，「局部出力領域モニタ交換作業」が挙げられるほか，定期事業者検査時の「残留熱除去系切替作業」，「原子炉浄化系ブロー作業」が挙げられる。

ｃ．原子力施設運転管理年報等による，本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び国内他プラントのトラブル事象について調査を行い，選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお，今回の起因事象に島根原子力発電所２号炉における過去のトラブル事例はない。

(2)　対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については，発生する可能性や影響を考慮し，本評価の対象外としている。

ａ．配管破断ＬＯＣＡ

運転停止中においては，通常運転時と異なり，原子炉冷却材圧力バウンダリの内部にある原子炉冷却材の圧力が，原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい試験時を除いて低いことから，通常運転時の圧力で設計されている原子炉冷却材圧力バウンダリの配管が破断することによるＬＯＣＡの発生率は十分小さいと考えられる。また，原子炉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難い。したがって，本事象は除外する。

ｂ．インターフェイスシステムＬＯＣＡ

この事象は，原子炉圧力容器に接続する配管の高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスにおいて，隔離機能が喪失することによって，低圧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ことにより，原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。停止時レベル１ＰＲＡの評価対象期間においては，長時間にわたり原子炉圧力容器が開放されている。また，原子炉圧力容器が開放されていない期間においても，原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい試験時を除いて，原子炉圧力が高圧になることはなく，インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生する確率は通常運転時に比べて非常に小さい。漏えい試験時には，原子炉圧力を通常運転圧力以上に上昇させてこれを保持するが，検査の性格上，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する隔離弁を閉鎖し加圧すること，また，その場合，現場での監視がなされていることから，隔離弁の多重故障を伴わないと発生しないインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する確率は非常に小さい。さらに，検査時において原子炉が高圧に保持される期間は数時間程度と短い期間である。したがって，本事象は除外する。

ｃ．燃料集合体の落下

原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放後に，原子炉ウェルに水張りした状態で，燃料取出作業を行う。燃料取替機に装着した燃料把握機を原子炉圧力容器の炉心内燃料集合体位置に降下させ，燃料把握機によって燃料集合体を吊り上げ，これを使用済燃料貯蔵ラックに移送して，ラック内に挿入する。燃料取扱設備は，燃料集合体の重量を十分上回る重量に耐えることのできる強度に設計されており，燃料把握機のワイヤの二重化を行っている。燃料把握機は，圧縮空気が喪失した場合，燃料集合体が外れないフェイル・セイフ設計となっており，また燃料つかみ具が燃料集合体を確実につかんでいない場合には，吊り上げができないようなインターロックを設けている。こうした設計上の配慮から，燃料取替中に，燃料集合体が脱落，落下する可能性は非常に小さいと考えられる。したがって，本事象は除外する。

ｄ．反応度の誤投入

運転停止中には原則として全制御棒が挿入されており，制御棒駆動機構の試験を行う場合でも，厳格な管理等により１体毎にしか行えない。また，万一，制御棒が誤って引き抜かれた場合でも，その影響は引き抜かれた制御棒等の周辺のみに限られるため，局所的な事象で収束し，過大な炉心の損傷には至らない。

また，過去にＢＷＲプラントにおいて，運転停止中に制御棒が誤って引き抜かれた事象が発生している。本プラントでは，従前からＨＣＵ隔離時には制御棒駆動系はリターン運転とする手順としていたが，本事象に対する対策として，制御棒駆動水差圧高の検知の明確化を図るとともに，差圧が更に高くなった場合には制御棒駆動水ポンプをトリップさせるインターロックを設置する等の再発防止対策をとり，同様の事象発生を防止している。また，仮に同様の事象が発生したとしても，中性子束異常高による原子炉スクラムにより制御棒の引抜きが停止することから燃料は健全性を失うことはない。したがって，本事象は除外する。

なお，制御棒の誤引抜きが発生する確率を評価すると，発生確率は，[redacted]と十分小さく，頻度の観点からも起因事象から除外しても問題ない。

ｅ．残留熱除去系運転中の冷却材流出

本事象は，残留熱除去系原子炉停止時冷却モードで運転中の残留熱除去系から，主に弁の損傷を起因として原子炉冷却材が流出する事象である。一方，残留熱除去系切替時の冷却材流出は，残留熱除去系切替時に主に人的過誤を起因として原子炉冷却材が流出する事象であるが，残留熱除去系運転中のＬＯＣＡは，事象発生後の事故シーケンスの展開としては残留熱除去系切替時の冷却材流出とほぼ同様となる。

また，残留熱除去系運転中のＬＯＣＡの発生頻度は，残留熱除去系切

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

替時の冷却材流出の 2.9×10^{-4}／定期事業者検査より[redacted]である。また，流出経路となる系統の最高使用圧力に対し，評価期間中の残留熱除去系原子炉停止時冷却モードにおける残留熱除去系の系統圧力は十分に低く，弁の破損が発生する可能性は十分に低いと考えられる。

以上より，残留熱除去系運転中のＬＯＣＡは，人的過誤が起因となる残留熱除去系切替時の冷却材流出で代表できるとし，本事象は除外する。

ｆ．燃料プール冷却系及び原子炉浄化系の機能喪失

定期事業者検査中もクラッドの処理等で燃料プール冷却系及び原子炉浄化系は運転しているが，燃料プール冷却系及び原子炉浄化系には100%炉心を冷却する能力は無く，主として残留熱除去系で冷却する設計となっている。このため，残留熱除去系が機能喪失すると燃料損傷に至る可能性があるが，燃料プール冷却系及び原子炉浄化系が機能喪失しても，冷却は残留熱除去系で行っており，燃料損傷に至る可能性はない。したがって，本事象は除外する。

(3)　起因事象のグループ化

起因事象のグループ化においては，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し，さらに，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範囲まで，以下のとおりグループ化した。各起因事象グループについて，ＰＯＳとの対応を第1.1.2.b－2表に示す。

ａ．崩壊熱除去機能喪失

崩壊熱除去機能に関わる弁，ポンプ等の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事象。

ｂ．外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には，非常用交流電源（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，さらに，非常用ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には，全交流動力電源喪失が発生し，崩壊熱除去機能が喪失する可能性がある。

ｃ．原子炉冷却材の流出

運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。

(4)　起因事象の発生頻度評価

選定された起因事象に基づき，停止時レベル１ＰＲＡで使用する起因事象の発生頻度の評価結果を第1.1.2.b－3表に示す。各起因事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す。

ａ．崩壊熱除去機能喪失

各ＰＯＳで使用する，残留熱除去機能喪失の発生頻度について以下に示す。

(a)　発生件数

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

残留熱除去系機能喪失[フロントライン]事象と補機冷却系機能喪失事象とに分けて評価する。

崩壊熱除去機能喪失の発生頻度は，国内ＢＷＲの運転実績に基づいて算定した。運転実績には利用可能なデータである平成23年度（平成24年３月）までのデータを用い，発生した事象を各起因事象に分類し，その件数を定期事業者検査日数で除して発生頻度を求める。

平成23年度（平成24年３月）までのデータによると，残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生は４件と報告されている。

また，国内では発生経験のない原子炉補機冷却系の機能喪失の発生頻度に関しては，保守的に0.5件の発生を仮定して評価した。

(b)　定期事業者検査１日当たりの発生頻度

平成23年度（平成24年３月）までのデータから，残留熱除去系が継続運転していた総日数を求める。残留熱除去系が継続運転している日数は，定期事業者検査時の解列から並列までの日数とし，中間停止，その他点検等による停止日数は考慮しないこととした。

残留熱除去系の総運転日数は83,830日であり，１日当たりの崩壊熱除去機能喪失の残留熱除去系機能喪失[フロントライン]及び補機冷却系機能喪失の発生頻度を以下のように算出する。

○　残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生頻度

＝　４　／　83830　＝　4.8×10^{-5}／日

４：残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生実績（件）

83,830：総定期事業者検査日数（日）

○　補機冷却系機能喪失の発生頻度

＝　0.5　／　83830　＝　6.0×10^{-6}／日

0.5：原子炉補機冷却系機能喪失の発生実績（件）

83,830：総定期事業者検査日数（日）※

※　原子炉補機冷却系の運転日数は残留熱除去系の運転日数に等しいものとする。

(c)　ＰＯＳ毎の発生頻度

停止時レベル１ＰＲＡではＰＯＳ毎にイベントツリー評価を実施するため，ＰＯＳ毎に崩壊熱除去機能喪失の発生頻度を算出する必要がある。そのため，前項で算出した定期事業者検査１日当たりの崩壊熱除去機能喪失の発生頻度にＰＯＳ毎の日数を乗じて，ＰＯＳにおける崩壊熱除去機能喪失の発生頻度を算出する。

定期事業者検査１日当たりの崩壊熱除去機能喪失の発生頻度から，下記の式によりＰＯＳ毎の発生頻度を算出している。

○　残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生頻度

＝　残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生頻度（／日）×ＰＯＳ（Ｓ～Ｄ）の定期事業者検査日数（日／定期事業者検査）

○　補機冷却系機能喪失の発生頻度

＝ 補機冷却系機能喪失の発生頻度（／日）×ＰＯＳ（Ｓ～Ｄ）の定期事業者検査日数（日／定期事業者検査）

b．外部電源喪失

(a)　発生件数

外部電源喪失の発生頻度は，崩壊熱除去機能喪失と同様に平成23年度（平成24年３月）までの国内ＢＷＲの運転経験に基づき算出した。外部電源喪失は，運転中と停止中のどちらも発生することから，どちらの発生件数も起因事象として考慮している。ただし，定期事業者検査などによる特有の状態（外部電源２系列非待機状態）で起きた発生件数は，運転中では起こらない事象であるため，運転停止中のみで発生件数を考慮する。

発生頻度の算出は，出力運転中で考慮している３件に対しては運転炉年（暦年）で除して算出し，停止時特有として考慮した１件に対しては停止日数で除して算出する。

(b)　定期事業者検査１日当たりの発生頻度

平成23年度までの国内ＢＷＲプラントの運転炉年は，792.7炉年となり，１日当たりの外部電源喪失発生頻度は以下のように算出する。

○　外部電源喪失の発生頻度（出力運転時）

＝ ３ ／ 792.7 ／ 365.25 ＝ 1.0×10^{-5}／日

３：外部電源喪失の発生実績（件）（出力運転時）

792.7：国内ＢＷＲプラント運転期間（年）※

365.25：１年の平均日数

※　外部電源喪失は出力運転中のみならず，運転停止中においても発生し得る事象であるため，発電時間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する。（運転期間＝発電時間＋運転停止期間）

○　外部電源喪失の発生頻度（運転停止中）

＝ １ ／ 83830 ＝ 1.2×10^{-5}／日

１：外部電源喪失の発生実績（件）（運転停止中）

83,830：総定期事業者検査日数（日）

○　外部電源喪失の発生頻度

＝ 外部電源喪失の発生頻度（出力運転時）

＋外部電源喪失の発生頻度（運転停止中）

＝ 2.2×10^{-5}／日

(c)　ＰＯＳ毎の発生頻度

停止時レベル１ＰＲＡではＰＯＳ毎にイベントツリー評価を実施するため，ＰＯＳ毎（事象区分毎）に外部電源喪失の発生頻度を算出する必要がある。そのため，前項で算出した定期事業者検査１日当たり

の外部電源喪失の発生頻度にＰＯＳ毎の日数を乗じて，各ＰＯＳにおける外部電源喪失の発生頻度を算出する。

定期事業者検査１日当たりの外部電源喪失の発生頻度から，下記の式により事象区分毎の発生頻度を算出する。

○　外部電源喪失の発生頻度×各ＰＯＳ（Ｓ～Ｄ）の定期事業者検査日数（日／定期事業者検査）

ｃ．原子炉冷却材の流出

(a)　制御棒駆動機構点検時の冷却材流出の発生頻度

制御棒駆動機構点検本数及び機器点検手順から，原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある以下の事象に対して，操作失敗の人的過誤確率，機器故障率を考慮したイベントツリーを作成して評価した結果，発生頻度は6.5×10^{-7}／定期事業者検査となった。

・カップリングシール確保
・制御棒駆動機構フランジ取付け
・燃料取替階側での操作

(b)　局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出の発生頻度

局部出力領域計装交換本数及び機器点検手順から，原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある以下の事象に対して，操作失敗の人的過誤確率，機器故障確率を考慮したイベントツリーを作成して評価した結果，発生頻度は3.7×10^{-7}／定期事業者検査となった。

・局部出力領域計装シール確保
・フラッシング装置取付け
・燃料取替階側での操作

(c)　残留熱除去系運転切替時の冷却材流出の発生頻度

ミニマムフロー弁の閉め忘れを対象として，ＨＲＡイベントツリーを作成し，人的過誤確率を求めることにより評価した結果，発生頻度は2.9×10^{-4}／定期事業者検査となった。

(d)　原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出の発生頻度

原子炉浄化系ブロー時の弁の閉め忘れを対象として，ＨＲＡイベントツリーを作成し，人的過誤確率を求めることにより評価した結果，発生頻度は1.3×10^{-4}／定期事業者検査となった。

1.1.2.c　成功基準

既往のＰＲＡや熱水力解析結果を反映し，燃料損傷を防止するために必要な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を定めた。

①　成功基準の一覧表

(1)　燃料損傷判定条件

ａ．一般的な燃料損傷判定条件

停止時ＰＳＡ学会標準における定義と同様，燃料棒有効長頂部が露出した状態とする。

ｂ．起因事象毎の成功基準

運転停止中の発電用原子炉施設に発生した異常事象を安全に収束させるために必要な安全機能を摘出し，各安全機能の成功基準を設定した。設定した成功基準を第1.1.2.ｃ－1表に示す。

成功基準の設定に当たっては，May-Wittの式及びＯＲＩＧＥＮ２コードを用いた崩壊熱評価により，第1.1.2.ｃ－1図に示す崩壊熱曲線を作成した。また，各ＰＯＳの代表時間における崩壊熱量を第1.1.2.ｃ－2表のとおり算出した。これらの結果を用いて，緩和設備に要求される除熱能力又は注水能力について検討し，ＰＯＳを考慮したうえで，炉心冷却を達成するための崩壊熱除去機能，注水機能として必要な系統及び機器の作動台数等を決定した。

(2)　対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

ａ．余裕時間

原子炉冷却材の流出の有無により，余裕時間が異なることを考慮し，以下のとおり対処設備作動までの余裕時間を評価した。評価結果を第1.1.2.ｃ－3表に示す。

(a)　崩壊熱除去機能喪失又は外部電源喪失

崩壊熱除去機能喪失又は外部電源喪失の発生時の崩壊熱除去・炉心冷却に使用可能な緩和設備の動作までの余裕時間を，崩壊熱の評価結果及び以下の評価式を用いて評価した。なお，プール内の燃料体数によって余裕時間は異なるため，通常水位（ＰＯＳ－Ｓ，ＰＯＳ－Ａ，ＰＯＳ－Ｃ及びＰＯＳ－Ｄ）では原子炉内に100％の燃料が入っている状態における崩壊熱を考慮し，また，原子炉ウェル水位（ＰＯＳ－Ｂ－１～Ｂ－４）ではＰＯＳ－Ｂ－１，ＰＯＳ－Ｂ－４は原子炉内に100％の燃料が入っている状態における崩壊熱，ＰＯＳ－Ｂ－２，ＰＯＳ－Ｂ－３は燃料プール内に630％（100％燃料＋使用済燃料530％）の燃料が入っている状態における崩壊熱を考慮して，限界温度（通常水位では100℃，原子炉ウェル満水では66℃）になるまでの時間を評価した。

・原子炉冷却材温度上昇までの余裕時間

$$t_{M1} = \frac{\Delta T \times M_1 \times C}{Q_D}$$

t_{M1}　：原子炉冷却材温度上昇時の余裕時間

ΔT　：差温（限界温度－初期温度）

M_1　：保有水量

C　　：比熱
Q_D　　：崩壊熱量

・原子炉冷却材の水位低下までの余裕時間

$$t_{M2} = t_{M1} + \frac{M_2 \times H_v}{Q_D}$$

t_{M2}　　：原子炉冷却材蒸発時の余裕時間
M_2　　：蒸発水量
H_v　　：蒸発潜熱
Q_D　　：崩壊熱量

(b)　原子炉冷却材の流出

制御棒駆動機構点検時，局部出力領域モニタ交換時，残留熱除去系切替時及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出において，燃料露出までの余裕時間は１時間以上あることから，緩和設備作動までの余裕時間を１時間としている。

b．使命時間

本評価では，事故後24時間までの安定冷却が可能であれば，それ以降の時間で仮に不具合が発生したとしてもある程度崩壊熱は除去されており，また，機能喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できると考えられることから，24時間を使命時間として設定した。

(3)　熱水力解析等の解析結果，及び解析コードの検証性

本評価において，解析コードを使用した熱水力解析は実施していない。燃焼コードであるＯＲＩＧＥＮ２コードについては，燃料プール等の許認可で使用実績があり，ＰＮＬ（Pacific Northwest National Laboratory）及びＥＰＲＩ（Electric Power Research Institute）の文献等により大型実験／ベンチマーク試験による検証が実施されている。

1.1.2.d　事故シーケンス

事故シーケンスとは，燃料損傷等に至るまでの，起因事象の発生及び各種安全機能喪失の組合せのことである。

①　イベントツリー

各起因事象に対して，燃料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，燃料損傷に至る事故シーケンスを展開した。また，展開した事故シーケンスの最終状態を，燃料損傷又は燃料損傷なしのいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリー及び各シーケンスに対して分類された事故シーケンスグループを第1.1.2.d－1図～第1.1.2.d－3図に示す。なお，事故シーケンスグループについては，1.1.2.h項に示す。

イベントツリーの作成上の主要な仮定を以下に示す。

(1)　崩壊熱除去機能喪失のイベントツリー

崩壊熱除去機能喪失のイベントツリーは，起因事象を除き，「崩壊熱除去・炉心冷却」のヘディングで構成され，分岐の上は成功，分岐の下は失敗を示す。

崩壊熱除去機能喪失後に崩壊熱除去・炉心冷却に失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。運転している残留熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失しても，待機中の残留熱除去系，原子炉浄化系又は燃料プール冷却系の起動若しくは蒸発に伴う水位低下を補う注水のいずれかに成功すれば，燃料損傷に至らない。

(2)　外部電源喪失のイベントツリー

外部電源喪失のイベントツリーは，電源設備（「直流電源」，「交流電源」），及び「崩壊熱除去・炉心冷却」のヘディングで構成され，分岐の上は成功，分岐の下は失敗を示す。

外部電源喪失が発生すると動力電源が喪失するため，交流電源（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確保が必要となる。非常用ディーゼル発電機の起動には直流電源（蓄電池）からの給電が必要となる。直流電源に成功すると交流電源が起動でき，交流電源が確保できた場合には崩壊熱除去・炉心冷却設備が起動できる。

外部電源喪失後，崩壊熱除去・炉心冷却に失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。外部電源喪失後，非常用ディーゼル発電機が起動し，外部電源喪失により停止した崩壊熱除去設備の再起動又は蒸発に伴う水位低下を補う注水のいずれかに成功すれば，燃料損傷に至らない。

また，外部電源喪失後，直流電源に失敗又は交流電源に失敗すると「全交流動力電源喪失」に分類する。

(3)　原子炉冷却材の流出のイベントツリー

原子炉冷却材の流出のイベントツリーは，起因事象を除き，「流出隔離・炉心冷却」のヘディングで構成され，分岐の上は成功，分岐の下は失敗を示す。

原子炉冷却材の流出後に崩壊熱除去・炉心冷却に失敗すると「原子炉冷却材の流出」に分類する。原子炉冷却材が流出しても，流出に伴う水位低下を補う注水に成功すれば，燃料損傷に至らない。

1.1.2.e　システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには，展開したイベントツリーの各分岐に対して成功確率及び失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和系の成功・失敗確率を決めるために，システム信頼性評価にはフォールトツリー法を用いる。本項目では，前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と，それを適切に運転するために必要とな

るサポート系について，フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し，それぞれのシステム毎に概要，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整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また，フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.2.e－1表に，サポート系同士の依存性を第1.1.2.e－2表に示す。

【フロントライン系】

・残留熱除去系
・燃料プール補給水系
・復水輸送系

【サポート系】

・交流電源
・直流電源
・原子炉補機冷却系／海水系

② システム信頼性評価手法

システム信頼性評価ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について，フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては，対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに，その範囲内にある機器で考慮すべき故障モードを整理した。また，従属故障，人的過誤によるアンアベイラビリティ等の構成要素を考慮し，これらの情報に基づき①に示すシステムについてフォールトツリーを作成し，定量化を実施した。システム信頼性評価の例を第1.1.2.e－1図に示す。

なお，停止時レベル１ＰＲＡにおけるシステム信頼性評価では，原子炉が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，以下を仮定している。

・信号

機器の自動起動は，点検などにより期待しない。手動起動は，通常運転停止中に運転する系統において，運転員による中央制御室での手動操作を考慮する。なお，待機中の非常用ディーゼル発電機については，定期事業者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，運転時と同様に自動起動信号を考慮する。

・残留熱除去ポンプ室空調機

運転停止中は，原子炉冷却材の温度が出力運転時と比べて十分に低いことより，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考慮しない。

・非常用ディーゼル発電機室空調機

運転停止中の場合は，出力運転時と比べて余裕時間があり，作業員や運転員による現場対応が可能であると考えられるため，非常用ディーゼル発電機室の空調機は考慮しない。

・現場操作

電動弁の電源が機能喪失している場合等，当該電動弁を現場にて手動で開又は閉にすることにより，注水のためのラインナップが可能となる。運転中と異なり運転停止中の場合には余裕時間があるため，本評価においては，弁の現場操作を期待しているが，系統の人的過誤に含め，現場操作は考慮しない。

・メンテナンス

停止時レベル１ＰＲＡにおいては，機器の待機除外確率はＰＯＳ分類の中で直接考慮している。ただし，非常用ディーゼル発電機は，自動起動できる状態で待機しており，サーベランス試験も実施することからメンテナンスによる待機除外確率を考慮する。

③　システム信頼性評価の結果

フォールトツリー解析では，系統や機器の運転状態や待機状態を考慮して各ＰＯＳにおけるシステムの非信頼度及び主要なミニマルカットセットの評価を実施した。各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を第1.1.2.e－3表に示す。

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はない。

1.1.2.f　信頼性パラメータ

本作業は，システム信頼性評価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，共通原因故障パラメータ及び試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備するものである。

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としては，機器故障率データ，共通原因故障パラメータ，試験による待機除外データ，保守による待機除外データ等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。これらの評価式は，内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同じである。

②　機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性評価や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは，内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同様，原則として，原子力安全推進協会（ＪＡＮＳＩ）が管理している原子力施設情報公開ライブラリー（ＮＵ

ＣＩＡ）（http://www.nucia.jp/）で公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年５月公表）」に記載されているデータ（国内故障率データ）を使用する。使用した国内故障率データは内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同様である。また，ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年２月），電中研報告P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従って収集されている。

なお，評価対象機器のうち，ＮＵＣＩＡでグループ登録されていないものについては，類似性を考慮した工学的判断に基づいてＮＵＣＩＡの機器グループに分類した。

③　機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率

本評価では，故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④　待機除外確率

停止時レベル１ＰＲＡにおいては，機器の待機除外状態は，ＰＯＳ分類の中で直接考慮している。

⑤　共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

システムにおいて多重性を持たせた機器については，共通原因故障を考慮する必要がある。共通原因故障を考慮する機器と故障モードの同定は，内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同様に，同一系統内の冗長機器等について，共通原因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられる動的機器の故障を対象とした。また，評価方法についても，内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同様に，ＭＧＬ法を用い，共通原因故障パラメータは，米国で公開され，あるいはＰＲＡで使用実績のある文献から，妥当と考えられるβ，γファクタを使用した。ＭＧＬ法は冗長度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実績のある共通原因故障パラメータである。

1.1.2.ｇ　人的過誤

人間信頼性解析とは，燃料損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して，起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。本評価では，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，その発生確率を算出した。

①　評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は，ヒューマンエラーハンドブック（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－

1278）のＴＨＥＲＰ（Technique for Human Error Rate Prediction）手法を使用して評価した。

(1)　起因事象発生前人的過誤

起因事象発生前の人的過誤として，試験，保守時において作業終了後，その系統あるいは機器を正しい状態に復旧させる際の復旧失敗を考慮した。

(2)　起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合，運転員は所定の手順に従って，原子炉を安全な状態にするために必要な措置をとる。本評価においては，運転員等が行う「診断失敗」と「操作失敗」を人的過誤の評価対象とする。

ａ．診断失敗

崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失発生後，緩和設備の起動の必要性の診断に対する人的過誤を診断失敗として取り扱う。また，診断行為は複数の計器指示，警報等からプラントで発生した事象を特定することから，時間的な余裕を考慮する。

診断失敗確率は，ＴＨＥＲＰの標準診断曲線を用いて評価した。曲線を用いる際に必要な余裕時間は，第1.1.2.ｃ－3表の余裕時間を用いた。なお，燃料の崩壊熱及び原子炉水位がＰＯＳにより異なるため，ＰＯＳ毎に診断失敗の確率は異なる。診断に成功した場合に，緩和系に期待できるものとした。

ｂ．操作失敗

手順書に記載された操作の中で，燃料損傷を対象とする事故シーケンスに対して必要となる操作について同定し，操作失敗確率を評価した。

(3)　人的過誤評価結果

人的過誤の評価結果を第1.1.2.ｇ－1表に示す。

1.1.2.h　燃料損傷頻度

①　燃料損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は，事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。本評価では，ＷｉｎＮＵＰＲＡを使用し，フォールトツリー結合法による定量化を行った。また，燃料損傷状態については，以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために「事故シーケンスグループ」に分類する。

(1)　事故シーケンスグループの選定

運転停止中に起因事象が発生し，原子炉を安全な状態に移行させるための緩和機能として，「原子炉停止機能」，「炉心冷却及び崩壊熱除去に関する機能」及び「安全機能のサポート機能」がある。これらの安全機能に着目し，燃料損傷に至る事故シーケンスのグループ化を行う。

ａ．原子炉停止機能

運転停止中は，原子炉に全制御棒が全挿入されているが，制御棒が引

き抜ける等，反応度の誤投入により燃料が損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして反応度の誤投入に分類する。しかし，本評価では，プラント運転中と停止・起動過程を除いた復水器真空破壊から制御棒引抜開始までを評価対象期間としている。また，反応度投入事象を起因事象から除外したことから，本事故シーケンスグループを今回のＰＲＡでは考慮しない。

ｂ．炉心冷却及び崩壊熱除去に関する機能

ＬＯＣＡ以外の起因事象発生時に，炉心冷却機能及び崩壊熱除去機能が喪失した場合，燃料損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして崩壊熱除去機能喪失に分類する。（崩壊熱除去機能喪失）

また，ＬＯＣＡ時において，炉心冷却及び崩壊熱除去機能が喪失した場合，燃料損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして原子炉冷却材の流出に分類する。（原子炉冷却材の流出）

ｃ．安全機能のサポート機能

上記，炉心冷却及び崩壊熱除去機能といった安全機能を果たすためには，電源系や補機冷却系といったサポート機能が必要である。外部電源喪失時には，非常用電源などの確保に失敗した場合，安全機能が喪失し燃料の冷却が十分に行われず燃料損傷に至る可能性があることから，事故シーケンスグループとして全交流動力電源喪失に分類する。（全交流動力電源喪失）

以上から，次の事故シーケンスグループに分類される。

・崩壊熱除去機能喪失
・原子炉冷却材の流出
・全交流動力電源喪失

② 燃料損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果，全燃料損傷頻度は6.0×10^{-6}／定期事業者検査となった。評価工程中の１日当たりの燃料損傷頻度を第1.1.2.h－1図に示すとともに，ＰＯＳ別・起因事象別の燃料損傷頻度の内訳を第1.1.2.h－1表に，事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度の内訳を第1.1.2.h－2表に示す。また，事故シーケンスに対する分析結果を第1.1.2.h－3表に示す。

ＰＯＳ別の結果では，緩和設備が他のＰＯＳに比べて少ないＰＯＳ－Ｂにおいて燃料損傷頻度が高くなっており，起因事象別の結果では，外部電源喪失の寄与が支配的となる。また，事故シーケンスグループ別の結果では，全交流動力電源喪失が支配的となる。

(1) 評価結果の分析

ＰＯＳ別及び起因事象別の燃料損傷頻度寄与割合を第1.1.2.h－2図及び第1.1.2.h－3図に示す。また，事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度

寄与割合を第1.1.2.h－4図に示す。

事故シーケンスグループ別の寄与割合としては，「全交流動力電源喪失」が支配的となる。

ａ．全交流動力電源喪失（燃料損傷頻度：6.0×10^{-6}／定期事業者検査，寄与割合：約100％）

ＡＭ策等を考慮しない今回の評価条件においては，運転停止中に外部電源喪失が発生した場合，考慮できる非常用交流電源が少ない場合があることから，全交流動力電源喪失の燃料損傷頻度が大きくなる。

③　重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

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，ＰＲＡ結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る燃料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，燃料損傷頻度を解析する評価上の仮定について，結果への影響を把握するため，感度解析を実施した。

(1)　重要度解析

燃料損傷頻度に対するＦＶ重要度及び，ＲＡＷを評価し，燃料損傷頻度への寄与の大きい要因を分析した。重要度は，起因事象及び緩和系に対して評価した。

起因事象別のＦＶ重要度の評価結果は第1.1.2.h－4表のとおりであり，他のＰＯＳに比べて緩和設備の少ないＰＯＳ－Ｂにおける外部電源喪失が上位となった。また，ＲＡＷの評価結果は第1.1.2.h－5表のとおりであり，ＦＶ重要度同様にＰＯＳ－Ｂにおける外部電源喪失が上位となった。ＦＶ重要度とＲＡＷの相関を第1.1.2.h－5図に示す。

基事象別のＦＶ重要度の評価結果は第1.1.2.h－6表のとおりであり，非常用交流電源が大きく，続いて，そのサポート機能である原子炉補機冷却系，原子炉補機海水系及び直流電源が上位となった。また，ＲＡＷの評価結果は第1.1.2.h－7表のとおりであり，ＦＶ重要度同様に非常用交流電源が上位となった。ＦＶ重要度とＲＡＷの相関を第1.1.2.h－6図に示す。

ＡＭ策等を考慮しない今回の評価条件においては，非常用交流電源の機能喪失に伴う全交流動力電源喪失が支配的となることから，電源機能に係る対策が重要となる。

(2)　不確実さ解析

起因事象，機器故障率，人的過誤，共通原因故障等の統計的な不確かさを考慮し，モンテカルロ法を用いて不確実さ解析を行った。不確実さ解析の結果を第1.1.2.h－8，9表及び第1.1.2.h－7，8図に示す。

全燃料損傷頻度は6.0×10^{-6}／定期事業者検査（平均値），ＥＦは2.3となった。また，ＰＯＳ別燃料損傷頻度のＥＦも，一桁程度となった。各パラ

メータの不確実さ影響による上限値と下限値の間には大きな幅はないことが分かった。

(3)　感度解析

ａ．外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響

平成４年の計画以前から整備しているＡＭ策である「外部電源復旧」と「ＥＣＣＳの手動起動」を考慮した場合の事故シーケンス抽出及び評価全体への影響を分析するため，感度解析を実施した。感度解析の結果を第1.1.2.h－10，11表及び第1.1.2.h－9図に示す。

感度解析の結果，外部電源の復旧及びＥＣＣＳ手動起動の操作を考慮した燃料損傷頻度は7.9×10^{-9}／定期事業者検査となり，ベースケース6.0×10^{-6}／定期事業者検査から約１／1,000に低減した。外部電源の復旧及びＥＣＣＳ手動起動の操作を考慮することにより燃料損傷頻度が上記の程度まで低減するが，事故シーケンス選定への影響はない。

第 1.1.2.a－1 表　ＰＲＡで考慮する主な設備

機能及び設備名	機器の説明
原子炉停止機能	運転停止中の評価であるため，考慮しない。
崩壊熱除去機能	
残留熱除去系	原子炉停止時冷却モードにて，崩壊熱を除去する。
原子炉浄化系	成功基準を満たす期間が短いことから，保守的に緩和機能として期待しない。
燃料プール冷却系	１系列では成功基準を満足しないことから，緩和機能として期待しない。
炉心冷却機能	
復水輸送系	復水を必要とする機器に復水貯蔵タンク水を給水する。
燃料プール補給水系	燃料プールの冷却水保有量の一部が喪失し，かつ，復水輸送系による燃料プール水の補給機能が喪失した時に，冷却水を燃料プールに補給する。
安全機能のサポート機能	
原子炉補機冷却系	残留熱除去ポンプ，非常用ディーゼル発電機等を冷却する。
原子炉補機海水系	原子炉補機冷却系を冷却する。
非常用ディーゼル発電機	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。
直流電源	非常用ディーゼル発電機の起動など機器の制御に用いる。

第 1.1.2.a－2 表　系統設備概要

項目	概要
残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）	電動ポンプ台数　2 容量：約 1,200m^3/h/台 熱交換器　2 伝熱容量：約 3.3E+07kJ/h/基
燃料プール冷却系	電動ポンプ台数　2 容量：約 200m^3/h/台 熱交換器　2 伝熱容量：約 6.8E+06kJ/h/基
原子炉浄化系	電動ポンプ台数　2 容量：約 110m^3/h/台 電動ポンプ台数　1 容量：約 220m^3/h 再生熱交換器　1 伝熱容量：約 1.7E+08kJ/h 非再生熱交換器　1 伝熱容量：約 5.9E+07kJ/h 補助熱交換器　1 伝熱容量：約 7.9E+07kJ/h
復水輸送系	電動ポンプ台数　3 容量：約 85m^3/h/台
燃料プール補給水系	電動ポンプ台数　1 容量：約 30m^3/h
原子炉補機冷却系	電動ポンプ台数　4（うち２台は予備） 容量：約 1,700m^3/h/台 熱交換器　2（うち１基は予備） 伝熱容量：約 1.1E+08kJ/h/基
原子炉補機海水系	電動ポンプ台数　4（うち２台は予備） 容量：約 2,000m^3/h/台
非常用ディーゼル発電機	非常用ディーゼル発電機台数　2 容量：約 7,300kVA/台
直流電源設備	所内蓄電池　電圧115Ｖ　２組 容量：約1,200AH/組

第 1.1.2.a－3 表　島根原子力発電所２号炉定期検査の工程日数の比較

定期検査回数	解列日～並列日	停止日数	主要工事等
第１回	H2.2.5～4.18	73	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，原子炉再循環ポンプ振動記録計設置工事，原子炉再循環流量制御系多重化工事
第２回	H3.5.7～7.15	70	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，原子炉再循環ポンプ用電動機軸受油面計多重化工事
第３回	H4.9.7～11.18	73	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，局部出力領域計装用電線管遮へい材敷設工事
第４回	H6.1.12～3.23	71	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，選択制御棒挿入機能改造工事，出力領域計測装置の警報動作範囲変更工事
第５回	H7.4.27～7.10	75	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，ジェットポンプビーム取替工事
第６回	H8.9.6～11.8	64	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事
第７回	H10.1.5～2.22	49	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，アクシデントマネジメント策工事
第８回	H11.5.11～7.9	60	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，復水器内給水加熱器防熱板取替工事，アクシデントマネジメント策工事
第９回	H12.9.17～10.29	43	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，制御棒取替工事，逃がし安全弁取替工事
第10回	H14.1.8～2.21	45	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，制御棒取替工事，逃がし安全弁取替工事，アクシデントマネジメント対策工事
第11回	H15.4.15～8.1	109	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，逃がし安全弁取替工事，タービン建物配管床ドレンサンプルタンク取替工事，制御棒取替工事，発電機回転子点検工事，Ｂ・Ｃ低圧タービン動翼修理工事，炉心シュラウド溶接線点検，原子炉再循環系配管等の溶接継手部点検
第12回	H16.9.7～H17.2.6	153	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，制御棒取替工事，９×９(B)燃料採用，燃料取替階モニタ及び原子炉棟排気高レンジモニタ改造工事，計装用無停電交流電源装置改造工事，炉心シュラウド修理工事，炉心シュラウド予防保全工事，圧力抑制室内部塗装工事，原子炉再循環系配管修理工事
第13回	H18.2.28～6.3	96	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，逃がし安全弁取替工事，制御棒取替工事，炉心シュラウド予防保全工事，原子炉浄化系配管他点検，蒸気タービン設備他配管点検
第14回	H19.5.8～7.22	76	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，逃がし安全弁取替工事，制御棒取替工事，非常用炉心冷却系ポンプ入口ストレーナ取替工事，高圧炉心スプレイ系スパージャノズル修理工事，耐震裕度向上工事
第15回	H20.9.7～H21.3.24	199	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，逃がし安全弁取替工事，制御棒取替工事，水没弁点検工事，耐震裕度向上工事，残留熱除去系ヘッドスプレイ配管改造工事
第16回	H22.3.18～12.6	264	燃料取替工事，制御棒駆動機構取替工事，出力領域計装取替工事，逃がし安全弁取替工事，制御棒取替工事，耐震裕度向上工事，原子炉再循環系配管他修理工事
平均		約95	－

第 1.1.2.a－4 表　各プラント状態の継続時間

ＰＯＳ	ＰＯＳの継続時間（日）
Ｓ	1
Ａ	5
Ｂ－１	6
Ｂ－２	28
Ｂ－３	10
Ｂ－４	8
Ｃ	9
Ｄ	6

第 1.1.2.a－5 表　緩和設備の使用可能性

緩和設備＼POS		S	A	B－1	B－2	B－3	B－4	C	D
残留熱除去系	A	○	○	○	○	×	×	△	△
	B	△	△	×	×	○	○	○	○
燃料プール冷却系	—	—	—	—	×※1	×※1	×※1	×※1	—	—
原子炉浄化系	—	×	×	×	×	×	×	×※2	×※2
燃料プール補給水系	—	—	—	—	△	△	△	△	—	—
復水輸送系ポンプ	A	○	○	○	○	○	○	○	○
	B	△	△	△	△	△	△	△	△
	C	△	△	△	△	△	△	△	△
非常用ディーゼル発電機	A	△	△	△	△	×	×	△	△
	B	△	△	×	×	△	△	△	△
非常用交流電源	区分Ⅰ	○	○	○	○	○	○	○	○
	区分Ⅱ	○	○	○	○	○	○	○	○
直流電源	区分Ⅰ	○	○	○	○	○	○	○	○
	区分Ⅱ	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉補機冷却系	A	○	○	○	○	×	△	△	△
	B	△	△	×	×	○	○	○	○
原子炉補機海水系	A	○	○	○	○	×	△	△	△
	B	△	△	×	×	○	○	○	○

○：使用可能（運転中）　△：使用可能（待機中）　×：使用不可　－：検討対象外

※1　燃料プール冷却系は，１系統運転の場合には成功基準を満足しないことから緩和機能として期待しない。

※2　原子炉浄化系は，成功基準を満足する期間が短いことから保守的に緩和機能として期待しない。

第 1.1.2.b－1 表　既往の停止時レベル１ＰＲＡで選定している起因事象

起因事象	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－6143 (Grand Gulf)	ＪＮＥＳ検討※1	本評価
残留熱除去系機能喪失［フロントライン］	○	○	○
補機冷却系機能喪失	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断ＬＯＣＡ	○	○	—
残留熱除去系運転中のＬＯＣＡ	○	○	—
残留熱除去系切替時の冷却材流出	○	○	○
局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	—	—	○
制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	—	—	○
原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	—	—	○

※1　“ＰＳＡ手法の標準化に係る整備＝停止時内的事象レベル１ＰＳＡ／地震ＰＳＡ＝（別冊１）停止時内的事象レベル１ＰＳＡ実施手順書”，平成23年１月　独立行政法人　原子力安全基盤機構

第 1.1.2.b－2 表　プラント状態と起因事象の対応

起因事象 ＼ POS		S	A	B－1	B－2	B－3	B－4	C	D
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系機能喪失［フロントライン］	○	○	○	○	○	○	○	○
	補機冷却系機能喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
外部電源喪失	外部電源喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉冷却材の流出	制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	—	—	—	○	—	—	—	—
	局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	—	—	—	○	—	—	—	—
	残留熱除去系切替時の冷却材流出	—	—	—	—	○	—	—	—
	原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	—	—	—	—	—	—	○	—

第 1.1.2.b－3 表　起因事象発生頻度（平成 24 年３月まで）

起因事象	ＰＯＳ	発生頻度	備考
崩壊熱除去機能喪失			１）崩壊熱除去機能喪失における残留熱除去系機能喪失[フロントライン]は，実績データに基づき算出。また，補機冷却系機能喪失は，発生経験がないため0.5件を仮定 ２）外部電源喪失は，実績データに基づき算出 ３）崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失の単位は（／日），原子炉冷却材の流出の単位は（／定期事業者検査）
・残留熱除去系機能喪失 ［フロントライン］	全ＰＯＳ	4.8E-05	
・補機冷却系機能喪失	全ＰＯＳ	6.0E-06	
外部電源喪失	全ＰＯＳ	2.2E-05	
原子炉冷却材の流出			
・残留熱除去系切替時の冷却材流出	Ｂ－３	2.9E-04	
・制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	Ｂ－２	6.5E-07	
・局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	Ｂ－２	3.7E-07	
・原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	Ｃ	1.3E-04	

第 1.1.2.c－1 表　成功基準の一覧

起因事象＼POS		S	A	B－1	B－2	B－3	B－4	C	D
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系機能喪失［フロントライン］	B－RHR CWT	B－RHR CWT	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	A－RHR CWT	A－RHR CWT
	補機冷却系機能喪失	B－RHR CWT	B－RHR CWT	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	A－RHR CWT	A－RHR CWT
外部電源喪失	外部電源喪失	A－RHR B－RHR CWT	A－RHR B－RHR CWT	A－RHR CWT FMW	A－RHR CWT FMW	B－RHR CWT FMW	B－RHR CWT FMW	A－RHR B－RHR CWT	A－RHR B－RHR CWT
原子炉冷却材の流出	制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	－	－	－	CWT	－	－	－	－
	局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	－	－	－	CWT	－	－	－	－
	残留熱除去系切替時の冷却材流出	－	－	－	－	CWT	－	－	－
	原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	－	－	－	－	－	－	CWT	－

－は該当起因事象発生無し

RHR　：　残留熱除去系（1／2）　　FMW　：　燃料プール補給水系（1／1）
CWT　：　復水輸送系（1／3）

第1.1.2.c－2表　プラント状態毎の崩壊熱

ＰＯＳ	各ＰＯＳの代表時間 （解列からの日数）	崩壊熱量 （MW）
Ｓ	0.25日後 （６時間後）	23
Ａ	１日後	16
Ｂ－１	６日後	9.3
Ｂ－２	12日後	7.5
Ｂ－３	40日後	5.1
Ｂ－４	50日後	4.8
Ｃ	58日後	3.2
Ｄ	67日後	3.0

第 1.1.2.c－3 表　対象設備動作までの余裕時間

起因事象	ＰＯＳ	ＰＯＳ別の代表時間(解列からの日数)	対象設備				
			除熱機能			注水機能	
			残留熱除去系（Ａ系／Ｂ系）	原子炉浄化系	燃料プール冷却系	復水輸送系	燃料プール補給水系
			余裕時間(時間)（ＴＡＦまで）	余裕時間(時間)（ＴＡＦまで）	余裕時間（時間）（ウェル満水時66℃）	余裕時間（時間）（ＴＡＦまで）	余裕時間（時間）（ＴＡＦまで）
残留熱除去系機能喪失［フロントライン］ 補機冷却系機能喪失 外部電源喪失	Ｓ	0.25日後（６時間後）	3.7	－	－	3.7	－
	Ａ	１日後	5.3	－	－	5.3	－
	Ｂ－１	６日後	80	－	－	80	80
	Ｂ－２	12日後	110	－	－	110	110
	Ｂ－３	40日後	160	－	－	160	160
	Ｂ－４	50日後	190	－	－	190	190
	Ｃ	58日後	26	－	－	26	－
	Ｄ	67日後	27	－	－	27	－
制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	Ｂ－２	－	－	－	－	1.0	－
局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	Ｂ－２	－	－	－	－		－
残留熱除去系切替時の冷却材流出	Ｂ－３	－	－	－	－		－
原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	Ｃ	－	－	－	－		－

第 1.1.2.e－1 表　フロントライン系とサポート系の依存性

フロントライン系（影響を受ける側） ＼ サポート系（影響を与える側）		除熱機能				注水機能			
		残留熱除去系（A系）	残留熱除去系（B系）	燃料プール冷却系	原子炉浄化系	燃料プール補給水系	復水輸送系（Aポンプ）	復水輸送系（Bポンプ）	復水輸送系（Cポンプ）
交流電源	非常用交流電源※1（区分Ⅰ）	○	－	－	－	○※3	○	－	○※3
	非常用交流電源※1（区分Ⅱ）	－	○	－	－	○※3	－	○	○※3
直流電源	直流電源※2（区分Ⅰ）	○	－	－	－	○※3	○	－	○※3
	直流電源※2（区分Ⅱ）	－	○	－	－	○※3	－	○	○※3
補機冷却系	原子炉補機冷却系（A系）	○	－	－	－	－	－	－	－
	原子炉補機冷却系（B系）	－	○	－	－	－	－	－	－

※1　非常用交流電源は，外部電源又は非常用ディーゼル発電機からの給電が可能
※2　直流電源は，蓄電池又は充電器からの給電が可能
※3　非常用交流電源（区分Ⅰ）及び直流電源（区分Ⅰ），又は非常用交流電源（区分Ⅱ）及び直流電源（区分Ⅱ）いずれか一方の電源供給で作動可能

第 1.1.2.e－2 表　サポート系同士の依存性

サポート系（影響を受ける側）／サポート系（影響を与える側）		非常用ディーゼル発電機		補機冷却系		補機海水系	
		非常用ディーゼル発電機（A系）	非常用ディーゼル発電機（B系）	原子炉補機冷却系（A系）	原子炉補機冷却系（B系）	原子炉補機海水系（A系）	原子炉補機海水系（B系）
交流電源	非常用交流電源（区分Ⅰ）		－	○	－	○	－
	非常用交流電源（区分Ⅱ）	－		－	○	－	○
直流電源	直流電源（区分Ⅰ）	○※1	－	○	－	○	－
	直流電源（区分Ⅱ）	－	○※1	－	○	－	○
補機冷却系	原子炉補機冷却系（A系）	○	－		－	－	－
	原子炉補機冷却系（B系）	－	○	－		－	－
補機海水系	原子炉補機海水系（A系）	○	－	○	－		－
	原子炉補機海水系（B系）	－	○	－	○	－	

※1　起動時は蓄電池からの電源供給が必須

第 1.1.2.e－3 表　システム信頼性評価結果

機　　能	システム	非信頼度（点推定値）	備考
崩壊熱除去機能	残留熱除去系（Ａ系）	2.2E-03	
	残留熱除去系（Ｂ系）	2.2E-03	
	原子炉浄化系（ＣＵＷ）	－	
	燃料プール冷却系（ＦＰＣ）	－	
炉心冷却機能	復水輸送系（Ａポンプ）	1.6E-04	
	復水輸送系（Ｂポンプ）	1.8E-04	
	復水輸送系（Ｃポンプ）	1.8E-04	
	燃料プール補給水系（ＦＭＷ）	5.6E-04	ＬＯＣＡ時に期待しない
安全機能のサポート機能	原子炉補機冷却系（Ａ－ＲＣＷ／ＲＳＷ）	1.0E-04	残留熱除去系冷却時
		6.6E-05	非常用ディーゼル発電機冷却時
	原子炉補機冷却系（Ｂ－ＲＣＷ／ＲＳＷ）	1.0E-04	残留熱除去系冷却時
		6.6E-05	非常用ディーゼル発電機冷却時

第1.1.2.g－1表　人的過誤評価結果

人的過誤	余裕時間（時間）	人的過誤確率（平均値）	ＥＦ
ＰＯＳ－Ｓ　　短時間診断失敗	0.6	1.5E-03	10
ＰＯＳ－Ａ　　短時間診断失敗	0.8	5.6E-04	10
ＰＯＳ－Ｂ－１　短時間診断失敗	2.2	4.8E-04	30
ＰＯＳ－Ｂ－２　短時間診断失敗	3.7	3.3E-04	30
ＰＯＳ－Ｂ－３　短時間診断失敗	5.4	2.5E-04	30
ＰＯＳ－Ｂ－４　短時間診断失敗	5.1	2.6E-04	30
ＰＯＳ－Ｃ　　短時間診断失敗	4.0	3.1E-04	30
ＰＯＳ－Ｄ　　短時間診断失敗	4.3	3.0E-04	30
原子炉浄化系ブロー時の水位低下の認知失敗	1.0	7.2E-07	10
制御棒駆動機構点検，局部出力領域モニタ交換及び残留熱除去系切替時の水位低下の認知失敗	－	≒０	－
制御棒駆動機構点検及び局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出の隔離失敗	－	5.3E-02	10
残留熱除去系切替及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出の隔離失敗	－	5.3E-03	10
停止時系統起動操作失敗	－	5.3E-05	10

第 1.1.2.h－1 表　燃料損傷頻度（プラント状態別・起因事象別）

POS ＼ 起因事象		崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉冷却材の流出				合計（／定期事業者検査）
				制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	残留熱除去系切替時の冷却材流出	原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	
S	原子炉冷態停止への移行状態	6.9E-12	2.5E-09	－	－	－	－	2.5E-09
A	原子炉格納容器／圧力容器開放への移行状態	3.5E-11	1.3E-08	－	－	－	－	1.3E-08
B－1	原子炉ウェル満水１	1.1E-11	6.9E-07	－	－	－	－	6.9E-07
B－2	原子炉ウェル満水２	5.0E-11	3.2E-06	1.9E-12	1.1E-12	－	－	3.2E-06
B－3	原子炉ウェル満水３	1.8E-11	1.1E-06	－	－	8.4E-11	－	1.1E-06
B－4	原子炉ウェル満水４	1.4E-11	9.2E-07	－	－	－	－	9.2E-07
C	原子炉格納容器／圧力容器閉鎖への移行状態	6.3E-11	2.3E-08	－	－	－	2.7E-10	2.3E-08
D	起動準備状態	4.2E-11	1.5E-08	－	－	－	－	1.5E-08
合計（／定期事業者検査）		2.4E-10	6.0E-06	3.5E-10				6.0E-06

第 1.1.2.h－2 表　燃料損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

運転停止中 事故シーケンスグループ	燃料損傷頻度 （／定期事業者検査）	寄与割合 （%）
崩壊熱除去機能喪失	2.7E-10	<0.1
全交流動力電源喪失	6.0E-06	100
原子炉冷却材の流出	3.5E-10	<0.1
合計	6.0E-06	100

第1.1.2.h－3表　事故シーケンスの分析結果（１／３）

事故シーケンス		全燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	主要なカットセット	ＰＯＳ	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	寄与割合（%）
ＬＯＣＡ	原子炉冷却材の流出＋流出隔離･炉心冷却失敗	3.5E-10	①ＣＵＷブロー＋水位低下認知失敗（ＣＵＷブロー）	Ｃ	1.9E-10	54.0
			②ＲＨＲ切替＋流出の隔離失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－３	8.3E-11	23.4
			③ＣＵＷブロー＋流出の隔離失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	7.6E-11	21.3
			④ＣＲＤ点検＋流出の隔離失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－２	1.9E-12	0.5
			⑤ＬＰＲＭ交換＋流出の隔離失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－２	1.1E-12	0.3

第1.1.2.h－3表　事故シーケンスの分析結果（２／３）

事故シーケンス		全燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	主要なカットセット	ＰＯＳ	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	寄与割合（%）
崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	2.4E-10	①フロントライン系機能喪失＋ＦＭＷポンプ出口弁ＭＶ２１６－２開失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－２	1.5E-11	6.3
			②フロントライン系機能喪失＋ＦＭＷポンプ出口弁ＭＶ２１６－２開制御故障＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－２	1.5E-11	6.2
			③フロントライン系機能喪失＋ＦＭＷポンプ出口弁ＭＶ２１６－２開失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－３	5.4E-12	2.3
			④フロントライン系機能喪失＋ＦＭＷポンプ出口弁ＭＶ２１６－２開制御故障＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｂ－３	5.3E-12	2.2
			⑤フロントライン系機能喪失＋ＲＨＲポンプ炉水戻り弁ＭＶ２２２－１１Ａ作動失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	4.8E-12	2.0
	外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-11	①外部電源喪失＋ＲＨＲ炉水入口止め弁Ｖ２２２－５閉塞＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	4.0E-13	1.3
			②外部電源喪失＋ＲＨＲポンプ炉水戻り弁ＭＶ２２２－１１Ａ，Ｂ共通原因開失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	2.9E-13	0.9
			②外部電源喪失＋ＲＨＲポンプ炉水入口弁ＭＶ２２２－８Ａ，Ｂ共通原因作動失敗＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｃ	2.9E-13	0.9
			④外部電源喪失＋ＲＨＲ炉水入口止め弁Ｖ２２２－５閉塞＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ｄ	2.7E-13	0.9
			⑤外部電源喪失＋ＲＨＲ炉水入口止め弁Ｖ２２２－５閉塞＋ＣＷＴ起動操作失敗	Ａ	2.2E-13	0.7

第 1.1.2.h－3 表　事故シーケンスの分析結果（３／３）

事故シーケンス		全燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	主要なカットセット	ＰＯＳ	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）	寄与割合（%）
全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋交流電源喪失	6.0E-06	①外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ａ継続運転失敗	Ｂ－２	1.4E-06	23.7
			②外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ａ起動失敗	Ｂ－２	9.7E-07	16.3
			③外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ａメンテナンス	Ｂ－２	5.4E-07	9.0
			④外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ｂ継続運転失敗	Ｂ－３	5.1E-07	8.5
			⑤外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機Ｂ継続運転失敗	Ｂ－４	4.1E-07	6.8
	外部電源喪失＋直流電源喪失	4.3E-08	①外部電源喪失＋蓄電池Ａ機能喪失	Ｂ－２	1.3E-08	29.5
			②外部電源喪失＋蓄電池Ａ遮断器誤開	Ｂ－２	1.1E-08	24.2
			③外部電源喪失＋蓄電池Ｂ機能喪失	Ｂ－３	4.6E-09	10.6
			④外部電源喪失＋蓄電池Ｂ遮断器誤開	Ｂ－３	3.8E-09	8.6
			⑤外部電源喪失＋蓄電池Ｂ機能喪失	Ｂ－４	3.7E-09	8.4

第 1.1.2.h－4 表　重要度解析結果（起因事象別ＦＶ重要度）

起因事象	ＰＯＳ	ＦＶ重要度
外部電源喪失	Ｂ－２	5.3E-01
外部電源喪失	Ｂ－３	1.9E-01
外部電源喪失	Ｂ－４	1.5E-01
外部電源喪失	Ｂ－１	1.1E-01
外部電源喪失	Ｃ	3.8E-03
外部電源喪失	Ｄ	2.5E-03
外部電源喪失	Ａ	2.1E-03
外部電源喪失	Ｓ	4.2E-04
原子炉冷却材の流出 （原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）	Ｃ	4.4E-05
原子炉冷却材の流出 （残留熱除去系切替時の冷却材流出）	Ｂ－３	1.4E-05

第 1.1.2.h－5 表　重要度解析結果（起因事象別ＲＡＷ）

起因事象	ＰＯＳ	ＲＡＷ
外部電源喪失	Ｂ－１	8.6E+02
外部電源喪失	Ｂ－４	8.6E+02
外部電源喪失	Ｂ－３	8.6E+02
外部電源喪失	Ｂ－２	8.6E+02
外部電源喪失	Ｓ	2.0E+01
外部電源喪失	Ａ	2.0E+01
外部電源喪失	Ｃ	2.0E+01
外部電源喪失	Ｄ	2.0E+01
原子炉冷却材の流出 （制御棒駆動機構点検時の冷却材流出）	Ｂ－２	1.5E+00
原子炉冷却材の流出 （局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出）	Ｂ－２	1.5E+00

第 1.1.2.h－6 表　重要度解析結果（基事象別ＦＶ重要度）

基事象	ＦＶ重要度
非常用ディーゼル発電機Ａ継続運転失敗	2.9E-01
非常用ディーゼル発電機Ａ起動失敗	2.0E-01
非常用ディーゼル発電機Ｂ継続運転失敗	1.5E-01
非常用ディーゼル発電機Ａメンテナンス	1.1E-01
非常用ディーゼル発電機Ｂ起動失敗	1.0E-01
非常用ディーゼル発電機Ｂメンテナンス	5.8E-02
非常用ディーゼル発電機Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	1.3E-02
非常用ディーゼル発電機Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	8.8E-03
非常用ディーゼル発電機Ａ遮断器作動信号故障	6.3E-03
燃料移送ポンプＡ起動失敗	6.1E-03

第 1.1.2.h－7 表　重要度解析結果（基事象別ＲＡＷ）

基事象	ＲＡＷ
原子炉補機冷却海水ポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却ポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却ポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却海水ポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	2.7E+02
燃料移送ポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却系　非常用ディーゼル発電機冷却水出口弁ＭＶ２１４－１２Ａ，ＭＶ２１４－１３Ａ共通原因開失敗	2.7E+02
燃料移送ポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	2.7E+02
燃料移送タンク内逆止弁Ｖ２８０－９９Ａ，Ｂ共通原因開失敗	2.7E+02
燃料移送ポンプ出口逆止弁Ｖ２８０－１０２Ａ，Ｂ共通原因開失敗	2.7E+02
蓄電池Ａ，Ｂ共通原因機能喪失	2.7E+02

第1.1.2.h－8表　不確実さ解析結果（プラント状態別）

ＰＯＳ	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）				
	平均値	95%確率値	中央値	５%確率値	ＥＦ
Ｓ	2.5E-09	6.8E-09	1.8E-09	5.1E-10	3.6
Ａ	1.3E-08	3.4E-08	9.1E-09	2.6E-09	3.6
Ｂ－１	6.8E-07	1.8E-06	4.9E-07	1.4E-07	3.6
Ｂ－２	3.2E-06	8.6E-06	2.3E-06	6.7E-07	3.6
Ｂ－３	1.2E-06	3.1E-06	8.3E-07	2.4E-07	3.6
Ｂ－４	9.1E-07	2.4E-06	6.6E-07	1.9E-07	3.5
Ｃ	2.3E-08	6.1E-08	1.7E-08	4.8E-09	3.6
Ｄ	1.5E-08	4.1E-08	1.1E-08	3.1E-09	3.6
合計	6.0E-06	1.3E-05	5.1E-06	2.4E-06	2.3

第 1.1.2.h－9 表　不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンス グループ	平均値	95%確率値	中央値	５%確率値	ＥＦ
崩壊熱除去機能喪失	2.8E-10	9.6E-10	7.9E-11	8.2E-12	11
全交流動力電源喪失	6.0E-06	1.2E-05	5.1E-06	2.4E-06	2.3
原子炉冷却材の流出	3.6E-10	1.3E-09	6.9E-11	4.7E-12	16
合計	6.0E-06	1.3E-05	5.1E-06	2.4E-06	2.3

第 1.1.2.h－10 表　感度解析結果（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響（プラント状態別・起因事象別））

ＰＯＳ ＼ 起因事象		崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉冷却材の流出				合計（／定期事業者検査）
				制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	残留熱除去系切替時の冷却材流出	原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	
Ｓ	原子炉冷態停止への移行状態	5.2E-17 (6.9E-12)	5.3E-13 (2.5E-09)	－	－	－	－	5.3E-13 (2.5E-09)
Ａ	原子炉格納容器／圧力容器開放への移行状態	2.6E-16 (3.5E-11)	2.1E-12 (1.3E-08)	－	－	－	－	2.1E-12 (1.3E-08)
Ｂ－１	原子炉ウェル満水１	1.1E-11 (1.1E-11)	1.6E-09 (6.9E-07)	－	－	－	－	1.6E-09 (6.9E-07)
Ｂ－２	原子炉ウェル満水２	5.0E-11 (5.0E-11)	4.9E-09 (3.2E-06)	1.9E-15 (1.9E-12)	1.1E-15 (1.1E-12)	－	－	4.9E-09 (3.2E-06)
Ｂ－３	原子炉ウェル満水３	1.8E-11 (1.8E-11)	1.1E-09 (1.1E-06)	－	－	8.4E-11 (8.4E-11)	－	1.2E-09 (1.1E-06)
Ｂ－４	原子炉ウェル満水４	1.3E-11 (1.4E-11)	3.8E-12 (9.2E-07)	－	－	－	－	1.6E-11 (9.2E-07)
Ｃ	原子炉格納容器／圧力容器閉鎖への移行状態	4.7E-16 (6.3E-11)	1.0E-12 (2.3E-08)	－	－	－	1.9E-10 (2.7E-10)	1.9E-10 (2.3E-08)
Ｄ	起動準備状態	3.1E-16 (4.2E-11)	6.4E-13 (1.5E-08)	－	－	－	－	6.4E-13 (1.5E-08)
合計（／定期事業者検査）		9.1E-11 (2.4E-10)	7.5E-09 (6.0E-06)	2.8E-10 (3.5E-10)				7.9E-09 (6.0E-06)

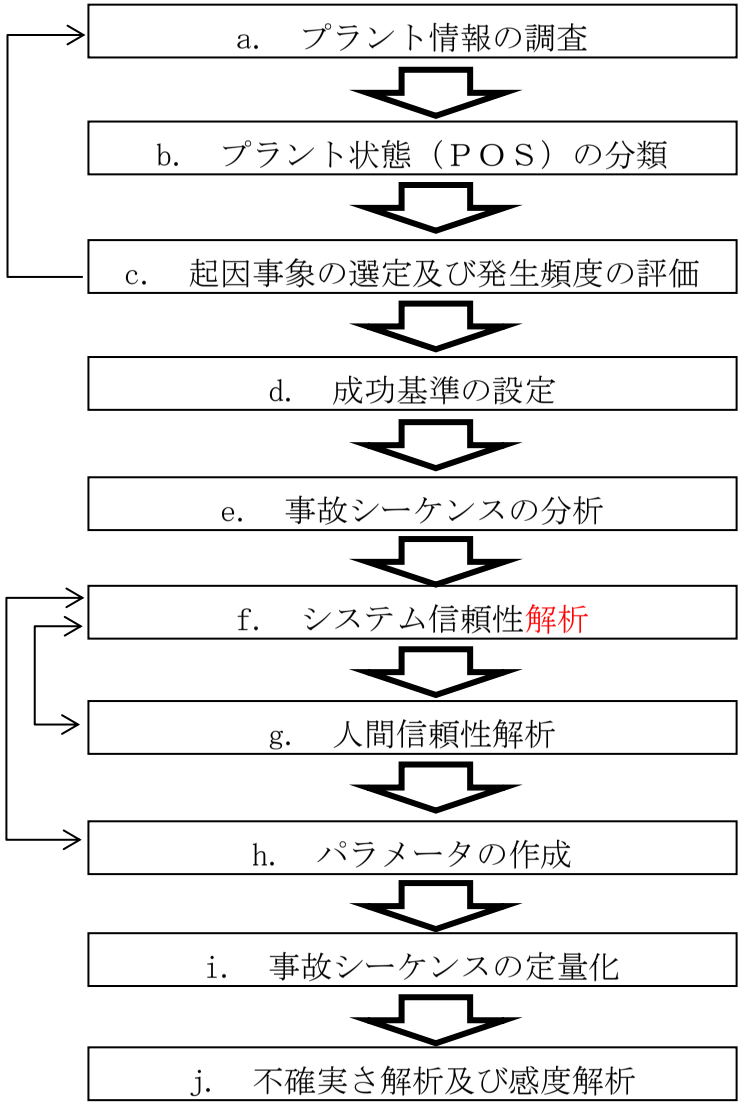
（ ）はベースケース

第 1.1.2.h－11 表　感度解析結果

（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響（事故シーケンスグループ別））

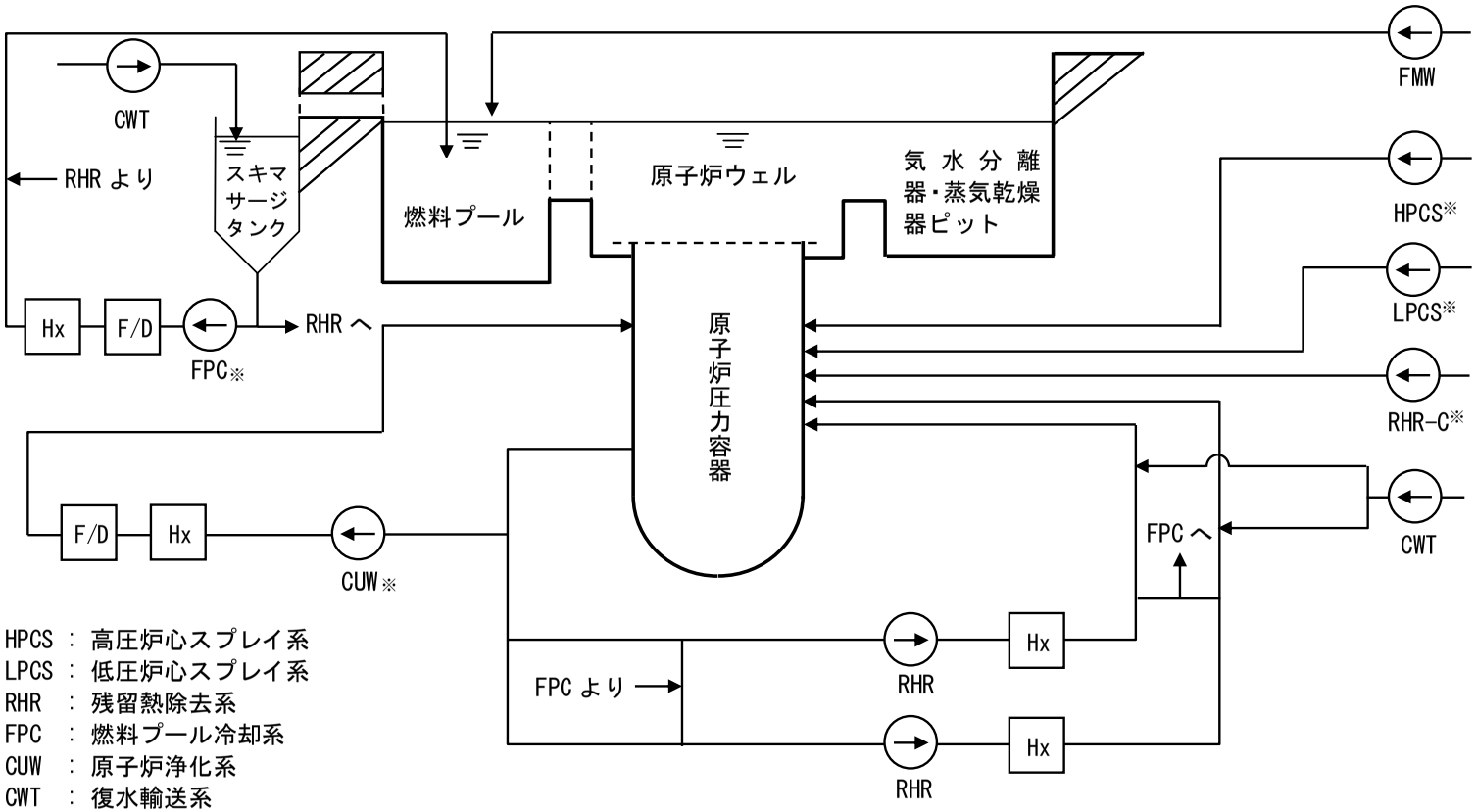
事故シーケンスグループ	燃料損傷頻度 （／定期事業者検査）	寄与割合 （%）
崩壊熱除去機能喪失	9.1E-11 (2.7E-10)	1.2
全交流動力電源喪失	7.5E-09 (6.0E-06)	95
原子炉冷却材の流出	2.8E-10 (3.5E-10)	3.5
合計	7.9E-09 (6.0E-06)	100

（ ）はベースケース

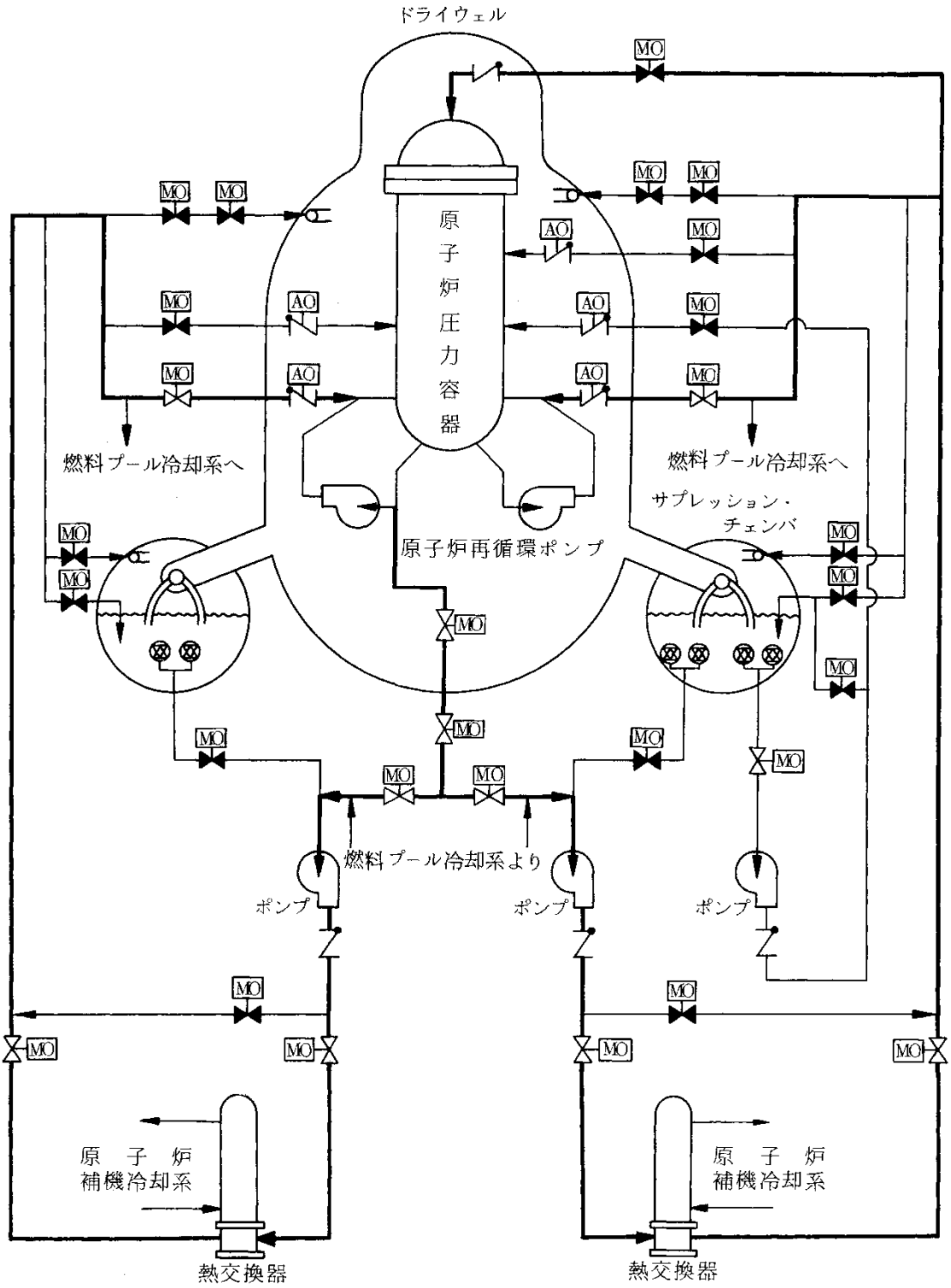


- 島根原子力発電所２号炉のプラントの構成・特性を調査する。
- プラント状態（ＰＯＳ）を分類する。
- 既往のＰＲＡ，島根原子力発電所２号炉の特徴を踏まえて，燃料損傷に至る可能性のある事象を選定し，その発生頻度の定量化を行う。
- 燃料損傷の防止に必要な緩和機能を成功基準として設定する。
- イベントツリーのヘディングにおける分岐の有無を考慮して，事故シーケンスを網羅的に展開する。
- イベントツリーのヘディングの分岐確率を設定するためにフォールトツリーによるシステム信頼性評価を実施する。
- 人間信頼性解析を実施し，システム信頼性評価に反映させる。
- システム信頼性評価で使用する機器故障率等のパラメータを作成する。
- 燃料損傷に至る事故シーケンスの定量化を行う。
- 全燃料損傷頻度の平均値及び不確実さの幅を求める。感度解析を実施し，結果への影響を確認する。

第 1.1.2－1 図　停止時レベル１ＰＲＡ評価フロー

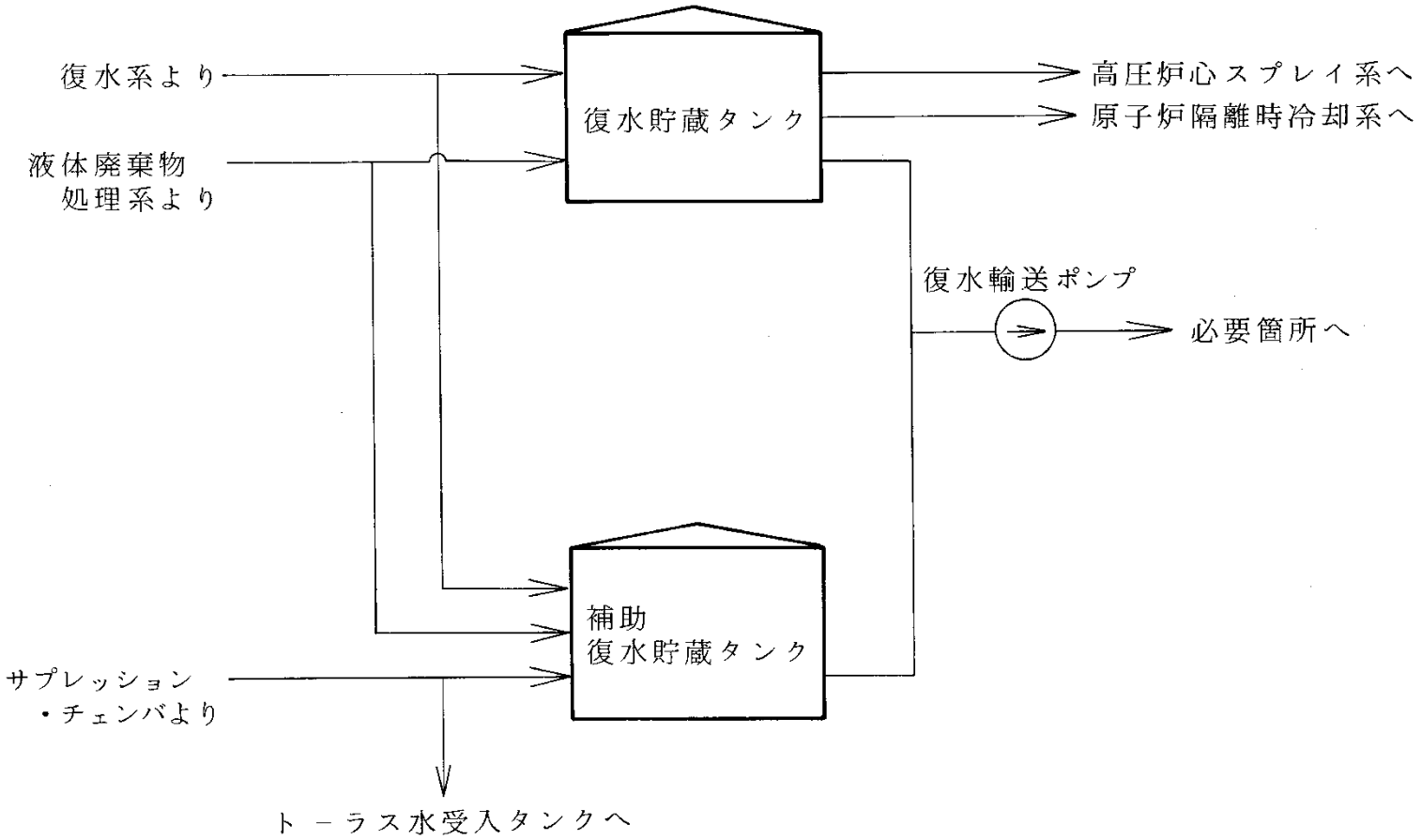


第 1.1.2.a－1 図　運転停止中の炉心冷却・崩壊熱除去に関する設備概要図

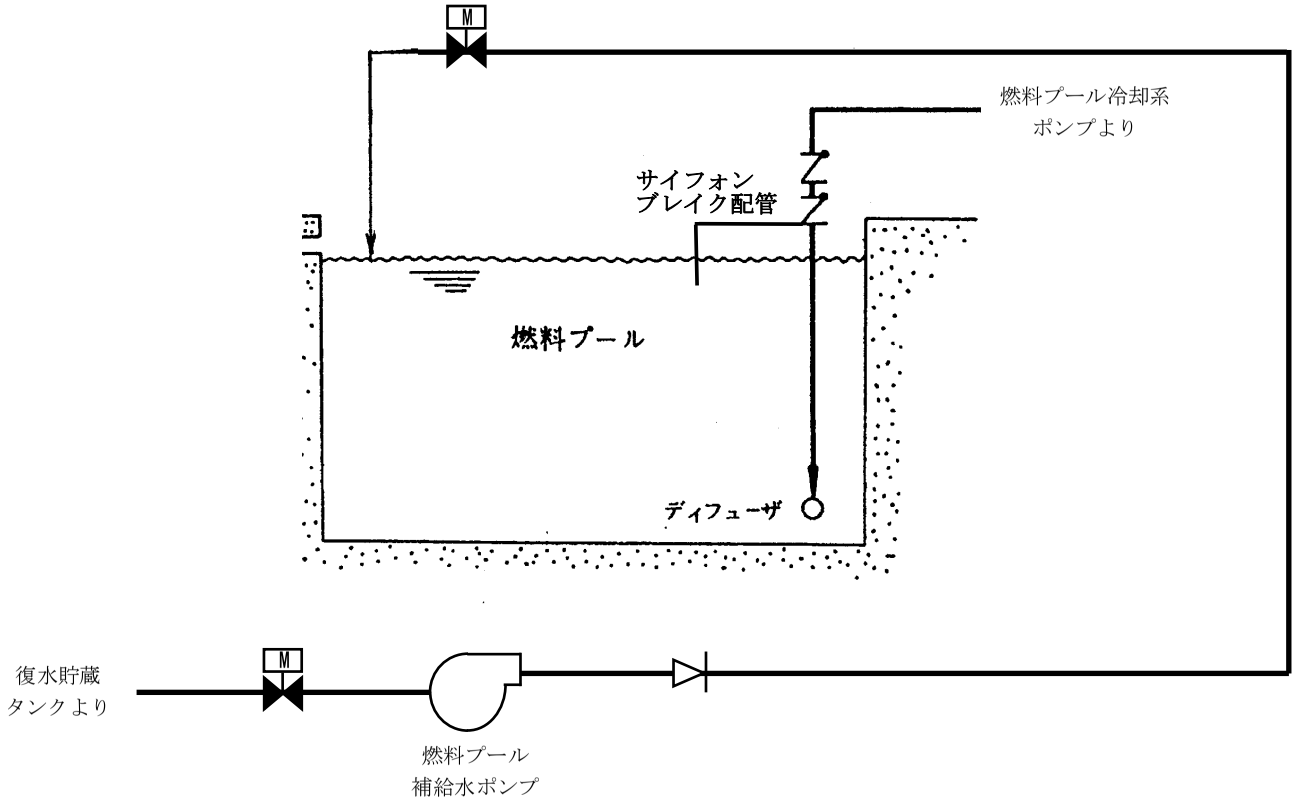


（弁の開閉状態は本モード運転中を示す。）

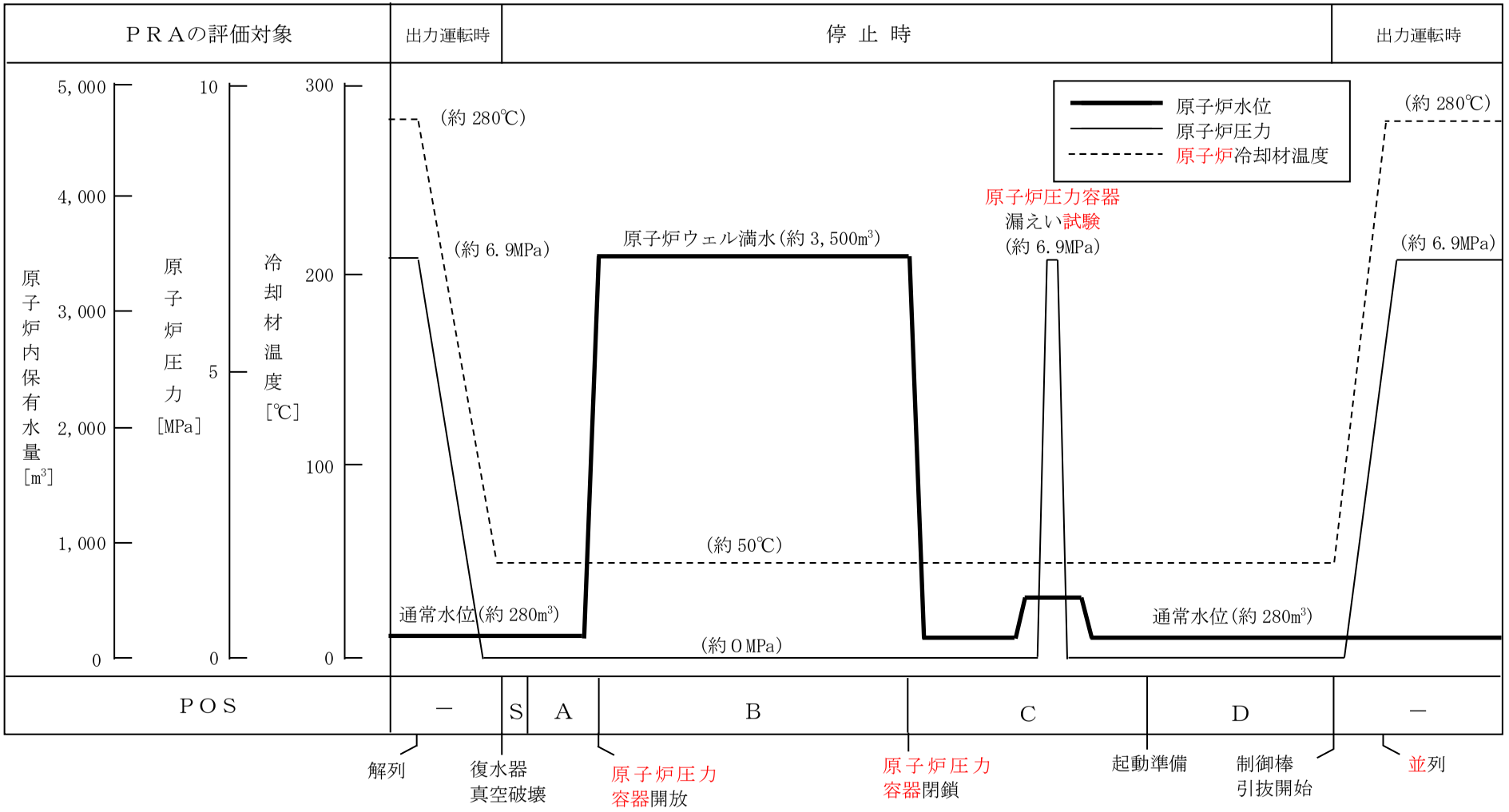
第1.1.2.a－2図　残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統概要図



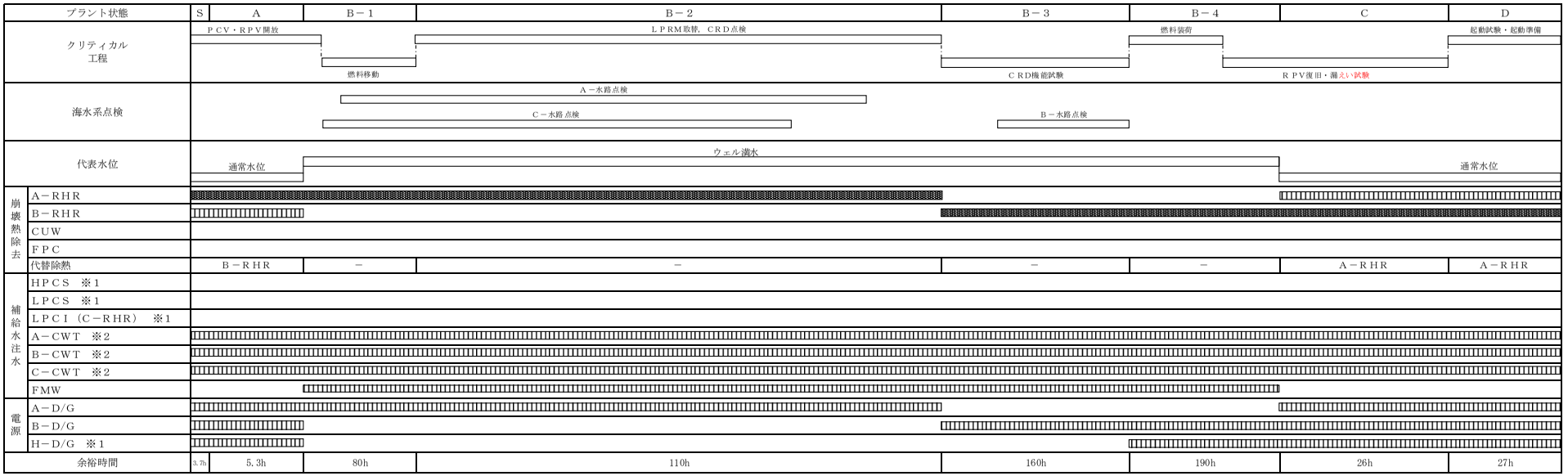
第1.1.2.a－3図　復水輸送系系統概要図



第 1.1.2.a－4 図　燃料プール補給水系系統概要図



第 1.1.2.a－5 図　定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

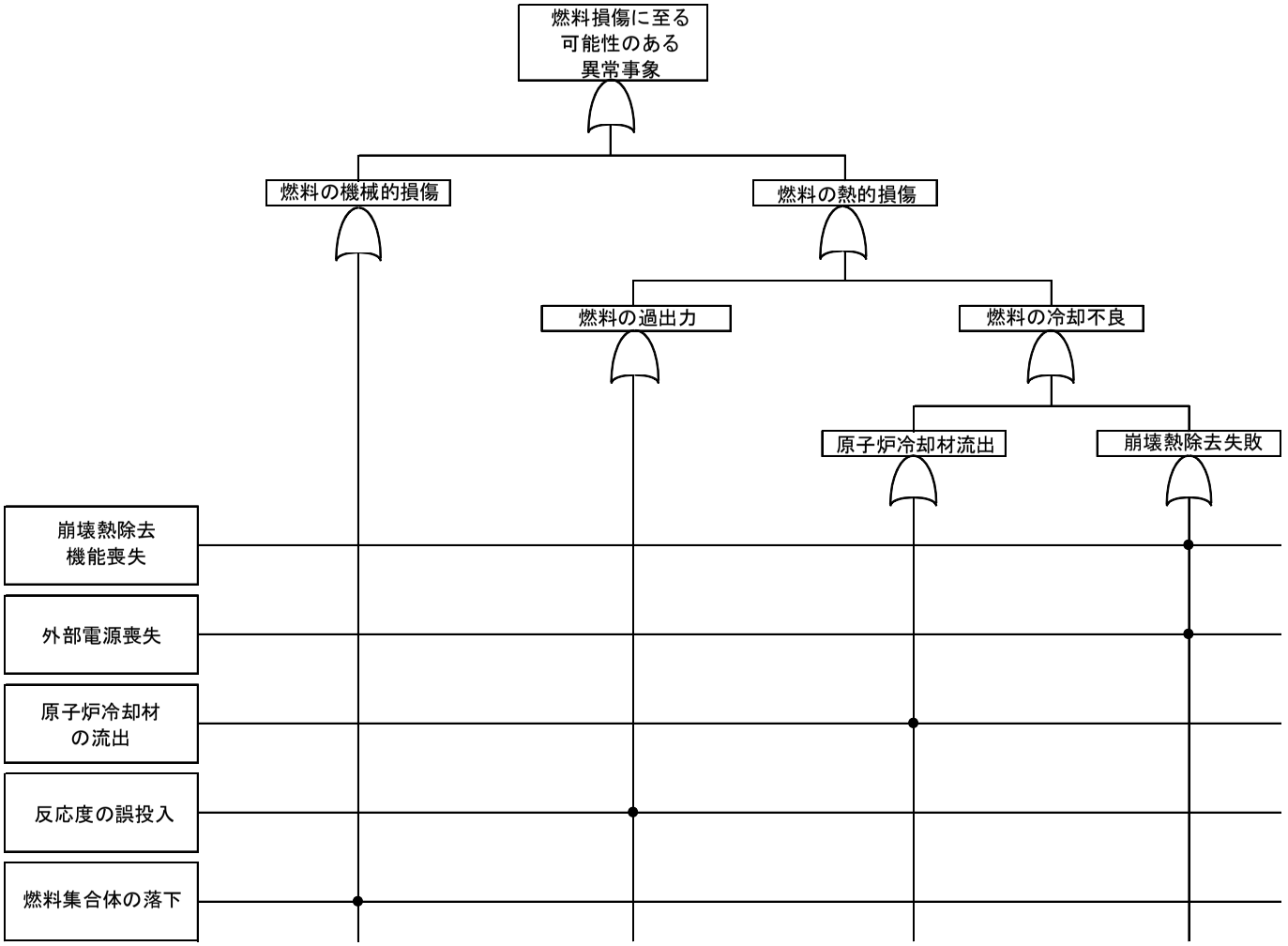


Ａ－ＲＨＲ：残留熱除去Ａ系
Ｂ－ＲＨＲ：残留熱除去Ｂ系
ＣＵＷ　：原子炉浄化系
ＦＰＣ　：燃料プール冷却系
Ｄ／Ｇ　：非常用ディーゼル発電機
ＨＰＣＳ：高圧炉心スプレイ系
ＬＰＣＳ　：低圧炉心スプレイ系
ＬＰＣＩ　：残留熱除去系（低圧注水モード）
Ａ－ＣＷＴ：復水輸送系Ａポンプ
Ｂ－ＣＷＴ：復水輸送系Ｂポンプ
Ｃ－ＣＷＴ：復水輸送系Ｃポンプ
ＦＭＷ　：燃料プール補給水系
ＰＣＶ　：原子炉格納容器
ＲＰＶ　：原子炉圧力容器
ＬＰＲＭ：局部出力領域計装
ＣＲＤ　：制御棒駆動機構

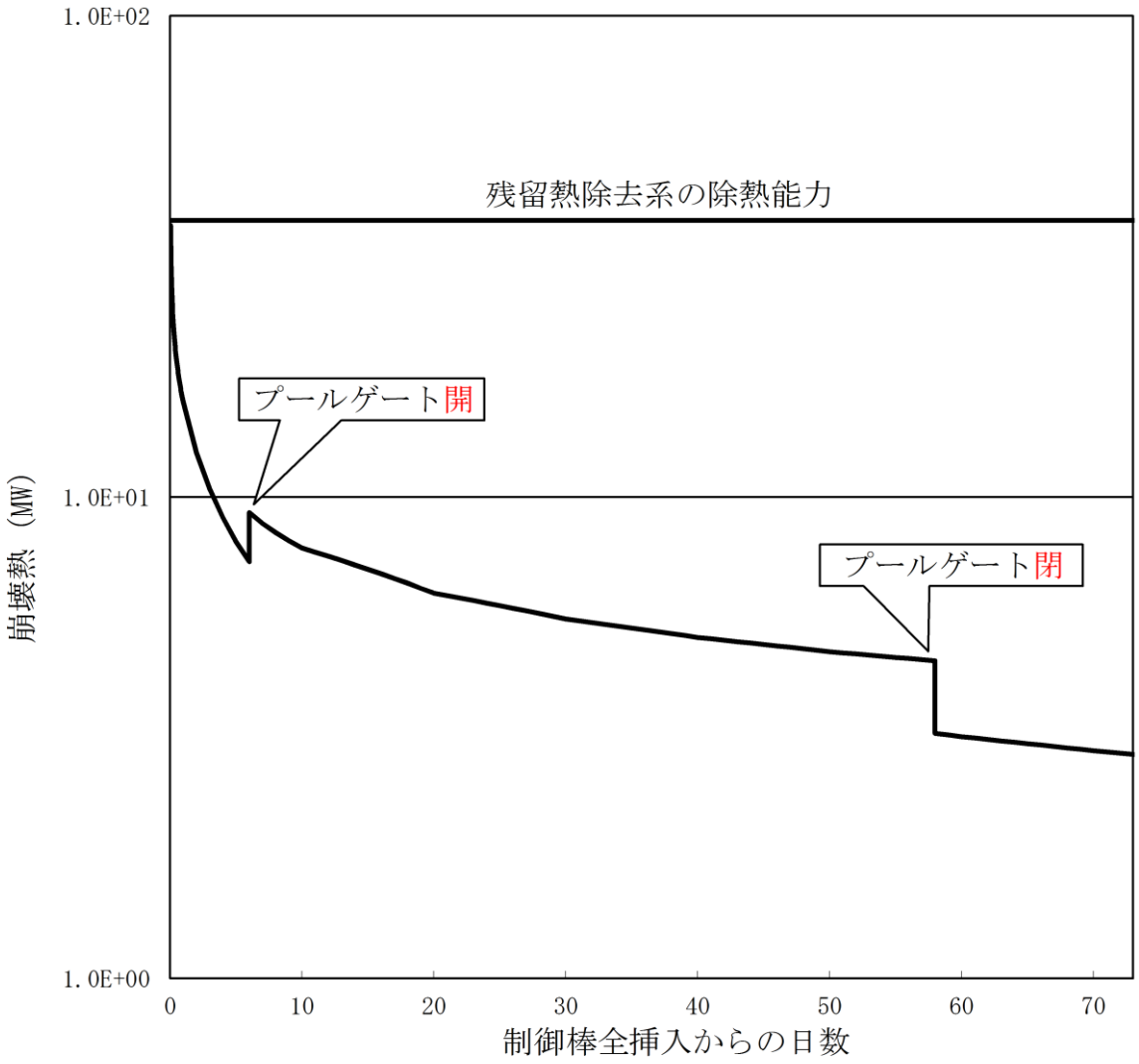
※1　今回のＰＲＡでは期待しない設備（残留熱除去系（低圧注水モード）に期待しない）
※2　定期事業者検査に先行して点検を実施

：崩壊熱除去に用いている系統
：待機中の系統

第 1.1.2.a－6 図　主要工程と使用可能な除熱及び補給系統



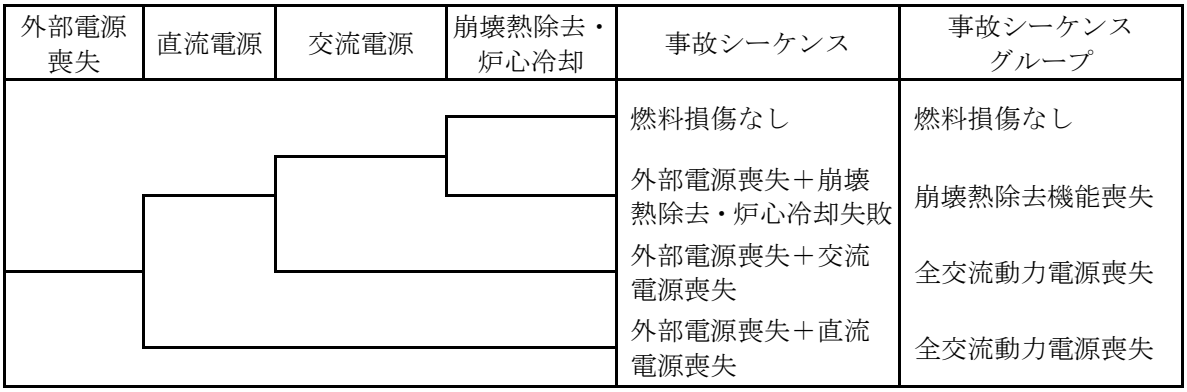
第 1.1.2.b－1 図　燃料損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジックダイヤグラム



第 1.1.2.c－1 図　運転停止中の崩壊熱



第1.1.2.d－1図　崩壊熱除去機能喪失イベントツリー

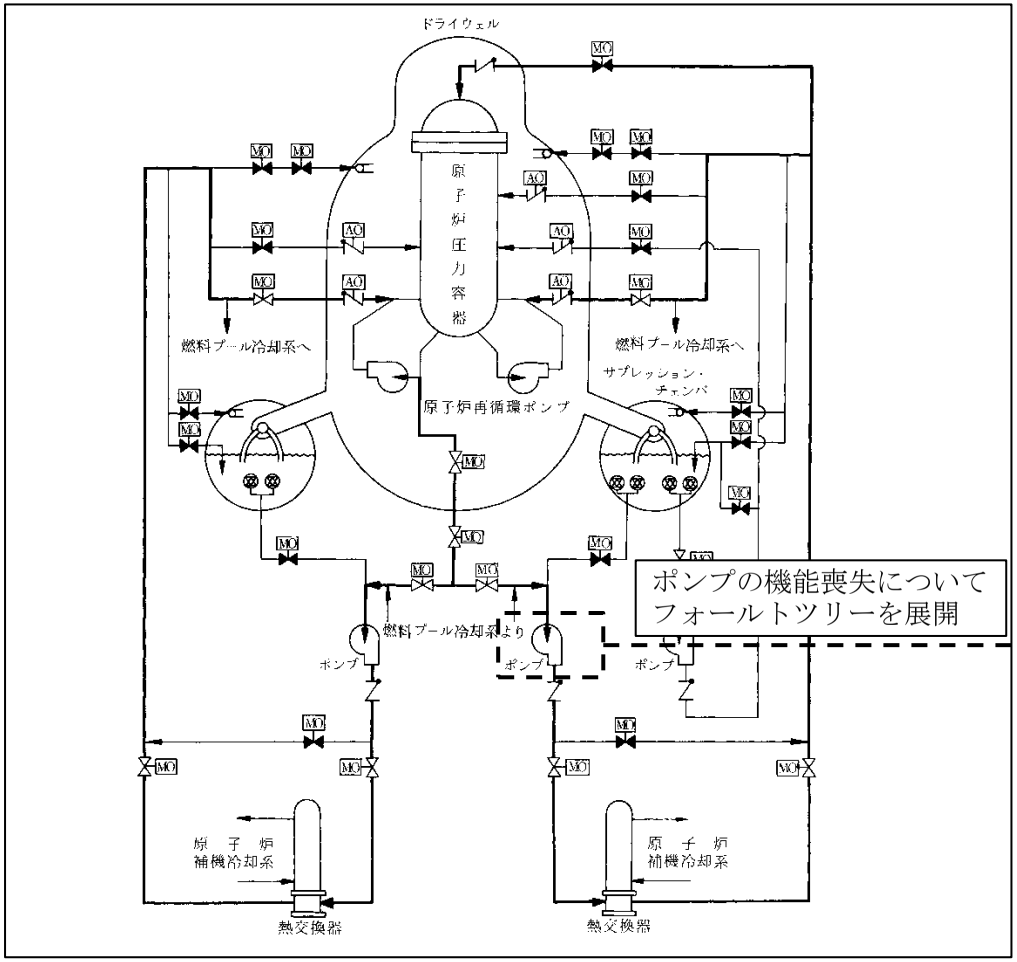


第1.1.2.d－2図　外部電源喪失イベントツリー

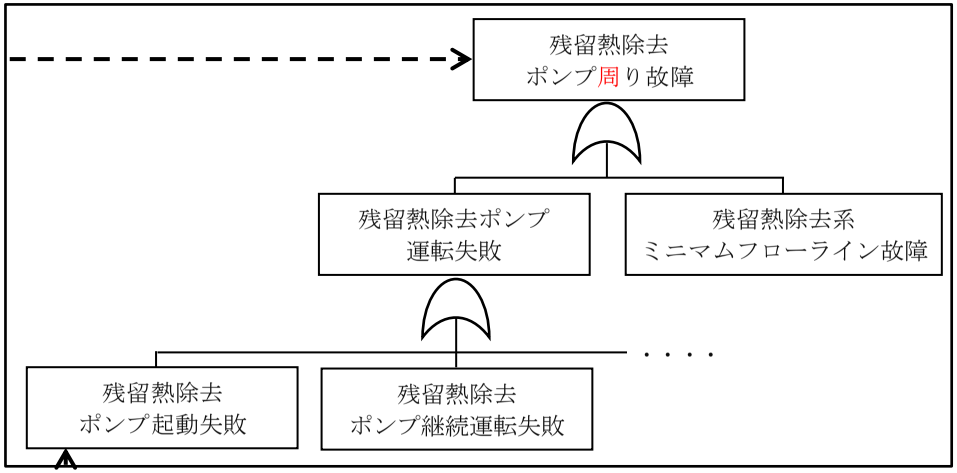


第1.1.2.d－3図　原子炉冷却材の流出イベントツリー

系統概要図（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）Ａ系統の例）



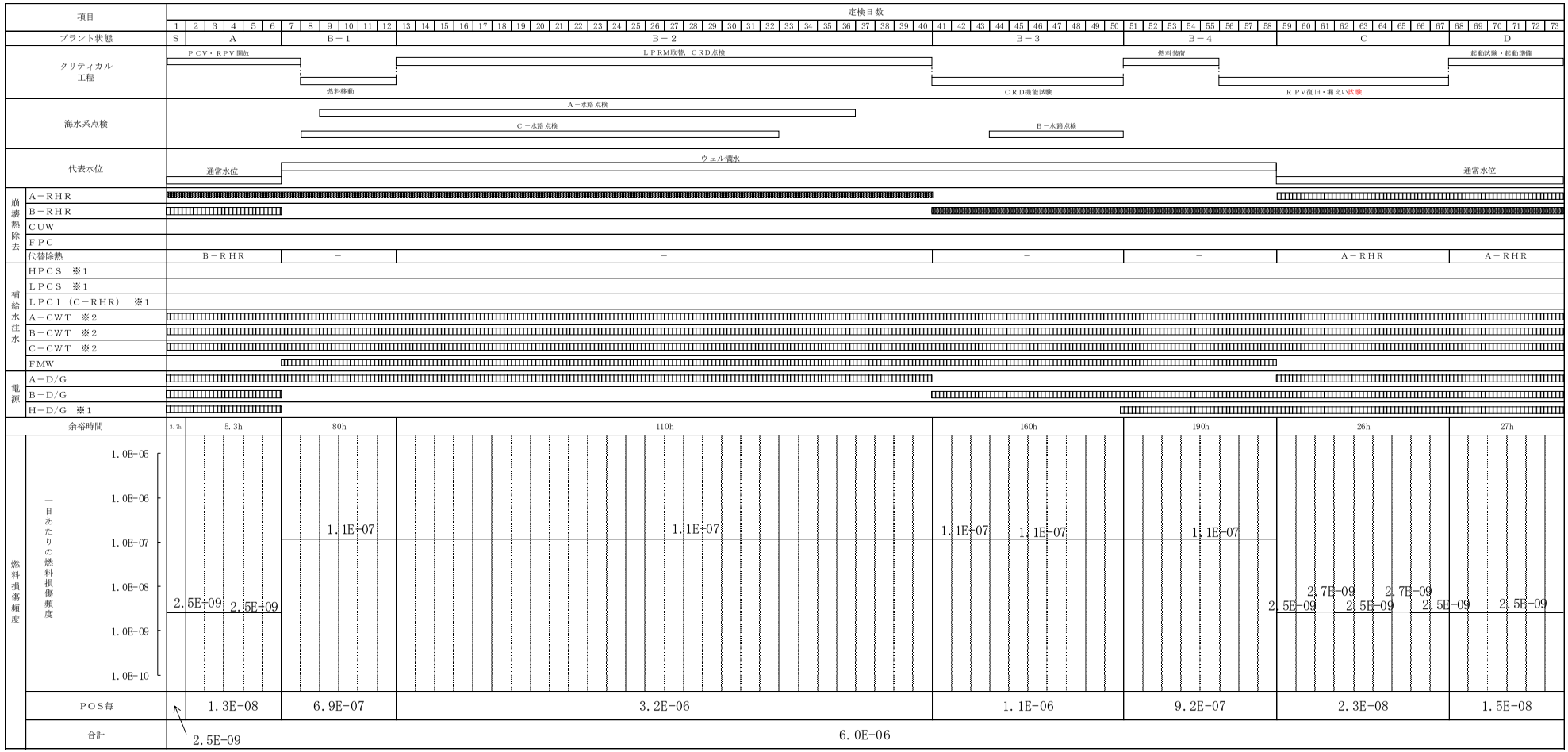
フォールトツリー（残留熱除去ポンプ周り）



参照する機器故障率データ

機　器	故障モード	国内故障率データ	
		平均値（／h）	ＥＦ
電動ポンプ（非常用待機／純水）	起動失敗	1.3E-07	17
電動ポンプ（常用運転／純水）	継続運転失敗	1.1E-06	12
タービン駆動ポンプ	起動失敗	4.1E-06	47
	継続運転失敗	2.9E-06	4

第1.1.2.e－1図　システム信頼性の評価例



Ａ－ＲＨＲ：残留熱除去Ａ系
Ｂ－ＲＨＲ：残留熱除去Ｂ系
ＣＵＷ　：原子炉浄化系
ＦＰＣ　：燃料プール冷却系
Ｄ／Ｇ　：非常用ディーゼル発電機
ＨＰＣＳ：高圧炉心スプレイ系

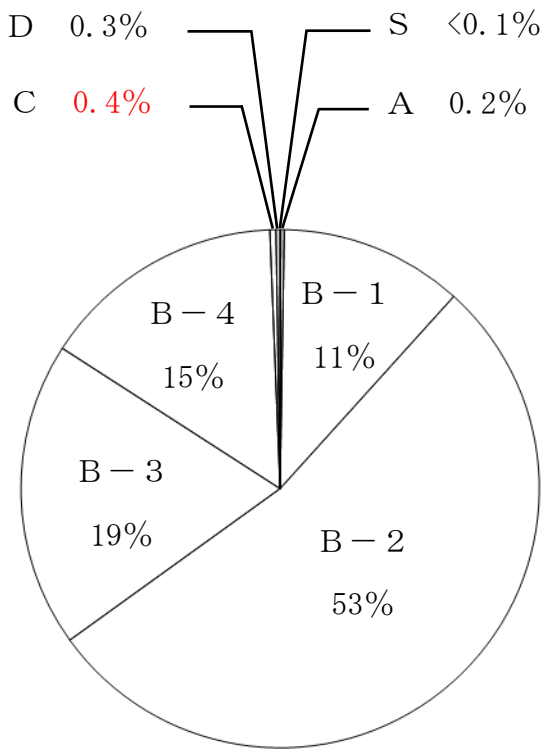
ＬＰＣＳ　：低圧炉心スプレイ系
ＬＰＣＩ　：残留熱除去系（低圧注水モード）
Ａ－ＣＷＴ：復水輸送系Ａポンプ
Ｂ－ＣＷＴ：復水輸送系Ｂポンプ
Ｃ－ＣＷＴ：復水輸送系Ｃポンプ
ＦＭＷ　：燃料プール補給水系

ＰＣＶ　：原子炉格納容器
ＲＰＶ　：原子炉圧力容器
ＬＰＲＭ：局部出力領域計装
ＣＲＤ　：制御棒駆動機構

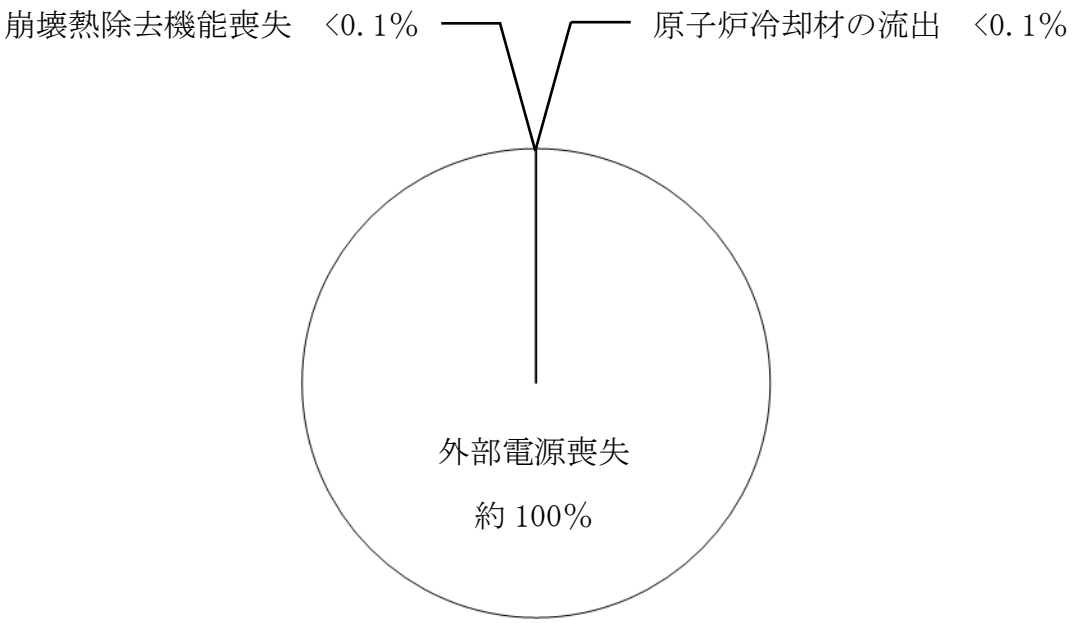
※１　今回のＰＲＡでは期待しない設備（残留熱除去系（低圧注水モード）に期待しない）
※２　定期事業者検査に先行して点検を実施

：崩壊熱除去に用いている系統
：待機中の系統

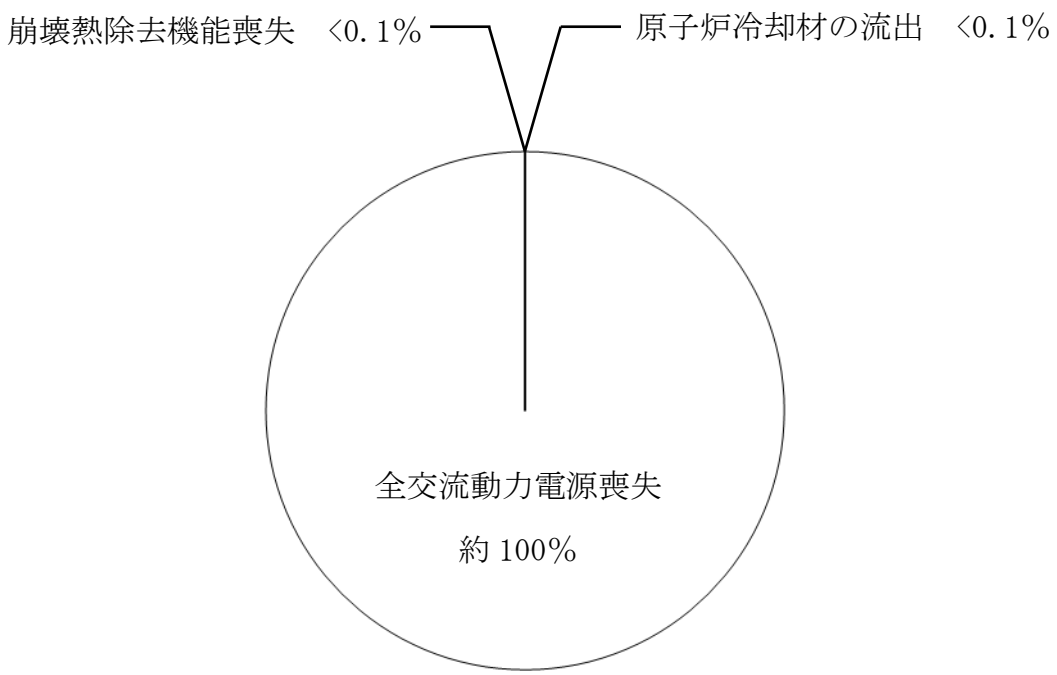
第 1.1.2.h－1 図　評価工程期間中における１日当たりの燃料損傷頻度



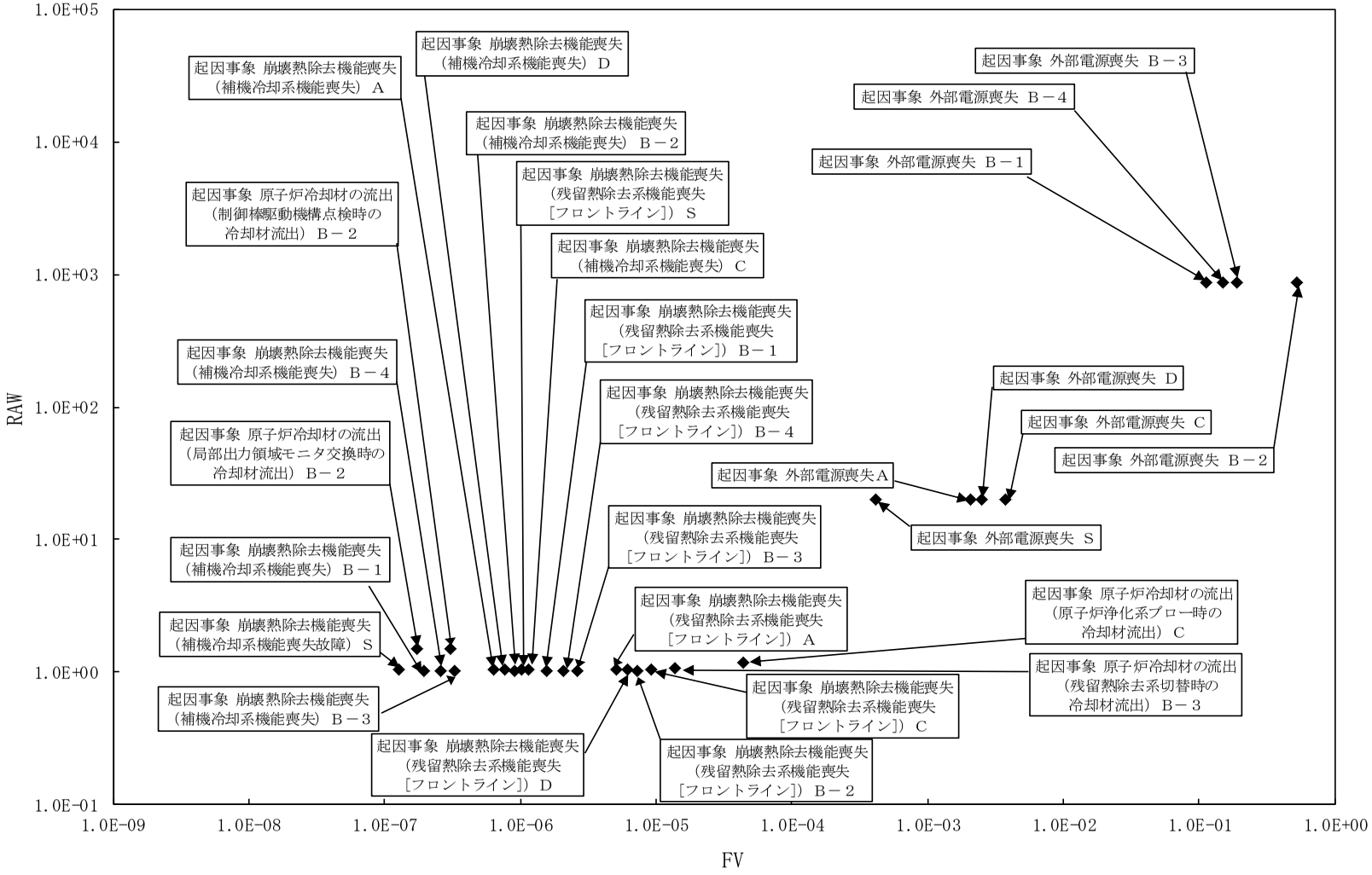
第 1.1.2.h－2 図　燃料損傷頻度寄与割合（プラント状態別）



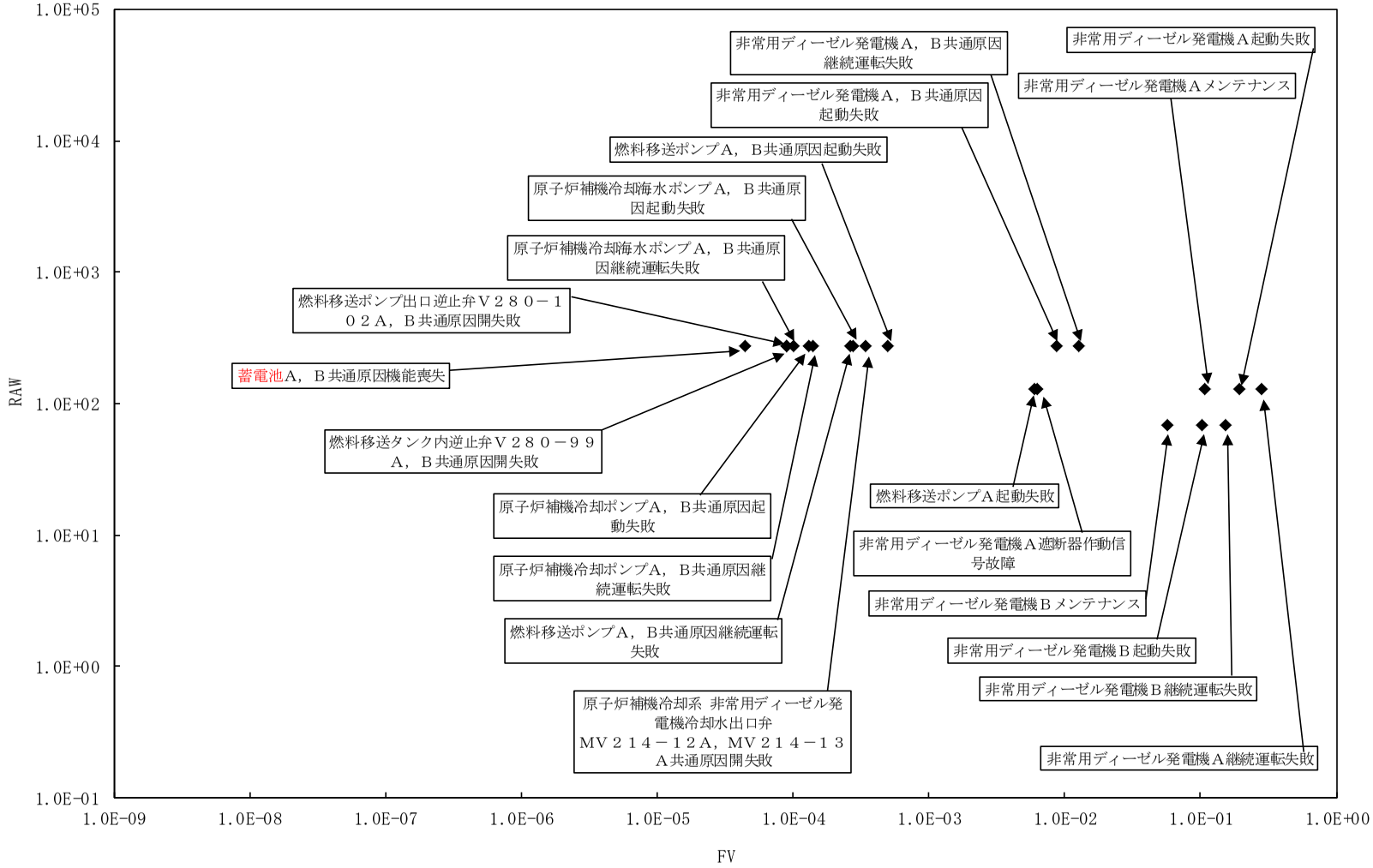
第 1.1.2.h－3 図　燃料損傷頻度寄与割合（起因事象別）



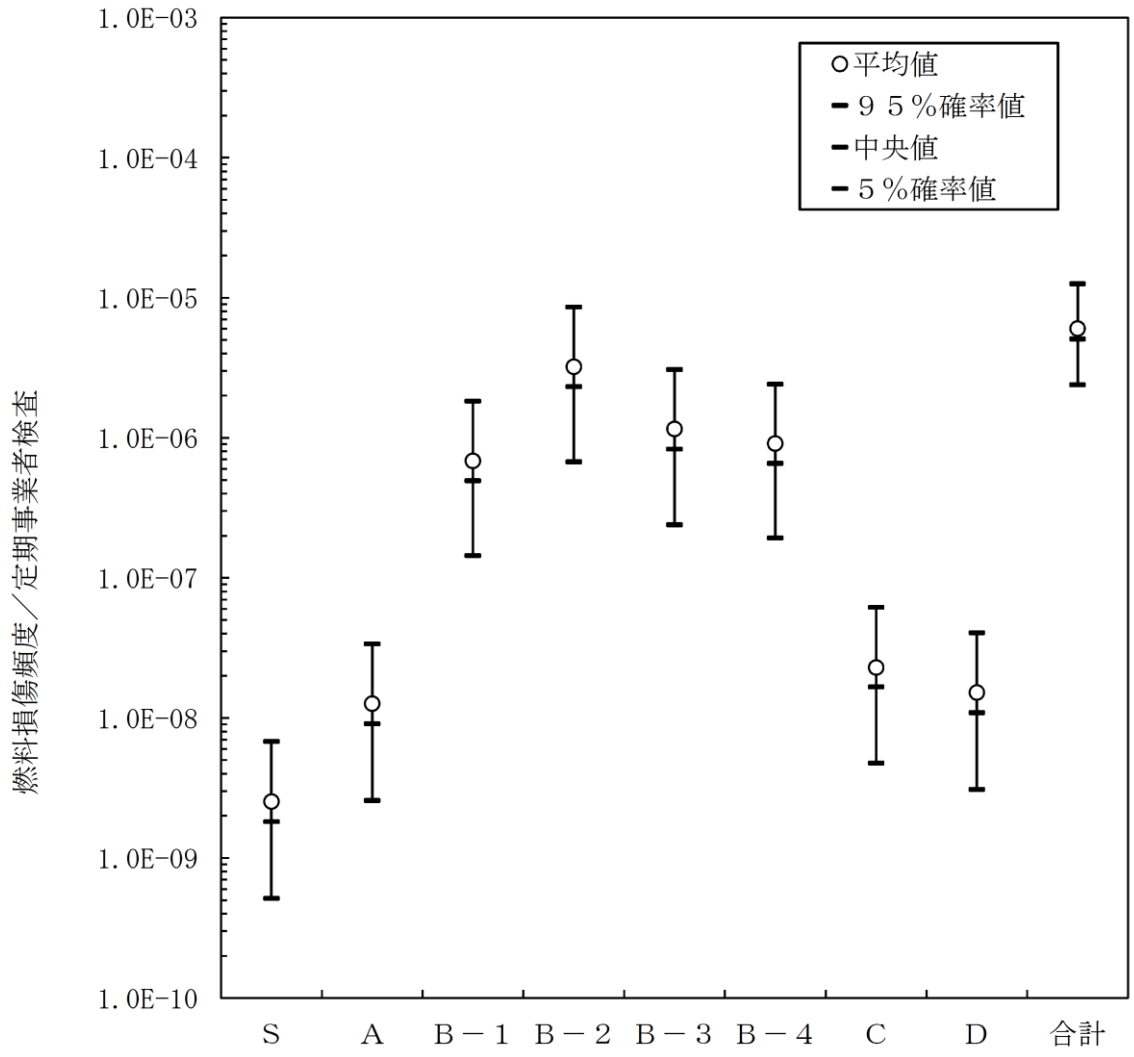
第 1.1.2.h－4 図　燃料損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）



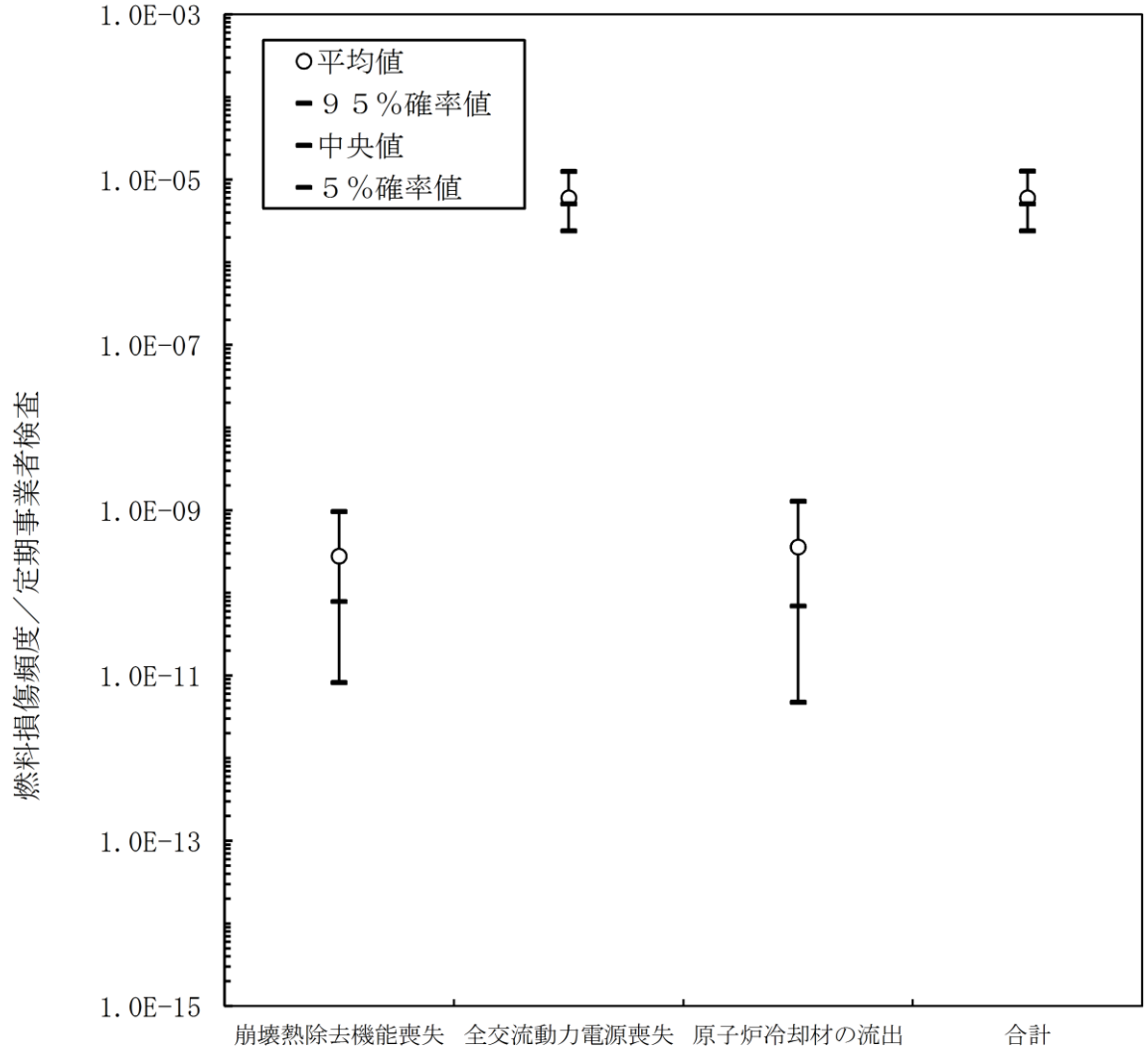
第 1.1.2.h－5 図　重要度解析結果（起因事象別）



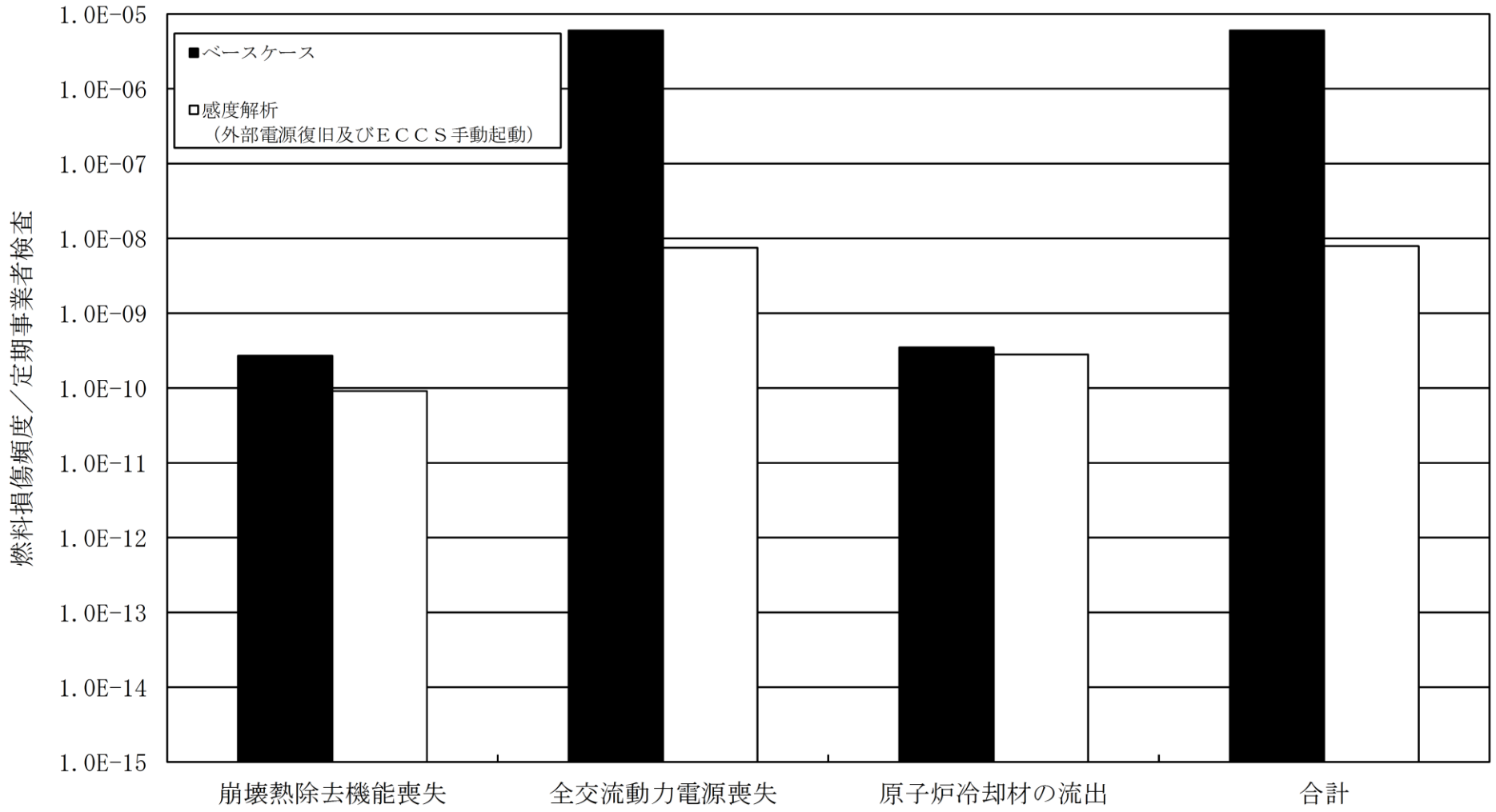
第 1.1.2.h－6 図　重要度解析結果（基事象別）



第 1.1.2.h－7 図　不確実さ解析結果（プラント状態別）



第 1.1.2.h－8 図　不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）



第 1.1.2.h－9 図　感度解析結果（外部電源復旧及びＥＣＣＳ手動起動操作の影響）

1.2　外部事象ＰＲＡ

1.2.1　地震ＰＲＡ

地震レベル１ＰＲＡは，一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下「地震ＰＳＡ学会標準」という。）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1.2.1－1図に示す。なお，今回のＰＲＡでは，地震単独の影響のみを評価しており，地震に伴う津波，溢水，火災等の重畳は対象としていない。

1.2.1.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

(1)　サイト・プラント情報の収集・分析

内部事象運転時レベル１ＰＲＡで収集したプラントの基本的な情報（設計，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プラント配置の特徴等の地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び主な情報源を第1.2.1.a－1表に示す。

(2)　ＰＲＡにおいて考慮する主な設備の概要

地震レベル１ＰＲＡにおいて考慮する主な設備は「1.1.1　運転時ＰＲＡ」での記載と同様である。

(3)　地震に対する特徴

内部事象運転時レベル１ＰＲＡに対する地震レベル１ＰＲＡの特徴は以下のとおり。

・設計基準対象施設は，各施設の安全機能が喪失した場合の相対的な影響の程度に応じて，耐震重要度をＳクラス，Ｂクラス及びＣクラスに分類し，設計されている。地震レベル１ＰＲＡでは大規模な地震を考慮するため，Ｂクラス及びＣクラスの施設については，緩和機能として期待しない。

・地震時には，機器及び電源の復旧は不可能とし，外部電源喪失時の外部電源復旧に期待しない。

・事故シーケンス評価における起因事象に関しては，複数の建物・構築物，安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷することによる様々な起因事象を合理的に処理するために，成功基準の観点からグループ化を行ったうえで，プラントへの影響が最も厳しい起因事象に代表させる形で階層イベントツリーを作成している。

(4)　プラントウォークダウン

ａ．プラントウォークダウンの実施手順

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，以下の観点でプラントウォークダウン（以下

「ＰＷＤ」という。）実施要領及びチェックシートを作成し，ＰＷＤを実施した。

・耐震安全性の確認

・波及的影響の確認

ｂ．プラントウォークダウン対象の建物・構築物・機器の選定

Ｓクラスの建物・構築物・機器をＰＷＤ対象として選定した。ＰＷＤ対象施設選定フローを第1.2.1.a－1図に示す。

ｃ．プラントウォークダウン実施結果

ＰＷＤチェックシートを用いて，ＰＷＤ対象の建物・構築物・機器の確認を実施した。その結果，Ｓクラスの建物・構築物・機器は，耐震安全性や波及的影響に関して問題はなく，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は確認されなかった。実施結果の例を第1.2.1.a－2図に示す。

(5)　地震レベル１ＰＲＡの実施に当たっての前提条件等について

地震レベル１ＰＲＡの実施に当たっての前提条件等を以下に示す。

ａ．評価の前提条件について

・評価地震動の範囲は0.0Ｇ～3.0Ｇ（解放基盤表面上の加速度）とする。

・外部電源系は他の耐震設計された設備と比較すると耐震性が小さく，外部電源系が健全な場合は他の系統も健全と考えられるため，炉心損傷に至ることはないとする。

・津波が建物・構築物・機器及び緩和機能に及ぼす影響は考慮せず，地震の影響のみ評価する。

ｂ．地震の影響について

・冗長機器及び設備は，地震の影響により同時に損傷する（完全相関）と仮定する。

・余震による炉心損傷への影響は考慮しない。

②　地震により炉心損傷に至る事故シナリオの分析

事故シナリオの分析を行い，地震レベル１ＰＲＡで対象とする起因事象を選定した。また，対象とする建物・構築物及び機器を選定するとともに，その影響（起因事象の発生，緩和設備への影響）を整理した。

(1)　事故シナリオの概括的な分析・設定

収集したプラント関連情報及びＰＷＤによって得られた情報を用いて，事故シナリオを広範に分析した。事故シナリオの分析に当たっては，地震起因により安全機能を有する建物・構築物及び機器が損傷して炉心損傷事故に繋がる事故シナリオだけでなく，安全機能への間接的影響（地震起因の火災，溢水，津波の影響を除いた周辺設備の損傷による間接的な影響（例：斜面崩壊，クレーン落下など））による事故シナリオも広範囲に抽

出した。

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，経年劣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い，安全機能を有する建物・構築物・機器の損傷が炉心損傷に直結する事故シナリオと合わせて事故シナリオの明確化を行った。スクリーニング結果を第1.2.1.a－2表に示す。事故シナリオのスクリーニングについては，これまでに決定論的に評価されている情報，又は運用面での対策・対応に関する情報に基づき判断している。

(2) 起因事象の選定

第1.2.1.a－3図に示すフローを用いて，以下を地震によって発生する起因事象として選定した。

・外部電源喪失
・原子炉建物損傷
・原子炉格納容器損傷
・原子炉圧力容器損傷
・格納容器バイパス
・Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ
・制御室建物損傷
・廃棄物処理建物損傷
・計装・制御系喪失
・直流電源喪失
・交流電源・補機冷却系喪失

(3) 建物・構築物・機器リストの作成

選定した起因事象の要因となる建物・構築物・機器及び地震時に使用可能な緩和設備に係る建物・構築物・機器を抽出し，建物・構築物・機器リストを作成した。建物・構築物・機器リストを第1.2.1.a－3表に示す。

1.2.1.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

基準地震動の超過確率の算出に用いた確率論的地震ハザード評価を行うに当たっては，地震ＰＳＡ学会標準を踏まえて実施した。

② 確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定

(1) 震源モデルの設定

震源モデルは，以下に示す特定震源モデルと領域震源モデルを設定した。

ａ．特定震源モデル

敷地から100km以内に位置する敷地周辺の地質調査結果に基づいて評価した活断層，地震調査研究推進本部（2016）[(1)]に掲載されている活断層及び「[新編]日本の活断層」[(2)]に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活

断層をモデル化し，検討用地震の宍道断層による地震及びＦ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ断層＋Ｆ－Ⅴ断層による地震については，決定論による「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」の評価において基本震源モデル及び認識論的不確かさとして考慮した評価ケースに基づいてモデル化した。敷地周辺の活断層分布及び活断層諸元を第1.2.1.b－1図，第1.2.1.b－1表，第1.2.1.b－2表，第1.2.1.b－3表及び第1.2.1.b－4表に示す。また，地質調査結果等に基づき設定した宍道断層による地震の発生頻度を第1.2.1.b－5表に示す。

ｂ．領域震源モデル

萩原(1991)[3]及び垣見ほか（2003）[4]の領域区分に基づき，敷地から半径100km以内の領域を対象にモデル化した。対象領域の最大マグニチュード（以下「M」という。）については，各領域で過去に発生した活断層と関連づけることが困難な地震の最大Mに基づいて設定し，また最大Mに幅がある場合には，その中央値，上限値，下限値に基づいて設定した。領域震源モデルの対象領域を第1.2.1.b－2図に，対象領域の最大Mの設定値を第1.2.1.b－6表に示す。

(2)　地震動伝播モデルの設定

特定震源モデルのうち，宍道断層による地震は敷地の極近傍に位置し，またＦ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ断層＋Ｆ－Ⅴ断層による地震はNoda et al.(2002)[5]の方法（以下「耐専式」という。）が適用範囲外となる評価ケースがあり，敷地の比較的近くに位置することから，これらの震源モデルには断層モデルを用いた手法と距離減衰式の両者を用いた。それ以外の震源モデルについては距離減衰式のみを用いた。距離減衰式としては，基本的に内陸補正の有無を考慮した耐専式を用い，耐専式の適用範囲外となる宍道断層による地震についてはAbrahamson et al.(2014)[6]を用いた。

(3)　ロジックツリーの作成

ロジックツリーは，震源モデル及び地震動伝播モデルにおいて，地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす認識論的不確実さを選定して作成した。作成したロジックツリーを第1.2.1.b－3図，第1.2.1.b－4図，第1.2.1.b－5図及び第1.2.1.b－6図に，ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方を第1.2.1.b－7表に示す。

③　確率論的地震ハザード評価結果

(1)　地震ハザード曲線

ロジックツリーに基づき評価した平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b－7図に，フラクタイル地震ハザード曲線を第1.2.1.b－8図に示す。また，震源別の平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b－9図に示す。

(2)　一様ハザードスペクトル

基準地震動Ｓｓ－Ｄ，Ｓｓ－Ｆ１及びＳｓ－Ｆ２の応答スペクトルと年

超過確率毎の一様ハザードスペクトルの比較を第1.2.1.b－10図に示す。基準地震動Ｓｓ－Ｄの年超過確率は，周期0.2秒より短周期側では10^{-4}～10^{-5}程度，それより長周期側では10^{-5}～10^{-6}程度であり，また基準地震動Ｓｓ－Ｆ１及びＳｓ－Ｆ２の年超過確率は，周期0.5秒より短周期側では10^{-4}～10^{-5}程度，それより長周期側では10^{-3}～10^{-4}程度である。

また，基準地震動Ｓｓ－Ｎ１及びＳｓ－Ｎ２の応答スペクトルと領域震源モデルによる年超過確率毎の一様ハザードスペクトルの比較を第1.2.1.b－11図に示す。基準地震動Ｓｓ－Ｎ１及びＳｓ－Ｎ２の年超過確率は10^{-4}～10^{-6}程度である。

一様ハザードスペクトルの算出のもととなる周期毎の平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b－12図に示す。

(3)　フラジリティ評価用地震動

「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）」を用いる建物のフラジリティ評価に適用する評価用地震動は年超過確率10^{-4}～10^{-6}の一様ハザードスペクトルを考慮して設定した形状に適合する模擬波とした。模擬波の経時特性は基準地震動の策定と同様にNoda et al.(2002)[5]に基づき，地震規模M7.7，等価震源距離X_{eq}＝17.3kmとして設定した。建物のフラジリティ評価用地震動を第1.2.1.b－13図に示す。

なお，屋外重要土木構造物及び機器のフラジリティ評価に適用する評価用地震動は耐震バックチェック評価用地震動Ｓｓ－１（以下「Ｓｓ－１」という。）とした。Ｓｓ－１を第1.2.1.b－14図に示す。

1.2.1.c　建物・機器フラジリティ

1.2.1.c－1　建物のフラジリティ

①　評価対象と損傷モードの設定

(1)　評価対象物

建物のフラジリティ評価の対象は，第1.2.1.a－3表の建物・構築物・機器リストに記載されたものとし，原子炉建物，制御室建物，タービン建物及び廃棄物処理建物とした。各建物の概要をそれぞれ第1.2.1.c－1－1図，第1.2.1.c－1－2図，第1.2.1.c－1－3図及び第1.2.1.c－1－4図に示す。

(2)　損傷モード及び部位の設定

建物の要求機能喪失に繋がる支配的な構造的損傷モード及び部位として，建物の崩壊シーケンスを踏まえ，層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

②　フラジリティの評価方法の選択

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。

③　フラジリティ評価上の主要な仮定

(1)　考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確実さ（以下「βｒ」という。）と認識論的不確実さ（以下「βｕ」という。）については，地震ＰＳＡ学会標準に基づき評価した。考慮する不確実さ要因の例を第1.2.1.c－1－1表に示す。

(2)　損傷評価の指標

損傷評価の指標については，耐震壁のせん断破壊の程度を表すことができる指標として，せん断ひずみを選定した。

④　フラジリティ評価における耐力情報

現実的耐力である損傷限界時のせん断ひずみの平均値と変動係数は地震ＰＳＡ学会標準に示された実験結果に基づく値を用いることとし，対数正規分布を仮定した。損傷限界点の現実的な値を第1.2.1.c－1－2表に示す。

⑤　フラジリティ評価における応答情報

現実的応答については，現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行った。現実的な物性値は地震ＰＳＡ学会標準に基づき算出し，対数正規分布を仮定した。損傷評価の指標である耐震壁のせん断破壊に対しては水平動が支配的であることから，水平動による評価を行うこととした。

(1)　入力地震動

入力地震動は第1.2.1.b－13図に示す模擬波を入力レベルごとに係数倍したものとした。（最大3,000gal）

(2)　現実的な物性値と応答解析モデル

島根原子力発電所の地盤物性値を第1.2.1.c－1－3表に示す。原子炉建物，制御室建物，タービン建物及び廃棄物処理建物の物性値をそれぞれ第1.2.1.c－1－4表，第1.2.1.c－1－5表，第1.2.1.c－1－6表及び第1.2.1.c－1－7表に示す。応答解析に用いる現実的な物性値は，地震ＰＳＡ学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第1.2.1.c－1－8表に示す。

原子炉建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c－1－5図，第1.2.1.c－1－9表及び第1.2.1.c－1－10表に示す。制御室建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c－1－6図及び第1.2.1.c－1－11表に示す。タービン建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c－1－7図及び第1.2.1.c－1－12表に示す。廃棄物処理建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c－1－8図及び第1.2.1.c－1－13表に示す。

(3)　現実的応答

現実的応答は，地震ＰＳＡ学会標準に準拠して，対数正規分布を仮定し，その中央値は物性値に中央値を与えた応答解析結果より算出した。また，対数標準偏差は，地震ＰＳＡ学会標準に基づき，最大応答せん断ひずみとして0.2を与えた。

⑥　建物のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線とＨＣＬＰＦを算出した。フラジリティ曲線は，各建物を構成する評価対象部位のうち，ＨＣＬＰＦが最小となる要素を対象として算出することとした。ここで，損傷確率は，現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は，対数正規累積分布関数により近似し，信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。

原子炉建物，制御室建物，タービン建物及び廃棄物処理建物のフラジリティ曲線を第1.2.1.ｃ－1－9図，第1.2.1.ｃ－1－10図，第1.2.1.ｃ－1－11図及び第1.2.1.ｃ－1－12図に示す。また，ＨＣＬＰＦについて第1.2.1.ａ－3表の建物・構築物・機器リストに示す。

1.2.1.ｃ－2　屋外重要土木構造物のフラジリティ

①　評価対象と損傷モードの設定

(1)　評価対象物

屋外重要土木構造物のフラジリティ評価の対象は，第1.2.1.ａ－3表の建物・構築物・機器リストに示す取水槽及び屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）とする。取水槽の平面図を第1.2.1.ｃ－2－1図，断面図を第1.2.1.ｃ－2－2図，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）の平面図を第1.2.1.ｃ－2－3図，断面図を第1.2.1.ｃ－2－4図に示す。

(2)　損傷モード及び部位の設定

Ｓｓ－１を用いた非線形時刻歴地震応答解析による耐震評価に基づき，構造部材の曲げ及びせん断破壊のうち，Ｓｓ－１による耐震裕度が厳しいせん断破壊を選定し，最も耐震性の低い部材を評価対象とした。

②　フラジリティの評価方法の選択

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）」，「現実的耐力と応答係数による方法（原研法）」，「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」の中から「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を選択した。「安全係数法」は，後述の通り，耐力係数及び応答係数により評価する。

耐力係数の評価で用いる現実的耐力は，材料強度の規格値等をもとに，地震ＰＳＡ学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき中央

値や不確実さを設定し，算定している。この現実的耐力の評価法は，「応答解析に基づく方法」，「原研法に基づく方法」及び「安全係数法」のいずれも本質的に同じであり，同等の精度を有している。

応答係数は，既工認等で実績のある決定論的評価である応答解析結果に基づき，安全側に設定している。また，この応答解析に含まれる余裕や不確実さは，地震ＰＳＡ学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき設定している。

以上より，米国での評価実績もあり，既往の応答評価結果をもとに安全側に評価することができる「安全係数法」を用いることとする。評価手法は地震ＰＳＡ学会標準に準拠した手法とする。

③　フラジリティ評価上の主要な仮定

(1)　耐力係数と応答係数による方法に基づくフラジリティ評価

耐力係数と応答係数による方法に基づくフラジリティ評価では，耐力係数と応答係数の積である安全係数に設計応答を評価する際に用いた地震動の最大加速度A_{input}を乗じてフラジリティ曲線の中央値Ａを算出する。

$$A = F \cdot A_{input} = F_C \cdot F_R \cdot A_{input}$$

ここで，

Ｆ　：安全係数

F_C ：耐力係数の中央値

F_R ：応答係数の中央値

安全係数は，現実的耐力と現実的応答の割合で定義されるが，現実的耐力に対する設計応答の割合（耐力係数）と設計応答に対する現実的応答の割合（応答係数）に分離して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的耐力}}{\text{現実的応答}} = \underbrace{\frac{\text{現実的耐力}}{\text{設計応答}}}_{\text{耐力係数}F_C} \times \underbrace{\frac{\text{設計応答}}{\text{現実的応答}}}_{\text{応答係数}F_R}$$

$$F_C = F_S \times F_\mu$$

$$F_R = F_1 \times F_2 \times F_3$$

ここで，

F_S ：強度係数

F_μ ：塑性エネルギー吸収係数

F_1 ：解放基盤表面の地震動に関する係数

F_2 ：構造物への入力地震動に関する係数

F_3 ：構造物の地震応答に関する係数

(2)　考慮する不確実さの要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確実さβ_rと認識論的不確実さ

β_uについては，地震ＰＳＡ学会標準等を参考に評価した。

④　フラジリティ評価における耐力情報

現実的耐力は，「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル（土木学会，2005)」のせん断破壊に対する照査（材料非線形解析を用いる方法）による評価値を適用した。現実的耐力評価に含まれる不確実さ要因は，地震ＰＳＡ学会標準を参考に，コンクリートの圧縮強度と鉄筋の降伏強度を考慮した。

現実的耐力の評価に当たっての材料物性値（中央値）について，コンクリートの実強度の平均値は，設計基準強度の1.4倍とした（地震ＰＳＡ学会標準による)。また，鉄筋の実降伏点の平均値は，規格降伏点の1.1倍とした（「鋼材等及び溶接部の許容応力度並びに材料強度の基準強度を定める件，平成12年（2000年）12月26日，建設省告示第2464号」による)。

⑤　フラジリティ評価における応答情報

設計応答は，Ｓｓ－１を用いた非線形時刻歴地震応答解析による構造部材の発生応力を設定した。

⑥　屋外重要土木構造物のフラジリティ評価結果

(1)　耐力係数F_Cのうち強度係数F_Sの評価

強度係数は，現実的耐力及び設計応答に基づき，評価した。

各構造物の強度係数F_Sの中央値及び不確実さを以下に示す（中央値，不確実さの詳細は，第1.2.1.c－2－1表，第1.2.1.c－2－2表のとおり)。

ａ．取水槽

$F_S=5.00$，$\beta_r=0.10$，$\beta_u=0.15$

ｂ．屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

$F_S=7.14$，$\beta_r=0.10$，$\beta_u=0.15$

(2)　耐力係数F_Cのうち塑性エネルギー吸収係数F_μ

構造物の設計応答に，Ｓｓ－１を用いた非線形時刻歴地震応答解析を用いていることから，塑性エネルギー吸収係数F_μは考慮しない。

各構造物の塑性エネルギー吸収係数F_μの中央値及び不確実さを以下に示す。

ａ．取水槽，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

$F_\mu=1.00$，$\beta_r=0.00$，$\beta_u=0.00$

(3)　応答係数F_Rの評価（F_1，F_2，F_3の評価）

応答係数のうちF_1（解放基盤表面の地震動に関する係数）は，スペクトル形状係数として評価し，その中央値は第1.2.1.c－2－5図のとおり，構造物の固有周期に対する一様ハザードスペクトルとＳｓ－１の加速度応答スペクトルの比率として評価した。不確実さは，一様ハザードスペクトルを

評価に用いていることから，第1.2.1.c－2－3表のとおり評価した。

Ｆ$_2$（構造物への入力地震動に関する係数）及びＦ$_3$（構造物の地震応答に関する係数）について，地盤と構造物を一体としてモデル化した非線形時刻歴地震応答解析を用いていることから，Ｆ$_2$とＦ$_3$を併せて，地盤モデルに係るサブ応答係数として評価した。中央値と対数標準偏差は，地震ＰＳＡ学会標準を参考に，第1.2.1.c－2－3表のとおり評価した。

各構造物のＦ$_1$，Ｆ$_2$，Ｆ$_3$の中央値及び不確実さを以下に示す。

ａ．取水槽，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

Ｆ$_1$＝0.87，β_r＝0.00，β_u＝0.00

Ｆ$_2$，Ｆ$_3$＝1.00，β_r＝0.10，β_u＝0.15

(4)　フラジリティ評価結果のまとめ

各係数の評価結果について，取水槽を第1.2.1.c－2－4表に，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）を第1.2.1.c－2－5表に示す。

フラジリティ曲線について，取水槽を第 1.2.1.c－2－6 図，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）を第 1.2.1.c－2－7 図に示す。また，信頼度 50%での 50%損傷確率及びＨＣＬＰＦについて，第 1.2.1.a－3 表に示す。

1.2.1.c－3　機器フラジリティ

①　評価対象と損傷モードの設定

機器のフラジリティ評価の対象を，第1.2.1.a－3表の建物・構築物・機器リストに示す。損傷モードは，構造損傷と機能損傷に分類し，評価対象機器の要求機能を踏まえて適切に設定する。タンク及び熱交換器のような静的機器は，要求機能の喪失につながる延性破壊や疲労破壊等の構造損傷の観点から評価し，電気盤類及びポンプのような動的機器については，システム評価上の要求機能に対応して構造損傷・機能損傷（動的機能限界や電気的機能限界）双方の観点から評価する。フラジリティは，ＪＥＡＧ4601に従って実施した既往の地震応答解析結果を基に算出する。

なお，構造強度に関する評価は，機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について評価しており，部位間で裕度（例えば，設計許容値／発生応力）が異なっている。また，裕度は，同一部位でも評価応力の種類（引張応力・曲げ応力・組合せ応力等）によって異なる。構造損傷に関するフラジリティ評価は，これらの各部位・各評価応力の中から，基本的には最も裕度が低い部位・評価応力について実施した。

②　フラジリティの評価方法の選択

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）」，「現実的耐力と応答係数による方法（原研法）」，「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」の中から「耐力係数と応答係数に

よる方法（安全係数法)」を選択した。「安全係数法」は後述の通り，耐力係数及び応答係数により評価する。

耐力係数の評価で用いる現実的耐力は，構造損傷については材料強度の規格値等をもとに，機能損傷については試験結果をもとに，地震ＰＳＡ学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき中央値や不確実さを設定し，算定している。この現実的耐力の評価法は，「応答解析に基づく方法」，「原研法に基づく方法」及び「安全係数法」は本質的に同じであり，同等の精度を有している。

応答係数は，既工認等で実績のある機器の決定論的評価である応答解析結果に基づき評価しているが，決定論的評価は保守性を有する線形範囲の評価を行っている。また，この応答解析に含まれる余裕や不確実さを地震ＰＳＡ学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき設定している。したがって，「安全係数法」は線形範囲において「応答解析に基づく方法」と比較して遜色のない精度で現実的な応答を求めることができる。

以上より，米国での評価実績もあり，既往の応答評価結果をもとに評価することができる「安全係数法」を用いることとする。評価手法は地震ＰＳＡ学会標準に準拠した手法とする。

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）

機器のフラジリティは評価対象機器が損傷に至る時点における地震動の最大加速度Ａを評価尺度として示すものである。ここで，地震動の最大加速度Ａをフラジリティ加速度と称して，確率量として扱い，以下の式で表す。

$$A = Am \cdot \varepsilon r \cdot \varepsilon u$$

ここで，

Ａｍ　：50％損傷確率に対する最大加速度の中央値

ε ｒ　：中央値に対する偶然的不確実さを示す確率密度分布。中央値を１として対数標準偏差βｒである対数正規分布を仮定する。

ε ｕ　：中央値に対する認識論的不確実さを示す確率密度分布。中央値を１として対数標準偏差βｕである対数正規分布を仮定する。

フラジリティ加速度Ａを対数正規累積分布関数で示したものが機器フラジリティ曲線である。

なお，安全係数法によるフラジリティ評価は，直接Ａｍ，ε ｒ，ε ｕからフラジリティ加速度を算出せず，安全係数の概念を用いて下式により算出する。

$$Am = F \cdot Ad \qquad \text{（式 1.2.1－1）}$$

ここで，

Ｆ　　：安全係数（裕度）

Ａｄ　：基準地震動の最大加速度

安全係数（裕度）Ｆは，（式1.2.1－2）に示すように，基準とする地震動に

よる現実的な応答に対する機器の現実的な耐力の割合で定義されるが，（式1.2.1－3）に示すように評価対象機器の現実的な応答に対する設計応答値の割合（応答係数）と設計応答値に対する現実的な耐力の割合（耐力係数）に分離して評価する。

ただし，入力地震動に対する機器の応答には，機器自身の応答に加えて建物の応答が影響することから，応答に関する係数は機器の応答係数と建物の応答係数に分割して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{現実的な応答}} \qquad \text{（式 1.2.1－2）}$$

$$= \underbrace{\frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}}}_{\text{応答係数}} \times \underbrace{\frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}}_{\text{耐力係数}} \qquad \text{（式 1.2.1－3）}$$

よって，

$F = F_C \cdot F_{RE} \cdot F_{RS}$

ここで，

F_C　：耐力係数

F_{RE}　：機器の応答係数

F_{RS}　：建物の応答係数

耐力係数F_C，機器の応答係数F_{RE}及び建物の応答係数F_{RS}は，それぞれ以下に示す係数に分離して評価する。これらの係数は，フラジリティ評価上に存在する各種の保守性及び不確実さ要因を評価したものであり，すべて対数正規分布する確率量と仮定する。不確実さ要因の整理結果を第1.2.1.c－3－1表に示す。また，耐力係数F_Cの算定に用いる構造損傷限界及び機能損傷限界の考え方を第1.2.1.c－3－2表に示す。

$F_C = F_S \cdot F_\mu$

ここで，

F_S　：強度係数

F_μ　：塑性エネルギー吸収係数

$F_{RE} = F_{SA} \cdot F_D \cdot F_M \cdot F_{MC}$

ここで，

F_{SA}　：スペクトル形状係数

F_D　：減衰係数

F_M　：モデル化係数

F_{MC}　：モード合成係数

$F_{RS} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$

ここで，

Ｆ１　：解放基盤表面の地震動に関する係数
・建物のスペクトル形状係数
Ｆ２　：建物への入力地震動に関する係数
・地盤モデルに関するサブ応答係数
・基礎による入力損失に関するサブ応答係数
Ｆ３　：建物の地震応答に関する係数
・建物振動モデルに関するサブ応答係数
・地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数
・非線形応答に関するサブ応答係数

建物の応答係数は，第1.2.1.ｃ－3－3表の値を使用する。

④　フラジリティ評価における耐力情報

耐力値は，ＪＳＭＥ発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）に示されている部材の許容値を適用した。確率分布の不確実さは，加振試験結果や文献値，工学的判断等によって評価し，βｒ，βｕとして定量化した。

⑤　フラジリティ評価における応答情報

設計応答値は，建物・構築物の非線形地震応答解析及び機器の線形地震応答解析による機器評価部位における発生応力等を設定した。地震動は耐震バックチェック評価用地震動Ｓｓ－1（600gal）を基本とするが，建物・構築物の非線形応答を精度よく評価する場合は，Ｓｓ－１の２倍の地震動（1,200gal）（以下「Ｓｓ－１×２」という。）を用いる。この考え方を第1.2.1.ｃ－3－1図に示す。確率分布の不確実さは，加振試験結果や文献値，工学的判断等によって評価し，βｒ，βｕとして定量化した。

⑥　機器のフラジリティ評価結果

機器のフラジリティ評価は，その評価上の特徴を踏まえ，「建物内大型機器及び炉内構造物」，「静的機器」，「動的機器」，「電気品」及び「配管」の５グループに分類した。機器のフラジリティ評価結果を第1.2.1.ａ－3表に示す。

また，グループ毎に代表機器の評価の具体例を以下に示す。

(1)　建物内大型機器及び炉内構造物（原子炉格納容器スタビライザ）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に，原子炉格納容器スタビライザの耐震性評価結果を下表に示す。

・評価対象機器：原子炉格納容器スタビライザ
・設置位置：原子炉格納容器内部
・耐震クラス：Ｓ
・固有振動数：20Hz以上（剛）
・地震動：Ｓｓ－１×２
・評価温度：57℃

表　原子炉格納容器スタビライザの耐震性評価結果

評価部位	材料	評価指標	発生値 [MPa]
フランジボルト	ＳＮＢ24-1	引張応力	527

ａ．耐力係数Ｆｃの評価

Ｆｃは以下の式にて評価する。

$F_C = F_S \cdot F_\mu$

(a)　強度係数Ｆｓ

本係数は，設計応力に対する限界強度の持つ保守性及び不確実さを評価するものであり，次式により評価する。

$$F_S = \frac{\sigma_C - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで，

σ_C　：限界応力の中央値

σ_T　：地震時発生応力

σ_N　：通常運転時応力

フランジボルトの材質はＳＮＢ24-1であることから，限界応力としてＪＳＭＥ発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第Ⅰ編付録図表Part５の引張応力Ｓｕ＝1,105MPaを採用する。限界応力の中央値σ_Cは，規格値に含まれる余裕としてＳｕ値を1.17倍し，さらに，フランジボルトの応力評価を有効断面積での評価とするため，0.75倍（有効断面積と呼び径断面積の比）した値とすると，以下で与えられる。

$\sigma_C = 1.17 \times 0.75 \times Su = 1.17 \times 0.75 \times 1,105 = 970MPa$

強度係数Ｆｓの中央値は，以下で与えられる。なお，フランジボルトに作用する通常運転時応力σ_Nは，0MPaである。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{970}{527} = 1.84$$

不確実さは，限界応力の中央値1.17×Ｓｕに対して，規格値Ｓｕが99%信頼下限に相当すると考え，すべてβ_uとして次式により評価する。

$$\beta_u = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.17 \times Su}{Su}\right) = 0.07 \qquad (\beta_r = 0)$$

強度係数Ｆｓの中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_S = 1.84$，　$\beta_r = 0$，　$\beta_u = 0.07$

(b)　塑性エネルギー吸収係数F_{μ}

本係数は，塑性変形によりエネルギー吸収することによる保守性及び不確実さを評価するものである。

フランジボルトは塑性変形によるエネルギー吸収効果が小さいと考え，本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数F_{μ}の中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_{\mu}=1.00$，$\beta_r=0$，$\beta_u=0$

b．機器の応答係数F_{RE}の評価

F_{RE}は以下の式にて評価する。

$F_{RE}=F_{SA}\cdot F_D\cdot F_M\cdot F_{MC}$

機器の応答係数F_{RE}は，評価対象機器及びそれを支持する機器の応答に対して評価する。原子炉格納容器スタビライザは，原子炉格納容器とガンマ線遮へい壁間に設置され，ガンマ線遮へい壁の応答を支配的に受けると考えられる。したがって，機器の応答係数F_{RE}はガンマ線遮へい壁の応答に対して評価する。

(a)　スペクトル形状係数F_{SA}

ガンマ線遮へい壁は床応答スペクトルを用いて評価しないため，本係数は考慮しない。

スペクトル形状係数F_{SA}の中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_{SA}=1.00$，$\beta_r=0$，$\beta_u=0$

(b)　減衰係数F_D

ガンマ線遮へい壁（鉄筋コンクリート）の減衰係数F_Dは，建物の地震応答に関する係数F_3で考慮するため，本係数は考慮しない。

減衰係数F_Dの中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_D=1.00$，$\beta_r=0$，$\beta_u=0$

(c)　モデル化係数F_M

本係数は，機器のモデル化が持つ保守性及び不確実さを評価する。原子炉格納容器ガンマ線遮へい壁等の機器の解析モデル化は妥当であり，中央値に相当すると考える。不確実さは，Kennedy[7]の評価結果を参考に0.15としすべてβ_uとする。

モデル化係数F_Mの中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_M=1.00$，$\beta_r=0$，$\beta_u=0.15$

(d)　モード合成係数F_{MC}

ガンマ線遮へい壁はモード合成をしていないため，本係数は考慮しない。

モード合成係数F_{MC}の中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_{MC}=1.00$，$\beta_r=0$，$\beta_u=0$

c．建物の応答係数F_{RS}の評価

F_{RS}は以下の式にて評価する。

$$F_{RS}=F_1\cdot F_2\cdot F_3$$

建物応答に関する各係数は，第1.2.1.c－3－3表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数F_1

本係数は建物への入力として用いる解放基盤表面における設計用地震動の目標周期特性（建物のスペクトル形状係数）の設定における保守性及び不確実さを評価する。中央値は，最大加速度でアンカーした基準地震動のターゲットスペクトルと一様ハザードスペクトルの比として以下により評価する。第1.2.1.c－3－2図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

剛な機器：建物の１次固有周期におけるスペクトルの比

柔な機器：機器の固有周期におけるスペクトルの比

不確実さは地震ハザード評価に含まれるため考慮しない。

本機器は，原子炉建物内に設置され，ガンマ線遮へい壁の水平応答を支配的に受けるため，ガンマ線遮蔽壁の１次固有周期に対応した値として本係数を適用する。

解放基盤表面の地震動に関する係数F_1の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_1=0.77,\ \beta_r=0,\ \beta_u=0$$

(b) 建物への入力地震動に関する係数F_2

本係数は地盤モデルに関するサブ応答係数及び基礎による入力損失に関するサブ応答係数の積として評価する。

・地盤モデルに関するサブ応答係数

解放基盤表面位置と建物基礎底面位置が異なることに対する保守性及び不確実さ，かつ表層地盤による建物応答への保守性及び不確実さを考慮する。

・基礎による入力損失に関するサブ応答係数

建物１次固有周期近傍における基礎の拘束効果による入力損失の保守性及び不確実さを考慮する。

中央値は以下の理由から1.00とする。

・地盤物性値の設計値と中央値はほとんど相違がない。また，解放基盤表面の最大加速度1,000gal以上では表層の剛性低下が顕著となり建物及び支持岩盤を拘束する効果が期待できず入力低減効果が見込めない。

・基礎の拘束効果による入力損失の影響は小さい。

不確実さは，建物への入力地震動に関する係数Ｆ$_2$及び建物の地震応答に関する係数Ｆ$_3$を併せてひとつの値として評価する。β_rは，地震ＰＳＡ学会標準を参考に0.2とする。β_uは，解析モデル化誤差等によるものであり，国内文献[8]に基づき0.15とする。建物への入力地震動に関する係数Ｆ$_2$の中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆ$_2$＝1.00，β_r＝0.20，β_u＝0.15（β_r及びβ_uはＦ$_3$と共通）

(c)　建物の地震応答に関する係数Ｆ$_3$

本係数は，建物振動モデルに関するサブ応答係数，地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数及び非線形応答に関するサブ応答係数の積として評価する。

・建物振動モデルに関するサブ応答係数

建物の減衰及び剛性の評価に際して，設計時の物性を用いた場合の応答に基づき現実的な物性を用いた場合の応答の保守性及び不確実さを評価する。

・地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数

地下逸散減衰及び地盤－建物の相互作用の評価に際して，設計時の物性を用いた場合の応答に基づき，現実的な物性を用いた場合の応答の保守性及び不確実さを評価する。

・非線形応答に関するサブ応答係数

建物の非線形応答が機器入力に与える保守性及び不確実さを評価する。

中央値は以下の理由から1.00とする。

・減衰定数の設計値に基づく応答スペクトルと中央値に基づく応答スペクトルにはほとんど相違がない。
・地盤物性値の設計値と中央値はほとんど相違がない。また，建物の実剛性が応答に与える影響は小さい。
・建物の非線形応答によって応答加速度が低減される可能性があるが，保守的な値として1.00を適用する。

不確実さは，建物への入力地震動に関する係数Ｆ$_2$及び建物の地震応答に関する係数Ｆ$_3$を併せてひとつの値として評価する。β_rは，地震ＰＳＡ学会標準を参考に0.2とする。β_uは，解析モデル化誤差等によるものであり，国内文献[8]に基づき0.15とする。建物の地震応答に関する係数Ｆ$_3$の中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆ$_3$＝1.00，β_r＝0.20，β_u＝0.15　（β_r及びβ_uはＦ$_2$と共通）

ｄ．評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉格納容器スタビライザのフラ

ジリティ加速度の中央値Ａm，β ｒ，β ｕ及びＨＣＬＰＦを以下に示す。

原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ曲線を第1.2.1.ｃ－3－3図に示す。

Ａm＝1.74（G）

β ｒ＝0.20，β ｕ＝0.22

ＨＣＬＰＦ＝Ａm×exp(－1.65×(β ｒ＋β ｕ))

＝1.74×exp(－1.65×(0.20＋0.22))

＝0.87（G）

表 原子炉格納容器スタビライザ（フランジボルト）安全係数評価結果の一覧

F_C		F_{RE}				F_{RS}			Am (G)	HCLPF (G)
F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3		
β r	β r	β r	β r	β r	β r	β r	β r	β r	β r	
β u	β u	β u	β u	β u	β u	β u	β u	β u	β u	
1.84	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.77	1.00	1.00	1.74	0.87
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.20	
0.07	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.15		0.22	

(2) 静的機器（原子炉補機冷却系サージタンク）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に，原子炉補機冷却系サージタンクの耐震性評価結果を下表に示す。裕度は基礎ボルトが最小となるため，基礎ボルトを対象にフラジリティ曲線を算出した。

・評価対象機器：原子炉補機冷却系サージタンク
・設置位置：原子炉建物ＥＬ42.8m
・耐震クラス：Ｓ
・固有振動数：20Hz以上（剛）
・地震動：Ｓｓ－１
・評価温度：50℃

表　原子炉補機冷却系サージタンクの耐震性評価結果

評価部位	材料	評価指標	発生値 [MPa]	許容値 [MPa]	裕度
基礎ボルト	ＳＳ400	引張応力	112	205	1.83
		せん断応力	53	159	3.00

ａ．耐力係数Ｆｃの評価

Ｆｃは以下の式にて評価する。

$F_C = F_S \cdot F_\mu$

(a) 強度係数Ｆｓ

基礎ボルトには組合せ応力が作用するため，本係数は，次式により評価する。

$$\left(\frac{\sigma}{\sigma_C}\right)^2+\left(\frac{\tau}{\tau_C}\right)^2=\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2+\left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2=\lambda^2\leq 1$$

$$F_S=\frac{1}{\lambda}=\frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2+\left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2}}$$

ここで,

λ	：基礎ボルトの応力比
σ	：ボルトの引張応力
τ	：ボルトのせん断応力
σ_C	：せん断が作用しない場合の限界引張応力の中央値
τ_C	：引張が作用しない場合の限界せん断応力の中央値
F_τ	：せん断に対する裕度
F_σ	：引張に対する裕度

基礎ボルトの材質はＳＳ400であることから，限界応力としてＪＳＭＥ発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第Ⅰ編付録図表Part５の引張応力Ｓｕ＝394MPaを採用する。せん断が作用しない場合の限界引張応力の中央値σ_Cは，規格値に含まれる余裕としてＳｕ値を1.17倍し，さらに，基礎ボルトの応力評価を有効断面積での評価とするため，0.779倍（有効断面積と呼び径断面積の比）した値とすると，以下で与えられる。

$\sigma_C=1.17\times0.779\times Su=1.17\times0.779\times394=359$MPa

引張が作用しない場合の限界せん断応力の中央値τ_Cは，規格値に含まれる余裕としてＳｕ値を1.17倍し，さらにせん断の許容値に適用する$\sqrt{3}$で除した値とすると，以下で与えられる。

$\tau_C=1.17\times1/\sqrt{3}\times Su=1.17\times1/\sqrt{3}\times394=266$MPa

強度係数F_Sは，次式により評価する。

$$\frac{1}{F_\sigma}=\frac{\sigma}{\sigma_C}=\frac{112}{359}$$

$$\frac{1}{F_\tau}=\frac{\tau}{\tau_C}=\frac{53}{266}$$

$$F_S=\frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2+\left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2}}=\frac{1}{\sqrt{\left(\frac{112}{359}\right)^2+\left(\frac{53}{266}\right)^2}}=2.70$$

不確実さは，限界応力の中央値1.17×Ｓｕに対して，規格値Ｓｕが99%信頼下限に相当すると考え，すべてβｕとして次式により評価する。

$$\beta u = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.17 \times Su}{Su}\right) = 0.07 \qquad (\beta r = 0)$$

強度係数Ｆｓの中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆｓ＝2.70，βｒ＝0，βｕ＝0.07

(b)　塑性エネルギー吸収係数Ｆμ

基礎ボルトは塑性変形によるエネルギー吸収効果が小さいと考え，本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数Ｆμの中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆμ＝1.00，βｒ＝0，βｕ＝0

ｂ．機器の応答係数ＦＲＥの評価

ＦＲＥは以下の式にて評価する。

ＦＲＥ＝ＦＳＡ・ＦＤ・ＦＭ・ＦＭＣ

本機器は剛な機器であるため，本係数は考慮しない。

機器の応答係数ＦＲＥの中央値及び不確実さを以下に示す。

ＦＲＥ＝1.00，βｒ＝0，βｕ＝0

ｃ．建物の応答係数ＦＲＳの評価

ＦＲＳは以下の式にて評価する。

ＦＲＳ＝Ｆ１・Ｆ２・Ｆ３

建物応答に関する各係数は，第1.2.1.ｃ－3－3表に示す建物の応答係数を用いる。

(a)　解放基盤表面の地震動に関する係数Ｆ１

本機器は，原子炉建物内に設置されるため，原子炉建物の１次固有周期に対応した値として本係数を適用する。

解放基盤表面の地震動に関する係数Ｆ１の中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆ１＝1.22，βｒ＝0，βｕ＝0

(b)　建物への入力地震動及び地震応答に関する係数Ｆ２，Ｆ３

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数Ｆ２，Ｆ３の中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆ２，Ｆ３＝1.00，βｒ＝0.20，βｕ＝0.15

ｄ．評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，βｒ，βｕ及びＨＣＬＰＦを以下に示

す。

原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ曲線を第1.2.1.c－3－4図に示す。

Ａm＝2.01（G）

β_r＝0.20，β_u＝0.17

ＨＣＬＰＦ＝Ａm×exp(－1.65×(β_r＋β_u))

＝2.01×exp(－1.65×(0.20＋0.17))

＝1.09（G）

表　原子炉補機冷却系サージタンク安全係数評価結果の一覧

F_C		F_{RE}				F_{RS}			Am (G)	HCLPF (G)
F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3		
β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	
β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	
2.70	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.22	1.00	1.00	2.01	1.09
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.20	
0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.17	

(3)　動的機器（原子炉補機海水ポンプ）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に示す。裕度は電動機の動的機能損傷（水平）が最小となるため，電動機の動的機能損傷（水平）を対象にフラジリティ曲線を算出した。

・評価対象機器：原子炉補機海水ポンプ用電動機
・設置位置：取水槽ＥＬ 1.1m
・耐震クラス：Ｓ
・固有振動数：20Hz以上（剛）
・地震動：Ｓｓ－１
・応答加速度：
　水平方向　1.38（G）
　鉛直方向　0.79（G）
・機能確認済加速度：
　水平方向　2.5（G）
　鉛直方向　3.0（G）

ａ．耐力係数Ｆｃの評価

Ｆｃは以下の式にて評価する。

$F_C = F_S \cdot F_\mu$

(a)　強度係数Ｆｓ

本係数は次式により評価する。

$$F_S = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}}$$

機能損傷モードに対する強度係数Ｆｓは，加振試験等により機能維持することが確認された加速度（機能維持確認済加速度）を用いて評価する。フラジリティ評価のベースとする機能維持確認済加速度レベルではポンプ類及び電動機類に誤動作･損傷が見られないことから，以下に示す方法（ここでは，βｃ設定法と呼ぶ）により誤動作・損傷に対する加速度の中央値を推定する。

［βｃ設定法の概要］

フラジリティ評価において，ＨＣＬＰＦは次式により評価される。

$$HCLPF = Am \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

上式より，

$$Am = HCLPF \times \exp(1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

これと同様に，加振試験における損傷加速度の中央値とＨＣＬＰＦの関係は次式により表される。

損傷加速度の中央値

＝損傷加速度のＨＣＬＰＦ×exp(1.65×(βｒ＋βｕ))

したがって，“損傷加速度のＨＣＬＰＦ＝機能維持確認済加速度”とし，βｒ及びβｕを与えることにより，損傷加速度の中央値を推定できる。

ポンプ及び電動機類等の動的機器に関する誤動作等の不確実さデータの知見は現状得られていないが，電気品の誤動作に関する不確実さ（βｃ＝0.17[9]）よりも小さいと仮定し，βｒ＝βｕ＝0.10とする。

電動機の損傷加速度の中央値は，βｃ設定法に基づき次式により評価する。

損傷加速度の中央値＝機能維持確認済加速度

×exp(1.65×(βｒ＋βｕ))

＝2.5×exp(1.65×(0.10＋0.10))

＝3.48（Ｇ）

強度係数Ｆｓの中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆｓ＝損傷加速度の中央値／応答加速度

＝3.48／1.38＝2.52

βｒ＝0.10，βｕ＝0.10

(b)　塑性エネルギー吸収係数F_μ

損傷加速度のＨＣＬＰＦを機能維持確認済加速度としており本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数F_μの中央値及び不確実さを以下に示す。

F_μ＝1.00，βｒ＝0，βｕ＝0

ｂ．機器の応答係数F_{RE}の評価

F_{RE}は以下の式にて評価する。

$F_{RE}=F_{SA}\cdot F_{D}\cdot F_{M}\cdot F_{MC}$

本機器は剛な機器であるため，本係数は考慮しない。

機器の応答係数F_{RE}の中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_{RE}=1.00$，$\beta_r=0$，$\beta_u=0$

ｃ．建物の応答係数F_{RS}の評価

F_{RS}は以下の式にて評価する。

$F_{RS}=F_1\cdot F_2\cdot F_3$

建物応答に関する各係数は，第1.2.1.ｃ－3－3表に示す建物の応答係数を用いる。

(a)　解放基盤表面の地震動に関する係数F_1

本機器は，取水槽内に設置されるため，取水槽の１次固有周期に対応した値として本係数を適用する。

解放基盤表面の地震動に関する係数F_1の中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_1=0.92$，$\beta_r=0$，$\beta_u=0$

(b)　建物への入力地震動及び地震応答に関する係数F_2，F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数F_2，F_3の中央値及び不確実さを以下に示す。

F_2，$F_3=1.00$，$\beta_r=0.20$，$\beta_u=0.15$

ｄ．評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉補機海水ポンプのフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，β_r，β_u及びＨＣＬＰＦを以下に示す。

原子炉補機海水ポンプのフラジリティ曲線を第1.2.1.ｃ－3－5図に示す。

$Am=1.42$（G）

$\beta_r=0.22$，$\beta_u=0.18$

$HCLPF=Am\times\exp(-1.65\times(\beta_r+\beta_u))$

$=1.42\times\exp(-1.65\times(0.22+0.18))$

$=0.73$（G）

表　原子炉補機海水ポンプ安全係数評価結果の一覧

F_C		F_{RE}				F_{RS}			Am (G)	HCLPF (G)
F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3		
β r	β r	β r	β r	β r	β r	β r	β r	β r	β r	
β u	β u	β u	β u	β u	β u	β u	β u	β u	β u	
2.52	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.92	1.00	1.00	1.42	0.73
0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22	
0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.18	

(4)　電気品（非常用母線メタクラ）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に示す。裕度は動的機能損傷（水平）が最小となるため，動的機能損傷（水平）を対象にフラジリティ曲線を算出した。

・評価対象機器：非常用母線メタクラ
・設置位置：原子炉建物ＥＬ 23.8m
・耐震クラス：Ｓ
・固有振動数：20Hz以上（剛）
・地震動：Ｓｓ－1
・応答加速度：
　　水平方向　0.92（G）
　　鉛直方向　0.82（G）
・機能確認済加速度：
　　水平方向　2.87（G）
　　鉛直方向　2.50（G）

ａ．耐力係数F_Cの評価

F_Cは以下の式にて評価する。

$$F_C = F_S \cdot F_\mu$$

(a)　強度係数F_S

本係数は次式により評価する。

$$F_S = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}}$$

機能損傷モードの強度係数はβ設定法に基づき評価した。不確実さは，電気品の既往試験結果[9]より，電気品の誤動作に関する不確実さβ_cの最大0.17を採用し，β_rとβ_uは文献[10]より１：２で配分し，$\beta_r = 0.08$，$\beta_u = 0.15$とする。

したがって，非常用母線メタクラの損傷加速度の中央値は，次式により評価する。

損傷加速度の中央値
＝機能維持確認済加速度×exp(1.65×(βｒ＋βｕ))
＝2.87×exp(1.65×(0.08＋0.15))
＝4.19（G）

強度係数Ｆｓの中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆｓ＝損傷加速度の中央値／応答加速度
＝4.19／0.92＝4.55

βｒ＝0.08，βｕ＝0.15

(b) 塑性エネルギー吸収係数Ｆμ

損傷加速度のＨＣＬＰＦを機能維持確認済加速度としており本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数Ｆμの中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆμ＝1.00，βｒ＝0，βｕ＝0

ｂ．機器の応答係数ＦＲＥの評価

ＦＲＥは以下の式にて評価する。

ＦＲＥ＝ＦＳＡ・ＦＤ・ＦＭ・ＦＭＣ

本機器は剛な機器であるため，本係数は考慮しない。

機器の応答係数ＦＲＥの中央値及び不確実さを以下に示す。

ＦＲＥ＝1.00，βｒ＝0，βｕ＝0

ｃ．建物の応答係数ＦＲＳの評価

ＦＲＳは以下の式にて評価する。

ＦＲＳ＝Ｆ１・Ｆ２・Ｆ３

建物応答に関する各係数は，第1.2.1.c－3－3表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数Ｆ１

本機器は，原子炉建物内に設置されるため，原子炉建物の１次固有周期に対応した値として本係数を適用する。解放基盤表面の地震動に関する係数Ｆ１の中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆ１＝1.22，βｒ＝0，βｕ＝0

(b) 建物への入力地震動及び地震応答に関する係数Ｆ２，Ｆ３

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数Ｆ２，Ｆ３の中央値及び不確実さを以下に示す。

Ｆ２，Ｆ３＝1.00，βｒ＝0.20，βｕ＝0.15

ｄ．評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。非常用母線メタクラのフラジリティ

加速度の中央値Ａｍ，βｒ，βｕ及びＨＣＬＰＦを以下に示す。非常用母線メタクラのフラジリティ曲線を第1.2.1.ｃ－3－6図に示す。

Ａｍ＝3.40（Ｇ）

βｒ＝0.22，βｕ＝0.21

ＨＣＬＰＦ＝Ａｍ×exp(－1.65×(βｒ＋βｕ))

＝3.40×exp(－1.65×(0.22＋0.21))

＝1.67（Ｇ）

表　非常用母線メタクラ安全係数評価結果の一覧

F_C		F_{RE}				F_{RS}			Am (G)	HCLPF (G)
F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3		
βｒ	βｒ	βｒ	βｒ	βｒ	βｒ	βｒ	βｒ	βｒ	βｒ	
βｕ	βｕ	βｕ	βｕ	βｕ	βｕ	βｕ	βｕ	βｕ	βｕ	
4.55	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.22	1.00	1.00	3.40	1.67
0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22	
0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.21	

(5)　配管（原子炉補機海水系配管）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に，原子炉補機海水系配管の耐震性評価結果を下表に示す。

・評価対象機器：原子炉補機海水系配管
・設置位置：取水槽ＥＬ 0.6m
・耐震クラス：Ｓ
・固有振動数：8.49Hz
・地震動：Ｓｓ－１
・評価温度：40℃

表　原子炉補機海水系配管の耐震性評価結果

材　料	評価指標	発生値 [MPa]	許容値 [MPa]	裕度
ＳＭ41Ｃ	一次応力	264	360	1.36

ａ．耐力係数F_Cの評価

F_Cは以下の式にて評価する。

$$F_C = F_S \cdot F_\mu$$

(a)　強度係数F_S

本係数は，次式により評価する。

$$F_S = \frac{\sigma_C - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで，

σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力
σ_N：通常運転時応力

配管の材質はＳM41Ｃであることから，限界応力としてＪＳＭＥ発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第Ⅰ編付録図表Part５の引張応力Ｓｕ＝400MPaを採用する。限界応力の中央値σ_Cは，規格値に含まれる余裕としてＳｕ値を1.17倍した値とすると，以下で与えられる。

$\sigma_C = 1.17 \times S_u = 1.17 \times 400 = 468$MPa

強度係数F_Sは，以下で与えられる。なお，通常運転時応力σ_N＝27MPaである。

$$F_S = \frac{\sigma_C - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N} = \frac{468 - 27}{264 - 27} = 1.86$$

不確実さは，限界応力の中央値1.17×Ｓｕに対して，規格値Ｓｕが99%信頼下限に相当すると考え，すべてβ_uとして次式により評価する。

$$\beta_u = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u}\right) = 0.07 \quad (\beta_r = 0)$$

強度係数F_Sの中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_S = 1.86$，$\beta_r = 0$，$\beta_u = 0.07$

(b)　塑性エネルギー吸収係数F_μ

強度係数F_Sの評価において，弾塑性範囲まで考慮したＳｕを用いているため，本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数F_μの中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_\mu = 1.00$，$\beta_r = 0$，$\beta_u = 0$

ｂ．機器の応答係数F_{RE}の評価

F_{RE}は以下の式にて評価する。

$F_{RE} = F_{SA} \cdot F_D \cdot F_M \cdot F_{MC}$

(a)　スペクトル形状係数F_{SA}

本係数は，設計で用いられる拡幅した床応答スペクトルが持つ保守性及び不確実さを評価するものであり次式により評価する。第1.2.1.ｃ－3－7図にスペクトル形状係数F_{SA}の概念図を示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

拡幅後／拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度比は，サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられるため，代表プラントで評価した値を共通値として用いる。代表プラントでの応答加速度

比は，機器の主要な固有周期帯である0.05～0.10秒において平均値が，最小1.1，最大1.4であったことから，中央値は次式により算出する。

$$F_{SA}=\sqrt{1.1\times1.4}=1.24$$

不確実さは，応答比加速度比の最小値と最大値がそれぞれ中央値に対し中央値－95%下限値と中央値＋95%上限値に相当するものとみなし，中央値及び不確実さを計算する。不確実さは各機器に対して一般値として適用するため，すべてβ_uとする。

$$\beta_u=\frac{1}{1.65\times2}\ln\left(\frac{1.4}{1.1}\right)=0.07$$

スペクトル形状係数F_{SA}の中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_{SA}=1.24$，$\beta_r=0$，$\beta_u=0.07$

(b) 減衰係数F_D

本係数は，現実的減衰定数の中央値に対して設計用減衰定数が持つ保守性及び不確実さを評価するものであり，次式により評価する。第1.2.1.c－3－8図に減衰係数F_Dの概念図を示す。

$$F_D=\frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{現実的減衰定数の中央値による応答値}}$$

設計用減衰定数による応答値と現実的減衰定数の中央値による応答値は，以下のNewmark応答倍率式[11]を用いる。

応答値＝3.21－0.68×ln(h)

ここで，

h：減衰定数（%）

本配管は，ＪＥＡＧ4601の配管区分Ⅱに該当する保温材無の配管であることから設計用減衰定数は1.0%である。現実的減衰定数の中央値は，過去の振動試験データを参考に4.1%とする。不確実さについては，設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限値として用いられているため，設計用減衰定数による応答値が現実的減衰定数の中央値による応答値の＋2.33β(99%上限値)と仮定して算出する。β_rとβ_uは１：１で配分する。

$$F_D=\frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{現実的減衰定数の中央値による応答値}}=\frac{3.21-0.68\times\ln(1.0)}{3.21-0.68\times\ln(4.1)}=1.43$$

$$\beta_r=\beta_u=\frac{1}{2.33\times\sqrt{2}}\ln\left(\frac{3.21-0.68\times\ln(1.0)}{3.21-0.68\times\ln(4.1)}\right)=0.11$$

減衰係数F_Dの中央値及び不確実さを以下に示す。

F_D＝1.43，β_r＝0.11，β_u＝0.11

(c)　モデル化係数F_M

機器の解析モデル化は妥当であり，中央値に相当すると考える。不確実さは，Kennedy[7]の評価結果を参考に0.15としすべてβ_uとする。

モデル化係数F_Mの中央値及び不確実さを以下に示す。

F_M＝1.00，β_r＝0，β_u＝0.15

(d)　モード合成係数F_{MC}

本係数は，機器の地震応答がモーダル解析のモード合成に含まれる保守性及び不確実性さを評価する。モード合成係数F_{MC}の中央値及び不確実さは地震ＰＳＡ学会標準の値を参考に設定する。また，不確実さは解析手法が本質的に持つものであるため，すべてβ_rとする。

モード合成係数F_{MC}の中央値及び不確実さを以下に示す。

F_{MC}＝1.03，β_r＝0.13，β_u＝0

ｃ．建物の応答係数F_{RS}の評価

F_{RS}は以下の式にて評価する。

$F_{RS}=F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$

建物応答に関する各係数は，第1.2.1.c－3－3表に示す建物の応答係数を用いる。

(a)　解放基盤表面の地震動に関する係数F_1

本配管は柔な機器であるため，配管の１次固有周期に対応した値としての係数を適用する。解放基盤表面の地震動に関する係数F_1の中央値及び不確実さを以下に示す。

F_1＝0.77，β_r＝0，β_u＝0

(b)　建物への入力地震動及び地震応答に関する係数F_2，F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数F_2，F_3の中央値及び不確実さを以下に示す。

F_2，F_3＝1.00，β_r＝0.20，β_u＝0.15

ｄ．評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉補機海水系配管のフラジリティ加速度の中央値Ａm，β_r，β_u及びＨＣＬＰＦを以下に示す。原子炉補機海水系配管のフラジリティ曲線を第1.2.1.c－3－9図に示す。

Ａm＝1.60（Ｇ）

β_r＝0.26，β_u＝0.26

$HCLPF = Am \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$

$= 1.60 \times \exp(-1.65 \times (0.26 + 0.26))$

＝0.68（Ｇ）

表　原子炉補機海水系配管の安全係数評価結果の一覧

F_C		F_{RE}				F_{RS}			Am (G)	HCLPF (G)
F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3		
β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	
β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	
1.86	1.00	1.24	1.43	1.00	1.03	0.77	1.00	1.00	1.60	
0.00	0.00	0.00	0.11	0.00	0.13	0.00	0.20		0.26	0.68
0.07	0.00	0.07	0.11	0.15	0.00	0.00	0.15		0.26	

1.2.1.d　事故シーケンス

①　起因事象

(1)　評価対象とした起因事象とその説明

事故シナリオの分析を踏まえ，地震レベル1ＰＲＡにおける起因事象は，以下を評価対象とした。なお，起因事象の発生頻度を第1.2.1.d－1表に示す。

・外部電源喪失

外部電源系が地震動により損傷し，所内電源の一部又は全部が喪失し，運転状態が乱される事象である。他の過渡事象と比較して，広範囲な緩和系の機能喪失に至るため，過渡事象を代表する起因事象として選定した。

・原子炉建物損傷

原子炉建物が損傷すると建物全体が崩壊する可能性があり，同時に建物内の原子炉格納容器や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。原子炉建物損傷が発生した場合に緩和系の機能に期待できる可能性を厳密に考慮することは困難なため，保守的に全損を仮定し，原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものとして直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

・原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器の損傷により，原子炉格納容器内の機器及び原子炉圧力容器等の構造物が広範囲にわたり損傷する可能性がある。原子炉格納容器損傷が発生した場合の損傷程度を厳密に評価することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

・原子炉圧力容器損傷

原子炉圧力容器の支持機能喪失等により，原子炉圧力容器に接続されている原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷や，原子炉冷却材の流路閉塞が発生する可能性がある。原子炉圧力容器損傷が発生した場合の損傷程度を厳密に評価することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

・格納容器バイパス

格納容器バイパス事象は，バイパス破断及びインターフェイスシステムＬＯＣＡに細分化される。バイパス破断は，常時開の隔離弁に接続し

ている配管の原子炉格納容器外での破損と，隔離弁の閉失敗が同時に発生する事象であり，原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ流出する事象である。

格納容器バイパス発生時は，破損箇所の隔離に失敗し，高温・高圧の蒸気や溢水が原子炉格納容器外（原子炉建物）に流出することにより，原子炉建物内の他の機器（電気品，計装品等）へ悪影響を及ぼすことが避けられないため，直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

なお，インターフェイスシステムＬＯＣＡは，隔離弁の誤開若しくは内部破損により高圧の冷却材が低圧設計側を損傷させ，冷却材が喪失する事象である。ただし，隔離弁の誤開は人的過誤が主な要因と考えられ，地震によって多重の隔離弁が同時に誤開するような状況は稀有であり，また，地震によって隔離弁の内部破損が発生するよりも，配管の構造損傷が先行して発生することが予想される。したがって，地震レベル１ＰＲＡでは，インターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する頻度は極めて低いとして，評価対象外とする。

・Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ

地震動によって原子炉格納容器内にある一次系配管又はそのサポート部が損傷することにより，原子炉冷却材喪失を引き起こす事象である。

内部事象運転時レベル１ＰＲＡでは，ＬＯＣＡを大，中，小破断ＬＯＣＡに分類しているものの，地震レベル１ＰＲＡでは，同一の地震動による複数の配管損傷の相関性を考慮すると，事故シナリオを詳細に分析すること（緩和系にどの程度期待できるか判断すること）が困難なため破断の規模による分類が厳密には難しいこと，相関を持つ配管を同定し，損傷の相関係数をすべての配管に対して適切に算定することは現状の評価技術では困難であることから，原子炉格納容器内の一次系配管の大規模な破断によりＥＣＣＳ性能を上回る大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）が発生するものと想定し，直接炉心損傷に至る起因事象として代表させた。

・制御室建物損傷

制御室建物の損傷により，建物内の中央制御盤等が損傷を受ける可能性がある。制御室建物損傷が発生した場合に緩和系の制御機能が喪失する可能性があり，実際の影響範囲を厳密に考慮することは困難なため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

・廃棄物処理建物損傷

廃棄物処理建物の損傷により，建物内の補助盤室やバッテリ室等に設置された機器等が大規模な損傷を受ける可能性がある。廃棄物処理建物損傷が発生した場合に緩和系の制御機能が喪失する可能性があり，実際の影響範囲を厳密に考慮することは困難なため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

・計装・制御系喪失

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，プラント挙動に対する影響が現在の知見では明確ではないことから，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

・直流電源喪失

直流電源を供給する設備の損傷により，非常用交流電源の制御機能等が喪失するため，全交流動力電源喪失となる。安全系に関係する直流電源系は，同種系列間での地震による損傷は完全相関を仮定した。

・交流電源・補機冷却系喪失

交流電源・補機冷却系の損傷により，非常用交流電源及び炉心冷却等に必要な各種機器の冷却機能が喪失する。さらに地震により外部電源喪失が発生している場合には，全交流動力電源喪失に至る。事象の緩和に必要な系統の機能が広範に喪失するため，起因事象として選定した。安全系に関係する交流電源・補機冷却系は，同種系統間での地震による損傷は完全相関を仮定した。

(2) 階層イベントツリーとその説明

事故シーケンスの定量化では，第1.2.1.d－1図の階層イベントツリーで，地震により発生する起因事象の発生確率の和が1.0を超えないように取り扱う。階層イベントツリーは，起因事象が発生したときの炉心損傷への影響が大きい順に並べ，これらをヘディングとしており，それらの発生確率は，それぞれ対象とする建物・構築物・機器などを設定し，そのフラジリティを評価することで算出する。

ただし，外部電源系は他の耐震設計された設備と比較すると耐震性が小さく，外部電源系が健全な場合は他の系統も健全であると考えられることから，炉心損傷に至ることはないと想定し，外部電源喪失を最初のヘディングに設定した。

② 成功基準

(1) 成功基準の一覧

直接炉心損傷に至る事象については，緩和手段がないため成功基準を設定していない。本評価では，全交流動力電源喪失時についても，緩和手段がないため成功基準を設定していない。これら以外の起因事象については，起因事象の発生原因（内的要因か外的要因か）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，内部事象運転時レベル１ＰＲＡをもとに成功基準を設定した。

使命時間については，内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同様に24時間とした。また，地震で損傷した機器の復旧は期待していない。

③　事故シーケンス

(1)　イベントツリー

起因事象の発生要因は地震と内部事象では異なるが，起因事象発生後の緩和機能は内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同様の機能に期待する。

イベントツリーの展開方法には小イベントツリー／大フォールトツリー法を用い，事故シーケンスの定量化手法にはフォールトツリー結合法を用いた。これにより，サポート系とフロントライン系間などの従属関係がフォールトツリー内で明示的に表現され，従属関係が適切に取り扱われる。

外部電源喪失及び全交流動力電源喪失のイベントツリーを第1.2.1.d－2図，第1.2.1.d－3図に示す。

④　システム信頼性

(1)　評価対象としたシステムとその説明

評価対象システムの各系統の情報や依存性については内部事象運転時レベル１ＰＲＡと同等であるが，それぞれについて地震における故障の分析を行い，起因事象に係るフォールトツリー及び緩和系に係るフォールトツリーを作成した。フォールトツリーのモデル化に当たっては，内部事象運転時レベル１ＰＲＡのフォールトツリーをもとに既に考慮されている機器故障，人的過誤に加えて，地震による動的機器や電気機器の損傷を基事象としてフォールトツリーに追加している。さらに地震時特有の建物・構築物，大型機器の損傷も基事象としてフォールトツリーに追加している。評価システムの一覧を第1.2.1.d－2表に示す。

(2)　機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

相関性が考えられるすべての構造物，系統又は機器に対する本評価モデルにおける相関性の取扱いは，同一系統での同種の機器間において損傷の完全相関（完全従属）を仮定する方法を採用した。

(3)　システム信頼性評価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はない。

⑤　人的過誤

(1)　評価対象とした人的過誤及び評価結果

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，内部事象運転時レベル１ＰＲＡで採用しているＴＨＥＲＰ手法（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278）を採用する。中央制御室での操作等に対する人間信頼性解析における仮定は以下のとおり。

ａ．起因事象発生前人的過誤

試験，保守作業後の復旧ミス等であり，事象発生の起因が地震であっても変わることはないため，内部事象運転時レベル１ＰＲＡでの検討結果を用いた。

ｂ．起因事象発生後人的過誤

地震発生後は，運転員操作に係る心的負荷が大きいことを考慮し，人的過誤のストレスファクタを設定している。

具体的には，地震発生後に運転員による対応を必要とする操作に対して，ストレスファクタは10とする。

今回のＰＲＡで評価対象とした人的過誤の項目及び評価結果を第1.2.1.d－3表に示す。

⑥　炉心損傷頻度

(1)　炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では，ＷｉｎＮＵＰＲＡを使用し，フォールトツリー結合法による定量化を行った。

(2)　炉心損傷頻度の算出結果

事故シーケンスの定量化を行った結果，全炉心損傷頻度は7.9×10^{-6}／炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第1.2.1.d－4表，起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合を第1.2.1.d－4図に示す。

起因事象別の結果では，「交流電源・補機冷却系喪失」による炉心損傷頻度が全体の約５割を占めており，特に非常用ディーゼル発電機関連設備の損傷により安全機能の喪失に至るシナリオが重要となっている。

地震レベル１ＰＲＡでは大型静的機器，建物及び制御盤等の損傷等による事故シナリオを考慮しており，原子炉建物損傷，原子炉格納容器損傷，原子炉圧力容器損傷，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ，計装・制御系喪失等を地震特有の事故シーケンスとして整理した。第1.2.1.d－5表に起因事象別の炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセットを示す。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第1.2.1.d－6表，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合を第1.2.1.d－5図に示す。全交流動力電源喪失の寄与が最も大きく，次いで崩壊熱除去機能喪失，高圧・低圧注水機能喪失が続いている。事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセットを第1.2.1.d－7表に示す。

また，地震加速度区分別の炉心損傷頻度を第1.2.1.d－8表及び第1.2.1.d－6図に示す。0.4Ｇ以下の地震加速度が小さい領域では，地震の発生頻度は大きいものの起因事象又は緩和機能に係る機器等が損傷しにくいため，炉心損傷頻度への寄与は小さい。地震加速度が増加すると，炉心損傷頻度への寄与は増加する。炉心損傷頻度は，地震加速度区分0.8Ｇ～1.0Ｇで最も大きく，次いで地震加速度区分1.0Ｇ～1.2Ｇとなっており，これは非常用ディーゼル発電機関連設備（燃料移送系等）といった全交流動力電源喪失の要因となる機器の損傷による影響が大きい。さらに地震加速度が増加

すると，地震による機器の損傷確率は増加するものの，地震の発生頻度が減少するため，地震加速度区分の炉心損傷頻度は減少傾向となる。

なお，原子炉建物損傷，計装・制御系喪失等の炉心損傷直結事象については，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等，地震に対するプラントの現実的な耐性が地震レベル１ＰＲＡの結果に現れているものではない。

(3)　重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

ａ．重要度解析

重要度解析では，炉心損傷頻度に有意な寄与を持つ機器故障，人的過誤等を対象に，各基事象の全地震加速度区分における炉心損傷頻度の積分値に対するＦＶ重要度を算出した。基事象別のＦＶ重要度の評価結果を第1.2.1.d－9表に示す。

燃料移送系配管，続いて原子炉補機海水系配管，原子炉補機海水ポンプが挙がっており，いずれも全交流動力電源喪失の要因となる機器が上位を占める結果となった。

ｂ．不確実さ解析

不確実さ解析では，確率論的地震ハザード，建物・構築物・機器フラジリティ及びランダム故障に含まれる不確かさの要因を対象として不確実さの伝播解析を実施し，全炉心損傷頻度について平均値，中央値，95％確率値，５％確率値及び不確かさの指標としてＥＦを評価した。不確実さ解析の結果を第1.2.1.d－7図に示す。

ｃ．感度解析

本評価における解析上の仮定が炉心損傷頻度に与える影響の感度を確認するため，以下のとおり感度解析を実施した。

(a)　感度解析ケース１（完全独立）

ベースケースでは，同種の機器間に耐力，応答の完全相関を仮定しているが，損傷の完全独立を仮定した場合の感度解析を実施した。

損傷の完全独立の仮定は，リスク上重要な建物・構築物・機器を対象にするものとし，具体的には，ＦＶ重要度の値が0.01以上の機器を対象として選定した。ただし，原子炉建物といった損傷の完全相関を仮定していないものは対象から除外するとともに，原子炉格納容器内配管については，以下の理由から対象から除外した。

原子炉格納容器内配管の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（両端破断，亀裂等）に応じた原子炉冷却材の漏えい規模を同定若しくは仮定して，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破損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・妥当性を確認することは技術的に困難なことから，原子炉格納容器内配管については対象から除外することとした。第1.2.1.d－10表に感度解析の対象機器を示す。

炉心損傷頻度は，ベースケースの7.9×10^{-6}／炉年に対し，感度解析ケース１では5.5×10^{-6}／炉年となり，約３割低減する結果となった。事故シーケンスグループ別の感度解析結果を第1.2.1.d－8図，地震加速度区分別の感度解析結果を第1.2.1.d－9図に示す。

第1.2.1.d－9図からは，感度解析ケース１ではベースケースに比べ，「全交流動力電源喪失」，「崩壊熱除去機能喪失」及び「高圧・低圧注水機能喪失」の炉心損傷頻度が低減していることが分かる。これは，非常用ディーゼル発電機関連設備（燃料移送系配管等），原子炉補機冷却系関連設備（原子炉補機海水系配管等），残留熱除去系関連設備（残留熱除去系電動弁等）について同種系統間で損傷の完全独立を仮定したことにより，これらの系統の地震による損傷確率が低下したためである。

(b)　感度解析ケース２（使命時間72時間）

ベースケースでは，ランダム故障確率の使命時間を24時間と設定して評価したが，使命時間を72時間とした場合の感度解析を実施した。これは，地震レベル１ＰＲＡでは，設計基準地震動を超える大規模な地震動によって耐震重要度の高い設備の機能喪失が生じる事故シーケンスを対象とするため，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ることから，これらの修復や支援が可能となるまでの時間に対する感度を確認するために設定したものである。

炉心損傷頻度は，ベースケースの7.9×10^{-6}／炉年に対し，感度解析ケース２では7.9×10^{-6}／炉年と同等の結果となった。事故シーケンスグループ別の感度解析結果を第1.2.1.d－10図，地震加速度区分別の感度解析結果を第1.2.1.d－11図に示す。

第1.2.1.d－11図の結果からは，ランダム故障による寄与が比較的大きい低加速度領域において，炉心損傷頻度増加の影響が確認できる。

参考文献

(1) 地震調査研究推進本部　地震調査委員会（2016）：中国地域の活断層の長期評価（第一版）

(2) 活断層研究会編（1991）：[新編] 日本の活断層　分布図と資料，東京大学出版会

(3) 萩原尊禮編（1991）：日本列島の地震　地震工学と地震地体構造，鹿島出版会

(4) 垣見俊弘・松田時彦・相田勇・衣笠善博（2003）：日本列島と周辺海域の地震地体構造区分，地震，第２輯，第55巻

(5) Noda,S. ・K.Yashiro・K.Takahashi・M.Takemura・S.Ohno・M.Tohdo・T.Watanabe （2002）：RESPONSE SPECTRA FOR DESIGN PURPOSE OF STIFF STRUCTURES ON ROCK SITES, OECD-NEA Workshop on the Relations Between Seismological DATA and Seismic Engineering, Oct.16-18 Istanbul

(6) Abrahamson, N. A.・W. J. Silva ・R. Kamai (2014)： Summary of the ASK14 ground motion relation for active crustal regions, Earthquake Spectra Vol.30, No.3

(7) Kennedy,R.P.・M.K.Ravindra (1984)：Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies, Nuclear Engineering and Design, Vol.79

(8) 美原義徳・伏見実・宮崎覚・杉田浩之（2007）：原子力発電所建屋のフラジリティ評価における認識的不確実さに関する研究（その３）まとめ，日本建築学会大会学術講演梗概集，B－2，構造Ⅱ

(9) 独立行政法人　原子力安全基盤機構（2006）：原子力施設等の耐震性評価技術に関する試験及び調査　機器耐力その３（総合評価）に係る報告書（平成18年８月），06基構報－0003

(10) Bandyopadhyay,K.K.・C.H.Hofmayer・M.K.Kassir・S.Shteyngart(1991)：Seismic Fragility of Nuclear Power Plant Components (PhaseⅡ)，NUREG/CR-4659, BNL-NUREG-52007, Vol.４

(11) Newmark,N.M.・W.J.Hall (1978)：Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants, NUREG/CR-0098

(12) 入倉孝次郎・三宅弘恵（2001）：シナリオ地震の強震動予測，地学雑誌，Vol.110, No.６

(13) 武村雅之（1998）：日本列島における地殻内地震のスケーリング則　地震断層の影響および地震被害との関連，地震第2輯，第51巻

(14) 松田時彦（1975）：活断層から発生する地震の規模と周期について，地震，第２輯，第28巻

(15) 武村雅之(1990)：日本列島およびその周辺地域に起こる浅発地震のマグニチュードと地震モーメントの関係,地震,第2輯,第43巻

(16) 奥村俊彦・石川裕(1998)：活断層の活動度から推定される平均変位速度に

関する検討，土木学会第53回年次学術講演会講演概要集，第I部（B）
(17) 渡辺満久・中田高・奥村晃史・熊原康博・後藤秀昭・隈元崇・今泉俊文・徳岡隆夫・吹田歩（2006）：鹿島断層（島根半島）東部におけるトレンチ調査，日本地震学会秋季大会講演予稿集
(18) 今泉俊文・宮内崇裕・堤浩之・中田高編（2018）：活断層詳細デジタルマップ［新編］，東京大学出版会

第1.2.1.a－1表　地震レベル１ＰＲＡを実施するために収集した情報及び主な情報源

	ＰＲＡの作業		情報	主な情報源
1	プラントの構成・特性の調査		設計・運転管理に関する情報	・内部事象運転時レベル１ＰＲＡで使用した設計図書 （原子炉設置変更許可申請書，工事計画認可申請書，配管計装線図，単線結線図，展開接続図，プラント機器配置図，系統設計仕様書，機器設計仕様書，原子炉施設保安規定，運転要領書，定期試験要領書，巡視点検要領書） ・ＰＷＤ
2	確率論的地震ハザード評価		敷地周辺地域における地震発生様式を考慮し，震源モデルの設定に係る震源特性や，地震動伝播モデルの設定に係わる地震動伝播特性に関する情報	・原子炉設置許可申請書 ・気象庁地震カタログ ・地質調査結果 ・文献調査結果 （参考文献(1)～(6)，(12)～(18)）
3	建物･機器フラジリティ評価		プラント固有の建物・機器の耐力評価並びに応答評価に関する情報	・上記１の情報源 ・耐震計算書 ・既往のＰＲＡに関する情報
4	事故シーケンス評価	(1)事故シナリオの分析と起因事象の分類	大規模地震時に想定されるプラント状態	・上記１の情報源
		(2)事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な応答 ・運転員による緩和操作	・上記１の情報源 ・既往のＰＲＡに関する情報
		(3)システムのモデル化	・対象プラントに即した機器故障モード，運転形態	
		(4)事故シーケンスの定量化	・評価結果の妥当性を確認できる情報	

第1.2.1.a－2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（１／４）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
①　安全機能を有する建物・構築物・機器以外の屋内設備の損傷		
天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器・原子炉格納容器への影響	以下のとおり天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器・原子炉格納容器への影響は極めて小さいと考えられる。 ・地震時に落下しないよう落下防止装置を有する構造となっている。 ・他プラントの天井クレーンにおいて地震によりクレーン駆動部の軸継手部に破損が確認されているが，走行機能を目的とした部品が損傷したものであり，落下防止装置は健全であったことが確認されている。 ・仮に落下しても影響がないようプラント運転時の待機位置は気水分離器・蒸気乾燥器ピット側としている。	工学的判断によりスクリーニングアウト
耐震重要度Ｂ，Ｃクラスの機器の損傷に伴うＳクラス機器の損傷	下位クラスの機器は，衝突，転倒，落下によりＳクラス機器の安全機能を損なうことがないよう，離隔をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は，基準地震動Ｓｓに対する構造強度を持たせる等の方策により，波及的影響の発生を防止している。また，ＰＷＤにより下位クラス機器がＳクラス機器に波及的影響を与えないことを確認している。	工学的判断によりスクリーニングアウト
主タービンの軸受けなどの損傷に伴うタービン・ミサイルによる隣接原子炉建物内関連設備への影響	設置変更許可申請書添付書類において，タービン・ミサイルによって安全上重要な構築物，系統及び機器が損傷する可能性は極めて小さいことを確認している。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1.2.1.a－2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（２／４）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
②　安全機能を有する建物・構築物・機器以外の屋外設備の損傷		
排気筒の転倒による原子炉建物又は周辺構造物への影響	排気筒の転倒による原子炉建物及び周辺構造物への影響は，以下のとおり極めて小さいと考えられる。 ・排気筒は，条件付炉心損傷確率が１となる地震動レベルを超える1200gal相当の地震動に対して，各部材が損傷しないことを確認している。 ・他プラントにおいて地震により排気筒と排気ダクトを接続しているベローズに亀裂が確認されているが，排気筒は健全であったことが確認されている。	工学的判断によりスクリーニングアウト
斜面崩壊による原子炉建物又は周辺構造物への影響	原子炉建物周辺の斜面を評価した結果，基準地震動による地震力に対して十分な安全性を有していることが確認された。	工学的判断によりスクリーニングアウト
送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響	外部電源系のフラジリティは，耐力の小さいセラミックインシュレータで代表させており，送電網周りの影響を包絡していると判断。	地震レベル１ＰＲＡで考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な給水源の停止に伴う冷却水枯渇の影響	原子炉注水から除熱を含めた長期冷却のための水源については，サプレッション・チェンバに期待することで炉心冷却に成功するモデルとしており，外部水源に期待していない。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1.2.1.a－2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（３／４）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
③　運転員操作の阻害による波及的影響		
施設の計画，設計，材料選定，製作，組立，完成検査までのミス	施設の計画，設計，材料選定，製作，組立，完成検査までのミスがプラントに与える影響を，定量的に評価する手法は確立されていないが，設備の設計・製作・施工の各段階における品質保証活動で適正に管理されているため，評価への影響は小さいと考えられる。	工学的判断によりスクリーニングアウト
地震後の運転員による操作において，地震による高ストレスを受けた条件下で引き起こされる操作失敗	地震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りえる。	地震レベル１ＰＲＡで考慮
変圧器等碍子類の損傷によるサイト停電に伴うバックアップ操作の支障	地震要因による設備の損傷状態は様々であり，地震後の初期段階で機器そのものの復旧に期待することは現実的ではないと考えられる。 また，複数基同時被災の影響並びに損傷の相関性を考慮すると，他号機においても同様な事象が発生している可能性がある。	損傷機器の復旧や他号機からの電源融通には期待しない。
地盤液状化，よう壁損傷による構内通行支障	地震発生後，原子力発電所構内の道路に陥没，段差，亀裂等の損傷が発生し，構内通行に支障が出る可能性があるが，本評価では現場操作に期待していないため，構内通行支障による影響はない。	工学的判断によりスクリーニングアウト
二次部材損傷による運転員等従業員への影響	施設内の損壊物や地震動による飛来物が運転員等を傷付け，操作を妨げる可能性があるが，中央制御室付近において，運転員操作を著しく妨げるような物体は基本的にはないものと考えられる。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1.2.1.a－2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（４／４）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
余震による地震動の安全機能への影響		
余震による炉心損傷への影響評価	地震ＰＳＡ学会標準では余震の評価手法が例示されているが，系統的な評価手法は確立されておらず，余震による影響は今後の課題と考えるが，以下のとおり評価への影響は小さいと考えられる。 ・本震を上回るような余震は稀有である。 ・本震による地震力を下回る余震による地震力による施設の損傷モードとしては，疲労破損が挙げられる。配管系は旧独立行政法人原子力安全基盤機構の配管系終局強度試験において，低サイクル疲労強度は設計疲れ線図を上回る強度であり，破損に対して非常に大きな安全裕度を有している。 ・動的機器の機能維持を確認する試験は，試験体に対して段階的に加振レベルを上げながら繰り返し試験を実施している。動的機器は機能維持が確認された最大加速度を現実的耐力としていることから，余震による影響を含めたフラジリティ評価となっている。	工学的判断によりスクリーニングアウト （今後の課題）
経年劣化を考慮した場合の影響		
経年劣化事象を考慮した場合の炉心損傷への影響評価	建物については経年変化による強度低下の可能性は小さいと考えられ，定期的な点検と保全を計画的に実施していることから経年劣化が構造物の耐震性に与える影響は小さいものと考えられる。 また，機器については保全により，耐震上大きな影響が生じないよう管理・対処することとしている。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1.2.1.a－3表　地震レベル１ＰＲＡ評価対象建物・構築物・機器リスト（１／７）

起因事象／影響緩和機能	設　　備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				βr	
				βu	
外部電源喪失	セラミック インシュレータ	構造損傷	セラミック	0.50 0.32 0.29	0.18
原子炉建物損傷	原子炉建物	構造損傷	－	3.23 0.36 0.15	1.39
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器	構造損傷	シヤラグ	2.47 0.22 0.24	1.16
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器 スタビライザ	構造損傷	フランジボルト	1.74 0.20 0.22	0.87
原子炉格納容器損傷	原子炉圧力容器 ペデスタル	構造損傷	円筒部	2.55 0.22 0.24	1.19
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器	構造損傷	ボルト	2.38 0.22 0.24	1.11
原子炉圧力容器損傷	ガンマ線遮へい壁	構造損傷	胴	5.10 0.20 0.22	2.53
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器 スタビライザ	構造損傷	ロッド	2.25 0.22 0.24	1.07
格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	機能損傷	－ （水平方向評価）	4.95 0.27 0.26	2.06
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系 隔離弁	機能損傷	－ （水平方向評価）	8.71 0.27 0.26	3.63
格納容器バイパス	原子炉浄化系隔離弁	機能損傷	－ （水平方向評価）	5.26 0.27 0.26	2.19
格納容器バイパス	給水系逆止弁	機能損傷	－ （水平方向評価）	6.88 0.27 0.26	2.87
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系 配管	構造損傷	サポート	2.10 0.27 0.26	0.88
Excessive ＬＯＣＡ	原子炉格納容器内 配管（ＰＬＲ配管）	構造損傷	配管本体	1.68 0.25 0.24	0.75
制御室建物損傷	制御室建物	構造損傷	－	6.48 0.61 0.15	1.85
廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物	構造損傷	－	4.37 0.16 0.15	2.62
計装・制御系喪失	制御盤	機能損傷	－ （鉛直方向評価）	4.11 0.14 0.25	2.16
計装・制御系喪失	計装ラック	機能損傷	－ （水平方向評価）	3.40 0.22 0.21	1.67
計装・制御系喪失	計装用無停電 交流電源設備	機能損傷	－ （水平方向評価）	3.95 0.22 0.25	1.82
計装・制御系喪失	ケーブルトレイ	構造損傷	サポート	2.26 0.26 0.26	0.96

第1.2.1.a－3表　地震レベル１ＰＲＡ評価対象建物・構築物・機器リスト（２／７）

起因事象／影響緩和機能	設　　備	損傷モード	評価部位	中央値(G) βr βu	HCLPF(G)
直流電源	直流母線盤	機能損傷	－ （水平方向評価）	5.15 0.22 0.25	2.37
直流電源	蓄電池	構造損傷	ボルト	8.97 0.20 0.17	4.87
直流電源	充電器盤	機能損傷	－ （水平方向評価）	3.95 0.22 0.25	1.82
交流電源	燃料移送系逆止弁	機能損傷	－ （水平方向評価）	2.33 0.27 0.26	0.97
交流電源	非常用ディーゼル発電設備非常用ディーゼル室送風機	構造損傷	ボルト	3.80 0.20 0.17	2.06
交流電源	非常用ディーゼル発電設備	構造損傷	サポート	2.10 0.27 0.26	0.88
交流電源	非常用母線メタクラ	機能損傷	－ （水平方向評価）	3.40 0.22 0.21	1.67
交流電源	非常用コントロールセンタ	機能損傷	－ （水平方向評価）	2.72 0.22 0.21	1.34
交流電源	燃料移送系配管	構造損傷	配管本体	1.52 0.25 0.25	0.67
交流電源	非常用ディーゼル発電設備燃料移送ポンプ	機能損傷	－ （鉛直方向評価）	1.53 0.14 0.18	0.90
交流電源	非常用ロードセンタ	機能損傷	－ （水平方向評価）	3.57 0.22 0.21	1.76
交流電源	非常用ディーゼル発電設備空気だめ	構造損傷	胴板	3.77 0.20 0.17	2.05
交流電源	非常用ディーゼル発電設備ディーゼル燃料デイタンク	構造損傷	ボルト	3.37 0.20 0.17	1.83
交流電源	非常用ディーゼル発電設備燃料貯蔵タンク	構造損傷	ボルト	1.39 0.20 0.17	0.75
交流電源	非常用母線変圧器	構造損傷	ボルト	5.40 0.20 0.17	2.93
交流電源	屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）	構造損傷	－	3.80 0.14 0.21	2.13

第1.2.1.a－3表　地震レベル１ＰＲＡ評価対象建物・構築物・機器リスト（３／７）

起因事象／影響緩和機能	設　　備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				βr	
				βu	
補機冷却系	取水槽	構造損傷	－	2.66	1.49
				0.14	
				0.21	
補機冷却系	タービン建物	構造損傷	－	1.99	0.96
				0.29	
				0.15	
補機冷却系	原子炉補機冷却系逆止弁	機能損傷	－（水平方向評価）	6.30	2.58
				0.28	
				0.26	
補機冷却系	原子炉補機海水系逆止弁	機能損傷	－（鉛直方向評価）	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
補機冷却系	原子炉補機冷却系熱交換器	構造損傷	ボルト	2.26	1.23
				0.20	
				0.17	
補機冷却系	原子炉補機冷却水ポンプ	機能損傷	－（鉛直方向評価）	3.68	2.17
				0.14	
				0.18	
補機冷却系	原子炉補機海水ポンプ	機能損傷	－（水平方向評価）	1.42	0.73
				0.22	
				0.18	
補機冷却系	原子炉補機冷却系電動弁（ゲート）	機能損傷	－（水平方向評価）	2.33	0.92
				0.29	
				0.27	
補機冷却系	原子炉補機冷却系電動弁（グローブ）	機能損傷	－（水平方向評価）	1.72	0.73
				0.27	
				0.25	
補機冷却系	原子炉補機冷却系空気作動弁（バタフライ）	機能損傷	－（水平方向評価）	2.59	1.10
				0.27	
				0.25	
補機冷却系	原子炉補機海水系電動弁（バタフライ）	機能損傷	－（鉛直方向評価）	1.65	0.74
				0.22	
				0.27	
補機冷却系	原子炉補機冷却系配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
補機冷却系	原子炉補機海水系配管	構造損傷	配管本体	1.60	0.68
				0.26	
				0.26	
補機冷却系	原子炉補機海水ストレーナ	構造損傷	ボルト	2.60	1.41
				0.20	
				0.17	
補機冷却系	原子炉補機冷却系サージタンク	構造損傷	ボルト	2.01	1.09
				0.20	
				0.17	
補機冷却系	原子炉補機冷却水ポンプ熱交換器室冷却機	構造損傷	ボルト	8.21	4.46
				0.20	
				0.17	
スクラム系	炉心支持板	構造損傷	支持板	2.66	1.34
				0.20	
				0.22	
スクラム系	燃料集合体	機能損傷	燃料集合体	3.73	1.66
				0.24	
				0.25	
スクラム系	制御棒案内管	構造損傷	長手中央部	2.34	1.11
				0.22	
				0.23	

第1.2.1.a－3表　地震レベル１ＰＲＡ評価対象建物・構築物・機器リスト（４／７）

起因事象／影響緩和機能	設　　備	損傷モード	評価部位	中央値(G) βr βu	HCLPF(G)
スクラム系	水圧制御ユニット	構造損傷	フレーム	4.40 0.25 0.25	1.93
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジング	構造損傷	制御棒駆動機構ハウジング	3.22 0.24 0.34	1.24
スクラム系	制御棒駆動系配管	構造損傷	サポート	2.77 0.27 0.26	1.16
スクラム系	炉心シュラウド	構造損傷	下部胴	2.51 0.22 0.23	1.19
スクラム系	シュラウドサポート	構造損傷	サポートレグ	2.11 0.23 0.28	0.91
スクラム系	上部格子板	構造損傷	グリッドプレート	3.10 0.20 0.22	1.55
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジングレストレントビーム	構造損傷	一般部	6.15 0.20 0.22	3.06
逃がし安全弁開放／再閉鎖	逃がし安全弁	機能損傷	－ （水平方向評価）	9.01 0.27 0.26	3.76
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系逆止弁	機能損傷	－ （水平方向評価）	2.39 0.27 0.26	1.00
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系電動弁(ゲート)	機能損傷	－ （水平方向評価）	2.02 0.27 0.26	0.84
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系電動弁（グローブ）	機能損傷	－ （水平方向評価）	1.72 0.27 0.25	0.73
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	サポート	2.10 0.27 0.26	0.88
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却ポンプ	機能損傷	－ （鉛直方向評価）	2.92 0.14 0.18	1.72
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却ポンプ駆動用蒸気タービン	機能損傷	－ （鉛直方向評価）	2.92 0.14 0.18	1.72
原子炉隔離時冷却系	サプレッション・チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68 0.22 0.24	0.79
原子炉隔離時冷却系	230V直流母線盤	機能損傷	－ （水平方向評価）	5.66 0.22 0.25	2.61
原子炉隔離時冷却系	230V蓄電池	構造損傷	ボルト	7.68 0.20 0.17	4.17
原子炉隔離時冷却系	230V充電器盤	機能損傷	－ （水平方向評価）	4.33 0.22 0.25	1.99
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系直流コントロールセンタ	機能損傷	－ （水平方向評価）	4.78 0.22 0.21	2.35
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイポンプ室冷却機	構造損傷	ボルト	12.16 0.20 0.17	6.60

第1.2.1.a－3表　地震レベル１ＰＲＡ評価対象建物・構築物・機器リスト（５／７）

起因事象／影響緩和機能	設　　備	損傷モード	評価部位	中央値(G) βr βu	HCLPF(G)
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系逆止弁	機能損傷	－ (水平方向評価)	2.33 0.27 0.26	0.97
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイポンプ	機能損傷	－ (鉛直方向評価)	2.92 0.14 0.18	1.72
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系電動弁(ゲート)	機能損傷	－ (水平方向評価)	2.22 0.27 0.26	0.93
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系配管	構造損傷	配管本体	1.41 0.25 0.24	0.63
高圧炉心スプレイ系	サプレッション・チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68 0.22 0.24	0.79
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電設備非常用ディーゼル室送風機	構造損傷	ボルト	8.04 0.20 0.17	4.37
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電設備	構造損傷	サポート	2.10 0.27 0.26	0.88
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電設備空気だめ	構造損傷	胴板	3.77 0.20 0.17	2.05
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電設備ディーゼル燃料デイタンク	構造損傷	ボルト	6.32 0.20 0.17	3.43
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電設備燃料貯蔵タンク	構造損傷	ボルト	1.39 0.20 0.17	0.75
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電設備燃料移送系配管	構造損傷	配管本体	1.52 0.25 0.25	0.67
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電設備燃料移送系逆止弁	機能損傷	－ (水平方向評価)	2.33 0.27 0.26	0.97
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電設備燃料移送ポンプ	機能損傷	－ (鉛直方向評価)	1.53 0.14 0.18	0.90
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用母線メタクラ	機能損傷	－ (水平方向評価)	5.13 0.22 0.21	2.52
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用母線変圧器	構造損傷	ボルト	13.51 0.20 0.17	7.34
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系非常用コントロールセンタ	機能損傷	－ (水平方向評価)	5.49 0.22 0.21	2.70
高圧炉心スプレイ系	屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）	構造損傷	－	3.80 0.14 0.21	2.13
高圧炉心スプレイ系	取水槽	構造損傷	－	2.66 0.14 0.21	1.49
高圧炉心スプレイ系	タービン建物	構造損傷	－	1.99 0.29 0.15	0.96
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機冷却系逆止弁	機能損傷	－ (水平方向評価)	2.33 0.27 0.26	0.97

第1.2.1.a－3表　地震レベル１ＰＲＡ評価対象建物・構築物・機器リスト（６／７）

起因事象／影響緩和機能	設　　備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				βr	
				βu	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機海水系逆止弁	機能損傷	－（水平方向評価）	2.33 0.27 0.26	0.97
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機冷却系熱交換器	構造損傷	胴板	6.47 0.20 0.17	3.51
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機冷却水ポンプ	機能損傷	－（鉛直方向評価）	2.78 0.14 0.18	1.64
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ	機能損傷	－（水平方向評価）	1.42 0.22 0.18	0.73
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機海水系電動弁（バタフライ）	機能損傷	－（鉛直方向評価）	1.47 0.21 0.26	0.68
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機冷却系配管	構造損傷	配管本体	1.41 0.25 0.24	0.63
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機海水系配管	構造損傷	配管本体	1.41 0.25 0.24	0.63
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機海水ストレーナ	構造損傷	ボルト	3.62 0.20 0.17	1.97
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ補機冷却系サージタンク	構造損傷	ボルト	9.65 0.20 0.17	5.24
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系直流母線盤	機能損傷	－（水平方向評価）	7.70 0.22 0.25	3.55
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系蓄電池	構造損傷	ボルト	35.74 0.20 0.17	19.41
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系充電器盤	機能損傷	－（水平方向評価）	5.90 0.22 0.25	2.72
減圧	逃がし安全弁	機能損傷	－（水平方向評価）	9.01 0.27 0.26	3.76
減圧	逃がし安全弁窒素ガス供給系空気作動弁（グローブ）	機能損傷	－（水平方向評価）	6.32 0.27 0.26	2.64
減圧	逃がし安全弁窒素ガス供給系配管	構造損傷	配管本体	5.14 0.25 0.24	2.30
減圧	逃がし安全弁アキュムレータ	構造損傷	胴板	109.97 0.20 0.16	60.72
低圧注水系	残留熱除去ポンプ室冷却機	構造損傷	ボルト	9.61 0.20 0.17	5.22
低圧注水系	残留熱除去系逆止弁	機能損傷	－（水平方向評価）	2.33 0.27 0.26	0.97
低圧注水系	残留熱除去系熱交換器	構造損傷	ボルト	2.09 0.25 0.25	0.92
低圧注水系	残留熱除去ポンプ	機能損傷	－（鉛直方向評価）	2.92 0.14 0.18	1.72

第1.2.1.a－3表　地震レベル１ＰＲＡ評価対象建物・構築物・機器リスト（７／７）

起因事象／影響緩和機能	設　　備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				βｒ / βｕ	
低圧注水系	残留熱除去系 電動弁(ゲート)	機能損傷	－ (水平方向評価)	2.02 0.27 0.26	0.84
低圧注水系	残留熱除去系 配管	構造損傷	サポート	2.10 0.27 0.26	0.88
低圧注水系	サプレッション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68 0.22 0.24	0.79
残留熱除去系	残留熱除去ポンプ室 冷却機	構造損傷	ボルト	9.61 0.20 0.17	5.22
残留熱除去系	残留熱除去系 逆止弁	機能損傷	－ (水平方向評価)	2.33 0.27 0.26	0.97
残留熱除去系	残留熱除去系 熱交換器	構造損傷	ボルト	2.09 0.25 0.25	0.92
残留熱除去系	残留熱除去ポンプ	機能損傷	－ (鉛直方向評価)	2.92 0.14 0.18	1.72
残留熱除去系	残留熱除去系 電動弁(ゲート)	機能損傷	－ (水平方向評価)	2.02 0.27 0.26	0.84
残留熱除去系	残留熱除去系 配管	構造損傷	サポート	2.10 0.27 0.26	0.88
残留熱除去系	残留熱除去系 電動弁(グローブ)	機能損傷	－ (水平方向評価)	1.88 0.28 0.26	0.77
残留熱除去系	サプレッション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68 0.22 0.24	0.79

第 1.2.1.b－1 表　敷地周辺の活断層諸元（宍道断層による地震）

No.	断層名	評価ケース	断層長さ (km)	モーメントマグニチュードMw		断層最短距離 (km)	平均活動間隔 (活動度)
				入倉・三宅(2001)[12]	武村(1998)[13]		
1	宍道断層	基本震源モデル※1	39	6.9	7.1	2.8	地質調査結果及び文献に基づき設定（第1.2.1.b－5表）
		断層傾斜角の不確かさを考慮したケース		6.9	7.1	2.4	
		破壊伝播速度の不確かさを考慮したケース		—※2			
		すべり角の不確かさを考慮したケース		—※2			
		アスペリティの不確かさを考慮したケース（一塊：正方形）		—※2			
		アスペリティの不確かさを考慮したケース（一塊：縦長）		—※2			
		中越沖地震の短周期レベルの不確かさを考慮したケース		—※2			
		断層傾斜角と破壊伝播速度の不確かさの組合せケース		—※2			
		断層傾斜角と横ずれ断層の短周期レベルの組合せケース		—※2			
		破壊伝播速度と横ずれ断層の短周期レベルの組合せケース		—※2			

※1　基本震源モデルの断層パラメータ
　　断層長さ（39km），断層傾斜角（90°），破壊伝播速度（0.72Vs），すべり角（180°），アスペリティ（２個），短周期レベル（レシピ）
※2　断層モデルを用いた手法において設定する微視的パラメータの不確かさであることから，距離減衰式の評価ケースとしては考慮しない。

第 1.2.1.b－2 表　敷地周辺の活断層諸元（Ｆ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ断層＋Ｆ－Ⅴ断層による地震）

No.	断層名	評価ケース	断層長さ (km)	地震規模M※2		等価震源距離 (km)	平均活動間隔※5 (活動度)
				松田(1975) [14]	入倉・三宅(2001) [12] 武村(1990) [15]		
2	Ｆ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ断層＋Ｆ－Ⅴ断層	基本震源モデル※1	48	7.6	7.7	17.3	14500年(Ｂ級) 77300年(Ｃ級)
		断層傾斜角の不確かさを考慮したケース		7.6	—※3	16.7	
		破壊伝播速度の不確かさを考慮したケース		—※4			
		すべり角の不確かさを考慮したケース		—※4			
		アスペリティの不確かさを考慮したケース（一塊：横長）		—※3			
		アスペリティの不確かさを考慮したケース（一塊：縦長）		—※3			
		中越沖地震の短周期レベルの不確かさを考慮したケース		—※4			
		断層位置の不確かさを考慮したケース	53	—※3			16700年(Ｂ級) 88700年(Ｃ級)

※１　基本震源モデルの断層パラメータ
　　断層長さ（48km），断層傾斜角（70°），破壊伝播速度（0.72Vs），すべり角（180°），アスペリティ（３個），短周期レベル（レシピ）
※２　Ｍと Xeq の関係より，距離減衰式として用いる耐専式の適用範囲外になる武村(1998) [13] による地震規模Ｍは考慮しない。
※３　Ｍと Xeq の関係より，距離減衰式として用いる耐専式の適用範囲外になる評価ケースは考慮しない。
※４　断層モデルを用いた手法において設定する微視的パラメータの不確かさであることから，距離減衰式の評価ケースとしては考慮しない。
※５　松田(1975) [14] による地震規模に基づく平均活動間隔を一例として示す（松田(1975) [14] による地震規模とすべり量の関係式から求まるすべり量と，奥村・石川(1998) [16] に記載の平均変位速度より平均活動間隔を算定）。

第1.2.1.b－3表　敷地周辺の活断層諸元（主要な活断層による地震）

No	断層名	断層長さ（km）	地震規模M			等価震源距離（km）	平均活動間隔※（活動度）
			松田(1975) [14]	武村(1998) [13]	入倉・三宅(2001) [12] 武村(1990) [15]		
3	大社衝上断層	28	7.2	7.4	7.2	24.8	44500年（C級）
4	F_K－1断層	19	7.0	7.1	6.9	31.5	6300年（B級） 33700年（C級）
5	K－1撓曲＋K－2撓曲＋F_{KO}断層	36	7.4	7.5	7.4	52.8	11000年（B級） 58600年（C級）
6	K－4撓曲＋K－6撓曲＋K－7撓曲	19	7.0	7.1	6.9	18.1	6300年（B級） 33700年（C級）
7	鳥取沖西部断層＋鳥取沖東部断層	98	8.2	8.3	8.1	71.0	33300年（B級） 177000年（C級）
8	大田沖断層	53	7.7	7.8	7.7	64.0	16700年（B級） 88700年（C級）
9	F５７断層	108	8.2	8.3	8.2	90.0	33300年（B級） 177000年（C級）

※ 松田(1975) [14] による地震規模に基づく平均活動間隔を一例として示す（松田(1975) [14] による地震規模とすべり量の関係式から求まるすべり量と，奥村・石川(1998) [16] に記載の平均変位速度より平均活動間隔を算定）。

第1.2.1.b－4表　敷地周辺の活断層諸元（その他の活断層による地震）

No	断層名	断層長さ (km)	地震規模 M※1	等価震源距離 (km)	平均活動間隔 (活動度)
10	田の戸断層	5	6.9	16.0	29400年（C級）※2
11	大船山東断層	4	6.9	16.1	29400年（C級）※2
12	仏経山北断層	5	6.9	26.2	29400年（C級）※2
13	東来待－新田畑断層	11	6.9	20.2	29400年（C級）※2
14	柳井断層	2	6.9	18.3	29400年（C級）※2
15	三刀屋北断層	7	6.9	32.1	29400年（C級）※2
16	半場－石原断層	5	6.9	25.7	29400年（C級）※2
17	布部断層	8	6.9	32.1	29400年（C級）※2
18	東忌部断層	3	6.9	17.3	29400年（C級）※2
19	山王寺断層	3	6.9	22.2	29400年（C級）※2
20	大井断層	5	6.9	16.0	29400年（C級）※2
21	Ｆｈ－１断層	7	6.9	34.3	29400年（C級）※2
22	Ｆｈ－２断層	5	6.9	44.2	29400年（C級）※2
23	Ｆｈ－３断層	5.5	6.9	43.2	29400年（C級）※2
24	Ｆｈ－４断層	4.5	6.9	50.4	29400年（C級）※2
25	鹿野－吉岡断層	26	7.2	105.8	6900年※3
26	那岐山断層帯	32	7.3	100.3	38500年※3
27	筒賀断層	58	7.8	123.1	12000年※4
28	日南湖断層	13	6.9	48.5	20000年※4
29	岩坪断層	10	6.9	101.0	20000年※4
30	安田断層	5	6.9	90.5	20000年※4
31	角ヶ山南断層	6	6.9	99.1	29400年（C級）※2
32	債原断層	3.3	6.9	91.9	29400年（C級）※2
33	尾田断層	2.5	6.9	72.4	29400年（C級）※2
34	大立断層	1	6.9	67.3	29400年（C級）※2
35	庄原断層	10	6.9	75.5	29400年（C級）※2
36	上布野・二反田断層	7	6.9	75.2	29400年（C級）※2
37	山内断層	8	6.9	78.5	29400年（C級）※2
38	畠敷南断層	5	6.9	82.0	29400年（C級）※2
39	船佐断層	6	6.9	89.0	29400年（C級）※2

※1 孤立した短い活断層（断層長さ18km未満）については，震源断層が地震発生層（深さ２～20km）の上限から下限まで拡がっているものと仮定し，断層幅18km，断層長さ18kmでモデル化し，松田(1975)[14]に基づきM6.9として設定。

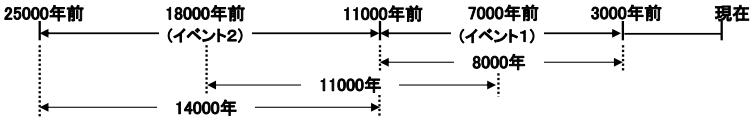
※2 松田(1975)[14]による地震規模とすべり量の関係式から求まるすべり量と，奥村・石川(1998)[16]に記載の平均変位速度より平均活動間隔を算定。

※3 地震調査研究推進本部(2016)[1]に記載の平均活動間隔の中央値。

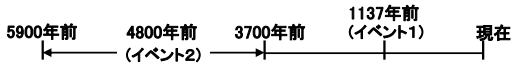
※4 地震調査研究推進本部(2016)[1]に記載の平均活動間隔。

第1.2.1.b－5表　宍道断層による地震の発生頻度

(a) 地質調査結果

	設定値	設定根拠
最新活動時期	3000年前 7000年前 11000年前	・南講武におけるトレンチ調査結果より，宍道断層は約 25000 年前以降に２回活動があり，最新活動時期は約 3000～11000 年前の期間と推定。3000～11000 年前を「イベント１」，11000～25000 年前を「イベント２」とした。 ・最新活動時期はイベント１期間の(新)3000年前，(中間)7000年前，(古)11000年前に設定。 ・平均活動間隔はイベント１と２のそれぞれの期間の(新)，(中間)，(古)を対応させて，(新)3000～11000年前の8000年，(中間)7000～18000年前の11000年，(古)11000～25000年前の14000年に設定。
平均活動間隔	8000年 11000年 14000年	
イメージ図		

(b) 地震調査研究推進本部(2016)[1]

	設定値	設定根拠
最新活動時期	1137年前 3700年前 4800年前 5900年前	・地震調査研究推進本部(2016)[1]によると，宍道(鹿島)断層の活動時期は奈良時代～鎌倉時代，約3700～5900年前，約7300～11000年前，最新活動時期は約3700～5900年前であった可能性もあり，平均活動間隔は約3300～4900年とされている。渡辺ほか(2006)[17]では，鹿島断層の奈良時代～鎌倉時代の最新活動は，880年出雲の地震に対応する可能性が高いとされている。出雲の地震に対応する1137年前を「イベント１」，3700～5900年前を「イベント２」とした。 ・最新活動時期はイベント１の1137年前と，イベント２期間の(新)3700年前，(中間)4800年前，(古)5900年前に設定。 ・平均活動間隔は地震調査研究推進本部(2016)[1]に示される間隔の(短)3300年，(中間)4100年，(長)4900年に設定。
平均活動間隔	3300年 4100年 4900年	
イメージ図		

(c) ［新編］日本の活断層[2]，今泉ほか(2018)[18]

	設定値	設定根拠
活動度	Ｂ級 Ｃ級	・［新編］日本の活断層[2]によると，宍道断層に該当する法田，高尾山，森山，宍道断層[北][南]，古浦東方の活動度はＣ級とされ，今泉ほか(2018)[18]によると，宍道（鹿島）断層帯の活動度はＢ～Ｃ級とされていることから，活動度をＢ級，Ｃ級に設定。
平均活動間隔	12600年(Ｂ級) 67300年(Ｃ級)	・松田(1975)[14]による地震規模Ｍとすべり量Ｄ(m)の関係式［logＤ=0.6Ｍ－4.0］から求まるすべり量と，奥村・石川(1998)[16]に記載の平均変位速度Ｓ(mm/年)［Ｂ級：0.25，Ｃ級：0.047］より平均活動間隔Ｔ(年)［Ｔ＝1,000Ｄ／Ｓ］を算定し，12600年(Ｂ級)，67300年(Ｃ級)に設定。

第1.2.1.b－6表　対象領域の最大Mの設定値

文献	対象領域	最大M	根拠となる歴史地震
萩原(1991)[3]	L_2※1	7.3	2000年鳥取県西部地震
	M※2	6.6，6.8，7.0	1729年能登の地震
		6.9	2007年能登半島地震
垣見ほか(2003)[4]	１０Ｃ４	7.0	868年播磨・山城の地震
	１０Ｃ５	7.3	2000年鳥取県西部地震
	１０Ｄ１	6.6，6.8，7.0	1729年能登の地震
	１０Ｄ２	6.6	1940年島根県沖の地震

※1 萩原(1991)[3]のＬ$_2$領域における最大Mは1872年浜田地震による7.1±0.2であるが，萩原(1991)[3]以降に起こった2000年鳥取県西部地震のMは7.3であり，1872年浜田地震のM以上となることから，最大Mを7.3に設定。

※2 萩原(1991)[3]のM領域における最大Mは1729年能登の地震による6.6～7.0であるが，萩原(1991)[3]以降に起こった2007年能登半島地震のMは6.9であり，1729年能登の地震のMの中央値より大きく，上限値より小さいことから，それぞれの地震を考慮して最大Mを設定。

第1.2.1.b－7表　ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方（１／３）

(a) 宍道断層による地震

項目	分岐		重み	考え方
評価ケース〔断層モデル〕	基本震源モデル		1/2	基本震源モデルと不確かさケースの分岐の重みを１：１とし，不確かさケースのそれぞれの分岐の重みは等配分した。
	不確かさを考慮したケース（９ケース）		1/18	
評価ケース〔距離減衰式〕	基本震源モデル		1/2	
	不確かさを考慮したケース（１ケース）		1/2	
地震規模	入倉・三宅(2001)[12]		1/2	２つの算定式の分岐とし，重みは等配分した。
	武村(1998)[13]		1/2	
発生頻度のモデル	地質調査結果		1/3	３つの知見の分岐とし，重みは等配分した。
	地震調査研究推進本部(2016)[1]		1/3	
	[新編]日本の活断層[2] 今泉ほか(2018)[18]		1/3	
最新活動時期	地質調査結果	3000年前	1/3	調査結果に基づく３つの設定値の分岐とし，重みは等配分した。
		7000年前	1/3	
		11000年前	1/3	
	地震調査研究推進本部(2016)[1]	1137年前	1/2	1137年前（880年出雲の地震に対応）と他の設定値の分岐の重みを１：１とし，他の設定値のそれぞれの分岐の重みは等配分した。
		3700年前	1/6	
		4800年前	1/6	
		5900年前	1/6	
平均活動間隔	地震調査研究推進本部(2016)[1]	3300年	1/3	文献に基づく３つの設定値の分岐とし，重みは等配分した。
		4100年	1/3	
		4900年	1/3	
活動度	[新編]日本の活断層[2]，今泉ほか(2018)[18]	Ｂ級	1/2	文献に基づきＢ級とＣ級の分岐とし，重みは等配分した。
		Ｃ級	1/2	
地震動評価手法	断層モデル		4/5	断層が敷地近傍にあるため断層モデルを重視し，距離減衰式との分岐の重みは４：１とした。
	距離減衰式		1/5	

第1.2.1.b－7表　ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方（２／３）

(b) Ｆ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ断層＋Ｆ－Ⅴ断層による地震

項目	分岐		重み	考え方
評価ケース〔断層モデル〕	基本震源モデル		1/2	基本震源モデルと不確かさケースの分岐の重みを１：１とし，不確かさケースのそれぞれの分岐の重みは等配分した。
	不確かさを考慮したケース（７ケース）		1/14	
評価ケース〔距離減衰式〕	基本震源モデル		1/2	
	不確かさを考慮したケース（１ケース）		1/2	
地震規模	松田(1975)[14]		1/2	２つの算定式の分岐とし，重みは等配分した。
	入倉・三宅(2001)[12] 武村(1990)[15]		1/2	
活動度	Ｂ級		1/2	活動度が不明なためＢ級とＣ級の分岐とし，重みは等配分した。
	Ｃ級		1/2	
地震動評価手法	断層モデル		4/5	断層が敷地近傍にあるため断層モデルを重視し，距離減衰式との分岐の重みは４：１とした。
	距離減衰式		1/5	
	距離減衰式	耐専式（内陸補正有り）	3/4	内陸地殻内地震の短周期レベルに関する知見等に基づき，内陸補正有りと無しの分岐の重みは３：１とした。
		耐専式（内陸補正無し）	1/4	

第1.2.1.b－7表　ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方（３／３）

（c）主要な活断層（No.３～９），その他の活断層（No.10～39）による地震

項目	分岐	重み	考え方
地震規模 〔主要な活断層〕	松田(1975)[14]	1/3	３つの算定式の分岐とし，重みは等配分した。
	武村(1998)[13]	1/3	
	入倉・三宅(2001)[12] 武村(1990)[15]	1/3	
活動度 〔主要な活断層〕	Ｂ級	1/2	大社衝上断層以外の主要な活断層は活動度が不明なためＢ級とＣ級の分岐とし，重みは等配分した。なお，大社衝上断層は「[新編]日本の活断層」[2]よりＣ級とした。
	Ｃ級	1/2	
地震動評価手法 〔主要な活断層 その他の活断層〕	耐専式 （内陸補正有り）	3/4	内陸地殻内地震の短周期レベルに関する知見等に基づき，内陸補正有りと無しの分岐の重みは３：１とした。
	耐専式 （内陸補正無し）	1/4	

（d）領域震源による地震

項目	分岐	重み	考え方
領域区分	萩原(1991)[3]	1/2	２つの領域区分の分岐とし，重みは等配分した。
	垣見ほか(2003)[4]	1/2	
最大M	最大Mの幅の中央値	1/2	文献に示される各領域の歴史地震の最大値を当該領域の最大規模とし，歴史地震の規模の記載に幅がある場合，上限値と中央値と下限値の分岐とし，重みは１：２：１とした。
	最大Mの幅の上限値	1/4	
	最大Mの幅の下限値	1/4	
地震動評価手法	耐専式 （内陸補正有り）	3/4	内陸地殻内地震の短周期レベルに関する知見等に基づき，内陸補正有りと無しの分岐の重みは３：１とした。
	耐専式 （内陸補正無し）	1/4	

第1.2.1.c－1－1表　考慮する不確実さ要因の例

評価方法		偶然的不確実さ（βｒ）	認識論的不確実さ（βｕ）
建　物	現実的耐力	・構造材料定数 ・損傷限界時ひずみ	・施工精度 ・実験データの統計的精度 ・耐力評価式の誤差
	現実的応答	・構造材料定数 ・地盤材料定数	・モデル形態 ・剛性評価の仮定 ・復元力特性のモデル化 ・耐震要素の評価範囲

第1.2.1.c－1－2表　損傷限界点の現実的な値（地震ＰＳＡ学会標準）

損傷限界点の指標		平均値	変動係数
せん断ひずみ	ボックス壁	5.36×10^{-3}	0.24
	円筒壁	9.77×10^{-3}	0.33

第1.2.1.c－1－3表　地盤物性値

層区分	地盤せん断波速度 Ｖｓ（m/s）	単位体積重量 γ（kN/m^3）	ポアソン比 ν	せん断弾性係数 G（$\times10^5$kN/m^2）	ヤング係数 E（$\times10^5$kN/m^2）
岩盤①	250	20.6	0.446	1.31	3.80
岩盤②	900	23.0	0.388	19.0	52.9
岩盤③	1600	24.5	0.377	64.0	176.5
岩盤④	1950	24.5	0.344	95.1	256.0
岩盤⑤	2000	26.0	0.339	105.9	283.4
岩盤⑥	2350	27.9	0.355	157.9	427.6

第1.2.1.c－1－4表　物性値（原子炉建物）

部位	使用材料	ヤング係数 E （N/mm^2）	せん断 弾性係数 G （N/mm^2）	減衰定数 h （%）
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： Ｆｃ＝23.5（N/mm^2） 鉄筋：SD35 （SD345 相当）	2.25×10^4	0.938×10^4	5

第1.2.1.c－1－5表　物性値（制御室建物）

部位	使用材料	ヤング係数 E （N/mm^2）	せん断 弾性係数 G （N/mm^2）	減衰定数 h （%）
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： Ｆｃ＝22.1（N/mm^2） 鉄筋：SD35 （SD345 相当）	2.20×10^4	0.918×10^4	5

第1.2.1.c－1－6表　物性値（タービン建物）

部位	使用材料	ヤング係数 E （N/mm^2）	せん断 弾性係数 G （N/mm^2）	減衰定数 h （%）
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： Ｆｃ＝23.5（N/mm^2） 鉄筋：SD35 （SD345 相当）	2.25×10^4	0.938×10^4	5

第1.2.1.c－1－7表　物性値（廃棄物処理建物）

部位	使用材料	ヤング係数 E （N/mm^2）	せん断 弾性係数 G （N/mm^2）	減衰定数 h （%）
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： Ｆｃ＝23.5（N/mm^2） 鉄筋：SD35 （SD345 相当）	2.25×10^4	0.938×10^4	5

第1.2.1.c－1－8表　現実的な物性値の評価方法

物性値		現実的な物性値の評価方法
構造材料定数	コンクリート強度Ｆｃ	平均値　：1.4×設計基準強度 変動係数：0.13
	コンクリートの減衰定数ｈ	平均値　：５％ 変動係数：0.25
地盤材料定数	地盤のせん断波速度Ｖｓ	平均値　：設計値 変動係数：0.10

第1.2.1.c－1－9表　建物のばね定数と減衰定数

（原子炉建物　中央値　ＥＷ方向）

部材番号	位置	剛性（×10^9kN・m/rad）		減衰定数（%）
$K_{\theta 1}$	5－11，11－19 6－12，12－20	回転剛性	2.450	4.85
$K_{\theta 2}$	14－27	回転剛性	150.6	4.85

第1.2.1.c－1－10表(1)　地盤のばね定数と減衰係数

（原子炉建物　中央値　ＮＳ方向）

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね（K_g，C_g）	1.529×10^9	2.217×10^7
底面回転ばね（K_θ，C_θ）	2.109×10^{12}	4.599×10^9

※　ばね定数の単位は，kN/m（水平），kN・m/rad（回転）
　　減衰係数の単位は，kN・s/m（水平），kN・s・m/rad（回転）

第1.2.1.c－1－10表(2)　地盤のばね定数と減衰係数

（原子炉建物　中央値　ＥＷ方向）

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね（K_g，C_g）	1.495×10^9	2.115×10^7
底面回転ばね（K_θ，C_θ）	2.987×10^{12}	9.513×10^9

※　ばね定数の単位は，kN/m（水平），kN・m/rad（回転）
　　減衰係数の単位は，kN・s/m（水平），kN・s・m/rad（回転）

第1.2.1.c－1－11表(1)　地盤のばね定数と減衰係数

（制御室建物　中央値　ＮＳ方向）

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね（K_g，C_g）	5.032×10^{8}	2.827×10^{6}
底面回転ばね（K_θ，C_θ）	7.359×10^{10}	2.325×10^{7}

※　ばね定数の単位は，kN/m（水平），kN・m/rad（回転）
　　減衰係数の単位は，kN・s/m（水平），kN・s・m/rad（回転）

第1.2.1.c－1－11表(2)　地盤のばね定数と減衰係数

（制御室建物　中央値　ＥＷ方向）

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね（K_g，C_g）	4.801×10^{8}	2.570×10^{6}
底面回転ばね（K_θ，C_θ）	1.548×10^{11}	1.287×10^{8}

※　ばね定数の単位は，kN/m（水平），kN・m/rad（回転）
　　減衰係数の単位は，kN・s/m（水平），kN・s・m/rad（回転）

第1.2.1.c－1－12表(1)　地盤のばね定数と減衰係数

（タービン建物　中央値　ＮＳ方向）

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね（K_g，C_g）	9.343×10^{8}	2.152×10^{7}
底面回転ばね（K_θ，C_θ）	1.363×10^{12}	4.755×10^{9}

※　ばね定数の単位は，kN/m（水平），kN・m/rad（回転）
　　減衰係数の単位は，kN・s/m（水平），kN・s・m/rad（回転）

第1.2.1.c－1－12表(2)　地盤のばね定数と減衰係数

（タービン建物　中央値　ＥＷ方向）

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね（K_g，C_g）	8.750×10^{8}	1.865×10^{7}
底面回転ばね（K_θ，C_θ）	3.903×10^{12}	3.489×10^{10}

※　ばね定数の単位は，kN/m（水平），kN・m/rad（回転）
　　減衰係数の単位は，kN・s/m（水平），kN・s・m/rad（回転）

第 1.2.1.c－1－13 表(1)　地盤のばね定数と減衰係数

（廃棄物処理建物　中央値　ＮＳ方向）

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね（K_g，C_g）	9.446×10^{8}	9.383×10^{6}
底面回転ばね（K_θ，C_θ）	6.949×10^{11}	8.151×10^{8}

※　ばね定数の単位は，kN/m（水平），kN・m/rad（回転）
　　減衰係数の単位は，kN・s/m（水平），kN・s・m/rad（回転）

第1.2.1.c－1－13表(2)　地盤のばね定数と減衰係数

（廃棄物処理建物　中央値　ＥＷ方向）

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね（K_g，C_g）	9.436×10^{8}	9.374×10^{6}
底面回転ばね（K_θ，C_θ）	7.055×10^{11}	9.338×10^{8}

※　ばね定数の単位は，kN/m（水平），kN・m/rad（回転）
　　減衰係数の単位は，kN・s/m（水平），kN・s・m/rad（回転）

第1.2.1.c－2－1表　強度係数の中央値の算出結果

	損傷部位	せん断力（ｋＮ）	せん断耐力（ｋＮ）	せん断破壊の照査値	強度係数Ｆｓの中央値
取水槽	床版	1,350	6,748	0.20	5.00
屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）	側壁	204	1,470	0.14	7.14

第1.2.1.c－2－2表　強度係数Ｆｓの不確実さに対する対数標準偏差の設定

	対数標準偏差		備考
	βｒ	βｕ	
強度係数Ｆｓ	0.07	0.15	地震ＰＳＡ学会標準（解説 118）の解説 118 表 2 による値
Ｆｓ設定値	0.10	0.15	

第1.2.1.c－2－3表　解放基盤表面の地震動に関する係数Ｆ１，構造物への入力地震動に関する係数Ｆ２，構造物の地震応答に関する係数Ｆ３の中央値及び不確実さに対する対数標準偏差の設定

	中央値	対数標準偏差		備考
		βｒ	βｕ	
解放基盤表面の地震動に関する係数Ｆ１	0.87	0.00	0.00	不確実さは地震ハザード評価に含まれるため考慮しない。
Ｆ１設定値	0.87	0.00	0.00	
構造物への入力地震動に関する係数Ｆ２，構造物の地震応答に関する係数Ｆ３	1.00	0.10	0.15	地震ＰＳＡ学会標準（解説 118）の解説 118 表 2 による値
Ｆ２，Ｆ３設定値	1.00	0.10	0.15	

第 1.2.1.c－2－4 表　取水槽

	中央値	対数標準偏差	
		βｒ	βｕ
強度係数Ｆ$_S$	5.00	0.10	0.15
塑性エネルギー吸収係数Ｆ$_\mu$	1.00	0.00	0.00
耐力係数Ｆ$_C$	5.00	0.10	0.15
解放基盤表面の地震動に関する係数Ｆ$_1$	0.87	0.00	0.00
構造物への入力地震動に関する係数Ｆ$_2$	1.00	0.10	0.15
構造物の地震応答に関する係数Ｆ$_3$			
応答係数Ｆ$_R$	0.87	0.10	0.15

第 1.2.1.c－2－5 表　屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

	中央値	対数標準偏差	
		βｒ	βｕ
強度係数Ｆ$_S$	7.14	0.10	0.15
塑性エネルギー吸収係数Ｆ$_\mu$	1.00	0.00	0.00
耐力係数Ｆ$_C$	7.14	0.10	0.15
解放基盤表面の地震動に関する係数Ｆ$_1$	0.87	0.00	0.00
構造物への入力地震動に関する係数Ｆ$_2$	1.00	0.10	0.15
構造物の地震応答に関する係数Ｆ$_3$			
応答係数Ｆ$_R$	0.87	0.10	0.15

第1.2.1.c－3－1表　考慮する不確実さ要因の整理

評価方法		偶然的不確実さ（βｒ）	認識論的不確実さ（βｕ）
機器配管系	現実的耐力	・機能試験データの統計的精度	・機能試験データの統計的精度 ・材料物性値
	現実的応答	・モード合成法 ・減衰定数	・減衰定数 ・床応答スペクトル ・解析モデル化

第1.2.1.c－3－2表　構造損傷限界及び機能損傷限界の考え方

	要求機能	損傷限界	考え方
構造損傷	支持機能 バウンダリ機能	引張強さ （Ｓｕ）	・塑性エネルギー吸収効果の小さい機器に用いる ・Ｓｕの規格値に含まれる余裕を考慮する （ＳＵＳ材：1.13 倍，ＳＵＳ材以外 1.17 倍）
		塑性限界 （弾性限界Ｓｙを許容塑性率μで補正）	・塑性エネルギー吸収効果の大きい機器に用いる ・Ｓｙの規格値に含まれる余裕を考慮する （ＳＵＳ材：1.13 倍，ＳＵＳ材以外 1.17 倍） ・弾性限界以降の塑性限界までの塑性エネルギー吸収効果を許容塑性率μで補正する。
機能損傷	動的機能	機能限界 加速度 （損傷加速度）	・機能維持確認済加速度を機能限界加速度のＨＣＬＰＦとする。

第1.2.1.c－3－3表　建物の応答係数

方向	係数			中央値	βr	βu
水平	Ｆ１	建物のスペクトル形状係数		※	0.00	0.00
	Ｆ２	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.20	0.15
		基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
	Ｆ３	建物振動モデルに関するサブ応答係数	建物減衰	1.00		
			建物剛性	1.00		
		地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
		非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		
鉛直	Ｆ１	建物のスペクトル形状係数		※	0.00	0.00
	Ｆ２	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.10	0.15
		基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
	Ｆ３	建物振動モデルに関するサブ応答係数	建物減衰	1.00		
			建物剛性	1.00		
		地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
		非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		

※　建物のスペクトル形状係数は設備に応じ個別に算定する

第1.2.1.d－1表　起因事象の発生頻度

起因事象	発生頻度（／炉年）
外部電源喪失	1.5E-04
原子炉建物損傷	3.1E-08
原子炉格納容器損傷	3.4E-07
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07
格納容器バイパス	3.5E-09
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	4.2E-07
制御室建物損傷	1.4E-08
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10
計装・制御系喪失	1.5E-07
直流電源喪失	5.8E-09
交流電源・補機冷却系喪失	3.9E-06

第1.2.1.d－2表　評価対象システム一覧

分類	評価対象システム
起因事象	外部電源
	原子炉建物
	原子炉格納容器
	原子炉圧力容器
	格納容器バイパス
	原子炉冷却材圧力バウンダリ
	制御室建物
	廃棄物処理建物
	計装・制御系
	直流電源
	交流電源・補機冷却系
緩和系	スクラム系
	ＳＲＶ開・ＳＲＶ再閉
	原子炉隔離時冷却系
	高圧炉心スプレイ系
	原子炉減圧
	低圧注水系
	残留熱除去系

第1.2.1.d－3表　人的過誤評価結果

人的過誤		ストレスファクタ	余裕時間（分）	過誤確率平均値	ＥＦ
起因事象発生前	手動弁開／閉忘れ	1	－	2.7E-05	10
	スクラム排出水容器水位高警報	1	－	2.7E-04	10
起因事象発生後	原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	10	30	2.0E-02	10
	手動減圧操作失敗	10	30	2.0E-02	10

第1.2.1.d－4表　炉心損傷頻度（起因事象別）

起因事象	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
外部電源喪失	2.9E-06	37
原子炉建物損傷	3.1E-08	0.4
原子炉格納容器損傷	3.4E-07	4.3
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07	2.2
格納容器バイパス	3.5E-09	<0.1
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	4.2E-07	5.2
制御室建物損傷	1.4E-08	0.2
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10	<0.1
計装・制御系喪失	1.5E-07	1.9
直流電源喪失	5.8E-09	<0.1
交流電源・補機冷却系喪失	3.9E-06	49
合　　計	7.9E-06	100

第1.2.1.d－5表　起因事象別の炉心損傷頻度，主要な事故シーケンス及びカットセット

起因事象	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年） （起因事象別の炉心損傷頻度（／炉年））	主要なカットセット
外部電源喪失	外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗	1.1E-06 （2.9E-06）	・外部電源受電設備の損傷＋ＲＨＲ電動弁（グローブ弁）の損傷 ・外部電源受電設備の損傷＋ＲＨＲ電動弁（ゲート弁）の損傷
原子炉建物損傷	原子炉建物損傷	3.1E-08 （3.1E-08）	・原子炉建物の損傷
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器損傷	3.4E-07 （3.4E-07）	・原子炉格納容器スタビライザの損傷
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	1.7E-07 （1.7E-07）	・原子炉圧力容器スタビライザの損傷
格納容器バイパス	格納容器バイパス	3.5E-09 （3.5E-09）	・主蒸気隔離弁の損傷
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	4.2E-07 （4.2E-07）	・原子炉格納容器内配管の損傷
制御室建物損傷	制御室建物損傷	1.4E-08 （1.4E-08）	・制御室建物の損傷
廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物損傷	1.8E-10 （1.8E-10）	・廃棄物処理建物の損傷
計装・制御系喪失	計装・制御系喪失	1.5E-07 （1.5E-07）	・ケーブルトレイの損傷
直流電源喪失	外部電源喪失＋直流電源喪失	5.8E-09 （5.8E-09）	・外部電源受電設備の損傷＋115V系充電器盤の損傷 ・外部電源受電設備の損傷＋115V系直流盤の損傷
交流電源・補機冷却系喪失	外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失	2.0E-06 （3.9E-06）	・外部電源受電設備の損傷＋燃料移送配管の損傷 ・外部電源受電設備の損傷＋ＲＳＷポンプの損傷

ＲＨＲ：残留熱除去系，ＲＳＷ：原子炉補機海水系

第1.2.1.d－6表　炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合 （%）
高圧・低圧注水機能喪失	9.3E-07	12
高圧注水・減圧機能喪失	1.0E-07	1.3
全交流動力電源喪失	3.4E-06	42
崩壊熱除去機能喪失	1.6E-06	20
原子炉停止機能喪失	8.5E-07	11
原子炉建物損傷	3.1E-08	0.4
原子炉格納容器損傷	3.4E-07	4.3
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07	2.2
格納容器バイパス	3.5E-09	<0.1
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	4.2E-07	5.2
制御室建物損傷	1.4E-08	0.2
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10	<0.1
計装・制御系喪失	1.5E-07	1.9
合　　計	7.9E-06	100

第1.2.1.d－7表　事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度，主要な事故シーケンス及びカットセット（１／２）

事故シーケンスグループ		主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年） （事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度（／炉年））	主要なカットセット
高圧・低圧注水機能喪失		外部電源喪失＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	9.2E-07 （9.3E-07）	・外部電源受電設備の損傷＋サプレッション・チェンバの損傷 ・外部電源受電設備の損傷＋ＲＣＩＣ電動弁（グローブ弁）の損傷＋ＨＰＣＳディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷＋ＲＨＲ電動弁（ゲート弁）の損傷
高圧注水・減圧機能喪失		外部電源喪失＋高圧炉心冷却失敗 ＋原子炉減圧失敗	1.0E-07 （1.0E-07）	・外部電源受電設備の損傷＋ＲＣＩＣ電動弁（グローブ弁）の損傷＋ＨＰＣＳディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷＋原子炉減圧失敗（ランダム故障） ・外部電源受電設備の損傷＋ＲＣＩＣ電動弁（グローブ弁）の損傷＋ＨＰＳＷ配管の損傷＋原子炉減圧失敗（ランダム故障）
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失	2.0E-06 （2.0E-06）	・外部電源受電設備の損傷＋燃料移送配管の損傷 ・外部電源受電設備の損傷＋ＲＳＷポンプの損傷
	ＴＢＵ	外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋高圧炉心冷却失敗	1.4E-06 （1.4E-06）	・外部電源受電設備の損傷＋ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷＋サプレッション・チェンバの損傷 ・外部電源受電設備の損傷＋ＲＳＷポンプの損傷＋サプレッション・チェンバの損傷
	ＴＢＤ	外部電源喪失＋直流電源喪失	5.8E-09 （5.8E-09）	・外部電源受電設備の損傷＋115V系充電器盤の損傷 ・外部電源受電設備の損傷＋115V系直流盤の損傷
	ＴＢＰ	外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗	1.5E-08 （1.5E-08）	・外部電源受電設備の損傷＋燃料移送系配管の損傷＋ＳＲＶ再閉鎖失敗（ランダム故障） ・外部電源受電設備の損傷＋ＲＳＷポンプの損傷＋ＳＲＶ再閉鎖失敗（ランダム故障）
崩壊熱除去機能喪失		外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗	1.1E-06 （1.6E-06）	・外部電源受電設備の損傷＋ＲＨＲ電動弁（グローブ弁）の損傷 ・外部電源受電設備の損傷＋ＲＨＲ電動弁（ゲート弁）の損傷
原子炉停止機能喪失		外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋原子炉停止失敗	5.2E-07 （8.5E-07）	・外部電源受電設備の損傷＋ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷＋シュラウドサポートの損傷 ・外部電源受電設備の損傷＋ＲＳＷポンプの損傷＋シュラウドサポートの損傷

ＲＣＩＣ：原子炉隔離時冷却系，ＨＰＣＳ：高圧炉心スプレイ系，ＲＨＲ：残留熱除去系：ＨＰＳＷ：高圧炉心スプレイ系補機海水系，ＲＳＷ：原子炉補機海水系

第1.2.1.d－7表　事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度，主要な事故シーケンス及びカットセット（２／２）

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年） （事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度（／炉年））	主要なカットセット
原子炉建物損傷	原子炉建物損傷	3.1E-08 (3.1E-08)	・原子炉建物の損傷
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器損傷	3.4E-07 (3.4E-07)	・原子炉格納容器スタビライザの損傷
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	1.7E-07 (1.7E-07)	・原子炉圧力容器スタビライザの損傷
格納容器バイパス	格納容器バイパス	3.5E-09 (3.5E-09)	・主蒸気隔離弁の損傷
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	4.2E-07 (4.2E-07)	・原子炉格納容器内配管の損傷
制御室建物損傷	制御室建物損傷	1.4E-08 (1.4E-08)	・制御室建物の損傷
廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物損傷	1.8E-10 (1.8E-10)	・廃棄物処理建物の損傷
計装・制御系喪失	計装・制御系喪失	1.5E-07 (1.5E-07)	・ケーブルトレイの損傷

第1.2.1.d－8表　炉心損傷頻度（地震加速度区分別）

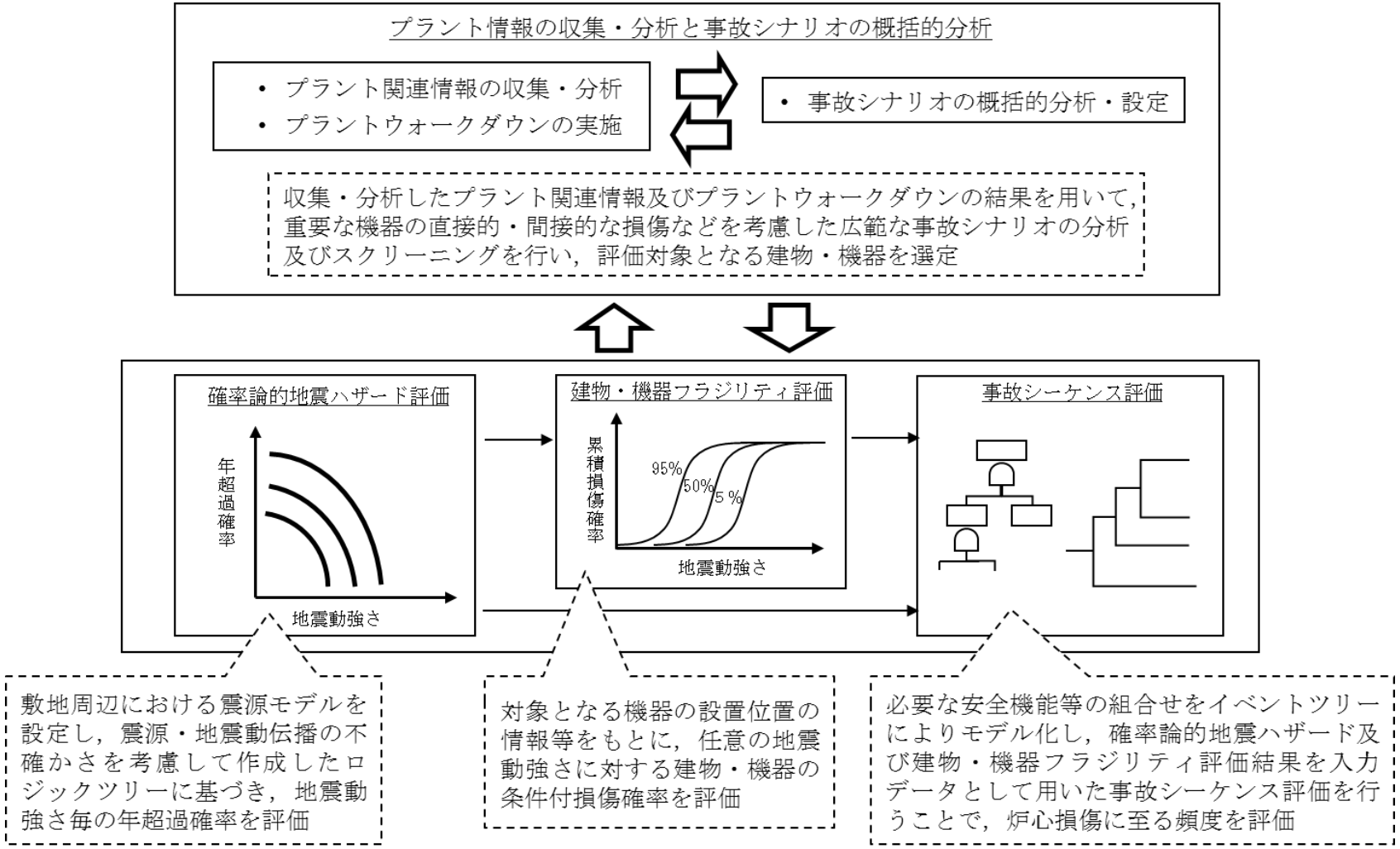
地震加速度区分	地震発生頻度 （／年）	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合 （%）
0.0G～0.2G	3.0E-02	8.1E-10	<0.1
0.2G～0.4G	3.4E-04	1.6E-08	0.2
0.4G～0.6G	1.7E-04	5.6E-07	7.1
0.6G～0.8G	2.8E-05	1.6E-06	20
0.8G～1.0G	4.5E-06	1.9E-06	24
1.0G～1.2G	2.0E-06	1.8E-06	22
1.2G～1.4G	9.6E-07	9.6E-07	12
1.4G～1.6G	4.9E-07	4.9E-07	6.1
1.6G～1.8G	2.7E-07	2.7E-07	3.4
1.8G～2.0G	1.6E-07	1.6E-07	2
2.0G～3.0G	2.1E-07	2.1E-07	2.7
合　　計		7.9E-06	100

第1.2.1.d－9表　重要度解析結果（ＦＶ重要度）

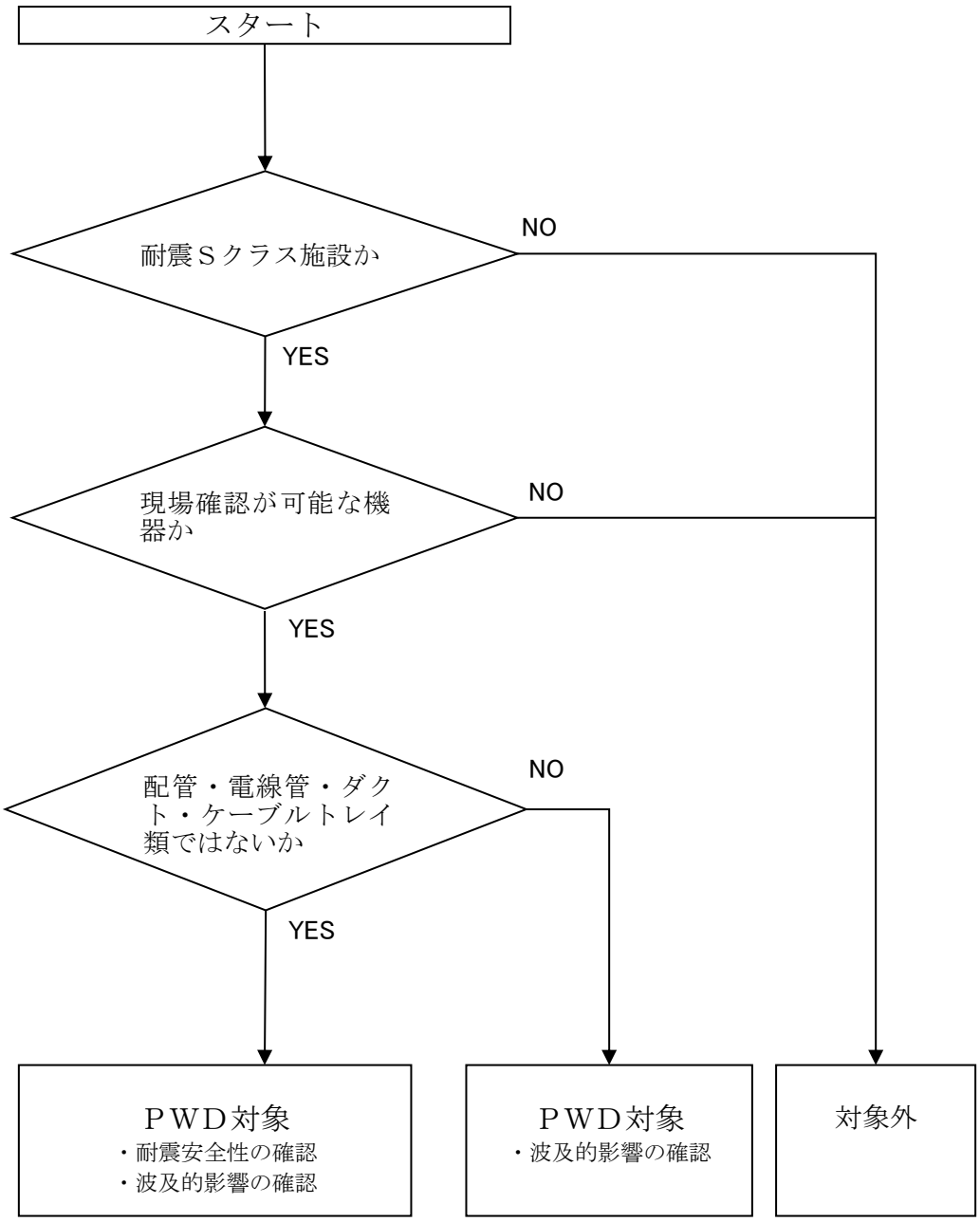
機器名称	ＦＶ重要度	ＨＣＬＰＦ（Ｇ）
燃料移送系配管	7.6E-02	0.67
原子炉補機海水系配管	6.5E-02	0.68
原子炉補機海水ポンプ	4.2E-02	0.73
原子炉補機冷却系 電動弁（グローブ弁）	4.0E-02	0.73
原子炉補機海水系 電動弁（バタフライ弁）	3.8E-02	0.74
ディーゼル燃料 貯蔵タンク	3.4E-02	0.75
格納容器内配管	2.9E-02	0.75
残留熱除去系 電動弁（グローブ弁）	2.7E-02	0.77
サプレッション・ チェンバ	2.6E-02	0.79
残留熱除去系 電動弁（ゲート弁）	1.4E-02	0.84

第1.2.1.d－10表　完全独立の影響に係る感度解析の対象機器

機器名称	ＦＶ重要度
燃料移送系配管	7.6E-02
原子炉補機海水系配管	6.5E-02
原子炉補機海水ポンプ	4.2E-02
原子炉補機冷却系 電動弁（グローブ弁）	4.0E-02
原子炉補機海水系 電動弁（バタフライ弁）	3.8E-02
ディーゼル燃料 貯蔵タンク	3.4E-02
残留熱除去系 電動弁（グローブ弁）	2.7E-02
残留熱除去系 電動弁（ゲート弁）	1.4E-02
残留熱除去系配管	1.0E-02
非常用ディーゼル発電機	1.0E-02
原子炉補機冷却系配管	1.0E-02



第1.2.1－1図　地震レベル１ＰＲＡ評価フロー



第 1.2.1.a－1 図　プラントウォークダウン対象施設選定フロー

地震 PSA プラントウォークダウンチェックシート（機器・配管系）　シート番号 12

プラント	島根原子力発電所 2 号機
建物名	[R/B]・T/B・Rw/B・C/B・屋外・その他（　　）
フロア	[B2F]・B1F・MB1F・1F・2F・M2F・3F・4F・5F・その他（　　）
設置場所（エリア）	R－B２F－１０
対象機器	設置場所内の対象機器

1 次評価　確認項目

分類		確認項目	チェック	
耐震安全性の確認	①	基礎のコンクリートに問題（ひび割れ/劣化等）がある	Y	[N]
	②	緩んでいるボルト/ナットがある	Y	[N]
	③	ボルト/ナット類が喪失，または，劣化している	Y	[N]
	④	アンカーボルトに影響を与える事項がある	Y	[N]
	⑤	耐震性に影響するサポート機器が適切に取り付けられていない	Y	[N]
	⑥	外部から接続されたケーブルが柔軟になっていない	Y	[N]
	⑦	盤等の内部の部品がしっかり固定されていない	Y	[N]
波及的影響の確認	⑧	対象機器の上部に固定されていない重量物がある	Y	[N]
	⑨	対象機器とその他機器は適切な離隔距離が設けられていない	Y	[N]
	⑩	対象機器周辺に固定されていない重量物がある	Y	[N]

1 次評価　判定

実施日	2013 年 9 月 11 日	
確認者	[redacted]	
評価への反映	要 （2 次評価へ）	[否]
特記事項	なし	

1 次評価　現場写真

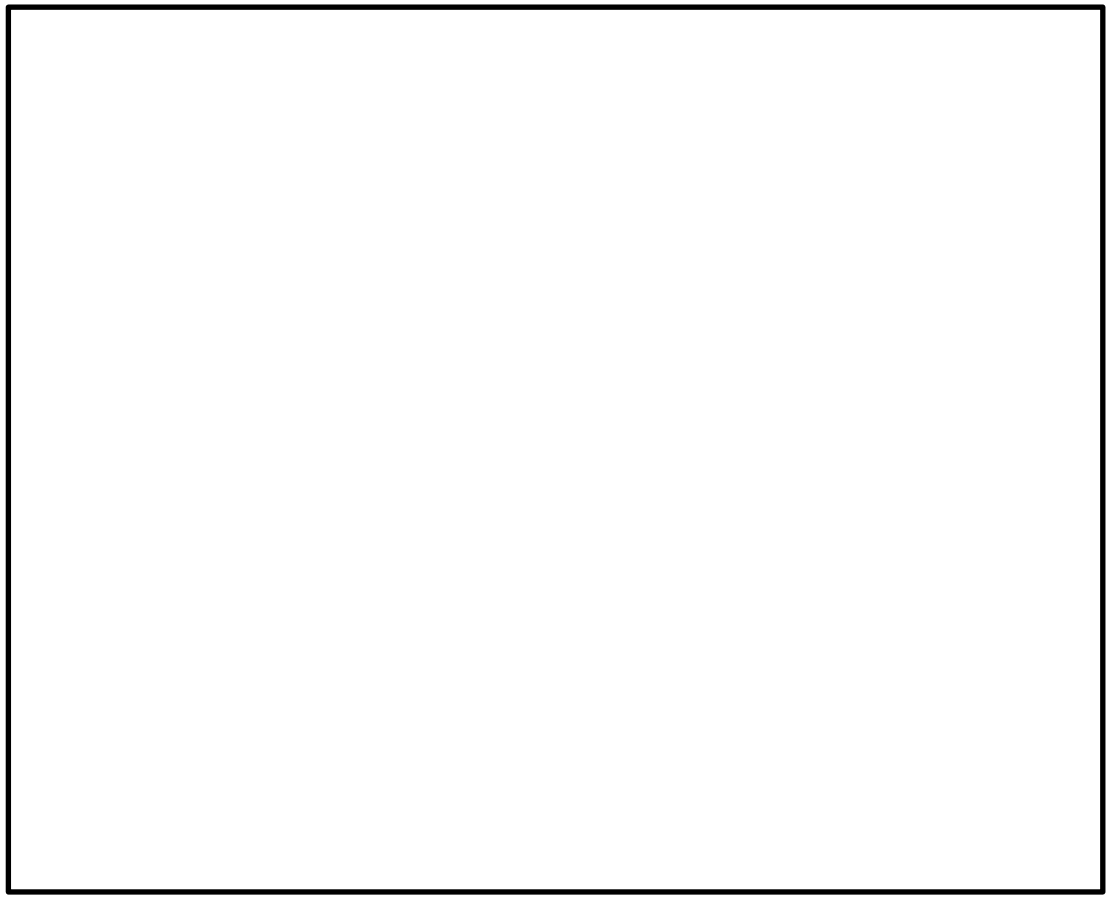


2 次評価　判定

実施日		
確認者		
評価への反映	要	否
評価内容		

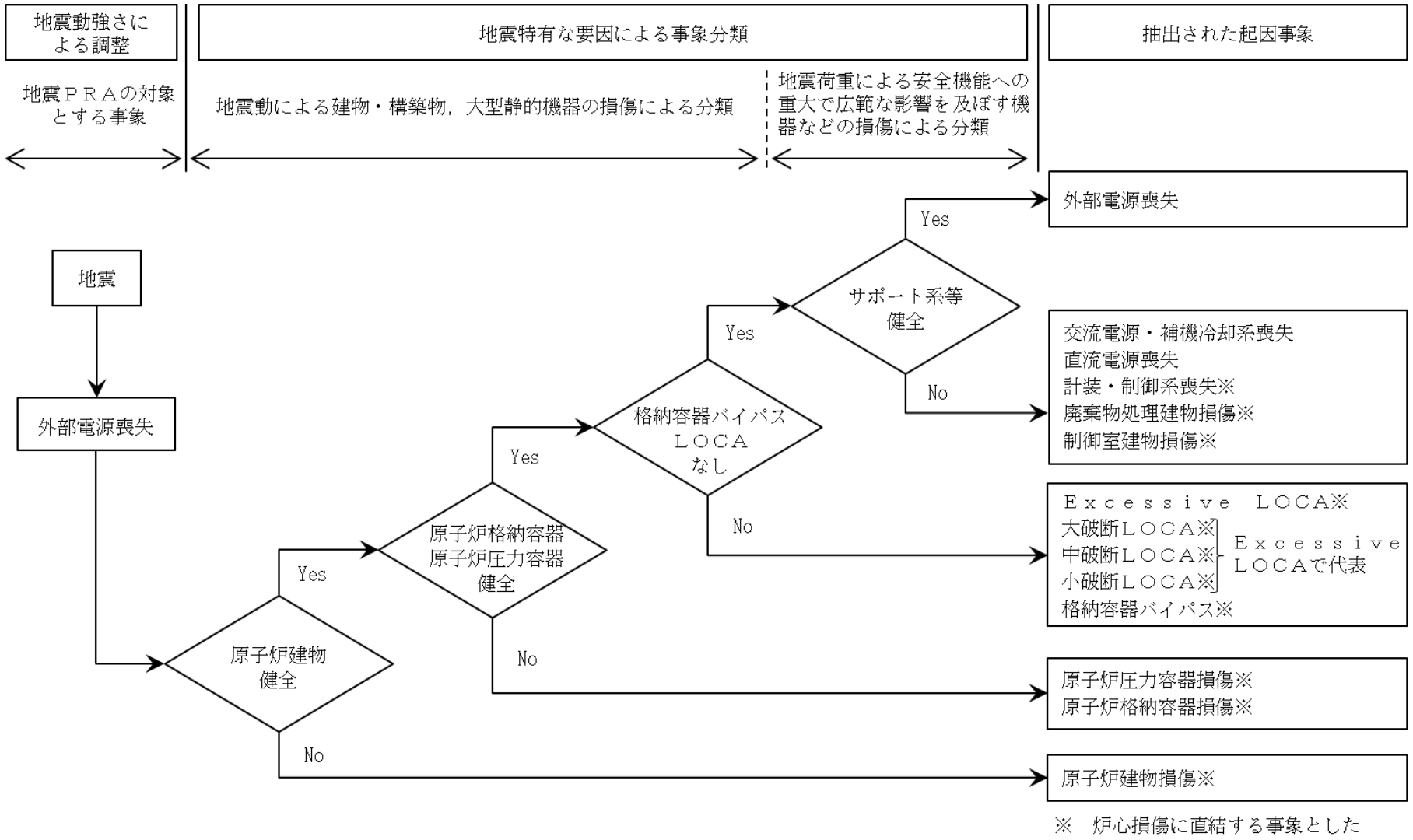
第1.2.1.a－2図　プラントウォークダウン実施結果の例（１／２）

設置エリア	機器番号	機器名
R-B2F-10	－	高圧炉心スプレイ系蓄電池
R-B2F-11	2-2265H	高圧炉心スプレイ系直流盤
	2-2267H	高圧炉心スプレイ系充電器盤
	2HPCS-M/C	2HPCSーメタクラ
R-B2F-12	2-2220H1	制御盤
	2-2220H2	自動電圧調整器盤
	2-2220H3	整流器盤
	2-2220H4	リアクトル盤
	2-2220H5	整流器用変圧器盤
	2-2220H6	飽和変流器盤
	2-2220H7	中性点接地装置盤
	2HPCS-C/C	2HPCSコントロールセンタ
	2-2216H	HPCS電気室空調換気継電器盤
	2-2220H1	HPCSーディーゼル発電機制御盤
	2RCB-80H	HPCSーディーゼル発電機速度検出用変換器箱

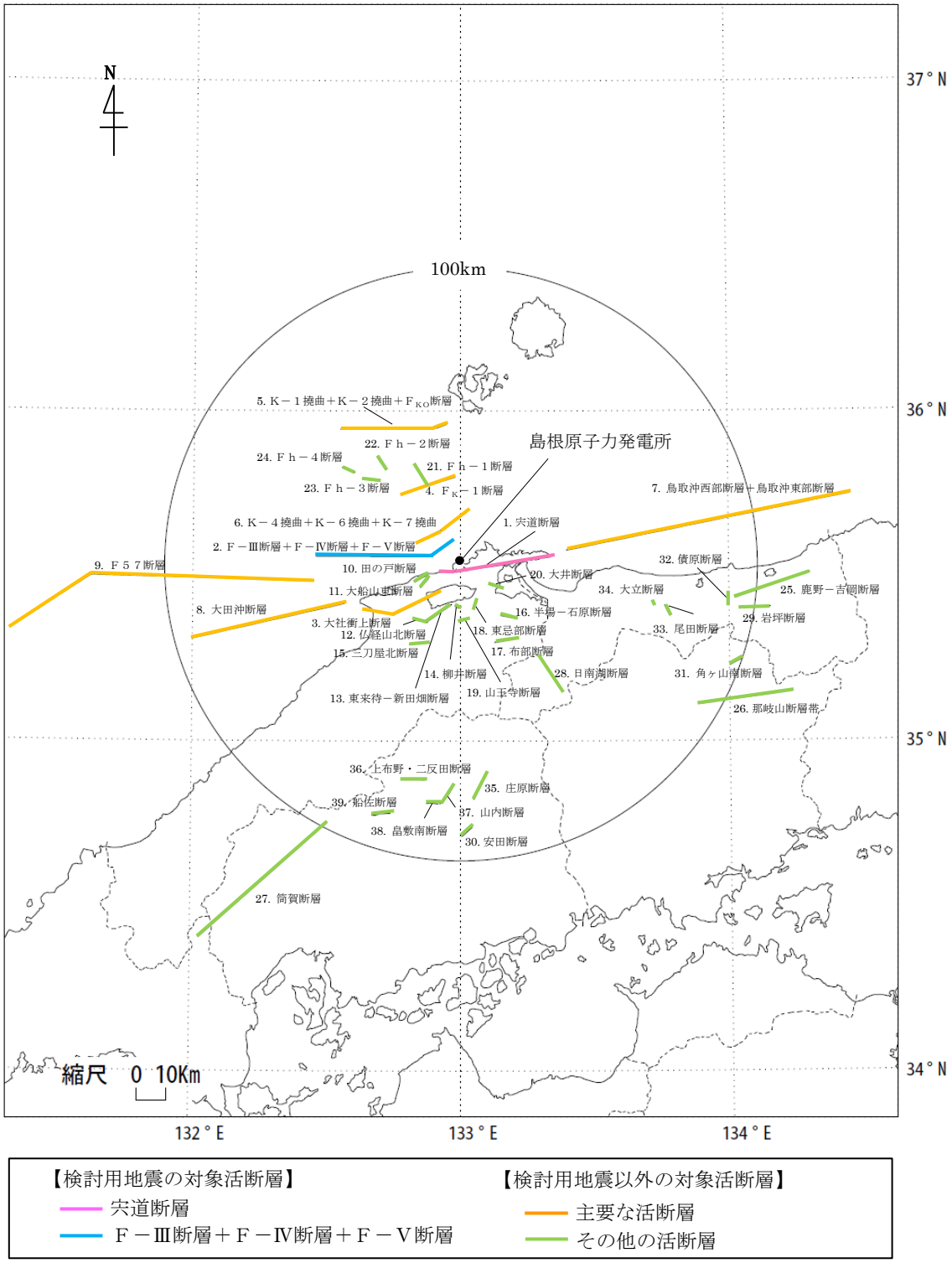


第1.2.1.aー2図　プラントウォークダウン実施結果の例（２／２）

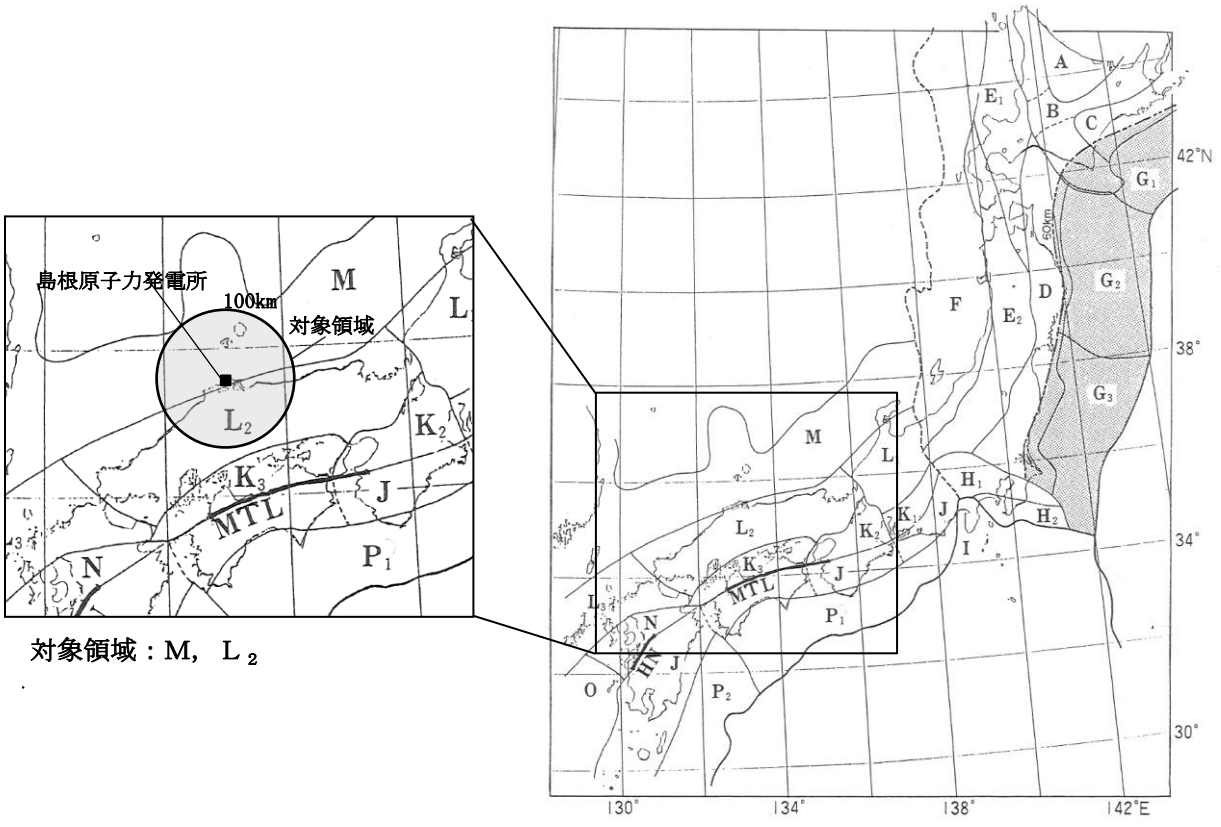
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1.2.1.a－3図　起因事象の抽出フロー



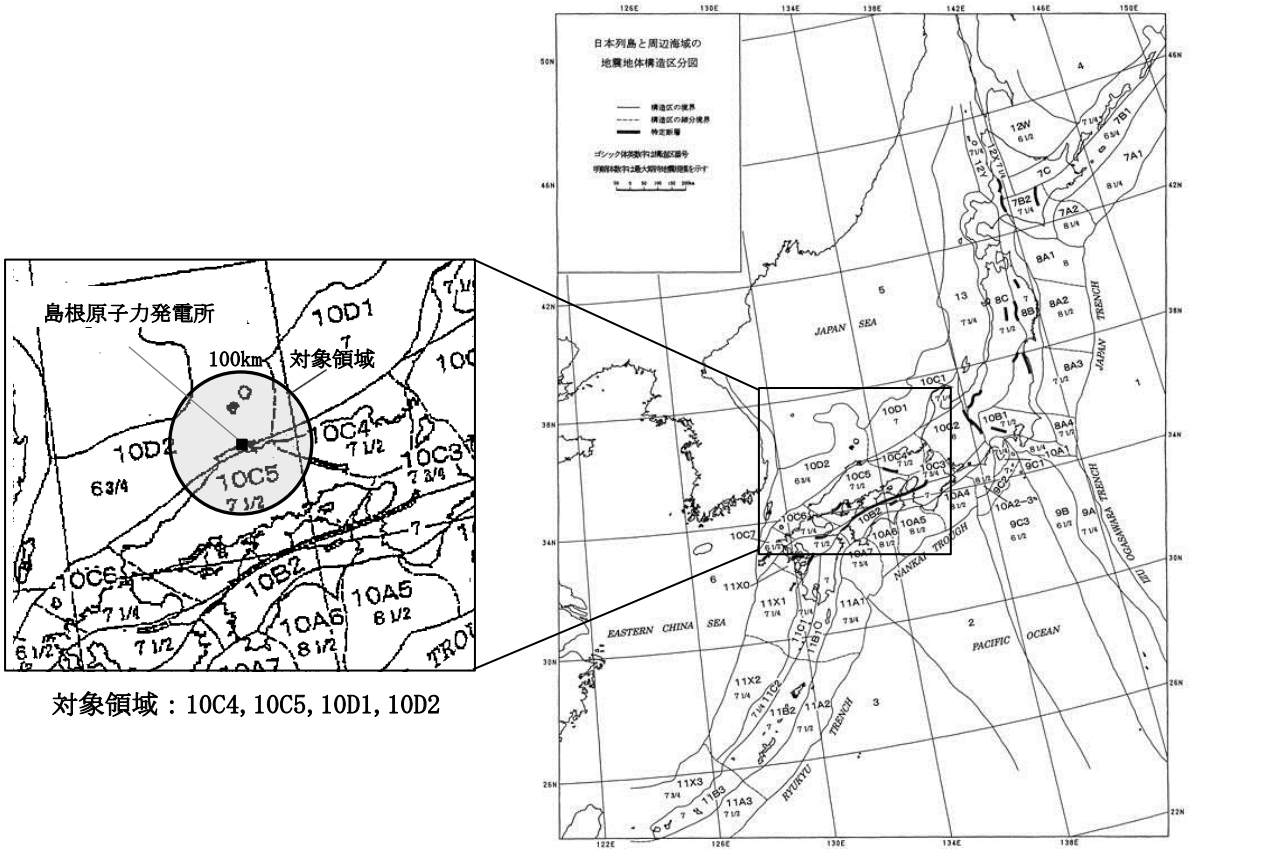
第1.2.1.b－1図　敷地周辺の活断層分布



対象領域：M，L_2

［萩原（1991）に一部加筆。］

萩原(1991)[3]に基づく対象領域

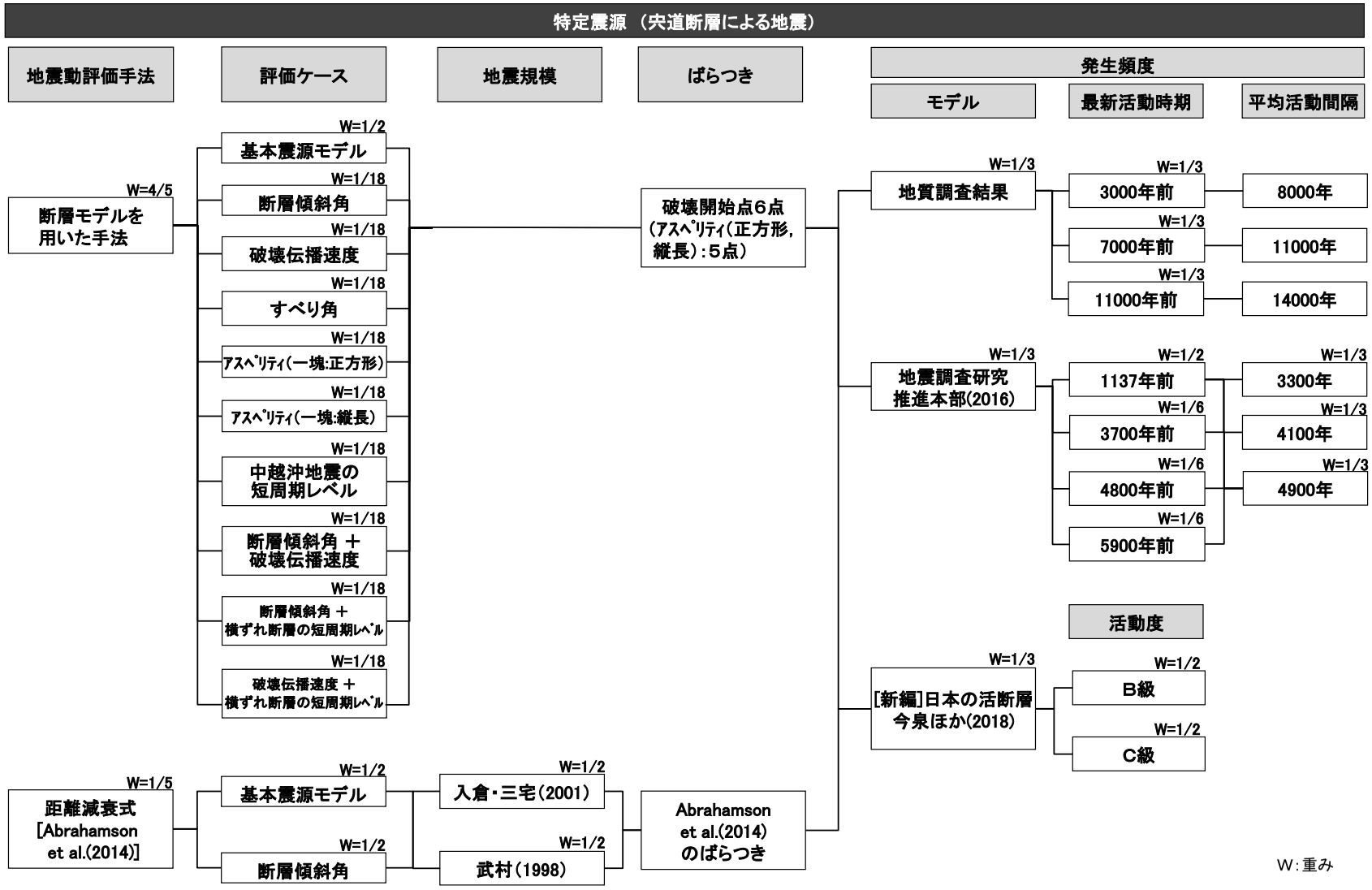


対象領域：10C4, 10C5, 10D1, 10D2

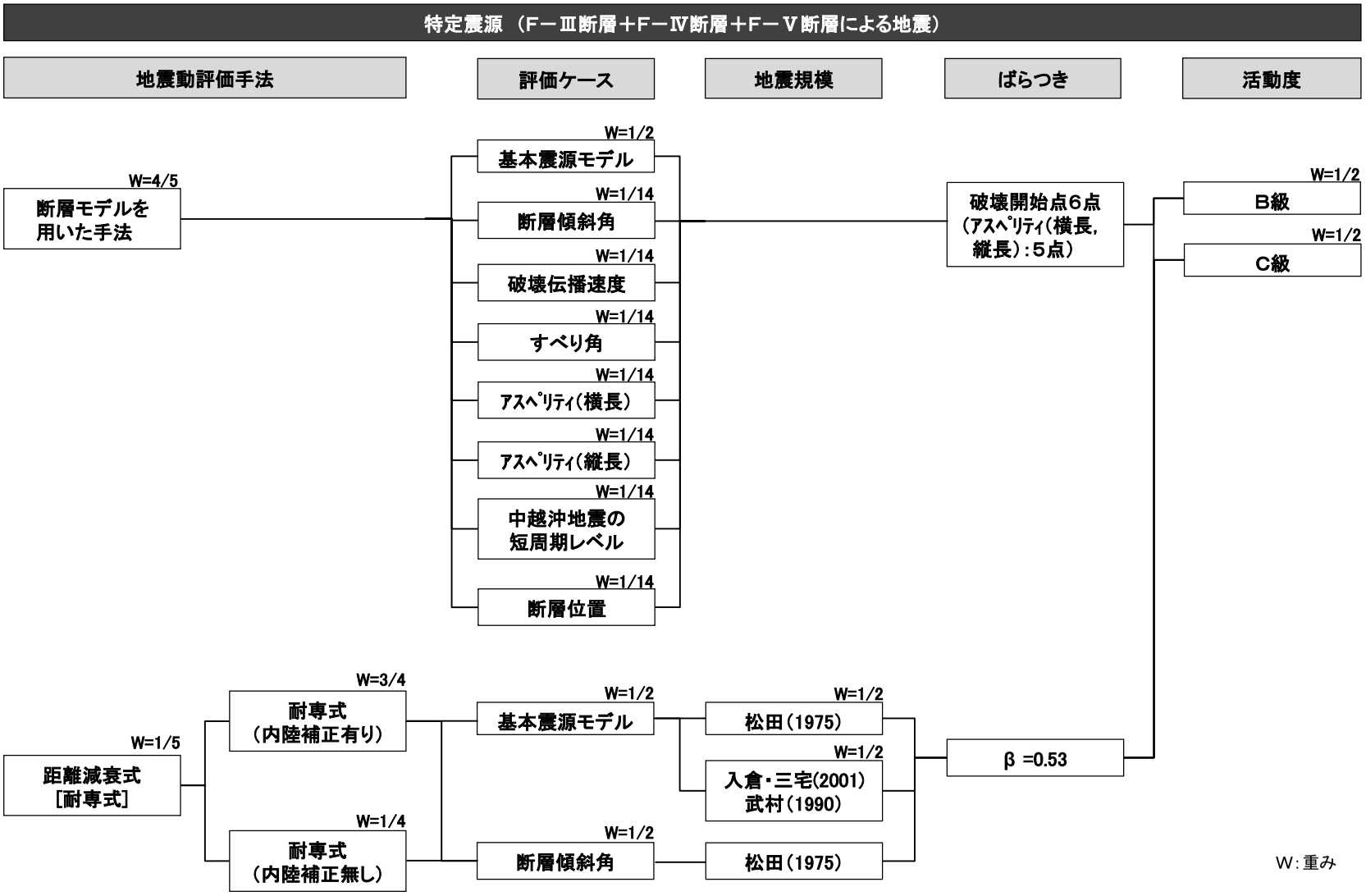
［垣見ほか(2003)に一部加筆。］

垣見ほか(2003)[4]に基づく対象領域

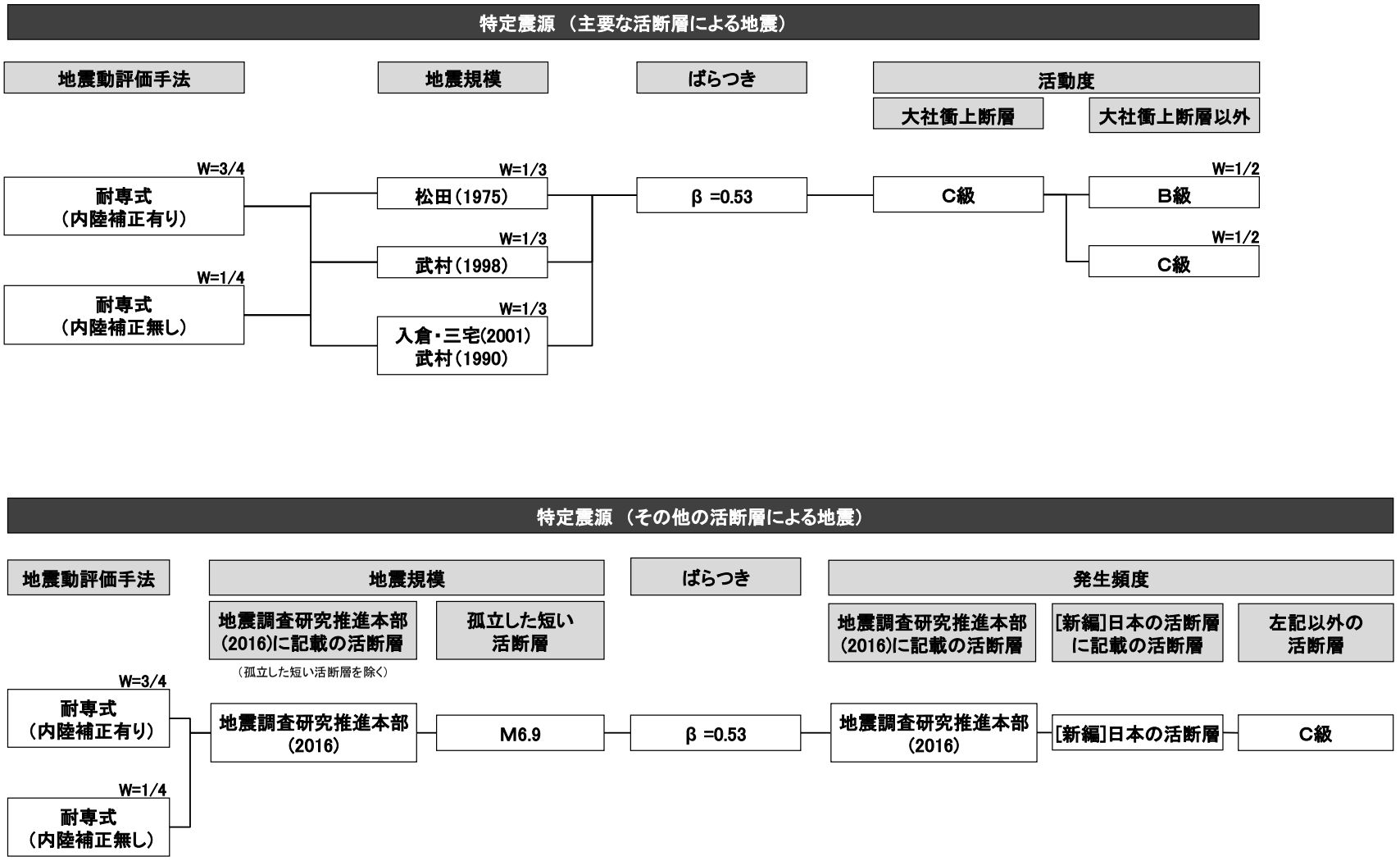
第1.2.1.b－2図　領域震源モデルの対象領域



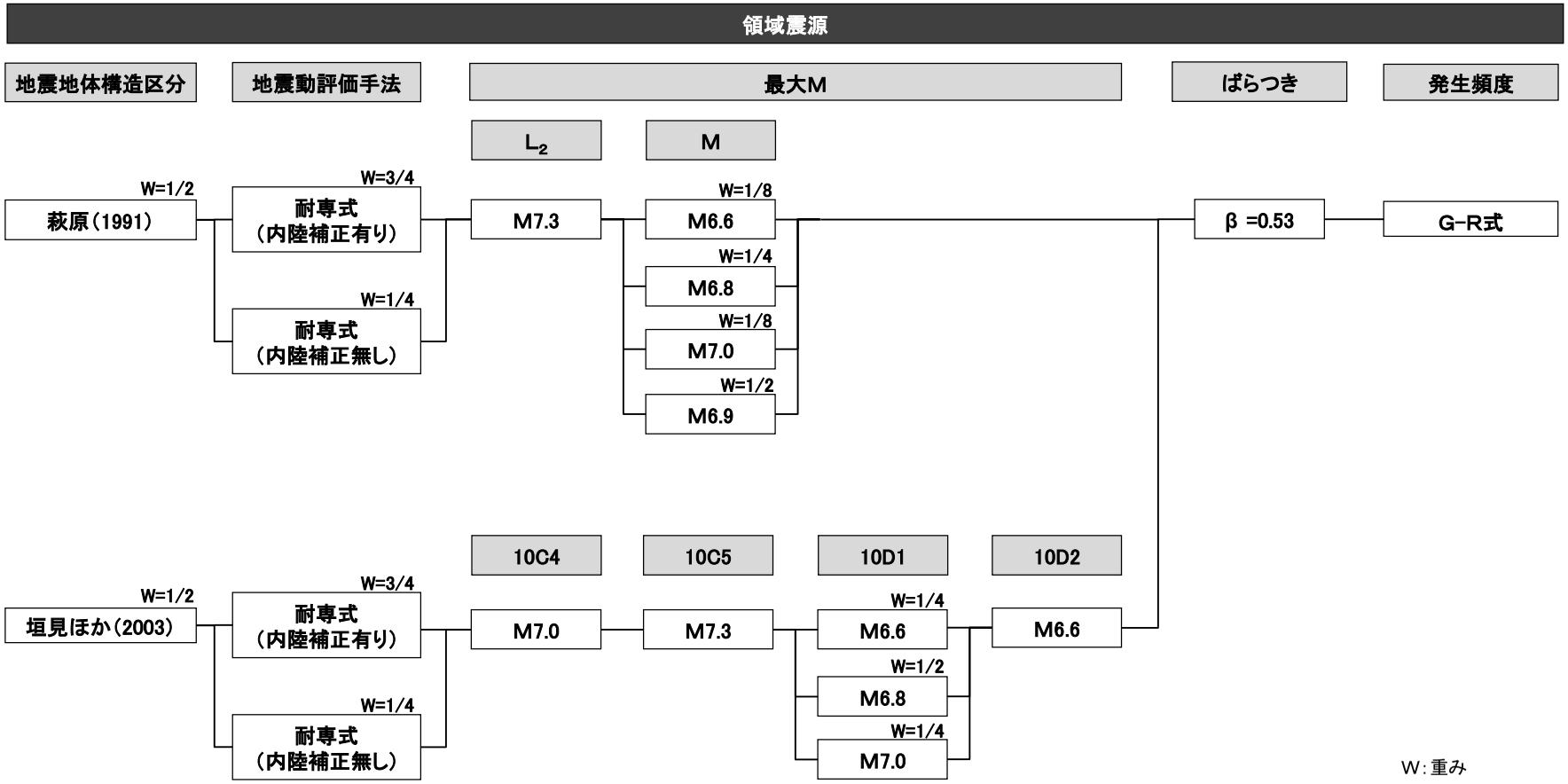
第1.2.1.b－3図　宍道断層による地震のロジックツリー



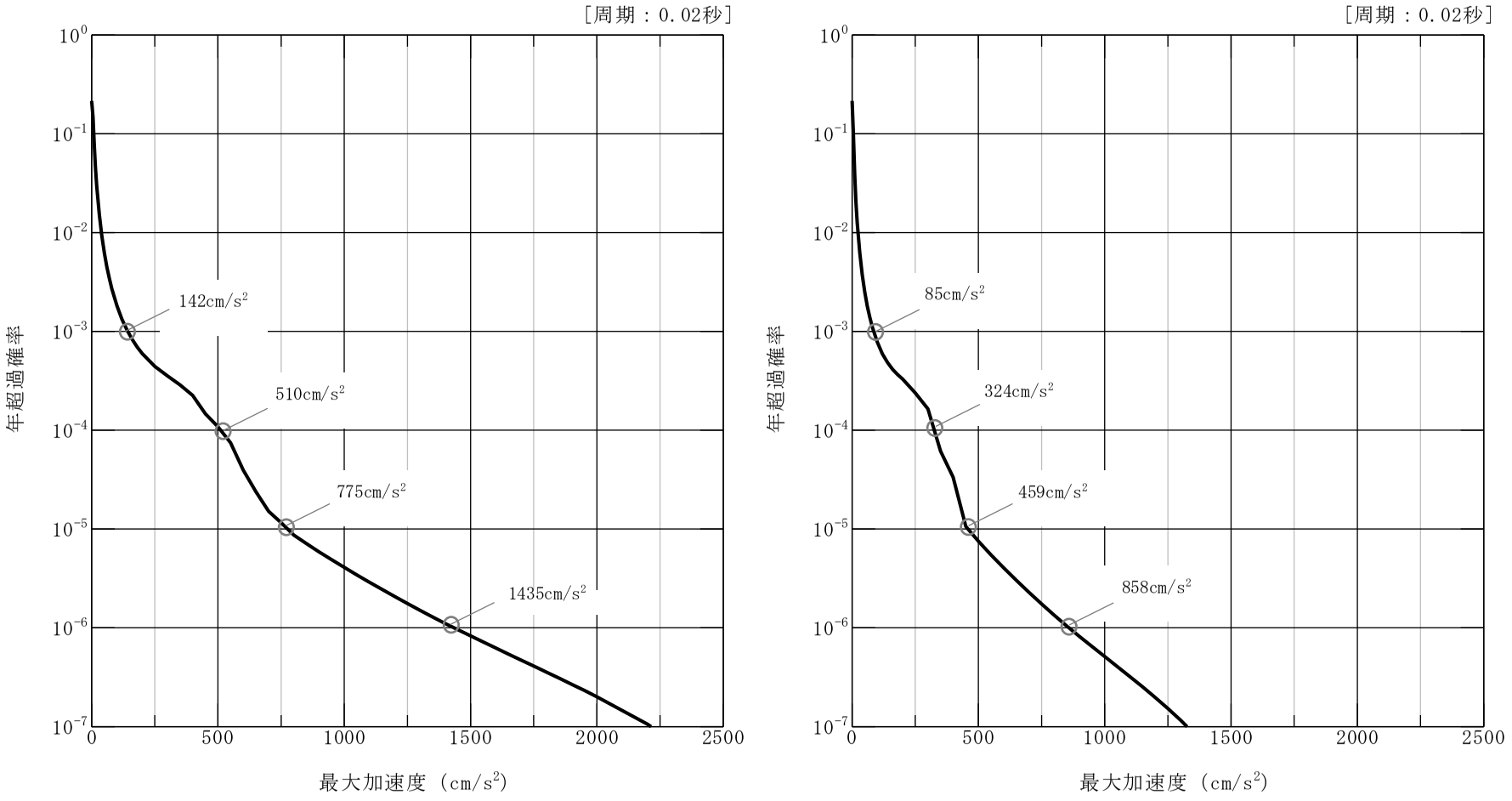
第1.2.1.b－4図　Ｆ－Ⅲ断層＋Ｆ－Ⅳ断層＋Ｆ－Ⅴ断層による地震のロジックツリー



第1.2.1.b－5図　主要な活断層及びその他の活断層による地震のロジックツリー

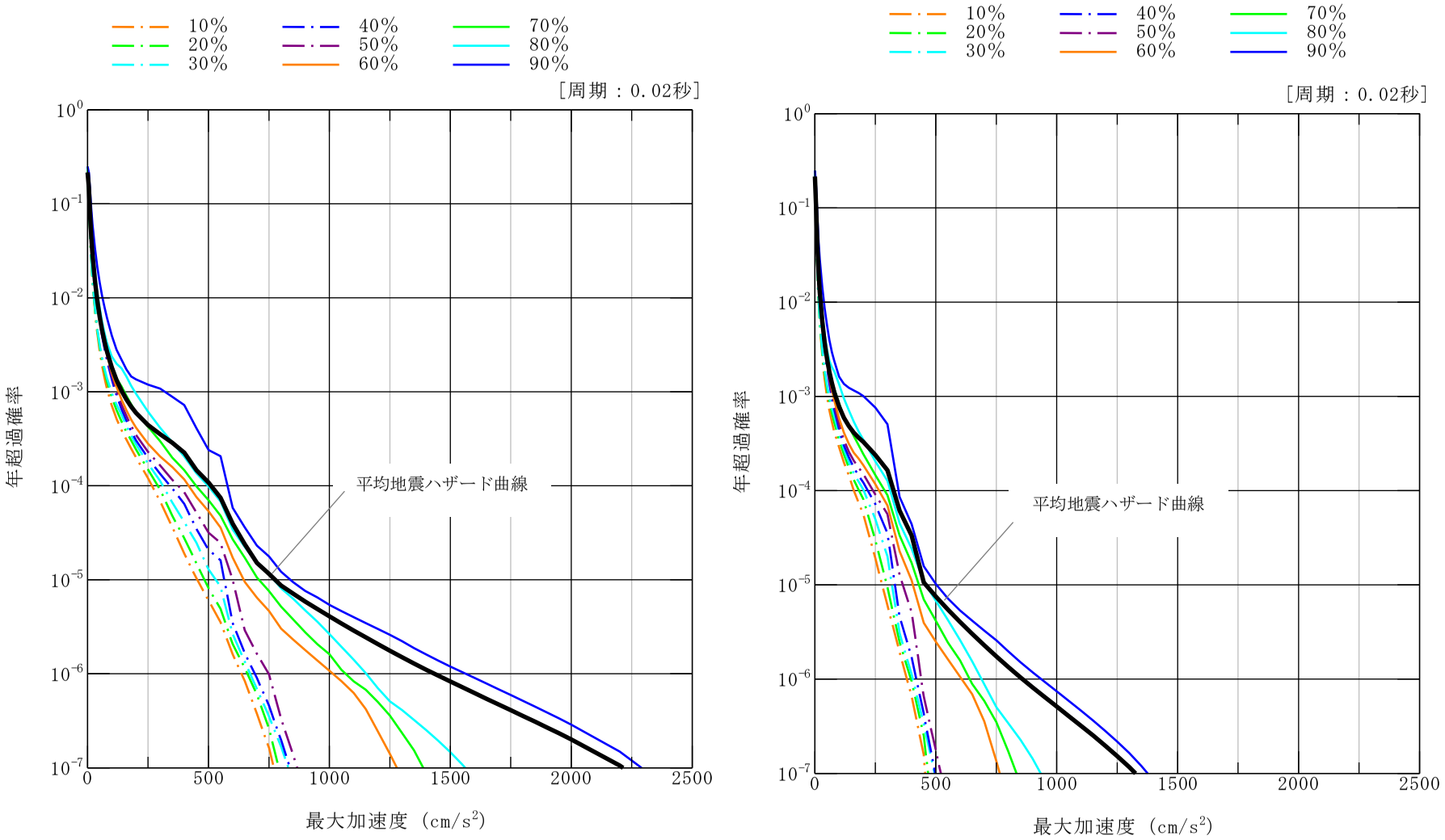


第1.2.1.b－6図　領域震源による地震のロジックツリー

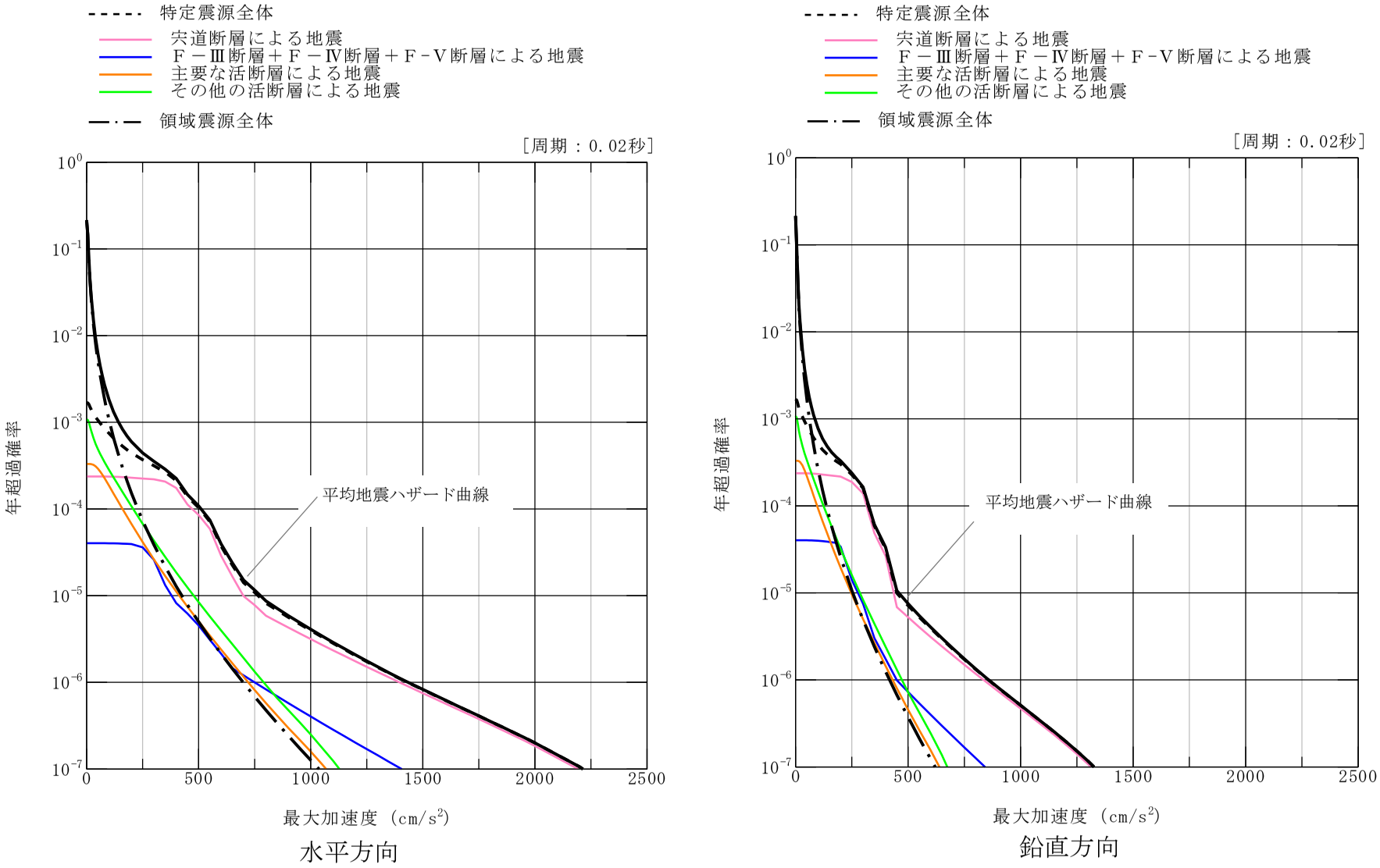


［平均地震ハザード曲線の年超過確率 10^{-3}～10^{-6}に対応する加速度値を表示］

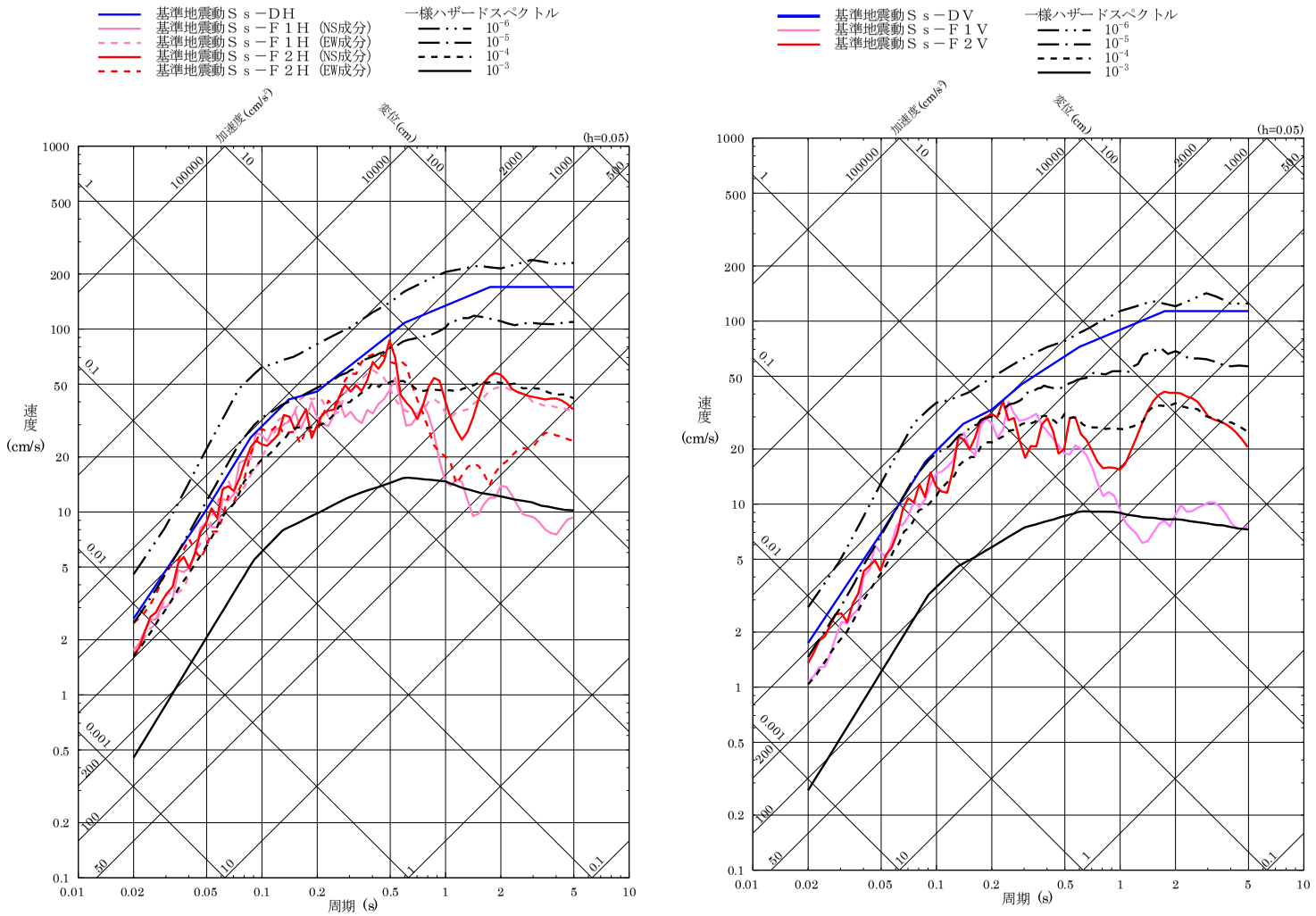
第 1.2.1.b－7 図　平均地震ハザード曲線



第1.2.1.b－8図　フラクタイル地震ハザード曲線

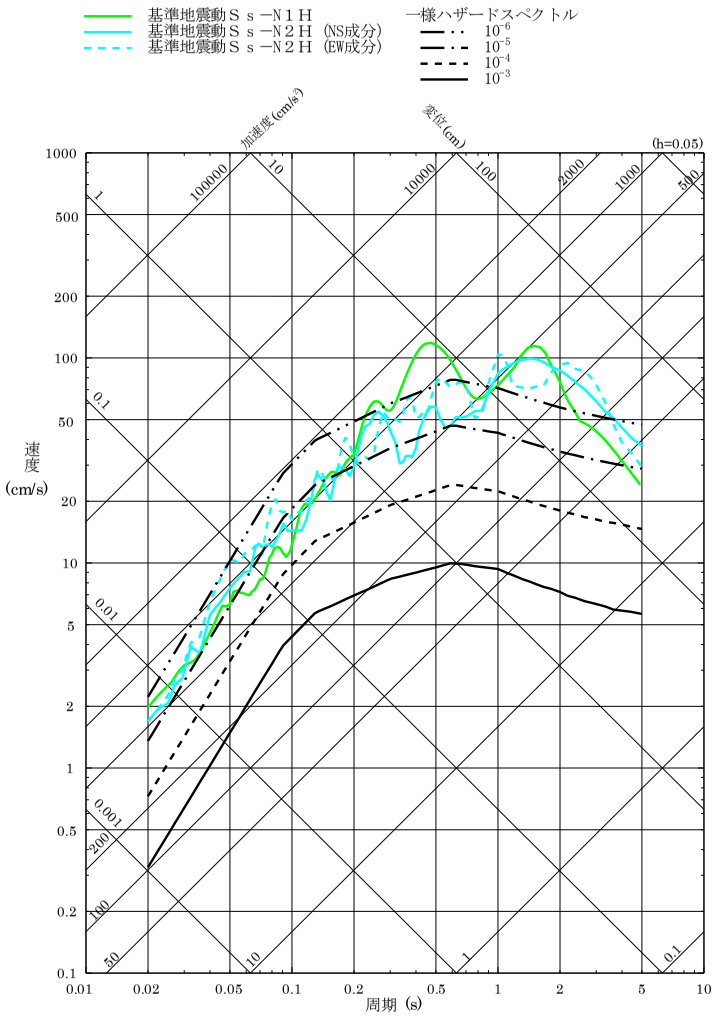


第 1.2.1.b－9 図　震源別平均地震ハザード曲線

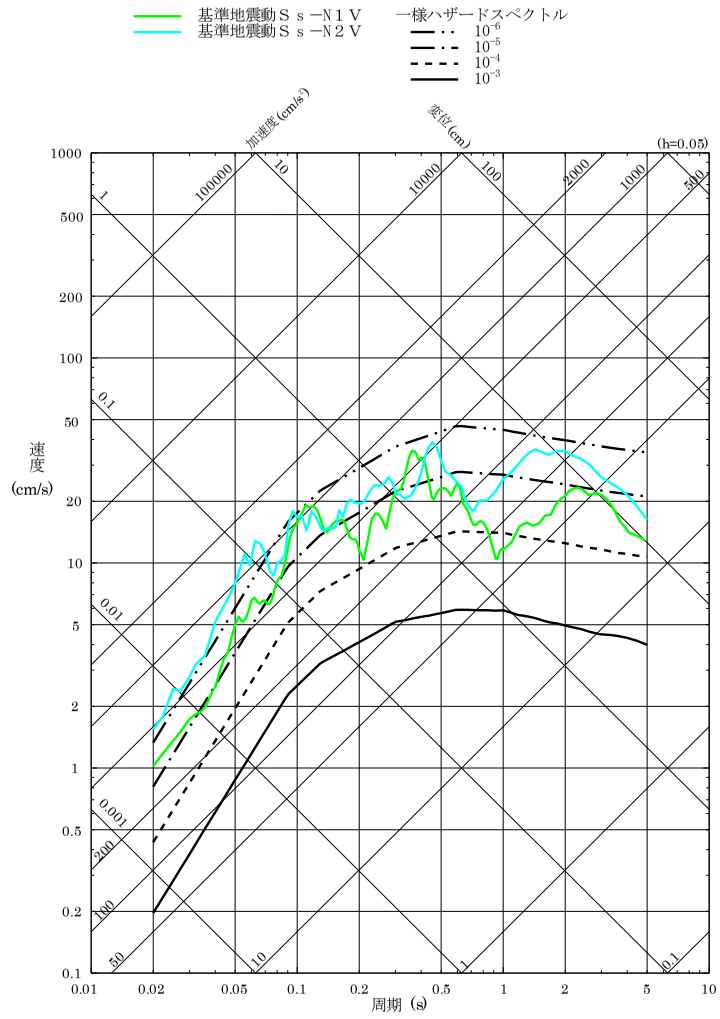


水平方向　　鉛直方向

第 1.2.1.b－10 図　基準地震動Ｓｓ－Ｄ，Ｓｓ－Ｆ１及びＳｓ－Ｆ２の応答スペクトル及び敷地における地震動の一様ハザードスペクトル

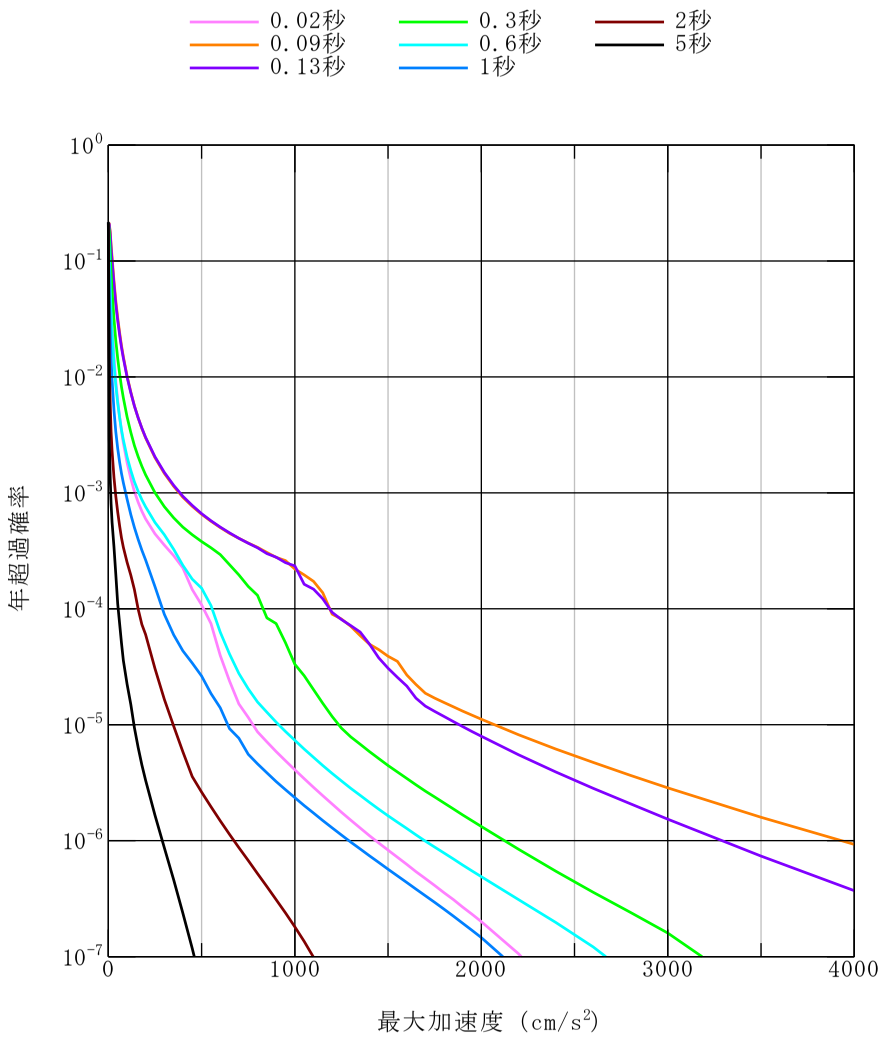


水平方向

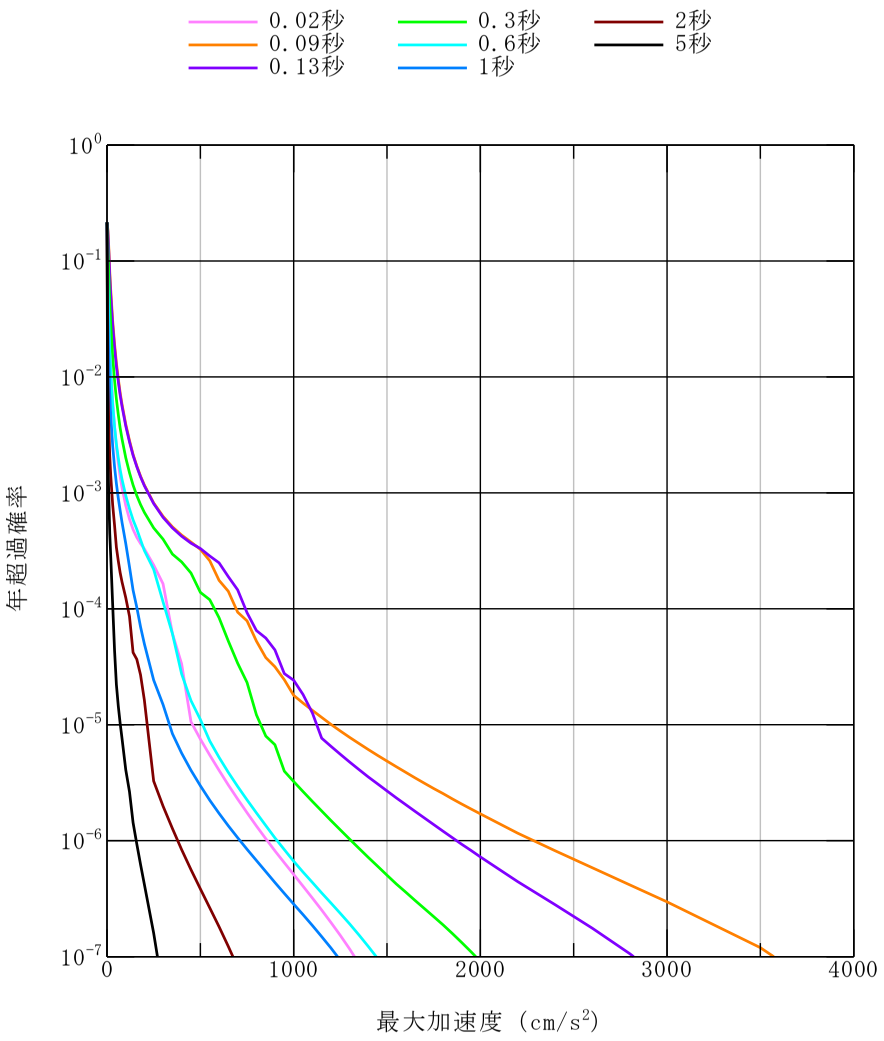


鉛直方向

第 1.2.1.b－11 図　基準地震動Ｓｓ－Ｎ１及びＳｓ－Ｎ２の応答スペクトル
及び領域震源モデルによる一様ハザードスペクトル

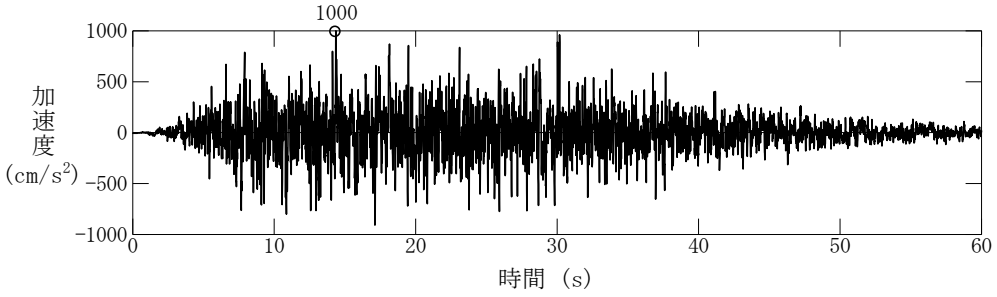


水平方向

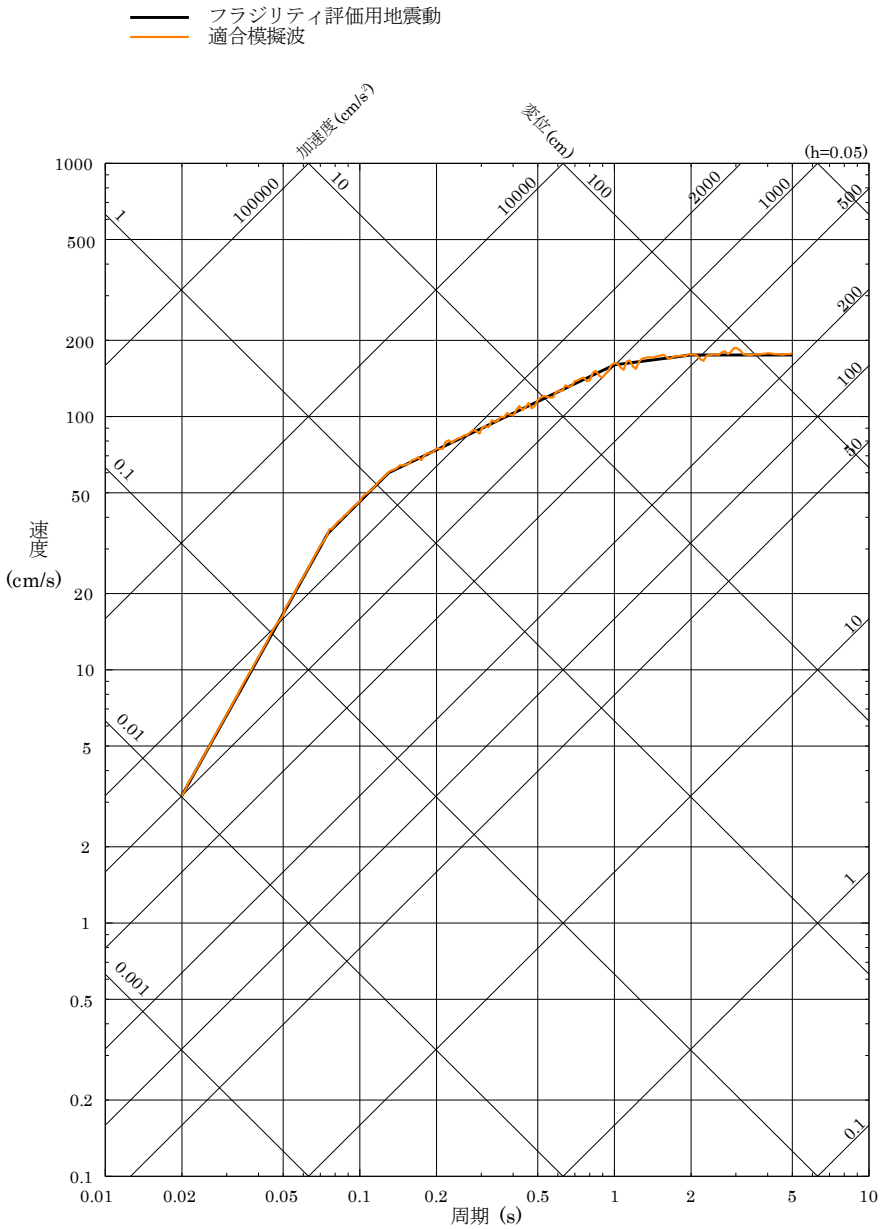


鉛直方向

第 1.2.1.b－12 図　周期毎の平均地震ハザード曲線



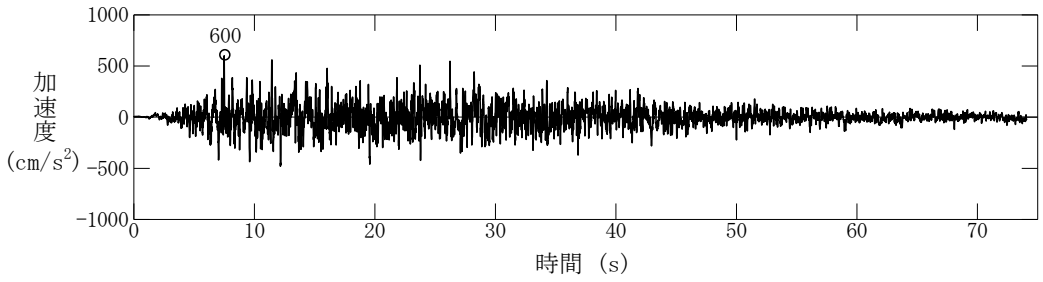
(a) 時刻歴波形



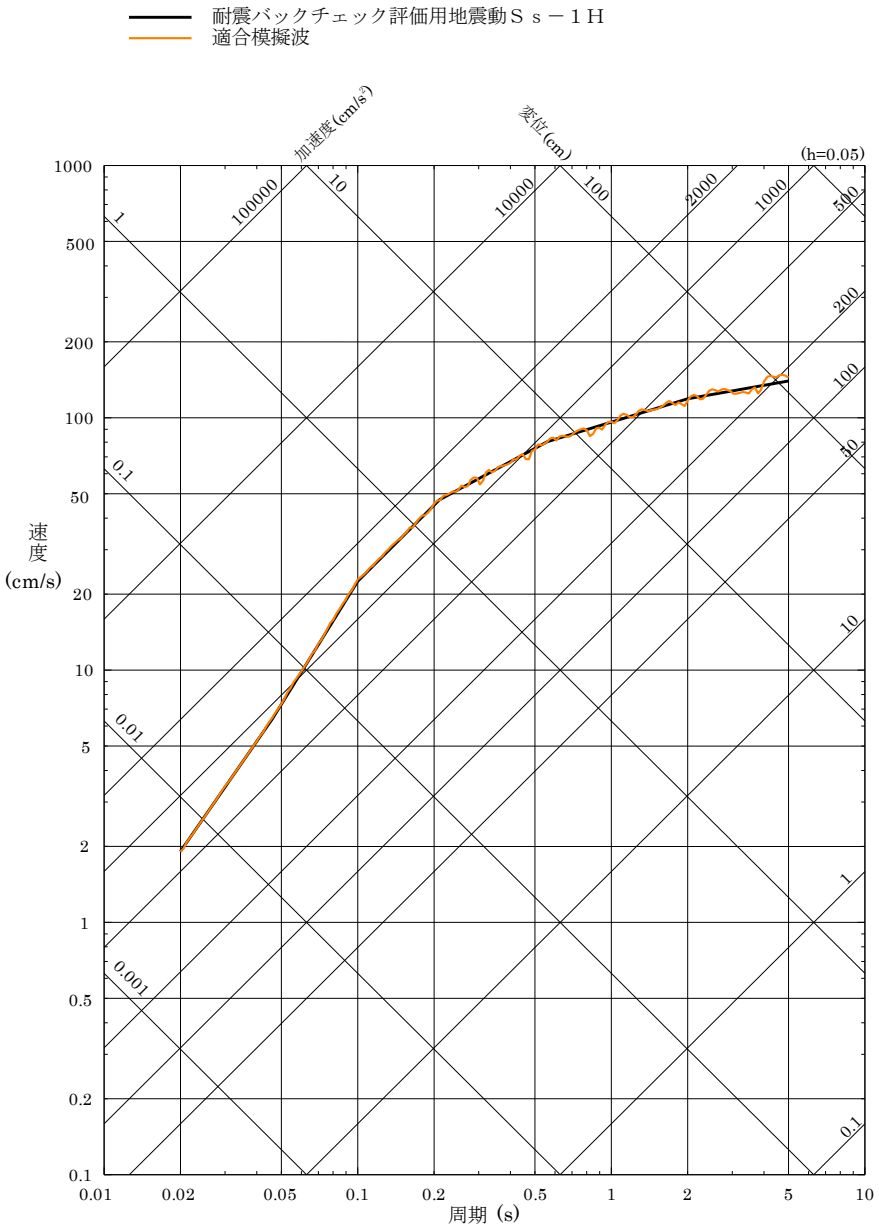
(b) 応答スペクトル

[1000cm/s²に基準化]

第1.2.1.b－13図　フラジリティ評価用地震動

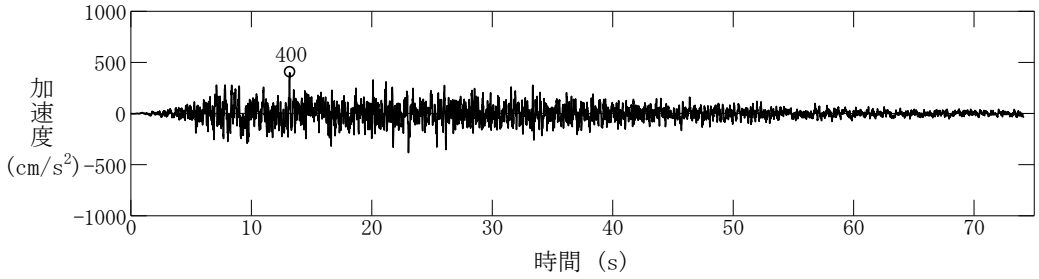


(a) 時刻歴波形

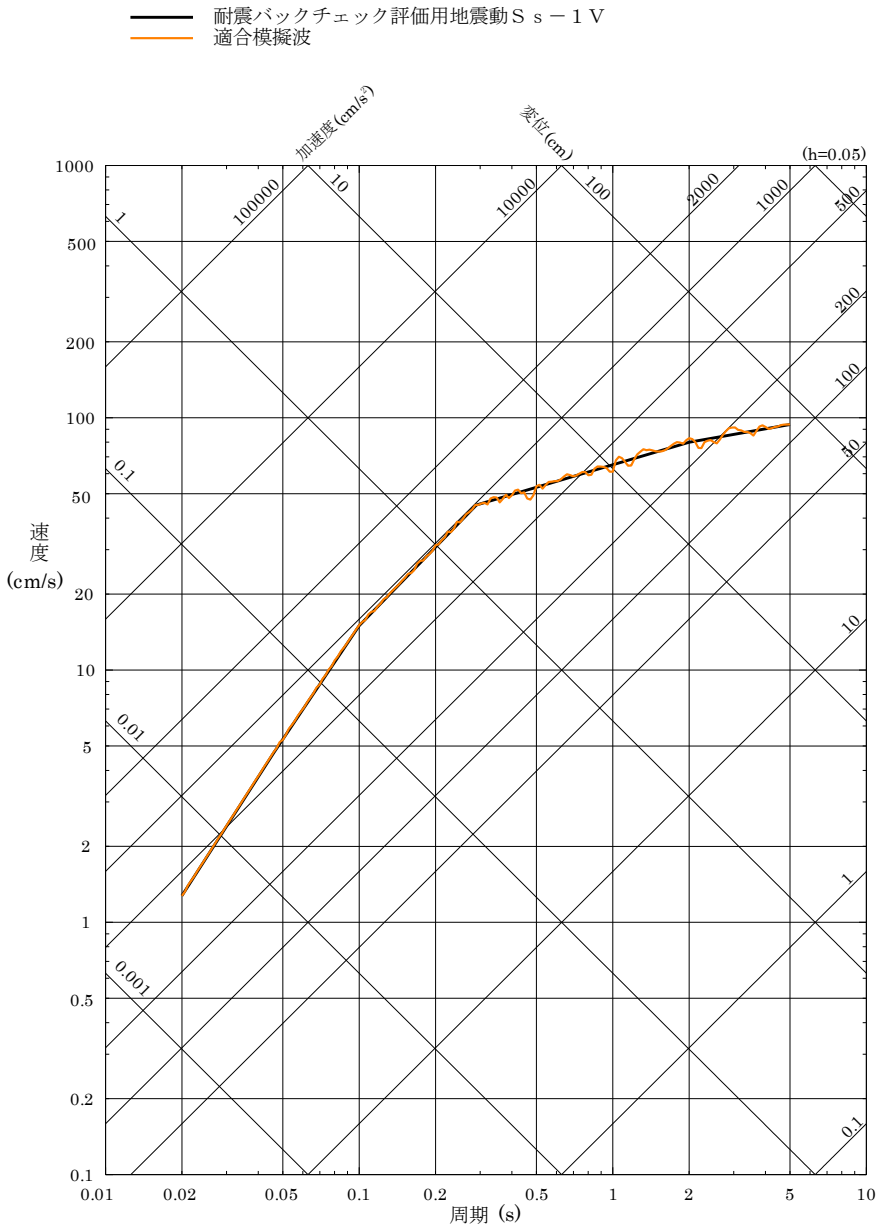


(b) 応答スペクトル

第1.2.1.b－14図(1)　耐震バックチェック評価用地震動Ｓ ｓ － １ （水平方向）

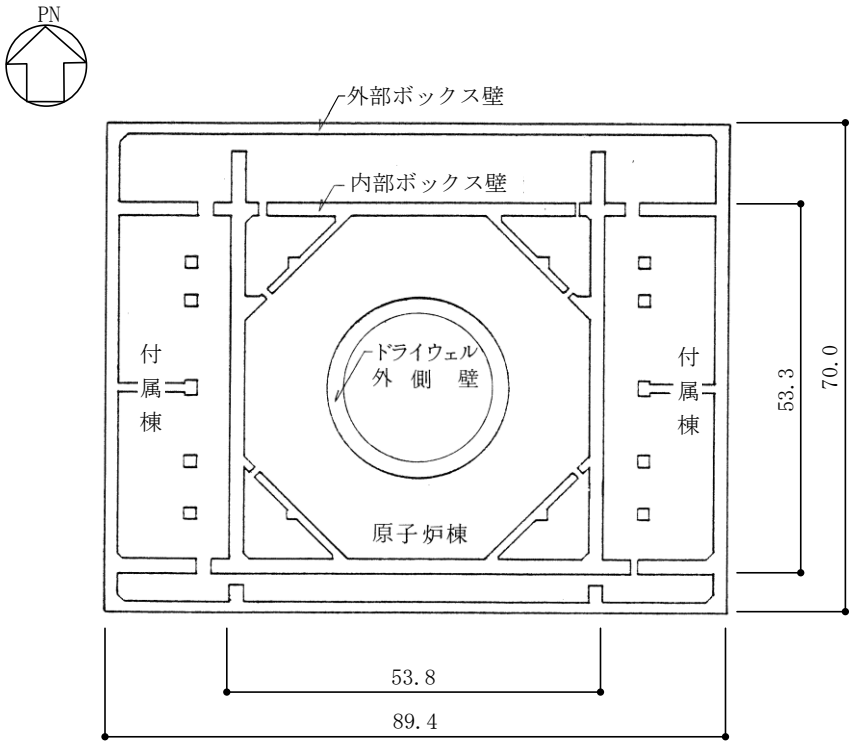


(a) 時刻歴波形



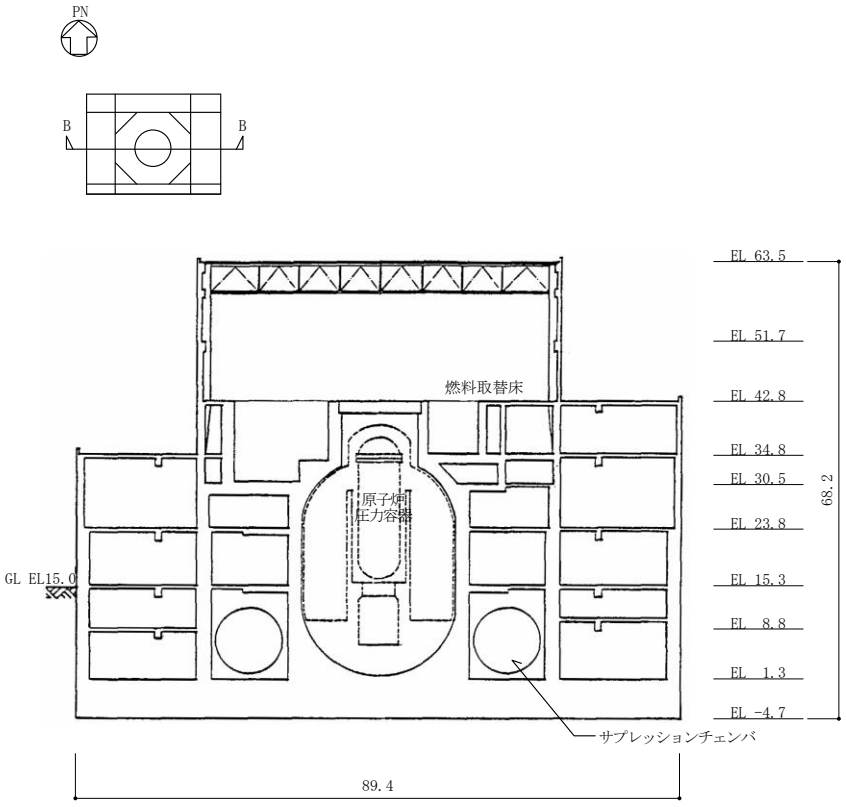
(b) 応答スペクトル

第 1.2.1.b－14 図(2)　耐震バックチェック評価用地震動Ｓｓ－１（鉛直方向）

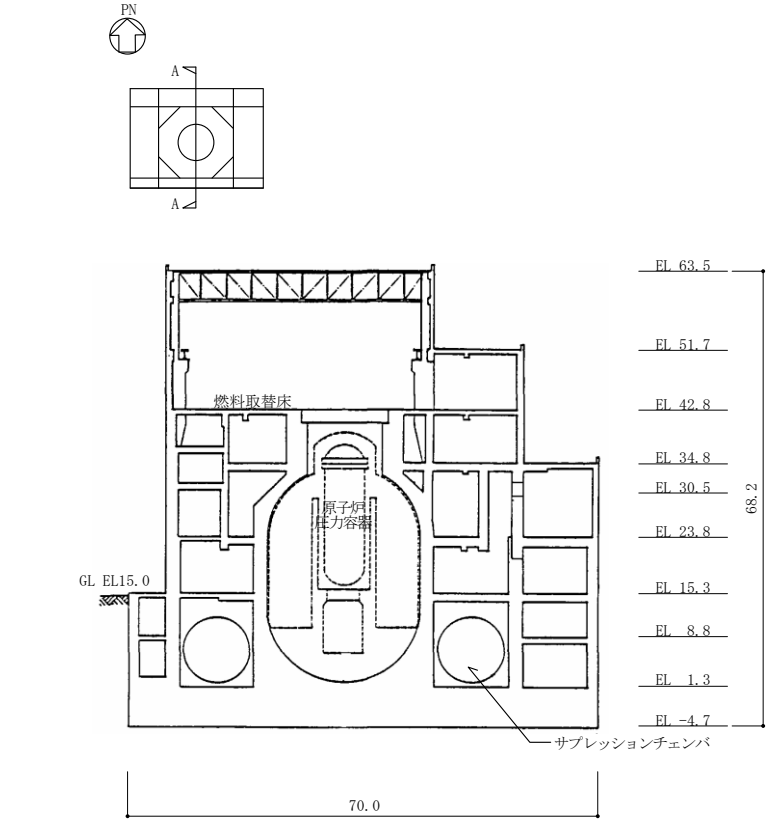


第1.2.1.c－1－1図(1)　原子炉建物の概要（平面図）（EL 1.3m※）（単位：m）

※ 「ＥＬ」は東京湾平均海面（Ｔ．Ｐ．）を基準としたレベルを示す。

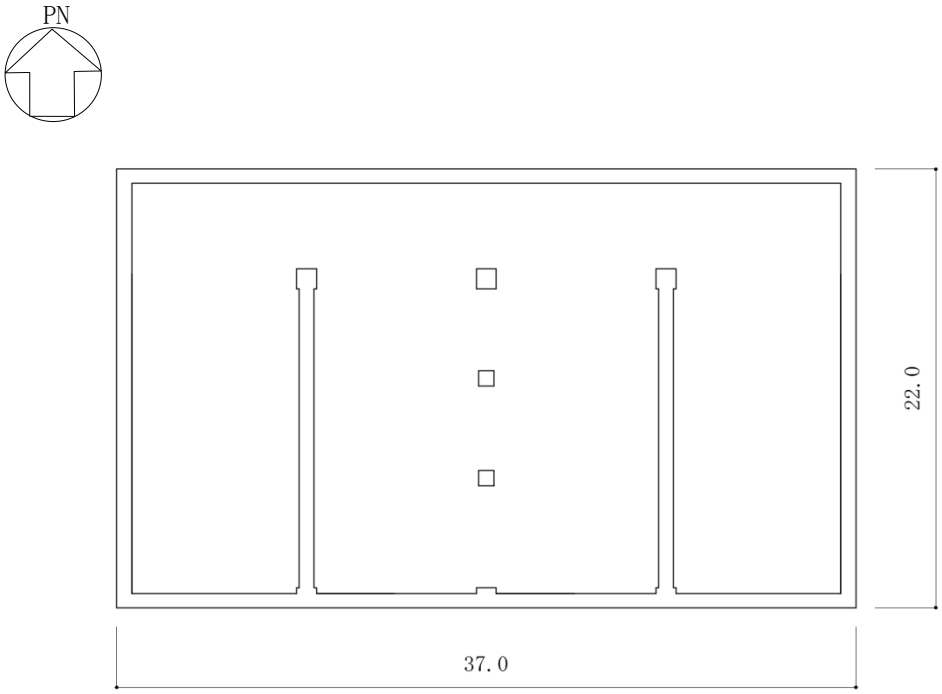


（ＥＷ断面）

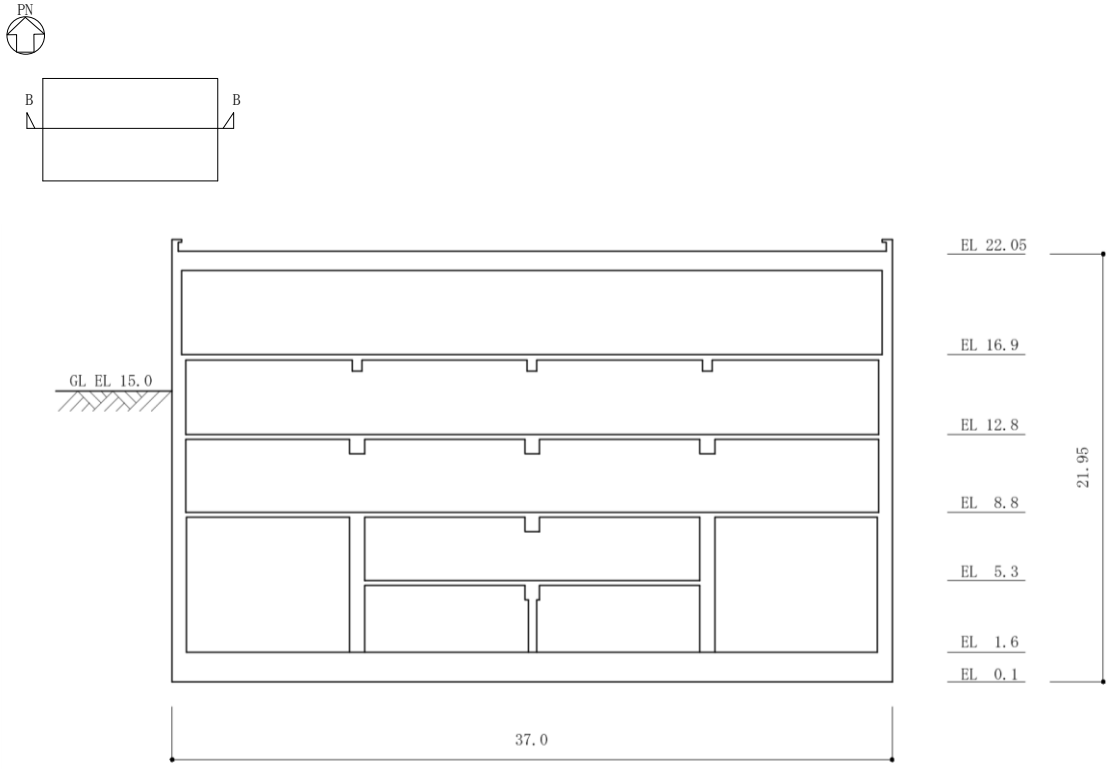


（ＮＳ断面）

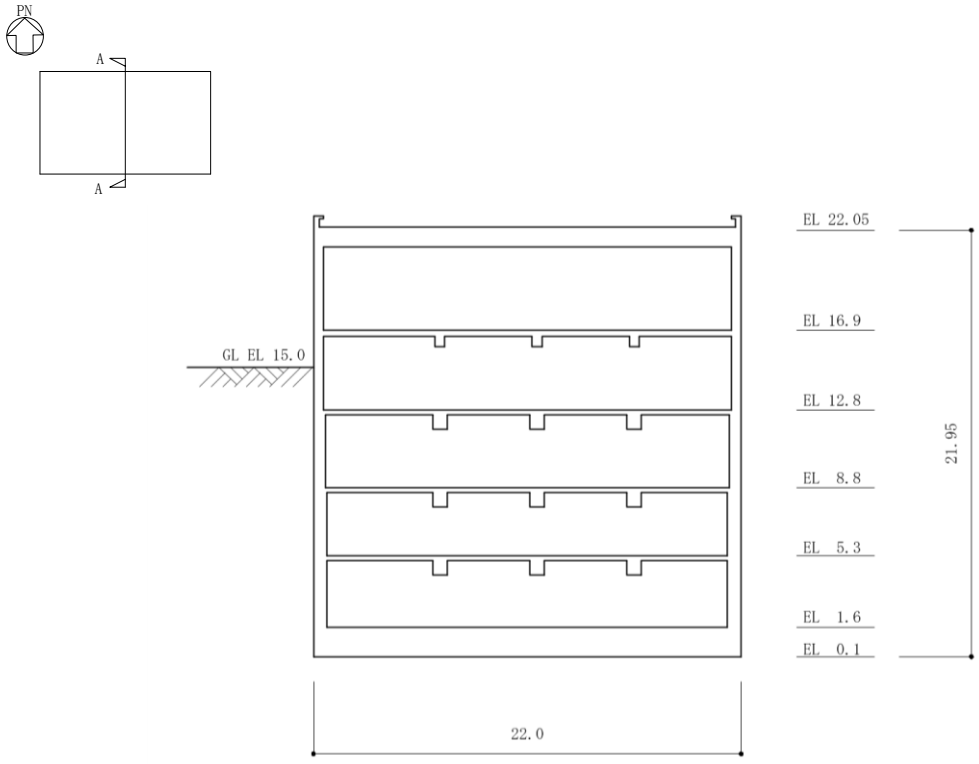
第1.2.1.ｃ－1－1図(2)　原子炉建物の概要（断面図）（単位：m）



第1.2.1.c－1－2図(1)　制御室建物の概要（平面図）（EL 1.6m）（単位：m）

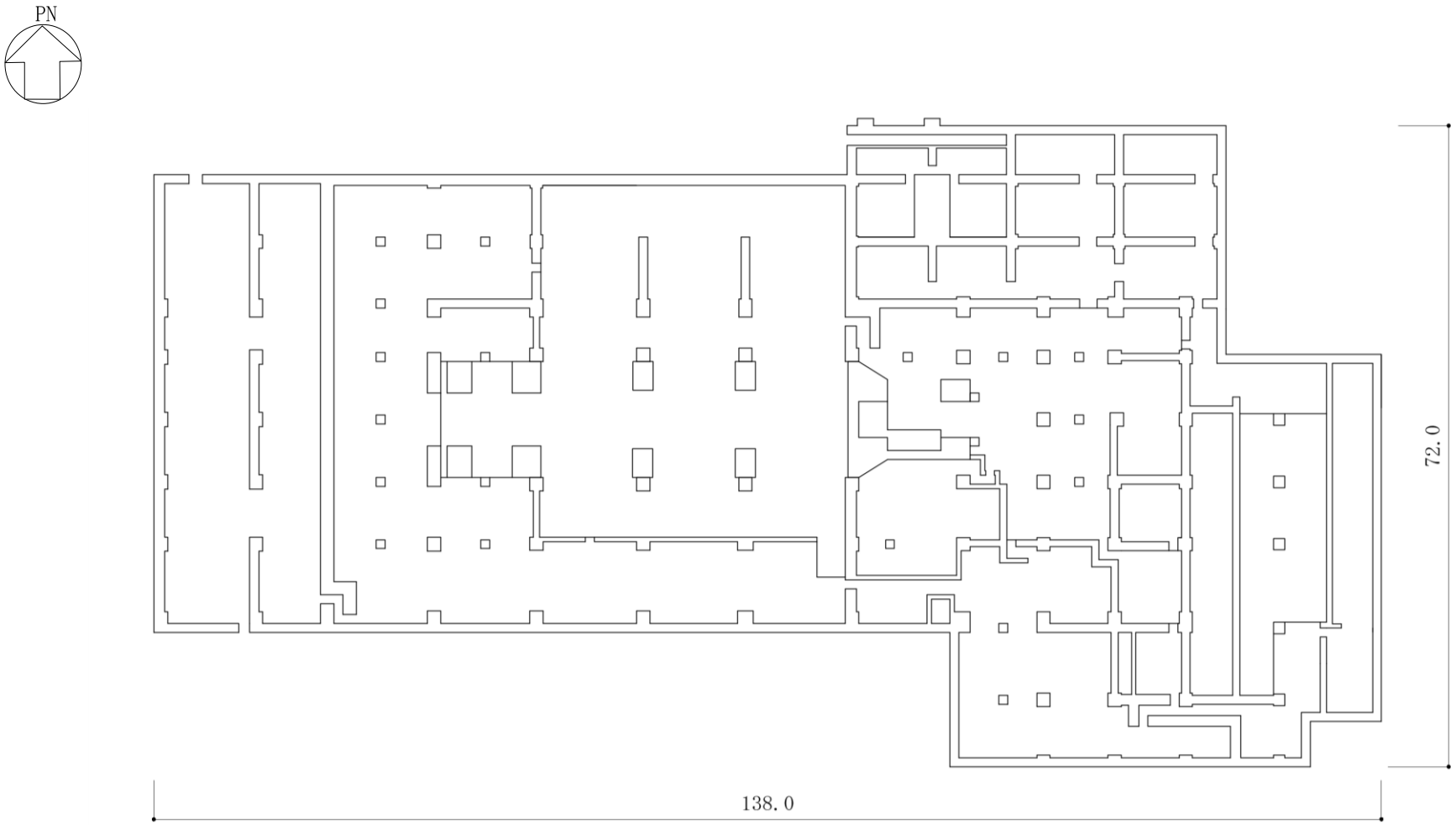


（ＥＷ断面）

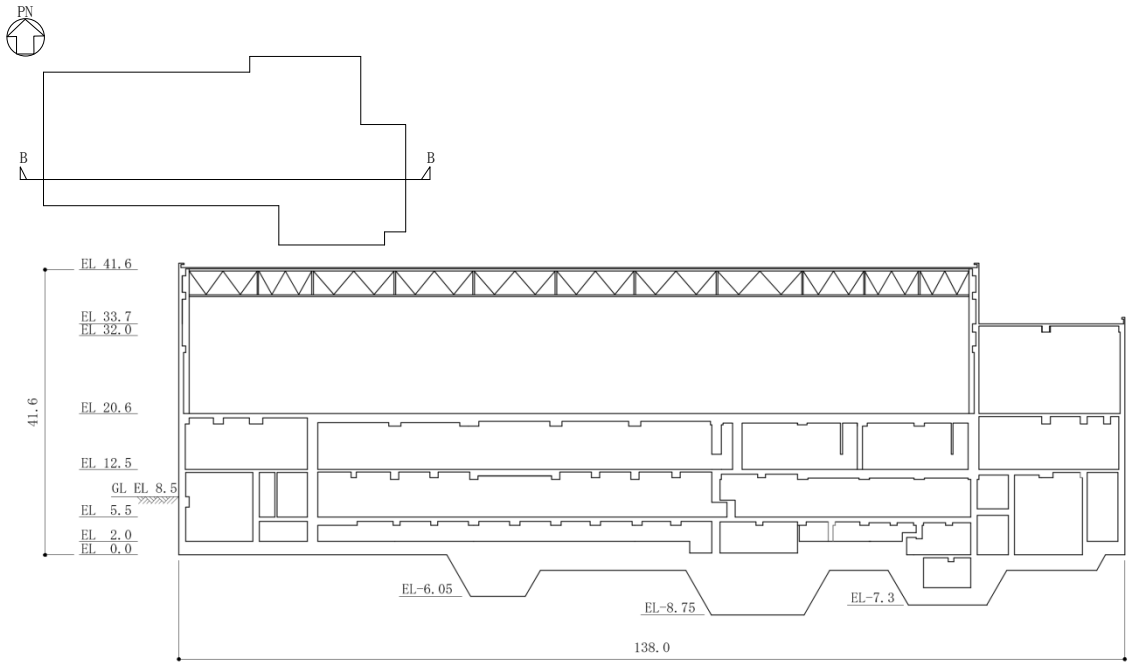


（ＮＳ断面）

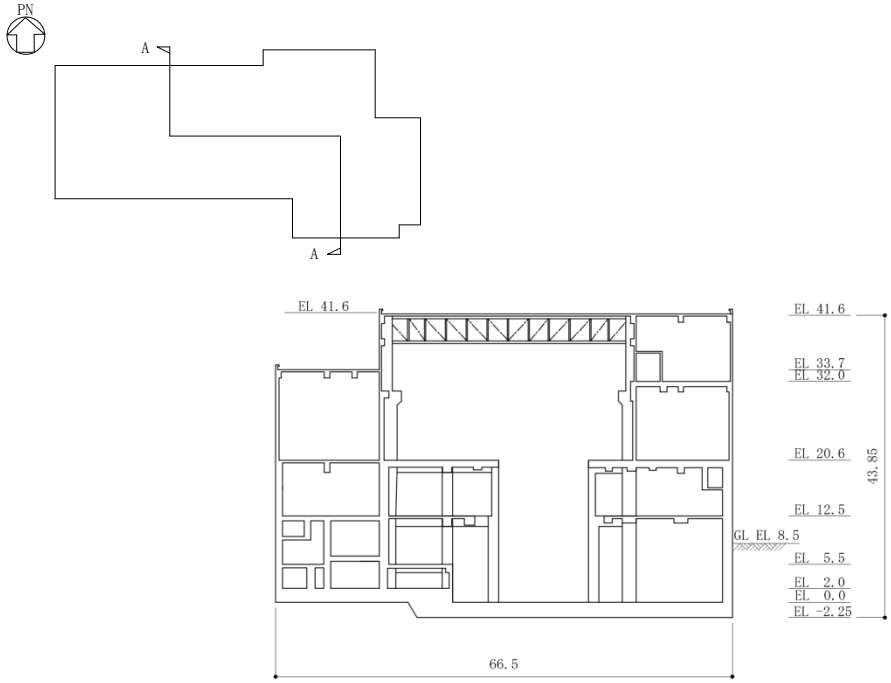
第1.2.1.ｃ－1－2図(2)　制御室建物の概要（断面図）（単位：m）



第1.2.1.c－1－3図(1)　タービン建物の概要（平面図）（EL 2.0m）（単位：m）

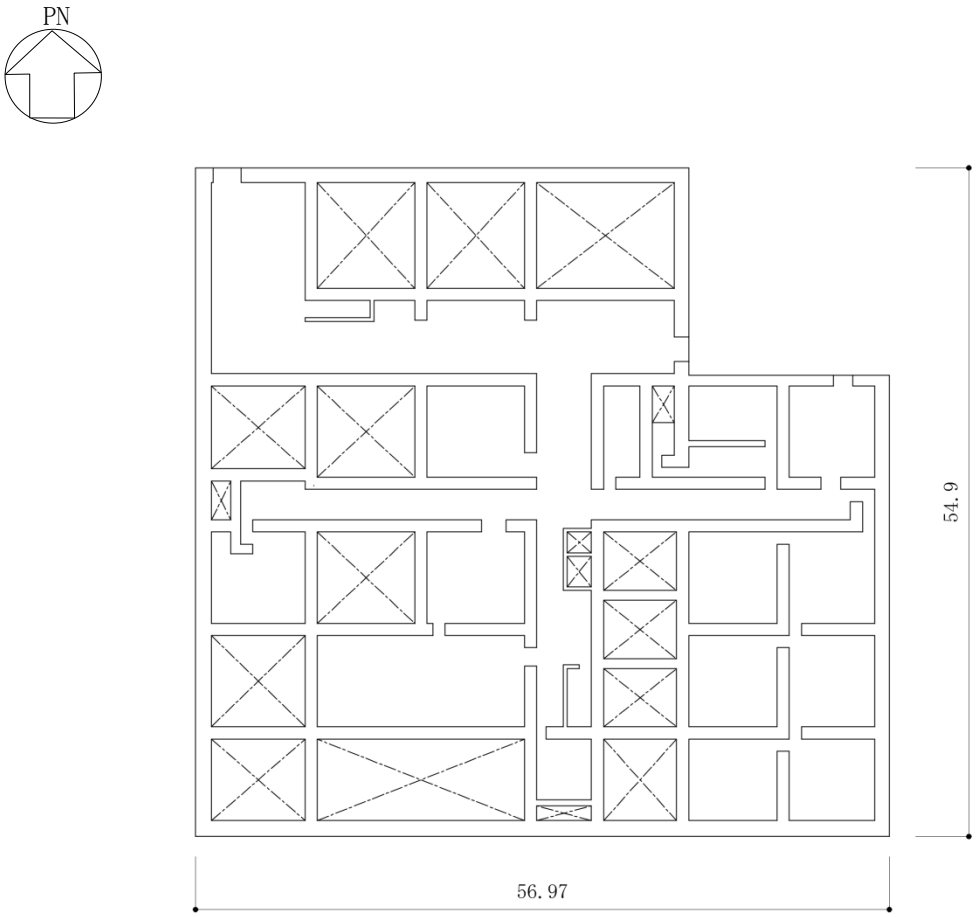


（ＥＷ断面）

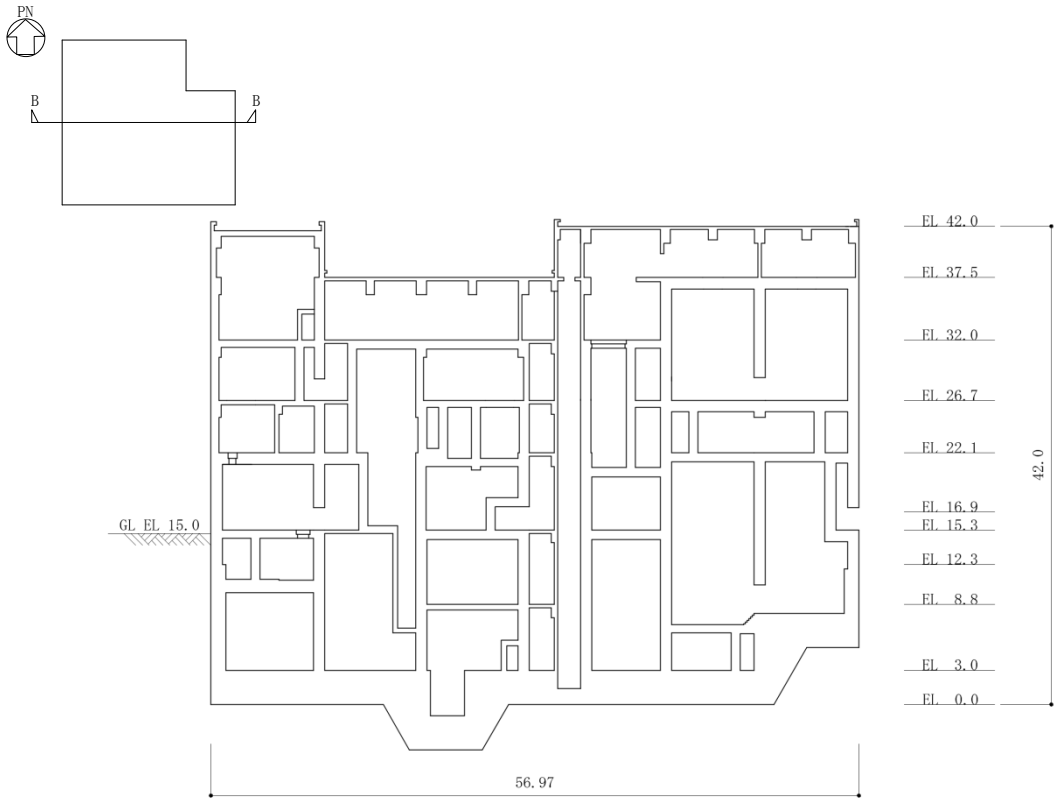


（ＮＳ断面）

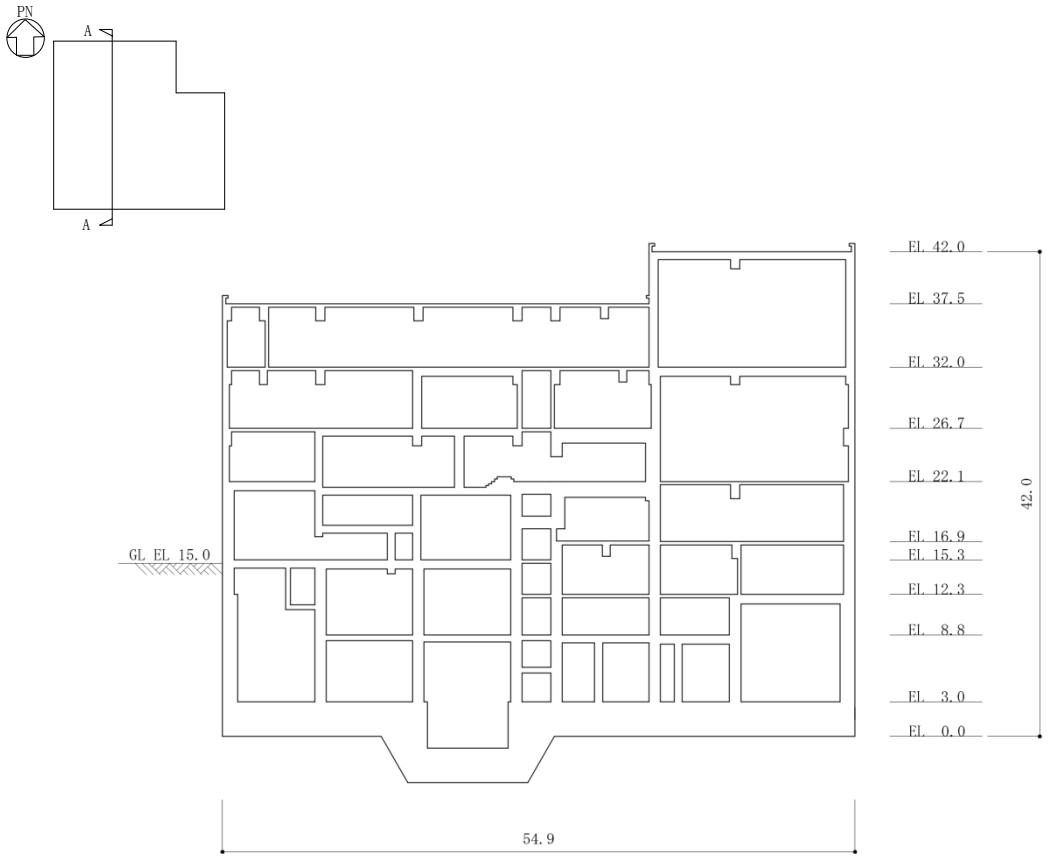
第1.2.1.ｃ－1－3図(2)　タービン建物の概要（断面図）（単位：m）



第1.2.1.c－1－4図(1)　廃棄物処理建物の概要（平面図）（EL 8.8m）（単位：m）

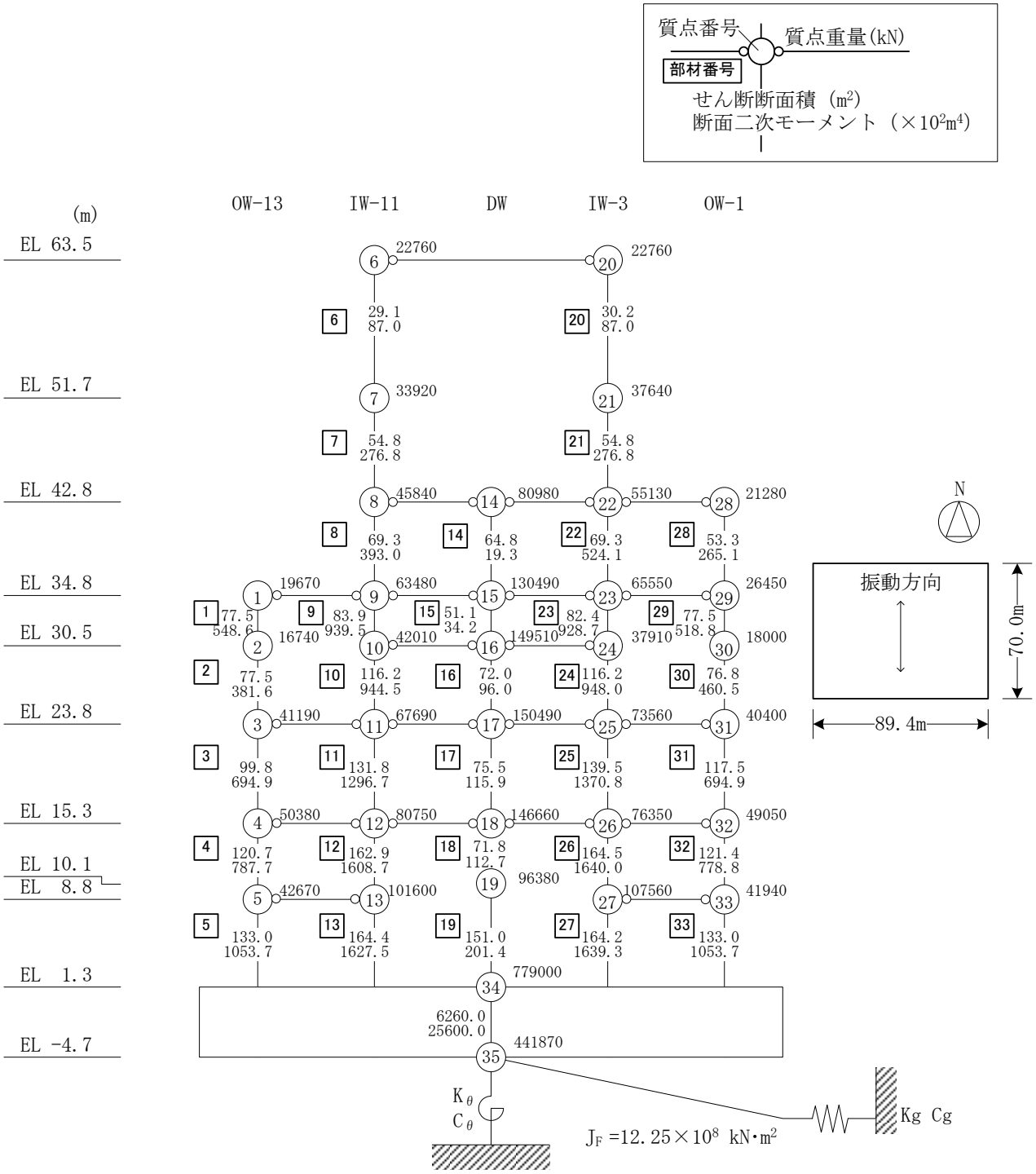


（ＥＷ断面）

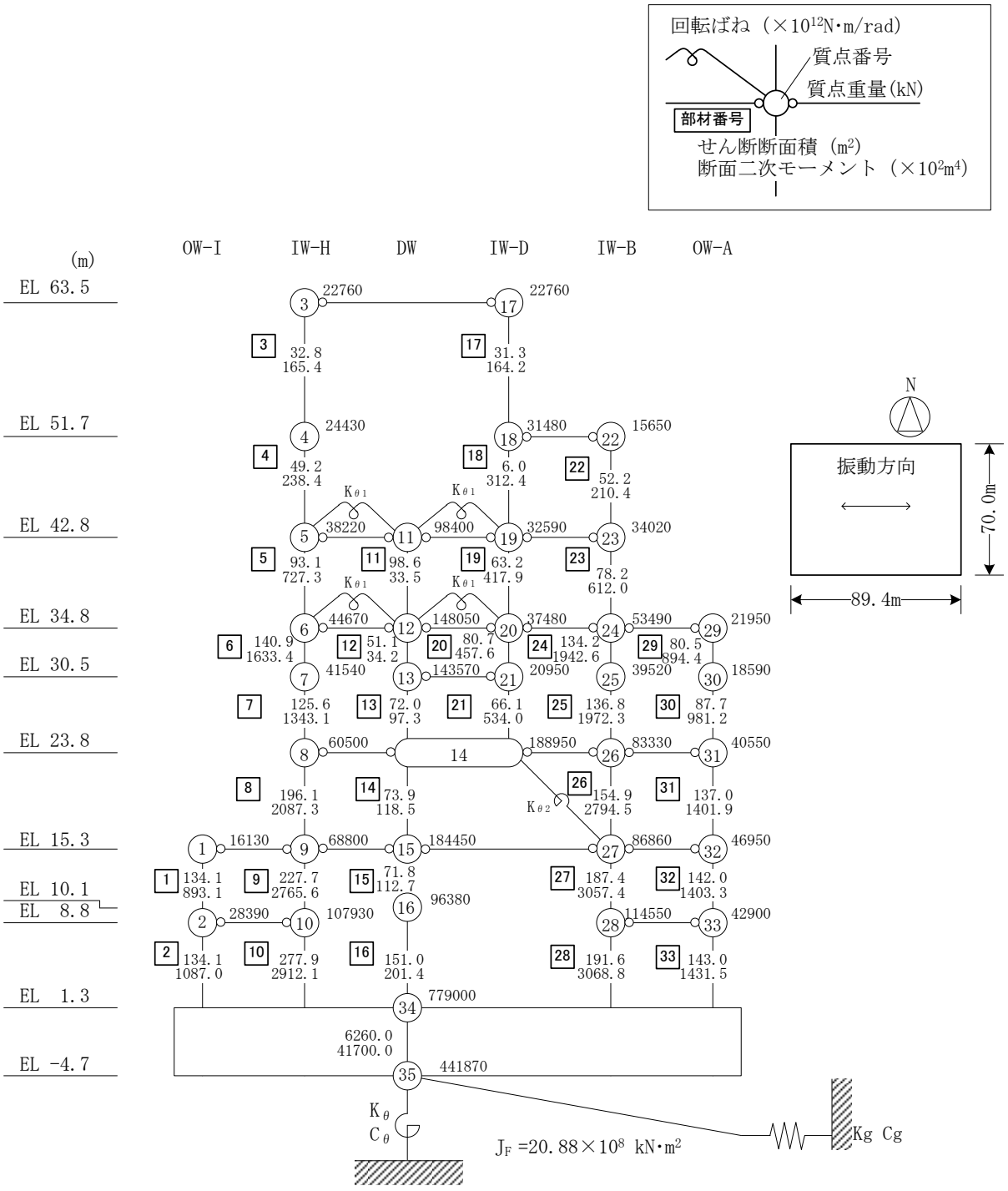


（ＮＳ断面）

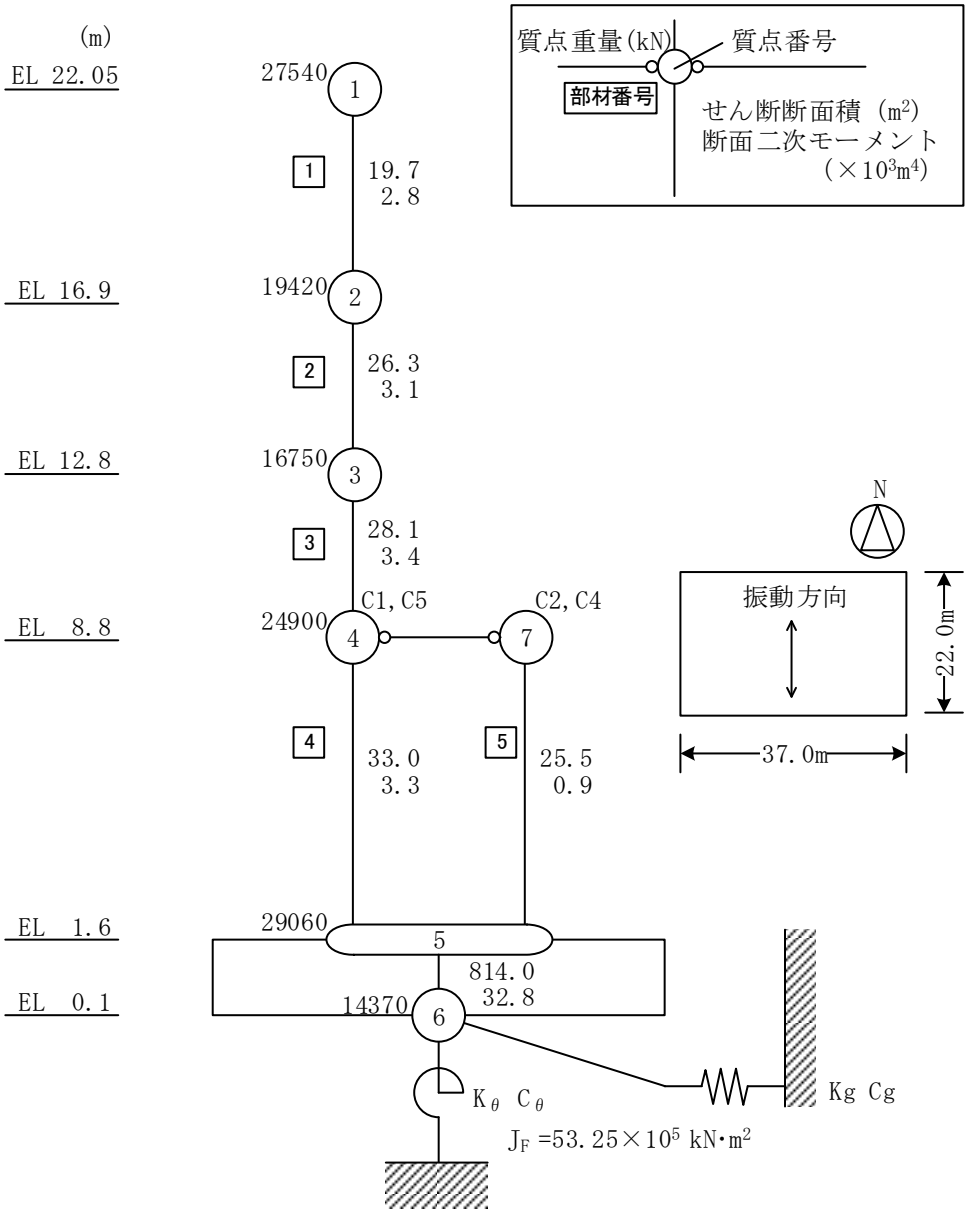
第1.2.1.ｃ－1－4図(2)　廃棄物処理建物の概要（断面図）（単位：m）



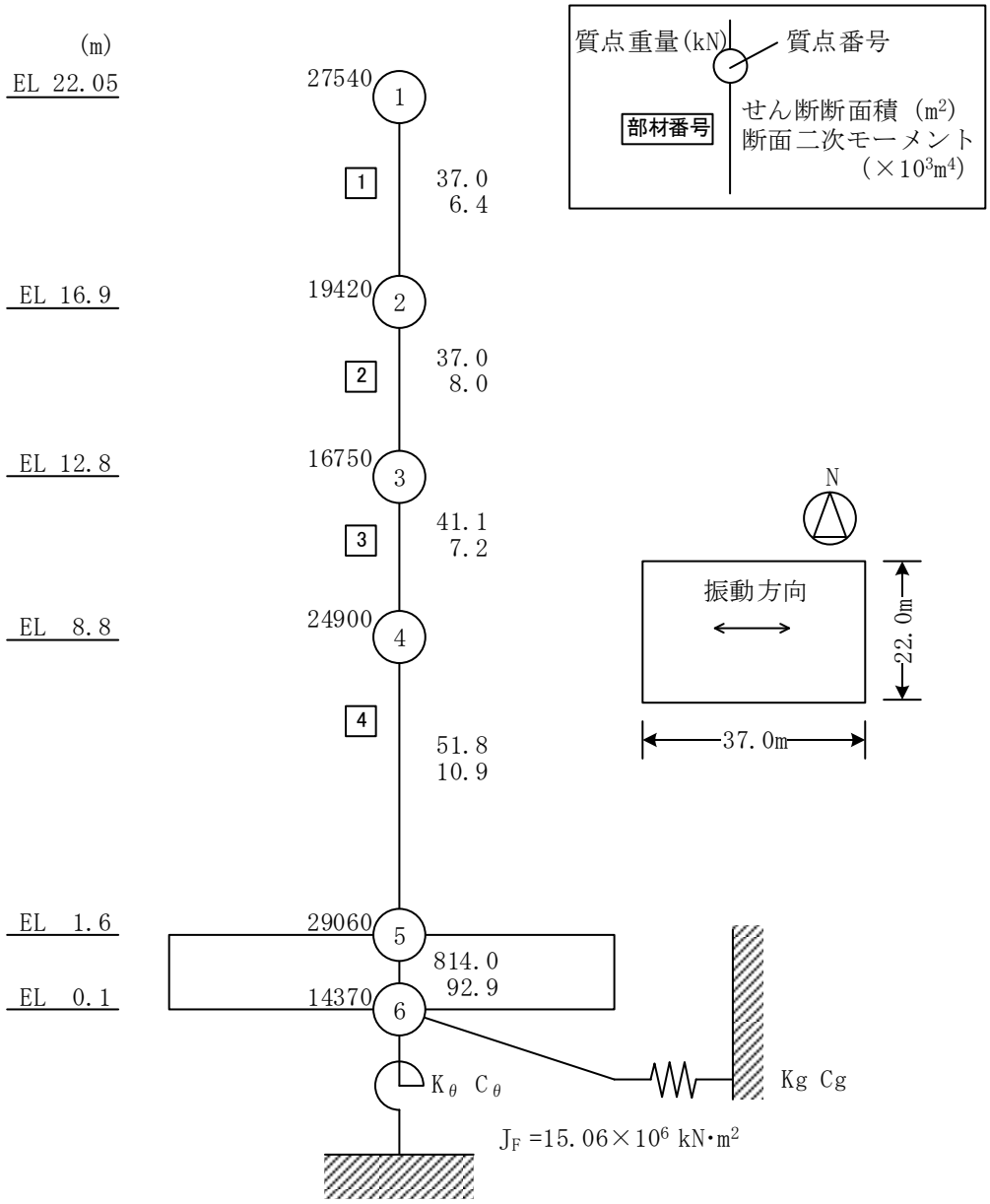
第1.2.1.c－1－5図(1)　原子炉建物の地震応答解析モデル（ＮＳ方向）



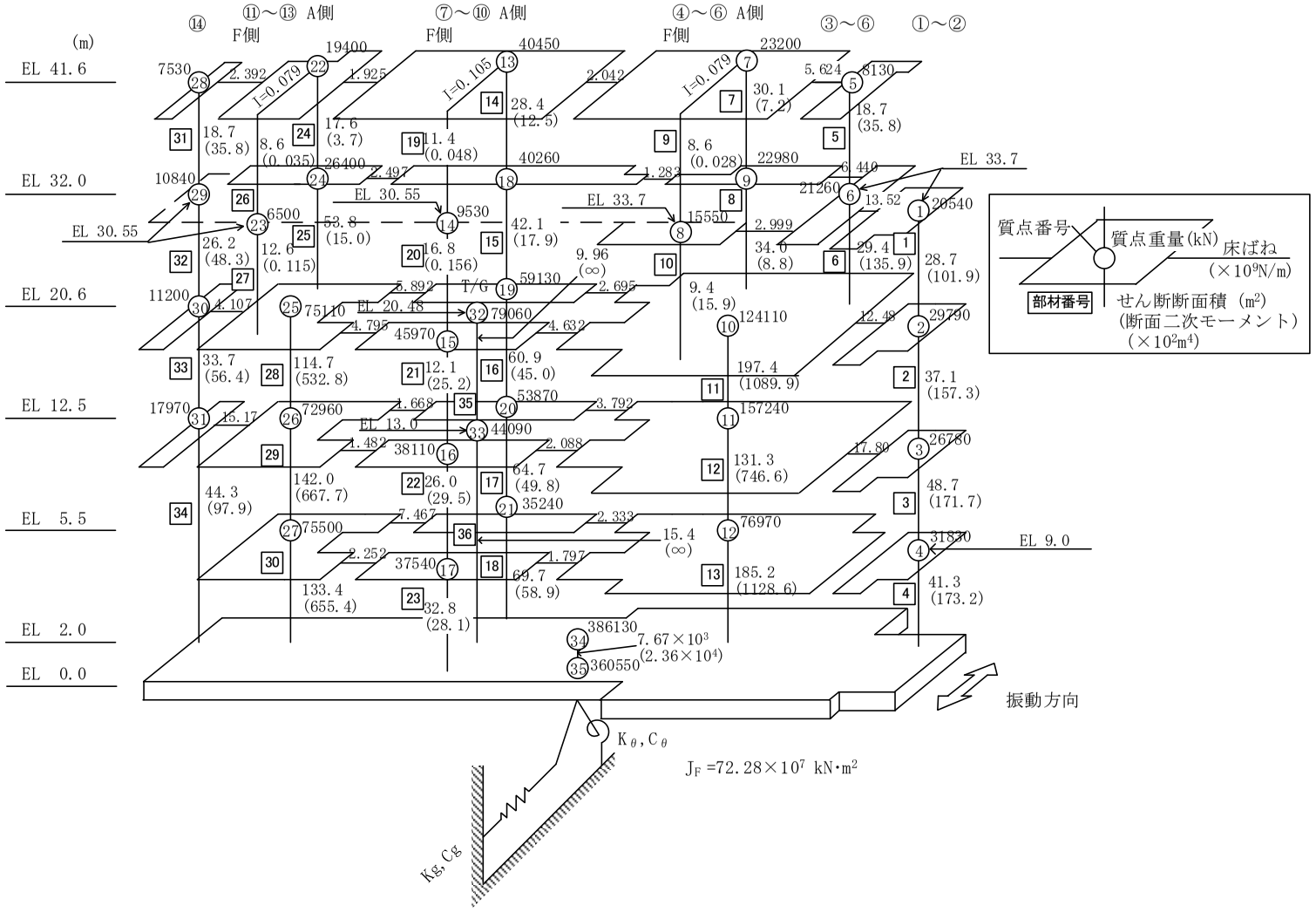
第1.2.1.c－1－5図(2)　原子炉建物の地震応答解析モデル（ＥＷ方向）



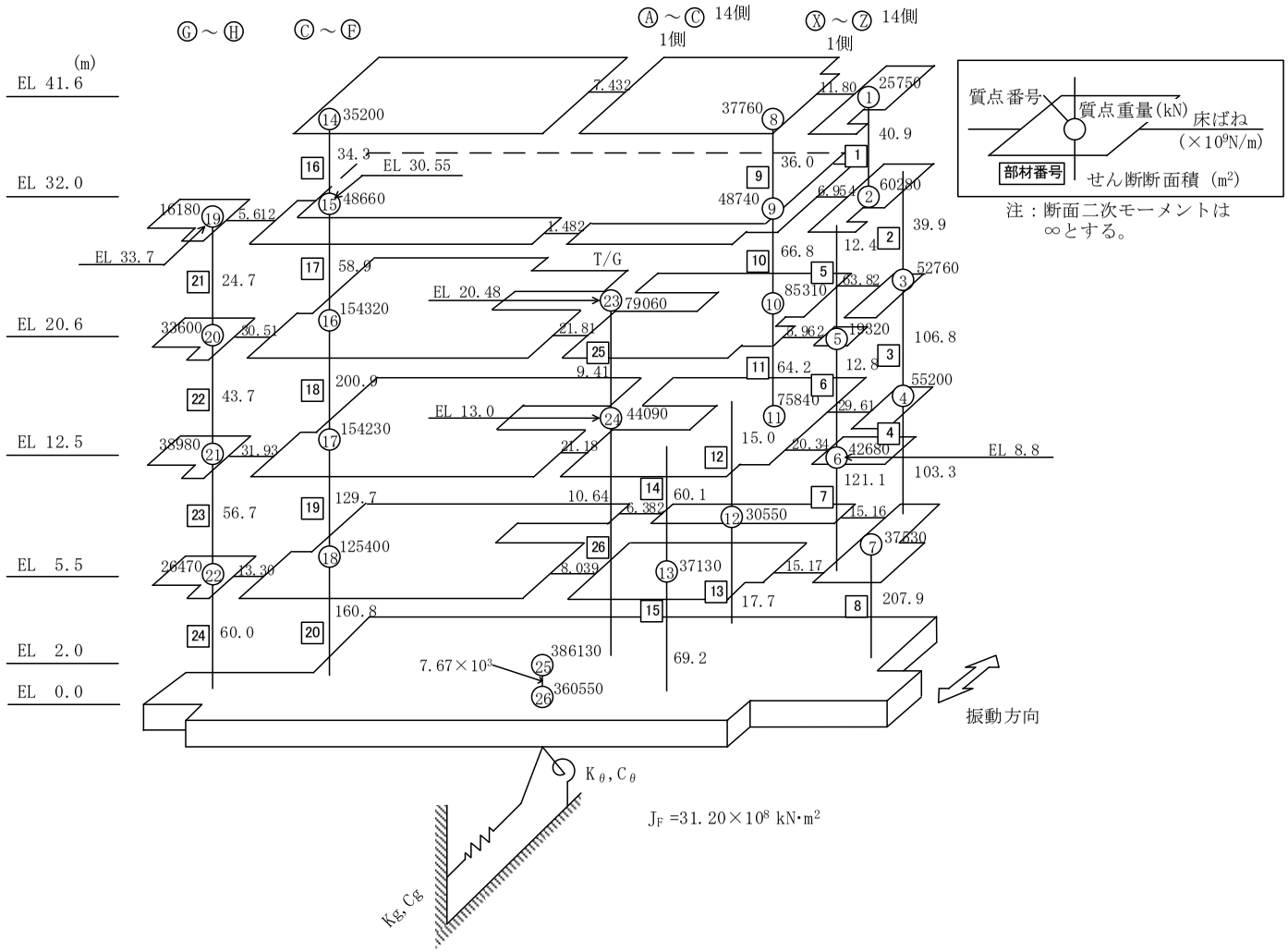
第1.2.1.c－1－6図(1)　制御室建物の地震応答解析モデル（ＮＳ方向）



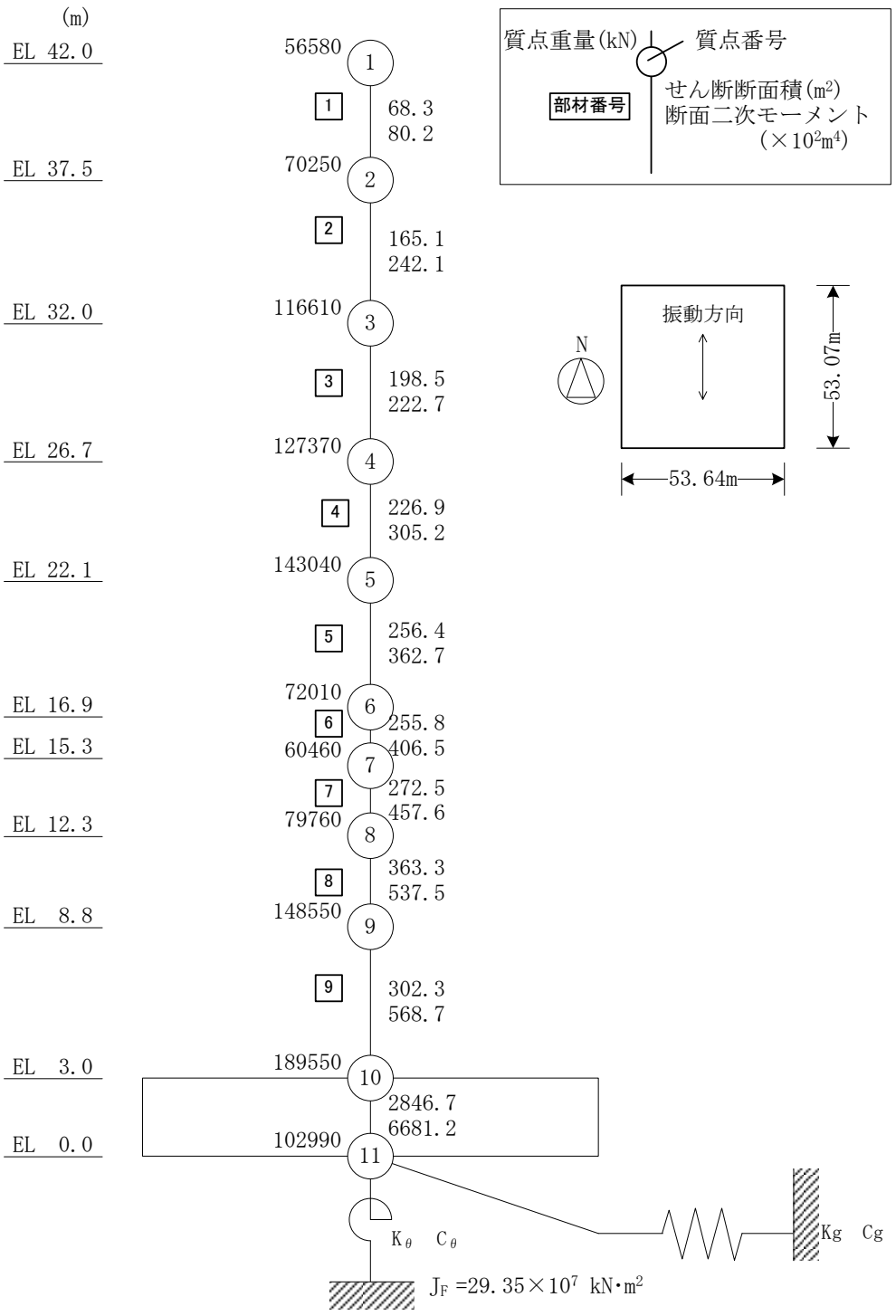
第1.2.1.c－1－6図(2)　制御室建物の地震応答解析モデル（ＥＷ方向）



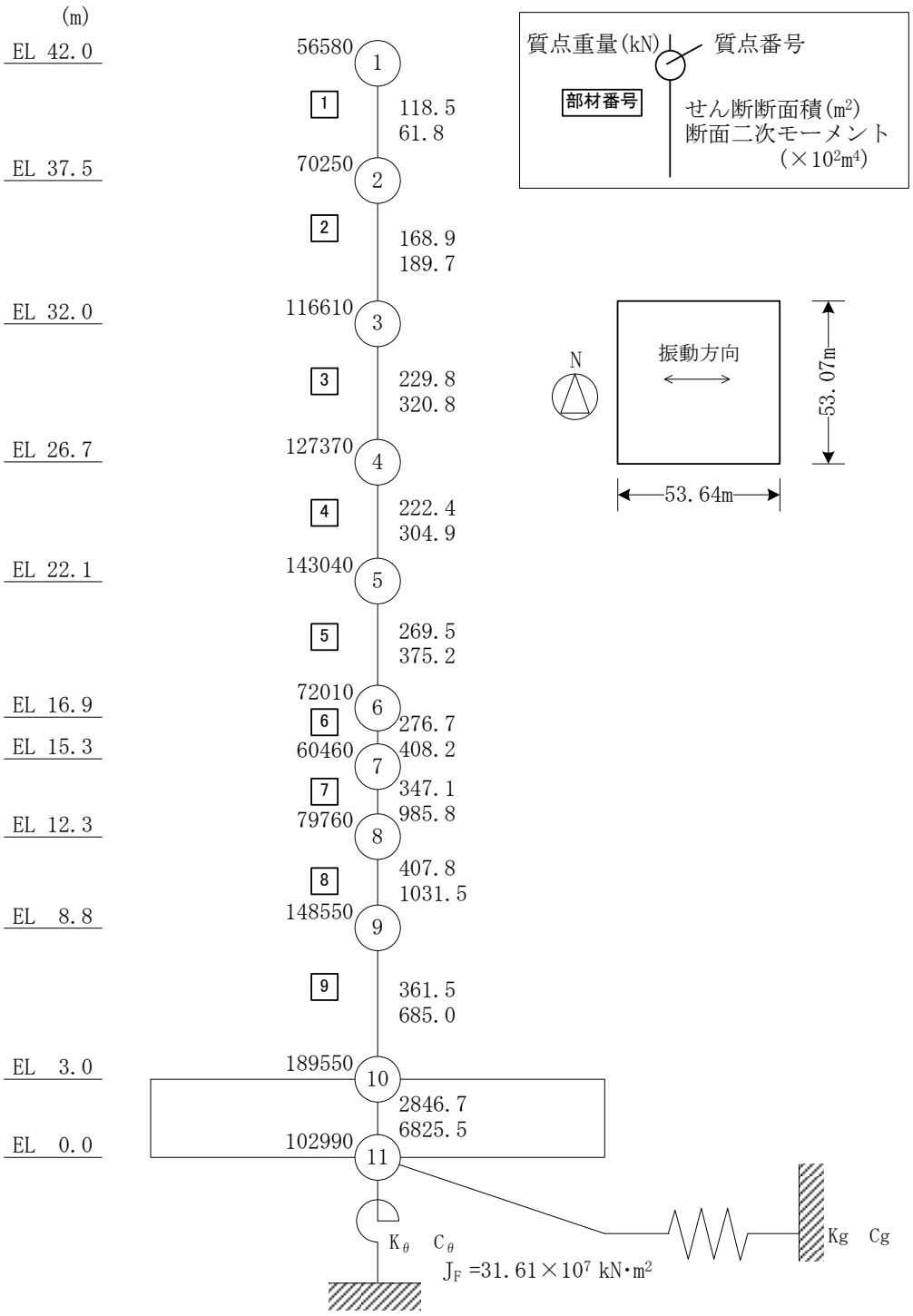
第1.2.1.c－1－7図(1)　タービン建物の地震応答解析モデル（ＮＳ方向）



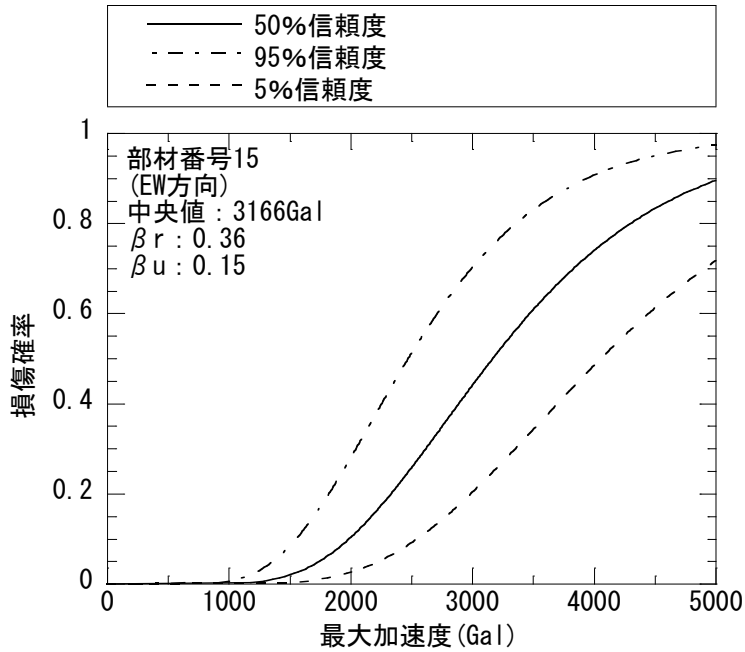
第1.2.1.c－1－7図(2)　タービン建物の地震応答解析モデル（ＥＷ方向）



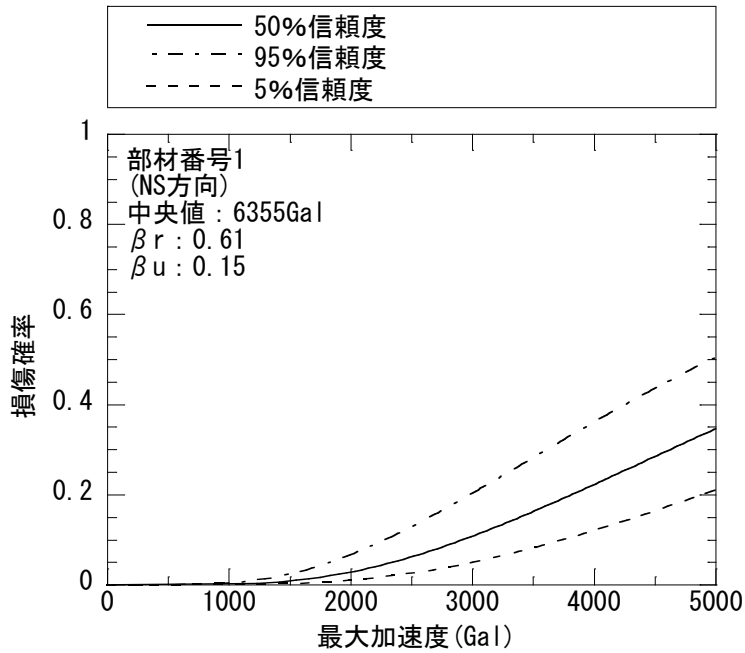
第1.2.1.c－1－8図(1)　廃棄物処理建物の地震応答解析モデル（ＮＳ方向）



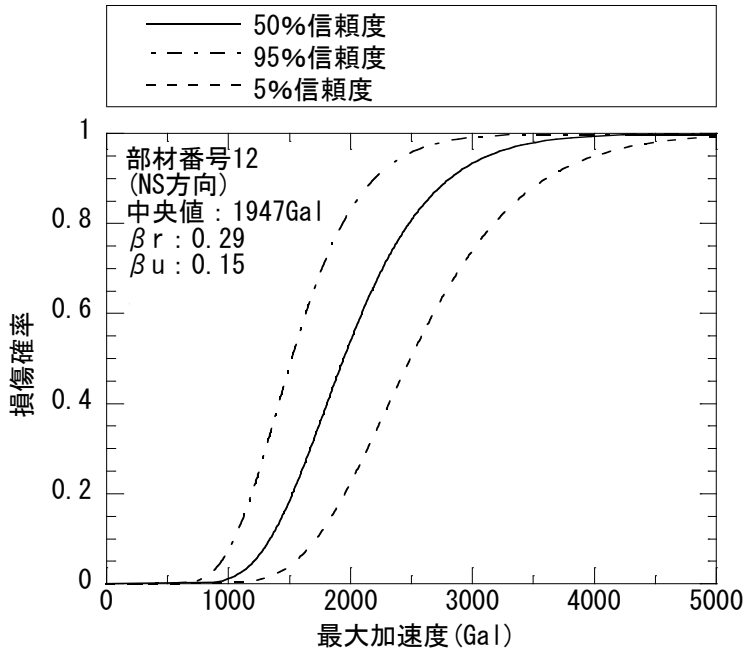
第1.2.1.c－1－8図(2)　廃棄物処理建物の地震応答解析モデル（ＥＷ方向）



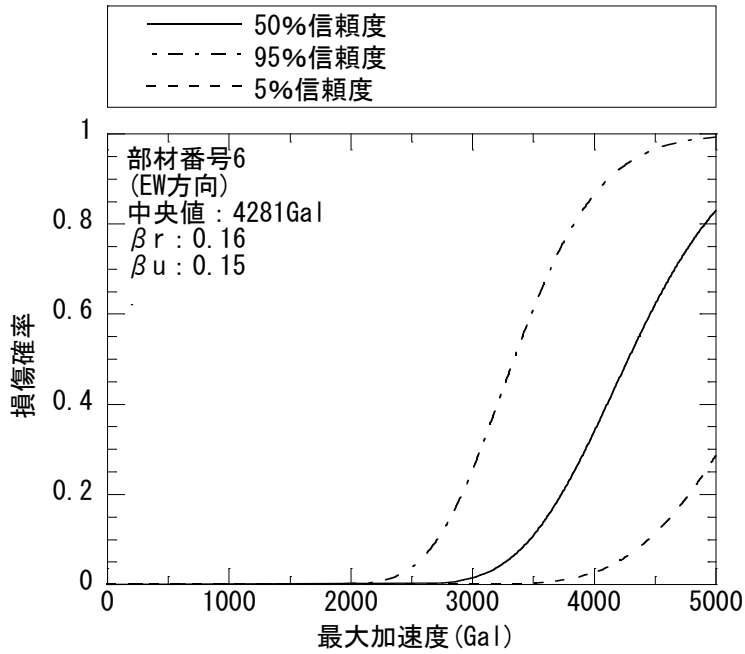
第1.2.1.c－1－9図　原子炉建物のフラジリティ曲線



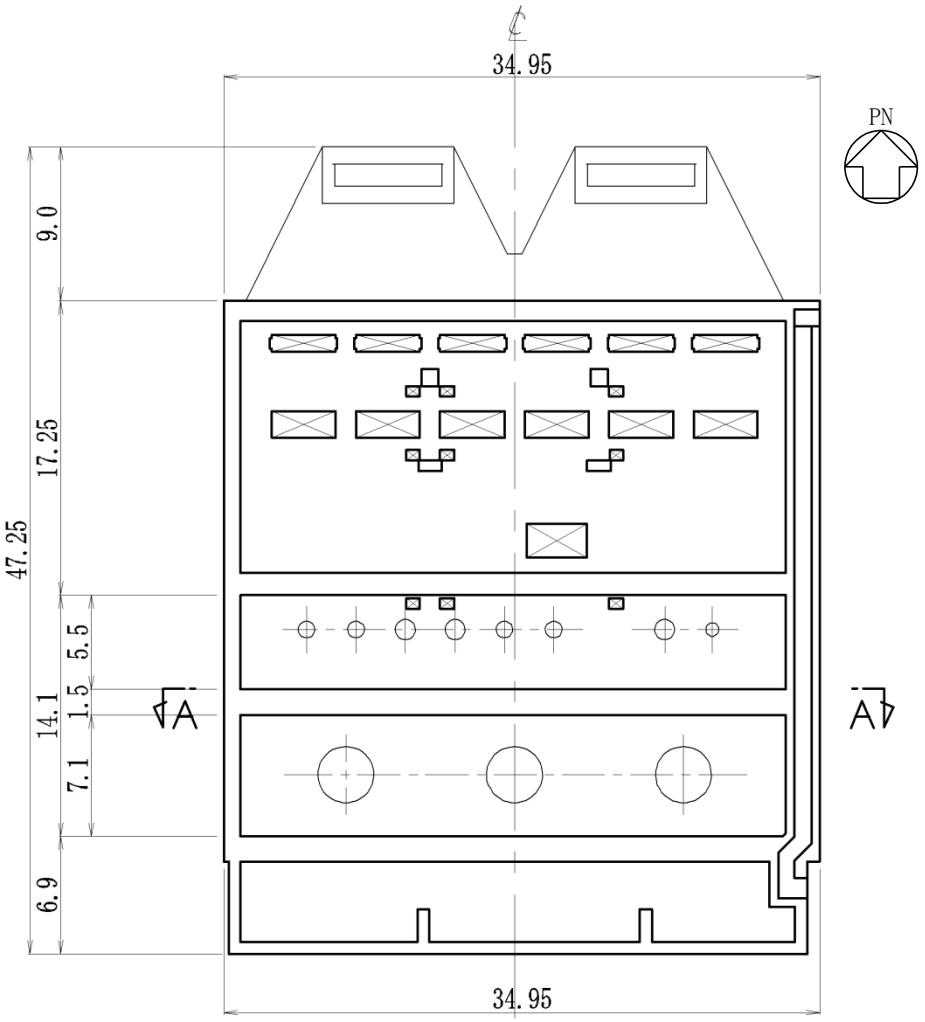
第1.2.1.c－1－10図　制御室建物のフラジリティ曲線



第1.2.1.c－1－11図　タービン建物のフラジリティ曲線

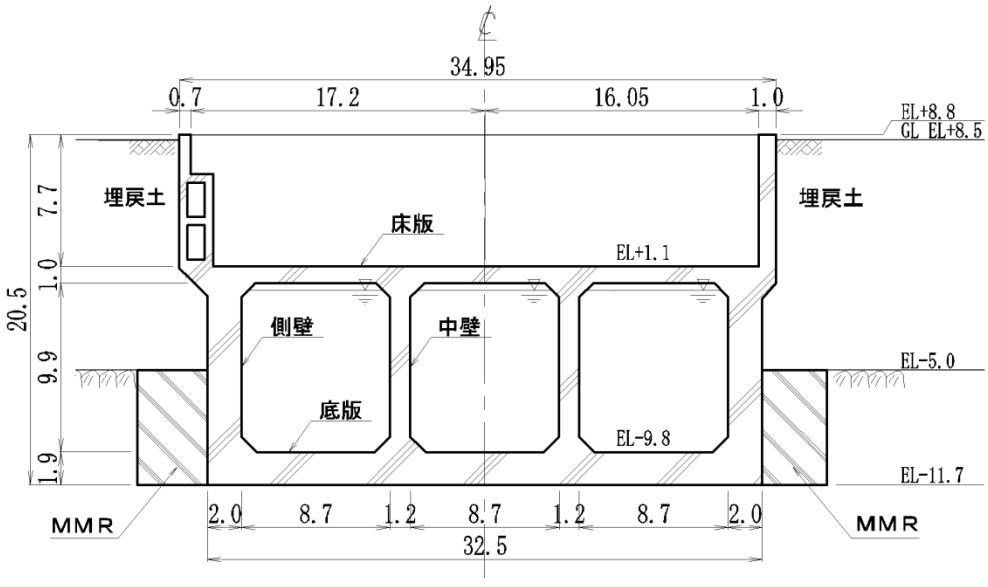


第1.2.1.c－1－12図　廃棄物処理建物のフラジリティ曲線



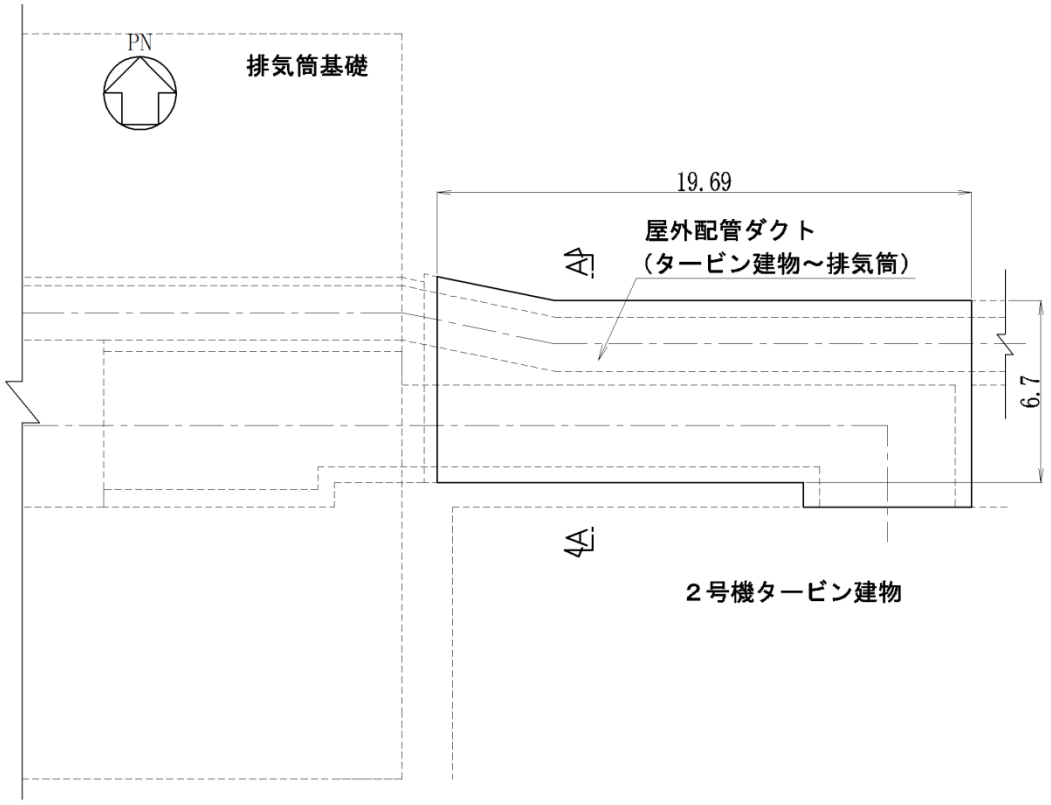
（単位：m）

第 1.2.1.c－2－1 図　取水槽平面図



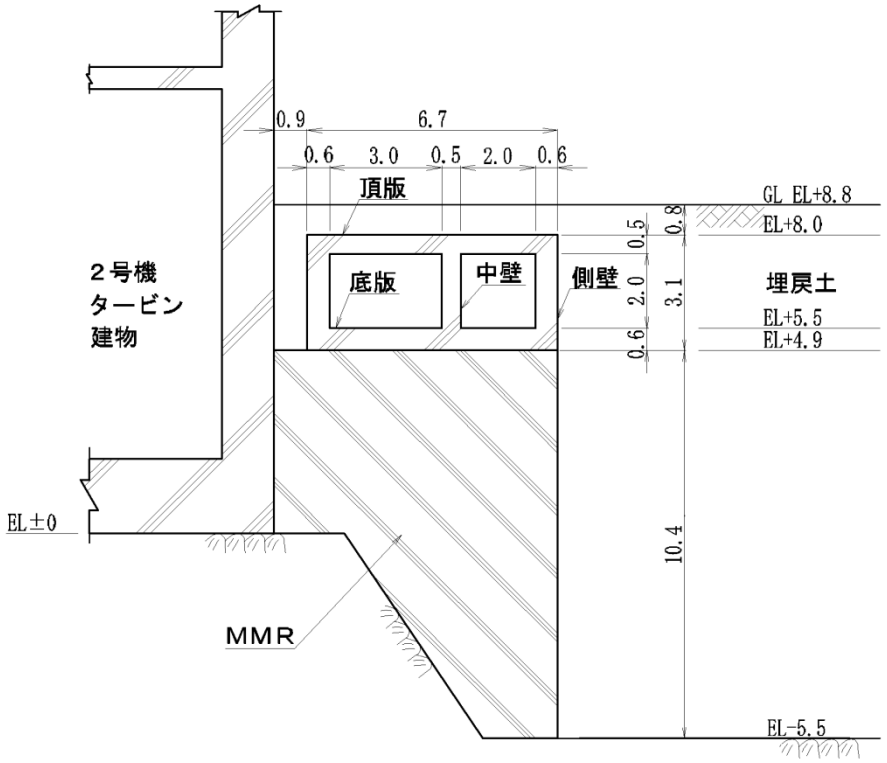
（単位：m）

第 1.2.1.c－2－2 図　取水槽断面図（A－A断面）



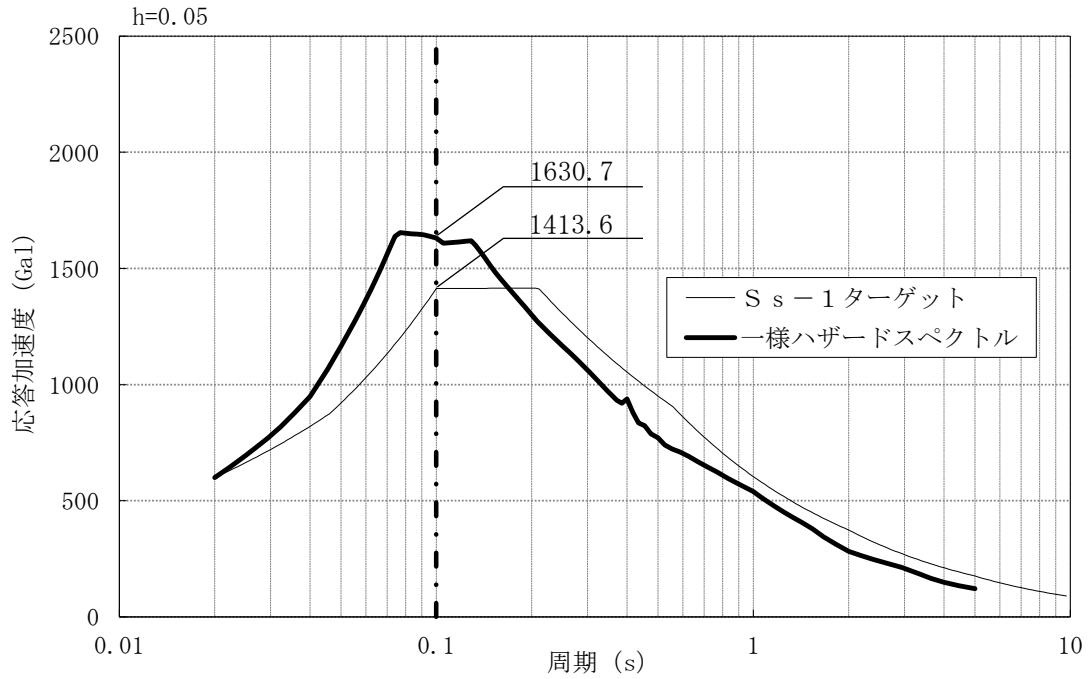
（単位：m）

第 1.2.1.c－2－3 図　屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）平面図



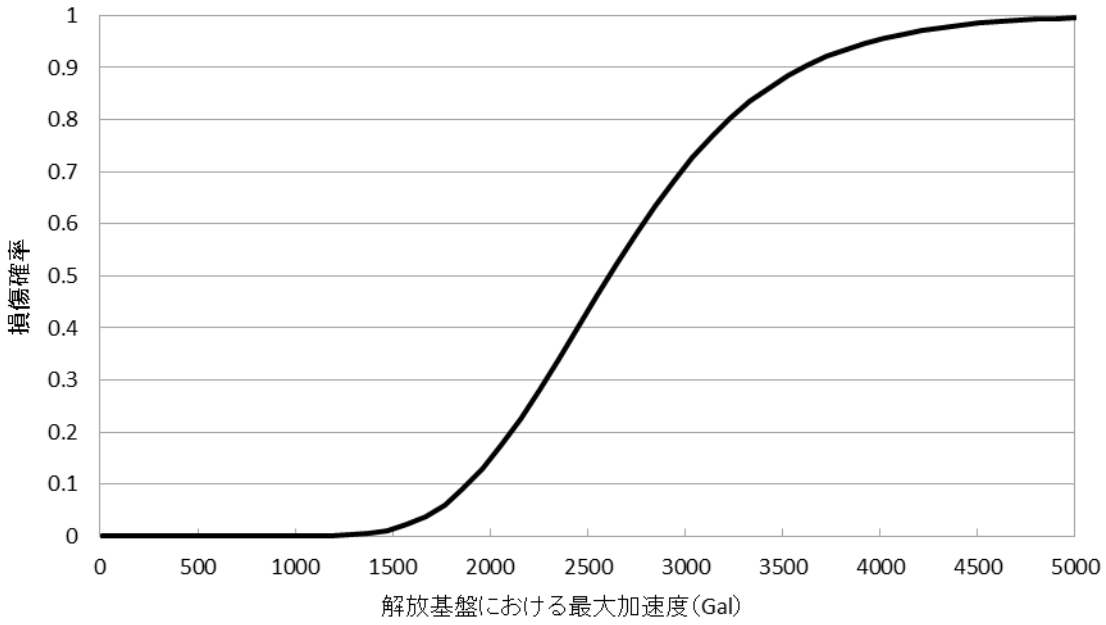
（単位：m）

第1.2.1.c－2－4図　屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）断面図（A－A断面）

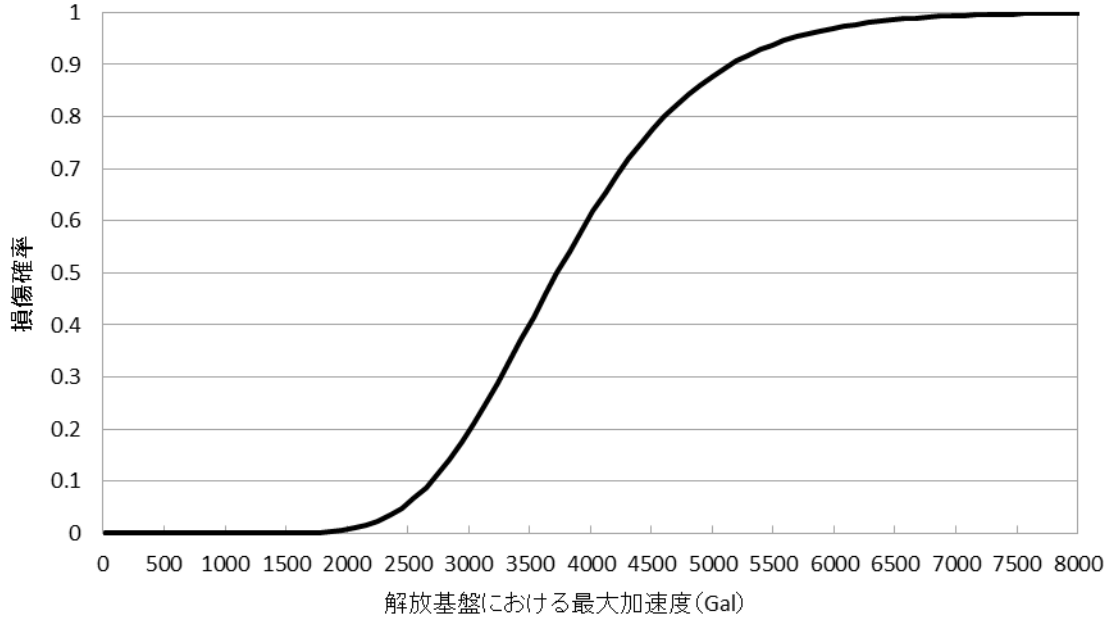


$$F_1 = \frac{\text{Ｓｓ－１の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}} = \frac{1413.6}{1630.7} = 0.87$$

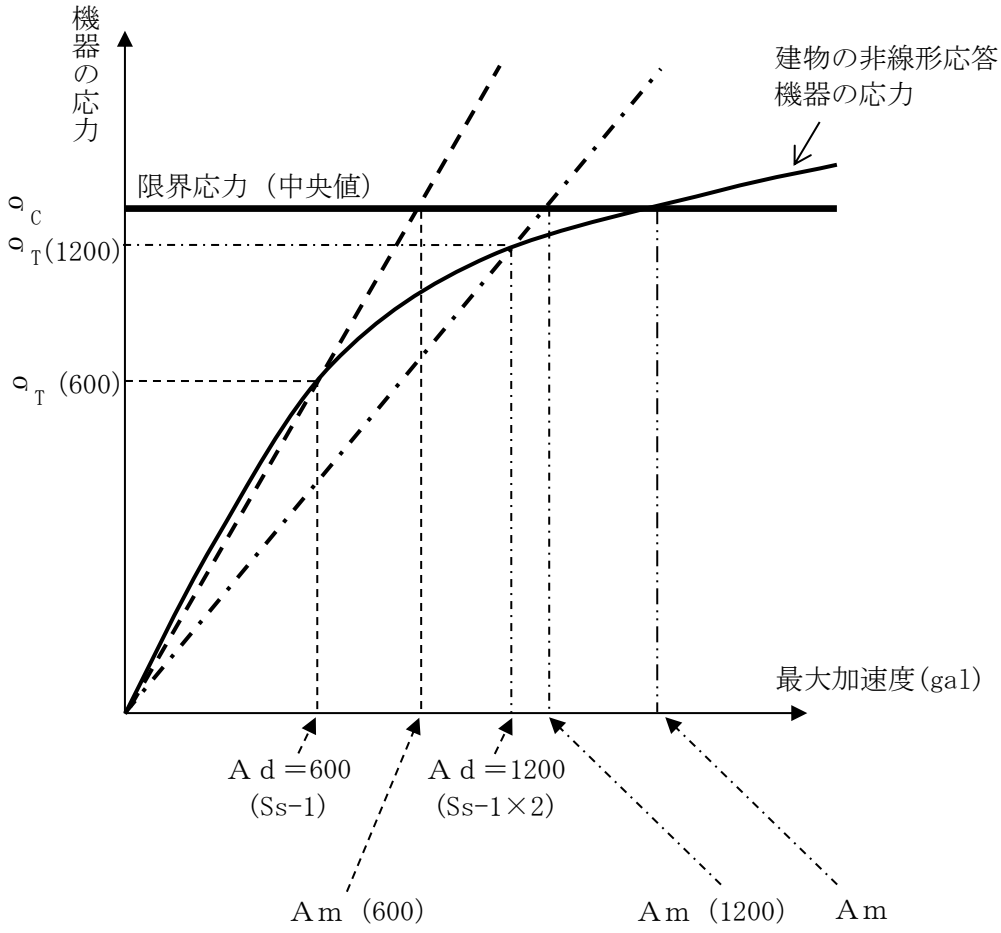
第 1.2.1.c－2－5 図　解放基盤表面の地震動に関する係数F_1（スペクトル形状係数）の評価



第1.2.1.c－2－6図　取水槽のフラジリティ曲線



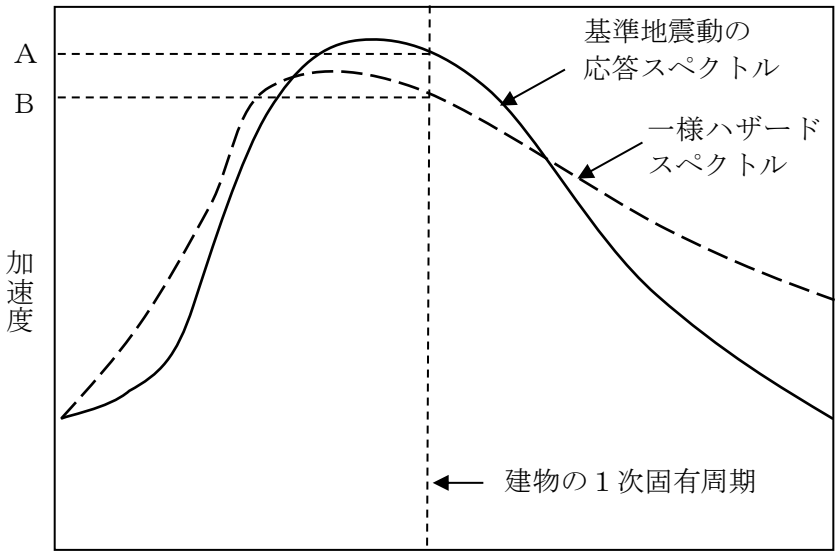
第1.2.1.c－2－7図　屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）のフラジリティ曲線



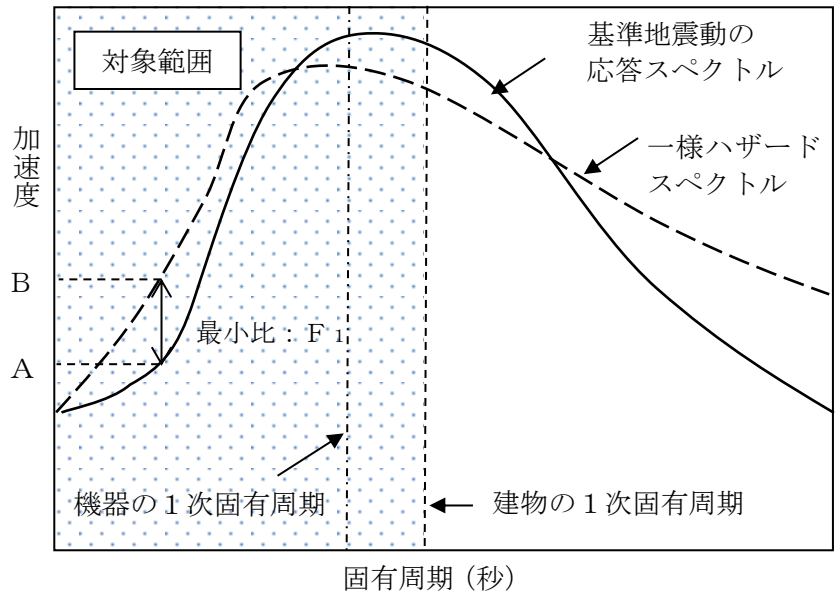
$Am = F \cdot Ad$
$= F_C \cdot F_{RE} \cdot F_{RS} \cdot Ad$
$= F_S \cdot F_\mu \cdot F_{RE} \cdot F_{RS} \cdot Ad$
$F_S = \sigma_c / \sigma_T$ より $F_\mu = F_{RE} = F_{RS} = 1$ とすると
$Am = \sigma_c / \sigma_T \cdot Ad$

Ａｍ	：50%損傷確率に対する最大加速度の中央値
Ａｍ（Ｘ）	：最大加速度Ｘgal の地震動による発生応力を用いて推定した 50%損傷確率に対する最大加速度の中央値
Ｆ	：安全係数（裕度）
Ａｄ	：評価に用いた地震動の最大加速度
F_C	：耐力係数
F_{RE}	：機器の応答係数
F_{RS}	：建物の応答係数
F_S	：強度係数
F_μ	：塑性エネルギー吸収係数
σ_C	：限界応力の中央値
σ_T	：地震動による発生応力
σ_T（Ｘ）	：最大加速度Ｘgal の地震動による発生応力

第1.2.1.ｃ－3－1図　建物の非線形応答を考慮した機器の応力

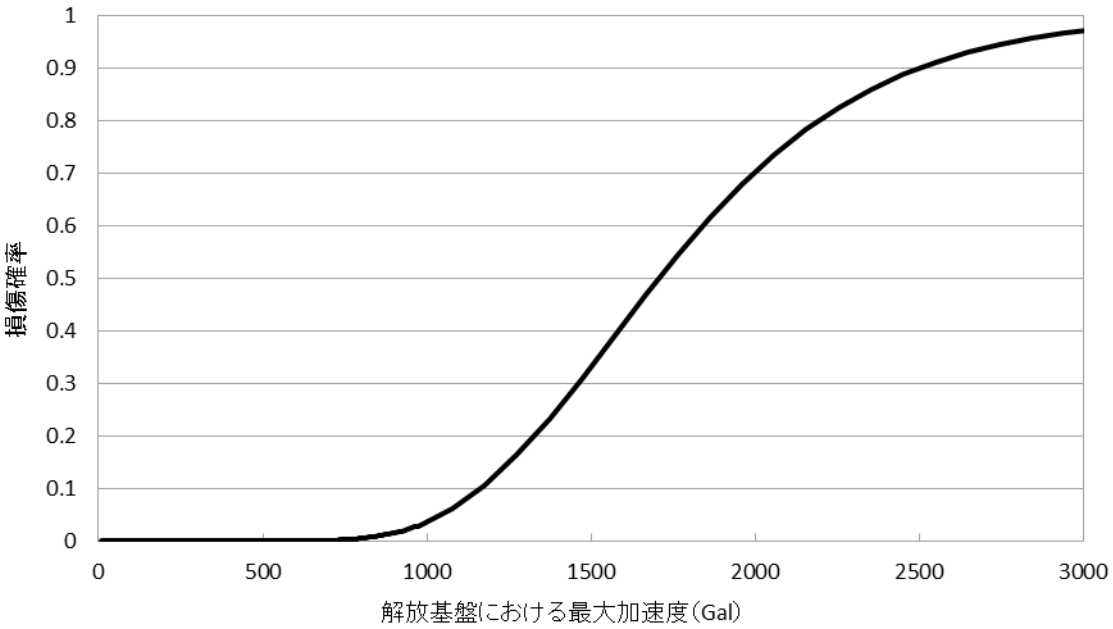


剛な機器の場合

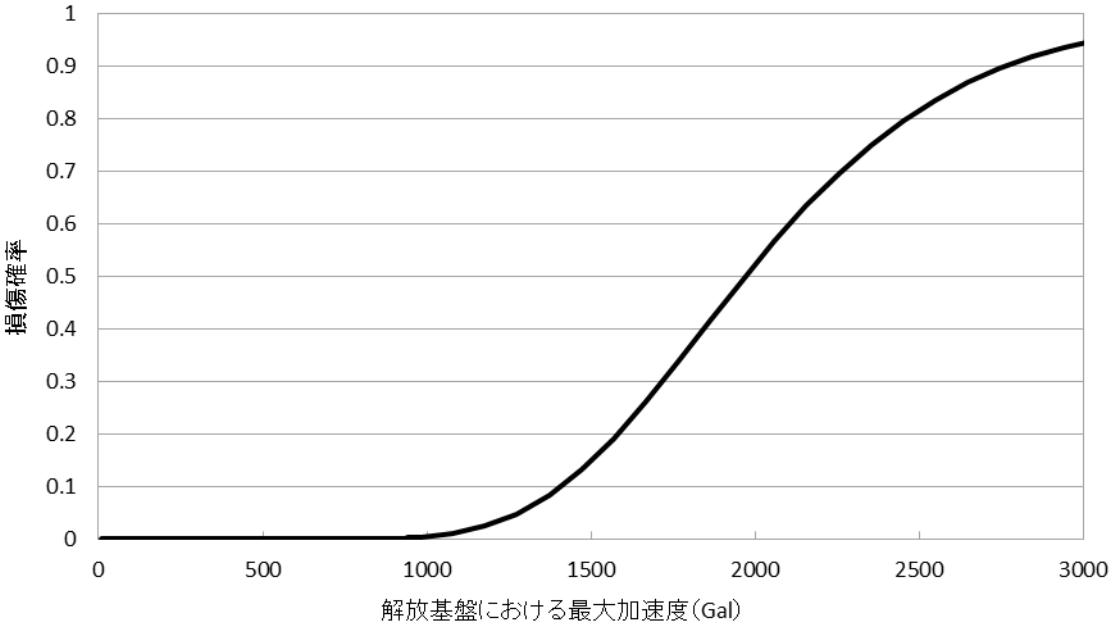


柔な機器の場合

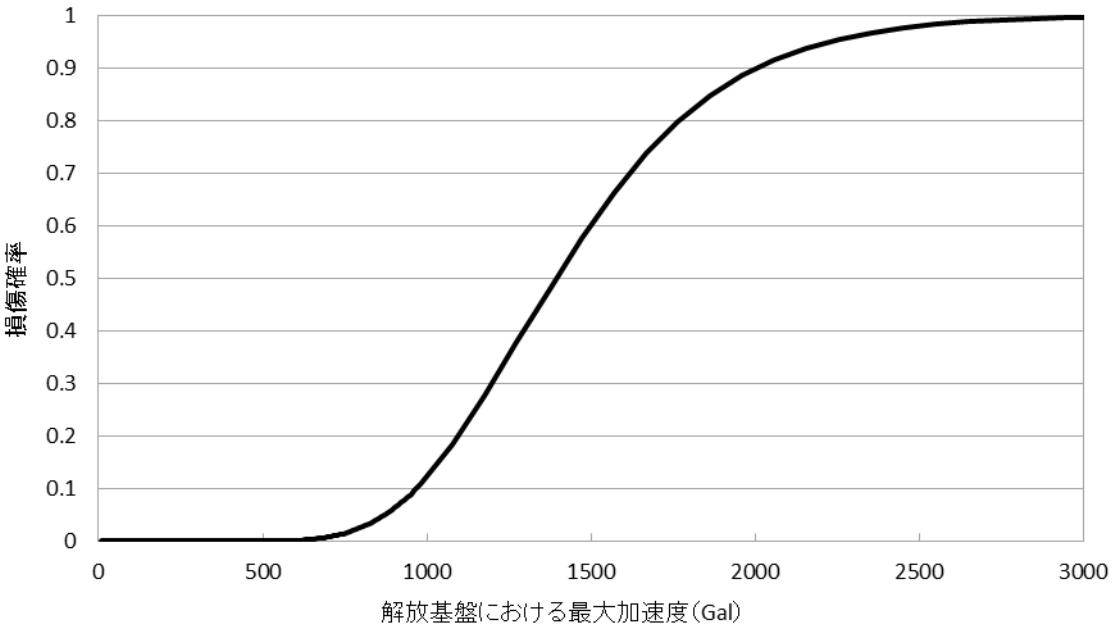
第1.2.1.ｃ－3－2図　建物のスペクトル形状係数の概念図



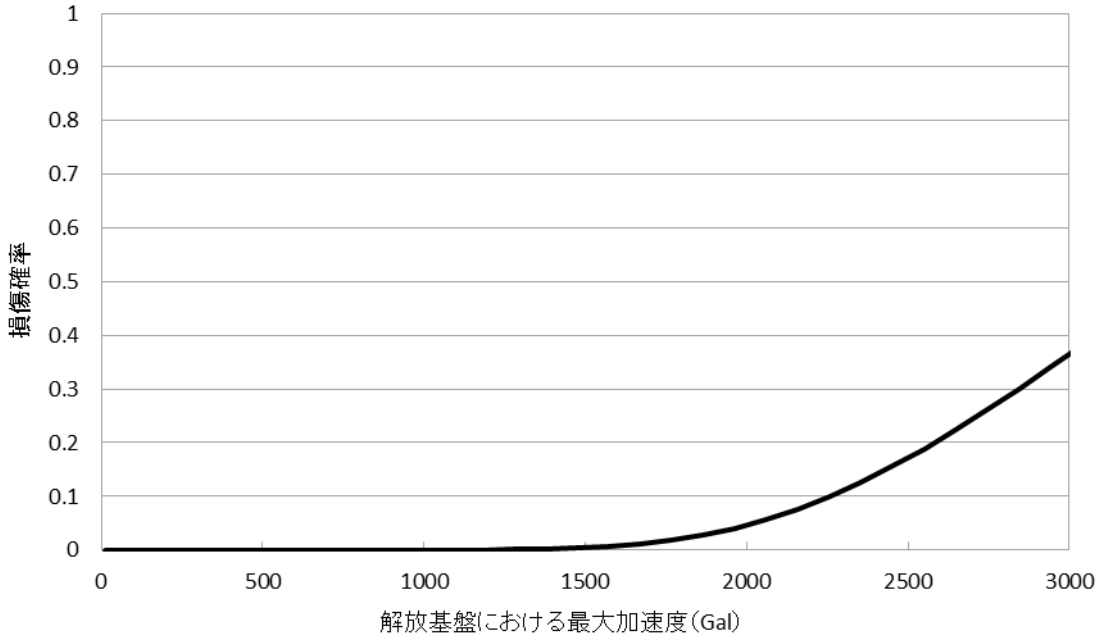
第1.2.1.c－3－3図　原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ曲線



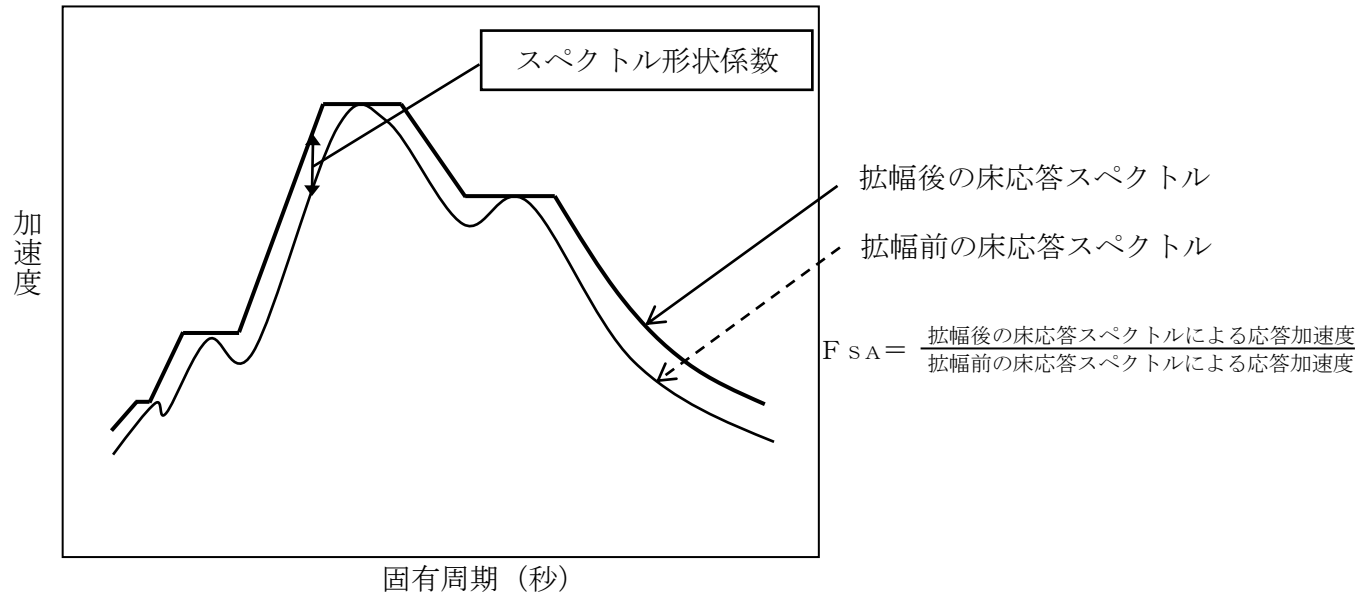
第1.2.1.c－3－4図　原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ曲線



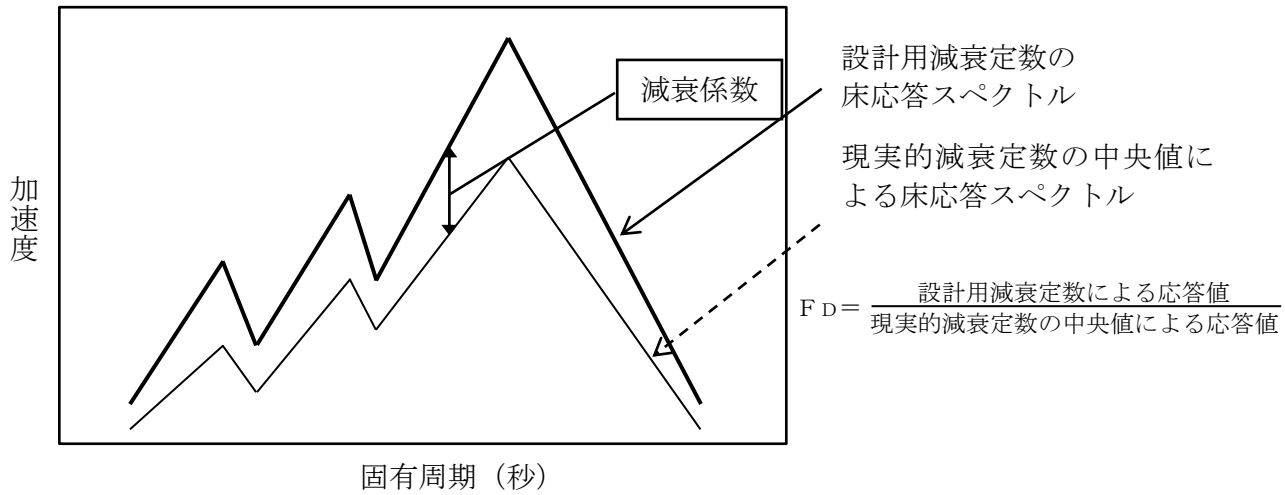
第1.2.1.c－3－5図　原子炉補機海水ポンプのフラジリティ曲線



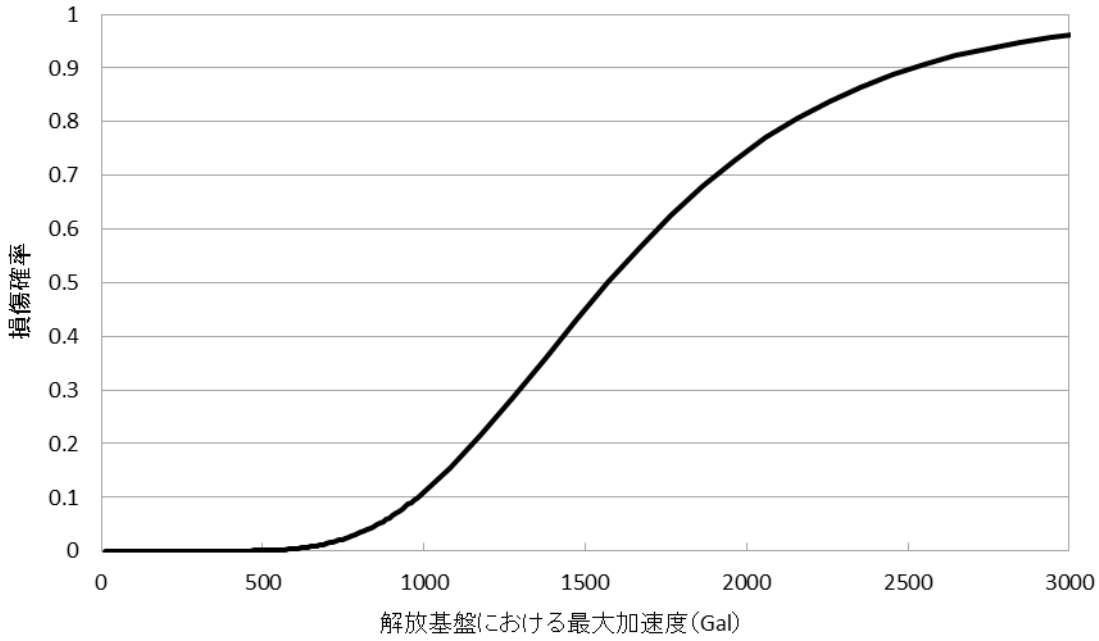
第1.2.1.c－3－6図　非常用母線メタクラのフラジリティ曲線



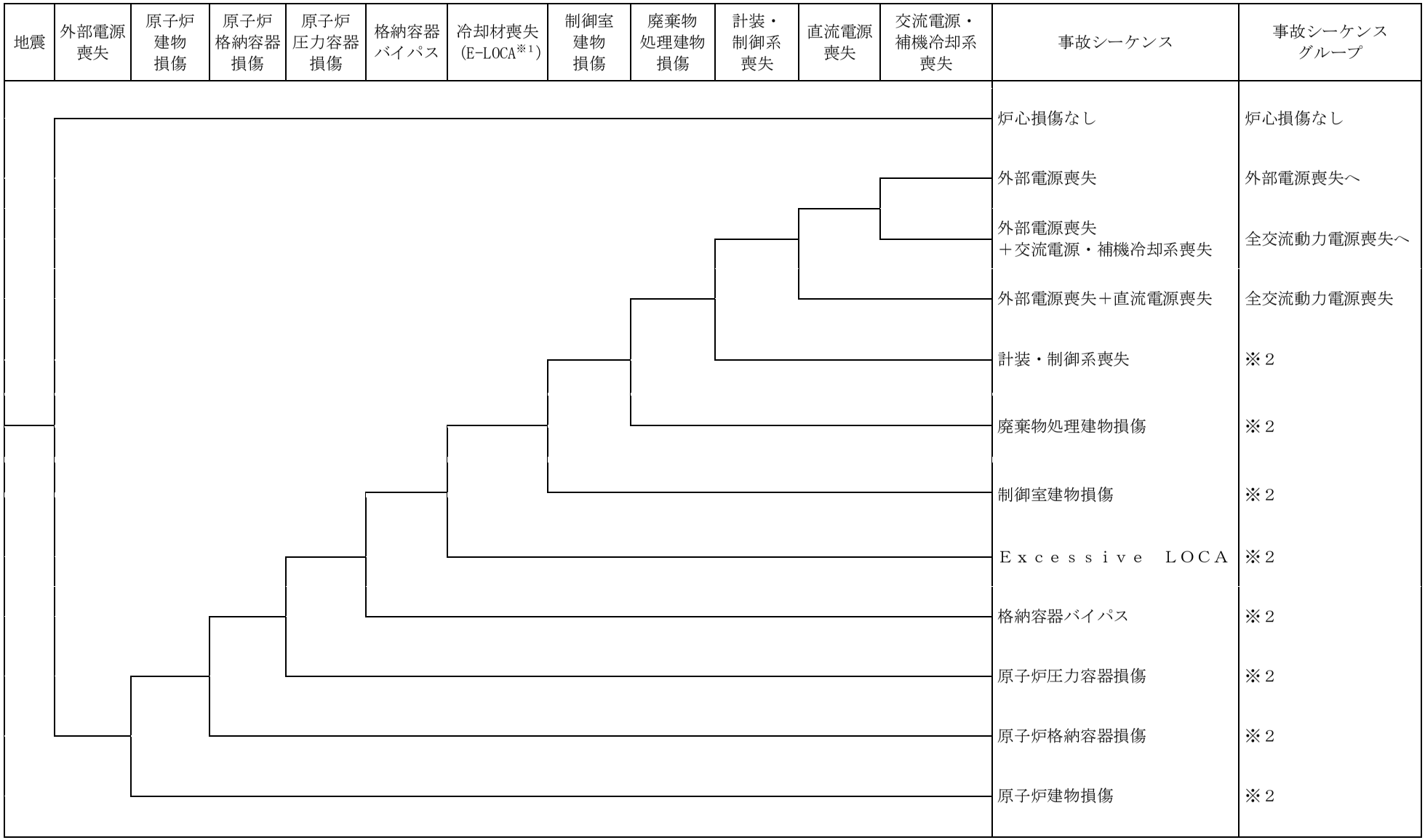
第1.2.1.c－3－7図　スペクトル形状係数F_{SA}の概念図



第1.2.1.c－3－8図　減衰係数F_Dの概念図

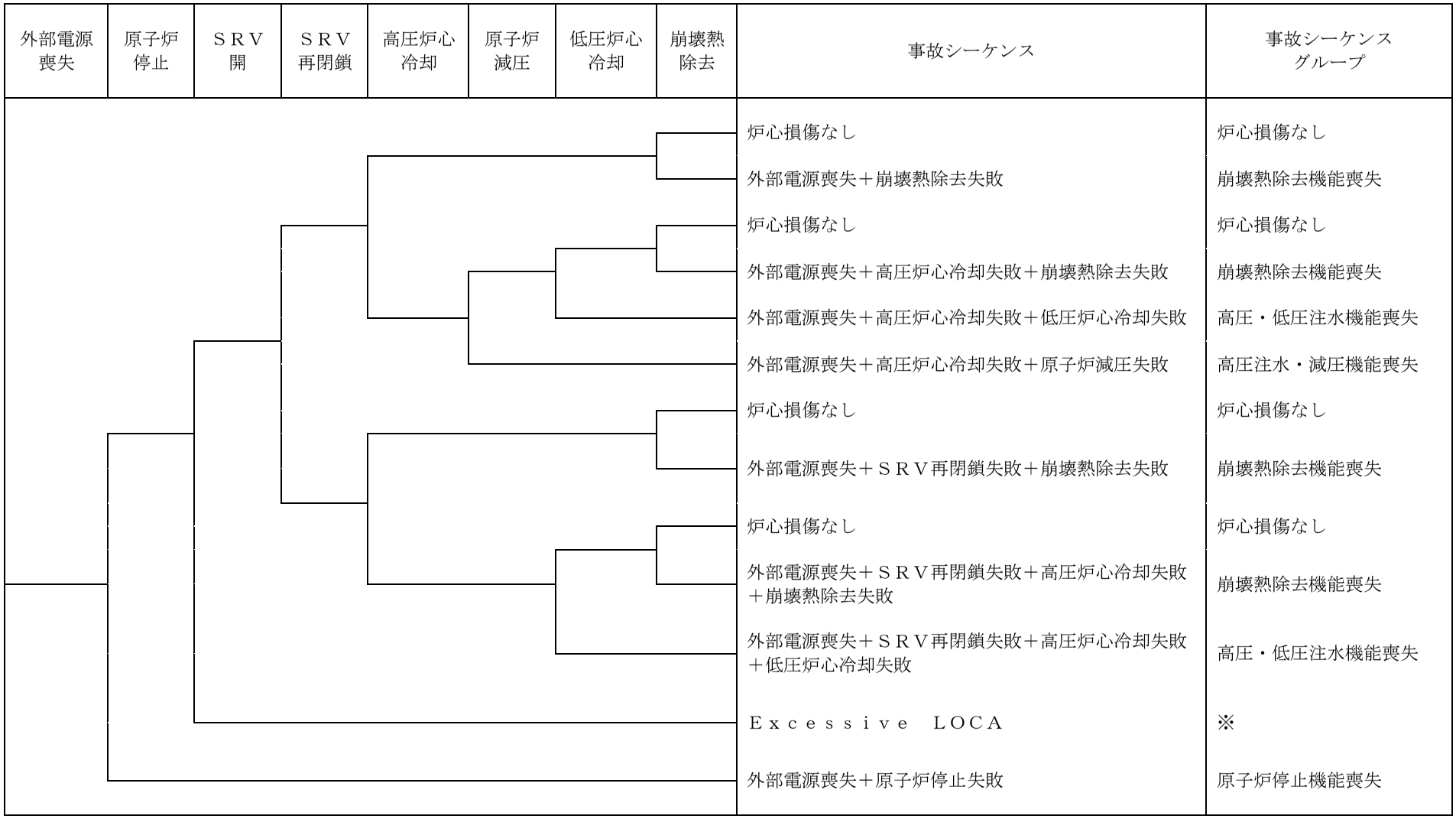


第1.2.1.c－3－9図　原子炉補機海水系配管のフラジリティ曲線



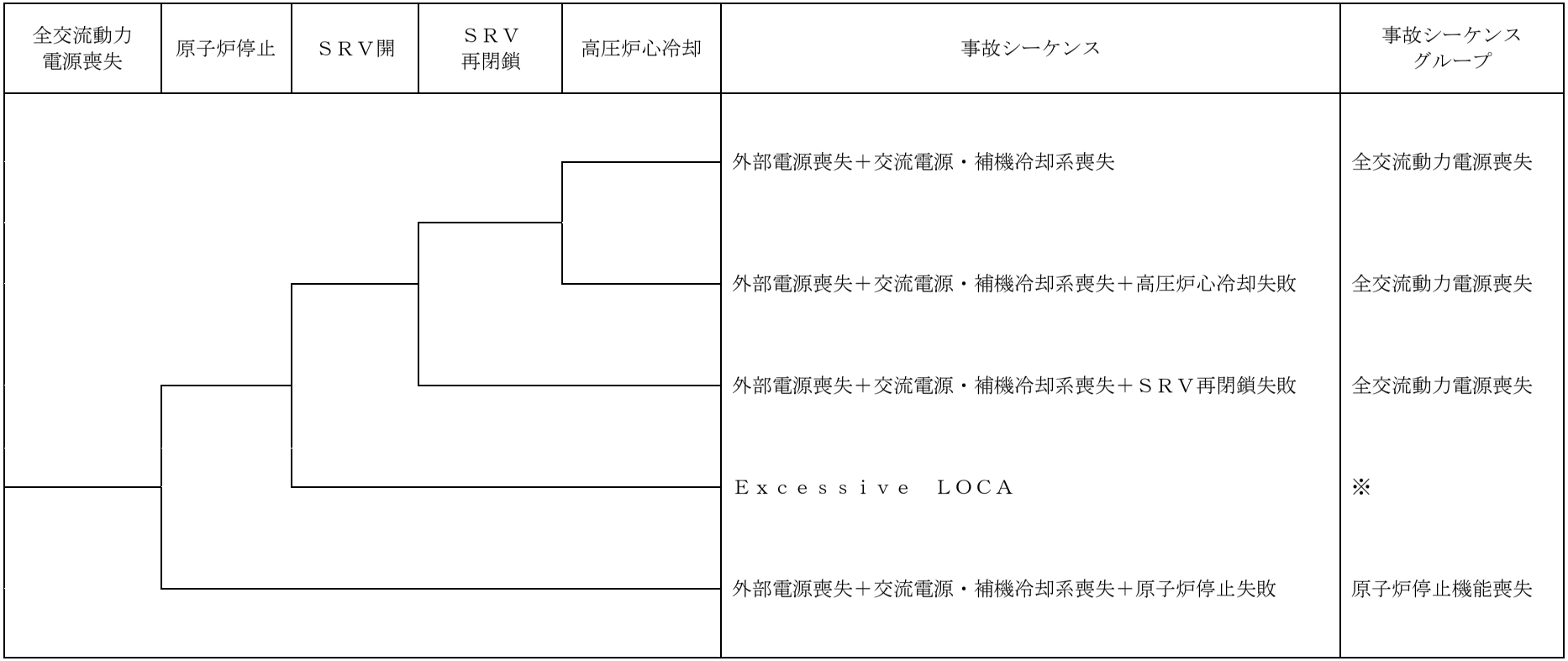
※１　Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ
※２　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結で整理

第1.2.1.d－1図　地震レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー



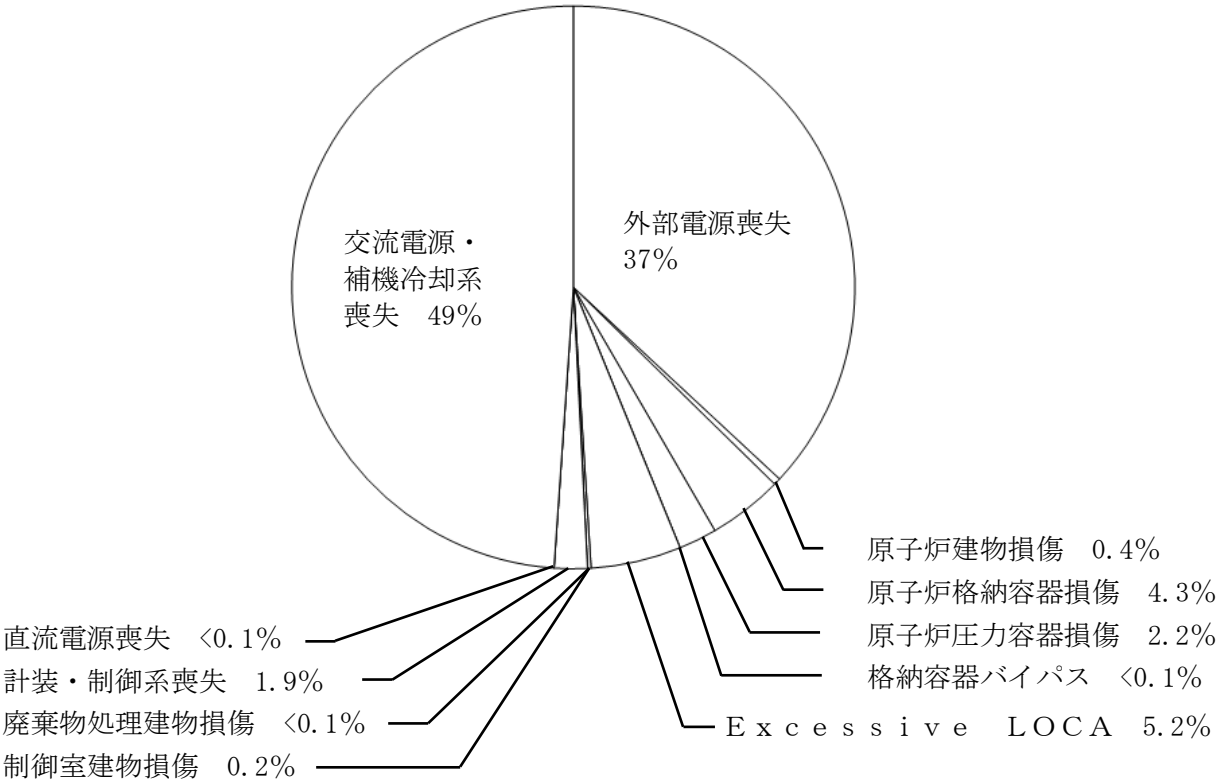
※　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結で整理

第1.2.1.d－2図　外部電源喪失イベントツリー

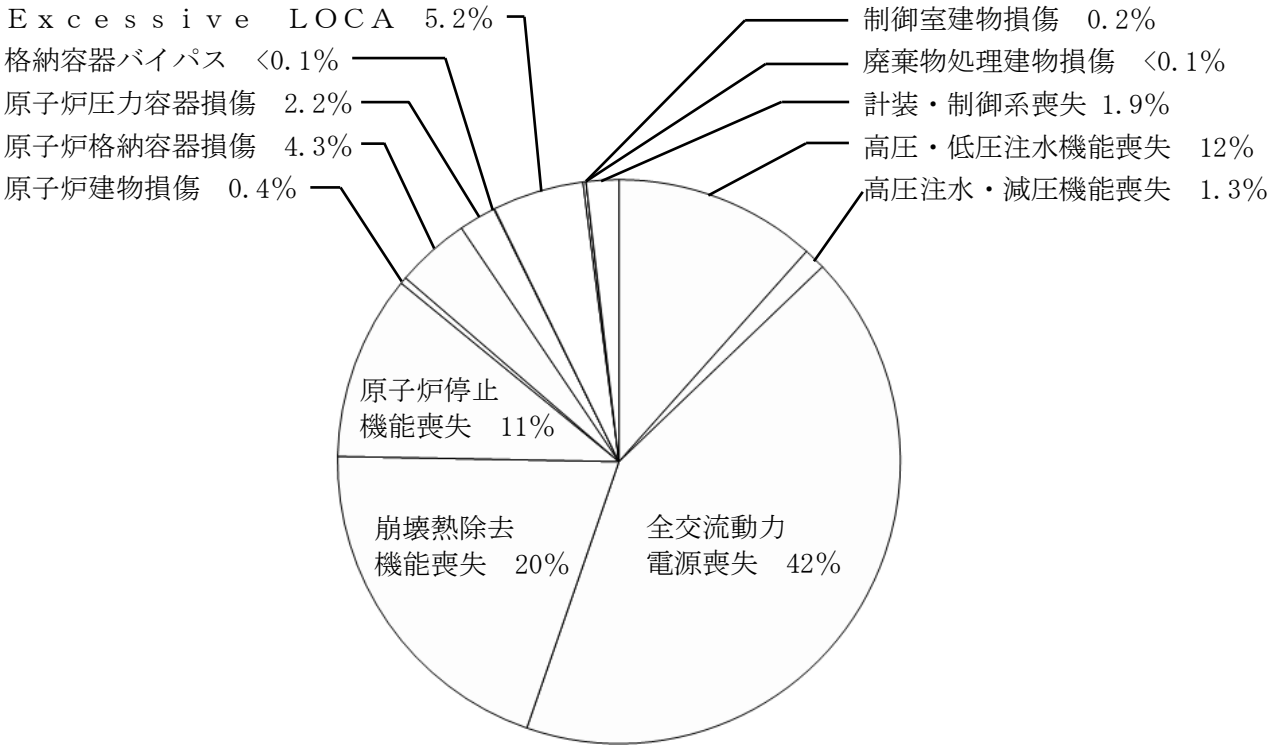


※　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結で整理

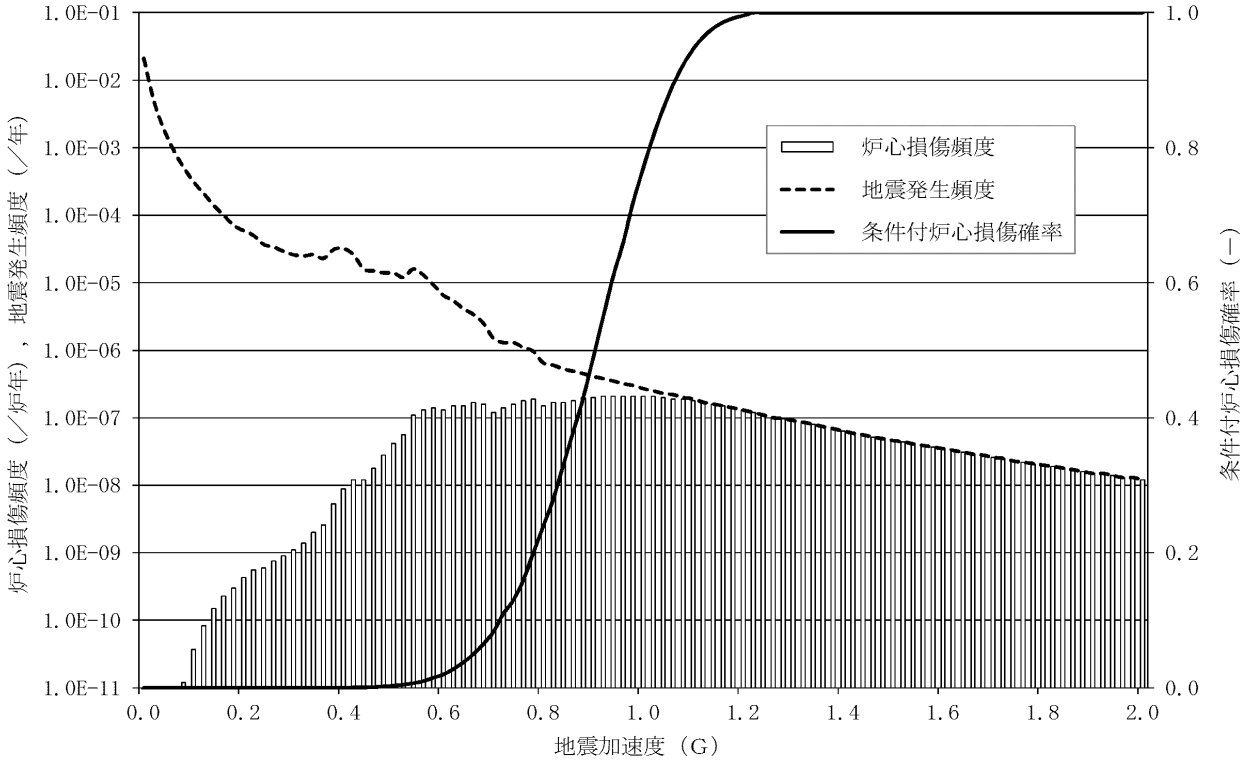
第1.2.1.d－3図　全交流動力電源喪失イベントツリー



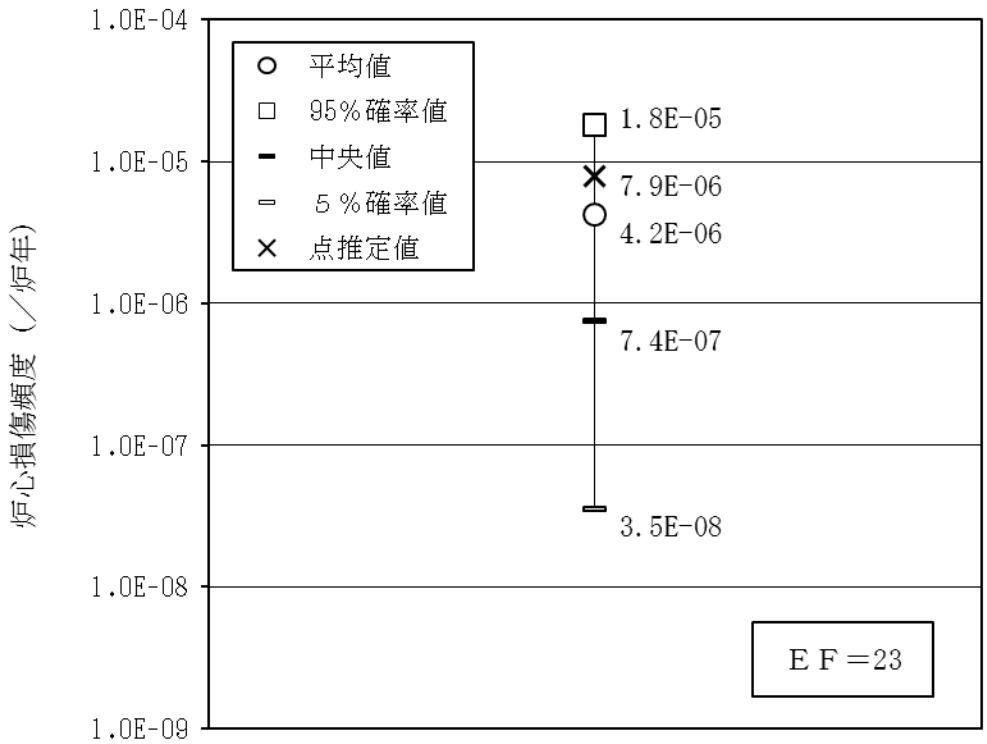
第1.2.1.d－4図　炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）



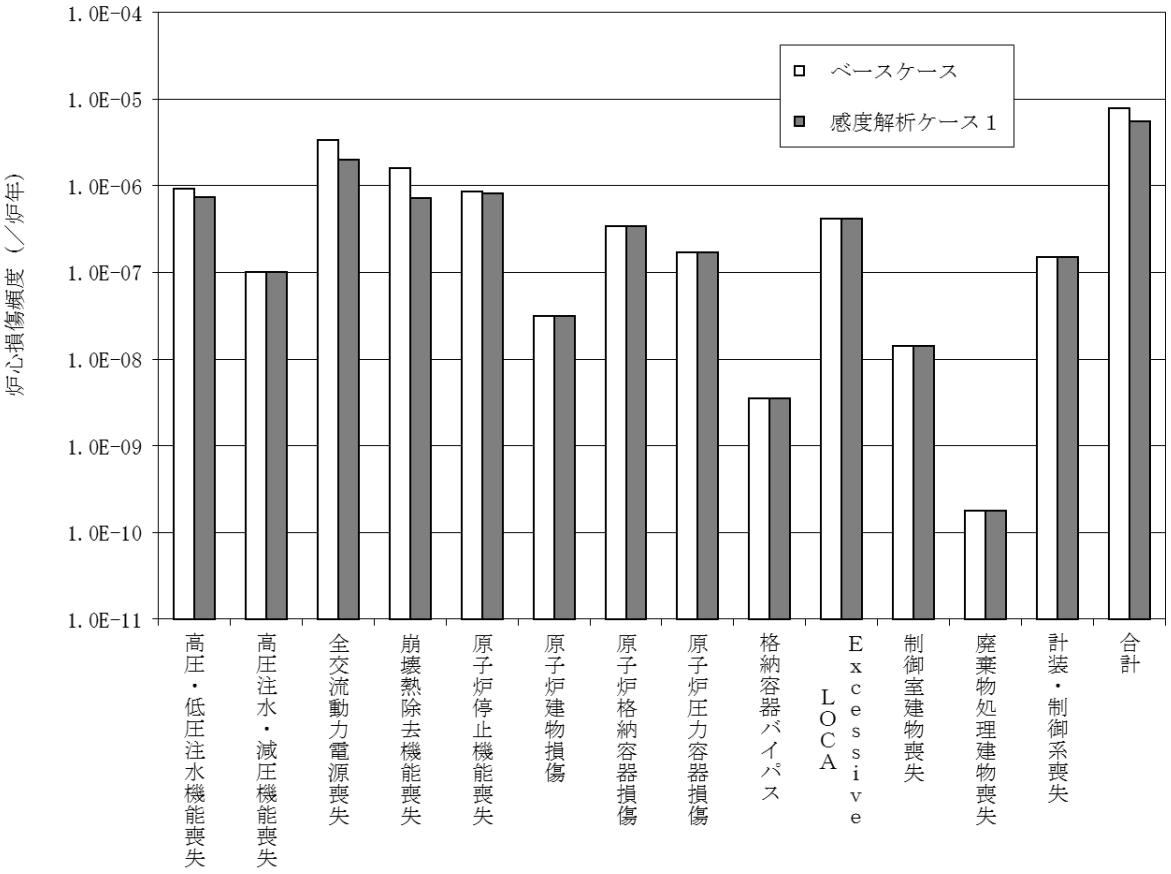
第1.2.1.d－5図　炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）



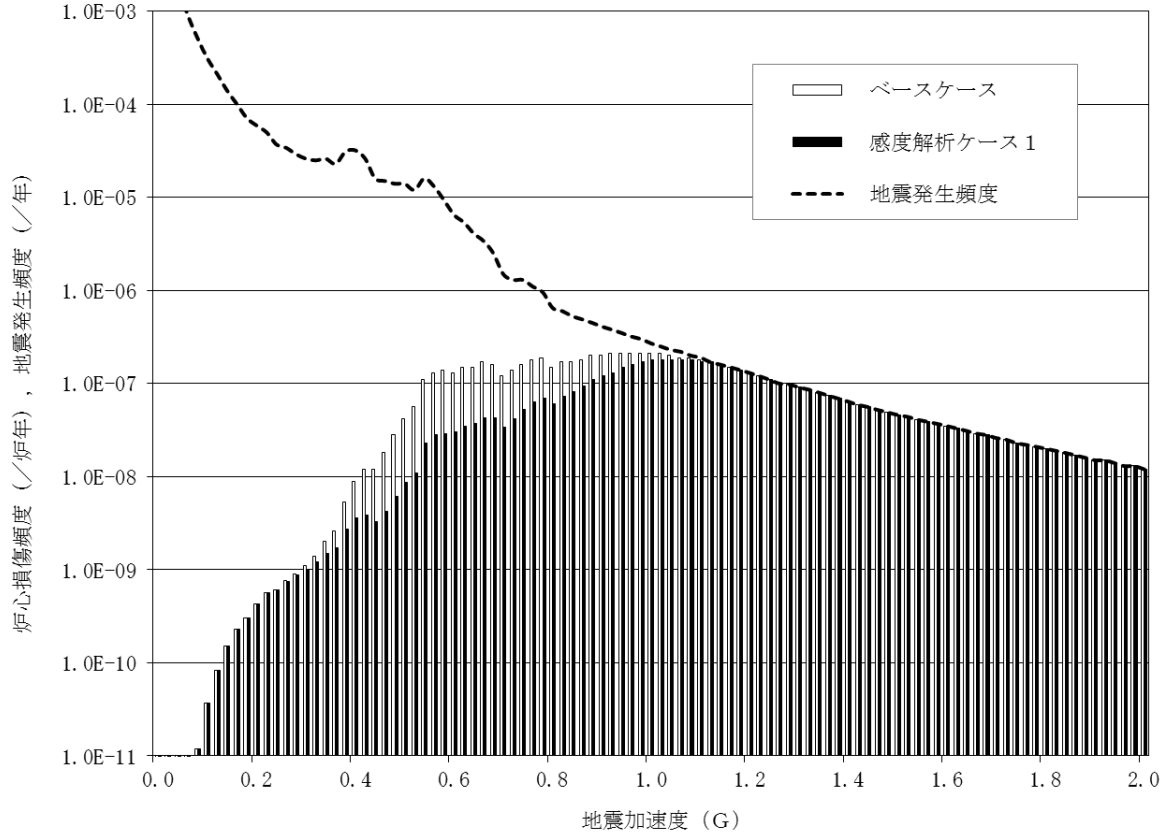
第1.2.1.d－6図　炉心損傷頻度評価結果（地震加速度区分別）



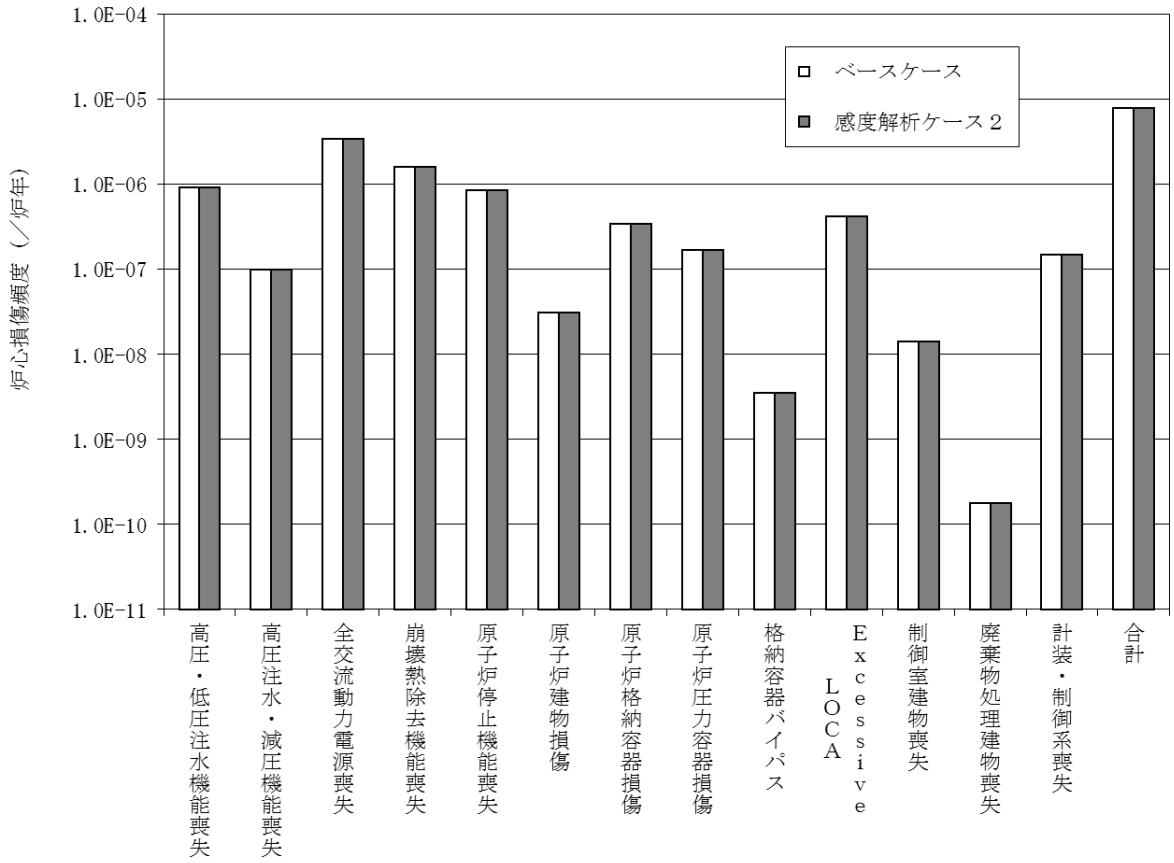
第1.2.1.d－7図　不確実さ解析結果



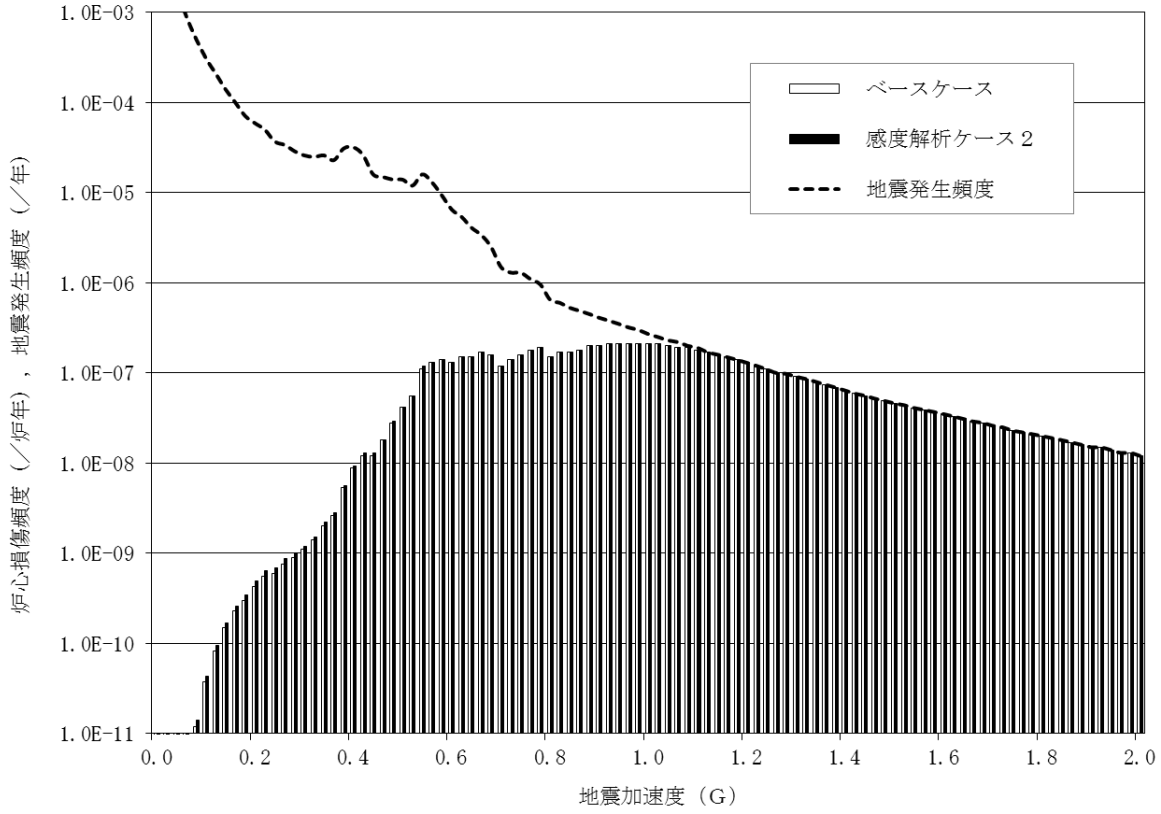
第1.2.1.d－8図　感度解析結果（完全独立：事故シーケンスグループ別）



第1.2.1.d－9図　感度解析結果（完全独立：地震加速度区分別）



第1.2.1.d－10図　感度解析結果（使命時間72時間：事故シーケンスグループ別）



第1.2.1.d－11図　感度解析結果（使命時間72時間：地震加速度区分別）

1.2.2　津波ＰＲＡ

津波レベル１ＰＲＡ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」（以下「津波ＰＲＡ学会標準」という。）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」（平成25年9月　原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.2.2－1図に示す。なお，今回のＰＲＡでは，津波単独の影響のみを評価しており，地震に伴う津波（重畳事象）等は対象としていない。

1.2.2.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

(1)　プラント情報の収集・分析

内部事象運転時レベル１ＰＲＡで収集した設計，運転・保守管理の情報に加え，津波レベル１ＰＲＡを実施するために，プラントの耐津波設計やプラント配置の特徴等の津波固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び主な情報源を第1.2.2.a－1表に示す。

(2)　機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1.1.1　運転時ＰＲＡ」に示す。また，津波レベル１ＰＲＡの中で考慮する設備配置を第1.2.2.a－1図に示す。

(3)　津波に対する特徴

ａ．津波防護施設及び浸水防止設備

防波壁，防水壁及び水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備を，第1.2.2.a－2表及び第1.2.2.a－1図に示す。津波レベル１ＰＲＡでは，津波防護施設及び浸水防止設備の機能に期待した場合の炉心損傷頻度を算出しているが，事故シナリオの分析においては，津波特有の事故シナリオを広範に抽出するため，津波防護施設及び浸水防止設備の機能に期待せず，浸水高さの上昇に伴い発生する可能性のある起因事象について検討した。

ｂ．津波の遡上

施設護岸周辺には津波防護施設及び浸水防止設備として，高さＥＬ15.0mの防波壁を設置するとともに，防波壁通路及び１号炉放水連絡通路には防波扉を設置するが，以下の点を考慮して浸水解析を実施し，敷地内浸水範囲及び浸水高を評価した。

・ＥＬ8.5m盤にある取水槽や放水槽等の開口部からの浸水
・防波壁を越える津波の遡上
・津波に対する防波扉の耐力

(4)　プラントウォークダウン

ａ．プラントウォークダウンの実施手順

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に，主に以下の観点でＰＷＤ実施要領及びチェックシートを作成し，ＰＷＤを実施した。

・津波影響の確認

・間接的な被害の可能性の確認

ｂ．プラントウォークダウン対象の構築物・機器の選定

後述する「②　津波により炉心損傷に至る事故シナリオの分析」で作成した建物・機器リストより，建物内や屋外設備の被水・没水を防ぐ防波壁，防水壁及び水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備や，起因事象の発生要因となり得る原子炉補機海水ポンプ等を，ＰＷＤ対象の構築物・機器として選定した。ＰＷＤ対象の構築物・機器を選定するフローを第1.2.2.a－2図に示す。

ｃ．プラントウォークダウン実施結果

ＰＷＤチェックシートに従い，ＰＷＤ対象の構築物・機器の確認を行った。例として海水ポンプエリア防水壁のチェックシート及び現場の構築物・機器の写真を第1.2.2.a－3図及び第1.2.2.a－4図に示す。ＰＷＤを実施した結果，第1.2.2.a－3表のとおり，津波レベル１ＰＲＡ上問題となる箇所は確認されなかった。

②　津波により炉心損傷に至る事故シナリオの分析

津波レベル１ＰＲＡで対象とする起因事象を選定し，事故シナリオの選定・分析を行った。また，対象とする構築物・機器を選定するとともに，その影響（起因事象の発生，緩和設備への影響）を整理した。

評価においては，以下を前提条件とした。

・地震発生前は出力運転状態とする。

・地震によって安全上重要な建物，系統（システム），機器の機能喪失につながる損傷は無い，すなわち，地震によるプラントへの直接的影響は無いものとする。

・地震後に津波が襲来するものとする。

・地震発生から津波襲来までは一定の時間があり，その間にプラントを停止できることから，津波襲来時に原子炉は停止しているものとする。

(1)　事故シナリオの概括的な分析・設定

津波襲来時における事故シナリオの分析・選定を行った。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分析した。

分析の結果を第1.2.2.a－4表に示すが，津波による影響のうち，以下を考慮すべきものとして抽出した。

・浸水による設備の被水・没水

・津波の波力，流体力，浮力

・漂流物の衝突

・洗掘

また，考慮対象とした津波の影響に対して津波による損傷・機能喪失要因について分類し，それぞれの要因に対して損傷・機能喪失の評価対象となる構築物・機器を整理した。その結果を第 1.2.2.a－5 表に示す。

(2) 起因事象の選定

第1.2.2.a－5図に示すフローを用いて，津波により誘発される起因事象を分析し，以下の３事象を選定した。検討結果を第1.2.2.a－6表に示す。

・補機冷却系喪失
・外部電源喪失
・直接炉心損傷に至る事象

(3) 建物・機器リストの作成

本評価では，以下２つの前提条件を定め，選定した起因事象の要因となる構築物・機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係る構築物・機器を抽出し，建物・機器リストを作成した。

・地震の影響による安全上重要な機器等の損傷は無い。
・建物内に浸水した場合は，保守的に直接炉心損傷に至る事象を想定するため，起因事象が発生した場合の緩和設備に係る構築物・機器を含め，建物内の構築物・機器については抽出対象としない。

津波によりプラントに影響を及ぼす主要な構築物・機器と機能喪失浸水高を第1.2.2.a－7表に示す。

(4) 津波シナリオの作成

津波特有の事故シナリオを広範に抽出・選定するために，ここでは防波壁，防水壁及び水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備については，その機能を期待せず，屋外の構築物・機器や建物扉の設置高さから，津波高さの上昇に伴い発生する可能性のある起因事象，重要な緩和設備の機能喪失の可能性，建物内への浸水の可能性等を検討した。第1.2.2.a－8表に津波高さ別の事故シナリオと起因事象を示すとともに，以下に各事故シナリオの広範な分析を示す。

ａ．ＥＬ2.7m以上～8.5m未満

海水ポンプエリア下部の貫通部からの浸水により，原子炉補機海水ポンプが没水し，「補機冷却系喪失」が発生する可能性がある。

ｂ．ＥＬ8.5m以上～15.0m未満

海水ポンプエリア下部の貫通部，又は上部の開口部からの浸水により，原子炉補機海水ポンプが被水・没水し，「補機冷却系喪失」が発生する可能性がある。

また，建物内への浸水により，広範に緩和機能が喪失し，「直接炉心損傷に至る事象」が発生する可能性がある。

ｃ．ＥＬ15.0m以上

海水ポンプエリア下部の貫通部，又は上部の開口部からの浸水により，原子炉補機海水ポンプが被水・没水し，「補機冷却系喪失」が発生する可能性がある。

起動変圧器及び予備変圧器が没水し，「外部電源喪失」が発生する可能性がある。

建物内への浸水により，広範に緩和機能が喪失し，「直接炉心損傷に至る事象」が発生する可能性がある。

1.2.2.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

確率論的津波ハザード評価を行うに当たっては，津波ＰＲＡ学会標準，土木学会(2011)及び土木学会(2016)を踏まえて実施した。

②　確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定

津波発生モデルとしては，以下に示す波源を想定し，検討を実施した。

・日本海東縁部に想定される地震による津波
・海域活断層から想定される地震による津波
・領域震源（背景的地震）による津波

津波伝播モデルについては，基準津波の評価で用いたモデルを用いて検討を実施した。

また，領域震源（背景的地震）による津波の評価は，垣見ほか（2003）及び萩原(1991)に示される発電所から100km以内に位置する領域震源を対象としているが，確率論的津波ハザード評価への寄与度が低いと考えられることから評価対象外とした。

検討対象波源に基づきロジックツリーを作成した。

③　確率論的津波ハザード評価結果

作成したロジックツリーに基づき算出した確率論的津波ハザード曲線群から求めたフラクタイル曲線，算術平均曲線及び評価地点の島根原子力発電所施設護岸，取水口及び取水槽を第1.2.2.b－1図及び第1.2.2.b－2図に示す。

1.2.2.c　建物・機器フラジリティ

①　評価対象と損傷モードの設定

津波ＰＲＡ学会標準では，屋外・屋内それぞれの評価対象物について考慮すべき損傷モードに関して記載されており，損傷モードについて検討した結果，機器に対する「被水・没水」，「流体力」及び「波力」による機能損傷を評価対象とした。建物・機器フラジリティにおける検討内容を第1.2.2.c－1表に示す。

② フラジリティ評価について

機器に対する「被水・没水」，「流体力」及び「波力」の損傷モードに対しては，津波が機器の機能喪失津波高さ※に到達した時点で，当該機器が確率1.0で損傷すると仮定し，機器フラジリティ曲線は第1.2.2.c－1図に示すステップ状とした。本評価では，対象の機器の機能喪失高さを「現実的耐力」とし，不確実さは考慮しない。

※ 津波による敷地内浸水範囲及び浸水高を評価した浸水解析結果を踏まえ，構築物・機器が機能喪失に至る機能喪失浸水高の浸水が生じる津波高さを表す。

1.2.2.d 事故シーケンス

① 起因事象

(1) 評価対象とした起因事象とその説明

事故シナリオの広範な分析を踏まえ，津波レベル１ＰＲＡにおける起因事象は以下を評価対象とした。「補機冷却系喪失」及び「外部電源喪失」については，発生する津波高さが同じとなる「直接炉心損傷に至る事象」で代表した。

・直接炉心損傷に至る事象

上記の起因事象を発生させる構築物・機器等は，各々の機能喪失浸水高まで浸水した時点で，確率1.0で機能喪失すると評価していることから，起因事象発生頻度は起因事象となる機器の損傷が発生する津波の年超過確率と同じとなる。

(2) 階層イベントツリーとその説明

選定した起因事象を基に階層イベントツリーを作成した。第1.2.2.d－1図に津波レベル１ＰＲＡの階層イベントツリーを示す。

② 成功基準

(1) 成功基準の一覧

本評価で考慮する設備では，評価対象とする起因事象に対して炉心損傷を防止する緩和手段が無いことから，緩和設備の機能及び系統数に関する成功基準は設定していない。

③ 事故シーケンス

(1) イベントツリー

評価対象とする起因事象に対して炉心損傷を防止する緩和手段はなく，イベントツリーを展開できないため，本評価では緩和設備に関するイベントツリーを作成していない。

④　システム信頼性

評価対象とする起因事象に対して，炉心損傷防止の緩和に期待しないことから，注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。

⑤　人的過誤

津波発生後の混乱に伴う高ストレスが運転員操作を阻害することが考えられるが，評価対象とする起因事象について炉心損傷防止の緩和に期待しないことから，人的過誤を考慮していない。

⑥　炉心損傷頻度

(1)　炉心損傷頻度の算出に用いた方法

炉心損傷頻度の定量化には，内部事象と同様にＷｉｎＮＵＰＲＡを用いた。

(2)　炉心損傷頻度結果

ａ．評価結果及び事故シナリオ

事故シーケンスの定量化を行った結果，全炉心損傷頻度は1.2×10^{-7}／炉年となった。津波高さ別の津波発生頻度及び炉心損傷頻度を第1.2.2.d－1表に示す。また，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第1.2.2.d－2表に示す。津波高さ別の炉心損傷頻度及び事故シナリオの概要は以下のとおりである。

なお，ＥＬ20m以下の津波については，屋内外の構築物・機器は津波によって機能喪失しないため，津波を起因として炉心損傷に至る事故シーケンスは無い。

(a)　ＥＬ20m超過

炉心損傷頻度は1.2×10^{-7}／炉年である。この津波高さにおいては，波力を伴う津波の遡上が大規模になり，建物外壁水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備が機能喪失すると考えられる。このため，建物等への浸水により計装・制御系，ＥＣＣＳ等の緩和機能の喪失が発生し，直接炉心損傷に至ると想定した。

津波レベル１ＰＲＡでは，ＥＬ20m超過で発生する「直接炉心損傷に至る事象」を津波特有の事故シーケンスとして整理した。

(3)　評価結果の分析

津波高さ別の炉心損傷頻度寄与割合及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合を示す円グラフを，それぞれ第1.2.2.d－2図及び第1.2.2.d－3図に示す。津波高さとしては「ＥＬ20m超過」，事故シーケンスグループ別としては，「直接炉心損傷に至る事象」の寄与割合が100％となる。

(4)　重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

ａ．重要度解析

津波レベル１ＰＲＡの重要度解析については，評価対象となる津波高さ（ＥＬ20m超過）では緩和手段が無くなり必ず炉心損傷に至ることから，重要度解析を実施しても有用な情報は得られないと判断し，実施していない。

ｂ．不確実さ解析

確率論的津波ハザードの不確かさを考慮し，信頼度別津波ハザードを用いて，モンテカルロ法による不確実さ解析を行った。不確実さ解析の結果を第1.2.2.d－4図に示す。

ｃ．感度解析

本評価では，ＥＬ20mを超える津波により防波壁をはじめとした複数の浸水防止対策及び緩和機能が同時に喪失するものとしている。感度解析で更に厳しいプラント状態を想定する，あるいは，一部の施設が復旧する等を仮定することは本評価の想定上，現実的ではなく，新たな事故シーケンス抽出の観点で有用な情報が得られないと判断したため，実施していない。

第1.2.2.a－1表　津波ＰＲＡを実施するために収集した情報及び主な情報源

	ＰＲＡの作業		情報	主な情報源
1	プラントの構成・特性の調査		設計・運転管理に関する情報	・内部事象運転時レベル１ＰＲＡで使用した設計図書 （原子炉設置変更許可申請書，工事計画認可申請書，配管計装線図，単線結線図，展開接続図，プラント機器配置図，系統設計仕様書，機器設計仕様書，原子炉施設保安規定，運転要領書，定期試験要領書，巡視点検要領書） ・構内配置図 ・ＰＷＤ
2	津波ハザード評価		敷地周辺に影響を与え得る津波を発生させる地震発生様式に関する情報	・海底地形データ ・断層パラメータ
3	事故シナリオの概括的分析 建物･機器フラジリティ評価		プラント固有の津波に対する耐力評価並びに応答評価に関する情報	・上記１の情報源 ・浸水解析
4	事故シーケンス評価	(1) 事故シナリオの分析と起因事象の分類	津波時に想定されるプラント状態	・上記１の情報源
		(2) 事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な応答 ・運転員による緩和操作	・上記１の情報源 ・既往のＰＲＡに関する情報源
		(3) システムのモデル化	・対象プラントに即した機器故障モード，運転形態	
		(4) 事故シーケンスの定量化	・評価結果の妥当性を確認できる情報	

第1.2.2.a－2表　対象とした津波防護施設及び浸水防止設備

区分	名称	箇所数	設置場所
屋外	防波壁	一式	敷地護岸
屋外	防波扉	４箇所	防波壁通路
屋外	屋外排水路逆止弁	15 箇所	屋外排水路
屋外	防波扉	１箇所	１号炉放水連絡通路
屋外	防水壁	１箇所	起動変圧器前
屋外	防水壁	１箇所	海水ポンプエリア
屋外	防水壁	１箇所	海水ポンプ給気エリア
屋外	防水壁	１箇所	除じん機エリア
屋外	水密扉	２箇所	除じん機エリア
屋外	閉止板	１箇所	取水管立入ピット
屋外	床ドレン逆止弁	一式	取水槽
屋外	水密扉	３箇所	海水ポンプエリア
屋外/屋内	水密扉	４箇所	タービン建物
屋内	水密扉	１箇所	原子炉建物境界
屋外	貫通部止水処置	一式	海水ポンプエリア
屋外/屋内	貫通部止水処置	一式	タービン建物と屋外の地下部～ＥＬ15.0m までの境界
屋内	貫通部止水処置	一式	タービン建物と原子炉建物及び廃棄物処理建物の境界

第 1.2.2.a－3 表　プラントウォークダウン結果

構築物・機器	津波影響の確認		間接的な被害の可能性の確認	総合評価
	開口部の高さ・大きさ，対象設備の高さに間違いはないか。※1	屋外の構築物・機器については，その周辺環境も含め，潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点はないか。※1	津波襲来時に建物外部にある設備の津波の波力による離脱，移動などに起因して生じる干渉及び衝突などの間接的な被害の可能性はないか。※2	
除じん機エリア 防水壁	なし	なし	なし	問題なし
海水ポンプ給気エリア 防水壁	なし	なし	なし	問題なし
海水ポンプエリア 防水壁	なし	なし	なし	問題なし
海水ポンプエリア 水密部	なし	なし	なし	問題なし
防波壁	なし	なし	なし	問題なし
タービン建物外壁	なし	なし	なし	問題なし
タービン建物水密扉	なし	なし	なし	問題なし

※１　高さＥＬ15.0m までの範囲について確認した。

※２　間接的な被害の可能性については，取水槽から海に面した建物（タービン建物）外壁までの範囲について確認した。

第1.2.2.a－4表　考慮すべき津波による影響（1／2）

津波の影響	影響の種類	建物・構築物，機器・配管系への影響	本評価における前提
直接的	浸水による設備の被水・没水	設備の動的機能喪失 電気設備の発電／送電機能喪失	安全上重要な機器が多く設置されている原子炉建物及び制御室建物並びに海水ポンプエリア及び変圧器エリアについて浸水による機能喪失を考慮した。ポンプ，電動弁等の動的機能喪失，電気設備の発電／送電機能喪失を考慮した。
	津波の波力，流体力，浮力	建物・構築物，機器・配管系の構造的損傷	津波防護施設及び浸水防止設備が波力，流体力，浮力によって機能喪失し，複数の緩和設備の機能喪失を考慮した。
	海底砂移動	海水取水設備の機能喪失	現実的応答として津波高さに応じた砂の移動量とその不確実さ，現実的耐力として海水ポンプが損傷に至る取水槽内の砂の量とその不確実さが必要となる。しかし，現状ではこれらのデータや，データを活用したフラジリティ評価手法が整備されていない。したがって，海底砂移動はリスク要因となり得るものの，事故シーケンスの定量化が現行の技術では難しいと判断し，評価対象外とした。
	引き波による水位低下	海水取水設備の機能喪失	引き波時にも海水ポンプの取水性が確保されることから，引き波の影響については，評価対象外とした。

第 1.2.2.a－4 表　考慮すべき津波による影響（２／２）

津波の影響	影響の種類	建物・構築物，機器・配管系への影響	本評価における前提
間接的	漂流物の衝突	建物・構築物，機器配管系の構造的損傷	漂流物の衝突により，防波壁，防波扉等が機能喪失することによって発電所敷地及び建物内への浸水が発生し，複数の緩和設備の機能喪失を考慮した。
	洗掘	建物・構築物，機器配管系の構造的損傷	洗掘により，防波壁，防波扉等が機能喪失することによって発電所敷地及び建物内への浸水が発生し，複数の緩和設備の機能喪失を考慮した。
	津波による高ストレス	運転員等の操作失敗	津波発生後の混乱に伴う高ストレスが運転員操作を阻害することが考えられるが，本評価では，評価対象とする起因事象について炉心損傷防止の緩和に期待しないことから，評価対象外とした。
	作業環境の悪化	運転員の回復操作の遅延	本評価では，事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備（可搬型設備）には期待していないため，評価対象外とした。

第 1.2.2.a－5 表　津波による損傷・機能喪失要因と対象となる構築物・機器の種類

津波による損傷・機能喪失要因	構築物・機器の種類 （主要な構築物・機器）
被水・没水	ポンプ，電動弁，電気盤等
波力	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
流体力	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
浮力	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
漂流物衝突	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
洗堀	防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁

第1.2.2.a－6表　津波により発生する起因事象の選定

起因事象	検討内容
外部電源喪失	津波による浸水での発生を考慮する。
補機冷却系喪失	津波による浸水での発生を考慮する。
直接炉心損傷に至る事象	津波により原子炉建物内に浸水が発生する場合等，機器が多重に機能喪失する場合を想定する。

第1.2.2.a－7表　津波によりプラントに影響を及ぼす主要な構築物・機器と機能喪失浸水高

起因事象／影響緩和系	構築物・機器	設置場所	設置高さ	機能喪失浸水高※1（津波による損傷・機能喪失要因）	機能喪失津波高さ※2
補機冷却系	原子炉補機海水ポンプ	屋外	ＥＬ1.1m	ＥＬ2.7m（没水：ＲＳＷポンプモータ下端）	ＥＬ20m超
	除じん機エリア防水壁	屋外	ＥＬ8.8m	ＥＬ12.3m（流体力）	ＥＬ20m超
	海水ポンプ給気エリア防水壁	屋外	ＥＬ8.8m	ＥＬ10.8m（波力）	ＥＬ20m超
	海水ポンプエリア防水壁	屋外	ＥＬ8.8m	ＥＬ10.8m（波力）	ＥＬ20m超
	海水ポンプエリア水密部	屋外	ＥＬ1.1m	ＥＬ15.0m（波力）	ＥＬ20m超
外部電源喪失	起動変圧器	屋外	ＥＬ8.5m	ＥＬ8.5m（没水）	ＥＬ20m超
	予備変圧器	屋外	ＥＬ15.0m	ＥＬ15.0m（没水）	ＥＬ20m超
	起動変圧器前防水壁	屋外	ＥＬ8.5m	ＥＬ15.0m（波力）	ＥＬ20m超
直接炉心損傷に至る事象	防波壁	屋外	ＥＬ8.5m	ＥＬ15.0m※3（流体力）	ＥＬ15m
	タービン建物外壁	屋外	ＥＬ8.5m	ＥＬ15.0m（波力）	ＥＬ20m超
	タービン建物水密扉	屋外	ＥＬ8.5m	ＥＬ15.0m（波力）	ＥＬ20m超

※１　機器が機能喪失に至る浸水高さであり，構築物は静水圧に対する耐力値を示す。

※２　津波による敷地内浸水範囲及び浸水高を評価した浸水解析結果を踏まえ，構築物・機器が機能喪失に至る浸水が生じる施設護岸における津波高さを表す。

※３　ＥＬ15mを超える津波は越波するが，ＥＬ20m津波による波力に対して強度は維持できる。

第1.2.2.a－8表　津波高さ別の事故シナリオと起因事象

津波高さ	事故シナリオ	起因事象
ＥＬ2.7m 以上～ ＥＬ8.5m 未満	・原子炉補機海水ポンプの没水	補機冷却系喪失
ＥＬ8.5m 以上～ ＥＬ15.0m 未満	・原子炉補機海水ポンプの被水・没水 ・建物内への浸水	補機冷却系喪失 直接炉心損傷に至る事象※
ＥＬ15.0m 以上	・原子炉補機海水ポンプの被水・没水 ・建物内への浸水 ・起動変圧器及び予備変圧器の没水	補機冷却系喪失 外部電源喪失 直接炉心損傷に至る事象※

※　直接炉心損傷に至る事象とは，計装・制御系喪失等，緩和設備の広範な喪失が発生する事象をいう。

第 1.2.2.c－1 表　建物・機器フラジリティの検討内容（１／２）

対象となる構築物・機器		設置場所	津波による損傷・機能喪失要因	建物・機器フラジリティ評価の検討	フラジリティ評価対象
動的	ポンプ， 電動弁， 電気盤等	屋内 屋外	被水・没水	機能喪失津波高さの津波で機能喪失する。	○
			波力	機能喪失津波高さの津波で機能喪失すると仮定しているため，それ以上の津波高さでしか発生しない波力等は被水･没水に対する評価で包含できる。	－
			流体力		
			浮力		
			漂流物衝突		
静的	配管，タンク等	屋内 屋外	波力	対象となる設備は，屋外は防水壁，屋内は建物により囲まれており，津波が直接衝突する位置にないため，対象外とする。	－
			流体力	対象となる設備は，耐震性の観点から基礎ボルト等で固定されており，影響はないと想定できるため，機能喪失の対象外とする。	－
			浮力		
			漂流物衝突	波力に関する検討と同じであるため，対象外とする。	－
	防波壁， 防波扉（１号放水連絡通路）， 逆止弁(屋外排水路)	屋外	波力	「港湾の施設の技術上の基準・同解説」等に基づき，十分な強度で設計されており，ＥＬ20m 津波に対して強度は維持できる。	－
			流体力		
			浮力		
			漂流物衝突		
			洗掘		

第 1.2.2.c－1 表　建物・機器フラジリティの検討内容（２／２）

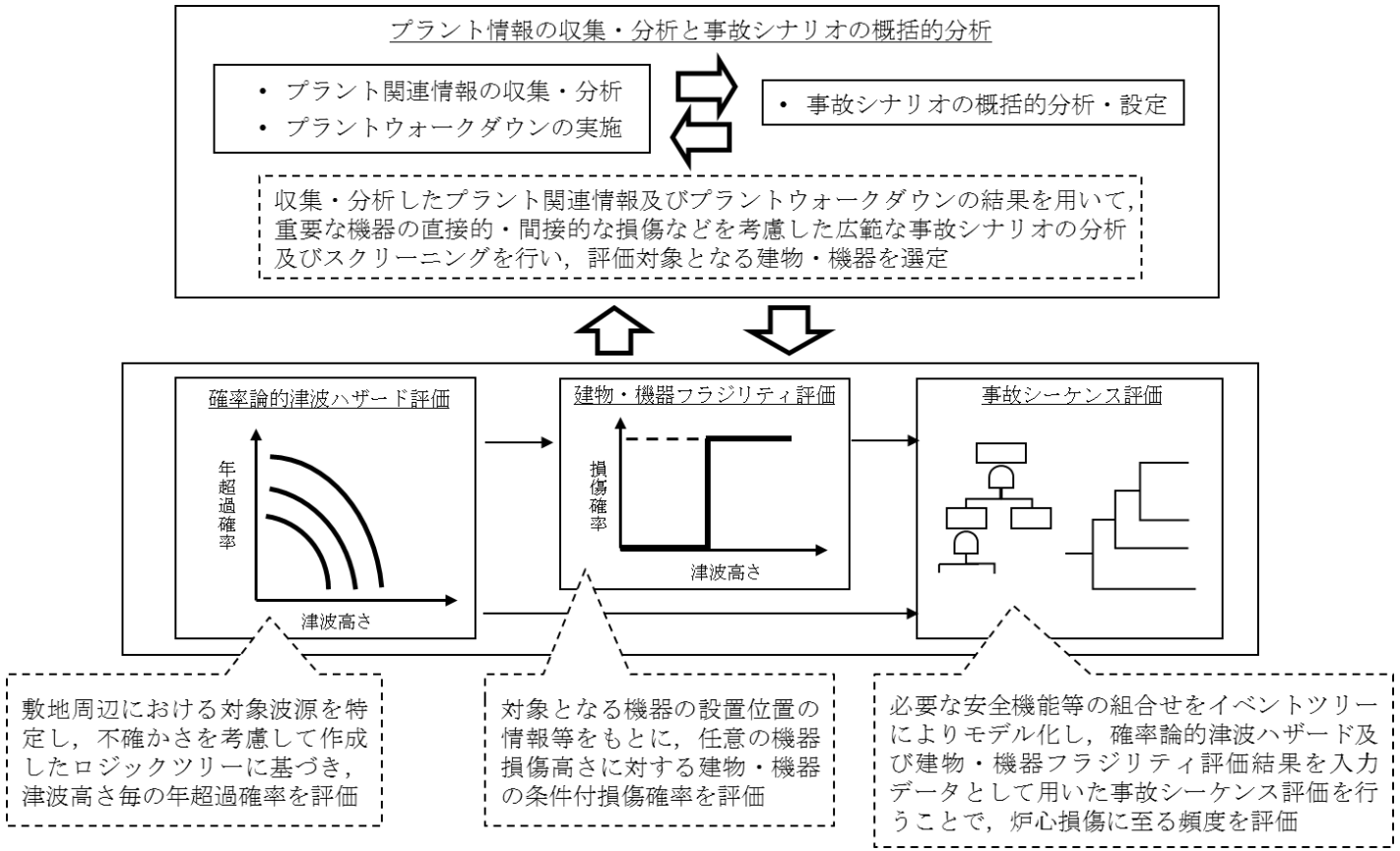
対象となる構築物・機器		設置場所	津波による損傷・機能喪失要因	建物・機器フラジリティ評価の検討	フラジリティ評価対象
静的	防水壁， 水密扉， 閉止板， 床ドレン逆止弁等	屋外	波力	対象となる設備は，防波壁により囲まれており，津波が直接衝突する位置になく波力を受けるおそれはないが，防波壁を越波する津波により波力を受けるおそれのある機器については，浸水高の２倍が水密性能を上回った時点で機能喪失する。	○
			流体力	水密性能を上回った時点で機能喪失する。	○
			浮力	対象となる設備は，耐震性の観点から基礎ボルト等で固定されており，影響はないと想定できるため，機能喪失の対象外とする。	－
			漂流物衝突	ＰＷＤにおいて，対象となる設備に対して影響を与える設備がないことを確認したため，対象外とする。	－
	建物・構築物	屋外	波力	基準地震動Ｓｓに対して機能維持する建物・構築物が津波により損傷に至るとは考えにくく，影響はないと想定できるため，対象外とする。	－
			流体力		
			浮力		
			漂流物衝突		

第 1.2.2.d－1 表　津波発生頻度及び炉心損傷頻度（津波高さ別）

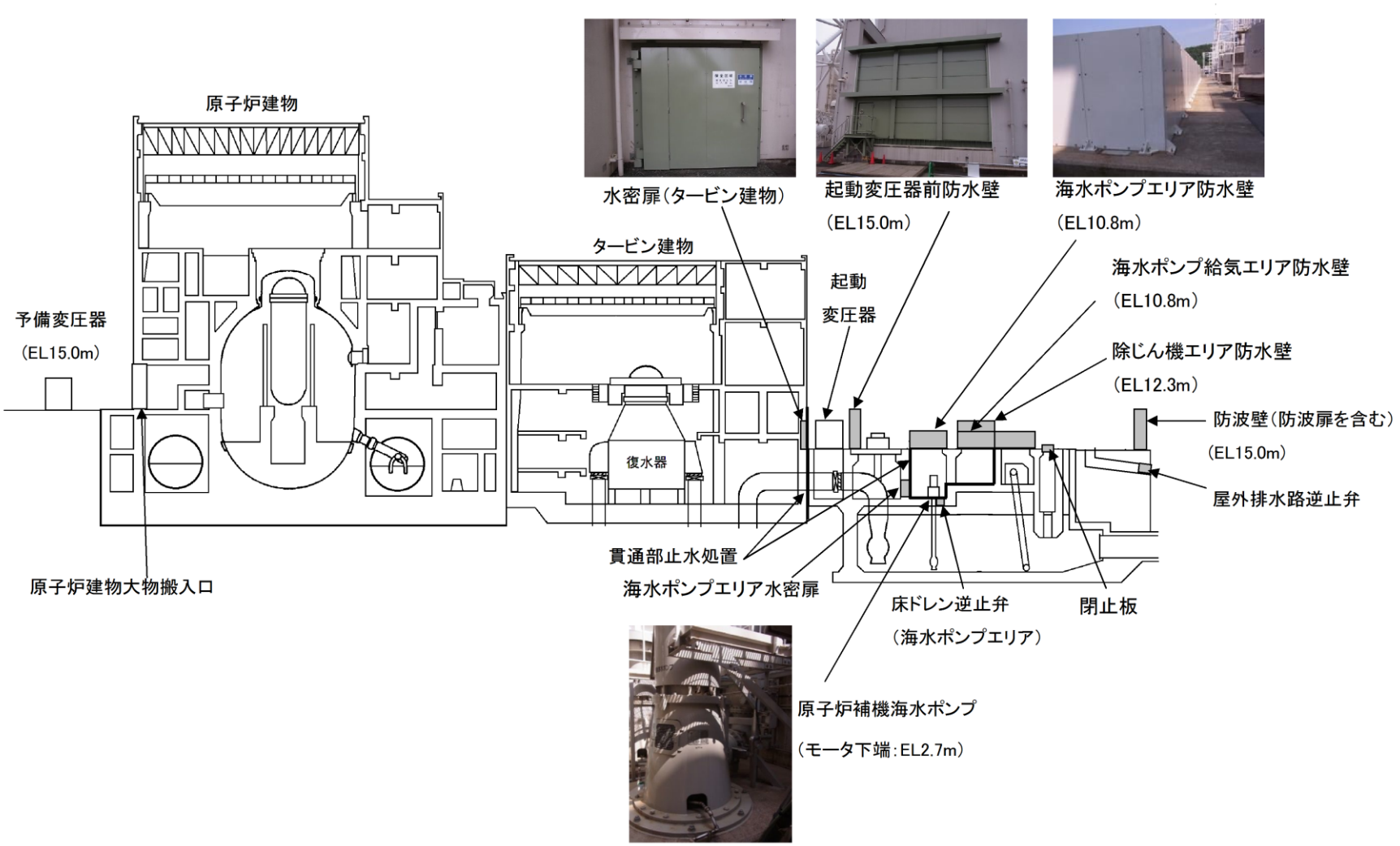
津波高さ	津波発生頻度 （／年）	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合 （%）
ＥＬ20m 超過	1.2E-07	1.2E-07	100
合　　計		1.2E-07	100

第 1.2.2.d－2 表　炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

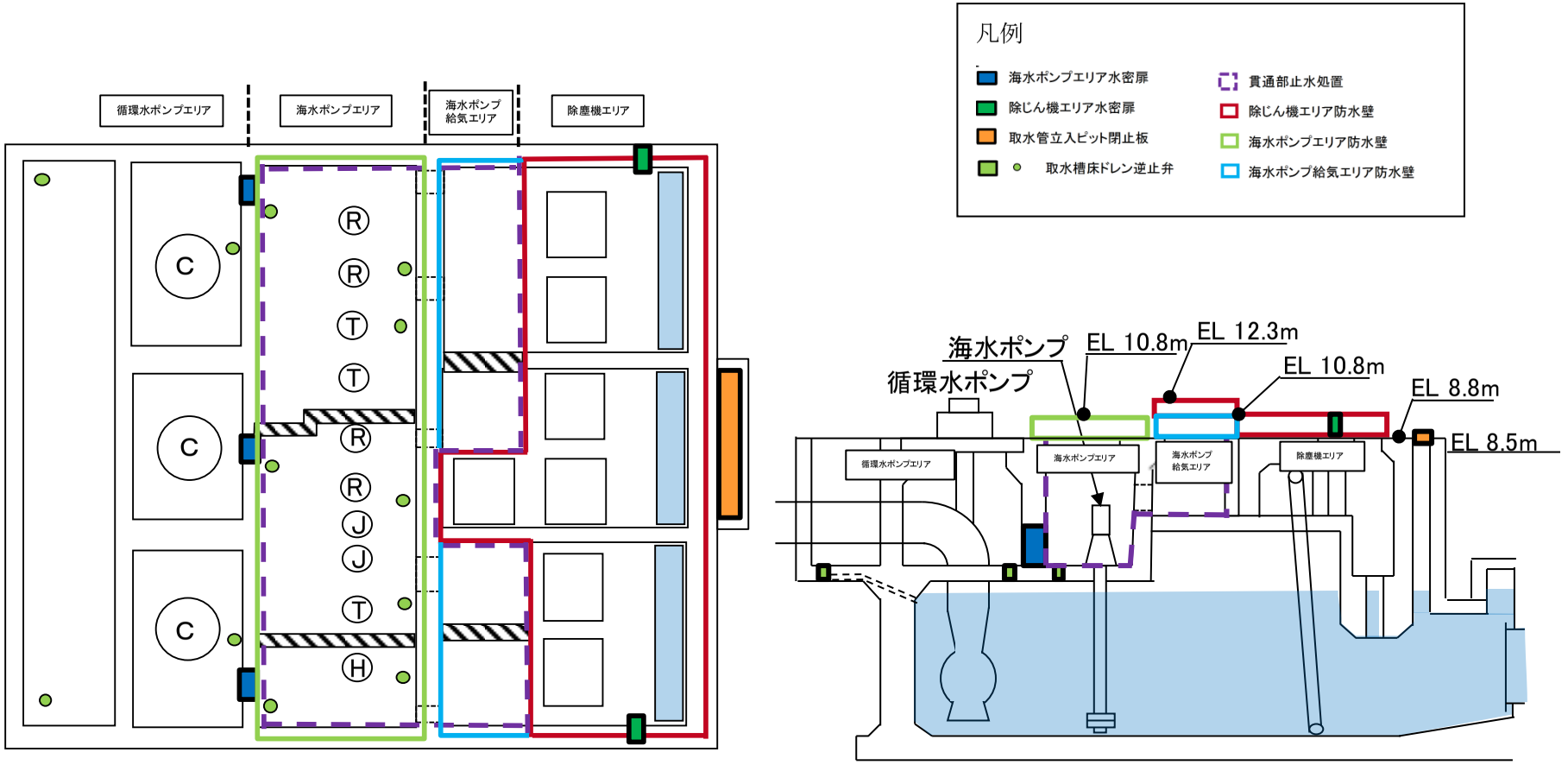
事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合 （%）
直接炉心損傷に至る事象	1.2E-07	100
合　　計	1.2E-07	100



第1.2.2－1図　津波レベル１ＰＲＡ評価フロー

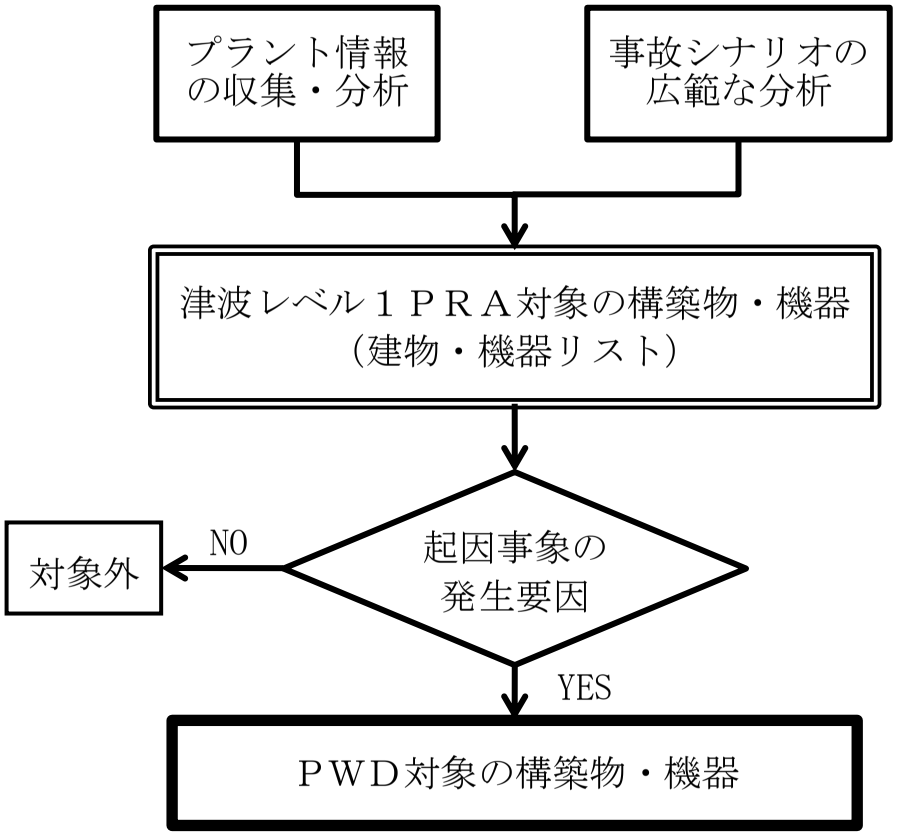


第1.2.2.a－1図(1)　津波防護施設及び浸水防止設備の設置概要（プラント全体）



（平面図）　　（断面図）

第1.2-2.a－1図(2)　津波防護施設及び浸水防止設備の設置概要（取水槽エリア）



第1.2.2.a－2図　プラントウォークダウン対象の構築物・機器の選定フロー

Sheet	津 PSA－２－４

津波ＰＳＡ 現場調査チェックシート

確認者 [redacted]

プラント名	島根原子力発電所第２号機	確認日	2019 年 1 月 17 日 PM
設備名	ＲＳＷポンプエリア防水壁		

＜確認項目＞

No.	確　認　項　目	チェック
(1)-1	開口部の高さ・大きさ，対象設備の高さに間違いはないか。※1	(問題なし) ・ 要検討 ・ 適用外
(1)-2	屋外の構築物・機器については，その周辺環境も含め，潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点はないか。※1	(問題なし) ・ 要検討 ・ 適用外
(2)-1	津波襲来時に建物外部にある設備の津波の波力による離脱，移動などに起因して生じる干渉及び衝突などの間接的な被害の可能性はないか。※2	(問題なし) ・ 要検討 ・ 適用外

特記事項	(1)-1,2 は，以前に実施済の現場調査チェックシート（2013.8.9）も含め確認した。 (2)-1 は，取水槽付近に以下に示す設備があった。 ①循環水ポンプ及び循環水ポンプ出口弁 ②0F ケーブルダクト吸気口 ③竜巻防護対策 ④ガントリークレーン ①，②，③は固定された重量物であり，気密性もないため，漂流物となる可能性は低い。 ④は重量物であり，漂流物となる可能性は低く，また，取水槽の東側で停止する運用としているため，仮に倒壊したとしても，海水ポンプエリア防水壁に到達しない。

第 1.2.2.a－3 図　プラントウォークダウンチェックシート（１／２）

Sheet	津 PSA－２－４

現場写真等

ＲＳＷポンプエリア防水壁



①循環水ポンプ及び循環水ポンプ出口弁





②0F ケーブルダクト吸気口，③竜巻防護対策





④ガントリークレーン



※1：スクリーニングアウトされる津波高さがＥＬ20m 超であるため，津波高さＥＬ20m の遡上解析結果を踏まえ，防波壁内は保守的に高さＥＬ15.0m までの範囲について確認する。

※2：上記の間接的な被害の可能性については，津波高さＥＬ20m 遡上解析結果を踏まえて，取水槽から海に面した建物（タービン建物）外壁までの範囲について確認する。

第 1.2.2.a－3 図　プラントウォークダウンチェックシート（２／２）

防波壁

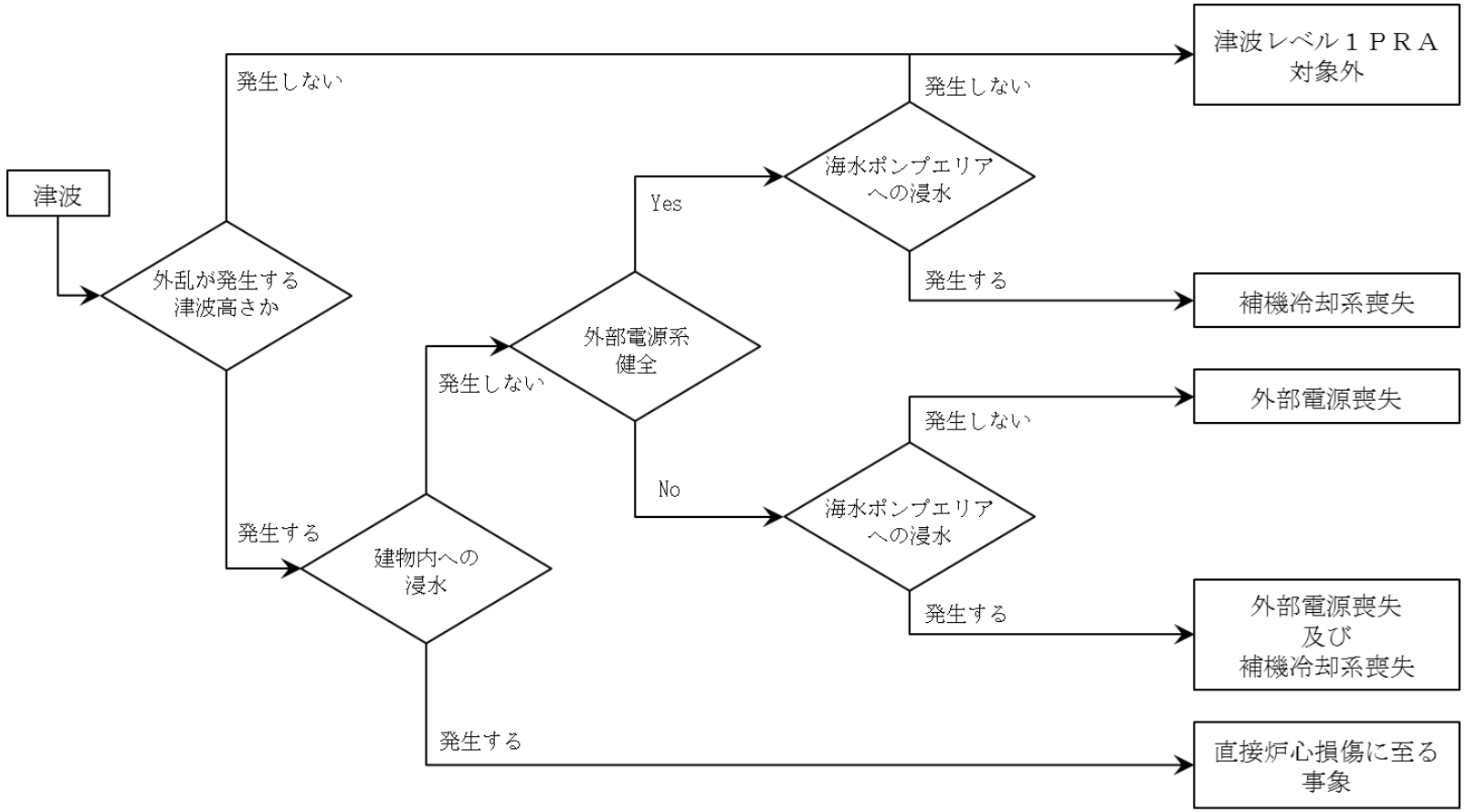




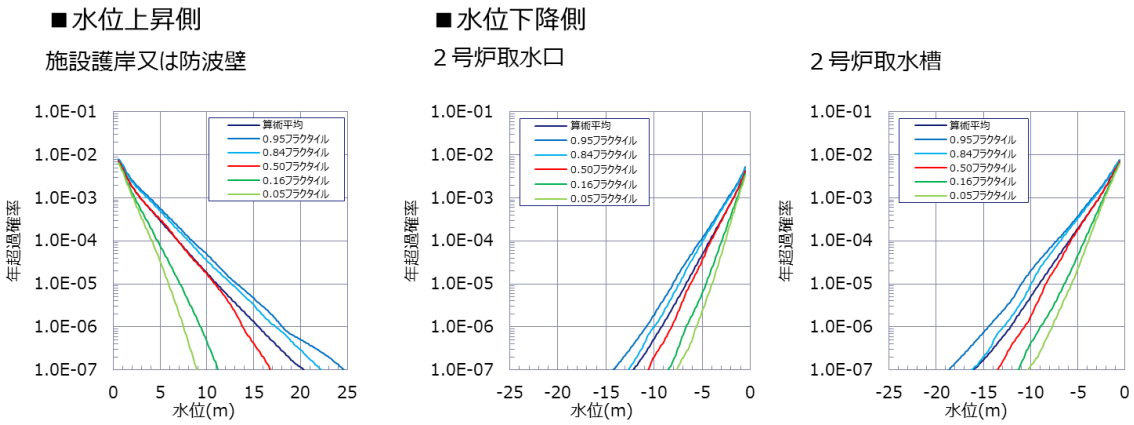
水密扉



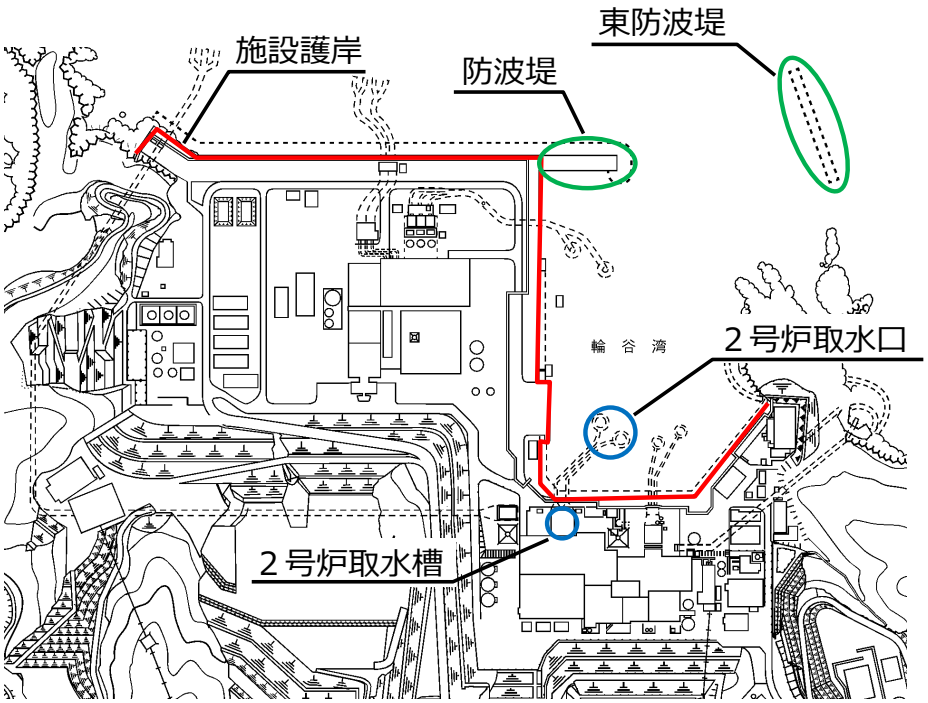
第 1.2.2.a－4 図　構築物・機器現場写真



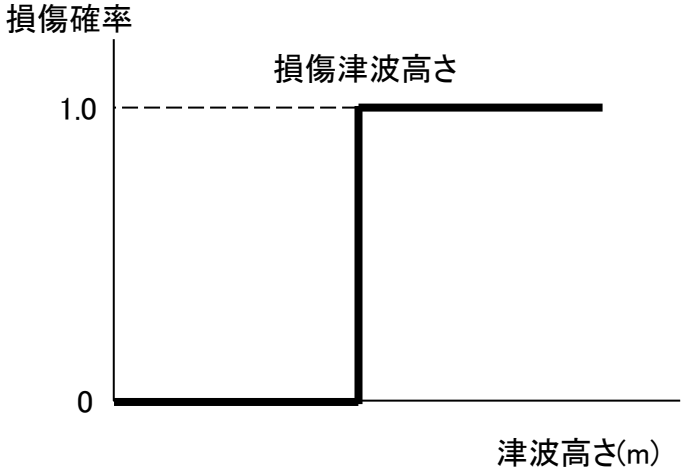
第 1.2.2.a－5 図　起因事象の抽出フロー



第 1.2.2.b－1 図　フラクタイル曲線及び算術平均曲線



第 1.2.2.b－2 図　島根原子力発電所施設護岸，取水口及び取水槽

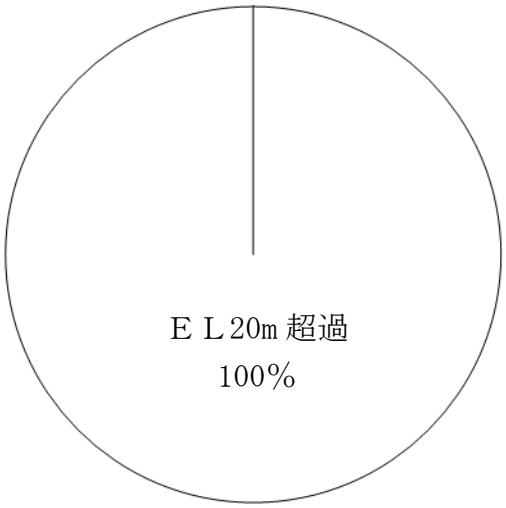


第 1.2.2.c－1 図　「被水・没水」,「流体力」及び「波力」に対する
フラジリティ曲線

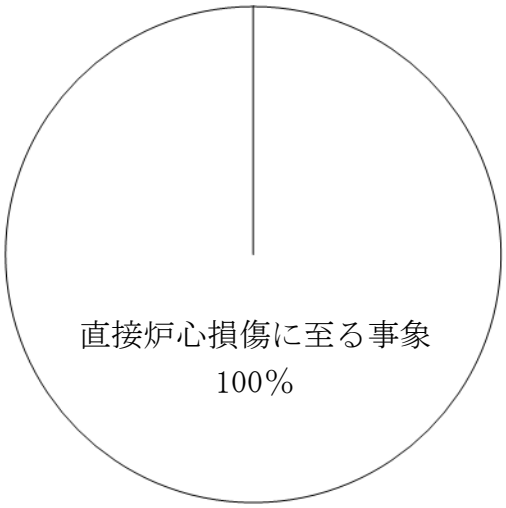
津波	直接炉心損傷に至る事象	事故シーケンス	最終状態
	津波高さ ＥＬ20m 以下	炉心損傷なし	炉心損傷なし
	津波高さ ＥＬ20m 超過	直接炉心損傷に至る事象	※

※　緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため，炉心損傷直結事象として整理

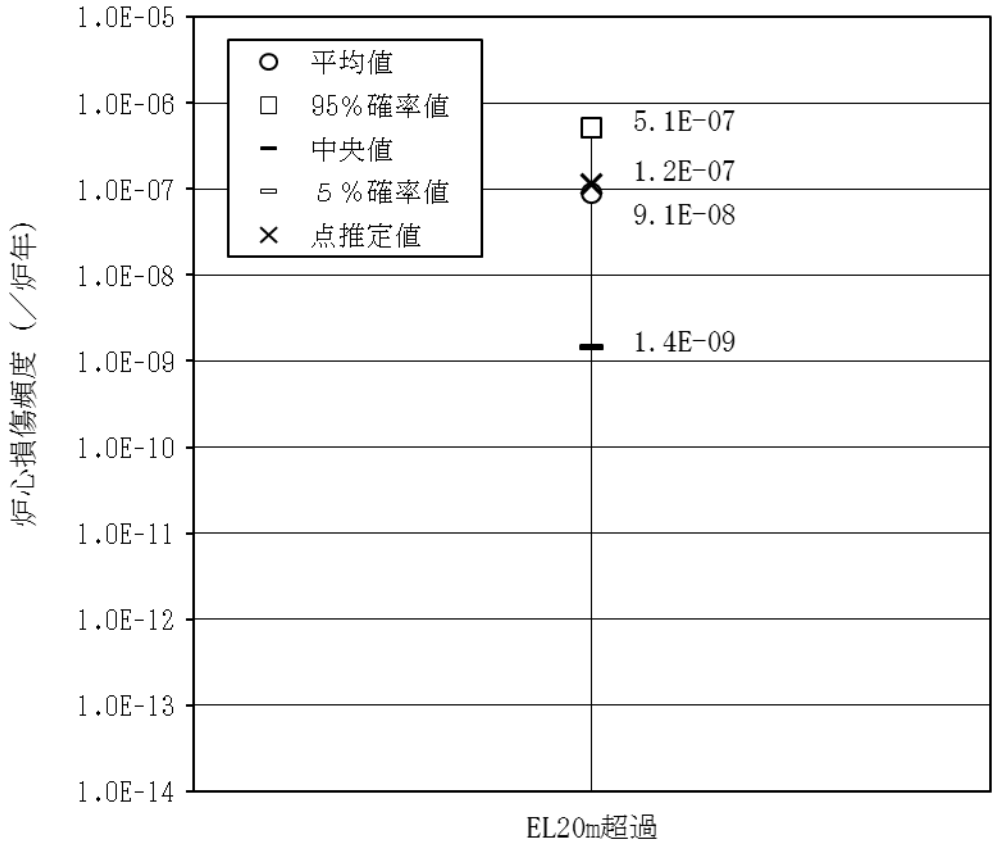
第1.2.2.d－1図　津波レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー



第1.2.2.d－2図　炉心損傷頻度寄与割合（津波高さ別）



第1.2.2.d－3図　炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）



第 1.2.2.d－4 図　不確実さ解析結果

2.　レベル1.5ＰＲＡ

2.1　内部事象ＰＲＡ

2.1.1　運転時ＰＲＡ

内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ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２ＰＳＡ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」（平成25年９月　原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第2.1.1－1図に示す。

2.1.1.a　プラントの構成・特性

①　対象プラントに関する説明

(1)　機器・系統の配置，形状・設備容量及び事故への対処操作

原子炉格納容器の主要仕様を第2.1.1.a－1表に示す。その他の主要な機器・系統の配置，形状・設備容量及び事故への対処操作は，「1.1.1　運転時ＰＲＡ」の記載内容と同様である。

(2)　燃料及び溶融炉心の移動経路

事故時の燃料及び溶融炉心の移動は，水素発生，溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）及び原子炉格納容器内の熱水力挙動，核分裂生成物移行挙動に影響する。燃料及び溶融炉心の原子炉格納容器内での挙動を第2.1.1.a－1図に示す。また，移動経路を以下に示す。

挙動	原子炉圧力容器 破損時放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動 （ＦＣＩ，ＭＣＣＩ）	ペデスタル内	最下区画のため 移動なし	なし
高速ガス流による 噴出（ＤＣＨ）	ペデスタル内	ペデスタル開口部	ドライウェル

2.1.1.b　プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象運転時レベル１ＰＲＡで得られた炉心損傷に至るすべての事故シーケンスについて，事故進展及び緩和操作の類似性からＰＤＳを定義し，ＰＤＳの分類及び発生頻度を評価する。

①　プラント損傷状態の一覧

(1)　ＰＤＳの考え方，定義

ＰＤＳの分類では，事故の起因事象，プラントの熱水力学挙動の類似性，事故後の緩和設備及び緩和操作の類似性に着目している。事故の起因事象を除くプラントの熱水力学挙動の類似性，事故後の緩和設備及び緩和操作の類似性に関連する要因として，次のａ．からｄ．までの４項目がある。

ａ．格納容器破損時期

炉心損傷後に格納容器破損が生じる場合と，格納容器破損後に炉心損傷が生じる場合で分類する。この前後関係によって，事故の防止手段及び緩和手段の種類が大きく異なる。

ｂ．原子炉圧力

炉心損傷後，原子炉圧力容器が破損に至るまでに，原子炉圧力容器内の雰囲気が，高圧状態か低圧状態かを分類する。この圧力状態の違いによって，原子炉圧力容器破損時の格納容器雰囲気の圧力上昇の程度，溶融炉心の飛散の程度，溶融炉心と格納容器バウンダリの直接接触の可能性等，原子炉圧力容器破損後の事故進展が異なる。

ｃ．炉心損傷時期

事故後に，炉心損傷時期が早期か後期か（事故発生から８時間を目安）を分類する。この時期の違いによって，原子炉圧力容器の破損時期，格納容器雰囲気の圧力及び温度上昇の時期が大きく変化し，格納容器破損の時期が影響を受ける。このため，事故の緩和操作の余裕時間が大きく異なる。

ｄ．電源確保

ＥＣＣＳ及び格納容器冷却系等による原子炉格納容器内への注水機能等の溶融炉心の冷却手段の有効性及び格納容器除熱機能の使用可能性を，依存する電源の確保で分類する。これらの手段が使用可能である場合には，溶融炉心の冷却が達成される可能性や，原子炉格納容器が除熱され雰囲気圧力及び温度が抑制される等の可能性があり，事故の進展が大きく異なる。

ＢＷＲのＰＲＡにおいて用いる事故シーケンスの識別子を第2.1.1.b－1表に，レベル１ＰＲＡから得られる炉心損傷に至る事故シーケンスグループ及びその定義を第2.1.1.b－2表に示す。

(2)　内部事象運転時レベル１ＰＲＡの事故シーケンスグループのＰＤＳへの分類結果

レベル1.5ＰＲＡで使用するＰＤＳは，レベル１ＰＲＡで得られた炉心損傷に至る事故シーケンスグループを上記の考え方に基づき分類し，格納容器イベントツリーの初期状態とする。このようにＰＤＳを分類した結果を第2.1.1.b－1図に示す。また，ＰＤＳと事故シーケンスの対応を第2.1.1.b－3表に示す。

ＰＤＳの分類に当たっては，以下を考慮した。

ａ．ＴＣ及びインターフェイスシステムＬＯＣＡ

ＴＣ及びインターフェイスシステムＬＯＣＡは，同じＰＤＳに分類されるが，ＴＣは未臨界確保の失敗，インターフェイスシステムＬＯＣＡは原子炉冷却材圧力バウンダリ破損によるものであり，事故進展が異なるため，異なるＰＤＳとする。

ｂ．ＡＥ，Ｓ１Ｅ及びＳ２Ｅ

ＡＥ，Ｓ１Ｅ及びＳ２Ｅは，同じＰＤＳに分類され，いずれもＬＯＣＡ後原子炉注水機能が喪失するシーケンスであり，原子炉冷却材圧力バウンダリ破損後の挙動は類似したものとなるので，１つにまとめてＬＯＣＡのＰＤＳに分類する。なお，Ｓ１Ｅ及びＳ２Ｅには高圧及び低圧の両方のシーケンスが考えられるが，高圧シーケンスでＬＯＣＡ時に減圧に失敗する割合は十分小さくなることから，Ｓ１Ｅ及びＳ２ＥはＬＯＣＡに分類している。

ｃ．ＴＱＵＶ及びＬＯＣＡ

ＴＱＵＶ及びＬＯＣＡは同じＰＤＳに分類されるが，ＬＯＣＡは原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており，事故進展が異なるため，異なるＰＤＳとする。

② プラント損傷状態ごとの発生頻度

ＰＤＳごとに炉心損傷頻度を整理した結果を第2.1.1.b－4表に示す。レベル１ＰＲＡにおいて全炉心損傷頻度への寄与が大きい崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）に関連するＰＤＳの寄与が支配的となっている。この理由は，ＡＭ策等を考慮しない今回の評価条件においては，崩壊熱除去機能として残留熱除去系しか考慮できないためである。

2.1.1.c 格納容器破損モード

① 格納容器破損モードの一覧と各格納容器破損モードに関する説明

格納容器破損に至る事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損形態を分類するため，格納容器破損に至る負荷の分析から格納容器破損モードを設定する。

第2.1.1.c－1図にＢＷＲのシビアアクシデントで考えられている事故進展を示す。事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷を網羅的に抽出した結果を第2.1.1.c－1表に示す。また，これらの負荷を事故のタイプと発生時期に着目して系統的に整理したものを第2.1.1.c－2表に示す。さらに，抽出された負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び格納容器破損の判断基準を第2.1.1.c－3表に整理する。

事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷から整理される物理的破損事象に加え，格納容器バイパス事象及び格納容器隔離失敗事象も考慮して，格納容器破損モードを以下のとおり分析した。

(1) 早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）

原子炉停止機能喪失のシーケンスにおいて，炉心で発生した大量の水蒸気が原子炉格納容器へ放出され，格納容器圧力が早期に上昇して，原子炉格納容器が過圧破損に至る場合がある。

(2)　水蒸気爆発（ＦＣＩ）

高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発によって，格納容器健全性が脅かされる現象である。本格納容器破損モードには，以下のとおり原子炉圧力容器内の水蒸気爆発と，原子炉圧力容器外の水蒸気爆発が含まれる。

ａ．原子炉圧力容器内の水蒸気爆発

原子炉圧力容器内において，溶融炉心が下部プレナムの冷却水中に落下した場合，水蒸気爆発が発生する可能性がある。その時の発生エネルギによって，原子炉圧力容器の蓋がミサイルになって原子炉格納容器に衝突し，格納容器破損に至る場合がある。

なお，本格納容器破損モードについては専門家会議等における知見から，原子炉格納容器の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ことから，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡにおいて格納容器破損モードとして考慮しない。

ｂ．原子炉圧力容器外の水蒸気爆発

溶融物がペデスタル内の冷却水中に落下して，水蒸気爆発が発生する可能性がある。また，原子炉格納容器内に放出された溶融炉心に対して，格納容器冷却系などによる注水を実施した場合にも，水蒸気爆発の可能性がある。水蒸気爆発が発生すると，原子炉格納容器が過圧されて，格納容器破損に至る場合がある。

(3)　格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に，溶融炉心が格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し，雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化及び発熱反応が発生する場合がある。このときの急激な加熱及び加圧で格納容器破損に至る場合がある。

(4)　雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）

原子炉圧力容器破損後，原子炉格納容器内で溶融炉心への注水がない場合には，溶融炉心からの放射及び対流によって格納容器雰囲気が加熱され，格納容器貫通部の取付部又はフランジシール部などが熱的に損傷し，原子炉格納容器の破損に至る場合がある。

(5)　雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損）

炉心損傷後に溶融炉心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が継続的に原子炉格納容器内に放出される。このとき，原子炉格納容器から除熱ができなければ，水蒸気によって原子炉格納容器内は加圧され，格納容器破損に至る場合がある。また，溶融炉心が冷却されない場合，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，原子炉格納容器内が加圧される。

(6)　格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心が損傷した時点で，原子炉格納容器の隔離に失敗している場合である。

(7)　溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）

原子炉圧力容器破損後に，ペデスタル内に落下した溶融炉心の冷却に失敗し，ペデスタル壁が侵食され続けた結果，原子炉圧力容器支持機能が喪失し原子炉格納容器の破損に至る場合がある。

(8)　格納容器バイパス（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後，炉心損傷時に格納容器バイパスして，原子炉冷却材及び放射性物質が原子炉建物に放出される場合がある。

(9)　水素燃焼

ジルコニウム－水反応あるいは水の放射線分解により発生した水素の爆発により，格納容器破損に至る場合がある。ただし，原子炉格納容器内での水素燃焼においては，水素のみならず酸素の存在も必要であり，格納容器内雰囲気が窒素置換されているＢＷＲにおいては，水素燃焼の発生の可能性は低く抑えられているため，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡにおいて格納容器破損モードとして考慮しない。

(10)　格納容器直接接触

原子炉圧力容器破損後に，ペデスタル内へ落下した溶融炉心が，ペデスタル床からドライウェル床に拡がった場合，高温の溶融炉心がドライウェル壁に接触し，ドライウェル壁の一部が溶融貫通する場合がある。ただし，Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型原子炉格納容器においては，溶融炉心は格納容器バウンダリには直接接触することはない構造であることから，内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡにおいて格納容器破損モードとして考慮しない。

分析した格納容器破損モードを，炉心損傷以前に破損する格納容器先行破損と，炉心損傷後の格納容器破損に分類し，本プラントにおいて発生する可能性があるとして選定した格納容器破損モードを第2.1.1.c－4表に示す。また，プラント特性を考慮して除外した格納容器破損モードを第2.1.1.c－5表に示す。

2.1.1.d　事故シーケンス

①　格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス

ＰＤＳごとに，原子炉停止系，炉心冷却系，残留熱除去系等の緩和設備の動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析して，これらの組合せから事故の進展を分類するために格納容器イベントツリーを構築する。

②　格納容器イベントツリー

(1)　格納容器イベントツリー構築に当たって検討した重要な物理化学現象，対処設備の作動・不作動，運転員操作，ヘディング間の従属性

ａ．重要な物理化学現象，対処設備の作動／不作動及び運転員操作

格納容器イベントツリーの構築に際し，炉心損傷から格納容器破損に至るまでの事故進展の途上で発生する重要な物理化学現象について，各ＰＤＳを考慮して抽出し，その発生条件及び発生後の事故進展を第2.1.1.d－1表に整理した。また，第2.1.1.d－2表に格納容器破損モードに関する物理化学現象，対処設備及び運転員操作を整理した。

ｂ．ヘディング間の従属性

「ａ．重要な物理化学現象，対処設備の作動／不作動及び運転員操作」における検討から，格納容器イベントツリーのヘディングを選定した。ヘディングの状態が発生する確率は，他の複数のヘディングの状態に従属して決定される場合があるため，ヘディングの順序及び分岐確率の設定に際して考慮するヘディング間の従属性を第2.1.1.d－3表に示す。また，以上の結果から得られるヘディングの順序を第2.1.1.d－4表に示す。

(2)　格納容器イベントツリー

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，放射性物質の環境への放出を表す物理化学現象のヘディングをイベントツリーの終状態として格納容器破損モードに対応付けすることで，第2.1.1.d－1図のとおり格納容器イベントツリーを作成した。

また，格納容器イベントツリーは，以下の３つの期間で分割して作成している。

Ｔ１：事故発生から原子炉圧力容器破損前

Ｔ２：原子炉圧力容器破損直後

Ｔ３：原子炉圧力容器破損後長期

なお，格納容器先行破損となるＴＷ及びＴＣ並びに格納容器バイパス事象であるインターフェイスシステムＬＯＣＡについては，格納容器イベントツリーは作成しない。

2.1.1.e　事故進展解析

①　解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

プラントの熱水力的挙動及び炉心損傷，原子炉圧力容器破損等の事象の発生時期，シビアアクシデント現象による格納容器負荷を解析するとともに，格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率の計算に必要なデータを得る事を目的として，各ＰＤＳを代表する事故進展解析を実施する。

(1)　解析対象事故シーケンスの選定

事故進展解析では，６つのベースシナリオ（ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＷ，ＴＣ，ＬＯＣＡ）を対象に，緩和機能を考慮しない場合について，静的負荷（過圧，過温）により格納容器破損に至る事故シーケンス挙動を評価する。ＴＢＤ及びＴＢＵは早期高圧炉心損傷シーケンスとしてＴＱＵＸで，ＴＢＰは早期低圧炉心損傷シーケンスとしてＴＱＵＶで代表

させる。

選定に際しては，事故時緩和操作の余裕時間が厳しくなる事故進展の相対的に早いシーケンスを考慮する。上記の観点から選定した事故シーケンスを第2.1.1.e－1表に示す。

(2) 事故進展解析の解析条件

プラント構成及び特性の調査より，すべての事故シーケンスに対し共通するプラント構成及び特徴に依存した基本解析条件を第2.1.1.e－2表に示す。また，解析対象の各事故シーケンスの事故状態及び設備作動状況に関する事故進展解析条件を第2.1.1.e－3表に示す。

事故進展解析には，事故シーケンスに含まれる物理化学現象，機器及び系統の動作を模擬することができるＭＡＡＰコードを使用した。

② 事故シーケンスの解析結果

選定した各事故シーケンスについてプラントの熱水力挙動を解析した結果を第2.1.1.e－1(1)～第2.1.1.e－1(6)図に示す。原子炉格納容器内の熱水力挙動の事故進展を表す主要事象発生時刻を第2.1.1.e－4表に示す。

各事故シーケンスの解析結果における特徴的な事故進展を以下に示す。

(1) プラント損傷状態：ＴＱＵＶ

事故後，炉心への高圧注水機能が喪失し，自動減圧系の手動操作により原子炉減圧に成功するが，低圧注水にも失敗するため短時間で炉心溶融し，その後，原子炉圧力容器破損に至る。原子炉圧力容器破損後，溶融炉心はペデスタル内に流出するが，原子炉圧力容器破損時の圧力容器内圧が低いこと，及びペデスタル床がドライウェルへの開口部より低い位置にあることから，溶融炉心はペデスタル内に蓄積し，溶融炉心・コンクリート相互作用を開始するとともに，ドライウェル雰囲気を過熱し，過温破損に至る。事故発生後[redacted]でドライウェル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し，このときのドライウェル雰囲気圧力は[redacted]である。

(2) プラント損傷状態：ＴＱＵＸ

本シーケンスは，自動減圧系作動及び低圧系作動がない点を除き，ＴＱＵＶシーケンスと同様であり，事故後，炉心への注水に失敗するため，短時間で炉心溶融から原子炉圧力容器破損に至る。ただし，圧力容器内圧が高いため，原子炉圧力容器破損時に溶融炉心は原子炉圧力容器から噴出されたガス流に伴って，ドライウェルへも流出する。また，溶融した炉心は，原子炉圧力容器破損後にＴＱＵＶシーケンスと同様にペデスタル内に蓄積し，コンクリートを侵食する。ドライウェル雰囲気は溶融炉心によって過熱されるため，過圧破損に至る前に過温破損に至る。事故発生後[redacted]でドライウェル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し，このときのドライウェル雰囲気圧力は[redacted]である。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(3)　プラント損傷状態：長期ＴＢ

本シーケンスは，事故後８時間まではタービン駆動の原子炉隔離時冷却系によって原子炉水位は維持されるが，蓄電池枯渇により原子炉隔離時冷却系が停止すると，炉心への注水手段がなくなるため，これ以後の挙動はＴＱＵＸシーケンスと同様となる。ドライウェルは原子炉圧力容器破損時に流出した溶融炉心によって過熱され，過温破損に至る。事故発生後[redacted]でドライウェル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し，このときのドライウェル雰囲気圧力は[redacted]である。ＴＱＵＸシーケンスとの時間的な差は，事故初期の炉心への注水の有無（蓄電池持続期間）及び崩壊熱レベルの差によるものである。

(4)　プラント損傷状態：ＴＷ

本シーケンスでは，崩壊熱除去の失敗により，サプレッション・プール水温が上昇し，それに伴う格納容器圧力上昇により，炉心溶融以前に原子炉格納容器が過圧破損する。事故発生後[redacted]でドライウェル雰囲気圧力が800kPa[gage]に達し，このときのドライウェル雰囲気温度は[redacted]である。この間，炉心は原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイ系によって冷却されるが，格納容器破損時にＥＣＣＳは機能喪失すると仮定しているため，炉心への注水手段がなくなり，炉心溶融の後，原子炉圧力容器破損に至る。

(5)　プラント損傷状態：ＴＣ

本シーケンスでは，原子炉隔離後，原子炉停止失敗により，炉心は核分裂出力による高出力状態が継続される。このとき，発生した蒸気がＳＲＶからサプレッション・チェンバに放出されるため，サプレッション・プール水温及び格納容器圧力は短時間で上昇し，炉心溶融以前に格納容器が過圧破損に至る。事故発生後[redacted]でドライウェル雰囲気圧力が800kPa[gage]に達し，このときのドライウェル雰囲気温度は[redacted]である。事象発生直後は高圧系で注水が行われるが，格納容器破損時にＥＣＣＳは機能喪失すると仮定しているため，原子炉水位が低下し，炉心溶融の後，原子炉圧力容器破損に至る。

(6)　プラント損傷状態：ＬＯＣＡ

本シーケンスでは，大破断ＬＯＣＡ発生後，炉心へのＥＣＣＳの注水に失敗するため，ＴＱＵＶシーケンスよりも早い時間で炉心溶融から原子炉圧力容器破損に至る。原子炉圧力容器破損後，溶融炉心は原子炉圧力容器からペデスタル内に放出され，溶融炉心・コンクリート相互作用を開始するとともにドライウェル雰囲気を過熱し，過温破損に至る。事故発生後[redacted]でドライウェル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し，このときのドライウェル雰囲気圧力は[redacted]である。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.1.1.f　格納容器破損頻度

①　格納容器破損頻度の評価方法

ＣＦＦの定量化は，ＷｉｎＮＵＰＲＡを使用し，炉心損傷頻度，格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として，ＰＤＳ毎のＣＦＦを算出する。

②　格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率

各ヘディングの分岐確率については，ＭＡＡＰコードによる事故進展解析結果及びシビアアクシデントの各物理化学現象に対する研究成果に関する知見等により分岐確率を設定する。格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率を第2.1.1.f－1表に示す。

また，格納容器イベントツリーの定量化に必要なシビアアクシデント時の格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ），水蒸気爆発（ＦＣＩ）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の発生に係る溶融炉心冷却に関する物理化学現象の分岐確率の評価結果を第2.1.1.f－2表に示す。

③　格納容器破損頻度の評価結果

ＣＦＦを評価した結果，全ＣＦＦは約6.2×10^{-6}／炉年，条件付格納容器破損確率（以下「ＣＣＦＰ」という。）は1.0となった。本評価ではＡＭ策等を考慮していないが，格納容器冷却系の手動起動に期待しており，これに期待できるＰＤＳ（ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ及びＬＯＣＡ）では，格納容器破損を回避できる場合がある（ＣＣＦＰが1.0より小さくなる）が，上記以外のＰＤＳ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＰ，ＴＢＤ，ＴＷ，ＴＣ及びインターフェイスシステムＬＯＣＡ）のＣＣＦＰは1.0となる。したがって，ＰＤＳ別のＣＦＦでＴＷシーケンスが支配的となるため，全体のＣＣＦＰは1.0となっている。

ＰＤＳ別のＣＦＦの内訳を第2.1.1.f－3表及び第2.1.1.f－1図に示す。ＰＤＳ別の結果では，「崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）」の寄与割合が約100％となった。「崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）」は格納容器先行破損シーケンスであり，内部事象運転時レベル１ＰＲＡにおける事故シーケンスグループ別のＣＤＦに占める寄与割合も大きいことから，その寄与がＣＦＦにも受け継がれている。

また，格納容器破損モード別のＣＦＦの内訳を第2.1.1.f－4表及び第2.1.1.f－2図に示す。格納容器破損モード別の結果では，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の寄与割合が約100％となった。これは，ＰＤＳ別の結果に示すとおり，「崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）」に伴う格納容器破損モードが支配的となっており，レベル１ＰＲＡの結果同様，ＡＭ策等を考慮しない今回の評価条件においては，手動停止時を除いて原子炉格納容器からの除熱機能として残留熱除去系しか考慮できないことによる。

④　重要度解析

格納容器破損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。ＣＦＦに対するＦＶ重要度及びＲＡＷを評価し，ＣＦＦへの寄与の大きい要因を分析した。重要度は，緩和系に対して評価した。

ＦＶ重要度の評価結果は第2.1.1.f－5表のとおりであり，残留熱除去系と，そのサポート系である原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系が上位となった。また，ＲＡＷの評価結果は第2.1.1.f－6表のとおりであり，ＦＶ重要度同様に残留熱除去系，原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系が上位となった。ＦＶ重要度とＲＡＷの相関を第2.1.1.f－3図に示す。

レベル1.5ＰＲＡでは，レベル１ＰＲＡで算出された炉心損傷頻度をＰＤＳとして整理してＣＦＦ評価の入力としており，特にＡＭ策等を考慮しない（ＣＣＦＰが大きい）条件下では，レベル１ＰＲＡの結果に大きく依存することが分かった。

ＡＭ策等を考慮しない今回の評価条件においては，残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失が支配的になることから，崩壊熱除去機能に係る対策が重要となる。

2.1.1.g　不確実さ解析及び感度解析

ＰＲＡ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ＣＦＦの寄与割合の確認の参考として，不確実さ解析を実施した。

また，ＣＦＦ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。

①　不確実さ解析

ＰＤＳの発生頻度の確率分布及び格納容器イベントツリーのヘディングの確率分布を入力にして，モンテカルロ法を用いて格納容器破損モード別のＣＦＦの不確実さ解析を実施した。不確実さ解析の結果を第2.1.1.g－1表及び第2.1.1.g－1図に示す。

全ＣＦＦは，6.4×10^{-6}／炉年（平均値），ＥＦは3.0となった。また，格納容器破損モード別ＣＦＦのＥＦは，低いもので１桁，高いもので概ね10～30程度となった。

不確実さ解析の結果，格納容器破損モード別の点推定値は不確実さ分布内にあり，格納容器破損モード別の点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく，過圧破損が支配的であることが確認できた。したがって，格納容器破損モード別のＣＦＦの特徴について不確実さが有意に影響するとは考えにくい。

②　感度解析

感度解析対象として，原子炉圧力容器破損の確率を選定した。工学的判断に基づいて原子炉圧力容器破損の分岐確率を設定しており，事故進展が変化

することでＣＦＦの内訳を変化させる可能性があることから，感度解析を実施した。

・ベースケース（ケース１）：低圧ＥＣＣＳによる原子炉圧力容器注水に成功する事故シーケンス評価において，原子炉圧力容器破損の分岐確率として０を設定。

・感度解析（ケース２）：低圧ＥＣＣＳによる原子炉圧力容器注水に成功する事故シーケンス評価において，原子炉圧力容器破損の分岐確率として1.0を設定。

ＣＦＦの感度解析結果を第2.1.1.g－2表及び第2.1.1.g－2図に示す。

本感度解析の結果，全体のＣＦＦはほとんど変化せず，原子炉圧力容器破損の分岐確率がＣＦＦ全体に与える影響は小さいことが確認できた。また，格納容器破損モード毎に多少の増減はあるが，全体的な傾向は変わらず，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損）」が支配的であること及びＣＦＦの内訳に与える影響は小さいことが確認できた。

第 2.1.1.a－1 表　原子炉格納容器の主要仕様

項目		仕様等
型式		圧力抑制形 （Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型）
容積	ドライウェル空間部 （ベント管等を含む）	7,900m^3
	サプレッション・チェンバ空間部 （最小）	4,700m^3
	サプレッション・プール水量（最小）	2,800m^3
最高使用圧力	ドライウェル	427kPa[gage]
	サプレッション・チェンバ	427kPa[gage]
最高使用温度	ドライウェル	171℃
	サプレッション・チェンバ	104℃
限界圧力		853kPa[gage] （最高使用圧力の２倍）
限界温度		200℃

第 2.1.1.b－1 表　事故シーケンスの識別子

識別子	内　容
A	大破断ＬＯＣＡ
B	工学的安全施設に対する電源の故障状態
C	原子炉保護系の故障状態
D	工学的安全施設に対する直流電源の故障状態
E	ＥＣＣＳによる注水の故障状態
P	ＳＲＶの再閉失敗
Q	給水系による注水の故障状態
Ｓ１	中破断ＬＯＣＡ
Ｓ２	小破断ＬＯＣＡ
T	過渡事象
U	高圧注水系による注水の故障状態
V	低圧ＥＣＣＳによる注水の故障状態
W	残留熱除去の失敗状態
X	原子炉の急速減圧の失敗状態

第 2.1.1.b－2 表　炉心損傷に至る事故シーケンスグループ

炉心損傷事故シーケンスグループ		定義
ＴＱＵＶ		高圧・低圧のＥＣＣＳの故障が生じているシーケンスである。このシーケンスにおいては，原子炉は低圧状態であり，炉心損傷は早期に分類される。
ＴＱＵＸ		高圧炉心冷却系の故障と減圧失敗が生じているシーケンスである。本シーケンスにおいては，原子炉は高圧状態であり，炉心損傷は早期に分類される。
ＴＢ	長期ＴＢ	原子炉隔離時冷却系作動後，直流電源の枯渇により炉心損傷に至るシーケンスである。原子炉は高圧であり，炉心損傷は後期に分類される。
	ＴＢＵ	全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系の故障等により，原子炉注水ができないシーケンスである。炉心損傷は早期に分類される。
	ＴＢＤ	全交流動力電源喪失後，直流電源系の喪失により，原子炉注水ができないシーケンスである。原子炉は高圧であり，炉心損傷は早期に分類される。
	ＴＢＰ	全交流動力電源喪失後，ＳＲＶの再閉失敗により，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水ができないシーケンスである。炉心損傷は早期に分類される。
ＴＷ		炉心注水機能は健全であるが，崩壊熱の除去に失敗しているため崩壊熱は原子炉格納容器内に蒸気として放出され，原子炉格納容器内の温度・圧力は徐々に上昇する。この状態が継続すると炉心は健全であるが原子炉格納容器が過圧により破損し，その後，原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。原子炉は高圧であり，炉心損傷は後期に分類される。
ＴＣ		炉心注水機能は維持されているため炉心は健全であるが，制御棒が挿入されないため大量の蒸気が原子炉格納容器内に放出されることから，格納容器圧力の上昇は早い。炉心損傷前に原子炉格納容器が圧力により破損し，その後，原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷は早期に分類される。
ＬＯＣＡ	ＡＥ	大破断ＬＯＣＡ後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており，炉心損傷は早期に分類される。
	Ｓ１Ｅ	中破断ＬＯＣＡ後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており，炉心損傷は早期に分類される。
	Ｓ２Ｅ	小破断ＬＯＣＡ後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており，炉心損傷は早期に分類される。
インターフェイスシステムＬＯＣＡ		高圧設計部分と低圧設計部分を接続する系統で，隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧により破損するシーケンスである。

第 2.1.1.b－3 表　プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス

ＰＤＳ	事故シーケンス
ＴＱＵＶ	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗
ＴＱＵＸ	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗
長期ＴＢ	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗
ＴＢＰ	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗
ＴＢＵ	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗
ＴＢＤ	外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗
ＬＯＣＡ	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗
ＴＷ	過渡事象＋崩壊熱除去失敗
	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗
	過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗
	手動停止＋崩壊熱除去失敗
	手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗
	手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗
	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗
	外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗
ＴＣ	過渡事象＋原子炉停止失敗
	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗
	冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗
	冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

第 2.1.1.b－4 表　炉心損傷頻度（プラント損傷状態別）

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合 （%）
ＴＱＵＶ	3.3E-09	<0.1
ＴＱＵＸ	5.1E-09	<0.1
長期ＴＢ	2.7E-09	<0.1
ＴＢＤ	3.8E-12	<0.1
ＴＢＵ	1.2E-11	<0.1
ＴＢＰ	8.2E-12	<0.1
ＴＷ	6.2E-06	約 100
ＴＣ	6.4E-10	<0.1
ＬＯＣＡ	4.3E-13	<0.1
インターフェイス システムＬＯＣＡ	3.3E-09	<0.1
合計	6.2E-06	100

第 2.1.1.c－1 表　原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷の種類の抽出

破損状態	破損形態	破損形態の解説
格納容器バイパス	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	原子炉冷却材バウンダリと，それに直結した原子炉格納容器外の低圧系との隔離に失敗した場合に，原子炉圧力容器内の圧力が低圧系に加えられることで発生するＬＯＣＡにより，原子炉冷却材の原子炉建物への流出が継続し，炉心損傷に至る。
	格納容器隔離失敗	炉心が損傷した時点で，原子炉格納容器の隔離に失敗する。
格納容器破損	早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）	原子炉の未臨界達成に失敗した場合，大量の水蒸気が原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が早期に上昇し，格納容器破損に至る。
	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	水蒸気により加圧され格納容器破損に至る。また，原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が冷却されない場合，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，原子炉格納容器内が加圧され格納容器破損に至る。
	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	格納容器貫通部の取付部，フランジシール部等が熱的に損傷し，格納容器破損に至る。
	炉内水蒸気爆発（炉内ＦＣＩ）	溶融炉心が下部プレナムの冷却水中に落下した場合，水蒸気爆発が発生する可能性がある。そのときの発生エネルギによって，原子炉圧力容器の蓋がミサイルになって原子炉格納容器へ衝突し，格納容器破損に至る。
	炉外水蒸気爆発（ＦＣＩ）	ペデスタル内に水がある状態で溶融炉心がペデスタル内に落下する場合，又はペデスタル内に落下した溶融炉心に冷却水を注水した場合に，溶融炉心と水が反応し，水蒸気爆発を発生し，格納容器破損に至る。
	格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	原子炉圧力容器が高圧状態で破損した場合に，溶融炉心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及び金属成分の酸化・発熱反応が発生する可能性がある。格納容器雰囲気が直接加熱されることによって急速な圧力上昇が生じることにより格納容器破損に至る。
	格納容器直接接触	溶融炉心がドライウェル壁に接触して，ドライウェル壁を溶融貫通し，格納容器破損に至る。
	溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	ペデスタル内に落下した溶融炉心の冷却に失敗し，ペデスタル壁が侵食され続けた結果，原子炉圧力容器支持機能が喪失し原子炉格納容器の破損に至る。
	水素燃焼	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に達した場合，爆発により格納容器破損に至る。

第 2.1.1.c－2 表　プラント損傷状態と負荷の対応

プラント損傷状態	炉心損傷前	原子炉圧力容器 破損前（Ｔ１）	原子炉圧力容器 破損直後（Ｔ２）	事故後期 （Ｔ３）
ＴＱＵＶ ＴＱＵＸ ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ， ＴＢＰ，ＴＢＤ） ＬＯＣＡ	－	格納容器隔離失敗 水蒸気爆発※ （炉内ＦＣＩ） 水素燃焼※	格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ） 水蒸気爆発（ＦＣＩ） 格納容器直接接触※ 水素燃焼※	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ） 水素燃焼※
ＴＷ	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	－	－	－
ＴＣ	早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）	－	－	－
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による格納容器バイパス	－	－	－

※　定性的な分析によりレベル 1.5ＰＲＡでは評価対象外としている。

第 2.1.1.c－3 表　島根原子力発電所２号炉の原子炉格納容器耐性及び判断基準

格納容器破損モード	判断基準
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発生後，漏えい個所の隔離に失敗していること。
格納容器隔離失敗	炉心損傷後に，原子炉格納容器の隔離に失敗していること。
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）	原子炉停止に失敗し，水蒸気の蓄積によって加圧され，事故後早期に格納容器圧力が格納容器限界圧力を上回ること。
炉内水蒸気爆発（炉内ＦＣＩ）	炉内水蒸気爆発によってミサイルとなった原子炉圧力容器上蓋のエネルギが原子炉格納容器の破損エネルギを上回ること。
炉外水蒸気爆発（ＦＣＩ）	炉外水蒸気爆発によって発生した機械的エネルギがペデスタル側面の破損エネルギを上回ること。 水蒸気スパイクによって上昇した格納容器圧力が格納容器限界圧力を上回ること。
格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	格納容器雰囲気直接加熱によって上昇した格納容器圧力が格納容器限界圧力を上回ること。
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が限界温度を上回ること。
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が限界圧力を上回ること。
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	溶融炉心による侵食量が外側鋼板を除くペデスタル壁厚さを上回ること。
水素燃焼	可燃性ガス（水素）の高濃度での燃焼によって原子炉格納容器が破損すること。
格納容器直接接触	溶融炉心がドライウェル壁に直接接触することによって原子炉格納容器が破損すること。

第 2.1.1.c－4 表　格納容器破損モードの選定

格納容器の状態		格納容器破損モード		概要
格納容器健全		原子炉圧力容器内で事故収束		原子炉圧力容器が健全に維持されて事故が収束
		原子炉格納容器内で事故収束		原子炉格納容器が健全に維持されて事故が収束
格納容器バイパス		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後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
		格納容器隔離失敗		事故後に原子炉格納容器の隔離失敗に伴う格納容器バイパス
格納容器物理的破損	格納容器先行破損	早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）		原子炉停止に失敗し，水蒸気の蓄積によって加圧され格納容器先行破損 事故後早期に格納容器破損に至る
		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	過圧破損（崩壊熱除去失敗）	炉心への注水に成功するものの崩壊熱除去に失敗，水蒸気の蓄積によって加圧され格納容器先行破損 事故後後期に格納容器破損に至る
	炉心損傷後の格納容器破損	溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）		ペデスタル内に落下した溶融炉心の冷却に失敗し，ペデスタル壁が侵食され続けた結果，原子炉圧力容器支持機能が喪失し原子炉格納容器が破損
		水蒸気爆発（ＦＣＩ）		原子炉格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクで原子炉格納容器が破損
		格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）		格納容器雰囲気直接加熱で原子炉格納容器が破損
		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	過温破損	格納容器貫通部，フランジシール部等が過温で破損
			過圧破損	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧で原子炉格納容器が破損

第 2.1.1.c－5 表　格納容器破損モードの除外理由

格納容器 破損モード	概要	除外理由
原子炉圧力容器内での水蒸気爆発（炉内ＦＣＩ）	溶融炉心が下部プレナムの冷却水中に落下して，水蒸気爆発が発生する可能性がある。そのときの発生エネルギによって，原子炉圧力容器の蓋がミサイルとなって原子炉格納容器へ衝突し，原子炉格納容器が破損する場合がある。	原子炉圧力容器内での水蒸気爆発は，過去の知見から極めて生じにくい事象と考えられるため。
水素燃焼	燃料被覆管のジルコニウムと水蒸気との反応により発生する水素及びＭＣＣＩで発生する水素が，原子炉格納容器内で燃焼する場合がある。	ＢＷＲでは原子炉格納容器内を窒素置換し，酸素濃度を低く管理しており，水素が可燃限界に至る可能性が十分小さいため。
格納容器 直接接触	原子炉圧力容器破損後にペデスタル内へ落下した溶融炉心がドライウェル床に拡がり，溶融炉心が冷却できない場合には，高温の溶融炉心がドライウェル壁に接触し，ドライウェル壁の一部が溶融貫通する場合がある。	本格納容器破損モードはＢＷＲのＭａｒｋ－Ⅰ型原子炉格納容器に特有のものであり，島根原子力発電所２号炉（Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型）では，原子炉格納容器の構造上，ペデスタル床に落下した溶融炉心が，直接格納容器バウンダリと接触することはないため。

第 2.1.1.d－1 表　シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損）	格納容器冷却系等により原子炉格納容器外へ除熱が行われない また，溶融炉心が冷却されない場合，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，原子炉格納容器内が加圧される	水蒸気により加圧され格納容器破損に至る また，原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が冷却されない場合，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，原子炉格納容器内が加圧され格納容器破損に至る
雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）	溶融炉心への注水が行われない場合	格納容器ペネトレーション取付部やフランジシール部等が熱的に損傷し，格納容器破損に至る
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）	原子炉停止失敗	大量に発生する蒸気が原子炉格納容器へ放出され，格納容器圧力が早期に上昇し，格納容器破損に至る
水蒸気爆発（ＦＣＩ）	水中への溶融炉心の落下又は溶融炉心への注水	溶融炉心と水が反応し，水蒸気爆発又は水蒸気スパイクを発生し，格納容器破損に至る
格納容器直接加熱（ＤＣＨ）	高圧状態で原子炉圧力容器が破損	溶融炉心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や金属成分の酸化・発熱反応が生じて，原子炉格納容器が加圧・加熱され格納容器破損に至る
格納容器直接接触	溶融炉心がペデスタル内からドライウェル床へ拡がる格納容器形状	溶融炉心がドライウェル壁を貫通し格納容器破損に至る
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が冷却できない	ペデスタル壁の侵食が継続し，原子炉圧力容器支持機能が喪失して格納容器破損に至る
水素燃焼	水素及び酸素が可燃限界に到達	可燃限界に達した場合，爆発により格納容器破損に至る

第 2.1.1.d－2 表　格納容器破損モードと物理化学現象，対処設備，運転員操作の対応整理

格納容器破損モード		物理化学現象	対処設備	運転員操作
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	過圧破損	・静的過圧	・残留熱除去系 （格納容器冷却モード）	・格納容器冷却系手動起動
	過温破損	・原子炉圧力容器破損 ・溶融炉心・コンクリート反応	・ＥＣＣＳ	・損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） ・溶融炉心への注水 （原子炉圧力容器破損口経由）
格納容器雰囲気直接加熱 （ＤＣＨ）		・原子炉圧力容器破損 ・溶融物の高圧噴出	・ＳＲＶ ・ＥＣＣＳ	・損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） ・原子炉圧力容器減圧 （原子炉圧力容器高圧破損回避）
水蒸気爆発 （ＦＣＩ）		・原子炉圧力容器破損 ・水蒸気爆発	・ＥＣＣＳ	・損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） ・溶融炉心への注水 （原子炉圧力容器破損口経由）
溶融炉心・コンクリート相互作用 （ＭＣＣＩ）		・原子炉圧力容器破損 ・溶融炉心・コンクリート反応	・ＥＣＣＳ	・損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） ・溶融炉心への注水 （原子炉圧力容器破損口経由）

第 2.1.1.d－3 表　ヘディングの従属性

ヘディング（影響を受ける側） ＼ ヘディング（影響を与える側）		RPV破損前			RPV破損直後			事故後期			
		PCV 隔離	RPV 減圧	RPV 注水	RPV 破損	FCI	DCH	PCV 注水	FCI	デブリ 冷却	長期 冷却
RPV 破損前	PCV 隔離		－	－	－	－	－	－	－	－	－
	RPV 減圧	－		－	－	－	－	－	－	－	－
	RPV 注水	－	◎		－	－	－	－	－	－	－
RPV 破損直後	RPV 破損	－	○※1	◎		－	－	－	－	－	－
	FCI	－	－	－	◎		－	－	－	－	－
	DCH	－	◎	－	◎	－		－	－	－	－
事故後期	PCV 注水	－	－	◎	○※2	－	－		－	－	－
	FCI	－	－	－	○※3	－	－	◎		－	－
	デブリ 冷却	－	－	－	○※3	－	－	◎	－		－
	長期 冷却	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	

（注）◎：直接的な従属関係があるもの，○：他のヘディングを介して間接的な従属関係があるもの

※１　ＲＰＶ減圧の有無に依存して，ＲＰＶ注水に期待できる系統が変わる（ＲＰＶ注水を介した間接的従属関係）

※２　ＲＰＶ破損はＲＰＶ注水に依存しており，ＲＰＶ注水のうち低圧注水系とＰＣＶ注水は同じ系統の機能による（ＲＰＶ注水を介した間接的従属関係）

※３　ＲＰＶ破損後におけるＰＣＶ注水の成否に依存する（ＰＣＶ注水を介した間接的従属関係）

ＲＰＶ：原子炉圧力容器，ＰＣＶ：原子炉格納容器，ＦＣＩ：溶融燃料−冷却材相互作用，ＤＣＨ：格納容器雰囲気直接加熱

第 2.1.1.d－4 表　ヘディングの選定及び定義

順序		ヘディング	定義
Ｔ１	1	格納容器隔離	事故後の格納容器隔離が正常に実施されない場合，失敗とする。
	2	原子炉減圧	炉心損傷後，原子炉減圧ができない場合，失敗とする。
	3	原子炉圧力容器注水	低圧ＥＣＣＳによる注水ができない場合，失敗とする。
	4	原子炉圧力容器破損	低圧ＥＣＣＳによる注水があれば，原子炉圧力容器破損なしとする。
Ｔ２	5	ＦＣＩ	ペデスタル内に水プールが存在し，落下した溶融炉心により水蒸気爆発が発生，原子炉格納容器が破損する。
	6	ＤＣＨ	ＲＰＶ高圧破損時に溶融炉心が微粒子化し，雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化・発熱反応が発生し，原子炉格納容器が破損する。
Ｔ３	7	格納容器注水	格納容器冷却系を起動できない場合，失敗とする。
	8	ＦＣＩ	格納容器注水により溶融炉心とのＦＣＩにより水蒸気爆発が発生，原子炉格納容器が破損する。
	9	デブリ冷却	溶融炉心の冷却に失敗，溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，ペデスタル破損に伴い原子炉格納容器が破損すれば失敗とする。
	10	長期冷却	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）又は残留熱除去系（格納容器冷却モード）が起動できない場合，失敗とする。

第 2.1.1.e－1 表　事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス

プラント損傷状態	解析対象事故シーケンス
ＴＱＵＶ	初期事象として過渡事象を仮定し，給水系を含む高圧注水系がすべて機能喪失し，ＳＲＶを手動開放することにより原子炉減圧に成功するが，低圧注水系による炉心の注水にも失敗すると仮定する。
ＴＱＵＸ	初期事象として過渡事象を仮定し，給水系を含む高圧注水系がすべて機能喪失し，自動減圧系による原子炉減圧にも失敗すると仮定する。
長期ＴＢ	初期事象として外部電源喪失時に非常用ディーゼル発電機も全台起動に失敗すると仮定する。 蓄電池の枯渇時間は８時間とする。
ＴＷ	初期事象として過渡事象を仮定し，高圧及び低圧注水系は正常に起動するが，残留熱除去系による原子炉格納容器からの除熱に失敗すると仮定する。 炉心への注水機能は格納容器破損までは健全であるが，格納容器過圧破損時にサプレッション・プールを水源とするＥＣＣＳポンプはすべて機能喪失すると仮定する。
ＴＣ	初期事象として過渡事象を仮定し，この時に反応度停止に失敗すると仮定する。 炉心への注水機能は格納容器破損までは健全であるが，格納容器破損時にサプレッション・プールを水源とするＥＣＣＳポンプはすべて機能喪失すると仮定する。
ＬＯＣＡ	初期事象として再循環配管の両端破断を仮定し，高圧及び低圧注水系がすべて機能喪失すると仮定する。

第2.1.1.e－2表　基本解析条件

項目	解　析　条　件
原子炉出力	2,436 MWt
原子炉圧力	6.93 MPa[gage]
原子炉水位	通常水位
格納容器空間容積	Ｄ／Ｗ空間：7,900 m^3 Ｓ／Ｃ空間：4,700 m^3
格納容器破損条件	過圧破損：格納容器雰囲気圧力 800kPa[gage]※ 過温破損：格納容器雰囲気温度 200℃
直流電源蓄電池 継続時間	８時間

※　格納容器バウンダリに係る圧力２Ｐｄ（853kPa[gage]）に対して，サプレッション・プール水頭圧を考慮した値。

第 2.1.1.e－3 表　各事故シーケンスの事故進展解析条件

ＰＤＳ	起因事象	原子炉 停止系	原子炉隔離 時冷却系	高圧炉心 スプレイ系	原子炉 減圧	低圧炉心 スプレイ系	低圧注水系	格納容器 スプレイ
ＴＱＵＶ	過渡事象 （給水流量の 全喪失）	作動	不作動	不作動	手動開	不作動	不作動	不作動
ＴＱＵＸ	過渡事象 （給水流量の 全喪失）	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
長期ＴＢ	外部電源喪失	作動	作動 （８時間後 停止）	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
ＴＷ	過渡事象 （給水流量の 全喪失）	作動	作動	作動	不作動	不作動	不作動	不作動
ＴＣ	過渡事象 （主蒸気隔離 弁誤閉）	不作動	作動	作動	不作動	不作動	不作動	不作動
ＬＯＣＡ	冷却材喪失 （再循環配管 の両端破断）	作動	不作動	不作動	（不要）	不作動	不作動	不作動

第2.1.1.e－4表　事故進展解析結果（主要事象発生時刻）

シーケンス	格納容器 破損モード	炉心損傷	原子炉圧力容器 破損	格納容器破損
ＴＱＵＶ				
ＴＱＵＸ				
長期ＴＢ				
ＴＷ				
ＴＣ				
ＬＯＣＡ				

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 2.1.1.f－1 表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定

分　　岐	分岐確率	適用 シーケンス	備　　考
格納容器隔離	5.0E-03	すべて	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4220（Reliability Analysis of Containment Isolation Systems，1985）の実績値より，約 740 炉年の間に大規模漏えい事象が４件発生していることから，このデータに基づき工学的判断として大規模漏えい事象に対する原子炉格納容器のアンアベイラビリティを左記のように設定する。
原子炉減圧		ＴＢＵ （ＴＱＵＸ）	
原子炉圧力容器注水		ＴＱＵＸ	
格納容器注水		ＴＱＵＸ ＴＱＵＶ ＬＯＣＡ	
長期冷却 （残留熱除去系）		ＴＱＵＸ ＴＱＵＶ ＬＯＣＡ	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 2.1.1.f－2 表　物理化学現象の分岐確率評価結果

現　　象	評価手法の内容	評価条件	分岐確率
格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	事象発生時の原子炉格納容器圧力負荷は，原子炉圧力容器破損口からの高速のガス流によって微粒子化してドライウェル空間へ移行する溶融物の保有熱と，溶融物の金属成分と水蒸気との金属－水反応熱による雰囲気加熱による加圧と，水素発生による加圧により決まると考えられるため，不確かさを持つ支配パラメータとして以下を選定する。 ・In-vessel での Zr 酸化割合 ・圧力容器破損面積 ・下部プレナム内溶融炉心割合 ・高圧溶融物噴出（ＨＰＭＥ）の発生 ・ドライウェルへの粒子化溶融炉心移行割合 次に支配パラメータと格納容器圧力ピークに対して因果関係を構築する。また，格納容器圧力ピーク値と格納容器破損頻度の因果関係（格納容器フラジリティ）を構築する。さらに，支配パラメータの確率分布をもとにモンテカルロ・サンプリングを実施し，格納容器破損頻度の確率分布を求める。	原子炉圧力容器高圧破損時（ＴＱＵＸ）	[redacted]
		原子炉圧力容器高圧破損時（格納容器雰囲気に水蒸気が多い状態）（長期ＴＢ）	[redacted]
水蒸気爆発（ＦＣＩ）	水中に落下した溶融炉心の内，ＦＣＩに寄与する溶融炉心が持つエネルギが機械的エネルギに変換され，格納容器壁面に作用することにより，格納容器壁面にひずみが生じ，格納容器破損に至る事象である。したがって，不確かさ要因とその支配パラメータを抽出すると以下となる。 ・溶融炉心量 ・溶融炉心の内部エネルギ ・機械的エネルギ変換効率 ・ＦＣＩトリガリング発生の有無 次に支配パラメータとＦＣＩの発生エネルギに対して因果関係を構築する。また，ＦＣＩ発生エネルギと格納容器破損頻度の因果関係（ペデスタルフラジリティ）を構築する。さらに，支配パラメータの確率分布をもとにモンテカルロ・サンプリングを実施し，格納容器破損頻度の確率分布を求める。	溶融炉心への注水時	[redacted]
デブリ冷却	ＭＣＣＩを防止するための溶融炉心冷却に失敗する確率を求める。ＭＣＣＩが発生するのは原子炉注水に失敗あるいは遅延し，原子炉圧力容器が破損に至る場合である。また，原子炉圧力容器の破損に至る場合に，原子炉圧力が高圧の場合と低圧の場合が考えられるが，高圧の場合は低圧の場合より炉心溶融物が広範囲に飛散し床上の溶融炉心堆積高さがより小さくなるため，ＭＣＣＩの影響は低圧シーケンスに比べて小さい。したがって，ここでは溶融炉心堆積高さが大きくなる低圧シーケンスを選定する。また，前述のように原子炉圧力容器破損前のペデスタル水張りの有無が溶融炉心冷却性に大きく影響するが，事前水張りの効果は考慮しない評価を実施する。以上の点を踏まえ，不確かさのあるパラメータとして以下の支配パラメータを選定する。 ・溶融炉心落下量 ・溶融炉心拡がり面積 ・クラスト浸水による水プールへの熱流束 次に，支配パラメータと壁面のコンクリート侵食量に対して因果関係を構築する。 さらに，支配パラメータの確率分布をもとにモンテカルロ・サンプリングを実施し，格納容器破損頻度の確率分布を求める。	水張りなし	[redacted]

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 2.1.1.f－3 表　格納容器破損頻度（プラント損傷状態別）

プラント損傷状態	炉心 損傷頻度 （／炉年）	寄与割合 （%）	条件付 格納容器 破損確率	格納容器 破損頻度 （／炉年）	寄与割合 （%）
ＴＱＵＶ	3.3E-09	<0.1	0.61	2.0E-09	<0.1
ＴＱＵＸ	5.1E-09	<0.1	0.13	6.5E-10	<0.1
長期ＴＢ	2.7E-09	<0.1	1.00	2.7E-09	<0.1
ＴＢＵ	1.2E-11	<0.1	1.00	1.2E-11	<0.1
ＴＢＰ	8.2E-12	<0.1	1.00	8.2E-12	<0.1
ＴＢＤ	3.8E-12	<0.1	1.00	3.8E-12	<0.1
ＴＷ	6.2E-06	約 100	1.00	6.2E-06	約 100
ＴＣ	6.4E-10	<0.1	1.00	6.4E-10	<0.1
ＬＯＣＡ	4.3E-13	<0.1	0.97	4.2E-13	<0.1
インターフェイス システムＬＯＣＡ	3.3E-09	<0.1	1.00	3.3E-09	<0.1
合計	6.2E-06	100	1.00	6.2E-06	100

第 2.1.1.f－4 表　格納容器破損頻度（格納容器破損モード別）

格納容器破損モード		主に寄与するプラント損傷状態	格納容器破損頻度（／炉年）	寄与割合（%）
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	過圧破損	ＴＷ	6.2E-06	約 100
	過温破損	長期ＴＢ	2.8E-09	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）		長期ＴＢ	5.9E-17	<0.1
水蒸気爆発（ＦＣＩ）		ＴＱＵＸ ＴＱＵＶ	2.3E-13	<0.1
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）		ＴＱＵＸ ＴＱＵＶ	2.5E-09	<0.1
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）		ＴＣ	6.4E-10	<0.1
格納容器バイパス	格納容器隔離失敗	長期ＴＢ ＴＱＵＸ ＴＱＵＶ	5.5E-11	<0.1
	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	3.3E-09	<0.1
合計			6.2E-06	100

第 2.1.1.f－5 表　重要度解析結果（基事象別ＦＶ重要度）

基事象	ＦＶ重要度
ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.1E-01
ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因閉失敗	1.1E-01
ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	1.1E-01
ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因起動失敗	9.1E-02
ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因起動失敗	8.6E-02
ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	4.8E-02
ＲＨＲポンプ室送風機３区分共通原因起動失敗	4.5E-02
非常用Ｄ／Ｇ-Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	3.0E-02
ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	2.7E-02
ＲＣＷポンプ区分間共通原因継続運転失敗	2.5E-02

第 2.1.1.f－6 表　重要度解析結果（基事象別ＲＡＷ）

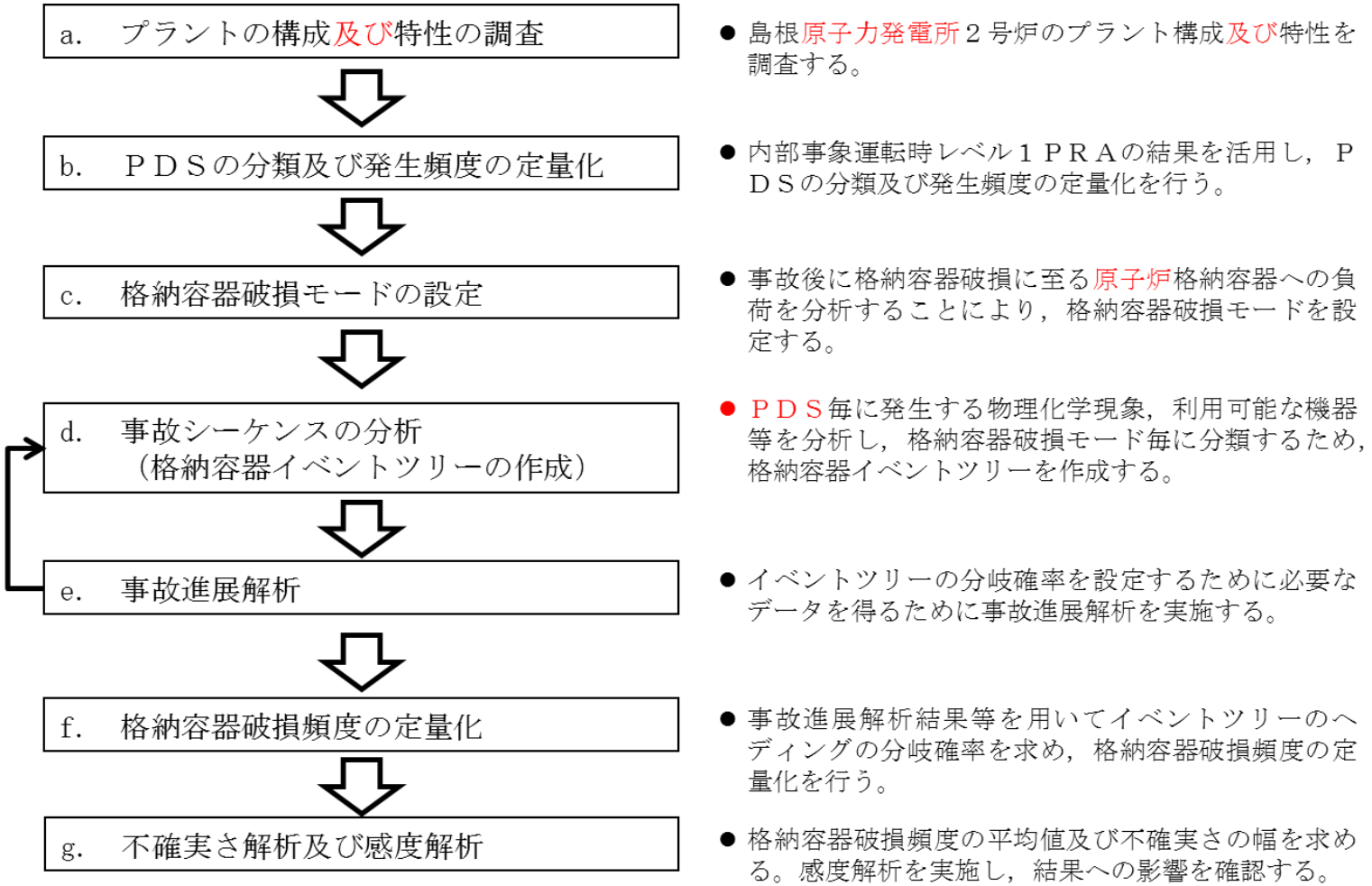
基事象	ＲＡＷ
ＲＣＷポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4.9E+04
ＲＳＷポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4.9E+04
ＲＨＲポンプ室送風機Ａ，Ｂ共通原因継続運転失敗	4.8E+04
ＲＨＲポンプ出口逆止弁ＭＶ２２２-１Ａ，Ｂ共通原因開失敗	4.8E+04
ＲＨＲポンプＡ，Ｂ共通原因継続運転失敗	4.8E+04
ＲＨＲポンプ室送風機３区分共通原因起動失敗	4.8E+04
ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.8E+04
ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因閉失敗	4.8E+04
ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	4.8E+04
ＲＨＲポンプ室送風機３区分共通原因継続運転失敗	4.8E+04

第 2.1.1.g－1 表　不確実さ解析結果（格納容器破損モード別）

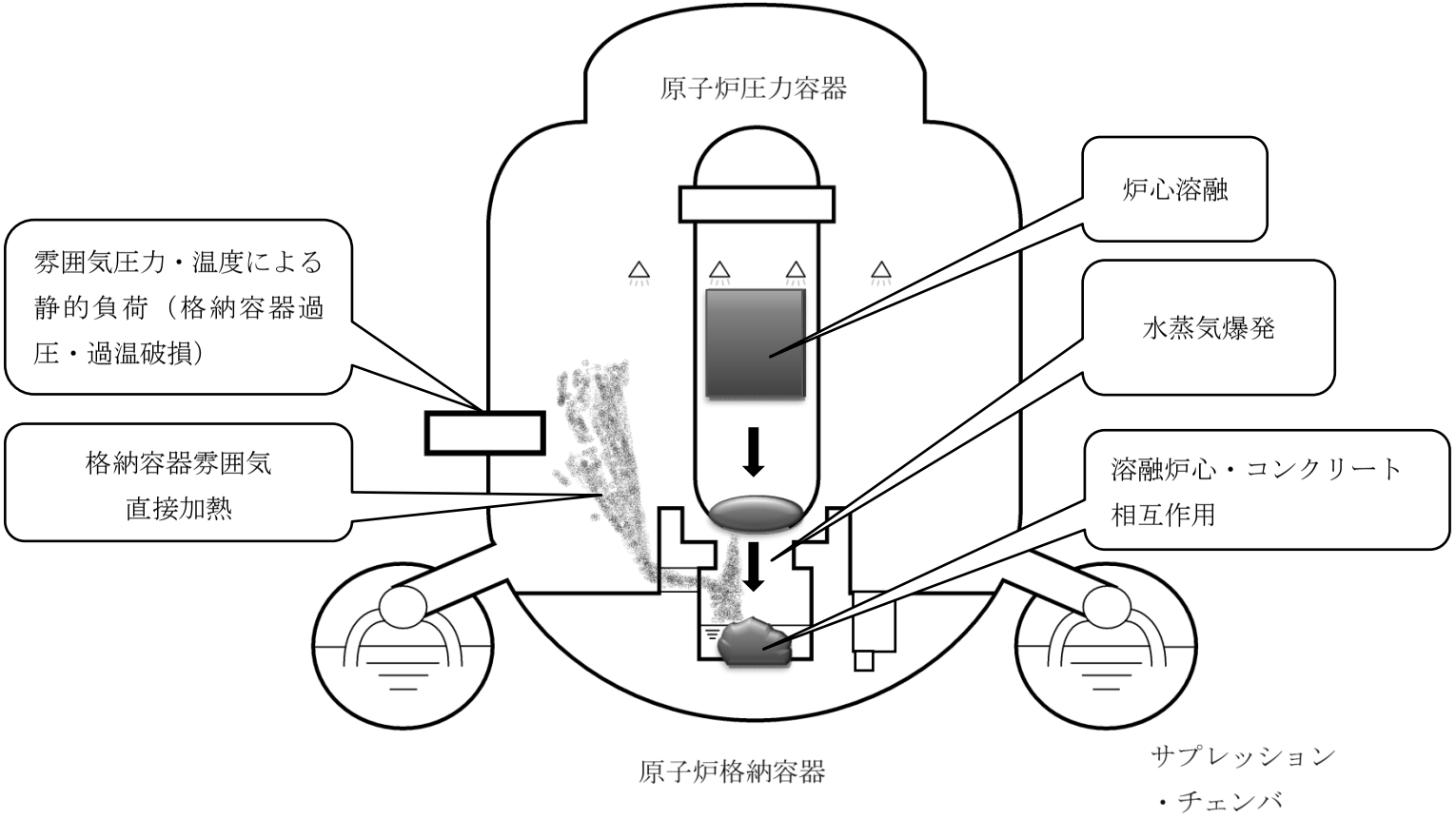
格納容器破損モード		平均値	95% 確率値	中央値	5％ 確率値	ＥＦ
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	過圧破損	6.4E-06	1.5E-05	3.9E-06	1.7E-06	3.0
	過温破損	2.8E-09	8.2E-09	1.8E-09	4.7E-10	4.2
格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）		6.0E-17	2.2E-16	1.4E-17	9.4E-19	15.5
水蒸気爆発（ＦＣＩ）		2.4E-13	7.4E-13	2.7E-14	1.3E-15	23.9
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）		2.5E-09	8.0E-09	2.9E-10	1.4E-11	24.0
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）		6.1E-10	1.9E-09	6.2E-11	4.0E-12	21.7
格納容器バイパス	格納容器隔離失敗	5.5E-11	1.7E-10	1.9E-11	2.9E-12	7.8
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	3.3E-09	9.5E-09	2.1E-09	5.7E-10	4.1
合計		6.4E-06	1.5E-05	3.9E-06	1.7E-06	3.0

第 2.1.1.g－2 表　感度解析結果（ＲＰＶ破損確率の影響）

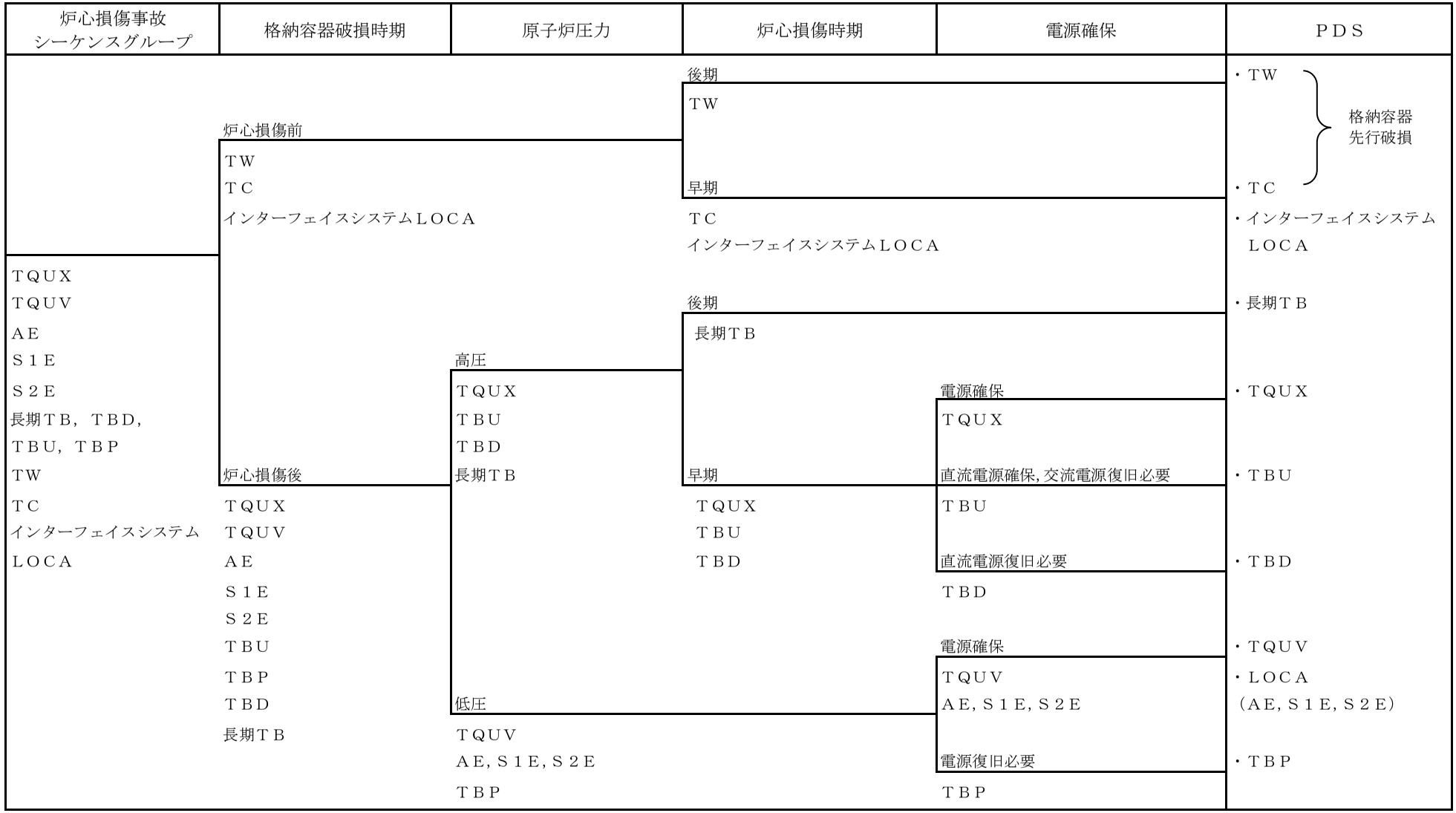
格納容器破損モード		主に寄与するプラント損傷状態	ベースケース（ケース１）		感度解析（ケース２）	
			格納容器破損頻度（／炉年）	寄与割合（％）	格納容器破損頻度（／炉年）	寄与割合（％）
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	過圧破損	ＴＷ	6.2E-06	約 100	6.2E-06	約 100
	過温破損	長期ＴＢ	2.8E-09	<0.1	2.9E-09	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱		長期ＴＢ	5.9E-17	<0.1	5.9E-17	<0.1
水蒸気爆発		ＴＱＵＸ ＴＱＵＶ	2.3E-13	<0.1	4.6E-13	<0.1
溶融炉心・コンクリート相互作用		ＴＱＵＸ ＴＱＵＶ	2.5E-09	<0.1	4.9E-09	<0.1
早期過圧破損（未臨界失敗時の過圧）		ＴＣ	6.4E-10	<0.1	6.4E-10	<0.1
格納容器バイパス	格納容器隔離失敗	長期ＴＢ ＴＱＵＸ ＴＱＵＶ	5.5E-11	<0.1	5.5E-11	<0.1
	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	3.3E-09	<0.1	3.3E-09	<0.1
合計			6.2E-06	100	6.2E-06	100



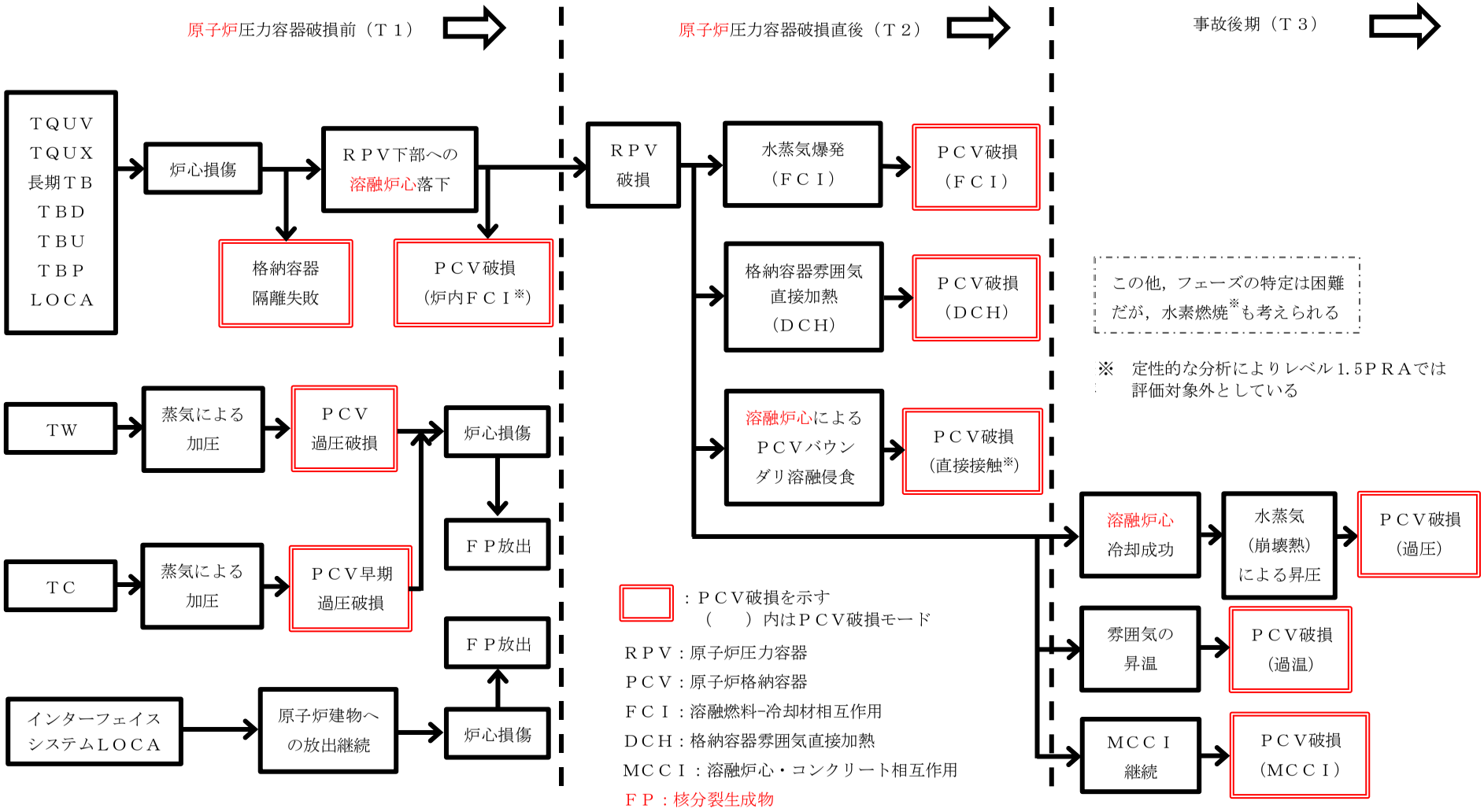
第2.1.1－1図　内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡ評価フロー



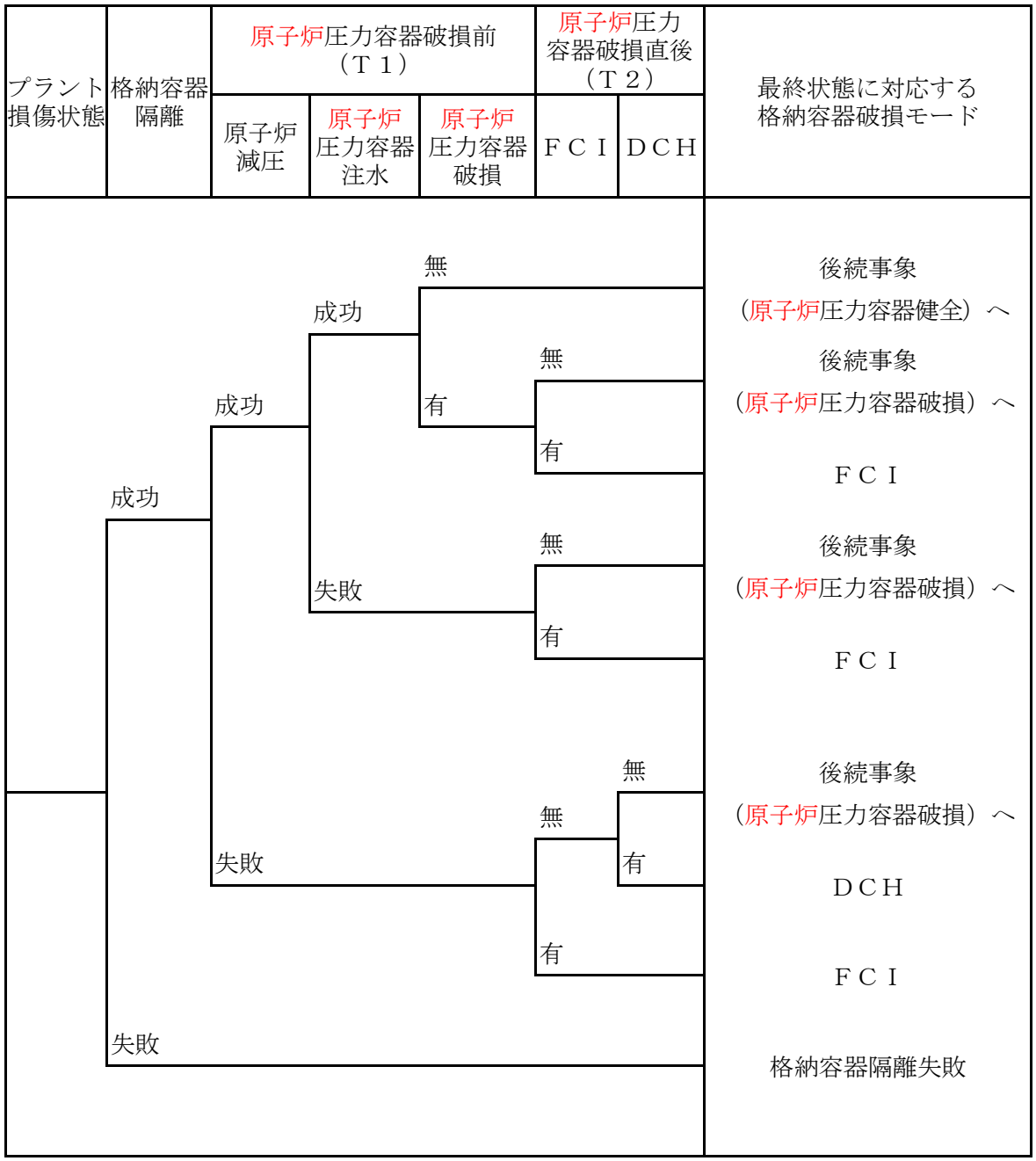
第 2.1.1.a－1 図　原子炉格納容器内の溶融炉心挙動



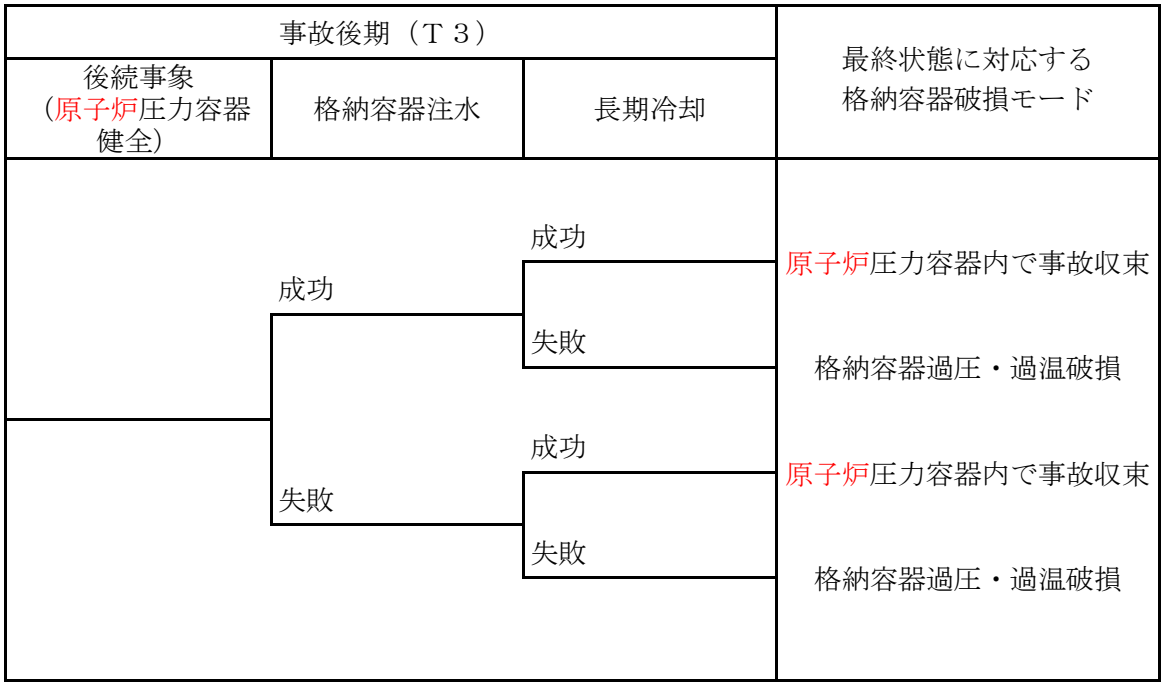
第 2.1.1.b－1 図　プラント損傷状態の分類



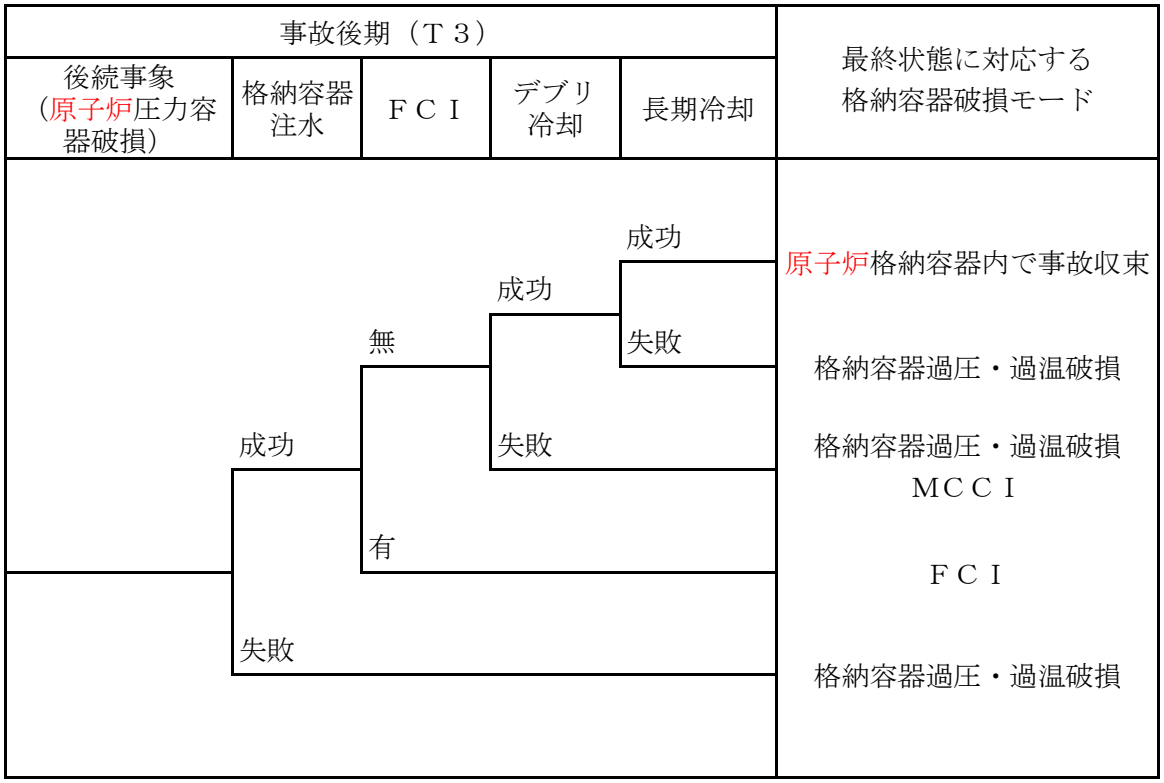
第 2.1.1.c－1 図　ＢＷＲのシビアアクシデントで考えられる事故進展



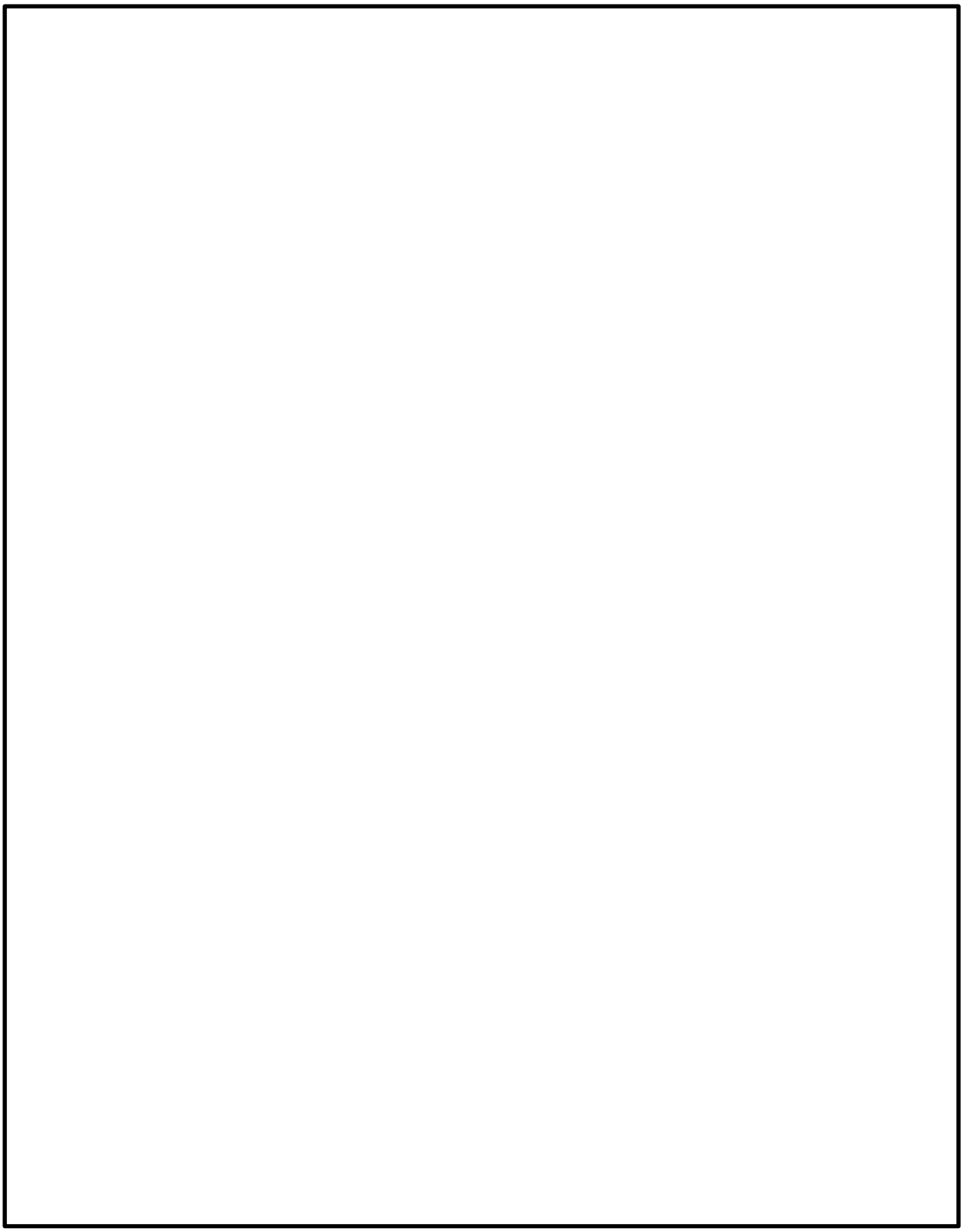
第 2.1.1.d－1 図　格納容器イベントツリー（１／３）



第2.1.1.d－1図　格納容器イベントツリー（２／３）

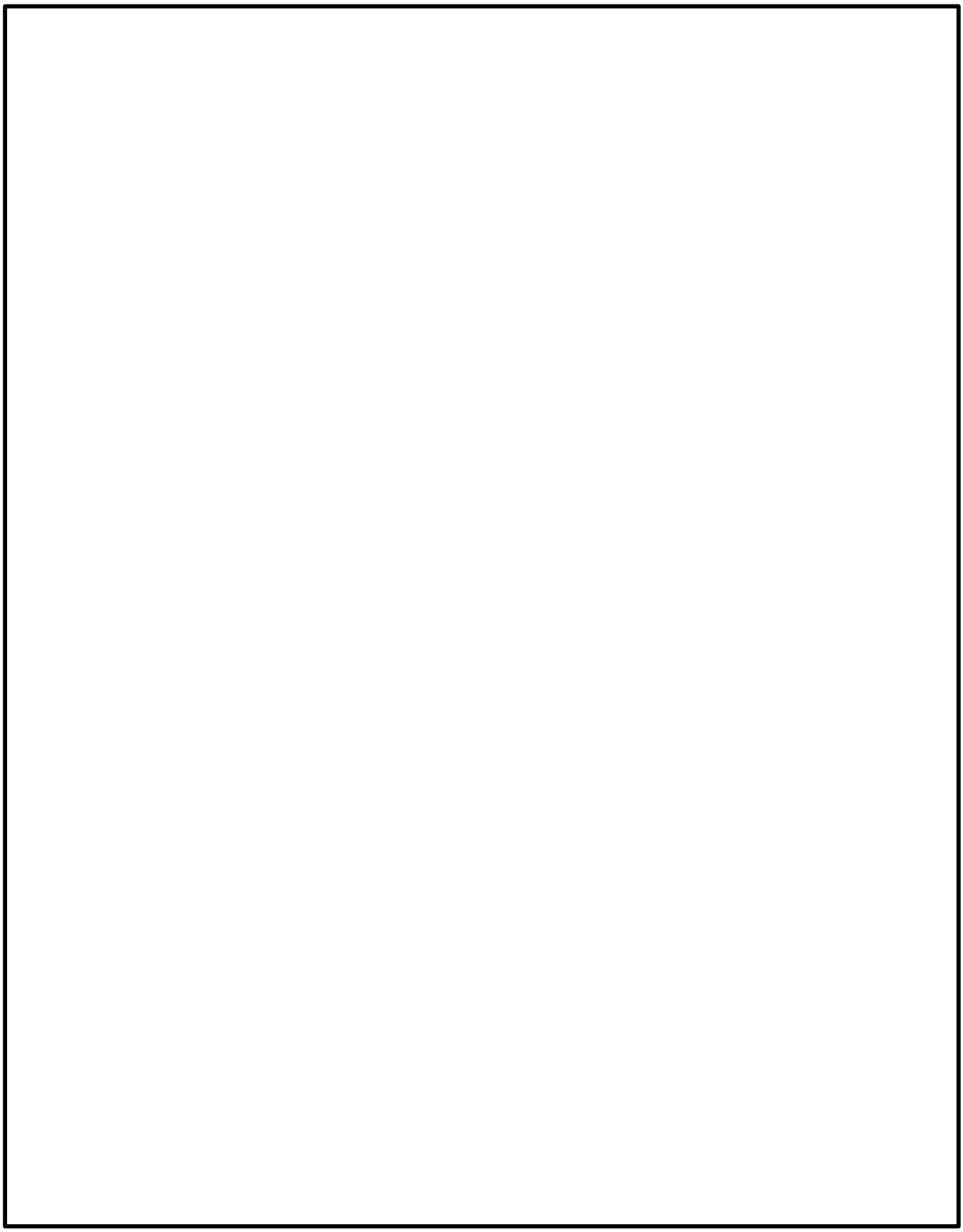


第2.1.1.d－1図　格納容器イベントツリー（３／３）



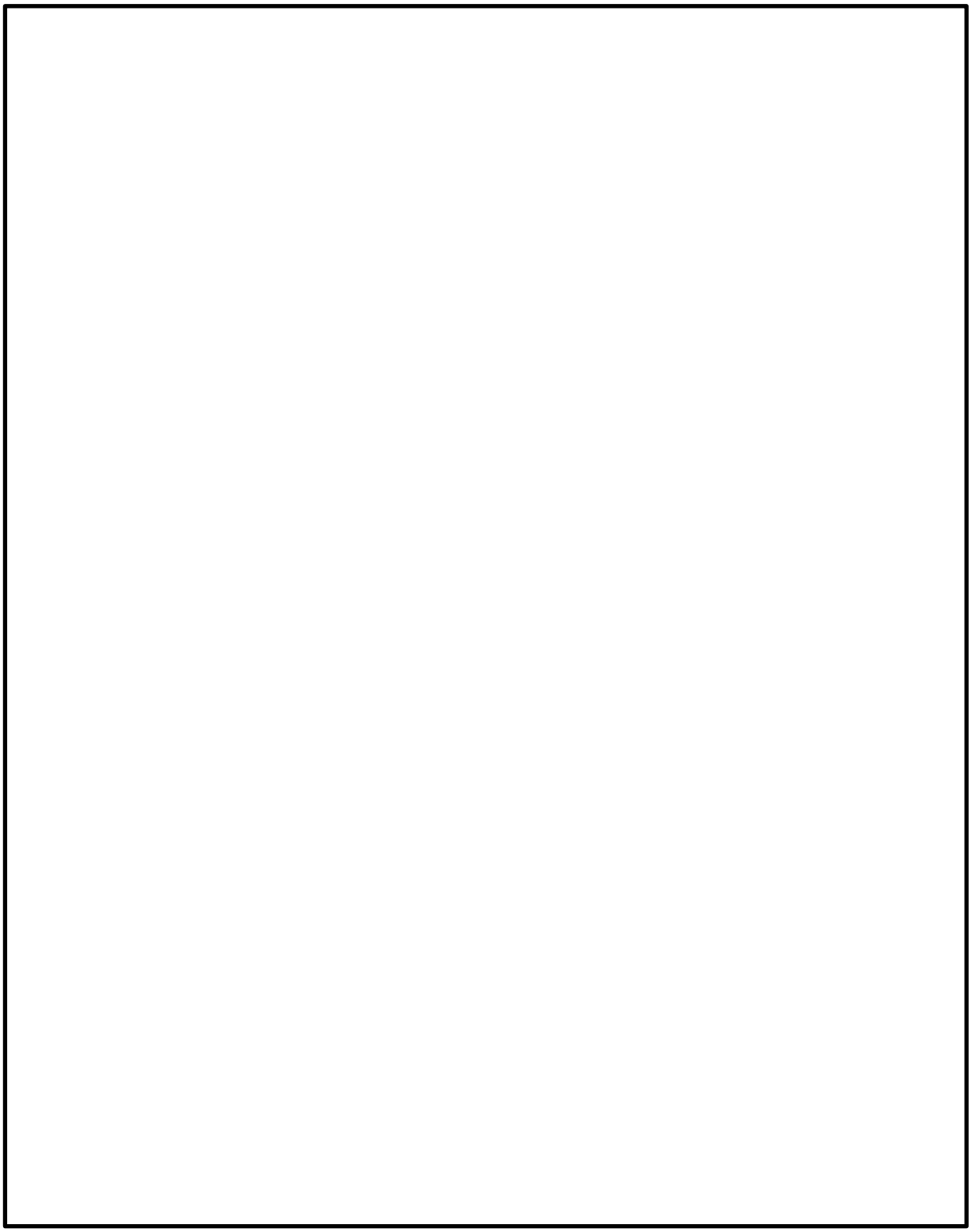
第 2.1.1.e－1 図(1)　代表シーケンスにおける事故進展（ＴＱＵＶ）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



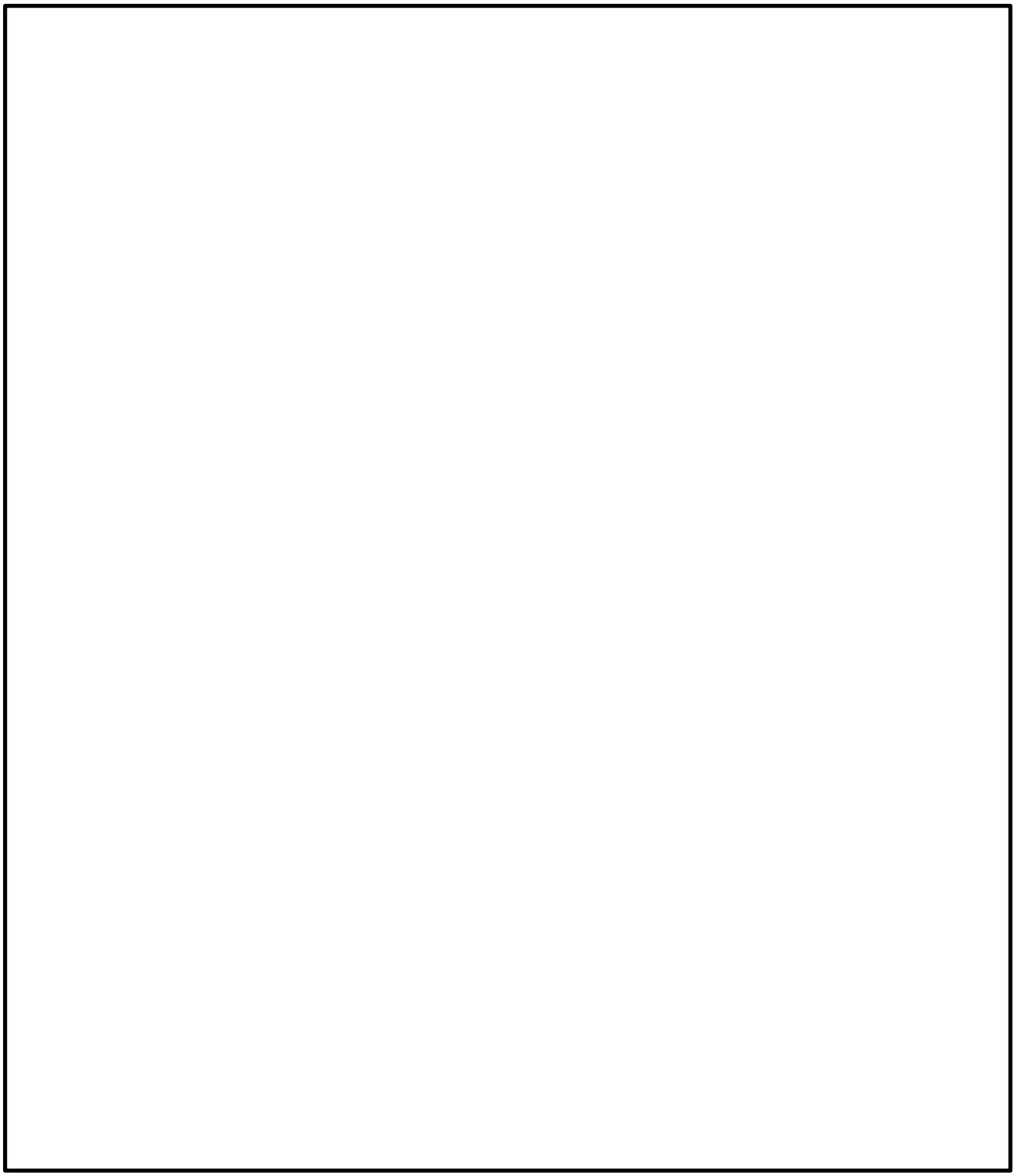
第2.1.1.e－1図(2)　代表シーケンスにおける事故進展（ＴＱＵＸ）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



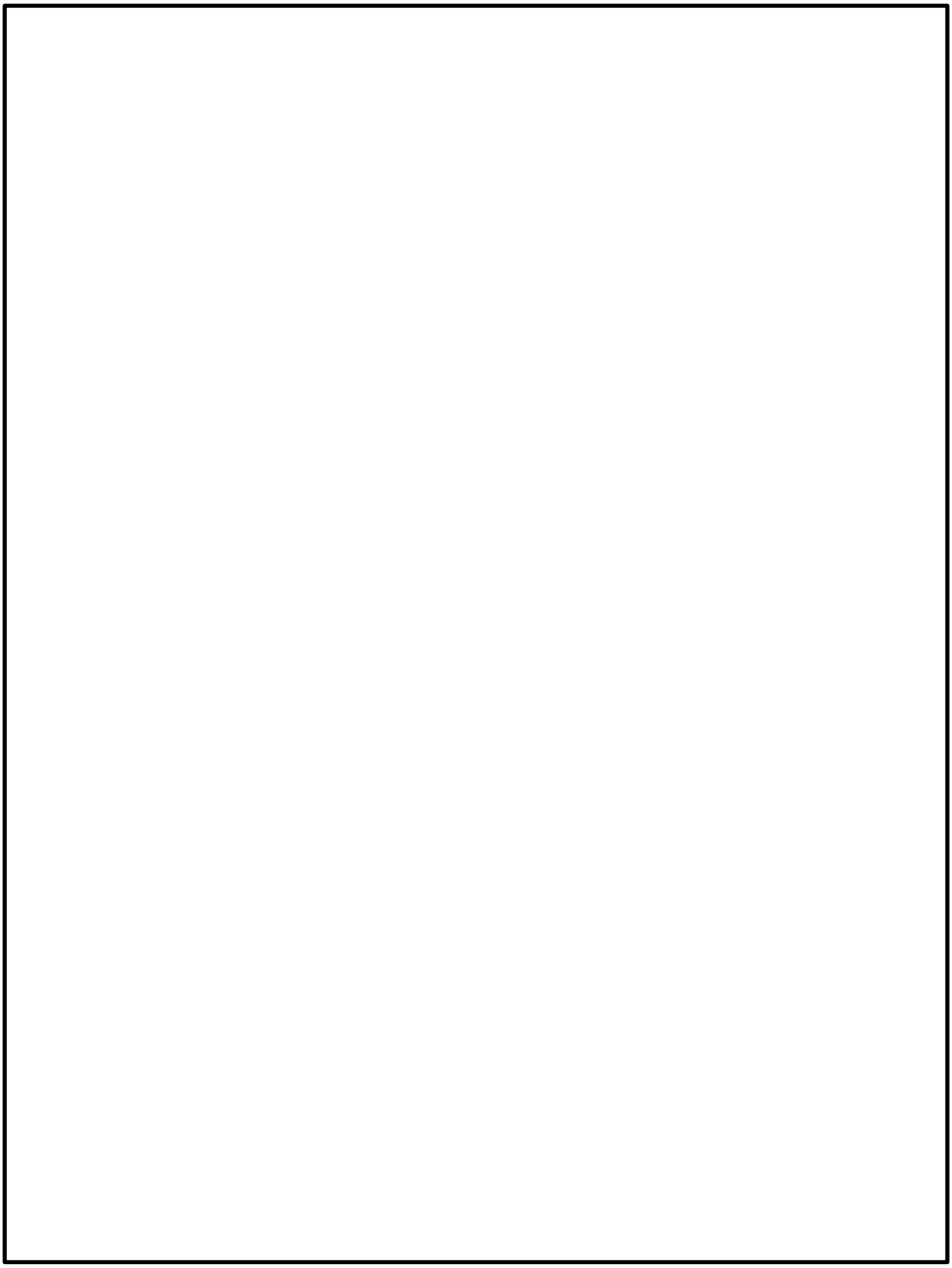
第2.1.1.e－1図(3)　代表シーケンスにおける事故進展（長期ＴＢ）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



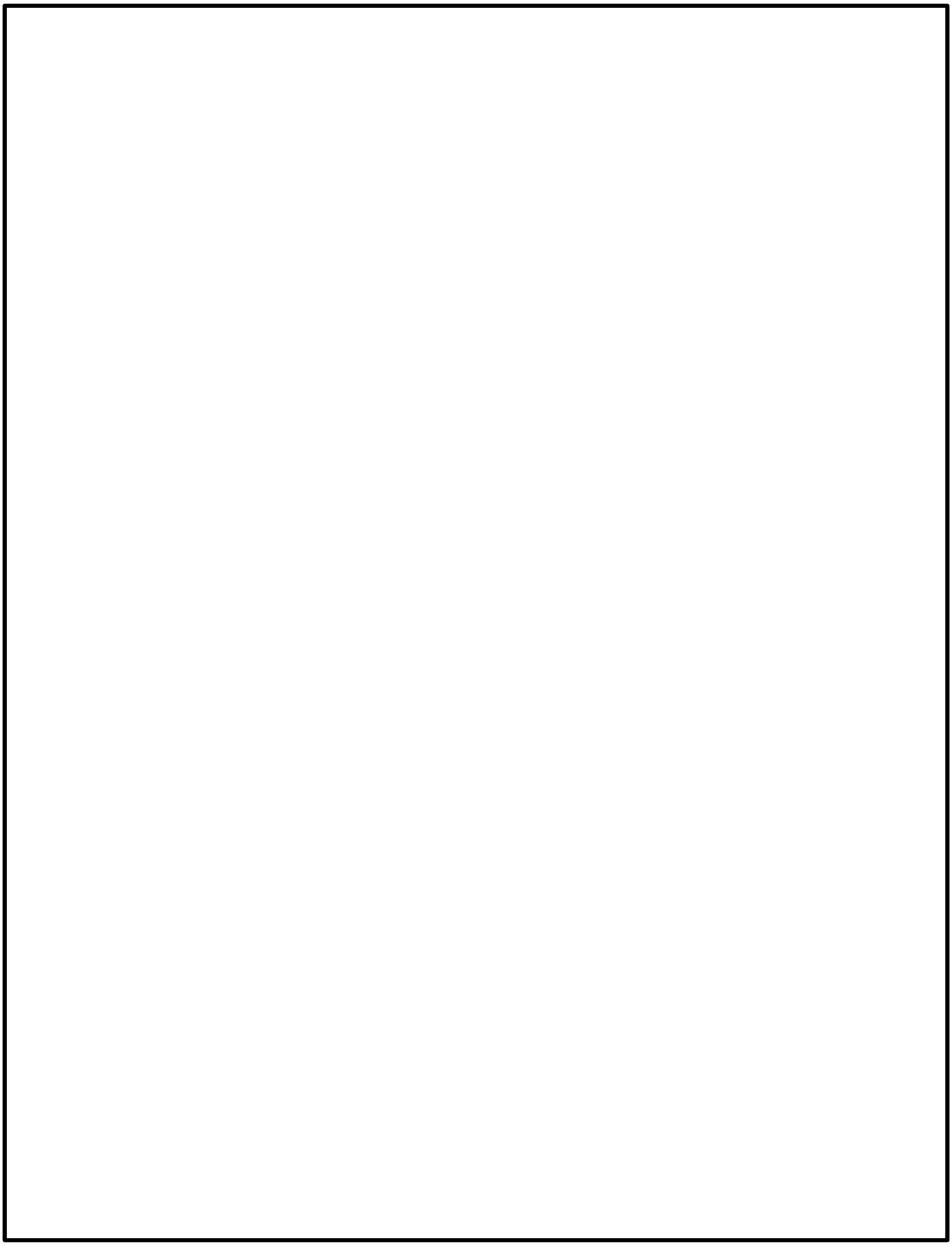
第2.1.1.e－1図(4)　代表シーケンスにおける事故進展（ＴＷ）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



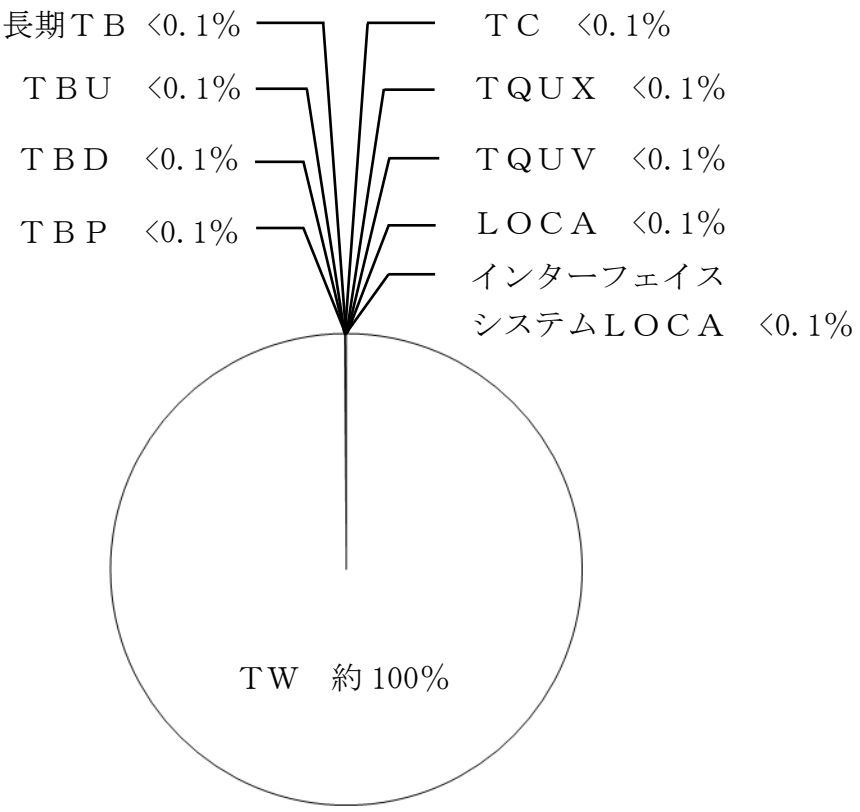
第2.1.1.e－1図(5)　代表シーケンスにおける事故進展（ＴＣ）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

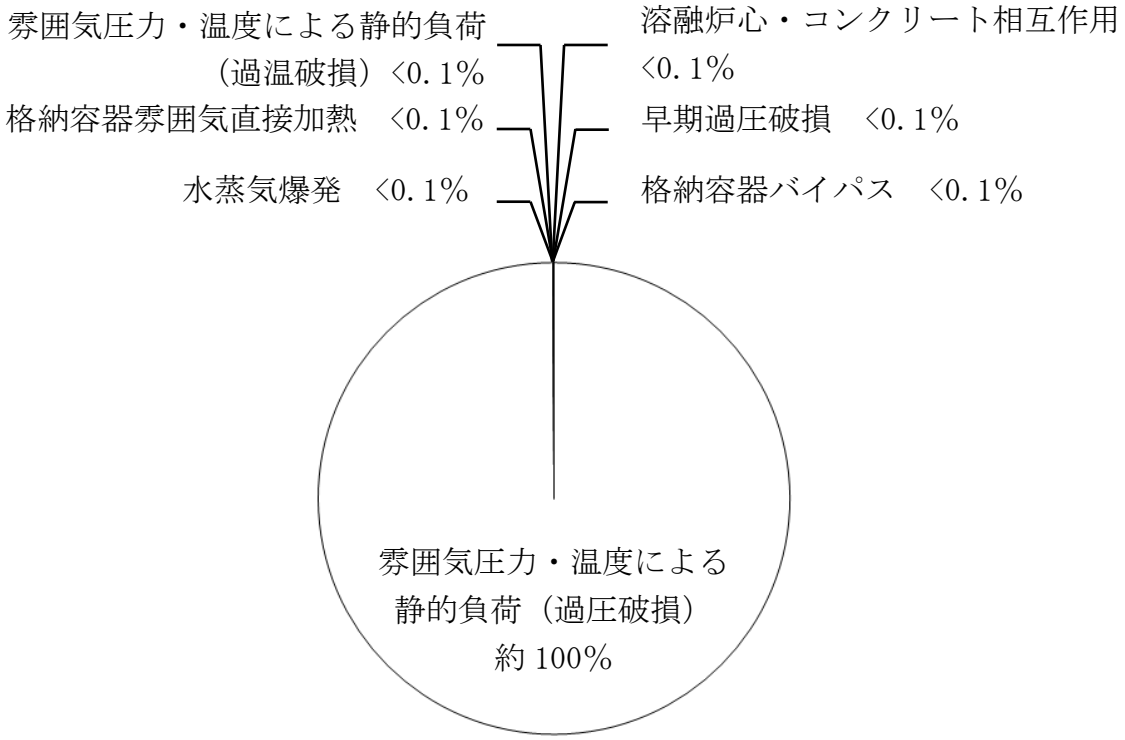


第2.1.1.e－1図(6)　代表シーケンスにおける事故進展（ＬＯＣＡ）

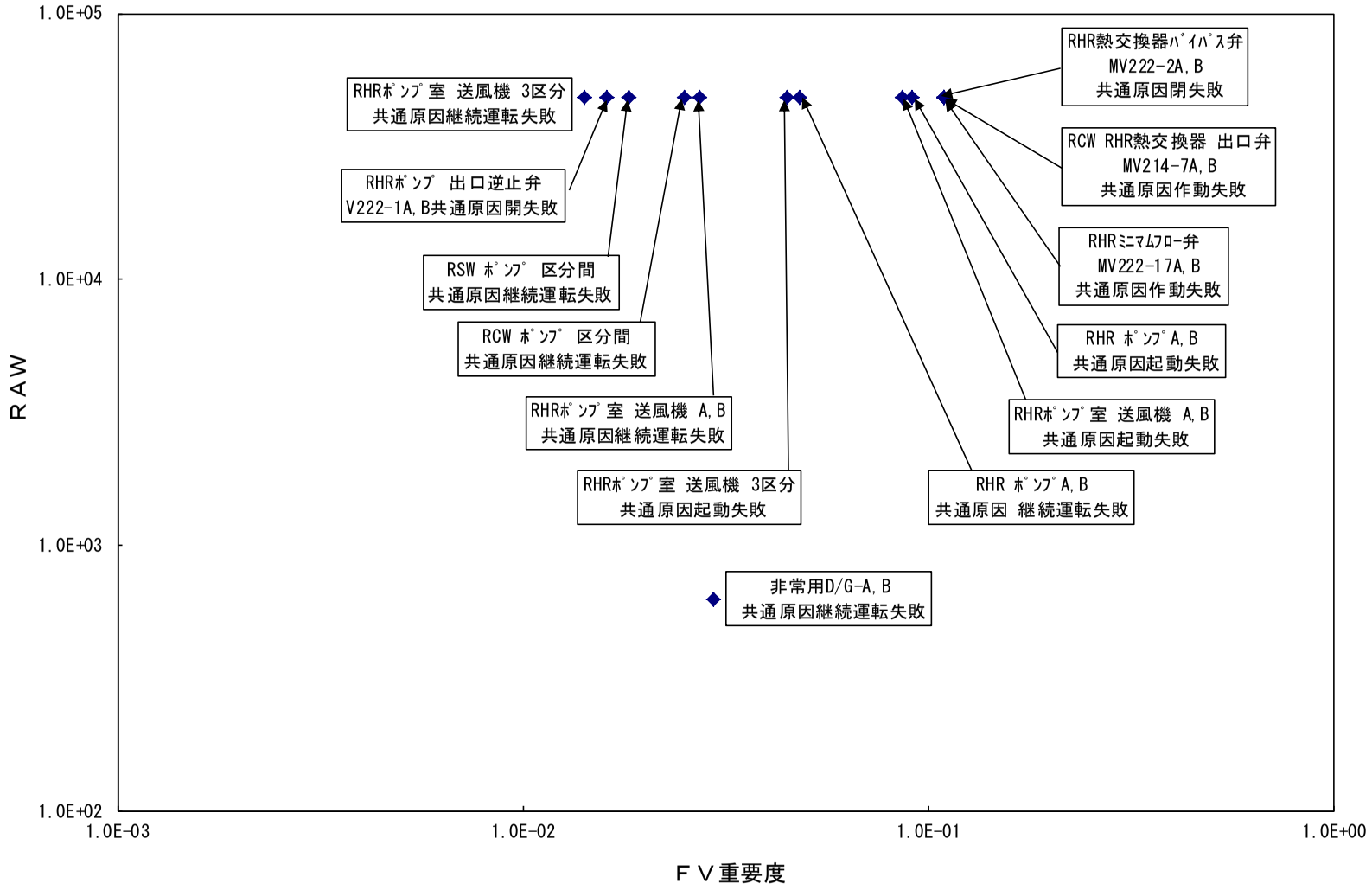
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



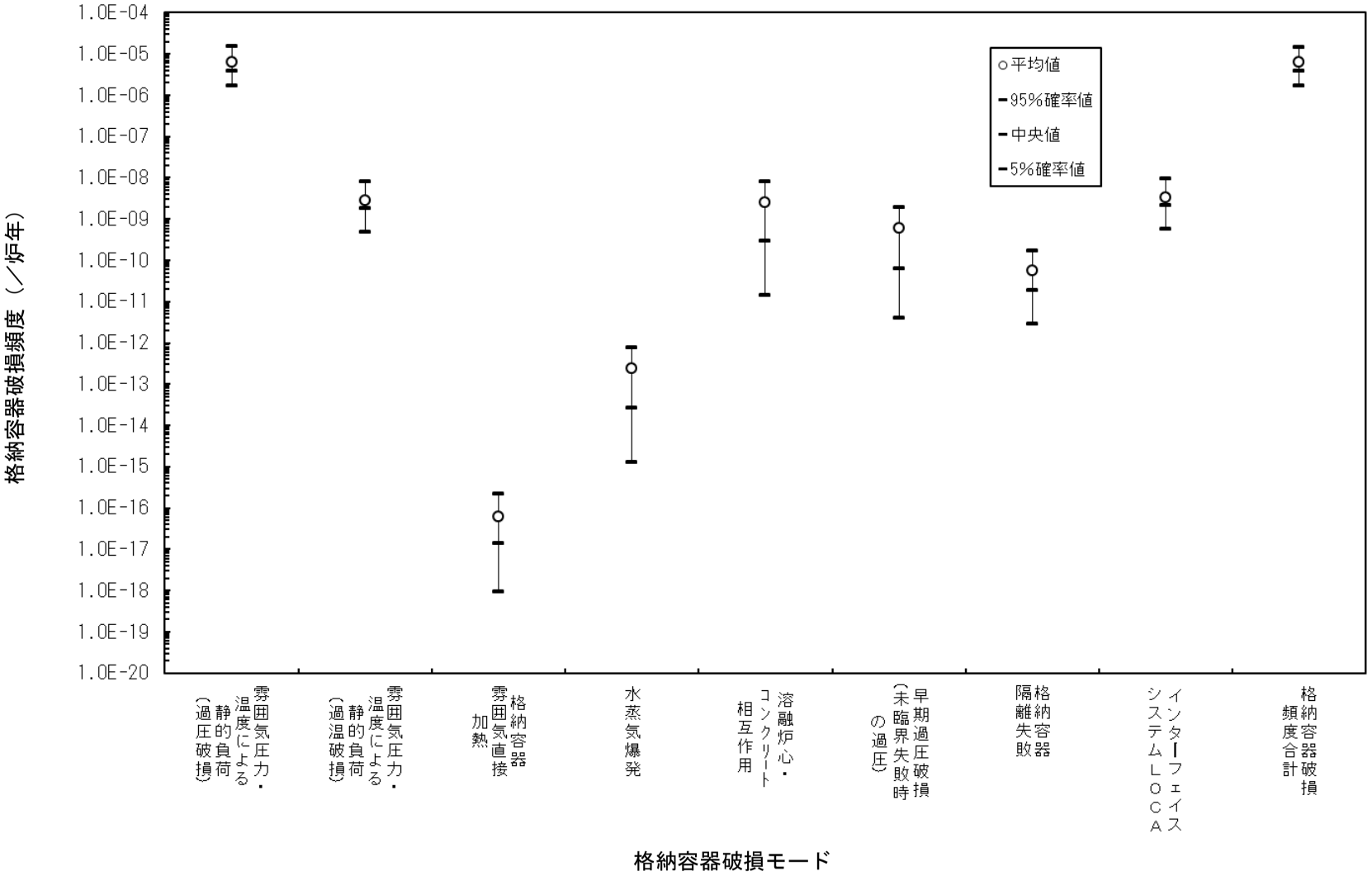
第2.1.1.ｆ－1図　格納容器破損頻度寄与割合（プラント損傷状態別）



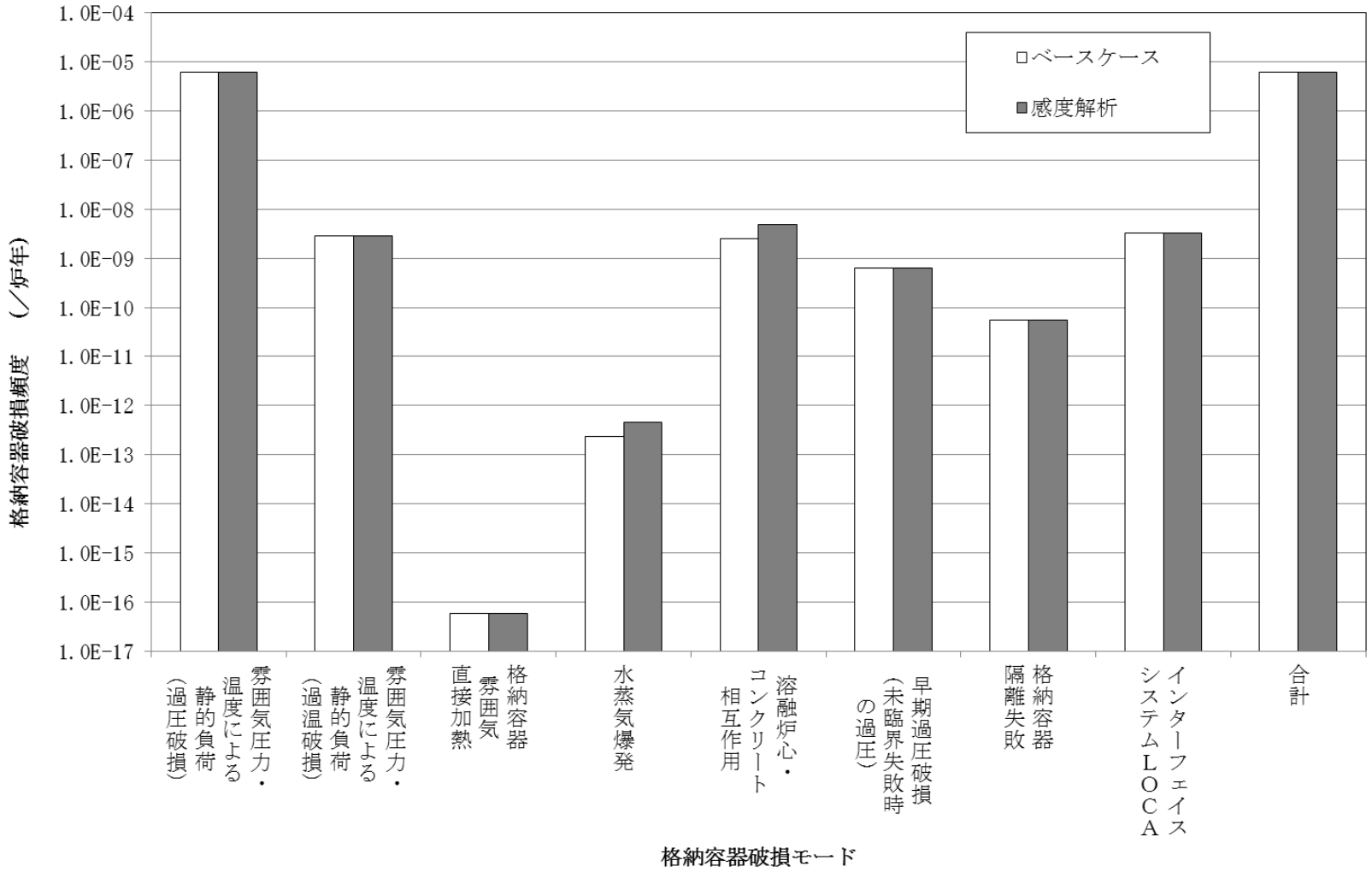
第2.1.1.ｆ－2図　格納容器破損頻度寄与割合（格納容器破損モード別）



第2.1.1.f－3図　重要度解析結果（基事象別）



第2.1.1.g－1図　不確実さ解析結果（格納容器破損モード別）



第2.1.1.g－2図　感度解析結果（原子炉圧力容器破損確率の影響）

島根原子力発電所２号炉
確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について

補足説明資料

補足説明資料　目　次

1.　レベル１ＰＲＡ
1.1　内部事象ＰＲＡ
1.1.1　運転時ＰＲＡ
補足説明資料1.1.1.a－1　サプレッション・プール水温度が上昇した場合の高圧炉心スプレイ系の機能維持
補足説明資料1.1.1.b－1　起因事象から除外している事象の考え方
補足説明資料1.1.1.b－2　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
補足説明資料1.1.1.b－3　「起動操作」を起因事象に含めないことの考え方
補足説明資料1.1.1.b－4　主蒸気隔離弁の部分閉鎖を隔離事象に分類する考え方について
補足説明資料1.1.1.b－5　起因事象の発生頻度におけるＥＦの設定の妥当性について
補足説明資料1.1.1.b－6　起因事象発生頻度の評価における考え方
補足説明資料1.1.1.b－7　起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について
補足説明資料1.1.1.b－8　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
補足説明資料1.1.1.b－9　起因事象ＬＯＣＡの発生頻度算定の考え方
補足説明資料1.1.1.b－10 具体的破断箇所を想定した場合のＬＯＣＡ後の炉心損傷頻度
補足説明資料1.1.1.b－11 インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生箇所の考え方
補足説明資料1.1.1.b－12 インターフェイスシステムＬＯＣＡの評価に関する海外（米国）との違い
補足説明資料1.1.1.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
補足説明資料1.1.1.c－2　成功基準設定の考え方
補足説明資料1.1.1.c－3　事象進展解析結果を踏まえた成功基準の設定例
補足説明資料1.1.1.d－1　島根原子力発電所２号炉　内部事象運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー集
補足説明資料1.1.1.d－2　逃がし安全弁の開固着を想定する考え方
補足説明資料1.1.1.d－3　全交流動力電源喪失時において原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転が可能であることの妥当性及び実力評価について
補足説明資料1.1.1.d－4　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
補足説明資料1.1.1.d－5　事故シーケンスの最終状態の分類の考え方
補足説明資料1.1.1.e－1　サポート系が一部故障している場合の評価
補足説明資料1.1.1.e－2　スクラム系（機械系）における原子炉停止失敗の定義
補足説明資料1.1.1.e－3　フォールトツリーの作成における仮定について
補足説明資料1.1.1.e－4　保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を評価上除外するモデル化方法について
補足説明資料1.1.1.f－1　非常用ディーゼル発電機の故障率について
補足説明資料1.1.1.f－2　故障率データが整備されていない機器の故障率の扱い
補足説明資料1.1.1.f－3　中性子束検出器のモデル化について
補足説明資料1.1.1.f－4　保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較
補足説明資料1.1.1.f－5　共通原因故障パラメータを適用している系統
補足説明資料1.1.1.f－6　共通原因故障に関するＭＧＬパラメータ適用の考え方
補足説明資料1.1.1.g－1　人間信頼性解析ツリーによる人的過誤の分析例
補足説明資料1.1.1.g－2　起因事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程
補足説明資料1.1.1.g－3　計器の較正ミスの取り扱いについて
補足説明資料1.1.1.g－4　余裕時間及びストレスファクタの適用の考え方とその影響
補足説明資料1.1.1.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）
補足説明資料1.1.1.h－2　主要な事故シーケンスのイベントツリー上への表示
補足説明資料1.1.1.h－3　不確実さ解析における計算回数と収束性の確認
補足説明資料1.1.1.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
補足説明資料1.1.1.h－5　ベイズ統計の計算過程について
補足説明資料1.1.1.h－6　重大事故等対処設備に期待した場合のＰＲＡ

1.1.2　停止時ＰＲＡ
補足説明資料1.1.2.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，燃料取出しの考え方について
補足説明資料1.1.2.a－2　プラント状態の分類の考え方について

補足説明資料1.1.2.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
補足説明資料1.1.2.b－2　残留熱除去系運転中のＬＯＣＡについて
補足説明資料1.1.2.b－3　起因事象発生頻度の評価における考え方
補足説明資料1.1.2.b－4　冷却材流出事象の発生頻度の算出方法について
補足説明資料1.1.2.c－1　燃料損傷条件について
補足説明資料1.1.2.c－2　燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について
補足説明資料1.1.2.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
補足説明資料1.1.2.c－4　緩和操作に必要な余裕時間等の算定根拠について
補足説明資料1.1.2.d－1　島根原子力発電所２号炉　内部事象停止時レベル１ＰＲＡイベントツリー集
補足説明資料1.1.2.e－1　停止時レベル１ＰＲＡ及び運転時レベル１ＰＲＡ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
補足説明資料1.1.2.e－2　システム信頼性評価の結果について
補足説明資料1.1.2.g－1　起因事象発生前の操作に係る人的過誤の選定の考え方について
補足説明資料1.1.2.g－2　停止時レベル１ＰＲＡと運転時レベル１ＰＲＡとのストレスファクタ設定の考え方について

1.2　外部事象ＰＲＡ
1.2.1　地震ＰＲＡ
補足説明資料1.2.1.a－1　地震ＰＲＡプラントウォークダウンのチェックシートの項目について
補足説明資料1.2.1.a－2　起因事象の網羅性及びスクリーニングの考え方について
補足説明資料1.2.1.d－1　Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡのモデル化について
補足説明資料1.2.1.d－2　階層イベントツリーのヘディングの順序について
補足説明資料1.2.1.d－3　イベントツリーにおける福島第一原子力発電所事故の知見について
補足説明資料1.2.1.d－4　原子炉停止機能喪失事象のモデル化について
補足説明資料1.2.1.d－5　地震ＰＲＡにおけるフラジリティ評価の見直しについて

1.2.2　津波ＰＲＡ
補足説明資料1.2.2.a－1　津波による敷地内浸水解析について
補足説明資料1.2.2.a－2　津波ＰＲＡにおける漂流物の取り扱いについて
補足説明資料1.2.2.a－3　防波壁，屋外排水路逆止弁及び１号放水連絡通路防波扉の耐力について
補足説明資料1.2.2.a－4　引き波時を含む取水の継続性及び事故シナリオの分析で引き波を除外する考え方について
補足説明資料1.2.2.a－5　津波襲来時の原子炉停止の手順について
補足説明資料1.2.2.b－1　基準津波の年超過確率の参照について
補足説明資料1.2.2.d－1　津波時の水密扉の期待有無について
補足説明資料1.2.2.d－2　ＥＬ20mを超過する津波に対する影響評価について

2.　レベル1.5ＰＲＡ
2.1　内部事象ＰＲＡ
2.1.1　運転時ＰＲＡ
補足説明資料2.1.1.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
補足説明資料2.1.1.d－1　島根原子力発電所２号炉　内部事象運転時レベル1.5ＰＲＡイベントツリー集
補足説明資料2.1.1.e－1　原子炉圧力容器破損等のＭＡＡＰ上の判定条件
補足説明資料2.1.1.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原子炉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デスタルフラジリティの評価方法
補足説明資料2.1.1.f－2　炉心注水による原子炉圧力容器破損回避の不確かさ
補足説明資料2.1.1.f－3　格納容器隔離失敗の分岐確率の妥当性と隔離失敗事象への対応

サプレッション・プール水温度が上昇した場合の高圧炉心スプレイ系の機能維持

サプレッション・プール水温度が上昇した場合の高圧炉心スプレイ系の機能維持について，本評価における扱いについて以下に示す。

1. 事故シーケンスグループにおけるＴＢＷシーケンスの整理

ＴＢＷシーケンス（外部電源喪失発生時の崩壊熱除去機能喪失）は，高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機による給電により，高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水には成功するが，原子炉格納容器除熱に失敗するシーケンスであり，事故シーケンスグループとしては，崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）に整理している。

2. ＴＢＷシーケンスにおける高圧炉心スプレイ系の機能維持

ＴＢＷシーケンスにおけるサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度を第１図に示す。ＴＢＷシーケンスにおいては，事象発生後約□時間後にサプレッション・プール水位高の信号により，水源が復水貯蔵タンクからサプレッション・プールに切り替わる。サプレッション・プールを水源として高圧炉心スプレイ系による注水を継続する場合，サプレッション・プール水温度の上昇によって，高圧炉心スプレイ系が機能喪失に至る可能性がある。

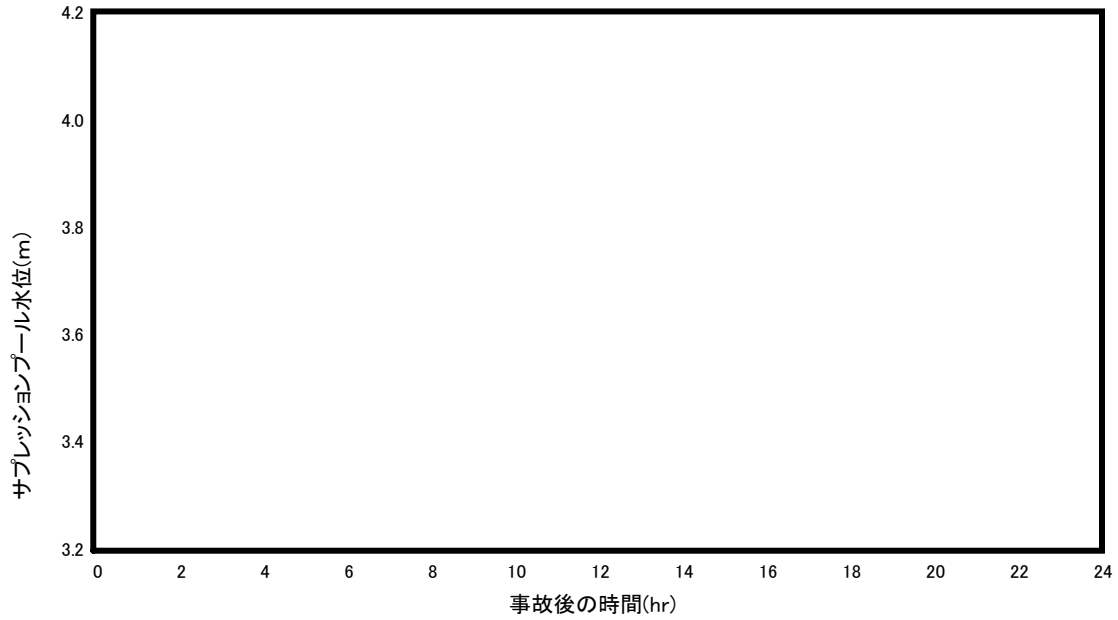
しかしながら，サプレッション・プール水温度の上昇により高圧炉心スプレイ系が機能喪失に至る前に，水源を再度復水貯蔵タンクに切り替えた場合，高圧炉心スプレイ系が機能喪失することはない。水源を再度復水貯蔵タンクに切り替えることにより，高圧炉心スプレイ系は原子炉格納容器が崩壊熱除去機能喪失による過圧破損に至るまで，高圧炉心スプレイ系の機能は維持される。よって，ＴＢＷシーケンスは崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）に整理される。

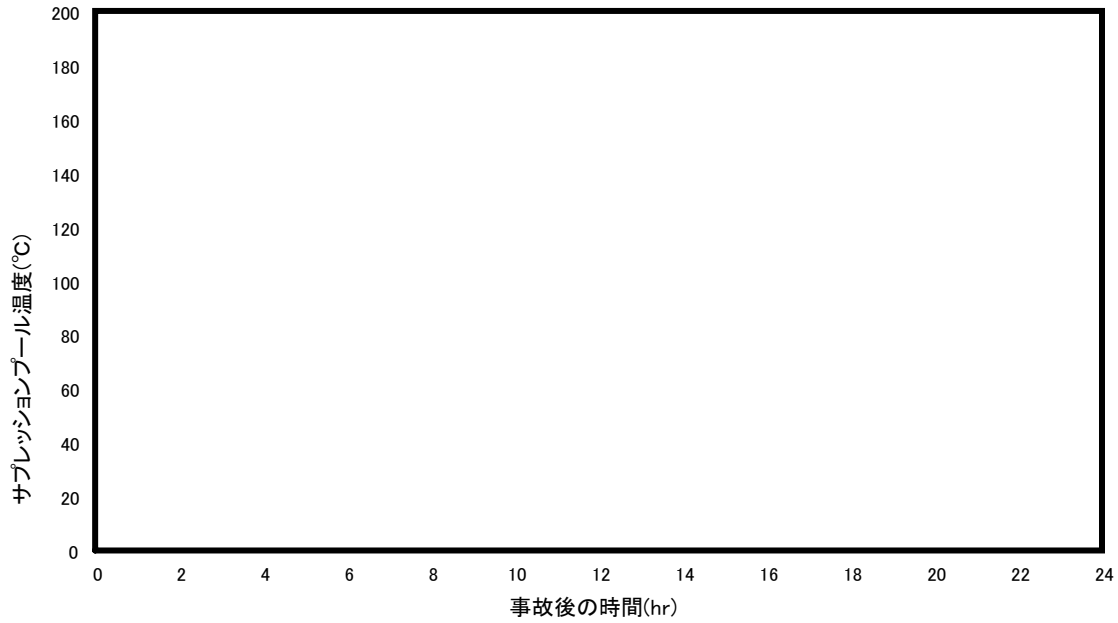
3. 事故シーケンスグループの整理を変更した場合の感度解析

ＴＢＷシーケンス（炉心損傷頻度：4.4×10^{-7}／炉年）の事故シーケンスグループをＴＢに整理した結果を第１表及び第２図に示す。

感度解析の結果，ＴＢによる炉心損傷頻度は２桁程度増加し，外部電源喪失起因で高圧炉心スプレイ系継続注水失敗にて炉心損傷に至る事故シーケンスがＴＢとして主に寄与するが，抽出される事故シーケンスグループは変わらない。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



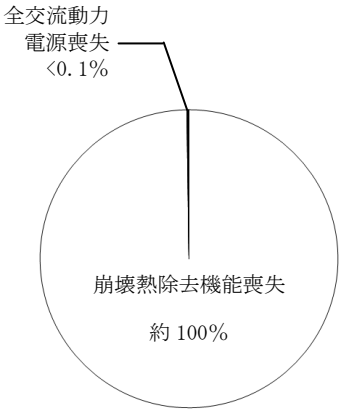


第１図　ＴＢＷシーケンスにおけるサプレッション・プール水位
及びサプレッション・プール水温度

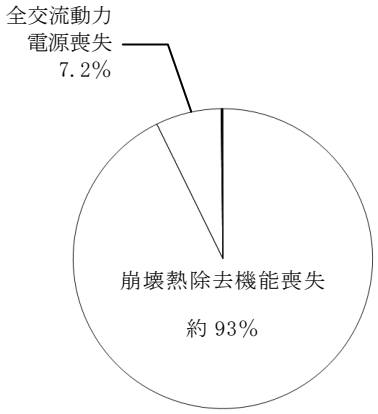
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１表　ＴＢＷシーケンスをＴＢに変更した場合の炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度（／炉年）	
	ＴＢＷをＴＷに 含めた場合	ＴＢＷをＴＢに 含めた場合
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06 (約 100%)	5.8E-06 (93%)
全交流動力電源喪失	2.7E-09 (<0.1%)	4.5E-07 (7.2%)



ＴＢＷをＴＷに含めた場合



ＴＢＷをＴＢに含めた場合

第２図　ＴＢＷシーケンスをＴＢに変更した場合の
事故シーケンスグループ別の炉心損傷割合

起因事象から除外している事象の考え方

1. はじめに

今回のＰＲＡ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燃料プール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。

・原子炉冷却材流量の部分喪失（原子炉再循環ポンプ１台トリップ）
・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
・放射性気体廃棄物処理施設の破損
・計装用空気系故障
・主蒸気管破断
・原子炉圧力容器破損

2. 起因事象から除外している事象の考え方

(1)　原子炉冷却材流量の部分喪失（原子炉再循環ポンプ１台トリップ）

原子炉冷却材流量の部分喪失は，原子炉スクラムに至らず，炉心損傷防止の観点から影響が限定されることから，本事象は起因事象から除外している。ただし，原子炉を手動停止した場合は，手動停止の起因事象として分類する。

(2)　燃料プールでの放射性物質の放出

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燃料プール内の燃料の崩壊熱が低く，燃料プールに十分な量の冷却材が保有されているため，対応の余裕時間が十分にあること等の理由から，本事象は起因事象から除外している。

なお，燃料プール内の燃料損傷のリスクについては，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，停止時レベル１ＰＲＡを実施している。

また，燃料プールでの燃料損傷に至るシーケンスについては，停止時ＰＲＡ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。

(3)　燃料集合体の落下

燃料集合体の落下については，運転中では燃料集合体の移送作業中における落下が考えられるが，落下した場合でもプラント運転には影響がない。ま

た，燃料取替機の燃料把握機は二重のワイヤや燃料集合体を確実につかんでいない場合には吊上げができない等のインターロックを設け，圧縮空気が喪失した場合にも，燃料集合体が外れない設計としている等，燃料集合体の落下事象が発生する可能性は小さいと考えられる。また，原子炉設置許可申請書の安全評価の中で，燃料取替作業に際し炉心上部で取扱い中の燃料集合体が落下し燃料集合体が破損する事象を想定しており，その評価結果によると周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。これらを考慮し，本事象は起因事象から除外している。

(4)　制御棒落下

出力運転時の制御棒落下事象については，制御棒と駆動軸との接続部は，十分に信頼性の高い構造となっており，必要な場合以外に分離することがない構造となっていることから，発生の可能性は非常に小さいと考えられる。また，原子炉設置許可申請書の安全評価の中で，制御棒１本が制御棒駆動機構から分離して炉心から落下する事故が想定しており，その評価結果によると周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。これらを考慮し，本事象は起因事象から除外している。

(5)　放射性気体廃棄物処理施設の破損

配管破断により主復水器から気体廃棄物処理系に流入する放射性物質が漏えいする事象であるが，破断箇所を隔離する弁が多重に設置されており，事象を収束できかつ外部への影響も小さく，また，直ちに原子炉への外乱に至ることはないため，炉心損傷防止の観点ではその影響が限定されることから，本事象は起因事象から除外している。

(6)　計装用空気系故障

計装用圧縮空気系故障は，国内プラントでは発生していないが，同事象が発生し系統の機能に重大な影響が生じた際は，プラントを手動停止することが考えられるが，手動停止の起因事象として取り扱うこととなるため，本事象は起因事象から除外している。

(7)　主蒸気管破断

a.　主蒸気管破断の発生頻度

主蒸気管を隔離するような破断の事例はないため，ＬＯＣＡの発生頻度をもとに評価した。ＬＯＣＡの発生頻度を評価しているＮＵＲＥＧ－1829では，口径の大きさに応じて発生頻度を評価しており，島根原子力発電所２号炉の主蒸気管(600A)の発生頻度は 1.0×10^{-5}／炉年以下になると推定される。そこで，今回のＰＲＡでは主蒸気管４本の破断発生頻度を 1.0×10^{-5}／炉年とした。

b.　主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率

主蒸気隔離弁による隔離弁閉に失敗する確率について以下に示す。

(a)　主蒸気隔離弁の隔離信号故障確率

主蒸気管には主蒸気管周囲温度高，主蒸気管流量大等による自動隔離

機能及び運転員による手動隔離操作に期待できる。今回のＰＲＡでは保守的に運転員による手動隔離操作には期待せず，自動隔離機能のみを考慮する。主蒸気隔離弁の隔離信号故障率は，検出器から最終リレーまでに含まれる機器の故障率が国内故障率データにおいて 1.0×10^{-10} から 1.0×10^{-7} 未満の範囲のため１チャンネルの故障率を 1.0×10^{-7}／時間とする。試験間隔を１年間，隔離信号が 1 out of 2 twice であることを考慮すると，隔離信号故障確率は 5.0×10^{-7}／要求時となる。

１チャンネルの信号故障確率
＝１チャンネルの故障率×１年間／２
＝5.0×10^{-4}／要求時（切上げ）
隔離信号故障確率（1 out of 2 twice）
＝（１チャンネルの信号故障確率×１チャンネルの信号故障確率）×２
＝5.0×10^{-7}／要求時

(b)　主蒸気隔離弁の機械故障確率

主蒸気隔離弁の機械故障確率には，国内故障率データより空気作動弁の作動失敗の故障率 1.1×10^{-7}／時間を用いる。主蒸気隔離弁は定期試験を１週間毎に行っているため，１弁あたりの故障確率は，9.2×10^{-6}／要求時となる。主蒸気隔離弁は，原子炉格納容器の内側と外側に１弁ずつあるため，弁の共通原因故障（$\beta=0.13$）を考慮すると，２弁あたりの機械故障確率は，1.2×10^{-6}／要求時となる。

主蒸気隔離弁１弁機械故障確率
＝空気作動弁の故障率×１週間／２
＝9.2×10^{-6}／要求時／弁
主蒸気隔離弁２弁機械故障確率
＝１弁故障確率×１弁故障確率＋１弁故障確率×β値
＝1.2×10^{-6}／要求時／２弁

(c)　主蒸気管の隔離弁閉失敗確率

主蒸気管の隔離弁閉失敗確率は，主蒸気管が４本あるため４本すべての隔離弁閉に成功する必要があると想定し，隔離信号故障と主蒸気隔離弁の機械故障の和をとると，内側主蒸気隔離弁のみに期待する場合の主蒸気管隔離弁閉失敗確率は 3.7×10^{-5}／要求時，外側主蒸気隔離弁にも期待する場合の主蒸気管隔離弁閉失敗確率は 5.3×10^{-6}／要求時となる。

内側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率
＝主蒸気隔離弁１弁機械故障確率×４本＋隔離信号故障確率
＝3.7×10^{-5}／要求時
内側及び外側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率
＝主蒸気隔離弁２弁機械故障確率×４本＋隔離信号故障確率
＝5.3×10^{-6}／要求時

(d)　主蒸気管破断時の隔離弁閉失敗確率

主蒸気管破断時の隔離弁閉失敗確率は，主蒸気管破断の確率及び主蒸気管の隔離弁閉失敗確率より，内側主蒸気隔離弁のみに期待する場合の主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率は 3.7×10^{-10}／要求時，外側主蒸気隔離弁にも期待した場合の主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率は 5.3×10^{-11}／炉年となる。

内側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率
＝主蒸気管破断確率×内側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率
＝3.7×10^{-10}／炉年

内側及び外側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率
＝主蒸気管破断確率×内側及び外側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率
＝5.3×10^{-11}／炉年

c．主蒸気管破断が発生したときの起因事象の分類

主蒸気管破断の発生箇所の概要図を第 1 図に示す。主蒸気管破断がいずれの箇所で発生したときの起因事象も，今回のＰＲＡからは除外又は他の起因事象に包絡している。各破断箇所による起因事象の除外又は他の起因事象への包絡の理由について以下に示す。

(a)　隔離に成功した場合

第 1 図の①，②，③の箇所で主蒸気管破断が発生し内側又は外側主蒸気隔離弁による隔離に成功した場合は，隔離事象と同様のシーケンスになる。主蒸気破断の発生後に隔離に成功する確率は約 1.0×10^{-5}／炉年となり，隔離事象の発生頻度 2.7×10^{-2}／炉年に比べて十分に低いため，隔離事象の起因事象に包絡される。第 1 図の④の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は，主蒸気隔離弁による隔離に期待できず下記(b)④の状態となる。

(b)　隔離に失敗した場合

①　外側主蒸気隔離弁からタービン側の区間

第 1 図の①の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は，格納容器バイパスが発生する。隔離失敗確率は内側及び外側の主蒸気隔離弁に期待でき，内側及び外側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率より，5.3×10^{-11}／要求時となる。隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は十分に低いため，本事象は起因事象から除外している。

②　ＰＣＶから外側主蒸気隔離弁までの区間

第 1 図の②の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は，格納容器バイパスが発生する。しかし，格納容器貫通部に主蒸気隔離弁が直接接続されており，主蒸気管破断の発生頻度は 1.0×10^{-5} よりも更に低いと考えられる。仮に主蒸気管破断頻度を 1.0×10^{-5} とした場合，内側主蒸気隔離弁にしか期待できず，主蒸気管破断による格納容器バイパス

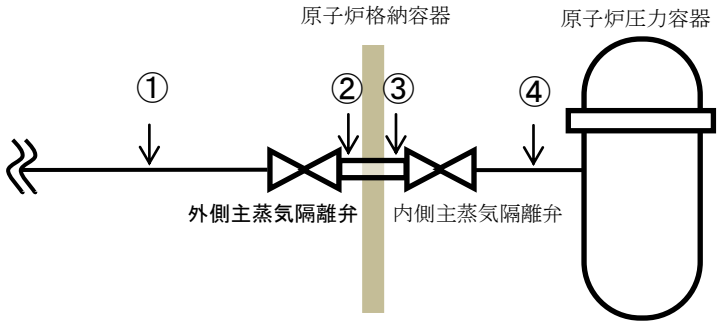
の発生頻度は，内側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率より，3.7×10^{-10}／炉年となる。この仮定においても隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は十分に低いため，本事象は起因事象から除外している。

③　内側主蒸気隔離弁から原子炉格納容器までの区間

第１図の③の箇所で主蒸気管破断が発生し，内側主蒸気隔離弁の隔離に失敗した場合は下記④と同様になる。

④　ＲＰＶから内側主蒸気隔離弁までの区間

第１図の④の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は，原子炉格納容器内での破断となり，起因事象としては大破断ＬＯＣＡに分類される。シーケンスも大破断ＬＯＣＡと同様になる。大破断ＬＯＣＡは，ＮＵＲＥＧ－1829では，破断口径が125Aより大きな破断を想定しており，島根原子力発電所２号炉の主蒸気管(600A)も大破断ＬＯＣＡの発生頻度に包絡されている。そのため，今回のＰＲＡでは大破断ＬＯＣＡの起因事象に含めて評価を行う。



第１図　主蒸気管配管破断の位置

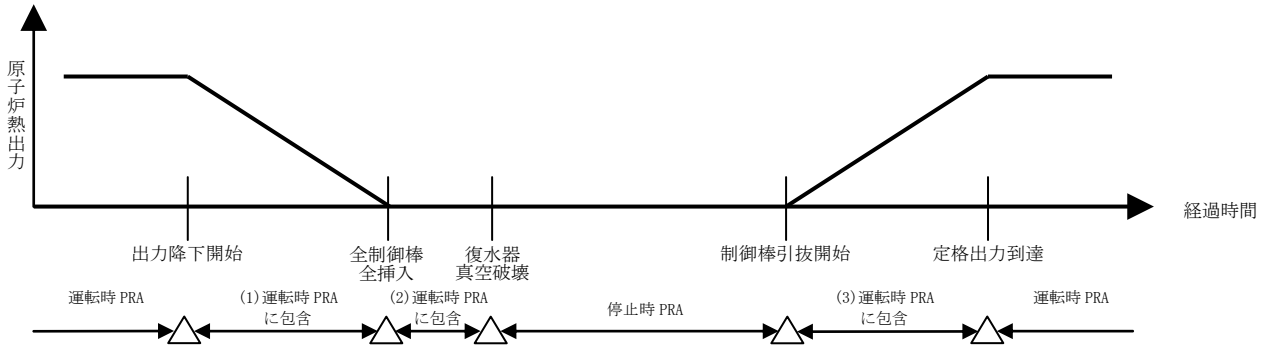
(8)　原子炉圧力容器破損

原子炉圧力容器破損については，原子炉圧力容器は，過渡・事故を想定した保守的な設計を行っていること，使用前検査で有意な欠陥のないこと及び耐圧試験で十分な耐性を有していることを確認していること，供用期間中検査により有意な欠陥やき裂のないことを定期的に確認していること等から，決定論的に既に十分な対応がとられており，大きな残留リスクになるとは考えられない。また，原子炉圧力容器破損の頻度はＷＡＳＨ－1400や確率論的破壊力学（ＰＦＭ）により試算されており，それぞれ1.0×10^{-7}／炉年，1.0×10^{-8}／炉年となっており，原子炉格納容器からの放射性物質の放出という観点からは，無視しうると判断されるため，本事象は起因事象から除外している。

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ＰＲＡの対象範囲

運転時ＰＲＡの対象範囲は，「レベル１ＰＳＡ学会標準」において，ＢＷＲでは第 1 図に示すとおり，「制御棒引抜開始」から「復水器真空破壊」までとされている。



第１図　運転時ＰＲＡ及び停止時ＰＲＡの対象範囲（ＢＷＲ）

第１図において，(1)出力降下開始～全制御棒全挿入，(2)全制御棒全挿入～復水器真空破壊，(3)制御棒引抜開始～定格出力の各期間は次の理由により，運転時ＰＲＡに含めて評価するのが適当であると判断している。

(1)　出力降下開始～全制御棒全挿入

緩和設備は給水系を除いて定格出力運転時とほぼ同等の構成となること及び定格出力運転中の期間と比べ当該期間は極めて短いことを考慮すると，ＰＲＡの観点から定格出力運転時と同等に扱うことは適当であると考える。また，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以下の原子炉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うえで，以下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の観点から有意なものではない。

・原子炉圧力の低下に伴う「主蒸気隔離弁閉」による原子炉スクラム
・原子炉熱出力の低下に伴う「主蒸気止め弁閉」及び「蒸気加減弁急速閉」による原子炉スクラム

(2)　全制御棒全挿入～復水器真空破壊

緩和設備は給水系を除いて定格出力運転時とほぼ同等の構成であること及び当該期間は定格出力運転期間と比べ，極めて短いことを考慮すると，ＰＲＡの観点から定格出力運転時と同等に扱うことは適当であると考える。

(3)　制御棒引抜開始～定格出力

緩和設備は給水系を除いて定格出力運転時とほぼ同等の構成であること及び当該期間は定格出力運転期間と比べ，極めて短いことを考慮すると，ＰＲＡの観点から定格出力運転時と同等に扱うことは適当であると考える。

2．通常停止を起因事象として取り扱う考え方

島根原子力発電所２号炉のレベル１ＰＲＡにおいては，定期事業者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について，通常停止として，起因事象の一つとして取り扱っている。

通常停止は，それ自体が炉心損傷に至る可能性は十分低いと考えられるが，年に１回程度の頻度で行うプラント状態の変更を伴う事象であり，その際，崩壊熱除去機能等の緩和機能が喪失した場合の炉心損傷頻度は，過渡事象等が発生する場合の炉心損傷頻度と比較して，ある程度の寄与となる可能性がある。

このため，従来から定期安全レビュー（ＰＳＲ）等の機会に実施しているレベル１ＰＲＡと同様に，通常停止を起因事象の一つとして考慮している。

なお，通常起動については，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く，定期事業者検査後のため緩和機能の信頼性も高いと考えられることから，従来から起因事象として取り扱っていない。

「起動操作」を起因事象に含めないことの考え方

今回実施した内部事象運転時レベル１ＰＲＡでは，起因事象（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「手動停止（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因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。
・原子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，レベル１ＰＳＡ学会標準では，運転時のＰＲＡの対象とする期間を制御棒引抜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すべて起因事象として考慮している。このため，プラント起動中に生じたトラブル事象も起因事象として考慮している。

主蒸気隔離弁の部分閉鎖を隔離事象に分類する考え方について

主蒸気隔離弁の閉鎖について，出典としたＥＰＲＩ報告書（ＮＰ－2230）の定義「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」を隔離事象に分類していることの根拠，「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」が「主蒸気隔離弁の１弁閉鎖」と起因事象が異なる理由を以下に示す。

ＥＰＲＩ報告書（ＮＰ－2230）では様々な過渡事象が示されており，主蒸気隔離弁の１弁閉鎖，部分閉鎖は下表のように定義されている。

第１表　ＥＰＲＩ報告書（ＮＰ-2230）での定義

６．主蒸気隔離弁の１弁閉鎖	運転員の過誤又は機器故障により，主蒸気隔離弁の１つだけが閉鎖する過渡事象，残りの主蒸気隔離弁は開状態である。
７．主蒸気隔離弁の部分閉鎖	運転員の過誤又は機器故障により，１つないし，それ以上の主蒸気隔離弁が部分閉鎖する過渡事象である。

主蒸気隔離弁の１弁閉鎖は，ＥＰＲＩ報告書（ＮＰ－2230）の定義より，１弁は閉鎖しているものの残りの弁は問題なく開いている状態であり，復水器による除熱が可能であるため非隔離事象に分類している。

一方，主蒸気隔離弁の部分閉鎖は，ＥＰＲＩ報告書（ＮＰ－2230）の定義より，１弁若しくはそれ以上の弁が部分閉鎖している状態であり，閉鎖の程度によっては復水器による除熱ができなくなると想定し，保守的に隔離事象と分類している。

なお，主蒸気隔離弁の部分閉鎖の事象は国内では発生しておらず，この分類が起因事象発生頻度に与える影響はない。

起因事象の発生頻度におけるＥＦの設定の妥当性について

1. ＥＦの設定について

ＥＦの設定について，レベル１ＰＳＡ学会標準では，以下のように記載されている。

【レベル１ＰＳＡ学会標準より抜粋】
「起因事象の発生頻度を評価し，10.3.3に示す方法や工学的判断により不確実さを設定する。」

本評価では学会標準に基づき，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4550の起因事象発生頻度のＥＦの設定（第1表参照）をもとに，工学的判断によりＥＦを３としている。

なお，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）については参照した文献値に基いた不確実さ幅から，インターフェイスシステムＬＯＣＡについてはＬＯＣＡの不確実さ幅を参考に，起因事象発生頻度のＥＦを設定している。

2. 起因事象発生頻度のＥＦに対する感度解析

起因事象発生頻度の不確実さによる全炉心損傷頻度の不確実さへの影響を確認するため，ＥＦを変更した場合の感度解析を以下のとおり行った。

(1) ＥＦの設定

国内ＢＷＲにおける発生経験の有無により，起因事象を以下のように分類し，感度解析ケースでは，これらに対して第2表に示すとおりに起因事象発生頻度のＥＦを変更した。

・国内ＢＷＲで発生経験がある起因事象
・国内ＢＷＲで発生経験がなく，発生件数を0.5件とした起因事象
（逃がし安全弁誤開放，原子炉補機冷却系故障，交流電源故障，直流電源故障，タービン・サポート系故障）

(2) 感度解析結果

全炉心損傷頻度における平均値，ＥＦのベースケースとの比較を第3表及び第1図に示す。

感度解析ケース１及び２において，起因事象のＥＦを増加させた場合に，全炉心損傷頻度のＥＦが増加しているが，平均値への影響は小さいことが分かる。

第1表　ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4550のＥＦ

起因事象	ＥＦ
直流母線喪失による過渡事象	3
交流母線喪失による過渡事象	3
オフサイト電源喪失による過渡事象	3
電力変換系の喪失以外を起因とする過渡事象	3
電力変換系の喪失を起因とする過渡事象	3
不注意による逃がし弁の開操作	3

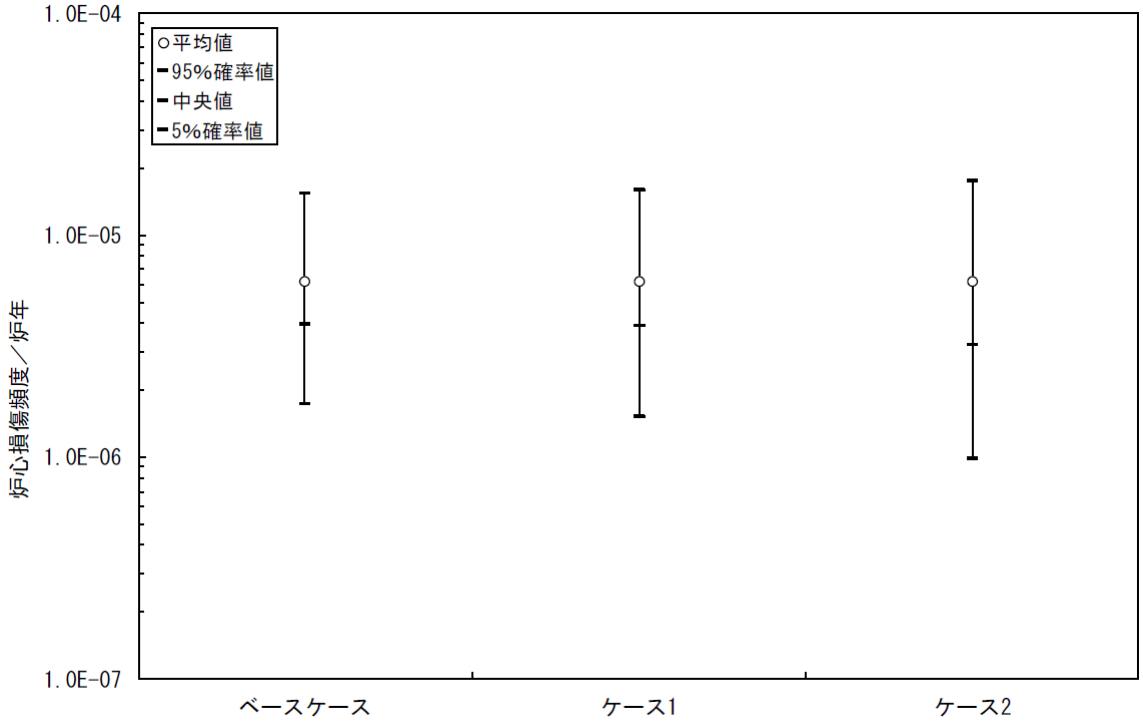
※　ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4550では，扱っているすべての起因事象のＥＦを”３”としている。

第2表　起因事象発生頻度におけるＥＦの設定

		ベースケース	感度解析 ケース１	感度解析 ケース２
ＥＦ	国内ＢＷＲで発生経験がある起因事象	3	3	10
	国内ＢＷＲで発生経験がない起因事象	3	10	10

第3表　全炉心損傷頻度における平均値，ＥＦのベースケースとの比較

	ベースケース	感度解析 ケース１	感度解析 ケース２
炉心損傷頻度（平均値） （／炉年）	6.2E-06	6.2E-06	6.2E-06
ＥＦ	3.0	3.2	4.2



第1図　全炉心損傷頻度に対する不確実さの比較

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

○　原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）

破断規模によりプラント応答が異なることを考慮し，大破断ＬＯＣＡ，中破断ＬＯＣＡ，小破断ＬＯＣＡの３事象に分類

これに手動停止を加え，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ＢＷＲ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ＢＷＲ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（ＳＲＶ誤開放を除く），手動停止

②　国内ＢＷＲ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】原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ），インターフェイスシステムＬＯＣＡ

③　国内ＢＷＲ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ＢＷＲプラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】ＳＲＶ誤開放，従属性を有する起因事象

起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について

起因事象発生頻度のデータベースは，メーカ及びエンジニアリング会社によって，以下の情報を対象に起因事象発生件数を調査し，その結果を事業者が確認する枠組みで定期的に更新している。

・原子炉施設運転管理年報
・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

平成 20 年度末までの起因事象発生頻度データは上記の枠組みによるデータベースの更新が完了している。その後，当社内において，定期安全レビュー（ＰＳＲ）でＰＲＡを実施したために平成 23 年度末までの実績を反映したデータベースを作成している。

以上の状況を踏まえ，本評価においては，ＰＲＡ評価開始時において利用可能な最新のデータとして，平成 23 年度末までの運転状況を反映した起因事象発生頻度のデータを使用した。

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

外部電源喪失の起因事象発生頻度については，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）を除く他の起因事象と同様，ＢＷＲプラントにおける発生実績に基づき算出している。

外部電源喪失の発生頻度について，ＢＷＲ，ＰＷＲ，ＢＷＲ及びＰＷＲの各ケースで計算した結果を第 1 表及び第 2 表に示すが，ほぼ同等の値となっており，評価結果に与える影響は小さいと考えられる。

第 1 表　運転時レベル 1 ＰＲＡ　「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	ＢＷＲ※1	ＰＷＲ※2	ＢＷＲ＋ＰＷＲ
発生件数（件）	3	3	6
運転時間	792.7 炉年	621 炉年	1,413.7 炉年
発生頻度（／炉年）	3.8E-03	4.8E-03	4.2E-03
外部電源喪失（／炉年）	5.2E-07	—	5.7E-07
炉心損傷頻度（／炉年）	6.2E-06	—	6.3E-06

※1　島根原子力発電所 2 号炉安全審査資料（データ期間：2012 年 3 月 31 日まで）

※2　川内原子力発電所 1，2 号炉安全審査資料（データ期間：2011 年 3 月 31 日まで）

第 2 表　停止時レベル 1 ＰＲＡ　「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	ＢＷＲ※1		ＰＷＲ※2	ＢＷＲ＋ＰＷＲ
発生件数（件）	4		3	7
	出力運転時 3	停止時 1		
運転時間	792.7 炉年	83,830 日	621 炉年	1,643.2 炉年
発生頻度（／時間）	4.3E-07	5.0E-07	5.5E-07	4.9E-07
	9.3E-07			
外部電源喪失（／定期事業者検査）	6.0E-06		—	3.2E-06
炉心損傷頻度（／定期事業者検査）	6.0E-06		—	3.2E-06

※1　島根原子力発電所 2 号炉安全審査資料（データ期間：2012 年 3 月 31 日まで）

※2　川内原子力発電所 1，2 号炉安全審査資料（データ期間：2011 年 3 月 31 日まで）

起因事象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，小破断ＬＯＣＡ，中破断ＬＯＣＡ，大破断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，流出流量について第 1 表に示す。

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手動停止に含めている。

「ＤＢＡ超過ＬＯＣＡ」はＮＵＲＥＧ－1829 をもとに検討しており，その発生頻度は 1.0×10^{-8}／年以下となっている。ＤＢＡ超過ＬＯＣＡは原子炉圧力容器破損が主な要因であり，原子炉圧力容器破損は補足 1.1.1.b-1 に示す理由により起因事象から除外する。

第 1 表　ＬＯＣＡ関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量
漏えい	常用系（制御棒駆動水圧ポンプ等）で補給可能な範囲		
小破断ＬＯＣＡ	原子炉隔離時冷却系で注水可能な範囲		
中破断ＬＯＣＡ	小破断ＬＯＣＡと大破断ＬＯＣＡの中間範囲		
大破断ＬＯＣＡ	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲		
ＤＢＡ超過ＬＯＣＡ	設計基準事象でのＬＯＣＡを超える範囲		

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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，その起因事象発生頻度の評価には，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5750 とＮＵＲＥＧ－1829 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以下に示す。

(1) 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の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，小破断ＬＯＣＡを除き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

(2) ＮＵＲＥＧ－1829(Draft Report for Comment)

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
・配管からの寄与のほか，非配管からの寄与として，原子炉圧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
・原子炉圧力容器については，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，中破断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られる。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，第２表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。

・事象の分類定義に従い，各分類境界での５％下限値と 95%上限値を次のように設定する。

以上より，ＬＯＣＡ発生頻度を検討した結果を第１図にまとめる。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

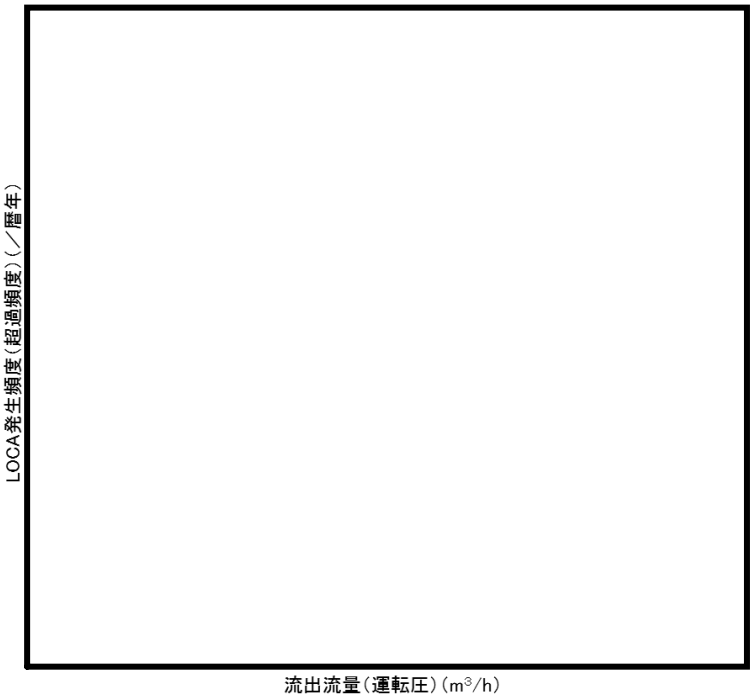
第２表　ＬＯＣＡ発生頻度の検討

（１/暦年）

状態定義	常用系での補給超過	ＲＣＩＣ注水能力超過	原子炉減圧状態

事象分類	小破断ＬＯＣＡ	中破断ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ
等価破断径			
流出流量(運転圧)			
平均値	3E-04	2E-04	2E-05
ＥＦ	10	20	20

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



事象分類 （格納容器内破断）	状態定義	等価 破断径	流出流量 （運転圧）	検　討
漏えい	常用系（ＣＲＤポンプ等）で補給可能な範囲			
小破断ＬＯＣＡ	ＲＣＩＣで注水可能な範囲			
中破断ＬＯＣＡ	小破断ＬＯＣＡと大破断ＬＯＣＡの中間範囲			
大破断ＬＯＣＡ	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲			
ＤＢＡ超過 ＬＯＣＡ	設計基準事象でのＬＯＣＡを超える範囲			

第１図　ＬＯＣＡ事象分類と発生頻度検討のまとめ

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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ＰＲＡ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，大破断ＬＯＣＡ，中破断ＬＯＣＡ，小破断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生じると想定したうえで，破断がＥＣＣＳ配管で生じた場合には当該ＥＣＣＳ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，今回のＰＲＡでのＬＯＣＡ後の炉心損傷頻度と本評価でのＬＯＣＡ後の炉心損傷頻度は同等となった。

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発生頻度は，式（1）で算出した。算出に用いた溶接線数と発生頻度の結果を第 1 表に示す。今回のＰＲＡでは，破断口径 25A 未満を小破断ＬＯＣＡ，25A 以上-125A 未満を中破断ＬＯＣＡ，125A 以上を大破断ＬＯＣＡとしているが，本評価では，破断口径 100A 以上を大破断ＬＯＣＡ，100A 未満を中破断ＬＯＣＡとし，原子炉隔離時冷却系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。

着目する系統の配管破断発生頻度

$$= \frac{\text{着目する系統の溶接線数}}{\text{原子炉圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{ＬＯＣＡ発生頻度・・・式(1)}$$

第１表　各系統の配管口径別の溶接線数と系統当たりのＬＯＣＡ発生頻度

	溶接線数※1		配管破断発生頻度	
	100A 以上	100A 未満	大破断 ＬＯＣＡ※2	中破断 ＬＯＣＡ※3
原子炉隔離時冷却系				
高圧炉心スプレイ系				
低圧炉心スプレイ系				
残留熱除去系（Ａ）				
残留熱除去系（Ｂ）				
残留熱除去系（Ｃ）				
その他の 原子炉圧力容器 冷却材バウンダリ				
合計				

※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　大破断ＬＯＣＡ発生頻度 2.0E-05／炉年
※３　中破断ＬＯＣＡ発生頻度 2.0E-04／炉年

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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第２表に示す。

なお，起因事象発生頻度を1.0とした条件付炉心損傷確率は，崩壊熱除去機能喪失が支配的なため，ＥＣＣＳ配管破断による注水系機能喪失の影響は小さく，すべて同等の結果となった。

ＬＯＣＡ後の炉心損傷頻度

＝$\sum_{i}$（系統ｉでのＬＯＣＡ発生頻度）

×（系統ｉに期待できない場合の条件付炉心損傷確率）・・・式(2)

第２表　各系統でのＬＯＣＡ後の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度（１／２）

	条件付炉心損傷確率					
	大破断ＬＯＣＡ			中破断ＬＯＣＡ		
原子炉隔離時冷却系	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.7E-09		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.9E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
高圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.6E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.6E-05	1.8E-05
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.5E-06		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.7E-06	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
低圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	8.3E-09		ＬＯＣＡ時注水失敗	8.8E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
残留熱除去系（Ａ）	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.8E-09		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	2.0E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
残留熱除去系（Ｂ）	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.7E-09		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	2.0E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
残留熱除去系（Ｃ）	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.7E-09		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	2.0E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
その他の原子炉圧力容器冷却材バウンダリ	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.7E-09		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.9E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	

第２表　各系統でのＬＯＣＡ後の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度（２／２）

	炉心損傷頻度（／炉年）					
	大破断ＬＯＣＡ			中破断ＬＯＣＡ		
原子炉隔離時冷却系	崩壊熱除去機能喪失	1.4E-11	1.4E-11	－	－	－
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.3E-15				
	原子炉停止機能喪失	2.2E-15				
高圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.1E-11	1.2E-11	－	－	－
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	9.7E-13				
	原子炉停止機能喪失	1.9E-15				
低圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.2E-11	1.2E-11	－	－	－
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	5.4E-15				
	原子炉停止機能喪失	1.9E-15				
残留熱除去系（Ａ）	崩壊熱除去機能喪失	1.6E-11	1.6E-11	－	－	－
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.6E-15				
	原子炉停止機能喪失	2.6E-15				
残留熱除去系（Ｂ）	崩壊熱除去機能喪失	1.5E-11	1.5E-11	－	－	－
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.5E-15				
	原子炉停止機能喪失	2.4E-15				
残留熱除去系（Ｃ）	崩壊熱除去機能喪失	1.7E-11	1.7E-11	－	－	－
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.7E-15				
	原子炉停止失敗	2.8E-15				
その他の原子炉圧力容器冷却材バウンダリ	崩壊熱除去機能喪失	2.7E-10	2.7E-10	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-09	3.6E-09
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	2.6E-14		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	3.9E-13	
	原子炉停止失敗	4.4E-14		原子炉停止機能喪失	5.8E-13	
合計	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-10	3.6E-10	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-09	3.6E-09
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.0E-12		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	3.9E-13	
	原子炉停止機能喪失	5.8E-14		原子炉停止機能喪失	5.8E-13	

3. 評価結果

ＬＯＣＡ後の炉心損傷頻度について，今回のＰＲＡの結果と本評価の結果を第3表に示す。評価結果の比較から，今回のＰＲＡでのＬＯＣＡ後の炉心損傷頻度は崩壊熱除去失敗が支配的なため，ＥＣＣＳ配管破断の炉心損傷頻度への影響は小さく，本評価でのＬＯＣＡ後の炉心損傷頻度は同等となった。

第3表　今回のＰＲＡの結果と本評価結果の比較

事故シーケンスグループ		大破断ＬＯＣＡ（／炉年）	中破断ＬＯＣＡ（／炉年）
ベースケースの炉心損傷頻度	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-10	3.6E-09
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	3.4E-14	3.9E-13
	原子炉停止機能喪失	5.8E-14	5.8E-13
	合計	3.6E-10	3.6E-09
本評価	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-10	3.6E-09
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.0E-12	3.9E-13
	原子炉停止機能喪失	5.8E-14	5.8E-13
	合計	3.6E-10	3.6E-09

インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生箇所の考え方

インターフェイスシステムＬＯＣＡは，原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスにおいて隔離機能が喪失することにより，低圧設計部に設計圧以上の圧力がかかり機器破損を引き起こして，原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。

インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度は以下のように評価する。

原子炉から原子炉格納容器外に接続する主な系統の配管のうち，高圧バウンダリのみで構成されている系統は対象としない。また，発生頻度の観点から，３弁以上の弁で隔離されている系統は評価の対象としない。

以上より，評価対象の配管は次の４通りとなる。

・低圧注水系注入配管
・低圧炉心スプレイ系注入配管
・残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管
・残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管

評価対象配管のうち隔離弁が２弁のものについての発生頻度は，低圧配管への異常な過圧の発生頻度とこの時の配管の破損確率に加え，運転員による隔離操作を考慮する。

第 1 表に隔離弁に想定する故障モードをまとめて示す。弁の故障率等には，内部リークや誤開に加えて運転中に開閉試験を実施する弁については，試験時開操作，試験後の閉め忘れと閉失敗を考慮する。第 2 表に，評価で用いる機器の故障率と人的過誤確率を示す。機器故障率（λ）については，国内故障率を基に作成する。人的過誤確率（H）については，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5124 で記載されている値を用いる。電動弁故障状態における過圧発生時の認知・隔離及び外側隔離弁内部リーク検出は保守的に考慮しない。低圧配管の過圧状態での破損確率（Ｐｒ）は，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5124（表Ｅ．２）の低圧配管破損確率の最大値を参考に破損確率を［　　］とする。

①　低圧注水系注入配管における発生頻度

低圧注水系のＡ系，Ｂ系，Ｃ系の３系統を考慮する。評価対象とした配管の概略図を第 1 図に示す。低圧注水系注入配管の高圧設計部分の隔離弁構成は，試験可能逆止弁（以下，逆止弁という）と電動弁で構成されている。これらの弁に対し，１ヶ月に１回試験を行う。

故障モードの組合せは，逆止弁４種と電動弁４種の組合せの以下の計 10 通りとなる。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(a) 内部リークと内部リークの組合せ
(b) 内部リークと誤開故障の組合せ
(c) 内部リークと試験時開操作の組合せ
(d) 内部リークと試験後の開放置の組合せ
(e) 誤開故障と誤開故障の組合せ
(f) 誤開故障と試験時開操作の組合せ
(g) 誤開故障と試験後の開放置の組合せ
(h) 試験時開操作と試験時開操作の組合せ
(i) 試験時開操作と試験後の開放置の組合せ
(j) 試験後の開放置と試験後の開放置の組合せ

第 3 表に発生頻度の評価式をまとめて示す。

② 低圧炉心スプレイ系注入配管における発生頻度

低圧炉心スプレイ系の１系統を考慮する。評価対象とした配管の概略図を第 2 図に示す。低圧炉心スプレイ系注入配管の高圧設計部分の隔離弁構成は，逆止弁と電動弁で構成されている。これらの弁に対し，１ヶ月に１回試験を行う。これは低圧注水系の弁構成と同様のため，本配管のインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度の評価式は，低圧注水系のものと同様となる。

③ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管における発生頻度

残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管のＡ系，Ｂ系の２系統を考慮する。評価対象とした配管の概略図を第 3 図に示す。残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管の高圧設計部分の隔離弁構成は，逆止弁と電動弁で構成されている。これらの弁は，運転中に試験を行わない。

故障モードの組合せは，試験起因の弁開事象を除いた２種（内部リーク，誤開故障）の組合せである。逆止弁の誤開故障は考慮しないことから，組合せは下記の２通りとなる。

(a) 内部リークと内部リークの組合せ
(b) 内部リークと誤開故障の組合せ

第 4 表に発生頻度の評価式をまとめて示す。

④ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管における発生頻度

Ａ系，Ｂ系に共通の残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管１ラインを考慮する。評価対象とした配管の概略図を第 4 図に示す。これらの弁は，運転中に試験を行わない。残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管の高圧設計部分の隔離弁構成は，電動弁と電動弁で構成されている。

故障モードの組合せは，試験起因の弁開事象を除いた２種（内部リーク，誤開故障）の組合せであるので計３通りとなる。

(a) 内部リークと内部リークの組合せ
(b) 内部リークと誤開故障の組合せ
(c) 誤開故障と誤開故障の組合せ

第５表に発生頻度の評価式をまとめて示す。

上記の評価方法によるインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度の評価結果を第６表に示す。これよりインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度は約 8.1×10^{-8}／炉年となる。

第１表　隔離弁に想定する故障モードのまとめ

隔離弁のタイプ	逆止弁	電動弁
想定故障モード	内部リーク 誤開故障※１ 試験時開操作 試験後の開放置	内部リーク 誤開故障 試験時開操作 試験後の開放置※２

※１　背圧が掛かっている状態での逆止弁の誤開故障は生じ得ない。ここでは，組合せを考えるうえで用いるため，仮に記載している。

※２　電動弁の開放置は考慮しない。ここでは，組合せを考えるうえで用いるため，仮に記載している。

第 2 表　評価で用いる機器故障率と人的過誤確率

略号	定義	機器故障率	単位	出展

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第３表　低圧注水系注入配管のインターフェイスシステム
ＬＯＣＡ発生頻度の評価式（１／３）

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 （逆止弁）	原子炉格納容器 外側隔離弁 （電動弁）	各項の式

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第３表　低圧注水系注入配管のインターフェイスシステム
ＬＯＣＡ発生頻度の評価式（２／３）

区分	原子炉格納容器（逆止弁）	原子炉格納容器（電動弁）	各項の式

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第３表　低圧注水系注入配管のインターフェイスシステム
ＬＯＣＡ発生頻度の評価式（３／３）

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 （逆止弁）	原子炉格納容器 外側隔離弁 （電動弁）	各項の式

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第４表　残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管のインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度の評価式

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 （逆止弁）	原子炉格納容器 外側隔離弁 （電動弁）	各項の式

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

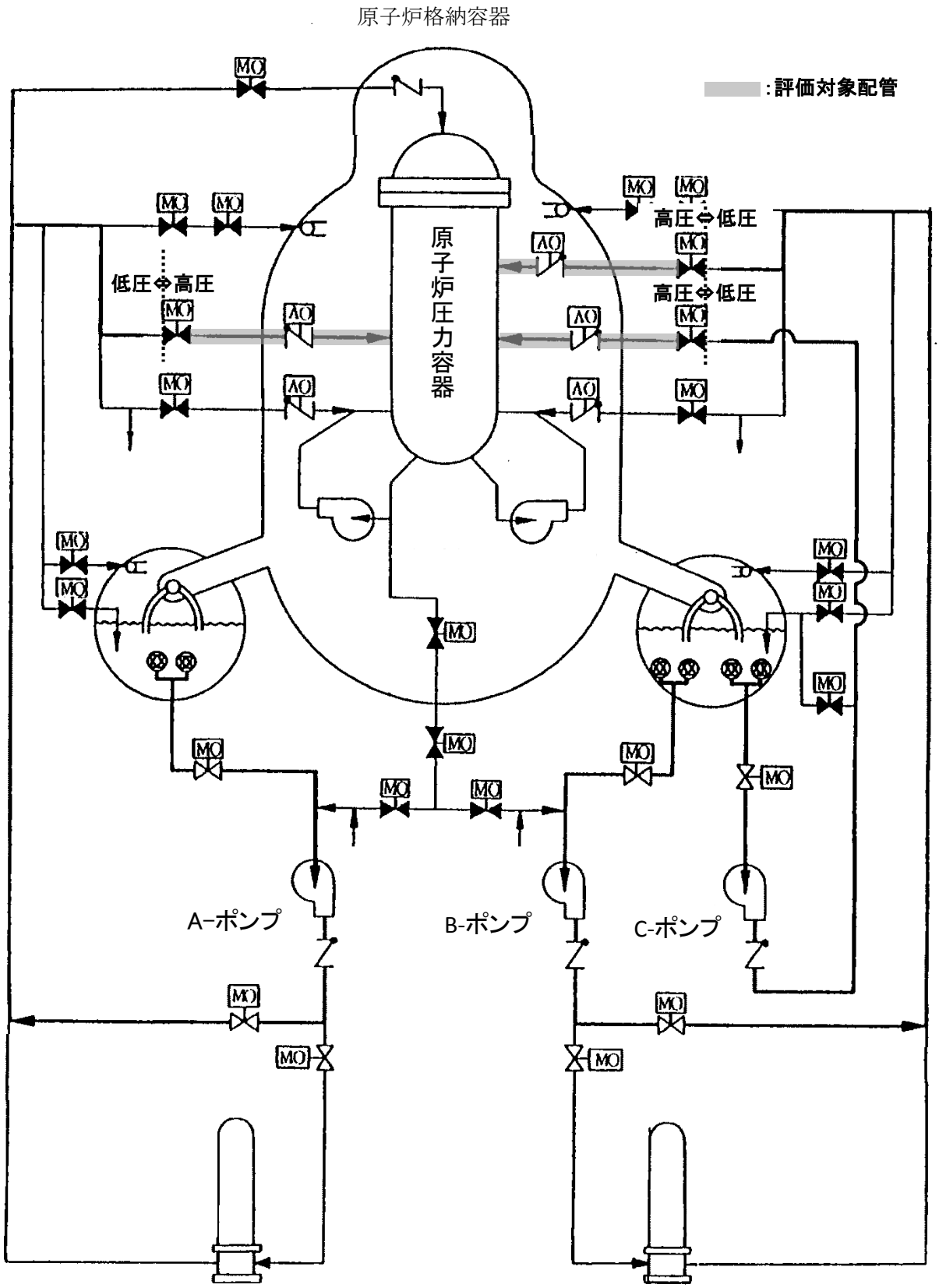
第5表　残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管のインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度の評価式

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 （電動弁）	原子炉格納容器 外側隔離弁 （電動弁）	各項の式

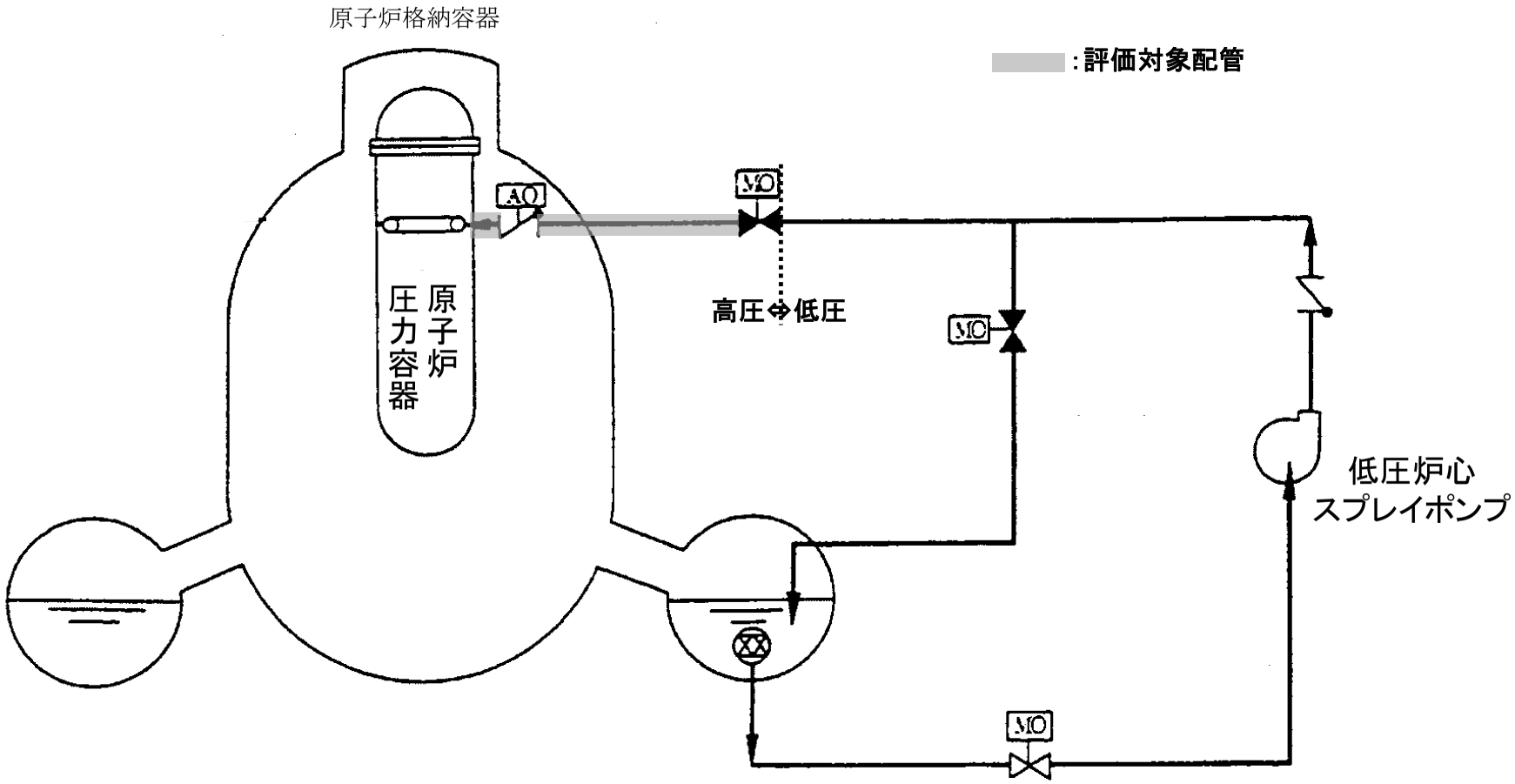
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第６表　インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度の評価結果

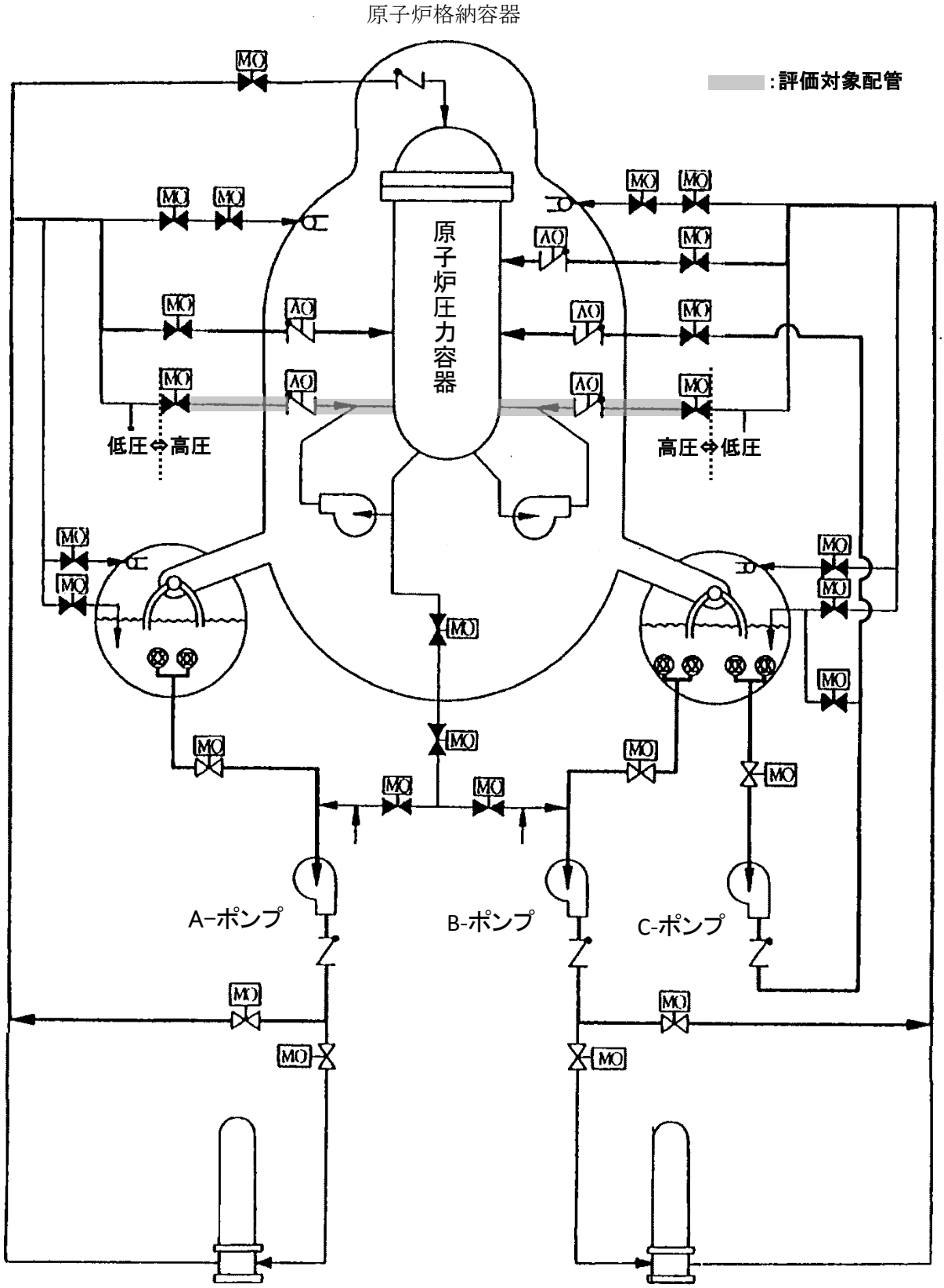
評価対象配管	対象配管数	隔離弁構成		発生頻度（／炉年）
		第１弁（高圧側）	第２弁（低圧側）	インターフェイスシステムＬＯＣＡ
低圧注水系注入配管	3	逆止弁	電動弁	6.0E-08
低圧炉心スプレイ系注入配管	1	逆止弁	電動弁	2.0E-08
残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管	2	逆止弁	電動弁	5.8E-10
残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管	1	電動弁	電動弁	2.1E-10
合　　計	7	―	―	8.1E-08



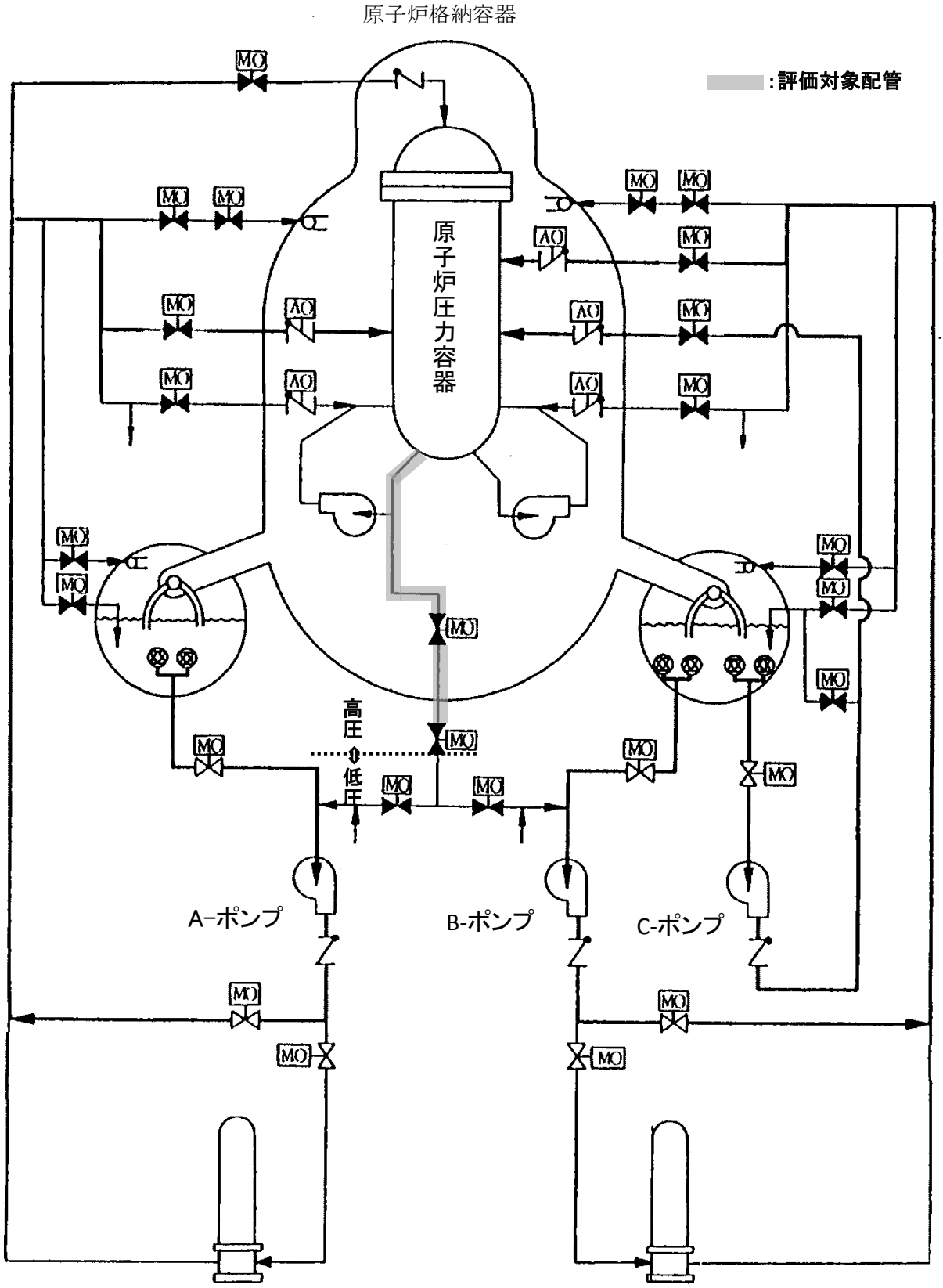
第１図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの評価対象配管
（低圧注水系注入配管）



第２図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの評価対象配管
（低圧炉心スプレイ系注入配管）



第３図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの評価対象配管
（残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管）



第４図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの評価対象配管
（残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管）

インターフェイスシステムＬＯＣＡの評価に関する海外（米国）との違い

今回のＰＲＡにおけるインターフェイスシステムＬＯＣＡの評価は，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5124（Interfacing Systems LOCA:Boiling Water Reactors）と同様な評価手法で実施している。ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5124で報告されているＢＷＲ－５のインターフェイスシステムＬＯＣＡの評価は，Nine-Mile Point-2原子力発電所に対するものである。インターフェイスシステムＬＯＣＡの評価は，低圧配管への異常な過圧の発生頻度，過圧時の低圧配管の破損確率，運転員による隔離操作失敗等を考慮して評価されている。

ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5124のNine-Mile Point-2の評価結果及び島根原子力発電所２号炉の評価結果を第1表に示す。第1表において，Nine-Mile Point-2において寄与割合の大きい残留熱除去系蒸気凝縮配管は，島根原子力発電所２号炉では設備として設置されていないため，評価対象外としている。原子炉隔離時冷却系は，配管が高圧配管のみで構成されるため評価対象外としている。高圧炉心スプレイ系，原子炉圧力容器頂部スプレイ及び給水系配管の注水ラインは，原子炉圧力容器から低圧配管まで３弁以上の弁で隔離されているため，評価対象外としている。

また，Nine-Mile Point-2における評価と島根原子力発電所２号炉の評価では，使用している機器故障率が異なっている。このため，島根原子力発電所２号炉の評価において，米国の機器故障率を用いて炉心損傷頻度を算出した結果を，第1表に合わせて示す。これより，機器故障率の違いが評価結果に大きく影響していることが分かる。

以上より，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5124と島根原子力発電所２号炉のインターフェイスシステムＬＯＣＡの評価結果の違いは，機器故障率の違いによる影響が大きく，評価対象とした配管の違いによっても差異が生じているが，評価結果については妥当であると考えられる。

第1表　配管別の炉心損傷頻度評価結果

配管	Nine-Mile Point-2 （／炉年）	島根原子力発電所 ２号炉 （国内故障率） （／炉年）	島根原子力発電所 ２号炉 （米国機器故障率） （／炉年）
残留熱除去系 蒸気凝縮配管	8.8E-06	－※１	－※１
原子炉隔離時 冷却系	－	－※２	－※２
給水系	1.2E-09	－※３	－※３
原子炉圧力容器 頂部スプレイ配管	2.2E-10	－※３	－※３
高圧炉心 スプレイ系	5.3E-11	－※３	－※３
低圧炉心注水系	1.0E-08	1.9E-09	4.5E-07
停止時冷却系 戻り配管	6.6E-09	5.8E-10	2.6E-07
残留熱除去系 吸込配管	4.2E-09	2.1E-10	3.2E-09
低圧炉心 スプレイ系	3.4E-10	6.3E-10	1.5E-07
合計	8.8E-06	3.3E-09	8.6E-07

※１　島根原子力発電所２号炉には設置されていない系統であるため，対象外とする。
※２　高圧バウンダリのみで構成される配管であるため，対象外とする。
※３　３弁以上の隔離弁で構成される配管であるため，対象外とする。

補足資料

ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-5928 におけるインターフェイスシステムＬＯＣＡの評価との比較について

今回のＰＲＡにおけるインターフェイスシステムＬＯＣＡの評価は，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-5124（Interfacing Systems LOCA:Boiling Water Reactors）の評価手法で実施したが，ここではＮＵＲＥＧ／ＣＲ-5928（ISLOCA Research Program）の評価手法との比較，検討を行った。

1. ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5928 におけるインターフェイスシステムＬＯＣＡ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) 評価結果

対象ＥＣＣＳ配管のインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度

・ＲＣＩＣ，ＨＰＣＩ　：発生頻度が非常に小さいため評価対象外
・ＣＳ　：1.7×10^{-9}／年
・ＬＰＣＩ注入配管　：2.7×10^{-8}／年
・ＳＨＣ吸込み配管　：3.7×10^{-8}／年

(2) 評価手法

ＲＨＲ停止時冷却吸込み配管の評価例（第１図参照）

・低圧部への過圧の発生頻度

＝（F009 内部リーク＋F608 内部リーク）×F008 内部リーク×故障時間×評価期間

＝（1.0×10^{-7}／h＋1.0×10^{-7}／h）×1.0×10^{-7}／h×8760／２ h×8760 h／年

＝ 7.7×10^{-7}／年

・F006 の電動弁について，開状態と閉状態を各々50％の確率と仮定しており，これに基づき，インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度を以下のように評価している。

インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度

＝ 低圧部への過圧の発生頻度×配管破損確率

＝ 7.7×10^{-7}／年 ×（0.5×0.074＋0.5×0.023）

＝ 3.7×10^{-8}／年

2. 今回のＰＲＡにおけるインターフェイスシステムＬＯＣＡ評価の概要

今回のＰＲＡでは，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-5124 と同様な手法で，インターフェイスシステムＬＯＣＡの評価実施している。

(1) 評価結果

対象ＥＣＣＳ配管のインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度

・原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系　：発生頻度が非常に小さいため評価対象外

・低圧スプレイ系　：2.0×10^{-10}／年

・低圧注水系注入配管　：6.0×10^{-9}／年

・残留熱除去系停止時冷却戻り管　：5.8×10^{-10}／年

・残留熱除去系停止時冷却吸込み配管　：2.1×10^{-10}／年

(2) 評価手法

残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管の評価例

・低圧部への過圧の発生頻度

[redacted]

なお，残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管の電動弁の誤開は，中央制御室に弁の開閉状態がランプで表示されるため，２弁のうち電動弁１弁が誤開した場合は，運転員による検出／対応操作が期待できる。ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5124 を参考に，隔離操作失敗確率を 3.0×10^{-3}／要求時と設定している。

・低圧部への過圧が発生した場合の配管の破損確率

ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5124 を参考に，保守的に [redacted] と設定した。

残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード吸込み配管のインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度は以下のように評価している。

インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度

＝ [redacted] ＝ 2.1×10^{-10}／年

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. インターフェイスシステムＬＯＣＡ評価に関するＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5928 との比較

ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5928 と本ＰＲＡの比較として，残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管におけるインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度評価の比較を第１表に示す。

第１表　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度評価の比較
（残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管）

項目	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5928	島根原子力発電所２号炉（国内故障率）	島根原子力発電所２号炉（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-5928）
評価対象機器	電動弁	電動弁	電動弁
①機器故障率（評価対象故障モード）	内部リーク（1.0E-07／h）		
②配管破損確率	0.074（24 インチ） 0.023（20 インチ）		
③インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生前隔離操作失敗確率	考慮していない		
④系統構成	電動弁２つ（直列）		
インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度	3.7E-08		

第１表に示すとおり，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5928 の評価及び本ＰＲＡの評価を比較すると以下のインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度の増加要因及び減少要因が考えられる。

(1)　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度の増加要因

本ＰＲＡでは，弁の定期試験に伴うインターフェイスシステムＬＯＣＡを考慮しており，発生頻度は増加している。

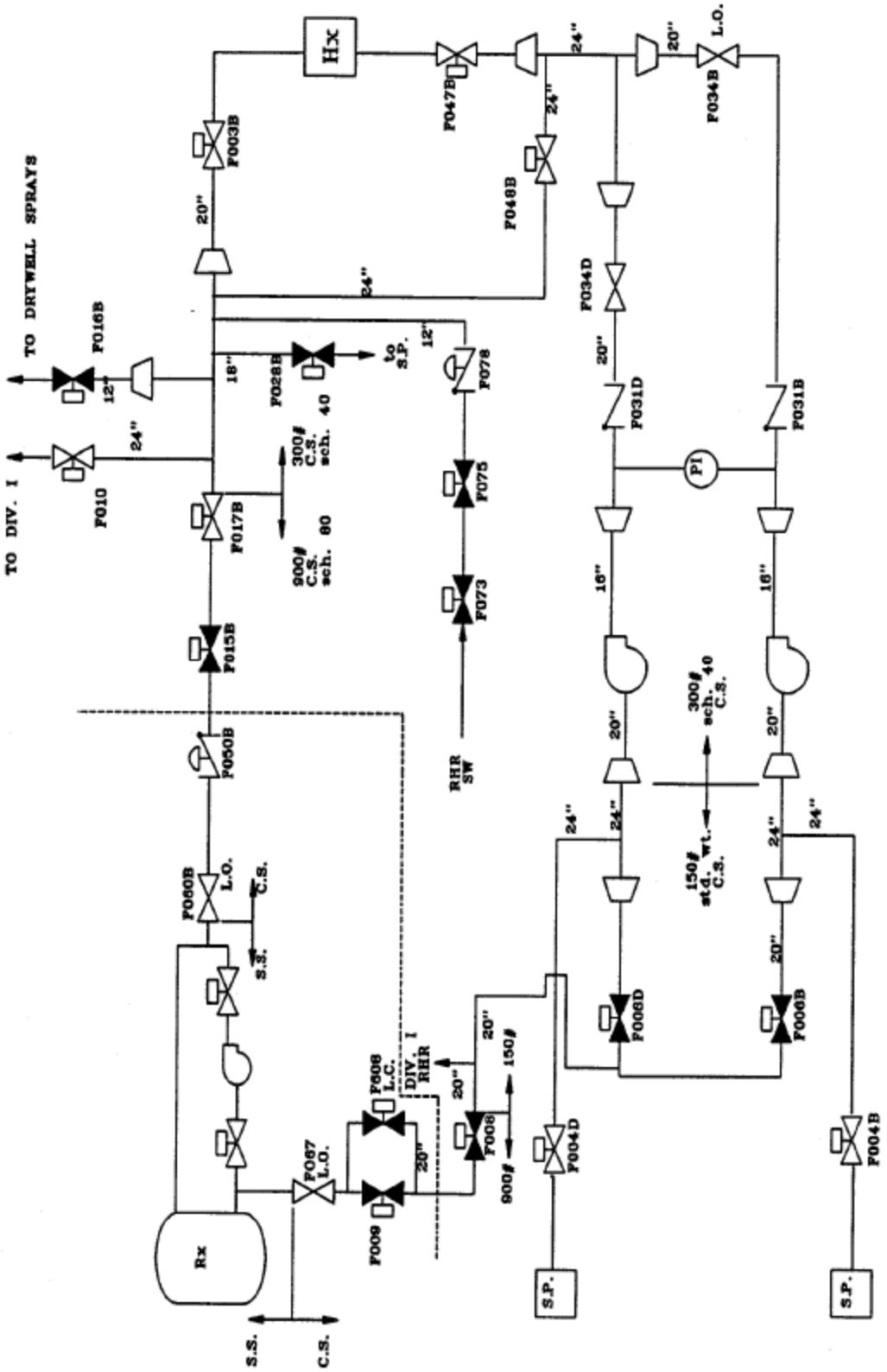
また，本ＰＲＡで用いる配管破損確率は，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5928 よりも大きく，発生頻度は増加している。

(2)　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度の減少要因

本ＰＲＡで用いる機器故障率は，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5928 よりも小さく，発生頻度は低下した。

以上より，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5928 と島根原子力発電所２号炉のインターフェイスシステムＬＯＣＡの評価結果の違いは，機器故障率の違いにより差異が生じているが，評価結果については妥当であると考えられる。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第１図　ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5928 の評価におけるＲＨＲ配管計装線図

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」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第1表に示す。

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，本ＰＲＡで考慮する注水系の注水能力では第1表から(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。したがって，今回のＰＲＡ評価においては上記に基づき，炉心損傷の定義をレベル１ＰＳＡ学会標準と同様に(1)のみとした。

なお，今回新たに成功基準解析を実施した結果，燃料被覆管の酸化量については，有効性評価の判断基準である「被覆管厚さの15%以下であること」を満足することも確認している。

第1表　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
1,200℃	13分
1,000℃	３時間
900℃	12時間
800℃	74時間

成功基準設定の考え方

1．成功基準の保守性

レベル１ＰＳＡ学会標準の 6.1.4 節「熱水力解析・構造解析による成功基準の同定」に以下の記載があるように，ＰＲＡで設定する成功基準の同定は「最確推定」を原則としており，現実的な評価の観点から解析条件を設定している。

【レベル１ＰＳＡ学会標準より抜粋】

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。成功基準の設定に用いる熱水力解析や構造解析では，対象とする事故シナリオを精度よく解析することが確証・検証されている解析コードによって，当該プラントの状態に対応したモデルや入力データを用いて実施する。熱水力解析又は構造解析は最確推定を原則とする。ただし，ＰＳＡの目的によっては保守的なモデルやデータを用いた解析を用いることもできる。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。

今回の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。

したがって，成功基準の設定においては，上記レベル１ＰＳＡ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，成功基準設定に係わる検討内容及び結果を第１表及び第２表に示す。

また，成功基準に関する解析例として「過渡事象時における，原子炉減圧後の低圧注水系の炉心冷却機能に関する熱水力解析」について示す。成功基準解析の結果，燃料被覆管温度は約□℃，酸化率は約□%に達するが，判断基準である「燃料被覆管の最高使用温度が 1,200℃以下であること」及び燃料被覆管の酸化量については，「被覆管厚さの 15%以下であること」を満足することが確認された。解析条件を第３表に，解析結果を第 1－1 図から第 1－3 図に示す。

なお，今回のＰＲＡにおいて，原子炉冷却機能に関する成功基準の同定の際にＳＡＦＥＲコードを用いたため，参考として，その解析条件と原子炉設置許可申請において同コードを使用している原子炉冷却材喪失に関する解析条件の比較を同表に示す。成功基準の設定のための解析においては，原子炉熱出力，炉心流量など，多くの項目で通常状態を模擬した現実的な解析をしている。

2．余裕時間の設定根拠

今回のＰＲＡ評価において期待している手動操作として「原子炉を手動減圧し，

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

低圧注水系にて炉心冷却を行う操作」について，その操作までの余裕時間を以下のとおり設定した。

(1)　過渡事象時

過渡事象時の「原子炉の手動減圧後の低圧注水」の余裕時間は，高圧注水に失敗するケースをＳＡＦＥＲコードで解析した。解析シナリオとして，過渡事象（全給水喪失）の発生後，注水は行われず，原子炉の減圧も自動では行われないものとし，炉心損傷に至るまでの時間に余裕を見込んだ時間として事象発生から□分後にＳＲＶを１個使用し，原子炉の手動減圧後，低圧注水系１系統にて注水が行われるシナリオを想定し，「１．成功基準の保守性」で示すように炉心損傷防止の判断基準である 1,200℃に達しないことを確認した。

したがって，事象発生後□分で原子炉の手動減圧に成功すれば，低圧注水系にて炉心冷却され，炉心損傷しないことを確認できたため，余裕時間を□分とした。

(2)　ＬＯＣＡ時

ＬＯＣＡ時は，原子炉冷却材の流出による原子炉水位低信号又は格納容器圧力高信号など多様化された計装により自動で減圧されることが高い可能性で期待できる又はＬＯＣＡが発生していることを必ず認知できると想定されることから，ＬＯＣＡ時の原子炉減圧の手動操作の余裕時間については，認知失敗を考慮する必要はない。

ＬＯＣＡ時の原子炉減圧の非信頼度は，認知に必ず成功している分だけ過渡時の原子炉減圧の非信頼度よりも非信頼度が低下する傾向があるが，保守的に過渡時の原子炉減圧の非信頼度で代表して評価に用いている。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１表　炉心冷却機能に係る成功基準設定の検討結果

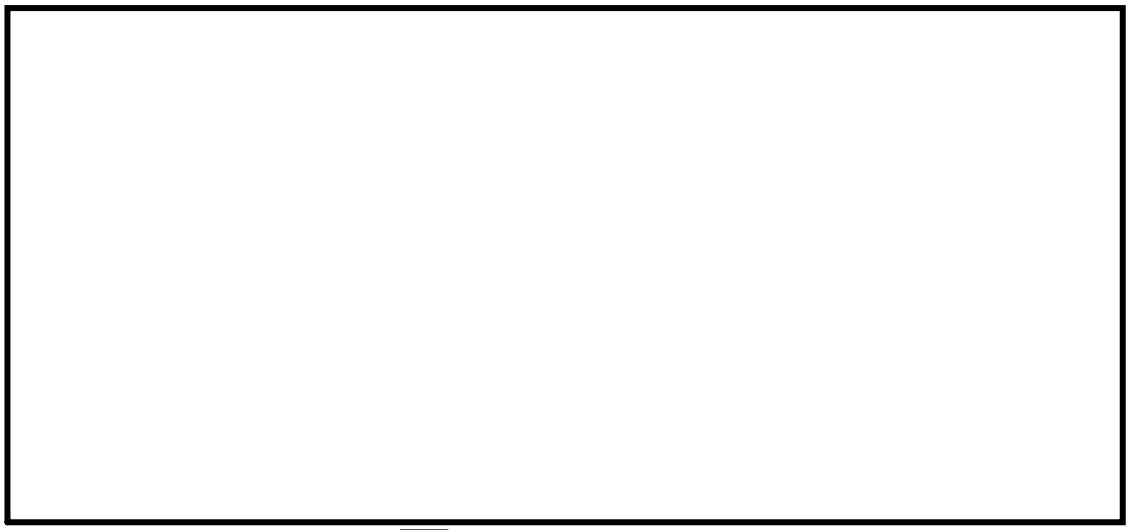
成功基準解析	確認内容
ＬＯＣＡ時におけるＥＣＣＳの炉心冷却機能に関する熱水力解析	ＥＣＣＳの１つの系統において，炉心冷却が達成されることを確認した。
過渡事象時における，原子炉減圧後の低圧ＥＣＣＳ（低圧炉心スプレイ系，低圧注水系）の炉心冷却機能に関する熱水力解析	原子炉を手動で減圧して，低圧ＥＣＣＳの１つの系統において，炉心冷却が達成されることを確認した。

第２表　使用した解析コード

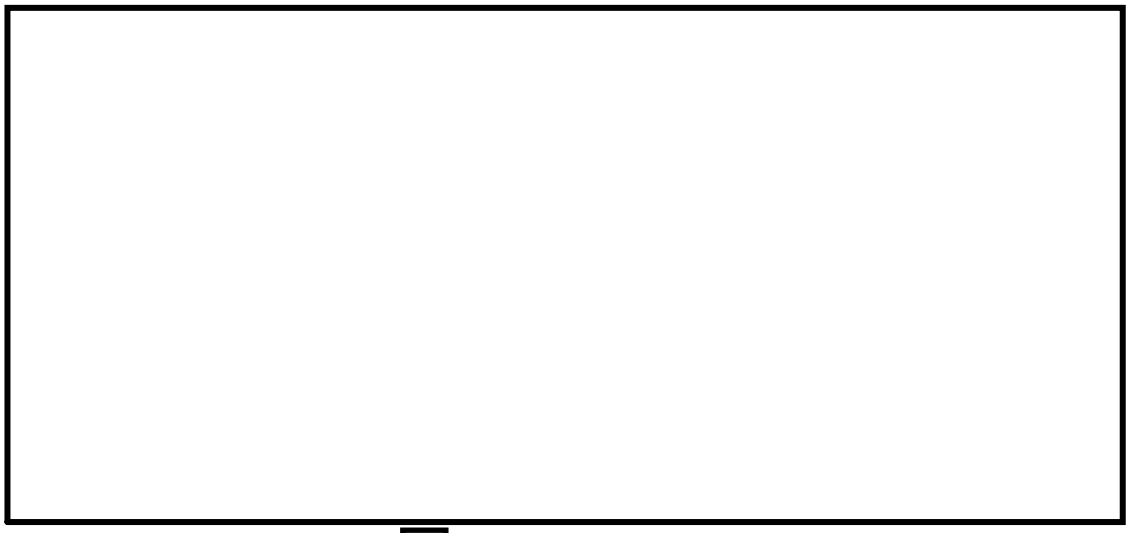
使用コード	コード検証
ＳＡＦＥＲ	原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており，検証が行われている。

第３表　ＰＲＡの成功基準同定のための解析条件と原子炉設置許可申請解析条件

項　目	ＰＲＡ成功基準解析	原子炉設置許可申請解析
原子炉熱出力	2,436MW（定格出力）	2,540MW（定格の約 105%）
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage]（定格圧力）	7.17MPa[gage] （定格主蒸気流量の 105%相当に余裕をみた値）
炉心流量	35.6×10^3 t/h（定格流量）	37.4×10^3 t/h（定格の 105%）
原子炉初期水位	通常運転水位	スクラム水位
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）スクラム	原子炉水位低（レベル３）スクラム
崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979（平均）	GE（平均）＋３σ
燃料	９×９燃料（Ａ型）	同左
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m×1.02
ＳＲＶ設定点	逃がし弁機能を仮定 第１段　7.58MPa[gage]×２個 第２段　7.64MPa[gage]×３個 第３段　7.71MPa[gage]×３個 第４段　7.78MPa[gage]×４個	安全弁機能を仮定 第１段　8.13MPa[gage]×２個 第２段　8.20MPa[gage]×３個 第３段　8.27MPa[gage]×３個 第４段　8.34MPa[gage]×４個
ＳＲＶ，自動減圧系流量	367t/h/個 （7.58MPa[gage]において）	363t/h/個 （7.58MPa[gage]において）
高圧炉心スプレイ系流量	定格値 1,050 m^3/h（1.38MPa[gage]において）	同左
低圧炉心スプレイ系流量	定格値 1,050 m^3/h（0.78MPa[gage]において）	同左
低圧注水系流量	定格値 1,136 m^3/h （ポンプ１台当たり，0.14MPa[gage]において）	同左
原子炉隔離時冷却系流量	定格値 91 m^3/h （約 8.21～0.74MPa[gage]において）	考慮しない



第１－１図　給水流量の全喪失，□分後ＳＲＶ１弁手動起動後低圧注水系１系統作動時の原子炉圧力変化



第１－２図　給水流量の全喪失，□分後ＳＲＶ１弁手動起動後低圧注水系１系統作動時の原子炉水位変化



第１－３図　給水流量の全喪失，□分後ＳＲＶ１弁手動起動後低圧注水系１系統作動時の燃料被覆管温度変化

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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

今回の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。したがって，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，全給水喪失後に手動減圧して低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系で注水する際，炉心損傷に至ることなく炉心を冷却するために必要なＳＲＶの最少の開放弁数及び余裕時間の確認結果を示す。

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第1表に，解析結果を第2表に，解析結果の例を第1図に示す。解析コードは，ＳＡＦＥＲを用いた。第2表のとおり，全給水喪失発生後にＳＲＶによって減圧し，低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系１系列によって注水する場合，ＳＲＶが事象発生□分以内に１個開放されれば，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1,200℃以下に抑えられることが確認された。この結果から，全給水喪失発生後に減圧して低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系１系列で注水する場合のＳＲＶの最少の開放弁数は１個，余裕時間を□分とした。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

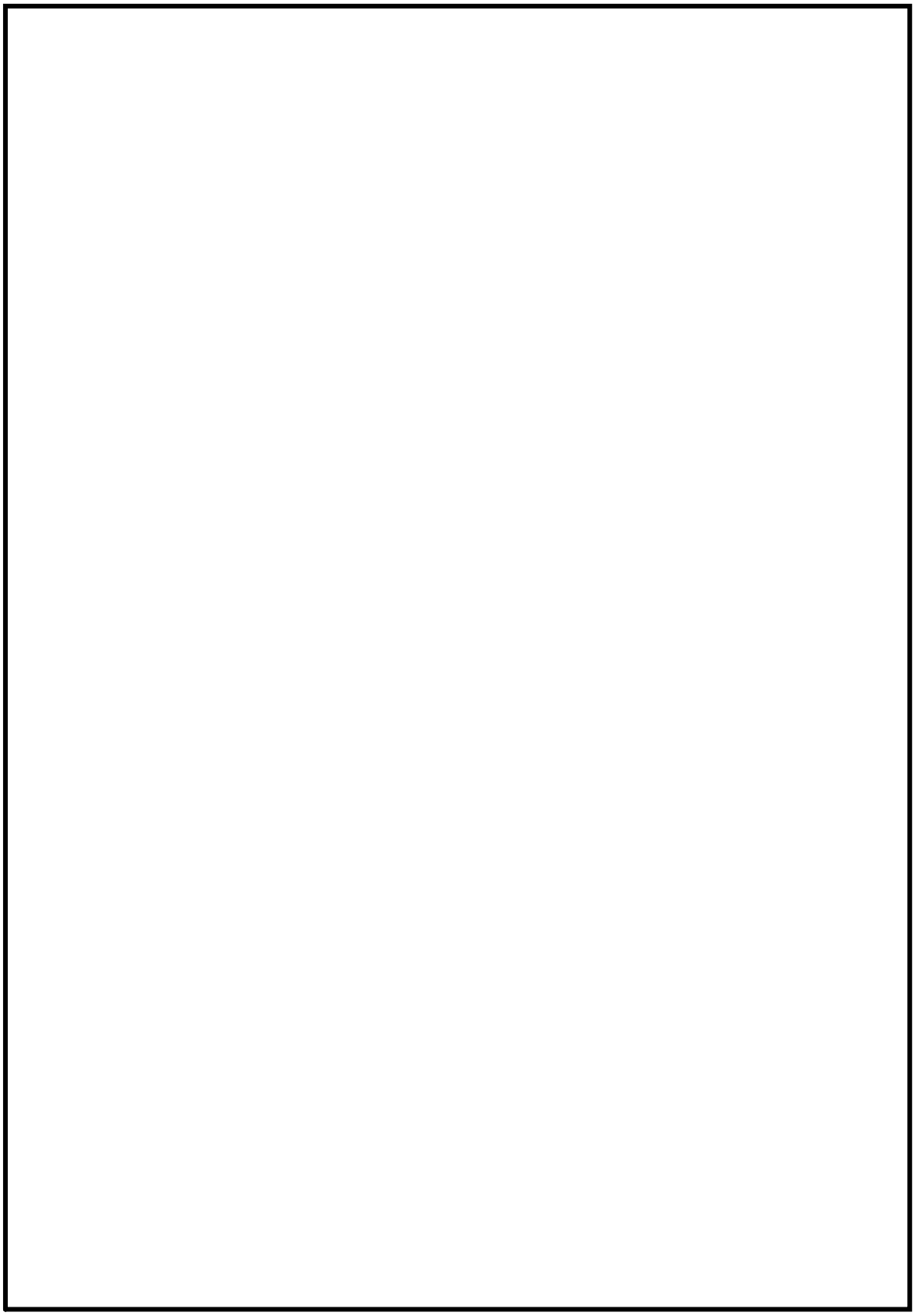
第1表　主な解析条件（全給水喪失）

項目	条件
原子炉熱出力	2,436MW
原子炉圧力	6.93MPa
原子炉水位	通常運転水位
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）

第2表　解析結果（全給水喪失）

解析ケース	燃料被覆管最高温度[℃]
30分後ＳＲＶ１個減圧＋低圧炉心スプレイ系注水	
30分後ＳＲＶ１個減圧＋低圧注水系１系列注水	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1図　全給水喪失後の燃料被覆管温度等の推移

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

島根原子力発電所２号炉
内部事象運転時レベル１ＰＲＡ
イベントツリー集

目　　次

第1図　大破断ＬＯＣＡに対するイベントツリー
第2図　中破断ＬＯＣＡに対するイベントツリー
第3図　小破断ＬＯＣＡに対するイベントツリー
第4図　非隔離事象に対するイベントツリー
第5図　隔離事象に対するイベントツリー
第6図　全給水喪失に対するイベントツリー
第7図　水位低下事象に対するイベントツリー
第8図　原子炉保護系誤動作等に対するイベントツリー
第9図　外部電源喪失に対するイベントツリー
第10図　ＳＲＶ誤開放に対するイベントツリー
第11図　手動停止に対するイベントツリー
第12図　サポート系喪失（非常用区分１交流電源故障）に対するイベントツリー
第13図　サポート系喪失（非常用区分２交流電源故障）に対するイベントツリー
第14図　サポート系喪失（非常用区分１直流電源故障）に対するイベントツリー
第15図　サポート系喪失（非常用区分２直流電源故障）に対するイベントツリー
第16図　サポート系喪失（非常用区分１原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー
第17図　サポート系喪失（非常用区分２原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー
第18図　サポート系喪失（タービン・サポート系故障）に対するイベントツリー

【PDS#凡例】

QUV	：高圧・低圧注水機能喪失
QUX	：高圧注水・減圧機能喪失
B，BU，BP，BD	：全交流動力電源喪失
W，BW	：崩壊熱除去機能喪失
C	：原子炉停止機能喪失
AE，S1E，S2E	：ＬＯＣＡ時注水機能喪失
OK	：事象収束

【略語】

RPS	：原子炉保護系
S／R 弁，SRV	：逃がし安全弁
HPCS	：高圧炉心スプレイ系
RCIC	：原子炉隔離時冷却系
RHR	：残留熱除去系
PCS	：復水器による除熱
D／G	：非常用ディーゼル発電機
AC	：交流電源
DC	：直流電源

各ヘディングの概要

イベントツリーで設定している各ヘディングについて，以下にその概要を示す。

1．原子炉停止機能喪失

(1)　反応度停止

原子炉スクラムが発生するイベントツリーで設定している。原子炉保護系についてのヘディングであり，信号系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。

(2)　反応度停止（スクラム機械系）

外部電源喪失のイベントツリーで設定している。原子炉スクラムに関する機械側の失敗確率を設定している。制御棒とスクラム排出容器廻りの故障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。

制御棒の故障として，隣接４本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基に隣接４本の制御棒の挿入に失敗する確率を算出している（制御棒の失敗確率及び詳細は補足説明資料 1.1.1.e－2 参照）。

2．原子炉圧力制御

(1)　ＳＲＶ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。

原子炉スクラム成功後のイベントツリーでは，ＳＲＶが１個でも開放されれば原子炉圧力制御に成功するものとし，ＳＲＶ（12 個）の開放に失敗する（１個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。

(2)　ＳＲＶ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。

ＳＲＶ開放後の再閉鎖については，[redacted] した値を用いている。ＳＲＶの閉失敗確率（5.6×10^{-8}／時間）と試験間隔（8,760 時間）を用いて１個当たりの閉失敗確率を求め，全弁の閉失敗確率 [redacted] としている。

3．原子炉注水

(1)　給水系

主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，復水器ホットウェ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。

[redacted]

(2)　高圧ＥＣＣＳ

原子炉に高圧で注水する原子炉隔離時冷却系及び高圧ＥＣＣＳである高圧炉心スプレイ系をモデル化している。

a．原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系による注水について，原子炉隔離時冷却系に関連する機械（ポンプ）及び弁等，信号，制御電源故障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。ＳＲＶ再閉鎖に失敗した場合や大破断ＬＯＣＡ及び中破断ＬＯＣＡでは期待できないものとしている。

b．高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系による注水について，高圧炉心スプレイ系に関連する機械（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。

(3)　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）及び自動減圧系による減圧失敗（自動減圧系電磁弁信号故障等）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。大破断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。

(4)　低圧ＥＣＣＳ

原子炉に低圧で注水する復水器，低圧ＥＣＣＳである低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系をモデル化している。

a．復水系

復水器ホットウェルを水源として，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，復水器ホットウェ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。

b．低圧炉心スプレイ系

低圧炉心プレイ系による注水について，低圧炉心スプレイ系に関連する機械（ポンプ及び弁等），信号，サポート系（補機冷却系，電源，空調）故障，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。

c．低圧注水系

低圧注水系による注水について，低圧注水系に関連する機械（ポンプ及び弁等），信号，サポート系（補機冷却系，電源，空調）故障，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。

4．原子炉格納容器除熱

(1)　ＰＣＳ

主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（気体廃棄物処理系，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，非信頼を定めている。

(2)　ＲＨＲ

残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱について，残留熱除去に関連する機械（ポンプ及び弁等），起動操作，サポート系（補機冷却系，電源，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。

5．電源

(1)　ＤＣ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，蓄電池，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。

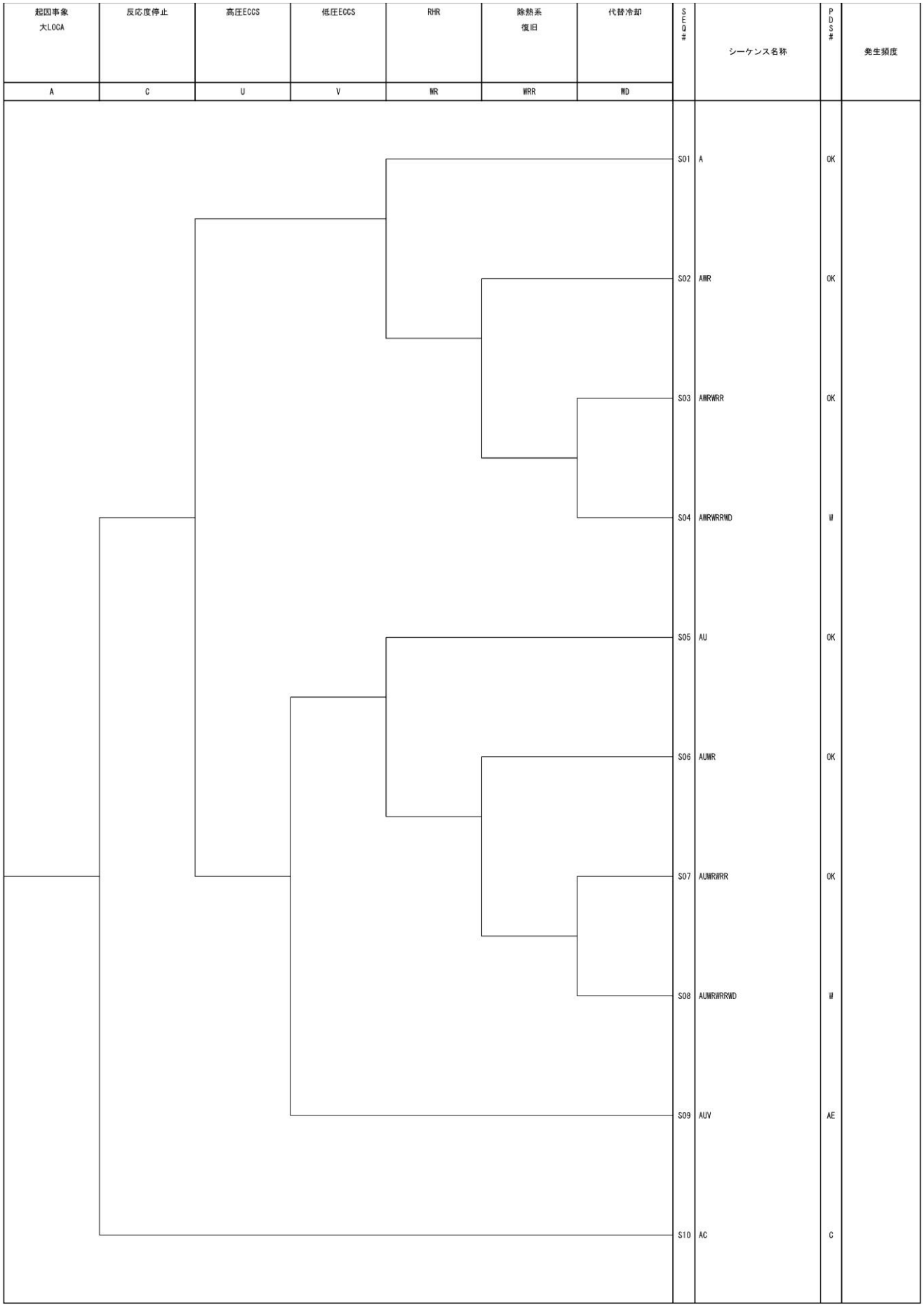
(2)　Ｄ／Ｇ－Ａ，Ｄ／Ｇ－Ｂ

外部電源喪失のイベントツリーで設定している。外部電源喪失後の非常用ディーゼル発電機での電源供給について，非常用ディーゼル発電機に関連する機械（本体及びサポート系）故障，起動失敗，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

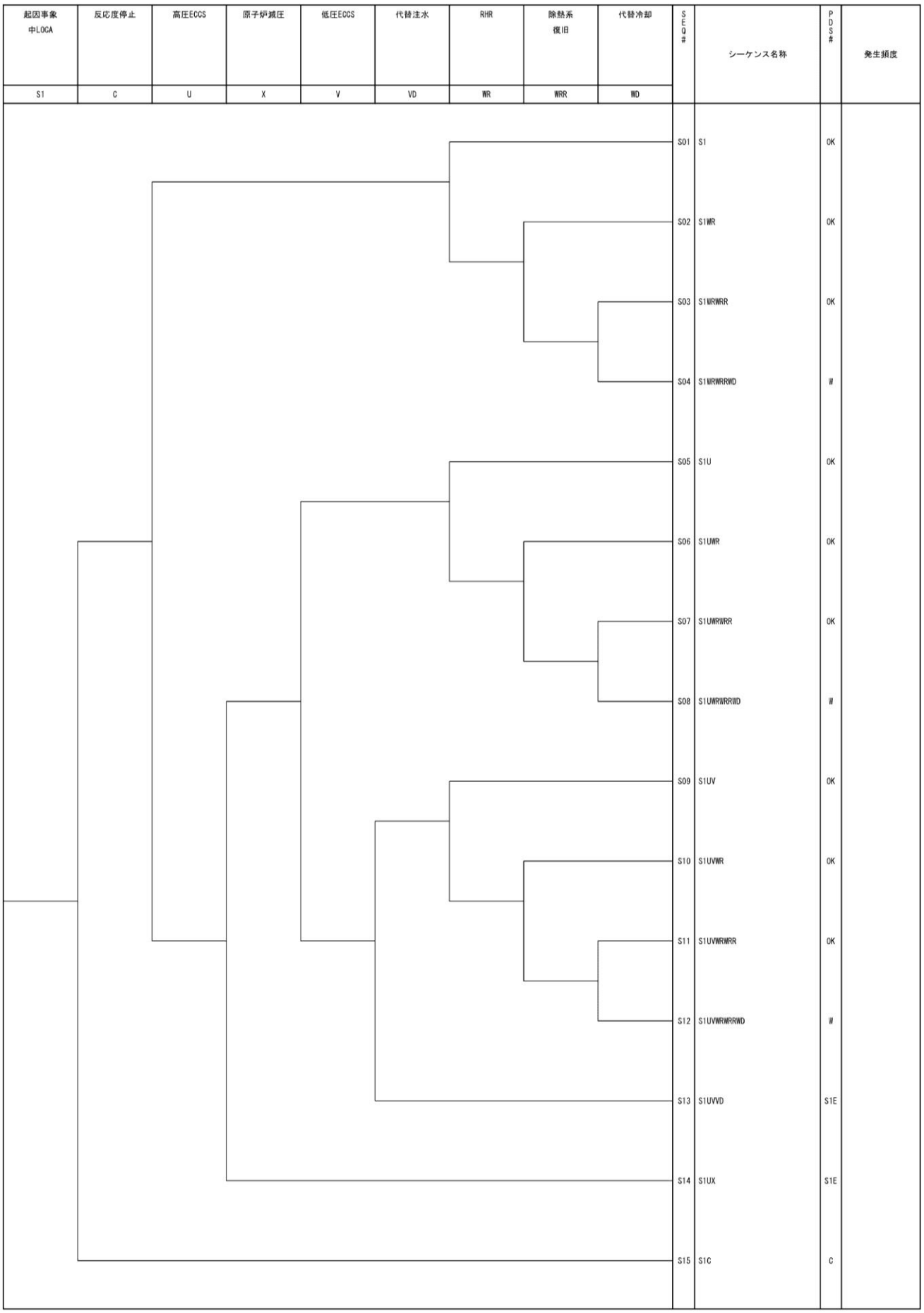
(1)　同時メンテナンス禁止

プラント運転中のメンテナンスについて，保安規定により同時メンテナンスが制限されている系統の組合せが存在する。このようなメンテナンス事象の組合せのフォールトツリーを作成し，評価から除外されるように計算している。



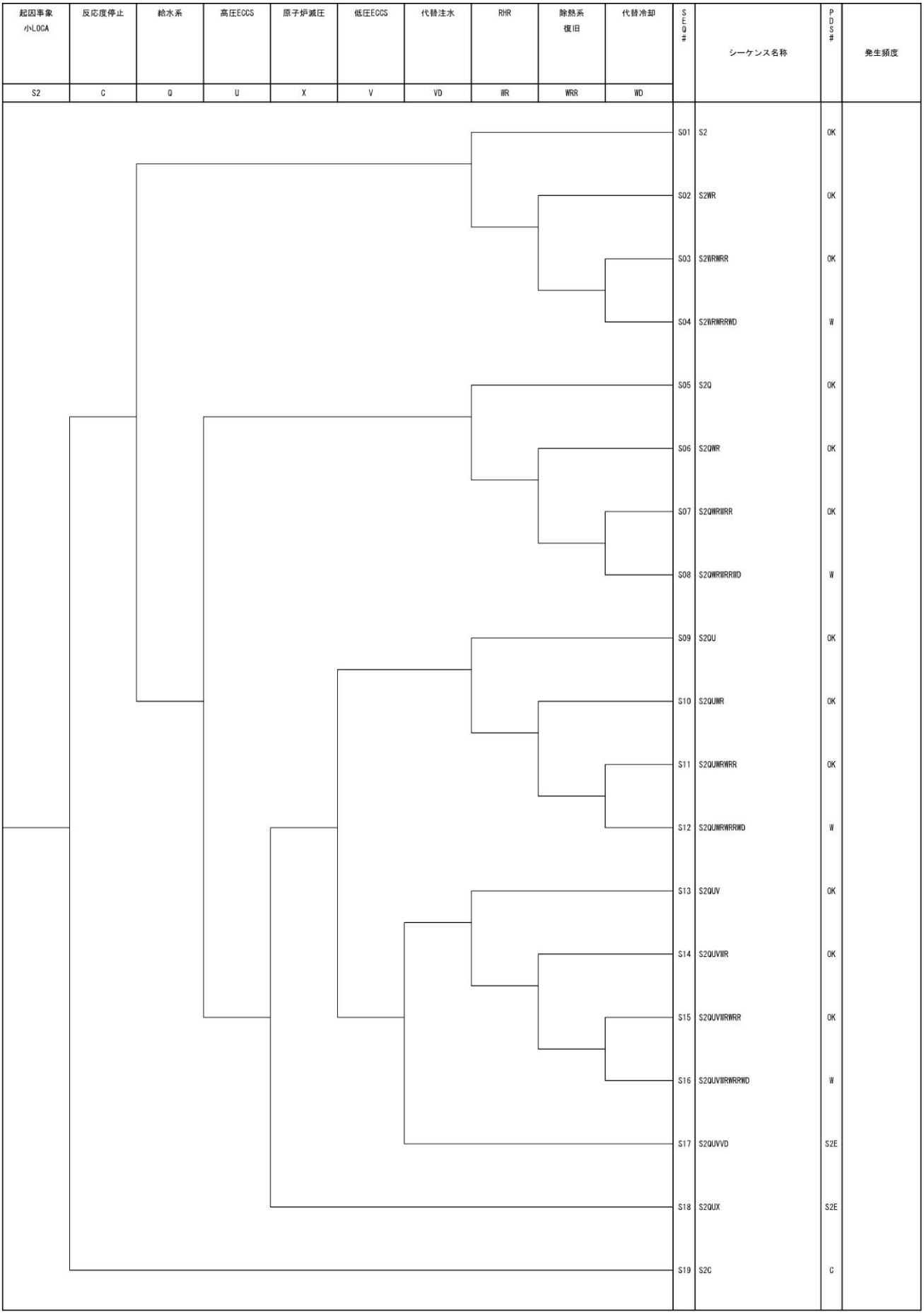
第１図　大破断ＬＯＣＡに対するイベントツリー

補足 1.1.1.d-1-6

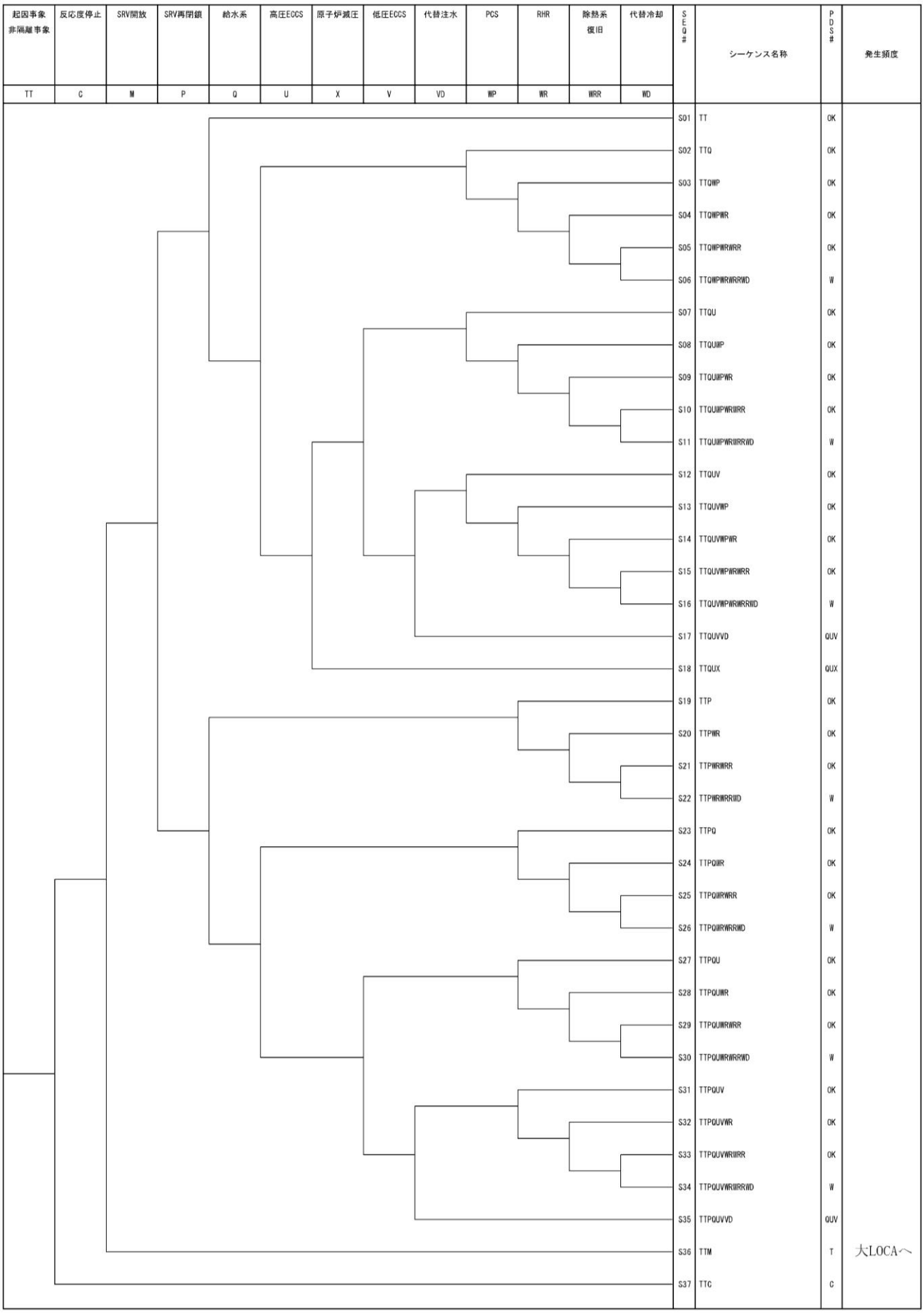


第２図　中破断ＬＯＣＡに対するイベントツリー

補足 1.1.1.d-1-7

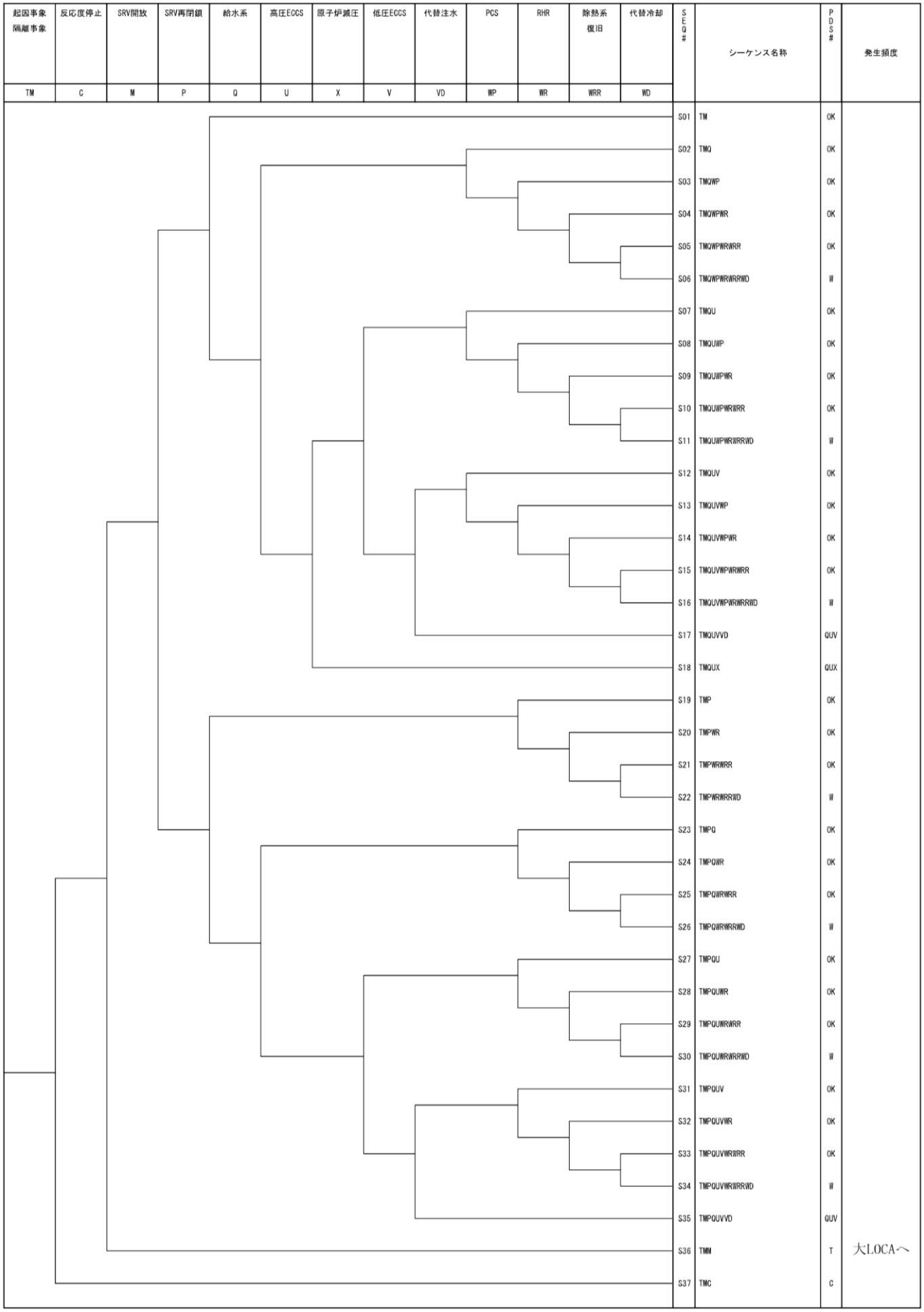


第３図　小破断ＬＯＣＡに対するイベントツリー

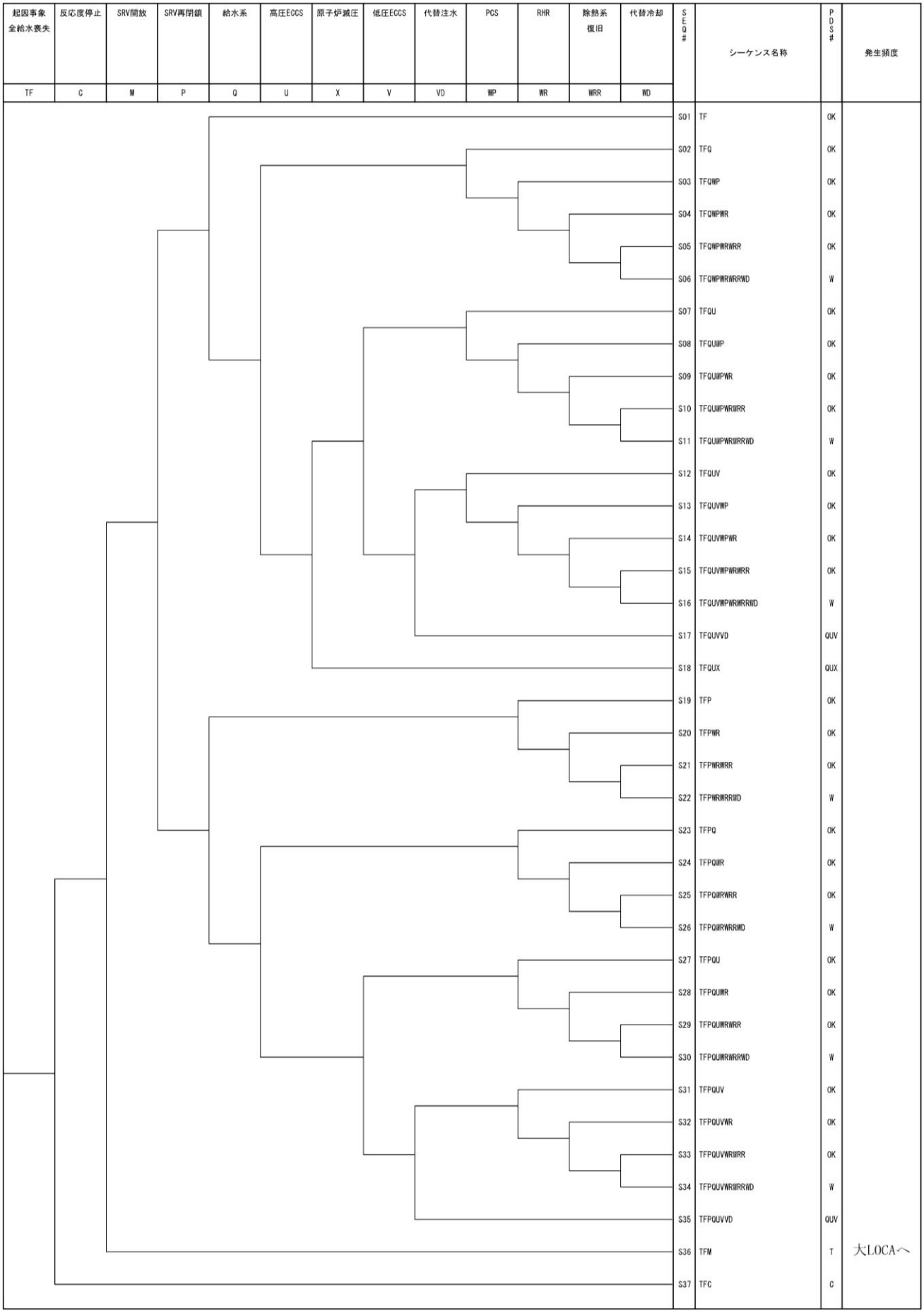


第4図　非隔離事象に対するイベントツリー

補足 1.1.1.d-1-9

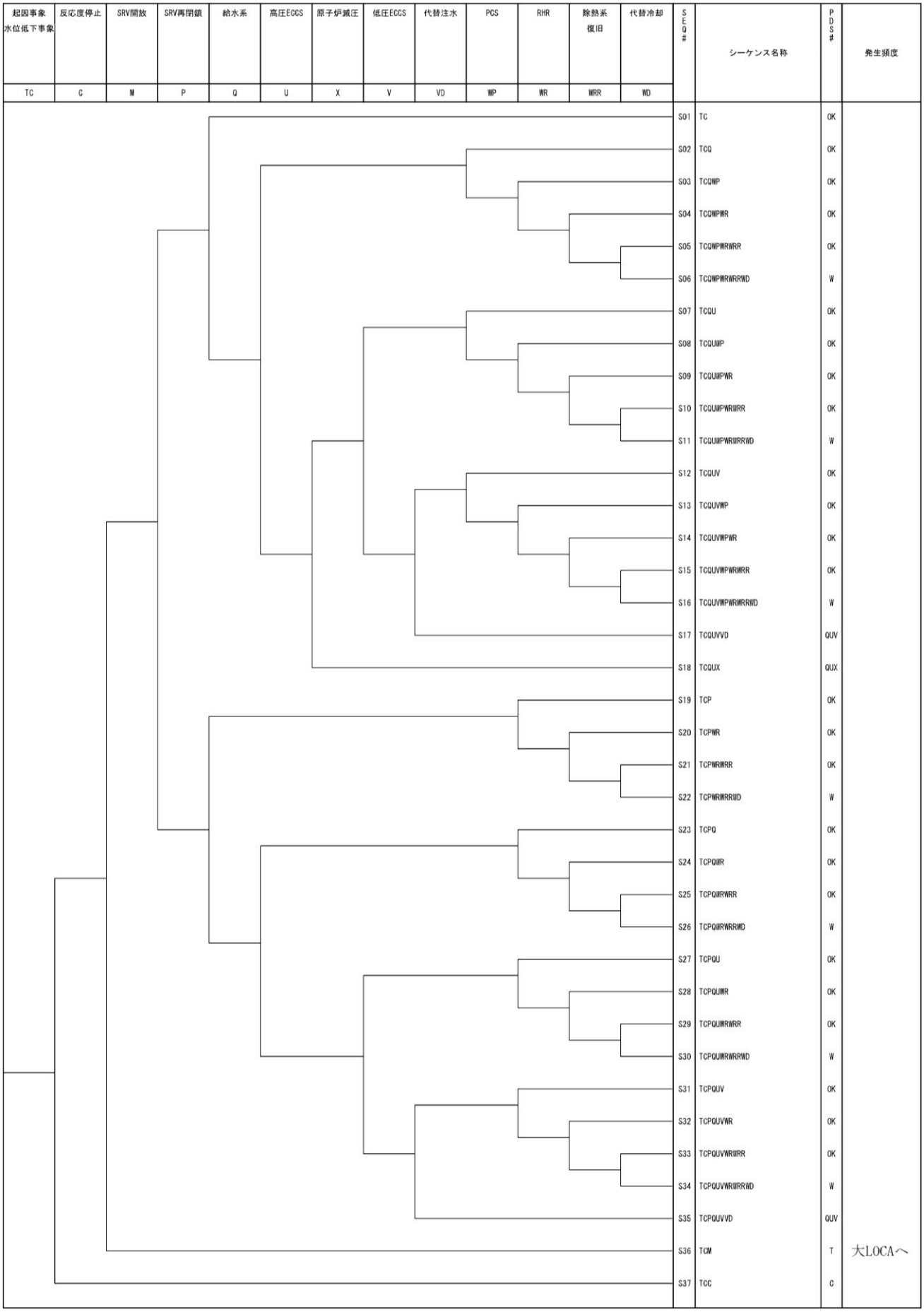


第5図　隔離事象に対するイベントツリー



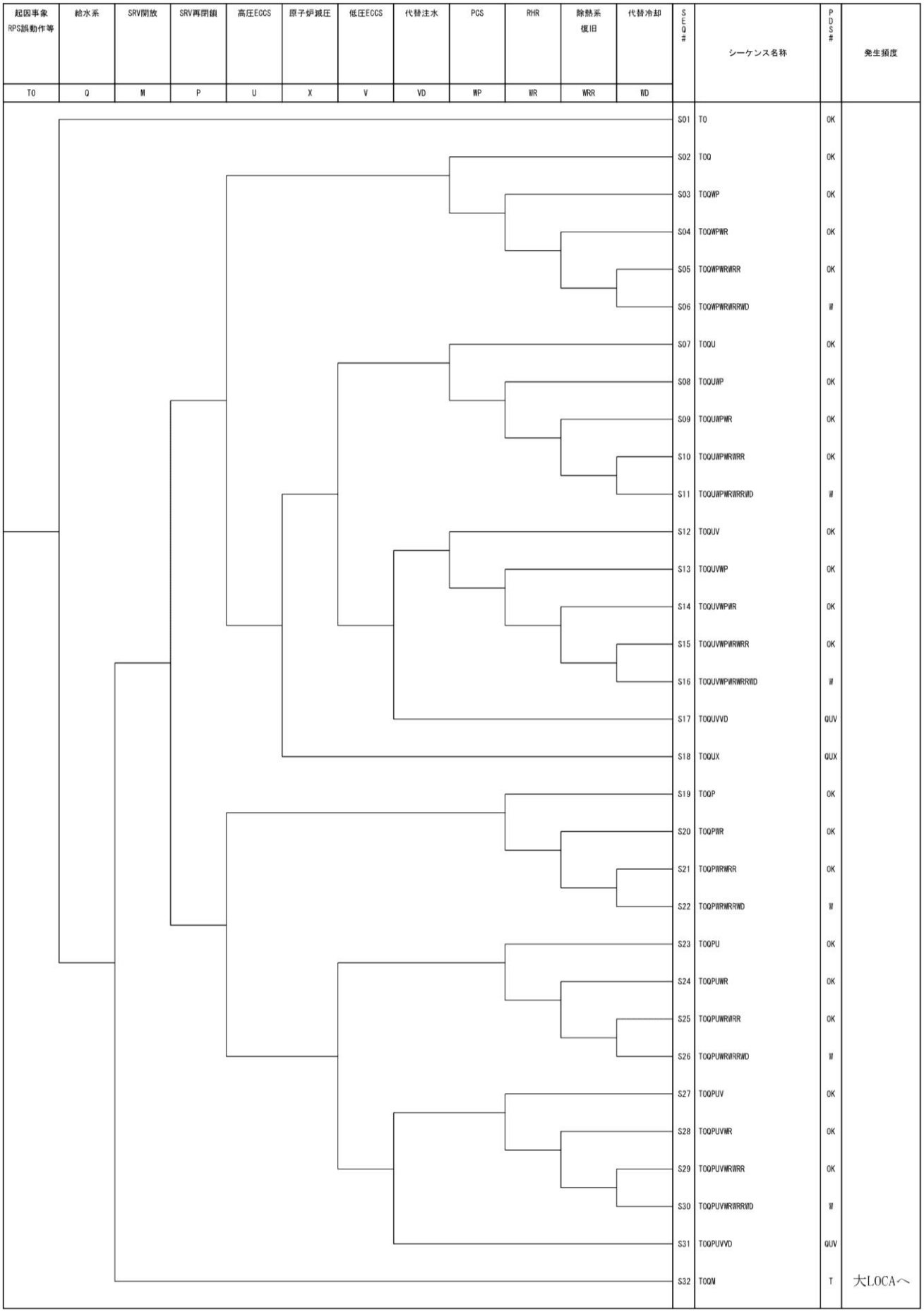
第6図　全給水喪失に対するイベントツリー

補足 1.1.1.d-1-11

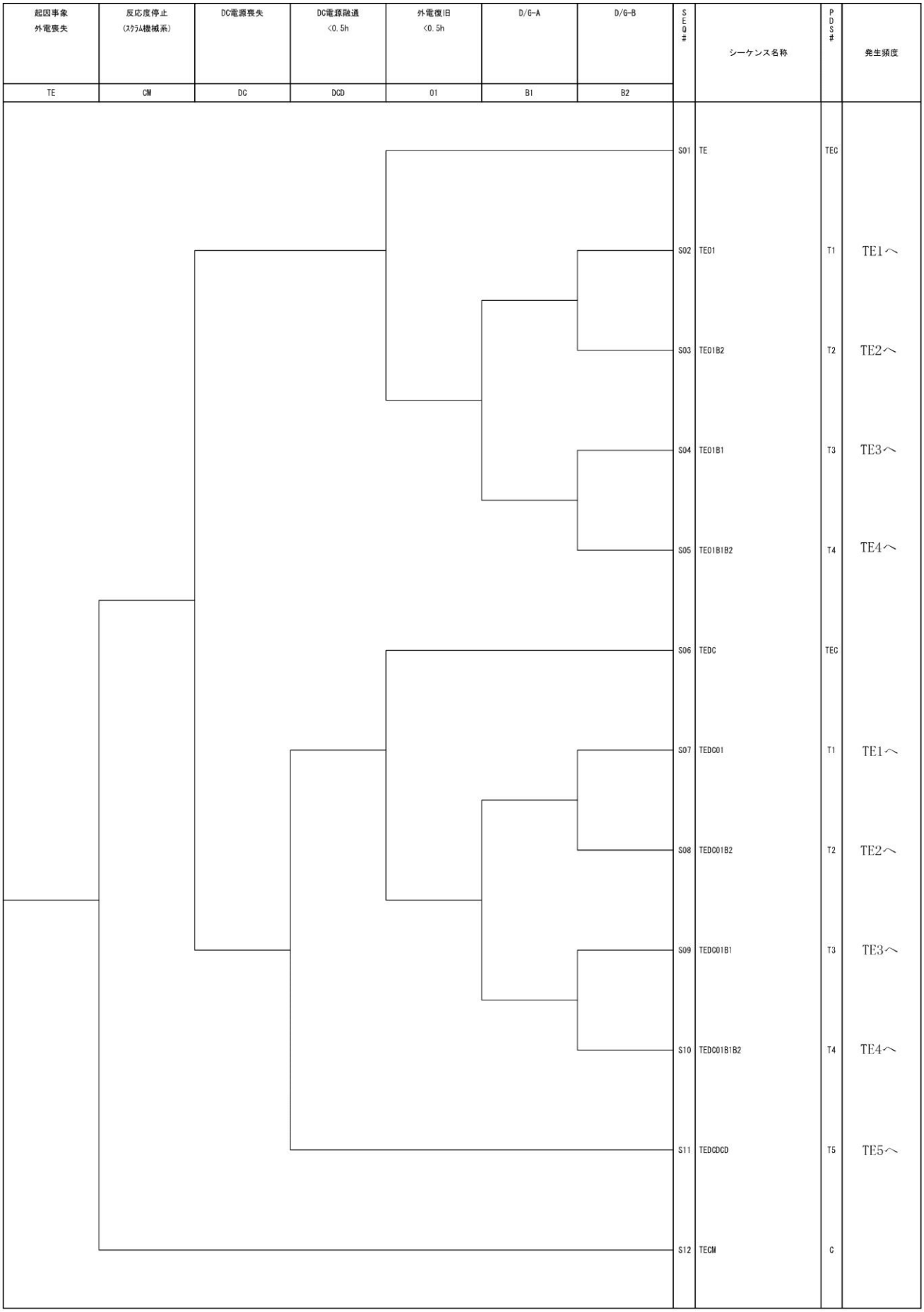


第 7 図　水位低下事象に対するイベントツリー

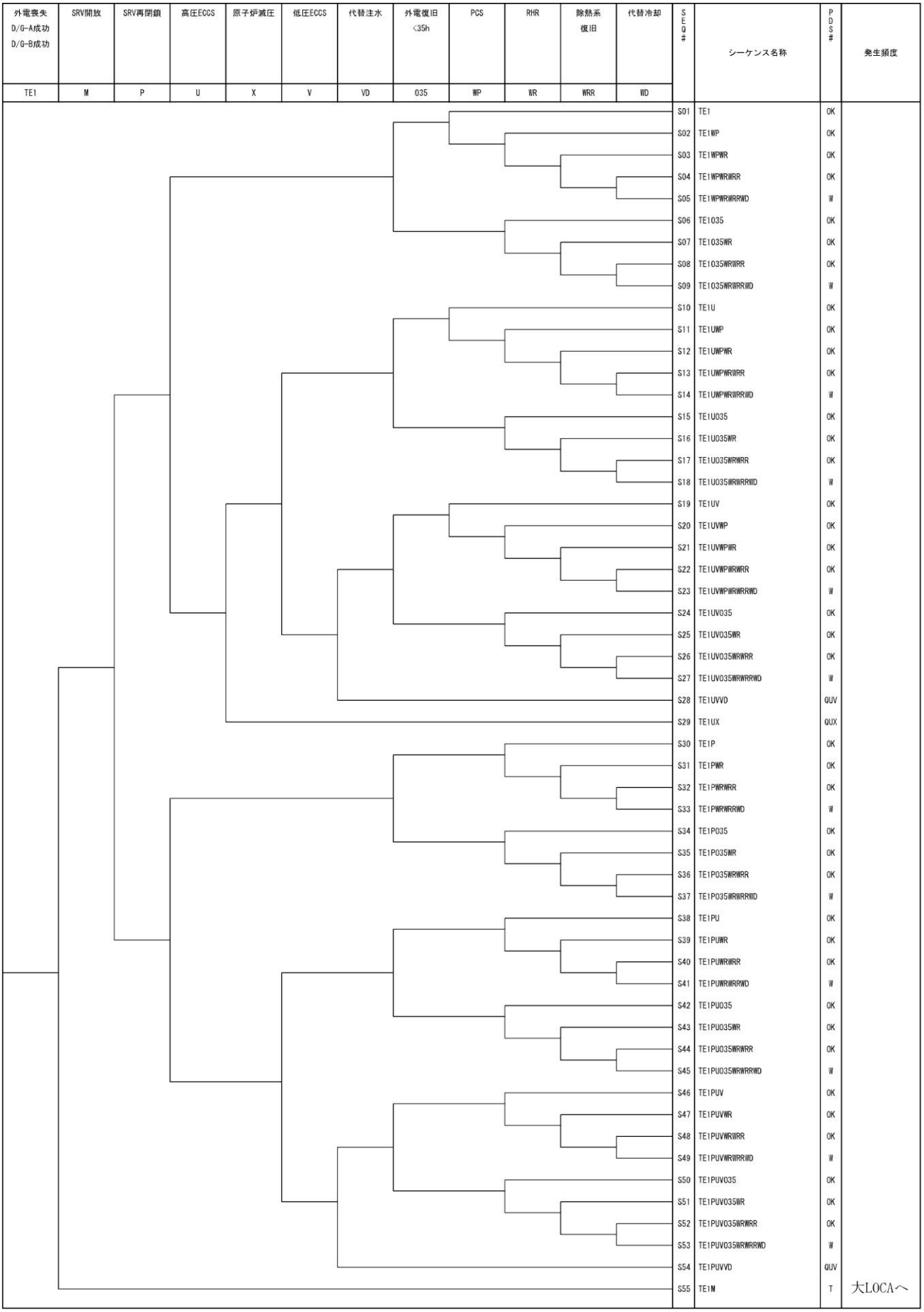
補足 1.1.1.d-1-12



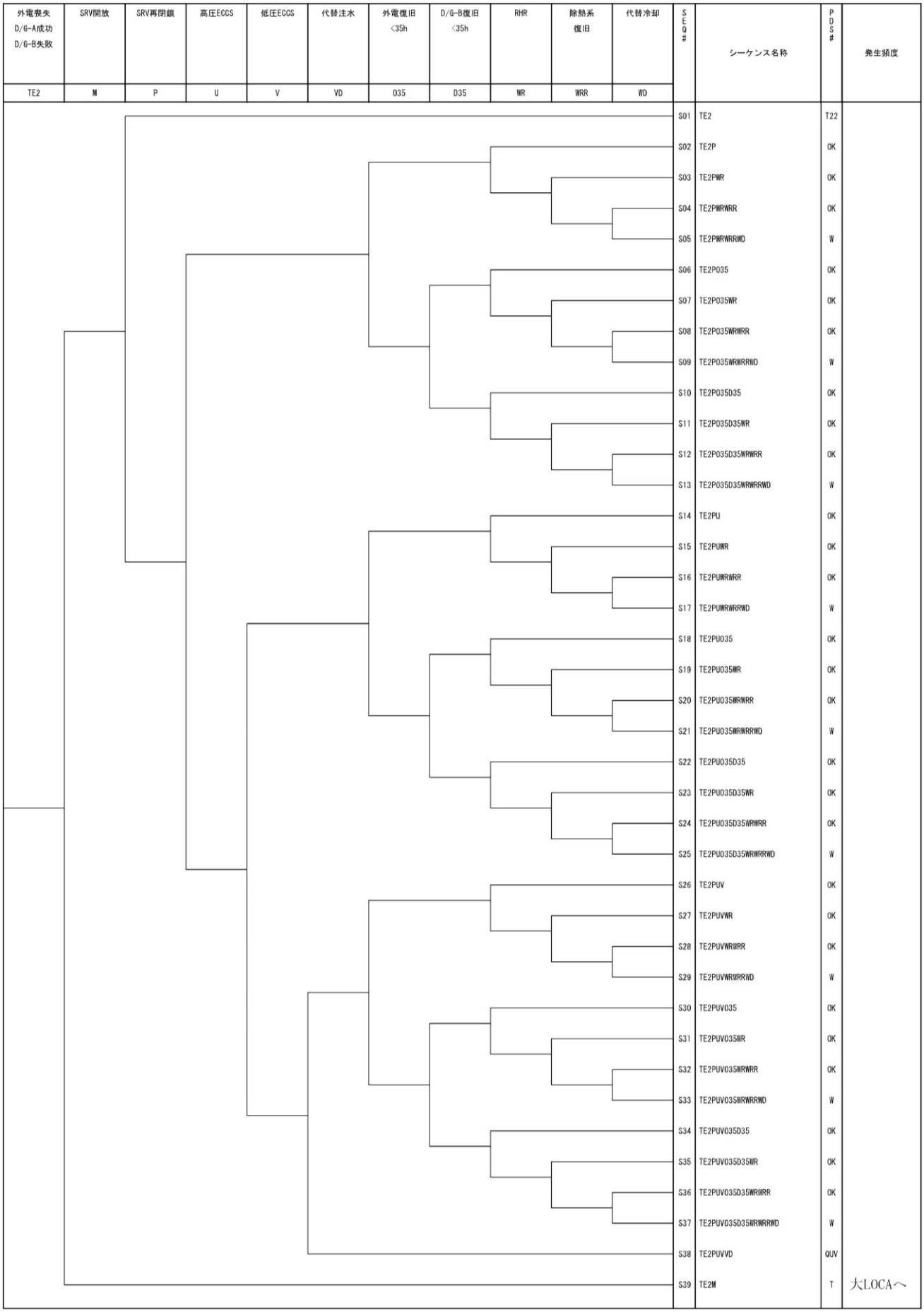
第８図　原子炉保護系誤動作等に対するイベントツリー



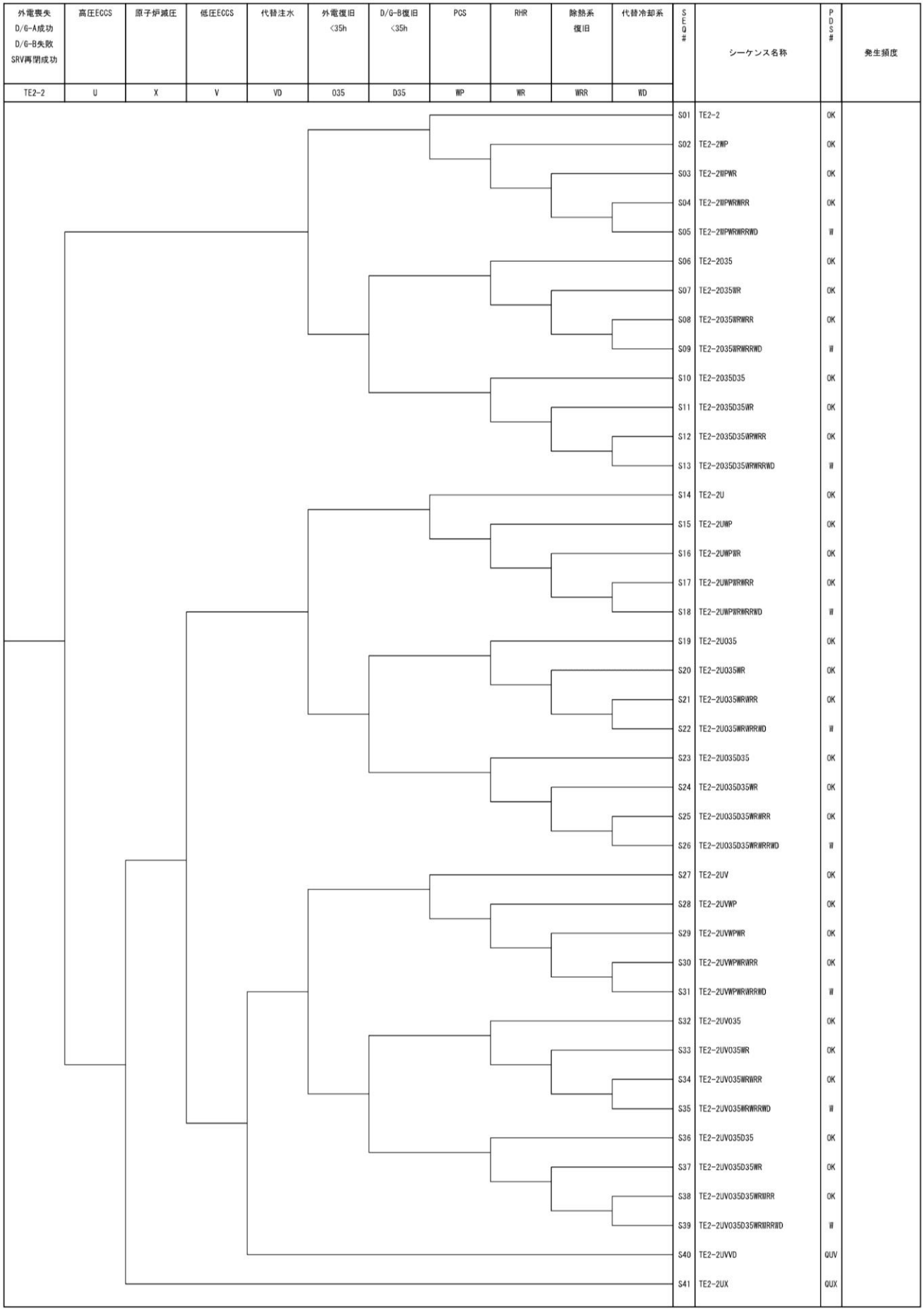
第９図　外部電源喪失に対するイベントツリー（１／８）



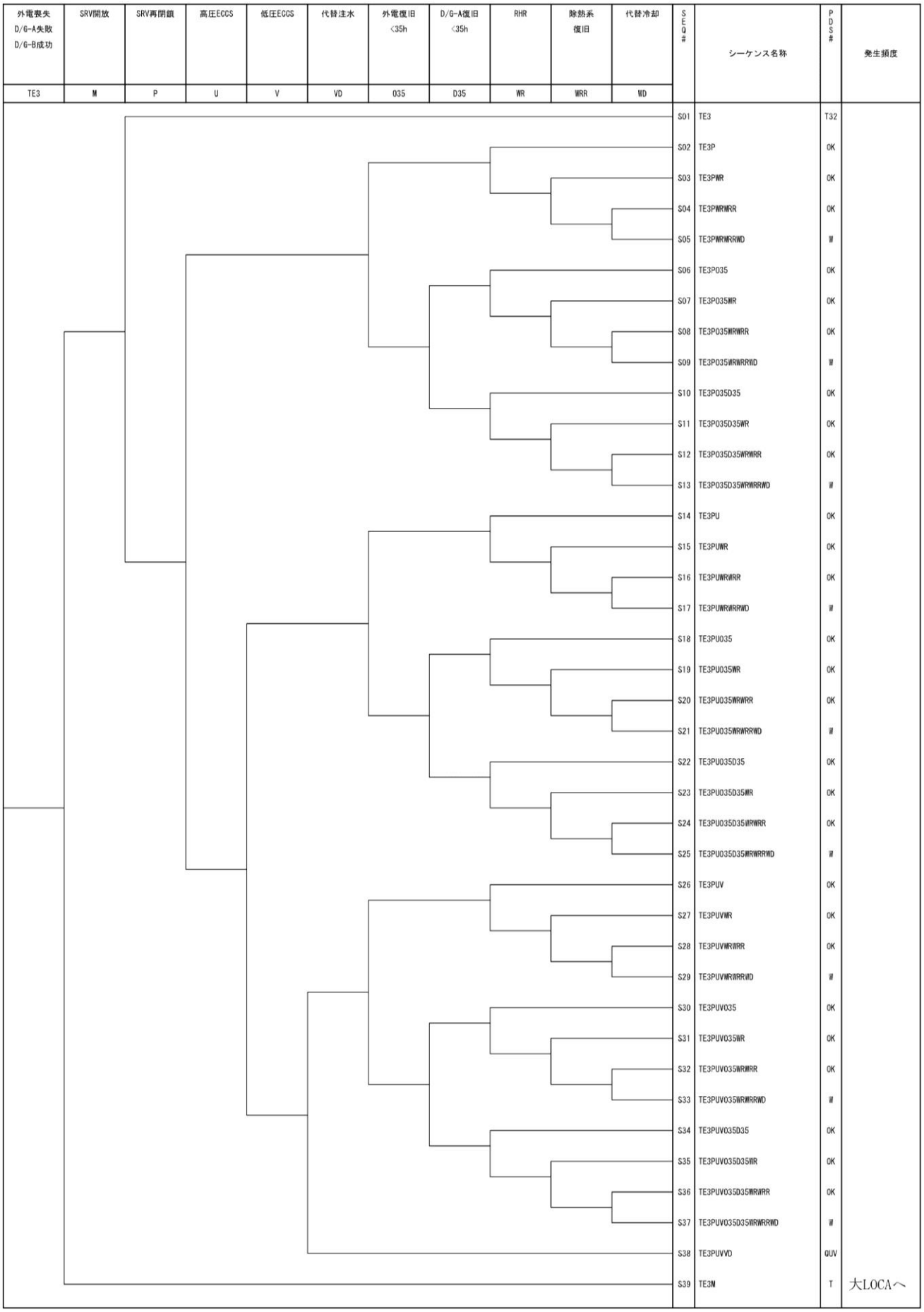
第９図　外部電源喪失に対するイベントツリー（２／８）



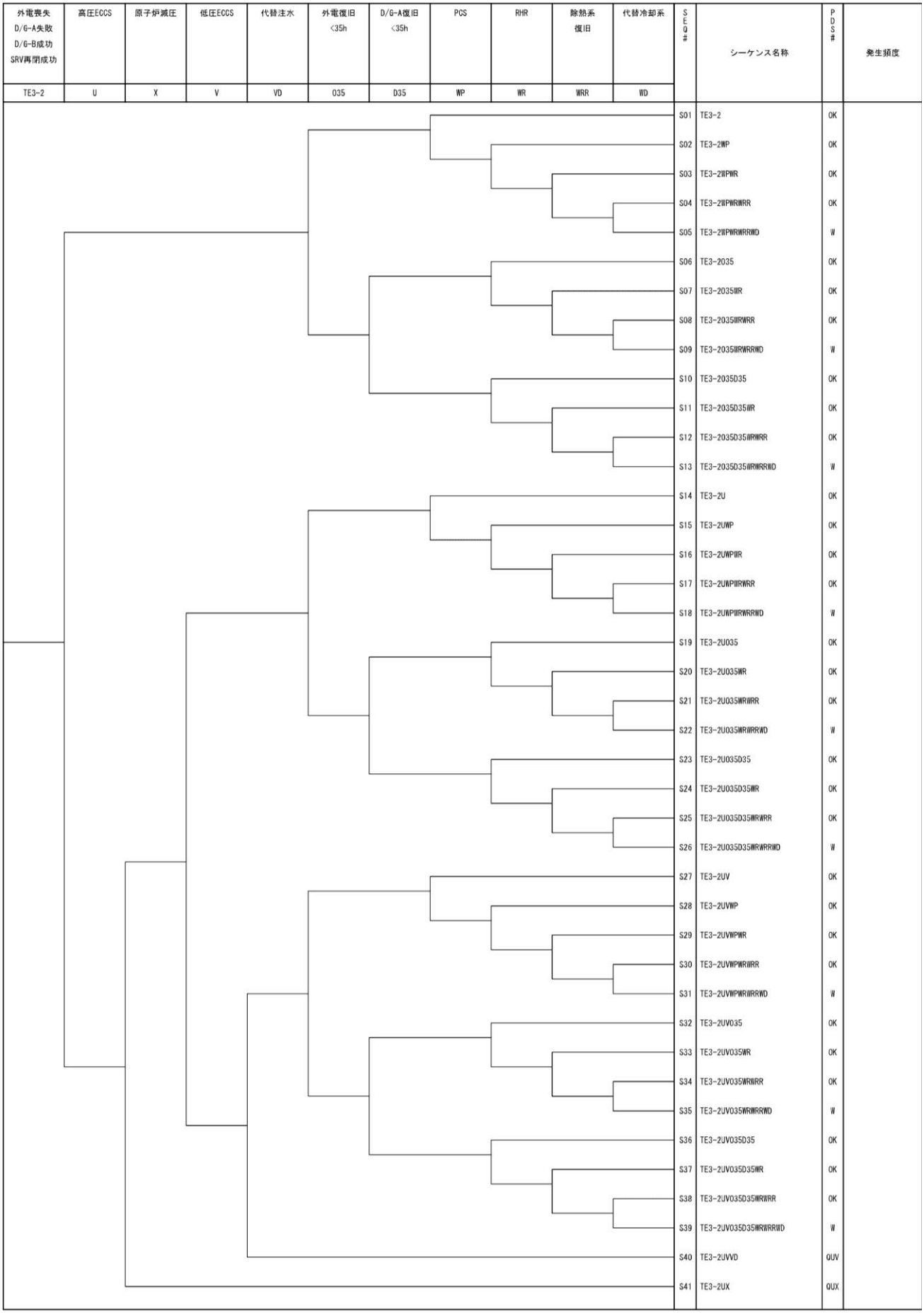
第９図　外部電源喪失に対するイベントツリー（３／８）



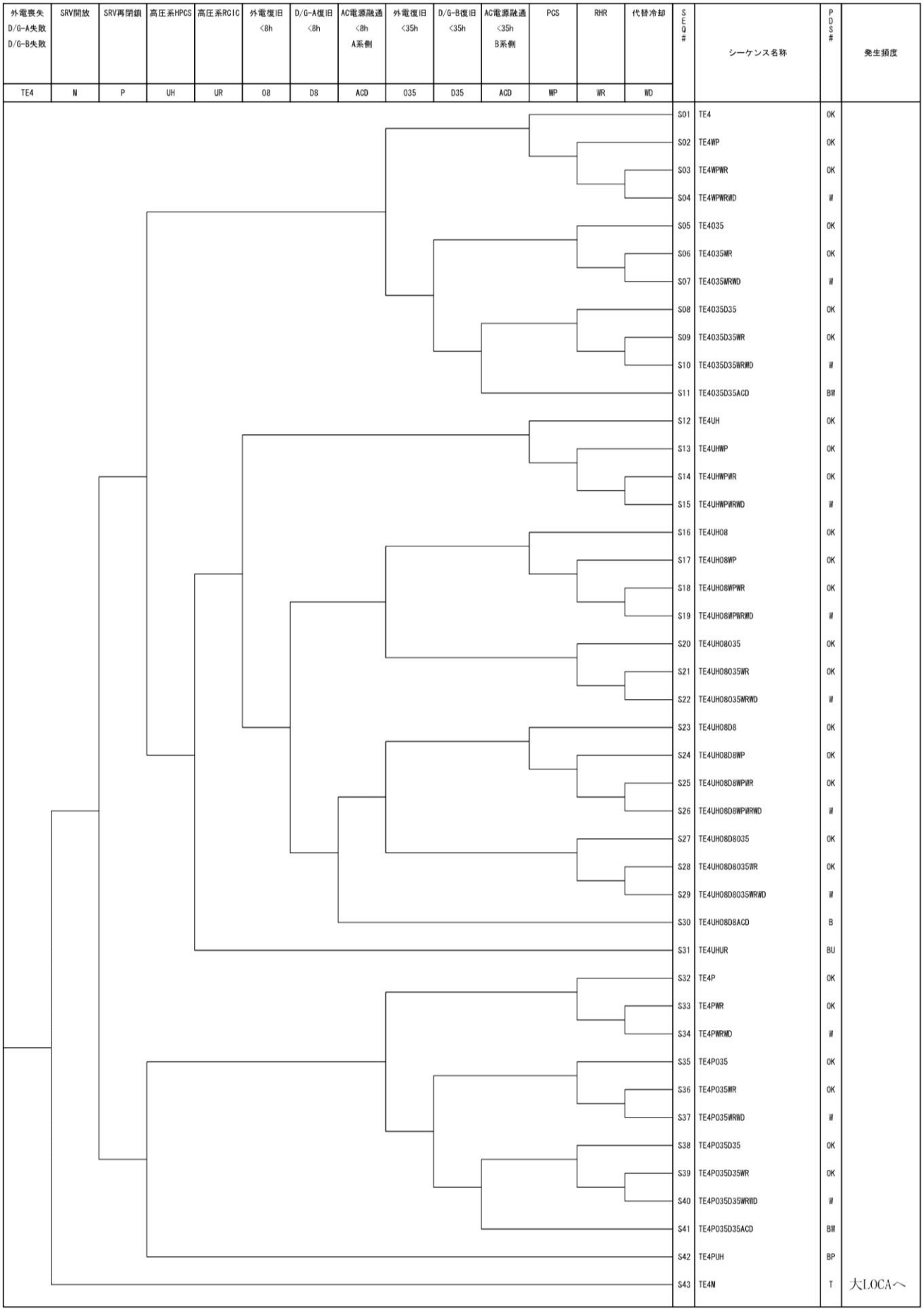
第９図　外部電源喪失に対するイベントツリー（４／８）



第９図　外部電源喪失に対するイベントツリー（５／８）

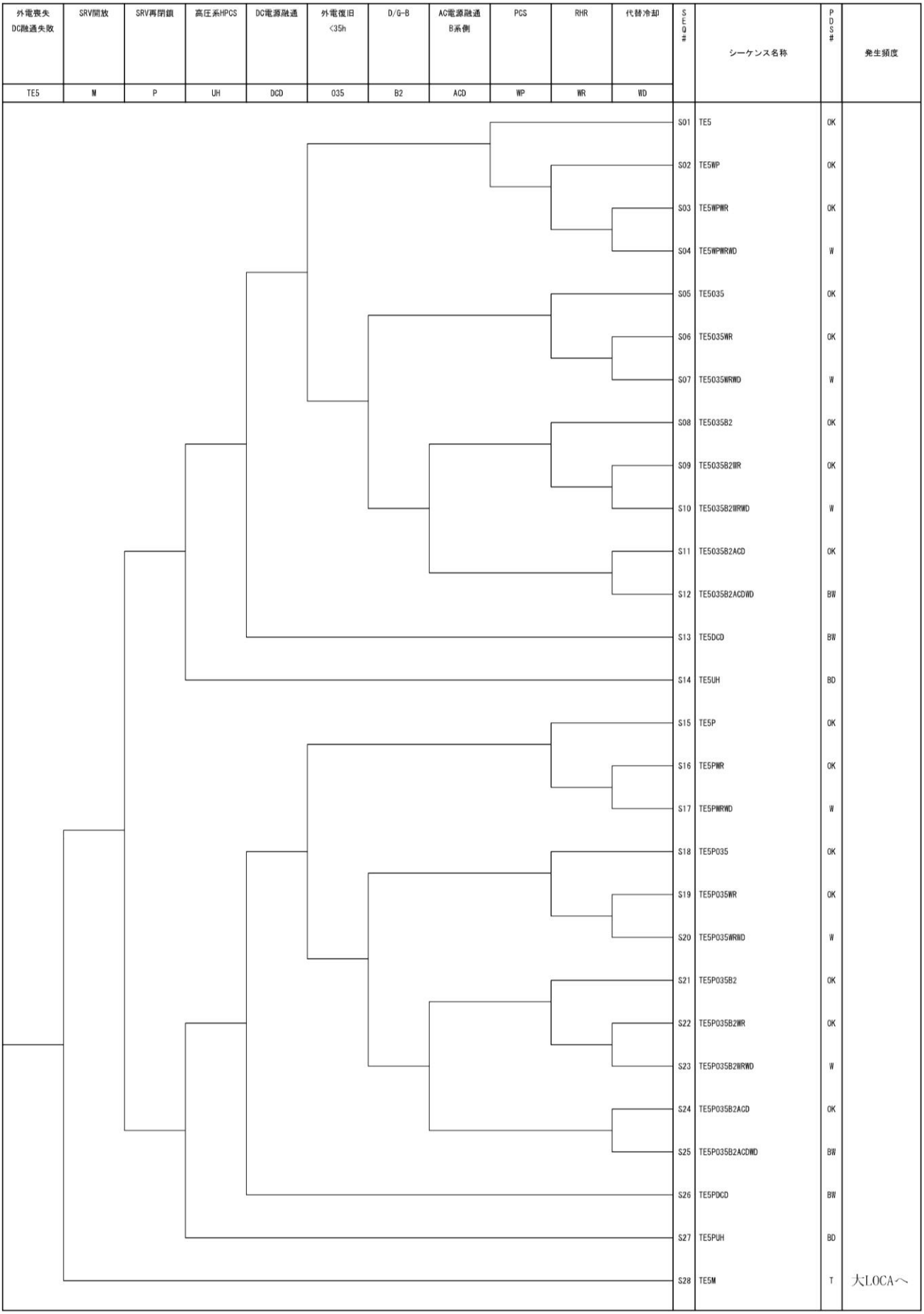


第９図　外部電源喪失に対するイベントツリー（６／８）

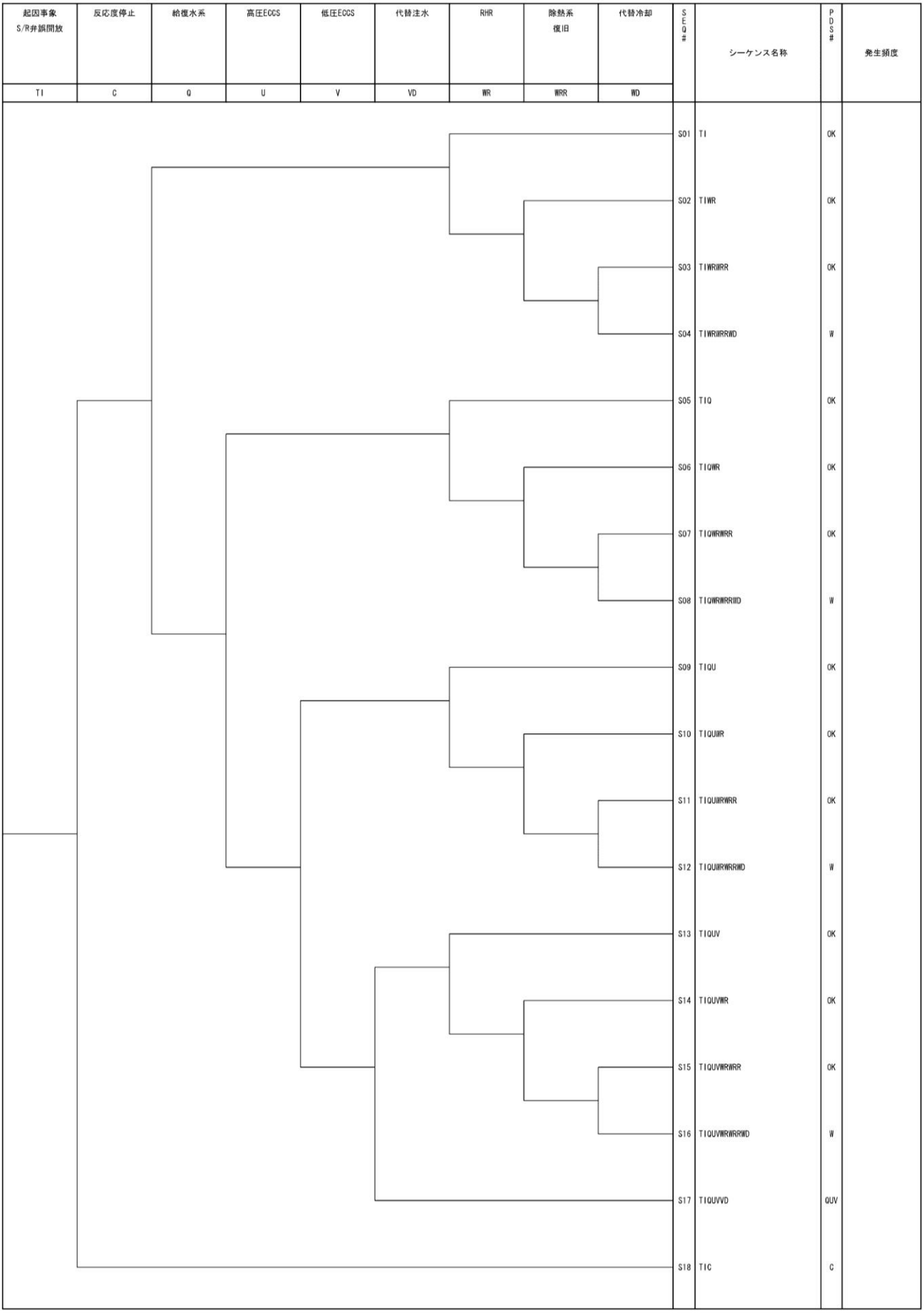


第９図　外部電源喪失に対するイベントツリー（７／８）

補足 1.1.1.d-1-20

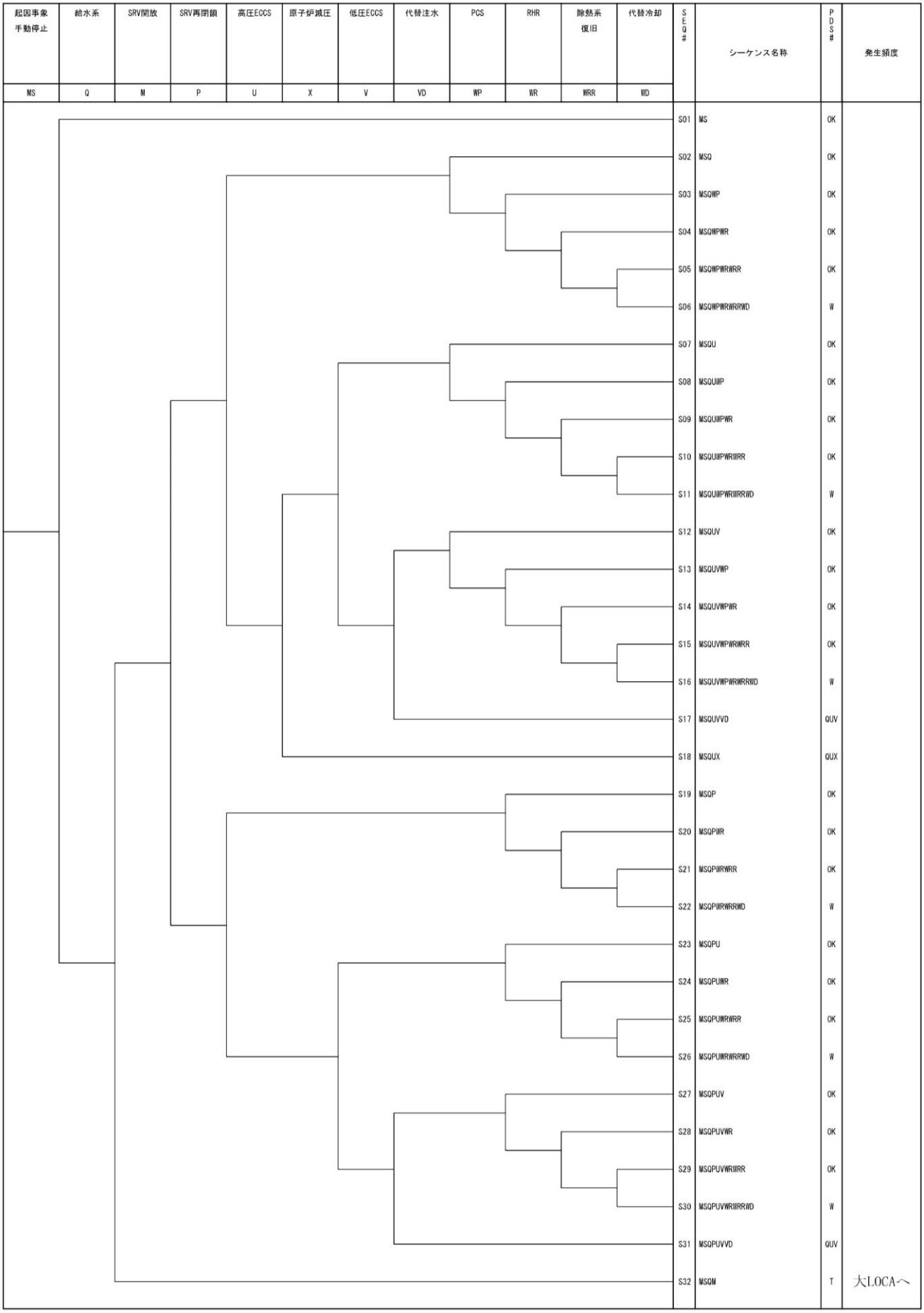


第９図　外部電源喪失に対するイベントツリー（８／８）



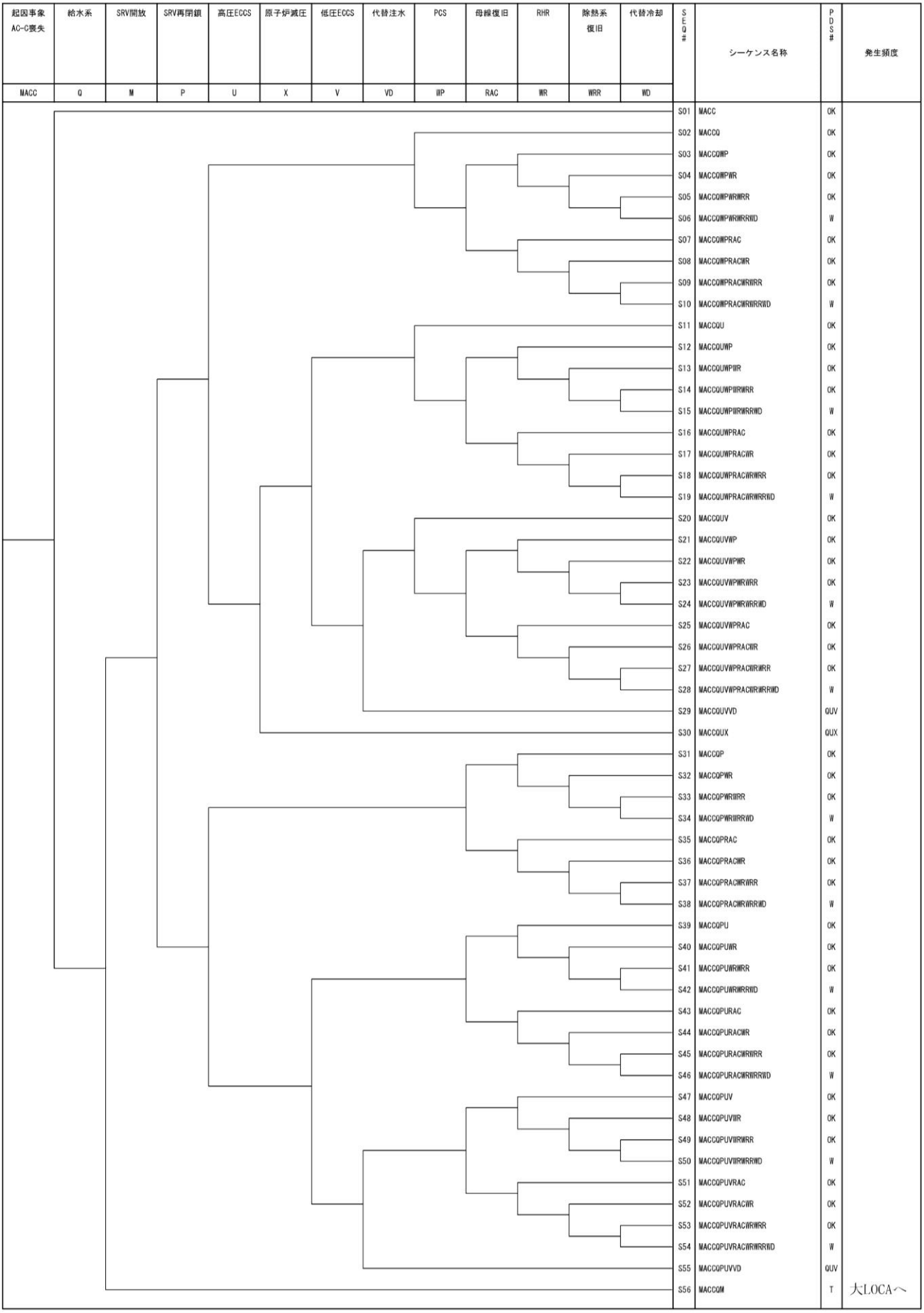
第 10 図　ＳＲＶ誤開放に対するイベントツリー

補足 1.1.1.d-1-22

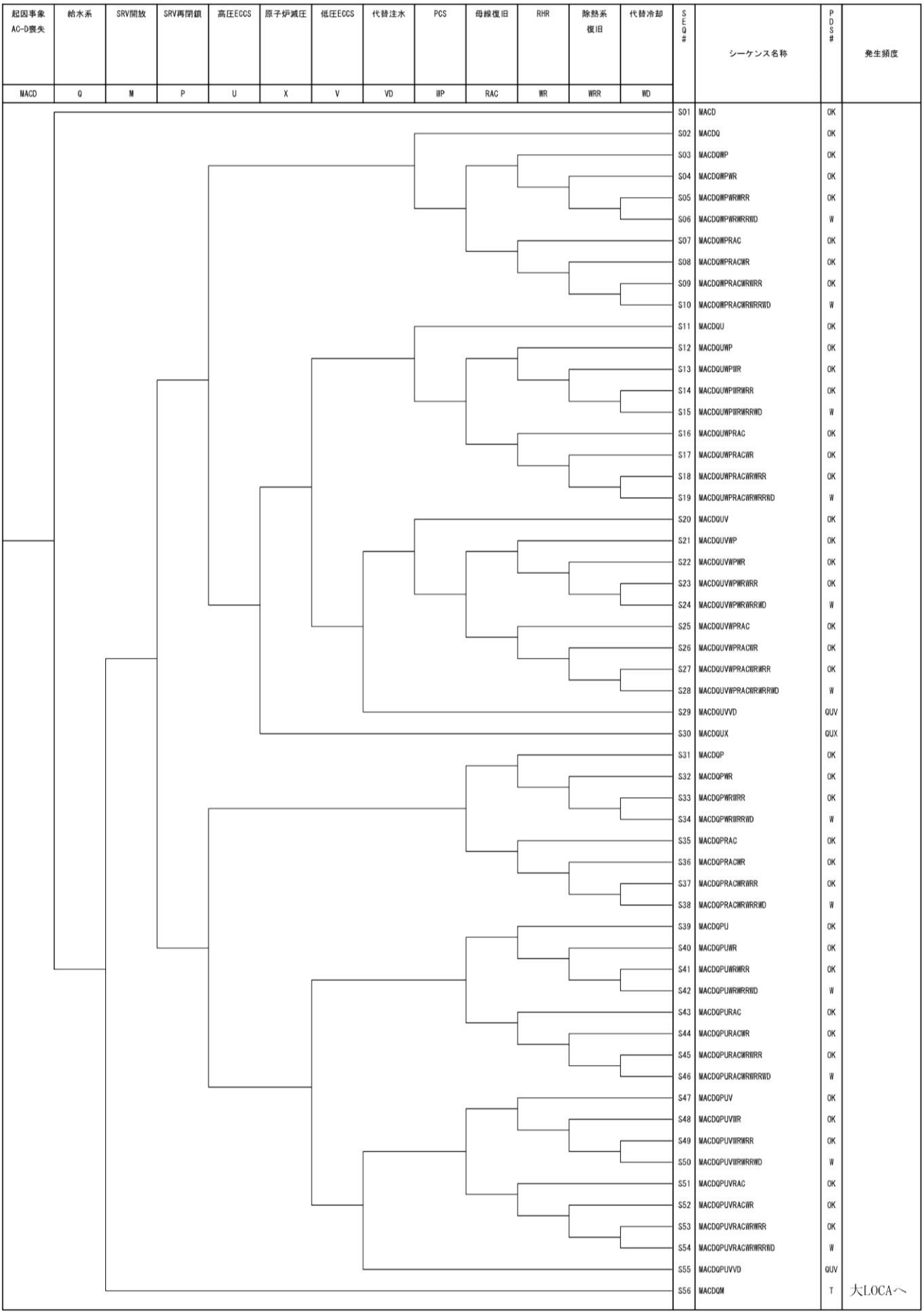


第 11 図　手動停止に対するイベントツリー

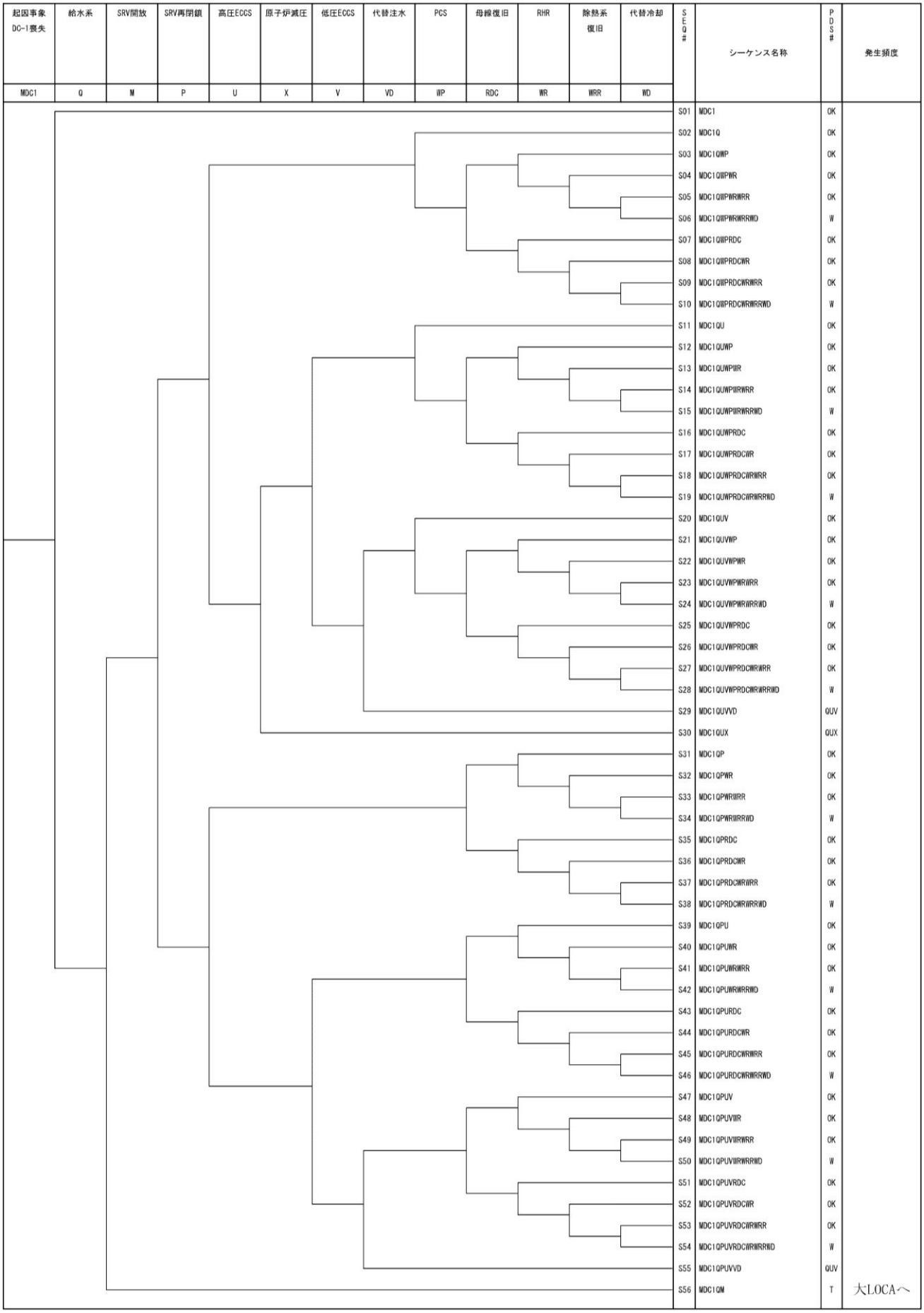
補足 1.1.1.d-1-23



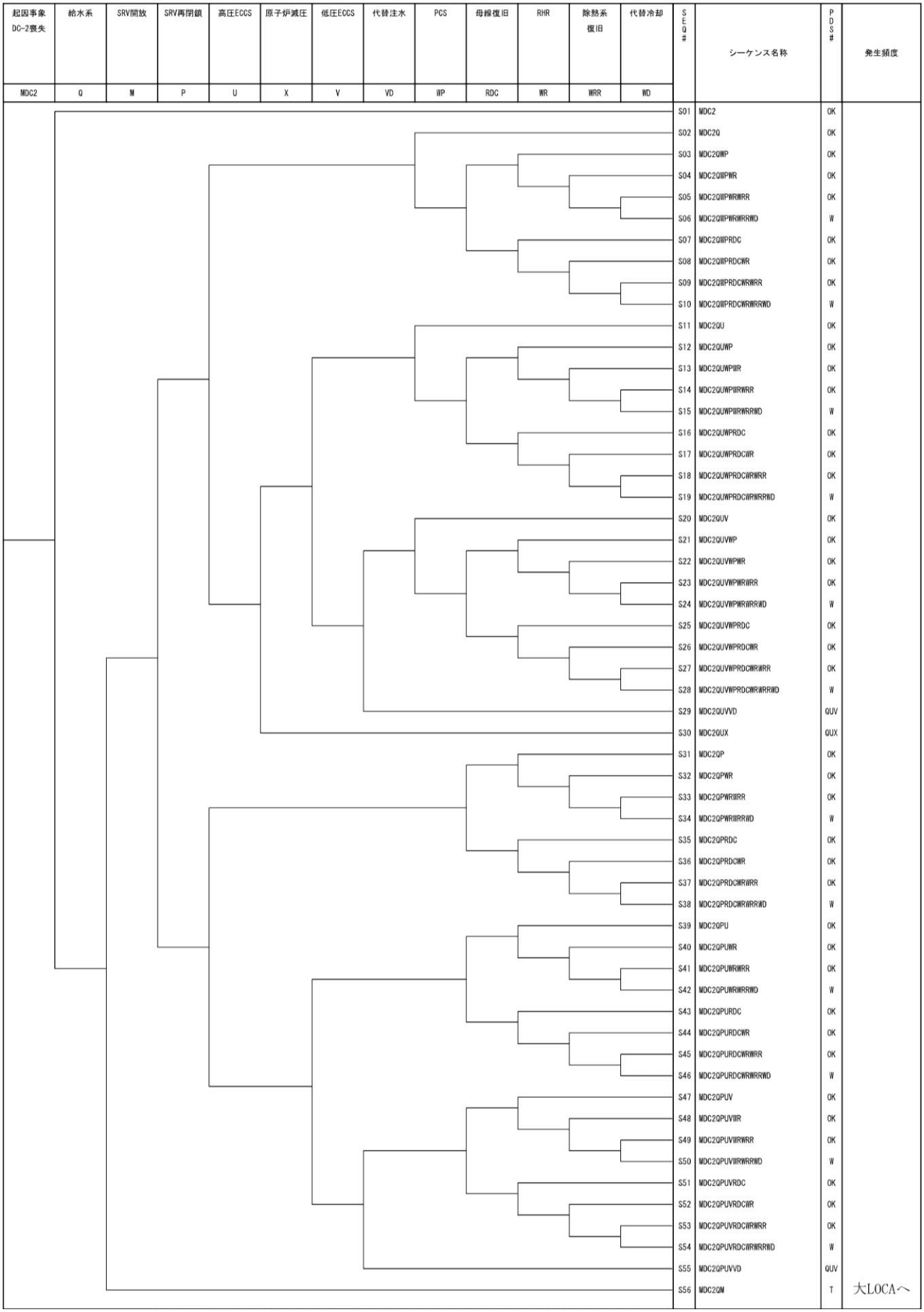
第 12 図　サポート系喪失（非常用区分１交流電源故障）に対するイベントツリー



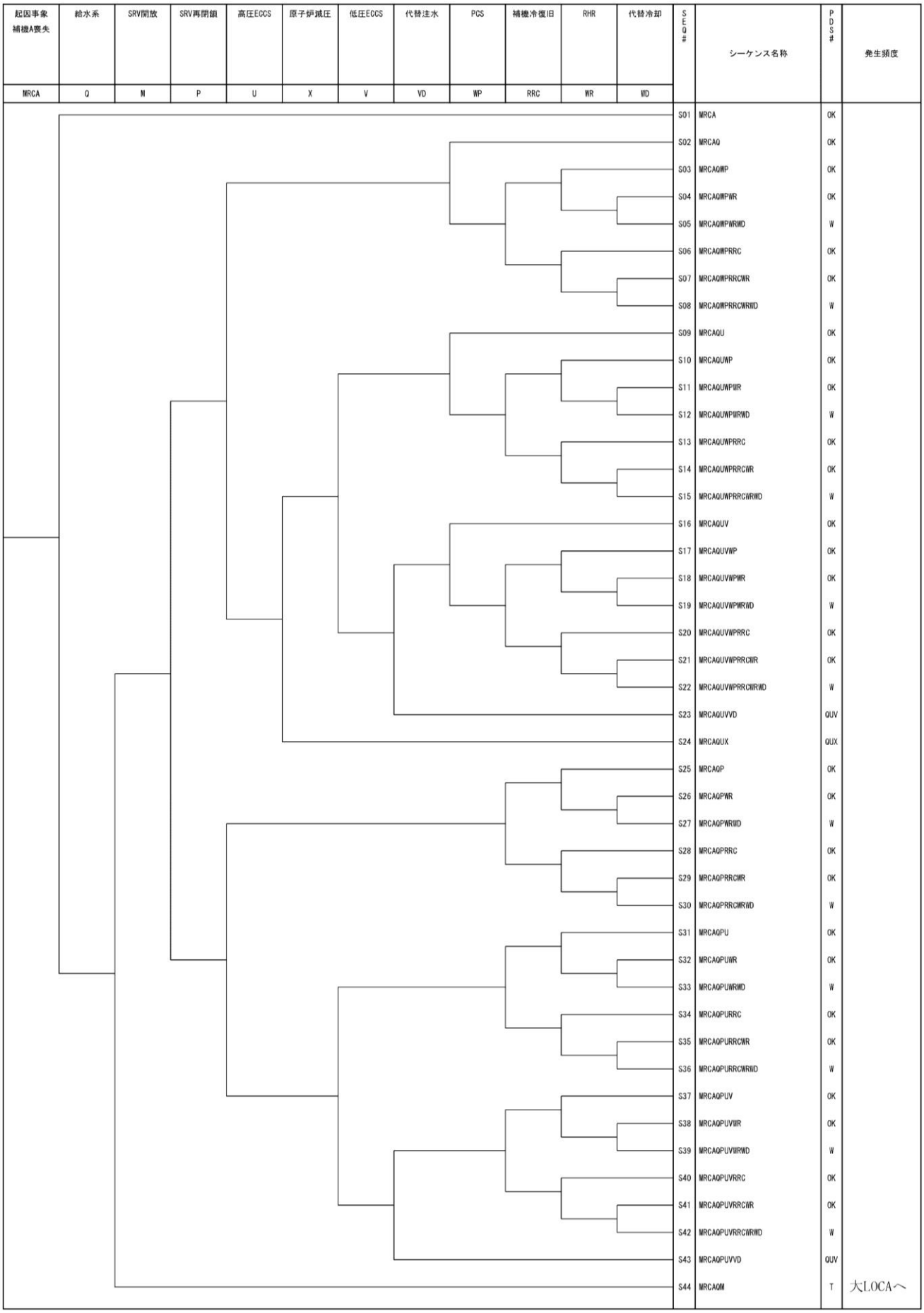
第 13 図　サポート系喪失（非常用区分２交流電源故障）に対するイベントツリー



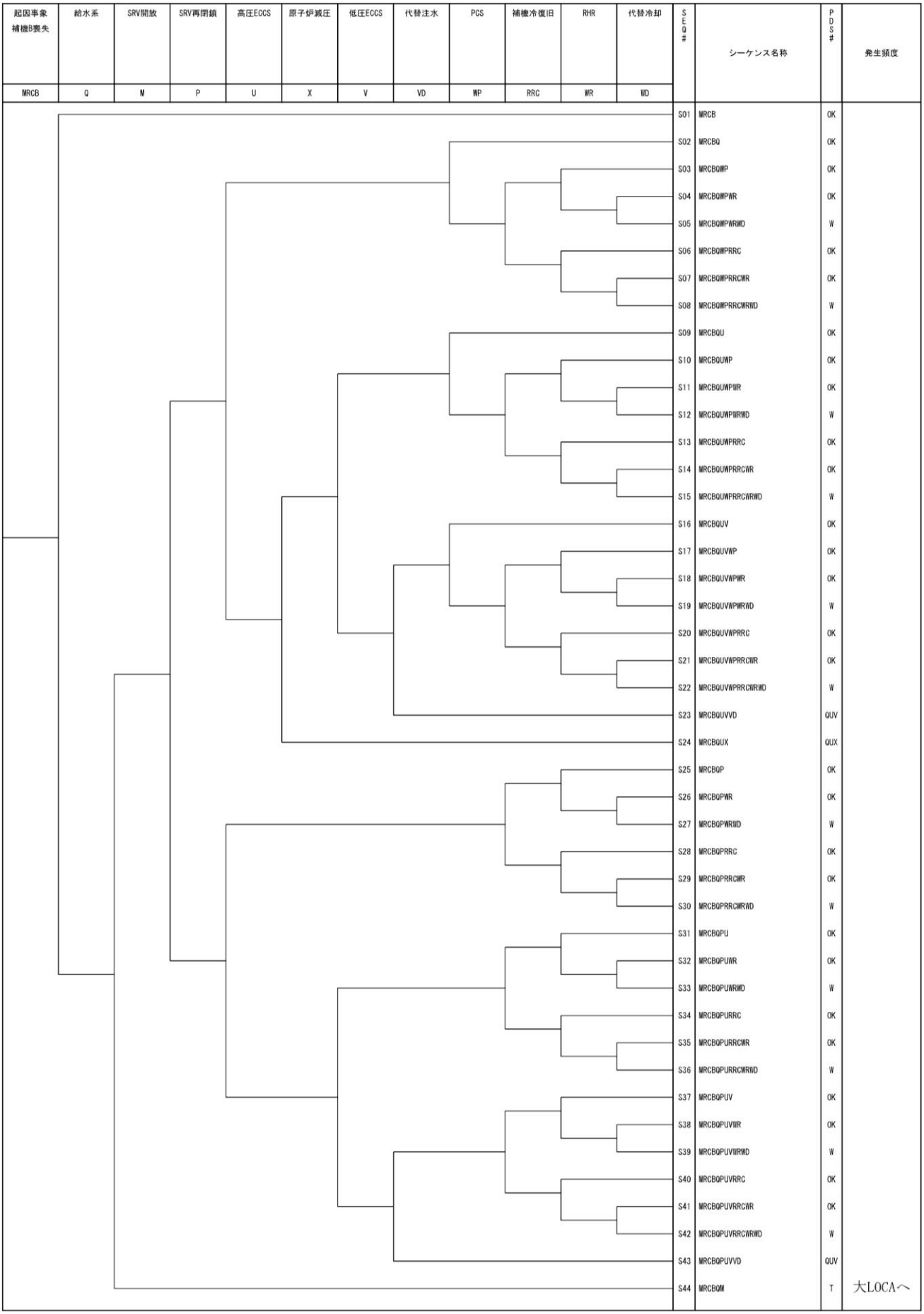
第 14 図　サポート系喪失（非常用区分１直流電源故障）に対するイベントツリー



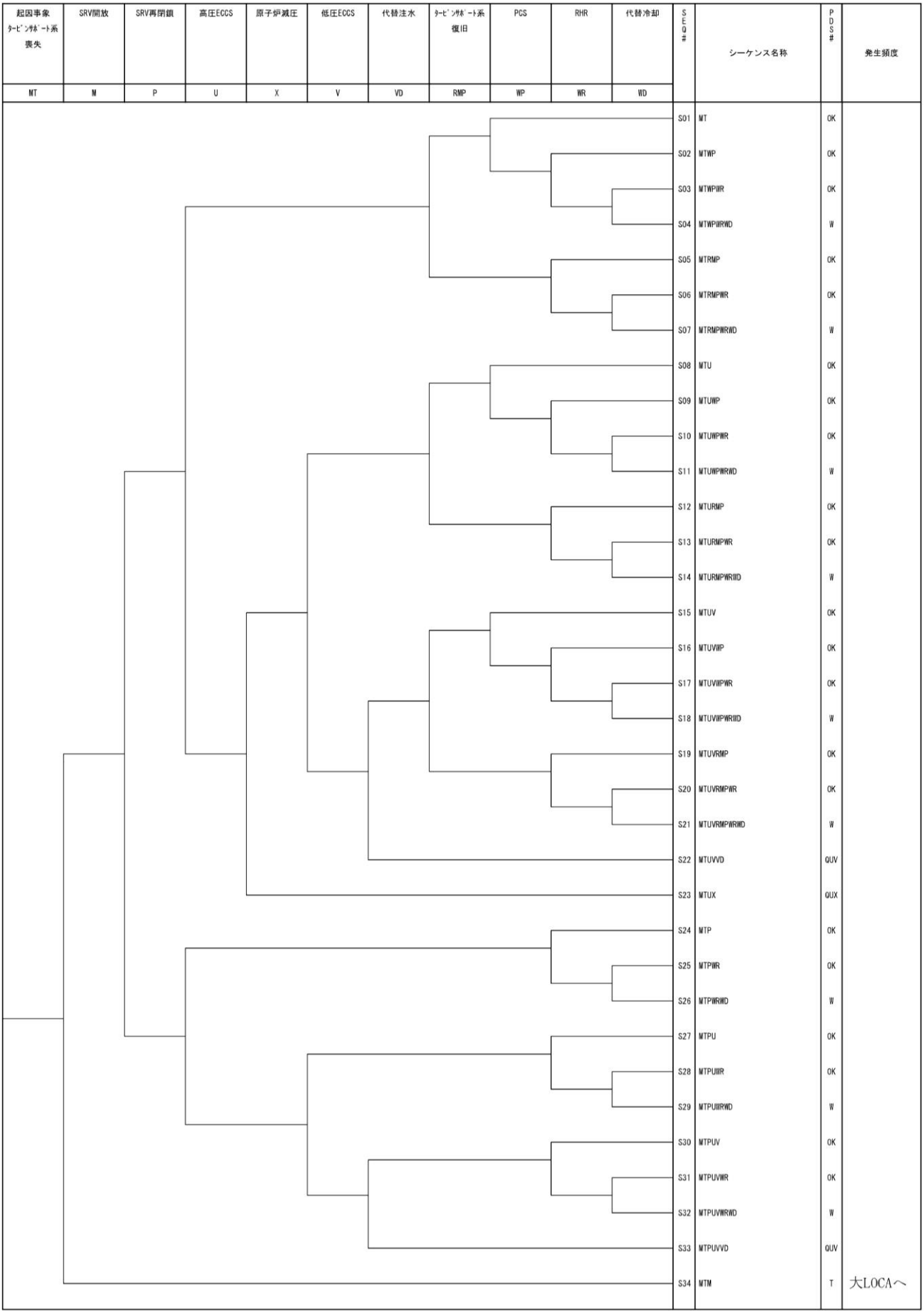
第 15 図　サポート系喪失（非常用区分２直流電源故障）に対するイベントツリー



第 16 図　サポート系喪失（非常用区分１原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー



第 17 図　サポート系喪失（非常用区分２原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー



第 18 図　サポート系喪失（タービン・サポート系故障）に対するイベントツリー

逃がし安全弁の開固着を想定する考え方

起因事象発生後に，１個以上のＳＲＶの開固着が発生した場合には，原子炉の減圧及び原子炉冷却材の一次系からの放出が起きる。その影響によって，第 1 表に示すように成功基準が変化する。

1．原子炉の減圧

１個以上のＳＲＶの開固着により原子炉圧力が低圧系の作動圧力まで減圧する。このため，原子炉隔離時冷却系による炉心冷却が不能になるとともに，手動による原子炉の減圧は不要となる。

2．原子炉冷却材の一次系からの放出

ＳＲＶより，一次系の外に冷却材が流出することによって，復水器ホットウェル水バランスが崩れ（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。

また，原子炉と復水器を含む閉ループの確立と復水器の冷却（真空度維持）が困難であるため，復水器による除熱は不能になる。

上記のように，ＳＲＶの開固着が発生した場合は，ＳＲＶ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，ＳＲＶ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。

ＳＲＶ開放後の再閉鎖については，[redacted]した値を用いている。ＳＲＶの閉失敗確率（5.6×10^{-8}／時間）と試験間隔（8,760 時間）を用いて１個あたりの閉失敗確率を求め，全弁の閉失敗確率[redacted]としている。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１表　成功基準の比較

起因事象		原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去
過渡事象 手動停止／ サポート系喪失	ＳＲＶ 正常作動時	原子炉保護系＋ スクラム排出水容器	・給水系※1 ・高圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系（手動）＋低圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系（手動）＋１／３低圧注水系 ・自動減圧系（手動）＋復水系※1 ・原子炉隔離時冷却系	・１／２残留熱除去系 ・復水器による除熱※1
	ＳＲＶ １個以上開固着時	原子炉保護系＋ スクラム排出水容器	・給水系※1 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・１／３低圧注水系 ・復水系※1	・１／２残留熱除去系

※１　手動停止時のみ成功基準として期待している。

全交流動力電源喪失時において原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転が可能であることの妥当性及び実力評価について

1．原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転の妥当性

今回のＰＲＡでは，全交流動力電源喪失時において原子炉隔離時冷却系が８時間継続運転することを想定している。

全交流動力電源喪失時には，残留熱除去系の機能喪失により，原子炉格納容器内の温度，圧力が上昇し，また，空調換気系の機能喪失により，原子炉隔離時冷却ポンプ室温度，中央制御室温度が上昇する。これらの要因が，原子炉隔離時冷却系の継続運転に影響を及ぼす可能性があることから，以下の観点から影響を評価した。

・サプレッション・プール水温上昇
・サプレッション・チェンバ圧力上昇
・原子炉隔離時冷却ポンプ室温度上昇
・中央制御室温度上昇

第1表に示すとおり，上記の事象は原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転の妨げとならないことから，全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転の想定は妥当と考えられる。なお，原子炉隔離時冷却系の運転制御に必要な直流電源についても，８時間の電源供給が可能である。

2．原子炉隔離時冷却系の運転継続時間の実力評価について

(1)　福島第一原子力発電所事故における原子炉隔離時冷却系の継続運転に対する知見

福島第一原子力発電所事故に関する報告書である「福島原子力事故における未確認・未解明事項の調査・検討結果～第３回進捗報告～」によると，福島第一原子力発電所３号機の原子炉隔離時冷却系については約20時間程度運転を実施した実績がある。原子炉隔離時冷却系関連操作について，以下を時系列に示す。

【福島第一原子力発電所３号機原子炉隔離時冷却系関連操作と観測事実】

平成23年３月11日（金）

14:46　東北地方太平洋沖地震発生。第３非常事態を自動発令
14:47　原子炉自動スクラム，主タービン手動トリップ
14:48　非常用ディーゼル発電機自動起動
15:05　原子炉隔離時冷却系手動起動
15:25　原子炉隔離時冷却系自動停止（原子炉水位高）
15:27　津波第一波到達
15:35　津波第二波到達
15:38　全交流電源喪失

16:03　原子炉隔離時冷却系手動起動

平成23年3月12日（土）

11:36　原子炉隔離時冷却系自動停止

上記時系列のとおり，約20時間程度原子炉隔離時冷却系を継続運転しているが，その際には以下の対応を実施している。

・蓄電池節約のため，監視計器や制御盤，計算機について，監視及び運転制御に最低限必要な設備を除き，負荷の切り離しを実施。
・監視計器については，Ａ系Ｂ系と二重化されていることから片系ずつ使用し蓄電池消費量の低減を図った。
・中央制御室の非常灯や時計の負荷切り離しや，別室の蛍光灯を抜く等も実施。

また，福島第一原子力発電所２号炉の原子炉隔離時冷却系がサプレッション・プールを水源として２日以上（平成23年３月12日５時から14日９時）運転していたと考えられており，平成23年３月14日７時に計測されたサプレッション・プールの温度は146℃であったことから，原子炉隔離時冷却系は，サプレッション・プールの温度が100℃を超える温度にあった場合においても運転を継続できる可能性があると考えられる。

(2)　蓄電池の給電継続時間

今回のＰＲＡでは，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系の運転継続時間として，蓄電池の給電継続時間の８時間を想定している。蓄電池の実力として，従来の蓄電池における給電継続時間の実力を以下の通り評価した。

a．評価方法

ある時間の給電に必要な蓄電池の容量は，電池工業会規格SBA S 0601「据置蓄電池の容量算出法」に準じて次の式を用いて評価できる。なお，蓄電池特性については蓄電池メーカ提示のものを用いる。

$$C=\frac{1}{L}\left[K_1 I_1+K_2 (I_2-I_1)+K_3 (I_3-I_2)+\cdots+K_n (I_n-I_{n-1})\right]$$

ここで，

Ｃ：＋10℃における定格放電率換算容量（Ah）

Ｌ：保守率（0.8）

Ｋ：放電時間，蓄電池の最低温度（＋10℃）及び許容できる最低電圧（1.75V／セル）によって決められる容量換算時間（時）※1

Ｉ：放電電流（A）

サフィックス１，２，３，・・・，ｎ：放電電流の変化の順に付番

＜対象蓄電池＞

115V蓄電池Ｂ系：1,200Ah（10時間率）※2

230V蓄電池　　：3,500Ah（10時間率）※2

＜負荷抑制の操作＞

全交流動力電源喪失後30分でＣＶＣＦ等の原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な負荷以外の切り離しを仮定

※１　放電時間を 10 時間としたときの容量換算時間

115V 蓄電池Ｂ系：　K_1:11.7，K_2:11.7，K_3:11.2

230V 蓄電池　　：　K_1:13.2，K_2:13.2，K_3:12.7

※２　今回の評価に用いた設備は今回の申請における対策実施前の状態

b．評価結果

1）115V蓄電池Ｂ系

事象発生10時間後まで第1図の負荷電流を供給するために必要となる蓄電池容量は算出式より約640Ahとなる。115V蓄電池Ｂ系の設計容量は1,200Ahであり，必要容量が設計容量を上回るため，約10時間以上直流電圧を供給することが可能である。

2）230V蓄電池

事象発生10時間後まで第2図の負荷電流を供給するために必要となる蓄電池容量は算出式より約1,300Ahとなる。230V蓄電池の設計容量は3,500Ahであり，必要容量が設計容量を上回るため，約10時間以上直流電圧を供給することが可能である。

以上より，負荷積上げの余裕を考慮するとともに，事象発生30分後に原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な負荷以外を切離す場合を想定すると，原子炉隔離時冷却系は10時間以上の運転継続が可能である。

なお，今回の申請においては，以下のとおり所内常設蓄電式直流電源設備を整備することとしている。

・原子炉隔離時冷却系の電動弁等は，230V原子炉隔離時冷却系用直流電源設備から受電できる設計としている。

・原子炉隔離時冷却系タービン制御盤，原子炉隔離時冷却系流量計は，115Vー Ｂ系所内用直流電源設備及び115Vー Ｂ系所内用直流電源設備（ＳＡ）から受電できる設計としている。

原子炉隔離時冷却系の運転に必要な直流電源は，上述の所内常設蓄電式直流電源設備を整備することにより，電動弁においては負荷切り離しを実施せ

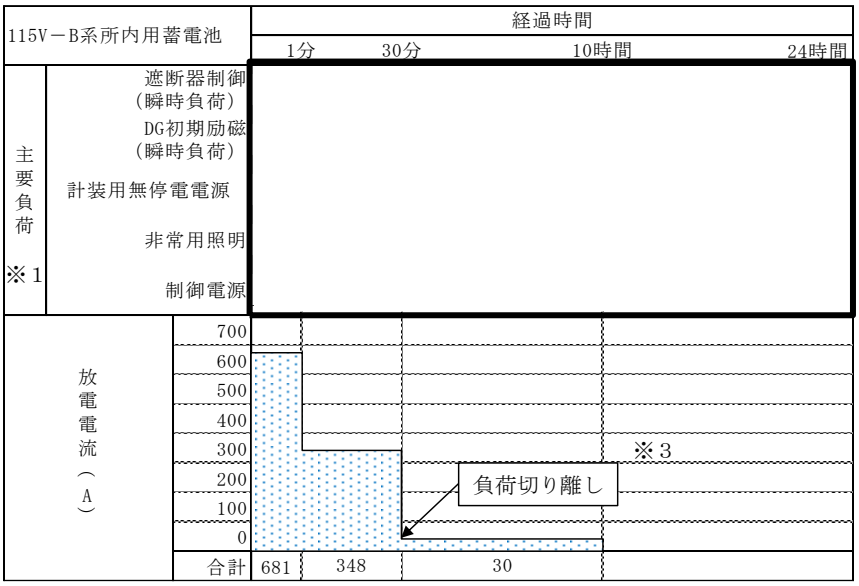
ず24時間にわたり，運転継続に必要な電力を供給できる蓄電池容量としている。また，原子炉隔離時冷却系タービン制御盤，原子炉隔離時冷却系流量計においては，負荷切り離しを実施せずに８時間，その後，必要な負荷以外を切り離して16時間の合計24時間にわたり，運転継続に必要な電力を供給できる蓄電池容量としている。

直流電源設備を第3図に示す。

第1表　全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価

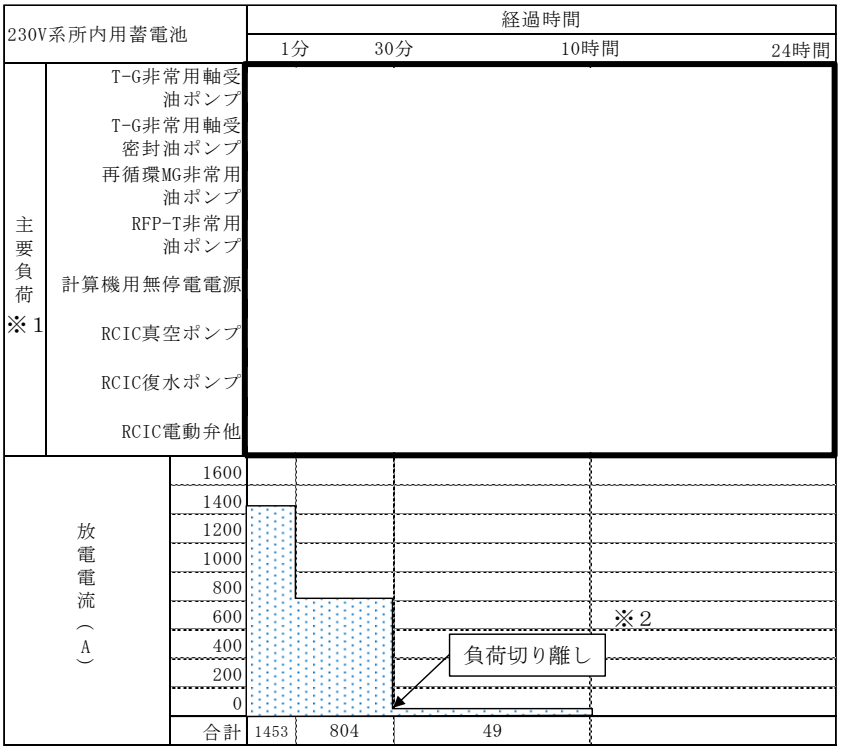
原子炉隔離時冷却系継続運転制約要因	概要	評価結果
サプレッション・プール水温上昇	サプレッション・プールの水温上昇により，原子炉隔離時冷却ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され，原子炉隔離時冷却ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続した場合のサプレッション・プール水温の推移を評価した結果，事象発生から８時間後のサプレッション・プール水温は約100℃となる。水温の上昇に伴い，有効ＮＰＳＨは約8.7mまで低下するが，ポンプの必要ＮＰＳＨ□ mに対して十分余裕があるため，キャビテーションは発生しない。また，水温上昇に伴う潤滑油温度上昇は，最大でも約110℃までであり，この温度では軸受の油膜形成に影響はなく，油膜切れによる軸受の焼付きは発生しない（許容温度約125℃）。したがって，サプレッション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転は阻害されない。
サプレッション・チェンバ圧力上昇	原子炉隔離時冷却系タービン保護のため，サプレッション・チェンバ圧力0.177MPa[gage]にて，原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力高トリップインターロックが動作し，原子炉隔離時冷却系の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続した場合のサプレッション・チェンバ圧力の推移を評価した結果，事象発生から８時間後のサプレッション・チェンバ圧力は約0.07MPa[gage]となり，原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって，サプレッション・チェンバ圧力上昇によって原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転は阻害されない。
原子炉隔離時冷却ポンプ室温度上昇	原子炉隔離時冷却系のポンプ，電気制御系統，弁，タービン等の設計で想定している環境の最高温度は，事象発生から８時間後では66℃を想定している。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止しているため，原子炉隔離時冷却ポンプ室温が設計で想定している環境温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続した場合の原子炉隔離時冷却ポンプ室温度の推移を評価した（補足資料）。その結果，事象発生から８時間後の室温は約60℃（初期温度40℃）であり，原子炉隔離時冷却系の設計で想定している環境温度を下回る。したがって，原子炉隔離時冷却ポンプ室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため，中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時の中央制御室温度を評価した（補足資料）。その結果，事象発生から８時間後の室温は約34℃（初期温度26℃）であり，制御盤の設計で想定している環境の最高温度である40℃を下回る。したがって，中央制御室室温上昇によって原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転は阻害されない。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



※１　今回の評価に用いた設備は今回の申請における対策実施前の状態。
※２　ディーゼル発電機初期励磁電流は，遮断器操作と重なって操作されることがなく，かつディーゼル発電機初期励磁電流は遮断器操作より小さいため蓄電池容量計算上は含めない。
※３　全交流動力電源喪失 30 分後に，ＲＣＩＣ制御電源，ＲＣＩＣ計器電源，ＡＤＳ論理逃がし安全弁回路，工学安全施設トリップ設定器及び非常用照明以外の負荷を切り離すと仮定。

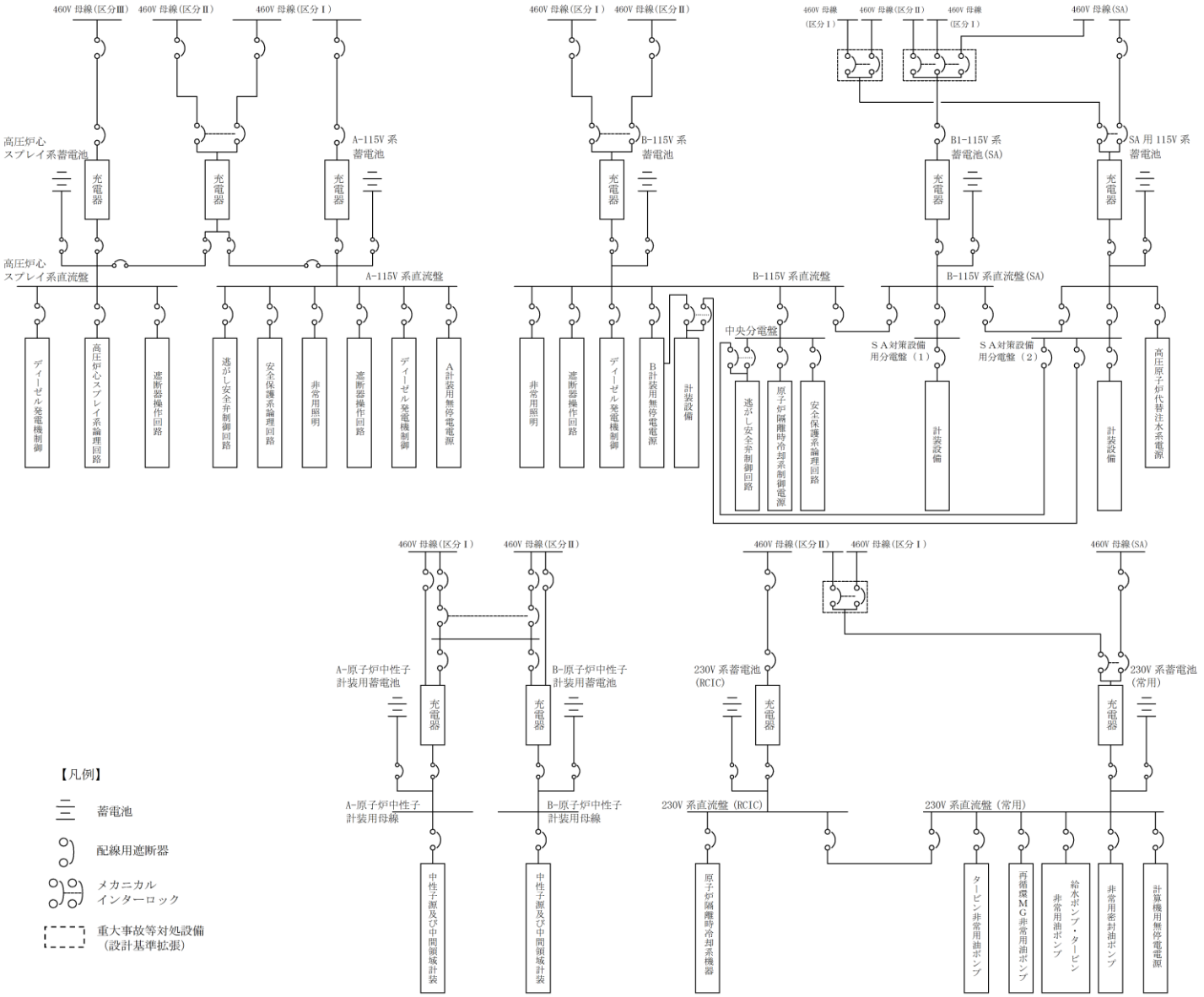
第１図　115V 蓄電池Ｂ系の時間当たりの負荷電流※1



※１　今回の評価に用いた設備は今回の申請における対策実施前の状態。
※２　全交流動力電源喪失 30 分後に，RCIC 真空ポンプ，RCIC 復水ポンプ，RCIC 電動弁以外の負荷を切り離す。

第2図　230V蓄電池の時間当たりの負荷電流※1

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。


460V 母線(区分Ⅲ)
460V 母線(区分Ⅱ)
460V 母線(区分Ⅰ)
高圧炉心
スプレイ系蓄電池
充電器
A-115V 系
蓄電池
高圧炉心
スプレイ系直流盤
A-115V 系直流盤
ディーゼル発電機制御
高圧炉心スプレイ系論理回路
遮断器機作回路
遮がし安全弁制御回路
安全保護系論理回路
非常用照明
遮断器機作回路
ディーゼル発電機制御
A計装用無停電電源
460V 母線(区分Ⅰ)
460V 母線(区分Ⅱ)
B-115V 系
蓄電池
B-115V 系直流盤
非常用照明
遮断器機作回路
ディーゼル発電機制御
B計装用無停電電源
計装設備
中央分電盤
遮がし安全弁制御回路
原子炉隔離時冷却系制御電源
安全保護系論理回路
460V 母線
(区分Ⅰ)
460V 母線(区分Ⅱ)
460V 母線
(区分Ⅰ)
460V 母線(SA)
B1-115V 系
蓄電池(SA)
SA 用 115V 系
蓄電池
B-115V 系直流盤(SA)
SA対策設備
用分電盤（1）
SA対策設備
用分電盤（2）
計装設備
計装設備
高圧原子炉代替注水系電源
460V 母線(区分Ⅰ)
460V 母線(区分Ⅱ)
A-原子炉中性子
計装用蓄電池
B-原子炉中性子
計装用蓄電池
A-原子炉中性子
計装用母線
B-原子炉中性子
計装用母線
中性子源及び中間領域計装
中性子源及び中間領域計装
460V 母線(区分Ⅱ)
460V 母線(区分Ⅰ)
460V 母線(SA)
230V 系蓄電池
(RCIC)
230V 系蓄電池
(常用)
230V 系直流盤（RCIC）
230V 系直流盤（常用）
原子炉隔離時冷却系機器
タービン非常用油ポンプ
再循環MG非常用油ポンプ
給水ポンプ・タービン
非常用油ポンプ
非常用密封油ポンプ
計算機用無停電電源
【凡例】
蓄電池
配線用遮断器
メカニカル
インターロック
重大事故等対処設備
（設計基準拡張）

第 3 図　直流電源設備

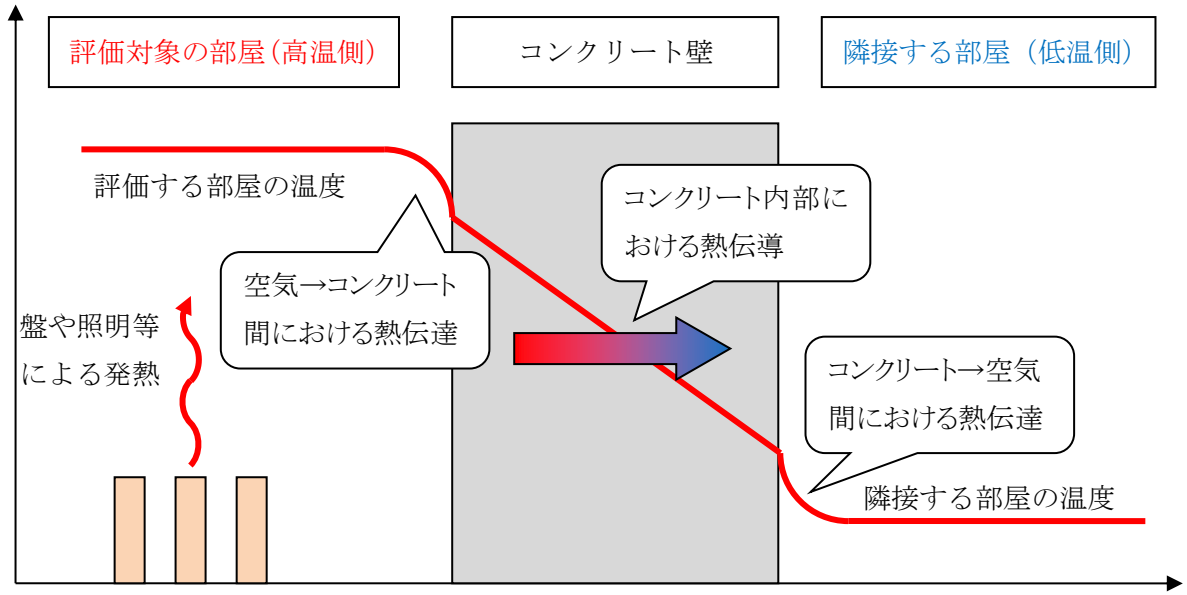
全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却ポンプ室及び中央制御室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には，換気空調系停止による除熱が行われないため，評価対象の部屋の温度変化は，タービンや配管等の室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（第1図参照）。

換気空調系停止後，室温が上昇を始め，最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。



第1図　室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2)　評価条件

評価条件を以下にまとめる。

ａ．評価対象とする部屋の条件：第1表参照

ｂ．評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

・一般エリア　：40℃

・屋外　：32℃（夏季設計外気温）

・トーラス室　：75℃（有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度）

・その他二次格納施設内　：66℃

・地中　：18℃

ｃ．壁－空気の熱伝達率（無換気状態）［出展：日本機械学会 伝熱工学資料］

・鉛直壁面　：　W/m^2・℃

・天井面　：　W/m^2・℃

・床面　：　W/m^2・℃

ｄ．コンクリート熱伝導率：1.6 W/m・℃［出展：空気調和衛生工学便覧］

第1表　評価する部屋の条件

	中央制御室	ＲＣＩＣポンプ室
発熱負荷［W］		
容積［m^3］		
熱容量［kJ/℃］		
初期温度［℃］	26	40

(3)　評価結果

全交流電源喪失時において，事象発生後８時間の原子炉隔離時冷却ポンプ室最高温度は約60℃，中央制御室の最大温度は約34℃となり，設計で考慮している温度を超過しないため，原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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

原子炉補機冷却系の冷却対象として常用補機及び非常用補機があり，区分Ⅰ又は区分Ⅱにより常用補機，区分Ⅰ及び区分Ⅱによりそれぞれ独立して非常用補機を冷却している。非常時には，常用側と隔離され非常用補機のみ冷却する設計となっている。第１図に原子炉補機冷却設備系統概要図（区分Ⅰ，区分Ⅱ）を示す。

今回のＰＲＡでは，起因事象「従属性を有する機器の機能喪失」において原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系の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においても原子炉補機冷却系をモデル化することで，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，常用系と非常用系の間の隔離弁の扱いを含めた原子炉補機冷却系の取扱いについて述べる。

1．起因事象における扱い

(1) 原子炉補機冷却系非常用補機の機能喪失

原子炉補機冷却系非常用補機の冷却機能が喪失した場合，当該区分のＥＣＣＳが待機除外となるが，常用補機の冷却機能は確保でき，過渡事象に至ることはない。この場合，運転員により手動停止することとしている。起因事象の同定においては，当該区分の広範な緩和設備が機能喪失に至ることを考慮し，原子炉補機冷却系の機能喪失を「従属性を有する機器の機能喪失」として抽出し，起因事象発生頻度として評価している。従属性を有する起因事象の同定について第１表，同定の結果を第２表に示す。

原子炉補機冷却系が機能喪失した場合，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，非常用系の原子炉補機冷却系については発生した事例がないことから，0.5 回として起因事象発生頻度を算出している。

(2) 原子炉補機冷却系常用補機の機能喪失

原子炉補機冷却系の機能喪失として，常用補機からの冷却材の流出等が生じた場合，常用補機と非常用補機の間の隔離弁によって隔離が行われる。隔離に失敗した場合は，非常用補機の機能喪失となり，発生した事例が確認されていないものの，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事になる。

隔離に成功した場合は，原子炉再循環ポンプのトリップ等に至るが，プラントは原子炉自動スクラムに至ることはなく，運転手順書に基づき運転員により手動停止される。したがって，原子炉補機冷却系による常用補機の冷却が喪失した場合であっても過渡事象に至ることはなく，手動停止の起因事象として整理している。

(3)　原子炉スクラムに至る可能性

原子炉補機冷却系の故障では，運転員による手動停止までに種々のプラント状態の確認及び他の機器の操作があり，一定の余裕時間があると想定される。そのため，本事象を含む第２表で示した従属性を有する起因事象では原子炉停止までに一定の余裕時間があり，原子炉停止をイベントツリーのヘディングに設定していない。

仮に，原子炉補機冷却系１系故障のイベントツリーに原子炉停止のヘディングを設定した場合，原子炉停止失敗により炉心損傷に至るシーケンスを展開することとなる。しかしながら，原子炉補機冷却系１系故障の発生頻度が 6.6×10^{-4}／炉年であり，原子炉補機冷却系１系故障を起因とするシーケンスの炉心損傷頻度が 3.9×10^{-7}（区分Ⅰ），3.1×10^{-7}（区分Ⅱ）であることに対し，原子炉停止失敗のヘディングがある起因事象の中で，最も発生頻度の高い非隔離事象（1.6×10^{-1}／炉年）において，原子炉停止失敗による炉心損傷頻度が 4.6×10^{-10}／炉年になることから，原子炉補機冷却系１系故障後に，原子炉停止失敗した場合の炉心損傷頻度は無視できる値になると考える。

2．システム信頼性解析における扱い

今回のＰＲＡでは，システム信頼性解析において，原子炉補機冷却系の区分Ⅰ及び区分Ⅱの隔離弁をモデル化している。

非常時には，常用補機は隔離され非常用補機のみ冷却する設計となっているため，ＥＣＣＳ起動時には，隔離弁によって常用補機が隔離された状態となり，常用補機からの流出等が生じた場合でも原子炉補機冷却系への影響はない。原子炉停止時冷却モード起動時には常用補機に通水しており，常用補機からの流出等が生じた場合，緊急遮断弁によって常用補機が隔離される。このとき，隔離失敗が生じた場合には原子炉補機冷却系が機能喪失するものとしている。

第１表　従属性を有する起因事象の同定（１／３）

項　目（申請書添付八）		設　備（申請書添付八）	設備概要（申請書添付八等）	機能喪失時の影響	起因事象としての扱い
1. プラント配置		建物及び構築物	原子炉建物，タービン建物，制御室建物（島根原子力発電所１号及び２号炉で共用），廃棄物建物，サイトバンカ建物（島根原子力発電所１号及び２号炉で共用），固体廃棄物貯蔵所（島根原子力発電所１号及び２号炉と共用），排気筒，純水装置建物（島根原子力発電所１号及び２号炉で共用），取水口，取水管及び取水槽，放水口及び放水路，開閉所，管理事務所（島根原子力発電所１号及び２号炉で共用		－
2. 原子炉及び炉心		燃　料	燃料棒及び燃料集合体		起因事象対象外
		炉内構造物	気水分離器，蒸気乾燥器，ジェット・ポンプ		過渡事象で考慮済み
		制御棒及び制御棒駆動系	制御棒，制御棒駆動機構，制御棒駆動水圧ポンプ，水圧制御ユニット		手動停止に含入
		ほう酸水注入系	ほう酸水貯蔵タンク，ポンプ，テストタンク，配管弁		起因事象対象外
3. 原子炉冷却設備		原子炉圧力容器	原子炉冷却材圧力バウンダリ等		過渡事象（主蒸気管破断は起因事象対象外）
		原子炉再循環系	原子炉再循環ポンプ，原子炉再循環ポンプＭＧセット，原子炉再循環配管		起因事象対象外
		主蒸気系	主蒸気流量制限器，主蒸気隔離弁，ＳＲＶ，主蒸気隔離弁漏えい制御系		起因事象対象外
4. 工学的安全施設	原子炉格納施設	原子炉格納容器	原子炉格納容器本体，ベント管，ベントヘッダ及びダウンカマ，真空破壊装置，原子炉格納容器貫通部隔離弁		起因事象対象外
		格納容器内ガス濃度制御系	可燃性ガス濃度制御系，窒素ガス制御系		起因事象対象外
		格納容器冷却系	残留熱除去系に同じ		－
		原子炉棟	建物，扉，エアロック		起因事象対象外
		非常用ガス処理系	湿分除去装置，排気ファン，フィルタ装置（高性能粒子フィルタ，チャコールフィルタ等），排気管		起因事象対象外
	ＥＣＣＳ	低圧炉心スプレイ系	電動機駆動ポンプ１，炉心上部スパージャ，配管弁類，計測制御装置		起因事象対象外
		低圧注水系	電動機駆動ポンプ３，配管弁類，計測制御装置		
		高圧炉心スプレイ系	電動機駆動ポンプ１，スパージャ，配管弁類，計測制御装置		
		自動減圧系	3. 主蒸気系　ＳＲＶと同じ		
5. 原子炉補助施設		燃料取扱及び貯蔵設備	燃料取替機，原子炉建物天井クレーン，新燃料貯蔵庫，燃料プール，輸送容器除染ピット，燃料プール冷却系，破損燃料検出装置		起因事象対象外
		原子炉浄化系	再生熱交換器，非再生熱交換器，補助熱交換器，混床式脱塩装置，ポンプ，ろ過脱塩装置		手動停止に含入
		残留熱除去系	ポンプ，熱交換器，配管弁（原子炉停止時冷却，低圧注水，格納容器スプレイ冷却，サプレッション・プール水冷却，燃料プール冷却）		手動停止に含入［常用］ 従属性を有する起因事象［非常用］
		原子炉隔離時冷却系	ポンプ，蒸気駆動タービン，配管弁		
		原子炉補機冷却系	冷却水ポンプ，海水ポンプ，熱交換器（常用補機冷却，非常用補機冷却，高圧炉心スプレイ系補機冷却		

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１表　従属性を有する起因事象の同定（２／３）

項　目 （申請書添付八）	設　備 （申請書添付八）	設備概要 （申請書添付八等）	機能喪失時の影響	起因事象としての扱い
6. タービン設備	蒸気タービン及び付属設備	蒸気タービン，タービン制御系，潤滑油系，タービングランド蒸気系，タービン・バイパス系		過渡事象で考慮済み
	復水器及び循環水系	復水器，空気抽出器，復水器空気抽出系，循環水ポンプ		
	復水・給水系	復水ポンプ，復水昇圧ポンプ，復水脱塩装置，給水加熱器，給水ポンプ		
	タービン補機冷却系及びタービン補機海水系	冷却水ポンプ，熱交換器，海水ポンプ，配管弁		従属性を有する起因事象
7. 計測制御設備	安全保護系	原子炉保護系，後備原子炉保護系，工学的安全施設作動回路，モード・スイッチ，ケーブル，電線管及び計測配管		過渡事象で考慮済み
	中央制御室	計測制御装置，中央制御室換気系，中央制御室遮蔽，通信連絡及び証明設備，中央制御室外原子炉停止装置		
	原子炉制御系	反応度制御系，原子炉圧力制御系，タービン・バイパス制御系，原子炉水位制御系		
	原子炉中性子計装系	中性子源領域計装，中間領域計装，出力領域計装，制御棒引抜監視装置		
	原子炉プラント・プロセス計装系	圧力容器計装，原子炉再循環系計装，給水系及び主蒸気系計装，制御棒駆動系計装，格納容器内雰囲気計装，漏えい検出系計装等		
	運転監視補助装置	制御棒引抜阻止回路，監視計算装置，制御棒価値ミニマイザ		起因事象対象外
8. 電気設備	送電線	220kV 送電線２回線（島根原子力発電所１号，２号及び３号炉共用），66kV 送電線（島根原子力発電所１号及び２号炉共用）		従属性を有する起因事象
	発電機	横軸円筒回転界磁３相同期発電機，固定子，回転子		
	変圧器	主変圧器，所内変圧器，動力用変圧器，起動変圧器，予備変圧器（島根原子力発電所１号及び２号炉共用）		
	開閉所	220kV 開閉所（島根原子力発電所１号，２号及び３号炉共用），66kV 起動用開閉所（島根原子力発電所１号及び２号炉共用）		
	所内母線	常用高圧母線(6.9kV 母線),非常用高圧母線(6.9kV 母線),常用低圧母線(460V),非常用低圧母線（460V）		従属性を有する起因事象
	ディーゼル発電機	非常用ディーゼル発電機２，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機１ 燃料貯蔵設備		手動停止に含入
	直流電源設備	充電池，蓄電池，分電盤等（115V 非常用電源母線２，115V 高圧炉心スプレイ系電源母線１，230V 常用電源母線１，中性子モニタ用母線２，±24V 原子炉中性子計装直流用電源母線２）		従属性を有する起因事象
	計測制御用電源設備	105V 原子炉保護系母線２，105V 原子炉保護系交流発電機２，105V 計装用無停電交流電源装置２，105V 計装用無停電交流電源母線２，210V 計算器用無停電交流電源装置，105V 一般計装交流電源設備		過渡事象で考慮済み
	通信連絡設備及び照明設備	指令電話，構内連絡用電話，局加入電話，電力保安通信用電話，所内非常灯		起因事象対象外
	ケーブル及び電線路	ケーブル，ケーブルトレイ，電線管等		起因事象対象外
9. 放射線防護設備及び放射線管理設備	放射線防護設備	遮蔽設備，換気系（換気系は発電所補助設備に記載。）		起因事象対象外
	放射線管理設備	出入管理設備，試料分析・測定設備，分析設備，個人管理用測定設備及び測定機器（島根原子力発電所１号及び２号炉と共用），放射線計測器の点検較正設備（島根原子力発電所１号及び２号炉と共用）		過渡事象で考慮済み

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

補足１．１．１．d-4-4

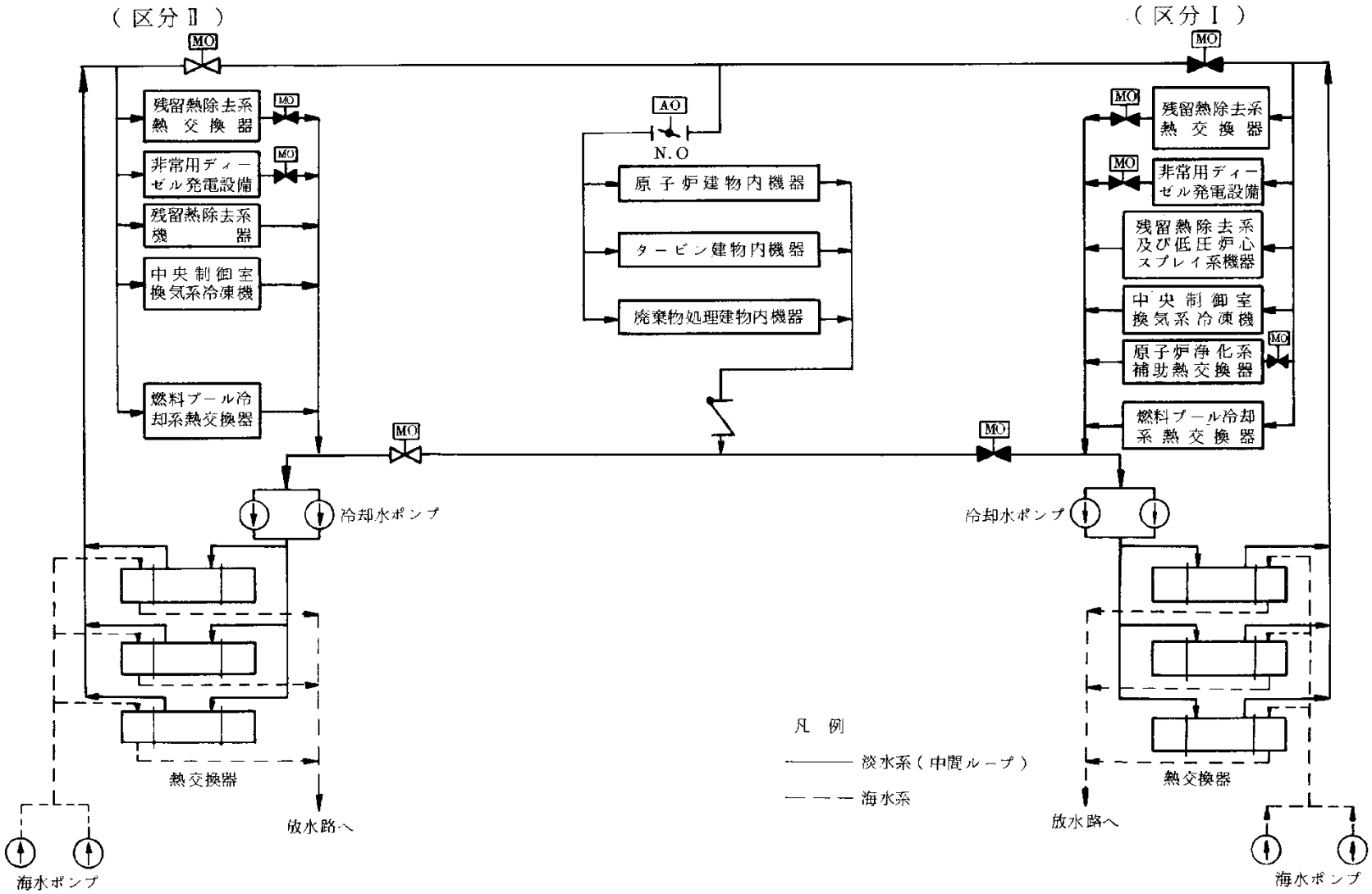
第１表　従属性を有する起因事象の同定（３／３）

項　目 （申請書添付八）	設　備 （申請書添付八）	設備概要 （申請書添付八等）	機能喪失時の影響	起因事象としての扱い
10. 放射性廃棄物廃棄設備	気体廃棄物処理系	排ガス予熱器，排ガス再結合器，排ガス復水器，除湿冷却器，活性炭式希ガスホールド・アップ塔，空気抽出器排ガス・フィルタ排ガス抽出器及び排ガスブロア，グランド蒸気排ガス・フィルタ排気筒		起因事象対象外
	液体廃棄物処理系	タンク，フィルタ，ろ過脱塩器，ろ過器，濃縮器（機器ドレン系床ドレン，再生廃液系，床ドレン，化学廃液系，ランドリ・ドレン系，シャワ・ドレン系）		
	固体廃棄物処理系	タンク（濃縮廃液タンク等），ドラム詰装置，雑固体廃棄物焼却設備，雑固体廃棄物処理設備，減容機，サイトバンカ貯蔵プール固体廃棄物移送容器，固体廃棄物貯蔵所		
11. 発電所補助設備	補給水系	貯水槽，ろ過装置，ろ過水タンク，除染ポンプ，純水装置，純水タンク，補給水ポンプ		起因事象対象外
	復水輸送系	復水貯蔵タンク，補助復水貯蔵タンク，復水輸送ポンプ		起因事象対象外
	所内ボイラ	補助ボイラ等（島根原子力発電所１号及び２号炉共用）		過渡事象で考慮済み
	換気系	原子炉棟換気系，タービン建物換気系，廃棄物処理建物換気系，中央制御室換気系，ドライウェル冷却装置		手動停止に含入
	圧縮空気系	計装用圧縮空気系（ＩＡ），所内用圧縮空気系（ＨＡ）		手動停止に含入
	試料採取系	フード付試料採取盤，発信器ラック，試料調整ラック，現場採取シンク等		起因事象対象外
	消火設備	火災検出装置，水消火装置，不燃性ガス消火装置，泡消火装置及び消火器		起因事象対象外
	トーラス水受タンク	島根原子力発電所１号及び２号炉共用		起因事象対象外
	発電所緊急時対策所	島根原子力発電所１号及び２号炉共用		起因事象対象外

第２表　従属性を有する起因事象の同定結果

区　分	事　象	事象の定義	事象分類
従属性を有する起因事象	原子炉補機冷却系（非常用）の機能喪失時の手動停止	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。	原子炉補機冷却系故障（非常用）
	所内高圧電源（非常用）の機能喪失時の手動停止	交流母線や下流の電源設備（非常用ディーゼル発電機を除く）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。	交流電源故障（非常用）
	直流電源設備（非常用）の機能喪失時の手動停止	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。	直流電源故障（非常用）
	タービン・サポート系の機能喪失時の手動停止	タービン設備のサポート系が機能喪失し，タービン設備に期待できない状態での原子炉手動停止。	タービン・サポート系故障

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1図　原子炉補機冷却系系統概要図（区分Ⅰ，区分Ⅱ）

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）」，「除熱機能」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，事象進展過程における原子炉圧力の状態，及び事象進展の速さ等に着目している。

1．原子炉停止機能

過渡事象又は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．原子炉冷却機能

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及びプラントの状態（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) 過渡事象発生後や手動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・低圧注水機能喪失／ＴＱＵＶ）。

(2) 過渡事象発生後や手動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，原子炉冷却材圧力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（大破断ＬＯＣＡ／ＡＥ）。

ｂ．中ＬＯＣＡ：冷却材の流出規模が大きく原子炉隔離時冷却系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（中破断ＬＯＣＡ／Ｓ１Ｅ）。

ｃ．小ＬＯＣＡ：冷却材の流出規模が小さく原子炉隔離時冷却系による注水に期待可能（小破断ＬＯＣＡ／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うえ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. 除熱機能

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

外部電源喪失の発生後，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，事象進展速度，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) 非常用ディーゼル発電機２台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失した状態で，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水は継続しているが，一定時間経過後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇し，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ディーゼル発電機２台と原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，短時間で炉心損傷に至る場合（ＴＢＤ）。

(3) 非常用ディーゼル発電機２台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失し，さらに原子炉隔離時冷却系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) 非常用ディーゼル発電機２台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失し，さらに逃がし安全弁再閉鎖に失敗することにより原子炉隔離時冷却系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第1表に示す事故シーケンスグループに分類する。

第1表　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時注水機能喪失
大破断ＬＯＣＡ後の炉心冷却失敗	大破断ＬＯＣＡ（ＡＥ）
中破断ＬＯＣＡ後の炉心冷却失敗	中破断ＬＯＣＡ（Ｓ１Ｅ）
小破断ＬＯＣＡ後の炉心冷却失敗	小破断ＬＯＣＡ（Ｓ２Ｅ）
過渡事象発生後の高圧注水及び低圧注水による炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失（ＴＱＵＶ）
過渡事象発生後の高圧注水による炉心冷却失敗かつ減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失（ＴＱＵＸ）
外部電源喪失後の電源喪失	全交流動力電源喪失
非常用ディーゼル発電機２台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失状態で，原子炉隔離時冷却系により炉心冷却を継続するが，蓄電池が枯渇し炉心損傷	長期ＴＢ
蓄電池の直流電源供給能力が喪失し，非常用ディーゼル発電機２台の起動に失敗し炉心損傷	ＴＢＤ
非常用ディーゼル発電機２台及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し，さらに原子炉隔離時冷却系が機能喪失し，原子炉が高圧で炉心損傷	ＴＢＵ
非常用ディーゼル発電機２台及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し，さらにＳＲＶ再閉鎖により原子炉隔離時冷却系が機能喪失し，原子炉が低圧で炉心損傷	ＴＢＰ
過渡事象又はＬＯＣＡ発生後の原子炉格納容器からの熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）
過渡事象又はＬＯＣＡ発生後の原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失（ＴＣ）
インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生後の破断箇所隔離失敗	格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

サポート系が一部故障している場合の評価

サポート系が一部故障した場合にフロントライン系へ与える影響について，以下に例示する。

1. サポート系の一部故障により機能喪失する例（第 1 図）

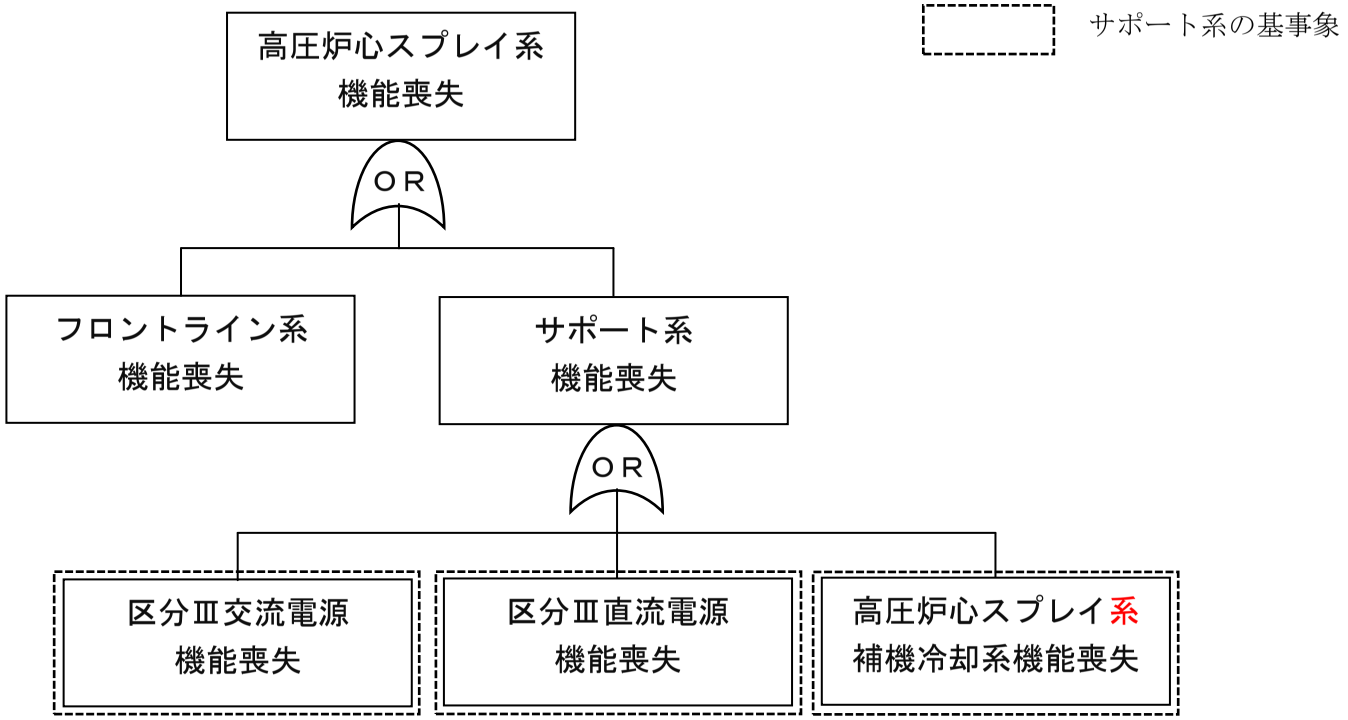
高圧炉心スプレイ系の機能喪失に係るフォールトツリーを第 1 図に示す。高圧炉心スプレイ系の動作にはサポート系として，駆動用電源の区分Ⅲ交流電源，制御用電源の区分Ⅲ直流電源，高圧炉心スプレイ系補機冷却系を必要とする。

高圧炉心スプレイ系は，これらのうちが 1 つでも機能喪失すると高圧炉心スプレイ系機能喪失となる。

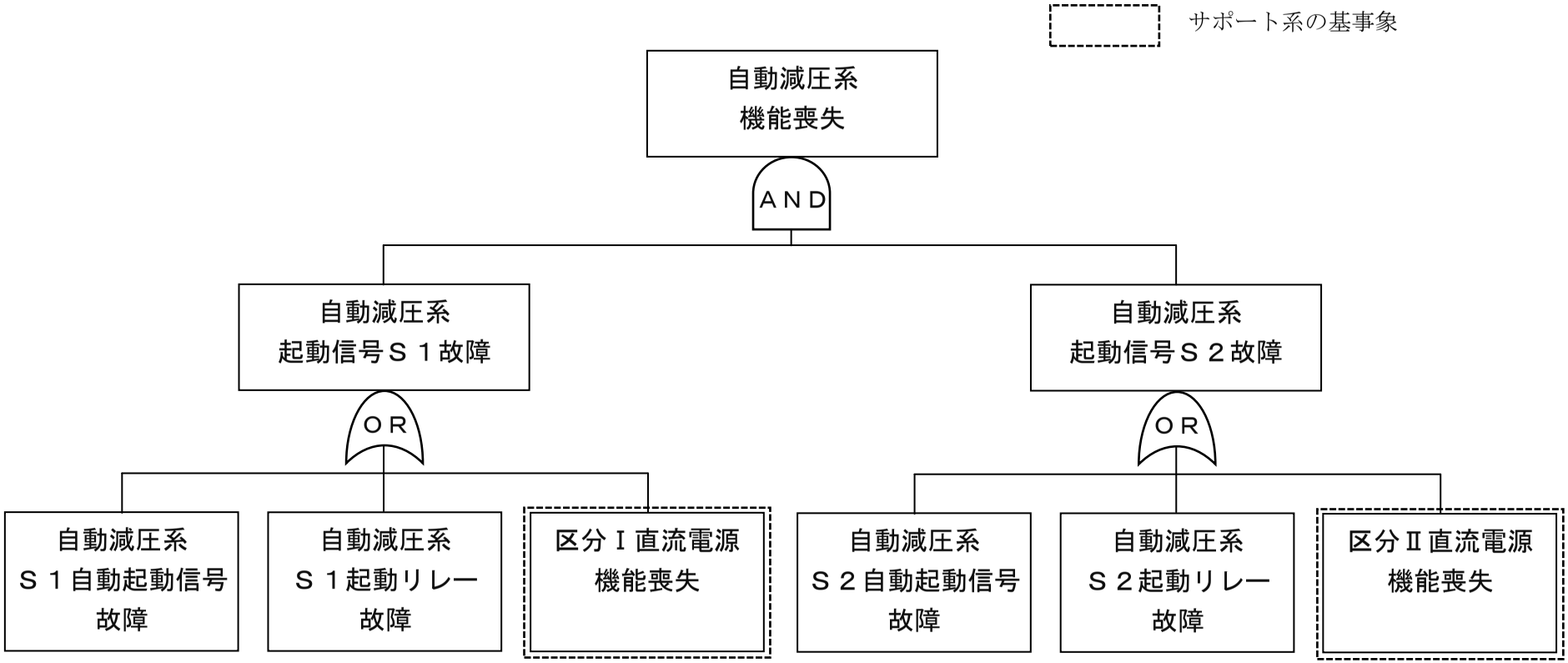
2. サポート系の一部故障により機能喪失しない例（第 2 図）

自動減圧系の機能喪失に係るフォールトツリーを第 2 図に示す。第 2 図に示すとおり，自動減圧系の動作にはサポート系として，区分Ⅰ直流電源（自動減圧系Ｓ１信号用電源），区分Ⅱ直流電源（自動減圧系Ｓ２信号用電源）のいずれかの電源を必要とする。

したがって，自動減圧系の直流電源の両区分が機能喪失した場合には自動減圧系が機能喪失するが，いずれか一方が機能維持していれば動作可能である。



第1図　高圧炉心スプレイ系フォールトツリーの概要図



第２図　自動減圧系フォールトツリーの概要図

スクラム系（機械系）における原子炉停止失敗の定義

今回のＰＲＡでは，スクラム（機械系）故障の定義を「原子炉を未臨界状態にできないこと」としている。そのため，制御棒挿入の失敗については，隣接４本（４本直列を除く）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評価に基づき，隣接する４本以上の制御棒の挿入に失敗する確率としている。隣接４本の制御棒挿入失敗確率について以下に示す。

1．制御棒１本当たりの故障確率

制御棒の挿入失敗確率は，6.5×10^{-9}（／時間）であり，２週間毎に実施される制御棒挿入引抜試験により機能確認されるため，制御棒１本当たりの故障確率 P_{CRD} は以下となる。

P_{CRD}＝制御棒挿入失敗確率×試験間隔／２

＝6.5×10^{-9}（／時間）×336（時間）／２

＝1.1×10^{-6}（／要求時）

2．共通原因故障

共通原因故障率に関しては，ＷＡＳＨ－1400 の制御棒共通原因故障確率推定に用いられた考えを基に，故障のうち 10%が共通原因故障に関連するものとする。そのうちの 10%が解析対象とする共通原因故障であるとする。これにより，β 値は 0.01 となる。高次の共通原因故障ファクタについては，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－4550 で使用されている以下の式を用いる。

$\beta_i=（1+\beta_{i-1}）／2$

上記の式により，β_2=0.01，β_3=0.51，β_4=0.75 となる。よって，制御棒４本挿入失敗の共通原因故障ファクタは，以下の値となる。

$\Pi_{i=2}^{4}\beta_i=\beta_2\times\beta_3\times\beta_4$

＝0.01×0.51×0.75

＝3.8×10^{-3}

3．β ファクタ補正係数

特定の制御棒１本挿入失敗時における制御棒４本の挿入失敗確率は，島根２号炉の 137 本の制御棒のうちその特定の１本を除く，(137－１)本の制御棒のうち，制御棒（４－１）本の組合せ ${}_{137-1}C_{4-1}$ 通りとなる。制御棒４本の挿入失敗の全組合せが ${}_{137}C_4$ 通りあるため，β ファクタ補正係数は以下の式になる。

β ファクタ補正係数＝${}_{137}C_4$／${}_{137-1}C_{4-1}$

4．隣接４本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数

隣接４本制御棒挿入失敗の組合せは，核・熱的に厳しいＬ字型隣接制御棒の組

合せに着目し，その他の隣接制御棒の組合せは出力の点で問題無いため除外すると，第１図に示すように１本あたり 17 通りになる。島根２号炉の制御棒本数 137 本に対し，137 本×17 通り＝2,329 通りとなる。

制御棒４本挿入失敗の全組合せは ${}_{137}C_4$ 通りあるため，隣接４本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数は以下の値となる。

C_4＝隣接４本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数

＝隣接４本制御棒挿入失敗の組合せの割合×βファクタ補正係数

＝（2,329／${}_{137}C_4$）×（${}_{137}C_4$／${}_{137-1}C_{4-1}$）

＝2,329／${}_{137-1}C_{4-1}$

＝2,329／410,040

$=6.0\times10^{-3}$（切上げ）

5. 隣接制御棒４本挿入失敗確率

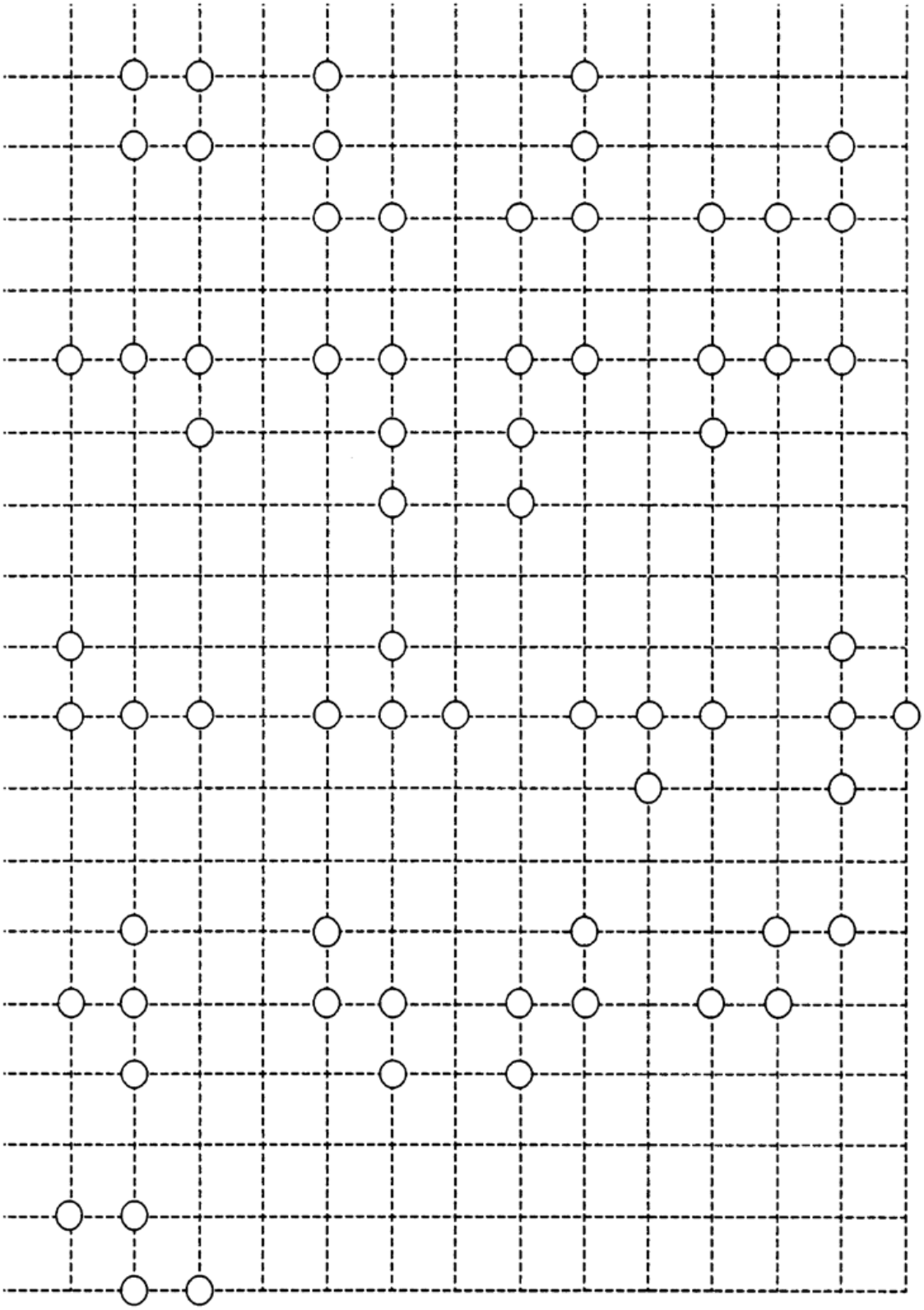
隣接４本制御棒挿入失敗確率は以下の値になる。

P_{4CCF}＝隣接４本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数×制御棒４本挿入失敗の共通原因故障ファクタ×制御棒１本当たりの故障確率

$=C_4\times\prod_{i=2}^{4}\beta_i\times P_{CRD}$

$=6.0\times10^{-3}\times3.8\times10^{-3}\times1.1\times10^{-6}$

$=2.5\times10^{-11}$（／要求時）



第１図　隣接制御棒４本のパターン（17 通り）

フォールトツリーの作成における仮定について

フォールトツリーは，設定された成功基準を基に頂上事象を明確にし，系統の機能喪失に至る原因を組み合わせることによって作成する。

フォールトツリー作成に当たっての主な仮定を以下に示す。

○　Ｐ＆ＩＤ等を用いて，系統のバウンダリを明確にする。
○　口径比が１／４※ 以下のラインへの流出喪失は考慮しない。
○　個別の機器のバウンダリは，国内で一般的に使用されている定義を用いた。
○　配管の閉塞を考慮するが，配管及び弁の破損によるリークは考慮しない。
○　系統自動起動のバックアップ操作は考慮しない。
○　ポンプ室空調機を必要とする。（フォールトツリーにおいて評価）

※　流出流量は十分に小さく，機能喪失には至らないと考えられる口径比（１／４以下（口径面積比は１／16 以下））を設定している。なお，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－6850 にはスクリーニング基準の例として流路面積比１／10 の記載がある。

保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を評価上除外するモデル化方法について

緩和設備のフォールトツリーでは，メンテナンスによる待機除外確率をモデル化しているため，事故シーケンスの定量化の際，保安規定上許容されない複数の緩和設備を同時に待機除外にする組合せのカットセットが含まれることになる。そのため，ＰＲＡの計算において，禁止している同時メンテナンスの組合せをカットセットの組合せから除外する処理をＷｉｎＮＵＰＲＡにて実施している。同時メンテナンスを除外する処理の概念図を第1図に示す。

フォールトツリーから求めるカットセットの組合せ

非隔離事象×水位トランスミッタ×ＨＰＳＷポンプ
非隔離事象×水位トランスミッタ×ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス
外部電源喪失×水位トランスミッタ×Ｄ／Ｇ－Ｈ
：
非隔離事象×ＲＣＩＣメンテナンス×ＨＰＣＳメンテナンス×ＲＨＲ－Ａポンプ×ＲＨＲ－Ｂポンプ
：

保安規定上許容されないメンテナンスの組合せにより，同時メンテナンスの組合せを除外

ＲＣＩＣメンテナンス×ＨＰＣＳメンテナンス
ＬＰＣＳメンテナンス×ＬＰＣＩ－Ａメンテナンス
ＬＰＣＳメンテナンス×ＬＰＣＩ－Ｂメンテナンス
：

保安規定上許容されない同時メンテナンスについては運用上実施されず，プラントの状態として存在しないため，それらを除外したカットセットが最終的な出力結果となる

非隔離事象×水位トランスミッタ×ＨＰＳＷポンプ
非隔離事象×水位トランスミッタ×ＨＰＣＷ／ＨＰＳＷメンテナンス
外部電源喪失×水位トランスミッタ×Ｄ／Ｇ－Ｈ
：

第１図　同時メンテナンスを除外する処理の概念図

非常用ディーゼル発電機の故障率について

島根原子力発電所２号炉の適合性審査のＰＲＡにおける機器故障率データは，広く議論され認知されたものである国内故障率データを使用している。非常用ディーゼル発電機の機器故障率データに係る次の項目について分析し，その結果を踏まえて感度解析を実施し，その影響を確認した。

・非常用ディーゼル発電機機器故障率データについて
・プレコンディショニング実施状況について

1. 非常用ディーゼル発電機機器故障率データについて

機器故障率データについて，近年の非常用ディーゼル発電機トラブル状況の影響及び国内故障率データと米国故障率データとの差異について以下のとおり確認した。

(1) 近年の非常用ディーゼル発電機トラブル状況の影響について

2018 年 7 月に設立された「原子力エネルギー協議会」（Atomic Energy Association 英語略号：ＡＴＥＮＡ）から発行された技術レポート[1]には，非常用ディーゼル発電機に係るトラブル等情報の調査分析，課題の検討及び改善策が取りまとめられている。この非常用ディーゼル発電機不具合事象の傾向分析にて，2003 年４月から 2019 年２月までの傾向を分析しており，非常用ディーゼル発電機関連の事象発生件数の傾向は福島第一原子力発電所事故の影響で国内原子力発電所が順次長期停止に入った 2011 年度以降において法令報告事象は数件程度で推移し，2016 年度以降は事故前と同水準の件数で推移しており，結果として，法令報告事象全体の件数から見た非常用ディーゼル発電機関連の法令報告事象の件数の割合が高くなっているとしている（第１図）。

非常用ディーゼル発電機故障の年度毎の発生件数は，2007 年度にはピークが見られ前後の年度で発生した事象の件数と比較して多くなっているといった，若干のばらつきがあるが，概ね回帰直線の上にのっているため，故障率の観点では各年度で概ね同様の傾向を示しているとされている（第 2 図及び第 3 図）。

(2) 米国故障率データ

米国では，原子力発電運転協会（ＩＮＰＯ）が管理する保守規則，ＭＳＰＩ及びＲＯＰ等をサポートするデータベースを基に，ＮＲＣが米国故障率データを公表している。

国内故障率データと米国故障率データにおける非常用ディーゼル発電機故障率（起動失敗）は第 1 表のとおりであり，定期試験等の際に機器が供用中と同じ状態であることが推奨されている米国[2][3]の非常用ディーゼル発電機故障率は，国内故障率データに対して約２倍となっている。なお，継続運転失敗については，米国故障率データが起動に失敗したデータと起動成功後に

故障したデータを区別して計算しているのに対し，国内故障率データではこれらを区別せずに計算しており，同等の比較対象とならないと考えられる。

2．プレコンディショニング実施状況について

(1)　島根原子力発電所２号炉における非常用ディーゼル発電機に係るプレコンディショニングの実施状況

島根原子力発電所２号炉では，非常用ディーゼル発電機の定期試験及び定期事業者検査において，起動前のプレコンディショニングを実施している。

(2)　プレコンディショニング中に発生した故障の扱い

プレコンディショニング中に発生した故障事象は，故障の判定基準上，故障として扱われる仕組みになっており，実際，島根原子力発電所２号炉においてもプレコンディショニング中に生じた不具合事象が故障として収集され，原子力発電所信頼性データシステムに登録されている。具体的な事例を第 2 表に示す。

なお，定期検査時の分解点検において故障を発見した時でも供用中に発生していた場合は，故障が発見された時点に起動又は作動要求があったものとして故障事象として収集している。

(3)　島根原子力発電所２号炉における非常用ディーゼル発電機のプレコンディショニングと故障率について

上記のとおり島根原子力発電所２号炉では非常用ディーゼル発電機の起動前にプレコンディショニングを実施しているが，国内故障率データにおいてはプレコンディショニング中の故障件数も計上されるようになっている。また，島根原子力発電所２号炉の非常用ディーゼル発電機故障実績について，国内故障率データによる非常用ディーゼル発電機の 1.5×10^{-3}（回／デマンド）を島根原子力発電所２号炉の故障実績でベイズ更新した場合，故障率は 1.8×10^{-3}（回／デマンド）となり約 1.2 倍の値となる。

3．内部事象レベル１ＰＲＡに対する非常用ディーゼル発電機故障率の影響について

「１．非常用ディーゼル発電機機器故障率データについて」に示すように，米国故障率データは国内故障率データに対して約２倍となっている。そこで，島根原子力発電所２号炉の内部事象レベル１ＰＲＡについて非常用ディーゼル発電機故障率を２倍にした場合の影響を確認するとともに，重要事故シーケンス選定への影響を確認した。非常用ディーゼル発電機故障率を２倍とした場合の事故シーケンス別の炉心損傷頻度を第 3 表及び第 4 図に示す。

(1)　内部事象運転時レベル１ＰＲＡの炉心損傷頻度への影響について

・内部事象運転時レベル１ＰＲＡの炉心損傷頻度（6.2×10^{-6}／炉年）は，非常用ディーゼル発電機故障率を２倍にしても約 11％の増加（約 6.9×10^{-6}／炉年）にとどまった。

・ 非常用ディーゼル発電機故障率に対して，事故シーケンスグループ別では，全交流動力電源喪失の増加割合が最も大きく，炉心損傷頻度が約４倍となった。その他の事故シーケンスグループにおいても炉心損傷頻度が若干増加する結果となった。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する非常用ディーゼル発電機故障率の影響について以下に示す。

事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」，「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」及び「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗」の炉心損傷頻度が約４倍となった。これらの事故シーケンスについて，全交流動力電源喪失に至る主な要因は「非常用ディーゼル発電機（Ａ），（Ｂ）の共通原因故障」及び高圧炉心スプレイ系失敗要因としての「非常用ディーゼル発電機（Ｈ）の故障」であり，非常用ディーゼル発電機の故障率をそれぞれ２倍としたことで，これらの主要な要因の発生確率が高くなり，炉心損傷頻度が増加した。

次に，事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）喪失＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」の炉心損傷頻度が約２倍となった。本事故シーケンスでは，直流電源喪失（蓄電池（Ａ）・（Ｂ）の機能喪失）により非常用ディーゼル発電機（Ａ），（Ｂ）が起動不可能となるため，非常用ディーゼル発電機（Ａ），（Ｂ）の故障は本事故シーケンスの炉心損傷頻度に影響しない。高圧炉心スプレイ系について，外部電源喪失状態での高圧炉心スプレイ系失敗の主な要因は「非常用ディーゼル発電機（Ｈ）の故障」である。非常用ディーゼル発電機の故障率を２倍とした影響が「非常用ディーゼル発電機（Ｈ）の故障」に対してのみ影響したため，炉心損傷頻度の増分は全交流動力電源喪失の他の事故シーケンスとは異なり約２倍にとどまる結果となった。

(2)　重要事故シーケンスの選定への影響について

第 3 表に示す通り，非常用ディーゼル発電機故障率に対して，大きな感度を有する事故シーケンスグループは全交流動力電源喪失であり，それ以外の事故シーケンスグループについては感度が小さいことを確認した。以上を踏まえ，これらの感度を有する事故シーケンスグループについて，重要事故シーケンス選定に対する影響を整理した。

【全交流動力電源喪失】

本事故シーケンスグループでは，機能喪失の状況が異なる４つの事故シーケンスすべてを重要事故シーケンスとして選定していることから，重要事故シーケンス選定上の影響はない。

【その他の事故シーケンスグループ】

その他の事故シーケンスグループでは，余裕時間，設備容量，代表性の観点で重要事故シーケンスを選定しているが，各事故シーケンスにおける炉心損傷頻度の増加は小さく，また，相対的な大小関係は変わらないため，重要

事故シーケンス選定上の影響はない。

4. まとめ

近年の非常用ディーゼル発電機のトラブル状況についてはＡＴＥＮＡの技術レポートにより，故障率の観点では各年度で概ね同様の傾向を示しており，近年を対象として算出された故障率は米国で公開されている同故障率と概ね同等であることを確認した。島根原子力発電所２号炉では非常用ディーゼル発電機のプレコンディショニングを実施しているが，国内故障率データにおいてはプレコンディショニング中の故障件数も計上されるようになっていることを確認し，また国内故障率データに島根原子力発電所２号炉の非常用ディーゼル発電機故障実績１件を反映した場合の故障率への影響についても確認した。また，島根原子力発電所２号炉の内部事象レベル１ＰＲＡ及び重要事故シーケンス選定について，国内故障率データと米国故障率データにおける非常用ディーゼル発電機故障率の差異が約２倍であることを踏まえ，非常用ディーゼル発電機故障率を２倍にした感度解析を実施し，影響がないことを確認した。

参考文献

［１］ 「ATENA 19－ME01 (Rev.1) 国内原子力発電所における非常用ディーゼル発電機不具合の傾向と改善策について」原子力エネルギー協議会 2019 年 11 月

［２］ NRC Information Notice 97-16, Preconditioning of Plant Structures, Systems, and Components before ASME Code Inservice Testing or Technical Specification Surveillance Testing , April 4, 1997.

［３］ NRC Inspection Manual, PART 9900: Technical Guidance, Maintenance - Preconditioning of Structures, Systems, and Components before Determining Operability.

［４］ 「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」有限責任中間法人 日本原子力技術協会 2009 年 5 月

［５］ NRC, “Component Reliability Data Sheets 2015 Update”

以上

第１表　非常用ディーゼル発電機故障率の比較

機器故障率データ	国内故障率データ （一般機器故障率）[4]	Component Reliability Data Sheet 2015[5]
非常用Ｄ／Ｇ故障率 （回／デマンド）	1.5E-03	2.9E-03

第２表　プレコンディショニング中の故障の取り扱い事例

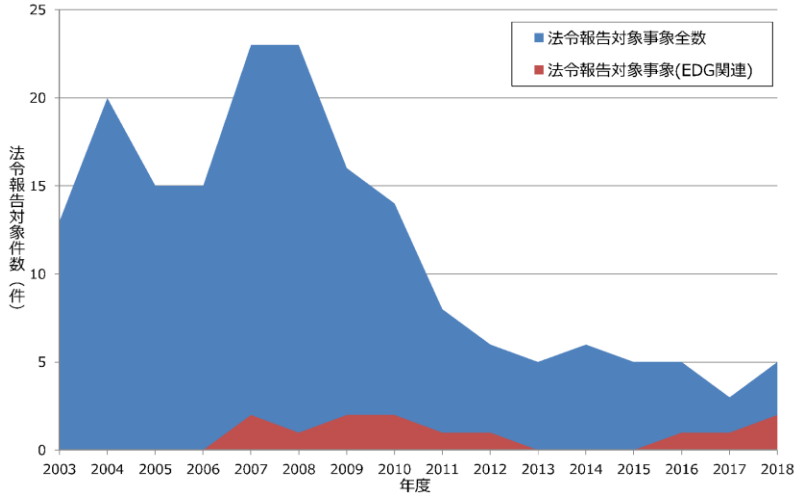
NUCIA 通番「8876」		
	プラント	島根原子力発電所２号炉
	件名	２号機Ａ－ディーゼル機関Ｌ－１シリンダからの漏水
	事象概要	定格電気出力運転中の５月 11 日定期試験であるＡ－ＤＥＧ発電機手動駆動試験準備でターニングを実施した際，Ｌ－１シリンダより漏水を確認したため試験を中止し，Ａ－ＤＥＧ機関を一旦待機除外にして，翌日，点検を行った。その後，手動起動試験を実施し，漏水がないことを確認した。数日後，ターニング，エアーランニングを実施した際に，再度霧状の漏水が認められたため，再度，待機除外にしてＬ－１シリンダ給気弁のパッキンを修理した。
NUCIA 通番「10689」		
	プラント	志賀原子力発電所２号炉
	件名	志賀原子力発電所２号機の手動停止について
	事象概要	志賀原子力発電所２号機は，第２回定期検査中の定格電気出力 1206MWe で調整運転中のところ，平成 21 年 11 月 12 日，非常用ディーゼル発電設備Ａ号機の定例試験としてターニングを開始したところ，16 時 03 分にディーゼル機関のＢ列Ｎｏ．３シリンダのインジケータ弁から潤滑油約 100cc が漏れ出したため，試験を中止することとし，同日 16 時 43 分に志賀原子力発電所原子炉施設保安規定に定める運転上の制限を満足していないと判断した。

第３表　非常用ディーゼル発電機故障率を２倍とした場合の炉心損傷頻度

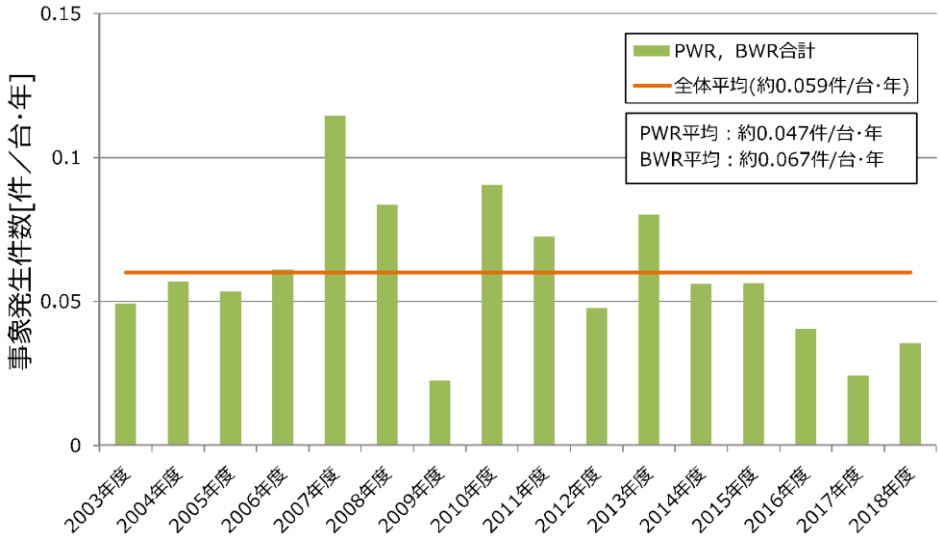
事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度		
		①ベースケース	②感度解析 （Ｄ／Ｇ故障率２倍）	②／①
1	高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	3.5E-09	1.1
2	高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	5.3E-09	1.0
3	全交流動力電源喪失	2.7E-09	1.1E-08	4.0
4	崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	6.8E-06	1.1
5	原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10	1.0
6	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	4.3E-13	4.5E-13	1.0
7	格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	3.3E-09	3.3E-09	1.0
合計		6.2E-06	6.8E-06	1.1

第４表　非常用ディーゼル発電機故障率を２倍とした場合の炉心損傷頻度（事故シーケンス別）

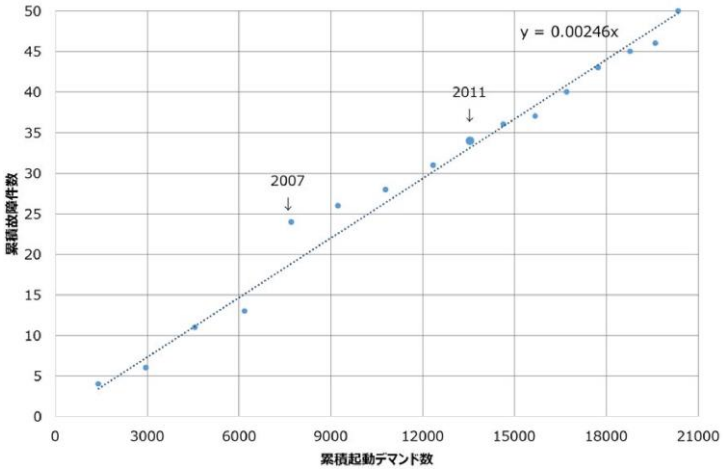
事故シーケンスグループ		事故シーケンス	炉心損傷頻度		
			①ベースケース	②感度解析（D／G故障率２倍）	②／①
1	高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	3.0E-09	3.3E-09	1.1
		過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	3.4E-11	3.6E-11	1.0
		手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	4.7E-13	4.9E-13	1.0
		手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	1.5E-13	4.7E-13	3.2
		サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	2.3E-10	2.3E-10	1.0
		サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗	4.0E-12	4.0E-12	1.0
2	高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	4.0E-09	4.2E-09	1.1
		手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	5.7E-13	5.8E-13	1.0
		サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	1.1E-09	1.1E-09	1.0
3	全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	2.7E-09	1.1E-08	4.0
		外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	8.2E-12	3.2E-11	3.9
		外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋高圧炉心冷却失敗	1.2E-11	4.5E-11	3.8
		外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗	3.8E-12	6.8E-12	1.8
4	崩壊熱除去機能喪失	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	4.5E-06	4.6E-06	1.0
		過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	1.7E-11	1.9E-11	1.1
		過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	3.3E-08	3.3E-08	1.0
		過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	3.6E-11	3.8E-11	1.0
		手動停止＋崩壊熱除去失敗	1.2E-08	1.7E-08	1.5
		手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	1.1E-14	1.1E-14	1.0
		手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	3.1E-11	4.5E-11	1.5
		手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	1.7E-14	1.9E-14	1.1
		サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	1.2E-06	1.2E-06	1.0
		サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	1.4E-10	1.4E-10	1.0
		サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗	3.8E-09	3.8E-09	1.0
		サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗	3.7E-12	3.7E-12	1.0
		冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	5.4E-09	5.4E-09	1.0
		冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	3.1E-14	3.1E-14	1.0
		冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	3.6E-09	3.6E-09	1.0
		冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	3.8E-12	3.8E-12	1.0
		冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗	3.6E-10	3.6E-10	1.0
		冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	3.7E-13	3.7E-13	1.0
		外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗	4.4E-07	1.0E-06	2.3
		外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗	1.3E-09	3.0E-09	2.3
		外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗	6.3E-10	6.3E-10	1.0
5	原子炉停止機能喪失	過渡事象＋原子炉停止失敗	6.4E-10	6.4E-10	1.0
		冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	8.7E-13	8.7E-13	1.0
		冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	5.8E-13	5.8E-13	1.0
		冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗	5.8E-14	5.8E-14	1.0
6	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	2.8E-15	2.8E-15	1.0
		冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	5.7E-15	5.7E-15	1.0
		冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	3.5E-13	3.6E-13	1.0
		冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	3.9E-14	3.9E-14	1.0
		冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	3.4E-14	3.5E-14	1.0
7	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	3.3E-09	3.3E-09	1.0
合計			6.2E-06	6.8E-06	1.1



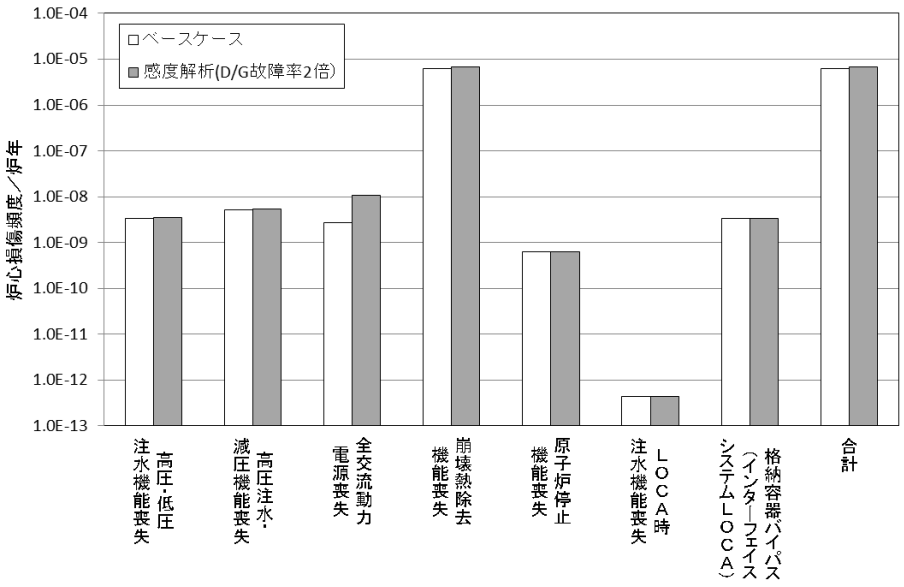
第１図　法令報告事象の発生推移[1]



第２図　事象発生年度別推移（１台あたり）[1]



第３図　累積起動デマンド数に対する累積故障件数の傾向[1]



第４図　非常用ディーゼル発電機故障率を２倍とした場合の炉心損傷頻度

故障率データが整備されていない機器の故障率の扱い

フォールトツリー解析の対象としている基事象のうち，機器故障に関するものについては，機器故障率を入力する必要がある。

平成４年AM計画当時のＰＲＡにおいては，海外故障率を採用していたが，その後の国内原子力発電所における機器故障率データの整備状況を踏まえ，今回のＰＲＡにおいては，原子力安全推進協会（ＪＡＮＳＩ）の国内故障率データを引用している。

ここで，以下に示す機種については，国内故障率データに該当するデータがないことから，国内原子力発電所において調達・保守管理が行われている別の機種の故障率を代用している。代用している機器ごとの代用品選定の考え方を第１表に示す。

① 復水器機能喪失 → 熱交換器伝熱管破損

伝熱管による熱交換部分を有するという機器構造の類似性（第１図）や，伝熱管の損傷という代表的な故障モードの類似性，また定期的に開放点検を行い必要に応じ伝熱管に施栓を行うなどの保守の類似性から，熱交換器の故障率を代用している。

② 圧縮機起動失敗・継続運転失敗 → ファン／ブロワ起動失敗・継続運転失敗

気体を圧送するという機能の類似性，動的な回転部分を有するという機器構造の類似性，起動失敗・継続運転の失敗といった故障モード，また定期的に分解点検を行うなどの保守の類似性から，ファン／ブロワの故障率を代用している。

③ 中性子束検出器機能喪失 → 放射線検出器機能喪失

放射線を電流に変換してその大きさを測定するという測定原理や機器構造の類似性，断線などの故障モードの類似性，定期的に機能確認を行うという保守の類似性から，放射線検出器の故障率を代用させている。

④ 制御弁（流量調整弁等）故障 → 空気作動弁作動失敗

圧縮空気を駆動源として弁を動かすという機能の類似性，弁体上部に駆動部を有するという構造の類似性（第２図），定期的に分解点検を行うなどの保守の類似性から空気作動弁の故障率を代用している。

本評価において，国内故障率データから故障率を代用した機器について，他のデータベースを調査し，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について検討した。調査結果を第 2 表に示す。

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国内故障率データのファン／ブロワの故障率を比較すると，10^{1}～10^{3}倍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，ファン／ブロワの故障率について，他のデータベースと比較すると，10^{1}～10^{2}倍程度他のデータベースの方が高い値を示している。

同じ機器（ファン／ブロワ）で比較しても他のデータベースの方が高い傾向があることから，圧縮機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うえでバランスを欠いた評価となる恐れがあり，適切ではないと考えられる。

なお，国内故障率データに該当するデータが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，本取り組みによるデータが得られた際には，その活用を検討する。

第１表　代用している機器ごとの代用品選定の考え方

データのない機種	故障モード	代用機種	故障モード	選定の考え方
復水器	機能喪失	熱交換器	伝熱管破損	・機器構造の類似性 ・故障モード（伝熱管の腐食）の類似性
圧縮機	起動失敗 継続運転失敗	ファン／ブロワ	起動失敗 継続運転失敗	・機器構造（特に気体を圧送する動的な回転機器として）の類似性 ・故障モードの類似性
中性子束検出器	機能喪失	放射線検出器	不作動	・機器構造の類似性 ・故障モード（放射線による劣化）の類似性
制御弁 （流量調整弁等）	故障	空気作動弁	作動失敗	・機器構造（特に駆動部）の類似性 ・故障モードの類似性

第2表　代用している機器に関するデータ調査結果

機器 （代用している機器）		ＩＥＥＥ－Ｓｔｄ.500※1 （／時間）	Ｔ－Ｂｏｏｋ　６ｔｈ edition※2（／時間）	ＮＵＲＥＧ／ ＣＲ-6928※3	国内故障率データ※4 （／時間）
復水器 （熱交換器）	機能喪失	2.5E-05 (3.4E-06)	—	—	— (2.6E-08)
圧縮機 （ファン／ブロワ）	起動失敗	7.6E-05 (2.5E-06)	5.8E-06 (1.1E-06)	1.3E-02／要求時 (1.8E-03／要求時)	— (1.3E-07)
	継続運転失敗		6.0E-04 (4.4E-06)	9.2E-05／時間 (1.1E-05／時間)	— (6.0E-07)
中性子束検出器 （放射線検出器）	機能喪失	6.0E-06 (1.1E-05)	—	—	— (3.4E-08)
制御弁 （空気作動弁）	故障	5.5E-06 (2.0E-07)	—	—	— (1.1E-07)

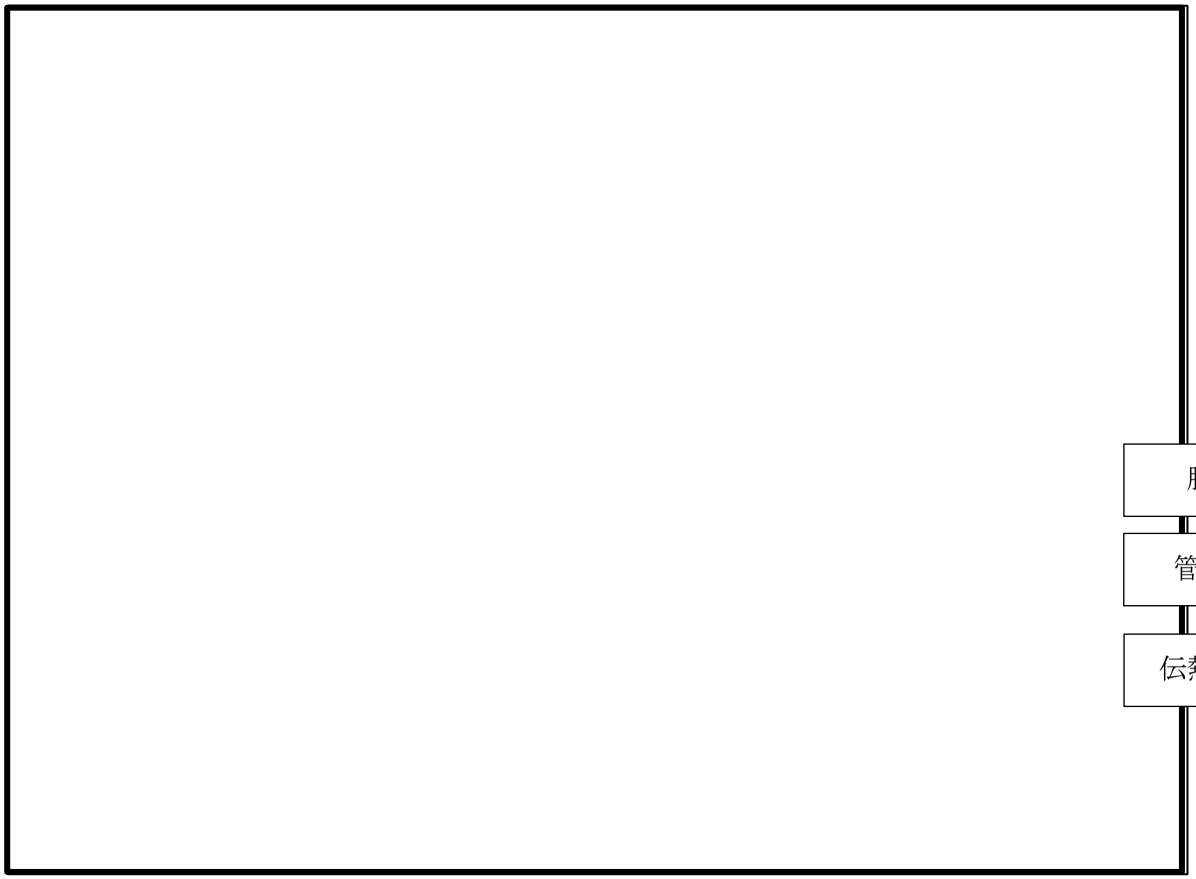
※1　IEEE Guide to the Collection and Presentation of Electrical, Electronic, Sensing Component, and mechanical Equipment Reliability Date for Nuclear-Power Generating stations, IEEE Std 500-1984 (Revision of ANSI/IEEE Std 500-1977)

※2　T-Book Releability Data of Components in Nordic nuclear Power Plants, 6th edition

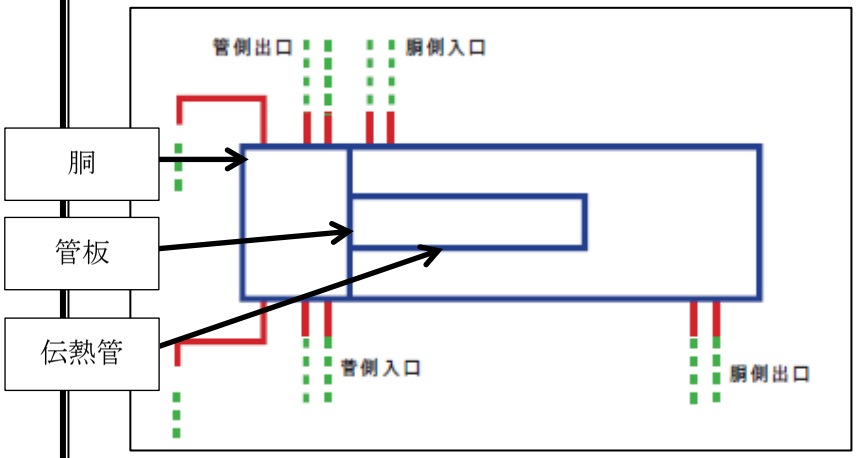
※3　Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants, NUREG/CR-6928

※4　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，2009年5月有限責任中間法人，日本原子力技術協会

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



復水器構造図

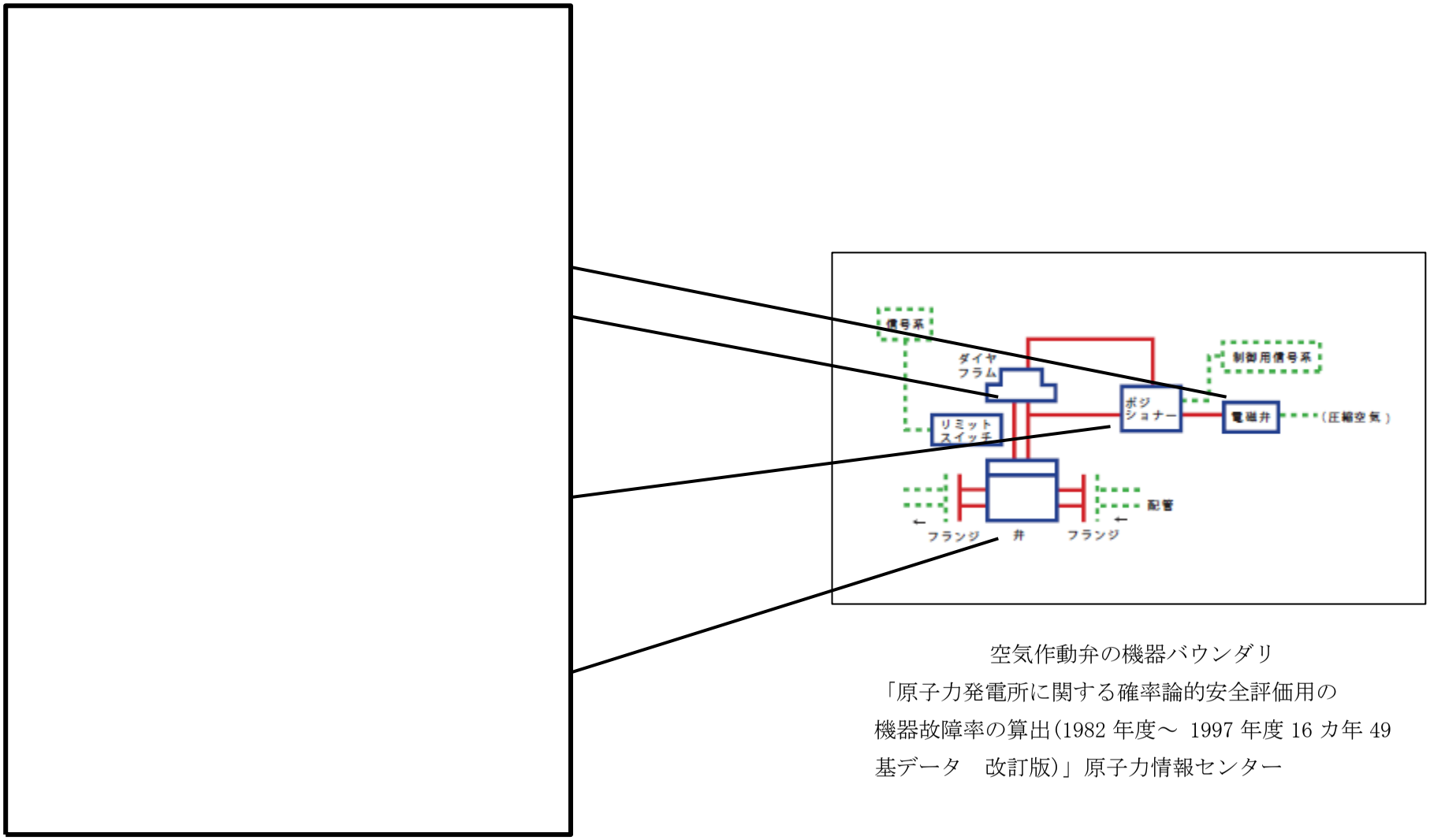


熱交換器の機器バウンダリ

「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 カ年 49 基データ　改訂版)」原子力情報センター

第 1 図　構造の比較（復水器と熱交換器の例）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

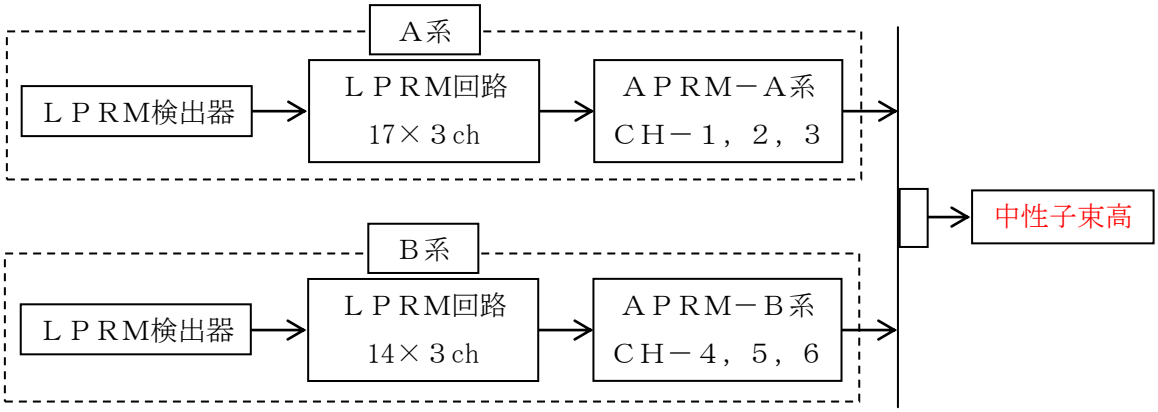


空気作動弁の機器バウンダリ
「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出(1982 年度～ 1997 年度 16 カ年 49 基データ　改訂版)」原子力情報センター

第 2 図　構造の比較（制御弁と空気作動弁の例）

中性子束検出器のモデル化について

原子炉保護系によって原子炉スクラム信号が発せられるが，その信号の一つとして中性子束高スクラム信号があり，下図に示す通り平均出力領域計装（ＡＰＲＭ）より発せられる。



原子炉保護系のフォールトツリーでは，中性子束高スクラム信号に係る失敗要因として，ＡＰＲＭに代表させることでモデル化し，局部出力領域計装（ＬＰＲＭ）まではモデル化していない。

ＡＰＲＭは，ＣＨ－１～６の６チャンネルで構成される。各チャンネルに入力されているＬＰＲＭ信号は，運転員によって日常的に監視されており，ＬＲＰＭに故障が発生した場合には，運転員によって故障したＬＰＲＭをバイパスすることができる。さらに，バイパス可能数を超えるＬＰＲＭの故障が発生したとしても，ＡＲＰＭのＡ系及びＢ系において１チャンネルのバイパスも可能である。

このため，ＬＰＲＭの故障が中性子束高スクラム信号に与える影響は小さく，今回のＰＲＡでは中性子束検出器はモデル化していない。

保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較

1．保守作業による待機除外確率

保守作業による待機除外確率は，系統ごとに機器を選定し，下記の式を用いて評価している。

$$q_{mu} = \sum_{i} (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

λ_{mui}：試験等によって異常の発見が可能な機器 i の異常発生率（保守頻度）

T_{mui}：機器 i の平均修復時間

(1)　機器の保守頻度について

機器の保守頻度λ_{mui}については，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－2815を参考に，機器故障率の10倍を用いる。この理由は，機器の故障（機能喪失）だけでなく軽微の異常（例えば，弁の小リークや油漏れ）でもメンテナンスを行うことがあり，保守頻度は故障率に比較して高いと考えられるためである。

(2)　平均修復時間について

故障率の平均修復時間T_{mui}については，第1表に示す時間を使用している。

(3)　待機除外確率を考慮する機器の考え方

故障率の保守作業による待機除外確率は，系統ごとに算出している。待機除外確率の計算に考慮する機器は，ＰＲＡモデルにおいて考慮した機器のうち，定例試験にて不具合が発見される可能性のある機器を対象としている。以下の場合には対象から除外した。

・プラント運転中の試験にて軽微な異常を検出できない機器（定例試験での確認対象として明確になっていない機器）

・該当する機器の故障モードのうち，他の故障モードと比較して故障率が小さいもの（故障率が大きい故障モードを10倍していることで評価の保守性は保たれると判断）

2．待機除外を評価するうえで対象とした機器

(1)　機器の選定方法

待機除外確率（メンテナンスによる使用不能確率）を求める際に考慮する機器は以下の方法により選定した。

・定期試験要領書において，定期試験を実施しているポンプ，電動弁及び試験可能逆止弁等の試験手順を確認して，対象機器を選定する。なお，プラント運転中の待機除外を前提としているため，原子炉格納容器内の機器及びプラント継続運転を阻害する機器は除く。

・開閉試験を実施しない電動弁についても，系統試験を実施する過程で機能

を確認できるものは対象とする。また，開閉試験を実施しない電動弁については駆動部の故障を確認できないため手動弁の機器故障率で計算する。

・冗長配備により系統を待機除外することなく修復できる機器は，対象から除く。

・安全系の機能に直接的な影響を与えない間接関連系の設備は，対象から除く。

(2)　具体的な例

待機除外確率の算出方法に係る具体的な例として，低圧炉心スプレイ系（第 1 図）の例を以下に示す。算出結果を第 2 表に示す。

・電動ポンプ

・電動弁

・逆止弁

・試験可能逆止弁

・手動弁

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

・配管／オリフィス

・ファン／ブロアー

・遮断器

3．保守作業による待機除外確率の妥当性

1．の評価方法を用いて算出した主な系統の待機除外確率及び国内ＢＷＲ待機除外データを用いて評価した待機除外確率（以下「国内ＢＷＲ待機除外確率」という。）を第3表に示す。第3表における国内ＢＷＲ待機除外確率は，ＮＵＣＩＡに登録されている1998年～2007年の国内ＢＷＲプラント（非常用ディーゼル発電機はＰＷＲを含む。）の系統の待機除外回数，総待機除外時間，延べプラント運転時間から算出されたものである。第3表から，今回のＰＲＡにおける待機除外確率は，国内ＢＷＲ待機除外確率と同程度となっている。したがって，本評価に用いた待機除外確率は妥当であると考えられる。

4．非常用ディーゼル発電機の平均修復時間に係る最新のデータについて

電中研報告書において，ＮＵＣＩＡに登録されている1998～2007年度における国内データから整理された非常用ディーゼル発電機の待機除外データは，延べプラント運転時間（国内ＰＷＲとＢＷＲの合計値）2,740,393.4時間に対し，待機除外回数32回，総待機除外時間1,525.1時間とされている。ここから計算される待機除外１回あたりの待機除外時間は約48時間となり，本評価で用いている平均修復時間20時間の２倍以上となっている。しかし，平均修復時間を48時間に変更して非常用ディーゼル発電機の非信頼度（外部電源喪失時）を計算すると，評価値は[redacted]から[redacted]となり，[redacted]の増加となる。しかしながら，仮に[redacted]の待機除外確率を用いたとしても，非常用ディーゼル発電機のシステム信頼性（フォールトツリー分析）において，支配的な要因は非常用ディーゼル発電機の機械的故障[redacted]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。

第１表　平均修復時間データ

機器	平均修復時間（時間）	出典	備考
ポンプ	19	ＷＡＳＨ-1400	残留熱除去系等安全系に対する値
弁	7	ＷＡＳＨ-1400	同上
非常用ディーゼル発電機	20	国内実績	1979年６月から1986年３月までのデータに基づく

第２表　低圧炉心スプレイ系の待機除外確率の算出

機種	故障モード	故障率λ	平均修復時間Ｔ	機器数	待機除外確率※
電動ポンプ（非常用待機，純水）	起動失敗	1.3E-07			
	継続運転失敗				
電動弁（純水）	作動失敗	4.8E-08			
	誤開又は誤閉	2.5E-09			
	閉塞	9.7E-09			
	外部リーク	2.5E-09			
	内部リーク	4.1E-09			
逆止弁	開失敗	7.1E-09			
	閉失敗	3.4E-08			
	外部リーク	2.8E-09			
	内部リーク	7.1E-09			
手動弁	開閉失敗	8.3E-09			
	閉塞	8.5E-09			
	外部リーク	1.7E-09			
	内部リーク	3.7E-09			
合計					4.3E-05

※：計算式　10×λＴ×機器数

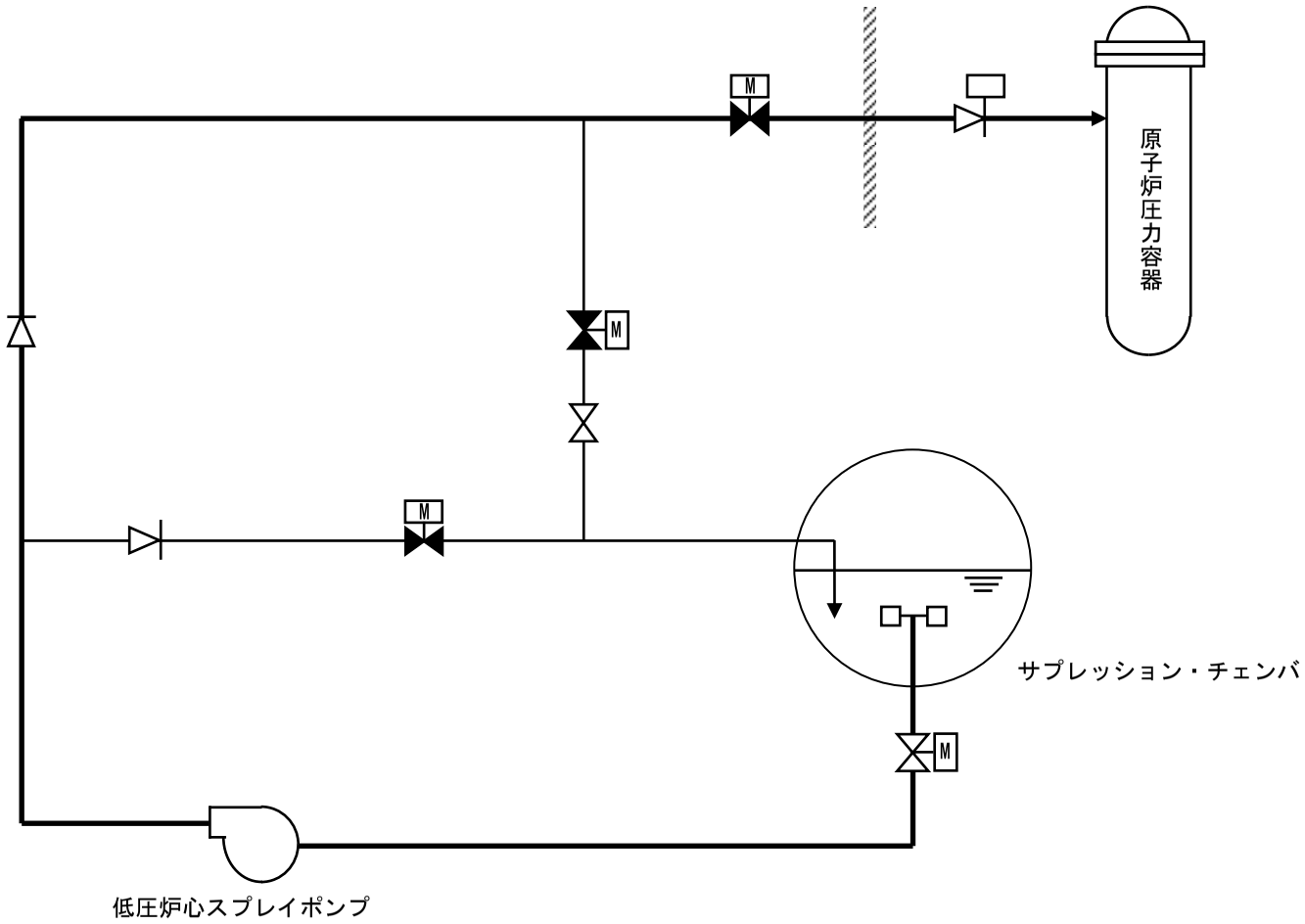
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第3表　保守作業による待機除外確率の比較

系統	今回のＰＲＡにおける待機除外確率	国内ＢＷＲ待機除外確率※
非常用ディーゼル発電機		5.6E-04
原子炉隔離時冷却系		7.4E-04
低圧炉心スプレイ系		1.5E-04
Ａ／Ｂ－残留熱除去系		3.1E-05
Ｃ－残留熱除去系		3.8E-05

※「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，財団法人電力中央研究所

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第１図　低圧炉心スプレイ系　概略系統図

共通原因故障パラメータを適用している系統

今回のＰＲＡでは，系統の信頼度を基本的にフォールトツリーで評価している。また，今回のＰＲＡでは，共通原因故障をポンプ，弁，計測制御機器等の機器に対して適用している。

残留熱除去系，非常用電源等の多重化された系統をフォールトツリー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，系統間の共通原因故障を適用している。

高圧炉心スプレイ系や原子炉隔離時冷却系等，系統として多重化されていないものについても，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。

このように，基本的にすべての系統について，系統内あるいは系統間のいずれか又は両方で共通原因故障を適用している。各系統において共通原因故障を考慮している機器の例を第1表に示す。

第1表　各系統において共通原因故障を考慮している機器の例

系統又は機能の名称	共通原因故障を考慮している機器の例

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

共通原因故障に関する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，同一又は異なる区分間で，多重性を持たせるために用いられる機器については，レベル１ＰＳＡ学会標準に基づき，(1)共通原因故障の発生要因，(2)静的機器及び動的機器の故障モード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。

(1)　共通原因故障の発生要因

共通原因故障をモデル化する際には，共通原因故障のモード及び共通原因故障を考慮する機器グループ（Commom Cause Component Group：ＣＣＣＧ）※を第 1 図に示す同定フローに従って設定している。また，これらの設定に際しては第 1 表に照らして，機器の型式，機器の機能及び試験・保守の手順により整理しており，メーカの相違した機器についても，同様の方法で同定を行う。

なお，今回のＰＲＡにおいて，共通原因故障の範囲でメーカの相違する機器は抽出されていない。

※ＣＣＣＧ：共通原因故障機器グループのことで，共通原因故障の対象となる系統又は機器の組合せのこと。数値は共通原因故障を考慮する機器総数を示す。

(2)　静的機器及び動的機器の故障モード

静的機器及び動的機器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。

静的機器については，動的な動作要求がないため，複数同時に機能を喪失する可能性は比較的低いと考えられるが，事故シーケンスへの寄与割合が大きい重要な機器として蓄電池を考慮することとした。この他の静的機器については，

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弁のリーク，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

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

の静的故障モードはこれに該当しない。

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及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。

評価に用いたパラメータを第2表に示す。これらのパラメータはＮＵＲＥＧ等の文献を基に設定している。

共通原因故障パラメータについては，機器故障と同様に，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。しかし現時点では，国内データに基づいて整備されたものはなく，海外のＰＲＡで使用された実績のあるβファクタ及びγファクタを使用して評価している。

また，データ引用の例として，ポンプのβファクタの算出方法を第3表に示す。

βファクタを0.039と算出している。

ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1205は，ＬＥＲの電動ポンプ共通原因について分析し，共通原因データを求めている。このデータベースでは，ポンプの継続運転のデータは常用ポンプのデータとなり，非常用炉心冷却系のような待機系のポンプに対する継続運転のデータがないため，起動失敗と継続運転失敗の故障モード毎に分析が実施されていない。したがって，起動失敗と継続運転失敗で同じβ値を使用している。

3. 共通原因故障パラメータの適用における故障モードの考慮

共通原因故障パラメータについて，今回のＰＲＡ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，故障モード毎に共通原因故障パラメータを示している文献として，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5497 の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」があることから，記載されている共通原因故障パラメータを用いて感度解析を行った。第4表に現状のモデルで使用している共通原因故障パラメータと「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されている共通原因故障パラメータを示す。

感度解析の結果，全炉心損傷頻度は，ベースケースで6.2×10^{-6}／炉年，感度解析ケースで3.2×10^{-6}／炉年となるが，支配的な事故シーケンスはベースケースと同じく崩壊熱除去機能喪失となった。第2図に事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を示す。

支配的な事故シーケンスである崩壊熱除去機能喪失について，除熱機能喪失における上位のカットセットに原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系ポンプの共通原因故障がある。これらのポンプの共通原因故障の割合を示す$\beta\times\gamma\times\delta$の値を比較すると，ベースケースでは$2.0\times10^{-2}$，感度解析ケース（継続運転失敗，ＣＣＣＧ－４）では2.3×10^{-3}と約１／10に低下する。この差のために，原子炉補機冷却系／原子炉補機海水系ポンプ継続運転失敗共通原因故障の確率が小さくなり，崩壊熱除去機能喪失における炉心損傷頻度が低下した。炉心損傷頻度は，ベースケースのエラーファクタの幅の中に含まれていることから，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－5497の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」のパラメータを用いた場合は炉心損傷頻度が低下するものの，ベースケースと比較して大きな差はないと考える。

第１表　ＣＣＦを考慮する際に参考になる属性

属性	例
機器の型式	電動弁，電動ポンプ，空気作動弁
機器の機能	系統隔離，パラメータの検知
機器の製作者	－
機器の内的環境	温度，圧力，流量
機器の外的環境	温度，湿度，ほこり
機器の運転モード	常時開又は閉，常時作動又は待機
試験・保守の手順	共通原因故障を引き起こす可能性のある試験・保守の手順と特徴

第２表　共通原因故障ファクタ

機器タイプ	βファクタ	γファクタ	出典
ポンプ	3.9E-02	5.2E-01	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1205 Rev. 1
弁	1.3E-01	5.7E-01	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1363 Rev. 1
非常用ディーゼル発電機	2.1E-02	－	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1150
計装／制御機器	8.2E-02	6.7E-01	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－2771
リレー	5.0E-02	1.0E-01	ＳＥＣＹ－83－293
蓄電池	8.0E-03	－	ＮＵＲＥＧ－1150 （ＮＵＲＥＧ－0666 に基づき評価）

第３表　ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1205 table 10

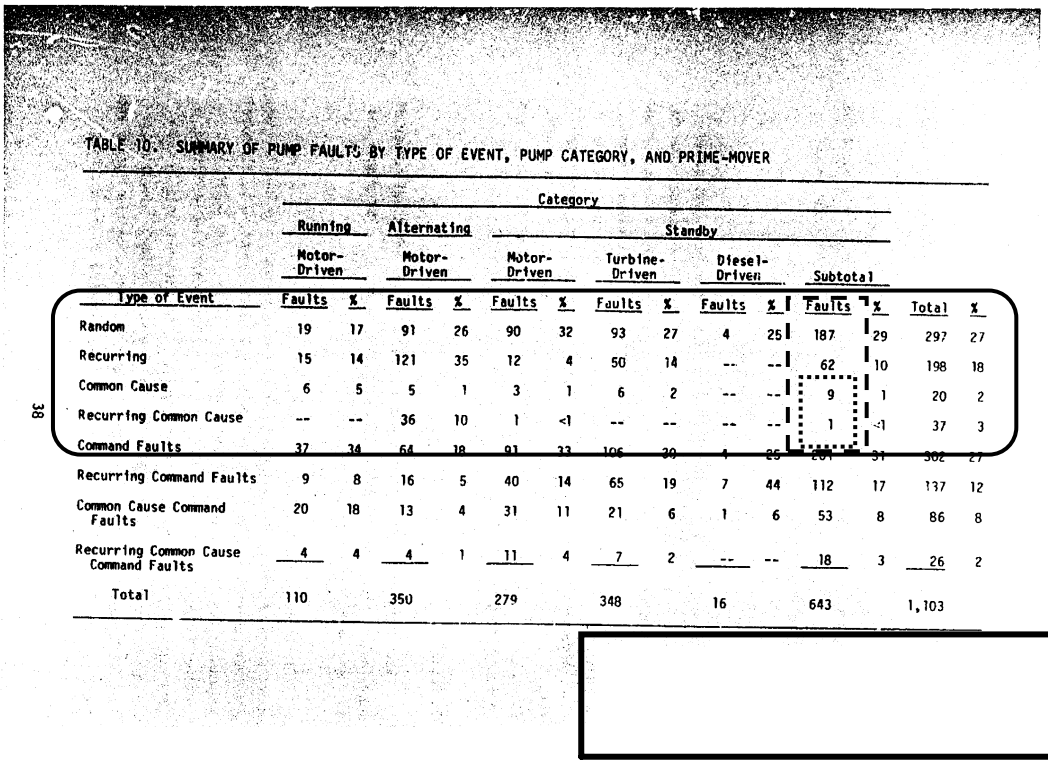


TABLE 10. SUMMARY OF PUMP FAULTS BY TYPE OF EVENT, PUMP CATEGORY, AND PRIME-MOVER

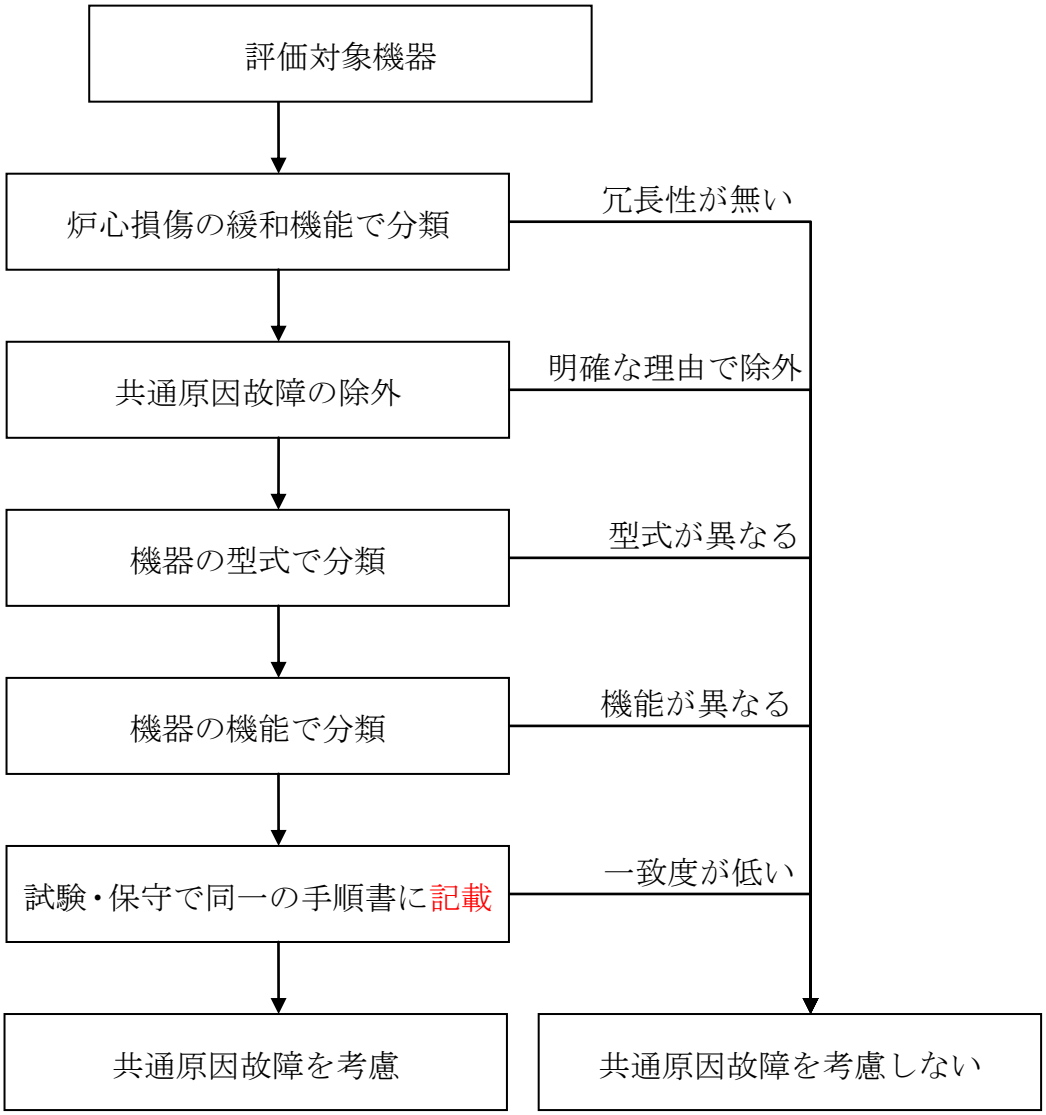
	Category													
	Running		Alternating		Standby									
	Motor-Driven		Motor-Driven		Motor-Driven		Turbine-Driven		Diesel-Driven		Subtotal			
Type of Event	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Total	%
Random	19	17	91	26	90	32	93	27	4	25	187	29	297	27
Recurring	15	14	121	35	12	4	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	

38

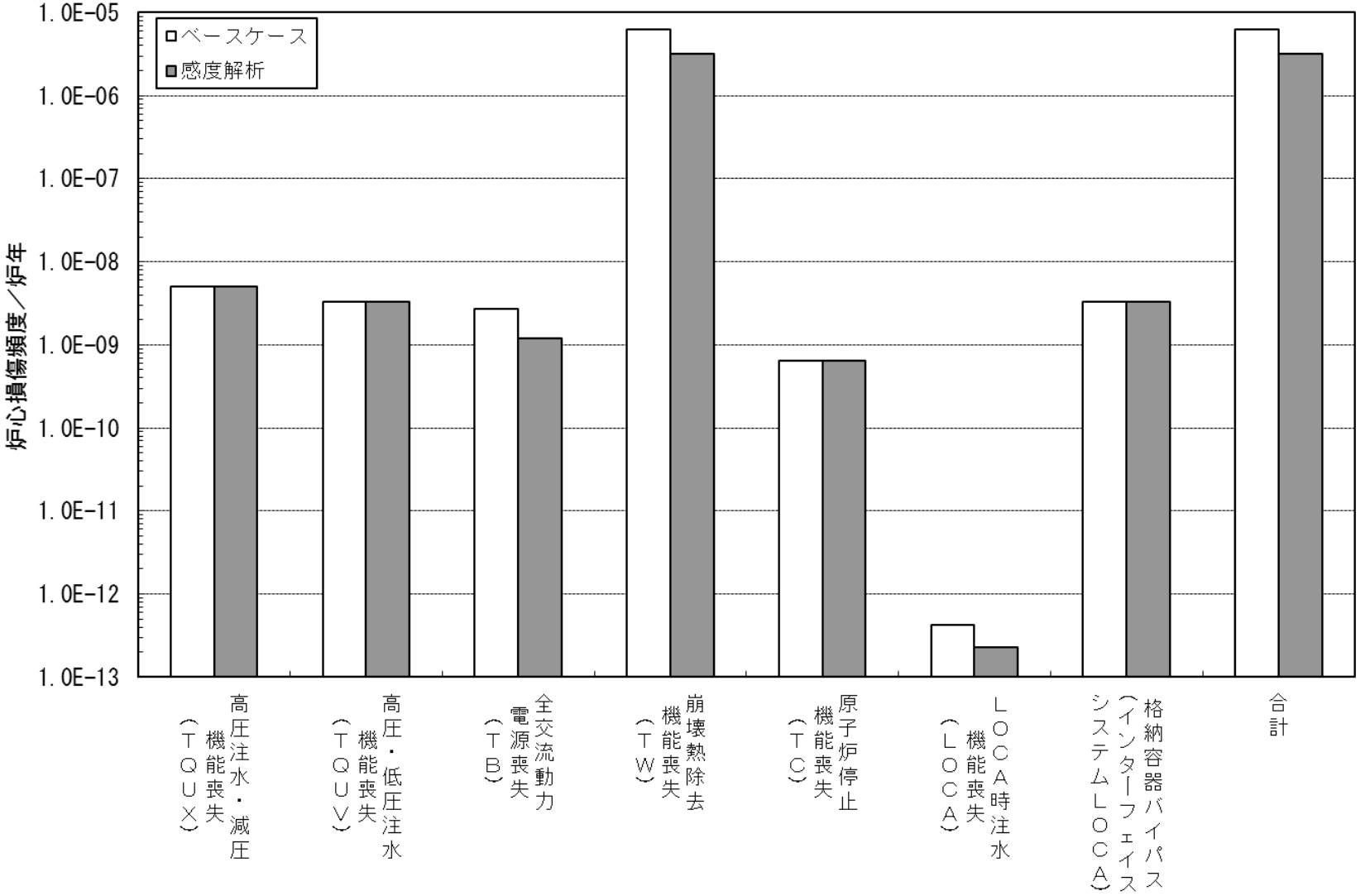
第４表　文献の共通原因故障ファクタ

機器	ファクタ	β	γ	δ
ポンプ	継続運転失敗ＣＣＣＧ－２	3.36E-02	－	－
	継続運転失敗ＣＣＣＧ―３	4.14E-02	1.83E-01	－
	継続運転失敗ＣＣＣＧ―４	4.30E-02	3.43E-01	1.56E-01
	起動失敗ＣＣＣＧ―２	2.45E-02	－	－
	起動失敗ＣＣＣＧ―３	2.31E-02	4.18E-01	－
	起動失敗ＣＣＣＧ―４	2.27E-02	4.49E-01	3.56E-01
電動弁	開閉失敗ＣＣＣＧ―２	9.46E-03	－	－
	開閉失敗ＣＣＣＧ―３	1.05E-02	2.12E-01	－
	開閉失敗ＣＣＣＧ―４	1.22E-02	2.43E-01	2.57E-01
逆止弁	開失敗ＣＣＣＧ―２	0.00E+00	－	－
	開失敗ＣＣＣＧ―３	0.00E+00	0.00E+00	－
非常用ディーゼル発電機	起動失敗ＣＣＣＧ―２	1.08E-02	－	－
	継続運転失敗ＣＣＣＧ－２	2.24E-03	－	－
蓄電池	ＣＣＣＧ―２	0.00E+00	－	－

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第１図　共通原因故障同定のフロー



第２図　共通原因故障の感度解析結果

人間信頼性解析ツリーによる人的過誤の分析例

今回のＰＲＡにおいて評価した人的過誤「自動減圧系の手動起動」を代表例として，ＨＲＡイベントツリー（第 1 図）による人的過誤確率の算出について以下に説明する。

1．操作内容

運転員によって原子炉の手動減圧操作を行う。

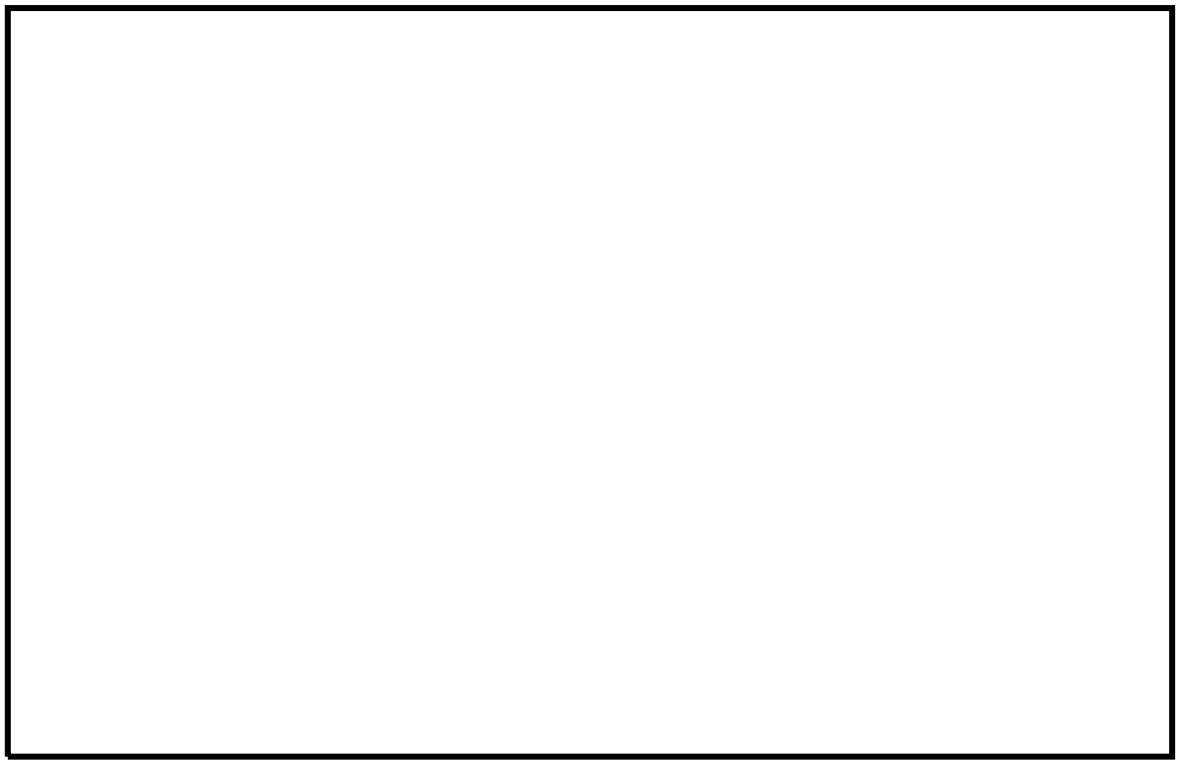
2．操作手順

3．余裕時間

余裕時間は，過渡事象（全給水喪失）の発生後，高圧注水に失敗し自動減圧も行われない場合に炉心損傷に至るまでの時間に余裕を見込んで 30 分とする。

4．追加の指示や過誤回復の可能性

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第１図　自動減圧系の手動起動のＨＲＡイベントツリー

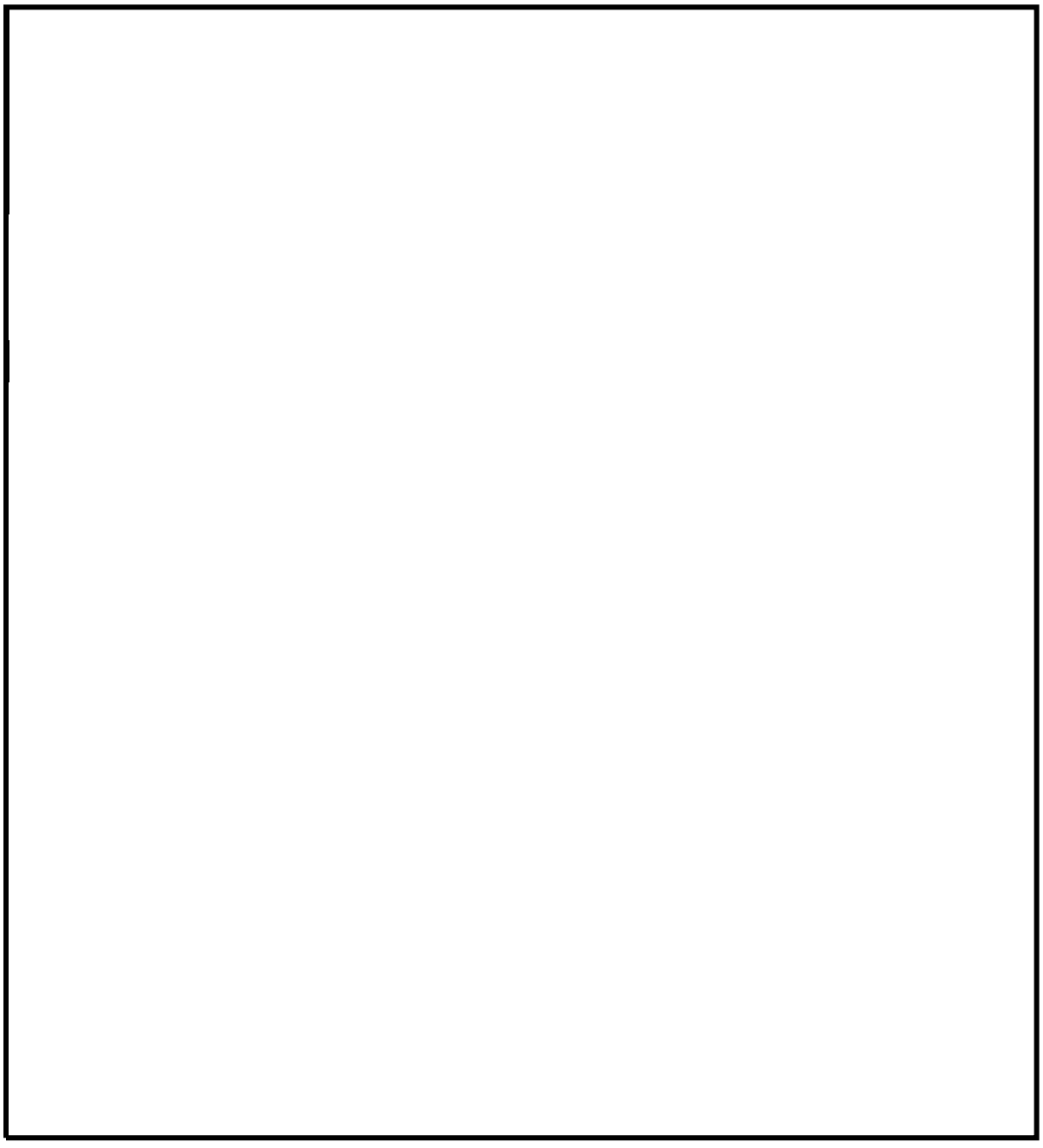
第１表　ＨＲＡイベントツリーの各分岐確率

手動起動失敗確率	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

過誤確率計算シート　①

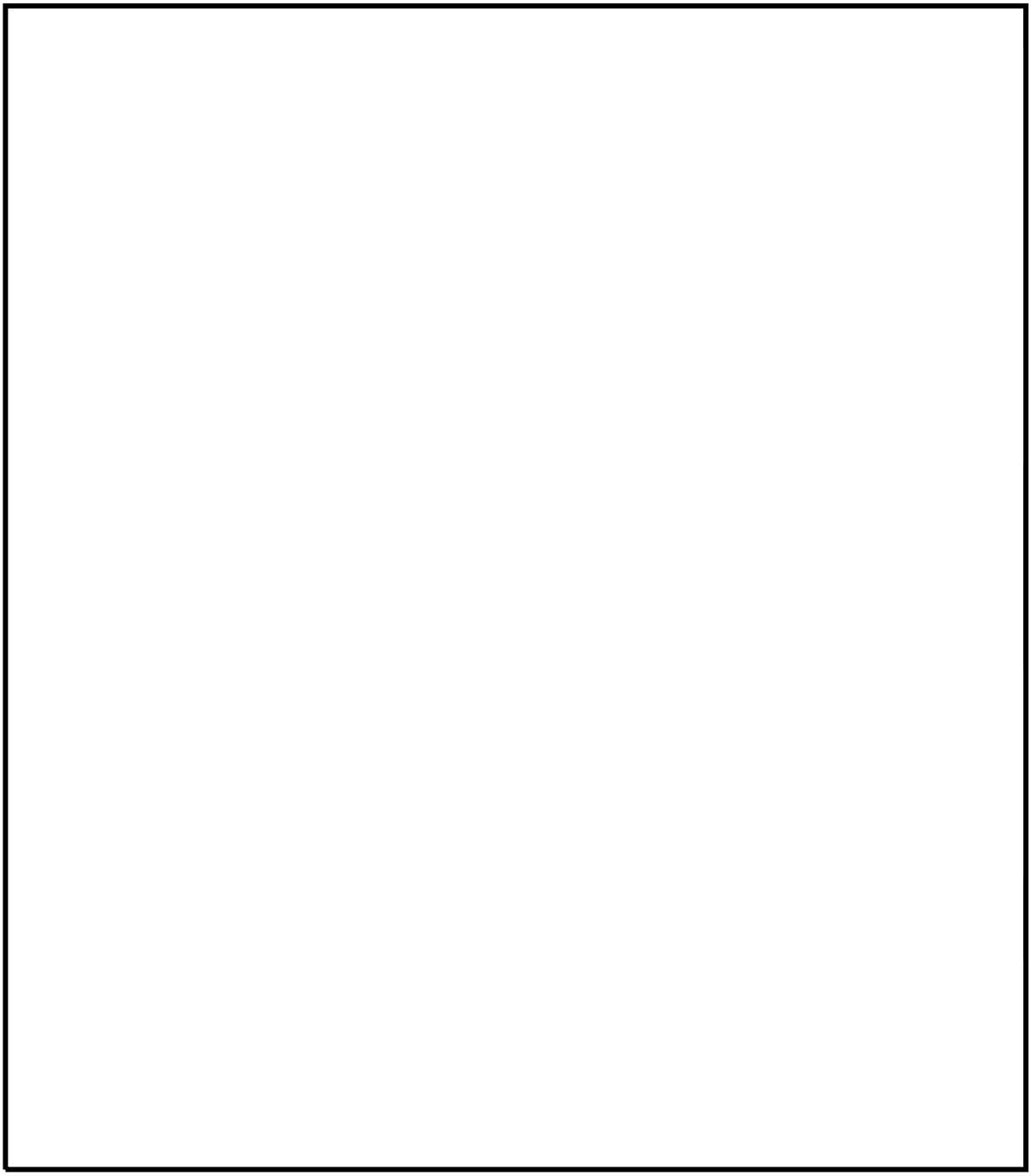
第２表　原子炉減圧の認知に失敗する



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

過誤確率計算シート　②

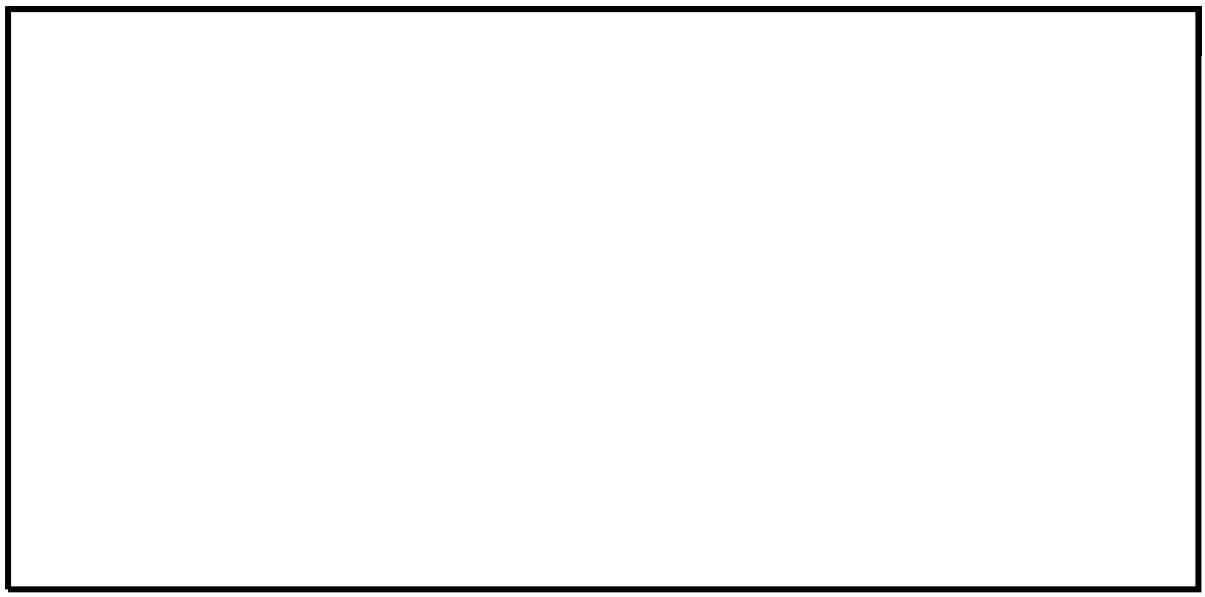
第 3 表　原子炉減圧の操作に失敗する



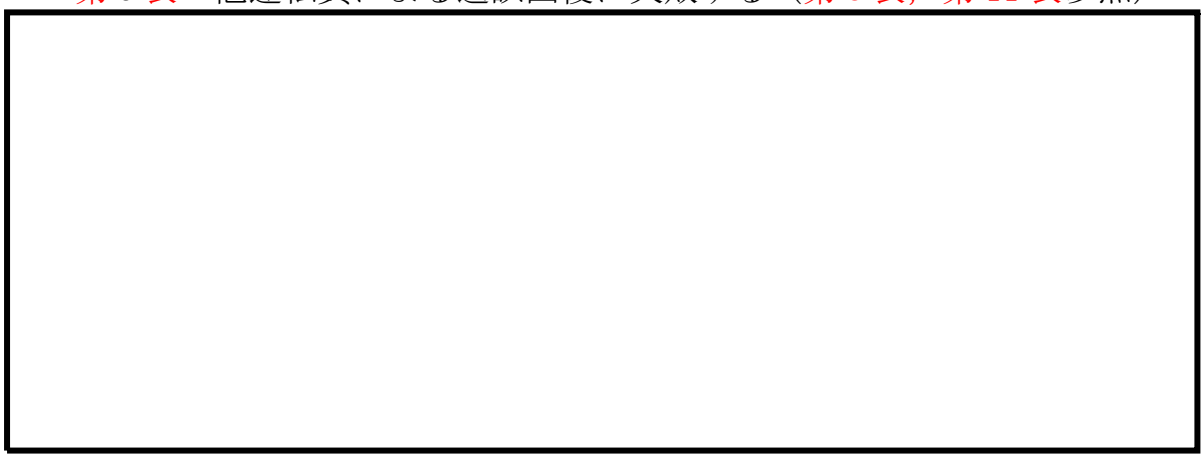
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

過誤確率計算シート　③

第 4 表　複数警報に基づく過誤回復に失敗する（第 8 表，第 11 表参照）



第 5 表　他運転員による過誤回復に失敗する（第 8 表，第 11 表参照）



第 6 表　当直長による過誤回復に失敗する（第 8 表，第 11 表参照）



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第7表　ＴＨＥＲＰの標準診断曲線（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278より抜粋）

Table 20-3 Nominal model of estimated HEPs and EFs for diagnosis within time T by control room personnel of abnormal events annunciated closely in time* (from Table 12-4)

Item	T (Minutes** after T_0†)	Median joint HEP†† for diagnosis of a single or the first event	EF	Item	T (Minutes** after T_0†)	Median joint HEP†† for diagnosis of the second event	EF	Item	T (Minutes** after T_0†)	Median joint HEP†† for diagnosis of the third event	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
								(19)	50	.001	10
(5)	60	.0001	30								
				(12)	70	.0001	30				
								(20)	80	.0001	30
(6)	1500	.00001	30								
				(13)	1510	.00001	30				
								(21)	1520	.00001	30

第８表　異常事象対応に参加できる運転員及び助言者の数と人的従属性のレベル（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 から抜粋）

Table 20-4 Number of reactor operators and advisors available to cope with an abnormal event and their related levels of dependence: assumptions for PRA* (from Table 18-2)

Item	Time after recognition** of an abnormal event	Operators or advisors handling reactor unit affected† (a)	Dependence levels with others†† (b)
(1)	0 to 1 minute	on-duty RO	
(2)	at 1 minute	on-duty RO, SRO (assigned SRO or shift supervisor, an SRO)	- - - high with RO
(3)	at 5 minutes	on-duty RO,	
		assigned SRO, - - - - - - -	high with RO
		shift supervisor - - - - - -	low to moderate with other operators
		1 or more AOs‡	
(4)	at 15 minutes	on-duty RO,	
		assigned SRO, - - - - - - -	high with RO
		shift supervisor - - - - - -	low to moderate with other operators
		shift technical advisor- - -	low to moderate with others for diagnosis & major events; high to complete for detailed operations
		1 or more AOs‡	

略語

RO	:Reactor Operator	ZD	:Zero Dependence
SRO	:Senior Reactor Operator	LD	:Low Dependence
SS	:Shift Supervisor	MD	:Moderate Dependence
STA	:Shift Technical Advisor	HD	:High Dependence
AO	:Auxiliary Operator	CD	:Complete Dependence

第９表　手動操作のコミッションエラー確率の例
（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 より抜粋）

Table 20-12 Estimated probabilities of errors of commission in operating manual controls* (from Table 13-3)

Item	Potential Errors	HEP	EF
(1)	Inadvertent activation of a control	see text, Ch. 13	
	Select wrong control on a panel from an array of similar-appearing controls**:		
(2)	identified by labels only	.003	3
(3)	arranged in well-delineated functional groups	.001	3
(4)	which are part of a well-defined mimic layout	.0005	10
	Turn rotary control in wrong direction (for two-position switches, see item 8):		
(5)	when there is no violation of populational stereotypes	.0005	10
(6)	when design violates a strong populational stereotype and operating conditions are normal	.05	5
(7)	when design violates a strong populational stereotype and operation is under high stress	.5	5
(8)	Turn a two-position switch in wrong direction or leave it in the wrong setting	†	
(9)	Set a rotary control to an incorrect setting (for two-position switches, see item 8)	.001	10††
(10)	Failure to complete change of state of a component if switch must be held until change is completed	.003	3
	Select wrong circuit breaker in a group of circuit breakers**:		
(11)	densely grouped and identified by labels only	.005	3
(12)	in which the PSFs are more favorable (see Ch. 13)	.003	3
(13)	Improperly mate a connector (this includes failures to seat connectors completely and failure to test locking features of connectors for engagement)	.003	3

*The HEPs are for errors of commission only and do not include any errors of decision as to which controls to activate.

**If controls or circuit breakers are to be restored and are tagged, adjust the tabled HEPs according to Table 20-15.

†Divide HEPs for rotary controls (items 5-7) by 5 (use same EFs).

††This error is a function of the clarity with which indicator position can be determined: designs of control knobs and their position indications vary greatly. For plant-specific analyses, an EF of 3 may be used.

第 10 表　ストレスと熟練度によるＨＥＰへの補正係数
（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 から抜粋）

Table 20-16 Modifications of estimated HEPs for the effects of stress and experience levels (from Table 18-1)

Item	Stress Level	Modifiers for Nominal HEPs* Skilled** (a)	Novice** (b)
(1)	Very low (Very low task load)	x2	x2
	Optimum (Optimum task load):		
(2)	Step-by-step†	x1	x1
(3)	Dynamic†	x1	x2
	Moderately high (Heavy task load):		
(4)	Step-by-step†	x2	x4
(5)	Dynamic†	x5	x10
	Extremely High (Threat stress)		
(6)	Step-by-step†	x5	x10
(7)	Dynamic† Diagnosis††	.25 (EF = 5) These are the actual HEPs to use with dynamic tasks or diagnosis--they are NOT modifiers.	.50 (EF = 5)

* The nominal HEPs are those in the data tables in Part III and in Chapter 20. Error factors (EFs) are listed in Table 20-20.

** A skilled person is one with 6 months or more experience in the tasks being assessed. A novice is one with less than 6 months or more experience. Both levels have the required licensing or certificates.

† Step-by-step tasks are routine, procedurally guided tasks, such as carrying out written calibration procedures. Dynamic tasks require a higher degree of man-machine interaction, such as decision-making, keeping track of several functions, controlling several functions, or any combination of these. These requirements are the basis of the distinction between step-by-step tasks and dynamic tasks, which are often involved in responding to an abnormal event.

†† Diagnosis may be carried out under varying degrees of stress, ranging from optimum to extremely high (threat stress). For threat stress, the HEP of .25 is used to estimate performance of an individual. Ordinarily, more than one person will be involved. Tables 20-1 and 20-3 list joint HEPs based on the number of control room personnel presumed to be involved in the diagnosis of an abnormal event for various times after annunciation of the event, and their presumed dependence levels, as presented in the staffing model in Table 20-4.

第 11 表　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確率の求め方：従属レベルの関数
（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 から抜粋）

Table 20-17 Equations for conditional probabilities of success and failure on Task "N," given success or failure on previous Task "N-1," for different levels of dependence (from Table 10-2)

Level of Dependence	Success Equations	Equation No.	Failure Equations	Equation No.
ZD	$Pr[S_{"N"}\|S_{"N-1"}\|ZD] = n$	(10-9)	$Pr[F_{"N"}\|F_{"N-1"}\|ZD] = N$	(10-14)
LD	$Pr[S_{"N"}\|S_{"N-1"}\|LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	(10-10)	$Pr[F_{"N"}\|F_{"N-1"}\|LD] = \frac{1 + 19N}{20}$	(10-15)
MD	$Pr[S_{"N"}\|S_{"N-1"}\|MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	(10-11)	$Pr[F_{"N"}\|F_{"N-1"}\|MD] = \frac{1 + 6N}{7}$	(10-16)
HD	$Pr[S_{"N"}\|S_{"N-1"}\|HD] = \frac{1 + n}{2}$	(10-12)	$Pr[F_{"N"}\|F_{"N-1"}\|HD] = \frac{1 + N}{2}$	(10-17)
CD	$Pr[S_{"N"}\|S_{"N-1"}\|CD] = 1.0$	(10-13)	$Pr[F_{"N"}\|F_{"N-1"}\|CD] = 1.0$	(10-18)

第 12 表　エラーファクタ推定ガイドライン
（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 から抜粋）

Table 20-20 General guidelines for estimating uncertainty bounds for estimated HEPs* (from Table 7-2)

Item	Task and HEP Guidelines**	EF†
	Task consists of performance of step-by-step procedure†† conducted under routine circumstances (e.g., a test, maintenance, or calibration task); stress level is optimal:	
(1)	Estimated HEP < .001	10
(2)	Estimated HEP .001 to .01	3
(3)	Estimated HEP > .01	5
	Task consists of performance of step-by-step procedure†† but carried out in nonroutine circumstances such as those involving a potential turbine/reactor trip; stress level is moderately high:	
(4)	Estimated HEP < .001	10
(5)	Estimated HEP > .001	5
	Task consists of relatively dynamic†† interplay between operator and system indications, under routine conditions, e.g., increasing or reducing power; stress level is optimal	
(6)	Estimated HEP < .001	10
(7)	Estimated HEP > .001	5
(8)	Task consists of relatively dynamic†† interplay between operator and system indications but carried out in nonroutine circumstances; stress level is moderately high	10
(9)	Any task performed under extremely high stress conditions, e.g., large LOCA; conditions in which the status of ESFs is not perfectly clear; or conditions in which the initial operator responses have proved to be inadequate and now severe time pressure is felt (see Ch. 7 for rationale for EF = 5)	5

起因事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程

起因事象発生前の人的過誤については，起因事象発生前に本来の待機状態と異なる状態になっている確率を評価することを目的として，該当する人的過誤を以下のように抽出した。

1．起因事象発生前人的過誤の抽出

起因事象発生前の人的過誤の抽出においては，フォールトツリーでモデル化されているすべての待機機器を対象として，運転操作手順書類（定期試験要領書等）の確認を実施し，操作・作業等を抽出した。なお，操作が直接発生しない機器（リレー，逆止弁等），静的機器（ストレーナ，オリフィス等）は対象外とする。

また，レベル１ＰＳＡ学会標準に基づいて人的過誤のモードとして，以下を考慮した。

－　待機状態又は運転状態への復旧
－　起動信号又は設定点の復旧，再設定
－　通電状態への復旧

2．人的過誤のスクリーニング

当社起因事象発生前の人的過誤の除外規定は，以下に示すとおり設定している。

除外規定Ⅰ：試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの。
除外規定Ⅱ：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確認され，かつ中央制御室からの調整が可能なもの。
除外規定Ⅲ：保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの。
除外規定Ⅳ：チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの。
除外規定Ⅴ：機器の状態確認が頻繁に実施されているもの。
（１回／運転直の巡視点検等）

当社ＰＲＡにおける起因事象発生前の人的過誤の除外規定は，レベル１ＰＳＡ学会標準の本文の例示，解析を含めた５項目のスクリーニング事例を参考に設定している。また，リスク情報を活用した規制において，米国ＮＲＣが策定したＰＲＡの品質確保に係る規制指針「ＲＧ1.200」※の関連でまとめられているＮＵＲＥＧ－1792「Good Practices for Implementing Human Reliability Analysis(HRA)」（以下「ＮＵＲＥＧ－1792」という。）は，ＨＲＡのレビュー等に用いるために作成されており，その中には起因事象発生前の人的過誤の５項目のスクリーニング事例（良好事例）が記載され，当社はこれらも参考に除外規定を設定している。

当社の起因事象発生前の人的過誤の除外に関する整理結果の詳細については，第１表に示すとおりである。

当社の除外規定Ⅰ～Ⅲ，Ⅴについては，レベル１ＰＳＡ学会標準の解説とＮＵ

ＲＥＧ－1792 のスクリーニング事例のそれぞれ４つがほぼ同等内容となっており，これらを参考に設定している。

当社の除外規定Ⅳについては，レベル１ＰＳＡ学会標準の本文の例示とＮＵＲＥＧ－1792 のスクリーニング事例を参考に，それぞれの事例を独立性のチェックの観点で整理した。除外規定Ⅳの具体的な設定に当たって，参考としたレベル１ＰＳＡ学会標準の本文の例示は，「試験や保守を実施した後に，機器を待機状態又は運転状態に復旧させる作業について，作業者とは別の人間によって独立なチェックが実施されるような場合」であり，「確認者の独立性」に当たる。また，参考とした「ＮＵＲＥＧ－1792」のスクリーニング事例（良好事例）は，「当初の動作の後，不適切な状態を検証するチェックリストを用いて機器の状態の妥当性を確認する二つ目の独立した方法があること。」であり，「確認行為の独立性」に当たる。(詳細は以下に記述するとおりである)

“Following the original action(s),there is an independent second verification of equipment status that uses a written checklist that will verify incorrect status.”

これらのことから，当社が設定した除外規定Ⅳには「確認者の独立性」と「確認行為の独立性」の二つの意味合いを持たせている。

※ 米国ではＰＲＡの品質に関わる規制指針である「RG1.200：An Approach for Determining the Technical Adequacy of Probabilistic Risk Assessment Results for Risk-Informed Activities」では，民間で整備されたＰＲＡ標準であるＡＳＭＥ ＰＲＡ標準とＮＥＩピアレビューガイドを承認（エンドース）している。「ＲG1.200」においてＰＲＡの品質を確保する関連において米国ＮＲＣでは，ＨＲＡを実施又はレビューするために「ＮＵＲＥＧ－1792」を作成し，公表している。

3．起因事象発生前の人的過誤の抽出結果

上記 1．及び 2．に基づきモデル化する人的過誤事象の同定フローを第 1 図に，抽出検討の具体例について第 2 表及び第 3 表に示す。起因事象発生前の人的過誤を評価した結果，「手動弁の開け忘れ，閉め忘れ（下記（１）でスクリーニングされない操作)」，「スクラム排出水容器警報認知失敗」が抽出された。「スクラム排出水容器警報認知失敗」については，中央制御室にて状態表示が確認できるが，重要性を鑑み，対象とした。上記 2．に基づき評価対象外とした人的過誤事象例と除外理由は以下のとおりである。（第 4 表を参照）

(1) 電動弁又は手動弁の開け忘れ，閉め忘れ

当社の品質マネジメントシステムの中では，保守管理として実施している点検終了後に機器を正常な状態に復旧する操作と，その後にチェックシートを用いた機器の状態確認がある。これらは，ＮＵＲＥＧ－1792 の良好事例の「確認行為の独立性」に当たると考えている。

このため，該当する弁については，弁の開け忘れ，閉め忘れは除外規定Ⅳを

適用できると判断し，モデル化しないこととした。

なお，レベル１ＰＳＡ学会標準に例示のない「確認行為の独立性」を除外規定として設定するに当たっては，レベル１ＰＳＡ学会標準の本文 9.1.2 の「人的過誤が十分に低いと判断できる作業は除外しても良い」を適用し，弁の復旧と，その後のチェックシートを用いた状態確認を独立した行為として過誤回復を考慮した人的過誤を設定して評価した人的過誤確率は 10^{-5} オーダとなり，十分小さい値であることを確認した。

(2)　定期試験の操作（非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れ）

定期試験における操作は，当社の品質マネジメントシステムの中で整備している「定期試験要領書」に基づき実施し，非常用ディーゼル発電機の定期試験でガバナ調整を実施する際には，操作者とは別の運転員が「定期試験要領書」内のチェックリストを用いて操作内容をチェックしていることを確認している。これは，レベル１ＰＳＡ学会標準の本文の例示である「確認者の独立性」に当たると考えている。

このため，非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れは除外規定Ⅳを適用できると判断した。

なお，非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れは非常用ディーゼル発電機起動失敗につながるおそれがあり，当該の人的過誤（不適合）を確実に防止する観点から，非常用ディーゼル発電機の「定期試験要領書」に「ダブルチェック」を明文化することとした。

4．事象発生前の人的過誤を考慮した場合の感度解析

「電動弁又は手動弁の開け忘れ，閉め忘れ（スクリーニングされた操作）」及び「非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れ」の人的過誤を考慮した場合の炉心損傷頻度への影響を確認するための感度解析を実施した。

電動弁又は手動弁の開け忘れ，閉め忘れで考慮する対象弁は，崩壊熱除去機能の喪失に寄与し，全炉心損傷頻度への影響が大きいと考えられる残留熱除去系熱交換器廻りの手動弁とし，感度解析で用いる人的過誤確率は手動弁の開け忘れ，閉め忘れについては 2.7×10^{-5}，非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れについては 8.0×10^{-5} とした。ＨＲＡイベントツリーについて第 2 図に示す。

感度解析の結果は，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度について第 5 表及び第 3 図にそれぞれ示す。感度解析の結果，全炉心損傷頻度は 6.3×10^{-6}／炉年となり，影響は非常に小さいことを確認した。

第1表　起因事象発生前の人的過誤の除外規定並びに「レベル１ＰＲＡ学会標準」又は「ＮＵＲＥＧ－1792」における記載の比較

レベル１ＰＲＡ学会標準		当社ＰＲＡにおける除外規定		ＮＵＲＥＧ－1792
試験や保守を実施した後に，機器を待機状態又は運転状態に復旧させる作業について，＜作業者とは別の人間によって独立なチェックが実施されるような場合で＞※人的過誤確率が十分に低いと判断できる作業は除外してもよい。 （本文記載の要求）※＜＞内は例示		（考え方） ・除外規定Ⅰ，Ⅱ，Ⅲ，Ⅴについては，レベル１ＰＳＡ学会標準解説の例示を参考に設定。 ・除外規定Ⅳに関しては，レベル１ＰＳＡ学会標準の例示及びＮＵＲＥＧ－1792 の良好事例を参考に設定。		・Other criteria apply, as long as it can be demonstrated, using an acceptable model such as the Technique for Human Error Rate Prediction (THERP, Ref. 11) or the Accident Sequence Evaluation Program (ASEP, Ref. 30) that the resulting HEPs would be low compared with the failure probabilities (e.g., failure to open) of the equipment.
作業者とは別の人間によって独立なチェックが実施されるような場合（本文記載の例示）	→	チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの（除外規定Ⅳ）。 ※機器の状態確認としては，作業者とは別の人間による確認や二つ目の独立した方法による確認がある。	←	・Following the original action(s), there is an independent second verification of equipment status that uses a written checklist that will verify incorrect status. （当初の動作の後，不適切な状態を検証するチェックリストを用いて機器の状態の妥当性を確認する２つ目の独立した方法があること）
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（解説記載の例示：１つ目）	＝	試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの（除外規定Ⅰ）。	≒	・The affected equipment will receive an automatic realignment signal and is can respond if demanded (i.e., the equipment will not have been disabled by the human actions).
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（解説記載の例示：２つ目）	＝	保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの（除外規定Ⅲ）。	≒	・There is a valid post-maintenance test/functional check (a test or functional check that has been shown to work consistently) after the original manipulation which will reveal misalignment or incorrect status (e.g., faulty position, improper calibration).
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確認されており，かつ調整が中央制御室から可能なもの（解説記載の例示：３つ目）	＝	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確認され，かつ中央制御室からの調整が可能なもの（除外規定Ⅱ）。	≒	・There is a compelling signal (e.g., annunciator or indication) of improper equipment status or inoperability in the control room, it is checked at least once per shift or once per day, and realignment can be easily accomplished.
機器の状態確認が頻繁に実施されているもの（解説記載の例示：４つ目）	＝	機器の状態確認が頻繁に実施されているもの（１回／運転直の巡視点検等）（除外規定Ⅴ）。	≒	・There is a valid check (one that has been shown to work consistently), at least once per shift, of equipment status that will reveal misalignment or incorrect status.

第2表　起因事象発生前の人的過誤の同定・定義（高圧炉心スプレイ系の例）

高圧炉心スプレイ系	起因事象発生前の人的過誤の検討対象			プラント停止中及び定期試験の操作に起因			備考
	機器番号	機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	対応除外規定	人的過誤	
吸込みライン	V271-235	ＣＳＴ側吸込みライン手動弁	待機状態（弁開）への復旧失敗	保守後ラインアップ	Ⅲ	－	
	MV224-1	ＣＳＴ側吸込みライン電動弁	待機状態（弁開）への復旧失敗	試験時閉	Ⅰ，Ⅳ	－	
	MV224-2	Ｓ／Ｃ側吸込みライン電動弁	待機状態（弁閉）への復旧失敗	試験時開	Ⅰ，Ⅳ	－	
ポンプ	Ｐ－１	電動ポンプ	待機状態（自動）への復旧失敗	試験時運転	Ⅰ	－	
テストライン	MV224-5	第１テスト電動弁	待機状態（弁閉）への復旧失敗	試験時開	Ⅰ，Ⅳ	－	
	MV224-6	第２テスト電動弁	待機状態（弁閉）への復旧失敗	試験時開	Ⅰ，Ⅳ	－	
ミニマムフローライン	V224-7	ミニマムフロー手動弁	待機状態（弁開）への復旧失敗	保守後ラインアップ	－	対象	開け忘れの対象とする
	MV224-7	Ｓ／Ｃ側第１ミニマムフロー電動弁	待機状態（弁閉）への復旧失敗	試験時開	Ⅰ，Ⅳ	－	
	MV224-8	ＣＳＴ側第２ミニマムフロー電動弁	待機状態（弁開）への復旧失敗	試験時閉	Ⅰ，Ⅳ	－	
	MV224-9	ＣＳＴ側ミニマムフロー電動弁	待機状態（弁閉）への復旧失敗	試験時開	Ⅰ，Ⅳ	－	
注入ライン	MV224-3	注入隔離電動弁	待機状態（弁閉）への復旧失敗	試験時開	Ⅰ，Ⅳ	－	
	AV224-1	試験可能逆止弁	待機状態（弁閉）への復旧失敗	試験時開	Ⅳ	－	
	V224-4	注入元手動弁	待機状態（弁開）への復旧失敗	保守後ラインアップ	Ⅱ	－	
自動起動信号	ＬＳ298-４Ａ-Ｄ ＬＸ298-４Ａ-Ｄ 等	高圧炉心スプレイ系起動信号　設定器／伝送器原子炉水位　レベル１Ｈ　等	設定点の復旧失敗	校正	－	－	機器故障・共通原因故障に含む

除外規定Ⅰ：試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの。
除外規定Ⅱ：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確認され，かつ中央制御室からの調整が可能なもの。
除外規定Ⅲ：保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの。
除外規定Ⅳ：チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの。
除外規定Ⅴ：機器の状態確認が頻繁に実施されているもの（１回／運転直の巡視点検等）。

第３表　起因事象発生前の人的過誤の同定・定義（スクラム排出水容器の例）

スクラム排出水容器	起因事象発生前の人的過誤の検討対象			プラント停止中及び定期試験の操作に起因			備考
	機器番号	機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	対応除外規定	人的過誤	
スクラム排出水容器水位高	ＬＳ212-２Ａ，２Ｂ ＬＸ212-２Ａ，２Ｂ 等	設定器／伝送器	設定点の復旧失敗	校正	－	－	機器故障・共通原因故障に含む
	ＳＤＶ-Ａ ＳＤＶ-Ｂ	水位高アナンシェータ等	設定点の復旧失敗	校正	－	－	機器故障・共通原因故障に含む
			警報の認知失敗	－	－	対象	中央制御室にて状態表示が確認できるが，重要性を鑑み，対象とする。
ドレンライン	ＡＶ212-１Ａ，２Ａ ＡＶ212-１Ｂ，２Ｂ	ドレン弁	待機状態（弁開）への復旧失敗	保守後ラインアップ	Ⅲ	－	

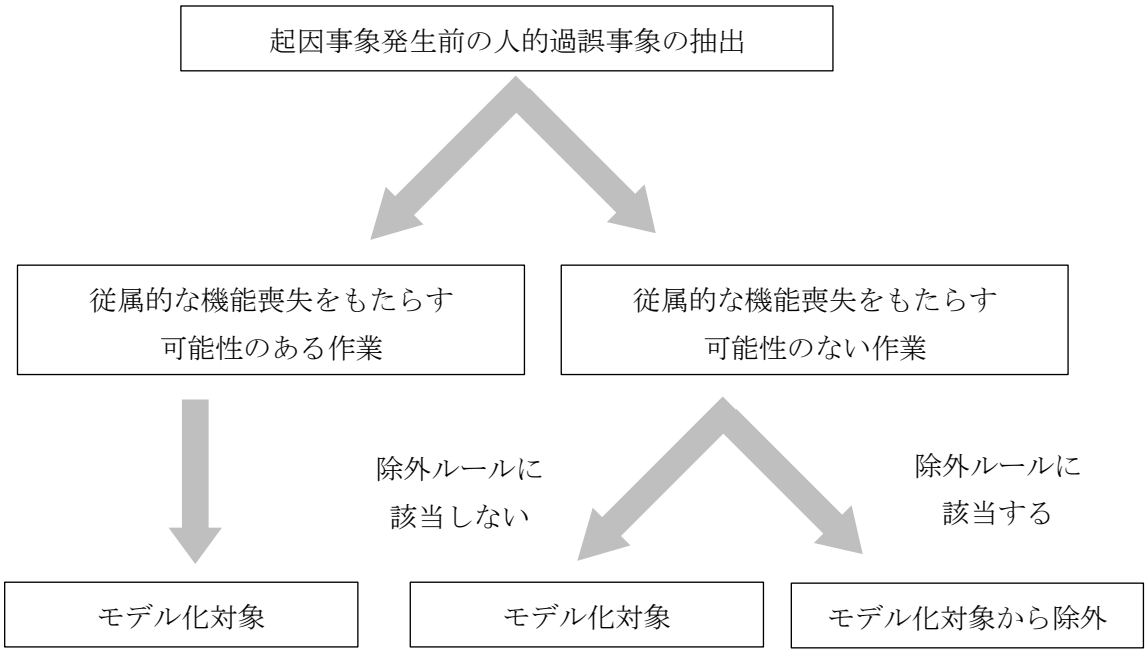
除外規定Ⅰ：試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの。
除外規定Ⅱ：中央制御室にて機器の状態表示が確認でき，その状態が日常的に確認され，かつ中央制御室からの調整が可能なもの。
除外規定Ⅲ：保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの。
除外規定Ⅳ：チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの。
除外規定Ⅴ：機器の状態確認が頻繁に実施されているもの（１回／運転直の巡視点検等）。

第４表　評価対象外とした起因事象発生前の人的過誤事象と除外理由

人的過誤事象	除外理由
電動弁又は手動弁開け忘れ，閉め忘れ	当社の品質マネジメントシステムの中では，保守管理として実施している点検終了後に機器を正常な状態に復旧する操作と，その後に運転管理として実施しているチェックシートを用いた機器の状態確認がある。 これらは，ＮＵＲＥＧ－1792 の良好事例の「確認行為の独立性」に当たると考えている。 このため，該当する弁については，弁の開け忘れ，閉め忘れは除外規定Ⅳを適用できると判断した。
定期試験の操作（非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れ）	定期試験における操作は，当社の品質マネジメントシステムの中で整備している「定期試験要領書」に基づき実施し，非常用ディーゼル発電機の定期試験でガバナ調整を実施する際には，操作者とは別の運転員が「定期試験要領書」内のチェックリストを用いて操作内容をチェックしていることを確認している。これは，レベル１ＰＳＡ学会標準の本文の例示である「確認者の独立性」に当たると考えている。 このため，非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れは除外規定Ⅳを適用できると判断した。

第５表　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	ベースケース（／炉年）	感度解析結果（／炉年）
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	6.3E-06
全交流動力電源喪失	2.7E-09	2.8E-06
長期ＴＢ	2.7E-09	2.7E-09
ＴＢＵ	1.2E-11	1.2E-11
ＴＢＰ	8.2E-12	8.4E-12
ＴＢＤ	3.8E-12	3.9E-12
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	5.1E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	3.3E-09
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	3.3E-09	3.3E-09
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	4.3E-13	4.3E-13
合計	6.2E-06	6.3E-06

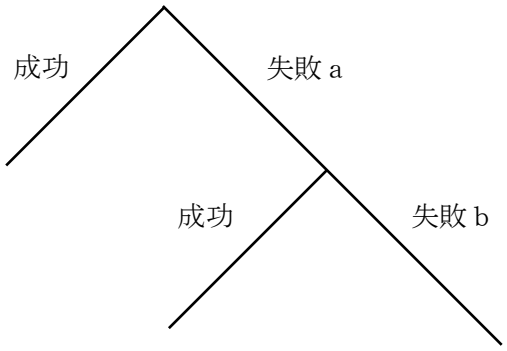


第1図　モデル化する起因事象発生前の人的過誤事象の同定フロー

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や通常の設定点を変更する場合に，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： 定期試験要領書など
３．人的過誤のモード 待機状態への復旧失敗や設定点の回復失敗など
４．過誤回復の可能性： チェックリストに基づく独立した機器の状態確認等が行われていれば，過誤回復に期待できる。

定量評価



人的過誤確率＝ａ × ｂ

分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（中央値）	
a	機器の状態復旧のための動作に失敗する	1.0E-03	計算シート１－ａ
b	機器のチェックに失敗する	1.0E-02	計算シート１－ｂ

平均値（点推定値）：2.7E-05
確率分布：対数正規分布　ＥＦ10

第２図　感度解析におけるＨＲＡイベントツリー及び評価結果（１／６）

過誤確率計算シート　１－ａ

動作に失敗する確率:機器の状態復旧のための動作に失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
１.利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	２．ストレス要因に合わせて考慮
２.ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり，特に高いストレスには至らないため，ファクタ１とする
３．操作の複雑さ	５．操作の手順あるいは６．人間工学要因に合わせて考慮	
４．訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	２．ストレス要因にて合わせて考慮
５．操作の手順	オミッションエラーの場合に，手順数の影響等による過誤確率値で考慮	該当手順は特段長くはなく，記載も明確である ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 Table20-7(1) （中央値 1.0E-03）
６．人間工学要因	コミッションエラーの場合に，個別の状況による過誤確率値で考慮	コントロール等ではなく寄与は小さい
７．健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから，影響は小さい	
８．業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

第２図　感度解析におけるＨＲＡイベントツリー及び評価結果（２／６）

過誤確率計算シート　１－ｂ

動作に失敗する確率：機器の状態確認のチェックに失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
１.利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	２．ストレス要因に合わせて考慮
２.ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり，特に高いストレスには至らないため，ファクタ１とする
３．操作の複雑さ	５．操作の手順あるいは６．人間工学要因に合わせて考慮	
４．訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	２．ストレス要因にて合わせて考慮
５．操作の手順	オミッションエラーの場合に，手順数の影響等による過誤確率値で考慮	該当手順は特段長くはなく，記載も明確である ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 Table20-6(1) （中央値 1.0E-02）
６．人間工学要因	コミッションエラーの場合に，個別の状況による過誤確率値で考慮	チェックについて，コミッションエラーの寄与は小さい
７．健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから，影響は小さい	
８．業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

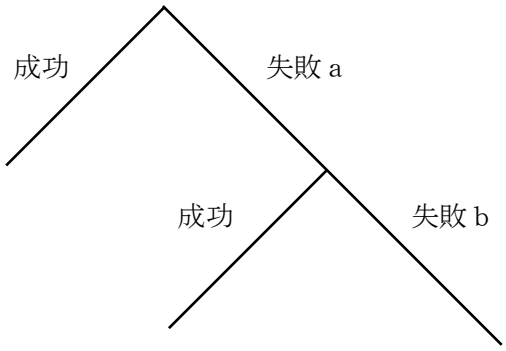
第２図　感度解析におけるＨＲＡイベントツリー及び評価結果（３／６）

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：非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れ

１．操作の内容： 操作や試験に伴い待機状態や通常の設定点を変更する場合に，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： 定期試験要領書など
３．人的過誤のモード 待機状態への復旧失敗や設定点の回復失敗など
４．過誤回復の可能性： チェックリストに基づく独立した機器の状態確認等が行われていれば，過誤回復に期待できる

定量評価



人的過誤確率＝ａ × ｂ

分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（中央値）	
a	非常用ディーゼル発電機ガバナの調整に失敗する	3.0E-03	計算シート２－ａ
b	非常用ディーゼル発電機ガバナの調整のチェックに失敗する	1.0E-02	計算シート２－ｂ

平均値（点推定値）：8.0E-05

確率分布：対数正規分布　ＥＦ10

第２図　感度解析におけるＨＲＡイベントツリー及び評価結果（４／６）

過誤確率計算シート　２－ａ

動作に失敗する確率:機器の状態復旧のための動作に失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
１.利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	２．ストレス要因に合わせて考慮
２.ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり，特に高いストレスには至らないため，ファクタ１とする
３．操作の複雑さ	５．操作の手順あるいは６．人間工学要因に合わせて考慮	
４．訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	２．ストレス要因にて合わせて考慮
５．操作の手順	オミッションエラーの場合に，手順数の影響等による過誤確率値で考慮	試験の一連の操作を想定すると長い操作となる ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 Talbe20-7(2) （中央値 1.0E-03）
６．人間工学要因	コミッションエラーの場合に，個別の状況による過誤確率値で考慮	試験で操作しているため，コミッションエラーの寄与は小さい
７．健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから，影響は小さい	
８．業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

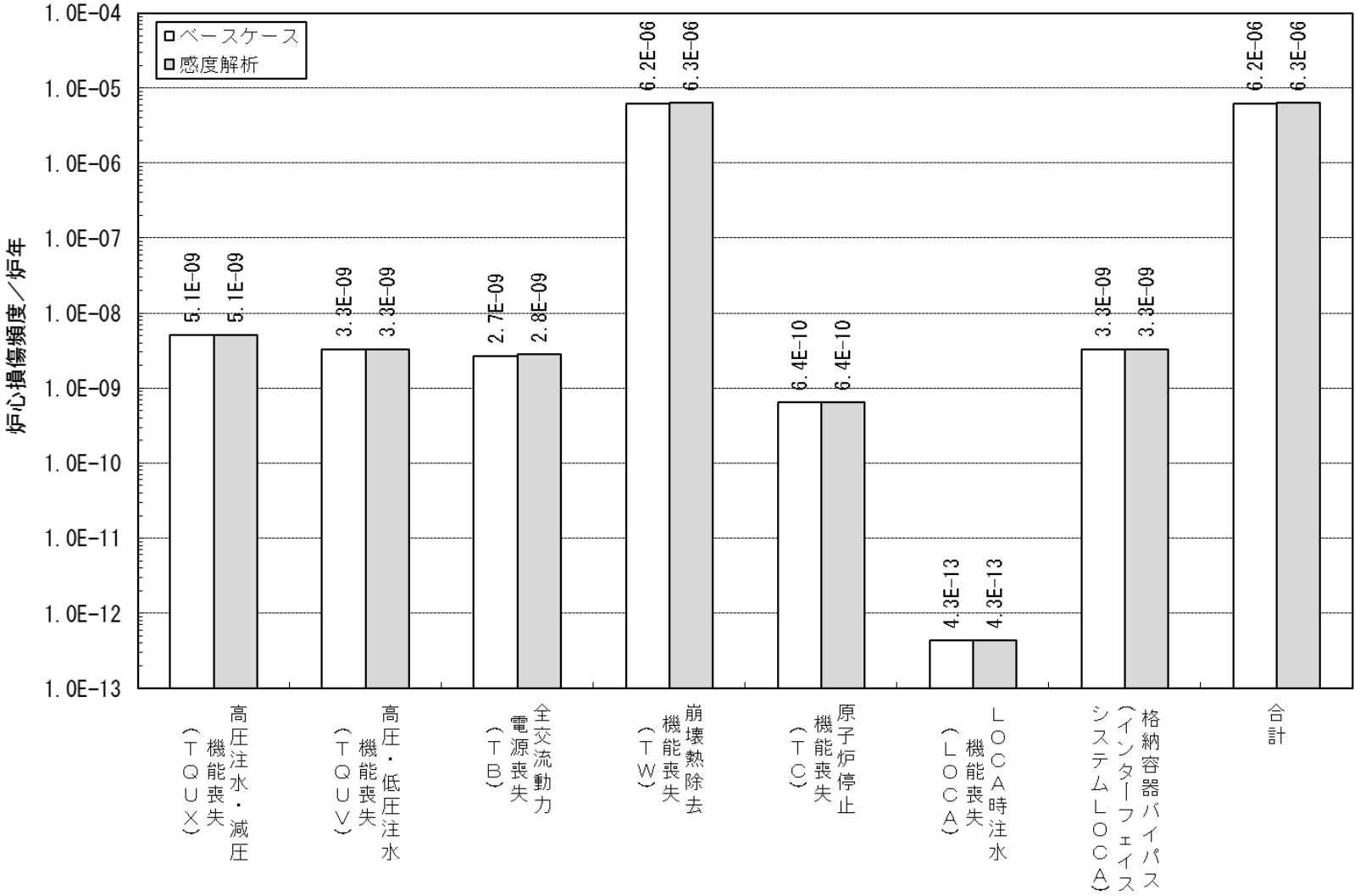
第２図　感度解析におけるＨＲＡイベントツリー及び評価結果（５／６）

過誤確率計算シート　２－ｂ

動作に失敗する確率：機器の状態確認のチェックに失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
１.利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	２．ストレス要因に合わせて考慮
２.ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり，特に高いストレスには至らないため，ファクタ１とする
３．操作の複雑さ	５．操作の手順あるいは６．人間工学要因に合わせて考慮	
４．訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	２．ストレス要因にて合わせて考慮
５．操作の手順	オミッションエラーの場合に，手順数の影響等による過誤確率値で考慮	該当手順は特段長くはなく，記載も明確である ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 Table20-6(1) （中央値 1.0E-02）
６．人間工学要因	コミッションエラーの場合に，個別の状況による過誤確率値で考慮	チェックについて，コミッションエラーの寄与は小さい
７．健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから，影響は小さい	
８．業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

第２図　感度解析におけるＨＲＡイベントツリー及び評価結果（６／６）



第３図　事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

計器の較正ミスの取り扱いについて

本ＰＲＡでは，保修員による機器の較正ミスについては，人的過誤として評価していない。その理由を以下に示す。

1．国内故障率データにおける較正ミスの取り扱い

本ＰＲＡで使用している機器故障率は，国内故障率データに記載されているデータを使用している。国内故障率データは国内プラントの機器の故障実績を基に整備されたデータベースであるが，機器の故障件数には，機器の機械的故障以外に，保修員の較正ミスが原因で機器が故障した場合が含まれている。国内故障率データに記載されているデータのうち，保修員の較正ミスを含む機器故障率の例を第1表に示す。第1表に示すとおり，国内故障率データには，保修員による較正ミスが原因の故障事象が含まれているため，本ＰＲＡでは，較正ミスを人的過誤としては評価していない。

2．較正ミスに係る共通原因故障の取り扱い

冗長化された検出器においては，同じ保修員が連続して較正作業を実施すると考えられるため，較正ミスが共通の要因となり複数の検出器が故障する可能性がある。国内故障率データでは機器故障として取り扱われているため，この較正ミスによる共通原因故障についても，本ＰＲＡにおいては人的過誤としては評価せず，機器の共通原因故障で評価している。

第1表　保修員の較正ミスを含む機器故障率の例

機器	故障モード	故障件数 （較正ミス件数）	機器故障率 平均値（／h）
温度スイッチ	誤動作	2 （2）	2.5E-08
圧力トランスミッタ	高出力／低出力	8 （1）	3.5E-08
リミットスイッチ	不動作	3 （1）	5.5E-09

余裕時間及びストレスファクタの適用の考え方とその影響

今回のＰＲＡで評価対象とした人的過誤の項目及び評価結果を第1表に示す。人間信頼性解析は，ヒューマンエラーハンドブック（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278）のＴＨＥＲＰ手法(Technique For Human Error Rate Prediction)を使用しており，評価に当たっては，運転操作に係る余裕時間及び運転員のストレスについて考慮している。

1．余裕時間の考え方

(1)　余裕時間の設定

事象発生後の人的過誤における余裕時間は，事象発生に伴う警報発生後の診断・認知失敗確率を評価する際に考慮する。

具体的な余裕時間の設定として，「手動減圧操作失敗」は，成功基準解析に基づき余裕時間を30分としている。

「原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（初期水源確保時）」及び「高圧炉心スプレイ系サプレッション・プール側水源切替操作失敗」については，いずれも原子炉への注水操作であり，原子炉注水の余裕時間は成功基準解析により事象発生後30分以内に完了できれば良いが，第一水源に不具合があった場合に短時間で水源をサプレッション・プールに切替える操作を想定し10分としている。

「原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（長期水源確保時）」については，小破断ＬＯＣＡ時に第一水源にて原子炉注水に成功している状況において，長期的な水源としてサプレッション・プールに水源を切替える操作を想定している。

また，一部の人的過誤項目については，

「手動弁開／閉忘れ」については，起因事象発生前の事象のため，余裕時間を考慮しない。以上の検討を踏まえ，人的過誤の評価において，第2表に示す余裕時間に対する診断・認知失敗確率を使用している。

(2)　警報との関係

余裕時間に関して，学会標準では以下のように定義されており，運転員は，下記の時間内に対応操作を求められる。

【原子力学会標準より抜粋】
「1）**許容時間**　起因事象が発生した場合に，炉心損傷又は格納容器損傷回避の観点から，緩和設備の作動開始，又は緩和操作の遂行までに許容される時間余裕。」

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

よって，余裕時間としては，炉心損傷を防止するために事故時の運転手順書に記載された操作の中で必要となる操作に対し，事象発生後からその操作の遂行までに許容される時間を想定する。

一方で，今回のＰＲＡの評価で用いている人間信頼性解析は，ヒューマンエラーハンドブック（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278）のＴＨＥＲＰ手法を使用して評価しており，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278によれば，運転員は何らかの事象が起きつつあると判別した後にその問題を診断し，その後の行動を決定するとされている（下記参照）。

It is first necessary for the operators to recognize that something unusual has happened and to distinguish the relevant signals; these are functions of perception and discrimination. Although this is an involved perceptual process, we treat this as primarily a display and communication problem. To estimate HEPs related to these aspects of the operator response, other chapters, especially Chapter 11, "Displays," provide derived data.

Having discerned that something unusual is happening, the operating personnel must diagnose* the problem and decide what action to take: this involves interpretation and decision-making, the primary subject matter of this chapter. Finally, actions must be carried out (the response). Again, other chapters provide derived data relevant to this aspect of the HRA, especially Chapter 15, "Oral Instructions and Written Procedures."

（出典：ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－1278 Chap. 12 Treatment of Cognitive Behavior for PRA）

運転員には，事象発生後にその事象が起きつつあると判別し，対象とした緩和操作の必要性を認識するきっかけが必要であり，事象発生後における中央制御室の警報の発生に期待している。事象発生直後に対応が求められる緩和操作については，該当する警報が事象発生とほぼ同時刻に発生するため，事象発生時と警報発生時では発生時刻に大きな差はない。よって，運転員には警報発生時からの対応を想定するが，事象発生後速やかに対応が求められる緩和操作については，人的過誤の余裕時間は事象発生時からの余裕時間を用いて評価を行った。

2. ストレスファクタの適用の考え方

ストレスファクタは，第3表に示すストレスファクタに関する補正係数を参照して設定している。

今回のＰＲＡにおいては，異常時対応に関する訓練等を積んだ運転員が対応することを前提として，ストレスファクタは熟練者（Skilled）の列から選択することとしている。

(1) 起因事象発生前

起因事象発生前の操作では，十分な余裕時間があり，運転員は時間に余裕を持って手順書やプラント状態を確認しながら進めることができることから，高いストレス状態には至らないと考える。そのため，「作業負荷が適度（段

階的操作）」のストレスファクタ１を設定した。

(2)　起因事象発生後

a．起因事象発生後の人的過誤に対しては，異常時の操作であり，事象進展によっては運転員の作業負荷が高くなることも考えられることから，「作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ２を設定した。

b．起因事象発生後の人的過誤に対し，特に事象発生からの余裕時間が短く，事象進展の過酷な状況であり，かつ当該の操作がプラント挙動に及ぼす影響が大きい操作に対しては運転員に求められる人的過誤に対し「作業負荷が極度に高い（段階的操作）」のストレスファクタ５を設定した。

余裕時間の人的過誤への影響については，ＴＨＥＲＰ手法の標準診断曲線により評価に反映している。具体的にストレスファクタが２より大きい人的過誤としては，上記ｂ．により，ＡＴＷＳ時のほう酸水注入系手動起動操作を想定している。ただし，ＡＭ策を考慮しない今回のＰＲＡでは，ほう酸水注入系手動起動操作を考慮しておらず，今後実施する重大事故等対策を含めたＰＲＡにて考慮する。

3．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

ストレスファクタを考慮して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に基事象として組み込んでいる。

今回の内部事象運転時レベル１ＰＲＡで主要な事故シーケンスグループである崩壊熱除去機能喪失の主要なカットセットを第4表に示す。人的過誤を含むカットセットが主要なカットセットとしては抽出されておらず，崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループに対して，人的過誤を含むカットセットの割合は小さいことが分かる。

人的過誤を含むカットセットの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事故シーケンスグループに与える影響は小さく，炉心損傷頻度に与える影響も小さいと考えられる。

第1表　人的過誤のストレスファクタ及び過誤確率（内部事象運転時レベル１）

人的過誤	余裕時間（分）	ストレスファクタ	過誤確率（平均値）	ＥＦ	ストレスファクタ選定理由
手動弁開／閉忘れ	－	1	2.7E-05	10	事象が発生していないときの操作であり，特に高いストレスには至らないため，ストレスファクタ１を設定。
スクラム排出水容器警報認知失敗	－	1	2.7E-04	10	
原子炉隔離時作動後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（初期水源確保時）	10	2	5.3E-01	10	異常時の操作であり，事象進展によっては運転員の作業負荷が高くなることも考えられるため，ストレスファクタ２を設定。
原子炉注水成功後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（長期水源確保時）	－	2	2.5E-03	3	
高圧炉心スプレイ系作動後の高圧炉心スプレイ系サプレッション・プール側水源切替操作失敗	10	2	5.3E-01	10	
原子炉注水成功後の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）手動操作失敗	－	2	2.5E-03	3	
原子炉注水成功後の残留熱除去系（格納容器冷却モード）手動操作失敗	－	2	2.5E-03	3	
原子炉注水成功後の残留熱除去系（停止時冷却モード）手動操作失敗	－	2	5.2E-03	5	
給復水系による除熱操作失敗	－	2	5.2E-04	5	
給復水系による注水操作失敗	－	2	5.2E-03	5	
抽出空気系手動操作失敗	－	2	2.0E-01	10	
タービン・グランド蒸気系手動操作失敗	－	2	2.0E-01	10	
復水系／復水ポンプ再起動操作失敗	－	2	2.0E-01	10	
手動減圧操作失敗	30	2	4.0E-03	10	

第２表　余裕時間による診断・認知失敗確率（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 Table 20-3）

Table 20-3 Nominal model of estimated HEPs and EFs for diagnosis within time T by control room personnel of abnormal events annunciated closely in time* (from Table 12-4)

Item	T (Minutes** after T_0†)	Median joint HEP†† for diagnosis of a single or the first event	EF
(1)	1	1.0	--
(2)	10	.1	10
(3)	20	.01	10
(4)	30	.001	10
(5)	60	.0001	30
(6)	1500	.00001	30

Item	T (Minutes** after T_0†)	Median joint HEP†† for diagnosis of the second event	EF
(7)	1	1.0	--
(8)	10	1.0	--
(9)	20	.1	10
(10)	30	.01	10
(11)	40	.001	10
(12)	70	.0001	30
(13)	1510	.00001	30

Item	T (Minutes** after T_0†)	Median joint HEP†† for diagnosis of the third event	EF
(14)	1	1.0	--
(15)	10	1.0	--
(16)	20	1.0	--
(17)	30	.1	10
(18)	40	.01	10
(19)	50	.001	10
(20)	80	.0001	30
(21)	1520	.00001	30

初期事象における診断・認知失敗確率を使用する

*

第３表　ストレスによる補正係数（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ-1278 Table 20-16）

Table 20-16 Modifications of estimated HEPs for the effects of stress and experience levels (from Table 18-1)

Item	Stress Level	Modifiers for Nominal HEPs* Skilled** (a)	Novice** (b)
(1)	Very low (Very low task load)	x2	x2
	Optimum (Optimum task load):		
(2)	Step-by-step†	x1	x1
(3)	Dynamic†	x1	x2
	Moderately high (Heavy task load):		
(4)	Step-by-step†	x2	x4
(5)	Dynamic†	x5	x10
	Extremely High (Threat stress)		
(6)	Step-by-step†	x5	x10
(7)	Dynamic† Diagnosis††	.25 (EF = 5) These are the actual HEPs to use with dynamic tasks or diagnosis--they are NOT modifiers.	.50 (EF = 5)

第４表　過渡事象時の主要なカットセット

事故シーケンス		ＣＤＦ（／炉年）	主要なカットセット	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	4.5E-06	①非隔離事象＋ＲＣＷ　ＲＨＲ熱交換器出口弁ＭＶ２１４－７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0
			②非隔離事象＋ＲＨＲ熱交換器バイパス弁ＭＶ２２２－２Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0
			③非隔離事象＋ＲＨＲミニマムフロー弁ＭＶ２２２－１７Ａ，Ｂ共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0