資料２－１－４

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 8 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち，□は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

下線部：今回提出資料

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

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　解析の実施方針

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の抽出及び重要事故シーケンスの選定について

付録２　原子炉格納容器の限界温度・圧力

付録３　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について（ＲＥＤＹコード説明資料の関連部分のみ）

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（長期ＴＢ）

2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

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）

2.8　津波浸水による注水機能喪失

3.　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　代替循環冷却系を使用する場合

3.1.3　代替循環冷却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.　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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

添付資料 1.2.1　格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定について

添付資料1.2.2　格納容器破損防止対策の各評価事故シーケンスにおける評価項目について

添付資料1.2.3　定期検査工程の概要

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毎の成立性確認結果について

添付資料1.3.2　運転員等の操作時間に対する仮定

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　東海第二発電所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　サプレッション・プール初期水位について

添付資料1.5.4　外部水源温度の条件設定の根拠について

添付資料1.5.5　給水流量をランアウト流量（68%）で評価することの妥当性

添付資料1.5.6　原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について

添付資料1.5.7　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（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影響評価フロー

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　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2.1.4　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2.1.5　常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料2.2.1　安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）
添付資料2.2.2　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（高圧注水・減圧機能喪失）
添付資料2.2.3　高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系の作動台数の考え方
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）

添付資料2.3.1.1　原子炉再循環ポンプからのリークについて
添付資料2.3.1.2　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時間継続運転が可能であることの妥当性について
添付資料2.3.1.3　蓄電池による給電時間評価結果について
添付資料2.3.1.4　安定状態について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））
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（長期ＴＢ））
<u>添付資料2.3.1.6　逃がし安全弁作動用の窒素の供給について</u>
添付資料2.3.1.7　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（長期ＴＢ））
添付資料2.3.1.8　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（長期ＴＢ））

添付資料2.3.1.9　常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））

添付資料2.3.2.1　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における高圧代替注水系の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2.3.2.2　蓄電池による給電時間評価結果について
添付資料2.3.2.3　安定状態について（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））
添付資料2.3.2.4　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（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））
添付資料2.3.2.5　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（ＴＢＤ，ＴＢＵ））
添付資料2.3.2.6　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（ＴＢＤ，ＴＢＵ））
添付資料2.3.2.7　常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

添付資料2.3.3.1　安定状態について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））
添付資料2.3.3.2　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（ＴＢＰ））
添付資料2.3.3.3　減圧・注水開始の時間余裕について
添付資料2.3.3.4　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（ＴＢＰ））
添付資料2.3.3.5　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（ＴＢＰ））

添付資料2.3.3.6　常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））

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日間における水源の対応について（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　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2.4.1.5　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））

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））

添付資料2.5.1　プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

添付資料2.5.2　自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

添付資料2.5.3　外圧事象における燃料被覆管の健全性について

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　原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

添付資料2.5.8　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温度の影響

添付資料2.5.9　外部電源の有無による評価結果への影響

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　原子炉水位が低めに維持される条件設定とした場合の影響

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　敷地境界外での実効線量評価について

添付資料2.6.3　敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について

添付資料2.6.4　非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について

添付資料2.6.5　安定状態について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

添付資料2.6.6　解析コード条件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2.6.7　原子炉注水開始が遅れた場合の影響について

添付資料2.6.8　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2.6.9　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2.6.10　常設代替交流電源設備の負荷（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

添付資料2.7.1　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2.7.2　ＩＳＬＯＣＡ時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について
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　解析コード条件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日間における水源の対応について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））
添付資料2.7.6　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））
添付資料2.7.7　常設代替交流電源設備の負荷（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2.8.1　基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について
添付資料2.8.2　基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について
添付資料2.8.3　地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定の妥当性について
添付資料2.8.4　7日間における水源の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.5　7日間における燃料の対応について（津波浸水による注水機能

喪失）

添付資料2.8.6　常設代替交流電源設備の負荷（津波浸水による注水機能喪失）

添付資料3.1.2.1　炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

添付資料3.1.2.2　原子炉水位不明時の対応について

添付資料3.1.2.3　常設低圧代替注水ポンプの機能確保の妥当性について

添付資料3.1.2.4　原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料3.1.2.5　格納容器漏えい率の設定について

添付資料3.1.2.6　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3.1.2.7　格納容器雰囲気温度が格納容器の健全性に与える影響について（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3.1.2.8　安定状態について（代替循環冷却系を使用する場合）

添付資料3.1.2.9　格納容器内に存在するアルミニウム／亜鉛の反応により発生する水素の影響について

添付資料3.1.2.10　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）（代替循環冷却系を使用する場合））

添付資料3.1.2.11　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3.1.2.12　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）（代替循環冷却系を使用する場合））

添付資料3.1.2.13　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）（代替循環冷却系を使用する場合））
添付資料3.1.2.14　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）（代替循環冷却系を使用する場合））

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　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用しない場合）におけるＣｓ-137放出量評価について
添付資料3.1.3.3　原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
添付資料3.1.3.4　サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果について
添付資料3.1.3.5　安定状態について（代替循環冷却を使用しない場合）
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）（代替循環冷却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　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）（代替循環冷却系を使用しない場合））
添付資料3.1.3.9　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）（代替循環冷却系

を使用しない場合))
添付資料3.1.3.10　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）（代替循環冷却系を使用しない場合））
添付資料3.1.3.11　非凝縮性ガスの影響について

添付資料3.2.1　原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について
添付資料3.2.2　原子炉圧力容器の破損判断について
添付資料3.2.3　ペデスタル（ドライウェル部）内の水位管理方法について
添付資料3.2.4　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付け
添付資料3.2.5　原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
添付資料3.2.6　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3.2.7　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3.2.8　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接触）
添付資料3.2.9　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接触）
添付資料3.2.10 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接触）
添付資料3.2.11 原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の冠水評価について
添付資料3.2.12 コリウムシールド材料の選定について
添付資料3.2.13 コリウムシールド厚さ，高さの設定について

添付資料3.2.14 原子炉圧力容器の破損位置について

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（炉外ＦＣＩ）に関する知見の整理について
添付資料3.3.2　ＪＡＳＭＩＮＥ解析について
添付資料3.3.3　水蒸気爆発評価の解析モデルについて
添付資料3.3.4　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3.3.5　水蒸気爆発発生時のコリウムシールドへの影響
添付資料3.3.6　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（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）
添付資料3.3.7　エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響
添付資料3.3.8　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

添付資料3.4.1　水の放射線分解の評価について
添付資料3.4.2　シビアアクシデント条件下で用いるＧ値の設定について
添付資料3.4.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響について
添付資料3.4.4　Ｇ値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響について
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について
添付資料3.4.6　格納容器内における気体のミキシングについて

添付資料3.5.1　安定状態について
添付資料3.5.2　溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量評価について

添付資料3.5.3　溶融炉心による熱影響評価について
添付資料3.5.4　溶融炉心の排水流路内での凝固停止評価について
添付資料3.5.5　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（溶融燃料・コンクリート相互作用）

添付資料4.1.1　使用済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使用済燃料からの線量率の算出について
添付資料4.1.3　安定状態について
添付資料4.1.4　使用済燃料プール水沸騰・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）

添付資料4.2.1　使用済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　使用済燃料プールサイフォンブレーカについて
添付資料4.2.3　安定状態について
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）

添付資料5.1.1　運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について

添付資料5.1.2　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基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
添付資料5.1.3　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5.1.4　崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱設定の考え方
添付資料5.1.5　安定停止状態について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）
添付資料5.1.6　原子炉停止中　崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
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）

添付資料5.2.1　安定停止状態について（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）

添付資料5.3.1　原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量評価について
添付資料5.3.2　「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方
添付資料5.3.3　安定停止状態について（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）

添付資料5.4.1　安定停止状態について（運転停止中　反応度の誤投入）
添付資料5.4.2　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（運転停止中　反応度の誤投入）
添付資料5.4.3　反応度誤投入事象の代表性について
添付資料5.4.4　原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について
添付資料5.4.5　反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について

添付資料6.1.1　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（評価事故）シーケンス以外の事故シーケンスの要員の評価について
添付資料6.3.1　水源，燃料，電源負荷評価結果について

原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，給水加熱喪失後の反応度の観点で厳しい条件として給水系が運転継続する条件を設定している。これを踏まえて，高圧炉心スプレイ系については，注水流量が大きくなり原子炉水位が高めに維持される条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量を設定するとともに，遅れ時間を 0 秒と設定している。加えて，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。また，原子炉隔離時冷却系については，注水流量は一定に制御されることから，遅れ時間を 0 秒と設定している。

一方で，ほう酸水のミキシング効率は炉心流量に依存することから，原子炉水位が低めとなり炉心流量が低めに維持される場合，ほう酸水のミキシング効率が悪化することで中性子束の低下が遅くなることも想定される。また，安全弁機能を設定した場合，主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉出力の上昇が大きくなることで，中性子束の上昇が大きくなることも想定される。

以上を踏まえ，ここでは，高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合や安全弁機能を設定した場合の事象進展に与える影響について示す。

(1) 高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合の影響

高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合には，原子

炉水位が低めに維持され，自然循環力が低下することで炉心流量は低めに維持される。このため，ＲＥＤＹコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していること（別紙１）と相まって中性子束の低下は遅くなり，これに伴いサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が最大となる時刻も遅くなることが考えられるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，事象進展に与える影響は小さいと考えられる。

原子炉水位が低めに維持された場合の事象進展への影響を確認するため，高圧炉心スプレイ系の注水流量として安全解析で用いる最小流量特性を設定するとともに，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の遅れ時間を設定した感度解析を実施した。これら以外の解析条件はベースケースと同じとしている。ベースケースから変更した解析条件を第 1 表に,解析結果を第 2 表に示す。感度解析では，サプレッション・プール水温度等が最大となるタイミングが 10 分程度遅くなっているものの，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めに維持されることから，サプレッション・プール水温度の上昇が緩和されることで，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最大値は同等となっている。以上により，原子炉水位が低めとなる解析条件を設定した場合でも事象進展に与える影響が小さいことを確認した。

(2)　安全弁機能を設定した場合の影響

安全弁機能を設定した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きくなる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリに

かかる圧力は大きくなり，また，原子炉圧力上昇に伴い印加される正の反応度も大きくなることが考えられるが，中性子束の上昇に伴い燃料温度も上昇し，ドップラフィードバック等の自己制御特性が働き，また原子炉圧力高信号にて事象発生から数秒で再循環ポンプトリップが発生することから，中性子束の上昇は同程度となり，事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響は小さいと考えられる。

事象初期の原子炉圧力の上昇が大きくなった場合の影響を確認するため，解析条件として安全弁機能を設定した場合の感度解析を実施した。安全弁機能を設定した以外はベースケースと同じ解析条件としている。ベースケースから変更した解析条件を第 3 表に，解析結果を第 4 表に示す。感度解析では，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値が大きくなっているものの，ドップラフィードバック等の自己制御特性の効果により，中性子束の最大値は同等となっている。以上により，解析条件として安全弁機能を設定した場合でも，事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響が小さいことを確認した。

（３）まとめ

高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合の中長期的な事象進展に与える影響及び安全弁機能を設定した場合に事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響を確認し，いずれも影響が小さいことを確認した。

よって，原子炉停止機能喪失における解析条件については，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，反

応度の観点で厳しい条件として給水系が運転継続する条件を設定し，さらに高圧炉心スプレイ系及び逃がし安全弁についても，注水流量が大きくなり原子炉水位が高めに維持される条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量条件及び逃がし弁機能を設定することを妥当と判断した。

なお，燃料被覆管温度については，別紙２に示すとおりＳＣＡＴコードの評価法のもつ不確かさ幅の範囲で差異が発生するが，これを踏まえて，リウェットを考慮しない場合の感度解析（添付資料 2.5.5 参照）を実施し，この場合にも評価項目を満足することを確認している。

第１表　解析条件（原子炉水位を低めとする条件）

解析条件	感度解析（原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース（原子炉水位を高めとする条件）
高圧炉心スプレイ系	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：17 秒） ・注水流量：375～1,419m^3／h ・注水圧力：0～7.65MPa[dif]	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） ・注水流量：145～1,506m^3／h ・注水圧力：0～8.30MPa[dif]
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）にて自動起動 （遅れ時間：30 秒） ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル２）にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]

第２表　解析結果（原子炉水位を低めとする条件）

パラメータ	感度解析 （原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース （原子炉水位を高めとする条件）
サプレッション・プール水温度	115℃（約 55 分）	115℃（約 45 分）
格納容器圧力	0.20MPa[gage]　（約 55 分）	0.20MPa[gage]　（約 45 分）

第３表　解析条件（安全弁機能）

解析条件	感度解析（安全弁機能）	ベースケース（逃がし弁機能）
逃がし安全弁	安全弁機能 7.79MPa[gage]×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa[gage]×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa[gage]×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa[gage]×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa[gage]×4 個，410.6t／h／個	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個，354.6t/h/個 7.44MPa[gage]×4 個，357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4 個，361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4 個，364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個，367.6t/h/個

第４表　解析結果（安全弁機能）

パラメータ	感度解析（安全弁機能）	ベースケース（逃がし弁機能）
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	8.98MPa[gage]	8.49MPa[gage]
中性子束	約 560％	約 560％

ＲＥＤＹコード説明資料抜粋

(2)　従来型ＢＷＲの場合[redacted]

炉心下部の下部プレナムスタンドパイプから注入される従来型ＢＷＲでは，原子炉に一定速度で注入されるほう酸水は，炉心流量が小さい場合にはその一部が下部プレナムに滞留し反応度に寄与できないことが考えられる。これを模擬するためにほう酸水拡散モデルでは，注入速度に炉心流量依存のボロンミキシング効率を掛けている。このボロンのミキシング効率は図-1 従来型ＢＷＲのボロンミキシング効率のようにモデル化されている。

[redacted]

図-1 従来型ＢＷＲのボロンミキシング効率

従来型ＢＷＲ向けの試験結果を図-2 従来型ＢＷＲのボロン混合試験結果に示す。なお，ミキシング効率は「反応度に寄与する領域の濃度」を「炉内全領域で十分に混合した時の濃度」で割った無次元数で定義される。試験の結果から以下がいえる。

[redacted]

[redacted]

図-2 従来型ＢＷＲのボロン混合試験結果

これにより，従来型ＢＷＲにおいて，

[redacted]

することは妥当である。

以上より，ほう酸水拡散モデルは妥当であることが確認された。なお，拡散モデルにおけるボイドの影響を添付６に示す。

原子炉スクラム失敗を仮定した事象が発生し，ほう酸水注入系が作動する時点では，ある程度の変動は有るものの，燃料棒での中性子発生及び中性子吸収，減速材による中性子減速及び中性子吸収などがバランスしている。この状態でほう酸水注入系が作動すると，炉心が沸騰状態であっても減速材中にはボロンが含まれ，吸収効果が増加する。このため，前述の状態よりも反応度は低下する。ボロン濃度が一定であれば，上記状態よりも出力が低下したところで再びバランスするが，ボロン濃度は増加し続けるため，沸騰状態においても確実に出力は低下して原子炉停止に至ると考える。

本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

別紙２

安全弁機能を設定した場合の燃料被覆管温度について

ＳＣＡＴコードでは，クオリティの計算値が相関式２により計算したリウェットクオリティを下回った時点でリウェットを判定し，修正Dougall-Rohsenow式にて算出した熱伝達係数を用いて燃料被覆管温度の最高値を評価する。

この評価法に従って計算した結果，安全弁機能を設定した場合には燃料被覆管最高温度が842℃となり，逃がし弁機能を設定したベースケースと比較して約30℃燃料被覆管最高温度が低下することとなった。

一方，燃料被覆管最高温度が高温となったときのＳＣＡＴコードの不確かさは，同じ評価法に従って評価を実施した５×５高温ポストＢＴ試験結果との比較結果（ＳＣＡＴコード説明資料の添付３「沸騰遷移後の被覆管表面熱伝達モデルの適用性」の添付図 3-2 参照）から，おおむね計算値が保守的な結果を与えるものの，不確かさの幅[redacted]℃に及ぶことが確認できる。したがって，前述の差異はＳＣＡＴコードの燃料被覆管温度評価法のもつ不確かさと比較して十分に小さく，この幅に包含されると評価できる。このため，逃がし弁機能と安全弁機能との相違に端を発して，圧力変化特性の相違による核熱結合現象，炉心流量の差異に結び付く炉心内での熱水力挙動，出力－冷却特性の不整合によるリウェット特性，燃料被覆管温度の差異等，ＲＥＤＹコードの影響も含む，種々の複雑な特性の違いによる感度の差異を分析することは必ずしも有効な分析とはならない。

本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できませ

また，ＳＣＡＴコードの不確かさについては，前述のＳＣＡＴコード説明資料の添付３での修正Dougall-Rohsenow式の高温範囲への適用性の確認に加えて，リウェットを考慮しない場合の感度解析を実施することで，燃料被覆管温度の最大幅を押さえることとしている。東海第二においてもリウェットを考慮しない場合の感度解析を実施し，この場合でも評価項目を満足することを確認していることから，逃がし弁機能（ベースケース）及び安全弁機能を設定した場合のどちらの燃料被覆管最高温度の評価値についても，前述の不確かさの幅を踏まえたうえで，有効な評価と考えられる。

（ＳＣＡＴコード説明資料より引用）

添付図 3-2　燃料被覆管温度の最大値の比較

本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できませ

2.3　全交流動力電源喪失

2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

2.3.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」は，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失することで，原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，一定期間の蓄電池からの

給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.1-1 図に，対応手順の概要を第 2.3.1-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員24名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重

大事故等対応要員15名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員2名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場系統構成を行う重大事故等対応要員4名である。

必要な要員と作業項目について第2.3.3-3図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員24名及び招集要員6名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装，原子炉圧力等である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

d．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，対応可能な要員により非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

g．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

h．直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

ｉ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度が 65℃に到達し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

ｊ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

ｋ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可

搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

ｌ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用Ｍ／Ｃ電圧である。

ｍ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

ｎ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｏ．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

ｐ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

2.3.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，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，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結

果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.1-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号又は原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムが想定されるが，原子炉水位低下を厳しくする観点で，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(c)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(d)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプは 1 台使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，0～1,676m^3／h（0～1.55MPa[dif]において)の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(e)　低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用し原子炉注水のみを実施する場合は，炉心冷却性の観点で機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m^3／h，注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(f)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

格納容器スプレイは，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用するものとし，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器スプレイは，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(g)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10^{3}t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション･プール冷却運転に切り換える。

伝熱容量は，熱交換器1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）とする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　交流動力電源は24時間使用できないものとし，事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b)　所内常設直流電源設備は，事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。

(c)　逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で事象発生の8時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から8時間1分後に実施する。

(d)　可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(e)　残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から24時間10分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.1-4図から第2.3.1-8図に,燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.1-9 図から第 2.3.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション･プール水温度の推移を第2.3.1-15図から第2.3.1-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプが停止し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

（添付資料 2.3.1.1）

所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより，24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給できるものとする。

（添付資料 2.3.1.2，2.3.1.3）

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冷却は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

事象発生から 24 時間経過した時点で常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.3.1-9 図に示すとおり，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子

炉水位が回復するまでの間に，一時的に炉心が露出するが，初期値（約309℃）以下にとどまることから，評価項目である1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である15%を下回る。

原子炉圧力は，第2.3.1-4図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa程度）を考慮しても，約8.46MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第2.1-15図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約13時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第2.1-16図に示すとおり，事象発生の約23時間後に最高値の約141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第2.1-5図に示すように，原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続す

ることで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.3.1.4）

安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

2.3.1.3　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は，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。

本重要事故シーケンスは，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が設計基準事故対処設備として期待する期間を超えることで蓄電池の枯渇により機能喪失し，原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため，直流電源の負荷切離操作を実施すること，原子炉隔離時冷却系が機能維持している期間内に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び事象発生の約 24 時間後に交流動力電源を復旧

し残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，直流電源の負荷切離操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水），可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「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」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって実際

の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，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ているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，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の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.5）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確か

さとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，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ているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，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の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.5）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第2.3.1-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰

囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.1.5）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与

える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.1.5）

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 1 時間経過するまでを設定しており，直流電源の負荷切離操作（現場）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間

及び移動･操作所要時間は,余裕時間を含めて設定していることから,実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

（添付資料 2.3.1.5）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，蓄電池枯渇までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開

始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.1.5）

(3)　操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し，直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生か

ら8時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の8時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約13時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生の8時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり,評価上は事象発生の24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており,準備時間が確保できることから,時間余裕がある。

（添付資料2.3.1.5）

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目とな

るパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

2.3.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.3.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり，「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1（2）　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

（添付資料 2.3.1.6）

ａ．水　源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると合計約 2,130m^{3}必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に 2,500m^{3}及び高所淡水池に 2,500m^{3}の水を保有している。これにより，水源が枯渇す

ることなく，7 日間の対応が可能である。

（添付資料 2.3.1.7）

b．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.3.1.8）

c．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 2.3.1.9）

2.3.1.5　結　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」では，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失し，原子炉へ注水する機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにか

かる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において，原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に対して有効である。

第 2.3.1-1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	・外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 【主蒸気隔離弁】	－	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	【原子炉隔離時冷却系】	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	【原子炉隔離時冷却系】	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。 ・以上により，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	－
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備	－	－

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することで，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	可搬型代替注水大型ポンプ	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止することを確認する。 ・以降，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ操作を実施する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ又は２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 ・以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器スプレイを交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	【残留熱除去系（低圧注水系）】 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系海水系系統流量】 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

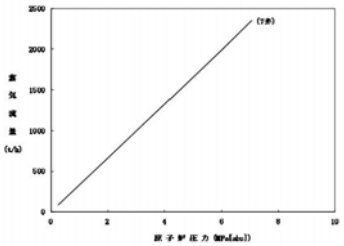
第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

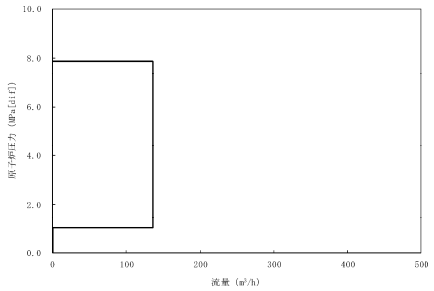
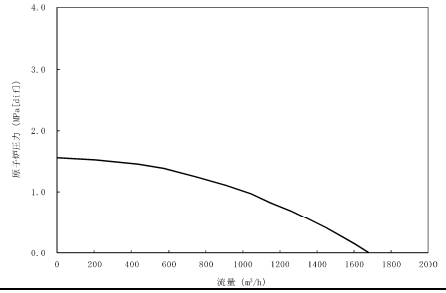
第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，淡水貯水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の 機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失することを想定

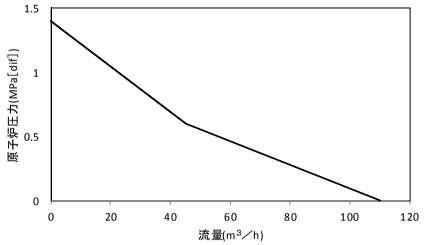
第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（3／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（4／6）

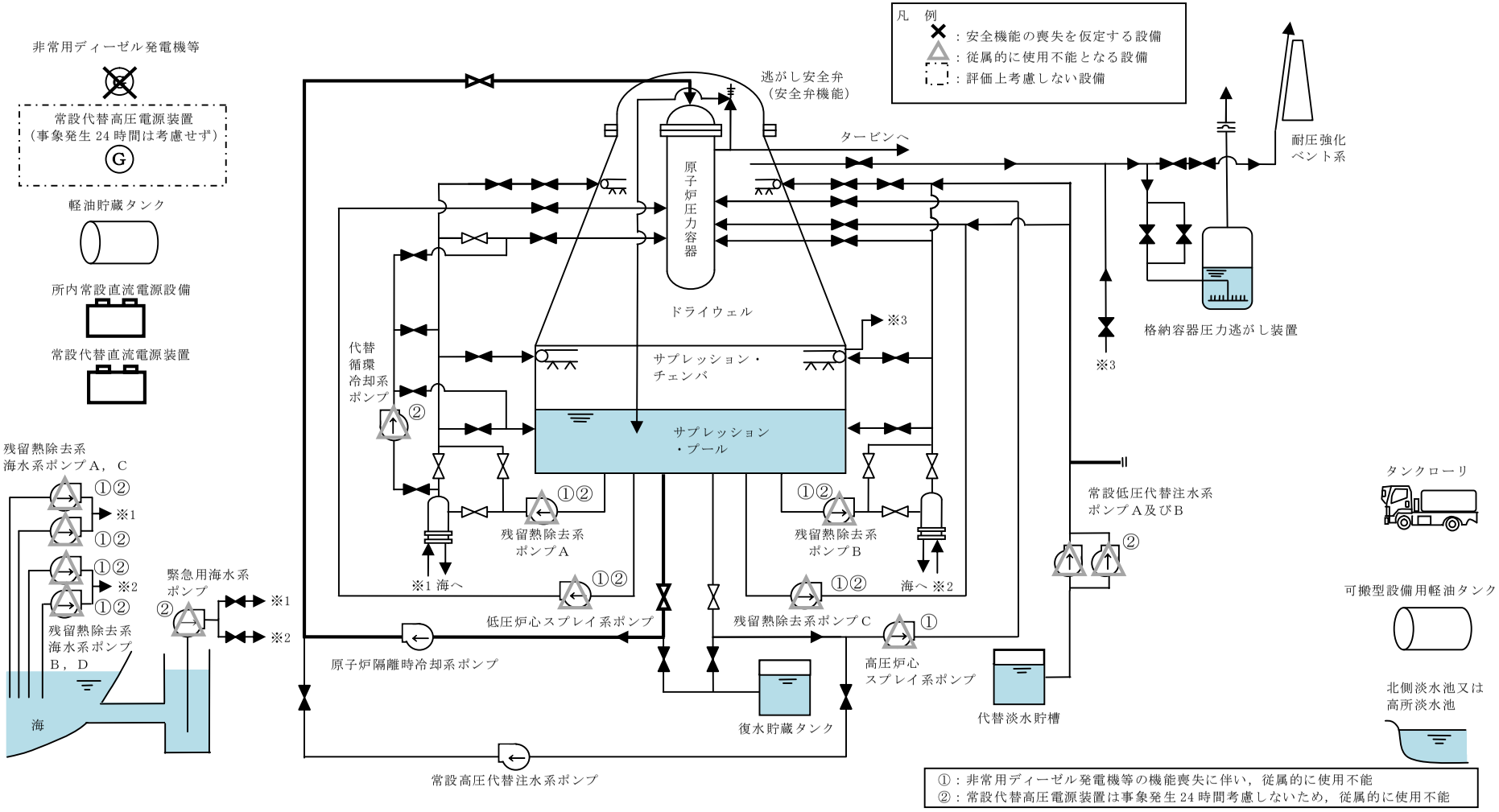
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m^3／h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（5／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m^3／h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切換え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95％：ドライウェル，5％：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

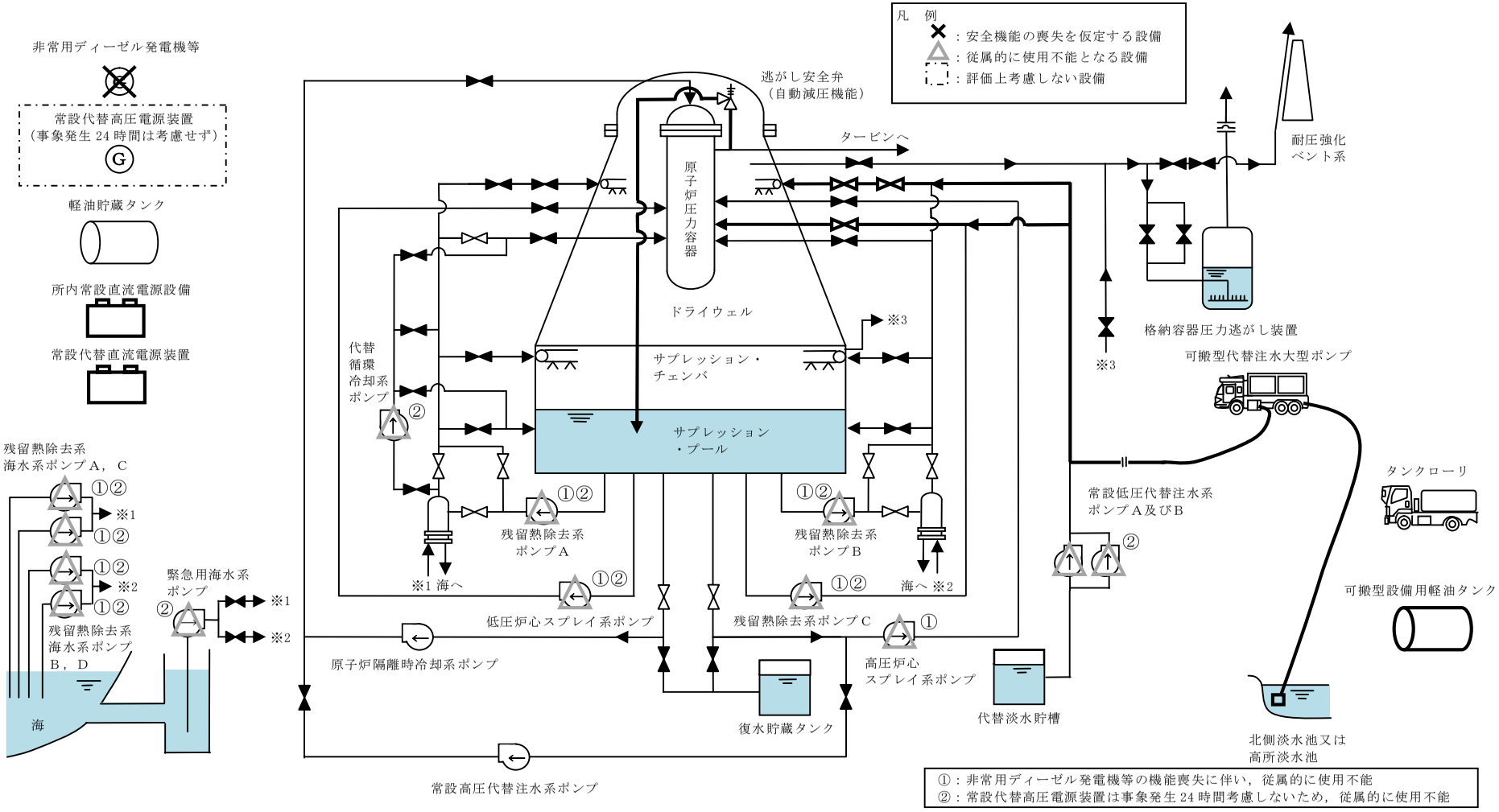
第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（6／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には，低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサプレッション･プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

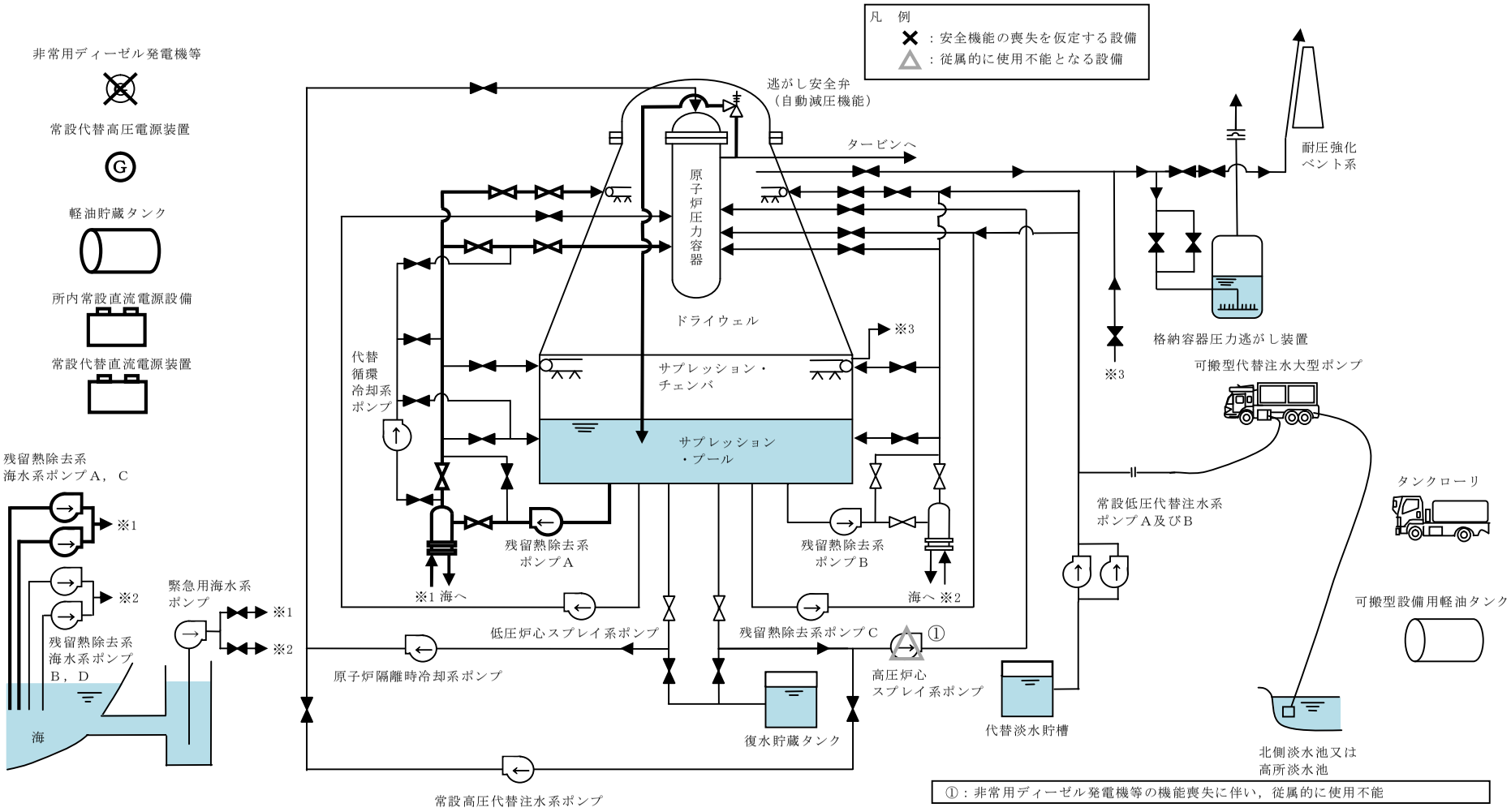


第 2.3.1-1 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）

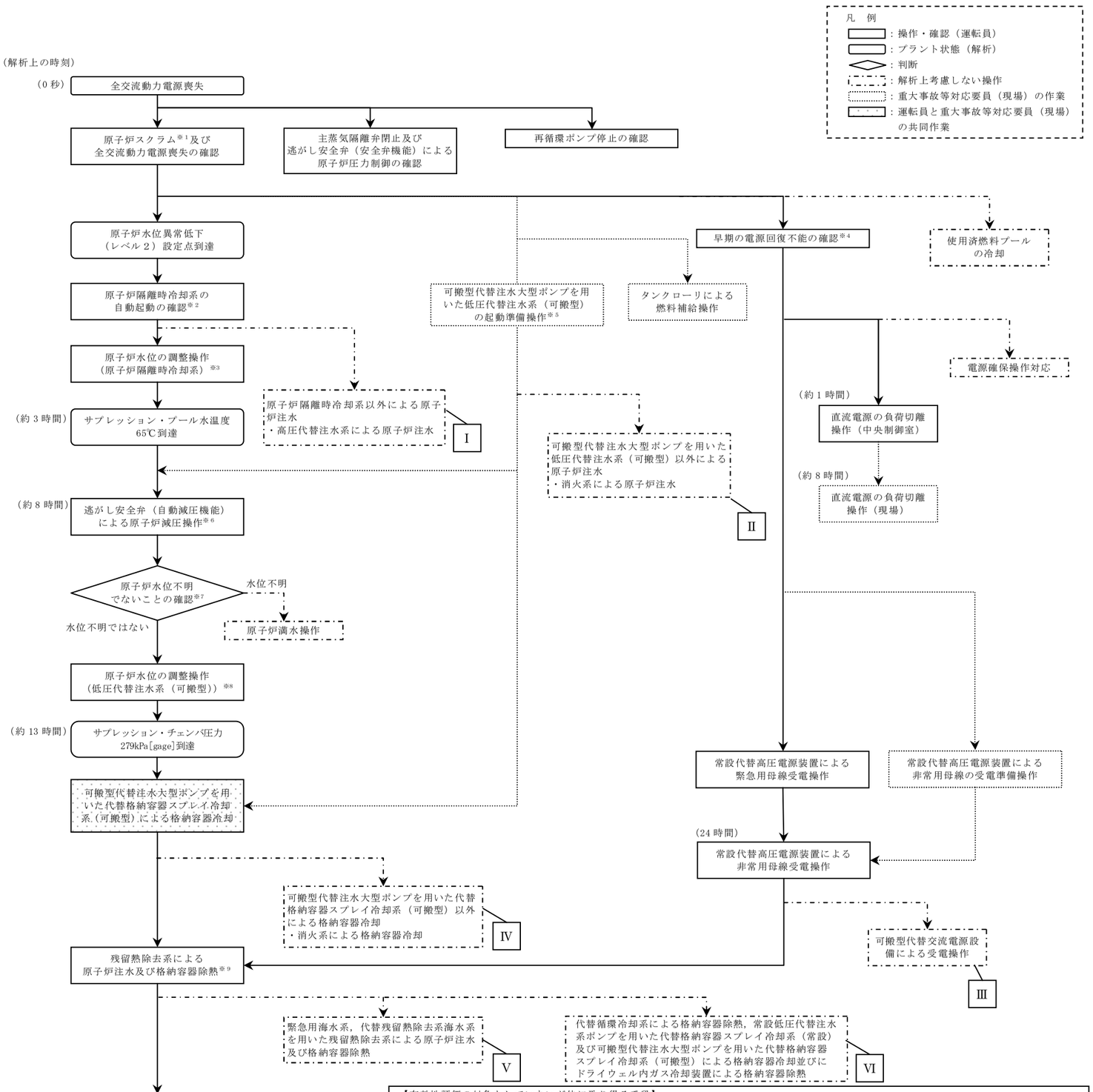
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.3.1-1 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.3.1-1 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて機器ランプ表示，系統流量計指示等にて確認する。
※３：原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※４：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５：全交流動力電源喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。
※６：サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位計の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合
※８：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※９：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り換え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

第 2.3.1-2 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

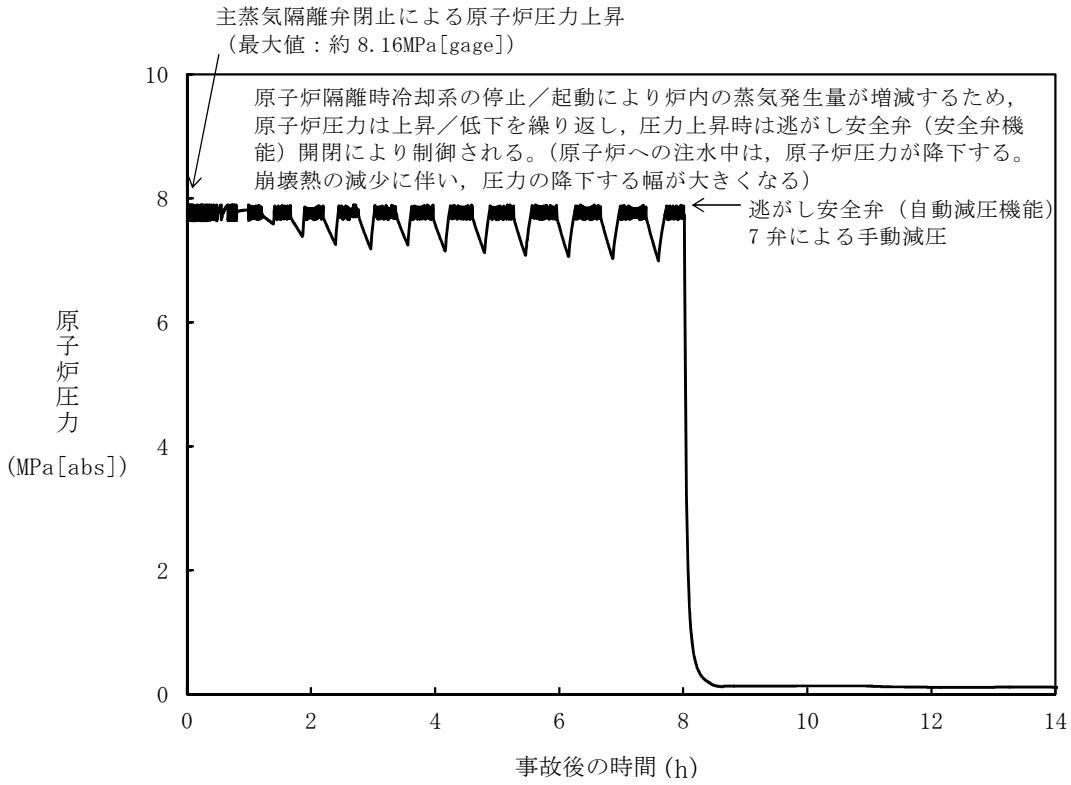
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備　考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)			
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
直流電源の負荷切離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作	6 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	アクセスルート復旧時間含む

第 2.3.1-3 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の作業と所要時間(1／2)

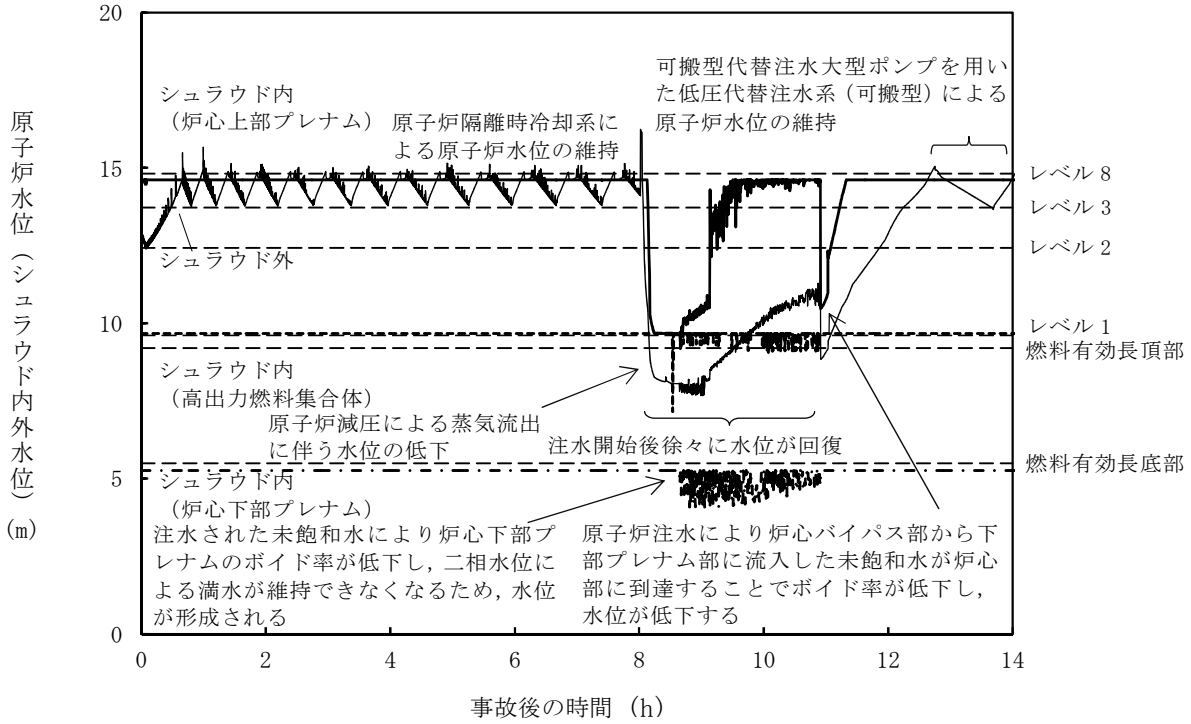
全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40	備考
					▽8時間　可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作完了 ▽8時間　直流電源の負荷切離操作（現場） ▽8時間1分　原子炉減圧開始 ▽約13時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽24時間　非常用母線受電 ▽24 時間 10 分　残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイの交互運転開始	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	アクセスルート復旧時間含む
	－	－	【2人】 c,d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C,D,E	2人 m,n,o	●原子炉注水のための系統構成	125 分	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C,D	【2人】 （招集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	1人 E	1人 m	●不要負荷の切離操作	50 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	35 分	
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	70 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m,n,o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成	175 分	
				●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作	4 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8 分	
				●非常用母線の受電	5 分	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	2 分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	15人　a～o 及び招集6人			

第 2.3.1-3 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の作業と所要時間(2／2)

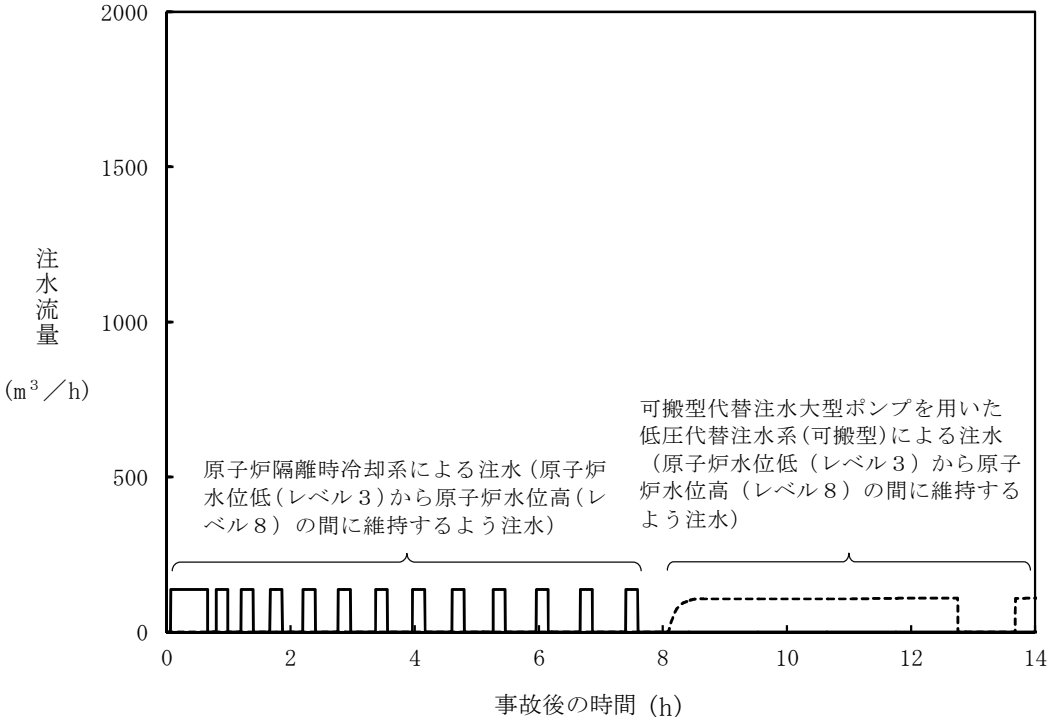


第 2.3.1-4 図　原子炉圧力の推移

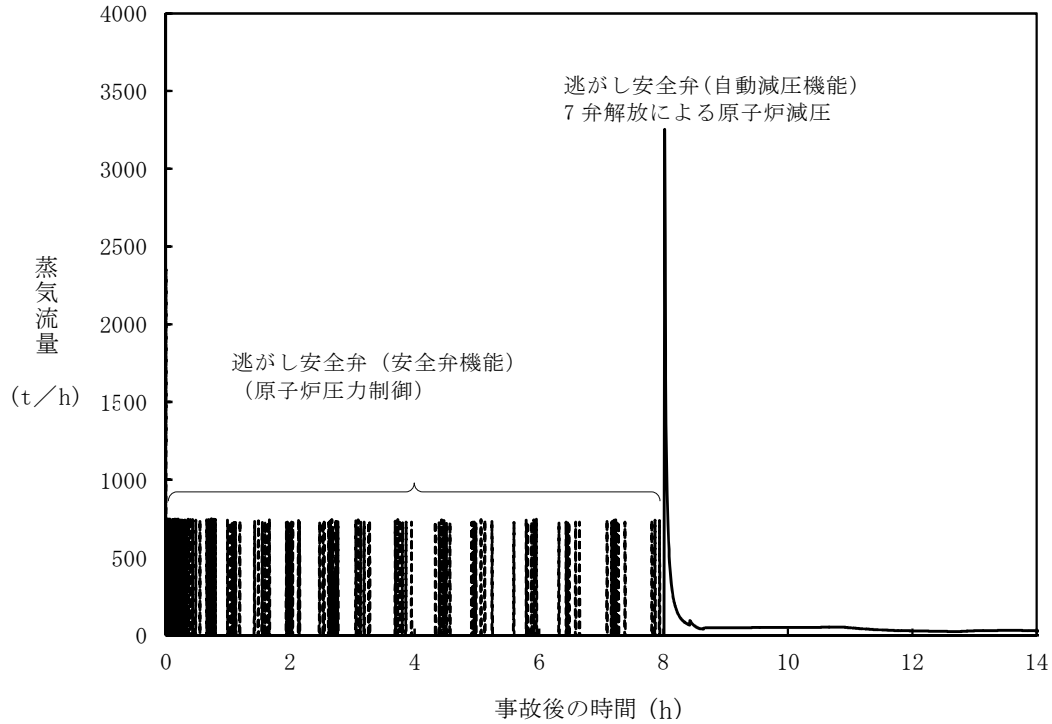


第 2.3.1-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

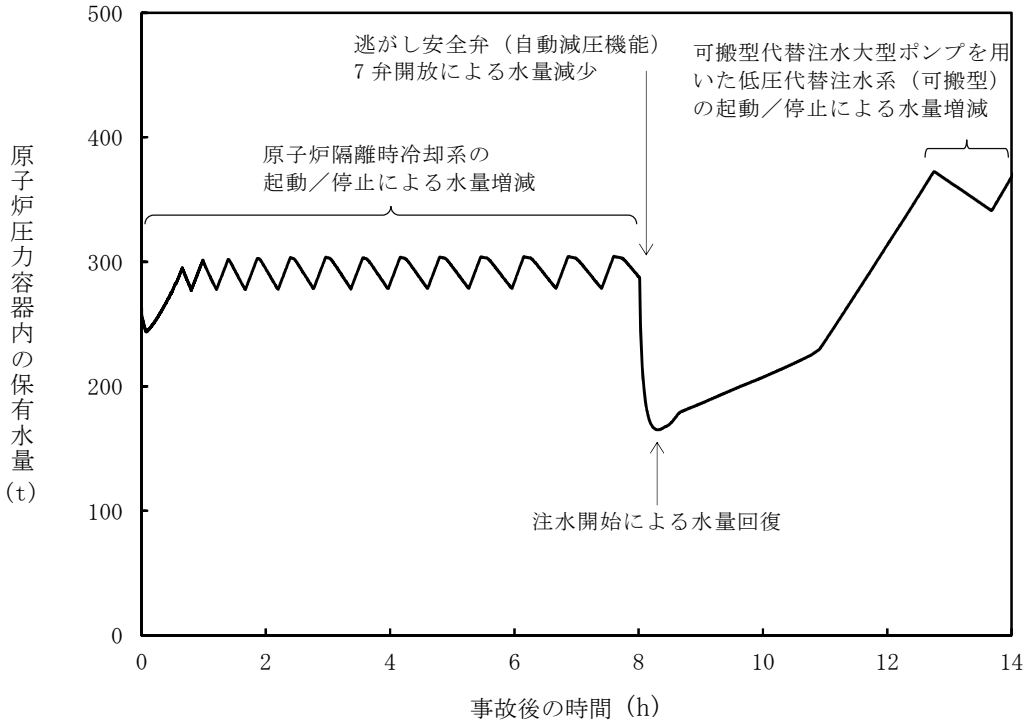
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合，二相水位を示している。



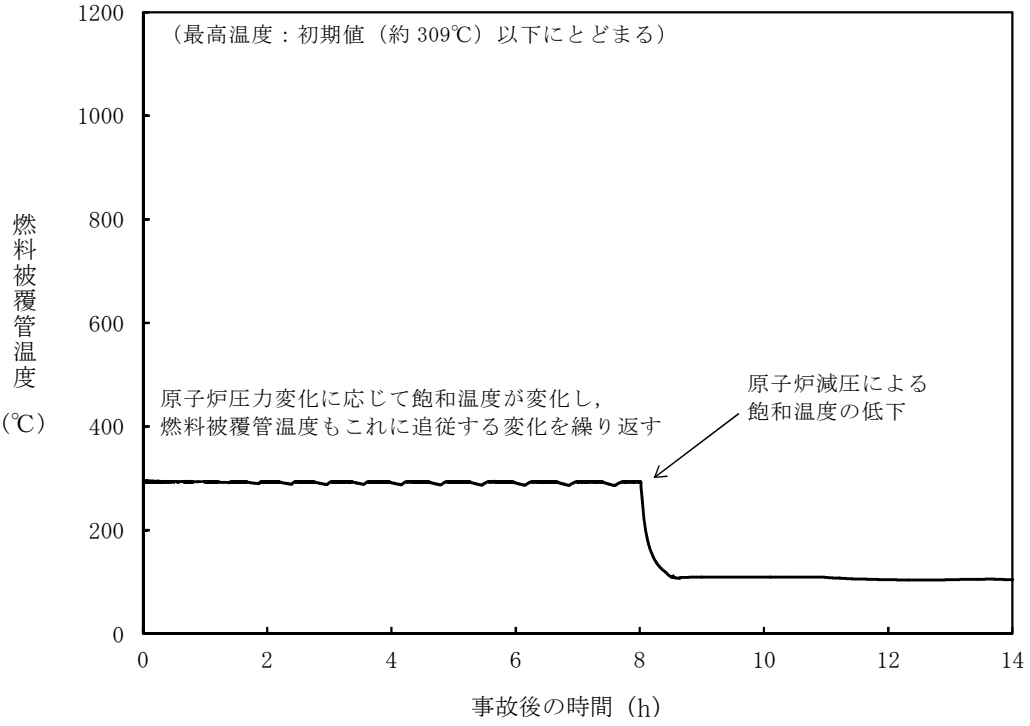
第 2.3.1-6 図　注水流量の推移



第 2.3.1-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

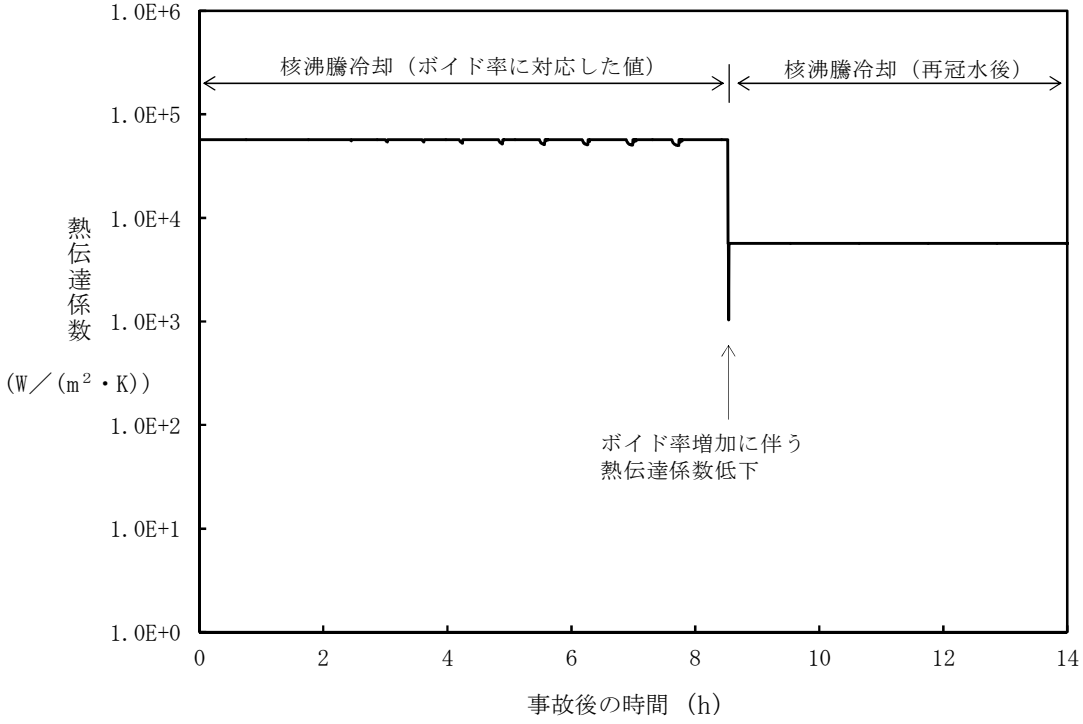


第 2.3.1-8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

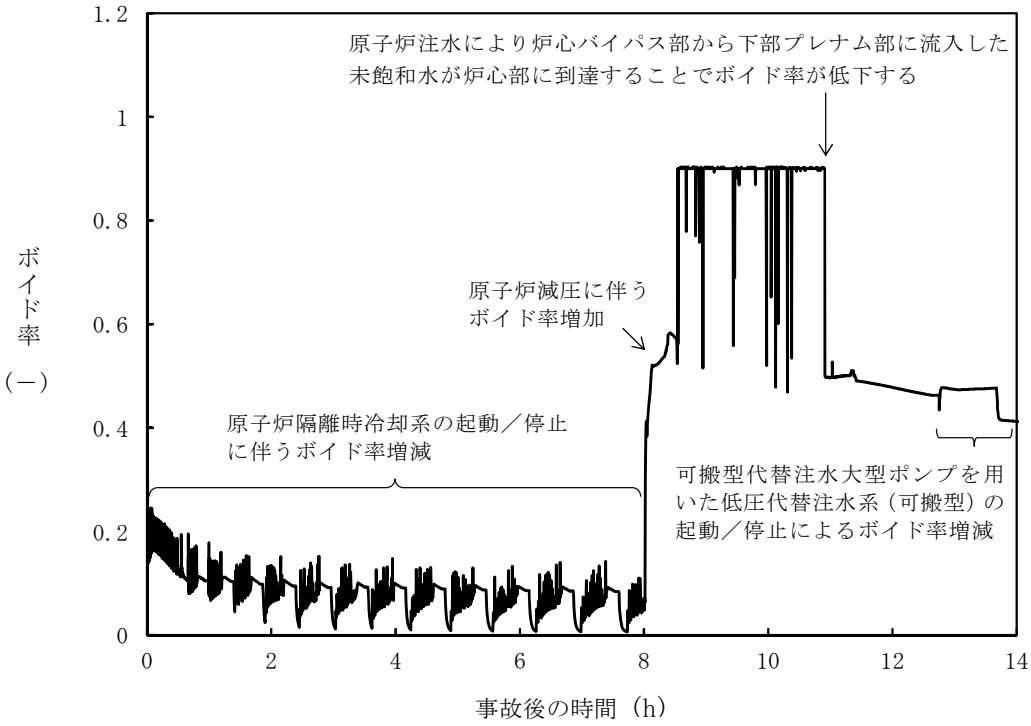


第 2.3.1-9 図　燃料被覆管温度の推移

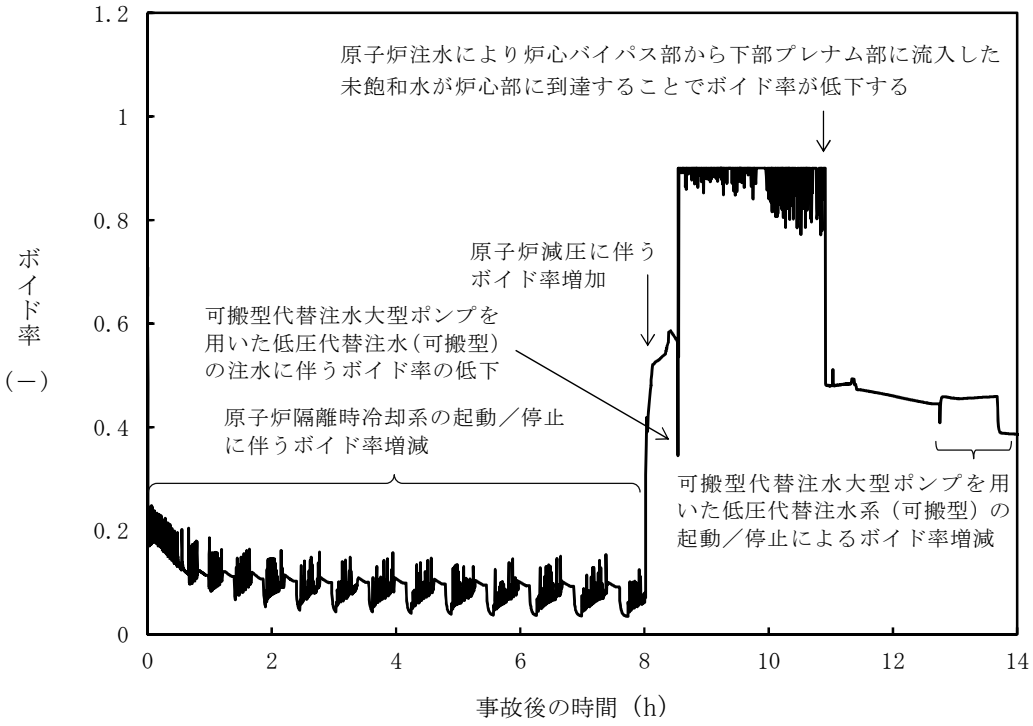
コメントNo.147-02に対する回答



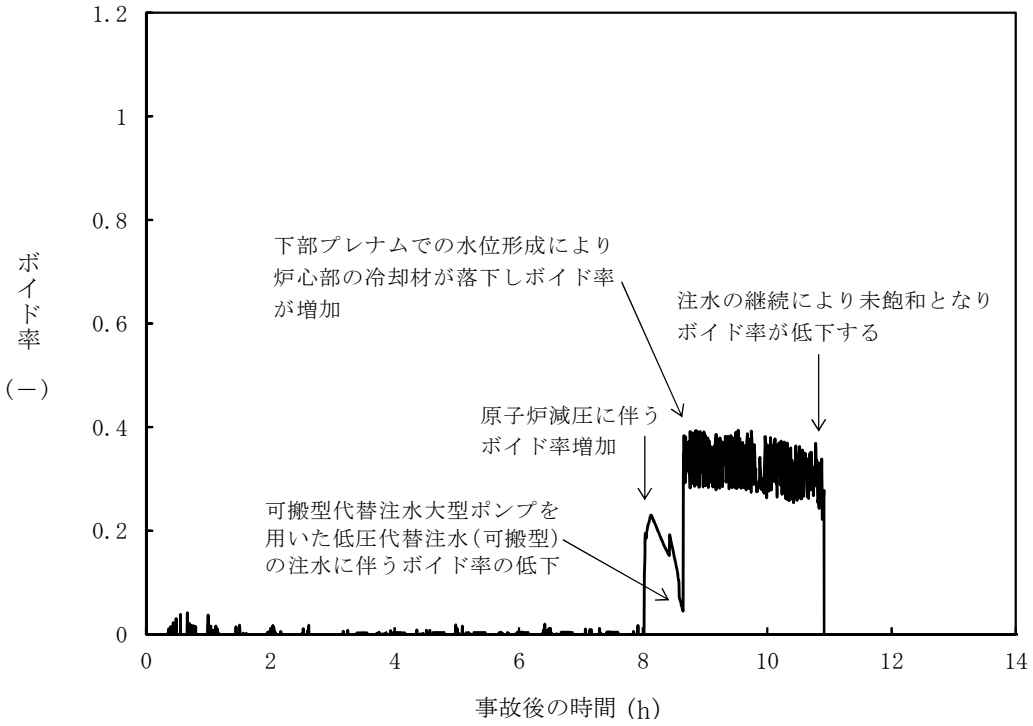
第2.3.1-10図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



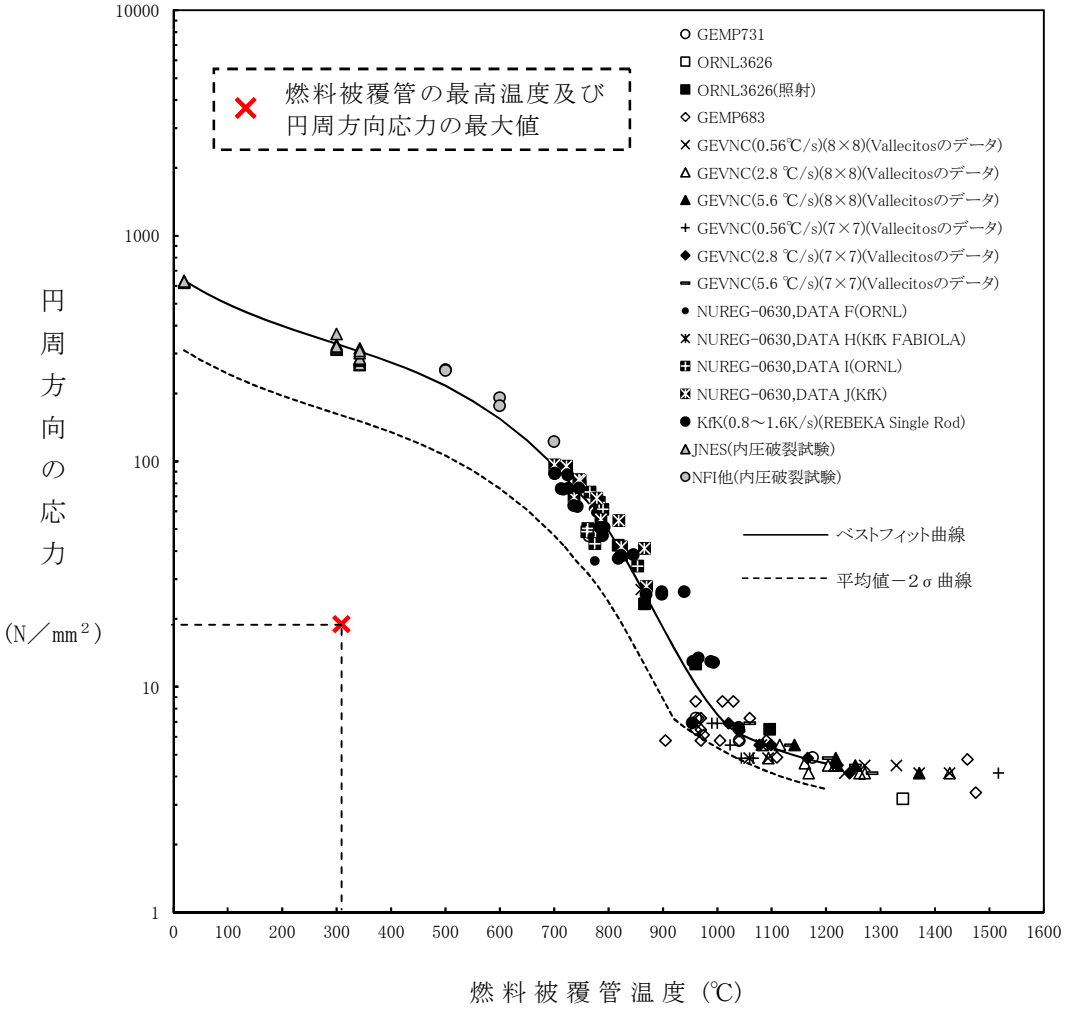
第2.3.1-11図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



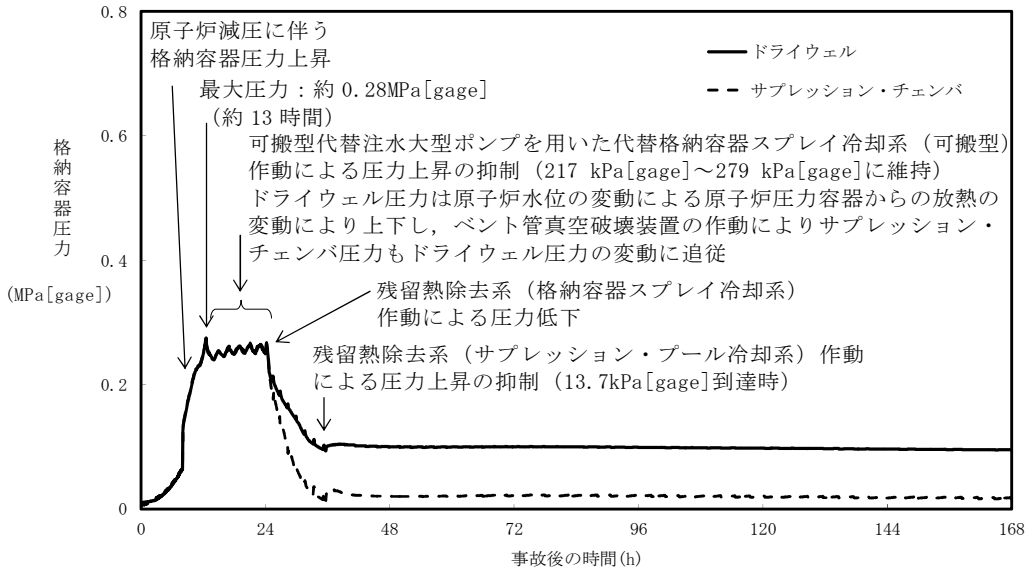
第 2.3.1-12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



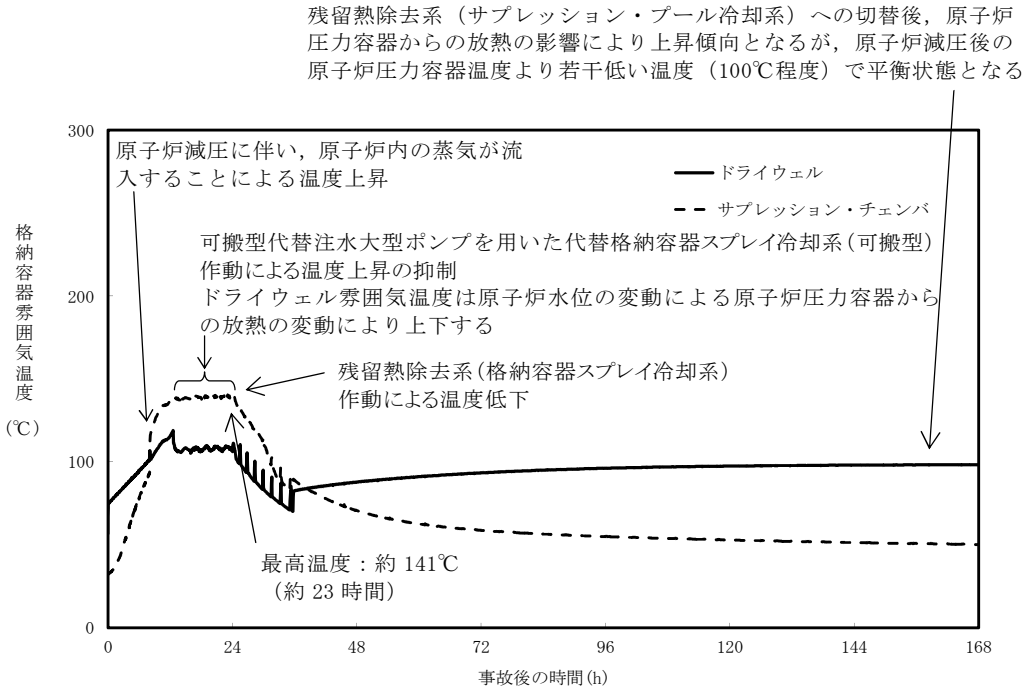
第 2.3.1-13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



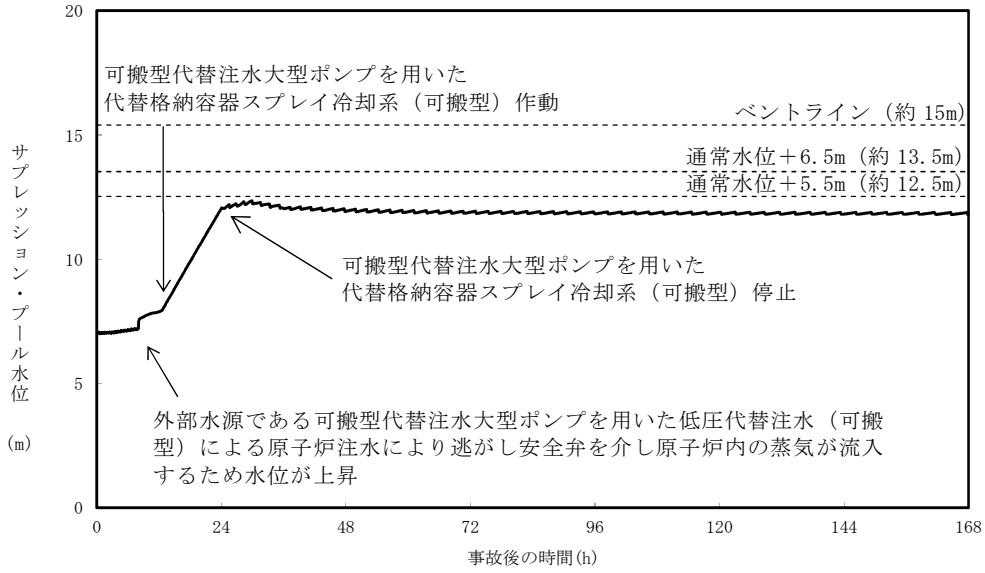
第 2.3.1-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



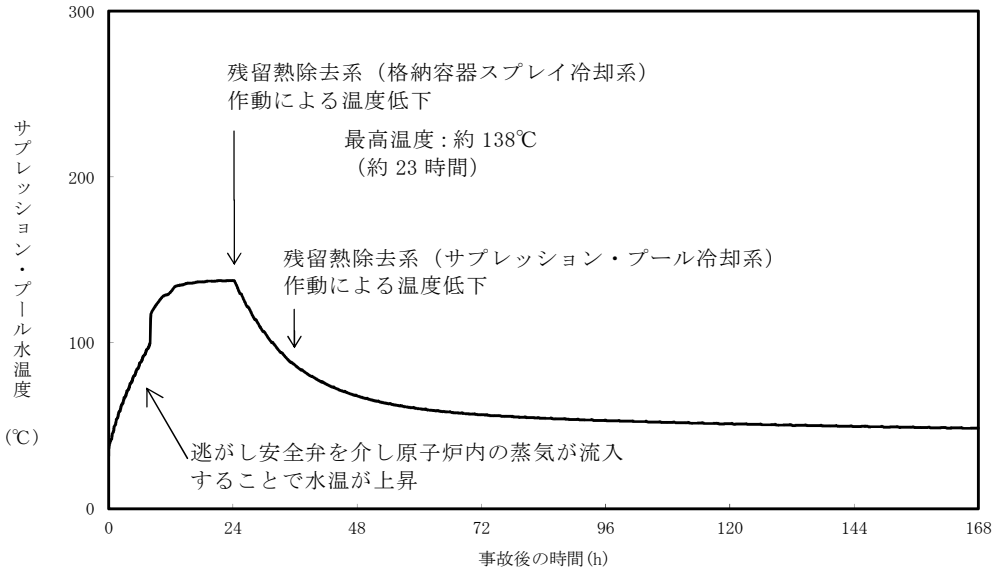
第 2.3.1-15 図　格納容器圧力の推移



第 2.3.1-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.1-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.1-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

逃がし安全弁作動用の窒素の供給について

1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため格納容器内の主蒸気管に設置されている。排出した蒸気は排気管によりサプレッション・プール水中に導き凝縮するようにしている。逃がし安全弁はバネ式（アクチュエータ付）で，アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち，逃がし安全弁はバネ式の安全弁に外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので，蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか，外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 18 個からなり，次の機能を有している。

(1) 逃がし弁機能

逃がし安全弁は，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため，原子炉圧力が設定圧力に到達した場合に信号を発信し，アクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。18 個の逃がし安全弁は，全てこの機能を有している。

(2) 安全弁機能

逃がし安全弁は，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため，逃がし弁機能のバックアップとして，圧力上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化に対しても，原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。18 個の逃がし安全弁は，全てこの機能を有している。

(3)　自動減圧機能

自動減圧機能（以下「ＡＤＳ機能」という。）は，非常用炉心冷却系の一部であり，「原子炉水位異常低下（レベル１）」と「ドライウェル圧力高」の同時信号によりピストンを駆動して弁を強制的に開放し，ＬＯＣＡ時等に原子炉圧力をすみやかに低下させて，低圧注水系の早期の注水をうながす。18 個の逃がし安全弁のうち，7 個がこの機能を有している。

(4)　その他の機能

原子炉停止後，熱除去源としての復水器が何らかの原因で使用不能な場合に，崩壊熱により発生した蒸気を除去するため，中央制御室からの遠隔手動操作で弁を開放し，原子炉圧力を制御することができる。18 個の逃がし安全弁は，全てこの機能を有している。

第 1 表に，逃がし安全弁の吹出し圧力を示す。

第１表　逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹出し圧力

（逃がし弁機能の吹出し圧力）

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個（t／h）	備　考※1
7.37	2	354.6	D,N
7.44	4	357.8	E,G,P,U
7.51	4	361.1	H,J,M,V
7.58	4	364.3	A,C,F,S
7.65	4	367.6	B,K,L,R

（安全弁機能の吹出し圧力）

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個（t／h）※2	備　考※1
7.79	2	385.2	D,N
8.10	4	400.5	E,G,P,U
8.17	4	403.9	H,J,M,V
8.24	4	407.2	A,C,F,S
8.31	4	410.6	B,K,L,R

※１：囲み文字は,自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。
※２：吹出し圧力×1.03 において

2.　逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

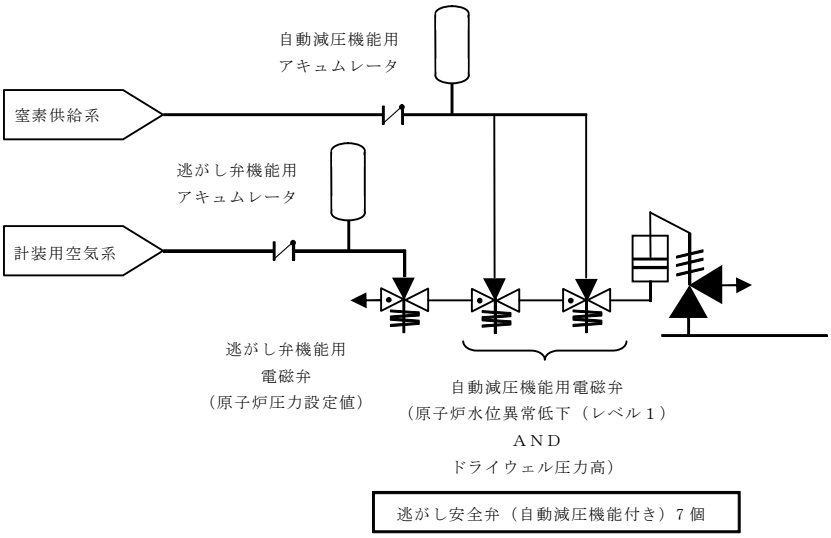
逃がし安全弁の機能のうち，バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」，「自動減圧機能」及び「その他の機能」は，弁の開閉のために窒素を供給してアクチュエータを作動させる。第２表に逃がし安全弁（ＡＤＳ機能付き）及び逃がし安全弁（ＡＤＳ機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

第２表　逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

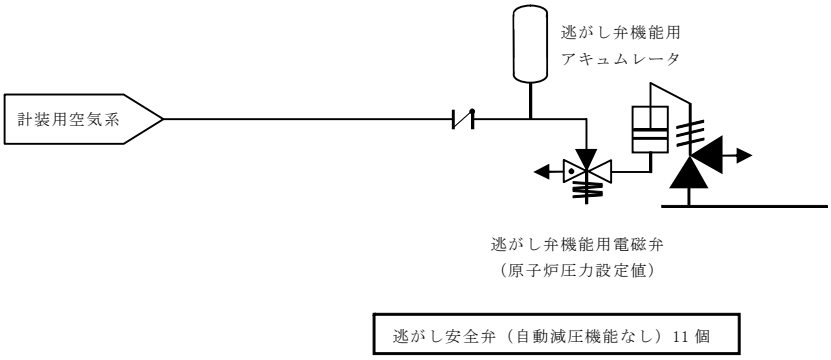
<table>
<tr><th></th><th>動作回数</th><th>使用する
アキュムレータ</th><th>概略図</th></tr>
<tr><td rowspan="2">逃がし安全弁
(ADS 機能付き)</td><td>1 回
（ドライウェル最高使用圧力
(310kPa[gage]))
又は
5 回
（ドライウェル通常圧力
(13.7kPa[gage]) 以下)</td><td>ADS 機能用
アキュムレータ
(250 リットル)</td><td rowspan="2">第 1 図
参照</td></tr>
<tr><td>1 回
（ドライウェル通常圧力
(13.7kPa[gage]) 以下)</td><td>逃がし弁機能用
アキュムレータ
(8.5 リットル)</td></tr>
<tr><td>逃がし安全弁
(ADS 機能なし)</td><td>1 回
（ドライウェル通常圧力
(13.7kPa[gage]) 以下)</td><td>逃がし弁機能用
アキュムレータ
(8.5 リットル)</td><td>第 2 図
参照</td></tr>
</table>

逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は，常用系と非常用系から構成されている。常用系はフィルタ，減圧弁等で構成され，窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常用系は高圧窒素ガスボンベ，減圧弁等から構成され，独立したＡ系，Ｂ系の２系列からなる高圧窒素ガス供給系（非常用）より供給される。また，常用系と非常用系との間にはタイラインを設け，通常時は非常用系へも常用系の不活性ガス系から供給される。第3図に系統構成図を示す。

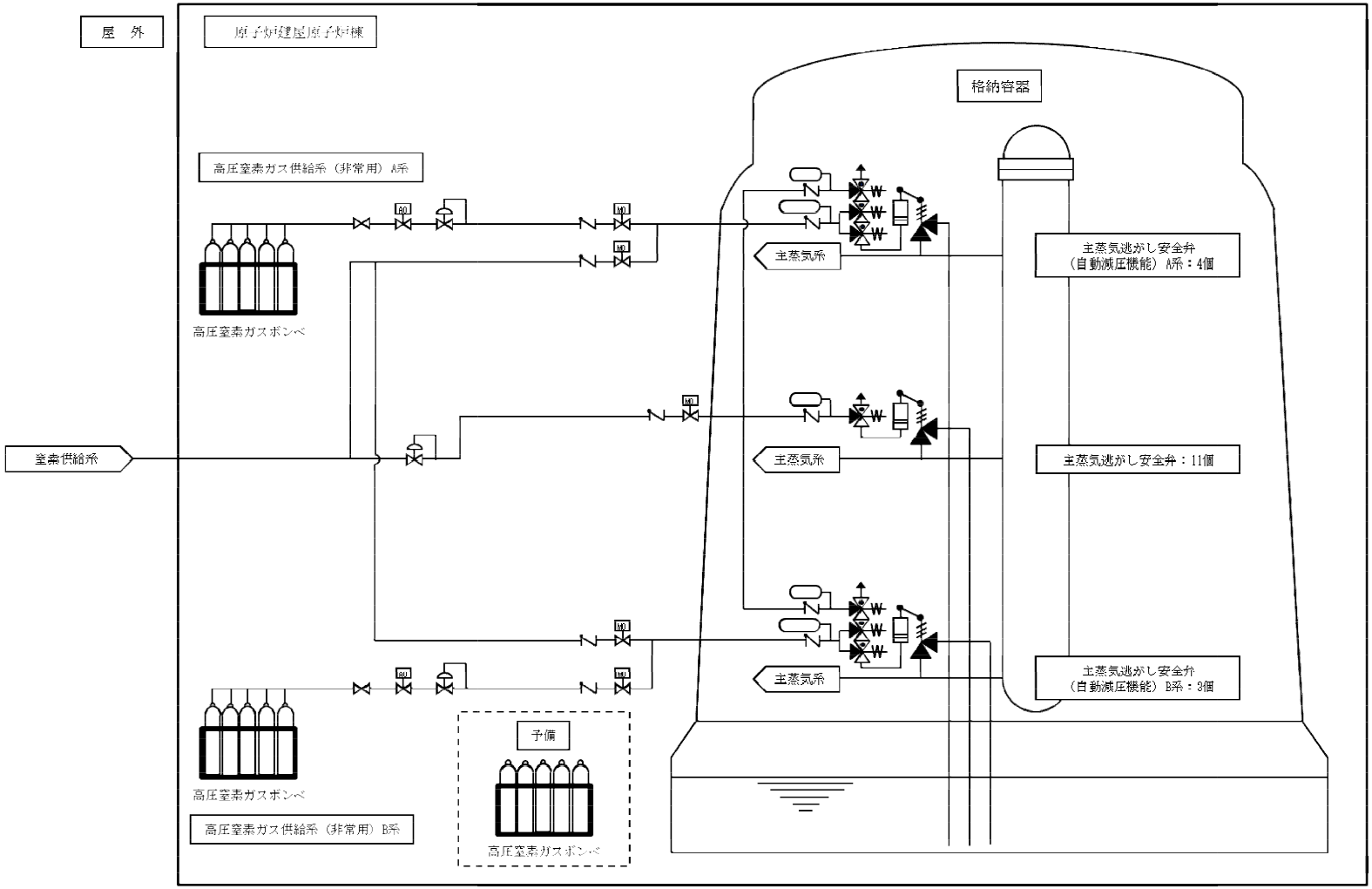
ＬＯＣＡ後等の長期冷却時には，逃がし安全弁（ＡＤＳ機能付き）のアキュムレータに窒素ガスを供給する。このとき，常用系が健全であれば常用系から供給するが，常用系が機能を喪失した場合は，非常用系（窒素ガスボンベ）から供給する。



第１図　逃がし安全弁（ＡＤＳ機能付き）概略図



第２図　逃がし安全弁（ＡＤＳ機能なし）概略図



第３図　高圧窒素ガス供給系（非常用）　系統概要図

高圧窒素ガスボンベの容量は，自動減圧機能付き逃がし安全弁７弁（Ａ系４弁，Ｂ系３弁）を開弁させた後，７弁を７日間開保持させるために必要な窒素ガス量を基に，必要ボンベ本数を確保している。

１系列あたりの必要ボンベ本数は以下のとおり。

【窒素ガス消費量】

高圧窒素ガス供給系（非常用）１系列を重大事故等の供給圧力まで加圧するための消費量	:	385[NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用）１系列４弁を開動作するための消費量	:	1454[NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用）１系列４弁を7日間開保持するための消費量	:	19032[NL]
合計	:	20871[NL]

【高圧窒素ガスボンベによる供給量】

$$S_b = \frac{(P_1[\mathrm{MPa(abs)}] - P_2[\mathrm{MPa(abs)}])}{P_N[\mathrm{MPa(abs)}]} \times V_b[\mathrm{L/本}] \times M[\mathrm{本}]$$

$$= \frac{(P_1[\mathrm{MPa[abs]}] - P_2[\mathrm{MPa[abs]}])}{0.101325[\mathrm{MPa[abs]}]} \times Vb\left[\frac{\mathrm{L}}{\mathrm{本}}\right] \times M[\mathrm{本}]$$

$$= \frac{(14.8\,[\mathrm{MPa[abs]}] - 5.1[\mathrm{MPa[abs]}])}{0.101325[\mathrm{MPa[abs]}]} \times 46.7\left[\frac{\mathrm{L}}{\mathrm{本}}\right] \times M[\mathrm{本}]$$

$$= 4{,}471[\mathrm{NL/本}] \times M[\mathrm{本}]$$

ここで，

S_b：ボンベによる供給量［NL］

P_1：ボンベ初期充填圧力＝14.8［MPa（abs）］

P_2：ボンベ交換圧力＝5.1［MPa（abs)］

P_N：大気圧＝0.101325［MPa（abs）］

V_b：ボンベ容量（46.7[L/本])

M ：必要ボンベ本数[本]

開保持するために必要な窒素ガス消費量より多い供給量(S_b)が必要であり，

S_b ＞ 20,781

上記の関係式より

4,471×M ＞ 20,781

M ＞ 4.7［本］→ 5［本］

高圧窒素ガス供給系(A 系：5 本，B 系：5 本)及び予備の高圧窒素ガスボンベ（10 本）ともに必要容量を確保している。

3.　逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る解析と実際の運用の違い

有効性評価では，逃がし安全弁（安全弁機能）の最低設定圧力（7.79MPa［gage］）で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが，実際の運用としては，サプレッション・プール水温度の上昇を周方向で均一にするために，手順書に基づき温度を監視しながらなるべく離れた排気管クエンチャ位置の逃がし安全弁を順次開放することとしており，逃がし安全弁（自動減圧機能）のみに限定しても同様の操作が可能である。なお，逃がし安全弁（安全弁機能）で圧力制御される場合においても最低設定圧力（7.79MPa［gage］）の弁は2弁あり，第4図に示すとおり当該弁は対角位置に設置されていることから，原子炉から放出される蒸気が1箇所に偏らないように考慮されている。

4.　原子炉圧力制御に係るサプレッション・プールの温度成層化の影響

「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について　第5部　MAAP　別添1（補足）圧力抑制プール（S/C）の温度成層化の影響について」（以下「解析コード資料」という。）にて，温度成層化の発生の可能性について，福島事故を踏まえた考察をまとめている。

第4図及び第5図に示すとおり，東海第二発電所の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ（Ｘクエンチャ）及び原子炉隔離時冷却系の排気スパージャの位置関係は解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所4号炉と同様な位置関係である。また，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように，原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ，逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を実施する場合には，原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により，サプレッション・プールの温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方，原子炉隔離時冷却系を停止し，逃がし安全弁による原子炉減圧状態を維持して低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する場合には，温度成層化の発生の可能性はあるが，逃がし安全弁クエンチャの排気口はサプレッション･チェンバの底部から約 2.2m 程度の下部の位置に設置されていることから，この付近を境に上下の温度差が発生したとしても，サプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため，解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所２号炉と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。

第4図　サプレッション・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図

第5図　逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系

排気スパージャの配置図

2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

2.3.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源失敗※＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ）」，②「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）」である。

※：直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。これに伴い，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより，原子炉隔離時冷却系を含む全ての原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，交流動力電源の供給機能に加えて直流電源の供給機能又は高圧注水機能に対す

る重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.2-1 図に，対応手順の概要を第 2.3.2-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員24名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長１名，副発電長１名，運転操作対応を行う運転員５名，通報連絡等を行う災害対策要員２名及び現場操作を行う重大事故対応要員 15 名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員２名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場系統構成を行う重大事故等対応要員（招集要員）４名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.2-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 24 名及び招集要員６名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及び全電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに，直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失する※1ことで全電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する※2。また，早期の電源回復不能と判断する。全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の注水機能が喪失する。

※１：直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。

※２：直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。

ｂ．高圧代替注水系の起動操作

全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により，高圧代替注水系を起動する。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域）及び高圧代替注水系系統流量である。

ｃ．原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）

高圧代替注水系の起動により,原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は，原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域）である。

ｄ．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，対応可能な要員により直流電源の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

ｅ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施した後にポンプ起動操作を実施する。

ｆ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度が65℃に到達し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ）等である。

ｈ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

ｉ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サ

プレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

ｊ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用Ｍ／Ｃ電圧である。

ｋ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

ｌ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｍ．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

ｎ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

2.3.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，直流電源喪失に伴い全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ)」である。なお，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ)」及び「サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ)」は，全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳するという点で安全機能の喪失状態が同じであり，この代替として高圧代替注水系及び常設代替直流電源装置に期待するため重大事故等対策及び事象進展も同じとなる。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，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，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化)・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水系含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが

可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.2-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

所内常設直流電源設備の機能喪失を想定する。これにより，全ての非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号又は原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムが想定されるが，原子炉水位低下を厳しくする観点で，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）(7 弁）を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(c)　高圧代替注水系

136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif] ※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(d)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプは 1 台使用するものとし，非常

用母線の受電が完了した時点で手動起動し，0～1,676m^3／h（0～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(e)　低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用し原子炉注水のみを実施する場合は，炉心冷却性の観点で機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m^3／h，注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(f)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

格納容器スプレイは，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用するものとし，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器スプレイは，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(g)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に，1.9×10^{3}t／hの流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が

13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション･プール冷却運転に切り換える。

伝熱容量は，熱交換器1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）とする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　交流動力電源は24時間使用できないものとし，事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b)　高圧代替注水系の起動操作は，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して，事象発生25分後に実施するものとする。

(c)　逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から8時間1分後に実施する。

(d)　可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(e)　残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から24時間10分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.2-4図から第2.3.2-8図に,燃料被覆管温度,燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.2-9 図から第 2.3.2-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション･プール水温度の推移を第2.3.2-15図から第2.3.2-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

全電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプ停止が発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失の確認後，事象発生 25 分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

代替の直流電源設備は,事象発生から 24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給できるものとする。

（添付資料 2.3.2.1，2.3.2.2）

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注

水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冷却は維持される。なお，高圧代替注水系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

事象発生から 24 時間経過した時点で常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.3.2-9 図に示すとおり，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に，一時的に炉心が露出するが，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。燃

料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 2.3.2-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa［gage］以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.1-15 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.1-16 図に示すとおり，事象発生の約 24 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 2.1-5 図に示すように，高圧代替注水系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残

留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.3.2.3）

安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

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

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は，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。

本重要事故シーケンスは，全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失し，原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため，高圧代替注水系が機能維持している期間内に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び事象発生の約 24 時間後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，高圧代替注水

系の起動操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水)，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「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」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして,格納容器モデル(格

納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，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ているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，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の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.2.4）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量

及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，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ているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，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の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.2.4）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.3.2-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を実績値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響は

ない。

（添付資料 2.3.2.4）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.2.4）

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は，解析上の操作開始時間として，事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から8時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，他

の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として事象発生から24時間10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

（添付資料2.3.2.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到

達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.2.4）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の高圧代替注水系の起動操作については，操作開始時間が事象発生 25 分後と同様であるが,高圧の注水系統により原子炉注水を実施する本事故シーケンスに比べて，原子炉減圧操作を実施し低圧の注水系統により原子炉注水を実施することから，事象進展がより厳しくなる「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，10 分の原子炉減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で事

象発生の8時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約13時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生の8時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり,評価上は事象発生の24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており,準備時間が確保できることから,時間余裕がある。

（添付資料2.3.2.4）

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

2.3.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.3.2.1（3）　炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり，「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1（2）　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,130m^{3}必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に 2,500m^{3}及び高所淡水池に 2,500m^{3}代替淡水貯槽の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

（添付資料 2.3.2.5）

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代

替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.3.2.6）

ｃ．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，代替の蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 2.3.2.7）

2.3.2.5　結　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，直流電源喪失により蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も機能喪失し原子炉注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可

搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧注水機能喪失（ＴＢＤ）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しな

いとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」において，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に対して有効である。

第 2.3.2-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	・外部電源が喪失するとともに，直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全電源喪失となり，原子炉はスクラムするが，直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができないため，原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を確認する。 ・全電源喪失により，早期の電源回復不能と判断する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 常設代替直流電源設備	－	原子炉圧力（SA） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
高圧代替注水系の起動操作	・全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	－	高圧代替注水系系統流量
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	・高圧代替注水系の起動により，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧代替注水系系統流量
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）を起動する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ操作を実施する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧

第 2.3.2-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故対策について（3／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。 ・残留熱除去系（低圧注水系）を起動する。 ・以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器スプレイを交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	【残留熱除去系（低圧注水系）】 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系海水系系統流量】 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

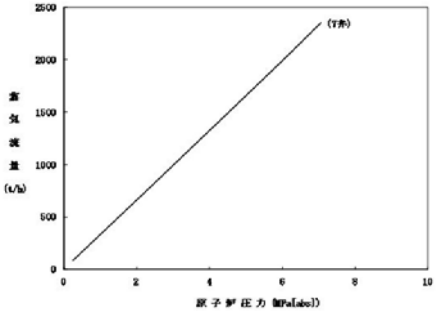
第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

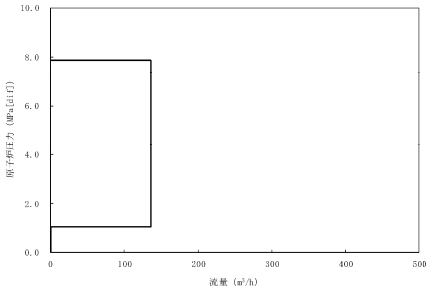
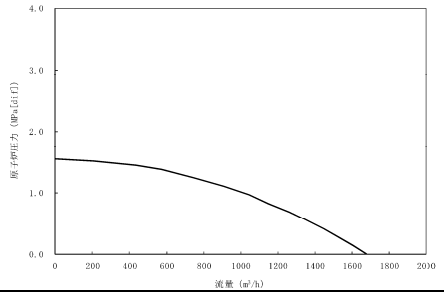
第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 気相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，淡水貯水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	直流電源の機能喪失	直流電源の喪失による非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源喪失を設定

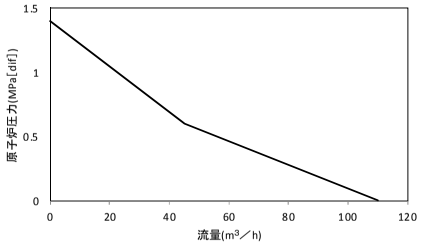
第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（3／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	事象進展の観点で，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル３）信号による原子炉スクラムを設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（4／6）

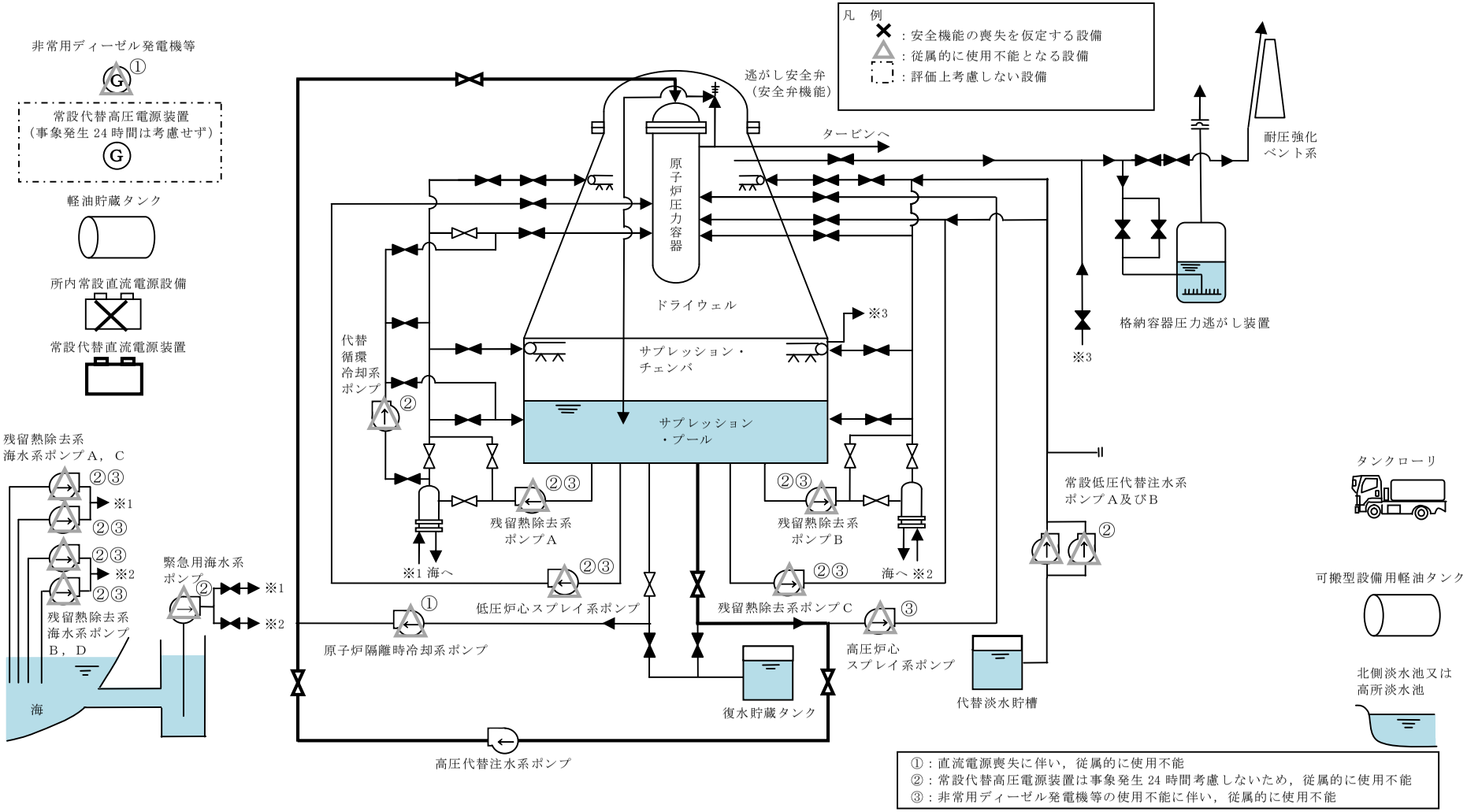
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧代替注水系	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 高圧代替注水系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m^3／h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（5／6）

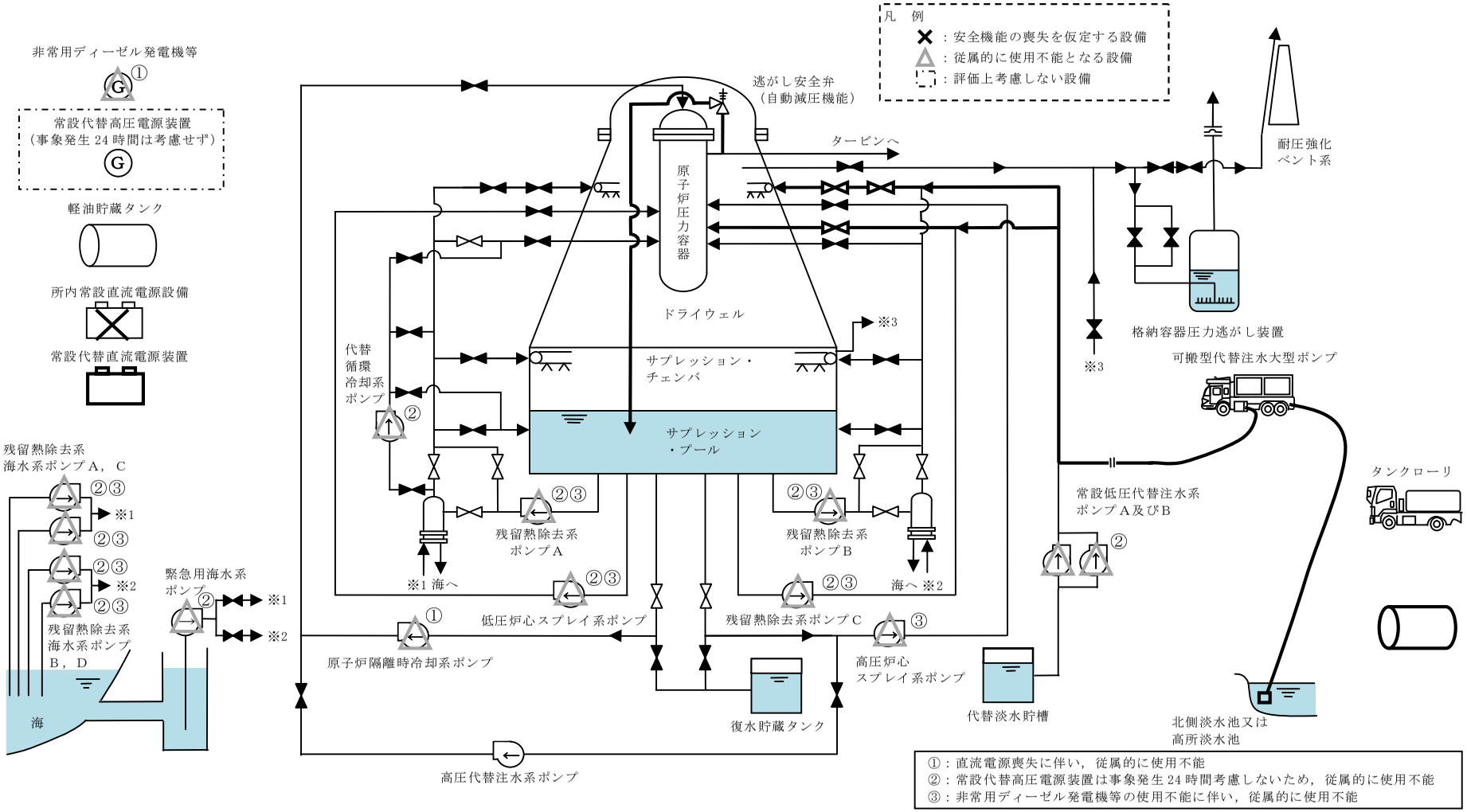
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m^3／h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切換え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95％：ドライウェル，5％：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（6／6）

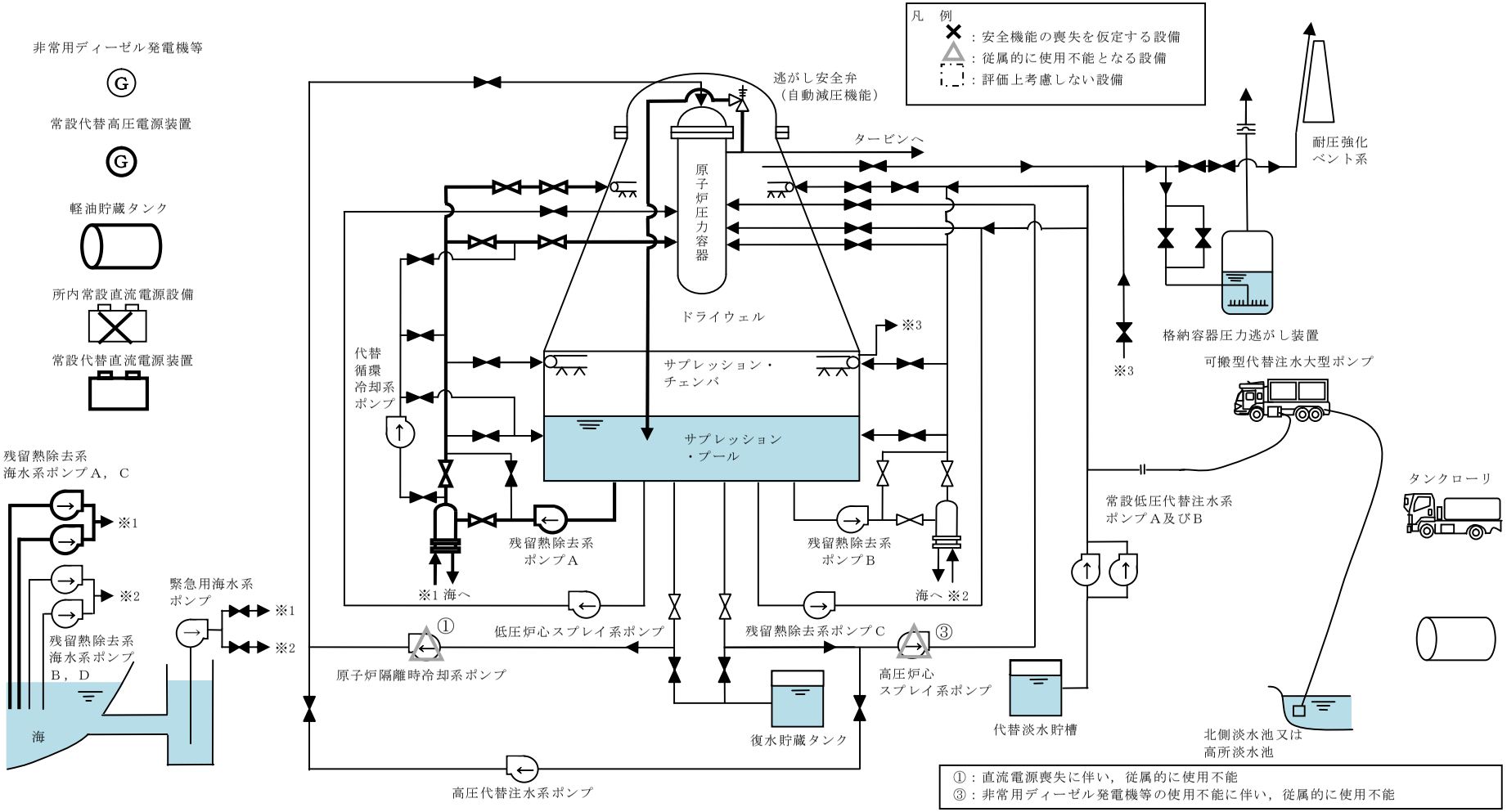
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，直流電源喪失を確認した後に高圧代替注水系の起動操作を実施するため，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点で，サプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



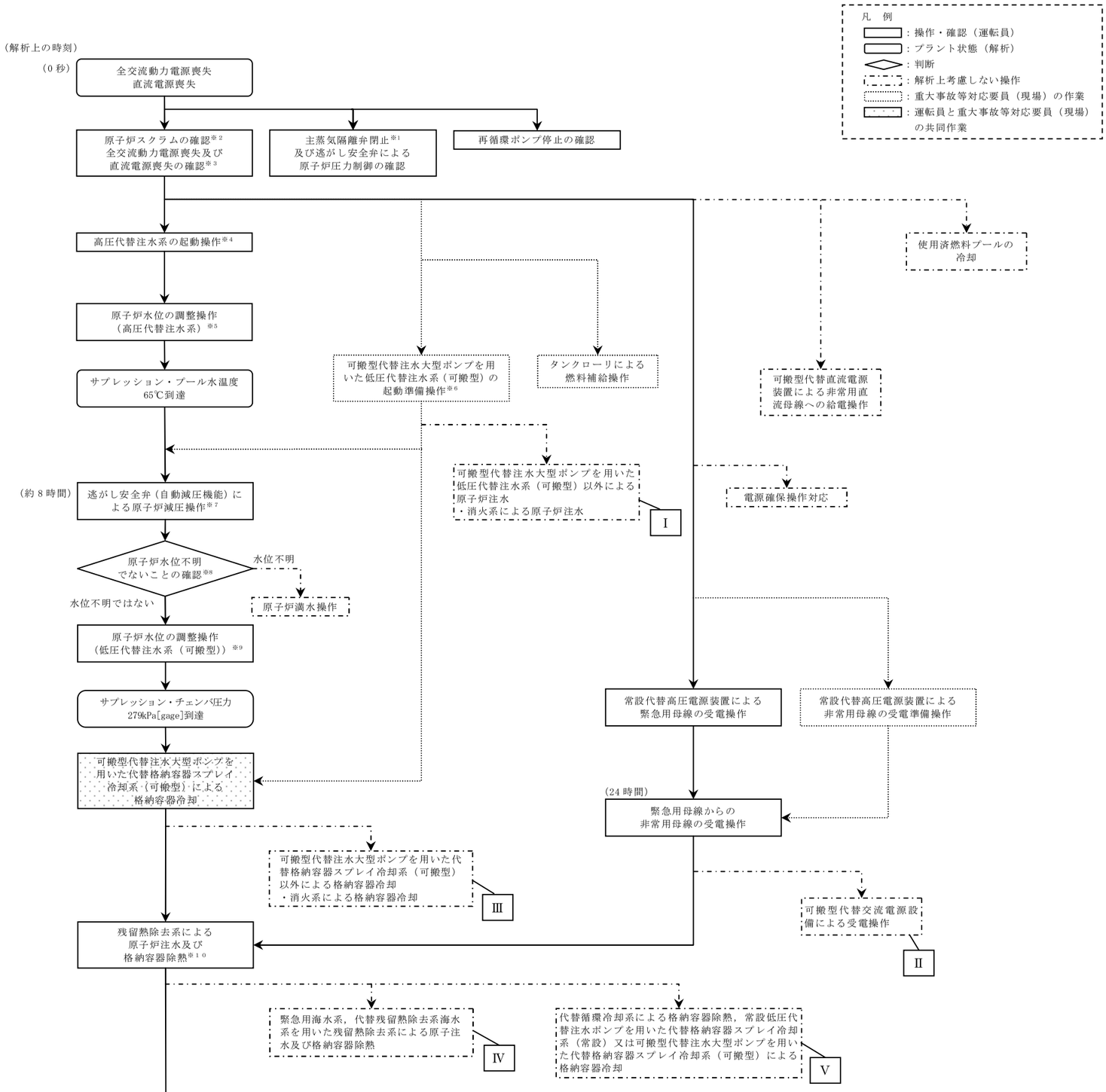
第 2.3.2-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（高圧代替注水系による原子炉注水段階）



第 2.3.2-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.3.2-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



※１：主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※２：直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。
※３：直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧計，直流母線電圧計等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※４：高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。
・全電源喪失
※５：高圧代替注水系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※６：全交流動力電源喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。
※７：サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※８：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位計の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合
※９：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※１０：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り換え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

第 2.3.2-2 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）の対応手順の概要

交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

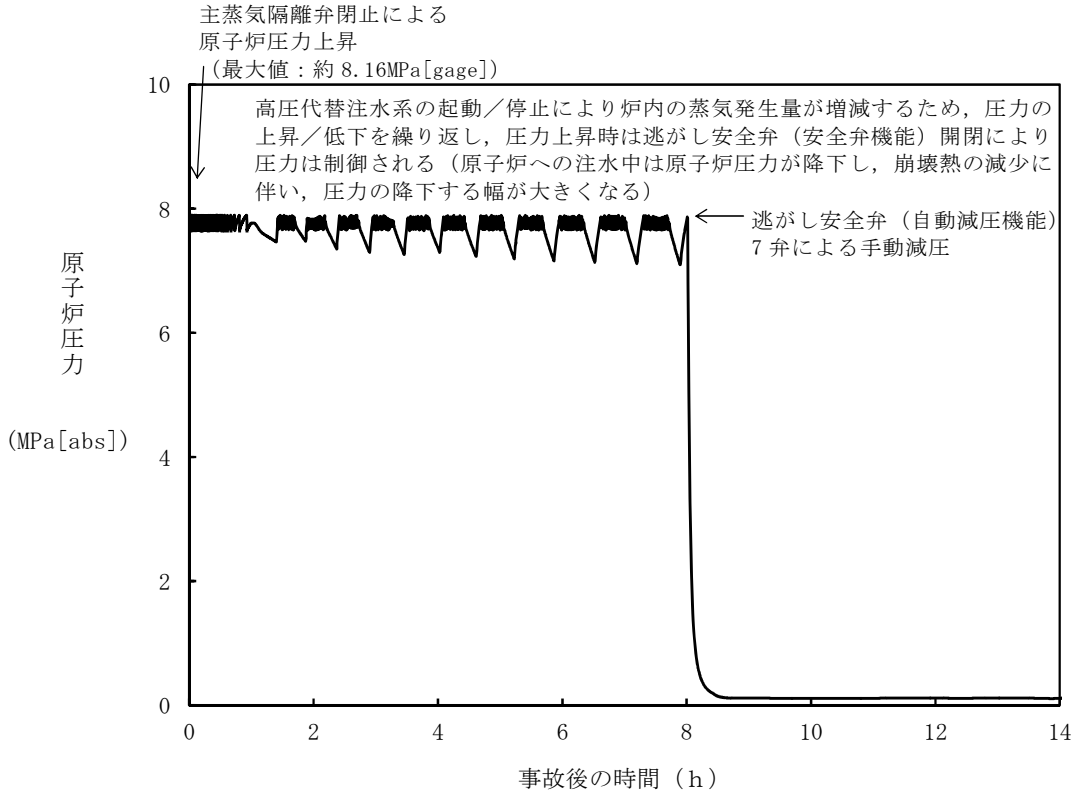
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0　10　20　30　40　50　60　70　80　90　100　110　120	備考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽25分　高圧代替注水系による原子炉注水開始	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A，B	3人 C,D,E	－		●乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備	1分	
状況判断	2人 A，B	－	－		●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●全電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認	10分	
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－	－		●高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作	4分	
	【1人】 B	－	－		●高圧代替注水系による原子炉注水　系統構成	6分	
電源確保操作対応	－	－	2人 a,b		●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－	－		●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l		●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170分	アクセスルート復旧時間含む

第 2.3.2-3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）の作業と所要時間（1／2）

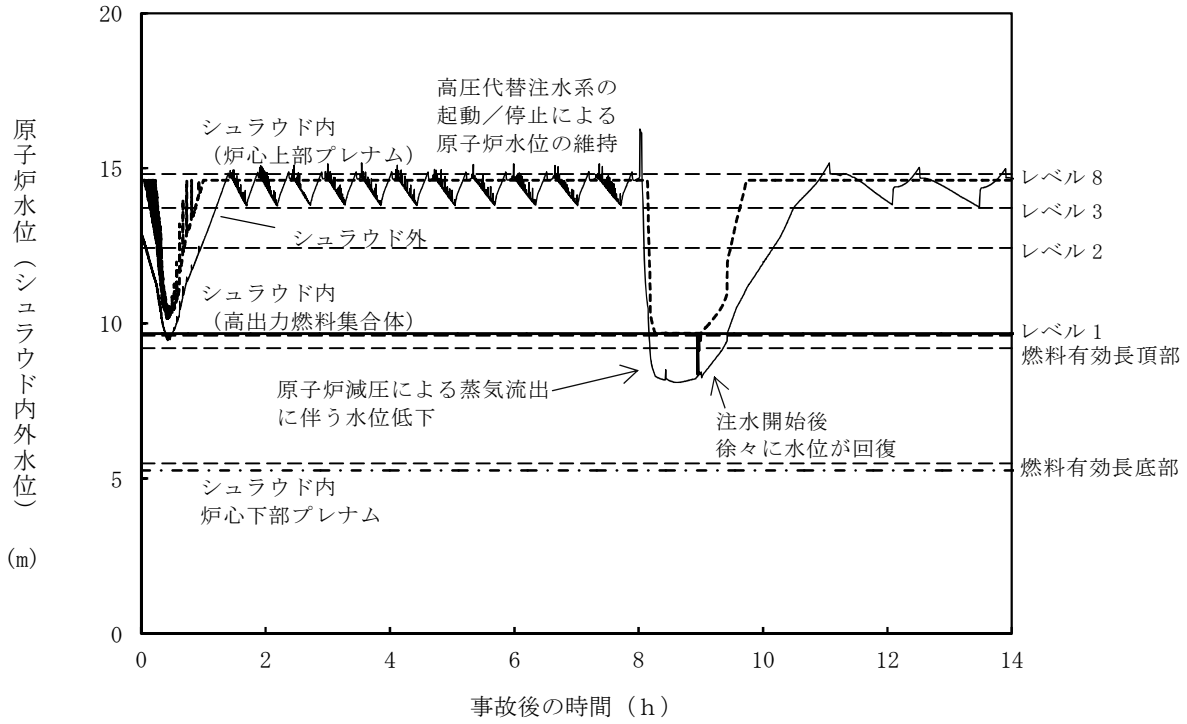
全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40	備考
					3時間　可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作完了 8時間1分　原子炉減圧開始 約13時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 24時間　非常用母線受電 24時間10分　残留熱除去系による及び原子炉注水及び格納容器除熱	
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】A	－	－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170分	アクセスルート復旧時間含む
	－	－	【2人】c,d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C,D,E	3人 m,n,o	●原子炉注水のための系統構成	125分	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人（招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】C,D	2人（招集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】B	－	－	●非常用母線の受電準備	30分	
	－	【1人】E	【1人】m	●非常用母線の受電準備	185分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】E	【3人】m,n,o 2人（招集）	●格納容器スプレイのための系統構成	175分	
				●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線の受電操作	4分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8分	
				●非常用母線の受電	9分	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	2分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】C	【1人】（招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20分	解析上考慮しない 約25時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	15人　a～o 及び招集6人			

第 2.3.2-3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）の作業と所要時間（2／2）

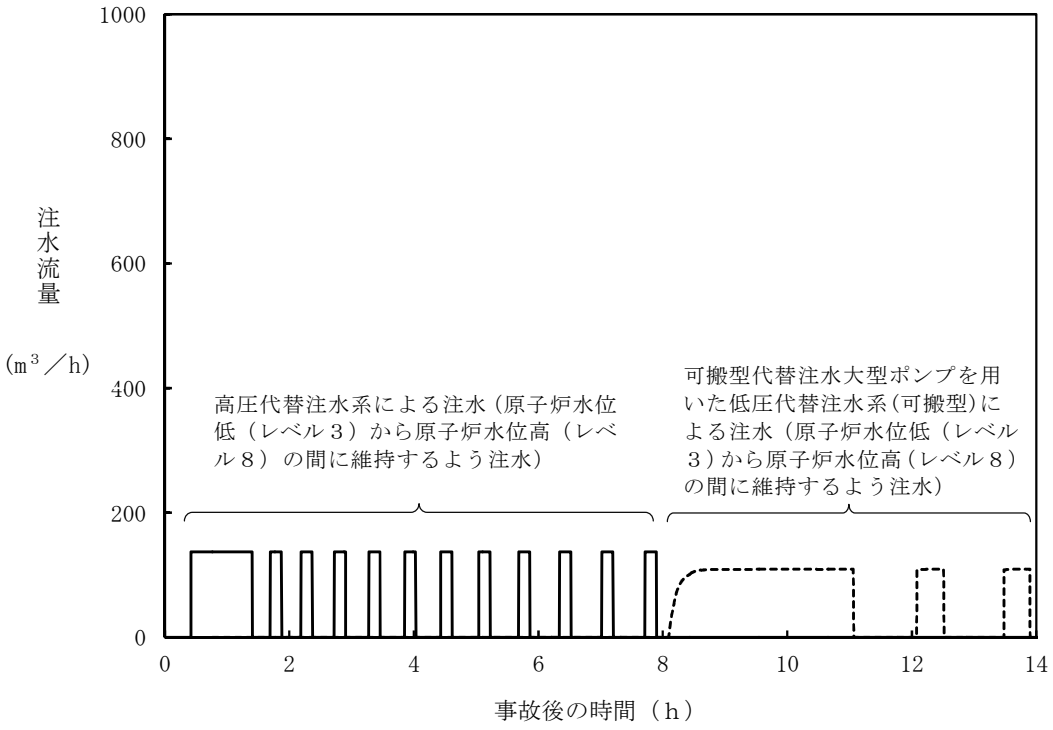


第 2.3.2-4 図　原子炉圧力の推移

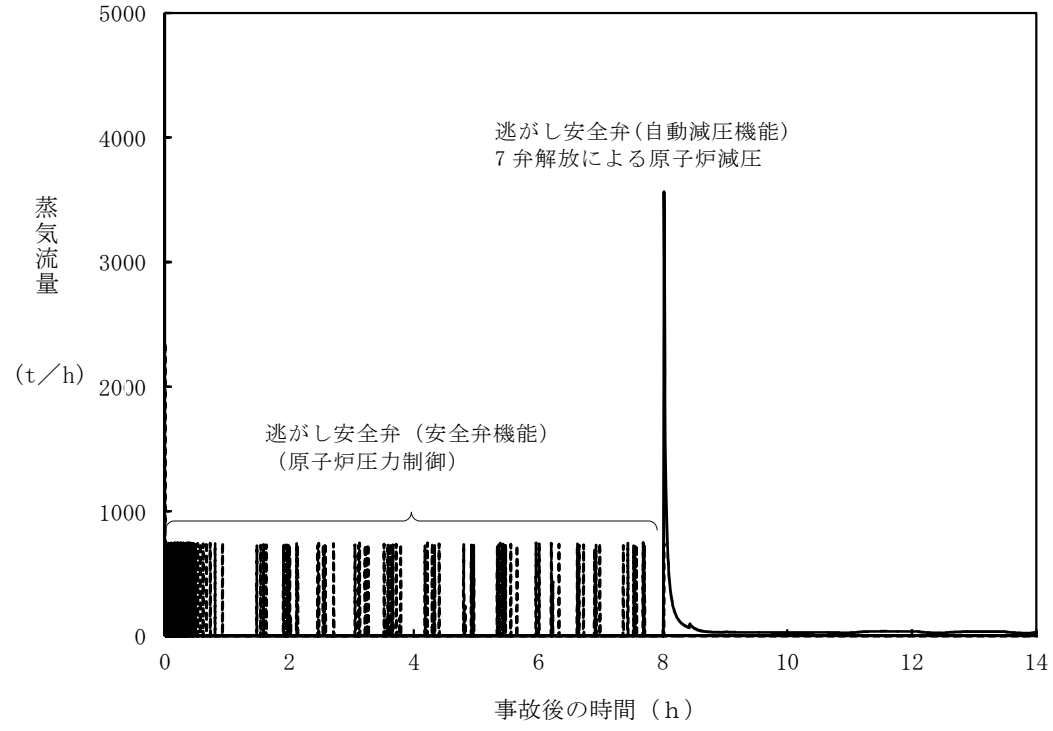


第 2.3.2-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

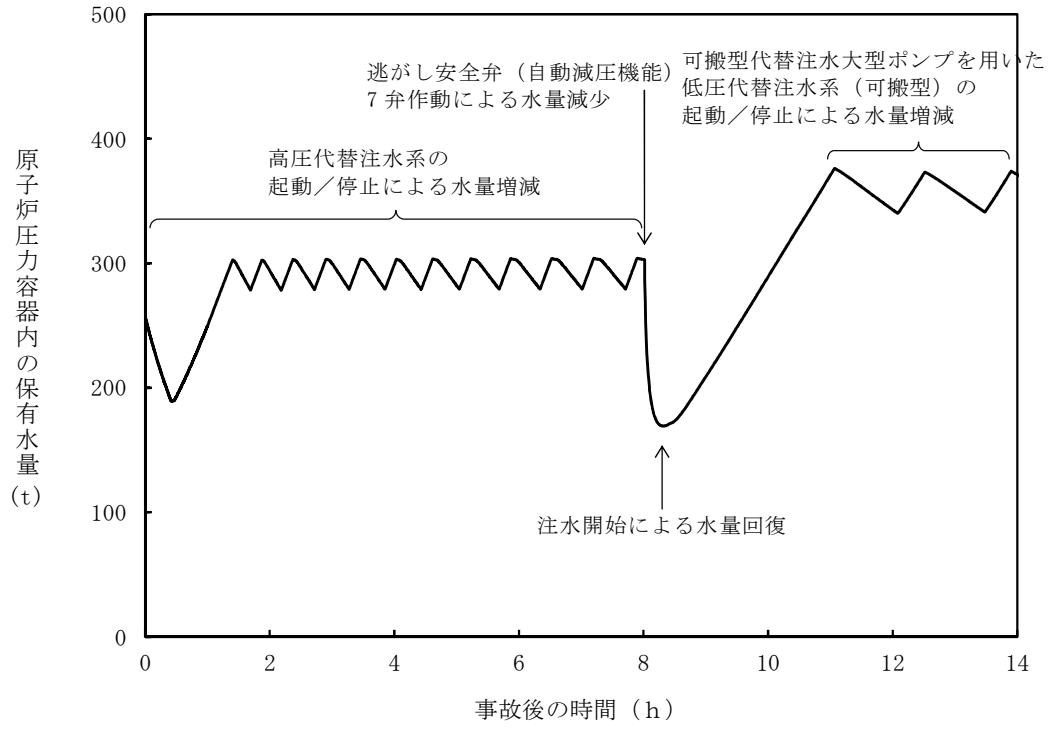
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



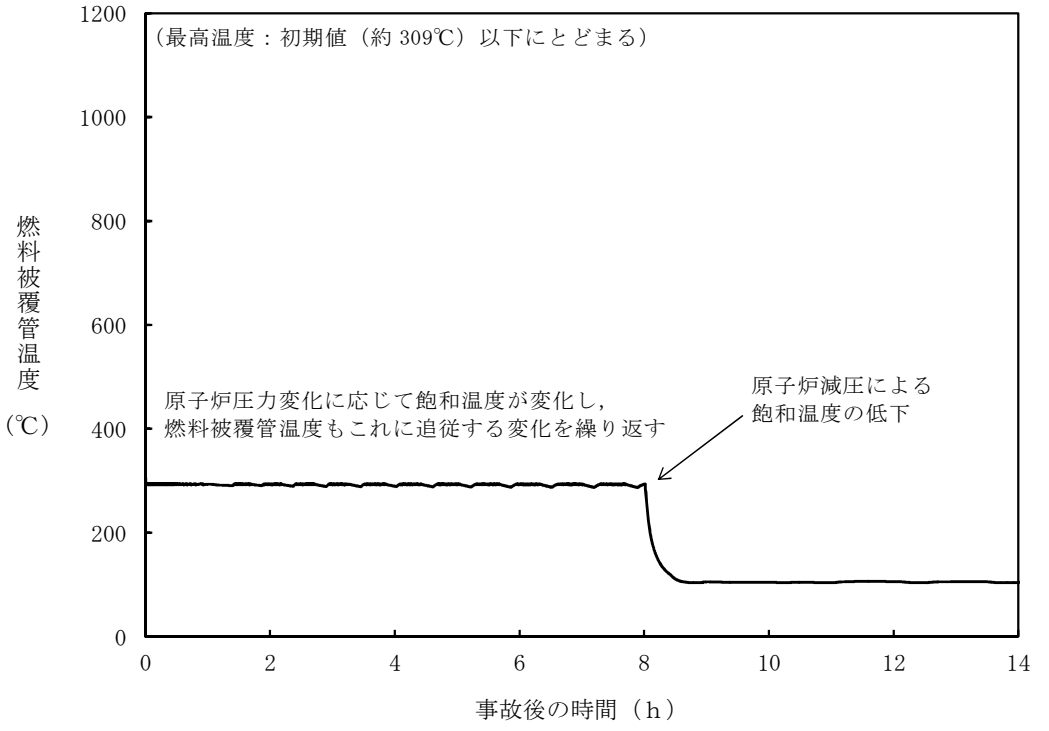
第 2.3.2-6 図　注水流量の推移



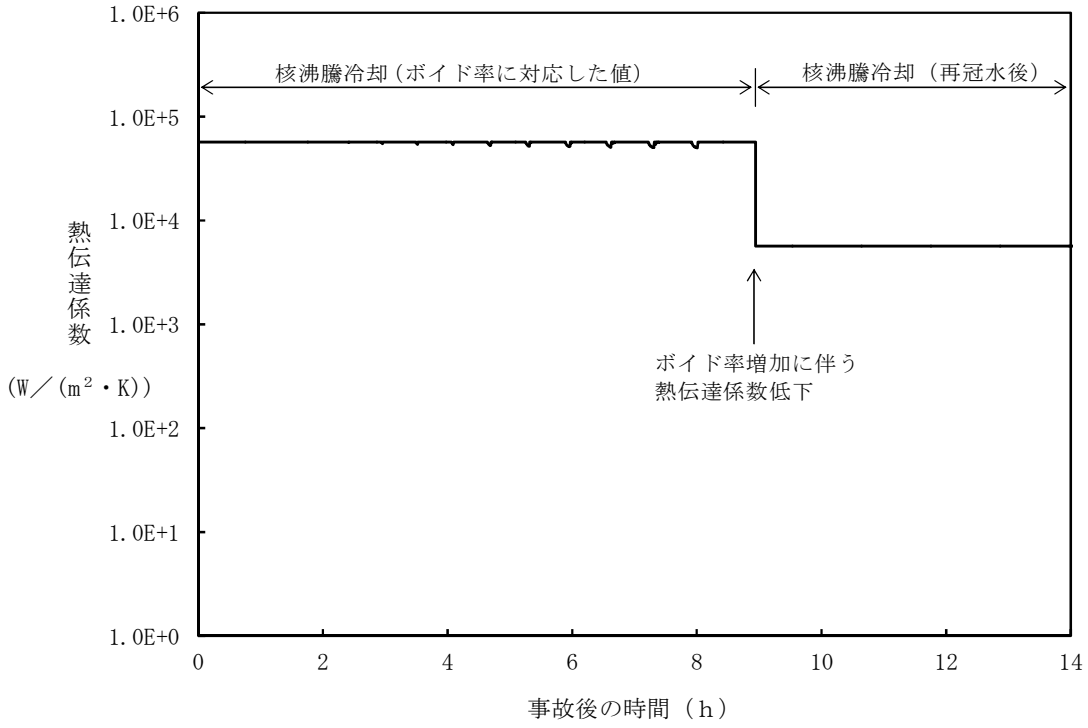
第 2.3.2-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



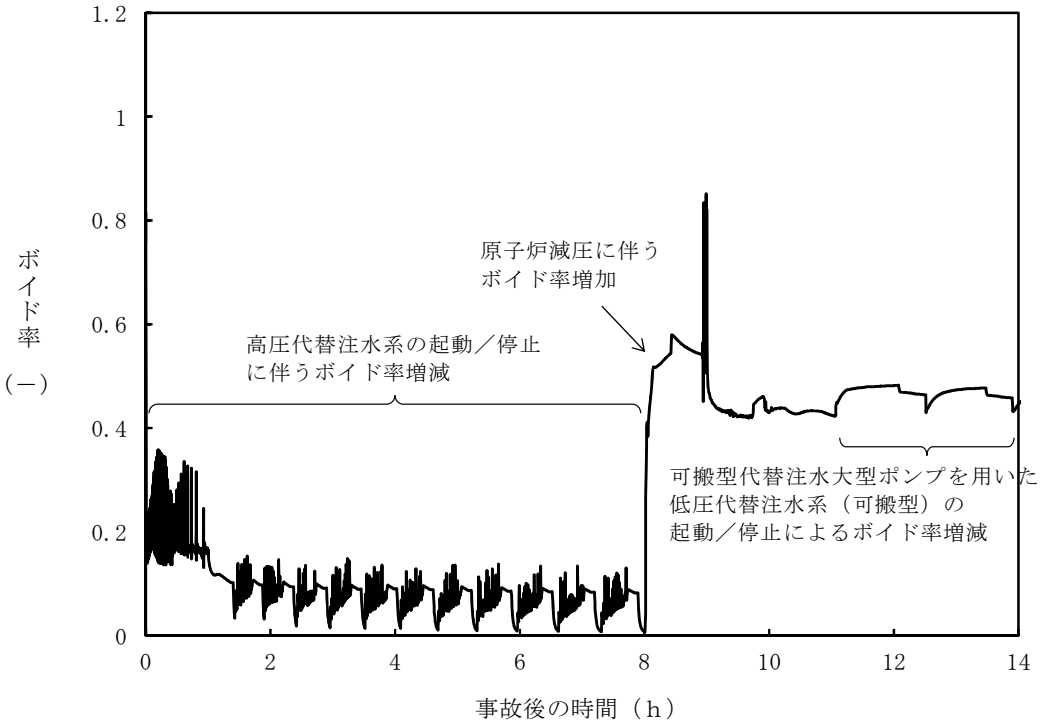
第 2.3.2-8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



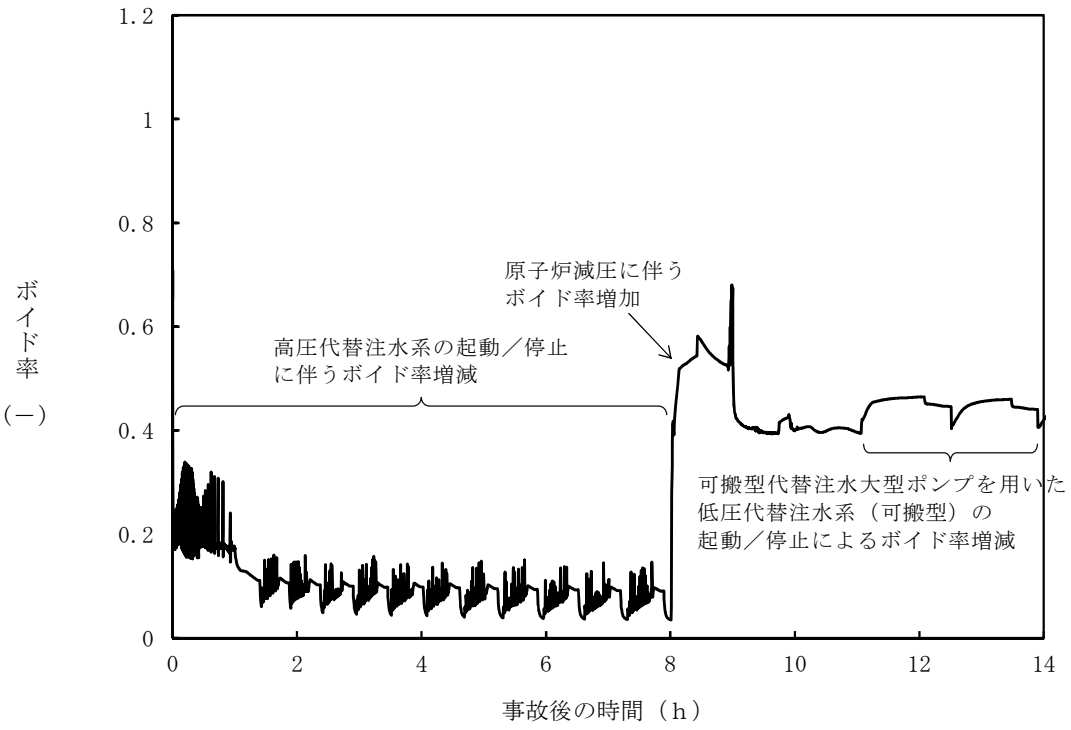
第 2.3.2-9 図　燃料被覆管温度の推移



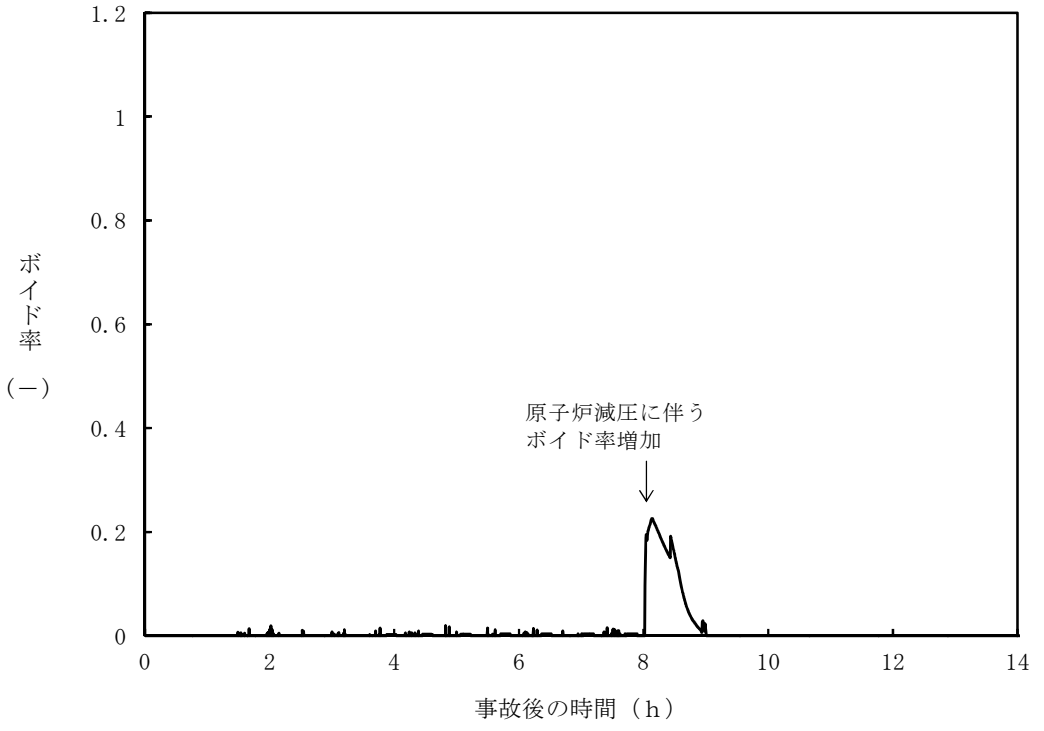
第 2.3.2-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



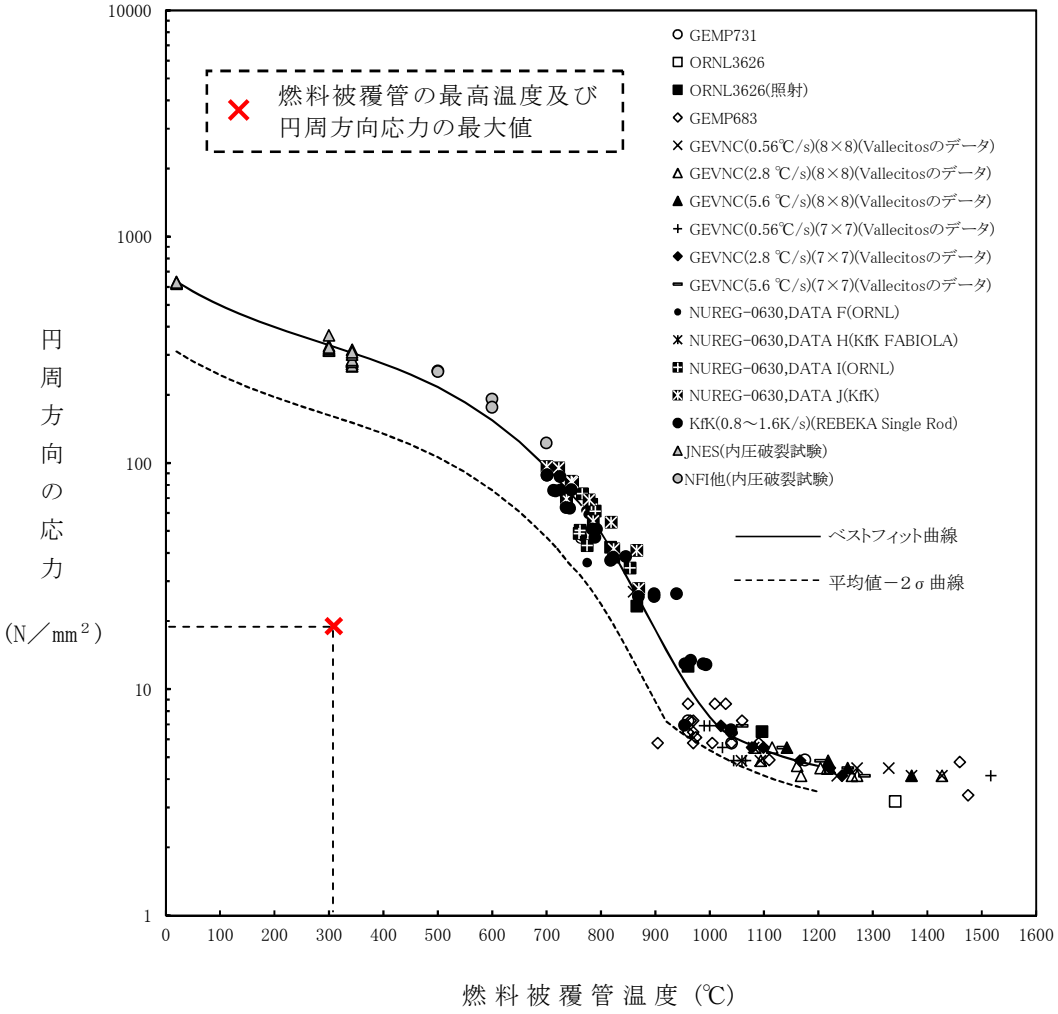
第 2.3.2-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



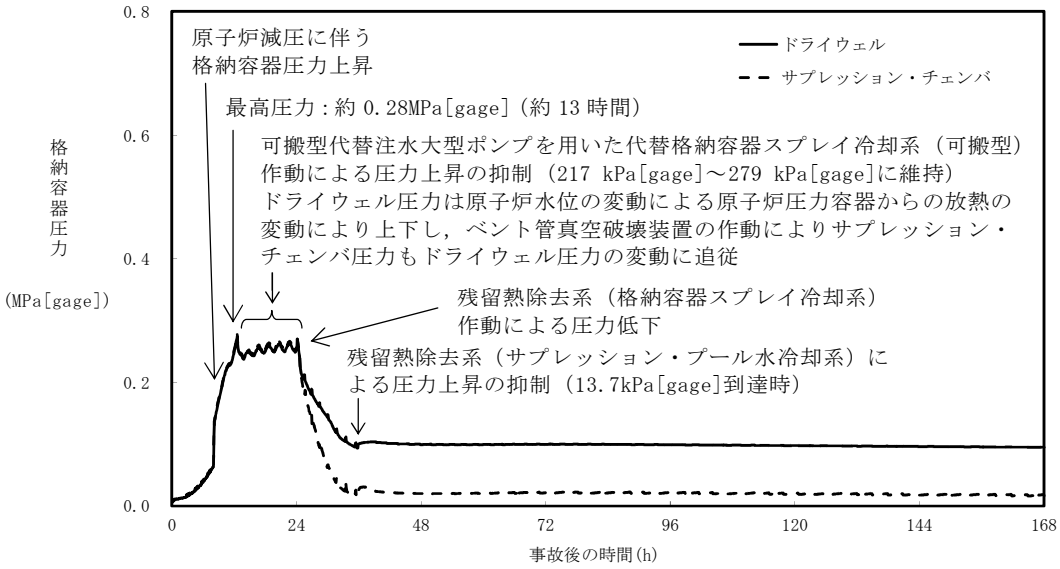
第 2.3.2-12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



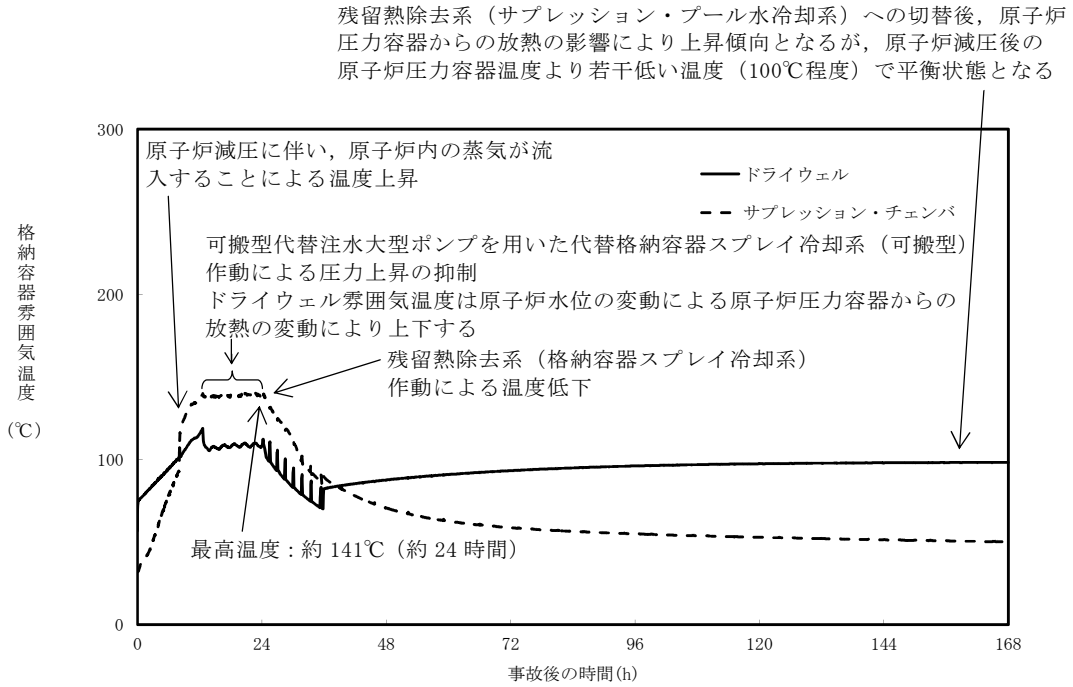
第 2.3.2-13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



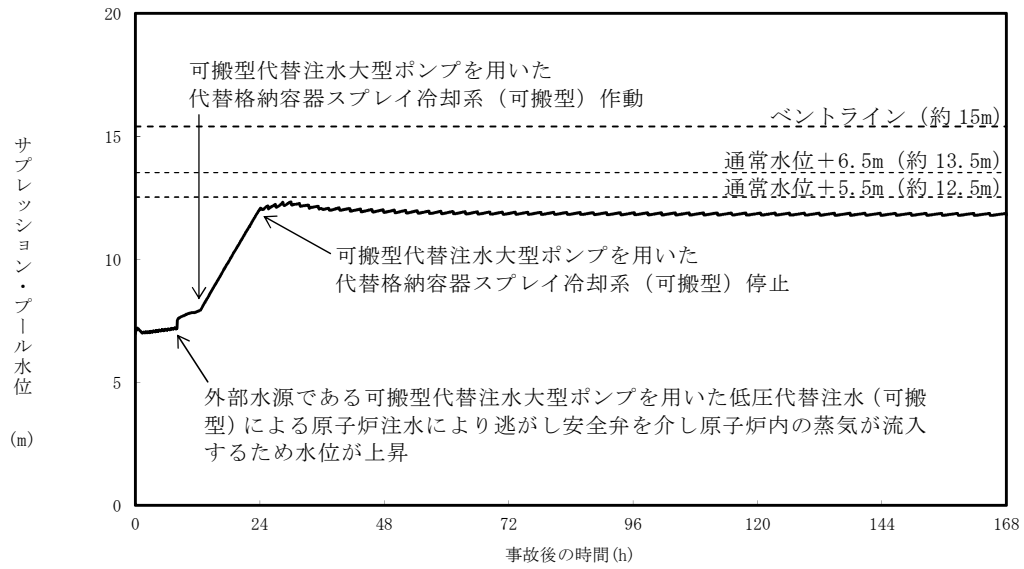
第 2.3.2-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



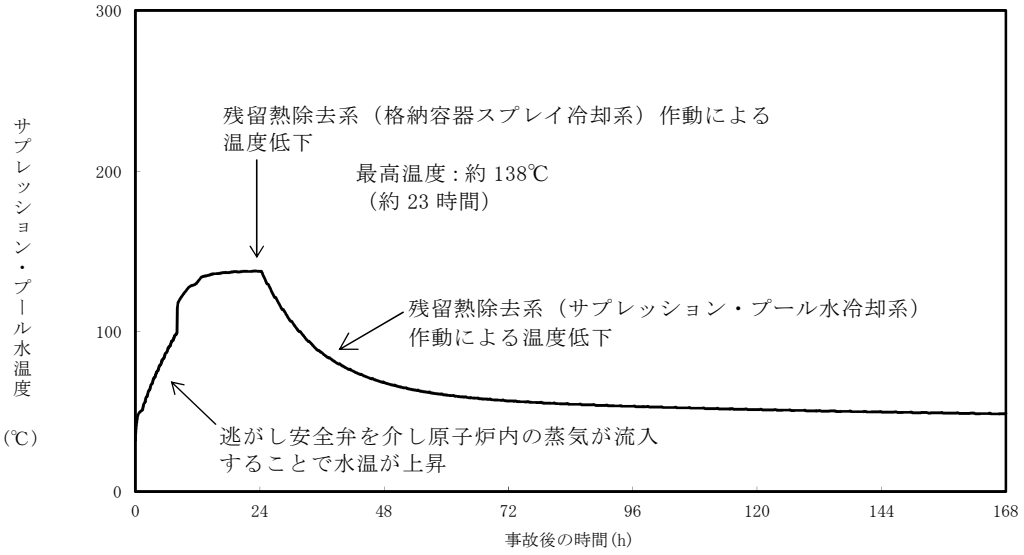
第 2.3.2-15 図　格納容器圧力の推移



第 2.3.2-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.2-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.2-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

2.3.3.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」，②「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁１弁が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁１弁開固着によって，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が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，全交流動力電源喪失に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁１弁開固着

によって蒸気駆動の原子炉注水機能が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.3-1 図に，対応手順の概要を第 2.3.3-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員24名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行

う運転員5名，通報連絡等を行う災害対策要員2名及び現場操作を行う重大事故等対応要員15名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員2名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場系統構成を行う重大事故等対応要員4名である。

必要な要員と作業項目について第2.3.3-3図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員24名及び招集要員6名で対処可能である。

a．原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認

外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止しているにもかかわらず，原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。さらに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁再閉鎖失敗の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装，原子炉圧力等である。

b．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が回復したことを確認す

る。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は，逃がし安全弁の開固着によって，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。原子炉隔離時冷却系の停止後は，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が徐々に低下するため，燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

d．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，対応可能な要員により非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成

を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った時点で原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。

ｇ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

ｈ．直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

ｉ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着したものを含め 7 弁手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

ｊ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等で

ある。

k．可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

l．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

m．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｏ．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

ｐ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

2.3.3.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し，逃がし安全弁の再閉鎖失敗により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した後は，原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで，全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗」で

ある。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，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，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.3-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を

以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。同時に，逃がし安全弁１弁の開固着が発生するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号又は原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムが想定されるが，原子炉水位低下を厳しくする観点で，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着の１弁と合わせて合計７弁使用するものとし，容量として，１弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(c)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して，原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止することとする。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(d)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプは１台使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，0～1,676m^3／h（0～1.55MPa[dif]において)の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(e)　低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用し，原子炉注水のみを実施する場合は，炉心冷却性の観点で機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m^3／h，注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(f)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

格納容器スプレイは，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ1台を使用するものとし，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器スプレイは，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(g)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10^{3}t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション･プール冷却運転に切り換える。

伝熱容量は，熱交換器1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）とする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　交流動力電源は24時間使用できないものとし，事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b)　所内常設直流電源設備は，事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から8時間後に現場に

て不要な負荷の切離しを実施する。

(c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，状況判断，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備及び原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生3時間1分後に実施する。

(d) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から24時間10分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.3-4図から第2.3.3-8図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.3.3-9図から第2.3.3-14図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.3-15図から第2.3.3-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュ

ラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a．事象進展

全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプが停止し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

逃がし安全弁 1 弁が開固着することで，蒸気の流出が継続し，事象発生の約 1.3 時間後に原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下し，原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下する。

事象発生の 3 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始するとともに，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出により原子炉水位は一時的に低下するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水が開始されると，原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後，原子炉減圧操作による減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し，ボイド率は低下する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下す

る。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また，全交流動力電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失しているため，崩壊熱により発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 14 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始する。

事象発生 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始した後は，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に切り換えることで，炉心の冷却が維持され，また，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.3.3-9 図に示すとおり，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の約 212 分後に約 746℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下にとどまることから，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 2.3.3-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa［gage］以

下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.1-15 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 14 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.1-16 図に示すとおり，事象発生の約 14 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 2.1-5 図に示すように，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.3.3.1）

安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「1.2.1.2　有効性を確認するための評価項

目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

2.3.3.3　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は，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。

本重要事故シーケンスは，全交流動力電源喪失に加えて，逃がし安全弁 1 弁が開固着することに伴い原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下し原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位が低下するため，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び事象発生の約 24 時間後に交流動力電源を復旧し残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水），直流電源の負荷切離操作，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「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」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，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ているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，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の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.3.2）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内

部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして,格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，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ているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，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の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.3.2）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.3.3-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子

炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.3.2）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／

m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響

を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は，解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており，直流電源の負荷切離操作（現場）は，解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から3時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

（添付資料 2.3.3.2）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，蓄電池枯渇までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり，この場合には，原子炉注水の開始が早くなることで炉心が露出する時間が短くなり，燃料被覆管温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目とな

るパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し，直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生の 8 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し，事象発生から 3 時間 56 分（操作開始時間の 55 分の時間遅れ）までに操作を実施する場合，燃料被覆管の最高温度は 875℃となり，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約 14 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ

を使用し，可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生の3時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり,評価上は事象発生の24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており,準備時間が確保できることから,時間余裕がある。

（添付資料2.3.3.2，2.3.3.3）

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

2.3.3.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において重大事故等対策における必要な初動対応要員は,「2.3.3.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり24名であり,「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の39名で対処可能である。

また，事象発生2時間以降に必要な招集要員は6名であり，発電所構外から2時間以内に招集可能な要員の71名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1 (2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,160m^{3}必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に 2,500m^{3}及び高所淡水池に 2,500m^{3}の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

（添付資料 2.3.3.4）

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.3.3.5）

ｃ．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 2.3.3.6）

2.3.3.5　結　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁再閉鎖失敗が重畳し原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することに伴い原子炉隔離時冷却系も停止し原子炉注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」の重要事故シー

ケンス「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格

納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に対して有効である。

第 2.3.3-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認	・外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となったことを確認する。 ・原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。 ・原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 【主蒸気隔離弁】	－	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	【原子炉隔離時冷却系】	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系の停止後は，逃がし安全弁の開固着により原子炉水位が徐々に低下し，燃料有効長頂部に到達したことを確認する。 ・炉心損傷がないことを継続的に確認する。	【原子炉隔離時冷却系】	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W，S／C）

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.3-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。 ・以上により，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	－
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備	－	－

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.3-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉圧力の低下により可搬型低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル雰囲気温度 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧

【　】: 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.3-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	【残留熱除去系（低圧注水系）】 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系海水系系統流量】 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

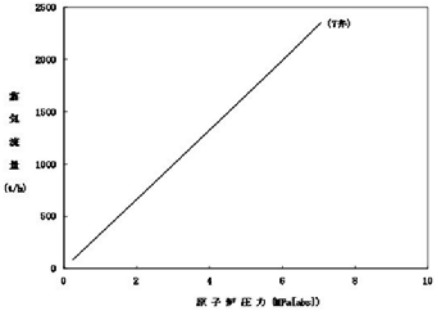
第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

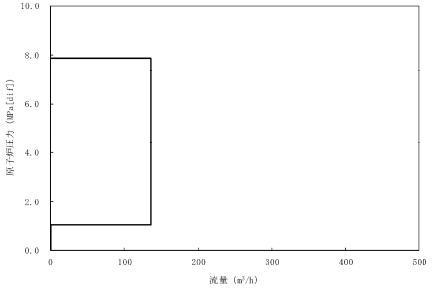
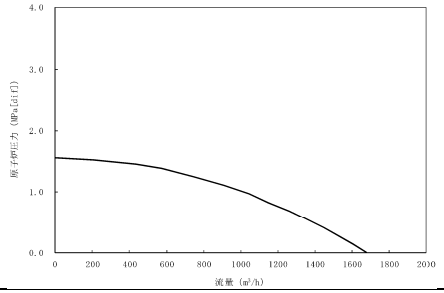
第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 気相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 逃がし安全弁 1 弁開固着	本重要事故シーケンスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等の機能喪失と同時に逃がし安全弁 1 弁の開固着を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源喪失を想定

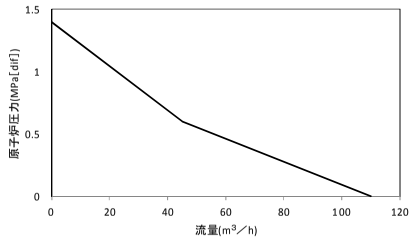
第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（3／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	事象進展の観点で，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル３）信号による原子炉スクラムを設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）6 弁を開放することによる原子炉減圧（再閉鎖失敗の 1 弁と合わせて 7 弁で原子炉減圧） ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（4／6）

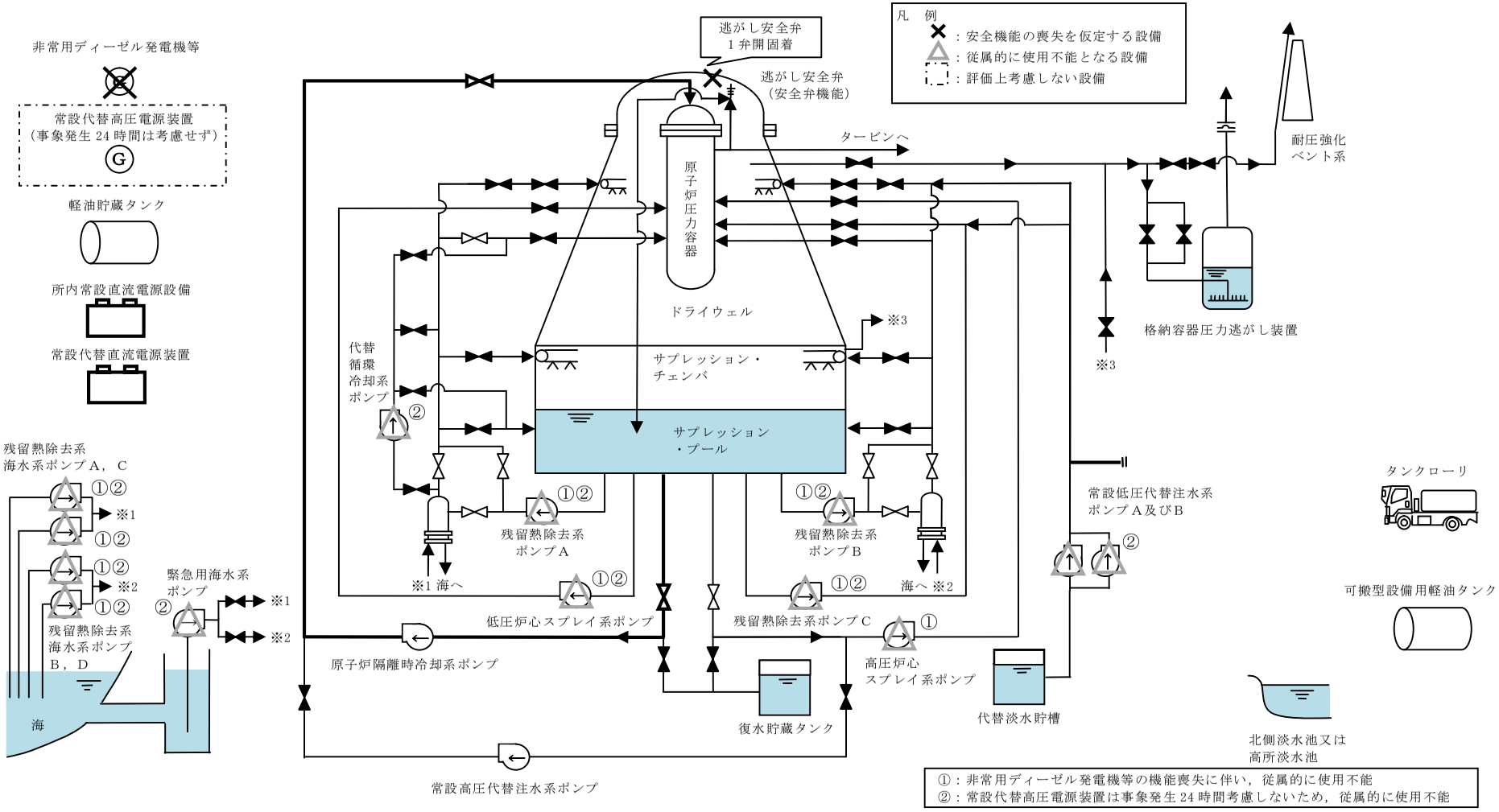
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して，原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m^3／h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（5／6）

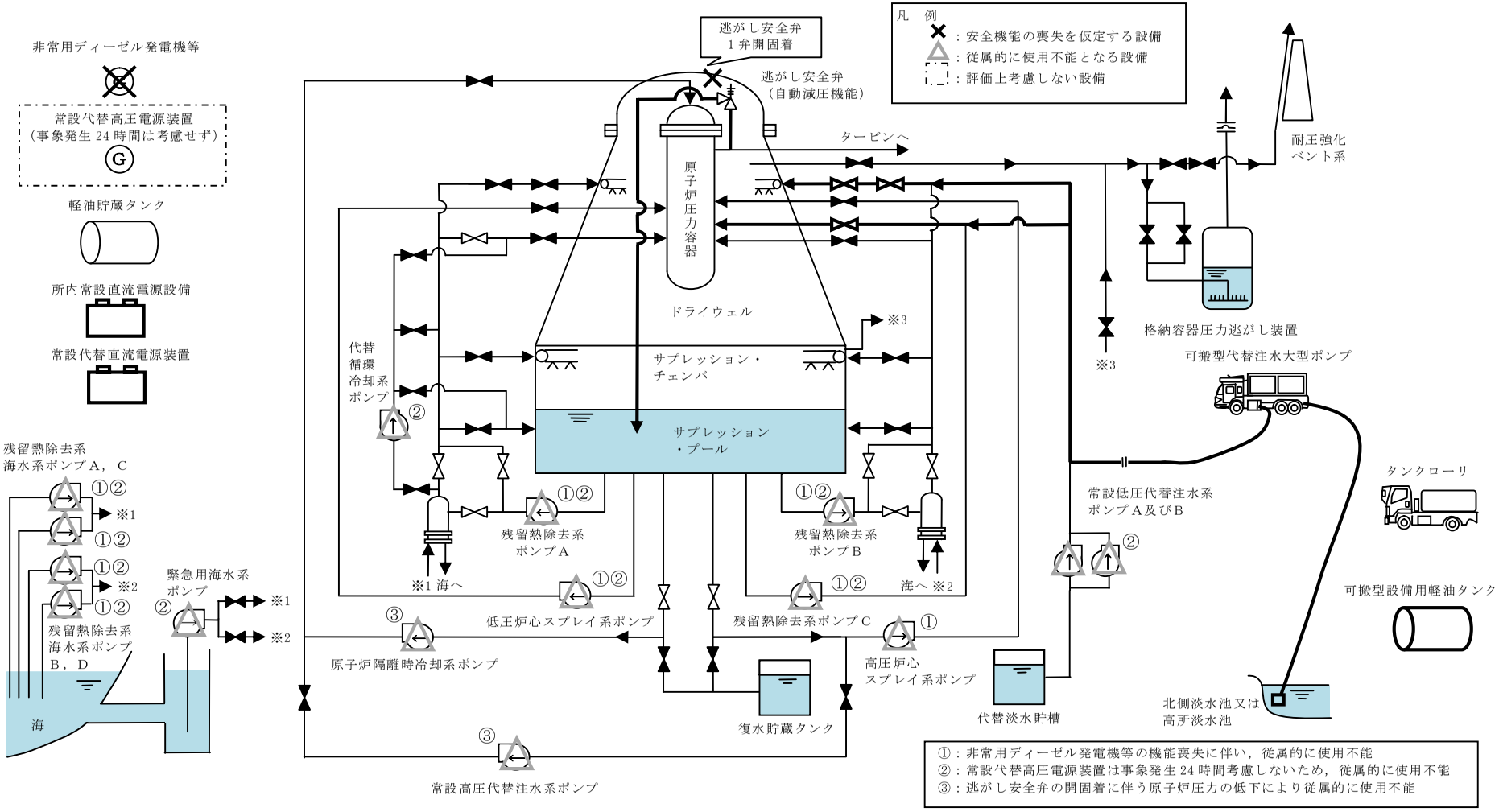
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m^3／h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切換え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95％：ドライウェル，5％：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（6／6）

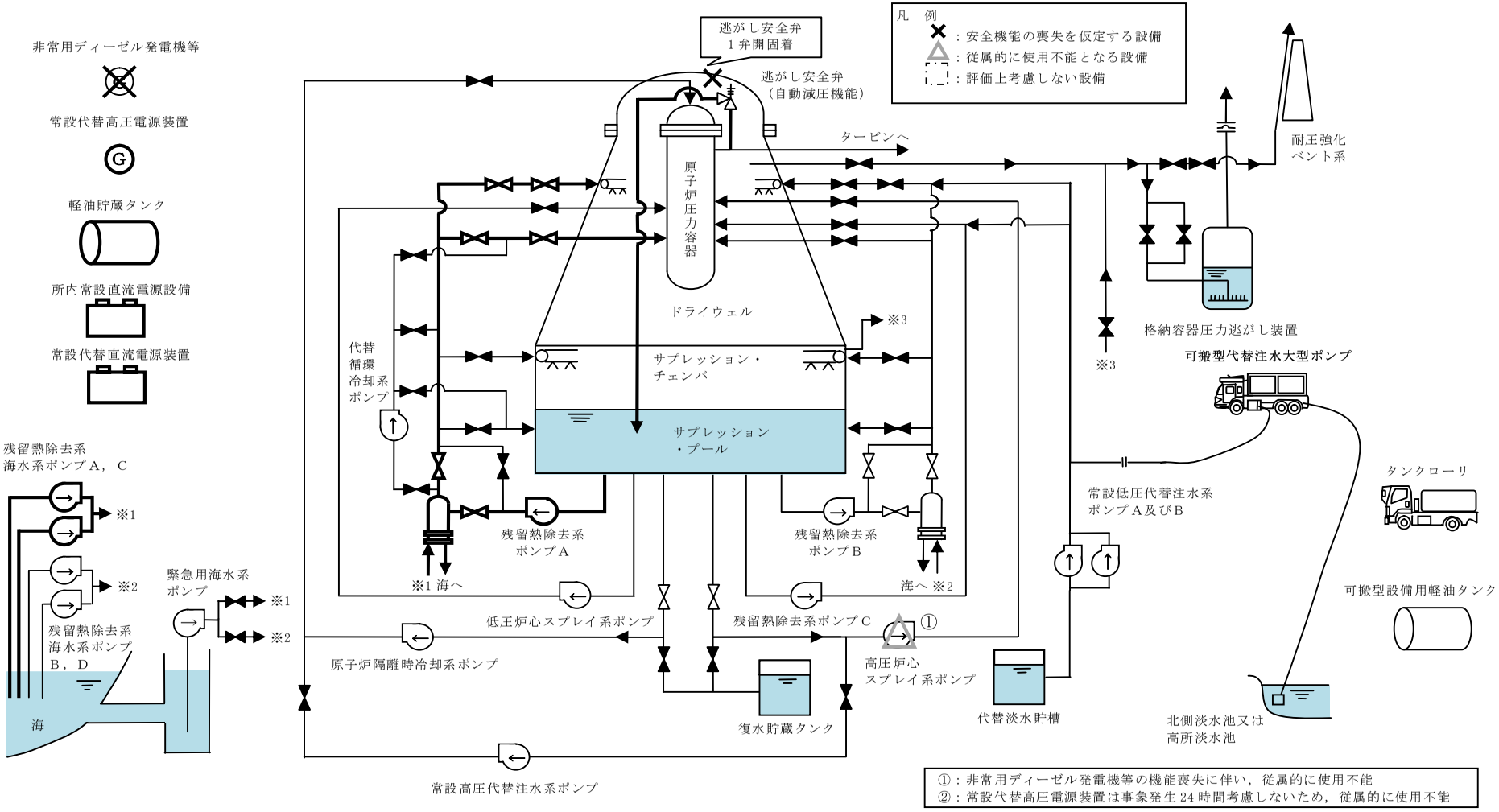
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



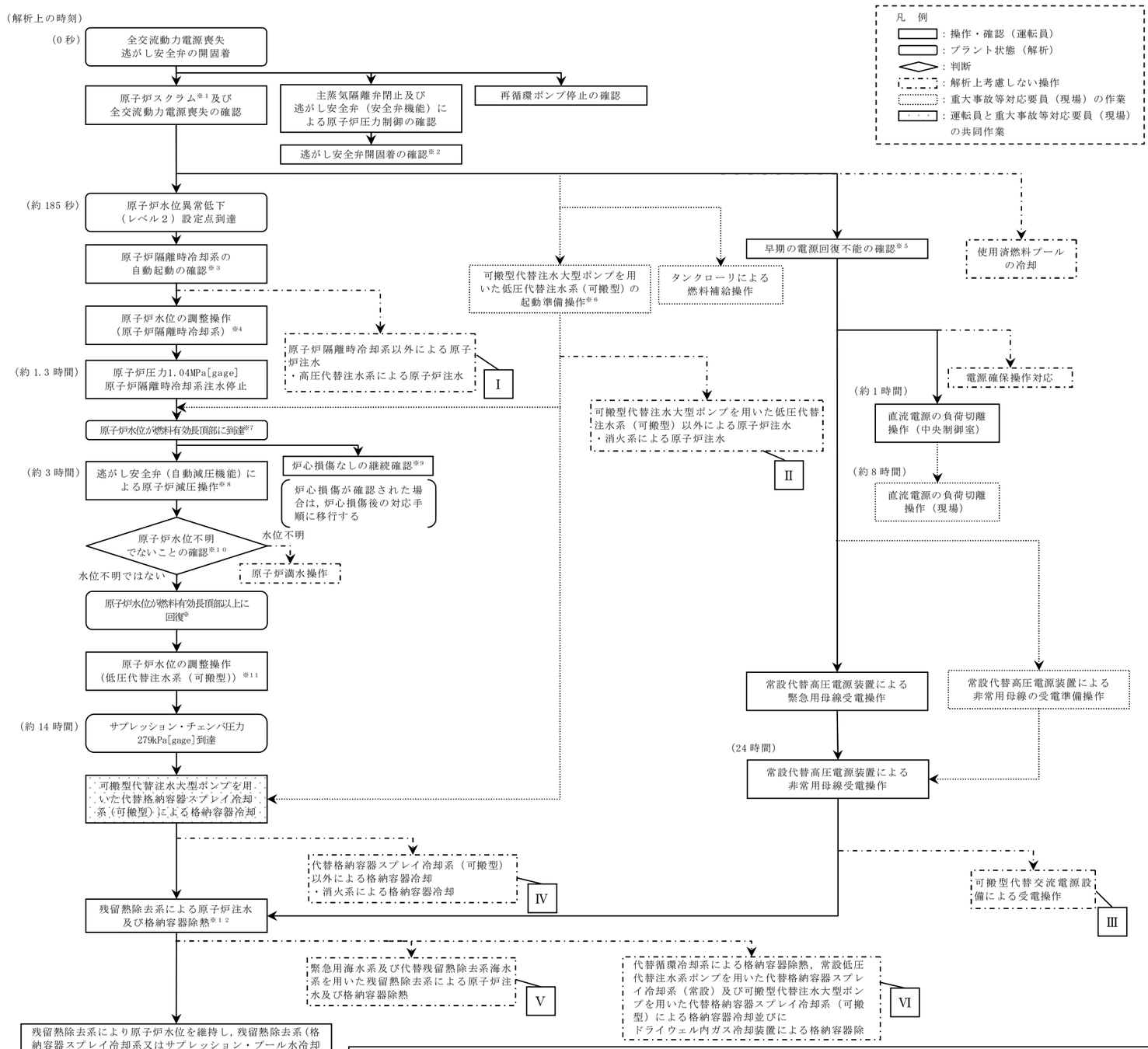
第 2.3.3-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.3.3-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第2.3.3-1図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※３：中央制御室にて機器ランプ表示，系統流量計指示等にて確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，燃料有効長頂部以下の維持時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに，格納容器雰囲気γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。
また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷をもって炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタγ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位計の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※１２：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り換え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

第 2.3.3-2 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

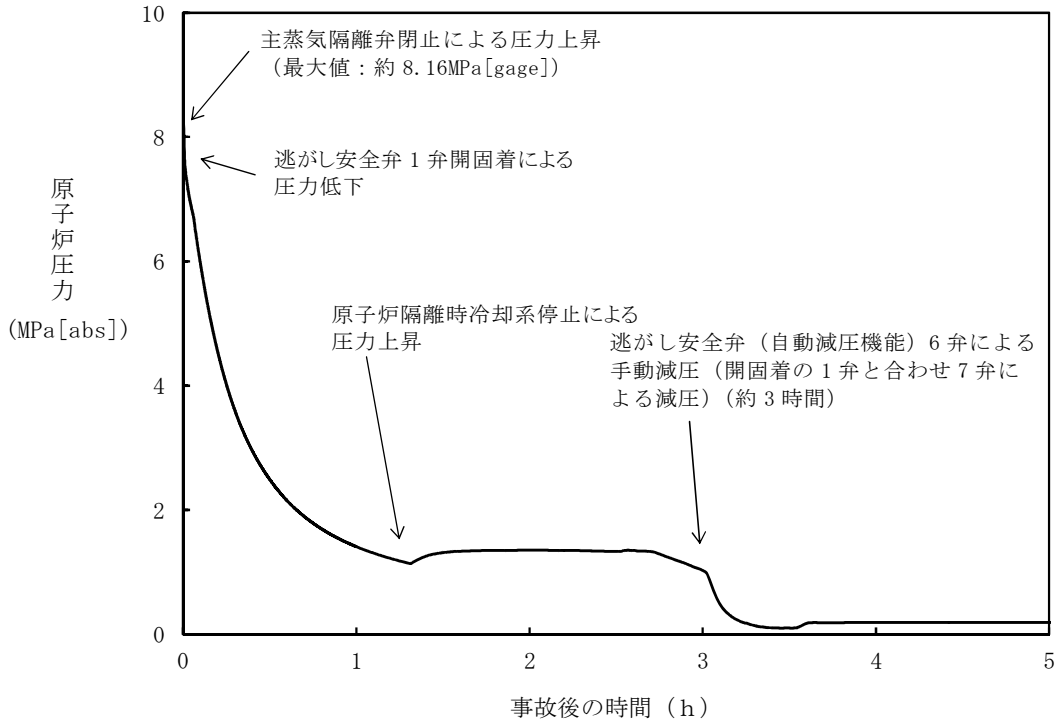
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽約79分　原子炉圧力1.04MPa到達 （原子炉隔離時冷却系停止）	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●逃がし安全弁開固着の確認 ●再循環ポンプ停止の確認	10 分	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		10人 c～l	●アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	
直流電源の負荷切離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作	6 分	

第 2.3.3-3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間（1／2）

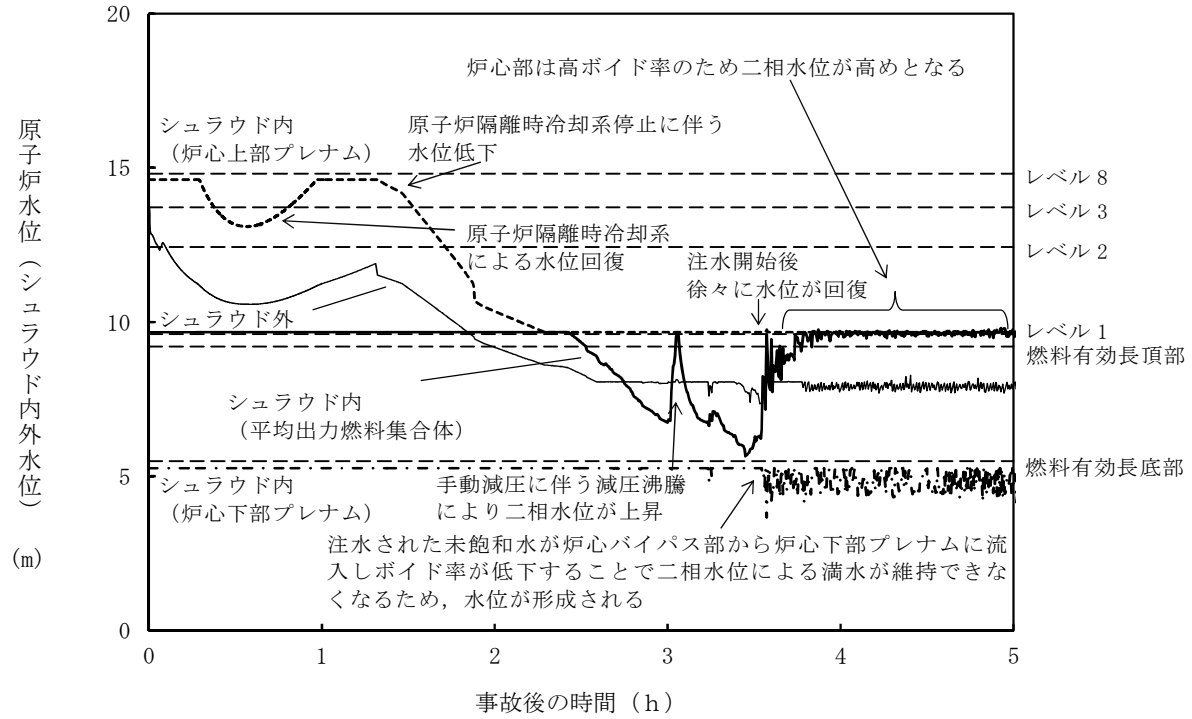
全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40	備考
					▽3時間1分　原子炉減圧操作 ▽約14時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽24時間　非常用母線受電 ▽24時間10分　残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170分	アクセスルート復旧復旧時間含む
	－	－	【2人】 c,d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C,D,E	3人 m,n,o	●原子炉注水のための系統構成	125分	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）6弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C,D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
直流電源の負荷切り離し操作(現場)	－	【1人】 E	【1人】 m	●不要負荷の切離操作	50分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	35分	
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	70分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m,n,o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成	175分	
				●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作	4分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8分	
				●非常用母線の受電	5分	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	2分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替え操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20分	解析上考慮しない 約25時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	15人　a～o 及び招集6人			

第 2.3.3-3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間（2／2）

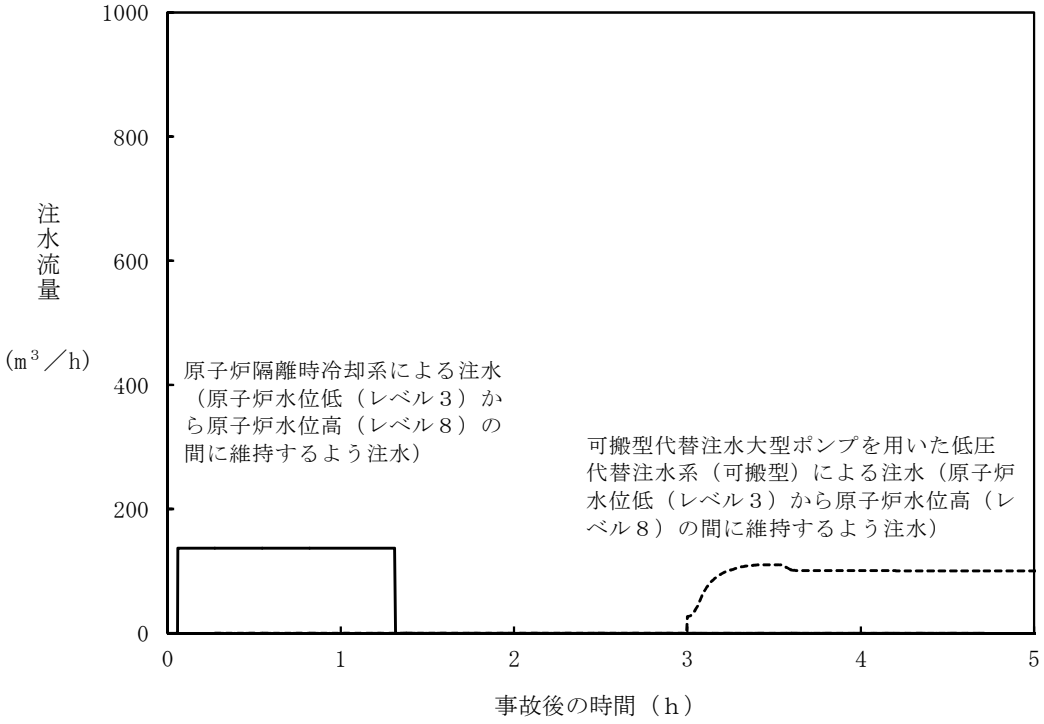


第 2.3.3-4 図　原子炉圧力の推移

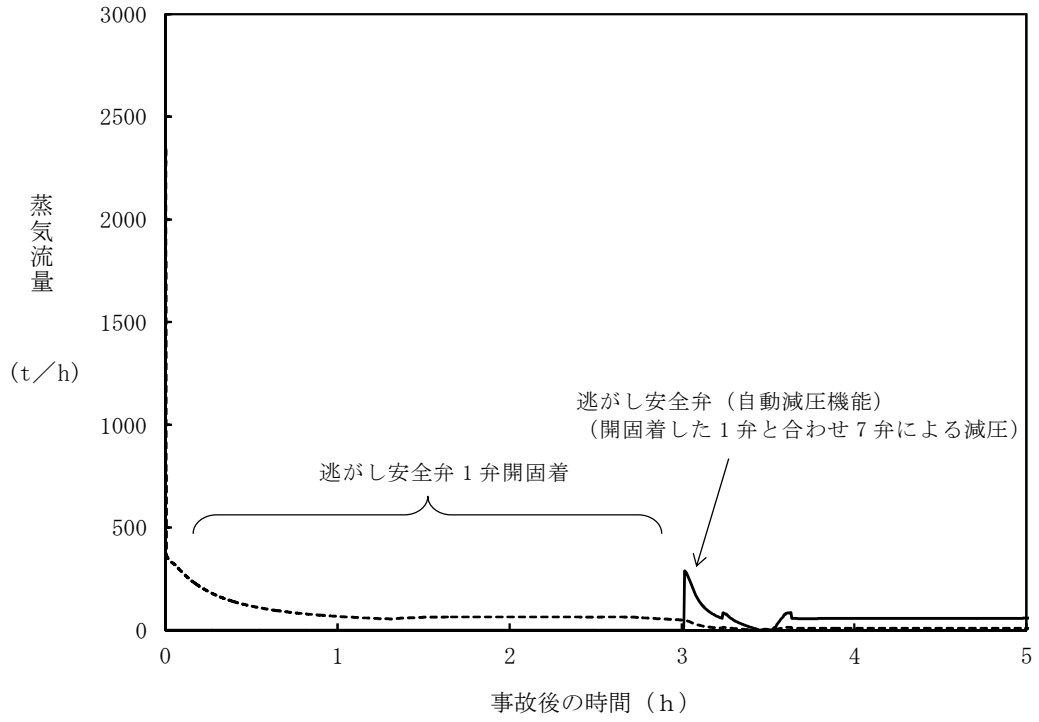


第 2.3.3-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

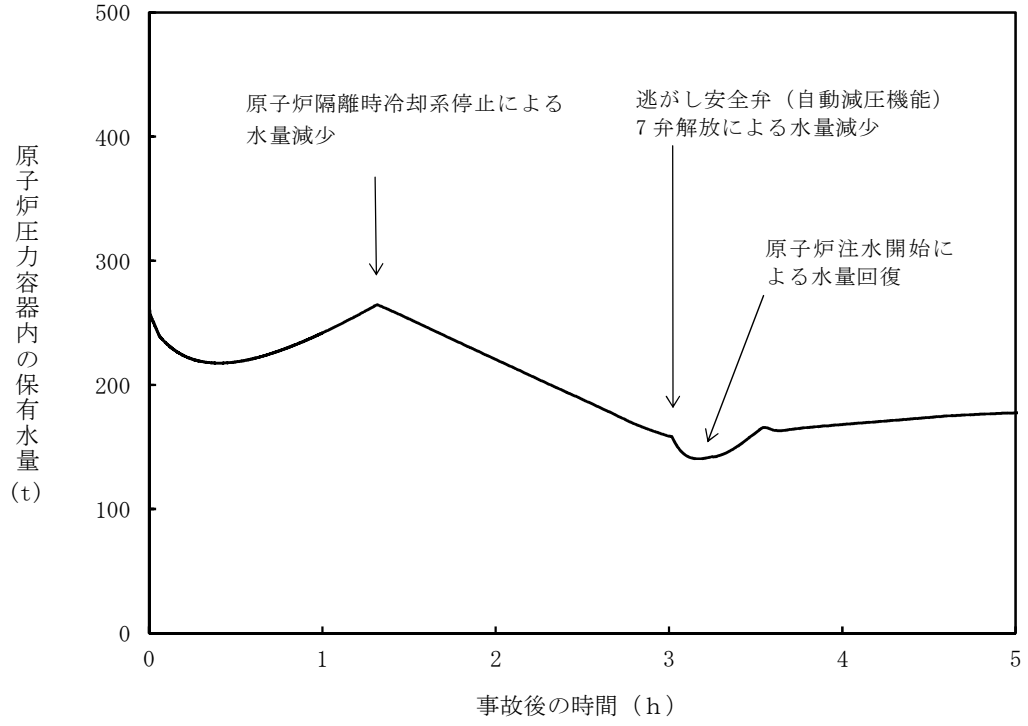
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



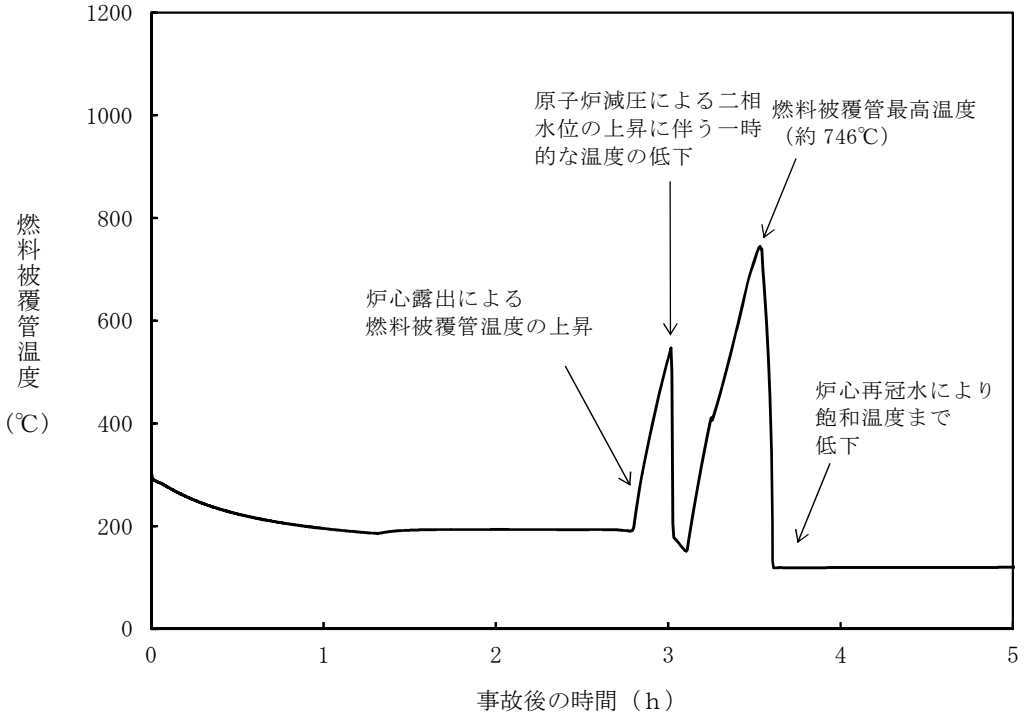
第 2.3.3-6 図　注水流量の推移



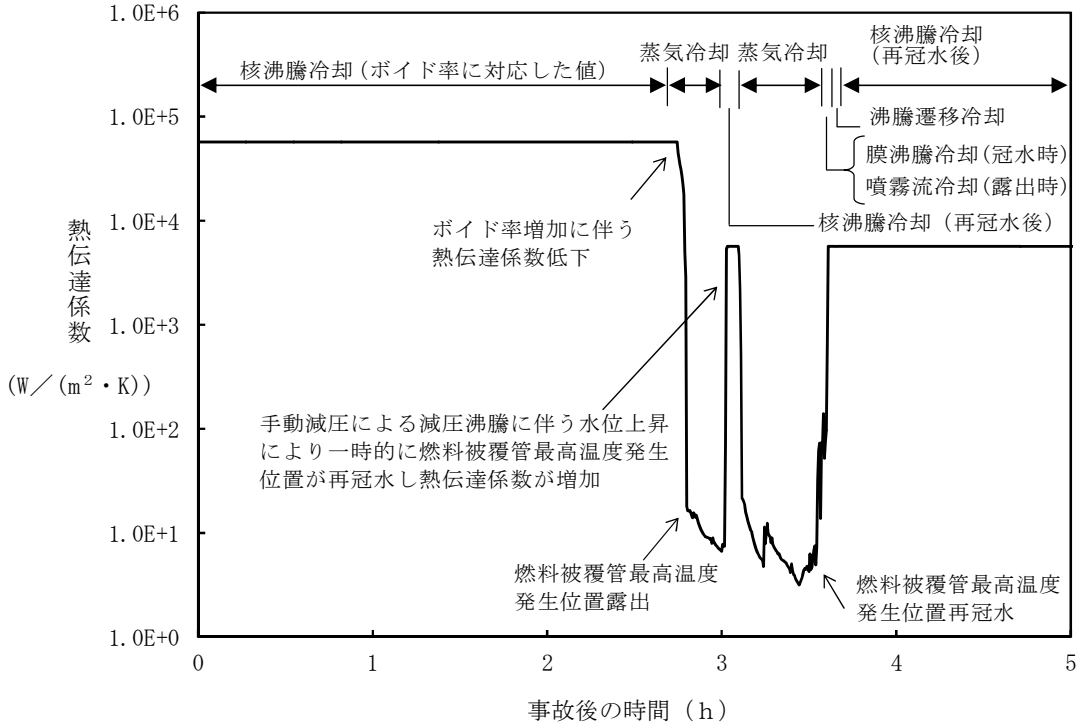
第 2.3.3-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



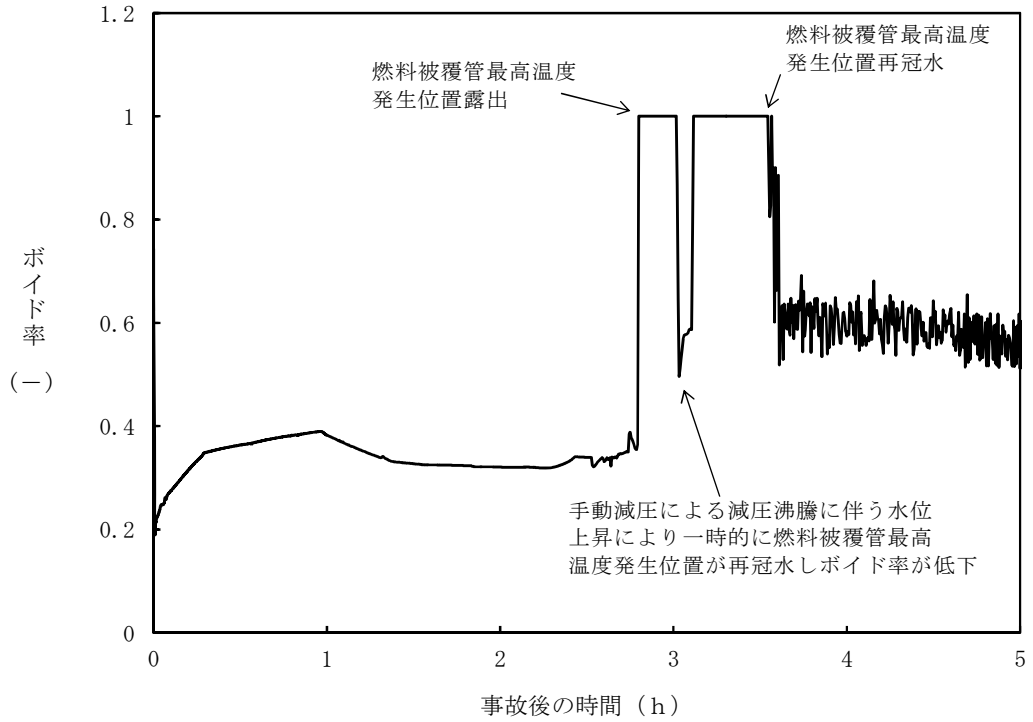
第 2.3.3-8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



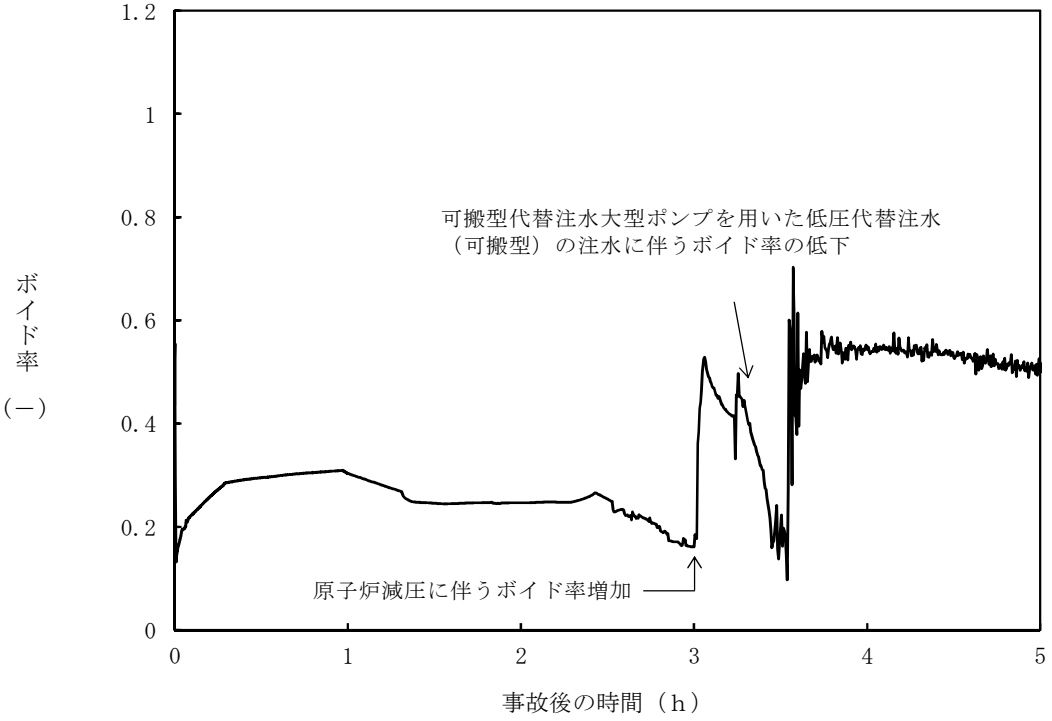
第 2.3.3-9 図　燃料被覆管温度の推移



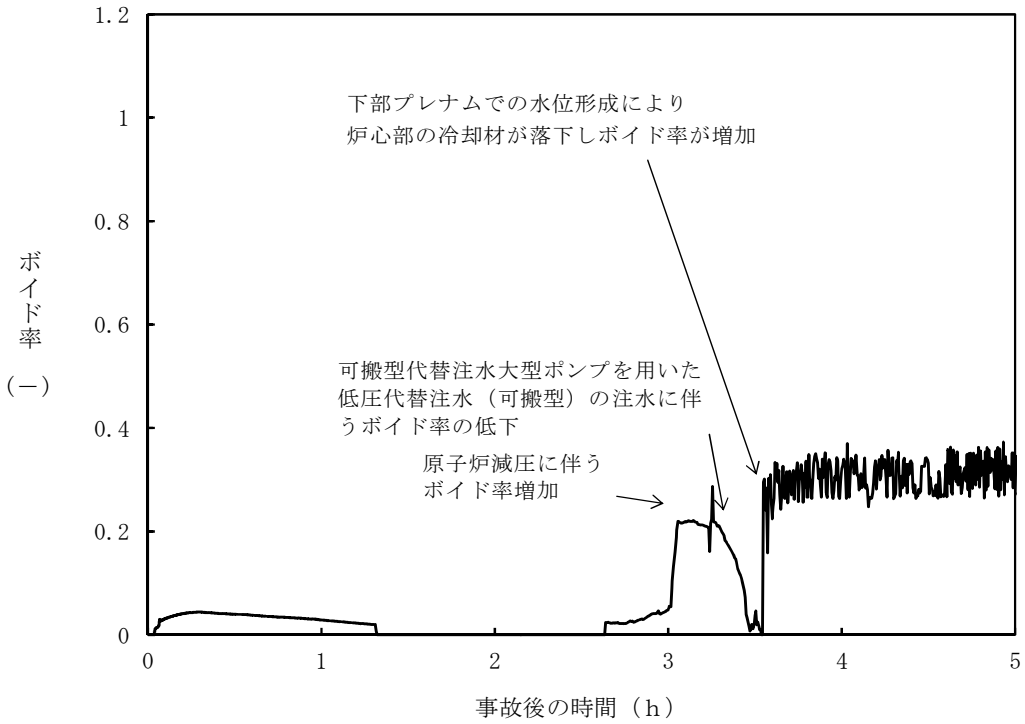
第 2.3.3-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



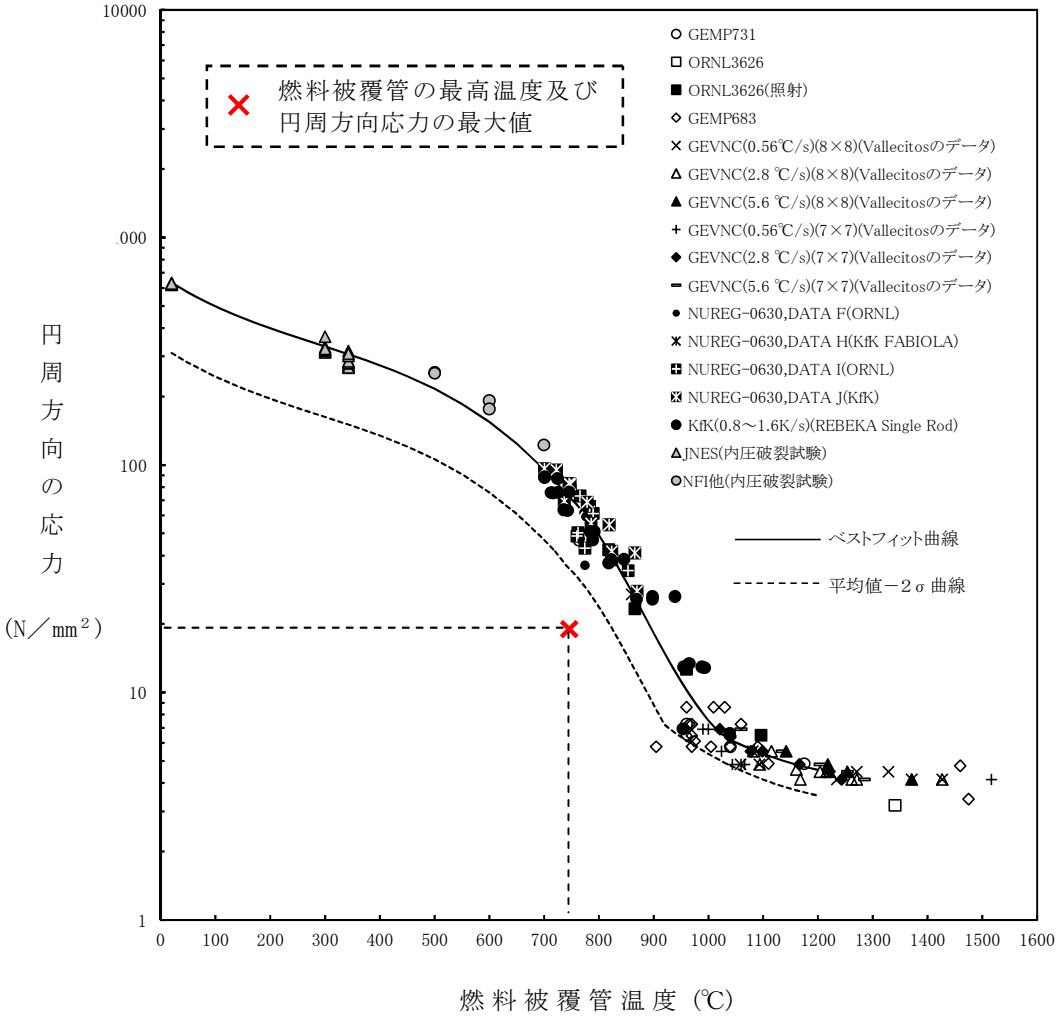
第 2.3.3-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



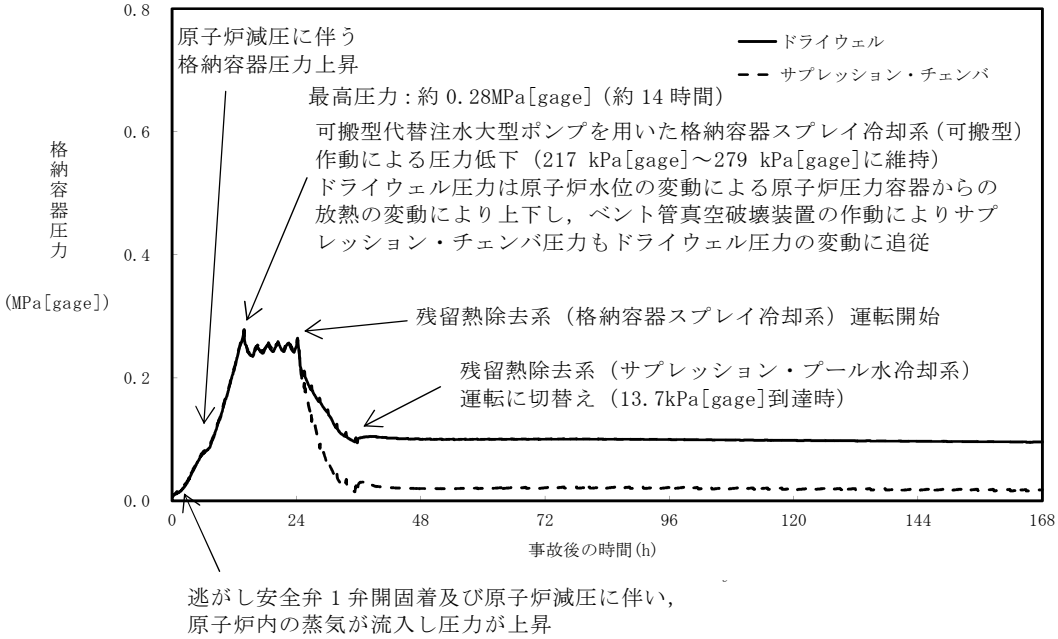
第 2.3.3-12 図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移



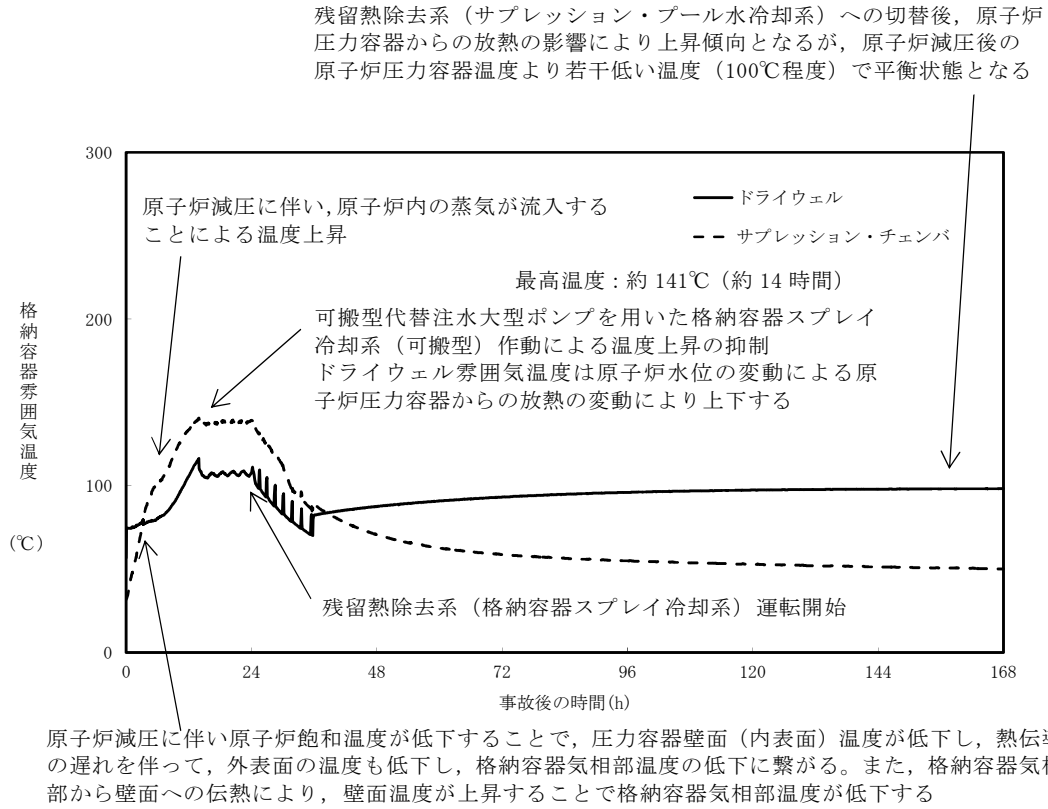
第 2.3.3-13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



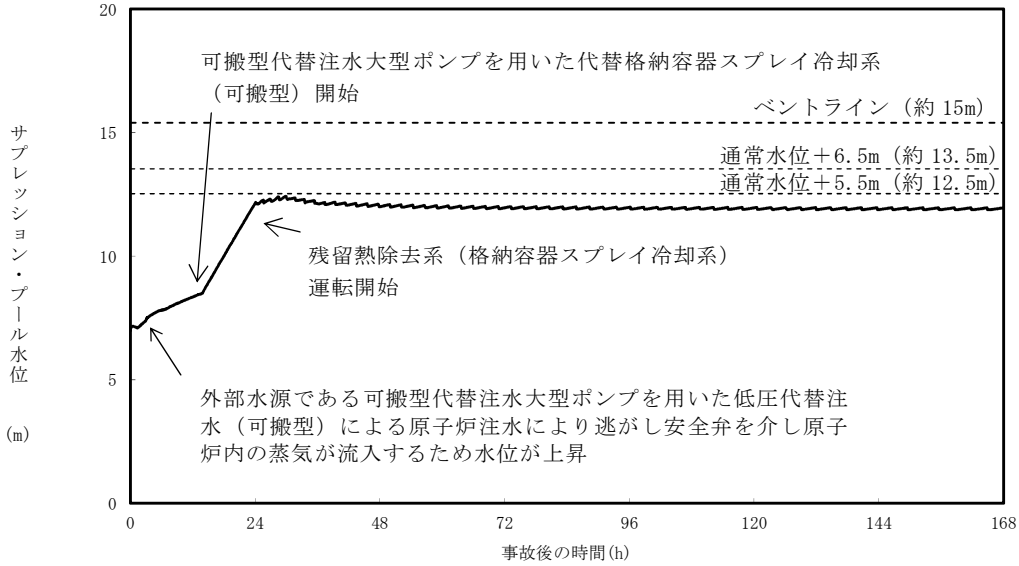
第 2.3.3-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



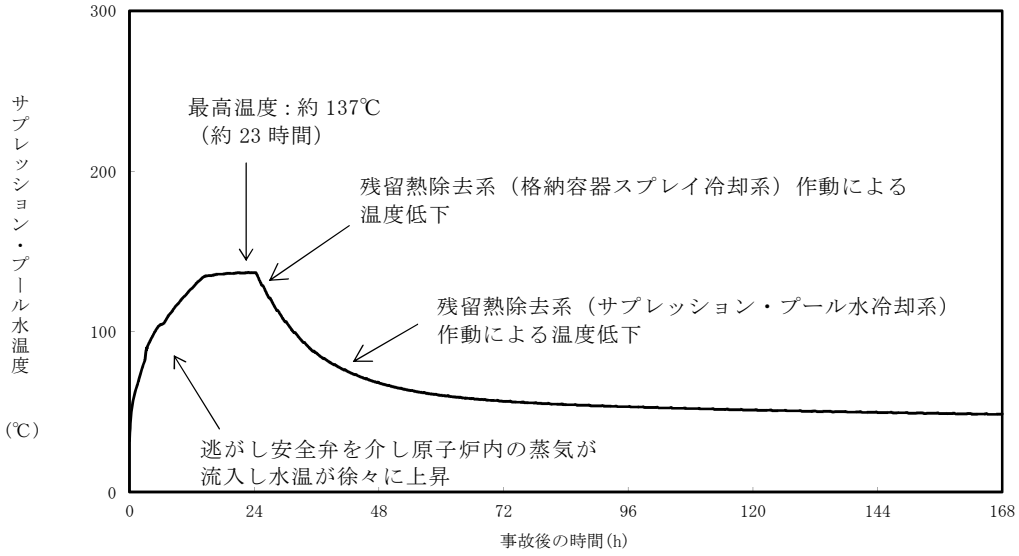
第 2.3.3-15 図　格納容器圧力の推移



第 2.3.3-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.3-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.3-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

2.5　原子炉停止機能喪失

2.5.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗」，③「中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗」及び④「大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態が継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として代替制御棒挿入機能による原子炉停止手段又はＡＴＷＳ緩和設備（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る原子炉停止手段を整備し，原子炉注水には原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を用いる。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。ただし，重要事故シーケンスに対する有効性評価では，保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。対策の概略系統図を第 2.5-1 図に，対応手順の概要を第 2.5-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.5-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 8 名である。初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 4 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 2.5-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 8 名で対処可能である。

ａ．原子炉停止機能喪失の確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にも係らず制御棒が原子炉へ挿入されない場合，原子炉自動スクラム失敗を確認する。

原子炉自動スクラム失敗の確認後，中央制御室からの遠隔操作により手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「ＲＵＮ」から「ＳＨＵＴ　ＤＯＷＮ」への切換えによる手動スクラム操作を実施し，操作に失敗したことで，原子炉停止機能喪失と判断する。

主蒸気隔離弁が閉止に伴い原子炉圧力高信号によりＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し，再循環ポンプが全台停止したことで炉心流量が低下し，原子炉出力が低下したことを確認する。また，対応可能な要員にて制御棒挿入機能の回復操作を実施する。

原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等

主蒸気隔離弁の閉止により原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入することで格納容器圧力が上昇し，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点に到達することで高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。また，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し，ミニフロー運転にて起動待機状態となったことを確認する。

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが，電動駆動給水ポンプにより原子炉注水は継続されていることを確認し，対応可能な要員にて原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍まで低下させることで原子炉出力を抑制する。また，給水加熱喪失となり給水温度が低下することで，原子炉出力は徐々に上昇することを確認する。

その後，復水器ホットウェル水位の低下に伴い，給復水系は全停となるが，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達する

と，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始する。

高圧炉心スプレイ系等の自動起動確認に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，高圧炉心スプレイ系系統流量等である。

c．自動減圧系等の作動阻止操作

原子炉が自動減圧されることで低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し正の反応度が印加されることを防止するため，原子炉停止機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。

自動減圧系等の作動阻止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）等である。

d．ほう酸水注入系の起動操作

原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプ停止による原子炉出力低下を確認した後，平均出力領域計装指示値が 10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また，中性子束振動の発生を確認した場合にも，ほう酸水注入系の起動操作を実施する。

ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は，平均出力領域計装，サプレッション・プール水温度等である。

ほう酸水の注入により原子炉出力は徐々に低下し原子炉は未臨界になったことを確認する。

原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域計装等である。

e．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入することで，サプレッション・プール水温度は上昇する。このため，サプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却運転を開始し，格納容器除熱を開始する。有効性評価においては，事象発生から短時間でサプレッション・プール水温度が 49℃まで上昇するため，手順に従い，ほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度，残留熱除去系系統流量等である。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サプレッション・プール水温度が 106℃に到達した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。

f．原子炉水位の調整操作

ほう酸水の注入に伴い，原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。また，原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため，ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。また，ほう酸水の全量注入完了を確認した後は，ほう酸水注入系を停止するとともに，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃

料域），起動領域計装等である。

ｇ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

2.5.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし，原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止機能喪失」である。本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスは，原子炉冷却材の流出により，ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，これらの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており，また，この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能（ＡＲＩ）により原子炉を未臨界とすることが可能である。本事故シーケンスでは，原子炉水位が高めに維持され，また，炉心入口サブクーリングが大きくなることで原子炉出力の観点で厳しい条件として,評価上,重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。

本重要事故シーケンスでは，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果（ボイド反応度，ドップラ反応度，ボロン反応

度)，崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，沸騰・ボイド率変化，気液熱非平衡，原子炉圧力容器における冷却材流量変化，冷却材放出(臨界流・差圧流)，ＥＣＣＳ注水(給水系・代替の注水設備含む)，ほう酸水の拡散，格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードＲＥＤＹ，単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴにより中性子束，平均表面熱流束，燃料被覆管温度，炉心流量，原子炉圧力，原子炉水位，サプレッション・プール水温，格納容器圧力等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.5-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　炉心流量

初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定した。

ｂ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b)　安全機能等の喪失に対する仮定

1)　原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。

2)　手動での原子炉スクラムは実施できないものと仮定する。

3)　代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する。

(c)　評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は，平衡炉心のサイクル末期とする。サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，原子炉出力の観点で厳しくなる。

（添付資料 2.5.1）

(d)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合は，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しくなる。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

原子炉圧力高（7.39MPa[gage]）信号により，再循環ポンプをトリップさせるものとする。また，原子炉出力が 35%以上で，再循環ポンプが１台トリップした場合に作動する選択制御棒挿入については，作動しないものとする。

(b)　逃がし安全弁

原子炉圧力が低めに維持される方が，原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり，原子炉水位が高めに維持されることで，給水加熱喪失後の原子炉出力の観点で厳しい設定となる。

このため，原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，逃がし安全弁（18 弁）は，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(c)　高圧炉心スプレイ系

ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号により自動起動し， 145～1,506m^3／h，注水圧力：0～8.30MPa[dif]※の流量で原子炉へ注水するものとする。炉心に冷水が大量に注水された方が正の反応度が添加されることからポンプ性能評価に基づく大きめの注水量を設定している。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(d)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h，注水圧力： 1.04～7.86MPa[dif]の流量で原子炉へ注水するものとする。また，サプレッション・プール水温度が 106℃に到達した時点で注水を停止する。

(e)　ほう酸水注入系

注入流量 163L／min 及びほう酸濃度 13.4wt%にて注水するものとする。

(f)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）

伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 53MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 27.2℃において）とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対

する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 自動減圧系等の作動阻止操作は，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して，事象発生4分後に実施する。

（添付資料 2.5.2）

(b) ほう酸水注入系の起動操作は，自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の4分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から6分後に実施する。

(c) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，状況判断及び操作に要する時間を考慮して，事象発生 17 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束，平均表面熱流束，炉心流量，原子炉蒸気流量，給水流量，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）※，逃がし安全弁の流量，炉心平均ボイド率，燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第 2.5-4 図から第 2.5-18 図に，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第 2.5-19 図に示す。

※：非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから，シュラウド外水位の評価結果を示した。

a．事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後，原子炉自動スクラム信号が発信する

が，原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力が上昇し,これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され,中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し，これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が生じるため，燃料被覆管の温度が一時的に約 872℃まで上昇する。また，約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップする。なお，本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は，本来この原子炉圧力高信号にて作動する。

主蒸気隔離弁閉止により,タービン駆動給水ポンプはトリップするが,電動駆動給水ポンプが自動起動することで，給水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は，再循環ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが，給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し,燃料被覆管温度が一時的に上昇するが,初期のピーク温度(872℃)未満となる。

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁（逃がし弁機能）を介してサプレッション・プールに流入するため，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し,事象発生の約 57 秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）により高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系等が自動起動する。また，事象発生の約 85 秒にサプレッション・プール水温度は 49℃に到達し，この後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップすることで原子炉水位が低下し，事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下（レベル２）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。また，原子炉隔離時冷

却系は，サプレッション・プール水温度が 106℃に到達した時点で停止するが，高圧炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。

事象発生の 6 分後に手動操作によりほう酸水注入系を起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し，原子炉水位は徐々に上昇するため，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。

事象発生の 17 分後に残留熱除去系(サプレッション･プール水冷却系) 2 系統による格納容器除熱を開始する。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.5-10 図に示すとおり，主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力が上昇するため炉内のボイドが急減することで出力が上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高温となり，再循環ポンプトリップによる出力低下によってリウェットすることで燃料被覆管温度は低下する。事象発生の約 13 秒後に燃料被覆管最高温度は最高値約 872℃に到達するが，評価項目である 1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。

（添付資料 2.5.3）

原子炉圧力は，第 2.5-7 図及び第 2.5-17 図に示すとおり，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により，約 8.19MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.49MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

また，ほう酸水注入系及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の起動後も，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は徐々に上昇するが，それぞれ約 0.20MPa[gage]，約 115℃以下に抑えられ，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に低下し，未臨界に至る。この後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を維持することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.5.4）

本評価では「1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

2.5.3　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は，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。

本重要事故シーケンスは，原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され，逃がし安全弁を介したサプレッション・プールへの蒸気の流出が継続するため，ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により格納容器除熱を実施すること並びに原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレイ系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系及び過渡時自動減圧系の作動を阻止することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転

員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，自動減圧系等の作動阻止操作，ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は,「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」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため,過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに高温領域において輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作

はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として，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，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードは保守的な混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなりボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなるため，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇は抑制される。このため，実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなるが，ほう酸水注入開始後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.5.5）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，

実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに高温領域において輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，燃料被覆管が高めに評価されることに伴いリウェット時刻は遅く評価されるが，更に保守的な取扱いとして，リウェットを考慮しない場合を仮定しても，燃料被覆管の最高温度は約 1060℃，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり，評価項目となるパラメータを満足することを確認している。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として，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，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードは保守的な混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなりボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなるため，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇は抑制される。このため，実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第2.5-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件で設定した 41,060 t ／h（定格流量の 85％流量）に対して最確条件は定格流量の約 86％～約 104％であり，最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は,解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標※で 0.98 以下であり，最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起

点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は，解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍(動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して，最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組合せとした場合においても，事象進展に与える影響が小さいことを確認している。(「付録３　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について（第3部　ＲＥＤＹ)」)

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び主蒸気流量は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，本解析条件の不確かさとして，解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした

場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※：限界出力比指標は，実際の運転管理に用いる指標であり，最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり，この値が1以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。

（添付資料 2.5.5，2.5.7）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件で設定した 41,060 t／h（定格流量の 85%流量）に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104%であり，最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の最小限界出力比は,解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標※で 0.98 以下であり，最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は，解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍(動的ボイ

ド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して，最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで，原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組合せとした場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。(「付録３　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について（第 3 部ＲＥＤＹ）」)

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び主蒸気流量は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は，電動駆動給水ポンプ及び再循環ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，本解析条件の不確かさとして，解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件とし

て，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，ＲＥＤＹコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・プールの最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.5.5，2.5.8，2.5.9，2.5.10，2.5.11）

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 4 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 6 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は,解析上の操作開始時間として事象発生から 17 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

（添付資料 2.5.5）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操

作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 2.5.5）

(3)　操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作については，解析上，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位異常低下（レベル１）の設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約 230 秒後であり，この 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで，原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。また，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁にて原子炉減圧をする場合について，同操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると，減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa まで低下している。よって，合計で事象発生から約 510 秒程度の時間余裕が確保されていることから，時間余裕がある。

操作条件のほう酸注入系の起動操作は，仮に操作が遅れた場合，未臨界達成タイミングが遅れることでサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり，ほう酸水の炉心部への注水が開始される事象発生の 570 秒後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから，限界温度 200℃に対して十分な時間余裕を有している。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，仮に操作が遅れた場合，格納容器除熱の開始が遅れることで，サプレッション・プール水温の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり，サプレッション･プール冷却を開始する事象発生の 17 分後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから,限界温度 200℃に対して十分な時間余裕を有している。

（添付資料 2.5.5，2.5.10）

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

2.5.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において重大事故等対策に必要な要員は,「2.5.1(3)　炉心損傷防止対策」に示す通り 8 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員 の 39 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については，サプレッション・プールを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の注水継続が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合，重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である

2.5.5　結　論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化時に原子炉停止機能が喪失することで，反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策としてＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。さらに，重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの，原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能及び手動での原子炉スクラムの手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止機能喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入並びに残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入並びに残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉停止機能喪失の確認	・運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にも係らず制御棒が原子炉へ挿入されない場合，原子炉自動スクラム失敗を確認する。 ・原子炉自動スクラム失敗の確認後，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを「ＲＵＮ」から「ＳＨＵＴ　ＤＯＷＮ」への切換えによる手動スクラム操作を実施する。 ・手動原子炉スクラム操作にも失敗したことで，原子炉停止機能喪失を判断する。 ・原子炉圧力高信号によりＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し再循環ポンプが全台停止したことで炉心流量が低下し，原子炉出力が低下したことを確認する。 ・対応可能な要員にて制御棒挿入機能の回復操作を実施する。	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	・ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点に到達することで高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。 ・低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動し，ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。 ・主蒸気隔離弁の閉止に伴い，タービン駆動給水ポンプは停止するが，電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。 ・対応可能な要員にて原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍まで低下させることで原子炉出力を抑制する。 ・給水加熱喪失により原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。 ・その後，復水器ホットウェル水位低下により，給復水系が全停となるが，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことで，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。	【高圧炉心スプレイ系】 【原子炉隔離時冷却系】	－	ドライウェル圧力 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 【高圧炉心スプレイ系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系等の作動阻止操作	・原子炉停止機能喪失の確認後，自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
ほう酸水注入系の起動操作	・原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプ停止による原子炉出力低下を確認した後，平均主力領域計装指示値が 10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認する。 ・ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ・中性子束振動の発生を確認した場合にも，ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ・ほう酸水の注入により原子炉出力は徐々に低下し原子炉は未臨界になったことを確認する。	ほう酸水注入系	－	平均出力領域計装 起動領域計装 サプレッション・プール水温度

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を実施する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。 ・サプレッション・プール水温度が 106℃に到達した時点で，原子炉隔離時冷却系を停止する。	【残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）】	－	サプレッション・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】
原子炉水位の調整操作	・ほう酸水注入により原子炉出力が徐々に低下することで，原子炉水位は徐々に上昇するため，ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。 ・ほう酸水の全量注入完了の確認後は，ほう酸水注入系を停止するとともに，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。	ほう酸水注入系 【高圧炉心スプレイ系】		平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【高圧炉心スプレイ系系統流量】
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

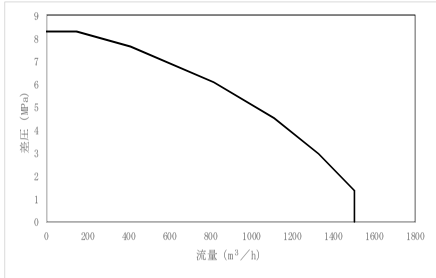
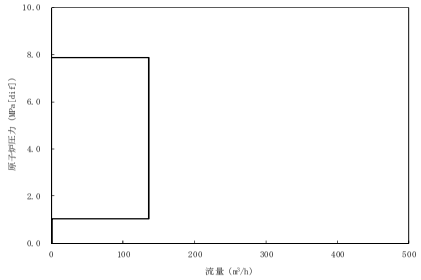
第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		プラント動特性：ＲＥＤＹ	－
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 ㎝）	通常運転水位を設定
	炉心流量	41,060t／h （85%）	初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
	主蒸気流量	6,420t／h	定格主蒸気流量を設定
	給水温度	216℃	初期給水温度が低い方が，印加反応度が大きくなり原子炉出力が高めに推移することで，格納容器圧力及び温度並びにサプレッション・プール水温度に対して厳しい設定となる。このため，通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し，電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下
	燃料及び炉心	９×９燃料（Ａ型） 単一炉心	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	核データ （動的ボイド係数）	平衡サイクル末期の値の 1.25 倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
	核データ （動的ドップラ係数）	平衡サイクル末期の値の 0.9 倍	
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器空間体積	9,800m^3	設計値を設定

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水量	3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく，原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動での原子炉スクラム 代替制御棒挿入機能（ＡＲＩ）	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	主蒸気隔離弁閉	－
	主蒸気隔離弁の閉止時間	3 秒	原子炉圧力の上昇が早く，原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉圧力高（7.39MPa[gage]）にて再循環ポンプが 2 台トリップ（遅れ時間 0.2 秒）	設計値を設定
	ドライウェル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	設計値を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個，354.6t/h/個 7.44MPa[gage]×4 個，357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4 個，361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4 個，364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個，367.6t/h/個	設計値を設定 原子炉圧力が低めに維持される方が，原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となる

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧炉心スプレイ系	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） 原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持 ・注水流量：145～1,506m^3／h ・注水圧力：0～8.30MPa[dif]	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く，注水流量が大きい方が，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，自動起動遅れ時間を 0 秒とし，注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定 
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） 原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持 サプレッション・プール水温度が 106℃に到達した時点で停止 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	注水特性はタービン回転数制御により一定流量に制御されることから，設計値を設定 自動起動遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が，原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，0 秒を設定 

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4／6）

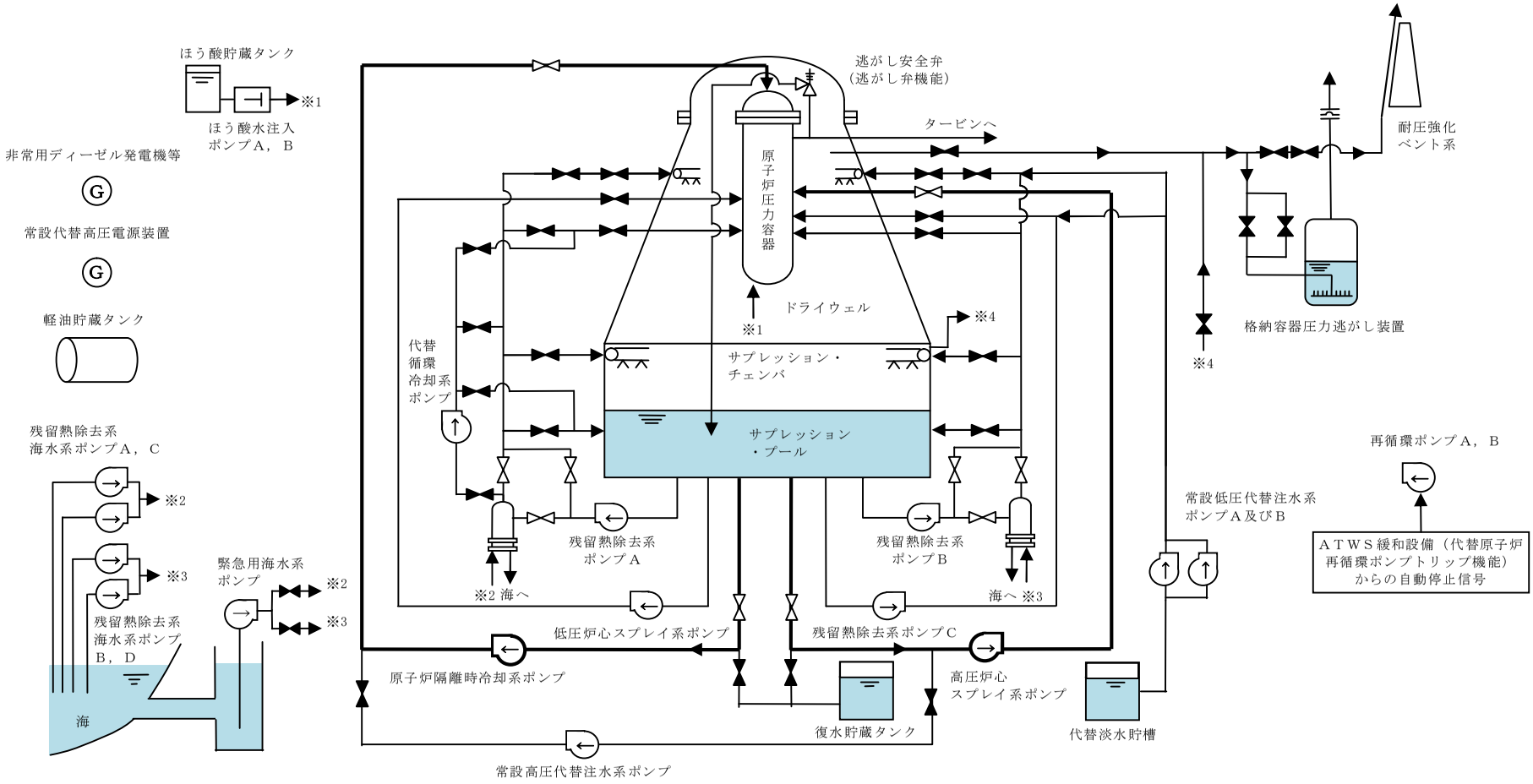
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸注入系	注入流量：163L／min ほう酸水濃度：13.4wt％	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	熱交換器 1 基あたり約 53MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 27.2℃において）	設計値を設定

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5／6）

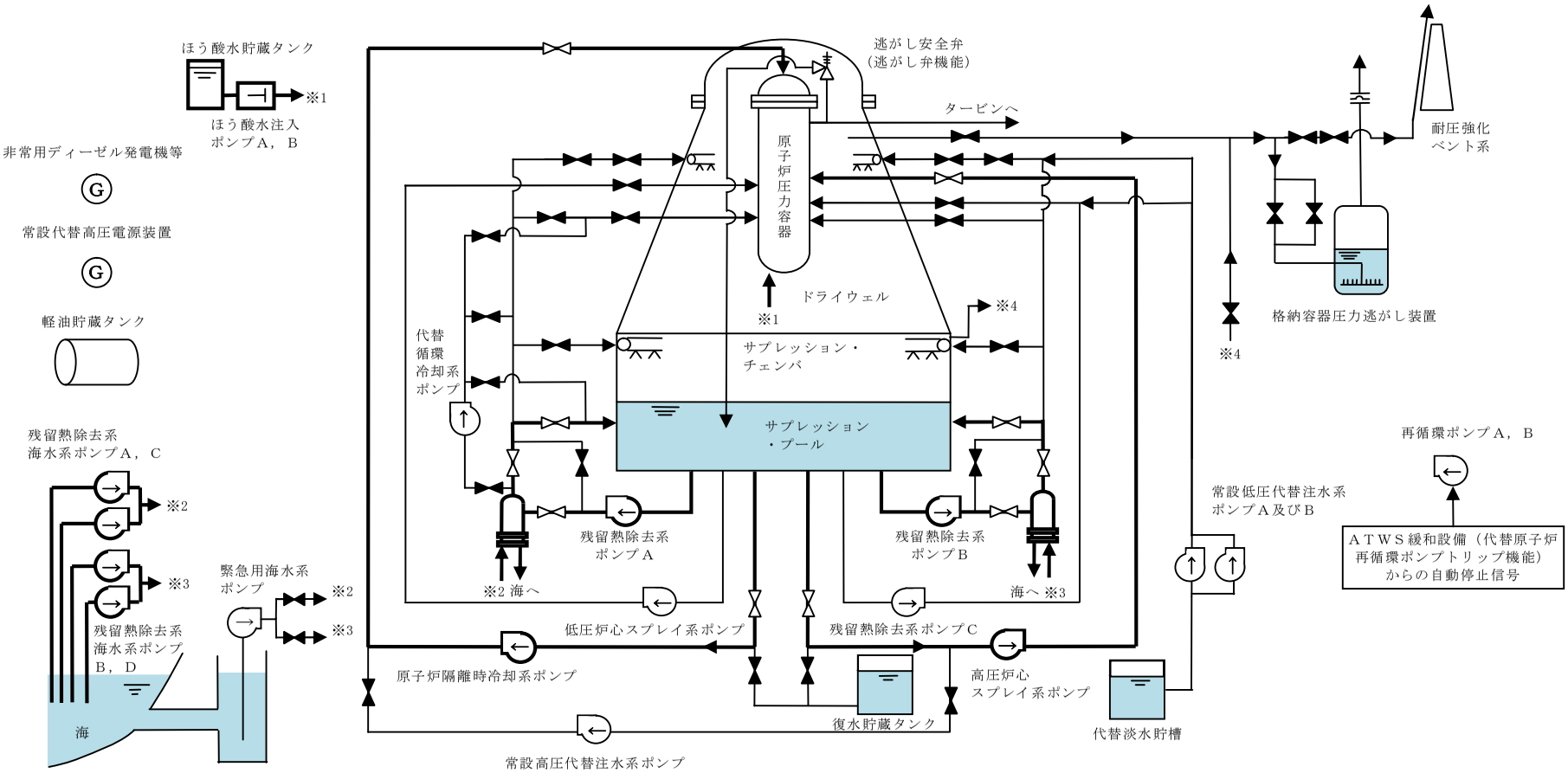
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後 （炉心部へのほう酸水注入開始は事象発生から 9 分 30 秒後）	運転手順に基づき，自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため，自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定 炉心部へのほう酸注入開始は，ほう酸水注入系の起動後，注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき，状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（6／6）

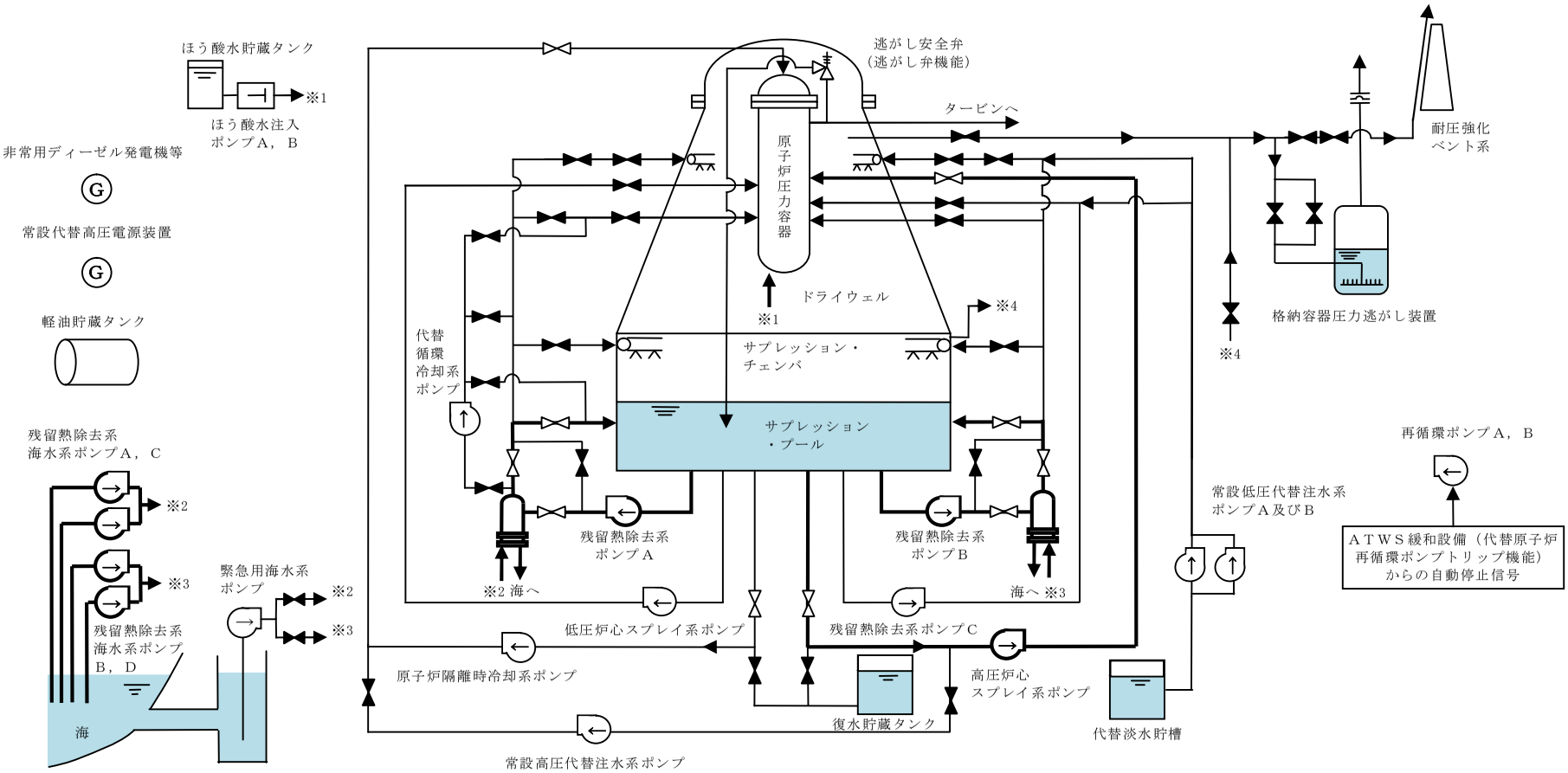
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析：ＳＣＡＴ	－
最小限界出力比（ＭＣＰＲ）	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで，被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，９×９燃料（Ａ型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
燃料棒最大線出力密度（ＭＬＨＧＲ）	44.0kW／m	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
ＢＴ判定（時刻）	ＧＥＸＬ相関式	－
ＢＴ後の被覆管表面熱伝達率	修正 Dougall-Rohsenow 式	－
リウェット相関式	「ＢＷＲにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における相関式２	－



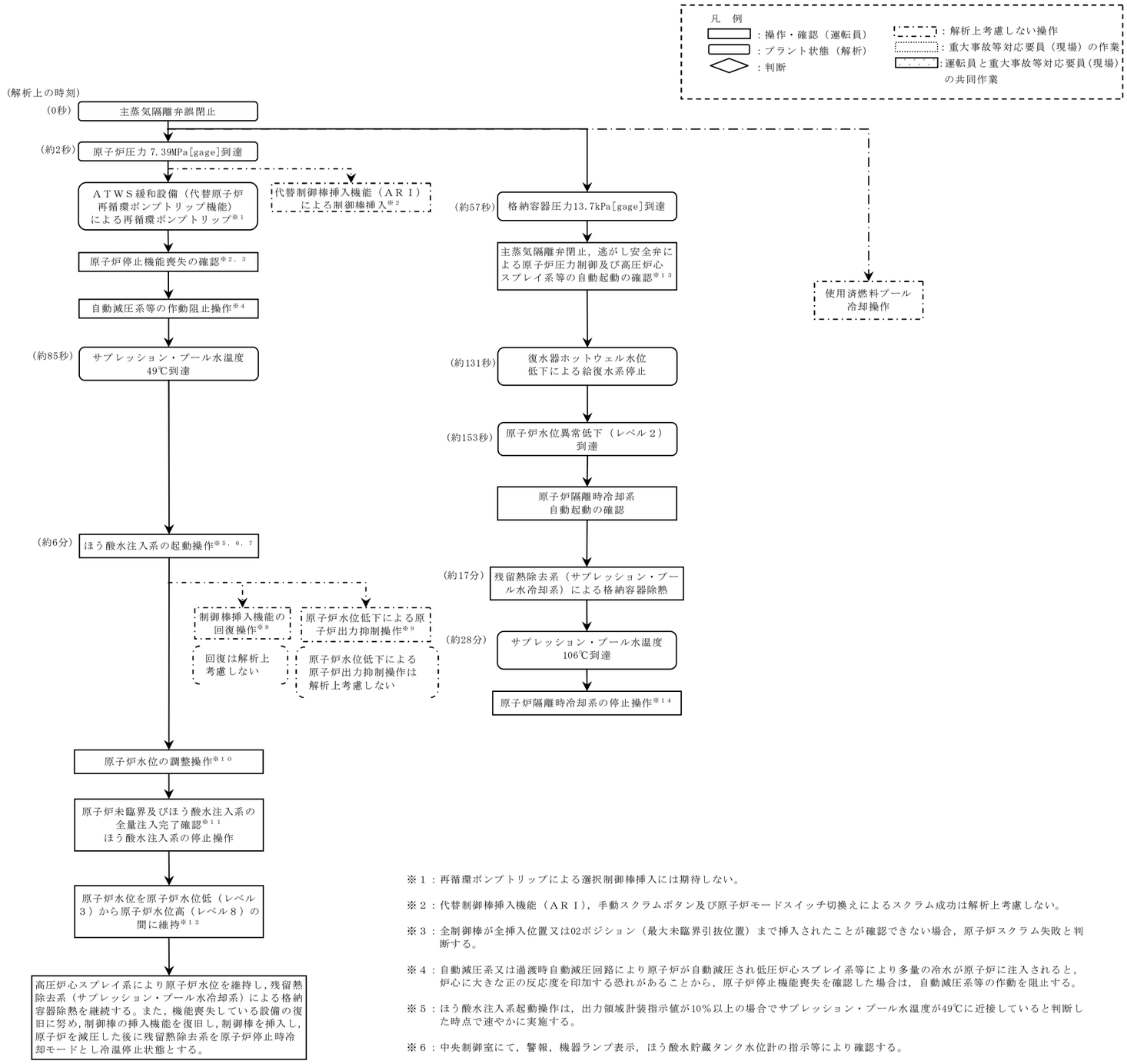
第 2.5-1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
並びにＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による
原子炉停止段階）



第 2.5-1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水，
ほう酸注入系による原子炉停止並びに
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱段階）



第 2.5-1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱段階）



※１：再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。

※２：代替制御棒挿入機能（ＡＲＩ），手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。

※３：全制御棒が全挿入位置又は02ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※４：自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると，炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから，原子炉停止機能喪失を確認した場合は，自動減圧系等の作動を阻止する。

※５：ほう酸水注入系起動操作は，出力領域計装指示値が10%以上の場合でサプレッション・プール水温度が49℃に近接していると判断した時点で速やかに実施する。

※６：中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水貯蔵タンク水位計の指示等により確認する。

※７：ほう酸水注入系起動操作は，以下により，中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
・複数の平均出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が20%を超えた場合
又は
・複数の局所出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が10%を超えた場合

※８：制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施する。
・中央制御室でのスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作
・現場での計器用空気系の排気操作
・現場でのスクラム個別スイッチの操作
・中央制御室からの手動操作による制御棒挿入
・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水

※９：原子炉停止機能喪失時は，運転手順に従い原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※１０：ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点付近に維持する。

※１１：ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※１２：ほう酸水注入系の全量注入完了後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

※１３：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力計指示等にて確認する。 原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の注入弁は開放せずミニフロー運転となる。

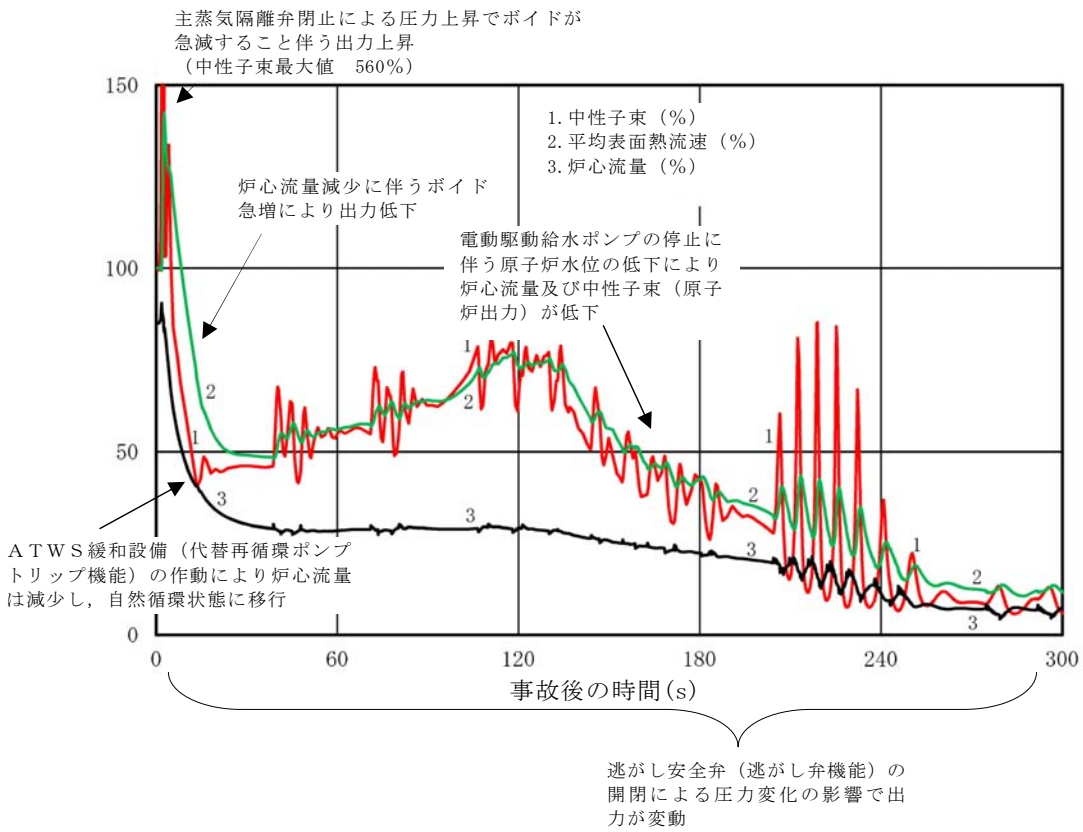
※１４：原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接していると判断した時点で停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

第 2.5-2 図　原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

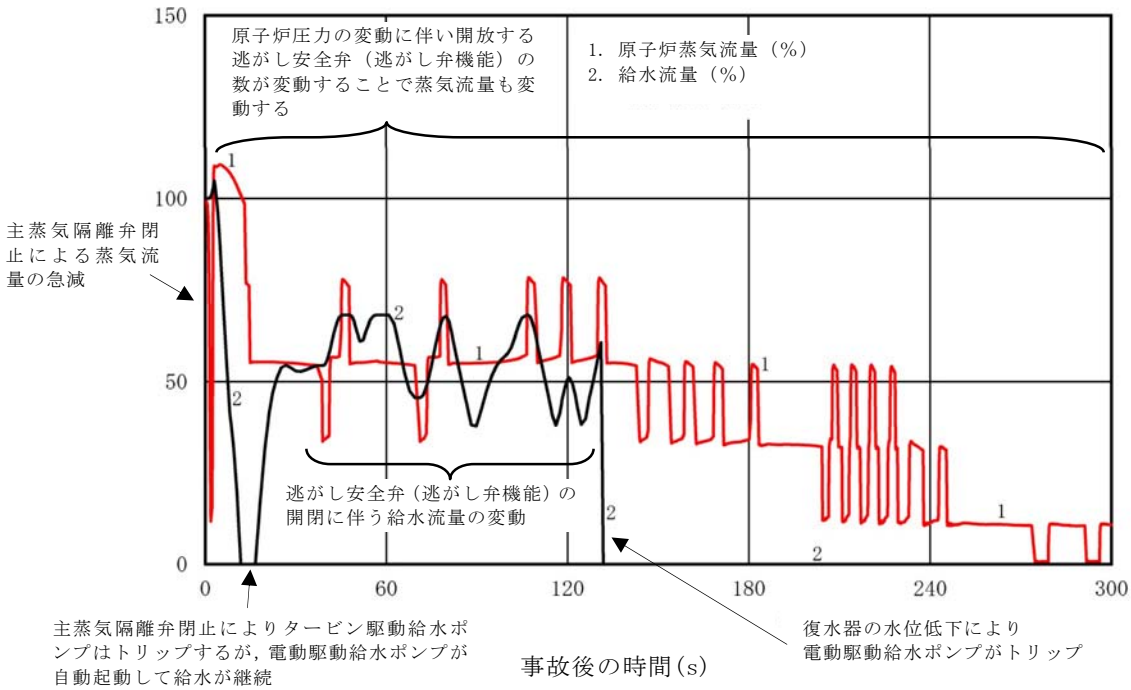
原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容	経過時間（分）	備考
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	－	－		●原子炉自動スクラム失敗の操作 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ●再循環ポンプトリップの確認	3分	手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しないが，原子炉停止機能喪失の確認の運転員等操作時間（3分）ではこれらの操作時間も考慮して設定している。
	1人 B	－	－		●タービン停止の確認 ●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ●電動駆動給水ポンプトリップの確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10分	
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	－	－		●自動減圧系／過渡時自動減圧回路の作動阻止操作	1分	
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	－	－		●ほう酸水注入系起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視	2分 ほう酸水全量注入完了までは適宜状態監視し，全量注入完了を確認した後にほう酸水注入系を停止	中性子束振動の発生を確認した場合にも実施
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒手動挿入機能の回復操作	【1人】 A	－	－		●原子炉水位低下操作による原子出力抑制	原子炉水位調整	解析上考慮しない 手順上は以下の優先順位で実施 ①ほう酸水注入系及び残留熱除去系 ②原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制 ③制御棒挿入機能の回復操作
	【2人】 A，B	－	－		●代替制御棒挿入回路起動 ●制御棒手動挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き	16分	
	－	2人 C，D	－		●現場移動 ●スクラム・パイロット弁空気ヘッダ計器用空気系排気操作	45分	
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱操作	【1人】 B	－	－		●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（2系列）	6分	
					●サプレッション・プール冷却状況監視	適宜実施	
原子炉水位調整操作	【1人】 A	－	－		●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作	適宜実施 サプレッション・プール水温度が106℃に近接した時点で原子炉隔離時冷却系を停止	
	【1人】 A	－	－		●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ●高圧炉心スプレイ系　流量調整	適宜実施　ほう酸水全量注入完了までは原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点付近に維持し， 全量注入完了後は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 B	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
					●緊急用海水系の起動操作	20分	解析上考慮しない 25時間までに実施する
					●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	
必要要員合計	2人 A,B	2人 C，D	0人				

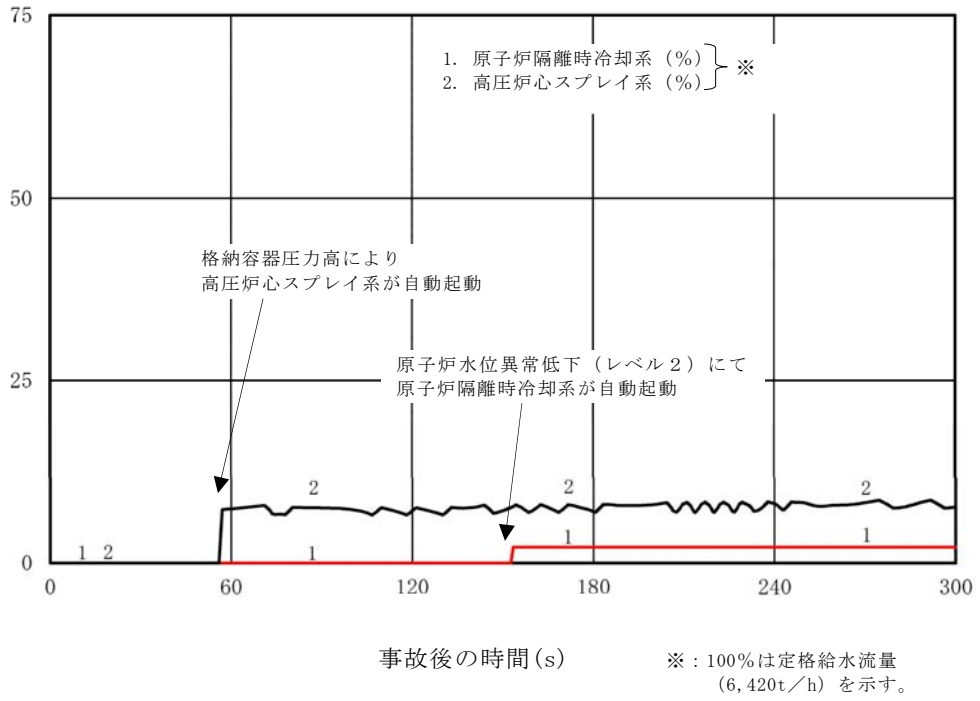
第2.5-3図　原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



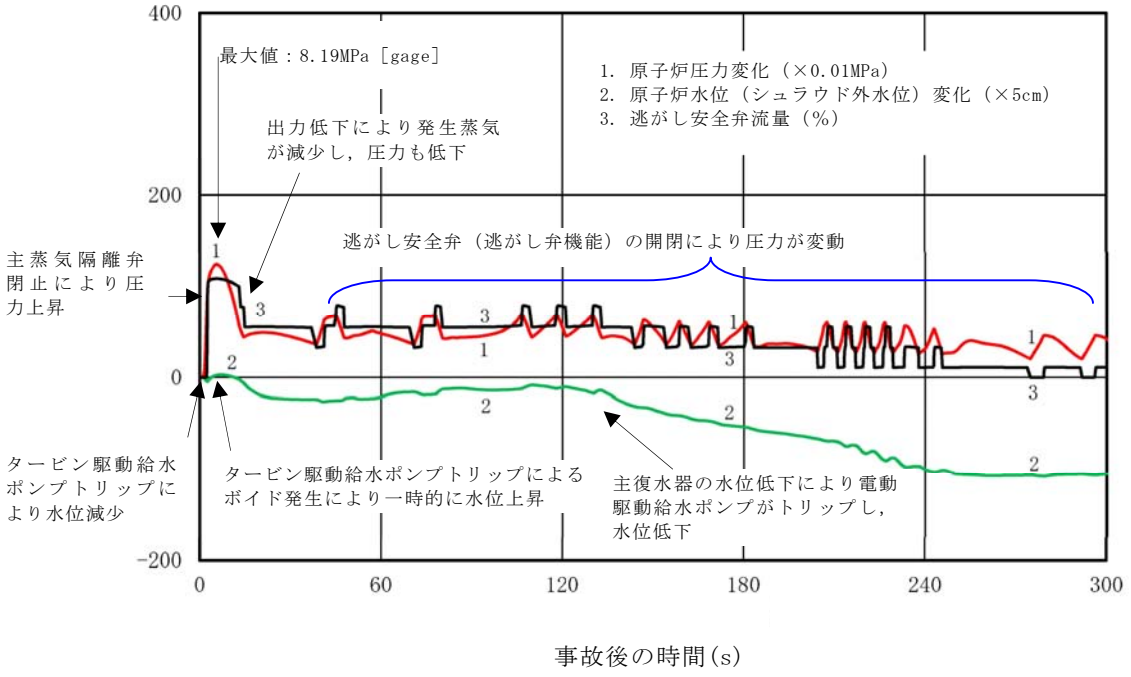
第 2.5-4 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）



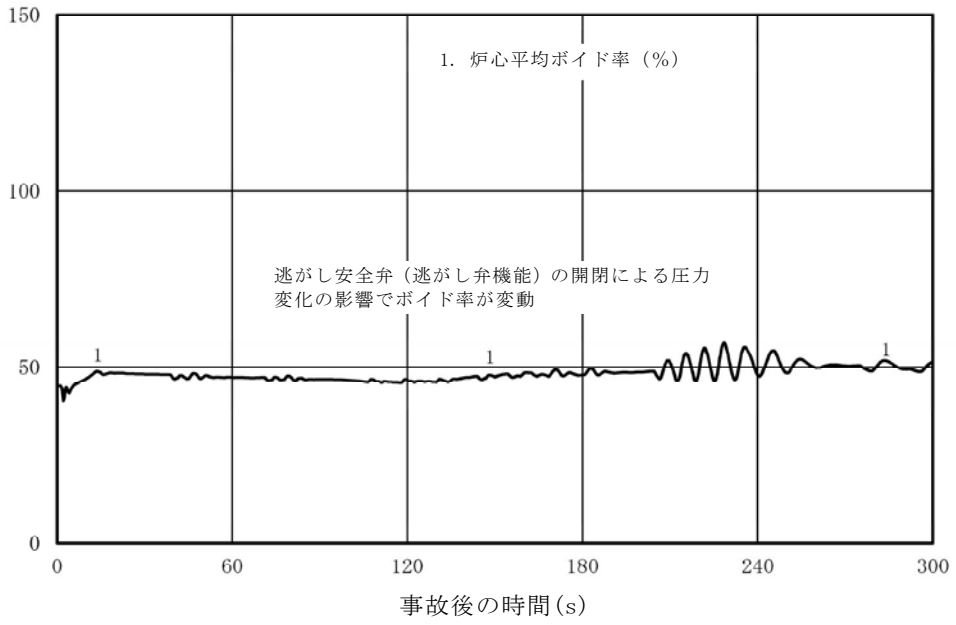
第 2.5-5 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）



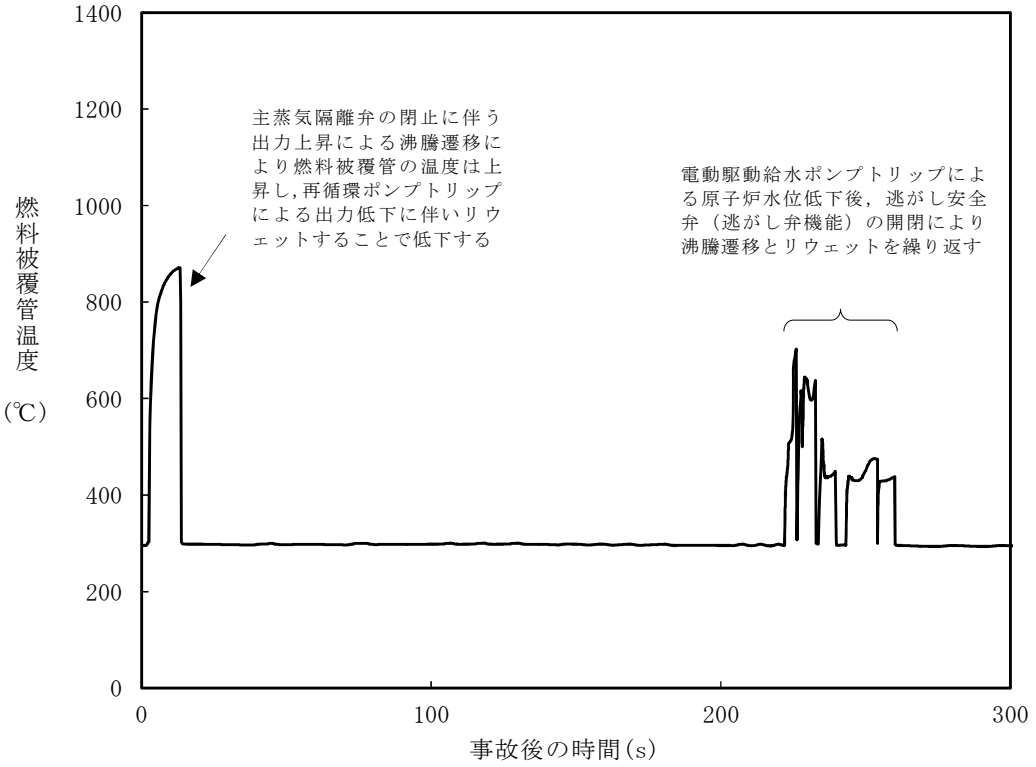
第 2.5-6 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移(短期)



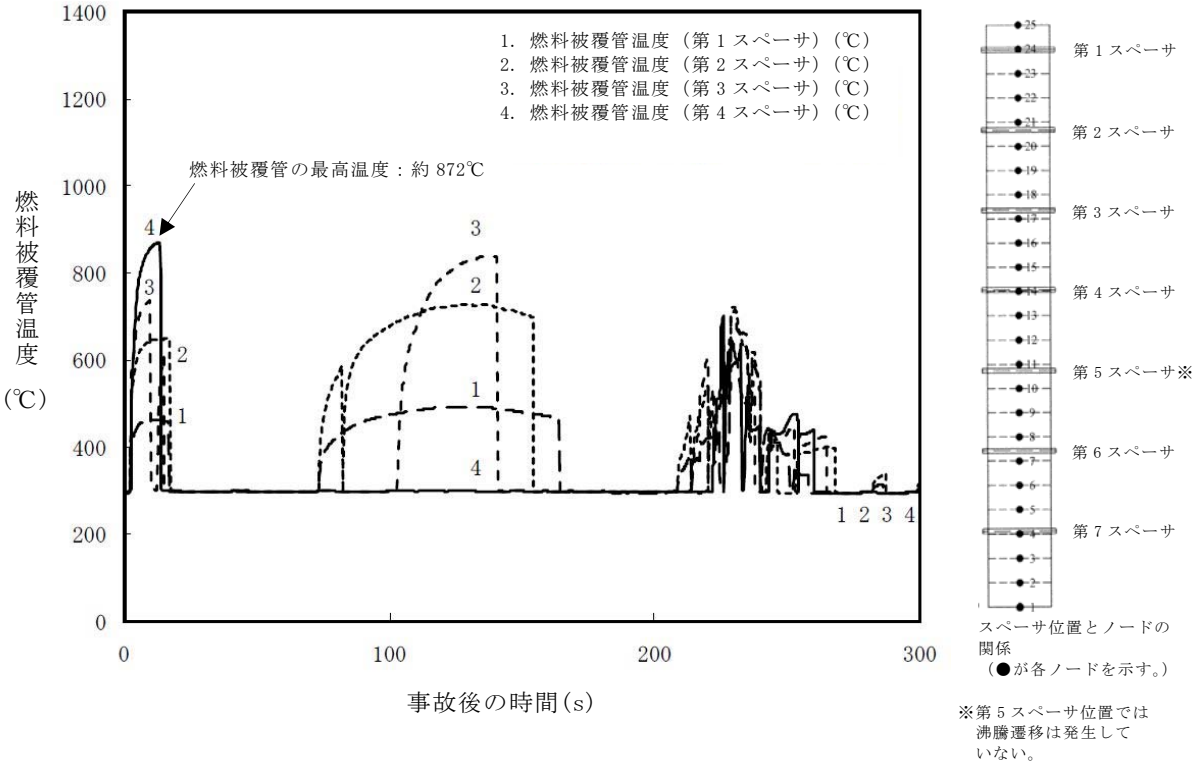
第 2.5-7 図　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び
逃がし安全弁の流量の推移（短期）



第 2.5-8 図　炉心平均ボイド率の推移（短期）

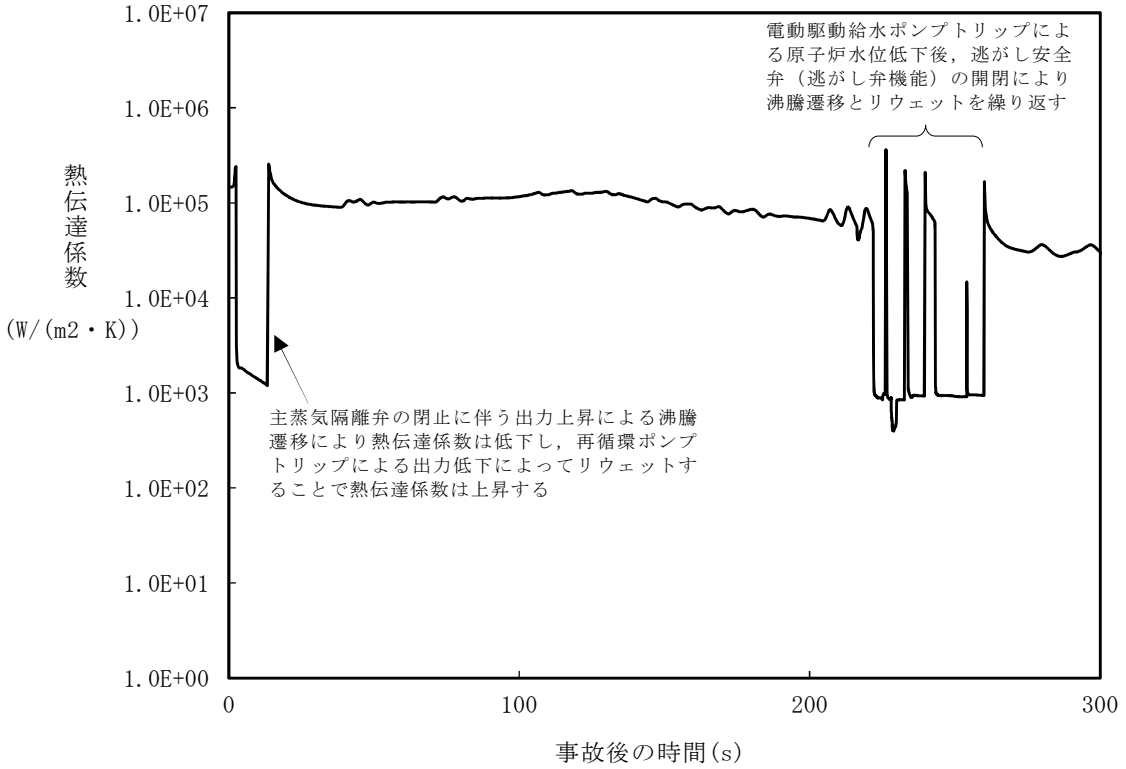


第 2.5-9 図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

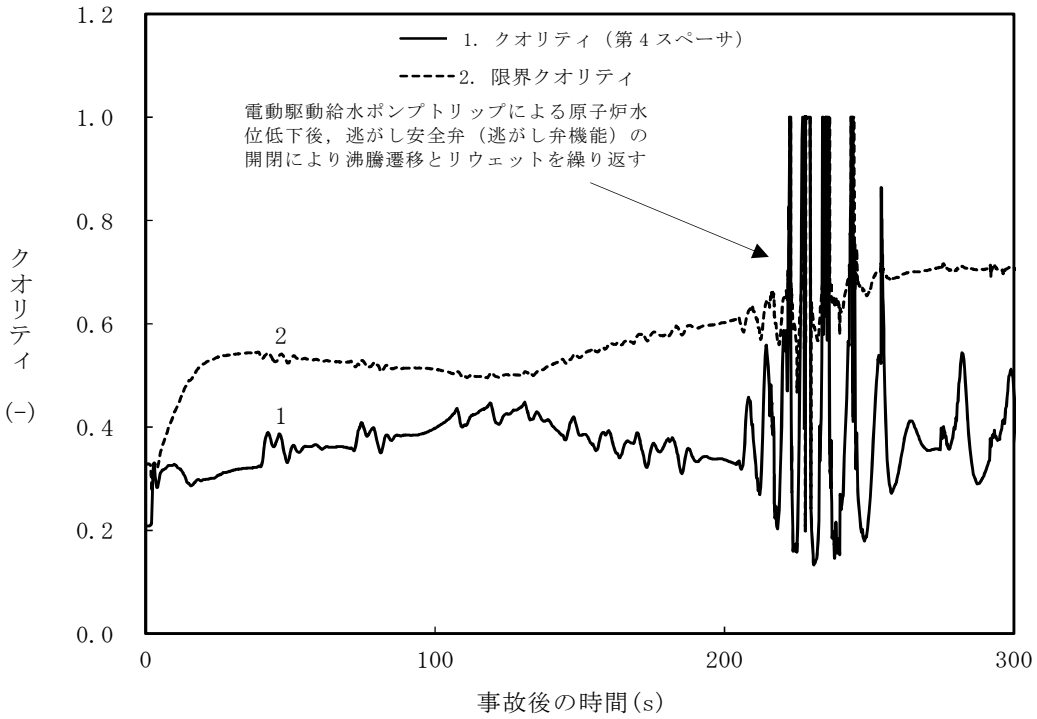


第 2.5-10 図　燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

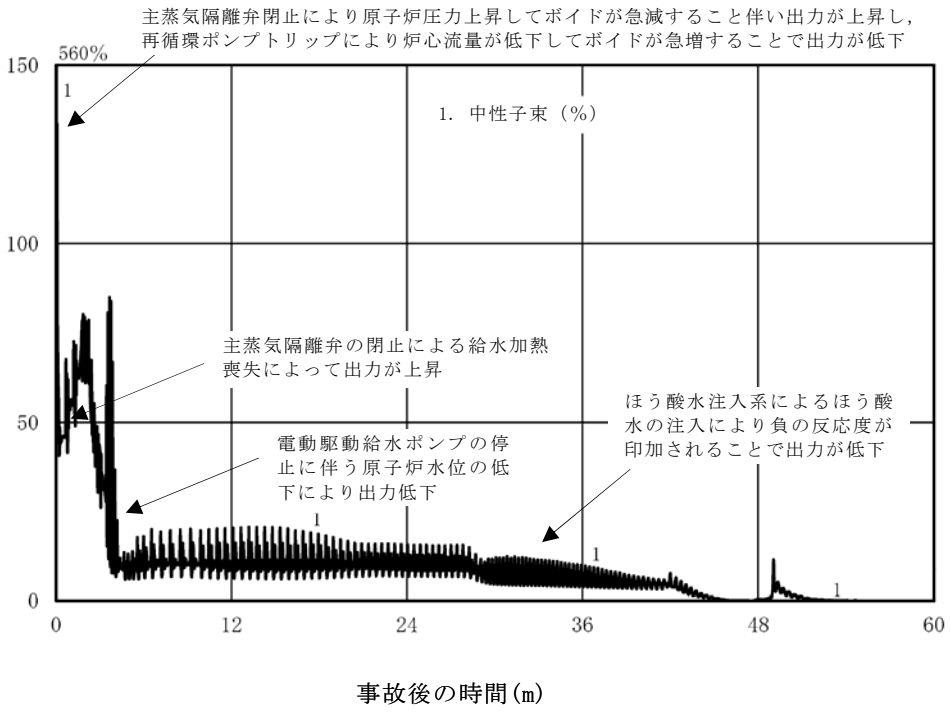
※ 燃料被覆管については，外面より内面の方が高い温度となるものの，今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み，燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に，酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で，最高温度を評価している。



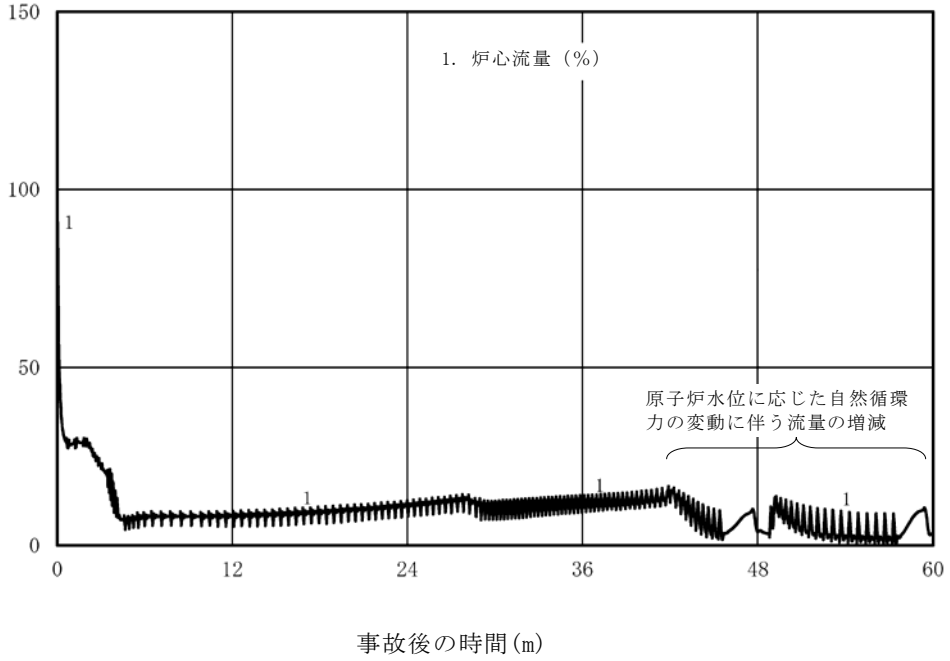
第 2.5-11 図　熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



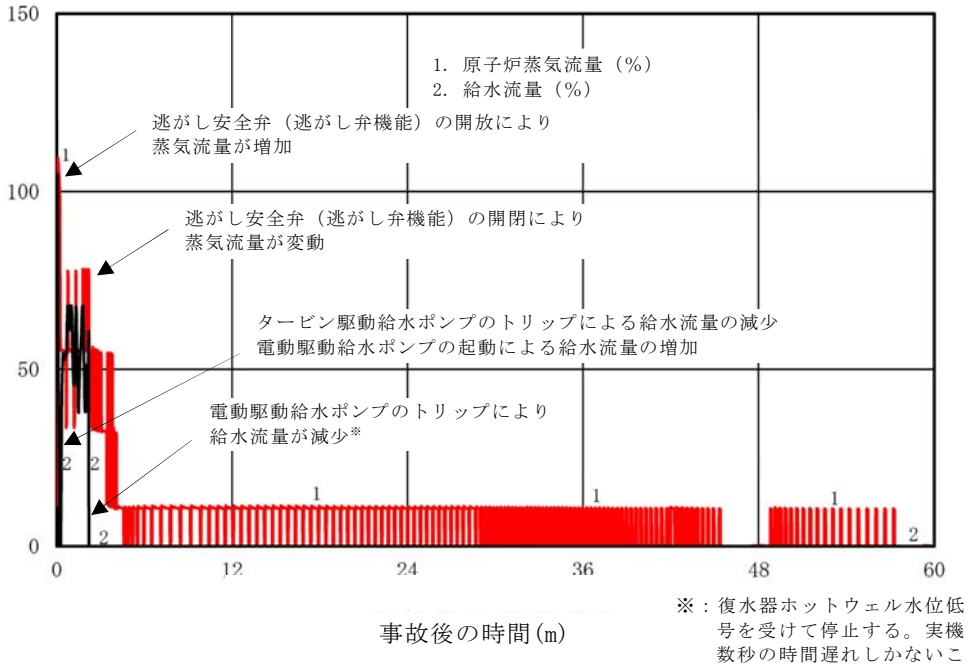
第 2.5-12 図　クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



第 2.5-13 図　中性子束の推移（長期）

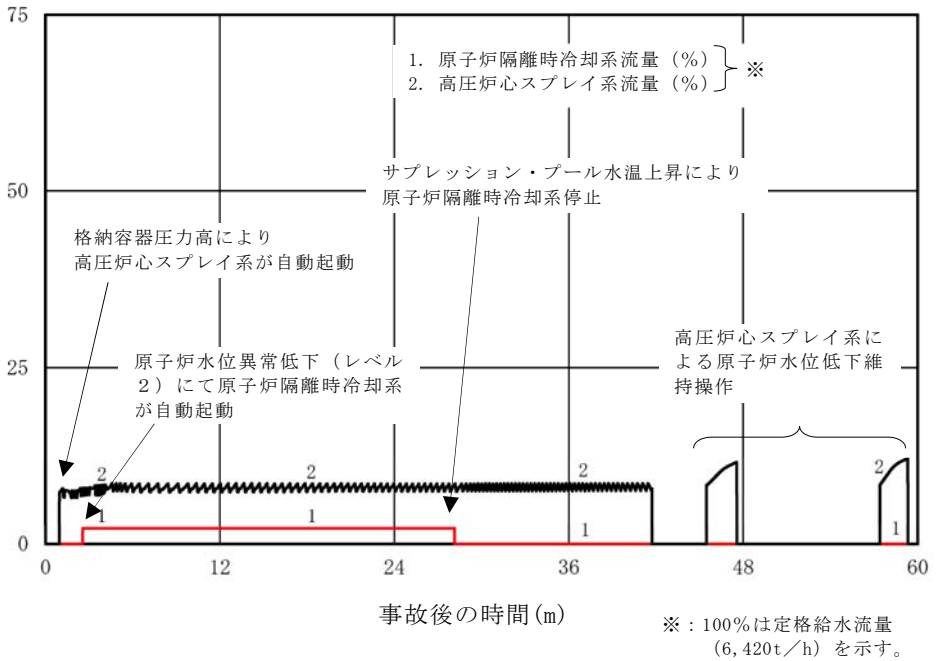


第 2.5-14 図　炉心流量の推移（長期）



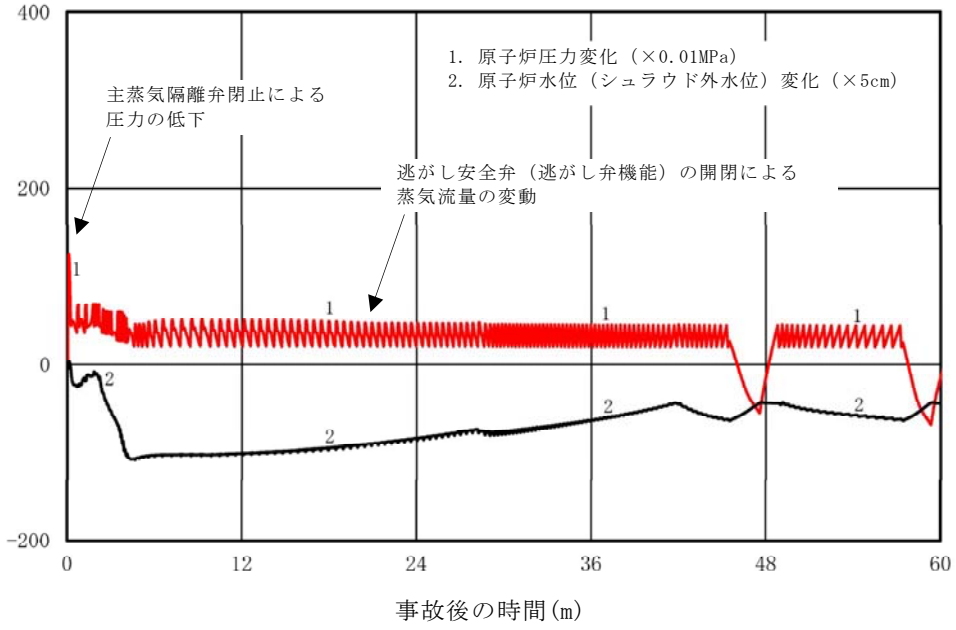
※：復水器ホットウェル水位低低信号を受けて停止する。実機でも数秒の時間遅れしかないことを踏まえ，今回の評価では，低圧復水ポンプ，高圧復水ポンプ及び電動駆動給水ポンプの停止を同時刻としている。

第 2.5-15 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）

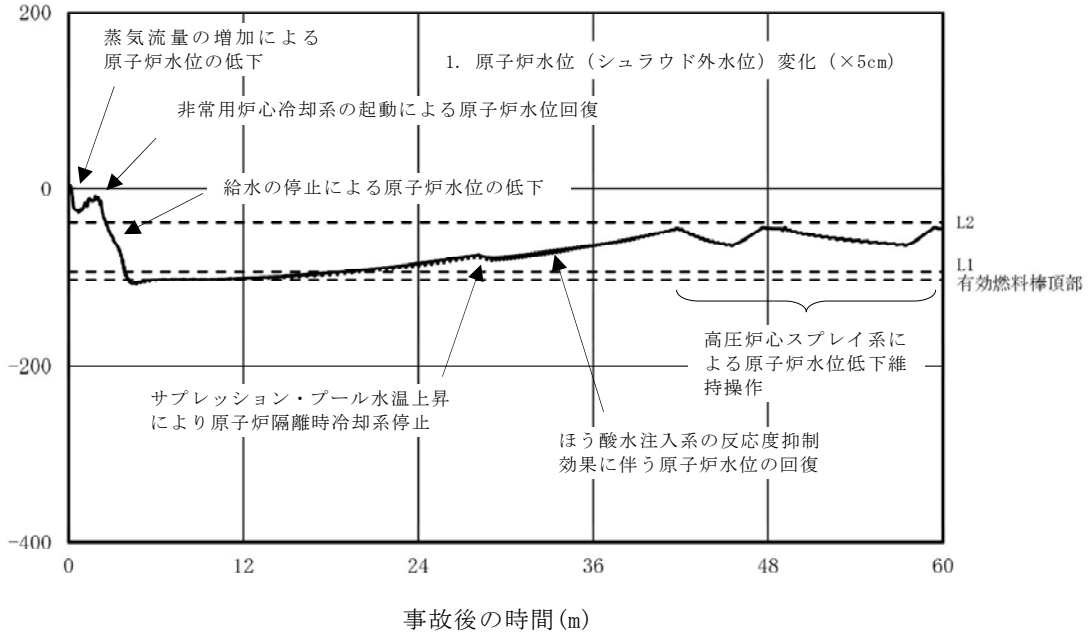


※：100%は定格給水流量（6,420t／h）を示す。

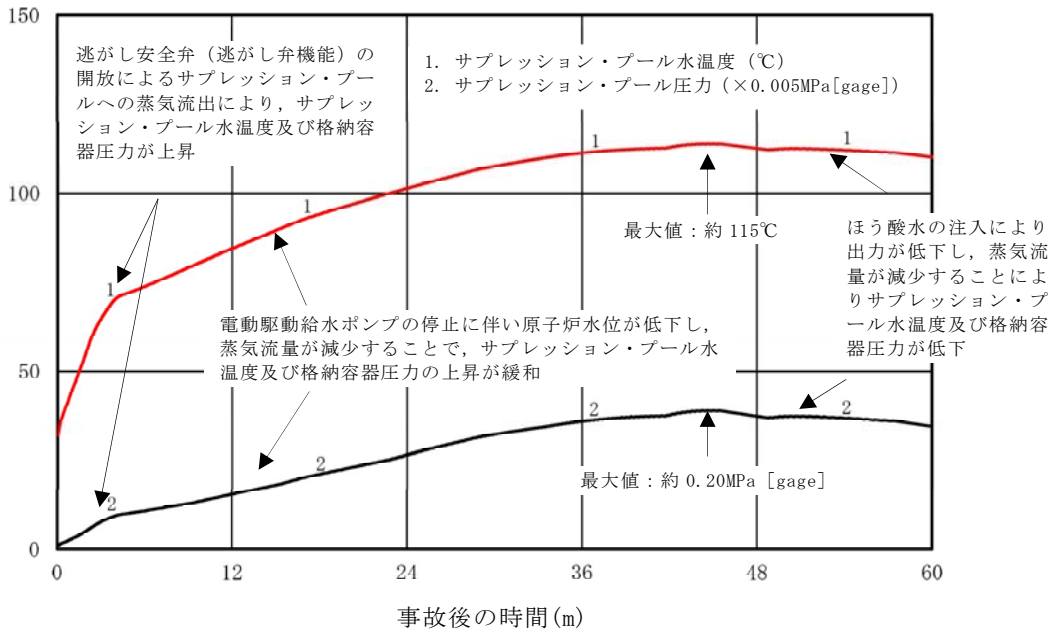
第 2.5-16 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移



第 2.5-17 図　原子炉圧力及び原子炉水位の推移（長期）



第 2.5-18 図　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 2.5-19 図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移（長期）

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

1. リウェットの考慮と燃料被覆管温度への影響

原子炉停止機能喪失の有効性評価においては，主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や，給水加熱喪失に伴う給水系の炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し，燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる（リウェット）ことで急減に低下する。よって，燃料被覆管の最高温度は，このリウェットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。

原子炉停止機能喪失の有効性評価では，リウェット判定に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」（2003 年 6 月，日本原子力学会）における相関式２を用いている。相関式２によるリウェット判定は燃料被覆管温度に依存し，解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，相関式２によるリウェット判定時刻も遅くなる傾向となり，燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で，相関式２によるリウェット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから，ここではリウェットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し，その最高温度を確認した。

2. 評価条件

リウェットを考慮しないものとし，その他の条件については，有効性評価の解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同じであ

る。

3.　評価結果

リウェットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の評価結果を第 1 図にベースケースの評価結果を第 2 図に示す。また，リウェットを考慮しない場合とベースケースとを比較した評価結果を第 1 表に，燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度及び燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウェットを考慮しない場合の比較を第 3 図及び第 4 図に示す。

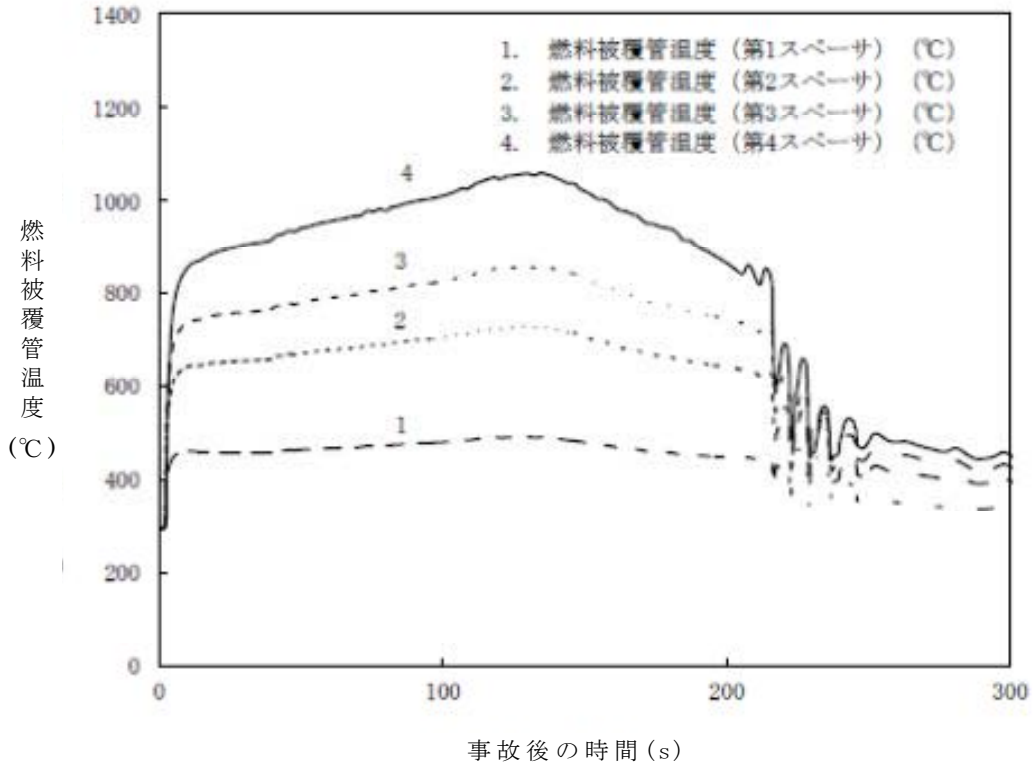
リウェットを考慮しない場合，燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後，燃料被覆管温度はリウェットによる低下がなく高い状態を継続する。その後，復水器ホットウェルの水位低下による給水系の停止に伴い原子炉水位が低下し，原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は低下傾向となる。

燃料被覆管の最高温度及び酸化量は，リウェットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが，評価項目である 1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%を下回る。

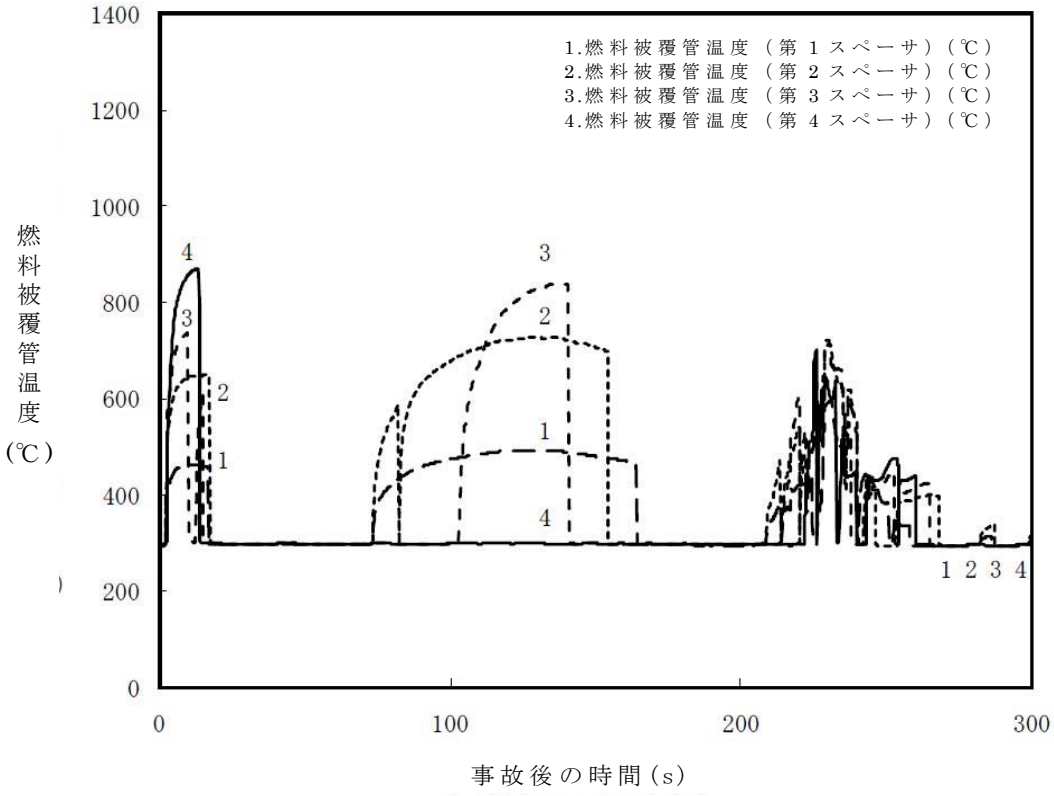
以上の結果より，リウェットを考慮しない場合について，原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって，リウェットモデルの精度に係らず，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。

第１表　リウェット考慮の有無による評価項目パラメータへの影響

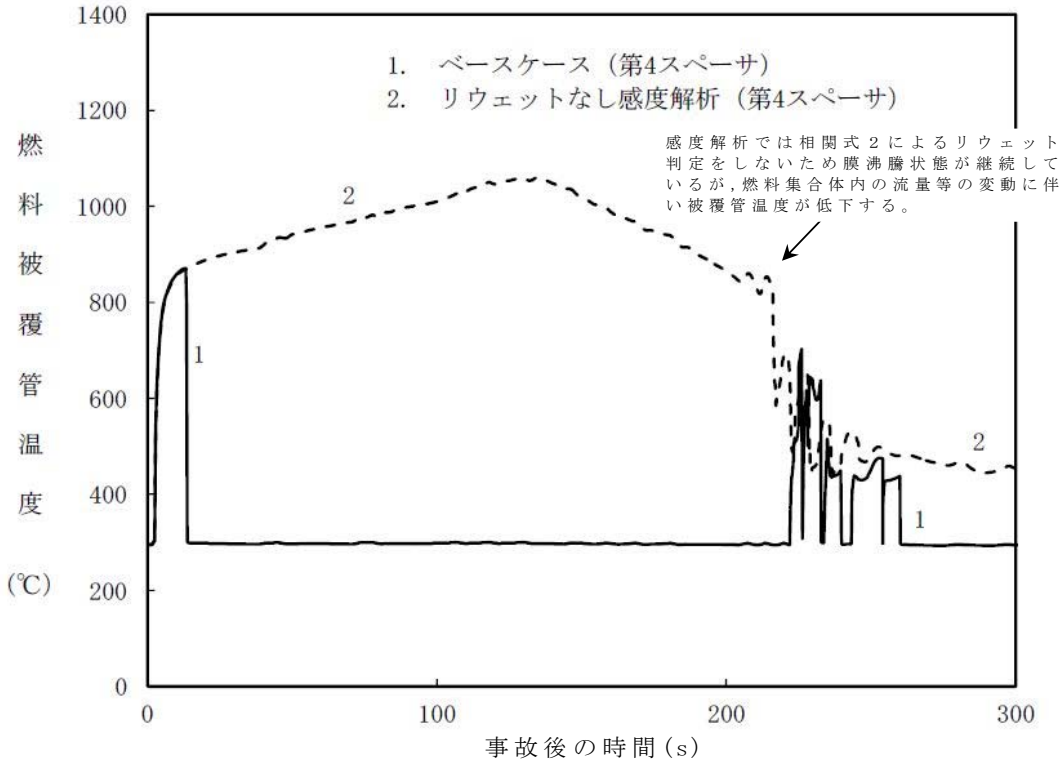
項目	感度解析 （リウェット考慮無）	ベースケース （相関式２）	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 1,060℃	約 872℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	約 2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下



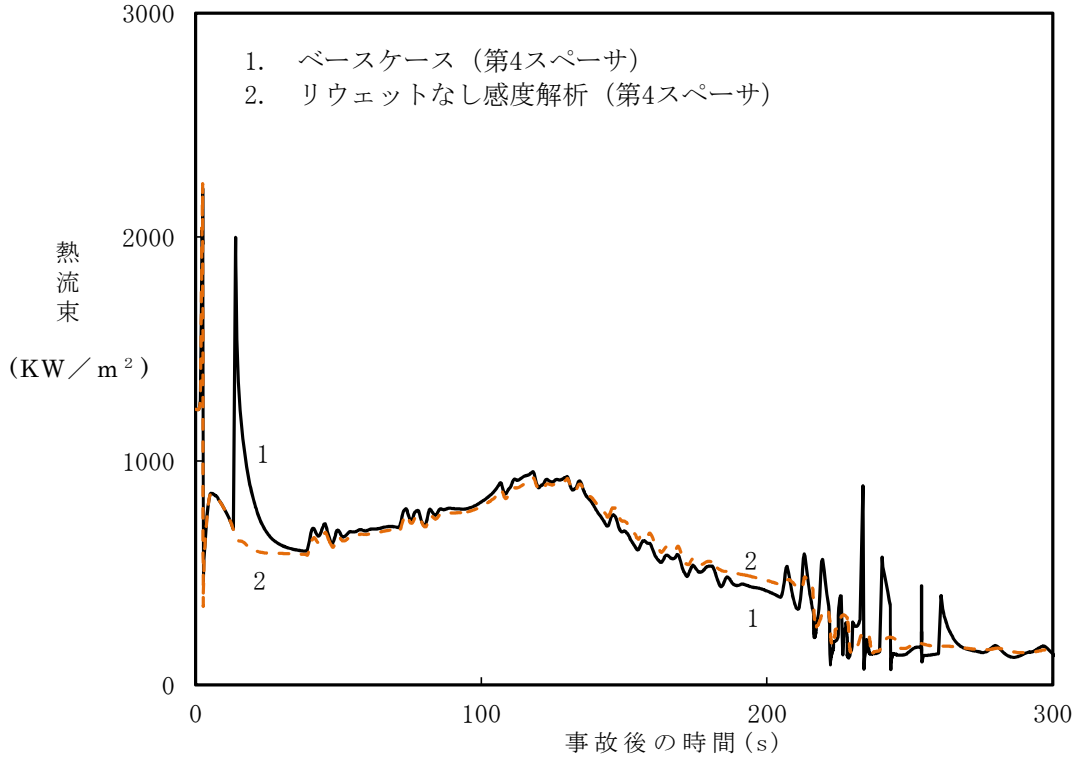
第１図　燃料被覆管温度の推移（リウェットを考慮しない場合）



第２図　燃料被覆管温度の推移（ベースケース（相関式２））



第３図　燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度のベースケースとリウェットを考慮しない場合の比較



第４図　燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウェットを考慮しない場合の比較

2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

2.6.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び②「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

なお,大破断ＬＯＣＡのように破断規模が一定の大きさを超える場合は,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有効に実施することができないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」は，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に中小破断ＬＯＣＡが発生した後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

本事故シーケンスグループは，中小破断ＬＯＣＡが発生し，同時に高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価として

は，中小破断ＬＯＣＡ発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。中小破断ＬＯＣＡ発生後に高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目に対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉減圧後に低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として高圧代替注水系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段並びに代替循環冷却系及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.6-1 図に，対応手順の概要を第 2.6-2 図に示すとともに，対策の概要

を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.6-1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員19名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員5名である。

初動対応要員の内訳は，発電長1名，副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名，通報連絡等を行う災害対策要員2名，現場操作を行う重大事故等対応要員10名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員2名，現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員3名である。必要な要員と作業項目について第2.6-3図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員19名及び招集要員5名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認

事象発生後に給水流量の全喪失が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。また，格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。

原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確

認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は,各系統の流量等である。

c．高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量等である。

d．低圧注水機能喪失の確認

高圧注水機能喪失の確認後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。

低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，各系統のポンプ吐出圧力である。

e．高圧・低圧注水機能の回復操作

対応可能な要員にて高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。

f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後，一連の操作として原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

なお，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作は解析上考慮しない。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は,常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

g．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作

低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。

h．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

i．原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作により，原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

j．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに，サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した時点で，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

k．代替循環冷却系の起動操作

中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除

熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系系統流量等である。

l．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位等である。

m．使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

n．可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等の実施後，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，

代替淡水貯槽水位である。

ｏ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

以降，炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

2.6.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＬＯＣＡを起因事象とし，全ての注水機能を喪失する「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。また，原子炉水位の低下を厳しくする観点で，評価上は給水流量の全喪失を想定する。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，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，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格

納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.6-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm^2）に対して，運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても，対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm^2 の破断を想定する。

また，約 9.5 cm^2 の破断を想定し，これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに，燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。

（添付資料 2.6.1）

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは，それぞれ原子炉水位低（レベル３）信号及び原子炉水位異常低下（レベル２）信号となり，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(c)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(d)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプを 2 台使用するものとし，原子炉注水のみを実施する場合は，炉心冷却を厳しく評価する観点で機器設計上の

最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m^3／h，注水圧力：0～2.38MPa[dif]※）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，230m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(e)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

格納容器スプレイは，常設低圧代替注水系ポンプを２台使用するものとし，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器スプレイは，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(f)　格納容器圧力逃がし装置

サプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]において，13.4kg／sの排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電，常設低圧代

替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生25分後に実施する。

(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達した場合に停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，サプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価（敷地境界外での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は発生せず，燃料被覆管の破裂も発生していないため，放射性物質の放出を評価する際は，設計基準事故に対する評価手法を採用することで保守性が確保される。このため，敷地境界外での実効線量評価にあたっては,「実用発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会　平成2年8月30日)」に示されている評価手法を参照した。本重要事故シーケンスに対する主要な評価条件を以下に示す。

a．事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は，運転上許容されるI-131の最大濃度とし,その組成を拡散組成とする。これにより，事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は，I-131 等価量で約4.7×10^{12}Bqとなる。

b．原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は，I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕を見た値

※である 2.22×10^{14}Bq とし，その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め，希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。これにより，原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は，希ガスについては γ 線実効エネルギ 0.5MeV 換算値で約 6.0×10^{15}Bq，よう素については I-131 等価量で約 3.9×10^{14}Bq となる。

※：過去に実測された I-131 の追加放出量から，熱出力 1,000MW あたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW（定格の約 105%）の場合，熱出力 1,000MW あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は 2.78×10^{13}Bq（750Ci）であり，東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は，これに余裕を見込んだ 2.22×10^{14}Bq（6,000Ci）を条件としている。（1Ci＝3.7×10^{10}Bq）

出典元

・「沸騰水型原子力発電所　事故時の被ばく評価手法について」（HLR-021）

c．燃料棒から追加放出されるよう素のうち，有機よう素は 4%とし，残りの 96%は無機よう素とする。

d．燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち，希ガスは全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち，10%は瞬時に移行するものとし，残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバされる割合は 2%とする。

e．原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は，逃がし安全弁（自動減圧機能）を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し，格納容器内に移行するものとする。この場合，希ガス及び有機よう素の全量が，無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行す

るものとする。

f．サプレッション・チェンバの無機よう素は，サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが，ドライウェルからの格納容器ベントを考慮し，スクラビングの効果を考慮しないものとする。また，核分裂生成物の減衰は，格納容器ベント開始までの期間について考慮する。

g．核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする※。

※：格納容器生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合，建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが，これによる敷地境界外での実効線量への影響は，格納容器ベントにより核分裂生成物全量が大気に放出される条件の「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の敷地境界外の実効線量を比較することにより有意とならないことを確認し，格納容器圧力上昇の観点で厳しく格納容器ベント時間が早くなることで核分裂生成物の減衰時間が短くなる漏えいなしを設定した。

h．敷地境界外における実効線量は，内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し，よう素の内部被ばくによる実効線量(1)式で，希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で，それぞれ計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_{I} \quad \cdots\cdots (1)$$

R　　：呼吸率（m^3／h）

H_{∞}　：よう素を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量

（1.6×10^{-7} Sv／Bq）

χ／Q：相対濃度（s／m^3）

Q_{I}　：事故期間中のよう素の大気放出量（Bq）

（I-131 等価量－小児実効線量係数換算）

$$H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \quad \cdots\cdots (2)$$

K　　：空気吸収線量から実効線量への換算係数

（K=1Sv／Gy）

D／Q：相対線量（Gy／Bq）

Q_{γ}　：事故期間中の希ガスの大気放出量（Bq）

（γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）

i．大気拡散条件については，格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は，地上放出，実効放出継続時間 1 時間※の値として，相対濃度（χ／Q）を 2.9×10^{-5}s／m^3，相対線量（D／Q）を 4.0×10^{-19}Gy／Bq とし，耐圧強化ベントを用いる場合は，主排気筒放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度（χ／Q）は 2.0×10^{-6}s／m^3，相対線量（D／Q）は 8.1×10^{-20}Gy／Bq とする。

※：本評価では，格納容器ベント時に瞬時に核分裂生成物が全量大気中に放出される評価としているため，実効放出継続時間は気象データの最小集計単位である 1 時間を使用している。なお，実効放出継続時間は放射性物質の放出率の時間変化を考慮して定めるものであり，短時間であるほど保守的な相対濃度，相対線量となる。

j．格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50，無機よう素の除染係数を 100 とする。

（添付資料 2.6.2，2.6.3，2.6.4）

(4)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおいて，約 3.7cm^2の破断を想定する場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁

からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.6-4 図から第 2.6-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.6-9 図から第 2.6-15 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.6-16 図から第 2.6-19 図に示す。同様に，約 9.5cm^{2}の破断を想定する場合のパラメータの推移を第 2.6-20 図から第 2.6-31 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。その後，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，機器故障等により失敗し，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。このため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系

（常設）の起動操作を実施し，事象発生の 25 分後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧操作を実施することで，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると，原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，上記の挙動に伴い増減する。

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達した時点でサプレッション・チェンバベントラインの機

能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ,事象発生の約 28 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.6-9 図に示すとおり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，約 3.7cm^{2}の破断の場合には，事象発生の約 37 分後に最高値の約 616℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また，約 9.5cm^{2}の破断の場合には，第 2.6-25 図に示すとおり，事象発生の約 31 分後に約 842℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の酸化量は，約 3.7cm^{2}の破断の場合及び約 9.5 cm^{2}の破断の場合ともに，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1%以下であり,評価項目である 15%を下回る。原子炉圧力は,第 2.6-4 図及び第 2.6-20 図に示すとおり,逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約

8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.6-16 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.6-17 図に示すとおり，事象発生の約 28 時間後に最高値の約 143℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。また，格納容器圧力及び雰囲気温度は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となることから，約 9.5 cm^2の破断を想定する場合でも，最高値は同等となる。

第 2.6-5 図に示すように，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.6-16 図及び第 2.6-17 図に示すように，事象発生の約 28 時間後に，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，約 1.6×10^{-1}mSv であり，5mSv を下回る。また，耐圧強化ベントによるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10^{-1} mSv であり，5mSv を下回る。いずれの場合も，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ることはない。

（添付資料 2.6.5）

安定状態が確立した以降は，残留熱除去系の復旧後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。格納容器は代替循環冷却系又は残留熱除去系により除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

以上により，本評価では，「1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び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について，対策の有効性を確認した。

2.6.3　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は，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。

本重要事故シーケンスは，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断ＬＯＣＡが発生した後，高圧・低圧注水機能及び減圧機能の喪失に伴い原子炉水位が低下するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧

代替注水系（常設）による原子炉注水），常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「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」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容

器雰囲気温度を十数℃程度，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ているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，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の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.6.6）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，

燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，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ているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，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の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.6.6）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.6-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した44.0kW／mに対して最確条件は約33～41kW／mであり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／tに対して最確条件は33GWd／t以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については，シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約2,400 cm^2）に対して，運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても，対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約3.7 cm^2の破断面積を設定している。なお，破断面積が約9.5 cm^2までは，同じ25分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり，運

転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が約 9.5cm^{2}を超え，炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）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）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.6.6）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度

33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については，シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm^2）に対して，運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても，対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm^2の破断面積を設定している。なお，破断面積が約 9.5 cm^2までは，同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり，燃料被覆管の最高温度は約 842℃となる。破断面積が約 9.5cm^2を超え，炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）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）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，

再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心の再冠水が早まることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.6.1，2.6.6）

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作

開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.6.6）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は310kPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，格納容器限界圧力は620kPa[gage]であり，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

（添付資料 2.6.6）

(3)　操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設

低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水)は，約 3.7cm^{2}の破断の場合には，10 分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することを感度解析により確認しているため，10 分程度の操作時間余裕は確保されている。また，25 分の減圧操作遅れを想定した場合には，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず，格納容器ベント時の敷地境界線量も約 4.4mSv となり 5mSv を下回るが，この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い，炉心損傷後のマネジメントに移行するため，重大事故での対策の範囲となる。なお，約 9.5cm^{2}の破断の場合には，評価上考慮しない高圧代替注水系による原子炉注水に期待することで，操作時間余裕を確保することができる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約 16 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約 28 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。仮に，中央制御室からの遠隔操作に失敗し，現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には，格納容器ベント操作の開始が遅れることで，格納容器圧力は 310kPa[gage]から上昇するが，過圧の観点で厳しい「3．1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」において，スプレイを実施しない場合，格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達してから,格納容器限界圧力 620kPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。

（添付資料 2.6.6，2.6.7）

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

2.6.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な要員は，「2.6.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 5 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原

子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,320m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^{3}及び高所淡水池に約 2,500m^{3}の水を保有しており，可搬型代替注水大型ポンプを用いて，北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の注水継続が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

（添付資料 2.6.8）

b．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有してい

ることから，可搬型代替注水大型ポンプによる給水について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.6.9）

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については，約 982kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.6.10）

2.6.5　結　論

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」では，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において中小破断ＬＯＣＡが発生した後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，かつ，自動減圧系が機能喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として高圧代替注水系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却

系（常設）による格納容器冷却手段並びに代替循環冷却系及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

なお，格納容器圧力逃がし装置の使用による敷地境界での実効線量は，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプ

を用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対して有効である。

第 2.6-1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故対策について（1／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	－	平均出力領域計装 起動領域計装 ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより，高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	【主蒸気隔離弁】 ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【高圧炉心スプレイ系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系	－	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	・高圧注水機能喪失及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。	－	－	【低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

第 2.6-1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故対策について（2／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧／低圧注水機能の回復操作	・対応可能な要員にて高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の回復操作を実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・低圧注水機能喪失の確認後，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し（解析上考慮しない），常設代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作	・低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより，原子炉減圧操作を実施する。 ・炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.6-1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故対策について（3／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	・原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・常設代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ操作を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した時点で，常設代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション･チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位
代替循環冷却系による格納容器除熱	・格納容器圧力が 245kPa［gage］に到達したことを確認する。 ・代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。	代替循環冷却ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 サプレッション･チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.6-1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故対策について（4／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	・格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し，サプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。	格納容器圧力逃がし装置	－	ドライウェル圧力 サプレッション･チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ） フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	・可搬型代替注水大型ポンプの移動及びホース敷設等を実施する。 ・代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリによる燃料補給操作を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

：有効性評価上考慮しない操作

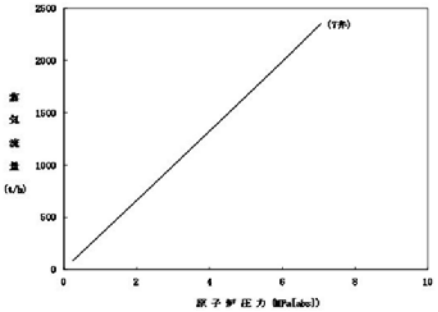
第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（1／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

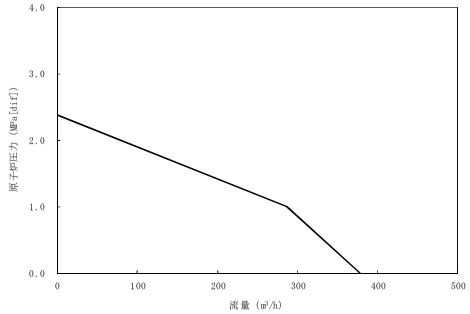
第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（2／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽及び水源補給に用いる淡水貯水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	再循環配管に 約 3.7cm^2 及び約 9.5cm^2 の 破断が発生	シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm^2）に対して，運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても，対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm^2 の破断を設定また，約 9.5 cm^2 の破断を想定し，これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに，燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（3／5）

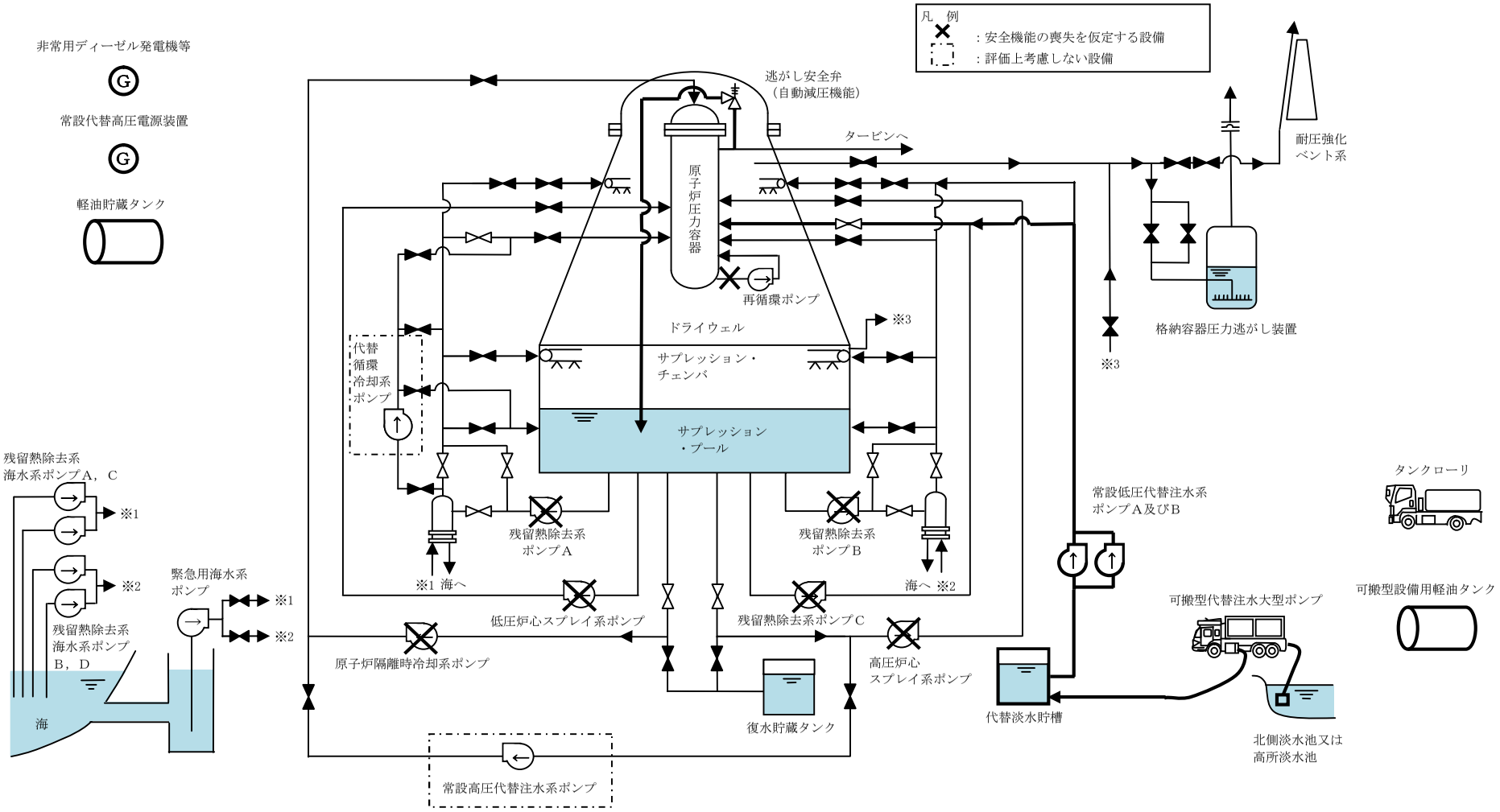
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	事象進展の観点で，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル３）信号による原子炉スクラムを設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２） 信号で全台停止	事象進展の観点で，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合の原子炉水位異常低下（レベル２）信号による再循環ポンプトリップを設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（4／5）

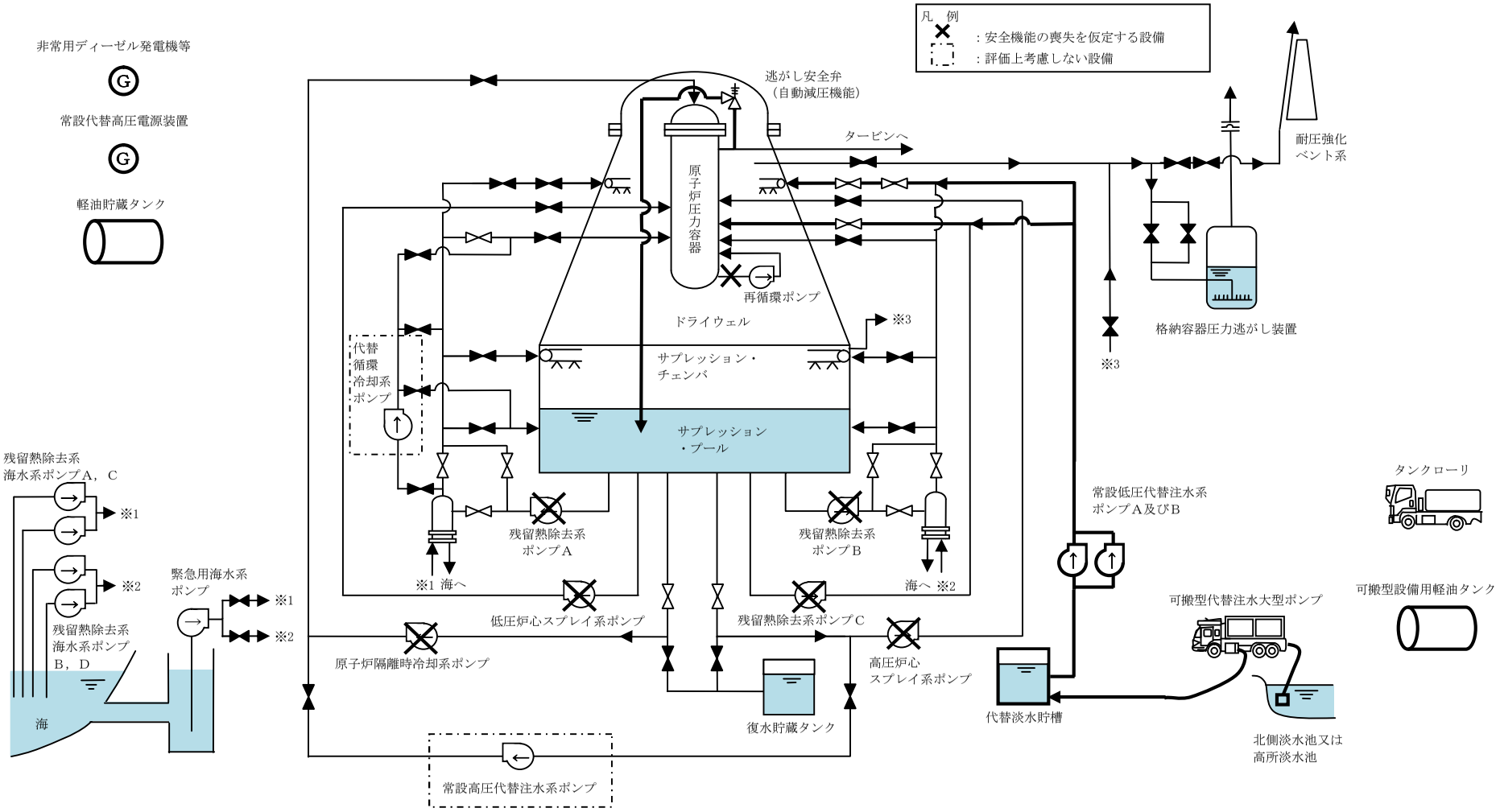
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0～378m^3／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	格納容器圧力逃がし装置	排気特性:13.4kg／s(格納容器圧力 310kPa[gage]において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（5／5）

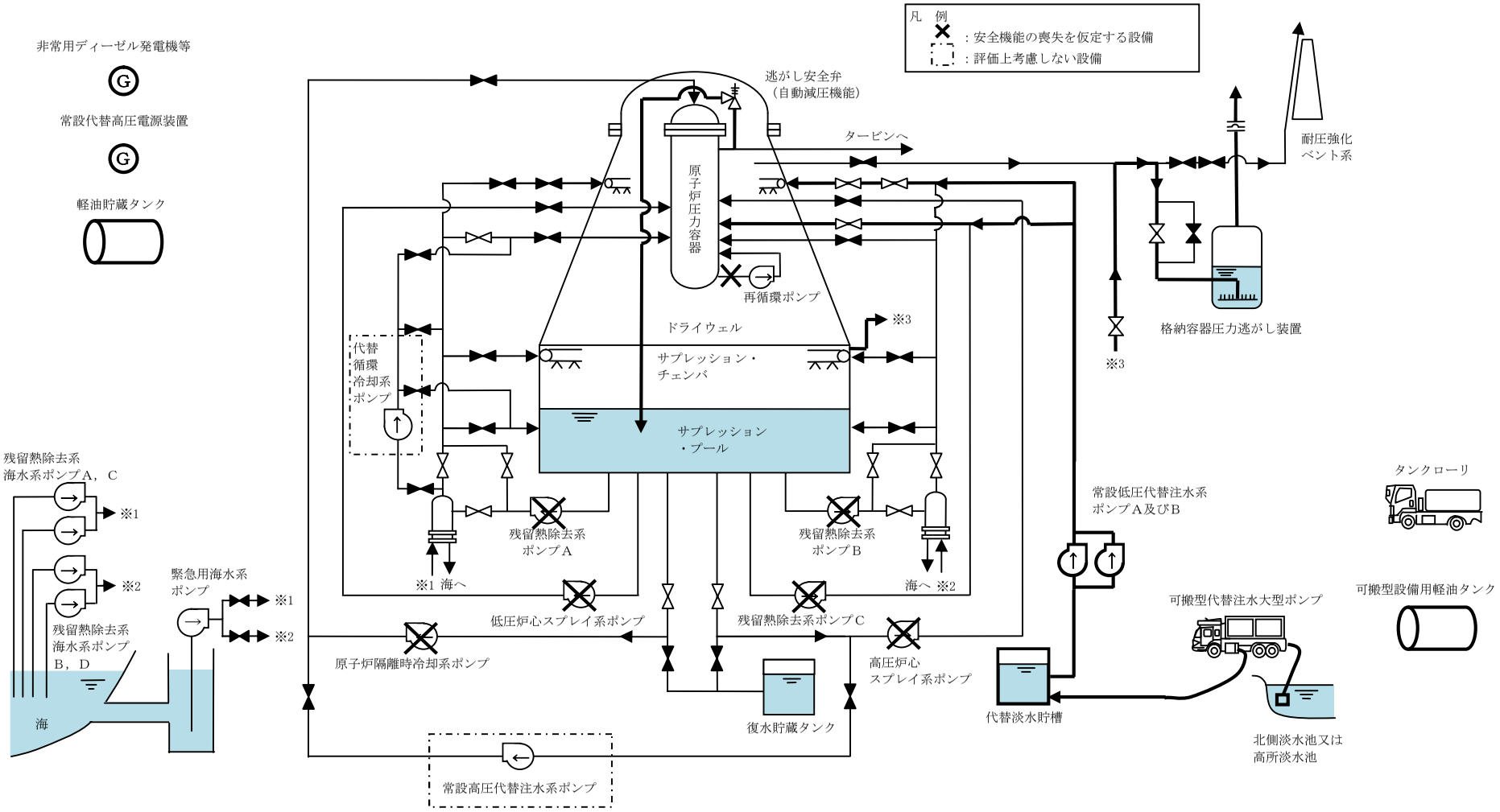
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定



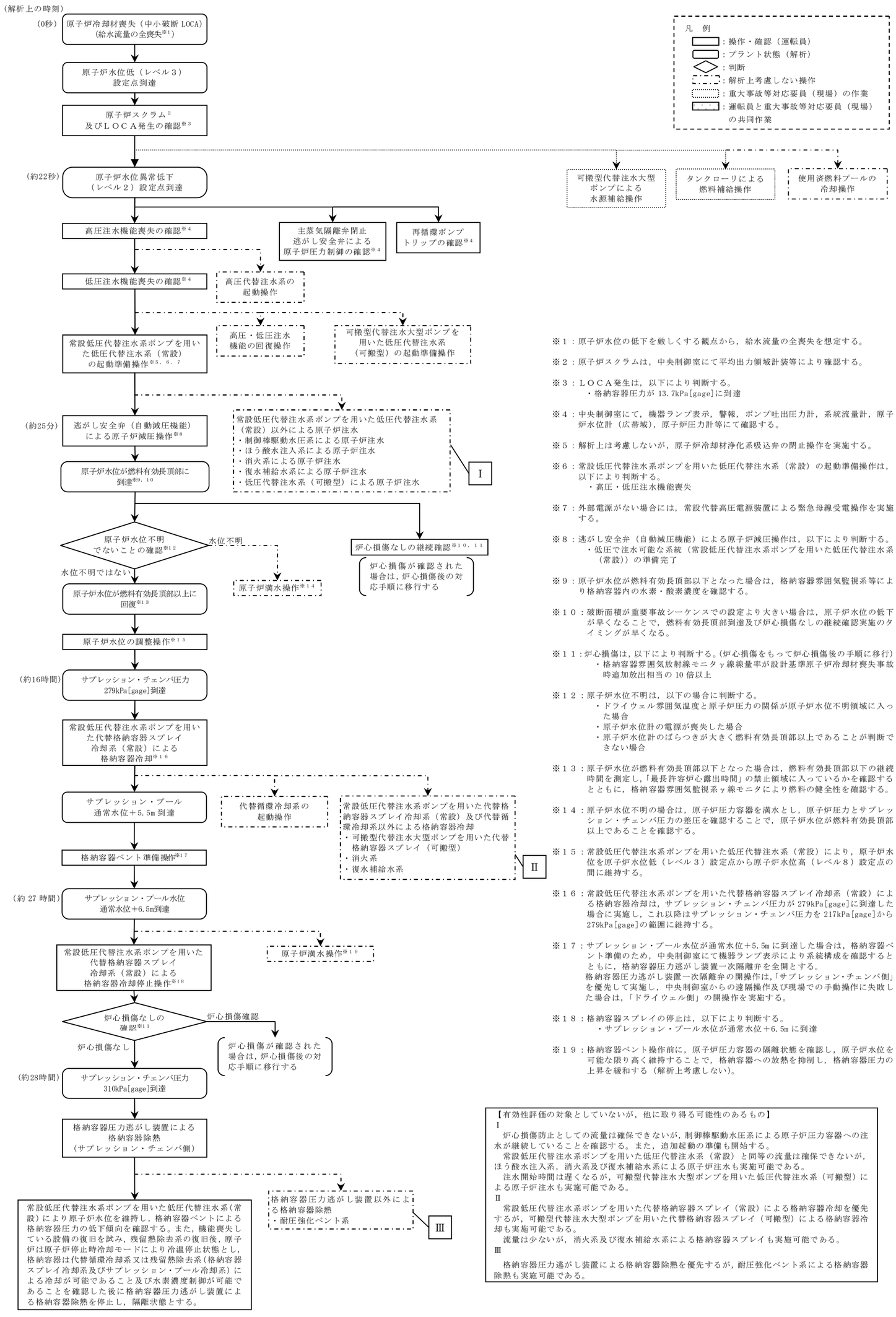
第 2.6-1 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.6-1 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第 2.6-1 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント段階）



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力計，系統流量計，原子炉水位計（広帯域），原子炉圧力計等にて確認する。

※５：解析上は考慮しないが，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施する。

※６：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※７：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作を実施する。

※８：逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※９：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※１０：破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※１１：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷をもって炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタγ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上

※１２：原子炉水位不明は，以下の場合に判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１３：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，燃料有効長頂部以下の継続時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに，格納容器雰囲気監視系γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。

※１４：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１６：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施し，これ以降はサプレッション・チェンバ圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持する。

※１７：サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１８：格納容器スプレイの停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１９：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】

Ⅰ

炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び復水補給水系による原子炉注水も実施可能である。

注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅱ

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

流量は少ないが，消火系及び復水補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

Ⅲ

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

第 2.6-2 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失（中小破断ＬＯＣＡ）の対応手順の概要

ＬＯＣＡ時注水機能喪失

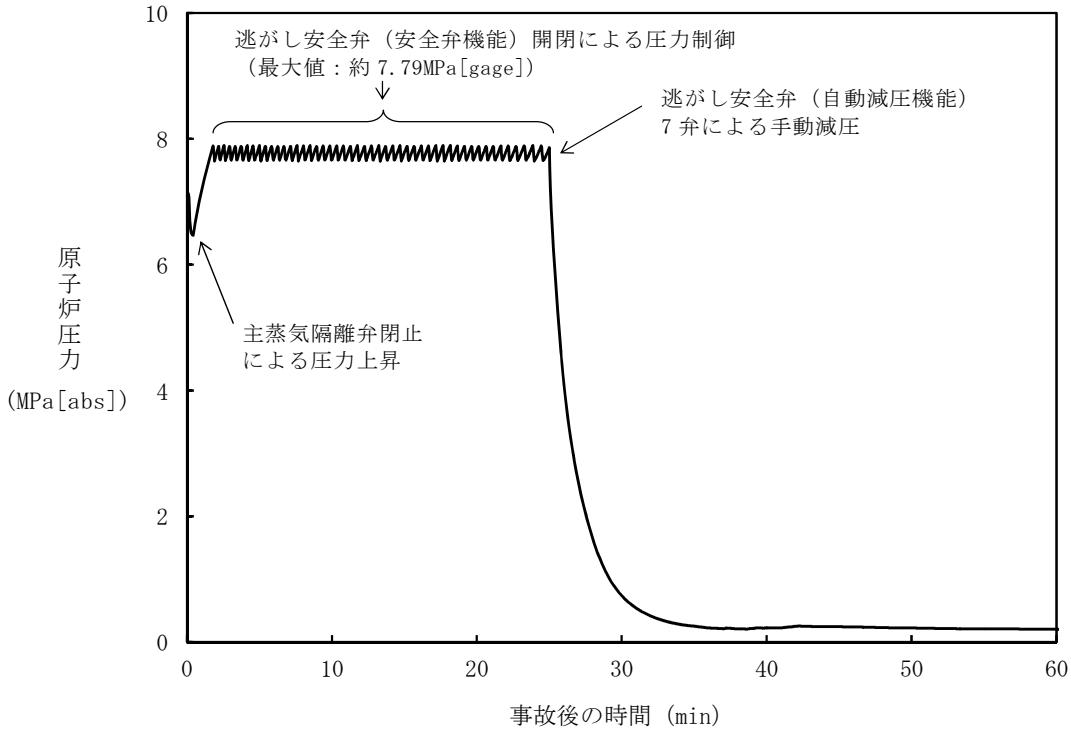
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0　10　20　30　40　50　60　70　80　90　100　110	備考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮			
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)			
						▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽約40秒　ドライウェル圧力高設定点（13.7kPa[gage]）到達 ▽プラント状況判断 ▽約15分　原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達 ▽25分　原子炉減圧開始	
状況判断	2人 A,B	－	－		●ＬＯＣＡ発生の確認 ●外部電源喪失及び給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－	－		●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2 分	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－		●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－	－		●高圧代替注水系の起動操作	4 分	解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－	－		●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作（失敗）	4 分	
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D	－		●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－		●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	2 分	解析上考慮しない
	【1人】 B	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作	－	－	10人 a～j		●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間含む
逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－		●逃がし安全弁7弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作	【1人】 B	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する	

第 2.6-3 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

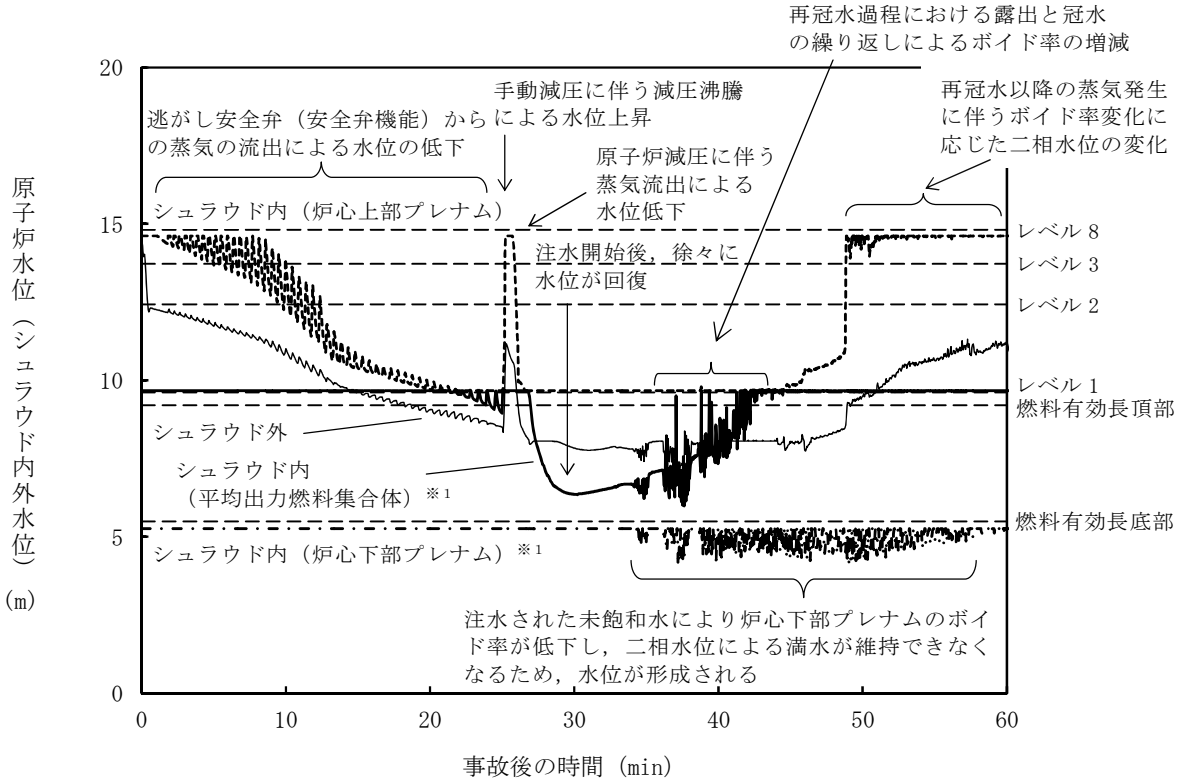
ＬＯＣＡ時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 44 48 52	備考
					▽25分　原子炉減圧開始 ▽約16時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽約24時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋5.5m到達 ▽約27時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋6.5m到達 ▽約28時間　サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達	
原子炉水位の調整操作	【1人】A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】B	－	－	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視	
代替循環冷却系の起動操作	【1人】B	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水	適宜原子炉注水を調整	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は，低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
				●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視	
原子炉満水操作	【1人】A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】B	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20 分	
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	解析上考慮しない 25時間までに実施する
格納容器ベント準備操作	【1人】A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）	5 分	
	－	【2人】+1人 C,D,E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125 分	解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後　適宜状態監視	
	－	－	3人（招集）	●現場手動による格納容器ベント操作	75 分	解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間含む
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】c～j	●可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等	220 分	アクセスルート復旧時間含む
	－	－	【2人】c,d	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施	代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間があり，代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人（招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人			

第 2.6-3 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）

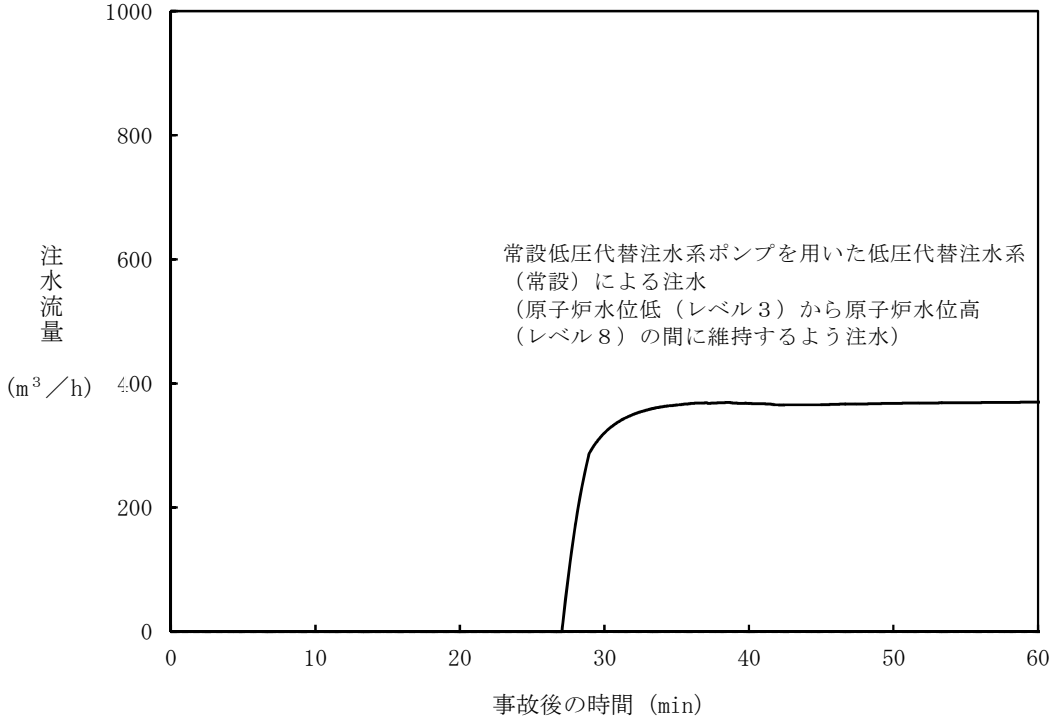


第 2.6-4 図　原子炉圧力の推移（約 3.7cm^{2}の破断）

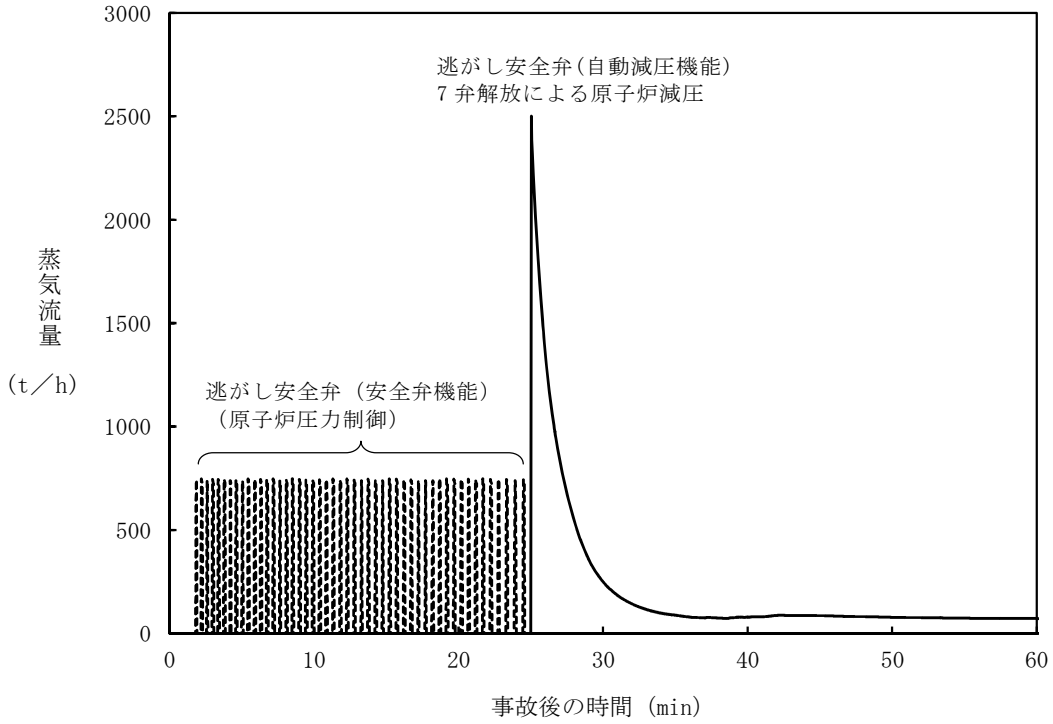


第2.6-5図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（約3.7cm^{2}の破断）※

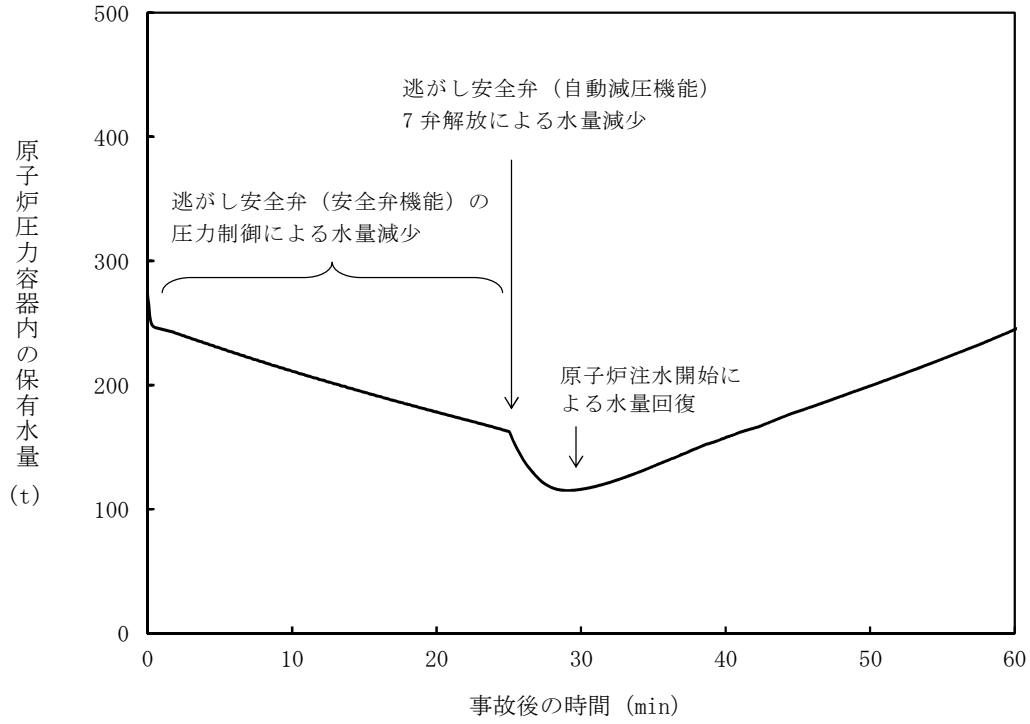
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



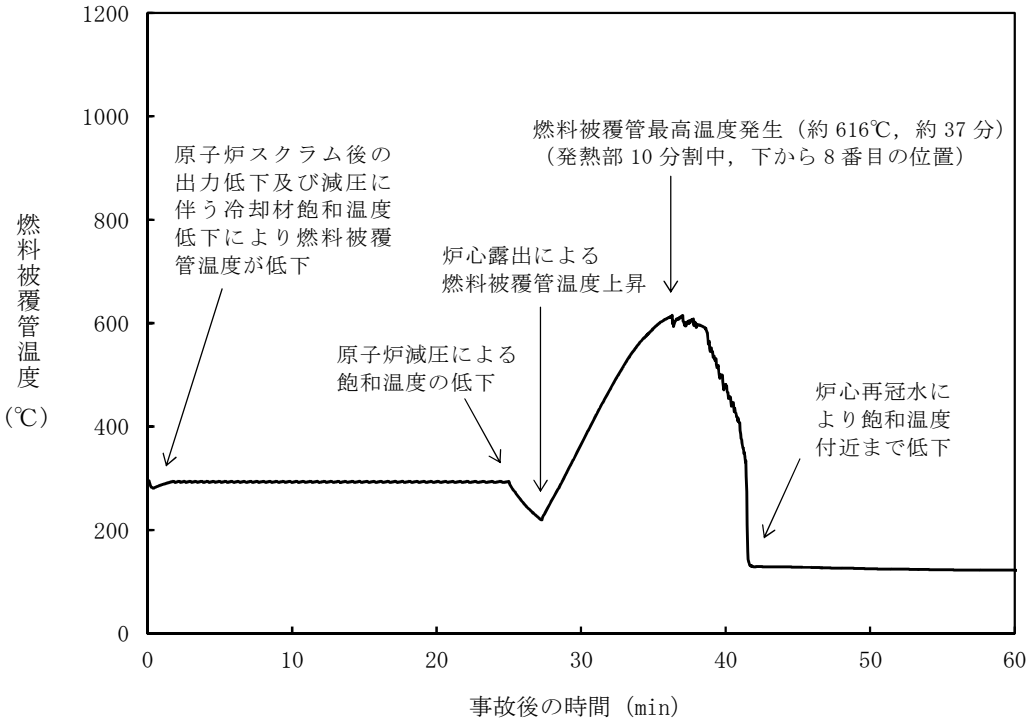
第2.6-6図　注水流量の推移（約3.7cm²の破断）



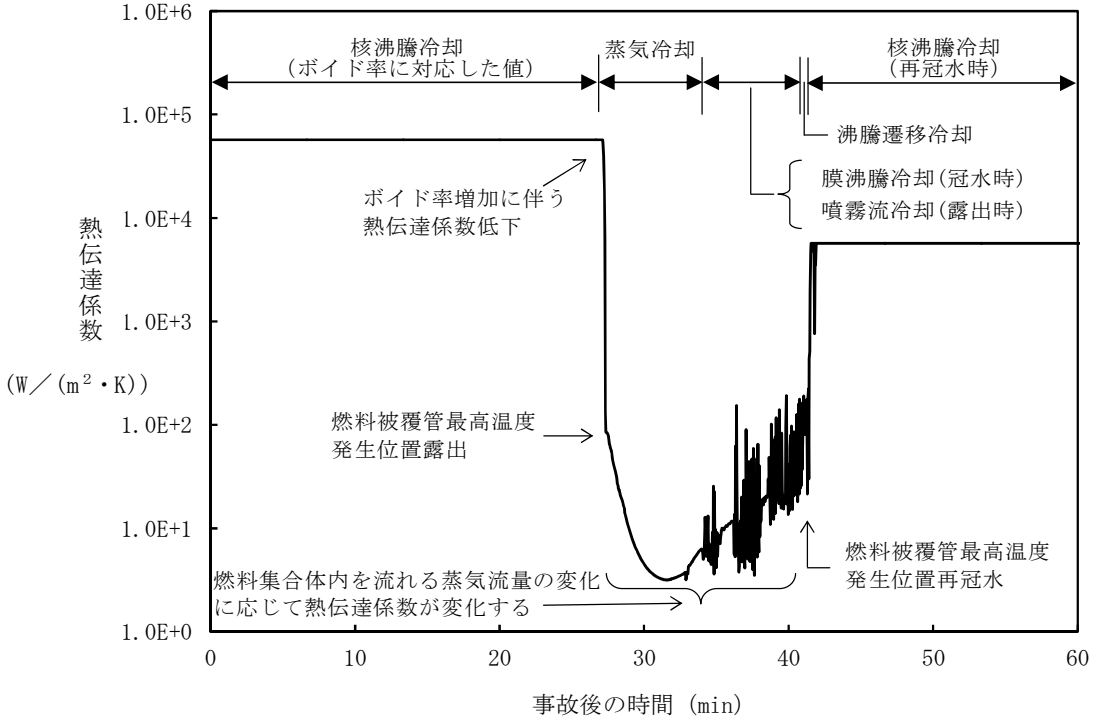
第2.6-7図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移（約3.7cm²の破断）



第2.6-8図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移（約3.7cm^{2}の破断）

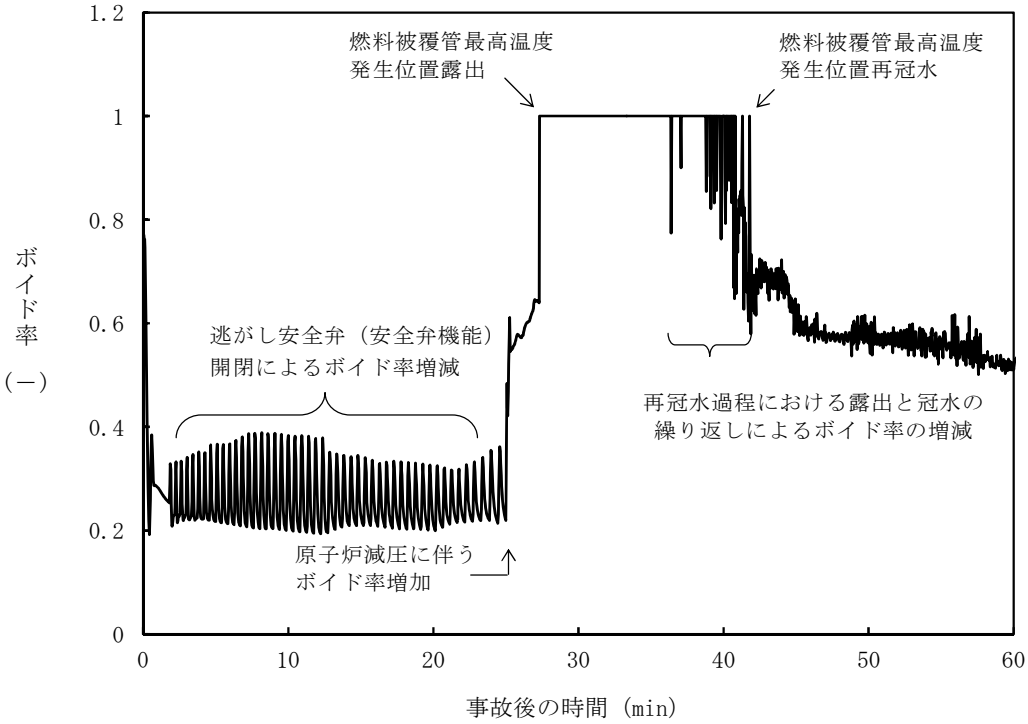


第 2.6-9 図　燃料被覆管温度の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



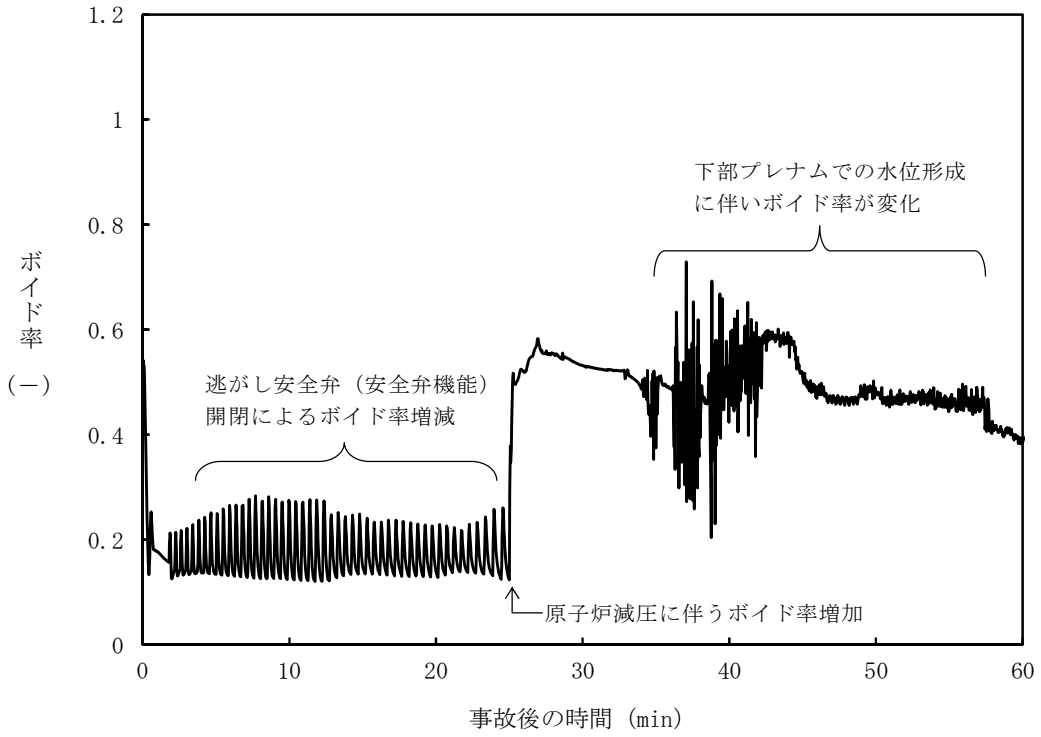
第2.6-10図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

(約 3.7cm²の破断)

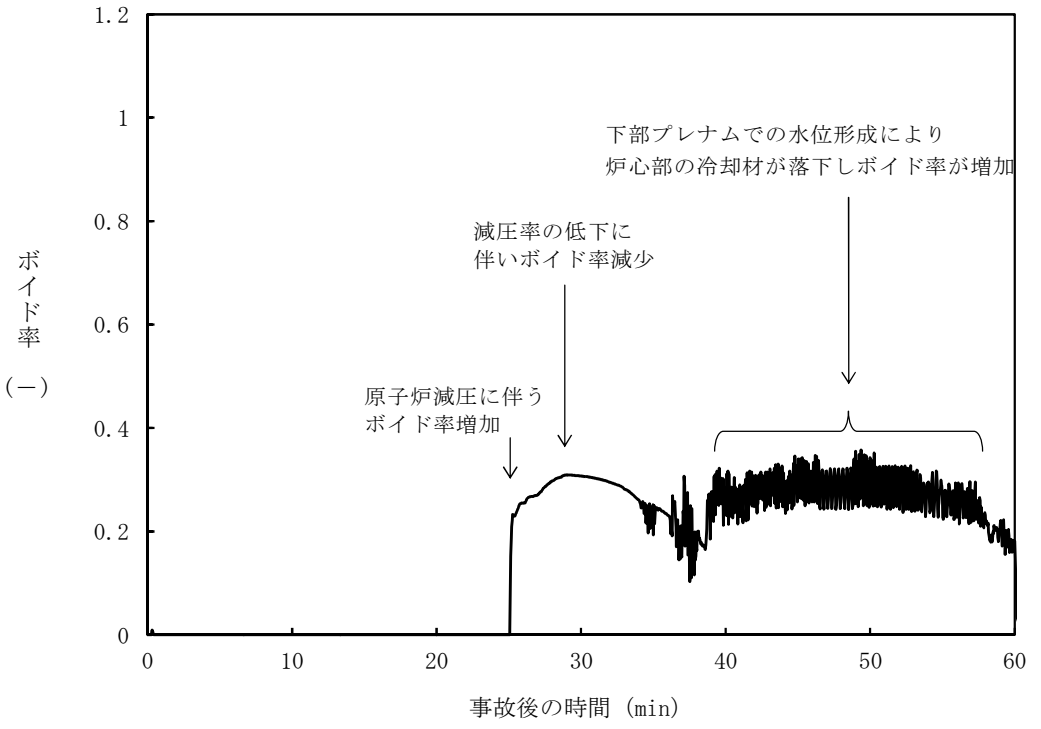


第2.6-11図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

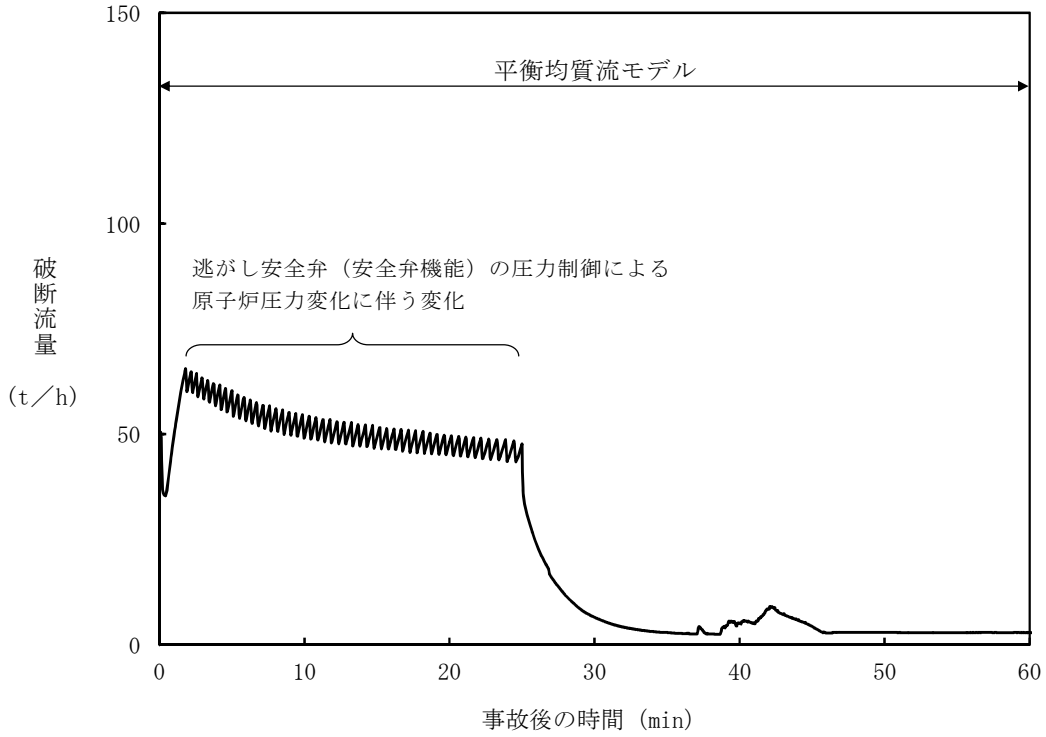
(約3.7cm²の破断)



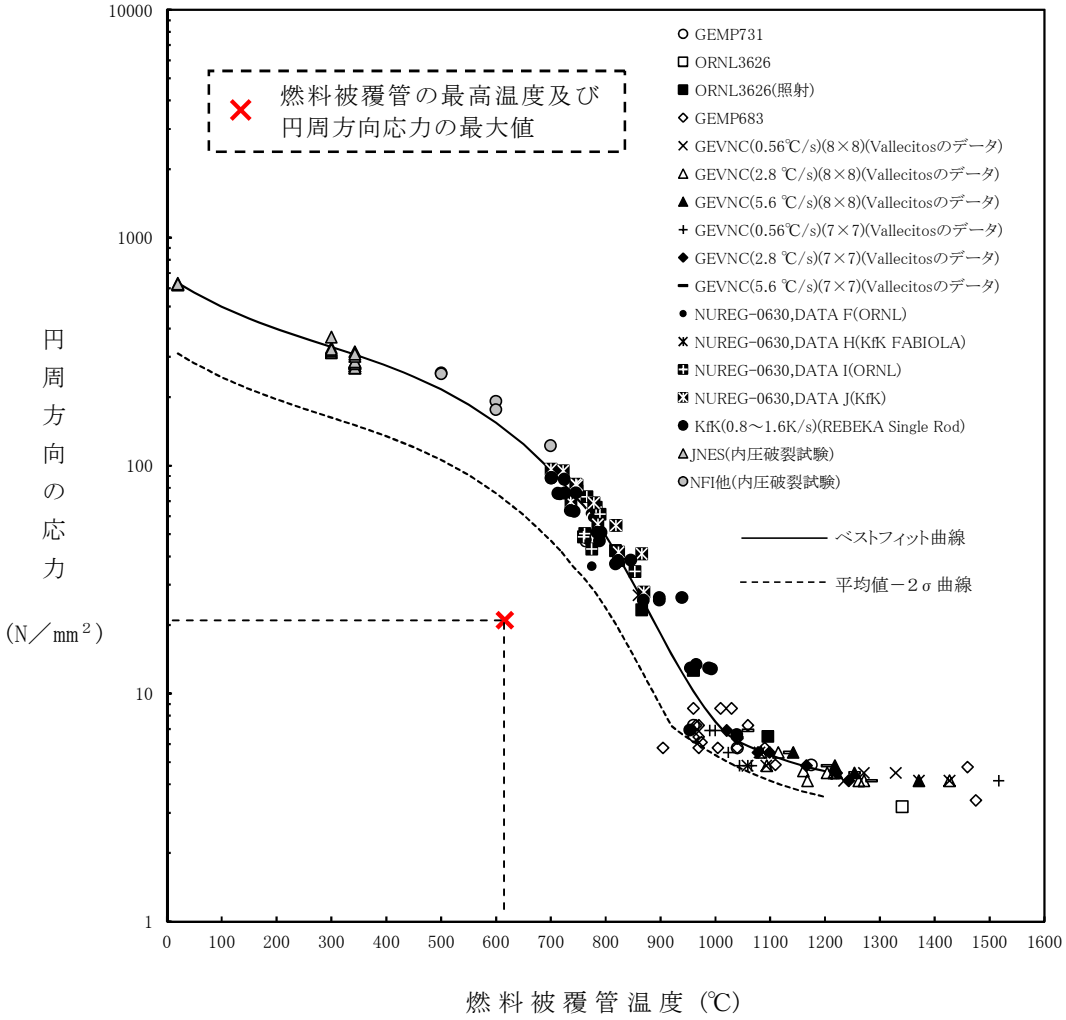
第2.6-12図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移（約3.7cm^{2}の破断）



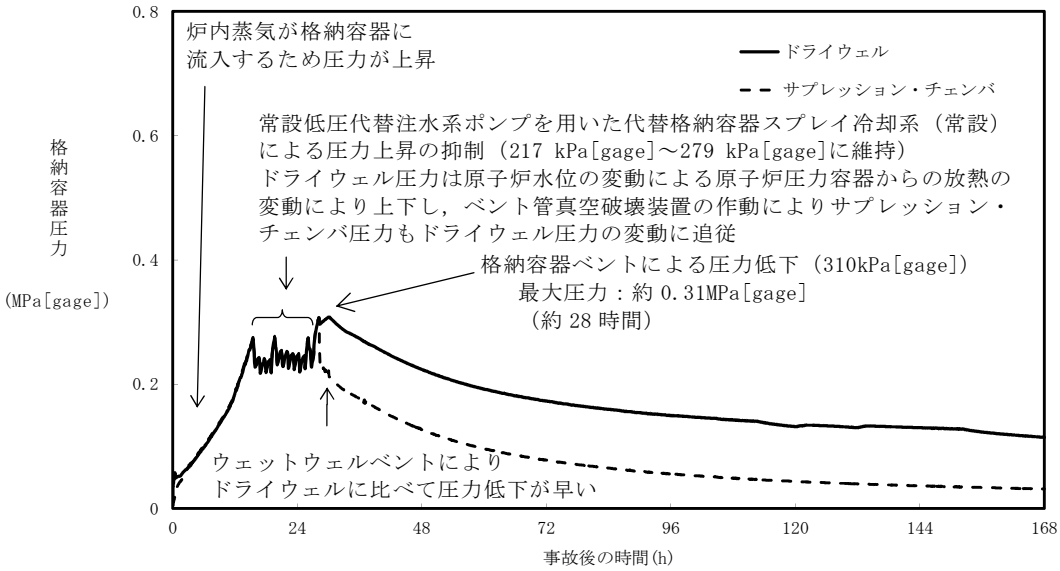
第2.6-13図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移（約3.7cm^{2}の破断）



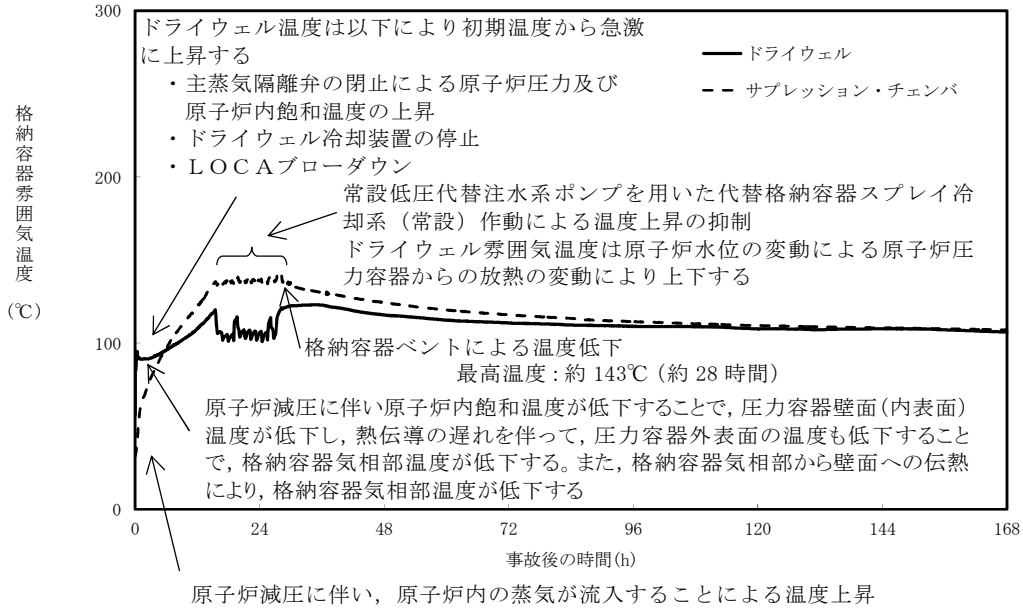
第2.6-14図　破断流量の推移（約3.7cm^{2}の破断）



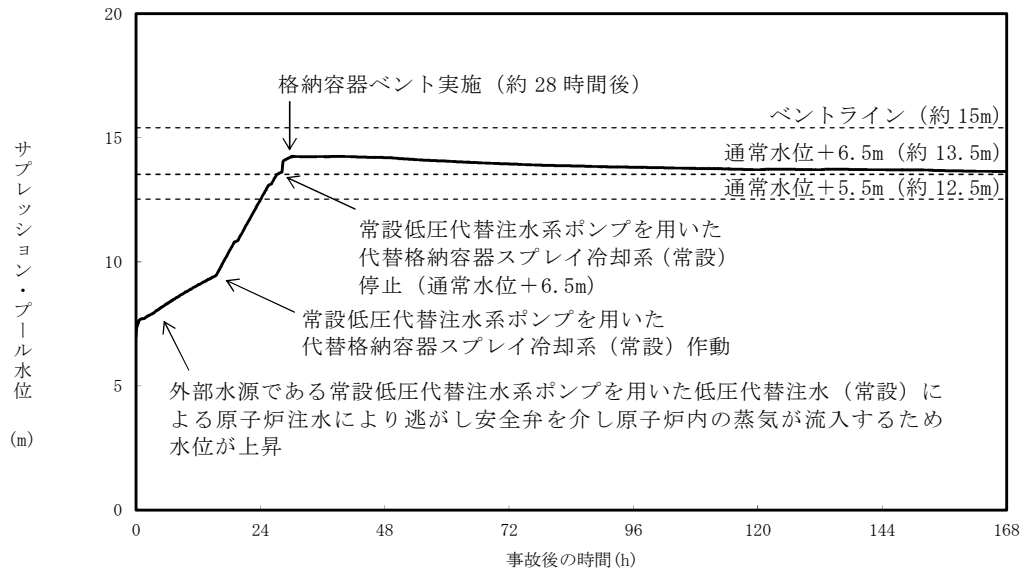
第2.6-15図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（約3.7cm²の破断）



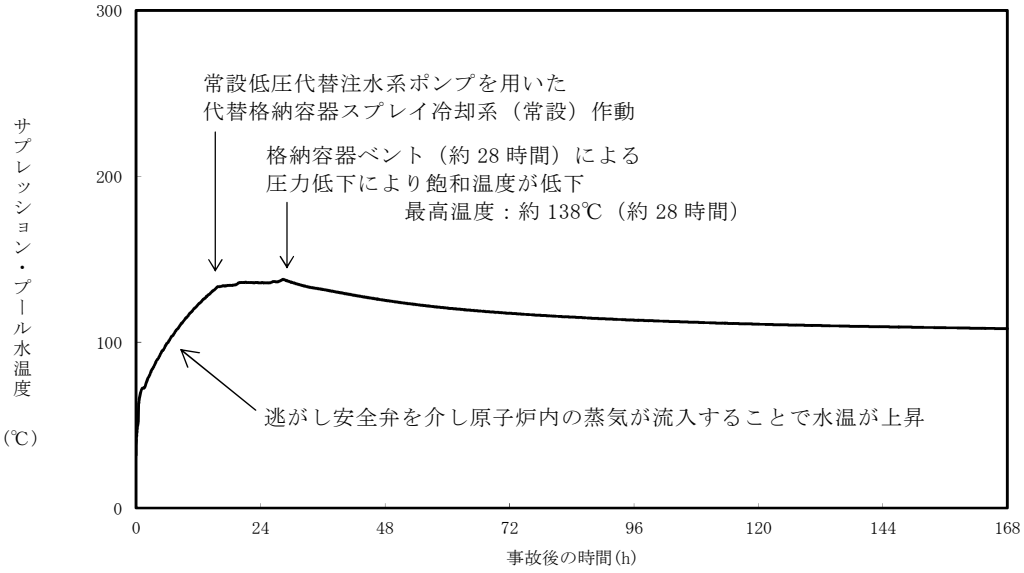
第 2.6-16 図　格納容器圧力の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



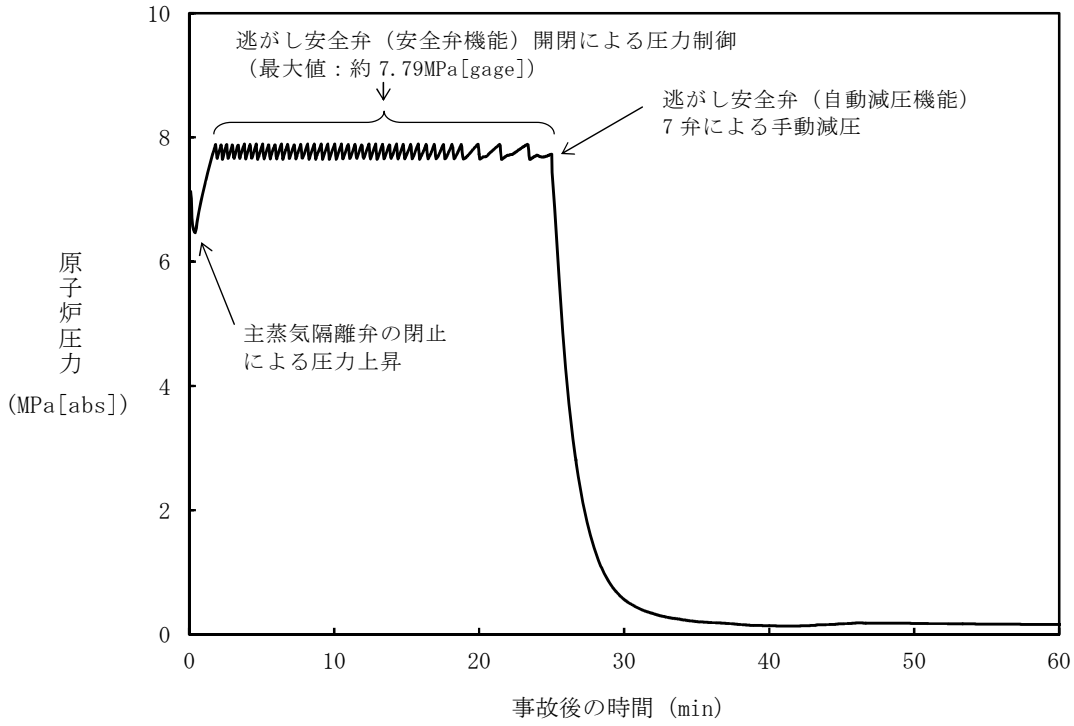
第 2.6-17 図　格納容器雰囲気温度の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



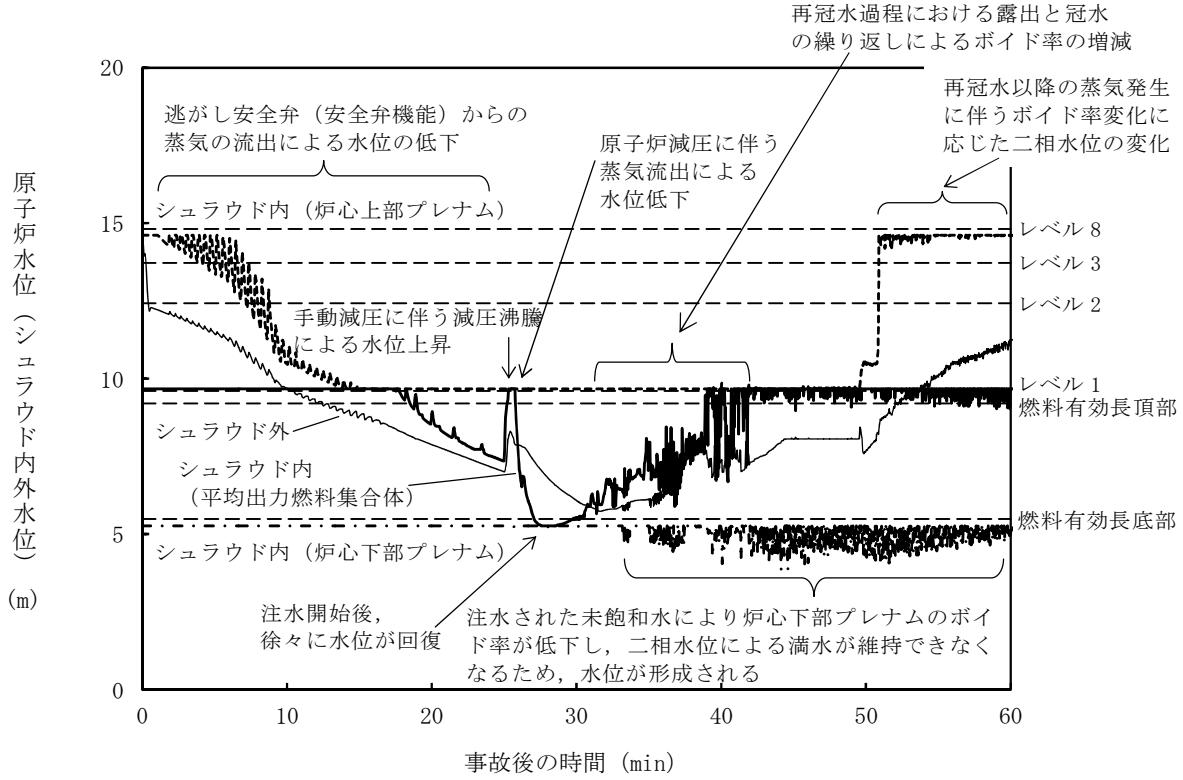
第 2.6-18 図　サプレッション・プール水位の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



第 2.6-19 図　サプレッション・プール水温度の推移（約 3.7cm^{2}の破断）

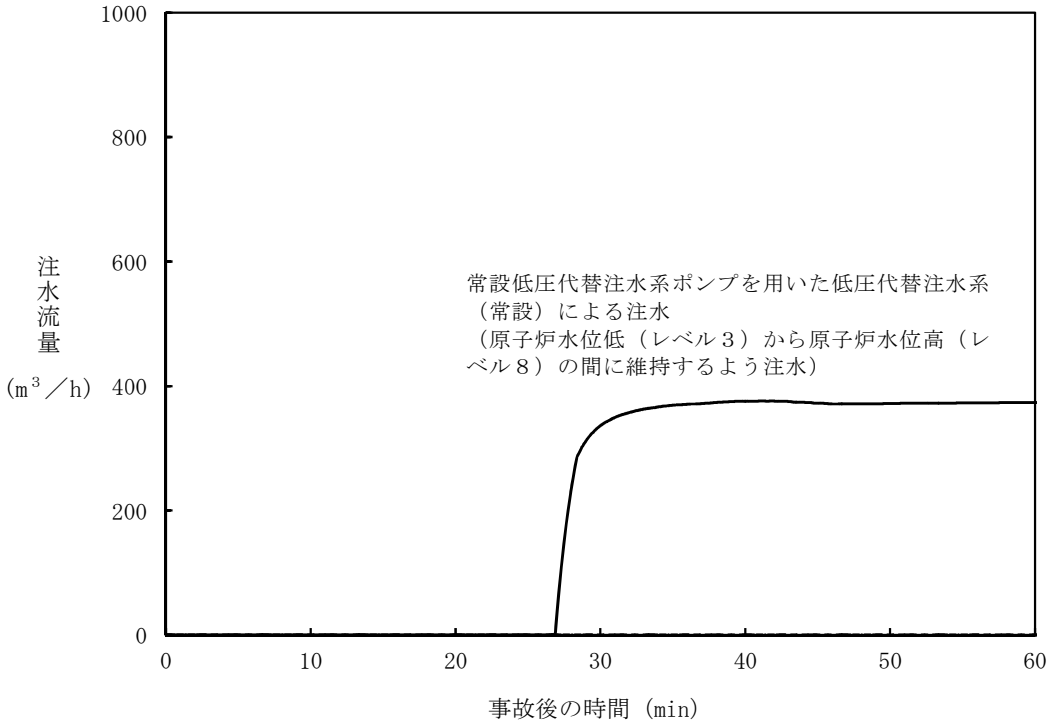


第 2.6-20 図　原子炉圧力の推移（約 9.5cm^{2}の破断）

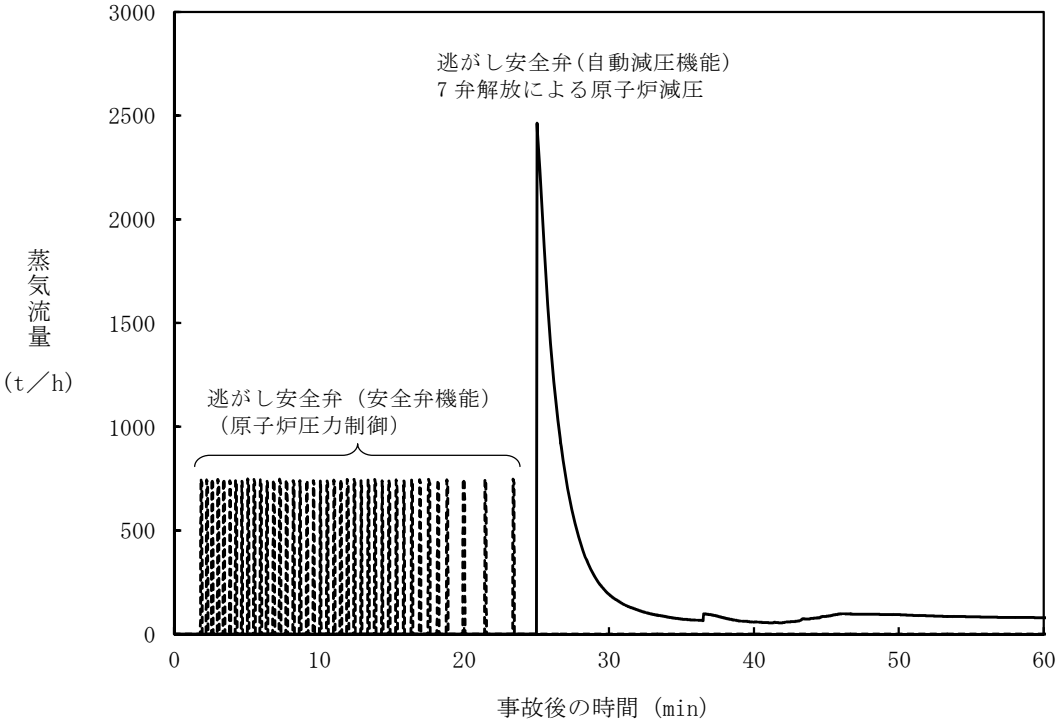


第 2.6-21 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）（約 9.5cm^{2}の破断）※

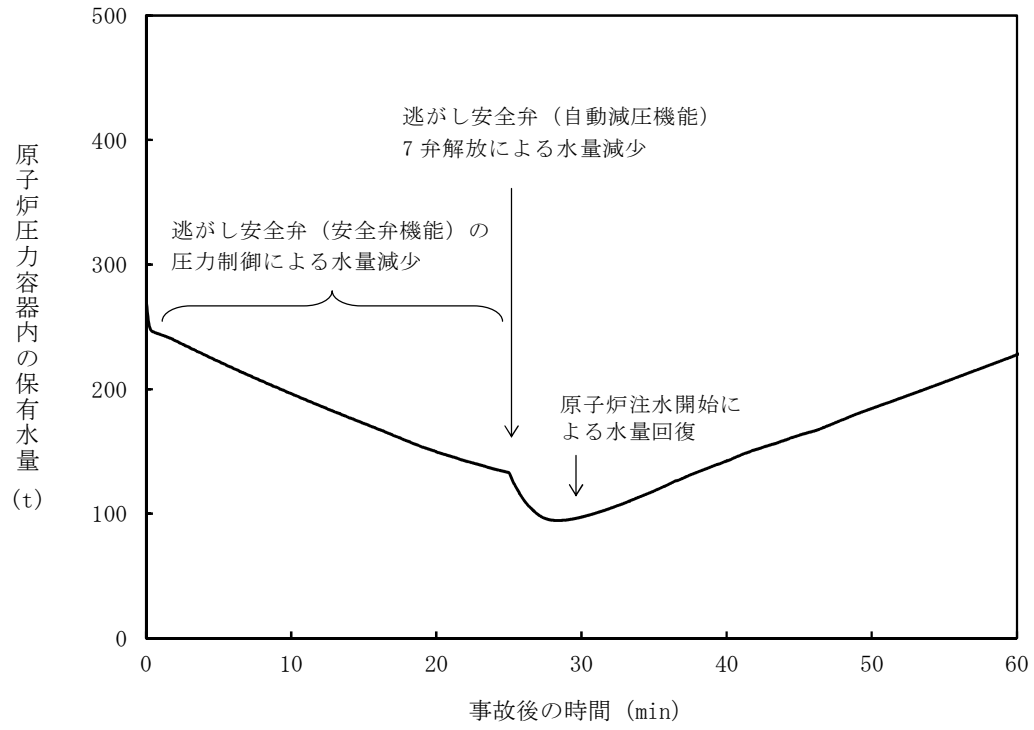
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



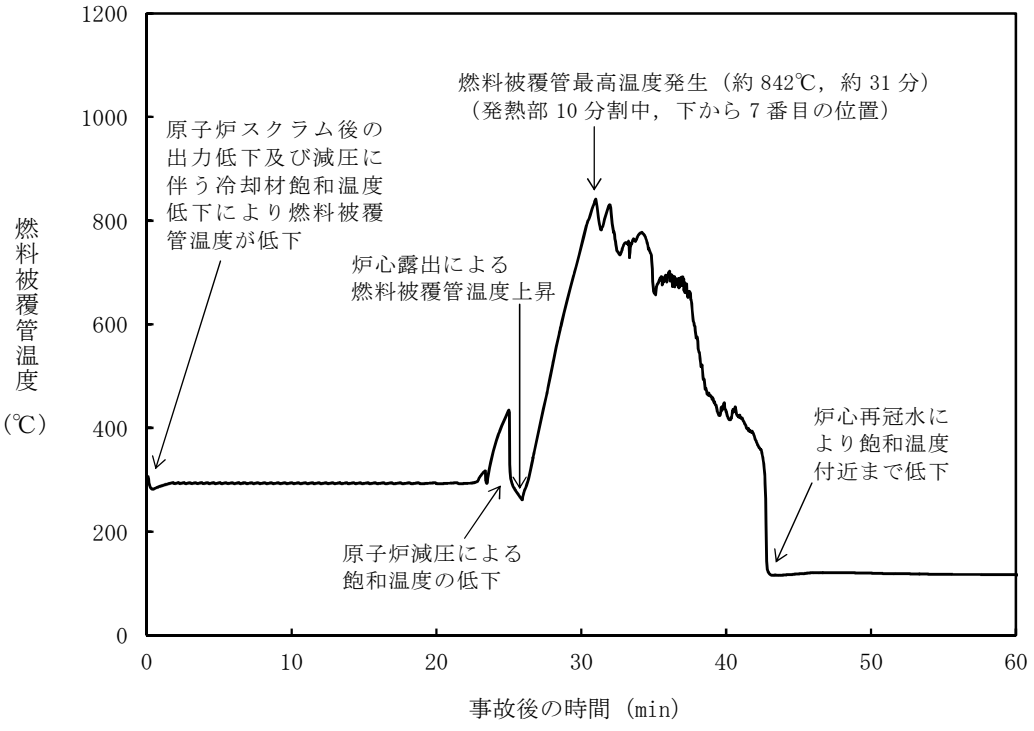
第 2.6-22 図　注水流量の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



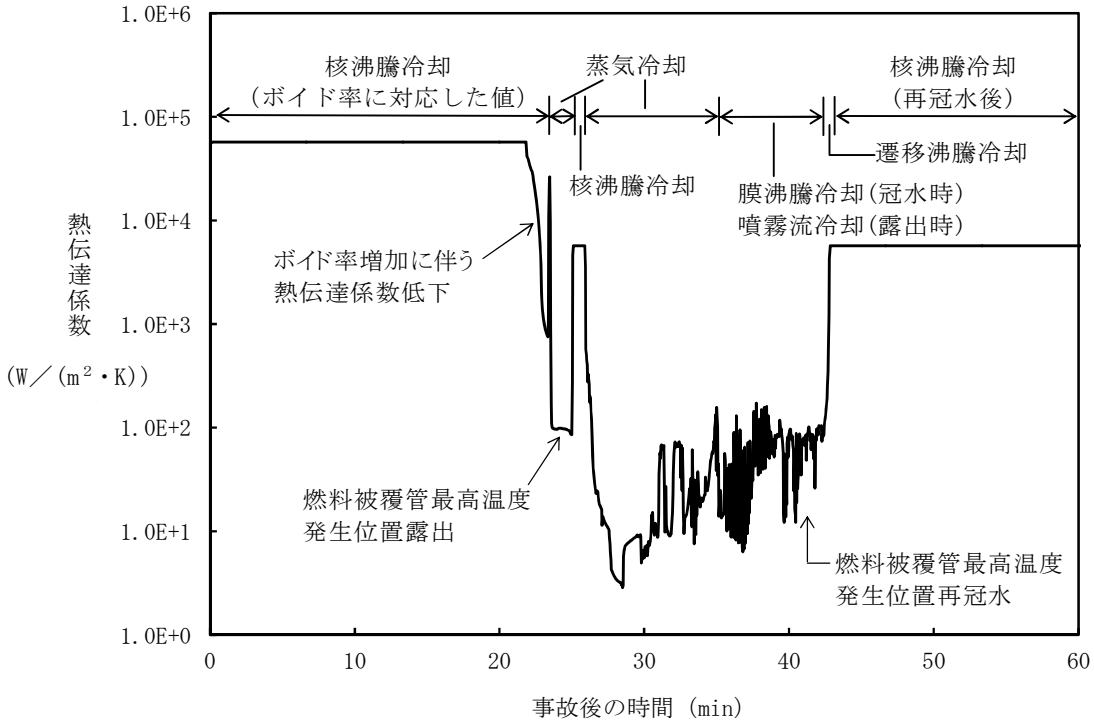
第 2.6-23 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



第 2.6-24 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移（約 9.5cm^{2}の破断）

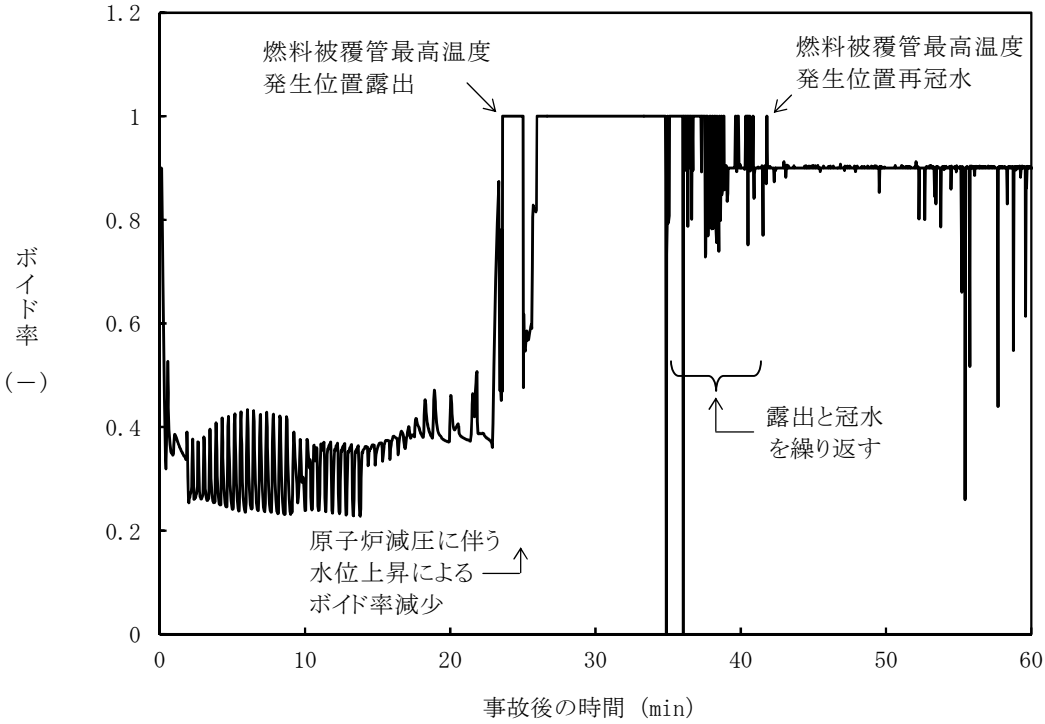


第 2.6-25 図　燃料被覆管温度の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



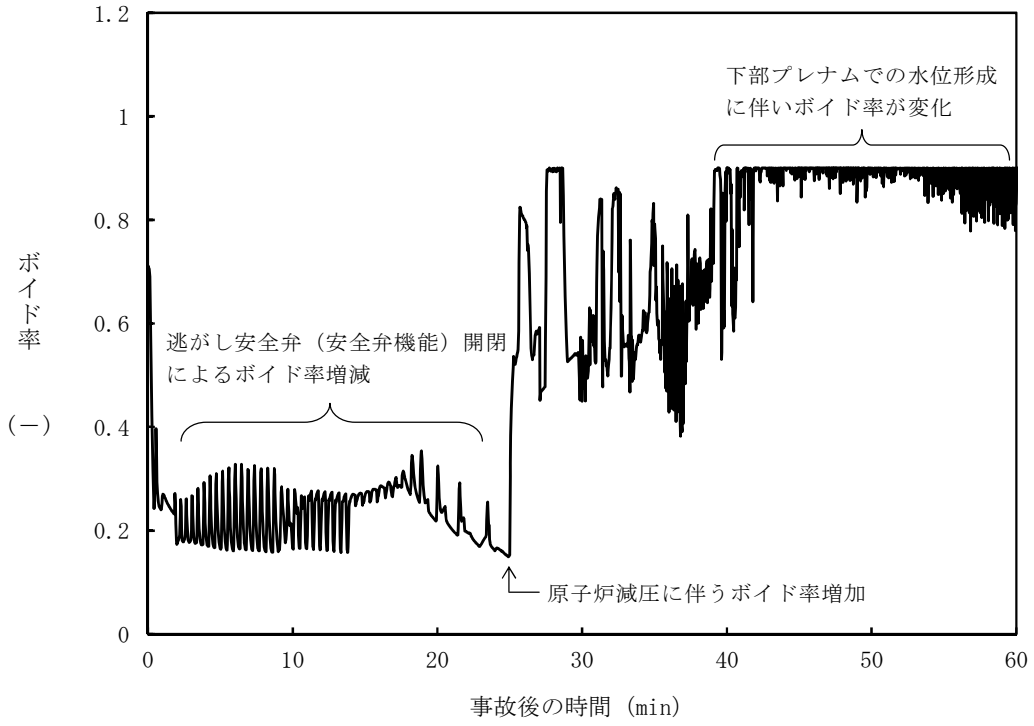
第 2.6-26 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数

(約 9.5cm^{2}の破断)

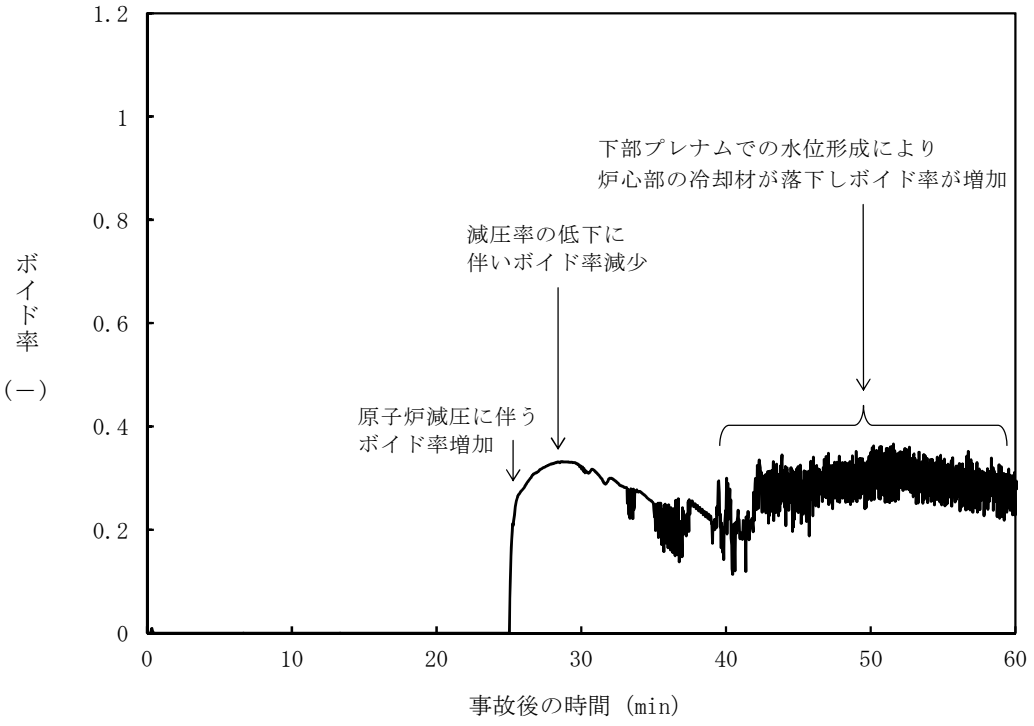


第 2.6-27 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率

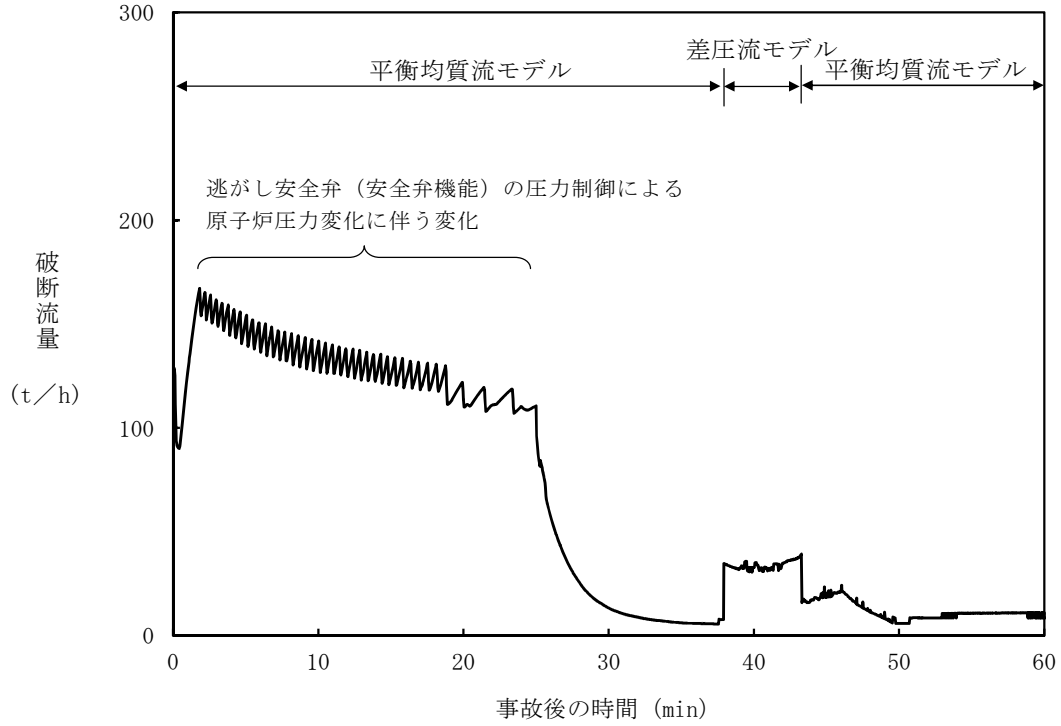
(約 9.5cm^{2}の破断)



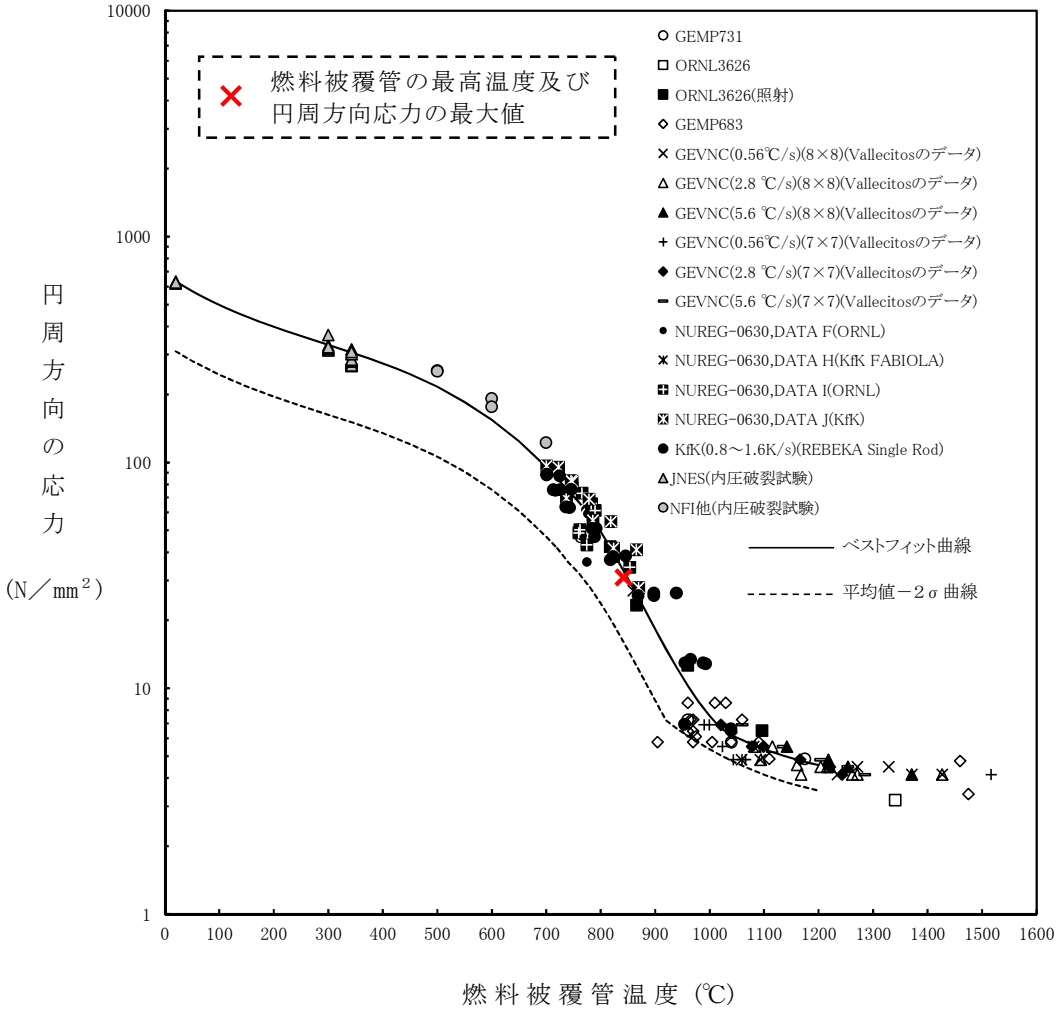
第 2.6-28 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



第 2.6-29 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



第 2.6-30 図　破断流量の推移（約 9.5cm^2 の破断）



第 2.6-31 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と

燃料被覆管の円周方向の応力の関係（約 9.5cm^2 の破断）

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

1.　評価対象系統について

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)」(以下「ＩＳＬＯＣＡ」という。）では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統において，高圧設計部分と低圧設計部分を分離する隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され，格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。

ＩＳＬＯＣＡの評価対象となる系統は，確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）での対象系統の選定の考え方に従い以下の条件を基に選定している。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を第１図に，ＰＲＡでの選定結果を第１表に示す。

①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており，隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることでＩＳＬＯＣＡ発生の可能性がある系統を選定

②閉状態の弁が直列に４弁以上設置されている系統は発生頻度の観点で除外

ＰＲＡにおいて選定された対象系統のうち，残留熱除去系停止時冷却モード配管については，通常運転中に隔離弁の開閉試験を実施しない系統であるため，対象外とした。なお，仮に残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管にてＩＳＬＯＣＡが発生した場合は，原子炉圧力はサプレッション・プールに放出されるため系統が加圧されることはなく，残留熱除去系停止時冷却モード原子炉圧力容器戻り配管にてＩＳＬＯＣＡが発生した場合は，系統加圧状態が注入配管にて発生した場合と同じとなることから，注入配管にてＩＳＬＯＣＡ発生を想定

した場合の構造健全性評価に包含される。

以上により，ＩＳＬＯＣＡの評価対象としては，以下が選定された。

・高圧炉心スプレイ系

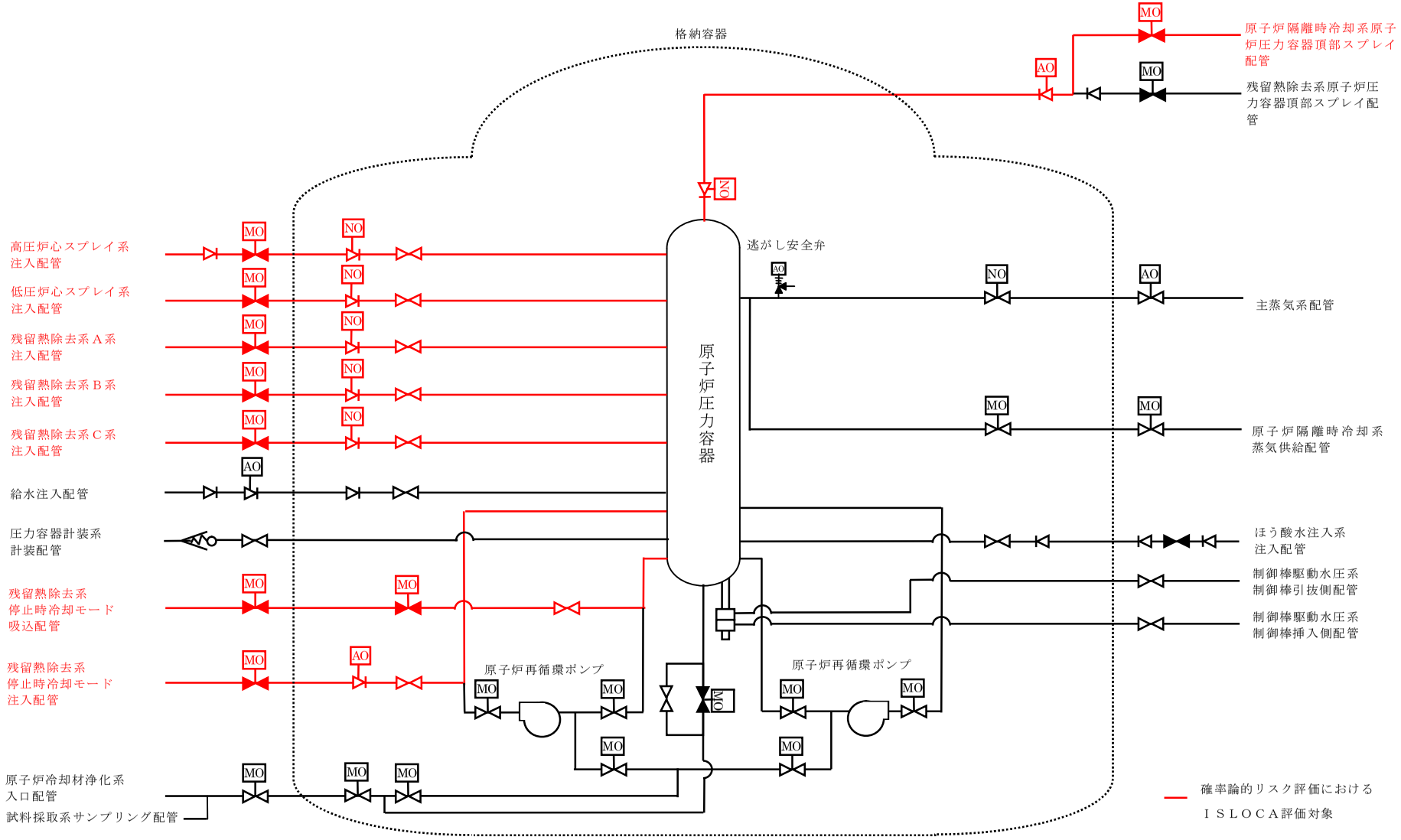
・原子炉隔離時冷却系

・低圧炉心スプレイ系

・残留熱除去系（低圧注水系）（Ａ系，Ｂ系）

・残留熱除去系（低圧注水系）（Ｃ系）

これらの評価対象に対して構造健全性評価を実施し，この結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。



第１図　原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し，格納容器外に敷設されている配管

第１表　ＰＲＡでのＩＳＬＯＣＡの評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続されている配管	選定結果	備　　考
給水系	給水系注入配管	対象外※1	通常運転時に隔離弁が開状態となっており，隔離弁の誤開放等により発生するＩＳＬＯＣＡ評価の対象外
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ注入配管	評価対象	－
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	評価対象	－
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配管	対象外※1	通常運転時に隔離弁が開状態となっており，隔離弁の誤開放等により発生するＩＳＬＯＣＡ評価の対象外
低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	－
残留熱除去系（Ａ，Ｂ，Ｃ）	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	－
残留熱除去系（Ａ，Ｂ）	残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管	評価対象	－
	残留熱除去系停止時冷却モード原子炉圧力容器戻り配管	評価対象	－
残留熱除去系（Ａ）	残留熱除去系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	対象外※2	閉状態の弁が直列に４弁設置されておりＩＳＬＯＣＡの発生頻度が十分低いため対象外
制御棒駆動水圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配管	対象外※1	通常運転時に隔離弁が開状態となっており，隔離弁の誤開放等により発生するＩＳＬＯＣＡ評価の対象外
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配管	対象外※1	
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外※2	閉状態の弁が直列に４弁設置されており ISLOCA の発生頻度が十分低いため対象外
原子炉冷却材浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外※1	通常運転時に隔離弁が開状態となっており，隔離弁の誤開放等により発生するＩＳＬＯＣＡ評価の対象外
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外※1	
原子炉圧力容器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外※1	
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外※1	

※１：出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており，隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることでＩＳＬＯＣＡ発生の可能性がある系統ではないため除外。
※２：閉状態の弁が直列に４弁以上設置されている系統は発生頻度の観点で除外。

2.　ＩＳＬＯＣＡ発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1.で選定されたＩＳＬＯＣＡの評価対象に対して隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価を実施した結果，いずれの評価対象においても構造健全性が維持される結果が得られた。いずれの評価対象においても低圧設計部の機器設計は同等であることを踏まえ，以下では加圧範囲に大きなシール構造である熱交換器が設置されている残留熱除去系（Ａ系）に対する構造健全性評価の内容について示す。

残留熱除去系は，通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部と低圧設計部とを内側隔離弁（逆止弁（テスタブルチェッキ弁））及び外側隔離弁（電動弁）の２弁により隔離している。外側隔離弁には，弁の前後差圧が低い場合のみ開動作を許可するインターロックが設けられており，開許可信号が発信した場合は警報が発報する。また，これらの弁の開閉状態は中央制御室にて監視が可能である。本重要事故シーケンスでは，内側隔離弁の内部リーク及び外側隔離弁前後差圧低の開許可信号が誤発信している状態を想定し，この状態で外側隔離弁が誤開放することを想定する。また，評価上は，保守的に逆止弁の全開状態を想定する。

隔離弁によって原子炉定格圧力が負荷されている高圧設計部と低圧設計部が物理的に分離されている状態から隔離弁を開放すると，高圧設計部から低圧設計部に水が移動し，配管内の圧力は最終的に原子炉定格圧力にほぼ等しい圧力で静定する。

一般に，大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合，低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合，圧力波の共振が発生し，大きな水撃力が発生する場合があるが，残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にあるため，その懸念はない。また，残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原

子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方，満水状態であったとしても，隔離弁が急激に開動作する場合は大きな水撃力が発生するが，緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり，また，後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず，圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

電動弁は，駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため機械的要因では急激な開動作（以下「急開」という。）とはなり難い。また，電動での開放時間は約 10.6 秒であり，電気的要因でも急開とならないことから，誤開放を想定した場合，水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とはならない。

文献※1によると，配管端に設置された弁の急開により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは，弁の開放時間（T）が圧力波の管路内往復時間（μ）より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$

$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

T：弁の開放時間（s）

μ：圧力波の管路内往復時間（s）

L：配管長（m）

α：圧力波の伝搬速度（m／s）

ここで，αは管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり，音速とみなすことができ，保守的に圧力波の管路内往復時間が長くなるように水の音速（α）を 1,400m／s※2とし，実機の残留熱除去系（低圧注水系）の注水配管

の配管長を基に配管長（L）を保守的に 130m とすると，圧力波の管路内往復時間（μ）は約 0.19 秒となる。残留熱除去系の外側隔離弁（電動弁）の開放時間（T）は約 10.6 秒であることから，水撃作用による大きな圧力変化が生じることはなく，低圧設計部に負荷される圧力は原子炉圧力を大きく上回ることはないと考えられる。

※１：水撃作用と圧力脈動[改定版]第 2 編「水撃作用」（(財) 電力中央研究所　元特任研究員　秋元徳三）

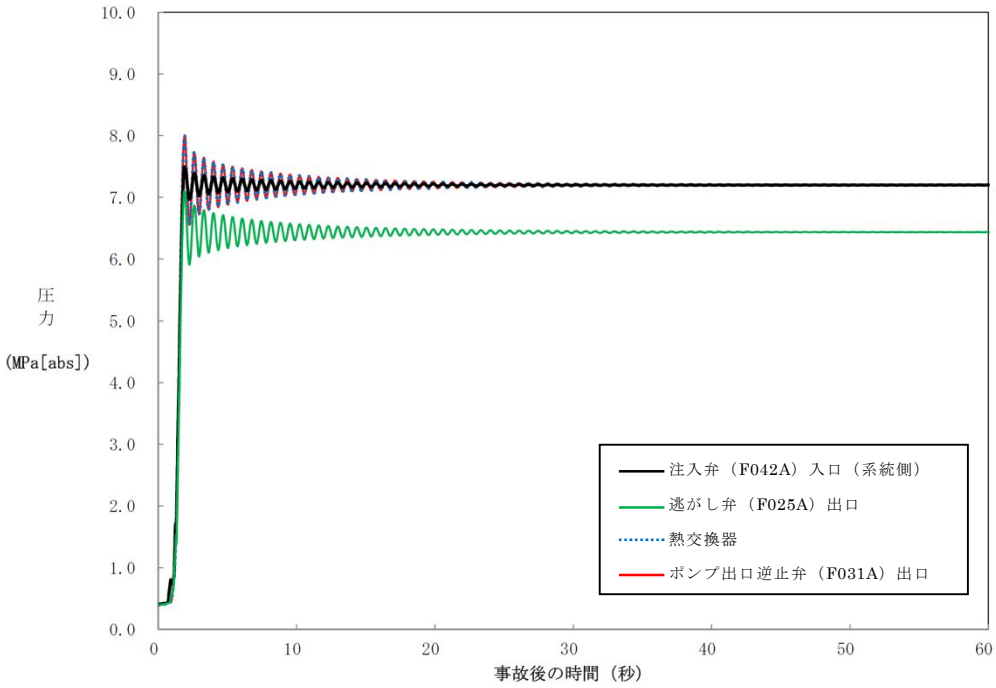
※２：圧力 0.01MPa[abs]，水温 0℃の場合，水の音速は約 1,412.3m／s となる。なお，液体の音速の圧力及び温度の依存性は小さいが，圧力については小さいほど，温度については約 70℃までは小さいほど音速は小さくなる傾向がある。

以上より，残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても，原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが,残留熱除去系の逆止弁が全開状態において電動弁が 10.6 秒で全閉から全開する場合の残留熱除去系の圧力推移をＴＲＡＣＧコードにより評価した。

残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値を第 2 表に，圧力推移図を第 2 図に示す。

第 2 表　残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値

位　　置	圧力最大値（MPa[abs]）
注入弁（F042A）入口（系統側）	約 7.50
逃がし弁（F025A）入口	約 7.10
熱交換器	約 8.00
ポンプ出口逆止弁（F031A）出口	約 8.01



第 2 図　残留熱除去系過圧時の圧力推移

弁開放直後は，定格運転状態の残留熱除去系の注入弁出口（原子炉圧力容器側)の圧力(7.2MPa[abs])に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力(8.01MPa[abs])まで上昇し，その後，上昇幅は減衰し 10 秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価にあたっては，圧力の最大値であるポンプ出口逆止弁出口における約 8.01MPa［abs］に，加圧される範囲の最下端の水頭圧（0.24MPa）を加えた約 8.25MPa[abs]を丸めてゲージ圧力に変換した 8.2MPa[gage]が保守的に系統に負荷され続けることを想定する。また，圧力の上昇は 10 秒程度で静定することからこの間に流体温度や構造材温度が大きく上昇することはないと考えられるが，評価上は保守的に構造材温度が定格運転状態の原子炉冷却材温度である 288℃となっている状態を想定する。

3.　構造健全性評価

3.1　構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において，圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2.で評価した圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

①　熱交換器

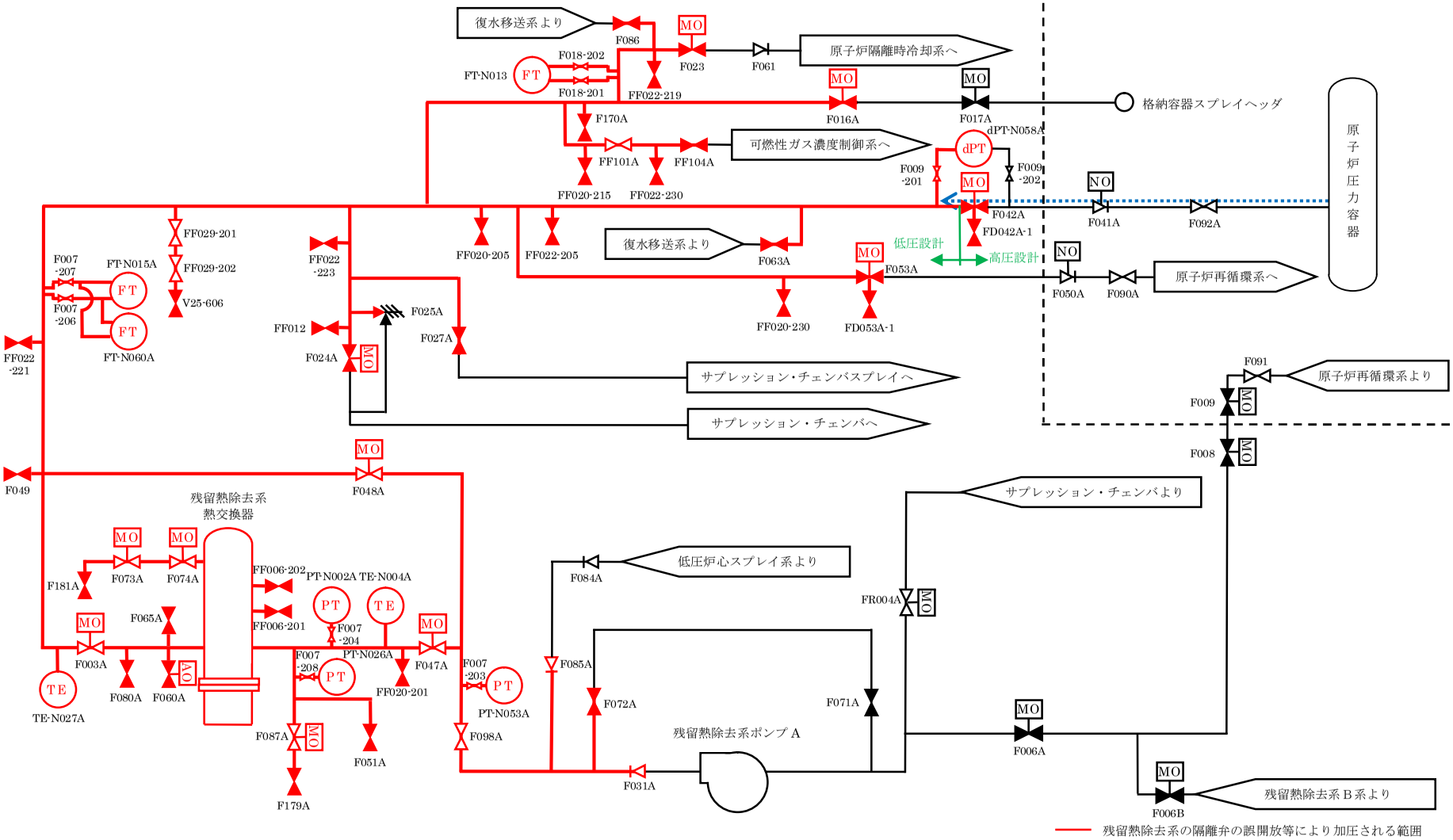
②　逃がし弁

③　弁

④　計　器

⑤　配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を第 3 図及び第 3 表に示す。



第 3 図　残留熱除去系 A 系の評価対象範囲

第３表　評価対象範囲に設置された機器

<table>
<tr><th colspan="3">機　　器</th><th>弁番号，個数等</th></tr>
<tr><td colspan="3">①　熱交換器</td><td>1 個</td></tr>
<tr><td colspan="3">②　逃がし弁</td><td>1 台
F025A</td></tr>
<tr><td rowspan="4">③　弁</td><td colspan="2">プロセス弁</td><td>20 台
F003A,F016A,F023,F024A,F027A,F031A,
F047A,F048A,F049,F051A,F053A,F063A,
F085A,F086,F087A,F098A,F170A,FF012,
FF101A，FF104A</td></tr>
<tr><td rowspan="3">その他の弁</td><td>ベント弁
ドレン弁</td><td>17 台
F065A，F072A，F073A，F074A，F080A，
F171，F179A，F181，FF020-201，
FF020-206，FF020-215，FF020-230，
FF022-205，FF022-219，FF022-221，
FF022-223,FF022-230</td></tr>
<tr><td>計器
隔離弁</td><td>10 台
FF006-201，FF006-202，FF007-203，
FF007-204，FF007-206，FF007-207，
FF007-208，FF009-201，FF018-201，
FF018-202</td></tr>
<tr><td>サンプル弁</td><td>4 台
F060A，FF029-201，FF029-202，V25-606</td></tr>
<tr><td colspan="3">④　計　器</td><td>10 個
TE-N004A，TE-N027A，PT-N002A，
PT-N026A，PT-N053A，dPT-N058A，
FT-N013，FT-N015A，FT-N060A，
FT-N060A</td></tr>
<tr><td colspan="3">⑤　配　管</td><td>1 式</td></tr>
</table>

3.2　構造健全性評価の結果

(1)　熱交換器

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧，加温される熱交換器の各部位について,「東海第二発電所　工事計画認可申請書」(以下「既工認」という。）を基に設計上の裕度を確認し，裕度が評価上の想定圧力（8.2MPa[gage]）と系統の最高使用圧力（3.45MPa[gage]）との比である2.4より大きい部位を除く胴板(厚肉部，薄肉部)，胴側鏡板，胴側入り口・出口管台及びフランジ部について評価した。

ａ．胴側胴板（厚肉部，薄肉部）

「発電用原子力設備規格　設計・建設規格（2005年版（2007年追補版を含む)）＜第Ｉ編　軽水炉規格＞（JSME S NC1-2005/2007)」(以下「設計・建設規格」という。)「PCV-3122　円筒形の胴の厚さの規定」を適用し，胴板の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材　料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※1 (mm)	判定※2 ($t_s \geqq t$)
厚肉部	SB410	53.32	35.71	○
薄肉部	SB410	37.05	35.71	○

※１：１次一般膜応力0.6Su適用値。設計引張強さ（S_u）までの余裕を考えると，さらなる余裕が含まれることになる。
※２：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

ｂ．胴側鏡板

設計・建設規格「PCV-3225　半だ円形鏡板の厚さの規定1」を適用し，胴側鏡板の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材　料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※1 (mm)	判定※2 ($t_s \geqq t$)
胴側鏡板	SB410	56.95	35.08	○

※１：１次一般膜応力 0.6Su 適用値
※２：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

c．胴側入口・出口管台

設計・建設規格「PVC-3610　管台の厚さの規定」を適用し，胴側入口・出口管台の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材　料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※1 (mm)	判定※2 ($t_s \geqq t$)
胴側入口・ 出口管台	SF490A	14.55	8.62	○

※１：１次一般膜応力 0.6Su 適用値
※２：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d．フランジ部

日本工業規格 JIS　B8265「圧力容器の構造－一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果，ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり，かつ，発生応力が許容応力以下であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm^2)	ボルトの 必要な断面積 (mm^2)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
フランジ部	106,961	74,184	239	262	○

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり，かつ，発生応力が許容圧力以下であること

(2)　逃がし弁

a．弁　座

設計・建設規格「VVC-3230　耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を適用し，必要な最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しない

ことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※1 (mm)	判定※2
弁　座	2.8	0.7	○

※１：１次一般膜応力 0.6Su 適用値
※２：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b．弁　体

弁体下面にかかる圧力が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を評価した。その結果，許容せん断応力は発生せん断応力以上であり，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判定※
弁　体	81	88	○

※：発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

c．弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100　弁の圧力温度基準」を適用し，必要な最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要厚さ以上であり，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ※1 (mm)	判定※2
弁本体の耐圧部	9.0	1.2	○

※１：１次一般膜応力 0.6Su 適用値
※２：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d．弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310　弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm^2)	ボルトの 必要な断面積 (mm^2)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	215	142	－

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり，かつ，発生応力が許容圧力以下であること

上記の評価の結果，ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であるが，発生応力が許容圧力以上であったため，ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果，ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり，弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが，許容応力が発生応力以上であり，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
弁耐圧部の接合部	17	152	○

※：発生応力が許容応力以下であること

(3)　弁

a．弁本体

設計・建設規格「解説 VVB-3100　弁の圧力温度基準」を適用し，必要な最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは計算上必要な厚さ以上であり，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	材　料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※1 (mm)	判定※2 ($t_s \geqq t$)
F003A	SCPH2	22.0	10.6	○
F016A	SCPL1	20.0	9.5	○
F024A	SCPL1	24.0	10.9	○
F027A	SCPH2	10.0	3.2	○
F031A	SCPH2	22.5	9.8	○
F047A	SCPH2	22.0	10.6	○
F048A	SCPH2	31.0	14.6	○
F049	SCPH2	7.0	4.1	○
F063A	SCPH2	11.0	4.1	○
F086	SCPH2	8.0	2.0	○
F098A	SCPH2	23.0	11.1	○
F170A	SCPL1	16.0	6.4	○
F065A	SCPH2	8.0	3.1	○
F072A	SCPH2	11.0	4.1	○
F080A	SCPH2	11.0	2.3	○
F060A	SCPH2	6.5	1.2	○
FF029-201	SUS304	12.5	1.5	○
FF029-202	SUS304	12.5	1.5	○

※１：１次一般膜応力 0.6Su 適用値

※２：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

ｂ．弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310　弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果，F024A，F086，F065A，F080A，F060A，FF029-201及びFF029-202の弁はボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり，かつ，発生応力が許容圧力以下の弁の評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm²)	ボルトの必要な断面積 (mm²)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
F003A	13,672	18,675	253	177	－
F016A	11,033	14,289	237	168	－
F024A	16,406	15,451	167	168	○
F027A	1,758	2,919	197	177	－
F031A	13,400	11,608	305	177	－
F047A	13,672	18,675	253	177	－
F048A	11,033	24,157	153	177	－
F049	2,770	3,818	181	177	－
F063A	1,803	2,060	206	177	－
F086	901	693	127	177	○
F098A	11,241	13,372	315	177	－
F170A	5,411	5,821	242	168	－
F065A	1,204	1,192	124	165	○
F072A	1,803	2,060	206	177	－
F080A	901	833	118	177	○
F060A	321	261	86	177	○
FF029-201	601	318	47	165	○
FF029-202	601	318	47	165	○

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり，かつ，発生応力が許容圧力以下であること

また，上記の条件を満たさない弁については，ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果，ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については，伸び量がガスケットの復元量以下であり，評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており，それ以

上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから，ボンネットナット座面の面圧とボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の面圧が材料の許容応力以下であり，評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

弁番号	伸び量 (mm)	ｶﾞｽｹｯﾄ 復元量 (mm)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
F003A	0.008	0.1	－	－	○
F016A	0.004	0.1	－	－	○
F027A	0.015	0.1	－	－	○
F031A	－0.029	－	45	596	○
F047A	0.008	0.1	－	－	○
F048A	0.063	0.1	－	－	○
F049	0.001	0.1	－	－	○
F063A	0.001	0.2	－	－	○
F098A	0.002	0.2	－	－	○
F170A	0.001	0.2	－	－	○
F072A	0.001	0.2	－	－	○

※：伸び量がプラスの場合は，伸び量がガスケット復元量以下であること。伸び量がマイナスの場合は，発生応力が許容応力以下であること。

なお，以下の弁は加圧時の温度，圧力以上で設計していることから，破損は発生しないことを確認した。

評価部位	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023，F051A	8.62MPa	302℃

また，以下の弁は設計・建設規格第Ｉ編　別表１にて温度 300℃における許容圧力を確認し，加圧時の圧力を上回ることから，破損は発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		F087A，FF104A	14.97MPa
		FF012	13.30MPa
		F053A	10.58MPa
		F085A，FF101A	9.97MPa
その他の弁	ベント弁 ドレン弁	F073A，F074A	14.97MPa
		F171，F179A，F181A，FF020-201，FF020-206，FF020-215，FF020-230，FF022-205，FF022-219，FF022-221，FF022-223，FF022-230	9.97MPa
	計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
		FF006-201，FF006-202，FF007-203，FF007-204，FF007-206，FF007-207，FF007-208，FF018-201，FF018-202	9.97MPa
	サンプル弁	V25-606	25.9MPa

(4) 計　器

a．圧力計，差圧計

以下の圧力計及び差圧計は，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており，構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても加圧時における圧力以上であることから，破損は発生しないことを確認した。

計器番号	計装設備耐圧（MPa）	判定
PT-E12-N002A-1	14.7(150kg/cm^2)	○
PT-E12-N026A	14.7(150kg/cm^2)	○
PT-E12-N053A	14.7(150kg/cm^2)	○
dPT-E12-N058A	13.7(140kg/cm^2)	○
FT-E12-N013	14.7(150kg/cm^2)	○
FT-E12-N015A	14.7(150kg/cm^2)	○
FT-E12-N060A	14.7(150kg/cm^2)	○
FT-C61-N001	14.7(150kg/cm^2)	○

b．温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」（JSME S012-1998）を適用し，同期振動発生の回避又は抑制の判定並びに応力評価及び疲労評価を実施した。その結果，換算流速 V_γ が 1 より小さく，許容値が組み合わせ応力を上回り，かつ，設計疲労限 σ_F が応力振幅を上回ることから，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

（同期振動発生の回避又は抑制評価）

計器番号	流速 V (m／s)	換算流速 V_γ	換算係数率 C_n	判定※
TE-N004A	0.77	0.08	0.05	○ (V_γ＜1 のため)
TE-N027A	0.76	0.08	0.05	○ (V_γ＜1 のため)

※：V_γ＜1，C_n＞64，V_γ＜3.3 かつ C_n＞2.5 のいずれかを満足すること

（流体振動に対する強度評価）

計器番号	組合せ応力 (MPa)	組合せ応力の 許容値(MPa)	応力振幅 (MPa)	応力振幅の 設計疲労限 (MPa)	判定※
TE-N004A	14.7	184	0.43	76	○
TE-N027A	14.7	184	0.41	76	○

※：組合せ応力が組合せ応力の許容値以下であること，かつ，応力振幅が応力振幅の設計疲労限以下であること

(5)　配　管

a．管

設計・建設規格「PPC-3411　直管(1)内圧を受ける直管」を適用し，必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要厚さ以上であり，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	既工認配管 No	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※1 (mm)	判定※2
管	3	12.80	8.26	○
	4	12.80	8.26	○
	6	9.71	5.94	○
	9	5.25	1.91	○
	10	5.25	1.91	○
	17	5.25	1.91	○
	26	6.21	2.76	○
	31	7.17	3.61	○
	34	11.20	6.23	○
	37	4.55	1.28	○
	39	14.40	10.09	○
	40	9.01	5.32	○
	56	12.51	7.63	○
	58	12.51	7.63	○

※1：１次一般膜応力 0.6Su 適用値
※2：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b．フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414　フランジ」を適用してフランジ応力算定用応力を算出し，フランジボルトの伸び量を評価した。その結果，伸び量がマイナスであり，フランジ部が圧縮されることになるが，ガスケットの許容圧縮量が合計圧縮量以上であり，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	伸び量 (mm) 【最小値】	ｶﾞｽｹｯﾄの 初期圧縮量 (mm)	ｶﾞｽｹｯﾄの 合計圧縮量（mm） 【最大値】	ｶﾞｽｹｯﾄの 許容圧縮量 (mm)	判定※
ﾌﾗﾝｼﾞ部	－0.01	1.20	1.21	1.30	○
		2.40	2.41	2.60	○
	－0.04	2.40	2.44	2.60	○

※：伸び量がマイナスの場合は，発生応力が許容応力以下であること。

4.　破断面積の設定について

3.の評価結果から，隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧されたとしても，破損は発生しないことを確認した。

そこで，残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して，保守的に弁開放直後の圧力ピーク値（8.2MPa［gage］），原子炉冷却材温度（288℃）に晒され続け，かつ，ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量（mm）			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断面積 (cm^2)
			＋ ⊿L1	＋ ⊿L2	－ ⊿L3			
熱交換器 フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

⊿L1：ボルトの内圧による伸び量
⊿L2：ボルトの熱による伸び量
⊿L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

その結果，破断面積は約 21cm^2となり，有効性評価のＩＳＬＯＣＡでは，残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm^2の漏えいが発生することを想定する。

なお，1.で選定された残留熱除去系（Ａ系，Ｂ系）以外の評価対象である高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）（Ｃ系）は，加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

また，構造健全性評価の結果，設計・建設規格を適用した１次評価において許容値を満足せず，ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネ

ットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出する２次評価に基づき破損が発生しないことを確認している評価部位の中で，許容値に対する裕度の最も低いF048Aの弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合，漏えい面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなり，また漏えい場所も同じ熱交換器室であることから，その影響は熱交換器フランジ部に約21cm^{2}の漏えいを想定した場合に包含されると考えられる。

5.　現場の環境評価

ＩＳＬＯＣＡが発生した場合，事象を収束させるために,健全な原子炉注水系統による原子炉注水操作，逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作を実施する。また，漏えい箇所の隔離は，残留熱除去系（低圧注水系）の注入弁を現場にて閉止する想定としている。

ＩＳＬＯＣＡ発生に伴い原子炉冷却材が原子炉建屋内に漏えいすることで，建屋下層階への漏えい水の滞留並びに高温水及び蒸気による建屋内の雰囲気温度，湿度，圧力及び放射線量の上昇が想定されることから，設備の健全性及び現場作業の成立性に与える影響を評価した。

現場の環境評価において想定する事故条件，重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は，有効性評価の解析と同様であり，ＩＳＬＯＣＡは残留熱除去系Ｂ系にて発生するものとする。

なお，ＩＳＬＯＣＡが残留熱除去系Ａ系にて発生することを想定した場合は，破断面積（21 cm^2）及び破断箇所（熱交換器フランジ部）はＢ系の場合と同じであり，漏えい発生区画は東側となることから，原子炉建屋の東側区画の建屋内雰囲気温度等が同程度上昇する。

(1)　設備の健全性に与える影響について

有効性評価において，残留熱除去系Ｂ系におけるＩＳＬＯＣＡ発生時に期待する設備は，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系Ａ系及び低圧代替注水系（常設），逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。

ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建屋内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について以下のとおり評価した。

ａ．溢水による影響

東海第二発電所の原子炉建屋は，地下２階から５階まで耐火壁を設置し東側区分と西側区分に区画化することで，非常用炉心冷却系を物理的に分離する方針である。ＩＳＬＯＣＡによる原子炉冷却材の漏えいは，残留熱除去系Ｂ系が設置されている西側区画において発生するのに対して，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ａ系は東側区画に位置していることから，溢水の影響はない。

低圧代替注水系（常設）は，ポンプが原子炉建屋から物理的に分離された区画に設置されているため，溢水の影響はない。また，低圧代替注水系（常設）の電動弁のうち原子炉建屋内に設置されるものは原子炉建屋３階以上に位置しており，事象発生から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミングとして設定している５時間までの原子炉冷却材の流出量は 300t であり，原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下２階の床面から約2m程度であるため，溢水の影響はない。

ｂ．雰囲気温度・湿度による影響

別紙７に示すとおり，東側区画における温度・湿度については，初期値から有意な上昇がなく，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及

び残留熱除去系Ａ系への影響はない。また，低圧代替注水系（常設）の原子炉建屋内の電動弁は，西側区画に位置するものが２弁あるが，これらはＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建屋内の環境を考慮しても機能が維持される設計とすることから影響はない。逃がし安全弁及び関連する計装設備についても，別紙６に示す温度・湿度条件において機能喪失することはない。

(2)　現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において，残留熱除去系Ｂ系におけるＩＳＬＯＣＡ発生時に必要な現場操作は，残留熱除去系Ｂ系の注入弁の閉止操作である。また，ＩＳＬＯＣＡ発生時のアクセスルートは,原子炉建屋内の環境を考慮して，残留熱除去系Ｂ系におけるＩＳＬＯＣＡ発生時には漏えいが発生している原子炉建屋西側とは逆の原子炉建屋東側区画から入域し，東側区画の３階まで昇った後に注入弁の閉止操作場所である西側区画３階に移動して作業を実施する。残留熱除去系Ｂ系の注入弁の操作場所及びアクセスルートを第４図に示す。

ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建屋内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

ａ．溢水による影響

東側区画は，ＩＳＬＯＣＡによる原子炉冷却材漏えいが発生する西側区画とは物理的に分離されていることから，溢水による東側区画のアクセス性への影響はない。また，別紙７に示すとおり，注入弁は西側区画の３階に設置されており，この場所において注入弁の現場閉止操作を実施するが，事象発生から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミングとして設定している5時間までの原子炉冷却材の流出量は300tであ

り，原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下 2 階の床面から約 2m 程度であるため,操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

なお,別紙 8 に示すとおりブローアウトパネルに期待しない場合でも，同様に操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

ｂ．雰囲気温度・湿度による影響

別紙 7 に示すとおり，東側区画における温度・湿度については，初期値から有意な上昇がなく，アクセス性への影響はない。また，西側区画のうちアクセスルート及び操作場所である 3 階においては，原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミングとして設定している 5 時間までの雰囲気温度及び湿度の最大値は約 41℃，約 100％であるが，放射線防護具（ＰＶＡ，アノラック，個人線量計，長靴・胴長靴，自給式呼吸用保護具，綿手袋，ゴム手袋）を装着することにより，操作場所へのアクセス及び操作は可能である※。

なお,別紙 8 に示すとおりブローアウトパネルに期待しない場合でも，同様に操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

※：想定している作業環境（最大約 41℃）においては，主に低温やけどが懸念されるが，一般的に，接触温度と低温やけどになるまでのおおよその時間の関係は,44℃で 3～4 時間として知られている。

（出典：消費者庁　News Release（平成 25 年 2 月 27 日））

ｃ．放射線による影響

別紙 9 に示すとおり，原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が，原子炉建屋内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果，線量率は最大でも約 15.2mSv／h 程度である。残留熱除去系Ｂ系の注入弁の閉止操作は 2 チーム体制で交代で実施し，1 チーム当たりの原子炉建屋内の滞在時間は約 36 分であるため，作業時間を 1 時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は約 15.2mSv である。

また，時間減衰によってその線量率も低下するため，線量率の上昇が期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお，事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部はブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが，これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため，中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

第４図　操作場所へのアクセスルート

(3)　結　論

ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建屋内環境を想定した場合でも，ＩＳＬＯＣＡ対応に必要な設備の健全性は維持される。また，中央制御室の隔離操作に失敗した場合でも，現場での隔離操作が可能であることを確認した。

6.　敷地境界外の実効線量評価について

ＩＳＬＯＣＡの発生後，原子炉建屋が加圧されブローアウトパネルが開放された場合，原子炉建屋内に放出された核分裂生成物がブローアウトパネルから大気中に放出されるため,この場合における敷地境界外の実効線量を評価した。

その結果,敷地境界外における実効線量は約 1.2×10^{-1}mSv となり,「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量（約 6.2×10^{-1}mSv）及び事故時線量限度の 5mSv を下回ることを確認した。

熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し,裕度が 2.4 より大きい部位を除く胴板(厚肉部，薄肉部)，胴側鏡板及び胴側入口・出口管台及びフランジ部について，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1.　強度評価

1.1　評価部位の選定

既工認から設計上の裕度を算出し，裕度が 2.4（隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力 8.2MPa[gage]と最高使用圧力 3.45MPa[gage]の比）より大きい部位を除く胴板（厚肉部，薄肉部)，胴側鏡板，胴側入口・出口管台及びフランジ部について評価した。

別第 1-1 表に既工認強度計算結果の設計裕度及を示す。

別第 1-1 表　既工認強度計算結果の設計裕度（3.45MPa，249℃）

評価部位	実機の値	判定基準	裕　度
胴板（厚肉部）	53.32mm 最小厚さ	≧34.21mm 必要厚さ	1.55
胴板（薄肉部）	37.05mm 最小厚さ	≧34.21mm 必要厚さ	1.08
胴側鏡板	56.95mm 最小厚さ	≧33.64mm 必要厚さ	1.69
胴側出口	14.55mm 最小厚さ	≧7.78mm 必要厚さ	1.87
胴側液面計	6.15mm 最小厚さ	≧0.56mm 必要厚さ	10.98
胴側ドレン	62.50mm 最小厚さ	≧2.26mm 必要厚さ	27.65
胴側ベント(1)	5.50mm 最小厚さ	≧0.84mm 必要厚さ	6.54
胴側ベント(2)	10.00mm 最小厚さ	≧0.42mm 必要厚さ	23.80
胴側入口	14.55mm 最小厚さ	≧7.78mm 必要厚さ	1.87
胴側逃がし弁（座）	5.45mm 最小厚さ	≧0.84mm 必要厚さ	6.48
胴側逃がし弁（管）	3.20mm 最小厚さ	≧0.80mm 必要厚さ	4.00

1.2　評価方法

(1)　胴側胴板の評価

設計・建設規格「PVC-3122　円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し，実機の最小厚さが必要な最小厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_i}{2S\eta - 1.2P}$$

t：胴側胴板の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

D_i：胴の内径（＝2,000mm）

S：胴板の設計引張強さ（Su＝391MPa，at 288℃　SB410）

η：継手効率（＝1.0）

(2)　胴側鏡板の評価

設計・建設規格「PVC-3225　半だ円形鏡板の厚さの規定１」を適用して必要な最小厚さを算出し，実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_iK}{2S\eta - 0.2P}$$

t：胴側鏡板の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

D_i：鏡板の内面における長径（＝2,000mm）

K：半だ円形鏡板の形状による係数（＝1.0）

S：鏡板の設計引張強さ（Su＝391MPa，at 288℃　SB410）

η：継手効率（＝1.0）

(3)　胴側入口，出口管台

設計・建設規格「PVC-3610　管台の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し，実機の最小厚さが必要な最小厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P}$$

t：胴側入口，出口管台の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

D_0：管台の外径（＝558.8mm）

S：管台の設計引張強さ（Su＝438MPa，at 288℃　SF490A）

η：継手効率（＝1.0）

(4)　フランジ部

日本工業規格 JIS　B8265「圧力容器の構造－一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果，ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり，かつ，発生応力が許容応力以下であることを確認した。

1.3　評価結果

熱交換器の各部位について評価した結果，別第 1-2 表及び別第 1-3 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

別第 1-2 表　フランジ部以外の評価結果

評価部位	実機の値	判定基準
胴側胴板（厚肉部）	53.32mm （実機の最小厚さ）	35.71mm （計算上必要な厚さ）
胴側胴板（薄肉部）	37.05mm （実機の最小厚さ）	35.71mm （計算上必要な厚さ）
胴側鏡板	56.95mm （実機の最小厚さ）	35.08mm （計算上必要な厚さ）
胴側入口・出口管台	14.55mm （実機の最小厚さ）	8.62mm （計算上必要な厚さ）

別第 1-3 表　フランジ部の評価結果

評価部位	ボルトの実機の断面積 （mm^2）	ボルトの必要な断面積 （mm^2）	発生応力 （MPa）	許容応力 （MPa）
フランジ部	106,961	74,184	239	262

逃がし弁からの漏えいの可能性について

逃がし弁について，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 強度評価

1.1 評価部位

逃がし弁については，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時において吹き出し前に加圧される弁座，弁体及び入口配管並びに吹き出し後に加圧される弁耐圧部及び弁耐圧部の接合部について評価した。

1.2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には 8.2MPa[gage]になる前に逃がし弁が吹き出し，圧力は低下すると考えられるが，ここでは，逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに 8.2MPa[gage]，288℃になるものとして評価する。

(1) 弁座の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁座は円筒形の形状であることから，設計・建設規格「VVC-3230　耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を準用し，計算上必要な厚さを算出し，実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P}$$

t：管台の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

D_0：管台の外径（mm）

S：使用温度における許容引張応力（MPa）

η：継手効率※

※：弁座は溶接を実施していないため，1.0を使用

(2)　弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部は弁棒で支持されており，外周付近は構造上拘束されていることから，弁体下面にかかる圧力（8.2MPa[gage]）がすべての弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し，許容せん断応力以下であることを確認する。

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

$$F = 1.05 \times \frac{\pi}{4} \times D^4 \times P$$

σ：せん断応力（MPa）

F：せん断力（N）

A：弁体最小断面積（mm^2）

D：弁座口の径（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

(3)　弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100　弁の圧力温度基準」を適用し必要な最

小厚さを算出し，実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P}$$

t：弁箱の必要な厚さ

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

d：内径（mm）

S：設計降伏点

(4)　弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310　弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し，実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積以上であるが，発生応力が許容応力以下であることを確認した。

別第 2-1 表　ボルトの必要な断面積と許容応力

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm^2)	ボルトの必要な断面積 (mm^2)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	215	142

上記を満たさない場合は，ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し，ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量※以下であることを確認した。

※：ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ，更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合，弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため，ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており，締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ，復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は，メーカ試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は，弁耐圧部の接合部は増し締めされることになる。弁耐圧部の接合部については，ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており，それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから，ボンネットナット座面の面圧並びにボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧が材料の許容応力を以下であることを確認した。

a．伸び量によるフランジの評価

(a)　内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

④’＝(1,000×①’×②’)／(0.2×③’)

⑧’＝(π×⑤’×8.2／4)×(⑤’＋8×⑥’×⑦’)

⑨’＝④’－⑧’

⑩’＝⑨’／②’

⑫’＝⑩’／⑪’

①’：締付けトルク値（N・m）

②’：ボンネットボルト本数（本）

③’：ボンネットボルト外径（mm）

④’：ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重（N）

⑤’：ガスケット反力円の直径（mm）

⑥’：ガスケット有効幅（mm）

⑦’：ガスケット係数

⑧’：8.2MPa の加圧に必要な最小荷重（N）

⑨’：不足する荷重（N）

⑩’：ボンネットボルト１本あたりに発生する荷重（N）

⑪’：ボンネットボルト径面積（mm^2）

⑫’：ボンネットボルトの発生応力（MPa）

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

⑦＝(⑫’×(①＋②))／③

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

③：ボンネットボルト材料の縦弾性係数（MPa　at 288℃）

⑦：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

(b)　熱による伸び量

・ボンネットボルトの熱による伸び量

⑧＝④×(①＋②)×(288℃－20℃※)

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

④：ボンネットボルト線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

※：伸び量を大きく見積もるため，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設

定

・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

⑨＝⑤×①×(288℃－20℃)＋⑥×②×(288℃－20℃※)

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑥：弁箱フランジ線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量（mm）

※：伸び量を大きく見積もるため，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c)　伸び量

伸び量（mm）＝⑦＋⑧－⑨

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量（mm）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量（mm）

b．ボンネット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧’をボンネットナット座面の面積Ｓで除し面圧を算出する。

・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

$S=(a^2-b^2)/4\times\pi$

a：ボンネットナット面外径（mm）

b：ボンネット穴径（mm）

S：ボンネットナット面面積（mm^2）

・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$S=(\sqrt{3}/16\times a^2\times 6)-(b^2\times\pi/4)$

a：ボンネットナット面外径（mm）

b：ボンネット穴径（mm）

S：ボンネットナット面面積（mm^2）

・ボンネット座面の面圧

d＝⑧’／(S×c)

c：ボンネットボルト本数（本）

d：ボンネットナット応力（MPa）

S：ボンネットナット面面積（MPa）

c．ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された⑧’を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

$S=(a^2-b^2)/4\times\pi$

a：メタルタッチ部外径（mm）

b：メタルタッチ部内径（mm）

S：メタルタッチ部面積（mm^2）

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

d＝⑧’／S

d：メタルタッチ部応力（MPa）

S：メタルタッチ部面積（mm^2）

1.3　評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果，別第 2-2 表から別第 2-6 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

別第 2-2 表　評価結果（弁座）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	D_0：外径（mm）	S：使用温度における許容引張応力 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁座	SUS304	8.2	19	110	2.8	0.7

別第 2-3 表　評価結果（弁体）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	A：弁体最小断面積 (mm^2)	D：弁座口の径 (mm)	許容せん断応力※ (MPa)	発生せん断応力 (MPa)
弁体	SUS304	8.2	19	15	88	81

※：ボイラー構造規格より設計の許容値として 0.8S を適用した。

別第 2-4 表　評価結果（弁本体の耐圧部）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径（mm）	S：設計引張強さ (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁本体の耐圧部	SCPH2	8.2	50	191	9.0	1.2

別第 2-5 表　弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

評価部位	①ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（ふた）（mm）	②弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（mm）	③縦弾性係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）（MPa）	④線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）（mm／mm℃）	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの材料	⑤線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ）（mm／mm℃）	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑥線膨張係数（弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ）（mm／mm℃）	弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑦ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの内圧による伸び量（mm）	⑧ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの熱による伸び量（mm）	⑨ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ及び弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの熱による伸び量（mm）	⑩伸び量（mm）
弁耐圧部の接合部	16	16	183960	1.29E-05	S45C	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	－0.003	0.111	0.111	－0.003

別第 2-6 表　弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの発生応力）

評価部位	①’締付ﾄﾙｸ値（N・m）	②’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ本数（本）	③’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ外径（mm）	④’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ締付ﾄﾙｸによる全締付荷重（N）	⑤’ｶﾞｽｹｯﾄ反力円の直径（mm）	⑥’ｶﾞｽｹｯﾄの有効幅（mm）	⑦’ｶﾞｽｹｯﾄ係数	⑧’8.2MPa の加圧に必要な最小荷重（N）	⑨’不足する荷重（N）	⑩’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ１本当たりに発生する荷重（N）	⑪’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ径面積（mm^2）	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力（MPa）
弁耐圧部の接合部	25.01	6	12	62,525	62.5	3.25	2.75	53,937	8,588	－1,431	84.3	17

弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

ここで,以下の弁については隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力,温度以上で設計していることから破損が発生しないことを確認した。

別第 3-1 表　弁の設計圧力・温度

機器等	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023，F051A	8.62MPa	302℃

また，以下の弁は設計・建設規格第Ⅰ編　別表１にて温度 300℃における許容圧力を確認し，加圧時の圧力を上回ることから，破損は発生しないことを確認した。

別第 3-2 表　弁の許容圧力

機器等	弁番号	許容圧力
プロセス弁	F087A，FF104A	14.97MPa
	FF012	13.30MPa
	F053A	10.58MPa
	F085A，FF101A	9.97MPa
ベント弁 ドレン弁	F073A，F074A	14.97MPa
	F171，F179A，F181，FF020-201，FF020-206，FF020-215，FF020-230，FF022-205，FF022-219，FF022-221，FF022-223，FF022-230	9.97MPa
計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
	FF006-201，FF006-202，FF007-203，FF007-204，FF007-206，FF007-207，FF007-208，FF018-201，FF018-202	9.97MPa
サンプル弁	V25-606	25.9MPa

1.　強度評価

評価対象弁の構成部品のうち，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に破損が発生すると想定される部位として，弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部並びに弁本体耐圧部の接合部について評価した。

(1)　弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100　弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し，実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P}$$

t：弁箱の必要な厚さ

P：ＩＳＬＯＣＡ発生時の圧力（＝8.2MPa）

d：内径（mm）

S：設計降伏点

(2)　弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310　弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し，実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積を上回り，かつ，発生応力が許容応力を下回ることを確認した。

別第 3-3 表　ボルトの必要な断面積と許容応力

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm^2)	ボルトの必要な断面積 (mm^2)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
F024A	16,406	15,451	167	168
F086	901	693	127	177
F065A	1,204	1,192	124	165
F080A	901	833	118	177
F060A	321	261	86	177
FF029-201	601	318	47	165
FF029-202	601	318	47	165

上記の条件を満たさない弁については，ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し，ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量※3を下回ることを確認した。

※３：ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ，更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合，弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため，ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており，締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ，復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は，メーカ試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は，弁耐圧部の接合部は増し締めされることになる。弁耐圧部の接合部については，ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており，それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから，ボンネットナット座面の面圧並びにボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧が材料の許容応力を下回ることを確認した。

a．伸び量によるフランジの評価

(a)　内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

④’＝(1,000×①’×②’)／(0.2×③’)

⑧’＝(π×⑤’×8.2／4)×(⑤’＋8×⑥’×⑦’)

⑨’＝④’－⑧’

⑩’＝⑨’／②’

⑫’＝⑩’／⑪’

①’：締付けトルク値（N・m）

②’：ボンネットボルト本数（本）

③’：ボンネットボルト外径（mm）

④’：ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重（N）

⑤’：ガスケット反力円の直径（mm）

⑥’：ガスケット有効幅（mm）

⑦’：ガスケット係数

⑧’：8.2MPa の加圧に必要な最小荷重（N）

⑨’：不足する荷重（N）

⑩’：ボンネットボルト１本あたりに発生する荷重（N）

⑪’：ボンネットボルト径面積（mm^2）

⑫’：ボンネットボルトの発生応力（MPa）

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

⑦＝(⑫’×(①＋②))／③

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

③：ボンネットボルト材料の縦弾性係数（MPa　at 288℃）

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量（mm）

(b)　熱による伸び量

・ボンネットボルトの熱による伸び量

⑧＝④×(①＋②)×(288℃－20℃)

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

④：ボンネットボルト線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

※：伸び量を大きく見積もるため，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

⑨＝⑤×①×(288℃－20℃)＋⑥×②×(288℃－20℃)

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑥：弁箱フランジ線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量（mm）

※：伸び量を大きく見積もるため，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c)　伸び量

伸び量（mm）＝⑦＋⑧－⑨

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量（mm）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量（mm）

b．ボンネット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧’をボンネットナット座面の面積Sで除し面圧を算出する。

・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

$S=(a^2-b^2)/4\times\pi$

a：ボンネットナット面外径（mm）

b：ボンネット穴径（mm）

S：ボンネットナット面面積（mm^2）

・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$S=(\sqrt{3}/16\times a^2\times 6)-(b^2\times\pi/4)$

a：ボンネットナット面外径（mm）

b：ボンネット穴径（mm）

S：ボンネットナット面面積（mm^2）

・ボンネット座面の面圧

d＝⑧’／(S×c)

c：ボンネットボルト本数（本）

d：ボンネットナット応力（MPa）

S：ボンネットナット面面積（MPa）

c．ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された⑧’を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

$S=(a^2-b^2)/4\times\pi$

a：メタルタッチ部外径（mm）

b：メタルタッチ部内径（mm）

S：メタルタッチ部面積（mm^2）

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

d＝⑧’／S

d：メタルタッチ部応力（MPa）

S：メタルタッチ部面積（mm^2）

1.3　評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果，別第 3-3 表から別第 3-5 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

別第 3-3 表　弁耐圧部の強度評価結果

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径（mm）	S：設計引張強さ (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
F003A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F016A	SCPL1	8.2	416	186	20.0	9.5
F024A	SCPL1	8.2	480	186	24.0	10.9
F027A	SCPH2	8.2	144	191	10.0	3.2
F031A	SCPH2	8.2	444.5	191	22.5	9.8
F047A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F048A	SCPH2	8.2	660	191	31.0	14.6
F049	SCPH2	8.2	184	191	7.0	4.1
F063A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F086	SCPH2	8.2	90	191	8.0	2.0
F098A	SCPH2	8.2	500	191	23.0	11.1
F170A	SCPL1	8.2	280	186	16.0	6.4
F065A	SCPH2	8.2	136.5	191	8.0	3.1
F072A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F080A	SCPH2	8.2	102	191	11.0	2.3
F060A	SCPH2	8.2	54	191	6.5	1.2
FF029-201	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5
FF029-202	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5

別第 3-4 表　弁耐圧部の接合部評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

弁番号	①ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（ふた）（mm）	②弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（mm）	③縦弾性係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）（MPa）	④線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）（mm／mm℃）	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの材料	⑤線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ）（mm／mm℃）	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑥線膨張係数（弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ）（mm／mm℃）	弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑦ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの内圧による伸び量（mm）	⑧ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの熱による伸び量（mm）	⑨ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ及び弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの熱による伸び量（mm）	⑩伸び量（mm）	ｶﾞｽｹｯﾄの復元量
F003A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	－0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F016A	62	62	186,960	1.33E-05	A320 L7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	－0.007	0.440	0.429	0.004	0.1
F027A	36	36	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.008	0.256	0.249	0.015	0.1
F031A	58	64	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	ASTM A515	1.29E-05	SCPH2	－0.029	0.422	0.422	－0.029	－
F047A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	－0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F048A	65	65	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.051	0.462	0.450	0.063	0.1
F049	41	41	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	－0.006	0.291	0.284	0.001	0.1
F063A	11	26	186,960	1.29E-05	SCM3	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.001	0.128	0.128	0.001	0.2
F098A	60	54	186,960	1.29E-05	SCM3	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.002	0.394	0.394	0.002	0.2
F170A	47	53	186,960	1.29E-05	SNB7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	0.001	0.346	0.346	0.001	0.2
F072A	11	26	186,960	1.29E-05	SCM3	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.001	0.128	0.128	0.001	0.2

別第 3-5 表　弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの発生応力）

弁番号	①’締付ﾄﾙｸ値（N・m）	②’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ本数（本）	③’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ外径（mm）	④’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ締付ﾄﾙｸによる全締付荷重（N）	⑤’ｶﾞｽｹｯﾄ反力円の直径（mm）	⑥’ｶﾞｽｹｯﾄの有効幅（mm）	⑦’ｶﾞｽｹｯﾄ係数	⑧’8.2MPa の加圧に必要な最小荷重（N）	⑨’不足する荷重（N）	⑩’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ１本当たりに発生する荷重（N）	⑪’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ径面積（mm^2）	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力（MPa）	許容応力（MPa）
F031A	911	20	33	2,760,606	498.2	10.9	2	2,158,064	602,542	－30,127	670.2	45	596

計器からの漏えいの可能性について

計器について，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1.　圧力計，差圧系計

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される以下の全ての計器について，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており，構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30℃～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても加圧時における圧力以上であることから破損が発生しないことを確認した。

別第 4-1 表　圧力計，差圧計の設計圧力

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)
PT-E12-N002A-1	14.7(150kg/cm^2)
PT-E12-N026A	14.7(150kg/cm^2)
PT-E12-N053A	14.7(150kg/cm^2)
dPT-E12-N058A	13.7(140kg/cm^2)
FT-E12-N013	14.7(150kg/cm^2)
FT-E12-N015A	14.7(150kg/cm^2)
FT-E12-N060A	14.7(150kg/cm^2)
FT-C61-N001	14.7(150kg/cm^2)

2.　温度計

2.1　評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について，耐圧部となる温度計ウェルの健全性を評価した。評価手法として，日本機械学会「配管内円通状構造物の流量振動評価指針（JSME S 012-1998）に従い，同期振動発

生の回避又は抑制評価，一次応力評価並びに疲労評価を実施し，破損の有無を確認した。評価条件を別第 4-2 表に示す。

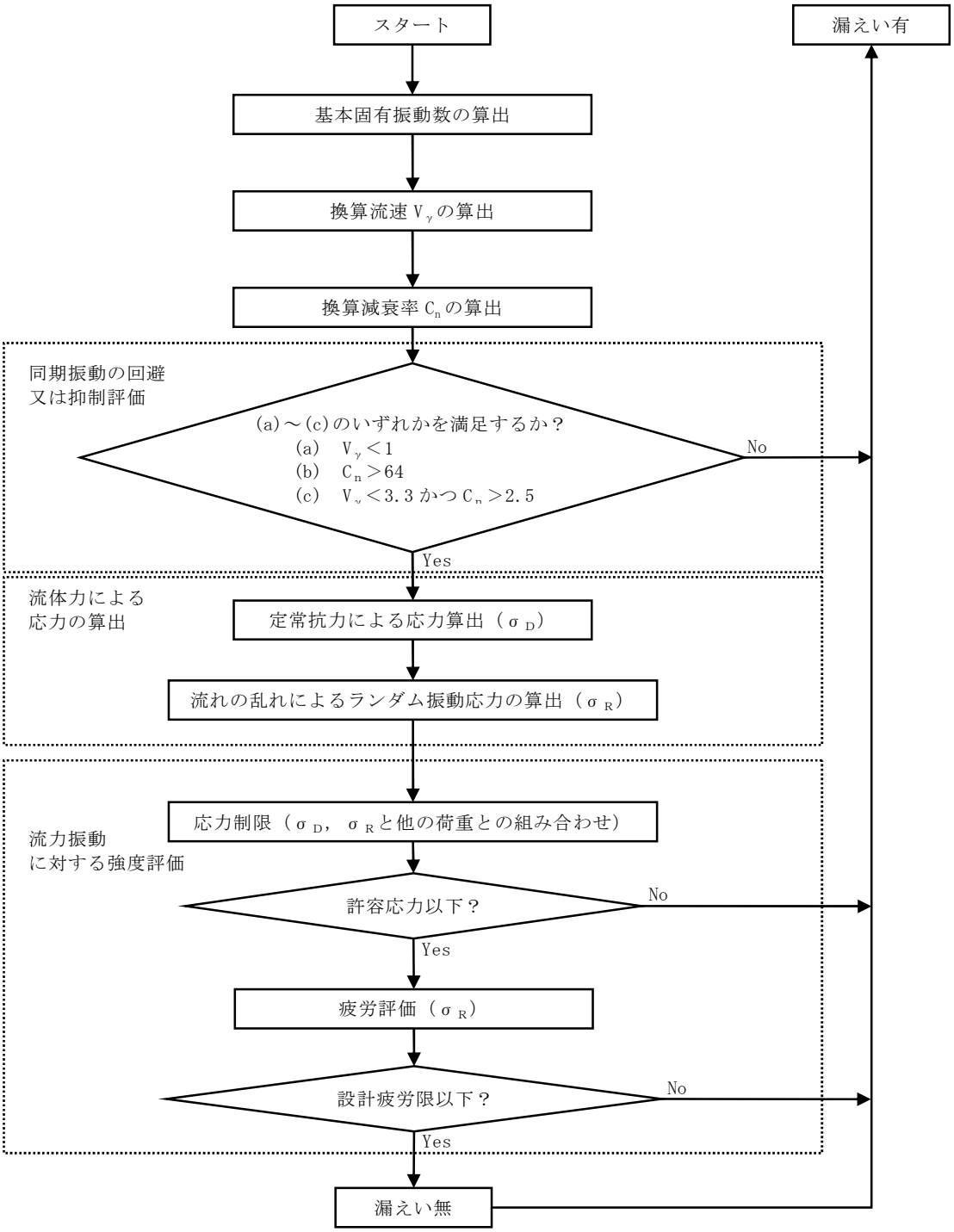
別第 4-2 表　評価条件

圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
8.2MPa	288℃	200m^3／h	736kg／m^3	$1.25\times10^{-7}m^2$／s

2.2　評価方法

(1)　評価手順

流力振動評価指針に従った評価手順を別第 4-1 図に示す。



別第 4-1 図　配管内円柱状構造物の流力振動フロー

(2)　評価式

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する評価式を別第 4-3 表に示す。

別第 4-3 表　評価式（その１）

<table>
<tr><th>項　目</th><th>評価式</th></tr>
<tr><td>1.　各種パラメータの算定</td><td>

・基本固有振動数 f_0

$$f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}}$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_0^4 - d_i^4)$$

$$\lambda_0 = 1.875$$

$$m = \frac{\pi}{4} \left\{ \rho_S \cdot (d_0^2 - d_i^2) + \rho \cdot d_0^2 \right\}$$

・換算流速 V_γ

$$V_\gamma = \frac{V}{f_0 \cdot d_0}$$

流速 V には流速分布が非一様（通常，管中心部で管壁部よりも流速は大きい。）の場合は，構造物周辺平均流速 $\overline{V}$ を用いる。

$$\overline{V} = \frac{2 \cdot \left\{ \frac{n}{n+1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right) - \frac{n}{2 \cdot n + 1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+2} \right\}}{1 - \left\{ 1 - \left(\frac{L_e}{D/2} \right) \right\}^2} \cdot \frac{(n+1)(2 \cdot n+1)}{2 \cdot n^2} \cdot V_m$$

また，流速 V はエルボ等による偏流の影響を考慮して構造物周辺平均流速 $\overline{V}$ に以下の割増係数を乗じた値とするが，今回は十分な保守性が確保されていることを確認するために割増係数「2」として計算する。

<table>
<tr><th>割増係数</th><th>－</th><th rowspan="3">x：偏流発生源から構造物までの距離
D：配管内径</th></tr>
<tr><td>1.5</td><td>x／D≦3</td></tr>
<tr><td>1.25</td><td>3＜x／D≦5</td></tr>
</table>

・換算減衰率 C_n

$$C_n = \frac{2 \cdot m \cdot \sigma}{f_0 \cdot d_0}$$

$$\delta = 2 \cdot \pi \cdot \xi$$

ξ＝0.002（ねじ接合），0.0005（溶接接合）

</td></tr>
</table>

別第 4-3 表　評価式（その 2）

項　目	評価式
2.　流体力による応力の算出	・定常抗力による応力 σ_D $\sigma_D = \dfrac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z}$ $F_D = \dfrac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0 \cdot C_D$ $C_D = 1.2$ $Z = \dfrac{\pi}{32} \cdot \dfrac{(d_0^{\ 4} - d_i^{\ 4})}{d_0}$ ・ランダム振動応力振幅 σ_R $\rho_R = \dfrac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \dfrac{\lambda_0^{\ 2}}{L^2}$ $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\dfrac{\beta_0^{\ 2} \cdot G(f_0)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_0^{\ 3} \cdot (\xi + \xi_f)}}$ $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_0 = \eta_0 / \lambda_0$ $\eta_0 = -\{\sinh(\kappa_0) - \sin(\kappa_0)\} + \tau_0 \cdot \{\cosh(\kappa_0) + \cos(\kappa_0)\}$ $\kappa_0 = \lambda_0 \cdot (1 - \dfrac{L_e}{L})$ $\tau_0 = 0.734$ $G(f_0) = (C' \cdot \dfrac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0)^2 \Phi(\overline{f_0}) \cdot \dfrac{d_0}{V}$ $C' = 0.13$ $\Phi(\overline{f_0}) = \dfrac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \overline{f_0}}$ $\overline{f_0} = \dfrac{f_0 \cdot d_0}{V}$ ・外圧により円柱状構造物に発生する応力 ρ_G 厚肉円筒において，外圧がかかっている場合の円周方向の応力式を使用する。 $\sigma_G = \dfrac{2 \cdot P \cdot d_2}{d_0^{\ 2} - d_i^{\ 2}}$

(3)　記号説明

B_1，B_2	応力係数（－）
C_0	二乗平均値からピーク値への換算係数（－）
C_D	定常抗力係数（－）
C_n	換算減衰率
C’	ランダム励振力係数（－）
d_0	構造物の代表外径（－）
d i	構造物の代表内径（－）
E	構造物の縦弾性係数（Pa）
f_0	円柱状構造物の基本固有振動数（Pa）
F_D	単位長さ当たりの流体抗力（N／m）
G	単位長さ当たりのランダム励振力のパワースペクトル密度（N^2・S／m^2）
I	構造物の断面二次モーメント（m^2）
K	応力集中係数（－）
L	構造物の長さ（m）
L_e	流体中に突き出た構造物長さ（m）
m	付加質量を含む構造物の単位長さ当たり質量（kg／m）
n	Re 数に基づく係数（－）
P	配管の最高使用圧力（MPa）
S_m	設計応力強さ（MPa）
V	流速（m／s）
V_m	断面平均流速（m／s）
$\overline{V}$	構造物周辺平均流速（m／s）
V_r	換算流速（－）
$y_R(L)$	ランダム振動変位振幅（m）
Z	構造物の断面係数（m^3）
β_0	基本振動モードの刺激係数（－）
δ	空気中における構造物の対数減衰率（－）
ξ	空気中における構造物の臨界減衰比（－）
ξ_f	流体減衰（－）
ρ	流体の密度（kg／m^3）
ρ_s	構造物の密度（kg／m^3）
σ_D	定常抗力による応力（MPa）
σ_F	設計疲労限（MPa）
σ_R	ランダム振動応力振幅（MPa）
σ_G	外圧により構造物に発生する応力（MPa）
Φ	ランダム励振力の規格化パワースペクトル密度（－）

(4)　判定基準

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する判定基準を別第4-4表に示す。

別第4-4表　判定基準

項　目	判定基準
1.　同期振動の回避又は抑制評価	下記のいずれかを満足すること。 (a)$V_\gamma < 1$ (b)$C_n > 64$ (c)$V_\gamma < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$
2.　流力振動に対する強度評価	・応力制限 組合せ応力は，設計建設規格より PPB-3520（クラス１）を適用した以下の条件を満足すること。 （クラス１）……$B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leqq \min(1.5 \cdot Sm,\ 1.5 \cdot S)$ $B_1 = 1.0$（ねじ接合），0.75（溶接接合） $B_2 = 4.0$（ねじ接合），1.5（溶接接合） ・疲労評価 応力集中係数Kを考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。 $K \cdot \sigma_R \leqq \sigma_F$ $K = 4.0$（ねじ接合），4.2（溶接接合）

2.3　評価結果

計器について評価した結果，別第4-5表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

別第 4-5 表　評価結果

構造物	計器番号	流体条件			配管仕様			構造物仕様							同期振動評価			
		流体種別	V (m／s)	ρ (kg／m³)	クラス	P (MPa)	最高使用温度 (℃)	タイプ	材料	d_0 (×10⁻³m)	d_i (×10⁻³m)	L (×10⁻³m)	L_e (×10⁻³m)	ρ_s (×10³kg／m³)	I (×10⁻⁸m⁴)	m (kg／m)	E※1 (×10¹¹Pa)	f_0 (Hz)
温度計ウェル	TE-N004A	水	0.77	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A 105	23.85	9.1	203	203	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19
	TE-N027A	水	0.76	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A 105	23.85	9.1	203	155.2	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19

構造物	計器番号	同期振動評価					応力制限								同期振動評価	
		V_γ	C_n	(a) $V_\gamma<1$	(b) $C_n>64$	(c) $V_\gamma<3.3$ $C_n>2.5$	F_D (N／m)	Z (×10⁻⁶m³)	σ_D (MPa)	$y_R(L)$ (×10⁻⁸m)	σ_R (MPa)	σ_G (MPa)	組合せ応力 (MPa)	1.5・S※2 (MPa)	応力振幅 (MPa)	σ_F (MPa)
温度計ウェル	TE-N004A	0.08	0.05	○	－	－	6.24	1.30	0.10	54.8	0.10	19.2	14.7	184	0.43	76
	TE-N027A	0.08	0.05	○	－	－	6.08	1.30	0.09	52.1	0.10	19.2	14.7	184	0.41	76

※１：設計・建設規格　付録材料図表　Part6 表 1 における炭素量が 0.3%を超える炭素鋼の 288℃の値
※２：S_mは設計・建設規格　付録材料図表　Part5 表 5 における ASTM-A105（SF490A）の 288℃の値
※３：設計・建設規格　付録材料図表　Part8 図 1 における Su≦550MPa 線図の繰返しピーク応力強さを 288℃の縦弾性係数で補正した値

配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa），温度（288℃）の条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1.　強度評価

1.1　評価部位の選定

配管の構成部品のうち漏えいが想定される部位は，高温・高圧の加わる配管と,配管と配管を繋ぐフランジ部があり,それらについて評価を実施した。評価対象配管を別第 5-1 図に示す。

1.2　評価方法

(1)　配管の評価

クラス２配管の評価手法である設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用して必要な厚さを算出し，実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2Su\eta + 0.8P}$$

t：管の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

D_0：管の外径（mm）

Su：管の設計引張強さ（MPa）

η：長手継手効率

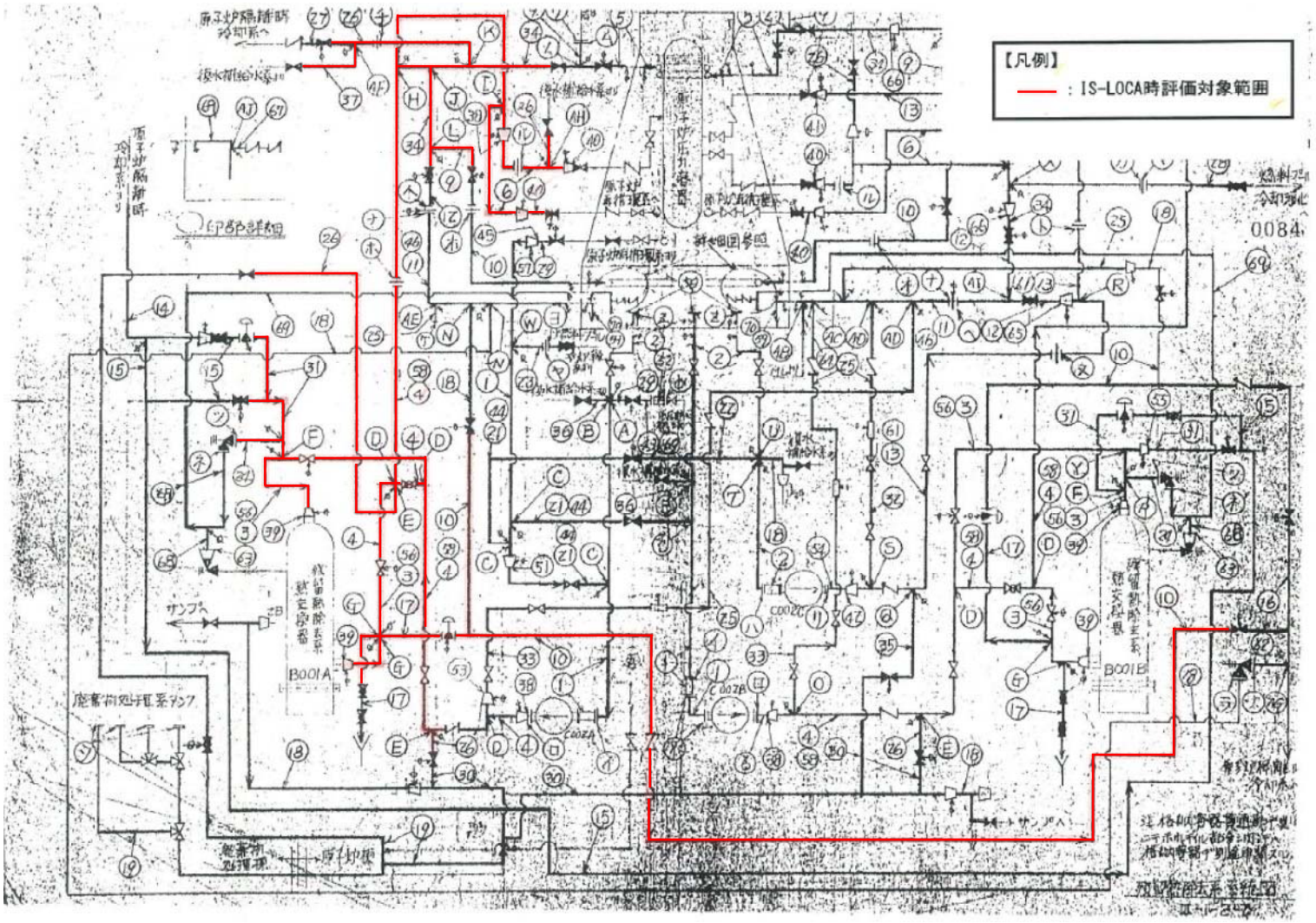
(2)　フランジ部の評価

設計・建設規格「PPC-3411　フランジ」を適用してフランジの手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ，伸び量がマイナスの場合は，フランジ部が増し締めされるため，ガスケット最大圧縮量を下回ることを確認した。配管フランジ部の構造を別第 5-2 図に示す。

また，熱曲げモーメントの影響については，設計・建設規格で規定されている（PPC-1.7）式を使用し，フランジ部に作用するモーメントを圧力に換算して評価を実施した。

1.3　評価結果

配管の各部位について評価した結果，別第 5-1 表及び別第 5-2 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。



別第 5-1 図　残留熱除去系Ａ系　必要板厚評価対象配管（既工認系統図）

別第 5-1 表　必要厚さ評価結果

配管 No.	クラス区分	外径 D_0 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	評価圧力 (MPa)	評価温度 (℃)	η	公差 (%)	最小厚さ (mm)	0.6Su (MPa)	必要厚さ t (mm)
3	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
4	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
6	2	355.60	11.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.71	242.40	5.94
9	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
10	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
17	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
26	2	165.20	7.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	6.21	242.40	2.76
31	2	216.30	8.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	7.17	242.40	3.61
34	2	406.40	12.70	SM50B (SM490B)	8.20	288	1.00	1.5	11.20	264.60	6.23
37	2	76.30	5.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	4.55	242.40	1.28
39	2	558.80	15.90	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	14.40	223.80	10.09
40	2	318.50	10.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.01	242.40	5.32
56	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63
58	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63

別第 5-2 表　フランジ部評価結果（1／2）

フランジ用途		F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ
フランジ口径		150A	450A	350A	25A	40A
評価温度(℃)		288	288	288	288	288
常温(℃)		20	20	20	20	20
評価温度⊿t(℃)＝ISLOCA 発生時温度－常温		268	268	268	268	268
評価圧力(MPa)		8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
ガスケット仕様		SUS304　4.5t×2	SUS304　4.5t×2	SUS304　4.5t×2	SUS304　4.5t×1	SUS304　4.5t×1
ボルト仕様	ボルト材質	SCM435	SCM435	SCM435	SCM435	SCM435
	ボルトサイズ	20	30	30	16	20
	本数	12	24	20	4	4
	縦弾性係数 E(MPa)	186,960	186,960	186,960	186,960	186,960
内圧(MPa)		8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
フランジに作用する自重曲げモーメント※1 M(N･mm)		3.90E+05	6.42E+06	9.20E+05	2.00E+04	1.00E+04
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント※1 M (N・mm)		3.37E+06	4.65E+07	2.81E+07	1.10E+05	2.40E+05
曲げモーメントによる等価圧力※2 Peq(MPa)		2.52	2.05	2.46	10.50	4.14
内圧 P＋等価圧力 Peq(MPa)		10.72	10.25	10.66	18.70	12.34
G(mm)		196.51	508.78	391.53	39.8	67.5
有効断面積(mm^2)A＝π／$4G^2$		3.03E+04	2.03E+05	1.20E+05	1.24E+03	3.58E+03
発生荷重 F(N)＝(P＋Peq)×A		3.25E+05	2.08E+06	1.28E+06	2.33E+04	4.42E+04
ボルト 1 本当たりの荷重 F／n(N)		2.71E+04	8.68E+04	6.42E+04	5.82E+03	1.10E+04
ボルト断面積 A2(mm^2)		234.9	562.09	562.09	150.33	234.9
ボルト歪み ε		6.17E-04	8.26E-04	6.11E-04	2.07E-04	2.51E-04
ボルト長さ L1(mm)		85.2	131.8	130	50	31
荷重によるボルト伸び量⊿L1(mm)		0.05	0.11	0.08	0.01	0.01
初期締付荷重(N)		43,691	83,464	49,450	11,960	25,062
初期締付による応力(MPa)		186.0	148.5	88.0	79.6	106.7
ボルト歪み ε_0		9.95E-04	7.94E-04	4.71E-04	4.26E-04	5.71E-04
初期締付によるボルト伸び量⊿L0(mm)		0.08	0.10	0.06	0.02	0.02
ボルト熱膨張係数 α1(mm／mm℃)		1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
フランジ熱膨張係数 α2(mm／mm℃)		1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
オリフィス熱膨張係数 α3(mm／mm℃)		1.71E-05	1.71E-05	1.70E-05	－	－
ガスケット内外輪熱膨張係数 α4(mm／mm℃)		1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05

※1：該当するフランジを含んだ配管モデルにて応力解析を実施し，算出した値にて評価。

※2：設計・建設規格による機械的荷重による曲げモーメントを等価圧力に換算する式 Peq＝16M／(πG3)により算出。今回は，熱伸びによる曲げモーメントも本計算式により等価圧力換算した。

別第 5-2 表　フランジ部評価結果（2／2）

フランジ用途	F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ
ボルト熱伸び対象長さ L2(mm)	85.2	131.8	130.0	50.0	31.0
フランジ熱伸び対象長さ L3(mm)	76.2	120.8	108.8	47.0	28.0
オリフィス熱伸び対象長さ L4(mm)	3.0	5.0	16.0	－	－
ガスケット内外輪熱伸び対象長さ L5(mm)	6.0	6.0	6.0	3.0	3.0
ボルト熱伸び⊿L2＝α1・L2・⊿T(mm)	0.29	0.46	0.45	0.17	0.11
フランジ熱伸び⊿L3＝α2・L3・⊿T(mm)	0.26	0.42	0.38	0.16	0.10
オリフィス熱伸び⊿4＝α3・L4・⊿T(mm)	0.01	0.02	0.07	－	－
ガスケット内外輪熱伸び⊿5＝α4・L5・⊿T(mm)	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01
伸び量⊿L1－⊿L0＋⊿L2－⊿L3－⊿L4－⊿L5(mm)	－0.04	－0.01	－0.01	－0.01	－0.01
ガスケットの初期圧縮量：最大(mm)	2.40	2.40	2.40	1.20	1.20
ガスケットの合計圧縮量(mm)	2.44	2.41	2.41	1.21	1.21
ガスケットの許容圧縮量(mm)	2.60	2.60	2.60	1.30	1.30

破断面積の設定について

1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 1～5 の評価結果から,隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧されたとしても，破損が発生しないことを確認した。

そこで，隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり，損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して，保守的に弁開放直後の圧力ピーク値（8.2MPa［gage]），原子炉冷却材温度（288℃）に晒され続け，かつ，ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

a．内圧による伸び量

・フランジのボルト荷重⊿W

$$\Delta W = \frac{\pi}{4} \times G^2 \cdot (P_2 - P_1)$$

G：ガスケット反力円の直径（＝D_0－2b＝2,153mm）

$$b = 2.5\sqrt{\frac{1}{2} \times (\frac{D_0 - D_i}{2} - 2)}$$

D_0：ガスケット接触面の外径（＝2,170mm）

D_i：ガスケット接触面の内径（＝2,120mm）

P_1：設計条件における圧力（5.18MPa）

P_2：隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

・内圧による伸び量⊿L1

$$\Delta L1 = H_b \times \frac{\Delta W}{N_b \cdot A} \times \frac{1}{E}$$

H_b：ボルト長さ（ナット下面－ボルト留め部間）（＝349.5mm）

N_b：ボルト本数（＝68）

A:ボルト有効径における断面積（＝π／4×46.051^2＝1,665mm^2）

E：ボルトのヤング率（＝187,000N／mm^2 at288℃[SNCM8]）

b．熱による伸び量

・ボルトの熱による伸び量⊿L2

$$\Delta L2 = \alpha_1 \times H_b \times (288℃ - 20℃)$$

α_1：ボルトの熱膨張係数（＝13.98×10^{-6}mm／mm℃ at288℃[SNCM8]）

N_b：ボルト長さ（＝349.5mm）

・管板及びフランジの熱による伸び量⊿L3

$$\Delta L3 = \alpha_2 \times (h1 + h2) \times (288℃ - 20℃)$$

α_2：管板及び胴側フランジの熱膨張係数（＝12.91×10^{-6}mm／mm℃ at288℃[SF50，SFV1]）

h1：胴側フランジ厚さ（＝150mm）

h2：管板厚さ（＝195mm）

c．破断面積 A

$$A = \pi \times D_i \times (\Delta L1 + \Delta L2 - \Delta L3)$$

D_i：ガスケット接触面の内径（＝2,120mm）

2.　破断面積の評価結果

熱交換器フランジの破断面積について評価した結果，別第 6-1 表に示すとおり破断面積は約 21cm^{2}となり，有効性評価のＩＳＬＯＣＡでは，残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm^{2}の漏えいが発生することを想定する。

別第 6-1 表　破断面積評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量（mm）			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm^2)
			＋ ⊿L1	＋ ⊿L2	－ ⊿L3			
フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

⊿L1：ボルトの内圧による伸び量
⊿L2：ボルトの熱による伸び量
⊿L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉冷却材漏えい量評価
及び原子炉建屋内環境評価

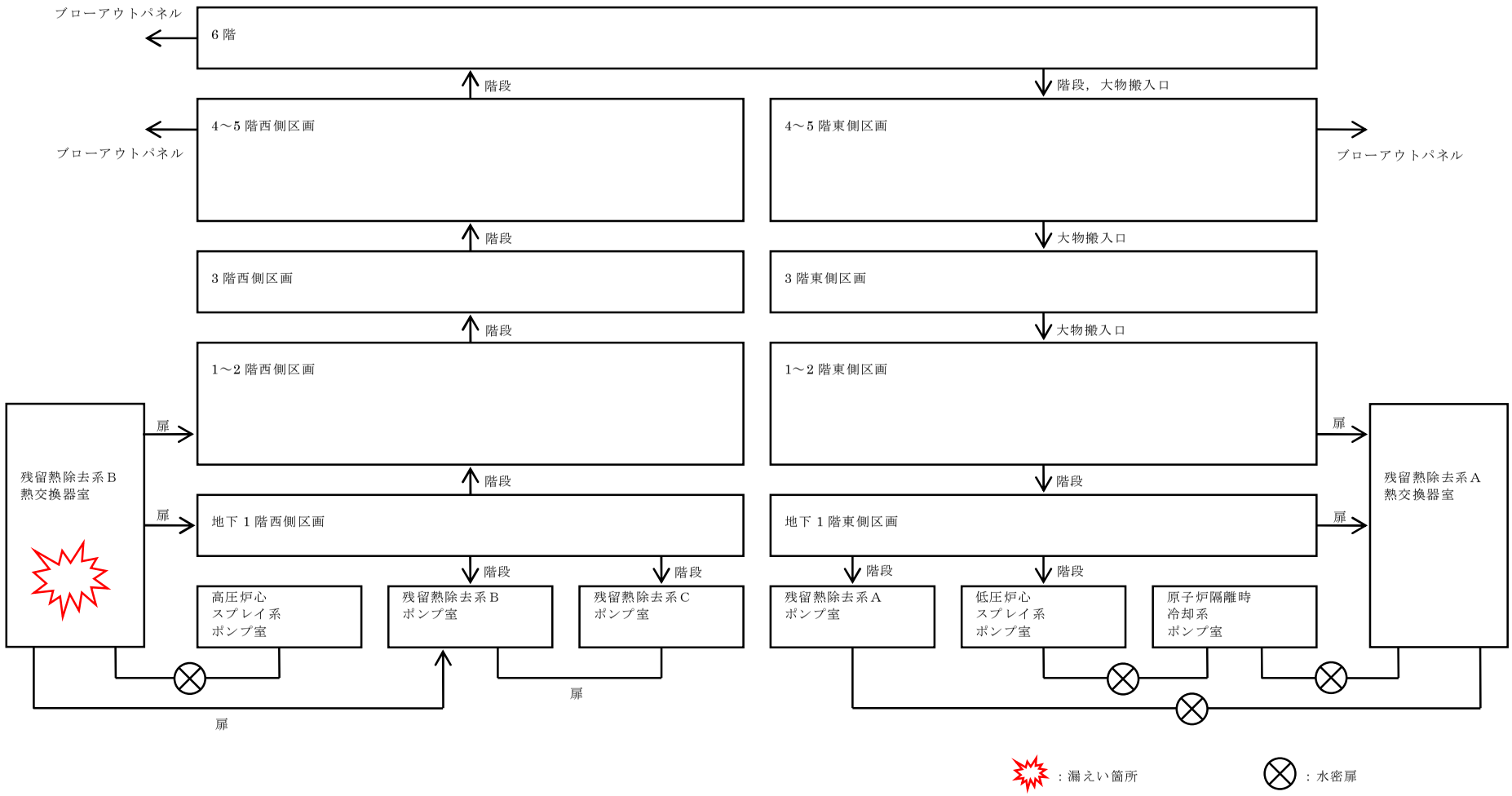
1. 評価条件

有効性評価の想定のとおり，残留熱除去系Ｂ系におけるＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建屋内の環境（雰囲気温度，湿度及び圧力）を評価した。

原子炉建屋内の環境評価特有の評価条件を別第 7-1 表に，原子炉建屋のノード分割図を別第 7-1 図に示す。

別第 7-1 表　原子炉建屋内の環境評価条件

項　目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ＭＡＡＰ４	格納容器及び原子炉建屋等の詳細ノードのモデル化が可能であり，隔離弁の閉止操作等の重大事故等対策を考慮した事象進展を模擬することが可能である解析コード
漏えい箇所	残留熱除去系Ｂ系 熱交換器室	有効性評価の解析と同様
漏えい面積	約 21cm^2	有効性評価の解析と同様
事故シナリオ	・原子炉水位低下（レベル２）設定点到達時に，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始 ・低圧炉心スプレイ系を起動し，事象発生 15 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧 ・事象発生 17 分後に低圧代替注水系（常設）を起動 ・原子炉水位回復後，低圧炉心スプレイ系を停止し，原子炉水位を原子炉水位（レベル３）設定点以上に維持 ・事象発生 25 分後，サプレッション・プール冷却開始 ・事象発生 5 時間後，残留熱除去系隔離完了	有効性評価の解析と同様
原子炉建屋モデル	別第 7-1 図参照	原子炉建屋東西の物理的分離等を考慮して設定
原子炉建屋壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度，湿度，圧力及び放射線量の観点から厳しい想定として設定
原子炉建屋換気系	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
ブローアウトパネル開放圧力	6.9kPa[gage]	ブローアウトパネル設定値を設定

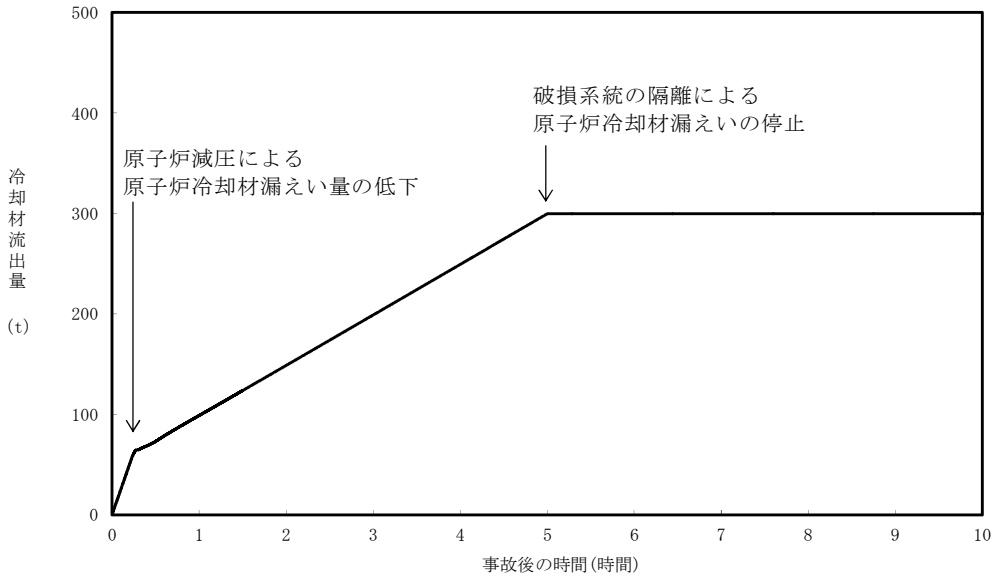


別第 7-1 図　原子炉建屋内ノード分割モデル

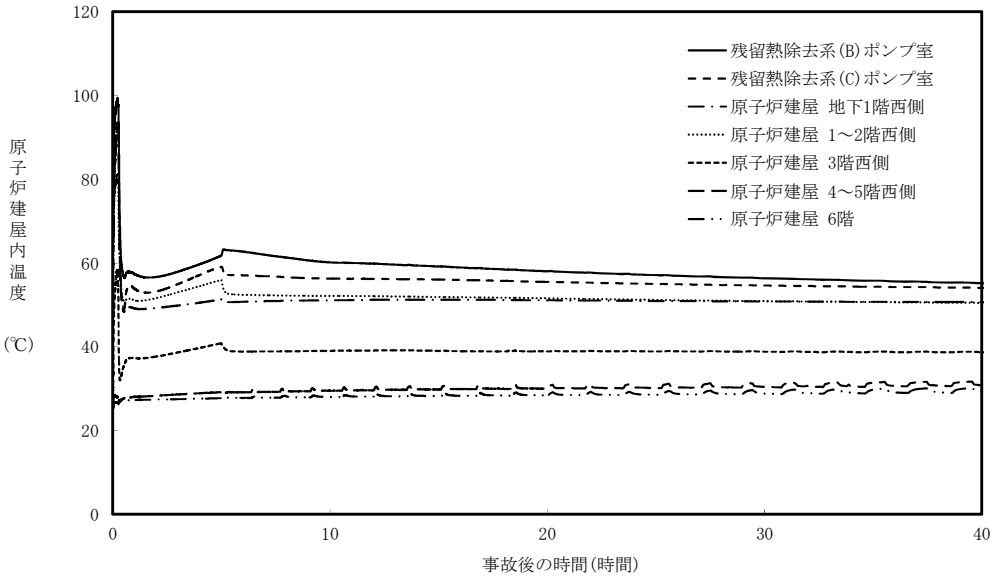
2.　評価結果

原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 7-2 図に，原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画），雰囲気温度（東側区画），湿度（西側区画），湿度（西側区画），圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 7-3 図から別第 7-8 図に示す。

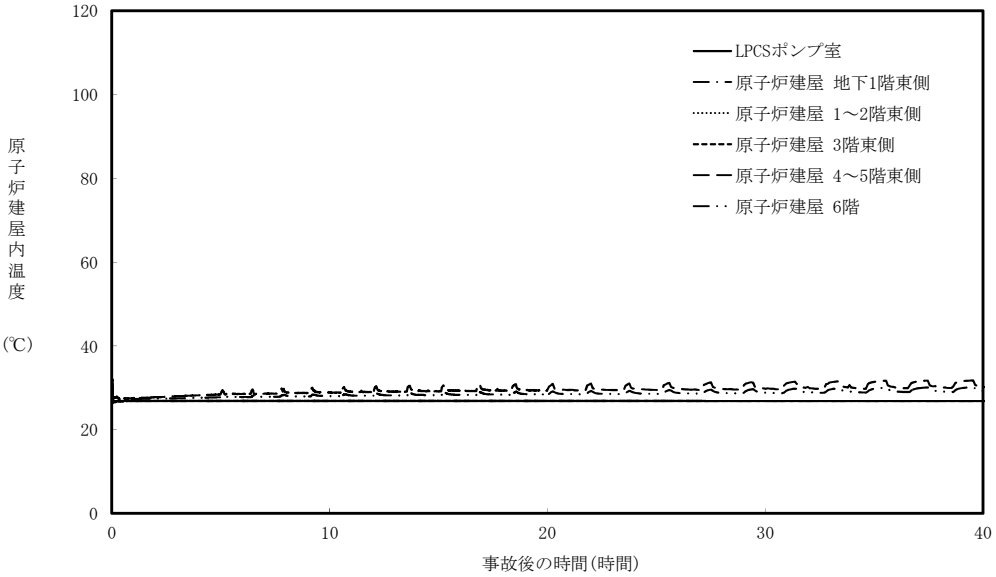
別第 7-2 図に示すとおり，現場隔離操作の完了タイミングとして設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は 300t である。また，別第 7-3 図及び別第 7-4 図に示すとおり，原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 41℃である。



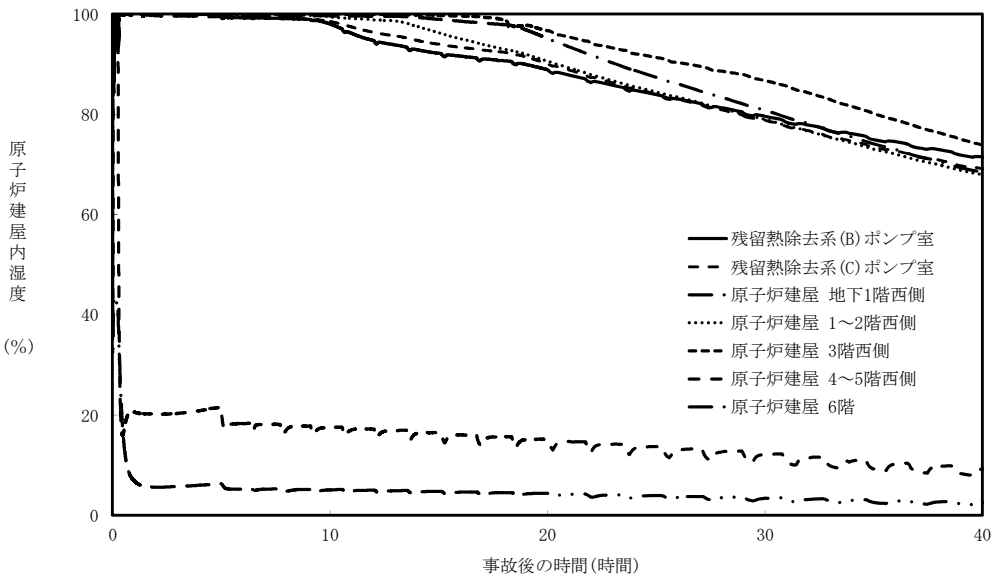
別第 7-2 図　原子炉冷却材の積算漏えい量



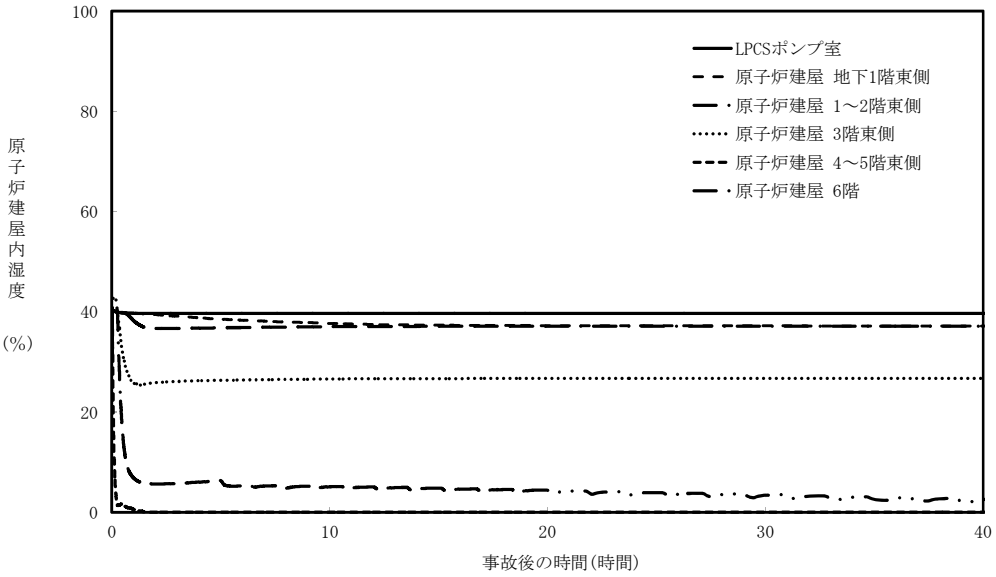
別第 7-3 図　原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



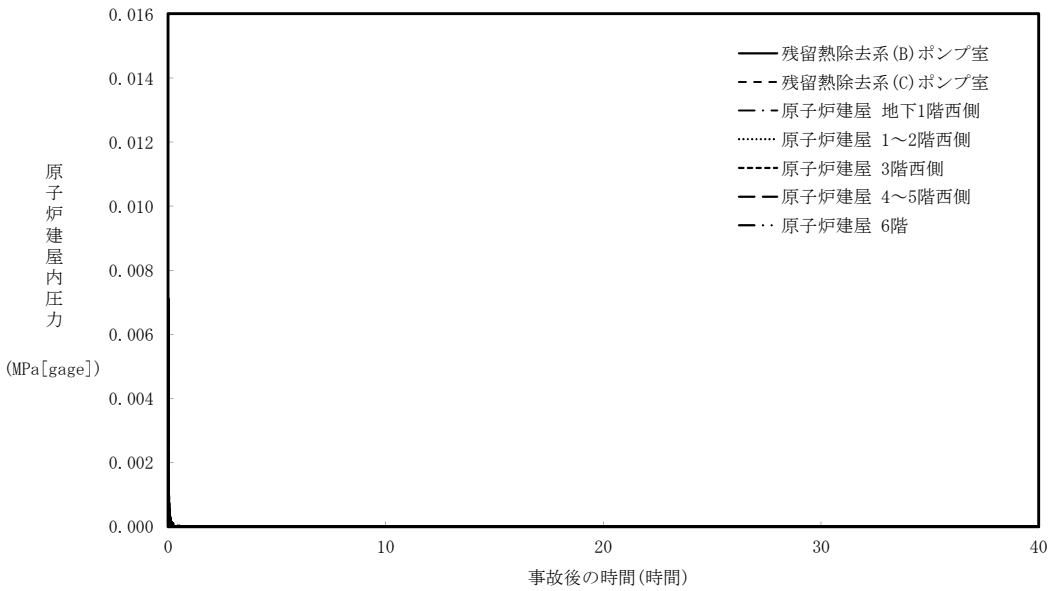
別第 7-4 図　原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



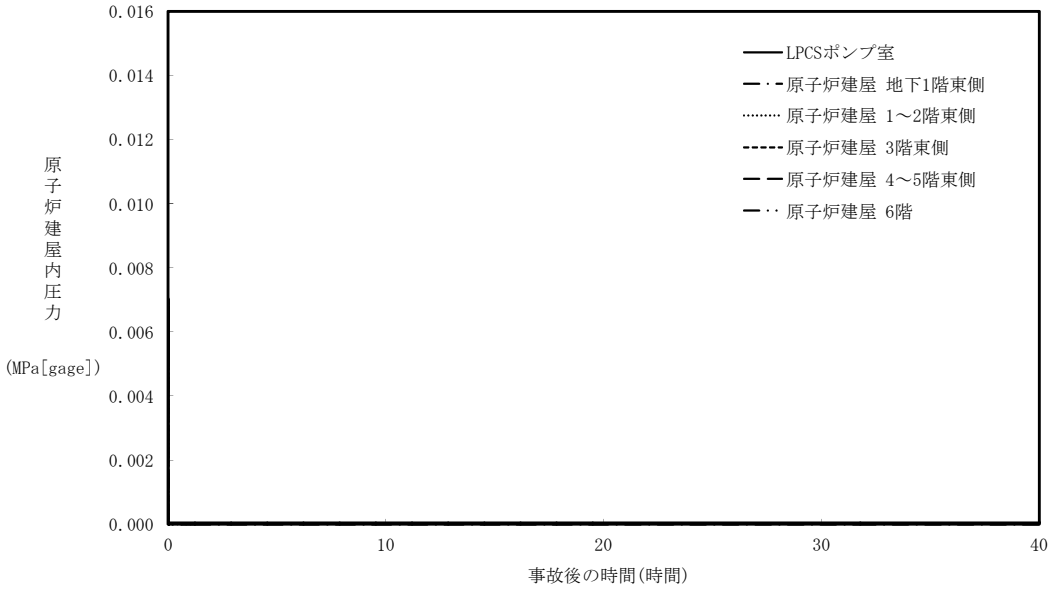
別第 7-5 図　原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 7-6 図　原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 7-7 図　原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 7-8 図　原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

ブローアウトパネルに期待しない場合の
ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉冷却材漏えい量評価
及び原子炉建屋内環境評価

1. 評価条件

別紙 7 の評価条件のうち，ブローアウトパネルのみが開かない場合の条件で評価を実施した。

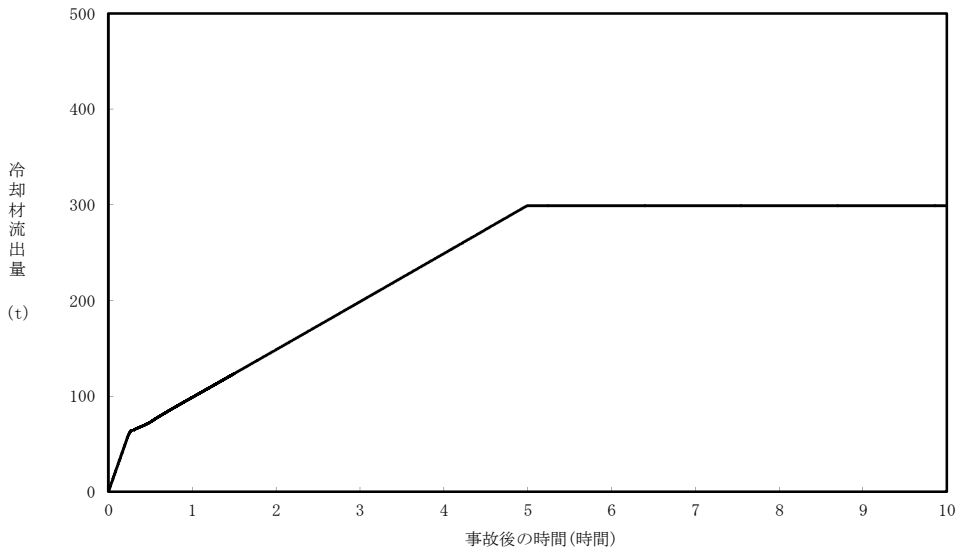
2. 評価結果

原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 8-1 図に，原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画），雰囲気温度（東側区画），湿度（西側区画），湿度（西側区画），圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 8-2 図から別第 8-7 図に示す。

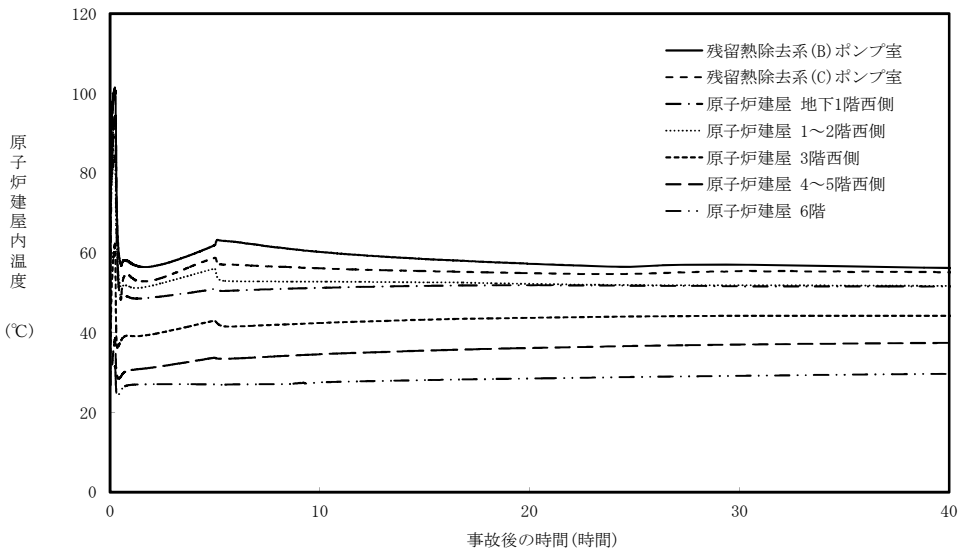
別第 8-1 図に示すとおり，現場隔離操作の完了タイミングとして設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は 300t である。また，別第 8-2 図及び別第 8-3 図に示すとおり，原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 44℃である。ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の比較を第 8-1 表に示す。

第 8-1 表　ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の評価結果の比較

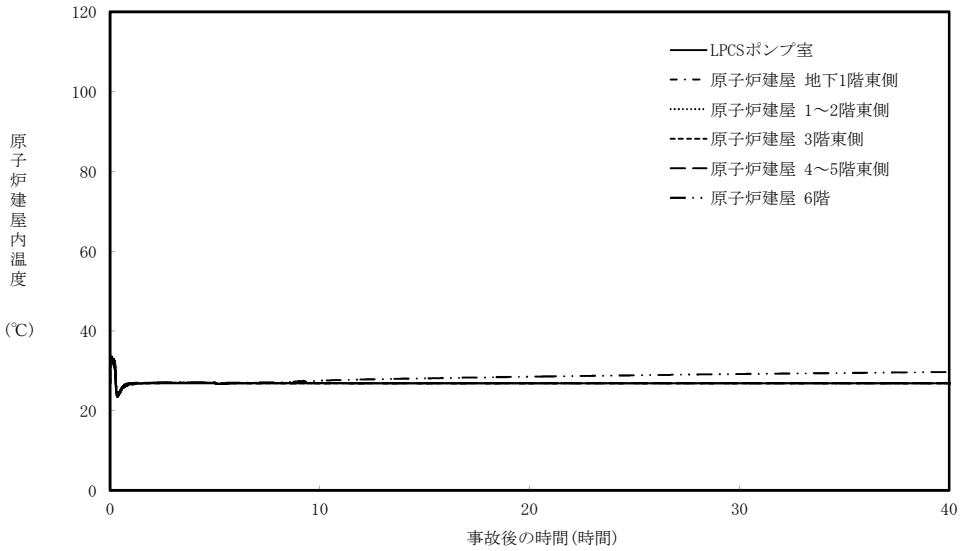
項　目	期待する場合	期待しない場合
原子炉冷却材の漏えい量	300t	300t
事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び雰囲気温度の最大値	41℃	44℃



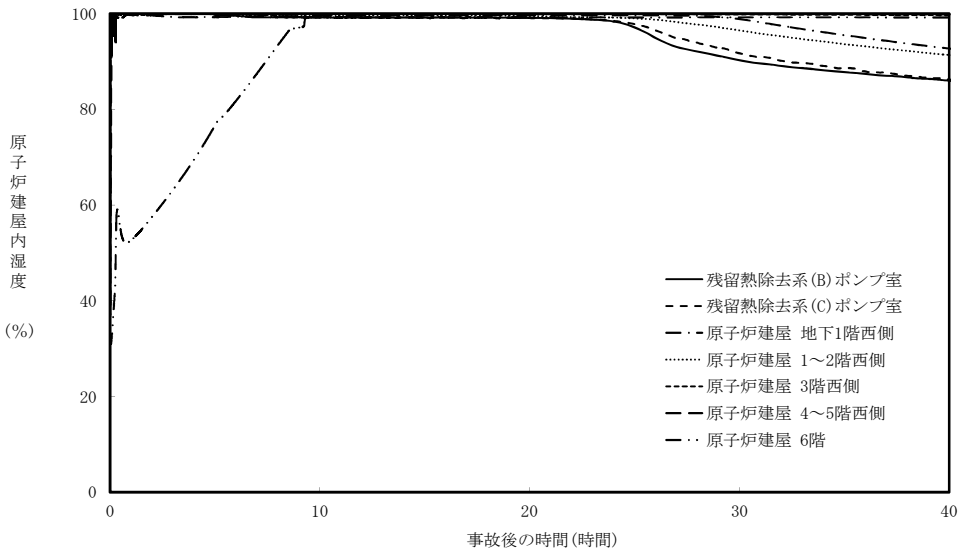
別第 8-1 図　原子炉冷却材の積算漏えい量



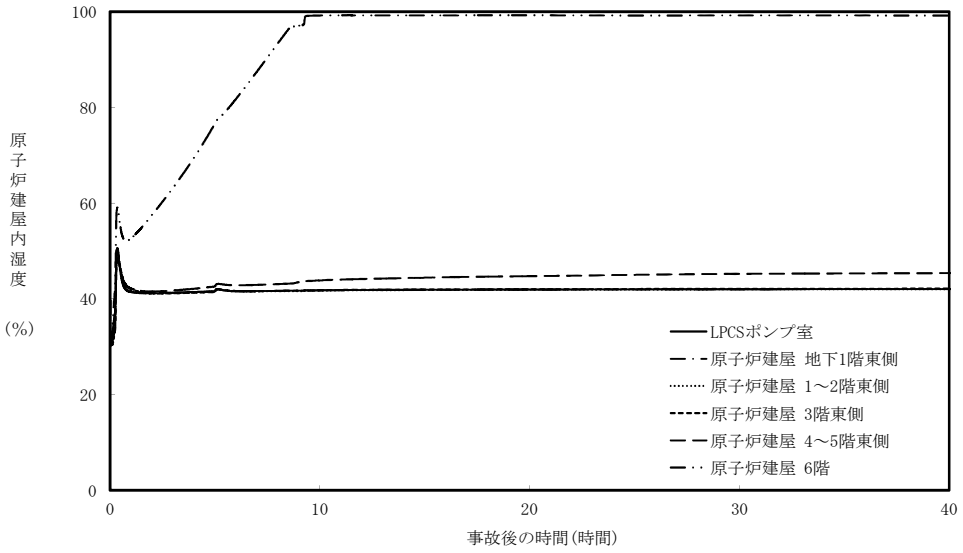
別第 8-2 図　原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



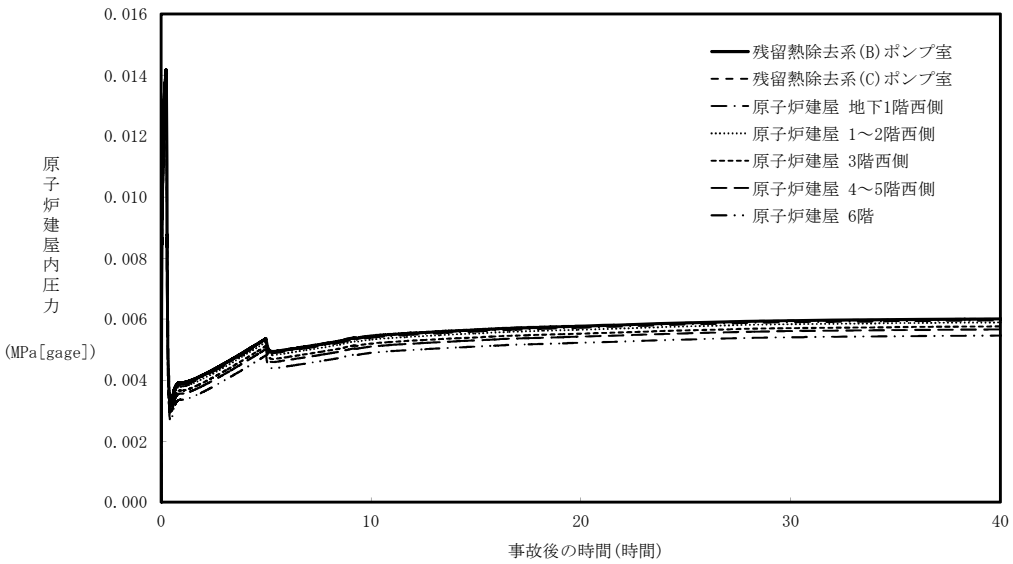
別第 8-3 図　原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



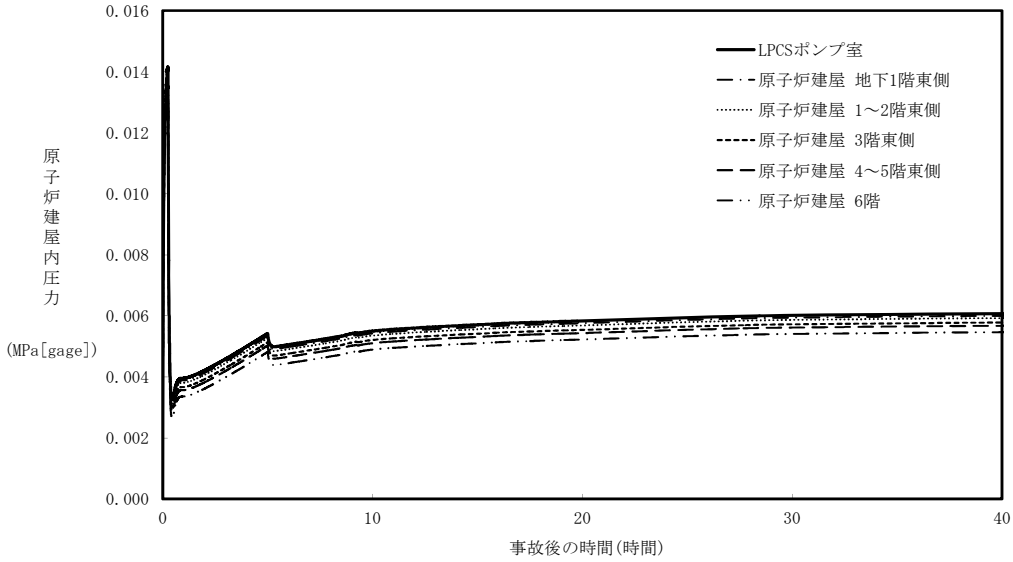
別第 8-4 図　原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 8-5 図　原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 8-6 図　原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 8-7 図　原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建屋内線量率評価
及び敷地境界外の実効線量評価

1. 原子炉建屋内線量率について

(1) 評価の想定

原子炉冷却材圧力バウンダリが喪失すると，原子炉冷却材が直接原子炉建屋内に放出される。

原子炉建屋内の線量率の評価に当たっては，漏えいした冷却材中から気相に移行する放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で原子炉建屋内の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は現行設置許可と同じものを想定し，線量評価の条件となる I-131 の追加放出量は，実績データから保守的に設定した。

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定しているＩ-131 の追加放出量の最大値は約 41Ci（約 1.5×10^{12}Bq）[昭和 62 年 4 月 9 日（第 8 回施設定期検査）]であり，評価に使用するＩ-131 の追加放出量は，実績値を包絡する値として 100Ci（3.7×10^{12}Bq）と設定した。

また，放出される放射性物質には，冷却材中に含まれる放射性物質があるが，追加放出量と比較すると数%程度であり，追加放出量で見込んだ余裕分に含まれるため考慮しないものとする。

原子炉建屋内の作業の被ばく評価においては，放射線防護具（自給式呼吸用保護具等）を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため，外部被ばくのみを対象とする。

別第 9-1 表　評価条件（追加放出量）

項　　目	評価値	実績値（最大）
I-131 追加放出量 (Bq)	3.7×10^{12}	1.5×10^{12} (昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査))
希ガス及びハロゲン等の 追加放出量 (γ線 0.5MeV 換算値) (Bq)	2.3×10^{14}	—

(2)　評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は，以下のサブマージョンモデルにより計算する。サブマージョンモデルの概要を別第 9-1 図に示す。

$$D = 6.2\times10^{-14}\cdot\frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}}E_{\gamma}\cdot\left(1-e^{-\mu\cdot R}\right)\cdot3600$$

ここで，

D　　：放射線量率（Gy／h）

6.2×10^{-14}　：サブマージョンモデルによる換算係数　$\left(\frac{dis\cdot m^3\cdot Gy}{MeV\cdot Bq\cdot s}\right)$

Q_{γ}　　：原子炉建屋内放射性物質量

（Bq：γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）

$V_{R/B}$　：原子炉区域内気相部容積（85,000m^3）

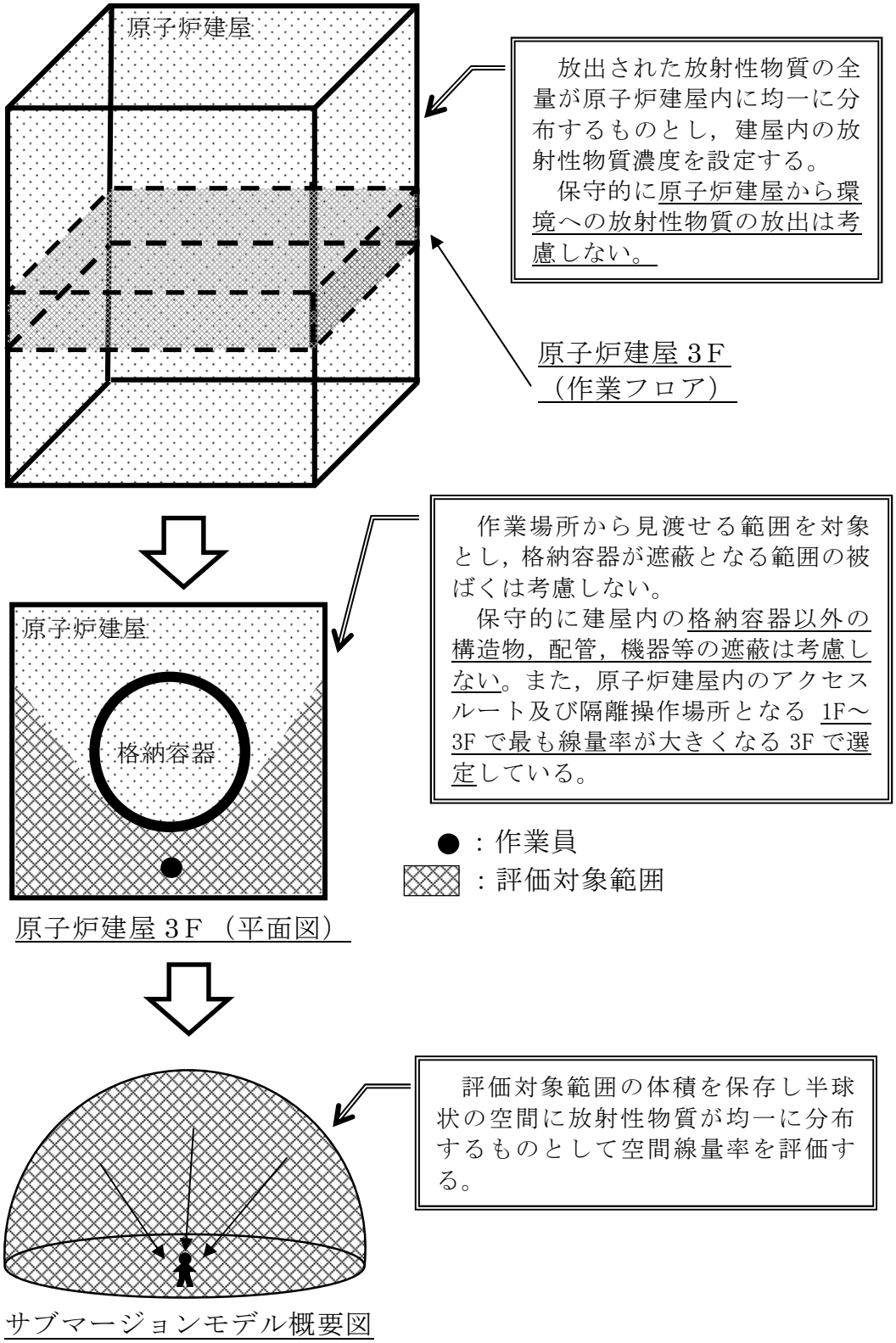
E_{γ}　　：γ線エネルギ（0.5MeV／dis）

μ　　：空気に対するγ線のエネルギ吸収係数（3.9×10^{-3}／m）

R　　：評価対象エリアの空間容積と等価な半球の半径（m）

$$R = \sqrt[3]{\frac{3\cdot V_{OF}}{2\cdot\pi}}$$

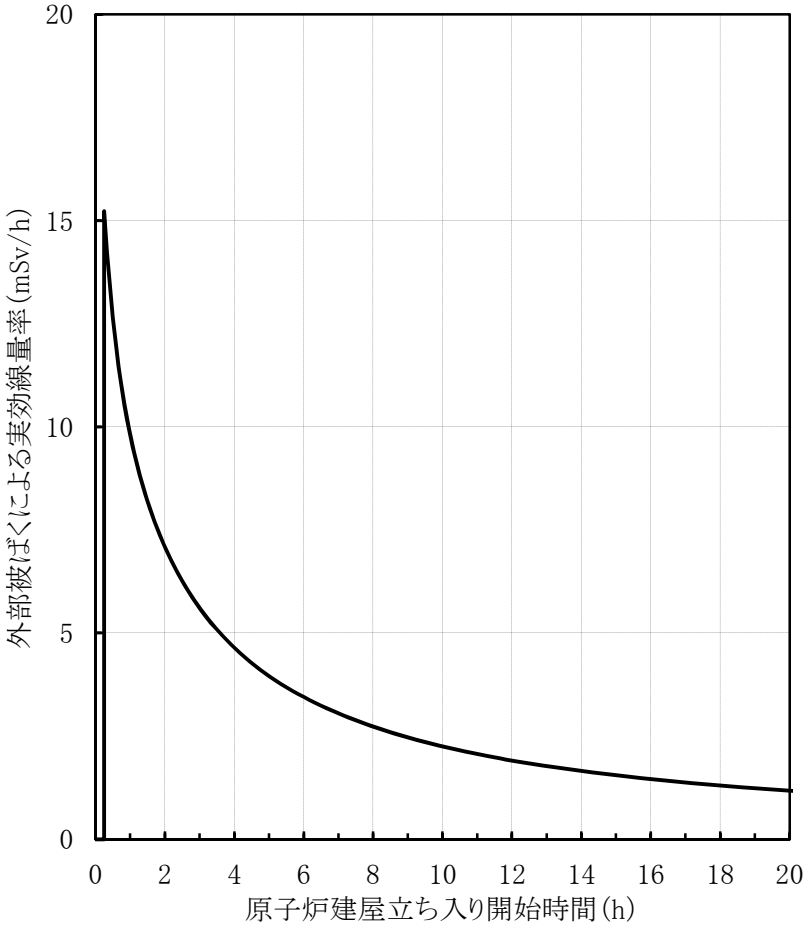
V_{OF}　：評価対象エリア（原子炉建屋地上 3 階）の容積（5,000m^3）



別第 9-1 図　サブマージョンモデルの概要

(3)　評価の結果

評価結果を別第9-2図に示す。線量率の最大は約15.2mSv／h程度であり，時間減衰によって低下するため，線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく，期待している機器の機能は維持される。



別第 9-2 図　原子炉建屋立ち入り開始時間と線量率の関係

なお，事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが，これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため，中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

別第 9-2 表　ＩＳＬＯＣＡ時の放出量

核　種	収　率 (%)	崩壊定数 (d^{-1})	γ線実効エネルギ (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ線実効エネルギ0.5MeV換算値)
I－131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I－132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I－133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I－134	7.61	1.90E+01	2.75	9.91E+12	5.45E+13
I－135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br－83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br－84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo－99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc－99m	5.4	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	－	－	－	5.32E+13	1.29E+14
Kr－83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr－85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr－85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr－87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr－88	3.58	5.94	1.950	9.33E+12	3.64E+13
Xe－131m	0.040	5.82E-02	0.020	1.04E+11	4.17E+09
Xe－133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe－133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe－135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe－135	6.63	1.83	0.250	1.73E+13	8.64E+12
Xe－138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス 合　計	－	－	－	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 ＋希ガス 合　計	－	－	－	1.29E+14	2.28E+14

2.　敷地境界外の実効線量評価について

(1)　評価想定

敷地境界外の実効線量評価では，ＩＳＬＯＣＡにより原子炉建屋内に放出された核分裂生成物が大気中に放出されることを想定し，非居住区域境界の実効線量を評価した。評価条件は別第 9-1 表から別第 9-5 表に従うものとする（別紙 10)。

破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉建屋内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる分が建屋内の気相部へ移行するものとし，破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相へ移行する割合は，運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉建屋放出に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行する割合は，燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ，同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また，破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は，各々の移行率に応じた量が流出するものとした。(別第 9-3 図及び別第 9-4 図参照)

その結果，放出量は別第 9-4 表に示すとおりとなった。

(2)　評価結果

敷地境界外における実効線量は約 1.2×10^{-1}mSv となり，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の非居住区域境界での実効線量(約 6.2×10^{-1}mSv)及び事故時線量限度の 5mSv を下回った。

なお，評価上は考慮していないものの，原子炉建屋に放出された放射性物質は外部に放出されるまでの建屋内壁への沈着による放出量の低減に期待できること及び冷却材中の放射性物質の濃度は運転時の原子炉冷却材量

に応じた濃度を用いているが，実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できることにより，さらに実効線量が低くなると考えられる。

別第 9-3 表　放出評価条件

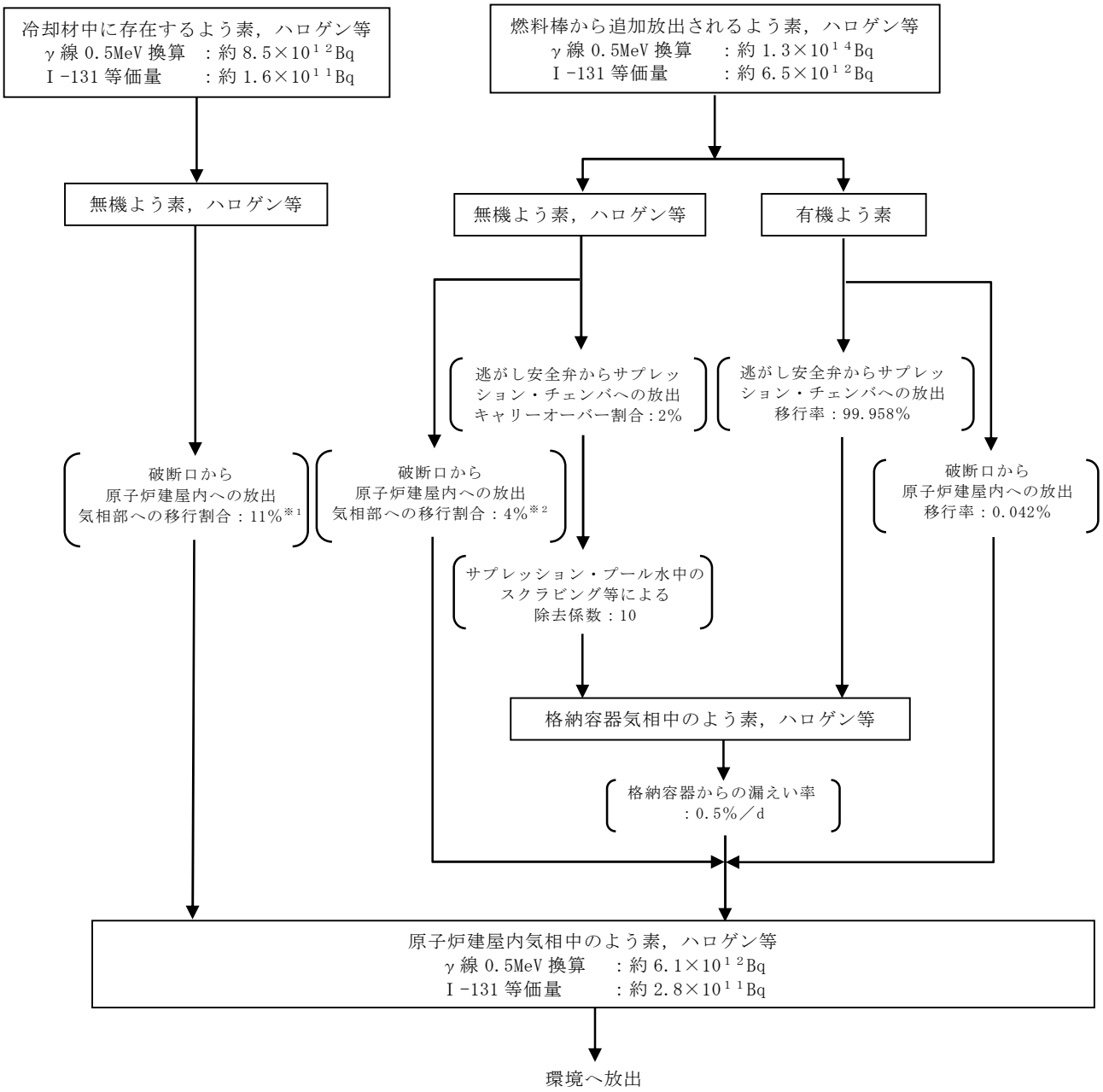
項　目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数（日）	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量（Ｉ－131）（Bq）	3.7×10^{12}	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し，その他の核種はその組成を平衡組成として求め，希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度（Ｉ－131）（Bq／g）	1.5×10^{2}	I-131 の追加放出量に基づく全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し，その組成を拡散組成とする。（運転実績の最大の I-131 の冷却材中濃度（5.6×10^{-1}Bq／g）を十分に包絡する値である。）
原子炉冷却材重量（t）	289	設計値から設定
原子炉冷却材浄化系流量（g／s）	1.68×10^{4}	設計値から設定
主蒸気流量（g／s）	1.79×10^{6}	設計値から設定
原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」に基づき設定
主蒸気中への移行割合（ハロゲン）（%）	2	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」に基づき設定
主蒸気中への移行割合（ハロゲン以外）（%）	0.1	「NUREG-0016」に基づき設定
燃料から追加放出されるよう素の割合（%）	無機よう素：96 有機よう素：4	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率（%）	無機よう素，ハロゲン等：100 有機よう素：99.958	無機よう素，ハロゲン等については保守的に全量が逃がし安全弁からサプレッション・チェンバ及び破断口から格納容器のそれぞれに移行するものとするものとして設定 有機よう素についてはＳＡＦＥＲ解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
破断口から格納容器への移行率（%）	無機よう素，ハロゲン等：100 有機よう素：0.042	
サプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	10	Standard Review Plan6.5.5 に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
冷却材から気相への放出割合（冷却材中の放射性物質）（%）	11	原子炉冷却材量に対する原子炉建屋放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合（追加放出される放射性物質）（%）	4	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ，原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率（%／d）	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定

別第 9-4 表　放出量

核　種	放出量（Bq）
希ガス＋ハロゲン等 （ガンマ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）	9.5×10^{12}
よう素 （Ｉ－131 等価量（小児実効線量係数換算））	2.8×10^{11}

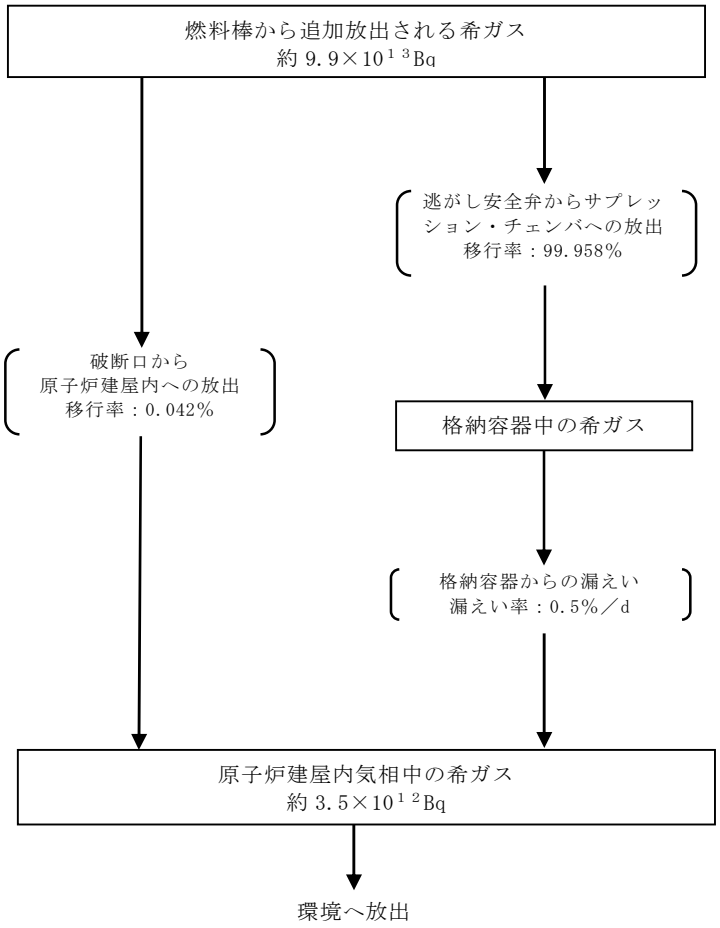
別第 9-5 表　大気拡散条件

核　種	放出量（Bq）
相対濃度（χ／Ｑ） （s／m^3）	2.9×10^{-5}
相対線量（Ｄ／Ｑ） （Gy／Bq）	4.0×10^{-19}



※1 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発量の割合として算定。
※2 燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ，急速減圧するまではその低下割合に応じた量の放射性物質が冷却材中に放出されるものとし，急速減圧以降はギャップ内の残りの放射性物質が全て冷却材中に放出されるものとして，冷却材中の放射性物質の濃度を決定し，その冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発量の割合として算定。

別第 9-3 図　よう素，ハロゲン等の環境への放出過程



別第 9-4 図　希ガスの環境への放出過程

（ガンマ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）

Ｉ－131 追加放出量の測定結果について

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定しているＩ－131 の追加放出量の測定値は以下のとおり。

中間停止	（昭和 54 年 6 月 2 日）	0.0Ci
第 1 回定検	（昭和 54 年 9 月 7 日）	0.0Ci
中間停止	（昭和 55 年 4 月 29 日）	0.0Ci
第 2 回定検	（昭和 55 年 9 月 6 日）	0.0Ci
中間停止	（昭和 56 年 6 月 16 日）	0.0Ci
第 3 回定検	（昭和 56 年 9 月 12 日）	0.01Ci
第 4 回定検	（昭和 57 年 6 月 11 日）	0.01Ci
中間停止	（昭和 58 年 1 月 31 日）	0.01Ci
第 5 回定検	（昭和 58 年 9 月 17 日）	0.01Ci
第 6 回定検	（昭和 59 年 12 月 12 日）	0.01Ci
中間停止	（昭和 60 年 8 月 1 日）	0.01Ci
第 7 回定検	（昭和 61 年 1 月 20 日）	0.01Ci
第 8 回定検	（昭和 62 年 4 月 9 日）	40.9Ci
第 9 回定検	（昭和 63 年 8 月 1 日）	0.01Ci
第 10 回定検	（平成元年 11 月 30 日）	4.5×10^{8}Bq
中間停止	（平成 2 年 11 月 29 日）	4.7×10^{8}Bq
第 11 回定検	（平成 3 年 4 月 20 日）	4.4×10^{8}Bq
第 12 回定検	（平成 4 年 9 月 6 日）	1.9×10^{8}Bq
中間停止	（平成 5 年 4 月 4 日）	1.7×10^{8}Bq
第 13 回定検	（平成 6 年 2 月 19 日）	1.6×10^{8}Bq
第 14 回定検	（平成 7 年 4 月 14 日）	1.7×10^{8}Bq
中間停止	（平成 8 年 8 月 10 日）	9.8×10^{7}Bq
第 15 回定検	（平成 8 年 9 月 10 日）	1.5×10^{8}Bq
中間停止	（平成 9 年 7 月 12 日）	1.5×10^{8}Bq
第 16 回定検	（平成 10 年 1 月 8 日）	1.6×10^{8}Bq
第 17 回定検	（平成 11 年 4 月 4 日）	1.7×10^{8}Bq
中間停止	（平成 12 年 12 月 26 日）	1.7×10^{8}Bq
第 18 回定検	（平成 13 年 3 月 26 日）	1.7×10^{8}Bq
第 19 回定検	（平成 14 年 9 月 15 日）	1.5×10^{8}Bq
中間停止	（平成 15 年 3 月 20 日）	8.9×10^{7}Bq
第 20 回定検	（平成 16 年 2 月 2 日）	1.3×10^{8}Bq
第 21 回定検	（平成 17 年 4 月 24 日）	1.5×10^{8}Bq
第 22 回定検	（平成 18 年 11 月 20 日）	8.9×10^{7}Bq
	（平成 19 年 3 月 17 日）	1.1×10^{8}Bq
第 23 回定検	（平成 20 年 3 月 19 日）	1.2×10^{8}Bq
中間停止	（平成 21 年 7 月 21 日）	1.2×10^{8}Bq
第 24 回定検	（平成 21 年 9 月 9 日）	1.2×10^{8}Bq
中間停止	（平成 22 年 6 月 28 日）	9.7×10^{7}Bq
第 25 回定検	－	

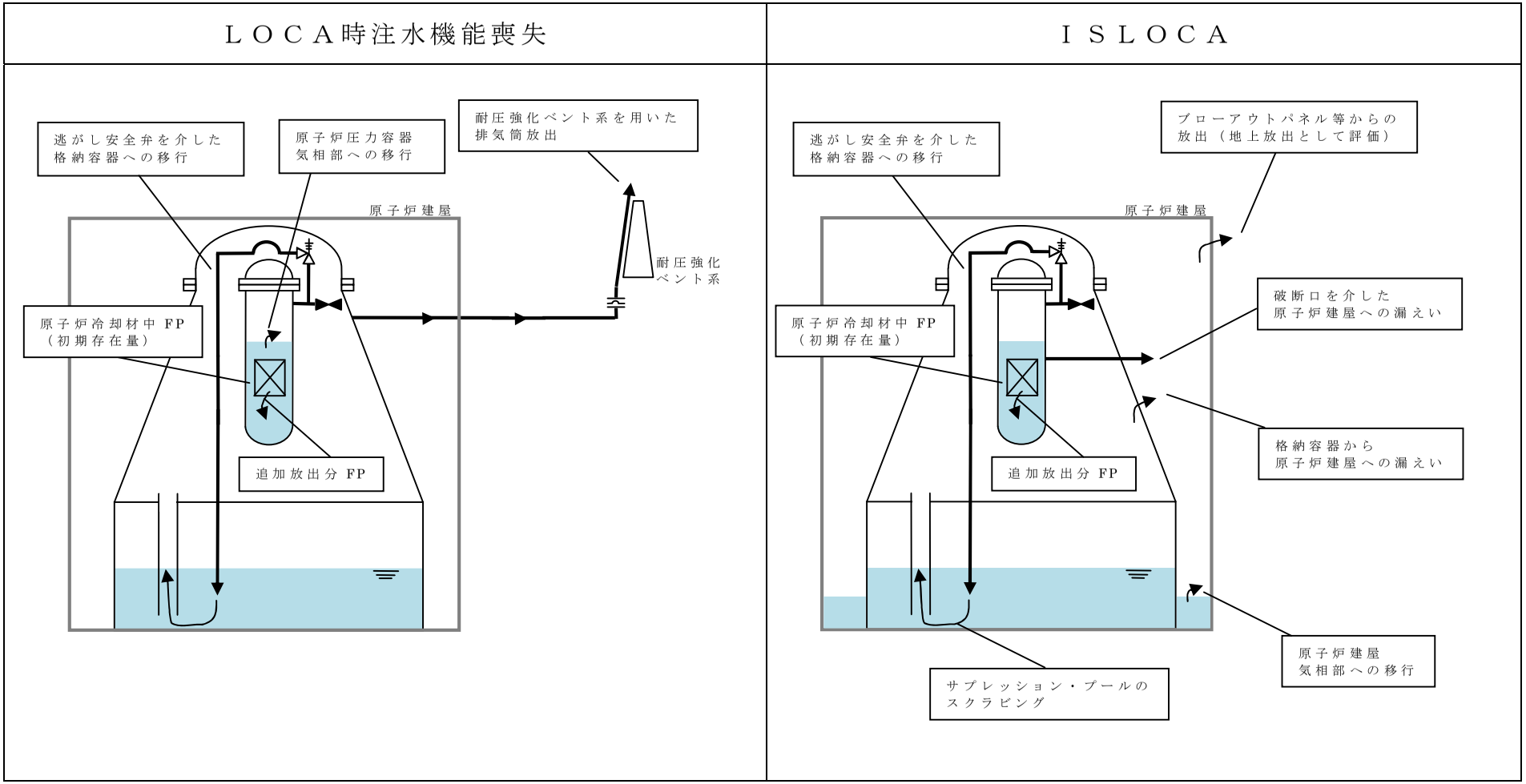
（※1Ci＝3.7×10^{10}Bq）

「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」と「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」の敷地境界外線量評価の条件の差について

「ＬＯＣＡ時注水機能喪」では，格納容器ベント時の敷地境界外の実効線量を評価しているのに対し,「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」（以下「ＩＳＬＯＣＡ」という。）では破断口からの流出及び格納容器からの漏えいによって原子炉建屋に放出された核分裂生成物がブローアウトパネル等から大気に放出された場合の敷地境界外の実効線量を評価している。

両者の放出経路の違いについて別第 10-1 表に,評価条件の差異について別第 10-2 表に示す。

別第 10-1 表　放出経路の違いについて



別第 10-2 表　評価条件の差異について（1／2）

項　目	主要解析条件		差異の理由
	ＬＯＣＡ時 注水機能喪失	ＩＳＬＯＣＡ	
原子炉運転日数（日）	2,000	2,000	－
追加放出量（Ｉ－131）（Bq）	2.2×10^{14}	3.7×10^{12}	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも，構造健全性評価を実施した結果，構造健全性が維持されることから，ＩＳＬＯＣＡの追加放出量には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
冷却材中濃度（Ｉ－131）（Bq／g）	4.6×10^{3}	1.5×10^{2}	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも，構造健全性評価を実施した結果，構造健全性が維持されることから，ＩＳＬＯＣＡの冷却材中濃度には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
原子炉冷却材重量（t）	289	同左	－
原子炉冷却材浄化系流量（g／s）	1.68×10^{4}	同左	－
主蒸気流量（g／s）	1.79×10^{6}	同左	－
原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	同左	－
主蒸気中への移行割合（ハロゲン）（%）	よう素：2 よう素以外：－	2	ＬＯＣＡ時注水機能喪失では，よう素以外のハロゲン等の核種は実効線量に対する寄与割合が小さいため考慮していない。
主蒸気中への移行割合（ハロゲン以外）（%）	－	0.1	
燃料棒から追加放出されるよう素の割合（%）	無期よう素：96 有機よう素：4	無期よう素：96 有機よう素：4	－
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率（%）	100	無期よう素， ハロゲン等：100 有機よう素：99.958	ＩＳＬＯＣＡでは，破断口から原子炉建屋への放出経路を考慮しているため，逃がし安全弁からの移行率は原子炉建屋への移行率分だけ 100%より小さくなる。 なお，無機よう素，ハロゲン等は保守的に原子炉建屋とサプレッション･チェンバともに100%移行するものとしている。
破断口から原子炉建屋への移行率（%）	－	無期よう素， ハロゲン等：100 有機よう素：0.042	
サプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	考慮しない	10	ＬＯＣＡ時注水機能喪失では，核分裂生成物がサプレッション・チェンバを介さずに破断口を介して原子炉圧力容器からドライウェルへ移行し，そのままドライウェルベントにより大気に放出される経路が存在することを考慮して，保守的にスクラビングによる除染を考慮していない。
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	同左	－
破断口から原子炉建屋へ移行した冷却材中の放射性物質の気相部への移行割合（%）	－	11	ＩＳＬＯＣＡでは，破断口から原子炉建屋への放出経路を考慮しており，原子炉建屋に放出された原子炉冷却材は減圧沸騰により気相に移行することを想定している。
破断口から原子炉建屋へ移行した追加放出される放射性物質の冷却材から気相への移行割合（%）	－	4	

別第 10-2 表　評価条件の差異について（2／2）

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">項　目</th><th colspan="2">主要解析条件</th><th rowspan="2">差異の理由</th></tr>
<tr><th>ＬＯＣＡ時
注水機能喪失</th><th>ＩＳＬＯＣＡ</th></tr>
<tr><td colspan="2">格納容器からの漏えい率
（％／d）</td><td>考慮しない</td><td>0.5</td><td>ＬＯＣＡ時注水機能喪失では，格納容器から原子炉建屋に移行した放射性物質による実効線量の寄与割合が小さいため，考慮していない。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">大気拡散条件</td><td>χ／Ｑ
（s／m^3）</td><td>2.0×10^{-6}
（排気筒放出）</td><td>2.9×10^{-5}
（地上放出）</td><td rowspan="2">放出経路を考慮して，ＬＯＣＡ時注水機能喪失では，耐圧強化ベント系による排気筒放出を考慮している。</td></tr>
<tr><td>Ｄ／Ｑ
（Gy／Bq）</td><td>8.1×10^{-20}
（排気筒放出）</td><td>4.0×10^{-19}
（地上放出）</td></tr>
</table>

2.8　津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は，津波ＰＲＡによって評価された炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6}／炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり，炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

2.8.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」，②「最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功)」，③「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」及び④「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は，基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，津波浸水により複数の緩和機能が失われることによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉建屋（原子炉隔離時冷却系，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能），残留熱除去系，所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備），低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型），緊急用海水系，常設代替高圧電源装置に対して敷地に遡上する津波への防護対策を実施する。

（添付資料 2.8.1，2.8.2）

敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の緊急用海水系を用いた残

留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。津波防護対策の概要を第 2.8-1 図に，対策の概略系統図を第 2.8-2 図に，対応手順の概要を第 2.8-3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.8-1 表に示す。

（添付資料 2.8.1）

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 24 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 15 名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名，可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場系統構成を行う重大事故等対応要員 4 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.8-4 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 24 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点

で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合は，津波による非常用ディーゼル発電機海水ポンプの機能喪失により全交流電源喪失となるため，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試み，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

d．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

外部電源が喪失している場合は，全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，敷地に遡上する津波の影響を受けない高所において可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

e．タンクローリによる燃料補給操作

敷地に遡上する津波の影響を受けない高所においてタンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

f．直流電源の負荷切離操作

外部電源が喪失している場合は，早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

g．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

i．可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

津波により崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に到達した場合は，現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

j．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

k．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

外部電源が喪失している場合は，早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

l．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｍ．緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，緊急用海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

ｎ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

2.8.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループにおいては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，敷地に遡上する津波を起因とする事故シーケンスのうち，想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」が代表的な事故シーケンスとなるが，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮して，「外部電源喪失＋

原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。

（添付資料 2.8.3）

本重要事故シーケンスにおける重要現象，適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については，「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様である。

なお，本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち，「最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，本重要事故シーケンスと同様になる。原子炉隔離時冷却系を含む高圧注水機能が喪失する「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」となることから，「2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」における重大事故等対策である高圧代替注水系及び常設代替直流電源設備についても津波防護対象とすることで対策の有効性が確認される。また，逃がし安全弁１弁の開固着が発生する「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」となることから，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」での操作所要時間内に完了することを確認することで対策の有効性が確認される。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については，残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様である。

ａ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　緊急用海水系

残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は，約 24MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

ｂ．重大事故等対策に関連する操作条件

(a)　緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 25 分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については，残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様となる。「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」及び本重要事故シーケンスでは，非常用母線の受電が完了する 24 時間以降に残留熱除去系による格納容器除熱を実施するが，「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において格納容器圧力及び雰囲気温度が最大となるのは 24 時間以前であることから，緊急用海水系に期待した場合でも格納容器圧力及び雰囲気温度の最大値は同じとなり，評価項目を満足する。また，緊急用海水系を用いた場合，残留熱除去系海水系を用いた場合と比較して伝熱容量が小さくなるが，同じく緊急用海水系

を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する「2.4.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，本重要事故シーケンスより崩壊熱が高い事象発生の 13 時間後において，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施した場合でも，格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに十分な除熱性能を確認していることから，緊急用海水系に期待した場合でも中長期的な事象進展に与える影響は小さい。

以上により，本評価では，「1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

2.8.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については，残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様である。

緊急用海水系の不確かさの影響については，「2.4.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において確認している。

2.8.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.3.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。このため，「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，必要な招集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1（2）　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると合計約 2,130m^{3}必要となる。

水源として，高所淡水池に約 2,500m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

（添付資料 2.8.4）

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.8.5）

c．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 2,423kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 2.8.6）

2.8.5　結　論

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」では，敷地に遡上する津波により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」について，有効性評価を実施した。

上記は「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様であり，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上により，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備による炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」に対して有効である。

第 2.8-1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。 ・外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試み，これらに失敗した場合は，早期の電源回復不能を確認する。	【原子炉隔離時冷却系】	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	【原子炉隔離時冷却系】	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.8-1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・外部電源が喪失している場合は，全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	－
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
直流電源の負荷切離操作	・外部電源が喪失している場合は，早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切り離しを実施する。	所内常設直流電源設備	－	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することで，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） ドライウェル温度

第 2.8-1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について（3／4）

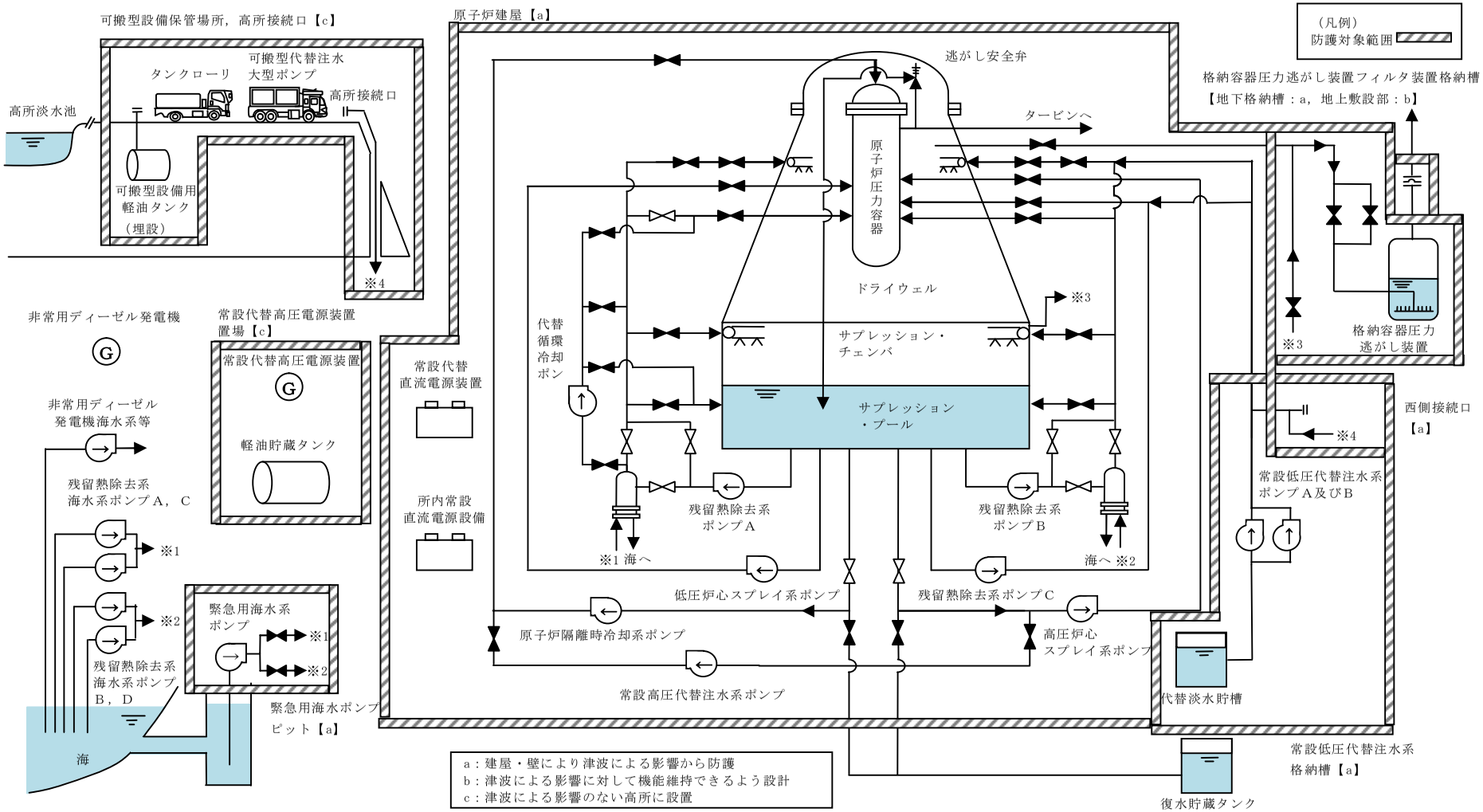
操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 【原子炉隔離時冷却系注水流量】
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage] 又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・外部電源が喪失している場合は，早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ又は２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

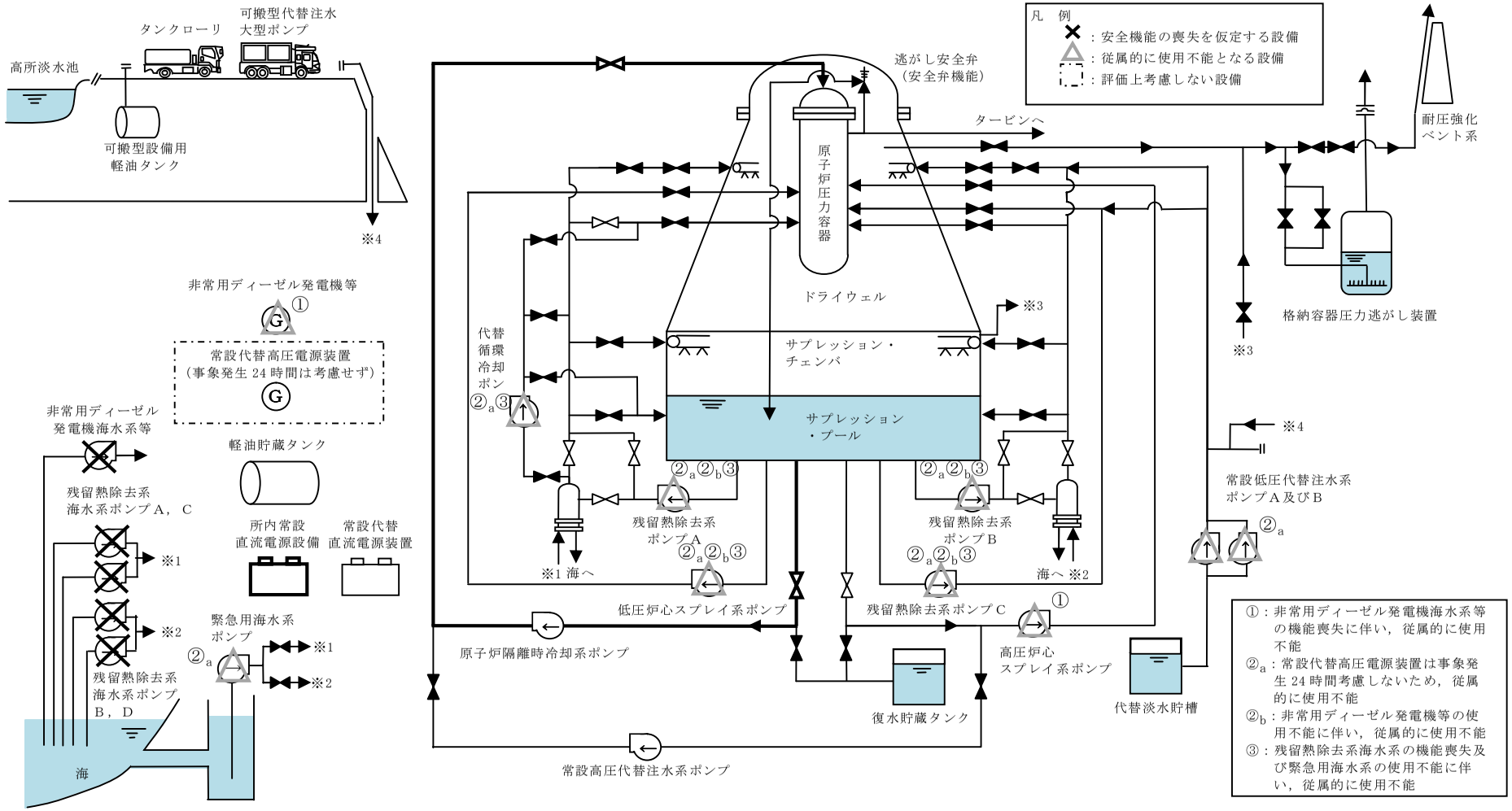
第 2.8-1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，緊急用海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。	【残留熱除去系（低圧注水系）】 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 【残留熱除去系系統流量】 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機） 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

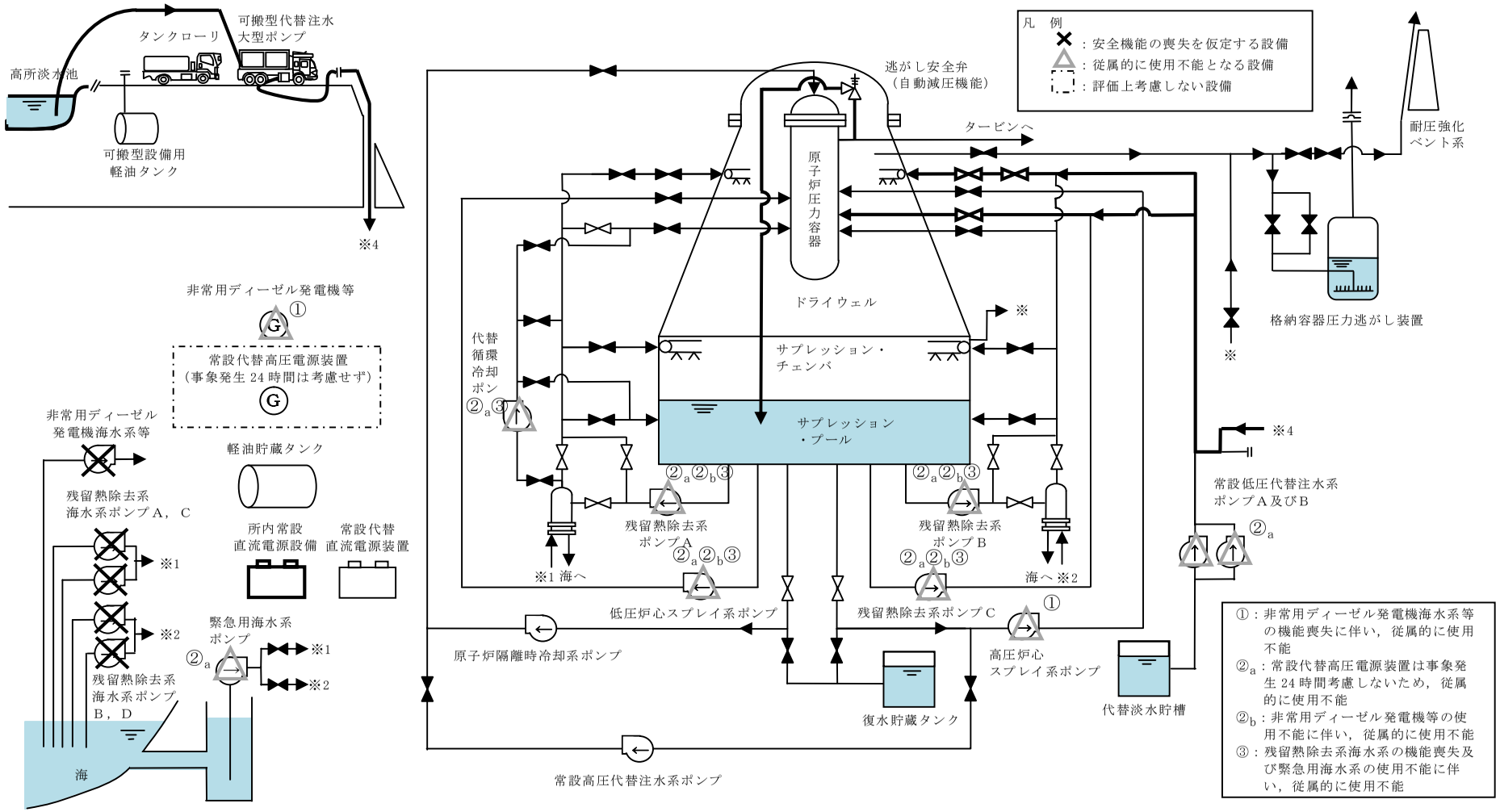
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作



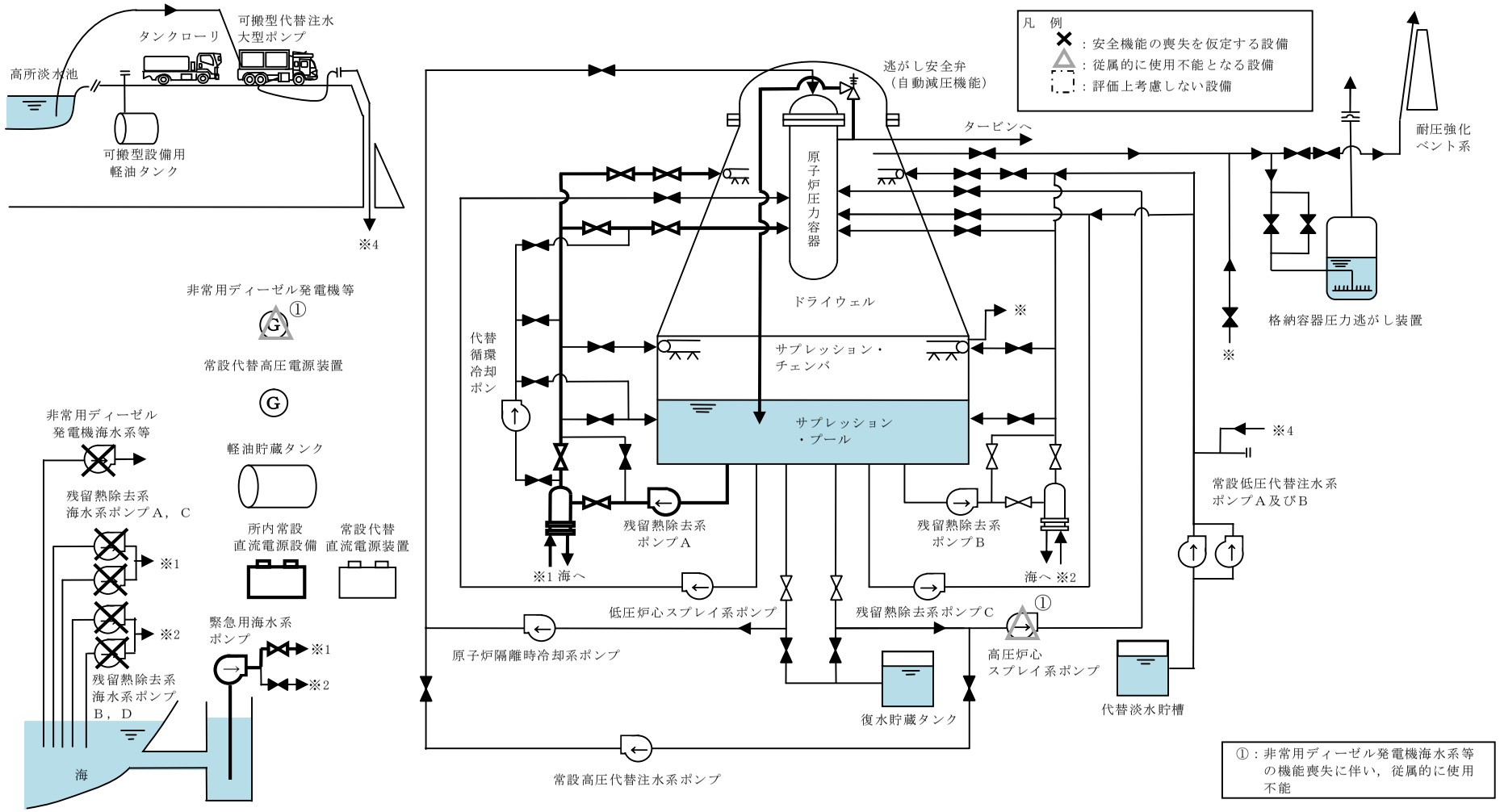
第 2.8-1 図　敷地に遡上する津波への防護対策概要



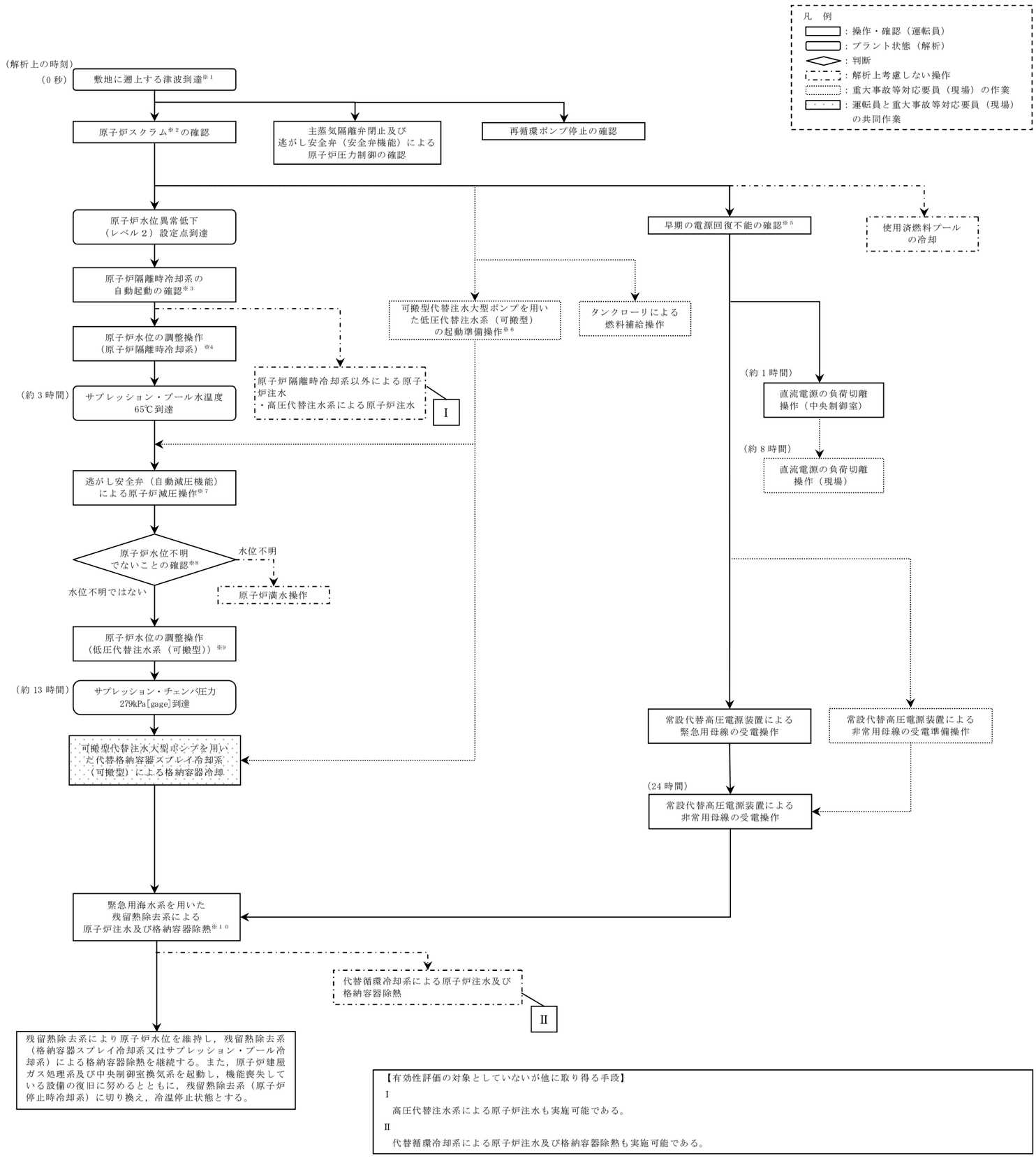
第 2.8-2 図　津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.8-2 図　津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.8-2 図　津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却段階）



※１：敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域等により確認する。

※３：中央制御室にて機器ランプ表示，系統流量計指示等にて確認する。

※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。

※６：全交流動力電源喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。

※７：サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８：原子炉減圧時には水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位計の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合

※９：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１０：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り換え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

第 2.8-3 図　津波浸水による注水機能喪失の対応手順の概要

津波浸水による注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備　考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽敷地内への津波浸水発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量の全喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	外部電源がない場合に実施する
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2 分	
直流電源の負荷切離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作	6 分	外部電源がない場合に実施する
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，高所淡水池からのホース敷設等	160 分	

第 2.8-4 図　津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

津波浸水による注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40	備考
					▽約3時間　可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作完了 ▽8時間　直流電源の負荷切離操作（現場） ▽8時間1分　原子炉減圧開始 ▽約13時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽24時間　非常用母線受電 ▽24時間25分　緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱開始	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，高所淡水池からのホース敷設等	160 分	
	－	－	【2人】 c,d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C,D,E	3人 m,n,o	●原子炉注水のための系統構成	125 分	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C,D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	【1人】 E	【1人】 m	●不要負荷の切離操作	50 分	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	35 分	外部電源がない場合に実施する
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	70 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【1人】 m,n,o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成	175 分	
				●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作	4 分	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8 分	外部電源がない場合に実施する
				●非常用母線の受電	5 分	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20 分	
				●残留熱除去系による原子炉注水	2 分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	解析上考慮しない 約25時間までに実施する
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	15人　a～o 及び招集6人			

第 2.8-4 図　津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）

基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は，津波ＰＲＡによって評価された炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6}／炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり，炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから,「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

上記を踏まえ，東海第二発電所において想定する津波高さと，それらで想定する事故等は，第 1 表のとおり整理している。

第 1 表　津波高さと事故等の関係

防潮堤前面での津波高さ	想定する事故等
～ T.P.＋17.1m　：基準津波	・設計基準事象
～ T.P.＋20.0m　：防潮堤高さ	－（設計基準事象と同様）
～ T.P.＋24.0m　：防潮堤設計耐力	・重大事故等 （事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」）
T.P.＋24.0m ～	・大規模損壊（防潮堤損傷）

以下に，第 1 表に示した想定する事故等のうち，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，想定する津波高さ，敷地浸水状況及び対応する防護対策の概要について示す。

1.　津波ＰＲＡの評価結果，事故シーケンス選定での取扱いについて

(1)　津波ＰＲＡ

津波ＰＲＡの評価結果を第2表に示す。また，津波ＰＲＡの評価に用いた津波ハザード曲線を第1図に示す。

津波ＰＲＡでは，防潮堤高さ（T.P.＋20m）を超える津波高さを評価対象としており，津波区分１（津波高さT.P.＋20m～T.P.＋22m）については，津波により非常用海水ポンプ※が機能喪失するため，最終ヒートシンク喪失が発生する。なお，本津波区分では，起動変圧器及び予備変圧器は津波による影響を受けないため，津波により外部電源は喪失しない。

津波区分２（津波高さT.P.＋22m～T.P.＋24m）については，津波により非常用海水ポンプが機能喪失することに加え，敷地に遡上する津波が原子炉建屋1階床面高さであるEL.＋8.2mまで到達するため，原子炉建屋内への浸水が発生し，複数の緩和機能が喪失する。

津波区分３（津波高さT.P.＋24m～）については，防潮堤設計耐力を超える津波高さを対象としており，防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水するため，直接炉心損傷に至る事故シーケンスとしている。

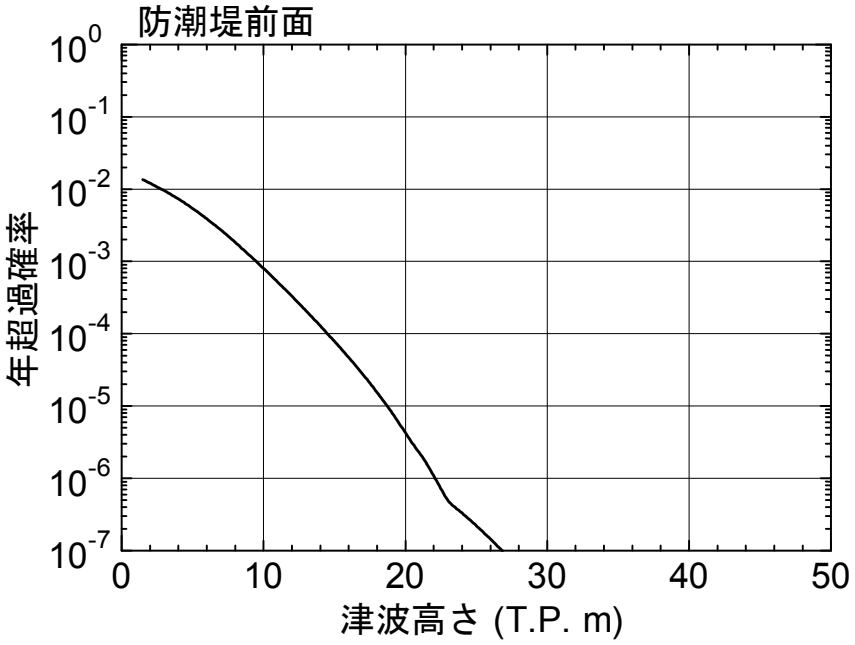
※：残留熱除去系海水ポンプ，非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ，
　　高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ

第2表　津波ＰＲＡの評価結果

<table>
<tr><th>津波区分
（津波高さ）</th><th>事故シーケンス</th><th>ＣＤＦ
（／炉年）</th><th>寄与
割合※1</th><th colspan="2">事故シーケンスの取扱い</th></tr>
<tr><td rowspan="3">津波区分１
（T.P.＋20m～
T.P.＋22m）</td><td>最終ヒートシンク喪失
（ＲＣＩＣ成功）</td><td>3.2E-06</td><td>4.2%</td><td rowspan="4">事故シーケンスグループ
「津波浸水による注水機能喪失」</td><td>「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」との従属性を考慮※2</td></tr>
<tr><td>最終ヒートシンク喪失
＋高圧注水機能喪失</td><td>1.1E-08</td><td><0.1%</td><td>「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」との従属性を考慮※2</td></tr>
<tr><td>最終ヒートシンク喪失
＋逃がし安全弁再閉鎖
失敗</td><td>1.7E-08</td><td><0.1%</td><td>「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」との従属性を考慮※2</td></tr>
<tr><td>津波区分２
（T.P.＋22m～
T.P.＋24m）</td><td>原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失</td><td>7.6E-07</td><td>1.0%</td><td>重要事故シーケンス
「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」との従属性を考慮※2</td></tr>
<tr><td>津波区分３
（T.P.＋24m
～）</td><td>防潮堤損傷</td><td>3.3E-07</td><td>0.4%</td><td colspan="2">大規模損壊対策による対応に含まれる</td></tr>
<tr><td colspan="2">合計</td><td>4.3E-06</td><td>5.7%</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

※1：津波ＰＲＡの炉心損傷頻度（ＣＤＦ）に加えて，内部事象ＰＲＡのＣＤＦ，地震ＰＲＡのＣＤＦを含めた全ＣＤＦ（7.5E-05／炉年）に対する寄与割合

※2：津波ＰＲＡより抽出される事故シーケンスに対して，「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮し，外部電源喪失の重畳を想定



第１図　津波ハザード曲線（防潮堤前面）

(2)　事故シーケンス選定での取扱い

津波ＰＲＡより抽出される事故シーケンスのうち，津波区分３に分類される「防潮堤損傷」の事故シーケンスについては，内部事象ＰＲＡ及び地震ＰＲＡの評価結果を含めた全炉心損傷頻度（7.5E-05／炉年）に対する寄与割合が0.4%と小さいこと，及び防潮堤の損傷による津波の影響の程度を特定することは困難であることから，新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し，大規模損壊対策による対応に含まれるものとして整理している。

津波区分１及び津波区分２に分類される「防潮堤損傷」以外の事故シーケンスについては，全炉心損傷頻度に対する寄与割合が5.3%と有意であること，及び防潮堤の健全性が維持され津波による影響の程度が特定できることから，「津波浸水による注水機能喪失」を新たな事故シーケンスグループとして追加し，想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとして選定している。

2.　有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況について

(1)　敷地に遡上する津波高さの想定

有効性評価において想定する津波については，重要事故シーケンスとして選定した「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」における最大の津波高さである，防潮堤位置において T.P.＋24m※1※2の津波を想定する。

※１　T.P.は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示し，津波高さ（T.P.＋24m）は，仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

※２　防潮堤設計耐力である津波高さを設定しており，津波の年超過確率は，確率論的津波ハザードの評価結果から，約 3×10^{-7}／炉年に相当する。

(2)　敷地内浸水評価

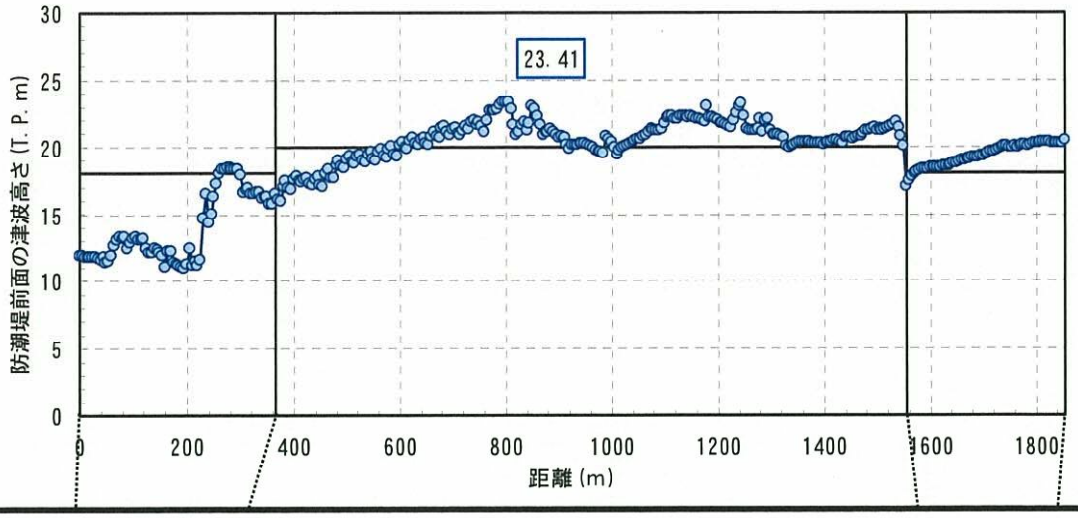
第 2 図に敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布，第 3 図に防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形，第 4 図に各施設の浸水深の時刻歴波形を示す。なお，津波高さの設定に当たっては，仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）が T.P.＋24m となるように，基準津波の策定に用いた波源のすべり量の割増しを行い設定している。

敷地内浸水評価の結果，敷地に遡上する津波時の影響としては，以下の特徴がある。

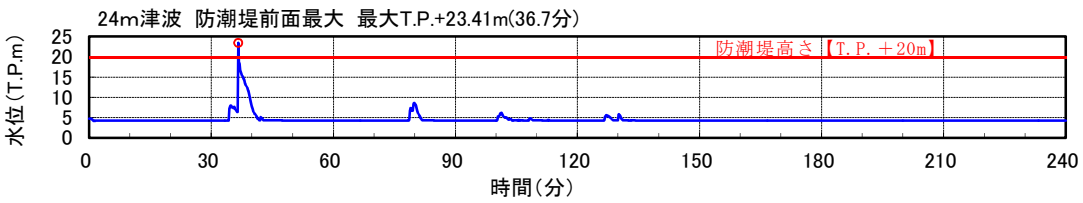
・ 敷地内への流入は防潮堤南側終端からの回り込みが支配的であり，T.P.＋8m の敷地は浸水するが，T.P.＋11m 以上の敷地への浸水は確認されない。（第 2 図）

・ 防潮堤の越流による敷地内への流入は限定的である。（第 3 図）

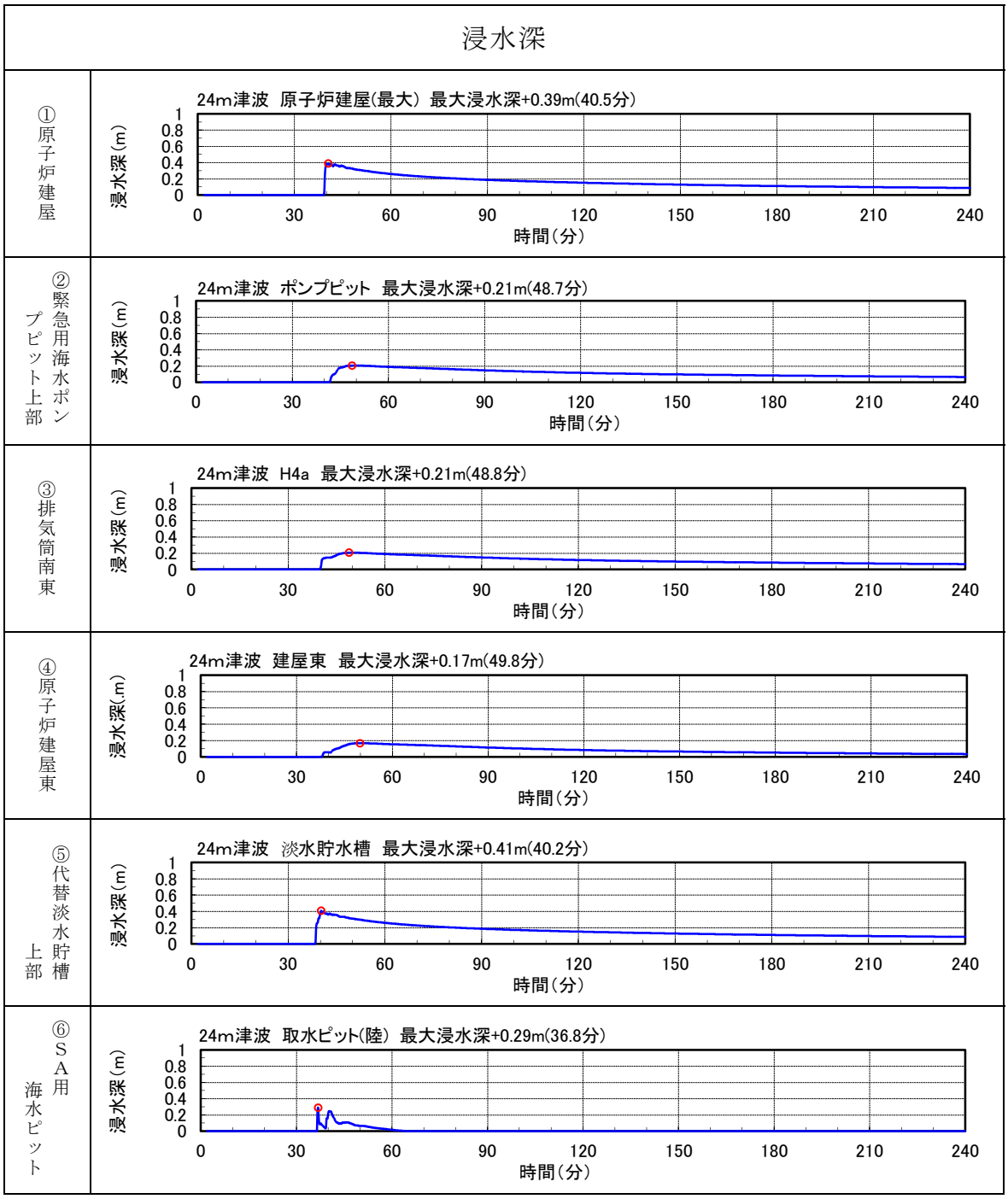
・ T.P.＋8m に位置する施設における最大浸水深は，防潮堤南側終端に近い使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「Ｄ／Ｃ」という。）前面を除き，概ね 0.4ｍである。（第 4 図）



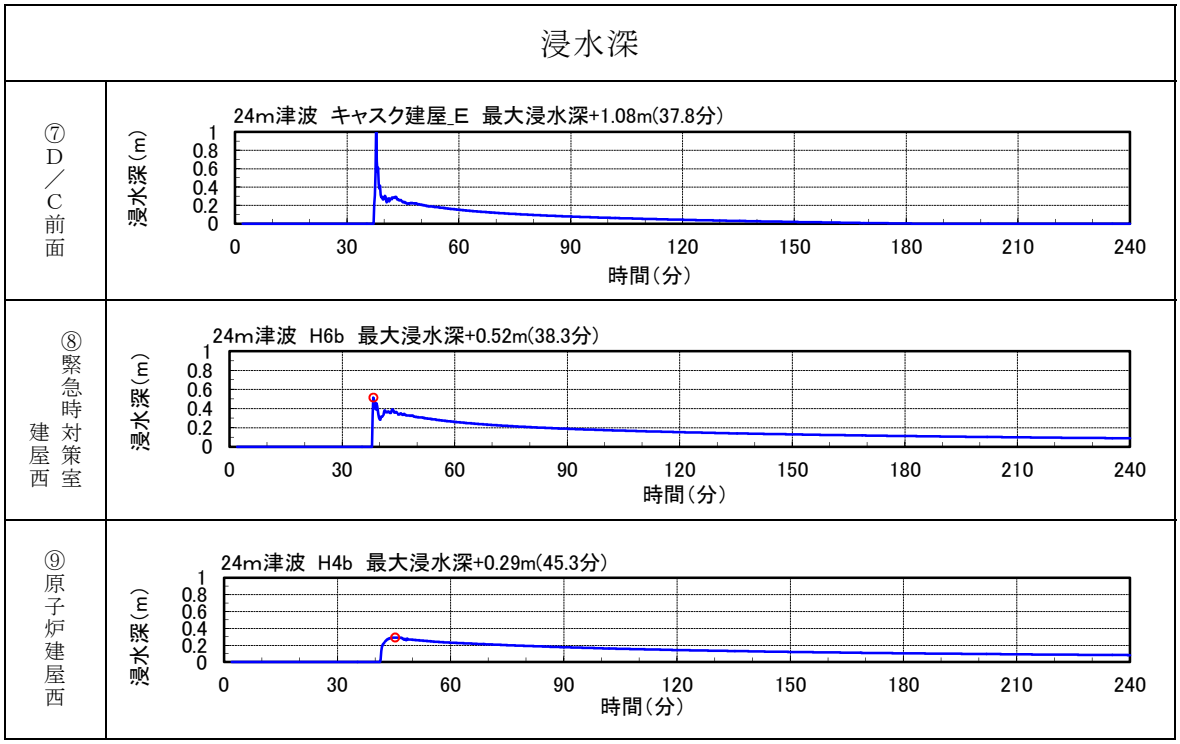
第 2 図　敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布



第３図　防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形



第４図　各施設の浸水深の時刻歴波形（1/2）



第４図　各施設の浸水深の時刻歴波形（2/2）

3.　敷地に遡上する津波に対する防護対策について

(1)　敷地に遡上する津波に対する施設防護

敷地に遡上する津波への防護対策の概要を第5図に示す。

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては，防潮堤による敷地への浸水量抑制及び浸水防止設備による取水路・放水路等からの津波の流入防止を考慮した上で，以下の対策を実施する。

ａ．建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備に対しては，これらを内包する建屋・壁の浸水経路（扉，貫通部等）を特定し，それらに対し浸水防止対策（水密扉の設置，貫通部止水処置等）を講じることで，内包する津波防護対象施設・設備への浸水影響を防止する設計とする。また，津波荷重（静水頭，波力）及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対象】

①　原子炉建屋

②　緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）

③　格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）

④　常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）

⑤　西側接続口（地下格納槽）

ｂ．建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備に対しては，設備の地上敷設部等からの浸水経路（配管フランジ等）がないことを確認（ＳＡ用海水ピット取水塔を除く）するとともに，津波荷重（静水頭，波力）の影響評価及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突

荷重を考慮した設計とする。

【対象】

⑥　緊急用海水ポンプピット地上敷設部（換気用配管）

⑦　格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置地上敷設部（出口配管）

⑧　東側接続口

⑨　ＳＡ用海水ピット取水塔

ｃ．高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備

高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備に対しては，敷地浸水評価結果から求めた各施設・設備から最も近い敷地の最大津波高さと各施設・設備の設置高さを比較し，最大津波高さが各施設・設備の設置高さを下回ること（津波が到達しないこと）を確認する。

【対象】

⑩　緊急時対策所

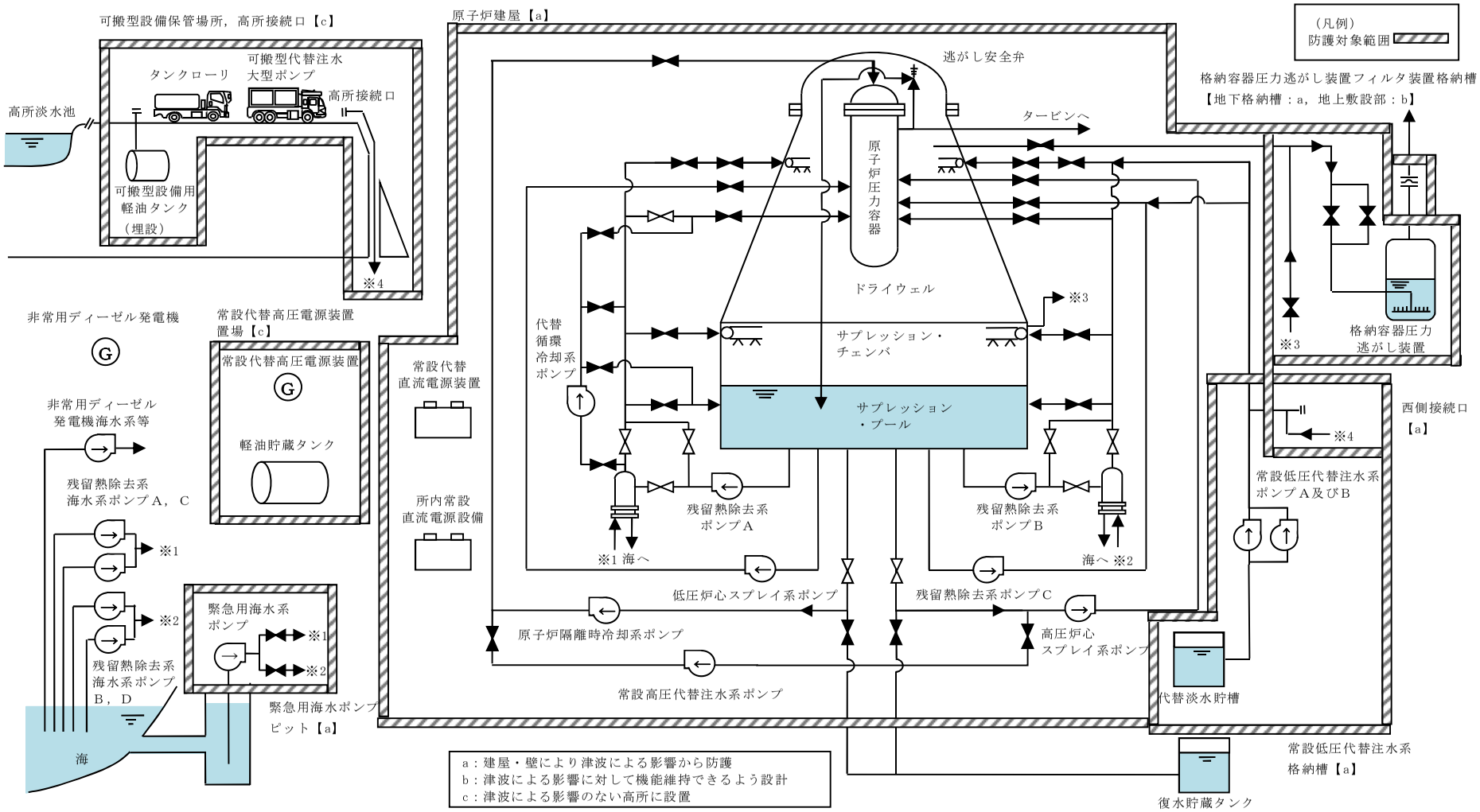
⑪　常設代替高圧電源装置置場

⑫　軽油貯蔵タンク（地下式）

⑬　可搬型設備保管場所（西側及び南側）

⑭　高所接続口

また，津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって，津波防護対象施設・設備に対し波及的影響を与えないよう，排気筒，屋外大型タンク等について，漂流防止及び倒壊防止を考慮した設計とする。



第５図　敷地に遡上する津波への防護対策概要

(2)　敷地に遡上する津波に対するアクセスルートの設定

2.の評価結果より，敷地に遡上する津波による敷地内浸水量は少ないことから，津波が引いた後に T.P.＋8m 盤に位置する接続口（東側接続口，西側接続口（地下格納槽））へのアクセスルートの復旧を行うことにより，事故対応が可能であると考えるが，津波の浸水範囲における復旧作業には不確かさがあることを考慮し，以下の処置を講ずることにより，敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートを設定する。

①　淡水源の高所設置

代替淡水源（措置）の 1 箇所を，敷地に遡上する津波の影響を受けない発電所西側造成エリアの高所（T.P.＋23m）に設置

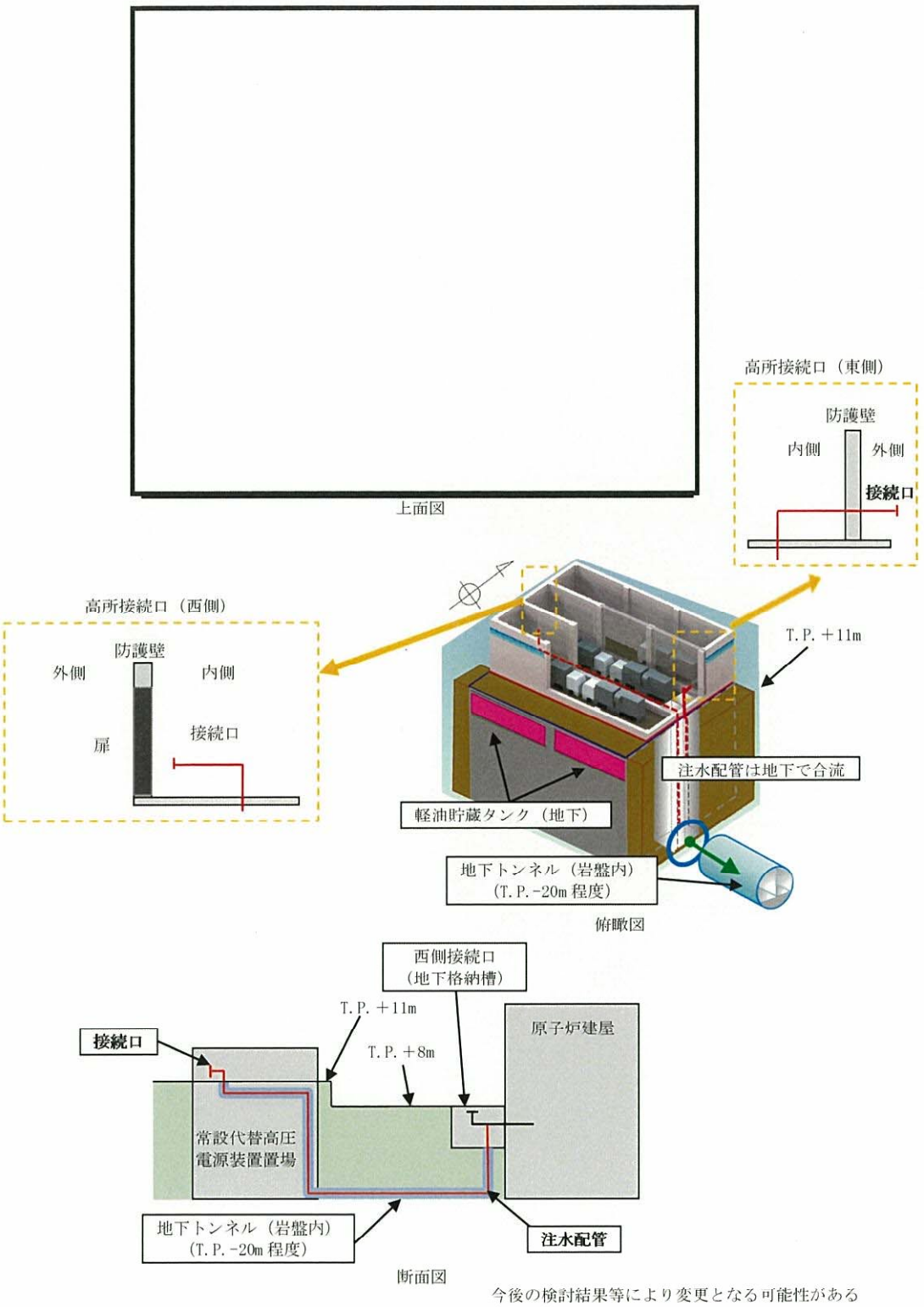
②　淡水系接続口の高所設置

可搬型代替注水大型ポンプを用いた原子炉等への注水用の接続口を，敷地に遡上する津波の影響を受けない常設代替高圧電源装置付近（T.P.＋11m）に設置

本接続口は，共通要因によって接続することができなくなることを防止するため，常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に 2 箇所設置

上記の処置について第 6 図及び第 7 図に示す。また，設定した敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートについて第 8 図に示す。

第 6 図　敷地に遡上する津波に対する対応概要図



第７図　高所接続口の構造

※　今後の検討結果等により変更となる可能性がある

作業名		アクセスルート復旧時間①	作業時間②	有効性評価想定時間	評価結果 ①＋②	
敷地遡上津波時	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作（南側保管場所～高所淡水池～高所接続口（西側））	0分※1	160分※2	3時間※3	160分※4	○

※1：地震及び敷地遡上津波の影響を受けないことから復旧時間は考慮不要
※2：評価ルートにおいて可搬型代替注水大型ポンプを使用する作業時間で考慮する項目は以下のとおり
・出動準備時間（防護具着用，保管場所までの移動，車両等出動前確認）
・保管場所から水源までの移動時間
・水中ポンプ設置時間
・ホース敷設及び接続時間
・事務本館から緊急時対策所までの徒歩時間及び状況把握時間
※3：事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」における事故シーケンスのうち「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」について，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮し，「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」での操作所要時間内に完了することを確認する
※4：高所接続口（東側）を使用する場合は170分

第8図　敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルート
（評価用ルート）

防潮堤設置ルートの変更による敷地に遡上する津波への対応に対する影響について

1. はじめに

敷地北側における防潮堤設置ルートの変更（第9図）を踏まえ，敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析への影響について確認する。

第 9 図　敷地北側における防潮堤設置ルートの変更

2.　確認方法

防潮堤設置ルートの変更を踏まえた敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析について，既往の基準津波の遡上解析（防潮堤設置ルート変更前）と既往の基準津波の遡上解析（暫定の防潮堤設置ルート変更後）（試解析）を比較することにより，敷地に遡上する津波に対する影響について確認を行った。

3.　既往の基準津波による防潮堤設置ルート変更の影響検討

既往の基準津波の遡上解析結果を第10図（防潮堤設置ルート変更前／暫定の防潮堤設置ルート変更後）に示す。遡上解析への影響を確認した結果は以下のとおり。

(1)　既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位

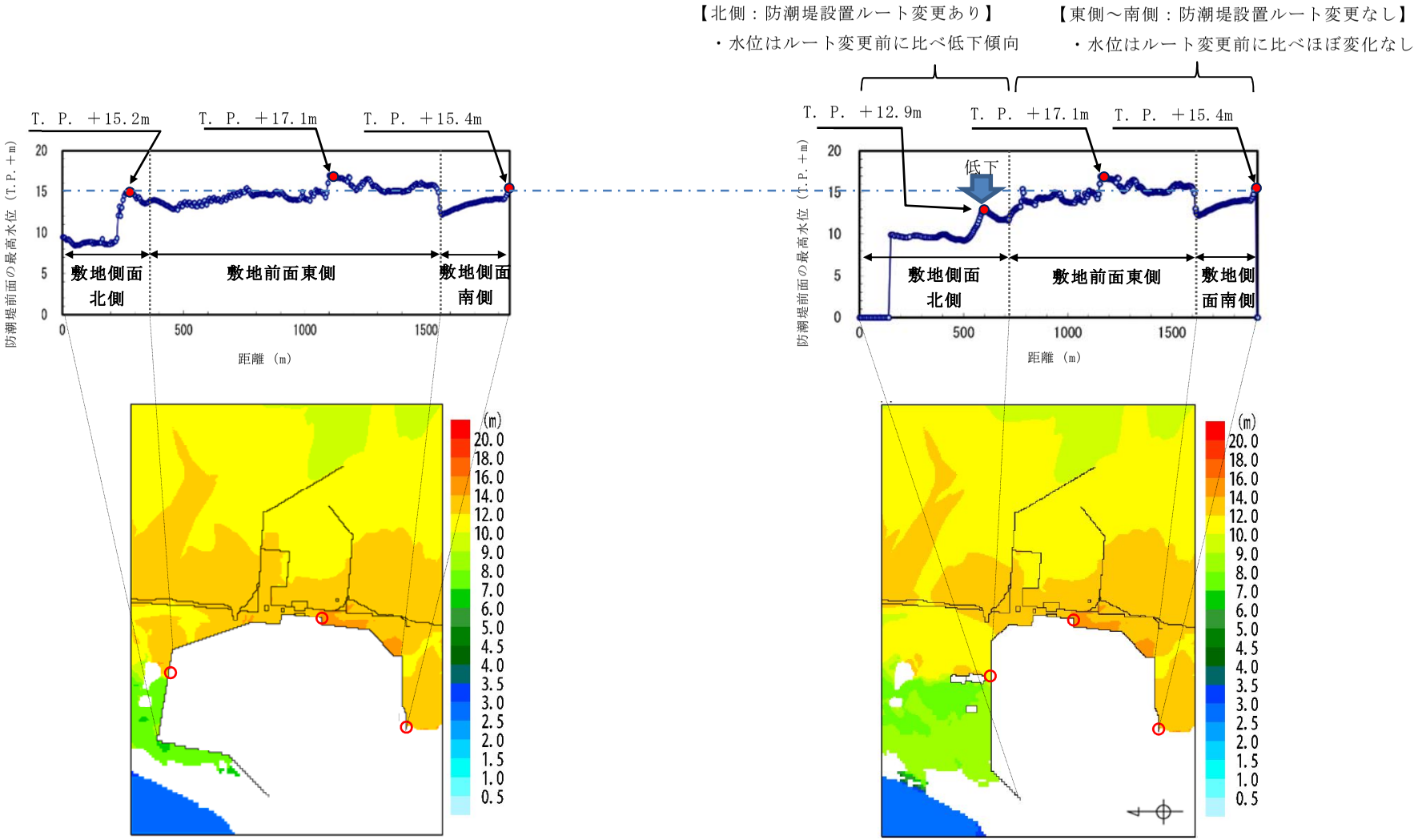
既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位は，防潮堤設置ルートの変更前後において，いずれもT.P.＋17.1mであり変化はなく，その最高水位を示す位置も同一である。

(2)　既往の基準津波による敷地側面南側～敷地前面東側の水位

第10図に示す「敷地側面南側～敷地前面東側」は，防潮堤設置ルートの変更を行っていない範囲を含んでいる。この範囲における津波の最高水位は，ルート変更前後でほぼ変化が見られない。

(3)　既往の基準津波による敷地側面北側の水位

第10図に示す「敷地側面北側」は，防潮堤設置ルートの変更を行った範囲である。この範囲における津波の最高水位は，ルート変更前のT.P.＋15.2mからルート変更後のT.P.＋12.9mへ低下している。



（防潮堤設置ルート変更前）

（暫定の防潮堤設置ルート変更後）

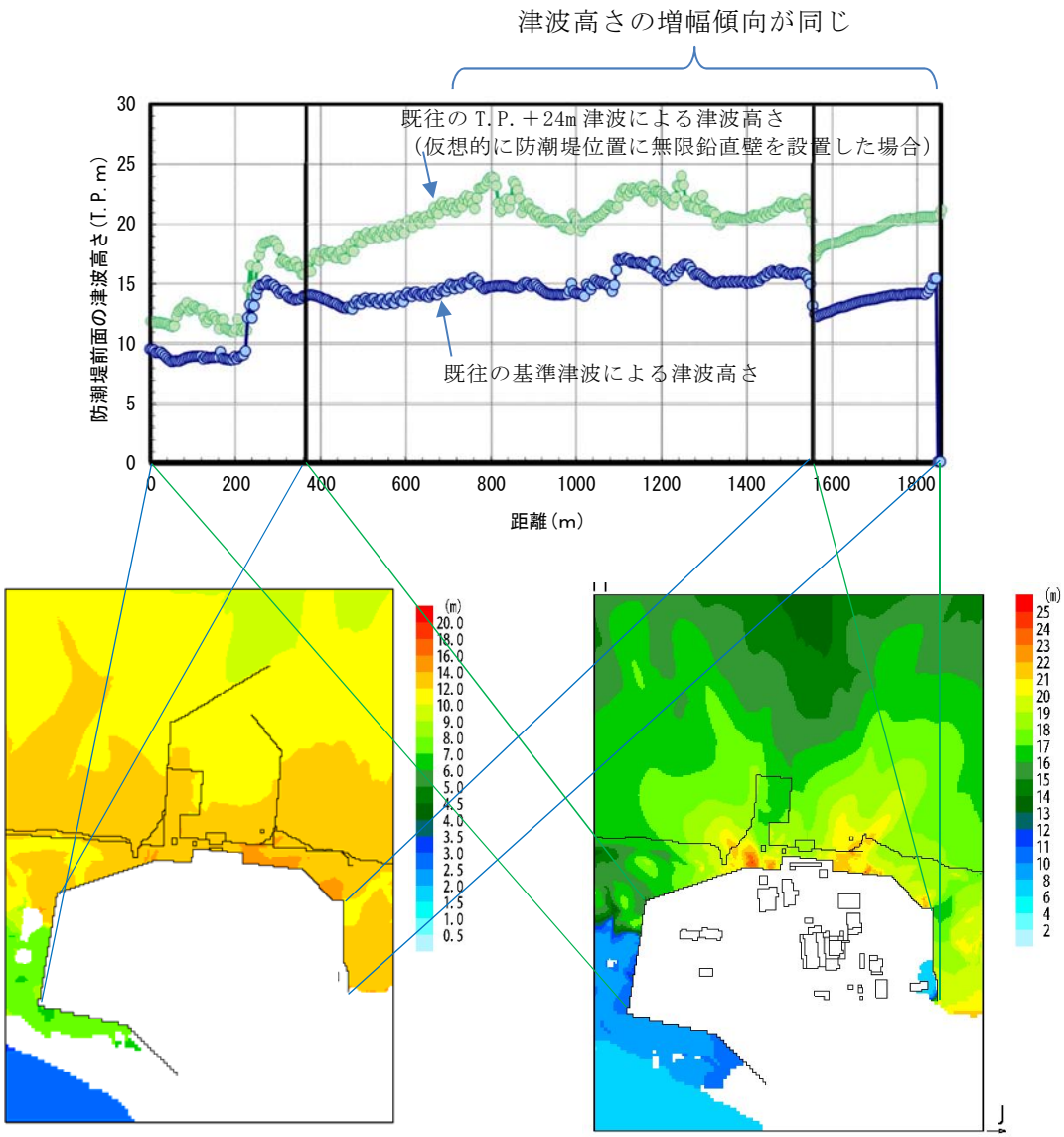
第 10 図　既往の基準津波による防潮堤前面における津波水位の評価結果

4.　敷地に遡上する津波の防潮堤設置ルート変更の影響

前述したとおり，防潮堤設置ルートの変更前後において最高水位地点を含む敷地側面南側～敷地前面東側の水位分布についてはほぼ変化がないことを確認した。ここでは，防潮堤設置ルートの変更前後において既往の敷地に遡上する津波（T.P.＋24m津波）による津波高さへの影響を検討した。なお，ここで，敷地に遡上する津波は，基準津波と同一の波源とし，防潮堤前面の最高水位がT.P.＋24mとなるように,津波波源のパラメータであるすべり量を増大させたものである。

防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P.＋24m津波による津波高さの比較を第11図に示す。防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P.＋24m津波による津波高さを比較した結果，T.P.＋20mを上回る大きな水位を示す敷地前面東側から敷地側面南側にかけて，津波高さの増幅傾向はほぼ同じと考えられる。

以上のことから、防潮堤設置ルートの変更前後においてT.P.＋24m津波による防潮堤前面での津波水位分布は大きく変わらないことが予想される。



既往の基準津波による最大水位上昇量分布図　　既往の T.P.＋24m 津波による最大水位上昇量分布図
（防潮堤位置に無限鉛直壁を設定）

第 11 図　既往の基準津波と既往の T.P.+24m 津波との比較

以下に，防潮堤ルート変更が敷地に遡上する津波に及ぼす影響として，「津波ＰＲＡの評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響」，「有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響」，「敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響」について検討した結果を示す。

(1)　津波ＰＲＡの評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響

防潮堤ルート変更に伴う津波ハザードの変更により，津波ＰＲＡの炉心損傷頻度に対して若干の影響が生じる可能性が考えられるものの，事故シナリオの分析に対して防潮堤ルート変更の影響はないことから，津波ＰＲＡから抽出される事故シーケンスについては同様となる。

また，防潮堤ルート変更後においても，防潮堤設計耐力を津波高さT.P.＋24mとすることから，「防潮堤損傷」として大規模損壊での対応に含まれることとなる津波高さ（津波区分３：T.P.＋24m～）及び事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」として有効性評価において取り扱うこととなる津波高さ（津波区分１，２：T.P.＋20m～T.P.＋24m）についても同様となる。

(2)　有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響

ａ．想定する津波高さ

(1) で述べたとおり，防潮堤ルート変更後においても，事故シーケンスでの取扱いが変わらないことから，有効性評価において想定する津波高さは，防潮堤ルート変更前と同様に重要事故シーケンス「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」における最大の津波高さであり，防潮堤が健全な範囲において最大の津波高さとなる防潮堤位置においてT.P.

＋24mの津波となる。

b．敷地への浸水状況

防潮堤設置ルート変更後の敷地への浸水状況を予想するに当たって，敷地側面南側，敷地前面東側，敷地側面北側の3つに分けて整理したものを第3表に示す。

敷地内への流入が支配的となる，ルートを変更していない敷地側面南側～敷地前面東側の水位，敷地への流入量（第2図参照）については，ほぼ変わらない結果となることが予想される。（第3表①）

また，防潮堤設置ルート変更前で敷地内への流入がほぼなかった敷地側面北側の水位，敷地への流入量（第2図参照）についても，大きく増加することはないことが予想される。（第3表②）

以上のことから，防潮堤設置ルート変更後における敷地内浸水評価については，ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。

第3表　既往の基準津波による敷地に遡上する津波の推定

防潮堤	南	東 （取水口側）	北
ルート変更有無	なし	一部あり	あり
既往の基準津波の 最大水位上昇量分布	変化なし	同程度	低下
ルート変更前 T.P.＋24m津波の 流入量	大 （終端からの回込みによる流入が支配的）	中 （越流による流入は限定的）	小 （終端からの回込みなし）
ルート変更後 T.P.＋24m津波の 流入量変化 （推定）	ほぼ変わらない （①）	ほぼ変わらない （①）	大きく増加することはない （②）

(3)　敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響

(2)で述べたとおり，敷地内浸水評価については，防潮堤ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。そのため，防潮堤ルート変更前の敷地浸水評価を基に検討を行った敷地に遡上する津波に対する施設防護，及びアクセスルートの設定については，防潮堤ルート変更後においても有効に機能するものと考えられる。

なお，防潮堤ルート変更後の敷地に遡上する津波の遡上解析については，今後実施し影響を確認する予定である。

基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）に対する浸水対策が本有効性評価の前提となることから，敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について以下に示す。なお，詳細は耐津波設計方針等において説明する。

1. 敷地に遡上する津波

敷地に遡上する津波については，事故シーケンス選定の評価結果に基づき，防潮堤位置において T.P.＋24m※1※2の津波を想定する。なお，敷地に遡上する津波の年超過確率は，確率論的津波ハザードの評価結果から，約 3×10^{-7}／炉年に相当する。

※1　T.P.は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示す。

※2　津波高さ（T.P.＋24m）は，仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤位置の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

2. 敷地に遡上する津波に対する事故対応の基本方針

敷地に遡上する津波襲来時については，敷地内への浸水により屋外作業が制限されることが考えられることから，重大事故等対処設備の有効性の確認においては，以下の対応を基本方針とする。

- 津波防護を考慮した常設設備による対応を基本とする
- ただし，可搬型設備による対応を行う場合は，津波影響のない高所に限定した対応とする

3.　敷地に遡上する津波に対する津波防護対象の選定

敷地に遡上する津波に対する津波防護対象については，敷地に遡上する津波により重大事故等が発生した場合において，事故対応を行うために必要な設備として，以下の設備を選定する。

- 敷地に遡上する津波に対する事故対応の基本方針に基づいた重大事故の防止及び緩和に必要な重大事故等対処設備※3
- 設備要求に係る設置許可基準規則第 45 条～第 62 条に適合するために必要となる重大事故等対処設備※3

※３：「設置許可基準規則第 43 条（重大事故等対処設備）」における可搬型重大事故等対処設備の接続口，保管場所及び機能保持に対する要求事項を満足するため，可搬型設備保管場所（西側及び南側），東側接続口，西側接続口（地下格納槽），高所接続口についても津波防護の対象とする。
なお，高所接続口については，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において，期待する機能（低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型））を確保できる設計とする。

なお，ここで「設置許可基準規則第 44 条 発電用原子炉を未臨界にする設備」については，大津波警報発表時にはあらかじめ原子炉停止操作を行うことから，防護対象としていない。

また，以下設備については，機能を代替する重大事故等対処設備により設置許可基準規則に対する基準適合性を満たすため，防護対象としていない。

系統機能	除外理由
高圧炉心スプレイ系	津波により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが，津波時に必要な容量は原子炉隔離時冷却系，高圧代替注水系にて代替可能。
残留熱除去系海水系	津波により残留熱除去系海水系ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが，津波時に必要な容量は，緊急用海水系にて代替可能。
非常用交流電源設備	津波により非常用ディーゼル発電機海水ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが，津波時に必要な容量は，常設代替交流電源設備にて代替可能。

選定した津波防護対象について，第１表に示す。

第１表　津波防護対象（1／3）

設置許可基準規則	津波防護対象
第４５条 （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設備）	・高圧代替注水系 ・ほう酸水注入系 【設計基準拡張】 ・原子炉隔離時冷却系
第４６条 （原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備）	・逃がし安全弁 ・過渡時自動減圧機能 ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池 （逃がし安全弁機能回復（可搬型代替直流電源供給）） ・高圧窒素ガスボンベ （逃がし安全弁機能回復（代替窒素供給））
第４７条 （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設備）	・低圧代替注水系（可搬型） ・低圧代替注水系（常設） ・代替循環冷却系 【設計基準拡張】 ・残留熱除去系（低圧注水系） ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
第４８条 （最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備）	・緊急用海水系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 【設計基準拡張】 ・残留熱除去系
第４９条 （原子炉格納容器内の冷却等のための設備）	・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・代替循環冷却系 【設計基準拡張】 ・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） ・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）
第５０条 （原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）	・格納容器圧力逃がし装置 ・代替循環冷却系 ・可搬型窒素供給装置
第５１条 （原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備）	・原子炉格納容器下部注水設備（常設） ・原子炉格納容器下部注水設備（可搬型）
第５２条 （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設備）	・格納容器圧力逃がし装置 ・水素濃度監視設備
第５３条 （水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備）	・静的触媒式水素再結合器 ・水素濃度の監視設備

第１表　津波防護対象（2／3）

設置許可基準規則	津波防護対象
第５４条 （使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備）	・常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系（注水ライン） ・可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系（注水ライン） ・常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ） ・可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル） ・可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ） ・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲（大気への拡散抑制） ・代替燃料プール冷却設備
第５５条 （工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備）	・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲（大気への拡散抑制） ・汚濁防止膜（海洋への拡散抑制）
第５６条 （重大事故等の収束に必要となる水の供給設備）	・重大事故等の収束に必要となる水源の確保（代替淡水貯槽，サプレッション・プール，ほう酸水貯蔵タンク，使用済燃料プール） ・水の移送設備の確保（可搬型代替注水大型ポンプ，ホース等）
第５７条 （電源設備）	・可搬型代替交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・非常用所内電気設備 ・所内常設直流電源設備 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備 ・代替所内電気設備 ・燃料補給設備
第５８条 （計装設備）	・重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測する設備 ・代替パラメータを計測する設備 ・パラメータ記録時に使用する設備
第５９条 （原子炉制御室）	・中央制御室及び中央制御室待避室の照明を確保するための設備（可搬型照明（ＳＡ）） ・居住性を確保するための設備 －遮蔽及び換気設備 （中央制御室換気系，原子炉建屋ガス処理系，中央制御室待避室，中央制御室待避室ボンベユニット） －衛星電話設備（可搬型）（待避室）及びデータ表示装置（待避室） －酸素濃度計，二酸化炭素濃度計
第６０条 （監視測定設備）	・放射性物質の濃度及び放射線量の測定に用いる設備 －可搬型モニタリング・ポスト －可搬型放射能測定装置 ・風向，風速その他の気象条件の測定に用いる設備 －可搬型気象観測設備

第１表　津波防護対象（3／3）

設置許可基準規則	津波防護対象
第６１条 （緊急時対策所）	・緊急時対策所 ・必要な情報を把握できる設備及び通信連絡を行うために必要な設備 －安全パラメータ表示システム －通信設備 （衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型），携行型有線通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話，ＩＰ－ＦＡＸ），データ伝送設備） ・代替電源設備 （緊急時対策所用発電機，緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク，緊急時対策所用発電機給油ポンプ及び緊急時対策所用Ｍ／Ｃ） ・居住性を確保するための設備 （緊急時対策所遮蔽，緊急時対策所非常用送風機，緊急時対策所非常用フィルタ装置と緊急時対策所加圧設備及び酸素濃度計，二酸化炭素濃度計，可搬型モニタリング・ポスト，緊急時対策所エリアモニタ）
第６２条 （通信連絡を行うために必要な設備）	・発電所内の通信連絡を行うための設備 －通信設備（発電所内） （携行型有線通話装置，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）及び無線連絡設備（携帯型）） －安全パラメータ表示システム ・発電所外との通信連絡を行うための設備 －通信設備（発電所外） （衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話，ＩＰ－ＦＡＸ）） －データ伝送設備

4.　津波防護対象の基準適合内容

【設置許可基準規則】
（重大事故等対処設備）
第四十三条　重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない。
一　想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮するものであること。
二　想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。
三　健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。
四　本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。
五　工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。
六　想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。
2　重大事故等対処設備のうち常設のもの（重大事故等対処設備のうち可搬型のもの（以下「可搬型重大事故等対処設備」という。と接続するものにあっては、当該可搬型重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管、弁、ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。）は、前項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。
一　想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。
二　二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であって、同一の工場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りでない。
三　常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。
3　可搬型重大事故等対処設備に関しては、第一項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。
一　想定される重大事故等の収束に必要な容量に加え、十分に余裕のある容量を有するものであること。
二　常設設備（発電用原子炉施設と接続されている設備又は短時間に発電用原子炉施設と接続することができる常設の設備をいう。以下同じ。）と接続するものにあっては、当該常設設備と容易かつ確実に接続することができ、かつ、二以上の系統又は発電用原子炉施設が相互に使用することができるよう、接続部の規格の統一その他の適切な措置を講じたものであること。
三　常設設備と接続するものにあっては、共通要因によって接続することができなくなることを防止するため、可搬型重大事故等対処設備（原子炉建屋の外から水又は電力を供給するものに限る。）の接続口をそれぞれ互いに異なる複数の場所に設けるものであること。

四　想定される重大事故等が発生した場合において可搬型重大事故等対処設備を設置場所に据え付け、及び常設設備と接続することができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。
五　地震、津波その他の自然現象又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管すること。
六　想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、工場等内の道路及び通路が確保できるよう、適切な措置を講じたものであること。
七　重大事故防止設備のうち可搬型のものは、共通要因によって、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料貯蔵槽の冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。

3．項で選定した津波防護対象とする重大事故等対処設備に対する基準適合性を確認するに当たり，設置許可基準規則第 43 条により要求されている項目のうち，敷地に遡上する津波に関連する項目の基本設計方針について整理した。敷地に遡上する津波を考慮した基準適合のための基本設計方針を第 2 表に示す。

第 2 表に示すとおり，津波防護対象とする重大事故等対処設備に対しては，想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる又は津波影響の受けない敷地高さに設置することにより，基準に適合する設計とする。

また，敷地に遡上する津波による事故対応時にのみ必要となる高所接続口についても，設置許可基準規則第 43 条第 3 項第 3 号（異なる複数の接続箇所の確保について）に対する基準適合のため，常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより，共通要因によって接続することができなくなることを防止する設計とする。

第２表　基準適合のための基本設計方針（1／2）

考慮事項	設置許可基準規則	津波防護対象とする重大事故等対処設備の基本設計方針
敷地に遡上する津波	第１項第１号（重大事故等時の環境条件）	敷地に遡上する津波に対する考慮 敷地に遡上する津波に対しては，想定される津波に対して機能を喪失しない設計とする又は津波影響の受けない敷地高さに設置することとする。
	第２項第３号（常設重大事故防止設備の共通要因故障）	位置的分散 設計基準事故対処設備等と同時にその機能が損なわれないよう，可能な限り多様性を有し，位置的分散を図ることを考慮する。 敷地に遡上する津波に対する考慮 敷地に遡上する津波に対しては，想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる又は津波影響の受けない敷地高さに設置することとする。
	第３項第３号（複数の接続箇所の確保）	複数箇所 可搬型重大事故等対処設備のうち，原子炉建屋の外から水又は電力を供給する設備と，常設設備との接続口は、共通要因によって接続できなくことを防止するため、それぞれ互いに異なる複数の場所に設置する設計とする。 敷地に遡上する津波に対する考慮 敷地に遡上する津波に対しては，想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる。 敷地に遡上する津波を起因とした重大事故等時に必要となる可搬型設備の接続口※4については，津波影響の受けない敷地高さに設置する設計とする。また，当該接続口は常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより，共通要因によって接続することができなくなることを防止する。
	第３項第５号（保管場所）	位置的分散 可搬型重大事故等対処設備は，設計基準事故対処設備等及び常設重大事故等対処設備と同時に機能を損なうおそれがないよう，位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。 敷地に遡上する津波に対する考慮 敷地に遡上する津波に対しては，津波影響の受けない敷地高さに分散して保管する。

※４：事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において，期待する機能（低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型））を有する高所接続口を指す。

第２表　基準適合のための基本設計方針（2／2）

<table>
<tr><th>考慮事項</th><th>設置許可基準規則</th><th>津波防護対象とする重大事故等対処設備の基本設計方針</th></tr>
<tr><td rowspan="3">敷地に遡上する津波</td><td rowspan="2">第３項第６号（アクセスルート）</td><td>【屋内アクセスルート】
アクセスルートの確保
迂回路も考慮したアクセスルートを確保する設計とする。
敷地に遡上する津波の考慮
敷地に遡上する津波に対しては，敷地に遡上する津波による浸水のないよう設計する施設内に確保する設計とする。</td></tr>
<tr><td>【屋外アクセスルート】
アクセスルートの確保
複数のアクセスルートを確保する設計とする。
敷地に遡上する津波の考慮
敷地に遡上する津波に対しては，ホイールローダによる漂流物撤去作業を行うことで，通行性を確保できるよう考慮する。
また，敷地に遡上する津波を起因とした重大事故等時に必要となる屋外アクセスルート※５については，津波影響の受けない敷地高さに確保する設計とする。</td></tr>
<tr><td>第３項第７号（可搬型重大事故防止設備の共通要因故障）</td><td>位置的分散
可搬型重大事故等対処設備は，設計基準事故対処設備等及び常設重大事故等対処設備と同時に機能を損なうおそれがないよう，位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。
敷地に遡上する津波に対する考慮
敷地に遡上する津波に対しては，津波影響の受けない敷地高さに分散して保管する。</td></tr>
</table>

※５：事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において，事故対応として実施する可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作（南側保管場所～高所淡水池～高所接続口）のためのアクセスルートを指す。

5.　敷地に遡上する津波に対する防護方針

選定した津波防護対象施設・設備（第１表）のうち，原子炉建屋に内包される津波防護対象施設・設備を津波対策の観点から「原子炉建屋」として整理した上で，以下の施設・設備を敷地に遡上する津波から防護する対象とする。

・ 原子炉建屋
・ 緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）及び地上敷設部
・ ＳＡ用海水ピット取水塔
・ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）及び地上敷設部
・ 常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）
・ 東側接続口及び西側接続口（地下格納槽）
・ 常設代替高圧電源装置置場
・ 軽油貯蔵タンク（地下式）
・ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
・ 緊急時対策所
・ 高所接続口

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては，防潮堤による敷地への浸水量抑制及び浸水防止設備による取水路・放水路等からの津波の流入防止を考慮した上で，以下の対策を実施する。

(1)　建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備に対しては，これらを内包する建屋・壁の浸水経路（扉，貫通部等）を特定し，それらに対し浸水防止対策（水密扉の設置，貫通部止水処置等）を講じることで，内包する津波防護対象施設・設備への浸水影響を防止する設計とする。また，津波荷

重（静水頭，波力）及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対象】

① 原子炉建屋

② 緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）

③ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）

④ 常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）

⑤ 西側接続口（地下格納槽）

(2) 建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備に対しては，設備の地上敷設部等からの浸水経路（配管フランジ等）がないことを確認（ＳＡ用海水ピット取水塔を除く）するとともに，津波荷重（静水頭，波力）の影響評価及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対象】

⑥ 緊急用海水ポンプピット地上敷設部（換気用配管）

⑦ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置地上敷設部（出口配管）

⑧ 東側接続口

⑨ ＳＡ用海水ピット取水塔

(3) 高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備

高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備に対しては，敷地浸水評価結果から求めた各施設・設備から最も近い敷地の最大津波高さと各施設・設備の設置高さを比較し，最大津波高さが各施設・設備の設置高さを下回ること（津波が到達しないこと）を確認する。

【対象】

⑩　緊急時対策所

⑪　常設代替高圧電源装置置場

⑫　軽油貯蔵タンク（地下式）

⑬　可搬型設備保管場所（西側及び南側）

⑭　高所接続口

また，津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって，津波防護対象施設・設備に対し波及的影響を与えないよう，排気筒，屋外大型タンク等について，漂流防止及び倒壊防止を考慮した設計とする。

敷地に遡上する津波から防護する①～⑭の施設等の配置を第1図に示す。

第1図　津波防護対象の配置図

高所接続口の複数箇所設置による共通要因故障の防止について

敷地に遡上する津波による事故対応時にのみ必要となる高所接続口については，設置許可基準規則第43条第3項第3号（異なる複数の接続箇所の確保について）に対する基準適合のため，常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより（第2図参照），共通要因によって接続することができなくなることを防止する設計方針としている。

ここでは，敷地に遡上する津波時において考慮する必要のある共通要因を抽出し，抽出した共通要因により複数箇所設置した高所接続口の機能が喪失しないことの確認を行った。

(1) 共通要因の抽出及び共通要因を考慮した設計方針

敷地に遡上する津波時に考慮する必要のある共通要因，及び共通要因を考慮した高所接続口の設計方針について，第3表に示す。

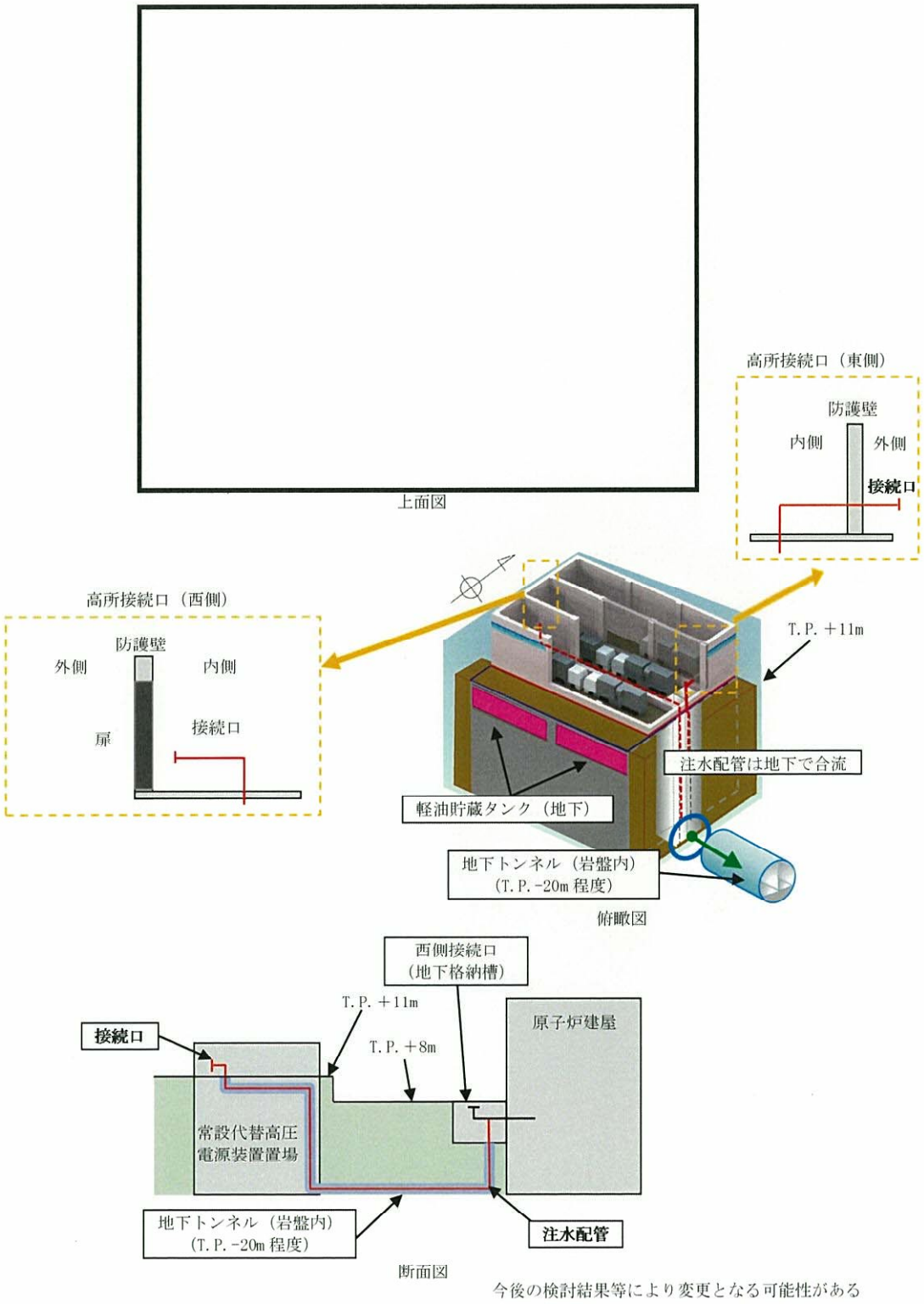
考慮する必要のあるものとして整理した共通要因のうち，複数箇所の接続口設置による措置のみで機能喪失することを防止するものは，以下のものに整理される。

・風（台風）（飛来物）

・竜巻（飛来物）

風（台風）及び竜巻による飛来物に対しては，常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより，複数の接続口の同時損傷が発生する確率を低減させることで，必要な機能が喪失することを防止することが可能であると考えられる。

以上のことから，高所接続口を常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することで，敷地に遡上する津波時に考慮する必要のある共通要因により，複数の接続口が全て機能喪失することを防止することが可能であることを確認した。



第 2 図　高所接続口の構造

第 3 表　高所接続口に対して考慮する共通要因及び設計方針

共通要因		考慮の要否	共通要因を考慮した設計方針
環境条件（温度，放射線，荷重，その他使用条件）		○	・環境条件を考慮した設計 ・複数箇所
地盤		○	・第 38 条(重大事故等対処設備の地盤)に基づく地盤上に設置
自然災害	地震	○	・第 39 条(地震による損傷の防止)に基づく設計
	津波	○	・敷地に遡上する津波の影響を受けない敷地高さに設置
	洪水		(立地的要因により考慮不要)
	風（台風）	○	・風（台風）による風荷重を環境条件にて考慮 ・複数箇所
	竜巻	○	・竜巻による風荷重を環境条件にて考慮 ・複数箇所
	凍結	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	降水	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	積雪	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	落雷	○	・避雷設備を設置する常設代替高圧電源装置置場に設置 ・複数箇所
	地滑り		(立地的要因により考慮不要)
	火山の影響	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	生物学的事象	○	・ネズミ等の小動物に対して，開口部の閉止により必要な機能が損なわれるおそれのない設計 ・複数箇所
	森林火災	○	・防火帯の内側に設計 ・保管場所周辺の植生火災に対し，防火エリアを設定 ・複数箇所
	高潮	○	・高潮の影響を受けない敷地高さに設置
外部人為事象	航空機落下		(原子炉施設への航空機落下確率が，防護設計の基準である 10^{-7}回／炉・年を超えないため考慮不要)
	ダムの崩壊		(立地的要因により考慮不要)
	爆発 近隣工場等の火災 有毒ガス	○	・防火帯の内側に設計 ・保管場所周辺の植生火災に対し，防火エリアを設定 ・複数箇所
	船舶の衝突	○	・船舶の衝突の影響を受けない敷地高さに設置
	電磁的障害	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	故意による大型航空機衝突その他テロリズム		(敷地に遡上する津波と重畳して発生することは考慮しない)
溢水		○	・想定される溢水水位に対して機能を喪失しない設計 ・複数箇所
火災		○	・第 41 条(火災による損傷の防止)に基づく設計 ・複数箇所

地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定の妥当性について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）が発生した場合には，最初に地震が発生し，その後に津波が発電所敷地に到達すると想定される。これに対して本評価においては，地震の発生と同時に津波が発電所に到達したとして評価している。

以下では，地震発生から敷地に遡上する津波が発電所に到達するまでの時間を考慮した場合の影響について検討する。

1. 津波到達の時間遅れを考慮する場合の対応操作

(1) 地震発生から敷地に遡上する津波の到達までに想定される対応操作

地震発生時点で「地震加速度大」により原子炉がスクラムする。また，給復水系が停止した場合には，原子炉水位が低下し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉への注水が行われるとともに主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉は隔離状態となる。これらの機器動作は，インターロックによる自動作動であるため，運転員による対応はプラント状況及び自動作動した機器等の確認のみである。

原子炉への注水が確保された以降は，サプレッション・プール水温度等を確認し，必要に応じて残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。

(2)　敷地に遡上する津波の到達後に想定される対応操作

地震に伴い発生する事象への対応中に敷地に遡上する津波の到達により敷地内が浸水した場合には，非常用ディーゼル発電機海水ポンプ，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプ及び残留熱除去系海水系ポンプが機能喪失する。このため，高圧炉心スプレイ系は停止するが，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は維持される。また，外部電源が喪失している場合は，高所作業により可搬型設備の準備を開始するとともに，常設代替高圧電源装置により交流電源を確保し，サプレッション・プール水温度が熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧し，低圧の注水機能を用いて原子炉注水を実施する。格納容器除熱は，緊急用海水系及び残留熱除去系により確保する。これらの対応操作は，地震発生と同時に津波が発電所に到達すると想定した場合と同様である。

2.　津波到達の時間遅れを考慮した場合の影響

1．で述べたとおり，地震が発生してから津波到達までは，自動起動した原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の状況を確認するとともに，サプレッション・プール水温度が上昇した場合には，残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。ここで，原子炉注水又は格納容器除熱が開始される直前に津波が到達した場合の影響について考察する。

原子炉注水については，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達する直前に津波が到達し，高圧炉心スプレイ系が自動起動しなかった場合でも，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで原子炉注水が確保され，炉心冷却は維持される。また，解

析上も高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に期待しない評価としている。

格納容器除熱については，サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，残留熱除去系の起動操作を開始した直後に津波により残留熱除去系海水系が停止した場合でも，格納容器限界温度（200℃）及び限界圧力（620kPa[gage]）に到達するまでに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始すれば良く，十分な時間余裕が確保されている

3.　まとめ

地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定する場合，地震による原子炉スクラム等への対応操作に加えて，敷地に遡上する津波による機能喪失状態に応じた対応操作が重なるため，運転員等操作の観点からより厳しい条件となる。また，津波到達の時間遅れを考慮した場合でも，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，格納容器除熱は事象後期に実施することから，評価項目に与える影響はない。以上により，評価上，地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定することは妥当であると考える。

7 日間における水源の対応について
（津波浸水による注水機能喪失）

1.　水源に関する評価

①　淡水源（有効水量）

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2.　水使用パターン

①　可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後，定格流量で高所淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

②　可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後，高所淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレ

イを停止する。

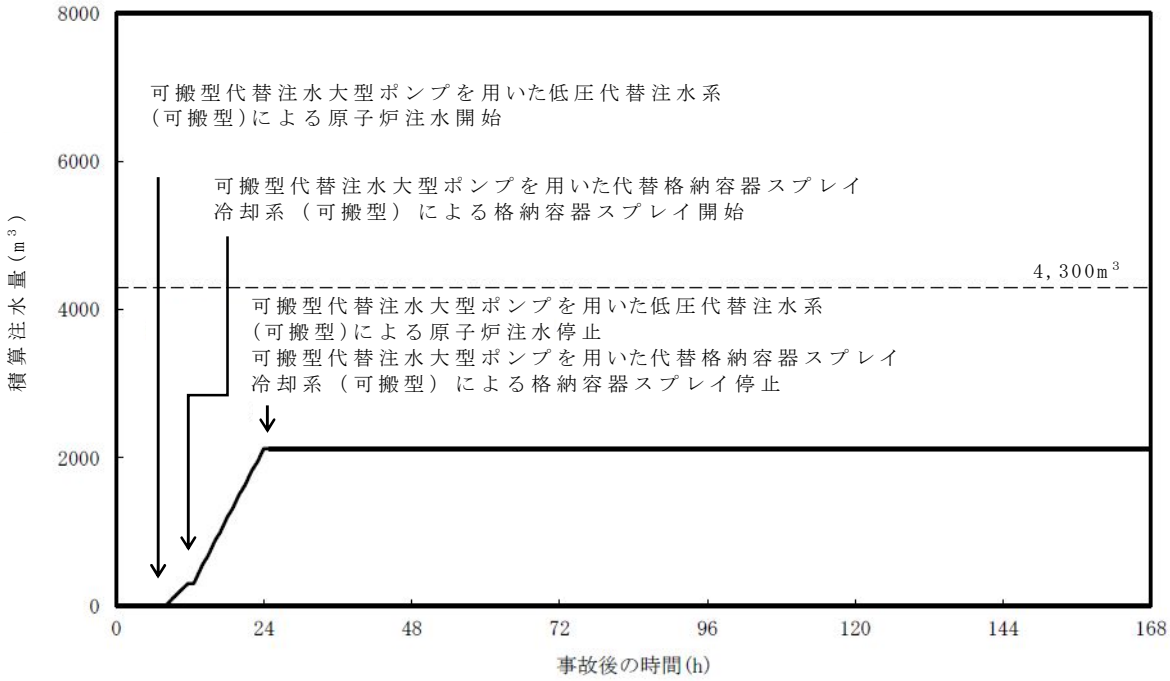
3.　時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，高所淡水池の水量は減少しない。

事象発生8時間1分以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，高所淡水池の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生24時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，高所淡水池の水量の減少は停止する。

この間の高所淡水池の使用水量は合計約2,130m^3である。



第１図　外部水源による積算注水量

（津波浸水による注水機能喪失）

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 2,130m³必要となるが，高所淡水池に約 2,500m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について

（津波浸水による注水機能喪失）

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

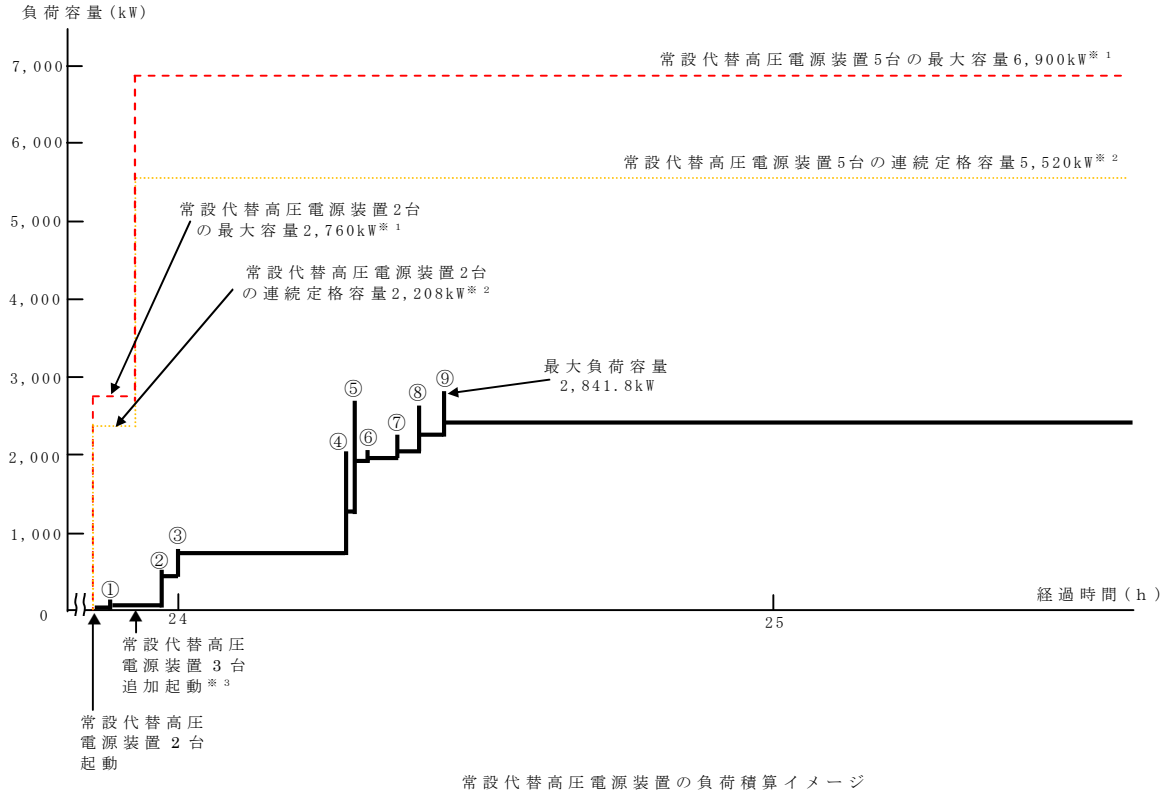
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置　5 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×5 台（運転台数）＝約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ系（可搬型）） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の 軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

（津波浸水による注水機能喪失）

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ａ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ａ ・その他負荷	47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ｂ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ｂ ・その他負荷	35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	2,098.1	1,281.9
⑤	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	2,706.3	1,935.2
⑥	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	2,014.7	1,957.2
⑦	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 －54.3	2,261.7	2,044.1
⑧	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	2,624.0	2,261.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	2,841.8	2,422.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※３：非常用母線の負荷への給電に伴い，負荷容量が増加するため，常設代替高圧電源装置を３台追加起動する

4.　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

4.1　想定事故１

4.1.1　想定事故１の特徴，燃料損傷防止対策

(1)　想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として「使用済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，使用済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」がある。

(2)　想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置が取られない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本想定事故は，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，想定事故１では，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プールへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プール水

位を維持する。

(3)　燃料損傷防止対策

想定事故１における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段，及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。

なお,これらの手段はいずれも重大事故等対処設備を用いた手段であり，いずれの設備でも想定事故１において対処可能であるが，手順上，後段の手段である可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を代表として評価対象とすることとし，その他の注水手段については評価上考慮しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 4.1-1 図に,対応手順の概要を第 4.1-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 4.1-1 表に示す。

想定事故１において，必要な要員は，初動対応要員 17 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 2 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長１名，副発電長１名，運転操作対応を行う運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

招集要員の内訳は,燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 4.1-3 図に示す。

ａ．使用済燃料プール冷却機能喪失の確認

使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。

使用済燃料プールの冷却機能の喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。

ｂ．使用済燃料プール注水機能喪失の確認

使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により，使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水※準備を行う。補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能が喪失したことを確認する。

※：残留熱除去系（燃料プール冷却機能）と系統構成が異なるため，残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が可能な場合がある。

使用済燃料プール注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。

ｃ．使用済燃料プール水位，温度監視

使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。

使用済燃料プール水位，温度を監視するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

（添付資料 4.1.1）

d．使用済燃料プール冷却機能の回復操作

対応可能な要員にて使用済燃料プール冷却機能（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系）の回復操作を実施する。

e．使用済燃料プール注水機能の回復操作

対応可能な要員にて使用済燃料プール注水機能（補給水系及び残留熱除去系）の回復操作を実施する。

f．常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作

中央制御室からの遠隔操作により，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。なお，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は評価上考慮しない。

常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作に必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

g．可搬型スプレイノズルの準備

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備として，ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。なお，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは評価上考慮しない。

h．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

を使用した使用済燃料プール注水の準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。

外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し，必要な計装設備及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）に給電する。

i．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位（線量率が 10mSv／h※1 となる通常水位から約 0.9m 下の水位)より高く維持する。

※1：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間から 10mSv／h に設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要時間は 2.1 時間（保管場所と子炉建屋原子炉棟 6 階の移動時間を含む）以内であることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，東海第二発電所の施

設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｊ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

4.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

想定する事故は，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として，「使用済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，使用済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」である。

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失に伴い使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが，使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，燃料有効長頂部の冠水は維持される。また，未臨界が維持されることについては，使用済燃料プール水の水密度によらず実効増倍率が1.0を下回ることを評価する。また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故１における運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価す

る。

（添付資料 4.1.2，4.1.3）

(2)　有効性評価の条件

想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.1-2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故１特有の評価条件を以下に示す。

なお，本評価では，崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である，原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

（添付資料 4.1.2）

ａ．初期条件

(a)　使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済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状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。

(b)　崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に,原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後９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て，使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお，崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 15m^3／h である。

b．事故条件

(a)　安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系，補給水系等の機能が喪失するものとする。

(b)　外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源がない場合においても，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象の進展は同様であるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水大型ポンプ1台を使用するものとする。使用済燃料プールへの注水流量は，燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として，50m^3／hを設定する。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は，事象発生8時間後から開始する。

(3)　有効性評価の結果

想定事故１における使用済燃料プール水位の時間変化を第 4.1-4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.1-5 図に示す。

ａ．事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約 6.9℃／h で上昇し，事象発生から約 5.1 時間後に 100℃に到達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から 8 時間経過した時点で可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位は回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却機能を回復しつつ，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用し，蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し，使用済燃料プール水位を維持する。

ｂ．評価項目等

使用済燃料プール水位は，第 4.1-4 図に示すとおり，通常水位から約 0.4m 下まで低下するに留まり，燃料有効長頂部は冠水維持される。また，使用済燃料プール水は事象発生約 5.1 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。

また，第 4.1-5 図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.4m 下の水位になった場合の線量率は，約 1.0mSv／h であり，必要な遮蔽の目安と考える 10mSv／h と比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお，線量の評価点は原子炉建屋最上階における使用済制御棒ハンガ真上の床面高さとしている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により，水密度によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。

事象発生8時間後から可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後，蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続し，機能喪失している設備の回復に努める。回復後は残留熱除去系等による冷却を実施することで安定状態を維持できる。

本評価では，「1.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

（添付資料 4.1.4，4.1.5）

4.1.3　評価条件の不確かさの影響評価

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

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第4.1-2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，原

則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定としているが，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱，事象発生前の使用済燃料プールの初期水温，及び初期水位,並びにプールゲートの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ，さらに時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作は，燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プールの水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位より低くなることも考えられ，それにより時間余裕及び水位低下による異常認知の時間が短くなることが考えられるが，注水操作は，燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするもの

であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で 0.70m 程度の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は水温の状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 4.1.6，4.1.7，4.1.8）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より低くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低

くなるため，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また，使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 6 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位より低くなることも考えられ，それにより時間余裕が短くなることが考えられるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 10 時間,水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響

は小さい。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m 程度の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。なお，本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが，余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ，本震時のスロッシングによってプール水位が約 0.70m 低下しているため，プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が，運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。

(a)　操作の不確かさが操作時間に与える影響

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は，評価上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等の操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間を事象発生 8 時間後として設定しているが，他の操作はないため，使用済燃料プールの冷却機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって，評価上の操作開始時間に対し，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，使用済燃料プール水位の回復を早める。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間に対して，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，この場合使用済燃料プール水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 4.1.9）

(2)　操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作に対する時間余裕については，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から 11 時間以上,燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生

から2日以上であり，これに対して，事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間であることから，時間余裕がある。

（添付資料 4.1.9）

(3)　まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，運転員等操作時間には時間余裕がある。

4.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

想定事故1の重大事故等対策における必要な初動対応要員は「4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり17名である。「6.2　重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の37名で対処可能である。

また，必要な招集要員は2名であり，発電所構外から2時間以内に召集可能な要員の71名で対処可能である。

なお，今回評価した原子炉の運転停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と，想定事故1の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中においては，使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長く（原子炉運転開始直

後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで約 1 日以上)，原子炉における事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため，災害対策要員や招集要員により対応可能である。

(2)　必要な資源の評価

想定事故１において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

ａ．水　源

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，7 日間の対応を考慮すると,合計約 2,120m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3,北側淡水池に 2,500m^{3}及び高所淡水池に 2,500m^{3}の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

(添付資料 4.1.10)

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電

源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転を想定して約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 4.1.11）

c．電　源

重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの，電源供給を考慮する負荷については約 250kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 4.1.12）

4.1.5　結　論

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能が喪失し，使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては，可搬型代替注水

大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故１について有効性評価を実施した。

上記の場合においても，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プールの水位を回復させ維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。

また，使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において,操作時間余裕について確認した結果,操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において,操作時間余裕について確認した結果,操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水

系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故１に対して有効である。

第 4.1-1 表　想定事故１における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	操作内容	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール冷却機能喪失の確認	・使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動操作の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 【残留熱除去系系統流量】
使用済燃料プール注水機能喪失の確認	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により，使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。補給水系及び残留熱除去系による注水が困難な場合，使用済燃料プール注水機能喪失であることを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	－	使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 【残留熱除去系系統流量】
使用済燃料プール水位，温度の監視	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。	－	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却機能（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系）の回復操作を実施する。	－	－	－
使用済燃料プール注水機能の回復操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの注水機能の回復操作を実施する。	－	－	－

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作

第 4.1-1 表　想定事故 1 における重大事故等対策について（2／2）

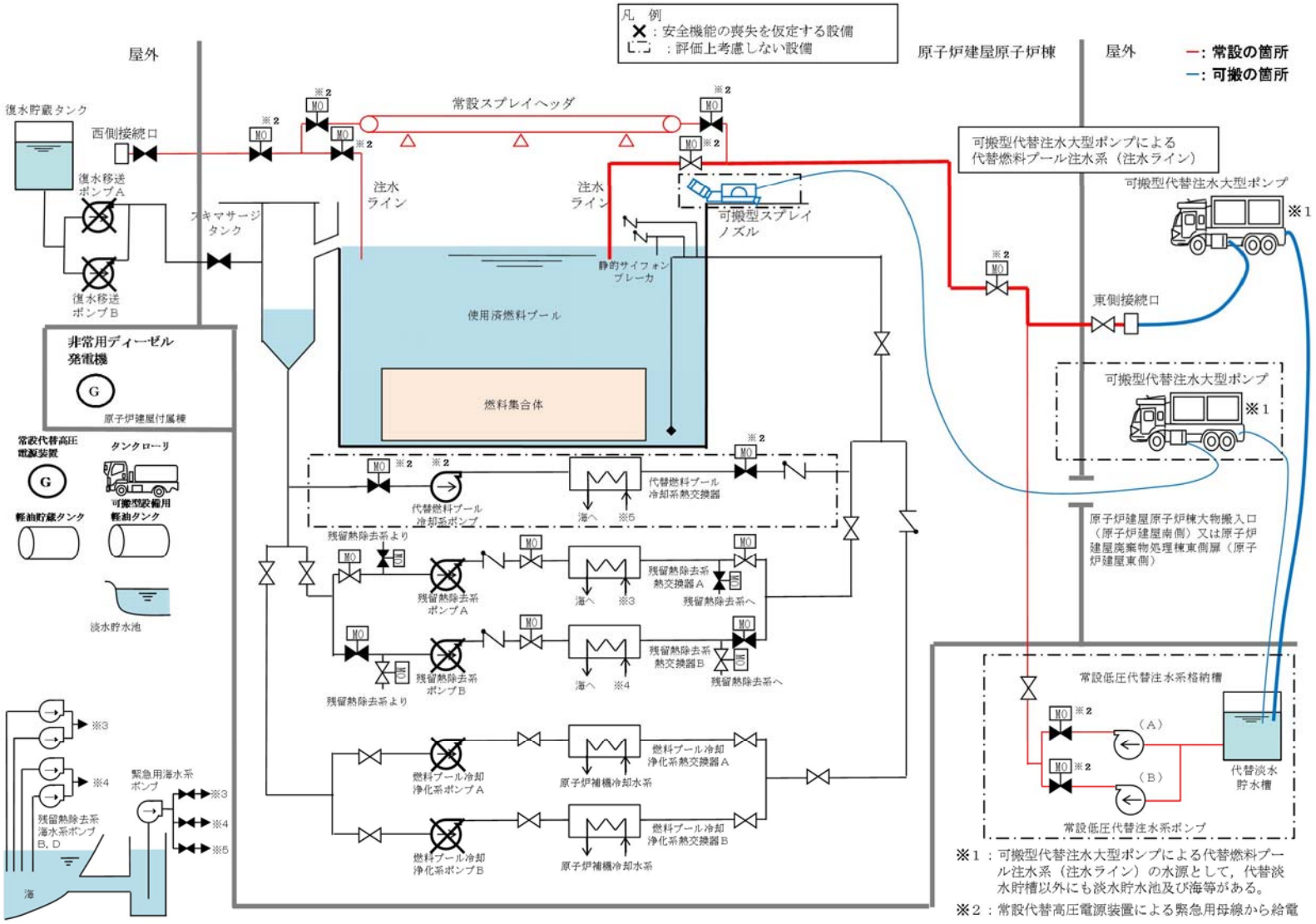
操作及び確認	操作内容	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 代替淡水貯槽水位
可搬型スプレイノズル準備	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備として，ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。	－	可搬型スプレイノズル	－
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の常設配管に設置されている電動弁の開操作を実施する。 ・外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 代替淡水貯槽水位
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設代替高圧電源装置 代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 4.1-2 表　主要評価条件（想定事故１）

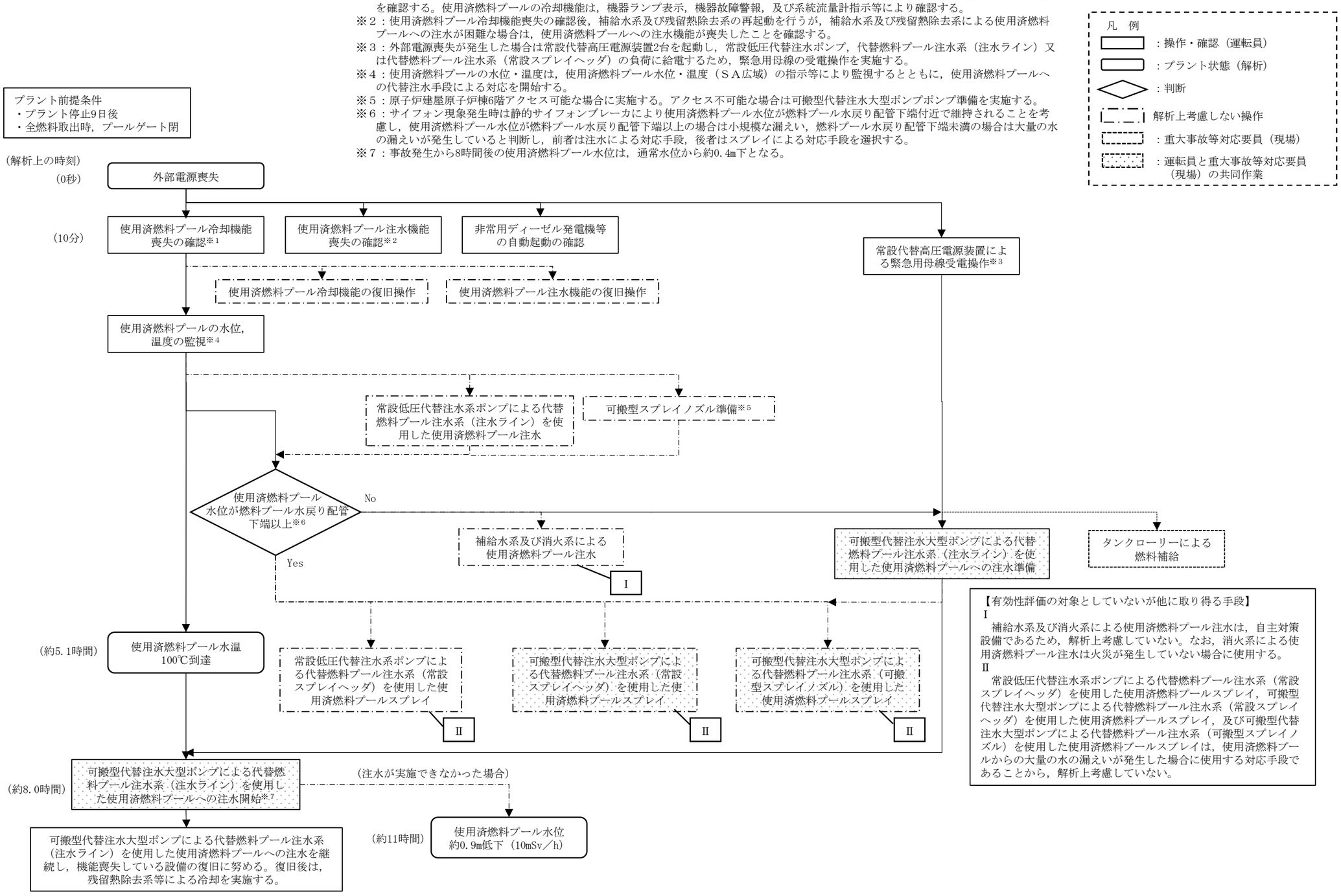
項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 1,189m^3	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため，プールゲート閉時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	通常運　転中の最大値として，保安規定の運転上の制限を設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd／t 炉心燃料：33GWd／t	原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後 9 日）※1 で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し，崩壊熱は ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水流量	50m^3／h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から 8 時間後	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備期間を考慮し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽を維持する最低水位に到達しない時間として設定

※1：東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し，解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 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，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。



第 4.1-1 図　想定事故１の重大事故対策の概略系統図

※１：燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。使用済燃料プールの冷却機能は，機器ランプ表示，機器故障警報，及び系統流量計指示等により確認する。
※２：使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，補給水系及び残留熱除去系の再起動を行うが，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合は，使用済燃料プールへの注水機能が喪失したことを確認する。
※３：外部電源喪失が発生した場合は常設代替高圧電源装置2台を起動し，常設低圧代替注水ポンプ，代替燃料プール注水系（注水ライン）又は代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）の負荷に給電するため，緊急用母線の受電操作を実施する。
※４：使用済燃料プールの水位・温度は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）の指示等により監視するとともに，使用済燃料プールへの代替注水手段による対応を開始する。
※５：原子炉建屋原子炉棟6階アクセス可能な場合に実施する。アクセス不可能な場合は可搬型代替注水大型ポンプポンプ準備を実施する。
※６：サイフォン現象発生時は静的サイフォンブレーカにより使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管下端付近で維持されることを考慮し，使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管下端以上の場合は小規模な漏えい，燃料プール水戻り配管下端未満の場合は大量の水の漏えいが発生していると判断し，前者は注水による対応手段，後者はスプレイによる対応手段を選択する。
※７：事故発生から8時間後の使用済燃料プール水位は，通常水位から約0.4m下となる。

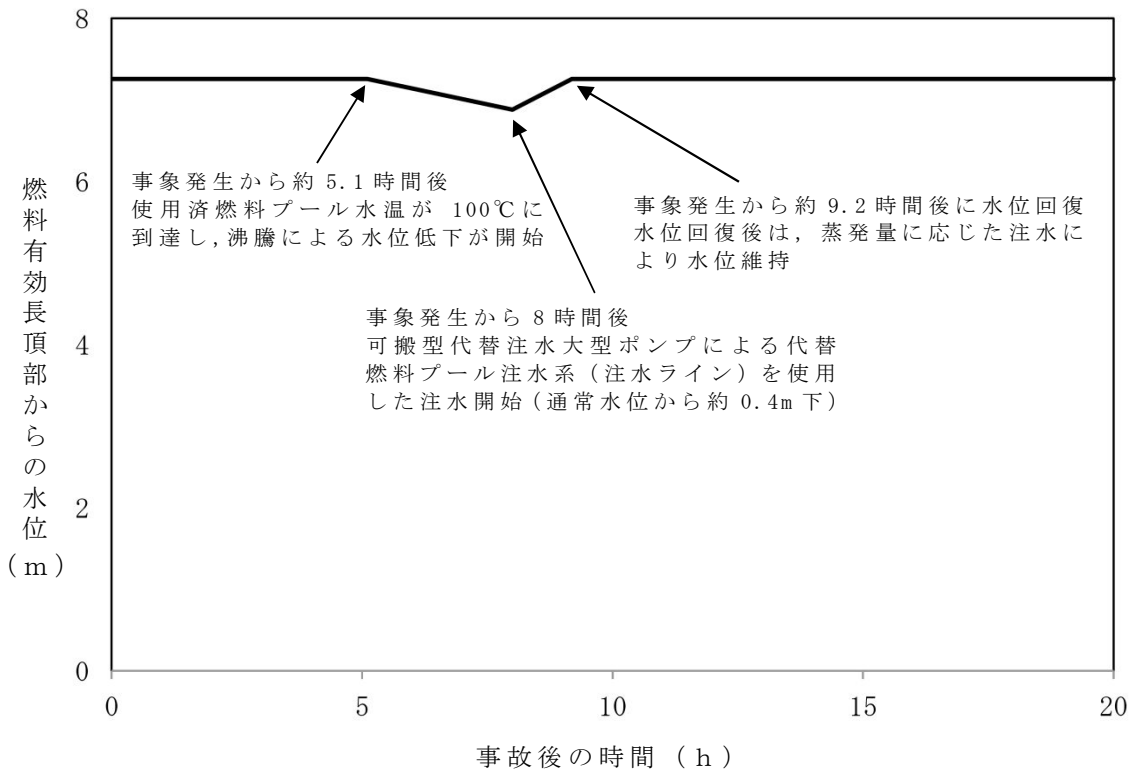


第 4.1-2 図　想定事故１の対応手順の概要

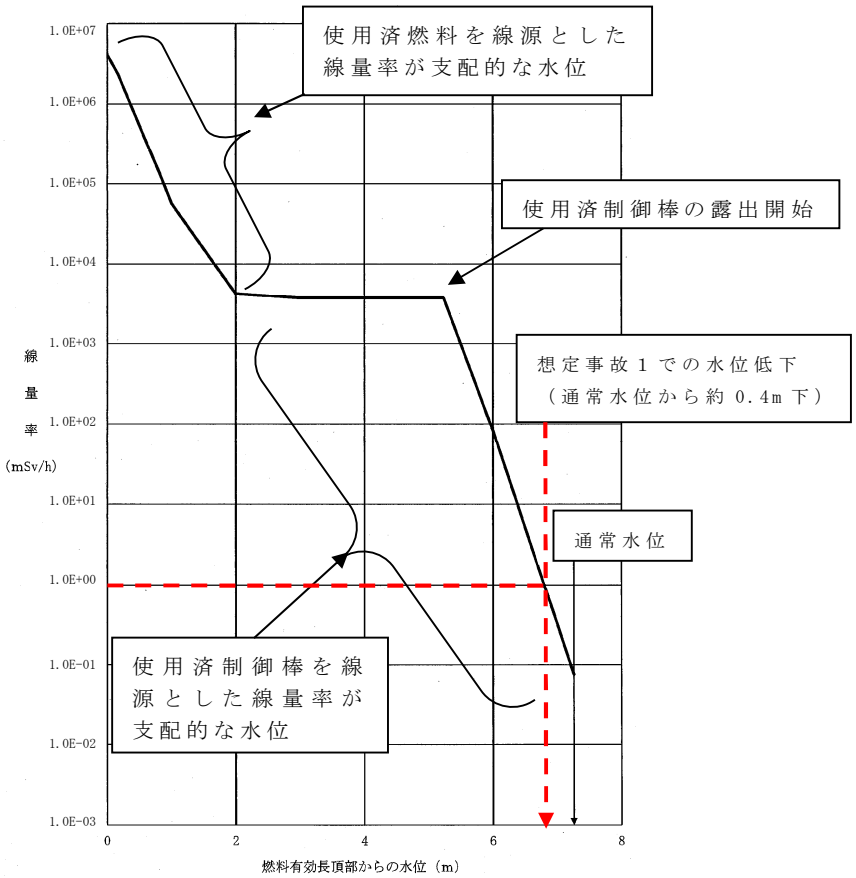
想定事故１

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	備考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約 5.1 時間　使用済燃料プール水温 100℃到達 ▽8 時間　代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プール注水開始	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央監視）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール冷却機能喪失の確認（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系） ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（残留熱除去系及び補給水系）	10 分	
	【1人】 A	－		－	●使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	－	2人 B,C		－	●使用済燃料プール冷却機能の回復操作（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系），失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない 対応可能な要員により実施する
使用済燃料プール注水機能の回復操作	－	【2人】 B,C			●使用済燃料プール注水機能の回復操作（残留熱除去系及び補給水系），失敗原因調査	適宜実施	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成，注水操作	13 分	解析上考慮しない
可搬型スプレイノズル準備	－	－		8人 a～h	●原子炉建屋への移動 ●ホース及び可搬型スプレイノズル設置※ ●可搬型代替注水大型ポンプの保管場所への移動	40 分 125 分 30 分	解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6 階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業を含む
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	－	－		10人 a～j	●アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	
	【1人】 A	－		－	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系の系統構成（電動弁の開操作）	3 分	
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	－	－		【2人】 a,b	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プールへの注水，水位維持	起動後適宜状態監視	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－		2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給操作	90 分	タンクローリの残量に応じて適宜軽油貯蔵タンクから補給
					●可搬型代替注水大型ポンプへの給油操作	適宜実施	
必要人員数　合計	1人 A	2人 B,C		10人　a～ j 及び招集2人			

第 4.1-3 図　想定事故１の作業と所要時間



第 4.1-4 図　使用済燃料プール水位の変化



第 4.1-5 図　線量評価点における線量率と水位の関係

5.2　全交流動力電源喪失

5.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，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，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の交流動力電源供給機能からの給電により原子炉注水機能を確保し，原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替の交流動力電源設備からの給電により最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替高圧電源装置による給電手段及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 5.2-1 図に，対応手順の概要を第 5.2-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故対策における手順と設備との関係を第 5.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 19 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 12 名である。

必要な要員と作業項目について第 5.2-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 19 名で対処可能である。

ａ．全交流動力電源喪失の確認

原子炉の運転停止中に，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止による崩壊熱除去機

能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量である。

b．作業員への退避指示

発電長は，全交流動力電源喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。

（添付資料 5.1.1）

c．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，中央制御室からの遠隔操作によって，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧等である。

d．電源確保操作対応

全交流動力電源喪失の確認後，対応可能な要員により非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

e．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。

f．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が100℃に到達すると，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）１弁を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

ｈ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。

原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）及び低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

ｉ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｊ．原子炉保護系母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。

ｋ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電

操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始を確認するために必要な計装は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。

１．使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

5.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失する「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスは,運転停止中のいずれのプラント状態（ＰＯＳ）においても起こり得るため，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から,「ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として，評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また，他のＰＯＳも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。

また，評価条件の不確かさの影響評価として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与え

る影響及び操作時間余裕を評価する。

（添付資料 5.1.2，5.1.3）

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2-2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しくなる未開放時の評価に包絡される。

(b)　崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－５．１－１９７９の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止１日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 18.8MW である。

なお，崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約 27m^3／h である。

（添付資料 5.1.4）

(c)　原子炉初期水位及び初期水温

事象発生前の原子炉の水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である 52℃とする。

(d)　原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，解析上，水位低下量を厳しく見積もるために，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものと

する※。

※：実操作では常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

b．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は，崩壊熱による蒸発量と同等の流量として，27m^3／hを設定するものとする。

(b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

伝熱容量は，熱交換器1基当たり43MW（原子炉冷却材温度100℃，

海水温度 32℃において）とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は，事象発生 25 分後に完了する。

(b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は，非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 4 時間 10 分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第 5.2-4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2-5 図に示す。

a．　事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより，原子炉水温が上昇し，約 1.1 時間後に沸騰，蒸発することで原子炉水位は低下し始めるが，事象発生後速やかに全交流動力電源喪失を判断し，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し，事象発生から 25 分経過した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作を完了し，原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。

事象発生から 4 時間 10 分経過した時点で，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉圧力容器の除熱を開始することによって，

原子炉水温は低下する。

b．　評価項目等

原子炉水位は，第5.2-4図に示すとおり，蒸発量に応じた注水により通常運転水位付近で維持でき，燃料有効長頂部は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり，第5.2-5図に示すとおり，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／h※が確保される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上（通常水位から約3.6m下）まで低下することがないため，放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした10mSv／hを下回る）。なお，線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。

なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については，現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。

事象発生から4時間10分経過した時点で，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開することにより，安定状態を維持できる。

以上により，本評価では，「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

※：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv／hと設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時の，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要時間は2.1時間（保管場所から原子炉建屋原子炉棟6階への移動時間を

含む）以内であることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約 3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

（添付資料 5.1.6，5.2.1）

5.2.3　不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは,原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，常設代替高圧電源装置による受電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.2-2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件

とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱，事象発生前の原子炉初期水温，原子炉初期水位，原子炉初期圧力及び原子炉圧力容器の状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため，時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため，燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなるが，注

水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して，最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やかになるが,注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器開放状態とした場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。逆に原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短

くなる。原子炉停止から 12 時間後（ＰＯＳ－Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態）の燃料の崩壊熱によって原子炉冷却材温度が 100℃に到達するまでの時間余裕が約 0.9 時間であることに対し，事象発生から 25 分経過した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作を完了し，原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができるため，原子炉水位が必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が確保される水位）を下回ることはなく,評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合,評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから，原子炉冷却材の沸騰開始までの時間余裕が長くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため，燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり,本評価条件の不確かさとして,最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくな

る。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放状態の場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器が開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が，運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動による原子炉注水準備操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から25分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作後に実施するため，受電操作の完了時刻の影響を受けるが，実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替高圧電源装置からの緊急用母線の受電，及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 5.2.2）

(2)　操作時間余裕の把握

操作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での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の時間余裕については，原子炉水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 6.3 時間であり，事象発生から 25 分で原子炉注水準備が完了するため，十分な時間余裕を確保できる。

（添付資料 5.2.2）

(3)　まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に対する十分な時間余裕を確保でき,評価項目となるパラメータに与える影響はない。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間に対して一定の時間余裕がある。

5.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「5.2.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 37 名で対応可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 90m^{3}必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく注水継続が可能である。

（添付資料 5.2.3）

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要とな

る。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 5.2.4）

c．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,255kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 5.2.5）

5.2.5　結　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の供給手段，及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉の除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評

価を行った。

上記の場合においても，常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の給電,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉圧力容器の除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，常設代替高圧電源装置からの給電による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水及び常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を用いた原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 5.2-1 表　全交流動力電源喪失における重大事故対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	・原子炉の運転停止中に，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで全交流動力電源喪失となり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。	所内常設直流電源設備	－	－
作業員への退避指示	・発電長は，全交流動力電源喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。 ・以上により，早期の電源回復不能と判断する。 ・これにより，中央制御室からの遠隔操作によって，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 5.2-1 表　全交流動力電源喪失における重大事故対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が 100℃に到達して原子炉圧力が上昇したことを確認し，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 弁を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能） 所内常設直流電源設備	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 代替淡水貯槽	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ，２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧

：有効性評価上考慮しない操作

第 5.2-1 表　全交流動力電源喪失における重大事故対策について（3／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉保護系母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	－	－	－
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	・常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。 ・崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系海水系系統流量】
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

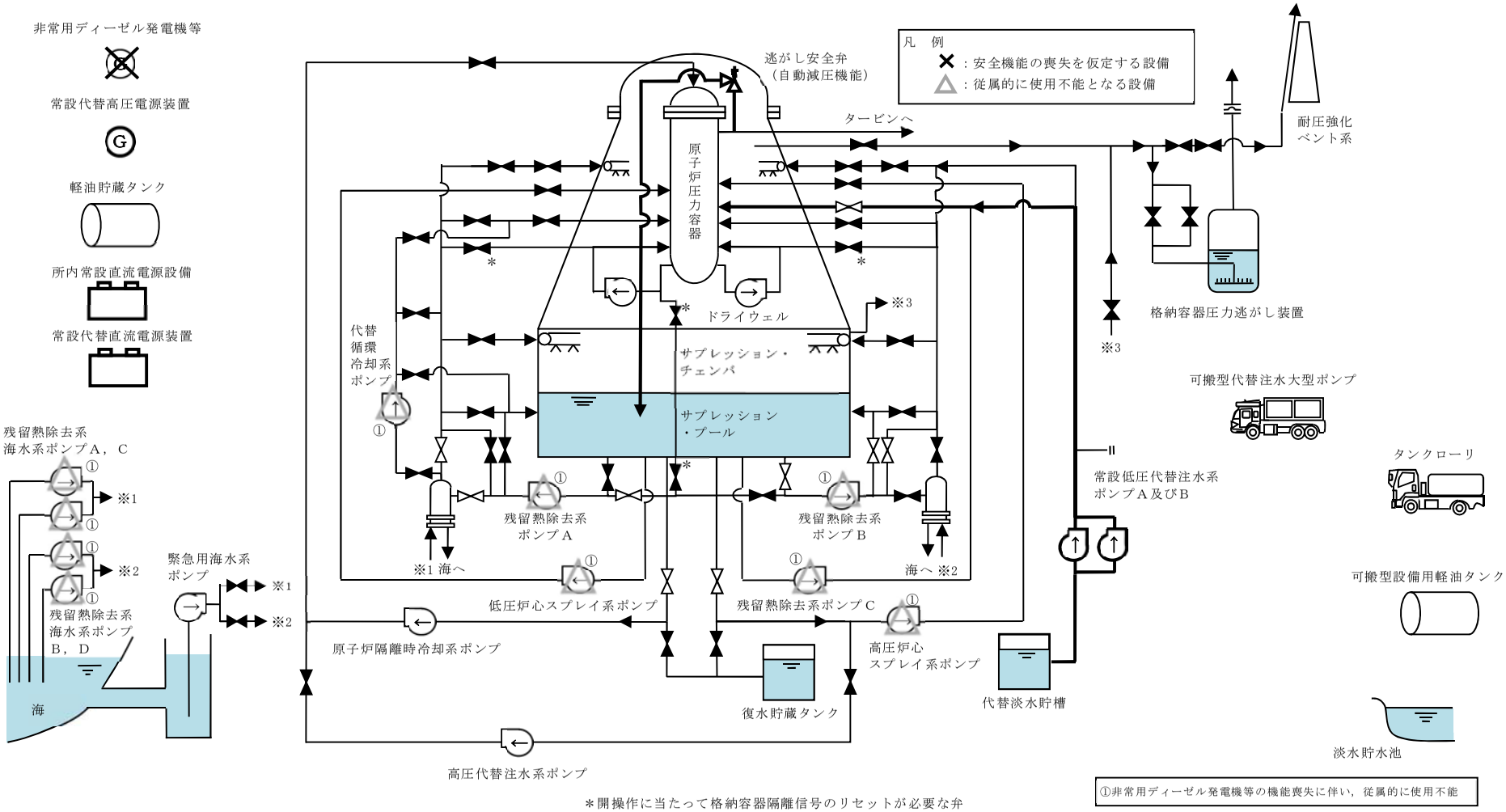
第 5.2-2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW ANSI／ANS-5.1-1979 （9×9燃料（A型），燃焼度33GWd／t，原子炉停止1日後※）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	原子炉初期水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	原子炉の運転停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	外部水源の温度	35℃	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による，外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として外部電源の喪失を設定

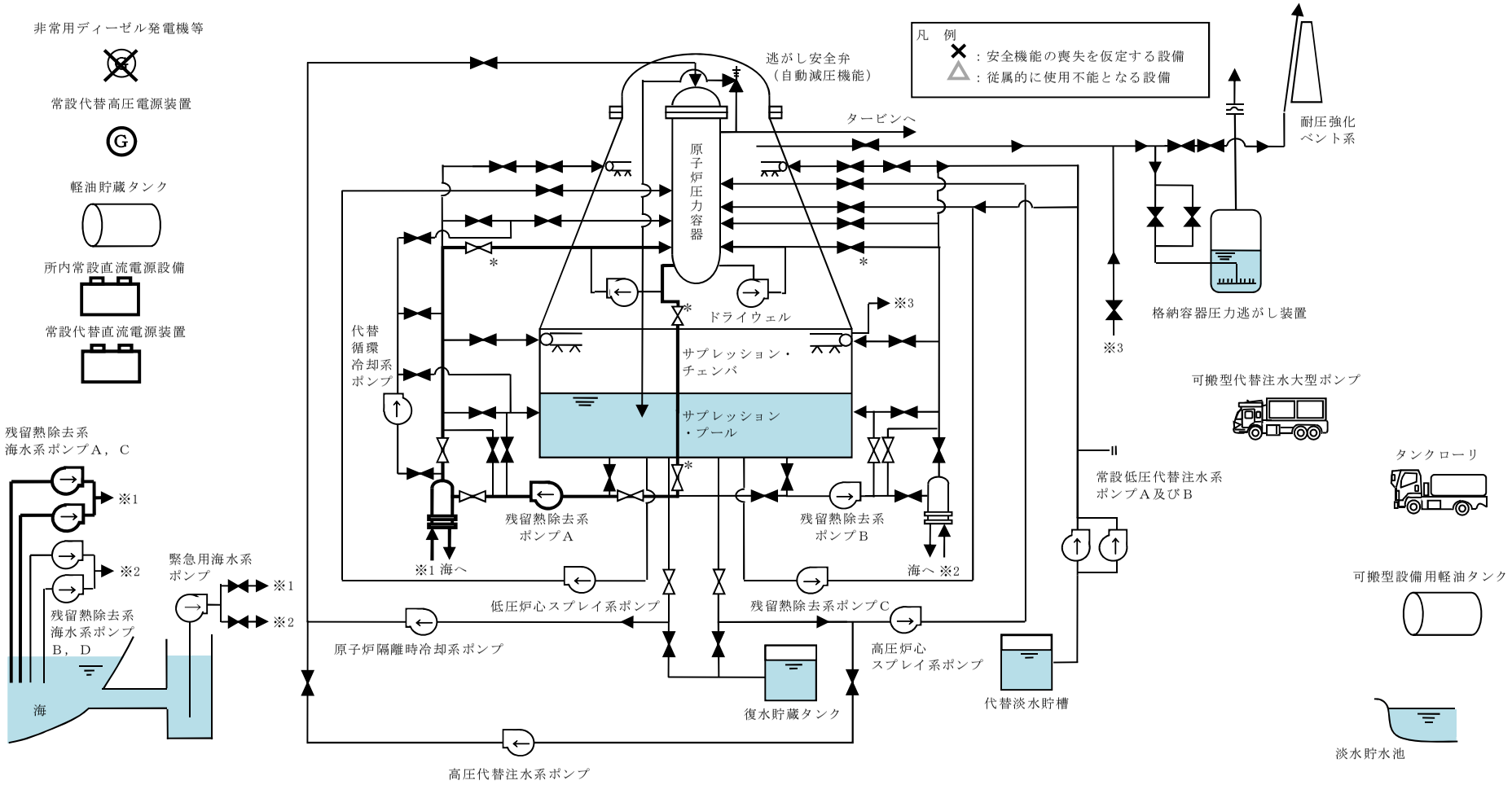
※：原子炉停止１日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 5.2-2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量	27m^3／h	崩壊熱による蒸発量と同等の注水流量を設定
	残留熱除去系海水系	伝熱容量：約43MW （原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）起動準備操作	事象発生から 25 分後	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	事象発生から 4 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用交流母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

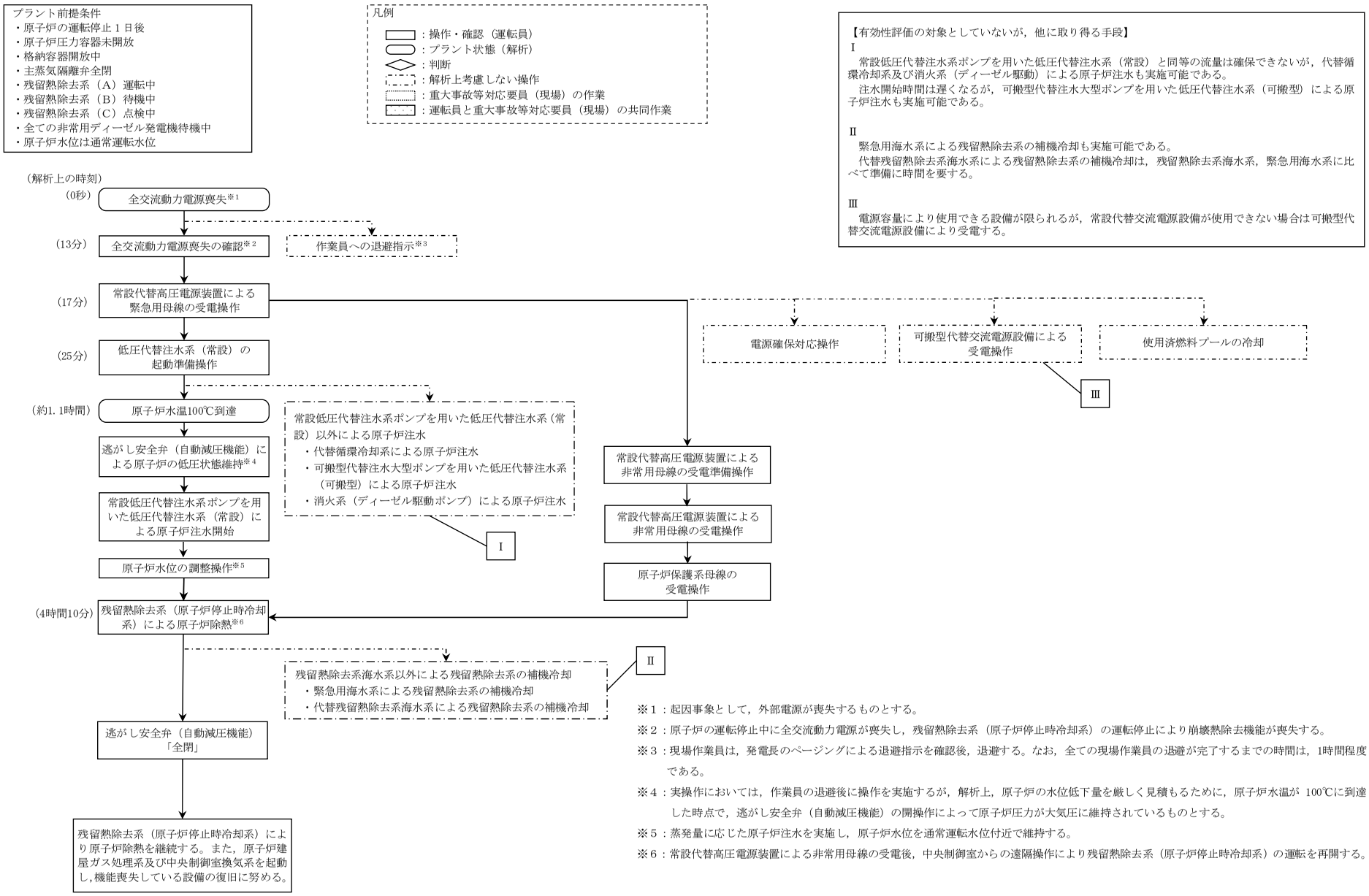


第 5.2-1 図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）
（原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））



＊開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

第 5.2-1 図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）
（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））



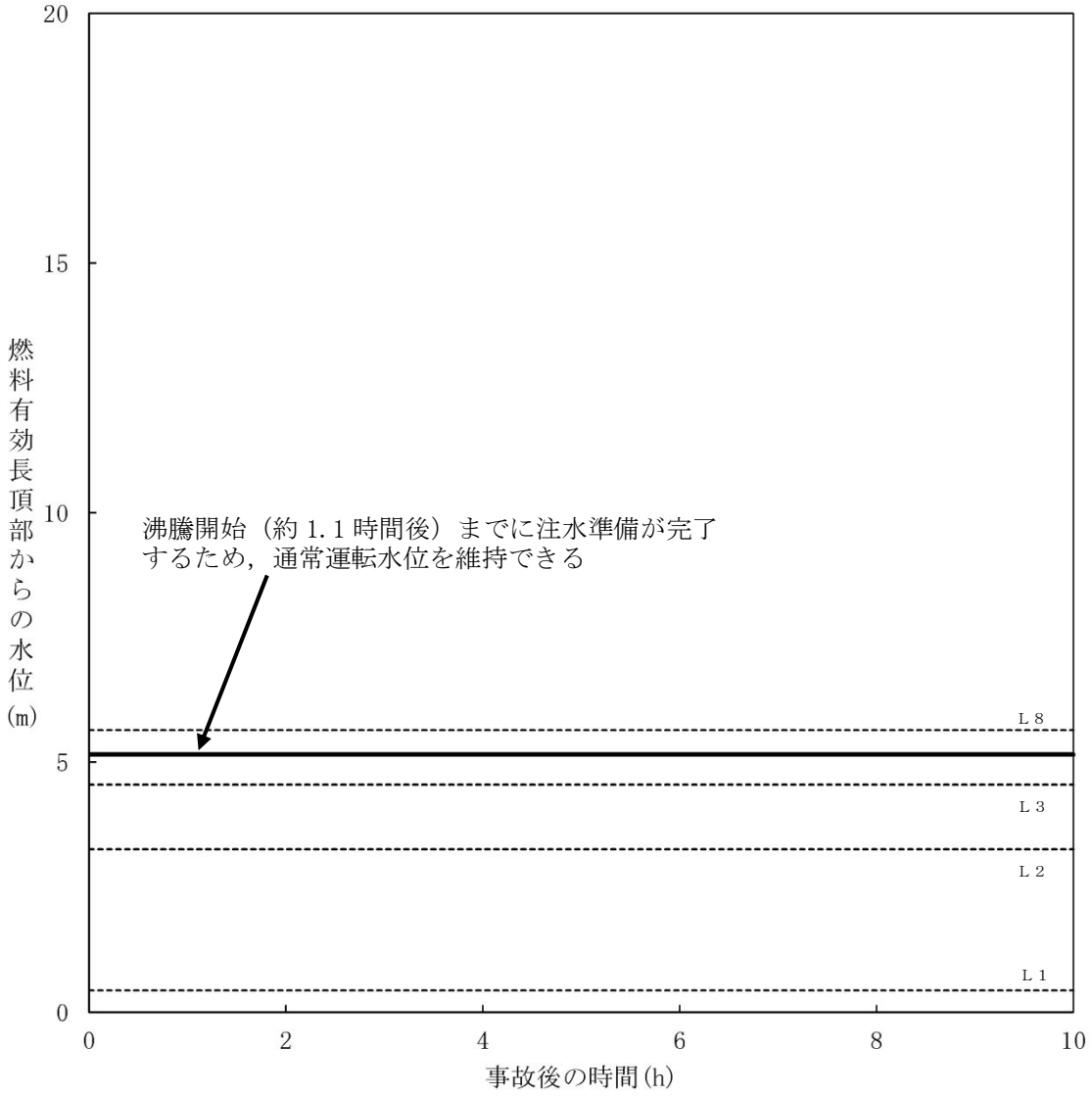
第 5.2-2 図　全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

停止中の全交流動力電源喪失

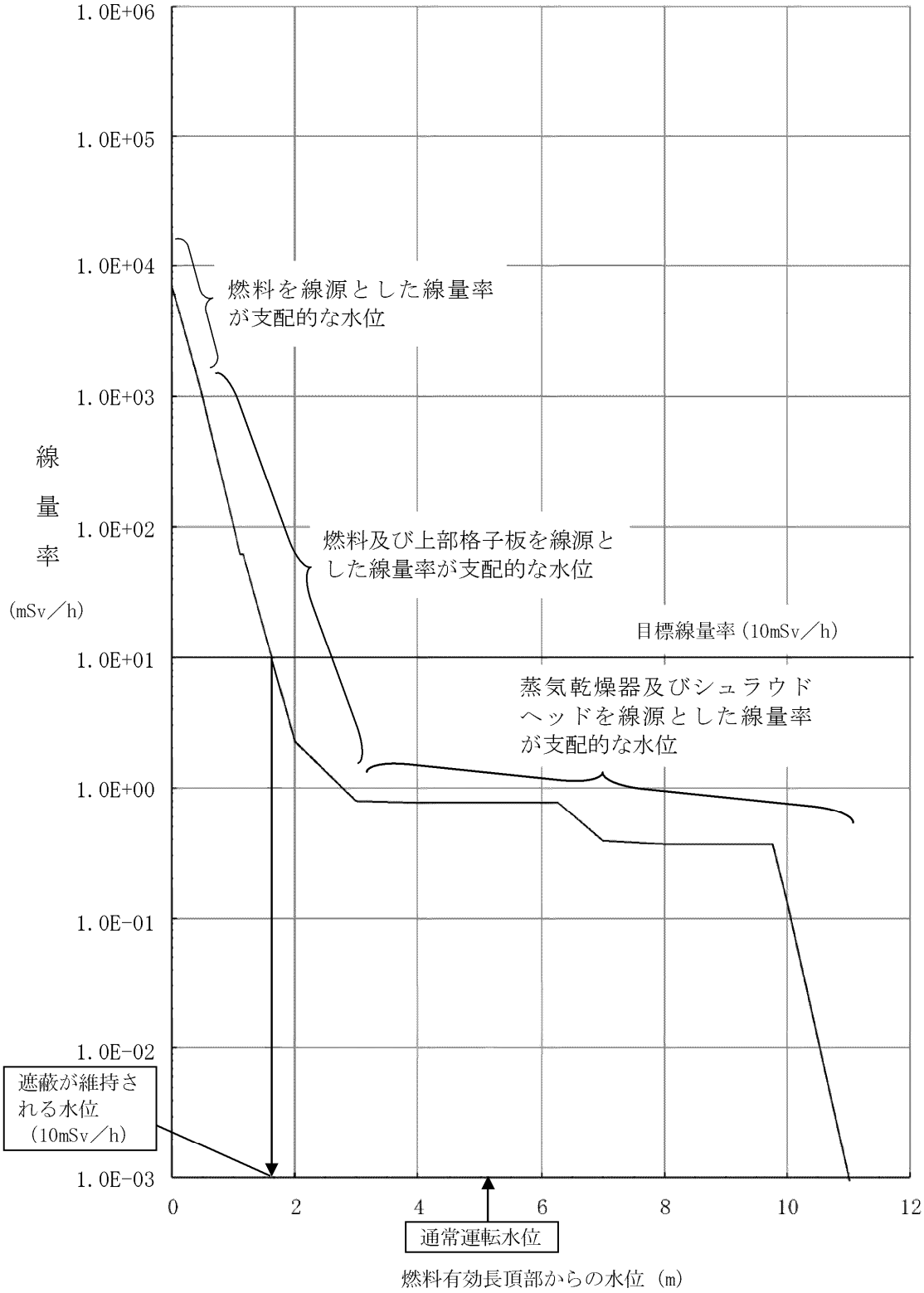
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容	経過時間（時間） 0 1 2 3 4 5 55	備考
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	10 分	
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	1 分 2 分	
作業員への退避指示	－	－		－	●発電長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で発電長が指示する
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線の受電操作	4 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成	4 分 3 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 A	－		－	●非常用母線の受電準備	35 分	
	－	2人 B, C		－	●非常用母線の受電準備	70 分	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近に維持	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電	8 分 5 分	
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10 分	
	－	【2人】 B, C		－	●原子炉保護系母線の復旧操作	85 分	
	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧操作	40 分	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	【1人】 A	－		－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動準備 ●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視	6 分 4 分 適宜実施	残留熱除去系（A）
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 20 分 15 分	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する 解析上考慮しない 約55時間までに実施する
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－		10人 c～l	●アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない
必要要員　合計	1人 A	2人 B, C		12人　a～l			

事象発生
約 10 分　プラント状況判断
13 分　全交流動力電源喪失の確認
25 分　低圧代替注水系（常設）準備完了
約 1.1 時間　原子炉水温 100℃到達
4 時間 10 分　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転開始

第 5.2-3 図　全交流動力電源喪失時の作業と所要時間



第5.2-4図　全交流動力電源喪失における原子炉水位の変化



第 5.2-5 図　原子炉水位と線量率

5.4　反応度の誤投入

5.4.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「反応度の誤投入」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，反応度の誤投入により，原子炉が臨界に達することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため,運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には,原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対して制御棒の引き抜きの制限及びスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対しては，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。対応手順の概要を第 5.4-1 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故

等対策における手順と設備との関係を第5.4-1表に示す。

本事故シーケンスにおいては，重大事故等対策は全て自動で作動するため，中央制御室の運転員による確認のみであり，対応操作の要員は不要である。

なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認については，中央制御室の運転員１名で実施可能である。

ａ．ＣＲ－２※の「連続引き抜き」（誤操作による反応度誤投入）

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることにより，臨界に達する。

原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域計装である。

※：ＣＲ－２：最大反応度価値制御棒（ＣＲ－１）の対角隣接の制御棒

ｂ．反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認

制御棒の誤引き抜きによる反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短短（10秒）信号が発生することで原子炉はスクラムし，制御棒が全挿入となり，原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，起動領域計装である。

5.4.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った

操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事象」である。

運転停止中の原子炉においては，不用意な臨界の発生を防止するため，停止余裕（最大反応度価値を有する１本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに，通常は原子炉モード・スイッチを「燃料交換」位置として，1 本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら，運転停止中の原子炉においても，検査等の実施に伴い，原子炉モード・スイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合，制御棒の引き抜きは原則として 1 ノッチずつ操作を行い，起動領域計装により中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは，誤操作によって制御棒が過剰に引き抜かれることにより臨界に至る反応度が投入されるため，炉心における核分裂出力，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，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。

よって，この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードＡＰＥＸにより炉心平均中性子束の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに，解析コード及び解析条件の不確かさのうち，評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては，「5.4.3(3)　感度解析」において，それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.4-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して，評価する炉心状態は，平衡炉心のサイクル初期とする。

(b)　実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は 1.0 とする。

(c)　原子炉初期出力，原子炉初期圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉初期出力は定格値の 10^{-8}，原子炉初期圧力は 0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は 20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は 8kJ／kgUO_2とする。

ｂ．事故条件

(a)　起因事象

運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b)　誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は，最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とし，事象を厳しく評価するため，最大反応度価値を有

する制御棒が引き抜かれている状態での原子炉の臨界状態と，その状態からの連続的な誤引き抜きを想定する。誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1.71％Δk である。引き抜き制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

なお，通常，制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，停止余裕検査時において，連続的に制御棒を引き抜くことはないため，上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近接におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが，冷温臨界検査においては，臨界近接における制御棒の反応度価値を 1.0％Δk 以下となるよう管理しており，臨界状態からの誤引き抜きにより反応度価値約 1.71％Δk が加わる上記の評価に包含されるものと考える。

(c) 外部電源

制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要である。外部電源がない状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ，外部電源は使用できるものとする。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引き抜き速度

制御棒は,引き抜き速度の上限値 9.1cm／s にて連続で引き抜かれるものとする※。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

※：あらかじめ停止余裕が確認されている場合，一本目の制御棒の全挿入状態からの全引き抜き操作，及び反応度価値の小さい制御棒位置（30Pos.）以降の制御棒引抜操作については，連続引き抜きが実施可能な手順としてい

る。そのため，ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b)　原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号によるものとする。スクラム反応度曲線を第 5.4-3 図に示す。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件はない。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの対応手順の概要を第 5.4-1 図に，炉心平均中性子束の推移を第 5.4-4 図に示す。

a．事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号が発生し，原子炉はスクラムする。このとき，投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：0.68％Δk）であるが，原子炉出力は定格出力の約 15％まで上昇するにとどまる。また，燃料エンタルピは最大で約 85kJ／kgUO_2であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である 272kJ／kgUO_2（65cal／gUO_2）を超えることはない。燃料エンタルピ増分の最大値は約 77kJ／kgUO_2であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd／t 以上の燃料に対するペレット－被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安

である，ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ／kgＵＯ$_2$（40cal／gＵＯ$_2$）を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

ｂ．評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの，原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお，原子炉水位に有意な変動はないため，燃料有効長頂部は冠水を維持しており，放射線の遮蔽は維持される。

以上により，本評価では，「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

（添付資料 5.4.1）

5.4.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，自動作動する原子炉緊急停止系により，自動的に原子炉をスクラムさせることで，プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため，運転員等操作はなく，操作時間が与える影響等はない。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価を行う重要現象は，「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」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは,「5.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさは，実験にて 7～9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約 9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。

（添付資料 5.4.2）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.4-2 表に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心状態，実効増倍率，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度，誤引き抜きされる制御棒，制御棒引き抜き速度，制御棒引き抜き阻止及びスクラム信号に関する影響の評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは,「5.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが,「(5)　評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

実効増倍率について,実際の炉心設計では,設計上の余裕を見込み,最大反応度価値を持つ制御棒 1 本が完全に引き抜かれた状態でも，炉心の実効増倍率の計算値は，常に 0.99 未満となるよう設計する。実効増倍率が 0.99 の場合は,臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も 0.96 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 10kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 1kJ／kgＵＯ$_2$）と小さくなり，即発臨界に至らないこととなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。原子炉初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが,「(5)評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，原子炉初期出力の不確かさの影響を確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5)　評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期燃料温度の不確かさの影響を確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

制御棒引抜阻止は，本評価において期待していないが，これに期待した場合，運転員が事象を認知して速やかに制御棒を挿入し，事象が収束するため,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

本重要事故シーケンスは,「5.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作に関する条件はない。

（添付資料 5.4.2）

(3)　感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果，制御棒反応度効果及び実効遅発中性子割合は評価項目となるパラメータに影響を与えることから，本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施する。

ドップラ反応度を＋10％とした場合の燃料エンタルピ最大値は約 80kJ／kgＵＯ$_2$（増分の最大値：約 72kJ／kgＵＯ$_2$），－10％とした場合の燃料エンタルピ最大値は約92kJ／kgＵＯ$_2$(増分の最大値:約83kJ／kgＵＯ$_2$)，また制御棒反応度を＋10％とした場合に投入される反応度は 1.15 ドル(燃料エンタルピ最大値：約 102kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 94kJ／kgＵ

O_2），－10%とした場合に投入される反応度は 1.12 ドル，実効遅発中性子割合を＋10%とした場合に投入される反応度は 1.11 ドル，－10%とした場合に投入される反応度は 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 90kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 82kJ／kgUO_2）であり，これらの不確かさを考慮しても燃料の健全性に影響がない。

（添付資料 5.4.2）

(4)　操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，操作時間余裕に関する影響はない。

(5)　解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてＢ型平衡炉心の反応度印加率を包含した評価においても，投入される反応度は 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：79.6kJ／kgUO_2，燃料エンタルピの増分の最大値：71.2kJ／kgUO_2）に留まることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。定格出力の 10^{-8} の 10 倍及び 1／10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（1.13 ドル）と大きく差異がない，1.09 ドル（10 倍）及び 1.17 ドル（燃

料エンタルピ最大値：約 123kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 115kJ／kgＵＯ$_2$）（1／10 倍）であることから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさ※が与える影響を評価した。初期燃料温度を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度（52℃）を考慮して 60℃とした場合の感度解析を実施し，1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 96kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 80kJ／kgＵＯ$_2$）であった。有効性評価での結果（1.13 ドル，燃料エンタルピ最大値：約 85kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 77kJ／kgＵＯ$_2$）と大きな差異がないことから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

※：本評価で評価対象とした９×９燃料では，初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に，Ｇｄの燃焼やＰｕの蓄積により，結果が厳しくなる場合がある。

（添付資料 5.4.2，5.4.4，5.4.5）

(6)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。感度解析結果より，不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できる。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，自動作動する原子炉緊急停止系により，自動的に制御棒の引き抜きを阻止するとともに原子炉スクラムすることで，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

5.4.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

ａ．水　源

本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。

ｂ．燃　料

本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。

ｃ．電　源

本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。

5.4.5　結　論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により制御棒の過剰な引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「制御

棒１本が全引き抜きされている状態から，その隣接制御棒の１本が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉停止機能により，燃料が損傷することはなく，未臨界を維持することが可能である。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため，対応の要員の確保は不要である。また，スクラム動作後の原子炉の状態確認については，中央制御室の運転員１名で実施可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

第 5.4-1 表　反応度の誤投入における重大事故対策について

操作及び確認	手 順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ＣＲ－２の「連続引き抜き」（誤操作による反応度誤投入）	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることにより，臨界に達する。	－	－	起動領域計装
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号で原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。	－	－	起動領域計装

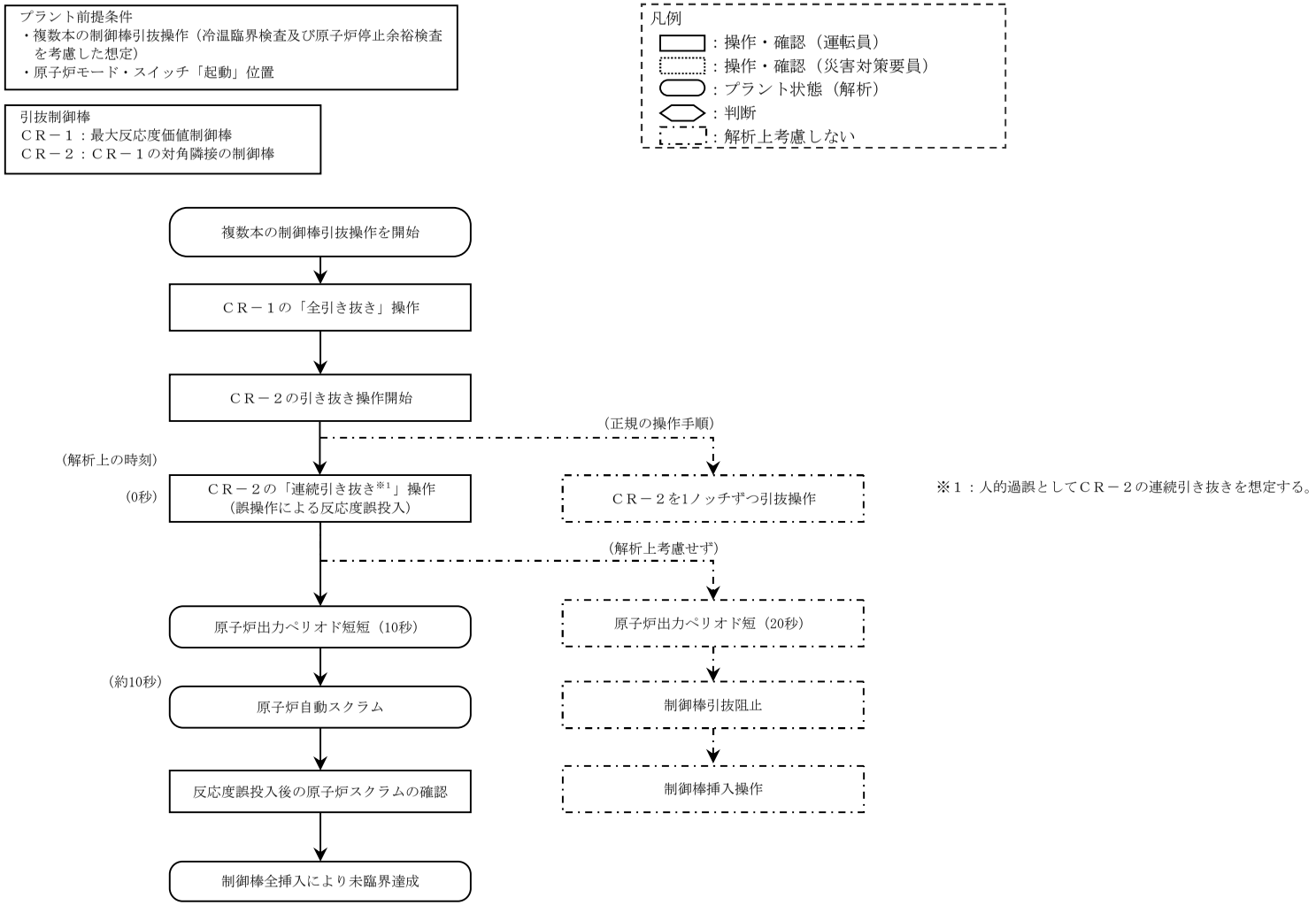
第5.4-2表　主要解析条件（反応度の誤投入）（1／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード		ＡＰＥＸ	－
初期条件	炉心状態	平衡炉心サイクル初期	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期出力	定格出力の10^{-8}	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期圧力	0.0MPa[gage]	停止時余裕検査時の原子炉圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	冷却材温度が低い場合，水密度が大きくなり投入反応度が増加する傾向にあるため，冷却材温度の運用の下限値を設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ／kgUO_2	冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において，最大反応度価値の制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する なお，通常，制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，停止余裕検査時において，連続的に制御棒を引き抜くことはないため，上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近接におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが，冷温臨界検査においては，臨界近接における制御棒の反応度価値を1.0％Δk以下となるよう管理しており，臨界状態からの誤引き抜きにより反応度価値約1.71％Δkが加わる上記の評価に包含されるものと考える
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値制御棒及びその対角隣接の制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査を考慮し設定（誤引き抜きされる制御棒1本の反応度価値は約1.71％Δk）。 引抜制御棒反応度曲線は，第5.4-2図のとおり。
	外部電源	外部電源あり	制御棒引抜操作には外部電源が必要となるため，外部電源があるものとして想定

第 5.4-2 表　主要解析条件（反応度の誤投入）（2／2）

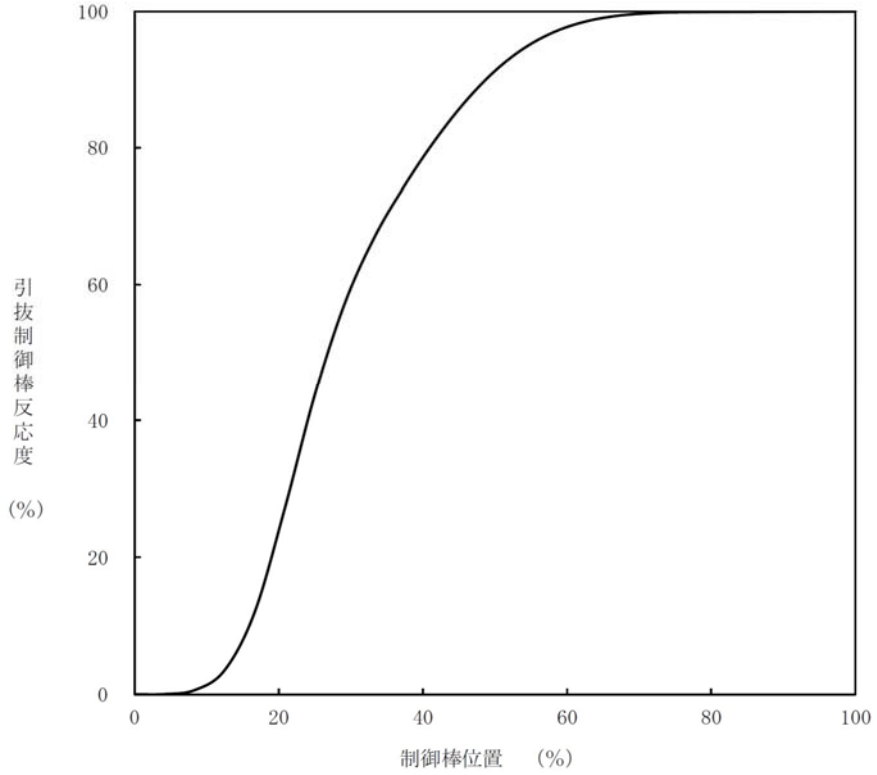
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm／s	引き抜き速度の上限値を設定
	起動領域計装のバイパス状態	A，Bチャンネルそれぞれ１個	A，Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が１個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより，厳しい評価となる
	制御棒引抜阻止信号	期待しない（原子炉出力ペリオド短信号（20秒））	制御棒の引き抜きが制限されないことにより，制御棒の誤操作の量が増加し，厳しい評価となる
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短短信号（10秒）	起動領域計装のスクラム機能を設定※

※：複数の制御棒引抜を伴う検査の実施する際において，発電長が最初の制御棒引抜開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の機能が維持されていること（指示値の異常有無確認，点検記録及び校正記録等の確認等），制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで，必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。
そのため，本事象においてスクラム信号の機能に期待できる。

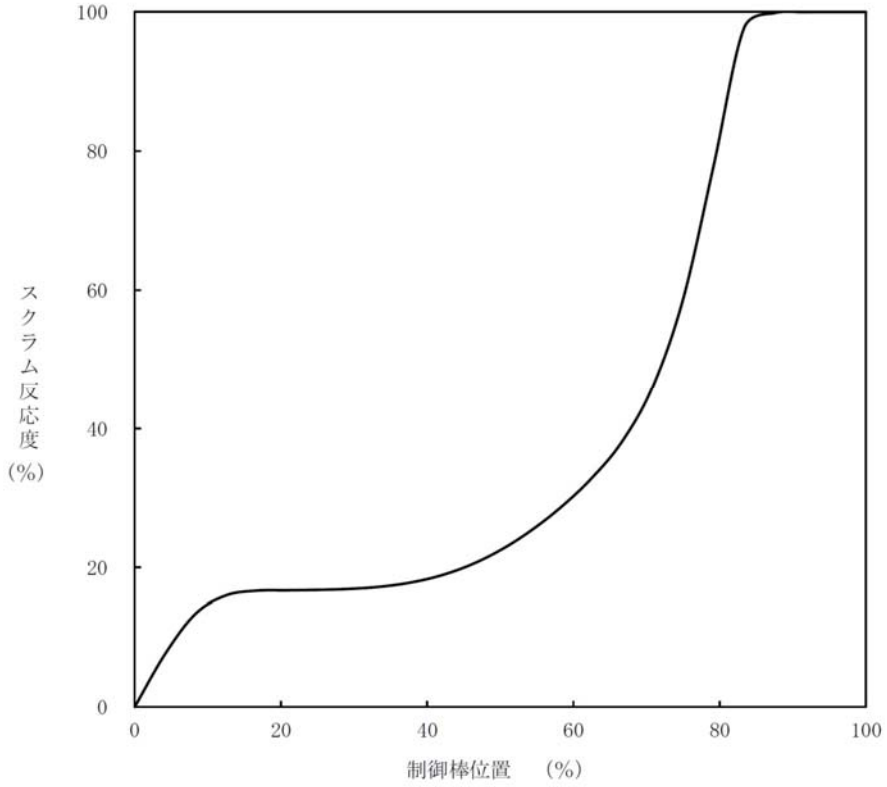


※１：人的過誤としてＣＲ－２の連続引き抜きを想定する。

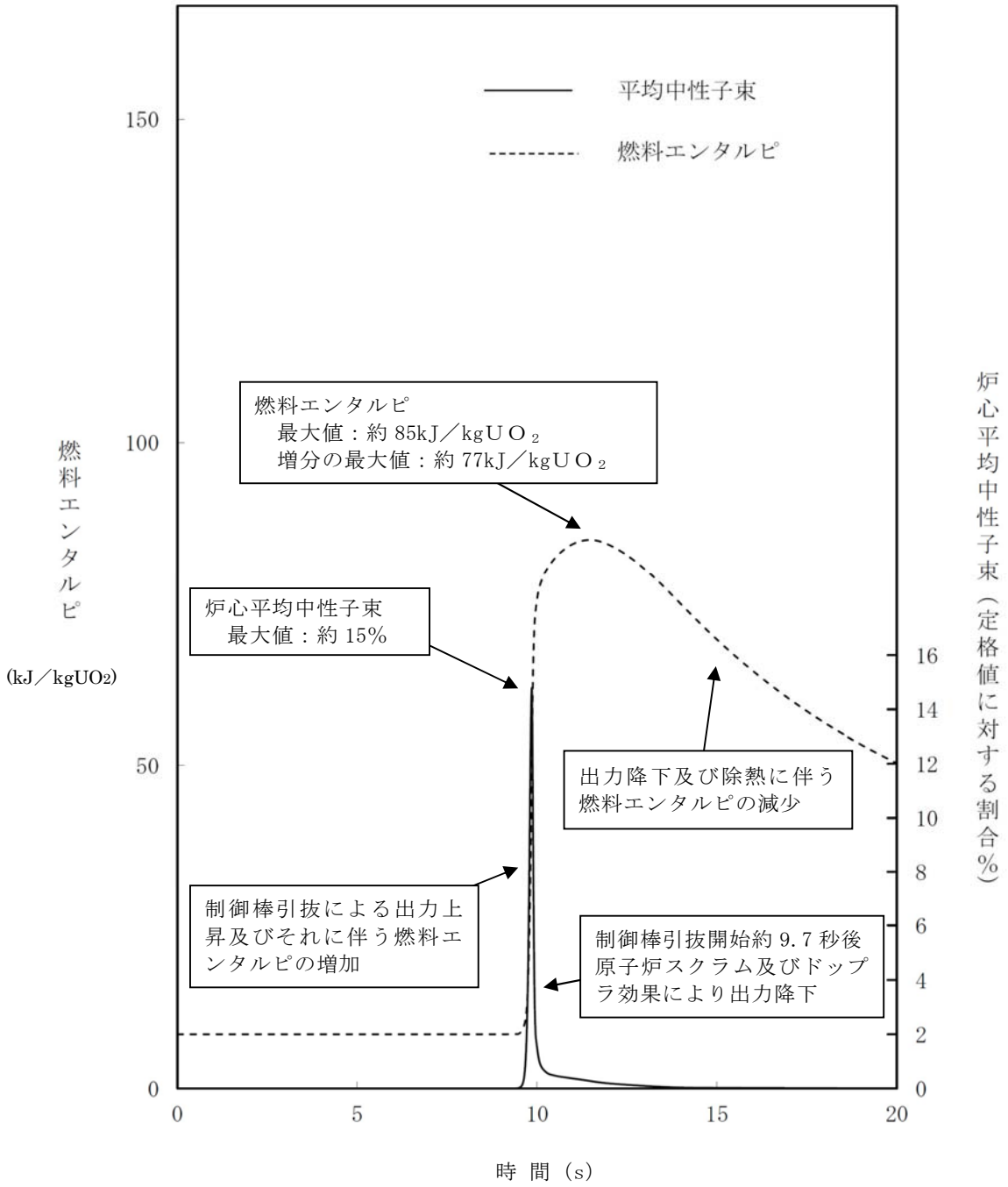
第 5.4-1 図　事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要



第 5.4-2 図　反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線



第 5.4-3 図　反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線



第 5.4-4 図　反応度の誤投入における事象変化

原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について

1．はじめに

反応度誤投入事象の評価条件である原子炉初期出力（臨界状態）について，ノミナル値を定格出力の 10^{-8}倍とし，また，感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることが，妥当であることを以下に示す。

2．長期停止による原子炉初期出力への影響

原子炉初期出力は,一般に中性子源の強さに比例し,未臨界度に反比例する。長期停止に伴い，主に^{241}Am の蓄積によって未臨界度は深くなるが，長期停止後も短期停止後と同様の燃料配置換え等が行われることにより，その影響は緩和される。一方，中性子源の強さについては，停止後 30 日程度には起動領域計装（ＳＲＮＭ）のカウント数として８割以上を占め，停止中の原子炉における主要な中性子源となる^{242}Cm（半減期 163 日）及び^{244}Cm（半減期 18.1 年）の半減期を考慮すると，10 年程度の停止期間の場合，停止時中性子束は低下するものの停止後 30 日程度（短期停止を想定）の中性子束の 0.1 倍には至らない。また,停止期間が相当期間に渡っても,Cm の減衰について第 1 図に示すとおり，感度解析の範囲内である。

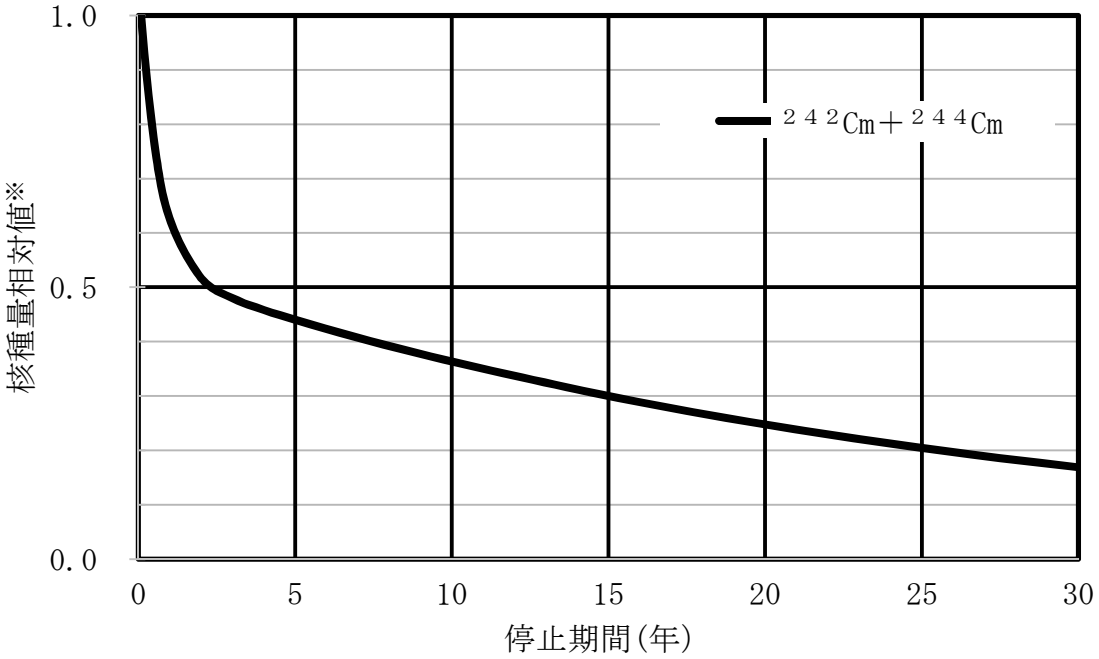
3．感度解析における初期出力範囲の根拠

反応度誤投入解析における初期出力は，低い方が投入反応度を厳しくする傾向がある。減速材温度が低温時の原子炉臨界時出力は，約 1 年の停止期間後の実績を含む臨界実績として定格出力の 10^{-8}～10^{-5}倍であることから，なるべく低出力側をノミナル値とし，定格出力の 10^{-8}倍としている。低出力側の下限値としては，保守的に更に 1 桁分の範囲をとり，定格出力の 10^{-9}倍としてい

る。これは，第 1 図より核種量相対値が 0.1 となる（1 桁下がる）までの停止期間を参照すると，十分な範囲と言える。高出力側の上限値としては，低出力側と同様に 1 桁分の範囲をとり，定格出力の 10^{-7} 倍としている。

4. まとめ

長期停止の影響を含め，初期出力の不確かさが与える影響を感度解析の範囲が十分に含んでいると言えることから，ノミナル値である定格出力の 10^{-8} 倍を初期出力とし，感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることは妥当である。



※：停止後 30 日の核種量を 1.0 としてプロット

第 1 図　^{242}Cm＋^{244}Cm の減衰

6.　必要な要員及び資源の評価

6.1　必要な要員及び資源の評価条件

(1)　要員の評価条件

a．各事故シーケンスグループ等において実施する作業に対して，事象発生2時間までは，中央制御室の当直要員7名及び発電所構内に常駐している当直要員を除く災害対策要員32名の合計39名で対応を行うことで，必要な作業対応が可能であることを評価する。また，発電所外から招集される災害対策要員が行う作業については，事象発生2時間以降に期待することとして評価する。なお，必要な要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保する。

b．屋外作業に係る要員の評価においては，有効性評価で考慮する屋外作業ごとに移動時間，アクセスルートの復旧時間を考慮して，要員評価を行う。

（技術的能力に係る審査基準への適合状況
説明資料1.0 添付資料1.0.2）

(2)　資源の評価条件

a．共　通

(a)　各事故シーケンスグループ等において，重大事故等対策を7日間継続するために必要な水源，燃料及び電源に関する評価を行う。

b．水　源

(a)　炉心，格納容器，使用済燃料プール等への注水において，水源として使用する代替淡水貯槽の保有水量（約4,300m^3：有効水量），北側淡水池（約2,500m^3：有効水量）又は高所淡水池（約2,500m^3：有効水量）が，他の淡水源から可搬型代替注水大型ポンプを用いて水の移送

が開始可能となるまでに枯渇しないことを評価する。

(b)　代替淡水貯槽と北側淡水池間において，可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送で必要注水量以上が補給可能であることを評価する。

(c)　水源の評価については，必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として厳しい評価となることから，必要注水量が多い重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで，他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c．燃　料

(a)　非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。），常設代替交流電源設備，可搬型代替注水大型ポンプ，可搬型窒素発生装置のうち，事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し，消費する燃料（軽油）が，備蓄している軽油量にて 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。

(b)　全交流動力電源喪失を想定しない重要事故シーケンスにおいては，仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等及び必要に応じて常設代替交流電源設備から給電することを想定し，燃料消費量の確認を行う。

この場合，燃料（軽油）の備蓄量として，軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

(c)　全交流動力電源喪失の発生を想定する重要事故シーケンス等については，常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。

この場合，燃料（軽油）の備蓄量として，軽油貯蔵タンク（約 800kL）

の容量を考慮する。

(d)　可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型窒素発生装置の使用を想定する重要事故シーケンス等については，可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型窒素発生装置の燃料消費量の評価を行う。

この場合，燃料（軽油）の備蓄量として，可搬型設備用軽油タンク（約 210kL）の容量を考慮する。

(e)　燃料消費量の計算においては，保守的に使用を想定する電源設備等が事象発生直後から 7 日間最大負荷で連続運転することを想定し算出する。

d．電　源

(a)　常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する重要事故シーケンス等においては，常設代替交流電源設備から有効性評価で考慮する設備への電源供給時の最大負荷が，連続定格容量未満となることを評価する。

(b)　外部電源喪失を想定しない重要事故シーケンス等においても，外部電源が喪失した場合には常設代替交流電源設備からの電源供給を行うことがあるため，電源評価としては外部電源が喪失するものとして評価する。

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

6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1)　必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループ等において，必要な作業項目，要員数及び移動時間を含めた所要時間について評価を実施した。

原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループは，「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」，「2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」，「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」，「2.8　津波浸水による注水機能喪失」である。内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，初動での現場操作を行う重大事故等対応要員 15 名，燃料補給作業を行うための重大事故等対応要員（招集要員）2 名，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場系統構成を行うための重大事故等対応要員（招集要員）4 名である。

事象発生 2 時間以内の必要な作業対応は中央制御室の運転員 7 名，発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 39 名で対処可能である。また，招集要員に期待する作業については，事象発生 2 時間以降に行うものであり対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は，「5.2　全交流動力電源喪失」である。内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，初動での現場操作を行う重大事故等対応要員 12 名である。

事象発生 2 時間以降の必要な作業対応は中央制御室の運転員 5 名，発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 37 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において，必要な要員

が最も多い事故シーケンスグループ等は,「4.1　想定事故１」及び「4.2　想定事故２」の事象である。内訳は，発電長１名，副発電長１名，運転操作対応を行う運転員３名，通報連絡等を行う災害対策要員２名，初動での現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名，燃料補給作業を行うための重大事故等対応要員（招集要員）2 名である。事象発生 2 時間以内の必要な作業対応は中央制御室の運転員５名，発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 37 名で対処可能である。また，招集要員に期待する作業については，事象発生２時間以降に行うものであり対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

（添付資料6.2.1，6.2.2）

6.3　重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

各事故シーケンスグループ等において，外部からの支援を考慮しない場合でも，重大事故等対策を７日間継続して実施するために必要な水源，燃料及び電源について評価を実施した。

(1)　水源の評価結果

ａ．原子炉，格納容器等への注水

原子炉，格納容器等への注水について，評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち，事故収束に代替循環冷却を使用しない場合（3.1.3)」である。

代替淡水貯槽を水源とした常設代替低圧注水系ポンプによる原子炉注水，代替格納容器スプレイに約 5,490m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^3，高所淡水池に約 2,500m^{3}の水を保有しており，事象発生後約 48 時間以降，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替淡水貯槽への水の移送を行うことが可能であるため，代替淡水貯槽を枯渇させることなく 7 日間の注水継続が可能である。

b．使用済燃料プールへの注水

使用済燃料プールへの注水について，評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「4.1　想定事故１」及び「4.2　想定事故２」である。

代替淡水貯槽，北側淡水池又は高所淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる使用済燃料プール注水において，約 2,120m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^3，高所淡水池に約 2,500m^{3}の水を保有しており，他の淡水源から水の移送を行うことなく 7 日間の注水継続が可能である。

（添付資料 6.3.1）

(2)　燃料の評価結果

a．電源供給に係る燃料評価

軽油貯蔵タンクの燃料消費量が最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」，「2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」，「2.6　LOCA 時注水機能喪失」，「4.1 想定事故１」，「4.2　想定事故２」である。

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（2 台）からの電源供給については，事象発生直後から全負荷での運転を 7 日間継続した場合，約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに備蓄してい

る軽油量の合計は約 800kL であり，必要量の軽油を供給可能である。

ｂ．可搬型設備に係る燃料評価

可搬設備用軽油タンクの燃料消費量が最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は,「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」,「2.3.1　全交流電源喪失（長期ＴＢ)」,「2.3.2　全交流電源喪失（ＴＢＤ／ＴＢＵ)」,「2.3.3 全交流電源喪失（ＴＢＰ)」,「2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」,「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」,「2.8　津波浸水による注水機能喪失」,「3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち，事故収束に代替循環冷却を使用しない場合（3.1.3)」，「4.1　想定事故１」，「4.2　想定事故２」である。

可搬型代替注水大型ポンプ（1 台）からの注水又は補給については，事象発生直後から全負荷での運転を 7 日間継続した場合，約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに備蓄している軽油量の合計は約 210kL であり，必要量の軽油を供給可能である。

（添付資料 6.3.1）

(3)　電源の評価結果

電源の供給において評価上最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は,「5.2　全交流動力電源喪失」である。

常設代替交流電源設備（5 台）の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷約 4,255kW は，常設代替交流電源設備の連続定格容量である 5,520kW にて供給可能である。

なお，直流電源については非常用ディーゼル発電機等又は常設代替交流電源設備にて供給可能であるが，事故シーケンスグループ「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ)」,「2.3.2　全交流電源喪失（ＴＢＤ／ＴＢＵ)」,「2.3.3　全交流電源喪失（ＴＢＰ)」,「2.8　津波浸水による注水機能喪失」

では，交流電源が 24 時間復旧しない場合を想定しており，この場合でも，不要直流負荷の切離し等により 24 時間の直流電源供給が可能である。

（添付資料 6.3.1）

同時被災時における必要な要員及び資源について

東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故等が発生した場合，使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し，それらの対応を含めて必要な要員，資源について整理する。

なお，使用済燃料乾式貯蔵設備の原子炉等との重大事故等同時被災を想定しても，使用済燃料乾式貯蔵容器への対応を要する状態にはならないため，原子炉及び使用済燃料プールの重大事故等の対応に必要となる要員及び資源を使用することはない。

また，東海第二発電所と同一敷地内に設置している東海発電所（廃止措置中，核燃料搬出済み。）等の他事業所の同時被災を想定しても，東海第二発電所の重大事故等の対応に必要となる要員及び資源を使用することはない。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

使用済燃料プールに係る重大事故等を除く有効性評価の各シナリオのうち，必要な要員及び資源（水源，燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

使用済燃料プールについては，全交流動力電源喪失及びスロッシングの発生を想定する。

第 1 表に想定する状態を示す。上記に対して，7 日間の対応に必要な要員，必要な資源への影響を確認する。

なお，火災対応に係る要員及び資源は重大事故等対応に必要な要員及び資源と重複利用することがないため，ここでは，火災対応に係る要員及び資源の評価は行わない。

(2)　評価結果

a．必要な要員の評価

使用済燃料プールにおける重大事故等発生時は，注水及び冷却が必要である。注水については，常設低圧代替注水系ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの操作が必要となり，冷却については，代替燃料プール冷却系の操作が必要となるが，冷却開始までの時間余裕は第 2～7 表のとおり 1 日以上であり，有効性評価の各シナリオで使用済燃料プール同時被災時においても対応可能な要員数を確保していることを確認している。

なお，代替燃料プール冷却系による冷却開始までの時間余裕※は，以下の式により算出した。

$$80℃到達までの時間\,[h]=\frac{(80[℃]-初期水温\,[℃])\times水の比熱[kJ/kg/℃]\times使用済燃料プールの水\ 量[m^3]\times水の密度[kg/m^3]}{燃料の崩壊熱\,[MW]\times10^3\times3600}$$

※：代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため，時間余裕は使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる

b．必要な資源の評価

(a)　水源

水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合））」を想定すると，原子炉注水，格納容器スプレイ等による 7 日間の対応に，約 5,490m^{3}の水が必要となる。また，水源評価の観点から，保守的に代替燃料プール冷却系による除熱に期待せず使用済燃料プールへの注水が継続することを想定した場合，7 日間の対応に必要となる使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの水位回復及びその後の水位維持）は，第 8～9 表に示すとおり約 490m^{3}となる。したがって，7 日間の対応に合計約 5,980m^{3}の水が必要となる。これに対して，代替淡水貯槽に約

4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^{3}及び高所淡水池に約 2,500m^{3}の合計約 9,300m^{3}の水を保有しているため，同時被災時においても 7 日間の対応は可能である。

なお，事象発生から 7 日間で必要となる使用済燃料プールへの注水量は，以下の式により算出した。

$$\text{沸騰までの時間}[h]=\frac{(100[℃]-\text{初期水温}[℃])\times\text{水の比熱}[kJ/kg/℃]\times\text{使用済燃料プールの水量}[m^3]\times\text{水の密度}[kg/m^3]}{\text{燃料の崩壊熱}[MW]\times10^3\times3600}$$

$$\text{1時間当たりの注水必要量}[m^3/h]=\frac{\text{燃料の崩壊熱}[MW]\times10^3\times3600}{\text{水の密度}[kg/m^3]\times\text{蒸発潜熱}[kJ/kg]}$$

$$\text{7日間で必要となる注水量}[m^3]=(168\text{時間}[h]-\text{沸騰までの時間}[h])\times\text{1時間当たりの沸騰による蒸発量}[m^3/h]$$

(b)　燃料（軽油）

軽油貯蔵タンクの軽油消費量が最も多い「高圧･低圧注水機能喪失」等を想定すると，非常用ディーゼル発電機（2 台）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機並びに常設代替交流電源設備の 7 日間の運転継続に約 755.5kL※が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから,原子炉及び使用済燃料プールの対応について，7 日間の対応は可能である。

また，可搬型設備用軽油タンクの軽油消費量が最も多い「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」等を想定すると，可搬型代替注水大型ポンプの 7 日間の運転継続に約 73.2kL※が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，原子炉及び使用済燃料プールの 7 日間の対応は可能である。

※：保守的に事象発生直後から運転を想定し，燃費は最大負荷時を想定。

(c)　電源

使用済燃料プールへの注水，代替燃料プール冷却系による除熱に係

る電源負荷容量は，常設代替交流電源設備の設計において考慮している。このため，常設代替交流電源設備からの電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷に電源供給が可能である。

(3)　重大事故等時対応への影響について

「(2)　評価結果」に示すとおり，重大事故等発生時に必要となる対応操作は，運転員，災害対策要員及び2時間以降の発電所外からの招集要員にて対応可能であることから，重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

確保する各資源にて原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能である。

以上のことから，原子炉及び使用済燃料プールで同時に重大事故等が発生した場合にも，その対応への影響はない。

2.　まとめ

原子炉及び使用済燃料プールにおいて同時に重大事故等が発生した場合に必要な要員，資源について評価した。その結果，有効性評価の各シナリオで対応可能な要員を確保していること，7 日間の対応に必要な水源，燃料，電源を確保していることを確認した。

第１表　想定する状態

項目	状　　態
要員	（有効性評価の各シナリオで使用済燃料プール同時被災時に対応可能な要員数を確保していることを確認）
水源	・全交流動力電源喪失 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用しない場合）」 ・使用済燃料プールでスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1
燃料	・外部電源喪失※2（軽油貯蔵タンクの評価），全交流動力電源喪失（可搬型設備用軽油タンクの評価） ・「高圧・低圧注水機能喪失」 ・使用済燃料プールでスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1
電源	・全交流動力電源喪失 ・「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」 ・使用済燃料プールでスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1

※１：同時被災時の使用済燃料プール状態を想定する。また，サイフォン現象による漏えい量より，スロッシングによる溢水量の方が多いため，スロッシングによる漏えいを想定する。

※２：燃料については，消費量を保守的に評価する観点から，外部電源喪失が発生し，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備の運転を継続させる状態を想定する。

第２表　代替燃料プール冷却系による冷却開始までの

時間余裕の評価条件（出力運転時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486 体※1
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30 日※2
使用済燃料プールの崩壊熱	約 2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量※3	1,189.9m^3
使用済燃料プールの初期水温※4	40℃
使用済燃料プールの水の比熱※5	4.179kJ／kg／℃
使用済燃料プールの水の密度※6	971kg／m^3

※１：燃料取出しスキームは第4表のとおり
※２：過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65日）よりも短い日数を設定
※３：使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの，使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し，通常水位へ回復することが可能
※４：使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定
※５：40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）
※６：40℃から80℃までの飽和水の密度のうち，最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）

第３表　代替燃料プール冷却系による冷却開始までの

時間余裕の評価結果（出力運転時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による冷却開始までの時間余裕※1	約 25.6 時間

※１：代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため，時間余裕は，使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる

第４表　使用済燃料プールの燃料取出スキーム（出力運転時）

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数※1	取出平均燃焼度 ［GWd／t］	崩壊熱 ［MW］
８サイクル冷却燃料	８×14 か月＋30 日	142 体	45	0.047
７サイクル冷却燃料	７×14 か月＋30 日	168 体	45	0.059
６サイクル冷却燃料	６×14 か月＋30 日	168 体	45	0.064
５サイクル冷却燃料	５×14 か月＋30 日	168 体	45	0.072
４サイクル冷却燃料	４×14 か月＋30 日	168 体	45	0.085
３サイクル冷却燃料	３×14 か月＋30 日	168 体	45	0.110
２サイクル冷却燃料	２×14 か月＋30 日	168 体	45	0.161
１サイクル冷却燃料	１×14 か月＋30 日	168 体	45	0.283
施設定期検査時取出燃料	30 日	168 体	45	1.214
合計	－	1,486 体	－	2.095

※１：崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250 体）から１炉心（764 体）分を除いた 1,486 体分が使用済燃料プールに保管されているとし，そのうち施設定期検査時取出燃料は燃料取替体数分（168 体）が使用済燃料プールに保管され，それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は９×９燃料（Ａ型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第５表　代替燃料プール冷却系による冷却開始までの

時間余裕の評価条件（運転停止時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	取出前
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486 体※1
発電機解列からの日数	1 日※2
使用済燃料プールの崩壊熱	約 1.0MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量※3	1,189.9m^3
使用済燃料プールの初期水温※4	40℃
使用済燃料プールの水の比熱※5	4.179kJ／kg／℃
使用済燃料プールの水の密度※6	971kg／m^3

※１：燃料取出しスキームは第7表のとおり
※２：運転停止時の有効性評価における評価日を設定
※３：使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの，使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し，通常水位へ回復することが可能
※４：使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定
※５：40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）
※６：40℃から80℃までの飽和水の密度のうち，最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）

第６表　代替燃料プール冷却系による冷却開始までの

時間余裕の評価結果（運転停止時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による冷却開始までの時間余裕※1	約 55.7 時間

※１：代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため，時間余裕は，使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる

第７表　使用済燃料プールの燃料取出スキーム（運転停止時）

使用済燃料プール貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数※1	取出平均燃焼度［GWd／t］	崩壊熱［MW］
９サイクル冷却燃料	９×14 か月＋１ 日	142 体	45	0.045
８サイクル冷却燃料	８×14 か月＋１ 日	168 体	45	0.056
７サイクル冷却燃料	７×14 か月＋１ 日	168 体	45	0.059
６サイクル冷却燃料	６×14 か月＋１ 日	168 体	45	0.065
５サイクル冷却燃料	５×14 か月＋１ 日	168 体	45	0.073
４サイクル冷却燃料	４×14 か月＋１ 日	168 体	45	0.087
３サイクル冷却燃料	３×14 か月＋１ 日	168 体	45	0.113
２サイクル冷却燃料	２×14 か月＋１ 日	168 体	45	0.166
１サイクル冷却燃料	１×14 か月＋１ 日	168 体	45	0.298
合計	－	1,486 体	－	0.962

※１：崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250 体）から１炉心（764 体）分を除いた 1,486 体分が使用済燃料プールに保管されているとし，その構成は，過去の施設定期検査時において，燃料が９×９燃料（Ａ型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第8表　使用済燃料プールの対応に必要な水量等の評価条件

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486 体※1
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30 日※2
使用済燃料プールの崩壊熱	約 2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量	1,189.9m^3
スロッシング溢水量	81.49m^3
使用済燃料プールの初期水温※3	40℃
使用済燃料プールの水の比熱※4	4.179kJ／kg／℃
使用済燃料プールの水の密度※5	992kg／m^3
水源の温度※6	35℃
水源の密度※7	993kg／m^3
蒸発潜熱※8	2,528.93kJ／kg

※１：燃料取出しスキームは第4表のとおり
※２：過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65日）よりも短い日数を設定
※３：使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定
※４：40℃から100℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）
※５：スロッシングにより使用済燃料プールの水量が減少しており，水温が40℃から100℃まで上昇することによる体積の膨張分はオーバーフローしないため，使用済燃料プールの初期水温の密度を設定
※６：年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
※７：水源の温度である35℃での密度を設定
※８：35℃の飽和水のエンタルピと 100℃飽和蒸気のエンタルピの差より算出（1999 年蒸気表より）

第９表　使用済燃料プールの対応に必要な水量等の

評価結果

項目	評価結果
使用済燃料プールの水温が 100℃に到達するまでの時間	約36時間
使用済燃料プールの水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間	約260時間
事故発生から7日間での必要注水量（蒸発分）※１，３	約 410m^3
事故発生から7日間での必要注水量（蒸発＋スロッシング分）※２，３	約 490m^3

※１：蒸発による水位低下分を補うために必要な注水量
※２：蒸発による水位低下分＋スロッシングによる水位低下分を補うために必要な注水量
※３：１０m^{3}未満を切上げて表示

付録１

事故シーケンスグループの抽出及び
重要事故シーケンスの選定について

本資料のうち，□は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

下線部：今回提出資料

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　事故シーケンスの抽出

1.2　抽出した事故シーケンスの整理

1.2.1　必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

1.2.2　追加すべき事故シーケンスグループの検討

1.2.3　解釈に基づく事故シーケンスグループの分類

1.2.4　有効性評価の対象となる事故シーケンス

1.3　重要事故シーケンスの選定

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の格納容器破損モード抽出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抽出

2.2　抽出した格納容器破損モードの整理

2.2.1　必ず想定する格納容器破損モードとの対応

2.2.2　追加すべき格納容器破損モードの検討

2.3　評価事故シーケンスの選定

2.3.1　評価対象とするプラント損傷状態の選定

2.3.2　評価事故シーケンスの選定
2.3.3　炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性
2.3.4　必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事故シーケンスに対する対応

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　事故シーケンスの抽出
3.2　抽出した事故シーケンスの整理
3.2.1　必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
3.2.2　追加すべき事故シーケンスグループの検討
3.3　重要事故シーケンスの選定
3.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方
3.3.2　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　イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

第1-2表　ＰＲＡの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

第1-3表　事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度

第1-4表　重要事故シーケンス等の選定

第2-1表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

第2-2表　プラント損傷状態（ＰＤＳ）の定義

第2-3表　評価対象とするプラント損傷状態（ＰＤＳ）の選定

第2-4表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

第3-1表　運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

第3-2表　重要事故シーケンス（運転停止中）の選定

第3-3表　燃料損傷までの余裕時間

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　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー

第1-3図　地震レベル１ＰＲＡにおける階層イベントツリー

第1-4図　地震レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー

第1-5図　津波レベル１ＰＲＡにおける階層イベントツリー

第1-6図　津波レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー

第1-7図　プラント全体の炉心損傷頻度

第1-8図　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　内部事象レベル１．５ＰＲＡにおけるイベントツリー
第2-4図　格納容器破損モードごとの寄与割合
第3-1図　運転停止中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　施設定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
第3-3図　停止時ＰＲＡにおけるプラント状態の分類及び定期検査工程
第3-4図　停止時ＰＲＡにおけるイベントツリー
第3-5図　事故シーケンスグループごとの寄与割合

別紙

1.　有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について
2.　外部事象に特有の事故シーケンスについて
3.　諸外国における炉心損傷防止対策の調査結果について
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について
5.　重大事故等対処設備の津波からの防護について
6.　内部事象ＰＲＡにおける主要なカットセット及びＦＶ重要度に照らした重大事故等防止対策の有効性について
7.　地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにおける主要な事故シーケンスの対策に

ついて
8. 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の想定及びその対策について
9. 格納容器直接接触（シェルアタック）を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由について
10. 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応について
11. 溶融炉心・コンクリート相互作用の評価対象プラント損傷状態について
12.「ＰＲＡの説明における参照事項（平成25年9月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について
13. 東海第二発電所　ＰＲＡピアレビュー実施結果及び今後の対応方針について

別添

東海第二発電所　確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について

はじめに

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

ＰＲＡの実施範囲は，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ている等，現段階で実施可能な「内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ」，「内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡ」，「内部事象停止時レベル１ＰＲＡ」，「地震レベル１ＰＲＡ」及び「津波レベル１ＰＲＡ」を対象とした。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，定性的な検討から分析を実施した。

今回実施するＰＲＡの目的が重大事故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，これまでに整備したアクシデントマネジメント策（以下「ＡＭ策」という。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず，設計基準事故対処設備の機能に期待したＰＲＡモデルを構築した。

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

＜今回のＰＲＡの評価対象＞

対象設備	今回のＰＲＡでの取扱い
設計基準事故対処設備	考慮する
ＡＭ要請（H4）以前から整備しているＡＭ策の設備 ・代替注水手段（給水系，制御棒駆動水圧系，復水補給水系及び消火系による原子炉への注水手段）	考慮しない
ＡＭ要請（H4）以降に整備したＡＭ策の設備 ・代替反応度制御（代替原子炉再循環ポンプトリップ及び代替制御棒挿入機能） ・代替注水手段（復水補給水系，消火系による原子炉・格納容器への注水手段） ・原子炉減圧の自動化 ・格納容器からの除熱手段（耐圧強化ベント） ・電源の融通（高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機からの 6.9kV／480V 融通）	考慮しない
緊急安全対策設備 ・電源車 ・消防車，消防ポンプ ・非常用発電機代替設備 ・代替海水ポンプ ・代替注水車 ・建屋の水密扉の強化 ・海水ポンプモータ予備品	考慮しない
重大事故等対処設備	考慮しない

なお，「ＥＣＣＳ手動起動」，「原子炉手動減圧」，「残留熱除去系の手動起動」，「高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源切替」等の「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」は考慮

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係る事故シーケンスグループの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) 事故シーケンスの抽出

内部事象ＰＲＡ，外部事象ＰＲＡ（適用可能なものとして地震及び津波を選定）及びＰＲＡが適用可能でないと判断した外部事象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の整理

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に対応しない事故シーケンスについては，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。また，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事故シーケンスは，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。

(3) 重要事故シーケンスの選定

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・系統間依存性，余裕時間，設備容量，代表性）に基づき，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1　事故シーケンスの抽出

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，以下のとおり示されている。

１－１

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

①ＢＷＲ

・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，内部事象レベル１ＰＲＡに加えてＰＲＡの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を実施し，事故シーケンスグループの抽出を行った。

また，ＰＲＡの適用が困難と判断した地震及び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，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。

事故シーケンスグループの抽出及び分析結果を以下に示す。

(1)　ＰＲＡに基づく抽出

内部事象レベル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。

地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡに関しては，建屋・構築物，大型機器等の大規模な損傷が発生し，直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスや複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至る事故シーケンスについても取り扱っており，プラントへ与える影響度の高い順に起因事象階層イベントツリーの形で整理することで，複合的な事象発生の組合せも含めた事故シーケンスの抽出を実施している。また，直接的に炉心損傷に至る事故シーケンス以外の事象については，内部事象ＰＲＡと同様に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機能等の組合せをイベントツリーで分析し，事故シーケンスを抽出している。

地震ＰＲＡの起因事象階層イベントツリー及びイベントツリー

を第 1-3 図及び第 1-4 図に，津波ＰＲＡの起因事象階層イベントツリー及びイベントツリーを第 1-5 図及び第 1-6 図に示す。

また，各ＰＲＡより抽出した事故シーケンスを第 1-1 表に示す。

(2)　ＰＲＡに代わる検討に基づく分析

ＰＲＡの適用が困難と判断したその他の外部事象については，その他の外部事象によって誘発される事象について検討した。内部火災及び内部溢水では，同一区画内に近接設置されている安全施設や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性があり，過渡事象等の発生が想定される。また，洪水，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り，火山の影響，生物学的事象，森林火災,人為事象等において想定される事象は，いずれも今回のＰＲＡで想定する起因事象に包絡されるため，その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスグループは抽出されないと推定した。

したがって，その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスは抽出されないと判断した（別紙 1）。

1.2　抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したＰＲＡにより抽出した各事故シーケンス（第 1-1 表）について，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要因等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 1-2 表，第 1-7 図及び第 1-8 図に整理した。また，整理の内容を以下に示す。

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ＰＲＡにより抽出した各事故シーケンス（第 1-1 表）のうち，緩和機能の喪失状況，炉心損傷に至る要因及びプラントへの影響等の観点で，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する事故シーケンスについて以下に示す。

(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，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「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が喪失し，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「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非常用交流電源の確保に失敗する等，

全交流動力電源喪失の発生により，原子炉注水機能を有する系統及び機器が機能喪失し，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「全交流動力電源喪失」に分類する。

なお，ＰＲＡでは電源喪失に至る事故シーケンスとして長期ＴＢ，ＴＢＤ，ＴＢＰ及びＴＢＵを抽出しているが，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「全交流動力電源喪失」に該当するものとして整理する。

(4)　崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ，ＴＢＷ）

運転時の異常な過渡変化等の発生後，原子炉の注水等の炉心冷却に成功するものの，格納容器からの崩壊熱除熱機能が喪失することで，炉心損傷前に格納容器が破損し，その後，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(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，原子炉停止機能が喪失し，設計上の除熱能力を超える熱が格納容器に負荷されることで炉心損傷前に格納容器が破損し，その後，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「原子炉停止機能喪失」に分類する。

(6)　ＬＯＣＡ時注水機能喪失（ＡＥ，Ｓ１Ｅ，Ｓ２Ｅ）

ＬＯＣＡの発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失，又は高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失し，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－

１(a)に記載の「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に分類する。

(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，破損箇所の隔離に失敗し，格納容器貫通配管からの漏えいが防止できずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「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。

1.2.2　追加すべき事故シーケンスグループの検討

(1)　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

今回実施したＰＲＡにより抽出した各事故シーケンス（第 1-1 表）のうち，緩和機能の喪失状況，炉心損傷に至る要因及びプラントへの影響等の観点で解釈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に対応しない事故シーケンスグループとして，地震・津波特有の事象である以下の事故シーケンスを抽出した。

ａ．津波浸水による注水機能喪失

防潮堤を越流した津波により非常用海水ポンプが被水・没水し，最終ヒートシンクが喪失することにより，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。この事故シーケンスグループは，防潮堤の健全性が維持され，津波による影響の程度が特定できる事故シーケンスグループであり，炉心損傷頻度が有意であることを考慮し，必ず想定する事故シーケンスグループに対

応しない事象として抽出した。

b．防潮堤損傷

津波波力により防潮堤が損傷し，多量の津波が敷地内に浸水することで，非常用海水ポンプが被水・没水して最終ヒートシンクが喪失するとともに，屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。この事故シーケンスは，防潮堤の損傷による津波の影響の程度を特定することが困難であるため，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

c．原子炉建屋損傷

地震による原子炉建屋の損傷により，建屋内の格納容器，原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷する可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは原子炉建屋の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

d．格納容器損傷

地震による格納容器の損傷により，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のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは格納容器の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

ｅ．原子炉圧力容器損傷

地震による原子炉圧力容器の支持機能喪失等により，原子炉圧力容器に接続されている原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の損傷や，原子炉冷却材の流路閉塞が発生することにより，非常用炉心冷却系による炉心冷却効果が期待できなくなる可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは原子炉圧力容器の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

ｆ．格納容器バイパス

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続している主蒸気隔離弁，原子炉冷却材浄化系隔離弁，給水系隔離弁等の損傷とそれらの弁に接続している格納容器外配管の破損が地震によって同時に発生することにより，原子炉冷却材が格納容器外へ流出する事故シーケンスである。この事故シーケンスは高温・高圧の蒸気や溢水により原子炉建屋内の他の機器への悪影響を及ぼす可能性があるが，格納容器外への流出量や他の機器へ及ぼす悪影響の程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

ｇ．原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）

地震による原子炉冷却材圧力バウンダリを形成する格納容器

内配管の破断，又は逃がし安全弁の開放失敗による原子炉圧力上昇により，大破断ＬＯＣＡ（再循環配管の両端破断）を超える規模の原子炉冷却材の流出（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）が発生する事故シーケンスである。大規模な地震においてＬＯＣＡが発生した場合であっても，原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷規模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，発生した場合の損傷規模及び漏えい量の特定が困難なため，保守的にＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ相当のＬＯＣＡが発生することを想定し，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

なお，後述するシーケンス選定の結果，内部事象ＰＲＡにより抽出されるＥＣＣＳにより炉心損傷防止が可能な規模のＬＯＣＡ（大，中，小破断ＬＯＣＡ）を起因とする事故シーケンスについては，破断の規模に応じて炉心損傷防止が可能な事故シーケンスと国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難であり，格納容器の機能に期待する事故シーケンスに分類して整理している（「1.2.4　有効性評価の対象となる事故シーケンス」参照）。

ｈ．計装・制御系喪失

地震による計装・制御系が損傷することにより，プラントの監視及び各種制御が広範に不能に陥る可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは計装・制御系喪失による影響の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(2)　追加の要否の検討

(1) a．～h．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グループについて，解釈に従い，新たに想定する事故シーケンスグループとしての追加の要否を頻度及び影響の観点から分析した。

津波特有の事象である「a．津波浸水による注水機能喪失」の事故シーケンスグループについては，炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6}／炉年と有意な値であり，また，本事故シーケンスグループは敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が他の事故シーケンスとは異なり，炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから，新たに追加する事故シーケンスグループとして抽出した。

また，地震・津波特有の事象であるb．～h．の各事故シーケンスについては，以下に示すとおり頻度及び影響の観点から検討した結果，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新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

（頻度の観点）

b．～h．の外部事象特有の各事故シーケンスについては，これらの事故シーケンスの中で炉心損傷頻度が最も大きい「b．防潮堤損傷」においても炉心損傷頻度は 3.3×10^{-7}／炉年であり，全炉心損傷頻度に対して 0.4%程度と小さい寄与となっている。また，これらの事故シーケンスは別紙 2 に示すとおり，炉心損傷に至らない小規模な事象も含まれた結果であることを考慮すると，現実的な炉心損傷頻度は更に小さくなると推定される。

（影響度の観点）

b．～h．の各事故シーケンスが発生した際の影響については，

具体的には炉心損傷に至るまでの時間余裕，炉心損傷の発生規模，放射性物質の放出量等の着眼点が考えられるが，外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することは困難であり，炉心損傷に至らない小規模な事象から，建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な事故まで，事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。したがって，これらの外部事象特有の事故シーケンスは，炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスとして単独で定義するものではなく，発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものである。

具体的には，炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には，使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに，建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能喪失するような深刻な事故の場合には，可搬型のポンプ・電源，放水砲等を駆使した大規模損壊対策による対応も含め，臨機応変に影響緩和を試みる。

1.2.3　解釈に基づく事故シーケンスグループの分類

想定する事故シーケンスグループについて，以下に示す解釈１－２の要件との対応を確認し，各事故シーケンスグループの対策の有効性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。

上記要件に基づいて，事故シーケンスグループを分類した結果は以下のとおりとなる。

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

・津波浸水による注水機能喪失

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）

解釈では１－２(a)に分類される事故シーケンスグループは，炉心損傷後に格納容器の機能に期待できるものであり，炉心損傷を防止するための十分な対策（国内外の先進的な対策と同等のもの）が講じられており，その有効性を確認することとされている。一方，１－２(b)に分類される事故シーケンスグループは，炉心損傷後の格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損又は格納容器バイパスの事故シーケンス）であり，炉心損傷を防止するための対策の有効性を確認することとされている。

1.2.4　有効性評価の対象となる事故シーケンス

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等を整理した結果を第 1-3 表に示す。

解釈１－２(a)に分類される事故シーケンスグループに対しては.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が講じられていることが要求されている。

一方で，第 1-3 表に整理した事故シーケンスの中には，国内外の先進的対策を考慮しても，炉心損傷防止対策を講ずるものが困難な事故シーケンスも存在する。具体的には以下に示す事故シーケンスが，国内外の先進的な対策を考慮しても全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンスに該当する。なお，国内外の先進的な対策と東海第二発電所の対策の比較

については別紙３に示すとおりである。

①大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

②直流電源喪失＋原子炉停止失敗

③交流電源喪失＋原子炉停止失敗

①の事故シーケンスは，大破断ＬＯＣＡの発生により原子炉圧力容器から多量の冷却材が失われていく事象であり，極めて短時間のうち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。今回の先進的対策の調査では，事象発生から極めて短時間のうちに多量の注水が可能な対策（インターロックの追設等）は確認できなかったことから，本事故シーケンスを国内外の先進的対策を考慮しても，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た。また，本事故シーケンスについては，「2.3.3　炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性」に示すとおり，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，格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認する。

②，③の事故シーケンスは，地震により炉内構造物等が損傷して原子炉停止機能が喪失する事故シーケンスグループと，直流電源喪失又は全交流動力電源喪失が重畳する事故シーケンスであり，代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失することから，炉心損傷を防止することができない（別紙 7）。これらの事故シーケンスを抽出した地震レベル１ＰＲＡでは，炉内構造物等が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が，実機のスクラム信号「地震加速度大」は，最大加速度よりも十分小さな加速度で発信し，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。このため，現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられ，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては取り扱わないこととした。

なお，第 1-3 表に示すとおり，①～③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，これらを除く全炉心損傷頻度の約 99.6%以上の事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認している。

以上より．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の選定については，これらを除く事故シーケンスを対象に実施することとする。

1.3　重要事故シーケンスの選定

1.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方

設置変更許可申請書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の選定を実施している。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。なお，各着眼点については，事故シーケンスグループごとに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。

【審査ガイドに記載の着眼点】

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，系統間機能依存性の観点

系統間の機能の依存性について，ある安全機能のサポート機能の喪失によって，複数の機器が機能喪失に至る場合を系統間機能依存性が高いと評価した。

【例 1．事故シーケンスグループ(a)　高圧・低圧注水機能喪失】

サポート系喪失を起因とするシーケンスは，系統間機能依存性によって多重性を有する機能の片区分の設備が機能喪失することから「中」とした。

【例 2．事故シーケンスグループ(c)　全交流動力電源喪失】

いずれのシーケンスでも全交流動力電源喪失に至り，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

余裕時間について，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余裕時間が短いと評価した。

【例．事故シーケンスグループ(a)　高圧・低圧注水機能喪失】

事象発生により原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）については，崩壊熱が高く事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる過程において事象が発生する手動停止／サポート系喪失（手動停止）については，崩壊熱が低く事象進展が遅いことから「低」とした。

c．設備容量の観点

設備容量について，炉心損傷防止に際して，喪失した安全機能に係る対策の設備容量が大きくなる事故シーケンスを設備容量が大きいと評価した。

【例．事故シーケンスグループ(a)　高圧・低圧注水機能喪失】

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，事象発生により原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）については「高」，原子炉を通常停止させる過程にお

いて事象が発生する手動停止／サポート系喪失（手動停止）については「低」とした。

d．事故シーケンスグループ内での代表性の観点

代表性について，各事故シーケンスグループにおい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代表性が高いと評価した。

【例．事故シーケンスグループ(a)　高圧・低圧注水機能喪失】

事故シーケンスグループの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して 1%以上の寄与を持つシーケンスを「中」，1%未満のシーケンスを「低」とした。

なお，上記の代表性に係る評価においては，同じ事故シーケンスとして分類されたものについては，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ，地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡに関わらず，同一の事故シーケンスとして扱い，炉心損傷頻度の比較を行っている。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，同一の事故シーケンスとして扱った上で炉心損傷頻度の比較を行うことの可否（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を目的としており，各ＰＲＡにおいて安全機能が喪失する要因となる事象は異なるが，同じ分類として整理される事故シーケンスについては，炉心状態や機能喪失している系統，使用可能な系統等に差異がなく，同じ炉心損傷防止対策が有効であると考えられることから，同一の事故シーケンスとして取り扱うことに問題は生じな

いものと判断した。

1.3.2　重要事故シーケンスの選定結果

1.3.1 項の選定の着眼点を踏まえ，同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，事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。なお，「(3)　全交流動力電源喪失」では，安全機能の喪失状況が異なる事故シーケンスが抽出されたため，複数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。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 1-4 表及び以下に示す。

(1)　高圧・低圧注水機能喪失

ｉ）　事故シーケンス

①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

②過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

③手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

④手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

⑤サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

⑥サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

ⅱ）　事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)に含まれる事故シーケンスは，運転時の異常な過渡変化等の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能を喪失し，炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した高圧・低圧注水機能に対する代替注水手段として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・低圧代替注水系（常設）

・原子炉手動減圧

・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

ⅳ）　選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

ⅴ）　選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い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。

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主な対策に差異がない。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①の事故シーケンスは，②～⑥の事故シーケンス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

ⅰ）　事故シーケンス

①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

②手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

③サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

ⅱ）　事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)に含まれる事故シーケンスは，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，炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，代替減圧手段による原子炉減圧後の低圧ＥＣＣＳによる原子炉冷却が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した高圧注水・減圧機能に対する代替減圧手段として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・低圧炉心スプレイ系

・過渡時自動減圧機能

・残留熱除去系

ⅳ）　選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

ⅴ）　選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い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。

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主な対策に差異がない。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①の事故シーケンスは，②～③の事故シーケンス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，安全機能の喪失状況が異なるシーケンスが抽出されたため，原子炉圧力，余裕時間及び対応する主な炉心損傷防止対策に着目して事故シーケンスグループを以下の３つに細分化した。なお，ＴＢＵは，全交流動力電源喪失の発生後，高圧炉心冷却にも失敗する事故シーケンスであり，ＴＢＤは，区分Ⅰ及び区分Ⅱの直流電源の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失して全交流動力電源喪失に至り，区分Ⅰの直流電源喪失により原子炉隔離時冷却系が機能喪失し，高圧炉心スプレイ系にも失敗する事故シーケンスである。ＴＢＵにおいては直流電源が健全であるため，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の計装設備は健全である。一方，ＴＢＤにおいては区分Ⅰ及び区分Ⅱの直流電源の喪失により設計基準事故対処設備の計装設備が機能喪失するが，直流電源は重大事故等対処設備の常設代替直流電源設備が健全であり，重大事故等対処設備の計装設備は緊急用直流母線から給電されるため，直流電源及び計装設備の機能は維持される。また，ＴＢＤ，ＴＢＵはいずれも事象発生初期に高圧注水機能が喪失する事故シーケンスであること，主な炉心損傷防止対策はいずれも高圧代替注水系であることから，

ひとつのグループとした。

①長期ＴＢ

②ＴＢＤ，ＴＢＵ

③ＴＢＰ

上記①は，炉心注水機能の喪失が重畳しない事故シーケンスグループであるが，②及び③は全交流動力電源の喪失に加えて炉心注水機能が喪失する事故シーケンスグループであり，他の事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」又は「高圧・低圧注水機能喪失」が重畳する。

審査ガイドでは，全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループの主要解析条件として，交流動力電源は 24 時間使用できないものとすることが記載されており，この条件は，炉心注水機能の喪失が重畳しない①の事故シーケンスグループに適用するものと考えられるが，東海第二発電所においては，福島第一原子力発電所における事故の知見を踏まえ，全交流動力電源喪失時の対策の信頼性を向上させる観点から，交流動力電源に依存しない対策として，高圧代替注水系，常設代替直流電源設備及び低圧代替注水系（可搬型）を整備するため，②及び③の事故シーケンスグループにおいても交流動力電源が 24 時間使用できない条件を適用し，対策の有効性を確認する。

(3-1) 長期ＴＢ

ｉ） 事故シーケンス

①外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）

②サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）Ｄ

Ｇ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）

ⅱ）　事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)に含まれる事故シーケンスは，外部電源喪失の発生後，非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心スプレイ系による炉心冷却に失敗するが，原子炉隔離時冷却系による炉心冷却に成功する事故シーケンスであり，交流電源が復旧しない場合は蓄電池が枯渇することにより原子炉隔離時冷却系の運転継続が不能となり，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，交流電源に依存しない代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

本事故シーケンスグループの対策として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・原子炉隔離時冷却系

・低圧代替注水系（可搬型）

・原子炉手動減圧

・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

・残留熱除去系

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

ⅳ）　選定した重要事故シーケンス

①外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）

ⅴ）　選定理由

「長期ＴＢ」に分類される①，②の事故シーケンスのうち，着眼点における「高」の数が多い①のシーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお，「長期ＴＢ」に分類される事故シーケンスは，各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため，①の事故シーケンスは，②の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。

(3-2) ＴＢＤ，ＴＢＵ

ⅰ） 事故シーケンス

③外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗

④外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗

⑤サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗

ⅱ） 事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)に含まれる事故シーケンスは，外部電源喪失の発生後，直流電源又は非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心冷却にも失敗することにより，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，交流電源に依存しない高圧代替注水手段による原子炉注水，又は代替直流電源による原子炉減圧後の低圧代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

ⅲ） 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

本事故シーケンスグループの対策として，以下の炉心損傷防

止対策の有効性を確認する。

・高圧代替注水系

・低圧代替注水系（可搬型）

・原子炉手動減圧

・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

・残留熱除去系

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

ⅳ） 選定した重要事故シーケンス

③外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗

ⅴ） 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い③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。

なお，「ＴＢＤ，ＴＢＵ」に分類される事故シーケンスは，各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異はないが，③の事故シーケンスは緊急用蓄電池への直流電源の切替操作が必要となることから，④，⑤の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。

(3-3) ＴＢＰ

ⅰ） 事故シーケンス

⑥外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗

⑦サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗

ⅱ） 事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)に含まれる事故シーケンスは，外部電源喪失の発生後，非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心スプレイ系に失敗するとともに逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉圧力が徐々に低下することで，原子炉隔離時冷却系が運転不能となることにより，炉心の冷却が十分に行われずに，原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，交流電源に依存しない代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

ⅲ） 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

本事故シーケンスグループの対策として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・原子炉隔離時冷却系

・高圧代替注水系

・低圧代替注水系（可搬型）

・原子炉手動減圧

・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

・残留熱除去系

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

ⅳ） 選定した重要事故シーケンス

⑥外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗

ⅴ） 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い⑥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。なお，「ＴＢＰ」に分類される事故シーケンスは，各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため，⑥の事故シーケンスは，⑦の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。

(4)　崩壊熱除去機能喪失

ｉ）　事故シーケンス

①過渡事象＋ＲＨＲ失敗

②過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗

③外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）

④外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）

⑤外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）

⑥手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗

⑦手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗

⑧サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗

⑨サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗

⑩サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）

⑪サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）

⑫中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗

⑬大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗

ⅱ）　事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)に含まれる事故シーケンスは，運転時の異常な過渡変化等の発生後，原子炉の注水等の炉心冷却に成功するものの，格納容器からの崩壊熱除熱機能が喪失することで，炉心損傷前に格納容器が破損し，その後，炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，代替除熱手段による格納容器除熱が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した崩壊熱除去機能に対する代替除熱手段として，ＲＨＲ故障時及び取水機能喪失時の状況を想定し，それぞれ以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

［ＲＨＲ故障時］

・原子炉隔離時冷却系

・高圧炉心スプレイ系

・低圧代替注水系（常設）

・原子炉手動減圧

・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

［取水機能喪失時］

・原子炉隔離時冷却系

・低圧代替注水系（常設）

・原子炉手動減圧

・残留熱除去系

・緊急用海水系

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

ⅳ） 選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋ＲＨＲ失敗

ⅴ） 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い事故シーケンスのうち，事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表する観点から，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。なお，ａ．の着眼点について，⑥～⑨のシーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としており，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。また，③，④，⑤，⑨，⑩のシーケンスは交流電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失しているものの，代替電源により崩壊熱除去機能の回復が可能であることから，対応手段が著しく制限される状態ではない。

以上を踏まえ，本事故シーケンスグループに対する主要な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とすると，各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため，①の事故シーケンスは，②～⑬の事故シーケンス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

ｉ）　事故シーケンス

①過渡事象＋原子炉停止失敗

②サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗

③中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗

④大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗

ⅱ）　事故シーケンスグループの特徴

ｉ)に含まれる事故シーケンスは，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，設計上の除熱能力を超える熱が格納容器に負荷されることで炉心損傷前に格納容器が破損し，その後，炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，代替原子炉停止手段による原子炉出力抑制が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した原子炉停止機能に対する代替原子炉停止手段として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・代替原子炉再循環ポンプトリップ

・ほう酸水注入系

・原子炉隔離時冷却系

・高圧炉心スプレイ系

・残留熱除去系

ⅳ）　選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋原子炉停止失敗

ｖ）　選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い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。

なお，本事故シーケンスグループではＬＯＣＡを起因とする③，④の事故シーケンスについても抽出されている。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に伴う原子炉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①の事故シーケンスが厳しいと考えられる。また，ＬＯＣＡを起因とする場合，原子炉冷却材の流出により，ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，本事故シーケンスグループに対する対策である代替制御棒挿入機能に期待することにより対応可能である。さらに，ＬＯＣＡと原子炉停止機能喪失が重畳する③，④の事故シーケンスのＣＤＦはいずれも1×10^{-10}／炉年未満であり，重要事故シーケンスである①の事故シーケンスと比較しても極めて小さい。これらを踏まえると，反応度制御の観点で厳しい過渡事象を起因とする①の事故シーケンスは，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

ｉ）　事故シーケンス

①中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

②中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

ⅱ）　事故シーケンスグループの特徴

ｉ)に含まれる事故シーケンスは，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，炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る事故シー

ケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

ⅲ） 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した注水機能に対する代替注水手段として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・低圧代替注水系（常設）

・原子炉手動減圧

・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

ⅳ） 選定した重要事故シーケンス

①中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

ⅴ） 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い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。

なお，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，重畳する機能喪失が低圧炉心冷却機能喪失又は原子炉減圧機能喪失である点で異なっているが，ⅲ）で示したとおり有効と考えられる主な対策に差異がない。このため，重要事故シーケンスとして選定した低圧炉心冷却機能が喪失する①の事故シーケンスは，原子炉減圧機能が喪失する②の事故シーケンスに対して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）

ｉ）　事故シーケンス

①インターフェイスシステムＬＯＣＡ

ⅱ）　事故シーケンスグループの特徴

ｉ)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の発生後，破損箇所の隔離に失敗し，格納容器貫通配管からの漏えいが防止できずに炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，破損系統の隔離及び破損系統を除くＥＣＣＳによる原子炉注水が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時における対策として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・破損系統を除く原子炉注水機能

・原子炉手動減圧

・破損系統の隔離

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

ⅳ）　選定した重要事故シーケンス

①インターフェイスシステムＬＯＣＡ

ｖ）　選定理由

抽出された事故シーケンスが１つであることから，①を重要事故シーケンスとして選定した。

(8)　津波浸水による注水機能喪失

ｉ）　事故シーケンス

①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失

②最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）

③最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗

④最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗

ⅱ）　事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)に含まれる事故シーケンスは，防潮堤を越流した津波により非常用海水ポンプが被水・没水し，最終ヒートシンクが喪失することにより，炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては，津波防護対策が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

津波浸水による注水機能喪失発生時における対策として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する（別紙 5）。

・津波防護対策

・原子炉隔離時冷却系

・低圧代替注水系（常設）

・原子炉手動減圧

・残留熱除去系

・緊急用海水系

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

ⅳ）　選定した重要事故シーケンス

①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失

ⅴ）　選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い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。

なお，「津波浸水による注水機能喪失」に分類される事故シーケンスは，各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がない。このため，①の事故シーケンスは②～④の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。

なお，各事故シーケンスグループにおけ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，炉心損傷頻度の事故シーケンスに対する寄与割合の観点で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ている（別紙 6）。

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ている（別紙 7）。

第1-1表　イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

起因事象	事故シーケンス	内部	地震	津波	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)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	○	－	(2)
	高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	○	○	－	(3)
	ＲＨＲ失敗	○	○	－	(4)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	○	○	－	(5)
	原子炉停止失敗	○	○	－	(6)
外部電源喪失	ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	○	○	－	(7)
	ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗	○	○	－	(8)
	ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	○	○	－	(9)
	直流電源失敗＋ＨＰＣＳ失敗	○	○	－	(10)
	ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）	○	○	－	(11)
	ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）	○	○	－	(12)
	直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）	○	○	－	(13)
	直流電源喪失＋原子炉停止失敗	－	○	－	(14)
	交流電源喪失＋原子炉停止失敗	－	○	－	(15)
手動停止／サポート系喪失（手動停止）	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(16)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(17)
	高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－	(18)
	ＲＨＲ失敗	○	－	－	(19)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	○	－	－	(20)
サポート系喪失（自動停止）	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(21)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(22)
	高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－	(23)
	ＲＨＲ失敗	○	－	－	(24)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	○	－	－	(25)
	原子炉停止失敗	○	－	－	(26)
サポート系喪失（直流電源故障）	（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	○	－	－	(27)
	（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗	○	－	－	(28)
	（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	○	－	－	(29)
	（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）	○	－	－	(30)
	（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）	○	－	－	(31)
中小破断ＬＯＣＡ	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(32)
	高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	○	－	－	(33)
	ＲＨＲ失敗	○	－	－	(34)
	原子炉停止失敗	○	－	－	(35)
大破断ＬＯＣＡ	高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	○	－	－	(36)
	ＲＨＲ失敗	○	－	－	(37)
	原子炉停止失敗	○	－	－	(38)
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	○	－	－	(39)
地震に伴う損傷	原子炉建屋損傷	－	○	－	(40)
	格納容器損傷	－	○	－	(41)
	原子炉圧力容器損傷	－	○	－	(42)
	格納容器バイパス	－	○	－	(43)
	Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	－	○	－	(44)
	計装・制御系喪失	－	○	－	(45)
津波に伴う損傷	防潮堤損傷	－	－	○	(46)
	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	－	－	○	(47)
	最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	－	－	○	(48)
	最終ヒートシンク喪失＋ＲＣＩＣ失敗	－	－	○	(49)
	最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	－	－	○	(50)

第 1-2 表　ＰＲＡの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

事故シーケンス	シーケンスNo.	事故シーケンス別ＣＤＦ（／炉年）				全ＣＤＦに対する割合（%）	解釈1-1との対応	事故シーケンスグループ	グループ別ＣＤＦ（／炉年）	全ＣＤＦに対する割合（%）	解釈1-2との対応
		内部事象	地震	津波	合計						
過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(1)	3.2E-10	4.6E-07	－	4.6E-07	0.6	1-1(a)の事故シーケンス	高圧・低圧注水機能喪失	4.7E-07	0.6	1-2(a)
過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(2)	2.0E-10	2.5E-09	－	2.7E-09	＜0.1					
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(16)	4.2E-10	－	－	4.2E-10	＜0.1					
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(17)	4.3E-11	－	－	4.3E-11	＜0.1					
サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(21)	2.5E-09	－	－	2.5E-09	＜0.1					
サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(22)	3.0E-11	－	－	3.0E-11	＜0.1					
過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(3)	9.4E-09	1.3E-06	－	1.3E-06	1.7		高圧注水・減圧機能喪失	1.3E-06	1.8	1-2(a)
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(18)	2.6E-09	－	－	2.6E-09	＜0.1					
サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(23)	8.3E-09	－	－	8.3E-09	＜0.1					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	(7)	5.7E-08	5.6E-09	－	6.3E-08	＜0.1		全交流動力電源喪失	2.7E-06	3.6	1-2(a)
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	(27)	2.0E-08	－	－	2.0E-08	＜0.1					
外部電源喪失＋直流電源失敗＋ＨＰＣＳ失敗	(10)	6.0E-12	2.1E-06	－	2.1E-06	2.8					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	(9)	3.0E-10	2.4E-09	－	2.7E-09	＜0.1					
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	(29)	2.3E-10	－	－	2.3E-10	＜0.1					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗	(8)	2.0E-10	4.4E-07	－	4.5E-07	0.6					
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗	(28)	2.1E-08	－	－	2.1E-08	＜0.1					
過渡事象＋ＲＨＲ失敗	(4)	4.4E-05	5.4E-06	－	4.9E-05	65.1		崩壊熱除去機能喪失	6.6E-05	87.6	1-2(b)
過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	(5)	3.8E-07	2.9E-08	－	4.1E-07	0.5					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）	(19)	6.9E-07	6.4E-08	－	7.5E-07	1.0					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）	(20)	3.6E-09	3.5E-10	－	4.0E-09	＜0.1					
外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）	(24)	6.9E-10	1.2E-11	－	7.0E-10	＜0.1					
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗	(25)	9.9E-06	－	－	9.9E-06	13.2					
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	(33)	5.2E-08	－	－	5.2E-08	＜0.1					
サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗	(37)	1.7E-06	－	－	1.7E-06	2.3					
サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	(11)	8.9E-09	－	－	8.9E-09	＜0.1					
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）	(12)	4.1E-06	－	－	4.1E-06	5.4					
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）	(13)	2.1E-08	－	－	2.1E-08	＜0.1					
中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗	(31)	7.4E-08	－	－	7.4E-08	＜0.1					
大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗	(30)	3.0E-09	－	－	3.0E-09	＜0.1					
過渡事象＋原子炉停止失敗	(6)	2.5E-08	7.9E-08	－	1.0E-07	0.1		原子炉停止機能喪失	1.4E-07	0.2	1-2(b)
サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗	(26)	3.8E-11	－	－	3.8E-11	＜0.1					
中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗	(38)	5.4E-11	－	－	5.4E-11	＜0.1					
大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗	(34)	2.2E-12	－	－	2.2E-12	＜0.1					
直流電源喪失＋原子炉停止失敗	(14)	－	2.6E-08	－	2.6E-08	＜0.1					
交流電源喪失＋原子炉停止失敗	(15)	－	1.4E-08	－	1.4E-08	＜0.1					
中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(35)	1.5E-11	－	－	1.5E-11	＜0.1		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	3.2E-10	＜0.1	1-2(a)
中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(36)	4.6E-12	－	－	4.6E-12	＜0.1					
大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(32)	1.4E-12	－	－	1.4E-12	＜0.1					
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）	(44)	－	3.0E-10	－	3.0E-10	＜0.1		－			
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	(39)	4.8E-10	－	－	4.8E-10	＜0.1		格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	4.8E-10	＜0.1	1-2(b)
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	(47)	－	－	7.6E-07	7.6E-07	1.0	1-1(a)以外の事故シーケンス	津波浸水による注水機能喪失	4.0E-06	5.3	1-2(a)
最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	(48)	－	－	3.2E-06	3.2E-06	4.2					
最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗	(49)	－	－	1.1E-08	1.1E-08	＜0.1					
最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	(50)	－	－	1.7E-08	1.7E-08	＜0.1					
原子炉建屋損傷	(40)	－	1.5E-07	－	1.5E-07	0.2		－	1.5E-07	0.2	－
格納容器損傷	(41)	－	4.1E-09	－	4.1E-09	＜0.1			4.1E-09	＜0.1	
原子炉圧力容器損傷	(42)	－	2.2E-07	－	2.2E-07	0.3			2.2E-07	0.3	
格納容器バイパス	(43)	－	3.2E-08	－	3.2E-08	＜0.1			3.2E-08	＜0.1	
計装・制御系喪失	(45)	－	3.7E-10	－	3.7E-10	＜0.1			3.7E-10	＜0.1	
防潮堤損傷	(46)	－	－	3.3E-07	3.3E-07	0.4			3.3E-07	0.4	
合計		6.1E-05	1.0E-05	4.3E-06	7.5E-05	99.6	－	－	7.5E-05	99.6	－

ハッチング：解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接対応せず，全炉心損傷頻度への寄与及び影響度の観点から他の事故シーケンスグループと比較し，新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断したもの

第 1-3 表　事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別ＣＤＦ（／炉年） 内部事象	地震	津波	合計	全ＣＤＦ※1に対する割合（%）	グループ別ＣＤＦ（／炉年）	全ＣＤＦ※1対する割合（%）	備考
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	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・代替循環冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	3.2E-10	4.6E-07	－	4.6E-07	0.6	4.7E-07	0.6	
		過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		2.0E-10	2.5E-09	－	2.7E-09	＜0.1			
		手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		4.2E-10	－	－	4.2E-10	＜0.1			
		手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		4.3E-11	－	－	4.3E-11	＜0.1			
		サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		2.5E-09	－	－	2.5E-09	＜0.1			
		サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		3.0E-11	－	－	3.0E-11	＜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	・高圧代替注水系 ・低圧炉心スプレイ系 ・過渡時自動減圧機能 ・残留熱除去系	9.4E-09	1.3E-06	－	1.3E-06	1.7	1.3E-06	1.8	
		手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		2.6E-09	－	－	2.6E-09	＜0.1			
		サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		8.3E-09	－	－	8.3E-09	＜0.1			
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	5.7E-08	5.6E-09	－	6.3E-08	＜0.1	2.7E-06	3.6	
		サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）		2.0E-08	－	－	2.0E-08	＜0.1			
	ＴＢＤ	外部電源喪失＋直流電源失敗＋ＨＰＣＳ失敗	・上記の点線枠内の対策	6.0E-12	2.1E-06	－	2.1E-06	2.8			
	ＴＢＵ	外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗		2.0E-10	4.4E-07	－	4.5E-07	0.6			
		サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗		2.1E-08	－	－	2.1E-08	＜0.1			
	ＴＢＰ	外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・上記の点線枠内の対策	3.0E-10	2.4E-09	－	2.7E-09	＜0.1			
		サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗		2.3E-10	－	－	2.3E-10	＜0.1			
崩壊熱除去機能喪失		過渡事象＋ＲＨＲ失敗	[ＲＨＲ故障時] ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替循環冷却系 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 [取水機能喪失時] ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	4.4E-05	5.4E-06	－	4.9E-05	65.1	6.6E-05	87.6	全炉心損傷頻度の約99%を炉心損傷防止対策でカバー
		過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		3.8E-07	2.9E-08	－	4.1E-07	0.5			
		外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）		6.9E-07	6.4E-08	－	7.5E-07	1.0			
		外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）		3.6E-09	3.5E-10	－	4.0E-09	＜0.1			
		外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）		6.9E-10	1.2E-11	－	7.0E-10	＜0.1			
		手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗		9.9E-06	－	－	9.9E-06	13.2			
		手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		5.2E-08	－	－	5.2E-08	＜0.1			
		サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗		1.7E-06	－	－	1.7E-06	2.3			
		サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		8.9E-09	－	－	8.9E-09	＜0.1			
		サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）		4.1E-06	－	－	4.1E-06	5.4			
		サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）		2.1E-08	－	－	2.1E-08	＜0.1			
		中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗		7.4E-08	－	－	7.4E-08	＜0.1			
		大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗		3.0E-09	－	－	3.0E-09	＜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 ・ほう酸水注入系 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系	2.5E-08	7.9E-08	－	1.0E-07	0.1	1.4E-07	0.2	
		サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗		3.8E-11	－	－	3.8E-11	＜0.1			
		中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗		5.4E-11	－	－	5.4E-11	＜0.1			
		大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗		2.2E-12	－	－	2.2E-12	＜0.1			
		直流電源喪失＋原子炉停止失敗※2	－	－	2.6E-08	－	2.6E-08	＜0.1			
		交流電源喪失＋原子炉停止失敗※2		－	1.4E-08	－	1.4E-08	＜0.1			
ＬＯＣＡ時注水機能喪失		中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗※3	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・代替循環冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	1.5E-11	－	－	1.5E-11	＜0.1	2.2E-11	＜0.1	
		中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗※3		4.6E-12	－	－	4.6E-12	＜0.1			
		大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗※4	－	1.4E-12	－	－	1.4E-12	＜0.1			
格納容器バイパス		インターフェイスシステムＬＯＣＡ	・破損系統を除く原子炉注水機能 ・手動減圧 ・破損系統の隔離 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	4.8E-10	－	－	4.8E-10	＜0.1	4.8E-10	＜0.1	
津波浸水による注水機能喪失		原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	－	－	7.6E-07	7.6E-07	1.0	4.0E-06	5.3	
		最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）		－	－	3.2E-06	3.2E-06	4.2			
		最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗		－	－	1.1E-08	1.1E-08	＜0.1			
		最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗		－	－	1.7E-08	1.7E-08	＜0.1			
合計				6.1E-05	1.0E-05	4.0E-06	7.5E-05	99.0	7.5E-05	99.0	－

※１：全ＣＤＦは第1-2表で新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断した事故シーケンスの炉心損傷頻度を含む
※２：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事故シーケンスであるが，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」が発信し，炉内構造物が損傷する加速度に到達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，現実的には発生しがたいと考え，炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象としては取り扱わないと判断した事故シーケンス
※３：ＬＯＣＡの破断規模が大きい場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス
※４：国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス

第 1-4 表　重要事故シーケンス等の選定（1／2）

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	着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方 a	b	c	d	備考（a：共通原因故障・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	・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a．サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは，系統間機能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「中」とした。 b．原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスについては事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）については「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，過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスを「高」，手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としている事故シーケンスを「低」とした。 d．事故シーケンスグループの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して1％以上の事故シーケンスを「中」，1％未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．の着眼点について，③～⑥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①，②，⑤，⑥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。 なお，有効と考えられる主な対策に差異がないため，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①の事故シーケンスは，②～⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。
		－	②過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		低	高	高	低		
		－	③手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低		
		－	④手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低		
		－	⑤サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低		
		－	⑥サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	高	高	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	・低圧炉心スプレイ系 ・過渡時自動減圧機能 ・残留熱除去系	低	高	高	高	a．サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは，系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b．原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスについては事象進展が早いことから「高」とし，原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としている事故シーケンスについては「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，過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスを「高」とし，手動停止／サポート系喪失（手動停止）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ＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して1％以上の事故シーケンスを「中」，1％未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．の着眼点について，②，③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①，③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。 なお，有効と考えられる主な対策に差異がないため，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①の事故シーケンスは，②～③の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。
		－	②手動停止／サポート系喪失（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（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		中	高	高	低		
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	◎	①外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	低	低	高	a．いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り，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．いずれの事故シーケンスにおいても原子炉隔離時冷却系による炉心への注水に成功していることから，事象進展が遅いため「低」とした。 c．いずれの事故シーケンスにおいても原子炉隔離時冷却系による炉心への注水に成功しており，原子炉注水設備の必要容量は大きくないため「低」とした。 d．長期ＴＢの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，1％以上の事故シーケンスを「中」，1％未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．b．c．の着眼点について，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。 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。 なお，有効と考えられる主な対策に差異がないため，①の事故シーケンスは，②の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。
		－	②サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）		高	低	低	中		
	ＴＢＤ ＴＢＵ	◎	③外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ）	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	高	高	高	a．いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り，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．いずれの事故シーケンスも事象初期から原子炉への注水に失敗していることから，事象進展が早く余裕時間が短いため「高」とした。 c．いずれの事故シーケンスも事象初期から原子炉への注水に失敗しており，崩壊熱が高く原子炉注水設備の必要設備容量が大きいため「高」とした。 d．ＴＢＤ及びＴＢＵの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，1％以上の事故シーケンスを「中」，1％未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．b．c．の着眼点について，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。 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。 なお，有効と考えられる主な対策に差異はないため，③の事故シーケンスは緊急用蓄電池への直流電源の切替操作が必要となることから，④，⑤の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。
		－	④外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）		高	高	高	中		
		－	⑤サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）		高	高	高	低		
	ＴＢＰ	◎	⑥外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	中	中	高	a．いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り，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．いずれの事故シーケンスも原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が使用不能となるまでの余裕時間は，初期の原子炉注水に失敗している事故シーケンスに比べて長いことから「中」とした。 c．いずれの事故シーケンスも原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が使用不能となるまでに崩壊熱がある程度低下することから，原子炉注水設備の必要容量は事象初期に注水に失敗する事故シーケンスに比べて小さいと考えられることから「中」とした。 d．ＴＢＰの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，1％以上の事故シーケンスを「中」，1％未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．～d．の着眼点について，全事故シーケンスに共通であるが，d．の頻度の観点では⑦に比べて⑥の方が支配的となった。 以上より，⑥を重要事故シーケンスとして選定。 なお，有効と考えられる主な対策に差異がないため，⑥の事故シーケンスは，⑦の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。
		－	⑦サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗		高	中	中	中		

◎　：重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

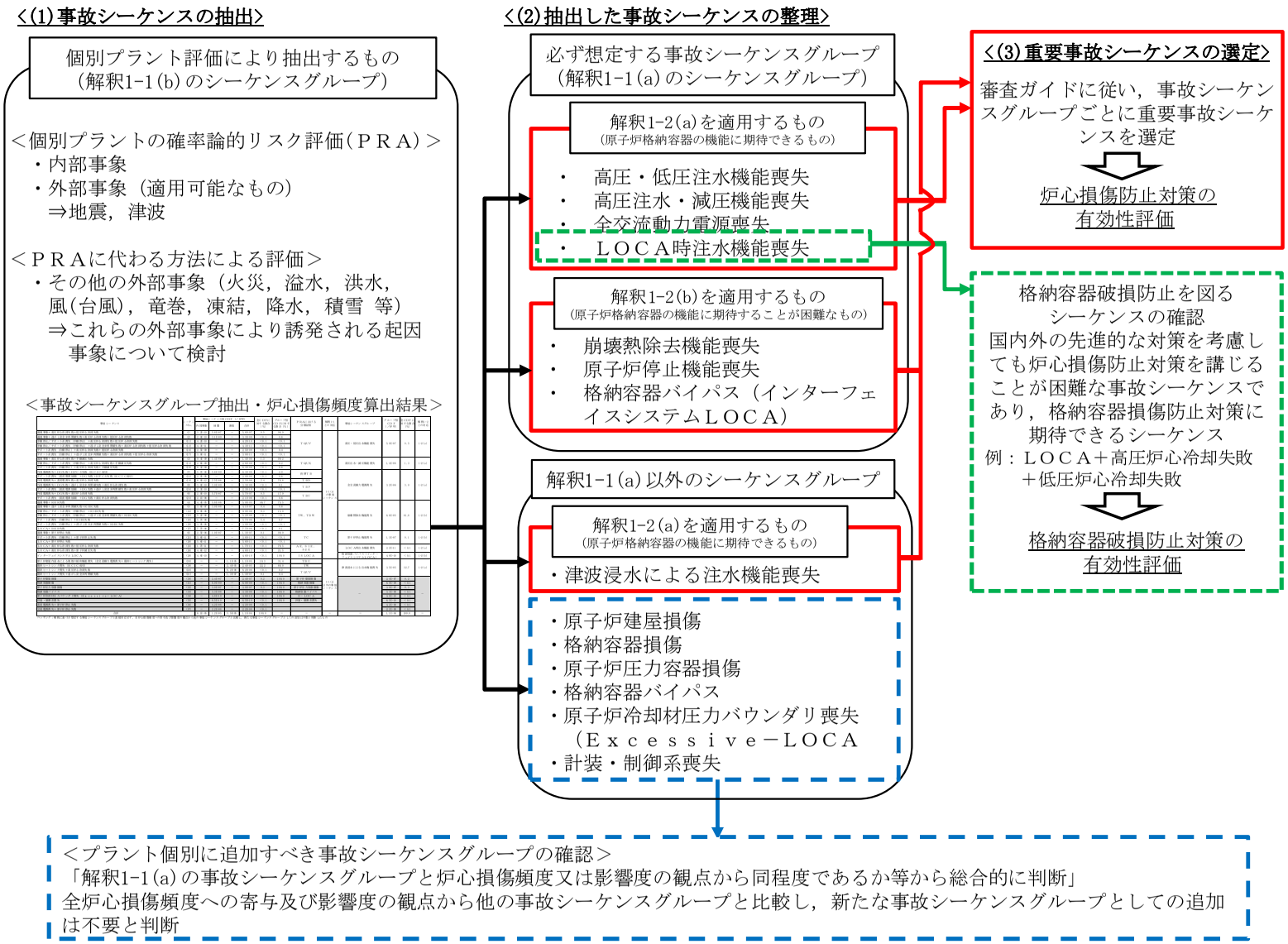
審査ガイドの着眼点a～dに対する影響度の観点から，厳しい順に「高」，「中」，「低」とした。

第 1-4 表　重要事故シーケンス等の選定（2／2）

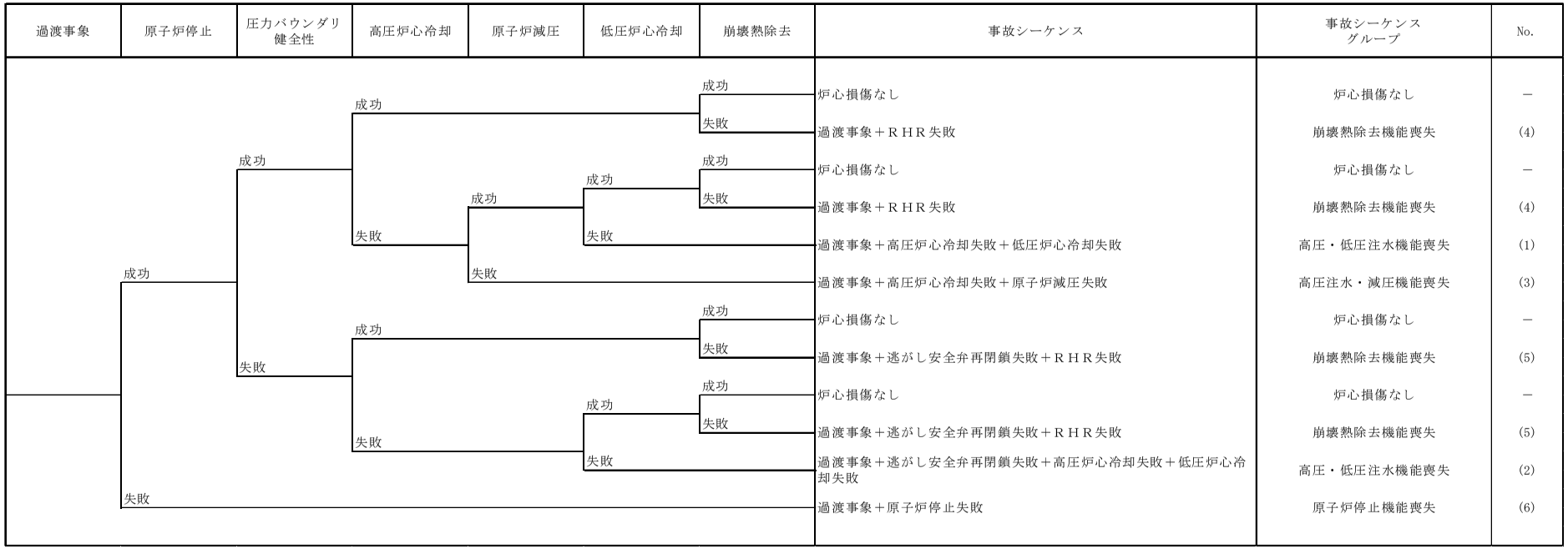
事故シーケンスグループ		事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方 a	b	c	d	備考（a：共通原因故障・系統間機能依存性，b：余裕時間，c：設備容量，d：代表性）	選定した重要事故シーケンスと選定理由
崩壊熱除去機能喪失	◎	①過渡事象＋ＲＨＲ失敗	［ＲＨＲ故障時］ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ［取水機能喪失時］ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a．外部電源喪失及びサポート系喪失（直流電源故障）を起因とするシーケンスは，いずれも全交流動力電源喪失に至るシーケンスであり，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。また，サポート系喪失を起因とするシーケンスは，系統間機能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「中」とした。 b．原子炉が自動停止する過渡事象，外部電源喪失，サポート系喪失（自動停止），サポート系喪失（直流電源故障）及びＬＯＣＡを起因とするシーケンスは事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としているシーケンスは事象進展が比較的遅いことから「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，外部電源喪失，サポート系喪失（自動停止），サポート系故障（直流電源故障）及びＬＯＣＡを起因としているシーケンスを「高」，手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としているシーケンスを「低」とした。 d．事故シーケンスグループの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して1％以上のシーケンスを「中」，1％未満のシーケンスを「低」とした。	a．の着眼点について，⑥～⑨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。また，③，④，⑤，⑨，⑩は電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失しているものの，代替電源により崩壊熱除去機能の回復が可能であることから，対応手段が著しく制限される状態ではない。 b．c．の両着眼点について，「高」と考えたシーケンスとして①～⑤，⑧～⑬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。 なお，交流電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失している事故シーケンスが含まれるものの，主要な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とする場合，有効と考えられる主な対策に差異がないため，①の事故シーケンスは，②～⑬の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。
	－	②過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		低	高	高	低		
	－	③外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	中		
	－	④外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	低		
	－	⑤外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	低		
	－	⑥手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗		中	低	低	中		
	－	⑦手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		中	低	低	低		
	－	⑧サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗		中	高	高	中		
	－	⑨サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		中	高	高	低		
	－	⑩サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	中		
	－	⑪サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	低		
	－	⑫中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗		低	高	高	低		
	－	⑬大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗		低	高	高	低		
原子炉停止機能喪失	◎	①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 ・ほう酸水注入系 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系	低	高	高	高	a．サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは，系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b．原子炉停止に失敗した場合，いずれの事故シーケンスにおいても原子炉出力状態が維持され事象進展が早いことから全て「高」とした。 c．原子炉停止に失敗した場合，いずれの事故シーケンスにおいても原子炉出力状態が維持されるため，原子炉を未臨界とするための必要な設備容量が大きくなることから，全て「高」とした。 d．事故シーケンスグループの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して1％以上の事故シーケンスを「中」，1％未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．の着眼点について，②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．の着眼点について，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。 d．頻度の観点では①が支配的となった。なお，ＬＯＣＡと原子炉停止失敗が重畳する③，④のＣＤＦはいずれも1×10^{-10}／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。 なお，ＬＯＣＡを起因とする場合，ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，代替制御棒挿入機能に期待することにより対応可能であり，そのＣＤＦは極めて小さい。そのため，反応度制御の観点で厳しい過渡事象を起因とする①の事故シーケンスは，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。
	－	②サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗		中	高	高	低		
	－	③中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗		低	高	高	低		
	－	④大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗		低	高	高	低		
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	◎	①中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a．中小破断ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスは，系統間機能依存性がないことから，全て「低」とした。 b．中小破断ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスは，事象進展が早いことから全て「高」とした。 c．中小破断ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスは，必要な設備容量が大きいことから全て「高」とした。 d．事故シーケンスグループの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して1％以上の事故シーケンスを「中」，1％未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．b．c．の着眼点について，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。 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。 なお，有効と考えられる主な対策に差異がないため，①の事故シーケンスは，②の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。
	－	②中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		低	高	高	中		
格納容器バイパス	◎	①インターフェイスシステムＬＯＣＡ	・破損系統を除く原子炉注水機能 ・手動減圧 ・破損系統の隔離 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	－	－	－	－	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず，全ての着眼点について「－」とした。	①を重要事故シーケンスとして選定。
津波浸水による注水機能喪失	◎	①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	高	高	中	a．原子炉建屋内浸水を起因とする事故シーケンスでは，建屋内の多くの設備が機能喪失することから「高」とした。最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シーケンスでは，除熱を必要とする設備が機能喪失することから「中」とした。 b．事象初期から原子炉への注水に失敗している事故シーケンスについては「高」，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に成功している事故シーケンスについては，「低」とした。逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失する事故シーケンスは，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまで炉心への注水が継続されるため，事象初期から注水に失敗している事故シーケンスと比較して，事象進展が遅いため「中」とした。 c．原子炉建屋内浸水を起因とするシーケンスは，津波防護対策に要求される防護高さも高くなることから「高」とし，最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シーケンスは「中」とした。 d．最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して1％以上の事故シーケンスを「中」，1％未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．の着眼点について，「高」と考えた事故シーケンスとして，津波浸水により建屋内の多くの設備が機能喪失する①を抽出。 b．の着眼点について，「高」と考えた事故シーケンスとして①，③を抽出。 c．の着眼点について，「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②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。なお，②は頻度の観点では支配的となるが，津波防護対策に要求される防護高さは津波高さが高くなる①に包絡される。 なお，有効と考えられる主な対策に差異がないため，①の事故シーケンスは②～④の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。
	－	②最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）		中	低	中	高		
	－	③最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗		中	高	中	低		
	－	④最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗		中	中	中	低		

◎　：重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

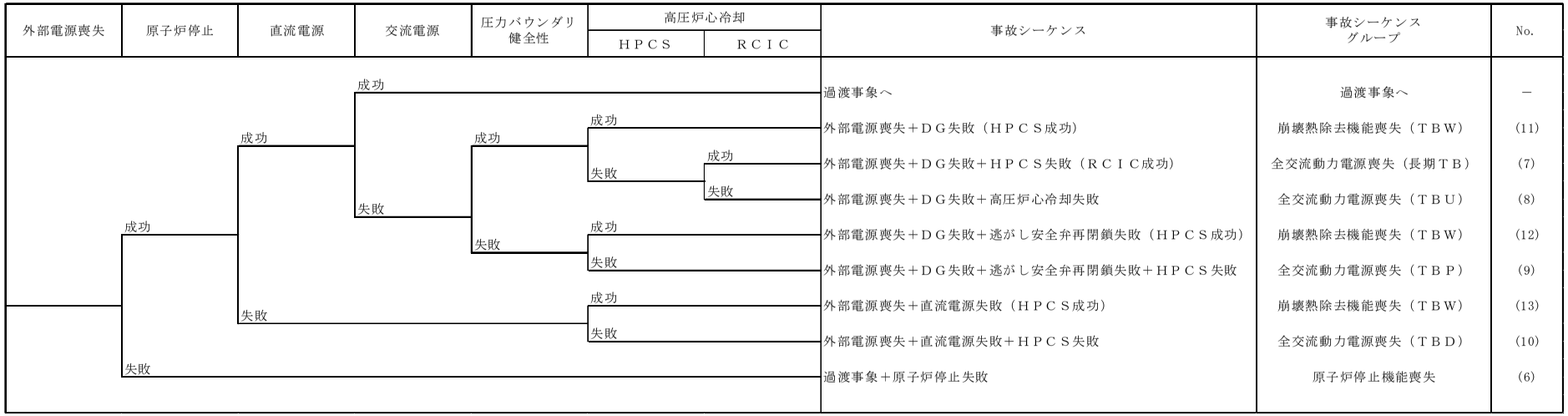
審査ガイドの着眼点a～dに対する影響度の観点から，厳しい順に「高」，「中」，「低」とした。



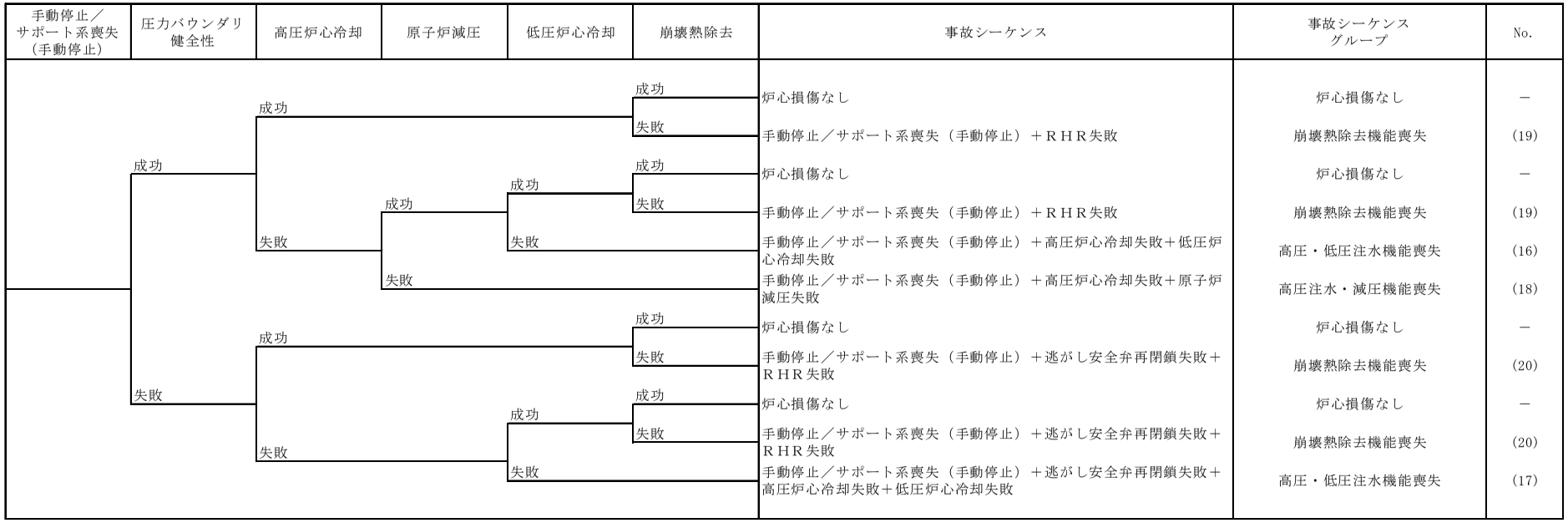
第 1-1 図　事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス



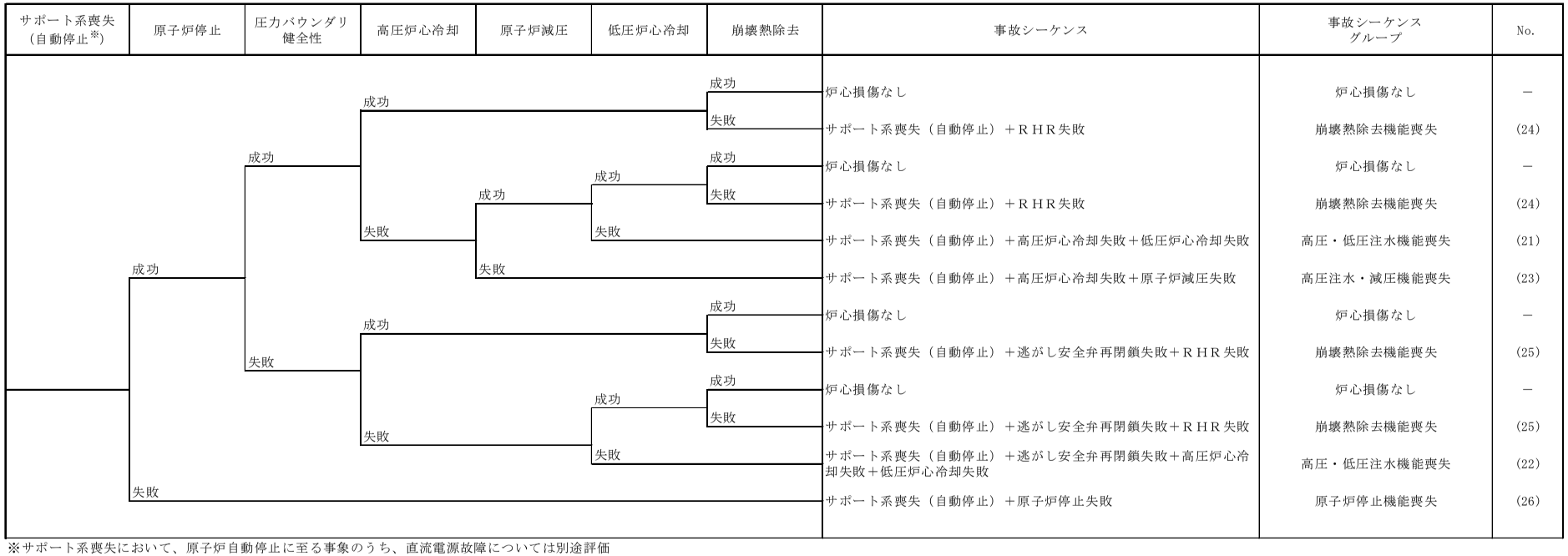
第 1-2 図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（1／7）



第 1-2 図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（2／7）

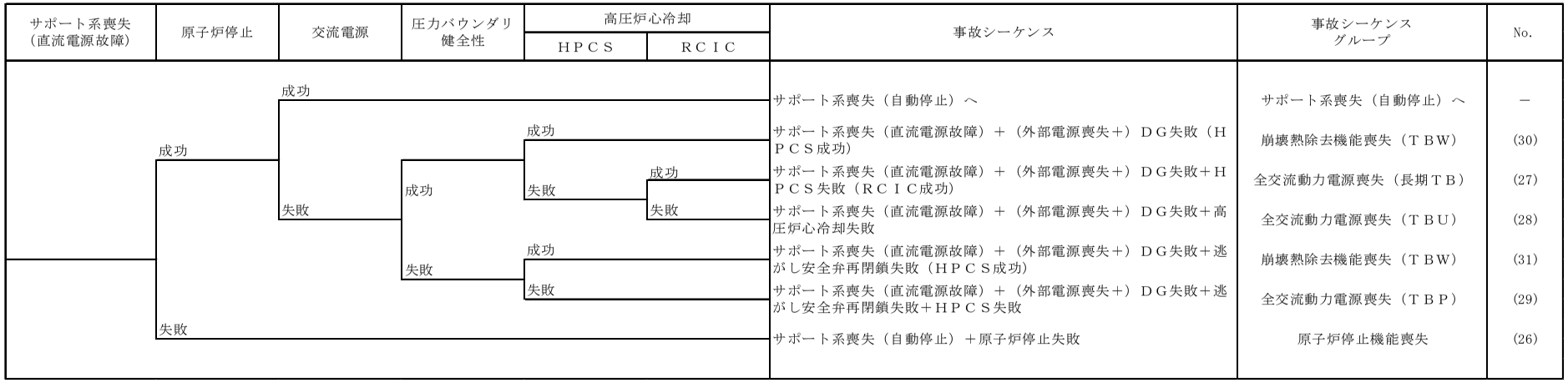


第 1-2 図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（3／7）

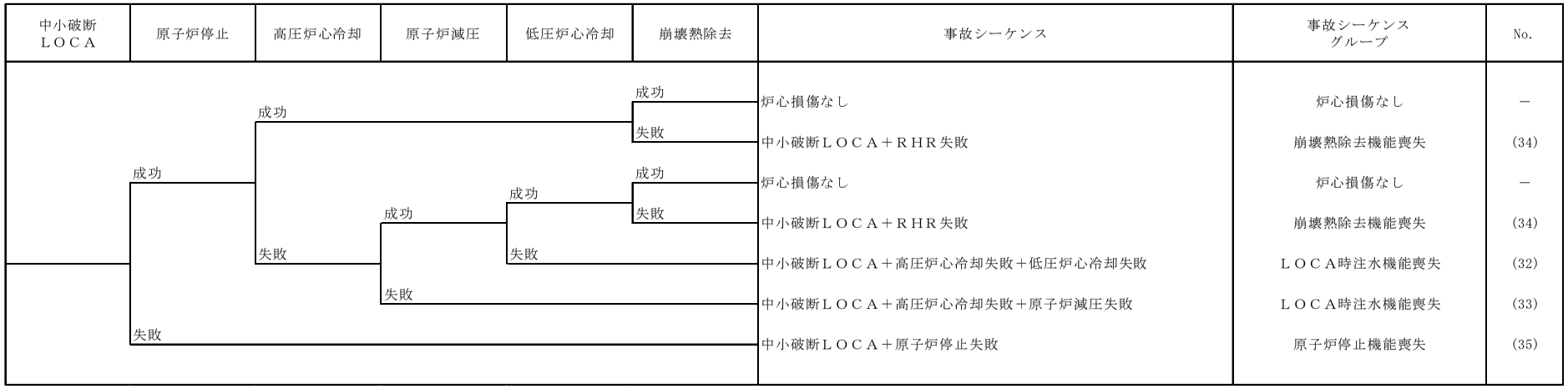


※サポート系喪失において、原子炉自動停止に至る事象のうち、直流電源故障については別途評価

第 1-2 図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（4／7）



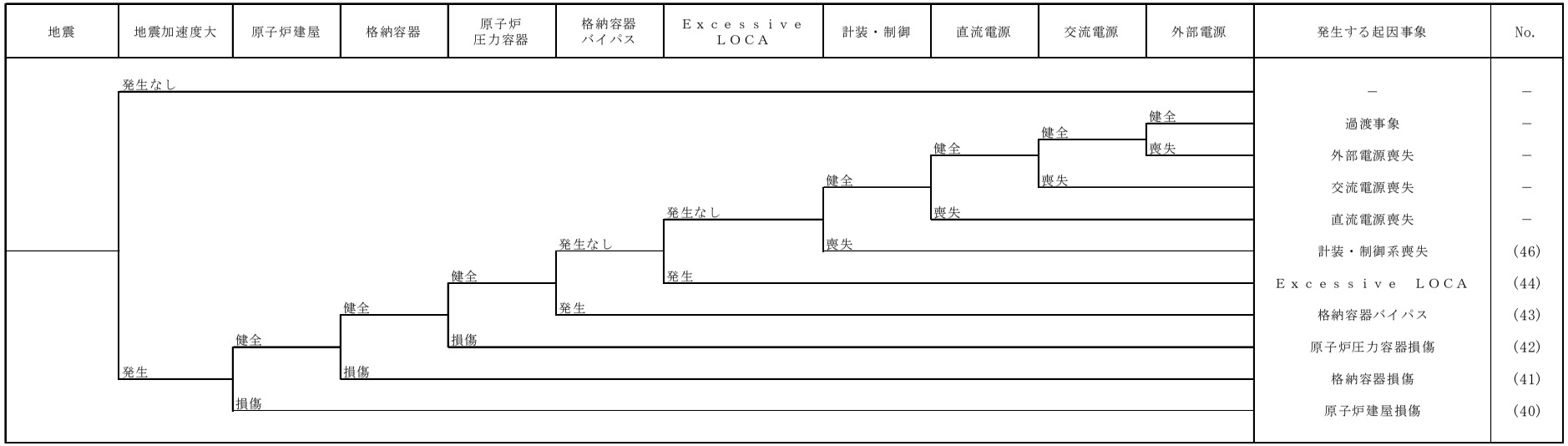
第 1-2 図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（5／7）



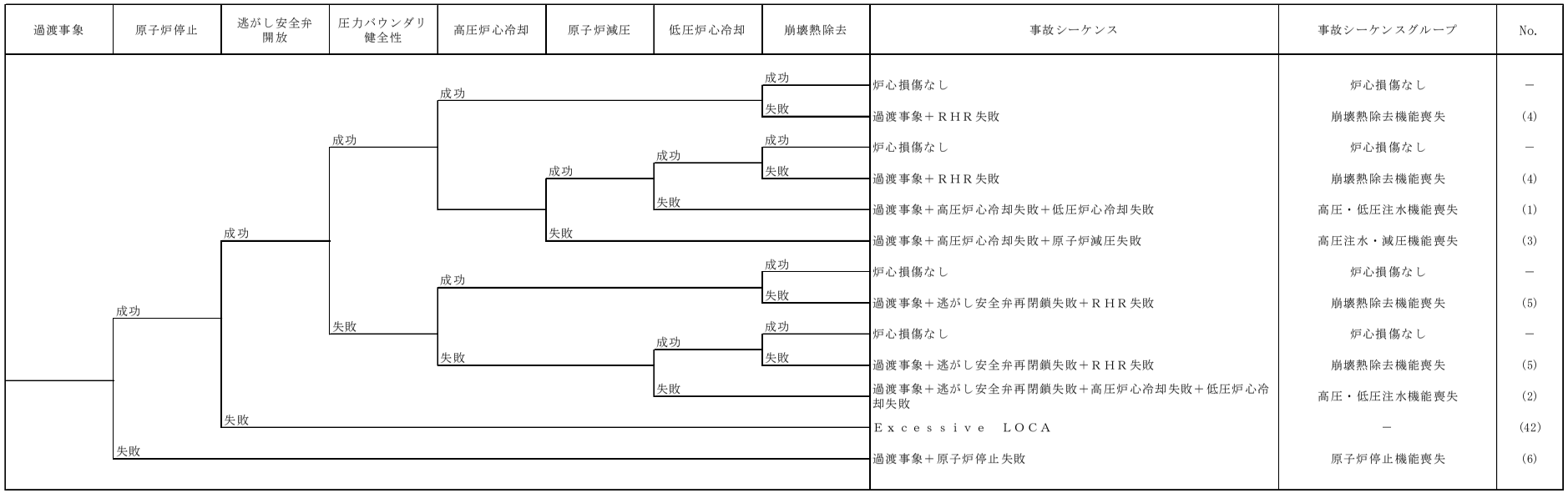
第 1-2 図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（6／7）

インターフェイスシステムＬＯＣＡ	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	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）	(39)

第 1-2 図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（7／7）

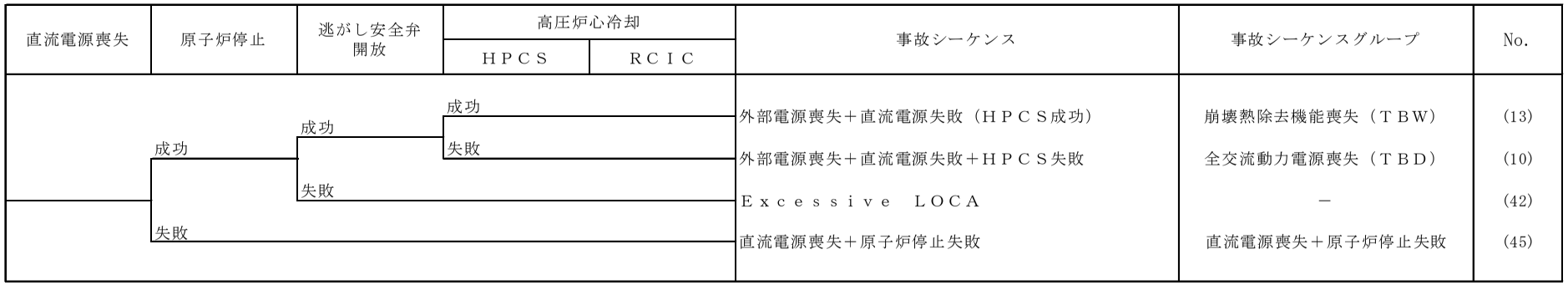


第 1-3 図　地震レベル１ＰＲＡにおける階層イベントツリー

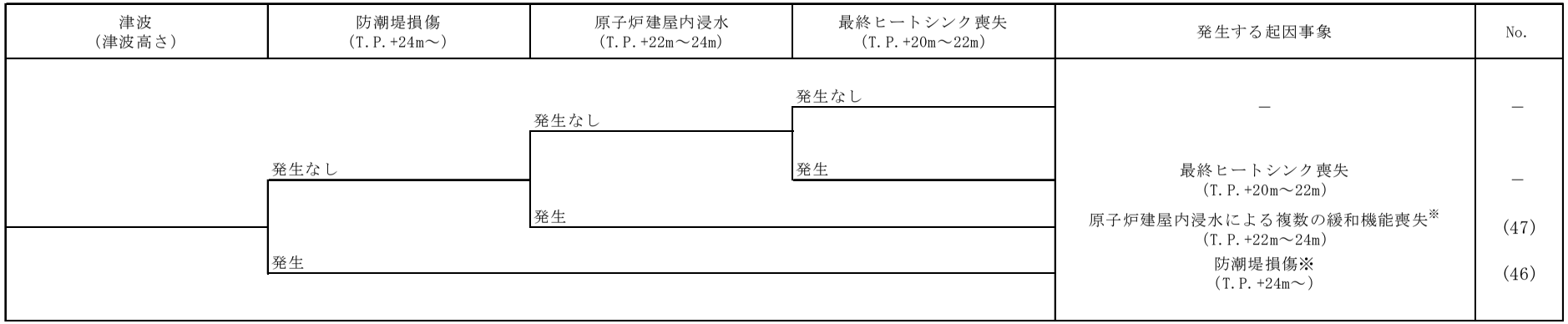


第 1-4 図　地震レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（1／3）

第 1-4 図　地震レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（2／3）

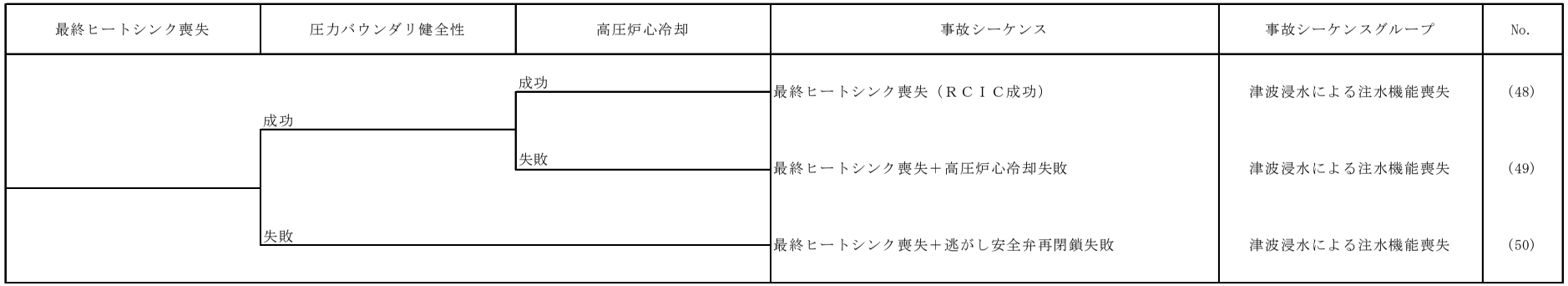


第 1-4 図　地震レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（3／3）

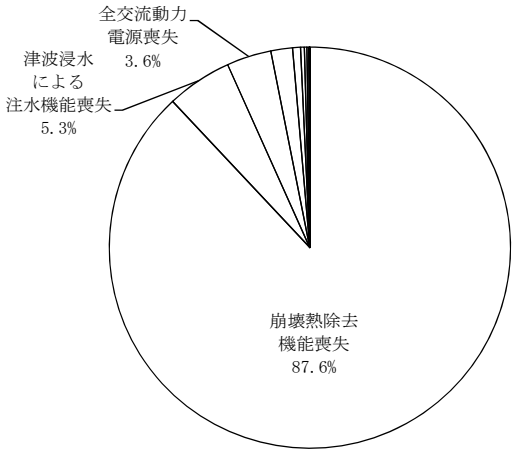


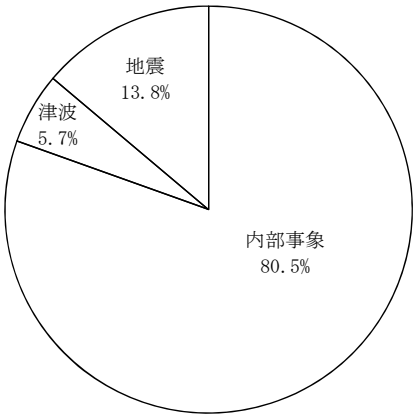
※：炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない

第 1-5 図　津波レベル１ＰＲＡにおける階層イベントツリー



第 1-6 図　津波レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー

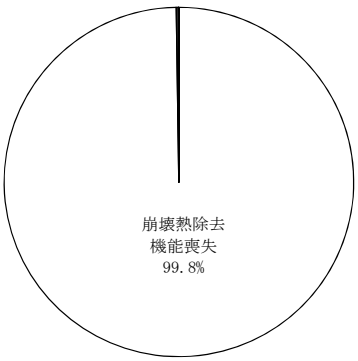




（ＣＤＦ：7.5×10^{-5}／炉年）

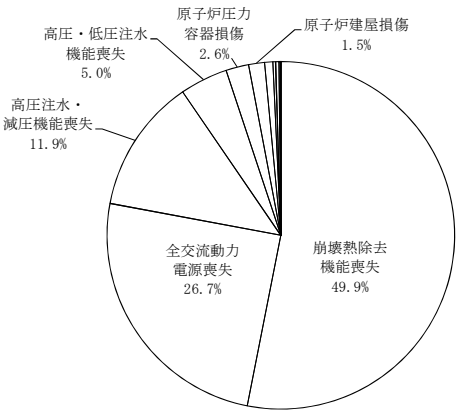
事故シーケンスグループ別　　事象別

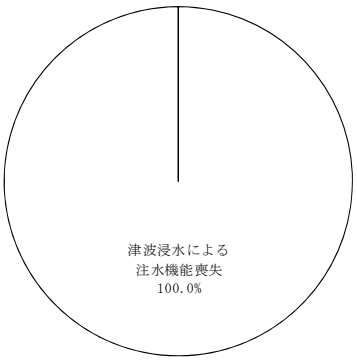
第 1-7 図　プラント全体の炉心損傷頻度



内部事象レベル１ＰＲＡ

（ＣＤＦ：6.1×10^{-5}／炉年）





地震レベル１ＰＲＡ　　津波レベル１ＰＲＡ

（ＣＤＦ：1.0×10^{-5}／炉年）　　（ＣＤＦ：4.0×10^{-6}／炉年）

第 1-8 図　事故シーケンスグループごとの寄与割合

有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について

重大事故の有効性評価に係る個別プラントでの事故シーケンスグループの選定に際しては,「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置,構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（以下「解釈」という。）に,「個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（ＰＲＡ）及び外部事象に関するＰＲＡ（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」と記載されている。

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

内部溢水，内部火災及びその他外部事象に関するレベル１ＰＲＡ及び外部事象レベル１．５ＰＲＡ並びに停止時レベル１ＰＲＡについては，ＰＲＡ手法の確立に向けた検討が進められている段階，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」に含まれないと判断し，「それに代わる方法」として，これら外部事象の影響を考慮した場合の事故シーケンスグループ選定への影響について以下のとおり整理した。

1.　炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ抽出に係る検討

1.1　内部溢水，内部火災の影響

今回はＰＲＡの適用を見合わせたが，内部溢水，内部火災についてはレベル１ＰＲＡの手法確立・個別プラントへの展開に係わる検

討作業がある程度進んでいる。このことを踏まえ，ＰＲＡを念頭にして，内部溢水，内部火災の発生によって誘発される可能性がある起因事象を，定性的な分析によって抽出した。抽出結果を表1に示す。

表1に示す起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出力運転時レベル１ＰＲＡにおいて評価対象とし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，内部事象出力運転時レベル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。

表1　内部溢水及び内部火災により誘発される起因事象

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
外部電源喪失	内部溢水及び内部火災による常用母線等の機能喪失　等
非隔離事象	内部溢水及び内部火災による原子炉冷却材流量制御系の誤動作 内部溢水及び内部火災による工学的安全施設制御系の誤動作　等
隔離事象	内部溢水及び内部火災による主蒸気隔離弁の誤閉止　等
全給水喪失	内部溢水及び内部火災による給水流量の全喪失　等
逃がし安全弁誤開放	内部火災による逃がし安全弁作動回路の誤動作　等
手動停止	内部溢水及び内部火災による安全機能への影響の可能性に伴う計画外停止

1.2　その他の外部事象の影響

その他の外部事象としては，解釈第６条第２項に自然現象，及び第８項に外部人為事象として，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。

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

地震，津波以外の自然現象及び外部人為事象について，起因事象発生の可能性を検討した結果，出力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にて抽出した起因事象を誘発する要因による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.　格納容器破損防止対策の格納容器破損モードの抽出に係る検討

外部事象レベル１．５ＰＲＡについては，地震ＰＲＡのみ学会標準に一部関連する記載があるものの，その他の事象については標準的なＰＲＡ手法が確立されておらず，定量評価を実施できる状況ではないことから，以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1　地震の影響

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

また，出力運転時を対象として実施した地震時レベル１ＰＲＡの結果からは，地震特有の事象として原子炉建屋損傷や格納容器損傷等の炉心損傷直結事象が抽出されている。これらの事象については，深刻な事故の場合には格納容器も破損に至るが，この場合の格納容器破損は事象進展によって格納容器に負荷が加えられて破損に至るものではなく，地震による直接的な格納容器の閉じ込め機能喪失である。これらについては，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，有効性評価において取り扱う事象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，内部事象出力運転時レベル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。

2.2　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，格納容器が津波による物理的負荷（波力・漂流物の衝撃力）によって直接損傷することは想定し難い。また，炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル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，内部事象出力運転時レベル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。

2.3　内部溢水，内部火災の影響

1.1に示した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出力運転時レベル１ＰＲＡで用いた事象以外に追加すべきものは発生しないと推定しており，格納容器が直接破損することは想定し難い。また，炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル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，内部事象出力運転時レベル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。

2.4　その他の外部事象の影響

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，内部事象出力運転時レベル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推定している。また，炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル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，内部事象出力運転時レベル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抽出に係る検討

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外部事象に関するレベル１ＰＲＡの標準的なＰＲＡ手法が確立されておらず，定量評価を実施できる状況にない。このため，出力運転時の地震・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，図1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アグラムを参考に，地震・津波・内部溢水・内部火災及びその他の外部事象により発生する起因事象を以下のとおり定性的に分析し，表2にまとめた。

さらに，抽出した起因事象を基に，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。

3.1　出力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，出力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，出力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，一般的な出力運転時と運転停止中の違いとして以下の観点に着目し，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・圧力は出力運転時と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，出力運転時と異なり，原子炉停止機能，高圧注水機能が不要となる。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・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抽出には影響しない。

運転停止中は原子炉圧力容器・格納容器が開放されている状態も考えられるが，これらの状態に依らず，運転停止中の必要な機能は変化しないため，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推定される。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，出力運転時とは異なり，点検作業等に伴う開口箇所の発生など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，出力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。

3.2　地震の影響

地震により個々の機器が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を除去している系統は，残留熱除去系及びそのサポート系である残留熱除去系海水系，外部電源から給電される所内電源設備である。

地震により残留熱除去系又は残留熱除去系海水系が機能喪失すると「残留熱除去系の故障」の起因事象が発生し，碍子又は所内電源設備等の送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能を有する系統が機能喪失した場合は燃料損傷に至るが，この事故シーケンスは，同じ系統がランダム故障等で発生することを想定している内部事象停止時レベル１ＰＲＡにて抽出される事故シーケンスと同じである。

地震特有の事象として，原子炉建屋損傷，格納容器損傷，原子炉圧力容器損傷，格納容器バイパス，原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ），計装・制御系喪失が発生すると，直接炉心損傷至る事象が発生するが，これらについては出力運転中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，可搬型の機器等で燃料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及び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，原子炉建屋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るべきものと考える。

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から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。

3.3　津波による影響

運転停止中においては，点検作業等に伴い，出力運転時にはない開口（大物搬入口の水密扉等の建屋開口部，防潮堤貫通部の止水防止対策の点検に伴う一時的な開口部）が発生することが考えられ，事故シーケンス選定においては，この差異について考慮する必要がある。

大物搬入口の水密扉等については，出力運転時津波レベル１ＰＲＡにおいて期待しておらず，防潮堤を超え敷地に遡上する津波が原子炉建屋1階床面に到達すると「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」の事故シーケンスとして取り扱っている。運転停止時においてもこの考え方を適用すると，大物搬入口の水密扉等の建屋開口部の有無による事故シーケンス選定への影響はない。

一方，防潮堤については，出力運転時の津波レベル１ＰＲＡにおいて期待しているが，運転停止中における防潮堤貫通部の止水対策の点検作業に伴い，一時的に開口部が生じている間に防潮堤高さ未満の津波が発生した場合は，津波が開口部から敷地内に浸水することが考えられる。この場合でも，敷地内に浸水する津波の量が限定的であり，非常用海水ポンプの健全性は維持されると考えられものの，非常用海水ポンプが没水，被水により機能喪失した場合は「最終ヒートシンク喪失」の起因事象が発生する。ただし，これを起因とする事故シーケンスに対しては，内部事象停止時レベル１ＰＲＡから抽出される「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループと同様，常設代替高圧電源装置，低圧代替注水系（常設）等により

燃料損傷を防止できる。

また，防潮堤高さを超える津波に対しては，防潮堤貫通部の止水対策の点検作業の有無に関わらず，非常用海水ポンプが没水，被水により機能喪失し「最終ヒートシンク喪失」の起因事象が発生する。ただし，この場合においても，内部事象停止時レベル１ＰＲＡから抽出される「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループと同様，常設代替高圧電源装置，低圧代替注水系（常設）等により燃料損傷を防止できる。

以上より，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から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，運転停止中は，常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が点検に伴い待機除外となる場合もあるものの，燃料損傷防止対策が全て喪失するような複数の同時点検は実施しない運用とするとともに，その対策の機能維持に必要な浸水防止設備を維持する運用とする。

3.4　内部溢水，内部火災の影響

内部溢水，内部火災により個々の機器が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を除去している系統は，残留熱除去系及びそのサポート系である残留熱除去系海水系，外部電源から給電される所内電源設備である。

内部溢水，内部火災により運転中の残留熱除去系又は残留熱除去系海水系が機能喪失すると「残留熱除去系の故障」の起因事象が発生し，所内電源設備が機能喪失すると「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，同系統の機器のランダム故障による機能喪失を想定する内部事象停止時レベル１ＰＲＡで考慮している起因事象に含まれている。

したがって，運転停止中の内部溢水，内部火災の発生する起因事象の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル１ＰＲＡから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，燃料損傷防止に必要な機能を全て喪失することのないよう，必要な内部溢水，内部火災の影響拡大防止対策を維持する運用とする。

3.5　その他の外部事象の影響

地震，津波以外の自然現象及び外部人為事象について，運転時を対象とした整理を参考に，運転停止中に起因事象が発生し得るかを確認した。その結果，その他の外部事象の発生に伴う起因事象は，内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおいて抽出した起因事象に包含されるため，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ＰＲ

Ａを適用可能と判断した出力運転時地震レベル１ＰＲＡ，出力運転時津波レベル１ＰＲＡ以外の外部事象について，定性的な分析・推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードはないものと評価した。

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

以上

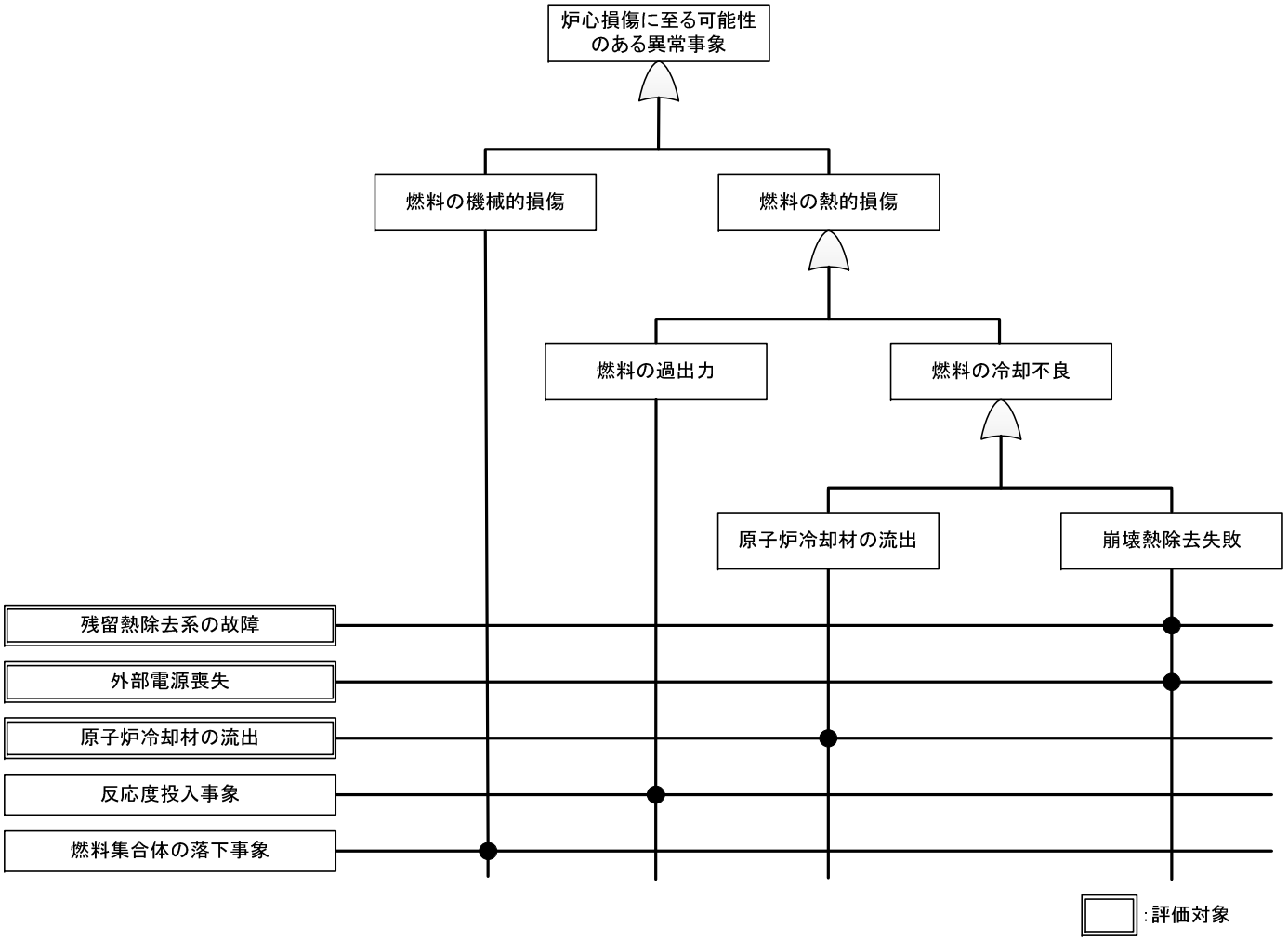


図１　内部事象停止時レベル１ＰＲＡのマスターロジックダイアグラム

表２　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の抽出結果

外部事象 起因事象	地震	津波	内部火災・内部溢水	その他の外部事象	主な燃料損傷防止対策
残留熱除去系の故障	・残留熱除去系の損傷 ・残留熱除去系海水系の損傷	・残留熱除去系海水系の機能喪失 ・原子炉建屋内浸水による残留熱除去系の機能喪失	・残留熱除去系ポンプの停止 ・残留熱除去系海水系ポンプの停止 等	・残留熱除去系海水系の機能喪失（竜巻，落雷）	・常設代替高圧電源装置 ・低圧代替注水系（常設，可搬型） ・緊急用海水系 ・津波防護対策
外部電源喪失	・送受電設備の損傷	・送受電設備の機能喪失	・送受電設備の機能喪失	・送受電設備の機能喪失（凍結，積雪，火山，竜巻，森林火災，落雷）	
原子炉冷却材の流出	－※1	－	－	－	－
反応度投入事象	－	－	－	－	－
直接炉心損傷に至る事象	・原子炉建屋損傷 ・格納容器損傷 ・原子炉圧力容器損傷 ・格納容器バイパス ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ） ・計測・制御系喪失	－	－	－	・出力運転時を対象とした地震レベル１ＰＲＡ結果に基づき，直接炉心損傷に至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。出力運転中の取り扱いと同様，機能維持した設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備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：原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失は直接炉心損傷に至る事象として整理する。

付録３

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について

本資料のうち，□は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

下線部：今回提出範囲

目次

１．はじめに・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・1-1
２．有効性評価における物理現象の抽出・・・・・・・・・・・・・・・・・・2-1
２．１　炉心損傷防止・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・2-7
２．２　格納容器破損防止・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・2-49
２．３　運転停止中原子炉における燃料損傷防止・・・・・・・・・・・・2-70
３．抽出された物理現象の確認・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・3-1
３．１　BWR プラントシステムの階層構造分析と抽出された物理現象の対応確認・3-1
３．２　EURSAFE における物理現象と抽出された物理現象の対応確認・・・・ 3-2
４．適用候補とするコードについて・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・4-1
４．１　適用候補コードの概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・4-1
５．有効性評価に適用するコードの選定・・・・・・・・・・・・・・・・・・5-1
５．１　炉心損傷防止・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・5-1
５．２　格納容器破損防止・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・5-5
５．３　運転停止中原子炉における燃料損傷防止・・・・・・・・・・・・5-6
６．選定されたコードの有効性評価への適用性について・・・・・・・・・6-1
添付資料１　許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較について

第１部　SAFER
第２部　CHASTE
第３部　REDY
第４部　SCAT
第５部　MAAP
本文
添付１　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止について
添付２　溶融炉心と冷却材の相互作用について
添付３　溶融炉心とコンクリートの相互作用について
第６部　APEX

添付５　原子炉停止機能喪失事象での反応度係数（ＲＥＤＹコード用）の保守因子について

原子炉停止機能喪失事象に対する炉心損傷防止対策の有効性評価において，ＲＥＤＹコードに原子炉設置変更許可申請書の添付書類八記載の平衡炉心サイクル末期の反応度係数に一律の保守因子（減速材ボイド係数は 1.25 倍，ドップラ係数は 0.9 倍）を掛けた反応度係数を用いている。

一方，本事象では，事象の進展に伴い，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，軸方向出力分布等が時間とともに変化し，ボイド係数，ドップラ係数が影響を受け，保守因子は一定ではない。

そこで有効性評価手法が適切であることを確認するために，前述のとおり 5.1.2 節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」において本事象を３つのサブ時間領域に細分割した上で，それぞれに反応度係数に対する保守因子を設定してＲＥＤＹコードによる評価を行っている。

ここでは，①，②において 5.1.2 節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」で用いる反応度係数に対する保守因子を求め，③において 5.1.2 節の感度解析結果より有効性評価の一律の保守因子の手法が適用できることを確認した。

① 炉心一点近似縮約による反応度係数評価は，圧力変化，流量変化などの摂動による炉心状態変化及び事象進展に伴う炉心状態変化を扱うことが出来ない。原子炉停止機能喪失事象では，この炉心状態変化の変化に伴う不確かさが大きくなる可能性があるため，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより，各サブ時間領域に対するボイド係数，ドップラ係数を評価し，炉心一点近似手法による反応度係数（添付書類八記載の値）に対する比として各時間領域の反応度係数の保守因子のノミナル値を評価した。

② ①で求めた保守因子のノミナル値に，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより評価したボイド係数，ドップラ係数の不確かさ及び取替炉心設計段階における不確かさ（補足参照）を加えることで，5.1.2 節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」で用いる反応度係数の保守因子変動幅を求めた。

③ ①及び②の検討より，原子炉停止機能喪失事象に対する炉心損傷防止対策の有効性評価において，事象を通じた一律の保守因子として，ボイド係数は 1.25 及びドップラ係数は 0.9 が適用できることを確認した。

１．原子炉停止機能喪失事象での各時間領域の反応度係数の保守因子のノミナル値

（１）評価方法

原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止発生事象の短時間領域を，以下の３つのサブ時間領域に細分割し，

・出力変動期（サブ時間領域１）

・出力抑制期（サブ時間領域２）

・出力再上昇期（サブ時間領域３）

各サブ時間領域の代表的な炉心状態における炉心パラメータを用い，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより，ボイド係数，ドップラ係数を評価し，原子炉設置変更許可申請書の添付書類八に記載の反応度係数（保守因子1.0倍に相当）と比較した。

ボイド係数は，各解析点に応じた微小な摂動を与え実効増倍率の変化量を求め，炉心平均のボイド率の変化量で除することで求めた。各解析点での摂動は，表1-2～表1-4に示すように，サブ時間領域１では圧力摂動，サブ時間領域２では流量摂動，サブ時間領域３では入口エンタルピ摂動を与えた。

ドップラ係数は，各解析点における摂動計算により炉心平均値を求めた。

（２）解析条件

解析は三つの代表プラントを対象として行い，この主な解析条件を以下に示す。

表 1-1　主な解析条件

プラント	代表ＡＢＷＲ	代表従来型ＢＷＲ①	代表従来型ＢＷＲ②
評価条件	原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止		
初期条件	100%出力／100%炉心流量	100%出力／85%炉心流量	
炉心	９×９燃料（Ａ型） 単一炉心	９×９（Ａ型）+標準組成 MOX 燃料混在炉心	９×９燃料（Ａ型） 単一炉心
炉心格子	Ｎ格子	Ｓ格子	Ｃ格子
解析コード	ＨＩＮＥＳ／ＰＡＮＡＣＨ	ＴＧＢＬＡ／ＬＯＧＯＳ	ＨＩＮＥＳ／ＰＡＮＡＣＨ

（注）ＨＩＮＥＳ，ＴＧＢＬＡ：単位燃料集合体核特性計算コード

ＰＡＮＡＣＨ，ＬＯＧＯＳ：三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード

（３）解析結果

各解析点における，三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによる反応度係数と一点近似モデルの反応度係数(*)の比（以下「三次元／炉心一点近似（保守因子 1.0)」と称す）を表 1-2～表 1-4 に示す。これによると，摂動及び事象進展に伴い軸方向の出力分布及びボイド分布が変化するためボイド係数は変化するが，ドップラ係数は主に U-238 の共鳴吸収が支配的であることから変化は小さくなっている。

(*)原子炉設置変更許可申請書の添付書類八に記載の減速材ボイド係数，ドップラ係数

冒頭に述べたように，炉心一点近似縮約による反応度係数評価は，圧力変化，流量変化などの摂動及び事象進展に伴う炉心状態の変化を扱えないため，三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いて炉心状態変化を取り込んで評価しているが，ボイド係数において特にその影響が大きいことが分かる。

このように三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いることで，炉心状態変化を取り込むことができるものの，静的評価であることによる不確かさが含まれると考えられる。そこで，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによりボイド係数を評価できることを含めて，サブ時間領域ごとに保守因子の設定について以下のとおり確認した。

サブ時間領域１では，圧力増加による正のボイド反応度印加による中性子束の上昇が支配的である。圧力摂動においては，軸方向ボイド率分布変化に伴う軸方向出力分布への影響は，流量摂動，エンタルピ摂動に比較して小さく，また，炉心一体型の摂動であり，特に軸方向にほぼ時間遅れなく摂動が与えられるため，事象開始時点の炉心状態に対して静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いてボイド係数を評価することは可能であると考えられる。

サブ時間領域２における支配的要因は流量摂動であり，炉心出力だけでなく，軸方向ボイド率分布，軸方向出力分布もこの影響を受ける。炉心入口流量が減少すると，この流量摂動の影響が時間遅れを伴って動的に下方から上方に伝わり，上部のボイド率が変化する前に下方のボイド率が増加することとなる。このため，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによるボイド係数評価では現実の軸方向ボイド率分布，軸方向出力分布と異なった状態を評価していることになる。この流れによる時間遅れがボイド率変化に及ぼす影響を確認するため，ＳＣＡＴコードにより，サブ時間領域２の流量減少の時間変化を模擬した場合と定常解析に相当する準静的に流量が減少した場合について，軸方向ボイド率分布を評価したところ，両者の差はほとんどないことが確認された。以上より，サブ時間領域２における流量減少は緩やかであり，流れによる時間遅れによる軸方向ボイド率分布への影響は小さく，ボイド係数への影響は小さいといえる。なお，5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」において本事象を３つのサブ時間領域に細分割した上で，反応度係数に対する保守因子の上限値，下限値を表1-2に基づき設定してＲＥＤＹコード／ＳＣＡＴコードによる評価を行っており，一律の保守因子を用いた有効性評価における燃料被覆管温度よりも高くならないとの結果を得ている。このようにボイド係数の有効性評価結果への感度が小さいことから，不確かさを大きめに考慮することで，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによりボイド係数を評価することは可能であると考えられ

る。

サブ時間領域３においては，給水温度低下に伴うエンタルピ摂動が支配的であるが，逃がし安全弁開閉に伴う圧力摂動もボイド係数に影響を及ぼす。圧力摂動については軸方向ボイド率分布変化に伴う軸方向出力分布への影響は小さいが，エンタルピ摂動では影響が大きく，ボイド係数自体として絶対値が大きくなる。サブ時間領域３において給水温度が低下し，さらに逃がし安全弁が閉じられた場合は，両者ともボイド率を低下させる方向に働くため正のボイド反応度が印加されることになる。この場合，ボイド反応度変化量としては両者の効果が重畳するものの，ボイド率変化量も両者の効果が重畳するので，単位ボイド率変化量に対するボイド反応度変化量で定義されるボイド係数は，エンタルピ摂動単独で変化したボイド係数と圧力摂動単独で変化したボイド係数の中間的な値となる。以上より，エンタルピ摂動単独で変化したボイド係数を用いた方が出力を高め（保守的）に評価することにもなるため，エンタルピ摂動によるボイド係数で代表させている。

エンタルピ摂動による影響は，流量摂動と同様に時間遅れをもって炉心軸方向下方から上方に伝わるが，サブ時間領域２の炉心流量減少に比較して事象進展がゆっくりしていることから，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードで評価することは可能であると考えられる。一方，サブ時間領域３は，当該時点までの事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさがより大きくなると考えられるため，保守因子を設定する上で不確かさを大きめに見る必要がある。この不確かさの定量化は困難であるが，5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」より，ボイド係数の有効性評価結果への感度が小さいことから，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによりボイド係数を評価することは可能であると考えられる。

なお，中性子束振動状態での静的反応度係数は定義できないため，本手法の適用対象外である。中性子束振動が局所的な燃料被覆管温度に与える影響に関しては，米国において中性子束振動の評価実績がある異なる解析コード（ＴＲＡＣコード）による参考解析結果を参照する。

表 1-2　代表ＡＢＷＲの原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象の代表点における反応度係数の比（三次元／炉心一点近似（保守因子 1.0））

細分割区分	摂動の種類	ボイド係数	ドップラ係数
サブ時間領域１	圧力摂動		
サブ時間領域２	流量摂動		
サブ時間領域３ (*)	入口エンタルピ摂動		

(*) 中性子束振動に対しては適用外

本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1-3　代表従来型ＢＷＲ①の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象の代表点における反応度係数の比（三次元／炉心一点近似（保守因子 1.0））

細分割区分	摂動の種類	ボイド係数	ドップラ係数
サブ時間領域 1	圧力摂動		
サブ時間領域 2	流量摂動		
サブ時間領域 3 (*)	入口エンタルピ摂動		

(*) 中性子束振動に対しては適用外

表 1-4　代表従来型ＢＷＲ②の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象の代表点における反応度係数の比（三次元／炉心一点近似（保守因子 1.0））

細分割区分	摂動の種類	ボイド係数	ドップラ係数
サブ時間領域 1	圧力摂動		
サブ時間領域 2	流量摂動		
サブ時間領域 3 (*)	入口エンタルピ摂動		

(*) 中性子束振動に対しては適用外

2．原子炉停止機能喪失事象での反応度係数の保守因子の変動範囲

前節で求めた各サブ時間領域の保守因子のノミナル値と，補足に記載した三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによるボイド係数，ドップラ係数の不確かさ及び取替炉心設計段階における不確かさを用いて，5.1.2 節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」で用いる反応度係数の保守因子を求めた。

具体的には，表 1-2～表 1-4 の値に，以下の表 2-1（補足表-9 より転載）の不確かさを加えて，表 2-2～表 2-4 のようになる。

なお，ここでは遅発中性子割合の不確かさも含めて，動的反応度係数としてまとめている。

表 2-1　平衡炉心末期の動的反応度係数の不確かさ（まとめ）

不確かさの要因	動的ボイド係数	動的ドップラ係数
原子炉停止機能喪失事象解析での不確かさ（合計）		

（補足表-9 より転載）

（＊）1．で前述したような静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いることによる不確かさ，事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加が考えられることから，「その他の要因に対する安全余裕」として，ボイド係数[redacted]，ドップラ係数[redacted]の安全余裕を採用している。

本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2-2　代表ＡＢＷＲの原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡炉心サイクル末期）

反応度係数 / 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域１						
サブ時間領域２						
サブ時間領域３						

表 2-3　代表従来型ＢＷＲ①の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡炉心サイクル末期）

反応度係数 / 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域１						
サブ時間領域２						
サブ時間領域３						

表 2-4　代表従来型ＢＷＲ②の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡炉心サイクル末期）

反応度係数 / 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域１						
サブ時間領域２						
サブ時間領域３						

（＊）サブ時間領域１は事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加は小さいと考えられることから，表 2-2～表 2-4 では「その他の要因に対する安全余裕」を含まず記載している。
ただし，5.1.2 の「重要現象の不確かさに対する感度解析」では，保守側評価として，サブ時間領域１に対してもサブ時間領域２，３と同じボイド係数[　]，ドップラ係数[　]の安全余裕を採用している。

表 2-3 に示した代表従来型ＢＷＲプラントの検討結果は，標準組成 MOX 燃料混在炉心の場合を想定しているが，ここに初期 Pu 組成変動，および装荷遅れの影響を考慮すれば，表 2-3 の結果に対して，さらに動的ボイド係数で[　]倍，動的ドップラ係数で[　][　]倍を見込む必要がある。

本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

動的反応度係数の保守因子の変動による有効性評価への影響を確認するため，表 2-2～表 2-4 に示した保守因子の上下限値を組み合わせた感度解析を実施した。表 2-5～表 2-7 に感度解析結果を示す。代表ＡＢＷＲの場合は，給水温度低下によって原子炉出力が準静的に増加するサブ時間領域３において燃料被覆管温度が最高温度となるため，各ケースとも有意な差は生じていない。一方，代表従来型ＢＷＲの場合は，原子炉圧力上昇によって原子炉出力が急増するサブ時間領域１，流量減少によって原子炉出力が急減するサブ時間領域２及び給水温度低下によって原子炉出力が準静的に増加するサブ時間領域３において燃料被覆管温度が最高温度となるため，保守因子の影響を比較的受けやすいものの，ベースケースに比較して過度に温度が上昇するものはない。以上より，不確かさが燃料被覆管温度に有意な影響を及ぼすものではないことを確認した。

表 2-5　代表ＡＢＷＲの動的反応度係数の保守因子の不確かさを考慮した場合の感度解析

	保守因子(*1)		燃料被覆管温度	
	動的ボイド係数	動的ドップラ係数	最高温度（℃）	最高温度の偏差(*2)（℃）
ベースケース	1.25	0.9	約 1060	－
ケース１	ノミナル値	ノミナル値	約 1060	0
ケース２	下限値	下限値	約 1060	0
ケース３	下限値	上限値	約 1060	0
ケース４	上限値	下限値	約 1060	0
ケース５	上限値	上限値	約 1060	0

（＊1）ノミナル値／上限値／下限値については，表 2-2 参照

（＊2）ベースケースとの偏差

表 2-6　代表従来型ＢＷＲ①の動的反応度係数の保守因子の不確かさを考慮した場合の感度解析

	保守因子(*1)		燃料被覆管温度	
	動的ボイド係数	動的ドップラ係数	最高温度（℃）	最高温度の偏差(*2)（℃）
ベースケース	1.25	0.9	約 1030	－
ケース１	ノミナル値	ノミナル値	約 930	−100
ケース２	下限値	下限値	約 920	−110
ケース３	下限値	上限値	約 870	−160
ケース４	上限値	下限値	約 1010	−20
ケース５	上限値	上限値	約 940	−90

（＊1）ノミナル値／上限値／下限値については，表 2-3 参照

（＊2）ベースケースとの偏差

表 2-7　代表従来型ＢＷＲ②の動的反応度係数の保守因子の不確かさを考慮した場合の感度解析

	保守因子(＊1)		燃料被覆管温度	
	動的ボイド係数	動的ドップラ係数	最高温度（℃）	最高温度の偏差(＊2)（℃）
ベースケース	1.25	0.9	約 880	－
ケース１	ノミナル値	ノミナル値	約 830	−50
ケース２	下限値	下限値	約 840	−40
ケース３	下限値	上限値	約 880	0(＊3)
ケース４	上限値	下限値	約 870	−10
ケース５	上限値	上限値	約 850	−30

（＊１）ノミナル値／上限値／下限値については，表 2-4 参照

（＊２）ベースケースとの偏差

（＊３）サブ時間領域３にて最高温度が発生しており，ベースケースと同じサブ時間領域１での最高温度の偏差は−140℃となっている。

３．原子炉停止機能喪失事象に対する炉心損傷防止対策の有効性評価における反応度係数の保守因子について

有効性評価において反応度係数に一律の保守因子（減速材ボイド係数は1.25倍，ドップラ係数は0.9倍）を用いていることについて，以下に検討した結果をまとめる。

サブ時間領域１は，１．で述べたとおり，圧力摂動が支配的な期間であり，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより保守因子を評価することが可能である。また，ボイド係数は２．に示した保守因子変動範囲よりも保守的な値（1.25）を有効性評価で用いている。ドップラ係数は保守因子変動範囲の下限値が有効性評価で用いている値よりも下回っているものの，サブ時間領域１の出力ピークに起因した燃料被覆管表面温度への影響は，ドップラ係数が下限値の場合でも有意に厳しくなるケースはなく，ドップラ係数の感度は小さいことが分かった。

従って，サブ時間領域１において，反応度係数の保守因子は，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係数は0.9倍を適用できると考えられる。

サブ時間領域２は，流量摂動が支配的な期間ではあるが，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードで評価する保守因子には，流れによる時間遅れが軸方向ボイド率分布，軸方向出力分布へ及ぼす影響は考慮されていない。しかしながら，流量減少は緩やかであり，ＳＣＡＴコードによる評価により，流れの時間遅れによる軸方向ボイド率分布への影響は小さいことが確認されたため，この現象のボイド係数への影響は小さいといえる。不確かさを考慮して設定した保守因子の上限値及び下限値を用いたＲＥＤＹコード／ＳＣＡＴコードによる評価結果は，一律の保守因子を用いた有効性評価における燃料被覆管温度よりも有意に厳しくなることはなく，サブ時間領域２においても，反応度係数の保守因子は，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係数は0.9倍を適用できると考えられる。

サブ時間領域３は，給水温度低下に伴うエンタルピ摂動及び逃がし安全弁開閉に伴う圧力摂動が支配的な期間ではあるが，保守的にエンタルピ摂動が支配的であるとして保守因子を評価している。サブ時間領域３におけるエンタルピ摂動は事象進展が遅いため，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより保守因子を評価することは可能と考えられるが，２．に示したように保守因子変動範囲は有効性評価で用いた一律の保守因子よりも非保守的なものがある。しかしながら，不確かさを考慮して設定した保守因子の上限値及び下限値を用いたＲＥＤＹコード／ＳＣＡＴコードによる評価を行っているが，一律の保守因子を用いた有効性評価における燃料被覆管温度よりも有意に厳しくなることはないとの結果を得ており，サブ時間領域３においても，反応度係数の保守因子は，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係数は0.9倍を適用できると考えられる。

以上より，反応度係数の保守因子として，動的ボイド係数は 1.25 倍，動的ドップラ係

数は0.9倍を適用できると考える。

（＊）参考文献

文献 1：ミクロ炉物理学　Ⅰ．連続エネルギーモンテカルロ法によるドップラ反応度の検証（原子力学会　2000年春の年会）

文献 2：ミクロ炉物理学　1999年日本原子力学会誌 Vol.41,No.11(1999)p.37-41

文献 3：熱中性子散乱カーネルを修正したMCNP5による上方散乱効果の確認（原子力学会　2012年春の年会）

文献 4：重核種の熱振動を考慮できる共鳴散乱モデルを組み込んだ改良MCNP5の妥当性確認とMonteburns2への組み込み（原子力学会　2012年秋の大会）

文献 5：軽水炉燃料のDoppler反応度計算における評価モデル詳細化の検討（原子力学会　2015年秋の大会）

文献 6：Effect of Subchannel Void Fraction Distribution on Lattice Physics Parameters for Boiling Water Reactor Fuel Bundles（Journal of NUCLEAR SCIENCE and TECHNOLOGY, vol.45, No.12, p.1237-1251,2008）