

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1月

東京電力株式会社

目次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

- 1.1 概要
- 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
- 1.3 評価にあたって考慮する事項
- 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
- 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
- 1.6 解析の実施方針
- 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
- 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
- 1.9 参考文献

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果

付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
- 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
- 2.3 全交流動力電源喪失
- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
- 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)
- 3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用
- 3.4 水素燃焼
- 3.5 格納容器直接接触(シェルアタック)
- 3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用



今回のご説明範囲

4. 使用済燃料燃料ピット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 安定停止状態について
- 添付資料 2.1.2 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 2.1.3 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 安定停止状態について
- 添付資料 2.2.2 7日間における燃料の対応について(高圧注水・減圧機能喪失)

- 添付資料 2.3.1 敷地境界外での実効線量評価について
- 添付資料 2.3.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.3 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 2.3.4 安定停止状態について
- 添付資料 2.3.5 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失)
- 添付資料 2.3.6 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失)
- 添付資料 2.3.7 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失)

- 添付資料 2.4.1.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.4.1.2 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 2.4.1.3 7日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.4 常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

- 添付資料 2.4.2.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.4.1.2 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 2.4.1.3 7日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(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 安定停止状態について
- 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 安定停止状態について

添付資料 2.6.2 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 2.6.3 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 安定停止状態について

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 3.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時における Cs-137 放出量評価について

添付資料 3.1.2 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 3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)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 3.1.4 安定停止状態について

添付資料 3.1.5 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))

添付資料 3.1.6 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))

添付資料 3.1.7 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))

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

添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)に関する知見の整理

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

今回のご説明範囲

- 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 安定停止状態について
- 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 熔融炉心-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(熔融炉心・コンクリート相互作用)

今回のご説明範囲

2.6 LOCA 時注水機能喪失

2.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」「小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」「中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」及び「中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗」である。

なお，大破断 LOCA については，炉心損傷防止対策を有効に実施することはできないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，かつ，自動減圧系が機能喪失することを想定する。このため，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位低下により炉心損傷に至る。

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

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため，代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.6.1 から図 2.6.2 に，手順の概要を図 2.6.3 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手順の関係を表 2.6.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央監視・指示を行う当直長 1 名(6/7 号炉兼任)，当直副長 2 名，運転員 8 名，緊急時対策要員(現場)8 名の合計 19 名である。必要な要員と作業項目について図 2.6.4 に示す。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失となり，炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。

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

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下を継続し、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低(レベル 1.5)で高圧炉心注水系、原子炉水位低(レベル 1)で低圧注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失する。

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

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

低圧代替注水系(常設)の準備が完了後、原子炉を急速減圧する。

c. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

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

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

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

d. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器の圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

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

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

e. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び格納容器内雰囲気放射線レベル計及びサプレッション・チェンバ水位計等である。

2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、事象進展の厳しさから中小破断 LOCA 発生時に緩和系である高圧注水機能及び低圧注水機能の喪失を重畳させる「中小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」を選定した。

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 SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP、炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.6.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

破断箇所は原子炉圧力容器下部のドレン配管とし、破断面積を約 1cm^2 とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高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。また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を想定する。

(c) 外部電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプトリップに伴う「炉心流量急減」信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁 8 個を使用するものとし、容量として、1 個あたり

定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。

(c) 低圧代替注水系(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 14.3kg/s(格納容器圧力 0.31MPa[gage]において)の流量にて、格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から14分後に開始し、操作時間は4分間とする。

(b) 原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して、事象発生から18分後に開始する。

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

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

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図 2.6.5 から図 2.6.10 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 2.6.11 から図 2.6.16 に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブレーション・チェンバ水位及び水温の推移を図 2.6.17 から図 2.6.20 に示す。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル 1.5)

で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル1)で低圧注水系の起動に失敗する。また、自動減圧系が作動に失敗する。

再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低(レベル1.5)で全閉する。

事象発生から約18分後に手動操作により逃がし安全弁8弁を開き、原子炉を急速減圧し、原子炉の減圧後に、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。

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

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

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。ベントは、事象発生から約17時間経過した時点で実施する。

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

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図2.6.11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821℃となるが、1,200℃以下となる。燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図2.6.5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。

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ー冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144°Cに抑えられる。

図 2.6.6 に示すとおり、低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.6.1)

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

2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.6.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.6.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり19名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系による代替格納容器スプレーについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,200m³の水が必要となる。復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約 19,700m³の水を保有しており、12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。なお、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているためである。

(添付資料 2.6.2)

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約750,960Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約6,048L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 2.6.3)

c. 電源

外部電源は事象発生と同時に喪失するが、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

2.6.5 結論

事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段、長期対策として代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」について有効性評価を行った。

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

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

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対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」において、炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対して有効である。

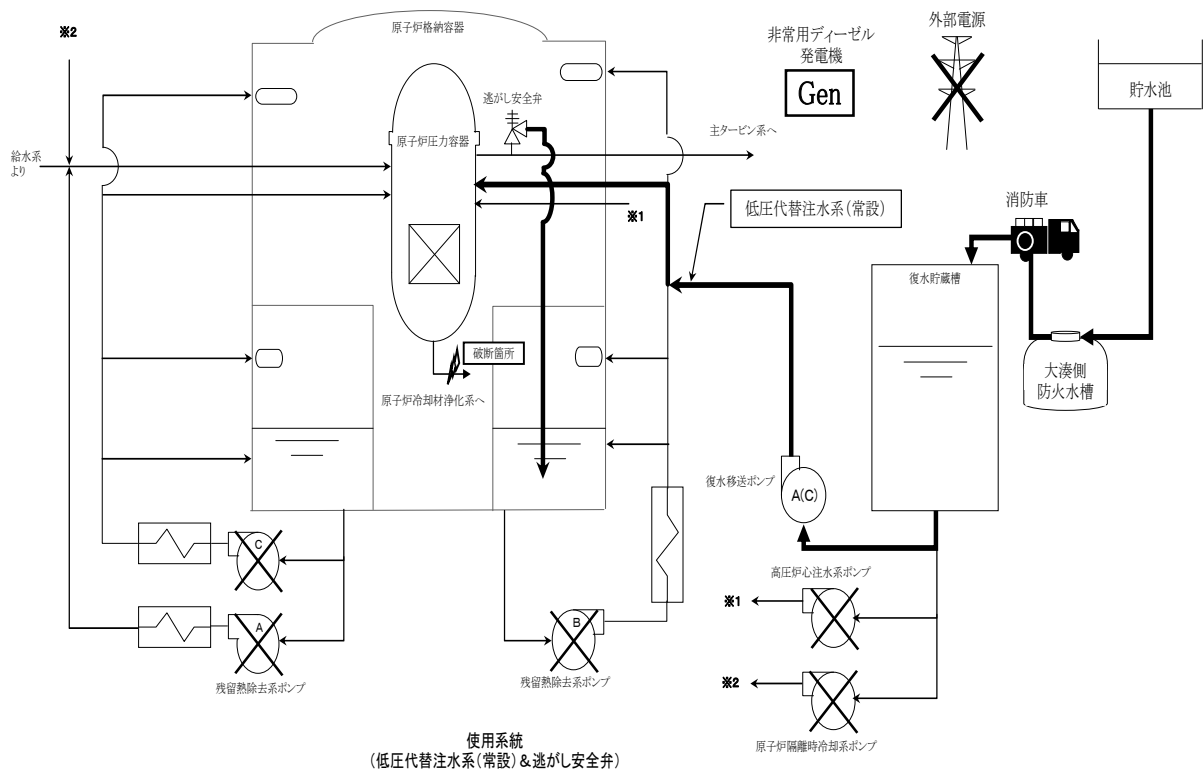


図 2.6.1 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)

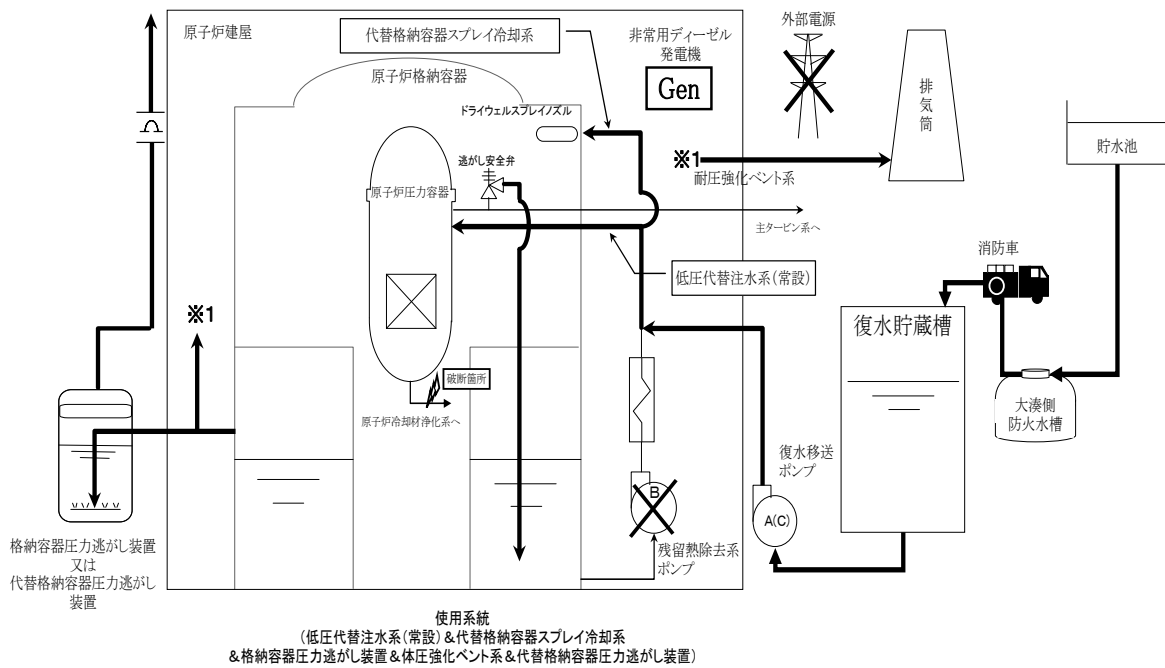


図 2.6.2 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)

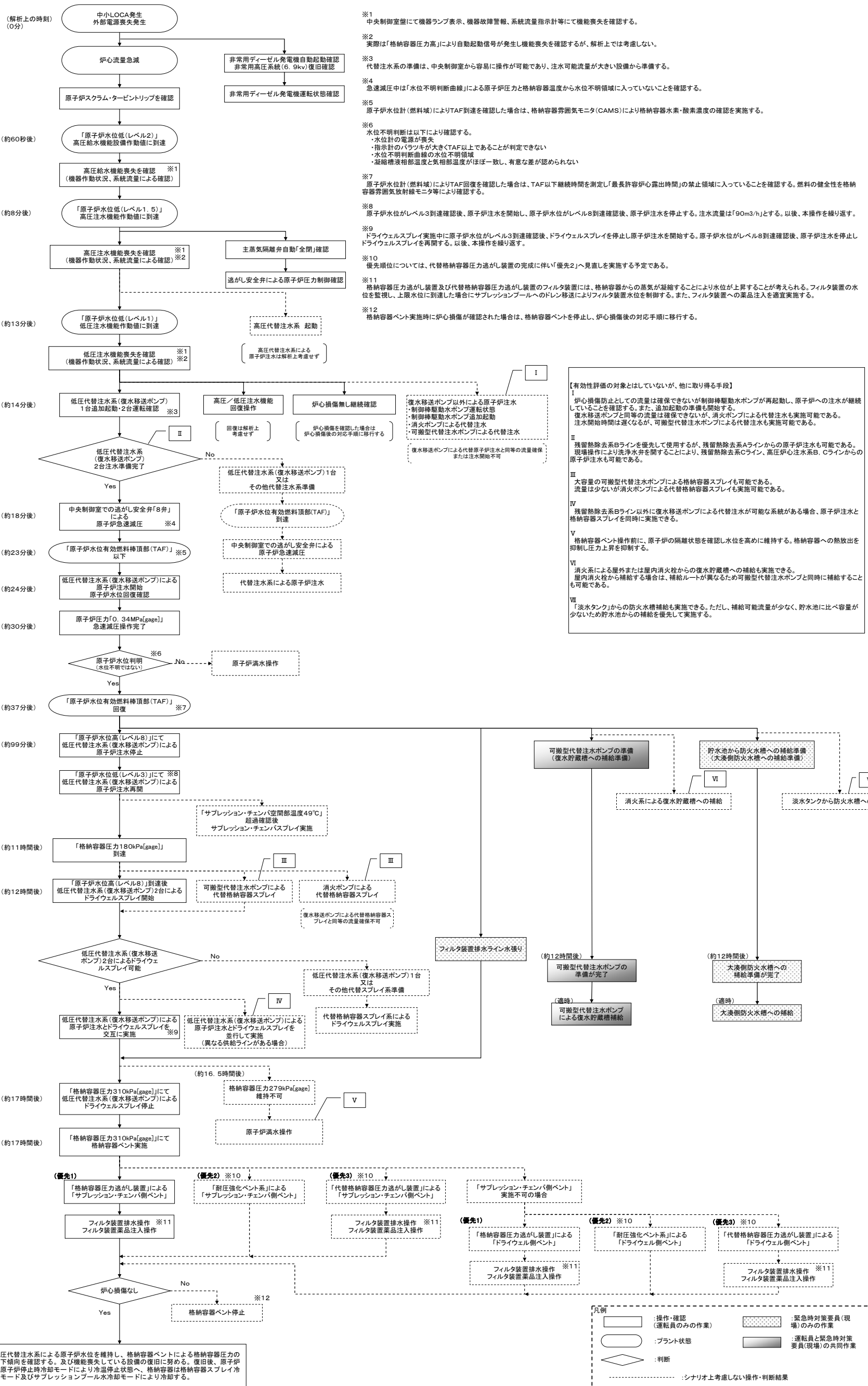
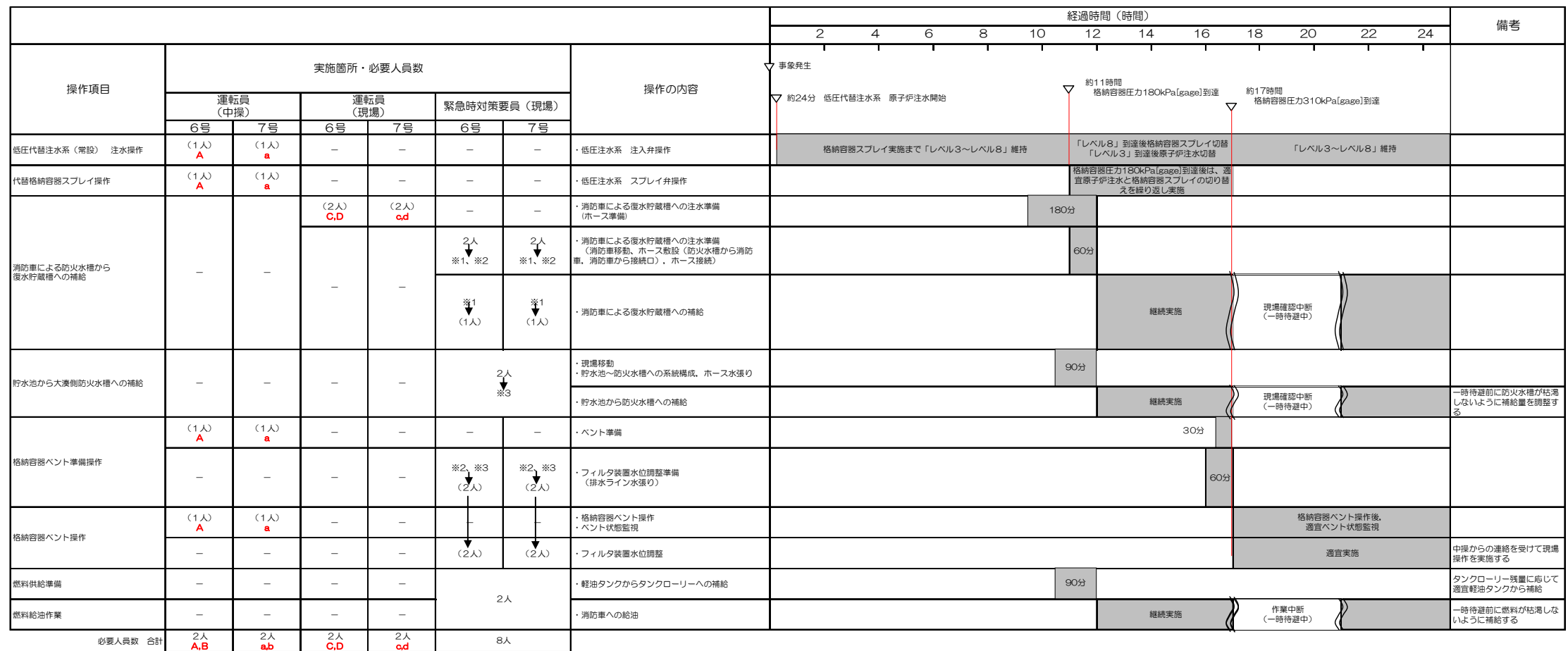
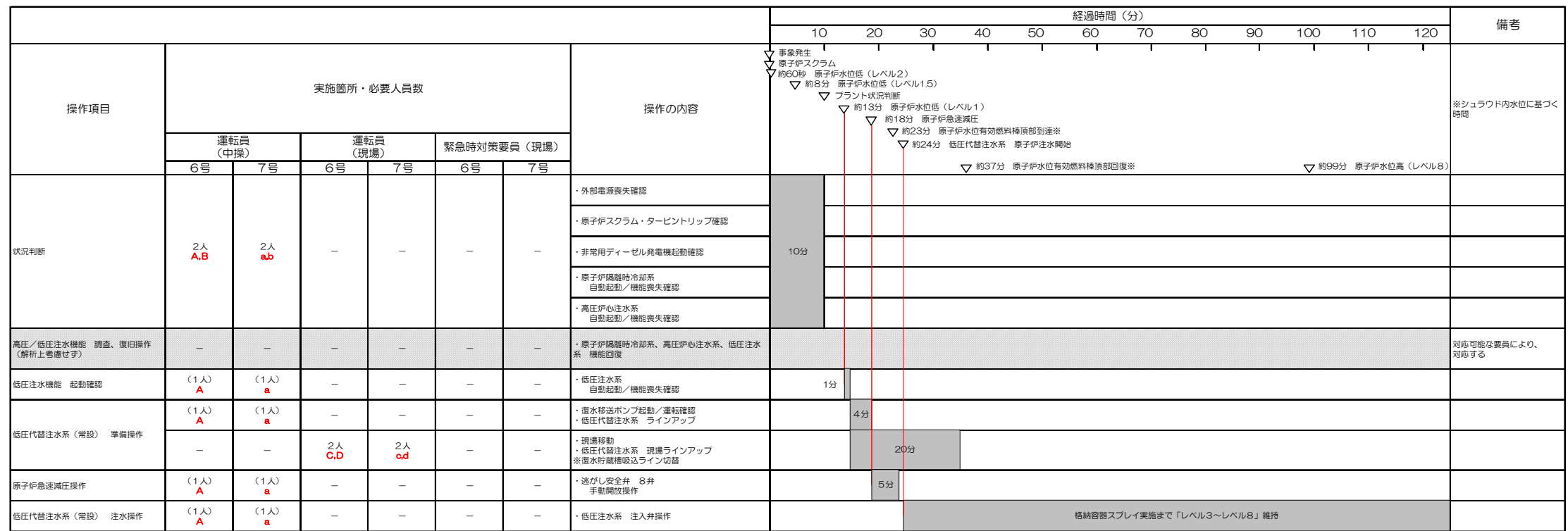


図 2.6.3 LOCA 時注水機能喪失時(中小破断 LOCA) 時の対応手順の概要



()内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.6.4 LOCA 時注水機能喪失時の作業と所要時間

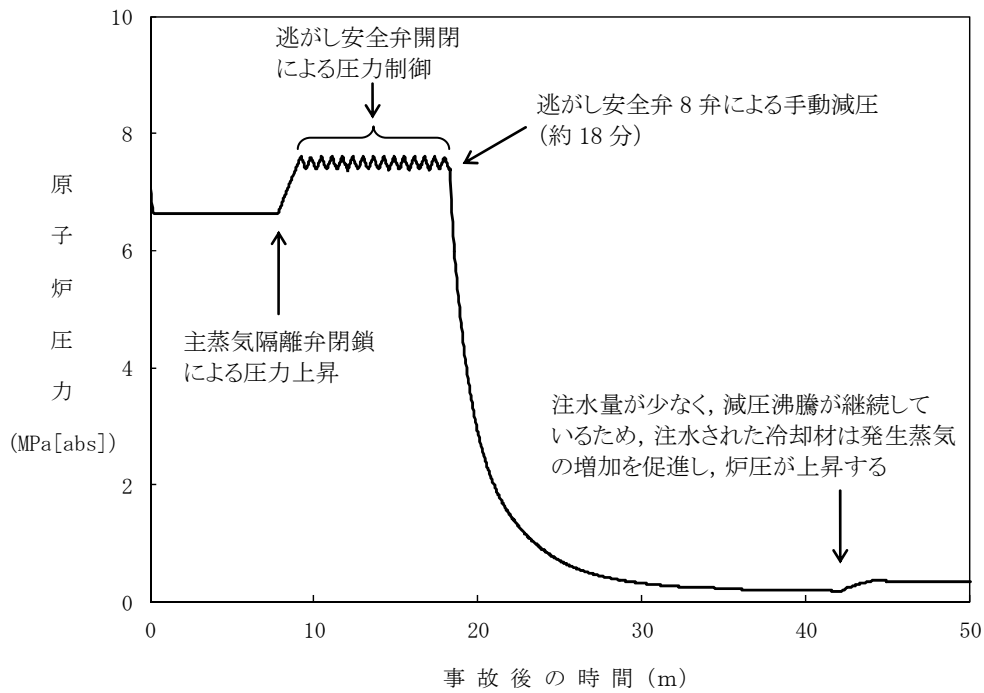


図 2.6.5 原子炉圧力の推移

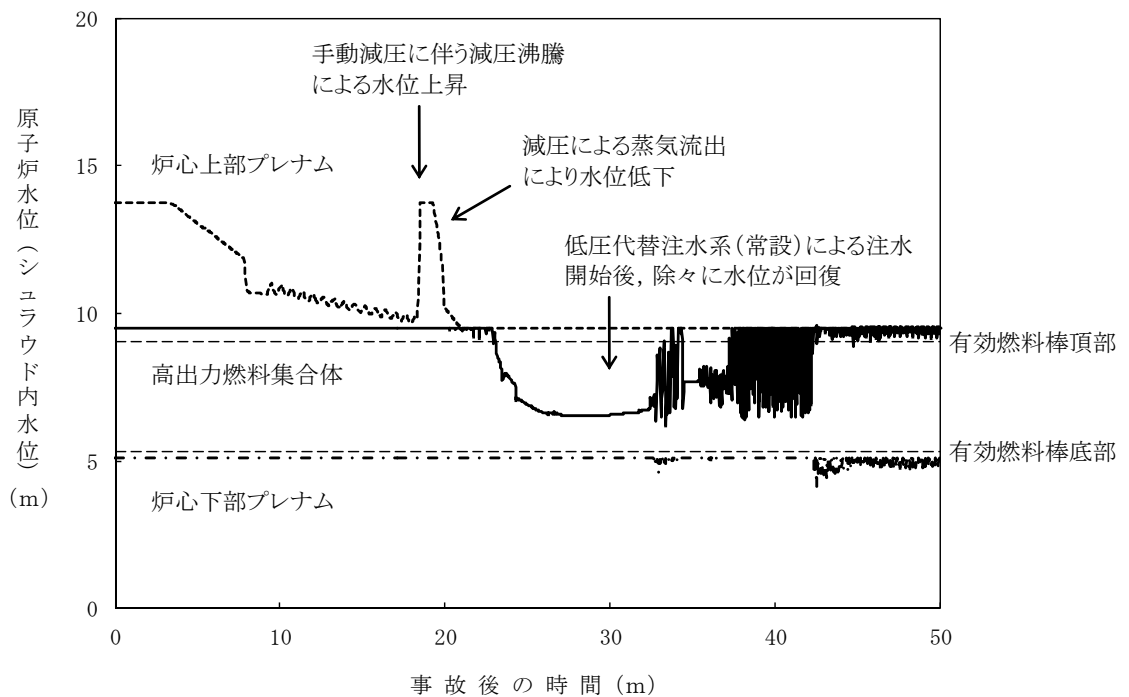


図 2.6.6 原子炉水位の推移

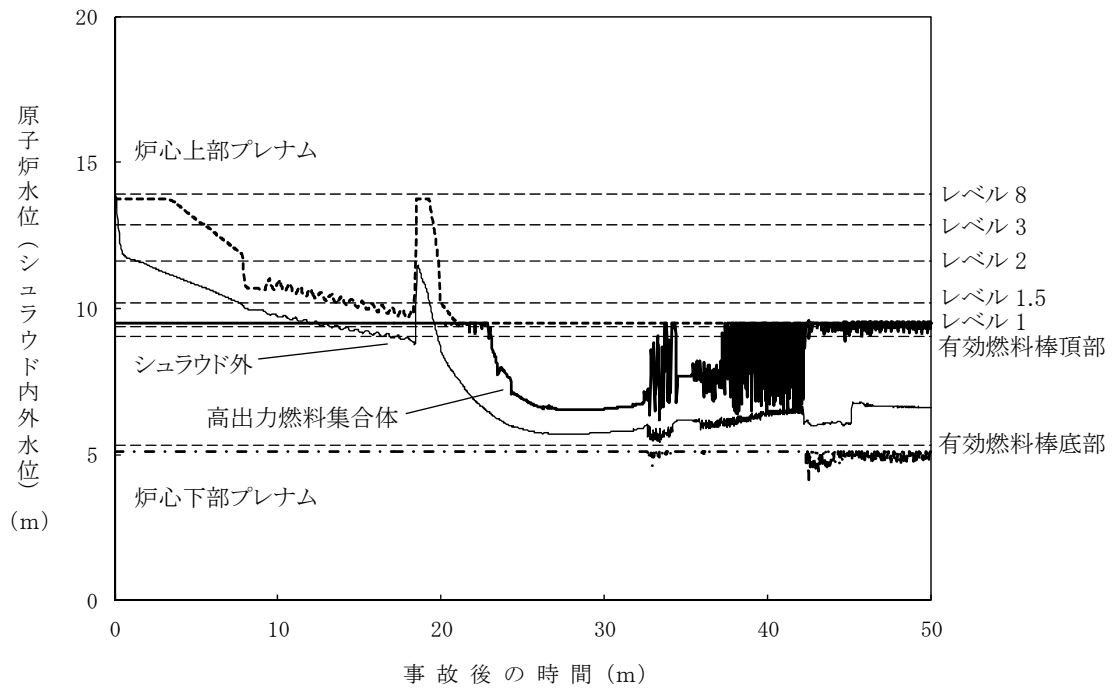


図 2.6.7 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

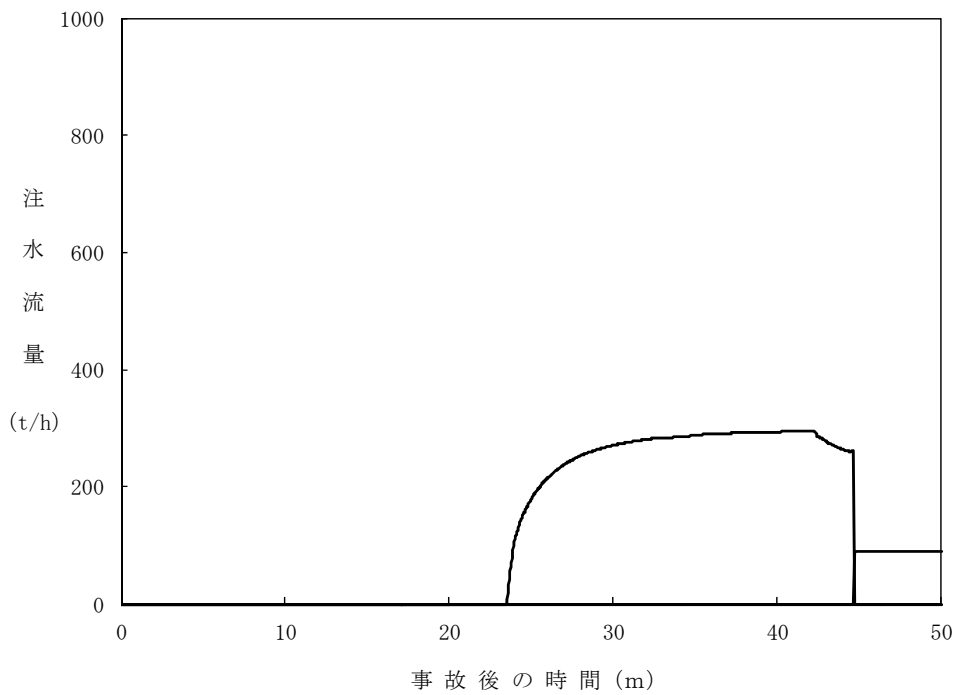


図 2.6.8 注水流量の推移

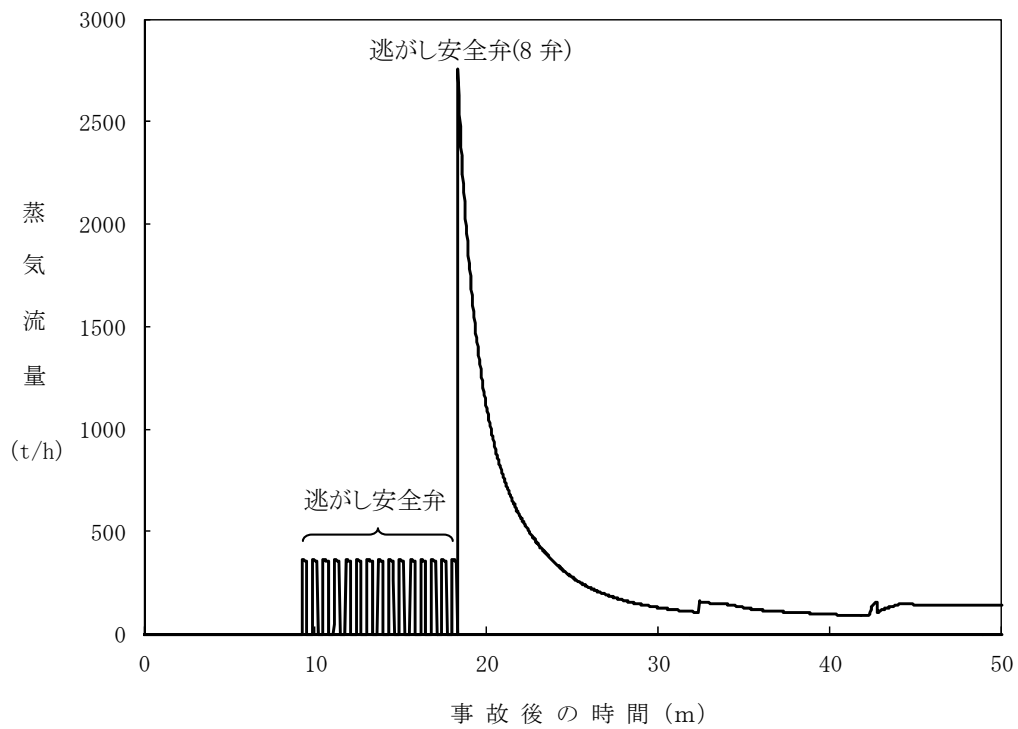


図 2.6.9 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

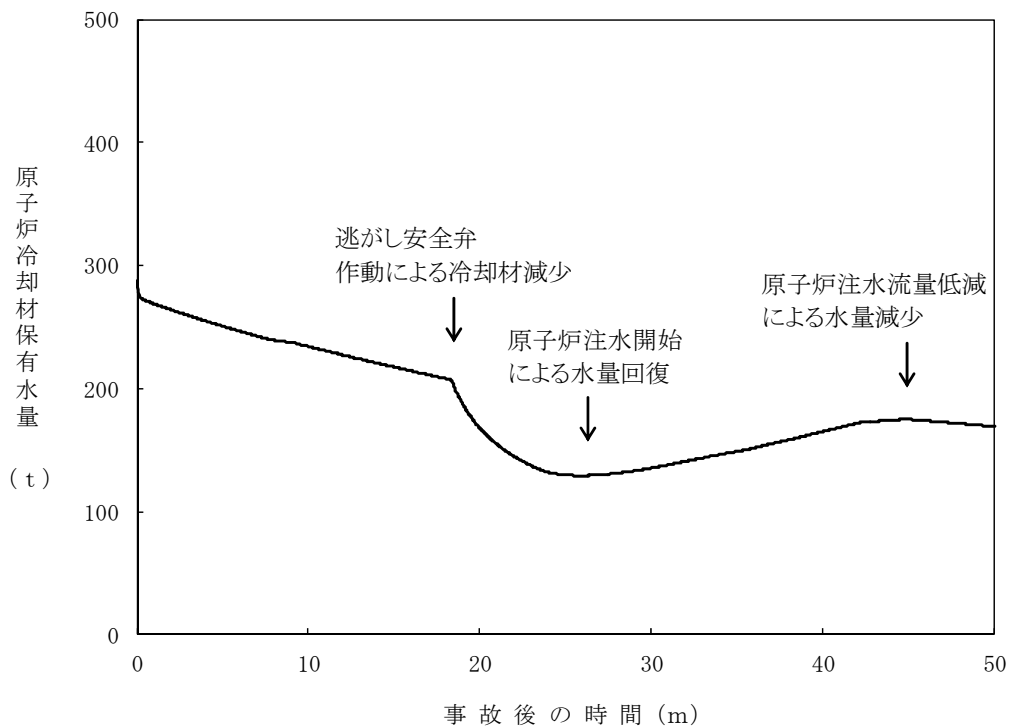


図 2.6.10 原子炉内保有水量の推移

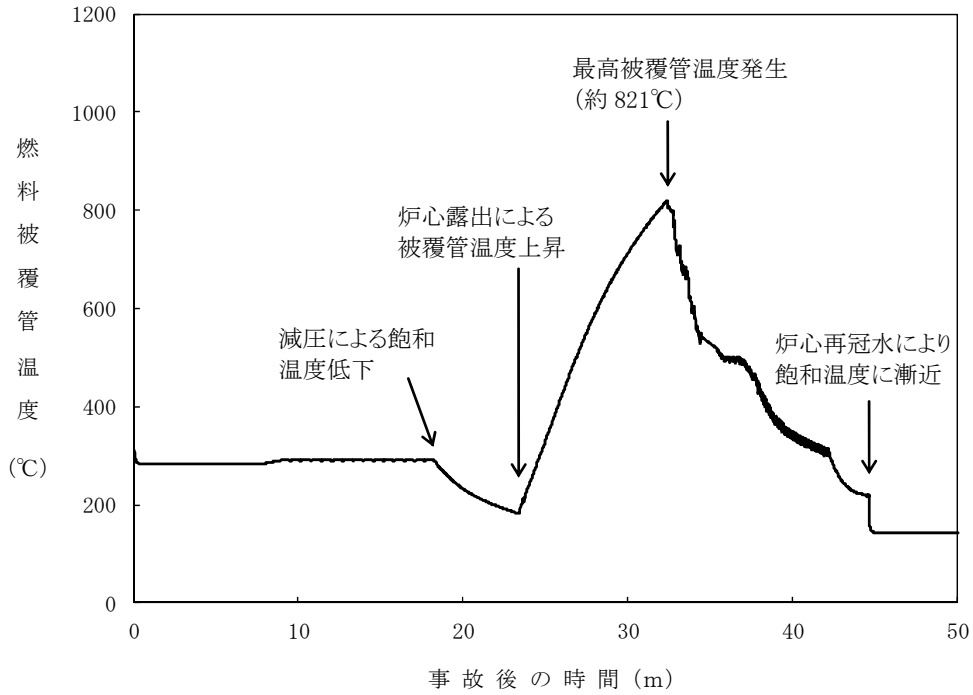


図 2. 6. 11 燃料被覆管温度の推移

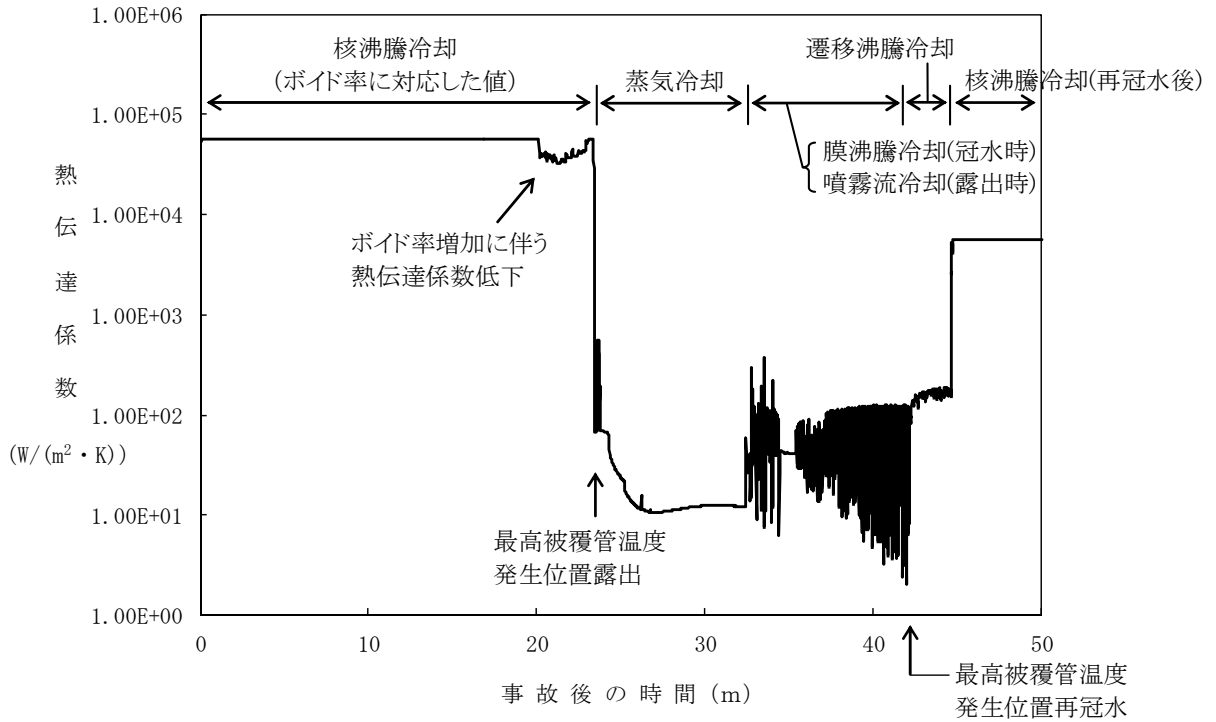


図 2. 6. 12 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

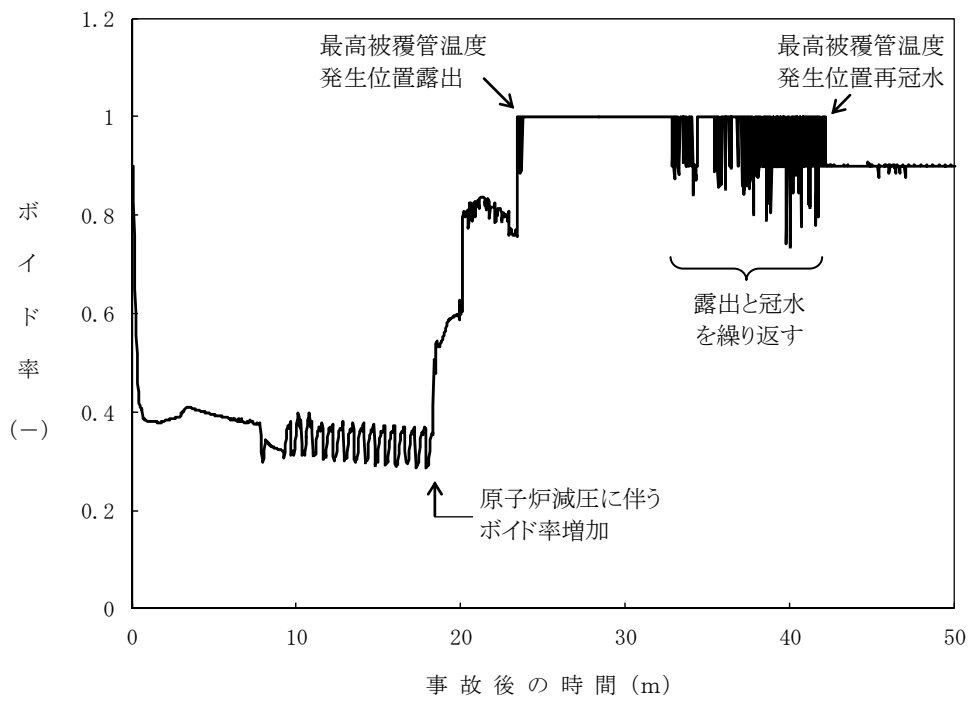


図 2.6.13 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

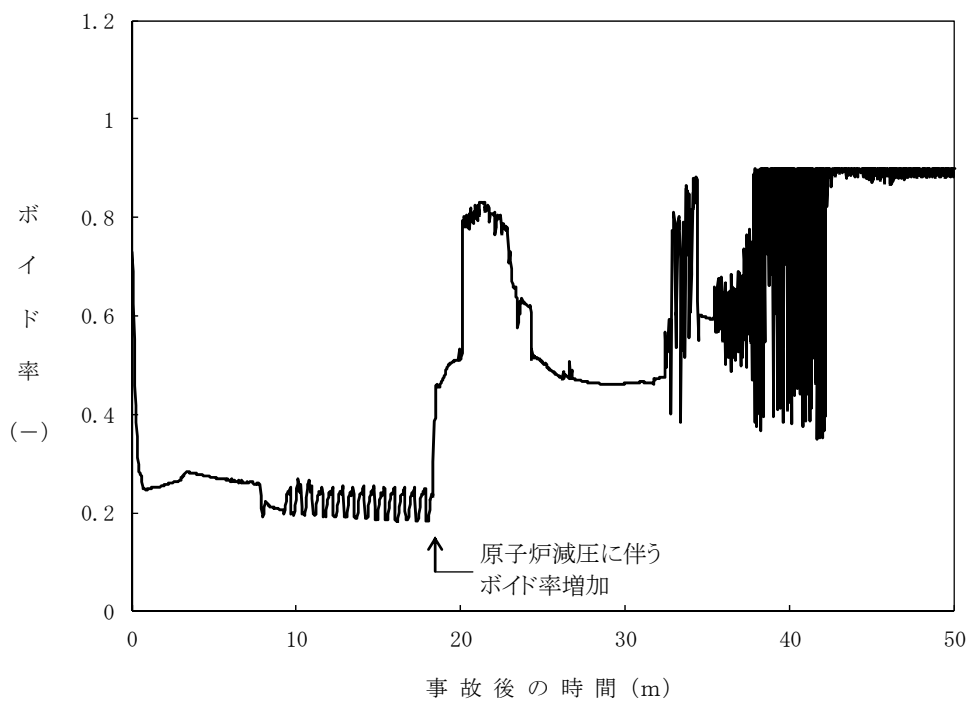


図 2.6.14 高出力燃料集合体のボイド率の推移

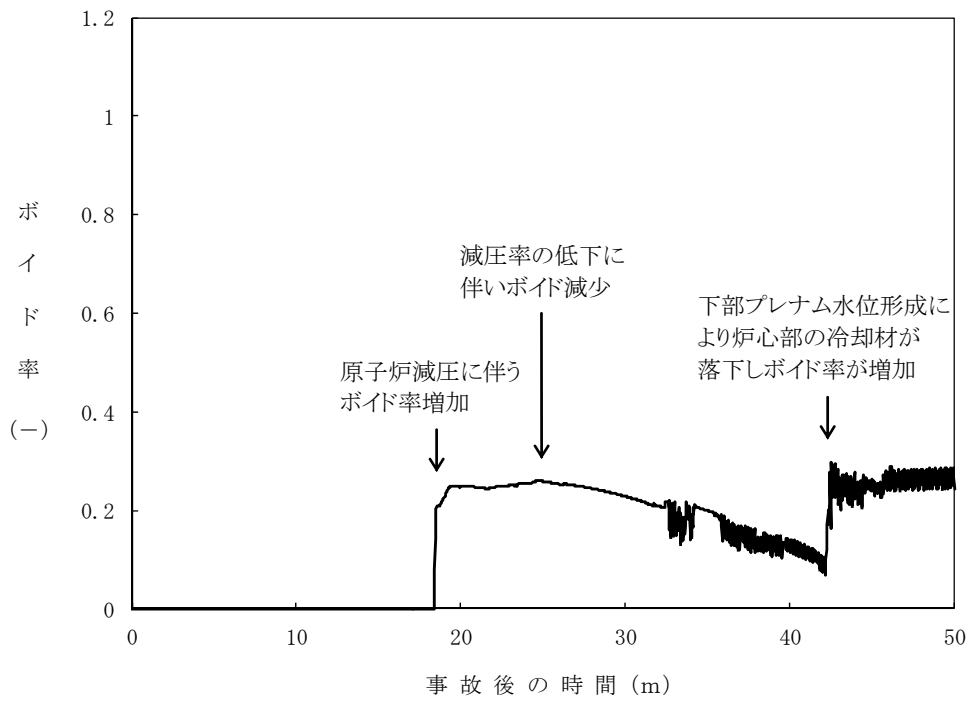


図 2.6.15 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

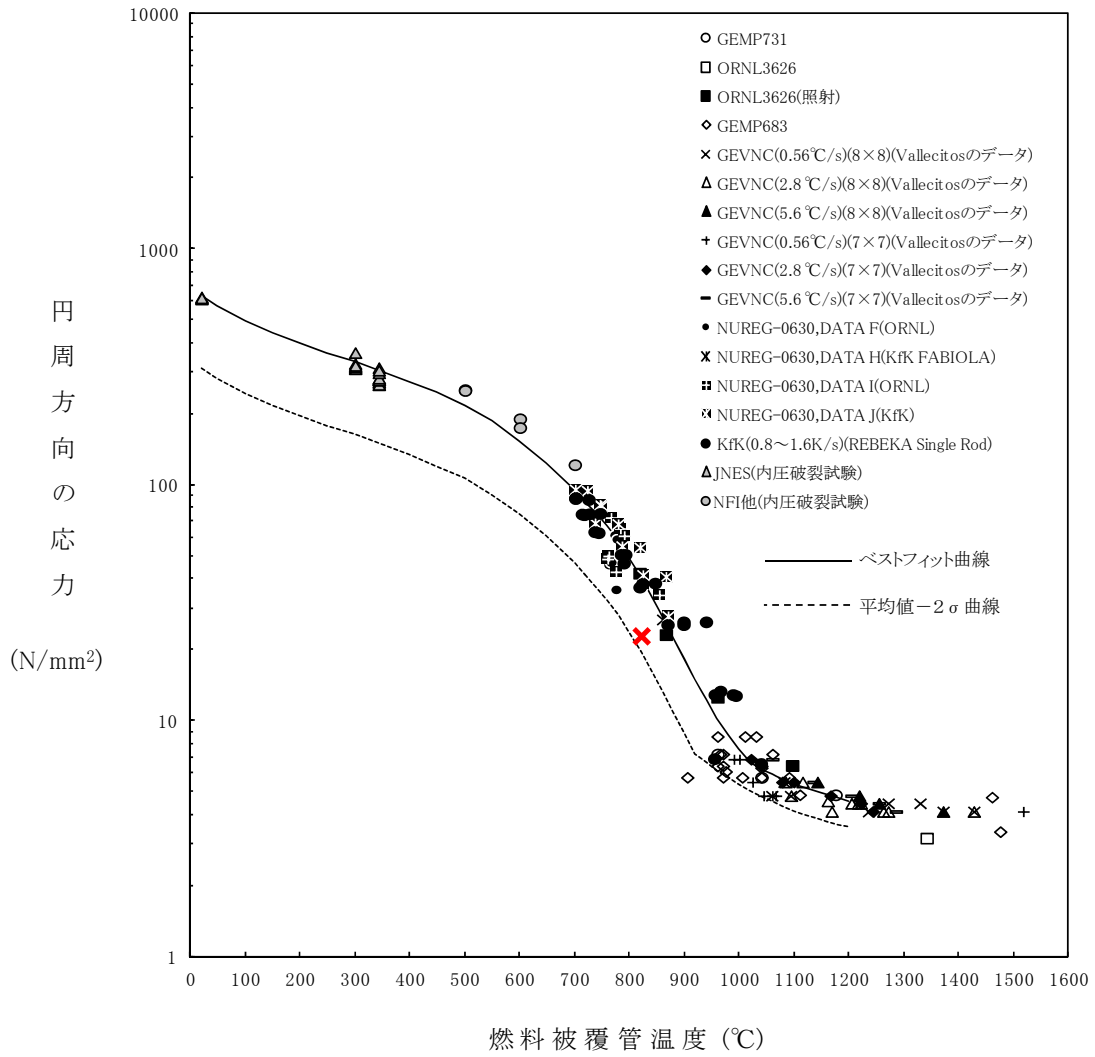


図 2.6.16 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

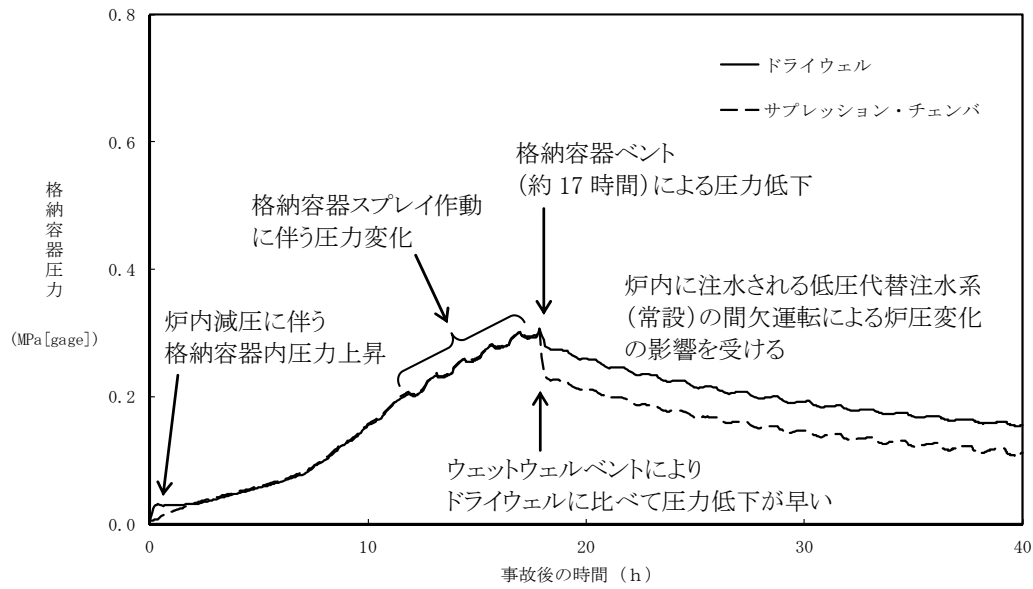


図 2.6.17 格納容器圧力の推移

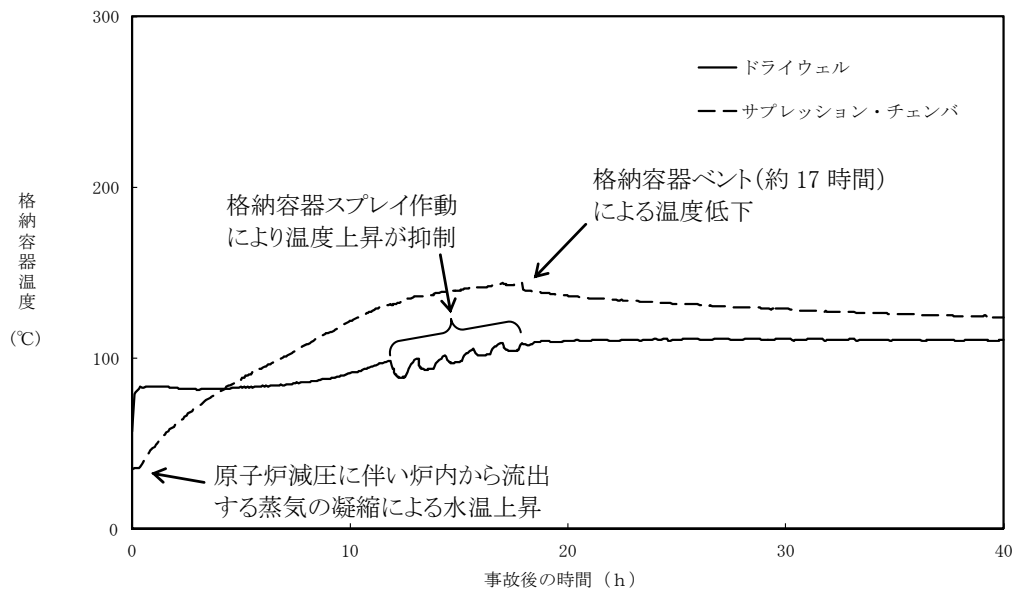


図 2.6.18 格納容器気相部の温度の推移

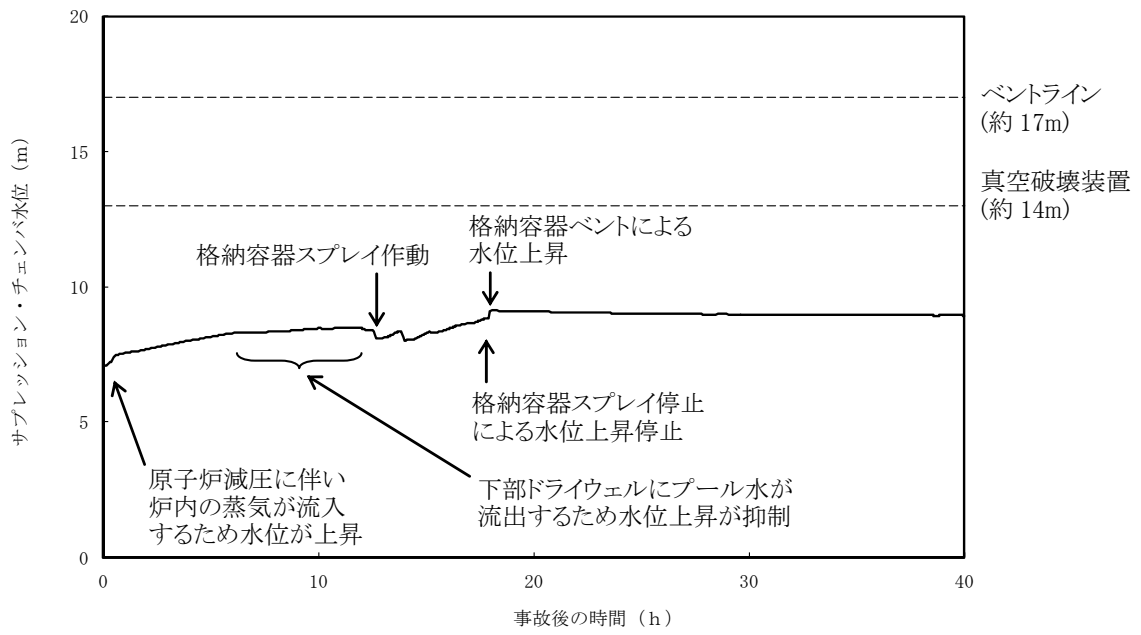


図 2.6.19 サプレッション・チェンバ水位の推移

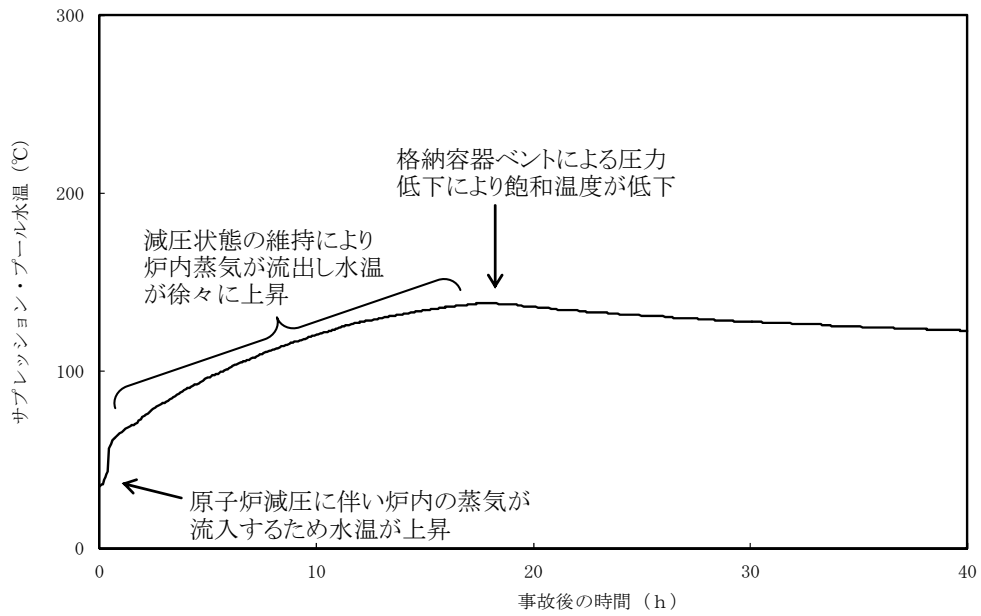


図 2.6.20 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 2.6.1 LOCA 時注水機能喪失時(中小破断 LOCA)における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失により、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。	—	—	平均出力領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗または、各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。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 逃がし安全弁	—	原子炉水位計 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
低圧代替注水系(常設)による原子炉水位回復確認	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し、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位高(レベル8)から原子炉水位低(レベル3)の間で維持する。	復水移送ポンプ	—	原子炉圧力計 原子炉水位計 復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却確認	格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル8)まで回復後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ	—	格納容器内圧力計 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)
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 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置※	—	格納容器内圧力計 格納容器内雰囲気放射線レベル計 格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計 耐圧強化ベント系放射線レベル計 代替格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計 サブプレッション・チェンバ水位計

※ 更なる信頼性向上の観点から格納容器圧力逃がし装置と同等の機能を有する代替格納容器圧力逃がし装置を設置する予定

表 2.6.2 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失時) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	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℃	—
	炉心入口サブクール度	約 10℃	—
	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(ウェットウエル)	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)	—
	サブプレッションプール水位	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	サブプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	

表 2.6.2 主要解析条件(LOCA 時注水機能喪失時) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は約 1cm ²	<p>破断箇所は、ECCSのような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、水頭圧により流出量が大きくなる箇所として設定</p> <p>破断面積は、本重要事故シーケンスにおいて、格納容器圧力逃がし装置等を使用することから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことを考慮し、燃料棒に破裂が発生しない破断面積を設定</p> <p>破断面積が約 1cm²を超える場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」にて確認する</p>
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能, 低圧注水機能及び減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	<p>想定される事象として、以下の(1)～(3)がある</p> <p>(1) LOCA+運転時の異常な過渡変化（外部電源あり+全給水喪失）</p> <p>(2) LOCA+外部電源なし</p> <p>(3) LOCA+外部電源あり</p> <p>・(1)は原子炉水位の低下が速く、事象進展が最も厳しいが、LOCA と運転時の異常な過渡変化（外部電源ありでの全給水喪失）の重畳は考慮しない</p> <p>・(2)と(3)において、外部電源ありの場合は、給復水系により原子炉に給水されることから、事象進展の厳しさを比較し、(2)の外部電源なしを設定</p>

表 2.6.2 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失時) (3/4)

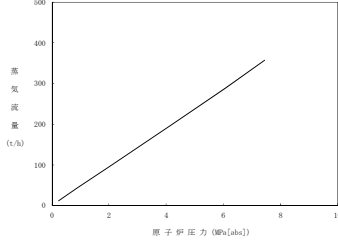
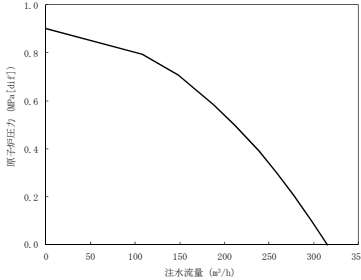
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
	逃がし安全弁	8 個 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 
	低圧代替注水系 (常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
	格納容器圧力逃がし装置等	14.3kg/s の流量にて除熱	—

表 2.6.2 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失時) (4/4)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 14 分後	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 14 分後に開始し、操作時間は 4 分間として設定
	原子炉急速減圧操作	事象発生から 18 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力「0.18MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定

安定停止状態について

LOCA 時注水機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている及び格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.6.6 及び図 2.6.7 に示すとおり、低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について

図 2.6.17 及び図 2.6.18 に示すとおり、格納容器圧力 0.31MPa[gage]に到達後、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を実施することにより、格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じる約 17 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

残留熱除去系による除熱での長期安定状態の維持について

残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、長期にわたり炉心及び格納容器の冷却が可能である。また、冷却に必要な電源等のサポート系は使用可能であることから、原子炉及び格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。

7 日間における水源の対応について (LOCA 時注水機能喪失)

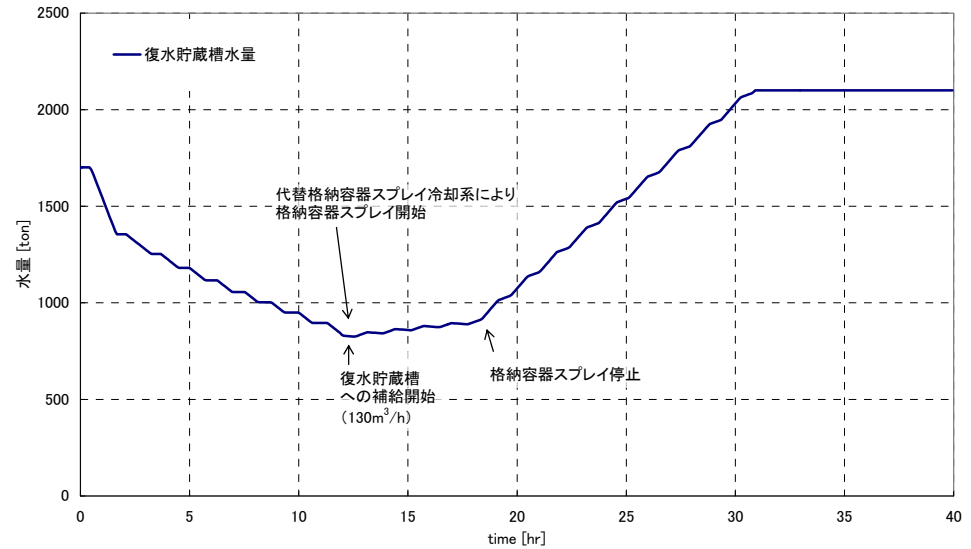
○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³

淡水貯水池：約18,000m³

○水使用パターン

- ① 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水
事象発生後に原子炉冠水までは定格流量で注水する。
冠水後は、原子炉水位高 (レベル8) ~ 原子炉水位
低 (レベル3) の範囲で注水する (約90m³/h)。
- ② 代替格納容器スプレ冷却系による代替格納容器スプレ
格納容器圧力が0.18MPa [gage] 到達後に開始し、
原子炉水位高 (レベル8) ~ 原子炉水位低 (レベル3)
までの間、代替格納容器スプレを実施する
(140m³/h)。
- ③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
12時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ給水する。



○時間評価 (右上図)

12時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替格納容器スプレを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。ベントと同時にスプレを停止し、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、合計約5,200m³必要となるが、復水貯蔵槽及び淡水貯水池、合計で約19,700m³保有することから必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について (LOCA 時注水機能喪失)

プラント状況:6, 7 号機運転中。1~5 号機停止中。

事象:LOCA 時注水機能喪失は 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、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		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。
	非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7 日×3 台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
6 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		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。
	非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7 日×3 台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
1 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	1 号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
	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			
2 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	2 号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
	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			
3 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	3 号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
	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			
4 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	4 号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
	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			
5 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	5 号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
	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			
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間		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。
	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			

※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。

2.7 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

2.7.1 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「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」において, 炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, 「インターフェイスシステム LOCA」(インターフェイスシステム LOCA の発生後, 隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス)である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」では, 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で, 高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち, 隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。このため, 緩和措置が取られない場合には, 炉心損傷に至る。

したがって, 本事故シーケンスグループでは, 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図り, また, インターフェイスシステム LOCA の発生箇所を隔離することによって, 格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」における機能喪失に対して, 炉心が著しい損傷に至ることなく, かつ, 十分な冷却を可能とするため, 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水, 残留熱除去系を用いた除熱を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.7.1 から図 2.7.3 に, 手順の概要を図 2.7.4 に示すとともに, 重大事故等対策の概要を以下に示す。また, 重大事故等対策における設備と手順の関係を表 2.7.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は, 中央監視・指示を行う当直長 1 名(6/7 号炉兼任), 当直副長 2 名, 運転員 4 名の合計 7 名である。必要な要員と作業項目について図 2.7.5 に示す。

a. インターフェイスシステム LOCA 発生

高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて, 原子炉注入逆止弁が故障により開固着しており, 原子炉注入電動弁が誤動作した場合, 高圧炉心注水系の低圧設計のポンプ吸込配管が過圧され破断することで, インターフェイスシステム LOCA が発生する。

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失となり, 炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。

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

c. 高圧注水系による原子炉注水

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)で高圧炉心注水系が起動する。

高圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、各系統流量指示計等である。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低(レベル1.5)で全閉するが、破断口から冷却材の流出が継続しているため、原子炉圧力は低下を継続する。

高圧注水系により原子炉注水は実施されるが、破断口から冷却材の流出が継続しているため原子炉水位は低下を継続し、原子炉水位低(レベル1)で低圧注水系が起動する。

d. 原子炉水位維持及び破断箇所隔離

原子炉圧力低下に伴い、健全側高圧炉心注水系の流量が増加し原子炉水位は回復するが、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は高圧炉心注水系ノズル位置以下で維持する。

原子炉水位維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び各系統流量指示計等である。

破断箇所の隔離は、中央制御室または格納容器外での破断系統の弁閉止操作により実施する。この隔離操作に失敗した場合は、格納容器内を空気で置換した後、運転員が手動で格納容器内の隔離弁を閉止させ隔離する。

e. 破断箇所隔離後の水位維持及び残留熱除去系による除熱

破断箇所の隔離が成功すると、崩壊熱により原子炉圧力は上昇する。高圧注水系により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。

原子炉水位維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び各系統流量指示計等である。

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開始後、原子炉を減圧する。原子炉減圧後、原子炉停止時冷却モード運転を開始し、原子炉を冷温停止状態に移行する。

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

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。

2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2つの隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両

弁ともに破損または誤開することで、低圧設計部分が加圧される「インターフェイスシステム LOCA」を選定した。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、残留熱除去系を用いた除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFERにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管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 2.7.2 に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち最も配管径が大きい高圧炉心注水系の吸込配管とし、高圧炉心注水系スパーージャから破断口に至る経路のうちで面積の最も小さい高圧炉心注水系スパーージャノズル部において臨界流が生じる。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

インターフェイスシステム LOCA が発生した場合には、冷却材流出の防止のため、原子炉減圧操作を実施する手順としているが、本評価においては、減圧操作は実施しない。

(c) 外部電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプトリップに伴う「炉心流量急減」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

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

(c) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低(レベル 1.5)で自動起動し、 $727\text{m}^3/\text{h}$ ($0.69\text{MPa}[\text{dif}]$ において)の流量で給水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分

類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 解析においては、事象進展の厳しさの観点から、高圧炉心注水系の破断箇所隔離は想定していないが、高圧炉心注水系の破断箇所隔離は、事象発生後10分間のプラント状況確認後とし、操作時間として5分間を想定している。

(3)有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)*，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流出量，原子炉内保有水量，燃料被覆管温度，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を図 2.7.6 から図 2.7.14 に示す。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系が起動し，原子炉水位低(レベル 1.5)で高圧炉心注水系が起動する。

再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生と共に 10 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低(レベル 1.5)で全閉する。

破断口から冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が開始すると回復し，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持される。

炉心を冠水維持しつつ，破断箇所の特定及び隔離を行う。破断箇所の隔離は，中央制御室又は格納容器外での破断系統の弁閉止の操作を実施する。これらの操作に失敗した場合には，格納容器内を空気で置換した後，運転員が手動で格納容器内の隔離弁を閉止させることによって破断箇所の隔離を実施する。

(添付資料 2.7.1, 添付資料 2.7.2)

高出力燃料集合体のボイド率は，配管破断による減圧に伴い増加し，原子炉隔離時冷却系が停止すると，ボイド率は増加する。減圧が完了すると，炉心下部プレナム部から未飽和水が流入し，ボイド率は低下する。その後は，高圧炉心注水系による注水によりボイド率は増減する。

炉心下部プレナム部のボイド率は，配管破断による原子炉減圧に伴い増加し，減圧が完了すると低下する。

その後は，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。

※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 2.7.12 に示すとおり、初期値を上回ることなく、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 2.7.6 に示すとおり、初期値以下であり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

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、通常停止で経験する範囲と同程度であり、限界圧力及び限界温度に対して十分低く抑えられる。

事象発生約 15 分後に漏えいが停止し、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水継続により、炉心の冷却が維持される。その後は、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 2.7.3)

2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.7.4 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「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」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、「2.7.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり7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「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」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

インターフェイスシステム LOCA の発生後、隔離までの時間を約 15 分とした場合、溢水量は約 180m³ であり、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による炉心注水については、復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約 19,700m³ の水を保有していることから注水によって復水貯蔵槽が枯渇することはない、7 日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定し

て、7日間の運転継続に約750,960Lの軽油が必要となる。

軽油タンクで軽油約1,020,000L(発電所内で軽油約5,344,000L)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2.7.4)

c. 外部電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

2.7.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断し、格納容器外への原子炉冷却材の流出が特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、長期対策として残留熱除去系を用いた除熱を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、残留熱除去系を用いた除熱により、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。

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対処可能である。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「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」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「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」に対して有効である。

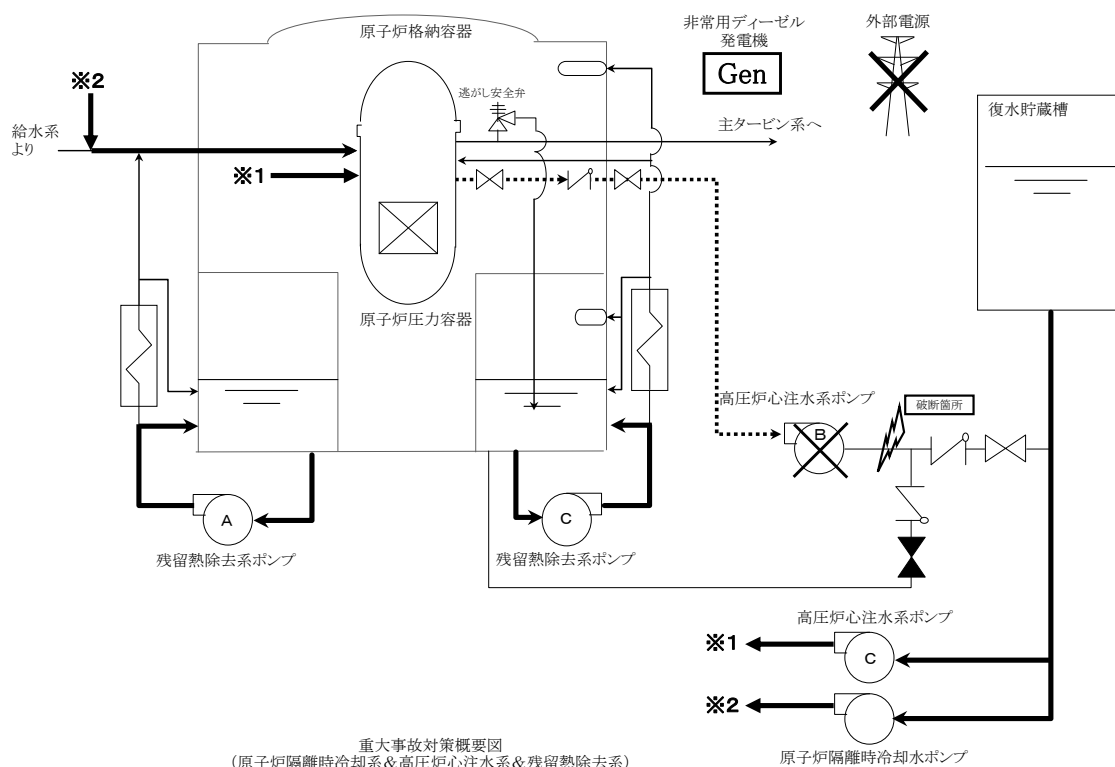


図 2.7.1 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)時の重大事故等対策の概略系統図(1/3)

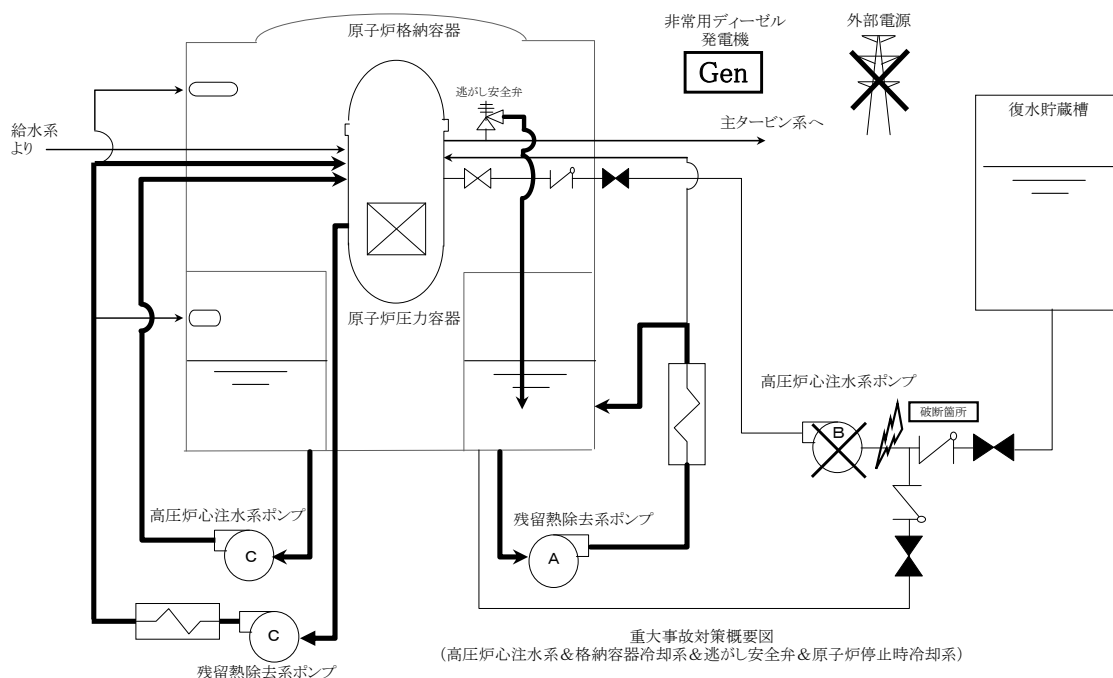


図 2.7.2 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)時の重大事故等対策の概略系統図(2/3)

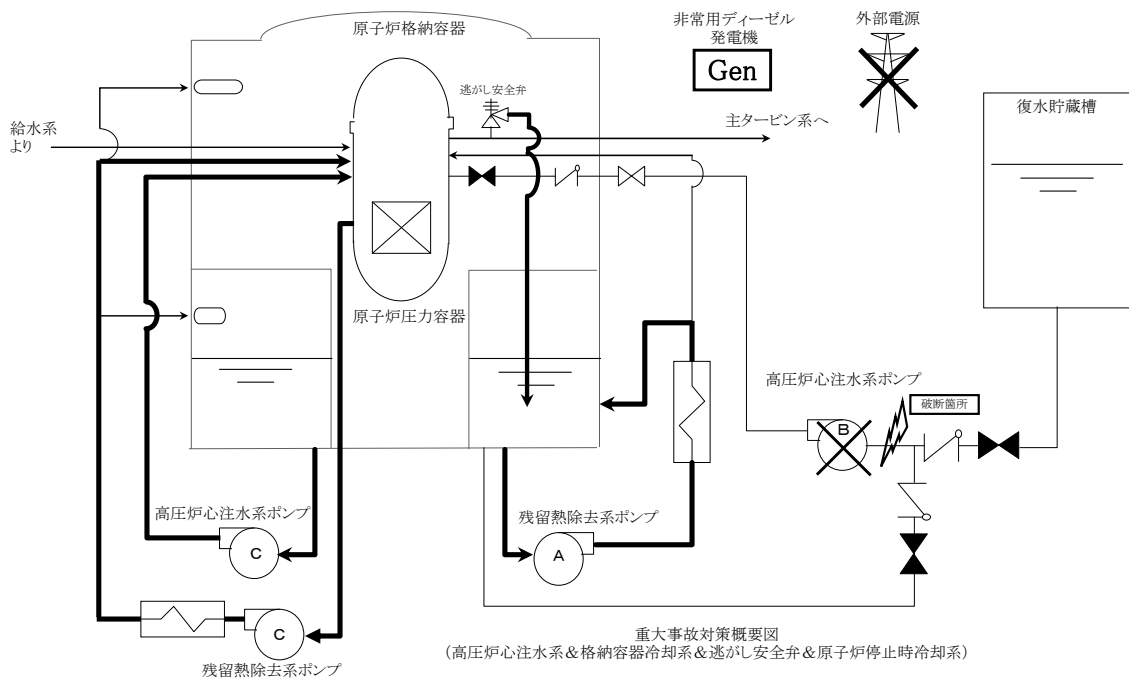


図 2.7.3 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）

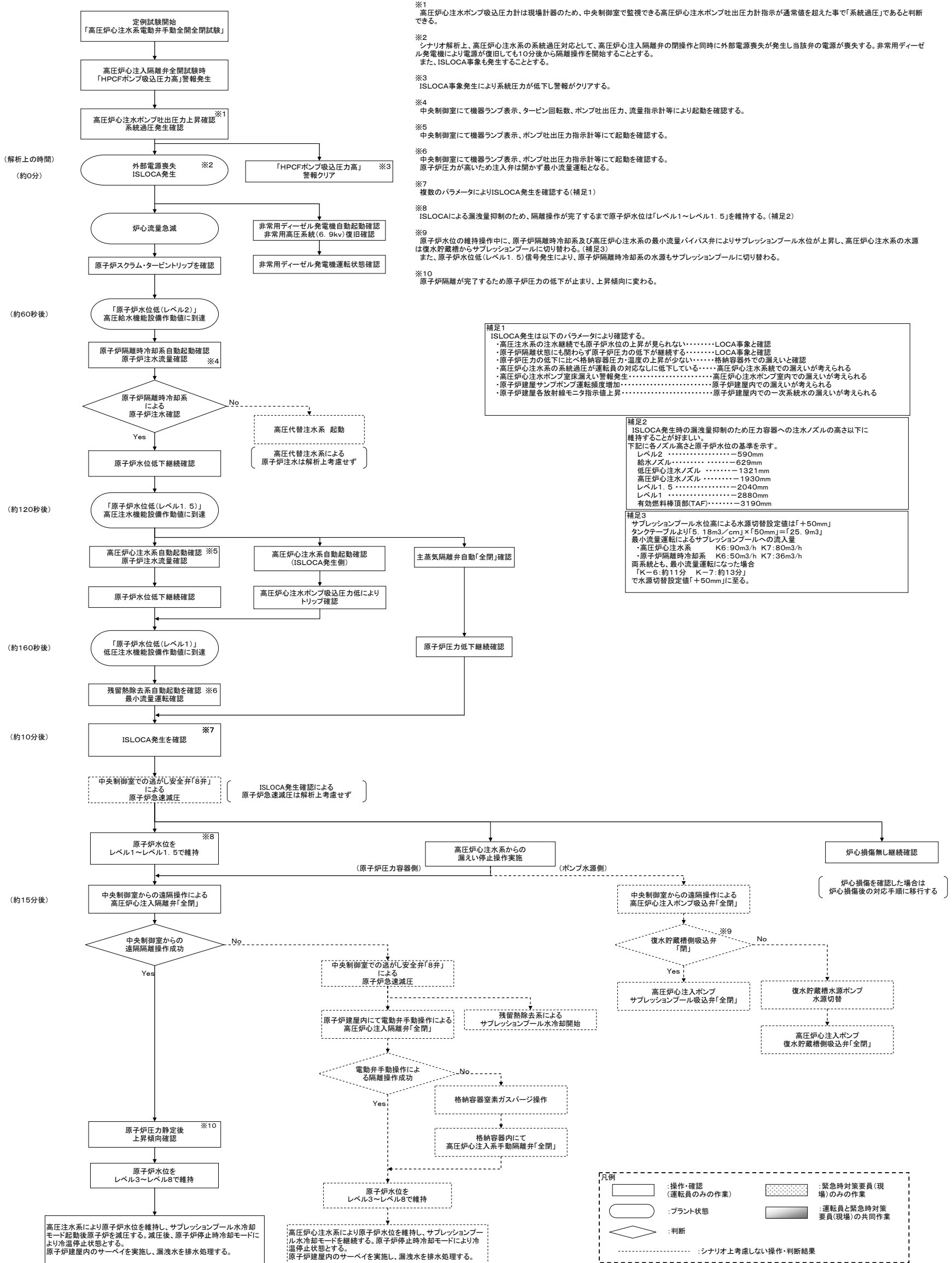


図 2.7.4 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)時の対応手順の概要

格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)												備考	
	運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策委員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		▽ プラント状況判断													
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	・高圧炉心注水系吸込配管破断確認 ・外部電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・非常用ディーゼル発電機 自動起動確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動確認 ・高圧炉心注水系 (健全側) 自動起動確認 ・高圧炉心注水系 (不具合発生側) 自動起動/機能喪失確認 ・低圧注水系 自動起動確認	10分												事象発生 原子炉スクラム ▽約60秒 原子炉水位低 (レベル2) ▽約120秒 原子炉水位低 (レベル1.5) ▽約160秒 原子炉水位低 (レベル1)	
高圧炉心注水系からの漏えい停止操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧炉心冷却系 電動弁閉操作	5分												▽ 約15分 高圧炉心注水系からの漏えい停止	
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系	「レベル1～レベル1.5」維持													
							・高圧炉心注水系 (健全側)	「レベル1～レベル1.5」維持												「レベル3～レベル8」維持	
残留熱除去系 運転モード切替操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水モード →サブプレッションプール水冷却モード	サブプレッションプール水冷却モード													
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	0人	0人	0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 2.7.5 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の作業と所要時間

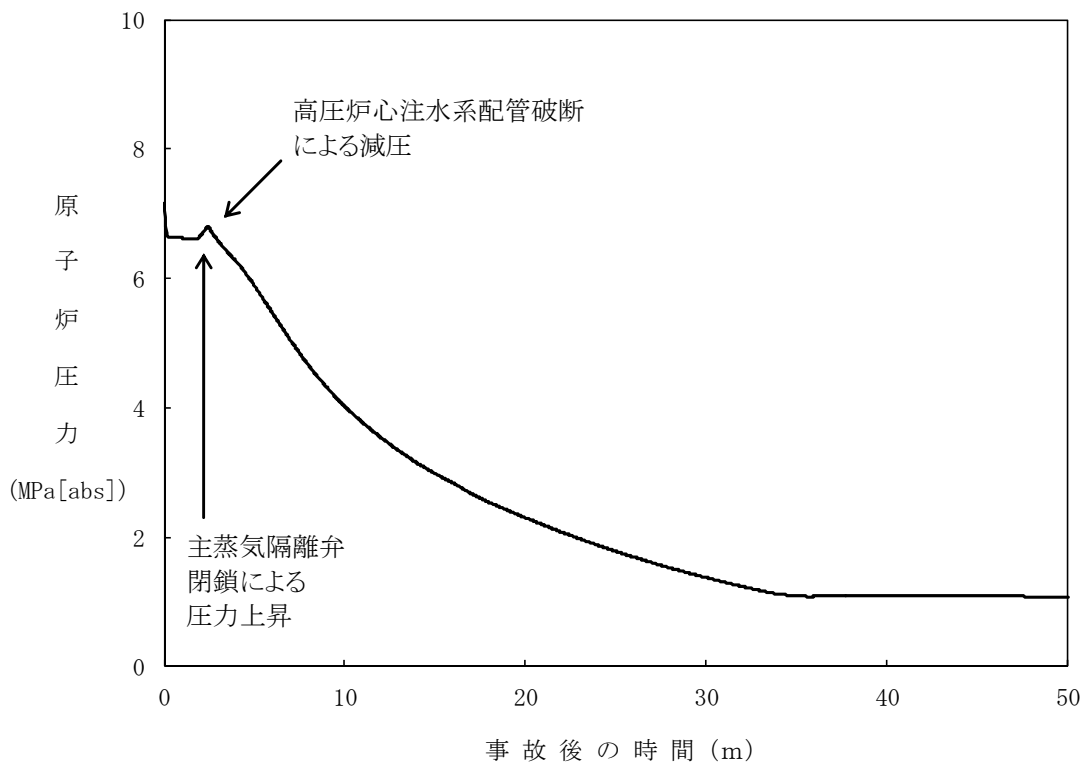


図 2.7.6 原子炉圧力の推移

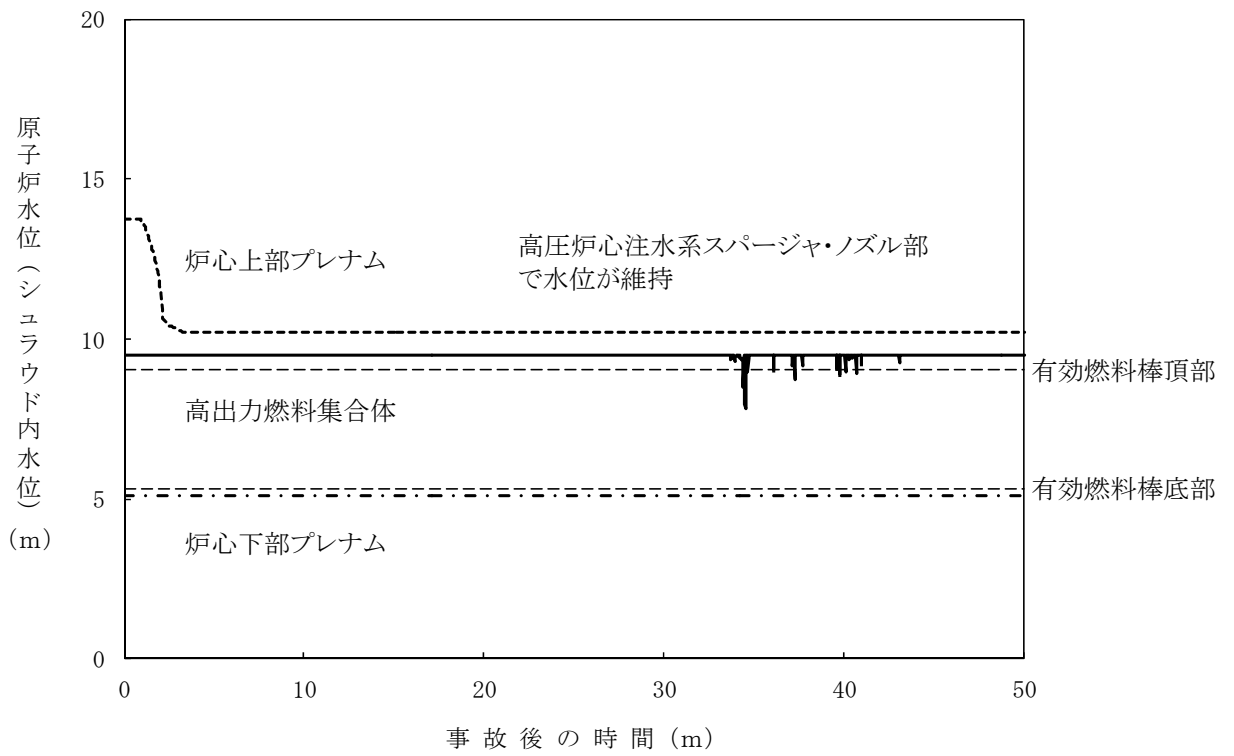


図 2.7.7 原子炉水位の推移

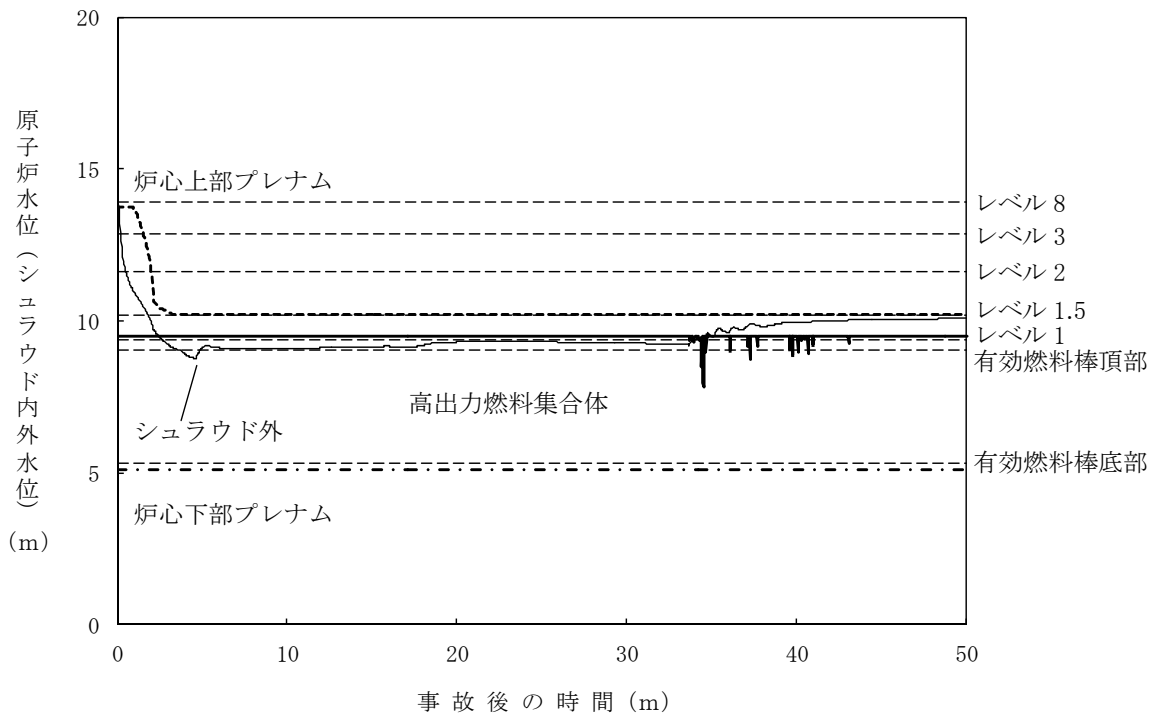


図 2.7.8 原子炉水位(シユラウド内外水位)の推移

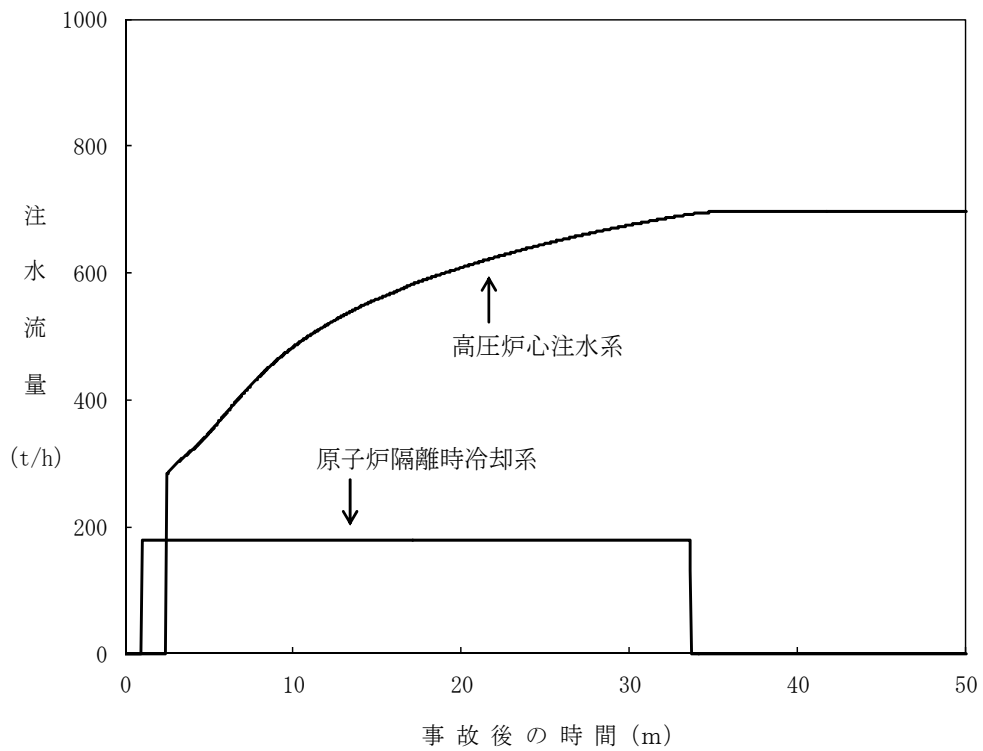


図 2.7.9 注水流量の推移

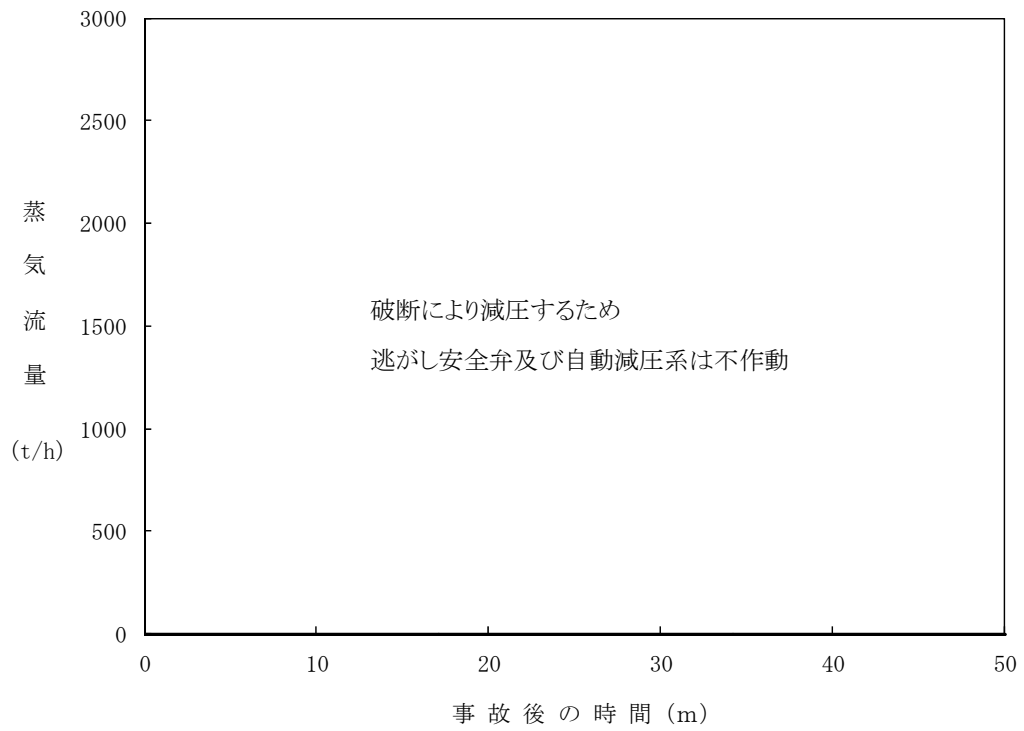


図 2.7.10 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

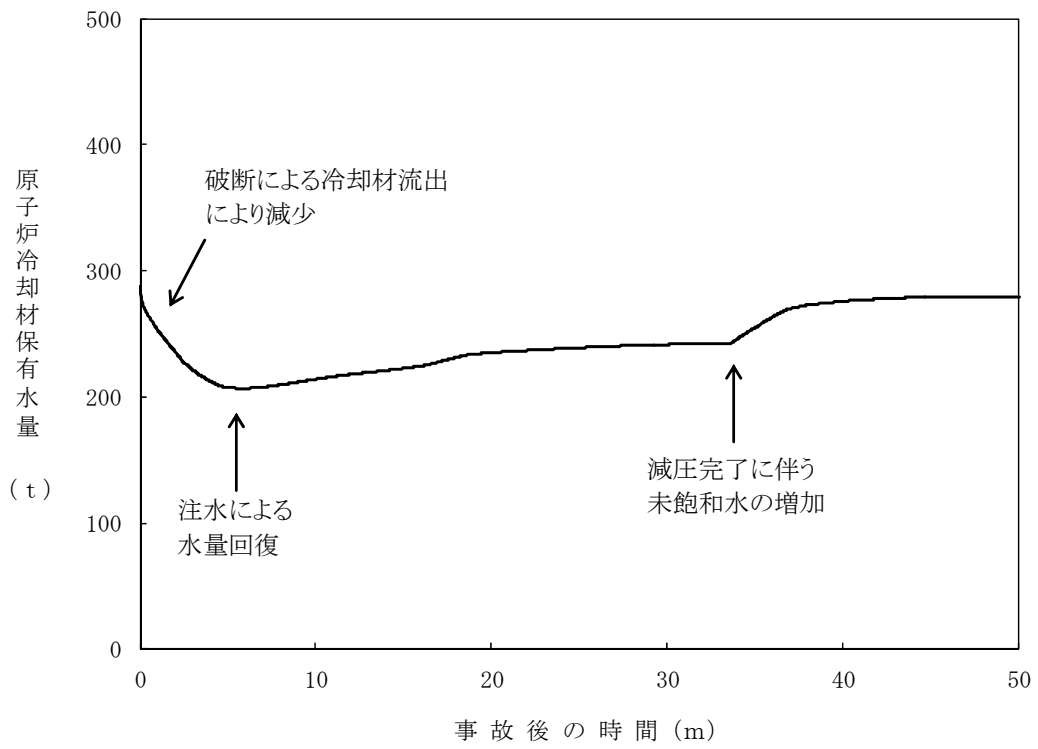


図 2.7.11 原子炉内保有水量の推移

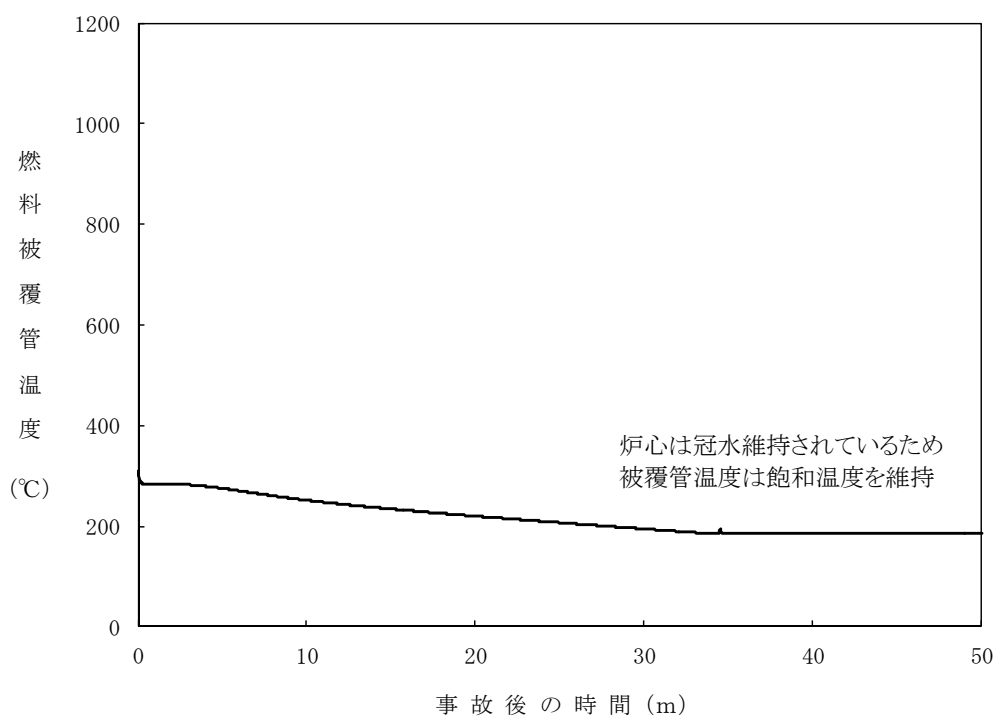


図 2.7.12 燃料被覆管温度の推移

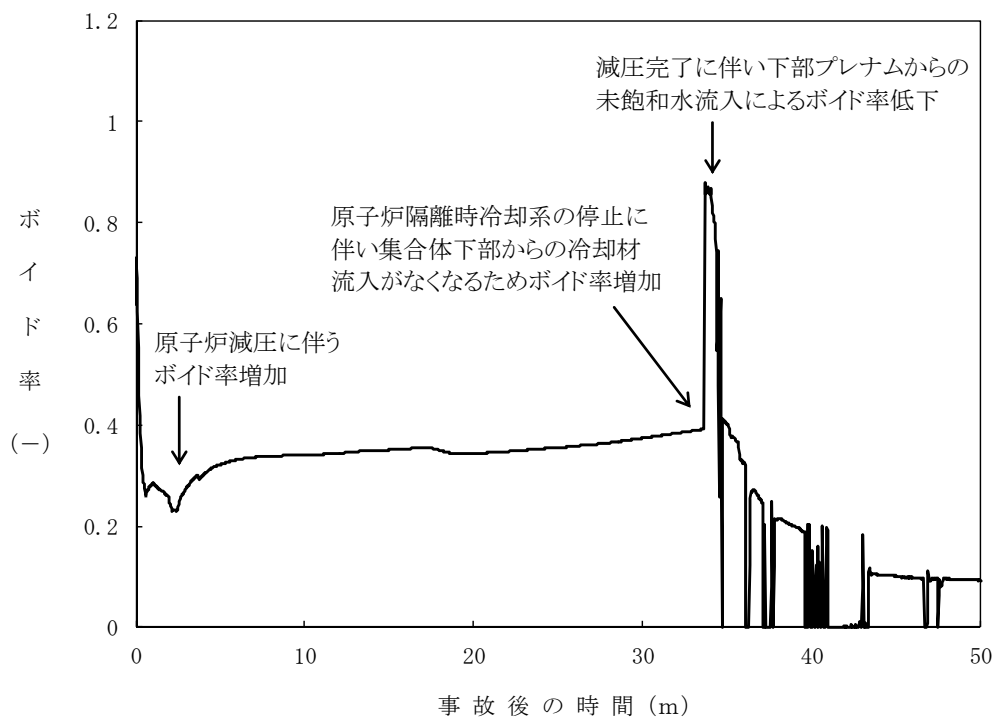


図 2.7.13 高出力燃料集合体のボイド率の推移

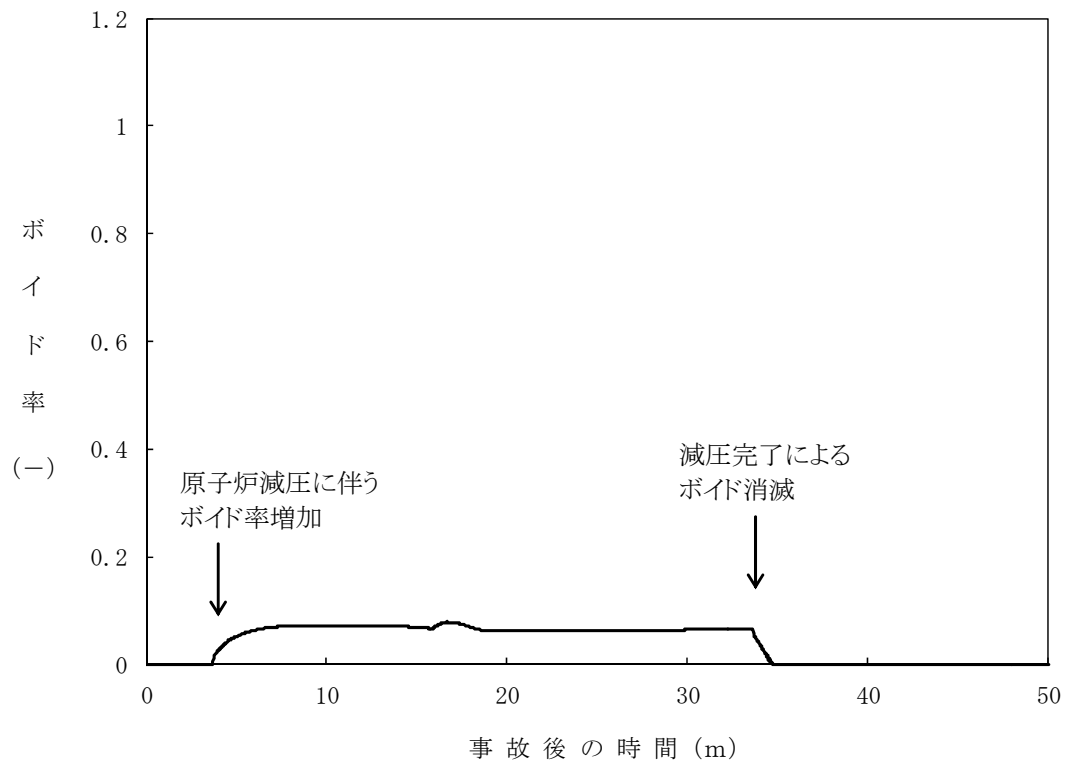


図 2.7.14 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

表 2.7.1 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失により、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。	—	—	平均出力領域モニタ
高圧注水系による原子炉注水	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)で高圧炉心注水系が起動し原子炉注水を開始する。また、主蒸気隔離弁が全閉するが、破断口から冷却材の流出が継続しているため原子炉水位低下及び原子炉圧力低下は継続し、原子炉水位低(レベル 1)にて低圧注水系が起動する。	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水ポンプ 残留熱除去系ポンプ 主蒸気隔離弁	—	原子炉水位計 原子炉圧力計 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 残留熱除去系ポンプ吐出圧力計
原子炉水位維持及び破断箇所隔離	原子炉圧力低下に伴い、健全側高圧炉心注水系の流量が増加し原子炉水位は回復するが、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル位置以下で維持する。破断箇所の隔離を中央制御室または格納容器外で弁閉止操作により実施する。この操作に失敗した場合は、格納容器内を空気で置換した後に格納容器内の隔離弁を手動で閉止させ隔離する。	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水ポンプ	—	原子炉水位計 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
破断箇所隔離後の水位維持	破断箇所の隔離に成功すると崩壊熱により原子炉圧力は増加する。高圧注水系による原子炉注水を継続し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。	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水ポンプ	—	原子炉水位計 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
残留熱除去系による除熱	残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始した後、原子炉を減圧する。原子炉減圧後、原子炉停止時冷却モード運転を開始し原子炉を冷温停止状態へ移行する。	逃がし安全弁 残留熱除去系ポンプ	—	原子炉圧力計 原子炉水位計 残留熱除去系系統流量計 サブプレッションプール水温計 残留熱除去系熱交換器入口温度計

表 2.7.2 主要解析条件格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	SAFER	—	
初期条件	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℃	—
	炉心入口サブクール度	約 10℃	—
	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

表 2.7.2 主要解析条件(格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	高压炉心注水系の吸込配管の破断	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち最も配管径が大きいものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉減圧機能喪失	炉心冷却上の事象進展の厳しさから、原子炉減圧操作は実施しないものとして設定
	外部電源	外部電源なし	<p>想定される事象として、以下の(1)～(3)がある</p> <p>(1) インターフェイスシステム LOCA+運転時の異常な過渡変化 (外部電源あり+全給水喪失)</p> <p>(2) インターフェイスシステム LOCA+外部電源なし</p> <p>(3) インターフェイスシステム LOCA+外部電源あり</p> <p>・(1)は原子炉水位の低下が速く、事象進展が最も厳しいが、インターフェイスシステム LOCA と運転時の異常な過渡変化 (外部電源ありでの全給水喪失) の重畳は考慮しない</p> <p>・(2)と(3)において、外部電源ありの場合は、給復水系により原子炉に給水されることから、事象進展の厳しさを比較し、(2)の外部電源なしを設定</p>

表 2.7.2 主要解析条件(格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA))(3/4)

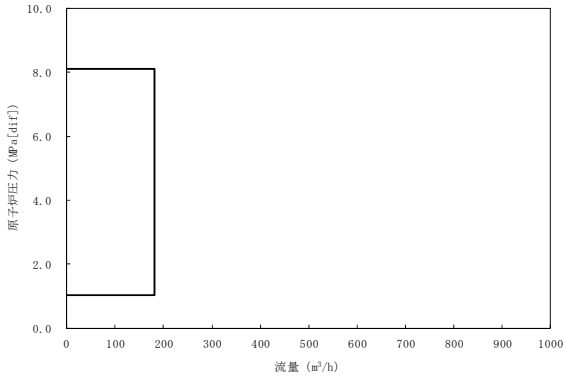
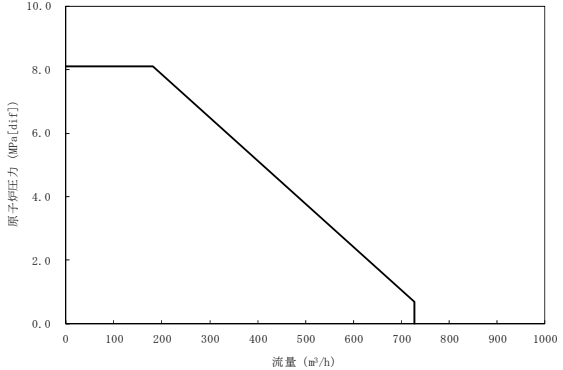
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	炉心流量急減 (応答時間 : 0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
	原子炉水位低(レベル 2)にて自動起動 182m ³ /h(8.12~1.03MPa[dif]において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	原子炉水位低(レベル 1.5)にて自動起動 727m ³ /h(0.69MPa[dif]において)にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 

表 2.7.2 主要解析条件(格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA))(4/4)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	高圧炉心注水系の破断箇所隔離	破断箇所の隔離は期待していない	冷却材流出が継続し、炉心冷却上の事象進展が厳しいことから設定

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

インターフェイスシステム LOCA において、配管が全周破断すると破断箇所から大量の冷却材や水蒸気等が原子炉建屋原子炉区域内に漏れ出し、現場環境が悪化することが考えられる。そこで現場環境の悪化が操作や設備に与える影響について検討した。

(1) 事象収束に必要な操作及び設備

破断箇所の隔離操作は中操にて実施されるため、これらに成功すれば現場での操作を必須としていない。しかし、なんらかの理由で中操での隔離操作に失敗すれば格納容器内外の隔離弁の現場での操作が必要となる。

また、原子炉隔離時冷却系や待機していた高圧炉心注水系は水位維持のため、悪化した現場環境においても機能維持が必要となる。

(2) 現場環境の想定

○温度・湿度・圧力の想定

・評価の想定

評価の条件を表1、図1に示す。なお、通常は残留熱除去系により格納容器が除熱されるためベント操作は不要であるが、保守的に機能に期待していない。また、建屋壁の放熱についても保守的に考慮しない。

・評価の結果

図2～4に評価結果を示す。事象発生直後は漏れ出した高温の冷却材が水蒸気へと変わり、ダクトや貫通孔の隙間より建屋に広がることで建屋内の圧力や温度が急激に上昇する。原子炉区域の圧力上昇に伴い、ブローアウトパネルが開放され、圧力上昇が抑制される。

原子炉の水位は漏れ出す水量を少なくするために漏れい配管の高さ付近で維持され、破断箇所からは隔離するまで崩壊熱に相当する蒸気が漏れいし続けるが、崩壊熱量の低下に伴い、漏れい量も低下する。

原子炉建屋原子炉区域内の温度は、漏れい直後約90℃まで上昇するが、注水系(原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系)の作動、手動減圧、及びブローアウトパネル開放により温度が低下し、5時間程度で約50℃となる。隔離が実施されない場合、湿度は100%付近で維持される。

原子炉建屋原子炉区域内の圧力は漏れい直後に一時的に上昇するものの、ブローアウトパネル開放により、大気圧付近に維持される。

○冷却材漏れいによる影響の想定

図 5 に隔離不能時の冷却材流出量の時間変化について示す。今回の事象の想定としては、テストブルチェック弁の開固着及び注入隔離弁の連続誤開が起因となっており、基本的には中央制御室より電動弁(F003)を閉操作することによって隔離することができる。隔離が実施できなかった場合は現場における注入隔離弁の手動操作が必要となり、冷却材の漏えい量は原子炉建屋内の温度の上昇が緩和される約5時間後において約800m³となる。破断した系統の区分と他区分の非常用炉心冷却系が機能喪失に至るのは約2500m³であることから、これらが全て水量として存在した場合についても、水密扉等の溢水伝搬防止策により、溢水によって他の非常用炉心冷却系が機能喪失することはない。

○現場の線量率の想定について

・評価の想定

格納容器バウンダリが喪失することで、原子炉から直接的に放射性物質が原子炉建屋原子炉区域内に放出される。

漏えいした冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で現場の線量率について評価した。

・評価の結果

外部被ばくは最大でも約15mSv/h程度であり、時間減衰によってその線量率も低下するため、線量率の上昇が現場操作や期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお、現場作業の被ばくにおいては、放射線防護具(循環式酸素呼吸器等)を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とした。

(3) まとめ

(2)で示す評価の結果より、インターフェイスシステムLOCA発生による現場環境(温度、湿度、圧力、線量率)の悪化は、現場操作の妨げとならず、必要な設備の機能も維持される。

なお、有効性評価の想定では保守的に配管低圧部に過剰な圧力が掛かることで全周破断することを想定しているが、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の低圧部であっても十分な圧力に耐える設計となっている。より現実的にそれらの配管の耐力を考慮した場合の現場環境の評価については、冷却材流出や水蒸気の漏えいは上記の検討結果より小さくなる(添付資料2.7.2参照)。

表1 インターフェイスシステム LOCA 時における温度・湿度・圧力の評価条件

破断箇所	高压炉心注水ポンプ室にてノズル相当の破断発生
事故シナリオ	事象発生後、水位の低下に伴い原子炉隔離時冷却系及び 高压炉心注水系が作動 事象発生から 30 分後に手動減圧を実施 水位回復後は破断配管の高さにて水位制御を実施 1Pd 到達後はウェットウェルベントを実施
原子炉建屋への流出経路	格納容器からの漏えいなし 原子炉建屋からの漏えいなし
評価コード	MAAP 4
原子炉建屋モデル	1 ノード
原子炉建屋壁からの放熱	考慮しない

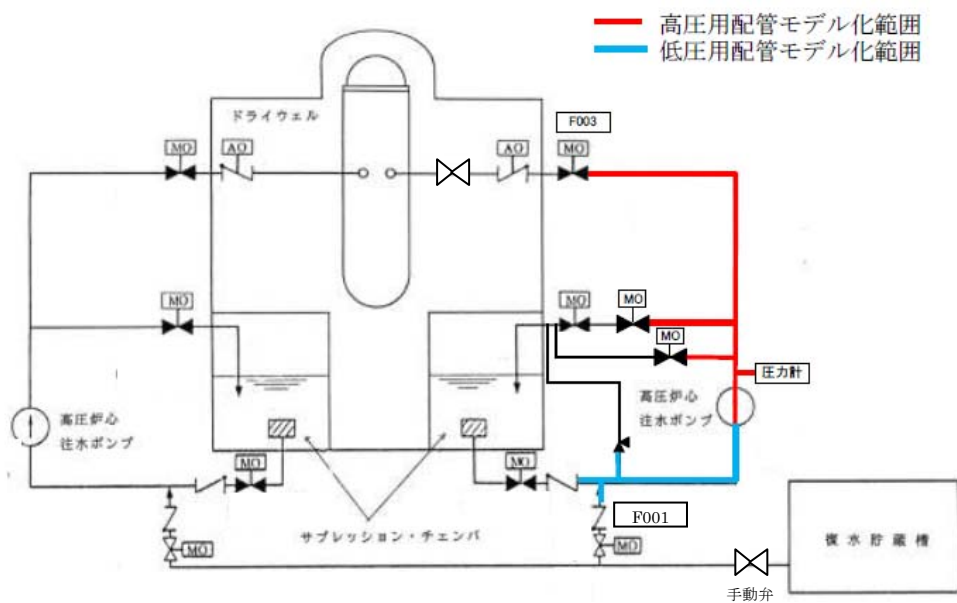


図1 インターフェイスシステム LOCA 時の破断箇所の想定

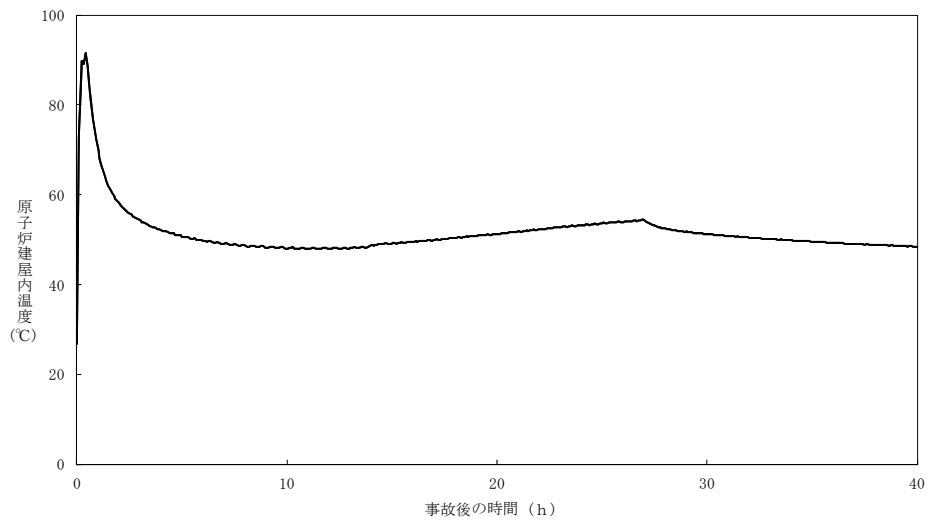


図2 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

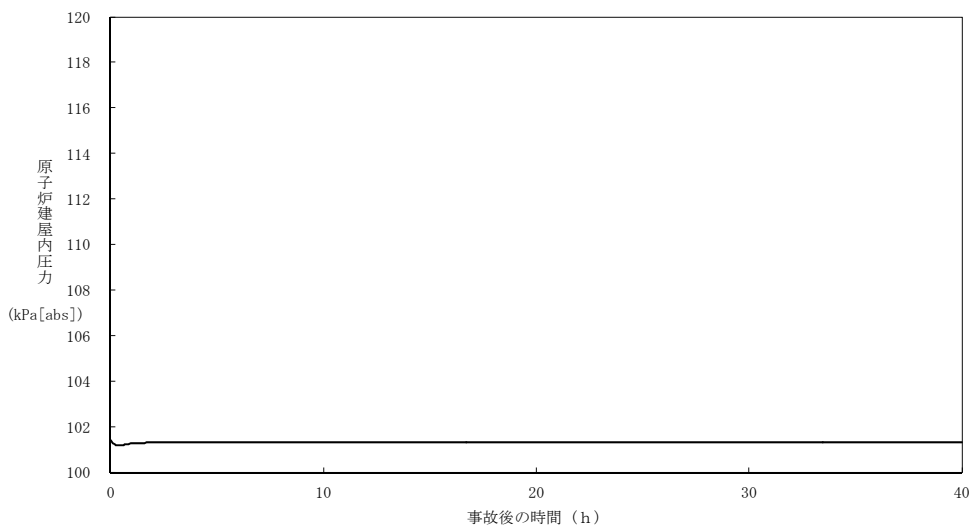


図3 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

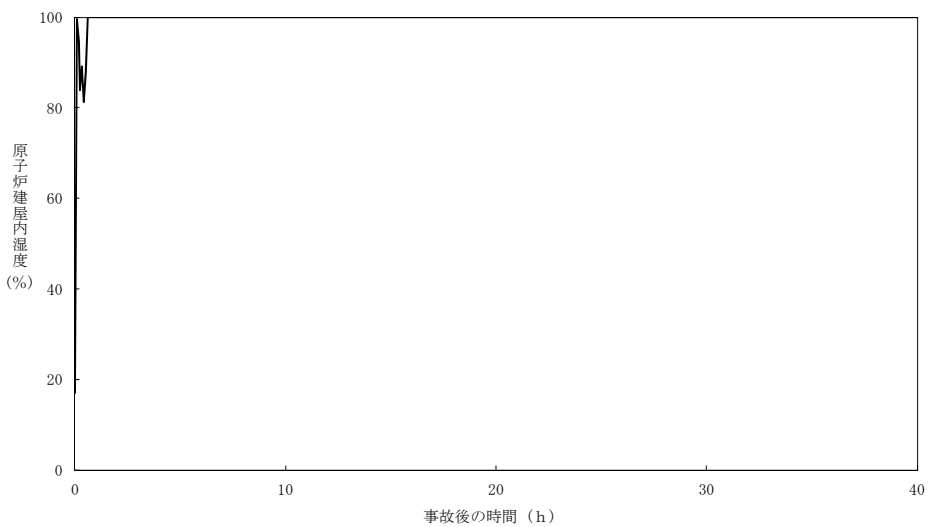


図4 原子炉建屋内の湿度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

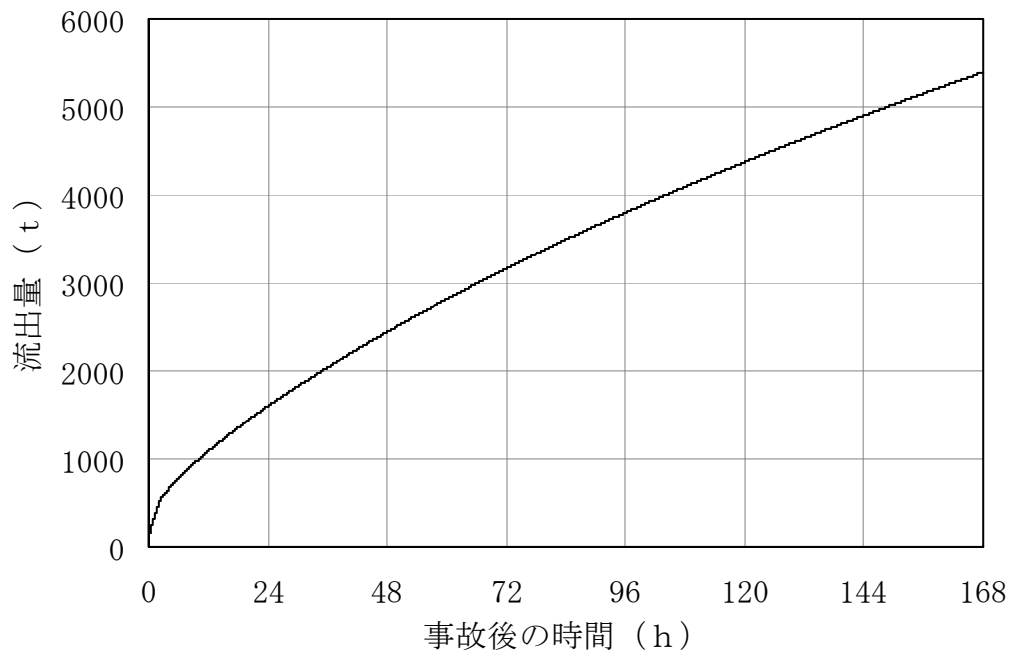


図5 破断箇所隔離不能時の冷却材流出量の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

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

インターフェイスシステム LOCA における解析は、低圧設計部配管が全周破断し、破断箇所から大量の一次冷却材及び水蒸気が原子炉建屋原子炉区域内に漏れ出すとの仮定に基づき現場環境等の評価を行っているが、ここでは低圧設計部となっている配管及び弁、計器の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行った場合の影響について検討した。

(1) 想定するインターフェイスシステム LOCA 及び低圧設計部における過圧条件について

申請解析と同様に、高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて、原子炉注入逆止弁が故障により開固着しており、原子炉注入電動弁が誤動作した場合、高圧炉心注水系の低圧設計部であるポンプ吸込配管の過圧を想定する。

低圧設計部の配管等に対しては、運転中の原子炉圧力（約 7.2MPa）及び水頭による圧力を考慮し、7.5MPa の圧力が伝搬するものとして低圧設計部の構造健全性について評価を行うこととする。

隔離弁によって高圧設計部分と低圧設計部分が物理的に分離されている状態から、隔離弁が開放すると、高圧設計部分から低圧設計部分に水が移動し、配管内の圧力は最終的にほぼ等しい圧力で落ち着く。高圧設計部分が原子炉圧力容器に連通している場合、最終的な配管内の圧力は原子炉圧力とほぼ等しくなる。

隔離弁の急激な開動作（以下、「急開」という）を想定した場合、高圧設計部分及び原子炉圧力容器内から配管の低圧設計部分に流れ込む水の慣性力により、配管内の圧力が一時的に原子炉圧力よりも大きくなることが知られている。この現象は水撃作用と呼ばれる*1。しかし、隔離弁が緩やかな開動作をする場合、水撃作用による圧力変化は小さく、配管内の圧力が原子炉圧力を大きく上回ることはない。

電動仕切弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため、機械的要因では急開となり難い。また、電動での開弁速度は、約 6 秒となっており、電気的要因では急開としないことから、誤開を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開としない。

文献*1によると、配管端に設置された弁の急開、急閉により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは、弁の開放時間もしくは閉鎖時間(T)において、圧力波が長さ(L)の管路内を往復するのに要する時間(μ)より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$

$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

θ : 弁の時間定数

T : 弁の開放時間もしくは閉鎖時間(s)

μ : 管路内を圧力が往復する時間(s)

L : 配管長(m)

α : 圧力波の伝播速度(m/s)

ここで(α)は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長(L)を実機の低圧注水系の注水配管の配管長^{※2}を元に保守的に 100m^{※3}とし、水の音速(α)を 1,500m/s^{※4}とすると、管路内を圧力波が往復する時間(μ)は約 0.14 秒となる。即ち、弁開放時間(T)を低圧注水系の電動仕切弁の約 6 秒とすると水撃作用による大きな圧力変化は生じることはなく、低圧設計部分の機器に原子炉圧力を大きく上回る荷重がかかることはないこととなる。

なお、仮に高圧炉心注水系の電動弁開閉に伴う水撃作用が生じた場合であっても、極めて短時間(数秒間)に起きる現象であり、かつ、大幅な圧力上昇を引き起こすことは考えにくい。さらにこの時の配管内の流体は、一次冷却材(288℃)の水が低圧部まで到達せず低温の状態であると推測され、温度による影響(熱伸び等)を受けることはない。

また、次項にて示す強度評価において、例えば配管について最も厳しい No.①の管の最小厚さ(t_s) 8.31mm での許容圧力は約 10Mpa (1次一般膜応力 0.6Su 適用値)であり十分な余裕がある。さらに、設計引張強さ(Su)までの余裕を考えると、さらなる余裕が含まれることとなる。

よって、この影響は無視し得る程小さいものと考え、構造健全性評価としては考慮しないこととする。

※1：水撃作用と圧力脈動〔改訂版〕第2編「水撃作用」((財)電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三)

※2：高圧注水系の原子炉圧力容器開口部から低圧設計部分の末端の逆止弁までの長さは約 70m

※3：配管長を実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、水撃作用の発生条件に対し保守的となる。

※4：圧力 7.2MPa[abs]、水温 38℃の場合、水の音速は約 1,540m/s となる。

(2) 構造健全性評価の対象とした機器等について

高圧炉心注水系の低圧設計部において圧力バウンダリとなる範囲を抽出し、具体的には下記対象範囲について評価を行った。

- a) 配管（ドレン／ベント，計装配管等の小口径配管も対象に含む）
- b) 計器（ポンプ吸込側に設置されている圧力計）
- c) 弁（圧力バウンダリとなる弁）
- d) フランジ部（ボルトの伸びによる漏えい量評価を実施）

具体的な対象箇所については図 1～図 4 に示す。

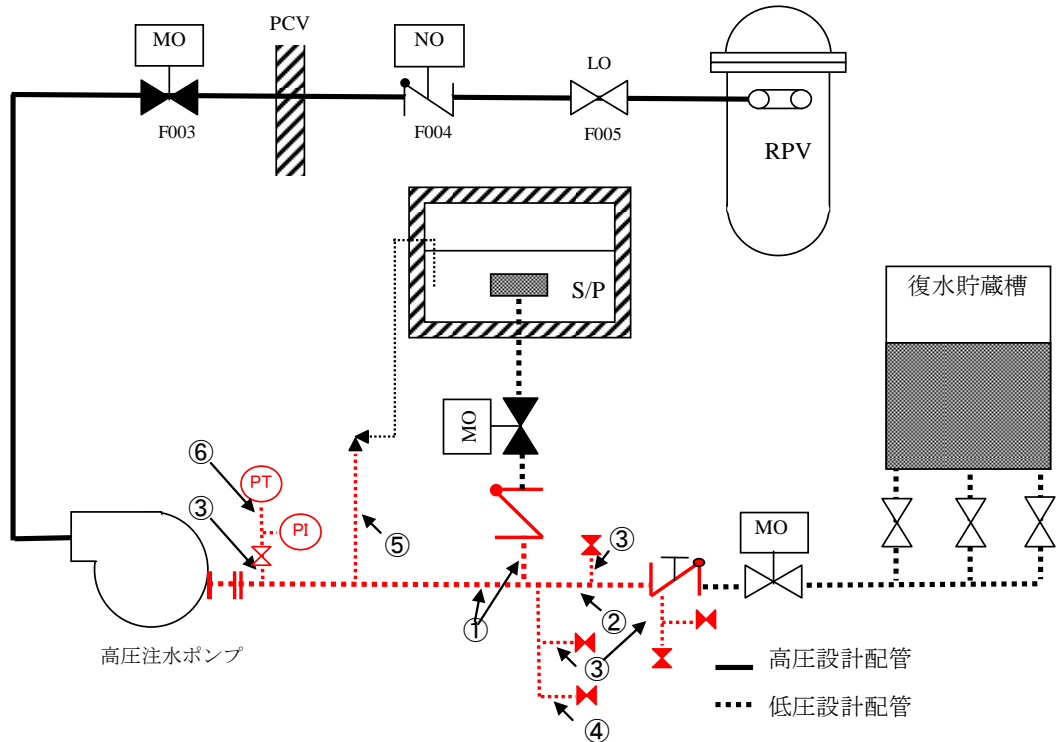


図1 評価対象配管範囲

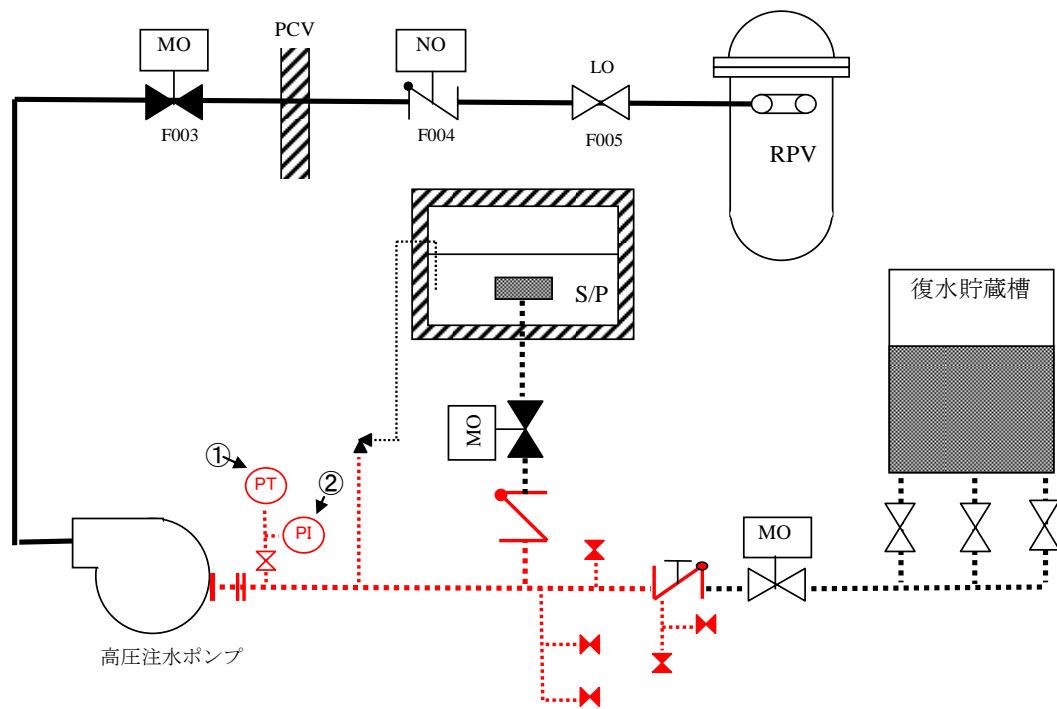


図2 評価対象計器

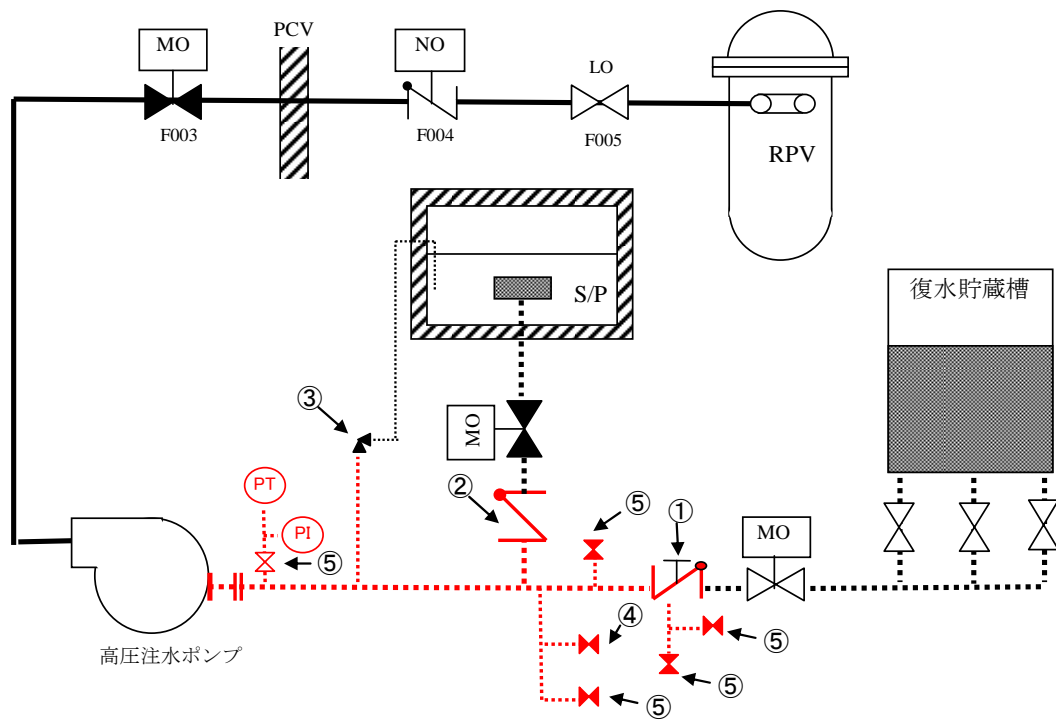


図 3 評価対象弁

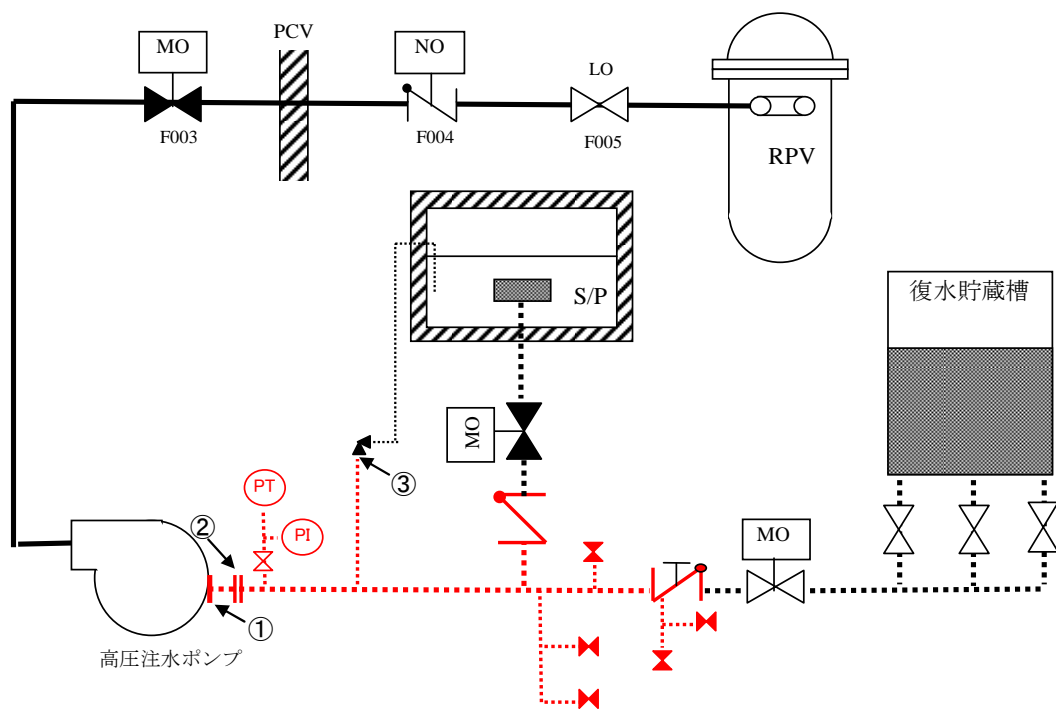


図 4 評価対象フランジ

(2) 構造健全性評価の結果

各機器等に対する評価結果について以下に示す。

破断が想定される箇所としては計器であり、また、フランジ部についてもボルトの伸びによる漏えいが想定されるものの、合計でも漏えい面積は 1cm² を超えることはないとの結果となった。

a) 配管

No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	外径 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	ts (mm)	t (mm)	判定 ^{※1} (ts ≥ t)
①	7.5	288	406.4	9.5	STPT42 (STPT410)	8.31	6.22 ^{※2}	○
②			406.4	12.7	STPT42 (STPT410)	11.11	6.22 ^{※2}	○
③			27.2	3.9	STPT42 (STPT410)	3.40	0.97	○
④			60.5	5.5	STPT42 (STPT410)	4.81	2.14	○
⑤			34.0	4.5	STPT42 (STPT410)	3.93	1.21	○
⑥			17.3	2.3	SUS304TP	2.0	0.6	○
	9.52	2.0	2.0	0.4				
	9.52	1.3	1.3	0.4				

※1：管の最小厚さ(ts)が管の計算上必要な厚さ(t)以上であること

※2：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

b) 計器

No.	圧力 (MPa)	計器耐圧 (MPa)	判定	破断想定箇所	開口面積 (cm ²)
① (E22-PT-001)	7.5	3.67	×	漏えい なし ^{※1}	—
② (E22-PI-002)		1.65	×	破断 (Φ5 導圧)	約 0.2

※1：計器内部のダイヤフラムは破損する可能性はあるものの、その外側の高压フランジ面は約 15MPa までの耐圧構造であるため、外部への漏えいはないと判断した。

c) 弁

No.	弁 No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	口径 (A)	型式	材料	ts (mm)	t (mm)	判定 ^{※1} (ts≥t)
①	E22-F002	7.5	288	400	TCH	SCPL1	22.0	7.8 ^{*2}	○
②	E22-F007			400	CH	SCPL1	20.0	7.8 ^{*2}	○
③	E22-F020			20/50	RV.VS	SCPH2	9.0	4.8	○
④	E22-F012			50	GL	S28C	8.5	5.4	○
⑤	E22-F027			20	GL	S28C	6.7	4.5	○
	E22-F500								
	E22-F515								
	E22-F516								
	E22-F700								

※1：必要最小厚さ(ts)が最小厚さ(t)以上であること

※2： $t = Pd / (2S - 1.2P)$ を適用

d) フランジ部

No.	圧力 (MPa)	伸び量(mm)						内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	漏えい面 積(cm ²)
		+	-	+	-	-	-			
①	7.5	∠L1	∠L0	∠L2	∠L3	∠L4	∠L5	432	0.03	約 0.7
②		0.10	0.07	0.31	0.30	-	0.01	432	0.02	
③		0.11	0.08	0.36	0.30	0.04	0.03	49	-0.01	

∠L1：荷重によるボルト伸び量

∠L0：初期締付によるボルト伸び量

∠L2：ボルト熱伸び量

∠L3：フランジ熱伸び量

∠L4：オリフィス熱伸び量

∠L5：ガスケット内外輪熱伸び量

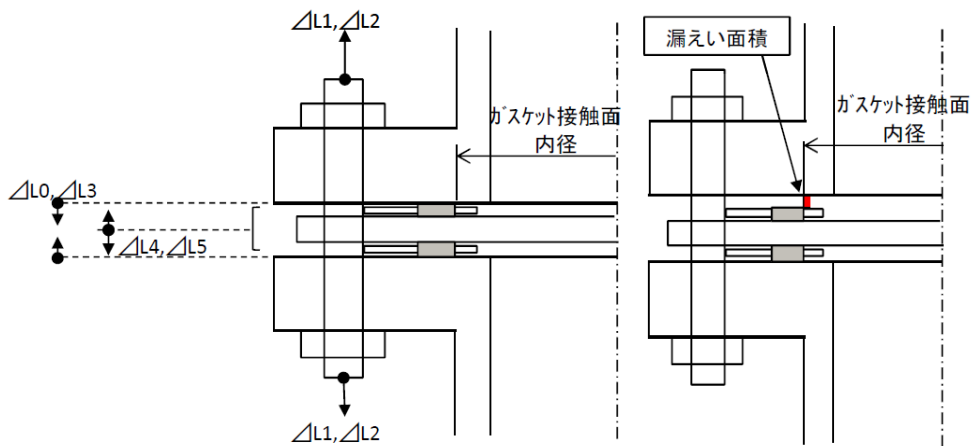


図 各部分材の伸び方向及び伸び時隙間想定位置

(3) 現実的インターフェイスシステム LOCA における漏えい面積の設定

(2) で述べたとおり、高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて、原子炉注入逆止弁が故障により開固着し、原子炉注入電動弁が誤操作又は誤動作した場合、高圧炉心注水系の低圧設計のポンプ吸込配管の過圧を想定しても、その漏えい面積は 1cm^2 を超えることはない。

そこで、現実的インターフェイスシステム LOCA における漏えい面積は、保守的な想定とはなるがフランジ部の漏えい面積として保守的に 10cm^2 を想定することとする。

(4) 事故進展解析

インターフェイスシステム LOCA による炉心内の挙動は、今回想定する漏えい面積 (10cm^2) による一次冷却材の流出量が両端破断を仮定したインターフェイスシステム LOCA の解析に包絡されることから省略する。

ここでは添付資料 2.7.1 に示したインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境(原子炉建屋内)に着眼し評価を行った。

事象進展解析 (MAAP) の実施に際して主要な仮定を以下に示す。

前提条件：外部電源有、ISLOCA 時漏えい面積 10cm^2 、健全側高圧注水系による注入

事象進展：弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作 (連続開)

(この時内側テストブルチェックも同時に機能喪失 (全開))

- ・状況判断の開始 (弁の開閉状態確認, HPCF 室漏えい検出, ポンプ吐出圧力, エリアモニタ指示値上昇)

約 10 分後：手動スクラム

約 15 分後：高圧炉心注水系の手動起動

約 30 分後：急速減圧

主要なパラメータの時間変化を図 1～図 3 に示す。

原子炉建物内の温度は、事象発生直後は上昇するものの 30 分後に原子炉減圧した後は一旦低下する。また、弁隔離操作のためにアクセスする弁室の温度も同様に、原子炉減圧操

作後に低下した後、約 40℃程度で推移する。

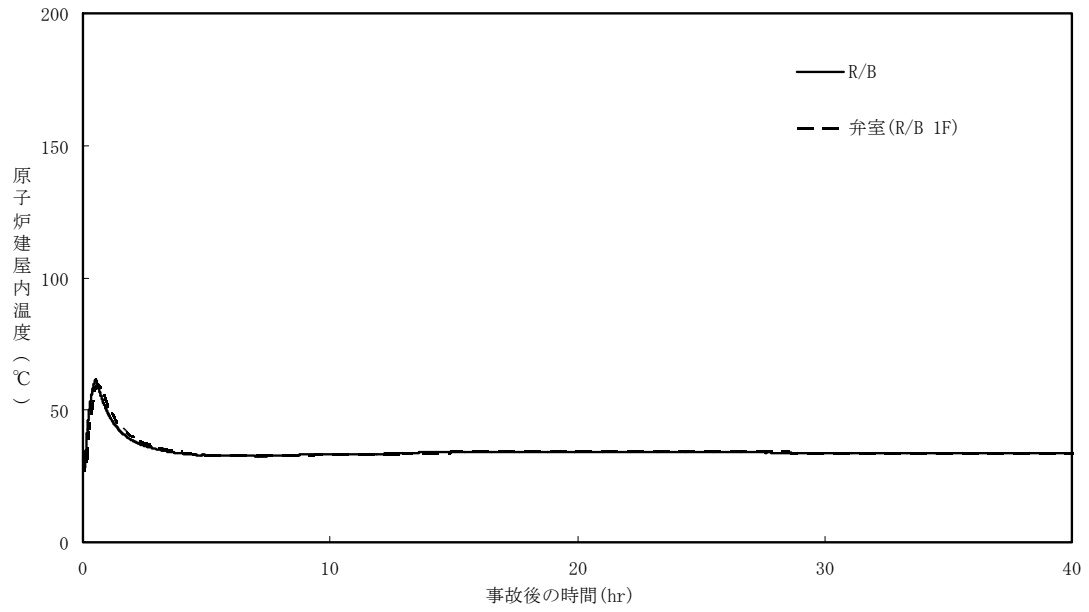


図 1 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

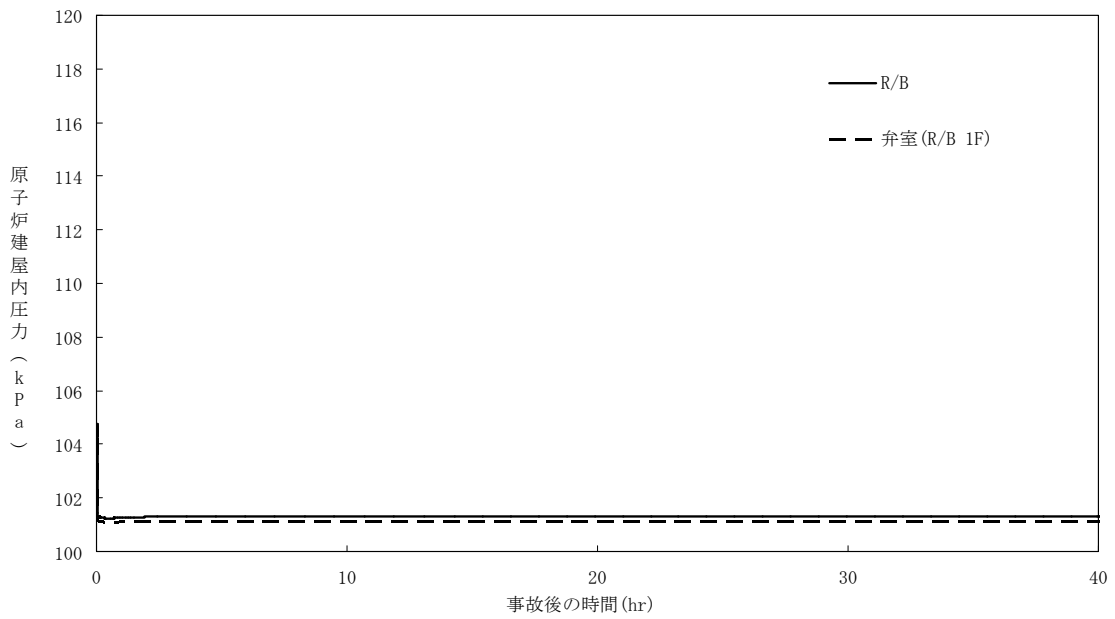


図 2 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

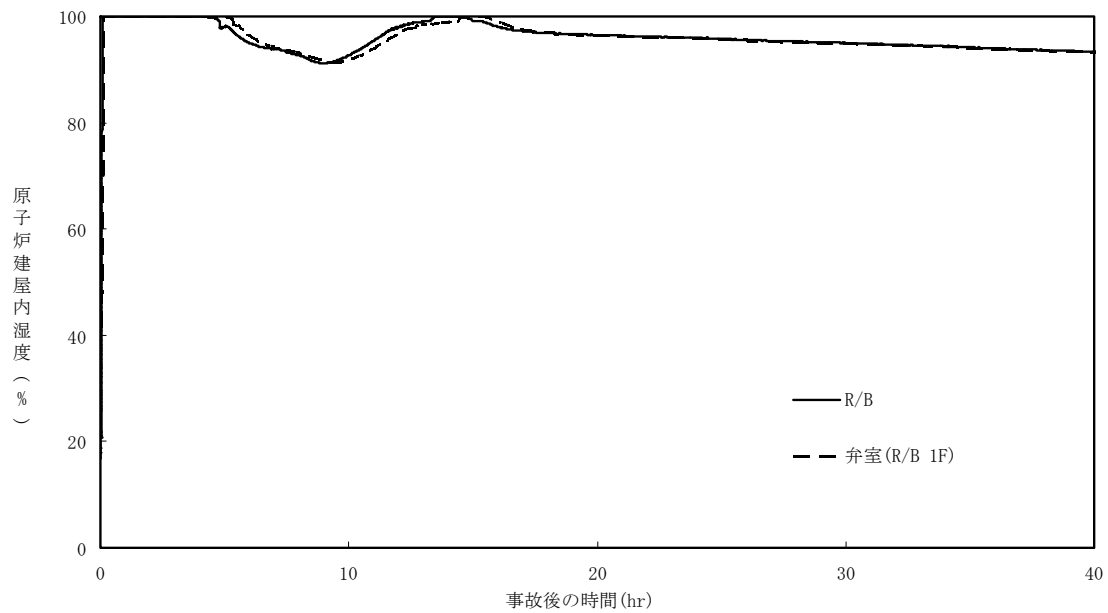


図3 原子炉建屋内の湿度の時間変化（インターフェイスシステム LOCA）

また、ISLOCAに伴う原子炉建屋内への流入量（漏えい面積 10cm^2 ）についても、内部溢水で考慮している破断発生区分以外の区分の非常用炉心冷却系に影響のない溢水量は、約 2500m^3 であるのに対して、炉内及び復水貯蔵槽からの流入量は、原子炉減圧前の流出を含めても約 $200\text{m}^3/\text{h}$ を超えることはなく、約 2500m^3 に到達するには十分な時間余裕がある。さらに先に述べた環境条件の結果を踏まえても、中央制御室からの遠隔操作による速やかな隔離操作（電動弁閉）、又は現場操作による隔離操作が可能である。

（5）まとめ

（4）で示した評価結果より、現実的なインターフェイスシステム LOCA 発生による現場環境（温度、湿度、圧力）の悪化は、現場操作の妨げとならず、必要な設備の機能も維持される。

より現実的にそれらの配管の耐力を考慮した場合の現場環境の評価については、冷却材流出や水蒸気の漏えいは添付資料 2.7.1 に示した結果より小さいことを確認した。

以 上

安定停止状態について

格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：漏えいが停止し，炉心の冠水及び冷却が維持されている状態

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.7.7 及び図 2.7.8 に示すとおり，高圧炉心注水系及び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ている状態を原子炉安定停止状態とした。

残留熱除去系による除熱での長期安定状態の維持について

残留熱除去系を使用し，除熱を行うことにより，長期にわたり炉心の冷却が可能である。

高圧炉心注水系からの漏えい停止について

高圧炉心注水系隔離弁及び高圧炉心注水系復水貯蔵槽側吸込弁を全閉とし，漏えい停止する。漏えい停止確認は，原子炉水位と原子炉圧力の挙動から総合的に判断する。

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)

プラント状況：6, 7号機運転中。1~5号機停止中。

事象：インターフェイスシステム LOCAは6, 7号機を想定。

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
7号機	事象発生直後～事象発生後7日間	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。
	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		
6号機	事象発生直後～事象発生後7日間	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。
	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		
1号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
2号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
3号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
4号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
5号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間	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。
	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		

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

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

3. 重大事故

3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)

3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU、TBP及びTBDがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、緩和措置がとられない場合には、格納容器内の雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し格納容器が破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱によって格納容器破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出の防止を図る。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.1 及び図 3.1.2 に、手順の概要を図 3.1.3 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手順の関係を表 3.1.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央監視・指示を行う当直長 1 名(6/7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転員 12 名、緊急時対策要員(現場)14 名の合計 29 名であり、必要な要員と作業項目について図 3.1.4 に示す。

a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

大破断 LOCA により格納容器圧力は急激に上昇する。格納容器圧力高信号が発生して原子炉がスクラムすることを確認する。

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

格納容器圧力高信号により非常用炉心冷却系の起動信号が発生するが、非常用炉心冷却系は機能喪失する。

非常用炉心冷却系の機能喪失は各系統流量計等により確認する。

b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能及び対応準備

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失と判断する。

中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、低圧代替注水系(常設)の準備を開始する。

c. 炉心損傷確認

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

また、炉心損傷確認後は、格納容器内の pH 制御のため薬品注入を準備する。

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉圧力容器破損に至ることなく、水位は回復し、炉心は冠水する。

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水流量計等である

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。格納容器の雰囲気を冷却するため、復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を行う。原子炉冠水を確認した後、格納容器温度が「約 190℃」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

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

また、代替格納容器スプレイと同時に格納容器への薬品注入を実施する。

原子炉を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイの切り替えを繰り返し行う。

f. 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り、格納容器の圧力及び温度の上昇を抑制することはできるが、格納容器圧力は上昇を継続し、限界圧力「0.62MPa[gage]」に達する。限

界圧力「0.62MPa[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サプレッション・チェンバ・プール水位計等である。

3.1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示す通り、事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさに基づいて選定している。選定にあたって考慮した点は以下の通り。

- ・ TQUX, TQUV, TB の各シナリオと比較し、LOCA は一次冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く、事象進展が早い。
- ・ 過圧破損の格納容器破損頻度の内訳では、プラント損傷状態の長期 TB や TBU が支配的であり、全交流動力電源喪失の寄与が高い。
- ・ 過圧破損については、格納容器破損防止対策として格納容器の除熱が必要となる。
- ・ 過温破損の格納容器破損頻度の内訳では、プラント損傷状態の LOCA の寄与が高い。
- ・ 過温破損については、格納容器破損防止対策として格納容器(損傷炉心)への注水が必要となる。
- ・ LOCA に非常用炉心冷却系注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。また、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。

以上より、LOCA に全交流動力電源喪失事象を加え、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するためのプラント損傷状態とした。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・ 大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+RHR 失敗
 - ・ 大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗
 - ・ 中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+RHR 失敗
 - ・ 中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗
 - ・ 中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+RHR 失敗
 - ・ 中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗
 - ・ 小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+RHR 失敗
 - ・ 小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗
 - ・ 小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+RHR 失敗
 - ・ 小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗
- 上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中小 LOCA に比べて破断口径が大きい

ことから事象進展が早く、格納容器内の圧力、温度上昇の観点で厳しい大 LOCA を選定した。これに低圧注水機能喪失及び高圧注水機能喪失が重畳することで、炉心損傷を防止できない事故シーケンス「大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」となる。更に全交流動力電源喪失の重畳を想定し、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しい事故シーケンス「大 LOCA+注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとした。

本評価事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、低圧代替注水系(常設)の原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、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、これらの現象による格納容器挙動を一貫して適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉水位、燃料温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表3.1.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

最大300m³/hにて原子炉へ注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水する。

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系

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

(d) 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 18.6kg/s(格納容器圧力 0.62MPa[gage]において)の流量にて、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) 交流電源は、事象発生70分後までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。
- (b) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、事象発生70分後から開始する。
- (c) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却は、炉心冠水後、格納容器温度が「約190℃」に到達した場合に開始する。
- (d) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が「0.62MPa[gage]」に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価(Cs-137の放出量評価)の条件

- (a) ベント時総放出量については、炉心に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出され、サプレッション・チェンバのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に至るものとする。

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に到達した核分裂生成物は、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置内のフィルタによって除去された後、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置排気管から放出される。

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いずに、耐圧強化ベント系を用いた場合は、排気筒から放出される。

- (b) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 放出量は、以下の式で計算される。

$$\text{Cs-137の放出量(Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs-137}} \times (1/\text{DF})$$

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}})$$

f_{Cs} : 格納容器からのセシウムの放出割合

f_{CsI} : 格納容器からの CsI の放出割合

f_CsOH : 格納容器からの CsOH の放出割合

M_I : ヨウ素の初期重量 (kg)

M_Cs : セシウムの初期重量 (kg)

W_I : ヨウ素の分子量 (kg/kmol)

W_Cs : セシウムの分子量 (kg/kmol)

Bq_Cs137 : Cs-137 の炉内内蔵量 (Bq)

DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数

(c) 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による粒子状放射性物質に対する除染係数は 1,000 とする。

(d) 耐圧強化ベント系を用いた場合の Cs-137 放出量は、以下の式で計算される。

$$\text{Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs-137}}$$

(添付資料 3.1.1)

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位(シュラウド内外)、注水流量、原子炉内保有水量の推移を図3.1.5から図3.1.7に、燃料最高温度の推移を図3.1.8に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図3.1.9から図3.1.12に示す。

a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.4 時間後に炉心損傷に至るが、事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系(常設)による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、水位は回復し、炉心は再冠水する。

格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器の圧力及び温度の上昇を抑制することができるが、格納容器圧力は上昇を継続し、事象発生から約 38 時間経過した時点で限界圧力に達する。限界圧力到達時点で、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施し、格納容器内雰囲気圧力の圧力及び温度を低下させる。ベント実施後においても、溶融炉心からの放熱によって格納容器温度は上昇傾向が継続するが、崩壊熱の減少に伴い、事象発生から約 43 時間経過した時点で低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力については、ベント実施後、徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2, 3)

b. 評価項目等

図 3.1.9 に示すとおり，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはなく，また，図 3.1.10 に示すとおり，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度については，限界温度 200°Cを若干超えるものの，短時間であり，格納容器の健全性に問題はない。

サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベント時の大気中へのCs-137の総放出量は約 5.0×10^{-4} TBqであり，100TBqを下回る。

さらに，サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の耐圧強化ベント系によるベント時の大気中へのCs-137の総放出量は約0.5TBqであり，100TBqを下回る。

図 3.1.5 に示すとおり，低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，格納容器内雰囲気は図 3.1.9, 10 に示すとおり，限界圧力到達時点で，格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで安定状態を維持できる。

(添付資料 3.1.4)

3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において，6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は，「3.1.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり29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

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては，7日間の対応を考慮すると，合計約7,300m³の水が必要となる。

復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約19,700m³の水を保有しており，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。なお、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つた場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているためである。

(添付資料 3.1.5)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約859,320Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約6,048Lの軽油が必要となる。(合計 約871,416L)

軽油タンク及び地下軽油タンクで軽油約1,164,000L(発電所内で軽油約5,344,000L)の使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.6)

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767kW、7号炉で約758kW必要となるが、給電容量である3,600kW未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.1.7)

3.1.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対する格納容器破損防止対策としては、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンス「大LOCA+注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系又は代

替格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱が可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、長期的に損傷炉心冷却及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

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対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対して有効である。

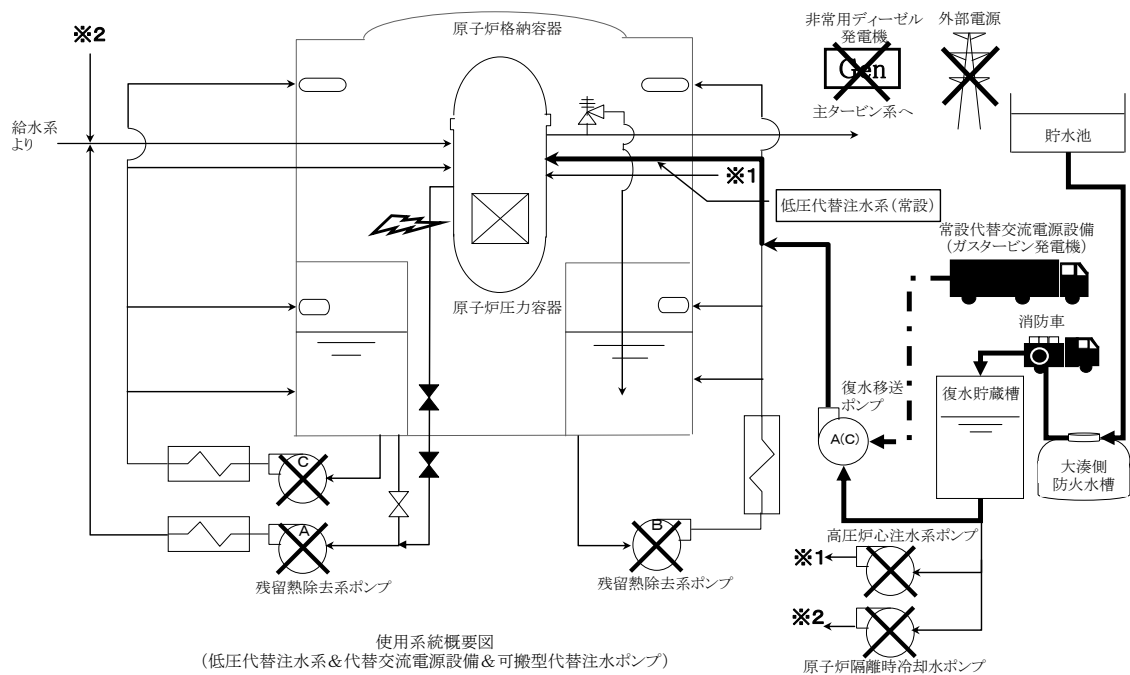


図 3.1.1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要(1/2)

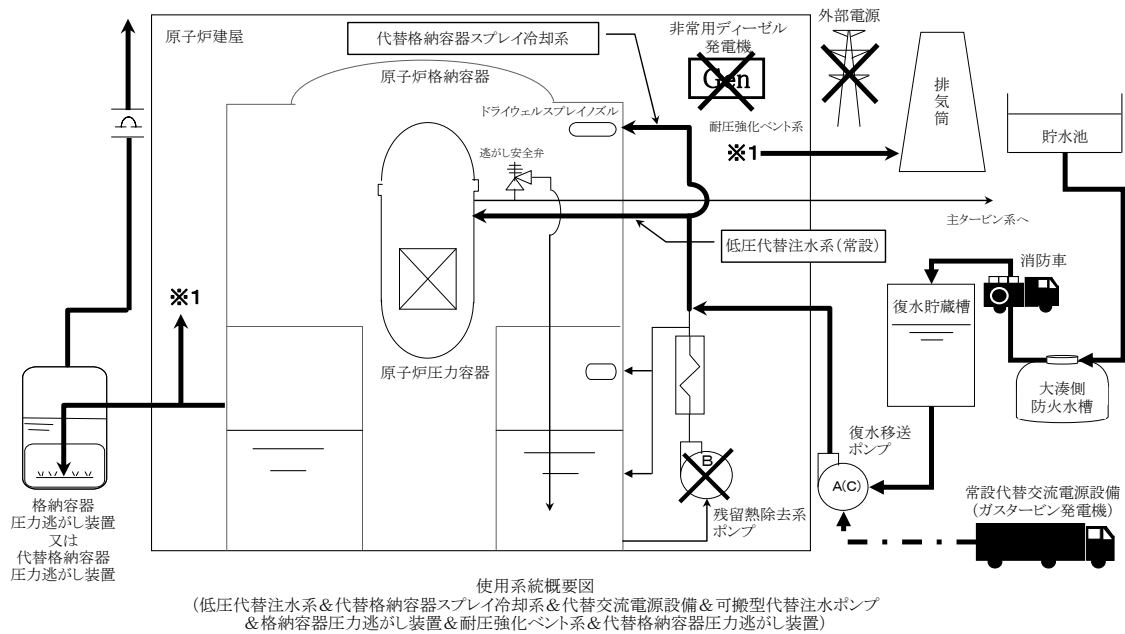


図 3.1.2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要(2/2)

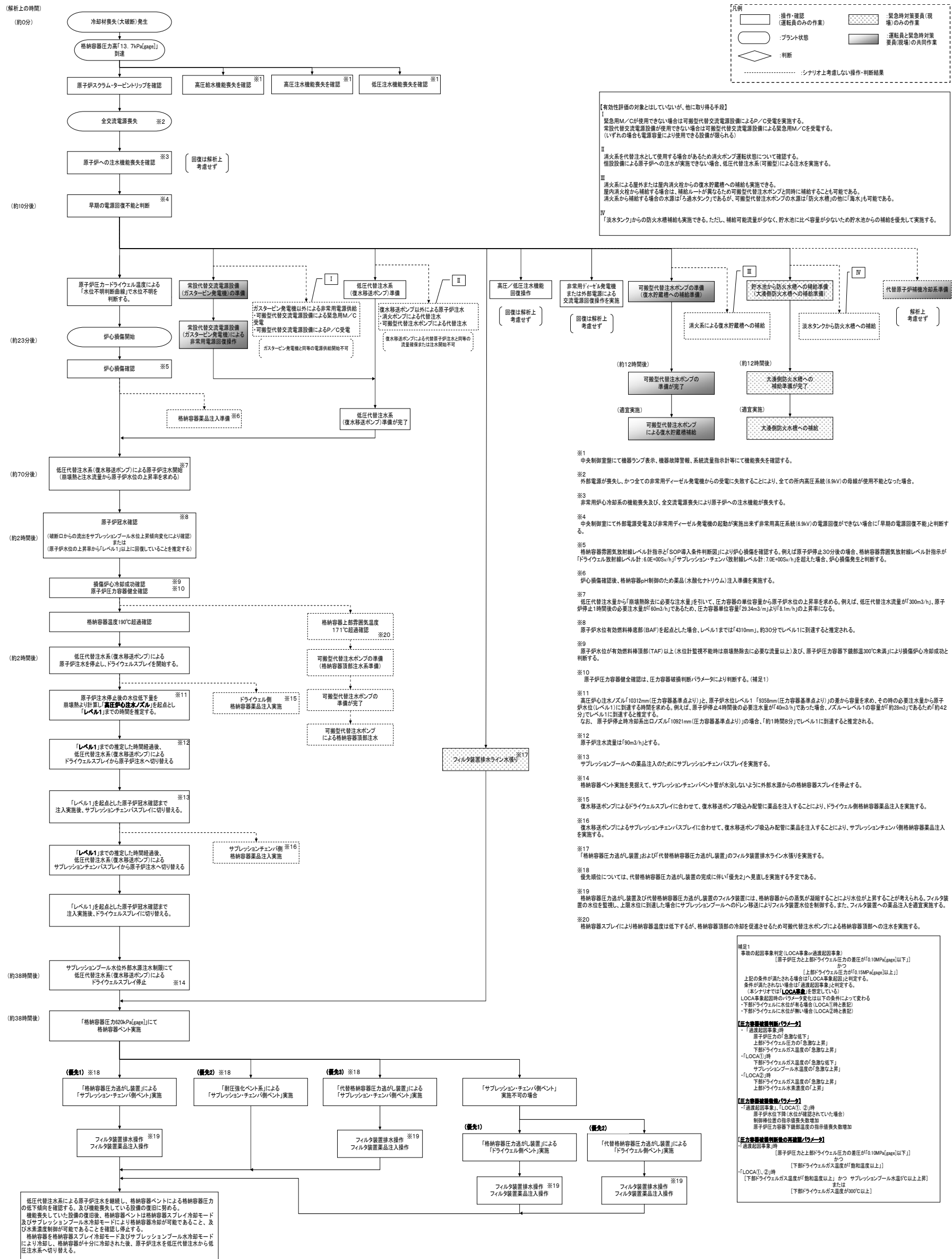


図 3.1.3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の対応手順の概要

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(分)												備考
	運転員(中操)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		事象発生 原子炉スクラム プラント状況判断 約24分 炉心損傷開始 約70分 原子炉注水開始												
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	・冷却材喪失(大破断)確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・全交流電源喪失確認 ・原子炉注水機能喪失確認	10分												
交流電源回復操作(解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	非常用ディーゼル発電機 機能回復													対応可能な要員により、対応する
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、低圧注水系 機能回復													対応可能な要員により、対応する
常設代替交流電源設備準備操作	(2人) A,B	(2人) a,b	-	-	-	-	・受電前準備(中操)	20分												
	-	-	2人 E,F	2人 e,f	-	-	・現場移動 ・受電前準備(現場)	50分												
	-	-	-	-	6人 ↓ (2人)		・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認 ・緊急用M/C健全性確認 ・ガスタービン発電機給電準備 ・緊急用M/C給電準備 ・ガスタービン発電機起動 ・緊急用M/C遮断器投入	20分	10分	20分										
常設代替交流電源設備運転	-	-	-	-	-	-	・ガスタービン発電機 運転状態監視	適時実施												
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C受電確認												10分	
	-	-	(2人) E,F	(2人) e,f	-	-	・M/C受電 ・MCC受電												10分	
低圧代替注水系(常設)準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系ラインアップ												5分	
	-	-	2人 C,D	2人 c,d	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	20分												

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)														備考	
	運転員(中操)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)			2	4	6	8	10	12	14	33	35	37	39	41				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		事象発生 約24分 炉心損傷開始 約70分 原子炉注水開始 約2時間 炉心短水確認 約38時間 格納容器強力 限界圧力到達															
低圧代替注水系(常設)注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水系 注入弁操作	炉心短水後は、適宜原子炉注水と格納容器スプレいの切り替えを繰り返し実施															
代替格納容器スプレイ操作(格納容器薬品注入を含む)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水系 スプレイ弁操作 ・スプレイに合わせた薬品注入	適宜原子炉注水と格納容器スプレいの切り替えを繰り返し実施 最初の格納容器スプレイに合わせて格納容器薬品注入を実施														格納容器薬品注入操作は中央制御室から操作する方針	
消防車による防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	(2人) C,D	(2人) c,d	-	-	・消防車による復水貯蔵槽への注水準備(ホース準備)	180分															
	-	-	-	-	2人 ※1、※2	2人 ※1、※2	・消防車による復水貯蔵槽への注水準備(消防車移動、ホース敷設(防火水槽から消防車、消防車から接続口)、ホース接続)	60分															
	-	-	-	-	※1 (1人)	※1 (1人)	・消防車による復水貯蔵槽への補給	継続実施												現場確認中断(一時待避中)	格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する		
貯水池から大漢側防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※3		・現場移動 ・貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り	90分															
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備	30分															
	-	-	2人 E,F	2人 e,f	-	-	・ベント準備	格納容器ベント実施前までに現場操作を行う(操作時間60分)												一時待避	格納容器ベント前に第2待避所へ待避準備及び待避を実施する		
	-	-	-	-	※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)												一時待避	格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する		
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視															
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・フィルタ装置水位調整	適宜実施												中操からの連絡を受けて現場操作を実施する			
燃料供給準備	-	-	-	-	2人		・軽油タンクからタンクローリーへの補給	90分															
燃料給油作業	-	-	-	-	2人		・消防車への給油	継続実施												作業中断(一時待避中)	格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する 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	4人 C,D,E,F	4人 c,d,e,f	14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 3.1.4 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間

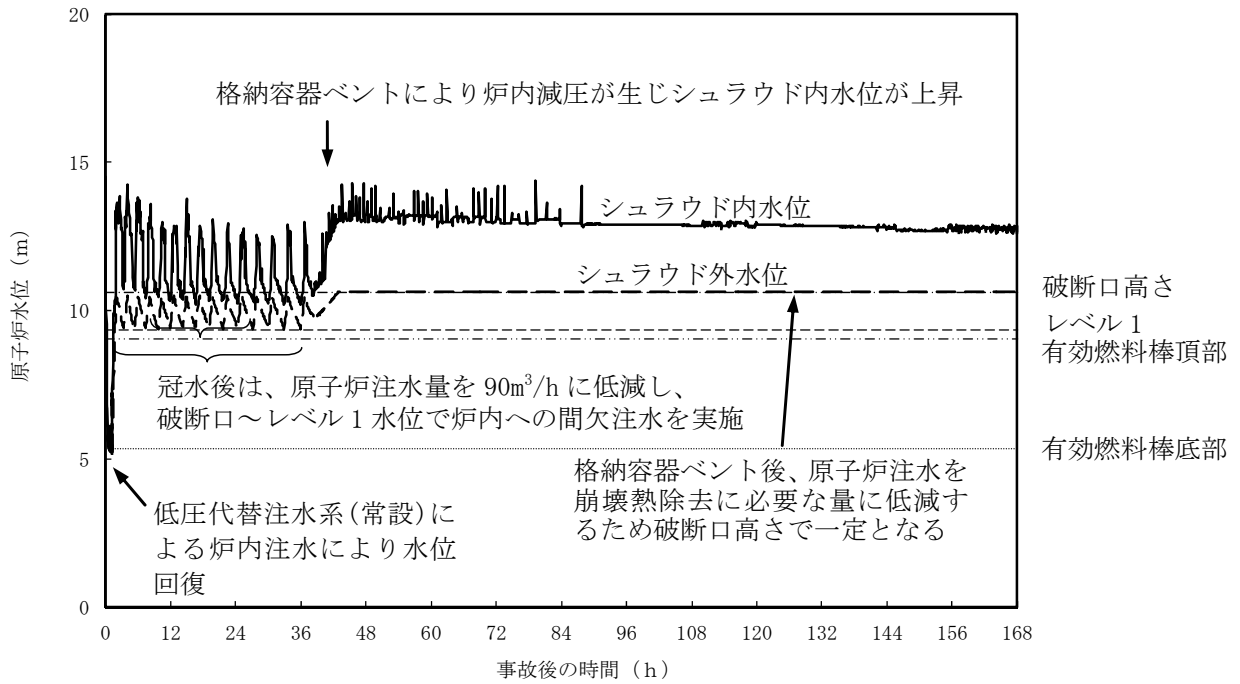


図 3.1.5 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

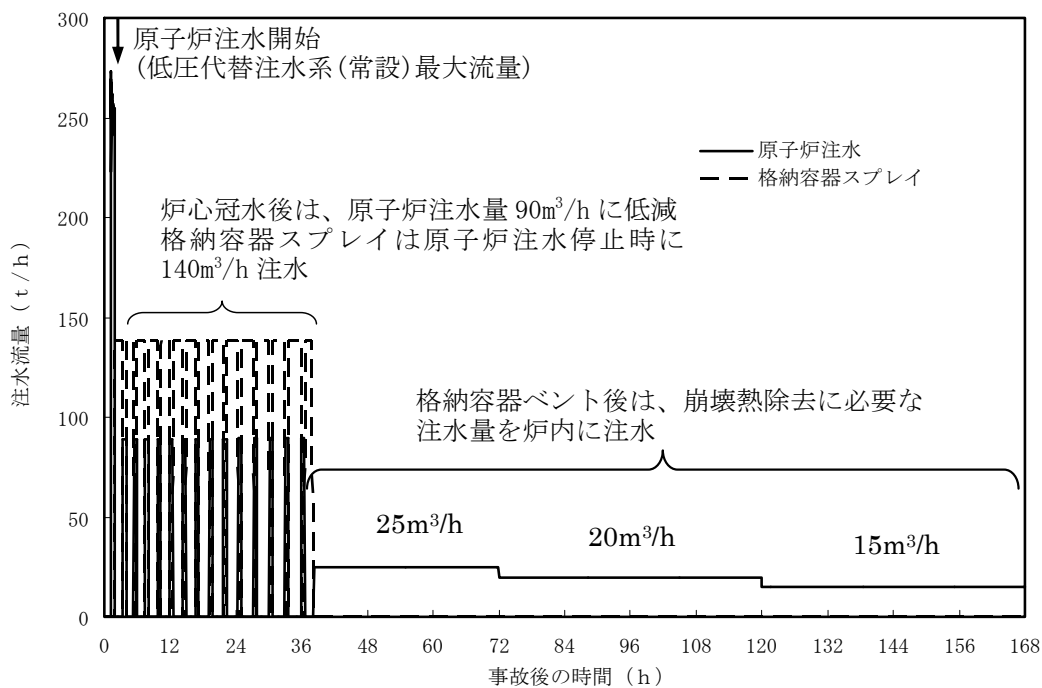


図 3.1.6 注水流量の推移

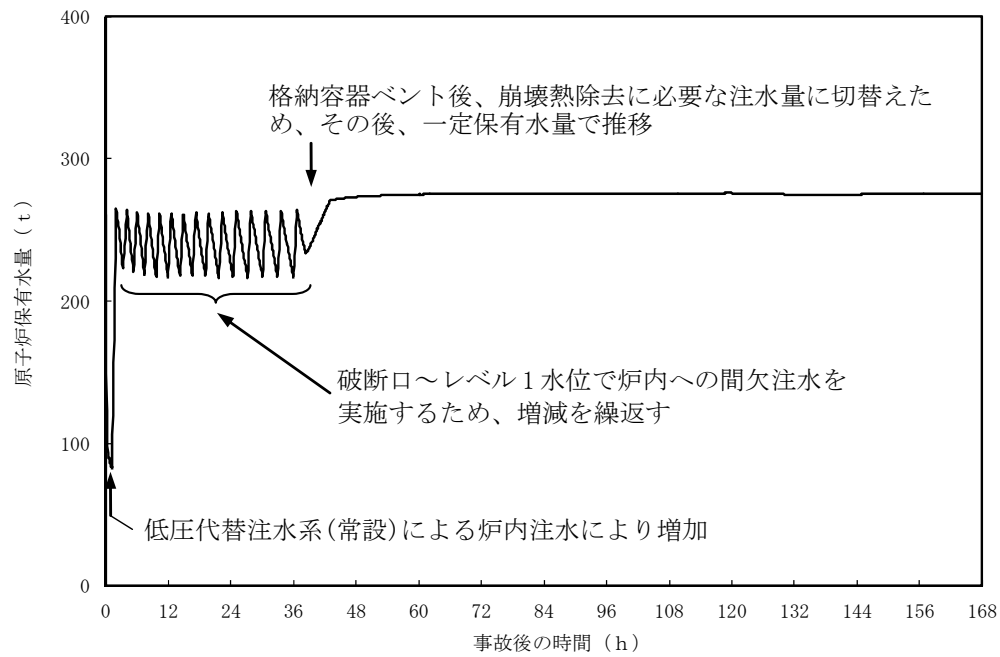


図 3.1.7 原子炉内保有水量の推移

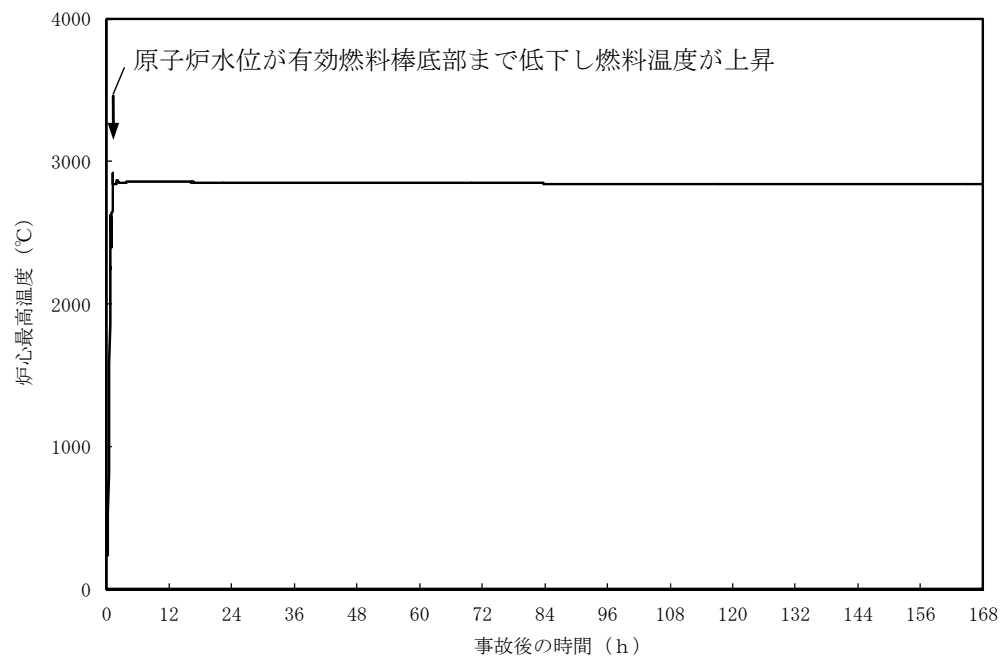


図 3.1.8 燃料最高温度の推移

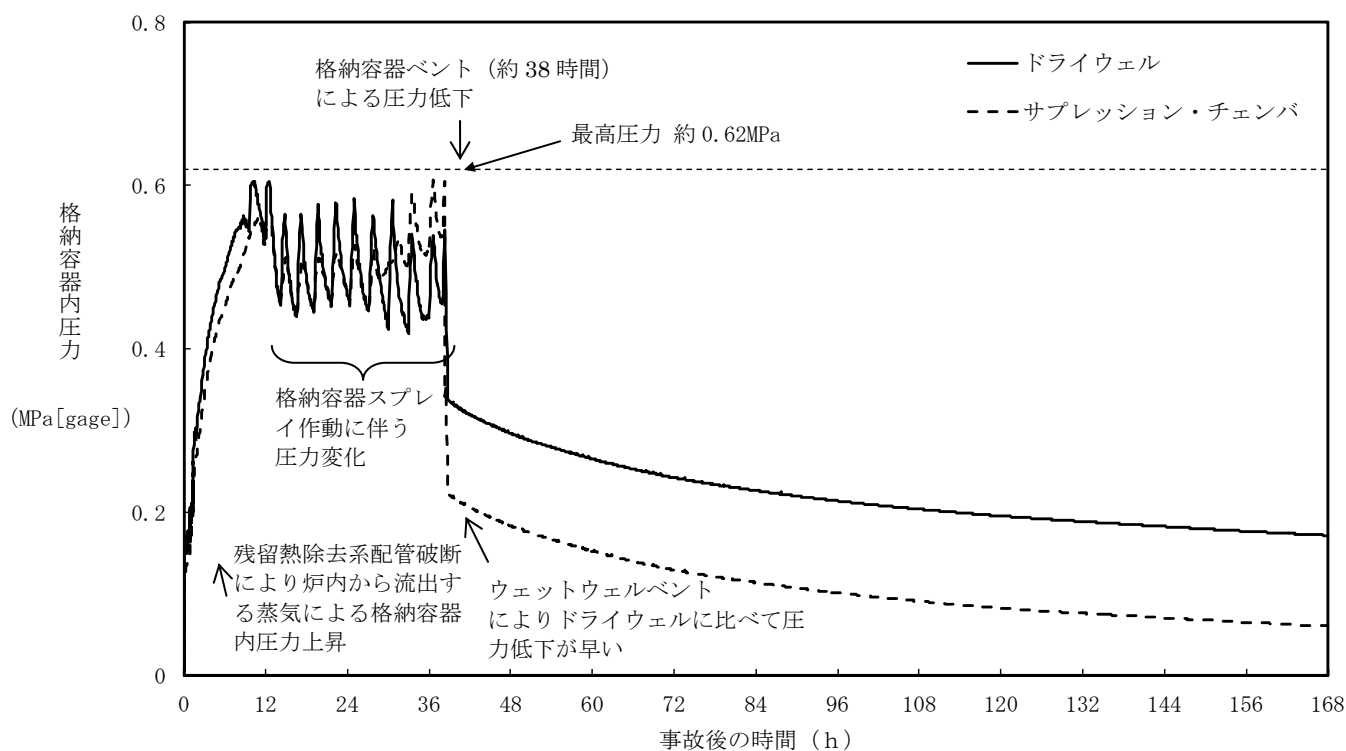


図 3.1.9 格納容器圧力の推移

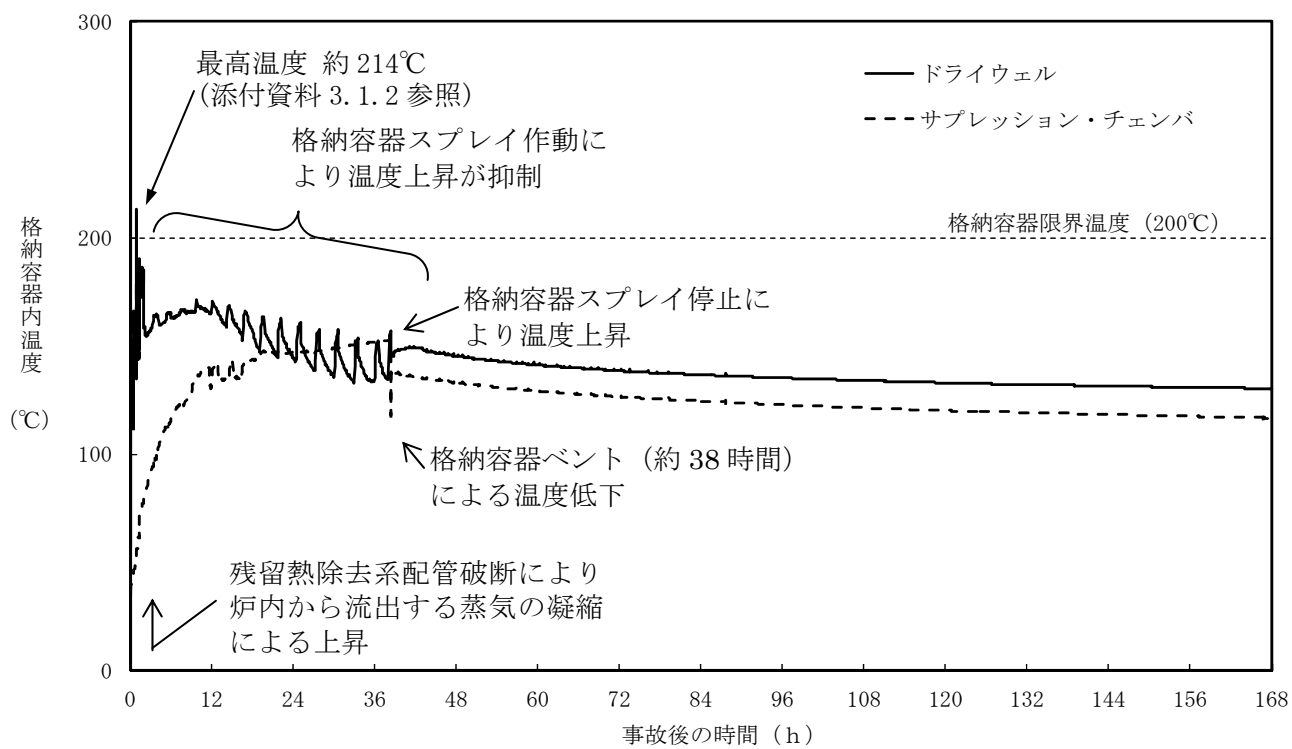


図 3.1.10 格納容器気相部の温度の推移

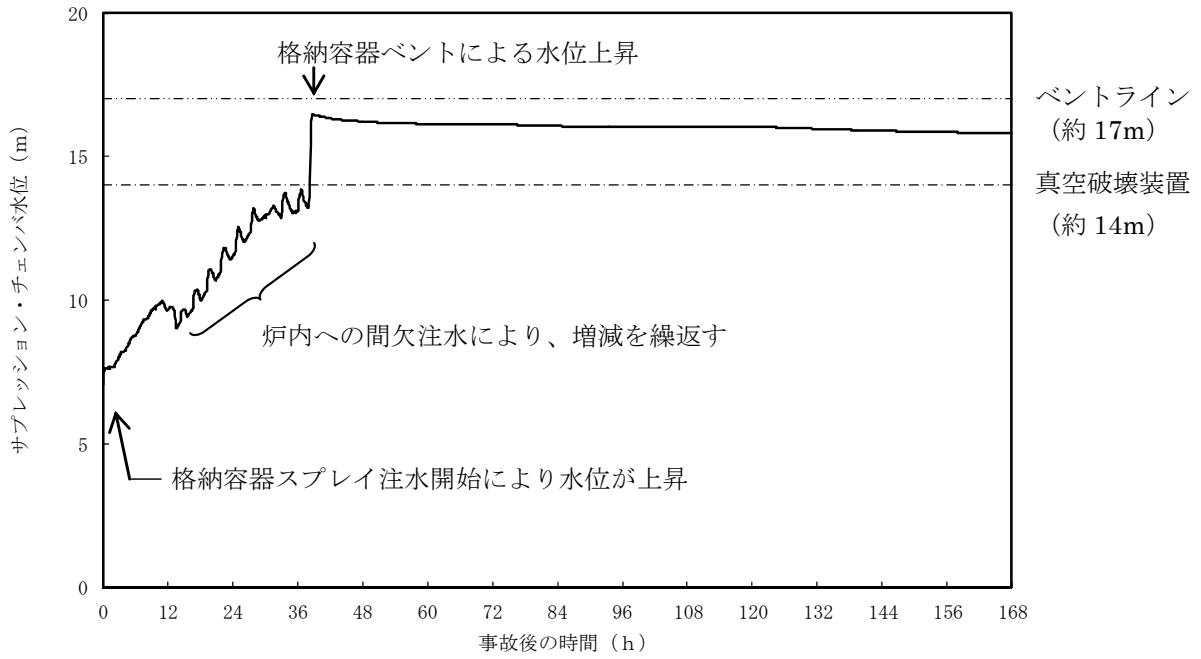


図 3.1.11 サプレッション・チェンバ水位の推移

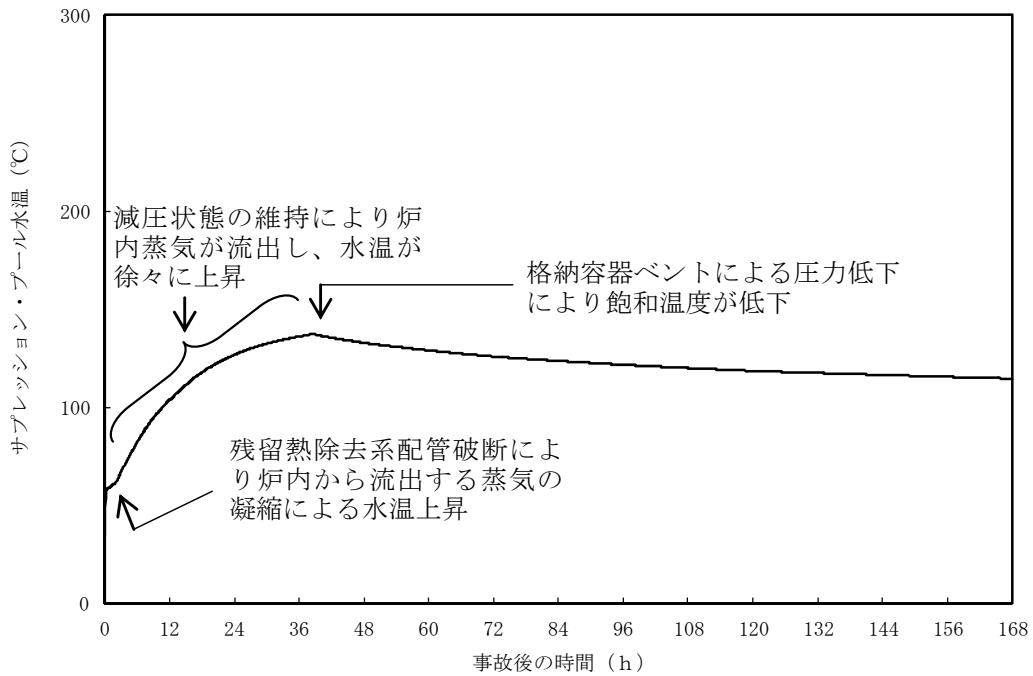


図 3.1.12 サプレッション・プール水温の推移

表 3.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	大破断 LOCA により格納容器圧力が急激に上昇し、格納容器圧力高にて原子炉スクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	格納容器圧力高信号により非常用炉心冷却系の起動信号が発生するが、非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系統流量計 残留熱除去系系統流量計
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計
低圧代替注水系(常設)による原子炉水位回復確認	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ	—	復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却確認	格納容器温度が「約 190℃」に到達した場合、原子炉冠水を确认后、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。 原子炉を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。	復水移送ポンプ	—	格納容器内圧力計 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	格納容器圧力が「0.62MPa[gage]」に到達した場合、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 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置※	—	格納容器内圧力計 格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計 耐圧強化ベント系放射線レベル計 代替格納容器圧力逃がし装置放射線レベル計 サブプレッション・チェンバ・プール水位計

※ 更なる信頼性向上の観点から格納容器圧力逃がし装置と同等の機能を有する代替格納容器逃がし装置を設置する予定

表 3.1.2 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位	通常運転時原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	—
	炉心入口サブクール度	約 10℃	—
	燃料	9×9 燃料(A 型)	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	サイクル末期の燃焼度に 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(ウェットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	—
	サブプレッションプール水位	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	サブプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	

表 3.1.2 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(2/4)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源が喪失するものとして設定

表 3.1.2 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(3/4)

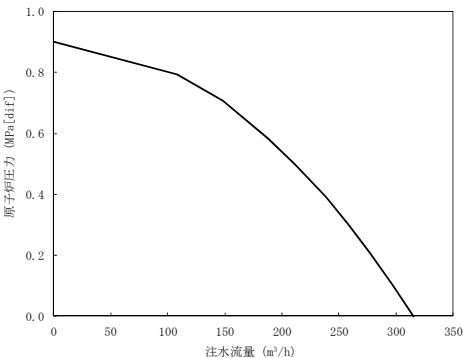
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
原子炉スクラム信号	応答時間：0.05 秒	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定	
重大事故等対策に関連する機器条件	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として設定 	
	140m ³ /h にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	
	格納容器圧力逃がし装置等	18.6kg/s の流量にて除熱	—

表 3.1.2 主要解析条件(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(4/4)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定
	低圧代替注水系(常設)起動操作	事象発生 70 分後	運転操作手順書, 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	炉心冠水後, 格納容器温度が「約 190℃」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	格納容器圧力が「0.62MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時における Cs-137 放出量評価について

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時における Cs-137 の放出量は以下の通りとなる。

なお、Cs-137 の炉内内蔵量の評価の前提条件を表 1 に示す。

(1) Cs-137 の放出量(TBq)の算出

Cs-137 の放出量は、以下の式により算出される。

$$\text{大気中への Cs-137 の放出量(Bq)} = f_{\text{Cs}} \times Bq_{\text{Cs-137}} \times (1/DF) \quad \dots \dots (1)$$

一方、格納容器からのセシウムの放出割合(f_{Cs})は、CsI 及び CsOH の放出割合より、以下の式により算出される。なお、Cs-137 の炉内内蔵量は ORIGEN コード、格納容器からの CsI 及び CsOH の放出割合は MAAP コードにて算出している。

$$f_{\text{Cs}} = (M_{\text{CsI}} + M_{\text{CsOH}}) / M_{\text{Cs}} \quad \dots \dots (2)$$

$$M_{\text{CsI}} = W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}}) \times f_{\text{CsI}} \quad \dots \dots (3)$$

$$M_{\text{CsOH}} = (M_{\text{Cs}} - W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}})) \times f_{\text{CsOH}} \quad \dots \dots (4)$$

(2)～(4)式より

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}}) \quad \dots \dots (5)$$

f_{Cs} : 格納容器からのセシウムの放出割合

f_{CsI} : 格納容器からの CsI の放出割合 = 9.84×10^{-7}

f_{CsOH} : 格納容器からの CsOH の放出割合 = 8.76×10^{-7}

M_{CsI} : CsI に含まれる Cs 量

M_{CsOH} : CsOH に含まれる Cs 量

M_{I} : ヨウ素の初期重量 = 29.1 kg

M_{Cs} : セシウムの初期重量 = 382.9 kg

W_{I} : ヨウ素の分子量 = 131 (kg/kmol)

W_{Cs} : セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol)

Bq_{Cs137} : Cs-137 の炉内内蔵量(Bq) = 5.2×10^{17}

DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数 = 1000

(2) 計算結果

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$f_{Cs} = f_{Cs0H} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{Cs0H})$$

$$f_{Cs} = 8.76 \times 10^{-7} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (9.84 \times 10^{-7} - 8.76 \times 10^{-7})$$

$$= 8.84 \times 10^{-7}$$

$$Cs-137 \text{ の放出量(Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$$

$$= 8.84 \times 10^{-7} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1000)$$

$$= \text{約 } 5.0 \times 10^{-4} \text{ TBq}$$

一方，耐圧強化ベント系を用いた場合のCs-137の放出量は，以下のとおりとなる。

$$Cs-137 \text{ の放出量(Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137}$$

$$= 8.84 \times 10^{-7} \times 5.2 \times 10^{17}$$

$$= \text{約 } 0.5 \text{ TBq}$$

表1 Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	値	設定根拠
運転時間(h)	1 サイクル:10,000h(416日) 2 サイクル:20,000h 3 サイクル:30,000h 4 サイクル:40,000h 5 サイクル:50,000h	1 サイクル13ヶ月(395日)を考慮して，燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル:0.229(200体) 2 サイクル:0.229(200体) 3 サイクル:0.229(200体) 4 サイクル:0.229(200体) 5 サイクル:0.084(72体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づく (ABWRの値を用いて，炉心内蔵量を計算し，熱出力3,926MWで規格化する。)

格納容器気相部の温度が格納容器の健全性に与える影響について
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))

1. はじめに

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において、格納容器気相部の温度は、一時的に格納容器限界温度の 200℃を超える評価となっている。ここでは、これが格納容器の健全性に与える影響について考察する。

2. 格納容器の健全性に与える影響について

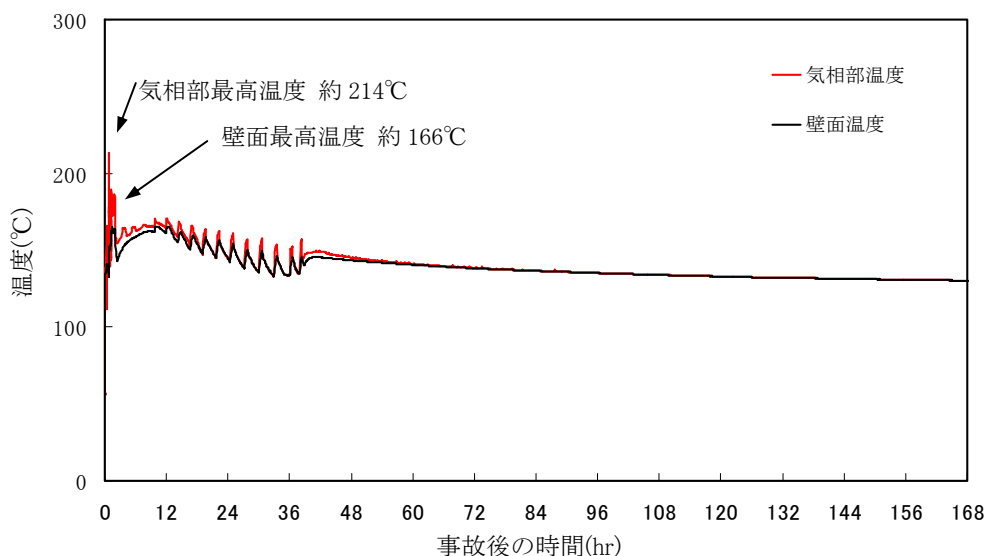
「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」における、格納容器の気相部と壁面温度の時間推移を図 1 に示す。

事象開始後、破断口から流出する蒸気により、格納容器の気相部温度が上昇し、格納容器スプレイの間欠的な実施により、温度上昇は抑制されるものの、一時的に 200℃以上に到達する評価となる。

格納容器温度によって健全性への影響を受ける部位としては、フランジ部等に用いられているシール材であると考えられる。シール材は格納容器壁面温度に近い雰囲気中に曝されるため、図 1 に示すとおり、気相部温度が一時的に 200℃を超えたとしてもシール材温度が 200℃に到達することはない。シール材については「柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉 格納容器限界温度・圧力に関する評価結果」によって健全性が確認されているため、格納容器の健全性に問題はない。

3. まとめ

格納容器気相部の温度は 200℃を若干超えるものの、壁面温度は格納容器限界温度の 200℃以上には到達しない。このため、格納容器の健全性に問題はない。



雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)における
炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について

1. はじめに

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスでは、事象発生後約 0.4 時間後に炉心損傷に至り、約 70 分後からの低圧代替注水系(常設)による注水により、炉心は再冠水される。上記により、炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉圧力容器内に保持される。ここでは、本事象における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について評価結果を示す。

2. 評価結果

(1) 炉心の損傷状態

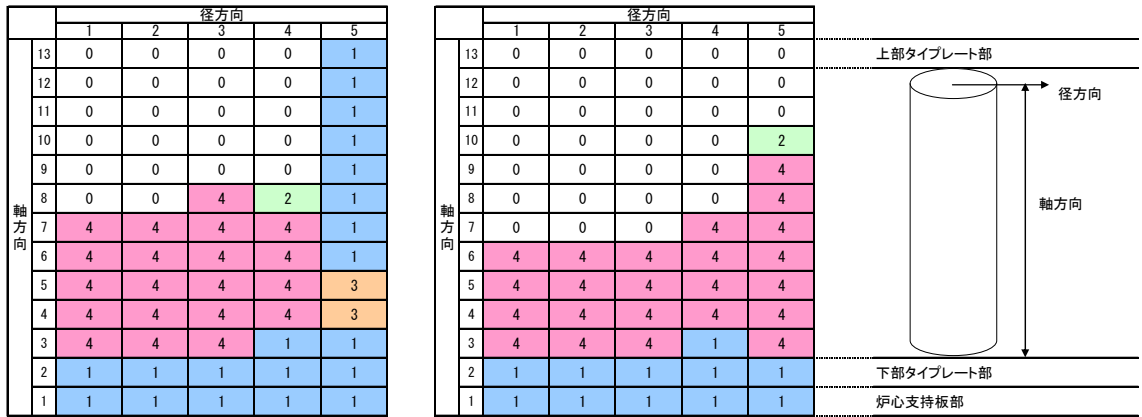
図 1 に事象開始後 70 分及び終状態の炉心損傷状態を示す。

(2) 損傷炉心の位置

図 2 に各部(炉心位置, 下部プレナム)における炉心重量の時間変化の推移を示す。図 2 に示すとおり、炉心は炉心位置に保持される。

3. まとめ

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスにおいて、炉心損傷に至るものの、再冠水により炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉圧力容器内に保持される。



事象開始後 70 分

終状態

損傷状態のモデル

- 0 : 燃料なし (崩落)
- 1 : 通常燃料
- 2 : 破損燃料が堆積 (燃料棒形状は維持)
- 3 : 溶融した燃料が被覆管表面を流下し, 燃料棒表面で冷えて固まり燃料棒外径が増加
- 4 : 燃料棒外径がさらに増加し, 燃料で流路が閉塞
- 5 : 溶融プール形成

図 1 炉心の損傷状態

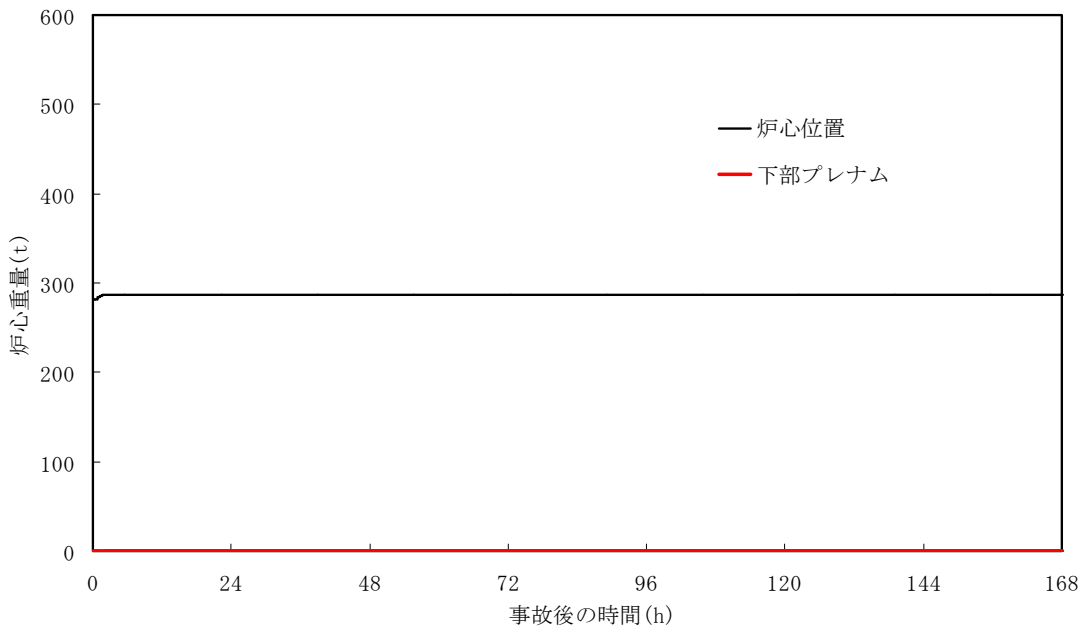


図 2 各部(炉心位置, 下部プレナム)における炉心重量の時間変化

安定停止状態について

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：炉心が冠水し，炉心の冷却が維持されている及び格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

原子炉安定停止状態の確立について

図 3.1.5 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ている状態を原子炉安定停止状態とした。

格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について

図 3.1.9 及び図 3.1.10 に示すとおり，格納容器圧力 0.62MPa[gage]に到達後，格納容器圧力逃がし装置等による除熱を実施することにより，格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で，かつ，低下に転じる状態を原子炉格納容器安定状態とした。

長期安定状態の維持について

長期安定状態の維持として挙げられる要件は以下のとおりであり，これらにより原子炉及び格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。

- ・ 格納容器逃がし装置等による格納容器除熱から，残留熱除去系の復旧による格納容器除熱機能確保による冷却への移行
- ・ 格納容器逃がし装置等の閉止後の格納容器内水素・酸素濃度の制御するための可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器への窒素封入
- ・ これら安全機能の維持に必要な電源等のサポート系(外部電源)の復旧
- ・ 上記によって長期的に維持される格納容器の状態(温度・圧力)に対し，適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

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))

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

事象発生 70 分後から低圧代替注水系(常設)により注水する。冠水後は、破断口～原子炉水位低(レベル 1)の範囲で注水する(約 90m³/h)。

②代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉水位が破断口～原子炉水位低(レベル 1)の範囲で、代替格納容器スプレイを実施(140m³/h)。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

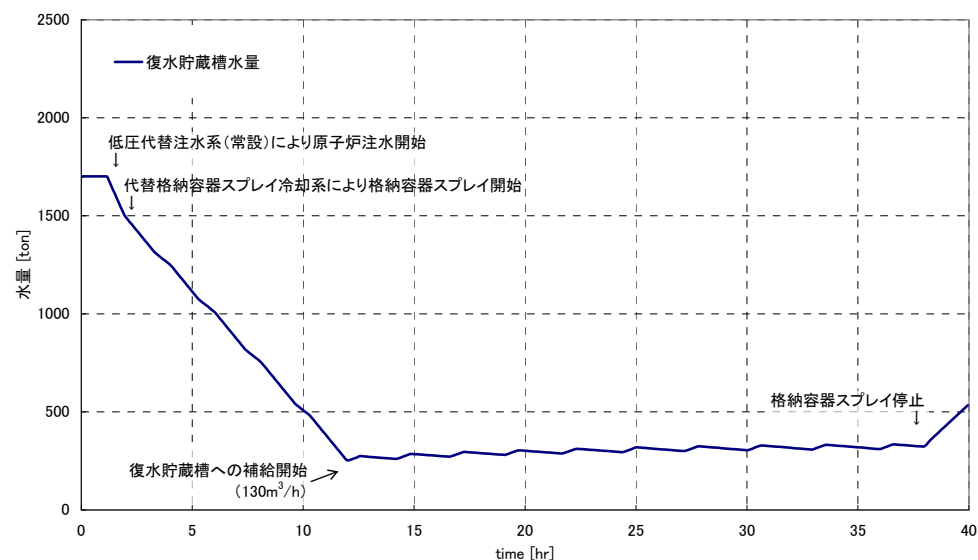
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m³/h で復水貯蔵槽へ給水する。

○時間評価(右上図)

12 時間前までは復水貯蔵槽を水源として炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。スプレイ停止後にベントし、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽の水位は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、合計約 7,300m³ 必要となるが、復水貯蔵槽及び淡水貯水池、合計で約 19,700m³ 保有することから必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))

プラント状況：6, 7号機運転中。 1～5号機停止中。

事象：格納容器過圧・過温破損は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
7号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 871, 416L	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。
	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		
6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=859, 320L	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。
	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	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。
	非常用ディーゼル発電機。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7日×2台=631, 344L		
2号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631, 344L	3号機軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7日×2台=631, 344L		
3号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631, 344L	4号機軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7日間対応可能。
	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		
4号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631, 344L	5号機軽油タンク容量は 約 632, 000L であり、 7日間対応可能。
	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		
5号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631, 344L	1～7号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 1, 315, 864L であり、 7日間対応可能。
	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		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 70, 896L	
	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		

※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、保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

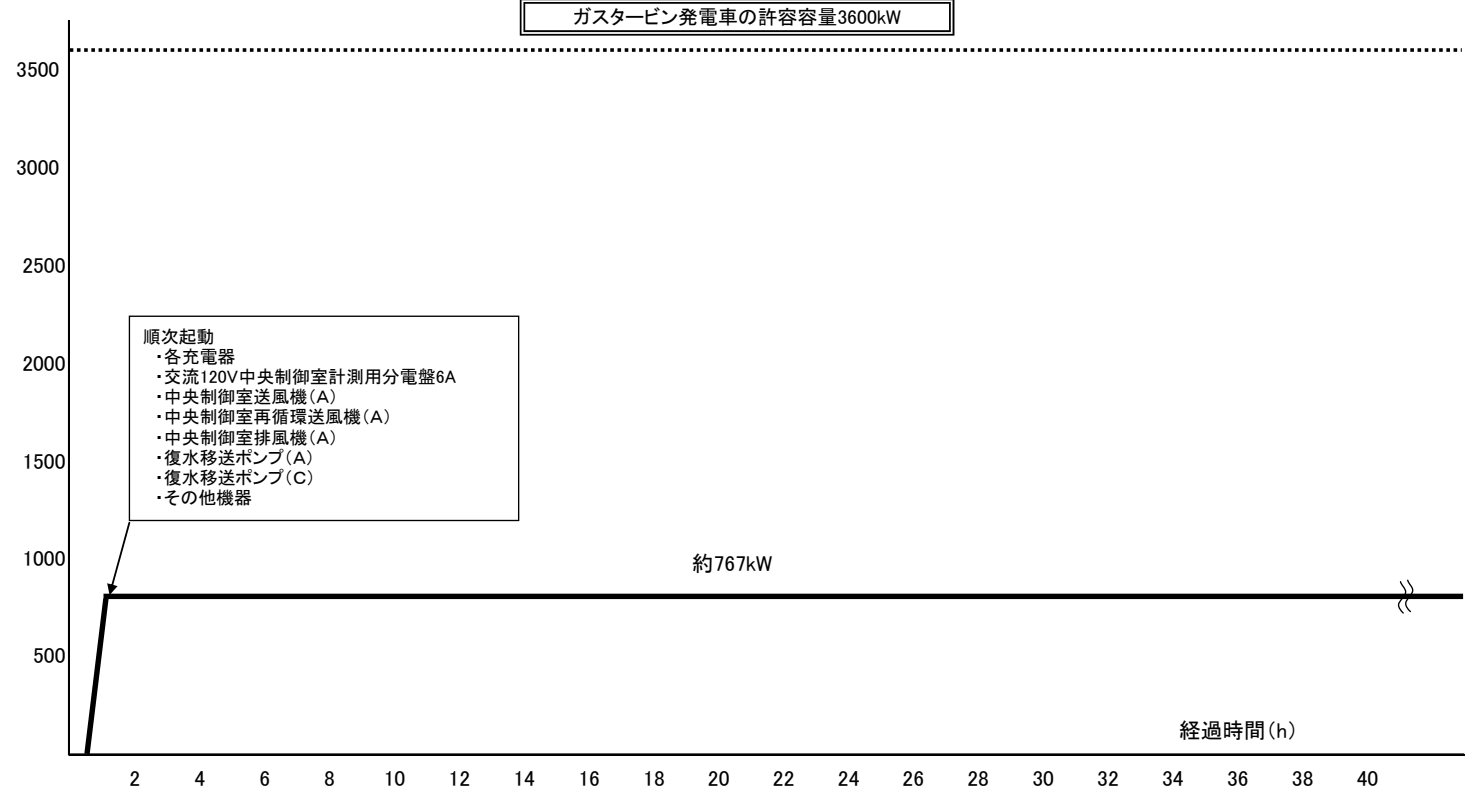
※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))

<6号機>

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤6A	約98kW
(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中央制御室計測用分電盤6A	約50kW
(6)	中央制御室送風機(A)	170kW
(7)	中央制御室再循環送風機(A)	11kW
(8)	中央制御室排風機(A)	3kW
(9)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(10)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(11)	計器類	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約767kW

負荷容量(kW)



負荷積算イメージ

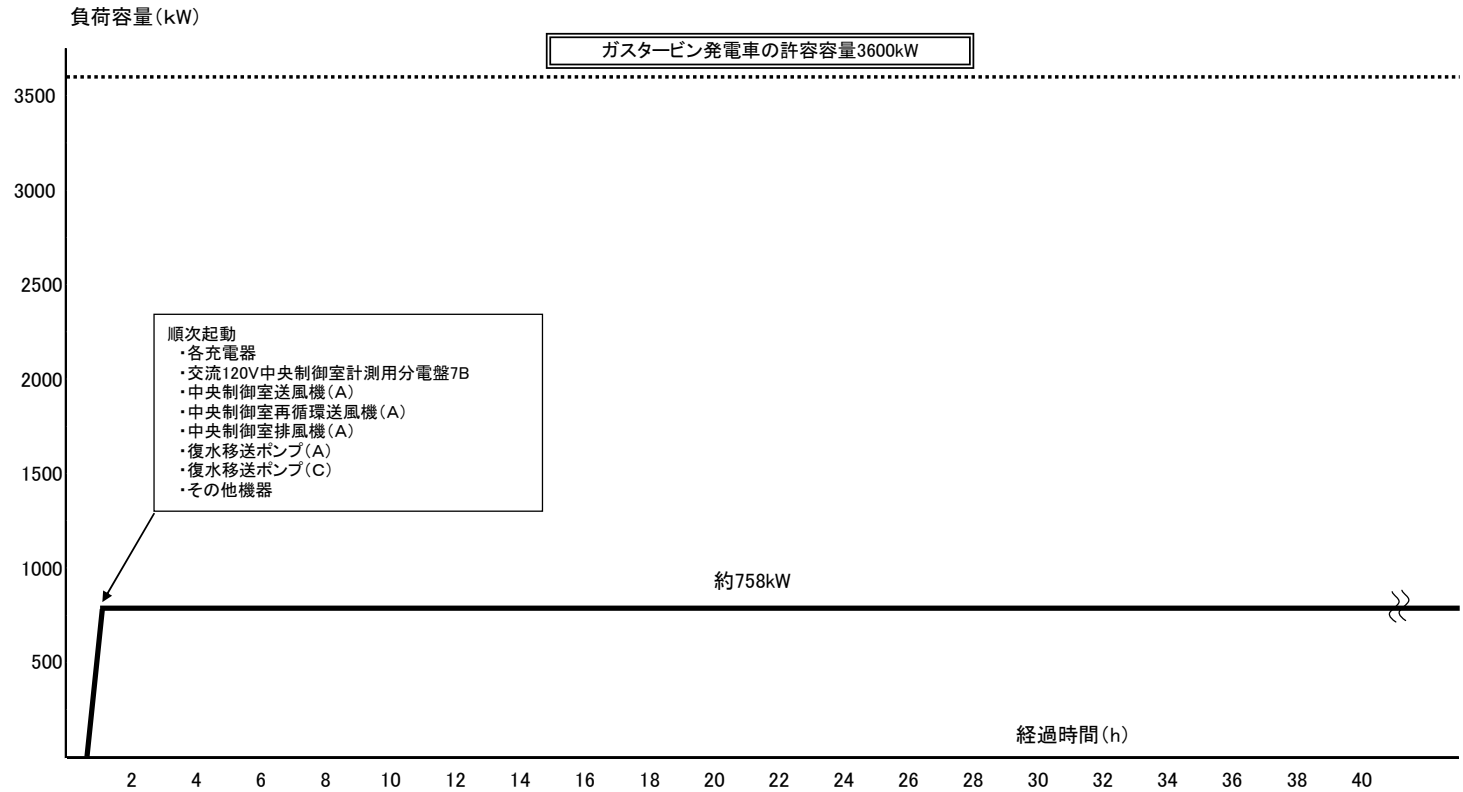
添 3.1.7-1

添付資料 3.1.7

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))

<7号機>

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤7A	約98kW
(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7B	約75kW
(6)	中央制御室送風機(A)	132kW
(7)	中央制御室再循環送風機(A)	15kW
(8)	中央制御室排風機(A)	3kW
(9)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(10)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(11)	計器類	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約758kW



負荷積算イメージ

3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり TQUX，長期 TB，TBU 及び TBD がある。

(2) 格納容器破損モードの特徴

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，原子炉圧力容器が高い圧力の状態で損傷し，溶融炉心並びに水蒸気及び水素が急速に放出され，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器が破損に至る場合を想定する。

したがって，本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損までに手動操作にて原子炉を減圧することによって，格納容器破損の防止を図る。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シナリオに対して，原子炉圧力容器が高い圧力の状態で損傷し，溶融炉心並びに水蒸気及び水素が急速に放出され，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することを防止するため，逃がし安全弁を用いた手動操作による減圧を実施する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.2.1 に，手順の概要を図 3.2.2 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を表 3.2.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室において監視・指示を行う当直長 1 名 (6/7 号炉兼任)，当直副長 2 名，運転員 4 名の合計 7 名である。必要な要員と作業項目について図 3.2.3 に示す。

a. 原子炉スクラム確認

過渡事象「全給水喪失」が発生するとともに，本評価では，主蒸気隔離弁の閉止が重畳し，原子炉がスクラムに至る設定とした。

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. 炉心損傷確認

高圧注水・減圧機能喪失により原子炉水位が急激に低下し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

c. 原子炉手動減圧

原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10 %高い位置に到達した時点で、注水系統が全く無い場合でも、手動操作により逃がし安全弁 2 弁を開き、原子炉を減圧する。

原子炉の手動減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

d. 原子炉圧力容器破損

原子炉圧力容器破損を直接測定する計器は無いため、複数のパラメータの変化傾向により判断する。

原子炉圧力容器破損の「徴候」として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化が生じる。

また、原子炉圧力容器破損の「判断」として、原子炉圧力の急激な低下、上部格納容器圧力の急激な増加、下部格納容器ガス温度の急激な上昇といったパラメータの変化が生じる。

これらにより原子炉圧力容器破損を判断した後は、原子炉圧力と上部格納容器圧力の差圧が「0.10 MPa[gage]」以下であること及び、下部格納容器ガス温度が飽和温度以上であることで原子炉圧力容器破損を再確認する。

3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおりであり、事象進展緩和の厳しさ(減圧の余裕時間)に基づいて選定している。選定にあたって考慮した点は以下の通り。

- ・長期 TB は事象初期において原子炉隔離時冷却系による冷却が有効なシーケンスであり、減圧までの時間余裕の観点では TQUX, TBD, TBU の方が厳しい。
- ・高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX, TBD, TBU にプラント損傷状態を選定する上での有意な違いは無い。

以上より、TQUX を高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱への対策を評価する上でのプラント損傷状態とした。

このプラント損傷状態から展開されるシーケンスとしては、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH 発生
- ・過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH 発生
- ・通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH 発生
- ・通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧・

損傷炉心冷却失敗+DCH 発生

- ・サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗+DCH 発生
- ・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+炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗+DCH 発生

上記事故シーケンスのうち、事象進展が早く、炉心溶融までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とするシーケンスを選定した。その上で、原子炉圧力容器が高圧で維持される SRV 再閉失敗を含まないシーケンス「過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗+DCH 発生」を評価事故シーケンスとした。

本評価は炉心損傷後の格納容器破損の対策の有効性を評価するためのシナリオであることから、上記のシーケンスにおいて、炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。この前提に対応する状況としては、炉心損傷前の段階で全ての低圧注水機能が失われており、手動減圧もできず、「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した重大事故等時の逃がし安全弁作動回路も動作しない状況が考えられる。

手順書上、全ての低圧注水機能が失われている状況では、原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10 %高い位置に到達した時点までは減圧しない。この減圧のタイミングは、原子炉水位が燃料棒の有効長頂部以下となった場合、減圧を遅らせた方が原子炉圧力容器破損に至る時間を遅らせることができる一方で、水-ジルコニウム反応が著しくなる前に減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また、重大事故等時の逃がし安全弁作動回路は低圧注水系の起動が作動条件の 1 つであるため、低圧注水系が失われている状況では動作しない。

これを考慮し、本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」と同じ事故シーケンスである。

本評価事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、原子炉水位、原子炉圧力等の変化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シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンス対する主要な解析条件を表 3.2.2 に示す。また、初期条件も含めた主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、過渡事象「全給水喪失」が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

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、(1)の通り、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を想定する。更に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水にも期待しないものとする。これは、炉心損傷前には減圧できない状況を想定するためである。

(c) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

ただし、本評価事故シナリオでは、全ての原子炉注水機能に期待しないため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えない。

(d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等による影響

高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等は、原子炉圧力を厳しく評価するため、考慮しないものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

事象の発生と同時に原子炉スクラム信号「主蒸気隔離弁閉」が発生し、原子炉は自動停止するものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁2弁を使用するものとし、容量として、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。

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した。

(a) 原子炉急速減圧操作

原子炉急速減圧操作は、全ての注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から10%高い位置に到達した時点で開始する。この操作時間は5分間を考慮する。

(3) 有効性評価の結果

原子炉圧力、原子炉水位の推移を図3.2.4から図3.2.5に示す。

a. 事象進展

事象発生後、高圧注水・減圧機能喪失及び低圧代替注水系(常設)にも期待しないことから、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約1.0時間後に炉心損傷に至る。原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から10%高い位置に到達した時点(事象発生から約1.4時間後)で、手動操作により逃がし安全弁2弁を開き、原子炉を

減圧する。原子炉減圧後の低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約 6.9 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

その後は、落下した熔融炉心の冷却のために格納容器下部への注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努め、復旧後は原子炉への注水及び格納容器の冷却を実施する。

b. 評価項目等

原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は約 0.2 MPa[gage]であり、2.0 MPa[gage]以下に低減されている。

本評価では、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈 第 3 7 条 2-3 のうち、(d) の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.2.4 要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、6 号炉及び 7 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 7 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

格納容器破損モード「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価した。この結果を以下に示す。

a. 水源

本格納容器破損モードを評価する上では、注水は考慮していない。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、外部電源喪失を仮定し、非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定する。事象発生後 7 日間、非常用ディーゼル発電機が全出力で運転する場合、約 750,960 L の軽油が必要となる。

軽油タンクで軽油約 1,020,000 L(発電所内で軽油約 5,344,000 L)の軽油が使用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を 7 日間継続可能である。

(添付資料 3.2.1)

c. 電源

外部電源の喪失は想定していないが、外部電源喪失を仮定し、非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定する。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の負荷に含まれることから、重大事故等対策設備への電源供給が可能である。

3.2.5 結論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、原子炉圧力容器が高い圧力を保った状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器が破損に至る場合を想定した。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、事象進展緩和の厳しさ(減圧の余裕時間)に基づいてプラント損傷状態を選定した上で、事象進展が早く、炉心溶融までの時間の観点で厳しい、過渡事象を起因とするシーケンスを選定した。その上で、原子炉圧力容器が高圧で維持されるSRV再閉失敗を含まないシーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH発生」を評価事故シーケンスとした。

上記の場合においても、逃がし安全弁を用いた手動操作による減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0 MPa[gage]以下に低減することができる。

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員にて確保可能である。

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これを以って格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

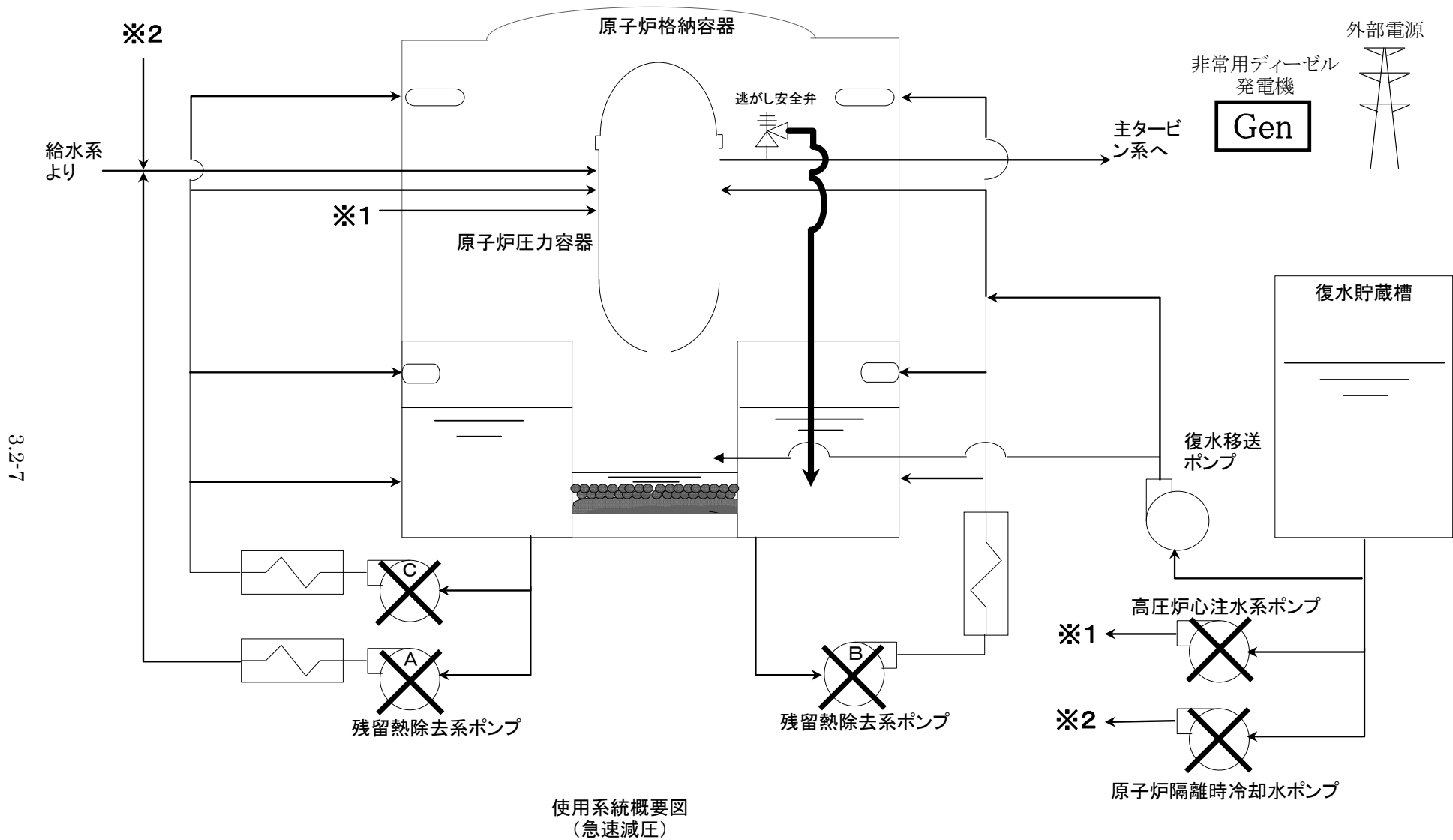


図 3.2.1 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の使用系統概要

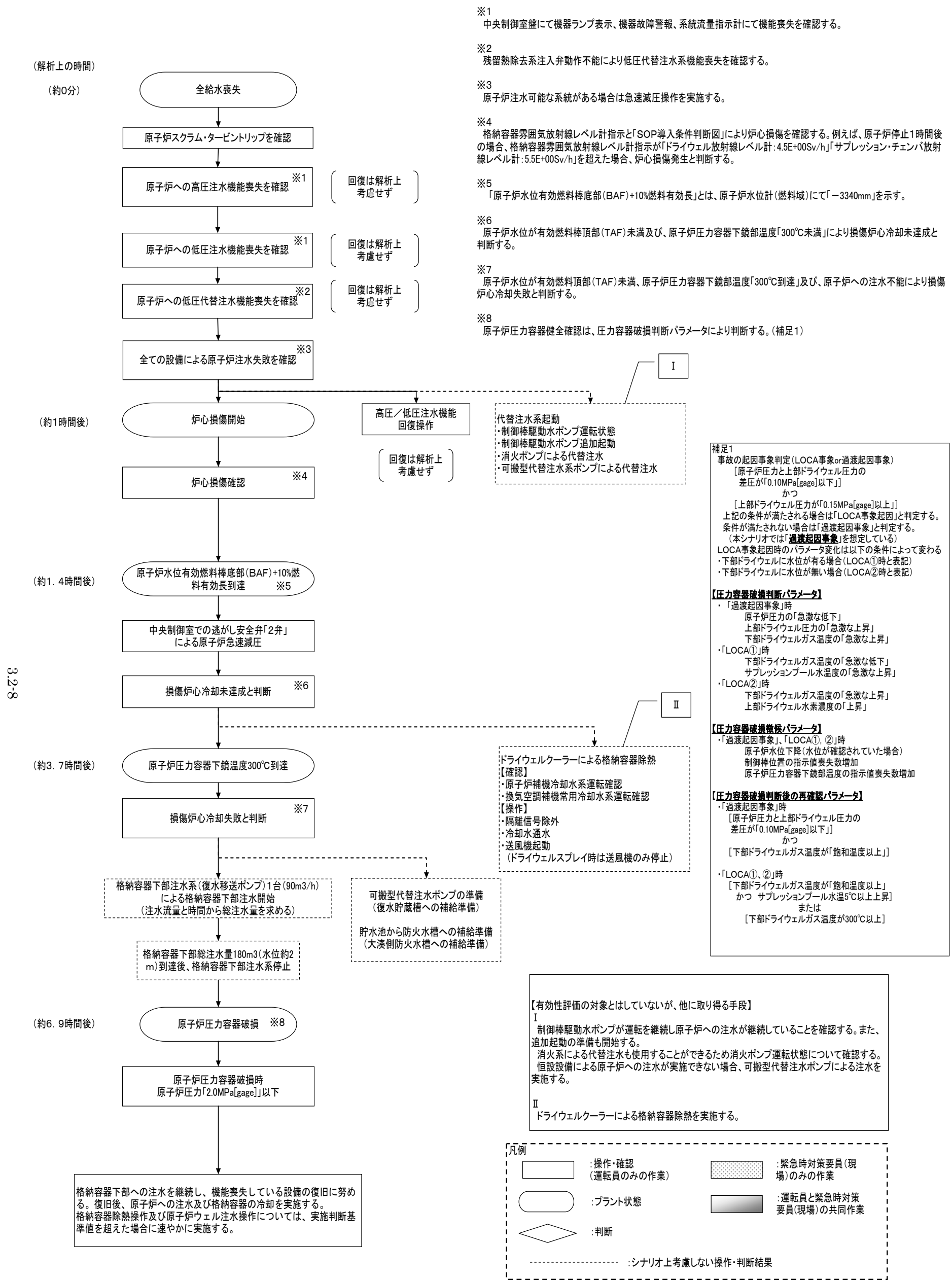


図 3.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の対応手順の概要

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	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	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 ・全ての原子炉注水機能喪失確認	10分											
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2弁 手動開放操作												
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	0人	0人	0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 3.2.3 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間

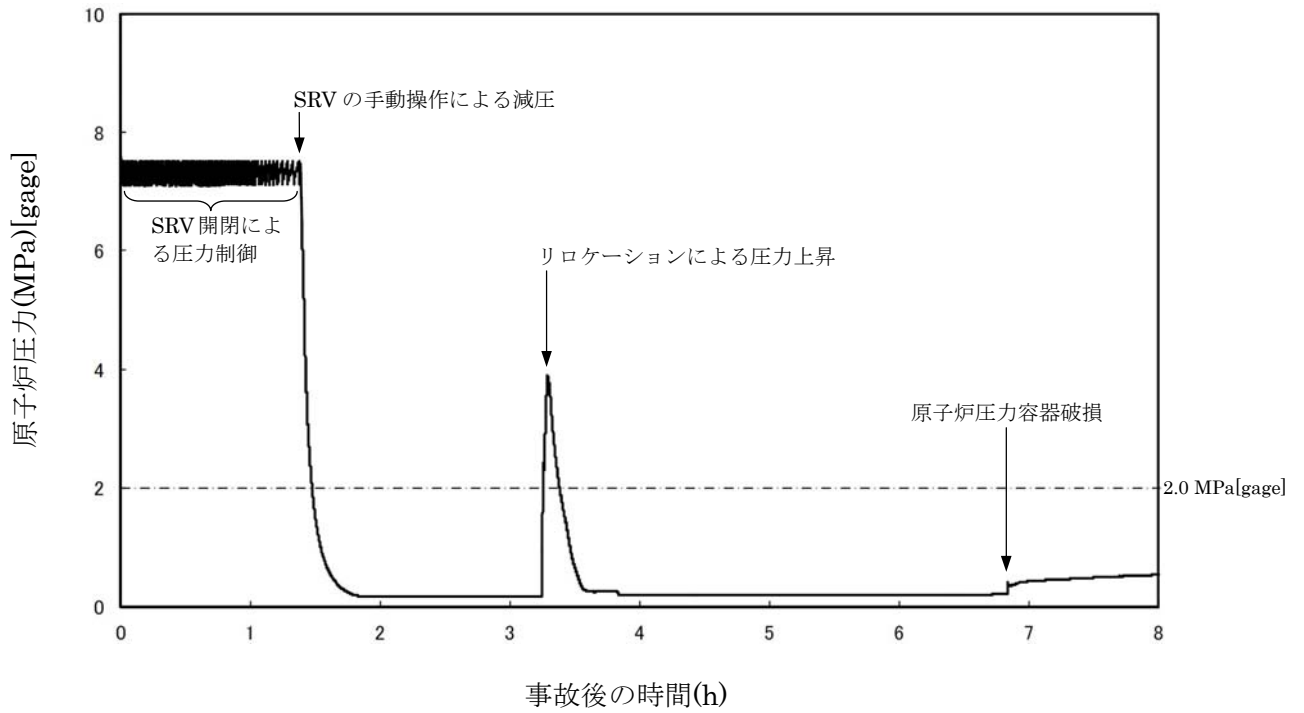


図 3.2.4 原子炉圧力の推移

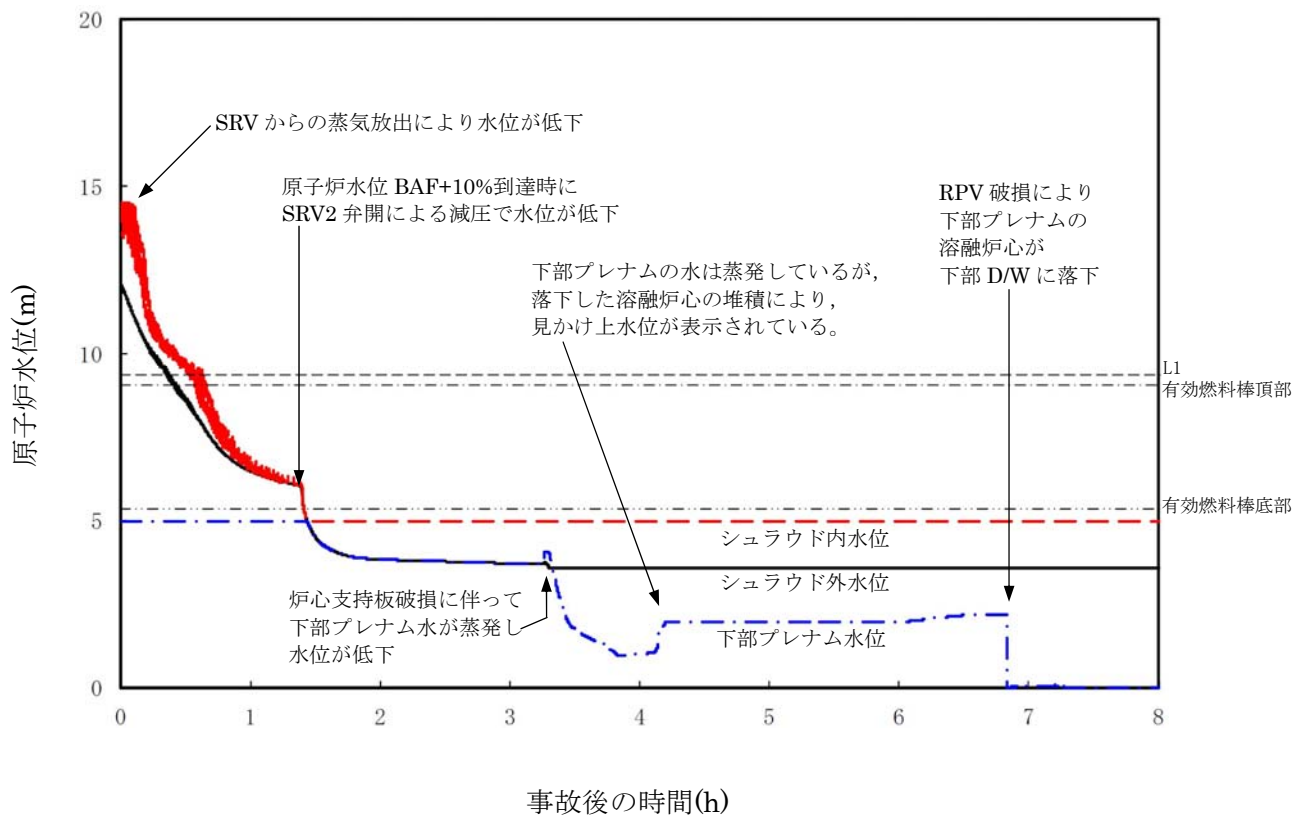


図 3.2.5 原子炉水位の推移

表 3.2.1 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱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重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	全給水喪失により原子炉水位が急激に低下し、原子炉水位低(レベル3)にて原子炉スクラムすることを確認する。(但し、本評価では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定としている。)	—	—	平均出力領域モニタ
炉心損傷確認	原子炉注水機能喪失により原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計
原子炉手動減圧	原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から10%高い位置に到達した時点で、注水系統が全く無い場合でも、手動操作により逃がし安全弁2弁を開き、原子炉を減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位計 原子炉圧力計
原子炉圧力容器破損確認	原子炉手動減圧後も、原子炉への注水系統は無いため、原子炉圧力容器破損に至ることを確認する。	—	—	原子炉水位計 原子炉圧力容器温度計 原子炉圧力計 格納容器内圧力計 格納容器内温度計

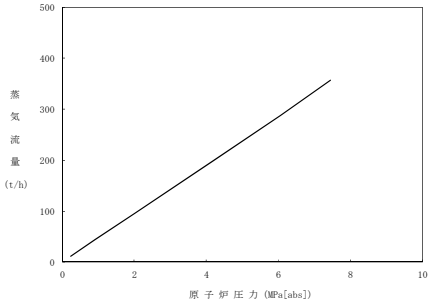
表 3.2.2 主要解析条件(高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926 MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位	通常運転時原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200 t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料(A型)	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979(燃焼度 33 GWd/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)	7,350 m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部: 5,960 m ³ 液相部: 3,580 m 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	3.43 kPa(ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧)	—
	サプレッションプール水位	7.05 m(NWL)	通常運転時のサプレッションプール水位として設定
	サプレッションプール水温	35 °C	通常運転時のサ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	5 kPa	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

表 3.2.2 主要解析条件(高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(2/3)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	全給水喪失	全給水の喪失事象が発生するものとして設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	高压注水機能, 低压注水機能 低压代替注水系(常設)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, 低压注水機能として低压注水系及び低压代替注水系(常設)の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	全ての原子炉注水機能に期待しないため, 外部電源の有無は事象進展に影響を与えない。
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定

表 3.2.2 主要解析条件(高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	給水流量全喪失発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定とした。
	逃がし安全弁	<p>2 弁</p> <p>7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個</p> <p>7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個</p> <p>7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個</p> <p>7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個</p> <p>7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個</p> <p>7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個</p> <p>逃がし安全弁の設計値として設定 <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操作条件	原子炉急速減圧操作	<p>原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10 %高い位置に到達した時点で開始</p> <p>運転操作手順書を踏まえて設定</p>

7日間における燃料の対応について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

プラント状況:6,7号機運転中。1~5号機停止中。

事象:高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱は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	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。
	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		
6号機	事象発生直後～事象発生後7日間	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。
	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		
1号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
2号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
3号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
4号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
5号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間	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。
	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		

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機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。

3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

3.3.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

本格納容器破損モードにおけるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU及びTBPがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され格納容器が破損する場合を想定する。

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の中の水蒸気爆発事象については、これまでに実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は、溶融炉心が水中に落下した際に形成される蒸気膜が、何らかの外乱によって崩壊した際に、瞬時の圧力伝播を生じ、大きなエネルギーを発生させる事象である。但し、外部からの強制的なトリガーを与えない限り水蒸気爆発は発生しないという結果が得られている。格納容器下部に張られた水は準静的であり、外部トリガーが与えられる状況は考えにくい。また、外部トリガーを与えた場合でも水蒸気爆発に至らなかったケースが複数確認されている。水蒸気爆発が発生した場合においても機械的エネルギーへの変換効率は小さく、大規模な水蒸気爆発には至っていない。よって、実機において大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

上記のとおり、現実的には水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられるものの、本評価では、本原子炉施設で水蒸気爆発が発生した場合を仮定し、水蒸気爆発が生じた際の格納容器の健全性を評価した。

また、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生に伴う急激な圧力上昇(圧力スパイク)についても、その影響を評価した。

(添付資料 3.3.1)

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定する事故シーケンスでは、格納容器下部への溶融炉心落下を想定するが、この状況では、格納容器下部における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から、格納容器下部注水系(常設)によって格納容器下部に水張りが行われている。このため、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」への対策ではないものの、格納容器下部に水が張られた状態に対して溶融炉心が落下する場合を想定する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.3.1 に、手順の概要を図 3.3.2 に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設

備と手順の関係を表 3.3.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室において監視・指示を行う当直長 1 名 (6/7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転員 8 名の合計 11 名である。必要な要員と作業項目について図 3.3.3 に示す。

a. 原子炉スクラム確認

過渡事象「全給水喪失」が発生するとともに、本評価では、主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定とした。

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. 炉心損傷確認

高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位が急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

c. 原子炉手動減圧

原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10 %高い位置に到達した時点で、注水系統が全く無い場合でも、手動操作により逃がし安全弁 2 弁を開き、原子炉を減圧する。

原子炉の手動減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

d. 格納容器下部への注水

原子炉への注水が無い場合、損傷炉心が炉心溶融物として下部プレナム内へ移行(リロケーション)する。

リロケーションを確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器下鏡部温度計である。

リロケーションを原子炉圧力容器下鏡部温度 300 °C到達により確認した場合、原子炉圧力容器破損に備えて格納容器下部注水系(常設)により格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、格納容器下部への水張りが目的であるため、注水量を制御する。格納容器下部への総注水量が 180 m³に到達した後、格納容器下部への水張りを停止する。

格納容器下部への水張りを確認するために必要な計装設備は、復水補給水流量計である。

e. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉手動減圧後も、原子炉への注水系統が無い場合、リロケーションが発生し、原子炉圧力容器破損に至る。原子炉圧力容器破損を直接測定する計器はないため、複数のパラメータの変化の傾向により判断する。

原子炉圧力容器破損の「徴候」として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化が生じる。

また、原子炉圧力容器破損の「判断」として、原子炉圧力の急激な低下、上部格納容器圧力の急激な増加、下部格納容器ガス温度の急激な上昇といったパラメータの変化が生じる。

これらにより原子炉圧力容器破損を判断した後は、原子炉圧力と上部格納容器圧力の差圧が「0.10 MPa[gage]」以下であること及び、下部格納容器ガス温度が飽和温度以上であることで原子炉圧力容器破損を再確認する。

3.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象の厳しさ(溶融燃料-冷却材相互作用における発生エネルギーの大きさ)に基づいて選定している。選定にあたって考慮した点は以下の通り。

- ・溶融炉心落下時の発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、溶融炉心の保有エネルギーが大きいほど大きくなる。この観点から、高圧の状態が維持される TQUX, TBD, TBU 及び長期 TB は選定対象から除外した。
- ・LOCA は、炉内での蒸気の発生状況の差異から、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧破損シーケンス(TQUV, TBP)より小さく^{※1}なり、デブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる^{※2}。また、LOCA では破断口から高温の冷却材が流出し、ベント管を通じてサプレッション・チェンバに流入する一方、一部はペDESTAL部にも流入するものと考えられる。溶融燃料-冷却材相互作用は低温の水に落下する場合の方が厳しい事象であることから、LOCA を選定対象から除外した。

※1 LOCA 事象は一次冷却材の流出を伴い、発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シーケンスよりも少ないため。

※2 酸化ジルコニウムとジルコニウムの比熱を比較すると酸化ジルコニウムの方が比熱が大きいことから、酸化ジルコニウムの割合が多いほど内部エネルギーも大きくなると考えられる。

- ・過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。

以上より、TQUV を原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用への対策を評価する上でのプラント損傷状態とした。

このプラント損傷状態から展開されるシーケンスとしては、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生
- ・過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生
- ・通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生
- ・通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生

- ・サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生
- ・サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生

上記事故シーケンスのうち、事象進展が早く、炉心溶融までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とするシーケンスを選定した。さらに、プラント損傷状態がTQUVであることから、逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁再閉失敗を含まないシーケンス「過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部D/W注水成功)+デブリ冷却失敗」を評価事故シーケンスとした。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」と同じ事故シーケンスである。

本評価事故シーケンスでは、炉心崩壊熱の変化、溶融燃料-冷却材相互作用によって発生するエネルギー、発生エネルギーによる圧力伝播挙動および構造応答、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生に伴う急激な圧力上昇(圧力スパイク)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シビアアクシデント総合解析コードMAAP、水蒸気爆発解析コードJASMINE、構造応答解析コードAUTODYN-2Dにより圧力伝播挙動及び構造応答、格納容器圧力等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表3.3.2及び表3.3.3に示す。また、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、過渡事象「全給水喪失」が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

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。更に原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、炉心損傷後も低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は実施しないものとする。

(c) 原子炉圧力容器の破損径

水蒸気爆発が発生する場合の評価における、原子炉圧力容器の破損径は、制御棒駆動機構ハウジング1本の外径を想定し、約0.2 mとする。

(d) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

ただし、本評価事故シーケンスでは、全ての原子炉注水機能に期待しないため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えない。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

事象の発生と同時に原子炉スクラム信号「主蒸気隔離弁閉」が発生し、原子炉は自動停止するものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁 2 弁を使用するものとし、容量として、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。

(c) 格納容器下部注水系(常設)による水張り

熔融炉心・コンクリート相互作用の緩和策として、原子炉圧力容器破損前に、格納容器下部注水系(常設)により、格納容器下部に水位 2 m の水張りを実施するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員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した。

(a) 格納容器下部への注水操作

格納容器下部への注水は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300 °Cに到達したことを確認して開始するが、注水準備として、現場操作で20分間、中央制御室操作で5分間を考慮する。

(3) 有効性評価の結果

原子炉圧力、原子炉水位、格納容器圧力、格納容器下部ドライウエルの水位、水蒸気爆発に伴うエネルギー及び格納容器下部内側鋼板の応力の推移を図3.3.4から図3.3.9に示す。

a. 事象進展

事象発生後、高圧・低圧注水機能喪失及び低圧代替注水系(常設)にも期待しないことから、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約 1.0 時間後に炉心損傷に至り、事象発生から約 6.9 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

原子炉圧力容器が破損し、熔融炉心が格納容器下部の水深 2 m の水中に落下する際に、熔融炉心から冷却材への伝熱が起り、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇(圧力スパイク)が生じる。

その後は、落下した熔融炉心の冷却のために格納容器下部への注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努め、復旧後は原子炉への注水及び格納容器の冷却を実施する。

b. 評価項目等

圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器の限界圧力

0.62 MPa[gage]よりも低い値であり、格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

また、水蒸気爆発の発生を想定した場合に格納容器下部の水に伝達される運動エネルギーの最大値は、約7 MJである。このエネルギーを入力とし、格納容器下部内側鋼板にかかる応力を解析した結果、格納容器下部の内側鋼板にかかる応力は約10 MPaとなった。これは降伏応力の490 MPa未満であり、弾性範囲内にあるため、原子炉格納容器のバウンダリ機能は維持される。

本評価では、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈 第37条 2-3のうち、(e)の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.3.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり11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

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価した。その結果を以下に示す。

a. 水源

格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部への注水量は180 m³であり、この水源である復水貯蔵槽には約1,700 m³を保有していることから注水によって復水貯蔵槽が枯渇することはない。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応が可能である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、外部電源喪失を仮定し、非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定する。事象発生後7日間、非常用ディーゼル発電機が全出力で運転する場合、約750,960 Lの軽油が必要となる。

軽油タンクで軽油約1,020,000 L(発電所内で軽油約5,344,000 L)の軽油が使用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を7日間の継続可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は想定していないが、外部電源喪失を仮定し、非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定する。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の負荷に含まれることから、重大事故等対策設備への電源供給が可能である。

3.3.5 結論

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され格納容器が破損する場合を想定した。

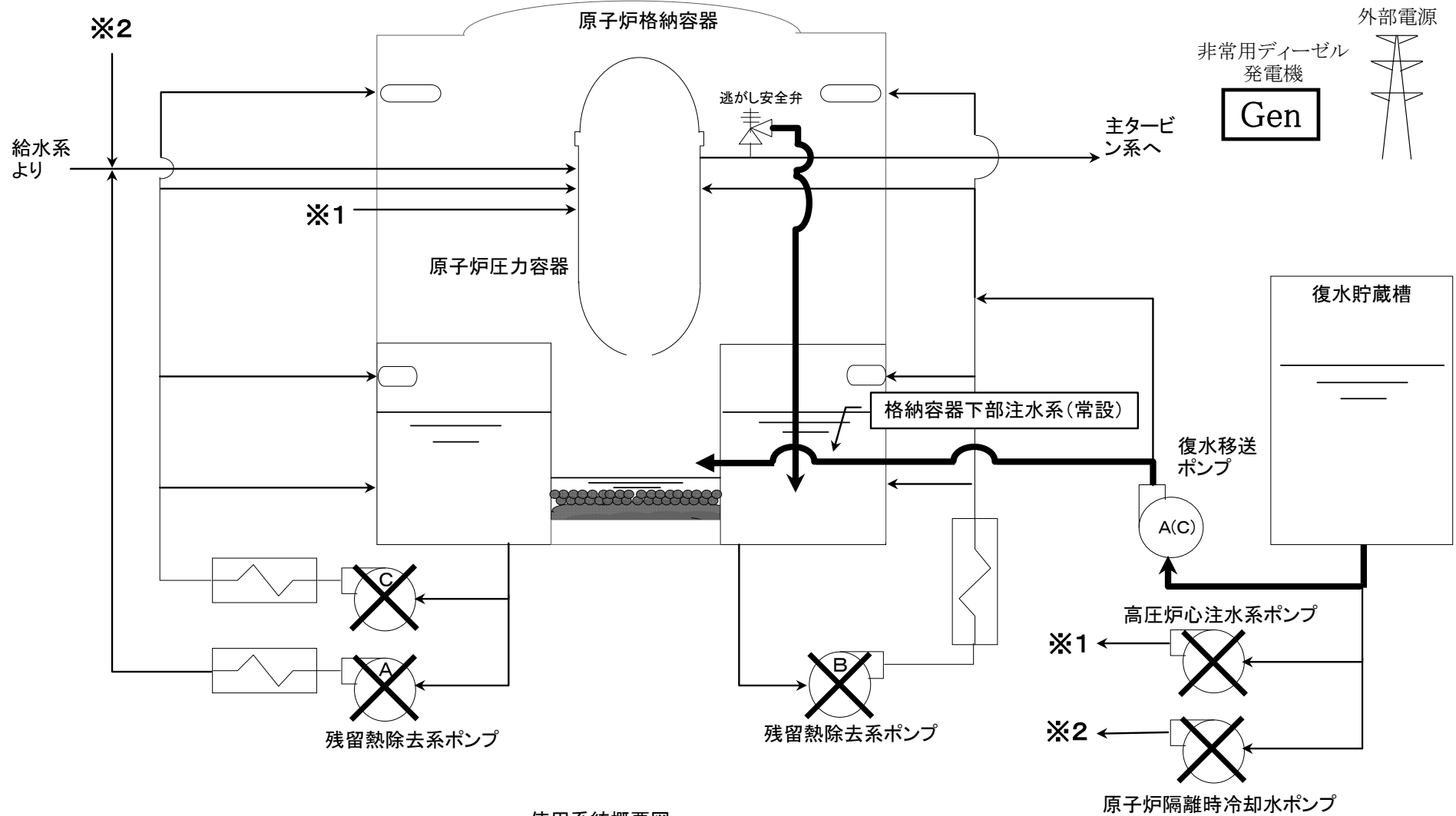
格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、事象の厳しき(原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)に基づいてプラント損傷状態を選定した上で、事象進展が早く、炉心溶融までの時間の観点で厳しい、過渡事象を起因とするシーケンスを選定した。さらに、プラント損傷状態がTQUVであることから、逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁再閉失敗を含まないシーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(下部D/W注水成功)＋デブリ冷却失敗」を評価事故シーケンスとして有効性評価を行った。

上記の場合では、水蒸気発生に伴う圧力上昇(圧カスパイク)が生じるが、圧カスパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器の限界圧力0.62 MPa[gage]よりも低い値であり、格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

また、水蒸気爆発の発生を想定した場合であっても、格納容器下部の内側鋼板にかかる応力は降伏応力未満であり、弾性範囲内にあるため、原子炉格納容器バウンダリの機能を維持できる。

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、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これを以って格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。



使用系統概要図
(急速減圧&格納容器下部注水系)

図 3.3.1 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」時の使用系統概要

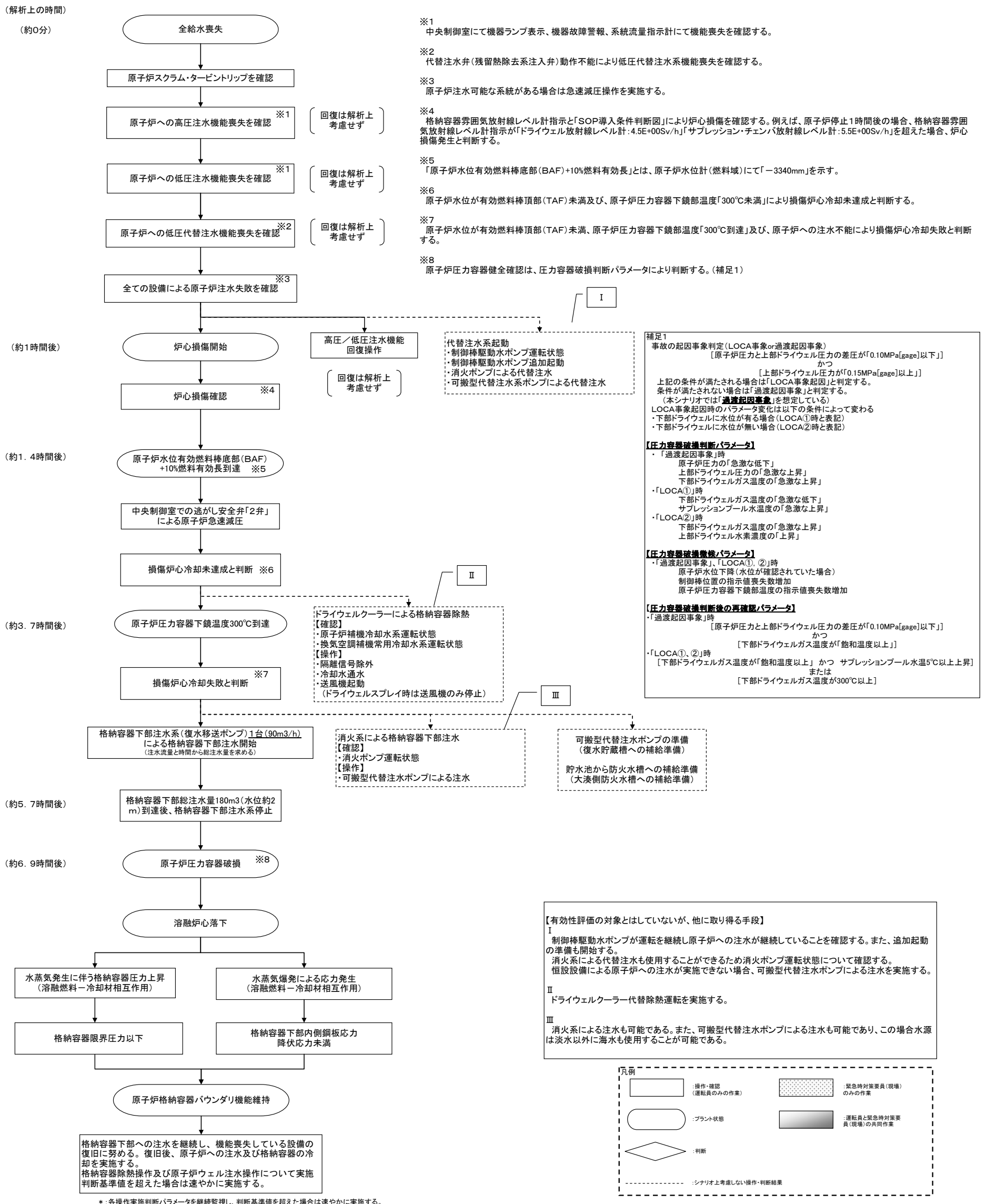


図 3.3.2 原子炉圧力容器外の溶融炉心-冷却材相互作用時の対応手順の概要

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考	
	運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
	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 ・全ての原子炉注水機能喪失確認	事象発生 原子炉スクラム プラント状況判断 約1時間 炉心損傷開始 約1.4時間 原子炉水位有効燃料棒底部 (BAF) +10%燃料有効長到達 約3.7時間 原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達 約6.9時間 原子炉圧力容器破損													
格納容器下部注水系 準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器下部への注水準備						5分								
	-	-	2人 C,D	2人 c,d	-	-	・現場移動 ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	20分													
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2弁 手動開放操作	5分													
格納容器下部注水系操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉圧力容器破損前の初期注水							総注水量180m ³ 到達後停止							
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																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 3.3.3 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」時の作業と所要時間

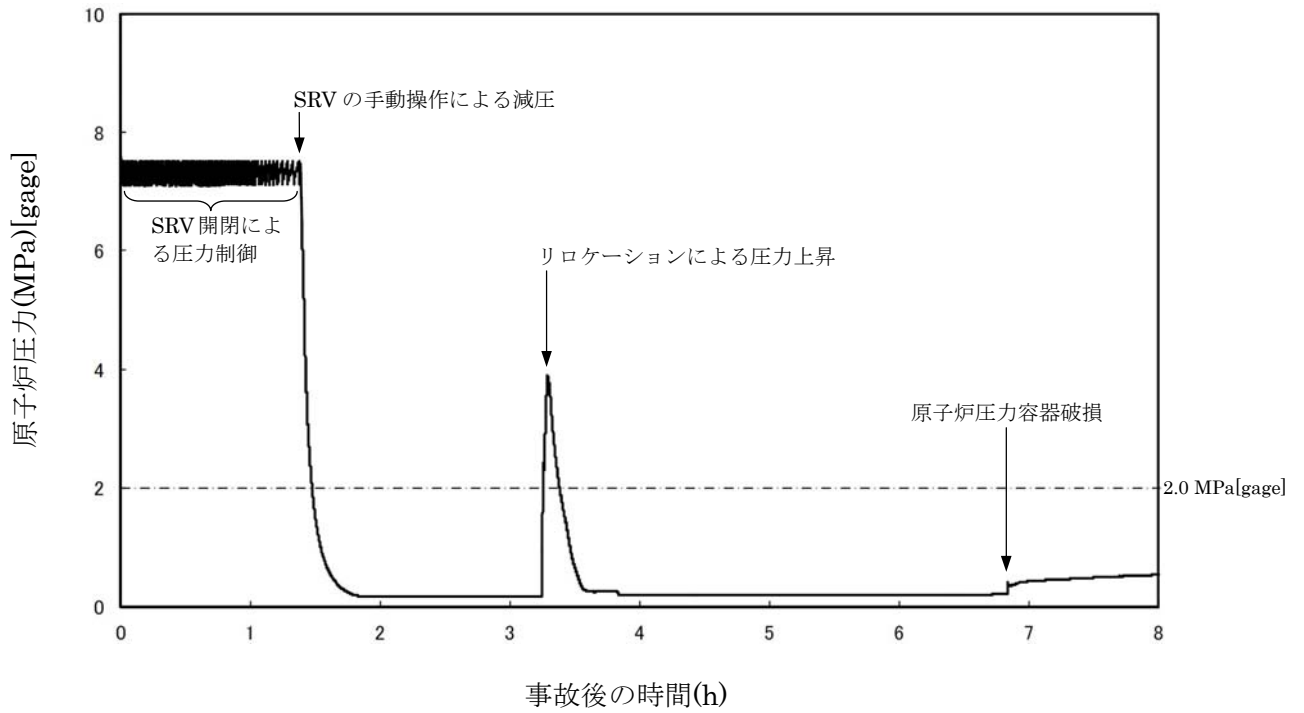


図 3.3.4 原子炉圧力の推移

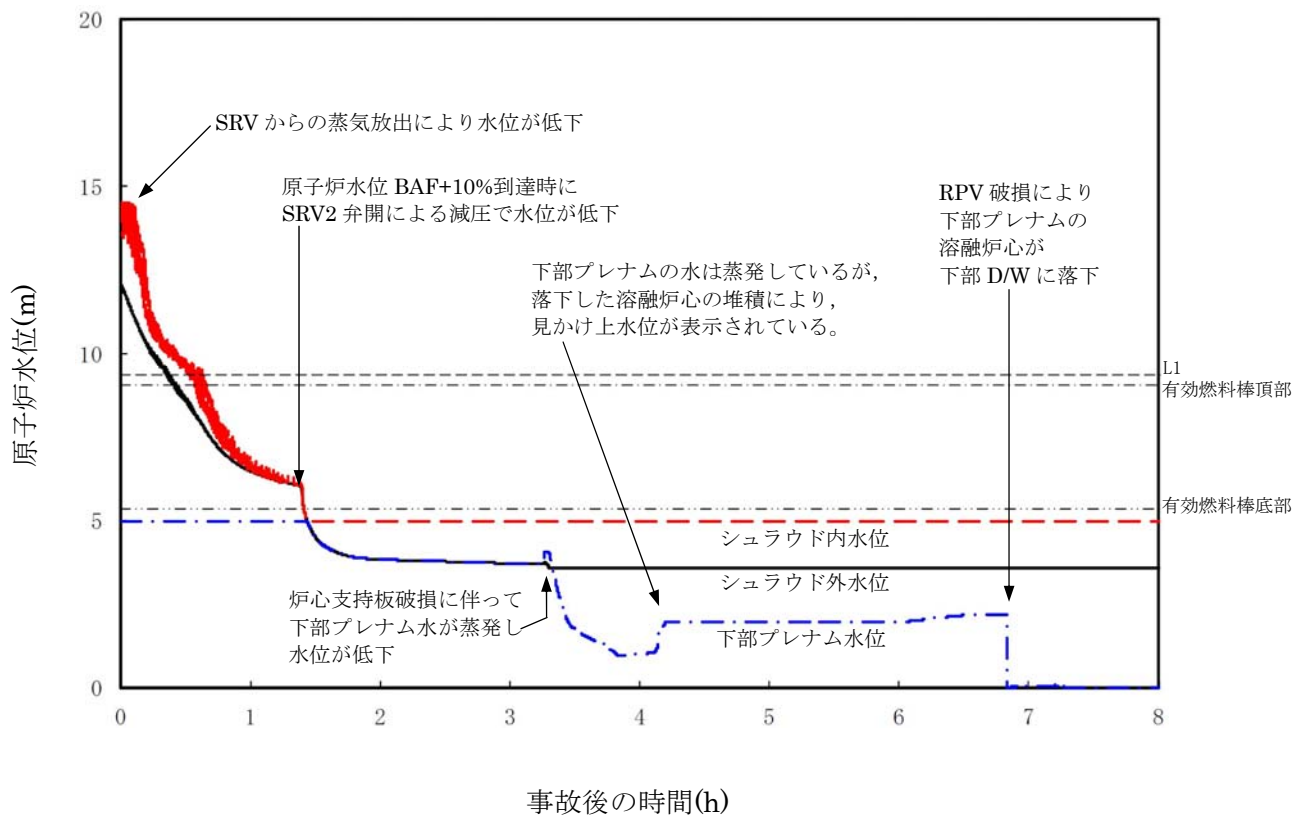


図 3.3.5 原子炉水位の推移

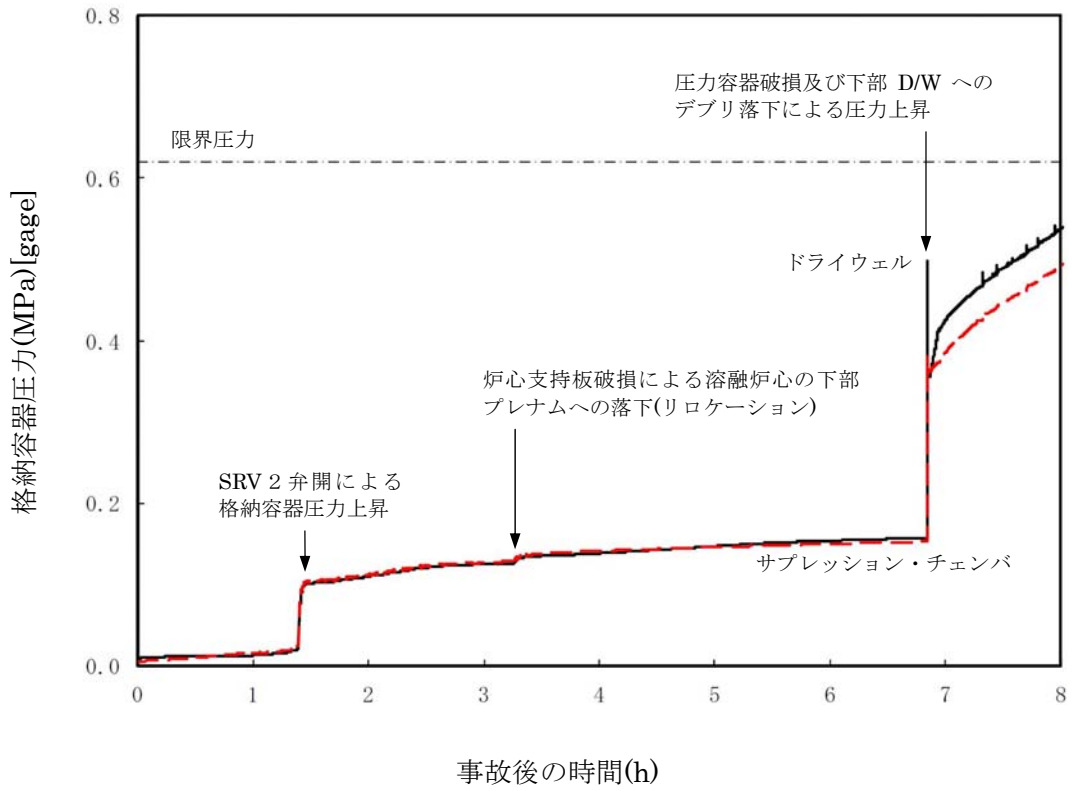


図 3.3.6 格納容器圧力の推移

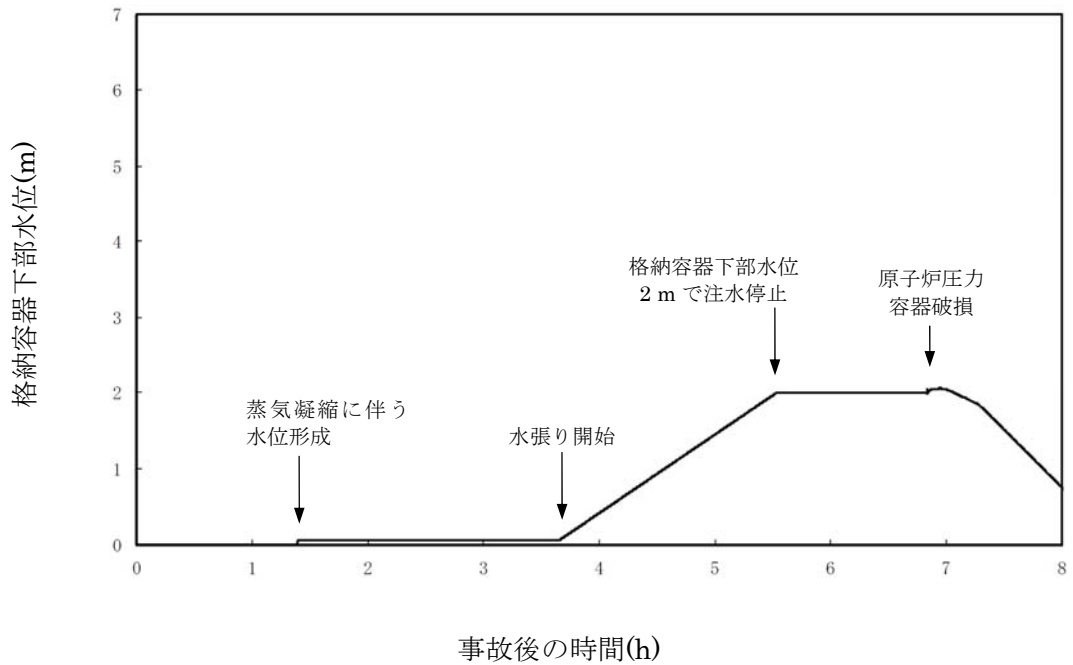


図 3.3.7 格納容器下部水位の推移

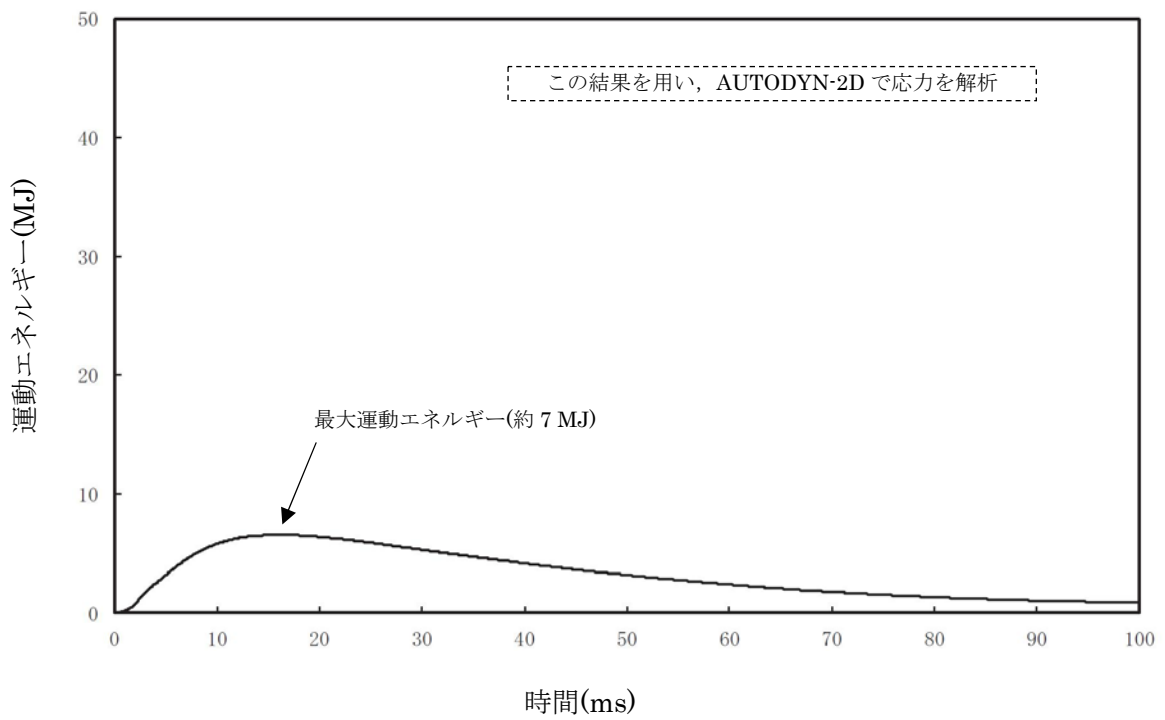


図 3.3.8 水蒸気爆発によるエネルギーの推移

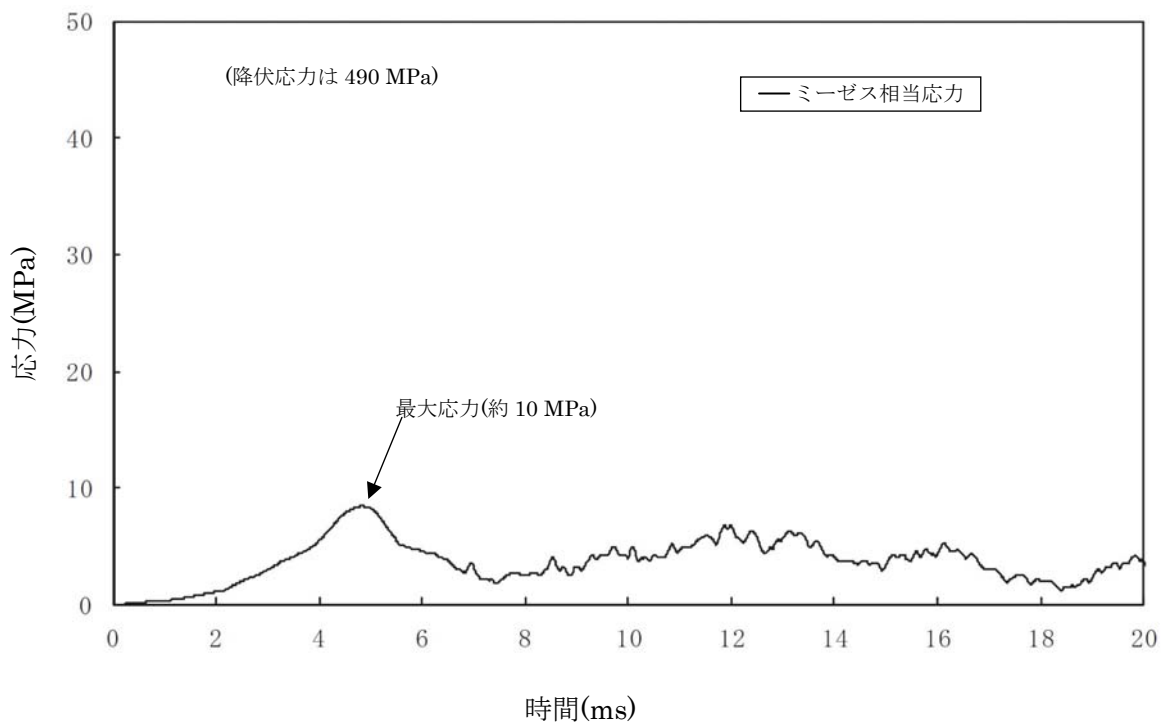


図 3.3.9 格納容器下部内側鋼板の応力の推移

表 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融炉心－冷却材相互作用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重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	給水流量全喪失により原子炉水位が急激に低下し、原子炉水位低(レベル 3)にて原子炉スクラムすることを確認する。(但し、本評価では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定としている。)	—	—	平均出力領域モニタ
炉心損傷確認	原子炉注水機能喪失により原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計
原子炉手動減圧	原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10 %高い位置に到達した時点で、注水系統が全く無い場合でも、手動操作により逃がし安全弁 2 弁を開き、原子炉を減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位計 原子炉圧力計
格納容器下部への注水	原子炉への注水が無いためリロケーションに至る。リロケーションを、原子炉圧力容器下鏡部温度計の 300 °C到達により確認し、格納容器下部への注水を開始する。格納容器下部への水張りが目的のため、注水量が 180 m ³ に到達した後、格納容器下部への注水を停止する。	復水移送ポンプ	—	原子炉圧力容器温度計 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)
原子炉圧力容器破損確認	原子炉手動減圧後も、原子炉への注水系統は無いため、原子炉圧力容器破損に至ることを確認する。	—	—	原子炉水位計 原子炉圧力容器温度計 原子炉圧力計 格納容器内圧力計 格納容器内温度計

表 3.3.2 主要解析条件(原子炉压力容器外の溶融炉心-冷却材相互作用(水蒸気爆発の評価を除く))(1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926 MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位	通常運転時原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200 t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料(A型)	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979(燃焼度 33 GWd/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)	7,350 m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部 : 5,960 m ³ 液相部 : 3,580 m 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	3.43 kPa(ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧)	—
	サプレッションプール水位	7.05 m(NWL)	通常運転時のサプレッションプール水位として設定
	サプレッションプール水温	35 °C	通常運転時のサ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	5 kPa	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	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 3.3.2 主要解析条件(原子炉压力容器外の溶融炉心-冷却材相互作用(水蒸気爆発の評価を除く))(2/3)

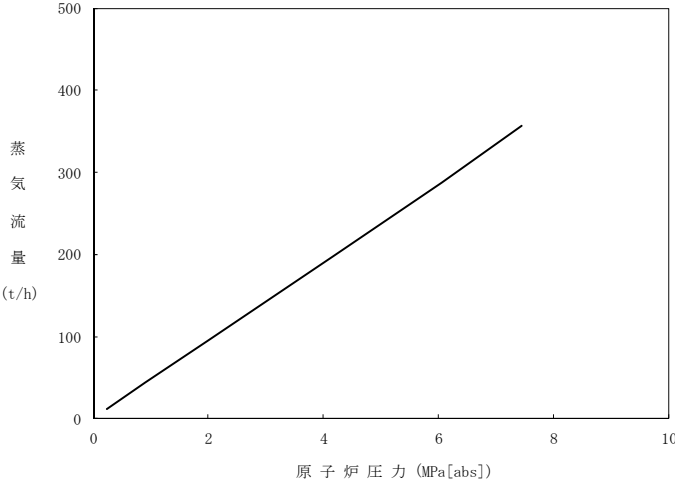
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	全給水喪失	全給水の喪失事象が発生するものとして設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	高圧注水機能, 低圧注水機能 低圧代替注水系(常設)機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を, 低圧注水機能として低圧注水系及び低圧代替注水系(常設)の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	全ての原子炉注水機能に期待しないため, 外部電源の有無は事象進展に影響を与えない。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁の閉止	給水流量全喪失発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し, 原子炉がスクラムに至る設定とした。
	逃がし安全弁	2 弁 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〉 

表 3.3.2 主要解析条件(原子炉压力容器外の溶融炉心-冷却材相互作用(水蒸気爆発の評価を除く))(3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	溶融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による水張り	原子炉压力容器下鏡部温度が 300 °Cに到達した時点で開始。90 m ³ /h で 2 時間注水し、格納容器下部に水位 2 m の水張りを行う。
		運転操作手順書を踏まえて設定

表 3.3.3 主要解析条件(原子炉压力容器外の溶融炉心-冷却材相互作用(水蒸気爆発の評価))

解析コード	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
MAAP※	原子炉压力容器の破損径	0.2 m	制御棒駆動機構ハウジング 1 本の外径として設定
JASMINE	ペDESTAL水深	2 m	溶融炉心-コンクリート相互作用による格納容器破損防止対策として、落下した溶融炉心を微粒子化し、十分な除熱量を確保するため、予め水張りを行うものとして手順上定めている値。
	格納容器下部への水張りに用いる水の温度	32 °C	外部水源の水温として設定
	粗混合粒子径	4 mm	FARO 試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
	爆発計算時の微粒子径	50 μm	FARO, KROTOS 等の各種試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
AUTODYN-2D	溶融炉心-冷却材相互作用による発生エネルギー	JASMINE の解析結果をもとに設定	—

※ 表 3.3.2 と重複する条件を除く。

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

1. 炉外 FCI の概要

炉外 FCI は、溶融炉心が原子炉压力容器の破損口から放出された際に、溶融炉心と原子炉压力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる事象である。このときに発生するエネルギーが大きいと構造物が破壊され原子炉格納容器が破損する可能性がある。この圧力上昇については激しい水蒸気生成による場合(圧カスパイク)に加えて水蒸気爆発によって衝撃波が生じる場合が考えられるが、これまでの知見から、水蒸気爆発の発生の可能性は極めて低いと考えられている。FCI に関するこれまでの知見の概要を次に整理する。

2. 過去の実験結果の整理^[1]

過去に実施された比較的大規模な実験の概要及び結果を以下に示す。

2.1 FARO 実験

FARO 実験は、イタリアのイスプラ研究所において実施された実験で、压力容器内での FCI を調べることを主な目的とした試験である。多くの実験は高圧・飽和水条件で実施されているが、压力容器外を対象とした低圧・サブクール水条件の実験も実施されている。

図 2.1 に試験装置の概要図を示す。試験装置は主になるつぼと保温容器で構成されている。るつぼ内で溶融させたコリウムを一度リリースベッセルに保持し、その底部にあるフラップを開放することにより溶融コリウムを水プールに落下させる。溶融物落下速度は、リリースベッセルの圧力を調整することにより調整可能である。

実験は、酸化物コリウム(80wt% UO_2 +20wt% ZrO_2)または金属 Zr を含むコリウム(77wt% UO_2 +19wt% ZrO_2 +4wt% Zr)を用いて実施された。

表 2.1 に試験条件及び試験結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

溶融コリウムの粒子化量について、高圧条件・低サブクール水条件においては水深約 1 m の場合で溶融コリウムの約半分が粒子化し、残りはジェット状でプール底面に衝突し、パンケーキ状に堆積したとの結果が得られている。また、低圧条件・サブクール水条件では、全てのコリウムは粒子化した。

さらに、粒子の質量中央径は 3.2 mm~4.8 mm であり、試験パラメータ(初期圧力, 水深, コリウム落下速度, サブクール度)に依存しないことが報告されている。

2.2 COTELS 実験

COTELS 実験は、(財)原子力発電技術機構により実施された実験であり、圧力容器底部が溶融破損して溶融コリウムが格納容器床面上の水プールに落下した場合の水蒸気爆発の発生有無を調べることを目的に実施された。図 2.2 に実験装置の概要図を示す。実験は、シビアアクシデント時の溶融コリウム成分を模擬するため、比較的多くの金属成分を含む模擬コリウム(55wt% UO_2 +5wt% ZrO_2 +25wt% Zr +15wt% SUS)が用いられた。また、多くの実験ケースはプール水深 40 cm、飽和水温度で実施されている

表 2.2 に実験条件及び結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

プールに落下した溶融コリウムはほとんどが粒子化し、落下速度が大きいケースでは、全てのコリウムが粒子化するとの結果が得られている。

また、コリウム落下速度の大きいケースを除いて、粒径分布に大きな差はなく、質量中央径で 6 mm 程度であり、落下速度が大きいケースでは粒子径は小さくなっている。

2.3 KROTOS 実験

KROTOS 実験はイスプラ研究所で実施された実験であり、FARO 実験が高圧条件を主目的として実施されたのに対して、KROTOS 実験では、低圧・サブクール水を主として実施が行われている。

図 2.3 に実験装置の概要図を示す。本実験では模擬コリウムとして UO_2 混合物(80% UO_2 +20% ZrO_2)またはアルミナを用いた実験を行っている。また、外部トリガ装置によりトリガを与えることで、水蒸気爆発を誘発させる実験も実施されている。

表 2.3 に実験条件及び結果を示す。

アルミナを用いた実験では、サブクール水(ケース 38, 40, 42, 43, 49)の場合、外部トリガ無しで水蒸気爆発が発生、低サブクール水(ケース 41, 44, 50, 51)の場合、外部トリガがある場合(ケース 44)に水蒸気爆発が発生した。一方、 UO_2 混合物を用いた実験では、サブクール度が 4~102 K の場合、外部トリガ無しでは水蒸気爆発が発生せず、外部トリガありの場合でも、溶融物の重量が大きい、または、水プールのサブクール度が高い場合(ケース 52)に水蒸気爆発が観測されている。

これらの差異として、粒子径はアルミナの 8~17 mm に対し UO_2 混合物は 1~1.7 mm であり、 UO_2 混合物の方が小さく、粒子化直後の表面積が大きいため粗混合時に水プールが高ボイド率となり、トリガの伝播を阻害した可能性がある。また、アルミナは比重が小さいことから水面近傍でブレイクアップし、径方向に拡がったことによりトリガが伝搬しやすくなったと考えられている。一方、 UO_2 混合物は、粒子表面と水が接触した直後に表面が固化することにより蒸気膜が崩壊した際の微粒化が起こりにくく、これが一つの要因となって水蒸気爆発の発生を阻害すると考えられる。

3. まとめ

上記の実験結果から、 UO_2 を用いた実験では、外部トリガを与えた一部の場合を除いて炉外 FCI における水蒸気爆発は確認されていない。KROTOS 実験の実験 No. 52(表 2.3 参照)が、外部トリガを与えた中で水蒸気爆発が確認されている実験結果である。KROTOS 実験の実験 No. 52 の実験結果は、他の外部トリガを与えた実験結果と比較してサブクール度が高いが、FARO 実験の実験 No. L-31, L-33(表 2.1 参照)と同等のサブクール度であることから、サブクール度が高い場合であっても外部トリガが与えられない限り水蒸気爆発が発生する可能性は低いと考える。

溶融炉心が落下する際の原子炉格納容器下部は準静的な状態と考えられることから、外部トリガが与えられる可能性は考えにくく炉外 FCI が発生する可能性は小さいものと考えられる。

4. 参考文献

[1] 社団法人日本原子力学会「シビアアクシデント熱流動現象評価」平成 12 年 3 月

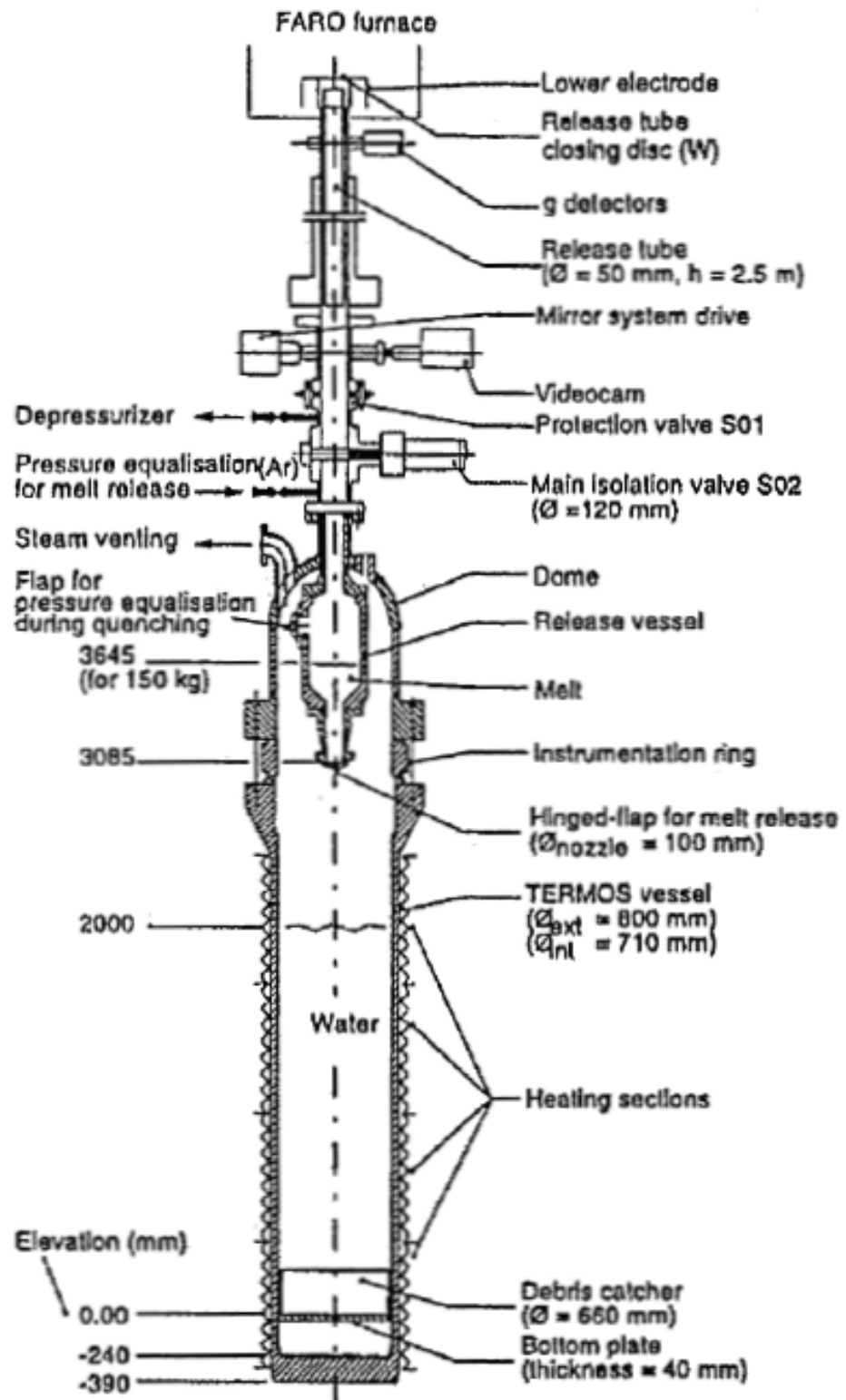
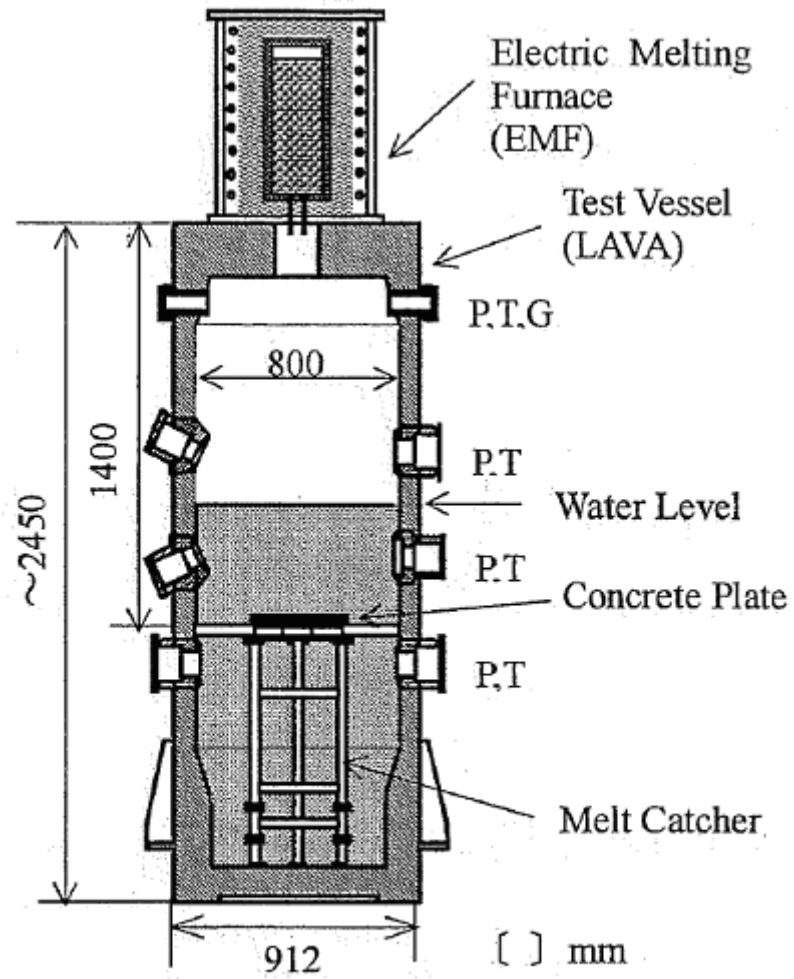


图 2.1 FARO 試驗裝置



P: Pressure, T: Temperature,
G: Gas sampling line

図 2.2 COTELS 試験装置

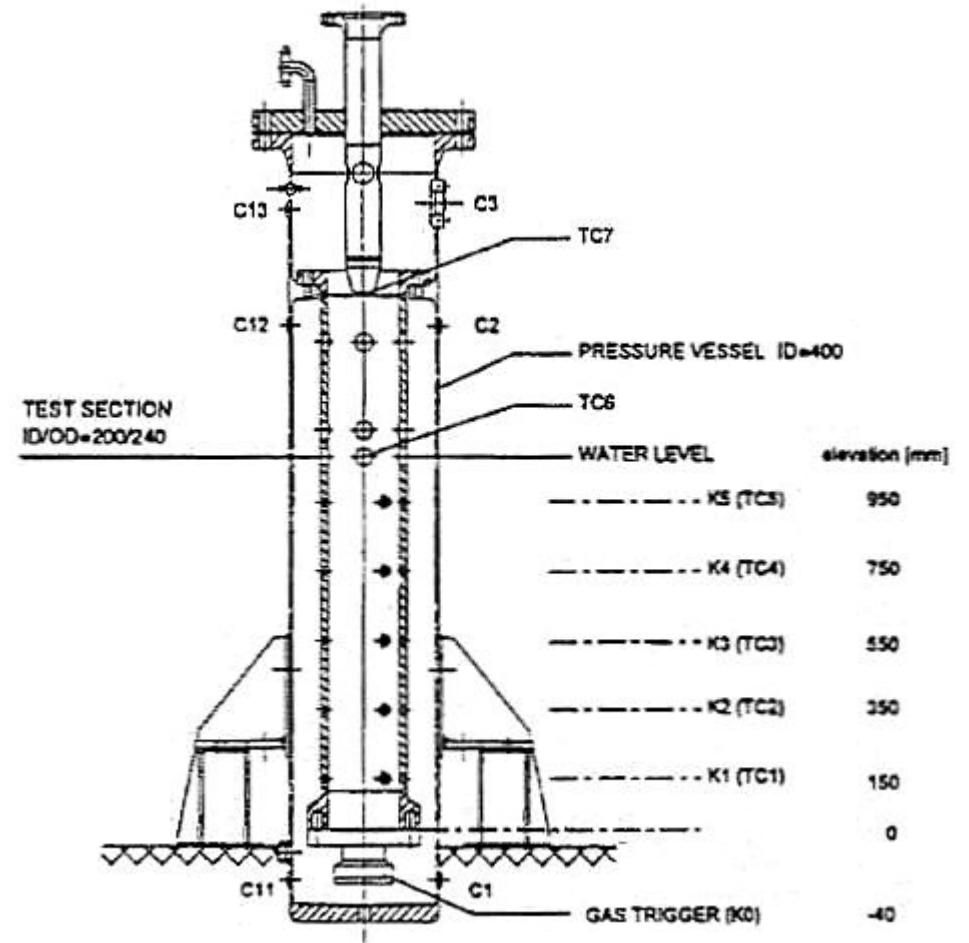


図 2.3 KROTOS 試験装置

表 2.1 FARO 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融 コリウム ※	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	溶融物落下 粒径[mm]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の 有無
L-06	A	18	2923	100	5.0	0.87	0	無
L-08	A	44	3023	100	5.8	1.00	12	無
L-11	B	151	2823	100	5.0	2.00	2	無
L-14	A	125	3123	100	5.0	2.05	0	無
L-19	A	157	3073	100	5.0	1.10	1	無
L-20	A	96	3173	100	2.0	1.97	0	無
L-24	A	177	3023	100	0.5	2.02	0	無
L-27	A	129	3023	100	0.5	1.47	1	無
L-28	A	175	3052	100	0.5	1.44	1	無
L-29	A	39	3070	100	0.2	1.48	97	無
L-31	A	92	2990	100	0.2	1.45	104	無
L-33	A	100	3070	100	0.4	1.60	124	無

※ A: 80wt% UO₂+20wt% ZrO₂

B: 77wt% UO₂+19wt% ZrO₂+4wt% Zr

表 2.2 COTELS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無発生の有無

No.	溶融 コリウム ※	溶融物質量 [kg]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の 有無
A1	C	56.3	0.20	0.4	0	無
A4	C	27.0	0.30	0.4	8	無
A5	C	55.4	0.25	0.4	12	無
A6	C	53.1	0.21	0.4	21	無
A8	C	47.7	0.45	0.4	24	無
A9	C	57.1	0.21	0.9	0	無
A10	C	55.0	0.47	0.4	21	無
A11	C	53.0	0.27	0.8	86	無

※ C: 55wt% UO₂+5wt% ZrO₂+25wt% Zr+15wt% SUS

表 2.3 KROTOS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融 コリウム	溶融物質 質量 [kg]	溶融物温度 [K]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	外部トリガ の有無	FCI発生の 有無
38	アルミナ	1.53	2665	0.10	1.11	79	無	有
40	アルミナ	1.47	3073	0.10	1.11	83	無	有
41	アルミナ	1.43	3073	0.10	1.11	5	無	無
42	アルミナ	1.54	2465	0.10	1.11	80	無	有
43	アルミナ	1.50	2625	0.21	1.11	100	無	有
44	アルミナ	1.50	2673	0.10	1.11	10	有	有
49	アルミナ	1.47	2688	0.37	1.11	120	無	有
50	アルミナ	1.70	2473	0.10	1.11	13	無	無
51	アルミナ	1.79	2748	0.10	1.11	5	無	無
37	コリウム※	3.22	3018	0.10	1.11	77	有	無
45	コリウム※	3.09	3106	0.10	1.14	4	有	無
47	コリウム※	5.43	3023	0.10	1.11	82	有	無
52	コリウム※	2.62	3023	0.20	1.11	102	有	有

※ コリウム : 80% UO₂+20% ZrO₂

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

プラント状況:6, 7号機運転中。 1~5号機停止中。

事象:原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用は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	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。
	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		
6号機	事象発生直後~事象発生後7日間	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。
	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		
1号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
2号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
3号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
4号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
5号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	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		
その他	事象発生直後~事象発生後7日間	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。
	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		

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機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。

3.4 水素燃焼

3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」からは抽出されない。これは、柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉では格納容器内を窒素で置換しているため、格納容器内の気体の組成が可燃限界に至るシーケンスが抽出されないためである。このため、最も可燃限界への到達が早いと考えられるシーケンスを考慮しても、7 日以内に可燃限界に至らないことを示す。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素と、水の放射線分解によって発生した酸素が格納容器内で激しく燃焼することによって、格納容器が破損する場合を想定する。

したがって、本格納容器破損モードに対しては、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって、格納容器破損の防止を図る。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するための重大事故等対策を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.4.1 から図 3.4.2 に、手順の概要を図 3.4.3 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手順の関係を表 3.4.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける事象発生 10 時間までの 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室において監視・指示を行う当直長 1 名(6/7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転員 12 名、緊急時対策要員(現場)14 名の合計 29 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3.4.4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ものとする。これにより所内高圧系統(6.9 kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失と判断する。本評価では、この事象発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定とした。

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機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却

系の起動信号が出力されるが、原子炉隔離時冷却系の故障により起動に失敗するものとする。原子炉水位低(レベル 1.5)での原子炉隔離時冷却系の起動についても同様に失敗するものとする。

原子炉隔離時冷却系機能喪失を確認するために必要な計器は、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 早期の電源回復不能及び対応準備

外部電源及び非常用ディーゼル発電機からの電源供給に失敗し、非常用高圧系統(6.9 kV)の電源を回復できない場合、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. 炉心損傷確認

全交流動力電源喪失及び原子炉隔離時冷却系機能喪失により原子炉への注水手段を失うことで原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出し、炉心損傷に至る。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

e. 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 分が経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源が供給され、低圧代替注水系(常設)が運転可能な状態とする。

f. 原子炉手動減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され、原子炉への低圧注水手段が確保された時点で、手動操作により逃がし安全弁 2 弁を開き、原子炉を減圧する。

原子炉の手動減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

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)による注水が可能な圧力まで原子炉が減圧された後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉圧力容器は破損に至ることなく、原子炉水位は回復する。

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、復水補給水流量計等である。

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

h. 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 0.18 MPa[gage]に到達した時点で、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実施を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水流量計である。

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、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。再び原子炉水位高(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。

i. 残留熱除去系低圧注水モード運転

事象発生から 20 時間が経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による低圧注水モード運転を開始する。

低圧注水モード運転実施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。

低圧注水モード運転開始後は、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を停止する。

3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおりであり、以下の a~c の観点に基づき、TQUV, TQUX, LOCA, 長期 TB, TBU 及び TBP から選定した。

a. 有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合

- ・審査ガイド 3.2.3(4)b. (a)では「PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉では格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため、有効性評価では最も可燃限界への到達が早いと考えられるシーケンスを考慮し、7 日以内に可燃限界に至らないことを示す。
- ・過圧破損の格納容器破損頻度の内訳では、プラント損傷状態の長期 TB や TBU が支配的であり、全交流動力電源喪失を伴うシーケンスの寄与が大きい。

b. 事象の厳しさ(酸素濃度の上昇の早さ)

- ・格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれていることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。
- ・酸素濃度を厳しく見積もる観点では、過剰に水素を発生させることなく、かつ、酸素が体積の小さな領域に集中する場合は厳しい事故シナリオとなる。
- ・この観点で、炉心損傷には至るが原子炉圧力容器は破損せず、ドライウェルに比べて体積が小さく濃度が上昇しやすいサプレッション・チェンバにおいて水素・酸素の蓄積量が多くなる状況が水素燃焼の評価の観点では厳しい。
- ・炉心損傷割合を小さく見積もる水位低下事象という観点から、低圧で炉心損傷に至る場合よりも水位低下の遅い、高圧で炉心損傷に至るシーケンスを選定する。また、過剰な水素の発生を抑える観点から、炉心損傷後には炉内への注水を実施する。注

水のタイミングを炉心損傷後とする観点から、全交流動力電源喪失を伴う事象とし、常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系(常設)によって炉内に注水することによって、過剰な水素の発生を抑制するシナリオとする。

c. その他の考慮事項

- ・サブプレッション・チェンバの圧力が上昇すると、真空破壊弁によってドライウェル側にサブプレッション・チェンバ内の圧力(気体)が移行するが、これを考慮しても酸素の濃度上昇の観点ではサブプレッション・チェンバ側の方が厳しい。

以上より、TBUを水素燃焼への対策を評価する上でのプラント損傷状態とした。

このプラント損傷状態から展開されるシーケンスとしては、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗+格納容器破損回避(圧力容器破損なし)→可燃限界到達まで維持
- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗+格納容器破損回避(圧力容器破損あり)→可燃限界到達まで維持

酸素濃度を厳しく見積もる観点では、酸素が体積の小さな領域に集中する場合は厳しい事故シナリオとなる。この観点で、炉心損傷には至るが原子炉圧力容器は破損せず、ドライウェルに比べて体積が小さく濃度が上昇し易いサブプレッション・チェンバにおいて水素・酸素の蓄積量が多くなるシーケンス「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗+格納容器破損回避(圧力容器破損なし)→可燃限界到達まで維持」を評価事故シーケンスとした。

本評価事故シーケンスでは、原子炉水位、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水量、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、残留熱除去系低圧注水モードによる炉心及び格納容器除熱、格納容器内水素及び酸素濃度等の変化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シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより水素濃度、酸素濃度等の推移を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンス対する主要な解析条件を表 3.4.2 に示す。また、初期条件も含めた主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、外部電源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(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系)の機能喪失、全交流動力電

源喪失(非常用ディーゼル発電機)を想定する。

(c) 外部電源

外部電源は喪失しているものとする。

(d) 炉心内の金属-水反応による水素発生量

炉心内の金属-水反応による水素発生量は、MAAP による評価結果を用いる場合と全炉心内のジルコニウム量の 75 %が水と反応する場合を比較し、水素燃焼の観点から厳しい値を用いる。

(e) 酸素濃度

格納容器の初期酸素濃度、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素を考慮することとする。格納容器の初期酸素濃度は、運転上許容される上限の 3.5 vol%とする。

(f) 水素ガス及び酸素ガスの発生割合

水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の発生量は、MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで、水素及び酸素の発生割合(G 値(100 eV あたりの分子発生量))は、それぞれ 0.06, 0.03 とする。

(添付資料 3.4.1)

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

事象の発生と同時に原子炉スクラム信号「主蒸気隔離弁閉」が発生し、原子炉は自動停止するものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁 2 弁を使用するものとし、容量として、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。

(c) 低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

事象発生から70分が経過した時点で、最大300 m³/hにて原子炉へ注水、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、140 m³/h にて格納容器へスプレイする。

(e) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23 MW とする。(海水温度 30 °Cにおいて)

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類にしたがって以下のとおりに設定する。

(a) 常設代替交流電源設備の準備

常設代替交流電源設備の準備は、事象判断時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、事象発生から70分が経過する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ものとする。

(b) 原子炉急速減圧操作

原子炉急速減圧操作は、常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され、低圧代替注水系(常設)が運転可能な状態となった時点で開始する。この操作時間は5分間を考慮する。

(c) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、現場準備作業として20分間、中央制御室での操作として5分間を考慮し、事象発生から70分後に開始するものとする。

(d) 代替原子炉補機冷却系の現場準備

代替原子炉補機冷却系の現場準備時間には、5時間を考慮する。

(e) 残留熱除去系低圧注水モードの運転

残留熱除去系低圧注水モードの運転については、中央制御室における操作時間に5分間を考慮する。

(3) 有効性評価の結果

原子炉圧力、原子炉水位、原子炉注水量、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバの水位変化、格納容器下部ドライウエルの水位変化、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバの気相濃度(ウェット条件、ドライ条件)の変化を図3.4.5から図3.4.14に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失時及び高圧注水機能喪失により、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約 1.0 時間後に炉心損傷に至る。事象発生から70分が経過した時点で常設代替交流電源設備によって交流電源が供給され、低圧代替注水系(常設)が運転可能な状態となることから、この時点で手動操作によって原子炉を減圧する。低圧代替注水系(常設)による注水が可能な圧力まで原子炉を減圧し、低圧代替注水系(常設)による注水を開始することによって、原子炉圧力容器を破損させることなく原子炉水位を回復し、炉心を再冠水させる。これと並行して代替格納容器スプレイ冷却系と低圧代替注水系(常設)と交互に運転し、格納容器の圧力及び温度の上昇を抑制する。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除熱を開始し、格納容器の圧力及び温度の上昇を抑制する。格納容器の圧力及び温度が限界圧力及び限界温度を超えることはない。

上記の事象進展に伴い、主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に、全炉心のジルコニウムの約 17.6 %が水と反応して水素が発生する。発生した水素は原子炉内で発生する蒸気とともに、逃がし安全弁を通じてサブプレッション・チェンバに流入する。また、原子炉圧

力容器内及びサプレッション・チェンバにおいて核分裂生成物による水の放射線分解が起こり水素及び酸素が発生する。サプレッション・チェンバの気体は真空破壊弁を通じてドライウエルに流入する。代替原子炉補機冷却系接続後の低圧注水モードによる除熱開始後は、サプレッション・チェンバ内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、サプレッション・チェンバ内の水素濃度及び酸素濃度が相対的に上昇する。

b. 評価項目等

原子炉格納容器内の水素濃度は、事象発生直後から 13 vol%を上回るが、酸素濃度は、酸素の蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 2.9 vol%であり、可燃限界を下回る。また、炉心損傷を伴う事故の際には、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。仮にドライ条件を仮定しても事象発生から 7 日後の酸素濃度は約 4.0 vol%であり、可燃限界の 5.0 vol%以下である。

本評価では、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈 第 37 条 2-3 のうち、(f)及び(g)の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

(添付資料 3.4.2)

3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に事象発生10時間までの必要要員及び事象発生10時間以降に必要な参集要員は、「3.4.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり29名、26名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員53名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」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」の条件にて評価をした。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ついて、7日間の対応を考慮すると、合計約1,870 m³必要となる。注水に利用可能な保有水量は復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約19,700 m³であり、12時間以降からは可搬型代替注水ポンプによって復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽の水量を維持したまま復水貯蔵槽から

の注水が維持できる。

さらに20時間以降からは、低圧注水モードによる代替原子炉補機冷却系を介した原子炉及びサプレッションプールの循環冷却(除熱)を行うため、7日間の継続実施が可能である。

(添付資料 3.4.3)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給では、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859,320 Lの軽油が必要となる。復水貯蔵槽への給水に用いる可搬型代替注水ポンプの運転では、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6,048 Lの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却設備に接続する電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約36,960 Lの軽油が必要となる。(合計 約902,328 L)

軽油タンク及び地下軽油タンクで軽油約 1,164,000 L(発電所内で軽油約 5,344,000 L)の軽油が使用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を 7 日間継続可能である。

(添付資料 3.4.4)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷は、6号炉で約1,642 kW, 7号炉で約1,694 kWが必要となるが、給電容量である3,600 kW未満であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.4.5)

3.4.5 結論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素と、水の放射線分解によって発生した酸素が格納容器内で反応することによって激しく燃焼し、格納容器が破損する場合を想定した。

したがって、本格納容器破損モードに対しては、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって、格納容器破損の防止を図る。

格納容器破損モード「水素燃焼」では、酸素濃度を厳しく見積もる観点から、炉心損傷には至るが原子炉圧力容器は破損せず、ドライウエルに比べて体積が小さく濃度が上昇し易いサプレッション・チェンバにおいて水素・酸素の蓄積量が多くなるシーケンス「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗+格納容器破損回避(圧力容器破損なし)→可燃限界到達まで維持」を評価事故シーケンスとして有効性評価を行った。

上記の場合においても、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により、酸素濃度が可燃限界である5 vol%以下となることから、水素燃焼に至ることはない。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策要員にて確保可能である。

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これを以って格納容器破損モード「水素燃焼」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

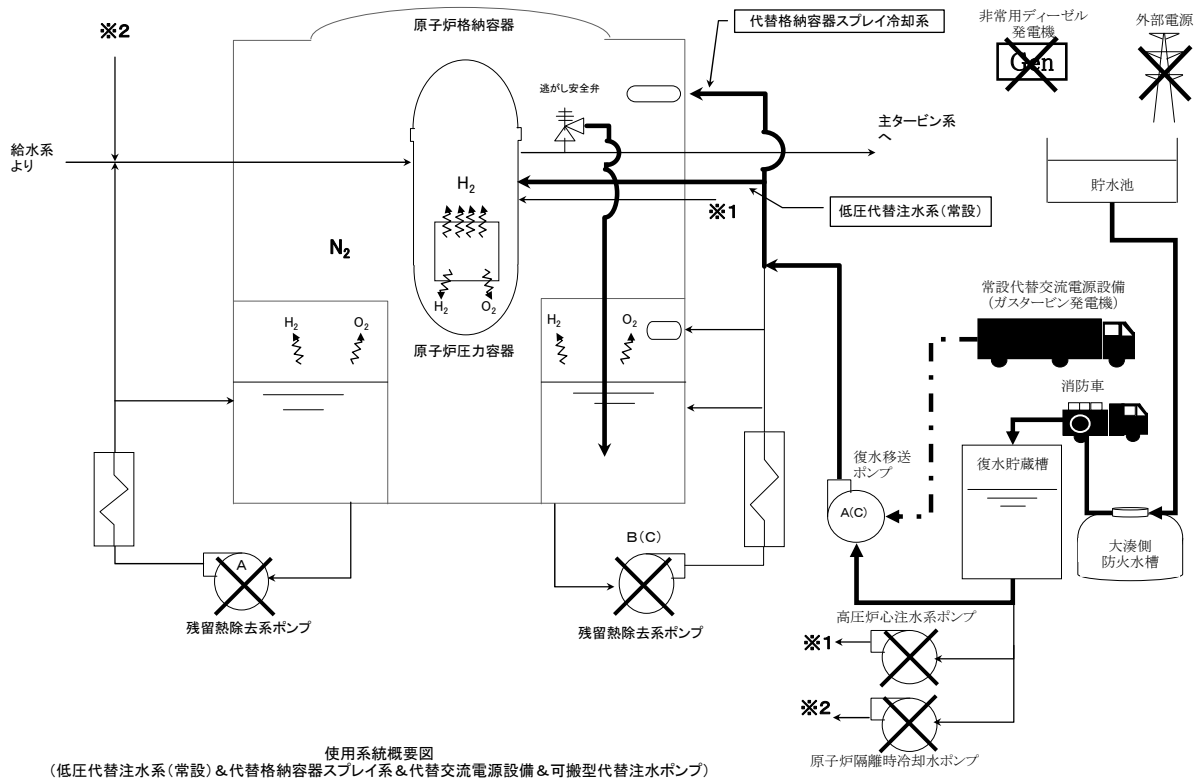


図 3. 4. 1 格納容器破損モード「水素燃焼」時の使用系統概要 (1/2)

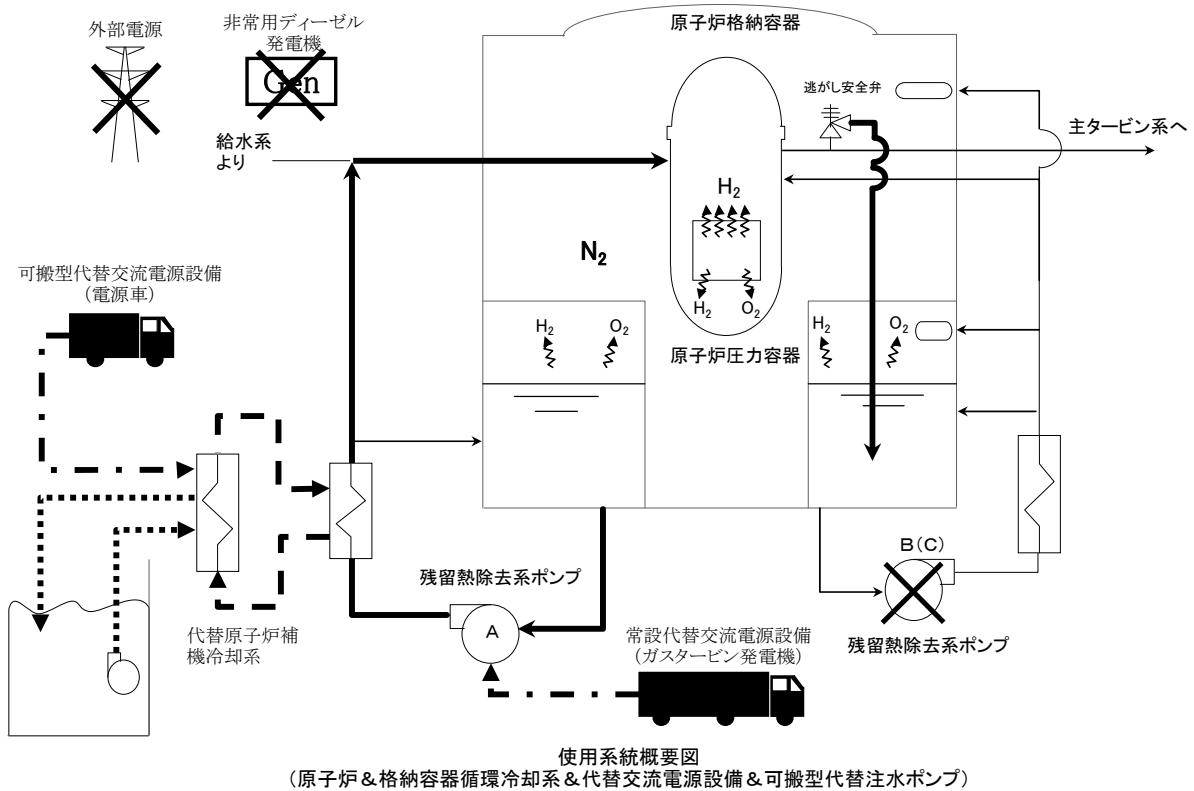


図 3. 4. 2 格納容器破損モード「水素燃焼」時の使用系統概要 (2/2)

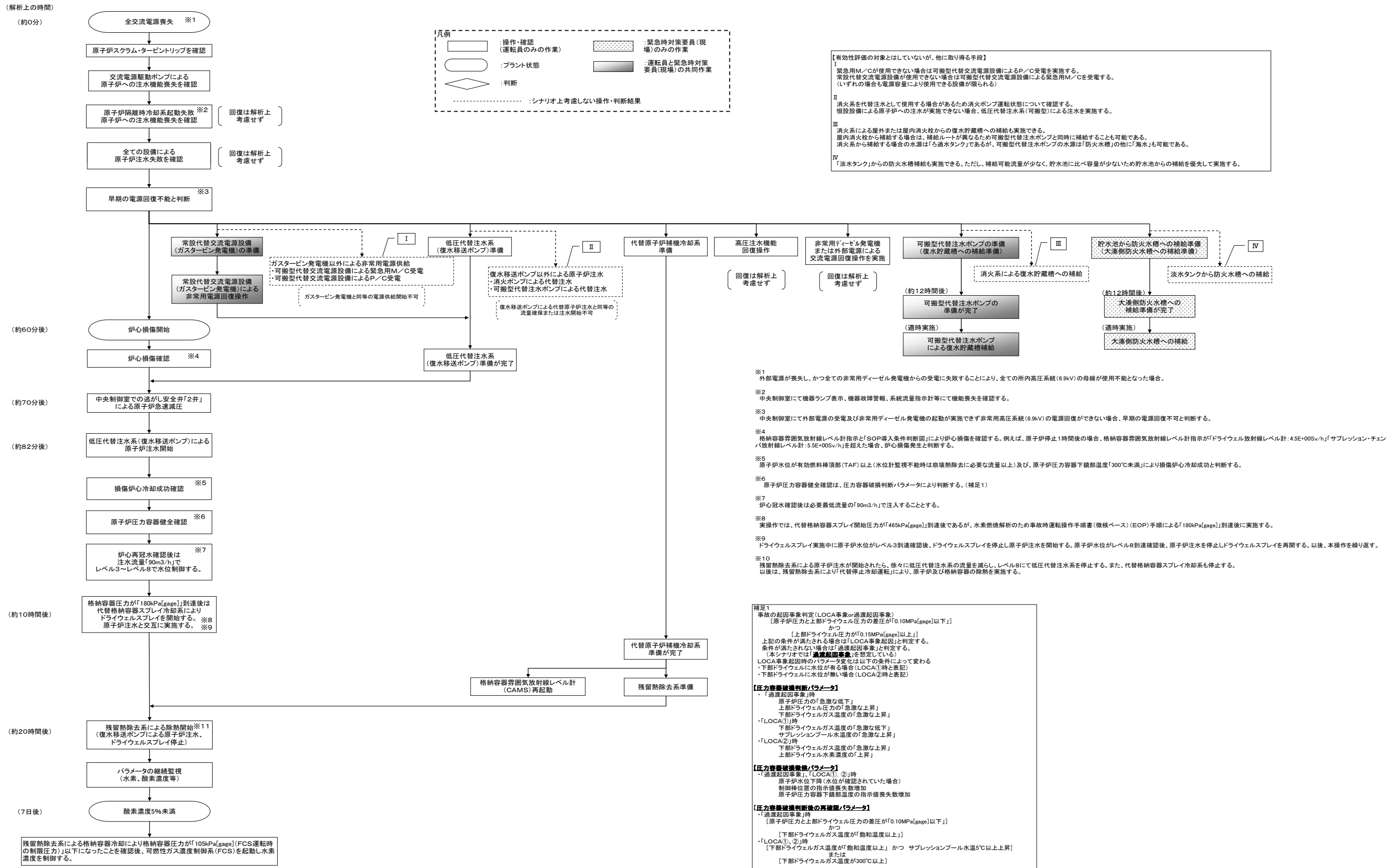


図 3.4.3 格納容器破損モード「水素燃焼」時の対応手順の概要

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(分)												備考
	運転員(中操)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		事象発生 原子炉スクラム ▽プラント状況判断 約1時間 炉心損傷開始 約70分 原子炉減圧開始												
状況判断	2人 A,B	2人 ab	-	-	-	-	・全交流電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・全ての原子炉注水機能喪失確認	10分												
常設代替交流電源設備 準備操作	(2人) A,B	(2人) ab	-	-	-	-	・受電前準備(中操)	20分												
	-	-	2人 E,F	2人 ef	-	-	・現場移動 ・受電前準備(現場)	50分												
	-	-	-	-	6人		・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認 ・緊急用M/C健全性確認	20分												
	-	-	-	-	6人		・ガスタービン発電機給電準備 ・緊急用M/C給電準備	10分												
常設代替交流電源設備 運転	-	-	-	-	(2人)		・ガスタービン発電機 運転状態監視	適時実施												
常設代替交流電源設備による受電	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C 受電確認	10分												
	-	-	(2人) E,F	(2人) ef	-	-	・M/C 受電 ・MCC 受電	10分												
低圧代替注水系(常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 ラインアップ	5分												
	-	-	2人 C,D	2人 cd	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	20分												
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2弁 手動開放操作	5分												

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)												備考	
	運転員(中操)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		事象発生 ▽約1時間 炉心損傷開始 ▽約70分 原子炉減圧開始 約10時間 格納容器圧力180kPa[gage]到達 約20時間 代替停止冷却モード開始													
低圧代替注水系(常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水系 注水弁操作	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	-	-	-	-	・低圧注水系 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													
消防車による防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	(2人) C,D	(2人) cd	-	-	・消防車による復水貯蔵槽への注水準備(ホース準備)	180分													
	-	-	-	-	2人	2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) ・消防車による復水貯蔵槽への補給	60分	適宜実施												
貯水池から大湊側防火水槽への補給	-	-	-	-	2人		・現場移動 ・貯水池~防火水槽への系統構成、ホース水張り	90分													
	-	-	-	-	2人		・貯水池から防火水槽への補給	適宜実施													
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) E,F	(2人) ef	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分													
	-	-	-	-	13人(参集)	13人(参集)	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	10時間													
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	(3人)	(3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施													
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代替停止冷却モード 起動	5分													
格納容器雰囲気放射線レベル計 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器雰囲気放射線レベル計 起動前確認/起動操作	適宜実施													
燃料供給準備	-	-	-	-	2人		・軽油タンクからタンクローリーへの補給	90分												タンクローリー残量に 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 ・電源車への給油	適宜実施													
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 ab	4人 C,D,E,F	4人 c,d,e,f	14人 (その他参集26人)																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 3.4.4 格納容器破損モード「水素燃焼」時の作業と所要時間

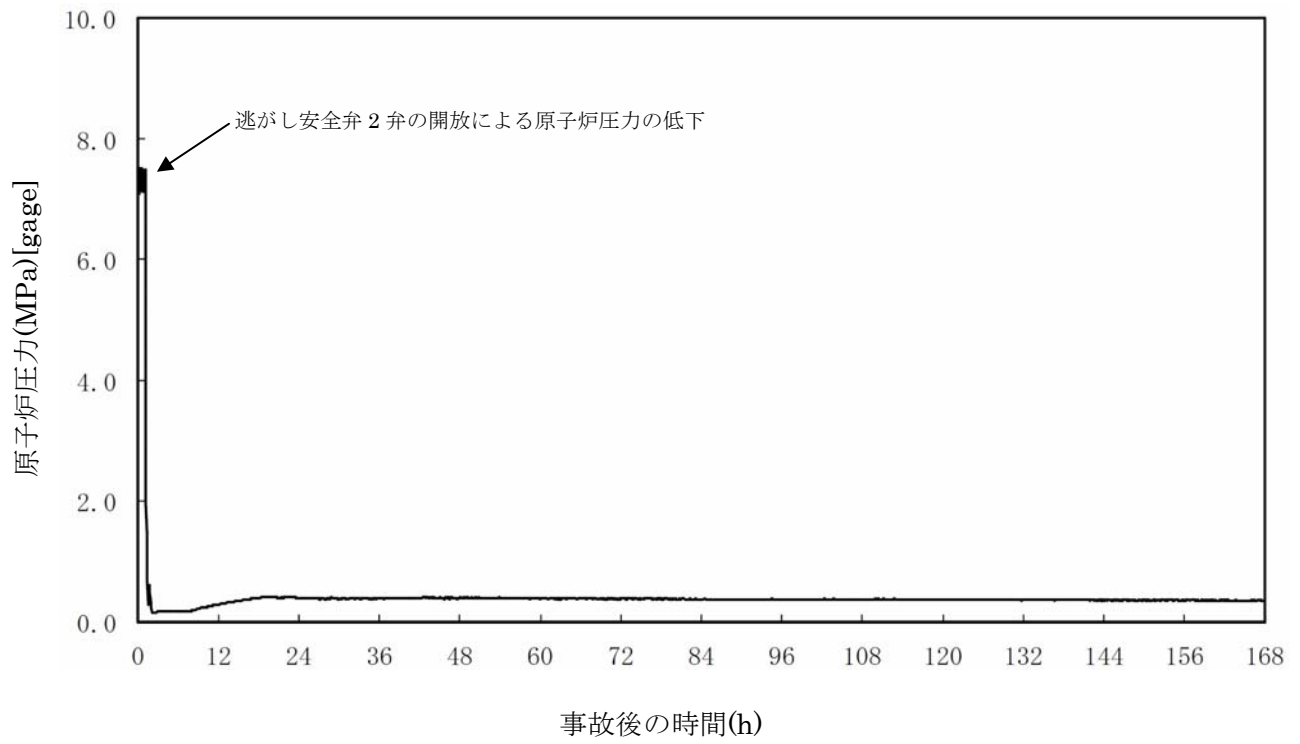


図 3.4.5 原子炉圧力の推移

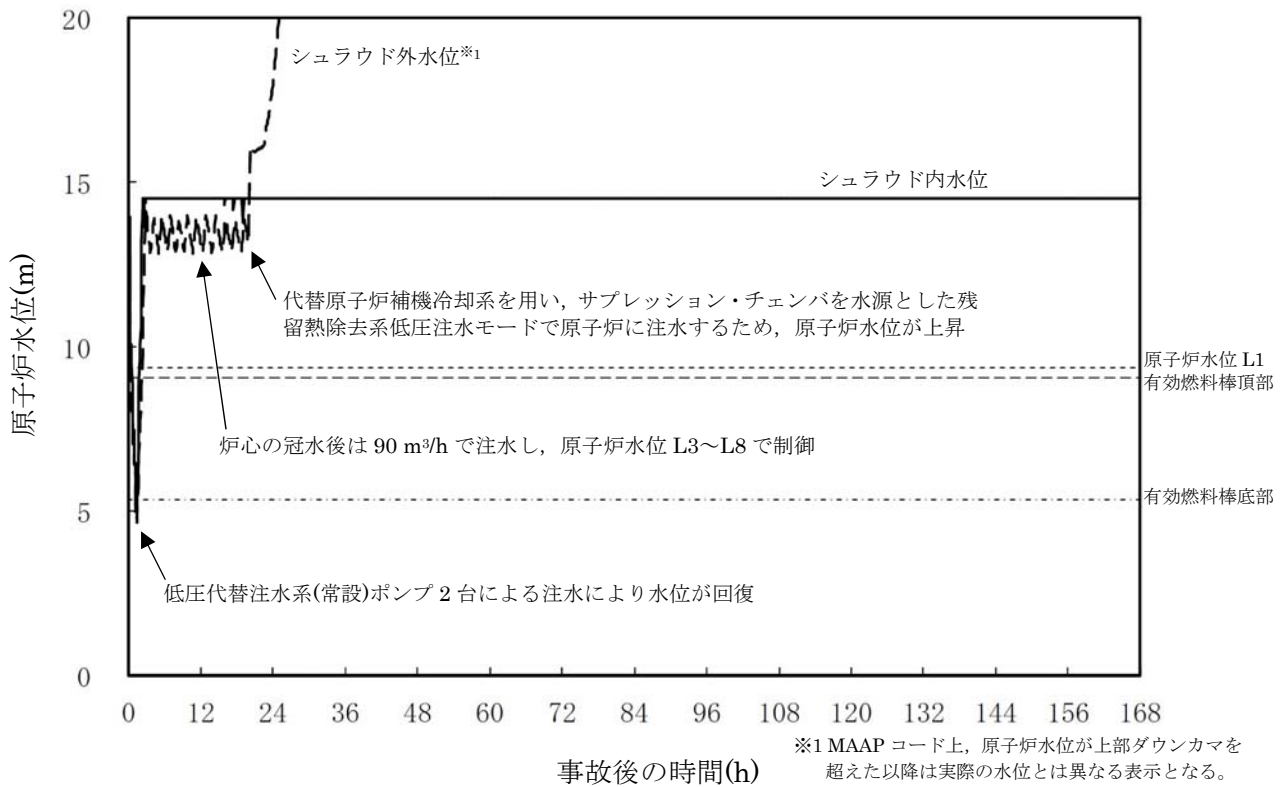


図 3.4.6 原子炉水位の推移

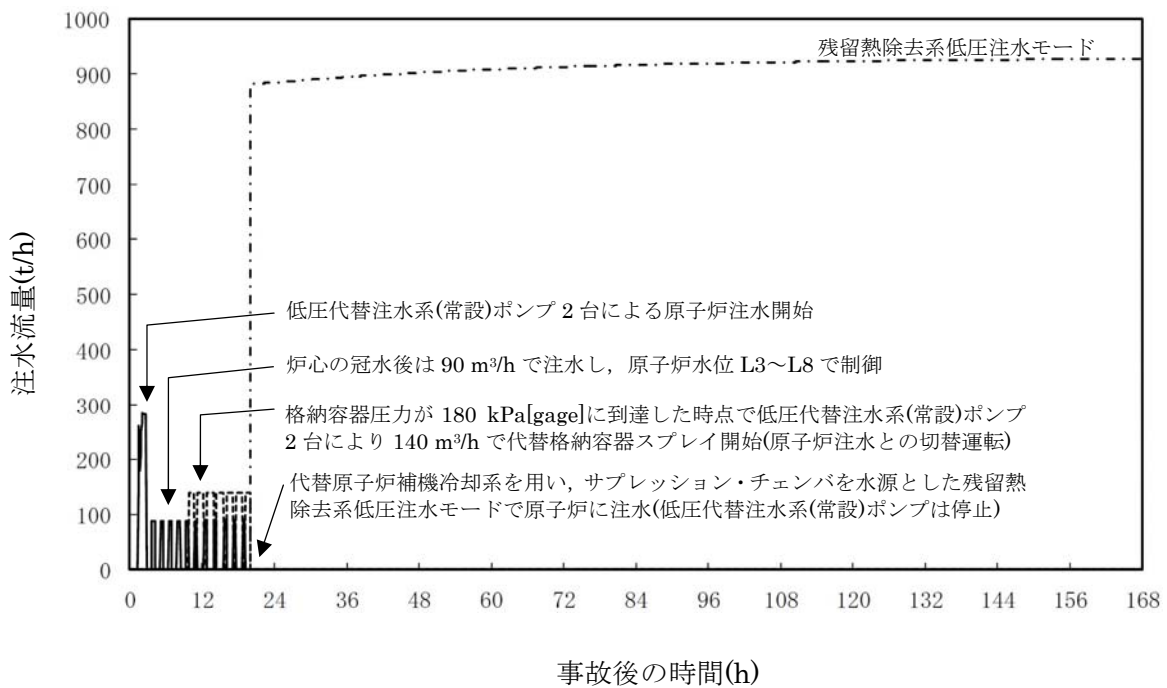


図 3.4.7 原子炉注水量の推移

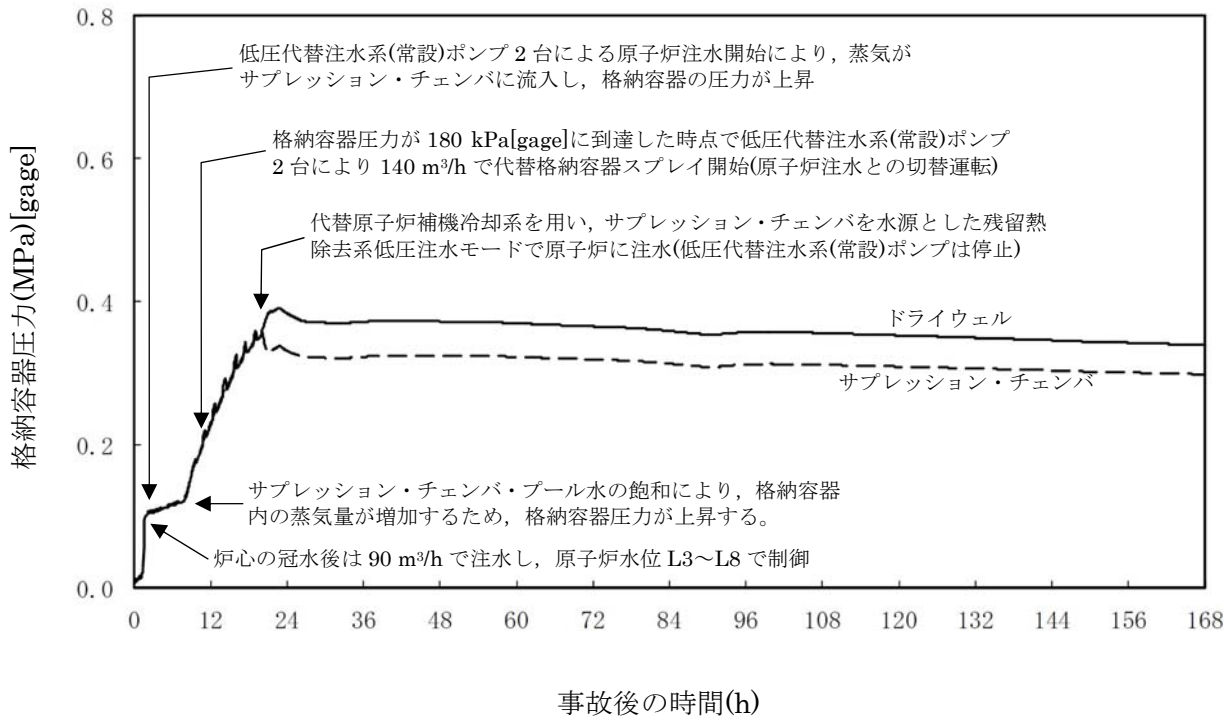


図 3.4.8 格納容器圧力の推移

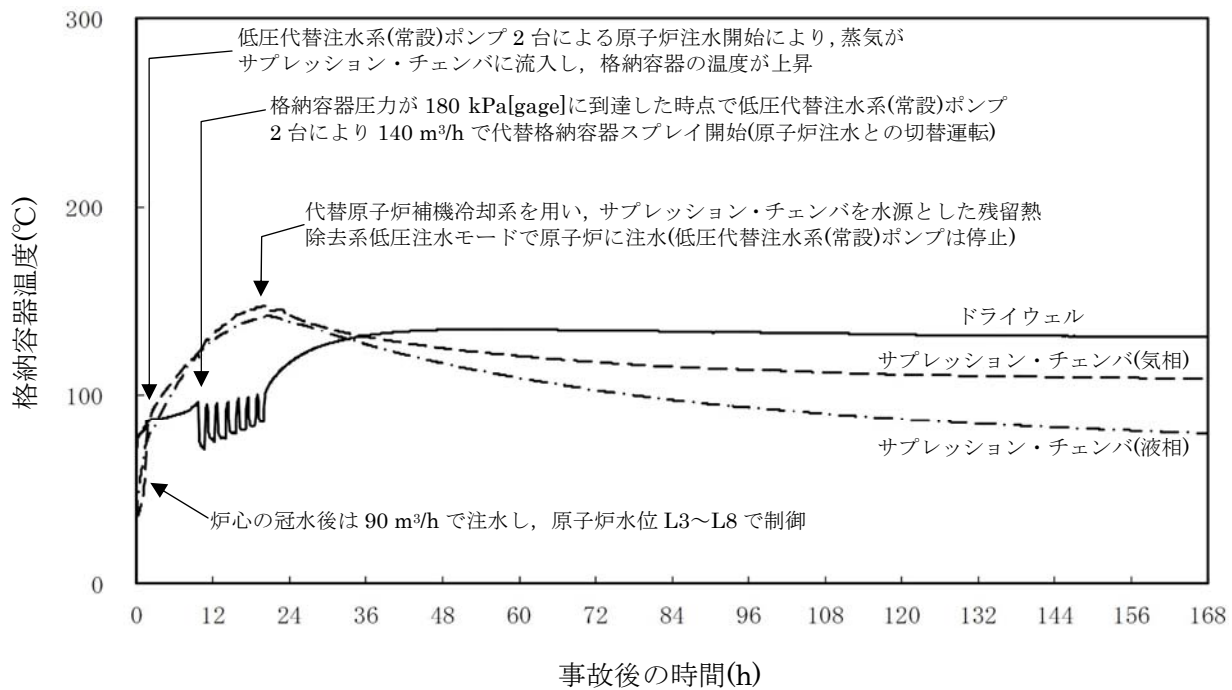


図 3.4.9 格納容器温度の推移

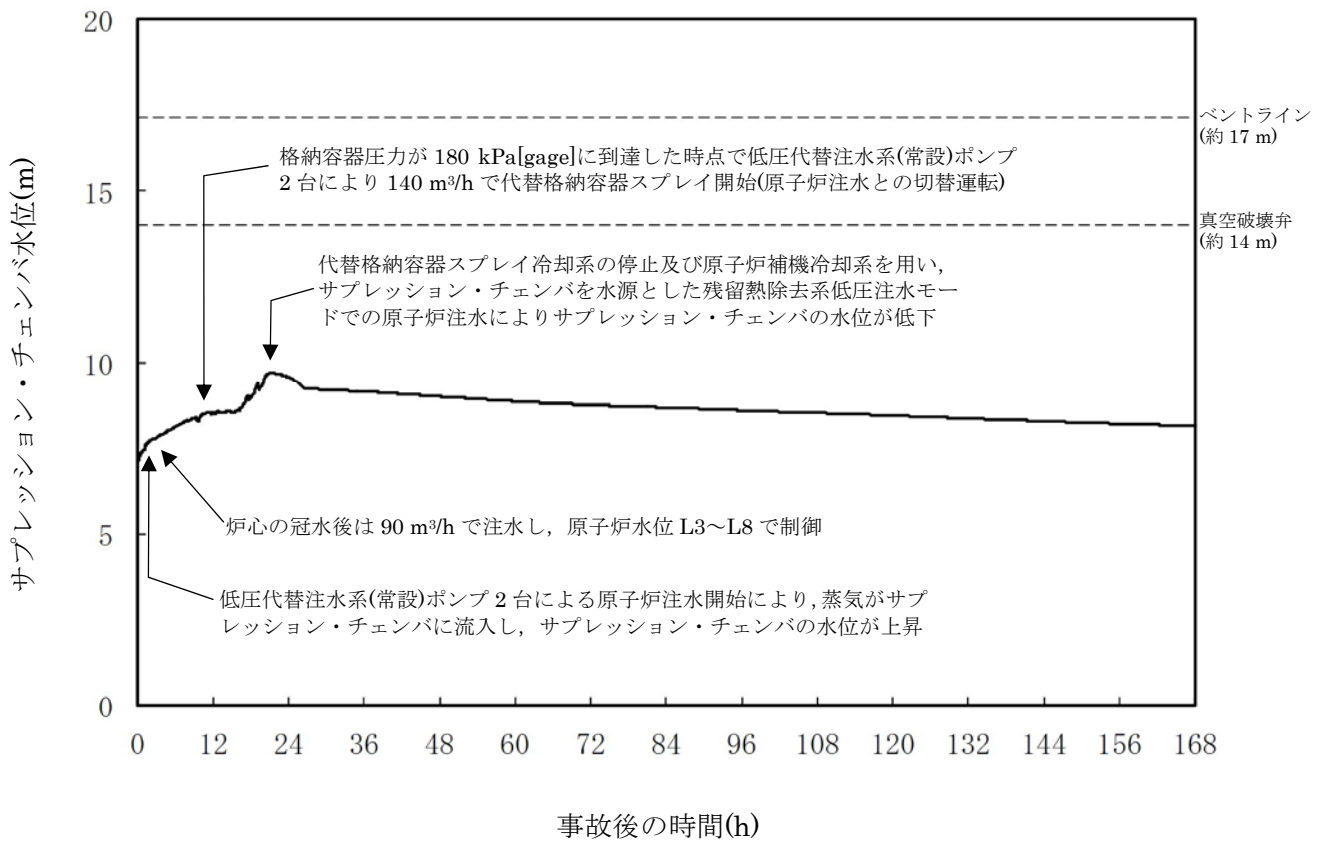


図 3.4.10 サプレッション・チェンバ水位の推移

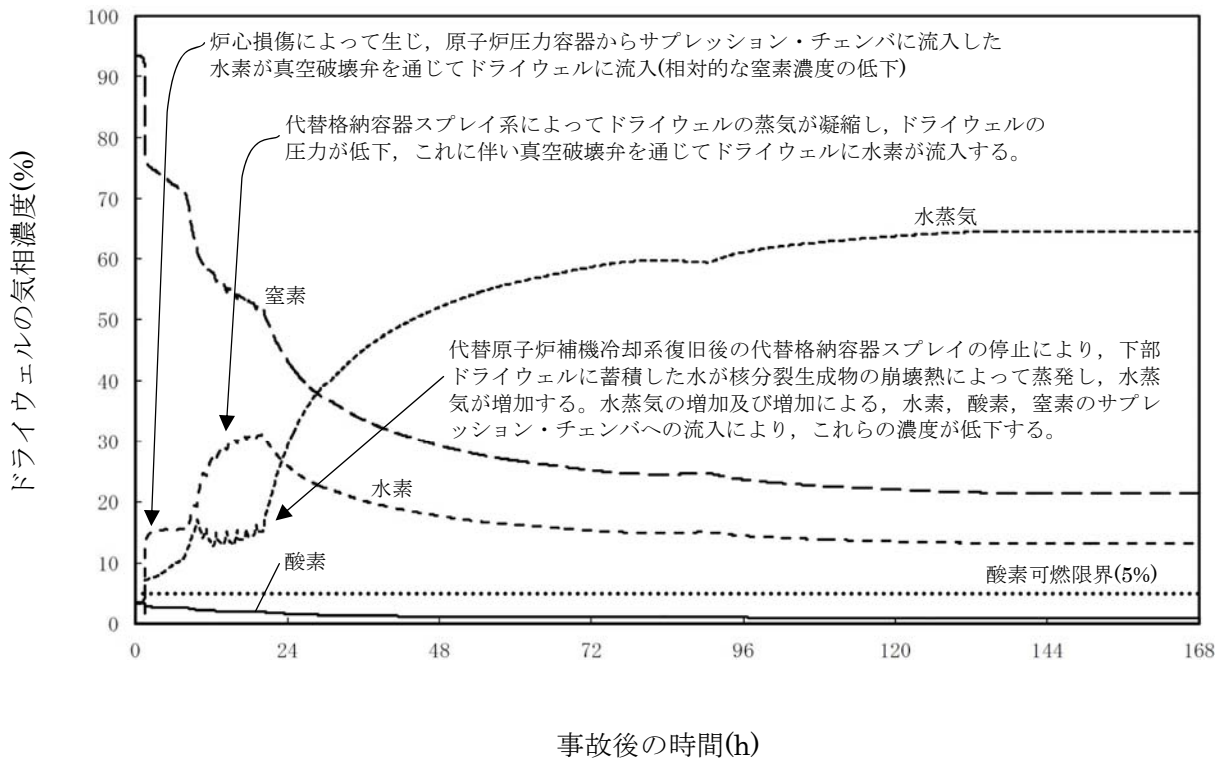


図 3.4.11 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

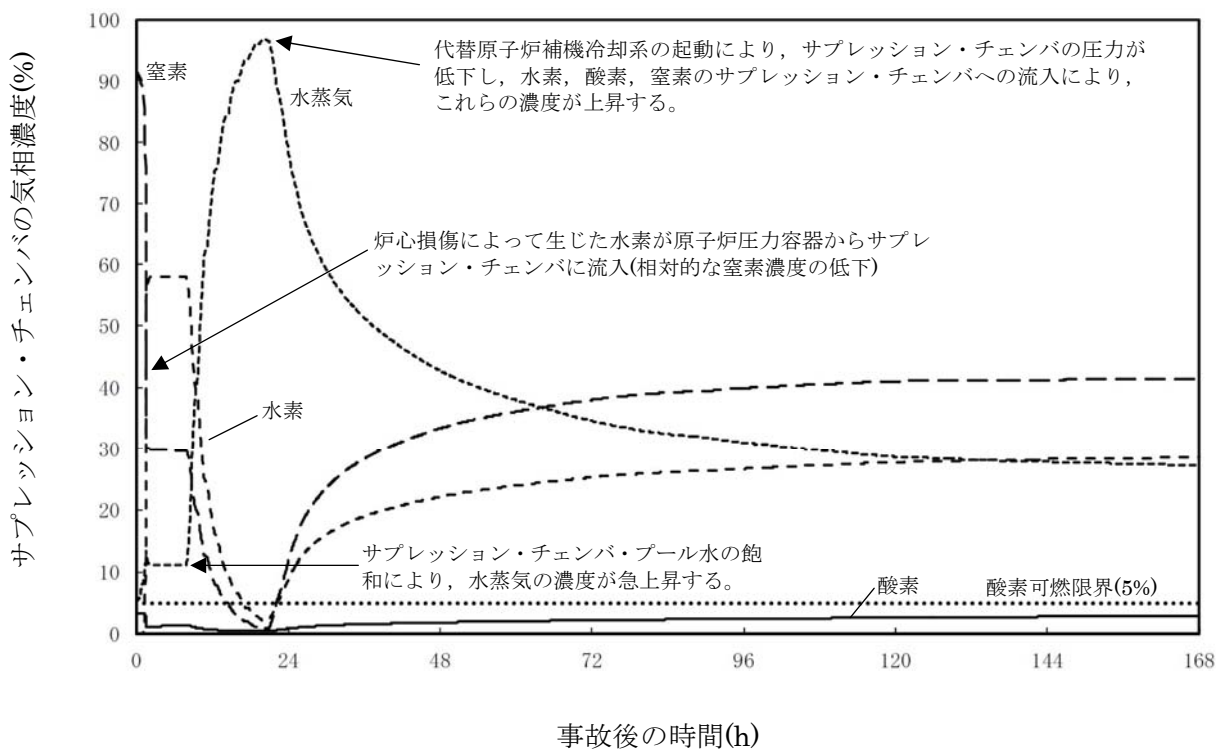


図 3.4.12 サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

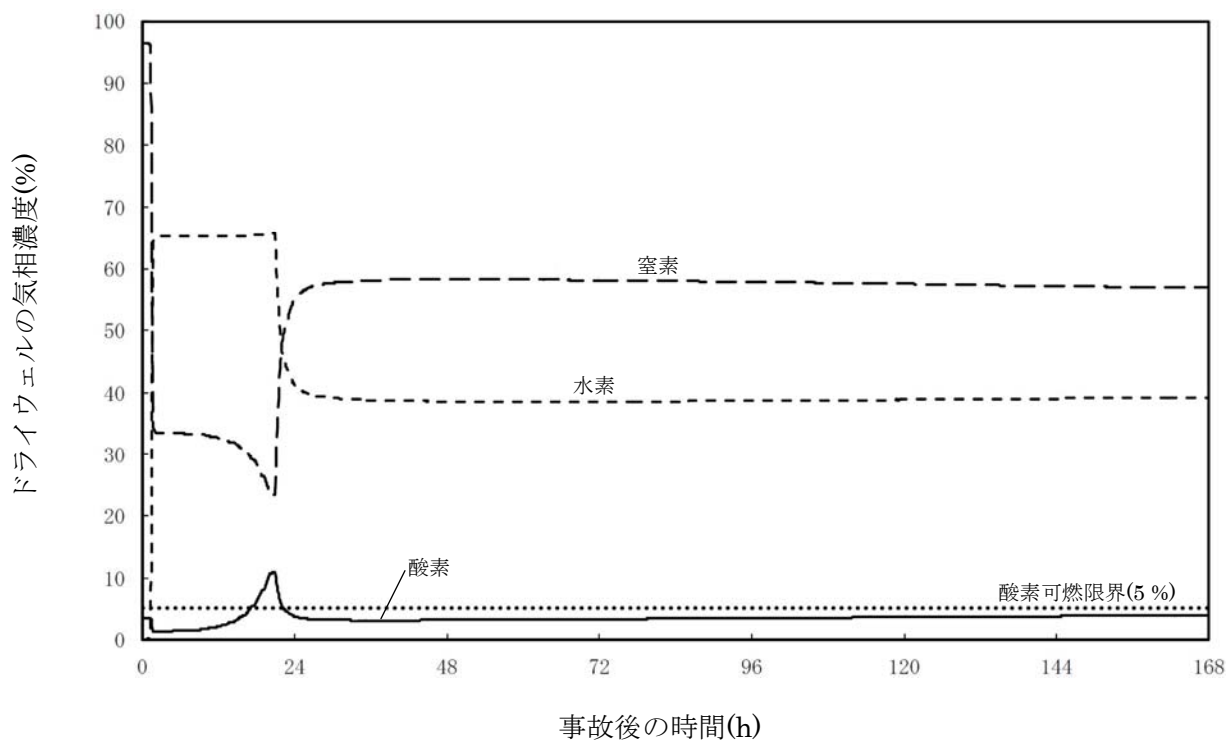


図 3.4.13 ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)

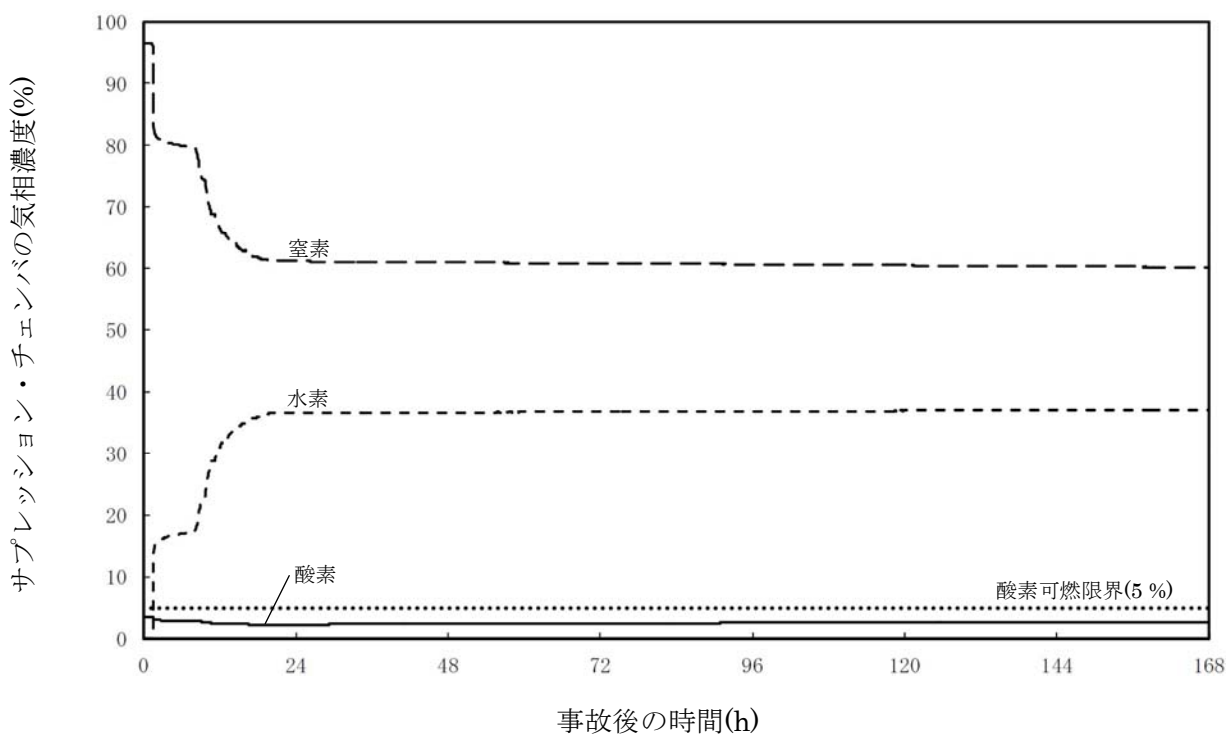


図 3.4.14 サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

表 3.4.1 格納容器破損モード「水素燃焼」時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	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。(但し、本評価では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定としている。)	—	—	平均出力領域モニタ
炉心損傷確認	全交流動力電源喪失及び原子炉隔離時冷却系機能喪失により原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計
原子炉手動減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され、原子炉への低圧注水手段が確保された時点で、手動操作により逃がし安全弁2弁を開き、原子炉を減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位計 原子炉圧力計
低圧代替注水系(常設)による原子炉水位回復確認	常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され、低圧代替注水系(常設)による注水が可能な圧力まで原子炉が減圧された後、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高(レベル8)から原子炉水位低(レベル3)の間で維持する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ	—	復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却確認	格納容器圧力が0.18 MPa[gage]に到達した場合、原子炉冠水を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル8)まで回復後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ	—	格納容器内圧力計 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)
代替停止冷却モード運転	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代替停止冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温計

表 3.4.2 主要解析条件(水素燃焼) (1/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	—
初期条件	原子炉熱出力	3,926 MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位	通常運転時原子炉水位として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979(燃焼度 33 GWd/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)	7,350 m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部 : 5,960 m ³ 液相部 : 3,580 m 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	3.43 kPa(ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	—
	サブプレッションプール水位	7.05 m(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	5 kPa	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

表 3.4.2 主要解析条件(水素燃焼) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源の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	全交流動力電源喪失 高圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の喪失を設定
	炉心内の金属-水反応による水素発生量	全炉心のジルコニウムの約 17.6 %が水と反応して発生する水素量	MAAP による評価結果
	初期酸素濃度	3.5 vol%	運転上許容される上限値として設定
	水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合	水素 : 0.06 分子 / 100 eV 酸素 : 0.03 分子 / 100 eV	苛酷事故時における格納容器内の条件を考慮して設定

表 3.4.2 主要解析条件(水素燃焼) (3/4)

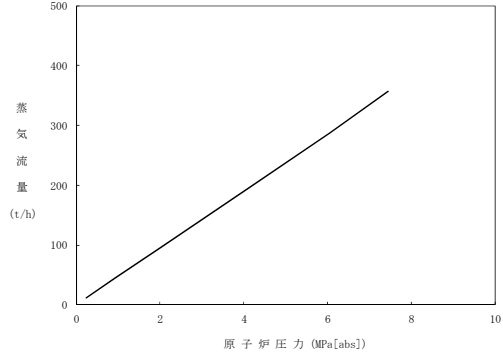
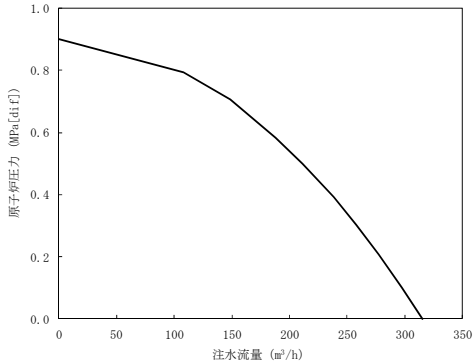
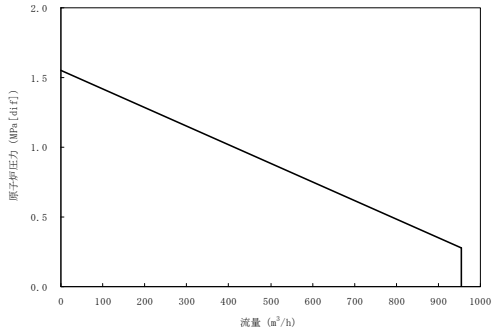
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁の閉止	外部電源喪失と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定とした。
	主蒸気逃がし弁	2 弁 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	主蒸気逃がし弁の設計値として設定 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 
	低压代替注水系(常設)	最大 300 m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として設定 

表 3.4.2 主要解析条件(水素燃焼) (4/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧注水系	原子炉水位低(レベル1)にて自動起動 954 m ³ /h(0.27 MPa[dif]において)にて注水	低圧注水系の設計値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系	140 m ³ /h	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23 MW(海水温度 30 °Cにおいて)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定
	原子炉急速減圧操作	常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され, 原子炉への低圧注水手段が確保された時点	運転操作手順書を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	事象発生 20 時間後	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定

水の放射線分解の評価について

1. 水の放射線分解の考慮

水が γ 線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H(水素原子)、OH ラジカル、 e_{aq}^- (水和電子)、 HO_2 ラジカル、 H^+ (水素イオン)及び分子生成物の H_2 、 H_2O_2 (過酸化水素)を生じる。また、これら反応と並行して H_2 が OH ラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。

格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素および酸素の生成をモデル化している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉は、運転中、格納容器内が窒素で置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の压力容器破損後には、水-ジルコニウム反応やコア・コンクリート反応等、水素については多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素に関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素に関しては上記の反応によって比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。

以下では、この酸素の支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。

2. 水の放射線分解による水素及び酸素量の計算

水の放射線分解による水素および酸素の生成量は以下の式(1)で算出している。

$$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.60 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad (1)$$

式(1)のパラメータは以下の通り。

Δn	: 水の放射線分解による水素(酸素)発生量 [mol]
Q_{decay}	: 崩壊熱 [W]
E	: 放射線吸収割合 [-]
	— 炉内 : β 線, γ 線共に 10%
	— FP : β 線, γ 線共に 100%
G	: 実効 G 値 [分子/100eV]
	— 水素 : $G(H_2) = 0.06$
	— 酸素 : $G(O_2) = 0.03$
Δt	: タイムステップ [sec]

放射線吸収割合について、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収され

る割合を解析によって評価した結果を保守的に考慮して 10%とした。また、FP については水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの 100%が水の放射線分解に寄与するものとした。

放射線の吸収エネルギー100eV 当りに生成する原子・分子数を G 値と呼ぶ。G 値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期 G 値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る効果を考慮した実効 G 値があるが、格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価する観点では実効 G 値を用いることが適切と考えられるため、実効 G 値を用いる。また、実効 G 値については過去の実験結果に基づく値を用いている。これについては次項に示す。

3. 実効 G 値の設定について

3. 1 実効 G 値の設定根拠とした過去の実験結果

本評価における実効 G 値の設定根拠とした過去の実験結果を図 1 に示す。過去の実験では、非沸騰条件において、ヨウ素イオン濃度は炉心インベントリの 50%に相当する濃度とし、水-ジルコニウム反応割合は 5.5%とした。

実効 G 値は吸収線量が 10×10^3 Gy での傾きから求めた。この吸収線量は事象発生から 2.5 時間後までのサプレッション・プールでの吸収線量に相当する。実効 G 値は吸収線量の増加とともに傾きが小さくなる傾向にあることから、事象発生から約 2.5 時間後の実効 G 値を本評価で用いることは保守的であり妥当と考える。

3. 2 実効 G 値に影響を及ぼす因子

水の放射線分解によって生成した水素や過酸化水素は、OH ラジカルを介した再結合反応によって水に戻るが、このとき OH ラジカルと反応し易い物質の存在や、沸騰等による生成物の気相への移行があると、再結合反応が阻害され、水素分子及び酸素分子が生成される。このため、実効 G 値はこれらの因子によって変化する。

実効 G 値に影響を及ぼす因子としては、よう素等の不純物濃度、液相中の水素分子の濃度といった化学的因子の他に、ガスの気液移行速度(沸騰、非沸騰の違い)といった物理的因子がある。

本評価における実効 G 値の設定根拠とした過去の実験結果に対して上記の因子の影響を考慮する際に参照した過去の実験結果を次に示す。また、過去の実験結果と本評価における各因子の相違と影響をまとめた結果を表 1 に示す。

(1) よう素の影響

体系中によう素等の不純物が存在すると、OH ラジカルを消費するため、OH ラジカルを介した再結合反応を阻害し、水素と酸素の生成量が増加すると考えられる。

水中のヨウ素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 2 に示す。液相単相条件下に

において、よう素イオン濃度は炉心インベントリの 0~100%に相当する濃度とした。図 2 の通り、水中のよう素イオン濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が高い。

以上の結果から、よう素濃度に関して本評価における条件とほぼ同等の実験の結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

(2) 溶存水素濃度の影響

液相中の水素濃度が増加すると、OH ラジカルを介した再結合反応が進み、その結果、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。

水中の水素濃度を变化させた場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。液相単相条件下において、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 0~50%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 3 の通り、水中の水素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が低い。

したがって、水の放射線分解が進行し、液相中の水素濃度が上昇すると実効 G 値は徐々に減少すると考えられる。また、水-ジルコニウム反応によって発生する水素が液相中に溶解し、液相中の水素濃度が上昇する場合にも実効 G 値は減少すると考えられる。

従って、炉心損傷事故の状況としては比較的少ないと考えられる水-ジルコニウム反応割合 5.5%に相当する溶存水素濃度の実験結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

(3) 初期酸素濃度の影響

初期酸素濃度を变化させた場合の酸素の発生割合を図 4 に示す。図 4 の通り、初期酸素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が増加する傾向であるが、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数%程度では酸素の発生割合に大きく影響するものではないと考える。

(4) 沸騰、非沸騰状態の影響

非沸騰の場合には、水素及び酸素ガスが比較的長期間液相に滞在できるため、再結合反応が起こりやすく、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。一方、液相が沸騰している場合には、生成された水素及び酸素ガスがボイドに移行し短期間で気相に放出されるため、再結合反応が非沸騰状態に比べ起こりにくく、水素と酸素の生成量が増加すると考えられる。

沸騰状態における酸素濃度の変化を図 5 に示す。ヨウ素イオン濃度を炉心インベントリの 100%に相当する濃度とし、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 10%及び 20%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 5 の通り、沸騰状態では、吸収線量に対する酸素の発生割合は極めて低い。

上記の結果に加え、本評価条件では、大部分の領域・期間が非沸騰状態であると考えら

れることから、非沸騰状態の実効 G 値を採用することは妥当と考える。

4. 格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法

放射線分解を考慮した格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法は次の通り。また、格納容器内の酸素・水素濃度の評価の流れを図 6 に示す。

- ・ MAAP 解析から得られる各コンパートメントの窒素モル数から、格納容器の初期酸素濃度を 3.5%としたときの酸素モル数と窒素モル数を計算する。
- ・ 各コンパートメントにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素発生量と水素発生量を計算する。
- ・ 上記を重ね合わせることにより、格納容器内の気相濃度を計算する。

以 上

表1 各種パラメータが酸素の実効G値に与える影響

パラメータ	過去の実験	今回申請における評価	実効G値への影響と保守性
線量率	～ 1×10^4 Gy	サプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約4.2時間後で 1×10^4 Gyを超える。	吸収線量が多いほど実効G値は小さくなる傾向がある。酸素濃度の長期(7日間)の推移を見る観点では、事故進展を考えた上で事象発生から約4.2時間後の吸収線量に相当する(1×10^4 Gy)で求めた実効G値を用いることは、保守的であり妥当と考える。
よう素放出割合	50%	約52.8%	よう素濃度が高いほど実効G値は大きくなる傾向がある。よう素放出割合は過去の実験とほぼ同等であることから、過去の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。
水-ジルコニウム反応割合(溶存水素濃度)	5.5%	約17.6%	水-ジルコニウム反応割合が大きいほど実効G値は小さくなる傾向がある。このことから、水-ジルコニウム反応割合が小さい過去の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。
初期酸素濃度	1.5%	3.5%	初期酸素濃度が高いほど実効G値は小さくなる傾向がある。但し、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数%程度では酸素の発生割合に大きく影響するものではないと考える。
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰/非沸騰状態 サプレッション・プール：非沸騰状態	沸騰状態では実効G値はほぼ0となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での過去の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されることため実効G値は小さくなる傾向がある。事故時には、温度は室温を上回るため、室温での過去の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。

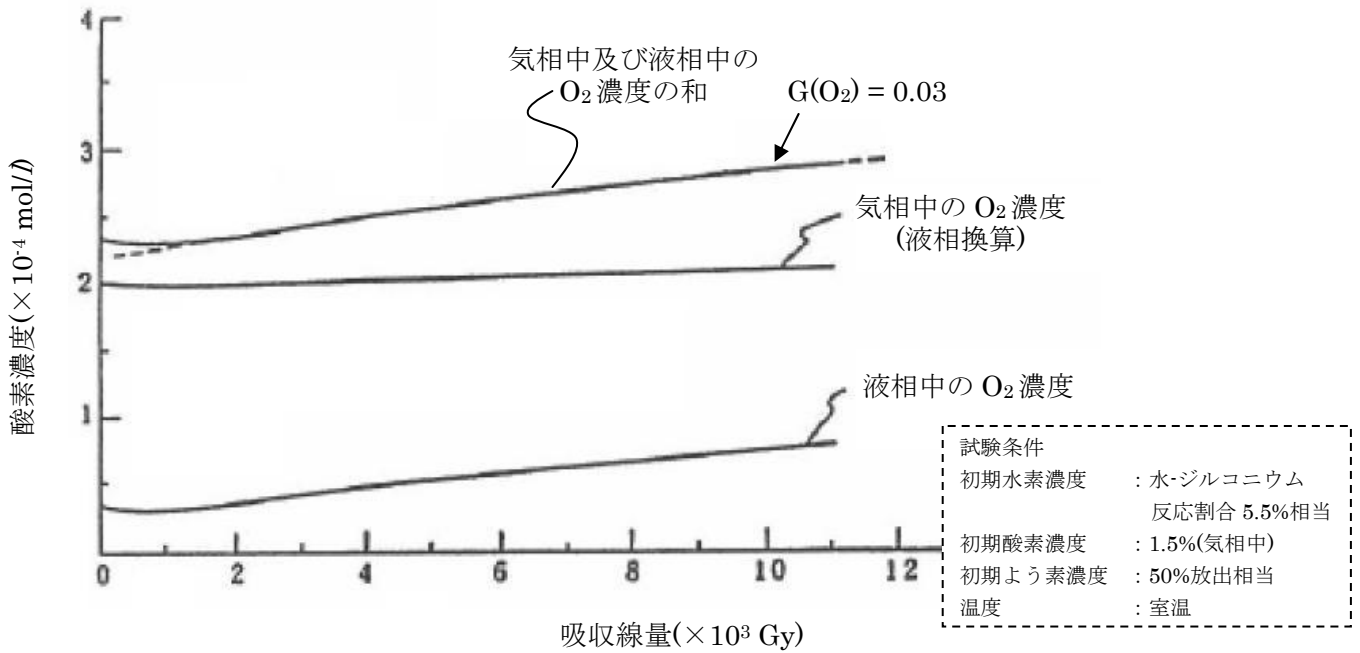


図1 本評価における実効 G 値の設定根拠とした過去の実験結果

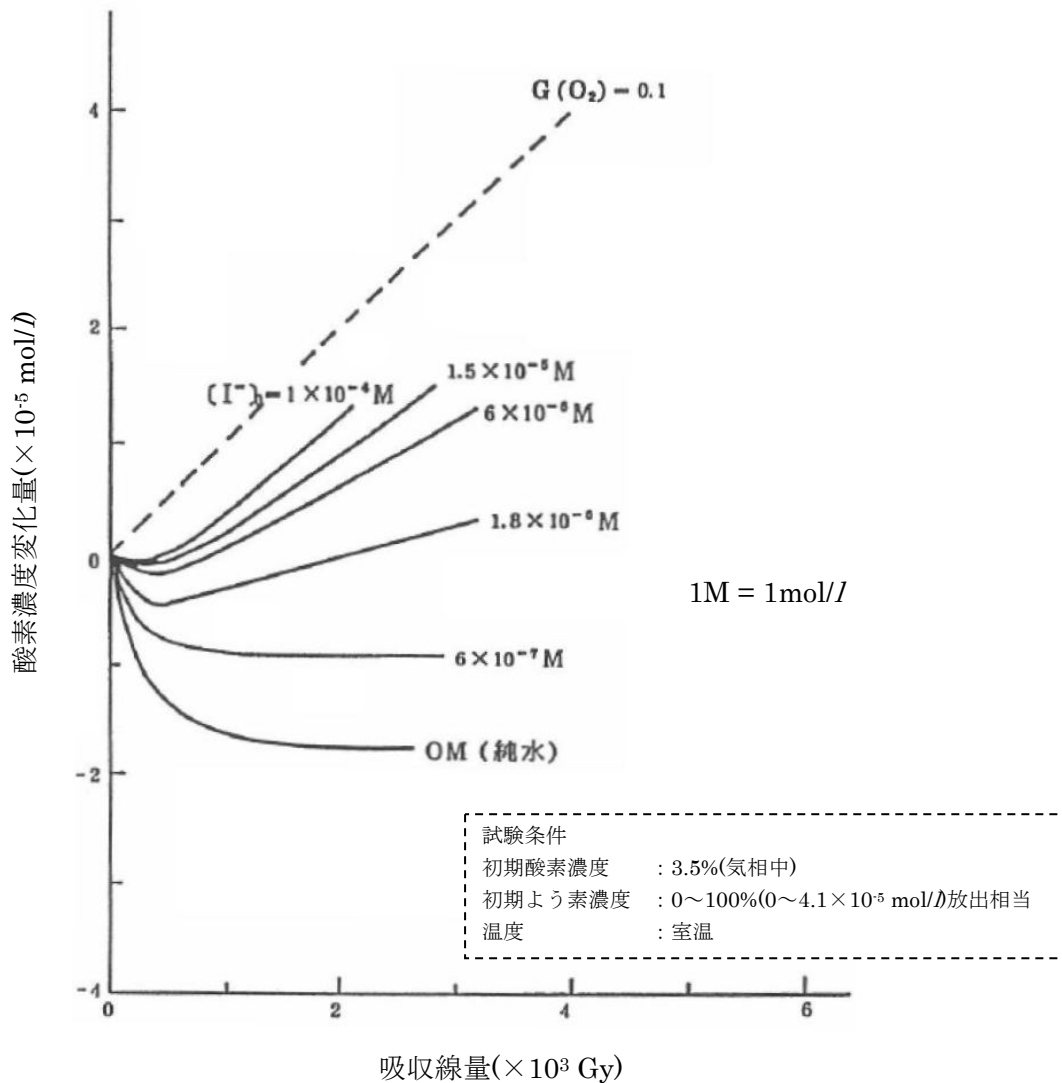


図2 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(よう素濃度を変化させた場合)

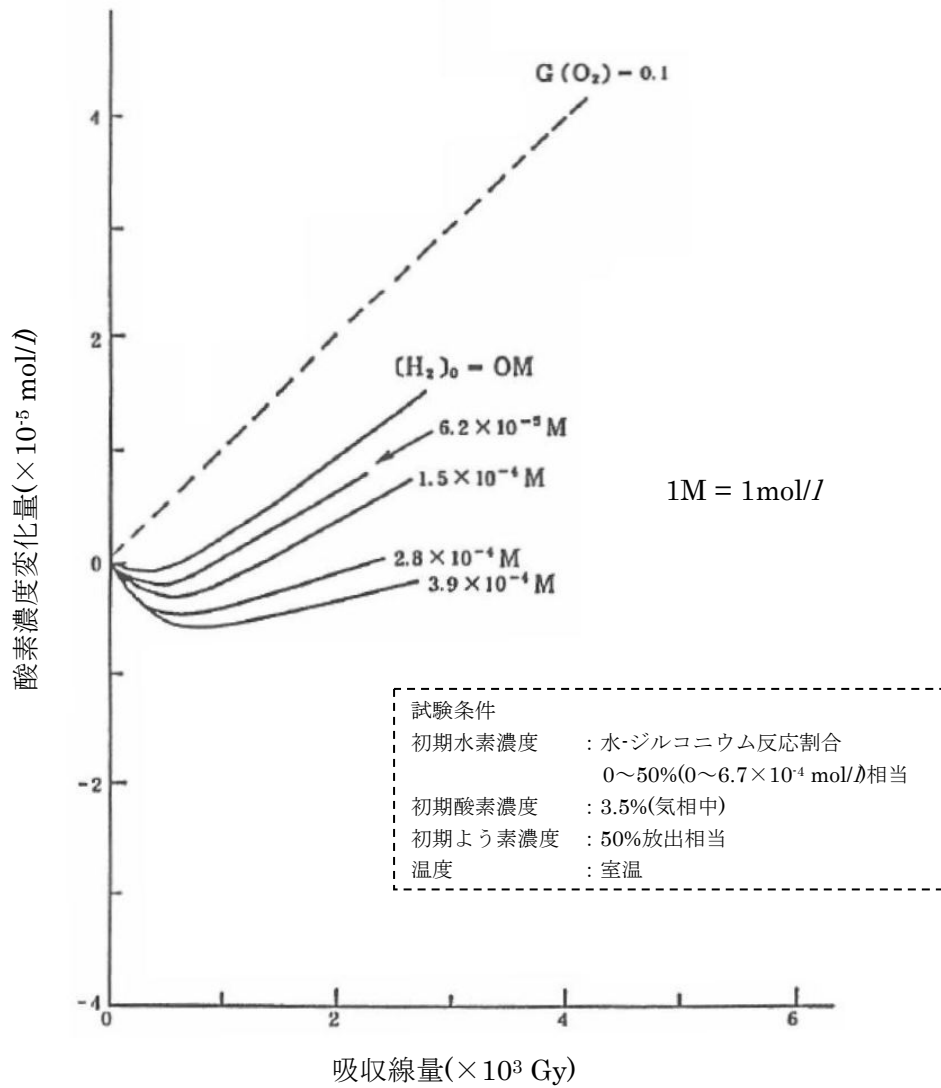


図3 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合)

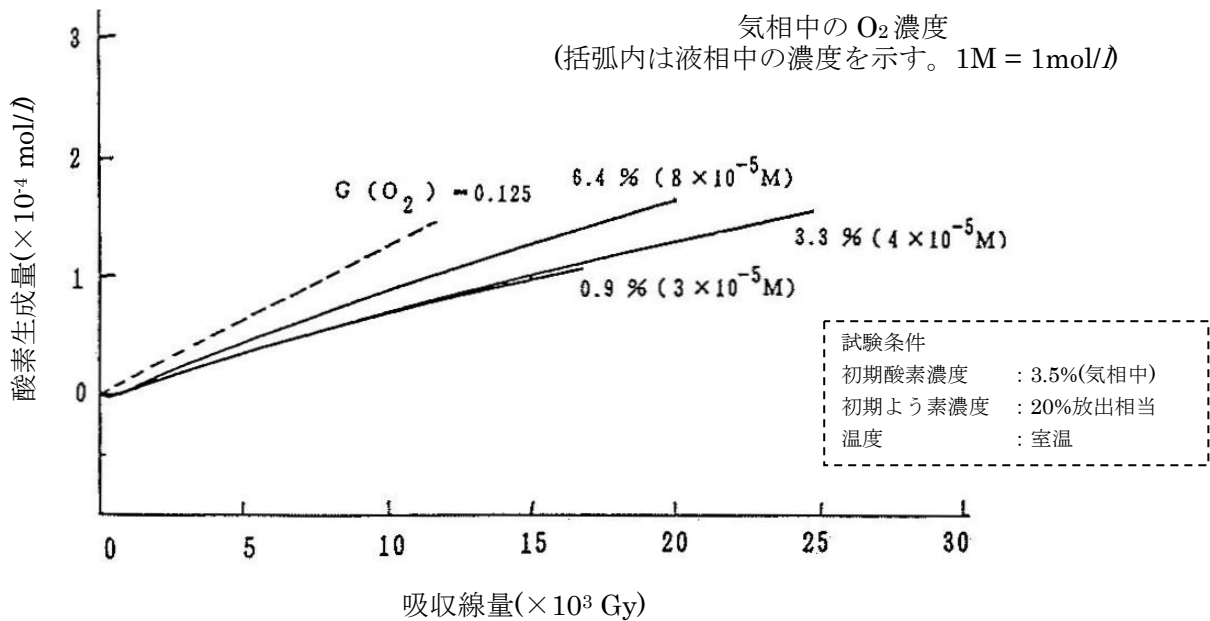


図4 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(酸素濃度を変化させた場合)

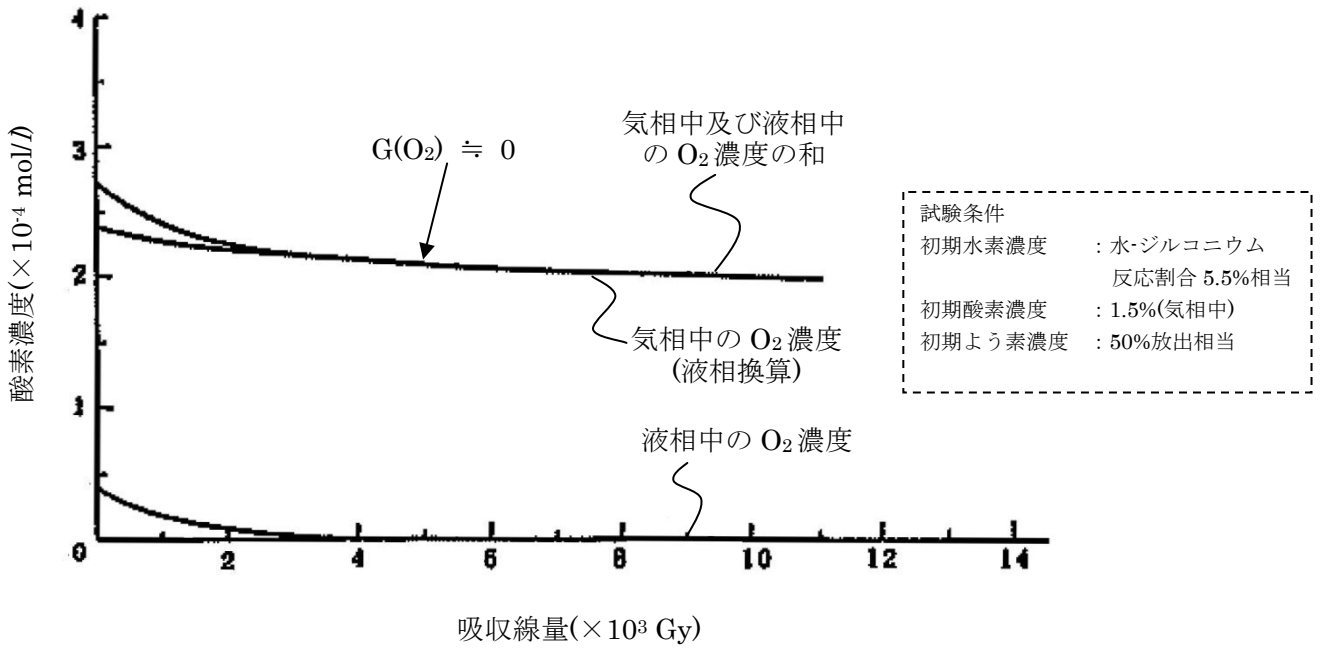


図5 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(沸騰状態)

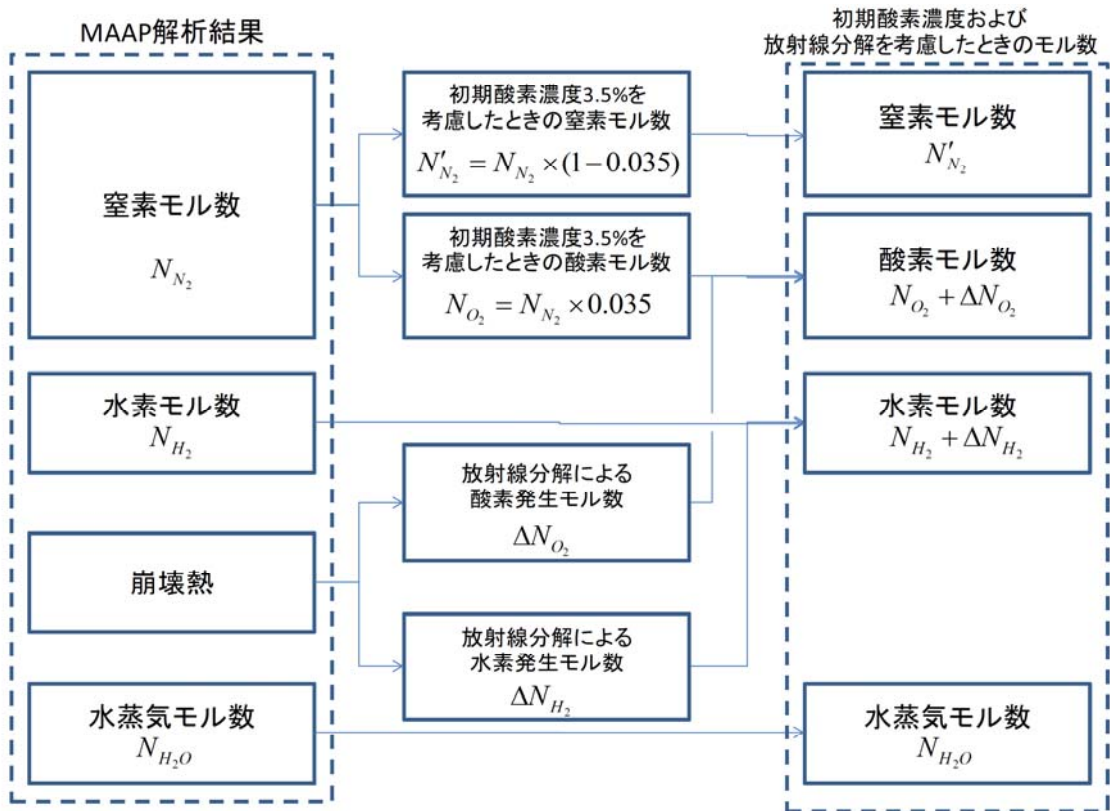


図6 水素・酸素濃度の評価フロー図

安定停止状態について

水素燃焼時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：本シナリオにおいては、事象発生から約 20 時間で代替原子炉補機冷却系を接続し、残留熱除去系低圧注水モードによる循環冷却を実施するとともに、7 日後までの事象進展を評価しており、事象発生から 7 日間、格納容器の機能を維持できることを確認している。

7 日後以降の中長期的対応について

事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度に注意するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減(可燃性ガス濃度制御系の運転等)を行い、格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器内の圧力・温度の低下操作や格納容器内の窒素置換を試みる。

7 日間における水源の対応について(水素燃焼)

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700 m³

淡水貯水池：約 18,000 m³

○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

事象発生の約 70 分後から原子炉冠水までは
定格流量で注水(約 300 m³/h)

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 90 m³/h)

② 代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉水位高(レベル 8)～原子炉水位低(レベル 3)までの間、
代替格納容器スプレイを実施(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 で復水貯蔵槽へ給水する。

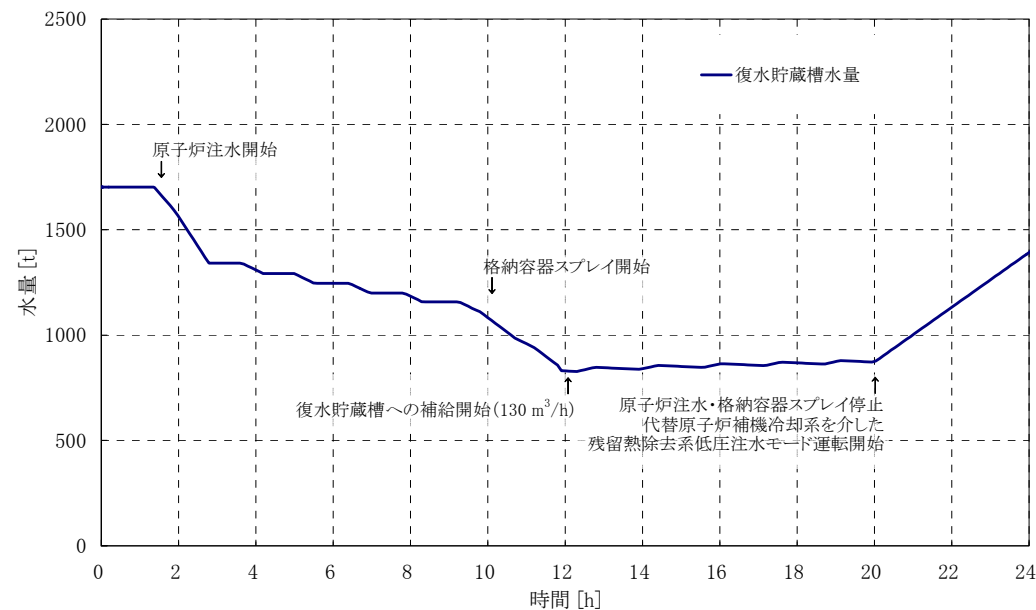
○時間評価(右上図)

12 時間前までは復水貯蔵槽水源を用いて炉注水を実施するため、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復水貯蔵槽水量は回復する。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽水源が枯渇することはない。代替原子炉補機冷却系を用いて
残留熱除去系による除熱を開始するため、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(水素燃焼)

プラント状況:6, 7 号機運転中。1~5 号機停止中。

事象:水素燃焼は 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
7 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		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。
	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7 日×3 台=859,320L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
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		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。
	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			
2 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	2 号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
	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			
3 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	3 号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
	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			
4 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	4 号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
	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			
5 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 631,344L	5 号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7 日間対応可能。
	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			
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間		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。
	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			

※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。

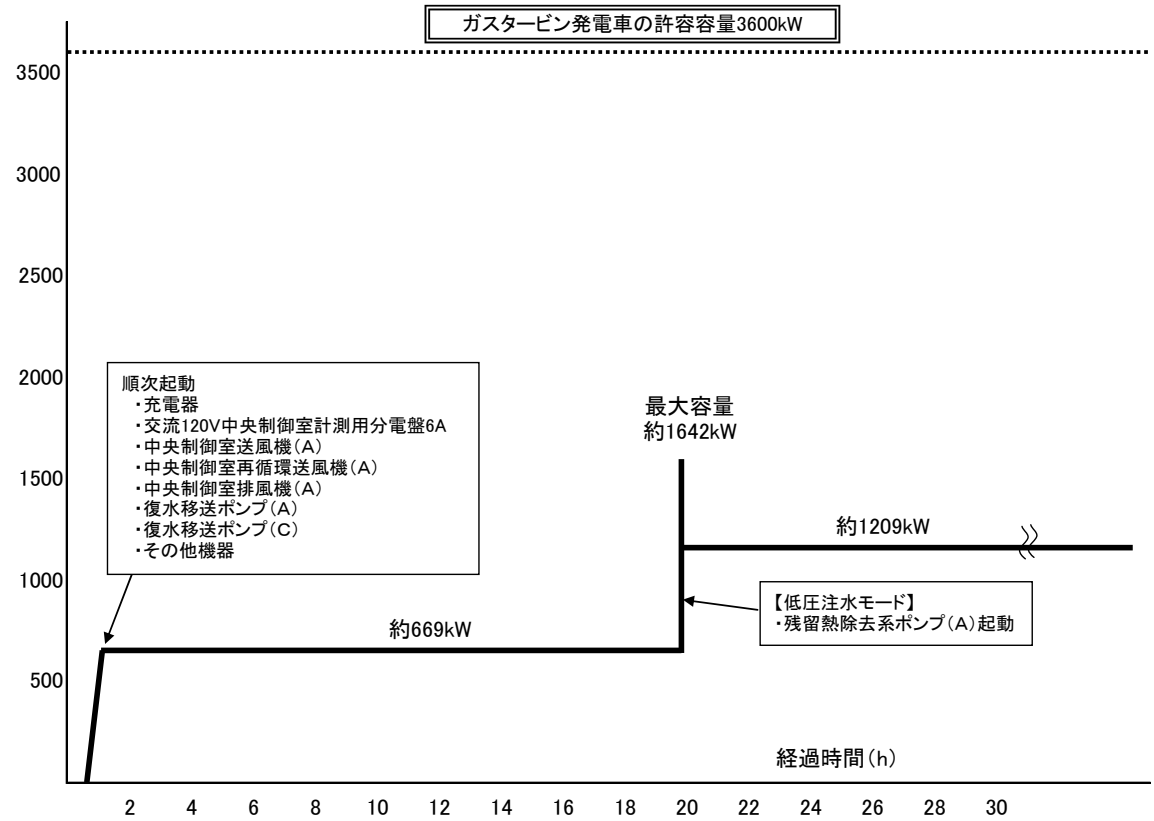
※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷(水素燃焼)

<6号機>

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤6A	約98kW
(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)	交流120V中央制御室計測用分電盤6A	約50kW
(5)	中央制御室送風機(A)	170kW
(6)	中央制御室再循環送風機(A)	11kW
(7)	中央制御室排風機(A)	3kW
(8)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(9)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(10)	残留熱除去系ポンプ(A)	540kW
(11)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約1209kW

負荷容量 (kW)



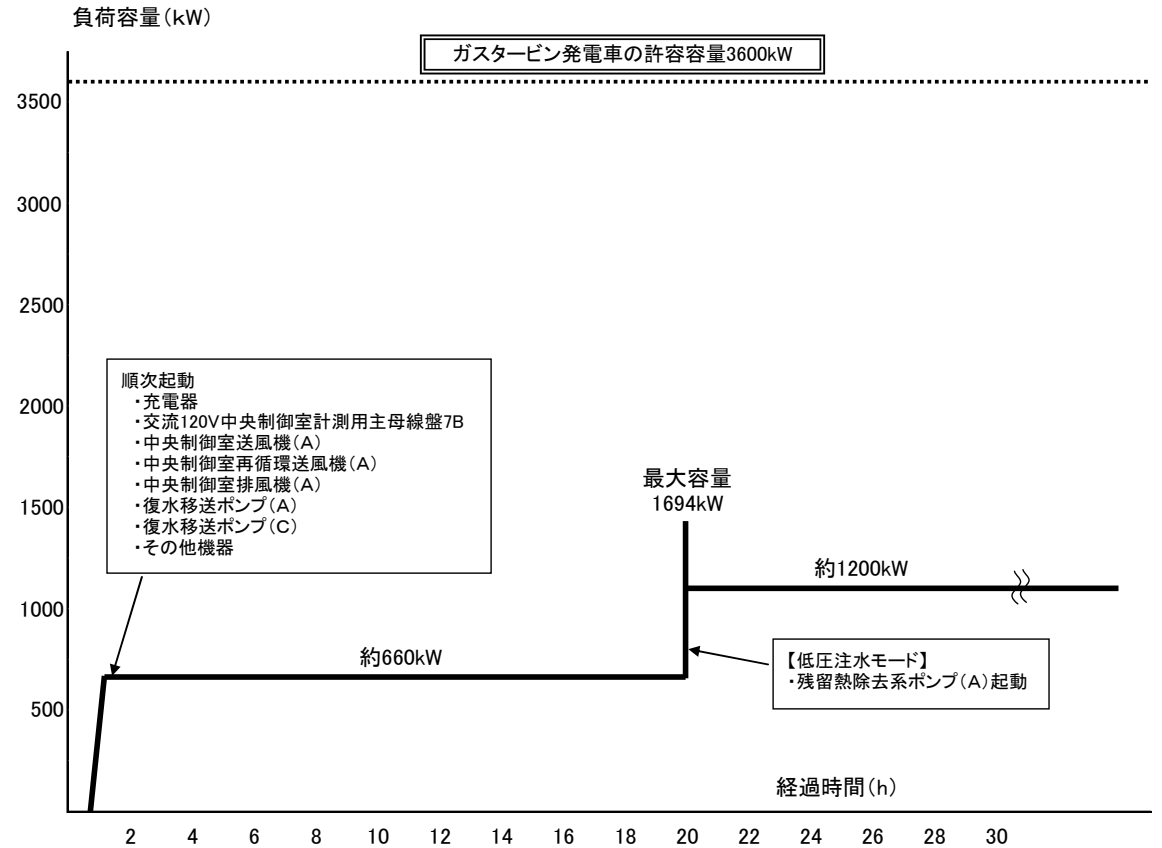
負荷積算イメージ

常設代替交流電源設備の負荷(水素燃焼)

<7号機>

添 3.4.5-2

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤7A	約98kW
(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)	交流120V中央制御室計測用主母線盤7B	約75kW
(5)	中央制御室送風機(A)	132kW
(6)	中央制御室再循環送風機(A)	15kW
(7)	中央制御室排風機(A)	3kW
(8)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(9)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(10)	残留熱除去系ポンプ(A)	540kW
(11)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約1200kW



負荷積算イメージ

3.5 格納容器直接接触(シェルアタック)

3.5.1 格納容器破損モードの特徴, 格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「格納容器直接接触」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」からは抽出されない。これは、柏崎刈羽原子力発電所6号炉及び7号炉(ABWR)がRCCV型の格納容器であり、溶融炉心がペDESTAL床面に広がった場合でも、溶融炉心がペDESTAL外側に流れ出て格納容器バウンダリに直接接触するおそれは無く、格納容器直接接触が構造的に発生しない格納容器破損モードと考えられるためである。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

3.5.1(1)の通り、格納容器破損モード「格納容器直接接触」は、柏崎刈羽原子力発電所6号炉及び7号炉では格納容器の構造的に発生するおそれは無いと考えられるため、本モードによって格納容器が破損する場合は想定しない。

なお、原子炉圧力容器から落下した溶融炉心による格納容器下部壁面及び格納容器下部床面のコンクリートの浸食については、「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」において格納容器破損防止対策の有効性を確認する。

本評価では、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈 第37条 2-3のうち、(h)の評価項目について、格納容器の構造が有効な対策となっていることを確認した。

3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用

3.6.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

本格納容器破損モードに至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU及びTBPがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、原子炉圧力容器内の溶融炉心が格納容器内へ流れ出し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、格納容器下部のコンクリートが浸食され、格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合を想定する。

したがって、本格納容器破損モードに対しては、原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が流れ出す時点で、溶融炉心の冷却に寄与する十分な格納容器下部の水量及び水位を確保し、かつ、溶融炉心の落下後は、格納容器下部注水系(常設)によって崩壊熱等を上回る注水を行うことによって、格納容器破損の防止を図る。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、格納容器下部のコンクリートの浸食による原子炉圧力容器の支持機能喪失を防止するため、格納容器下部注水系(常設)を用いた格納容器下部注水を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図3.6.1に、手順の概要を図3.6.2に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を表3.6.1に示す。

本格納容器破損モードにおける6/7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室において監視・指示を行う当直長1名(6/7号炉兼任)、当直副長の2名、運転員8名の合計11名である。必要な要員と作業項目について図3.6.3に示す。

a. 原子炉スクラム確認

過渡事象「全給水喪失」が発生するとともに、本評価では、主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定とした。

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. 炉心損傷確認

高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位が急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

c. 原子炉手動減圧

原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10 %高い位置に到達した時点で、注水系統が全く無い場合でも、手動操作により逃がし安全弁 2 弁を開き、原子炉を減圧する。

原子炉の手動減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

d. 格納容器下部への注水

原子炉への注水が無い場合、損傷炉心が炉心溶融物として下部プレナム内へ移行(リロケーション)する。

リロケーションを確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器下鏡部温度計である。

リロケーションを、原子炉圧力容器下鏡部温度 300 °C到達により確認した場合、原子炉圧力容器破損に備えて格納容器下部注水系(常設)により格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、格納容器下部への水張りが目的であるため、注水量を制御する。格納容器下部への総注水量が 180 m³ に到達した後、格納容器下部への水張りを停止する。

格納容器下部への水張りを確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量計である。

e. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉手動減圧後も、原子炉への注水系統が無い場合、リロケーションが発生し、原子炉圧力容器破損に至る。原子炉圧力容器破損を直接測定する計器はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する。

原子炉圧力容器破損の「徴候」として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化が生じる。

また、原子炉圧力容器破損の「判断」として、原子炉圧力の急激な低下、上部格納容器圧力の急激な増加、下部格納容器ガス温度の急激な上昇といったパラメータの変化が生じる。

これらにより原子炉圧力容器破損を判断した後は、原子炉圧力と上部格納容器圧力の差圧が「0.10MPa[gage]」以下であること及び、下部格納容器ガス温度が飽和温度以上であることで原子炉圧力容器破損を再確認する。

f. 溶融炉心への注水

原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系(常設)により格納容器下部への崩壊熱相当の注水を継続して行う。

格納容器下部への注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量計である。

3.6.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおりであり、事象の厳しさ(溶融炉心・コンクリート相互作用に寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)に基づいて選定している。選定にあたって考慮した点は以下の通り。

- ・溶融炉心・コンクリート相互作用の観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高圧の状態が維持される TQUX, TBD, TBU 及び長期 TB を選定対象から除外した。
- ・LOCA は破断口から流出した冷却材がペDESTALに流入する可能性があり、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象ではないと考えられるため、選定対象から除外した。
- ・過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。

以上より、TQUV を溶融炉心・コンクリート相互作用への対策を評価する上でのプラント損傷状態とした。

このプラント損傷状態から展開されるシーケンスとしては、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(下部 D/W 注水成功)＋デブリ冷却失敗
- ・過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(下部 D/W 注水成功)＋デブリ冷却失敗
- ・通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(下部 D/W 注水成功)＋デブリ冷却失敗
- ・通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(下部 D/W 注水成功)＋デブリ冷却失敗
- ・サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(下部 D/W 注水成功)＋デブリ冷却失敗
- ・サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(下部 D/W 注水成功)＋デブリ冷却失敗

上記事故シーケンスのうち、事象進展が早く、炉心溶融までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とするシーケンスを選定した。さらに、プラント損傷状態が TQUV であることから、逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁再閉失敗を含まないシーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(下部 D/W 注水成功)＋デブリ冷却失敗」を評価事故シーケンスとした。

本評価事故シーケンスでは、炉心崩壊熱の変化、格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部への注水量、溶融炉心のペDESTALへの拡がり、溶融炉心と冷却水の熱伝達、溶融炉心とコンクリートの熱伝達、格納容器下部壁面及び床面の浸食量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シビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器下部壁面及び床面の浸食量等の推移を求める。

(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3.6.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

(添付資料3.6.1)

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、過渡事象「全給水喪失」が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

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。更に原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は実施しないものとする。

(c) 崩壊熱

落下する熔融炉心の量は、保守的に全炉心に相当する量とする。格納容器下部に落下する時の熔融炉心の崩壊熱は、保守的に原子炉圧力容器破損時刻よりも早い原子炉停止6時間後の崩壊熱とする。

(d) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

ただし、本評価事故シーケンスでは、全ての原子炉注水機能に期待しないため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えない。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

事象の発生と同時に原子炉スクラム信号「主蒸気隔離弁閉」が発生し、原子炉は自動停止するものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁2弁を使用するものとし、容量として、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。

(c) 格納容器下部注水系(常設)による水張り

原子炉圧力容器破損前に、格納容器下部注水系(常設)により、格納容器下部に水位2mの水張りを実施するものとする。

(d) 格納容器下部への注水量

原子炉圧力容器が破損して熔融炉心が格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系(常設)により格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件は、「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した。

(a) 原子炉急速減圧操作

原子炉急速減圧操作は、全ての注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から10%高い位置に到達した時点で開始する。この操作時間は5分間を考慮する。

(b) 格納容器下部への注水操作

格納容器下部への注水は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、注水準備として、現場操作で20分間、中央制御室操作で5分間を考慮する。

(3) 有効性評価の結果

原子炉圧力、原子炉水位、格納容器圧力、格納容器温度、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバ気体組成、サブプレッション・チェンバの水位、格納容器下部ドライウエルの水位、溶融炉心・コンクリート相互作用による格納容器床面及び壁面の浸食量の推移を図3.6.4から図3.6.12に示す。

a. 事象進展

事象発生後、高圧注水・減圧機能喪失及び低圧代替注水系(常設)にも期待しないことから、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約1.0時間後に炉心損傷に至る。原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から10%高い位置に到達した時点(事象発生から約1.4時間後)で、手動操作により逃がし安全弁2弁を開き、原子炉を減圧する。原子炉減圧後の低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約6.9時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

原子炉圧力容器破損前の格納容器下部注水系(常設)による水張りによって、格納容器下部は2mの水位を確保し、格納容器下部に落下する溶融炉心を冷却する。また、溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系(常設)により格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を継続的に行い、溶融炉心を冷却する。

その後は、落下した溶融炉心の冷却のために格納容器下部への注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努め、復旧後は原子炉への注水及び格納容器の冷却を実施する。

b. 評価項目等

格納容器下部への溶融炉心落下前の水張りとは溶融炉心落下後の格納容器下部への注水の継続により、格納容器下部のコンクリートの浸食量は壁面、床面ともに約0.1m以下に抑えられる。

格納容器下部壁面の浸食については、約 1.67 m の厚さの内側鋼板及びコンクリート部を貫通して、外側鋼板まで到達しない限り、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。上記のとおり、コンクリートの浸食は約 0.1 m 以下に抑えられるため、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

床面の浸食については、格納容器下部の床面のコンクリート厚さが約 7.1 m であることから、浸食量は十分に小さく、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

本評価では、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈 第 37 条 2-3 のうち、(i) の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

3.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.6.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.6.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 11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

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価した。その結果を以下に示す。

a. 水源

溶融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部への注水量は180 m³である。その後、崩壊熱相当の注水をするが、毎時数十m³程度である。この水源である復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約19,700 m³保有していることから、水源が枯渇することはない。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応が可能である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、外部電源喪失を仮定し、非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定する。事象発生後7日間、非常用ディーゼル発電機が全出力で運転する場合、約750,960 Lの軽油が必要となる。

軽油タンクで軽油約 1,020,000 L(発電所内で軽油約 5,344,000 L)の軽油が使用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を7日間継続可能である。

(添付資料 3.6.2)

c. 電源

外部電源の喪失は想定していないが、外部電源喪失を仮定し、非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定する。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の負荷に含まれることから、重大事故等対策設備への電源供給が可能である。

3.6.5 結論

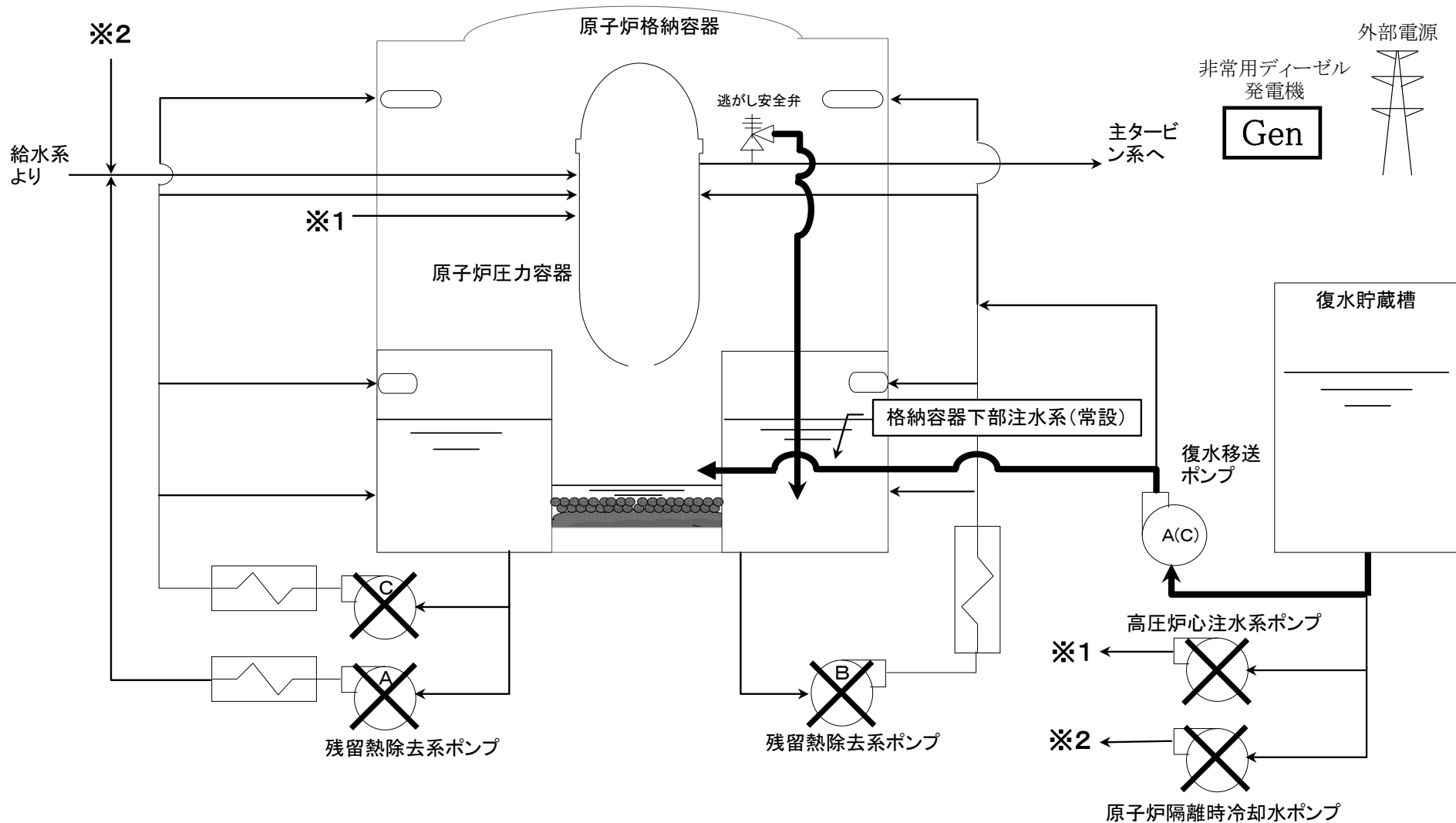
格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、原子炉圧力容器内の溶融炉心が格納容器内へ流れ出し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、格納容器下部のコンクリートが浸食され、格納容器の構造部材の支持機能を喪失する場合を想定した。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、事象の厳しき(溶融炉心・コンクリート相互作用に寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)に基づいてプラント損傷状態を選定した上で、事象進展が早く、炉心溶融までの時間の観点で厳しい、過渡事象を起因とするシーケンスを選定した。さらに、プラント損傷状態がTQUVであることから、逃がし安全弁再開の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁再開失敗を含まないシーケンス「過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部D/W注水成功)+デブリ冷却失敗」を評価事故シーケンスとして有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器下部注水系(常設)を用いた格納容器下部注水を実施することにより、溶融炉心の冷却が可能である。その結果、コンクリートの浸食量は壁面、床面ともに約0.1 m以下に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員にて確保可能である。

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であること確認した。これを以って格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。



使用系統概要図
(急速減圧 & 下部格納容器注水系)

図 3.6.1 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」時の使用系統概要

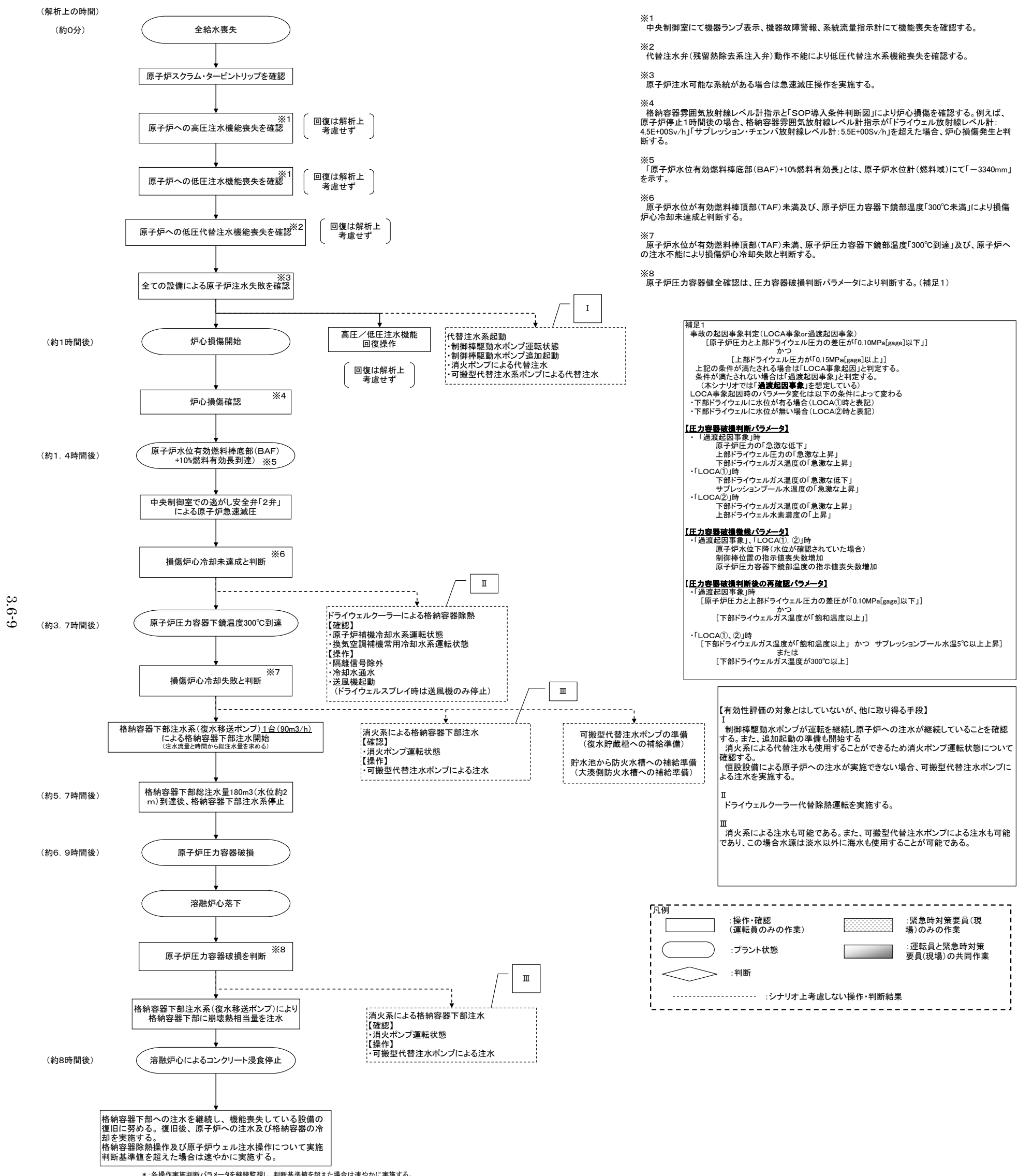


図 3.6.2 溶融炉心・コンクリート相互作用時の対応手順の概要

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）												備考	
	運転員（中操）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	・全給水喪失確認														
							・原子炉スクラム・タービントリップ確認	10分													
							・全ての原子炉注水機能喪失確認														
格納容器下部注水系 準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器下部への注水準備	5分													
	-	-	2人 C,D	2人 c,d	-	-	・現場移動 ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	20分													
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2弁 手動開放操作	5分													
格納容器下部注水系操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉圧力容器破損前の初期注水	総注水量180m ³ 到達後停止													
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉圧力容器破損後の格納容器下部注水	格納容器下部に崩壊熱相当量を継続注水													
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																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 3.6.3 格納容器破損モード「熔融炉心・コンクリート相互作用」時の作業と所要時間

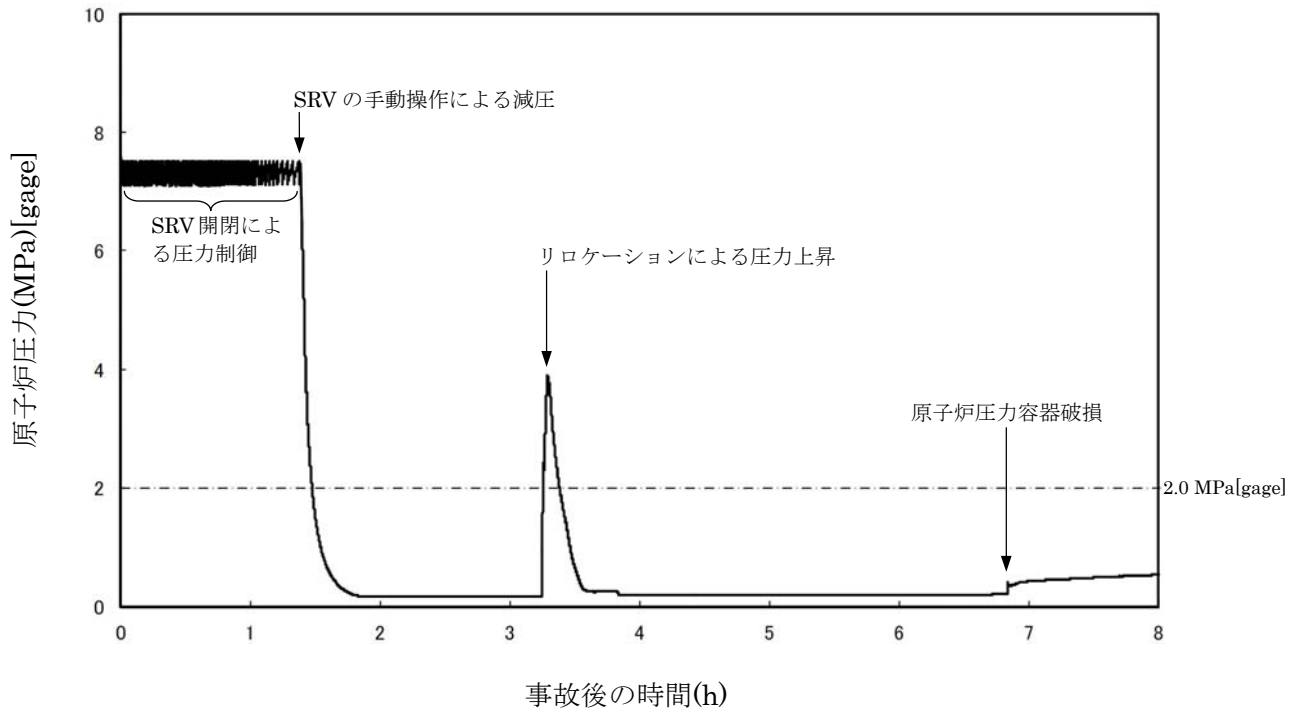


図 3.6.4 原子炉圧力の推移

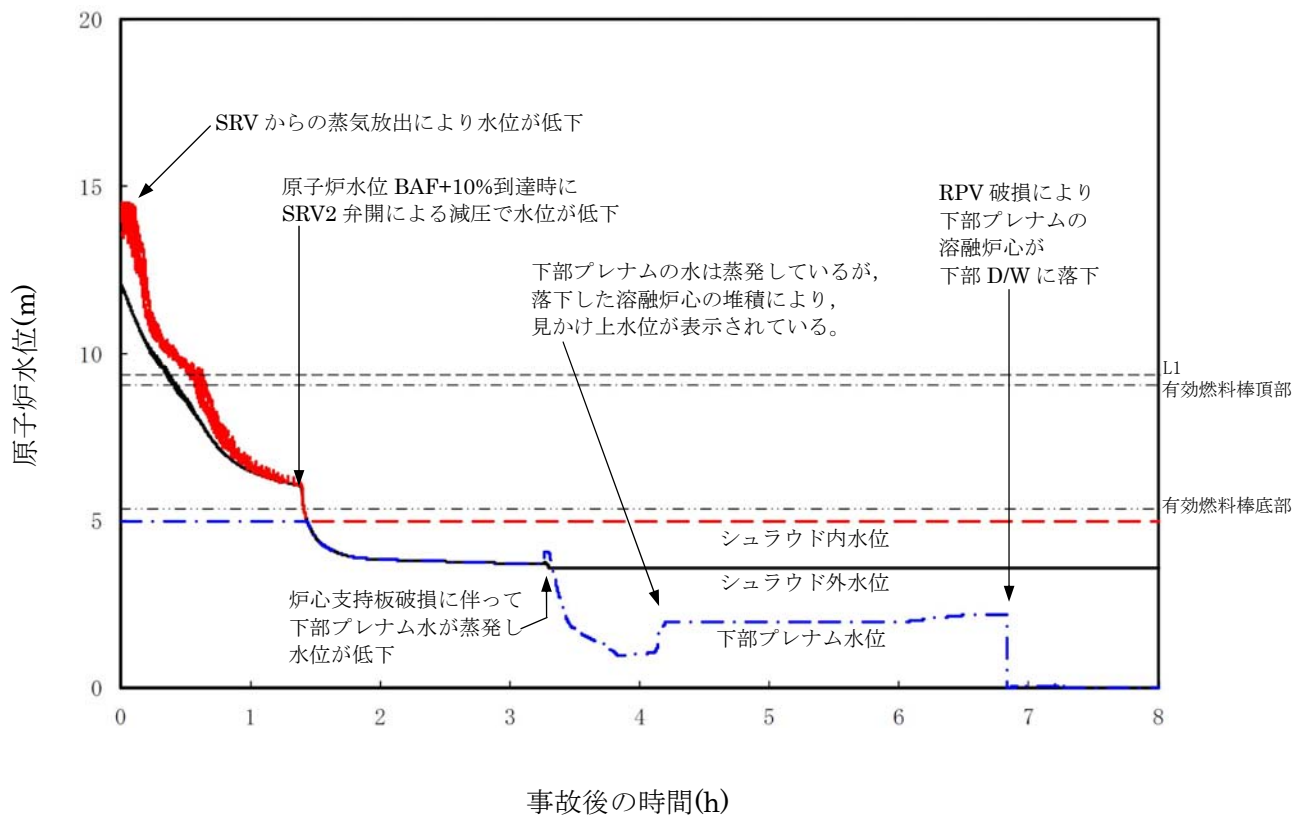


図 3.6.5 原子炉水位の推移

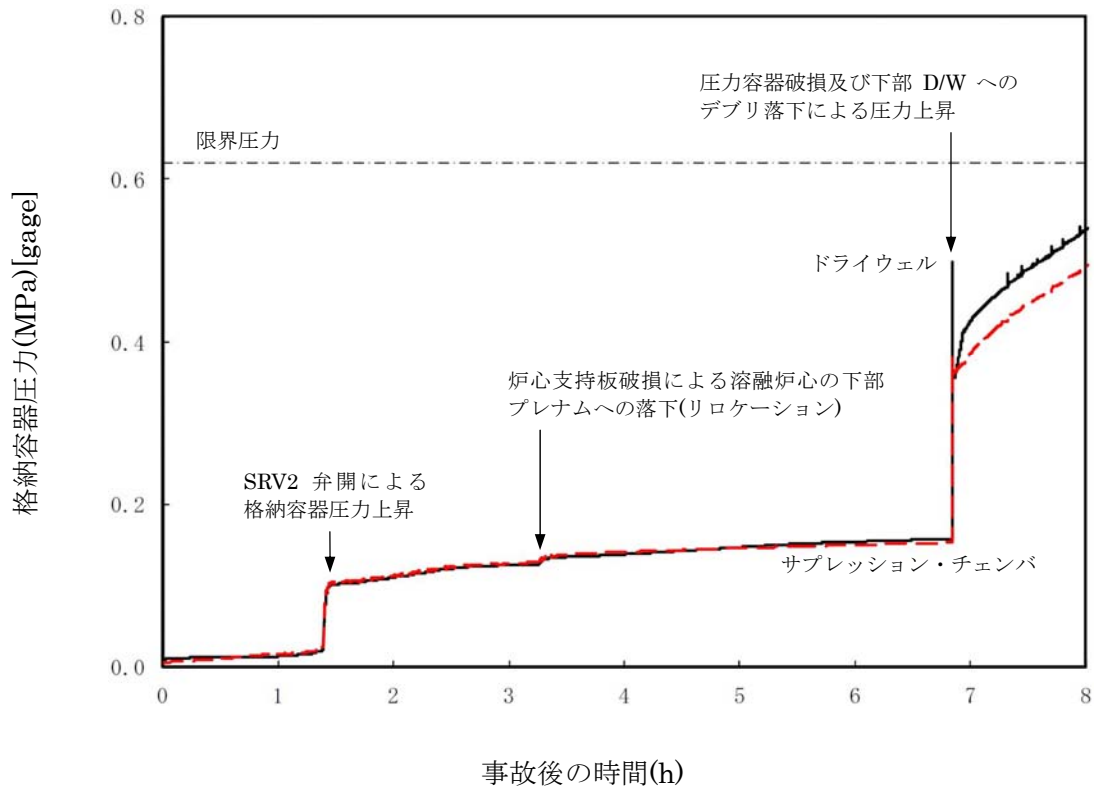


図 3.6.6 格納容器圧力の推移

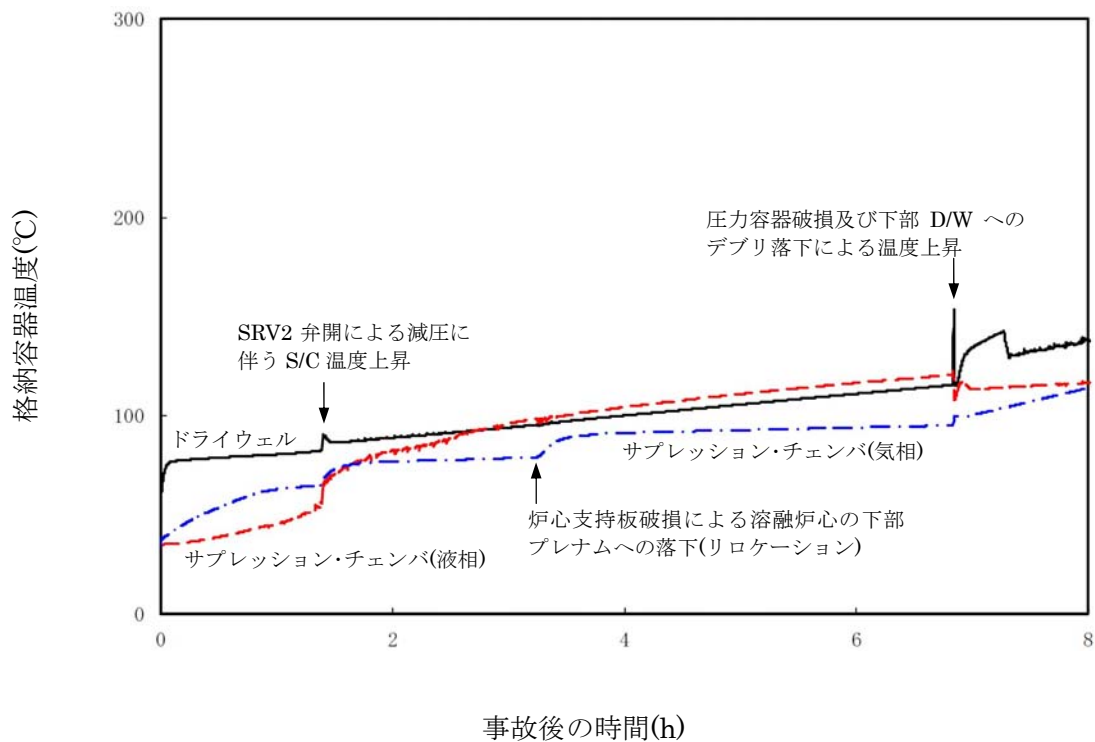


図 3.6.7 格納容器温度の推移

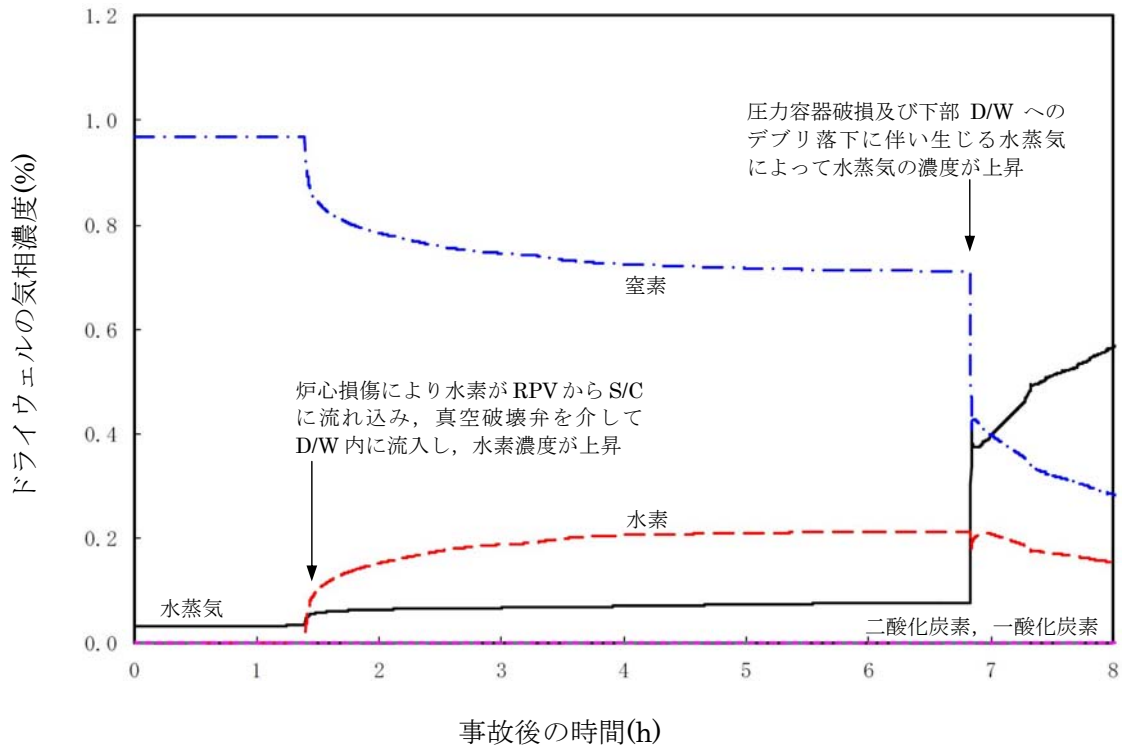


図 3.6.8 ドライウェルの気体濃度の推移(ウェット条件)

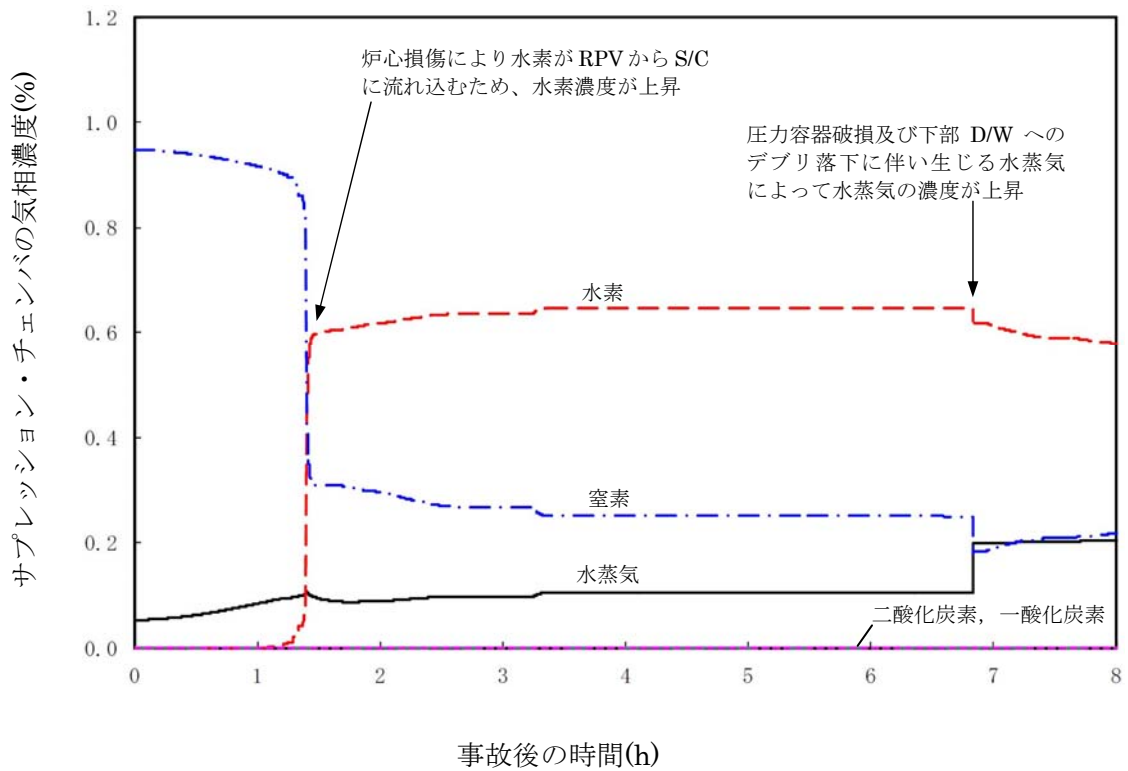


図 3.6.9 サプレッション・チェンバの気体濃度の推移(ウェット条件)

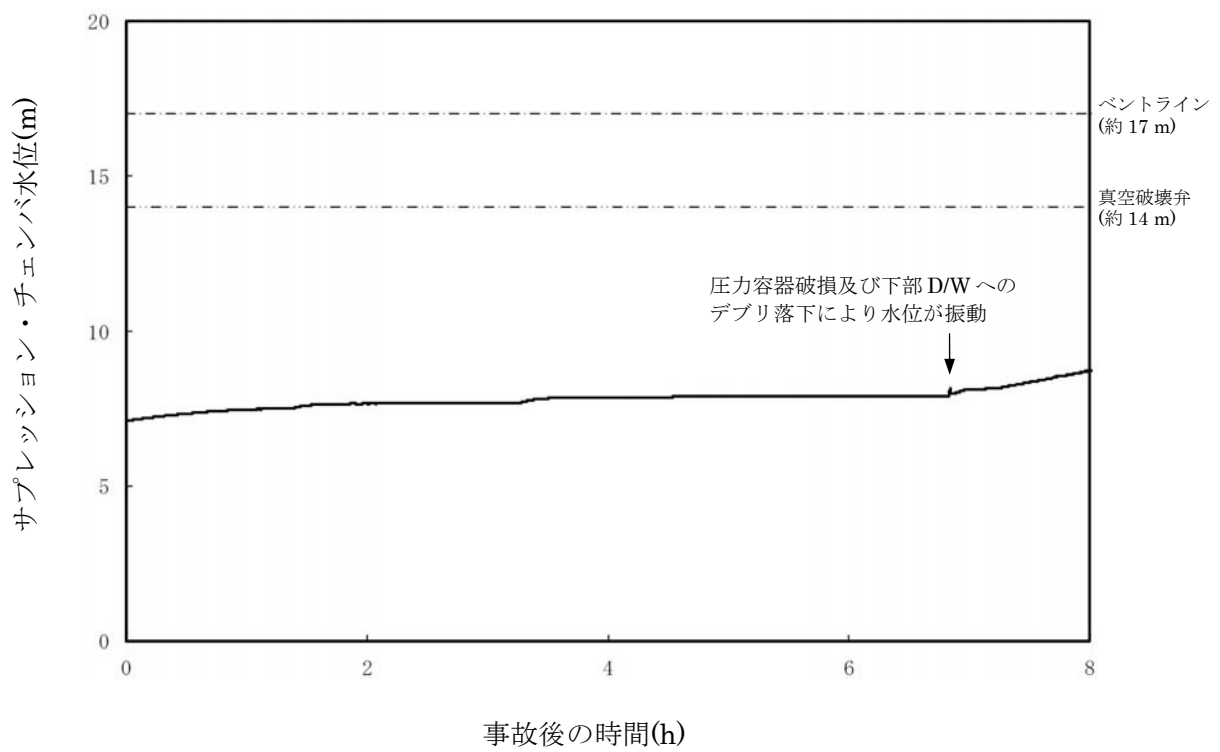


図 3.6.10 サプレッション・チェンバ水位の推移

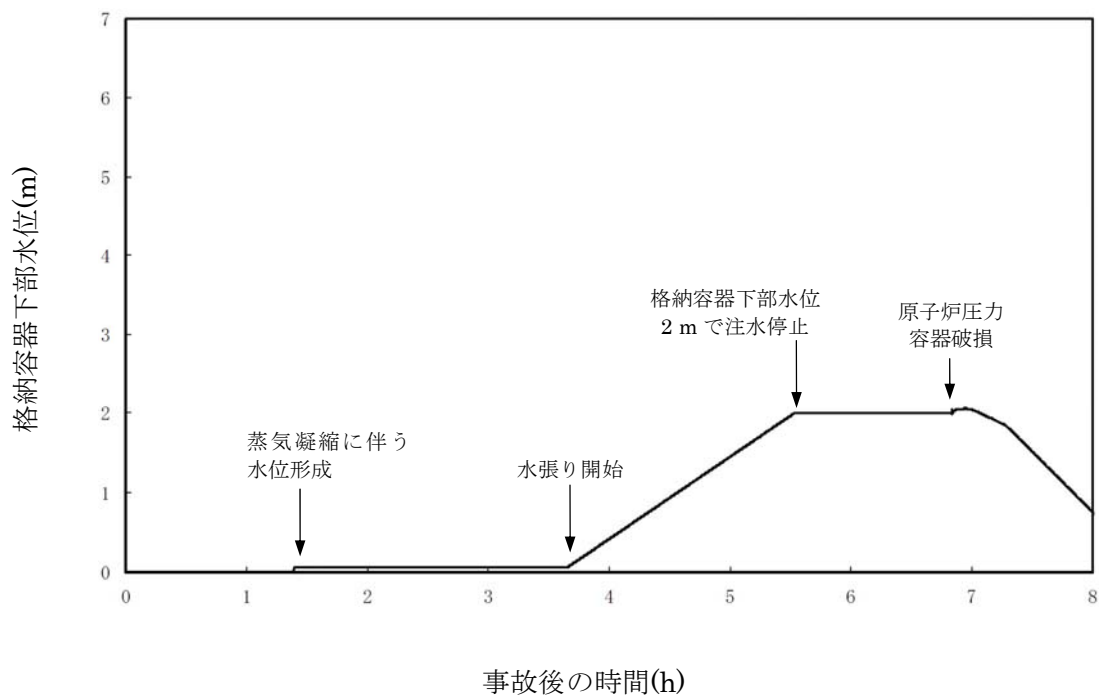


図 3.6.11 格納容器下部水位の推移

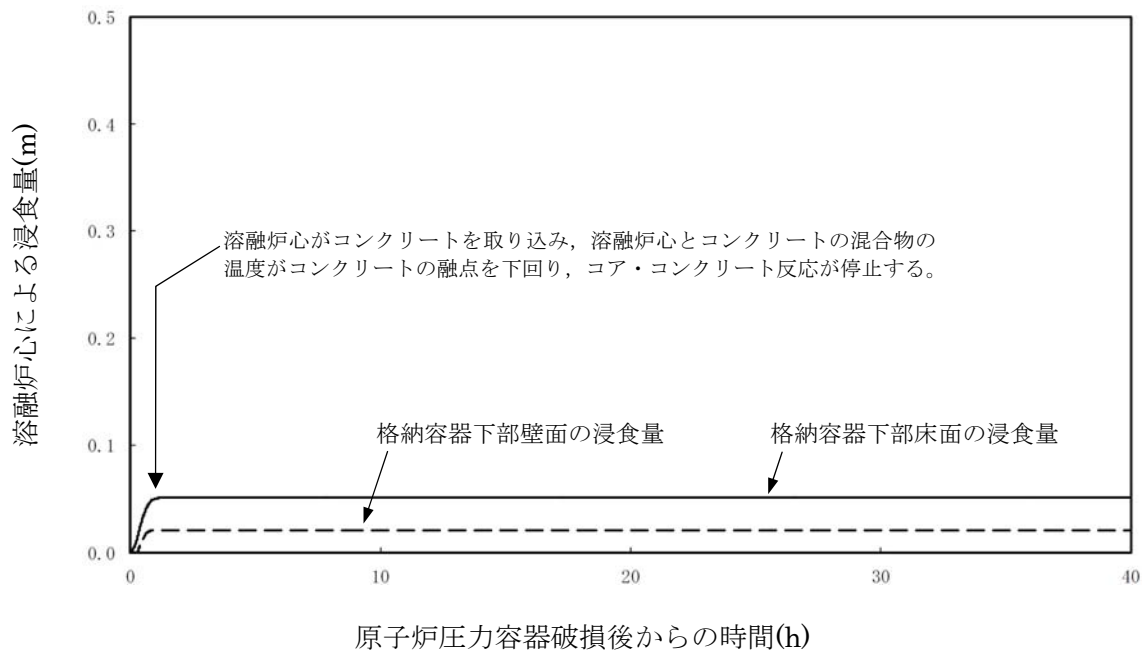


図 3.6.12 格納容器下部壁面及び床面の浸食量の推移

表 3.6.1 溶融炉心・コンクリート相互作用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重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	全給水喪失により原子炉水位が急激に低下し、原子炉水位低(レベル3)にて原子炉スクラムすることを確認する。(但し、本評価では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定としている。)	—	—	平均出力領域モニタ
炉心損傷確認	原子炉注水機能喪失により原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計
原子炉手動減圧	原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10 %高い位置に到達した時点で、注水系統が全く無い場合でも、手動操作により逃がし安全弁 2 弁を開き、原子炉を減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位計 原子炉圧力計
格納容器下部への注水	原子炉への注水が無いためリロケーションに至る。リロケーションを原子炉圧力容器下鏡部温度計 300 °C 到達により確認し、格納容器下部への注水を開始する。格納容器下部への水張りが目的のため、注水総流量が 180 m ³ に到達した後、格納容器下部への注水を停止する。	復水移送ポンプ	—	原子炉圧力容器温度計 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)
原子炉圧力容器破損確認	原子炉手動減圧後も、原子炉への注水系統は確保できないため、原子炉圧力容器破損に至ることを確認する。	—	—	原子炉水位計 原子炉圧力容器温度計 原子炉圧力計 格納容器内圧力計 格納容器温度計
溶融炉心への注水	原子炉圧力容器破損により溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を継続して行う。	復水移送ポンプ	—	復水補給水系流量計(原子炉格納容器)

表 3.6.2 主要解析条件(溶融炉心・コンクリート相互作用)(1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926 MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位	通常運転時原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200 t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料(A 型)	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979(燃焼度 33 GWd/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)	7,350 m ³	内部機器, 構造物体積を除く全体積
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部 : 5,960 m ³ 液相部 : 3,580 m 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	3.43 kPa(ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	—
	サブプレッションプール水位	7.05 m(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	5 kPa	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

表 3.6.2 主要解析条件(熔融炉心・コンクリート相互作用) (2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	熔融炉心からプール水への熱流束	800 kW/m ² 相当	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定
事故条件	起因事象	全給水喪失	全給水の喪失事象が発生するものとして設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	高圧注水機能, 低圧注水機能 低圧代替注水系(常設)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及び低圧代替注水系(常設)の機能喪失を設定
	崩壊熱	落下する熔融炉心の量: 全炉心に相当する量 熔融炉心の崩壊熱: 原子炉停止 6 時間後の崩壊熱	保守的に全炉心に相当する量として設定 原子炉圧力容器破損時刻よりも早い時間として設定
	外部電源	外部電源あり	全ての原子炉注水機能に期待しないため, 外部電源の有無は事象進展に影響を与えない。

表 3.6.2 主要解析条件(熔融炉心・コンクリート相互作用) (3/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁の閉止	給水流量全喪失発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定とした。
	主蒸気逃がし弁	2 弁 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	主蒸気逃がし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操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が燃料棒の有効長の底部から 10 %高い位置に到達した時点で開始	運転操作手順書を踏まえて設定
	熔融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による水張り	原子炉圧力容器下鏡部温度が 300 °Cに到達した時点で開始。90 m ³ /h で 2 時間注水し、格納容器下部に水位 2 m の水張りを行う。	運転操作手順書を踏まえて設定
	熔融炉心落下後の格納容器下部への注水量	崩壊熱相当の注水	運転操作手順書を踏まえて設定

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

1. まえがき

溶融炉心-コンクリート相互作用(MCCI: Molten Core Concrete Interaction、以下、「MCCI」)が継続すると、格納容器構造の侵食や非凝縮性ガス(水素等)の発生による格納容器過圧により格納容器破損に至る可能性があるため、重要な格納容器破損モードと考えられており、種々の試験や解析モデルが開発されている。

MCCI の緩和対策としては、溶融炉心落下後の注水以外には、溶融炉心落下前にペDESTALに事前に水を張っておく対応が効果的とされている。これは、事前水張りにより、溶融炉心が落下の際に水中で粒子化されて一部がクエンチするとともに、粒子状デブリベッドとして堆積するため、デブリの冷却性が向上するためである(図1 参照)。

本資料では、MCCI の評価の中で重要と考えられる溶融炉心からの除熱の考え方を整理し、本評価でデブリ上面からプール水への熱流束を 800 kW/m^2 としていることの妥当性について確認した。

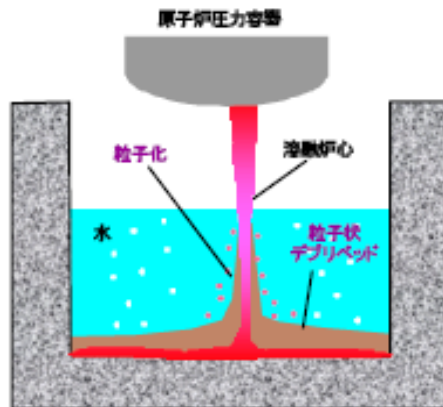


図1 ペDESTAL初期水張りによるデブリ粒子化の概念図

2. 現象の概要

MCCI は、溶融炉心が原子炉圧力容器下部を溶融貫通して格納容器床面に落下し、床面のコンクリートと接触した場合に発生し、高温の溶融炉心によりコンクリートが熱せられて熱分解することで溶融侵食される現象である。侵食が継続した場合、格納容器バウンダリの破損や格納容器内支持機能の喪失に至る可能性がある。また、コンクリートの熱分解により発生する水蒸気および二酸化炭素は、溶融炉心内を通過する間に未酸化金属成分と反応して水素や一酸化炭素等の非凝縮性の可燃性ガスを発生させる。

MCCI を停止するためには、落下した溶融物(コリウム)を冷却し、コンクリート温度を侵食温度(約 1500 K)以下にすることが有効である。柏崎刈羽原子力発電所 6号炉及び7号炉では、炉心損傷後に圧力容器下部ヘッドの温度上昇を検知した後にペDESTALに水張りをを行い、圧力容器下部が破損して溶融炉心が落下した際の溶融炉心の冷却を促進することでMCCIを緩和する対策を採っている。ペDESTAL部に落下した溶融炉心は、水中を落下する際に、一部は水中でエントレイン(細粒化)され、残りはペDESTAL床面に堆積して溶融プールを形成する。エントレインされたデブリの粒子は、水と膜沸騰熱伝達しながら水中を浮遊するが、やがてクエンチして溶融プール上に堆積し、粒子状ベッドを形成する。ペDESTAL

ル床に堆積した溶融炉心は、崩壊熱や化学反応熱により発熱しているが、溶融炉心上のプール水やコンクリートへの伝熱により徐々に冷却され、溶融炉心温度が低下するにつれて徐々に固化する。溶融炉心の冷却の過程では、中心に溶融プール(液相)、外周部にクラスト(固相)が形成される。上部クラストの上のプール水との伝熱は粒子状ベッドを介して行われ、その冷却効率は、粒子状ベッドの冷却性に依存すると考えられている。ペDESTALの溶融炉心と接触しているコンクリートは、溶融炉心からの熱で加熱され、その温度が融点を上回ると融解し侵食される。この際には溶融炉心とコンクリートの反応によってガス(水蒸気及び二酸化炭素)が発生し、このガスが溶融炉心に混入して未酸化の Zr により還元されることで、水素や一酸化炭素が発生する。

3. 知見の整理

本章では、MCCI に関する試験で得られた知見を整理する。整理の結果を表 1 に示す。表 1 に示す試験により得られた知見は以下の通り。

<溶融炉心落下前に水張りをしている場合>

- ・ 粒子化割合は、ほとんどの試験でプール水深に依存している。高压の飽和水を用いた試験において水深 1 m 程度とした場合の落下コリウムは約 50%が粒子化した。また、コリウムに少量の金属 Zr(4.1wt%)を含めた場合の試験及び低圧のサブクール水を用いた試験において水深 0.4~2 m とした場合の落下コリウムは 100%近くが粒子化した。(COTELS 試験(FCI)、FARO 試験、DEFOR 試験)
- ・ 粒子径は比較的大きく、3.2~4.8 mm の範囲であり、試験パラメータ(初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度)に依存していない。(FARO 試験)
- ・ 平均ポロシティは 0.55~0.7 程度の値が得られた。(DEFOR 試験)

<溶融炉心落下前には水張りを行わず、溶融炉心落下後に注水を行う場合>

- ・ 多くの場合、溶融物の上面に強固な安定クラストが形成されることで溶融物の冷却効果が阻害され、注水後もコンクリートの侵食が継続した。(SWISS 試験、MACE 試験、WETCOR 試験)
- ・ 一方、COTELS 試験(MCCI)では、他の試験と異なり、コンクリートの侵食が停止した。その理由として壁側の浸食部や塊状デブリに形成された流路に浸水し、デブリが冷却された可能性が考えられている。また、OECD/MCCI 試験では MCCI で発生するガスの噴出が安定クラストの形成を阻害し、熱伝達を促進すること、過渡的にクラストは破碎し、クラスト内部への水の侵入が起こることが分かった。
- ・ コリウムの上の水プールへの熱流速は、SWISS 試験では 800 kW/m²程度、WETCOR 試験では溶融時には 520 kW/m²程度、凝固時には 200 kW/m²程度、COTELS 試験では 100~650 kW/m²程度である。これらの熱流束は限界熱流束よりも低い。この理由としては MCCI が進行することで壁等に固定化されたクラスト(安定クラスト)と溶融プールの間に空洞が発生し、クラストと溶融プールが分離された状態となって伝熱を阻害する可能性が考えられる。なお、MACE 試験では、注水初期に限り 1000 kW/m²を超える高い熱流束も観測されている。

<溶融炉心落下前には水張りを行わず、溶融炉心落下後も注水を行わない場合>

- ・ 溶融炉心の熱によりコンクリートの侵食が著しく進む。(ACE 試験、SURC 試験)

表1 国内外のMCCI試験に関するまとめ

試験名	実施者	目的	試験方法	試験条件	デブリの組成	デブリの過熱	コンクリート	結果
FARO試験	イタリアJRC-ISPR	圧力容器内を対象に溶融物が水プールに落下した場合の水蒸気爆発の発生を調べることを目的 ただし、低圧条件でも実施	高圧条件と低圧条件UO ₂ 混合物を溶融させ、水プールに落下させ、粒子化について確認する。	初期に水張り有り(注水有り)	UO ₂ 混合物(ZrO ₂ 含む)	—	—	・粒子化割合は、ほとんどの試験でプール水深に依存し、高圧飽和水試験の水深1m程度で落下コリウムの約50%が粒子化した。コリウムに少量の金属Zr(4.1wt%)の場合と低圧のサブクール水の試験では100%近くが粒子化した。 ・粒子の質量中央径は比較的大きく、3.2~4.8mmの範囲であり、試験パラメータ(初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度)にあまり依存しない。
DEFOR試験	スウェーデン KTH	溶融物の粒子化に関わり、水サブクール、水深、メルト成分、過熱度等の影響を調べる目的	試験装置は誘導加熱炉、メルト容器、冷却タンクより成り、冷却タンクはガラス張りして粒子化の観察が可能となっている。 溶融物をメルト容器下部のノズルから重力落下により水中に落下させ、状態を観察する。	初期に水張り有り(注水有り)	CaO-B ₂ O ₃ やWO ₃ -CaOの酸化物	誘導加熱	—	平均ボロシテリは0.55~0.7程度の値が得られた。
COTELS試験	日本(財)原子力発電技術機構(NUPEC)	プール水中に実機組成のUO ₂ コリウムを落下させるFCIの調査	試験装置は、UO ₂ 混合物を溶融させる電気炉とその下に溶融物と水との相互作用を調べるメルトレシーバより構成されている。 溶融コリウム/水/コンクリート間の相互作用を調べることが可能。	初期に水張り有り(注水有り)	UO ₂ コリウム(TMI事故相当から金属量を増やしたもの)	直接通電による加熱	玄武岩系	粒子化量に関しては、水深0.4~0.9mにおいても、ほとんど(90%以上)が粒子化している。
		コンクリート上落下したUO ₂ コリウムに注水するMCCIの調査	円筒中でコンクリートと加熱したUO ₂ コリウムを反応させ、その後、注水・スプレイをすることでコンクリートの浸食状態や溶融物の変化を確認する。	初期はドライ(注水有り)	UO ₂ コリウム(TMI事故相当から金属量を増やしたもの)	誘導加熱	玄武岩系	浸食深さは2cm程度であり、浸食は停止した。その要因として塊状デブリに形成された流路への浸食が考えられている。 溶融物から水プールへの熱流束は100~650kW/m ² 程度であったが、これらの熱流束は限界熱流束よりも低く、水がさらに高い除熱能力を有する可能性があることが示唆されている。
WETCOR試験	米国サンディア研究所(SNL)	MCCI挙動に及ぼす水プールの影響を調べる	円筒中でコンクリートと加熱した溶融物(AI ₂ O ₃ , CaO, SiO ₂ の混合物)を反応させ、その後、注水することでコンクリートの浸食状態や溶融物の変化を確認する。	初期はドライ(注水有り)	模擬デブリ(AI ₂ O ₃ , CaO, SiO ₂ の混合物)	直接通電による加熱	石灰岩系	SWISS試験と同様に、溶融物の上面に強固なクラストが形成され溶融物の内部に水が浸入しにくくなっていったことにより、コンクリートの侵食は継続した。 溶融物から水プールへの熱流束は、溶融時には520kW/m ² 程度、凝固時には200kW/m ² 程度であったと報告されている。
MACE試験	米国電力研究所(EPRI)	MCCI挙動に及ぼす水プールの影響を調べる	円筒中でコンクリートと加熱した溶融物を反応させ、その後、注水することでコンクリートの浸食状態や溶融物の変化を確認する。	初期はドライ(注水有り)	模擬デブリ(実機相当のUO ₂ 及びZrO ₂)	直接通電による加熱	石灰岩系、ケイ酸系	安定クラストが形成されデブリの冷却が阻害される結果となった。 デブリの長期的な冷却に関与し得るメカニズムとして、クラストに生じる亀裂等への浸水及びコンクリート分解ガスによるクラスト開口部からのデブリの噴出が確認されている。
OECD/MCCI試験	米国アルゴンヌ国立研究所(ANL)	個々のデブリ冷却メカニズムを定量的に解明すること	デブリ模擬溶融物を生成しその上に注水する。	初期はドライ(注水有り)	デブリ模擬溶融物(UO ₂ , ZrO ₂ ,コンクリート成分)	直接通電加熱	ケイ酸系	以下の知見が得られている。 ・ガス噴出は、安定なクラストの形成を阻害し、熱伝達を促進する。 ・クラストの亀裂により冷却水が侵入し得る。 ・溶融物の噴出により、多孔質の粒子状ベッドが形成される。 ・過渡的にクラストは破砕し、水の内部への侵入が起こる。
SWISS試験	米国サンディア研究所(SNL)	MCCI挙動に及ぼす水プールの影響を調べる	円筒中でコンクリートと加熱した溶融物(SUS)を反応させ、その後、注水することでコンクリートの浸食状態や溶融物の変化を確認する。	初期はドライ(注水有り)	模擬デブリ(SUS)	誘導加熱	石灰岩系	クラストの形成、実機の想定よりも大きな発熱量、SUSによる金属-水反応による発熱の影響もあり、注水後もコンクリートの浸食が続いた。 また、コリウムより上方水プールへの熱流束は限界熱流束の計算値よりも小さな800kW/m ² 程度であった。
ACE試験	米国アルゴンヌ国立研究所(ANL)	MCCIにおける熱水力学的及び化学的プロセスを検証し関連コードのデータベースを拡充すること	円筒中でコンクリートと加熱した模擬デブリを反応させ、コンクリートの浸食状態を確認する。	ドライ(注水無し)	模擬デブリ(制御棒材質と一部酸化したコリウム)	直接通電による加熱	種類(石灰岩、珪素系)を変えて試験を実施	溶融炉心の熱によりコンクリートの浸食が著しく進む
SURC試験	米国サンディア研究所(SNL)	MCCI時の伝熱、化学反応、ガスおよびエアロゾルの放出等を調べ、CORCON等の解析コードを検証・改良すること	円筒中でコンクリートと加熱した模擬デブリを反応させ、コンクリートの浸食状態を確認する。	ドライ(注水無し)	模擬デブリ(UO ₂ , SUS, Zr)や模擬FP	誘導加熱	石灰岩系、玄武岩系	溶融炉心の熱によりコンクリートの浸食が著しく進む

4. 熔融プールからプール水への熱流束

熔融炉心等で発生した熱は壁・床面のコンクリート及びプール水に伝達される。コンクリートの温度上昇が進み、浸食温度に至ると MCCI が発生する。すなわち、デブリ上面からプール水への伝熱速度が MCCI 進展の有無を決める主要なパラメータとなる。

MAAP では伝熱が図 2 の様にモデル化されており、デブリ上面からプール水への熱流束は Kutateladze 型の平板限界熱流束相関式を用いてモデル化されているが、実機においてはクラストからの直接加熱以外にクラスト内部への浸水、粒子状ベッドの堆積による伝熱等の様々な要因の影響が考えられるため、評価に用いる熱流束はこれらの影響も考慮した値となるように設定している。

(1) 上部クラストからプール水への伝熱

事前水張りを実施せず、落下後の熔融炉心に注水した試験では、熔融炉心に安定クラストが形成され、水の侵入を阻害するとともに、安定クラストと下部熔融炉心が分離し下部熔融炉心から水への伝熱が阻害されたという報告がある。一方、事前水張りを行った場合の試験では安定クラストの形成は報告されていない。このため事前水張りを行う本評価では、安定クラストによる冷却の阻害は考慮する必要が無い(熔融プールとクラスト間は対流伝熱により熱伝達される)と考えられる。

また、MACE 試験における、安定クラストが形成される前の注水直後の熱流束や SWISS 試験の安定クラストによる冷却の阻害がない状態での熱流束は、 800 kW/m^2 以上の値が得られており、安定クラストが形成されない場合は、同程度の熱流束に期待できるものと考えられる。

(2) 粒子状ベッドからプール水への伝熱

事前水張りによりエントレインされたデブリ粒子は粒子状ベッドを形成し、発熱する粒子状ベッドの内を流下する冷却水と上昇する蒸気の対向二相流が形成される。崩壊熱がある値より高いと、粒子状ベッドの中で局所的にドライアウトが生じ、粒子状ベッドの温度が急激に高くなる(図 3)。この時の熱流束がドライアウト熱流束となる。

粒子状ベッドのドライアウト熱流束については、種々の試験によって、いくつかの相関式が提案されている。その中でも Lipinski 0-D モデルは、粒径の小さな場合から大きな場合まで適用可能とされており、MAAP コードでも圧力容器下部プレナムの粒子状ベッドの冷却の評価に使用されている。Lipinski 0-D モデルでは、ドライアウト熱流束は、主に粒子径、ポロシティ、堆積高さ、圧力に依存する。

各試験等で水プールに落下したデブリの粒子径の質量平均値は約 3.4 mm であった(表 2)。また、図 4 に示すように堆積高さ 30 cm 以上になるとドライアウト熱流束はほとんど変化しないことが分かる。

Lipinski 0-D モデルを用い、粒子径 3 mm 、堆積高さ 50 cm 、雰囲気圧力 0.4 MPa(abs) 、ポロシティ 0.26 の条件におけるドライアウト熱流束を算出すると、その値は 800 kW/m^2 以上となる。図 5 に示す通り、ポロシティについては値が大きいほどドライアウト熱流束は大きくなり、DEFOR 試験により $0.55 \sim 0.7$ 程度の値が得られている。

また、雰囲気圧力の上昇とともにドライアウト熱流束も高くなる。今回の評価では、原子炉格納容器圧力は 0.4 MPa(abs) 以上である。

今回の評価では熔融プールからプール水への熱流束を 800 kW/m^2 として評価しているが、

これは上記の各項の影響を考慮しても妥当な値であると考える。

なお、平成 23 年 11 月に当社が公表した「福島第一発電所 1～3 号機の炉心状態について」※においても福島第一原子力発電所における MCCI を評価している。その評価ではドレンサンプルピットに堆積した部分の MCCI を評価しており、熔融プールからプール水への熱流束を 125 kW/m^2 に設定している。これは安定クラストの形成による熔融炉心の冷却阻害効果を考慮した値で、堆積状態の不確かさや、ペDESTAL 部への事前水張りが実施されていないこと(1 号機：ペDESTAL への蓄水はない状態を想定、2、3 号機：ドライウェル床面にサブプレッション・チェンバメント管連結部下端高さまでの蓄水があることを想定)から OECD/MCCI 試験データでの値を参考に設定したものである。

有効性評価における熔融プールからプール水への熱流束については、先に示した通り事前水張り操作によりペDESTAL に 2 m の冷却水を確保することで、熔融プールの大部分が粒子化され、安定クラストも形成されないと考えられることから、粒子状ベッドのドライアウト熱流束に依存した 800 kW/m^2 を設定している。

※福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心状態について(平成 23 年 11 月 30 日)
http://www.tepco.co.jp/nu/fukushima-np/images/handouts_111130_09-j.pdf

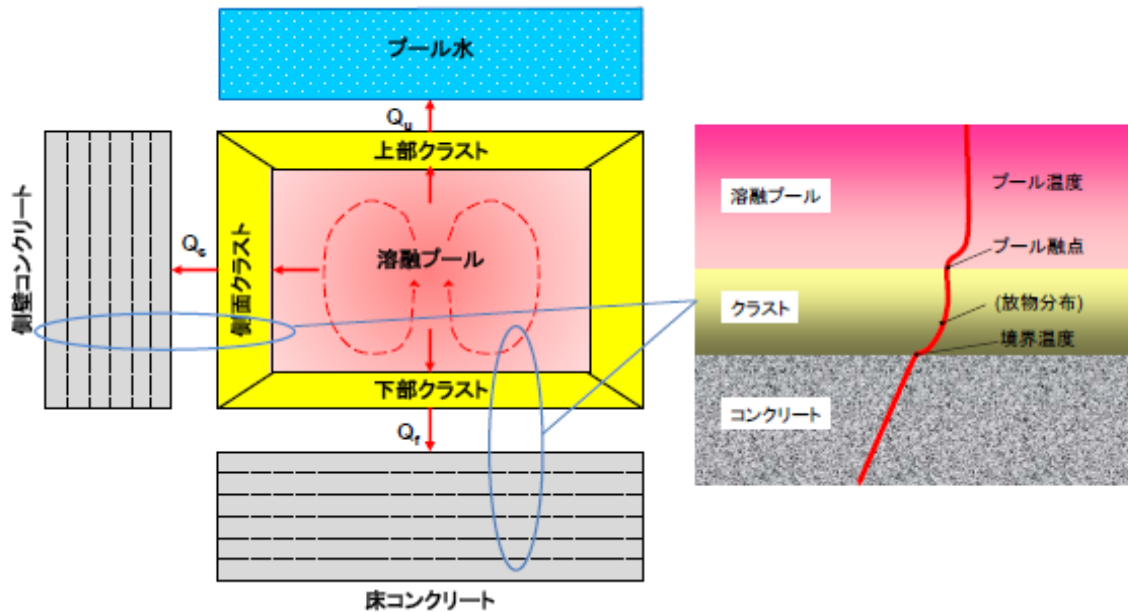


図 2 MAAP-4 コードの MCCI 伝熱モデル概要図

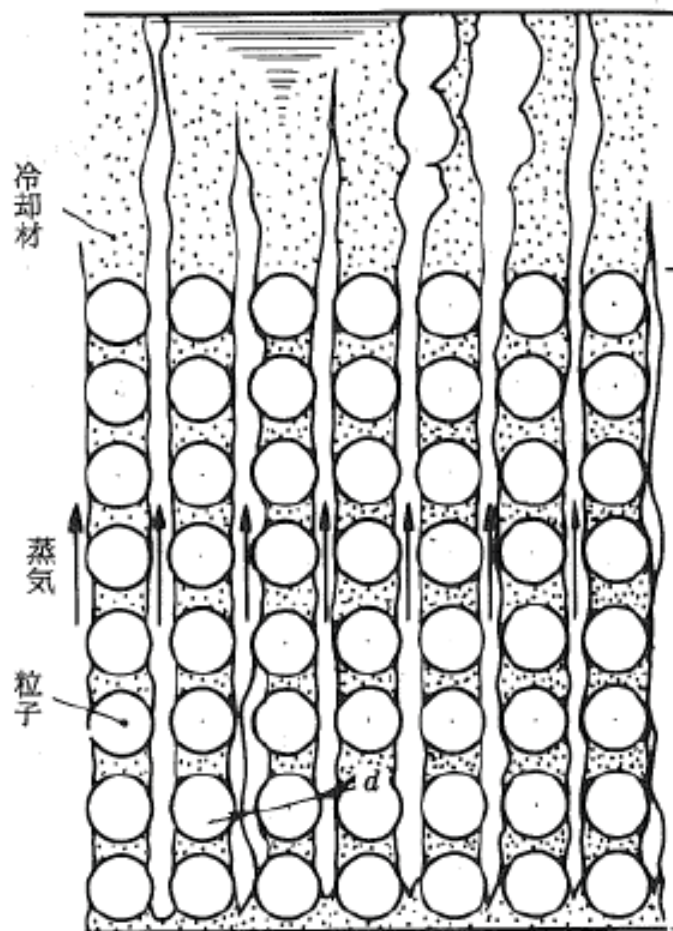


図3 粒子状粒子状ベッドの流動状態の模式図

表2 各試験におけるデブリの粒子径

実験名	CCM	FARO	KROTOS	COTELS	DEFOR
実験施設	ANL	JRC ISPRA	JRC ISPRA	NUSEC	KTH
デブリの組成	UO ₂ , ZrO ₂ , SUS	UO ₂ , ZrO ₂	①Al ₂ O ₃ ②UO ₂	UO ₂ , ZrO ₂ , Zr, SUS	①CaO-B ₂ O ₃ ②WO ₃ -CAO
質量[kg]	4~12	18~117	1.4~5.4	27~57	8.75~17.5
サブクール度[K]	N/A	0~124	5~124	0~86	N/A
水張り深さ[m]	N/A	0.87~2.05	N/A	0.4~0.9	40~65
粒子径[mm]	0.8~5.0	3.2~4.8	①8~17 ②1~1.7	0.38~7.2	①10~30 ②1~5

N/A は文献に記載がない項目

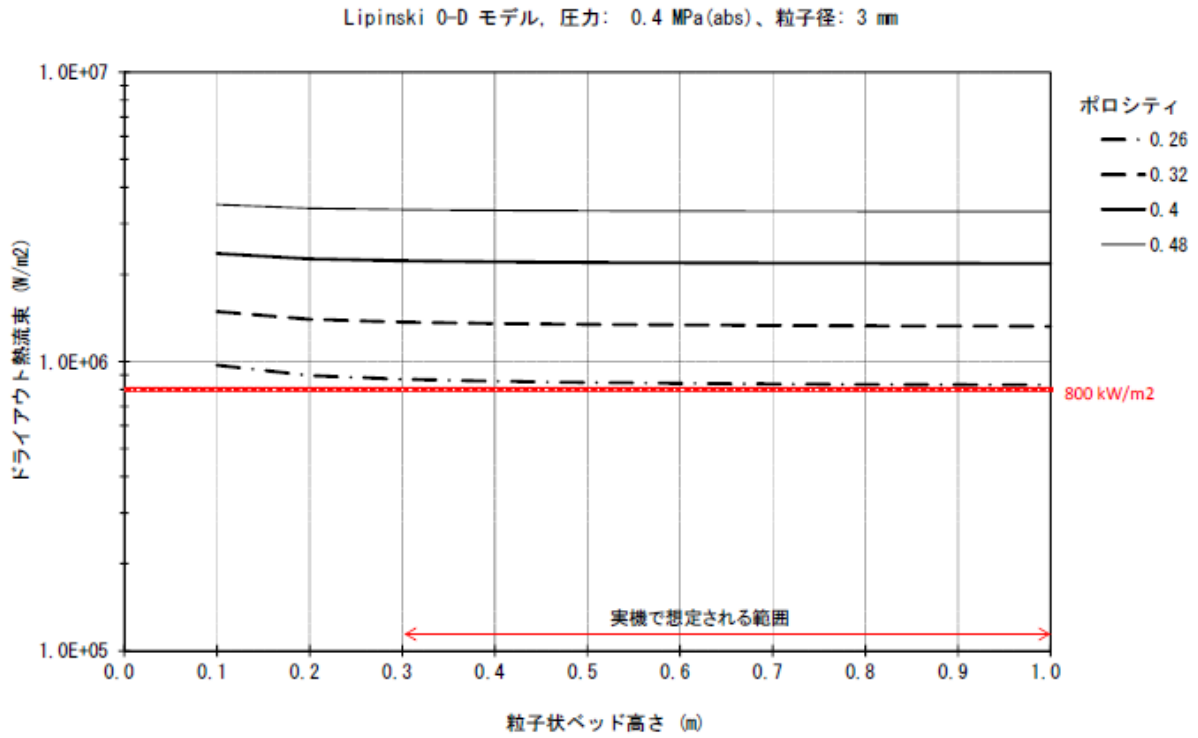


図4 粒子状ベッド高さ とドライアウト熱流束の関係(Lipinski 0-D モデル)

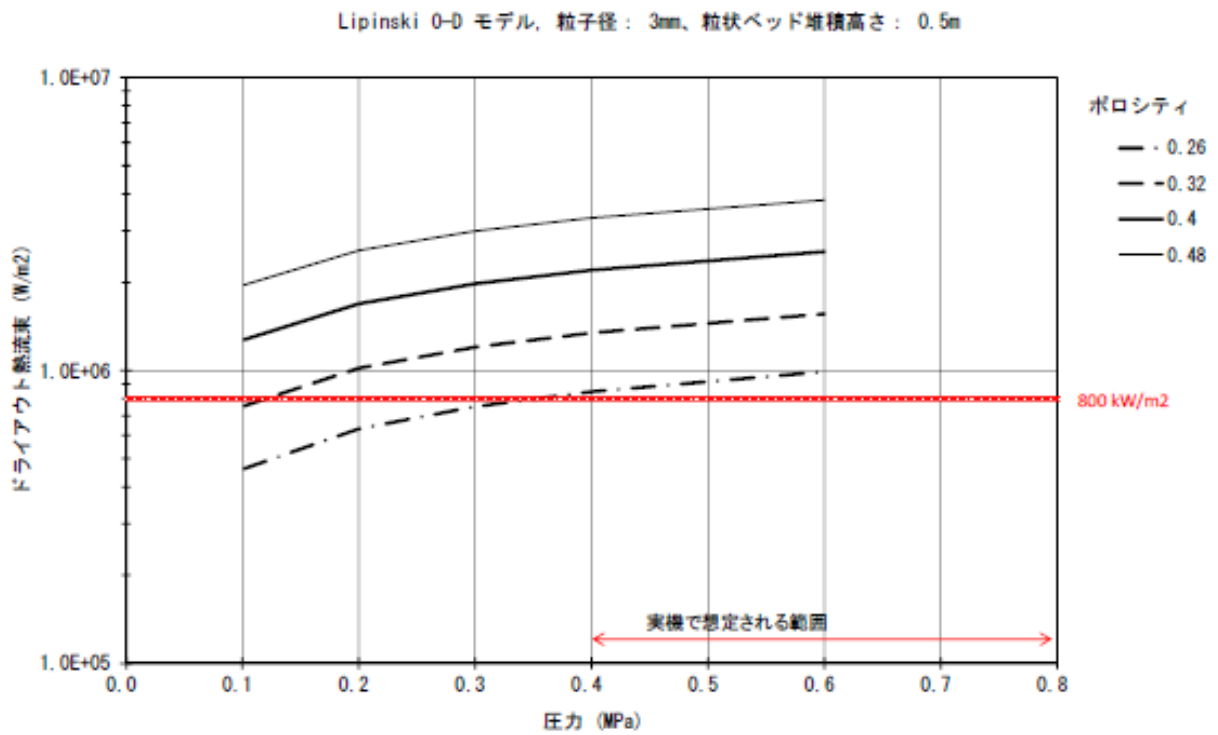


図5 圧力とドライアウト熱流束の関係(Lipinski 0-D モデル)

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)

プラント状況:6、7号機運転中。1～5号機停止中。

事象:溶融炉心・コンクリート相互作用は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	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。
	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		
6号機	事象発生直後～事象発生後7日間	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。
	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		
1号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631、344L	1号機軽油タンク容量は 約 632、000L であり、 7日間対応可能。
	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		
2号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631、344L	2号機軽油タンク容量は 約 632、000L であり、 7日間対応可能。
	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		
3号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631、344L	3号機軽油タンク容量は 約 632、000L であり、 7日間対応可能。
	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		
4号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631、344L	4号機軽油タンク容量は 約 632、000L であり、 7日間対応可能。
	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		
5号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631、344L	5号機軽油タンク容量は 約 632、000L であり、 7日間対応可能。
	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		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間	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。
	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		

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機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。