

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8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

今回のご説明範囲

- 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)

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 初期炉心流量の相違による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.5 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 2.5.6 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 2.5.7 3次元過渡核熱水力解析コード(TRACG)を用いた評価結果
- 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 配管等の実耐力を踏まえた現実的インターフェイスシステム LOCA 発生時における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 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イ流量を考慮し、140m³/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0.62MPa〔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

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℃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、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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」、「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及ぼす影響を評価し、評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

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、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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

コメント
NO.
審査-109
に対する
ご回答

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。

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。

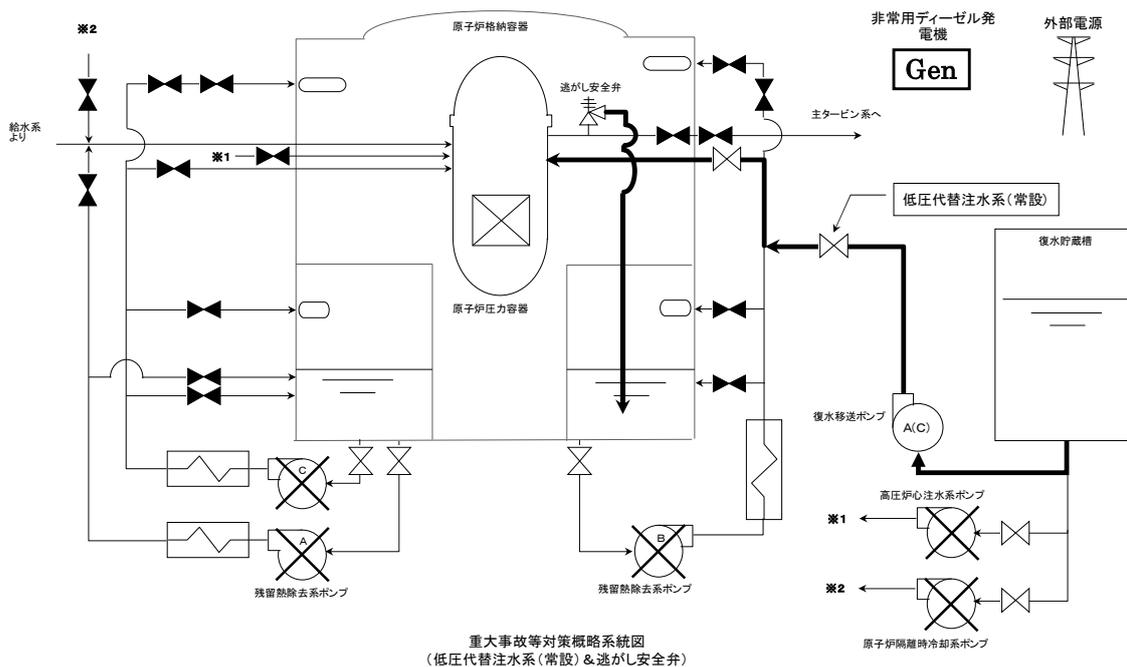


図 2.1.1 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(1/3)

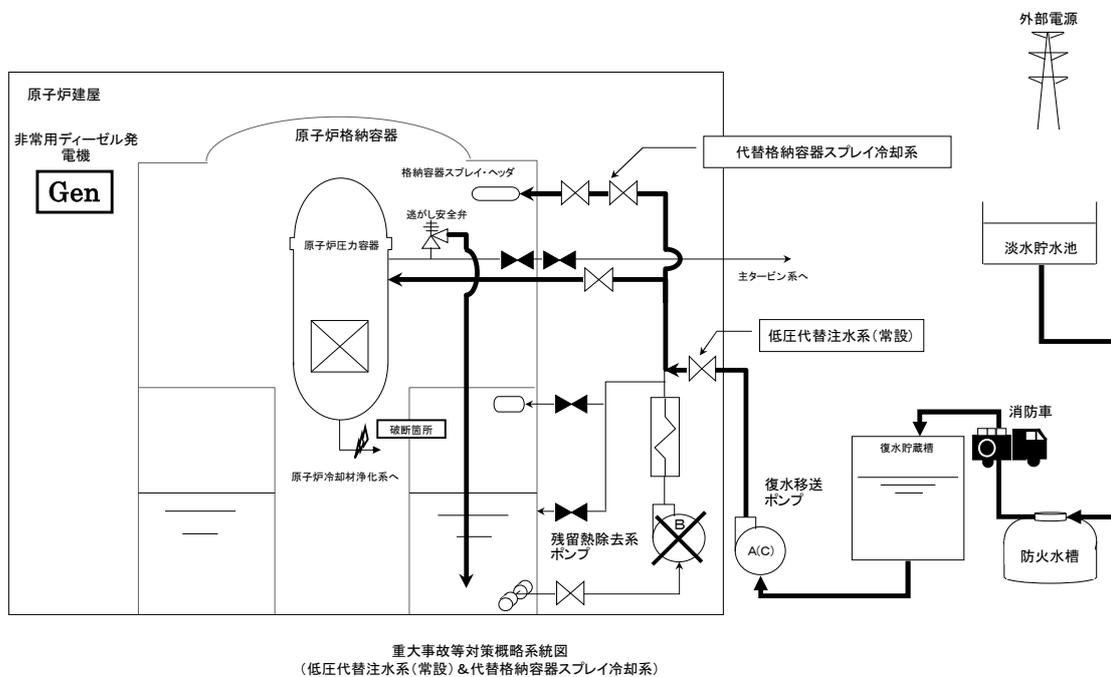


図 2.1.2 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(2/3)

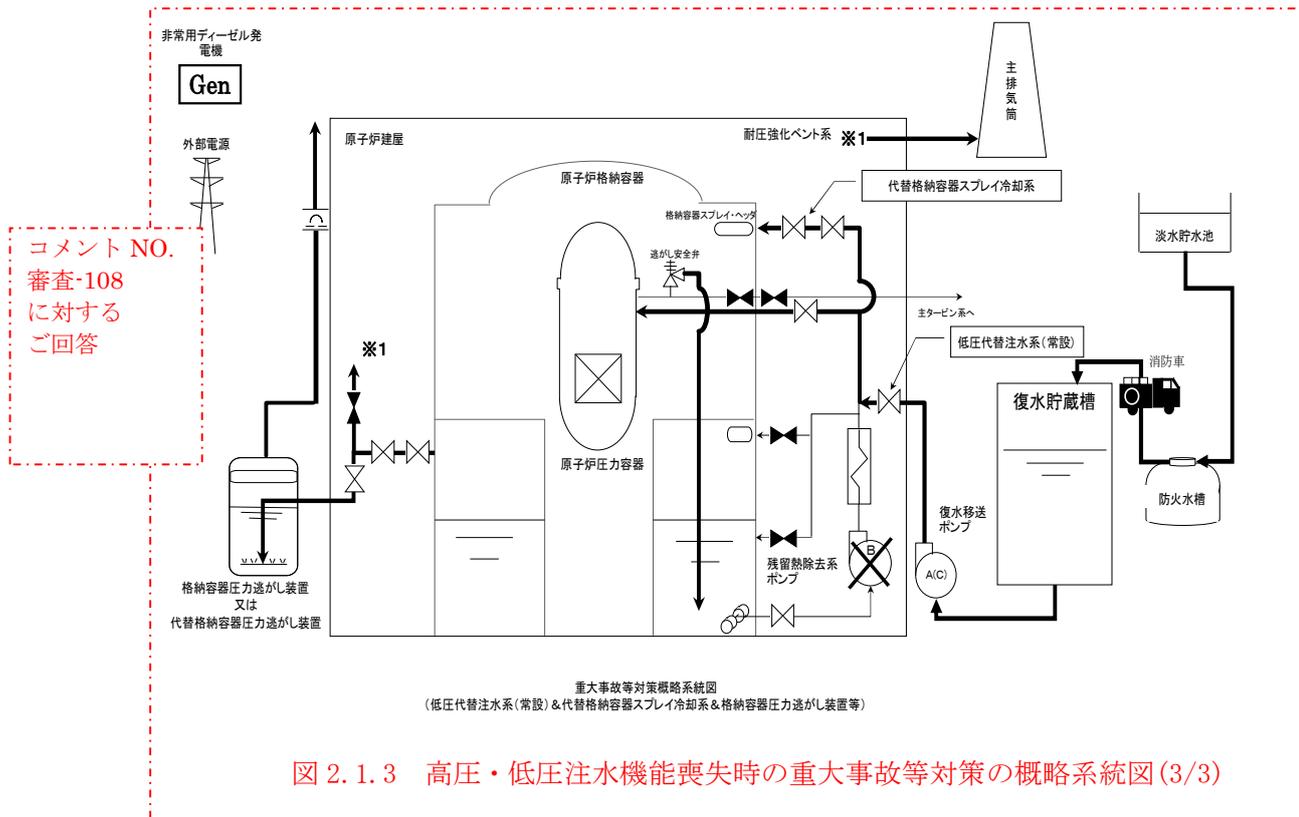


図 2.1.3 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(3/3)

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

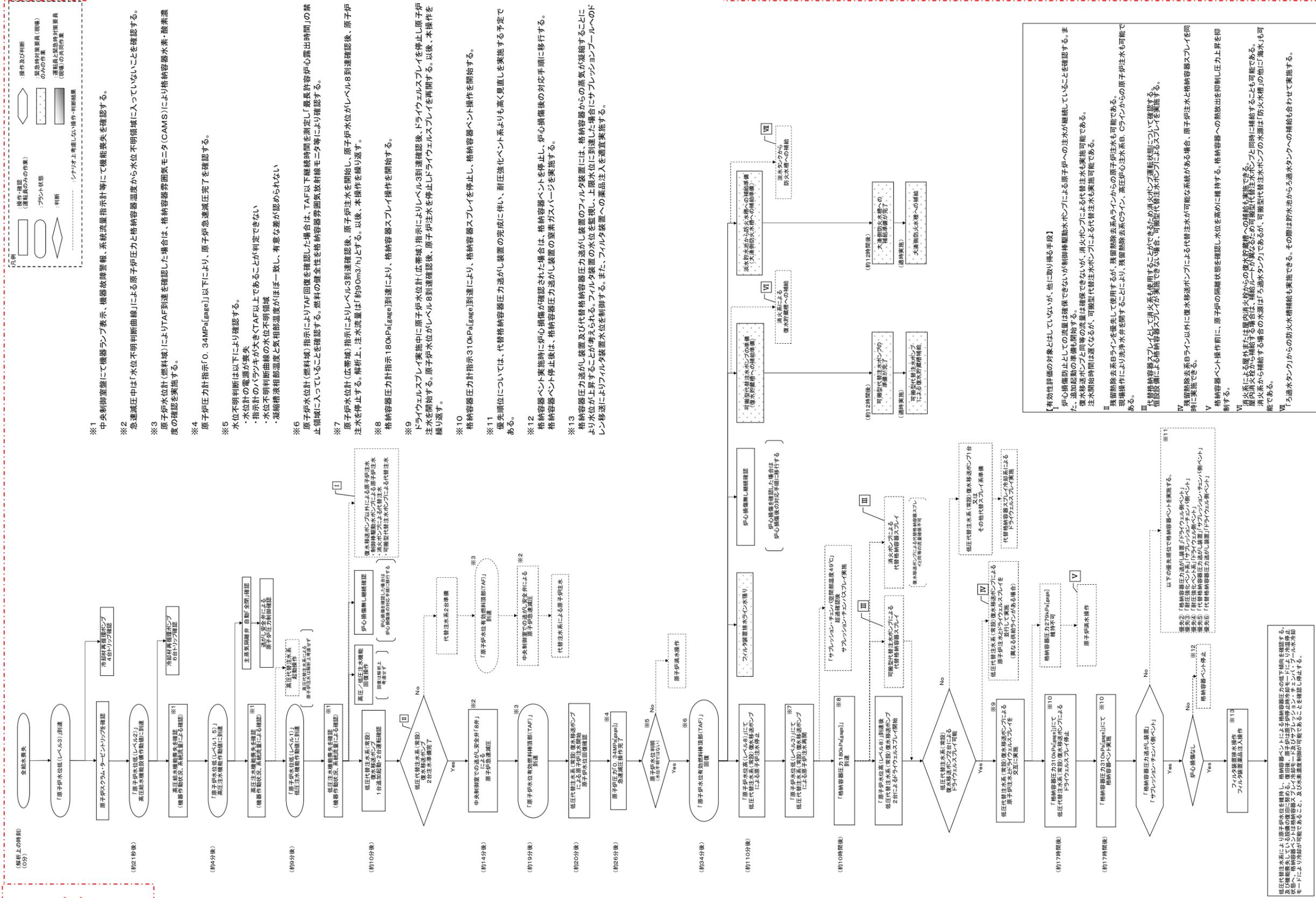


図 2.1.4 高圧・低圧注水機能喪失時の対応手順の概要

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	-	-	-	-	・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)	-	-	-	-	-	-	・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	-	-	-	-	・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 ・逃がし安全弁 8弁 手動開放操作	5分	30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												

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	-	-	-	-	・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 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)	・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)			
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※3 ↓ (1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 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	90分	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	-	-	-	-	・ベント準備	10分															
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	※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	適宜実施														
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	↓ (2人)	↓ (2人)	・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	-	-	(2人) C,D	(2人) o,d	-	-	・ベント状態監視 ・格納容器ベント操作	適宜操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う。 操作は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である。(操作完了は、約20分後) 具体的な操作方法は、弁駆動部に設置されたエクステンションにより、二次格納施設外から手動にて操作を行う。												5分	20分	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
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	適宜実施											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	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

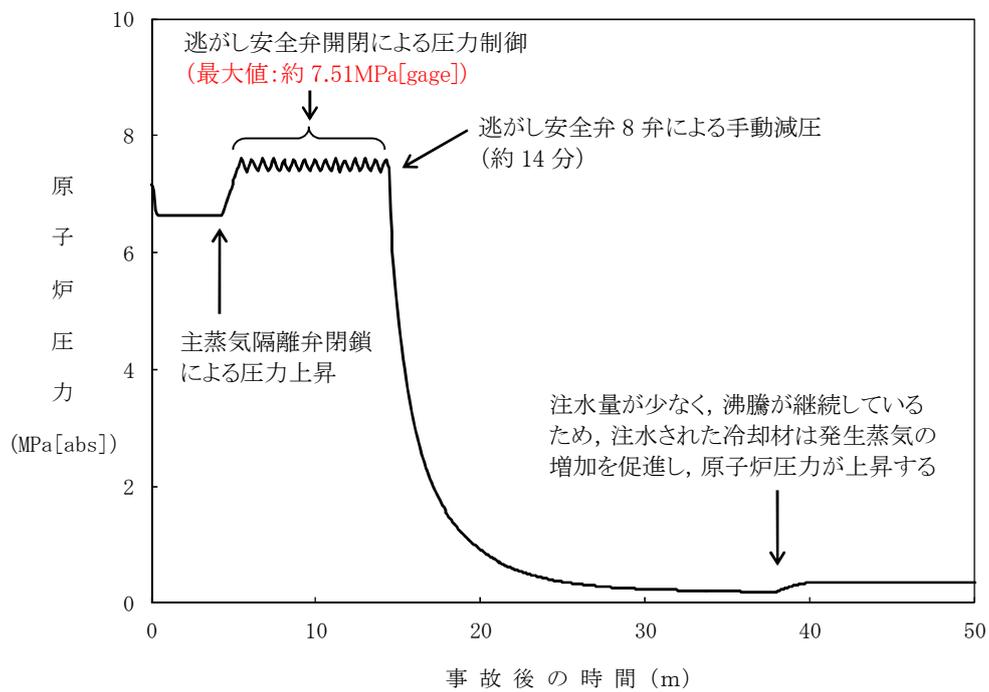


図 2.1.6 原子炉圧力の推移

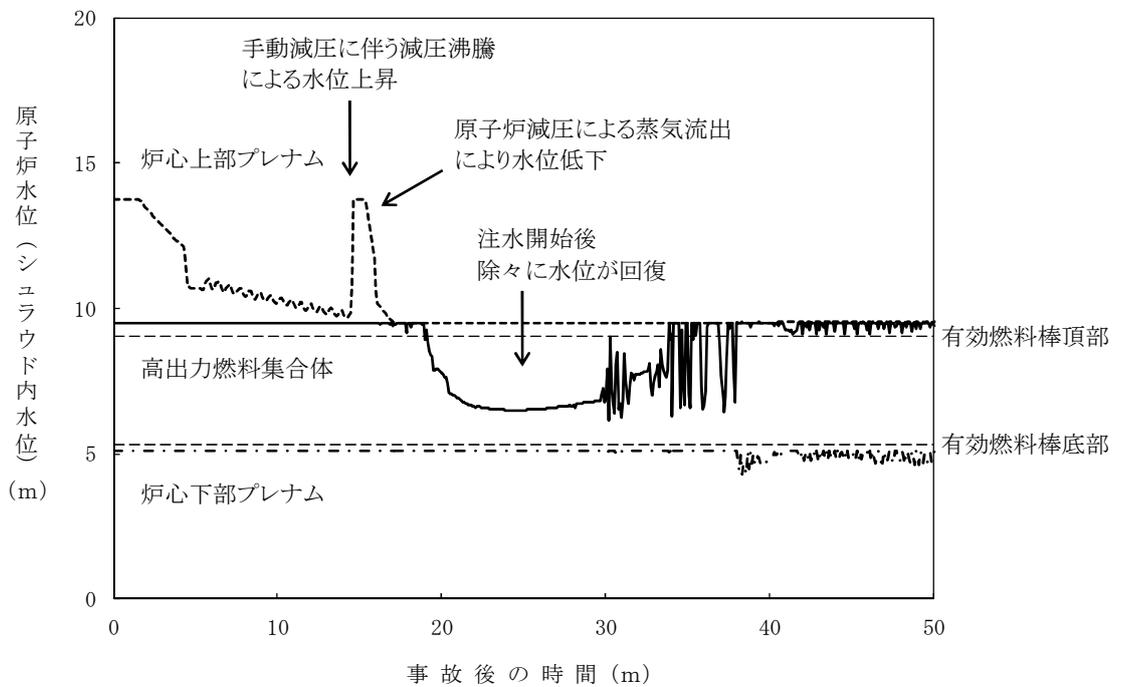


図 2.1.7 原子炉水位の推移

コメント
No.
審査-6,9,22
に対する
ご回答

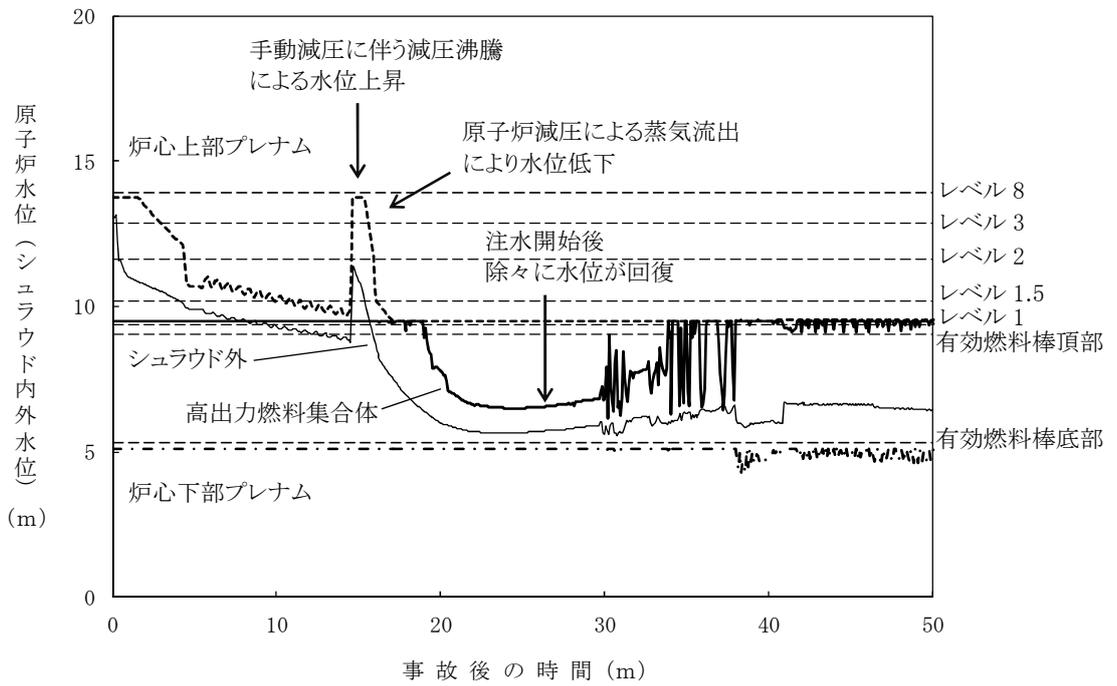


図 2.1.8 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

コメント NO.
審査-9,
に対する
ご回答

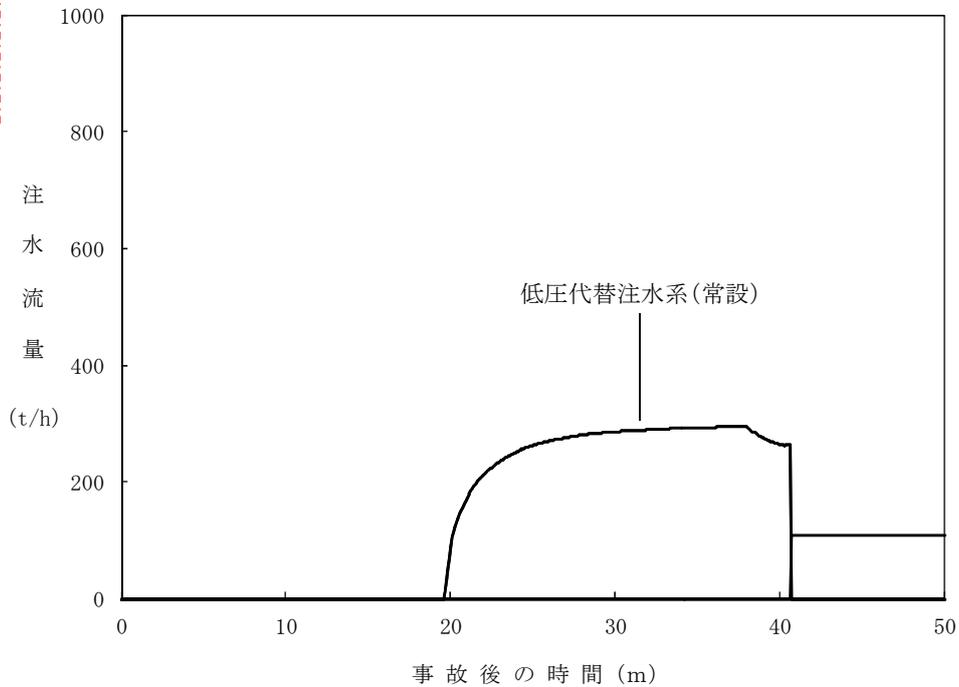


図 2.1.9 注水流量の推移

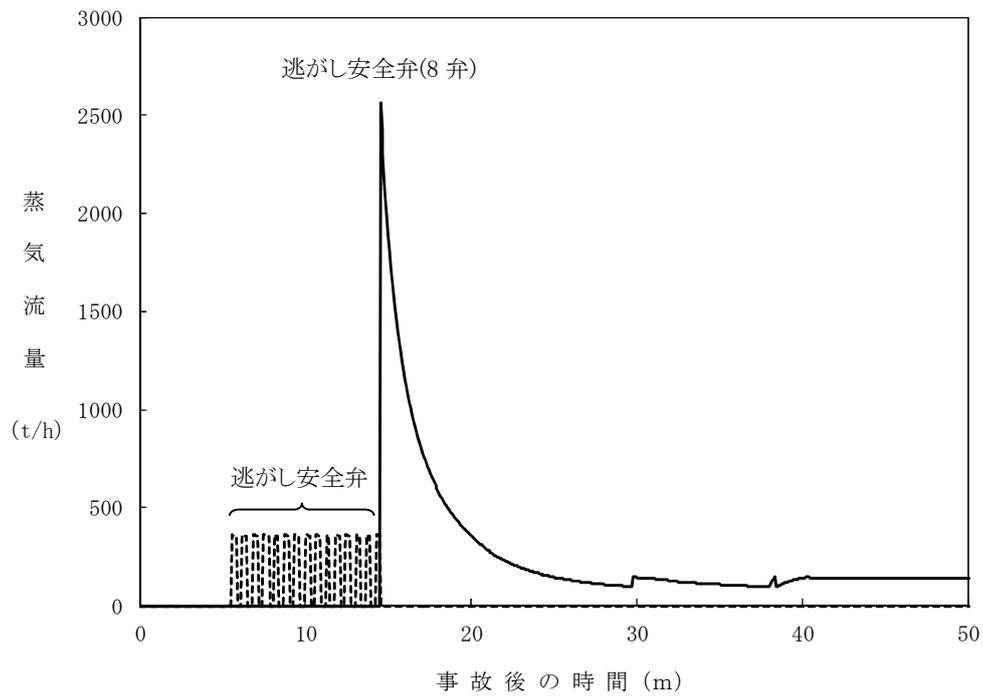


図 2.1.10 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

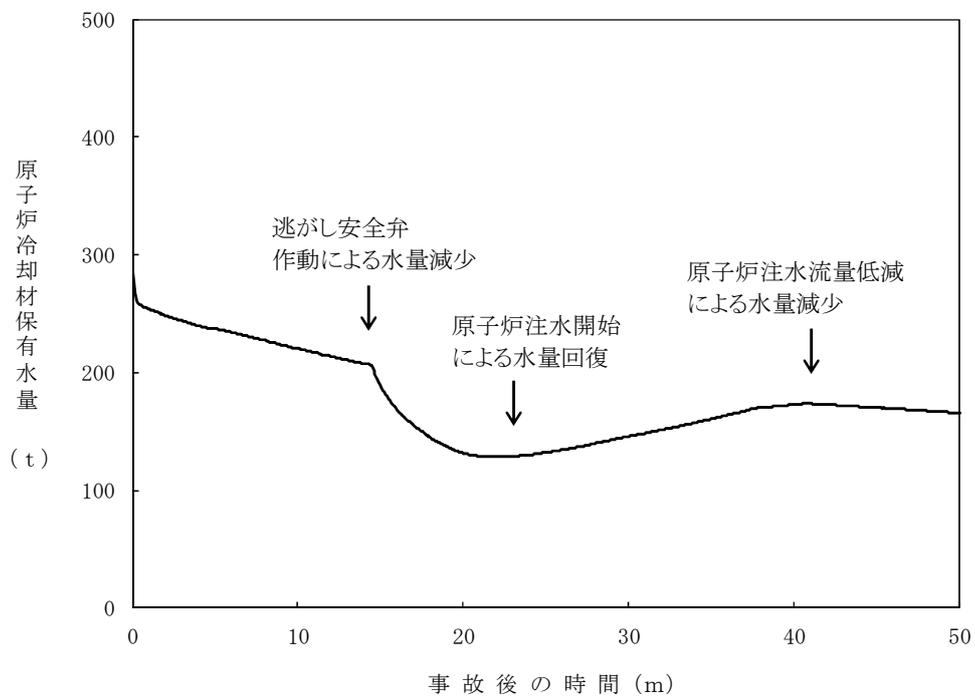


図 2.1.11 原子炉内保有水量の推移

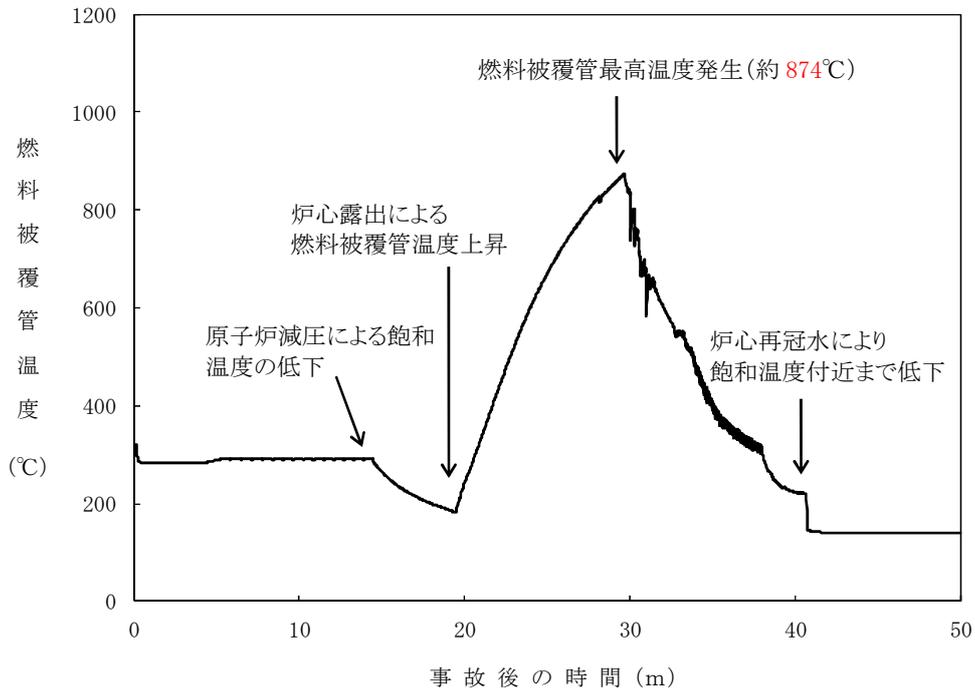


図 2.1.12 燃料被覆管温度の推移

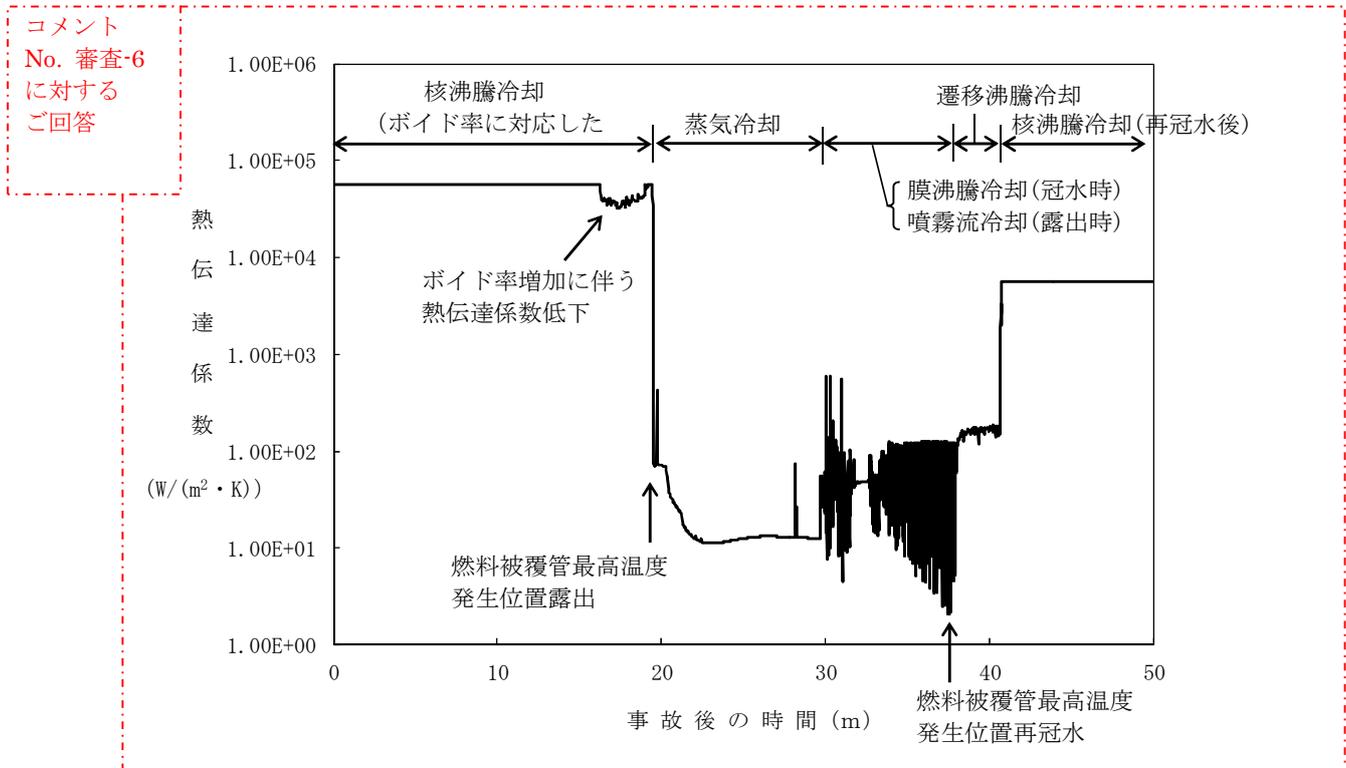


図 2.1.13 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

コメント
No.
審査-6,9
に対する
ご回答

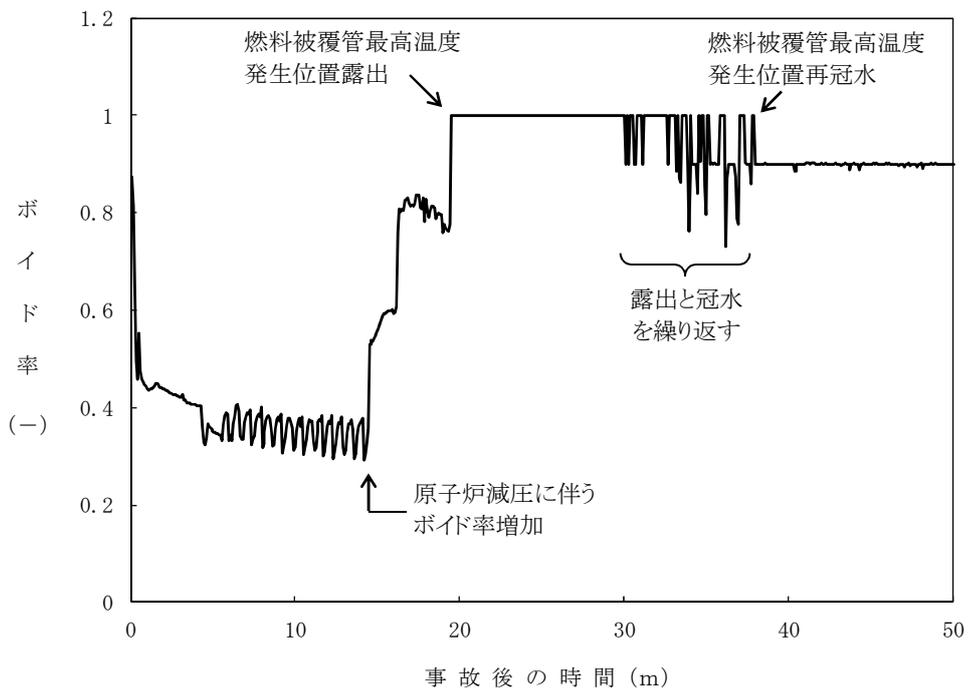


図 2.1.14 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

コメント
No.
審査-6,9
に対する
ご回答

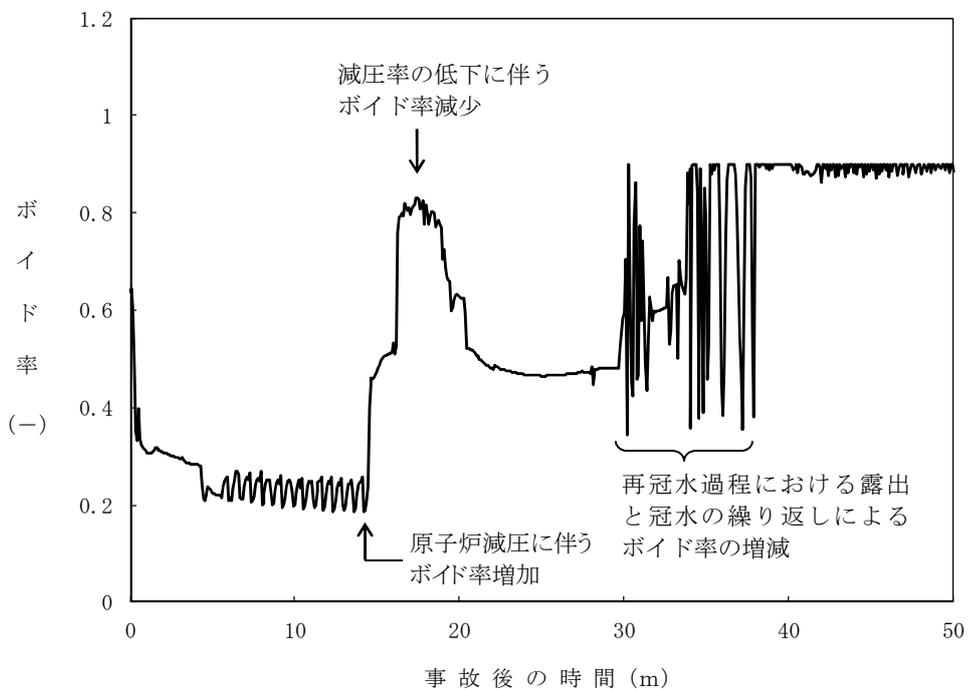


図 2.1.15 高出力燃料集合体のボイド率の推移

コメント
No.
審査-6,9
に対する
ご回答

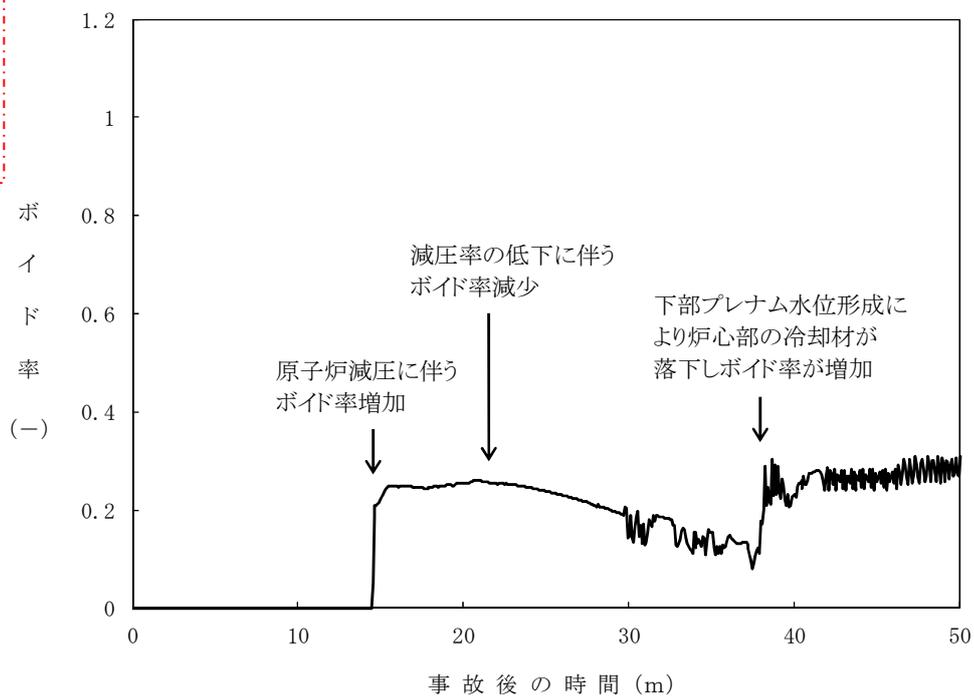


図 2.1.16 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

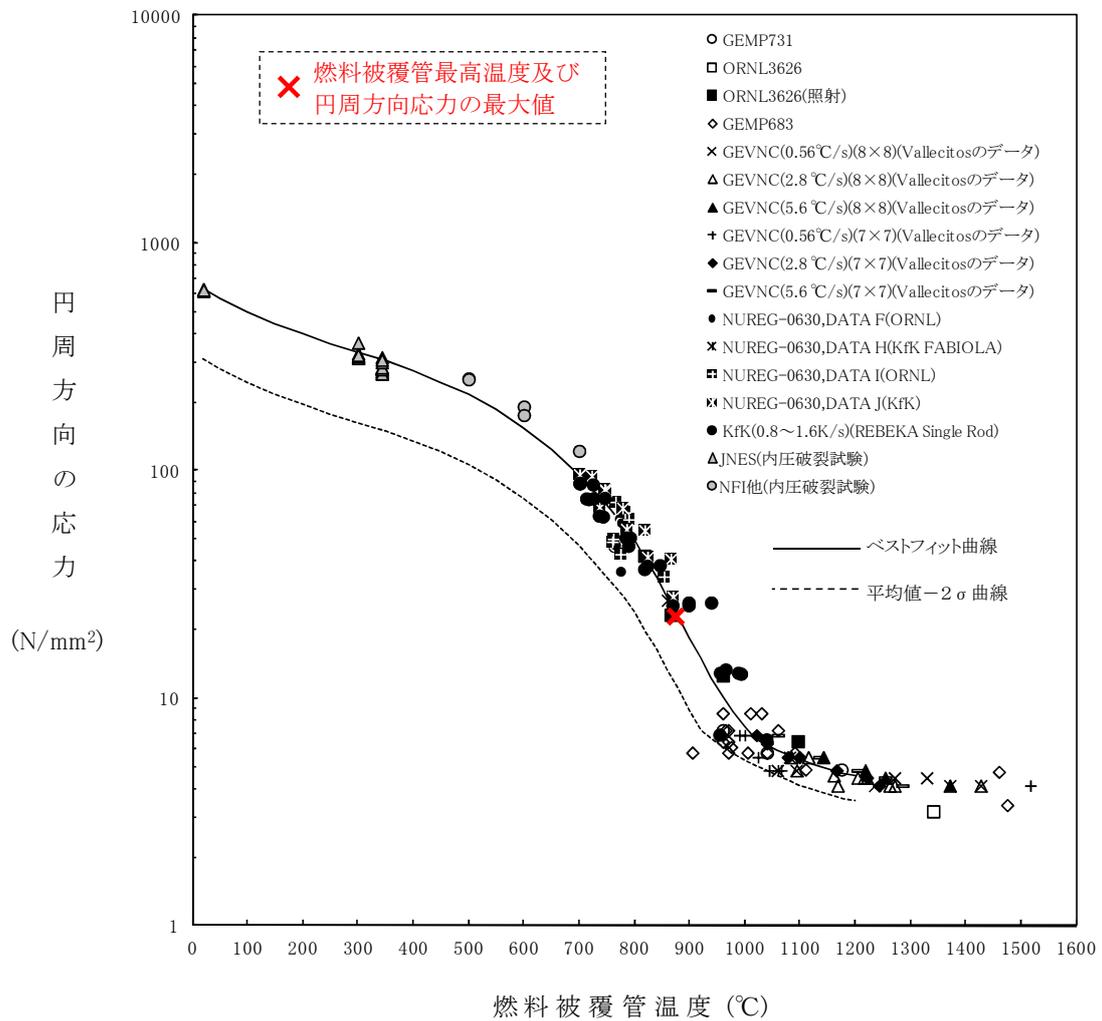


図 2.1.17 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

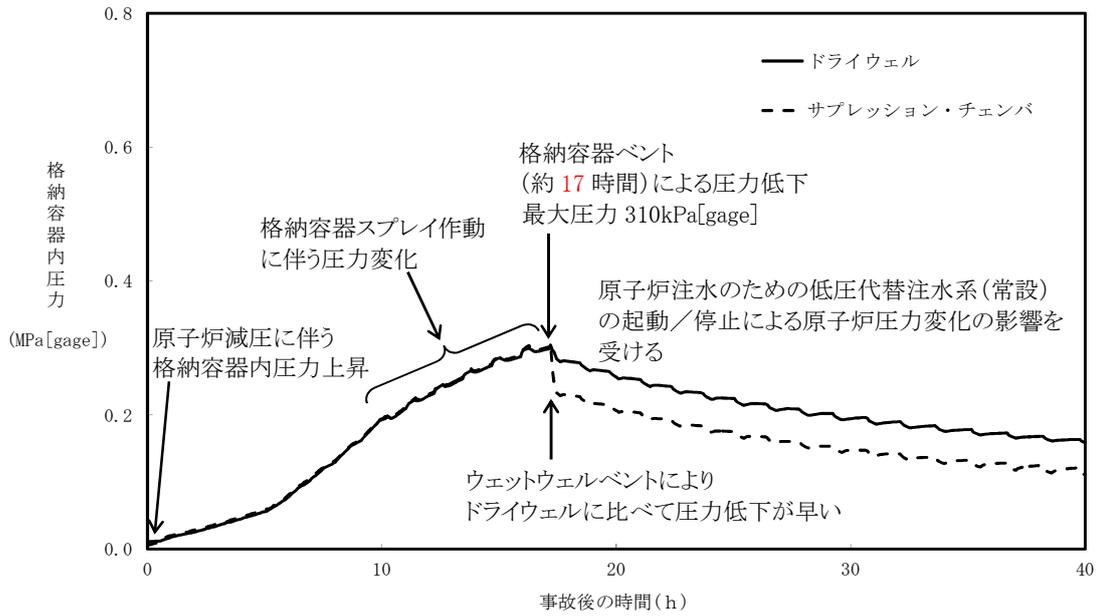


図 2.1.18 格納容器圧力の推移

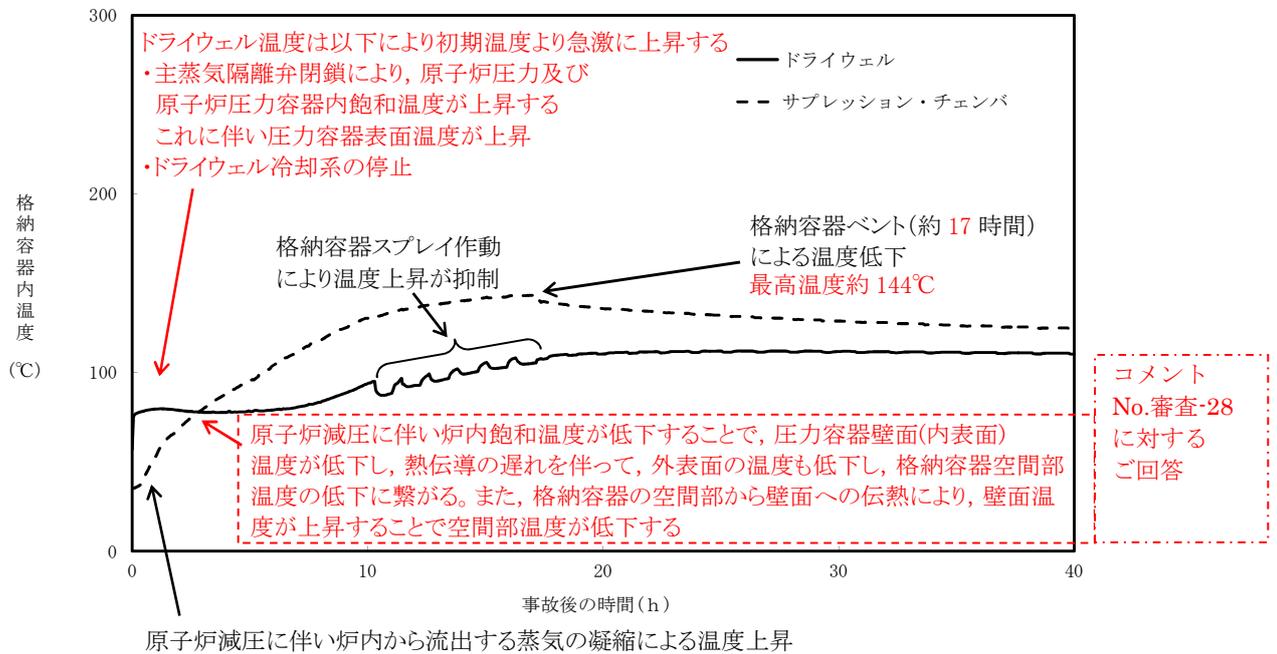


図 2.1.19 格納容器気相部の温度の推移

コメント
No.審査-9,59
に対する
ご回答

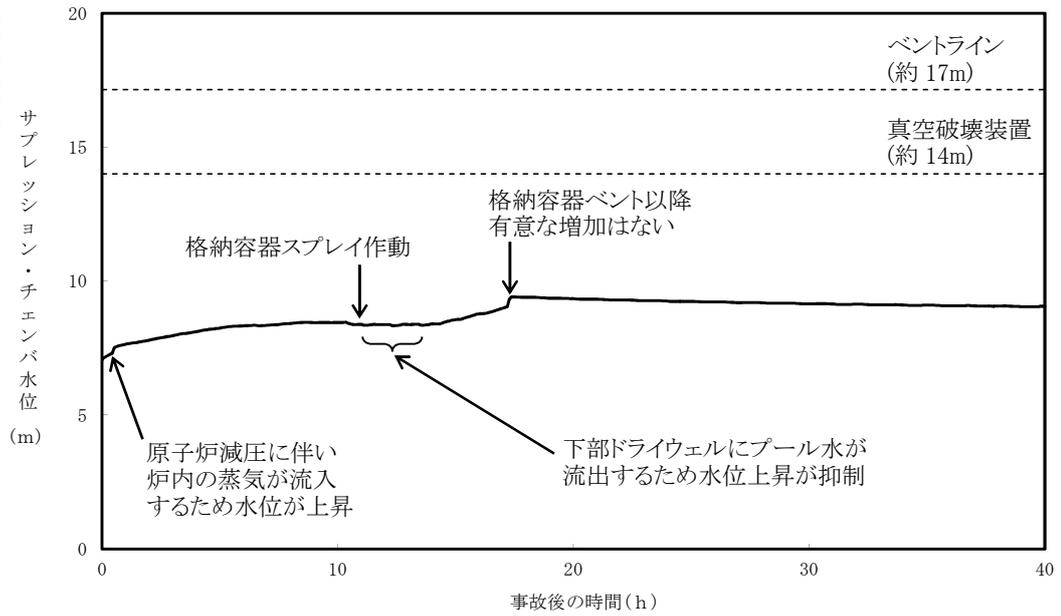


図 2.1.20 サプレッション・チェンバ水位の推移

コメント
No.審査-9
に対する
ご回答

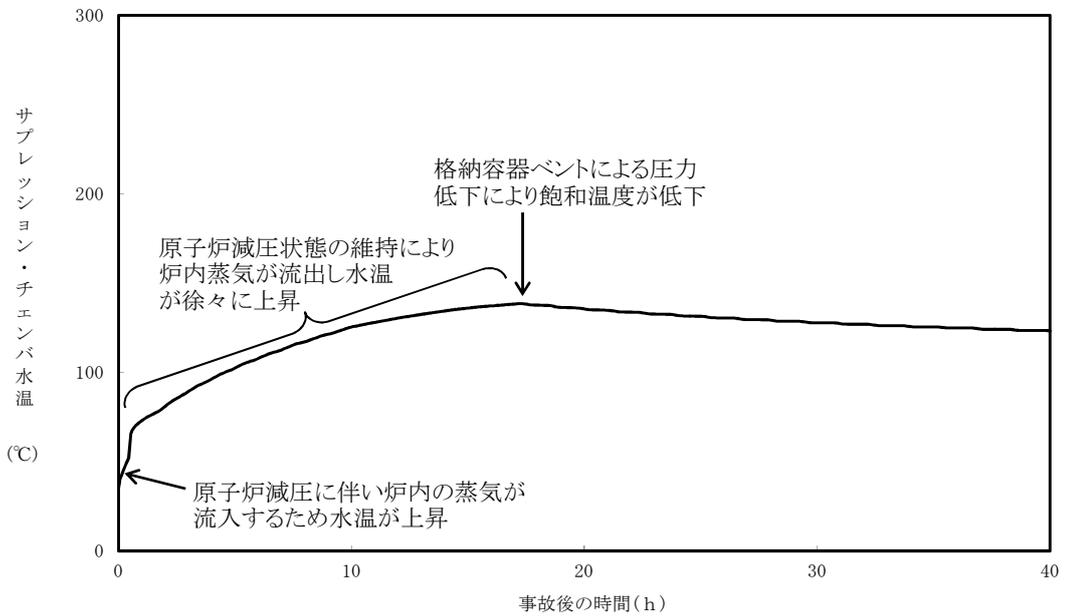


図 2.1.21 サプレッション・プール水温の推移

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】 サブプレッジョン・チェンジャー水位計【SA】

【SA】：重大事故等対処設備

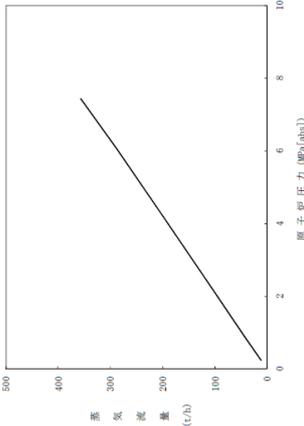
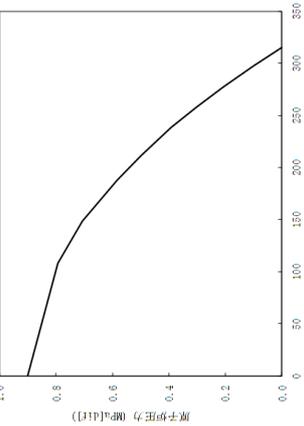
表 2.1.2 主要解析条件(高圧・低圧注水機能喪失)(1/4)

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	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，炉心冷却上厳しくなる

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> 
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	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

重大事故等対策に関連する機器条件

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 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

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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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	<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 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>	<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	<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>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 (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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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 時間あり十分な時間余裕がある
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 時間あり十分な時間余裕がある	—	—	—
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 時間あり十分な時間余裕がある	—	—	—

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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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ートを仮復旧できる体制としており, 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, 十分な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 5 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, 十分な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 時間あり十分な時間余裕がある。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] に至るまで十分な時間余裕がある</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 $4.3 \times 10^{-2} \text{mSv}$	約 1.4mSv
10 分	約 1.3mSv	約 36mSv

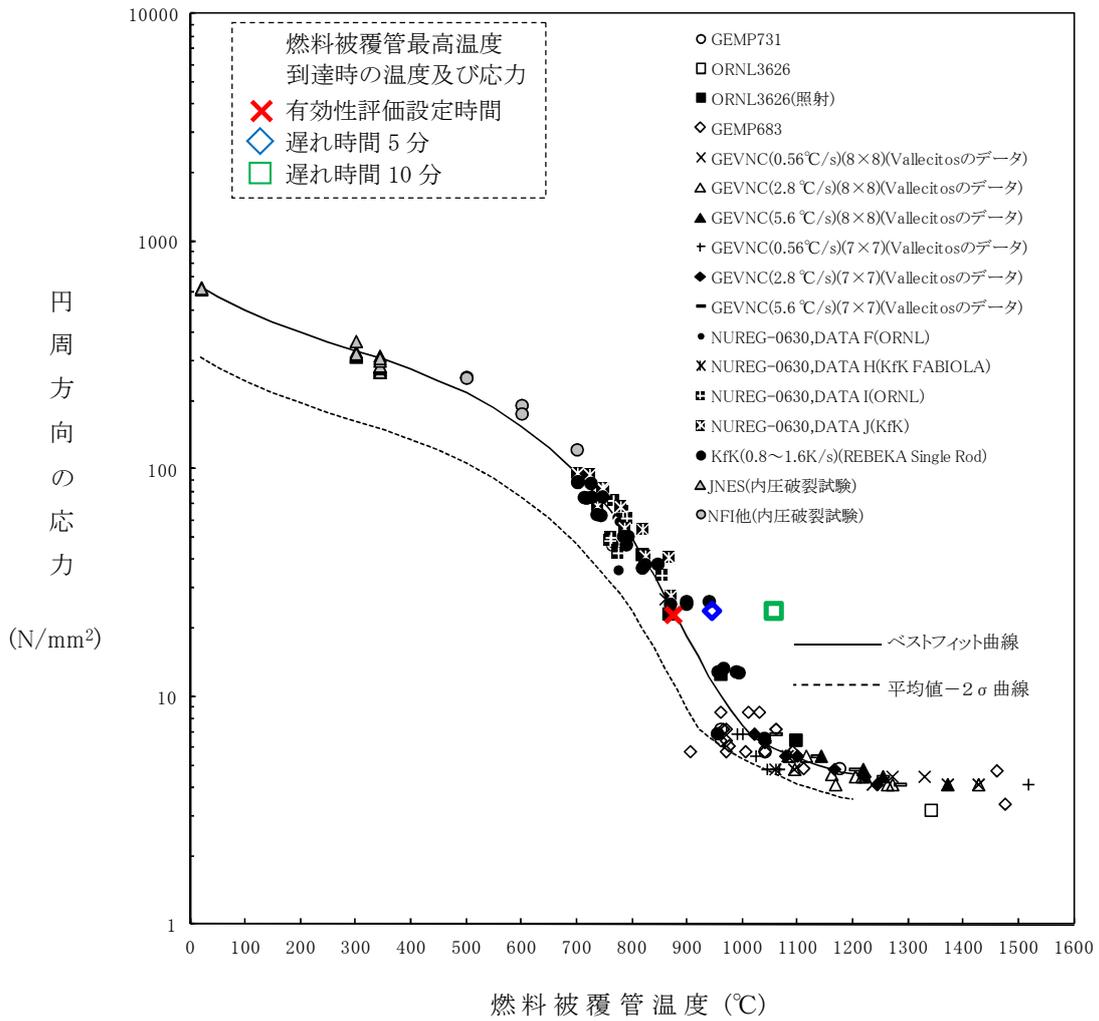


図 1:燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力^{*}の関係

※: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。

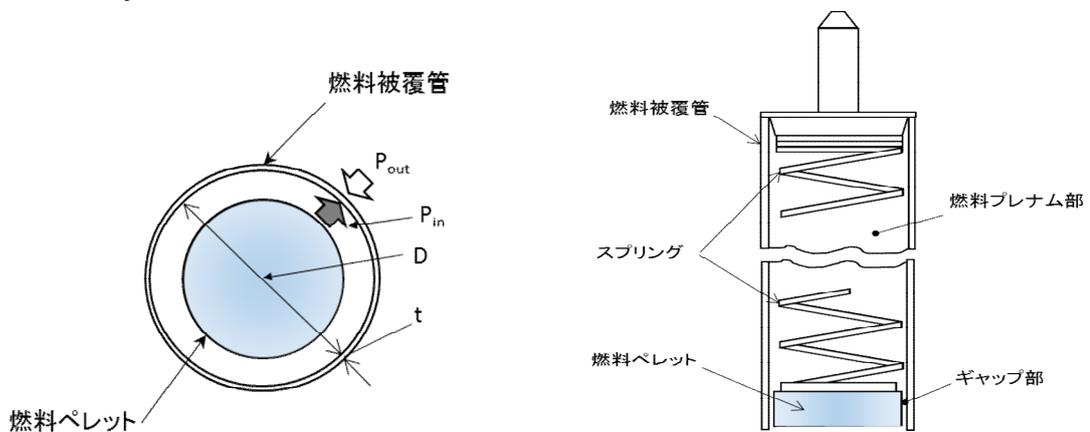


図:燃料棒断面図

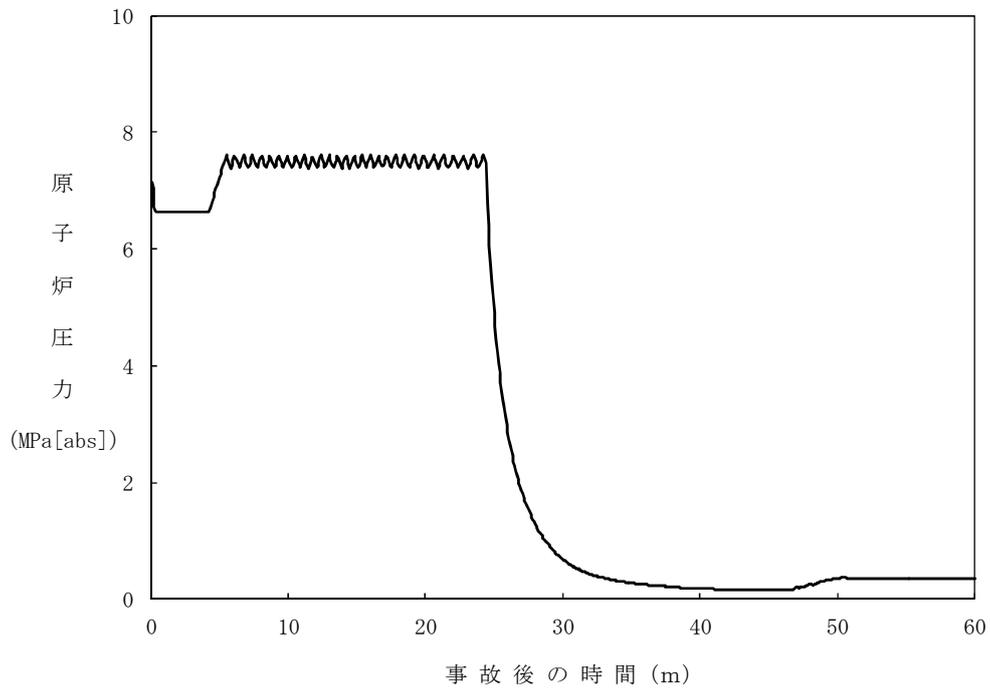


図 2：操作 10 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

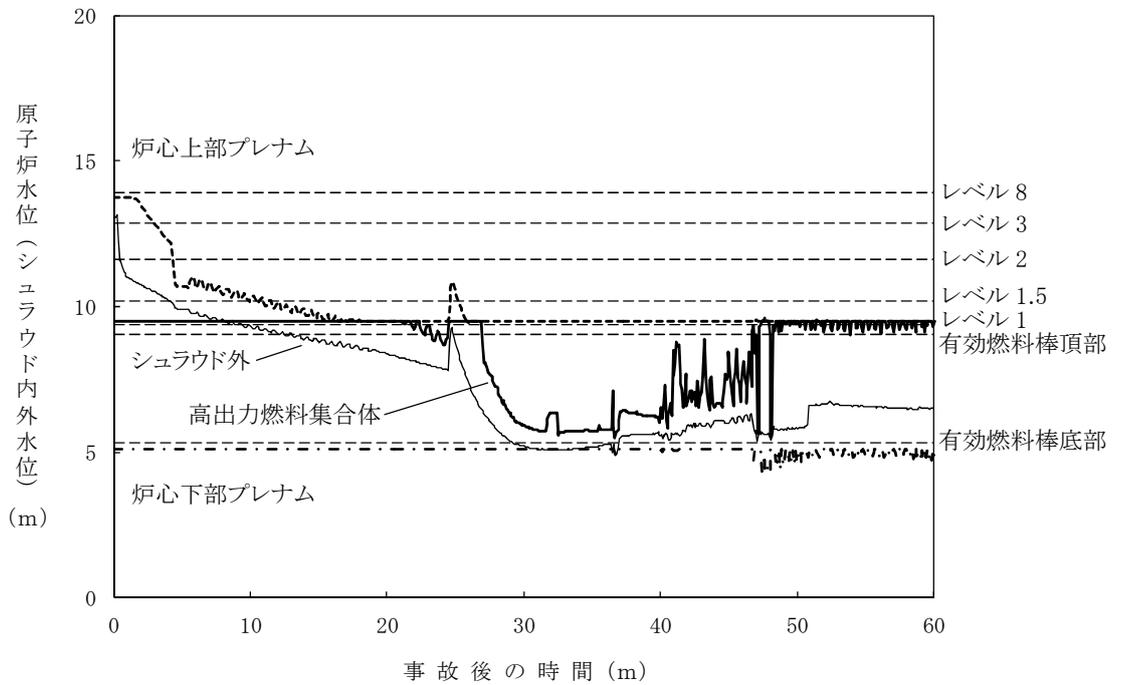


図 3：操作 10 分遅れのケースにおける原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移

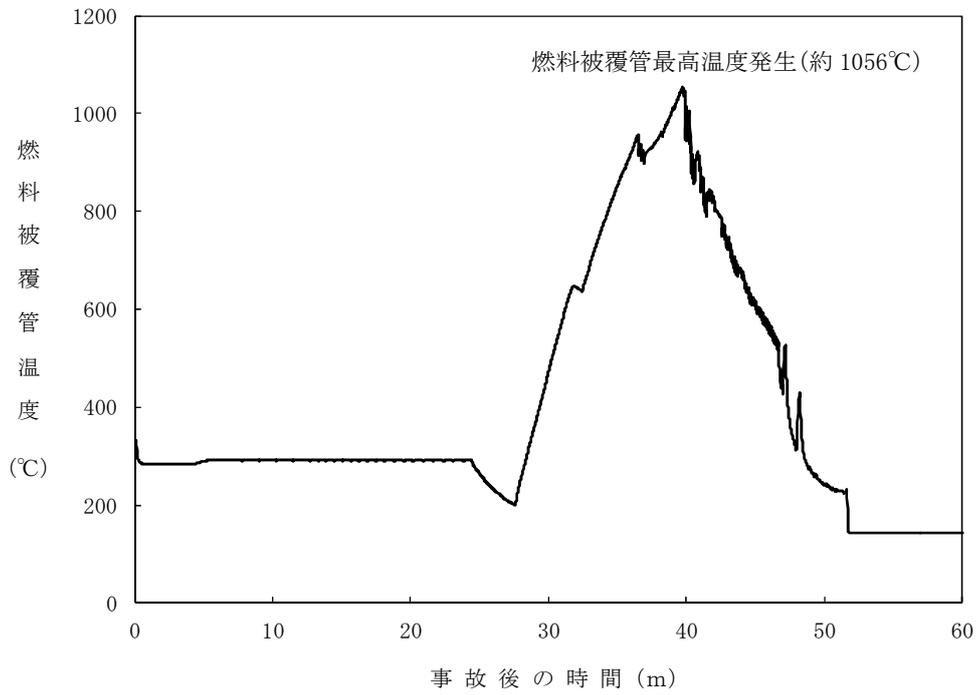


図 4：操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

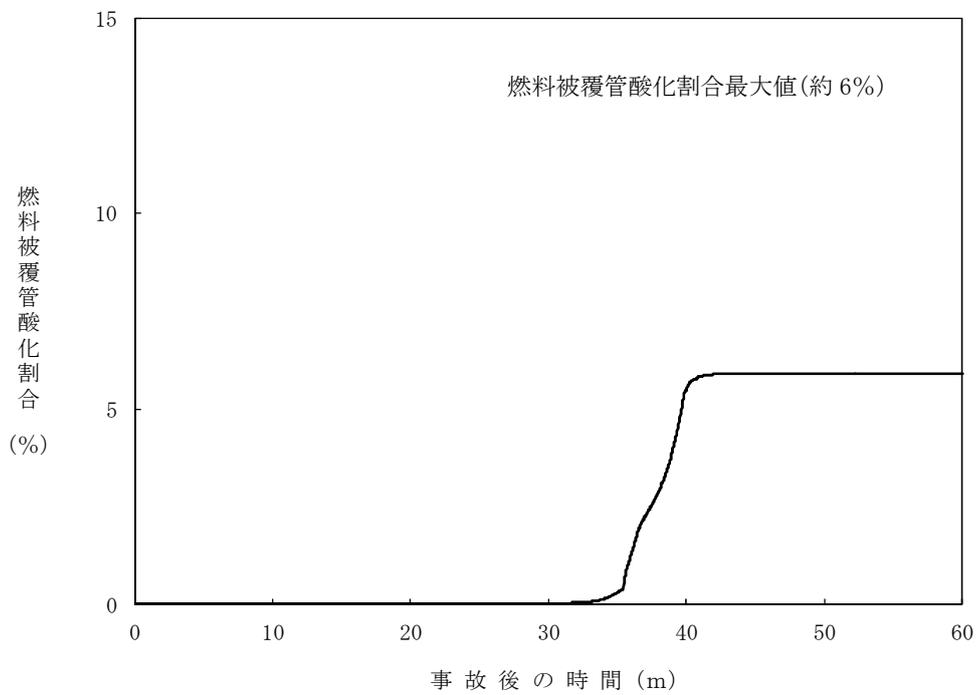


図 5：操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化割合の推移

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。

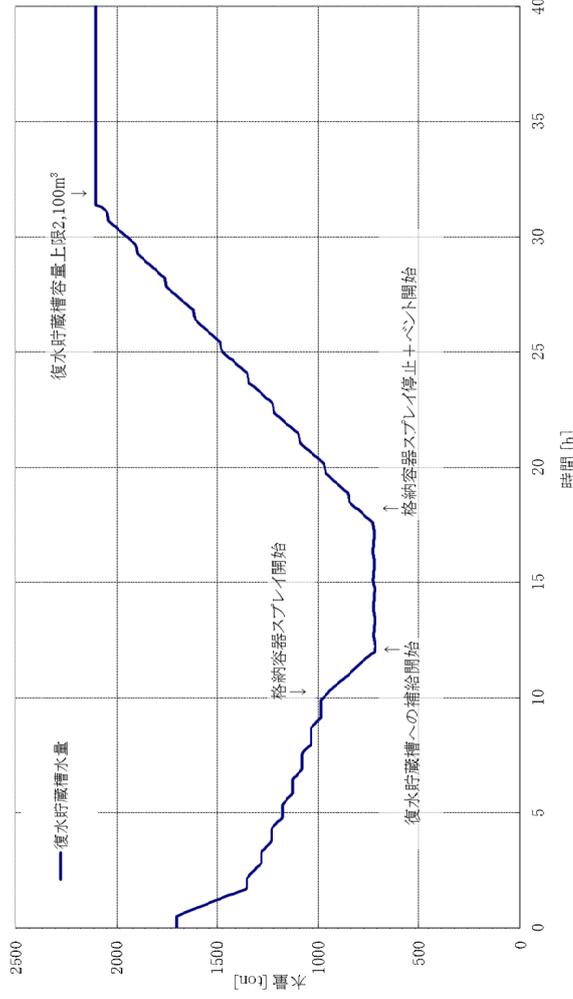
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ移送する。

○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。 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、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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」、「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及ぼす影響を評価し、評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

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、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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。

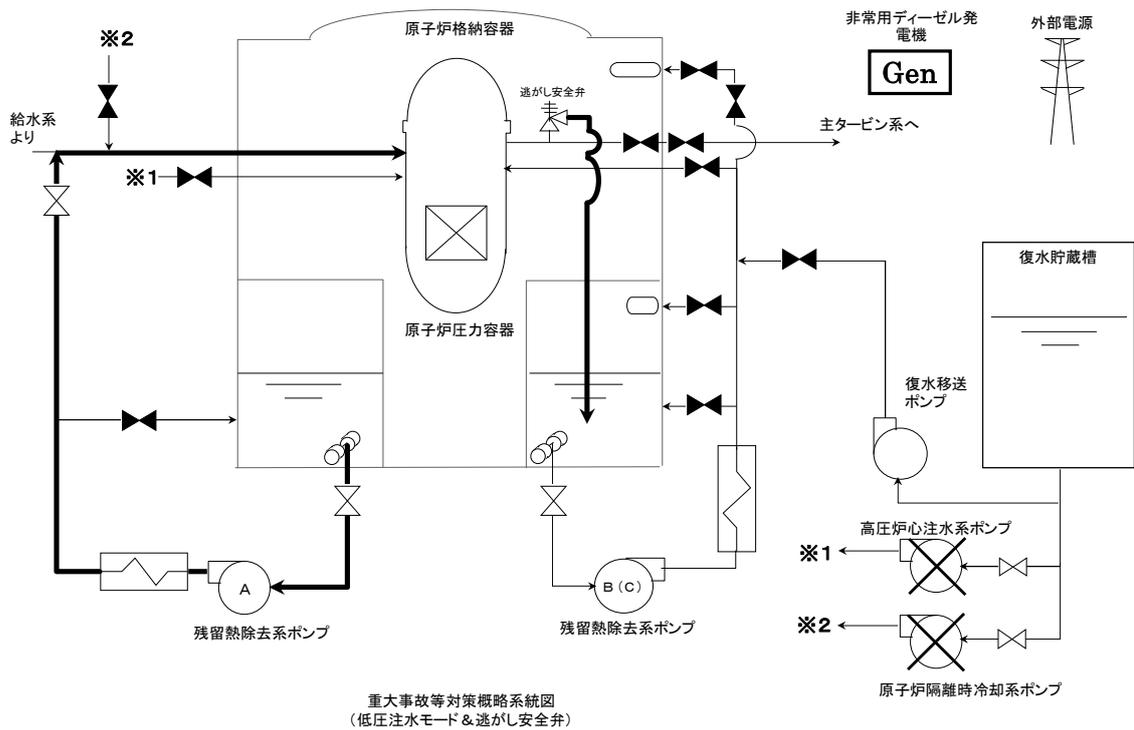


図 2.2.1 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(1/2)

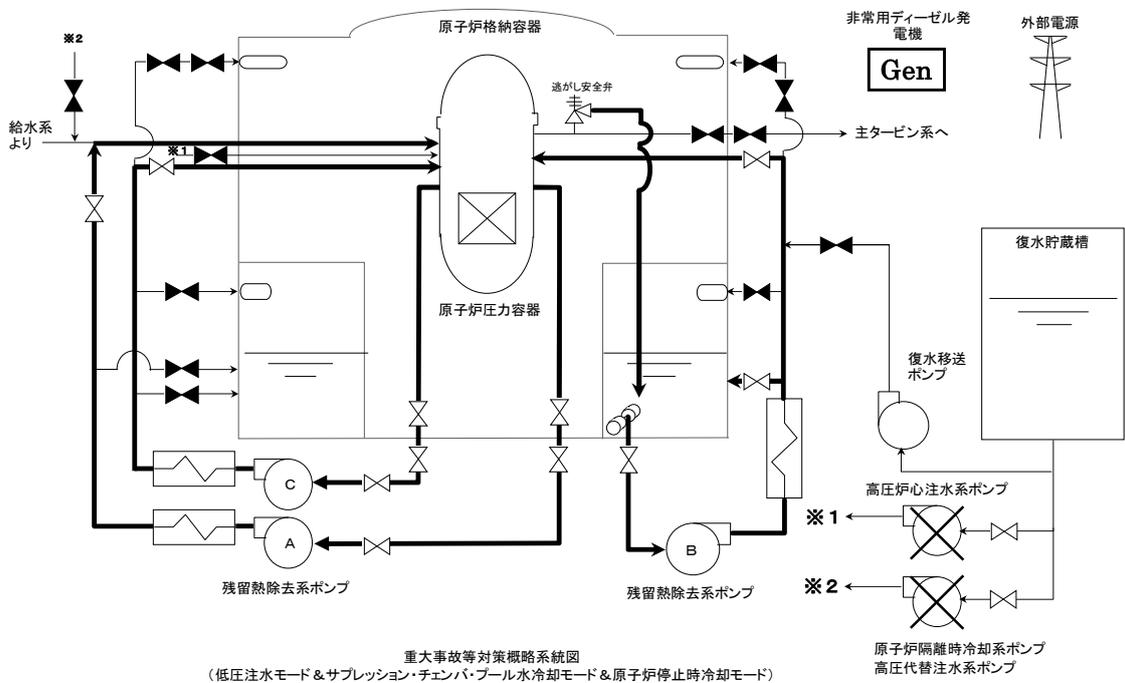
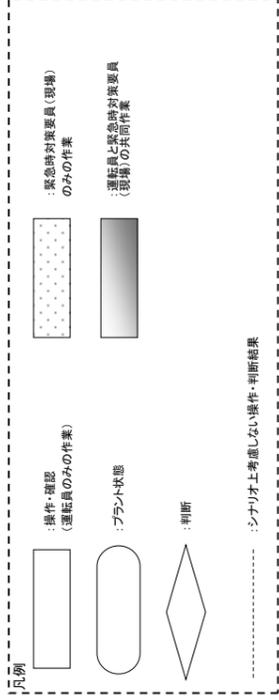
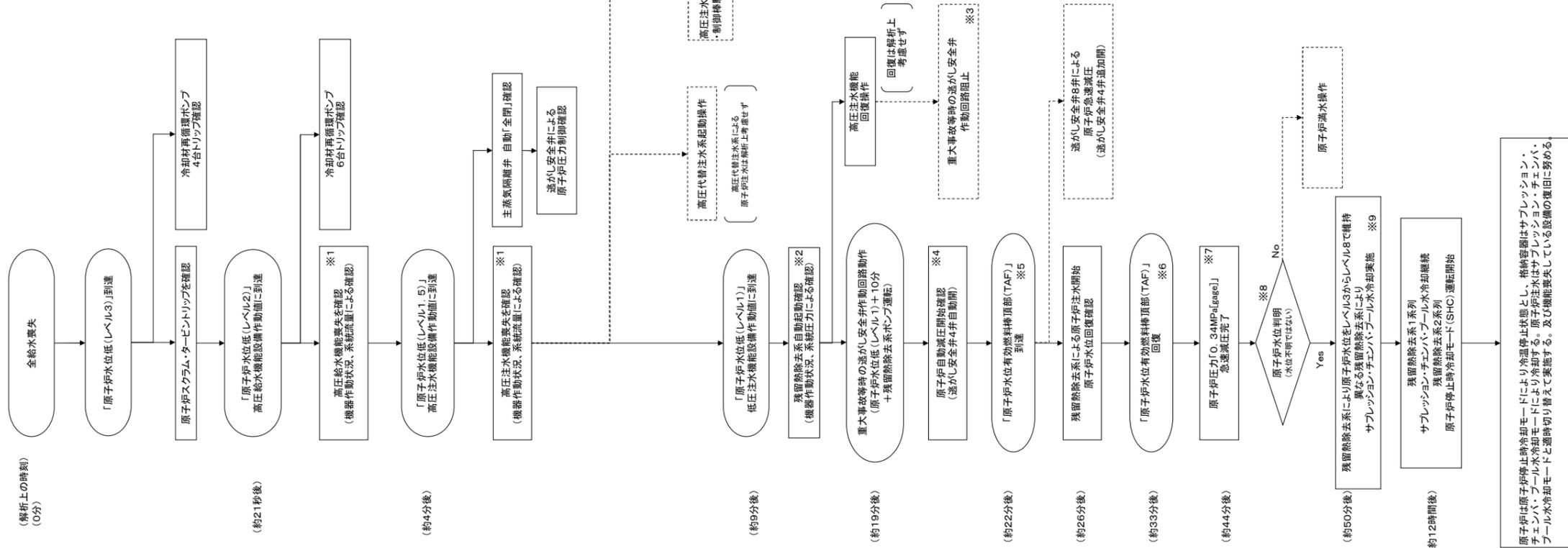


図 2.2.2 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(2/2)

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。



- ※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 原子炉炉圧力指示「O. 34MPa[gage]」以下により、原子炉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
 - ・指示計のパラッキが大きく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レーション・チェンバ・プール水冷却モードを実施する。

図 2.2.3 高圧注水・減圧機能喪失時の対応手順の概要

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	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 自動起動確認 	10分												※シュラウド内水位に基づく時間
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													
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													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 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)
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード準備	-	-	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
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)
低圧注水モードから原子炉停止時冷却モード切替	-	-	(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
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

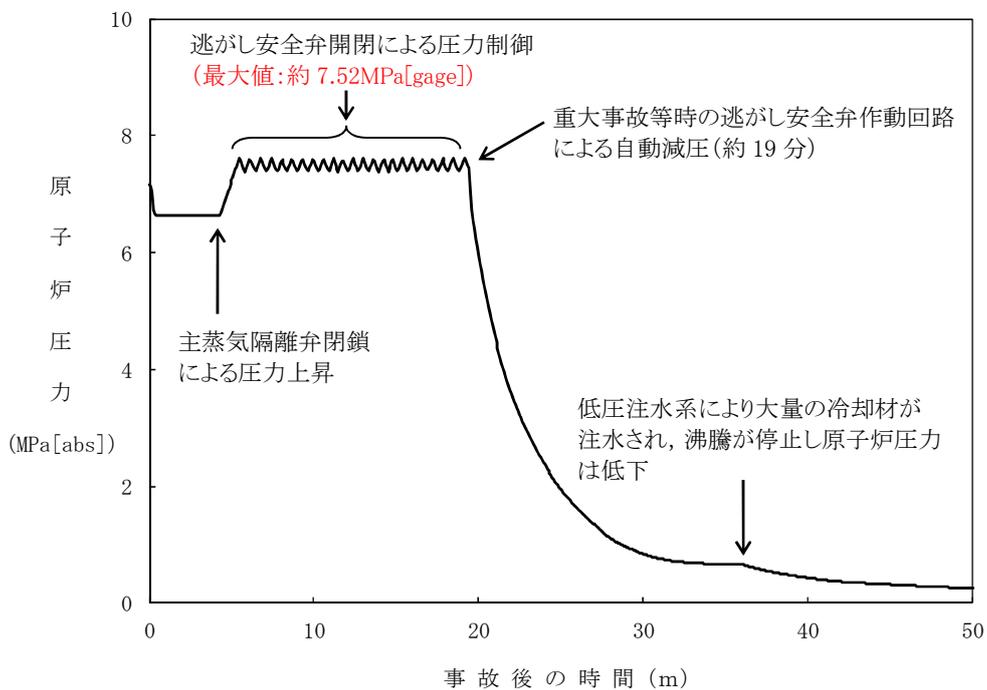


図 2.2.5 原子炉圧力の推移

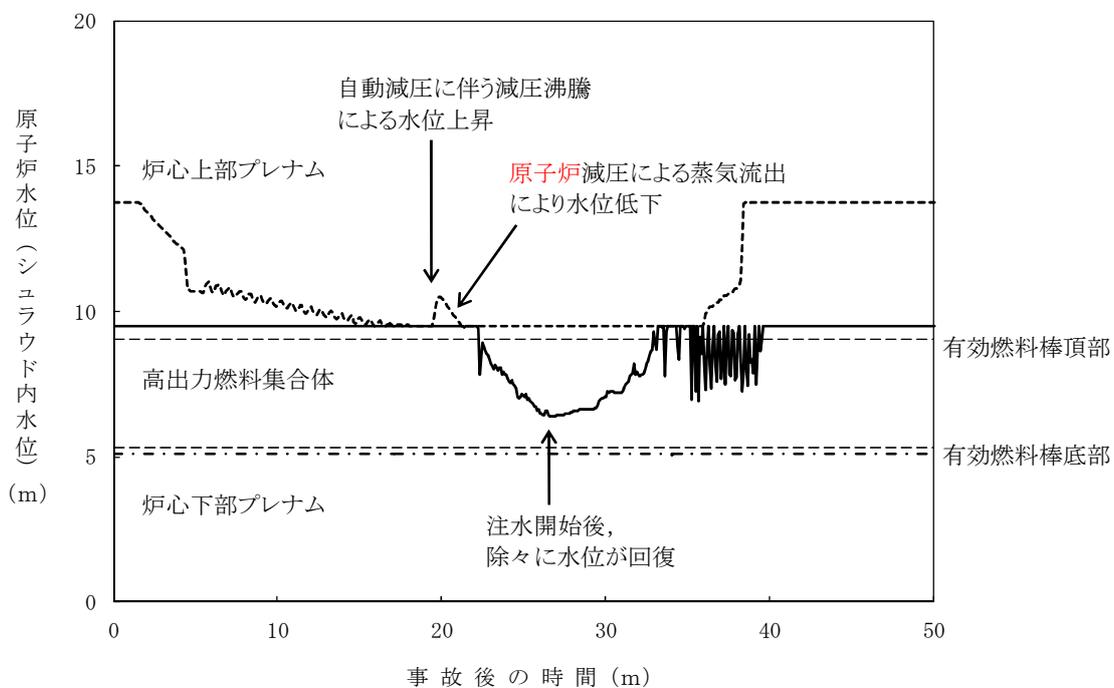


図 2.2.6 原子炉水位の推移

コメント
No.審査-6,9,22
に対する
ご回答

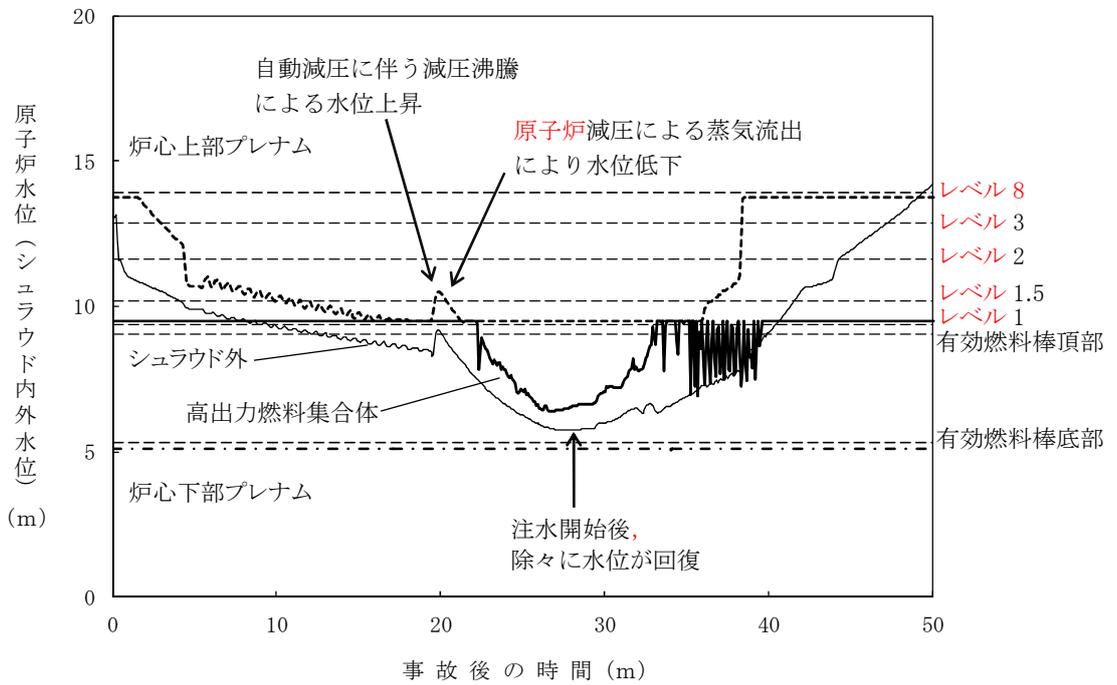


図 2.2.7 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

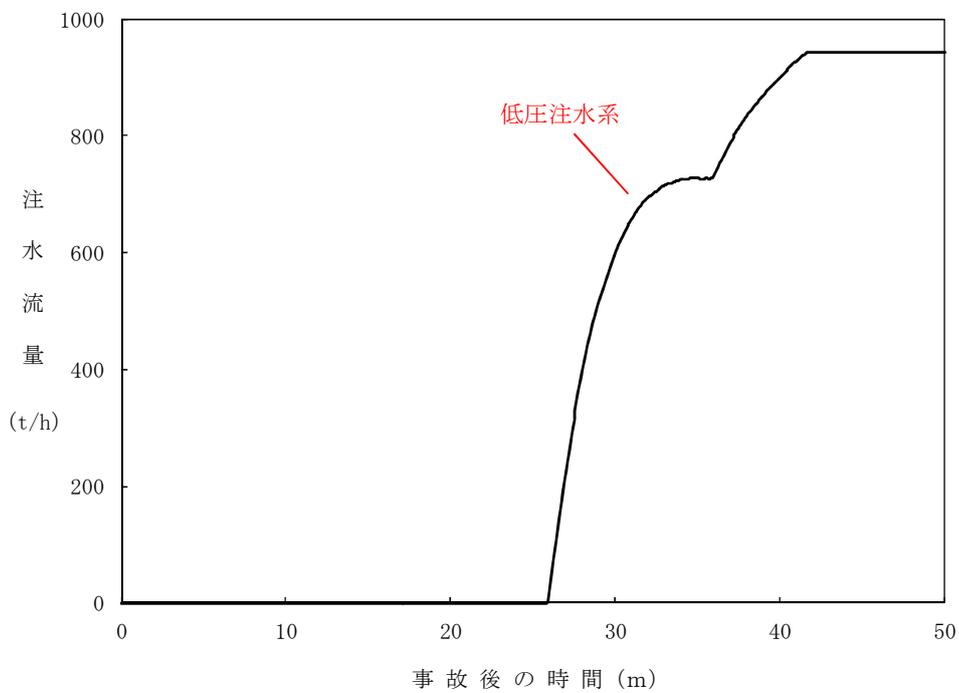


図 2.2.8 注水流量の推移

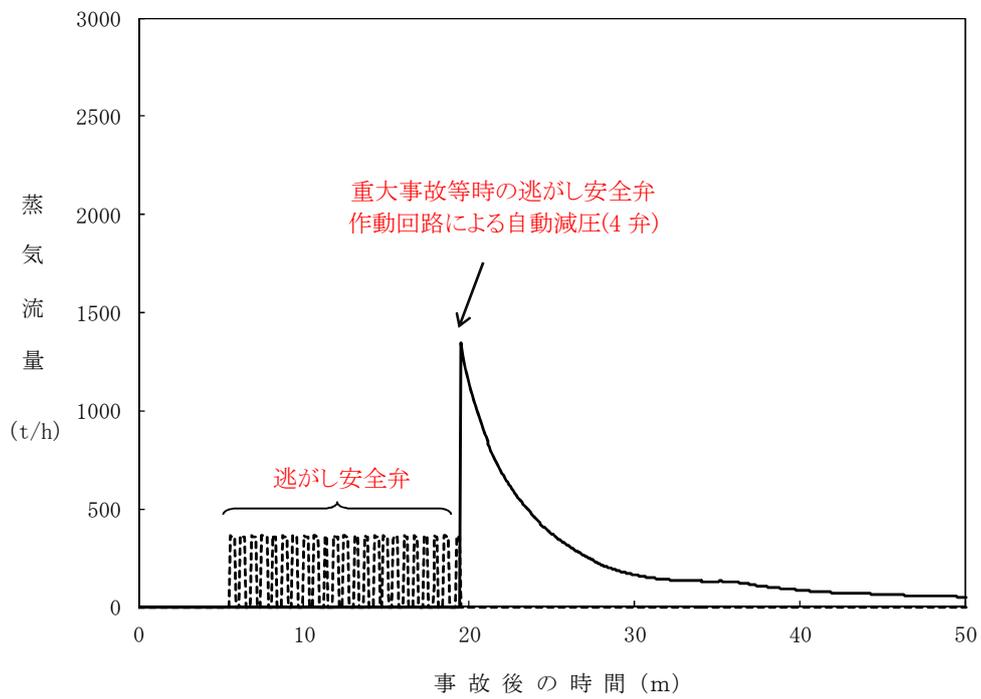


図 2.2.9 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

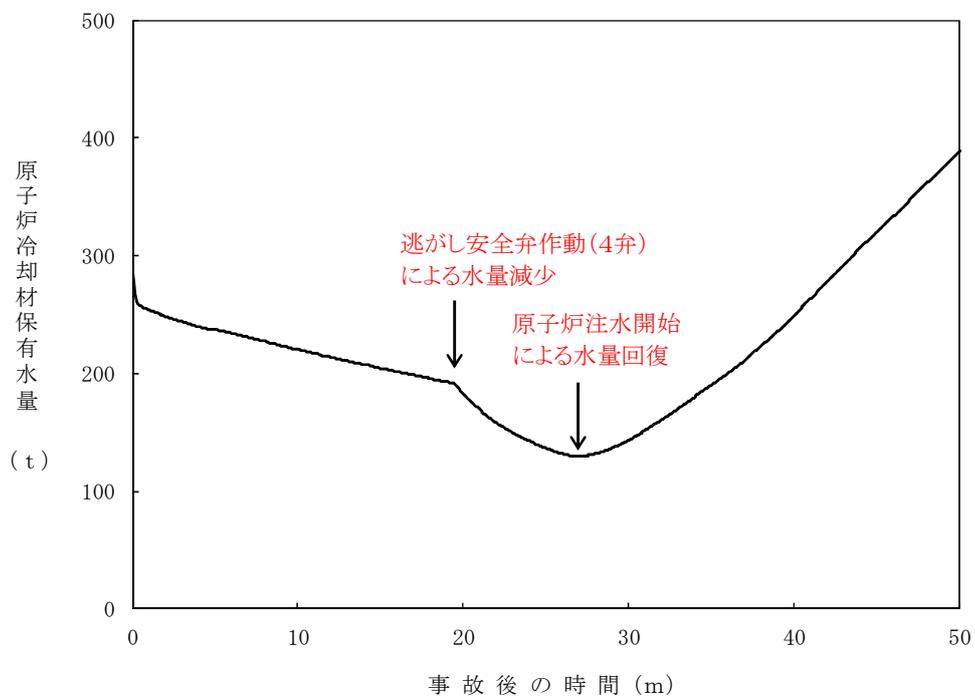


図 2.2.10 原子炉内保有水量の推移

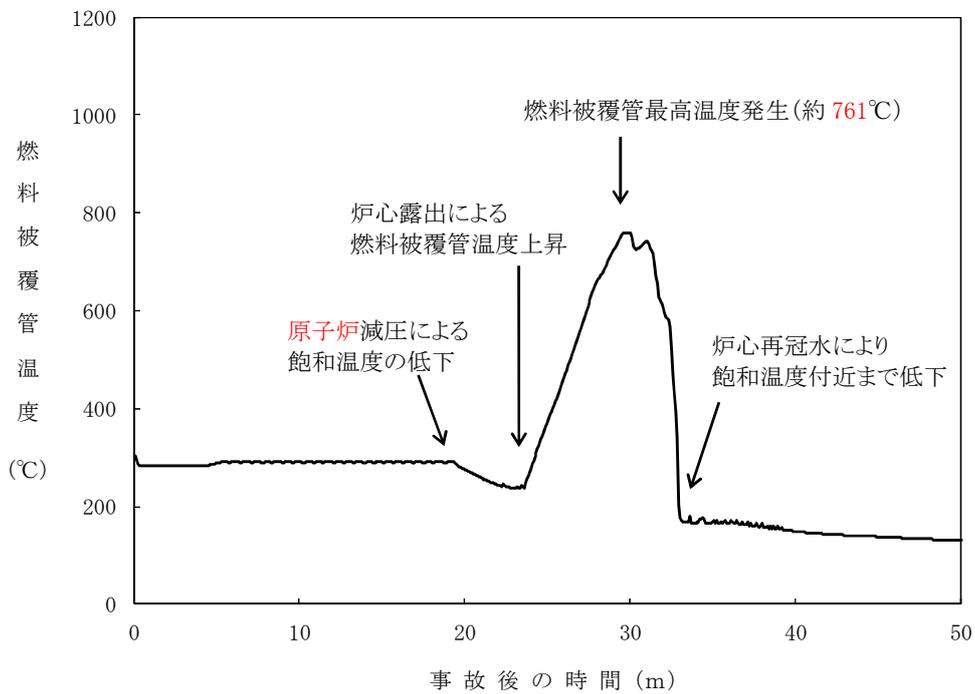


図 2.2.11 燃料被覆管温度の推移

コメント
No.審査-6
に対する
ご回答

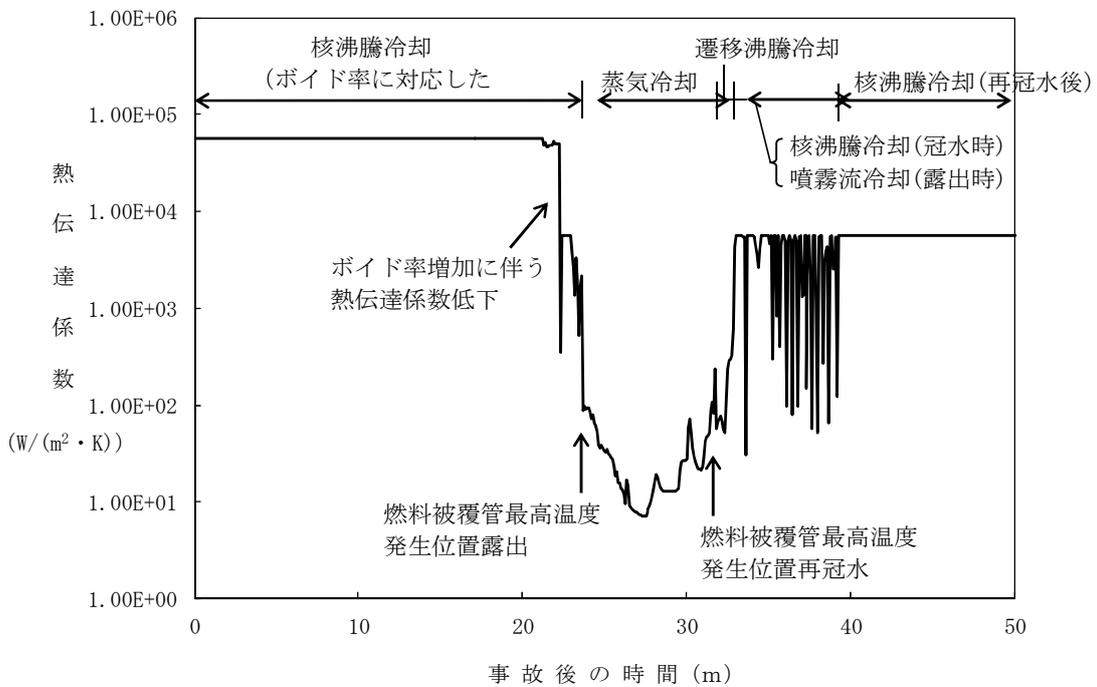


図 2.2.12 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

コメント
No.審査-6,9
に対するご
回答

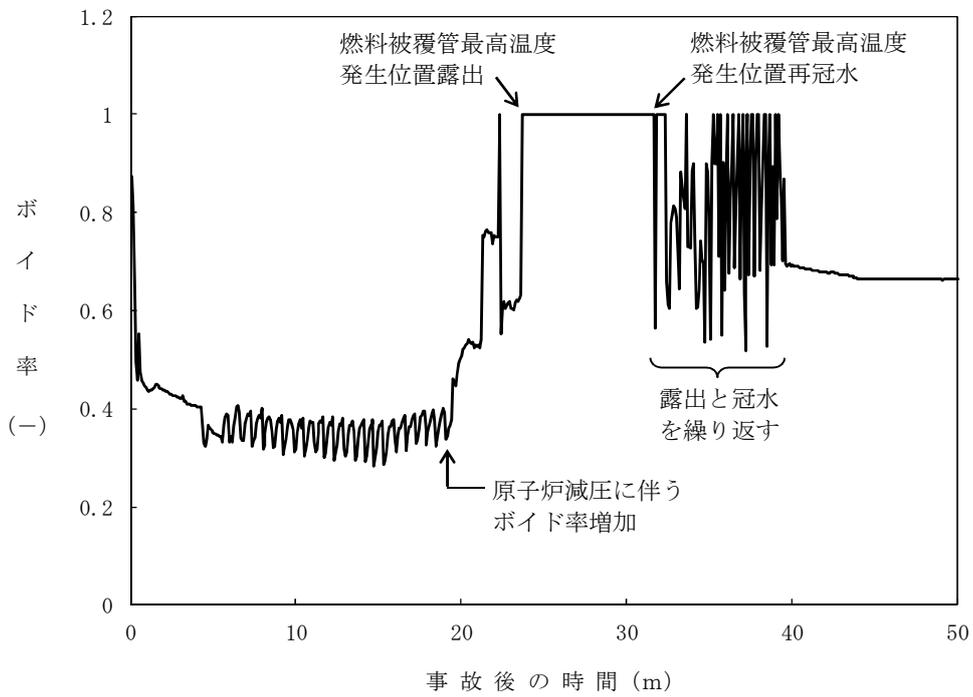


図 2.2.13 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

コメント
No.審査-6,9
に対するご
回答

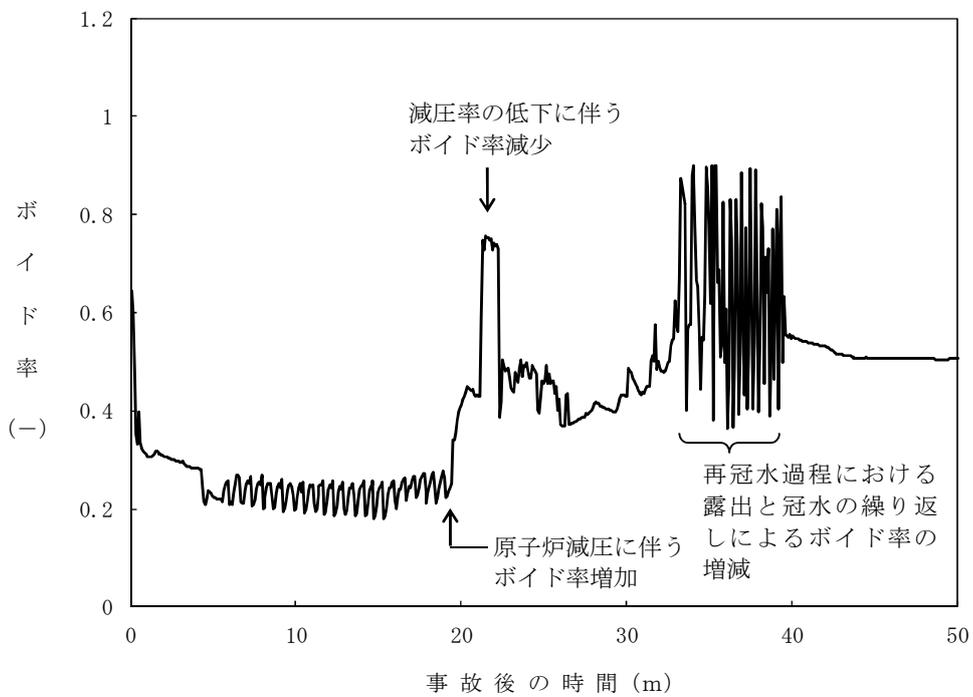


図 2.2.14 高出力燃料集合体のボイド率の推移

コメント
No.審査-6,9
に対するご
回答

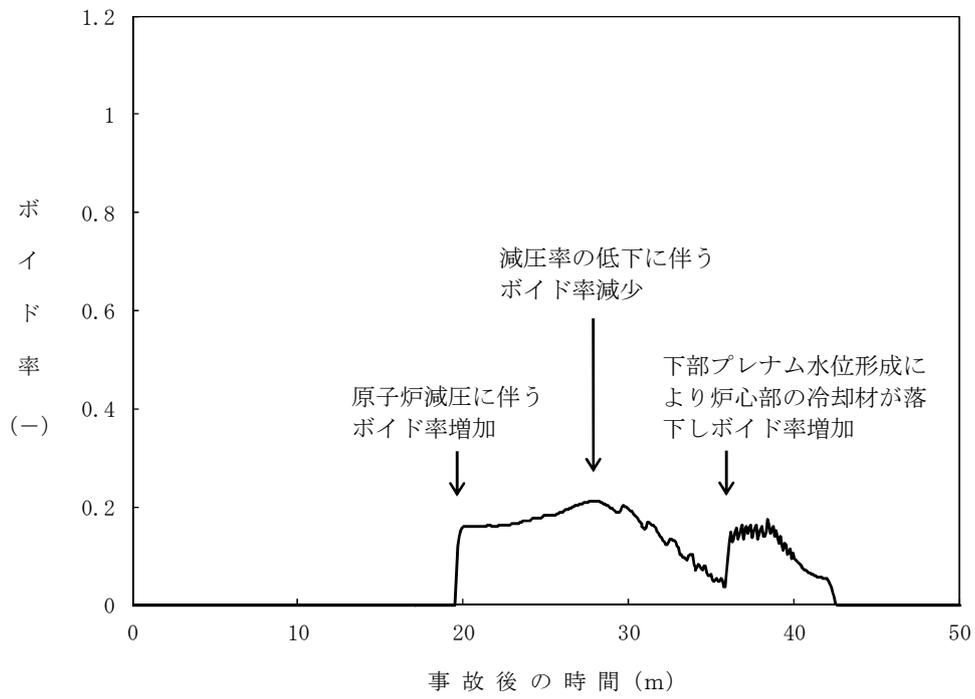


図 2.2.15 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

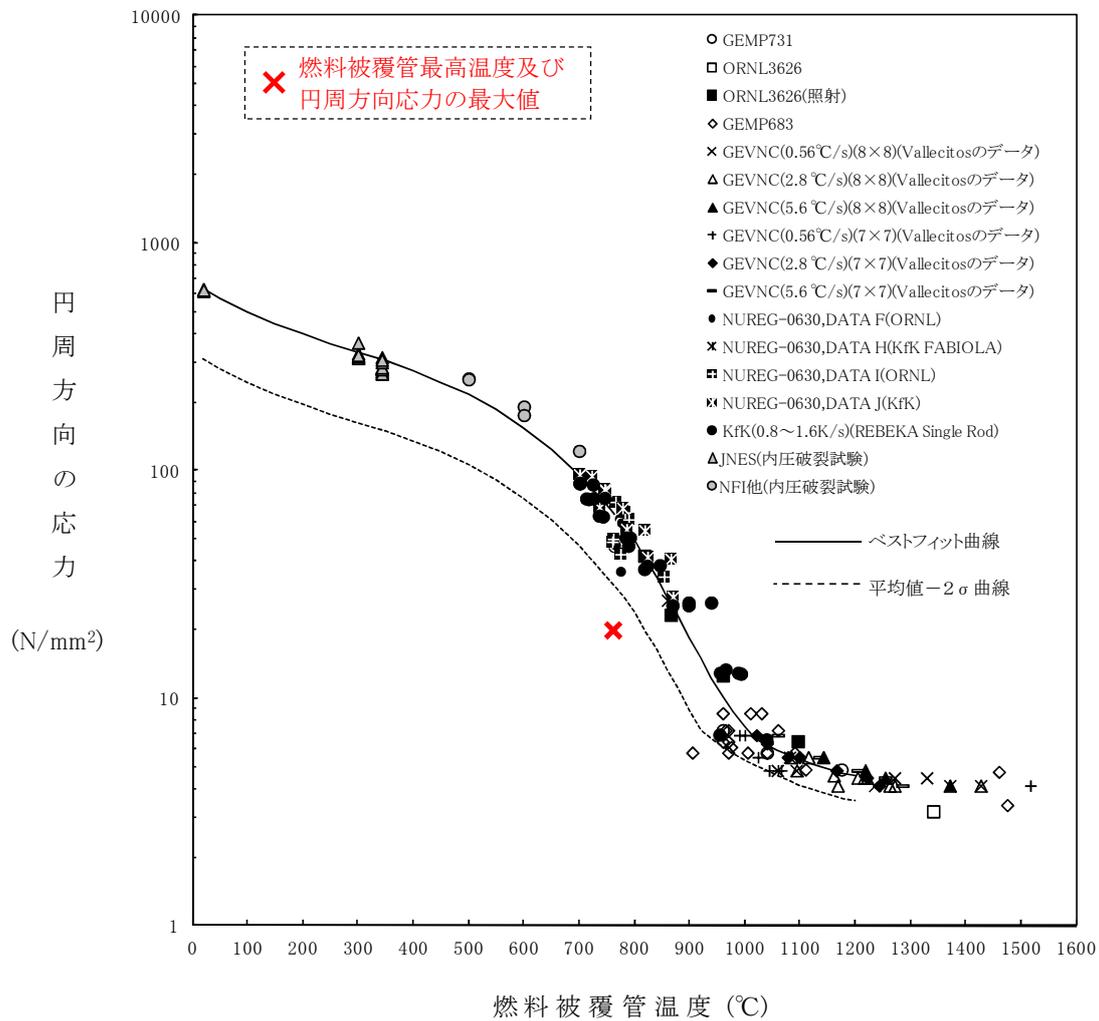


図 2. 2. 16 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

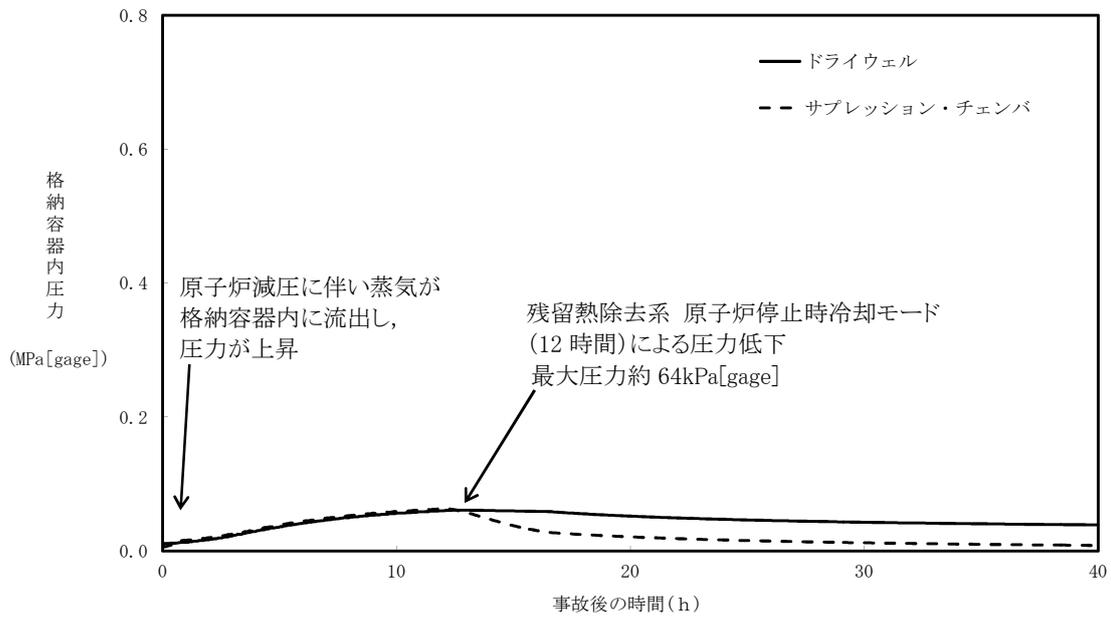


図 2.2.17 格納容器圧力の推移

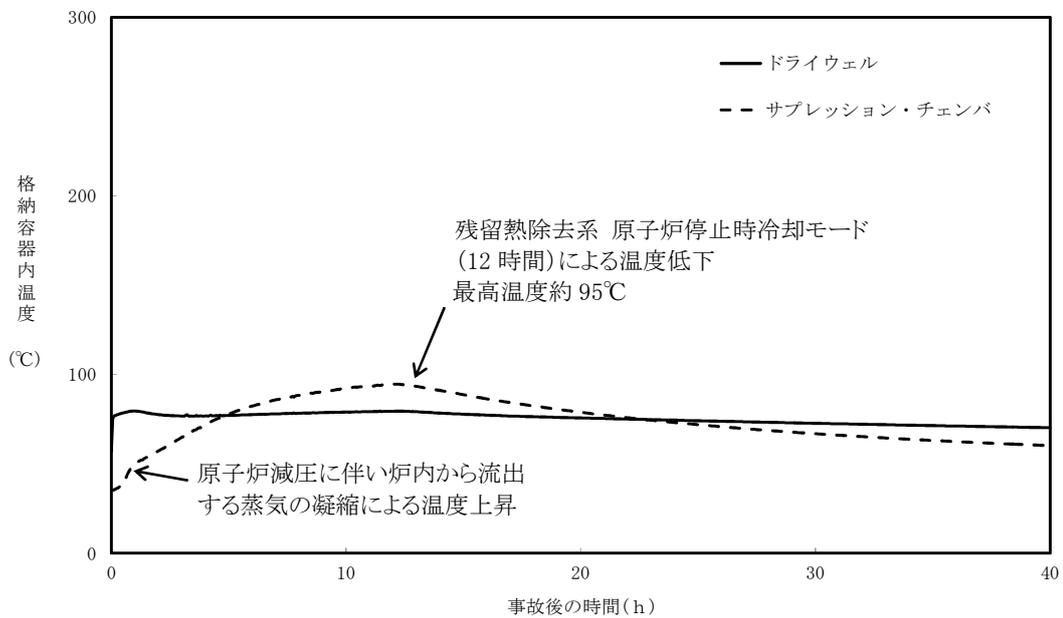


図 2.2.18 格納容器気相部の温度の推移

コメント
No. 審査-9,59
に対する
ご回答

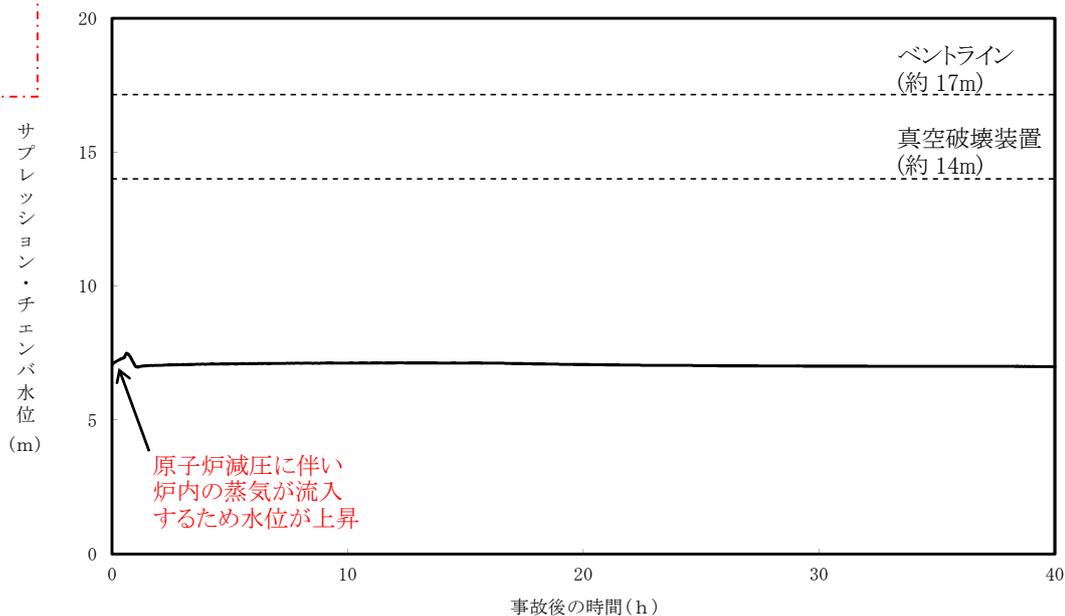


図 2.2.19 サプレッション・チェンバ水位の推移

コメント
No. 審査-9
に対する
ご回答

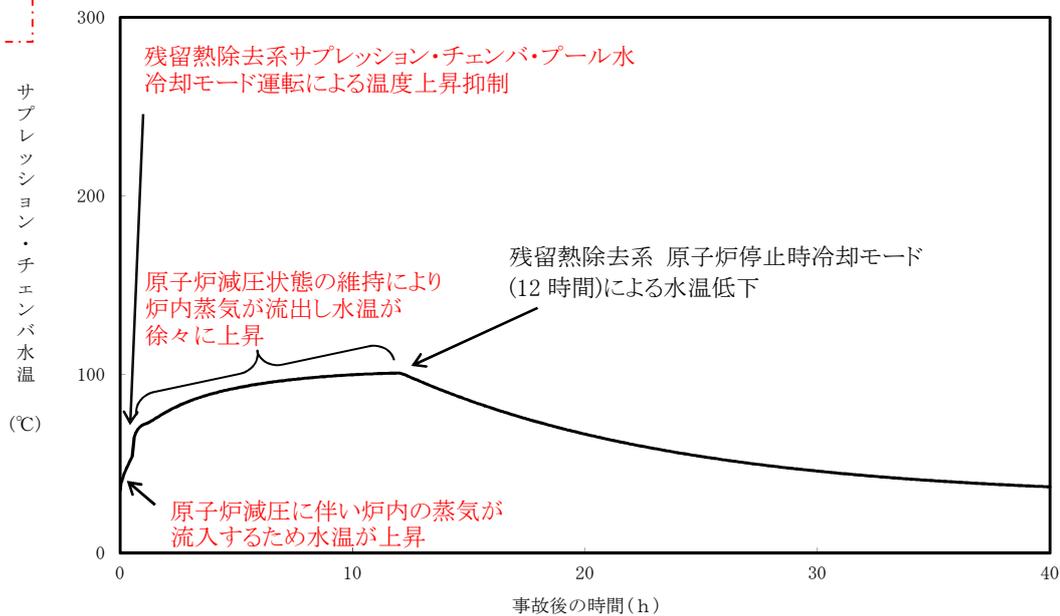


図 2.2.20 サプレッション・チェンバ水温の推移

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動作回路により、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動作回路【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)

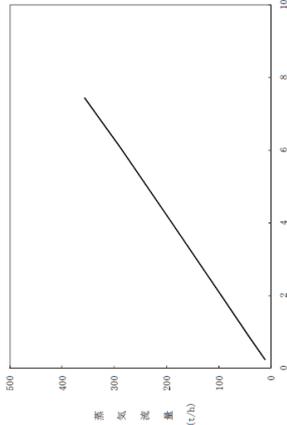
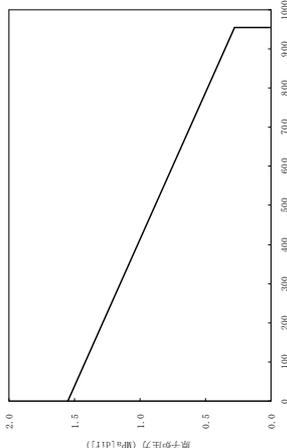
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (応答時間:0.05秒) 作動時間:原子炉水位低(レベル1)到達から10分後 作動数:4個 7.51 MPa[gage]×1個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個, 380 t/h/個	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定 重大事故等時の逃がし安全弁作動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> 
逃がし安全弁 (重大事故等時の逃がし安全弁作動回路) 重大事故等対策に関連する機器条件	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 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・チェンパ・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
	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、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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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十分な時間余裕がある
	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	<p>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, 十分な時間余裕がある</p>	—	—	—
	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	<p>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, 十分な時間余裕がある</p>	—	—	—

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号機運転中。1～5号機停止中。
 事象：高圧注水・減圧機能喪失は6, 7号機を想定。
 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 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 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。 ※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。 ※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。 ※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。 ※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。 ※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 免震棟ガスタワーピン発電機 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 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

コメント No.
審査-45 に
対するご回答

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。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)で原子炉注水停止、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉注水再開することにより維持される。

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)まで上昇させた後に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) 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。

(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当たっては、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。

コメント No.
審査-51 対
するご回答

※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。

(1Ci = 3.7×10^{10} 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) 原子炉压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) は 1.2×10⁻⁵(s/m³)、相対線量 (D/Q) は 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 $6.2 \times 10^{-6}(\text{s}/\text{m}^3)$ 、相対線量(D/Q)は $1.2 \times 10^{-19}(\text{Gy}/\text{Bq})$ 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

コメント No. 審査-6 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)*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2.3.2.13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して残り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供給を行えるものとする。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

コメント No. 審査-76 に対するご回答
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、真空破壊装置の健全性は維持される。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

コメント
No. 審査
-76 に対する
ご回答

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℃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℃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)

コメント
No. 審査
-93 に対する
ご回答

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 $9.9 \times 10^{-3} \text{mSv}$ 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 $4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}$ 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、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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)」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2.3.2.5参照
 - (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」、「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及ぼす影響を評価し、評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

- (a) 要員の配置による他の操作に与える影響
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、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、「2.3.2.1 (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。

コメント
No. 審査
109 に対
するご回
答

コメント No. 審査-109 に対するご回答 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時間以内で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に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。

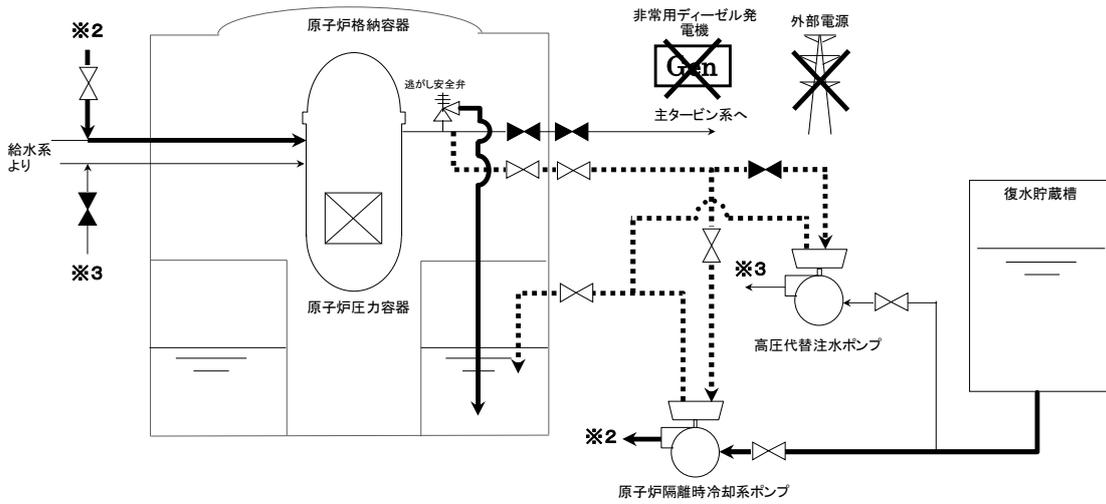
事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」の重要事故シーケンス「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」について有効性評価を行った。

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。

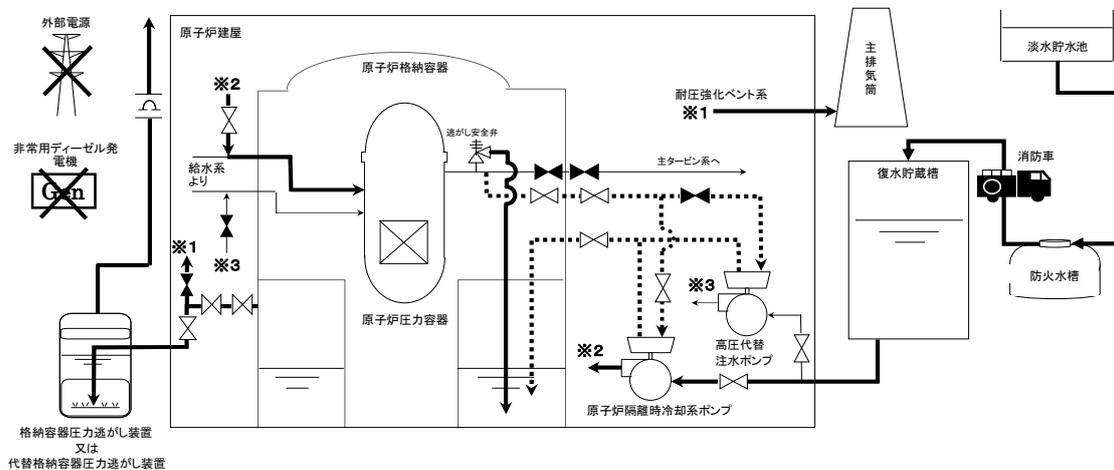
重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

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)

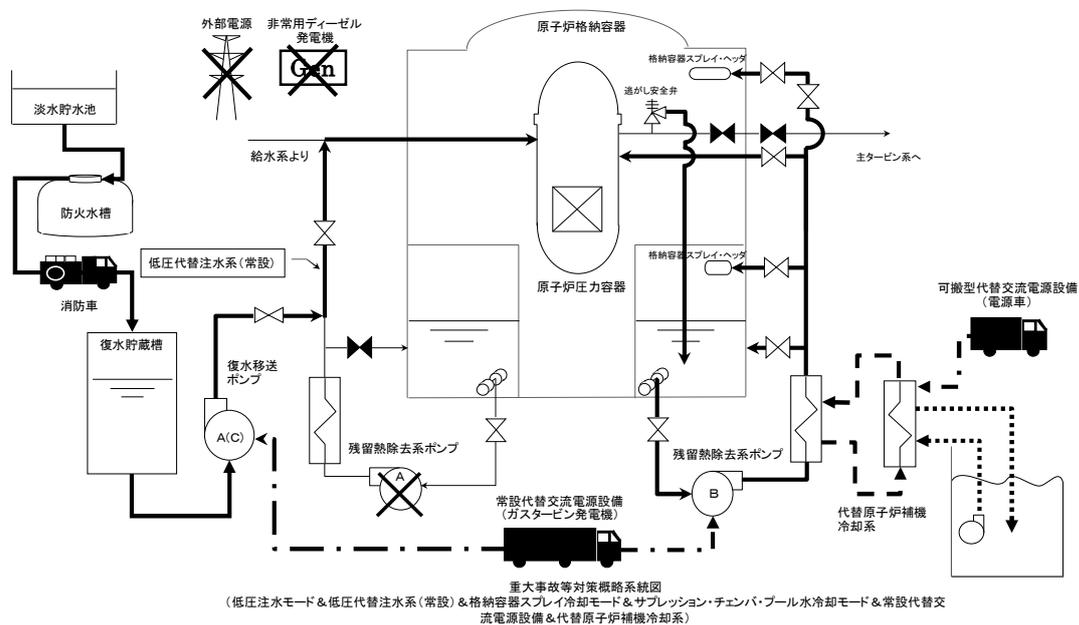


図 2.3.2.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)時の
 重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)

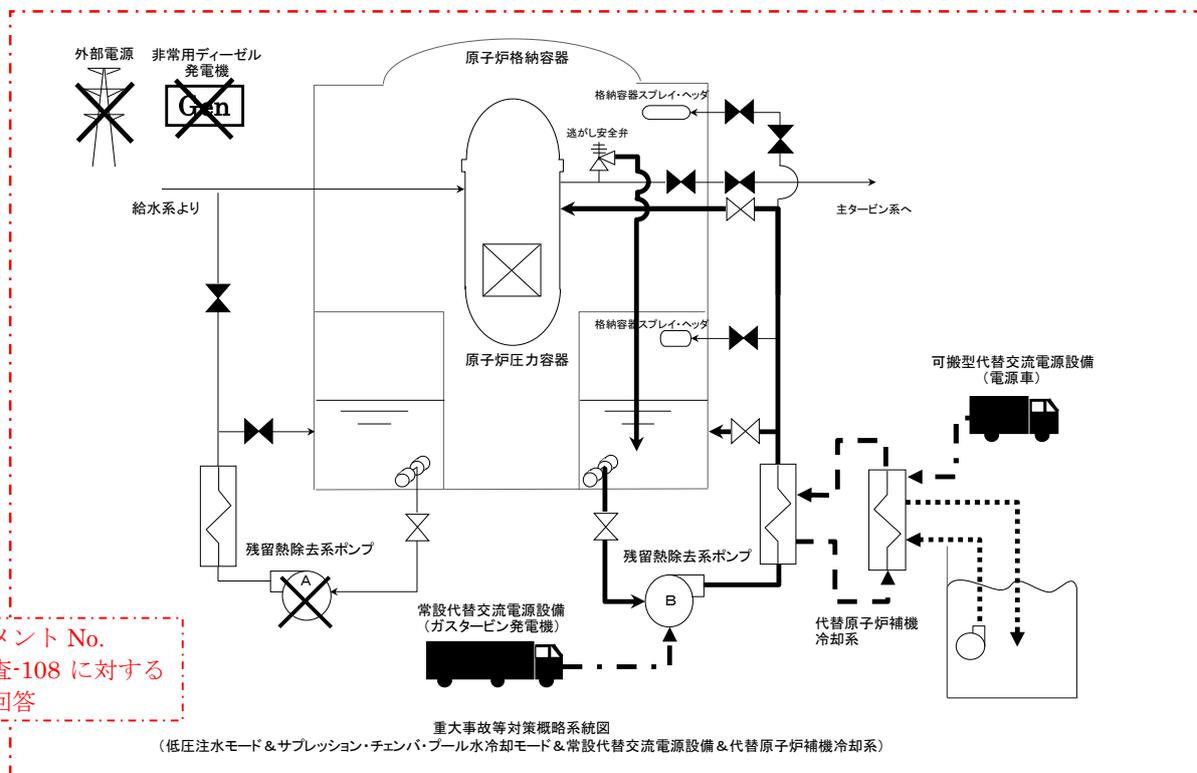


図 2.3.2.4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)時の
 重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)

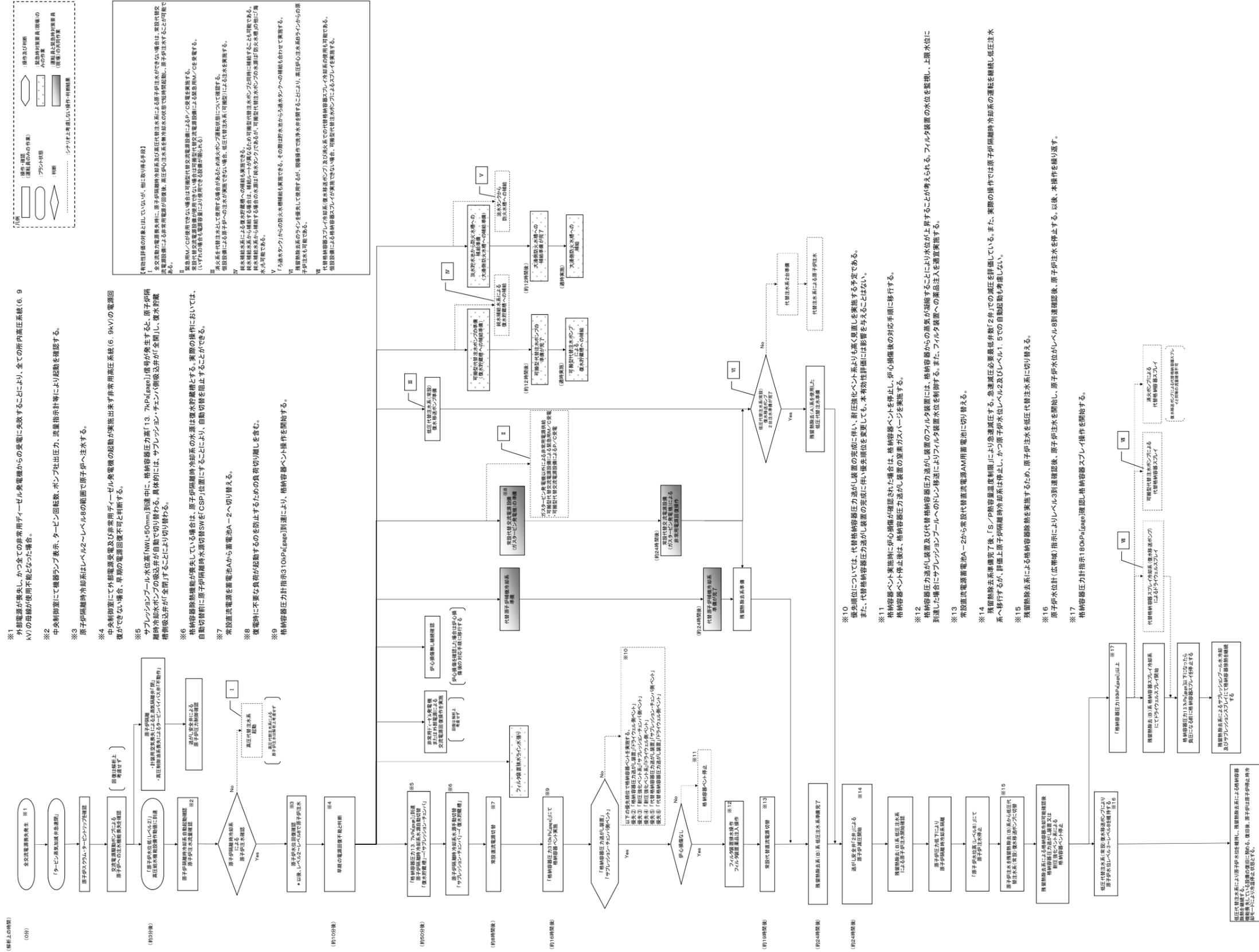


図 2.3.2.5 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)時の対応手順の概要

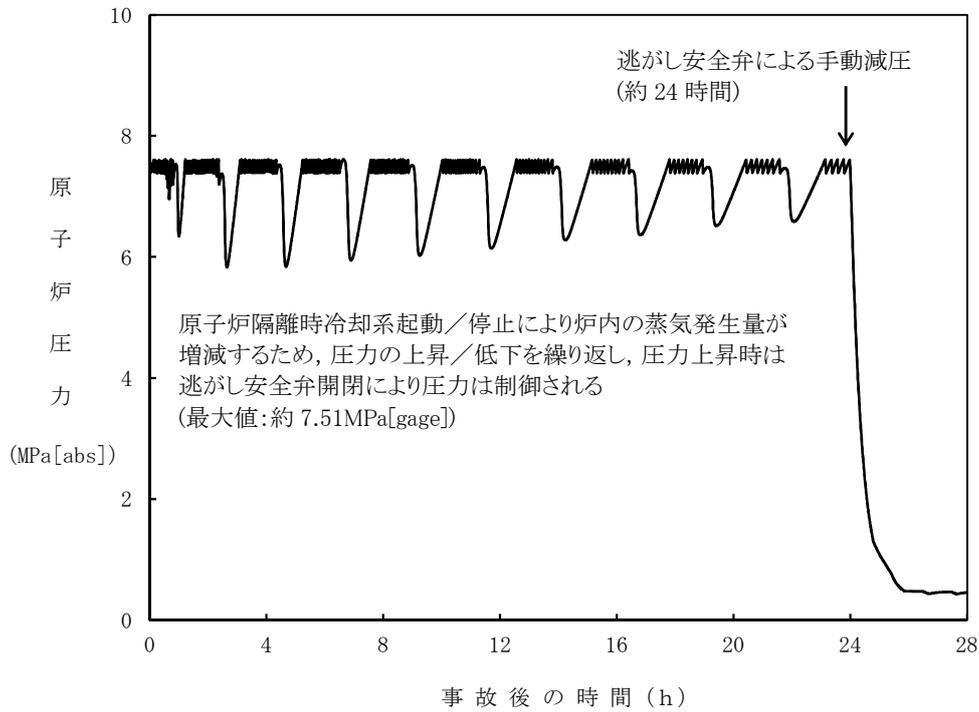


図 2.3.2.7 原子炉圧力の推移

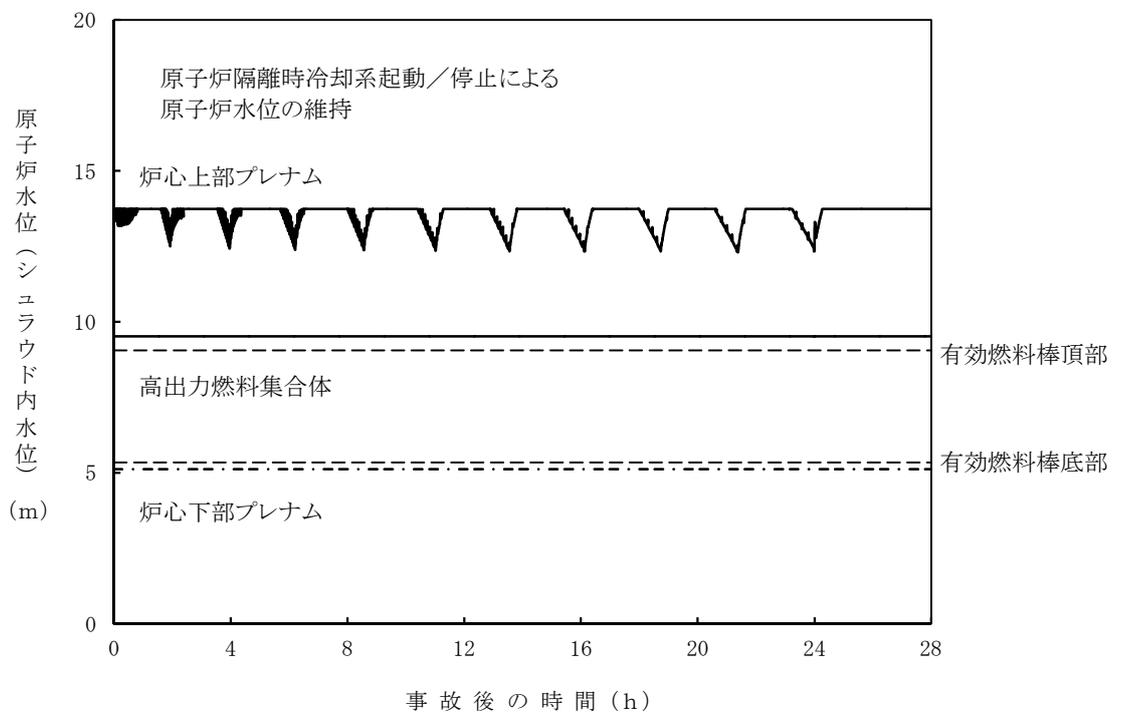


図 2.3.2.8 原子炉水位の推移

コメント No. 審査-6, 9, 22 に対するご回答

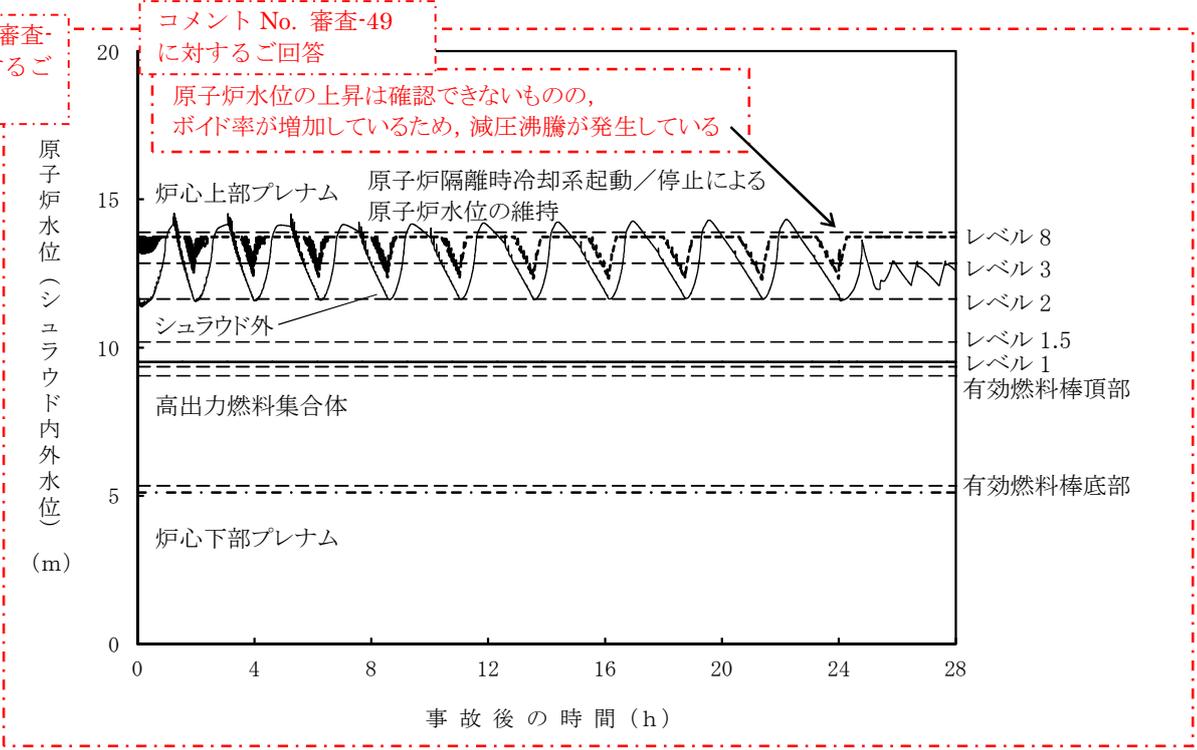


図 2.3.2.9 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

コメント No. 審査-9 に対するご回答

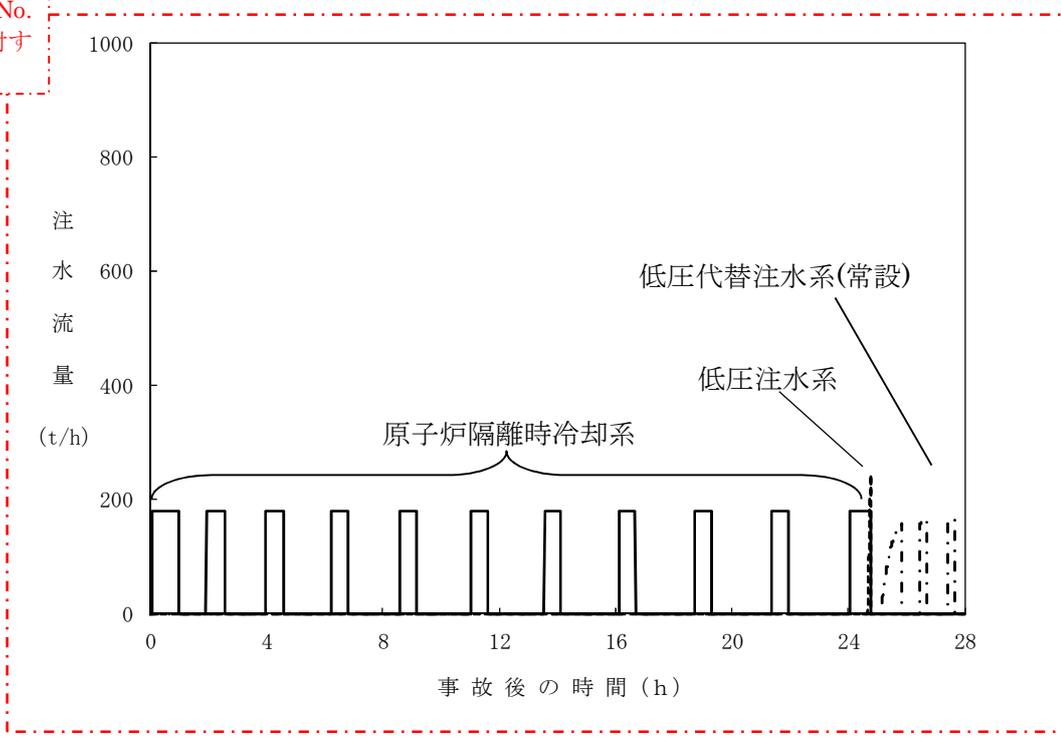


図 2.3.2.10 注水流量の推移

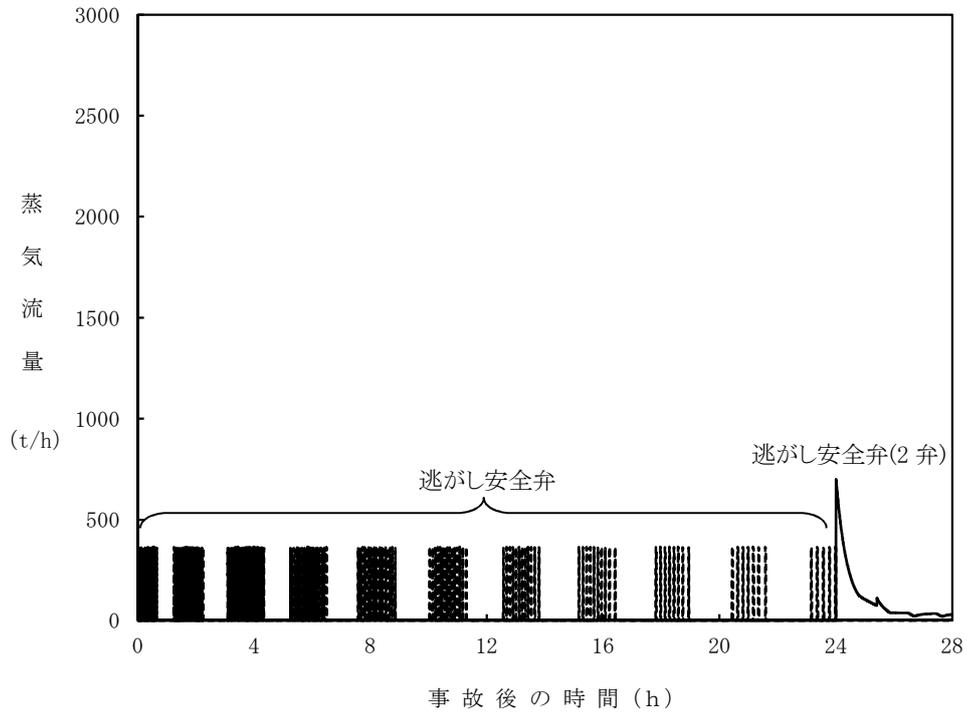


図 2.3.2.11 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

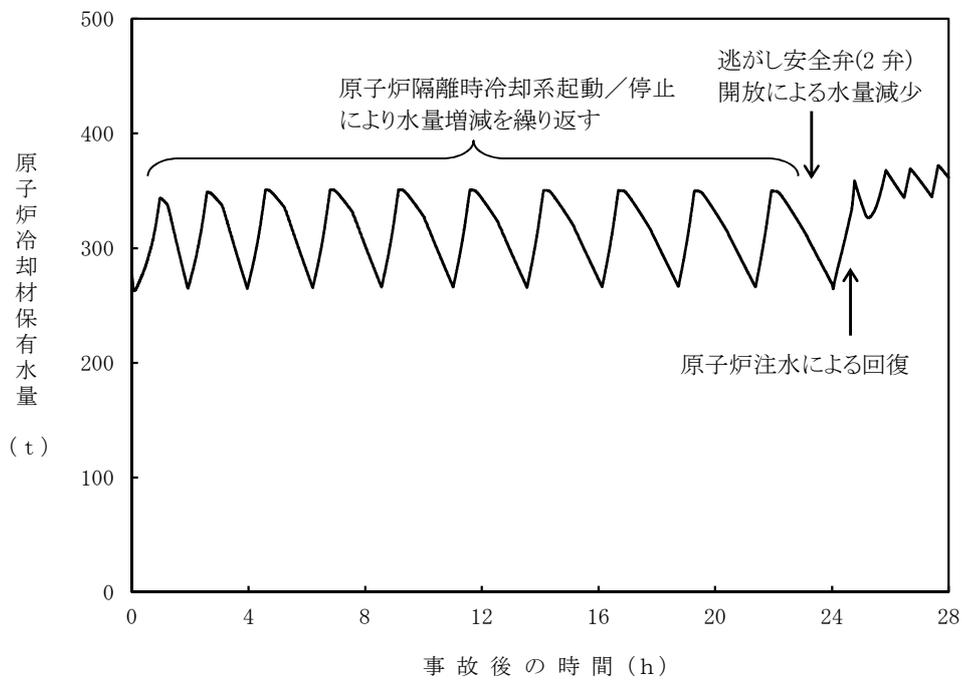


図 2.3.2.12 原子炉内保有水量の推移

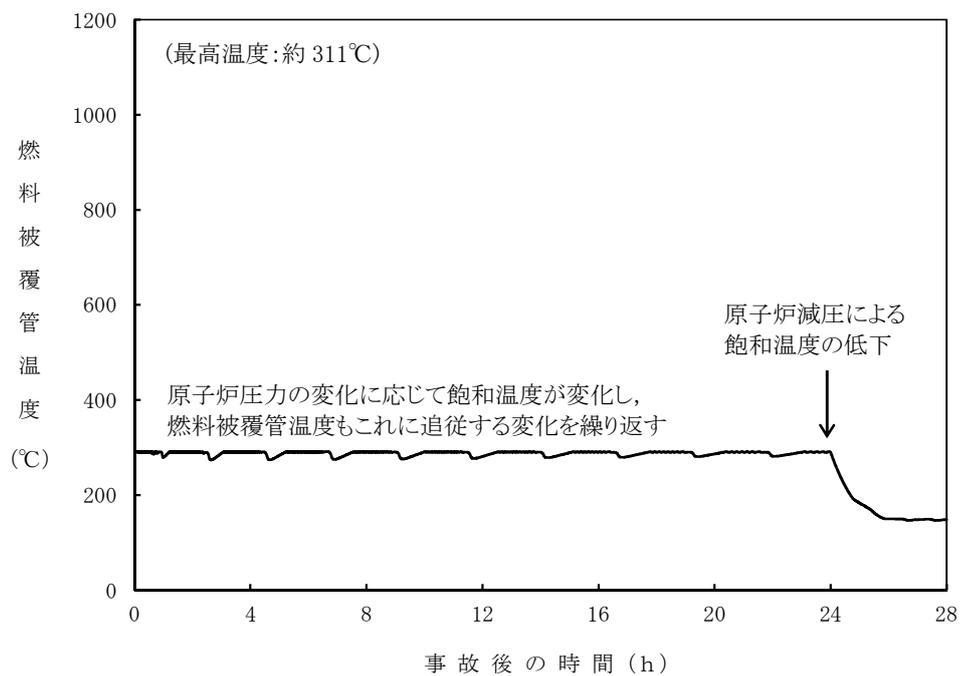


図 2.3.2.13 燃料被覆管温度の推移

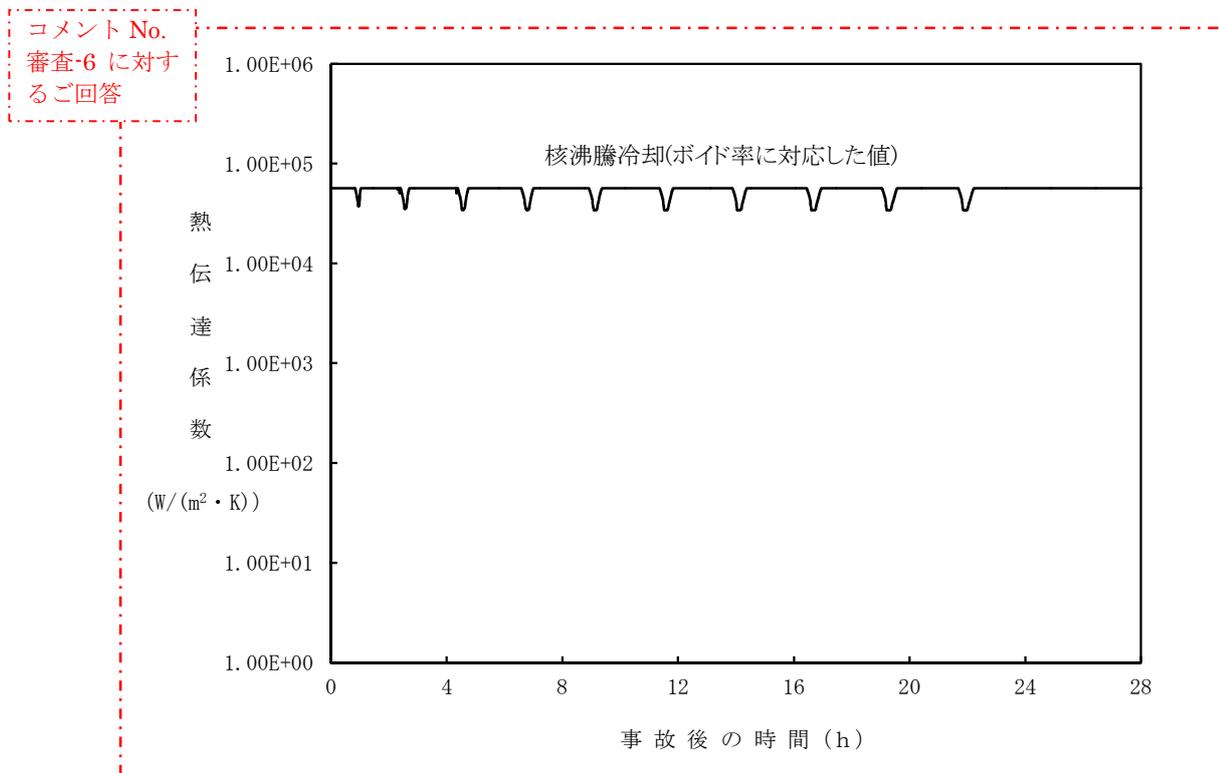


図 2.3.2.14 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

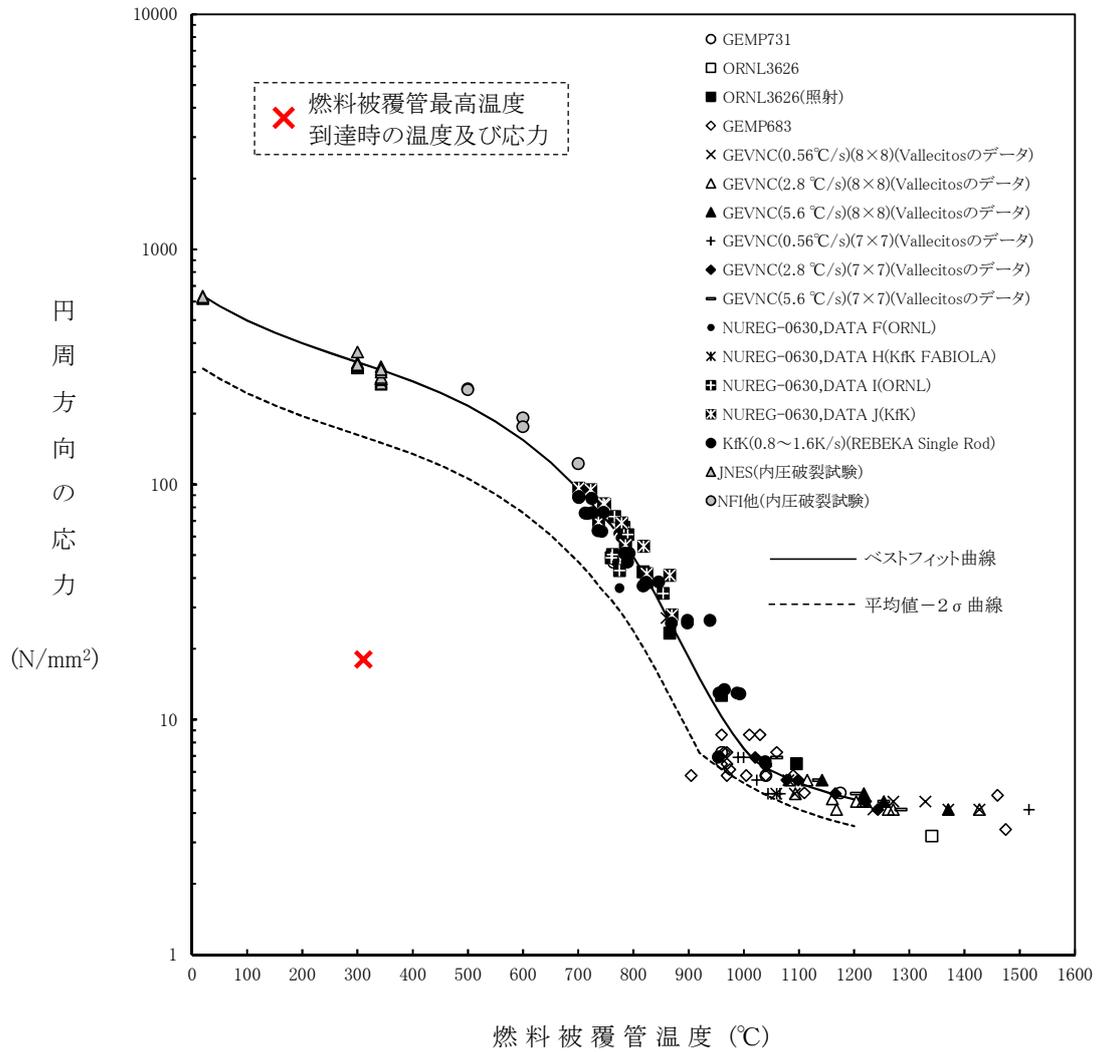


図 2.3.2.15 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

コメントNo.
審査-6 に対
するご回答

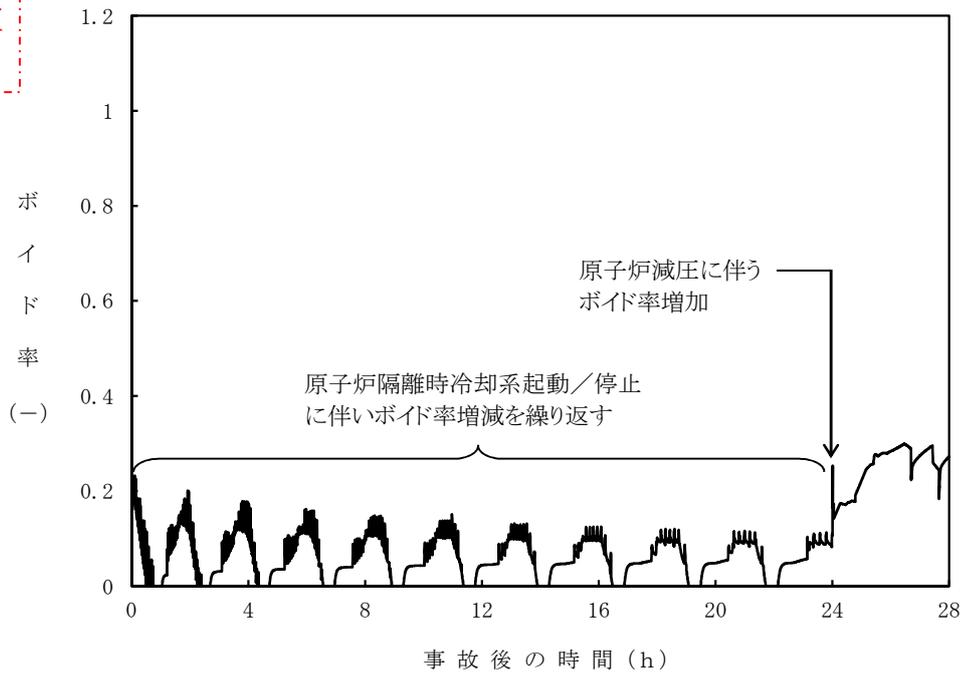


図 2.3.2.16 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

コメントNo.
審査-6 に対
するご回答

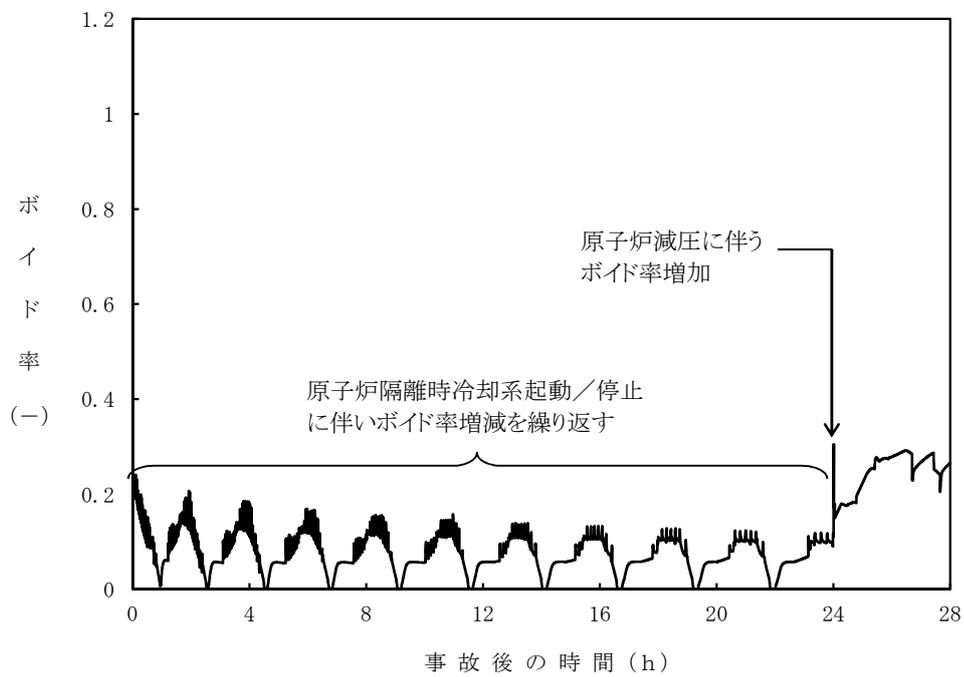


図 2.3.2.17 高出力燃料集合体のボイド率の推移

コメント No.
審査-6 に対する
ご回答

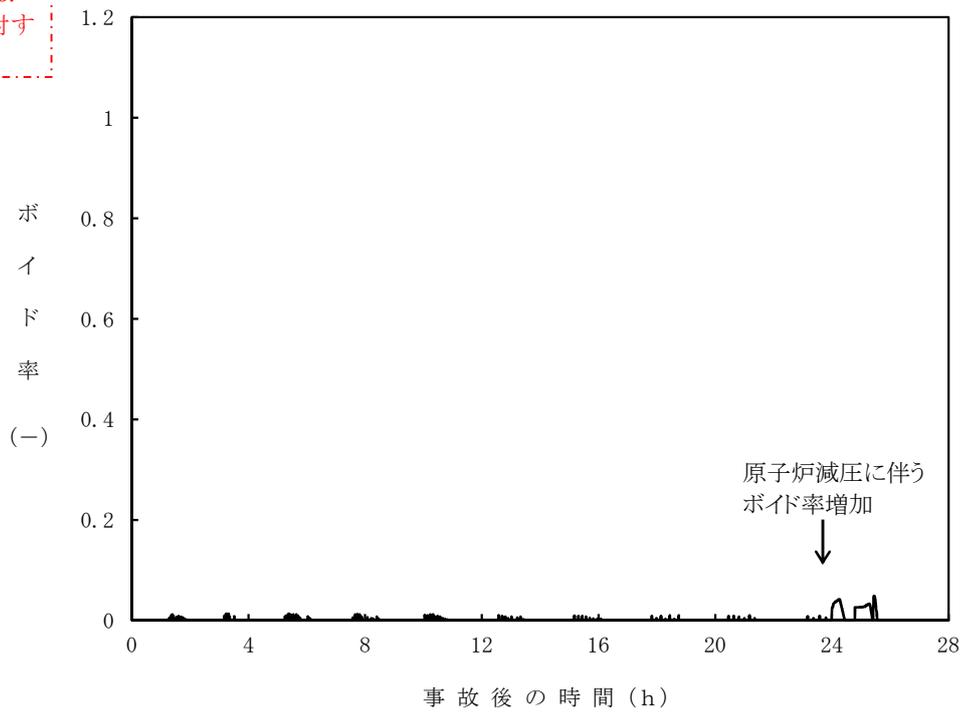


図 2.3.2.18 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

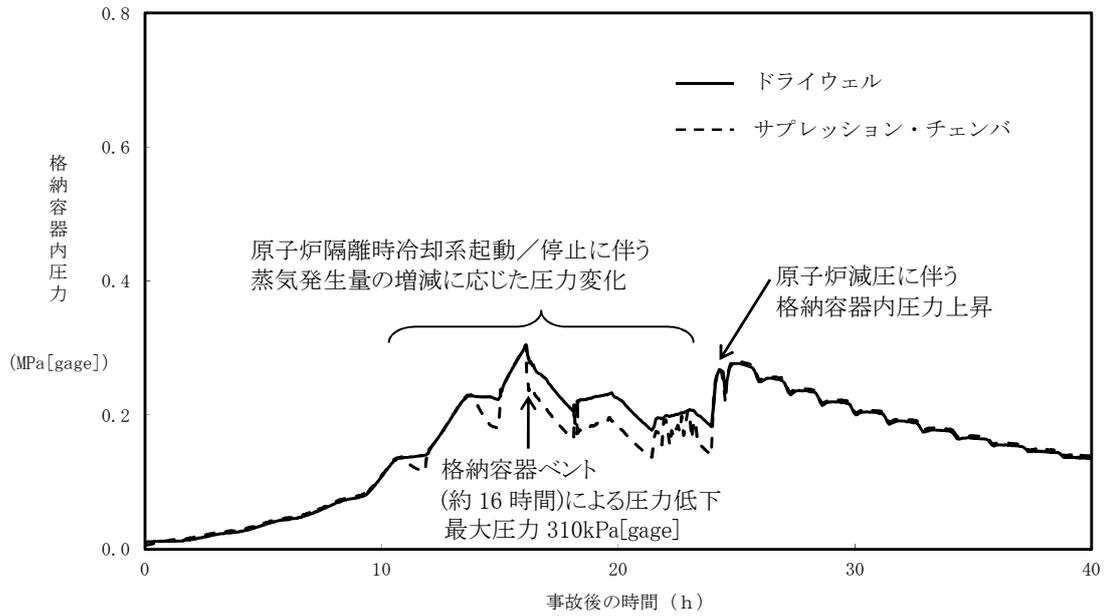


図 2.3.2.19 格納容器圧力の推移

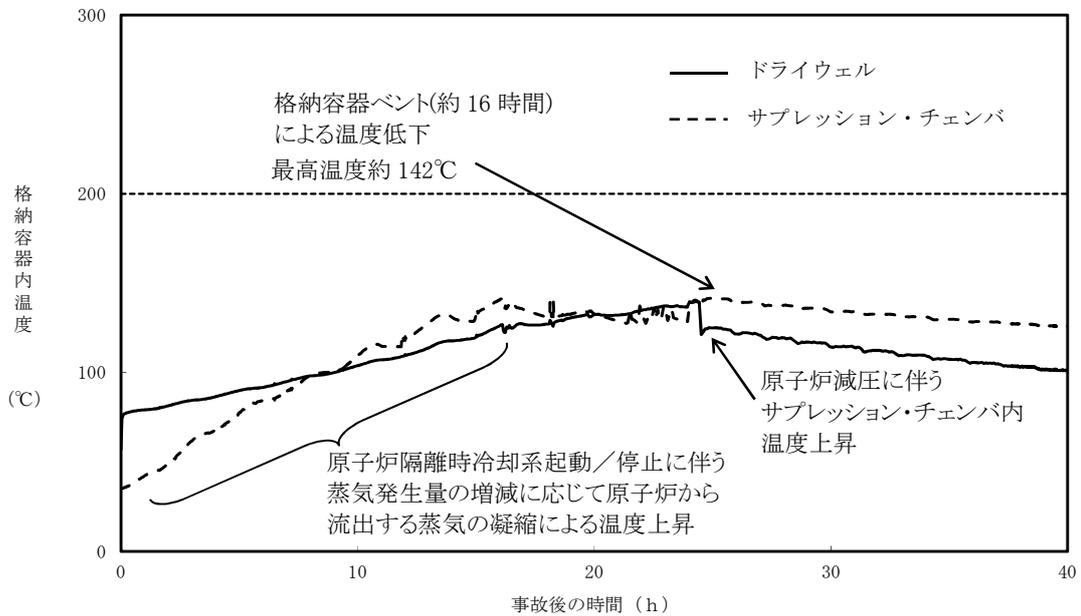


図 2.3.2.20 格納容器気相部の温度の推移

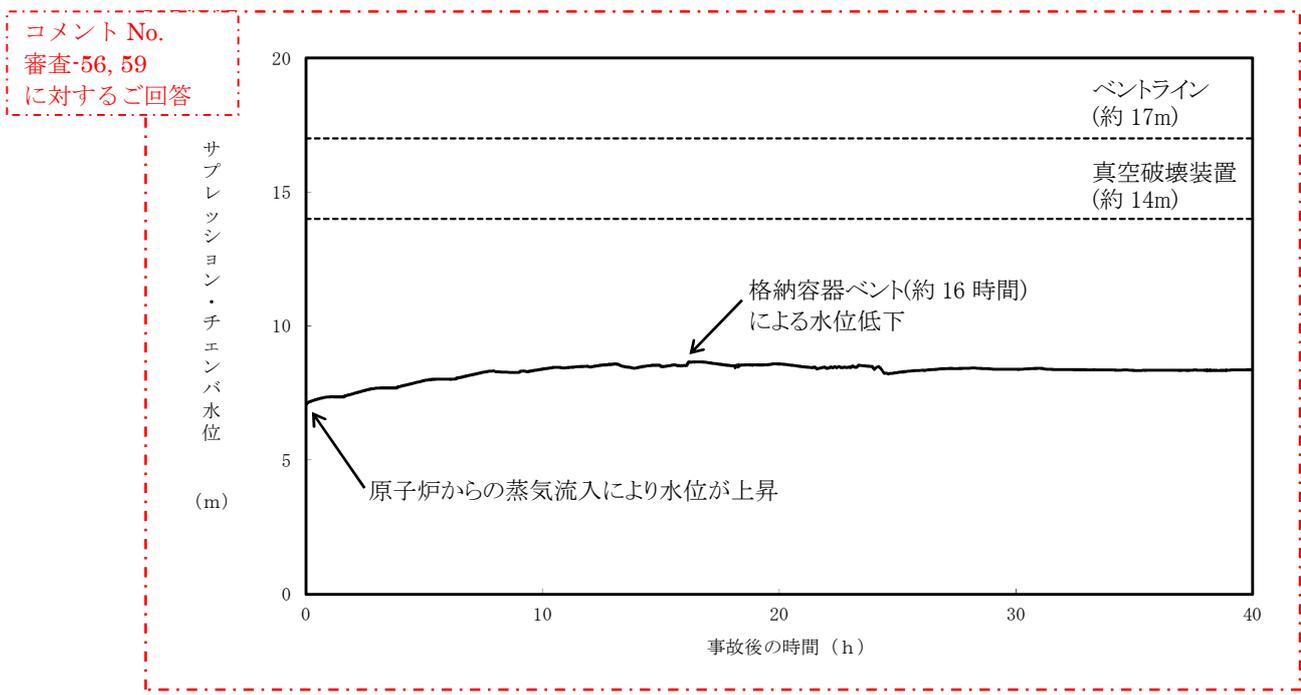


図 2.3.2.21 サプレッション・チェンバ水位の推移

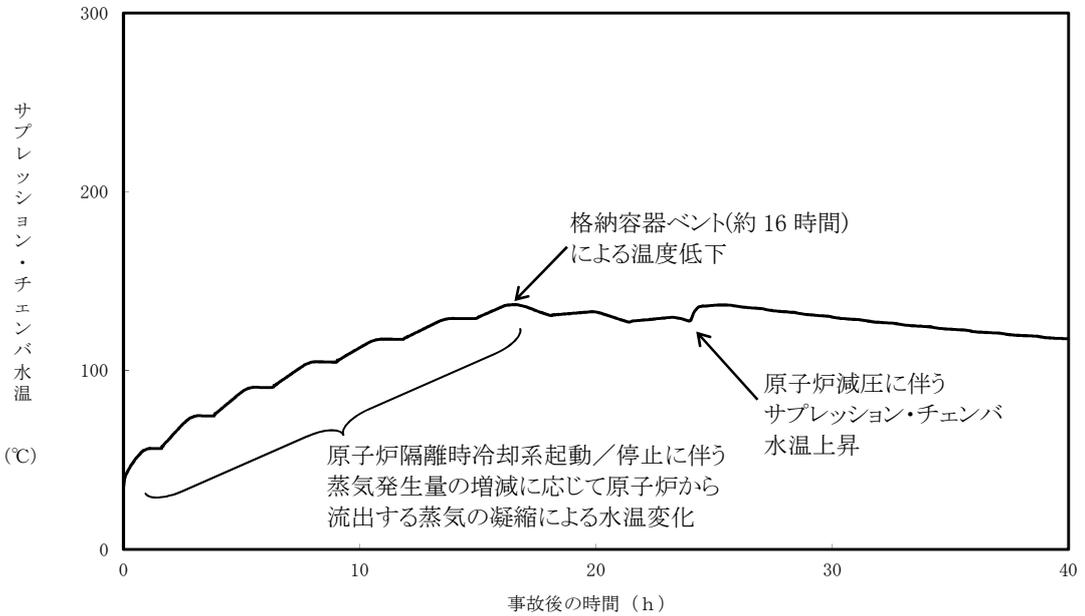


図 2.3.2.22 サプレッション・チェンバ水温の推移

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

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の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[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】
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	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、逃がし安全弁 2 弁による手動減圧を行い、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)

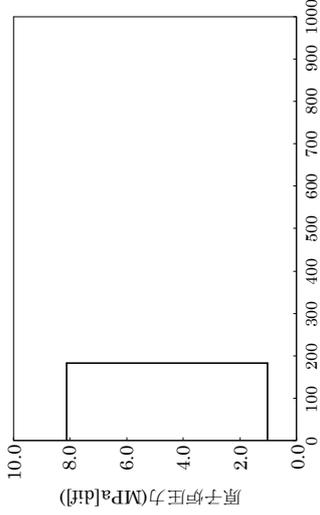
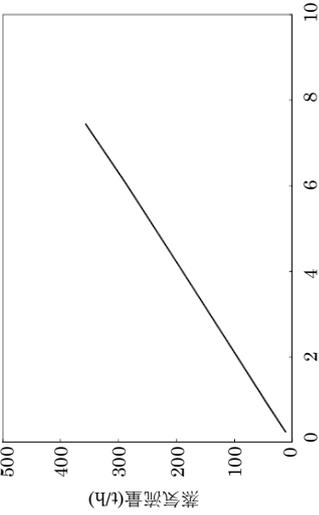
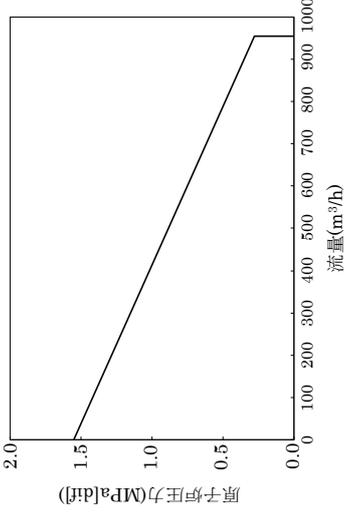
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル 2)にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif])において にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	2 個 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 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 2.3.2.2 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

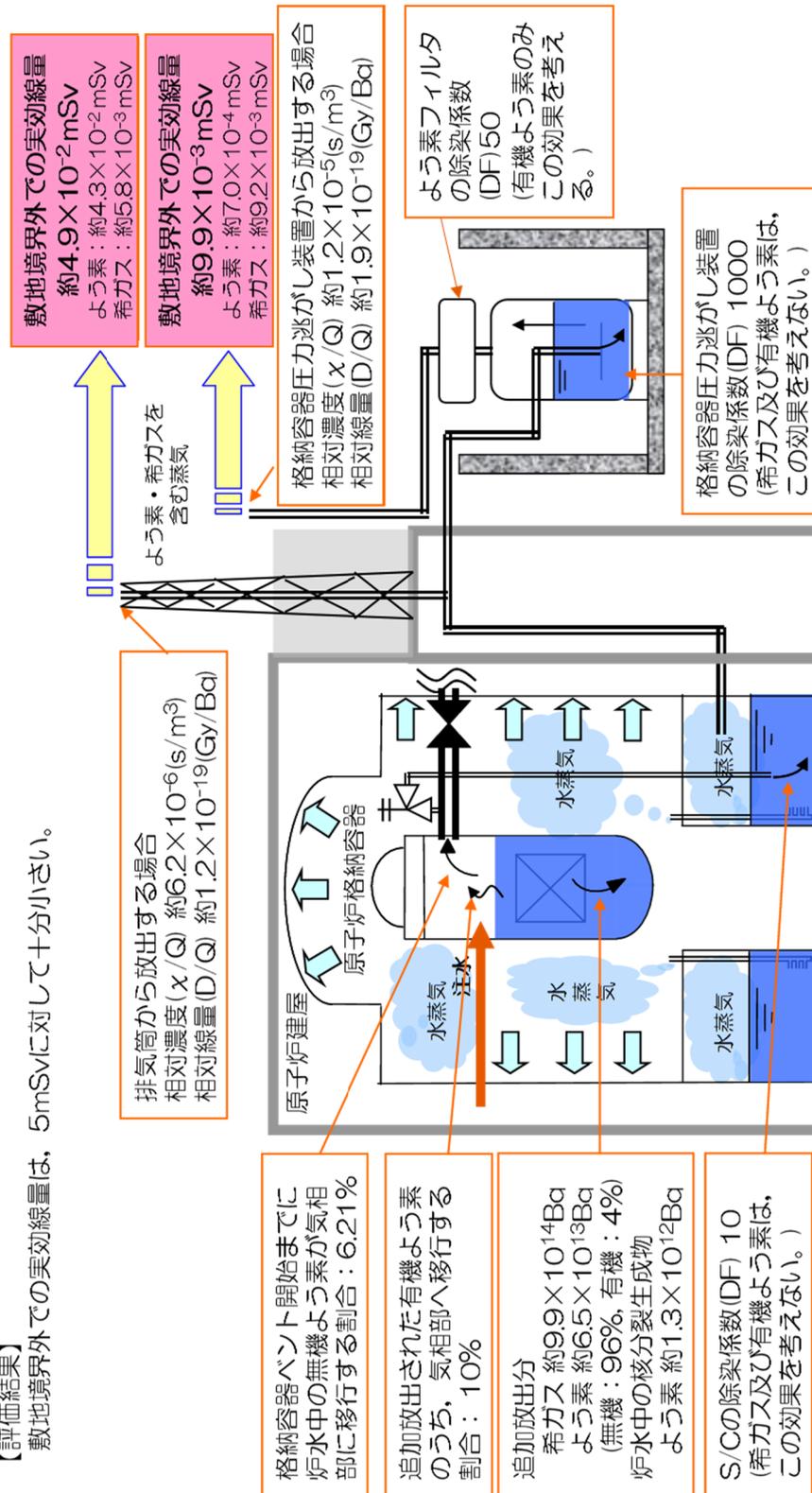
敷地境界外での実効線量評価について

【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。

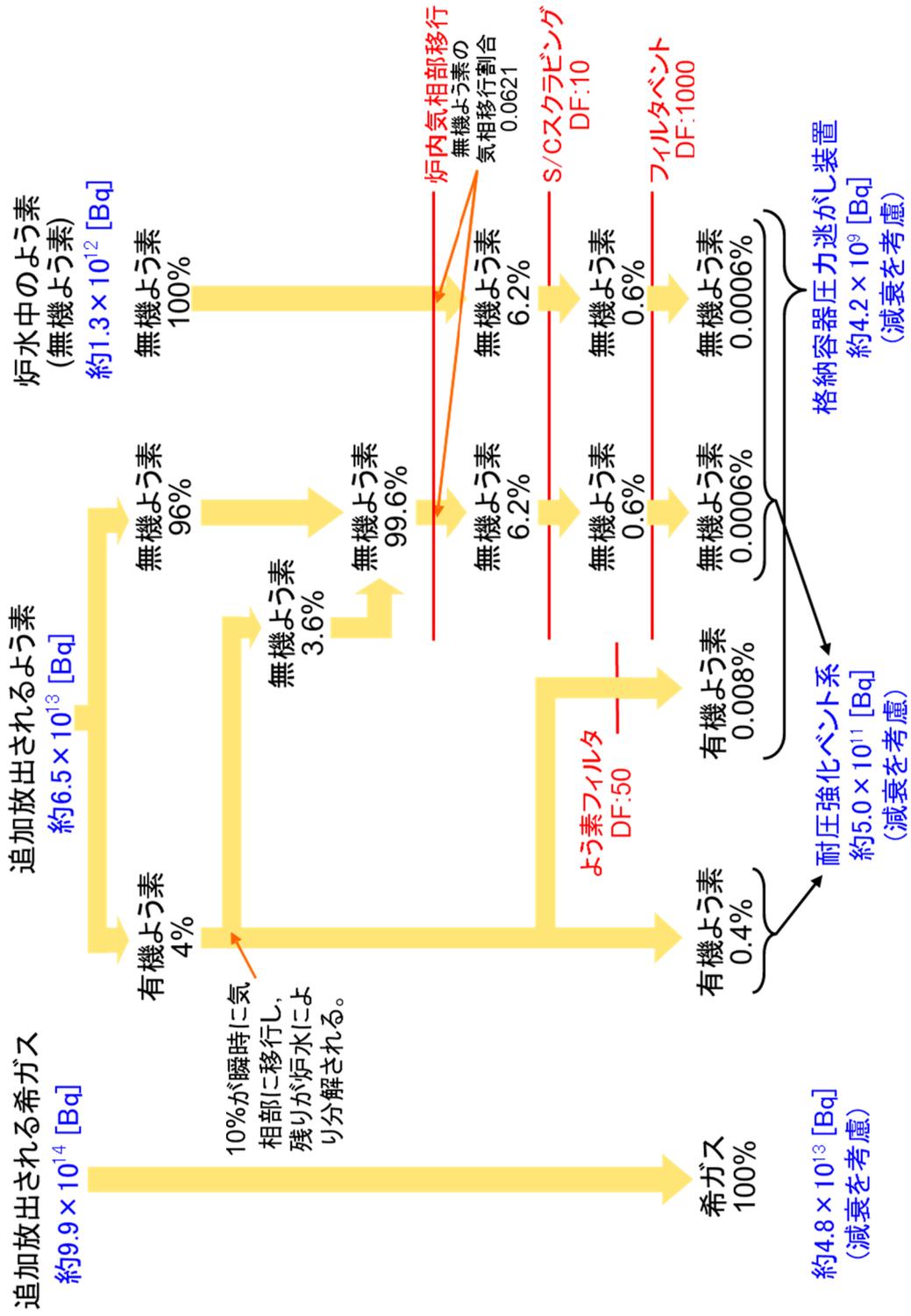
【評価結果】

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

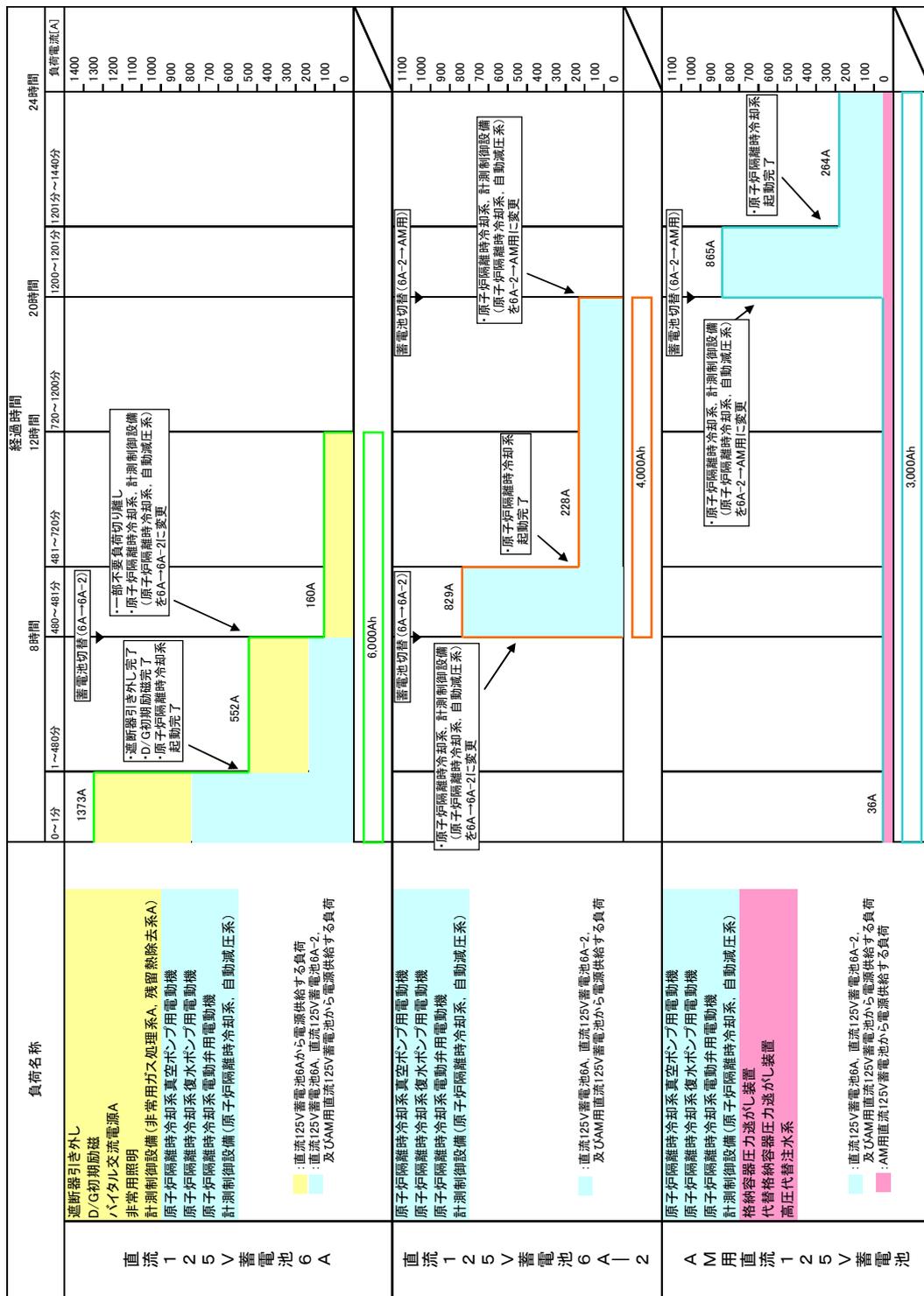
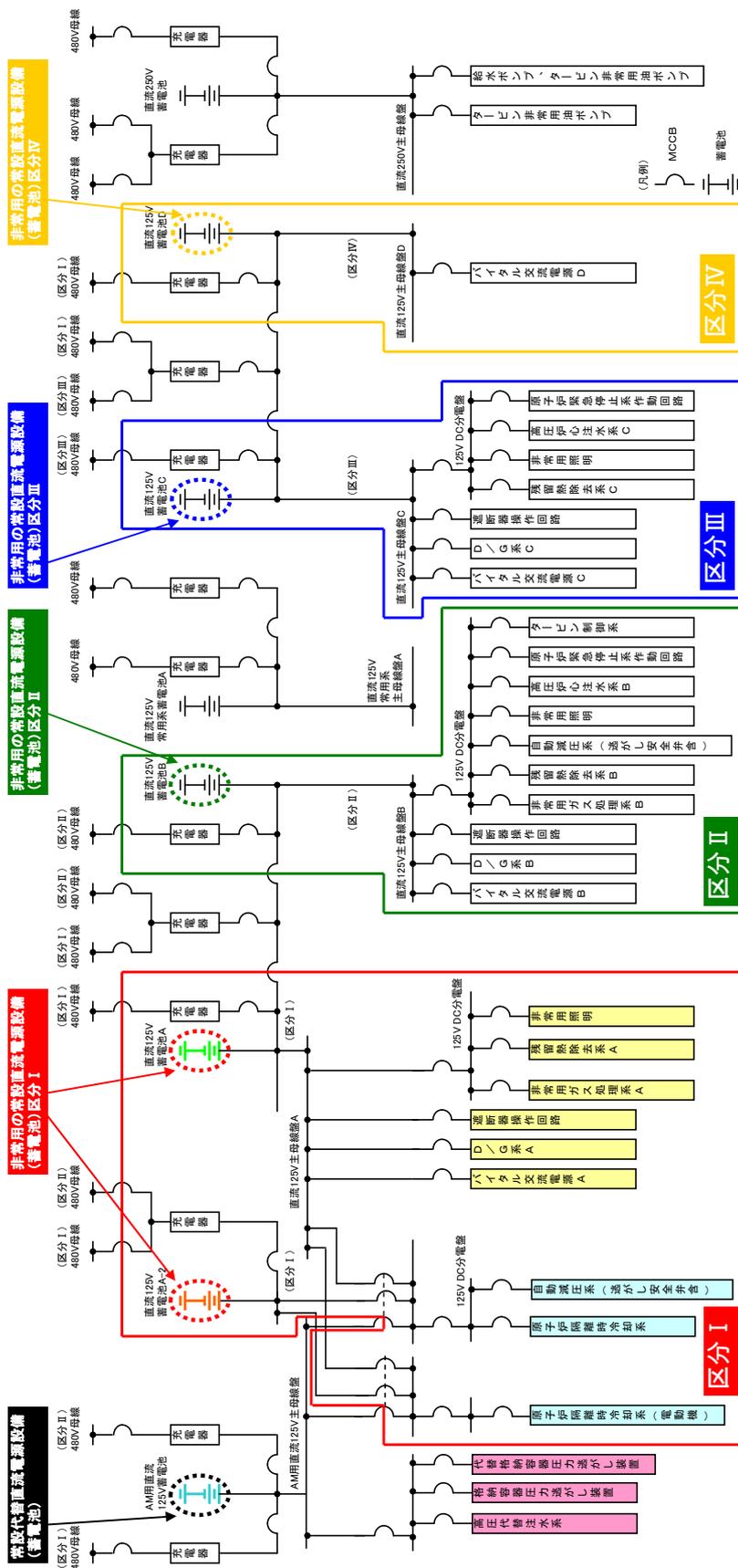


図 2.3.2.2-1 直流125V蓄電池6A, 6A-2, AM用直流125V蓄電池 負荷曲線

添 2.3.2.2-2



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:

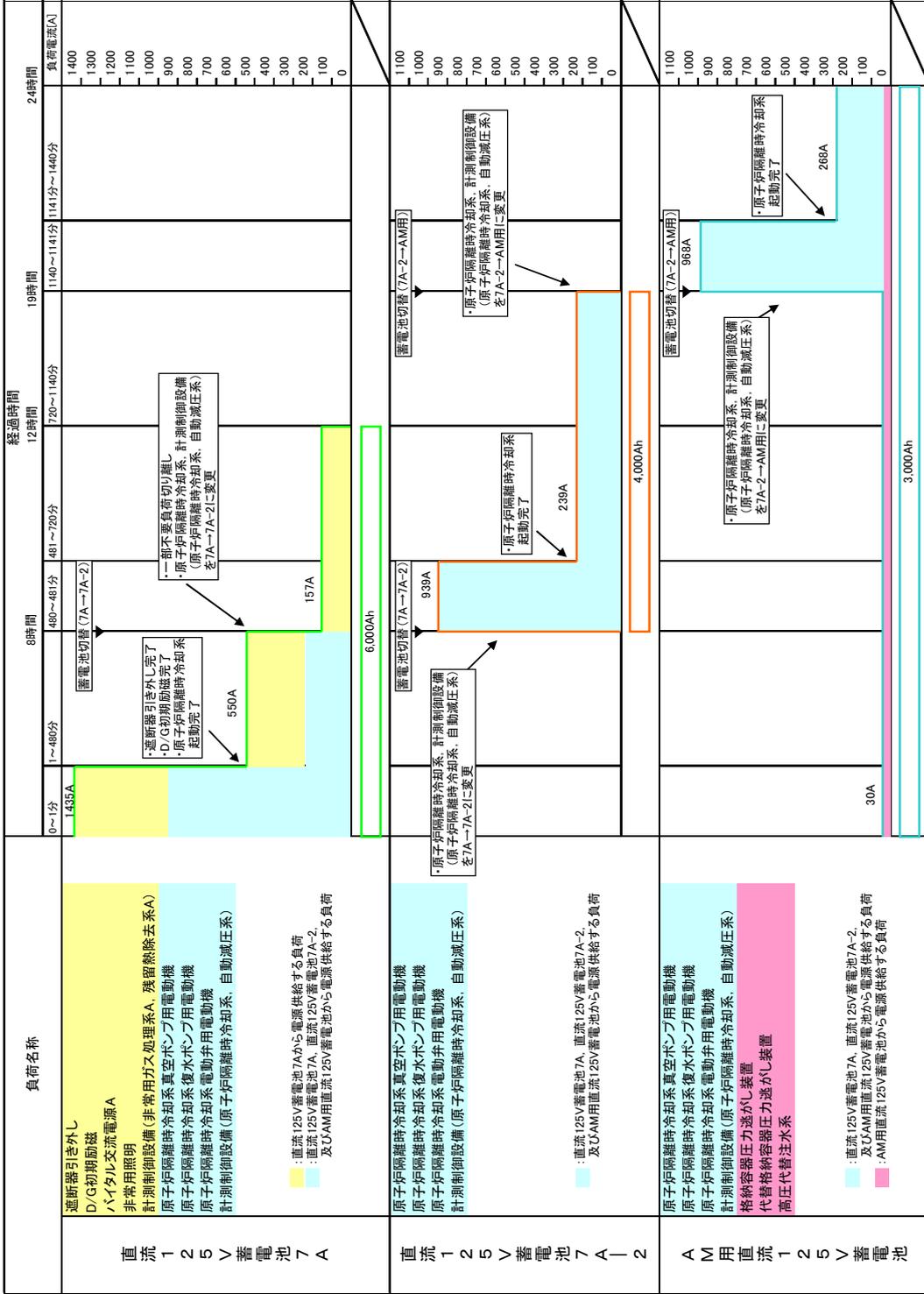


図 2.3.2.2-3 直流 125V 蓄電池 7A, 7A-2, AM 用直流 125V 蓄電池 負荷曲線

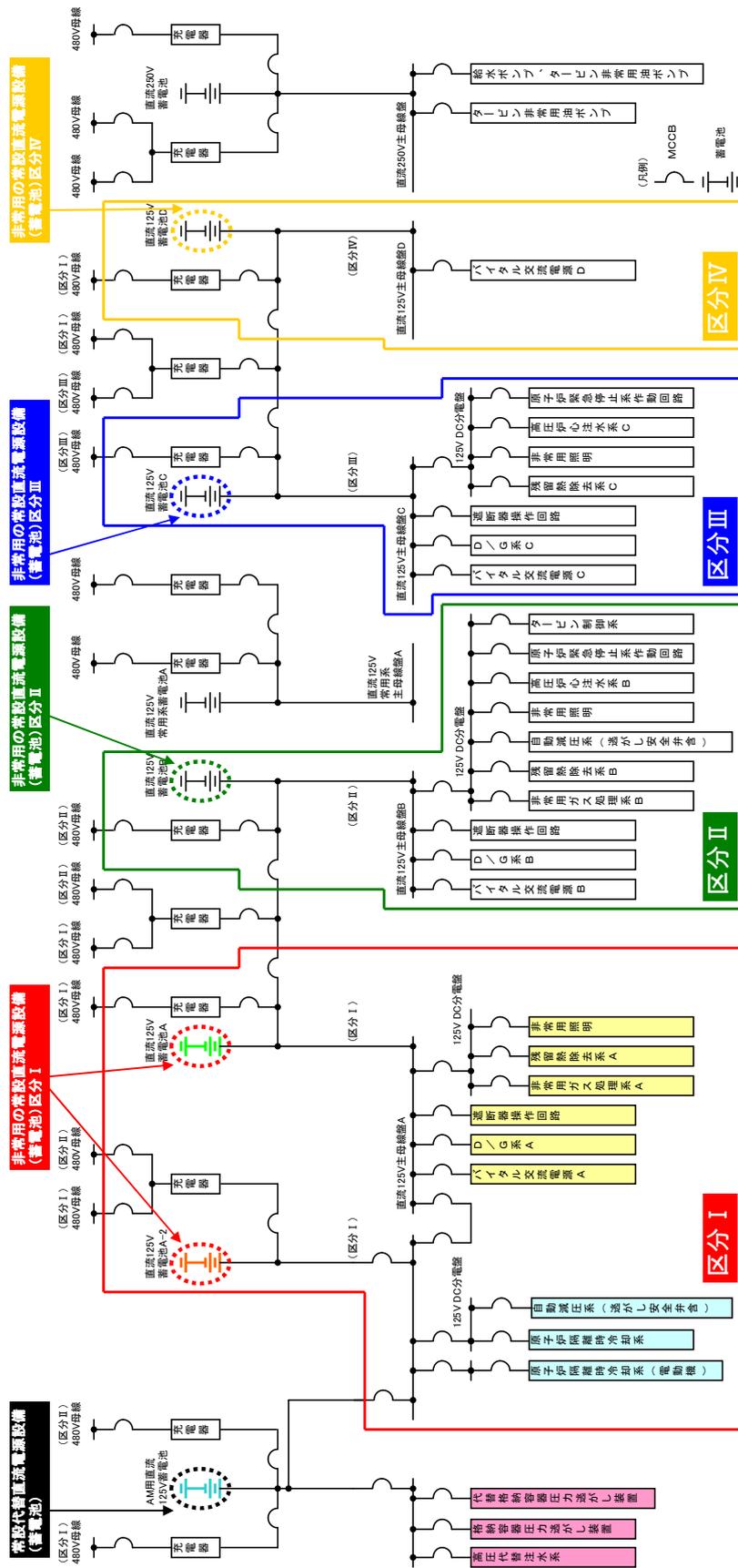


図 2.3.2.2-4 直流電源単線結線図(7号炉)

全交流動力電源喪失時における 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

有効性評価の全交流動力電源喪失(SBO)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(RCIC)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 S/C の水温・圧力上昇や中央制御室・RCIC 室温度上昇が 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 参照)。

表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 RCIC 継続運転の評価(1/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
S/P 水温上昇	S/P 水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は CSP であるが、LOCA 信号(L1.5 又は D/W 圧力高)かつ S/P 水位高信号の入力により、第二水源である S/P に水源が切り替わる。一方で、SBO 時には S/P 水の冷却ができず、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/P 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ローロックが動作し、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ロ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 RCIC 継続運転の評価(2/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
RCIC 室温上昇	<p>RCIC の電気制御系統、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°C 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°C を超える可能性が考えられる。</p>	<p>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°C(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°C 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。</p> <p>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。</p> <p>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 2 号機での実績※2 より、運転員が地震発生 12 時間後 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。</p>

※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)」

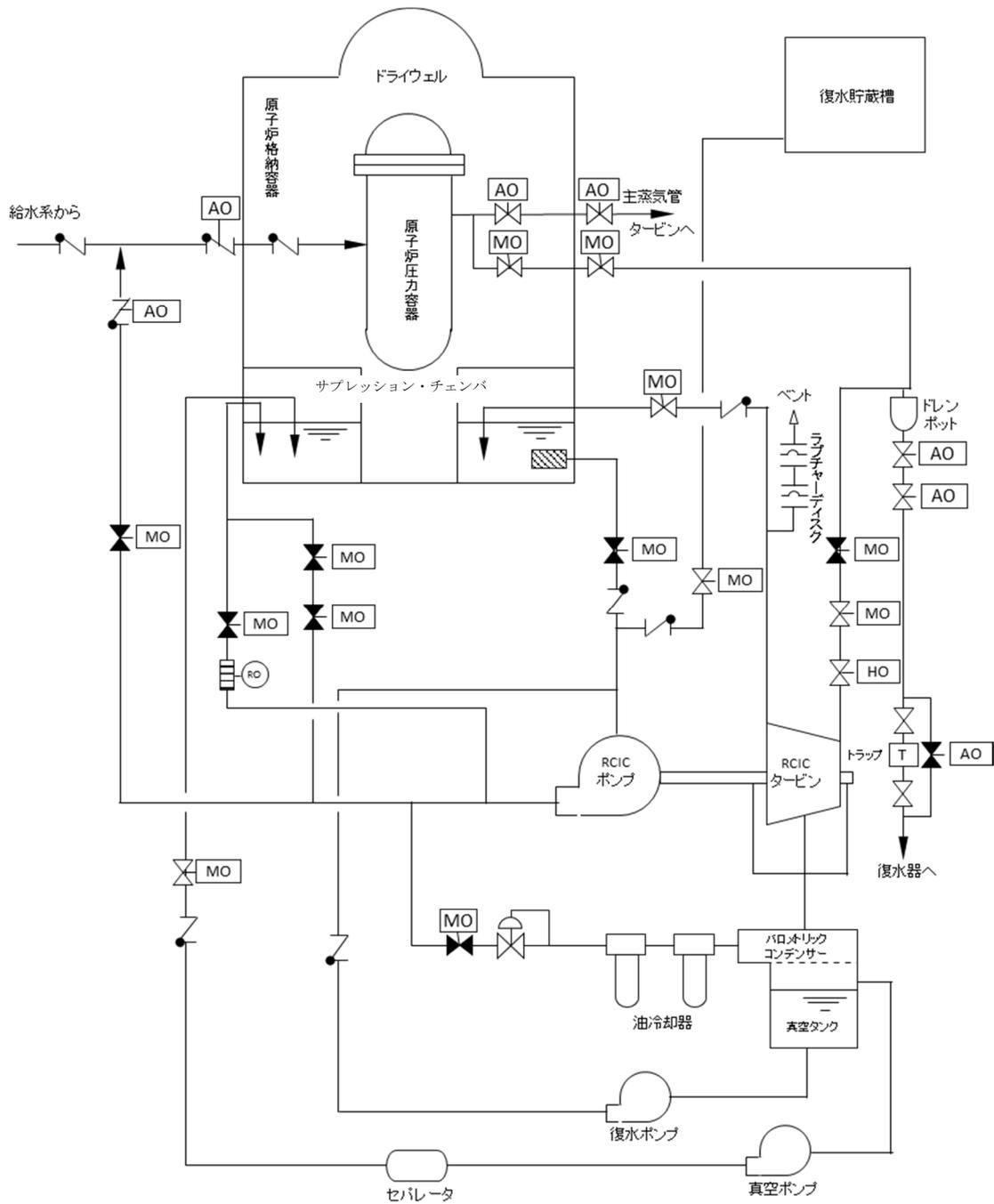


図 RCIC 系統構成概略図

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 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。

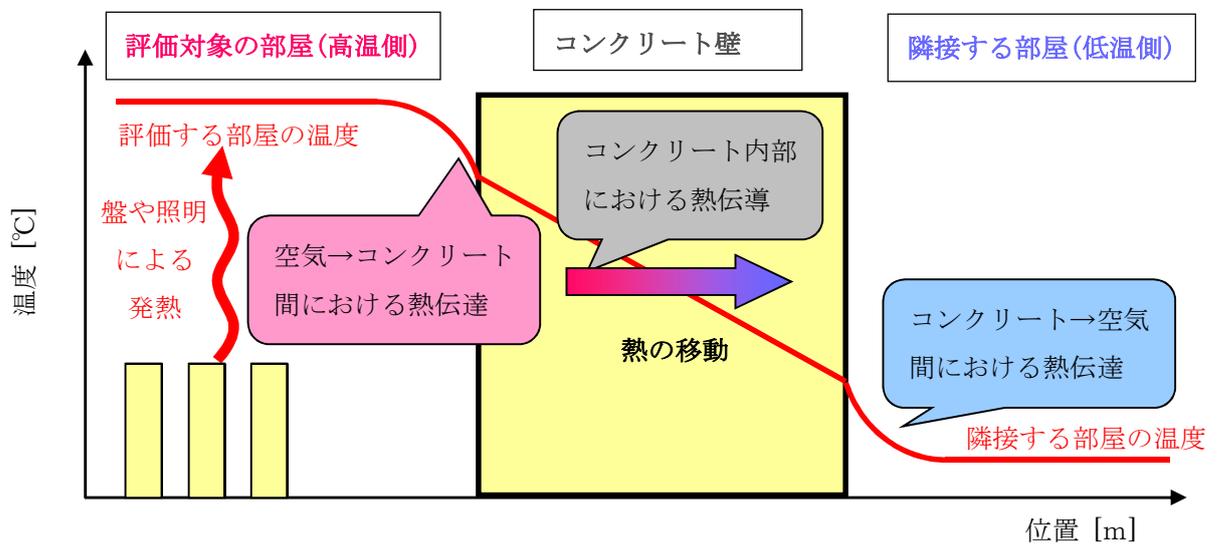


図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(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 評価する部屋の条件(6号機の場合)

	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 182m ³ /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 182m ³ /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、954m ³ /h(0.27MPa[dif])にて注水	事象発生24時間後に手動起動し、954m ³ /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、954m ³ /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、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	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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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, 認知遅れによる操作開始時間に影響はなし</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, 十分な時間余裕がある
	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 時間あり十分な時間余裕がある	—	—
	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 時間あり十分な時間余裕がある	—	—

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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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、十分な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5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、十分な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時間あり十分な時間余裕がある。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]に至るまで十分な時間余裕がある</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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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, 認知遅れによる操作開始時間に影響はなし</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, 十分な時間余裕がある	
	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, 事象発生から十分な時間余裕がある	—	—	—

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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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】 全交流電源喪失及びそれに伴う崩壊熱除去機能喪失 (取水喪失) は時間余裕を踏まえれば容易に認知可能であり, 認知遅れによる作業時間に影響はなし</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。また, 緊急時対策要員は, 事象発生から 10 時間以内に発電所の緊急時対策本部に参集後, 当該作業に従事することを想定しているが, 実態は想定より早期に要員が参集可能と推定されることから, 操作開始時間は早まる可能性あり</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。両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。ただし, 代替原子炉補機冷却系が運転を開始しても, フロント設備又はそれに電源を供給する常設代替交流電源設備の復旧が完了しないと, 代替原子炉補機冷却系はその機能を発揮できない</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, 緊急時対策要員の参集時間は過去の実証訓練に余裕時間を含めて設定していること及び緊急時対策要員は人員に余裕を考慮し設定していること並びに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 ただし, 残留熱除去系等のフロント設備又はそれに電源を供給する常設代替交流電源設備等の電源設備の復旧が完了しないと, 代替原子炉補機冷却系運転の効果は発揮できない	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, 事象発生から十分な時間余裕がある
	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, 事象発生から十分な時間余裕がある	—	—	—
	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	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, 事象発生から十分な時間余裕がある	—	—	—

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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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	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, 事象発生から十分な時間余裕がある	—	—	—
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	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, 事象発生から十分な時間余裕がある	—	—	—

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))

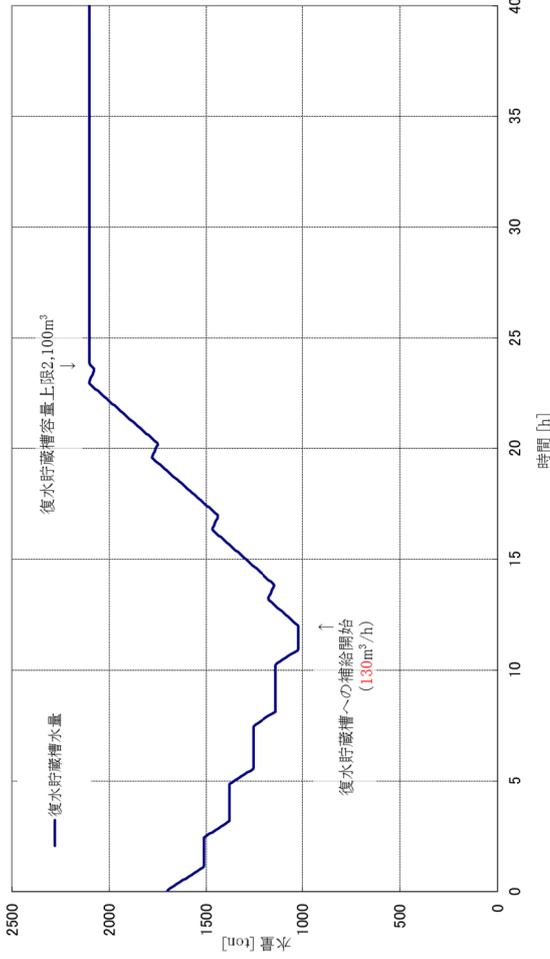
○水源

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 号機運転中。 1～5 号機停止中。
 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、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。

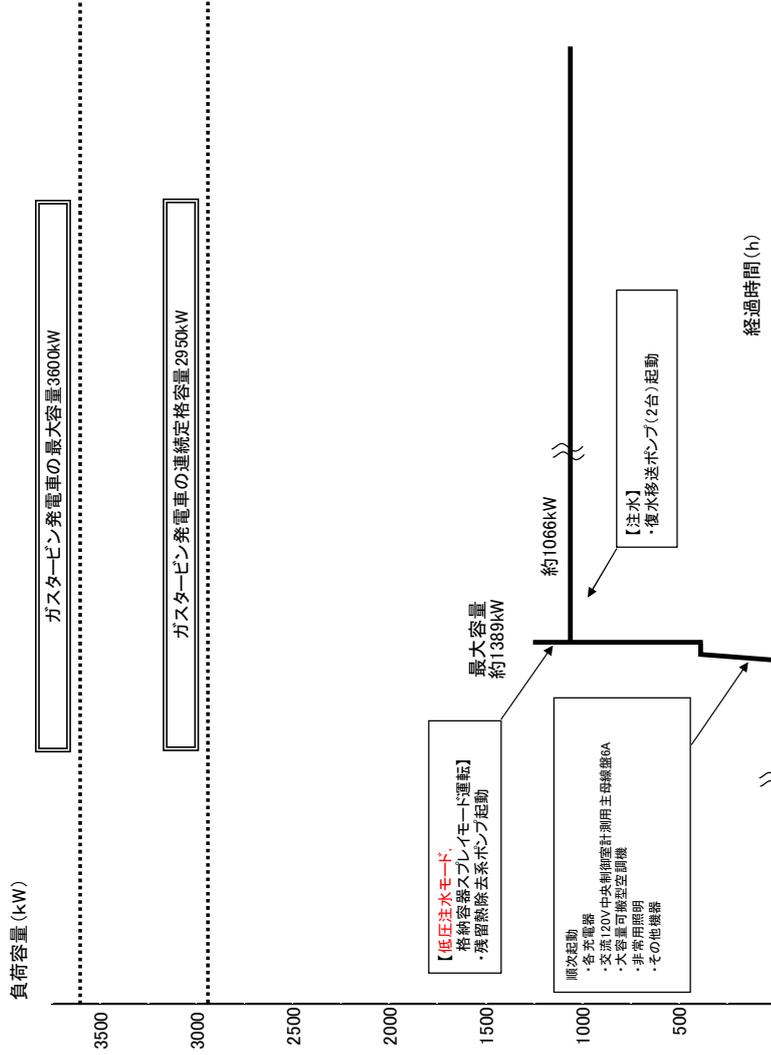
号機	時系列			合計	判定
	事象発生直後～事象発生後 7 日間	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7 日×2 台=36,960L	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7 日×3 台=859,320L		
7 号機	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L			7 日間の 軽油消費量 約 945,336L	6, 7 号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 2,184,000L 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				
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			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			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			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			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			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	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 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号機>

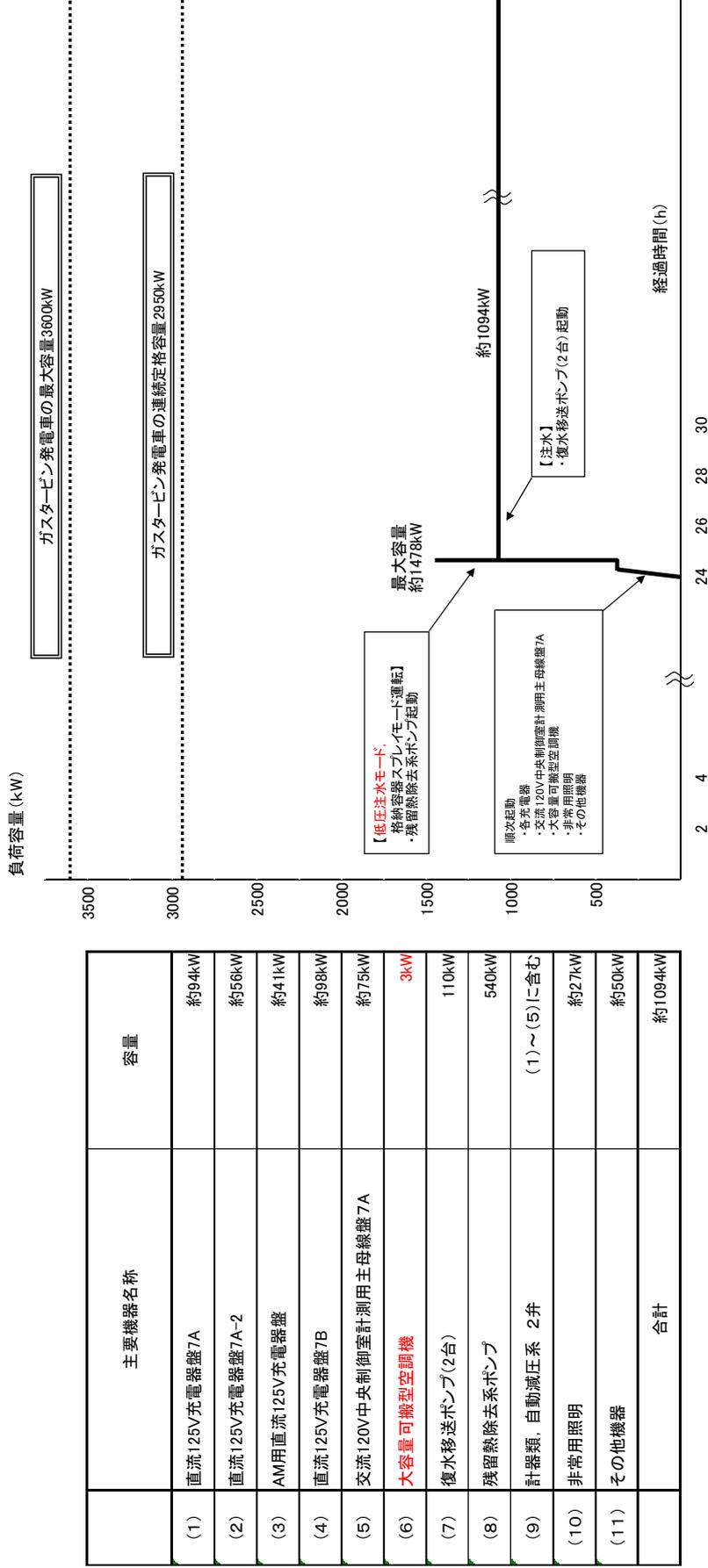


負荷積算イメージ

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 号機>



負荷積算イメージ

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」では、高圧代替注水系(HPAC)を用いた事象発生から約 24 時間の原子炉注水にも期待している。

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。

直流電源の容量以外にも、事故時には S/C 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。

なお、HPAC の系統構成の概略を図 1 に示す。

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
サブレーション・プール水の温度上昇	HPAC は復水貯蔵槽を水源とするため、サブレーション・プ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。
サブレーション・チェンバ(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°C 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°C 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°C (現在詳細評価中) 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°C*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°C (初期 6 時間まで 100°C、それ以降は 66°C 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°C を超える可能性が考えられる。	HPAC 室内の発熱と HPAC 室の放熱・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°C (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°C 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°C 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。

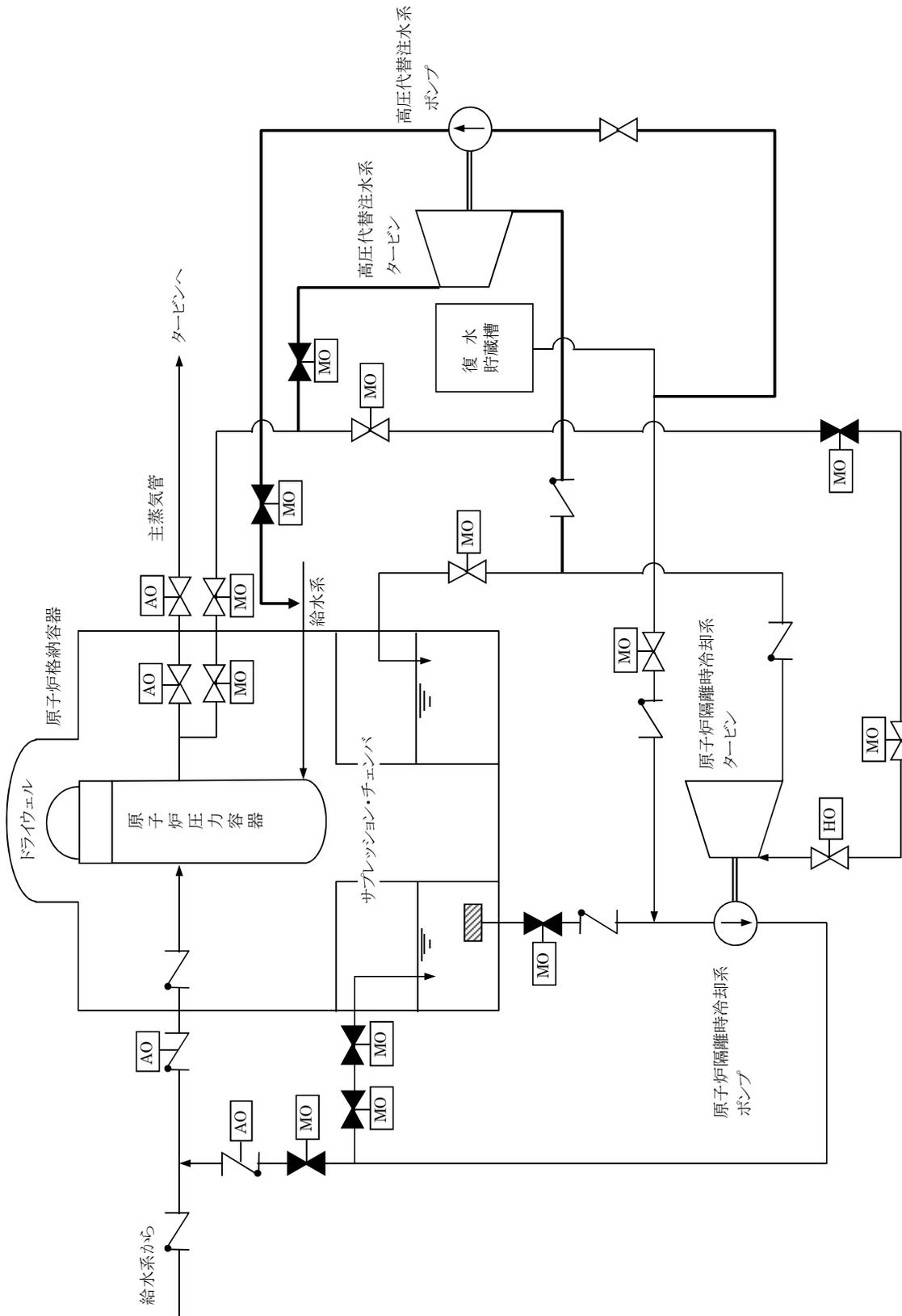


図.1 高圧代替注水系系統概要図

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2.3.3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（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号機の場合)

	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号機の場合)

--

(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>高圧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可能性があり、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、操作手順が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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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 [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までの時間は, 事象発生から約12時間あり十分な時間余裕がある	-	-	-
	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時間あり十分な時間余裕がある	-	-	-

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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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、十分な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5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、十分な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>	<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16時間あり十分な時間余裕がある。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]に至るまで十分な時間余裕がある</p>
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、事象発生から十分な時間余裕がある	—	—	—

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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</p> <p>【認知】 全交流電源喪失及びそれに伴う崩壊熱除去機能喪失 (取水喪失) は時間余裕を踏まえれば容易に認知可能であり, 認知遅れによる作業時間に影響はなし</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。また, 緊急時対策要員は, 事象発生から 10 時間以内に発電所の緊急時対策本部に参集後, 当該作業に従事することを想定しているが, 実態は想定より早期に要員が参集可能と推定されることから, 操作開始時間は早まる可能性あり</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。両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。ただし, 代替原子炉補機冷却系が運転を開始しても, フロント設備又はそれに電源を供給する常設代替交流電源設備の復旧が完了しないと, 代替原子炉補機冷却系はその機能を発揮できない</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, 緊急時対策要員の参集時間は過去の実証訓練に余裕時間を含めて設定していること及び緊急時対策要員は人員に余裕を考慮し設定していること並びに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 ただし, 残留熱除去系等のフロント設備又はそれに電源を供給する常設代替交流電源設備等の電源設備の復旧が完了しないと, 代替原子炉補機冷却系運転の効果は発揮できない	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, 事象発生から十分な時間余裕がある
	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	<p>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</p> <p>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, 事象発生から十分な時間余裕がある</p>	—	—	—
	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	<p>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</p> <p>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, 事象発生から十分な時間余裕がある</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)+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	不確かさを踏まえた操作開始時間の影響	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, 事象発生から十分な時間余裕がある	-	-
	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, 事象発生から十分な時間余裕がある	-	-

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)+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。

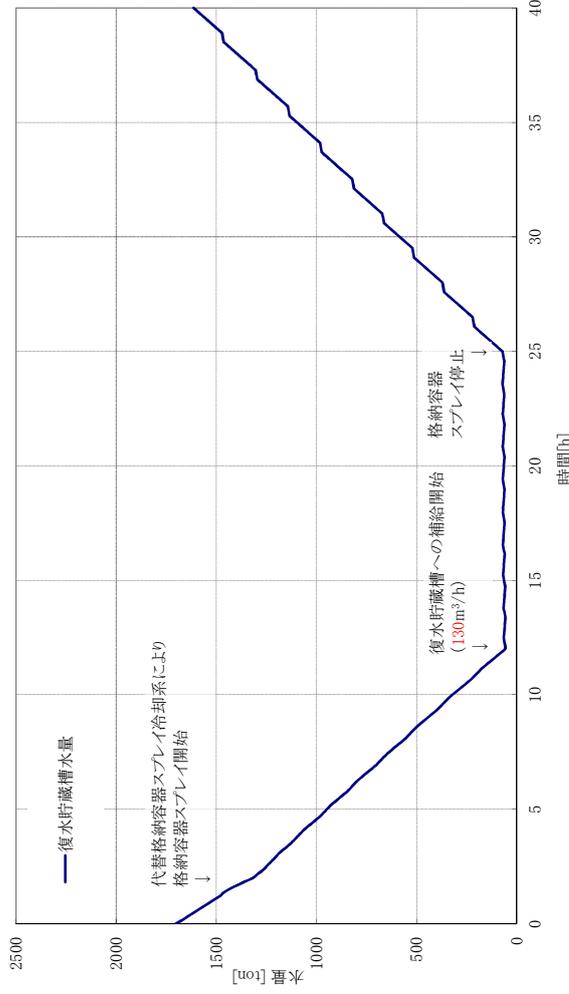
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130 m³/h で復水貯蔵槽へ移送する。

○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。



添付資料 2.3.5.1-1

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 号機運転中。1~5 号機停止中。

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

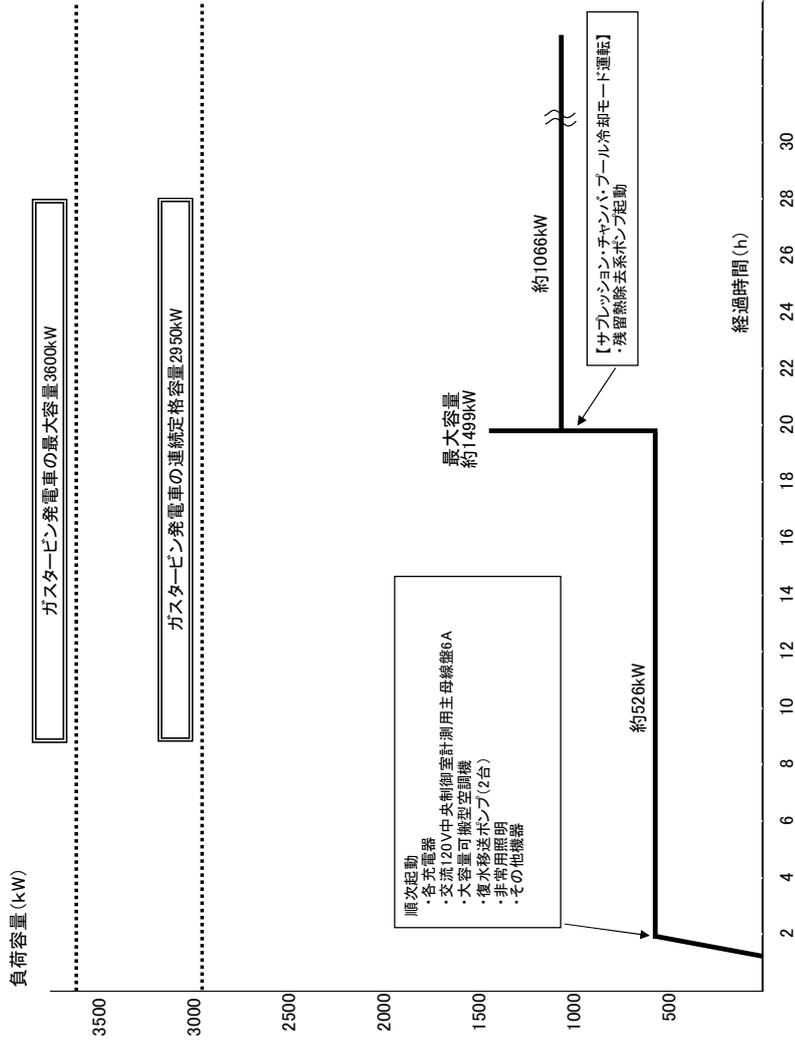
号機	時系列			合計	判定
	事象発生直後～事象発生後 7 日間	復水貯蔵槽給水用 (A-2 級)2 台起動。 18L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h × 24h × 7 日 × 2 台 = 36,960L		
7 号機	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h × 24h × 7 日 × 3 台 = 889,320L	事象発生直後～事象発生後 7 日間 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)2 台起動。 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 945,336L	6, 7 号機軽油タンク 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	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。 ※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。 ※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。 ※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。 ※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。 ※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 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号機>

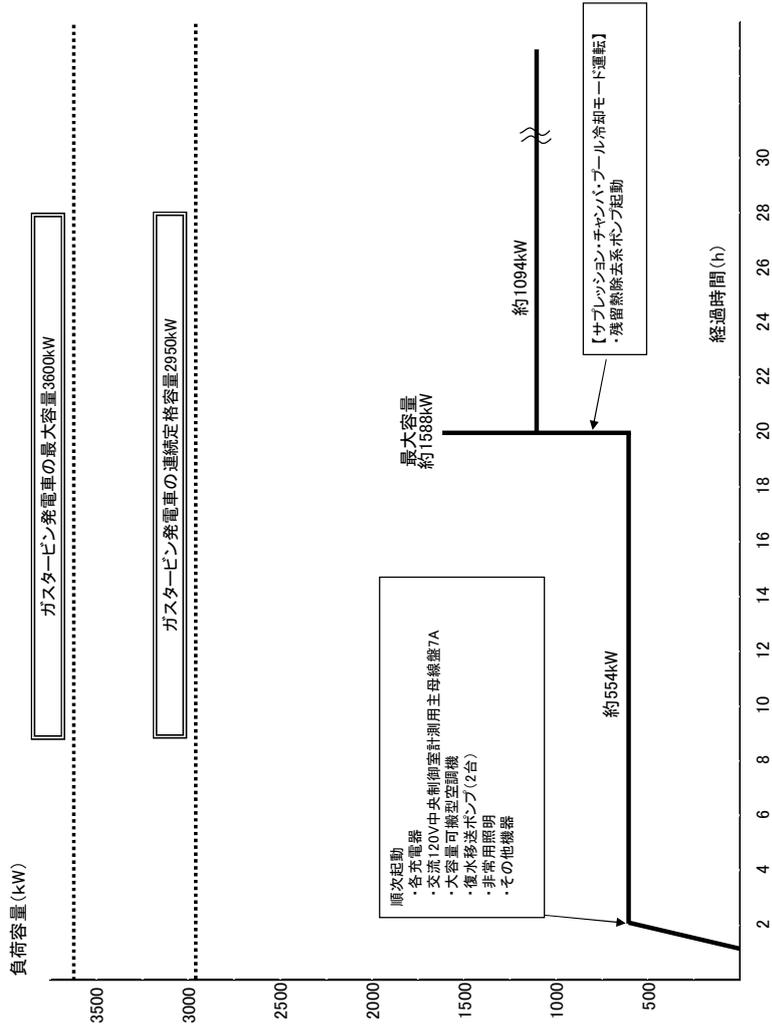


負荷積算イメージ

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 号機 >



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

2.3.3 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2.3.3.6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。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計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) $\sim 114\text{m}^3/\text{h}$ ($1.03\text{MPa}[\text{dif}]$ 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 0.62MPa[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。

(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。

(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°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 $4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}$ 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、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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)+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2.3.3.2参照
 - (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」、「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及ぼす影響を評価し、評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

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、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、「2.3.3.1 (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，高压代替注水系，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、事故シナシグループ「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ナシ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、これを以て事故シナシグループ「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。

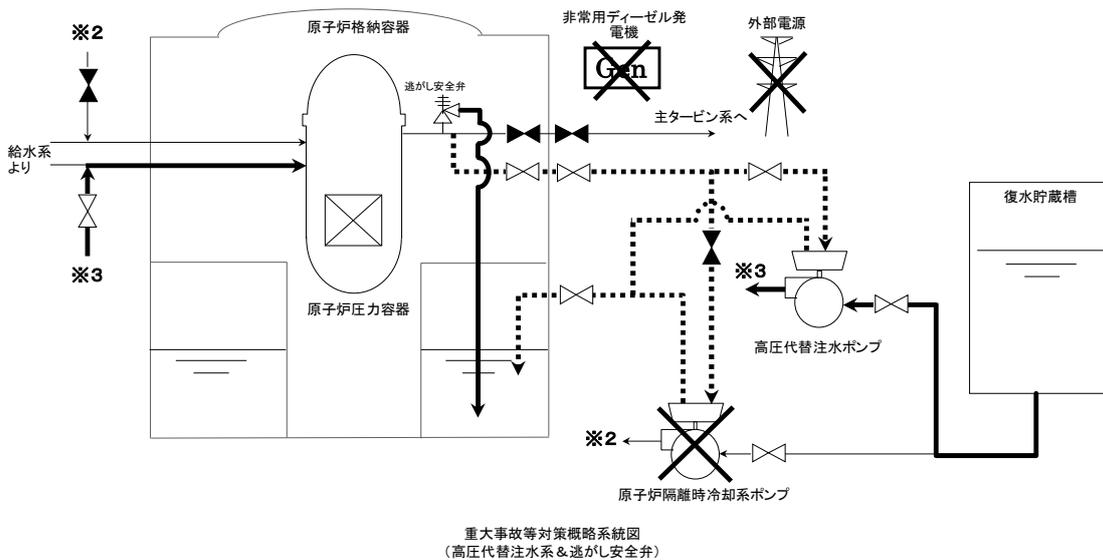


図 2.3.3.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(1/4)

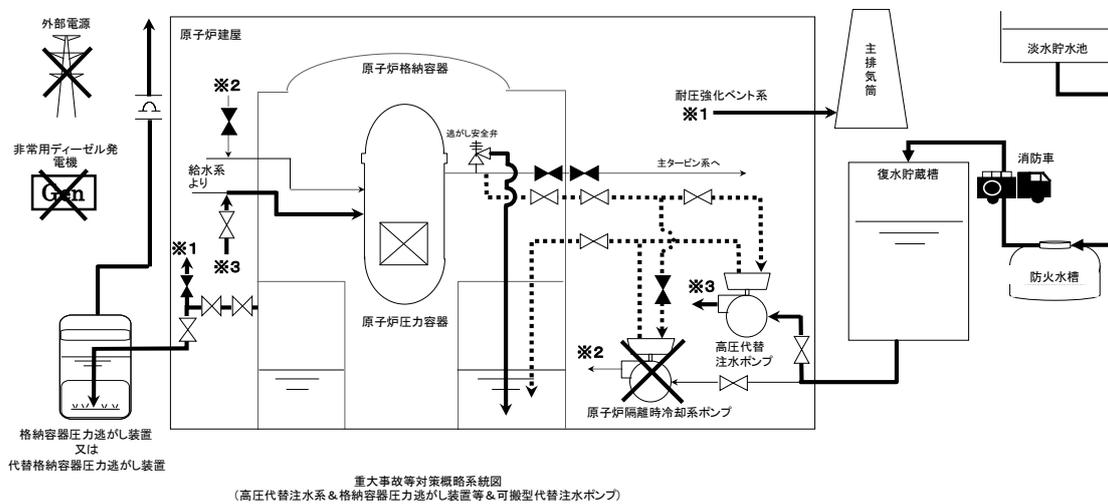


図 2.3.3.2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(2/4)

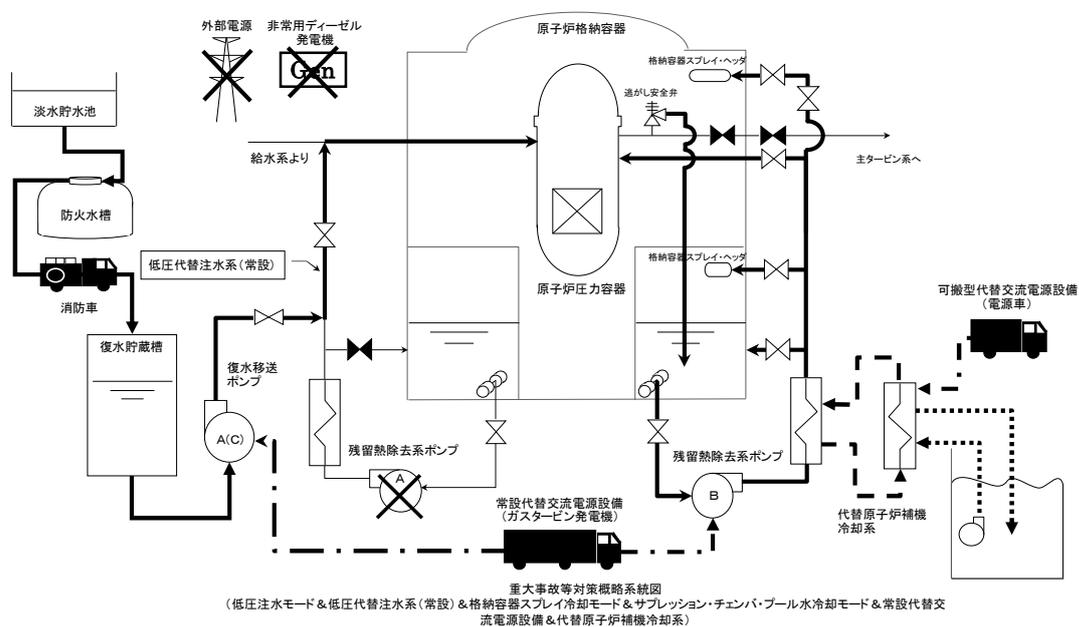


図 2.3.3.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) + RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)

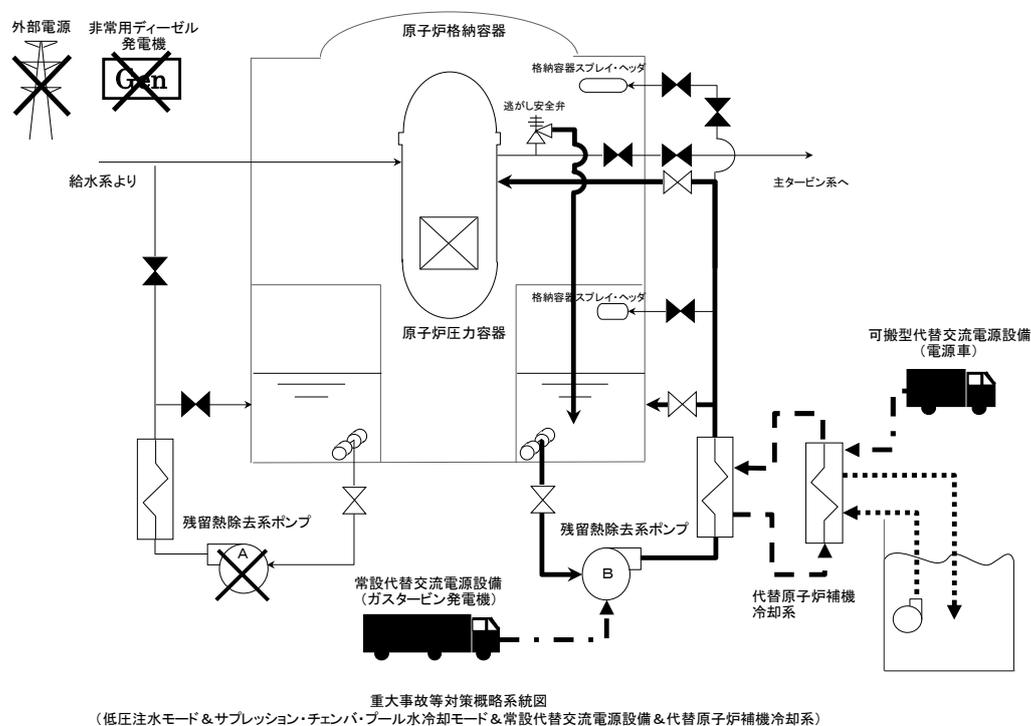
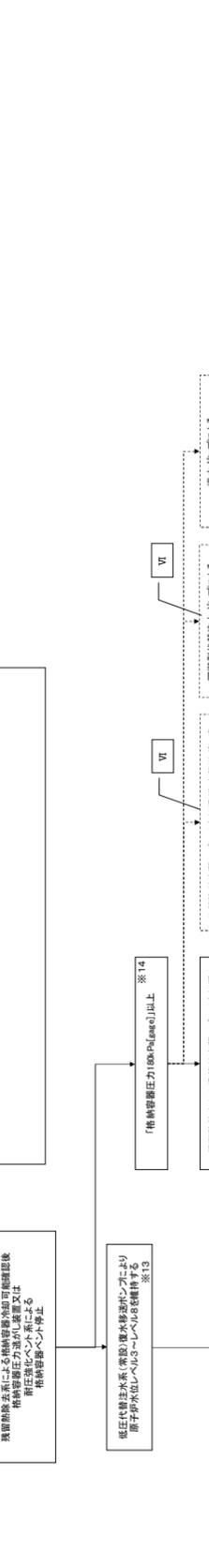
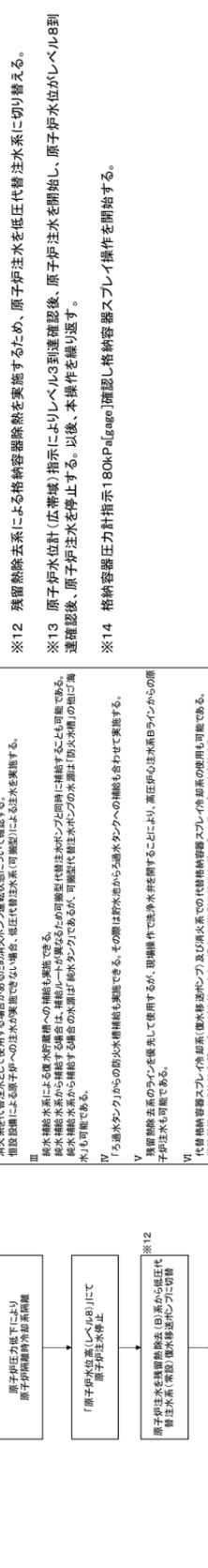
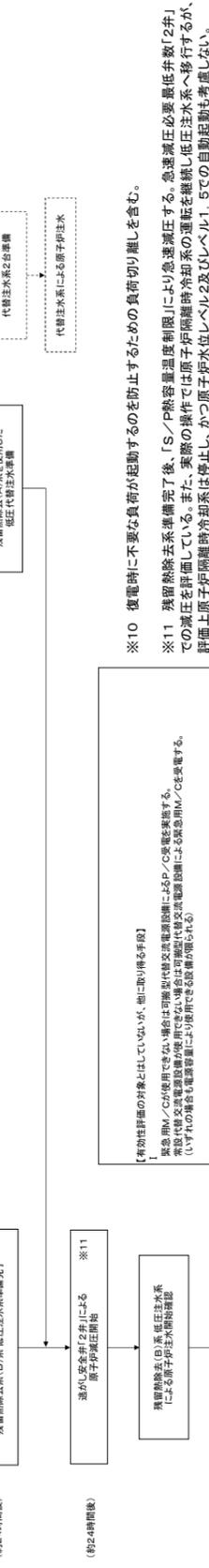
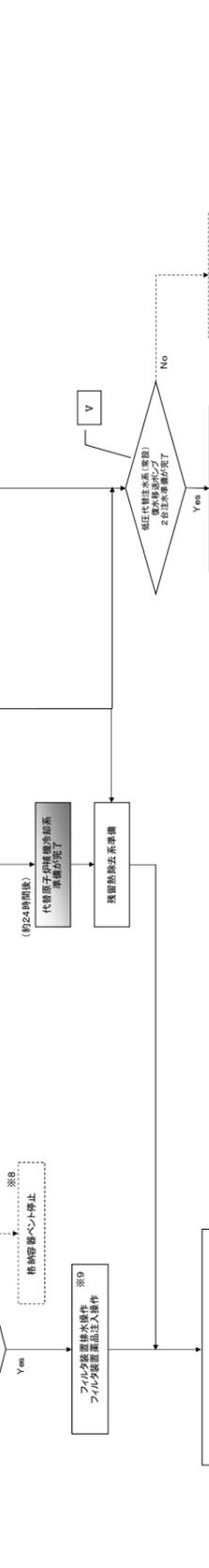
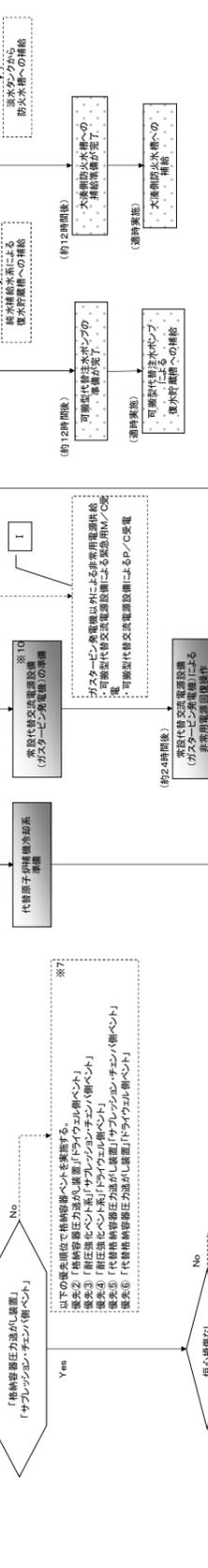
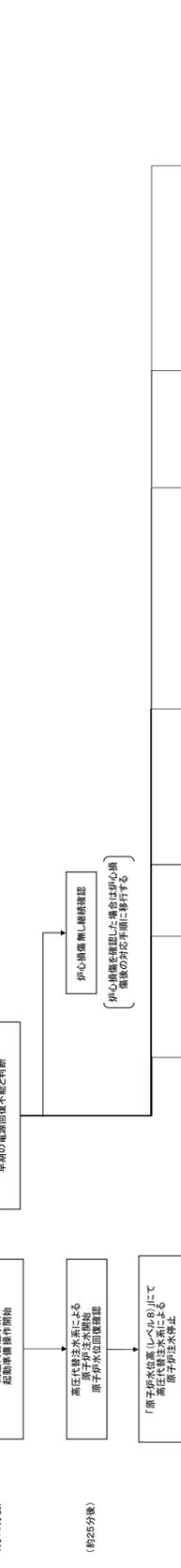
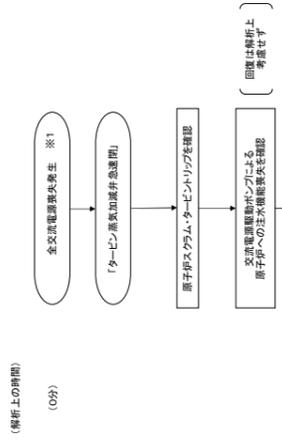
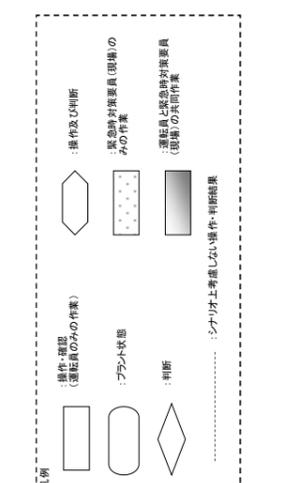


図 2.3.3.4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) + RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)

- ※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。

※13 原子炉水位計(広帯域)指示によりレベル3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。以後、本操作を繰り返す。

※14 格納容器圧力指示180kPa[age]確認し格納容器スプレイ操作を開始する。

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

全交流動力電源喪失 (& 原子炉隔離時冷却系機能喪失時)

操作項目	実施箇所・必要人員数							経過時間 (時間)	備考
	運転員 (中核)		運転員 (設備)		緊急時対応要員 (設備)				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号	7号		
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	-	約3分 原子炉水圧感測 (レベル2) プラント状況判断	約15分時間 格納炉圧力 S1 (OP-4) 加減
原子炉隔離時冷却系機能喪失判断、復旧操作 (格納炉上巻上げ時)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
交流電源回復操作	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	-	15分	対応可能な要員により、対応する
高圧代給注水系統起動作	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	-	-	対応可能な要員により、対応する
高圧代給注水系統による原子炉注水	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	-	原子炉水位「レベル2-レベル8」で原子炉注水	高圧代給注水系統による原子炉注水 水位確保して実施する
格納炉冷却系 準備操作	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	-	20分	-
代給注水系統起動作	(2人) A, B	(2人) a, b	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	300分	30分+待機時間30分
消却室による冷却水確保からの冷却系への供給	-	-	-	-	13人 (2人) ※2	13人 (2人) ※2	-	60分	20分
淡水貯水塔からの冷却水確保への供給	-	-	-	-	2人 ※3, ※4	2人 ※3, ※4	-	90分	10分+待機時間30分
格納炉ベント準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	-	30分+待機時間30分	作業時間10時間
燃料起動準備	-	-	-	-	※4, ※6 (2人) (2人) ※7	※4, ※6 (2人) (2人) ※7	-	60分	-
燃料起動作業	-	-	-	-	2人 ※5	2人 ※5	-	90分	タンクローリー到着に際して 燃料起動作業から開始

操作項目	実施箇所・必要人員数							経過時間 (時間)	備考
	運転員 (中核)		運転員 (設備)		緊急時対応要員 (設備)				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号	7号		
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	-	約16分時間 格納炉圧力S1 (OP-4) 加減	約24分時間 カスタービン発電機による格納炉圧力 格納炉圧力ポンプ起動
格納炉ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	-	60分	約24分時間 原子炉急速減圧
格納炉ベント操作	(1人) A	(1人) a	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	-	60分	格納炉ベント操作後、遠征ベント状態監視
格納炉冷却系 起動作業	(1人) B	(1人) b	-	-	※1 (2人) (2人)	※1 (2人) (2人)	-	20分	遠征実施
格納炉冷却系 (備用) 運転	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	10分	遠征実施
高圧代給注水系統による冷却	(1人) A	(1人) a	(2人) C, D E, F	(2人) c, d e, f	-	-	-	10分	-
代給注水系統起動作業	(1人) A	(1人) a	(2人) C, D E, F	(2人) c, d e, f	※2 (13人) (3人)	※2 (13人) (3人)	-	270分+待機時間30分 (一時停止中)	270分+待機時間30分 作業時間10時間
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	5分	遠征実施
高圧代給注水系統 (備用) 注水操作	(1人) A	(1人) a	(2人) C, D E, F	(2人) c, d e, f	-	-	-	5分	-
格納炉ベント停止操作	(1人) A	(1人) a	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	30分	遠征実施
格納炉冷却系 起動作業	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	5分	遠征実施
消却室による冷却水確保からの冷却系への供給	(1人) A	(1人) a	-	-	※5 (1人) (2人)	※5 (1人) (2人)	-	5分	遠征実施
淡水貯水塔からの冷却水確保への供給	(1人) A	(1人) a	-	-	※6 (2人) (2人)	※6 (2人) (2人)	-	5分	遠征実施
燃料起動作業	(1人) A, B	(1人) a, b	(2人) C, D E, F	(2人) c, d e, f	4人 ※7 (2人)	4人 ※7 (2人)	-	1.4分 (その他要員2.6分)	一時停止前に冷却水確保が完了しない 場合は、事前に冷却水確保が完了しない よう事前に確認する 格納炉冷却系への供給が完了しない よう確認する

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.3.6 全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗時の作業と所要時間

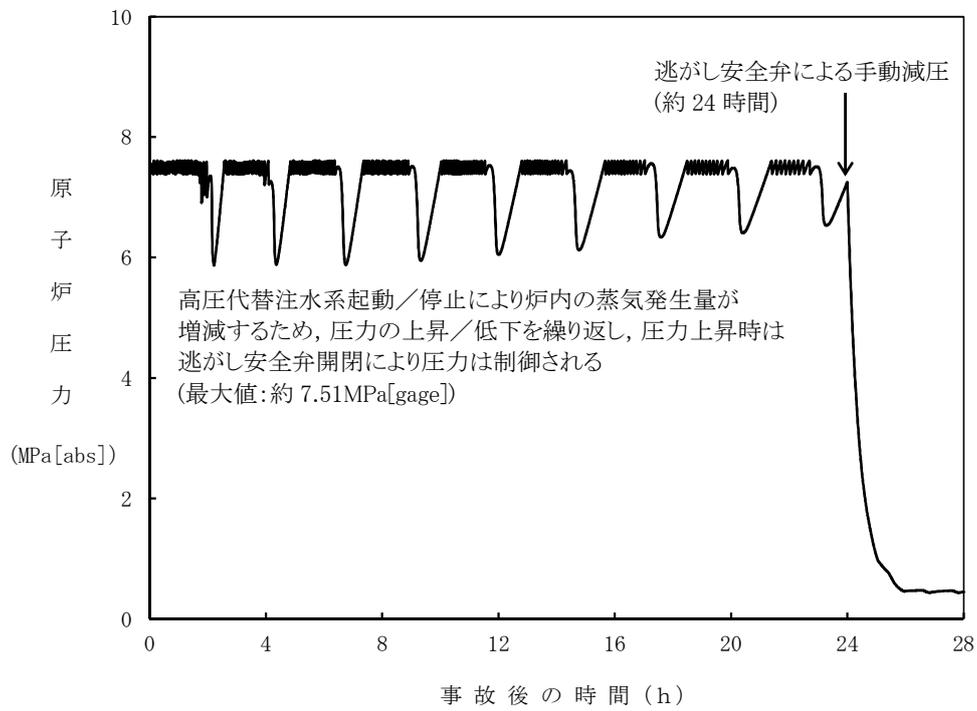


図 2.3.3.7 原子炉圧力の推移

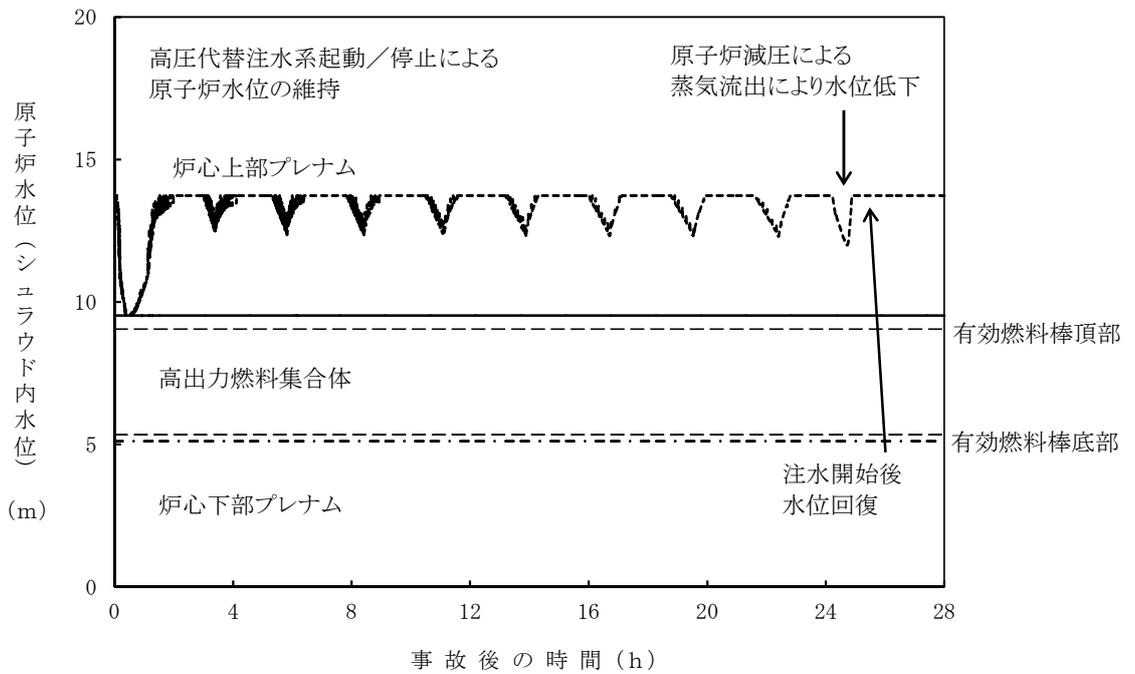


図 2.3.3.8 原子炉水位の推移

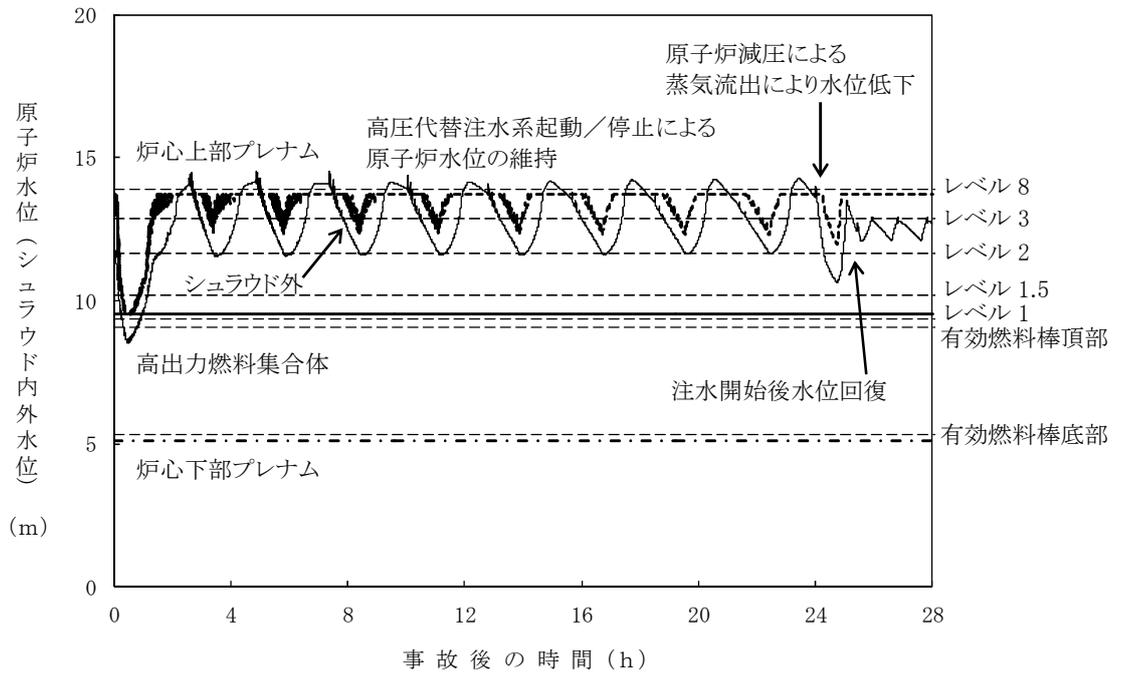


図 2.3.3.9 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

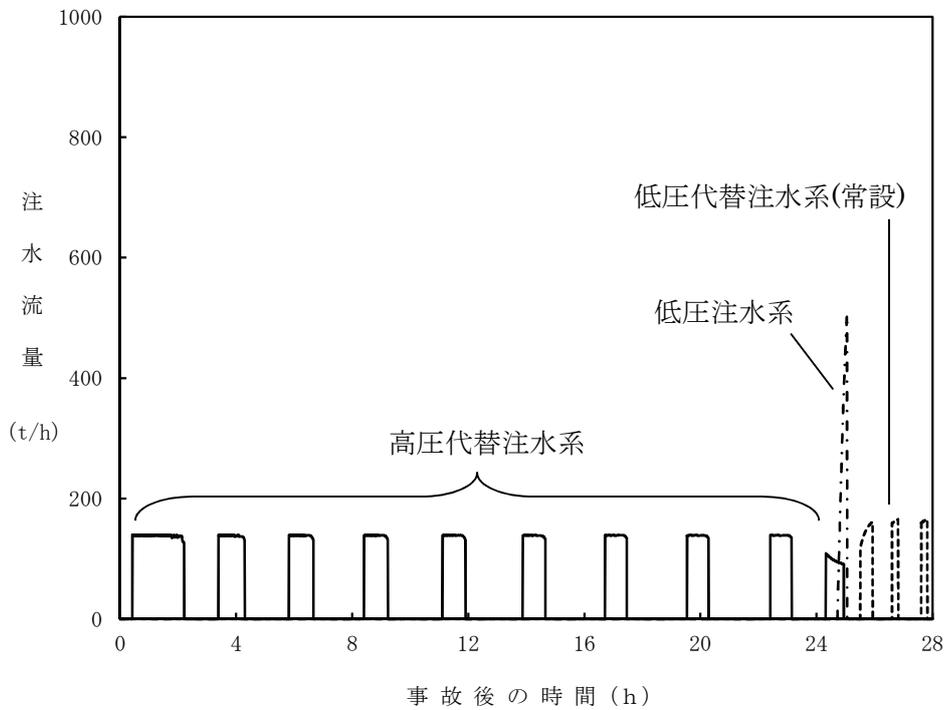


図 2.3.3.10 注水流量の推移

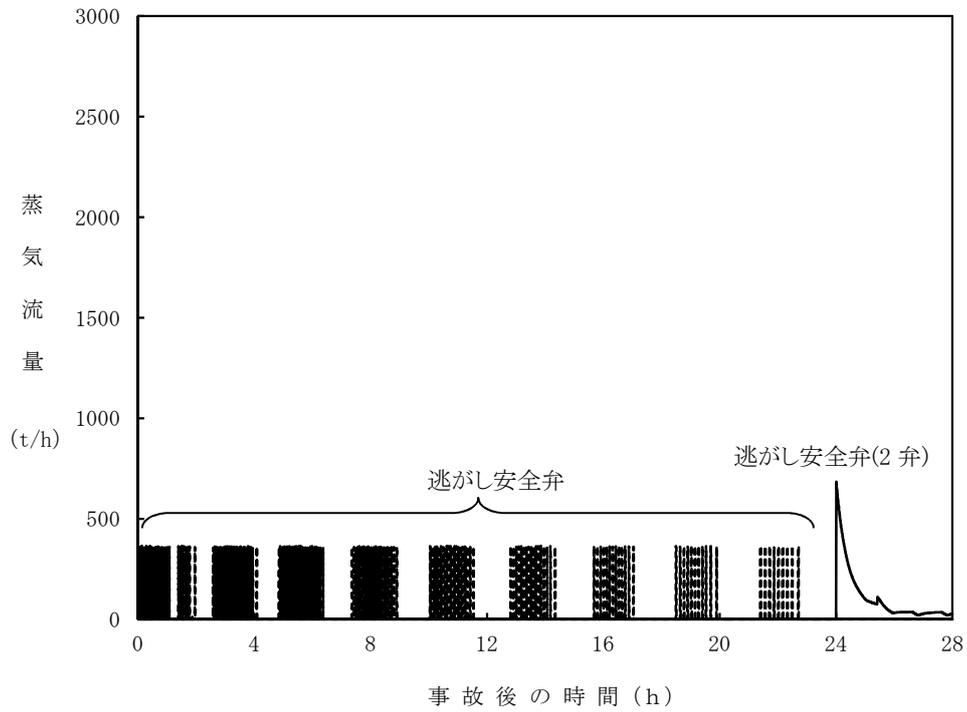


図 2.3.3.11 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

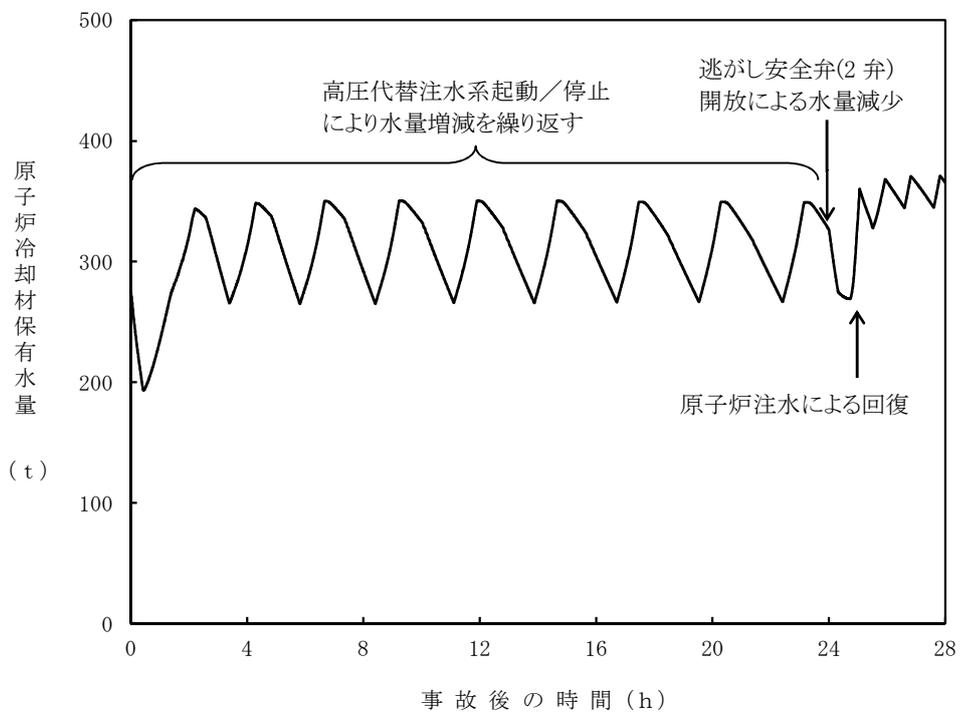


図 2.3.3.12 原子炉内保有水量の推移

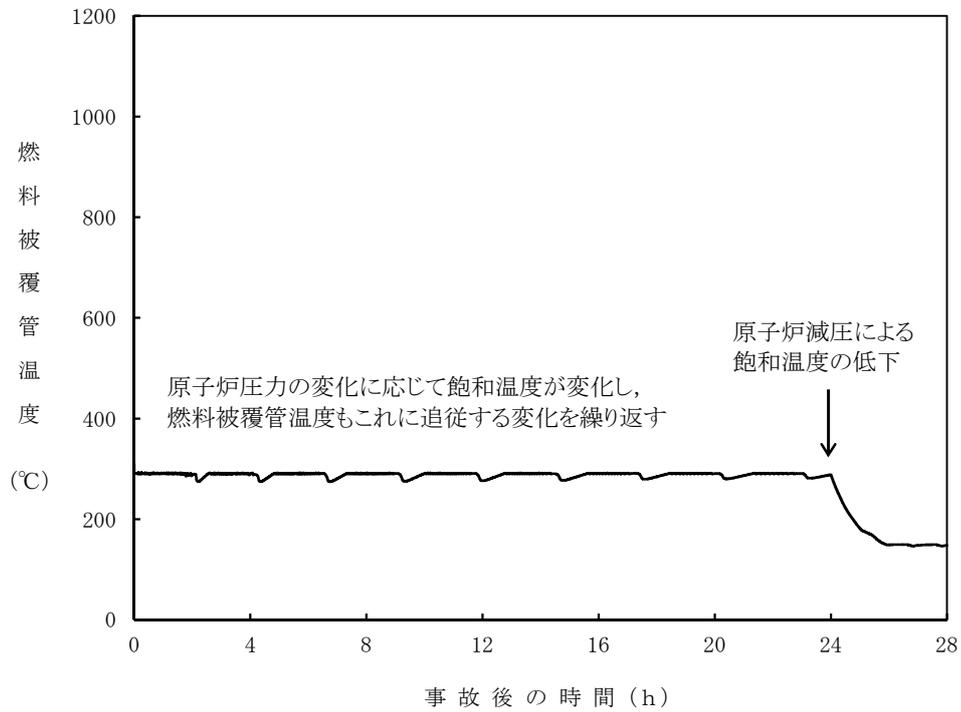


図 2.3.3.13 燃料被覆管温度の推移

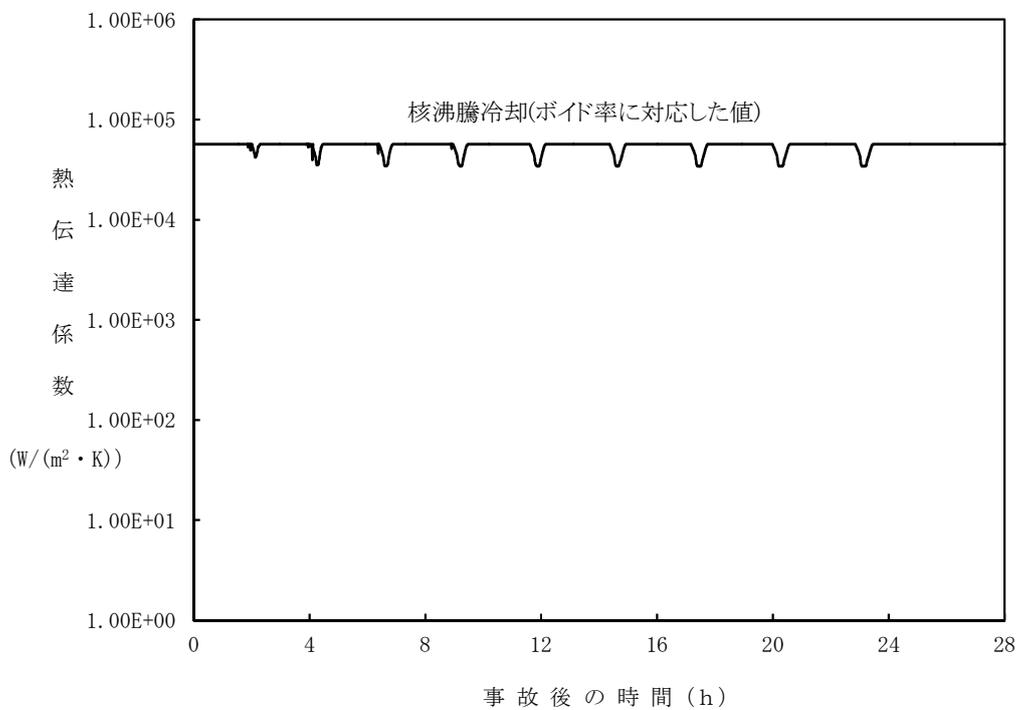


図 2.3.3.14 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

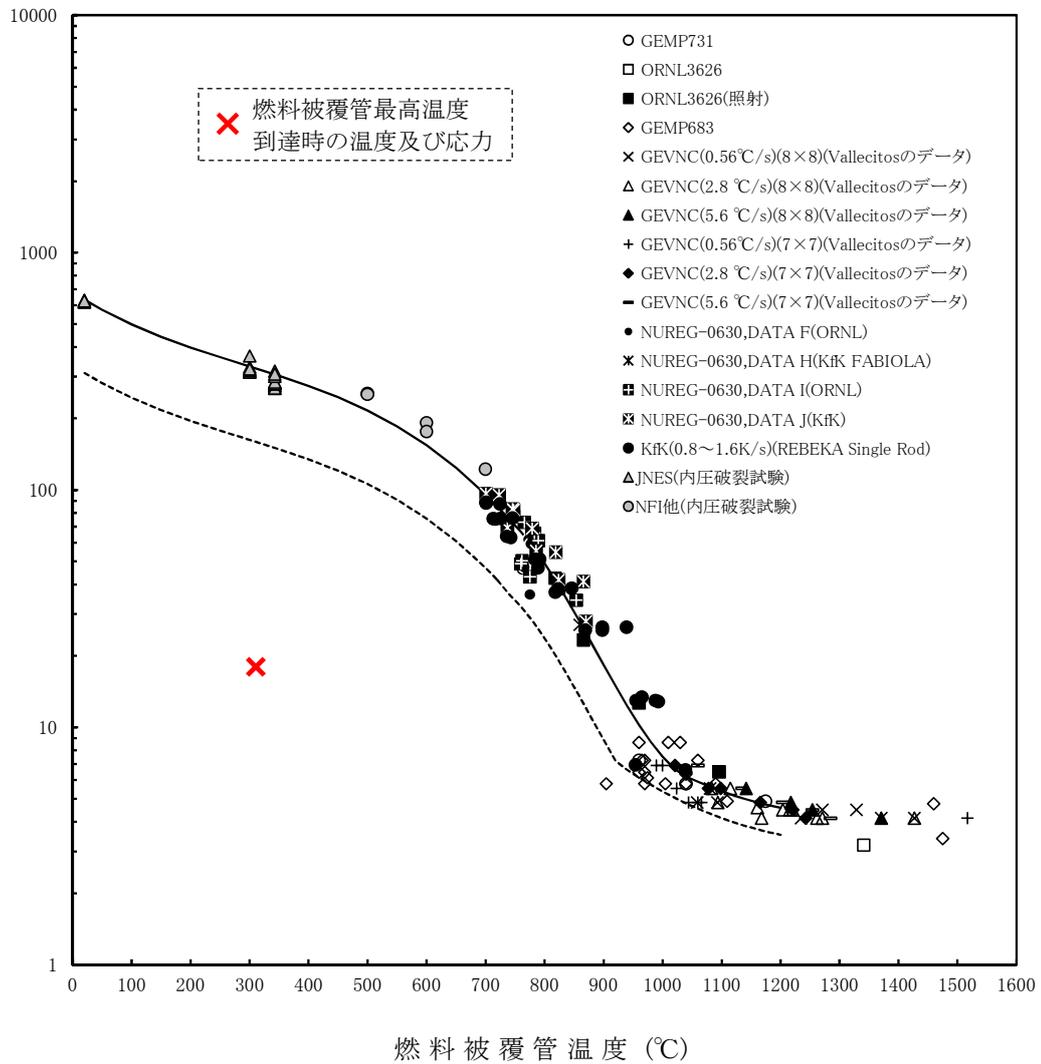


図 2.3.3.15 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

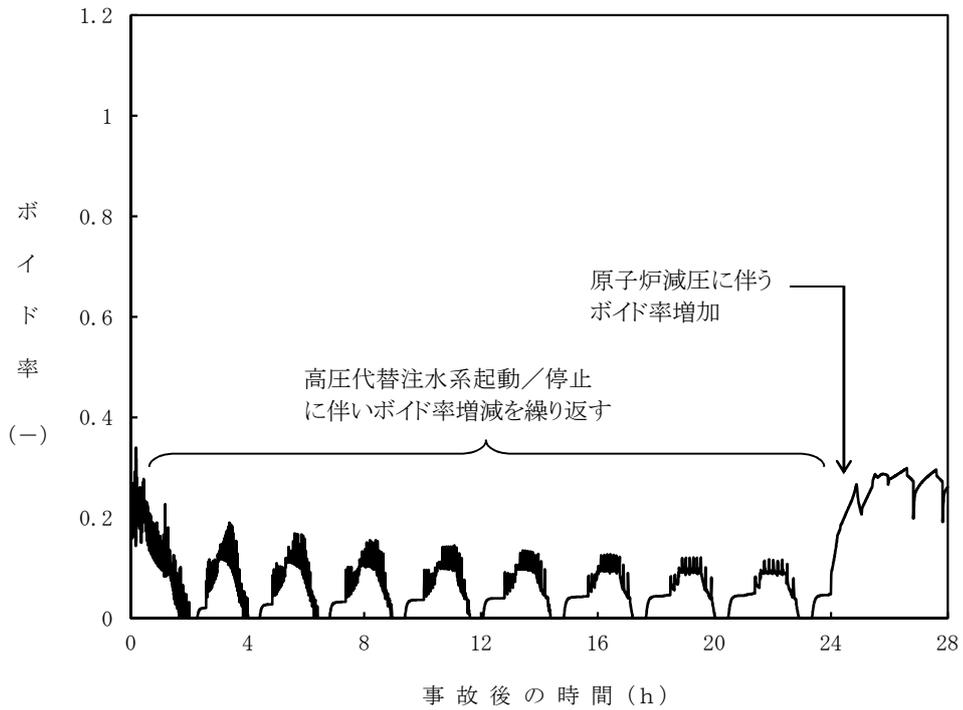


図 2.3.3.16 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

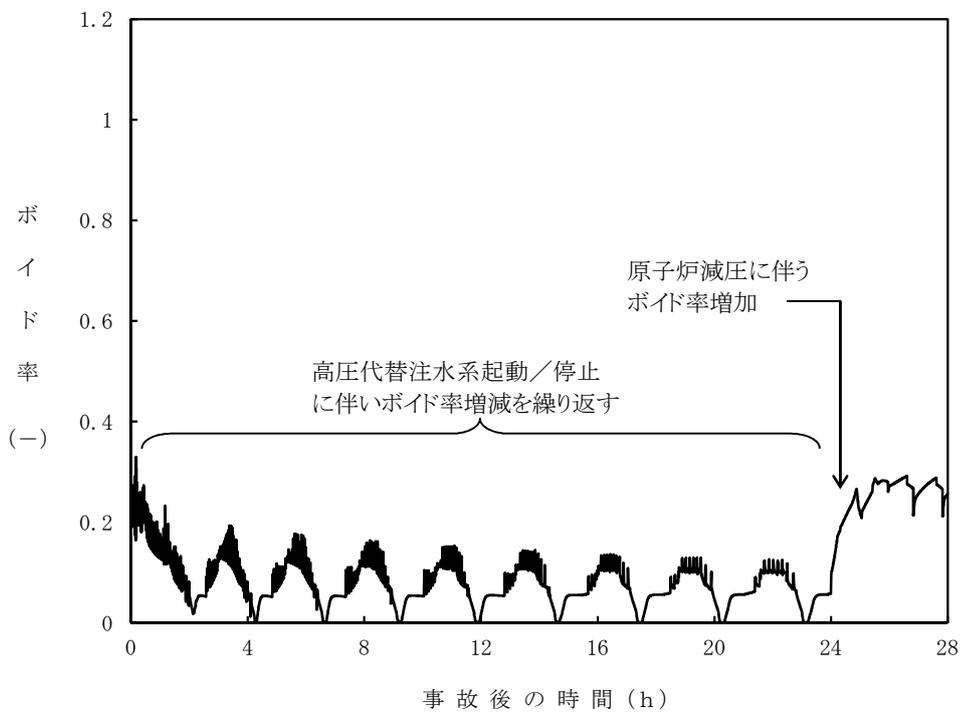


図 2.3.3.17 高出力燃料集合体のボイド率の推移

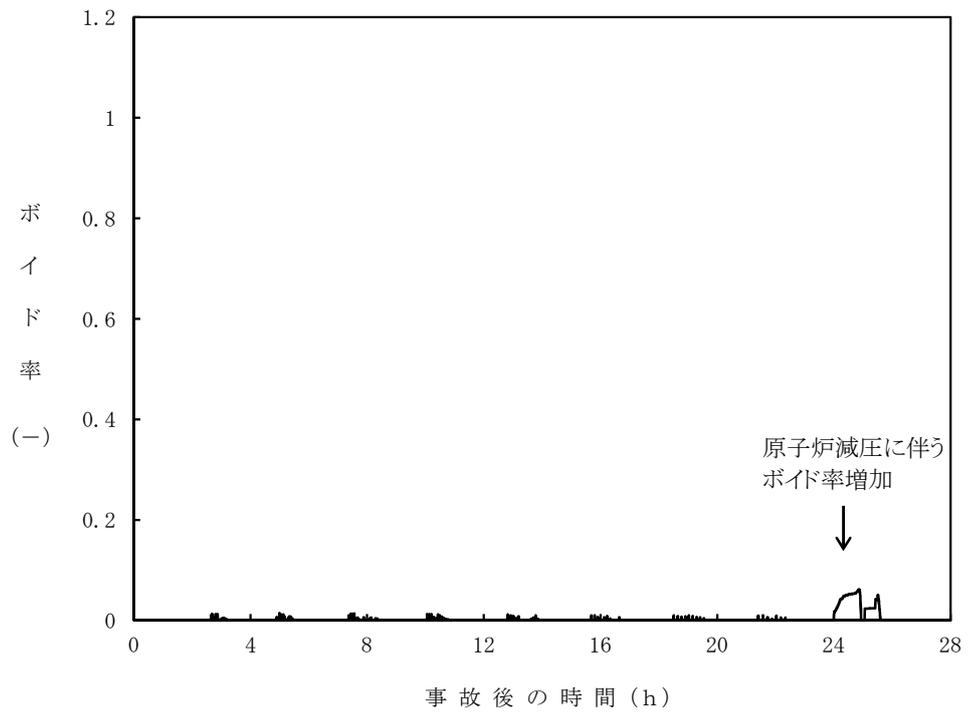


図 2.3.3.18 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

コメント No.
 審査-64 に対する
 ご回答

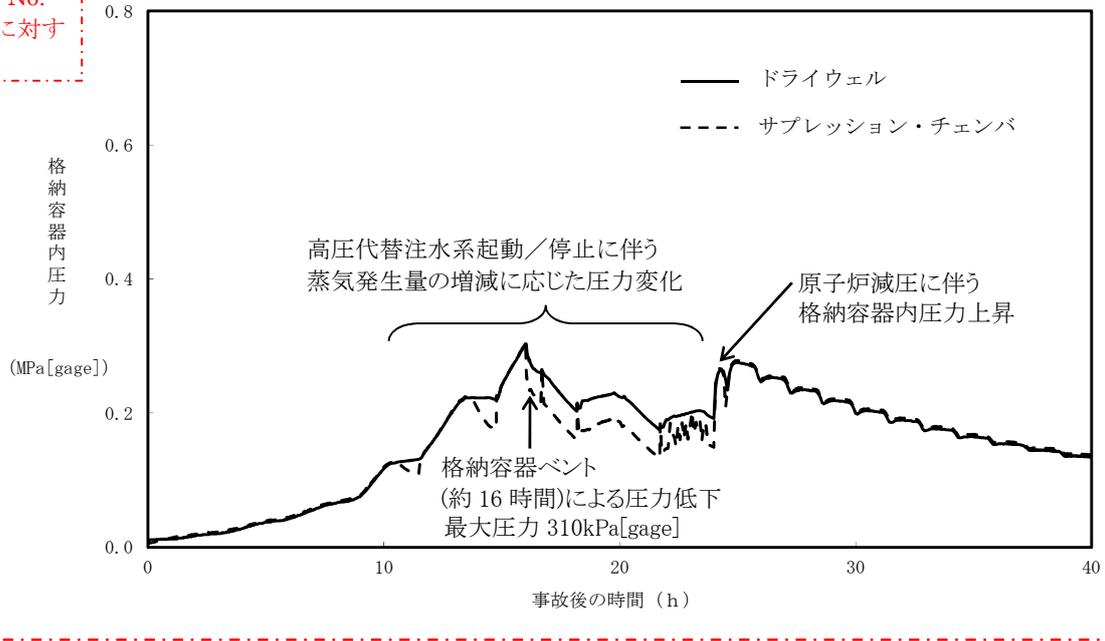


図 2.3.3.19 格納容器圧力の推移

コメント No.
 審査-64 に対する
 ご回答

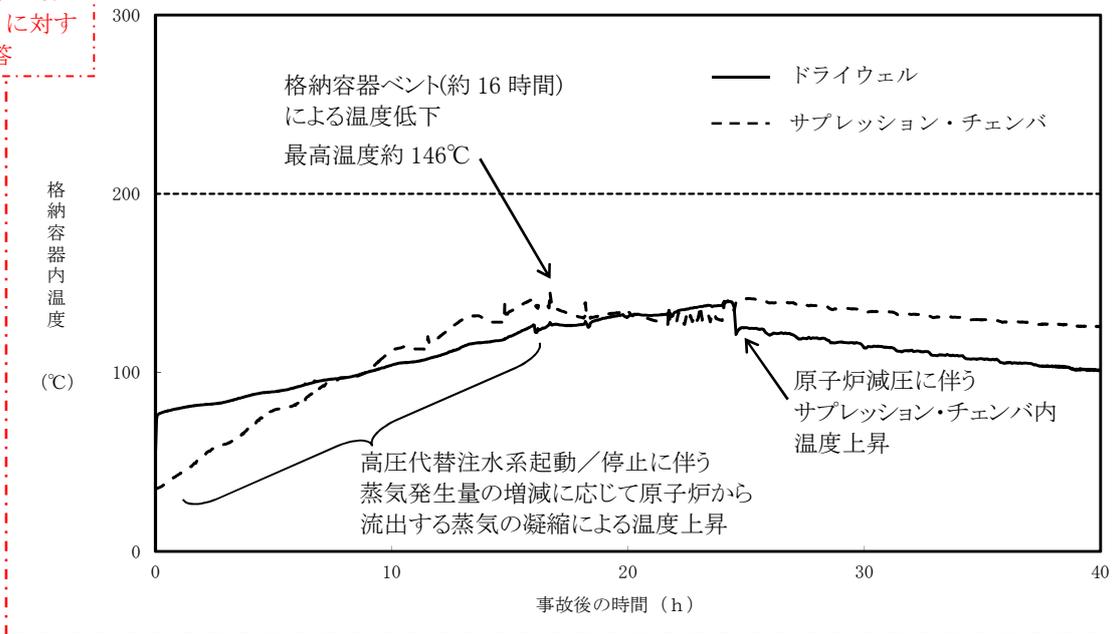


図 2.3.3.20 格納容器気相部の温度の推移

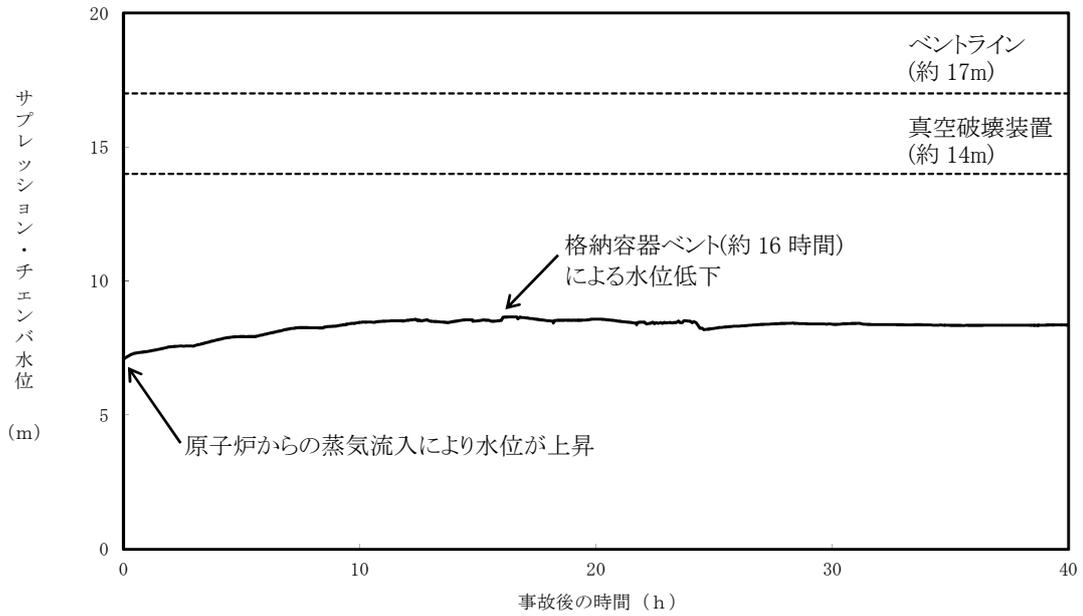


図 2.3.3.21 サプレッション・チェンバ水位の推移

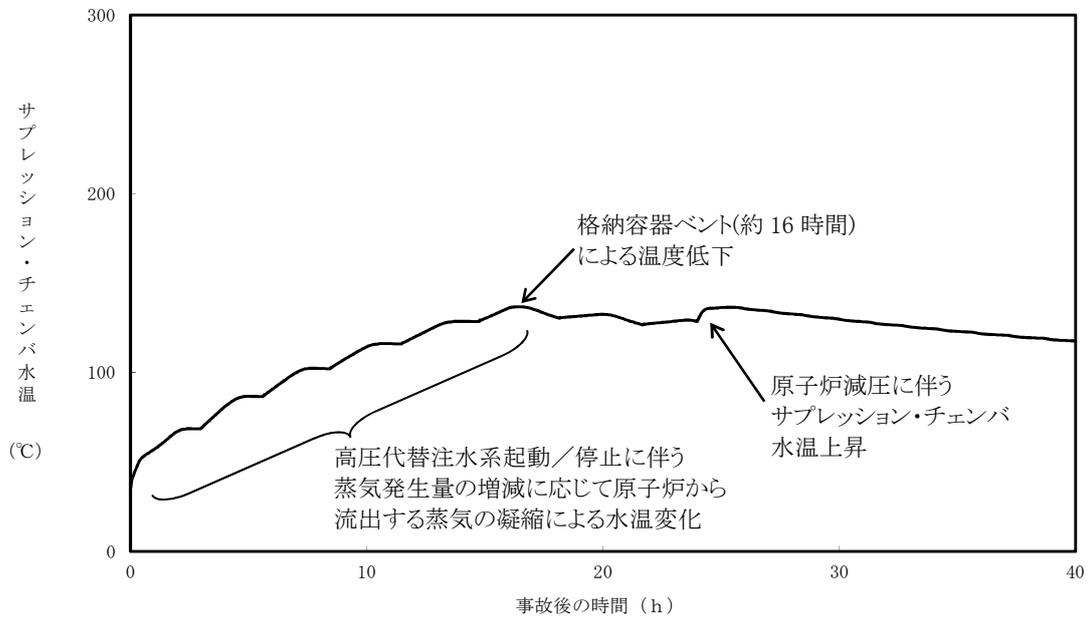


図 2.3.3.22 サプレッション・チェンバ水温の推移

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		計装設備	
判断及び操作	操作	常設設備	可搬設備
原子炉炉水 原子炉炉水確認	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。	—	—
原子炉炉水 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】	—
原子炉炉水 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】 サブプレッジョン・チェンバ水位計【SA】
原子炉炉水 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、逃がし安全弁2弁による手動減圧を行い、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】
原子炉炉水 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	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(格納容器サブレイモード)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】
原子炉炉水 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	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】	—

【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)

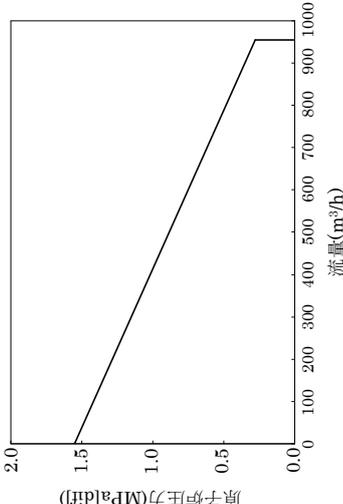
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
サブレーションプール水温	35℃	通常運転時のサブレーションプール水温の上限值として設定
格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃(事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
安全機能の喪失に対する仮定	全交流電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定
	原子炉隔離時冷却系機能喪失	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

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があることから、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、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

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、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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。

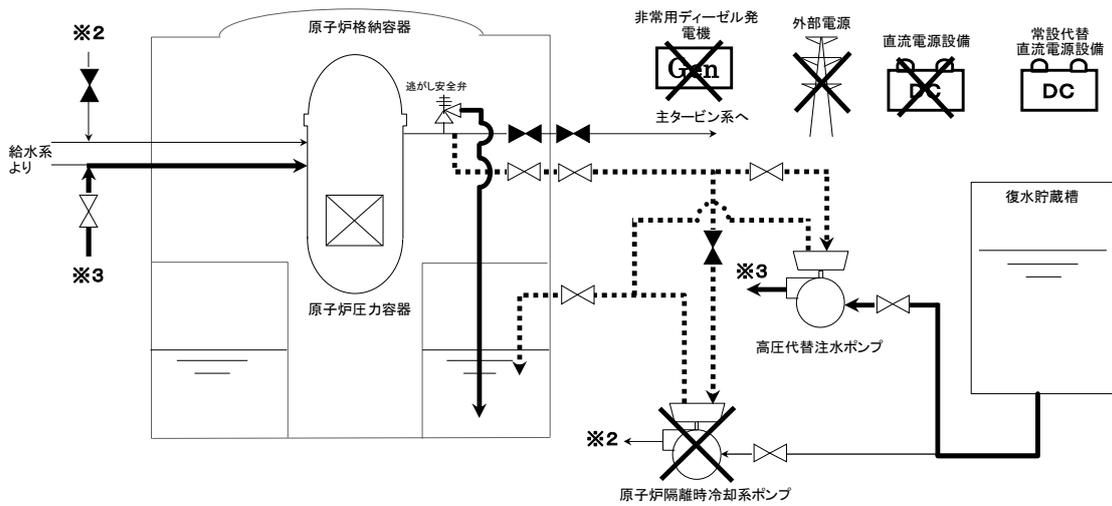
事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」の重要事故シーケンス「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」について有効性評価を行った。

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。

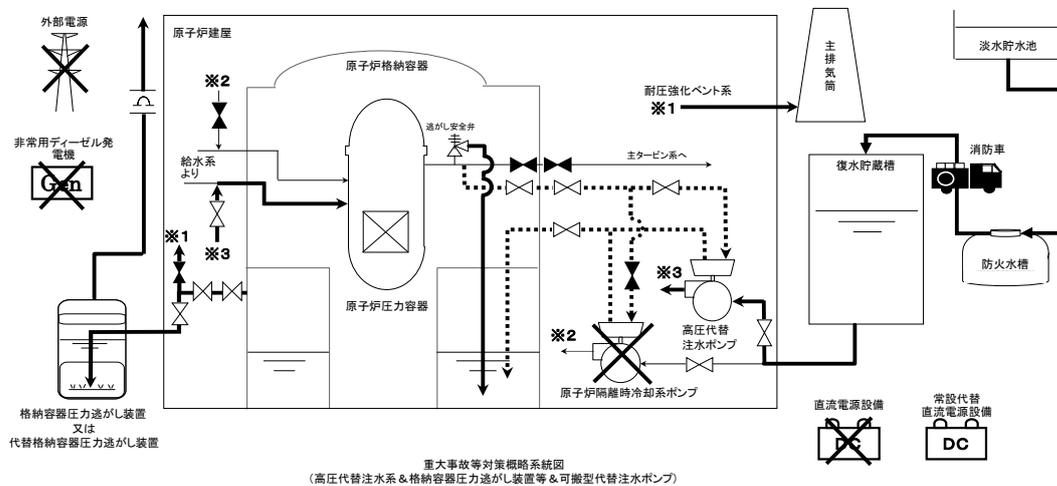
重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

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
(高圧代替注水系&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
(高圧代替注水系&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)

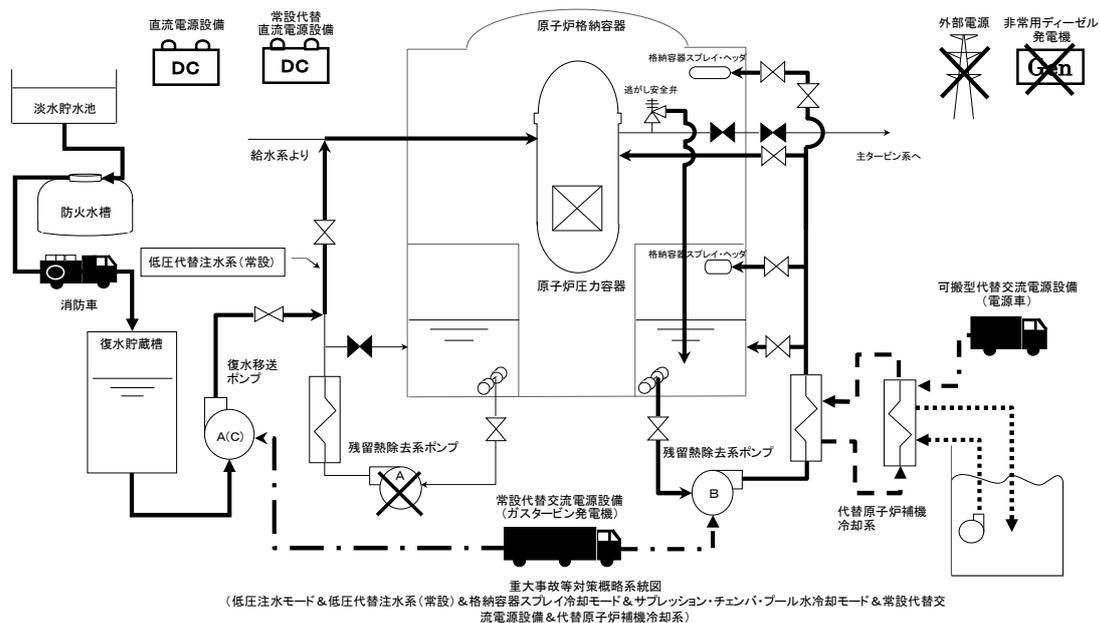


図 2.3.4.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の
 重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)

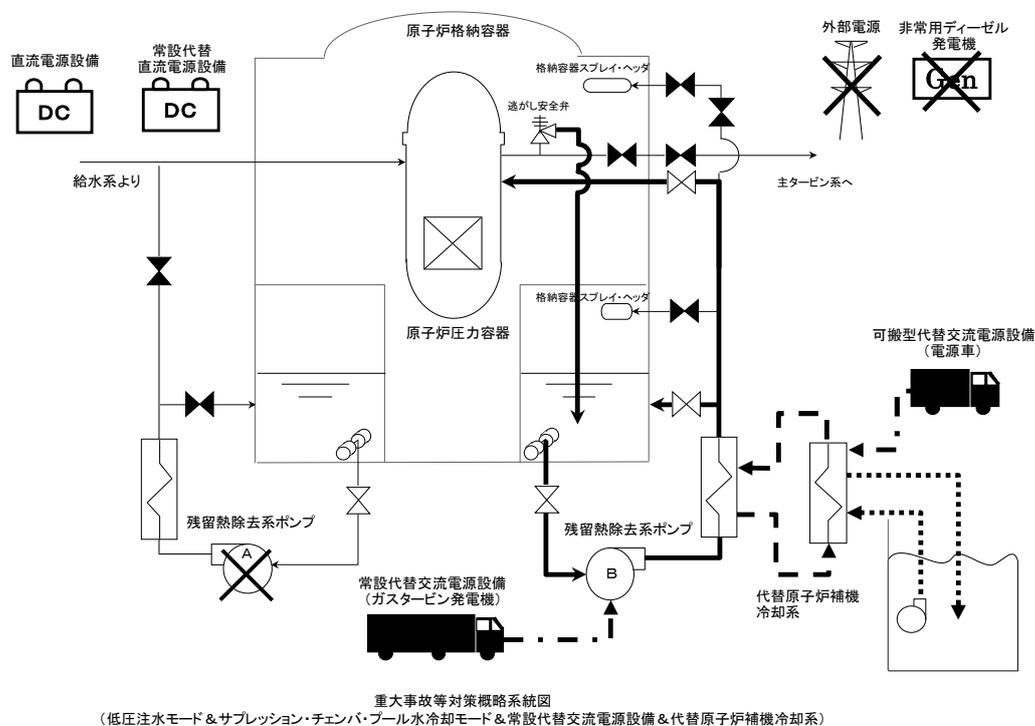


図 2.3.4.4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の
 重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)

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	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が、直流電源喪失により平均出力領域モニタ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[gauge]」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】 サブレンション・チェンバ水位計【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	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、逃がし安全弁2弁による手動減圧を行い、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[gauge]」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

2.3.5 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗

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、182m³/h(8.12MPa[dif]～1.03MPa[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300m³/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、140m³/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となる負荷として、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。

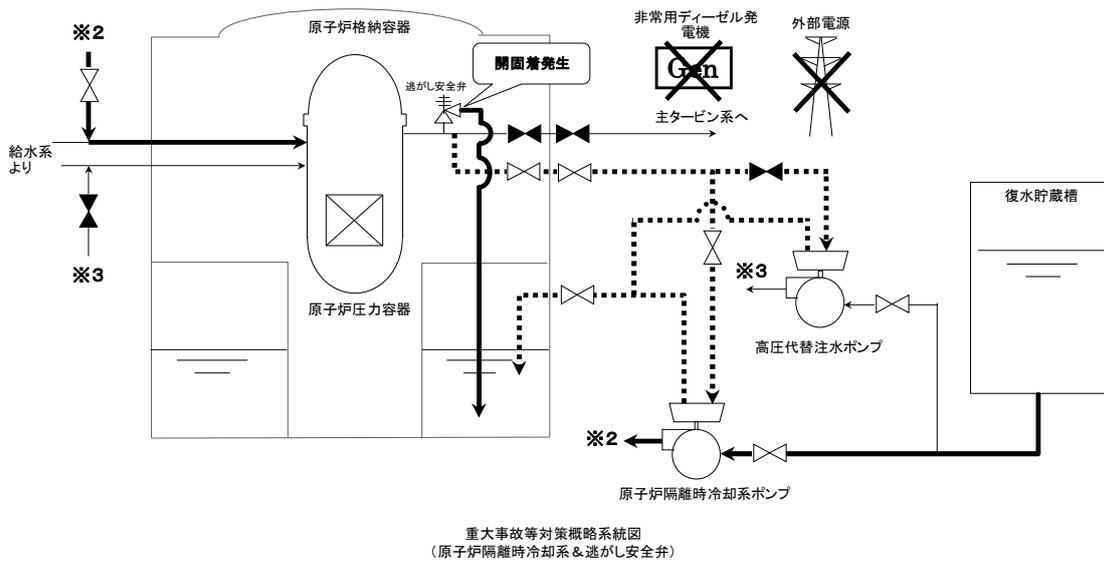


図1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(1/4)

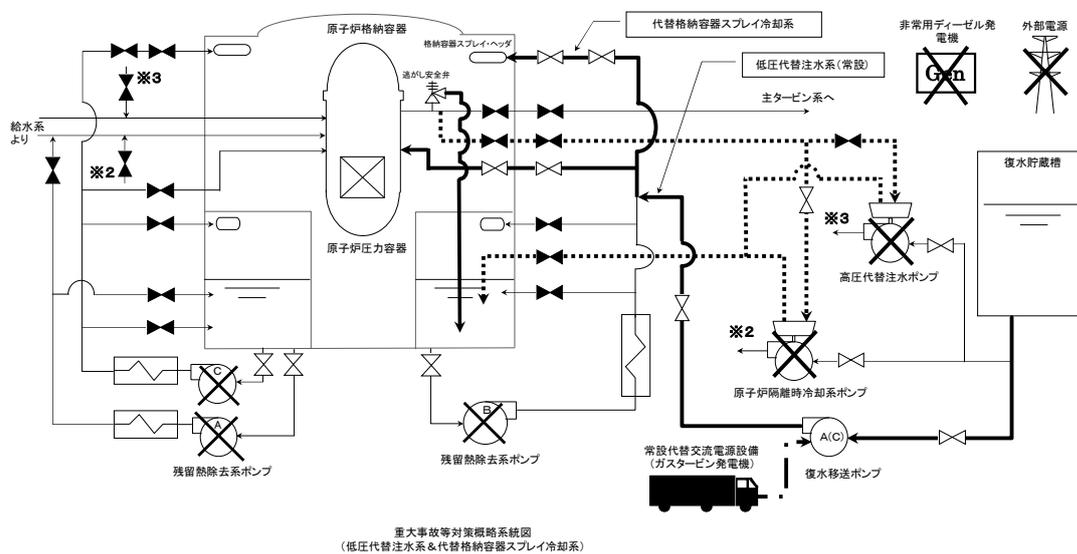


図2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図(2/4)

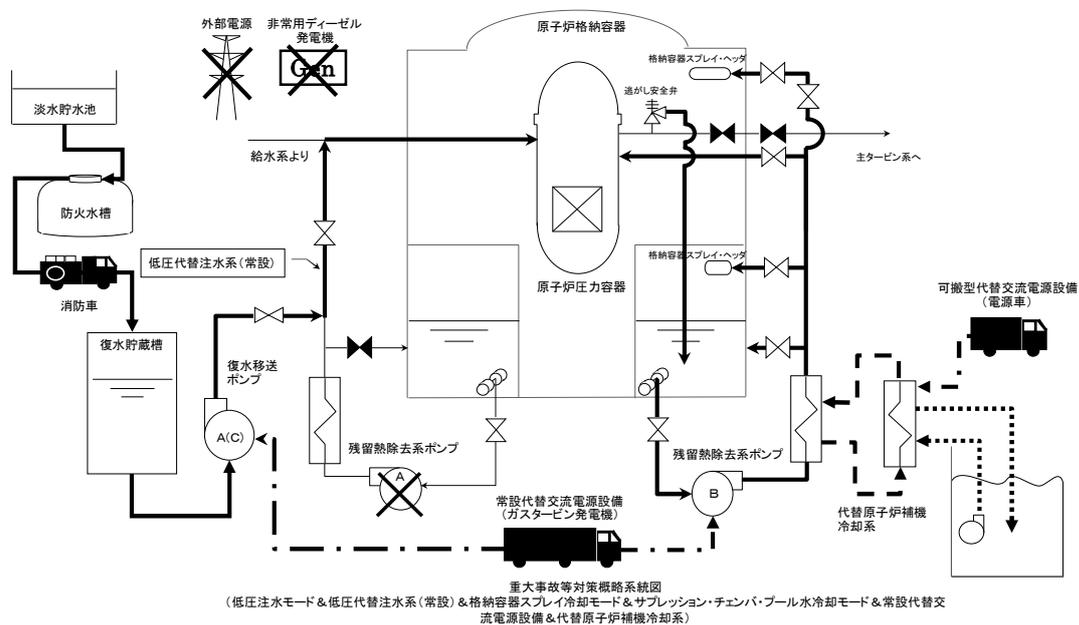


図3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)

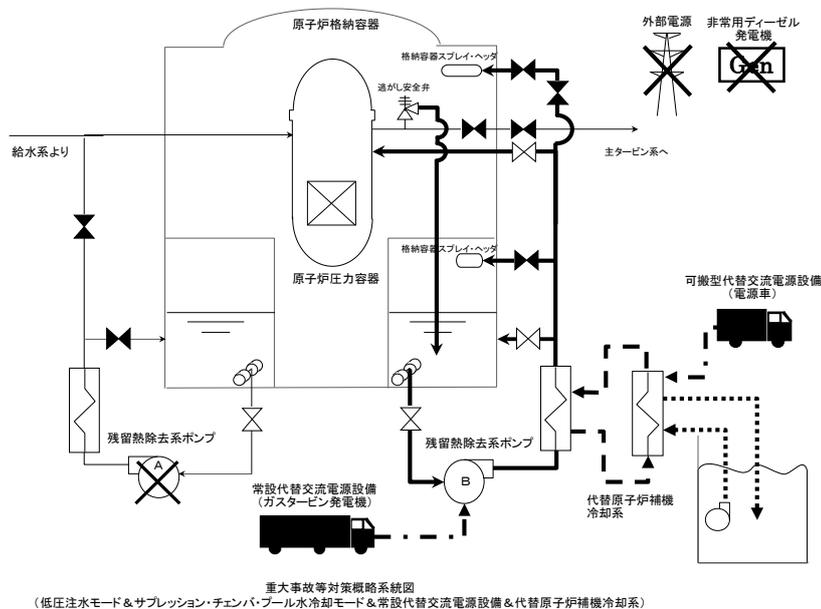


図4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)

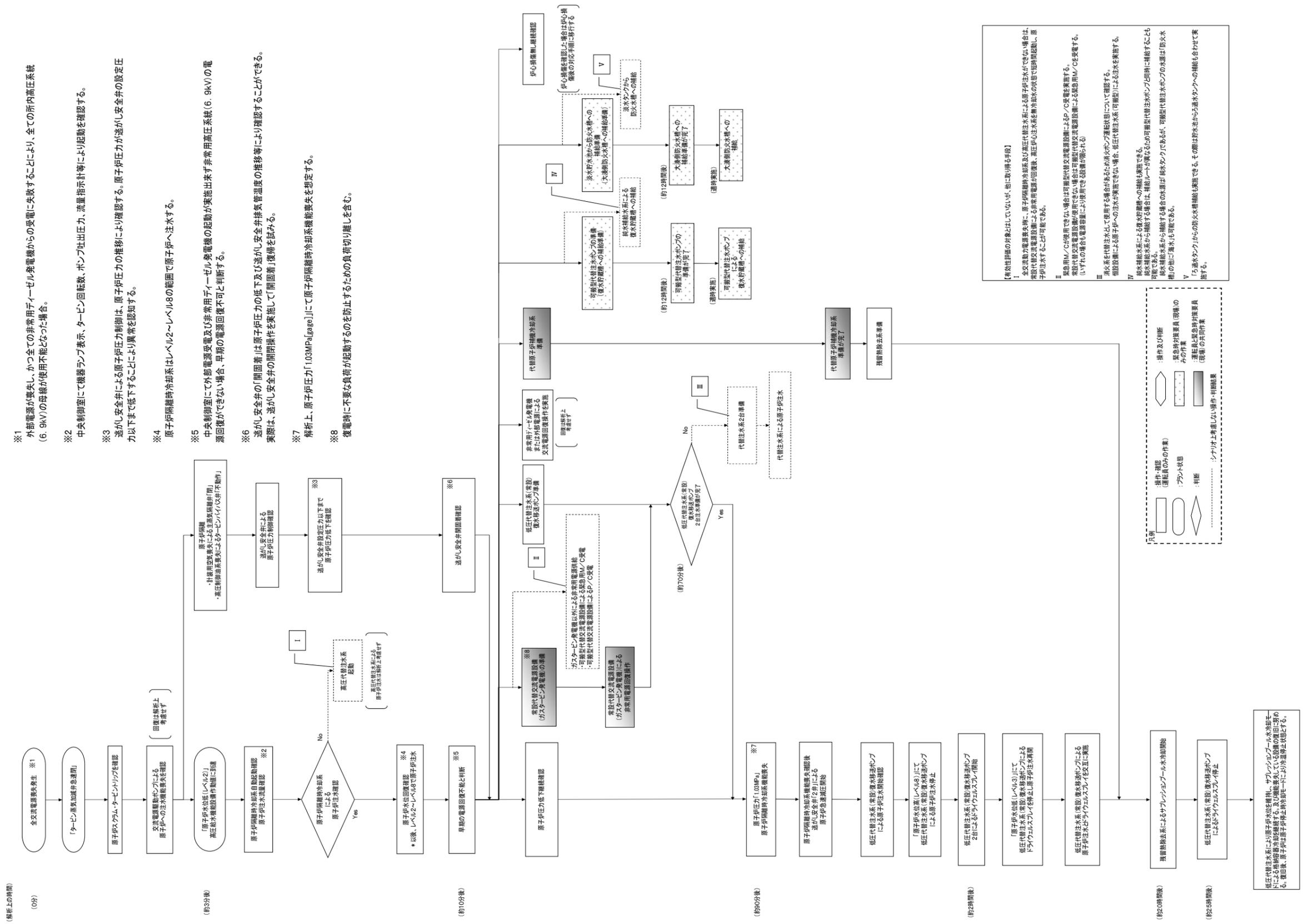


図 5 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) + SRV 再閉失敗時の対応手順の概要

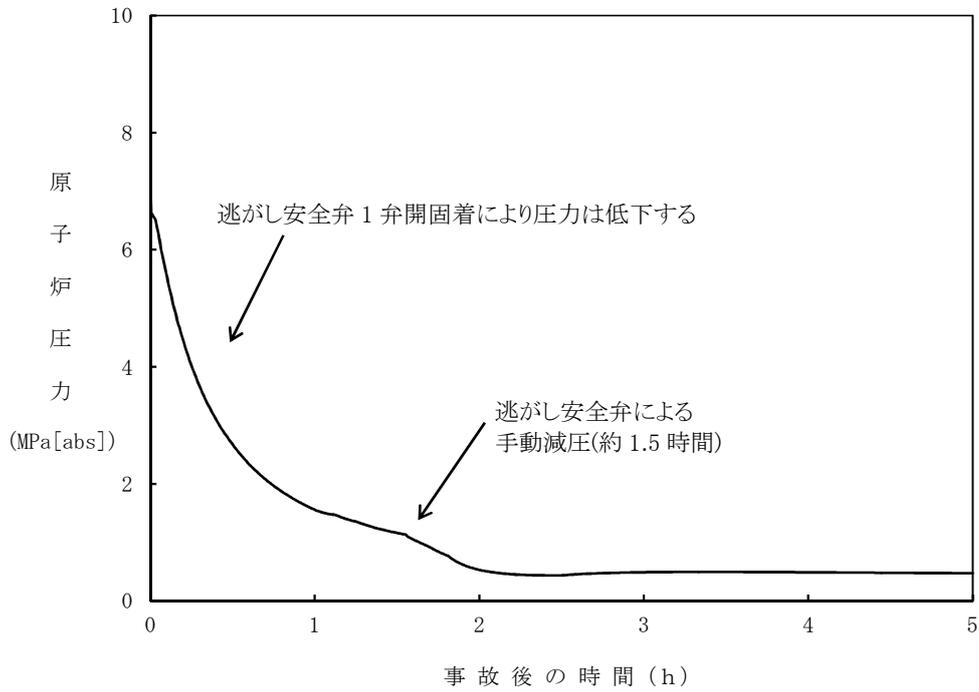


図 7 原子炉圧力の推移

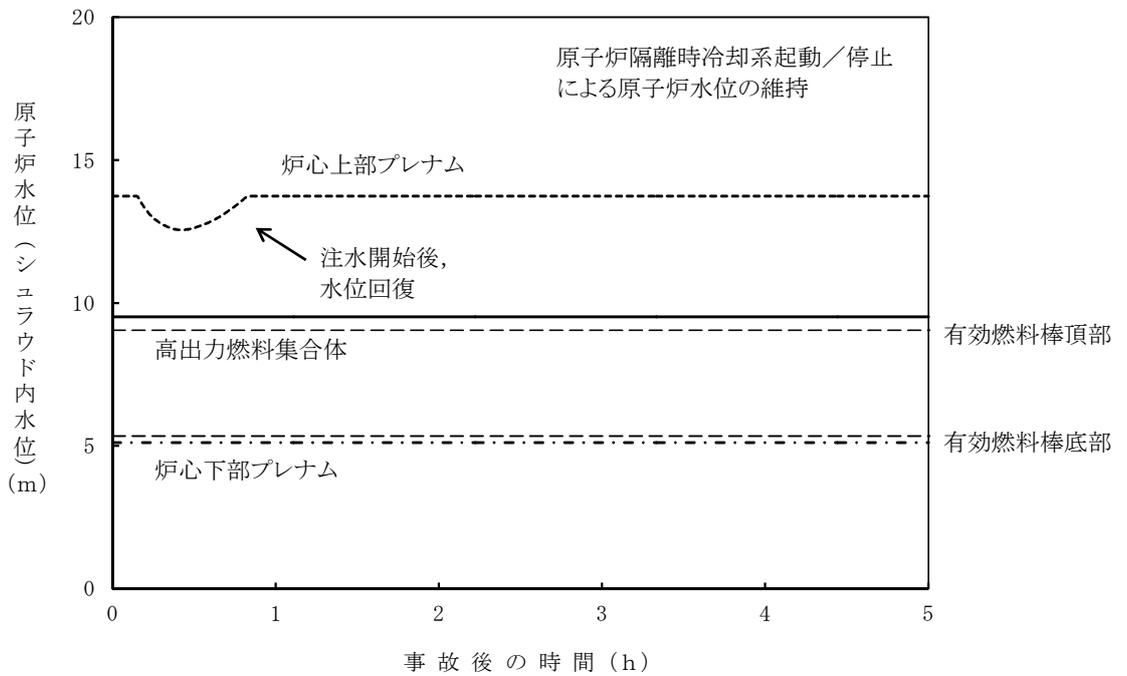


図 8 原子炉水位の推移

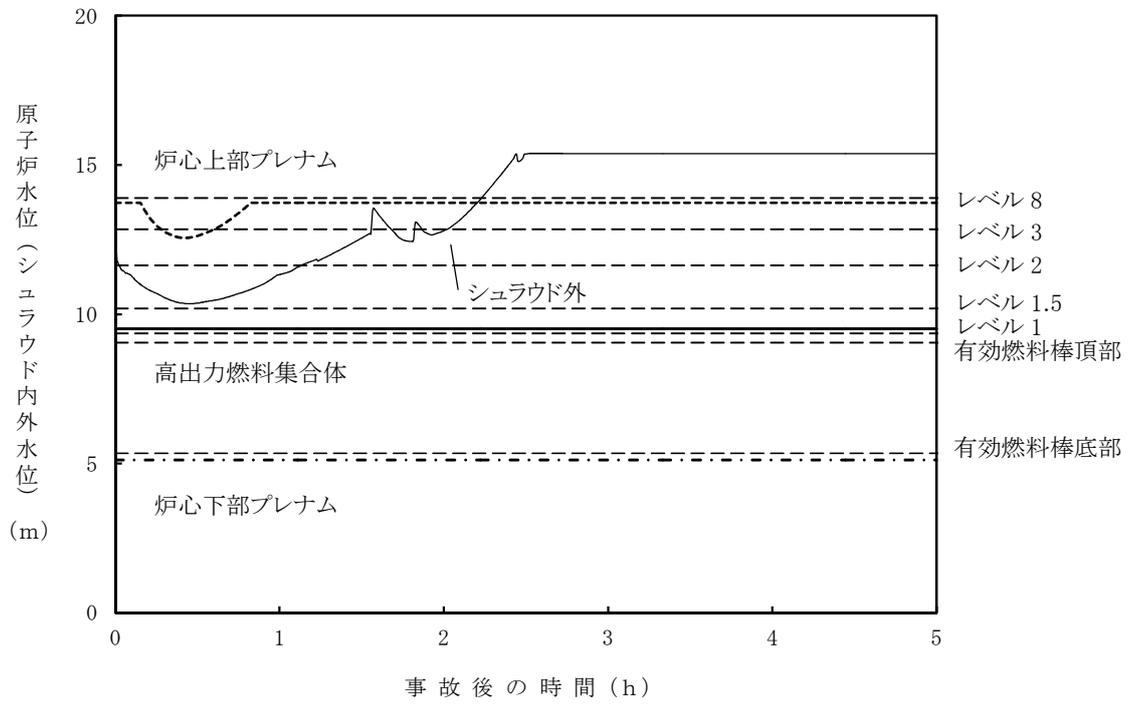


図9 原子炉水位(シユラウド内外水位)の推移

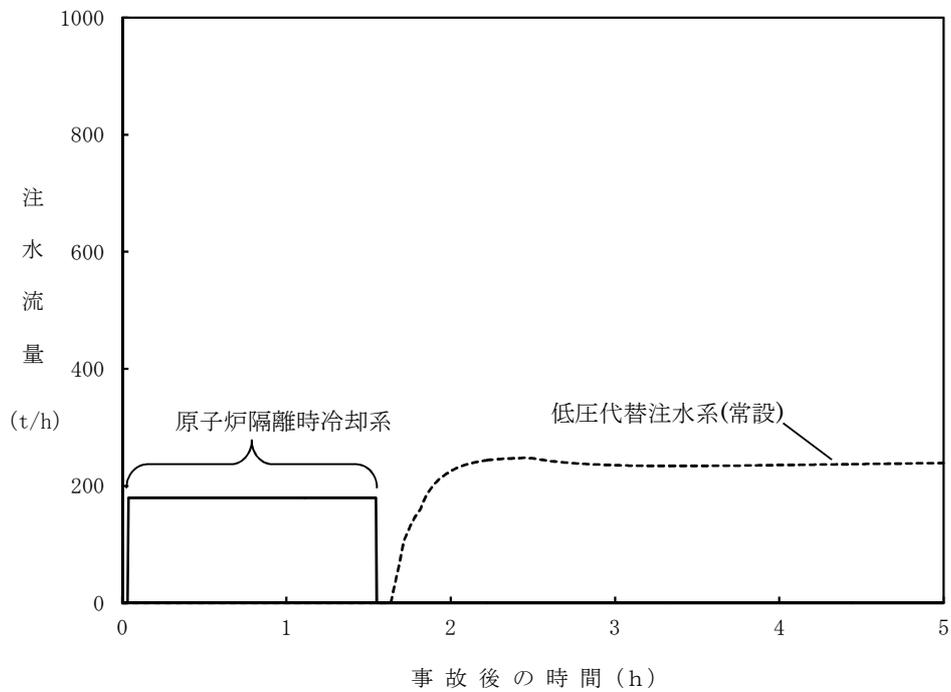


図10 注水流量の推移

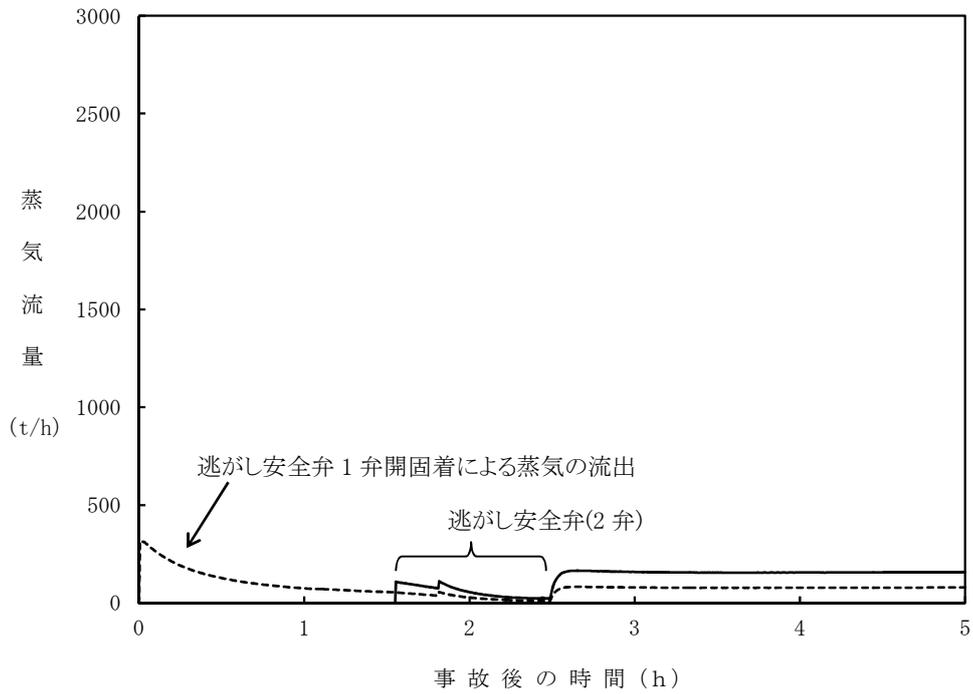


図 11 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

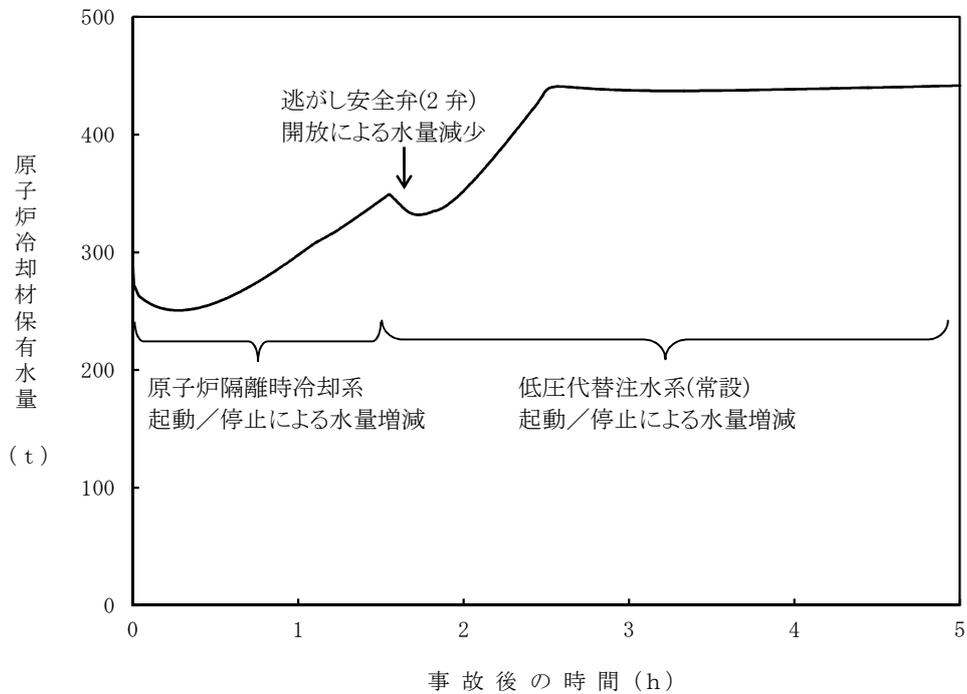


図 12 原子炉内保有水量の推移

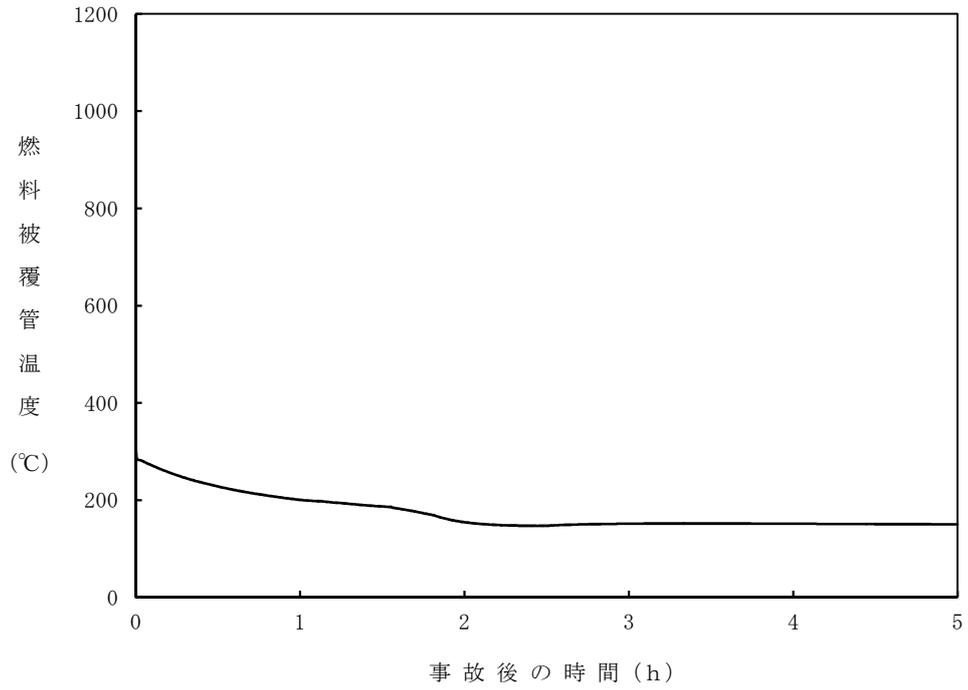


図 13 燃料被覆管温度の推移

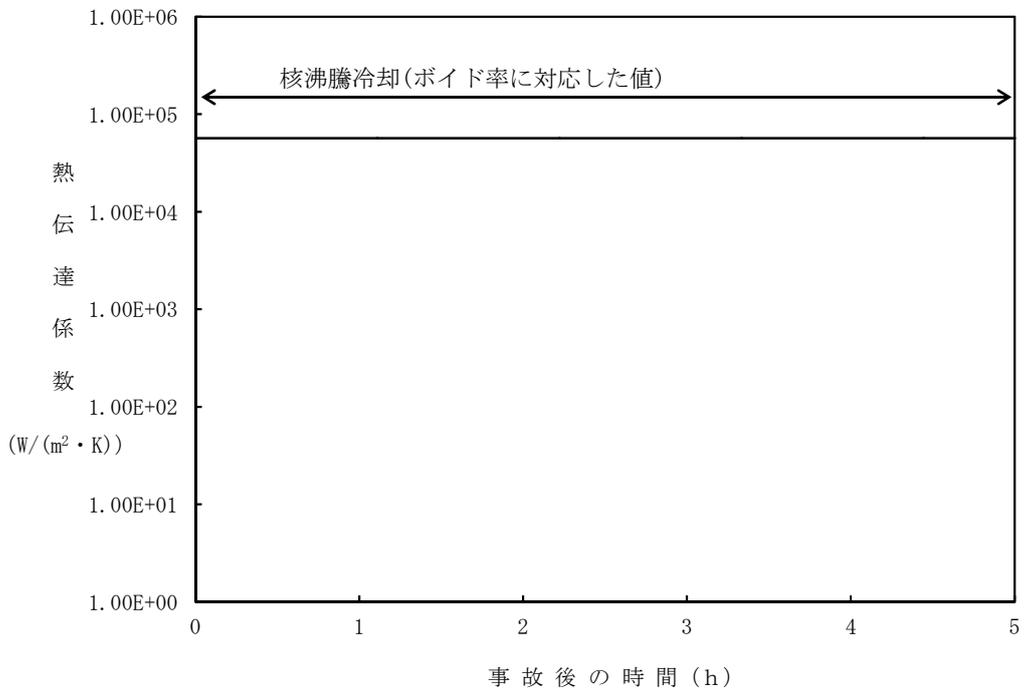


図 14 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

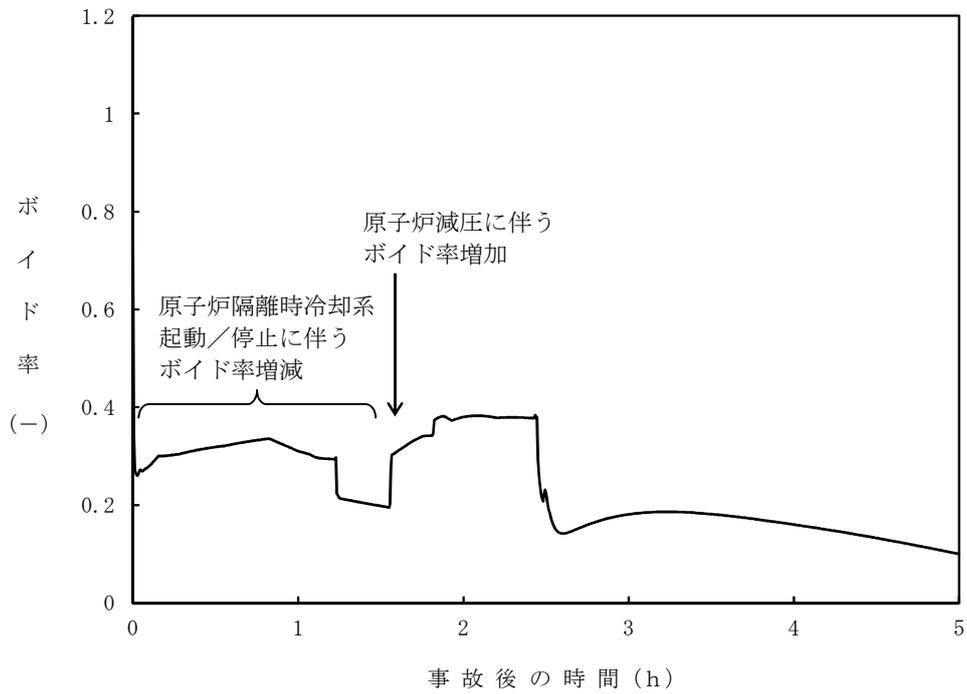


図 15 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

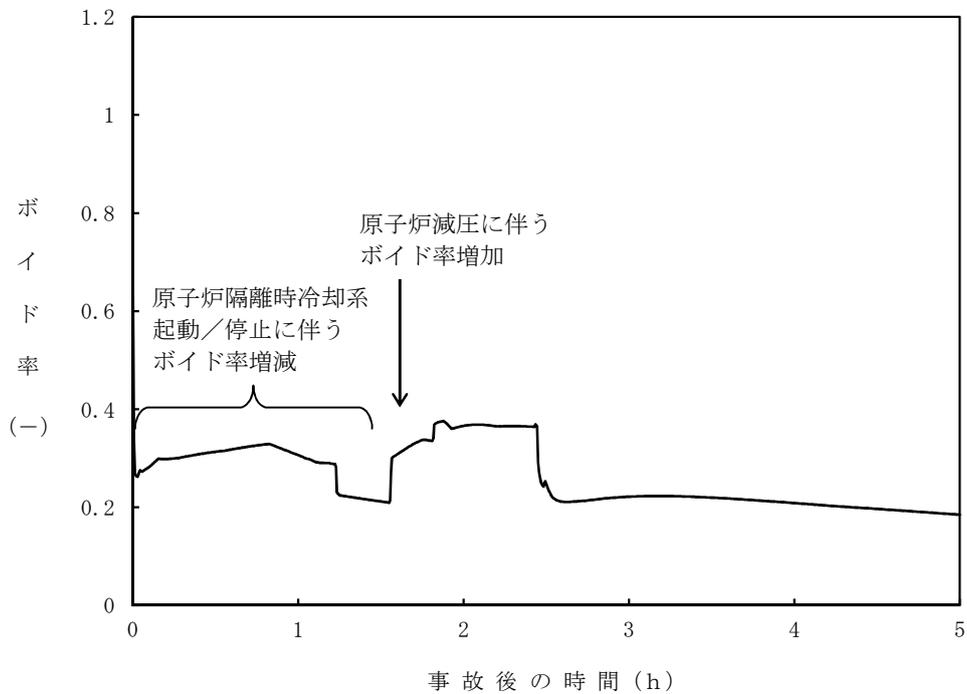


図 16 高出力燃料集合体のボイド率の推移

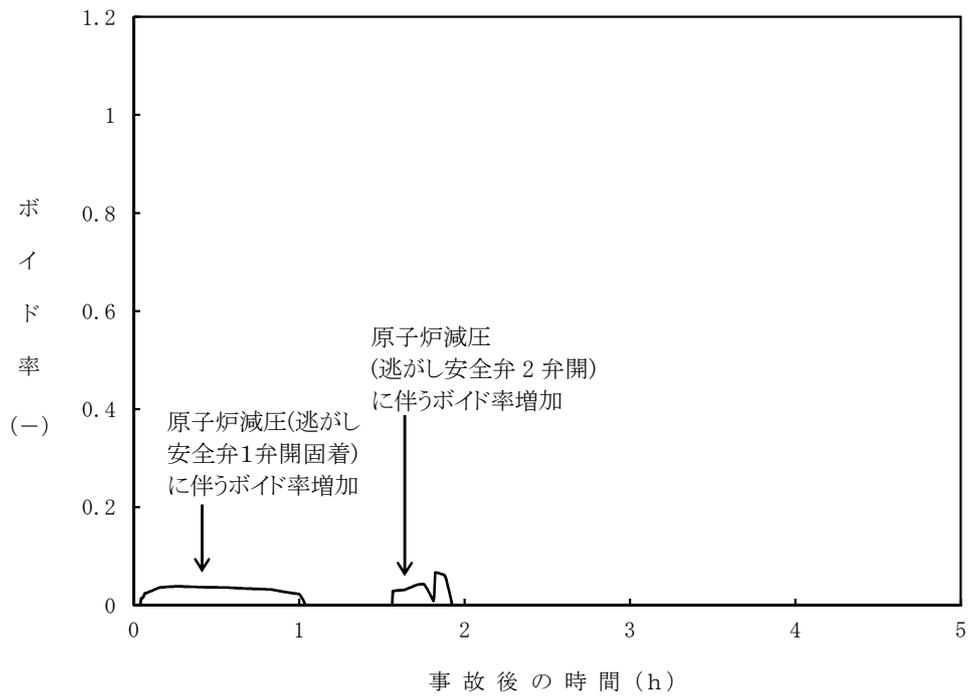


図 17 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

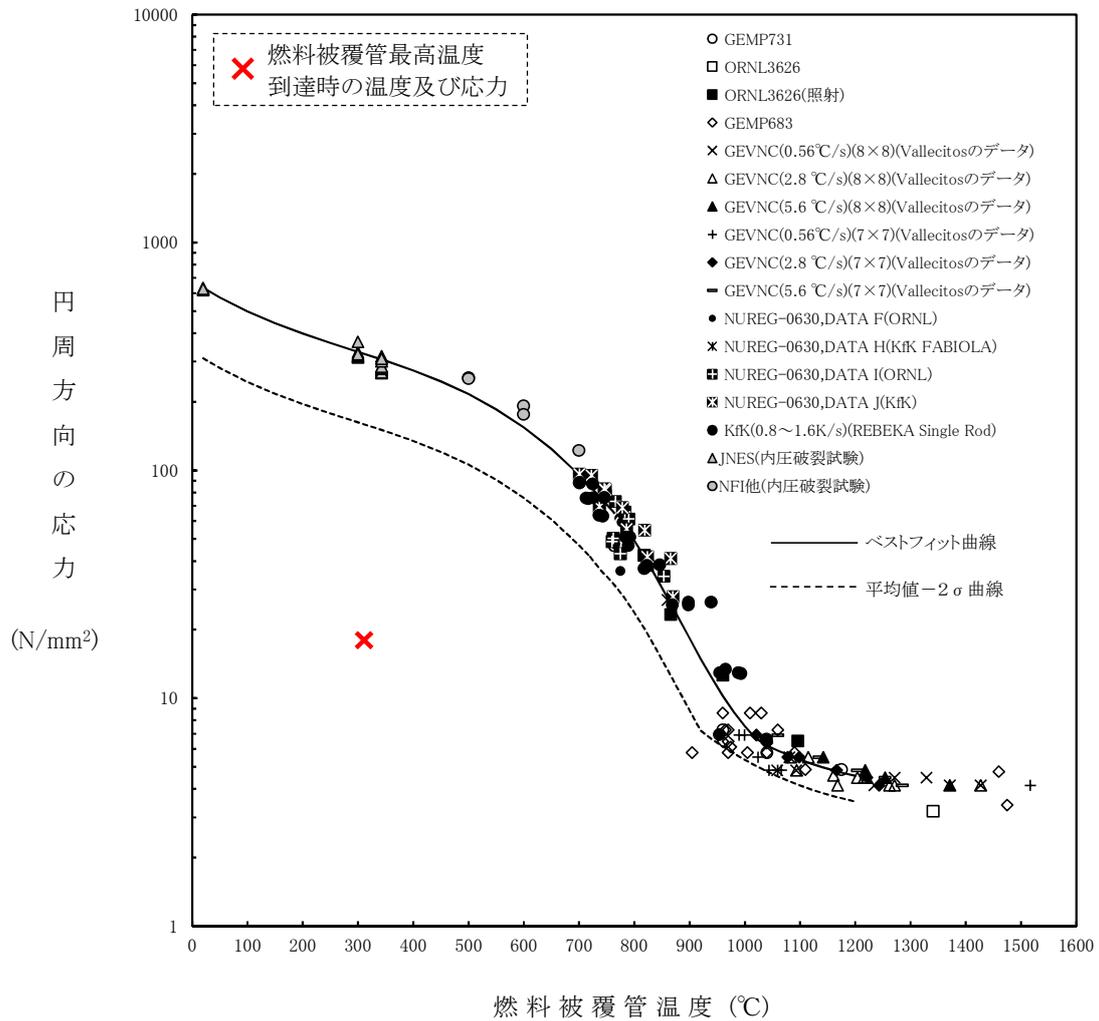


図 18 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

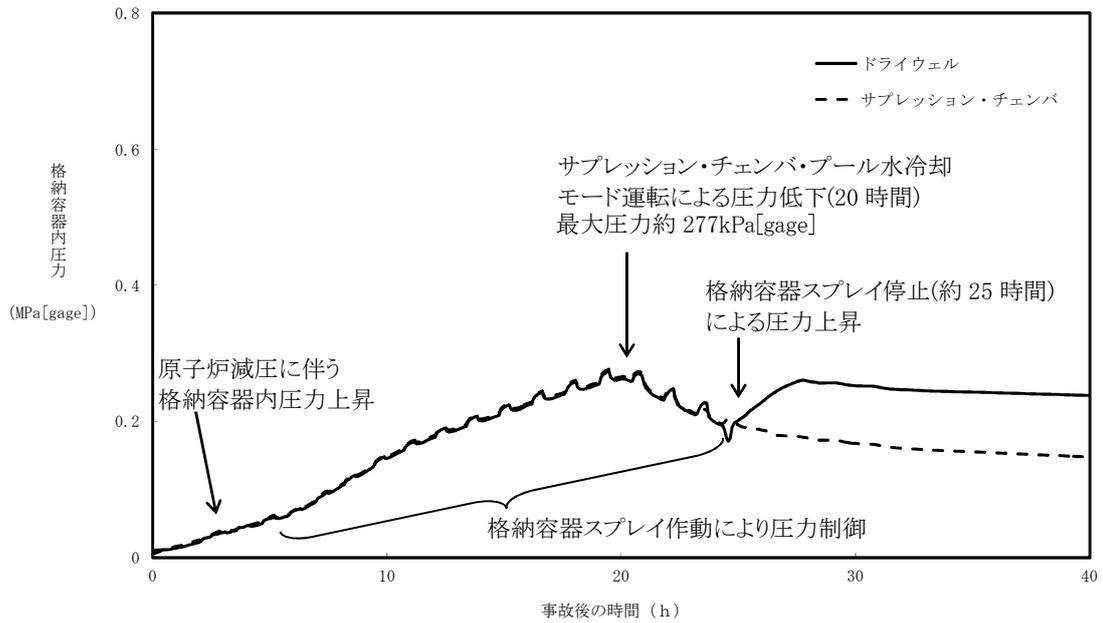


図 19 格納容器圧力の推移

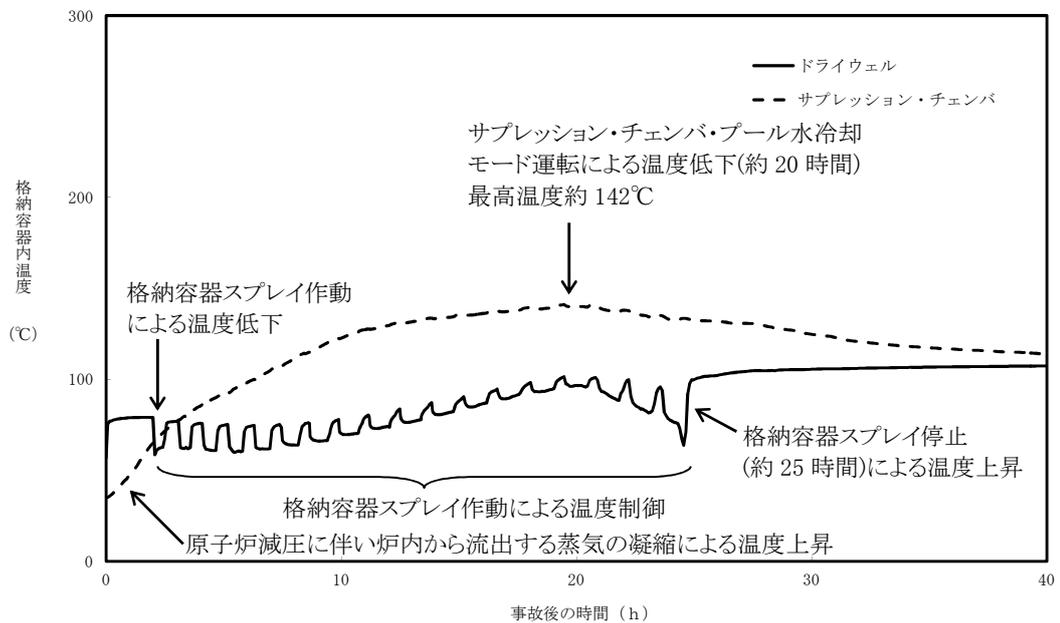


図 20 格納容器気相部の温度の推移

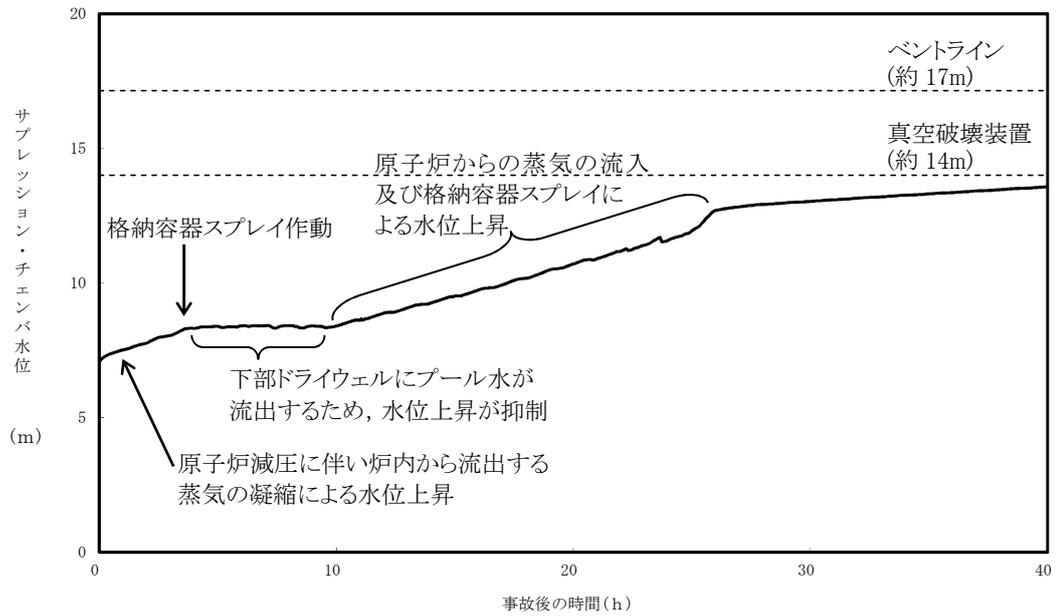


図 21 サプレッション・チェンバ水位の推移

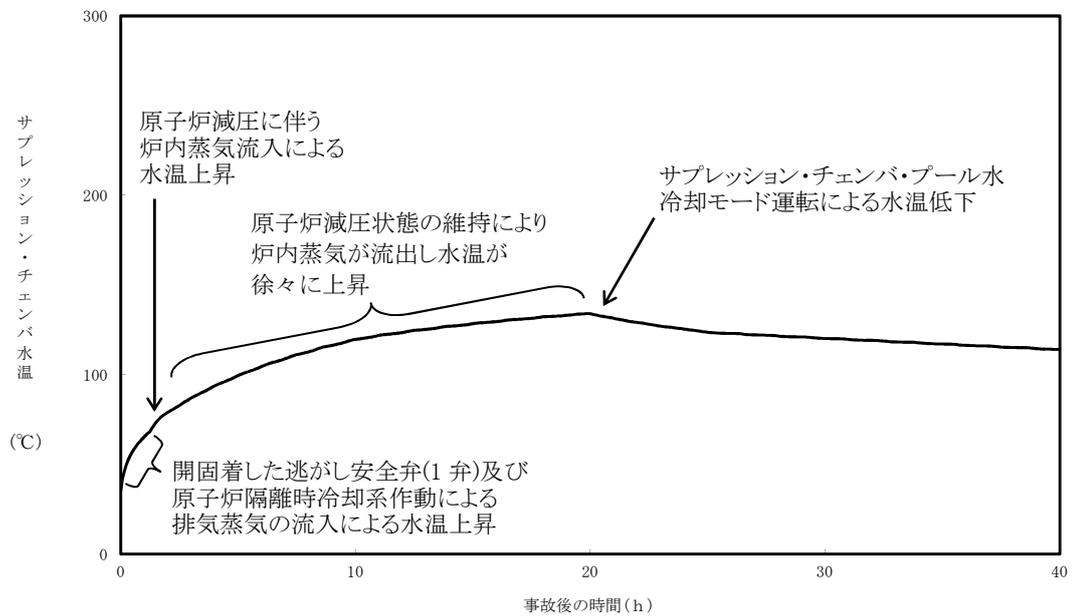


図 22 サプレッション・チェンバ水温の推移

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
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)
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、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。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】 逃がし安全弁 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】
サブレーション・チェンバ・プール冷却モード運転	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)

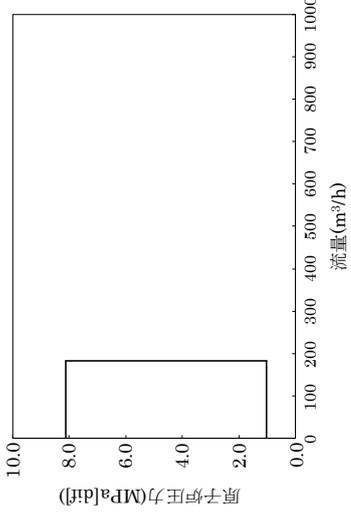
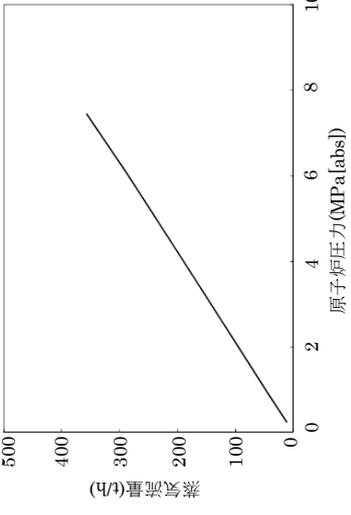
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位	通常運転時原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料(A 型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	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)

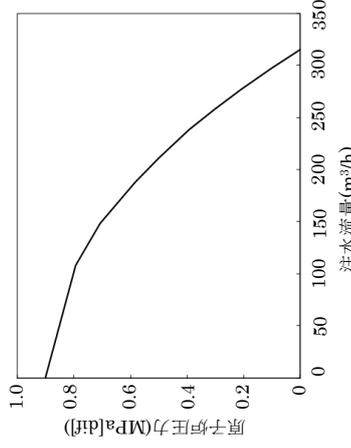
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>低圧代替注水系 (常設)</p>	<p>最大 300m³/h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御</p>	<p>設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定</p> 
<p>代替格納容器スプレー冷却系</p>	<p>140m³/h にてスプレー</p>	<p>格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し, 設定</p>
<p>代替原子炉補機冷却系</p>	<p>約 23MW (海水温度 30°C において)</p>	<p>代替原子炉補機冷却系の設計値として設定</p>

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ーション・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		