

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故等対策の有効性評価について

平成27年9月

東京電力株式会社

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 評価にあ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
- 1.9 参考文献

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果

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

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(長期 TB, TBU, TBD, TBP)
- 2.4 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合, 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)

今回のご説明範囲

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)
(代替循環冷却を使用する場合, 代替循環冷却を使用しない場合)
- 3.2 高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用
- 3.4 水素燃焼
- 3.5 格納容器直接接触(シェルアタック)
- 3.6 熔融炉心・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
 - 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 2.1.1	安定状態について
添付資料 2.1.2	解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (高圧・低圧注水機能喪失)
添付資料 2.1.3	減圧・注水操作が遅れる場合の影響について
添付資料 2.1.4	7日間における水源の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)
添付資料 2.1.5	7日間における燃料の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)
添付資料 2.2.1	安定状態について
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	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 2.3.2.1	敷地境界外での実効線量評価について
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	全交流動力電源喪失時における RCIC の 24 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 2.3.2.4	安定状態について
添付資料 2.3.2.5	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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))
添付資料 2.3.2.6	7日間における水源の対応について (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))
添付資料 2.3.2.7	7日間における燃料の対応について (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))
添付資料 2.3.2.8	常設代替交流電源設備の負荷 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))
添付資料 2.3.3.1	全交流動力電源喪失時において高圧代替注水系の 24 時間運転継続に期待することの妥当性について
添付資料 2.3.3.2	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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)
添付資料 2.3.5.1	「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」への対応において、24 時間以内の交流動力電源復旧に期待する場合の対応可能性
添付資料 2.3.5.1-1	7日間における水源の対応について (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
添付資料 2.3.5.1-2	7日間における燃料の対応について (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)

添付資料 2.3.5.1-3 常設代替交流電源設備の負荷
(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)

添付資料 2.4.1.1 安定状態について

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

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 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性

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 安定状態について

添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(原子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.5 初期炉心流量の相違による評価結果への影響

添付資料 2.5.6 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 2.5.7 高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響

添付資料 2.5.8 外部電源の有無による評価結果への影響

添付資料 2.6.1 安定状態について

添付資料 2.6.2 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
(LOCA 時注水機能喪失)

添付資料 2.6.3 LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について

添付資料 2.6.4 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 2.6.5 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 2.7.1 インターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境について

添付資料 2.7.2 インターフェイスシステム LOCA 発生時における破断箇所の隔離ができない場合の現場環境等について

添付資料 2.7.3 安定状態について

添付資料 2.7.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(インターフェイスシステム LOCA)

添付資料 2.7.5 7日間における燃料の対応について(インターフェイスシステム LOCA)

添付資料 3.1.2.1 格納容器気相部の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 3.1.2.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)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 3.1.2.3 安定状態について(代替循環冷却を使用する場合)

添付資料 3.1.2.4 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
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却を使用する場合)))

添付資料 3.1.2.5 操作が遅れる場合の影響について

添付資料 3.1.2.6 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)：代替循環冷却を使用する場合)

添付資料 3.1.2.7 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)：代替循環冷却を使用する場合)

添付資料 3.1.2.8 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)：代替循環冷却を使用する場合)

添付資料 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において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 3.1.3.2 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 3.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(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)))

添付資料 3.1.3.4 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)：代替循環冷却を使用しない場合)

添付資料 3.1.3.5 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)：代替循環冷却を使用しない場合)

添付資料 3.1.3.6 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)：代替循環冷却を使用しない場合)

添付資料 3.2.1 7日間における燃料の対応について
(高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

添付資料 3.3.1 原子炉压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

添付資料 3.3.2 7日間における燃料の対応について
(原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)

添付資料 3.4.1 水の放射性分解の評価について

添付資料 3.4.2 安定状態について

添付資料 3.4.3 7日間における水源の対応について(水素燃焼)

添付資料 3.4.4 7日間における燃料の対応について(水素燃焼)

添付資料 3.4.5 常設代替交流電源設備の負荷(水素燃焼)

添付資料 3.6.1 溶融炉心－コンクリートの相互作用の評価に関わる条件の考え方について

添付資料 3.6.2 7日間における燃料の対応について(溶融炉心・コンクリート相互作用)

添付資料 4.1.1 使用済燃料貯蔵プールの水位低下と遮へい水位に関する評価について

添付資料 4.1.2 「水遮へい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 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 4.1.5 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 4.1.6 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 使用済燃料貯蔵プールの水位低下と遮へい水位に関する評価について

添付資料 4.2.2 想定事故 2 において微開固着及びクラック破断を想定している理由

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(想定事故 2)

- 添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失における基準水位到達までの余裕時間と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方
- 添付資料 5.1.4 安定状態について
- 添付資料 5.1.5 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 5.1.6 7日間における燃料対応について(停止時 崩壊熱除去機能喪失)

- 添付資料 5.2.1 安定状態について
- 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(停止時 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(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

- 添付資料 5.3.1 停止時の線量率評価について
- 添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方
- 添付資料 5.3.3 安定状態について
- 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(原子炉冷却材の流出)

- 添付資料 5.4.1 反応度の誤投入における燃料エンタルピー
- 添付資料 5.4.2 安定状態について
- 添付資料 5.4.3 解析コードおよび評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 反応度誤投入)
- 添付資料 5.4.4 反応度誤投入の代表性について

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

2.1.1 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「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、③「通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、⑦「最終ヒートシンク喪失＋RCIC 失敗」、⑧「最終ヒートシンク喪失＋SRV 再閉失敗」、⑨「最終ヒートシンク喪失＋全交流電源喪失(電源盤浸水)＋RCIC 失敗」及び⑩「最終ヒートシンク喪失＋全交流電源喪失(電源盤浸水)＋SRV 再閉失敗」が抽出された。

重大事故等対処設備の有効性を確認する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、①～⑥の事故シーケンスから、過渡事象(原子炉水位低下の観点で厳しい全給水喪失を選定)を起因事象とし、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移が厳しい、①「過渡事象(給水流量の全喪失)＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」を選定した。

⑦～⑩の事故シーケンスは発生原因が津波による浸水であり、その発生防止対策として、防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策を講じている。止水対策により、津波を原因とした起因事象の発生自体を防止したことから、起因事象発生後の事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断し、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスから除外した。

(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「高圧・低圧注水機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCA を除く)の発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位低下により炉心の著しい損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器内への高圧及び低圧の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、重大事故等対処設備の有効性評価としては、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の有効性評価が考えられる。

ここで、高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生の後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、減圧の後、低圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合の方が事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループに対しては、低圧の注水機能の

有効性を評価することが適切と考える。

なお、高圧及び低圧の注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみ期待可能な事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失がある。これについては、2.3.2において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

したがって、本事故シーケンスグループでは、手動操作により原子炉を減圧し、減圧後に低圧代替注水系(常設)により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、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、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.1.1 から図 2.1.3 に、手順の概要を図 2.1.4 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設備と操作手順の関係を表 2.1.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 23 名である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直長 1 名(6 号炉及び 7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名、緊急時対策要員(現場)8 名である。必要な要員と作業項目について図 2.1.5 に示す。

a. 原子炉スクラム確認

給水流量の全喪失により原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムすることを確認する。原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系、原子炉水位低(レベル1)で低圧注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。高圧・低圧注水系機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

高圧・低圧注水系機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）の追加起動を実施し2台運転とする。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、原子炉を急速減圧する。

c. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）である。

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）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

d. 代替格納容器スプレイ冷却系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、格納容器の圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が「0.18MPa [gage]」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）である。

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

e. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等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等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び格納容器内雰囲気放射線レベル計及びサブプレッション・チェンバ水位計等である。

2.1.2 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、「過渡事象(給水流量の全喪失)+高圧注水失敗+低圧注水失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、低圧代替注水系(常設)による注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等が重要な現象となる。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S A F E R、シビアアクシデント総合解析コードM A A P、炉心ヒートアップ解析コードC H A S T E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、格納容器温度(以降、格納容器温度とは格納容器の雰囲気温度を指す。)等の過渡応答を求める。

本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮されるC H A S T Eにより燃料被覆管最高温度を詳細に評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.1.2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) 起回事象

起回事象として、全給水喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を想定する。

(c) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「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

原子炉の減圧には逃がし安全弁8個を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

原子炉の減圧後に、最大300m³/hにて原子炉へ注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し、140m³/hにて格納容器へスプレーする。

(e) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、流量特性（格納容器圧力0.62MPa〔gage〕において、最大排出流量が31.6kg/sの流量）に対し、70%開度で格納容器除熱を実施する。

c. 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) 低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は4分間とする。

(b) 原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して、事象発生から14分後に開始する。

(c) 代替格納容器スプレー冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力が「0.18MPa〔gage〕」に到達した場合に実施する。

(d) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が「0.31MPa〔gage〕」に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

コメント NO.
審査-6,9
に対する
ご回答

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図2.1.6から図2.1.11に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、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棒に破裂が発生する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図2.1.12から図2.1.17に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図2.1.18から図2.1.21に示す。

a. 事象進展

全給水喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル1)で低圧注水系の起動に失敗する。

再循環ポンプについては、原子炉水位低(レベル3)で4台トリップし、原子炉水位低(レベル2)で残り6台がトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低(レベル1.5)で全閉する。

事象発生から約14分後に手動操作により逃がし安全弁8弁を開き、原子炉を急速減圧し、

原子炉の減圧後に、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。

原子炉の急速減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系(常設)による注水が開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

コメント NO.
審査-6
に対する
ご回答

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約 17 時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置(約 14m)及び、ベントライン(約 17m)に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、

コメント NO.
審査-22
に対する
ご回答

炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図 2.1.12 に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、燃料被覆管の最高温度は約 874℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。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約 1%以下であり、15%以下となる。

コメント NO.
審査-117
に対する
ご回答

原子炉圧力は図 2.1.6 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.51MPa[gage]以下に抑えられる。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(高々約 0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う

ことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144°Cに抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.1.7 に示すとおり、低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.1.1)

ベントによる敷地境界外での実効線量の評価結果は、事象発生からベントまでの時間が本事象より短い「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下である。

2.1.3 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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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。

高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成、原子炉急速減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。

(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行う重要現象とは、「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

添付資料 2.1.2 参照

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料 2.1.2 参照

(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、表 2.1.2 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、解析条件の設定に当たっては、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があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項

目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

添付資料2.1.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.1.2参照

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、これらの要因が解析上の操作開始時間に与える影響を評価する。また、操作の不確かさが操作開始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開始時間に与える影響

添付資料2.1.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.1.2参照

(3) 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する。

(添付資料2.1.2, 2.1.3)

(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、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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、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、操作時間には十分な時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

2.1.4 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「高圧・低圧注水機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり23名であ

り、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51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「高圧・低圧注水機能喪失」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、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による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、号炉あたり合計約5,200m³の水が必要となる。6号炉及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約10,400m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び号炉共用設備である淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号炉及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

コメント
NO.
審査-109
に対する
ご回答

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

(添付資料2.1.4)

b. 燃料

可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に約6,048Lの軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約750,960Lの軽油が必要となる。(合計約757,008L)

6号炉及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020,000L(発電所内で約5,344,000L)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、非常用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。

(添付資料2.1.5)

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段、長期対策として代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等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「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+高圧注水失敗+低圧注水失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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、原子炉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、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、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「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。

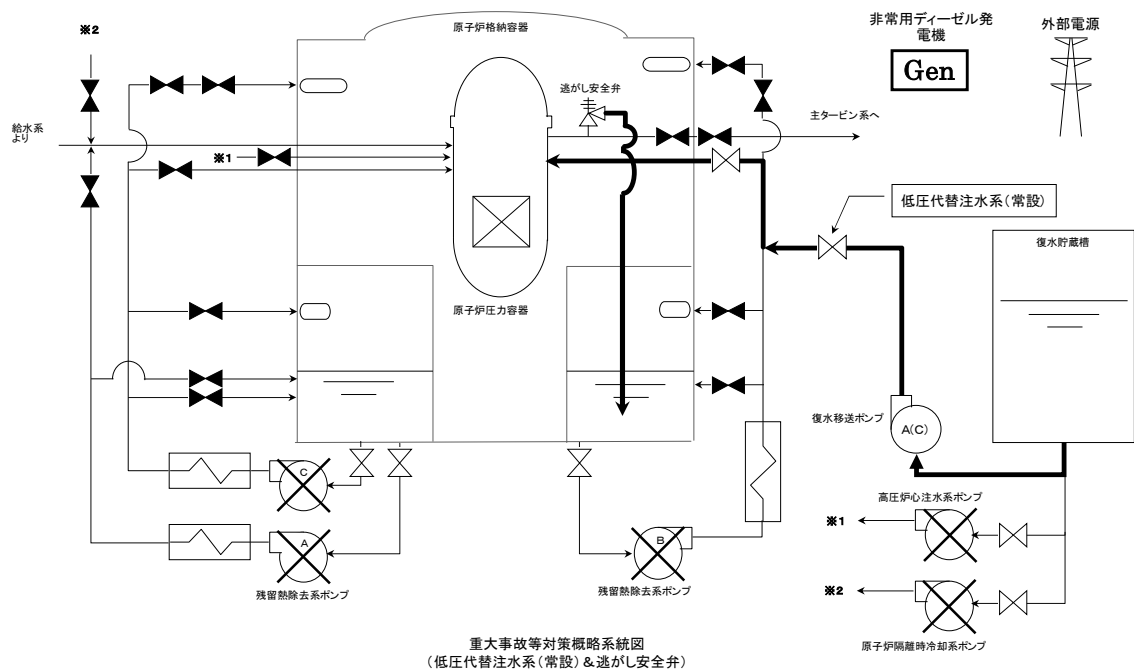


図 2.1.1 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(1/3)

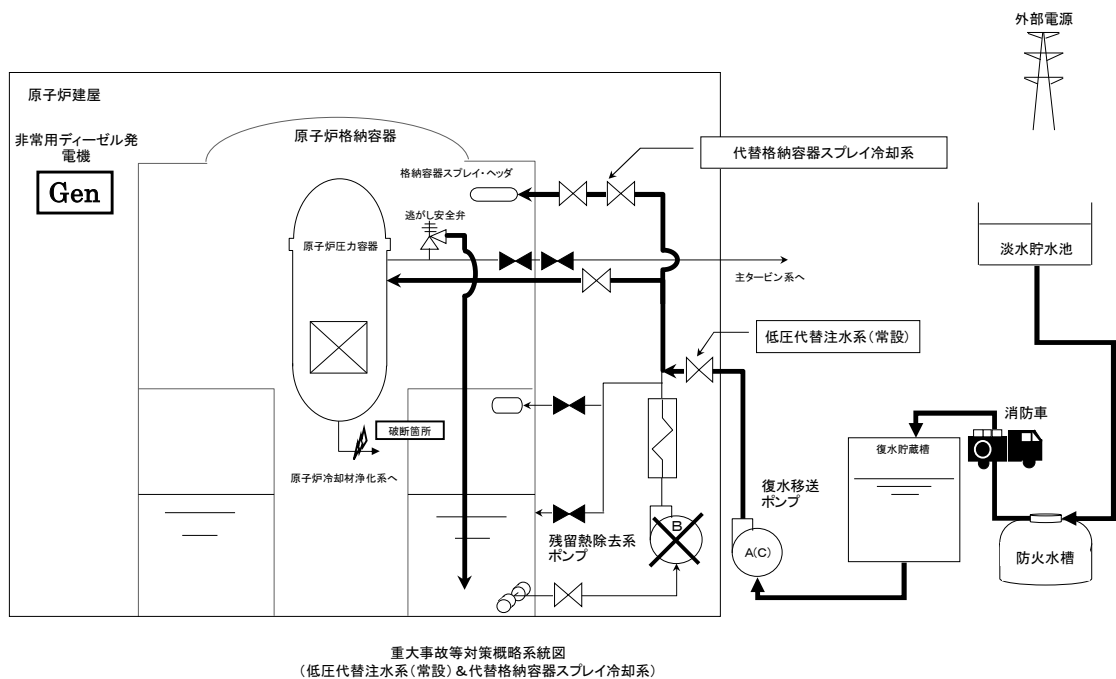
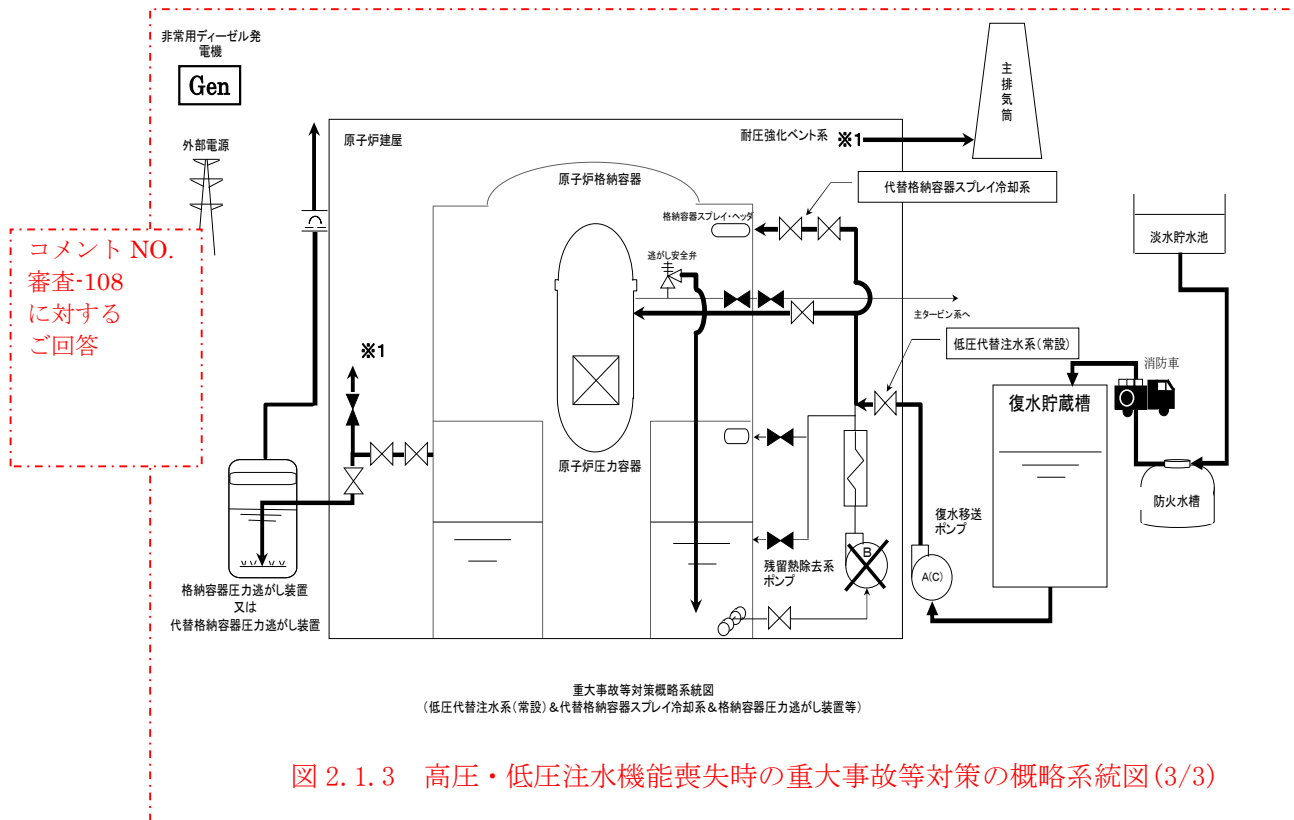


図 2.1.2 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(2/3)



コメント
No. 審査-7,8,20,
23,26,27,29,
33,34,50,91,
118
に対する
ご回答

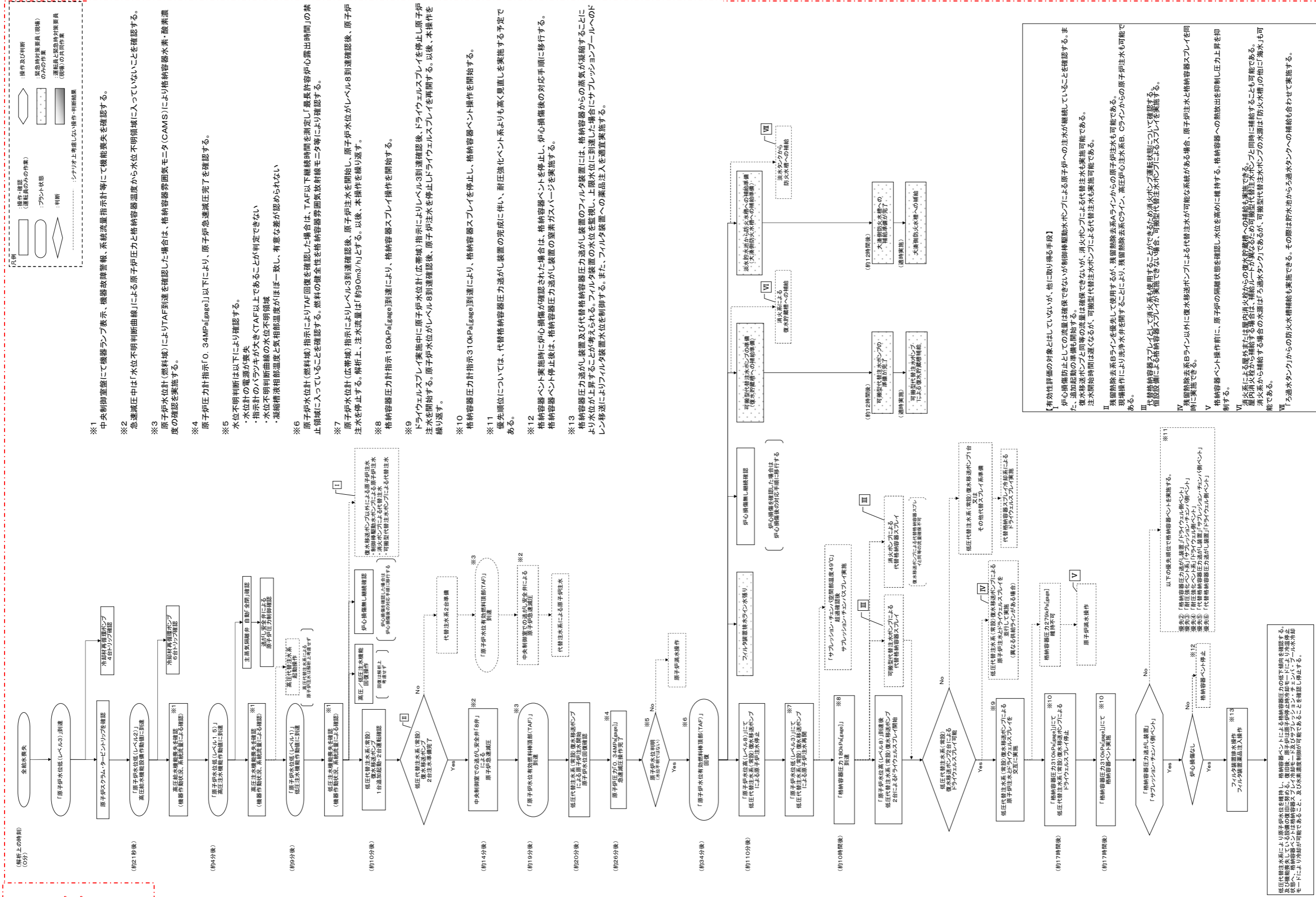


図 2.1.4 高圧・低圧注水機能喪失時の対応手順の概要

コメント
No.
審査-31,85
に対する
ご回答

高圧・低圧注水機能喪失							経過時間 (分)												備考		
							10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120			
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	事象発生 原子炉スクラム 約21秒 原子炉水位低 (レベル2) 約4分 原子炉水位低 (レベル1.5) 約9分 原子炉水位低 (レベル1) プラント状況判断 約14分 急速減圧 約19分 原子炉水位有効燃料棒頂部到達※ 約20分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 約34分 原子炉水位有効燃料棒頂部回復※ 約110分 原子炉水位高 (レベル8)												備考	
	運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策委員 (現場)																
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 全給水喪失確認 原子炉スクラム・タービントリップ確認 原子炉隔離時冷却系 自動起動/機能喪失確認 高圧炉心注水系 自動起動/機能喪失確認 残留熱除去系 自動起動/機能喪失確認 	10分												※シュラウド内水位に基づく時間	
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復 													対応可能な要員により、対応する	
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 復水移送ポンプ起動/運転確認 低圧代替注水系 (常設) ラインアップ 	4分													
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 現場移動 低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替 		30分												
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 注入弁操作 		5分	格納容器スプレイ実施まで「レベル3～レベル8」維持											

高圧・低圧注水機能喪失時の作業と所要時間							経過時間 (時間)												備考			
							2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24				
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	事象発生 約20分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 約10時間 格納容器圧力180kPa[gage]到達 約17時間 格納容器圧力310kPa[gage]到達												備考		
	運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策委員 (現場)																	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 注入弁操作 	格納容器スプレイ実施まで「レベル3～レベル8」維持												「レベル8」到達後格納容器スプレイ切替 「レベル3」到達後原子炉注水切替	「レベル3～レベル8」維持	
代替格納容器スプレイ操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 スプレイ弁操作 	原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返す実施														
消防車による防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1、※2 ↓ (1人)	2人 ※1、※2 ↓ (1人)	<ul style="list-style-type: none"> 消防車による復水貯蔵槽への注水準備 (消防車移動、ホース敷設 (防火水槽から消防車、消防車から接続口)、ホース接続) 	60分	適宜実施											現場確認中断 (一時待避中)	適宜実施	
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※3 ↓ (1人)		<ul style="list-style-type: none"> 現場移動 淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り 淡水貯水池から防火水槽への補給 	90分	適宜実施											現場確認中断 (一時待避中)	適宜実施	一時待避前に防火水槽が枯渇しないように補給量を調整する
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ベント準備 	10分														
	-	-	-	-	※2、※3 ↓ (2人)	※2、※3 ↓ (2人)	<ul style="list-style-type: none"> フィルタ装置水位調整準備 (排水ライン水張り) 	60分														
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	↓ (2人)	↓ (2人)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器ベント操作 ベント状態監視 	5分	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視											格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視	解析上考慮せず	
	-	-	(2人) C,D	(2人) o,d	↓ (2人)	↓ (2人)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器ベント操作 	20分	適宜実施											解析上考慮せず		
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	<ul style="list-style-type: none"> フィルタ装置水位調整 		適宜実施											中操からの連絡を受けて現場操作を実施する		
燃料供給準備	-	-	-	-	2人		<ul style="list-style-type: none"> 軽油タンクからタンクローリーへの補給 	90分												タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給		
燃料給油作業	-	-	-	-	2人		<ul style="list-style-type: none"> 消防車への給油 		適宜実施											一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する		
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 o,d	8人																	

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.1.5 高圧・低圧注水機能喪失時の作業と所要時間

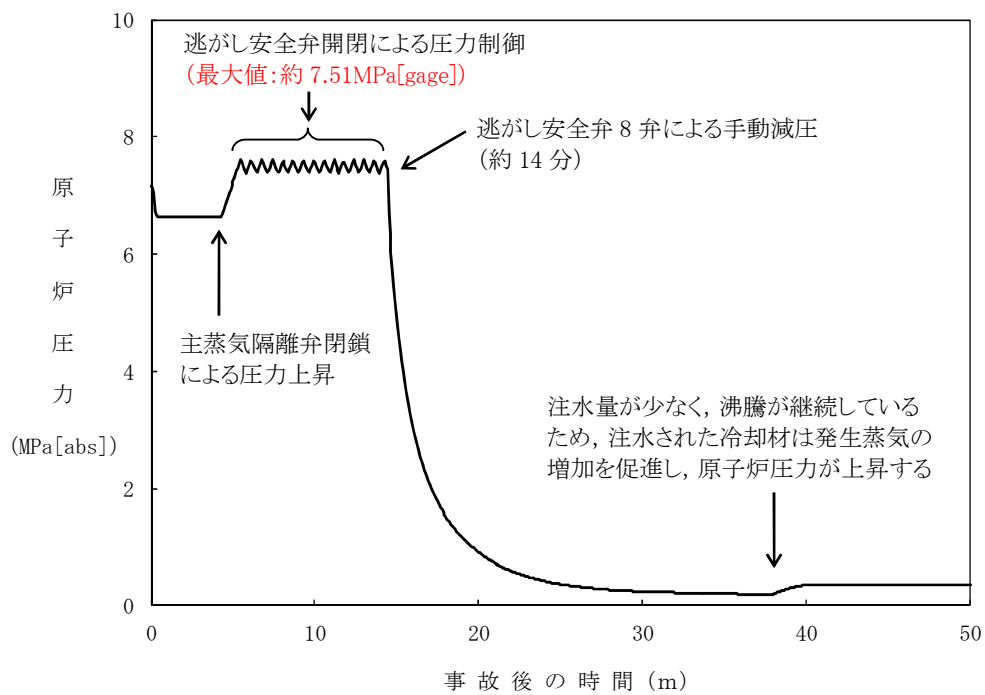


図 2.1.6 原子炉圧力の推移

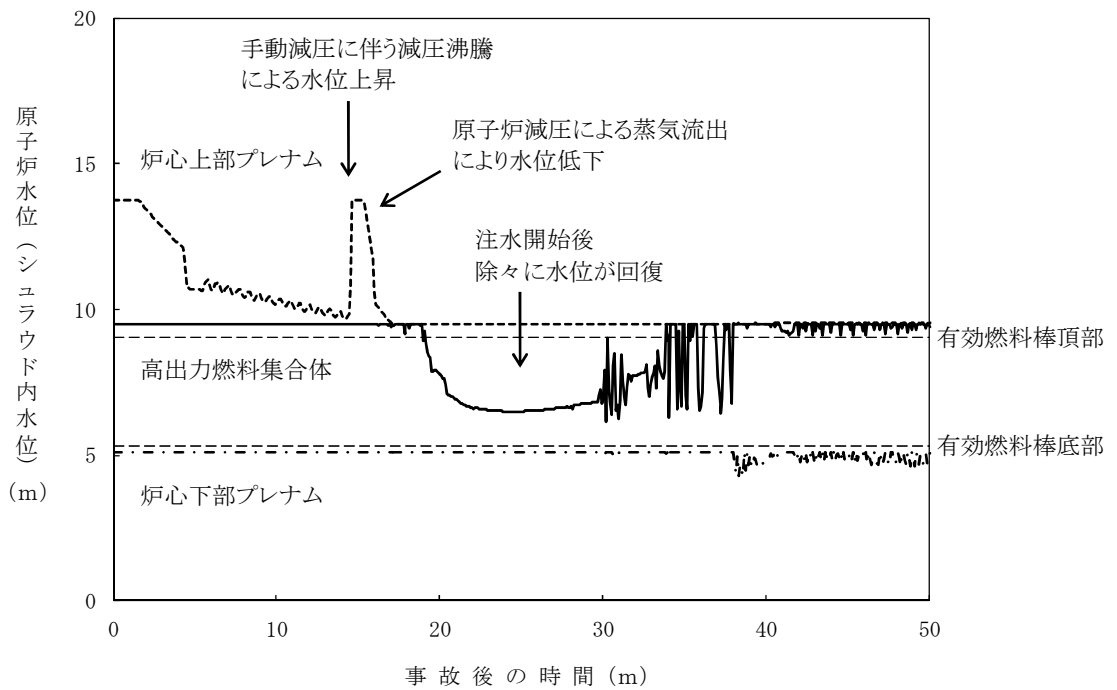


図 2.1.7 原子炉水位の推移

コメント
No.
審査-6,9,22
に対する
ご回答

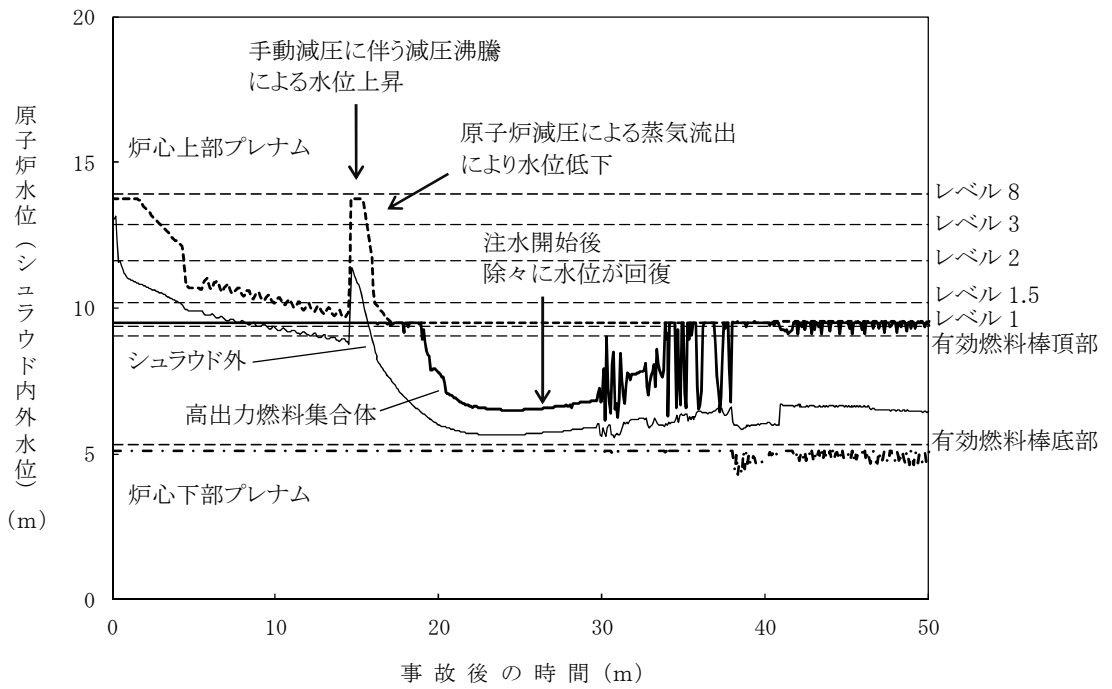


図 2.1.8 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

コメント NO.
審査-9,
に対する
ご回答

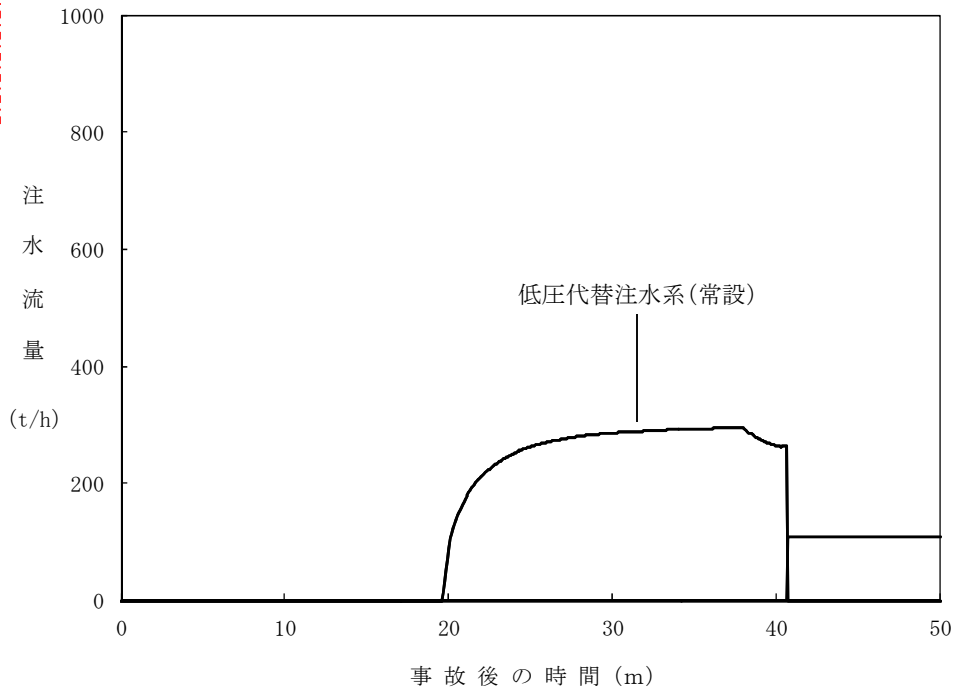


図 2.1.9 注水流量の推移

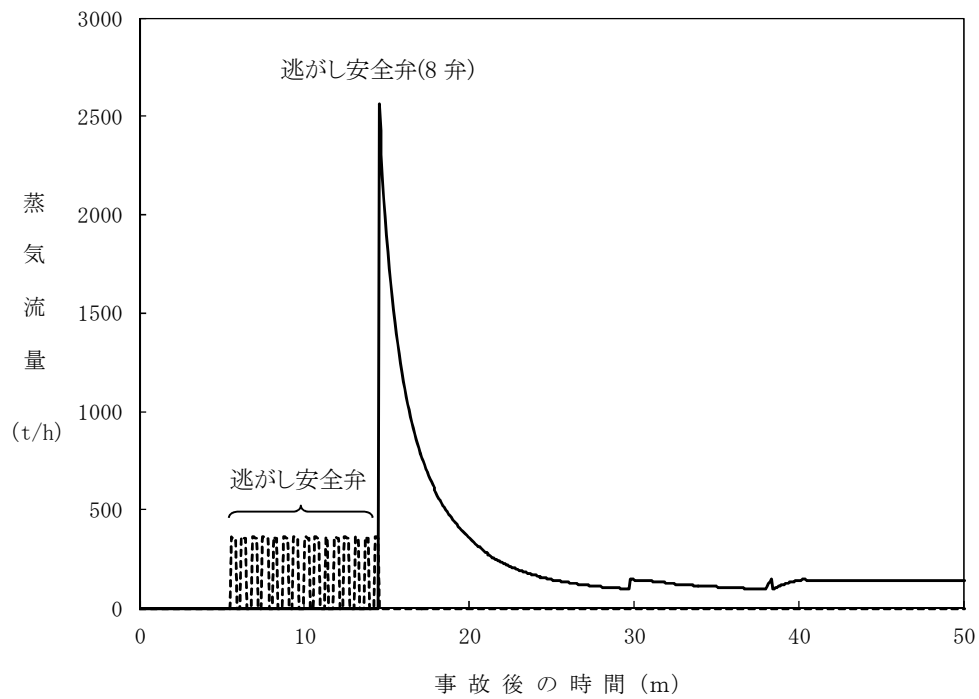


図 2.1.10 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

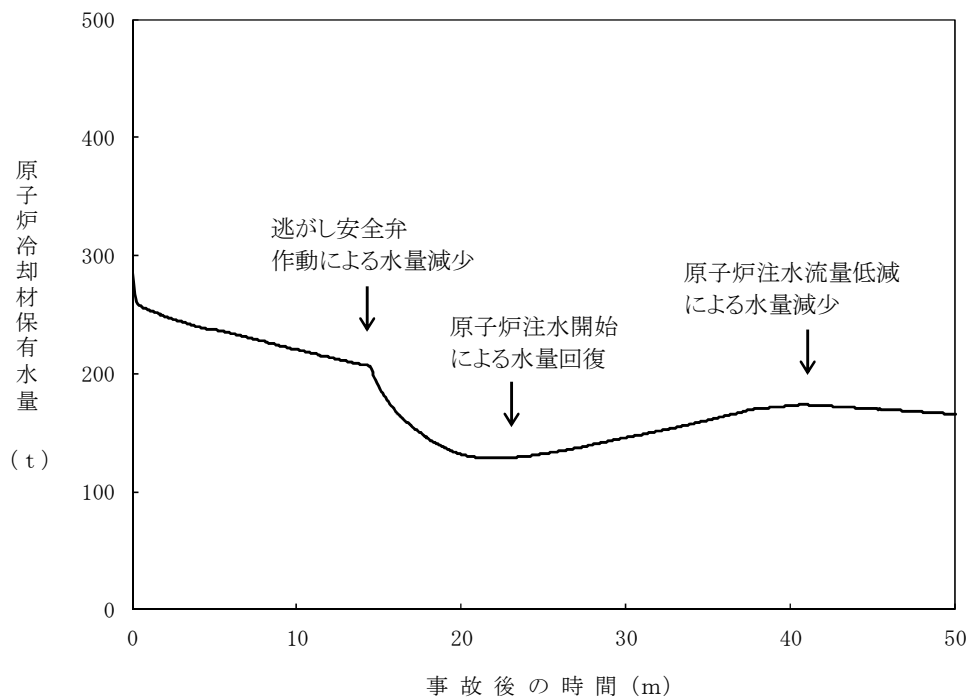


図 2.1.11 原子炉内保有水量の推移

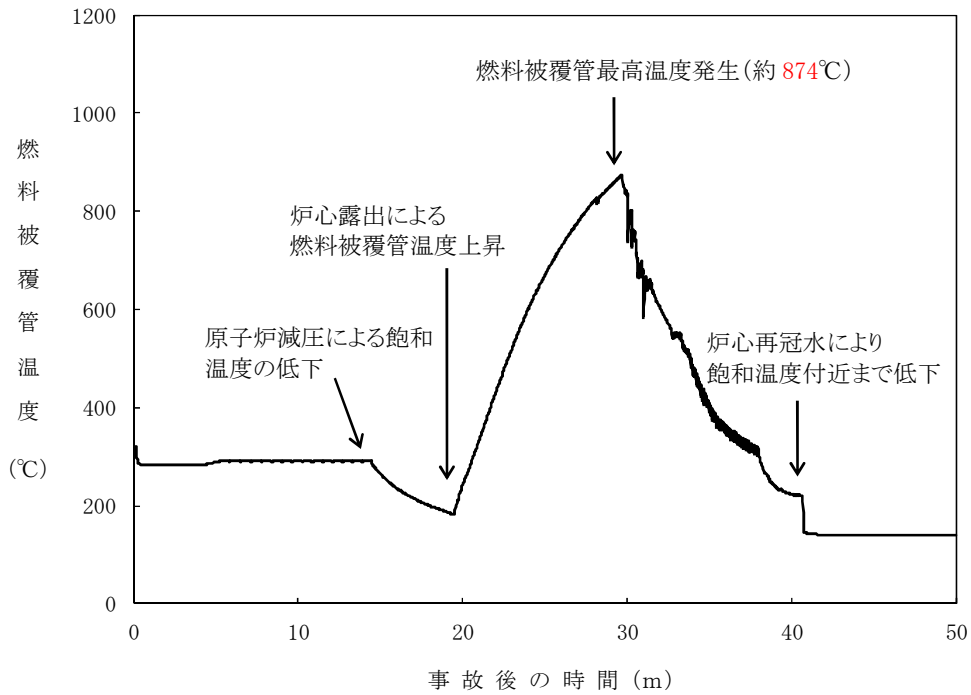


図 2.1.12 燃料被覆管温度の推移

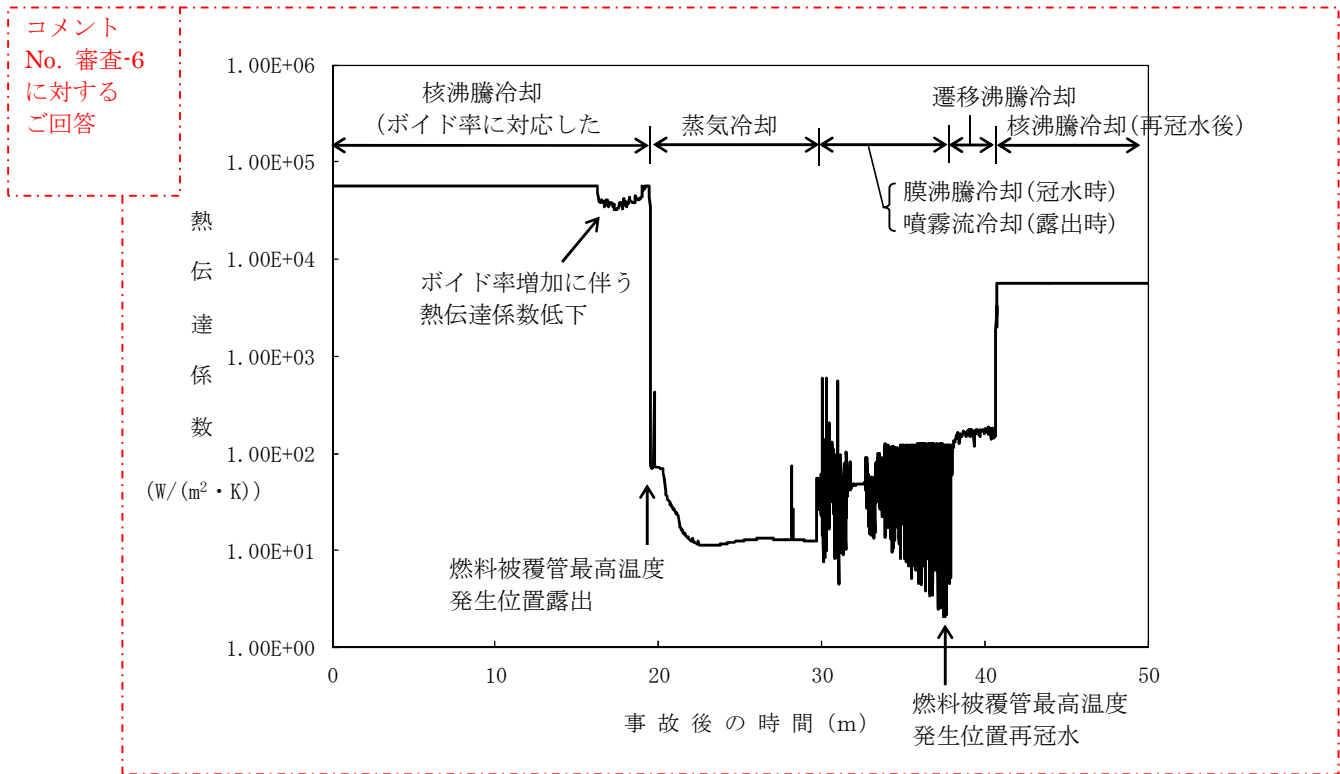


図 2.1.13 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

コメント
No.
審査-6,9
に対する
ご回答

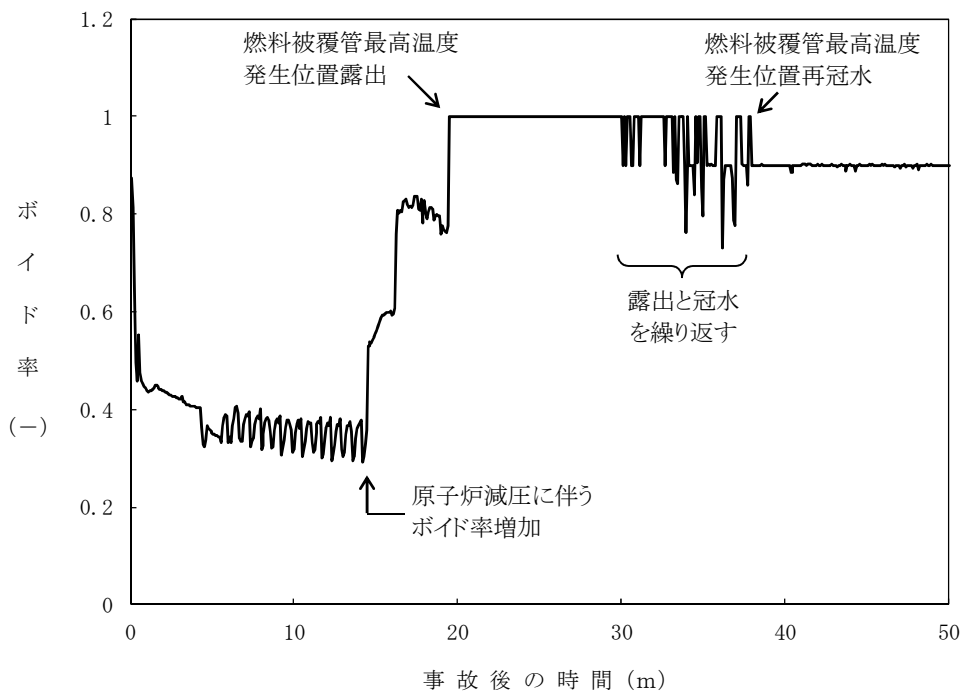


図 2.1.14 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

コメント
No.
審査-6,9
に対する
ご回答

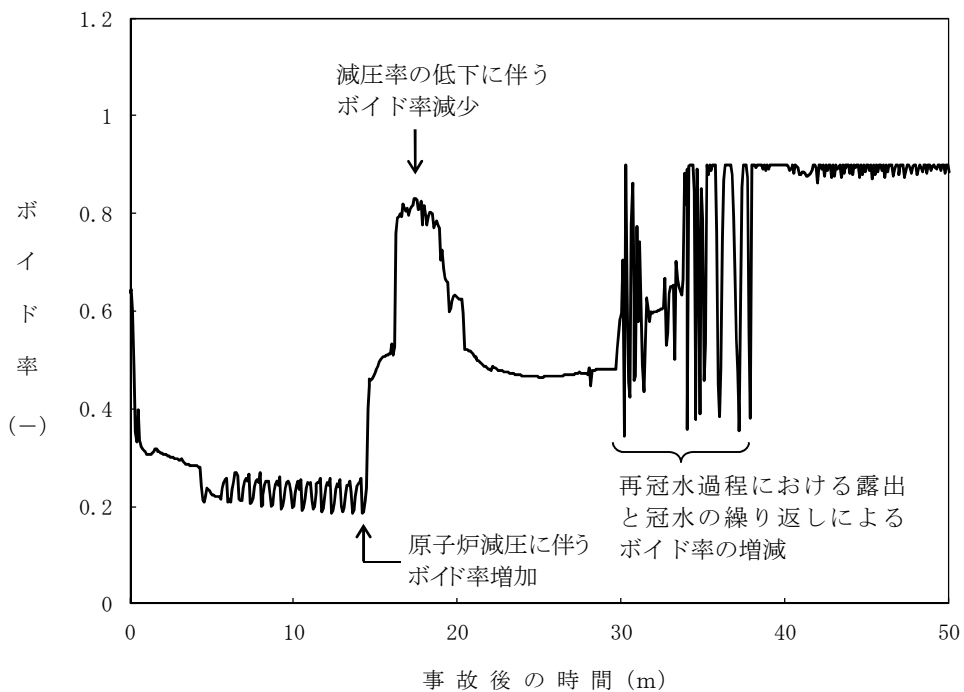


図 2.1.15 高出力燃料集合体のボイド率の推移

コメント
No.
審査-6,9
に対する
ご回答

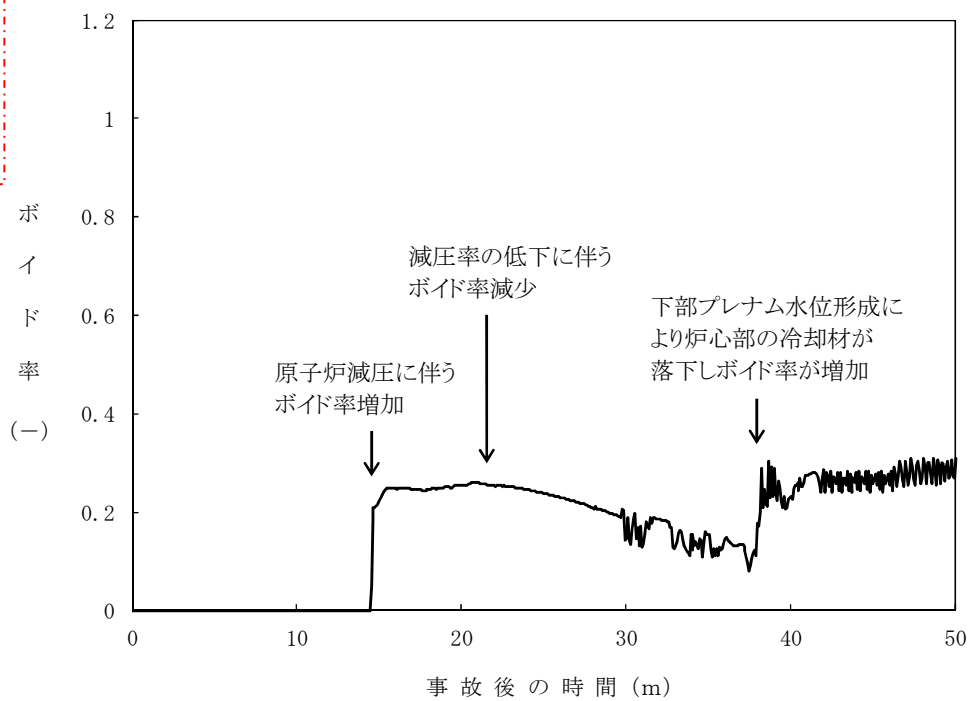


図 2.1.16 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

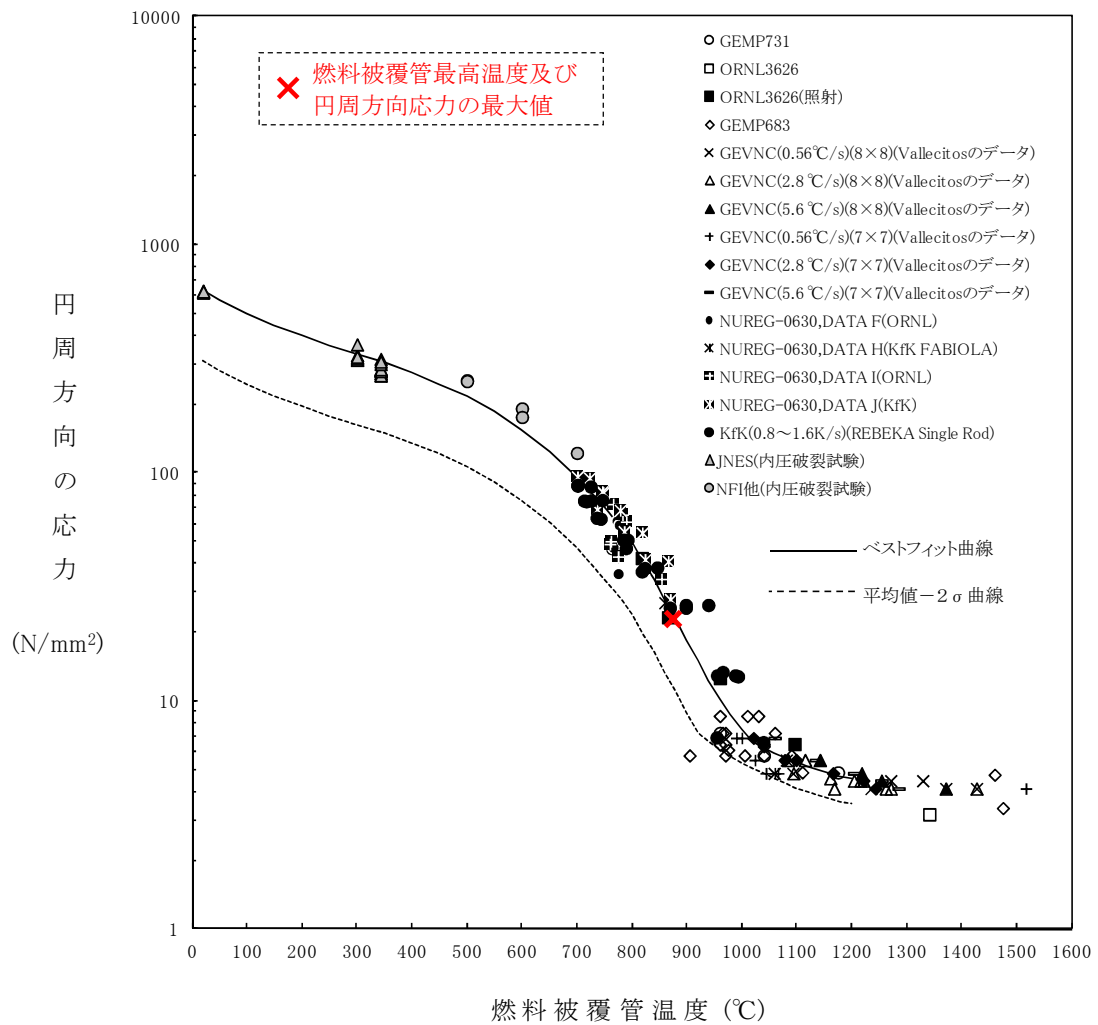


図 2.1.17 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

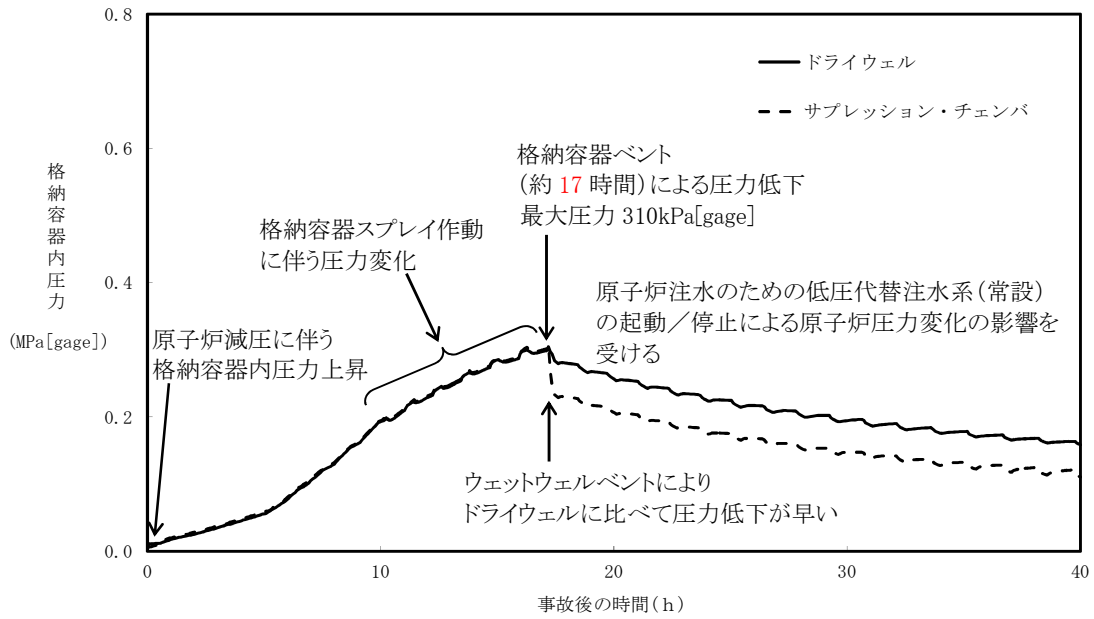


図 2.1.18 格納容器圧力の推移

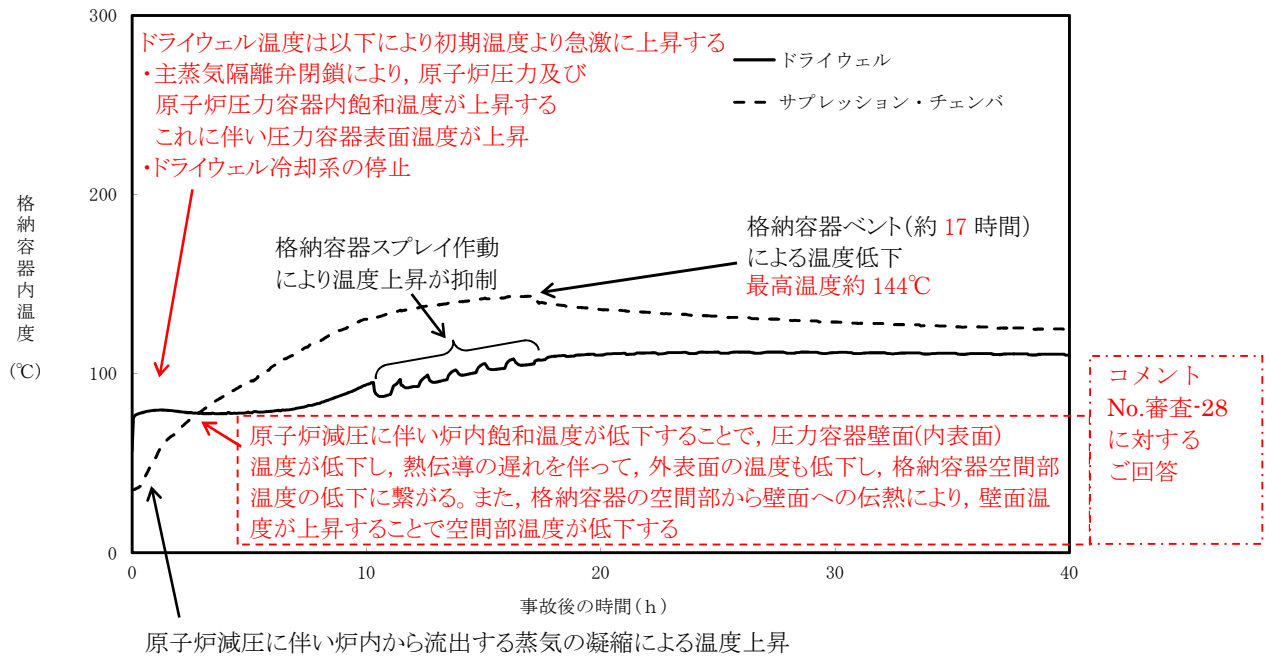


図 2.1.19 格納容器気相部の温度の推移

コメント
No.審査-9,59
に対する
ご回答

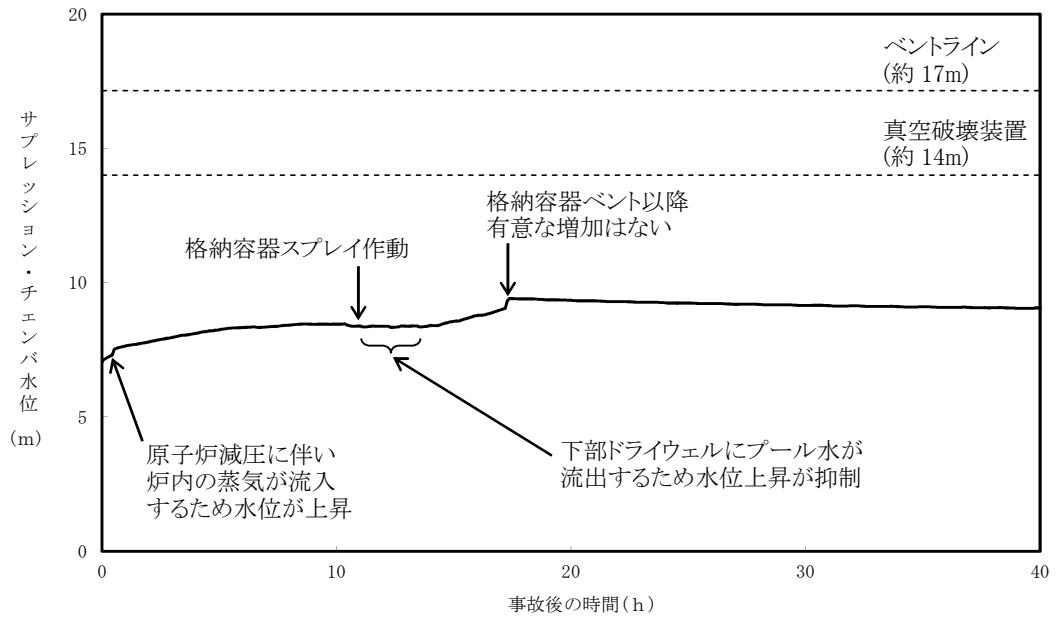


図 2.1.20 サプレッション・チェンバ水位の推移

コメント
No.審査-9
に対する
ご回答

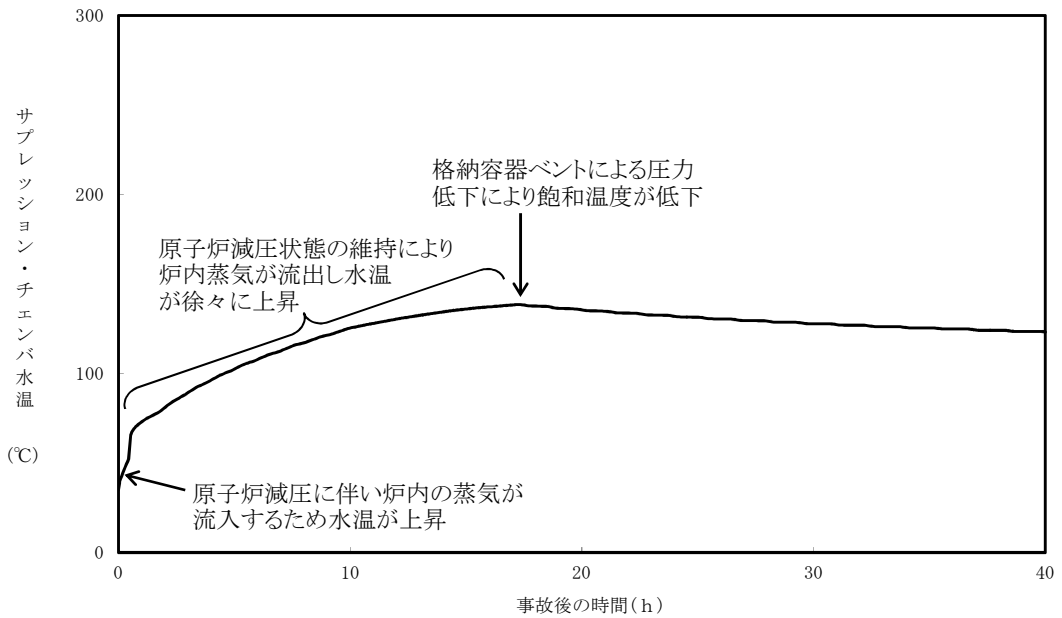


図 2.1.21 サプレッション・プール水温の推移

コメント
No.審査-24,50
に対する
ご回答

表 2.1.1 高圧・低圧注水機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	全給水喪失により原子炉水位は急激に低下し、原子炉水位低(レベル3)にて原子炉スクラムすることを確認する。	-	-	平均出力領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗、又は、各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系(常設)を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉を急速減圧する。	復水移送ポンプ【SA】 逃がし安全弁	-	原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(燃料域)【SA】 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計 残留熱除去系系統流量計 原子炉圧力計【SA】
低圧代替注水系(常設)による原子炉水位回復	原子炉圧力が急速減圧により、低圧代替注水系(常設)の圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位高(レベル8)から原子炉水位低(レベル3)の間で維持する。	復水移送ポンプ【SA】	-	原子炉圧力計【SA】 原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(燃料域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)【SA】
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力が「0.18MPa [gage]」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合、代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル8)まで回復後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ【SA】	-	格納容器内圧力計【SA】 原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【SA】
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等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【SA】 耐圧強化ベント系【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置【SA】	-	格納容器内圧力計【SA】 格納容器内雰囲気放射線レベル計【SA】 格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 耐圧強化ベント系放射線レベル計【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 サブプレッション・チェンジャー水位計【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

表 2.1.2 主要解析条件(高圧・低圧注水機能喪失)(1/4)

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, CHASTE 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3, 926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7. 07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52, 200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 10°C	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料(A 型)	—
最大線出力密度	44. 0kW/m	設計の最大値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7, 350m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
格納容器容積(ウエットウエル)	空間部：5, 960m ³ 液相部：3, 580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3. 43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チエンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッションプール水位	7. 05m (NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
サブプレッションプール水温	35°C	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50°C (事象開始 12 時間以降は 45°C, 事象開始 24 時間以降は 40°C)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
初期条件		

表 2.1.2 主要解析条件(高圧・低圧注水機能喪失)(2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	全給水喪失	全給水喪失	全給水喪失が発生するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
		外部電源	外部電源あり
事故条件			

表 2.1.2 主要解析条件(高压・低压注水機能喪失) (3/4)

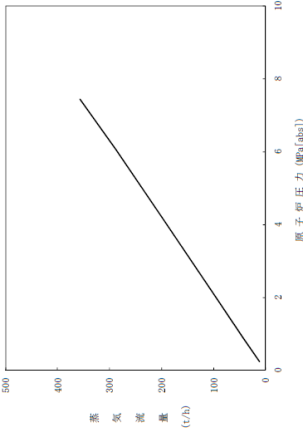
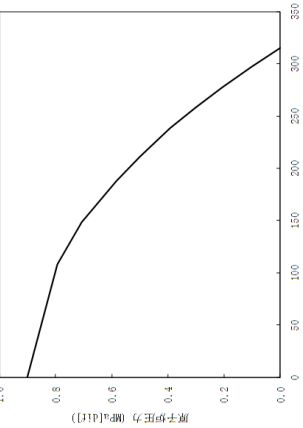
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (応答時間:0.05秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
逃がし安全弁	8 個 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 
重大事故等対策に関する機器条件 低压代替注水系(常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレー冷却系	140m ³ /h にてスプレー	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し, 設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa [gage] における, 最大排出流量31.6kg/s に対して, 70%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定

表 2.1.2 主要解析条件(高圧・低圧注水機能喪失)(4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は 4 分間として設定
原子炉急速減圧操作	事象発生から 14 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して設定
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力「0.18MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定

重大事故等対策に関連する操作条件

安定状態について

高圧・低圧注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃し装置又は残留熱除去系，代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態】

原子炉安定状態の確立について

低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。

格納容器安定状態の確立について

約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態後の長期的な状態維持】

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（高圧・低圧注水機能喪失）

【SAFER, CHASTE】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の燃料被覆管温度に比べて +10℃～+150℃高めに評価する	解析コードでは、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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により被覆管温度を高く評価することから、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高く評価する
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる	燃料棒間、燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから、燃料被覆管温度に与える影響は小さい。燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	燃料棒間、燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから、燃料被覆管温度に与える影響は小さい
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与える	解析コードでは、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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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、運転員等操作に与える影響はない	燃料被覆管の酸化は、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価する
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	破裂の判定は実験データのベストフィット曲線を用いる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても17時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、保守的な結果を与えるものとする
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	解析コードでは、実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい。解析に対して実機の注水量が多い場合、燃料露出期間が短くなるため燃料被覆管温度は低くなる
原子炉圧力容器	沸騰・ボイド率変化気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	原子炉への注水開始は、給水喪失に伴う原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として、ECCS注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（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、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、原子炉水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。また、実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の圧力変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	解析コードでは、原子炉からの蒸気および冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力および原子炉水位の変動が運転員等操作に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は、圧力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である
	ECCS注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する

表1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（高圧・低圧注水機能喪失）

【MAAP】						
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	
原子炉压力容器	E C C S 注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係をを入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は良く再現できる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	原子炉格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ、原子炉格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から数時間後の操作であり、多少の挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	原子炉格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、原子炉格納容器圧力逃がし装置の操作が大きく影響する。これらの操作は事象発生から数時間後の操作であり、多少の挙動の変化は運転員操作に影響を与えることはないことから、格納容器圧力及び温度に対する影響は小さい	
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	気液界面の熱伝達			以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる（ベント流量） -格納容器ベントに関して「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）				

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（高圧・低圧注水機能喪失）（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt 以下	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には燃焼度及び最大線出力密度が緩和されるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管を起点とする運転操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には燃焼度及び最大線出力密度が緩和されるため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が大きくなる
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は小さいため事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は小さいため事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	炉心流量	52,200t/h	定格流量の90～111%	定格流量（100%）の90～111%を最確条件として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に含まれることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の組成はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす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	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、何れの型式も燃料の組成はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m 以下	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇は小さくなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇は小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 30GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、燃料被覆管温度上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなるが、操作手順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	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉水位低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全容積を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部は必要最小空間部体積を、液相部は必要最小プール水量を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	7.00m～7.10m	通常運転時のサプレッション・プール水位を最確条件として設定	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
サプレッション・プール水温	35℃	約30℃～約35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、操作に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなりベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さい	
格納容器圧力	5kPa	約4～約8kPa	通常運転時の格納容器圧力を最確条件として設定	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない	

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（高圧・低圧注水機能喪失）（2/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器温度	57℃	約 50℃～約 60℃	通常運転時の格納容器温度を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は小さいため、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃(事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	約 30℃～約 50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員操作に対する影響はない	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度上昇に対する影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くなるが、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	起因事象	全給水喪失	—	全給水流量の喪失が発生し、原子炉への給水はできないものとして設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	—	炉心冷却性上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定	—	—
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） (応答時間：0.05 秒)	原子炉水位低（レベル 3） (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	逃がし安全弁	8 個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	8 個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになる
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h でスプレイ	140m ³ /h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa [gage] における、最大排出流量31.6kg/s に対して、70%開度にて除熱	格納容器圧力が0.62MPa [gage] における、最大排出流量31.6kg/s に対して、70%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合、ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作に与える影響はない	格納容器圧力の最大値はベント実施時のピーク圧力であることから、その後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに対して与える影響はない

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/3)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
		解析上の操作開始時間					
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生から 14 分後	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から 10 分後に低圧代替注水系 (常設) の追加起動を行い, その操作終了後 (4 分後) に原子炉急速減圧操作を開始することを設定	<p>【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示, 機器故障警報, 系統流量指示計等にて ECCS 機能喪失を確認する。ECCS 機能喪失の確認時間については, 詳細を以下に示すとおり, ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は 8 分間程度と想定している。よって, 解析上の原子炉減圧の操作開始時間の 14 分間のうち, 余裕時間を含め 10 分間を ECCS 機能喪失の確認時間と想定している</p> <p>[ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉スクラム及びタービントリップの確認の所要時間に 1 分間を想定 ● RCIC 機能喪失の確認及び他の ECCS の起動操作判断の所要時間に 2 分間を想定 ● HPCF の 2 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 2 分間を想定 ● LPFL の 3 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 3 分間を想定 ● これらの確認時間等の合計により, ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に, ECCS 機能喪失の所要時間を 8 分間と想定 <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作は, 復水補給水系の隔離弁 (1 弁) の閉操作による系統構成, 低圧代替注水系 (常設) の追加起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1 操作に 1 分間を想定し, 合計 2 分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間 4 分を想定している。また, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作が完了した後に, 自動減圧系による原子炉の急速減圧操作を行うため, 原子炉の急速減圧の開始を事象発生から 14 分後と想定している</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後, 原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため, 他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	ECCS 機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の操作時間は, 余裕時間を含めて設定されていることから, その後に行う原子炉の急速減圧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	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり, 燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなる可能性がある	5 分程度の時間遅れでは, 炉心の著しい損傷は発生せず, また, 格納容器ベントをしても敷地境界線量は 5mSv 以下であり, 判断基準を満足する 10 分程度の時間遅れでは, 炉心の著しい損傷は発生しないが, 格納容器ベントをすると敷地境界線量は 5mSv を超えるため, 判断基準を満足しない。この場合, 格納容器圧力 2Pd (0.62MPa [gage]) にて格納容器ベントする (添付資料 2.1.3)

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力「0.18MPa[gage]」到達時	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力「0.18MPa[gage]」) に到達するのは事象発生 10 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへの切替は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位レベル 8 到達後に, 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへの切り替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉注水を優先するため, 原子炉水位レベル 8 到達後に低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており, 原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力「0.18MPa[gage]前後となる	格納容器の圧力上昇は緩やかであり, スプレイ開始時間が早くなる場合, 遅くなる場合の何れにおいても, 変わらないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない	スプレイ開始までの時間は事象発生から 10 時間あり時間余裕がある
復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	復水貯蔵槽への補給は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。復水貯蔵槽の枯渇が発生しないよう設定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—
消防車への給油	事象発生から 12 時間後以降, 適宜	消防車への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。消防車による送水開始時間を踏まえ設定	消防車への給油開始の時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/3)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
		解析上の操作開始時間					
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力「0.31MPa[gage]」)に到達するのは、事象発生の約17時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは、中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが、現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員を配置している。当該緊急時対策要員は、復水貯蔵槽への補給作業を兼任しているが、それら作業は事象発生の約12時間後までに行う作業であり、格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 緊急時対策要員は、緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセルルート被害があっても、ホイールローダー等にて必要なアクセルルートを仮復旧できる宿直の体制としており、また、徒歩による移動を想定しても所要時間は約1時間であり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室におけるベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に10分の操作時間を、ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約1分の操作時間を想定しており、時間余裕を確保している。現場におけるベント準備操作(格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備)は、現場での手動弁3個の操作に移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており、時間余裕を確保している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に、当該操作に対応する運転員、緊急時対策要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており、ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約20分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.31MPa[gage]に到達するのは、事象発生の約17時間後であり、ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また、ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。ただし、ベント実施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、約20分程度操作開始時間が遅れる可能性がある</p>	<p>遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.31MPa[gage]より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器限界圧力は0.62MPa[gage]のため、格納容器の健全性という点では問題とはならない</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から17時間あり時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかであり、格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまで時間余裕がある</p>

コメント

No.審査-11,36,92

に対するご回答

添付資料 2.1.3

減圧・注水操作が遅れる場合の影響について

1.はじめに

運転員による原子炉の減圧操作が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目及び敷地境界外の実効線量への影響について評価した。

2.評価項目及び敷地境界外の実効線量への影響

(1)評価項目への影響

減圧時間を有効性評価における設定よりも5分及び10分遅延することによる評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)への感度解析を行った。表1に評価結果を示す。また、燃料棒に破裂が発生する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図1に、操作10分遅れのケースにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図2～5に示す。

10分程度の操作時間遅れの場合、燃料被覆管の破裂はベストフィット曲線で判定すると一部で発生するものの、燃料被覆管温度1200℃及び燃料被覆管酸化率15%を超えることはない。そのため、少なくとも10分程度の操作時間遅れでも評価項目を満足する。

(2)敷地境界外の実効線量への影響

上記と同様に減圧時間を有効性評価における設定よりも5分及び10分遅延することによる敷地境界外の実効線量への感度解析を行った。ここでは、燃料被覆管の破裂本数については実機炉心設計を考慮した。表2に評価結果を示す。

5分程度の操作時間遅れの場合、敷地境界外での実効線量は5mSvを下回るが、10分程度の操作遅れの場合、格納容器圧力逃がし装置を使用しないドライウェルベントの場合、敷地境界外での実効線量は5mSvを上回る。したがって、敷地境界外での実効線量の観点からは5分程度の操作遅れの時間余裕がある。

なお、10分程度の操作遅れの場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計(CAMS)にて炉心損傷と判断されるため、格納容器最高使用圧力(0.31MPa)でのベント操作から格納容器限界圧力(0.62MPa)でのベント操作に移行する。

3.まとめ

5分程度の操作時間遅れの場合、評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)を満足し、敷地境界外での実効線量は5mSvを下回る。一方、10分程度の操作時間遅れの場合、評価項目を満足するが、敷地境界外での実効線量は5mSvを上回る場合がある。したがって、減圧操作は5分程度遅れ内に実施することが必要となる。

表 1: 炉心の健全性に関する感度解析結果 (CHASTE 解析)

解析上の操作開始時間 からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管酸化率
5 分	約 944℃	約 3%
10 分	約 1056℃	約 6%

表 2: 敷地境界外の実効線量に関する感度解析結果

解析上の操作開始時間 からの遅れ時間	ウェットウェルベント (格納容器圧逃がし装置: 使用) (ドライウェル圧力: 1Pd)	ドライウェルベント (格納容器圧逃がし装置: 未使用) (ドライウェル圧力: 1Pd)
5 分	約 4.3×10^{-2} mSv	約 1.4 mSv
10 分	約 1.3 mSv	約 36 mSv

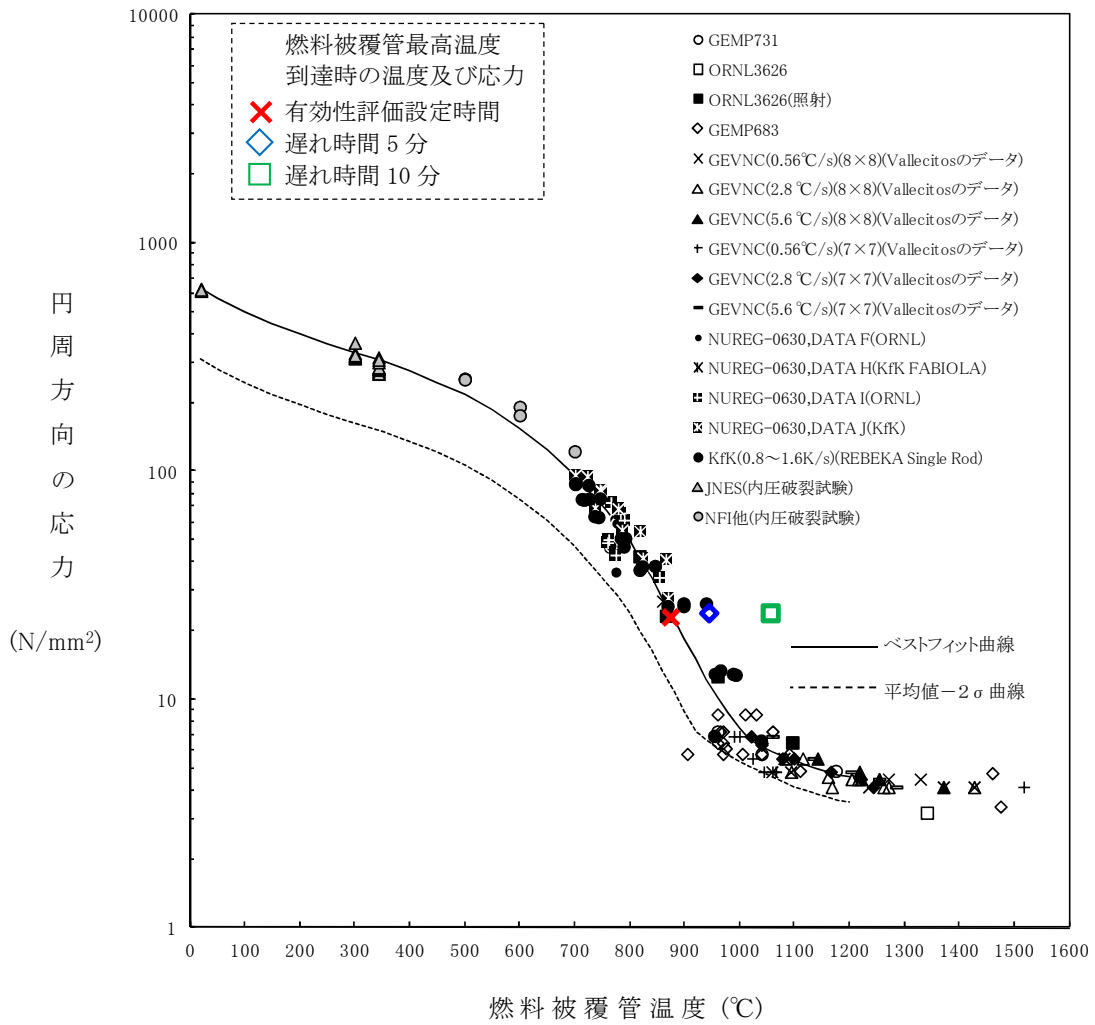


図 1:燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力^{*}の関係

※:燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

燃料棒の破裂については、SAFER の解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。

燃料被覆管の円周方向応力 σ については、次式により求められる。(下図参照)

$$\sigma = \frac{D}{2t}(P_{in} - P_{out})$$

ここで、

D : 燃料被覆管内径

t : 燃料被覆管厚さ

P_{in} : 燃料被覆管内側にかかる圧力

P_{out} : 燃料被覆管外側にかかる圧力(=原子炉圧力)

である。

燃料被覆管内側にかかる圧力 P_{in} は、燃料プレナム部とギャップ部の温度及び体積より、次式で計算される。

$$P_{in} = \left(\frac{\frac{V_p T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_p T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{NRT_P}{V_p}$$

ここで、

V: 体積

添字 p : 燃料プレナム部

T : 温度

F : ギャップ部

N : ガスモル数

R : ガス定数

である。

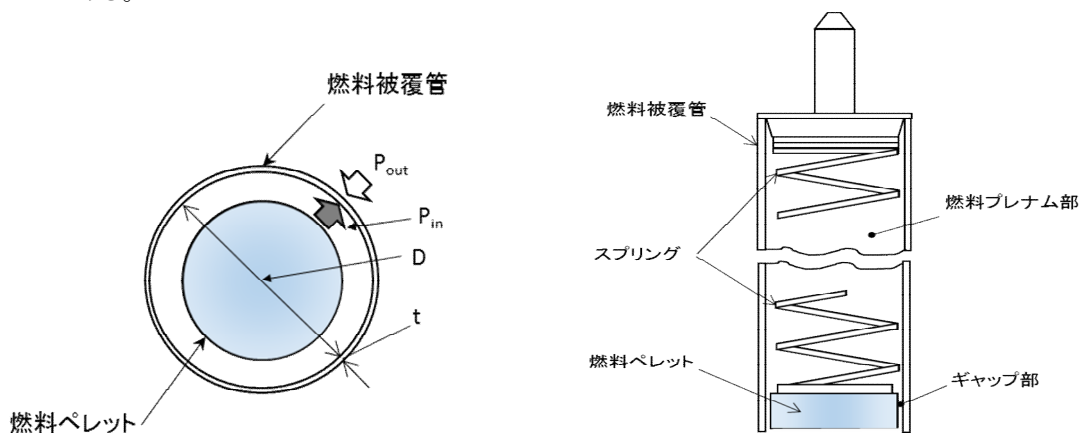


図:燃料棒断面図

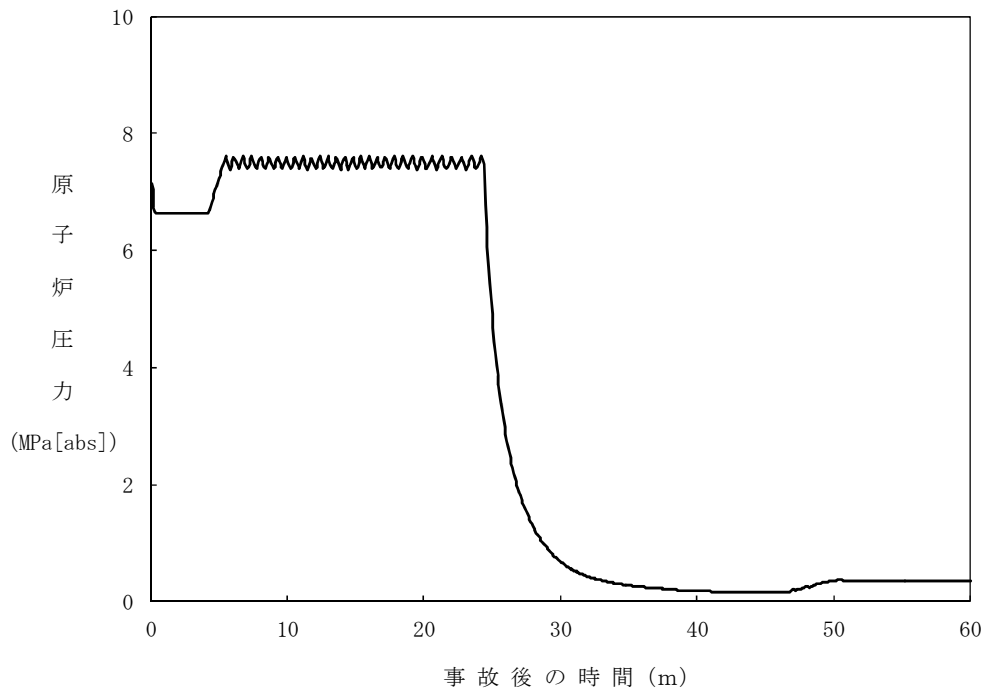


図 2：操作 10 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

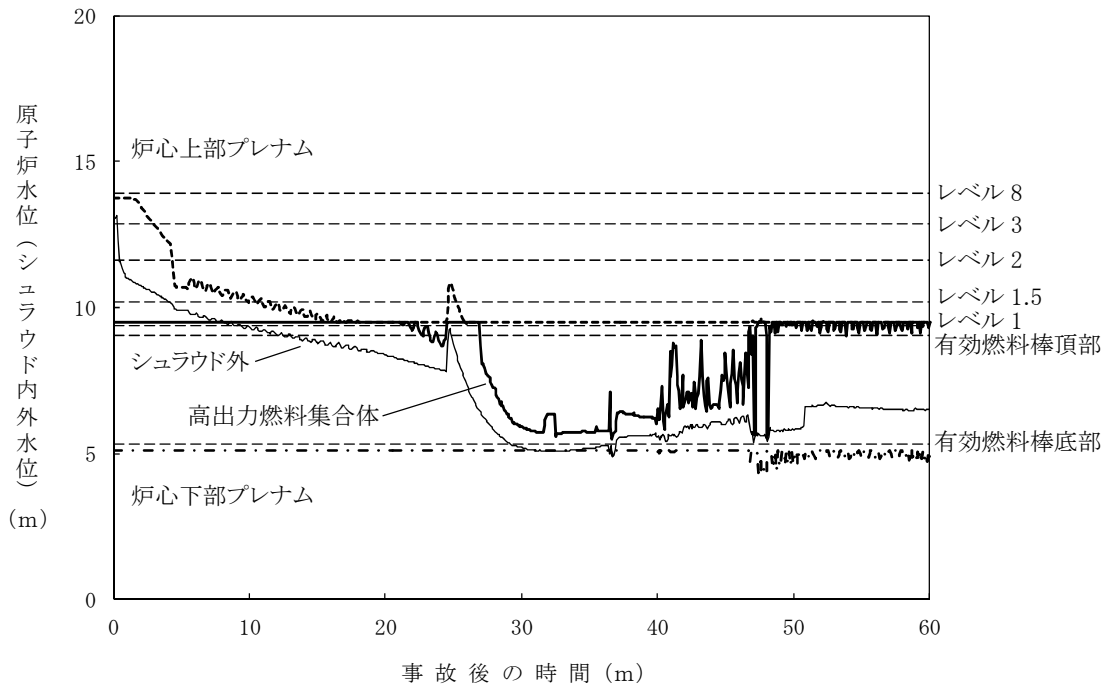


図 3：操作 10 分遅れのケースにおける原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移

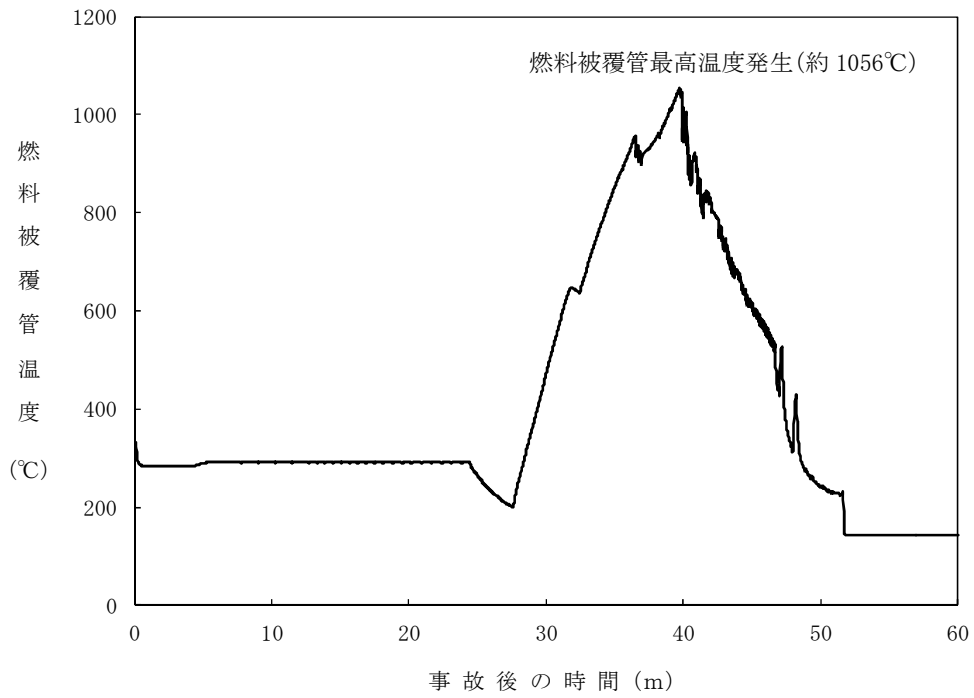


図 4：操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

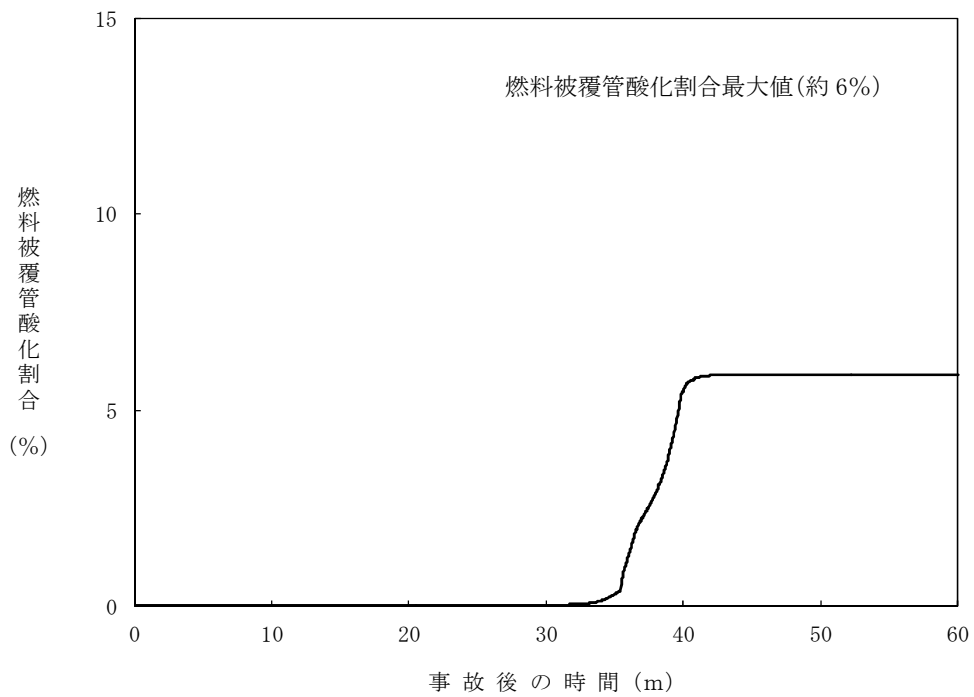


図 5：操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化割合の推移

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)

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³

淡水貯水池：約18,000m³(号炉共用)

○水使用パターン

①低圧代替注水系(常設)による原子炉注水
 事象発生後、炉心冠水までは定格流量で注水する。
 冠水後は、原子炉水位高(レベル8)～原子炉水位
 低(レベル3)の範囲で注水する(約110m³/h)。

②代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ
 格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に開始し、
 原子炉水位高(レベル8)～原子炉水位低(レベル3)
 までの間、格納容器スプレイを実施する(140m³/h)。

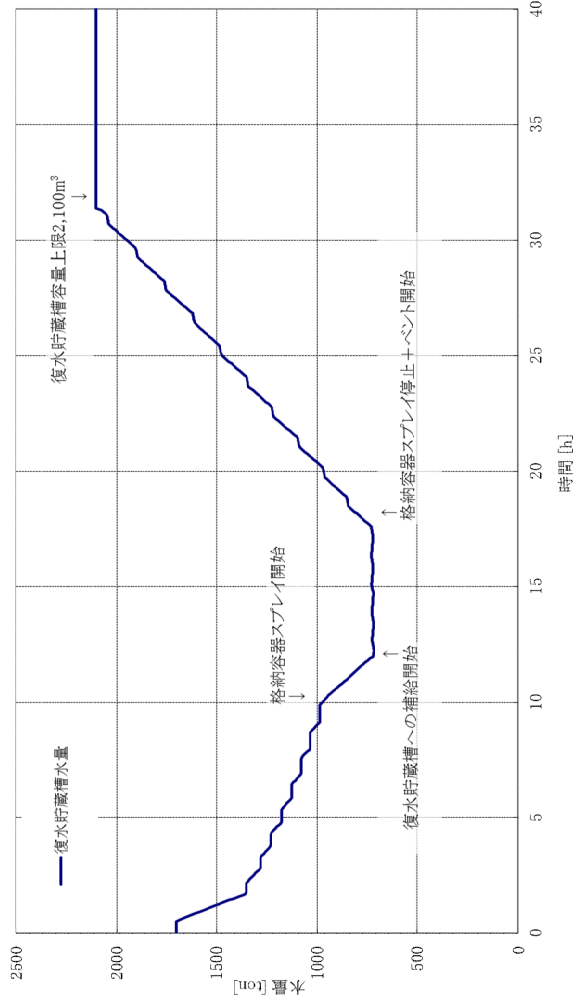
③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
 12時間後から淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
 防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ移送する。

○時間評価(右上図)

12時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。ペントと同時にスプレイを停止し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6/7号炉のそれぞれで約5,200m³必要となる。6/7号炉の同時被災を考慮すると、約10,400m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから、6/7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり、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(高圧・低圧注水機能喪失)

プラント状況：6, 7号機運転中。1～5号機停止中。

事象：高圧・低圧注水機能喪失は6, 7号機を想定。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。

なお、外部電源喪失は想定していないが、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号機	時系列		合計	判定
7号機	事象発生直後～事象発生後7日間 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L ※1	7日間の 軽油消費量 約 757,008L	7号機軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり、 7日間対応可能。
6号機	事象発生直後～事象発生後7日間 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L ※1	7日間の 軽油消費量 約 757,008L	6号機軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり、 7日間対応可能。
1号機	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L ※2		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
2号機	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L ※2		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
3号機	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L ※2		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
4号機	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L ※2		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
5号機	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L ※2		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後7日間 免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1～7号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 673,264L であり、 7日間対応可能。

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.2.1 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「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、①「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」、②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」、③「通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」、④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」、⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」が抽出された。

重大事故等対処設備の有効性を確認する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、①～⑥の事故シーケンスから、過渡事象(原子炉水位低下の観点で厳しい全給水喪失を選定)を起因事象とし、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移が厳しい、①「過渡事象(給水流量の全喪失)＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」を選定した。

(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「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCA を除く)の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能が機能喪失することを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位低下により炉心の著しい損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器が高圧のまま減圧できず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、重大事故等対処設備の機能の有効性評価の観点では、高圧注水機能又は減圧機能の有効性を評価することが適切と考える。

ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生の後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による減圧にも失敗した後に、重大事故等対処設備によって減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループに対しては、減圧機能の有効性を評価することが適切と考える。

なお、高圧注水及び減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみ期待可能な事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失がある。これについては、2.3.2において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

したがって、本事故シーケンスグループでは、重大事故等時の逃がし安全弁作動回路により原子炉を減圧し、減圧後に低圧注水系により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。また、残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、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、重大事故等時の逃がし安全弁作動回路を用いた原子炉減圧、低圧注水系を用いた原子炉注水手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため、残留熱除去系を用いた除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.2.1 から図 2.2.2 に、手順の概要を図 2.2.3 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設備と操作手順の関係を表 2.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 15 名である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直長 1 名(6 号炉及び 7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。必要な要員と作業項目について図 2.2.5 に示す。

a. 原子炉スクラム確認

給水流量の全喪失により原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムすることを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下を継続し、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。

高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

原子炉水位はさらに低下し、原子炉水位低（レベル1）で低圧注水系が起動する。

c. 重大事故等時の逃がし安全弁動作確認

原子炉水位低（レベル1）の10 分後及び、残留熱除去系ポンプ運転時に重大事故等時の逃がし安全弁作動回路により、逃がし安全弁4 弁が開き、原子炉は急速減圧する。

重大事故等時の逃がし安全弁動作を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉圧力計等である。

d. 低圧注水系による原子炉水位回復確認

原子炉の急速減圧により、原子炉圧力が低圧注水系の圧力を下回ると、原子炉注水が

開始され、原子炉水位が回復する。

低圧注水系による原子炉水位回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び残留熱除去系系統流量計等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）から原子炉水位低（レベル3）の間で維持する。

e. サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転

低圧注水系による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水温度計等である。

f. 原子炉停止時冷却モード運転

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転により、プール水温度が静定することを確認後、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。

原子炉停止時冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度計等である。

2.2.2 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、「過渡事象(給水流量の全喪失)+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、重大事故等時の逃がし安全弁作動回路による減圧、低圧注水系による原子炉注水、残留熱除去系を用いた格納容器除熱等が重要な現象となる。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S A F E R、シビアアクシデント総合解析コードM A A P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、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(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表2.2.2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) 起回事象

起回事象として、全給水喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を想定する。

(c) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低(レベル3)」信号によるものとする。

(b) 原子炉減圧機能

原子炉の手動減圧に失敗することを想定する。重大事故等時の逃がし安全弁作動回路による原子炉減圧は、原子炉水位低(レベル1)到達から10分後に開始し、逃がし安全弁4弁により原子炉を減圧する。容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 低圧注水系による原子炉への注水流量

原子炉水位低(レベル1)到達後、低圧注水系が自動起動し、原子炉の減圧後に、 $954\text{m}^3/\text{h}$ ($0.27\text{MPa}[\text{dif}]$ において)にて注水する。

c. 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) サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は、原子炉水位高(レベル8)を確認後、開始する。

(b) 原子炉停止時冷却モード運転は、原子炉圧力が $0.93\text{MPa}[\text{gage}]$ まで低下したことを確認後、事象発生12時間後に開始する。

(3) 有効性評価の結果

コメント
NO.
審査-6,9
に対する
ご回答

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図2.2.5から図2.2.10に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム

コメント
No.
審査-6,9
に対する
ご回答

部のボイド率の推移及び燃料棒に破裂が発生する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図2.2.11から図2.2.12に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図2.2.17から図2.2.20に示す。

a. 事象進展

全給水喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル1)で低圧注水系が起動する。原子炉水位低(レベル1)の10分後に重大事故等時の逃がし安全弁作動回路により、逃がし安全弁4弁が開き、原子炉は急速減圧される。原子炉の減圧後に、低圧注水系による原子炉注水を開始する。

再循環ポンプについては、原子炉水位低(レベル3)で4台トリップし、原子炉水位低(レベル2)で残り6台がトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低(レベル1.5)で全閉する。

原子炉の急速減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧注水系による注水が開始す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、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧注水系による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

コメント
No.審査-6
に対する
ご回答

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。また、炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系を用いた除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、

コメント
No.審査-22
に対する
ご回答

炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図2.2.11に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、燃料被覆管の最高温度は約761℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。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約1%以下で

コメント
No.審査-117
に対する
ご回答

あり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 2.2.5 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。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(高々約 0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.07MPa[gage]及び約 95°Cに抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.2.6 に示すとおり、低圧注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 12 時間後に残留熱除去系による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.2.1)

2.2.3 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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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。

高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能が機能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、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転及び原子炉停止時冷却モード運転とする。

(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行う重要現象とは、「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

添付資料 2.2.2 参照

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料 2.2.2 参照

(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、表 2.2.2 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、解析条件の設定に当たっては、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があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項

目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

添付資料2.2.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.2.2参照

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、これらの要因が解析上の操作開始時間に与える影響を評価する。また、操作の不確かさが操作開始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開始時間に与える影響

添付資料2.2.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.2.2参照

(3) 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する。

(添付資料2.2.2)

(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、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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、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、操作時間には十分な時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

2.2.4 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「高圧注水・減圧機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり15名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51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「高圧注水・減圧機能喪失」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、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧注水系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバを水源とし注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約750,960Lの軽油が必要となる。

6号炉及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020,000L(発電所内で約5,344,000L)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用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。

(添付資料 2.2.3)

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

2.2.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能が機能喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として重大事故等時の逃がし安全弁作動回路を用いた原子炉減圧、低圧注水系を用いた原子炉注水手段、長期対策として残留熱除去系を用いた除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、重大事故等時の逃がし安全弁作動回路を用いた原子炉減圧、低

圧注水系を用いた原子炉注水，残留熱除去系を用いた除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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，原子炉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，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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，十分な余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，当直長，当直副長，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，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「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。

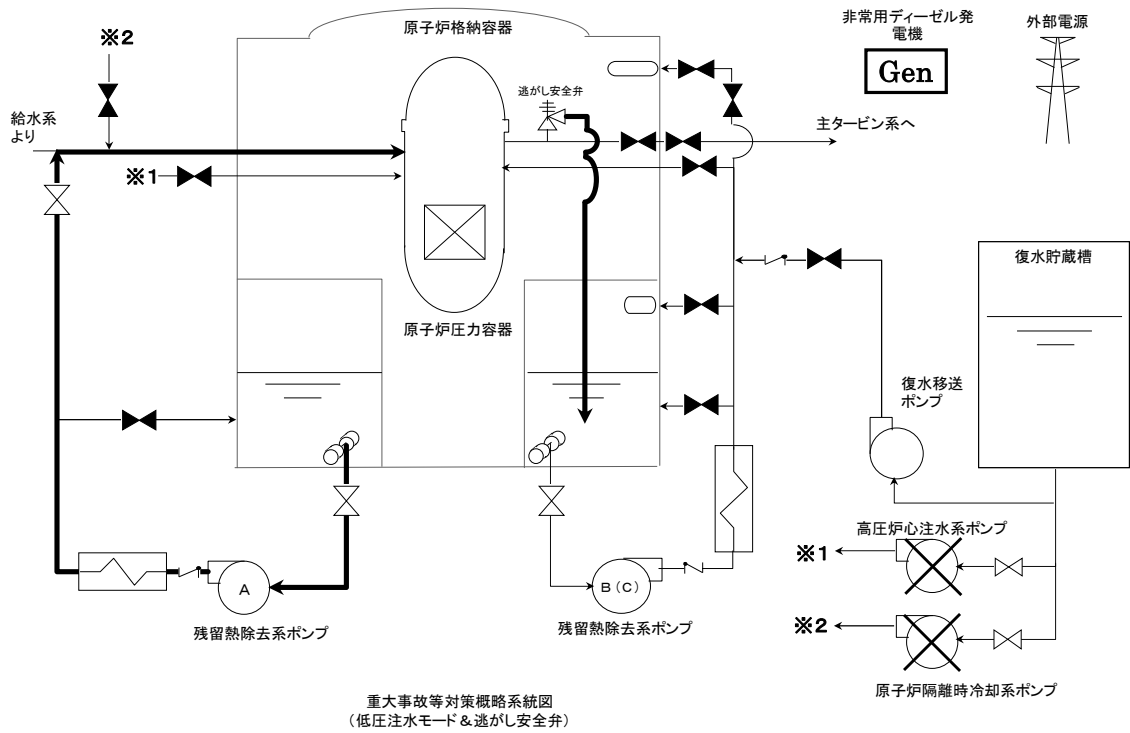


図 2.2.1 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(1/2)

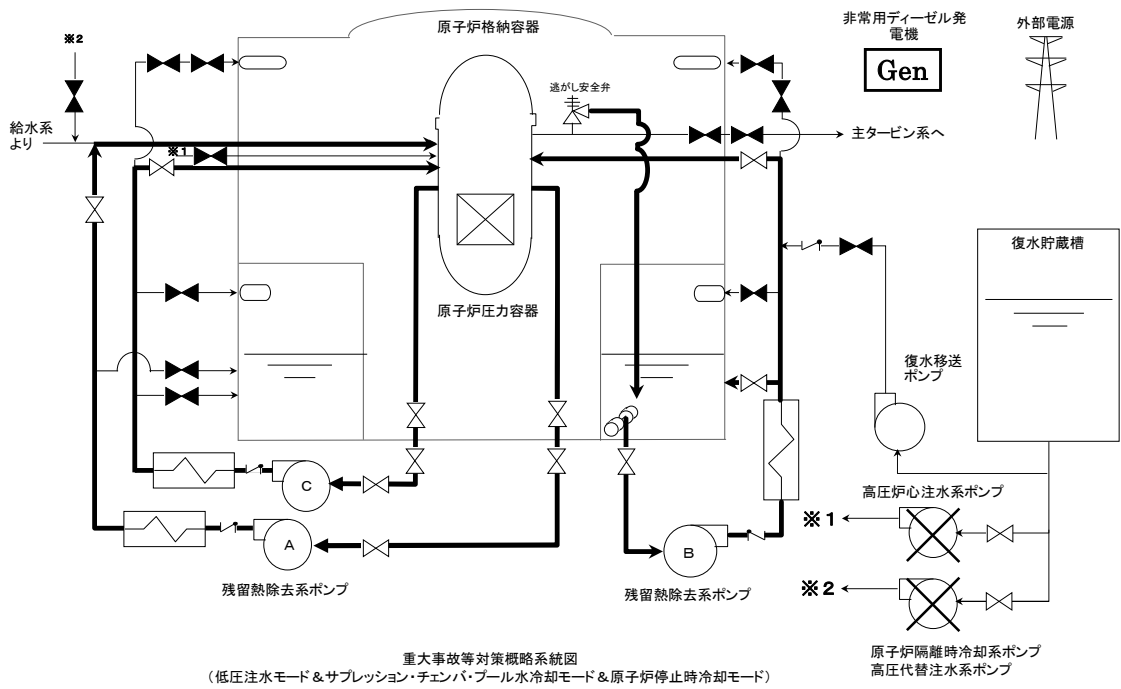
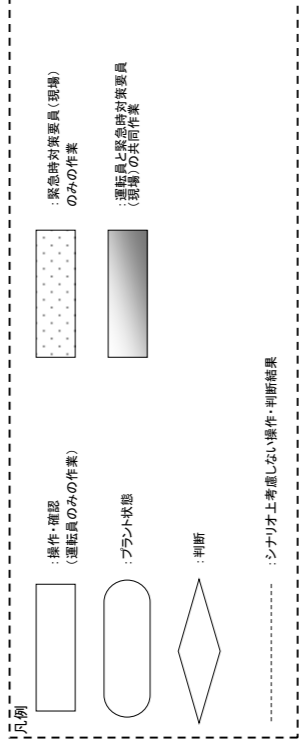


図 2.2.2 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(2/2)

コメント
No. 審査: 8, 20,
23, 27, 29, 33, 34,
50, 97
に対する
ご回答



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】
制御棒駆動水ポンプが運転を継続し原子炉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。

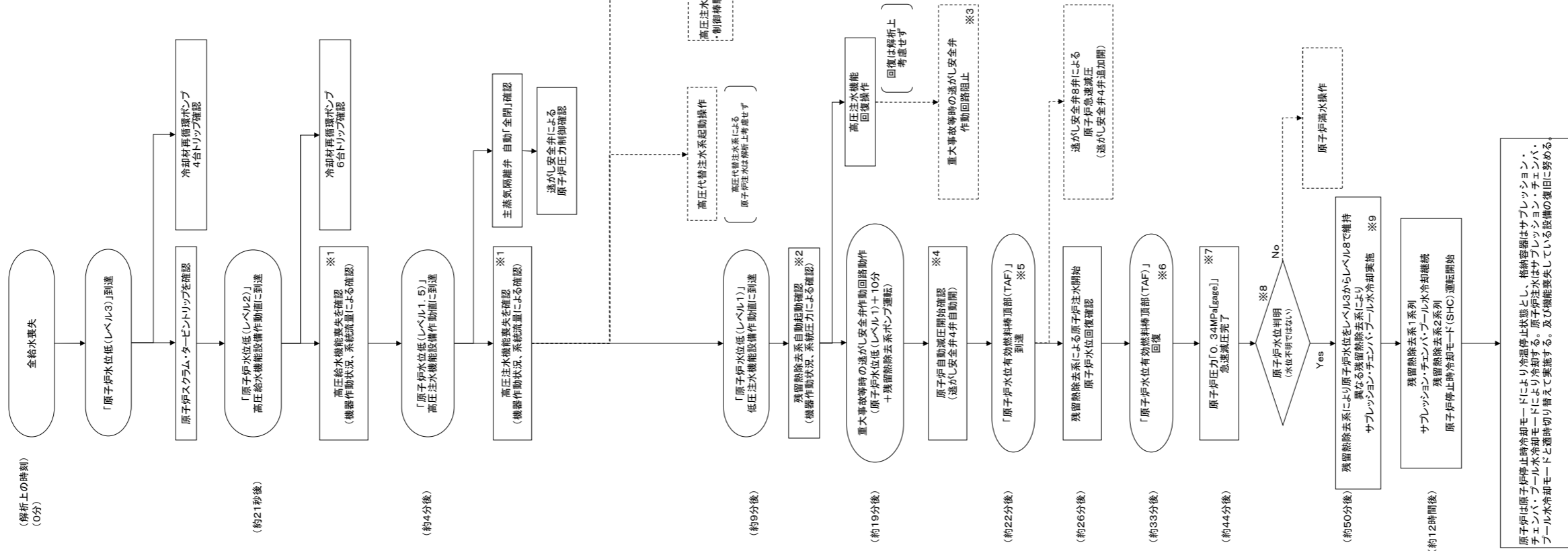


図 2.2.3 高圧注水・減圧機能喪失時の対応手順の概要

原子炉は原子炉停止時冷却モードにより冷温停止状態とし、格納容器はサブプレッション・チェンバ・プール冷却モードにより冷却する。原子炉注水はサブプレッション・チェンバ・プール冷却モードと過時切り替えて実施する。及び機能喪失している設備の復旧に努める。

- ※1 中央制御室盤にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計等にて機能喪失を確認する。
- ※2 中央制御室盤にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する。
- ※3 重大事故等時の逃がし安全弁作動回路の10分間タイマー動作中に高圧注水機能が回復した場合は、作動回路の阻止操作を実施し、高圧注水系により原子炉炉水位が回復することを確認する。
- ※4 急速減圧中は「水位不明判断曲線」による原子炉炉圧力と格納容器温度から水位不明領域に入っていないことを確認する。
- ※5 原子炉炉水位計(燃料域)指示によりTAF到達を確認した場合は、格納容器雰囲気モニタ(CAMS)により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する。
- ※6 原子炉炉水位計(燃料域)指示によりTAF回復を確認した場合は、TAF以下継続時間を測定し「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。
- ※7 原子炉炉圧力計指示「O. 34MPa[gage]」以下により、原子炉急速減圧完了を確認する。
- ※8 水位不明判断は以下により確認する。
 - ・水位計の電源が喪失
 - ・指示計のパラツキが大きくTAF以上であることが判定できない
 - ・水位不明判断曲線の水位不明領域
 - ・凝縮液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない
- ※9 原子炉炉水位計(広帯域)指示によりレベル8到達確認後、原子炉注水を停止する。原子炉炉水位がレベル3到達確認後、原子炉注水を再開する。以後、本操作を繰り返す。また、異なる残留熱除去系を使用してサブプレッション・チェンバ・プール冷却モードを実施する。

コメント
No.審査-31,85
に対する
ご回答

高圧注水・減圧機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)						経過時間 (時間)					備考						
	運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			10	20	30	40	50	60	10	12	14	18	20							
状況判断	6号	7号	6号	7号	6号	7号	・全給水喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動/機能喪失確認 ・高圧炉心注水系 自動起動/機能喪失確認 ・残留熱除去系 自動起動確認																		※シュラウド内水位に基づく時間
	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-		10分																	
高圧注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系 機能回復	対応可能な要員により対応する																	
原子炉減圧確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 4弁 自動開放確認	適時確認																	
低圧注水モード 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁自動開確認 ・残留熱除去系 注入弁操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																	残留熱除去系ポンプ (A)
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール冷却モード操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 試験用調節弁操作	サプレッション・チェンバ・プール冷却モード運転を継続 *2系列原子炉停止時冷却モード運転後は適宜原子炉注水実施																	残留熱除去系ポンプ (B)
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード ラインアップ ・パラメータ監視	90分																	残留熱除去系ポンプ (C)
	-	-	2人 C,D	2人 c,d	-	-	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁隔離	30分																	
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整	原子炉停止時冷却モード運転を継続																	残留熱除去系ポンプ (C)
低圧注水モードから原子炉停止時冷却モード切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード ラインアップ ・パラメータ監視	90分																	残留熱除去系ポンプ (A)
	-	-	(2人) C,D	(2人) c,d	-	-	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁隔離	30分																	
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整	原子炉停止時冷却モード運転を継続																	残留熱除去系ポンプ (A)
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 c,d	0人																				

() 内の数字は#

図 2.2.4 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

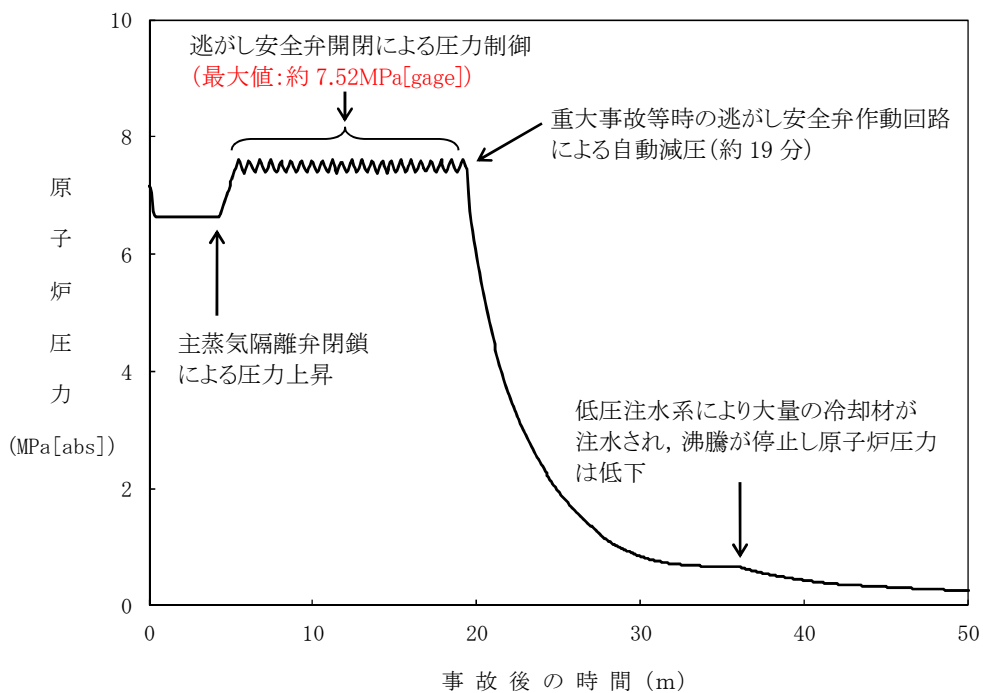


図 2.2.5 原子炉圧力の推移

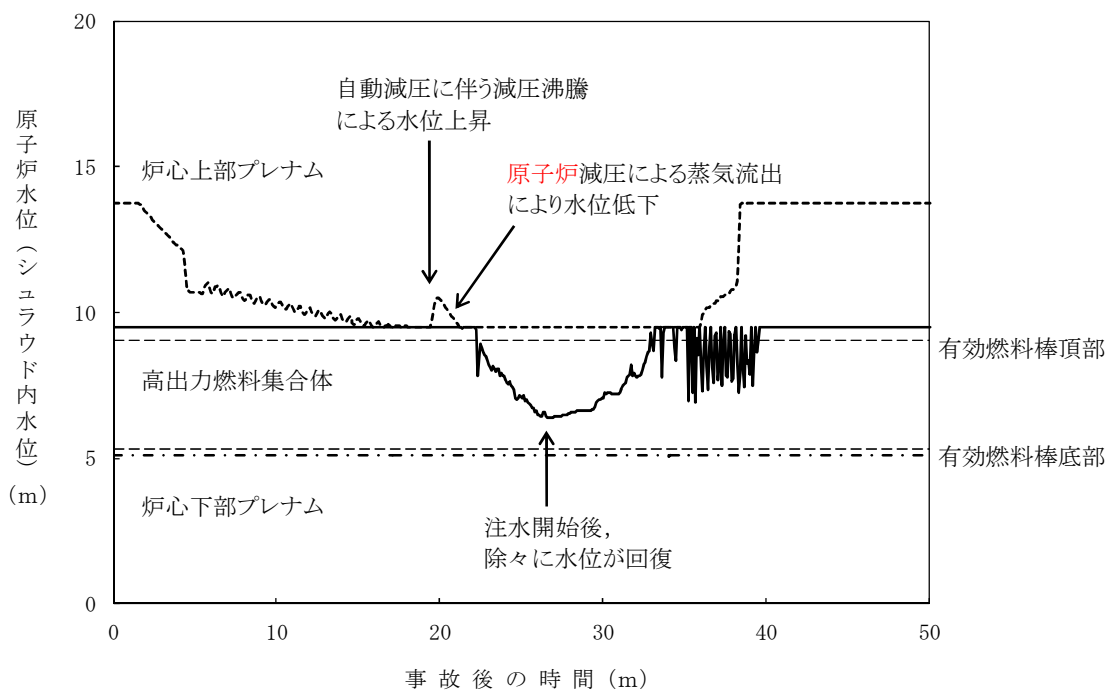


図 2.2.6 原子炉水位の推移

コメント
No.審査-6,9,22
に対する
ご回答

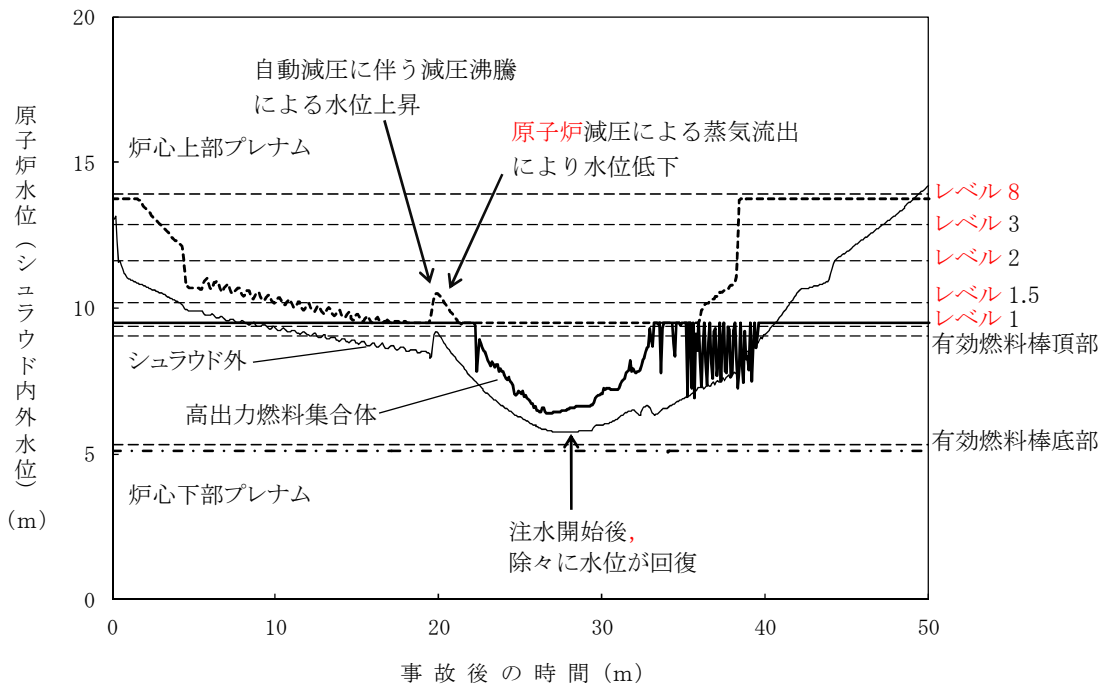


図 2.2.7 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

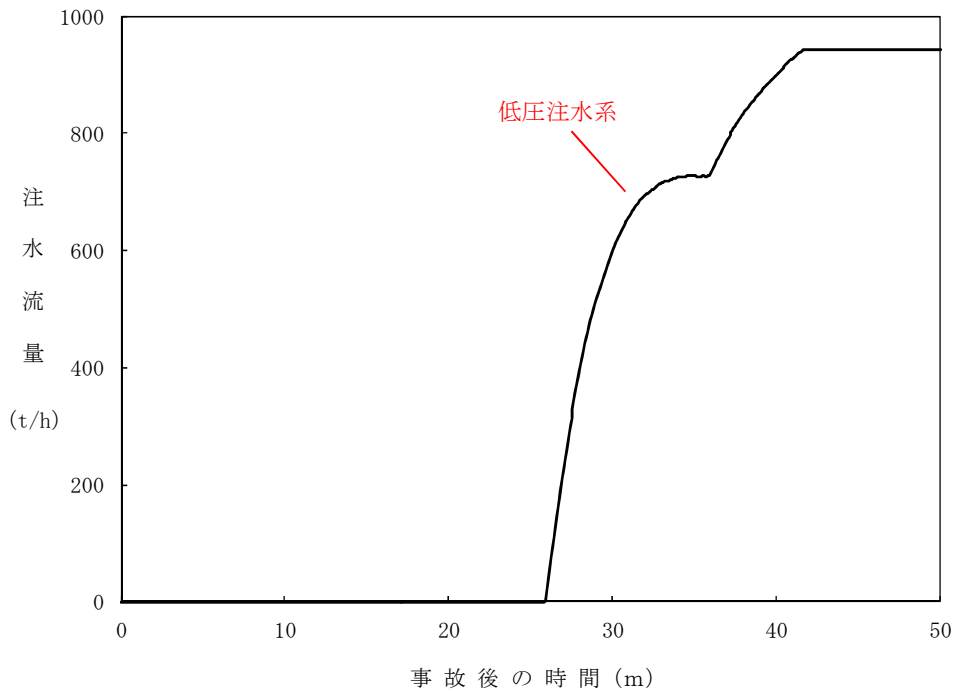


図 2.2.8 注水流量の推移

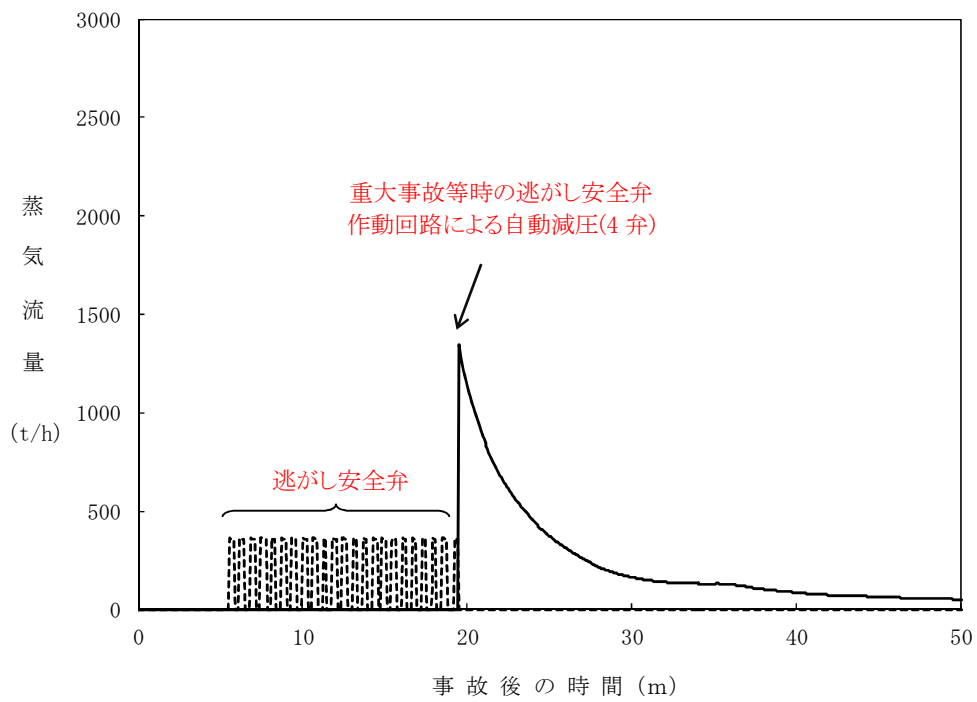


図 2.2.9 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

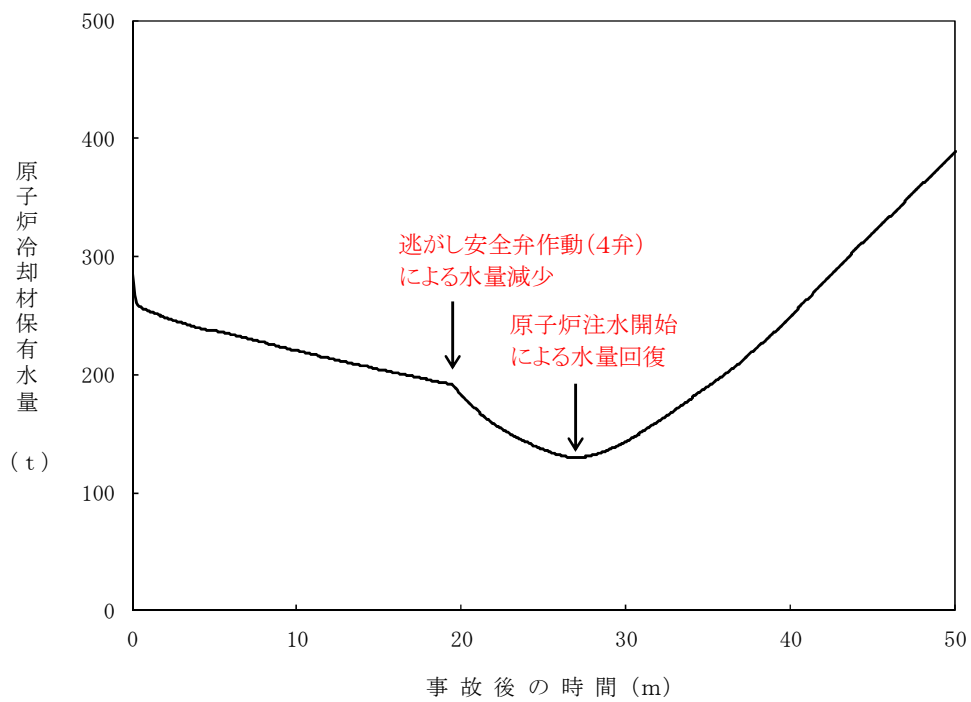


図 2.2.10 原子炉内保有水量の推移

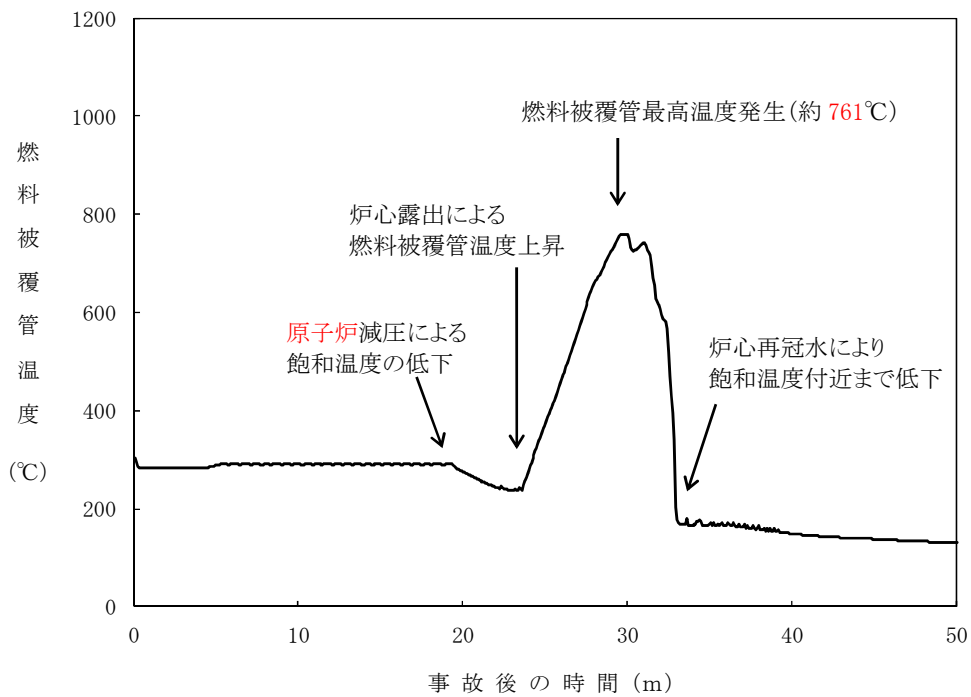


図 2.2.11 燃料被覆管温度の推移

コメント
No.審査-6
に対する
ご回答

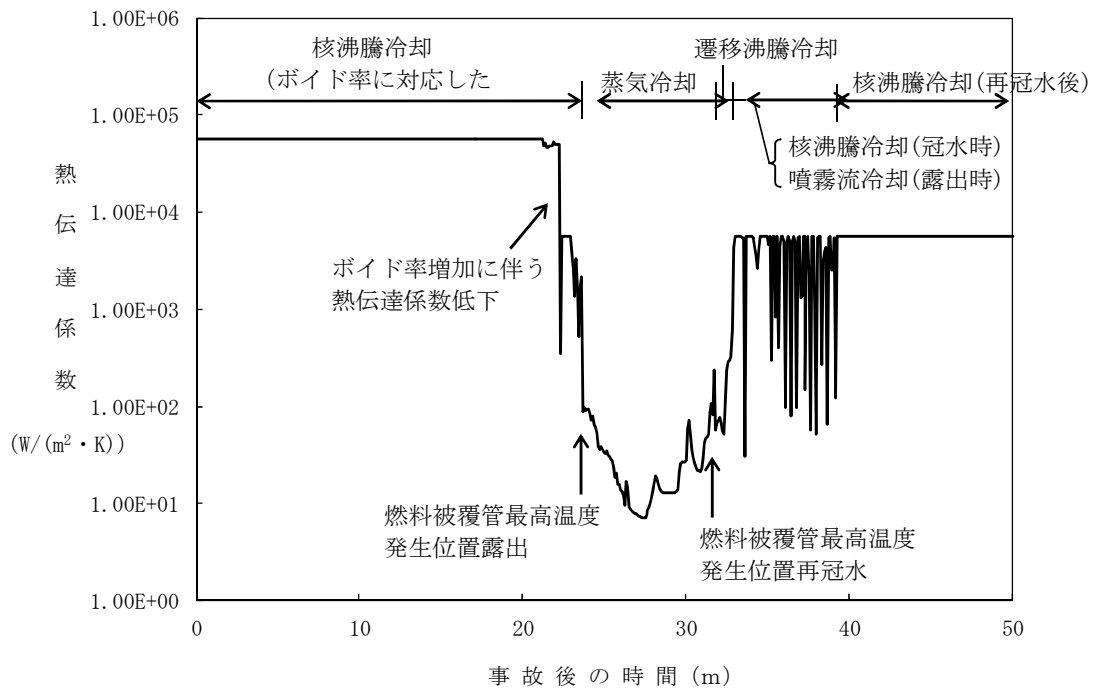


図 2.2.12 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

コメント
No.審査-6,9
に対するご
回答

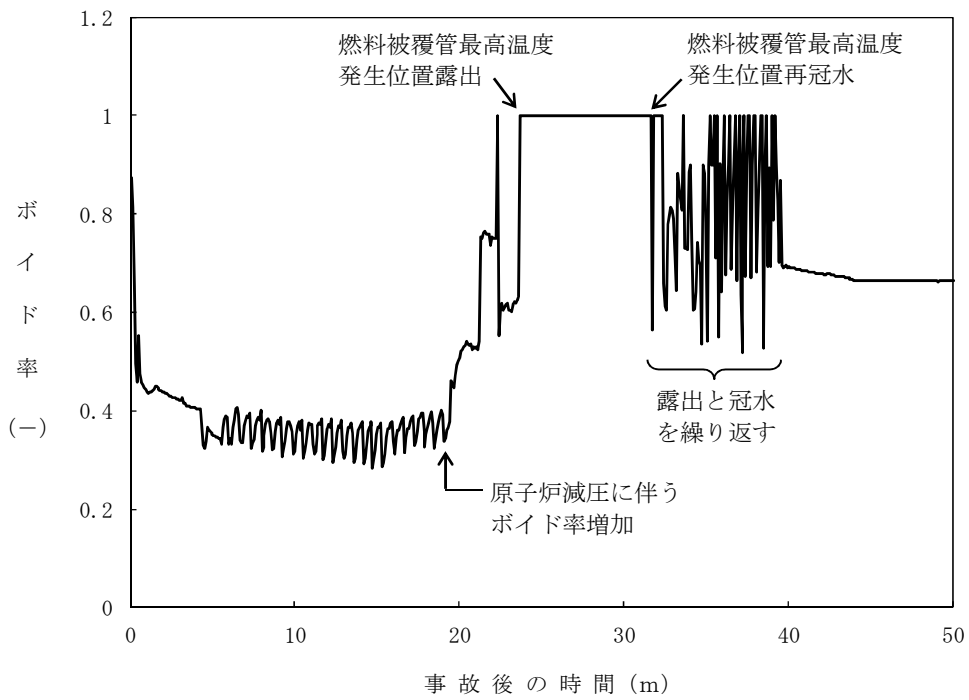


図 2.2.13 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

コメント
No.審査-6,9
に対するご
回答

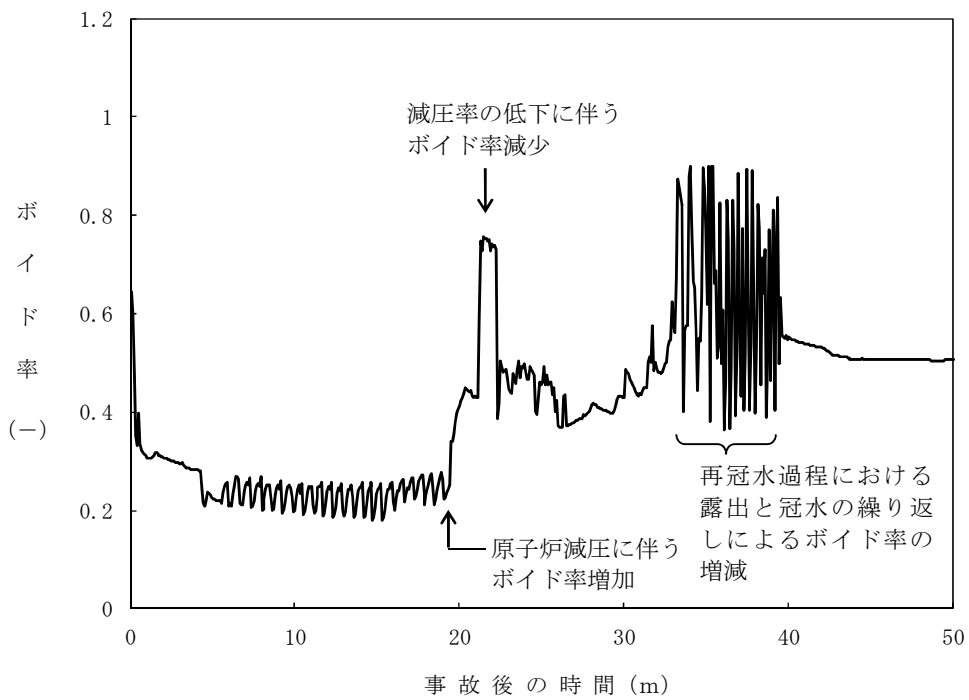


図 2.2.14 高出力燃料集合体のボイド率の推移

コメント
No.審査-6,9
に対するご
回答

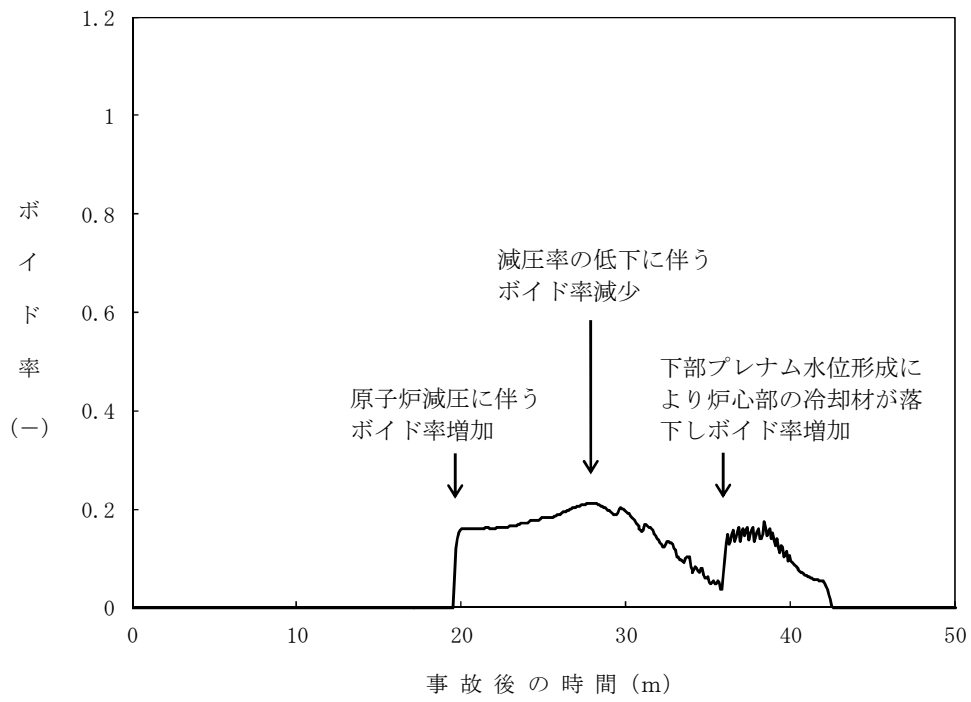


図 2.2.15 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

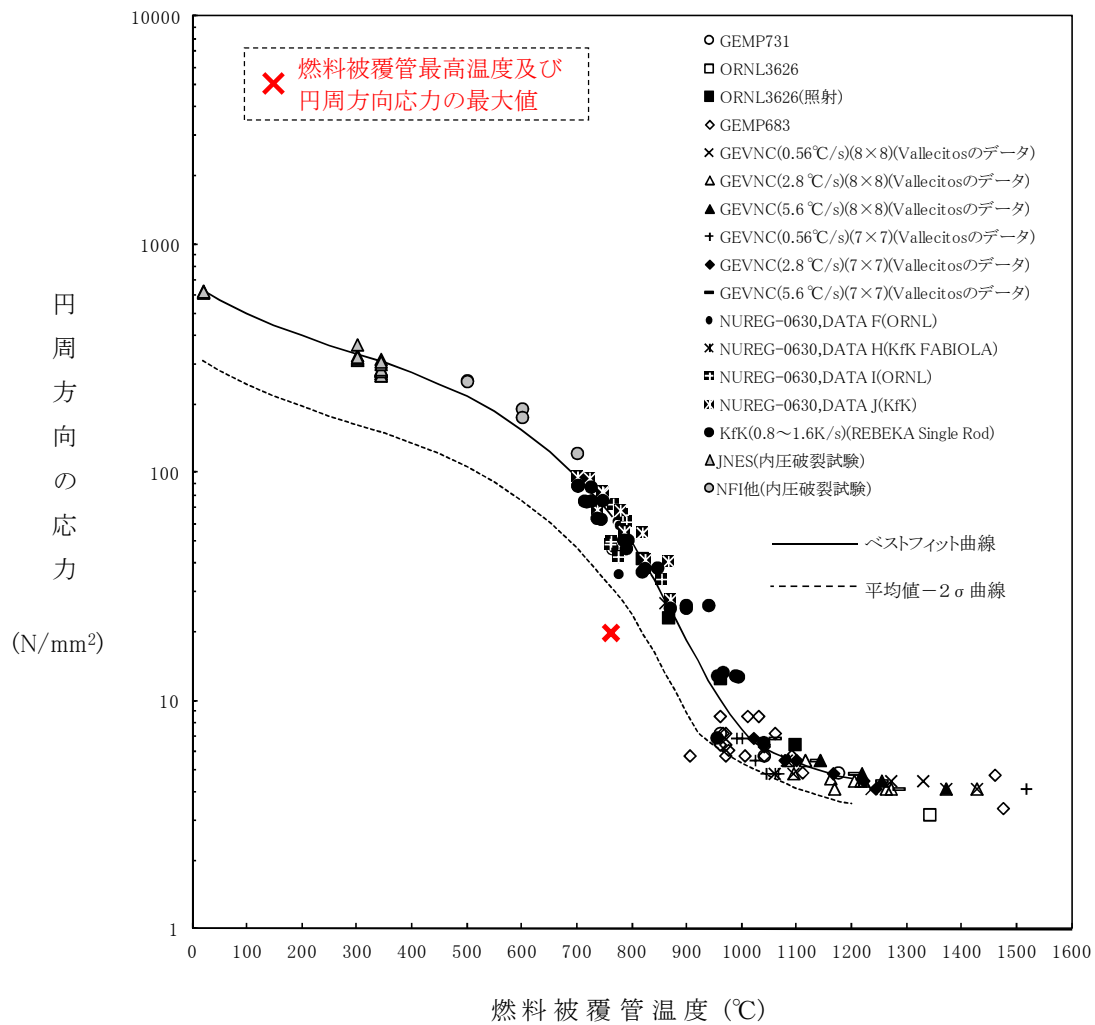


図 2. 2. 16 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

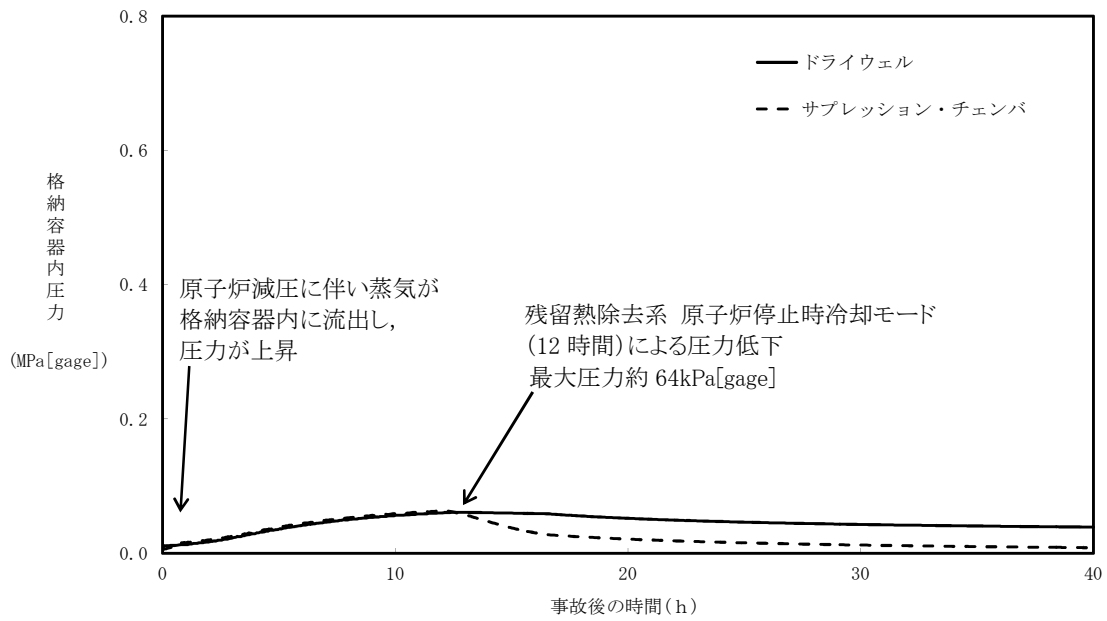


図 2.2.17 格納容器圧力の推移

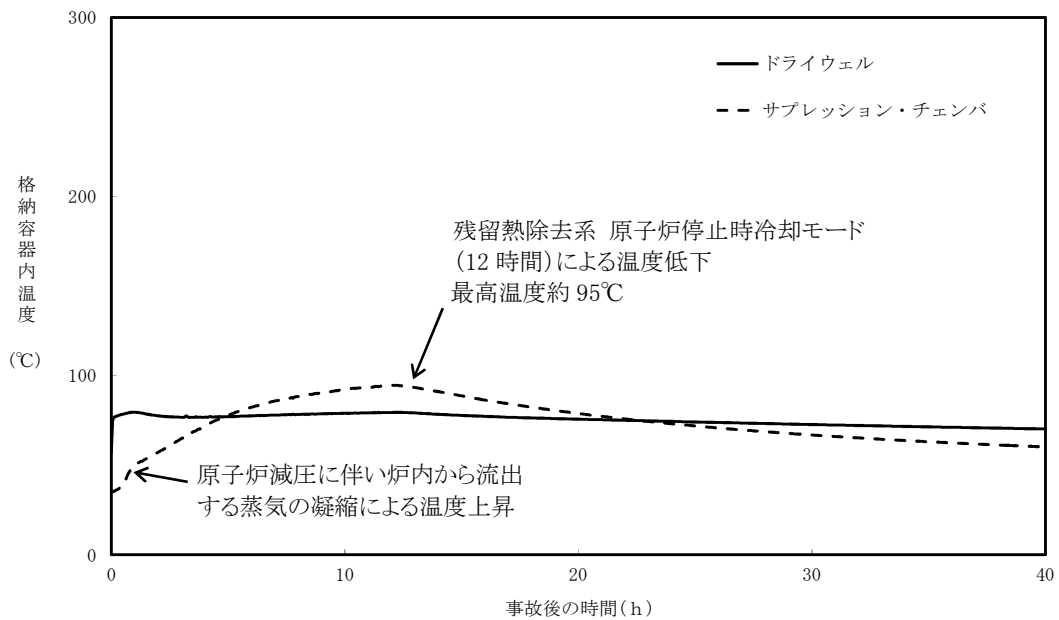


図 2.2.18 格納容器気相部の温度の推移

コメント
No. 審査-9,59
に対する
ご回答

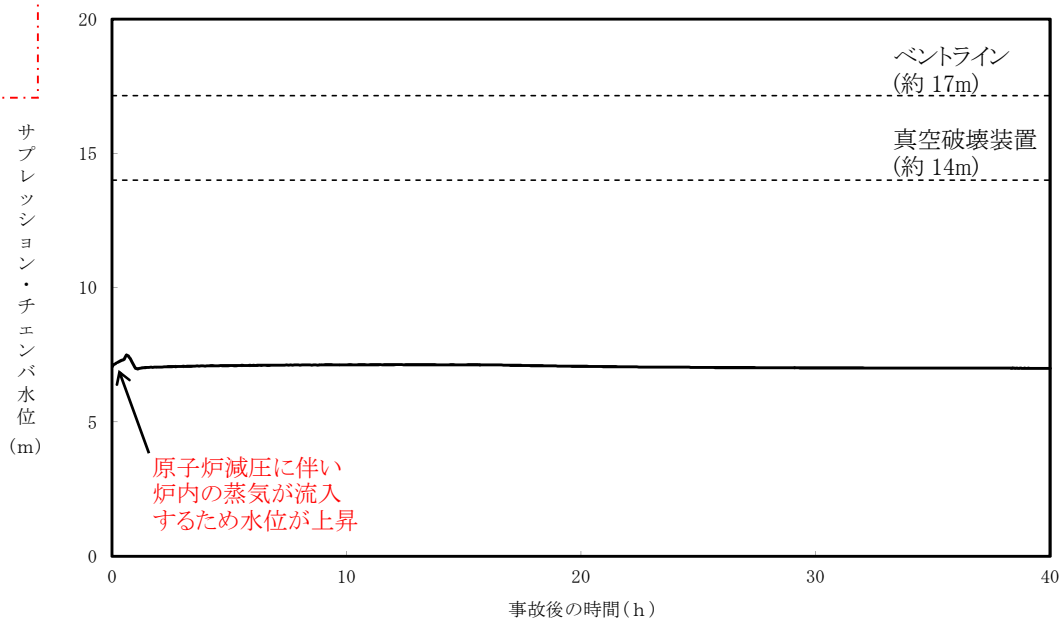


図 2.2.19 サプレッション・チェンバ水位の推移

コメント
No. 審査-9
に対する
ご回答

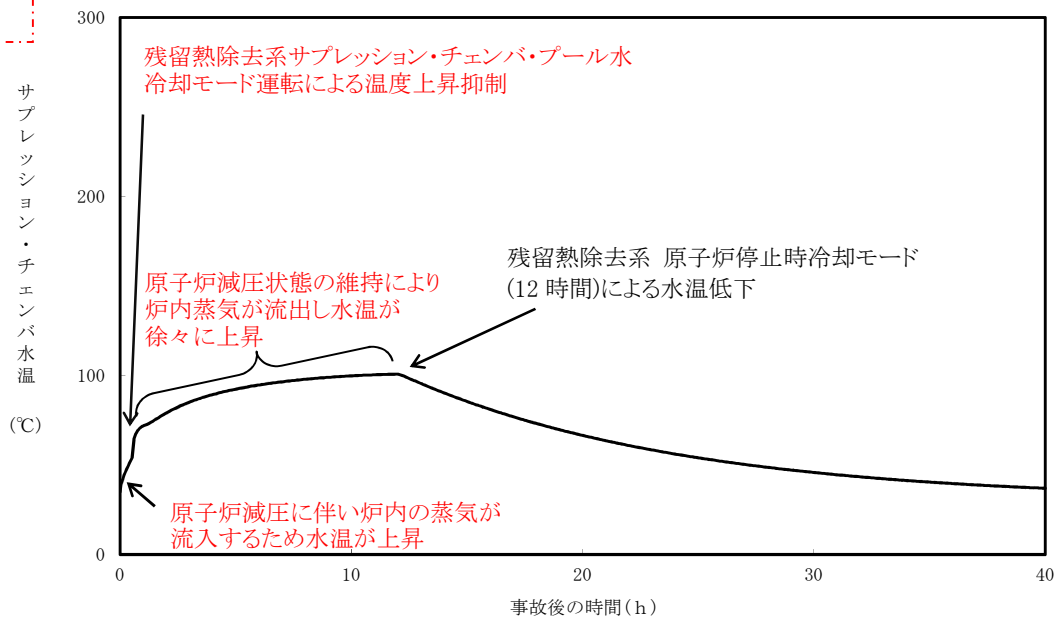


図 2.2.20 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 2.2.1 高圧注水・減圧機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	全給水喪失により原子炉水位は急激に低下し、原子炉水位低(レベル3)にて原子炉スクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗、又は、各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。低圧注水系は原子炉水位低(レベル1)にて自動起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉水位計 (広帯域)【SA】 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計 原子炉圧力計【SA】
重大事故等時の逃がし安全弁動作確認	原子炉水位低(レベル1)の10分後及び、残留熱除去系ポンプ運転時に重大事故等時の逃がし安全弁作動回路により、逃がし安全弁4弁が開き、原子炉は急速減圧する。	逃がし安全弁 重大事故等時の逃がし安全弁作動回路【SA】	—	原子炉水位計 (広帯域)【SA】 原子炉水位計 (燃料域)【SA】 原子炉圧力計【SA】
低圧注水系による原子炉水位回復確認	原子炉圧力の急速減圧により、低圧注水系の圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位高(レベル8)から原子炉水位低(レベル3)の間で維持する。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉圧力計【SA】 原子炉水位計 (広帯域)【SA】 原子炉水位計 (燃料域)【SA】 原子炉水位計 (狭帯域) 残留熱除去系系統流量計
サブレーション・チェンバ・プールの水冷却モード運転	低圧注水系による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブレーション・チェンバ・プールの水冷却モード運転を開始する。	残留熱除去系ポンプ	—	残留熱除去系系統流量計 サブレーション・チェンバ・プール水温度計【SA】
原子炉停止時冷却モード運転	サブレーション・チェンバ・プールの水冷却モード運転により、プールの水温度が静定することを確認後、サブレーション・チェンバ・プールの水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉圧力計【SA】 残留熱除去系系統流量計 残留熱除去系熱交換器入口温度計

【SA】：重大事故等対処設備

表 2.2.2 主要解析条件(高压注水・減圧機能喪失)(1/4)

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	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位	通常運転時原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
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 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料(A型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
格納容器容積(ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・ チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッションプール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
サブプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定

初期条件

表 2.2.2 主要解析条件(高压注水・減圧機能喪失)(2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	全給水喪失	全給水喪失が発生するものとして設定
安全機能の喪失に対する仮定	高压注水機能及び減圧機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を，減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップせず，原子炉炉水位低の信号でトリップするため，炉心冷却上厳しくなる

表 2.2.2 主要解析条件(高压注水・減圧機能喪失)(3/4)

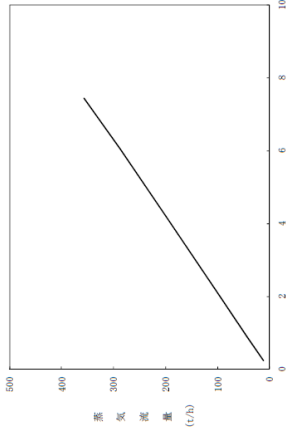
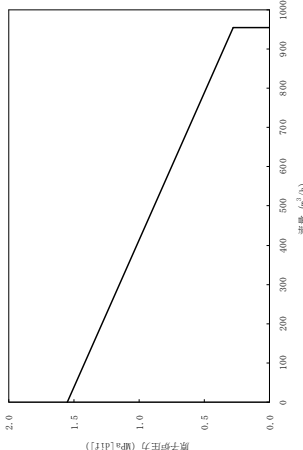
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (応答時間:0.05秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
逃がし安全弁 (重大事故等時の逃がし安全弁 作動回路)	作動時間:原子炉水位低(レベル1)到達から10分後 作動数:4個 7.51 MPa[gage]×1個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個, 380 t/h/個	重大事故等時の逃がし安全弁作動回路の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値として設定 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 
重大事故等対策に関連する機器条件 低圧注水系	原子炉水位低(レベル1)にて自動起動 954m ³ /h(0.27MPa[diff]において)にて注水	低圧注水系の設計値として設定 

表 2.2.2 主要解析条件(高压注水・減圧機能喪失)(4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
サプレッション・チェンバ・ プール水冷却モード運転	原子炉水位高(レベル8)到達時	運転操作手順書等を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
原子炉停止時冷却モード運転	事象発生から 12 時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定
重大事故等対策に関連する操作条件		

安定状態について

高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃し装置又は残留熱除去系，代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態】

原子炉安定停止状態の確立について

低圧注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。

格納容器安定状態の確立について

約 12 時間後に残留熱除去系による除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態後の長期的な状態維持】

残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（高圧注水・減圧機能喪失）

【SAFER】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の燃料被覆管温度に比べて+10℃～+150℃高めに評価する	解析コードでは、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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により被覆管温度を高く評価することから、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高く評価する
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与える	解析コードでは、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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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、運転員等操作に与える影響はない	燃料被覆管の酸化は、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価する
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	破裂の判定は実験データのベストフィット曲線を用いる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、本解析においてはサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転により格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作はないことから、運転員操作に与える影響はない	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、保守的な結果を与えるものとする
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	解析コードでは、実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい。解析に対して実機の注水量が多い場合、燃料露出期間が短くなるため燃料被覆管温度は低くなる
原子炉圧力容器	沸騰・ボイド率変化気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない。また、実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されるため、原子炉水位（シュラウド外水位）の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の圧力変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は、圧力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である
	ECCS注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する

表1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（高圧注水・減圧機能喪失）

【MAAP】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
原子炉圧力容器	ECCS注水（給水系・代替注水含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めめに評価する
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は良く再現できる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	原子炉格納容器内温度及び圧力を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	原子炉格納容器内温度及び圧力を適切に評価することから、有効性評価解析における原子炉格納容器内温度及び圧力への影響は小さい
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	サプレッション・チェンバ・プール水冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき与えており、入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（高圧注水・減圧機能喪失）（1/2）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt 以下	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には燃焼度及び最大線出力密度が緩和されるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管を起点とする運転操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には燃焼度及び最大線出力密度が緩和されるため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が大きくなる
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は小さいため事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は小さいため事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	炉心流量	52,200t/h	定格流量の 90～111%	定格流量（100%）の 90～111%を最確条件として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料	9×9 燃料(A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A 型)と 9×9 燃料(B 型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、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	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の組成はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす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	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、何れの型式も燃料の組成はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m 以下	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇は小さくなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転への移行は冠水後の操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇は小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 30Gwd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、燃料被覆管温度上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなる。サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転への移行は冠水後の操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉水位低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部は必要最小空間部体積を、液相部は必要最小プール水量を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	7.00m～7.10m	通常運転時のサブプレッション・プール水位を最確条件として設定	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水温	35℃	約 30℃～約 35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなる。サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転への移行は冠水後の操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなり、格納容器圧力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が大きくなる
	格納容器圧力	5kPa	約 4kPa～約 8kPa	通常運転時の格納容器圧力を最確条件として設定	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器温度	57℃	約 50℃～約 60℃	通常運転時の格納容器温度を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は小さいため、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない	

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（高圧注水・減圧機能喪失）（2/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	全給水喪失	—	全給水流量の喪失が発生し、原子炉への給水はできないものとして設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び減圧機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	—
	外部電源	外部電源あり	—	炉心冷却性上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定	
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （応答時間：0.05秒）	原子炉水位低（レベル3） （応答時間：0.05秒）	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	逃がし安全弁（重大事故等時の逃がし安全弁作動回路）	作動時間：原子炉水位低（レベル1）到達から10分後 作動数：4個 7.79MPa[gage] 377t/h/個	作動時間：原子炉水位低（レベル1）到達から10分後 作動数：4個 7.79MPa[gage] 377t/h/個	重大事故等時の逃がし安全弁作動回路の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	低圧注水系	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m ³ /h（0.27MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m ³ /h（0.27MPa[dif]において）にて注水	低圧注水系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (高压注水・減圧機能喪失)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	原子炉水位高 (レベル 8) 到達時 (約 50 分後)	<p>【認知】 残留熱除去系低圧注水モードによる原子炉水位上昇を継続監視することにより, 原子炉水位高 (レベル 8) 到達を十分に認知することができる。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作は, 制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。電動弁「2 弁」の操作が必要ではあるが, サプレッション・チェンバ・プール水温度上昇に対して操作所要時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 異なる区分の残留熱除去系の低圧注水モードで原子炉水位維持操作を実施しており, 同じ運転員が低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を実施することから, サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が操作することから, サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動しうるが, その時間は十分に短く, 格納容器の温度・圧力の上昇に有意な影響を与えるほどではない。よって, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である	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	サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始の時間は事象発生から約 50 分後の操作であり, また, 炉心冠水後の操作であるため時間余裕がある
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転操作	事象発生から 12 時間後	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード開始までの時間は, 事象発生から 12 時間あり, 時間余裕がある	—	—	—
	残留熱除去系の低圧注水モードから原子炉停止時冷却モードへの切替操作	事象発生から 13.5 時間後	残留熱除去系を低圧注水モードから原子炉停止時冷却モードへの切り替え操作開始までの時間は, 事象発生から 12 時間以上あり, 時間余裕がある	—	—	—

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)

プラント状況：6, 7 号炉運転中。1～5 号炉停止中。
 事象：高圧注水・減圧機能喪失は6, 7 号炉を想定。

なお、外部電源喪失は想定していないが、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 490L/h×24h×7 日×3 台=750, 960L	7 日間の 軽油消費量 約 750, 960L	7 号炉軽油タンク容量は 約 1, 020, 000L であり、 7 日間対応可能。
6 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 490L/h×24h×7 日×3 台=750, 960L	7 日間の 軽油消費量 約 750, 960L	6 号炉軽油タンク容量は 約 1, 020, 000L であり、 7 日間対応可能。
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	1 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	2 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	3 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	4 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	5 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間 免震棟ガスタービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7 日=66, 360L モニタリングポスト用仮設発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7 日×3 台=4, 536L	7 日間の 軽油消費量 約 70, 896L	1～7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 685, 360L であり、 7 日間対応可能。

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は 2 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 3 台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスの相違とその扱いの整理

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「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」、②「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」、③「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」、④「外部電源喪失+直流電源喪失」及び⑤「全交流電源喪失+最終ヒートシンク喪失+直流電源喪失」が抽出された。

①、②、③、④及び⑤は全交流動力電源喪失発生時に期待する、あるいは同時に喪失する機能がそれぞれ異なる複合事象であり、その有効性を確認することが適切と考えられる重大事故等対処設備、あるいは対応手順がそれぞれ異なる。このため、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」を詳細化することとし、①、②、③は各々を1つの事故シーケンスグループ、④及び⑤は2つの事故シーケンスを1つの事故シーケンスグループとして、4つのそれぞれ別の事故シーケンスグループとした。

重大事故等対処設備の有効性を確認する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、「全交流動力電源喪失」を詳細化した4つの事故シーケンスグループから各々1つの重要事故シーケンスを選定した。具体的には①、②、③、④を重要事故シーケンスとして選定した。⑤の事故シーケンスは発生原因が津波による浸水であり、その発生防止対策として、防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策を講じている。止水対策により、津波を原因とした起因事象の発生自体を防止したことから、起因事象発生後の事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断し、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスから除外した。

2.3.2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)の場合

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「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」は, 全交流動力電源喪失後, 原子炉隔離時冷却系が起動し, 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が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなる事故シーケンスグループである。このため, 緩和措置がとられない場合には, 炉心の著しい損傷に至る。

本事故シーケンスグループに対する重大事故等対処設備の有効性評価としては, 全交流動力電源喪失に対する重大事故等対処設備である, 原子炉隔離時冷却系の機能喪失対策(蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転)の有効性を主に確認する評価が考えられる。

したがって, 本事故シーケンスグループでは, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を約 24 時間後まで適切に維持しつつ, 常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系(低圧注水モード), 低圧代替注水系(常設)による注水の準備が完了したところで原子炉の減圧及び残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始し, 炉心の著しい損傷の防止を図るものとする。また, 格納容器圧力逃がし装置等を用いた除熱, 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器の除熱を実施する。

(2) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」における安全機能を有する系統及び機器の機能喪失に対して, 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, 原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水手段を整備する。また, 格納容器の健全性を長期的に維持するため, 残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水, 格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱, 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.3.2.1 から図 2.3.2.4 に, 手順の概要を図 2.3.2.5 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設備と操作手順の関係を表 2.3.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける事象発生10時間までの6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は, 中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され, 合計33名である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は, 中央監視・指示を行う当直長1名(6号炉及び7号炉兼任), 当直副長2名, 運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち, 通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名, 緊急時対策要員(現場)14名である。

また, 事象発生10時間以降に追加で必要な要員は, 代替原子炉補機冷却系作業を行うため

の参集要員26名である。

必要な要員と作業項目については図 2.3.2.6 に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。また、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉はスクラムする。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉水位は回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。

原子炉水位は、原子炉水位高(レベル 8)での原子炉注水停止、原子炉水位低(レベル 2)での原子炉注水再開によって維持される。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室において、外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系(常設)の準備を開始する。

d. 常設直流電源切替操作

事象発生から 8 時間経過した時点で、常設直流電源切替(蓄電池 A から蓄電池 A-2 に切替)を実施する。

e. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」に到達する。このため、格納容器圧力逃がし装置等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等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計、格納容器内雰囲気放射線レベル計及びサプレッション・チェンバ・プール水位計等である。

f. 常設代替直流電源切替操作

事象発生から、6 号炉は 20 時間経過した時点で、7 号炉は 19 時間経過した時点で常

設代替直流電源切替(常設直流電源(蓄電池 A-2)から常設代替直流電源(AM 用蓄電池)に切替)を実施する。

g. 常設代替交流電源設備による交流電源供給

事象発生から約 24 時間後に常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。

h. 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水

常設代替交流電源設備によって交流電源が供給され、残留熱除去系が待機状態となった後、逃がし安全弁2弁による手動減圧を行い、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始する。

残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び残留熱除去系系統流量計等である。

i. 残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器冷却

原子炉水位を原子炉水位高(レベル 8)まで上昇させた後、残留熱除去系を低圧注水モードから格納容器スプレイモード(ドライウエル側のみ)に切り替えると共に、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱が行われている場合は、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を停止する。

残留熱除去系(格納容器スプレイモード)の運転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計等である。

j. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード(ドライウエル側のみ)への切り替え後は、低圧代替注水系(常設)を用いて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)の間で維持する。

低圧代替注水系(常設)の運転を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)等である。

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、「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系

を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等が重要な現象となる。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S A F E R，シビアアクシデント総合解析コードM A A P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，格納容器温度等の過渡応答を求める。

(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表2.3.2.2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

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を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。

(c) 外部電源

外部電源には期待しない。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「タービン蒸気加減弁急速閉」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(レベル2)で自動起動し， $182\text{m}^3/\text{h}$ ($8.12\sim 1.03\text{MPa}[\text{dif}]$ において)の流量で給水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁2弁を使用するものとし，1弁あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))

低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))は事象発生から24時間後に手動起動し， $954\text{m}^3/\text{h}$ ($0.27\text{MPa}[\text{dif}]$ において)の流量で注水するものとする。

(e) 残留熱除去系(格納容器スプレイモード)

原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に手動起動し， $954\text{m}^3/\text{h}$ の流量でスプレイするものとする。

(f) 低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード(ドライウエル側のみ)への切り替え後に，崩壊熱相当量で原子炉へ注水し，その後は炉心を冠水維持する。

(g) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により流量特性(格納容器圧力 0.62MPa [gage]において、最大排出流量が 31.6kg/s の流量)に対し、70%開度で格納容器除熱を実施する。

(h) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW (海水温度 30℃において)とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件は、「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に設定する。

- (a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生後24時間後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。
- (b) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」に到達した場合に実施する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、事象発生24時間後に開始する。
- (d) 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作は、事象発生24時間後に開始する。
- (e) 低圧代替注水系(常設)起動操作は、事象発生24時間後に開始する。
- (f) 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)の起動操作は、事象発生24時間後に開始する。

(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起こらず、燃料棒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、設計基準事故時の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、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。具体的な評価条件を以下に示す。

- (a) 事故発生時の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、事故発生時に冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 1.3×10^{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みた値^{※1}である 3.7×10^{13} 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 線実効エネルギー0.5MeV換算値で約 9.9×10^{14} Bq、よう素についてはI-131等価量で約 6.5×10^{13} Bq となる。

※1 過去に実測されたI-131追加放出量から、全希ガス漏洩率(F値)1mCi/sあたりの追加放出量の出現頻度を算出し、その97%累積出現頻度値19Ci/(mCi/s) [平均値0.37 Ci/(mCi/s)]を用いて算出している。

$$(1\text{Ci} = 3.7 \times 10^{10} \text{Bq/s})$$

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」(TLR-032)
- ・「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、希ガスはすべ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%は瞬時に気相部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、無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。
- (e) 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通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は全量が、無機よう素は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、スクラビング等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ものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、ベント開始までの期間について考慮する。
- (g) 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は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスの γ 線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスの γ 線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdot \dots \dots \dots (1)$$

R : 呼吸率(m³/s)

呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率(活動時)0.31m³/hを秒当たりに換算して用いる。

H_∞ : よう素(I-131)を1Bq吸入した場合の小児の実効線量(1.6×10⁻⁷Sv/Bq)

χ / Q : 相対濃度(s/m³)

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)

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

K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数
(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 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

- (h) 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、格納容器圧力逃がし装置排気管放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度(χ/Q)を 1.2×10^{-5} (s/m³)、相対線量(D/Q)を 1.9×10^{-19} (Gy/Bq)とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、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 6.2×10^{-6} (s/m³)、相対線量(D/Q)は 1.2×10^{-19} (Gy/Bq)とする。
- (i) サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は10、格納容器圧力逃がし装置による除染係数は1,000、排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は50とする。

(添付資料 2.3.2.1)

(4) 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(シュラウド内及びシュラウド内外)*2、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図2.3.2.7から図2.3.2.12に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料棒に破裂が発生する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、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.3.2.13から図2.3.2.18に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図2.3.2.19から図2.3.2.22に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉で原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して水位は維持される。

常設直流電源は、負荷切り離しを行わずに8時間、その後、必要な負荷以外を切り離すことで更に16時間の合計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。この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル2)での起動及び原子炉水位高(レベル8)でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。

(添付資料 2.3.2.2, 添付資料 2.3.2.3)

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉の減圧及び残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は、逃がし安全弁2弁の手動操作によって実施する。減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水が開始されると原子炉水位は回復する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。このため、事象発生から約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。なお、格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置(約 14m)及び、ベントライン(約 17m)に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の機能は維持される。この点と、蒸気の流入によってサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うものとする。

※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図 2.3.2.13 に示すとおり、初期値を上回ることなく、1,200°C 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約 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 2.3.2.7 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.51MPa[gage] 以下に抑えられる。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(高々約 0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 142°Cに抑えられる。

図 2.3.2.8 に示すとおり、原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始し、さらに代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することにより安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.3.2.4)

サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界外での実効線量の評価結果は約 9.9×10^{-3} mSv であり、5mSv を下回る。また、サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界外での実効線量の評価結果は約 4.9×10^{-2} 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。

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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」は、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が起動し、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が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくな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、常設代替交流電源設備からの受電、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作、代替原子炉補機冷却系による残留熱除去系の低圧注水モード及び格納容器スプレイモード運転、低圧代替注水系(常設)起動操作、逃がし安全弁による手動減圧とする。

(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行う重要現象とは、「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

添付資料 2.3.2.5 参照

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料 2.3.2.5 参照

(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、表2.3.2.2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、解析条件の設定に当たっては、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があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられとされる項目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

添付資料2.3.2.5参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.3.2.5参照

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、これらの要因が解析上の操作開始時間に与える影響を評価する。また、操作の不確かさが操作開始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開始時間に与える影響

添付資料2.3.2.5参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.3.2.5参照

(3) 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する。

(添付資料2.3.2.5)

(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、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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、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とを確認した。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、操作時間には十分な時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

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「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」について、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までの必要要員は、「2.3.2.1(2)炉心損傷防止対策」に示すとおり33名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」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っている。その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系，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，号炉あたり合計約4,600m³の水が必要となる。6号炉及び7号炉の同時被災を考慮すると，合計約9,200m³の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び号炉共用設備である淡水貯水池に合計約18,000m³の水を保有している。これにより，6号炉及び7号炉の同時被災を考慮しても，必要な水量は確保可能である。また，事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し，防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから，7日間の継続実施が可能である。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが，これは，可搬式設備を12時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

(添付資料 2.3.2.6)

b. 燃料

6号炉及び7号炉の同時被災を考慮した場合，常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に約859,320Lの軽油が必要となり，可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約6,048Lの軽油が必要となり，また，代替原子炉補機冷却設備専用の電源車については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約36,960Lの軽油が必要となる。(合計 約945,336L)

6号炉及び7号炉の各軽油タンク及び地下軽油タンクで合計約2,184,000L(発電所内で約5,344,000L)の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，常設代替交流電源設備による電源供給，可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水，代替原子炉補機冷却系設備の運転について，7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.3.2.7)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，6号炉で約1,066kW，7号炉で約1,094kW必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.2.8)

2.3.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」は，全交流動力電源

喪失後、原子炉隔離時冷却系が起動し、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が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として原子炉隔離時冷却系の機能喪失対策(蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転による原子炉注水)、長期対策として残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱を整備している。

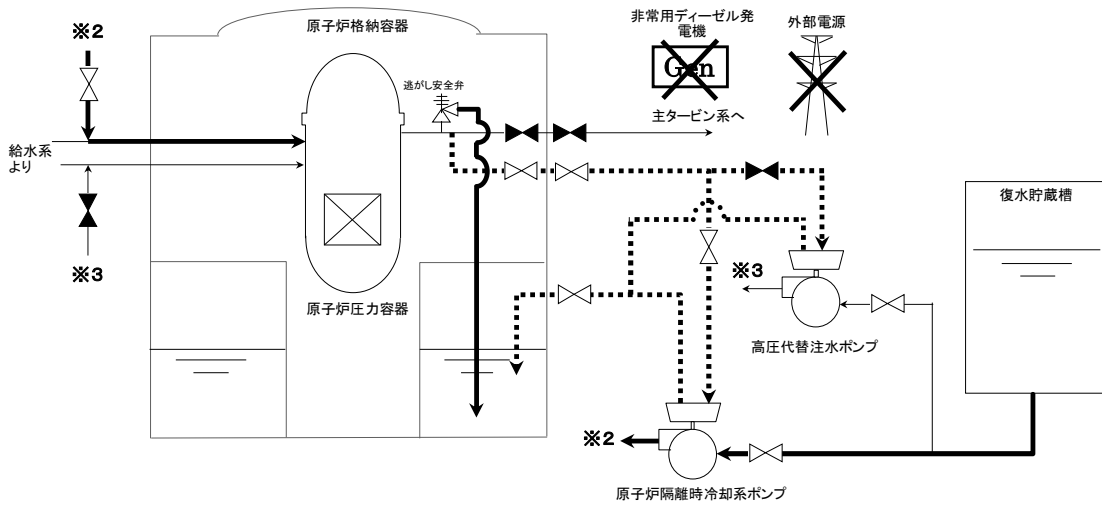
事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」の重要事故シーケンス「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱を実施することにより、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、原子炉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することが確認され、以て炉心の著しい損傷を防止できることを確認できた。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、十分な余裕がある。

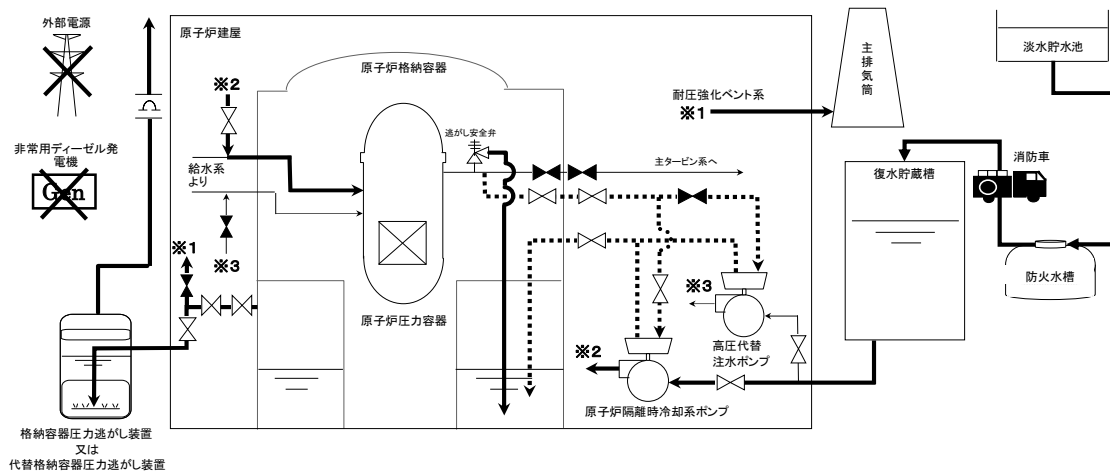
重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」から選定した重要事故シーケンスに対して炉心損傷防止対策が有効であることが確認でき、これを以て事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」に対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。



重大事故等対策概略系統図
(原子炉隔離時冷却系 & 逃がし安全弁)

図 2.3.2.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)時の
重大事故等対処設備の概略系統図(1/4)



重大事故等対策概略系統図
(原子炉隔離時冷却系 & 格納容器圧力逃がし装置等 & 可搬型代替注水ポンプ)

図 2.3.2.2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)時の
重大事故等対処設備の概略系統図(2/4)

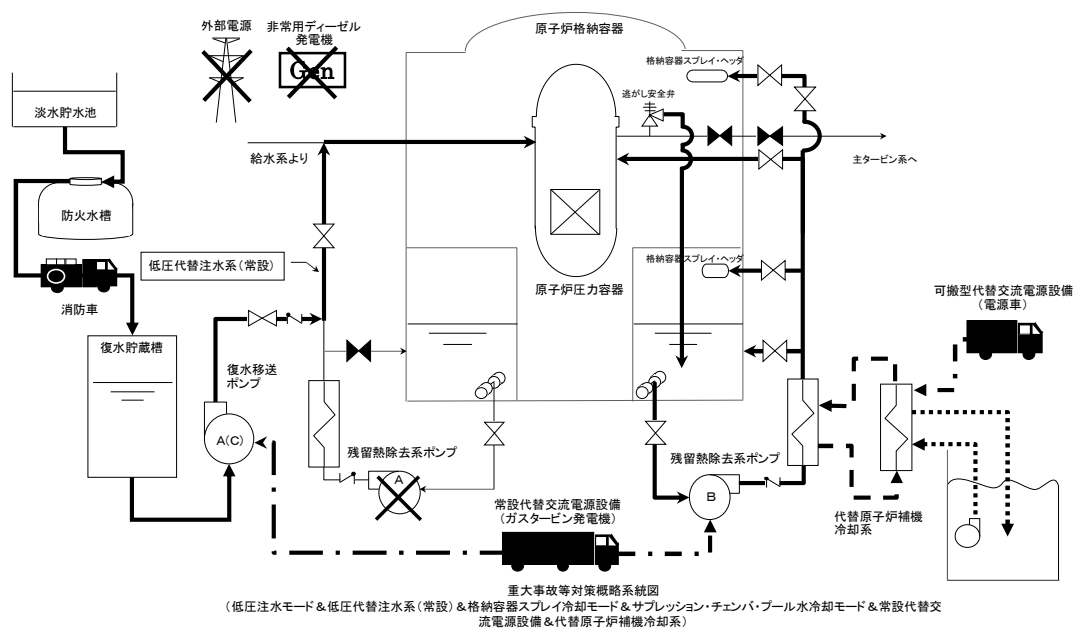


図 2.3.2.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)時の
 重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)

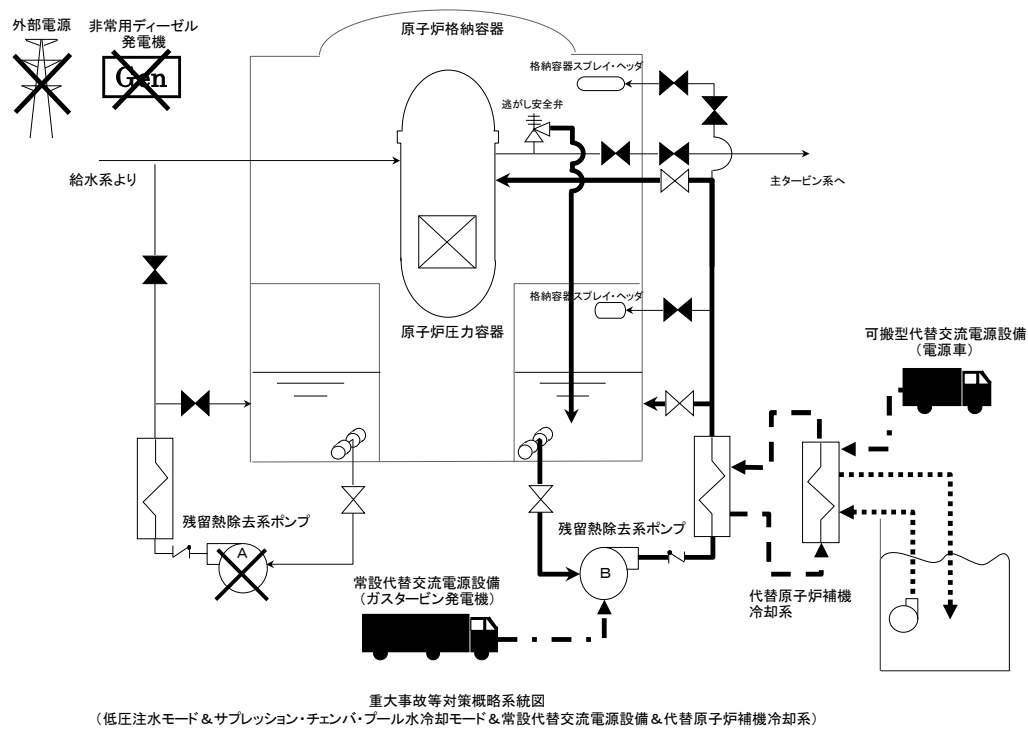
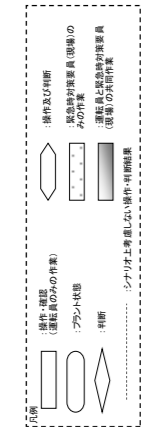
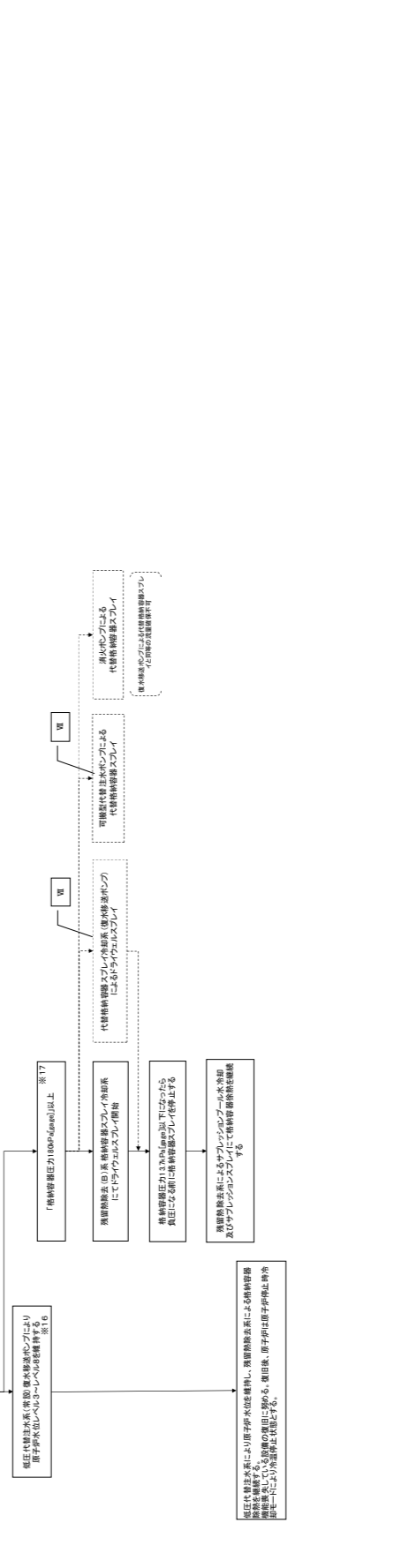
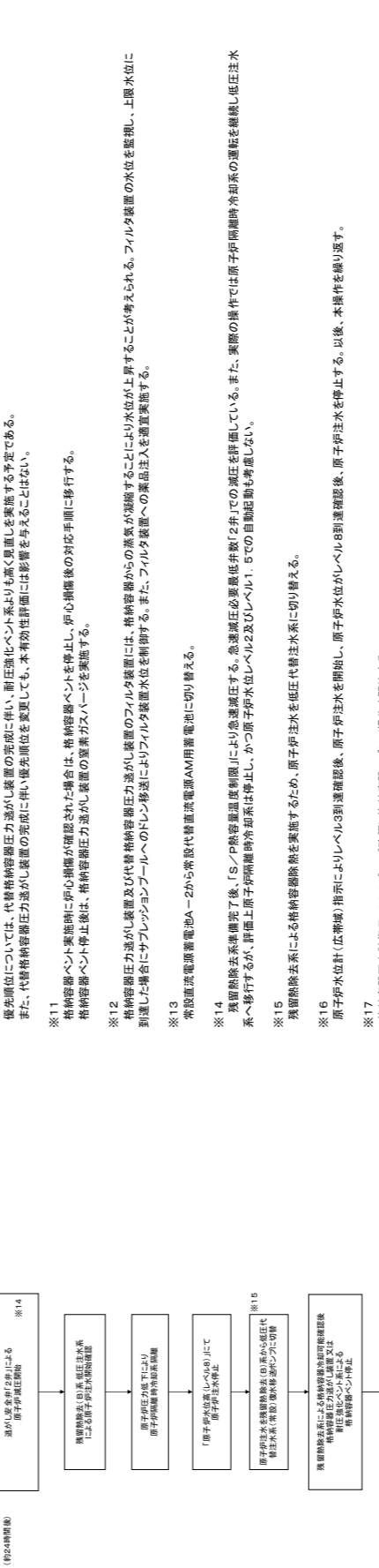
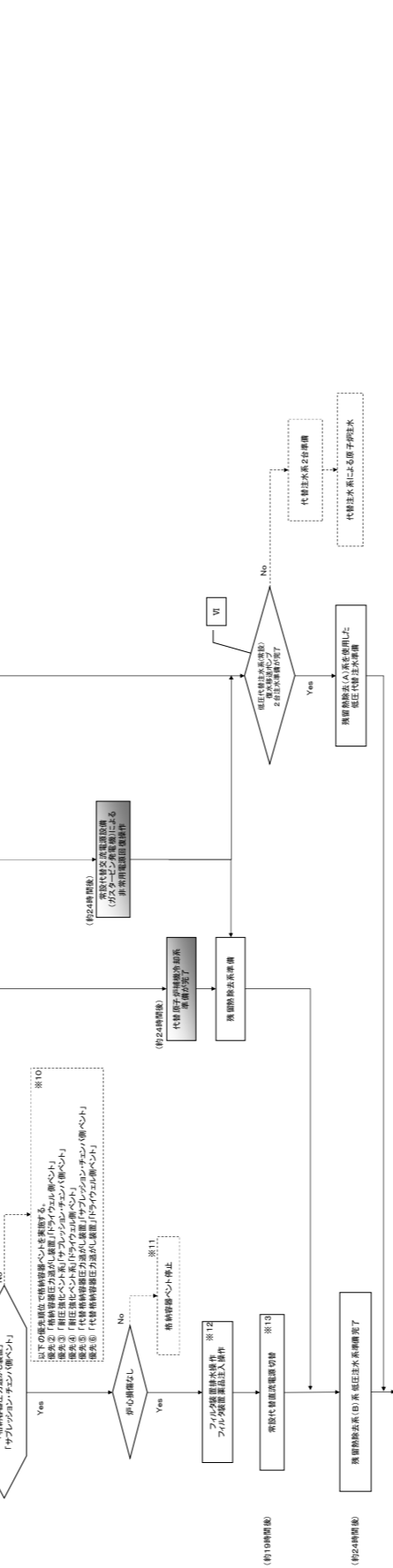
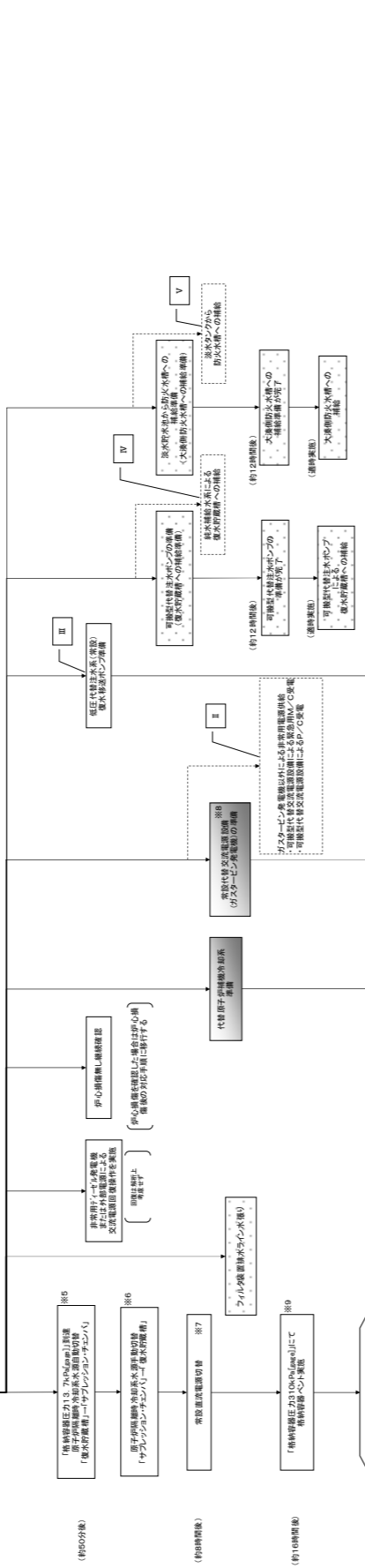
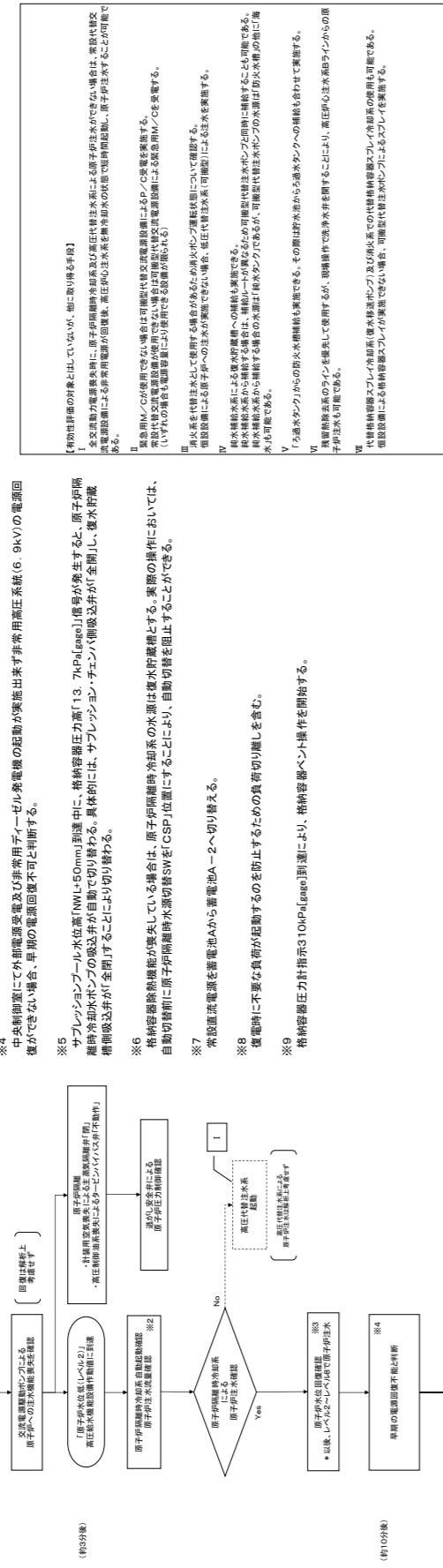


図 2.3.2.4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)時の
 重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)



- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより、全ての炉内高圧系統(6.9kV)の供給が使用不能となった場合。
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する。
- ※3 原子炉隔離時冷却系はレベル2-レベル8の範囲で原子炉へ注水する。
- ※4 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができていない場合、早期の電源回復不可と判断する。
- ※5 サプレッションプール水位高[NWL+50mm]到達中に、格納容器圧力高「13.7kPa(Legal)」値が発生すると、原子炉隔離時冷却系ポンプの駆込弁が自動で切り替わる。具体的には、サプレッション・チェンバ(駆込弁が全開し)、置水貯蔵槽駆込弁が全開することにより切り替わる。
- ※6 格納容器熱除熱機能が喪失している場合は、原子炉隔離時冷却系の水源は置水貯蔵槽とする。実際の操作においては、自動切替前に原子炉隔離時冷却切替SVを「GSP」位置にすることにより、自動切替を阻止することができる。
- ※7 常設直流電源を蓄電池から蓄電池A-2へ切り替える。
- ※8 復電時に不要な負荷が駆動するのを防止するための負荷切り離しを含む。
- ※9 格納容器圧力計指示310kPa(Legal)到達により、格納容器ベント操作を開始する。



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】
 I. 異常発生時、格納容器圧力高「13.7kPa(Legal)」値が発生した場合、置水貯蔵槽から注水する。
 II. 異常発生時、置水貯蔵槽から注水する。
 III. 異常発生時、置水貯蔵槽から注水する。
 IV. 異常発生時、置水貯蔵槽から注水する。
 V. 異常発生時、置水貯蔵槽から注水する。
 VI. 異常発生時、置水貯蔵槽から注水する。
 VII. 異常発生時、置水貯蔵槽から注水する。
 VIII. 異常発生時、置水貯蔵槽から注水する。

図 2.3.2.5 全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) 時の対応手順の概要

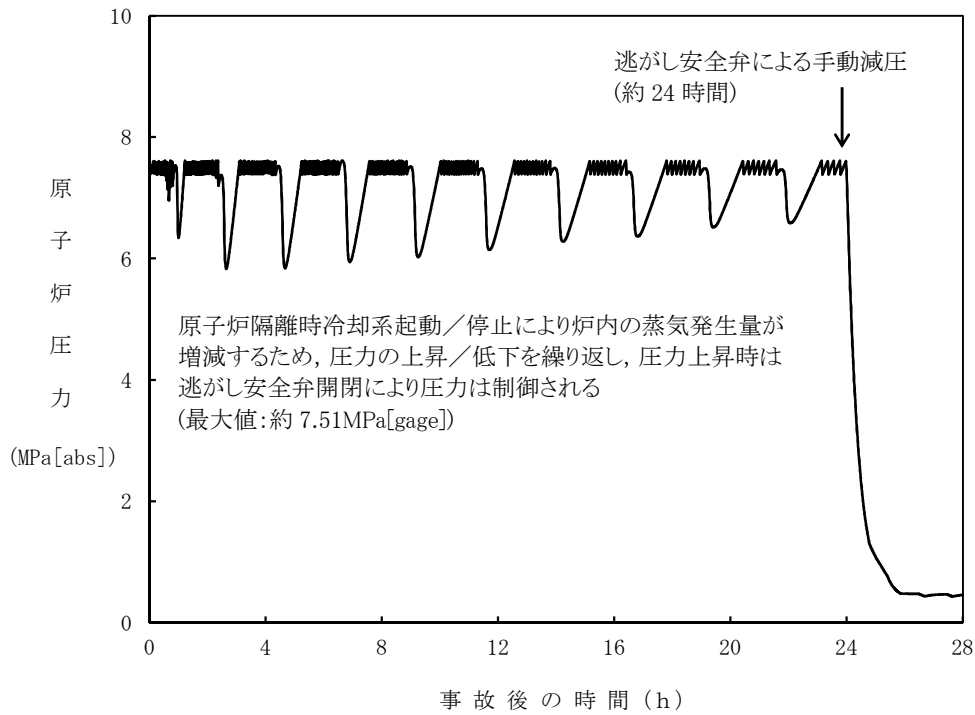


図 2.3.2.7 原子炉圧力の推移

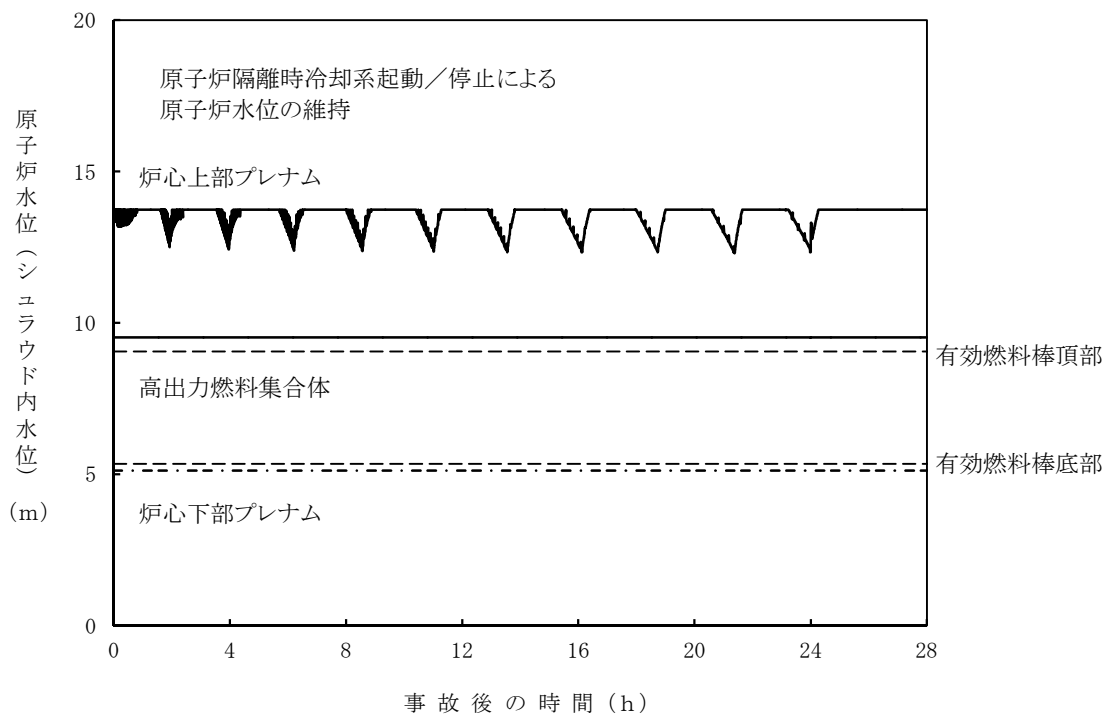


図 2.3.2.8 原子炉水位の推移

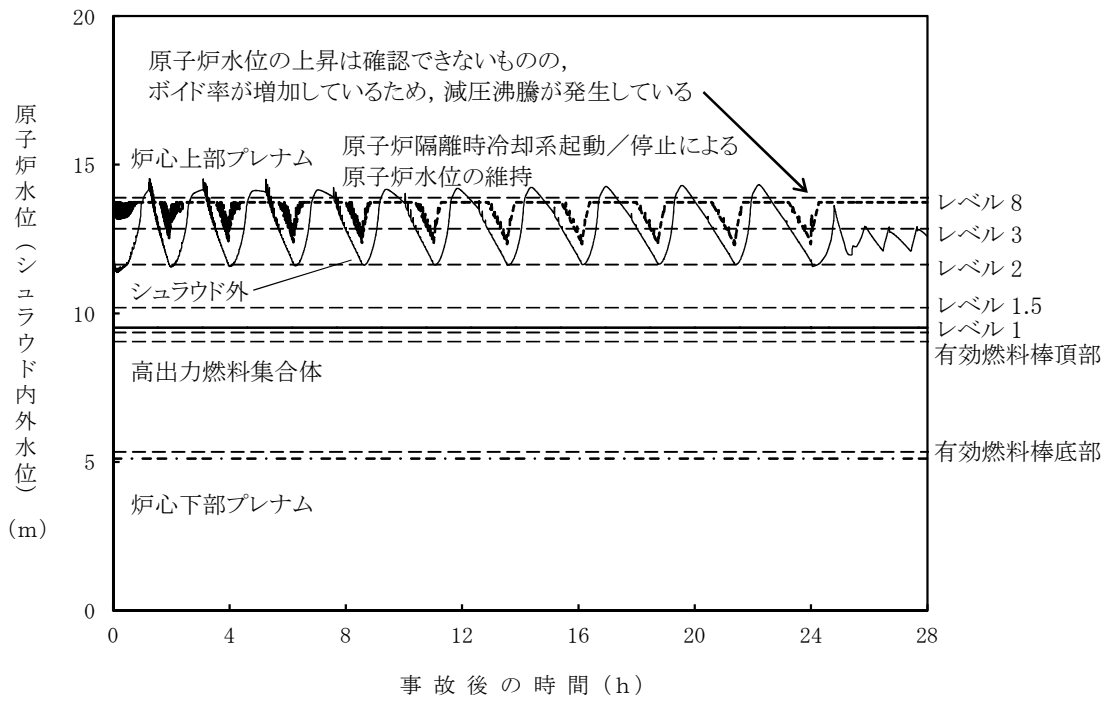


図 2.3.2.9 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

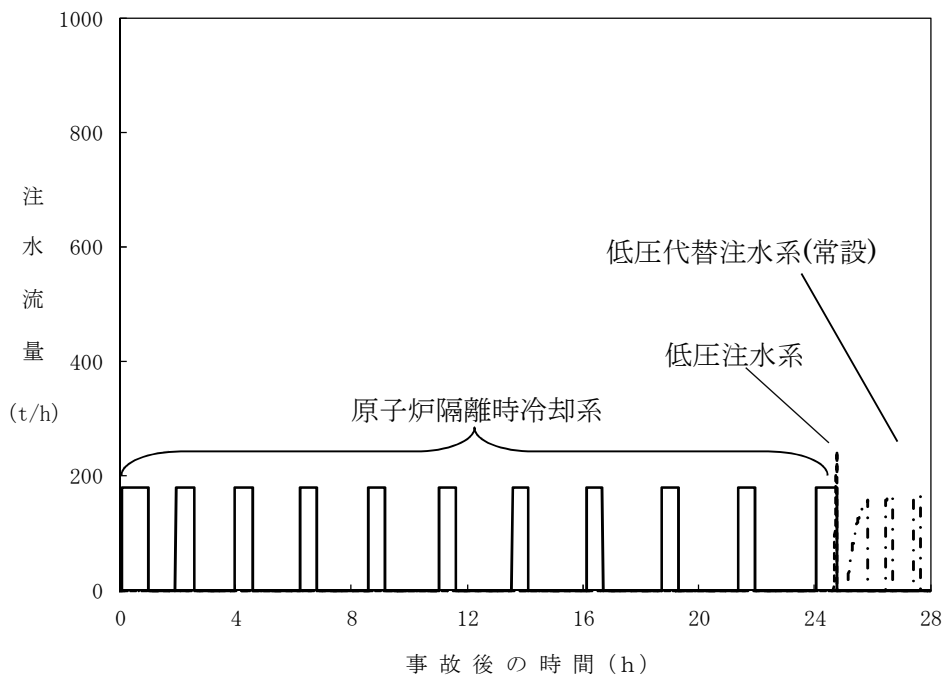


図 2.3.2.10 注水流量の推移

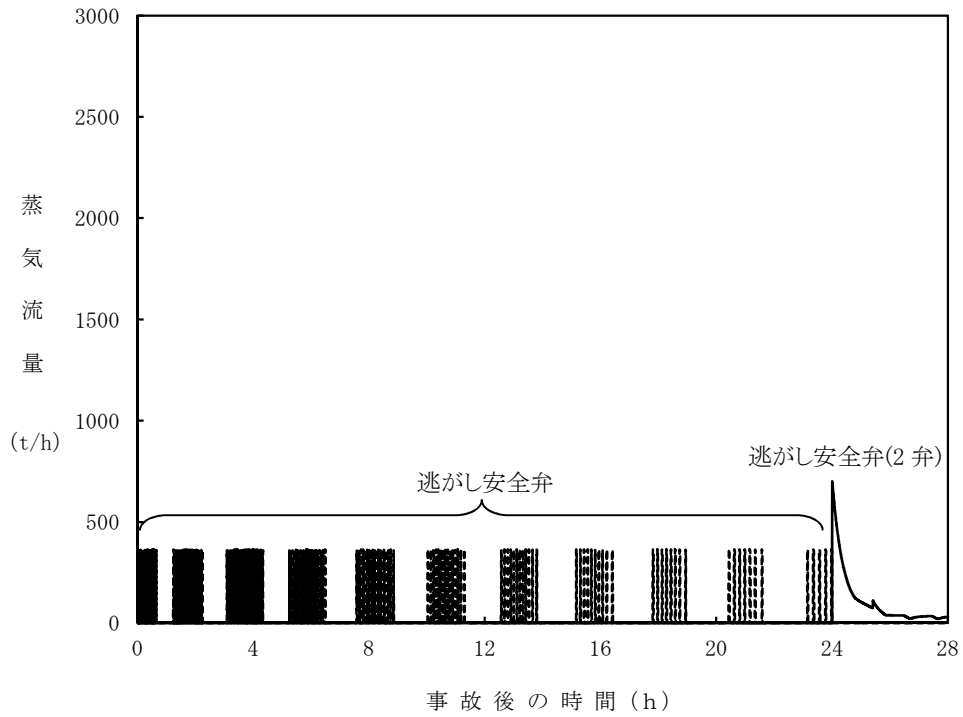


図 2.3.2.11 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

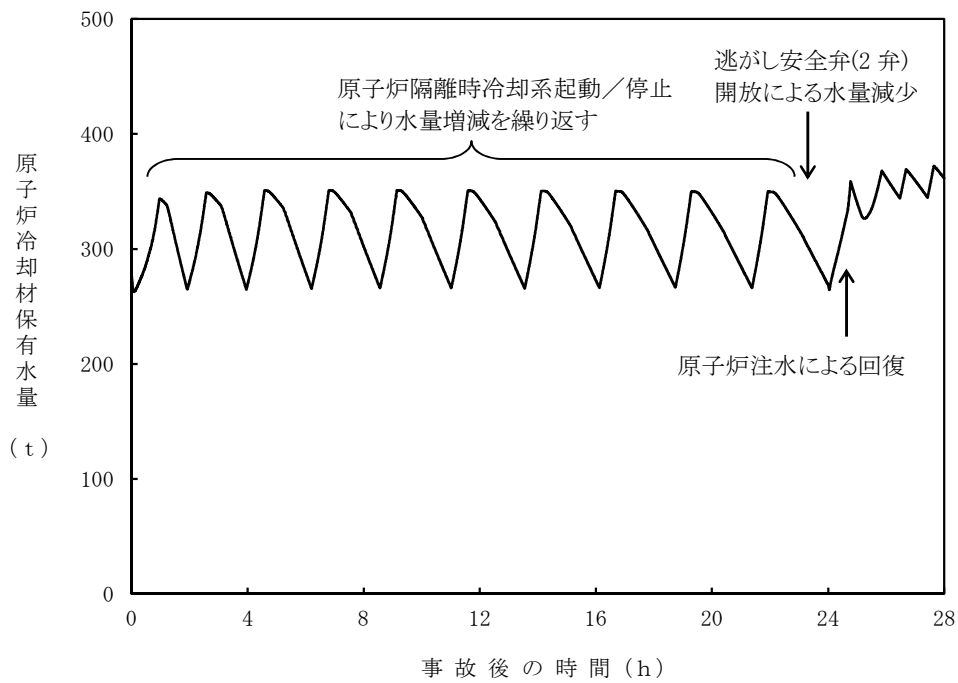


図 2.3.2.12 原子炉内保有水量の推移

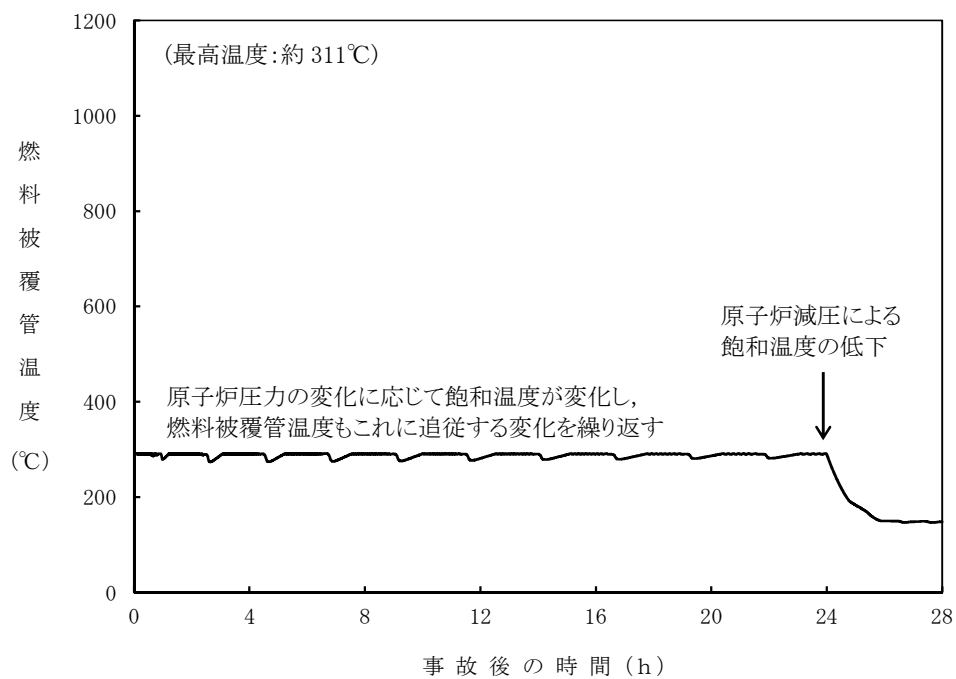


図 2.3.2.13 燃料被覆管温度の推移

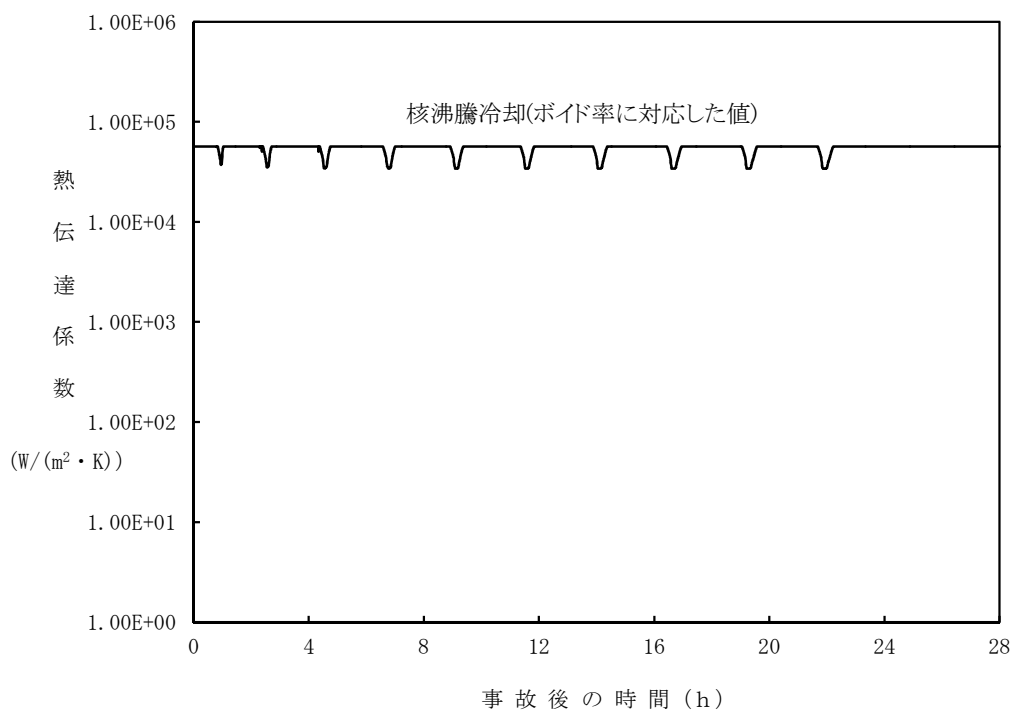


図 2.3.2.14 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

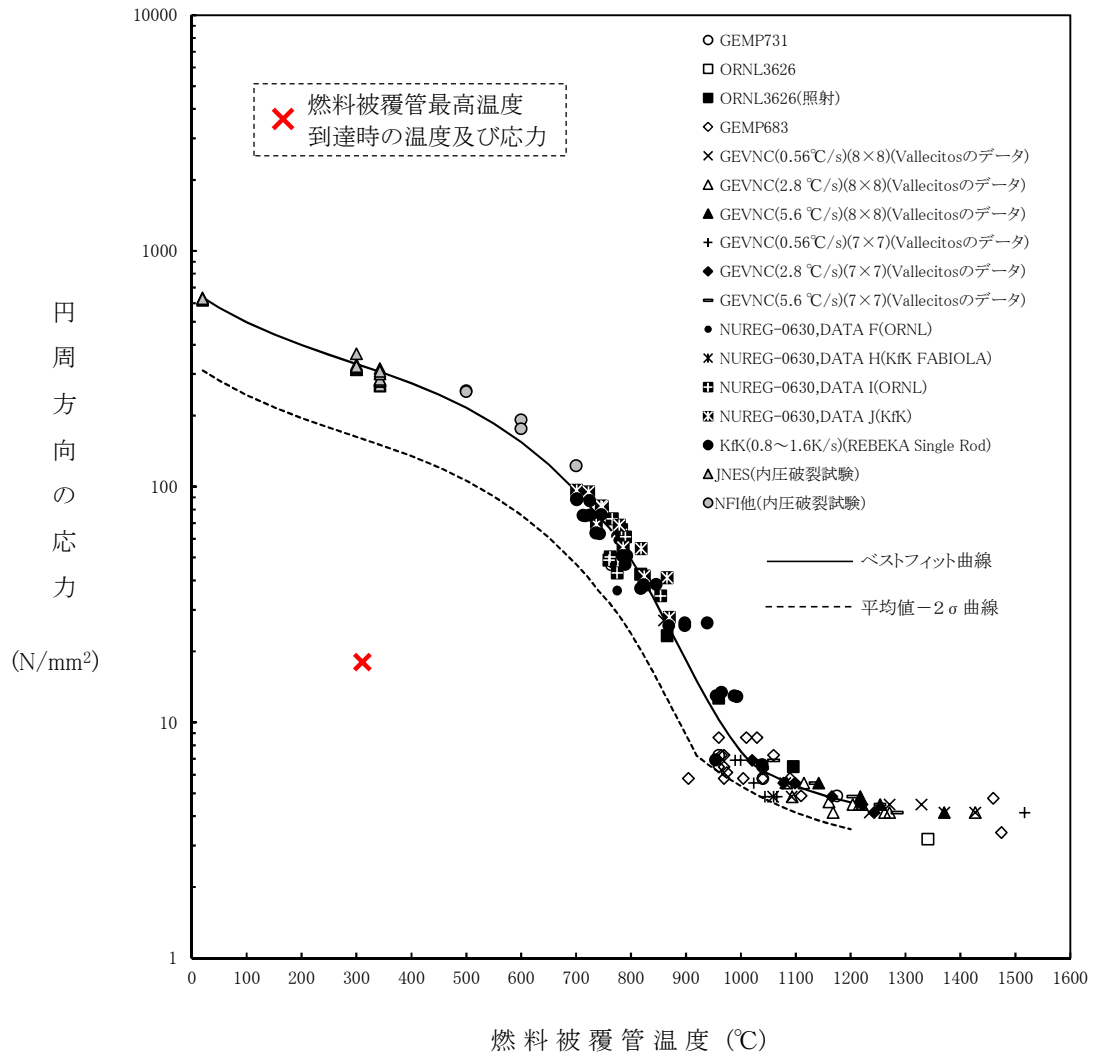


図 2.3.2.15 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

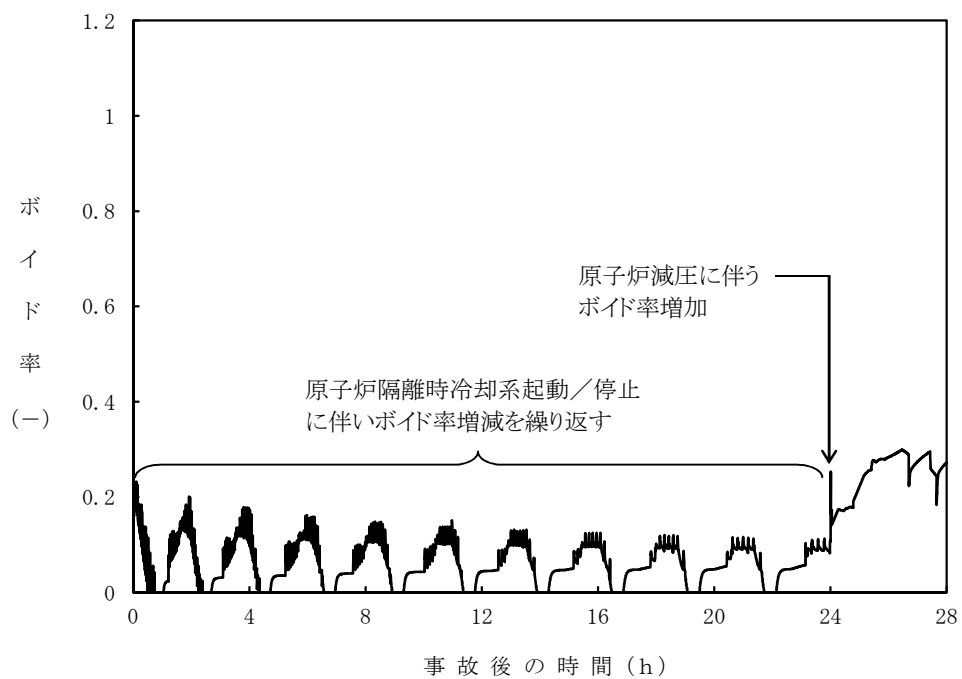


図 2.3.2.16 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

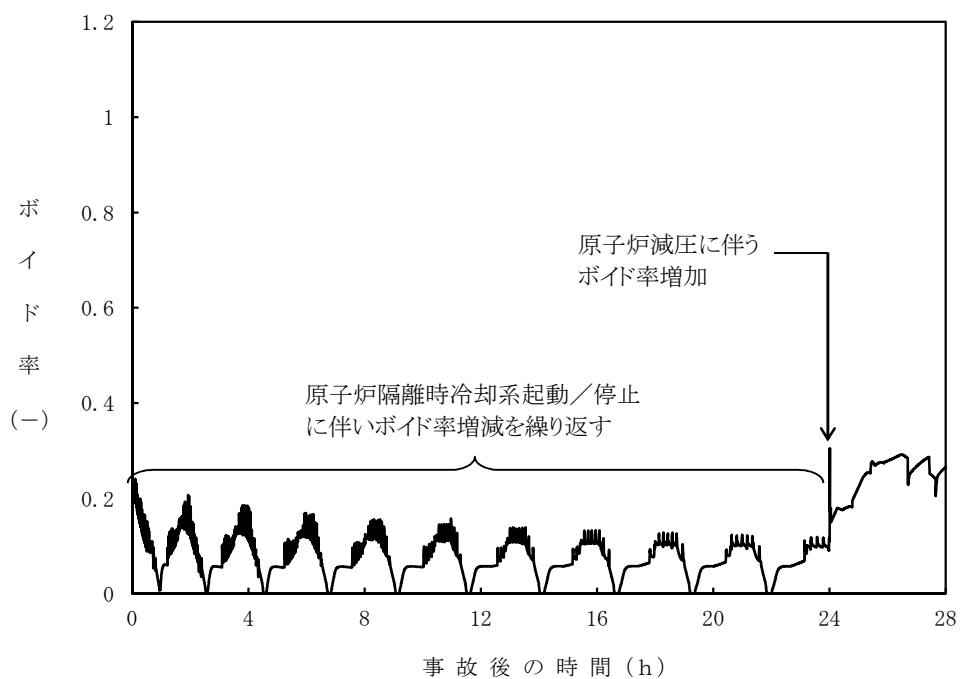


図 2.3.2.17 高出力燃料集合体のボイド率の推移

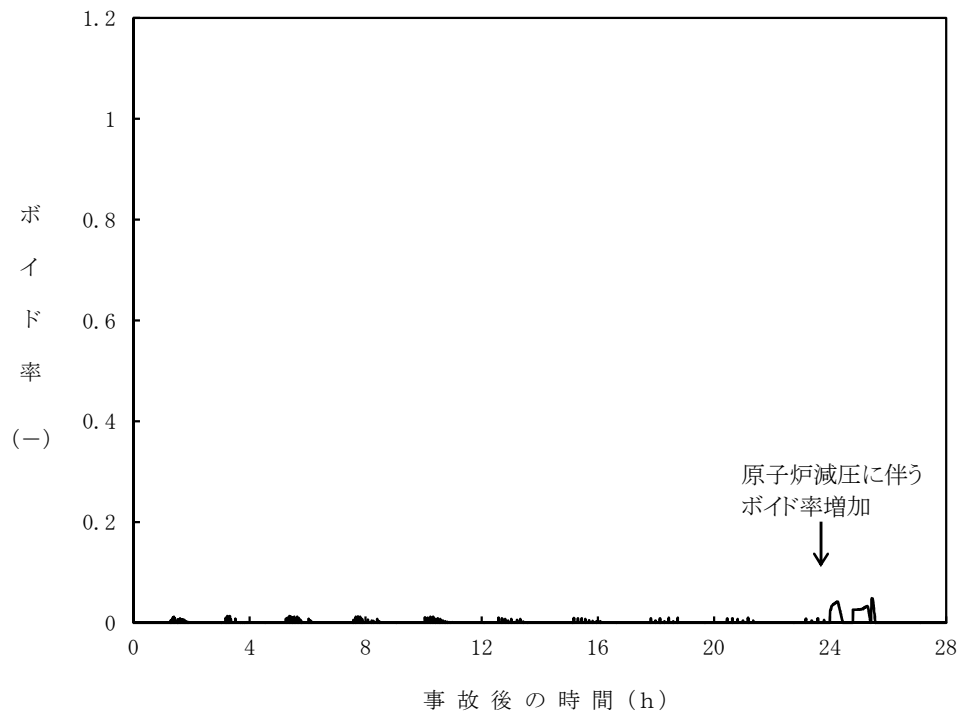


図 2.3.2.18 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

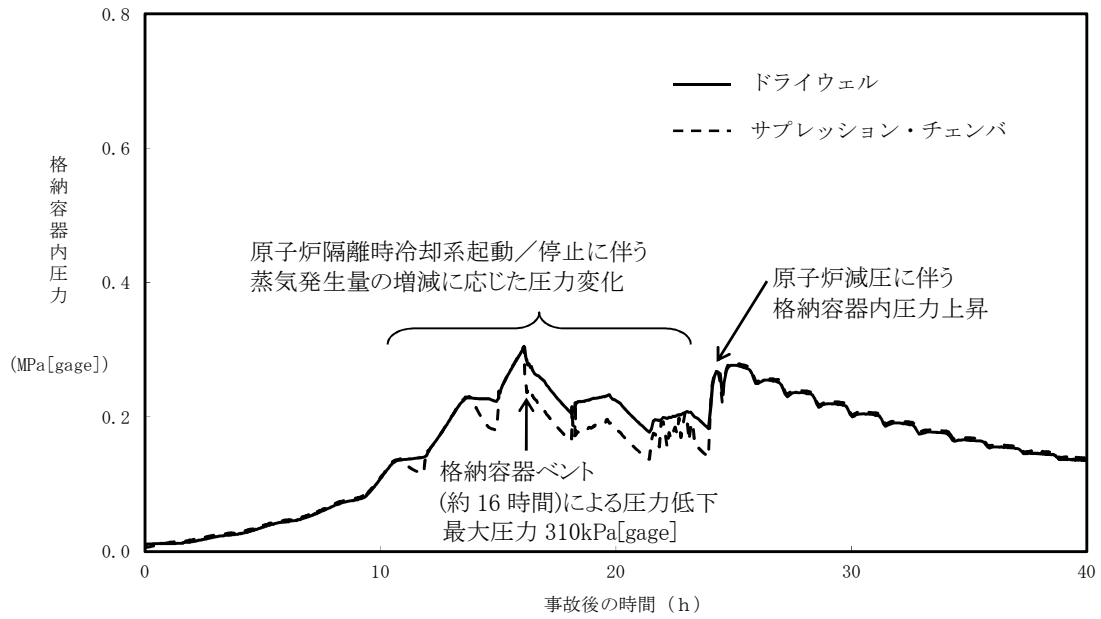


図 2.3.2.19 格納容器圧力の推移

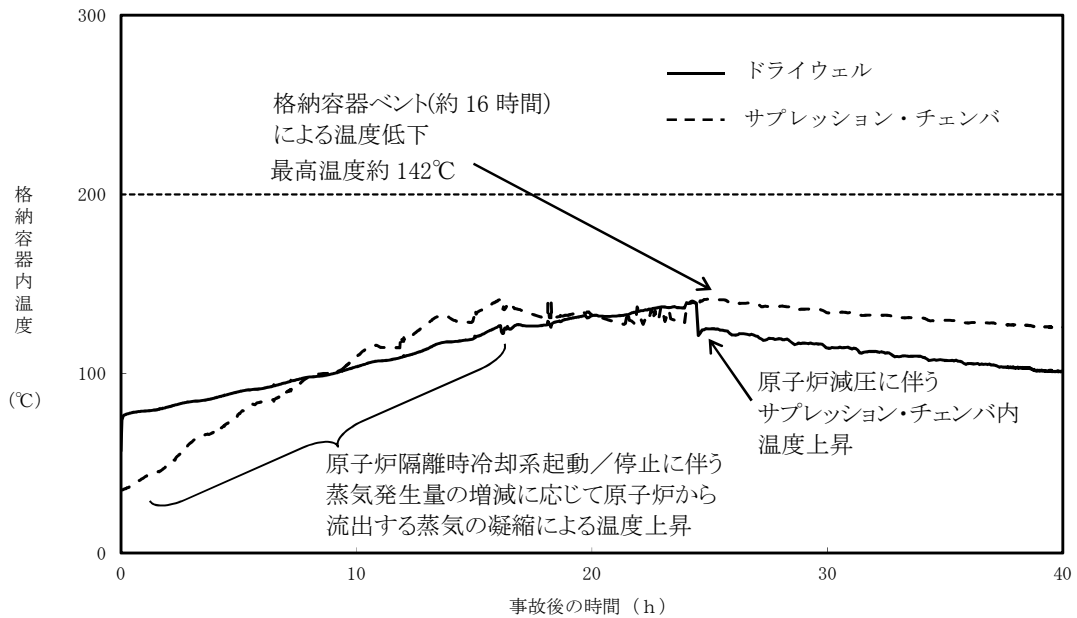


図 2.3.2.20 格納容器気相部の温度の推移

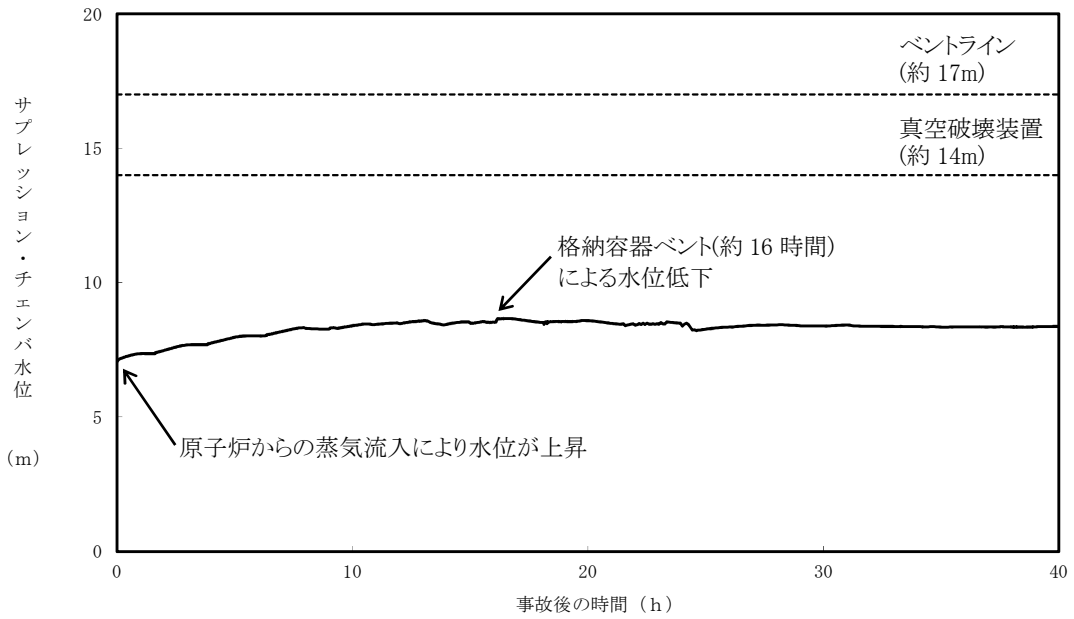


図 2.3.2.21 サプレッション・チェンバ水位の推移

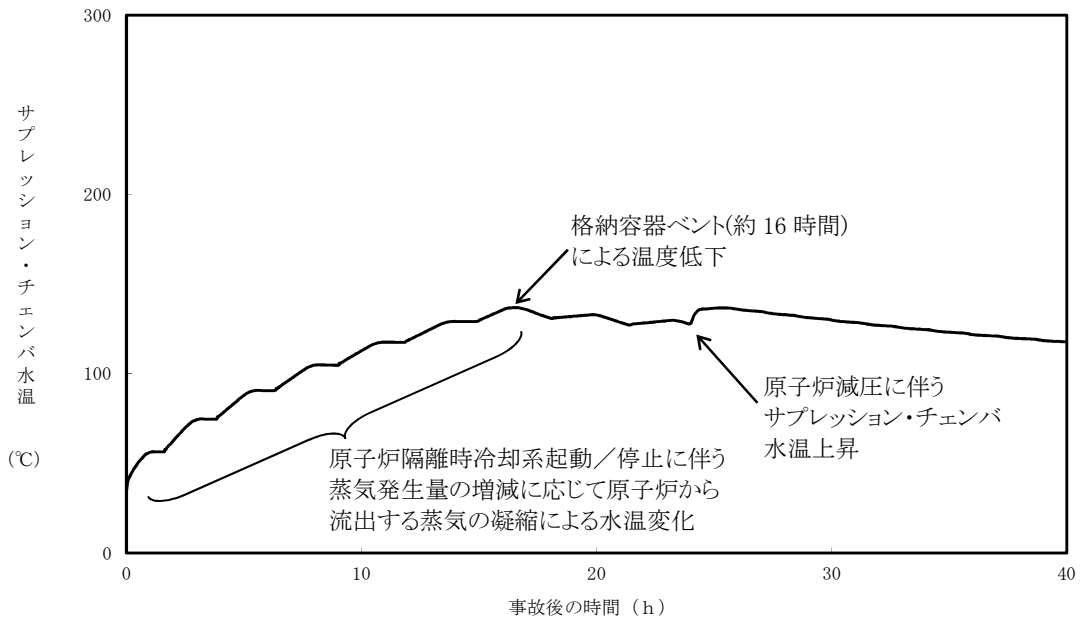


図 2.3.2.22 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 2.3.2.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)時における炉心損傷防止対策

		有効性評価上期待する事故対処設備		
判断及び操作	操作	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、タービン加減弁急速閉信号が発生し、原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ【SA】
原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認	原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系が起動し原子炉へ注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 原子炉隔離時冷却系系統流量計
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	格納容器圧力が「0.31MPa[lgage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等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【SA】 耐圧強化ベント系【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置【SA】	—	格納容器内圧力計【SA】 格納容器内雰囲気放射線レベル計【SA】 格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 耐圧強化ベント系放射線レベル計【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 サブレンジョン・チェンバ水位計【SA】
原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去ポンプを起動し、逃がし安全弁2弁による手動減圧を行う。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力計【SA】
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備【SA】 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系【SA】	原子炉水位(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 残留熱除去系系統流量計
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)運転操作	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が「0.18MPa[lgage]」に到達した場合、残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備【SA】 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系【SA】	残留熱除去系系統流量計 格納容器内圧力計【SA】 格納容器内温度計【SA】
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉水位回復後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設代替交流電源設備【SA】 逃がし安全弁 復水移送ポンプ【SA】	—	原子炉圧力計【SA】 原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

表 2.3.2.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DC 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	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位	通常運転時原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
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 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料(A 型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積
格納容器容積(ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サプレッションプール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサプレッションプール水位として設定
初期条件		

表 2.3.2.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DC 喪失)) (2/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーションプール水温	35℃	通常運転時のサブレーションプール水温の上限值として設定
	格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃(事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
	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って, 外部電源を喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し, 設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として, 外部電源を喪失するものとして設定

表 2.3.2.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DC 喪失)) (3/5)

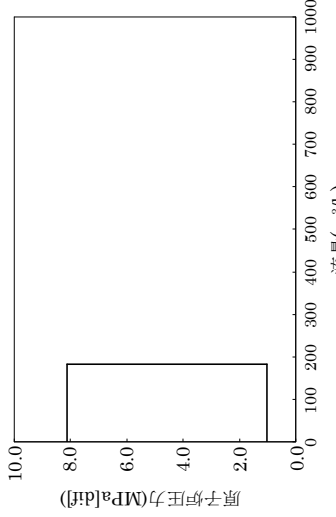
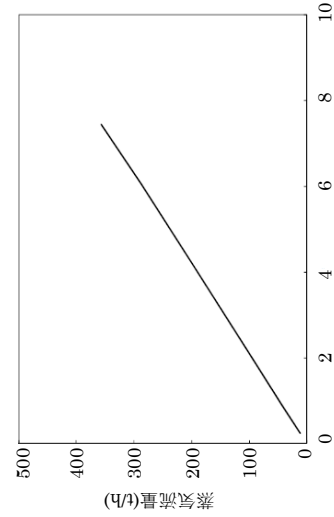
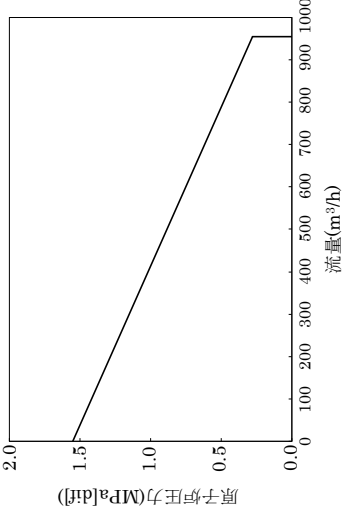
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff])において にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	2 個 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 
重大事故等対策に関連する機器条件		

表 2.3.2.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DC 喪失)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))	事象発生 24 時間後に手動起動し、 954m ³ /h(0.27MPa [dif]において)にて 注水	低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))の設計値として設定 
残留熱除去系(格納容器スプレイモード)	原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉 水位高(レベル 8)まで上昇させた後に 手動起動し、954m ³ /hにてスプレイ	残留熱除去系(格納容器スプレイモード)の定格値として設定
低圧代替注水系(常設)	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa [gage]におけ る、最大排出流量31.6kg/sに対し て、70%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW(海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

表 2.3.2.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DC 喪失)) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナジェシケンスの前提条件として設定
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定
逃がし安全弁による手動原子炉減圧	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
低圧代替注水系(常設)起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

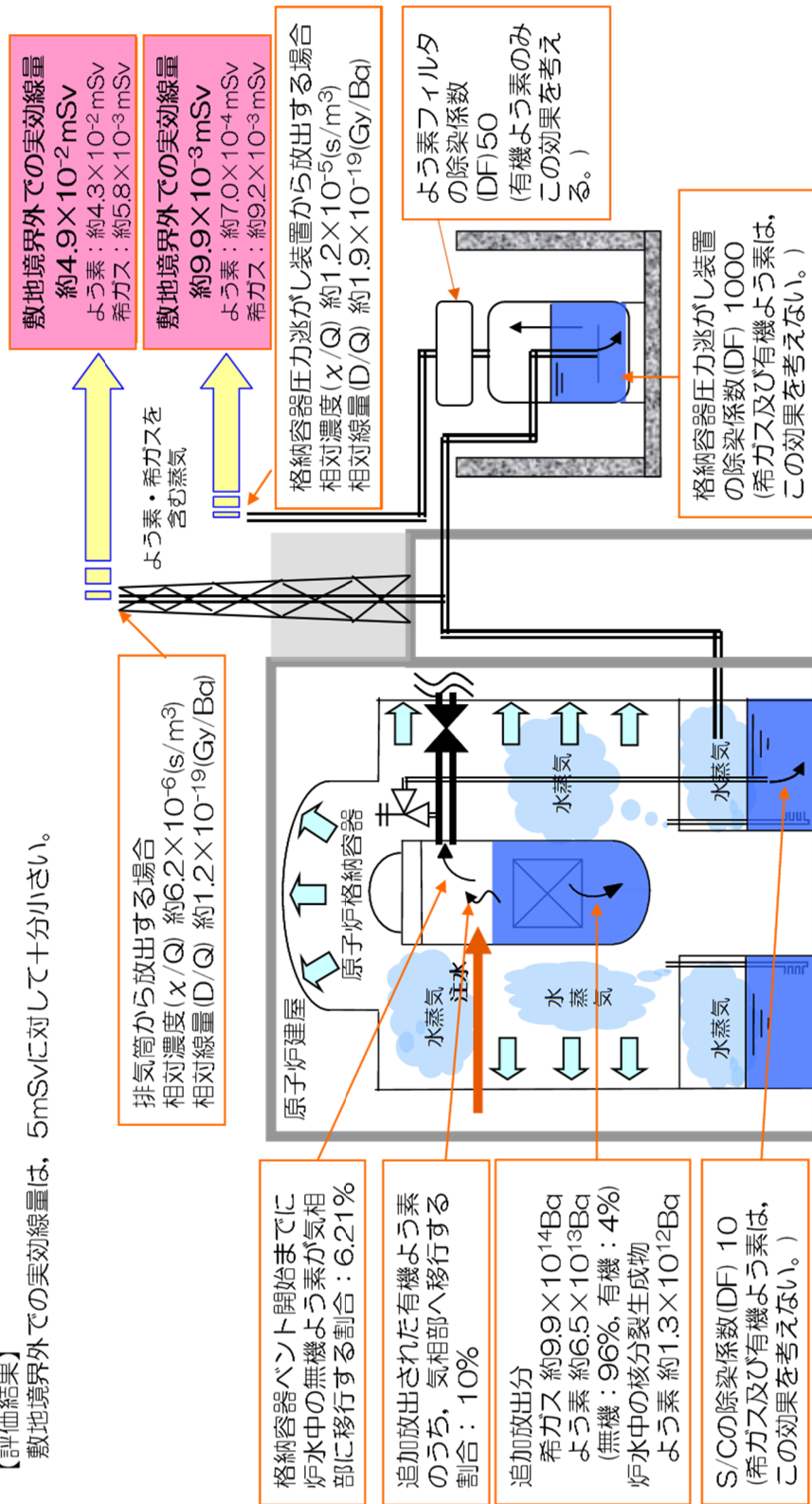
敷地境界外での実効線量評価について

【事象の概要】

1. 全交流動力電源喪失が発生するが、原子炉隔離時冷却系により原子炉への注水は継続され、炉心冠水は維持される。発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサブプレッション・チェンバ（S/C）に移行する。
2. 全交流動力電源喪失発生から約16時間後、格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達により格納容器ベントを実施する。

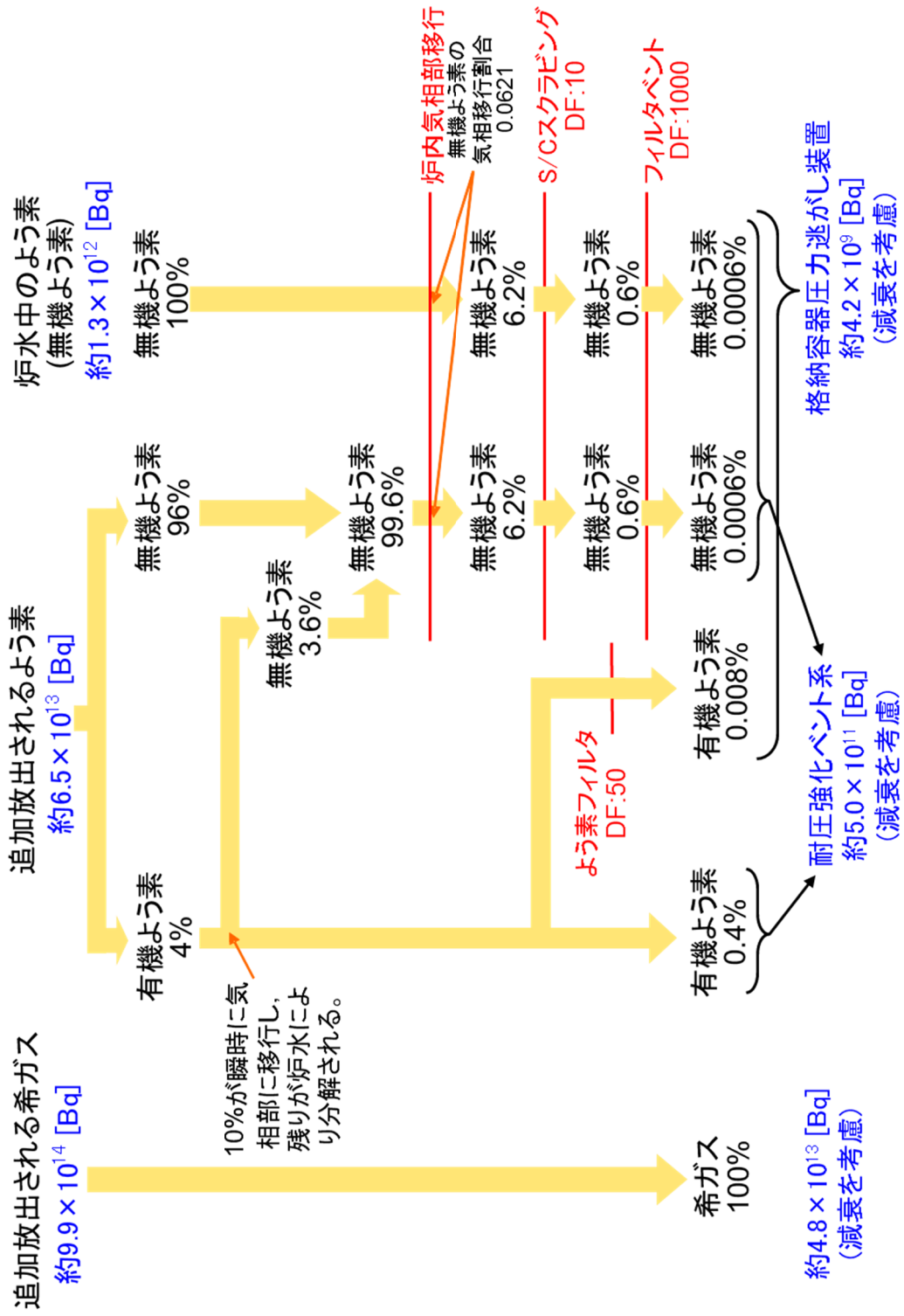
【評価結果】

敷地境界外での実効線量は、5mSvに対して十分小さい。



添 2.3.2.1-1

核分裂生成物の環境中への放出について



蓄電池による給電時間評価結果について(6号炉)

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統, 常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 6A に接続されており, 非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A より給電される。重大事故時には, 同蓄電池からの電源供給により, 原子炉隔離時冷却系が起動し, 原子炉への注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に, 負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A-2 に切り替え 12 時間稼働する。その後, 電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切り替え, 4 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 5,997Ah, 直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 3,962Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,571Ah であることに対し, 蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 6,000Ah, 直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 4,000Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから, 電源供給開始から 24 時間にわたって重大事故時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

(1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称：直流 125V 蓄電池 6A

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所

名称：直流 125V 蓄電池 6A-2

型式：鉛蓄電池

容量：約 4,000Ah

設置場所

(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：AM 用直流 125V 蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約 3,000Ah

設置場所

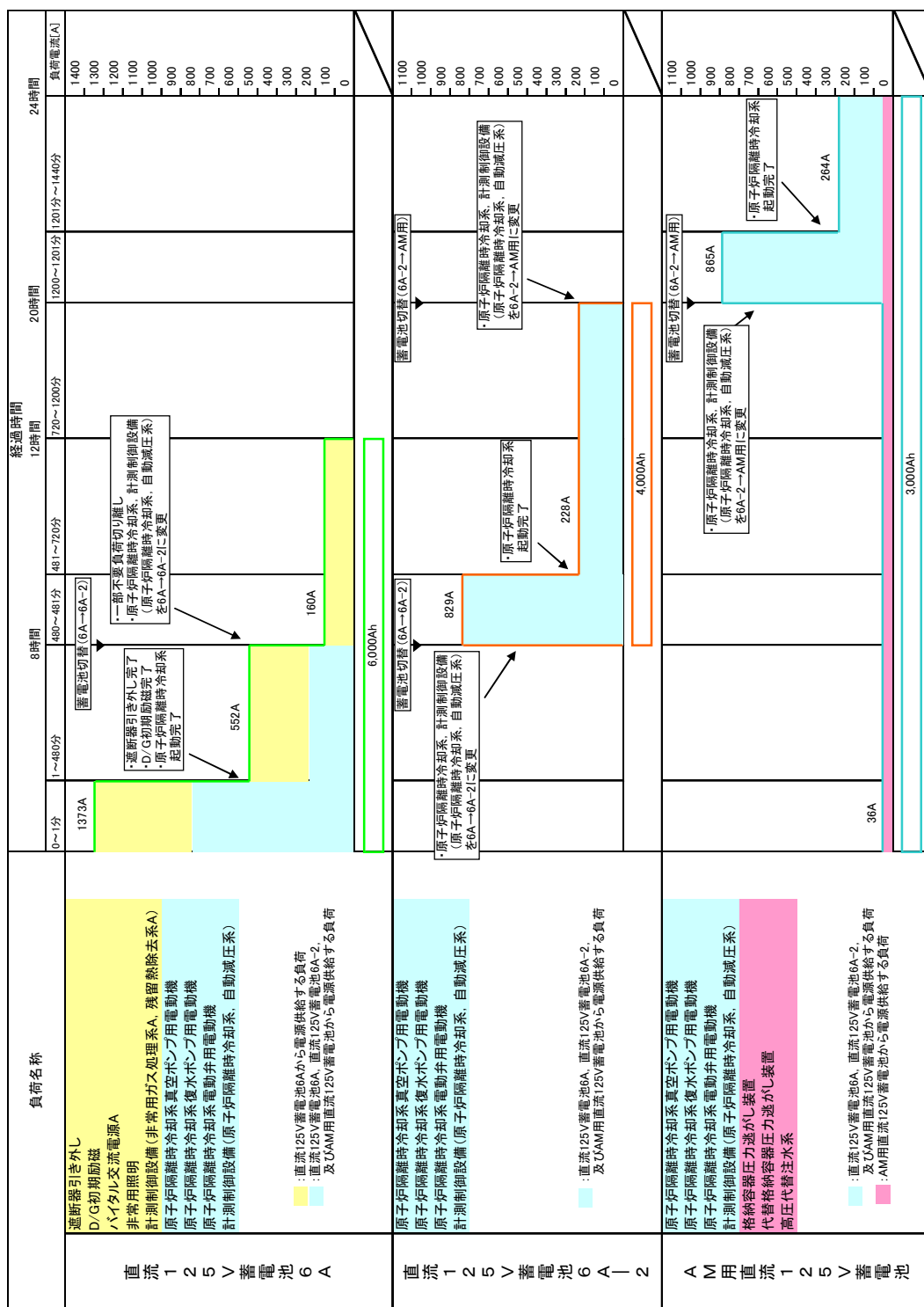
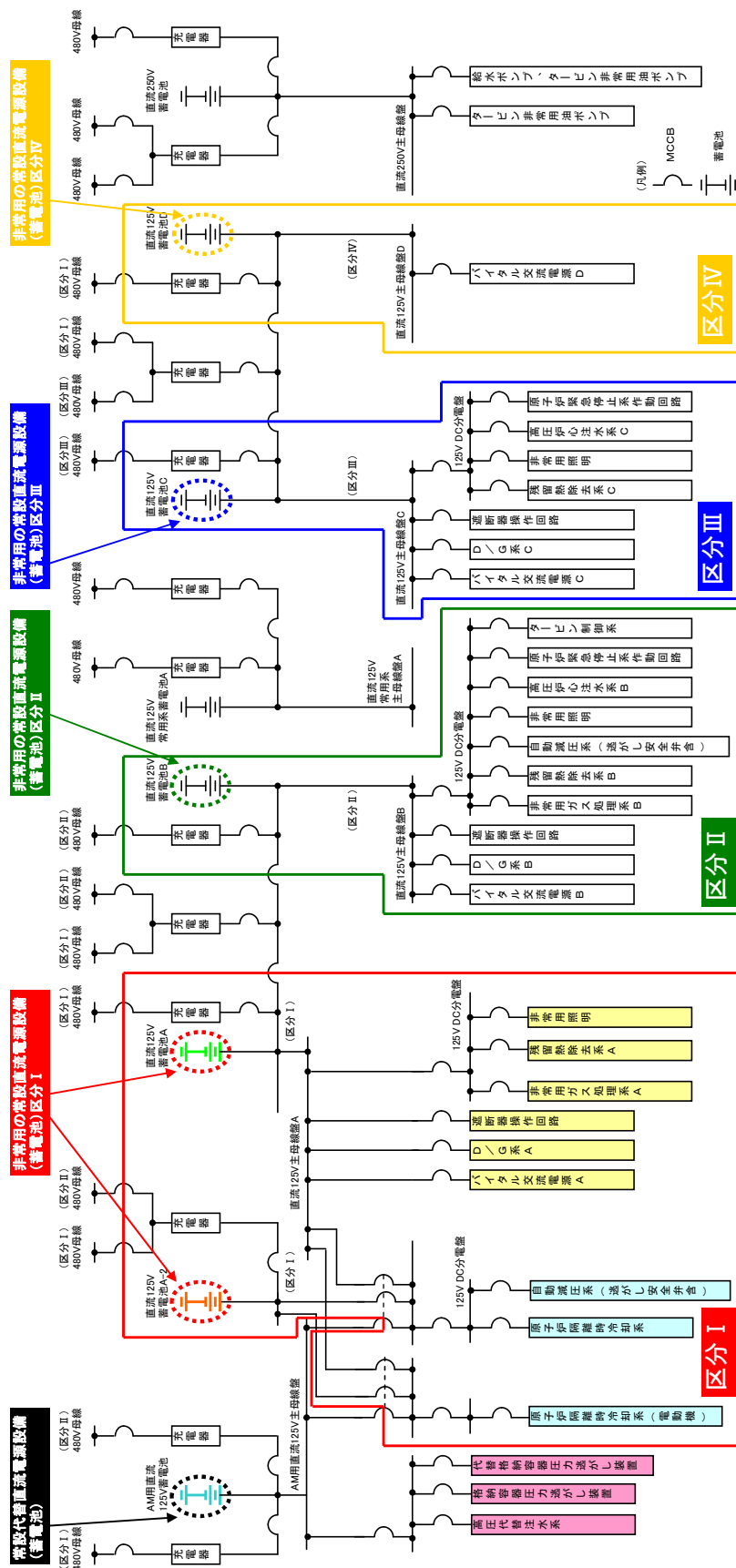


図 2.3.2.2-1 直流 125V 蓄電池 6A, 6A-2, AM 用直流 125V 蓄電池 負荷曲線



添 2.3.2.2-3

図 2.3.2.2-2 直流電源単線結線図(6号炉)

蓄電池による給電時間評価結果について(7号炉)

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統, 常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 7A に接続されており, 非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A より給電される。重大事故時には, 同蓄電池からの電源供給により, 原子炉隔離時冷却系が起動し, 原子炉への注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に, 負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A-2 に切り替え 11 時間稼働する。その後, 電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切り替え, 5 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 5,995Ah, 直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 3,795Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,757Ah であることに対し, 蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 6,000Ah, 直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 4,000Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから, 電源供給開始から 24 時間にわたって重大事故時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

(1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称: 直流 125V 蓄電池 7A

型式: 鉛蓄電池

容量: 約 6,000Ah

設置場所:

名称: 直流 125V 蓄電池 7A-2

型式: 鉛蓄電池

容量: 約 4,000Ah

設置場所:

(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称: AM 用直流 125V 蓄電池

型式: 鉛蓄電池

容量: 約 3,000Ah

設置場所:

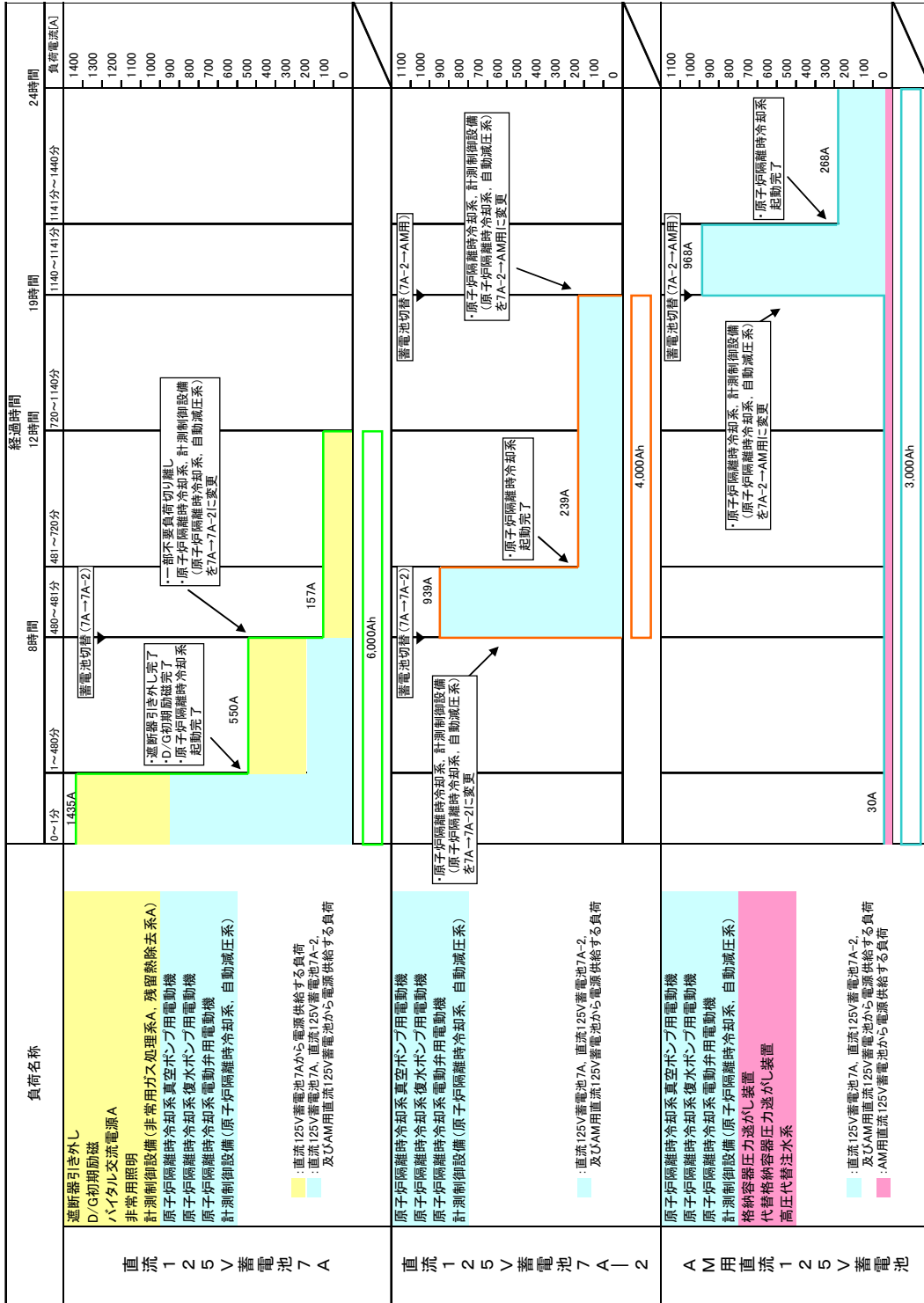


図 2.3.2.2-3 直流 125V 蓄電池 7A, 7A-2, AM 用直流 125V 蓄電池 負荷曲線

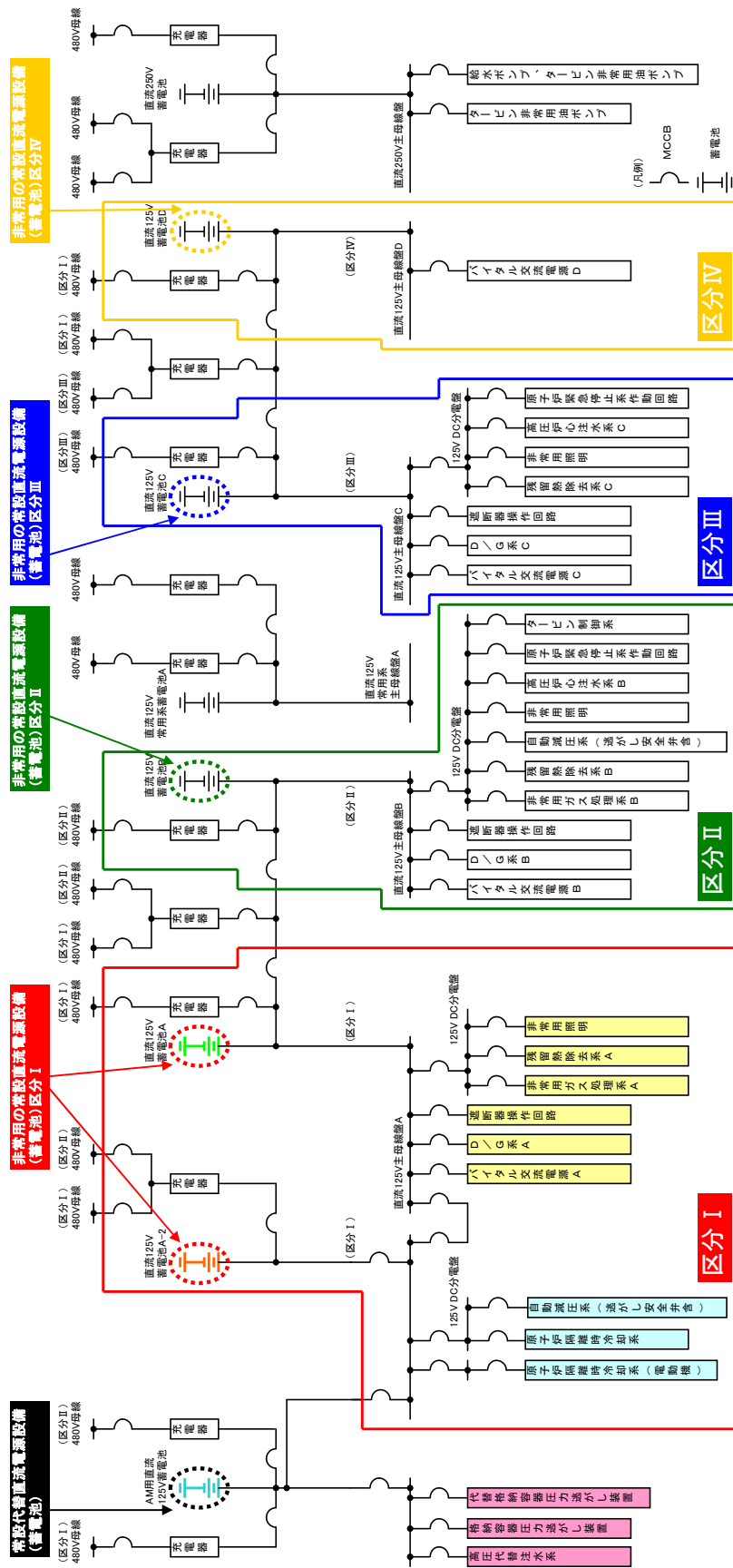


図 2.3.2.2-4 直流電源単線結線図(7号炉)

全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失(以下、「SBO」という。)時において、交流電源が喪失している 24 時間の間、原子炉隔離時冷却系(以下、「RCIC」という。)を用いた原子炉注水に期待している。

RCIC の起動から 24 時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁及び真空ポンプ並びに復水ポンプの電動機である。図 1 に RCIC の系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサブレーション・チェンバ(以下、「S/C」という。)の水温・圧力上昇や中央制御室・RCIC 室温の上昇が RCIC の継続運転に影響することも考えられるため、その影響についても確認した(表 1 参照)。

表 1 に記載したそれぞれの要因は RCIC の 24 時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当と考える。

以 上

表 1 RCIC 継続運転の評価(1/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	S/C のプールの水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は復水貯蔵槽(以下、「CSP」という。)であるが、LOCA 信号(L1.5 又は D/W 圧力高)かつ S/C 水位高信号の入力により、第二水源である S/C に水源が切り替わる。一方で、SBO 時には S/C のプールの冷却ができず、水温上昇が想定されるため、水源については運転員による中央制御室からの遠隔操作により再度 CSP に切り替えることとなる。したがって、 <u>S/C のプールの水温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u> なお、CSP は貯水池の水を消防車等により補給するため水源が枯渇することはない。
S/C 圧力上昇	RCIC タービン保護のため、S/C 圧力 0.34 MPa(gage)にて、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から約 16 時間後(最大圧力である炉心損傷前ベント直前)の S/C 圧力は約 0.31MPa(gage)であり、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、 <u>S/C 圧力上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>
中央制御室温上昇	中央制御室の RCIC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約 38℃(補足資料参照)と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃ ^{*1} を下回る。したがって、 <u>中央制御室の室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

表 1 RCIC 継続運転の評価(2/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
RCIC ポンプ室の室 温上昇	RCIC のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、24 時間後では 66℃を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため、RCIC 室温が 66℃を超える可能性が考えられる。	RCIC 室内の発熱と RCIC 室部屋の放熱・吸熱の熱バランスから、換気空調系停止後の RCIC 室の最高温度は約 54℃(補足資料参照)と評価され、RCIC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃を下回る。したがって、RCIC 室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。 なお、RCIC タービン軸受けからの蒸気漏洩を防止しているバロメトリック・コンデンサは SBO 時であっても直流電源により機能維持されるため、蒸気漏洩についても問題とならない。 また、直流電源喪失時における RCIC 運転についても福島第一原子力発電所 2 号炉での実績※2より、運転員が地震発生から 12 時間後の RCIC 室に入室出来ていたことや、3 月 13 日の計器点検で原子炉建屋に入域できたことが確認されているため、軸受けから原子炉建屋への大量の蒸気の漏洩により、RCIC の継続運転や現場作業が困難になることはないと考えられる。

※2 福島原子力事故調査報告書 別紙 2 「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について(平成 24 年 6 月版)」

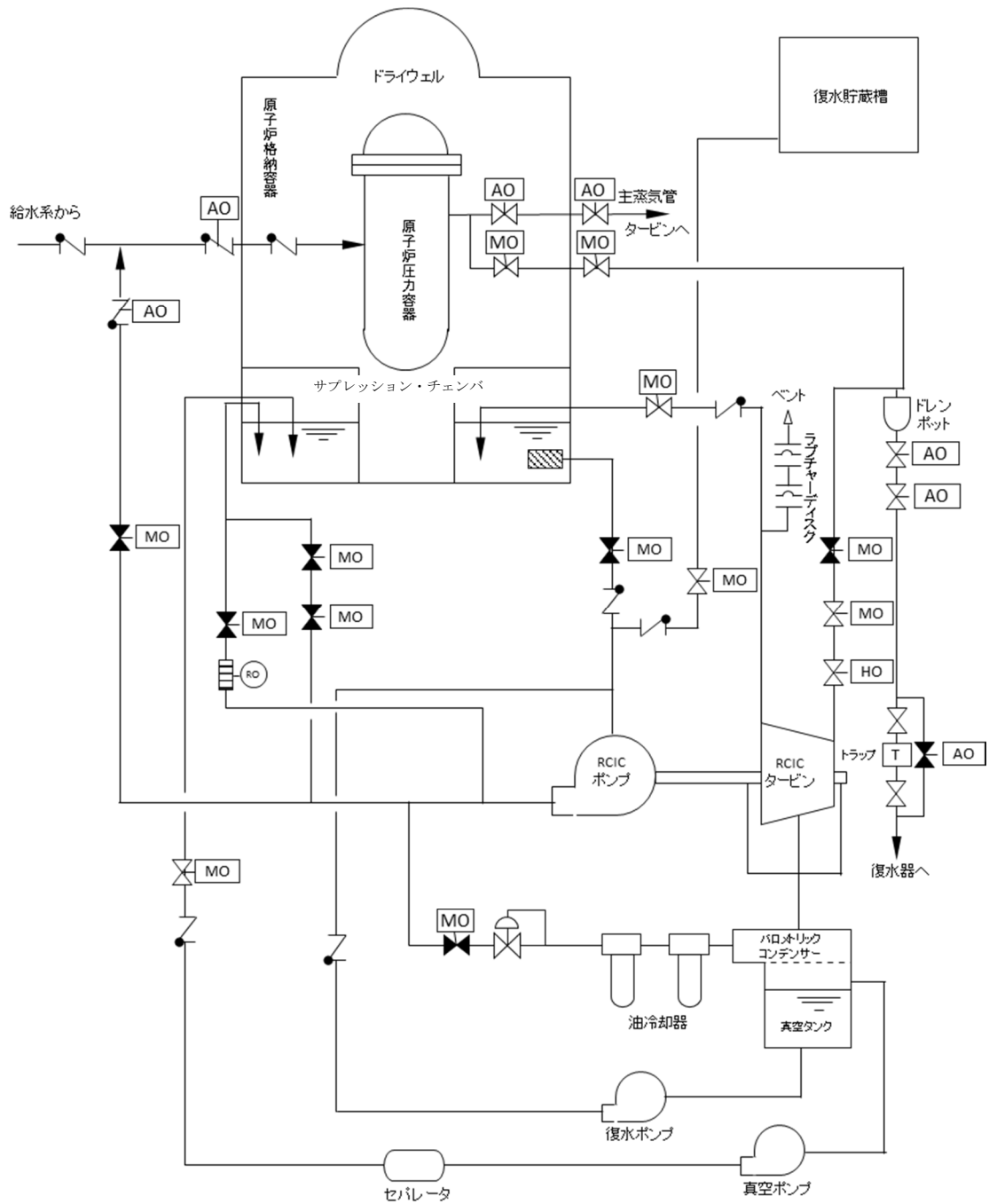


図 1 RCIC 系統構成概略図

全交流動力電源喪失時におけるRCIC室・中央制御室の温度上昇について

1. 温度上昇の評価

(1) 評価の流れ

SBO時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量(室内熱負荷)と隣の部屋への放熱(躯体放熱)のバランスによって決定される(図1参照)。

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。

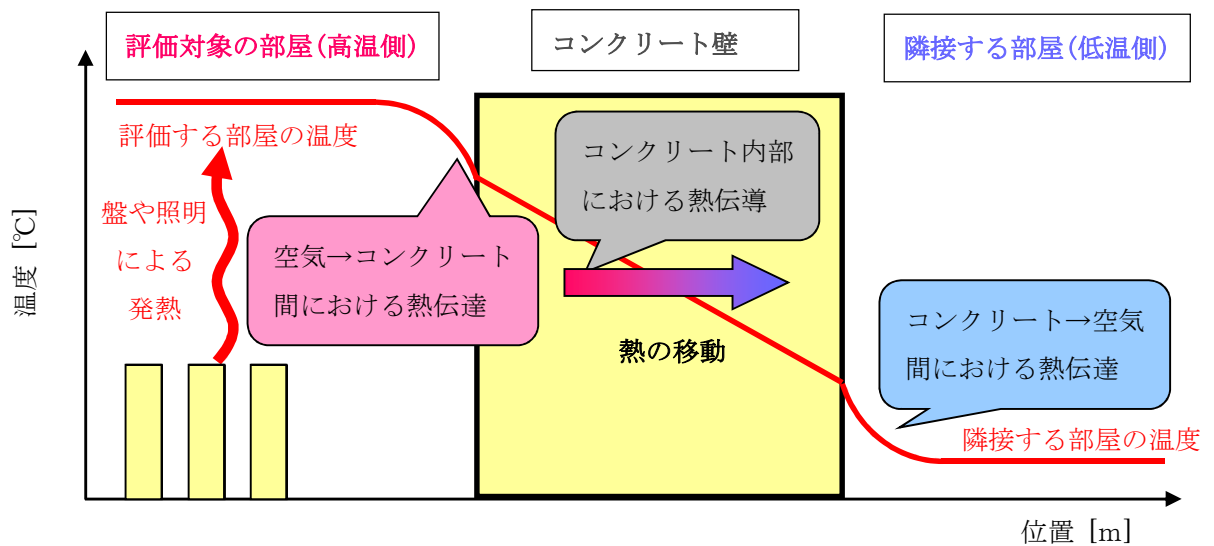


図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・評価対象とする部屋の条件：表1参照
- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
 - ：一般エリア 40℃
 - 屋外 32℃(夏期設計外気温)
 - S/C 138℃(有効性評価 SBO時の最高温度)
 - 地中 18℃
- ・壁－空気の熱伝達率： W/m²℃(無換気状態)[出典：空気調和衛生工学便覧]
- ・コンクリート熱伝導率： W/m℃[出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件(6号炉の場合)

	中央制御室	RCIC室
発熱負荷[W]		
容積[m ³]		
熱容量[kJ/℃]		
初期温度[℃]	26	40

(3) 評価結果

全交流電源喪失(SBO)時において、事故後24時間のRCIC室最高温度は約54℃、中央制御室の最大温度は約38℃となり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。

以上

安定状態について

全交流動力電源喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃し装置又は残留熱除去系，代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。そして事象発生から 24 時間経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後，原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）による注水継続により，引き続き炉心冠水が維持される。

格納容器安定状態の確立について

事象発生約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態後の長期的な状態維持】

残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の燃料被覆管温度に比べて+10℃～+150℃高めに評価する	解析コードでは、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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により被覆管温度を高く評価することから、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高く評価する
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び発熱量の評価に保守的な結果を与える	解析コードでは、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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない	燃料被覆管の酸化は、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価する
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	破裂の判定は実験データのベストフィット曲線を用いる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても16時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、保守的な結果を与えるものとする
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	解析コードでは、実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・ボイド率変化気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	原子炉隔離時冷却系による注水は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない 原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、原子炉水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい また、実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の圧力変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	解析コードでは、原子炉からの蒸気および冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力および原子炉水位の変動が運転員等操作に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は、圧力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である
	ECCS注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
原子炉圧力容器	ECCS注水(給水系・代替注水含む)	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高め評価する
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は良く再現できる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	原子炉格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、原子炉格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約16時間後の操作であり、多少の挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	原子炉格納容器内温度及び圧力の抑制は、原子炉格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が大きく影響する。これらの操作は事象発生から約16時間後の操作であり、多少の挙動の変化は運転員操作に影響を与えることはないことから、格納容器圧力及び温度に対する影響は小さい
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル(格納容器スプレイ)	入力値に含まれる(スプレイ注入特性) スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	格納容器ベント	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる(ベント流量) -格納容器ベントに関して「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
サブプレッション・チェンバ・プール水冷却	安全系モデル(非常用炉心冷却系)	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき与えており、入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)）(1/2)

項目	解析条件（初期条件, 事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt 以下	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には燃焼度が低くなることから、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には燃焼度が低くなることから、原子炉水位の低下が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は小さいため事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は小さいため事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	炉心流量	52,200t/h	定格流量の 90~111%	定格流量(100%)の 90~111%を最確条件として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料	9×9 燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A型)と 9×9 燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、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	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の組成はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす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	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、何れの型式も燃料の組成はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m 以下	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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	最確条件とした場合、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 30Gwd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなるが、操作手順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	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉水位低下が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部は必要最小空間部体積を、液相部は必要最小プール水量を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	7.00m~7.10m	通常運転時のサブプレッション・プール水位を最確条件として設定	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
サブプレッション・プール水温	35℃	約 30℃~約 35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、操作に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなりベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さい	
格納容器圧力	5kPa	約 4kPa~約 8kPa	通常運転時の格納容器圧力を最確条件として設定	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない	

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)）(2/2)

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器温度	57℃	約 50℃～約 60℃	通常運転時の格納容器温度を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は小さいため、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃(事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	約 30℃～約 50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員操作に対する影響はない	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなることもあり、原子炉水位挙動に影響する可能性があるが、この顕熱分の影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くなるが、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	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って、外部電源を喪失するものとして設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定		
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定		
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉(応答時間:0.05秒)	タービン蒸気加減弁急速閉(応答時間:0.05秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 182m³/h(8.12～1.03MPa[dif]において)注水	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 182m³/h(8.12～1.03MPa[dif]において)注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	逃がし安全弁	8個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	8個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))	事象発生24時間後に手動起動し、954m³/h(0.27MPa[dif])にて注水	事象発生24時間後に手動起動し、954m³/h(0.27MPa[dif])にて注水	低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系(常設)	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定	冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	流量調整による水位維持であることから、評価パラメータに与える影響はない
	残留熱除去系(格納容器スプレイモード)	原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにてスプレイ	原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにてスプレイ	残留熱除去系(格納容器スプレイモード)の定格値として設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、70%開度にて除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、70%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合、ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作に与える影響はない	格納容器圧力の最大値はベント実施時のピーク圧力であることから、その後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに対して与える影響はない
	代替原子炉補機冷却系	約23MW(海水温度30℃において)	約23MW(海水温度30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	実際の除熱能力が解析より大きい場合、その後の格納容器圧力・温度挙動は低く推移することになるが、代替原子炉補機冷却系による除熱開始以降で、格納容器圧力及び温度のパラメータを起点とした運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	実際の除熱能力が解析より大きい場合、その後の格納容器温度挙動は低く推移することになり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)) (1/5)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設直流電源切替操作 (A→A-2)	事象発生 8 時間後	<p>【認知】 常設直流電源 (A→A-2) 切替は, 全交流電源喪失から事象発生 8 時間後であり, 経過時間を認識しながら対応操作を実施するため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 本切替操作は現場操作であり, 中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員を配置している。当該運転員は, 事象発生 1 時間後までは常設代替交流電源設備の準備操作を行うが, その後, 事象発生 8 時間後までは重複する他の作業はないため, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場であるコントロール建屋地下 1 階及び原子炉建屋地下 1 階の切替盤までのアクセスルートは, コントロール建屋及び原子炉建屋の非管理区域のみであり, 通常 15 分程度で移動可能であるが, 余裕を含めて 30 分の移動時間を想定している。また, アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 本切替操作はスイッチ 2 箇所での操作であり, 4 分程度で操作可能であるが, 余裕を含めて 10 分の操作時間を想定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【他の並列操作有無】 本切替操作は停電切替操作となるため, 負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となる。このため, 原子炉水位維持の観点から, 原子炉水位 (レベル 8) にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替操作を行う等, 安全側の操作を臨機に行うため, 原子炉水位の状況等により, 操作開始時間が変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	本操作は停電切替操作であり, 負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となるため, 原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間が変動しうる	直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり, 操作開始時間が変動しても, 枯渇しなければ評価項目となるパラメータに影響しない	常設直流電源 A 系が枯渇した場合, 原子炉水位が燃料棒頂部 (TAF) 到達までに切替操作を実施する必要があるが, 原子炉水位 (レベル 8) から TAF 到達までは約 1 時間以上の時間余裕があり, 時間余裕がある	
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	復水貯蔵槽への補給は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。復水貯蔵槽の枯渇が発生しないよう設定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	-	-	-
	消防車への給油	事象発生から 12 時間後以降, 適宜	消防車への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。消防車による送水開始時間を踏まえ設定	消防車への給油開始の時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	-	-	-

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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（全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)）(2/5)

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力「0.31MPa[gage]」）に到達するのは、事象発生の約16時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは、中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが、現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員を配置している。当該緊急時対策要員は、復水貯蔵槽への補給作業を兼任しているが、それら作業は事象発生の約12時間後までに行う作業であり、格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>緊急時対策要員は、緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセルルートの被害があっても、ホイールローダー等にて必要なアクセルルートを仮復旧できる職直の体制としており、また、徒歩による移動を想定しても所要時間は約1時間であり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>中央制御室におけるベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に10分の操作時間を、ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約1分の操作時間を想定しており、時間余裕を確保している。現場におけるベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は、現場での手動弁3個の操作に移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており、時間余裕を確保している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>格納容器ベントの操作時に、当該操作に対応する運転員、緊急時対策要員に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており、ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約20分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約16時間後であり、ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また、ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。ただし、ベント実施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、約20分程度操作開始時間が遅れる可能性がある</p>	<p>遠隔操作の失敗により、格納容器ベントの操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.31MPa[gage]より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器限界圧力は0.62MPa[gage]のため、格納容器の健全性という点では問題とはならない</p>	<p>ベント開始までの時間は事象発生から16時間あり時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベントの操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかであり、格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまで時間余裕がある</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)) (3/5)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替直流電源切替操作(A-2→AM)	事象発生 20 時間後	<p>【認知】 常設直流電源(A-2→AM)切替は, 全交流電源喪失から事象発生 20 時間後であり, 経過時間を認識しながら対応操作を実施するため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 本切替操作は現場操作であり, 中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員を配置している。当該運転員は, 事象発生 20 時間後頃に重複する他の作業はないため, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場であるコントロール建屋地下 1 階及び原子炉建屋地下 1 階の切替盤までのアクセスルートは, コントロール建屋及び原子炉建屋の非管理区域のみであり, 通常 15 分程度で移動可能であるが, 余裕を含めて 30 分の移動時間を想定している。また, アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 本切替操作はスイッチ 2 箇所での操作であり, 4 分程度で操作可能であるが, 余裕を含めて 10 分の操作時間を想定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【他の並列操作有無】 本切替操作は停電切替操作となるため, 負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となる。このため, 原子炉水位維持の観点から, 原子炉水位(レベル 8)にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替操作を行う等, 安全側の操作を臨機に行うため, 原子炉水位の状況等により, 操作開始時間が変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	本操作は停電切替操作であり, 負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となるため, 原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間が変動しうる	直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり, 操作開始時間が変動しても, 枯渇しなければ評価項目となるパラメータに影響しない	常設直流電源 A 系が枯渇した場合, 原子炉水位が燃料棒頂部(TAF)到達までに切替操作を実施する必要があるが, 原子炉水位(レベル 8)から TAF 到達までは約 1 時間以上の時間余裕があり, 時間余裕がある	
	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)) (4/5)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 付設を行う専任の緊急時対策要員 (事故後 10 時間以降の参集要員) が配置されている。現場運転員は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセルルートの被害があっても, ホイールローダー等にて必要なアクセスルートを回復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避 (想定約 30 分間) を踏まえても, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから, 操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性がある	操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり, この場合, 格納容器の温度・圧力等を早期に低下させる可能性がある	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある
	代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—
	逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)) (5/5)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
		解析上の操作開始時間					
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
	低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—
	代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—

7日間における水源の対応について(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失))

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700 m³

淡水貯水池：約18,000 m³(号炉共用)

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
 事象発生後約25時間は原子炉隔離時冷却系
 により原子炉に注水する。
 (原子炉水位高(レベル8)～原子炉水位低(レベル2)
 の間で注水する)

②低圧代替注水系(常設)による原子炉注水
 事象発生約25時間後の原子炉減圧後は、
 低圧代替注水系(常設)により注水する。

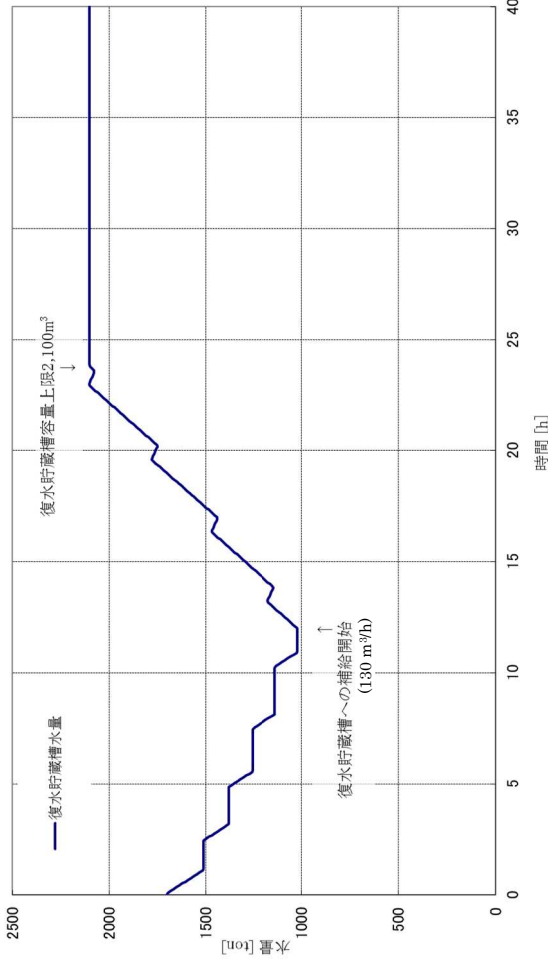
③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
 12時間後から淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
 防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130 m³/hで復水貯蔵槽へ移送する。

○時間評価(右上図)

事象発生後12時間までは復水貯蔵槽を水源として、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。
 事象発生12時間後からは、復水貯蔵槽への補給を開始するため復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6/7号炉のそれぞれで約4,600 m³必要となる。
 6/7号炉の同時被災を考慮すると、約9,200 m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に1,700 m³及び淡水貯水池に18,000 m³の水を保有することから、6/7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり、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(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))

プラント状況：6, 7 号炉運転中。 1～5 号炉停止中。

事象：全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)は6, 7 号炉を想定。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。
なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

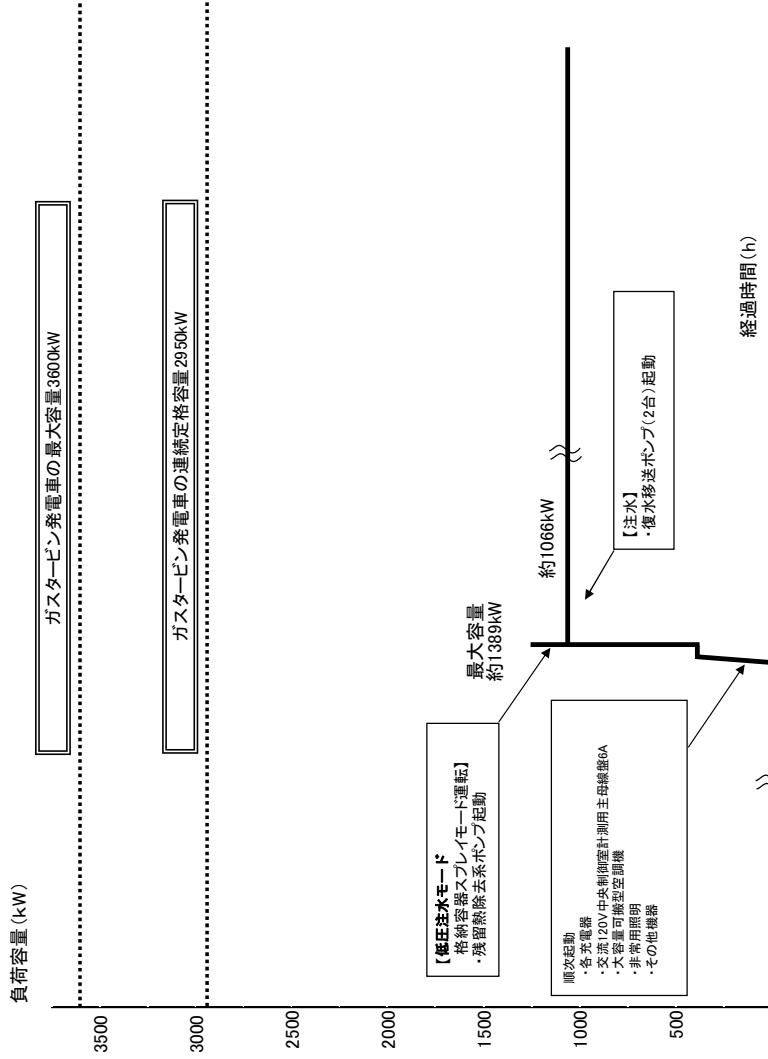
号炉	時系列			合計	判定
	事象発生直後～事象発生後 7 日間	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 705L/h×24h×7 日×3 台=859, 320L	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7 日×2 台=36, 960L		
7 号炉	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6, 048L		事象発生直後～事象発生後 7 日間 代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7 日×2 台=36, 960L	7 日間の 軽油消費量 約 945, 336L	6, 7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 2, 184, 000L であり、 7 日間対応可能。
6 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6, 048L		事象発生直後～事象発生後 7 日間 代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7 日×2 台=36, 960L	7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	1 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	※2		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	2 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	※2		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	3 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	※2		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	4 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	※2		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	5 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L	※2		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	1～7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 1, 241, 944L であり、 7 日間対応可能。
その他	免震棟ガスタービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7 日=66, 360L モニタリングポスト用仮設発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7 日×3 台=4, 536L			7 日間の 軽油消費量 約 70, 896L	

※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は 1 台で足りるが、保守的にガスタービン発電機 3 台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失))

<6号炉>

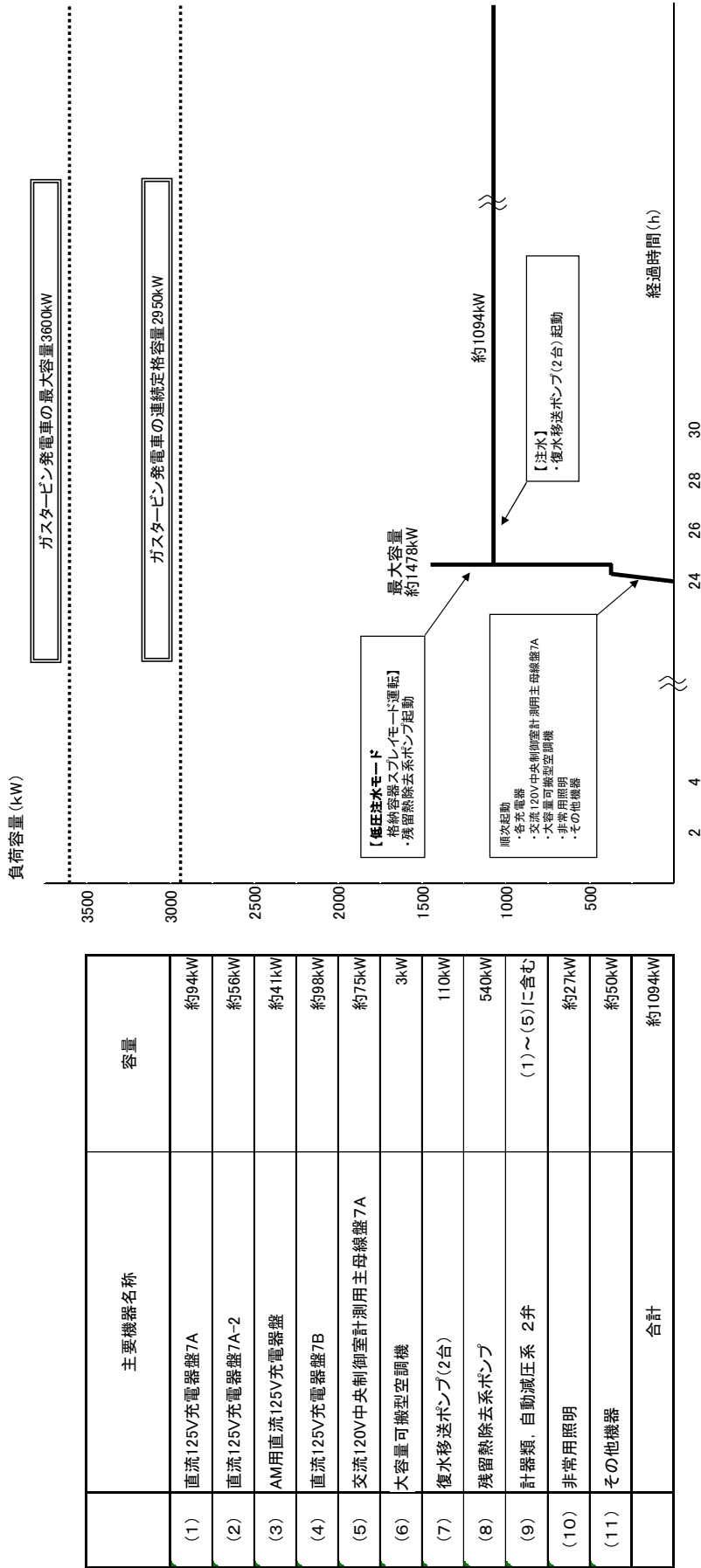


負荷積算イメージ

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤6A	約94kW
(2)	直流125V充電器盤6A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	直流125V充電器盤6B	約98kW
(5)	交流120V中央制御室計測用主母線盤6A	約50kW
(6)	大容量可搬型空調機	3kW
(7)	復水移送ポンプ(2台)	110kW
(8)	残留熱除去系ポンプ	540kW
(9)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(5)に含む
(10)	非常用照明	約24kW
(11)	その他機器	約50kW
	合計	約1066kW

常設代替交流電源設備の負荷(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失))

<7号炉>



負荷積算イメージ

2.3.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗の場合

コメント No.
審査-45 に対する
ご回答

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「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗」は, 全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失する事故シーケンスグループである。このため, 緩和措置がとられない場合には炉心の著しい損傷に至る。

本事故シーケンスグループに対する重大事故等対処設備の有効性評価としては, 全交流電源喪失に加えて原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合にも動作可能な重大事故等対処設備である高圧代替注水系の有効性を主に確認する評価が考えられる。

したがって, 本事故シーケンスグループでは, 高圧代替注水系による原子炉注水によって原子炉水位を約 24 時間後まで適切に維持しつつ, 常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系(低圧注水モード), 低圧代替注水系(常設)による注水の準備が完了したところで, 原子炉の減圧及び残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始し, 炉心の著しい損傷の防止を図るものとする。また, 格納容器圧力逃がし装置等を用いた除熱, 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器の除熱を実施する。

(2) 炉心損傷防止対策

コメント
No. 審査
-77 に
対する
ご回答

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗」における安全機能を有する系統及び機器の機能喪失に対して, 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, 高圧代替注水系を用いた原子炉注水手段を整備する。

また, 格納容器の健全性を長期的に維持するため, 残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水, 格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱, 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.3.3.1 から図 2.3.3.4 に, 手順の概要を図 2.3.3.5 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設備と操作手順の関係を表 2.3.3.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける事象発生10時間までの6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は, 中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され, 合計33名である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は, 中央監視・指示を行う当直長1名(6号炉及び7号炉兼任), 当直副長2名, 運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち, 通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名, 緊急時対策要員(現場)14名である。

また, 事象発生10時間以降に追加で必要な要員は, 代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。

必要な要員と作業項目については図2.3.3.6に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。また、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉はスクラムする。同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、設計基準事故対処設備の注水設備を全て喪失する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧代替注水系による原子炉水位回復確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、事象発生から 25 分後に運転員によって高圧代替注水系を手動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位を回復させる。

原子炉水位は、運転員による高圧代替注水系の蒸気入口弁の手動開閉操作によって燃料を冠水維持可能な範囲に制御する。なお原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源から供給される。

高圧代替注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び系統流量計である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

早期の電源回復不能判断及び対応準備については、2.3.2.1 (2) c と同じ。

d. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作

格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については、2.3.2.1 (2) e と同じ。

e. 常設代替交流電源設備による交流電源供給

常設代替交流電源設備による交流電源供給については、2.3.2.1 (2) g と同じ。

f. 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水

残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水については、2.3.2.1 (2) h と同じ。

g. 残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器冷却

残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器冷却については、2.3.2.1 (2) i と同じ。

h. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水については、2.3.2.1 (2) j と同じ。

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、「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、高圧代替注水系、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等が重要な現象となる。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 S A F E R、シビアアクシデント総合解析コード M A A P 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、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(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表2.3.3.2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

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を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、原子炉隔離時冷却系についても機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源には期待しない。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「タービン蒸気加減弁急速閉」信号によるものとする。

(b) 高圧代替注水系

運転員による高圧代替注水系の蒸気入口弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である $182\text{m}^3/\text{h}$ ($8.12\text{MPa}[\text{dif}]$ において)～ $114\text{m}^3/\text{h}$ ($1.03\text{MPa}[\text{dif}]$ において)に対し、保守的に20%減の流量で注水するものとした。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁2弁を使用するものとし、1弁あたり定格主蒸気流量

の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))

低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))は事象発生から24時間後に手動起動し、 $954\text{m}^3/\text{h}$ ($0.27\text{MPa}[\text{dif}]$ において)の流量で注水するものとする。

(e) 残留熱除去系(格納容器スプレイモード)

原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に手動起動し、 $954\text{m}^3/\text{h}$ の流量でスプレイするものとする。

(d) 低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード(ドライウエル側のみ)への切り替え後に、崩壊熱相当量で原子炉へ注水し、その後は炉心を冠水維持する。

(e) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により流量特性(格納容器圧力 $0.62\text{MPa}[\text{gage}]$ において、最大排出流量が 31.6kg/s の流量)に対し、70%開度で格納容器除熱を実施する。

(f) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW (海水温度 30°C において)とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件は、「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に設定する。

(a) 高圧代替注水系による注水は、事象発生後25分後に開始するものとする。これは、事象発生後、10分間は運転員による操作に期待しないことに加え、原子炉隔離時冷却系の機能喪失や直流電源喪失時等、中央制御室内が過酷な環境となった場合であっても十分対応可能と考えられる操作の時間余裕として、更に15分を考慮することとしたためである。

(b) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生後24時間後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が「 $0.31\text{MPa}[\text{gage}]$ 」に到達した場合に実施する。

(d) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、事象発生24時間後に開始する。

(e) 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系の起動操作は、事象発生24時間後に開始する。

(f) 低圧代替注水系(常設)起動操作は、事象発生24時間後に開始する。

(g) 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)の起動操作は、事象発生24時間後に開始する。

(3) 有効性評価(敷地境界外での実効線量評価)の条件

2.3.2.2(3)「有効性評価(敷地境界外での実効線量評価)の条件」と同じ。

(4) 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(シュラウド内及びシュラウド内外)、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図2.3.3.7から図2.3.3.12に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、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棒に破裂が発生する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図2.3.3.13から図2.3.3.18に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図2.3.3.19から図2.3.3.22に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉で原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗した後、高圧代替注水系を手動起動することにより原子炉水位は維持される。

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉の減圧及び残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は、逃がし安全弁2弁により手動操作にて実施する。減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水が開始されると回復する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。このため、事象発生から約16時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。なお、格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置(約14m)及び、ベントライン(約17m)に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うものとする。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図2.3.3.13に示すとおり、初期値を上回ることなく、 $1,200^{\circ}\text{C}$ 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約1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図2.3.3.7に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.51MPa [gage]以下に抑えられる。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(高々約 0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa [gage])を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容

器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 146°Cに抑えられる。

図 2.3.3.8 に示すとおり、高圧代替注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始し、さらに代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することにより安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.3.2.4)

サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界外での実効線量の評価結果は約 9.9×10^{-3} mSv であり、5mSv を下回る。また、サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界外での実効線量の評価結果は約 4.9×10^{-2} 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。

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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗」は、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失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、高圧代替注水系の起動、常設代替交流電源設備からの受電、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作、代替原子炉補機冷却系による残留熱除去系の低圧注水モード及び格納容器スプレイモード運転、低圧代替注水系(常設)起動操作、逃がし安全弁による手動減圧とする。

(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行う重要現象とは、「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

添付資料 2.3.3.2 参照

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料 2.3.3.2 参照

(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，表2.3.3.2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，解析条件の設定に当たっては，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があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目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

添付資料2.3.3.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.3.3.2参照

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，これらの要因が解析上の操作開始時間に与える影響を評価する。また，操作の不確かさが操作開始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開始時間に与える影響

添付資料2.3.3.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.3.3.2参照

(3) 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する。

(添付資料2.3.3.2)

(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，操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，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，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とを確認した。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，操作時間には十分な時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

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「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」について、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までの必要要員は、「2.3.3.1 (2) 炉心損傷防止対策」に示すとおり33名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」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っている。その結果を以下に示す。

a. 水源

高压代替注水系、低压代替注水系(常設)による原子炉注水に必要な水量は、2.3.2.4(2)

a. 「水源」の必要水量と同等であり、必要な水量を供給することが可能である。

b. 燃料

2.3.2.4(2) b. 「燃料」と同じであり、常設代替交流電源設備の運転に必要な軽油を供給することが可能である。

c. 電源

常設代替交流電源設備及び常設代替直流電源設備によって、高压代替注水系を含めた本事故シーケンスへの対応に必要な負荷に必要な電力を供給することが可能である。

2.3.3.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」は、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として高压代替注水系を用いた原子炉注水、長期対策として残留熱除去系(低压注水モード)及び低压代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」の重要事

故シーケンス「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC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、高圧代替注水系、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱を実施することにより、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、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足することが確認され、以て炉心の著しい損傷を防止できることを確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、十分な余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」から選定した重要事故シーケンスに対して炉心損傷防止対策が有効であることが確認でき、これを以て事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」に対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。

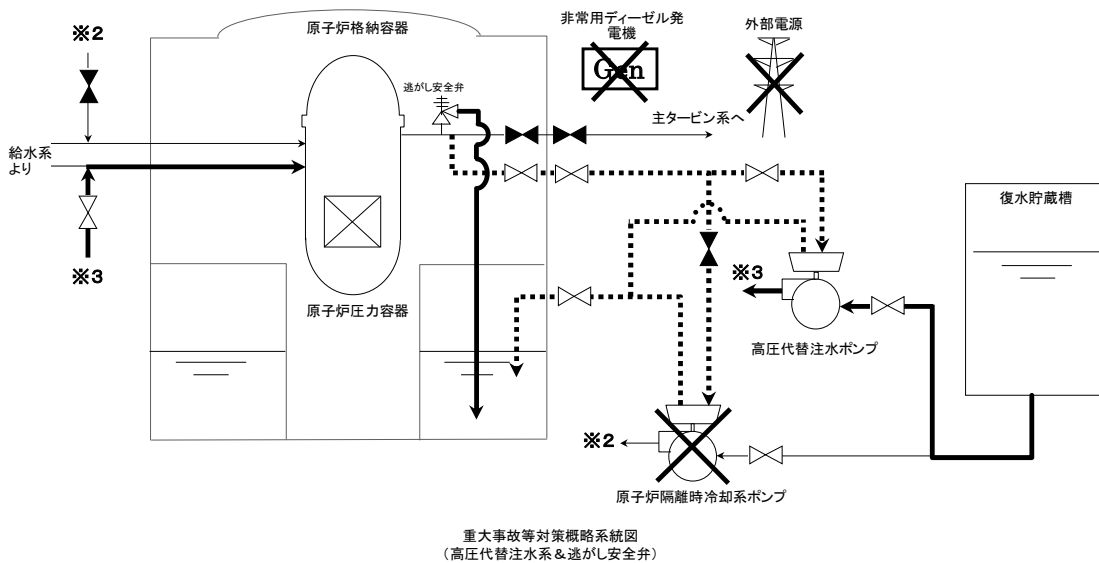


図 2.3.3.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(1/4)

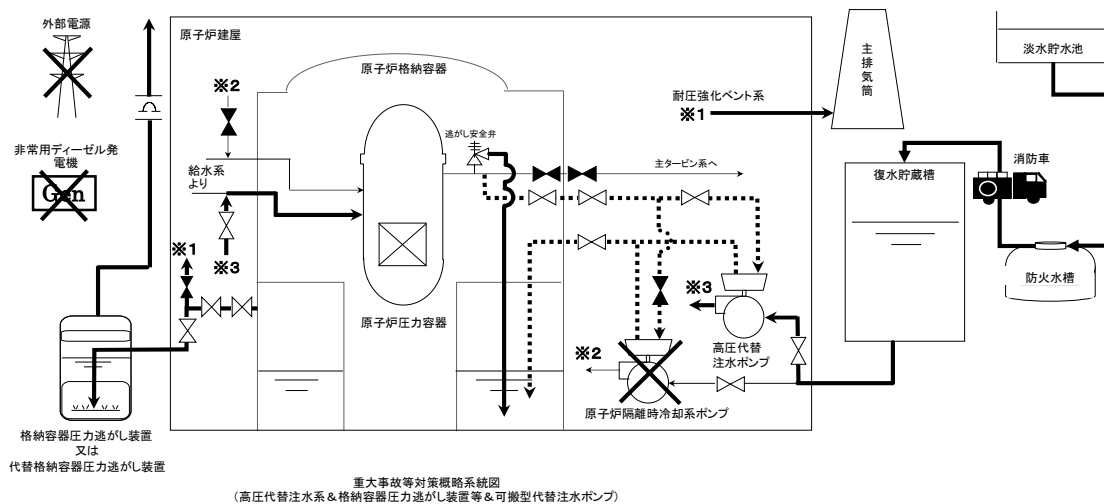


図 2.3.3.2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(2/4)

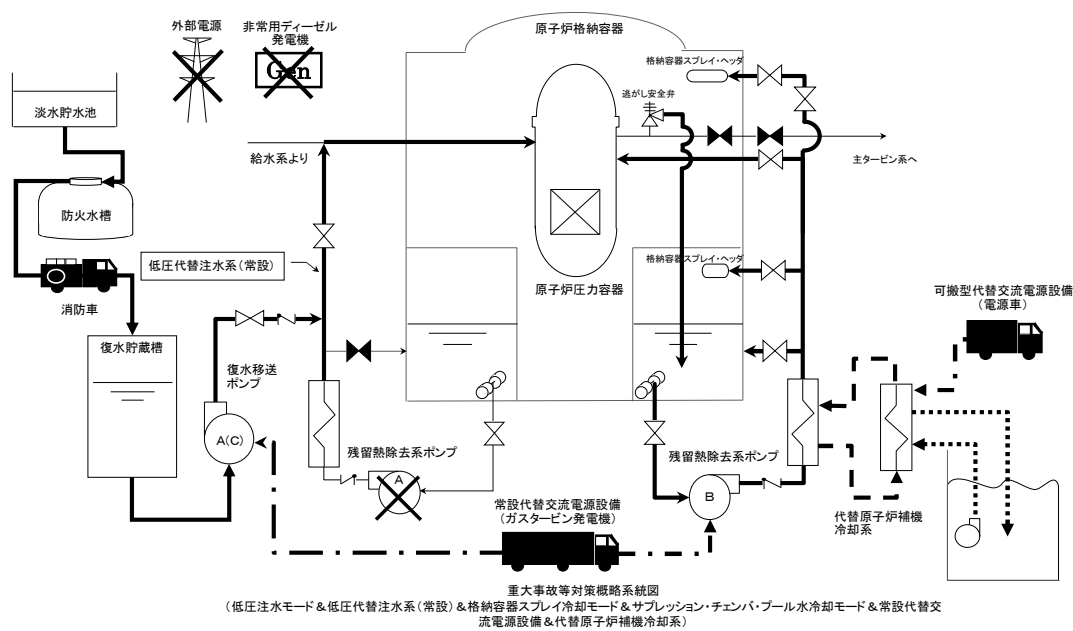


図 2.3.3.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)

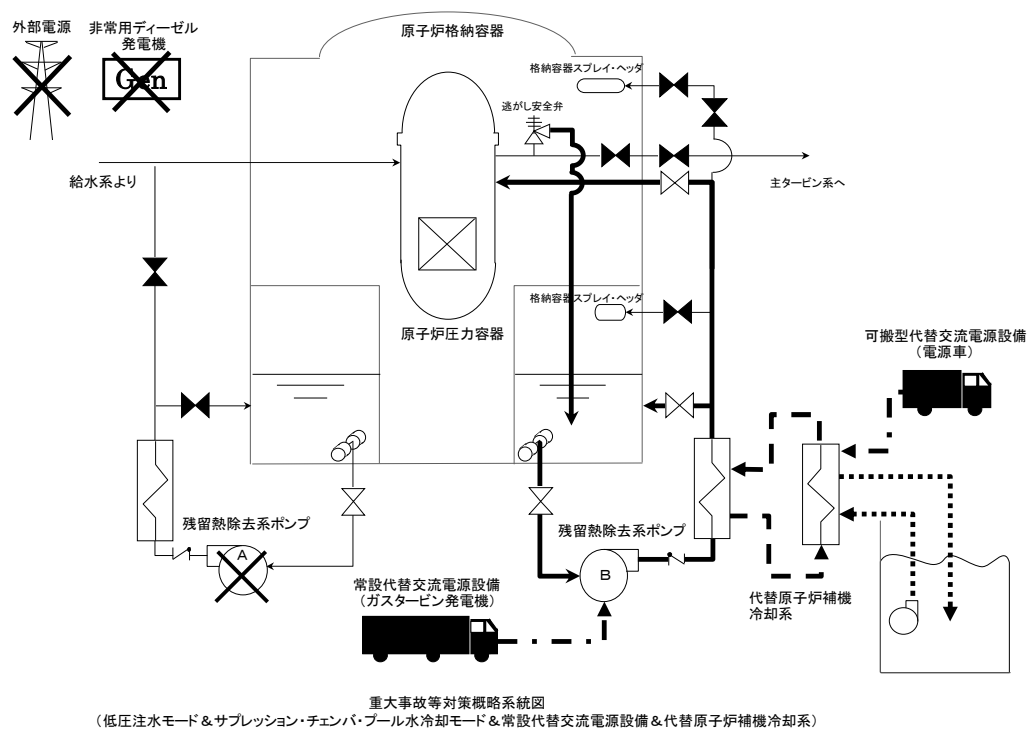
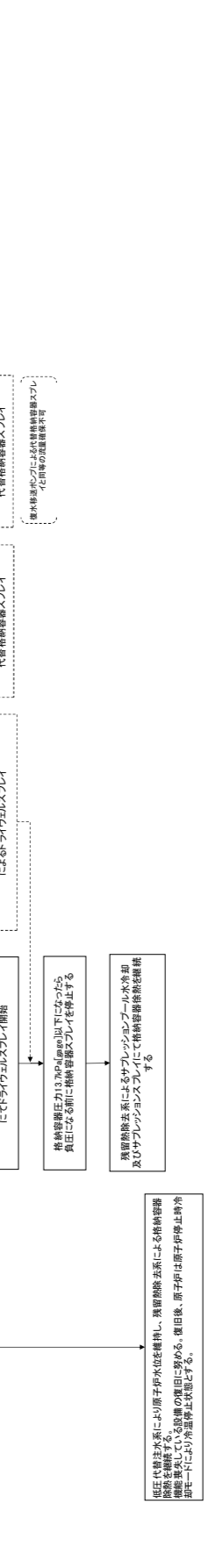
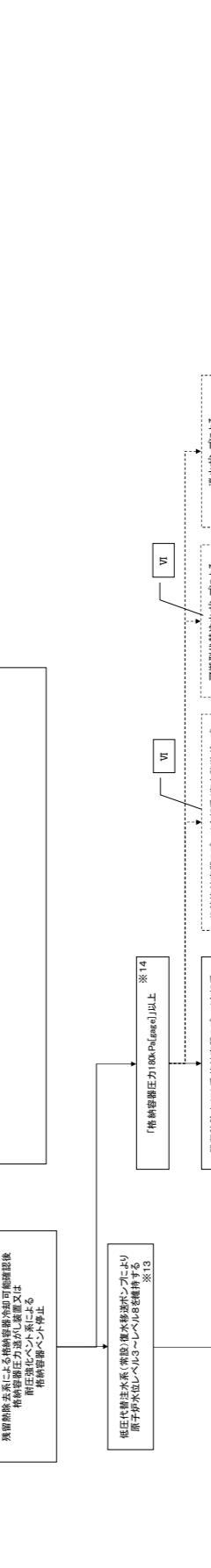
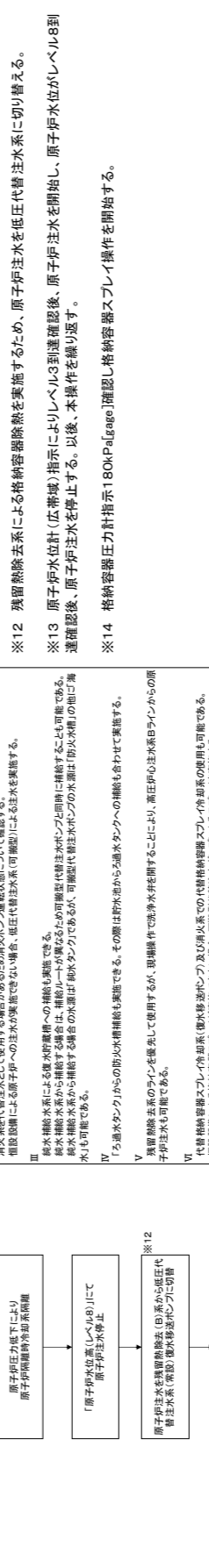
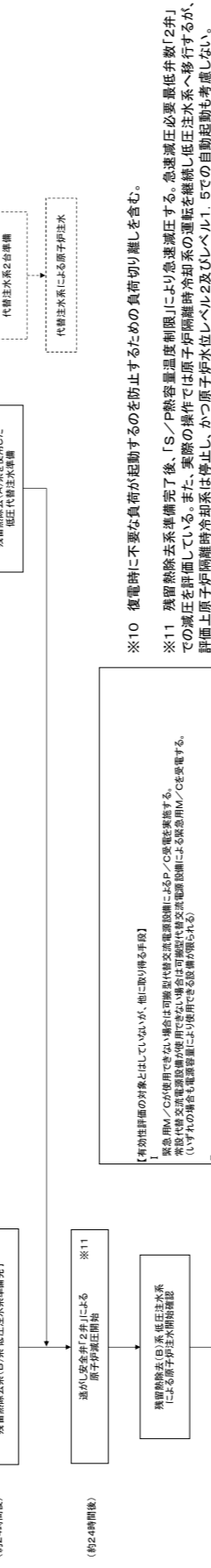
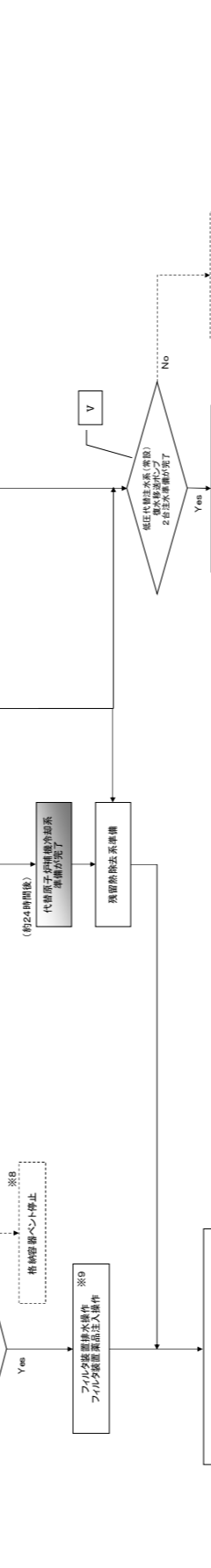
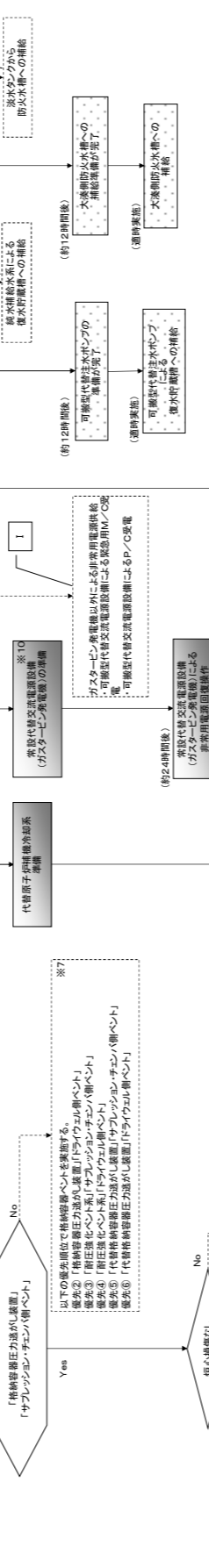
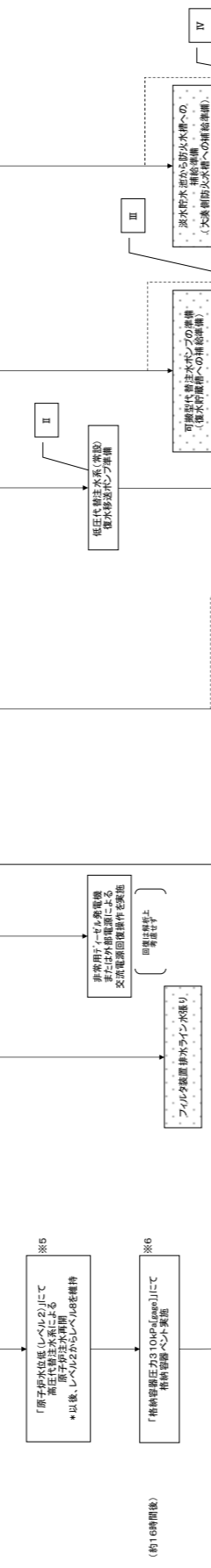
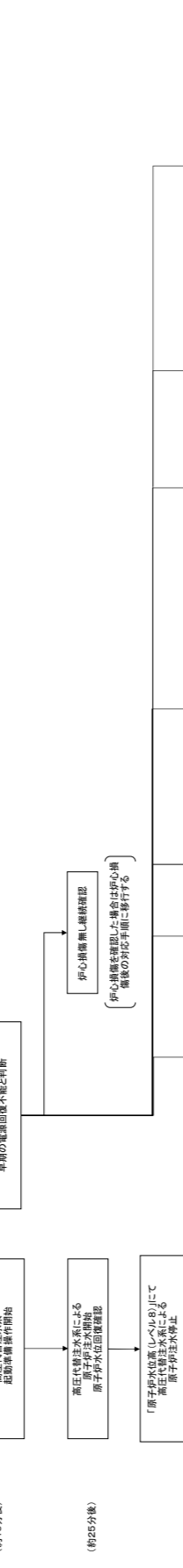
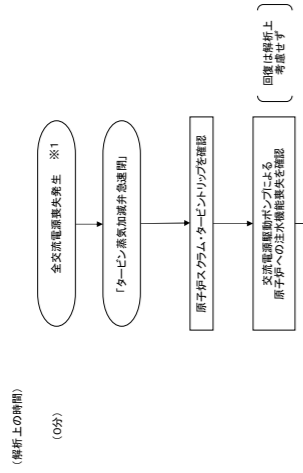
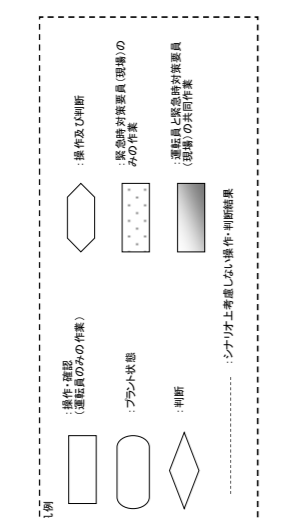


図 2.3.3.4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)

- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼルの発電機からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧系統(6、9kV)の母線が使用不能となった場合。
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する。
- ※3 高圧代替注水系起動準備には原子炉隔離時冷却系の蒸気供給ライン隔離隔離または隔離操作を含む
- ※4 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼルの発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統(6、9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。
- ※5 高圧代替注水系は、原子炉水位計(広帯域)指示によりレベル2到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止する。
- ※6 格納容器圧力指示310kPa[age]到達により、格納容器ベント操作を開始する。
- ※7 優先順位については、代替格納容器圧力達がい装置の完成に伴い、耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である。
- ※8 格納容器ベント実施中に炉心損傷が確認された場合は、格納容器ベントを停止し、炉心損傷後の対応手順に移行する。格納容器ベント停止後は、格納容器圧力達がい装置の蒸気ガスバypassを実施する。
- ※9 格納容器圧力達がい装置及び代替格納容器圧力達がい装置のフィルタ装置には、格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にサブレーションプールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する。



※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼルの発電機からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧系統(6、9kV)の母線が使用不能となった場合。

※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する。

※3 高圧代替注水系起動準備には原子炉隔離時冷却系の蒸気供給ライン隔離隔離または隔離操作を含む

※4 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼルの発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統(6、9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。

※5 高圧代替注水系は、原子炉水位計(広帯域)指示によりレベル2到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止する。

※6 格納容器圧力指示310kPa[age]到達により、格納容器ベント操作を開始する。

※7 優先順位については、代替格納容器圧力達がい装置の完成に伴い、耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である。

※8 格納容器ベント実施中に炉心損傷が確認された場合は、格納容器ベントを停止し、炉心損傷後の対応手順に移行する。格納容器ベント停止後は、格納容器圧力達がい装置の蒸気ガスバypassを実施する。

※9 格納容器圧力達がい装置及び代替格納容器圧力達がい装置のフィルタ装置には、格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にサブレーションプールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する。

※10 復電時に不要な負荷が起動することを防止するための負荷切り離しを含む。

※11 残置熱除去系準備完了後、「S/P除容量温度制限」により急速減圧する。急速減圧必要最低弁数「2弁」での減圧を評価する。また、実際の操作では原子炉隔離時冷却系の運転を継続し低圧注水系へ移行するが、評価上原子炉隔離時冷却系は停止し、かつ原子炉水位レベル2及びレベル1、5での自動起動も考慮しない。

※12 残置熱除去系による格納容器除熱を実施するため、原子炉注水を低圧代替注水系に切り替える。

図 2.3.3.5 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗時の対応手順の概要

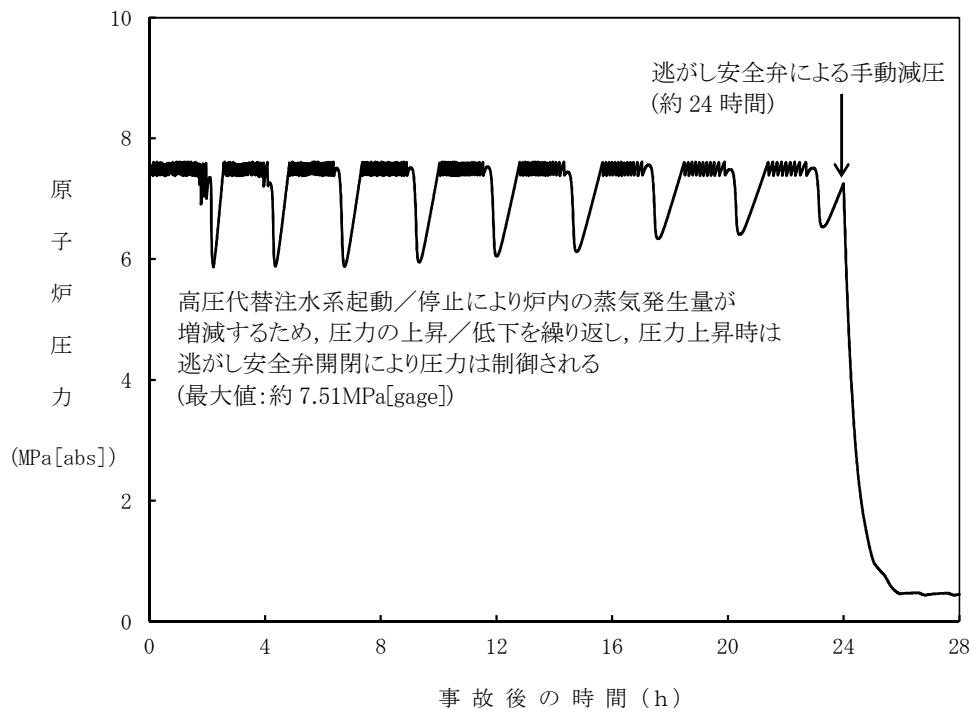


図 2.3.3.7 原子炉圧力の推移

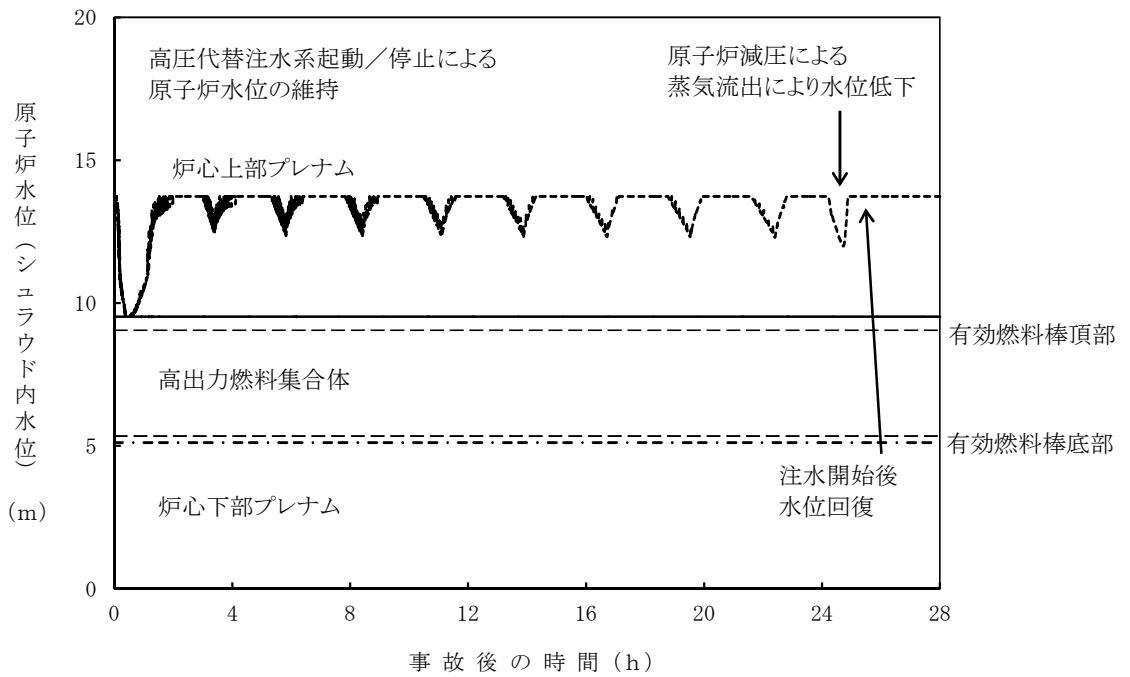


図 2.3.3.8 原子炉水位の推移

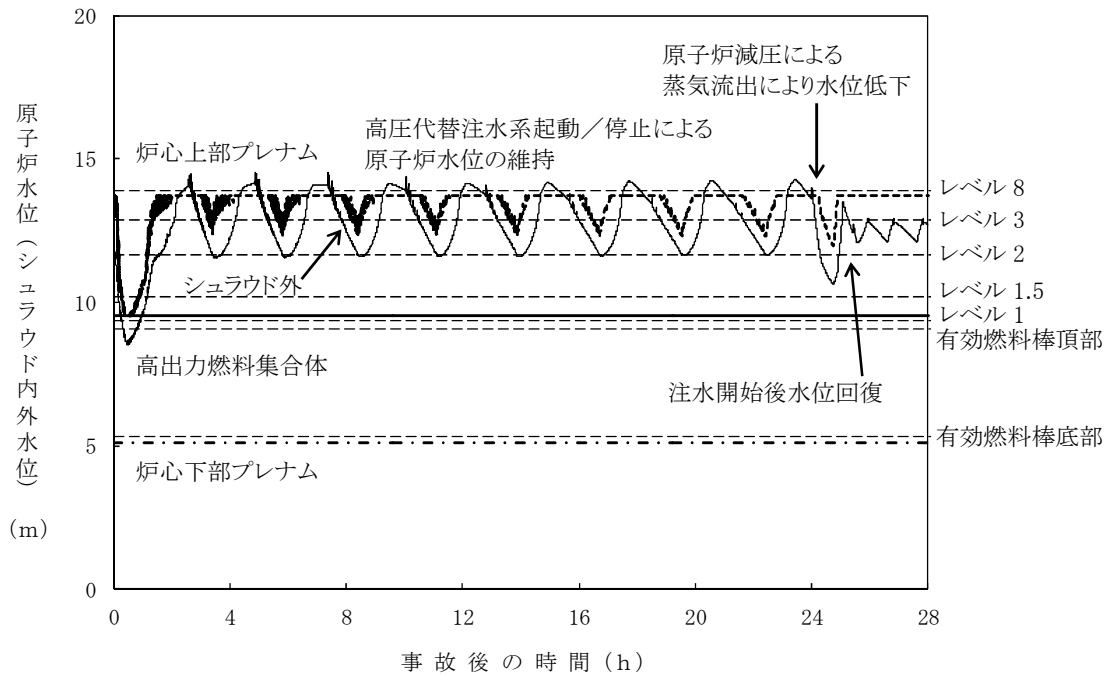


図 2.3.3.9 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

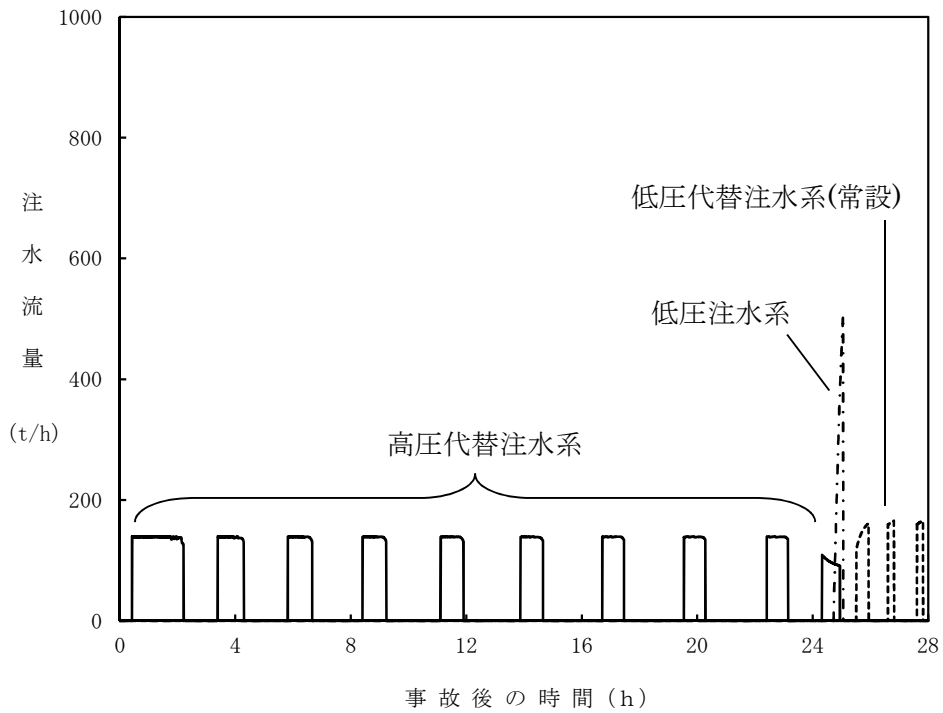


図 2.3.3.10 注水流量の推移

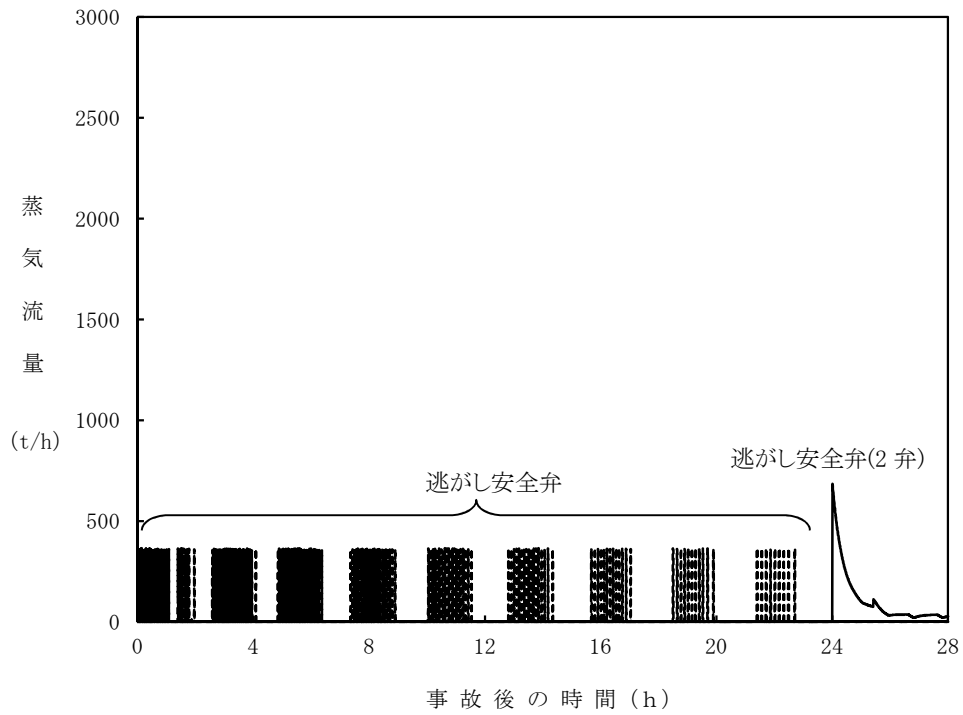


図 2.3.3.11 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

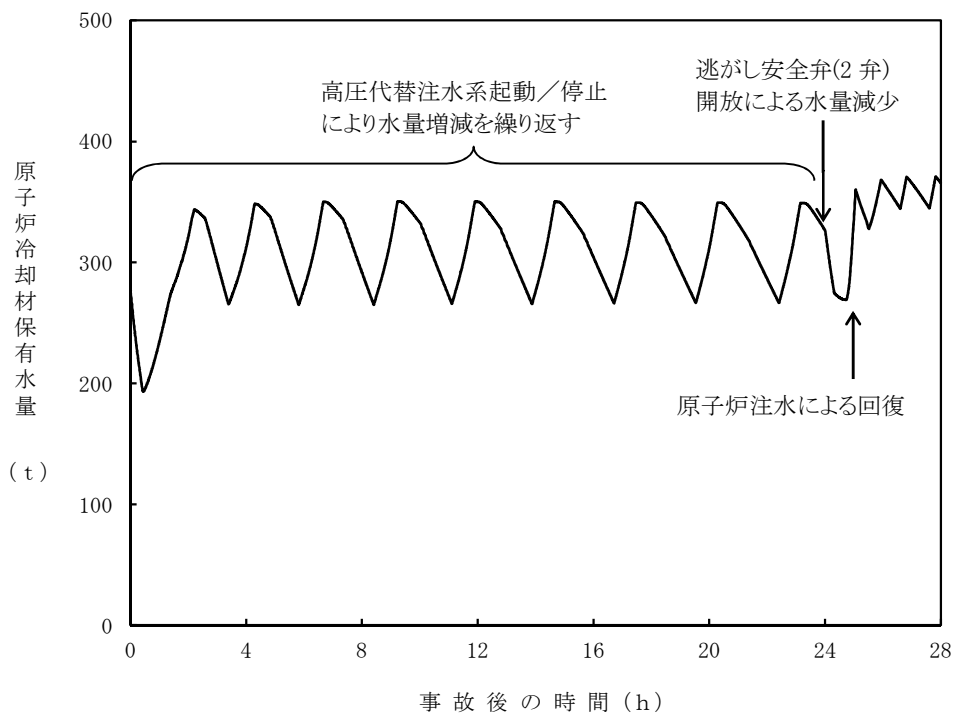


図 2.3.3.12 原子炉内保有水量の推移

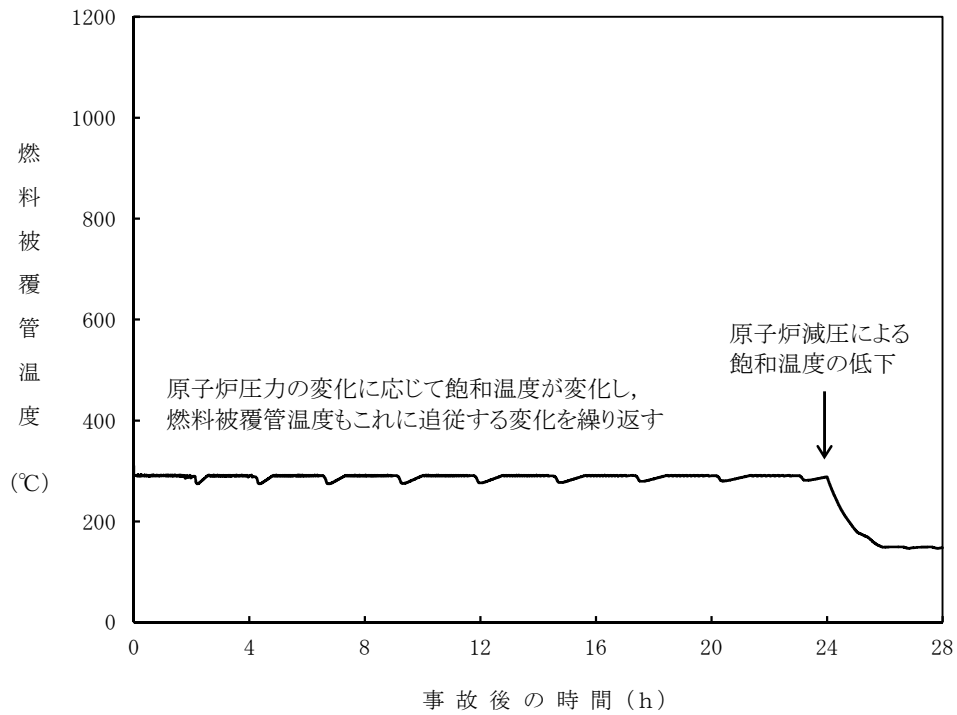


図 2.3.3.13 燃料被覆管温度の推移

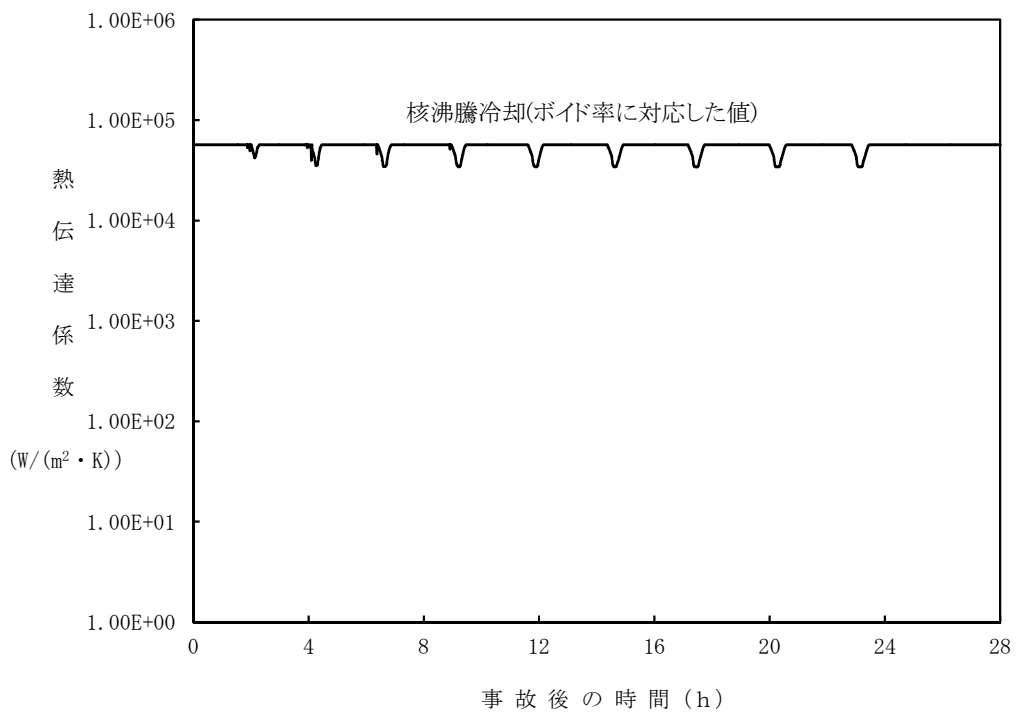


図 2.3.3.14 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

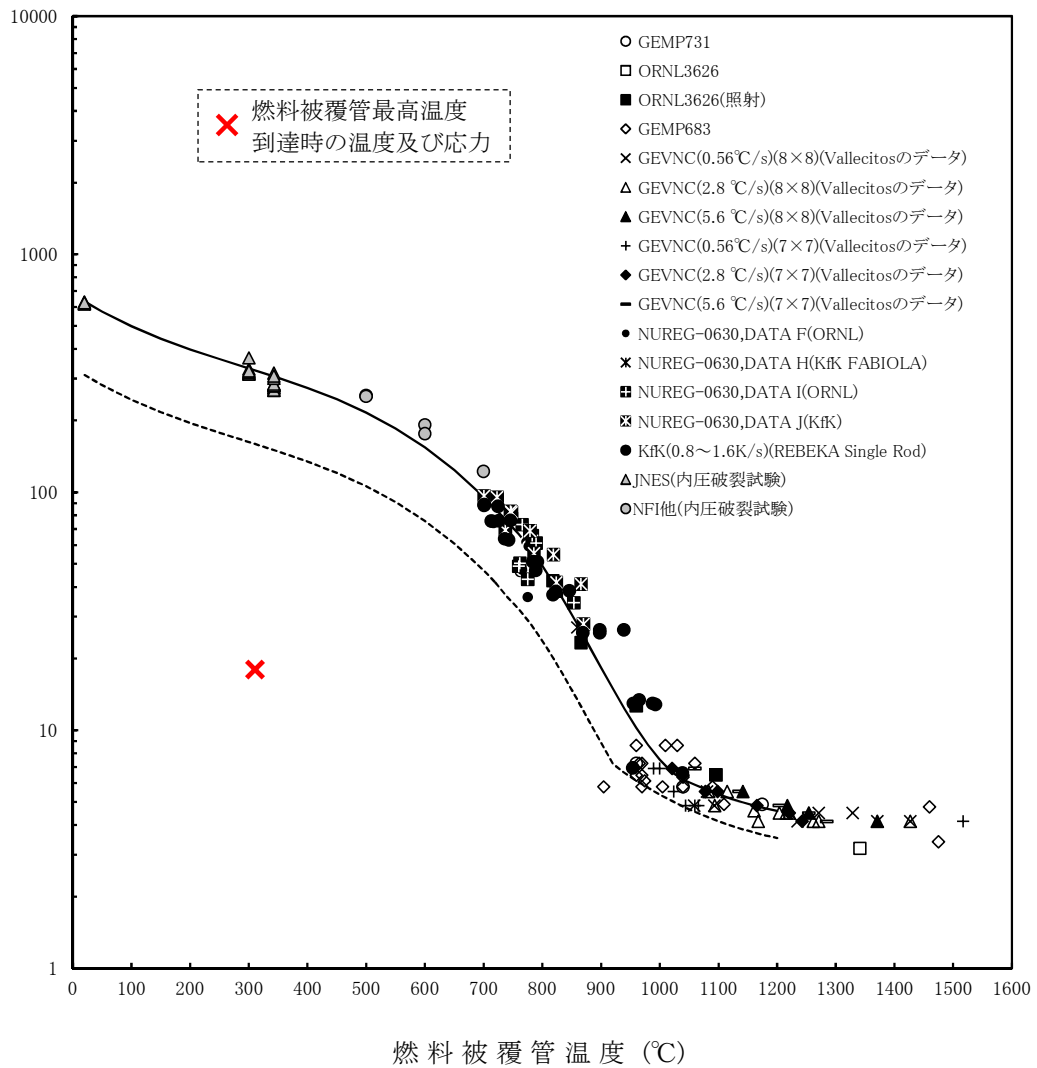


図 2.3.3.15 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

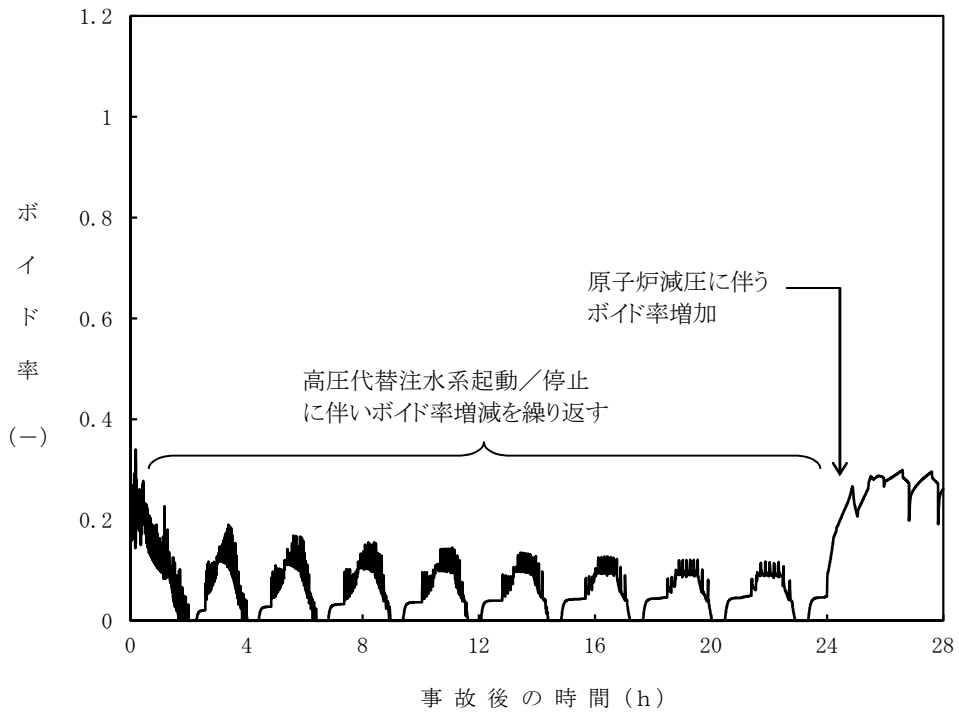


図 2.3.3.16 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

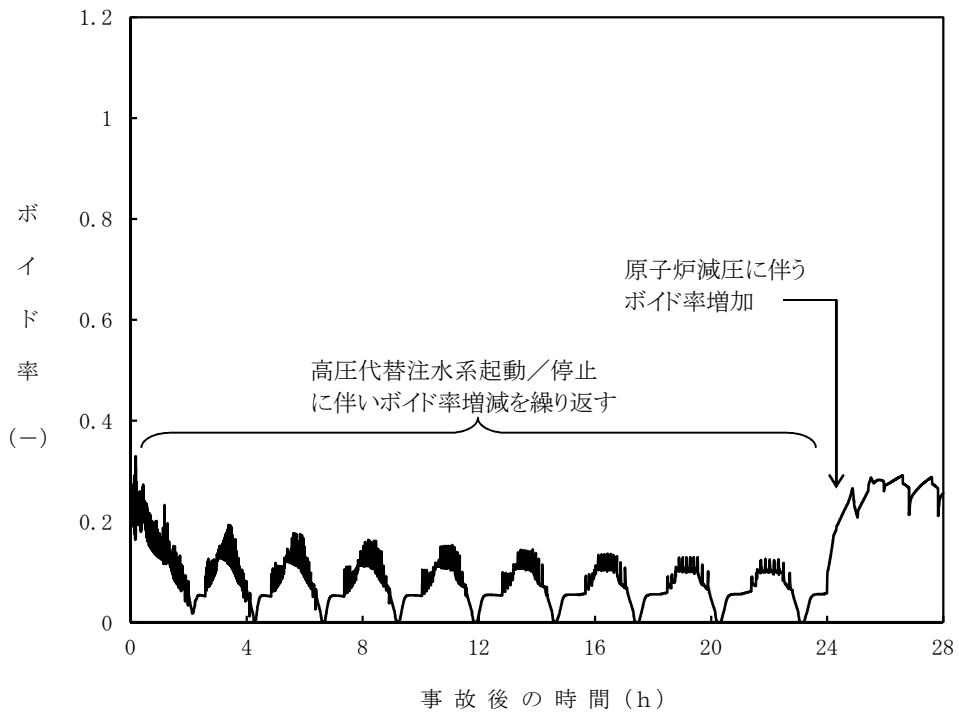


図 2.3.3.17 高出力燃料集合体のボイド率の推移

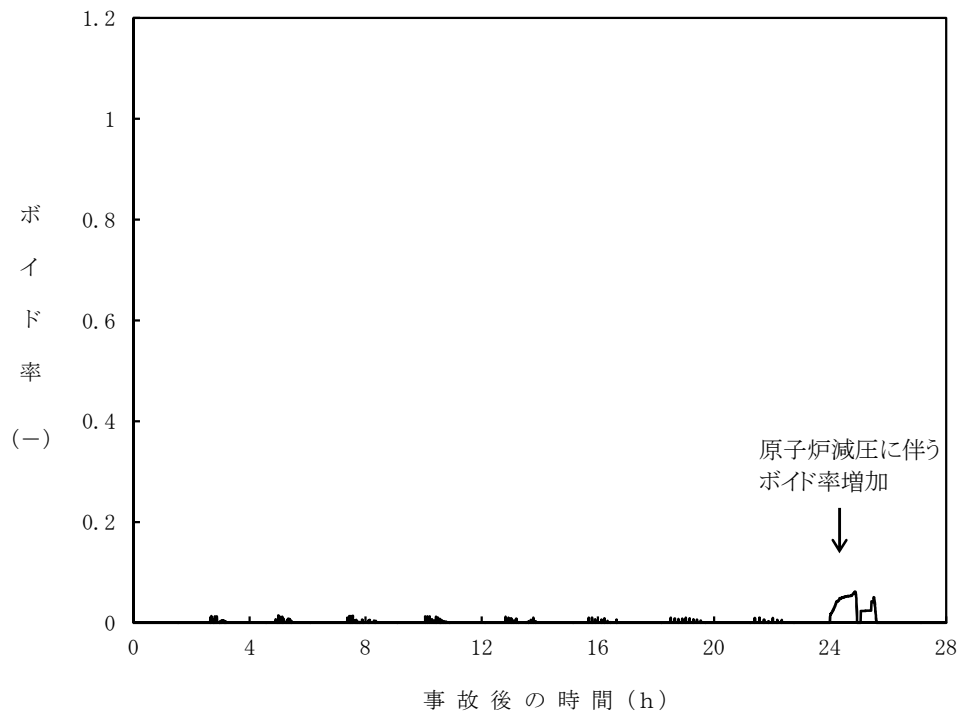


図 2.3.3.18 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

コメント No.
 審査-64 に対する
 ご回答

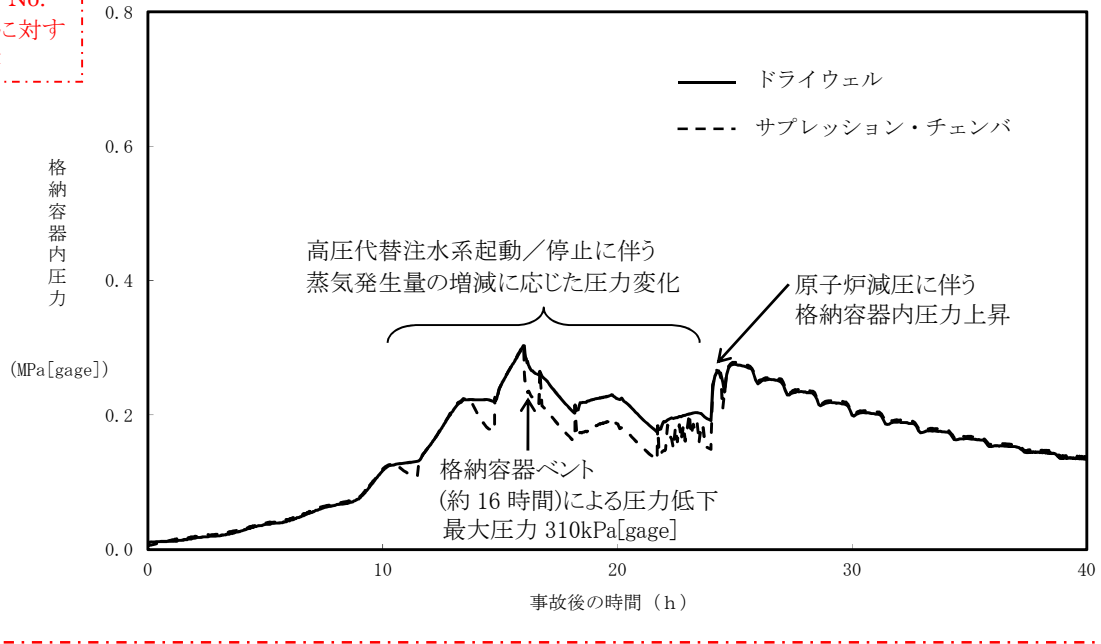


図 2.3.3.19 格納容器圧力の推移

コメント No.
 審査-64 に対する
 ご回答

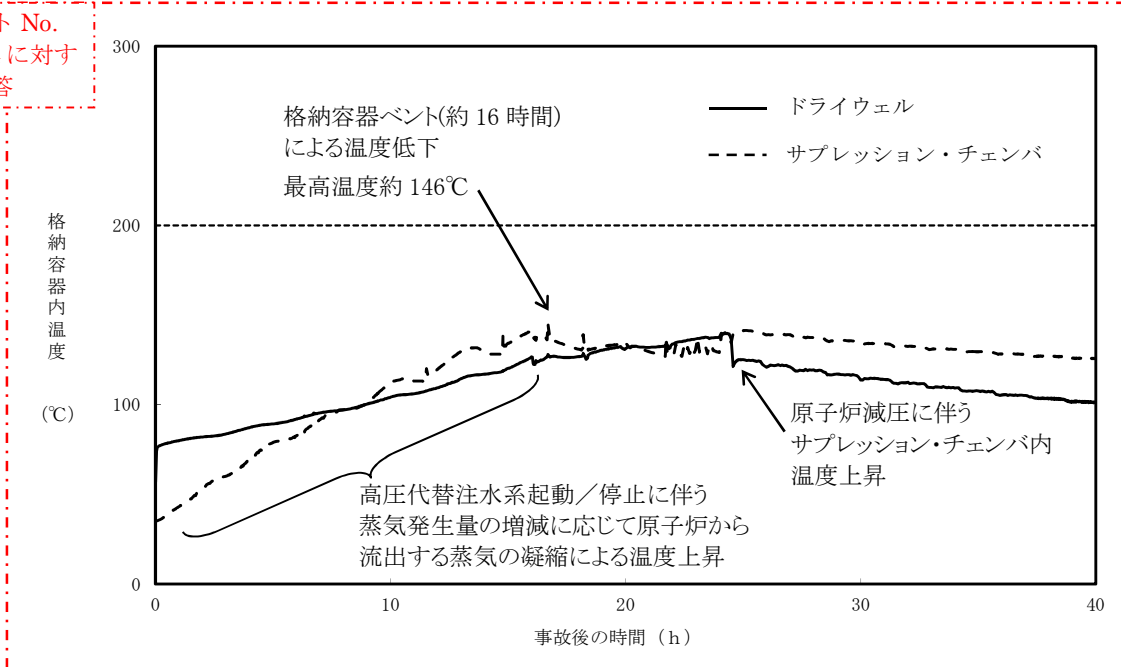


図 2.3.3.20 格納容器気相部の温度の推移

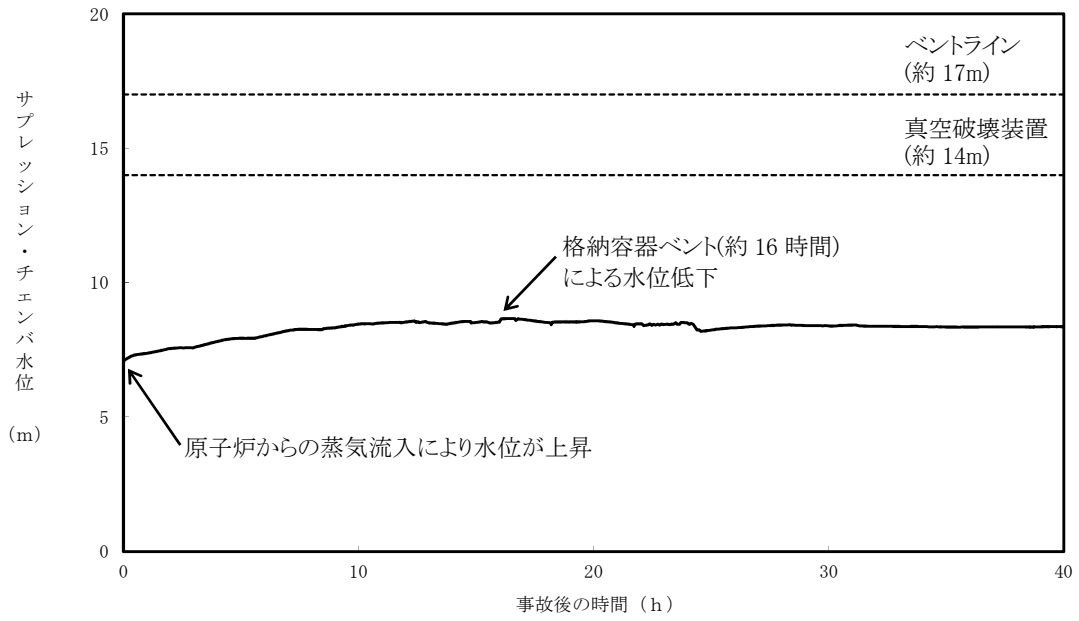


図 2.3.3.21 サプレッション・チェンバ水位の推移

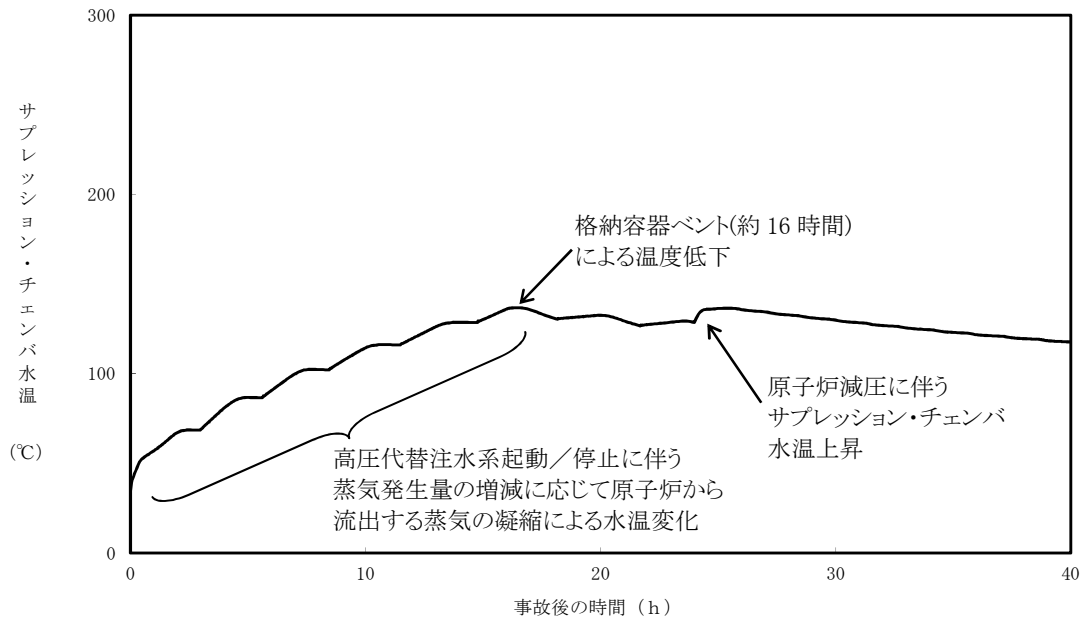


図 2.3.3.22 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 2.3.3.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗時における炉心損傷防止対策

		有効性評価上期待する事故対処設備		
判断及び操作	操作	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、タービン加減弁急速閉信号が発生し、原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ【SA】
高圧代替注水系による原子炉水位回復確認	事象発生後に原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系の起動が確認できない場合、事象発生25分後に運転員により手動で高圧代替注水系を起動し原子炉へ注水を開始する。これにより原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系【SA】	—	原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 高圧代替注水系系統流量計【SA】
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等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【SA】 耐圧強化ベント系【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置【SA】	—	格納容器内圧力計【SA】 格納容器内雰囲気放射線レベル計【SA】 格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 耐圧強化ベント系放射線レベル計【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 サブレーション・チェンバ水位計【SA】
原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを起動し、逃がし安全弁2弁による手動減圧を行う。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力計【SA】
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備【SA】 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系【SA】	原子炉水位(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 残留熱除去系系統流量計
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)運転操作	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」に到達した場合、残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備【SA】 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系【SA】	残留熱除去系系統流量計 格納容器内圧力計【SA】 格納容器内温度計【SA】
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉水位回復後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設代替交流電源設備【SA】 逃がし安全弁 復水移送ポンプ【SA】	—	原子炉圧力計【SA】 原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 復水補給水系流量計(原子炉压力容器)【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

表 2.3.3.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)(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	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位	通常運転時原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
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 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料(A 型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積
格納容器容積(ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッションプール水位	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定

初期条件

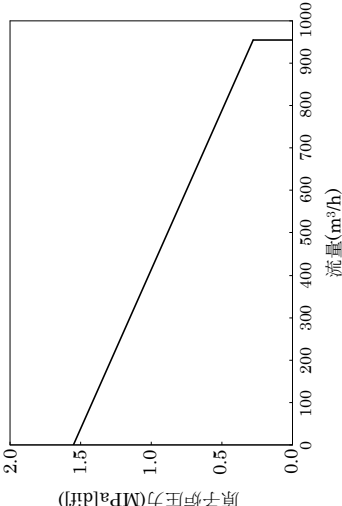
表 2.3.3.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)(2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
サブレーションプール水温	35℃	通常運転時のサブレーションプール水温の上限值として設定
格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃(事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
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って、外部電源を喪失するものとして設定
安全機能の喪失に対する仮定	全交流電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定
	原子炉隔離時冷却系機能喪失	本事故シナケンスにおける前提条件
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定
初期条件		
事故条件		

表 2.3.3.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)(3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
高圧代替注水系	原子炉水位低(レベル2)にて手動起動, 原子炉水位高(レベル8)にて手動停止 設計値である 182m ³ /h(8.12MPa[dif])において ~114m ³ /h(1.03MPa[dif])において)に対し, 保守的に 20%減の流量で注水	<p>高圧代替注水系の設計値に対し, 保守的に 20%減の流量を設定</p> <p> — 高圧代替注水系(設計値) - - - 高圧代替注水系(設計値の 10%減) 高圧代替注水系(設計値の 20%減) - · - 復水移送ポンプ 2 台(KKG) - - - 消火系ポンプ 1 台 </p>
逃がし安全弁	2 個 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個	<p>逃がし安全弁の設計値として設定</p> <p>〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉</p> <p>原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係</p>
重大事故等対策に関連する機器条件		

表 2.3.3.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)(4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))	事象発生 24 時間後に手動起動し, 954m ³ /h (0.27MPa [dif]において)にて注水	低圧注水系(残留熱除去系(低圧注水モード))の設計値として設定 
残留熱除去系(格納容器スプレイモード)	原子炉減圧後, 原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に手動起動し, 954m ³ /hにてスプレイ	残留熱除去系(格納容器スプレイモード)の定格値として設定
低圧代替注水系(常設)	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における, 最大排出流量31.6kg/sに対して, 70%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW (海水温度 30°Cにおいて)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

表 2.3.3.3.2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)(5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧代替注水系の起動操作	事象発生 25 分後	事象発生後, 10 分間は運転員による操作に期待しないことに加え, 原子炉隔離時冷却系の機能喪失や直流電源喪失時等, 中央制御室内が過酷な環境となった場合であっても十分対応可能と考えられる操作の時間余裕として, 15 分を設定
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 「0.31MPa [gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
逃がし安全弁による手動原子炉減圧	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
低圧代替注水系(常設)起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

全交流動力電源喪失時において高圧代替注水系の 24 時間運転継続に期待することの妥当性について

有効性評価「全交流動力電源喪失(以下、「SBO」という。)」では、高圧代替注水系(以下、「HPAC」という。)を用いた事象発生から約 24 時間の原子炉注水に期待している。

HPAC が起動から 24 時間運転を継続するために必要な直流電源は、AM 用直流 125V 蓄電池より供給され、その容量は「添付資料 2.3.2.2」にて確認している。なお、HPAC の系統構成の概略を図 1 に示す。

直流電源の容量以外にも、事故時にはサプレッション・チェンバ(以下、「S/C」という。)の水温・圧力の上昇や中央制御室・HPAC 室の温度上昇が HPAC の運転継続に影響することも考えられるため、ここではそれらの影響についても確認した(表 1 参照)。

表 1 に記載したそれぞれの要因は、HPAC の 24 時間運転継続の制約とならないことから、本有効性評価において HPAC に期待することは妥当と考える。

以 上

表 1 HPAC 運転継続の制約要因の評価

HPAC 運転継続 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	HPAC は復水貯蔵槽を水源とするため、S/C のブール水の温度上昇の影響はない。	左記の理由により、評価不要である。
S/C 圧力上昇	S/C 圧力上昇は HPAC タービンの排気圧上昇に関係するが、事故時の予期せぬトリップを防止するため、HPAC はタービン排気圧高による自動停止のインターロックを持たない設計としている。	左記の理由により、評価不要である。
中央制御室の温度上昇	中央制御室の、HPAC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止 24 時間後の中央制御室の最高温度は約 38℃(補足資料参照)であり、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃*1 を下回る。したがって、 <u>中央制御室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない。</u>
HPAC ポンプ室の温度 上昇	HPAC のポンプ、弁、タービン、計装品等の設計で想定している環境の最高温度は、66℃(初期 6 時間まで 100℃、それ以降は 66℃の設計)を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため、HPAC 室温が 66℃を超える可能性が考えられる。	HPAC 室内の発熱・吸熱の熱バランスから、換気空調系停止 24 時間後の HPAC 室の最高温度は約 55℃(補足資料参照)と評価され、HPAC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃を下回る。したがって、 <u>HPAC 室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない。</u>

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

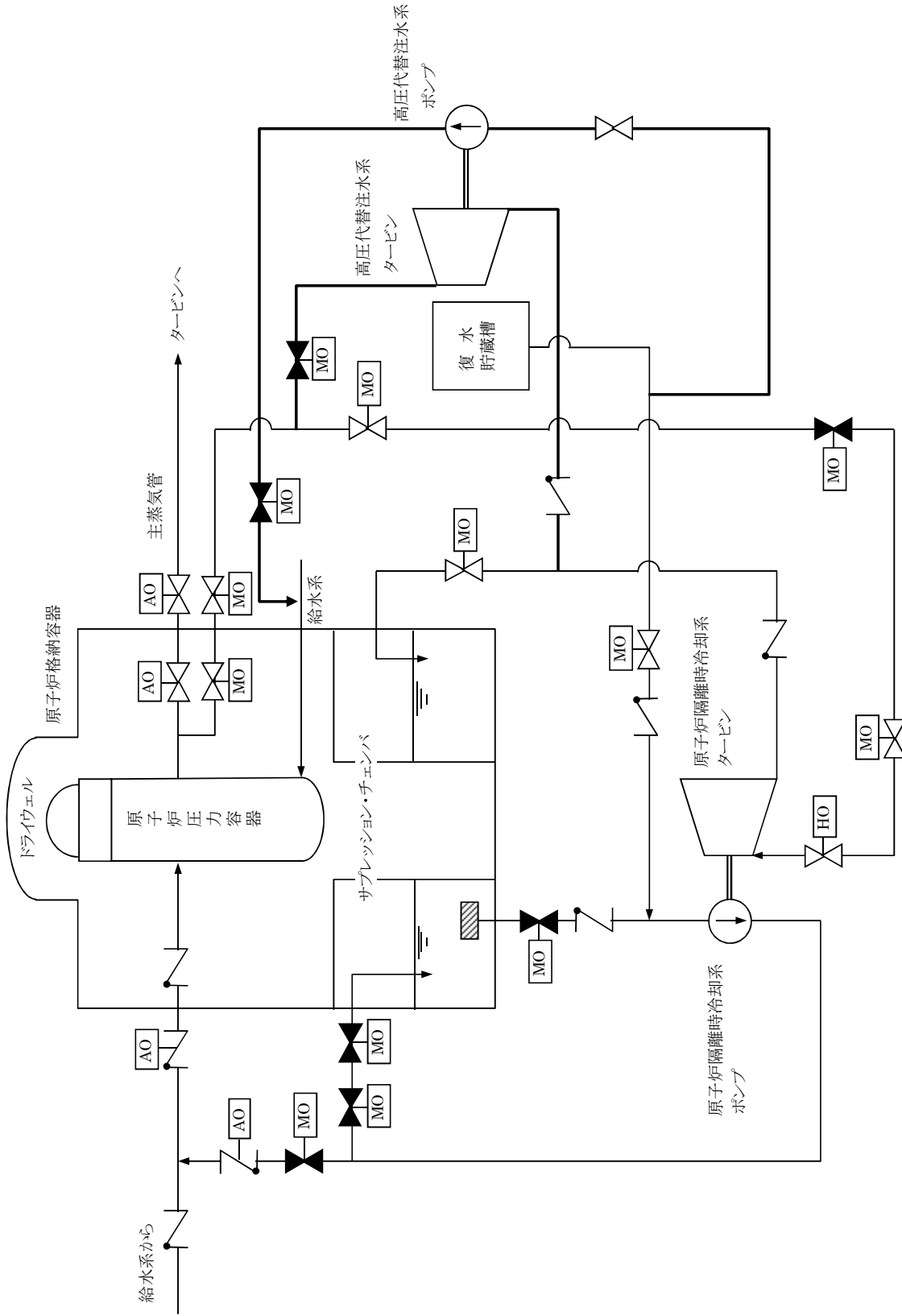


図 1 高圧代替注水水系概要図

全交流動力電源喪失時におけるHPAC室の 温度上昇について

1. 温度上昇の評価

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。

ここでは、添付資料2.3.2.3補足資料と同様の方法を用いてHPAC室温を評価した。

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・評価対象とする部屋の条件：表1，表2参照
- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
 - ： 一般エリア 40℃
 - ： S/C 138℃
- ・壁－空気の熱伝達率： W/m²℃(無換気状態)[出典：空気調和衛生工学便覧]
- ・コンクリート熱伝導率： W/m℃[出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件(7号炉の場合)

	HPAC室
発熱負荷 [W]	
容積 [m ³]	
熱容量 [kJ/℃]	
初期温度 [℃]	40

* 発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮

表2 評価する部屋の寸法(7号炉の場合)

--

(3) 評価結果

全交流電源喪失(SBO)時において、事故後24時間のHPAC室の最高温度は約55℃となり、設計で考慮している温度*を超過しないため、HPAC運転継続に与える影響はない。

※HPAC室：(HPACのポンプ, 弁, タービン, 計装品等)

： 66℃ (初期6時間まで100℃, それ以降は66℃の設計)

以 上

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の燃料被覆管温度に比べて +10℃～+150℃ 高めに評価する	解析コードでは、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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により被覆管温度を高く評価することから、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高く評価する
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び発熱量の評価に保守的な結果を与える	解析コードでは、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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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、運転員等操作に与える影響はない	燃料被覆管の酸化は、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価する
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	破裂の判定は実験データのベストフィット曲線を用いる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても16時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、保守的な結果を与えるものとする
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	解析コードでは、実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・ボイド率変化気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	<p>高压代替注水系の起動操作は、給水喪失に伴う原子炉水位の低下開始を起点として、原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後に速やかに開始することとなり、原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（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、運転員等操作に与える影響はない。</p> <p>原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕が大きくなる。なお、解析コードでは、原子炉水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい</p> <p>また、実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない</p>	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の圧力変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	解析コードでは、原子炉からの蒸気および冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力および原子炉水位の変動が運転員等操作に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は、圧力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係をを入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
原子炉圧力容器	ECCS注水(給水系・代替注水含む)	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は良く再現できる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	原子炉格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、原子炉格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約 16 時間後の操作であり、多少の挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	原子炉格納容器内温度及び圧力の抑制は、原子炉格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が大きく影響する。これらの操作は事象発生から約 16 時間後の操作であり、多少の挙動の変化は運転員操作に影響を与えることはないことから、格納容器圧力及び温度に対する影響は小さい
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル(格納容器スプレイ)	入力値に含まれる(スプレイ注入特性) スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	格納容器ベント	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる(ベント流量) -格納容器ベントに関して「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
サプレッション・チェンバ・プール水冷却	安全系モデル(非常用炉心冷却系)	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき与えており、入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗）(1/2)

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt 以下	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には燃焼度が低くなることから、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には燃焼度が低くなることから、原子炉水位の低下が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は小さいため事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は小さいため事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	炉心流量	52,200t/h	定格流量の 90～111%	定格流量（100%）の 90～111%を最確条件として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料	9×9 燃料(A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A 型)と 9×9 燃料(B 型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、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	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の組成はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす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	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、何れの型式も燃料の組成はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m 以下	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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	最確条件とした場合、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 30Gwd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなるが、操作手順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	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉水位低下が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部は必要最小空間部体積を、液相部は必要最小プール水量を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	7.00m～7.10m	通常運転時のサブプレッション・プール水位を最確条件として設定	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水温	35℃	約 30℃～約 35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、操作に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなりベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さい
	格納容器圧力	5kPa	約 4kPa～約 8kPa	通常運転時の格納容器圧力を最確条件として設定	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗）(2/2)

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器温度	57℃	約 50℃～約 60℃	通常運転時の格納容器温度を最確条件として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、そのゆらぎの幅は小さいため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は小さいため、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サブプレッショ ン・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サブプレッショ ン・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃、事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃	復水移送ポンプ吐出温度を 参考に最確条件を包絡でき る条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも 低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器ス プレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔 に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に 依存していることから運転員操作に対する影響はない	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなるこ とがあり、原子炉水位挙動に影響する可能性があるが、この顕熱分の影響 は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力 抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くな るが、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	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設 備の故障等によって、外部 電源を喪失するものとして 設定	—	—
	安全機能の喪失 に対する仮定	全交流電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発 電機の機能喪失を想定して 設定		
	原子炉隔離時冷 却系	原子炉隔離時冷却系機能喪失	—	本事故シーケンスにおける 前提条件		
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源 を喪失するものとして設定		
機器条件	原子炉スクラム 信号	タービン蒸気加減弁急速閉（応 答時間：0.05 秒）	タービン蒸気加減弁急速閉（応 答時間：0.05 秒）	安全保護系の遅れ時間を考 慮した応答時間	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響は なく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価 項目となるパラメータに与える影響はない
	高圧代替注水系	原子炉水位低(レベル 2)にて手 動起動 182m³/h(8.12[dif]にお いて)～114m³/h(1.03MPa[dif] において)に対し、保守的に 20% 減の流量で注水	原子炉水位低(レベル 2)にて手 動起動 182m³/h(8.12[dif]にお いて)～114m³/h(1.03MPa[dif] において)で注水	高圧代替注水系の設計値に 対し、保守的に 20%減の流量 を設定	解析条件と最確条件の流量に差異があっても、レベル 2～レベ ル 8 で原子炉水位を制御する操作は同様であることから、事象 進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	レベル 2～レベル 8 で原子炉水位が制御されることから、事象進展に影響 はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	逃がし安全弁	8 個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	8 個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値を設 定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響は なく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価 項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧注水系（残 留熱除去系（低 圧注水モード））	事象発生 24 時間後に手動起動 し、954m³/h(0.27MPa[dif])に て注水	事象発生 24 時間後に手動起動 し、954m³/h(0.27MPa[dif])に て注水	低圧注水系（残留熱除去系 (低圧注水モード)の設計 値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響は なく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価 項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系 （常設）	炉心を冠水維持可能な注水量 で注水	炉心を冠水維持可能な注水量 で注水	崩壊熱相当量の注水量とし て設定	冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水 後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	流量調整による水位維持であることから、評価パラメータに与える影響は ない
	残留熱除去系 （格納容器ス プレイモード）	原子炉減圧後、原子炉水位を原 子炉水位高(レベル 8)まで上昇 させた後に手動起動し、 954m³/hにてスプレイ	原子炉減圧後、原子炉水位を 原子炉水位高(レベル 8)まで上 昇させた後に手動起動し、 954m³/hにてスプレイ	残留熱除去系(格納容器ス プレイモード)の定格値と して設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧 力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことか ら、運転員等操作に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果 に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無い ため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃 がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における、最大排出 流量31.6kg/s に対して、70% 開度にて除熱	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における、最大排出 流量31.6kg/s に対して、70% 開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等 の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合、ベントによる格納容器圧力の 低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになる が、運転員等操作に与える影響はない	格納容器圧力の最大値はベント実施時のピーク圧力であることから、その 後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに対して与える影響は ない
	代替原子炉補機 冷却系	約23MW(海水温度30℃におい て)	約23MW(海水温度30℃におい て)	代替原子炉補機冷却系の設 計値として設定	実際の除熱能力が解析より大きい場合、その後の格納容器圧 力・温度挙動は低く推移することになるが、代替原子炉補機冷 却系による除熱開始以降で、格納容器圧力及び温度のパラメ ータを起点とした運転員等操作はないことから、運転員等操作に 与える影響はない	実際の除熱能力が解析より大きい場合、その後の格納容器温度挙動は低く 推移することになり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくな る

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗) (1/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生から25分後	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示, 機器故障警報, 系統流量指示計等にて高圧注水系(原子炉隔離時冷却系(RCIC), 高圧炉心冷却系(HPCF))機能喪失を確認する。解析上は事象発生後, 10分間は運転員による操作に期待しないこととしているが, 高圧注水系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は, 高圧注水系機能喪失の確認時間は, 以下に示すとおり5分間程度と想定している。よって, 操作開始時間は早くなる可能性がある</p> <p>[高圧注水系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉スクラム及びタービントリップの確認の所要時間に1分間を想定 ● RCIC機能喪失の確認及び他のECCSの起動操作判断の所要時間に2分間を想定 ● HPCFの2系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に2分間を想定 ● これらの確認時間等の合計により, 高圧注水系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に, 高圧注水系機能喪失の所要時間を5分間と想定 <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 高圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作は, 系統構成のための3弁の開閉操作及び高圧代替注水系(常設)の手動起動である。何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1操作に1分間を想定し, 合計の操作時間を4分間と想定している。これに余裕時間を含めて操作時間を15分間と想定している。よって, 操作開始時間は早くなる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後, 原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため, 他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, 高圧代替注水系は, 原子炉水位(レベル2)から原子炉水位(レベル8)まで手動にて原子炉水位制御を行うが, 運転員は事象の発生十分に認知しており, 当該作業を誤る可能性は低い</p>	解析上は, 原子炉隔離時冷却系の機能喪失や直流電源喪失時等, 中央制御室内が過酷な環境となった場合を想定して余裕時間を多く含めた操作開始時間を想定しているが, 実態は操作開始時間が早まる可能性がある	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり, 燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなる可能性がある	事象発生から50分後までに高圧代替注水系による注水が開始できれば, 炉心損傷を回避することができる	
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	復水貯蔵槽への補給は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。復水貯蔵槽の枯渇が発生しないよう設定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から約12時間あり時間余裕がある	-	-	-
	消防車への給油	事象発生から12時間後以降, 適宜	消防車への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。消防車による送水開始時間を踏まえ設定	消防車への給油開始の時間は, 事象発生から約12時間あり時間余裕がある	-	-	-

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗) (2/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力「0.31MPa[gage]」)に到達するのは, 事象発生の約16時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員を配置している。当該緊急時対策要員は, 復水貯蔵槽への補給作業を兼任しているが, それら作業は事象発生の約12時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセルルート of 被害があっても, ホイールローダー等にて必要なアクセルルートを仮復旧できる宿直の体制としており, また, 徒歩による移動を想定しても所要時間は約1時間であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室におけるベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に10分の操作時間を, ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約1分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。現場におけるベント準備操作(格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備)は, 現場での手動弁3個の操作に移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。よって, 操作所要時間が操作時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており, ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約20分の時間の増分が発生する</p>	炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.31MPa[gage]に到達するのは, 事象発生の約17時間後であり, ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, ベント操作の操作時間は余裕時間を含めて設定されていることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。ただし, ベント実施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, 約20分程度操作開始時間が遅れる可能性がある	遠隔操作の失敗により, 格納容器ベント開始時間が遅くなった場合, 格納容器圧力は0.31MPa[gage]より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが, 格納容器限界圧力は0.62MPa[gage]のため, 格納容器の健全性という点では問題とはならない	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から16時間あり時間余裕がある。また, 遠隔操作の失敗により, 格納容器ベントの操作開始時間が遅れる場合においても, 格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが, 格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかであり, 格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまで時間余裕がある
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生24時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗) (3/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 付設を行う専任の緊急時対策要員 (事故後 10 時間以降の参集要員) が配置されている。現場運転員は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセルルートの被害があっても, ホイールローダー等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間を含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避 (想定約 30 分間) を踏まえても, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから, 操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性がある	操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり, この場合, 格納容器の温度・圧力等を早期に低下させる可能性がある	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	
	代替原子炉補機冷却系運転を用いた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	-	-	-
	逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	-	-	-

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗) (4/4)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
		解析上の操作開始時間					
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—
	代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイモード) 運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—

2.3.4 全交流電源喪失+直流電源喪失の場合

2.3.4.1 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「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失」は、全交流電源喪失と同時に直流電源が失われる事故シーケンスグループである。このため、緩和措置がとられない場合には炉心の著しい損傷に至る。

本事故シーケンスグループに対する重大事故等対処設備の有効性評価としては、全交流電源に加えて直流電源が機能喪失した場合にも一部の必要な機能に対して直流電源を供給可能な常設代替直流電源設備の有効性を主に確認する評価が考えられる。

常設代替直流電源設備からの電源供給が可能な重大事故等対処設備としては高圧代替注水系を備えていることから、全交流動力電源喪失及び直流電源喪失に伴う注水機能の喪失に対しては、高圧代替注水系を用いた注水を実施する。

したがって、本事故シーケンスグループでは、高圧代替注水系による原子炉注水によって原子炉水位を約 24 時間後まで適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系(低圧注水モード)、低圧代替注水系(常設)による注水の準備が完了したところで原子炉の減圧及び残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始し、炉心の著しい損傷の防止を図るものとする。また、格納容器圧力逃がし装置等を用いた除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器の除熱を実施する。

(2) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失」における安全機能を有する系統及び機器の機能喪失に対して、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、高圧代替注水系を用いた原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を長期的に維持するため、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.3.4.1 から図 2.3.4.4 に、手順の概要を図 2.3.4.5 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設備と操作手順の関係を表 2.3.4.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける事象発生10時間までの6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計33名である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直長1名(6号炉及び7号炉兼任)、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名、緊急時対策要員(現場)14名である。

また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うため

の参集要員26名である。

必要な要員と作業項目については図2.3.4.6に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認*

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉はスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準の注水設備を全て喪失する。

※直流電源喪失時には平均出力領域モニタ等による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるためスクラムに至る。また、スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁を用いたサブプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況からスクラム失敗を推定できるものとする。

b. 高圧代替注水系による原子炉水位回復確認

高圧代替注水系を用いた原子炉水位回復確認については、2.3.3.1(2)bと同じ。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系(常設)の準備を開始する。

d. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作

格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については、2.3.2.1(2)eと同じ。

e. 常設代替交流電源設備による交流電源供給

常設代替交流電源設備による交流電源供給については、2.3.2.1(2)gと同じ。

f. 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水

残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水については、2.3.2.1(2)hと同じ。

g. 残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器冷却

残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器冷却については、2.3.2.1(2)iと同じ。

g. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水については、2.3.2.1 (2) jと同じ。

2.3.4.2 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、「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、高圧代替注水系、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等が重要な現象となる。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S A F E R、シビアアクシデント総合解析コードM A A P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、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する解析条件は表2.3.3.2と同じ。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

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を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、直流電源が機能喪失し、これによって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

外部電源には期待しない。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

重大事故等対策に関連する機器条件は、2.3.3.2 (2) bと同じ。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

重大事故等対策に関連する操作条件は、2.3.3.2 (2) cと同じ。

(3) 有効性評価(敷地境界外での実効線量評価)の条件

2.3.2.2(3)「有効性評価(敷地境界外での実効線量評価)の条件」と同じ。

(4) 有効性評価の結果

有効性評価の結果は、2.3.3.2(4)と同じ。

2.3.4.3 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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間の余裕を評価するものとする。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」は、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが、不確かさの影響評価の観点では2.3.3.3と同じである。

2.3.4.4 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「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要要員は、「2.3.4.1(2)炉心損傷防止対策」に示すとおり33名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名である。

(2) 必要な資源の評価

必要な資源の評価結果は、2.3.3.4と同じ。

2.3.4.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」は、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として高圧代替注水系を用いた原子炉注水、長期対策として残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」の重要事故シーケンス「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」について有効

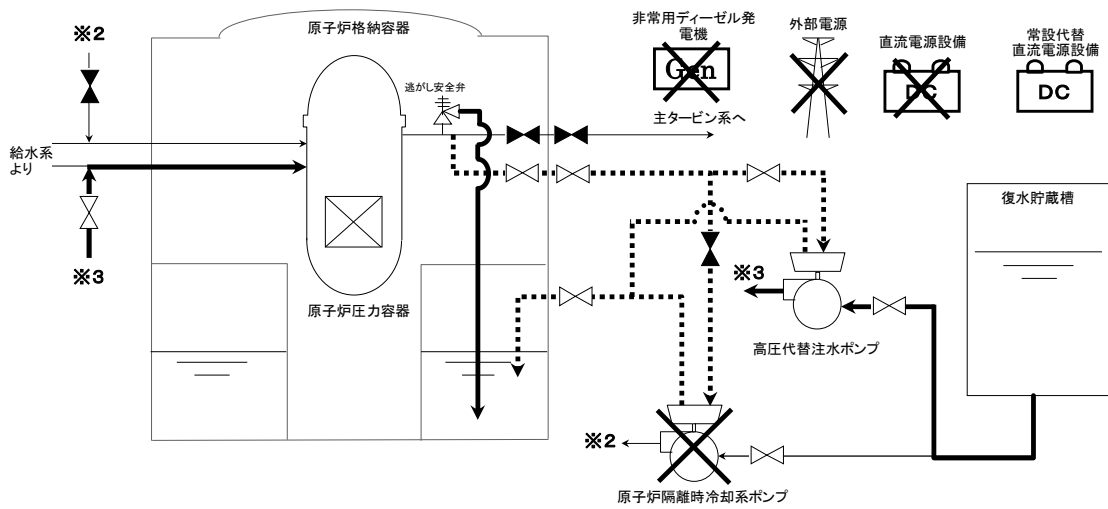
性評価を行った。

上記の場合においても、高圧代替注水系、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱を実施することにより、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、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足することが確認され、以て炉心の著しい損傷を防止できることを確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、十分な余裕がある。

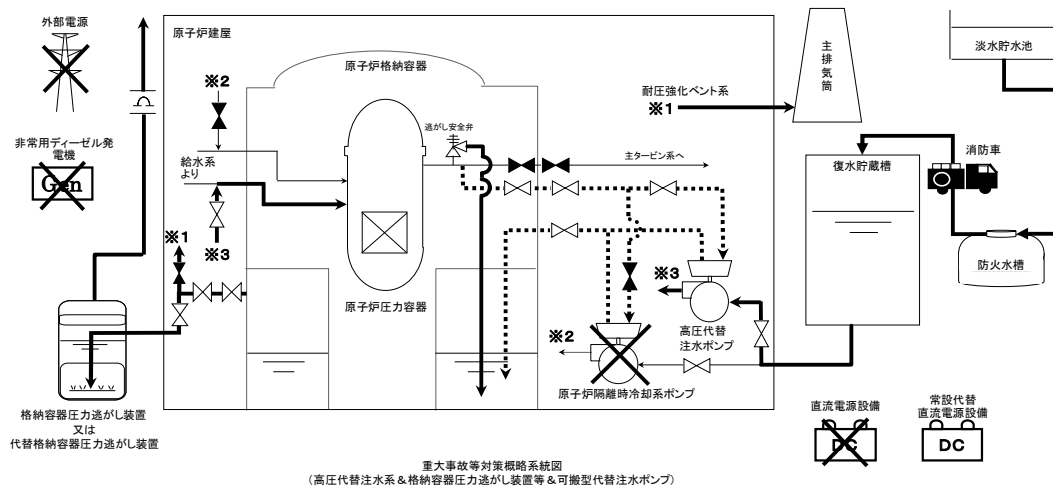
重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」から選定した重要事故シーケンスに対して炉心損傷防止対策が有効であることが確認でき、これを以て事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」に対して炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。



重大事故等対策概略系統図
(高压代替注水系&逃がし安全弁)

図 2.3.4.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の
重大事故等対処設備の概略系統図(1/4)



重大事故等対策概略系統図
(高压代替注水系&格納容器圧力逃がし装置等&可搬型代替注水ポンプ)

図 2.3.4.2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の
重大事故等対処設備の概略系統図(2/4)

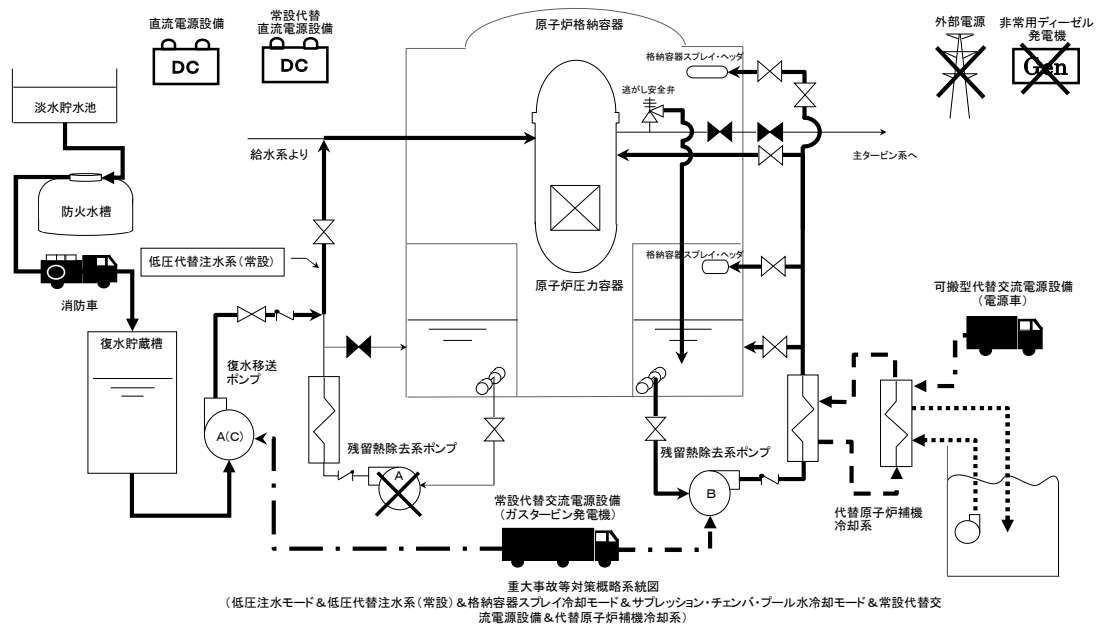


図 2.3.4.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の
 重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)

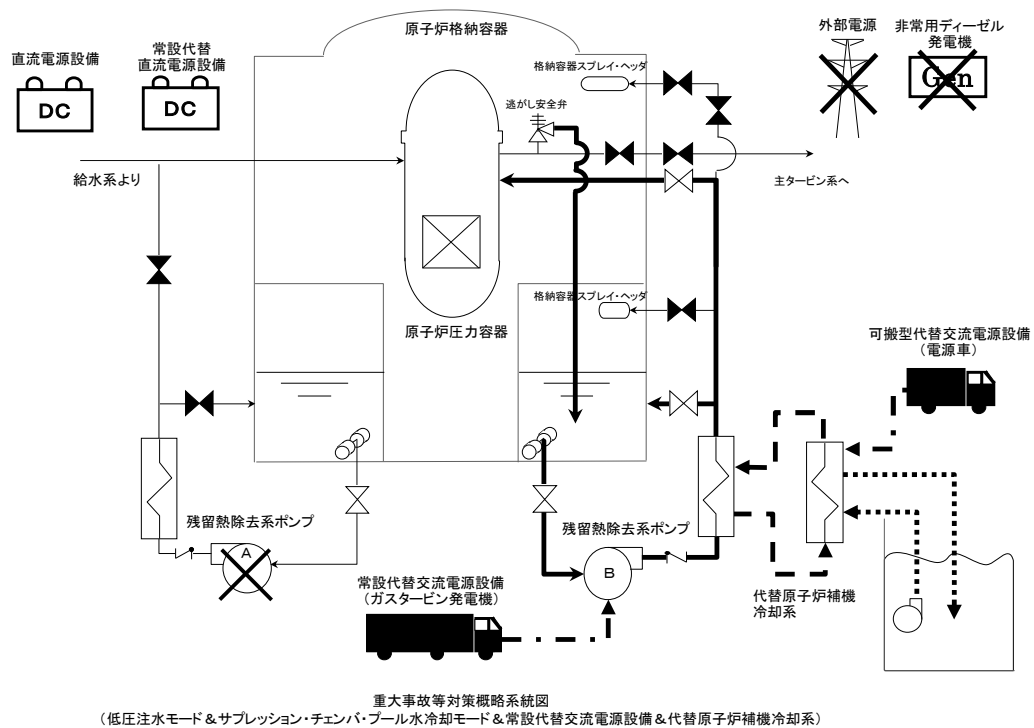
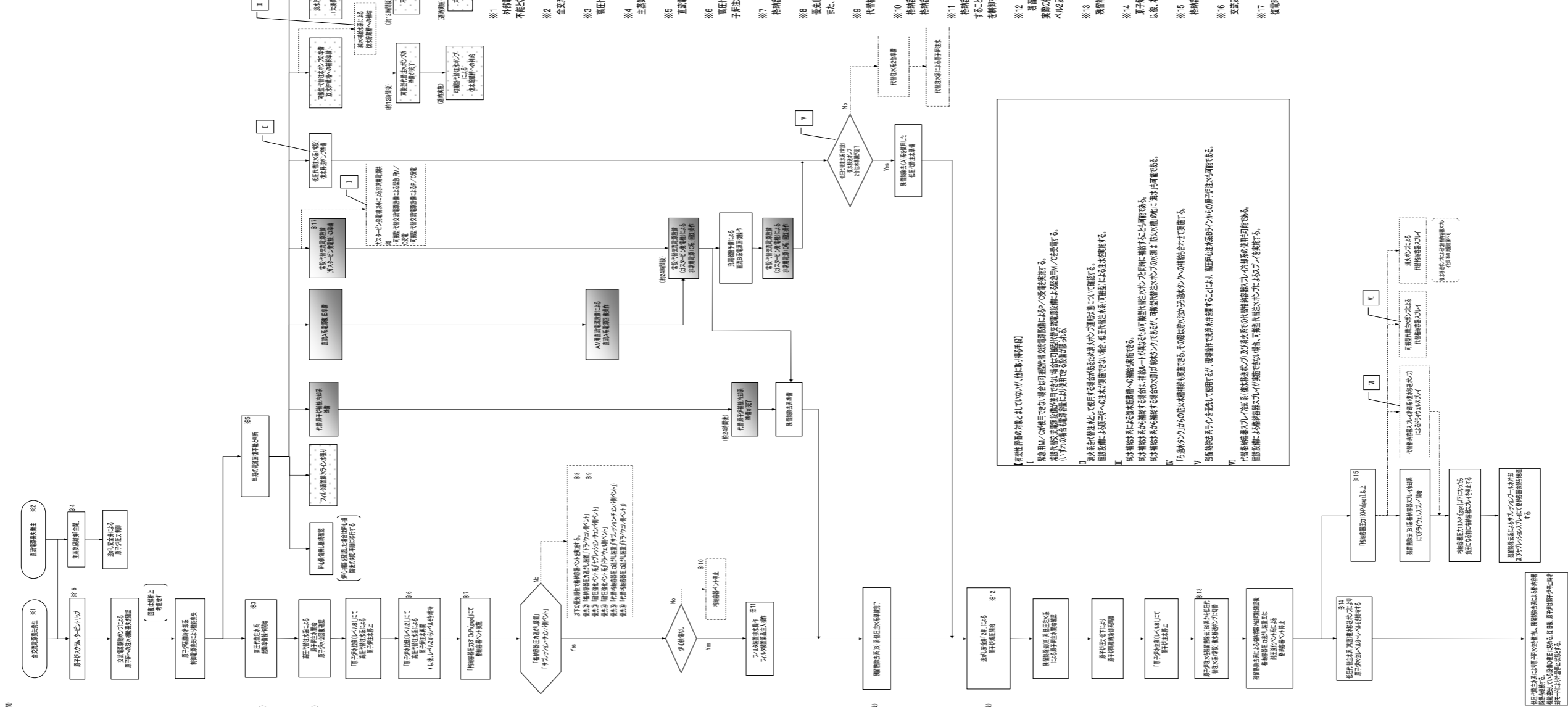
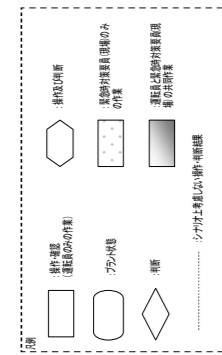


図 2.3.4.4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の
 重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)



- ※1 外部電源喪失、かつ全ての非蓄電池・電池装置からの発電に失敗することにより、全ての所内高圧系統 (6.9kV) の母線が使用不能になる場合。
- ※2 全交流電源喪失および蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する。
- ※3 高圧代替注水系統起動時には原子炉制御棒制御系との連携制御系との連携動作を含む。
- ※4 主蒸気発生機冷却電源喪失により注水停止を想定する。
- ※5 直流電源喪失により、各種制御電源が喪失するほか中央制御室からの電源回路操作が困難であるため、早期の電源回復不可と推定する。
- ※6 高圧代替注水系統、原子炉水位計 (低圧側) 指示によりV23高圧復元後、原子炉水位が低い8時復元後、原子炉水位を停止する。
- ※7 格納容器圧力指示が10MPa以上到達により、格納容器ベント操作を開始する。
- ※8 母線切替については、代替格納容器圧力指示が格納容器の圧力に等しい程度に低下し、格納容器ベント系は一旦停止を想定する。また、代替格納容器圧力指示の正常に到達し、格納容器圧力指示が格納容器の圧力に等しい程度に低下し、格納容器ベント系は一旦停止を想定する。
- ※9 代替格納容器圧力指示が正常に到達する場合は高圧代替注水系統電源AM用電源に切り替えが必要である。
- ※10 代替格納容器ベント系起動時に所内高圧が復元される場合は、格納容器ベント系停止し、原子炉水位を停止する。原子炉水位が低い8時復元後、原子炉水位を停止する。
- ※11 代替格納容器圧力指示が正常に到達し、格納容器圧力指示が格納容器の圧力に等しい程度に低下し、格納容器ベント系は一旦停止を想定する。また、代替格納容器圧力指示の正常に到達し、格納容器圧力指示が格納容器の圧力に等しい程度に低下し、格納容器ベント系は一旦停止を想定する。
- ※12 格納容器圧力指示が正常に到達し、格納容器圧力指示が格納容器の圧力に等しい程度に低下し、格納容器ベント系は一旦停止を想定する。また、代替格納容器圧力指示の正常に到達し、格納容器圧力指示が格納容器の圧力に等しい程度に低下し、格納容器ベント系は一旦停止を想定する。
- ※13 格納容器圧力指示が正常に到達し、格納容器圧力指示が格納容器の圧力に等しい程度に低下し、格納容器ベント系は一旦停止を想定する。また、代替格納容器圧力指示の正常に到達し、格納容器圧力指示が格納容器の圧力に等しい程度に低下し、格納容器ベント系は一旦停止を想定する。
- ※14 原子炉水位計 (低圧側) 指示によりV23高圧復元後、原子炉水位を停止し、原子炉水位が低い8時復元後、原子炉水位を停止する。以後、本操作を繰り返す。
- ※15 格納容器圧力指示が10MPa以上到達し、格納容器圧力指示が格納容器の圧力に等しい程度に低下し、格納容器ベント系は一旦停止を想定する。
- ※16 交流及び直流電源喪失によりシステム回路の制御電源が喪失し、システム回路が停止し、格納容器が停止する。
- ※17 復元時に必要な動作が起動しない場合は、格納容器ベント系を停止する。

図 2.3.4.5 全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + 直流電源喪失時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (& 直流電源喪失時)

Table with columns for 実施箇所・必要人員数 (Implementation location/Required personnel), 操作項目 (Operation items), 緊急時対応要員 (現場) (Emergency response personnel (On-site)), 経過時間 (分) (Elapsed time (min)), and 備考 (Remarks). It details various emergency procedures like power restoration and equipment checks.

Table with columns for 実施箇所・必要人員数 (Implementation location/Required personnel), 操作項目 (Operation items), 緊急時対応要員 (現場) (Emergency response personnel (On-site)), 経過時間 (分) (Elapsed time (min)), and 備考 (Remarks). It details procedures for equipment maintenance and safety during power outages.

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.4.6 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失時の作業と所要時間

表 2.3.4.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失時における炉心損傷防止対策

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	可搬設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、タービン加減弁急速閉信号が発生し、原子炉がスクラムするが、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。原子炉圧力の推移、およ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推定する。	逃がし安全弁	原子炉圧力計【SA】
高圧代替注水系による原子炉水位回復確認	事象発生後に原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系の起動が確認できない場合、事象発生25分後に運転員により手動で高圧代替注水系を起動し原子炉へ注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。	高圧代替注水系【SA】	原子炉水位計(広帯域)【SA】 高圧代替注水系系統流量計【SA】
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等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【SA】 耐圧強化ベント系【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置【SA】	格納容器内圧力計【SA】 格納容器内雰囲気放射線レベル計【SA】 格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 耐圧強化ベント系放射線レベル計【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 サブレーション・チェンバ水位計【SA】
原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを起動し、逃がし安全弁2弁による手動減圧を行う。	逃がし安全弁	原子炉圧力計【SA】
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備【SA】 残留熱除去系ポンプ	原子炉水位(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 残留熱除去系系統流量計
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイモード)運転操作	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」に到達した場合、残留熱除去系(格納容器スプレイモード)による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備【SA】 残留熱除去系ポンプ	残留熱除去系系統流量計 格納容器内圧力計【SA】 格納容器内温度計【SA】
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉水位回復後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設代替交流電源設備【SA】 逃がし安全弁 復水移送ポンプ【SA】	原子炉圧力計【SA】 原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 復水補給水系系統流量計(原子炉圧力容器)【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

2.3.5 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗の場合

2.3.5.1 事故シーケンスグループの特徴

(1) 事故シーケンスグループの特徴と対応の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」は、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 弁が開状態のまま固着する事故シーケンスグループである。このため、緩和措置がとられない場合には炉心の著しい損傷に至る。

本事故シーケンスグループでは、事象発生と同時に全交流動力電源喪失によって原子炉隔離時冷却系を除く設計基準事故対処設備の注水設備が失われ、逃がし安全弁 1 弁の開固着によって原子炉圧力が低下することから、原子炉隔離時冷却系も数時間程度しか運転を継続することができない。このため、本事故シーケンスグループに対しては、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(以下、「ガイド」という)の事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の主要解析条件である、事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという条件を課すと、代替の注水手段を講じることができず、炉心損傷を防止することができない。

本事故シーケンスグループは、全ての注水設備を失うこと及び原子炉圧力容器からの蒸気の流出が継続し、原子炉隔離時冷却系が運転できない範囲まで原子炉圧力が低下するという点で、大口径の配管の破断による LOCA と設計基準事故対処設備の注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスと同じ事象進展上の特徴を有している。大口径の配管の破断による LOCA と設計基準事故対処設備の注水機能の喪失が重畳する事故シーケンス「大 LOCA+ECCS 注水機能喪失」は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであることから、格納容器破損防止対策の有効性を評価する事故シーケンスと整理している。

このため、「大 LOCA+ECCS 注水機能喪失」と同じ事象進展上の特徴を有する本事故シーケンスグループについても、格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループと整理する。即ち、起点のプラント損傷状態を「大 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流電源喪失」(※)とした「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスに含めて評価する。なお、原子炉圧力容器からの蒸気の流出(原子炉水位の低下速度)の観点では、蒸気が流出する際の口径の観点で大 LOCA の方が厳しいこと及びプラント損傷状態に全交流電源喪失を含めたことから、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスに本事故シーケンスは包絡されるものと考えられる。

※プラント損傷状態には、PRA から抽出された「大 LOCA+ECCS 注水機能喪失」に全交流電源喪失を加えているが、これは全交流電源喪失を加えることで電源復旧等の対応が生じ、重大事故等対処設備の有効性を総合的に評価する上で効果的なシナリオになると考えたためである。

一方、事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないというガイドの条件を除外し、

現在可能と考えている経過時間での重大事故等対処設備による交流動力電源の復旧に期待する場合には、本事故シーケンスグループによる炉心損傷を防止できる。

事象発生から24時間は交流動力電源に期待しないというガイドの条件は、全交流電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の運転が可能なシーケンスを、直流電源設備の増強等による原子炉隔離時冷却系の長時間運転の有効性を確認するシナリオに誘導する上で必要な前提と考えられるものの、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系の長時間運転に期待できない本事故シーケンスグループに対しては、非常に厳しい条件となる。

本事故シーケンスグループはこのガイドの解析条件の有無によって、炉心損傷防止の成否が変わるものであり、実際に本事故シーケンスグループが発生した場合には、現在可能と考えている経過時間での重大事故等対処設備による交流動力電源の復旧に期待できると考えることから、本事故シーケンスグループによる炉心損傷を防止するケースについても参考として提示するものとする。

(添付資料 2.3.5.1)

「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」への対応において、
24 時間以内の交流動力電源復旧に期待する場合の対応可能性

本項では、事象発生から 24 時間は交流電源の復旧に期待しないというガイドの条件を除外した場合について、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」に対する重大事故等対処設備の有効性を示す。

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の特徴及び炉心損傷防止対策の考え方

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」は、全交流動力電源喪失後と同時に逃がし安全弁 1 弁が開状態のまま固着する事故シーケンスグループである。このため、緩和措置がとられない場合には炉心の著しい損傷に至る。

本事故シーケンスグループに対する重大事故等対処設備の有効性評価としては、逃がし安全弁 1 弁の開固着によって、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までの間の原子炉隔離時冷却系による注水，原子炉隔離時冷却系による注水が停止し，炉心の著しい損傷に至るまでの時間余裕での常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系による注水実施の有効性を主に確認する評価が考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁 1 弁の開固着によって，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までの間は原子炉隔離時冷却系によって原子炉水位を維持しつつ，原子炉隔離時冷却系による注水が停止し，炉心の著しい損傷に至るまでには常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始し，炉心の著しい損傷の防止を図るものとする。また，代替格納容器スプレイ冷却系及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器の除熱を実施する。

(2) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」における安全機能を有する系統及び機器の機能喪失に対して，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，原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水，常設代替交流電源設備を用いた交流電源供給手段を整備する。また，格納容器の健全性を長期的に維持するため，代替格納容器スプレイ冷却系及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 1 から図 4 に，手順の概要を図 5 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設備と操作手順の関係を表 1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける事象発生10時間までの6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計33名で

ある。その内訳は次の通りであり、中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直長1名(6号炉及び7号炉兼任)、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名、緊急時対策要員(現場)14名である。

また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。

必要な要員と作業項目について図6に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失し、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失することにより、所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉はスクラムする。原子炉スクラムを確認するために必要な計装設備は平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系の起動による原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。

原子炉水位は、逃がし安全弁 1 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は、原子炉水位高(レベル 8)での原子炉隔離時冷却系停止、原子炉水位低(レベル 2)での原子炉隔離時冷却系起動を繰り返すことによって維持される。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉隔離時冷却系系統流量計である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室において、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、非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系(常設)の準備を開始する。

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給

事象発生から 70 分後までに常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。

e. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給後、原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認した時点で、逃がし安全弁 2 弁による手動減圧を行

い、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位低(レベル 3)から原子炉水位高(レベル 8)の間で維持する。

f. 代替格納容器スプレイ冷却系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、格納容器の圧力及び温度が上昇する。原子炉水位高(レベル 8)まで水位回復後、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水系流量計(原子炉格納容器)である。

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル 3)まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル 8)まで原子炉水位が回復した後は、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

この交互の操作は、原子炉水位制御と格納容器圧力制御の優先順位付けに基づいて実施している。原子炉水位制御等の原子炉制御を格納容器制御よりも優先することを事故時運転操作手順書で定めており、原子炉水位がレベル 8 まで回復したことを以て燃料の冠水維持が十分確保されたものとし、格納容器制御に移行して代替格納容器スプレイを実施する手順としている。原子炉水位制御の基準であるレベル 3 まで原子炉水位が低下した場合は、原子炉制御を優先するため代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を実施する手順としている。以後、この交互の操作を継続する。

g. サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転

事象発生から 20 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水温度計等である。

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、「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再開失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁によ

る減圧、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等が重要な現象となる。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S A F E R、シビアアクシデント総合解析コードM A A P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、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(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表2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

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を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

外部電源には期待しない。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「タービン蒸気加減弁急速閉」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル2)で自動起動し、 $182\text{m}^3/\text{h}$ ($8.12\text{MPa}[\text{dif}]$ ～ $1.03\text{MPa}[\text{dif}]$ において)の流量で給水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁2弁を使用するものとし、1弁あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

原子炉の減圧後に、最大 $300\text{m}^3/\text{h}$ で原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(e) 代替格納容器圧力スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力制御に必要なスプレイ流量を考慮し、 $140\text{m}^3/\text{h}$ で格納容器にスプレイする。

(f) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW (海水温度 30℃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) 交流電源は、事象発生から70分後に常設代替交流電源設備から供給を開始するものとする。
- (b) 低圧代替注水系(常設)起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、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し、原子炉隔離時冷却系が停止した時点で開始する。
- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却は、原子炉水位高(レベル8)に到達した場合に開始する。
- (e) 代替原子炉補機冷却系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は、事象発生から20時間後に開始する。

(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(シュラウド内及びシュラウド内外)、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図7から図12に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料棒に破裂が発生する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、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図13から図18に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図19から図22に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉で原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。

事象発生から70分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、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し、原子炉隔離時冷却系が低下した時点で原子炉の減圧及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は、逃がし安全弁2弁の手動操作にて実施する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。このため、格納容器スプレイ冷却系及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行う。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図 13 に示すとおり、初期値を上回ることなく、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約 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 7 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.07MPa[gage]以下に抑えられる。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(高々約 0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。このため、格納容器スプレイ冷却系及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.28MPa[gage]及び約 142℃に抑えられる。

図 8 に示すとおり、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後、原子炉水位高(レベル 8)に到達した場合には代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施し、20 時間後からは代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することにより安定停止状態を維持する。

3 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「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要要員は、「1 (2)炉心損傷防止対策」に示すとおり33名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」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、その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系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、号炉あたり合計約6,600m³の水が必要となる。6号炉及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計

13,200m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び号炉共用設備である淡水貯水池に18,000m³の水を保有している。これにより、6号炉及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

(添付資料 2.3.5.1-1)

b. 燃料

6号炉及び7号炉の同時被災を考慮した場合、常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約859,320Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約6,048Lの軽油が必要となり、代替原子炉補機冷却設備専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約36,960Lの軽油が必要となる。(合計 約945,336L)

6号炉及び7号炉の各軽油タンク及び地下軽油タンクで合計約2,184,000L(発電所内で約5,344,000L)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却設備の運転について、7日間の継続が可能である。

(添付資料2.3.5.1-2)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約1,066kW、7号炉で約1,094kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.5.1-3)

4 結論

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」は、全交流動力電源喪失後と同時に逃がし安全弁1弁が開状態のまま固着することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注

水、長期対策として低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」の重要事故シーケンス「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」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及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を実施することにより、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、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足することが確認され、以て炉心の著しい損傷を防止できることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」から選定した重要事故シーケンスに対して炉心損傷防止対策が有効であることが確認でき、これを以て事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」に対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。

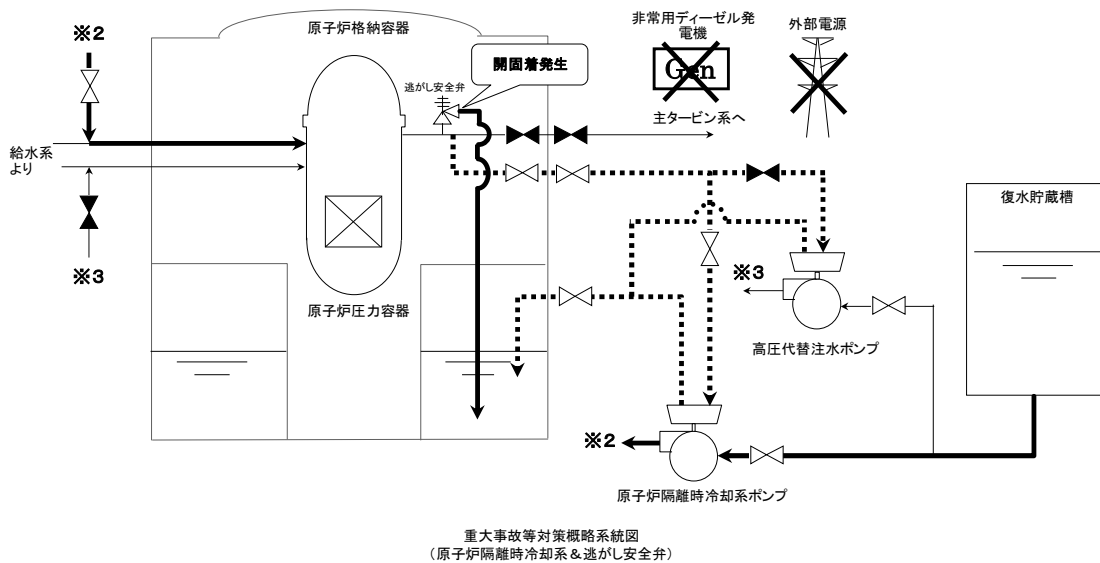


図1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(1/4)

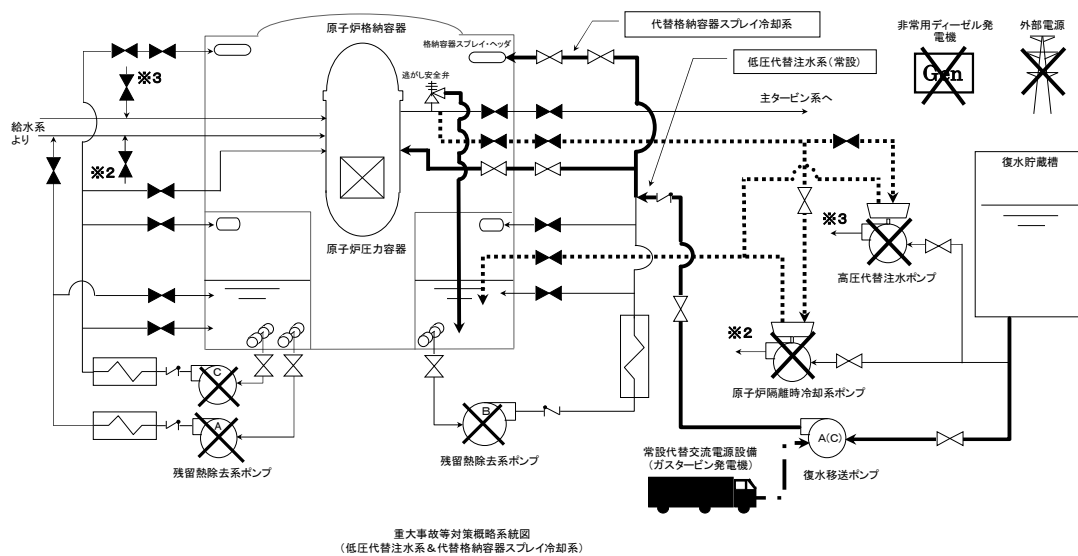


図2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(2/4)

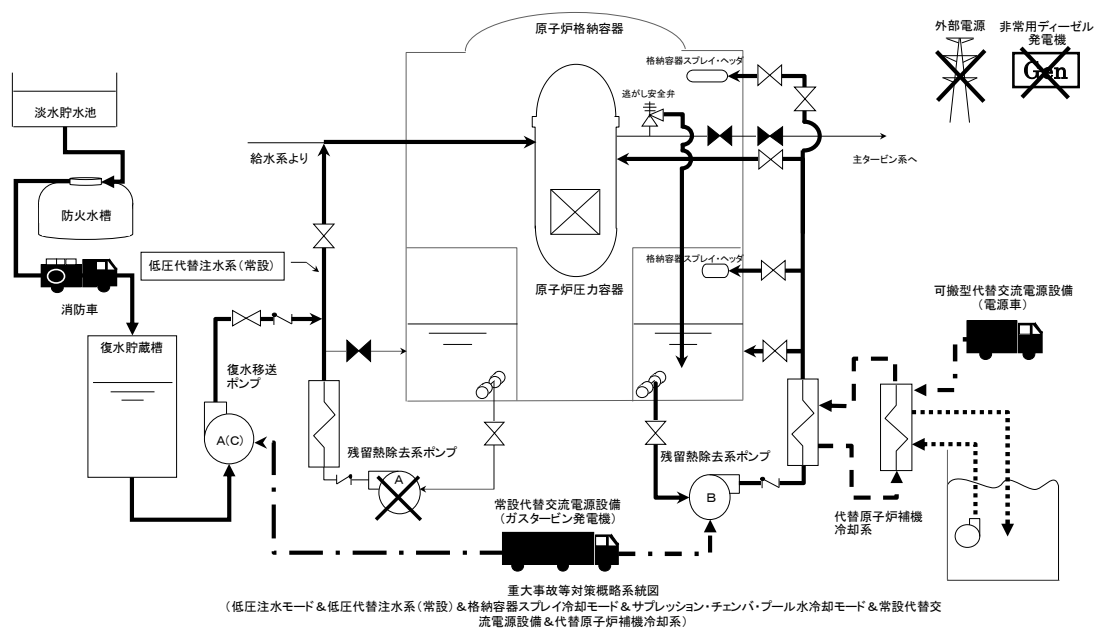


図3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)

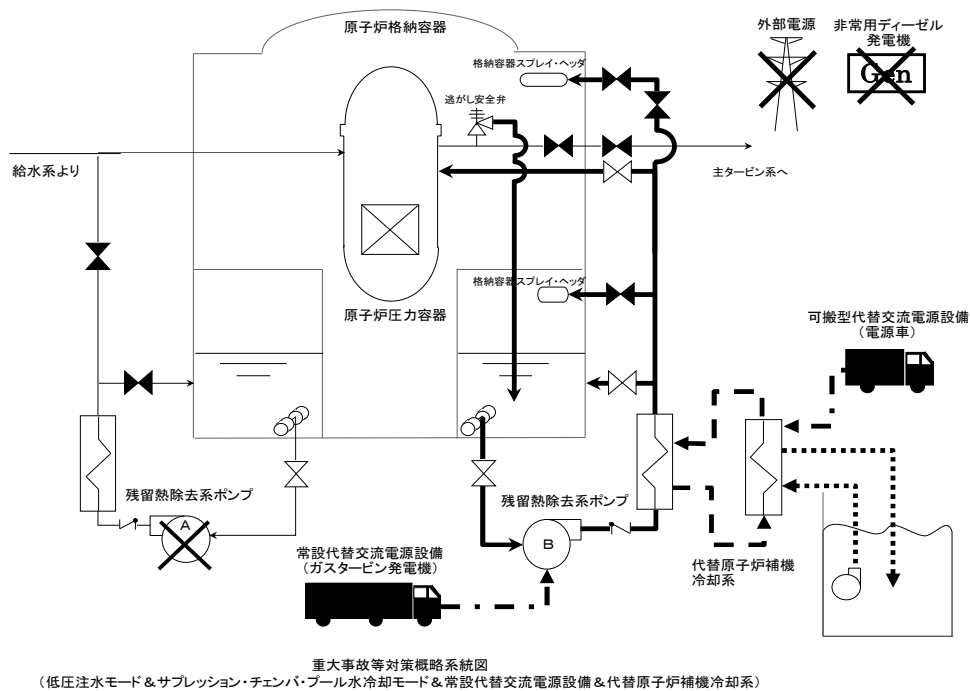
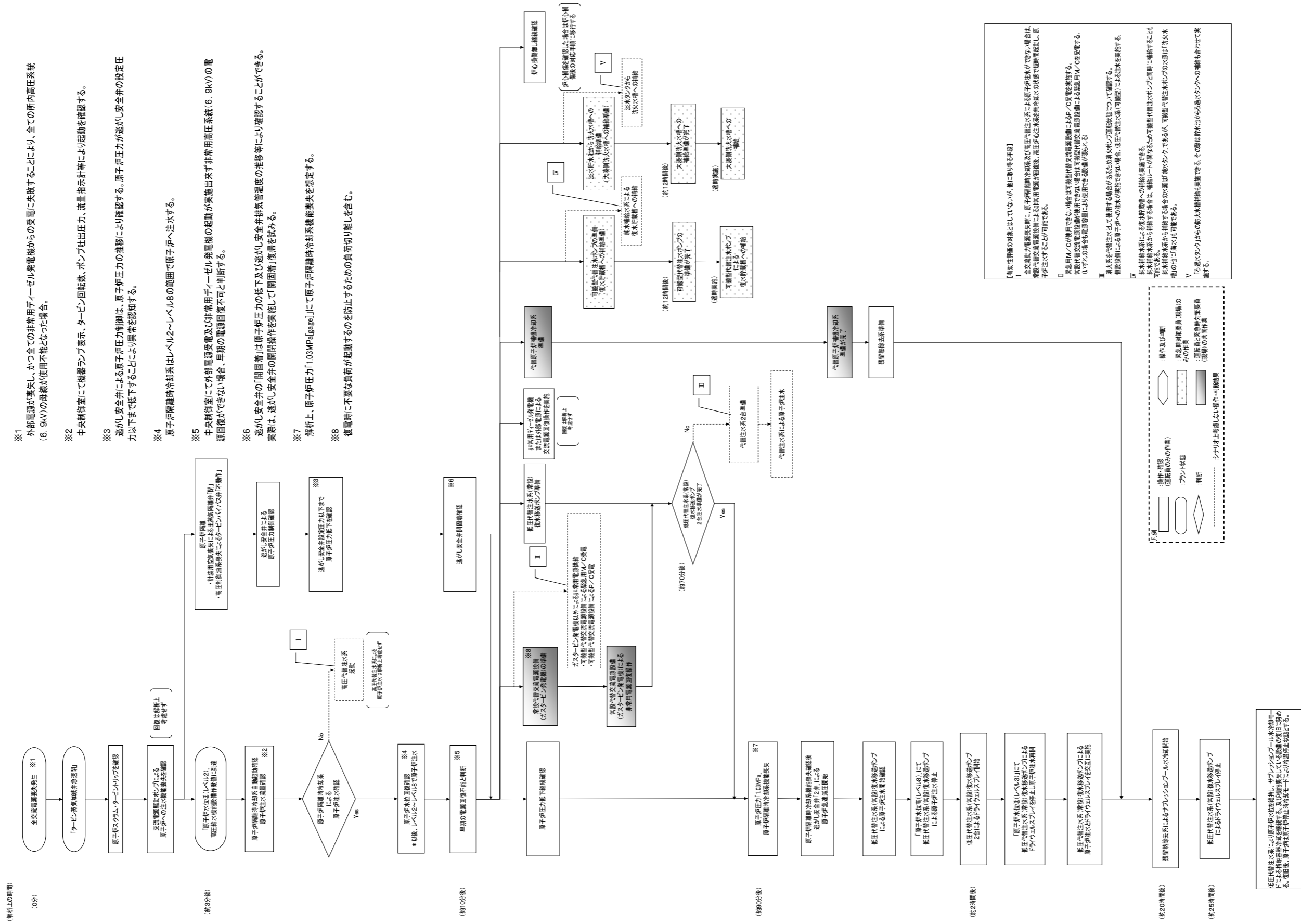


図4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)



※1

外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となった場合。

※2

中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する。

※3

送がし安全弁による原子炉圧力制御は、原子炉圧力の推移により確認する。原子炉圧力が送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認知する。

※4

原子炉隔離時冷却系はレベル2～レベル8の範囲で原子炉へ注水する。

※5

中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。

※6

送がし安全弁の「開閉着」は原子炉圧力の低下及び送がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。実際は、送がし安全弁の開閉操作を実施して「開閉着」を確認する。

※7

解析上、原子炉圧力「103MPa[gage]」にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を判定する。

※8

復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む。

図 5 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) + SRV 再閉失敗時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (& 逃がし安全弁漏えい)

操作項目	実施箇所・必要人員数			経過時間 (分)												備考
	運転員 (中操)		運転員 (特操)		緊急時対策要員 (特操)		6号		7号		6号		7号			
	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号				
林空判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	約3分 原子炉スクラム ▽ プラント状況判断	約70分 原子炉スクラム 注水準備完了	
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	約90分 原子炉圧力「1.03MPa」 原子炉急減圧開始	約90分 原子炉圧力「1.03MPa」 原子炉急減圧開始	
交流電源回復操作 (操作し上等乗せず)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	原子炉圧力「1.03MPa」まで減速 原子炉水位「レベル2～レベル8」まで原子炉注水	原子炉圧力「1.03MPa」まで減速 原子炉水位「レベル2～レベル8」まで原子炉注水	原子炉急減圧開始により、対応する
緊急時交流電源回復機 準備操作	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20分		
	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50分		
	-	-	-	-	6人	-	-	-	-	-	-	-	-	20分		
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10分		
緊急時交流電源回復機 運転	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20分		運転業務
緊急時交流電源回復機からの受電操作	-	-	(4人) C, D E, F	(4人) c, d e, f	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10分		
低圧代替注水系統 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	-	-	-	-	5分		30分
原子炉急減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5分		原子炉水位は「レベル3～レベル8」維持
低圧代替注水系統 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

操作項目	実施箇所・必要人員数			経過時間 (時間)												備考	
	運転員 (中操)		運転員 (特操)		緊急時対策要員 (特操)		6号		7号		6号		7号				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号					
低圧代替注水系統 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	約3分 原子炉水位低 (レベル2)	約25時間 サブプレッション・チェンハ・フル冷却機 モーター開始	原子炉水位低に基づく準備	
代替低圧注水スプレイ操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	約25時間 サブプレッション・チェンハ・フル冷却機 モーター開始	約25時間 サブプレッション・チェンハ・フル冷却機 モーター開始	原子炉水位低に基づく準備	
冷却機による低圧貯蔵槽への注水準備 (冷却機移動、ホース接続 (冷却機から冷却機へ) 冷却機から接続口)、ホース接続)	-	-	2人 ※1	2人 ※1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60分		原子炉水位低原因を条件に低圧貯蔵スプレイの切り替えを繰り返す 原子炉水位は「レベル3～レベル8」維持	
冷却機による低圧貯蔵槽への注水準備	-	-	※1 (1人)	※1 (1人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60分		原子炉水位低原因を条件に低圧貯蔵スプレイの切り替えを繰り返す 原子炉水位は「レベル3～レベル8」維持	
淡水貯水塔から取水槽への供給	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90分			
代替原子炉制御冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300分			
代替原子炉制御冷却系 運転	-	-	13人 (特操)	13人 (特操)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10時間			
低圧貯蔵槽系 配管操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5分		運転業務	
燃料供給準備	-	-	-	-	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	90分		タンクローリー到着に待機して運転 燃料タンクから供給	
燃料供給作業	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
総要員数計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	14人 (その他要員26人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

() 内の数字は作業終了後、移動して対応する人数。

図 6 全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗時の作業と所要時間

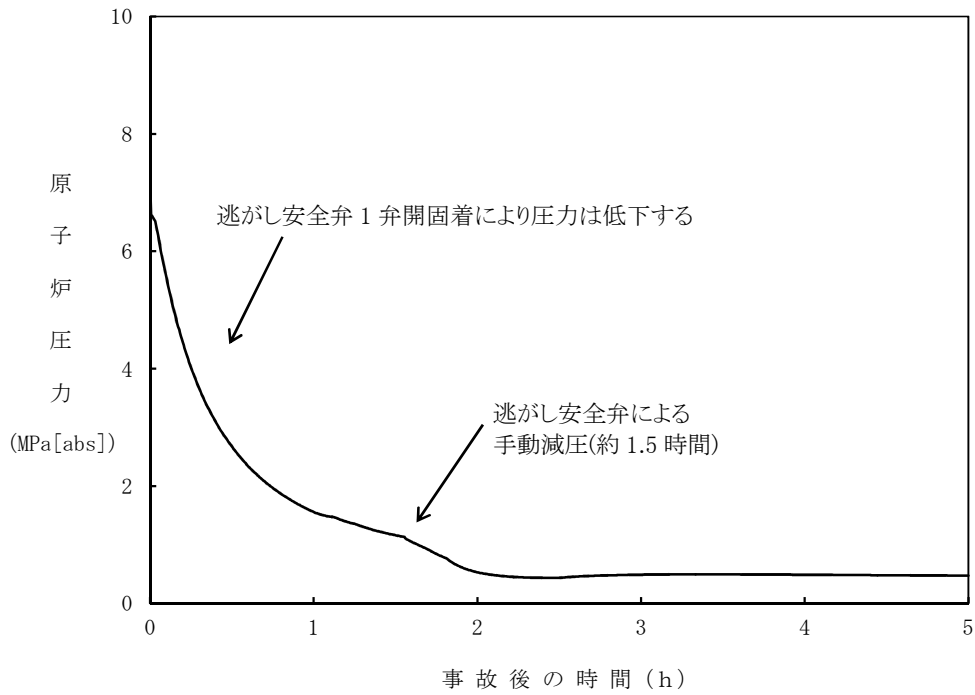


図 7 原子炉圧力の推移

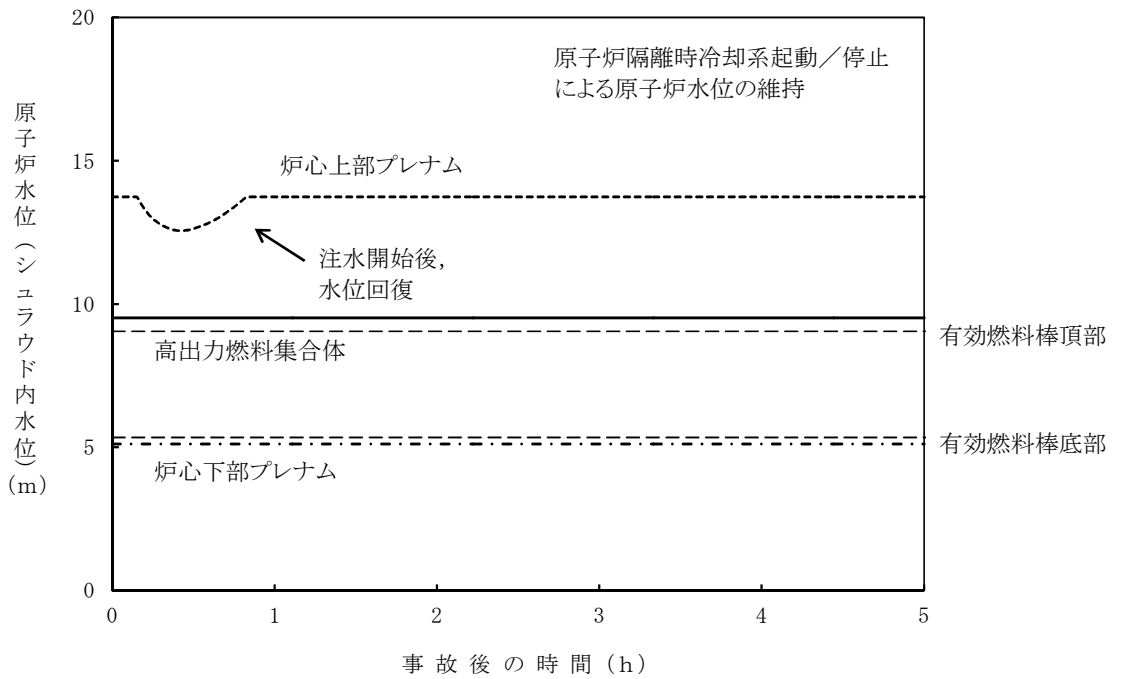


図 8 原子炉水位の推移

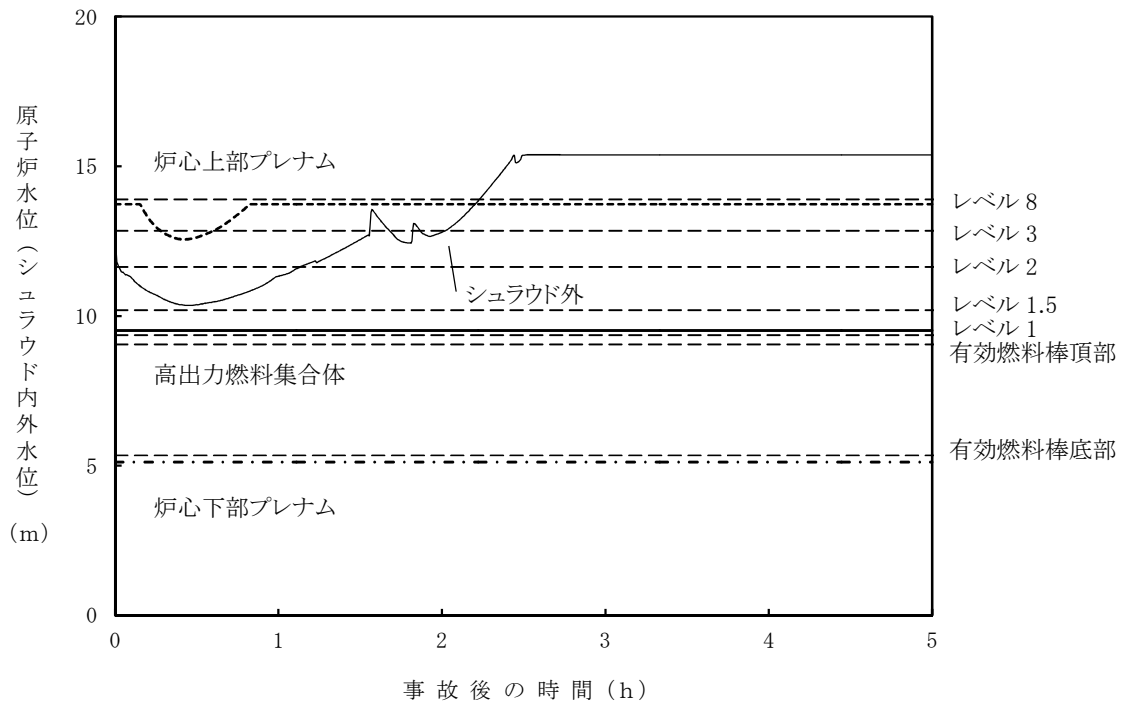


図9 原子炉水位(シユラウド内外水位)の推移

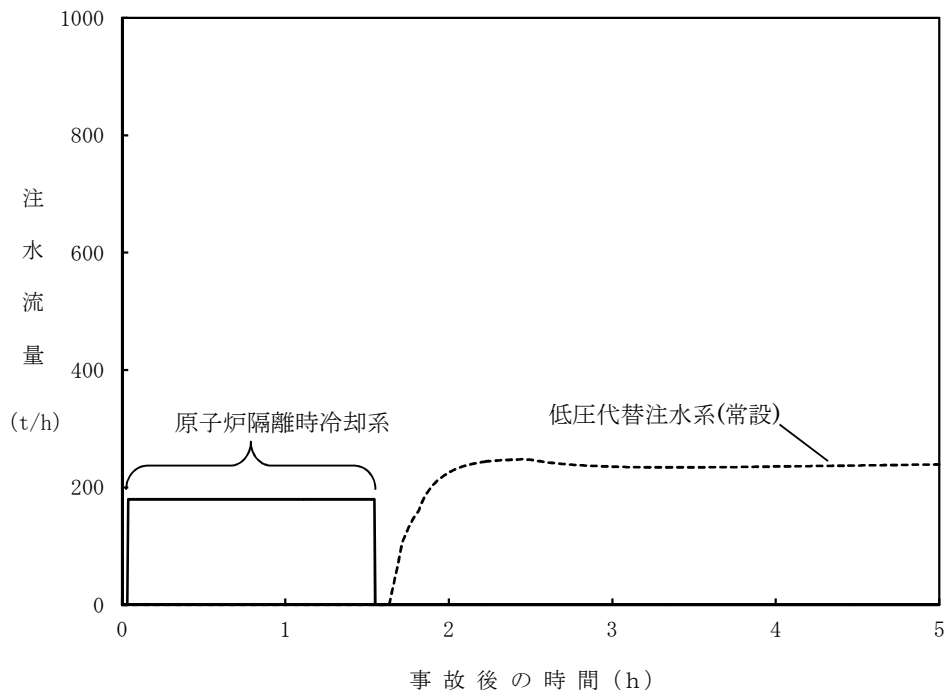


図10 注水流量の推移

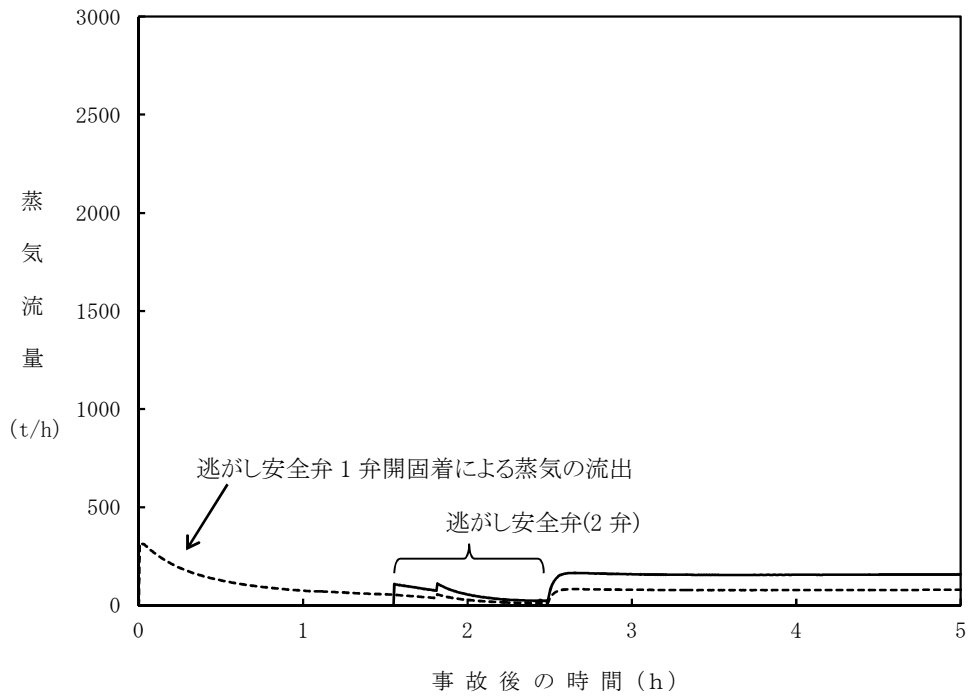


図 11 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

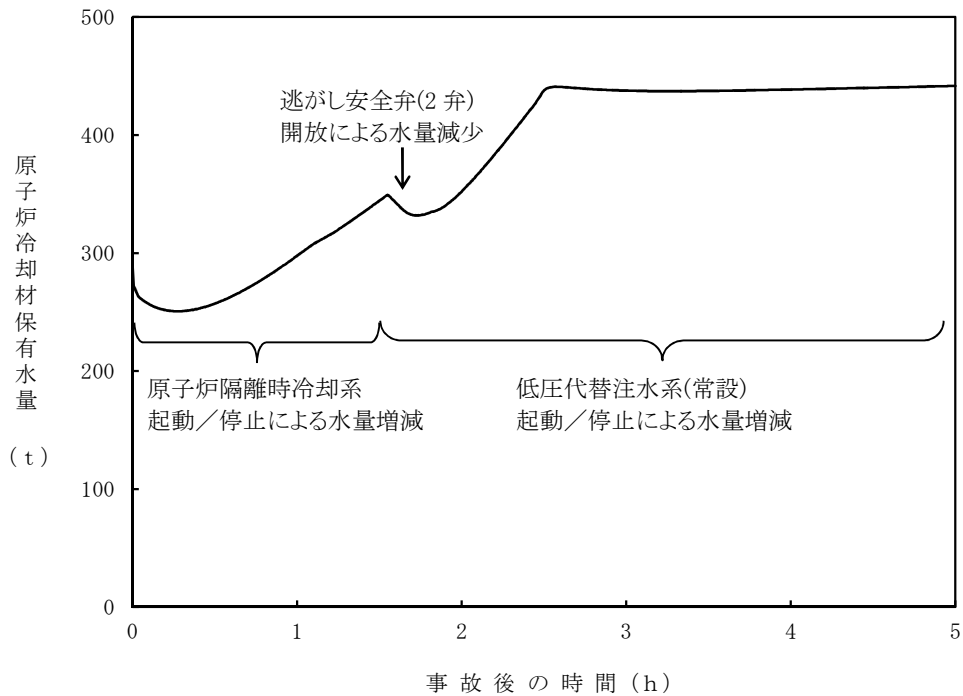


図 12 原子炉内保有水量の推移

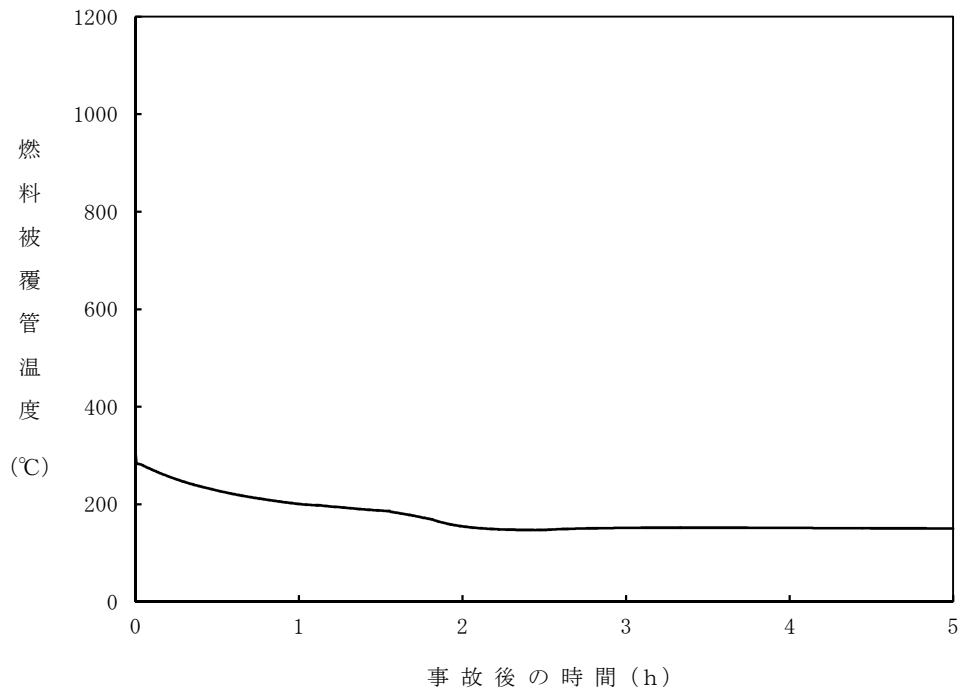


図 13 燃料被覆管温度の推移

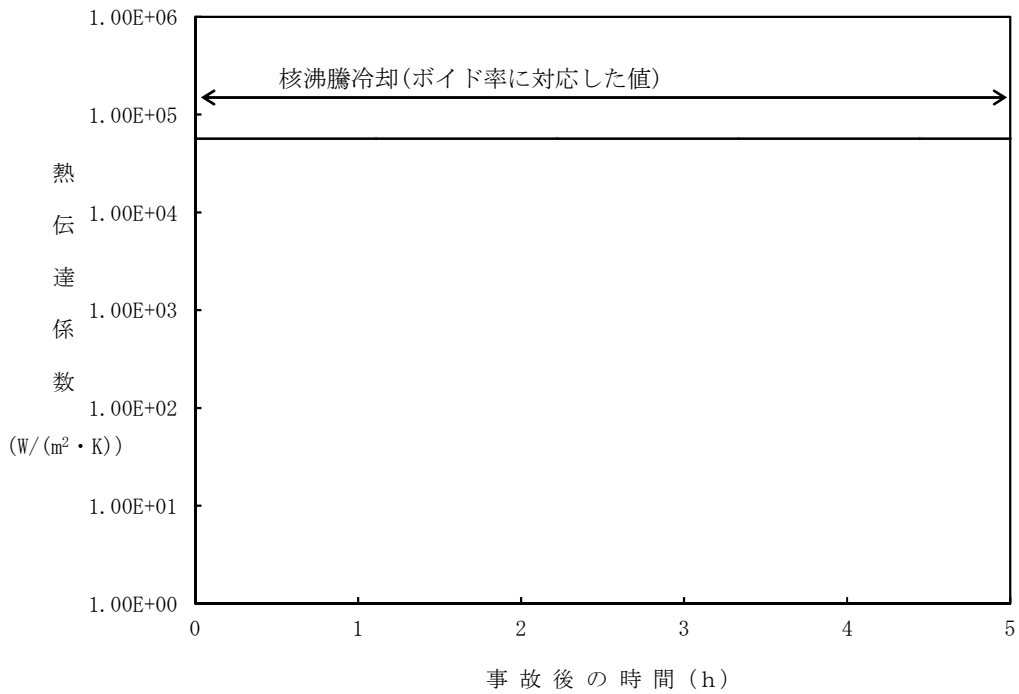


図 14 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

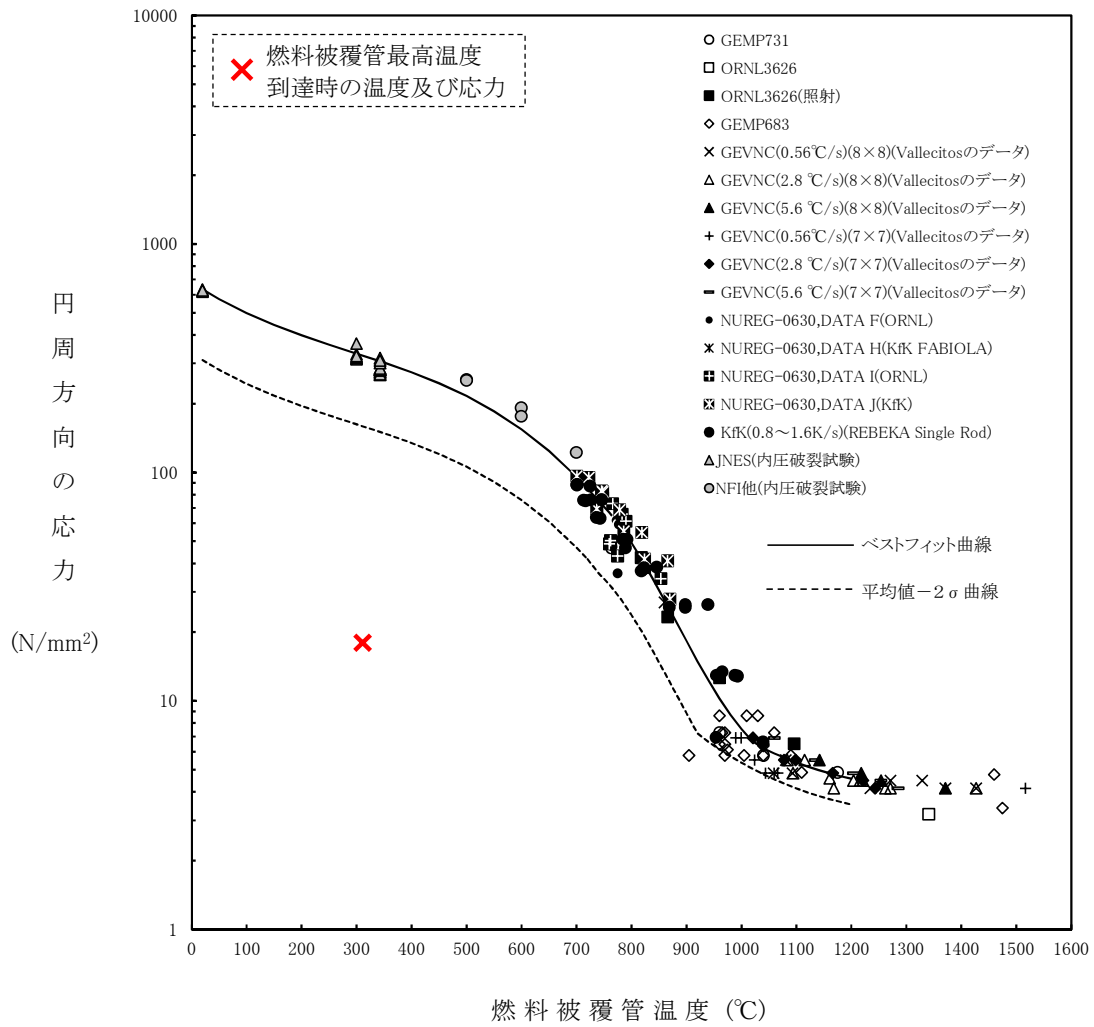


図 15 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

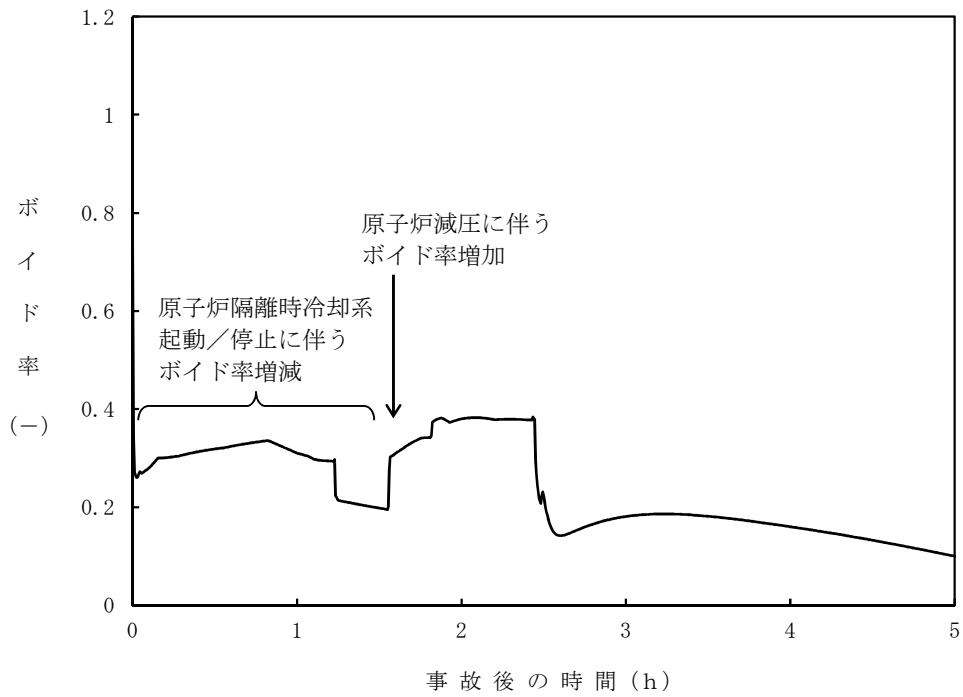


図 16 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

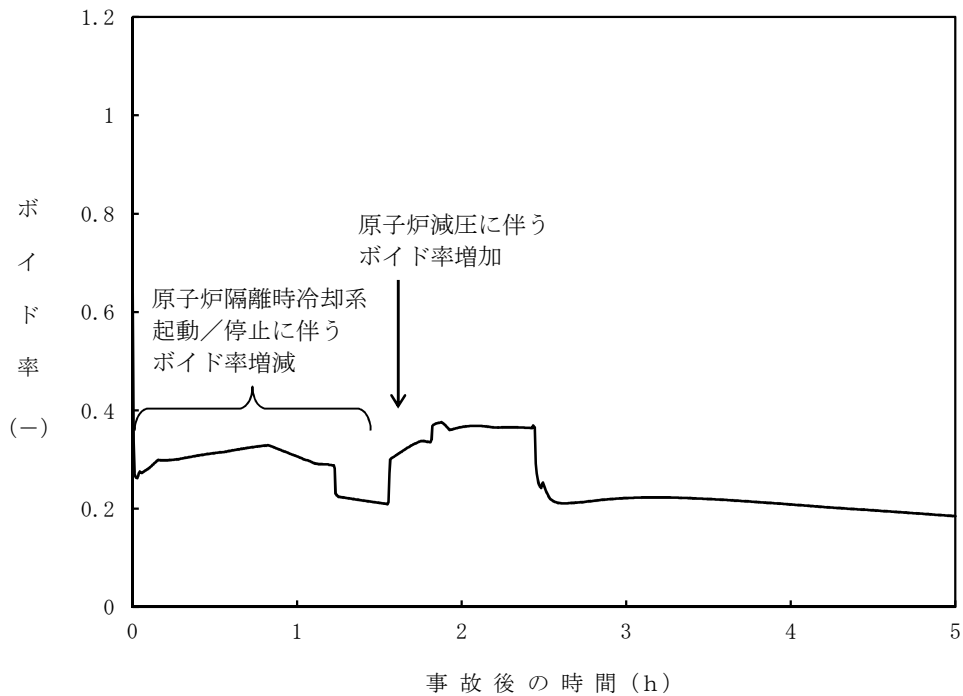


図 17 高出力燃料集合体のボイド率の推移

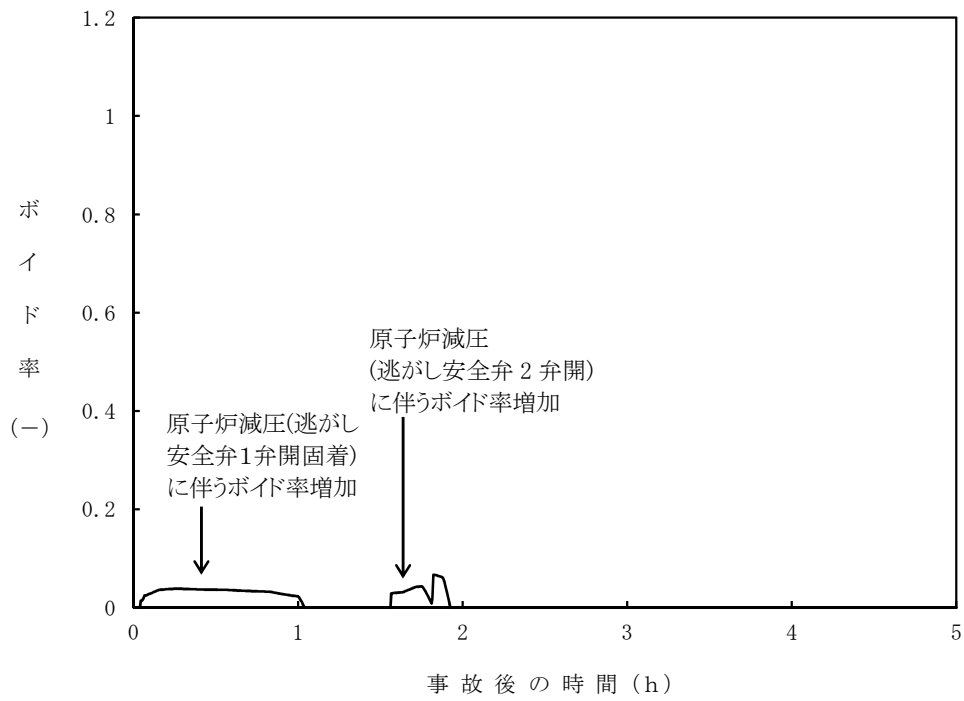


図 18 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

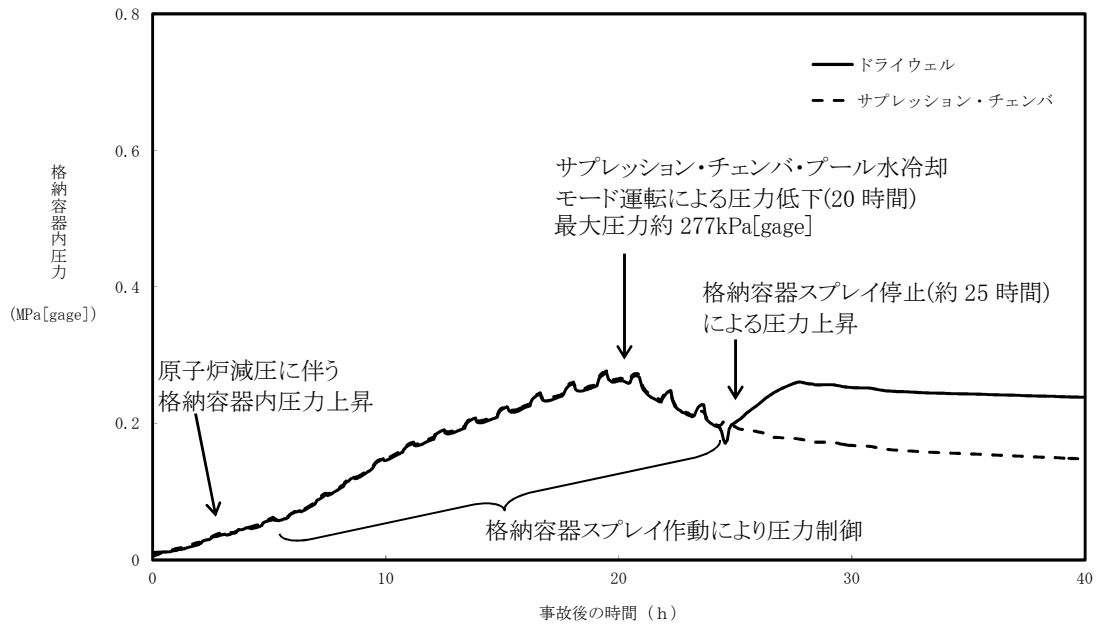


図 19 格納容器圧力の推移

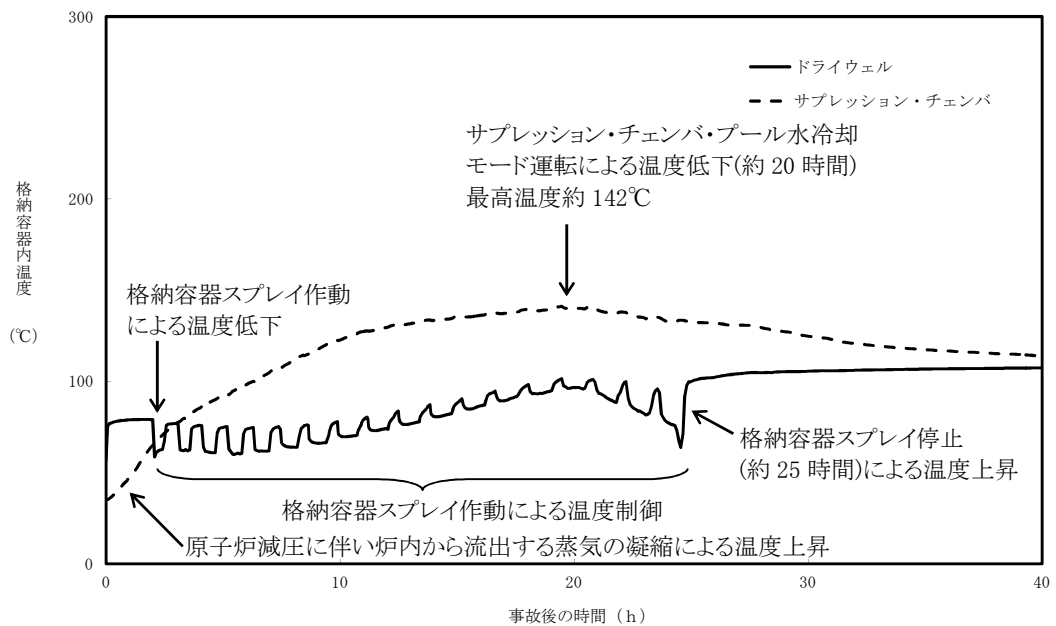


図 20 格納容器気相部の温度の推移

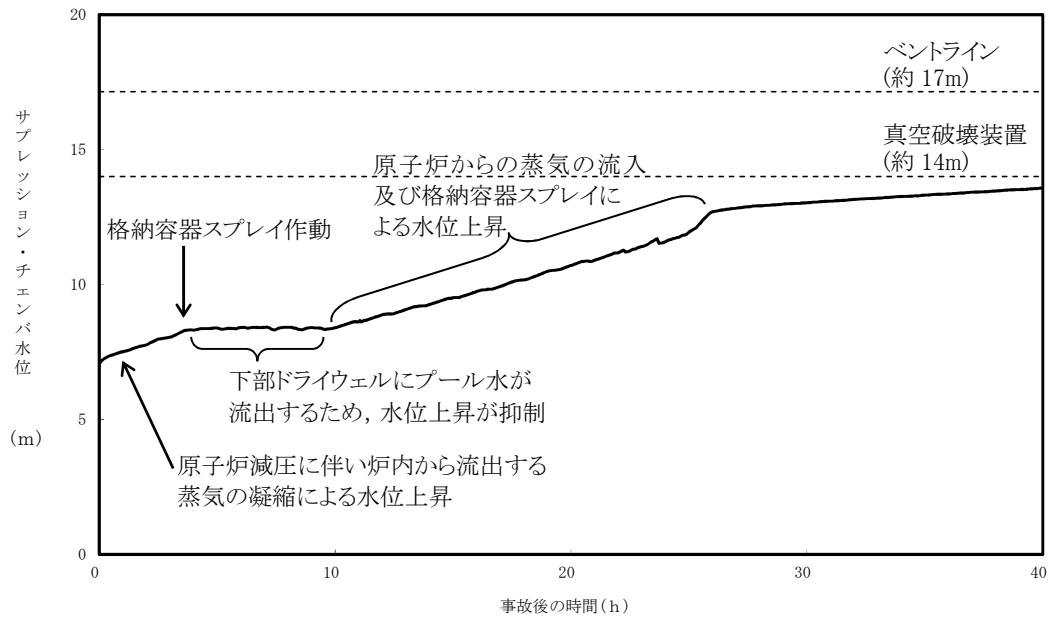


図 21 サプレッション・チェンバ水位の推移

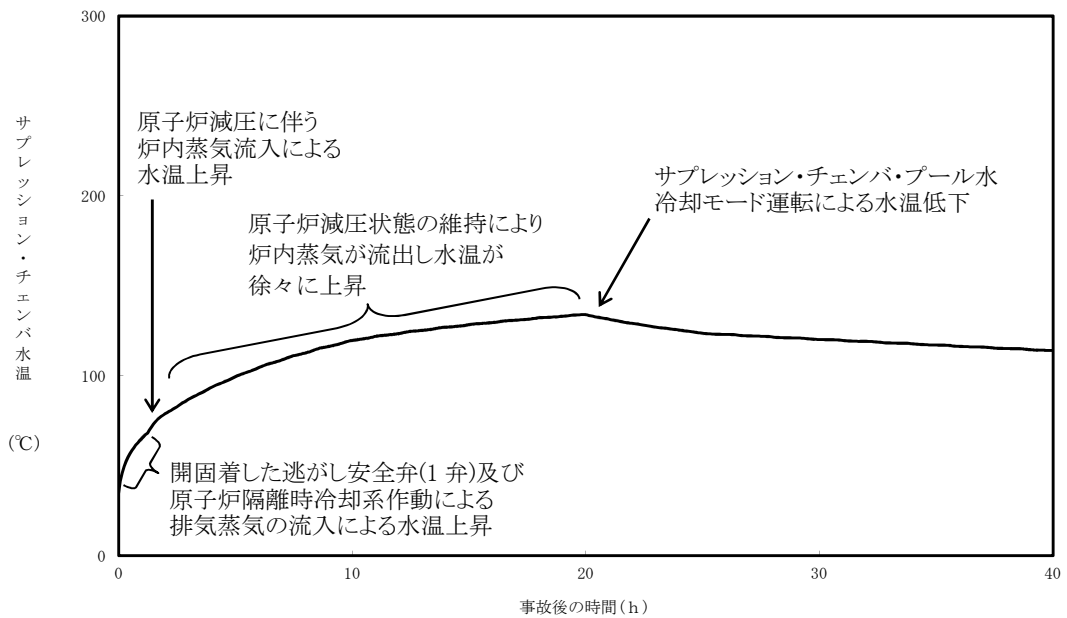


図 22 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再開失敗時における炉心損傷防止対策

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、タービン加減弁急速閉信号が発生し、原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ【S A】
原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認	原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系が起動し原子炉へ注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉隔離時冷却系系統流量計 原子炉水位計(広帯域)【S A】 原子炉水位計(狭帯域)
原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、復水移送ポンプを起動し、逃がし安全弁2弁による手動減圧を行う。	逃がし安全弁 復水移送ポンプ【S A】	—	原子炉圧力計【S A】
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧代替注水系(常設)の圧力を下回ると、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設代替交流電源設備【S A】 復水移送ポンプ【S A】	—	原子炉圧力計【S A】 原子炉水位計(広帯域)【S A】 原子炉水位計(狭帯域) 復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)【S A】
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却確認	原子炉水位が、原子炉水位高(レベル8)に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合は、代替スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル8)まで回復後、原子炉注水を停止し、代替スプレイを再開する。	常設代替交流電源設備【S A】 復水移送ポンプ	—	格納容器内圧力計【S A】 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【S A】
サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備【S A】 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系【S A】	残留熱除去系系統流量計 サブプレッション・チェンバ・プール水温計【S A】

【S A】：重大事故等対処設備

表 2 主要解析条件(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)(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	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位	通常運転時原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
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 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料(A 型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
格納容器容積(ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッションプール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定

初期条件

表 2 主要解析条件 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーションプール水温	通常運転時のサブレーションプール水温の上限值として設定
	格納容器圧力	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	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の機能喪失を想定し、設定
		本事故シナリオにおける前提条件
	外部電源	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

表 2 主要解析条件 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗) (3/5)

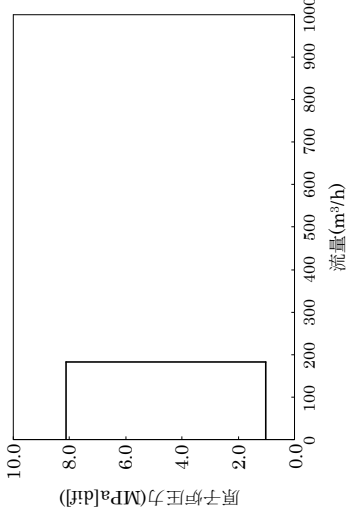
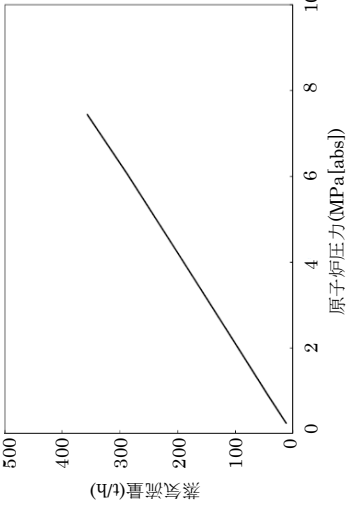
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12 ~ 1.03MPa [dif] において) にて 注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	2 個 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 
重大事故等対策に関連する機器条件		

表 2 主要解析条件 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗) (4/5)

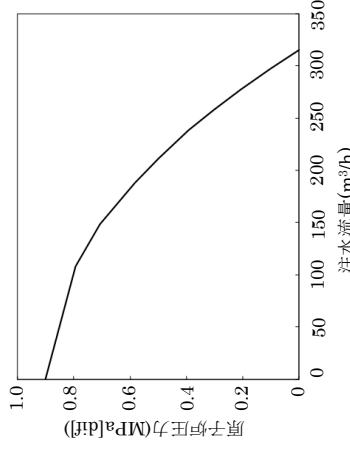
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>低圧代替注水系 (常設)</p>	<p>最大 300m³/h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御</p>	<p>設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定</p> 
<p>代替格納容器スプレー冷却系</p>	<p>140m³/h にてスプレー</p>	<p>格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し, 設定</p>
<p>代替原子炉補機冷却系</p>	<p>約 23MW (海水温度 30°C において)</p>	<p>代替原子炉補機冷却系の設計値として設定</p>

表 2 主要解析条件 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後まで	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定
低圧代替注水系 (常設) 起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定
逃がし安全弁による手動原子炉減圧	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し, 原子炉隔離時冷却系が低下した時点	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却開始	原子炉水位高 (レベル 8) 到達時	—
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサブレシジョン・チェンバ・プール水冷却モード運転	事象発生 20 時間後	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する操作条件		

7 日間における水源の対応について(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700 m³

淡水貯水池：約 18,000 m³(号炉共用)

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系, 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水
 事象発生後約 3 時間までは原子炉隔離時冷却系により注水し,
 その後は低圧代替注水系(常設)により注水する。

冠水後は, 原子炉水位高(レベル 8)～原子炉水位低(レベル 3)
 の範囲で注水する(約 110 m³/h)。

②代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ
 原子炉水位高(レベル 8)～原子炉水位低(レベル 3)までの間,
 代替原子炉格納容器スプレイを実施(140 m³/h)。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

12 時間後から, 淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

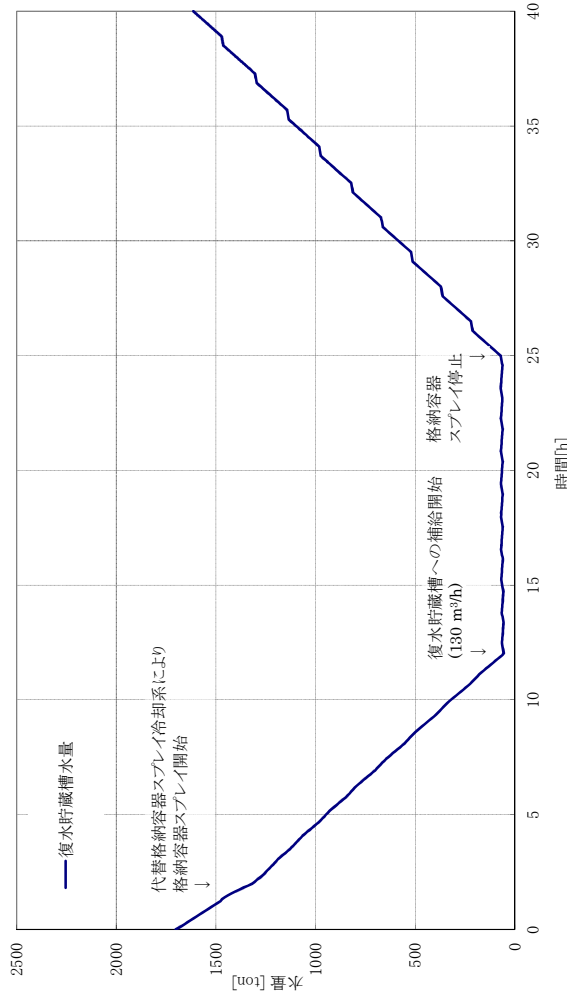
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130 m³/h で復水貯蔵槽へ移送する。

○時間評価(右上図)

12 時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため, 復水貯蔵槽水量は減少する。12 時間
 後から復水貯蔵槽への補給を開始するため, 水量の減少割合は低下する。約 25 時間後にスプレイを停止し, その後は崩壊熱相当で注水すること
 から復水貯蔵槽水量は回復し, 以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また, 7 日間の対応を考慮すると, 6/7 号のそれぞれで約 6,600 m³ 必要となる。6/7 号
 炉の同時被災を考慮すると, 約 13,200 m³ 必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700 m³ 及び淡水貯水池に約 18,000 m³ の水を保有することか
 ら, 6/7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり, 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 (全交流電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再開失敗)

プラント状況: 6, 7 号炉運転中。1~5 号炉停止中。

事象: 全交流電源喪失(外部電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再開失敗は 6, 7 号炉を想定。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。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

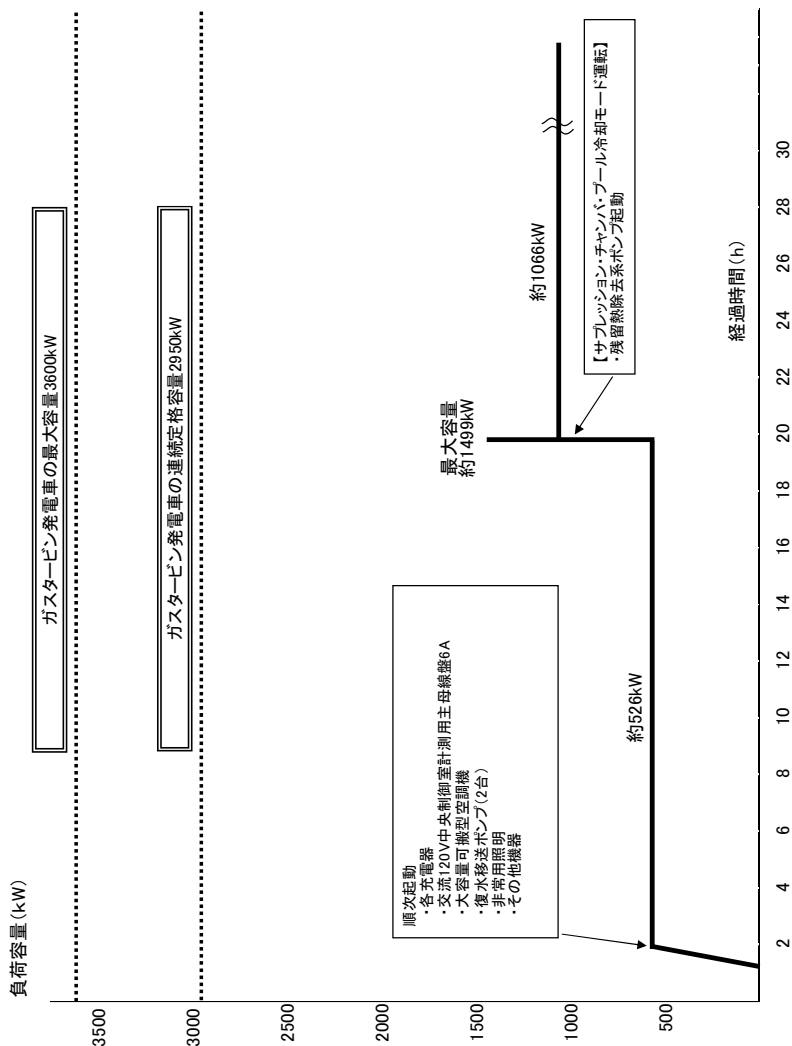
号炉	時系列			合計	判定
	事象発生直後～事象発生後 7 日間	復水貯蔵槽給水用 (A-2 級)2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L 事象発生直後～事象発生後 7 日間	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 36,960L		
7 号炉	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 889,320L	復水貯蔵槽給水用 (A-2 級)2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L 事象発生直後～事象発生後 7 日間	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 36,960L	7 日間の 軽油消費量 約 945,336L	6, 7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 2,184,000L であり、 7 日間対応可能。
6 号炉		復水貯蔵槽給水用 (A-2 級)2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 36,960L		
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	1 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	2 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	3 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	4 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	5 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間 免震棟ガスタービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h × 24h × 7 日 = 66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 4,536L			7 日間の 軽油消費量 約 70,896L	1~7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 1,241,944L であり、 7 日間対応可能。

※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 3 台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再開失敗)

<6号炉>

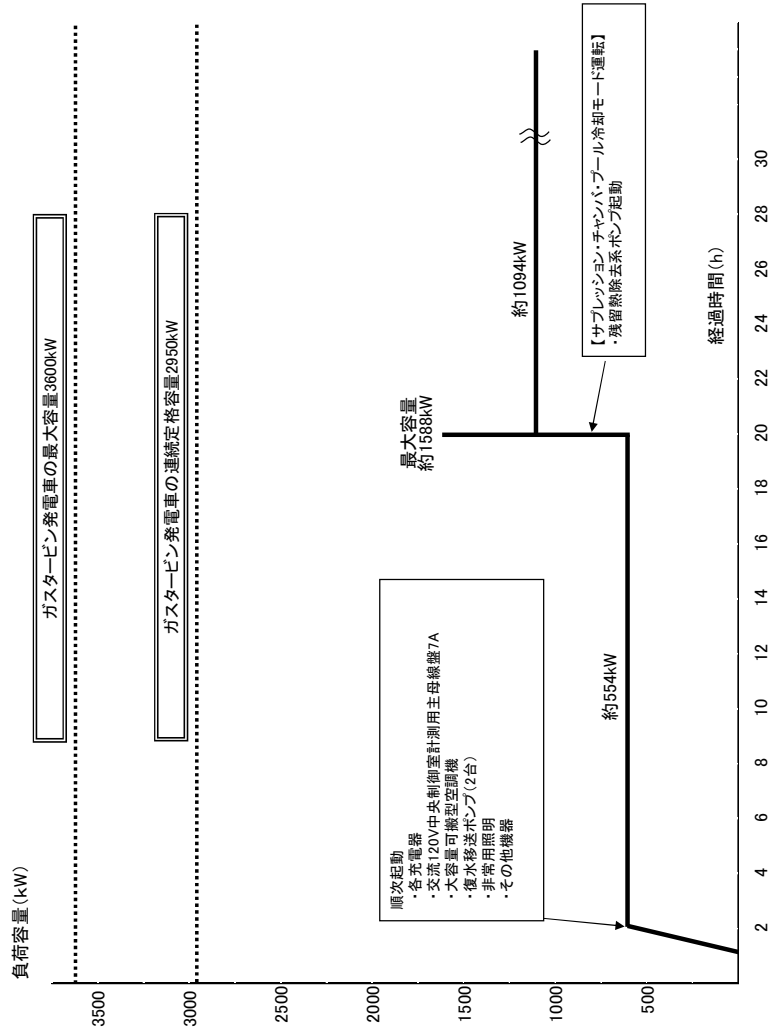


負荷積算イメージ

主要機器名称	容量
(1) 直流125V充電器盤6A	約94kW
(2) 直流125V充電器盤6A-2	約56kW
(3) AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4) 直流125V充電器盤6B	約98kW
(5) 交流120V中央制御室計測用主母線盤6A	約50kW
(6) 大容量可搬型空調機	3kW
(7) 復水移送ポンプ(2台)	110kW
(8) 残留熱除去系ポンプ	540kW
(9) 計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(5)に含む
(10) 非常用照明	約24kW
(11) その他機器	約50kW
合計	約1066kW

常設代替交流電源設備の負荷(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再開失敗)

<7号炉>



負荷積算イメージ

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤7A	約94kW
(2)	直流125V充電器盤7A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	直流125V充電器盤7B	約98kW
(5)	交流120V中央制御室計測用主母線盤7A	約75kW
(6)	大容量可搬型空調機	3kW
(7)	復水移送ポンプ(2台)	110kW
(8)	残留熱除去系ポンプ	540kW
(9)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(5)を含む
(10)	非常用照明	約27kW
(11)	その他機器	約50kW
	合計	約1094kW

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

2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

コメント

NO.審査-133,143

に対するご回答

(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「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、③「通常停止+崩壊熱除去失敗」、④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「小 LOCA+崩壊熱除去失敗」、⑧「中 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大 LOCA+RHR 失敗」が抽出された。

重大事故等対処設備の有効性を確認する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、①～⑥の事故シーケンスから、過渡事象(原子炉水位低下の観点で厳しい全給水喪失を選定)を起因事象とし、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移が厳しい、①「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」を選定した。

⑦～⑨の事故シーケンスは LOCA を起因とする事故シーケンスであり、格納容器圧力の上昇が早く、圧力上昇の抑制に必要な設備容量の観点でも厳しいと考えられるが、LOCA を起因とするシーケンスについては、崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めて他のシーケンスグループ「2.6 LOCA 時注水機能喪失」で評価することとし、これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスの選定対象から除外した。

(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「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCA を除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、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が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位低下により炉心損傷に至る。なお、取水機能を喪失すると、非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで、対応がより厳しいシーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。

本事故シーケンスグループは、取水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、重大事故等対処設備の有効性評価としては、取水機能に対する重大事故等対処設備の有効性評価が考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系(常設)による注水の準備が完了したところで、原子炉の減圧及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始し、炉心の著しい損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことによって格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」における機能喪失に対して、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、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、また、原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.4.1.1 から図 2.4.1.4 に、手順の概要を図 2.4.1.5 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設備と手順の関係を表 2.4.1.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける事象発生 10 時間までの 6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 33 名である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直長 1 名(6 号炉及び 7 号炉兼任)、当直副長の 2 名、運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名、緊急時対策要員(現場) 14 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員 26 名である。必要な要員と作業項目について図 2.4.1.6 に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失と判断するとともに、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉はスクラムする。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系が起動及び原子炉注水により、原子炉水位低は回復する。

原子炉隔離時冷却系の起動を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室にて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、非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系(常設)の準備を開始する。

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給

事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。

e. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給後、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し、**S/P熱容量温度制限により**逃がし安全弁2弁による急速減圧を行い、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

f. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

崩壊熱除去機能が喪失しているため、格納容器の圧力及び温度が上昇する。原子炉水位高(レベル8)まで水位回復後、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水系流量計である。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル8)まで原子炉水位が回復後は、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

この交互操作は、原子炉水位制御と格納容器圧力制御の優先順位付けにより実施している。事故時運転操作手順書では原子炉水位制御等の原子炉制御は格納容器制御より優先されることを定めている。これにより、原子炉水位がレベル8まで回復したことにより燃料の冠水維持が十分確保されているとして、格納容器制御として代替格納容器スプレイを実施している。原子炉水位制御の基準であるレベル3まで原子炉水位が低下した場合は、原子炉制御を優先するため代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を実施する。以後、この交互操作を継続する。

g. サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転

事象発生から20時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転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温度計等である。

2.4.1.2 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、「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」である。

なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱等が重要な現象となる。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S A F E R、シビアアクシデント総合解析コードM A A P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、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(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表2.4.1.2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) 起回事象

起回事象として、全給水喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失すると仮定する。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、外部電源が喪失し、同時にスクラム及び再循環ポンプが全台トリップする事象に比べ、原子炉水位低下が早く、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。なお、本評価では、初期の炉心冠水維持は高圧注水系にて行うこととなるため、その後に低圧注水系の注水に移行する際の減圧過程では、崩壊熱は十分減衰しており外部電源の有無の影響は小さい。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源無を仮定することにより、常設代替交流電源設備等更なる重大事故等対策が必要となることから要員及び資源等の観点で厳しい条件となる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「タービン蒸気加減弁急速閉」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル 2)で自動起動し、 $182\text{m}^3/\text{h}$ ($8.12 \sim 1.03\text{MPa}[\text{dif}]$ において)の流量で給水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁2個を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水(常設)による原子炉への注水流量

原子炉の減圧後に、最大 $300\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉へ注水し、その後は炉心を冠水維持するよう注水する。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $140\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器へスプレイする。

(f) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW とする(海水温度 30°C において)

c. 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) 交流電源は、事象発生後70分後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(b) 低圧代替注水系(常設)起動操作は、事象発生70分後に開始する。

(c) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、事象発生約3時間後に開始する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却は、原子炉水位高(レベル8)に到達した場合に開始する。

(e) 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は、事象発生20時間後から開始する。

(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(シュラウド内及びシュラウド内外)^{*}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図2.4.1.7から図2.4.1.12に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、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棒に破裂が発生する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図2.4.1.13から図2.4.1.18に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図2.4.1.19から図2.4.1.22に

示す。

a. 事象進展

取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉で原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。

事象発生から70分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉の減圧及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は、逃がし安全弁2弁により手動操作にて実施する。

減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位が低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、原子炉圧力が低圧代替注水系(常設)圧力を下回ると原子炉注水が始まり、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、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系(常設)による炉心注水が行われ、炉心が再冠水すると燃料被覆管温度は低下する。これに伴い、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するため、格納容器スプレイによる冷却及び事象発生から約20時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行う。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図2.4.1.13に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心の上部が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、燃料被覆管の最高温度は約427℃となるが、1,200℃以下となる。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、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約1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図2.4.1.7に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[gage]以

下に抑えられる。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(高々約 0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器スプレイによる冷却及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.30MPa[gage]及び約 143°Cに抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.4.1.8 に示すとおり、低圧代替注水系(常設)による注水継続により約 4 時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.4.1.1)

2.4.1.3 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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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。

崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系(常設)起動操作、逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作とする。

(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行う重要現象とは、「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
添付資料 2.4.1.2 参照
- b. 評価項目となるパラメータに与える影響
添付資料 2.4.1.2 参照

(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，表2.4.1.2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，解析条件の設定に当たっては，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があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目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

添付資料2.4.1.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.4.1.2参照

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，これらの要因が解析上の操作開始時間に与える影響を評価する。また，操作の不確かさが操作開始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開始時間に与える影響

添付資料2.4.1.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.4.1.2参照

(3) 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する。

(添付資料2.4.1.2)

(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，操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，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，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，操作時間には十分な時間余裕がある。また，要員の

配置による他の操作に与える影響はない。

2.4.1.4 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「崩壊熱除去機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要要員は、「2.4.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり**33名**であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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、その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)による炉心注水及び代替格納容器スプレイ冷却系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、**号炉あたり合計約6,400m³の水が必要となる。6号炉及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約12,800m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び号炉共用設備である淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号炉及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。**

(添付資料2.4.1.3)

b. 燃料

6号炉及び7号炉の同時被災を考慮した場合、常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約859,320Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約6,048Lの軽油が必要となり、代替原子炉補機冷却設備専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約36,960Lの軽油が必要となる。(合計 約945,336L)

6号炉及び7号炉の各軽油タンク及び地下軽油タンクで合計約2,184,000L(発電所内で約5,344,000L)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機

冷却設備の運転について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.1.4)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約1,066kW、7号炉で約1,094kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.4.1.5)

2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、長期対策として代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」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、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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、原子炉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、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、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「崩壊熱除去機能喪失」に対して有効である。

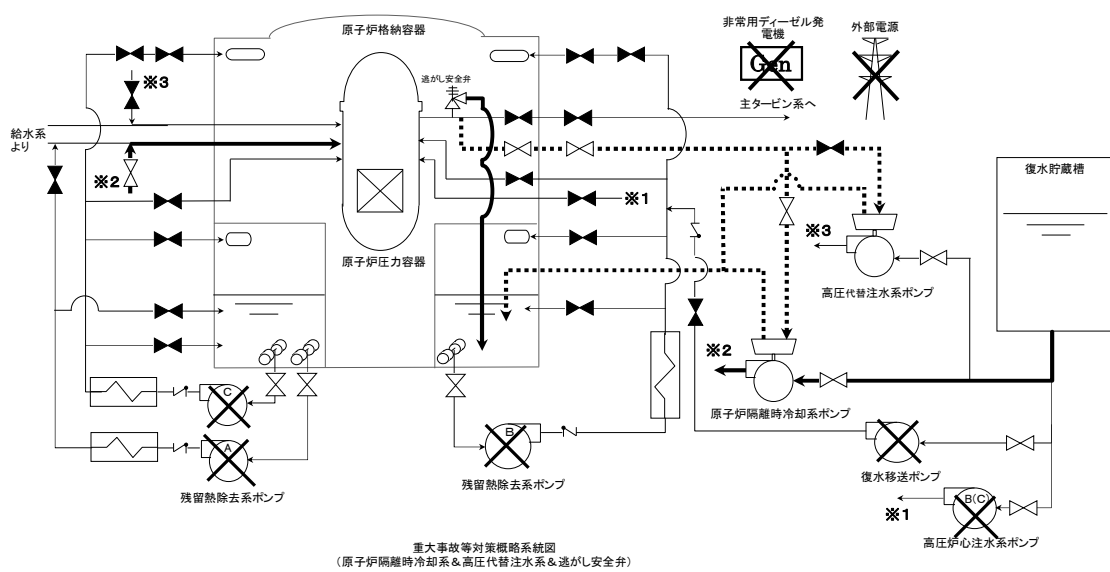


図 2.4.1.1 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(1/4)

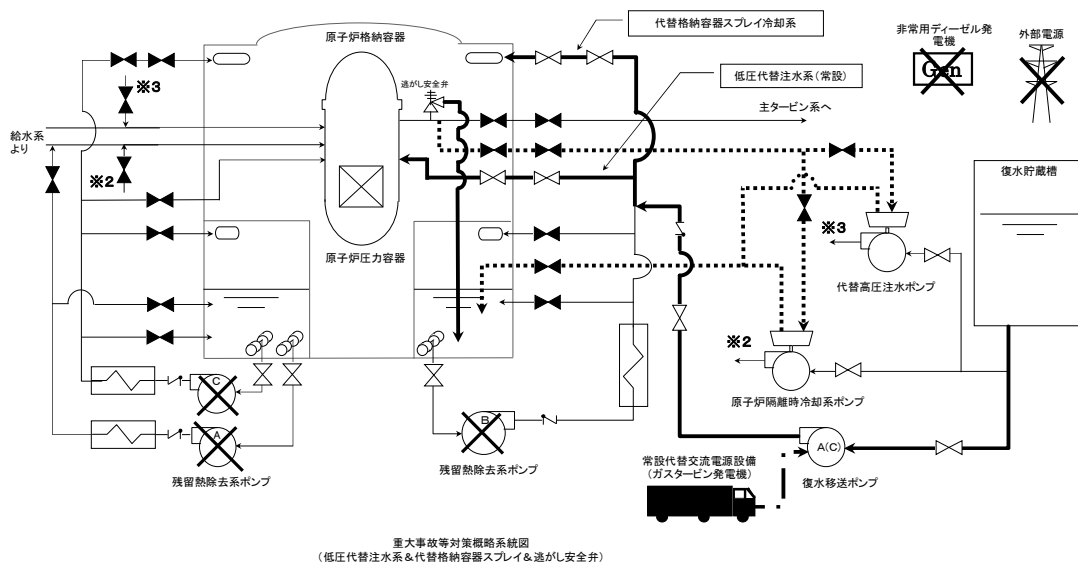
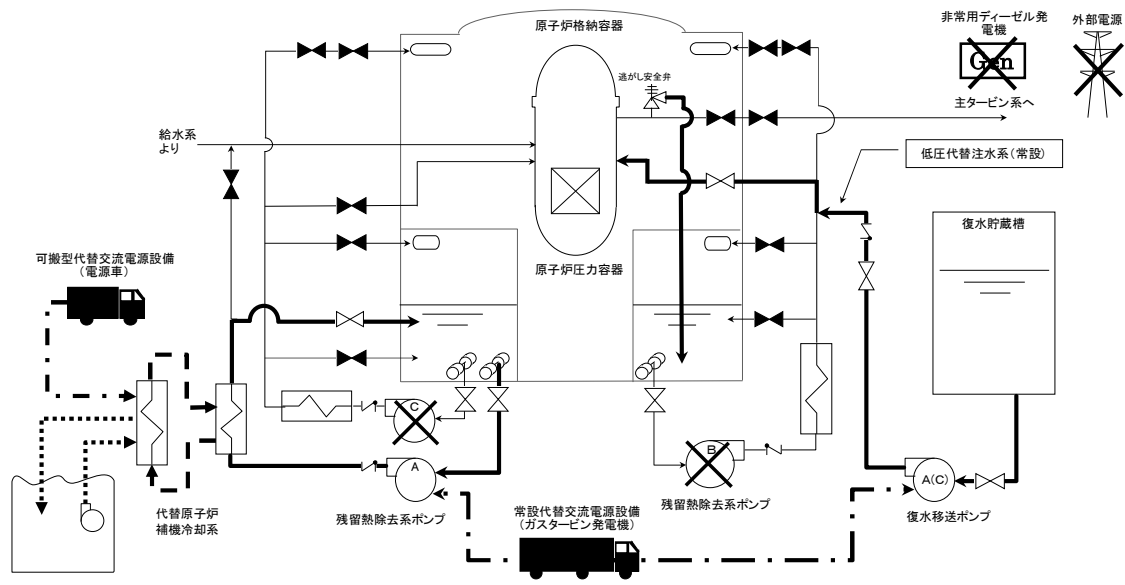
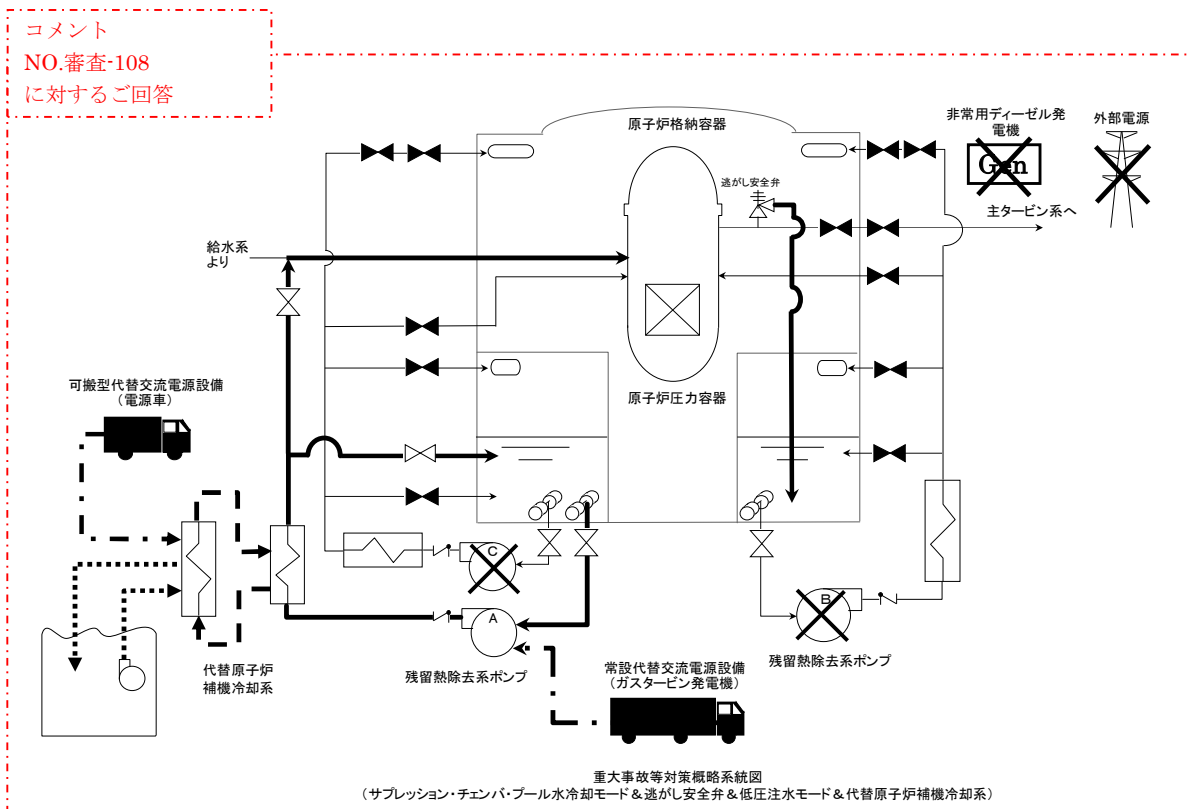


図 2.4.1.2 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(2/4)



重大事故等対策概略系統図
(サブプレッション・チェンバール水冷却モード & 逃がし安全弁 & 低圧代替注水系 & 代替原子炉補機冷却系)

図 2. 4. 1. 3 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(3/4)



重大事故等対策概略系統図
(サブプレッション・チェンバール水冷却モード & 逃がし安全弁 & 低圧注水モード & 代替原子炉補機冷却系)

図 2. 4. 1. 4 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(4/4)

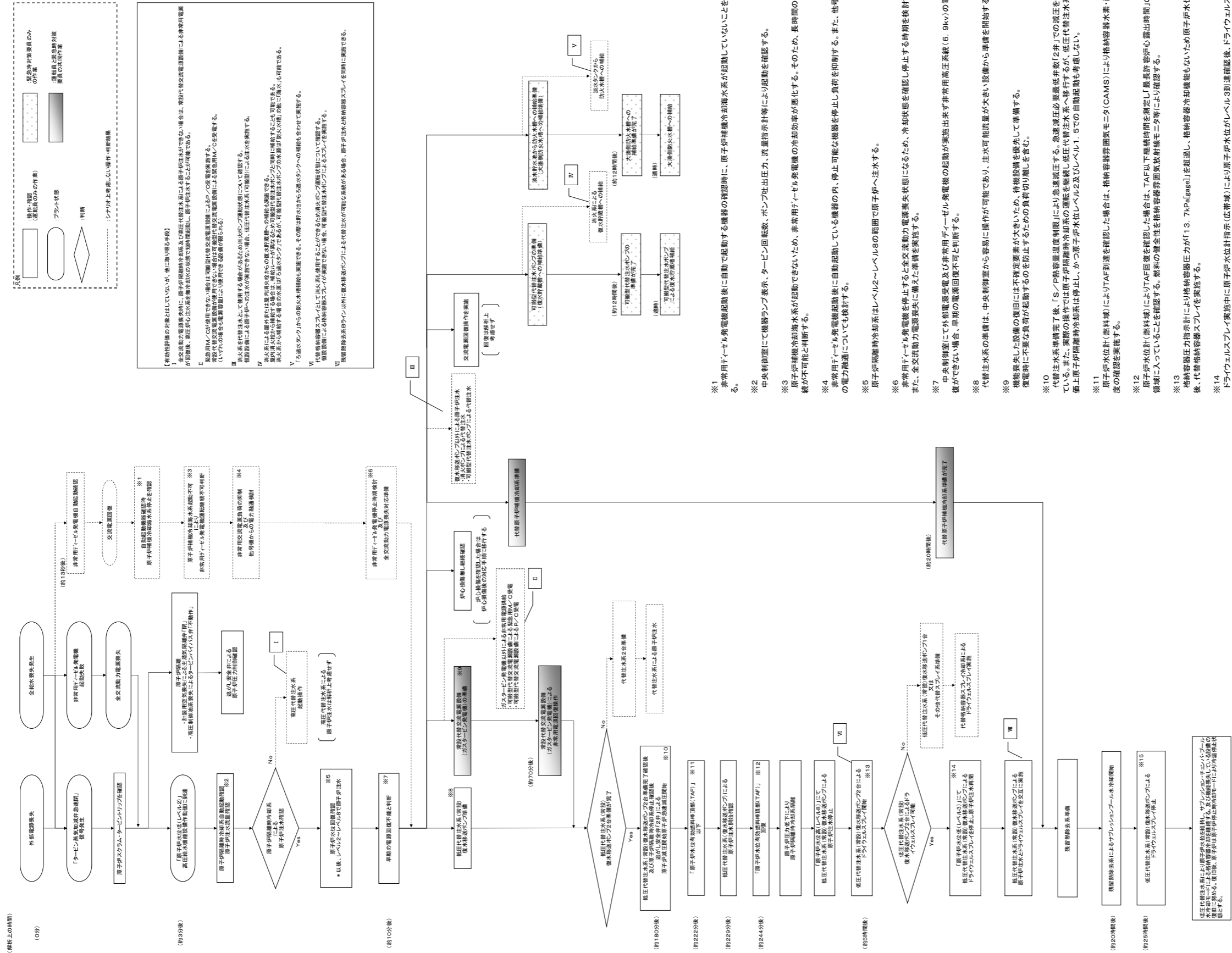


図 2.4.1.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

操作項目	実施箇所・必要人員数				経過時間（分）	備考
	運転員（中隊）		緊急時対策要員（現場）			
	6号	7号	6号	7号		
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	前3分 原子炉水位低（レベル2） ▽ プラント状況判断	前60分 ガスタービン発電機による発電開始
	1人 A	1人 a	-	-	10分	
	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	
原子炉注水操作	1人 A	1人 a	-	-	原子炉スクラム	原子炉スクラムによる注水開始 原子炉注水「レベル2～レベル8」で原子炉注水
	2人 A,B	2人 a,b	-	-	20分	
	4人 C,D E,F	4人 c,d e,f	-	-	50分	
	-	-	-	-	20分	
発電代替交流電源設備 準備操作	1人 B	1人 b	-	-	20分	原子炉注水後、発電代替交流電源設備の注水は、取水ポンプによる注水開始を待機するまで実施 ※即座に必要人員により、対応する
	4人 C,D E,F	4人 c,d e,f	-	-	20分	
	6人	-	-	-	10分	
	2人 (2人)	-	-	-	20分	
発電代替交流電源設備 運転	1人 A	1人 a	-	-	20分	運転業務
	4人 C,D E,F	4人 c,d e,f	-	-	10分	
	2人 (2人)	2人 C,D	-	-	10分	
	1人 A	1人 a	-	-	5分	
発電代替交流電源設備からの受電操作	1人 B	1人 b	-	-	10分	30分
	4人 C,D E,F	4人 c,d e,f	-	-	10分	
	2人 (2人)	2人 C,D	-	-	-	
	1人 A	1人 a	-	-	-	
低圧代替注水系統（発電） 準備操作	1人 A	1人 a	-	-	5分	30分
	2人 (2人)	2人 C,D	-	-	-	
	4人 C,D E,F	4人 c,d e,f	-	-	-	
	1人 A	1人 a	-	-	-	

操作項目	実施箇所・必要人員数				経過時間（時間）	備考
	運転員（中隊）		緊急時対策要員（現場）			
	6号	7号	6号	7号		
原子炉注水操作	1人 A	1人 a	-	-	前3分 原子炉水位低（レベル2） ▽ 前180分 低圧代替注水系統（発電）注水準備完了、原子炉急減圧開始	原子炉注水後、原子炉急減圧開始 原子炉注水「レベル2～レベル8」維持
	1人 A	1人 a	-	-	前222分 原子炉注水 前燃料棒冷却器到達	
	1人 A	1人 a	-	-	前229分 低圧代替注水系統（発電） 原子炉注水開始	
	1人 A	1人 a	-	-	前244分 原子炉水位 前燃料棒冷却器到達	
低圧代替注水系統（発電） 注水操作	1人 A	1人 a	-	-	前5時間 原子炉水位高（レベル8） ▽ サプレッションプール冷却開始	前5時間 原子炉水位高（レベル8） サプレッションプール冷却開始 燃料棒スプレイ停止
	1人 A	1人 a	-	-	前25時間	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	20分	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	60分	
原子炉注水から低圧代替注水への移行	1人 A	1人 a	-	-	原子炉水位低（レベル2） ▽ 原子炉注水開始	原子炉注水から低圧代替注水への移行
	1人 A	1人 a	-	-	5分	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	5分	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	90分	
原子炉注水から低圧代替注水への移行	1人 A	1人 a	-	-	原子炉注水から低圧代替注水への移行	原子炉注水から低圧代替注水への移行
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	90分	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	300分	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	1.0時間	
原子炉注水から低圧代替注水への移行	1人 A	1人 a	-	-	原子炉注水から低圧代替注水への移行	原子炉注水から低圧代替注水への移行
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	5分	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	90分	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	90分	
燃料棒注水	1人 A	1人 a	-	-	燃料棒注水開始	燃料棒注水開始
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	5分	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	90分	
	2人 ▲ ※1	2人 ▲ ※1	-	-	90分	
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	4人 C,D,E,F	4人 c,d,e,f	14人 (その他参集26人)	

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.4.1.6 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の作業と所要時間

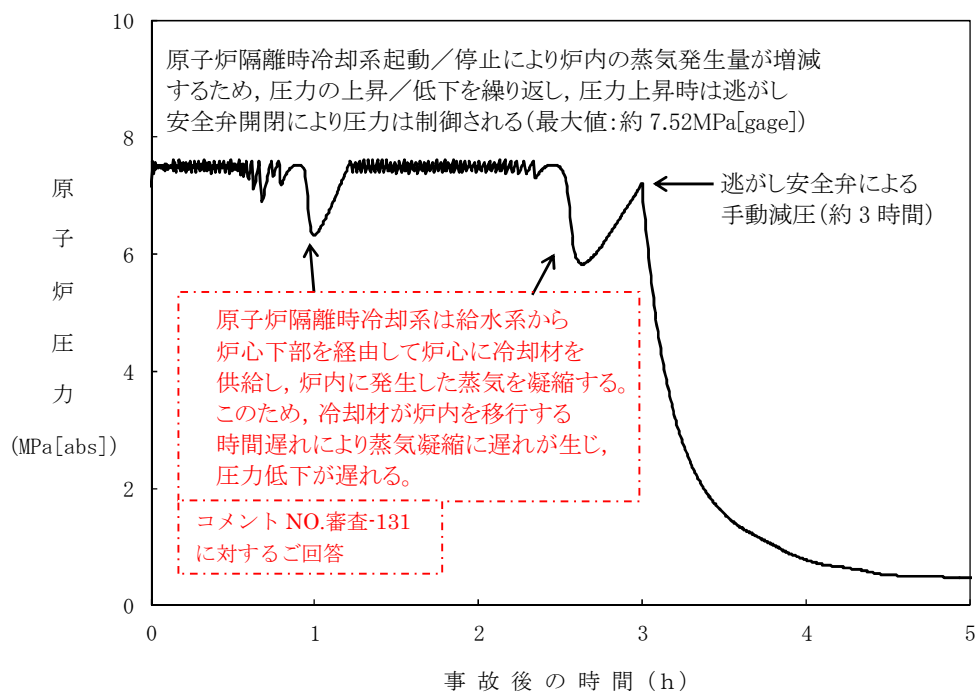


図 2.4.1.7 原子炉圧力の推移

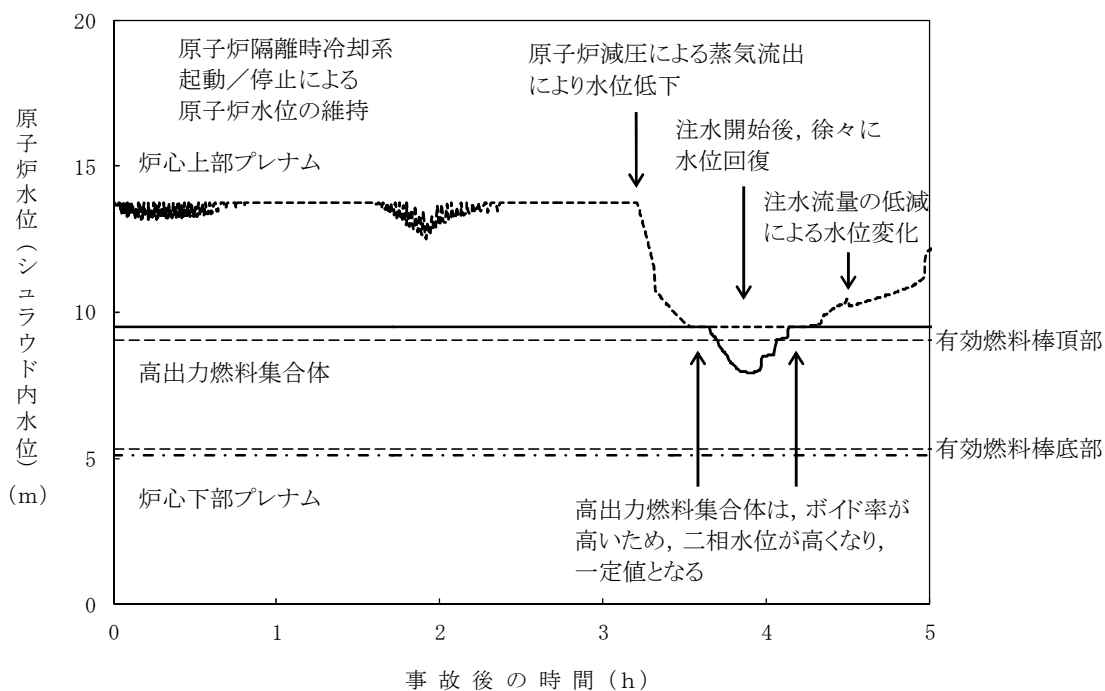


図 2.4.1.8 原子炉水位の推移

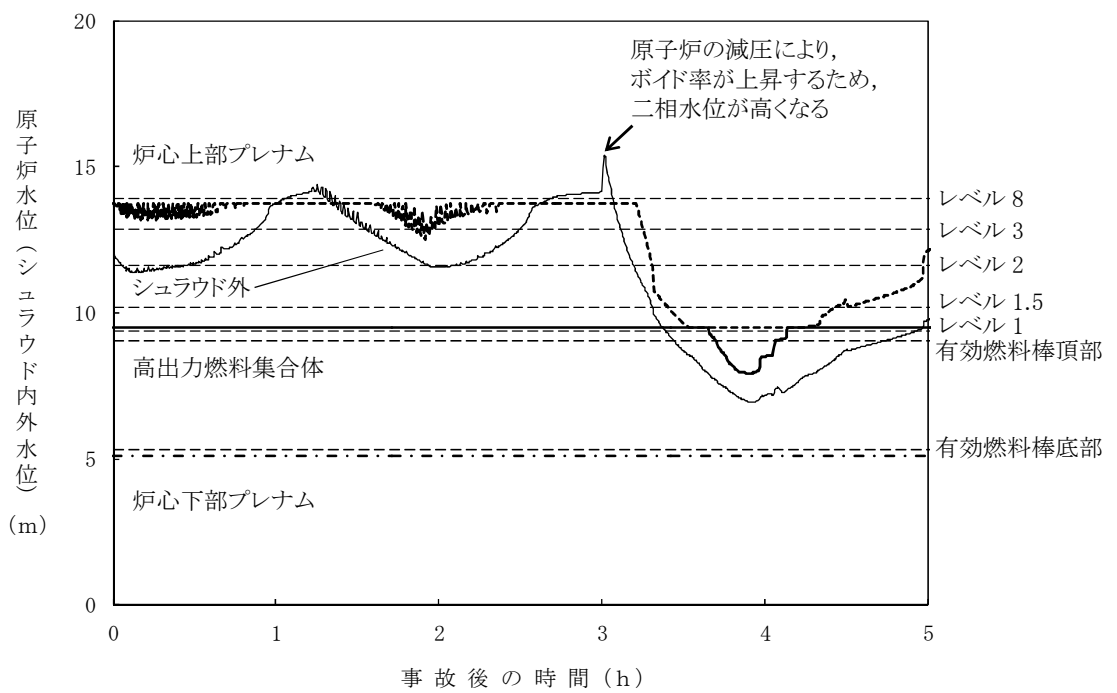


図 2.4.1.9 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

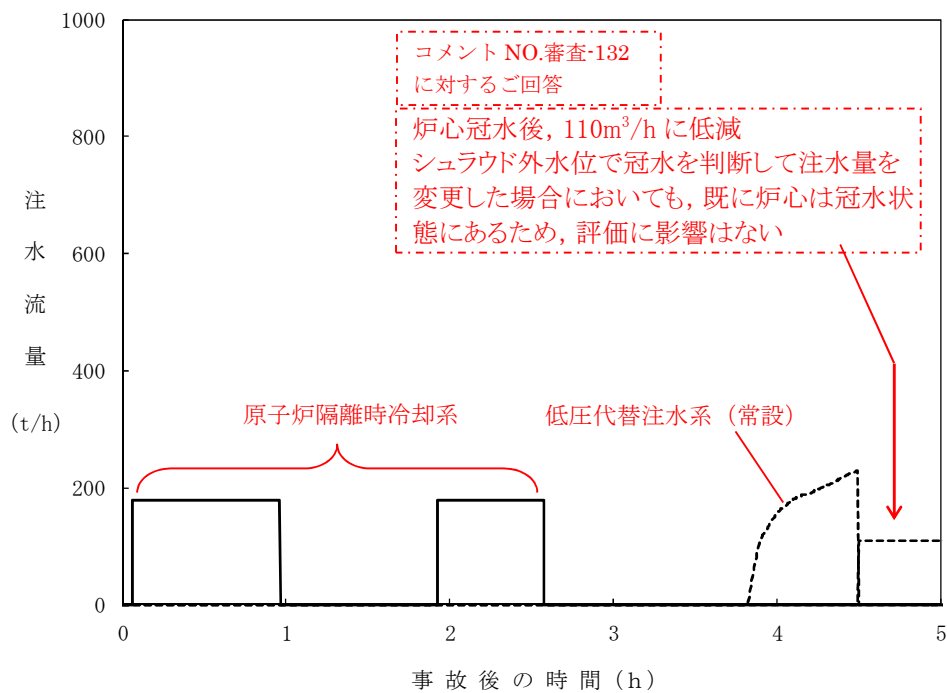


図 2.4.1.10 注水流量の推移

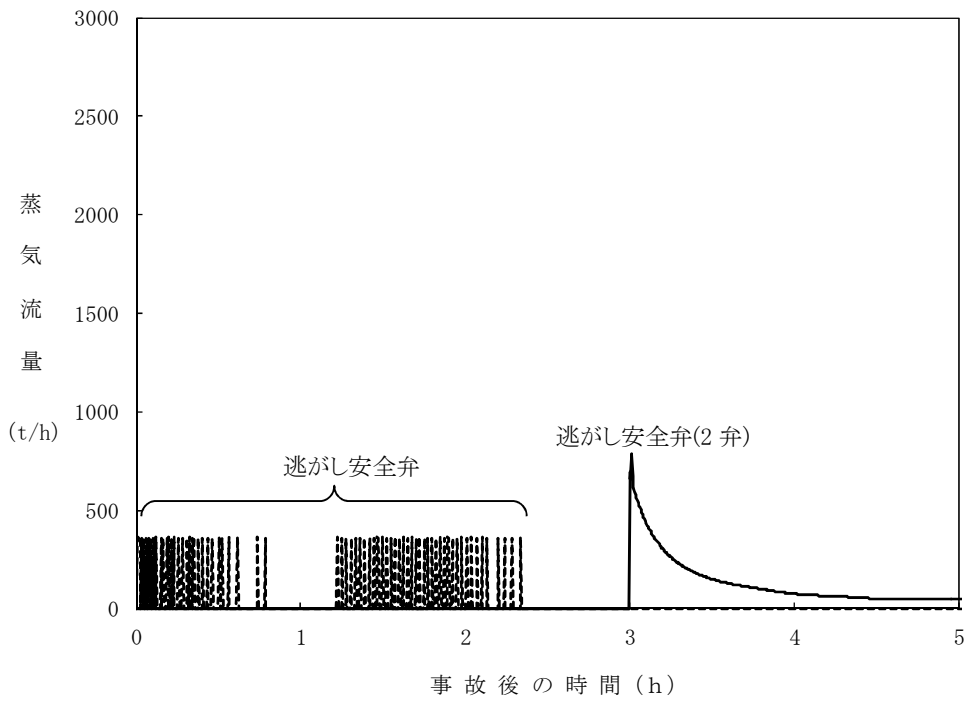


図 2.4.1.11 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

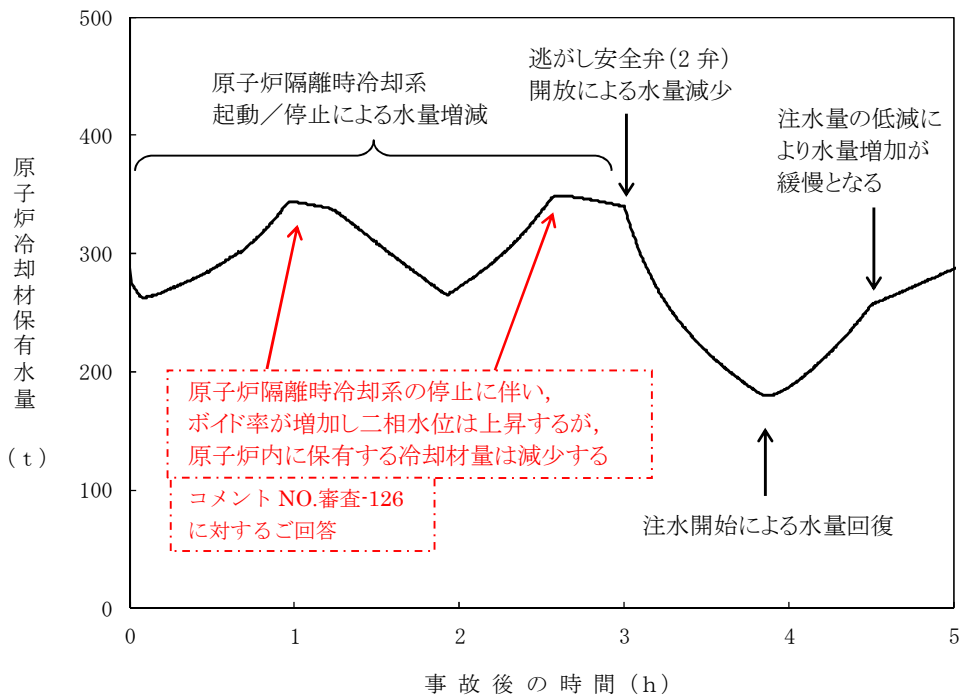


図 2.4.1.12 原子炉内保有水量の推移

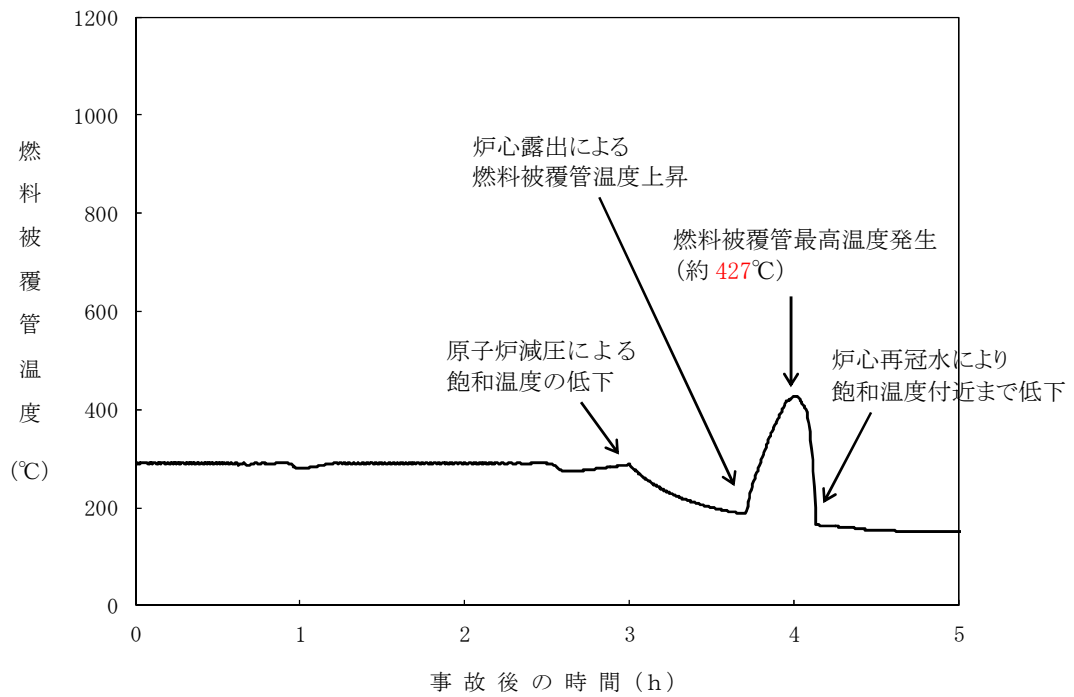


図 2. 4. 1. 13 燃料被覆管温度の推移

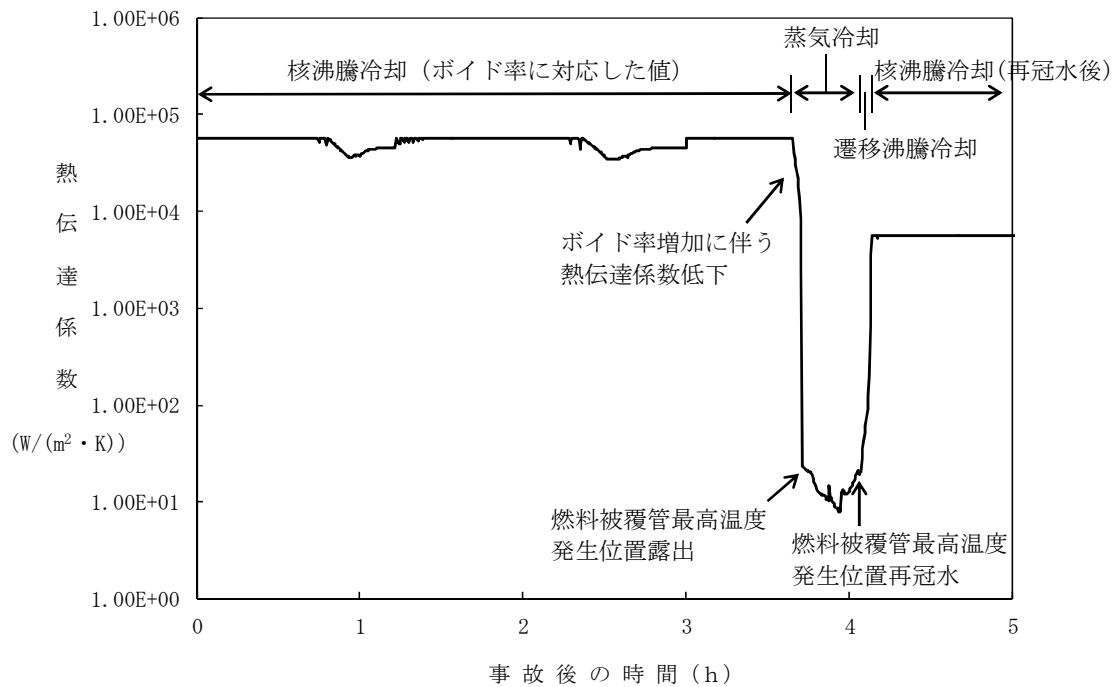


図 2. 4. 1. 14 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

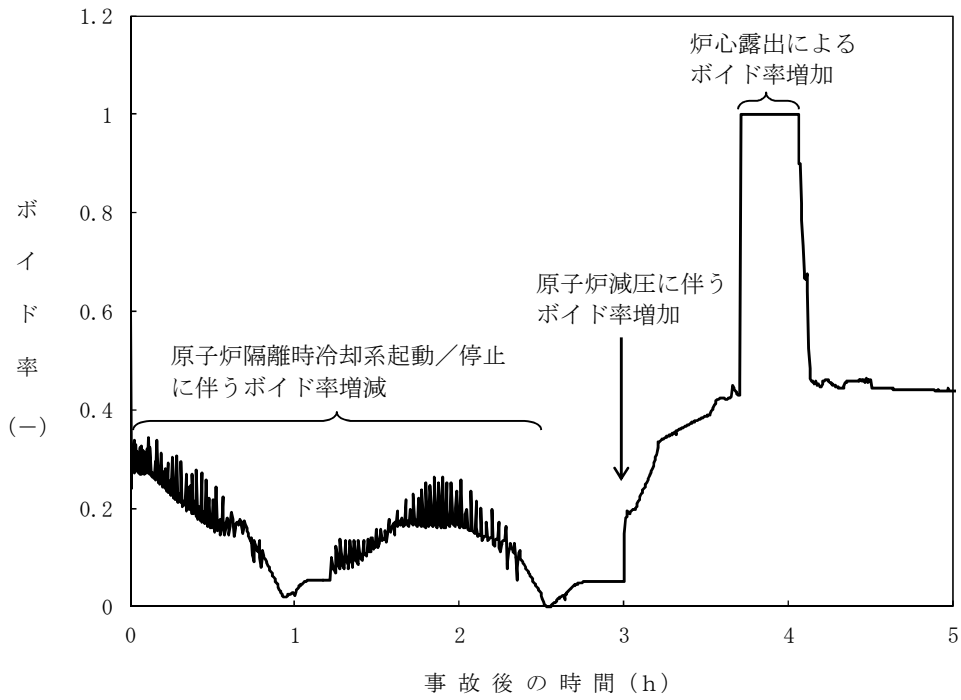


図 2.4.1.15 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

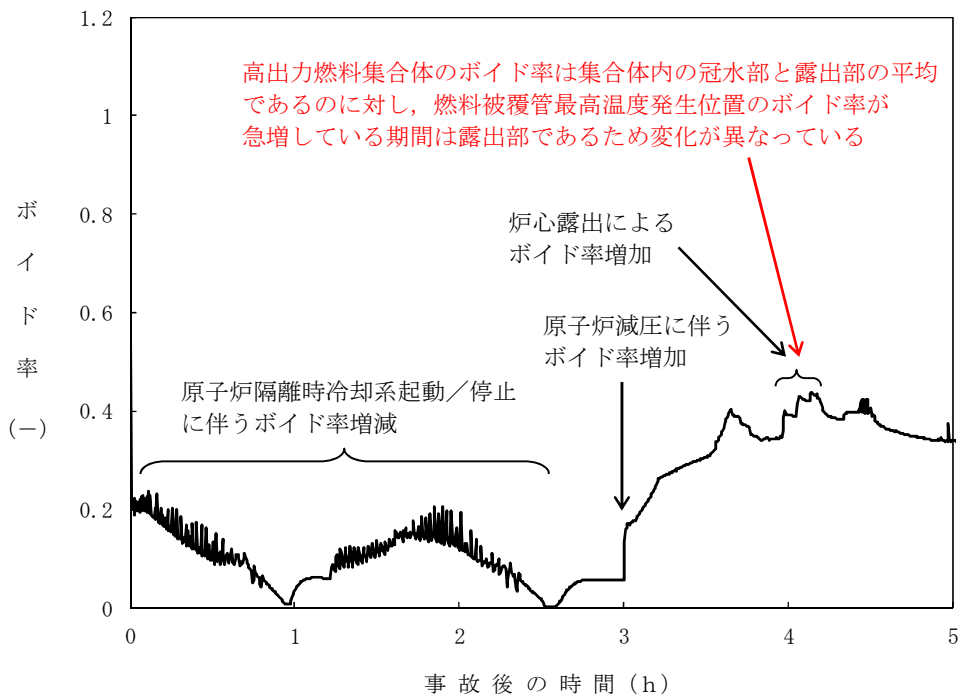


図 2.4.1.16 高出力燃料集合体のボイド率の推移

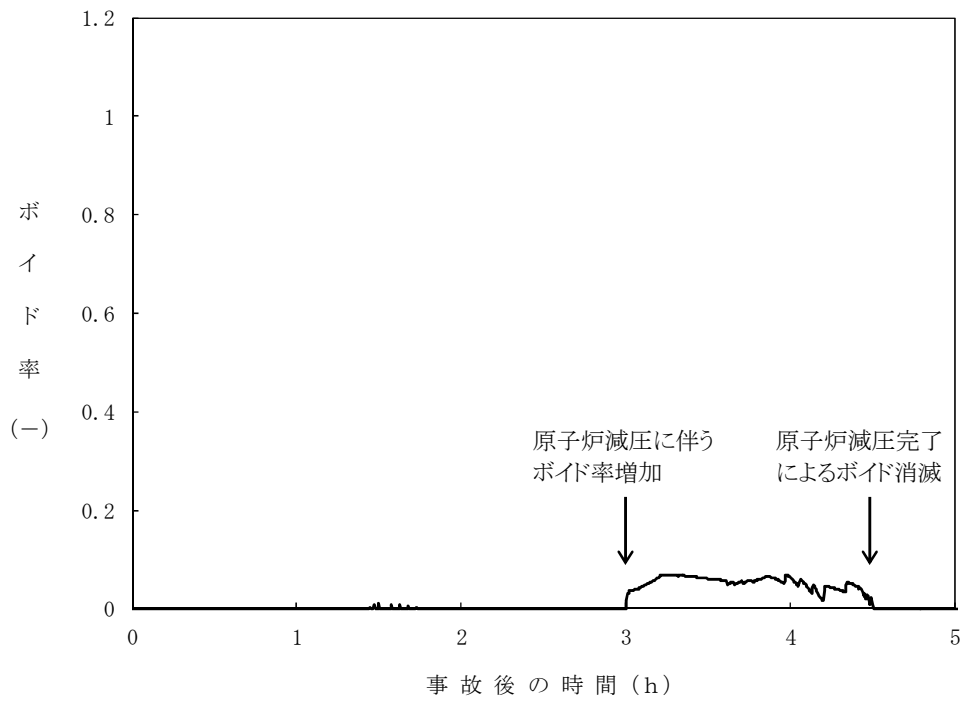


図 2.4.1.17 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

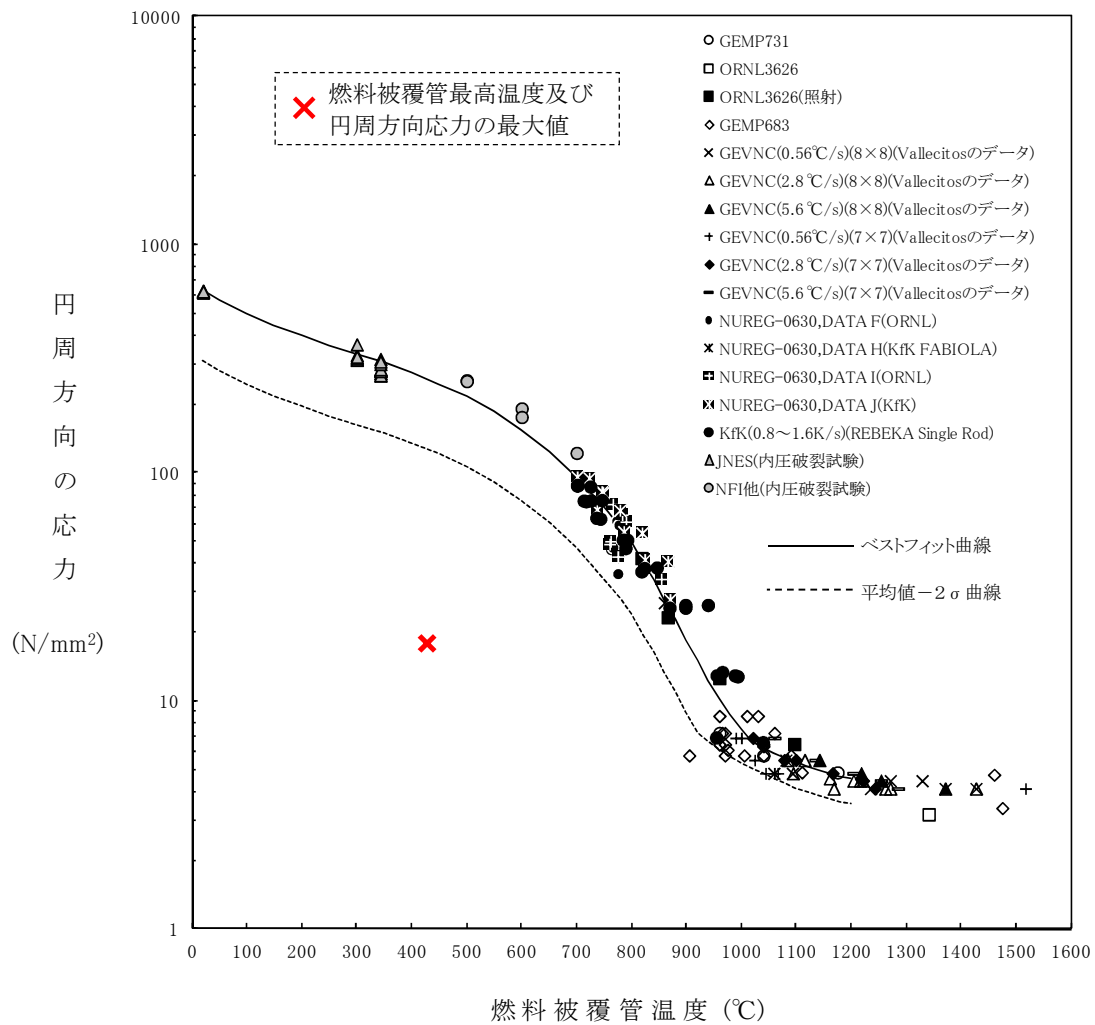


図 2. 4. 1. 18 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

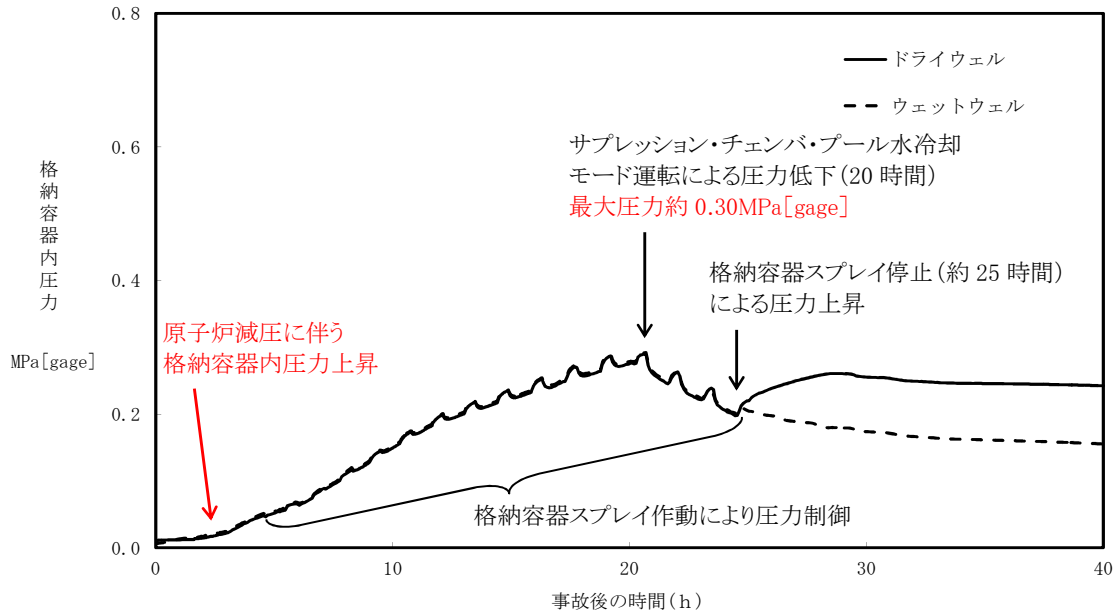


図 2.4.1.19 格納容器圧力の推移

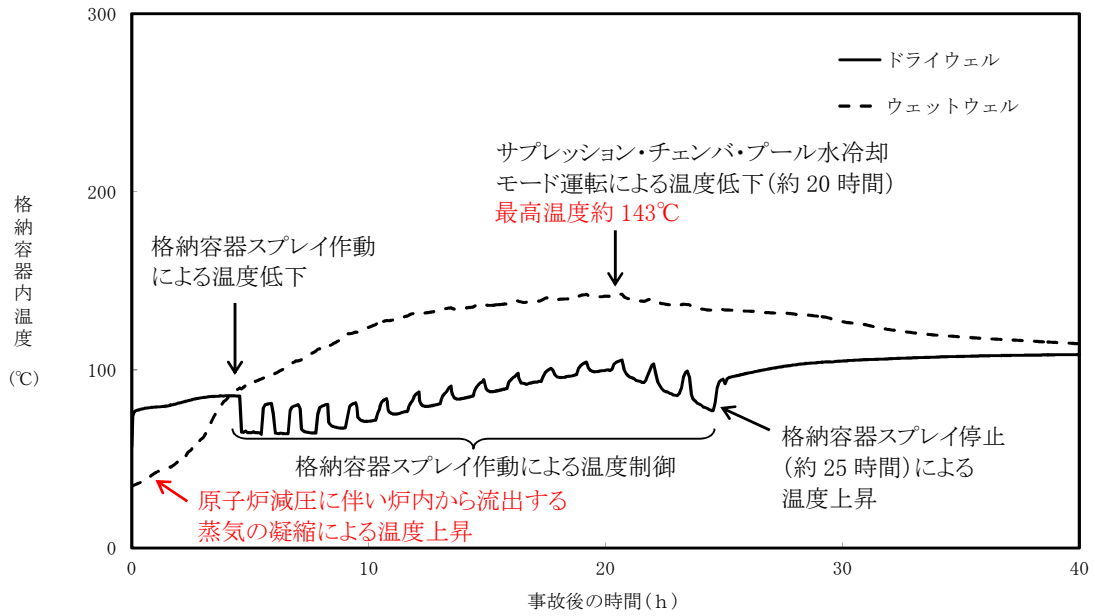


図 2.4.1.20 格納容器気相部の温度の推移

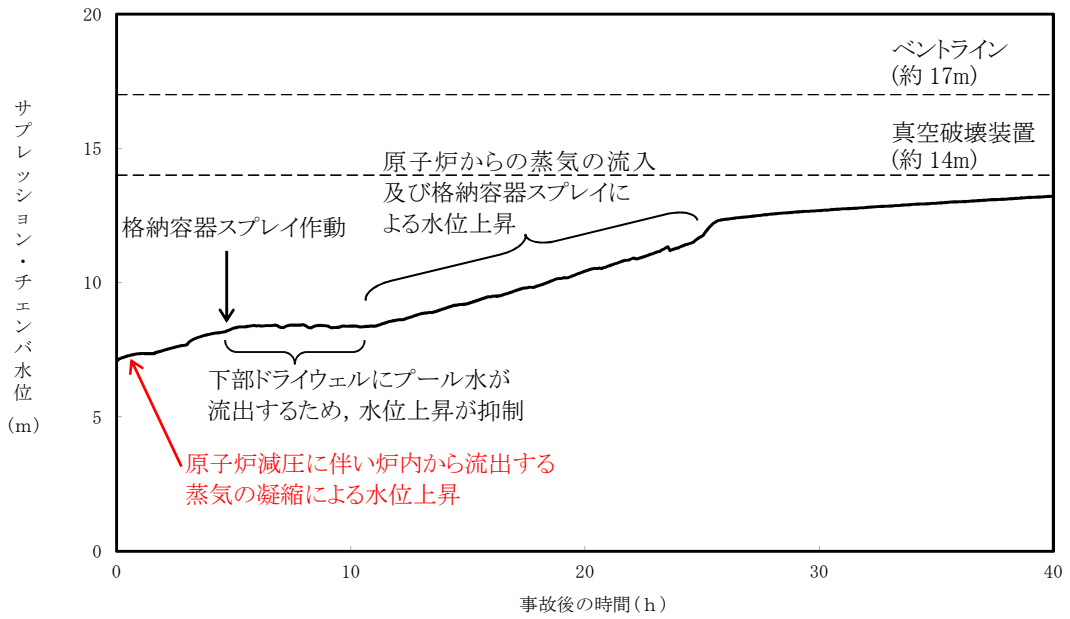


図 2.4.1.21 サプレッション・チェンバ水位の推移

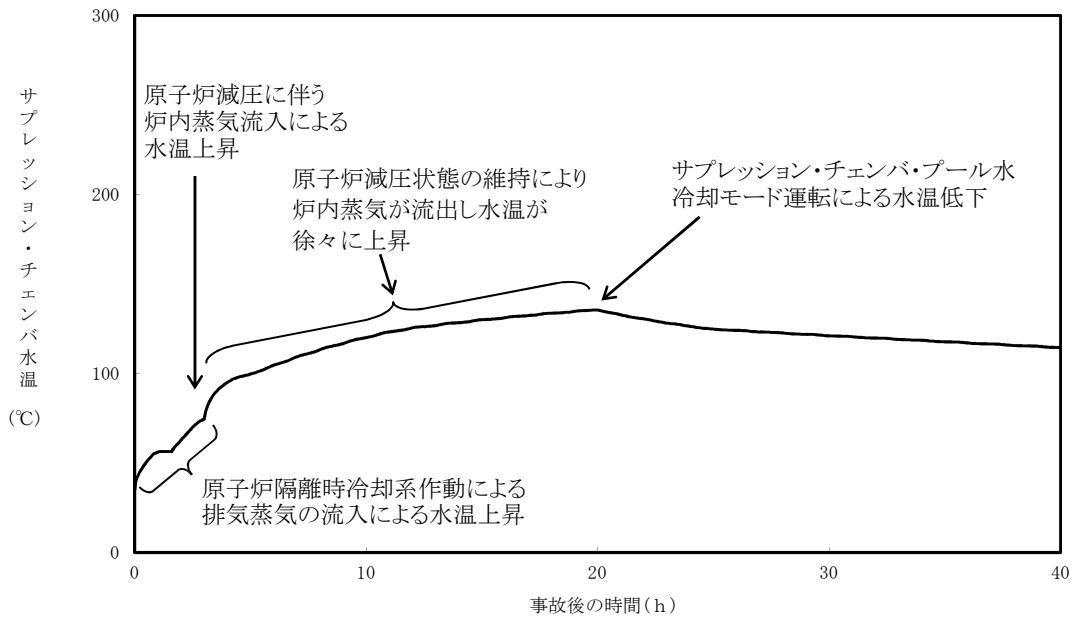


図 2.4.1.22 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 2.4.1.1 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、タービン加減弁急速閉信号が発生し、原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認	原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系が起動し原子炉へ注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位計(広帯域)【S A】 原子炉水位計(狭帯域) 原子炉隔離時冷却系系統流量計
原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、復水移送ポンプを起動し、逃がし安全弁2弁による手動減圧を行う。	逃がし安全弁 復水移送ポンプ【S A】	—	原子炉圧力計【S A】
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧代替注水系(常設)の圧力を下回ると、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設代替交流電源設備【S A】 復水移送ポンプ【S A】	—	原子炉圧力計【S A】 原子炉水位計(広帯域)【S A】 原子炉水位計(燃料域)【S A】 原子炉水位計(狭帯域) 復水補給水系統流量計(原子炉圧力容器)【S A】
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	原子炉水位が、原子炉水位高(レベル8)に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合は、代替スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル8)まで回復後、原子炉注水を停止し、代替スプレイを再開する。	常設代替交流電源設備【S A】 復水移送ポンプ【S A】	—	格納容器内圧力計【S A】 原子炉水位計(広帯域)【S A】 原子炉水位計(狭帯域) 復水補給水系統流量計(原子炉格納容器)【S A】
サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサブレーション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備【S A】 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系【S A】	残留熱除去系系統流量計 サブレーション・チェンバ・プール水温計【S A】

【S A】：重大事故等対応設備

表 2.4.1.2 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(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	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
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 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料(A型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積
格納容器容積(ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チエンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッションプール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
サブプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

コメント
NO.審査-147
に対する
ご回答

初期条件

表 2.4.1.2 主要解析条件(崩壊熱除去機能が喪失した場合)(2/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	全給水喪失	全給水喪失が発生するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能すると設定
	外部電源	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの場合の方が、全交流動力電源喪失となり、要員及び資源等の観点で厳しいことから設定

表 2.4.1.2 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(3/5)

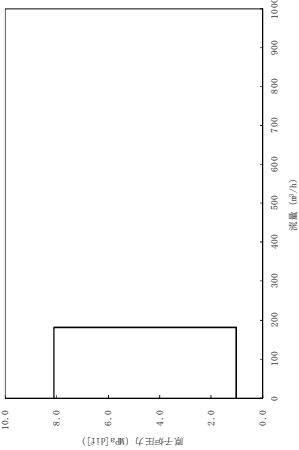
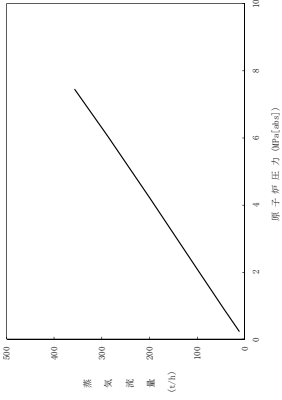
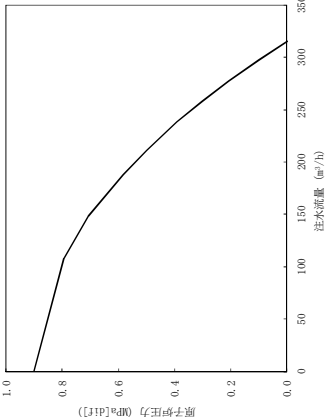
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル 2)にて自動起動 182m ³ /h(8.12~1.03MPa[dif]において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	2 個 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 
重大事故等対策に関連する機器条件		

表 2.4.1.2 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系(常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレー冷却系	140m ³ /h にてスプレー	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し, 設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW(海水温度 30°Cにおいて)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

表 2.4.1.2 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	運転操作手順書を踏まえて設定
低圧代替注水系(常設)起動操作	事象発生 70 分後	運転操作手順書を踏まえて設定
逃がし安全弁による手動原子炉減圧	事象発生約 3 時間後	低圧代替注水系(常設)起動操作後, 原子炉水位がレベル 8 に到達した時点
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力 13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高 (レベル 8) 到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサブレシジョン・チェーンバ・プール水冷却モード運転	事象発生 20 時間後	運転操作手順書を踏まえて設定

重大事故等対策に関連する操作条件

コメント
NO.審査-127
に対する
ご回答

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)時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は残留熱除去系，代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態】

原子炉安定状態の確立について

低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。

格納容器安定状態の確立について

約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態後の長期的な状態維持】

残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

【SAFER】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	燃料被覆管温度を+10℃～+150℃高めに評価する	解析コードでは、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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により被覆管温度を高く評価することから、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高く評価する
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び発熱量の評価に保守的な結果を与える	解析コードでは、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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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、運転員等操作に与える影響はない	燃料被覆管の酸化は、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価する
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	破裂の判定は実験データのベストフィット曲線を用いる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても20時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない	燃料被覆管温度が高めに評価されることから破裂判定は厳しめの結果を与える
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	実験結果の二相水位変化を良く予測することから、不確かさは小さい	解析コードでは、実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい。解析に対して実機の注水量が多い場合、燃料露出期間が短くなるため燃料被覆管温度は低くなる
原子炉圧力容器	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	実験結果の二相水位変化を良く予測することから、不確かさは小さい	初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、原子炉水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。また、実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	実験結果の圧力変化を良く予測することから、不確かさは小さい	解析コードでは、原子炉からの蒸気および冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力および原子炉水位の変動が運転員等操作に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい
	E C C S注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

【MAAP】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
原子炉圧力容器	E C C S 注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高め評価する
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は良く再現できる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、代替格納容器スプレイの操作があるが、事象発生から約 5 時間後の操作であり、また、スプレイ間隔は炉心冠水操作に依存することから、挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイの操作時間（スプレイ間隔）が影響する。これらの操作は事象発生から約 5 時間後の操作であり、多少の挙動の変化は運転員操作に影響を与えることはないことから、格納容器圧力及び温度に対する影響は小さい
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	サブプレッション・チェンバ・プール水冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき与えており、入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定		
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定		
	炉心流量	52,200t/h	定格流量の90～111%	定格流量（100%）として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	炉心入口温度	約278℃	約278℃	熱平衡計算による値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	炉心入口サブクール度	約10℃	約10℃	熱平衡計算による値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水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	最確条件とした場合には被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管を起点とする運転操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管を起点とする運転操作はないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m以下	設計の最大値として設定	最確条件を前提として考えた場合、燃料被覆管温度上昇は小さくなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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	最確条件を前提として考えた場合、燃料被覆管温度上昇は小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度33Gwd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度30Gwd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉水位低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水温	35℃	約30℃～約35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、操作に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器の熱容量は若干大きくなり除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、その影響は小さい
	格納容器圧力	5kPa	約4～8kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器温度	57℃	約50℃～約60℃	通常運転時の格納容器温度として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
外部水源の温度	50℃(事象開始12時間以降は45℃,事象開始24時間以降は40℃)	約30℃～約50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員操作に対する影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管に対する影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため、格納容器圧力上昇の程度は小さくなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	全給水喪失	全給水喪失	全給水流量の喪失が発生し、原子炉への給水はできないものとして設定		
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能すると設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なし場合の方が、全交流動力電源喪失となり、事象進展が厳しいことから設定		
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (応答時間：0.05秒)	タービン蒸気加減弁急速閉 (応答時間：0.05秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h(8.12～1.03MPa [dif] において)にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h(8.12～1.03MPa [dif] において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	逃がし安全弁	2個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	2個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	低圧代替注水系（常設）	最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになる
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /hにてスプレイ	140m ³ /hにてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	代替原子炉補機冷却系	約23MW(海水温度30℃において)	約23MW(海水温度30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	実際の除熱能力が解析より大きい場合、その後の格納容器圧力・温度挙動は低く推移することになるが、代替原子炉補機冷却系による除熱開始以降で、格納容器圧力及び温度のパラメータを起点とした運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	実際の除熱能力が解析より大きい場合、その後の格納容器温度挙動は低く推移することになり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	<p>運転操作手順書等を踏まえて設定</p> <p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより常設代替交流電源設備の準備を開始する手順としている。また、緊急時対策要員は、中央制御室から連絡を受け、直ちに常設代替交流電源設備の起動操作に着手する手順としている。この認知及び連絡に係る時間として 10 分間を想定している。そのため、認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために、中央制御室及び現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と、常設代替交流電源設備の起動操作等を行う専任の緊急時対策要員が配置されている。現場運転員は、常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間、他の操作を担っていない。また、本緊急時対策要員は、事象発生直後から活動可能なよう宿直体制をとる。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 現場運転員は、中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下 1 階まで通常 5 分間程度で移動可能であるが、移動時間としては余裕を含めて 10 分間を想定している。緊急時対策要員は、事務所より高台へ車にて移動するが、移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し 10 分間を想定している。このため、移動が操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 緊急時対策要員は、常設代替交流電源設備の起動操作を担う緊急時対策要員 (GTG) と緊急用交流高圧母線の遮断器操作を担う緊急時対策要員 (緊急 M/C) に分かれて操作する。緊急時対策要員 (GTG)、緊急時対策要員 (緊急 M/C)、運転員 (現場) 及び運転員 (中央制御室) の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため、操作所要時間は最長で 50 分間となる。</p> <p>[緊急時対策要員 (GTG) : 操作所要時間 ; 合計 40 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ、配電盤等の健全性確認の所要時間に 10 分間を想定 ● 燃料バルブの開操作、給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動、起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に 20 分間を想定 <p>[緊急時対策要員 (緊急 M/C) : 操作所要時間 ; 合計 40 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 緊急用交流高圧母線の配電盤、保護継電器等の使用前の健全性確認の所要時間に 10 分間を想定 ● 外部電源切り離し、不要電路遮断、母線連絡投入等の緊急用交流高圧母線の電路構成の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動後の緊急用交流高圧母線の遮断器の操作の所要時間に 20 分間を想定 <p>[運転員 (現場) : 操作所要時間 ; 合計 50 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が 20 個程度であり、1 個あたりの操作時間に移動時間を含めて 2 分間程度を想定し、操作の所要時間は 40 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 <p>[運転員 (中央制御室) : 操作所要時間 ; 合計 30 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に 20 分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に、中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作の所要時間に 10 分間を想定 <p>【他の並列操作有無】 上述のとおり、緊急時対策要員と現場運転員の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 緊急時対策要員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>実態の操作開始時間は、左欄のとおり、認知:10分間、移動:10分間、操作所要時間:50分間の合計の70分間であり、解析上の想定とほぼ同等である</p>	<p>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</p>	<p>炉心損傷を避けるためには最終的には直流電源枯渇まで実施すれば良いため、事象発生から時間余裕がある</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (2/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	低压代替注水系(常設)起動操作	事象発生 70 分後	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより低压代替注水系 (常設) の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 原子炉注水準備の操作は, 復水補給水系の隔離弁 (1 弁) の閉操作による系統構成, 低压代替注水系 (常設) の追加起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1 操作に 1 分間を想定し, 合計 2 分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間 5 分を想定している。</p> <p>【他の並列操作有無】 本操作は, 常設代替交流電源設備からの受電における非常用母線への受電操作と同時に実施する</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	本操作は, 常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため, その影響を受けるが, 本操作, 常設代替交流電源設備からの受電操作ともに, 実態の操作開始時間は, 解析上の想定とほぼ同等である	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	低压代替注水系 (常設) への移行は, 初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間内 (24 時間) に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり, 事象発生から時間余裕がある
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約 3 時間後	<p>【認知】 低压代替注水系 (常設) 起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位維持を優先するため, 原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に原子炉隔離時冷却系から低压代替注水系 (常設) に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により, 原子炉減圧の操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉水位維持を優先するため, 原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に原子炉隔離時冷却系から低压代替注水系 (常設) に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により, 原子炉減圧の操作開始時間は変動しうる	逃がし安全弁による手動原子炉減圧の操作開始時間が早まった場合, 崩壊熱の増加に伴い再冠水過程における燃料露出期間が長くなり, 燃料被覆管温度が上昇する方向となるが, その影響は小さい	低压代替注水系 (常設) への移行は, 初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間内 (24 時間) に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり, 事象発生から時間余裕がある

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (3/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力「13.7kPa[gage]」到達後の原子炉水位高(レベル8)到達時(約5時間後)	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準(「13.7kPa[gage]」到達後の原子炉水位高(レベル8))に到達するのは事象発生約5時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切替は制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり、原子炉水位レベル8到達後に、低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切り替えることとしており、原子炉注水の状況により、格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉注水を優先するため、原子炉水位レベル8到達後に低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は事象発生約5時間後の前後となる	格納容器の圧力上昇は緩やかであり、スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合の何れにおいても、変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない	スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり時間余裕がある
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	復水貯蔵槽への補給までの時間は、事象発生から約12時間あり時間余裕がある	—	—	—
	消防車への給油	事象発生から12時間後以降、適宜	消防車への給油開始の時間は、事象発生から約12時間あり時間余裕がある	—	—	—

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (4/4)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
		解析上の操作開始時間					
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	運転操作手順書等を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 付設を行う専任の緊急時対策要員 (事故後 10 時間以降の参集要員) が配置されている。現場運転員は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセルルートが被害があっても, ホイールローダー等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間を含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避 (想定約 30 分間) を踏まえても, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから, 操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性がある	操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり, この場合, 格納容器の温度・圧力等を早期に低下させる可能性がある	代替原子炉補機冷却系の運転操作までの時間は, 事象発生から約 20 時間あり時間余裕がある
	代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	事象発生 20 時間後	運転操作手順書等を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作までの時間は, 事象発生から約 20 時間あり時間余裕がある	—	—	—

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))

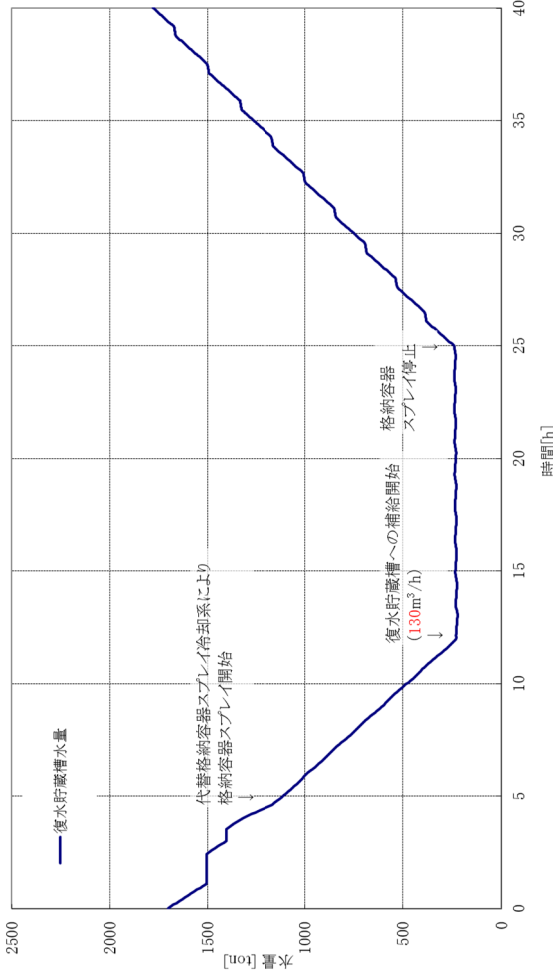
○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³(号炉共用)

○水使用パターン

- ①原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系(常設)による原子炉注水
 事象発生後約 3 時間までは原子炉隔離時冷却系により注水し，
 その後は低圧代替注水系(常設)により注水する。
 冠水後は，原子炉水位高(レベル 8)～原子炉水位低(レベル 3)
 の範囲で注水する(約 110m³/h)。
- ②代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ
 原子炉水位高(レベル 8)～原子炉水位低(レベル 3)までの間，
 代替原子炉格納容器スプレイを実施(140m³/h)。
- ③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
 12 時間後から，淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
 防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m³/h で復水貯蔵槽へ移送する。



○時間評価(右上図)

12 時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量の減少割合は低下する。約 25 時間後にスプレイを停止し，その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，6/7 号のそれぞれで約 6,400m³ 必要となる。6/7 号炉の同時被災を考慮すると，約 12,800m³ 必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから，6/7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり，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(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

プラント状況: 6, 7 号炉運転中。1~5 号炉停止中。

事象: 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)は 6, 7 号炉を想定。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。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

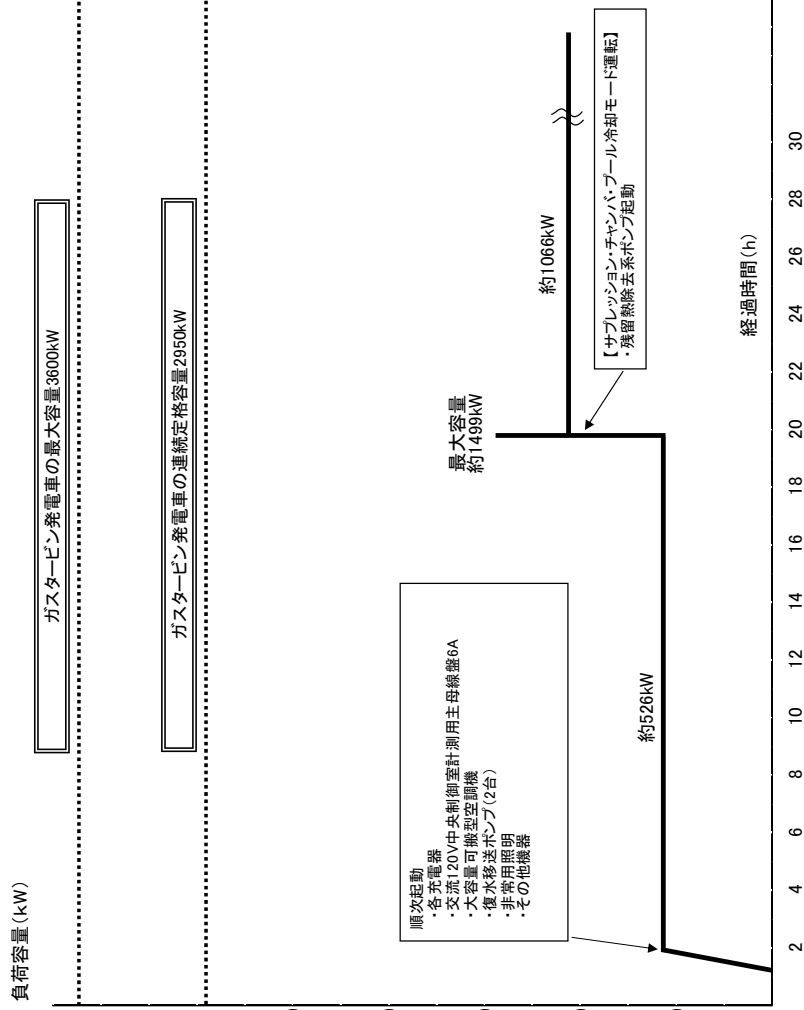
号炉	時系列			合計	判定
	事象発生直後～事象発生後 7 日間	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L 事象発生直後～事象発生後 7 日間	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 36,960L		
7 号炉	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 859,320L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L 事象発生直後～事象発生後 7 日間	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 36,960L	7 日間の 軽油消費量 約 945,336L	6, 7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 2,184,000L であり、 7 日間対応可能。
6 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 36,960L	7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	1 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
1 号炉	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	2 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	3 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	4 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	5 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	1~7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 1,241,944L であり、 7 日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間 免震棟ガスタービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h × 24h × 7 日 = 66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 4,536L			7 日間の 軽油消費量 約 70,896L	

※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 3 台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

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))

<6号炉>

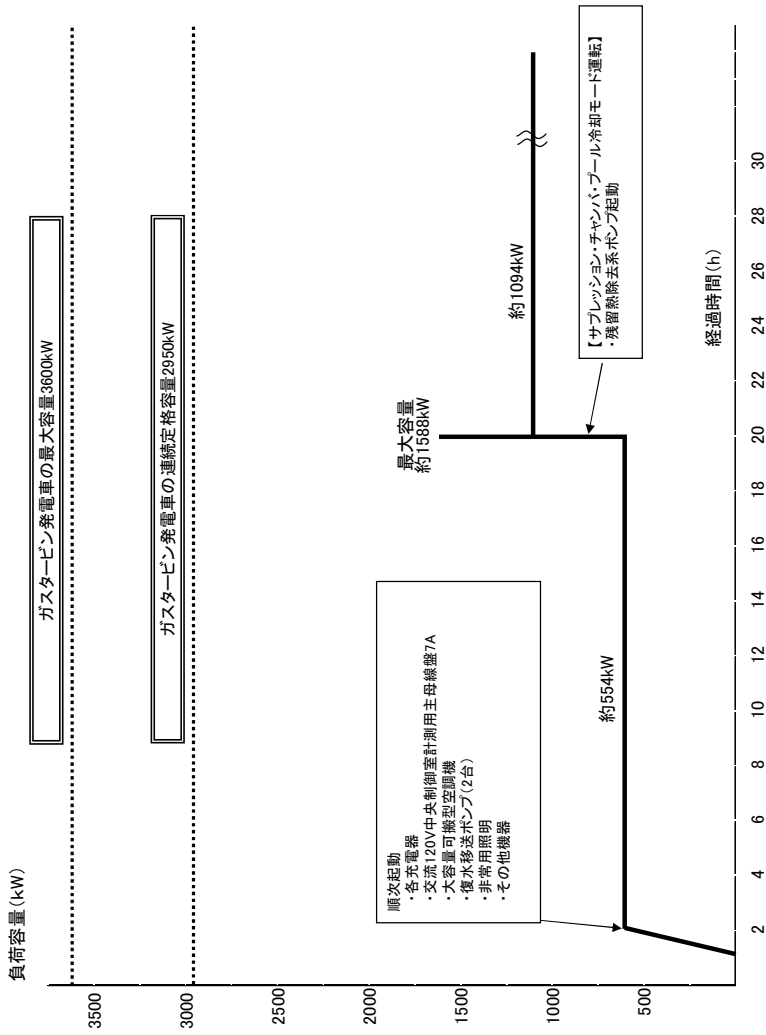


負荷積算イメージ

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤6A	約94kW
(2)	直流125V充電器盤6A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	直流125V充電器盤6B	約98kW
(5)	交流120V中央制御室計測用主母線盤6A	約50kW
(6)	大容量可搬型空調機	3kW
(7)	復水移送ポンプ(2台)	110kW
(8)	残留熱除去系ポンプ	540kW
(9)	計器類、自動減圧系 2弁	(1)~(5)に含む
(10)	非常用照明	約24kW
(11)	その他機器	約50kW
	合計	約1066kW

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))

<7号炉>



負荷積算イメージ

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤7A	約94kW
(2)	直流125V充電器盤7A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	直流125V充電器盤7B	約98kW
(5)	交流120V中央制御室計測用主母線盤7A	約75kW
(6)	大容量可搬型空調機	3kW
(7)	復水移送ポンプ(2台)	110kW
(8)	残留熱除去系ポンプ	540kW
(9)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(5)に含む
(10)	非常用照明	約27kW
(11)	その他機器	約50kW
	合計	約1094kW

2.4 崩壊熱除去機能喪失

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

コメント
NO.審査-133,143
に対する
ご回答

(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「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、③「通常停止+崩壊熱除去失敗」、④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「小 LOCA+崩壊熱除去失敗」、⑧「中 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大 LOCA+RHR 失敗」が抽出された。

重大事故等対処設備の有効性を確認する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、①～⑥の事故シーケンスから、過渡事象(原子炉水位低下の観点で厳しい全給水喪失を選定)を起因事象とし、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移が厳しい、①「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」を選定した。

⑦～⑨の事故シーケンスは LOCA を起因とする事故シーケンスであり、格納容器圧力の上昇が早く、圧力上昇の抑制に必要な設備容量の観点でも厳しいと考えられるが、LOCA を起因とするシーケンスについては、崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めて他のシーケンスグループ「2.6 LOCA 時注水機能喪失」で評価することとし、これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスの選定対象から除外した。

(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「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCA を除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、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が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位低下により炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障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、重大事故等対処設備の有効性評価としては、残留熱除去系の有する炉心冷却及び格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備の有効性評価が考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」における機能喪失に対して、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、原子炉隔離時冷却系及び高圧

炉心注水系を用いた原子炉注水、また、原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.4.2.1 から図 2.4.2.3 に、手順の概要を図 2.4.2.4 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設備と手順の関係を表 2.4.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 23 名である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直長 1 名 (6 号炉及び 7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名、緊急時対策要員 (現場) 8 名である。必要な要員と作業項目について図 2.4.2.5 に示す。

a. 原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低 (レベル 3) 信号が発生して原子炉はスクラムする。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が起動、原子炉水位は回復する。

原子炉隔離時冷却系の起動を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 残留熱除去系機能喪失確認

原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッションプール水温度が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを起動するが、残留熱除去系故障によりサブプレッションプール水冷却は失敗する。

残留熱除去系故障を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力計等である。

d. 高圧炉心注水系による原子炉注水

全給水喪失により、主復水器が使用不可能なため、主蒸気隔離弁を手動全閉し、逃がし安全弁 1 弁により原子炉減圧操作を開始する。

原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低 (レベル 1.5) で高圧炉心注水系が起動、原子炉水位は回復する。

高圧炉心注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量等である。

高圧炉心注水系による原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系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、格納容器の圧力及び温度が上昇する。格納容器

圧力が「0.18MPa[gage]」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水系流量計である。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を継続しても、格納容器圧力は上昇する。事象発生後 22 時間後に代替格納容器スプレイを停止すると、格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」に到達するため、格納容器圧力逃がし装置等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等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び格納容器内雰囲気放射線レベル計及びサブプレッション・チェンバ水位計等である。

2.4.2.2 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、「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱等が重要な現象となる。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、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、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(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表2.4.2.2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、全給水喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると仮定する。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低

の信号でトリップするため、外部電源が喪失し、同時にスクラム及び再循環ポンプが全台トリップする事象に比べ、原子炉水位低下が早く、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。なお、本評価では、初期の炉心冠水維持は高圧注水系にて行うこととなるため、その後に低圧注水系の注水に移行する際の減圧過程では、崩壊熱は十分減衰しており外部電源の有無の影響は小さい。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、残留熱除去機能の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等更なる重大事故等対策が必要となることはない。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低(レベル3)」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル2)で自動起動し、182m³/h(8.12～1.03MPa[dif]において)の流量で給水するものとする。

(c) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低(レベル1.5)で自動起動し、727m³/h(0.69MPa[dif]において)の流量で給水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁1個を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて格納容器へスプレイする。

(f) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、流量特性(格納容器圧力0.62MPa[gage]において、最大排出流量が31.6kg/sの流量)に対し、70%開度で格納容器除熱を実施する。

コメント
NO.審査-175
に対する
ご回答

c. 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) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、サブプレッションプール水温度が49°Cに到達した場合に実施する。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」に到達した場合に実施する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が

「0.31MPa[gage]」に到達した場合に実施する。

(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(シュラウド内及びシュラウド内外)^{*}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出量、原子炉内保有水量の推移を図2.4.2.6から図2.4.2.11に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.4.2.12から図2.4.2.14に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図2.4.2.15から図2.4.2.18に示す。

a. 事象進展

全給水喪失後、原子炉水位は急速に低下し、原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉はスクラムする。原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が起動して、水位は適切に維持される。

再循環ポンプについては、原子炉水位低(レベル3)で4台トリップし、原子炉水位低(レベル2)で残り6台がトリップする。

原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、手動操作により逃がし安全弁1弁を開き、原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による注水を継続し、原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系が起動した後、原子炉隔離時冷却系を手動で停止する。その後は、高圧炉心注水系の停止及び起動操作を繰り返すことによって、水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉圧力が減圧されることにより、一時的に増加する。

炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による注水時に原子炉減圧の影響を受け、一時的に増加する。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。ベントは、事象発生から約22時間経過した時点で実施する。

^{*}シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管

の最高温度は図 2.4.2.12 に示すとおり初期値を上回ることはない。

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約 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 2.4.2.6 に示すとおり初期値以下であり、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(高々約 0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144°Cに抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.4.2.7 に示すとおり、高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.4.2.1)

ベントによる敷地境界外での実効線量の評価結果は、事象発生からベントまでの時間が本事象より短い「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下である。

2.4.2.3 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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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。

崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。

(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行う重要現象とは、「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

添付資料 2.4.2.2 参照

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料 2.4.2.2 参照

(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，表2.4.2.2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，解析条件の設定に当たっては，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があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目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

添付資料2.4.2.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.4.2.2参照

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，これらの要因が解析上の操作開始時間に与える影響を評価する。また，操作の不確かさが操作開始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開始時間に与える影響

添付資料2.4.2.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.4.2.2参照

(3) 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，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する。

(添付資料2.4.2.2)

(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，操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，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，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、操作時間には十分な時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

2.4.2.4 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「崩壊熱除去機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり23名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51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「崩壊熱除去機能喪失」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、その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による炉心注水及び代替格納容器スプレイ冷却系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、号炉あたり合計約6,200m³の水が必要となる。6号炉及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計12,400m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び号炉共用設備である淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号炉及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備を12時間以降と想定しているものである。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

(添付資料 2.4.2.3)

b. 燃料

可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約6,048Lの軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定すると、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、号炉あたり約750,960Lの軽油が必要となる。(号炉あたりの合計 約757,008L)

6号炉及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020,000L(発電所内で約5,344,000L)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、非常用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

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、長期対策として代替格納容器スプレー冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」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及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレー冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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、原子炉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、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、当直長、当直副長、運転員及び緊急時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、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、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「崩壊熱除去機能喪失」に対して有効である。

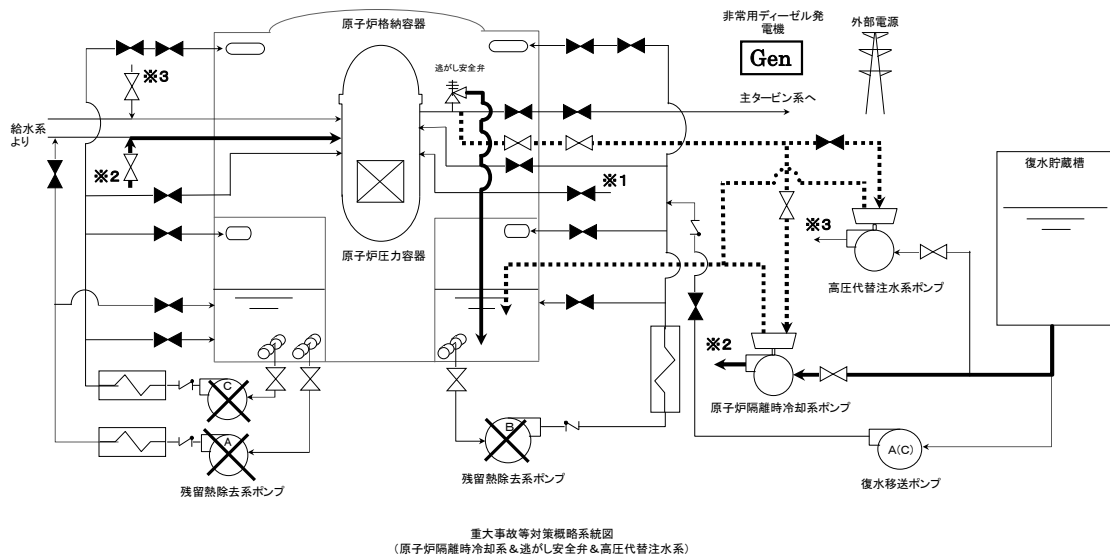


図 2.4.2.1 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(1/3)

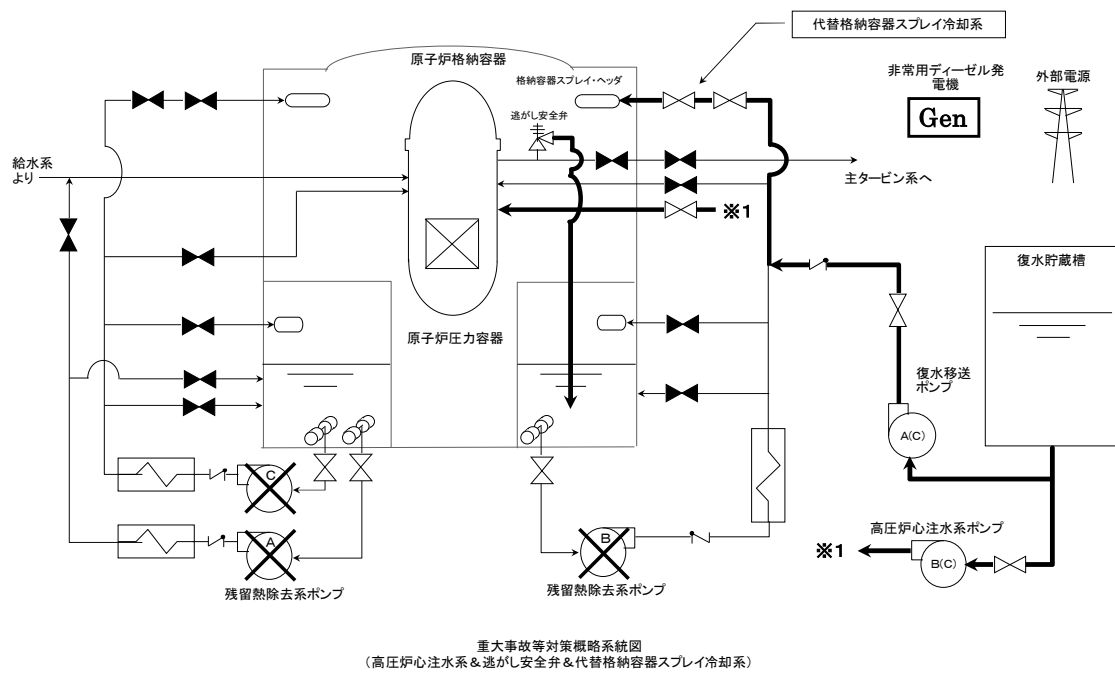


図 2.4.2.2 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(2/3)

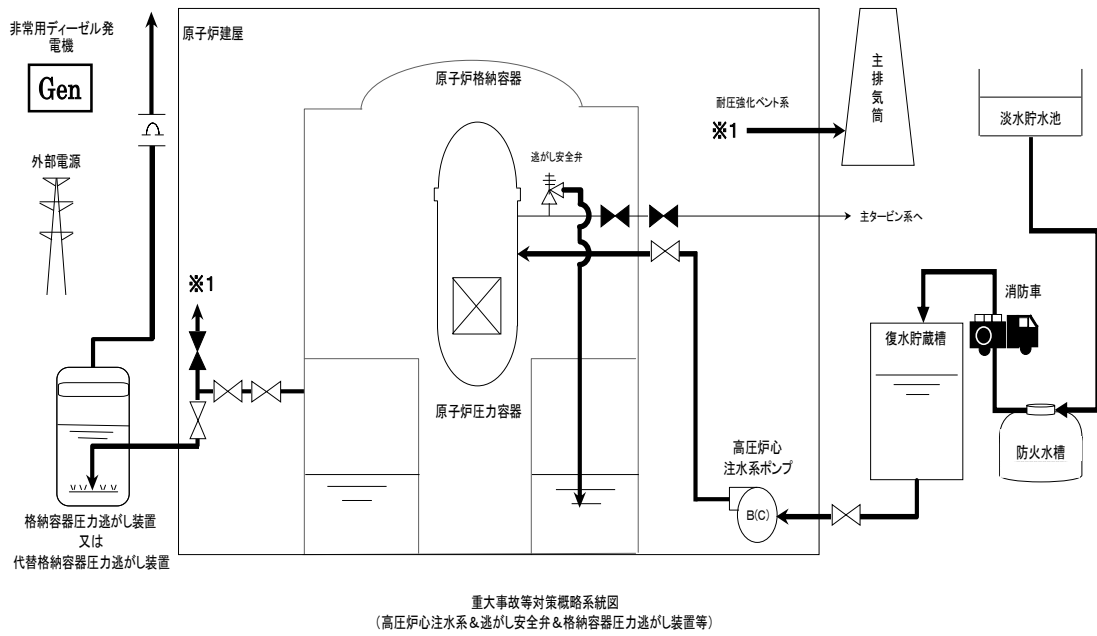


図 2. 4. 2. 3 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(3/3)

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）																				
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）						経過時間（時間）	備考					
	運転員（中操）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			10	20	2	4	6	8			10	12	20	22	24
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	・全給水喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認	10分												
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認													
残留熱除去系機能喪失確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系（A）（B）（C） 手動起動操作／機能喪失確認	10分												
残留熱除去系機能喪失調査、復旧操作（解析上考慮せず）	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復											対応可能な要員により、対応する		
原子炉減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 1弁 手動開放操作													
高圧注水機能 起動確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧炉心注水系 自動起動確認													
代替格納容器スプレイ冷却系 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・代替格納容器スプレイ冷却系 ラインアップ													
	-	-	2人 C,D	2人 o,d	-	-	・現場移動 ・代替格納容器スプレイ冷却系 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替													
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代替格納容器スプレイ操作													
消防車による防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1、※2	2人 ※1、※2	・消防車による復水貯蔵槽への注水準備 （消防車移動、ホース敷設（防火水槽から消防車、消防車から接続口）、ホース接続）													
	-	-	-	-	※1 (1人)	※1 (1人)	・消防車による復水貯蔵槽への補給											一時 待避		
淡水貯水池から大満側防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※3	-	・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・淡水貯水池から防火水槽への補給											一時 待避		
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備													
	-	-	-	-	※2、※3 (2人)	※2、※3 (2人)	・フィルタ装置水位調整準備 （排水ライン水張り）													
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視													
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント状態監視											解析上考慮せず		
	-	-	2人 C,D	2人 o,d	-	-	・格納容器ベント操作											解析上考慮せず		
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・フィルタ装置水位調整											適宜 実施		
燃料供給準備	-	-	-	-	2人	・軽油タンクからタンクローリーへの補給														
燃料給油作業	-	-	-	-	2人	・消防車への給油														
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 o,d	8人															

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.4.2.5 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の作業と所要時間

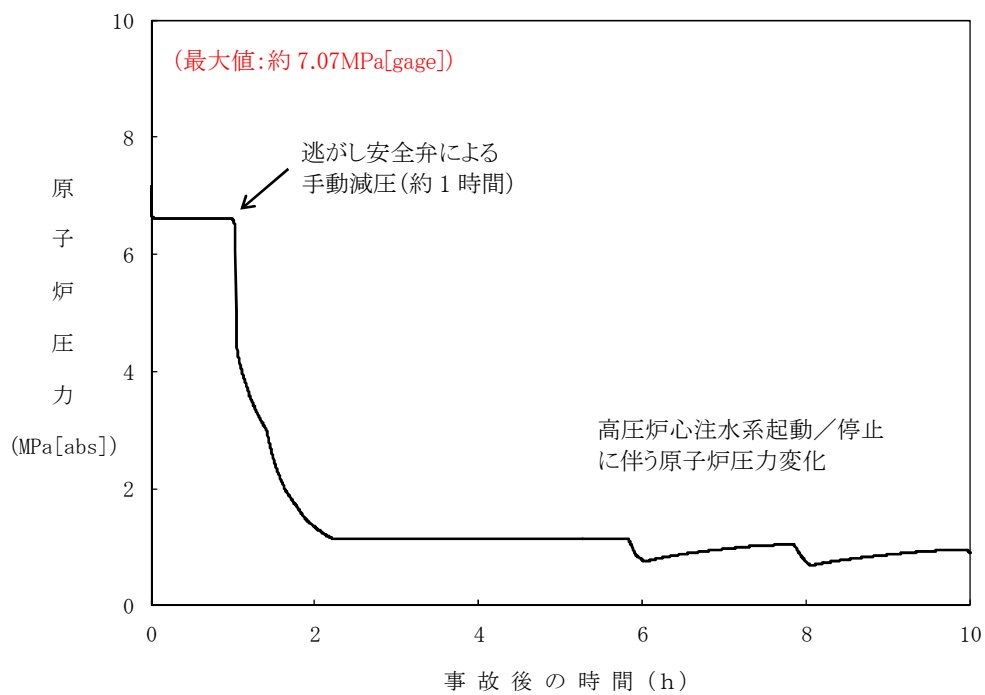


図 2.4.2.6 原子炉圧力の推移

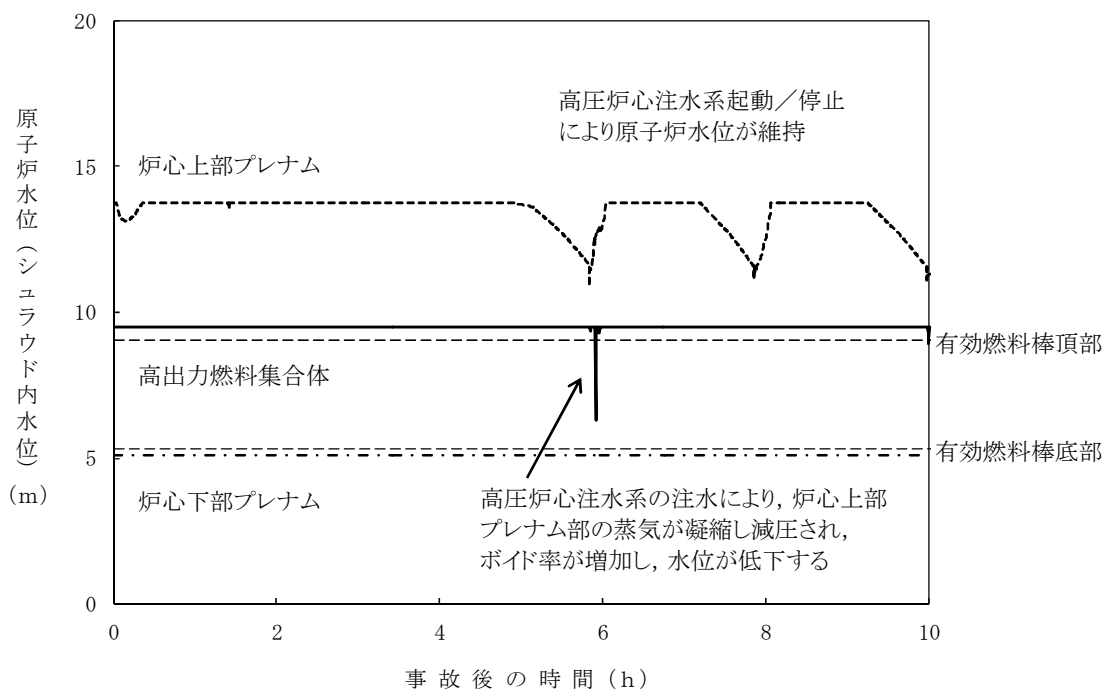


図 2.4.2.7 原子炉水位の推移

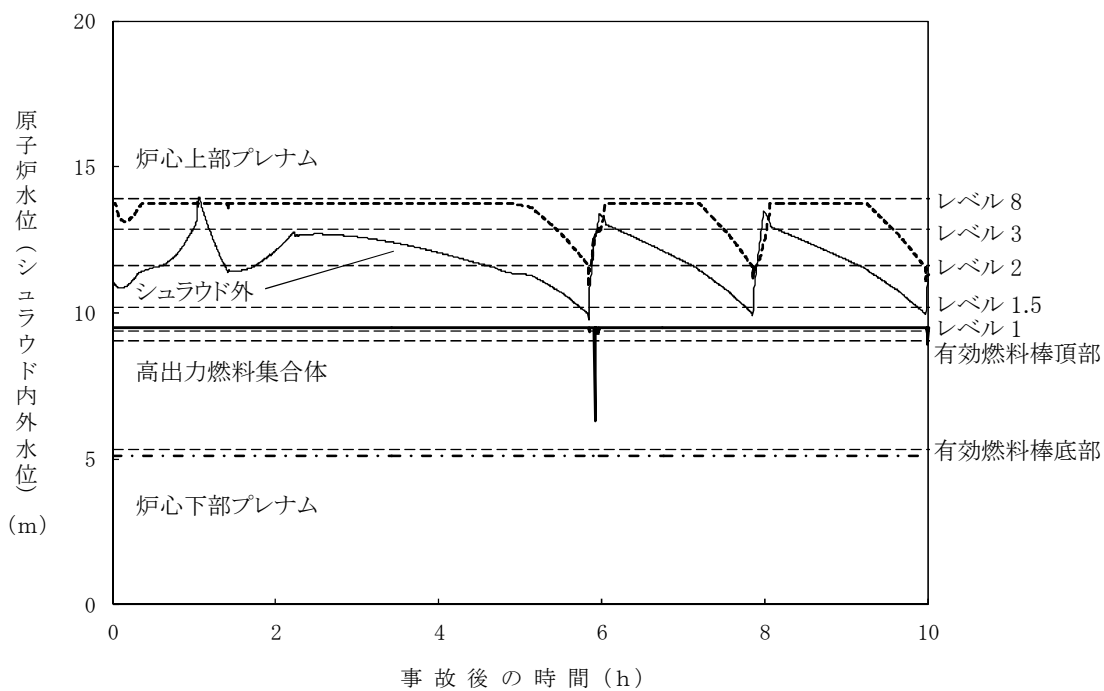


図 2.4.2.8 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

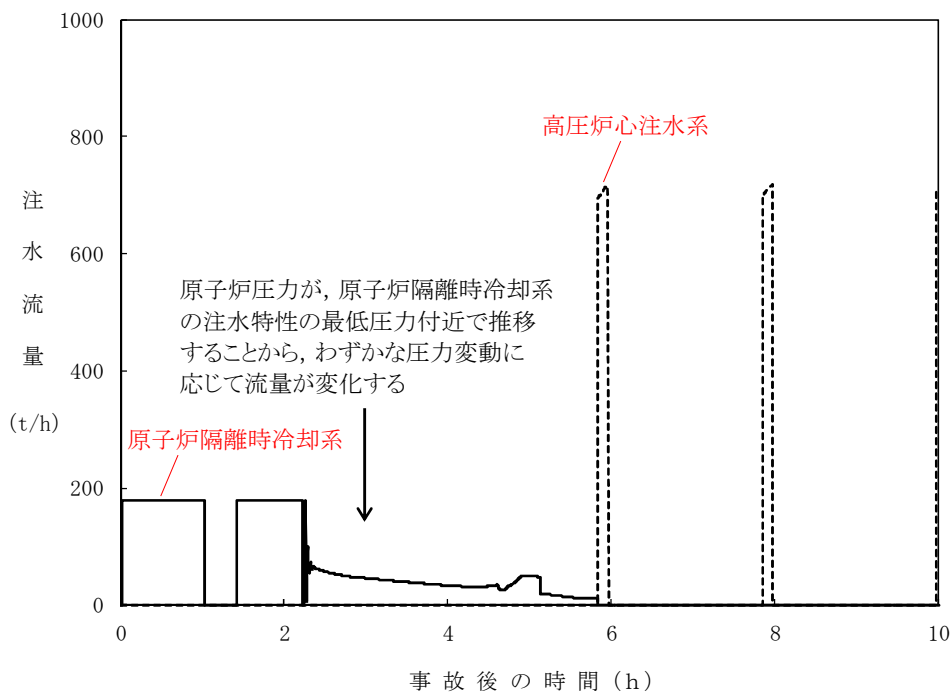


図 2.4.2.9 注水流量の推移

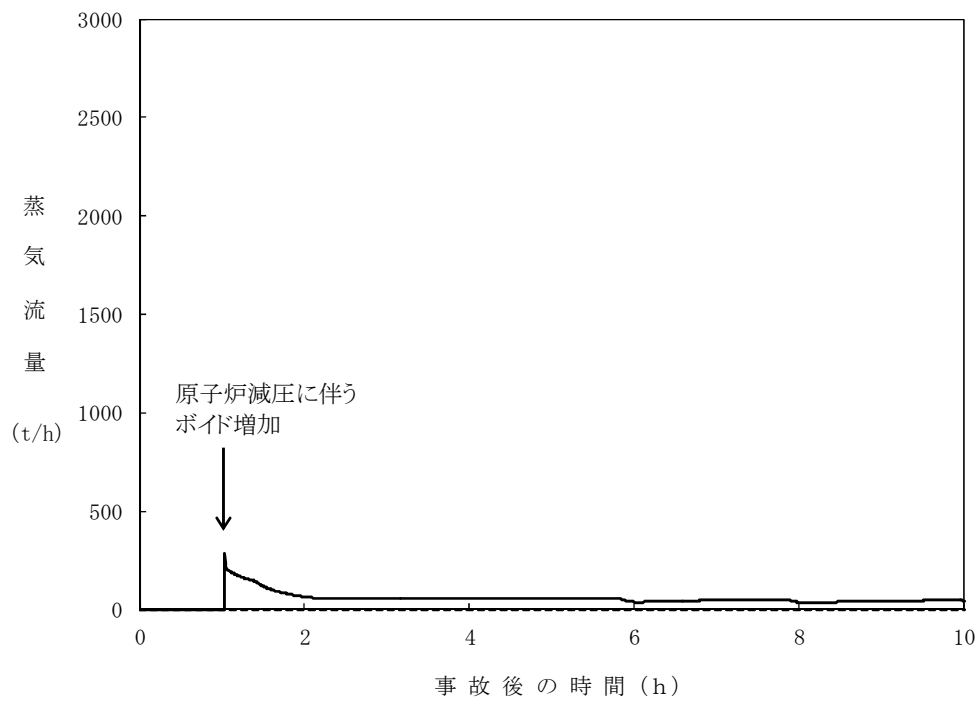


図 2.4.2.10 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

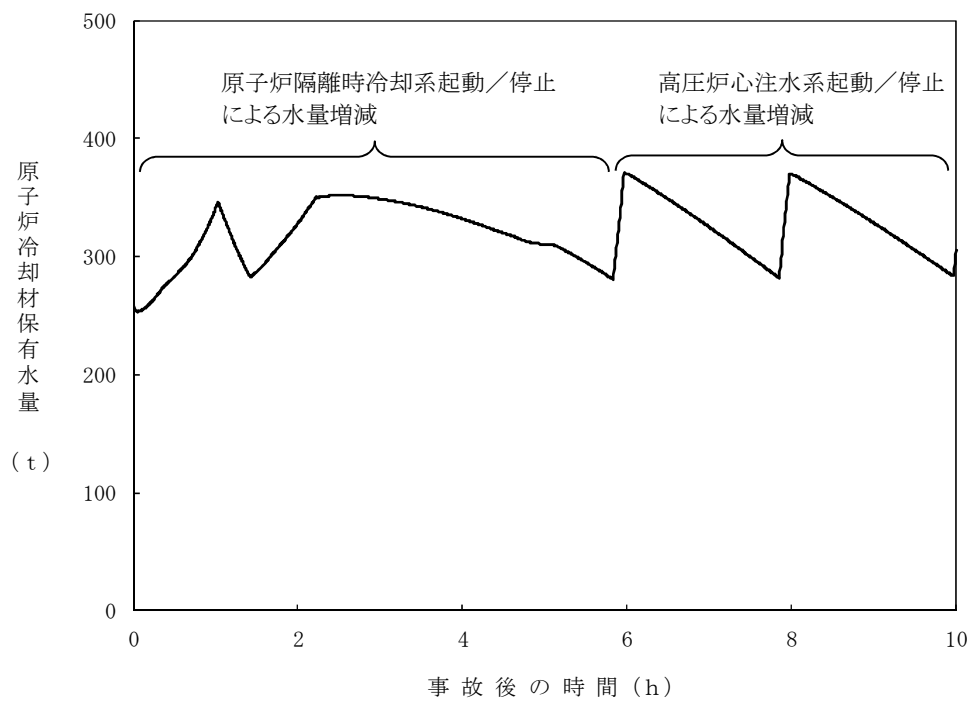


図 2.4.2.11 原子炉内保有水量の推移

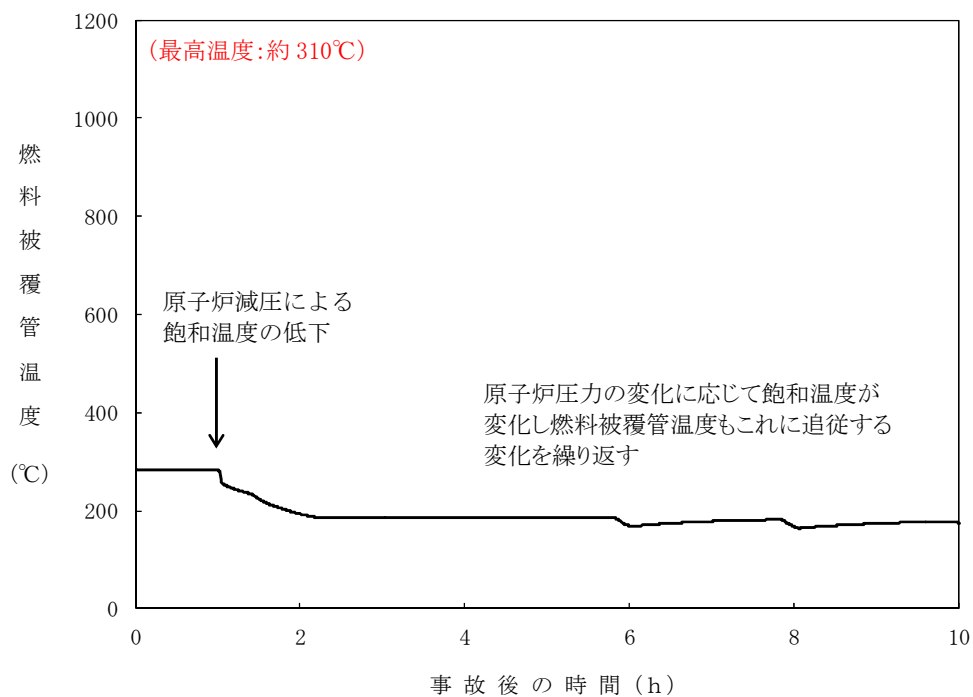


図 2.4.2.12 燃料被覆管温度の推移

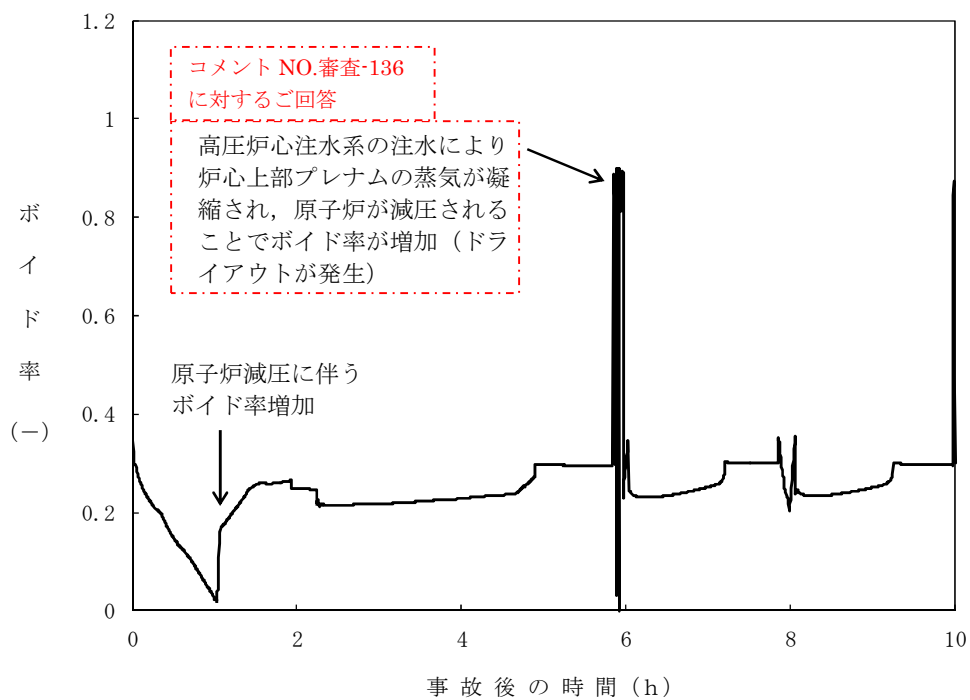


図 2.4.2.13 高出力燃料集合体のボイド率の推移

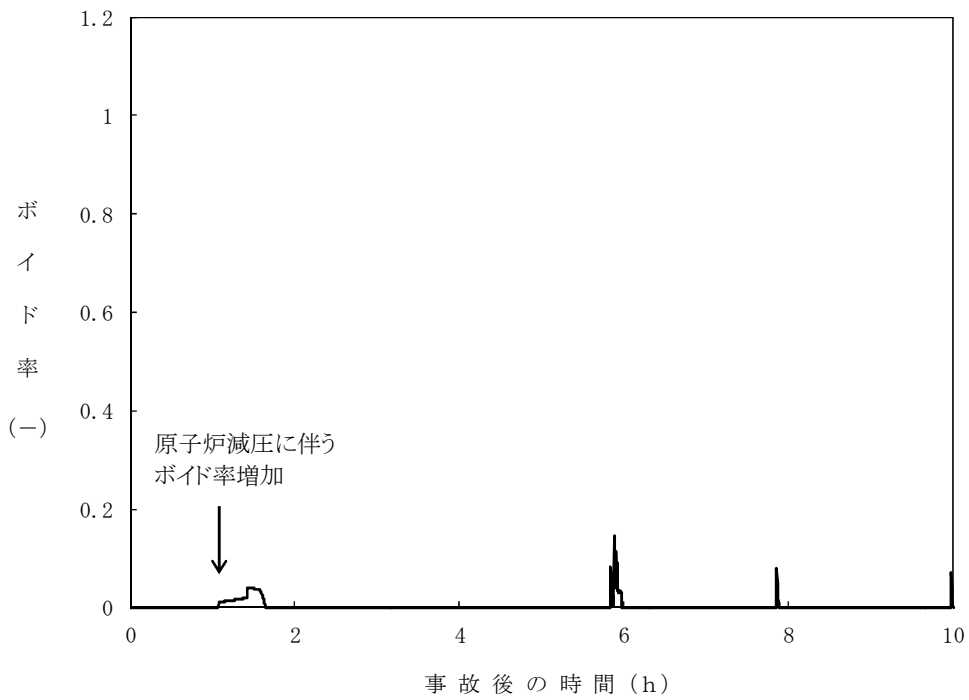


図 2.4.2.14 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

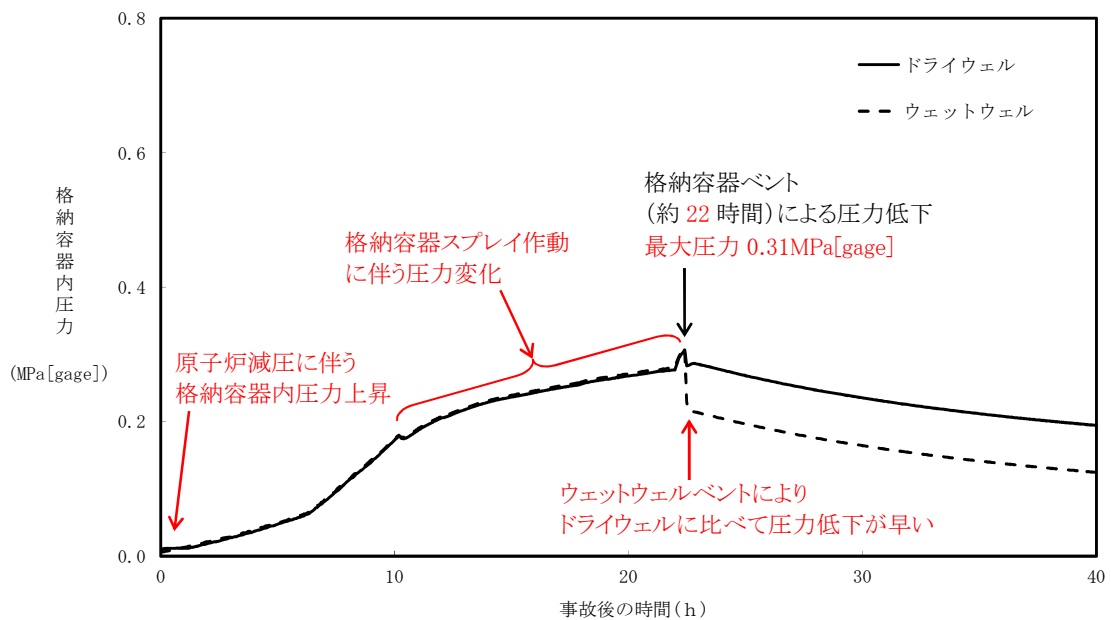


図 2.4.2.15 格納容器圧力の推移

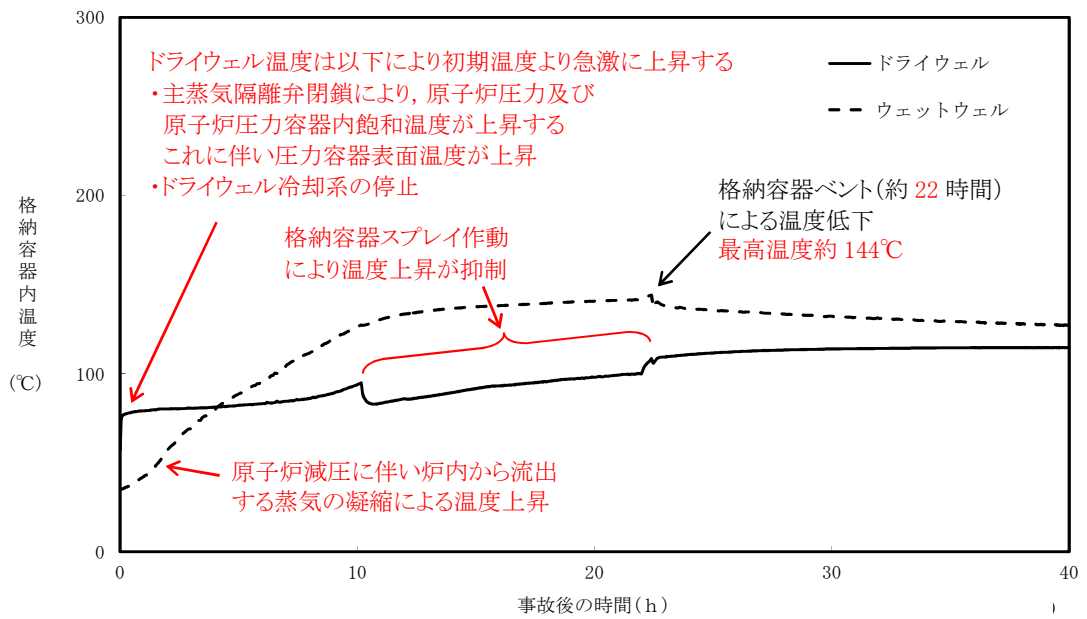


図 2.4.2.16 格納容器気相部の温度の推移

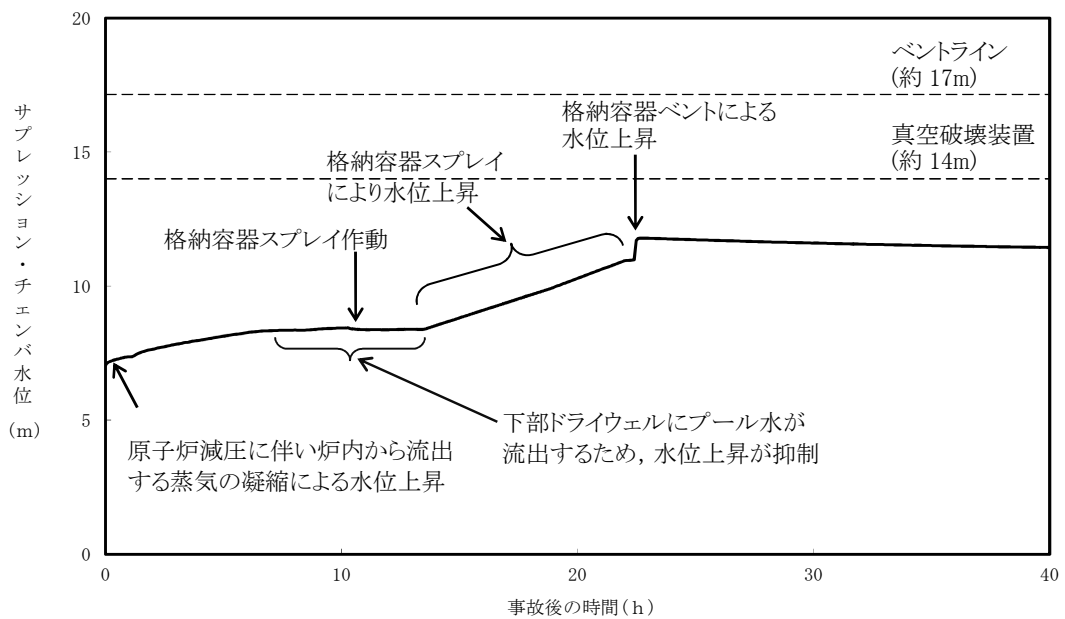


図 2.4.2.17 サプレッション・チェンバ水位の推移

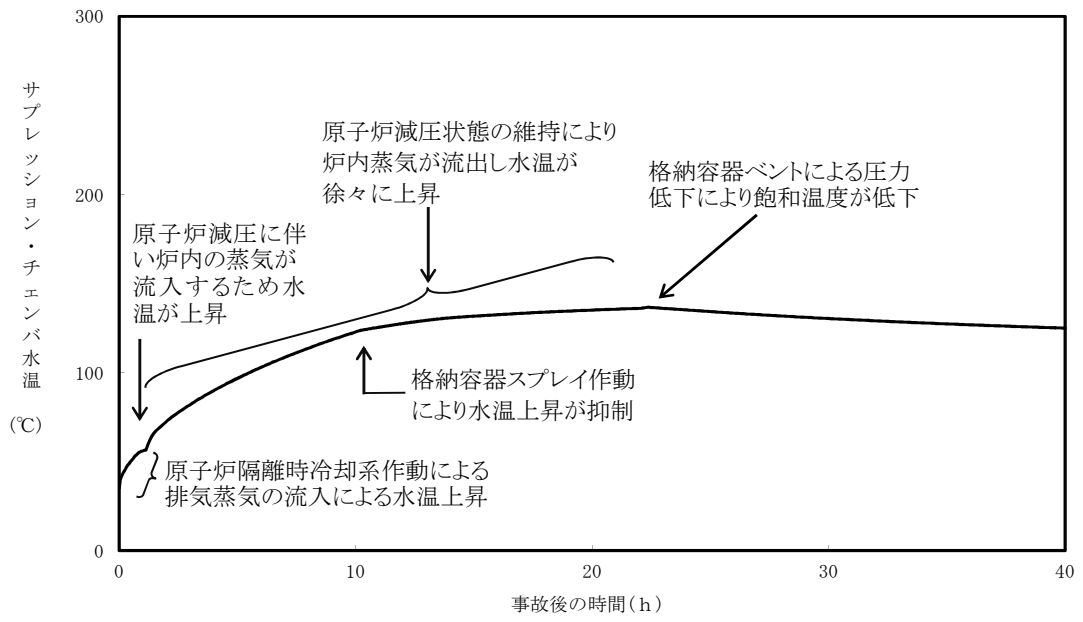


図 2.4.2.18 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 2.4.2.1 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	全給水喪失により原子炉水位が急激に低下し、原子炉水位低(レベル 3)にて原子炉スクラムすることを確認する。	—	—	平均出力傾斜モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認	原子炉水位低(レベル 2)信号により原子炉隔離時冷却系が起動し原子炉へ注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位計 (広帯域) 【SA】 原子炉水位計 (狭帯域) 原子炉隔離時冷却系系統流量計
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッションプール水温度が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転のため起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	—	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力計 サブプレッション・チェンバ・プール水温計 【SA】
原子炉減圧	残留熱除去系機能喪失によりサブプレッションプール水温度上昇が継続し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温計 【SA】 原子炉圧力計 【SA】
高圧炉心注水による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低(レベル 1.5)にて高圧炉心注水系が起動し、原子炉水位は回復する。	高圧炉心注水ポンプ	—	原子炉水位計 (広帯域) 【SA】 原子炉水位計 (狭帯域) 高圧炉心注水系系統流量計
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却確認	格納容器圧力が「0.18MPa [gage]」到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。	復水移送ポンプ 【SA】	—	格納容器内圧力計 【SA】 復水補給水系流量計(原子炉格納容器) 【SA】
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器熱確認	格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等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 【SA】 耐圧強化ベント系 【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置 【SA】	—	格納容器内圧力計 【SA】 格納容器内雰囲気放射線レベル計 【SA】 格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計 【SA】 耐圧強化ベント系放射線レベル計 【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計 【SA】 サブプレッション・チェンバ水位計 【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

表 2.4.2.2 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (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	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 10°C	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料 (A 型)	—
最大線出力密度	44.0 kW/m	設計の最大値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
格納容器容積 (ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッションプール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
サブプレッションプール水温	35°C	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50°C (事象開始 12 時間以降は 45°C, 事象開始 24 時間以降は 40°C)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

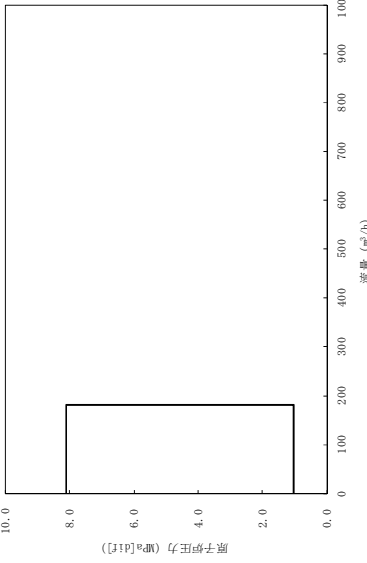
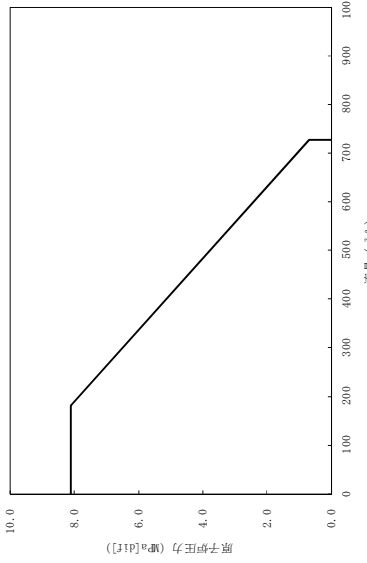
コメント
NO.審査-147
に対する
ご回答

初期条件

表 2.4.2.2 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))(2/5)

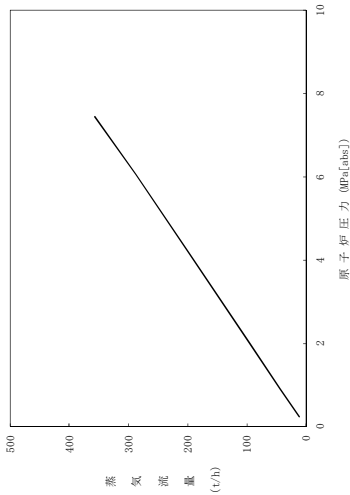
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	全給水喪失	全給水喪失が発生するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、事象初期の炉心冷却上厳しくなる

表 2.4.2.2 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (応答時間 : 0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル 1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa [dif] において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 

重大事故等対策に関連する機器条件

表 2.4.2.2 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>逃がし安全弁</p>	<p>1 個</p> <p>7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個</p> <p>7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個</p> <p>7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個</p> <p>7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個</p> <p>7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個</p> <p>7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個</p>	<p>逃がし安全弁の設計値として設定</p> <p>〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉</p> 
<p>代替格納容器スプレー冷却系</p>	<p>140m³/h にてスプレー</p>	<p>格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し, 設定</p>
<p>格納容器圧力逃がし装置等</p>	<p>格納容器圧力が 0.62MPa[gage] における, 最大排出流量 31.6kg/s に対して, 70%開度にて除熱</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定</p>

コメント NO. 審査-175
に対するご回答

表 2.4.2.2 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁による手動原子炉減圧	サブレシヨンプール水温度 49℃到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力「0.18MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定

重大事故等対策に関連する操作条件

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)時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃し装置又は残留熱除去系，代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態】

原子炉安定状態の確立について

高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。

格納容器安定状態の確立について

約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態後の長期的な状態維持】

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	燃料被覆管温度を+10℃～+150℃高めに評価する	解析コードでは、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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により被覆管温度を高く評価することから、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高く評価する なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び発熱量の評価に保守的な結果を与える	解析コードでは、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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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、運転員等操作に与える影響はない	燃料被覆管の酸化は、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価する なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	破裂の判定は実験データのベストフィット曲線を用いる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから運転員等の判断・操作に対して影響を与えることはない	燃料被覆管温度が高めに評価されることから破裂判定は厳しめの結果を与える なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	実験結果の二相水位変化を良く予測することから、不確かさは小さい	解析コードでは、実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい。解析に対して実機の注水量が多い場合、燃料露出期間が短くなるため燃料被覆管温度は低くなる 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
原子炉圧力容器	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	実験結果の二相水位変化を良く予測することから、不確かさは小さい	原子炉への初期注水は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はないまた、実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	実験結果の圧力変化を良く予測することから、不確かさは小さい	解析コードでは、原子炉からの蒸気および冷却材流出を現実的に評価する。主蒸気逃がし弁流量の変動により原子炉圧力および原子炉水位の変動が生じる可能性があるが、その影響は小さく運転員等操作に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
	ECCS注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	原子炉への初期注水は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない また、実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない

表1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【MAAP】						
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	
原子炉圧力容器	ECCS注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高め評価する	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は良く再現できる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ及び原子炉格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約10時間後以降の操作であり、挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、原子炉格納容器圧力逃がし装置の操作時間が影響する。これらの操作は事象発生から約10時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化は運転員操作に影響を与えることはないことから、格納容器圧力及び温度に対する影響は小さい	
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	気液界面の熱伝達			以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる（ベント流量） -格納容器ベントに関して「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(1/2)

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定		
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定		
	炉心流量	52,200t/h	定格流量の90～111%	定格流量（100%）として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	炉心入口温度	約278℃	約278℃	熱平衡計算による値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	炉心入口サブクール度	約10℃	約10℃	熱平衡計算による値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水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	最確条件とした場合には被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管を起点とする運転操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管を起点とする運転操作はないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m以下	設計の最大値として設定	最確条件を前提として考えた場合、燃料被覆管温度上昇は小さくなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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	最確条件を前提として考えた場合、燃料被覆管温度上昇は小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度33GWd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度30GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなる	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉水位低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水温	35℃	約30℃～約35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベントの操作開始時間が遅くなる	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器の熱容量は若干大きくなりベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さい
	格納容器圧力	5kPa	約4～8kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器温度	57℃	約50℃～約60℃	通常運転時の格納容器温度として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため格納容器圧力上昇の程度は小さくなる。格納容器スプレイ及びベント操作は事象発生から約10時間後以降の操作であり、運転員操作に対する影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管に対する影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため、格納容器圧力上昇の程度は小さくなり、格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	全給水喪失	全給水喪失	全給水流量の喪失が発生し、原子炉への給水はできないものとして設定		
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	外部電源	外部電源あり	外部電源あり	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、事象初期の炉心冷却上厳しくなる		
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （応答時間：0.05秒）	原子炉水位低（レベル3） （応答時間：0.05秒）	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h(8.12～1.03MPa[dif]において)にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h(8.12～1.03MPa[dif]において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	高圧炉心注水系	原子炉水位低(レベル1.5)にて自動起動 727m ³ /h(0.69MPa[dif]において)にて注水	原子炉水位低(レベル1.5)にて自動起動 727m ³ /h(0.69MPa[dif]において)にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになる
	逃がし安全弁	1個 7.51MPa[gage] 363t/h/個	1個 7.51MPa[gage] 363t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /hにてスプレイ	140m ³ /hにてスプレイ	格納容器雰囲気気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、70%開度にて除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、70%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合、ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作に与える影響はない	格納容器圧力の最大値はベント実施時のピーク圧力であることから、その後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに対して与える影響はない

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))(1/2)

項目		解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
		解析上の操作開始時間					
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サプレッションプール水温度 49℃到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定	<p>【認知】 低圧代替注水系(常設)起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高(レベル8)到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系(常設)に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により、原子炉減圧の操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高(レベル8)到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系(常設)に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により、原子炉減圧の操作開始時間は変動しうる	逃がし安全弁による手動原子炉減圧の操作開始時間が早まった場合、崩壊熱の増加に伴い再冠水過程における燃料露出期間が長くなり、燃料被覆管温度が上昇する方向となるが、その影響は小さい	低圧代替注水系(常設)への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間内(24時間)に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力「0.18MPa[gage]」到達時(約10時間後)	運転操作手順書等を踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準(格納容器圧力「0.18MPa[gage]」)に到達するのは事象発生約10時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 代替格納容器スプレイへは制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 高圧炉心注水系にて原子炉への注水を行っているが、代替格納容器スプレイ冷却系は並行して実施可能なため、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	実態の操作開始時間は、解析上の想定とほぼ同等である	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	スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり時間余裕がある

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)) (2/2)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—
	消防車への給油	事象発生から 12 時間後以降, 適宜	消防車への給油開始の時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力「0.31MPa[gage]」) に到達するのは, 事象発生の約 22 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員を配置している。当該緊急時対策要員は, 復水貯蔵槽への補給作業を兼任しているが, それら作業は事象発生の約 12 時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセルルートへの被害があっても, ホイールローダー等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, また, 徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室におけるベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に 10 分の操作時間を, ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。現場におけるベント準備操作 (格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備) は, 現場での手動弁 3 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。よって, 操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており, ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約 20 分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa [gage] に到達するのは, 事象発生の約 22 時間後であり, ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。ただし, ベント実施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, 約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある</p>	<p>遠隔操作の失敗により, 格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが, 格納容器限界圧力は 0.62MPa [gage] のため, 格納容器の健全性という点では問題とはならない</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から 22 時間あり時間余裕がある。また, 遠隔操作の失敗により, 格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが, 格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかであり, 格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまで時間余裕がある</p>

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))

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³

淡水貯水池：約18,000m³(号炉共用)

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系による原子炉注水
事象発生後に原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系により注水する。

②代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ
格納容器圧力が0.18MPa [gage]となった以降に代替格納容器スプレイ
冷却系による代替原子炉格納容器スプレイを実施する(140m³/h)。

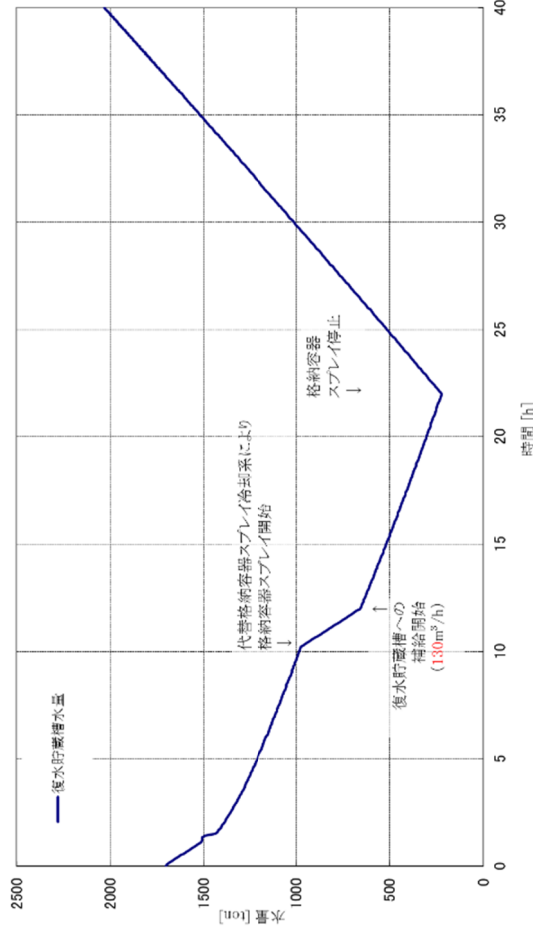
③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
12時間後から, 淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽
へ移送する。

○時間評価(右上図)

12時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため, 復水貯蔵槽水量は減少する。12時間
後から復水貯蔵槽への補給を開始するため, 水量の減少割合は低下する。スプレイ停止後にベントし, その後は崩壊熱相当で注水することから
ら復水貯蔵槽水量は回復し, 以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また, 7日間の対応を考慮すると, 6/7号炉のそれぞれで約6,200m³必要となる。6/7
号炉の同時被災を考慮すると, 約12,400m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから,
6/7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり, 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(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

プラント状況:6, 7 号炉運転中。1~5 号炉停止中。
 事象:崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)は6, 7 号炉を想定。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。
 なお、外部電源喪失は想定していないが、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間	非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 750,960L	7 日間の 軽油消費量 約 <u>757,008L</u>	7 号炉軽油タンク容量は 約 <u>1,020,000L</u> であり、 7 日間対応可能。
6 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間	非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 750,960L	7 日間の 軽油消費量 約 <u>757,008L</u>	6 号炉軽油タンク容量は 約 <u>1,020,000L</u> であり、 7 日間対応可能。
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 <u>631,344L</u>	1 号炉軽油タンク容量は 約 <u>632,000L</u> であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 <u>631,344L</u>	2 号炉軽油タンク容量は 約 <u>632,000L</u> であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 <u>631,344L</u>	3 号炉軽油タンク容量は 約 <u>632,000L</u> であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 <u>631,344L</u>	4 号炉軽油タンク容量は 約 <u>632,000L</u> であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 <u>631,344L</u>	5 号炉軽油タンク容量は 約 <u>632,000L</u> であり、 7 日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間	免震棟ガスタービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h × 24h × 7 日 = 66,360L モニタリングボースト用仮設発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 4,536L	7 日間の 軽油消費量 約 <u>70,896L</u>	1~7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 <u>673,264L</u> であり、 7 日間対応可能。

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は 2 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 3 台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

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「小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」、②「小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」、③「中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」及び④「中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗」が抽出された。

また、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からも LOCA を起因とする事故シーケンスとして、⑤「小 LOCA+崩壊熱除去失敗」及び⑥「中 LOCA+RHR 失敗」が抽出されている。

ここで、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である①～④と、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の LOCA を起因とする事故シーケンスである⑤及び⑥の関係を整理すると、①～④には事故シーケンスに低圧 ECCS 注水失敗が含まれており、低圧 ECCS の機能喪失は残留熱除去系による格納容器除熱にも期待できないこととほぼ同義であることから、①～④では、必然的に格納容器除熱に関する重大事故等対処設備の有効性についても評価することとなる。このことから、①～④は、⑤及び⑥を包絡するものと整理できる。

このため、重大事故等対処設備の有効性を確認する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、①～⑥の事故シーケンスから、中破断 LOCA を起因事象とし、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移が厳しい、③「中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」を選定した。

なお、大破断 LOCA を起因とする事故シーケンスについては、炉心損傷を防止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」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の中小規模の破断の発生後、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を想定する。このため、緩和措置が取られない場合には、原子炉水位低下により炉心の著しい損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生し、同時に高圧及び低圧の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、重大事故等対処設備の有効性評価としては、小破断 LOCA 又は中破断 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の有効性評価が考えられる。

ここで、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が生じた際の状況を想定すると、事象発生の後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止することも考えられるが、

重大事故等対処設備である高圧注水は蒸気駆動の設備であり、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生している状況では、その運転継続に対する不確かさが大きい。このため、高圧注水機能には期待せず、低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を評価することが適切と考える。

したがって、本事故シーケンスグループでは、手動操作により原子炉を減圧し、減圧後に低圧代替注水系(常設)により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。

(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」における機能喪失に対して、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、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.6.1 から図 2.6.3 に、手順の概要を図 2.6.4 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設備と手順の関係を表 2.6.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、23 名である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直長 1 名(6 号炉及び 7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員 4 名、緊急時対策要員(現場) 8 名である。必要な要員と作業項目について図 2.6.5 に示す。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下を継続し、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低(レベル 1.5)で高圧炉心注水系、原子炉水位低(レベル 1)で低圧注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失する。

高圧・低圧注水系機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統流量指示計等である。

高圧・低圧注水系機能喪失を確認後、低圧代替注水系(常設)の追加起動を実施し 2 台運転とする。

低圧代替注水系(常設)の準備が完了後、原子炉を急速減圧する。

c. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系(常設)の圧力を下回ると、原子炉注水が始まり、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位低(レベル 3)から原子炉水位高(レベル 8)の間で維持する。

d. 代替格納容器スプレイ冷却系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、格納容器の圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水系流量計である。

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル 3)まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル 8)まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

e. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等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等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び格納容器内雰囲気放射線レベル計及びサプレッション・チェンバ水位計等である。

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、「中小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、低圧代替注水系(常設)による注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等が重要な現象となる。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 S A F E R、

シビアアクシデント総合解析コードMAAP, 炉心ヒートアップ解析コードCHASTE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, 格納容器温度等の過渡応答を求める。

本重要事故シーケンスでは, 炉心露出時間が長く, 燃料被覆管最高温度が高くなるため, 輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEにより燃料被覆管最高温度を詳細に評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.6.2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

破断箇所は原子炉圧力容器下部のドレン配管とし, 破断面積を約 1cm^2 とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を, 低压注水機能として低压注水系の機能喪失を想定する。また, 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を想定する。

(c) 外部電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし, 非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は, 事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプトリップに伴う「炉心流量急減」信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁8個を使用するものとし, 容量として, 1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 低压代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

原子炉の減圧後に, 最大 $300\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉へ注水し, その後は炉心を冠水維持するよう注水する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, $140\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器へスプレイする。

(e) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により, 流量特性(格納容器圧力 $0.62\text{MPa}[\text{gage}]$)において,

コメント
NO.審査-175
に対する
ご回答

コメント

NO.審査-175

に対する

ご回答

最大排出流量が 31.6kg/s の流量) に対し、70%開度で格納容器除熱を実施する。

c. 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) 低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から14分後に開始し、操作時間は4分間とする。
- (b) 原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して、事象発生から18分後に開始する。
- (c) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」に到達した場合に実施する。
- (d) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」に到達した場合に実施する。

(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(シュラウド内及びシュラウド内外)*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図 2.6.6 から図 2.6.11 に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、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、破断流量の推移及び燃料棒に破裂が発生する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図 2.6.12 から図 2.6.18 に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図 2.6.19 から図 2.6.22 に示す。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル1)で低圧注水系の起動に失敗する。また、自動減圧系が作動に失敗する。

再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低(レベル1.5)で全閉する。

事象発生から約18分後に手動操作により逃がし安全弁8弁を開き、原子炉を急速減圧し、原子炉の減圧後に、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。

原子炉の急速減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系(常設)による注水が開始す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、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。ベントは、事象発生から約17時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置(約14m)及び、ベントライン(約17m)に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図2.6.12に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、燃料被覆管の最高温度は約821℃となるが、1,200℃以下となる。燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。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約1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図2.6.6に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[gage]以下に抑えられる。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(高々約0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.31MPa[gage]及び約144℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図2.6.7に示すとおり、低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心

の冷却が維持される。その後は、約 17 時間に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.6.1)

ベントによる敷地境界外での実効線量の評価結果は、事象発生からベントまでの時間が本事象より短い「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下である。

2.6.3 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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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。

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バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後、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、低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成操作、原子炉急速減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。

(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行う重要現象とは、「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

添付資料 2.6.2 参照

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料 2.6.2 参照

(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、表 2.6.2 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、解析条件の設定に当たっては、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があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目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

添付資料2.6.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.6.2, 2.6.3参照

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、これらの要因が解析上の操作開始時間に与える影響を評価する。また、操作の不確かさが操作開始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開始時間に与える影響

添付資料2.6.2参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料2.6.2参照

(3) 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する。

(添付資料2.6.2)

(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、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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、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、操作時間には十分な時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

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」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.6.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり23名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51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「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、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約5,400m³の水が必要となる。6号炉及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約10,800m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号炉及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているためである。

(添付資料2.6.4)

b. 燃料

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し、7日間の運転継続に号炉あたり約750,960Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約6,048Lの軽油が必要となる。(号炉あたりの合計約757,008L)

6号炉及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020,000L(発電所内で約5,344,000L)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、非常用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。

(添付資料2.6.5)

c. 電源

外部電源は事象発生と同時に喪失するが、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

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の中小規模の破断の発生後、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、短期対策として低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段、長期対策として代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等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「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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、原子炉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、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

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、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。

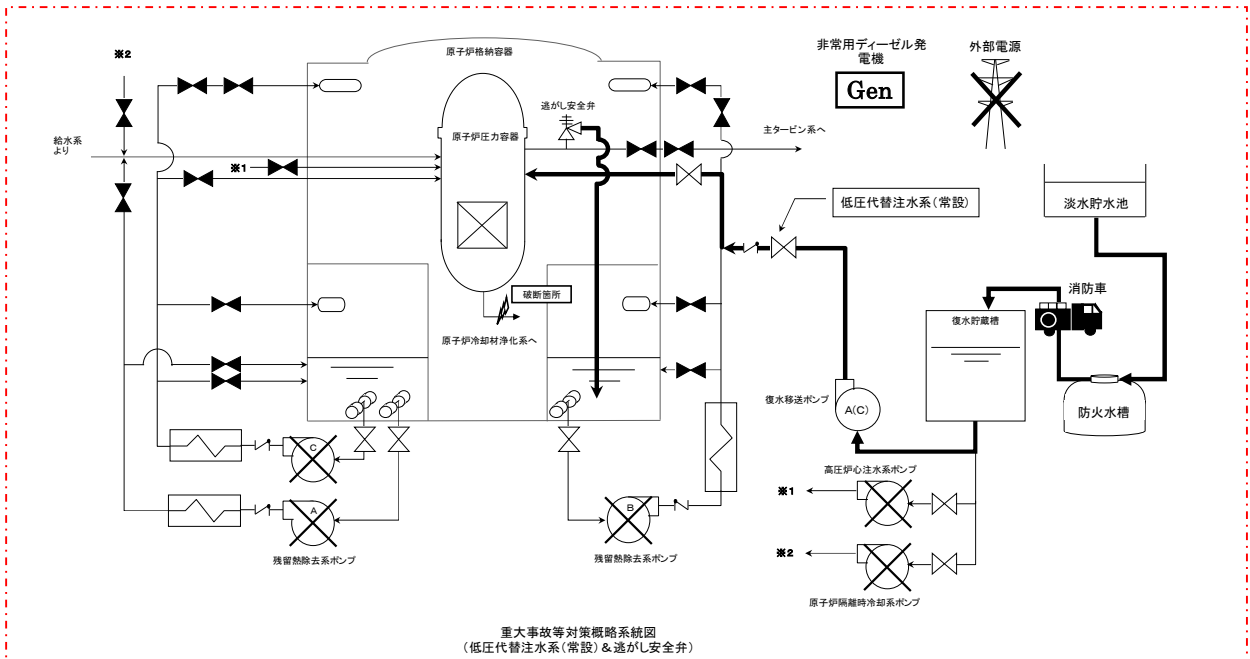


図 2.6.1 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(1/3)

コメント NO.審査-200
 に対するご回答

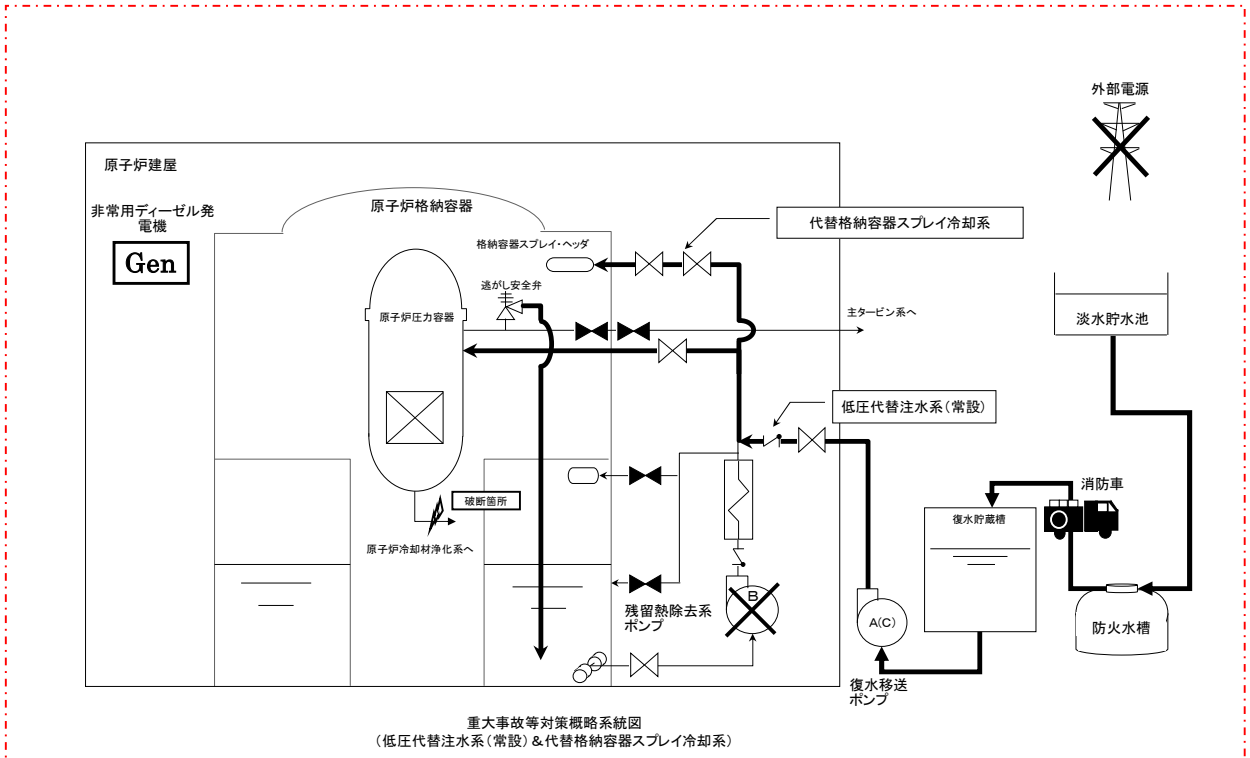


図 2.6.2 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(2/3)

コメント NO.審査-200
 に対するご回答

コメント
NO.審査-108,200
に対するご回答

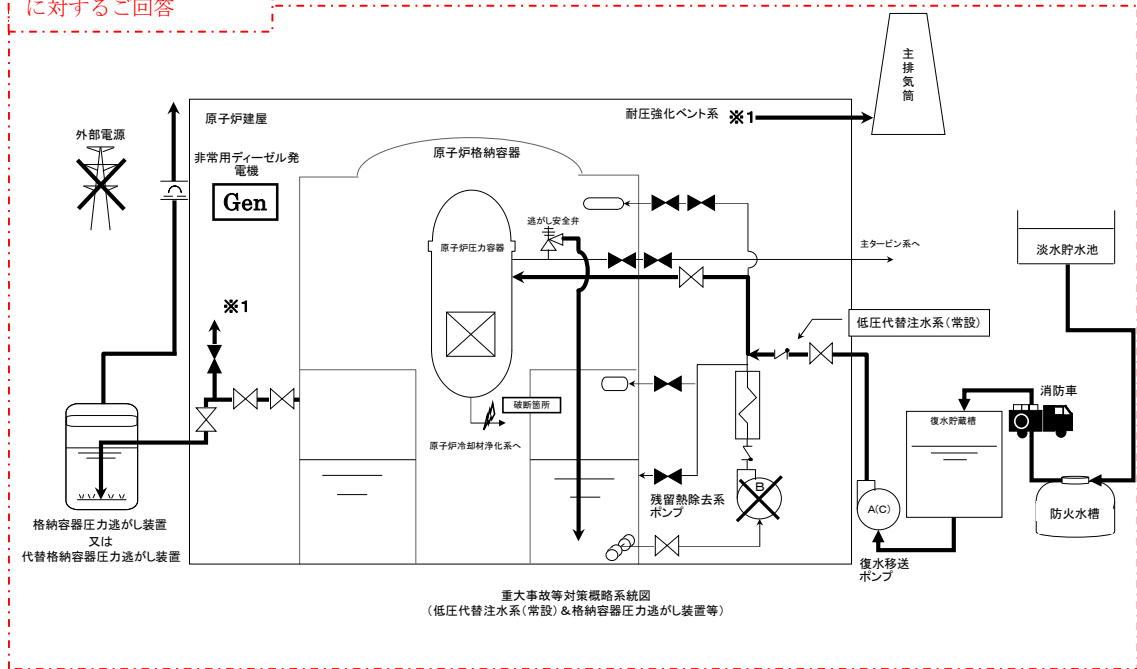


図 2.6.3 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(3/3)

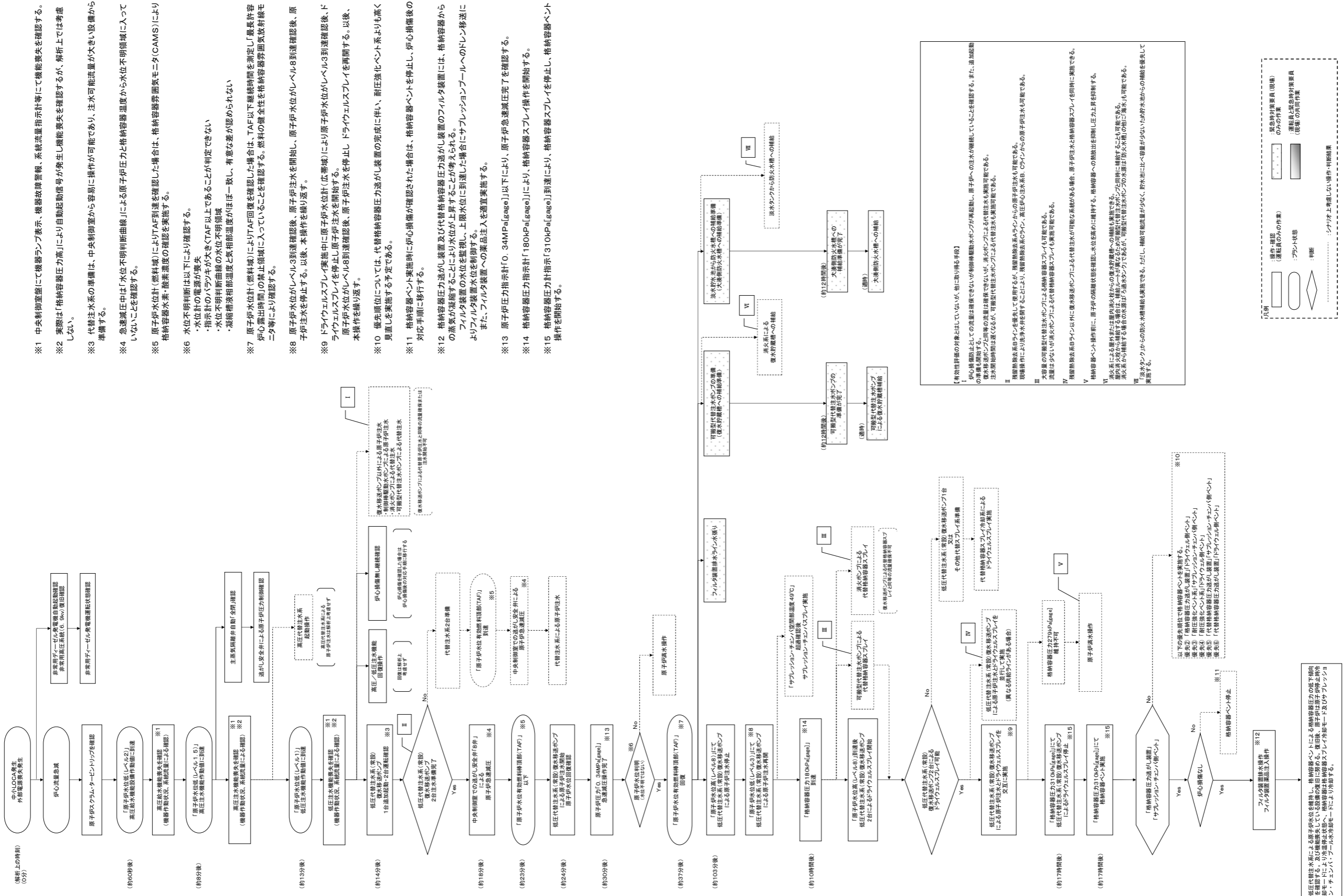


図 2.6.4 LOCA 時注水機能喪失時(中小破断 LOCA)時の対応手順の概要

LOCA時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)												備考						
	運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120							
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		事象発生 原子炉スクラム 約60分 原子炉水位低 (レベル2) 約8分 原子炉水位低 (レベル1.5) フラント状況判断 約13分 原子炉水位低 (レベル1) 約18分 原子炉急速減圧 約23分 原子炉水位有効燃料棒頂部到達※ 約24分 低圧代替注水系 原子炉注水開始 約37分 原子炉水位有効燃料棒頂部回復※ 約103分 原子炉水位高 (レベル8)																		
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	・外部電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・非常用ディーゼル発電機起動確認 ・原子炉隔離時冷却系自動起動/機能喪失確認 ・高圧炉心注水系自動起動/機能喪失確認	10分																		※シュラウド内水位に基づく時間
高圧/低圧注水機能 調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系機能回復																			対応可能な要員により、対応する
低圧注水機能 起動確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系自動起動/機能喪失確認	1分																		
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ	4分																		
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	20分																		
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・透かし安全弁 8弁 手動開放操作	5分																		
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	格納容器スプレイ実施まで「レベル3~レベル8」維持																		

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考						
	運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24							
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		事象発生 約24分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 約10時間 格納容器圧力180kPa[gage]到達 約17時間 格納容器圧力310kPa[gage]到達																		
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	格納容器スプレイ実施まで「レベル3~レベル8」維持																		
代替格納容器スプレイ操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	「レベル8」到達後格納容器スプレイ切替「レベル3」到達後原子炉注水切替 格納容器圧力180kPa[gage]到達後は、適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施																		
消防車による防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1、※2 ↓ (1人)	2人 ※1、※2 ↓ (1人)	・消防車による復水貯蔵槽への注水準備 (消防車移動、ホース敷設 (防火水槽から消防車、消防車から接続口)、ホース接続)	60分																		
消防車による防火水槽からの補給	-	-	-	-	※1 ↓ (1人)	※1 ↓ (1人)	・消防車による復水貯蔵槽への補給	継続実施																		現場確認中断 (一時待避中)
淡水貯水池から大濃度防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※3 ↓ (2人)		・現場移動 ・淡水貯水池~防火水槽への系統構成、ホース水張り	90分																		
淡水貯水池からの補給	-	-	-	-	2人 ※3 ↓ (2人)		・淡水貯水池から防火水槽への補給	継続実施																		一時待避前に防火水槽が枯渇しないように補給量を調整する
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備	30分																		
格納容器ベント準備操作	-	-	-	-	※2、※3 ↓ (2人)	※2、※3 ↓ (2人)	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ライン水張り)	60分																		
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視																		
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント状態監視	5分																		格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視
格納容器ベント操作	-	-	2人 C,D	2人 o,d	-	-	・格納容器ベント操作	20分																		解析上考慮せず
格納容器ベント操作	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・フィルタ装置水位調整	適宜実施																		中操からの連絡を受けて現場操作を実施する
燃料供給準備	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリーへの補給	90分																		タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	-	2人	・消防車への給油	継続実施																		作業中断 (一時待避中)
燃料給油作業	-	-	-	-	-	2人		継続実施																		一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 o,d	-	8人																				

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.6.5 LOCA 時注水機能喪失時の作業と所要時間

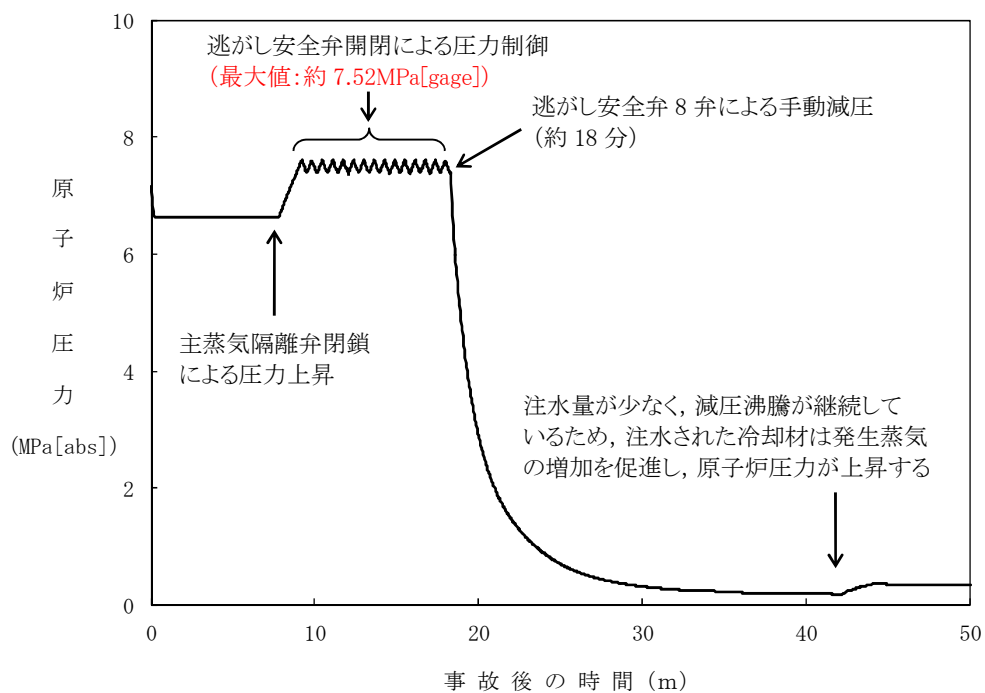


図 2.6.6 原子炉圧力の推移

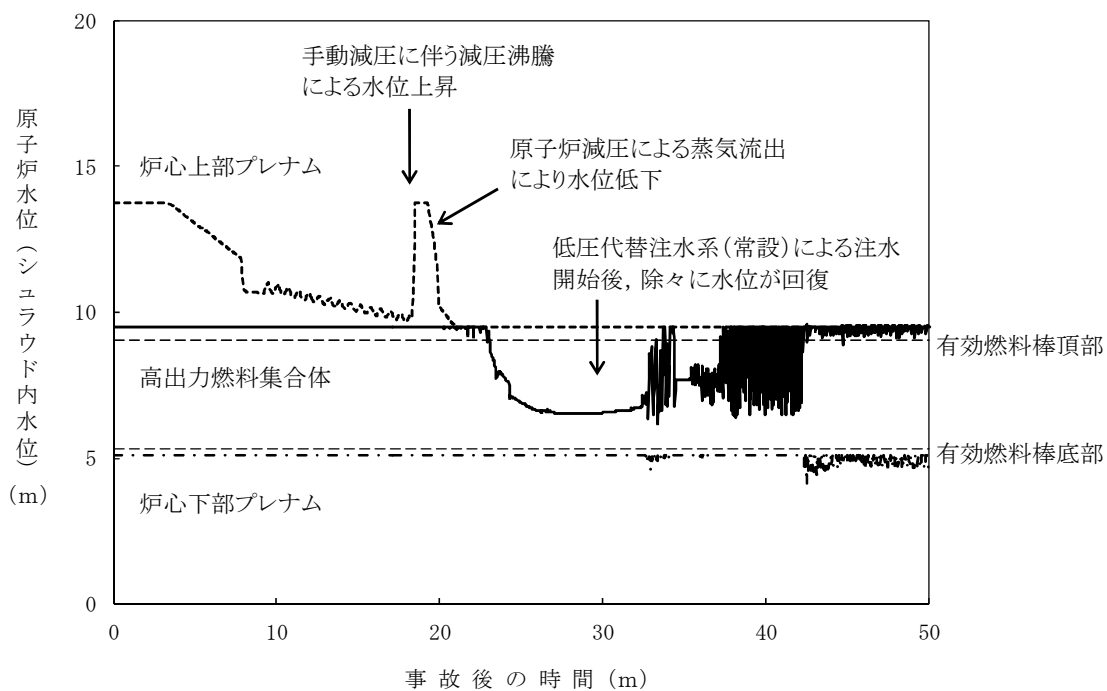


図 2.6.7 原子炉水位の推移

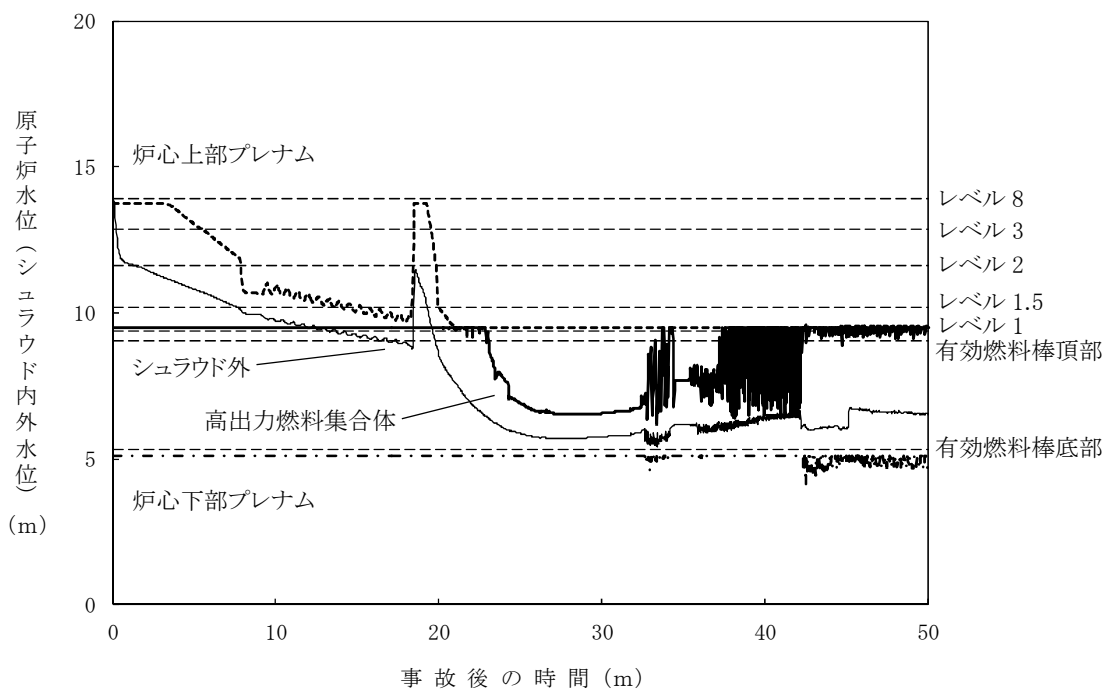


図 2.6.8 原子炉水位(シユラウド内外水位)の推移

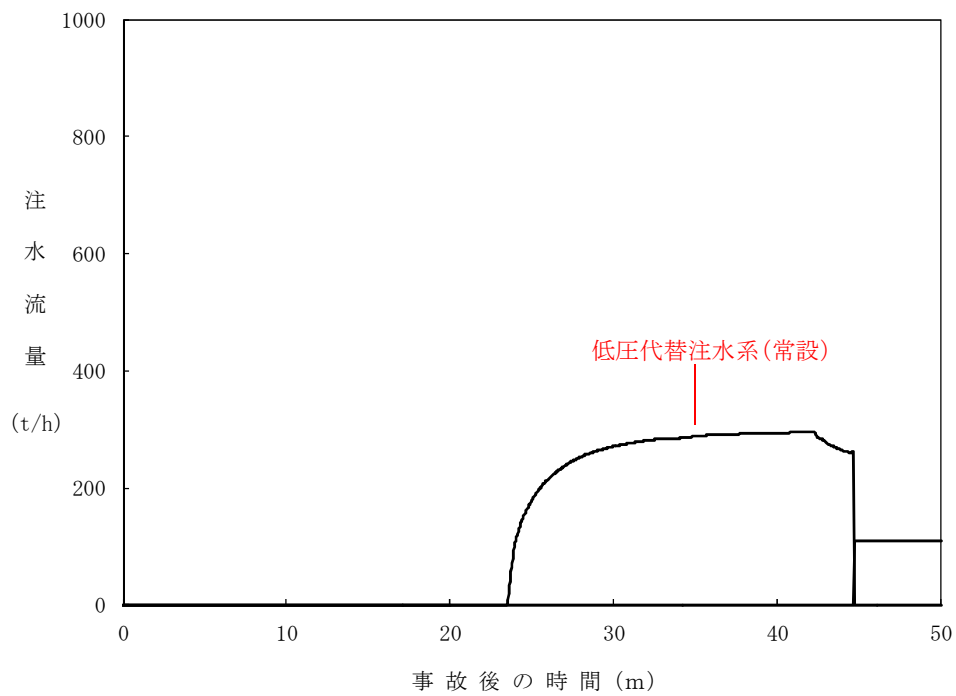


図 2.6.9 注水流量の推移

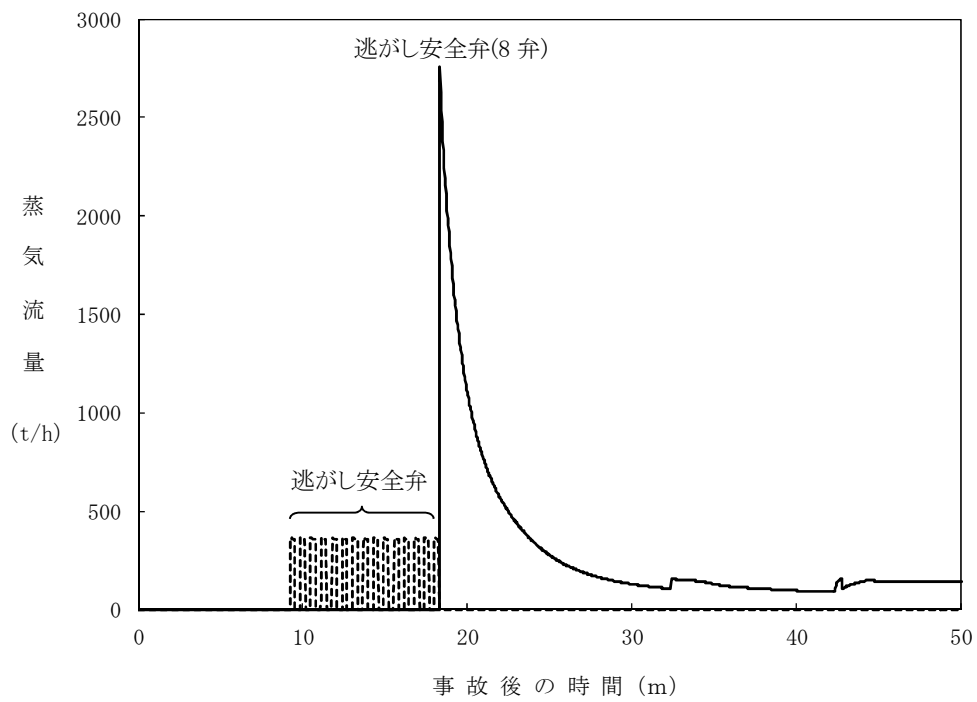


図 2. 6. 10 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

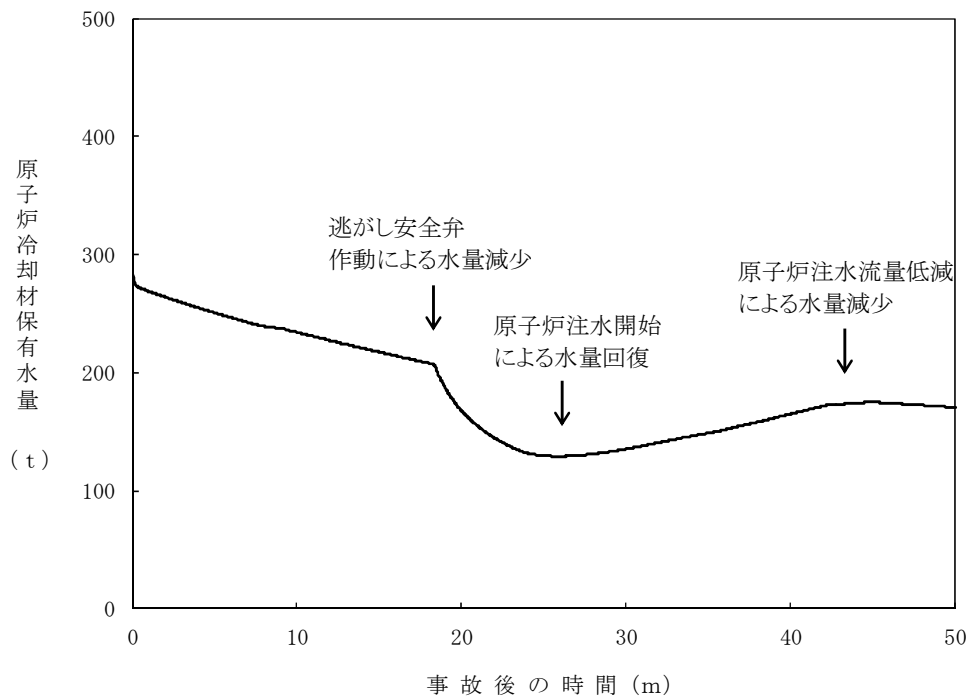


図 2. 6. 11 原子炉内保有水量の推移

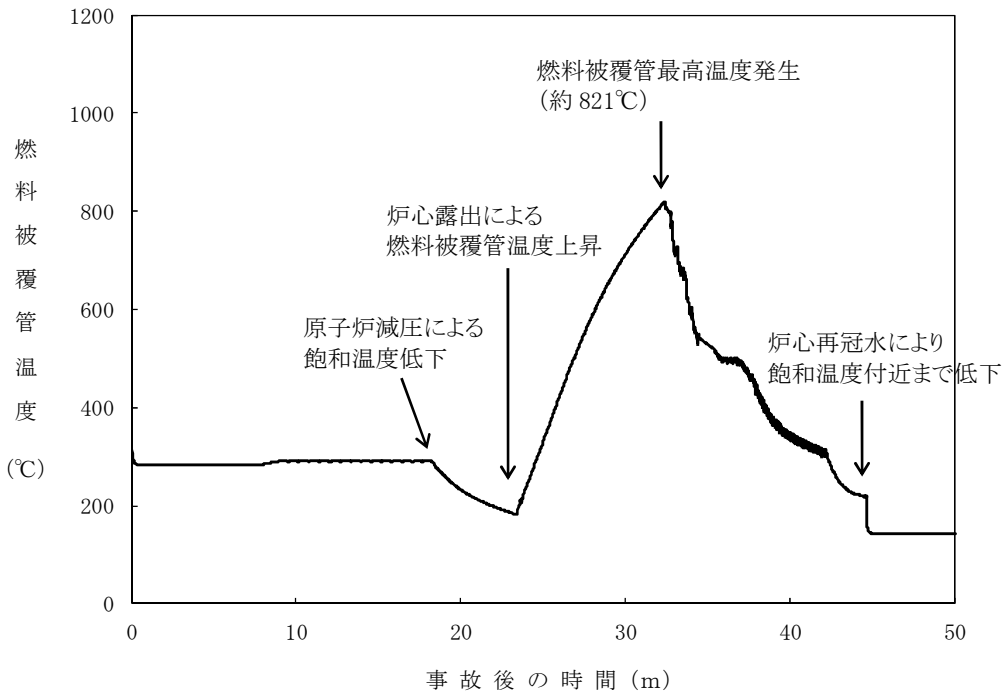


図 2.6.12 燃料被覆管温度の推移

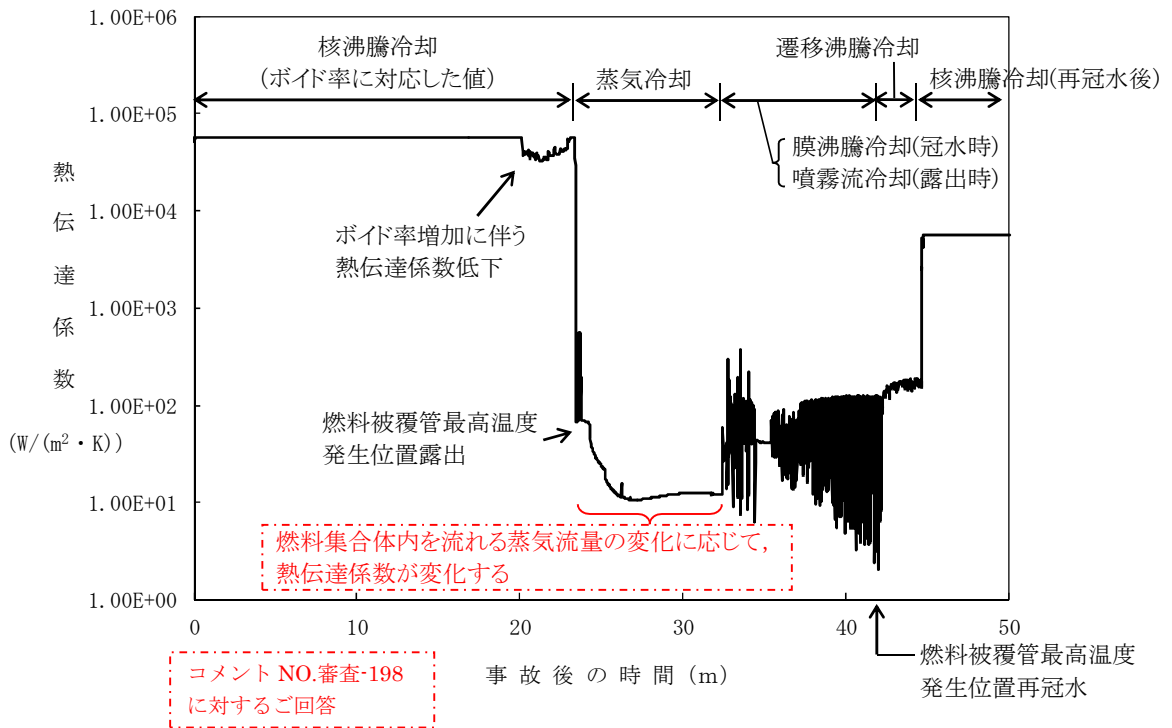


図 2.6.13 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

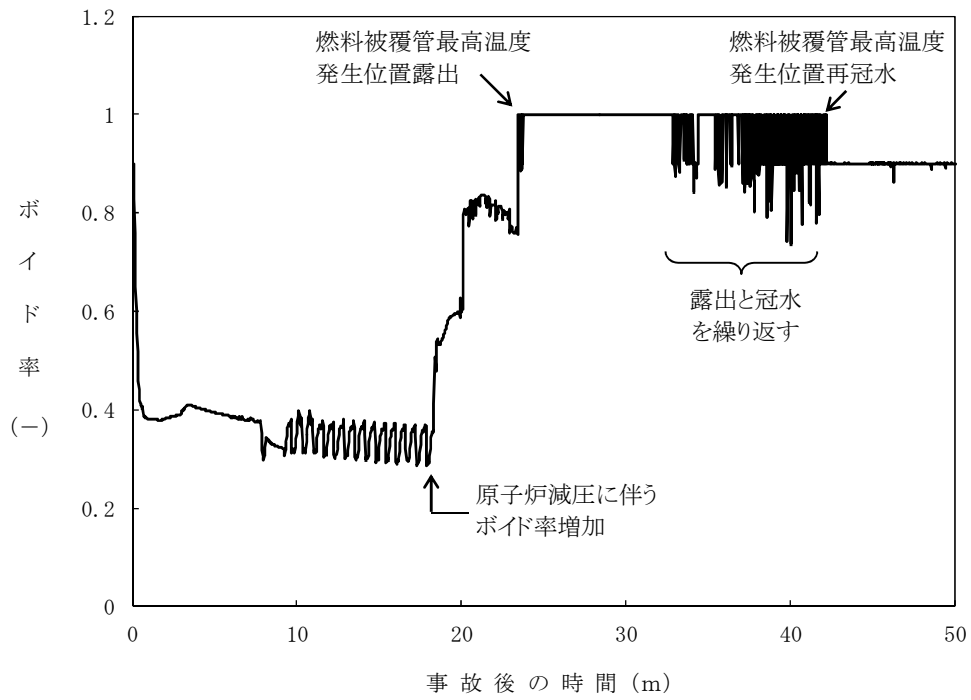


図 2.6.14 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

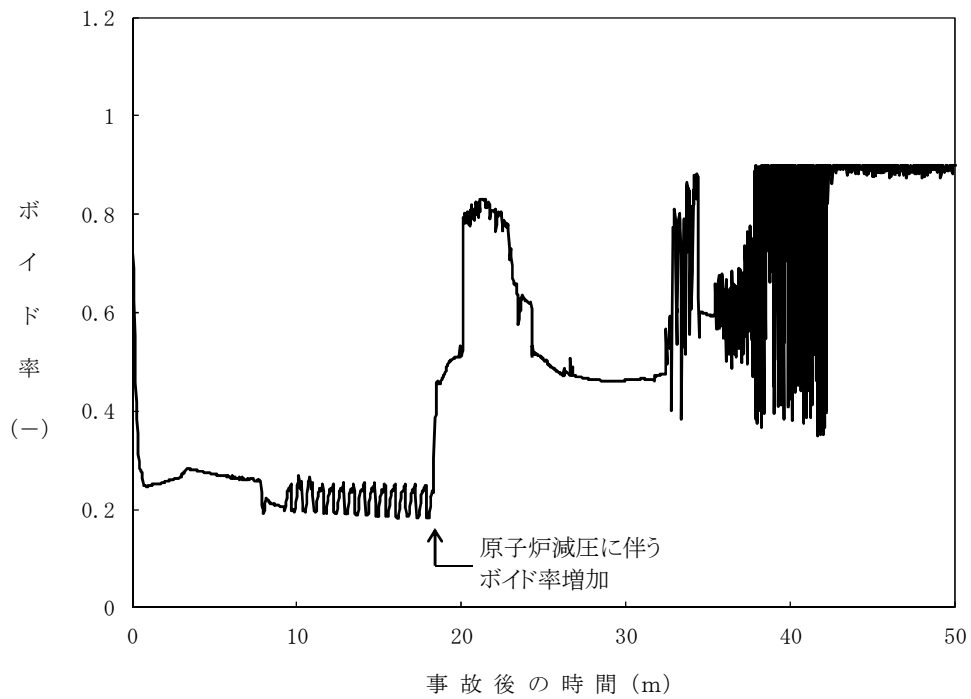


図 2.6.15 高出力燃料集合体のボイド率の推移

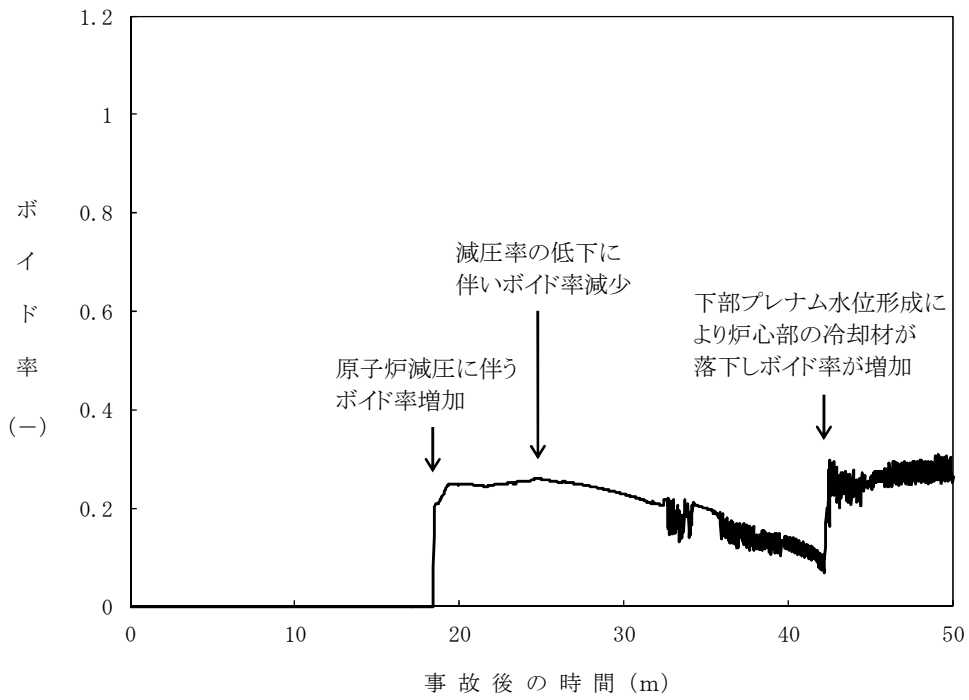


図 2.6.16 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

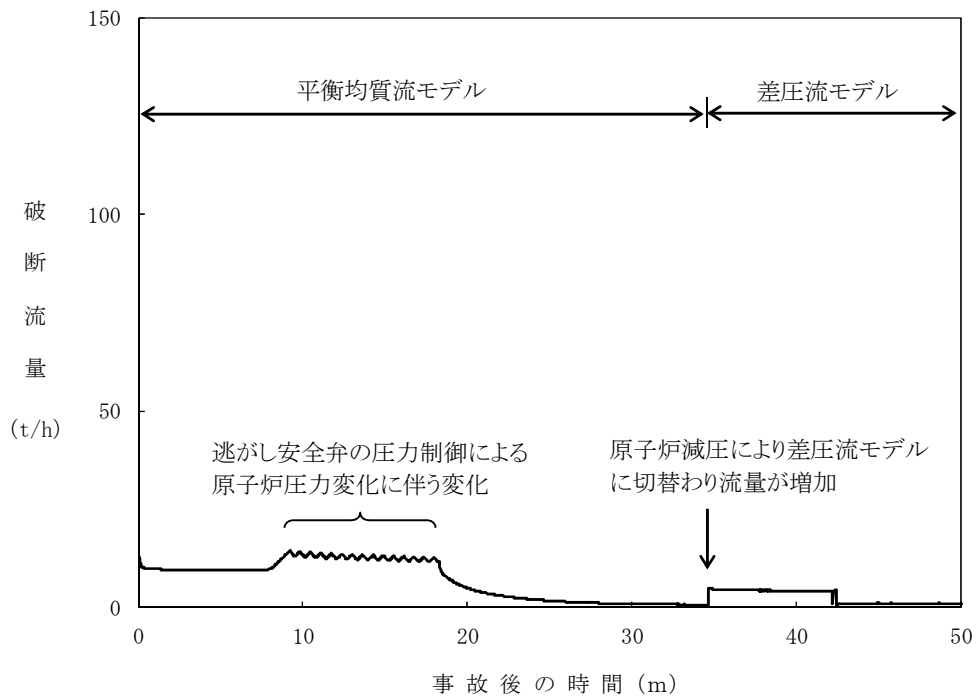


図 2.6.17 破断流量の推移

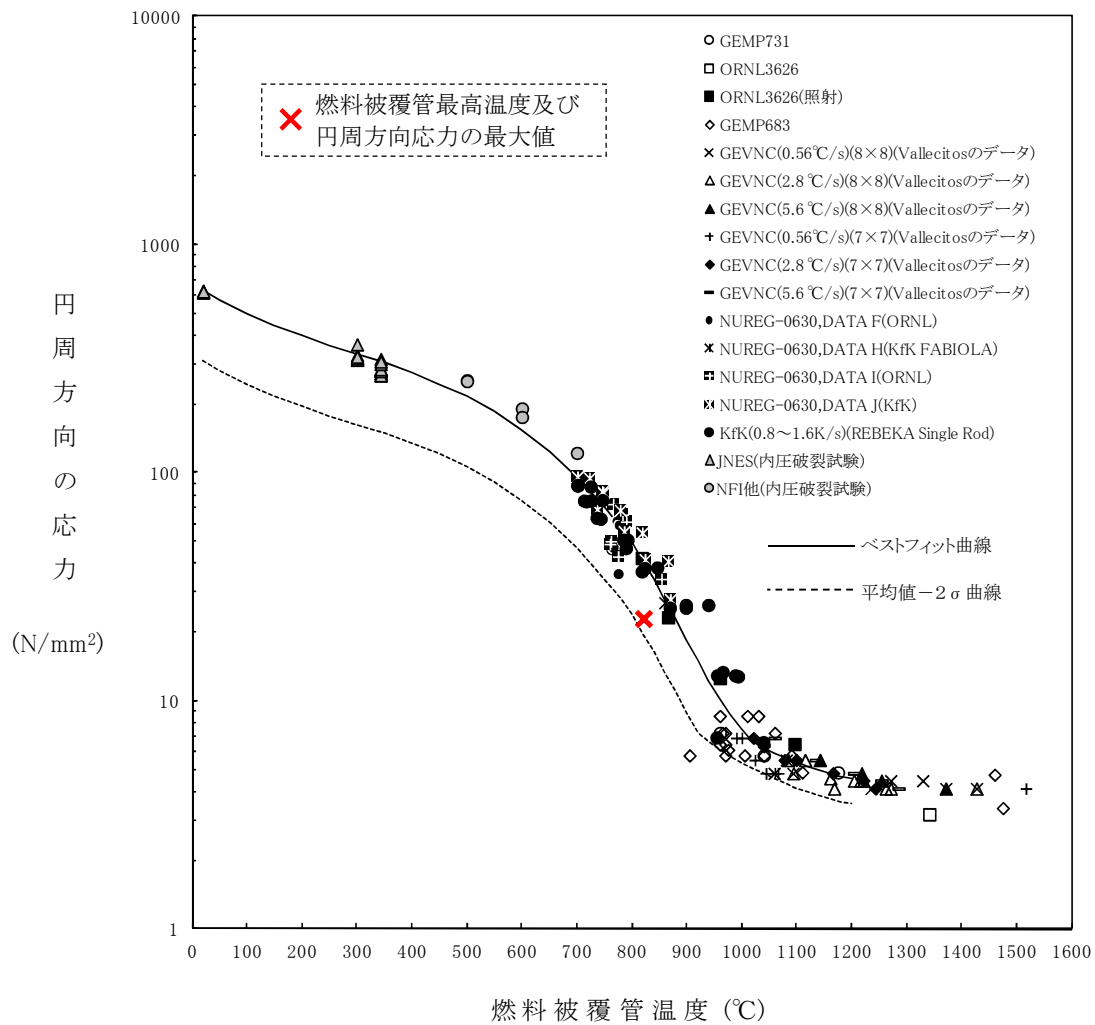


図 2.6.18 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

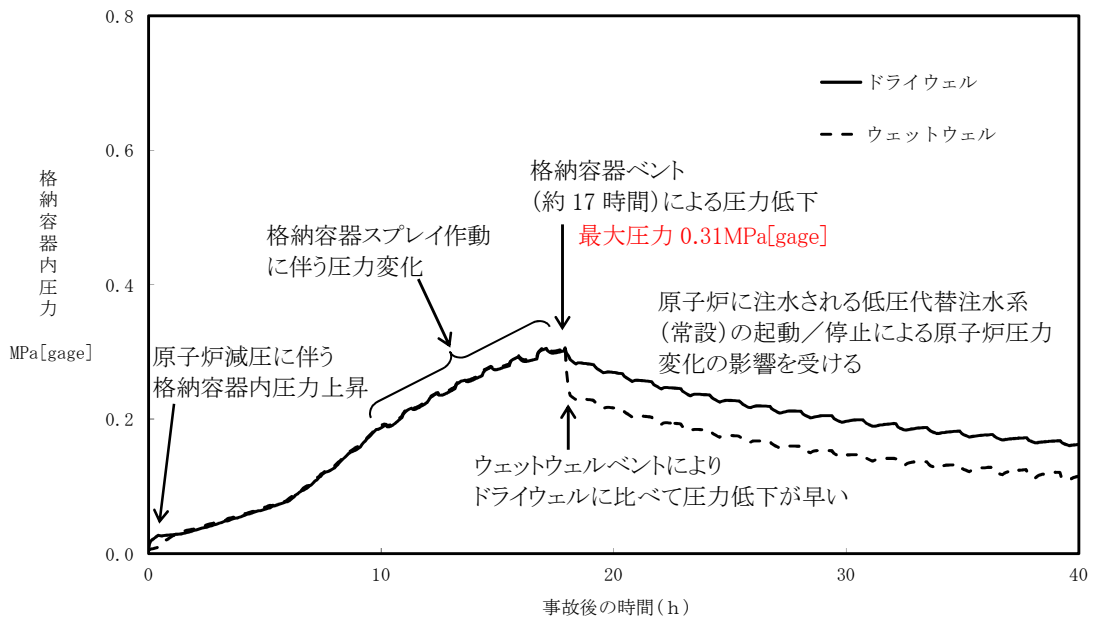


図 2.6.19 格納容器圧力の推移

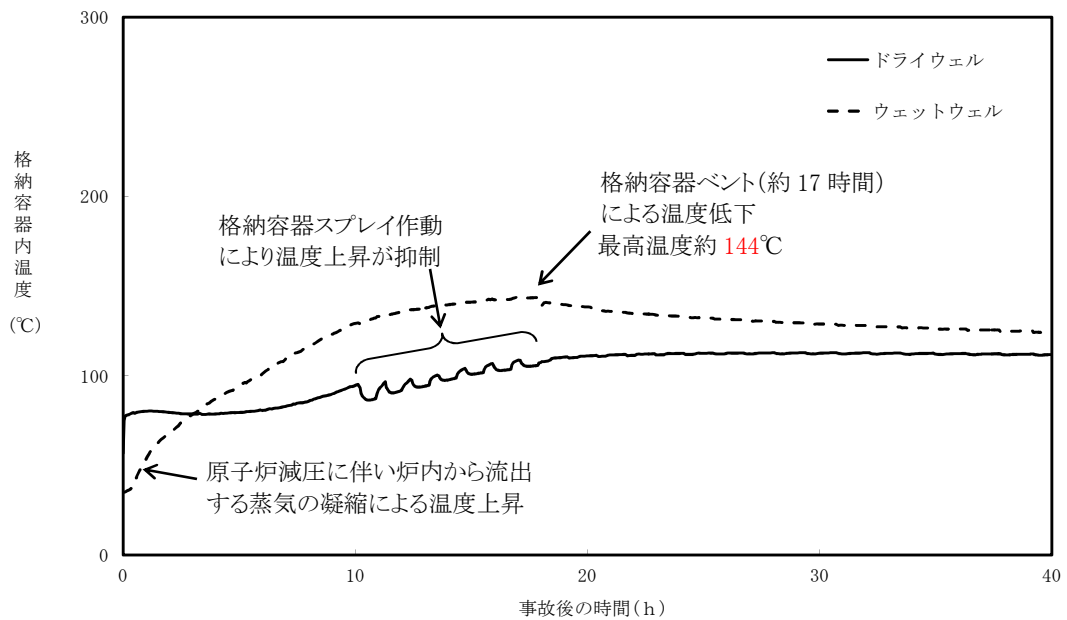


図 2.6.20 格納容器気相部の温度の推移

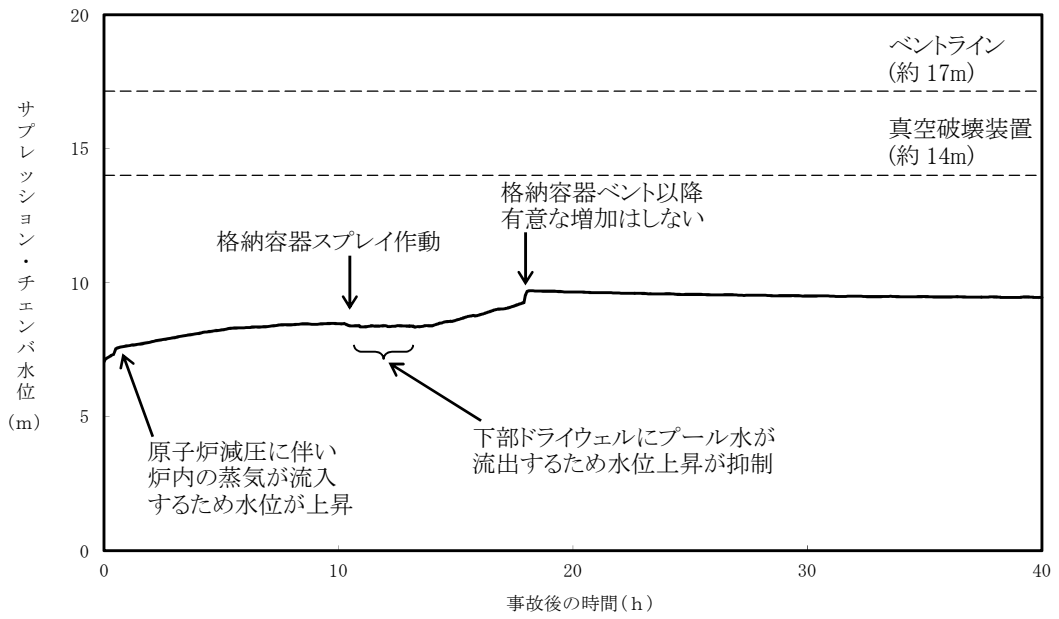


図 2.6.21 サプレッション・チェンバ水位の推移

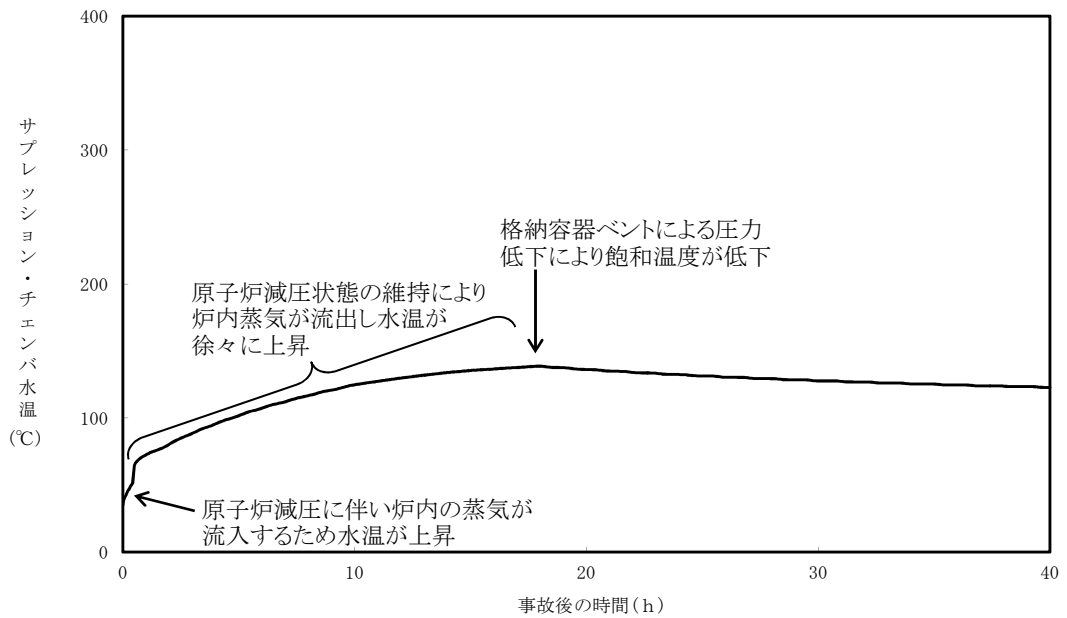


図 2.6.22 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 2.6.1 LOCA 時注水機能喪失時(中小破断 LOCA)における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失により、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ【SA】
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗または、各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(燃料域)【SA】 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系統流量計 残留熱除去系統流量計
原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系(常設)を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉を急速減圧する。	復水移送ポンプ【SA】 逃がし安全弁	—	原子炉圧力計【SA】
低圧代替注水系(常設)による原子炉水位回復	原子炉急速減圧により、低圧代替注水系(常設)の圧力を下回ると原子炉への注水が開始し、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位高(レベル 8)から原子炉水位低(レベル 3)の間で維持する。	復水移送ポンプ【SA】	—	原子炉圧力計【SA】 原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(燃料域)【SA】 復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)【SA】
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低(レベル 3)まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル 8)まで回復後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ【SA】	—	格納容器内圧力計【SA】 原子炉水位計(広帯域)【SA】 原子炉水位計(狭帯域) 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【SA】
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等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【SA】 耐圧強化ベント系【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置【SA】	—	格納容器内圧力計【SA】 格納容器内雰囲気放射線レベル計【SA】 格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 耐圧強化ベント系放射線レベル計【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 サブレーション・チェンバール水位計【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

表 2.6.2 主要解析条件(LOCA 時注水機能喪失時) (1/4)

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, CHASTE 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口ブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料(A 型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWD/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積
格納容器容積(ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チエンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッションプール水位	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
サブプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

コメント
NO.審査-147
に対する
ご回答

初期条件

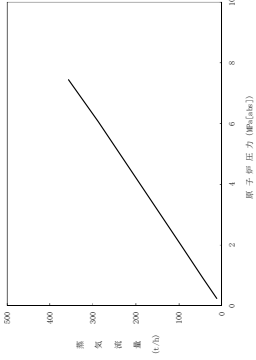
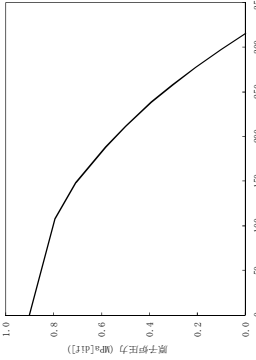
表 2.6.2 主要解析条件(LOCA 時注水機能喪失時) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>起因事象</p>	<p>原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は約 1cm²</p>	<p>中小 LOCA に対する最も厳しい条件として下記に基づき設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が最も大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定 上記の配管に対して、炉心損傷（燃料棒破裂を含む※）を防止できる破損面積として約 1cm²を設定 <p>※非常用炉心冷却系喪失を前提とした場合、格納容器ベントに至ることから、ベントに対する要求事項（敷地境界外での実効線量 5mSv）を同時に満足させるものとして、燃料棒破裂を考慮する</p>
<p>事故条件</p>	<p>安全機能の喪失に対する仮定</p>	<p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定</p>
<p>外部電源</p>	<p>外部電源なし</p>	<p>外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、事象進展が厳しいため、外部電源なしを設定</p>

コメント
NO. 審査-191,201
に対する
ご回答

コメント
NO. 審査-202
に対するご回答

表 2.6.2 主要解析条件(LOCA 時注水機能喪失時) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
逃がし安全弁	8 個 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 
低圧代替注水系(常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレー冷却系	140m ³ /h にてスプレー	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し、設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage] における, 最大排出量 31.6kg/s に対して, 70%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設定値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

コメント
NO. 審査-175
に対する
ご回答

表 2.6.2 主要解析条件(LOCA時注水機能喪失時)(4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から14分後	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から14分後に開始し、操作時間は4分間として設定
原子炉急速減圧操作	事象発生から18分後	中央制御室操作における低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して設定
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力「0.18MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する操作条件		

安定状態について

LOCA 時注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃し装置又は残留熱除去系，代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態】

原子炉安定状態の確立について

低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。

格納容器安定状態の確立について

約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態後の長期的な状態維持】

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（LOCA 時注水機能喪失）

【SAFER, CHASTE】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の燃料被覆管温度に比べて +10℃～+150℃ 高めに評価する	解析コードでは、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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により被覆管温度を高く評価することから、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高く評価する
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる	燃料棒間、燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから、燃料被覆管温度に与える影響は小さい。燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない	燃料棒間、燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから、燃料被覆管温度に与える影響は小さい
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び発熱量の評価に保守的な結果を与える	解析コードでは、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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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、運転員等操作に与える影響はない	燃料被覆管の酸化は、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価する
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	破裂の判定は実験データのベストフィット曲線を用いる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても17時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、保守的な結果を与えるものとする
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	解析コードでは、実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい。解析に対して実機の注水量が多い場合、燃料露出期間が短くなるため燃料被覆管温度は低くなる
原子炉圧力容器	沸騰・ボイド率変化気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の二相水位変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	原子炉への注水開始は、給水喪失に伴う原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として、ECCS 注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（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、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕が大きくなる。なお、解析コードでは、原子炉水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。また、実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際の運転員操作では解析より多く注水されることから、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	炉心水位変化を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、実験結果の圧力変化を適切に模擬することから、不確かさは小さい	解析コードでは、原子炉からの蒸気および冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力および原子炉水位の変動が運転員等操作に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は、圧力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である
	ECCS 注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する

表1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが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 (LOCA 時注水機能喪失)

【MAAP】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
原子炉圧力容器	E C C S 注水 (給水系・代替注水含む)	原子炉注水特性	入力値に含まれる	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない	注水特性は、それぞれの系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価する
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は良く再現できる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から数時間後の操作であり、多少の挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作が大きく影響する。これらの操作は事象発生から数時間後の操作であり、多少の挙動の変化は運転員操作に影響を与えることはないことから、格納容器圧力及び温度に対する影響は小さい
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達	安全系モデル (格納容器スプレイ)	入力値に含まれる (スプレイ注入特性) スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる (ベント流量) -格納容器ベントに関して「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認

表2 解析条件を最確条件とした場合の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 (LOCA 時注水機能喪失) (1/2)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件) の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	炉心流量	52,200t/h	定格流量の90~111%	定格流量(100%)として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない
	炉心入口温度	約278℃	約278℃	熱平衡計算による値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	炉心入口サブクール度	約10℃	約10℃	熱平衡計算による値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水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	最確条件とした場合には被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管を起点とする運転操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない
	最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m以下	設計の最大値として設定	最確条件を前提として考えた場合、燃料被覆管温度上昇は小さくなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度33GWd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度30GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなる
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サブプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サブプレッション・プール水温	35℃	約30℃~約35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、操作に与える影響はない
	格納容器圧力	5kPa	約4~8kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器温度	57℃	約50℃~約60℃	通常運転時の格納容器温度として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	約30℃~約50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員操作に対する影響はない

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（LOCA 時注水機能喪失）（2/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断（約1cm ² ）	—	破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が最も大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定	破損規模によって流出量が変わり、初期の原子炉水位低下挙動に影響を与える 破損規模が本解析より小さい場合、気相部配管である等、冷却材流出量が少ない場合は、運転員操作時間に対する余裕は大きくなる なお、破損規模が本解析より大きい場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて確認する
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能喪失及び減圧機能喪失	高圧注水機能、低圧注水機能喪失及び減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として、自動減圧系の機能喪失を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、事象進展が厳しいため、外部電源なしを設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減（応答時間：0.05秒）	炉心流量急減（応答時間：0.05秒）	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	逃がし安全弁	8個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	8個 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であり、運転員等操作に与える影響はない
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /hにてスプレイ	140m ³ /hにてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、70%開度にて除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、70%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合、ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作に与える影響はない

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (LOCA 時注水機能喪失) (1/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生から 18 分後	<p>高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から 14 分後に低圧代替注水系 (常設) の追加起動を行い, その操作終了後 (4 分後) に原子炉急速減圧操作を開始することを設定</p>	<p>【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示, 機器故障警報, 系統流量指示計等にて ECCS 機能喪失を確認する。ECCS 機能喪失の確認時間については, 詳細を以下に示すとおり, ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は 8 分間程度と想定している。よって, 解析上の原子炉減圧の操作開始時間の 18 分間のうち, 余裕時間を含め 14 分間を ECCS 機能喪失の確認時間と想定している</p> <p>[ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉スクラム, タービントリップ及び非常用ディーゼル発電機の自動起動の確認の所要時間に 1 分間を想定 ● RCIC 機能喪失の確認及び他の ECCS の起動操作判断の所要時間に 2 分間を想定 ● HPCF の 2 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 2 分間を想定 ● LPFL の 3 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 3 分間を想定 ● これらの確認時間等の合計により, ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に, ECCS 機能喪失の所要時間を 8 分間と想定 <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作は, 復水補給水系の隔離弁 (1 弁) の閉操作による系統構成, 低圧代替注水系 (常設) の追加起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1 操作に 1 分間を想定し, 合計 2 分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間 4 分を想定している。また, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作が完了した後に, 自動減圧系による原子炉の急速減圧操作を行うため, 原子炉の急速減圧の開始を事象発生から 18 分後と想定している</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後, 原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため, 他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>ECCS 機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の操作時間は, 余裕時間を含めて設定されていることから, その後に行う原子炉の急速減圧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</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり, 燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなる可能性がある</p>	<p>同様な事象進展である「高圧・低圧注水機能喪失」においては, 5 分程度の時間遅れでは, 炉心の著しい損傷は発生せず, また, 格納容器ベントをしても敷地境界線量は 5mSv 以下であり, 判断基準を満足する</p> <p>10 分程度の時間遅れでは, 炉心の著しい損傷は発生しないが, 格納容器ベントをすると敷地境界線量は 5mSv を超えるため, 判断基準を満足しない。この場合, 格納容器圧力 2Pd (0.62MPa [gage]) にて格納容器ベントする (添付資料 2.1.3)</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (LOCA 時注水機能喪失) (2/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力「0.18MPa[gage]」到達時	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力「0.18MPa[gage]」) に到達するのは事象発生 10 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへの切替は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位レベル 8 到達後に, 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへの切り替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉注水を優先するため, 原子炉水位レベル 8 到達後に低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており, 原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力「0.18MPa[gage]前後となる	格納容器の圧力上昇は緩やかであり, スプレイ開始時間が早くなる場合, 遅くなる場合の何れにおいても, 変わらないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない	スプレイ開始までの時間は事象発生から 10 時間あり時間余裕がある
復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	復水貯蔵槽への補給は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。復水貯蔵槽の枯渇が発生しないよう設定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—
消防車への給油	事象発生から 12 時間後以降, 適宜	消防車への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。消防車による送水開始時間を踏まえ設定	消防車への給油開始の時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (LOCA 時注水機能喪失) (3/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力「0.31MPa[gage]」) に到達するのは, 事象発生の約 17 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員を配置している。当該緊急時対策要員は, 復水貯蔵槽への補給作業を兼任しているが, それら作業は事象発生の約 12 時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセルルート of 被害があっても, ホイールローダー等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, また, 徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>中央制御室におけるベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に 10 分の操作時間を, ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。現場におけるベント準備操作 (格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備) は, 現場での手動弁 3 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。よって, 操作所要時間が操作時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており, ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約 20 分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa [gage] に到達するのは, 事象発生の約 17 時間後であり, ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, ベント操作の操作時間は余裕時間を含めて設定されていることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。ただし, ベント実施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, 約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある</p>	<p>遠隔操作の失敗により, 格納容器ベント開始時間が遅くなった場合, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが, 格納容器限界圧力は 0.62MPa [gage] のため, 格納容器の健全性という点では問題とはならない</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から 17 時間あり時間余裕がある。また, 遠隔操作の失敗により, 格納容器ベントの操作開始時間が遅れる場合においても, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが, 格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかであり, 格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまで時間余裕がある</p>

LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について

LOCA 事象の破断規模によって流出量が変わり、初期の原子炉水位低下挙動に影響を与えうることから、LOCA 事象の破断面積をパラメータとした CHASTE による燃料破裂に関する感度解析を実施した。

感度解析の結果、下表に示すとおり、本事故シーケンスにて選定した原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（液相破断）については、燃料破裂が発生しない破断面積の限界は約 5.6cm²となった。また、気相破断については高圧炉心注水系配管（HPCF 配管）及び残留熱除去系吸込配管（RHR 吸込配管）において、破断面積がそれぞれ約 100cm²及び 420cm²の場合でも燃料破裂が発生しないことを確認した。

表 燃料破裂に関する破断面積の感度解析結果

	破断面積	燃料被覆管最高温度	破裂の有無
液相破断	約 5.3cm ²	約 860°C	無
	約 5.4cm ²	約 867°C	無
	約 5.5cm ²	約 873°C	無
	約 5.6cm ²	約 886°C	無
	約 5.7cm ²	約 895°C	有
気相破断	HPCF 配管 約 100cm ² (完全破断の約 80%)	約 879°C	無
	RHR 吸込配管 約 420cm ² (完全破断の約 53%)	約 863°C	無

7 日間における水源の対応について (LOCA 時注水機能喪失)

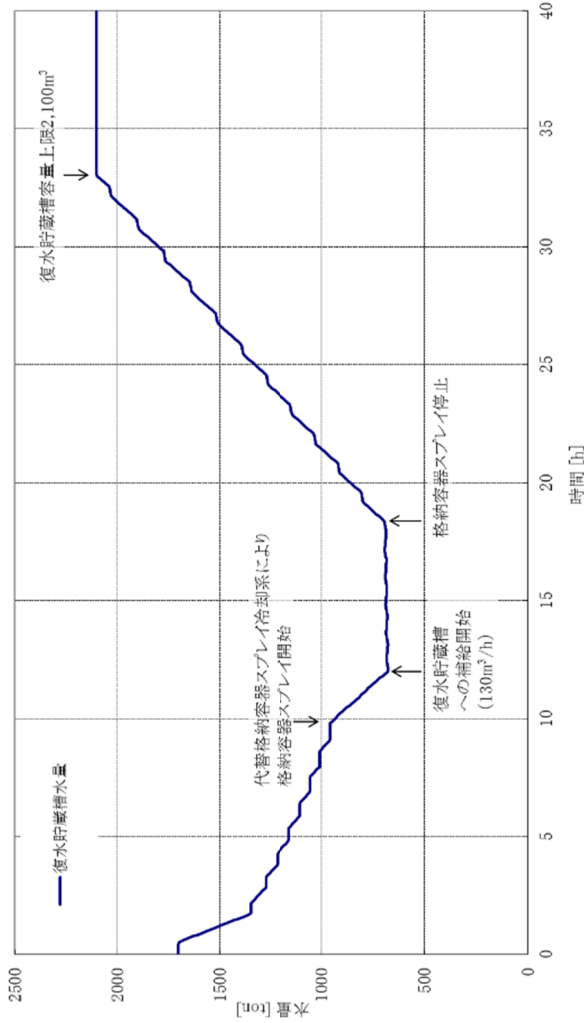
○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³

淡水貯水池：約18,000m³ (号炉共用)

○水使用パターン

- ① 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水
 事象発生後に原子炉冠水までは定格流量で注水する。
 冠水後は、原子炉水位高 (レベル8) ~ 原子炉水位
 低 (レベル3) の範囲で注水する (約110m³/h)。
- ② 代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ
 格納容器圧力が0.18MPa [gage] 到達後に開始し、
 原子炉水位高 (レベル8) ~ 原子炉水位低 (レベル3)
 までの間、代替格納容器スプレイを実施する
 (140m³/h)。



③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

12時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
 防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ給水する。

○時間評価 (右上図)

12時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。ベントと同時にスプレイを停止し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6/7号炉のそれぞれで約5,400m³必要となる。6/7号炉の同時被災を考慮すると、約10,800m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから、6/7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、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 (LOCA 時注水機能喪失)

プラント状況:6, 7 号炉運転中。1~5 号炉停止中。

事象:LOCA 時注水機能喪失は 6, 7 号炉を想定。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。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			
	非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L	7 日間の 軽油消費量 約 757,008L	7 号炉軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり、 7 日間対応可能。
6 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			
	非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L	7 日間の 軽油消費量 約 757,008L	6 号炉軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり、 7 日間対応可能。
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	1 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	2 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	3 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	4 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間			
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	5 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間			
	免震棟ガスタービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h × 24h × 7 日 = 66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 4,536L		7 日間の 軽油消費量 約 70,896L	1~7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 673,264L であり、 7 日間対応可能。

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は 2 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 3 台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

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

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV, TQUX, LOCA, 長期 TB, TBU, TBP 及び TBD がある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、緩和措置がとられない場合には、格納容器内の雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し格納容器が破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、**代替循環冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱**によって格納容器破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出の防止を図る。

また、本格納容器破損モードは、原子炉格納容器バウンダリに負荷される熱量の厳しい事象であり、代替循環冷却の使用可否により、格納容器の温度・圧力等の挙動が異なることが想定されるため、代替循環冷却を使用する場合と使用しない場合の両者について、格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。

3.1.2 代替循環冷却を使用する場合

3.1.2.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観

点から、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却及び代替循環冷却を用いた格納容器除熱を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.2.1、図 3.1.2.2 及び図 3.1.2.3 に、手順の概要を図 3.1.2.4 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設備と手順の関係を表 3.1.2.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける 6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 33 名^{*}である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直長 1 名(6 号炉及び 7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転操作を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名、緊急時対策要員(現場)14 名^{*}である。また、事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 36 名である。必要な要員と作業項目について図 3.1.2.5 に示す。

※有効性評価で考慮しない作業(格納容器頂部注水)に必要な要員「4 名」を含めると、緊急時対策要員(現場)が 18 名、合計が 37 名になる。

a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

大破断 LOCA により格納容器圧力は急激に上昇する。格納容器圧力高信号が発生して原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。格納容器圧力高信号により非常用炉心冷却系の起動信号が発生するが、非常用炉心冷却系は機能喪失する。

非常用炉心冷却系の機能喪失は各系統流量計等により確認する。

コメント
NO.審査-162
に対する
ご回答

なお、対応操作は、原子炉水位・格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、今回想定している破断規模・破断位置が異なる場合、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。

b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能及び対応準備

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失と判断する。

中央制御室にて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、非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、低圧代替注水系(常設)の準備を開始する。

c. 炉心損傷確認

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

コメント

NO.審査-149
に対する
ご回答

また、炉心損傷確認後は、格納容器内の pH 制御のため薬品注入を準備する。サプレッション・プール水の pH を 7 以上に制御することで、無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH 制御には期待しない。

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉压力容器破損に至ることなく、水位は回復し、炉心は冠水する。

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水流量計等である

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。格納容器の雰囲気を冷却するため、復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を行う。原子炉冠水を確認した後、格納容器温度が「約 190℃」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水流量計である。

また、代替格納容器スプレイと同時に格納容器への薬品注入を実施する。

原子炉を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイの切り替えを繰り返し行う。

f. 代替循環冷却による格納容器除熱

事象発生から約 20 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却を開始し、格納容器除熱を開始する。代替循環冷却ラインの再循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレイに流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイする。代替循環冷却が使用できる場合には、格納容器圧力逃がし装置等よりも優先して、代替循環冷却を優先して使用する。

代替循環冷却の運転を確認するために必要な計装設備は、原子炉注水の観点では原子炉水位計及び復水補給水系流量計等であり、格納容器除熱の観点では格納容器圧力計及びサプレッション・チェンバ・プール水温度計等である。

3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示す通り、事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさに基づいて選定している。選定にあたって考慮した点は以下の通り。

- ・ TQUX, TQUV, TB の各シナリオと比較し、LOCA は一次冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く、事象進展が早い。
- ・ 過圧破損の格納容器破損頻度の内訳では、プラント損傷状態の長期 TB や TBU が支配的であり、全交流動力電源喪失の寄与が高い。
- ・ 過圧破損については、格納容器破損防止対策として格納容器の除熱が必要となる。
- ・ 過温破損の格納容器破損頻度の内訳では、プラント損傷状態の LOCA の寄与が高い。
- ・ 過温破損については、格納容器破損防止対策として格納容器(損傷炉心)への注水が必要となる。
- ・ LOCA に非常用炉心冷却系注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。また、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。

以上より、LOCA に全交流動力電源喪失事象を加え、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するためのプラント損傷状態とした。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・ 大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+RHR 失敗
- ・ 大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗
- ・ 中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+RHR 失敗
- ・ 中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗
- ・ 中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+RHR 失敗
- ・ 中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗

- ・小 LOCA+ 高圧注水失敗+ 低圧注水失敗+ 損傷炉心冷却失敗+ RHR 失敗
- ・小 LOCA+ 高圧注水失敗+ 低圧注水失敗+ 損傷炉心冷却失敗+ 下部 D/W 注水失敗
- ・小 LOCA+ 高圧注水失敗+ 原子炉減圧失敗+ 損傷炉心冷却失敗+ RHR 失敗
- ・小 LOCA+ 高圧注水失敗+ 原子炉減圧失敗+ 損傷炉心冷却失敗+ 下部 D/W 注水失敗

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中小 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器内の圧力、温度上昇の観点で厳しい大 LOCA を選定した。これに低圧注水機能喪失及び高圧注水機能喪失が重畳することで、炉心損傷を防止できない事故シーケンス「大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」となる。更に全交流動力電源喪失の重畳を想定し、電源の復旧、注水機能、崩壊熱除去機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しい事故シーケンス「大 LOCA+注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとした。

本評価事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、低圧代替注水系(常設)の原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却及び代替循環冷却による格納容器除熱等が重要な現象となる。

よって、これらの現象による格納容器挙動を一貫して適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAA P により原子炉水位、燃料温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価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表3.1.2.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価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) 起回事象

起回事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(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。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

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とともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

最大300m³/hにて原子炉へ注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水する。

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて格納容器へスプレイする。

(d) 代替循環冷却

代替循環冷却ラインの循環流量は、全体で約 190m³/h とし、原子炉注水へ約 90m³/h、格納容器スプレイへ約 100m³/hにて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイするものとする。

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) 交流電源は、事象発生70分後までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(b) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、事象発生70分後から開始する。

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却は、炉心冠水後、格納容器温度が「約190℃」に到達した場合に開始する。

(d) 代替循環による格納容器除熱操作は、代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮し、事象発生の20時間後から開始する。

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位(シュラウド内外)、注水流量、原子炉内保有水量の推移を図3.1.2.6から図3.1.2.8に、燃料被覆管最高温度の推移を図3.1.2.9に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図3.1.2.10から図3.1.2.13に示す。

a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.4 時間後に炉心損傷に至るが、事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系(常設)による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、水位は回復し、炉心は再冠水する。

格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器の圧力及び温度

の上昇を抑制することができるが、格納容器圧力は上昇を継続する。

事象発生から約 20 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却を開始する。代替循環冷却により、原子炉は破断口より溢水状態となり、格納容器は除熱効果により格納容器内雰囲気温度及び圧力の上昇が抑制され、その後、徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2.1, 2)

b. 評価項目等

図 3.1.2.10 に示すとおり、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはなく、また、図 3.1.2.11 に示すとおり、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度については、限界温度 200°C を若干超えるものの、短時間であり、格納容器の健全性に問題はない。

図 3.1.2.6 に示すとおり、低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。格納容器内雰囲気は図 3.1.2.10 及び図 3.1.2.11 に示すとおり、代替循環冷却の運転により、格納容器除熱に成功し、格納容器内雰囲気温度及び圧力の上昇が抑制され、安定状態を維持できる。事象を通じて限界圧力に到達することはない、ベント実施を回避することが可能な結果となった。

(添付資料 3.1.2.3)

3.1.2.3 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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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。

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積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、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系(常設)起動操作、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作、代替循環冷却による格納容器除熱操作とする。

(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行う重要現象とは、「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

添付資料 3.1.2.4 参照

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料 3.1.2.4 参照

(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，表3.1.2.2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，解析条件の設定に当たっては，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があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目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

添付資料3.1.2.4参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料3.1.2.4参照

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，これらの要因が解析上の操作開始時間に与える影響を評価する。また，操作の不確かさが操作開始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開始時間に与える影響

添付資料3.1.2.4参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料3.1.2.4参照

(3) 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する。

(添付資料3.1.2.4,5)

(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，操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，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，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、操作時間には十分な時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において、

6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.1.2.1格納容器破損防止対策」に示すとおり33名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。有効性評価で考慮しない作業(格納容器頂部注水)に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は36名である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において、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、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約2,500m³の水が必要となる。6号炉及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約5,000m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び号炉共用設備である淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号炉及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているためである。

(添付資料 3.1.2.6)

b. 燃料

6号炉及び7号炉の同時被災を考慮した場合、常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約859,320Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的

に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に号炉あたり約6,048Lの軽油が必要となり、代替原子炉補機冷却設備専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約36,960Lの軽油が必要となる。(合計 約945,336L)

6号炉及び7号炉の各軽油タンク及び地下軽油タンクで合計約2,184,000L(発電所内で軽油約5,344,000L)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却設備の運転について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.2.7)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約526kW、7号炉で約554kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.1.2.8)

3.1.2.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対する格納容器破損防止対策としては、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却及び代替循環冷却を用いた格納容器除熱等を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンス「大LOCA+注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却を使用する場合の有効性評価を行った。

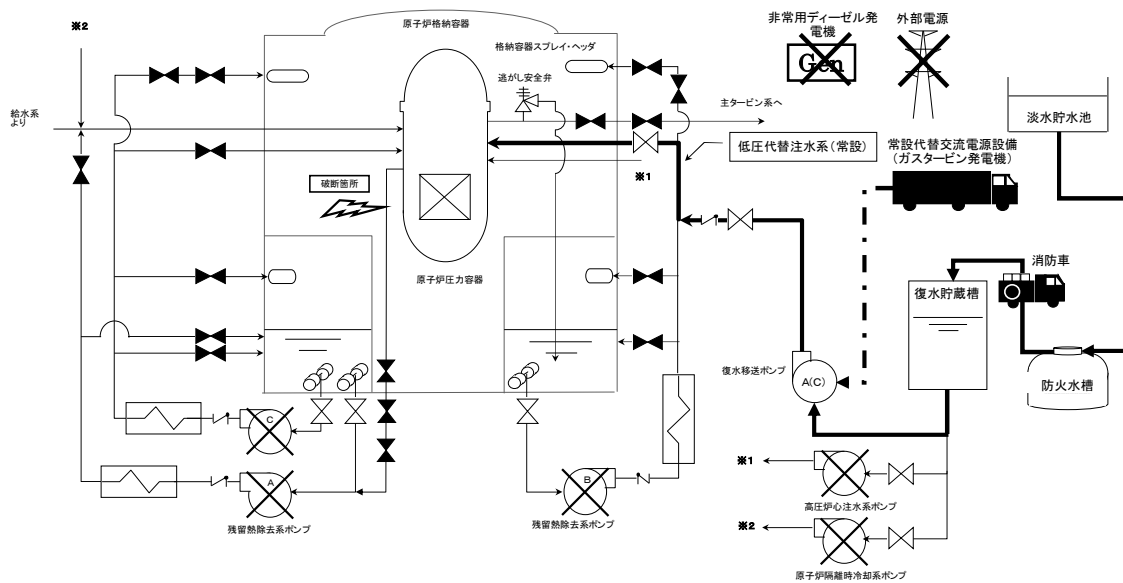
上記の場合においても、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替循環冷却を用いた格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、事象を通じて限界圧力に到達することはなく、ベント実施を回避することが可能であり、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、長期的に損傷炉心冷却及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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。

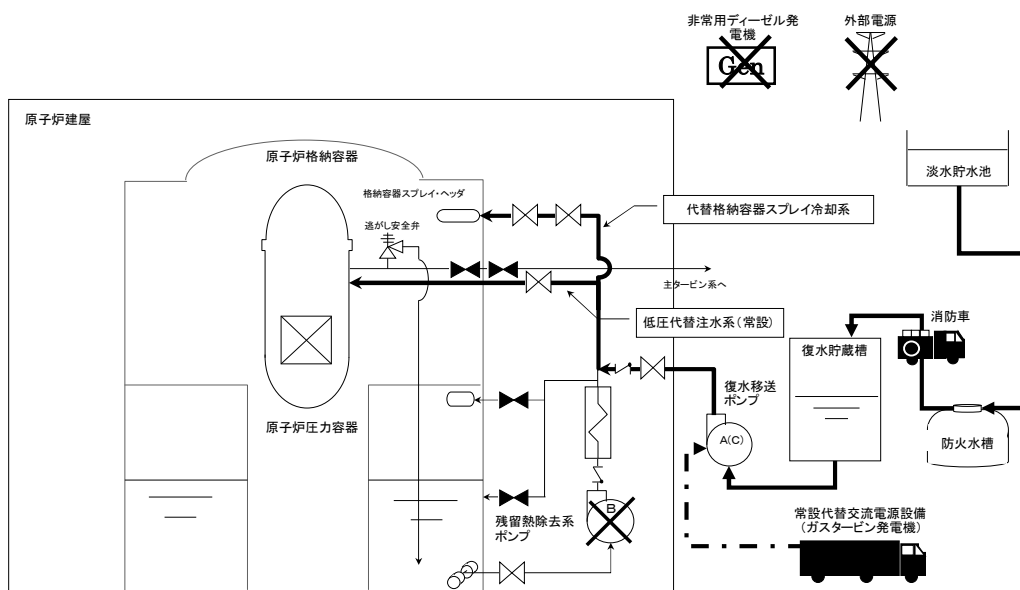
重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、代替循環冷却を用いた格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シナリオに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対して有効である。



重大事故等対策概略系統図
(低圧代替注水系(常設) & 代替交流電源設備 & 可搬型代替注水ポンプ)

図 3. 1. 2. 1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要 (代替循環冷却を使用する場合) (1/3)



重大事故等対策概略系統図
(低圧代替注水系(常設) & 代替格納容器スプレイ冷却系 & 代替交流電源設備 & 可搬型代替注水ポンプ)

図 3. 1. 2. 2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要 (代替循環冷却を使用する場合) (2/3)

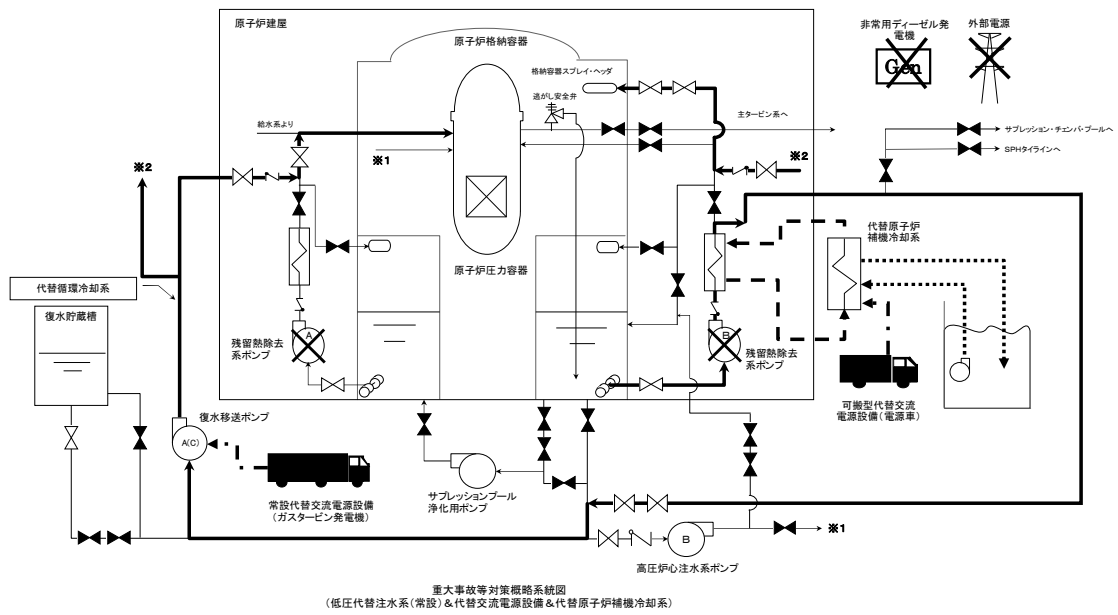


図 3. 1. 2. 3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要 (代替循環冷却を使用する場合) (3/3)

コメント NO. 審査-35,162 に対するご回答

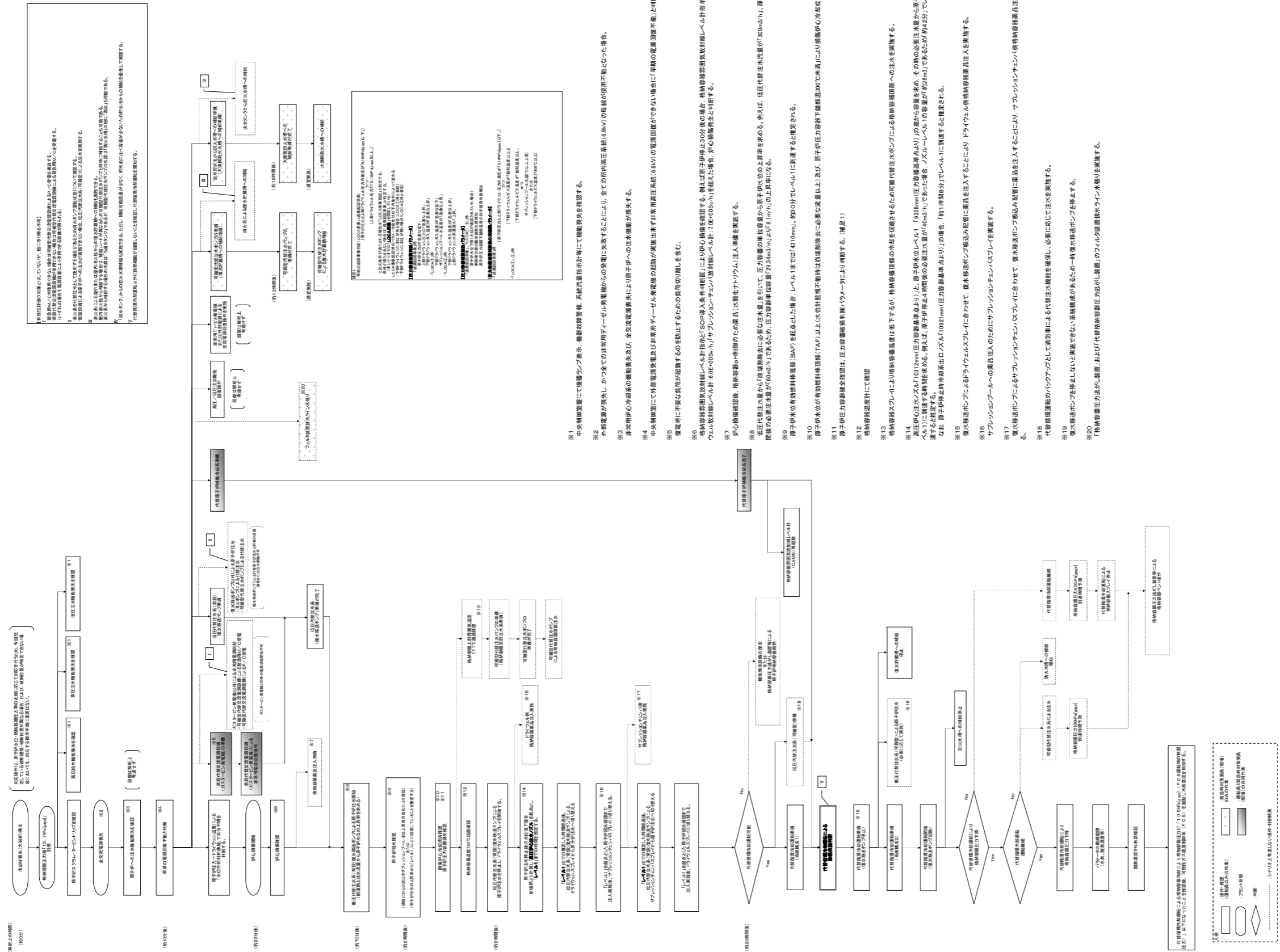


図 3.1.2.4 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の対応手順の概要(代替循環冷却を使用する場合)

格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	総経時間(分)												備考
	運転員(中核)		緊急時対応要員(要員)			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
	6号	7号	6号	7号		6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	緊急発生 格納容器スラム	格納容器過圧・過温破損 格納容器過圧・過温破損 格納容器過圧・過温破損
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器スラム・タレントリフ降下 緊急発生時対応要員 格納容器過圧・過温破損	
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	(2人) A,B	(2人) a,b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損 格納容器過圧・過温破損 格納容器過圧・過温破損
格納容器交流電源設備 準備操作	-	-	4人 C,D E,F	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
	-	-	-	-	6人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
格納容器交流電源設備 別機	(1人) B	(1人) b	-	-	(2人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
格納容器交流電源設備からの受 電操作	-	-	(4人) C,D E,F	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
低圧代替注水系統(給送)準備 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	総経時間(分)												備考
	運転員(中核)		緊急時対応要員(要員)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	
	6号	7号	6号	7号		6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	
低圧代替注水系統(給送)注水 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損 格納容器過圧・過温破損
代替格納容器スレイ操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
汽動機による炉心減速機からの 炉心減速機への補給	-	-	-	-	2人 (2人)	2人 (2人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
貯水池から大差別的な水層への 補給	-	-	-	-	2人 (1人)	2人 (1人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
代替原子炉補給冷却系準備 操作	-	-	(2人) E,F	o,f	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
代替原子炉補給冷却系運転	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
可変型代替注水系統による 原子炉注水準備操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	5人 (5人)	5人 (5人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
代替格納冷却設備準備操作 (系統構成1)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
代替格納冷却設備準備操作 (系統構成2)	(2人) A,B	(2人) a,b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
代替格納冷却設備開始	(2人) A,B	(2人) a,b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
代替格納冷却設備監視	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
可変型代替注水系統による 原子炉への注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
燃料供給準備	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損
燃料給送作業	2人 A,B	2人 a,b	4人 C,D,E,F	o,d,o,f	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	格納容器過圧・過温破損

() 100%以上の準備完了後、移動して実施する人数。

図 3.1.2.5 格納容器破損モード「券筒気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間
(代替循環冷却を使用する場合)

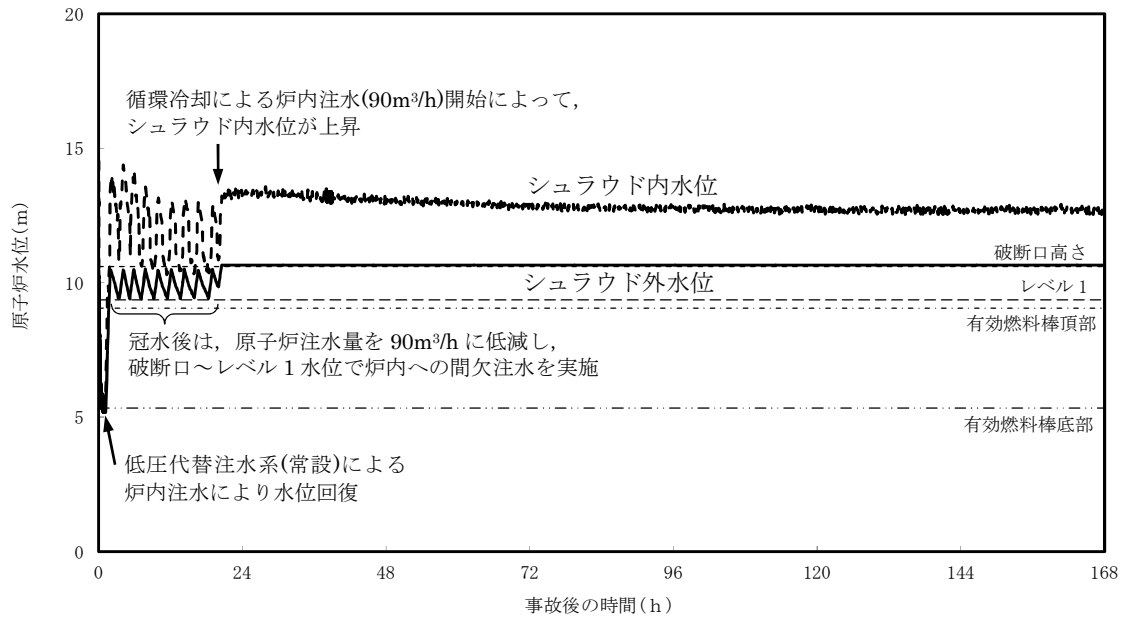


図 3.1.2.6 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

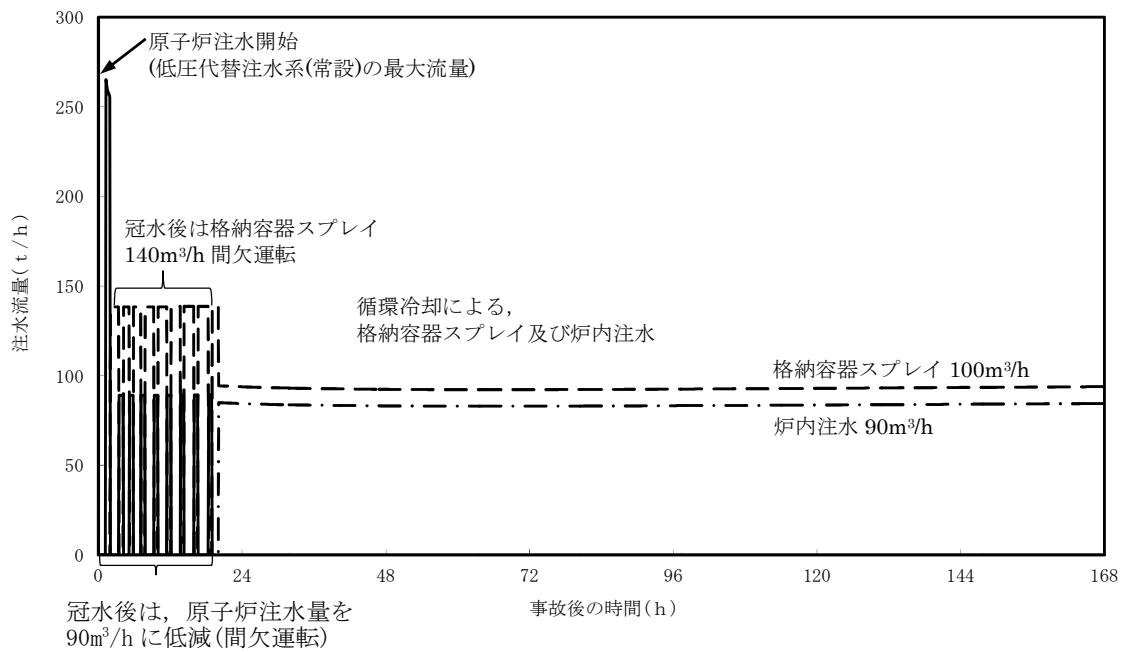


図 3.1.2.7 注水流量の推移

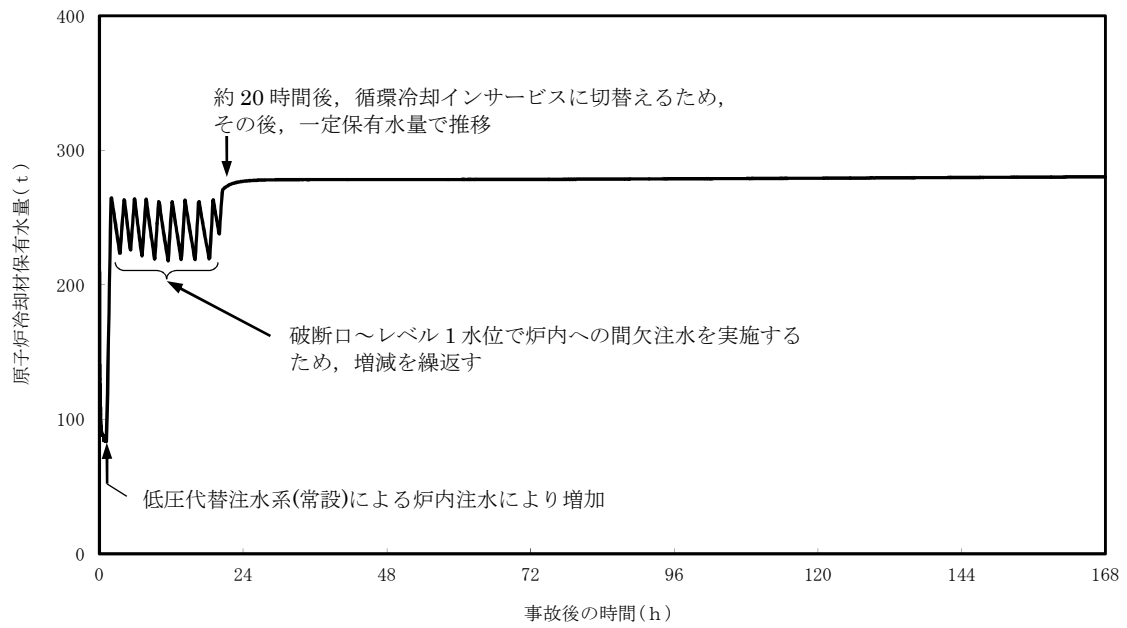


図 3. 1. 2. 8 原子炉内保有水量の推移

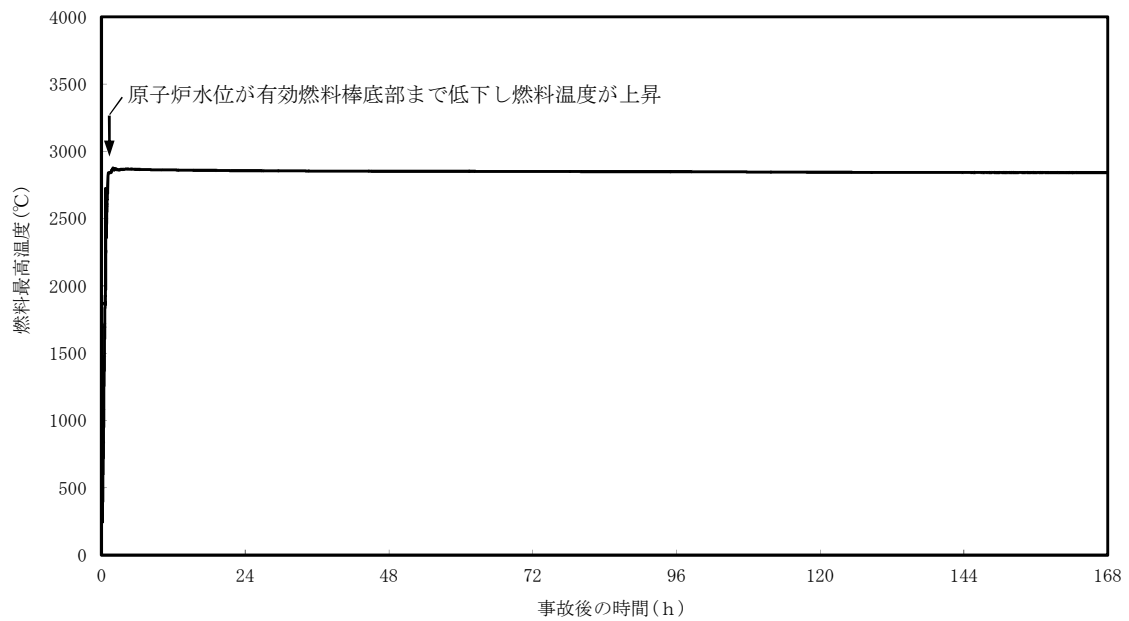


図 3. 1. 2. 9 燃料被覆管温度の推移

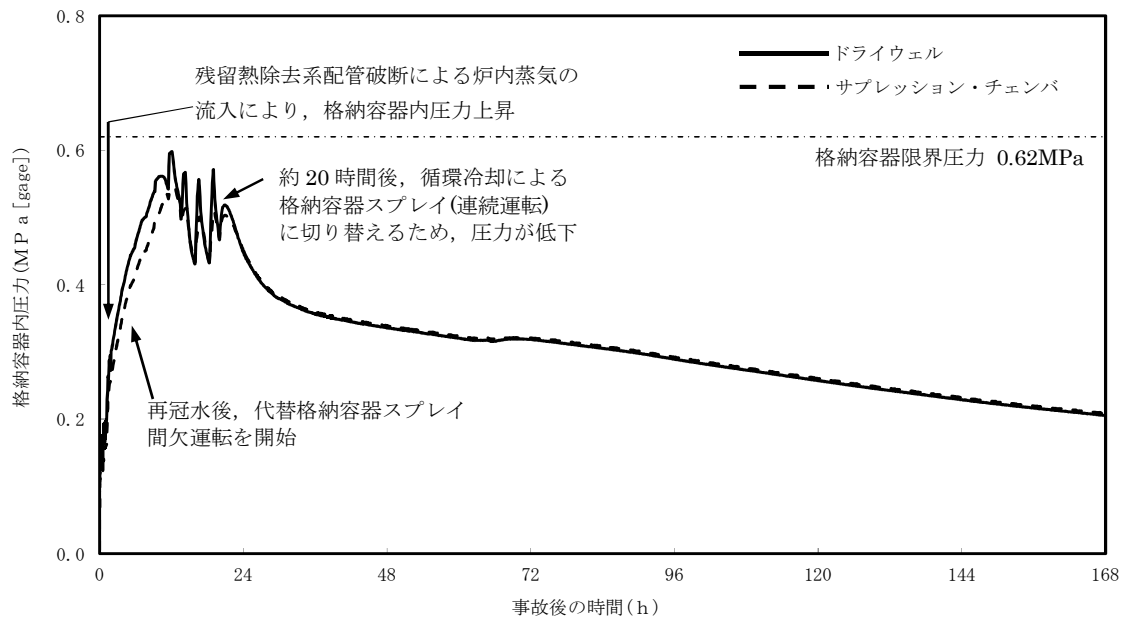


図 3.1.2.10 格納容器圧力の推移

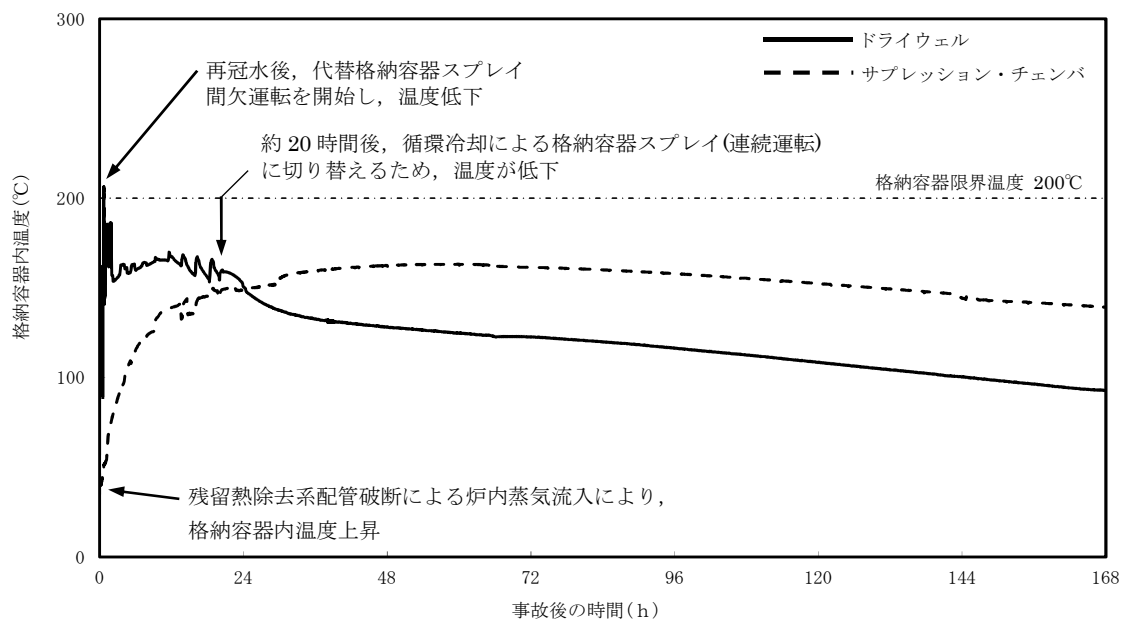


図 3.1.2.11 格納容器気相部の温度の推移

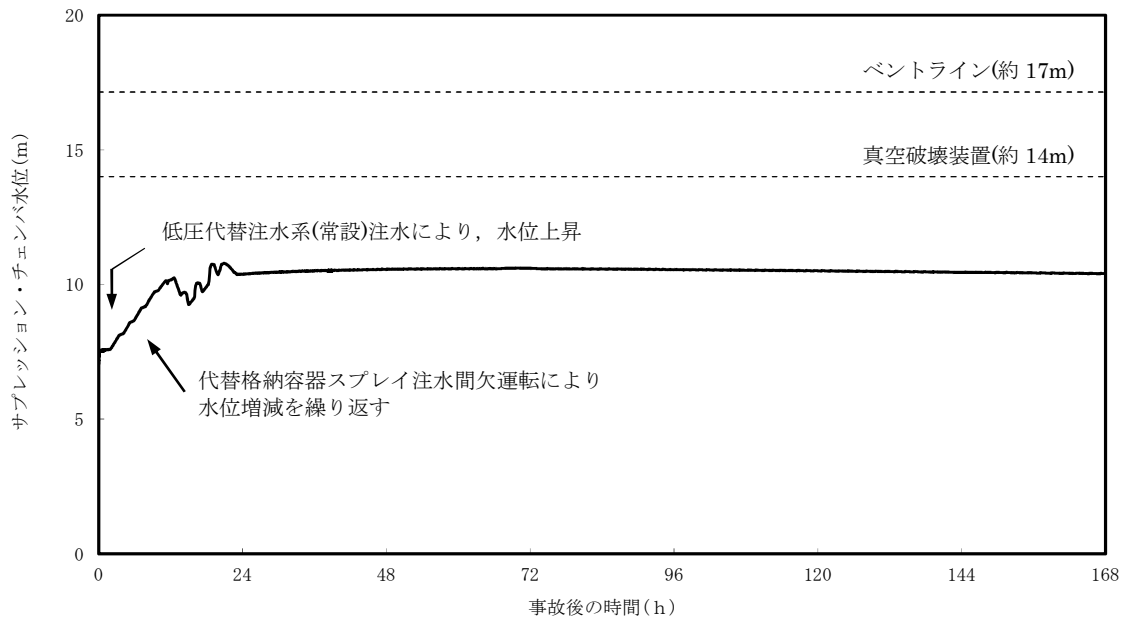


図 3. 1. 2. 12 サプレッション・チェンバ水位の推移

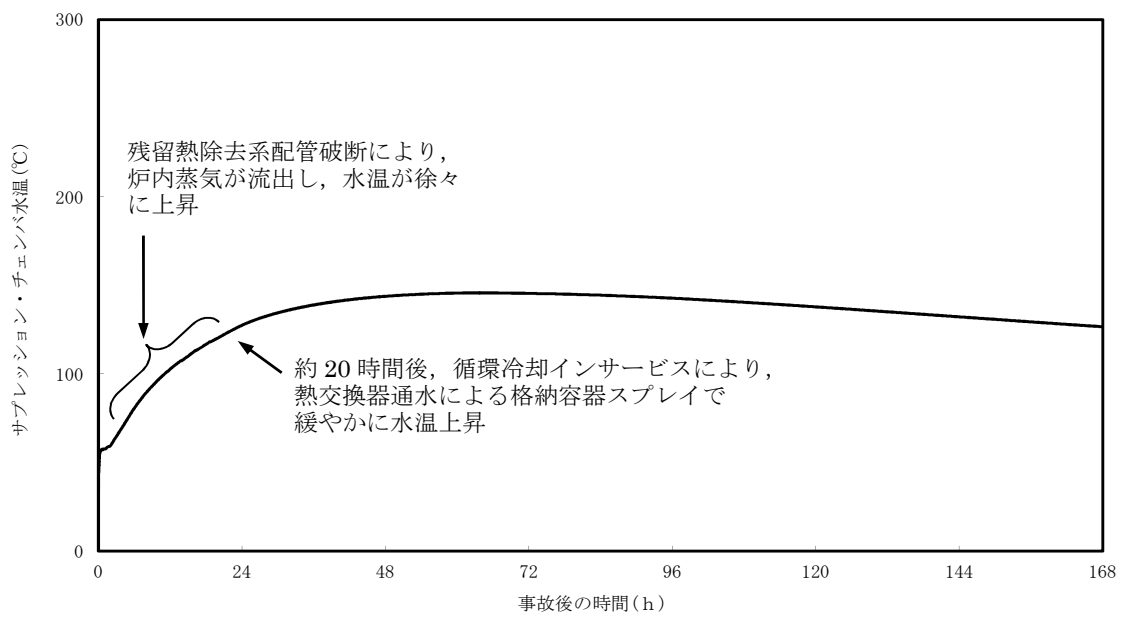


図 3. 1. 2. 13 サプレッション・プール水温の推移

表 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時における重大事故等対策について
(代替循環冷却を使用する場合)

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設備	可搬設備
原子炉スクラム確認	大破断 LOCA により格納容器圧力が急激に上昇し、格納容器圧力高にて原子炉スクラムすることを確認する。	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ【SA】
非常用炉心冷却系機能喪失確認	格納容器圧力高信号により非常用炉心冷却系の起動信号が発生するが、非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計 残留熱除去系系統流量計
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計【SA】
低圧代替注水系(常設)による原子炉水位回復	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備【SA】 復水移送ポンプ【SA】	原子炉圧力計【SA】 復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)【SA】
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器温度が「約 190℃」に到達した場合、原子炉冠水を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。原子炉を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。	復水移送ポンプ【SA】	格納容器内圧力計【SA】 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【SA】
代替循環冷却による原子炉注水、格納容器除熱	事象発生から約 20 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却を開始し、原子炉注水および格納容器除熱を開始する。代替循環冷却ラインの再循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレイの流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイする。代替循環冷却が使用できる場合には、格納容器圧力逃がし装置等よりも優先して、代替循環冷却を優先して使用する。	代替原子炉補機冷却系【SA】 復水移送ポンプ【SA】	格納容器内圧力計【SA】 サブレーション・チェンバ・プール水温計【SA】 サブレーション・チェンバ水位計【SA】 復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)【SA】 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

表 3.1.2.2 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
(代替循環冷却を使用する場合) (1/4)

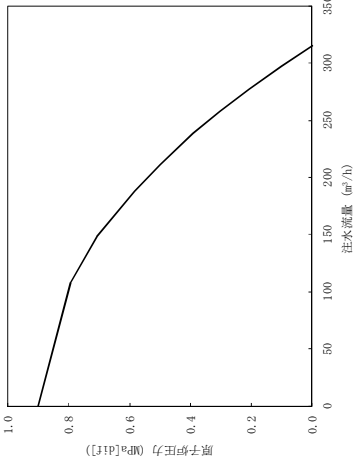
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位	通常運転時原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
燃料	9×9 燃料 (A 型)	—
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWD/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
格納容器容積 (ウエットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	必要最小空間物体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チエンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッションプール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
サブプレッションプール水温	35°C	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50°C (事象開始 12 時間以降は 45°C, 事象開始 24 時間以降は 40°C)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

初期条件

表 3.1.2.2 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
(代替循環冷却を使用する場合) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉内の保有水量が厳しい箇所として設定
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
外部電源	外部電源なし	外部電源が喪失するものとして設定

表 3.1.2.2 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
(代替循環冷却を使用する場合) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	応答時間：0.05 秒	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
低圧代替注水系(常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
代替循環冷却	循環流量は, 全体で約 190m ³ /h とし, 原子炉注水へ約 90m ³ /h, 格納容器スプレイへ約 100m ³ /h に流量を分配	代替循環冷却の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

表 3.1.2.2 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
(代替循環冷却を使用する場合) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	運転操作手順書等を踏まえて設定
低圧代替注水系(常設)起動操作	事象発生 70 分後	運転操作手順書等を踏まえて設定
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	炉心冠水後, 格納容器温度が「約 190℃」到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定
代替循環冷却による格納容器除熱	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮して設定

重大事故等対策に関連する操作条件

格納容器気相部の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))

1. はじめに

有効性評価の「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、格納容器気相部の温度は、一時的に格納容器限界温度の 200℃を超える評価となっている。ここでは、これが格納容器の健全性に与える影響について考察する。

2. 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)」における、格納容器の気相部と壁面温度の時間推移を図 1 に示す。

事象開始後、破断口から流出する蒸気により、格納容器の気相部温度が上昇し、格納容器スプレイの間欠的な実施により、温度上昇は抑制されるものの、一時的に 200℃以上に到達する評価となる。

格納容器温度によって健全性への影響を受ける部位としては、フランジ部等に用いられているシール材であると考えられる。シール材は格納容器壁面温度に近い雰囲気に曝されるため、図 1 に示すとおり、気相部温度が一時的に 200℃を超えたとしてもシール材温度が 200℃に到達することはない。シール材については「柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 格納容器限界温度・圧力に関する評価結果」によって健全性が確認されているため、格納容器の健全性に問題はない。

3. まとめ

格納容器気相部の温度は 200℃を若干超えるものの、壁面温度は格納容器限界温度の 200℃以上には到達しない。このため、格納容器の健全性に問題はない。

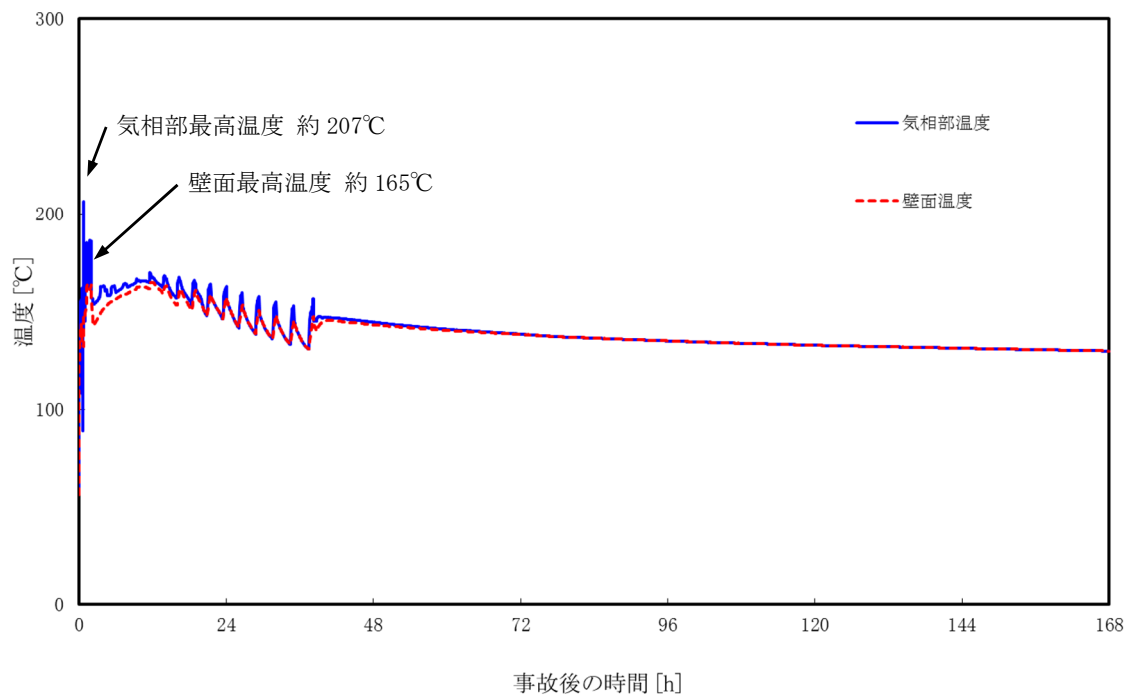


図1 格納容器気相部と壁面温度の推移

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

1. はじめに

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスでは、事象発生後約 0.4 時間後に炉心損傷に至り、約 70 分後からの低圧代替注水系(常設)による注水により、炉心は再冠水される。上記により、炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉圧力容器内に保持される。ここでは、本事象における炉心の損傷状態、損傷炉心の位置及びシュラウドへの熱影響について評価結果を示す。

2. 評価結果

(1) 炉心の損傷状態

図 1 に事象開始後 70 分及び終状態の炉心損傷状態を示す。

(2) 損傷炉心の位置

図 2 に各部(炉心位置, 下部プレナム)における炉心重量の時間変化の推移を示す。図 2 に示すとおり、炉心は炉心位置に保持される。

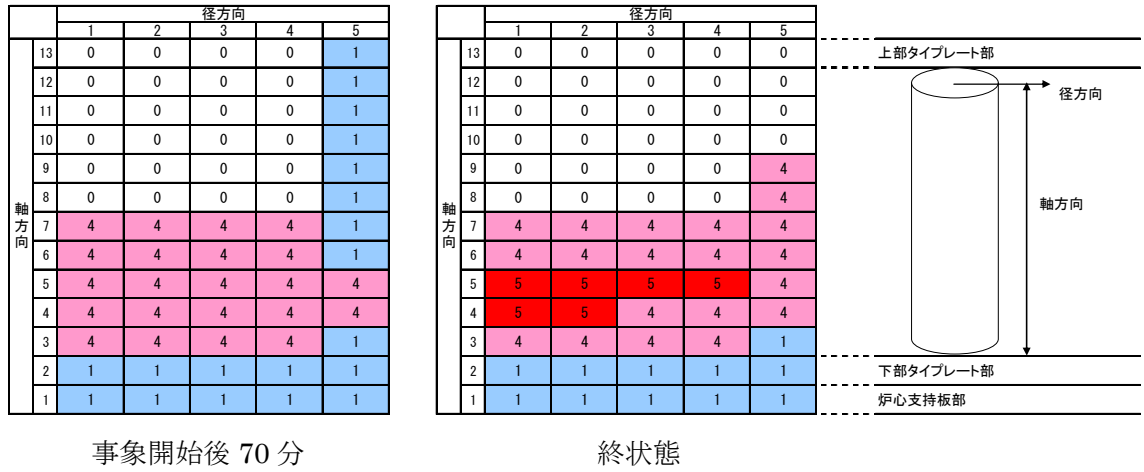
(3) シュラウドへの熱影響

終状態においても、溶融プールは炉心の外周部に至っておらず、シュラウドへの熱影響はない。

コメント NO.審査-159
に対するご回答

3. まとめ

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスにおいて、炉心損傷に至るものの、再冠水により炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉圧力容器内に保持される。



損傷状態のモデル

- 0 : 燃料なし (崩落)
- 1 : 通常燃料
- 2 : 破損燃料が堆積 (燃料棒形状は維持)
- 3 : 熔融した燃料が被覆管表面を流下し, 燃料棒表面で冷えて固まり燃料棒外径が増加
- 4 : 燃料棒外径がさらに増加し, 燃料で流路が閉塞
- 5 : 熔融プール形成

図1 炉心の損傷状態

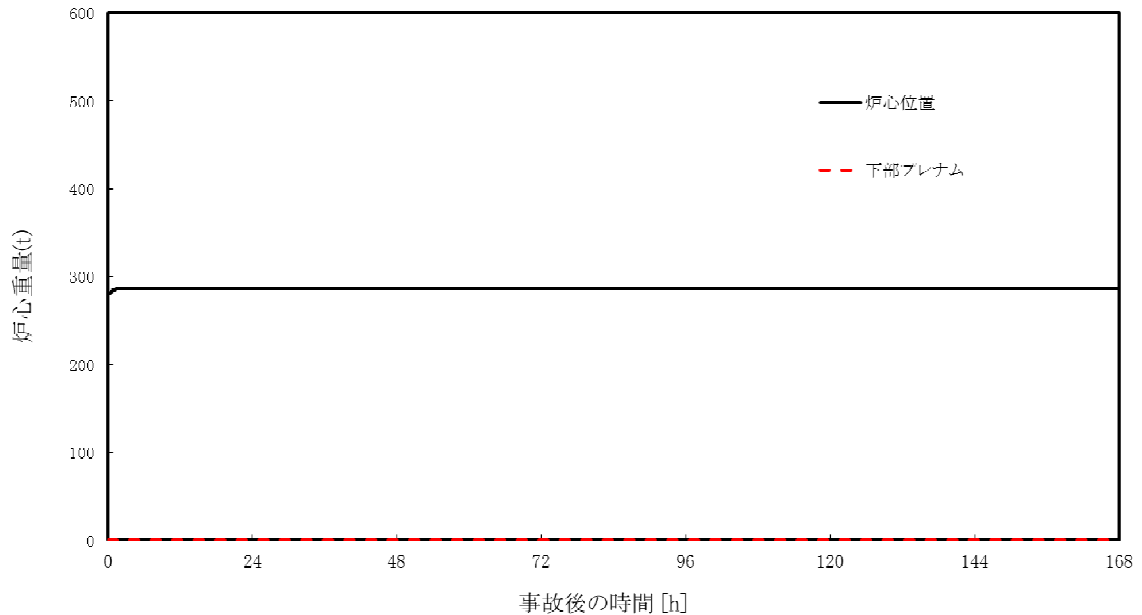


図2 各部(炉心位置, 下部プレナム)における炉心重量の時間変化

安定状態について（代替循環冷却を使用する場合）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却を使用する場合における安定状態については以下のとおり。

原子炉安定状態：事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

【安定状態】

原子炉安定状態の確立について

低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持される。

格納容器安定状態の確立について

代替循環冷却による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態後の長期的な状態維持】

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

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（代替循環冷却を使用する場合）））

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
【MAAP】 炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱出力モデル） 溶融炉心挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した 炉心ヒートアップ速度（燃料被覆管酸化が促進される場合）が早まることを想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV、大破断 LOCA シーケンスともに運転員操作の起点となる炉心溶融の開始時刻には影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻にも影響は小さい	ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、燃料被覆管温度等によるパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない また、原子炉圧力容器破損時は、下部ベDESTALの注水準備が必要となるが、損傷炉心の進展挙動に差が生じて、リロケーション及び原子炉圧力容器破損に対する影響は小さく、運転員等操作に与える影響はない 仮に水素発生量の変動により、格納容器圧力制御のためのスプレイ流量に影響を受けるが、格納容器スプレイの操作は事象発生後2時間後以降の操作であり、運転員による流量調整操作に対する時間余裕は十分にあることから影響を受けることはない	炉心ヒートアップに関するモデルに対する感度解析（ヒートアップ時の被覆管表面積感度ケース）では、格納容器圧力・温度推移に対する感度は小さく、また、本シナリオにおいては、格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、代替循環冷却の操作が大きく影響することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
燃料被覆管変形					
沸騰・ボイド率変化	気液分離（炉心水位）・対向流（炉心（熱流動））	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認 ・MAAP コードでは CCFL を取り扱っていないことに起因して、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について SAFER コードに比べ緩慢な挙動を示す ・水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	大 LOCA 時における原子炉水位挙動において、MAAP コードによる不確かさにより影響を受けるが、運転員の操作は、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、原子炉水位のパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない 現実的には炉心冠水の時間が早くなる可能性もあるが、冠水までに注水開始後約1時間程度の時間余裕があることから、原子炉水位の進展挙動に差が生じても運転員等操作に与える影響はない	初期の原子炉水位の挙動の差異が、格納容器圧力・温度推移に与える影響は小さく（崩壊熱が支配的となるため）、また、本シナリオにおいては、格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、代替循環冷却の操作が大きく影響することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
原子炉圧力容器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	原子炉圧力容器モデル（破断流モデル）	モデルに含まれる（LOCA 破断口からの臨界流・差圧流による流量は保守的なモデルにより計算される）	MAAP コードの保守性により初期の原子炉水位低下挙動に対して影響はあるが、運転員の操作は、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、原子炉水位のパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	初期の原子炉水位の挙動の差異が、格納容器圧力・温度推移に与える影響は小さく（崩壊熱が支配的となるため）、また、本シナリオにおいては、格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、代替循環冷却の操作が大きく影響することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	ECCS 注水（給水系・代替注水含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））（2/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい	格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約2時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作が大きく影響する。これらの操作は事象発生から約2時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化は運転員操作に影響を与えることはないことから、格納容器圧力及び温度に対する影響は小さい
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		-格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は良く再現できる		
	気液界面の熱伝達		-非凝縮性ガス濃度の挙動は、解析結果は測定データと良く一致する		
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
サプレッション・チェンバ・プール水冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき与えており、入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP放出の開始時間を良く再現できている ものの、FP放出が顕著になる実験開始後約11,000秒以降は、燃料棒被覆管温度を高めめに評価することにより、急激のFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験の小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる	大 LOCA 時における運転員の操作は、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、炉心損傷後の圧力容器内 FP のパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	代替循環冷却を用いることにより、格納容器ペントを回避できるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した	炉心損傷後の格納容器内 FP のパラメータを起点とした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 FP 挙動の差異により格納容器内温度及び圧力挙動に影響を与えるが、温度及び圧力は崩壊熱による水蒸気発生が支配的な要因であり影響は極めて小さい。さらに、格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約2時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	代替循環冷却を用いることにより、格納容器ペントを回避できるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定		
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定		
	炉心流量	52,200t/h	定格流量の90～111%	定格流量（100%）として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、代表的に9×9燃料(A型)を設定	燃料被覆管温度を起点とする運転操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない	燃料被覆管温度を起点とする運転操作はないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979(燃焼度33GWd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979(燃焼度30GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレいの操作の開始が遅くなる	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉水位低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水温	35℃	約30℃～約35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレいの操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、操作に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器の熱容量は若干大きくなり、格納容器内温度の上昇は遅くなるが、その影響は小さい
	格納容器圧力	5kPa	約4～8kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器温度	57℃	約50℃～約60℃	通常運転時の格納容器温度として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	真空破壊装置	3.43kPa(ドライウエル-サブプレッション・チェンパ間差圧)	3.43kPa(ドライウエル-サブプレッション・チェンパ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃(事象開始12時間以降は45℃,事象開始24時間以降は40℃)	約30℃～約50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレいによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレいの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレい間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員操作に対する影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管に対する影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレいによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器の圧力上昇は遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合））（2/2）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	大破断 LOCA （残留熱除去系の吸込配管の破断）	—	原子炉内の保有水量が厳しい箇所として設定	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，設定高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源が喪失するものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
機器条件	原子炉スクラム信号	応答時間：0.05 秒	応答時間：0.05 秒	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であり，運転員等操作に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），格納容器スプレイに切り替えるタイミングが早まるが，格納容器内温度及び圧力のパラメータに対する余裕は大きくなる
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にてスプレイ	140m ³ /h にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	代替循環冷却	循環流量は，全体で約 190m ³ /h とし，原子炉へ約 90m ³ /h，格納容器スプレイへ約 100m ³ /h にて流量分配	循環流量は，全体で約 190m ³ /h とし，原子炉へ約 90m ³ /h，格納容器スプレイへ約 100m ³ /h にて流量分配	代替循環冷却の設計値として設定	実際の除熱能力が解析より大きい場合，その後の格納容器圧力・温度挙動は低く推移することになるが，代替循環冷却による除熱開始以降で，格納容器圧力及び温度のパラメータを起点とした運転員等操作はないことから，運転員等操作に与える影響はない	実際の除熱能力が解析より大きい場合，その後の格納容器温度挙動は低く推移することになり，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却を使用する場合) (1/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	<p>【認知】</p> <p>中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより常設代替交流電源設備の準備を開始する手順としている。また, 緊急時対策要員は, 中央制御室から連絡を受け, 直ちに常設代替交流電源設備の起動操作に着手する手順としている。この認知及び連絡に係る時間として 10 分間を想定している。そのため, 認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>常設代替交流電源設備からの受電操作のために, 中央制御室及び現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と, 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う専任の緊急時対策要員が配置されている。現場運転員は, 常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間, 他の操作を担っていない。また, 本緊急時対策要員は, 事象発生直後から活動可能なよう宿直体制をとる。このため, 要員配置が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>現場運転員は, 中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下 1 階まで通常 5 分間程度で移動可能であるが, 移動時間としては余裕を含めて 10 分間を想定している。緊急時対策要員は, 事務所より高台へ車にて移動するが, 移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し 10 分間を想定している。このため, 移動が操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>緊急時対策要員は, 常設代替交流電源設備の起動操作を担う緊急時対策要員 (GTG) と緊急用交流高圧母線の遮断器操作を担う緊急時対策要員 (緊急 M/C) に分かれて操作する。緊急時対策要員 (GTG), 緊急時対策要員 (緊急 M/C), 運転員 (現場) 及び運転員 (中央制御室) の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため, 操作所要時間は最長で 50 分間となる。</p> <p>[緊急時対策要員 (GTG) : 操作所要時間; 合計 40 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ, 配電盤等の健全性確認の所要時間に 10 分間を想定 ● 燃料バルブの開操作, 給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動, 起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に 20 分間を想定 <p>[緊急時対策要員 (緊急 M/C) : 操作所要時間; 合計 40 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 緊急用交流高圧母線の配電盤, 保護継電器等の使用前の健全性確認の所要時間に 10 分間を想定 ● 外部電源切り離し, 不要電路遮断, 母線連絡投入等の緊急用交流高圧母線の電路構成の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動後の緊急用交流高圧母線の遮断器の操作の所要時間に 20 分間を想定 <p>[運転員 (現場) : 操作所要時間; 合計 50 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が 20 個程度であり, 1 個あたりの操作時間に移動時間を含めて 2 分間程度を想定し, 操作の所要時間は 40 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 <p>[運転員 (中央制御室) : 操作所要時間; 合計 30 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための切り離し ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に 20 分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に, 中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作の所要時間に 10 分間を想定 <p>【他の並列操作有無】</p> <p>上述のとおり, 緊急時対策要員と現場運転員の並列操作はあるが, それを加味して操作の所要時間を算定しているため, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>緊急時対策要員の現場操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	実態の操作開始時間は, 左欄のとおり, 認知: 10 分間, 移動: 10 分間, 操作所要時間: 50 分間の合計の 70 分間であり, 解析上の想定とほぼ同等である	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	注水開始の時間遅れを考慮した解析 (操作 20 分遅れを加味した事象発生 90 分後の原子炉注水開始) では判断基準を満足する結果となることから, 事象発生から注水開始 (原子炉注水操作開始) まで 90 分程度は確保できる。なお, 格納容器ベント時における Cs 放出量については燃料損傷の程度の影響をうけるが, 代替循環冷却を用いることにより, 格納容器ベントは回避可能となるため, 放出量に与える影響はない (添付資料 3.1.2.5)

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(代替循環冷却を使用する場合)(2/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	低压代替注水系(常設)起動操作	事象発生70分後	運転操作手順書等を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより低压代替注水系(常設)の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 原子炉注水準備の操作は, 復水補給水系の隔離弁(1弁)の閉操作による系統構成, 低压代替注水系(常設)の追加起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1操作に1分間を想定し, 合計2分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定している。</p> <p>【他の並列操作有無】 本操作は, 常設代替交流電源設備からの受電における非常用母線への受電操作と同時に実施する</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	本操作は, 常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため, その影響を受けるが, 本操作, 常設代替交流電源設備からの受電操作とともに, 実態の操作開始時間は, 解析上の想定とほぼ同等である	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	注水開始の時間遅れを考慮した解析(操作20分遅れを加味した事象発生90分後の原子炉注水開始)では判断基準を満足する結果となることから, 事象発生から注水開始(原子炉注水操作開始)まで90分程度は確保できる なお, 格納容器ベント時におけるCs放出量については燃料損傷の程度の影響をうけるが, 代替循環冷却を用いることにより, 格納容器ベントは回避可能となるため, 放出量に与える影響はない (添付資料3.1.2.5)
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	炉心冠水後, 格納容器温度「約190℃」到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準(炉心冠水後かつ格納容器温度「約190℃」)に到達するのは事象発生約2時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低压代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切替は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位レベル8到達後に, 低压代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切り替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており, 実態の操作も解析上も原子炉水位レベル8到達後に低压代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしている。よって, 実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等である	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	注水開始の時間遅れを考慮した解析ではスプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから, 現行の2時間に対して約20分程度の時間余裕がある (添付資料3.1.2.5)

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却を使用する場合) (3/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	復水貯蔵槽への補給は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。復水貯蔵槽の枯渇が発生しないよう設定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	-	-	-
	消防車への給油	事象発生から 12 時間後以降, 適宜	消防車への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。消防車による送水開始時間を踏まえ設定	消防車への給油開始の時間は, 事象発生から約 12 時間あり時間余裕がある	-	-	-
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 付設を行う専任の緊急時対策要員 (事故後 10 時間以降の参集要員) が配置されている。現場運転員は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセルルートが被害があっても, ホイールローダー等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間を含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避 (想定約 30 分間) を踏まえても, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから, 操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性がある	操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり, この場合, 格納容器の温度・圧力等を早期に低下させる可能性がある	事象発生後約 20 時間後の操作であり時間余裕がある 仮に大幅に操作が遅れるような事態になった場合でも, 格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系による原子炉注水, 格納容器スプレイ及びベントによる制御を行うこととなる

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却を使用する場合) (4/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替循環冷却による格納容器除熱操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p>【認知】 残留熱除去系による格納容器除熱機能喪失を確認した後, 故障原因調査・機能回復操作を実施と並行して, 機能回復が遅れることを想定し代替循環冷却運転の準備を判断するため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替循環冷却準備操作は, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は運転員とは別の緊急時対策要員 (事故後 12 時間以降の参集要員) を配置しており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 運転員による現場移動は, 照明喪失・資機材の転倒等によりアクセスに支障が出る場合があるが, 事象発生 20 時間までの時間余裕があるため, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【作業所要時間】 中央制御室における操作は, 代替循環冷却運転開始直前操作と, 代替循環冷却運転開始操作の二つがある。直前操作は, 復水移送ポンプ 2 台の停止操作に約 2 分を想定しており, 電動弁 5 弁の操作に約 5 分を想定し, 30 分間の操作時間に余裕を確保している。運転開始操作は復水移送ポンプ 1 台起動と同時に 1 弁による原子炉への注水操作を約 1 分と想定し, 2 台目の起動と同時に 1 弁による格納容器スプレイ操作を約 1 分と操作しており, 5 分間の操作時間に余裕を確保している。</p> <p>運転員による現場操作は, 事前準備としての系統構成操作と, 代替循環冷却運転開始直前操作の二つがある。事前準備としての系統構成 (操作対象弁数は約 10 弁と想定しているが詳細検討中) に必要な所要時間を約 2 時間と想定しており, 20 時間後までの時間余裕を確保している。代替循環冷却運転開始直前操作は復水貯蔵槽出口弁 3 弁の閉操作に約 30 分を想定しており, 復水移送ポンプ最小流量バイパス弁 3 弁閉操作に約 3 分を想定しており, 60 分間の操作時間に余裕を確保している。</p> <p>【他の並列操作有無】 運転員による現場操作は, 代替原子炉補機冷却系の系統構成と並列操作する可能性があるが, 本操作に 18 時間の余裕があるため操作開始時間に与える影響はなし。緊急時対策要員には他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。また, 本操作の操作開始時間は, 代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり, 代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば, 本操作の開始時間も早まる可能性がある</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	代替循環冷却運転は事故後 20 時間後に開始することとしているが, 余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさから受ける影響はない。また, 本操作の操作開始時間は, 代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり, 代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば, 本操作の開始時間も早まる可能性がある	代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却の運転時間が解析よりも早まった場合, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる	事象発生後約 20 時間後の操作であり時間余裕がある 仮に大幅に操作が遅れるような事態になった場合でも, 格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系による原子炉注水, 格納容器スプレイ及びベントによる制御を行うこととなる

注水操作が遅れる場合の影響について

1. はじめに

評価事故シーケンス「大 LOCA+注水機能喪失+全交流動力電源喪失」では、大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から 0.4 時間後に炉心損傷に至る。有効性評価では、事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、水位は回復し、炉心は再冠水する評価結果となっている。

本事象進展について、運転員による原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。

2. 評価項目への影響

操作遅れを想定し、注水開始時間を有効性評価における設定よりも 20 分遅延(事象発生 90 分後に原子炉注水開始)した場合について、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。

(1) 原子炉圧力容器の健全性への影響

原子炉圧力容器の健全性の観点から、炉心内でのデブリの移行(リロケーション)の発生有無を評価した。表 1 に感度解析の評価結果を示す。また、操作 20 分遅れのケースの原子炉水位及び注水流量の推移を図 1, 2 に示す。

操作 20 分遅れの場合においても、損傷した燃料は炉心位置に保持され、リロケーションは発生しないことから、原子炉圧力容器の健全性は確保される。

(2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響

格納容器破損防止対策の有効性の観点から、格納容器スプレイ開始時間及び格納容器限界圧力・限界温度の到達時間を評価した。表 2 に感度解析の評価結果を示す。また、操作 20 分遅れのケースにおける格納容器内圧力及び格納容器内温度の推移を図 3, 4 に示す。

操作 20 分遅れの場合においても、原子炉注水開始の遅れに伴い格納容器スプレイの開始時間は遅くなるが、図 3, 4 に示すとおり、スプレイ開始後は格納容器の圧力・温度は制御される。また、代替循環冷却の使用不能を想定した場合、格納容器限界圧力に到達する時間は、有効性評価のケースと同じ約 38 時間後であり、格納容器の圧力・温度の上昇傾向への影響はほとんどない。

3. まとめ

操作 20 分遅れの場合においても、有効性評価のケースと同様に、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって、原子炉の注水操作は、有効性の確認された 20 分程度の遅れの余裕がある。

表1. 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果

ケース	損傷炉心の位置
有効性評価のケース (事象発生 70 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)
操作 20 分遅れのケース (事象発生 90 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)

表2. 格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果

ケース	格納容器スプレイ開始時間	格納容器限界圧力・限界温度の 到達時間 (格納容器ベント開始時間)
有効性評価のケース (事象発生 70 分後に 原子炉注水開始)	約 2.0 時間後	約 38 時間後 (格納容器限界圧力 620kPa (gage)に到達)
操作 20 分遅れのケース (事象発生 90 分後に 原子炉注水開始)	約 2.3 時間後	約 38 時間後 (格納容器限界圧力 620kPa (gage)に到達)

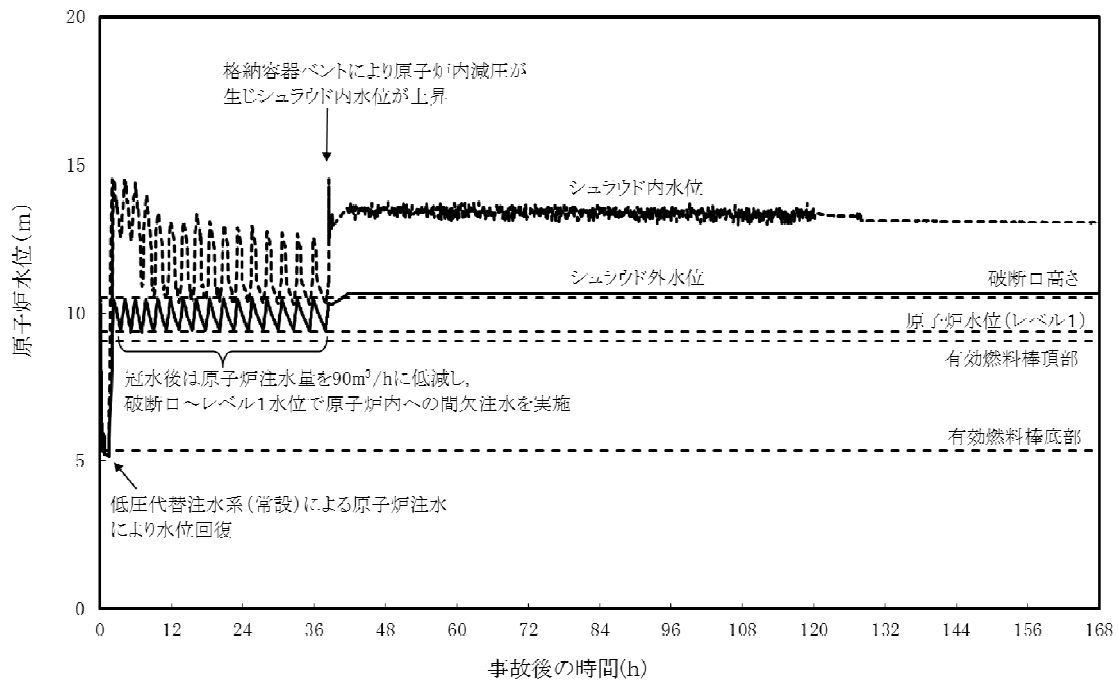


図 1. 操作 20 分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

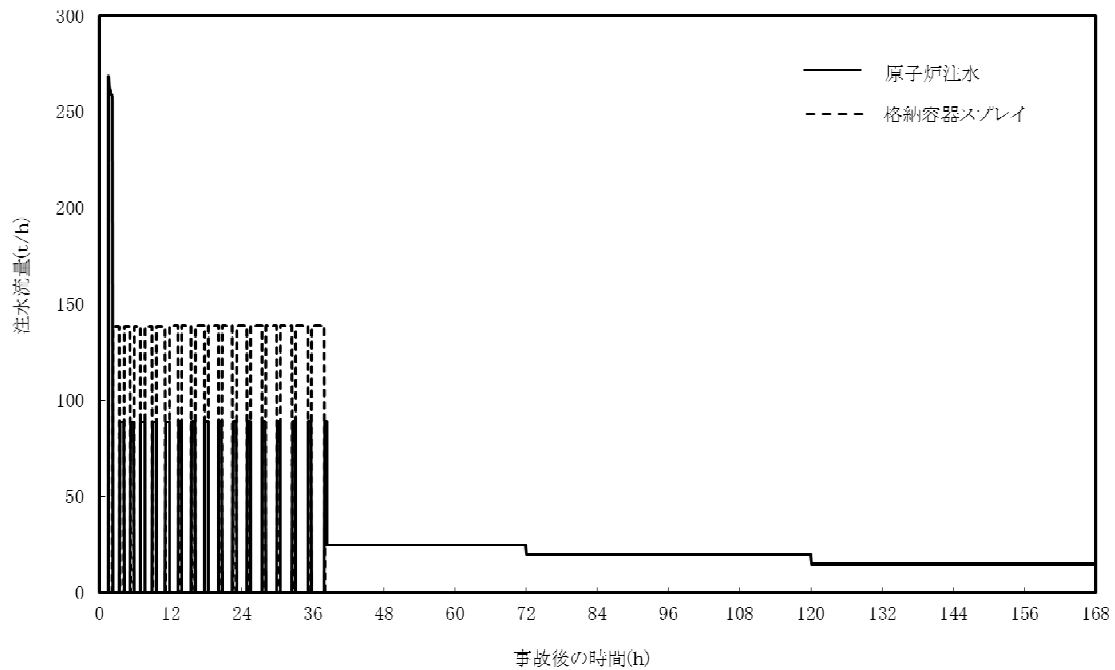


図 2. 操作 20 分遅れのケースにおける注水流量の推移

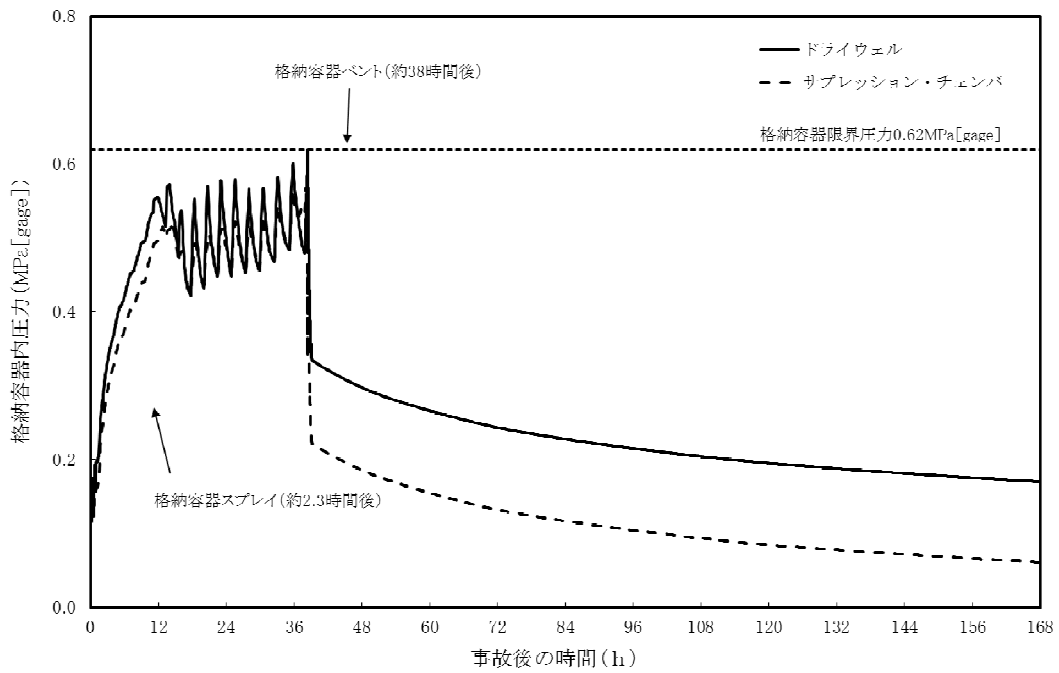


図 3. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

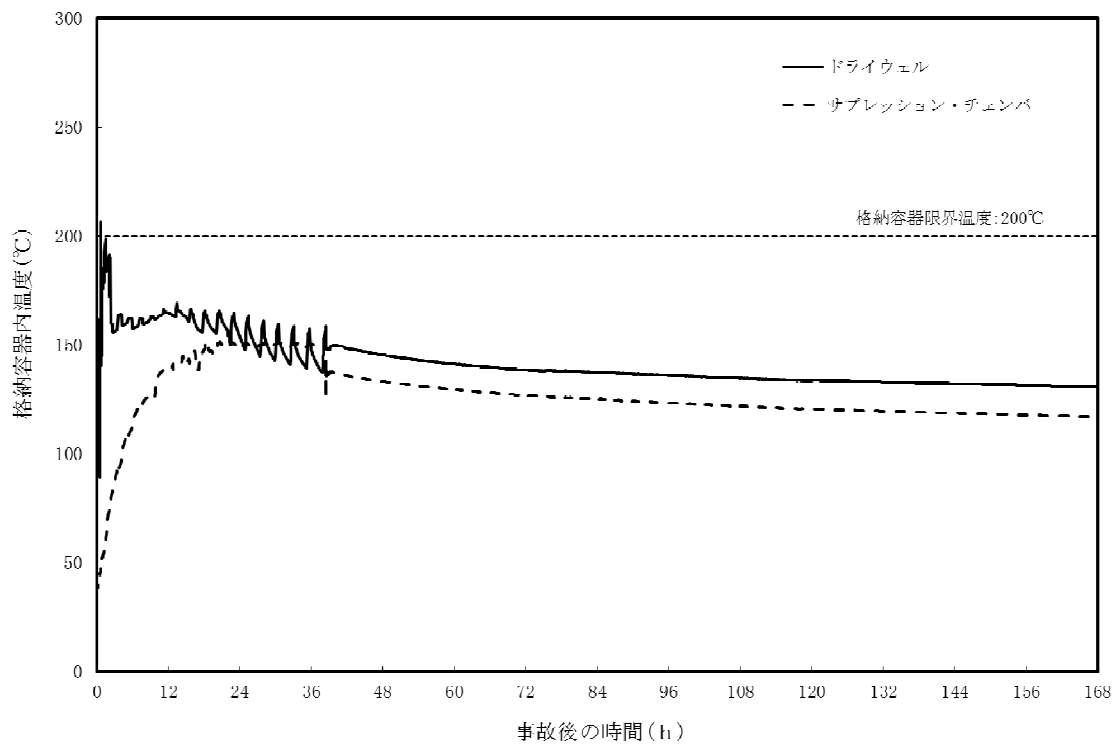


図 4. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器内温度の推移

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)：代替循環冷却を使用する場合)

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³ (号炉共用)

○水使用パターン

①低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

事象発生 70 分後から低圧代替注水系(常設)により注水する。冠水後は、破断口～原子炉水位低(レベル 1)の範囲で注水する(約 90m³/h)。

②代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉水位が破断口～原子炉水位低(レベル 1)の範囲で、代替格納容器スプレイを実施(140m³/h)。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

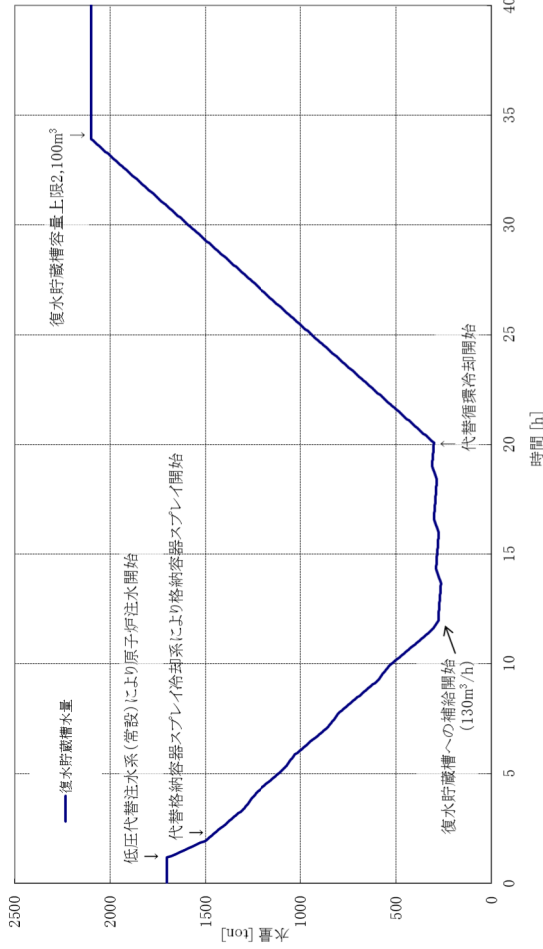
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m³/h で復水貯蔵槽へ給水する。

○時間評価(右上図)

12 時間前までは復水貯蔵槽を水源として炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。事象発生 20 時間後から、代替循環冷却の運転を開始し、以降は原子炉及び格納容器を除熱により安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6/7 号炉のそれぞれで約 2,500m³ 必要となる。6/7 号炉の同時被災を考慮すると、約 5,000m³ 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから、6/7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、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 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) : 代替循環冷却を使用する場合)

プラント状況: 6, 7 号炉運転中。1~5 号炉停止中。

事象: 格納容器過圧・過温破損は 6, 7 号炉を想定。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。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

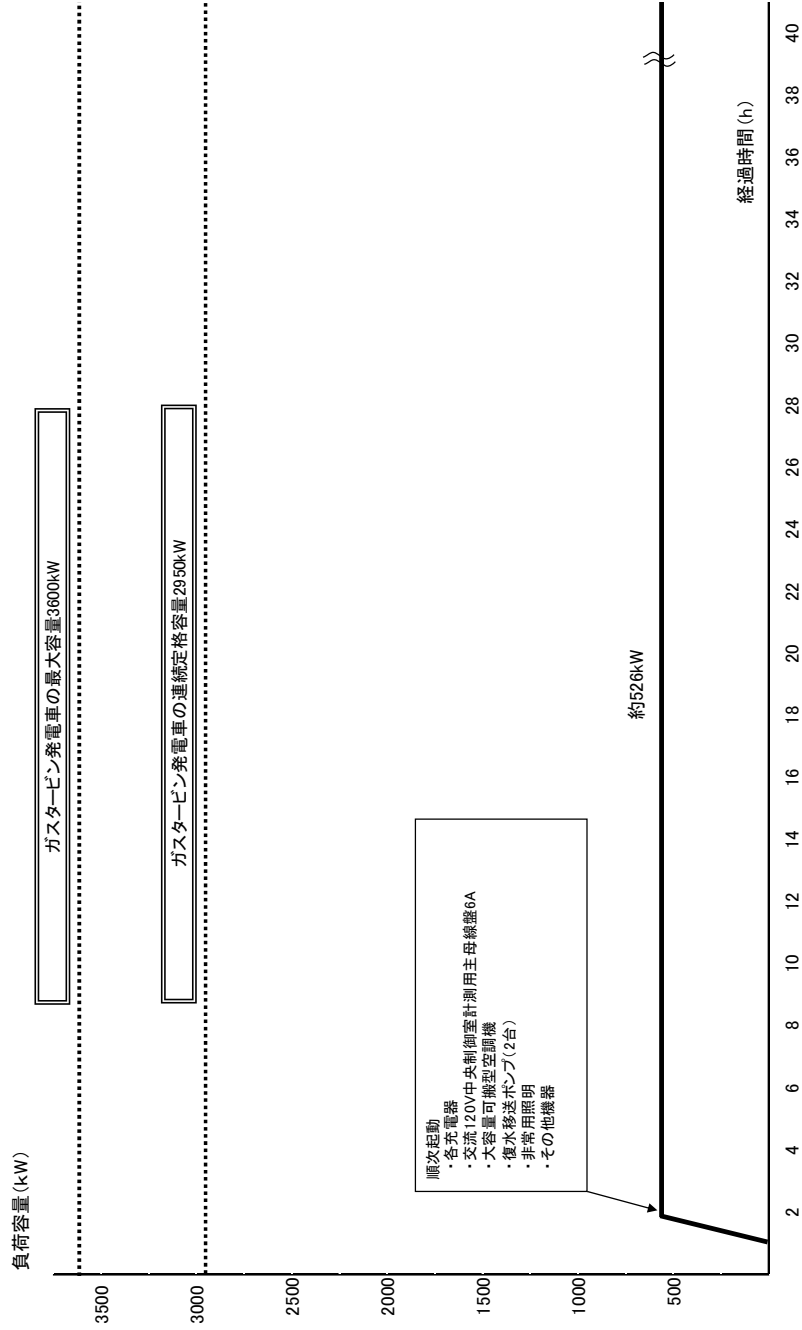
号炉	時系列			合計	判定
	事象発生直後～事象発生後 7 日間	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L 事象発生直後～事象発生後 7 日間	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 36,960L		
7 号炉	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 859,320L			7 日間の 軽油消費量 約 945,336L	6, 7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 2,184,000L であり、 7 日間対応可能。
6 号炉		復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 36,960L		
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	1 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	2 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	3 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	4 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	5 号炉軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間 免震棟ガスタービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h × 24h × 7 日 = 66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 4,536L			7 日間の 軽油消費量 約 70,896L	1~7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 1,241,944L であり、 7 日間対応可能。

※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 3 台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

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) : 代替循環冷却を使用する場合)

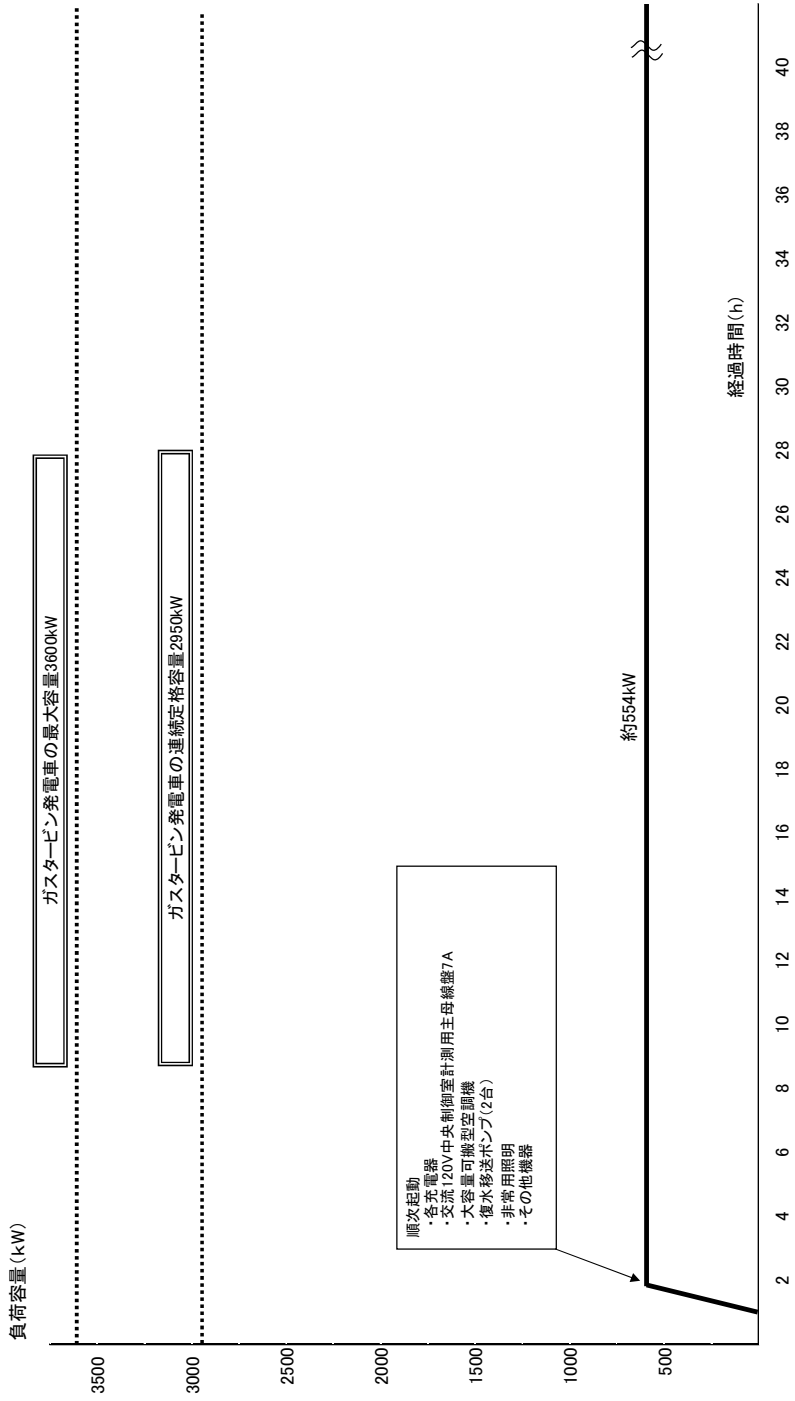
<6号炉>



負荷積算イメージ

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤6A	約94kW
(2)	直流125V充電器盤6A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	直流125V充電器盤6B	約98kW
(5)	交流120V中央制御室計測用主母線盤6A	約50kW
(6)	大容量可搬型空調機	3kW
(7)	復水移送ポンプ(2台)	110kW
(8)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(5)に含む
(9)	非常用照明	約24kW
(10)	その他機器	約50kW
	合計	約526kW

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)：代替循環冷却を使用する場合)



負荷積算イメージ

主要機器名称	容量
(1) 直流125V充電器盤7A	約94kW
(2) 直流125V充電器盤7A-2	約56kW
(3) AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4) 直流125V充電器盤7B	約98kW
(5) 交流120V中央制御室計測用主母線盤7A	約75kW
(6) 大容量可搬型空調機	3kW
(7) 復水移送ポンプ(2台)	110kW
(8) 計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(5)に含む
(9) 非常用照明	約27kW
(10) その他機器	約50kW
合計	約554kW

3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合

3.1.3.1 格納容器破損防止対策

ここでは、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、代替循環冷却の機能喪失を想定し、代替循環冷却以外の設備を用いた格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本格格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.3.1 から図 3.1.3.3 に、手順の概要を図 3.1.3.4 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設備と手順の関係を表 3.1.3.1 に示す。

本格格納容器破損モードにおける 6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 33 名^{*}である。その内訳は次の通りである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直長 1 名(6 号炉及び 7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転操作を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名、緊急時対策要員(現場)14 名^{*}である。必要な要員と作業項目について図 3.1.3.5 に示す。

※有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員「4 名」を含めると、緊急時対策要員(現場)が 18 名、合計が 37 名になる。

a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認については、3.1.2.1 a. と同じ。

b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能及び対応準備

全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能及び対応準備については、3.1.2.1 b. と同じ。

c. 炉心損傷確認

炉心損傷確認については、3.1.2.1 c. と同じ。

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水については、3.1.2.1 d. と同じ。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却については、3.1.2.1 e. と同じ。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

格納容器圧力が、限界圧力「0.62MPa[gage]」に接近した場合、格納容器圧力逃がし装置等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等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及びサプレッション・チェンバ・プール水位計等である。

3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

有効性評価の方法については、3.1.2.2(1)と同じ。

(2) 有効性評価の条件

本評価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表3.1.3.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価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) 起回事象

起回事象として、大破断LOCAが発生するものとする。破断箇所は、原子炉内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(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。さらに非常用炉心冷却系及び代替循環冷却が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

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とともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

最大300m³/hにて原子炉へ注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水する。

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて格納容器へスプレイする。

(d) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、流量特性(格納容器圧力0.62MPa[gage]において、最大排出流量が31.6kg/sの流量)に対し、50%開度で格納容器除熱を実施する。

コメント
NO.審査-175
に対する
ご回答

c. 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。

- (e) 交流電源は、事象発生70分後までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。
- (f) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、事象発生70分後から開始する。
- (g) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却は、炉心冠水後、格納容器温度が「約190℃」に到達した場合に開始する。
- (h) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が「0.62MPa[gage]」に接近した場合に実施する。

(3) 有効性評価(Cs-137の放出量評価)の条件

- (a) ベント時総放出量については、炉心に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出され、サプレッション・チェンバのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に至るものとする。

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に到達した核分裂生成物は、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置内のフィルタによって除去された後、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置排気管から放出される。

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いず、耐圧強化ベント系を用いた場合は、排気筒から放出される。

- (b) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のCs-137放出量は、以下の式で計算される。

$$\text{Cs-137の放出量(Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs-137}} \times (1/\text{DF})$$

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}})$$

f_{Cs} : 格納容器からのセシウムの放出割合

f_{CsI} : 格納容器からのCsIの放出割合

f_{CsOH} : 格納容器からのCsOHの放出割合

M_{I} : ヨウ素の初期重量(kg)

M_{Cs} : セシウムの初期重量(kg)

W_I : ヨウ素の分子量(kg/kmol)

W_{Cs} : セシウムの分子量(kg/kmol)

Bq_{Cs137} : Cs-137 の炉内内蔵量(Bq)

DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数

(c) 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による粒子状放射性物質に対する除染係数は1,000とする。

(d) 耐圧強化ベント系を用いた場合のCs-137放出量は、以下の式で計算される。

$$\text{Cs-137の放出量(Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs-137}}$$

(添付資料 3.1.3.1)

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位(シュラウド内外)、注水流量、原子炉内保有水量の推移を図3.1.3.6から図3.1.3.8に、燃料最高温度の推移を図3.1.3.9に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図3.1.3.10から図3.1.3.13に示す。

a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.4 時間後に炉心損傷に至るが、事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系(常設)による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、水位は回復し、炉心は再冠水する。

格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器の圧力及び温度の上昇を抑制することができるが、格納容器圧力は上昇を継続し、事象発生から約 38 時間経過した時点で限界圧力に達する。なお、ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ水位の上昇を考慮しても、サプレッション・チェンバ水位が「ベントライン-1m」を超えないように格納容器スプレイを停止する。限界圧力接近時点で、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施し、格納容器内雰囲気圧力及び温度を低下させる。ベント実施後においても、熔融炉心からの放熱によって格納容器温度は上昇傾向が継続するが、崩壊熱の減少に伴い、事象発生から約 43 時間経過した時点で低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力については、ベント実施後、徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2.1,2)

b. 評価項目等

図 3.1.3.10 に示すとおり、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはなく、また、図 3.1.3.11 に示すとおり、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度については、限界温度 200℃を若干超えるものの、短時間であり、格納容器の健全性に問題はない。

サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベント時の大気中へのCs-137の総放出量は約 1.4×10^{-3} TBq であり、100TBq を下回る。

さらに、サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の耐圧強化ベント系によるベント時の大気中へのCs-137の総放出量は約 1.4TBq であり、100TBq を下回る。

図 3.1.3.6 に示すとおり、低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、格納容器内雰囲気は図 3.1.3.10, 11 に示すとおり、限界圧力接近時点で、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで安定状態を維持できる。

(添付資料 3.1.3.2)

3.1.3.3 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、運転員等操作時間に与える影響、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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。

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積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、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系(常設)起動操作、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。

(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行う重要現象とは、「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

添付資料 3.1.3.3 参照

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料 3.1.3.3 参照

(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，表3.1.3.2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，解析条件の設定に当たっては，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があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目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

添付資料3.1.3.3参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料3.1.3.3参照

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，これらの要因が解析上の操作開始時間に与える影響を評価する。また，操作の不確かさが操作開始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開始時間に与える影響

添付資料3.1.3.3参照

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

添付資料3.1.3.3参照

(3) 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する。

(添付資料3.1.3.3, 3.1.2.5)

(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，操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，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，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，操作時間には十分な時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。

3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.1.3.1格納容器破損防止対策」に示すとおり33名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。有効性評価で考慮しない作業(格納容器頂部注水)に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において、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、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約7,300m³の水が必要となる。6号炉及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約14,600m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び号炉共用設備である淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号炉及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているためである。

(添付資料 3.1.3.4)

b. 燃料

6号炉及び7号炉の同時被災を考慮した場合、常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約859,320Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に号炉あたり約6,048Lの軽油が必要となる。(合計 約871,416L)

6号炉及び7号炉の各軽油タンク及び地下軽油タンクで合計約2,184,000L(発電所内で軽油約5,344,000L)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.3.5)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約526kW, 7号炉で約554kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.1.3.6)

3.1.3.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対する格納容器破損防止対策としては、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンス「大LOCA+注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却の機能喪失を想定し、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器破損防止対策の有効性評価を行った。

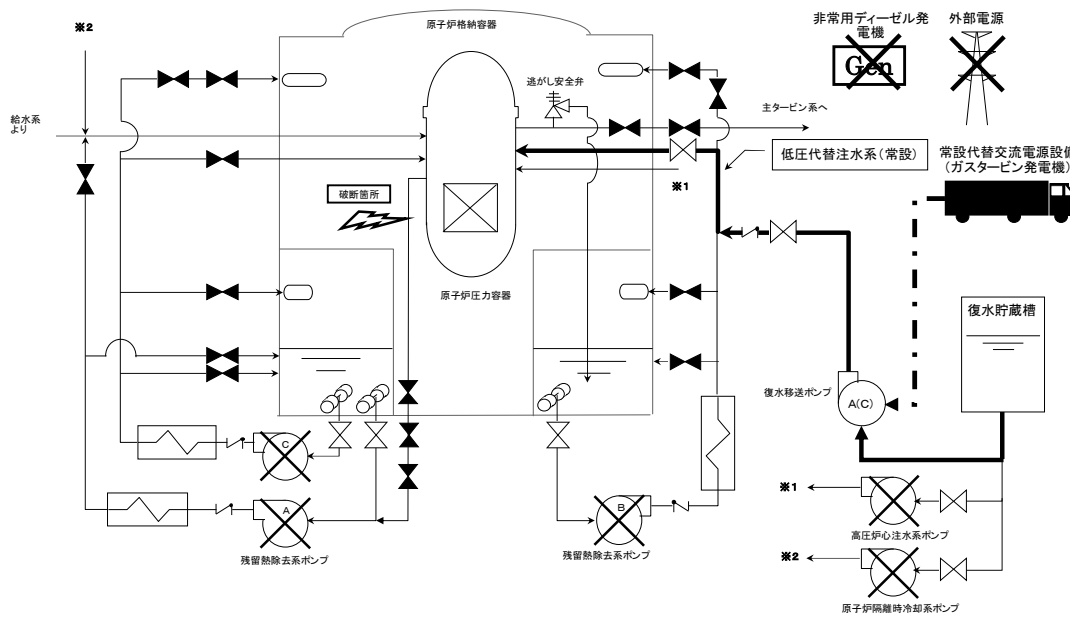
上記の場合においても、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、長期的に損傷炉心冷却及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、時間操作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。

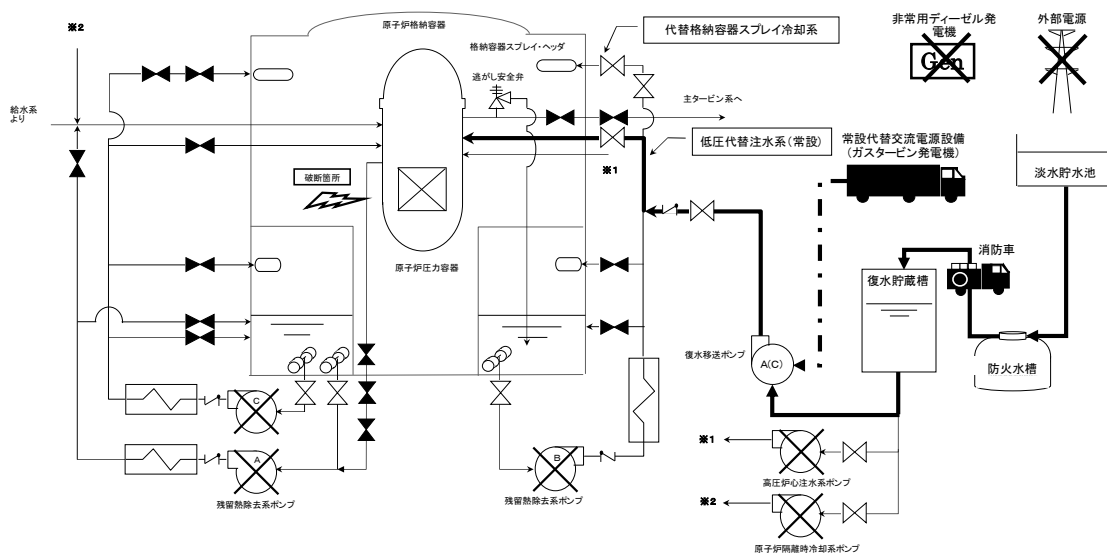
重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対して有効である。



重大事故等対策概略系統図
(低圧代替注水系(常設) & 代替交流電源設備)

図 3.1.3.1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要 (代替循環冷却を使用しない場合) (1/3)



重大事故等対策概略系統図
(低圧代替注水系(常設) & 代替格納容器スプレイ冷却系 & 代替交流電源設備 & 可搬型代替注水ポンプ)

図 3.1.3.2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要 (代替循環冷却を使用しない場合) (2/3)

コメント
NO.審査-108
に対するご回答

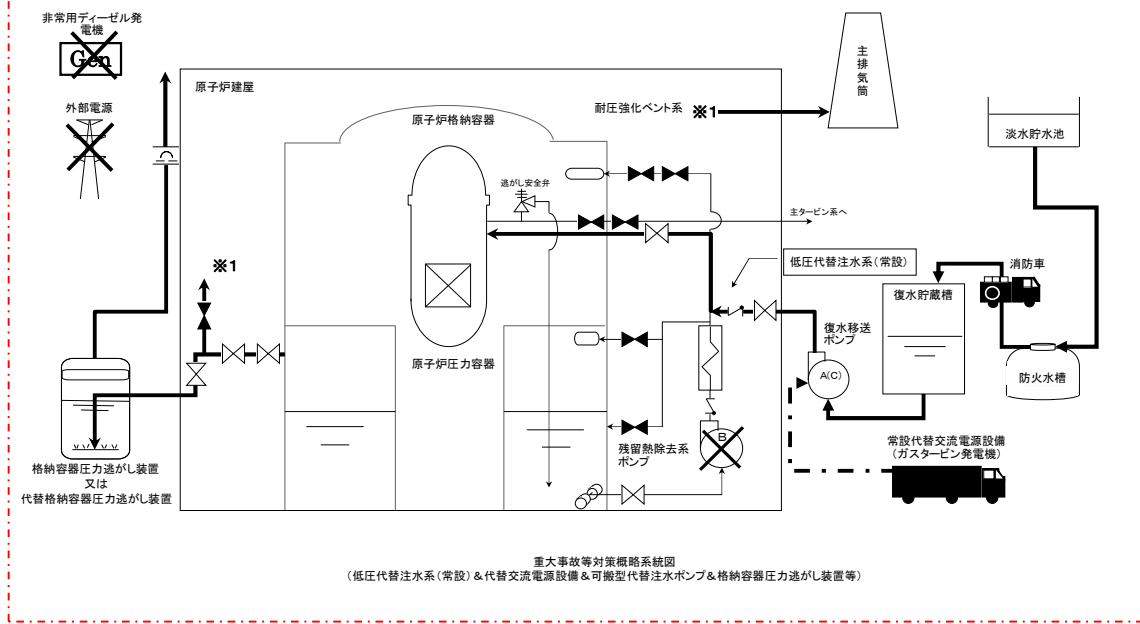


図 3.1.3.3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要 (代替循環冷却を使用しない場合) (3/3)

コメント NO. 審査-35.162 に対するご回答

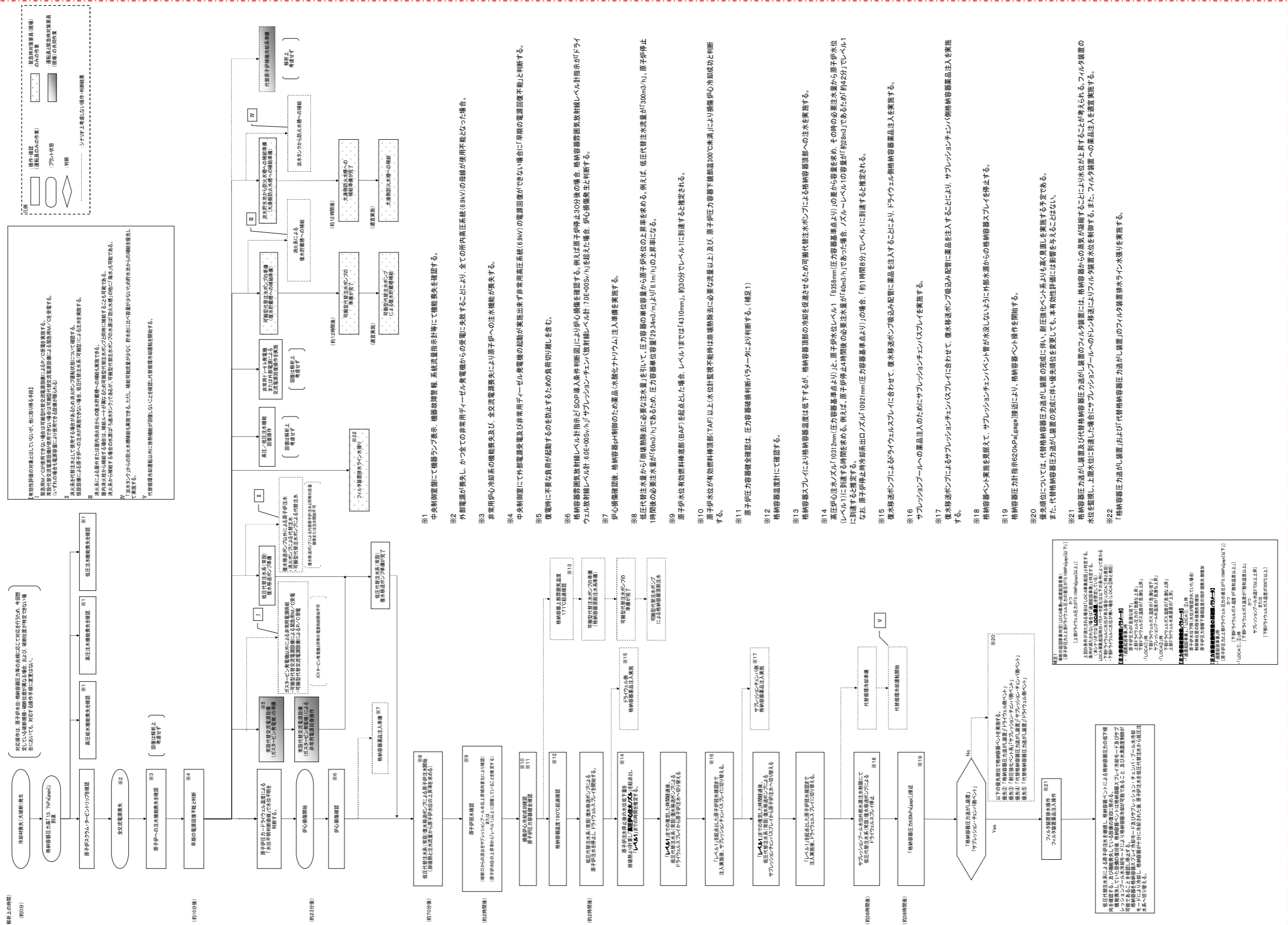


図 3.1.3.4 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の対応手順の概要 (代替循環冷却を使用しない場合)

コメント NO.審査-148 に対するご回答

格納容器過圧・過温破損														
操作項目	実施箇所・必要人員数			経過時間(分)							備考			
	運転員 (中継)	運転員 (現場)	緊急時対応要員 (現場)	6号	7号	6号	7号	6号	7号	8号		9号	10号	11号
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	-	-	-	▽ 緊急発生 ▽ 原子炉スラム ▽ フラント状況判断 ▽ 約23分 炉心温度確認 ▽ 約70分 原子炉注水確認 ▽ 約23分 炉心温度確認				
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	昇降機停止(水漏れ) 確認 ・原子炉スラム・タービントリップ確認 ・全交直流電源喪失確認 ・原子炉注水機能喪失確認				
高圧/低圧注水機能喪失調査、 復旧操作 (解析上考慮せず)	(2人) A,B	(2人) a,b	-	-	-	-	-	-	-	昇降機停止(水漏れ) 確認 ・給水系統、原子炉冷却炉冷却系、高圧炉心注水系統、格納容器注水系統 機能回復 ・発電機準備(中継) ・制御室移動 ・発電機準備(現場) ・調整移動 ・ガスタービン炉心温度確認 ・緊急用M/C断全確認 ・ガスタービン炉心温度確認 ・緊急用M/C断全確認 ・ガスタービン炉心温度確認 ・緊急用M/C断全確認 ・ガスタービン炉心温度確認 ・緊急用M/C断全確認				
常設代替交流電源設備 準備操作	-	4人 C,D E,F	4人 c,d e,f	-	-	-	-	-	-	6人 ↓ (2人)	20分	50分		
常設代替交流電源設備 運転	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	-	-	(2人)	10分			
常設代替交流電源設備からの 受電操作	-	(4人) C,D E,F	(4人) c,d e,f	-	-	-	-	-	-	-	10分	10分		
低圧代替注水系統(常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	5分			
格納容器過圧・過温破損	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30分			

操作項目	実施箇所・必要人員数			経過時間(分)							備考			
	運転員 (中継)	運転員 (現場)	緊急時対応要員 (現場)	6号	7号	6号	7号	6号	7号	8号		9号	10号	11号
低圧代替注水系統(常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	▽ 緊急発生 ▽ 約70分 原子炉注水確認 ▽ 約23分 炉心温度確認 ▽ 約23分 炉心温度確認				
代替格納容器スプレイ操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	炉心感水後は、遠征原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施 遠征原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施				
格納容器頂部注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	最初格納容器スプレイに合わせ格納容器注水を実施 注水量および上層ドライウェル温度変化により格納容器注水を調整する				
消防車による防火水槽から 復水貯蔵槽への補給	-	-	2人 ※1、※2	2人 ※1、※2	-	-	-	-	-	消防車による復水貯蔵槽への注水準備(消防車移動、ホース展開、防火水槽から消防車、消防車から消防槽、ホース接続) 消防車による復水貯蔵槽への補給				
消防水貯池から防火水槽への 補給	-	-	2人 ※1、※2	2人 ※1、※2	-	-	-	-	-	消防車による復水貯蔵槽への注水準備(消防車移動、ホース展開、防火水槽から消防車、消防車から消防槽、ホース接続) 消防車による復水貯蔵槽への補給				
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	ベント準備 フィルタ装置水位調整準備(排水ポンプ水張り) ベント状態監視 格納容器ベント操作	30分	60分		
格納容器ベント操作	-	-	(2人) E,F	(2人) e,f	-	-	-	-	-	ベント状態監視 格納容器ベント操作後待機所へ待機する	2.5分			
燃料供給準備	-	-	-	-	-	-	-	-	-	中継からの燃料を呼び取って配管操作を実施する	90分			
燃料供給作業	-	-	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	-	タンクローリーを現場に呼び出して燃料を供給 タンクローリーに燃料を供給 燃料供給作業(一時待機中)	30分			

()内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 3.1.3.5 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間
(代替循環冷却を使用しない場合)

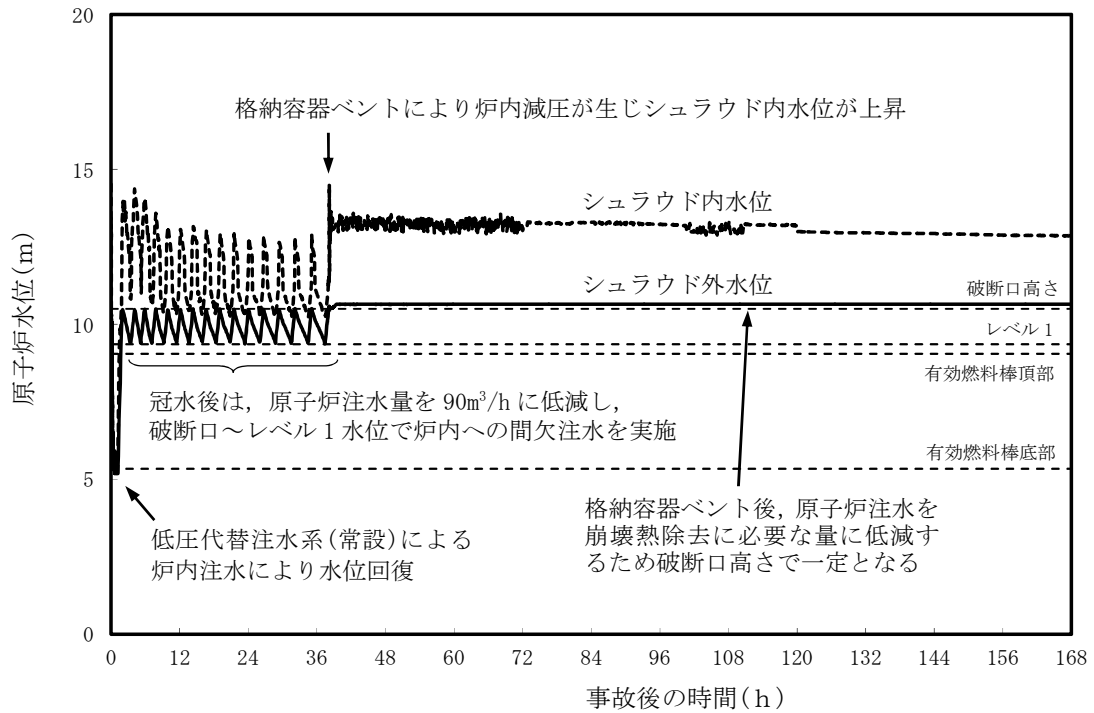


図 3.1.3.6 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

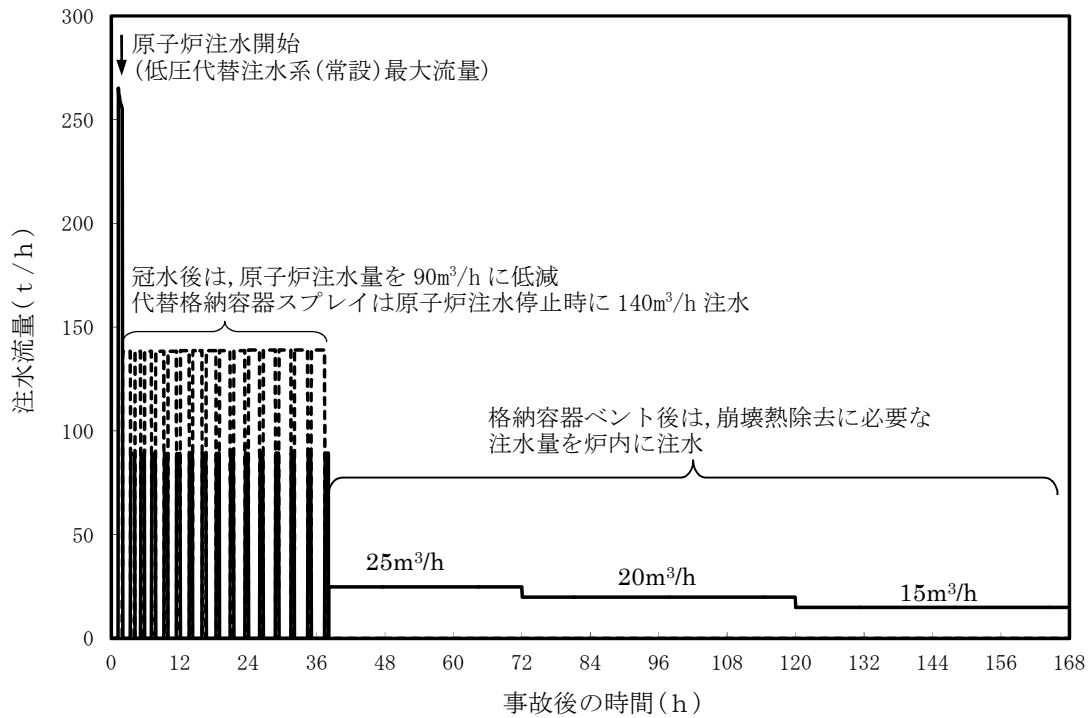


図 3.1.3.7 注水流量の推移

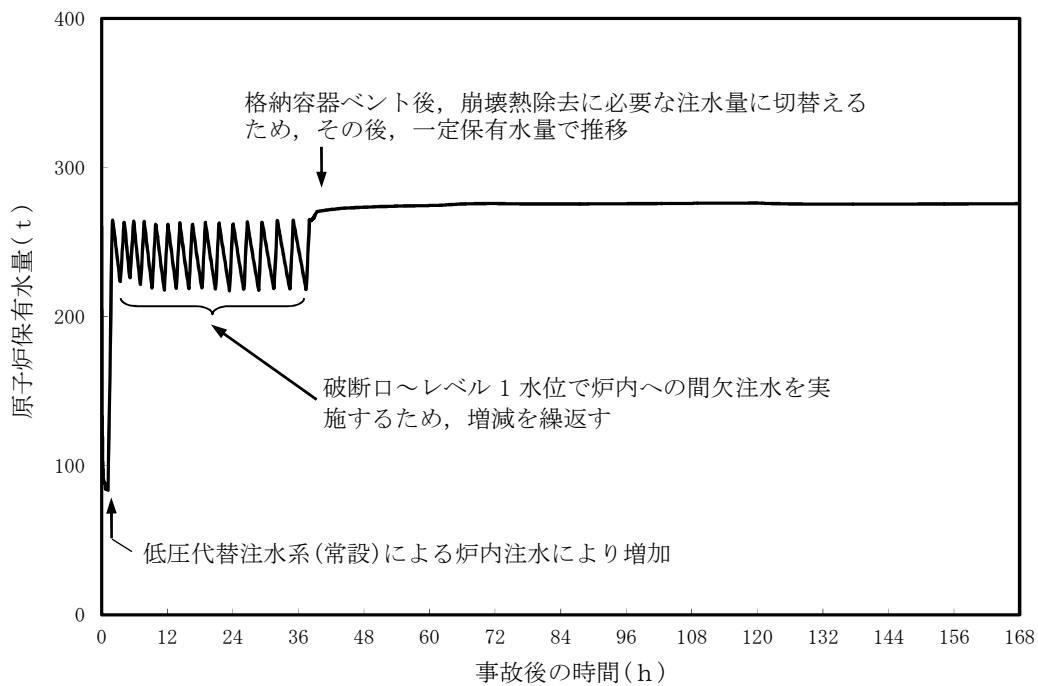


図 3. 1. 3. 8 原子炉内保有水量の推移

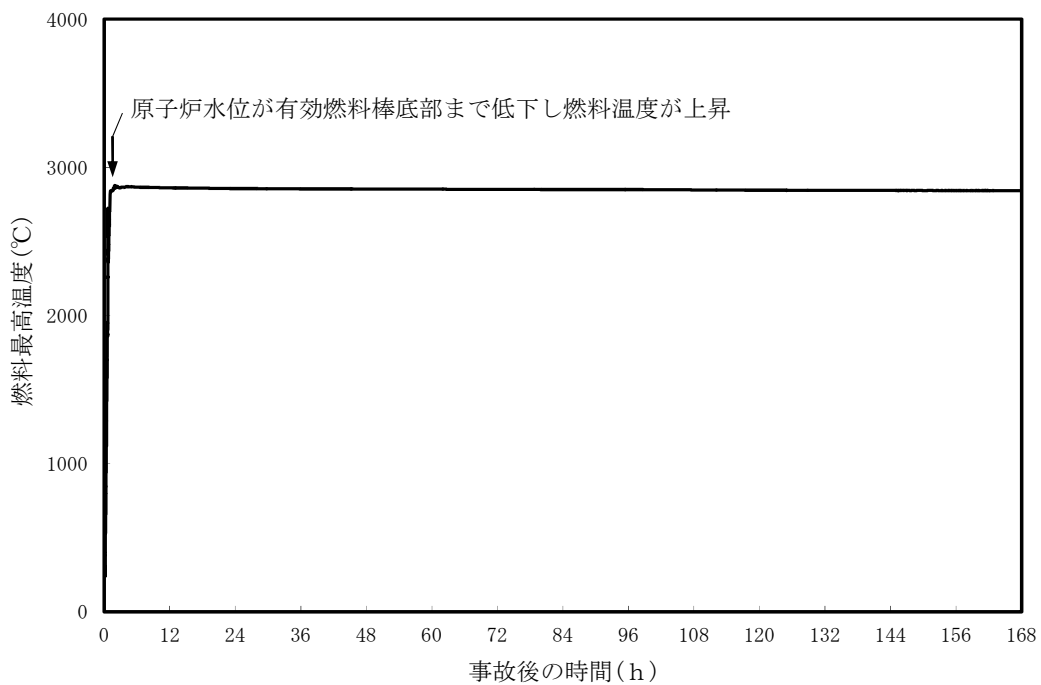


図 3. 1. 3. 9 燃料被覆管温度の推移

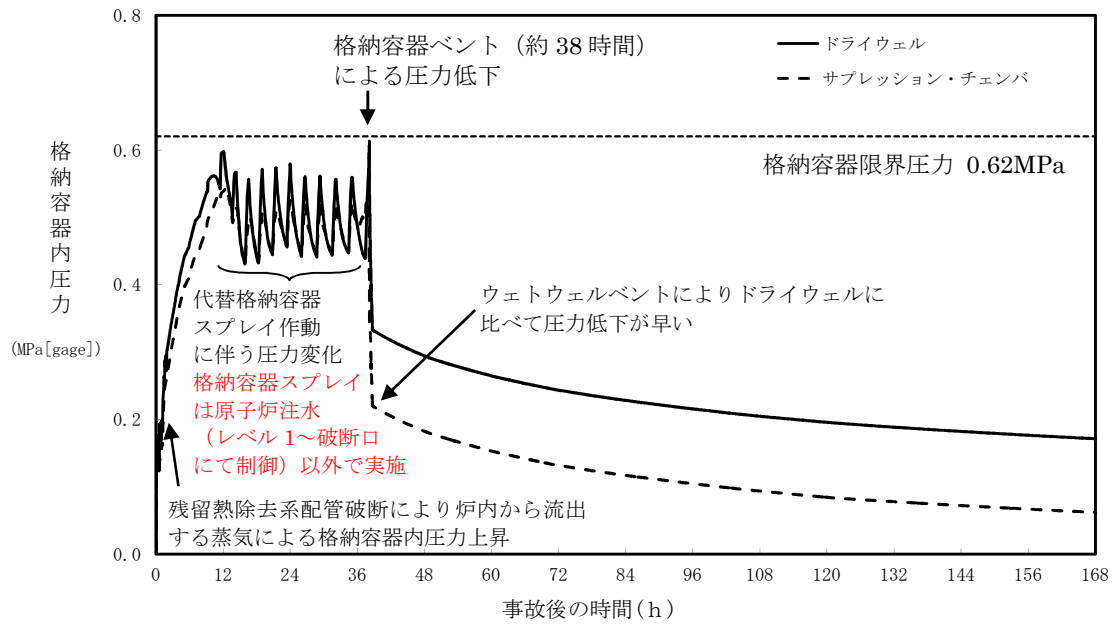


図 3.1.3.10 格納容器圧力の推移

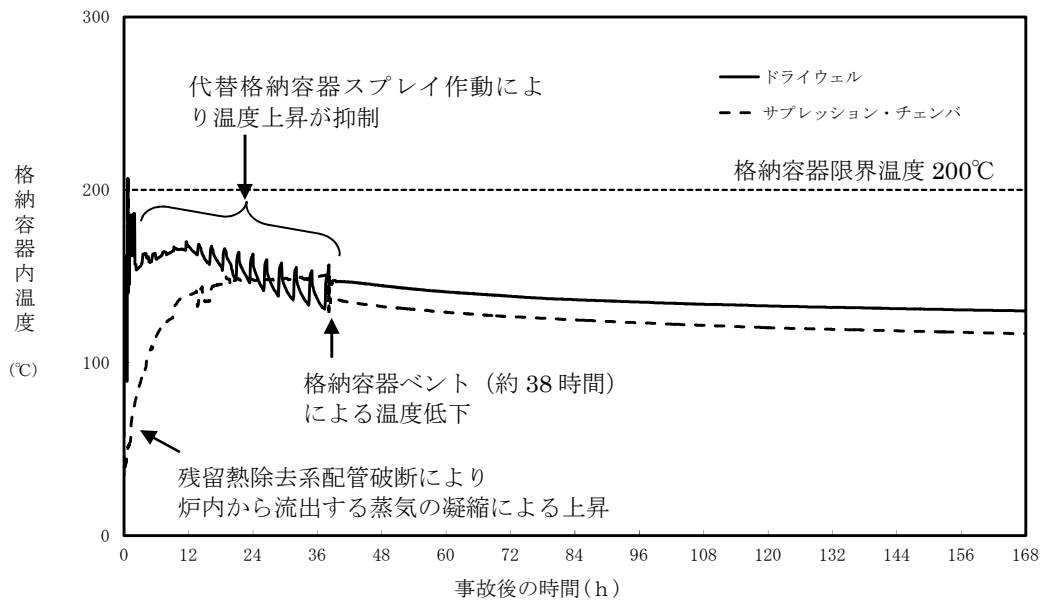


図 3.1.3.11 格納容器気相部の温度の推移

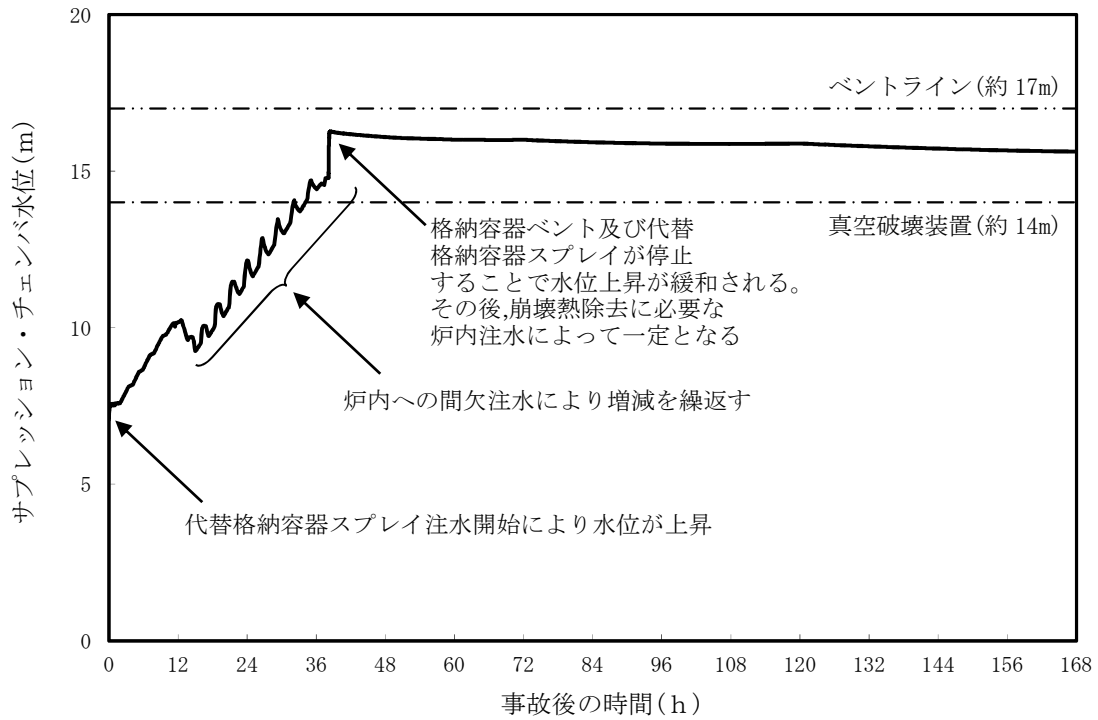


図 3. 1. 3. 12 サプレッション・チェンバ水位の推移

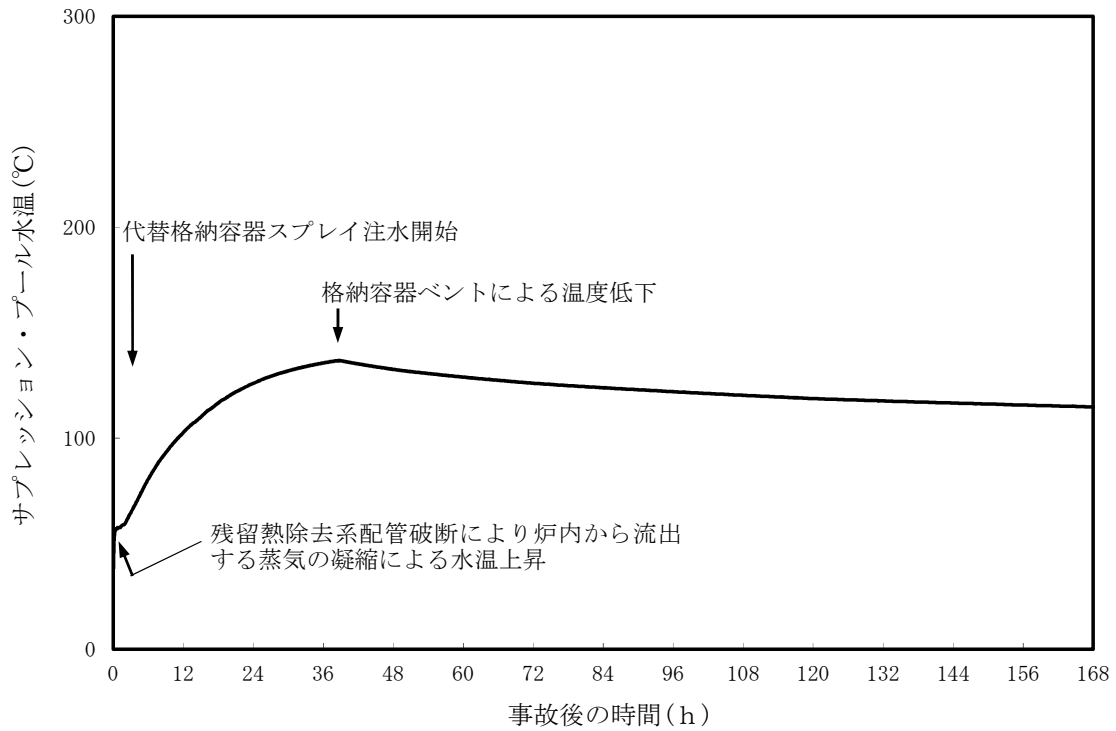


図 3. 1. 3. 13 サプレッション・プール水温の推移

表 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時における重大事故等対策について
(代替循環冷却を使用しない場合)

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	大破断 LOCA により格納容器圧力が急激に上昇し、格納容器圧力高にて原子炉スクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ【SA】
非常用炉心冷却系機能喪失確認	格納容器圧力高信号により非常用炉心冷却系の起動信号が発生するが、非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉隔離時冷却系系統流量計 高压炉心注水系系統流量計 残留熱除去系系統流量計
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計【SA】
低圧代替注水系(常設)による原子炉水位回復確認	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備【SA】 復水移送ポンプ【SA】	—	原子炉圧力計【SA】 復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)【SA】
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却確認	格納容器温度が「約 190℃」に到達した場合、原子炉冠水を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。 原子炉を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。	復水移送ポンプ【SA】	—	格納容器内圧力計【SA】 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)【SA】
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	格納容器圧力が「0.62MPa[gage]」に接近した場合、格納容器圧力逃がし装置等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【SA】 耐圧強化ベント系【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置【SA】	—	格納容器内圧力計【SA】 格納容器内雰囲気放射線レベル計【SA】 格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 耐圧強化ベント系放射線レベル計【SA】 代替格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計【SA】 サブプレッション・チェンバ、プール水位計【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

表 3.1.3.2 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
(代替循環冷却を使用しない場合) (1/4)

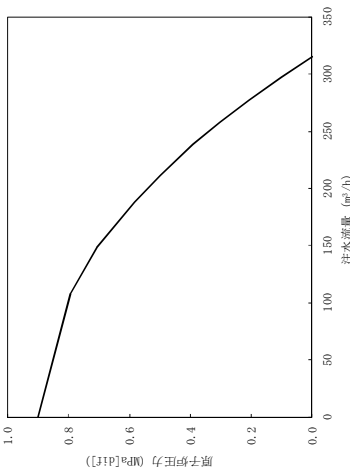
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位	通常運転時原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
燃料	9×9 燃料(A型)	—
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
格納容器容積(ウエットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	必要最小空間物体積 必要最小プール水量
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チエンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブレーションプール水位	7.05m(NWL)	通常運転時のサブレーションプール水位として設定
サブレーションプール水温	35℃	通常運転時のサブレーションプール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

初期条件

表 3.1.3.2 主要解析条件(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) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉内の保有水量が厳しい箇所として設定
事故条件	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源なし	外部電源が喪失するものとして設定

表 3.1.3.2 主要解析条件(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) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	応答時間：0.05 秒	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
低圧代替注水系(常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレー冷却系	140m ³ /h にてスプレー	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレィ流量を考慮し, 設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa [gage] における, 最大排出流量 31.6kg/s に対して, 50%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設定値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

コメント
NO.審査-175
に対する
ご回答

表 3.1.3.2 主要解析条件(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) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	運転操作手順書等を踏まえて設定
低圧代替注水系(常設)起動操作	事象発生 70 分後	運転操作手順書等を踏まえて設定
代替格納容器スプレー冷却系による格納容器冷却	炉心冠水後、格納容器温度が「約 190℃」到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力が「0.62MPa[gage]」接近時	運転操作手順書等を踏まえて設定

重大事故等対策に関連する操作条件

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において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

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において代替循環冷却使用不能の場合における Cs-137 の放出量は以下の通りとなる。

なお、Cs-137 の炉内内蔵量の評価の前提条件を表 1 に示す。

(1) Cs-137 の放出量(TBq)の算出

Cs-137 の放出量は、以下の式により算出される。

$$\text{大気中への Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{\text{Cs}} \times Bq_{\text{Cs-137}} \times (1/DF) \quad \dots \dots (1)$$

一方、格納容器からのセシウム放出割合(f_{Cs})は、CsI 及び CsOH の放出割合より、以下の式により算出される。なお、Cs-137 の炉内内蔵量は ORIGEN コード、格納容器からの CsI 及び CsOH の放出割合は MAAP コードにて算出している。

$$f_{\text{Cs}} = (M_{\text{CsI}} + M_{\text{CsOH}}) / M_{\text{Cs}} \quad \dots \dots (2)$$

$$M_{\text{CsI}} = W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}}) \times f_{\text{CsI}} \quad \dots \dots (3)$$

$$M_{\text{CsOH}} = (M_{\text{Cs}} - W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}})) \times f_{\text{CsOH}} \quad \dots \dots (4)$$

(2)～(4)式より

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}}) \quad \dots \dots (5)$$

f_{Cs} : 格納容器からのセシウムの放出割合

f_{CsI} : 格納容器からの CsI の放出割合 = 1.308×10^{-6} ※

f_{CsOH} : 格納容器からの CsOH の放出割合 = 2.706×10^{-6} ※

M_{CsI} : CsI に含まれる Cs 量

M_{CsOH} : CsOH に含まれる Cs 量

M_{I} : ヨウ素の初期重量 = 29.1 kg

M_{Cs} : セシウムの初期重量 = 382.9 kg

W_{I} : ヨウ素の分子量 = 131 (kg/kmol)

W_{Cs} : セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol)

Bq_{Cs137} : Cs-137 の炉内内蔵量(Bq) = 5.2×10^{17}

DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数 = 1000

コメント NO.審査-153 に対するご回答

※格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果(サブレーション・チェンバのスクラビングによる除染係数等)を考慮した MAAP コードでの評価値

(2) 計算結果

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$f_{Cs} = f_{Cs0H} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{Cs0H})$$

$$f_{Cs} = 2.706 \times 10^{-6} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (1.308 \times 10^{-6} - 2.706 \times 10^{-6})$$

$$= 2.60 \times 10^{-6}$$

$$Cs-137 \text{ の放出量(Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$$

$$= 2.60 \times 10^{-6} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1000)$$

$$= \text{約 } 1.4 \times 10^{-3} \text{ TBq}$$

一方，耐圧強化ベント系を用いた場合のCs-137の放出量は，以下のとおりとなる。

$$Cs-137 \text{ の放出量(Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137}$$

$$= 2.60 \times 10^{-6} \times 5.2 \times 10^{17}$$

$$= \text{約 } 1.4 \text{ TBq}$$

表1 Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	値	設定根拠
運転時間(h)	1 サイクル：10,000h(416日) 2 サイクル：20,000h 3 サイクル：30,000h 4 サイクル：40,000h 5 サイクル：50,000h	1 サイクル 13 ヶ月(395日)を考慮して，燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 (200 体) 2 サイクル：0.229 (200 体) 3 サイクル：0.229 (200 体) 4 サイクル：0.229 (200 体) 5 サイクル：0.084 (72 体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づく (ABWRの値を用いて，炉心内蔵量を計算し，熱出力3,926MWで規格化する。)

安定状態について（代替循環冷却を使用しない場合）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却を使用しない場合における安定状態については以下のとおり。

原子炉安定状態：事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

【安定状態】

原子炉安定状態の確立について

低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持される。

格納容器安定状態の確立について

格納容器圧力 0.62MPa [gage] 到達までに格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態後の長期的な状態維持】

代替循環冷却又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 格納容器除熱機能として代替循環冷却又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

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（代替循環冷却を使用しない場合）））

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）））(1/2)

【MAAP】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱出力モデル） 溶融炉心挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した 炉心ヒートアップ速度（燃料被覆管酸化が促進される場合）が早まることを想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV、大破断 LOCA シーケンスともに運転員操作の起点となる炉心溶融の開始時刻には影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻にも影響は小さい	ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、燃料被覆管温度等によるパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない また、原子炉圧力容器破損時は、下部ペダスタルの注水準備が必要となるが、損傷炉心の進展挙動に差が生じても、リロケーション及び原子炉圧力容器破損に対する影響は小さく、運転員等操作に与える影響はない 仮に水素発生量の変動により、格納容器圧力制御のためのスプレイ流量に影響を受けるが、格納容器スプレイの操作は事象発生後2時間後以降の操作であり、運転員による流量調整操作に対する時間余裕は十分にあることから影響を受けることはない	炉心ヒートアップに関するモデルに対する感度解析（ヒートアップ時の被覆管表面積感度ケース）では、格納容器圧力・温度推移に対する感度は小さく、また、本シナリオにおいては、格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作が大きく影響することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
燃料被覆管変形					
炉心	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認 ・MAAP コードでは CCFL を取り扱っていないことに起因して、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について SAFER コードに比べ緩慢な挙動を示す ・水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	大 LOCA 時における原子炉水位挙動において、MAAP コードによる不確かさにより影響を受けるが、運転員の操作は、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、原子炉水位のパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない 現実的には炉心冠水の時間が早くなる可能性もあるが、冠水までに注水開始後約1時間程度の時間余裕があることから、原子炉水位の進展挙動に差が生じても運転員等操作に与える影響はない	初期の原子炉水位の挙動の差異が、格納容器圧力・温度推移に与える影響は小さく（崩壊熱が支配的となるため）、また、本シナリオにおいては、格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作が大きく影響することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	気液分離（炉心水位）・対向流（炉心（熱流動））				
原子炉圧力容器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	原子炉圧力容器モデル（破断流モデル）	モデルに含まれる（LOCA 破断口からの臨界流・差圧流による流量は保守的なモデルにより計算される）	MAAP コードの保守性により初期の原子炉水位低下挙動に対して影響はあるが、運転員の操作は、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、原子炉水位のパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	初期の原子炉水位の挙動の差異が、格納容器圧力・温度推移に与える影響は小さく（崩壊熱が支配的となるため）、また、本シナリオにおいては、格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作が大きく影響することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	ECCS 注水（給水系・代替注水含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（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）））(2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい	格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約2時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	格納容器内温度及び圧力の抑制は、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作が大きく影響する。これらの操作は事象発生から約2時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化は運転員操作に影響を与えることはないことから、格納容器圧力及び温度に対する影響は小さい
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		-格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は良く再現できる		
	気液界面の熱伝達		-非凝縮性ガス濃度の挙動は、解析結果は測定データと良く一致する		
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認
格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる（ベント流量） -格納容器ベントに関して「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の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」にて確認	
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP放出の開始時間を良く再現できているものの、FP放出が顕著になる実験開始後約11,000秒以降は、燃料棒被覆管温度を高めに評価することにより、急激のFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験の小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる	大 LOCA 時における運転員の操作は、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、炉心損傷後の圧力容器内 FP のパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードの不確かさにより格納容器圧力逃がし装置による放出量評価に影響を与えるが、判断基準（100TBq）に対して、サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベント時の大気中への Cs-137 の総放出量は約 1.4×10^{-3} TBq であり、さらに、サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の耐圧強化ベント系によるベント時の大気中への Cs-137 の総放出量は約 1.4TBq であり、判断基準に対して十分な余裕がある
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した	炉心損傷後の格納容器内FPのパラメータを起点とした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 FP 挙動の差異により格納容器内温度及び圧力挙動に影響を与えるが、温度及び圧力は崩壊熱による水蒸気発生が支配的な要因であり影響は極めて小さい。さらに、格納容器内温度及び圧力を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約2時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化が運転員操作に影響を与えることはない	解析コードの不確かさにより格納容器圧力逃がし装置による放出量評価に影響を与えるが、判断基準（100TBq）に対して、サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベント時の大気中への Cs-137 の総放出量は約 1.4×10^{-3} TBq であり、さらに、サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の耐圧強化ベント系によるベント時の大気中への Cs-137 の総放出量は約 1.4TBq であり、判断基準に対して十分な余裕がある

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）））（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定		
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定		
	炉心流量	52,200t/h	定格流量の90～111%	定格流量（100%）として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、代表的に9×9燃料(A型)を設定	燃料被覆管温度を起点とする運転操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない	燃料被覆管温度を起点とする運転操作はないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 30GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなる	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉水位低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・プール水温	35℃	約30℃～約35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及びベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、操作に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器の熱容量は若干大きくなりベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さい
	格納容器圧力	5kPa	約4～8kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器温度	57℃	約50℃～約60℃	通常運転時の格納容器温度として設定	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件はほぼ同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃(事象開始12時間以降は45℃,事象開始24時間以降は40℃)	約30℃～約50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員操作に対する影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管に対する影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい

表2 解析条件を最確条件とした場合の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（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））（2/2）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	大破断 LOCA （残留熱除去系の吸込配管の破断）	—	原子炉内の保有水量が厳しい箇所として設定	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，設定高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源が喪失するものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
機器条件	原子炉スクラム信号	応答時間：0.05 秒	応答時間：0.05 秒	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であり，運転員等操作に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），格納容器スプレイに切り替えるタイミングが早まるが，格納容器内温度及び圧力のパラメータに対する余裕は大きくなる
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にてスプレイ	140m ³ /h にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa〔gage〕における，最大排出流量31.6kg/s に対して，50%開度にて除熱	格納容器圧力が0.62MPa〔gage〕における，最大排出流量31.6kg/s に対して，50%開度にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合，ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作に与える影響はない	格納容器圧力の最大値はベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却を使用しない場合) (1/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	<p>運転操作手順書等を踏まえて設定</p> <p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより常設代替交流電源設備の準備を開始する手順としている。また, 緊急時対策要員は, 中央制御室から連絡を受け, 直ちに常設代替交流電源設備の起動操作に着手する手順としている。この認知及び連絡に係る時間として 10 分間を想定している。そのため, 認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために, 中央制御室及び現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と, 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う専任の緊急時対策要員が配置されている。現場運転員は, 常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間, 他の操作を担っていない。また, 本緊急時対策要員は, 事象発生直後から活動可能なよう宿直体制をとる。このため, 要員配置が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 現場運転員は, 中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下 1 階まで通常 5 分間程度で移動可能であるが, 移動時間としては余裕を含めて 10 分間を想定している。緊急時対策要員は, 事務所より高台へ車にて移動するが, 移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し 10 分間を想定している。このため, 移動が操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 緊急時対策要員は, 常設代替交流電源設備の起動操作を担う緊急時対策要員 (GTG) と緊急用交流高圧母線の遮断器操作を担う緊急時対策要員 (緊急 M/C) に分かれて操作する。緊急時対策要員 (GTG), 緊急時対策要員 (緊急 M/C), 運転員 (現場) 及び運転員 (中央制御室) の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため, 操作所要時間は最長で 50 分間となる。</p> <p>[緊急時対策要員 (GTG) : 操作所要時間; 合計 40 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ, 配電盤等の健全性確認の所要時間に 10 分間を想定 ● 燃料バルブの開操作, 給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動, 起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に 20 分間を想定 <p>[緊急時対策要員 (緊急 M/C) : 操作所要時間; 合計 40 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 緊急用交流高圧母線の配電盤, 保護継電器等の使用前の健全性確認の所要時間に 10 分間を想定 ● 外部電源切り離し, 不要電路遮断, 母線連絡投入等の緊急用交流高圧母線の電路構成の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動後の緊急用交流高圧母線の遮断器の操作の所要時間に 20 分間を想定 <p>[運転員 (現場) : 操作所要時間; 合計 50 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が 20 個程度であり, 1 個あたりの操作時間に移動時間を含めて 2 分間程度を想定し, 操作の所要時間は 40 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 <p>[運転員 (中央制御室) : 操作所要時間; 合計 30 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための切り離し ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に 20 分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に, 中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作の所要時間に 10 分間を想定 <p>【他の並列操作有無】 上述のとおり, 緊急時対策要員と現場運転員の並列操作はあるが, それを加味して操作の所要時間を算定しているため, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 緊急時対策要員の現場操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	実態の操作開始時間は, 左欄のとおり, 認知:10分間, 移動:10分間, 操作所要時間:50分間の合計の70分間であり, 解析上の想定とほぼ同等である	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	注水開始の時間遅れを考慮した解析 (操作 20 分遅れを加味した事象発生 90 分後の原子炉注水開始) では判断基準を満足する結果となることから, 事象発生から注水開始 (原子炉注水操作開始) まで 90 分程度は確保できる。なお, 格納容器ベント時における Cs 放出量については燃料損傷の程度の影響をうけるが, 代替循環冷却を用いることにより, 格納容器ベントは回避可能となるため, 放出量に与える影響はない (添付資料 3.1.2.5)

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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(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) (2/3)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	<p>低压代替注水系(常設)起動操作</p>	<p>事象発生 70 分後</p>	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより低压代替注水系(常設)の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 原子炉注水準備の操作は, 復水補給水系の隔離弁(1弁)の閉操作による系統構成, 低压代替注水系(常設)の追加起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1操作に1分間を想定し, 合計2分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定している。</p> <p>【他の並列操作有無】 本操作は, 常設代替交流電源設備からの受電における非常用母線への受電操作と同時に実施する</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>本操作は, 常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため, その影響を受けるが, 本操作, 常設代替交流電源設備からの受電操作とともに, 実態の操作開始時間は, 解析上の想定とほぼ同等である</p>	<p>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</p>	<p>注水開始の時間遅れを考慮した解析(操作20分遅れを加味した事象発生90分後の原子炉注水開始)では判断基準を満足する結果となることから, 事象発生から注水開始(原子炉注水操作開始)まで90分程度は確保できる</p> <p>なお, 格納容器ベント時におけるCs放出量については燃料損傷の程度の影響をうけるが, 代替循環冷却を用いることにより, 格納容器ベントは回避可能となるため, 放出量に与える影響はない (添付資料3.1.2.5)</p>
	<p>代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作</p>	<p>炉心冠水後, 格納容器温度「約190℃」到達時</p>	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準(炉心冠水後かつ格納容器温度「約190℃」)に到達するのは事象発生約2時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低压代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切替は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位レベル8到達後に, 低压代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切り替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており, 実態の操作も解析上も原子炉水位レベル8到達後に低压代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしている。よって, 実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等である</p>	<p>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</p>	<p>注水開始の時間遅れを考慮した解析ではスプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから, 現行の2時間に対して約20分程度の時間余裕がある (添付資料3.1.2.5)</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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(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)(3/3)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	操作の不確かさが操作開始時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から約12時間あり時間余裕がある	—	—	—
	消防車への給油	事象発生から12時間後以降, 適宜	消防車への給油開始の時間は, 事象発生から約12時間あり時間余裕がある	—	—	—
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.62MPa[gage]」到達時	<p>【認知】 炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力「0.62MPa[gage]」)に到達するのは, 事象発生からの約38時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員を配置している。当該緊急時対策要員は, 復水貯蔵槽への補給作業を兼任しているが, それら作業は事象発生からの約38時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセルルートへの被害があっても, ホイールローダー等にて必要なアクセラートを仮復旧できる宿直の体制としており, また, 徒歩による移動を想定しても所要時間は約1時間であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 緊急時対策要員による現場におけるベント準備操作(格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備)は, 現場での手動弁3個の操作及び操作に係る移動の時間を含めて60分間を想定している。また, 中央制御室の運転員によるベント準備操作は, 他系統との隔離の確認と1弁の遠隔開操作に, 余裕時間を含め30分間の操作時間を想定している。何れも準備操作として予め行うため, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>現場運転員によるベント操作は, 伸縮継手を用いた1弁の手動操作であり, 移動時間及び余裕時間を含め25分間を想定している。本操作は, 格納容器圧力の上昇傾向を監視した上で, 格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達する予定時刻の30分以上前から実施する。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作の有無】 格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており, ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約20分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.62MPa[gage]に到達するのは, 事象発生からの約38時間後であり, ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である</p>	<p>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</p>	<p>ベント開始までの時間は事象発生からの約38時間後の操作であり十分時間余裕がある</p>

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) : 代替循環冷却を使用しない場合)

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³ (号炉共用)

○水使用パターン

①低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

事象発生 70 分後から低圧代替注水系(常設)により注水する。冠水後は、破断口～原子炉水位低(レベル 1)の範囲で注水する(約 90m³/h)。

②代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉水位が破断口～原子炉水位低(レベル 1)の範囲で、代替格納容器スプレイを実施(140m³/h)。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

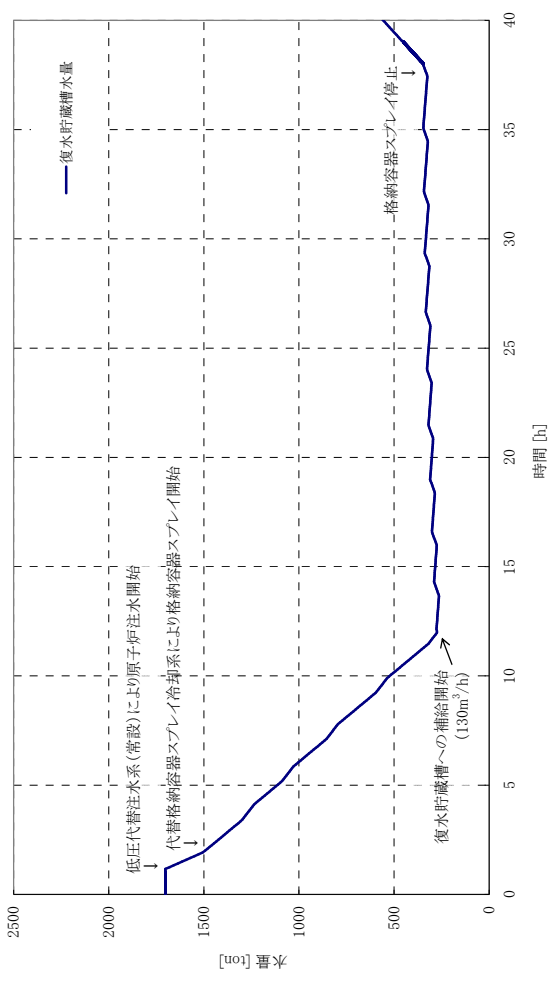
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m³/h で復水貯蔵槽へ給水する。

○時間評価(右上図)

12 時間前までは復水貯蔵槽を水源として炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。スプレイ停止後にベントし、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽の水位は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6/7 号炉のそれぞれで約 7,300m³ 必要となる。6/7 号炉の同時被災を考慮すると、約 14,600m³ 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから、6/7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



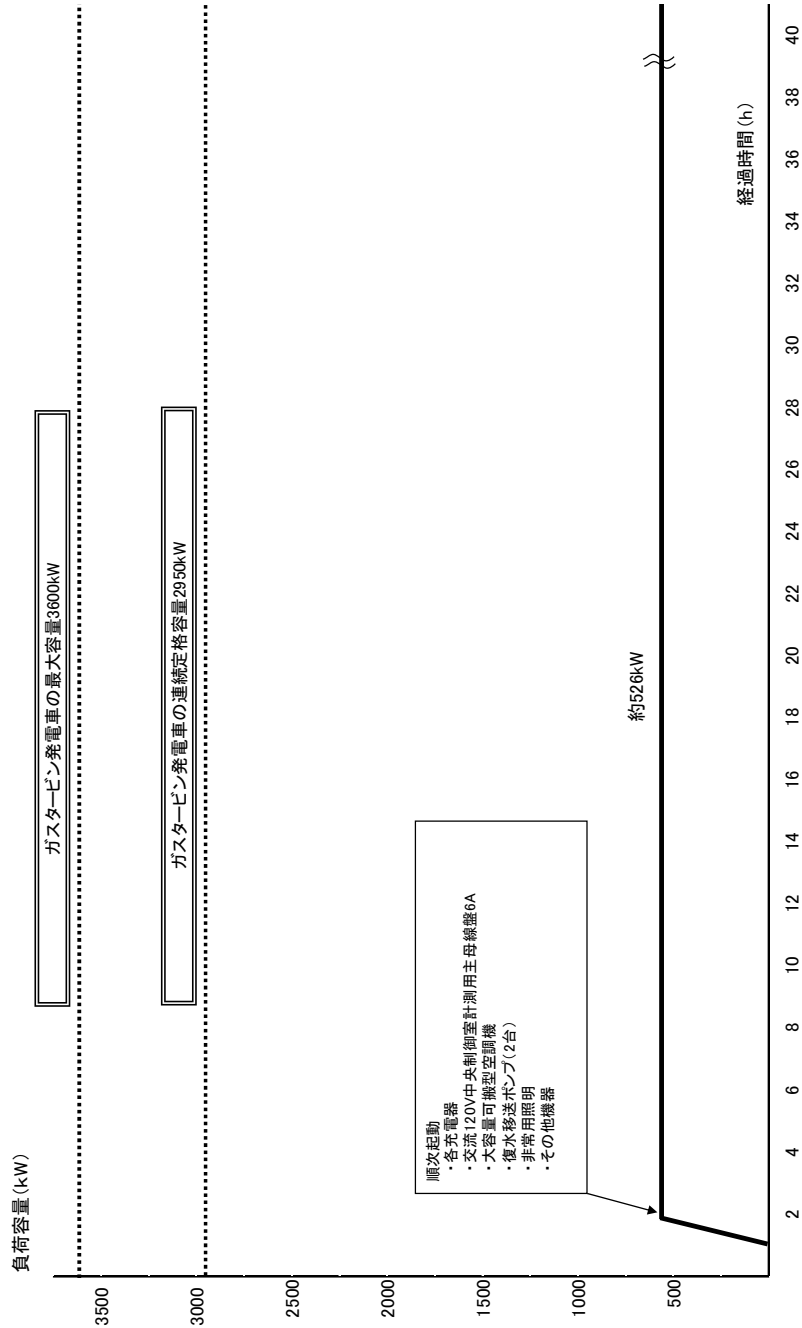
7 日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却を使用しない場合)

プラント状況：6, 7 号炉運転中。 1～5 号炉停止中。
 事象：格納容器過圧・過温破損は 6, 7 号炉を想定。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。
 なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
	事象発生直後～事象発生後 7 日間	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6, 048L		
7 号炉	空冷式ガスタワービン発電機 3 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) ※1 1, 705L/h×24h×7 日×3 台=859, 320L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6, 048L	7 日間の 軽油消費量 約 871, 416L	6, 7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 2, 184, 000L であり、 7 日間対応可能。
6 号炉				
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	1 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	2 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) ※2 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	3 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) ※2 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	4 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) ※2 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L		7 日間の 軽油消費量 約 631, 344L	5 号炉軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7 日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間 免震棟ガスタワービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7 日=66, 360L モニタリングポスト用仮設発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7 日×3 台=4, 536L		7 日間の 軽油消費量 約 70, 896L	1～7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 1, 315, 864L であり、 7 日間対応可能。

※1 事故収束に必要な空冷式ガスタワービン発電機は 1 台で足りるが、保守的に空冷式ガスタワービン発電機 3 台を起動させて評価した。
 ※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

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) : 代替循環冷却を使用しない場合)

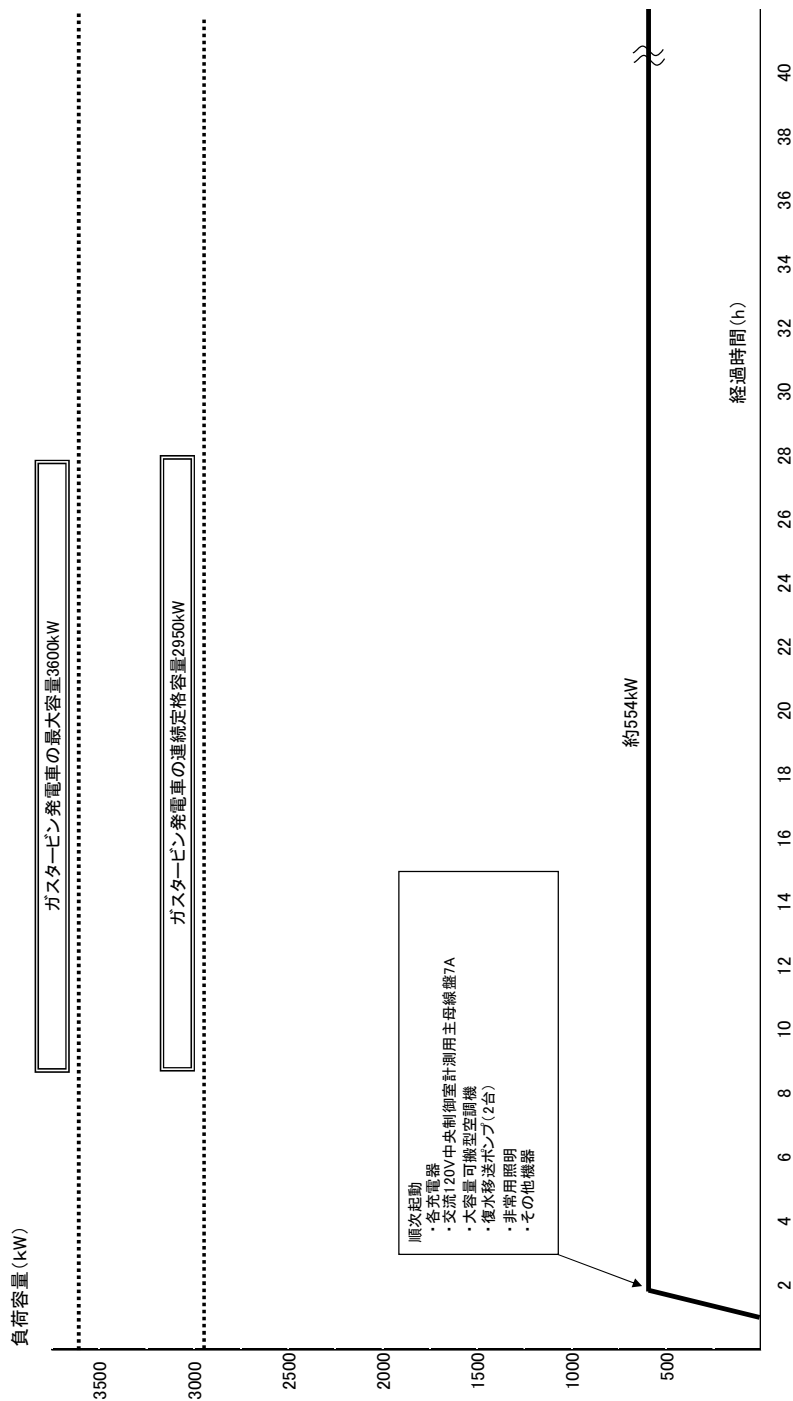


負荷積算イメージ

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤6A	約94kW
(2)	直流125V充電器盤6A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	直流125V充電器盤6B	約98kW
(5)	交流120V中央制御室計測用主母線盤6A	約50kW
(6)	大容量可搬型空調機	3kW
(7)	復水移送ポンプ(2台)	110kW
(8)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(5)を含む
(9)	非常用照明	約24kW
(10)	その他機器	約50kW
	合計	約526kW

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) : 代替循環冷却を使用しない場合)

<7号炉>



負荷積算イメージ

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤7A	約94kW
(2)	直流125V充電器盤7A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	直流125V充電器盤7B	約98kW
(5)	交流120V中央制御室計測用主母線盤7A	約75kW
(6)	大容量可搬型空調機	3kW
(7)	復水移送ポンプ(2台)	110kW
(8)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(5)に含む
(9)	非常用照明	約27kW
(10)	その他機器	約50kW
	合計	約554kW