

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価 成立性確認

(高圧・低圧注水機能喪失, 高圧注水・減圧機能喪失,
全交流動力電源喪失)

平成 26 年 10 月 21 日

東北電力株式会社

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
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 L O C A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 L O C A）
3. 重大事故
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
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
6. 必要な要員及び資源の評価

下線部：本日提示資料

添付資料 目次

(2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

(2.1 高圧・低圧注水機能喪失)

添付資料 2.1.1 安定停止状態について

添付資料 2.1.2 水源，燃料評価結果について

(2.2 高圧注水・減圧機能喪失)

添付資料 2.2.1 安定停止状態について

添付資料 2.2.2 燃料評価結果について

(2.3 全交流動力電源喪失)

添付資料 2.3.1 蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料 2.3.2 RCIC 運転継続時間 24 時間の妥当性について

添付資料 2.3.3 安定停止状態について

添付資料 2.3.4 水源，燃料，電源負荷評価結果について

下線部：本日提示資料

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に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、「給水流量の全喪失時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「給水流量の全喪失時に逃がし安全弁の再閉に失敗し，高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「手動停止時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「手動停止時に逃がし安全弁の再閉に失敗し，高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「サポート系喪失時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」及び「サポート系喪失時に逃がし安全弁の再閉に失敗し，高圧・低圧注水機能が喪失する事故」であり，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において「給水流量の全喪失時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合，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，高圧代替注水系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，逃がし安全弁の手動操作により原子炉を減圧し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を長期的に維持するため、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却手段、原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備する。（補足説明資料 1.）

これらの対策の概略系統図を第 2.1.1 図及び第 2.1.2 図に、手順の概要を第 2.1.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.1.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 22 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 11 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.1.4 図に示す。（補足説明資料 2. ～ 6.）

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）により原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

非常用交流母線の低電圧信号により，非常用ディーゼル発電機及び高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）が自動起動することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等自動起動確認に必要な計装設備は，M/C 6-2C，2D，2H 母線電圧である。

c. 高压注水機能喪失確認（原子炉隔離時冷却系／高压炉心スプレイ系）

原子炉水位低（レベル2）により原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の起動信号が発信されるが，機能喪失することを確認する。

高压注水機能喪失確認に必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。

d. 高压代替注水系手動起動

高压注水機能の喪失を確認後，高压代替注水系を手動起動し，原子炉への注水を開始することにより，原子炉水位が回復することを確認する。

高压代替注水系手動起動に必要な計装設備は，高压代替注水系ポンプ出口流量等である。

e. 残留熱除去系（A），（B）機能喪失による除熱機能喪失の判断

残留熱除去系（A），（B）の機能喪失により除熱機能喪失を判断する。

外部水源による注水が必要なことより可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

f. 低压注水機能喪失確認（低压注水系／低压炉心スプレイ系）

低压注水系及び低压炉心スプレイ系を手動起動するが，機能喪失することを確認する。

低压注水機能喪失確認に必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ出口圧力

等である。

g. 低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動

原子炉の減圧開始前に低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。

低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動に必要な計装設備は、復水移送ポンプ出口圧力である。

h. 復水貯蔵タンク補給

可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。

復水貯蔵タンク補給に必要な計装設備は、復水貯蔵タンク水位である。

i. 逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧

低圧代替注水系（常設）の準備完了後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

j. 低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御

原子炉の減圧後、低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水し、原子炉水位の制御を行う。

低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

k. 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）

格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達により、可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。

可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイに必要な計装設備は、ドライウェル圧力等である。

1. 格納容器スプレイ停止

外部水源注水量が 3,800m³ に到達したことを確認し、格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイ停止に必要な計装設備は、原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。

m. 炉心損傷なしを判断

格納容器内 γ 線線量率を確認し、炉心損傷が発生していないことを判断する。

炉心損傷なしの判断に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニターである。

n. 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント

格納容器圧力 0.427MPa[gage] (1 Pd) 到達により、原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。

原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施に必要な計装設備は、ドライウェル圧力等である。

2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、過渡事象として水位低下が厳しく事象進展が早い給水流量の全喪失、また、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移の観点で厳しい「給水流量の全喪失時に、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、燃料集合体から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、高圧代替注水系及び低圧代替注水系(常

設)による注水, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却, 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等が重要な現象となる。よって, これらの現象を熱水力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, これらの現象による格納容器挙動を一貫して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, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.1.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を, 低圧注水機能として低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。ただし, 再循環ポンプは, 事象発生と同時にトリップせず, 原子炉水位低 (レベル 2) の信号でトリップするものとする。

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「原子炉水位低 (レベル 3)」信号によるものとする。

る。

(b) 高压代替注水系

高压代替注水系は手動起動により， $90.8\text{m}^3/\text{h}$ ($7.86 \sim 1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ において) の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁 2 弁を使用するものとし，容量として，逃がし安全弁 1 弁あたり定格主蒸気流量の約 8% を処理するものとする。

(d) 低压代替注水系 (常設)

原子炉の減圧後に， $108.5\text{m}^3/\text{h}$ ($0.427\text{MPa}[\text{dif}]$ において) の流量で注水するものとする。

(e) 原子炉格納容器代替スプレー冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し， $88\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器へスプレーする。

(f) 原子炉格納容器圧力逃がし装置

原子炉格納容器圧力逃がし装置により 10.0kg/s ($0.427\text{MPa}[\text{gage}]$ において) の流量にて除熱を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 高压代替注水系による原子炉注水は，高压注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始し，操作時間は 5 分とする。

(b) 逃がし安全弁による原子炉手動減圧及び低压代替注水系 (常設) による原子炉注水は，事象発生 8 時間後から開始されるものとする。

(c) 原子炉格納容器代替スプレー冷却系による格納容器冷却は，格納容器圧力 $0.384\text{MPa}[\text{gage}]$ 到達時に開始し， $0.284\text{MPa}[\text{gage}]$ まで降下後に停止す

るものとする。また、外部水源からの総注水量が 3,800m³ に到達した時点で格納容器スプレイを停止するものとする。

- (d) 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、格納容器圧力 0.427MPa [gage] 到達時に開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 2.1.3 図に示すとともに、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、燃料被覆管温度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応力の関係を第 2.1.5 図から第 2.1.10 図に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サプレッションプール水位及び水温の推移を第 2.1.11 図から第 2.1.14 図に示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。「原子炉水位低（レベル 3）」信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗する。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル 2）でトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。

事象発生から 15 分後に、手動操作により高圧代替注水系を起動し原子炉注水を開始する。事象発生から 8 時間経過した時点で、原子炉の減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始すると回復し、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。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は

徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による除熱を行う。なお、格納容器除熱時のサブレーションプール水位は、約 7.5m であり、ベントライン（約 9.0m）に対して余裕がある。

※SAFER により計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水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、シュラウド外側水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS 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第 2.1.9 図に示すとおり、初期値を上回ることなく、 $1,200^{\circ}\text{C}$ 以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下である。

原子炉圧力は第 2.1.5 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 $7.38\text{MPa}[\text{gage}]$ 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 ($10.34\text{MPa}[\text{gage}]$) 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、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器圧力逃がし装置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 $0.427\text{MPa}[\text{gage}]$ 及び約 153°C に

抑えられる。ベントは、事象発生から約 70 時間経過した時点で実施する。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「2.6 L O C A時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下である。

炉心は安定して冷却されており、事象発生から約 70 時間後に格納容器圧力及び温度は低下傾向を示すことから、安定停止状態に至る。その後も、低圧代替注水（常設）による原子炉注水、原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことにより、安定停止状態を維持できる。（添付資料 2.1.1）

2.1.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり 22 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源の資源については、以下のとおりである。（添付資料 2.1.2）

a. 水源

高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、並びに

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,090m³ 必要となる。

復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有しており、事象発生約 28 時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給水を行うことで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした注水が可能となることから、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等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、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約 616.8 kL である。

復水貯蔵タンクへの補給等へ使用する可搬型大容量送水ポンプについては、事象発生6時間後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約 30.5 kL である。

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約 647.3 kL であるが、2号炉に備蓄している軽油量は約 841.2 kL であることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

c. 電源

外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している負荷容量の範囲に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、運転時の異常な

過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することで原子炉水位が低下し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，短期対策として，高圧代替注水系による原子炉注水手段，長期対策として，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「給水流量の全喪失時に，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

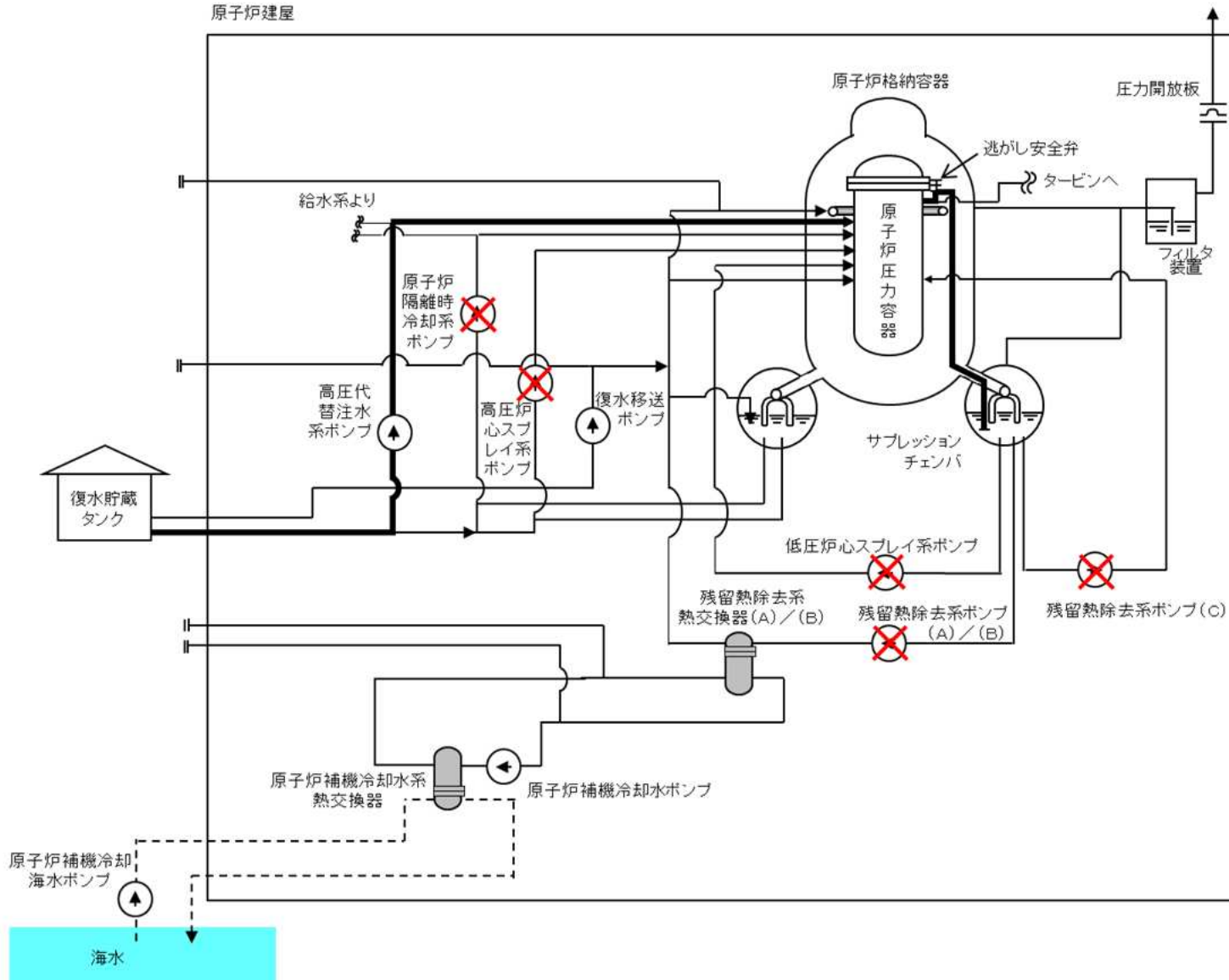
上記の場合においても，高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，炉心が露出することはない。

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。

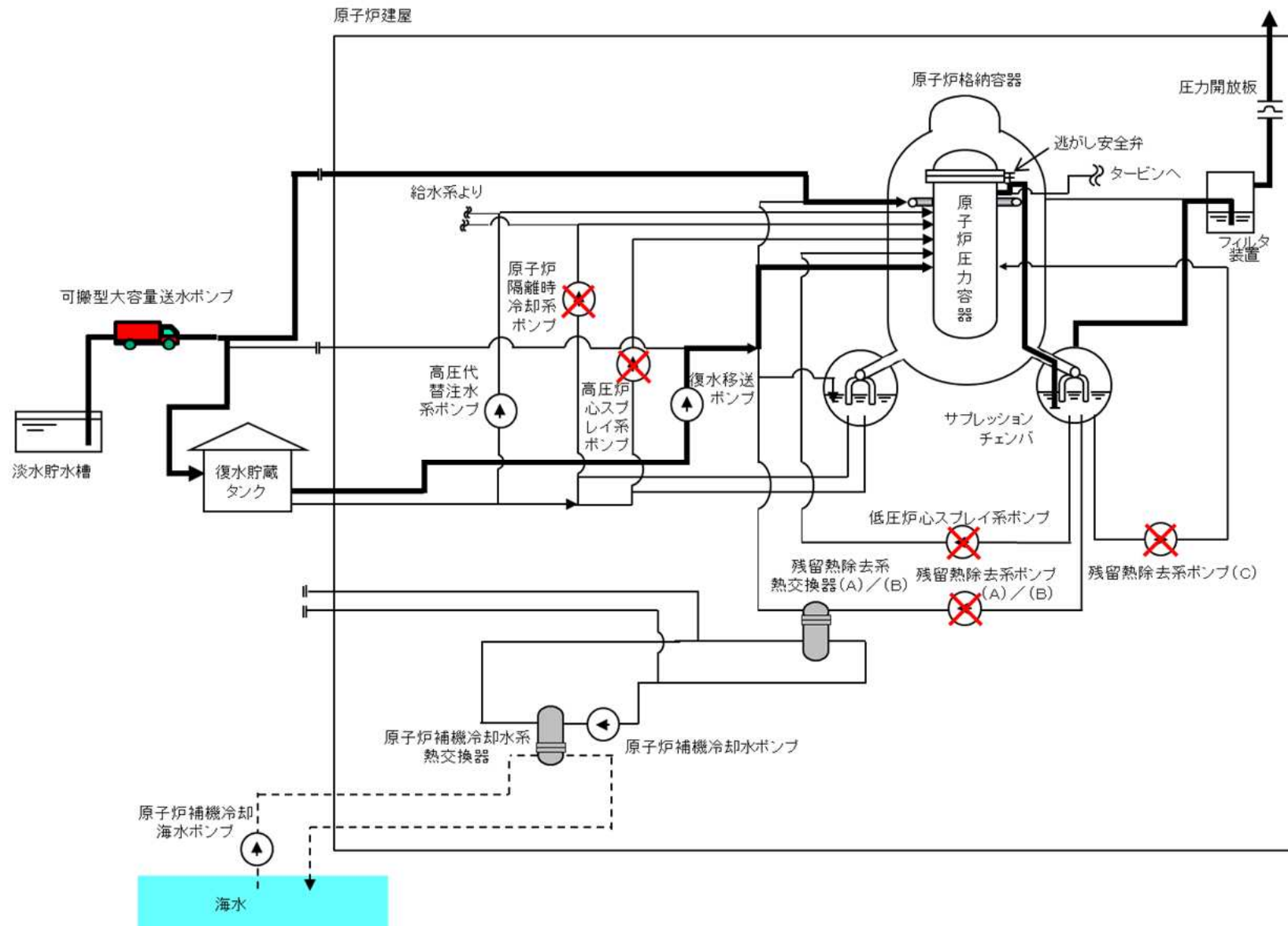
重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を想定しても供給可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，高圧代替注水系等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンス

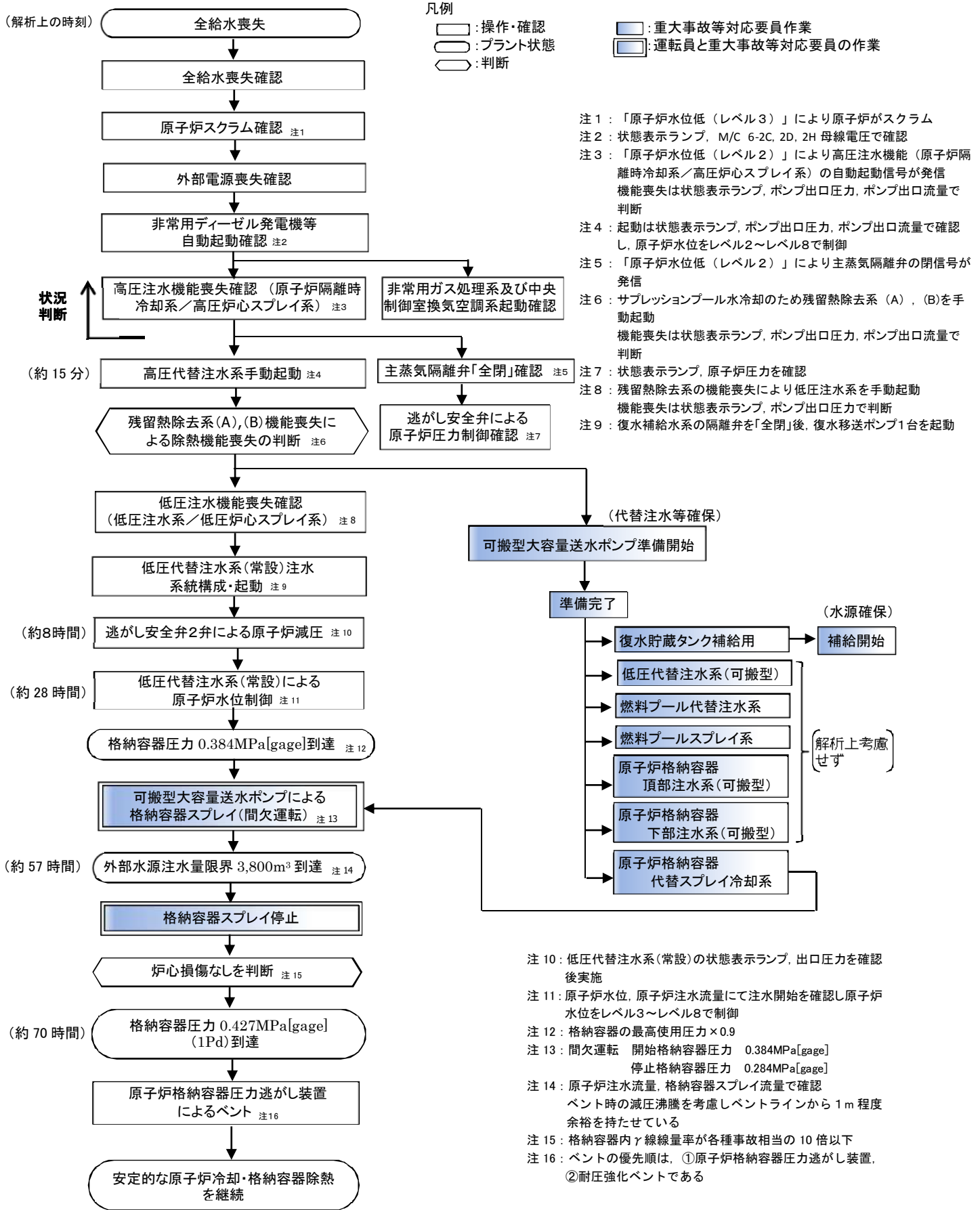
に対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。



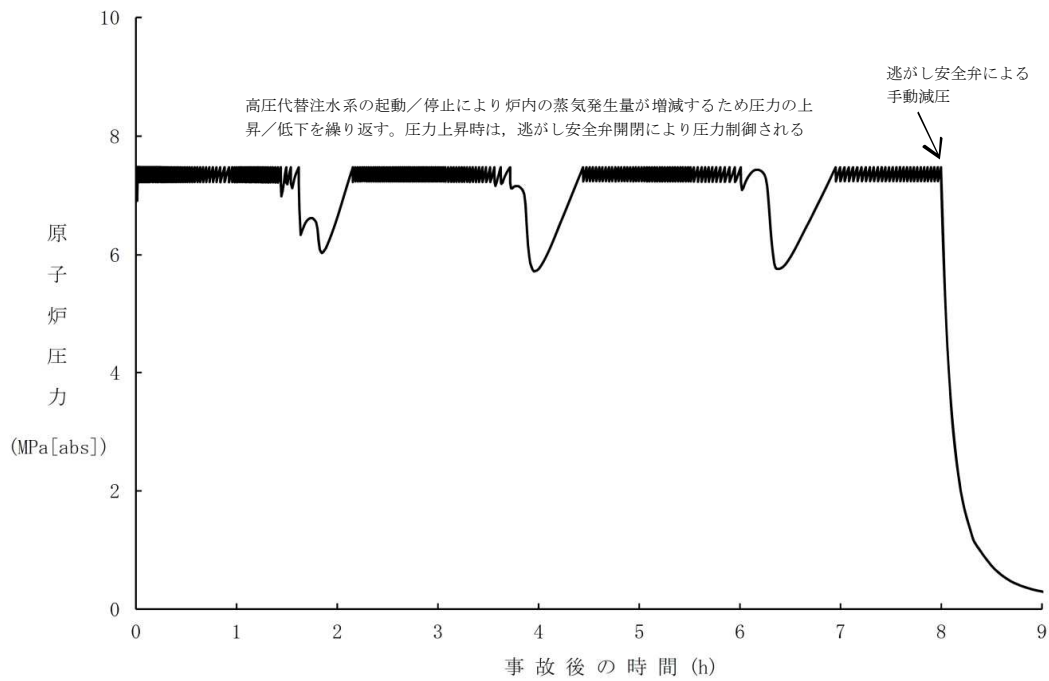
第 2.1.1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の使用系統概要
(高圧代替注水系)



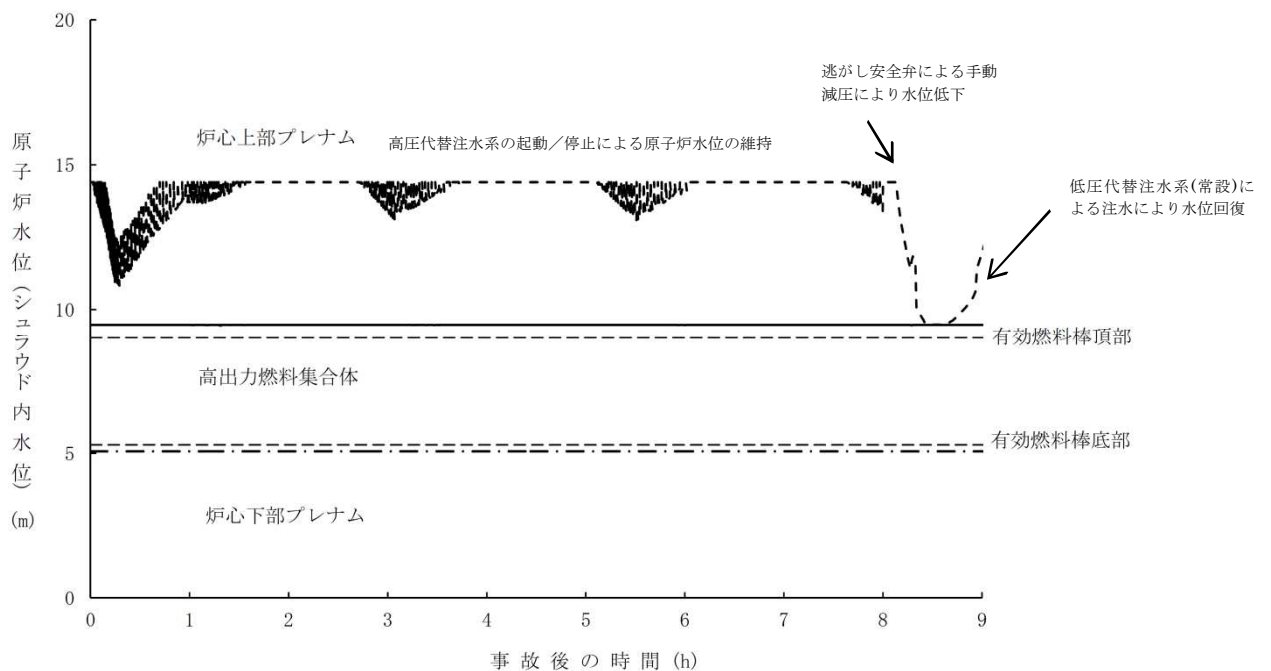
第 2.1.2 図 高圧・低圧注水機能喪失時の使用系統概要
(低圧代替注水系 (常設)・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系・原子炉格納容器圧力逃がし装置)



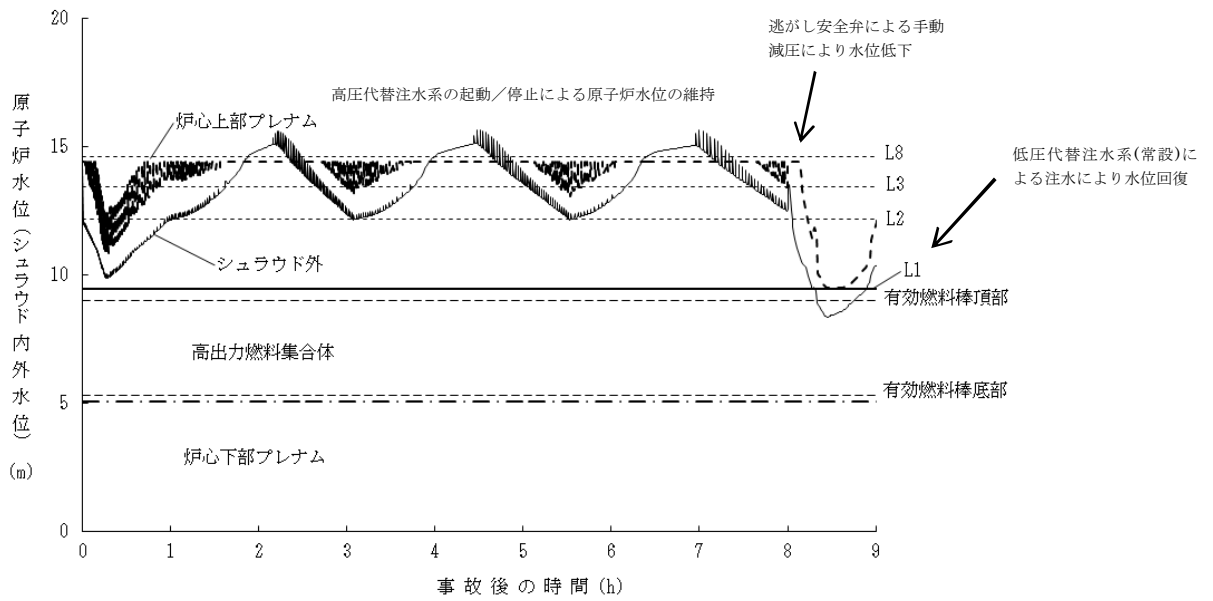
第 2. 1. 3 図 高圧・低圧注水機能喪失時の対応手順の概要



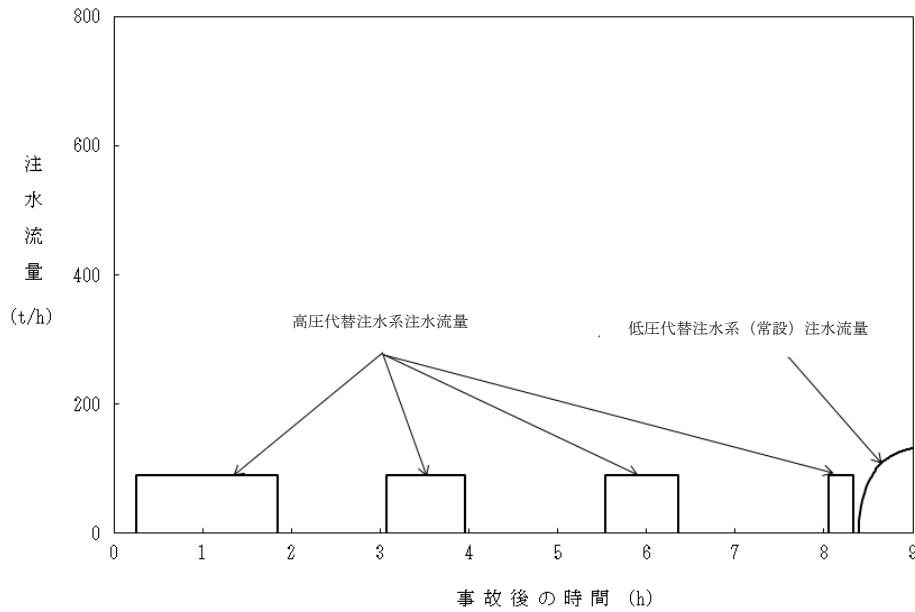
第 2.1.5 図 原子炉圧力の推移



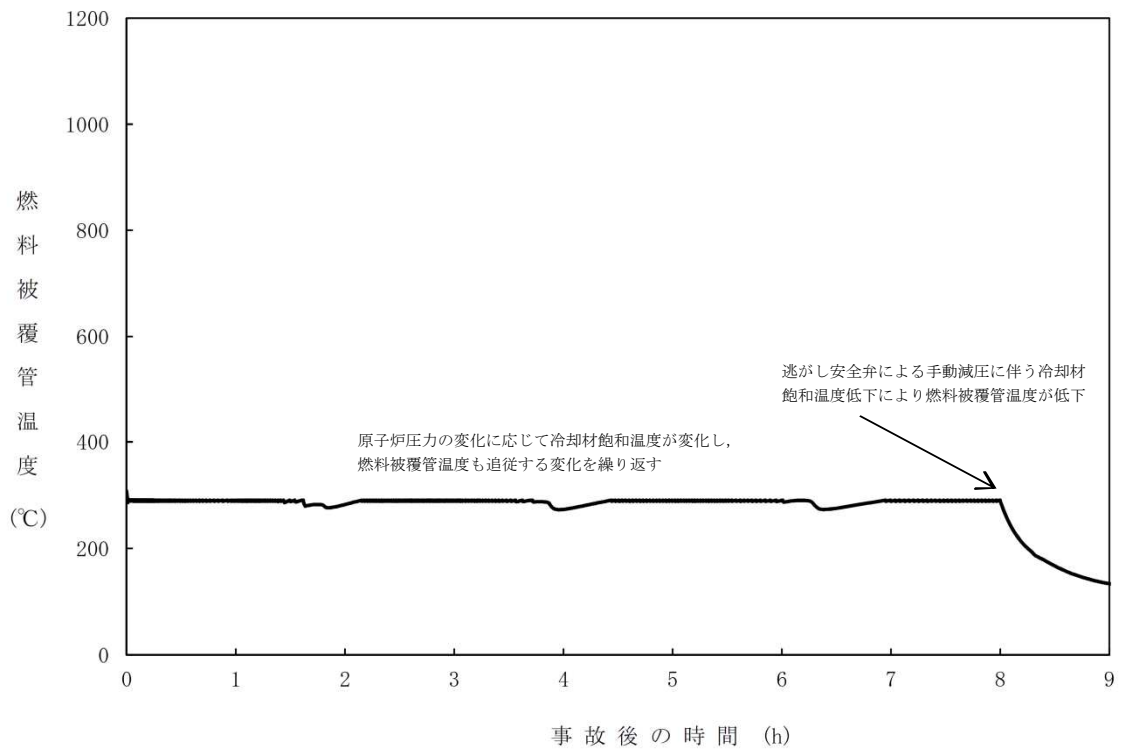
第 2.1.6 図 原子炉水位の推移



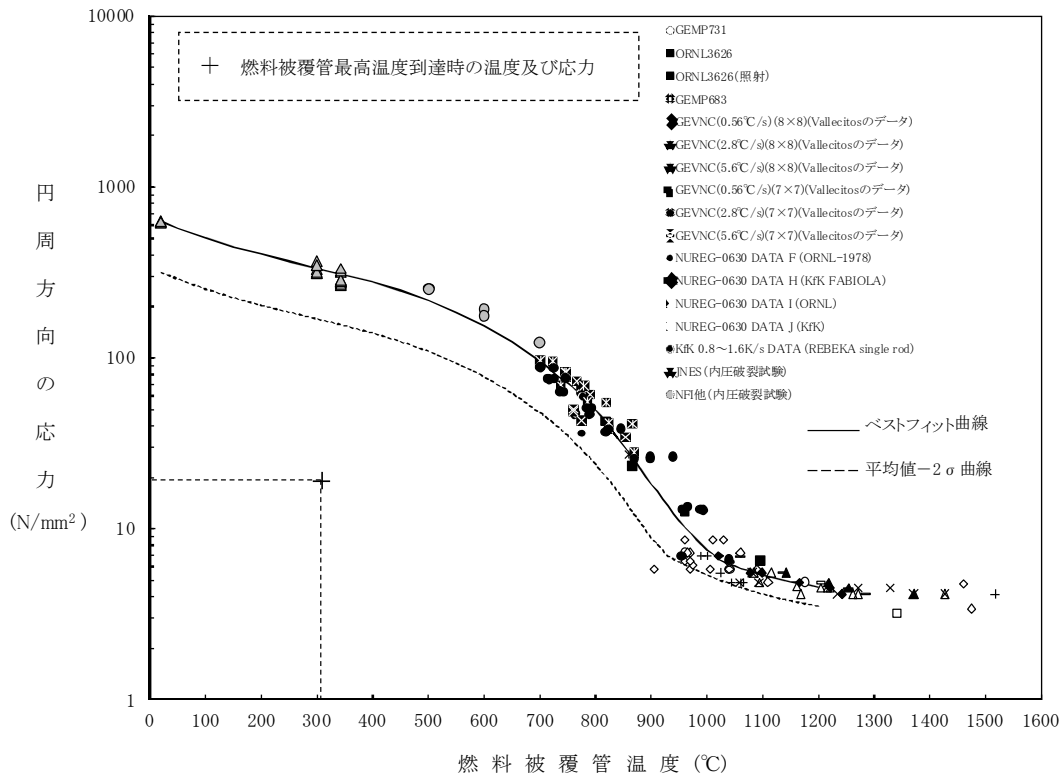
第 2.1.7 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



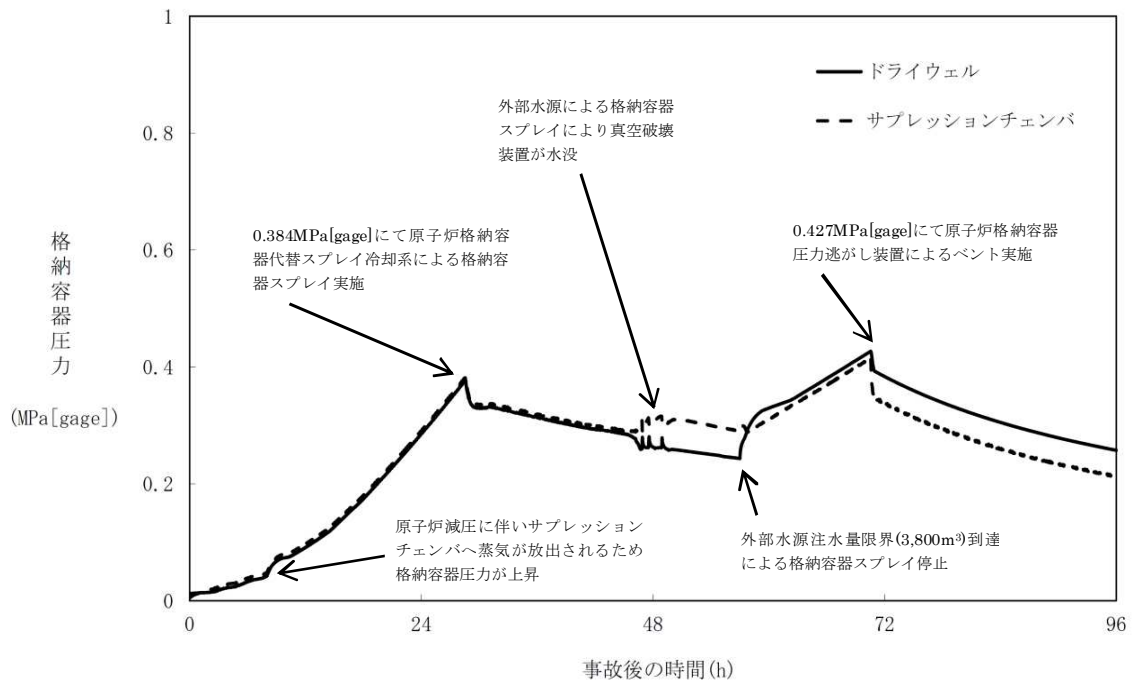
第 2.1.8 図 注水流量の推移



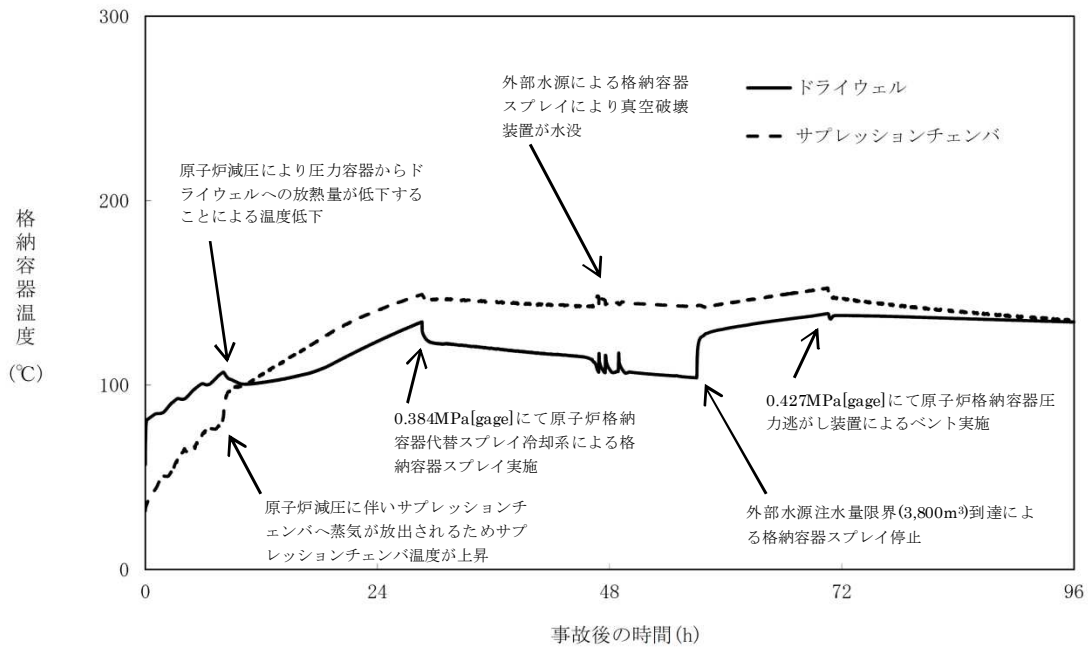
第 2.1.9 図 燃料被覆管温度の推移



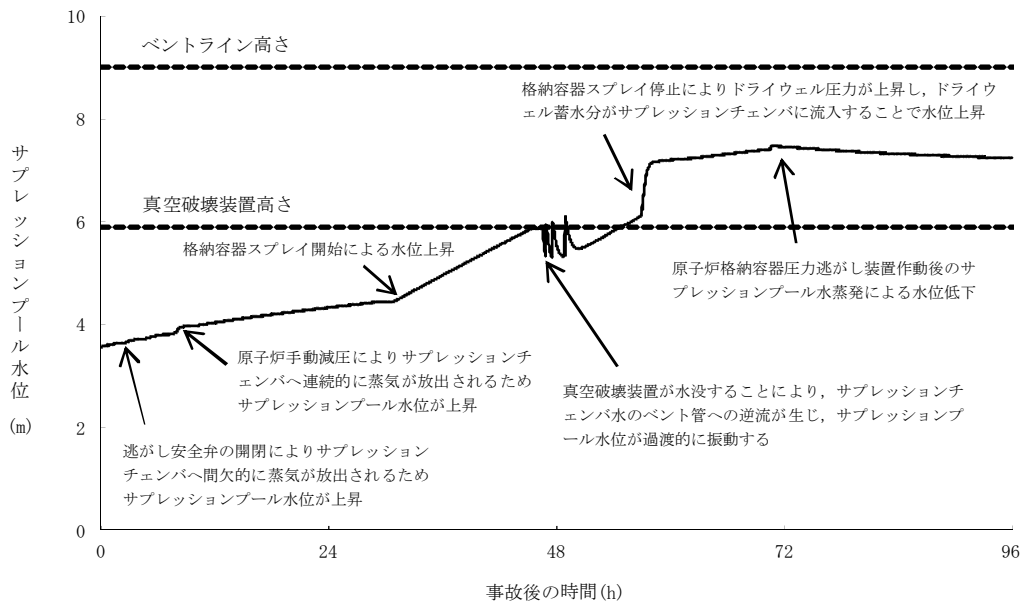
第 2. 1. 10 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管応力の関係



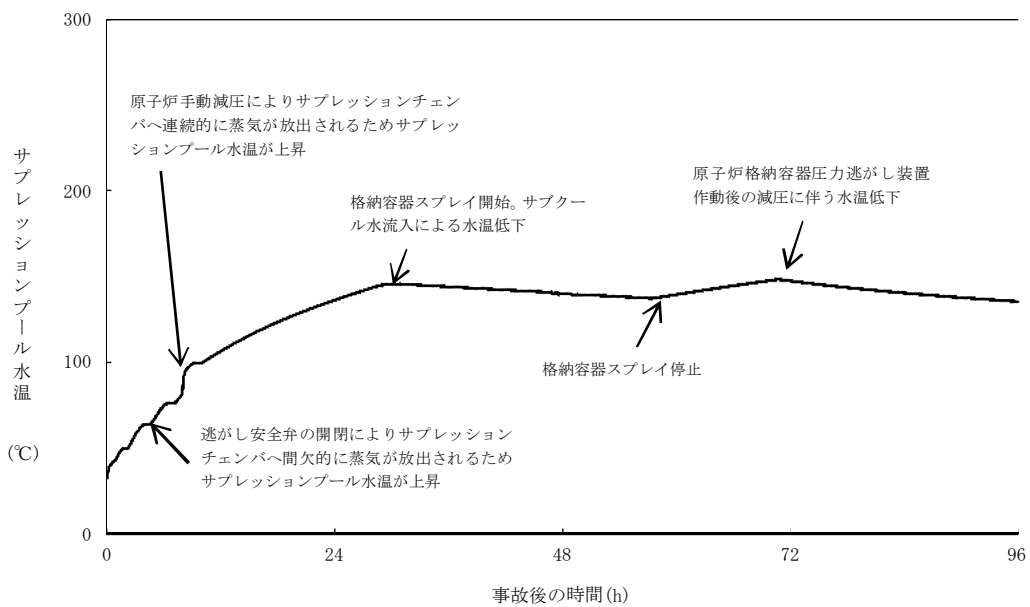
第 2.1.11 図 格納容器圧力の推移



第 2.1.12 図 格納容器気相部の温度の推移



第 2.1.13 図 サプレッションプール水位の推移



第 2.1.14 図 サプレッションプール水温の推移

第 2.1.1 表 高圧・低圧注水機能喪失時における重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル3)により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位(広帯域)(SA) 平均出力領域モニタ(SA) 起動領域モニタ(SA)
外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
高圧注水機能喪失確認(原子炉隔離時冷却系/高圧炉心スプレイ系)	・原子炉水位低(レベル2)により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉水位(広帯域)(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量(SA) 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量
非常用ガス処理系及び中央制御室換気空調系起動確認	・非常用ガス処理系が起動することを確認する。 ・中央制御室換気空調系が起動することを確認する。	非常用ガス処理系 中央制御室換気空調系	—	—
主蒸気隔離弁「全閉」確認	・原子炉水位(レベル2)により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	・主蒸気隔離弁「全閉」後、原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位(広帯域)(SA) 原子炉圧力(SA)

第 2.1.1 表 高圧・低圧注水機能喪失時における重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧代替注水系手動起動	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能の喪失を確認後、高圧代替注水系を手動起動し、原子炉への注水を開始することにより、原子炉水位が回復することを確認する。 	高圧代替注水系ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系ポンプ出口圧力 高圧代替注水系ポンプ出口流量 (SA) 復水貯蔵タンク水位 (SA)
残留熱除去系 (A), (B) 機能喪失による除熱機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 (A), (B) の機能喪失により除熱機能喪失を判断する。 可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。 	—	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	残留熱除去系ポンプ出口圧力
低圧注水機能喪失確認 (低圧注水系 / 低圧炉心スプレイ系)	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系を手動起動するが、機能喪失することを確認する。 	—	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力
低圧代替注水系 (常設) 注水系統構成・起動	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉の減圧開始前に低圧代替注水系 (常設) の系統構成及び起動を行う。 	復水移送ポンプ (SA)	—	復水移送ポンプ出口圧力
復水貯蔵タンク補給	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。 	復水貯蔵タンク (SA) 淡水貯水槽 (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	復水貯蔵タンク水位 (SA)
逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系 (常設) の準備完了後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉圧力 (SA)

第 2.1.1 表 高圧・低圧注水機能喪失時における重大事故等対策について (3/3)

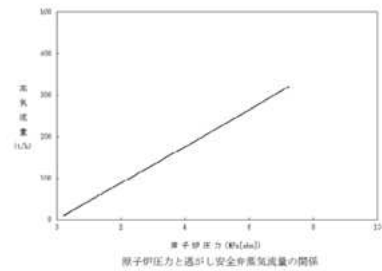
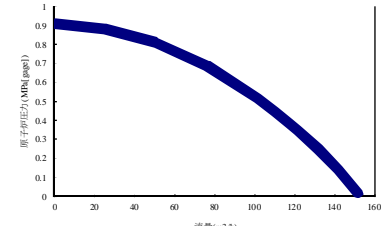
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	・原子炉の減圧後，低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水し，原子炉水位の制御を行う。	復水移送ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン 流量（SA） 復水貯蔵タンク水位（SA）
可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレィ（間欠運転）	・格納容器圧力 0.384MPa [gage] 到達により，可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレィ冷却系による格納容器スプレィを実施する。	淡水貯水槽（SA）	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	ドライウエル圧力（SA） サブプレッションチェンバ 圧力（SA） 原子炉格納容器代替スプレィ 流量（SA） サブプレッションプール水 温度（SA）
格納容器スプレィ停止	・外部水源注水量が 3,800m ³ に到達したことを確認し，格納容器スプレィを停止する。	—	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	高圧代替注水系出口流量（SA） 残留熱除去系洗浄ライン 流量（SA） 原子炉格納容器代替スプレィ 流量（SA） サブプレッションプール水 位（SA）
炉心損傷なしを判断	・格納容器内 γ 線線量率を確認し，炉心損傷が発生していないことを判断する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線 モニタ（SA）
原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	・格納容器圧力 0.427MPa [gage]（1 Pd）到達により，原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。	原子炉格納容器圧力逃がし装置（SA）	—	ドライウエル圧力（SA） サブプレッションチェンバ 圧力（SA）

第 2.1.2 表 主要解析条件（高压・低压注水機能喪失）（1/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側: SAFER 格納容器側: MAAP	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2.436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9×9 燃料(A 型)	-
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウエル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウエル)	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32°C	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置		-	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	全給水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	高压注水機能及び低压注水機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を、低压注水機能として低压注水系及び低压炉心スプレイ系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。ただし、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップするものとする

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.1.2 表 主要解析条件（高压・低压注水機能喪失）（2/2）

	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	原子炉水位低(レベル3)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	高压代替注水系	90.8m ³ /h(ポンプ1台当たり, 7.86~1.04MPa[gage]において)	高压代替注水系の設計値として設定
	逃がし安全弁	手動開弁数: 2 弁 7.37MPa[gage]×2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3 弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
	低压代替注水系(常設)	108.5m ³ /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	88m 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
	原子炉格納容器圧力逃がし装置	10.0 kg/s(0.427MPa[gage]において)	原子炉格納容器圧力逃がし装置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	高压代替注水系 注水開始時間	事象発生 15 分後
逃がし安全弁による原子炉減圧及び低压代替注水系(常設)による原子炉注水操作		事象発生8時間後	高压注水の維持時間として設定
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作		(開始条件) 格納容器圧力 0.384MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力 0.284MPa[gage]まで降下後又は外部水源注水量 3,800m ³	運転操作手順書等を踏まえて設定
原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作		格納容器圧力 0.427MPa[gage]到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定

安定停止状態について

高圧・低圧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：原子炉水位安定及び格納容器圧力・温度が低下傾向

【原子炉安定状態】

第 2.1.6 図及び第 2.1.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により炉心が冠水し、安定的に原子炉水位が維持されている状態を安定停止状態とする。

【格納容器安定状態】

第 2.1.11 図及び第 2.1.12 図に示すとおり、原子炉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・温度が低下傾向になった時点（約 70 時間後）を安定状態とする。

水源，燃料評価結果について

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク使用可能量
：約 1,192m³
- ・淡水貯水槽：約 5,000m³× 2 基

○水使用パターン

① 高压代替注水系による原子炉注水

事象発生 15 分後から定格流量で注水する。

(原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で発停運転する)

② 低压代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 8 時間以降，崩壊熱相当の注水を継続する。

③ 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器代替スプレイ

格納容器圧力が 0.384MPa [gage] に到達する事象発生約 28 時間以降，可搬型大容量送水ポンプによる，格納容器スプレイ (間欠運転) を行う。外部注水量限界値 (3,800m³) 到達後，スプレイを停止する。

④ 可搬型大容量送水ポンプによる淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

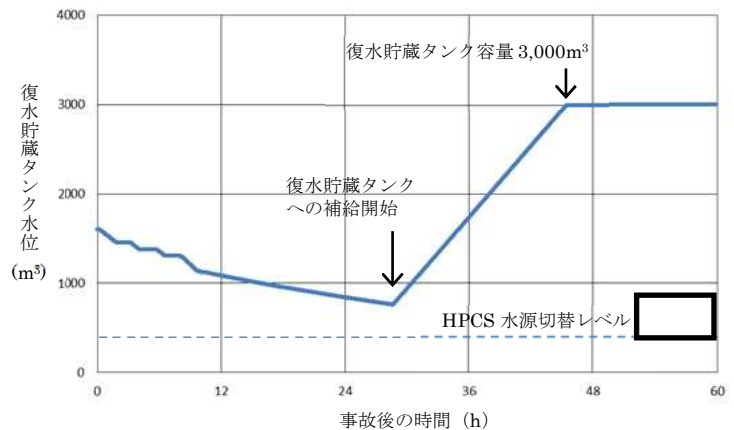
事象発生約 28 時間以降，可搬型大容量送水ポンプにより 150m³/h の流量で補給するものとする。

○時間評価

事象発生後約 28 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 28 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源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 5,090m³ 必要となるが，復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有していることから必要注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。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機（A），（B）の2台起動 (外部電源喪失後に自動起動) 非常用ディーゼル発電機（A） 燃費約1,601L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間=約269.0 kL 非常用ディーゼル発電機（B） 燃費約1,420L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間=約238.7 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 (外部電源喪失後に自動起動) 燃費約649.3L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間=約109.1 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） (事象発生6時間後からの起動を想定) 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×162h=約30.5 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約647.3 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2kLであることから，7日間は十分に対応可能

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に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、「給水流量の全喪失時に高圧注水・減圧機能が喪失する事故」，「手動停止時に高圧注水・減圧機能が喪失する事故」及び「サポート系喪失時に高圧注水・減圧機能が喪失する事故」であり，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において「給水流量の全喪失時に高圧注水・減圧機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（L O C Aを除く。）の発生後，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合，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，高圧代替注水系により炉心を冷却すること，または代替自動減圧機能により原子炉を減圧し，減圧後に低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とする

ため、代替自動減圧機能による原子炉減圧手段を整備する。(補足説明資料 1.)

これらの対策の概略系統図を第 2.2.1 図及び第 2.2.2 図に、手順の概要を第 2.2.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.2.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員で構成され、合計 11 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.2.4 図に示す。(補足説明資料 2. ～ 6.)

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）により原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等自動起動確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

c. 高圧注水機能喪失確認（原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系）

原子炉水位低（レベル 2）により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。

高压注水機能喪失確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。

d. 高压代替注水系機能喪失

原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失確認後、高压代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。

高压代替注水系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高压代替注水系ポンプ出口流量等である。

e. 低压注水機能自動起動確認（低压注水系／低压炉心スプレイ系）

原子炉水位低（レベル1）により低压注水系及び低压炉心スプレイ系が自動起動することを確認する。

低压注水機能自動起動確認に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

f. 原子炉手動減圧失敗及び代替自動減圧機能による原子炉減圧確認（逃がし安全弁2弁）

原子炉水位低（レベル1）かつ低压注水系若しくは低压炉心スプレイ系ポンプ起動後10分で逃がし安全弁2弁が作動し、原子炉が減圧されることを確認する。

代替自動減圧機能による原子炉減圧確認に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

g. 低压注水機能（低压注水系／低压炉心スプレイ系）による原子炉水位上昇確認

代替自動減圧機能による原子炉減圧後、低压注水系及び低压炉心スプレイ系により原子炉へ注水し、原子炉水位上昇を確認する。

低压注水系及び低压炉心スプレイ系による原子炉水位上昇確認に必要な

計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

h. 残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードへ移行

原子炉水位制御が適切に行われていることを確認した後、格納容器の除熱を行うため残留熱除去系 1 系統をサプレッションプール水冷却モードへ移行する。

残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードへ移行に必要な計装設備は、サプレッションプール水温度等である。

i. 残留熱除去系原子炉停止時冷却モードへ移行

原子炉圧力と原子炉水位を確認し、残留熱除去系原子炉停止時冷却モードへ移行する。

残留熱除去系原子炉停止時冷却モードへ移行に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、過渡事象として水位低下が厳しく事象進展が早い給水流量の全喪失、また、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移の観点で厳しい「給水流量の全喪失時に、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、燃料集合体から冷却材への熱伝達、代替自動減圧機能による減圧、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による注水、残留熱除去系による格納容器除熱が重要な現象となる。よって、これらの現象を熱水力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、これらの現象による格納容器挙動を一貫して評価するこ

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、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.2.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、減圧機能として手動減圧の失敗を想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。ただし、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップするものとする。

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「原子炉水位低（レベル 3）」信号によるものとする。

(b) 代替自動減圧機能

原子炉減圧機能として原子炉の手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧機能による原子炉減圧は、原子炉水位低（レベル 1）到達から 10 分後に開始し、逃がし安全弁 2 弁により原子炉を減圧する。容量として、

逃がし安全弁 1 弁あたり定格主蒸気流量の約 8%を処理するものとする。

(c) 低圧注水系

低圧注水系は、原子炉水位低（レベル 1）により自動起動し、原子炉の減圧後に、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ ($0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ において) にて注水するものとする。

(d) 低圧炉心スプレイ系

低圧炉心スプレイ系は、原子炉水位低（レベル 1）により自動起動し、原子炉の減圧後に、 $1,050\text{m}^3/\text{h}$ ($0.78\text{MPa}[\text{dif}]$ において) にて注水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モードによる格納容器除熱

は、原子炉水位が回復し、原子炉水位高（レベル 8）到達後に開始されるものとする。

(b) 残留熱除去系原子炉停止時冷却モードによる原子炉冷却は、事象発生

12 時間後に開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 2.2.3 図に示すとともに、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、燃料被覆管温度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応力の関係を第 2.2.5 図から第 2.2.10 図に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブプレッションプール水位及び水温の推移を第 2.2.11 図及び第 2.2.14 図に示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。「原子炉水位低（レベル 3）」信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル

2) で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系が起動する。原子炉の手動減圧に失敗するが、原子炉水位低（レベル1）到達から10分後に代替自動減圧機能により、逃がし安全弁2弁が開き、原子炉は減圧される。原子炉の減圧後に、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を開始する。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）でトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

原子炉の減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による注水を開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系を用いた除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

※SAFERにより計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水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、シュラウド外側水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS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第2.2.9図に示すとおり、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上昇し、約761℃となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下である。

原子炉圧力は第 2.2.5 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.38MPa[gage]に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa[gage]) を十分下回る。

また、残留熱除去系により除熱を行うことにより、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度も十分低く抑えられる。

炉心は安定して冷却されており、原子炉格納容器圧力バウンダリにかかる圧力及び温度も十分低く抑えられることから、安定停止状態に至る。その後も、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、残留熱除去系による格納容器除熱を行うことにより、安定停止状態を維持できる。(添付資料 2.2.1)

2.2.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.2.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり 11名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 2.2.2)

a. 水源

低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系は，サプレッションプール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，事象発生直後の運転を想定し，事象発生後7日間で使用する軽油量は，約 616.8 kL であり，2号炉に備蓄している軽油量は約 841.2 kL であることから，7日間の軽油の供給継続が可能である。

c. 電源

外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷は，設計基準事故時に想定している負荷容量の範囲に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

2.2.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後，高圧注水機能喪失及び原子炉の手動減圧に失敗することで原子炉水位が低下し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，短期的には，代替自動減圧機能による原子炉減圧手段並びに低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段，または高圧代替注水系による原子炉注水手段，長期的には残留熱除去系を用いた除熱手段を整備している。

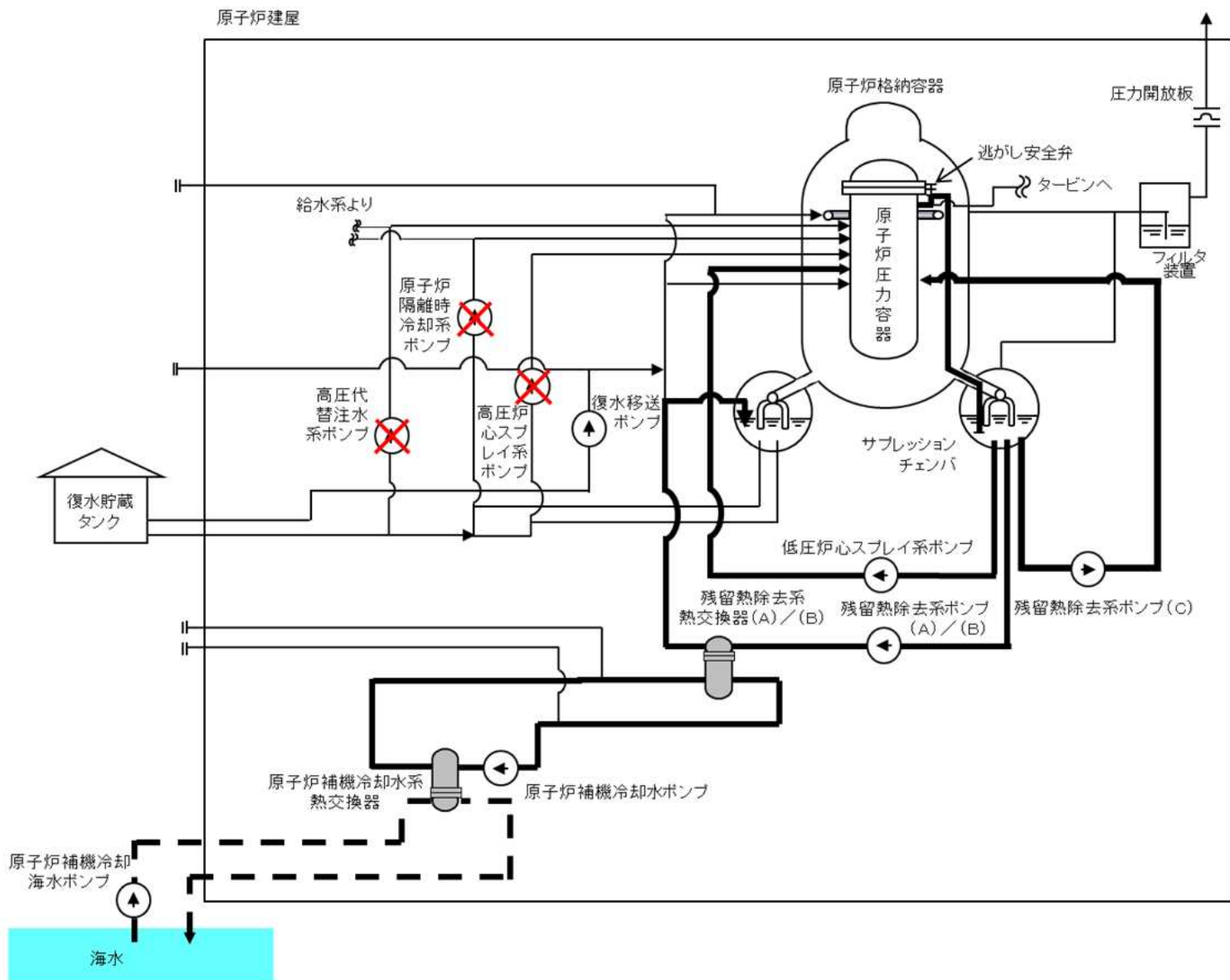
事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「給水流量の全喪失時に、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、代替自動減圧機能による原子炉減圧により、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が低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水により、炉心は再冠水する。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、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、長期的には残留熱除去系を用いた除熱を実施することにより安定停止状態を維持できる。

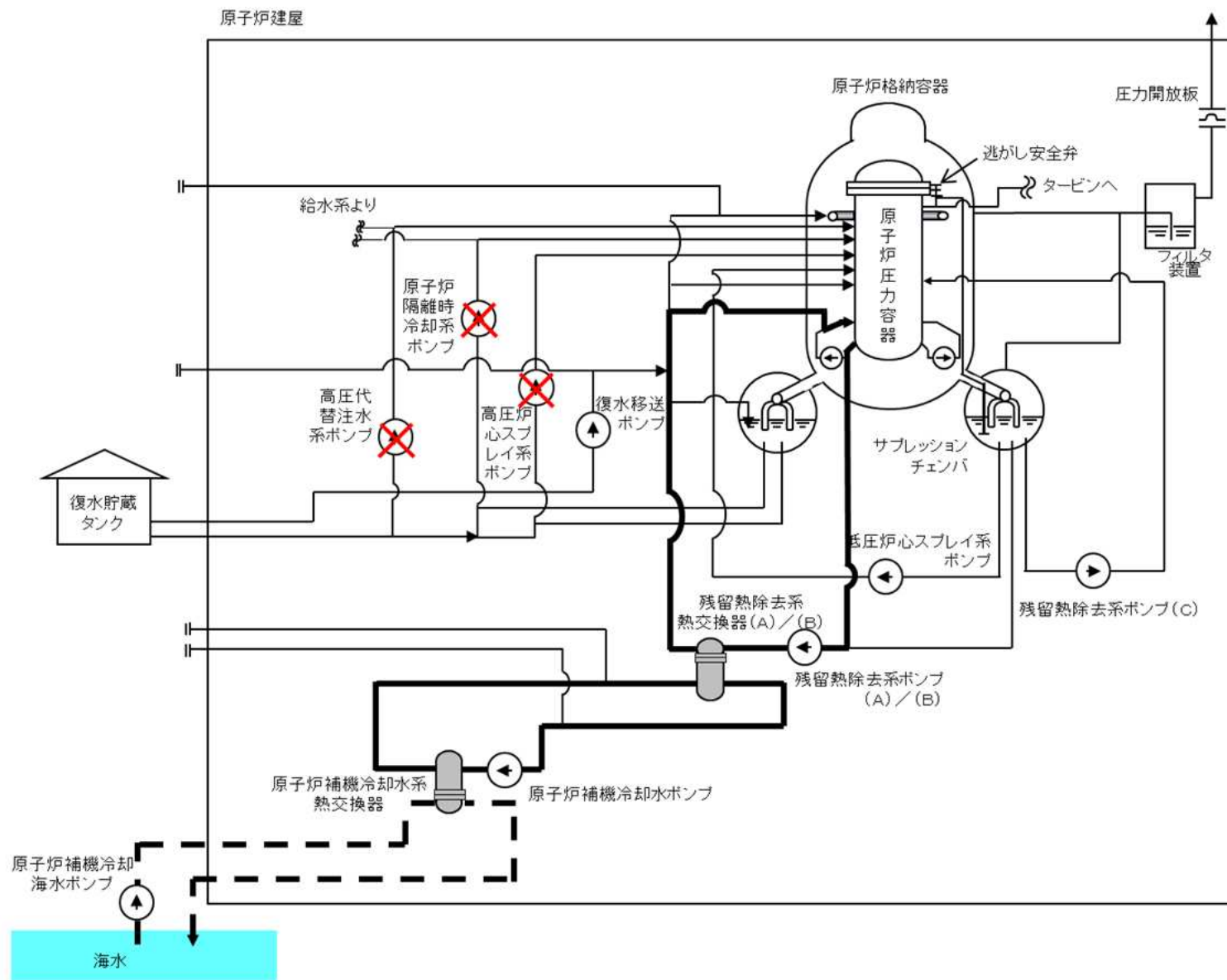
重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、代替自動減圧機能等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。



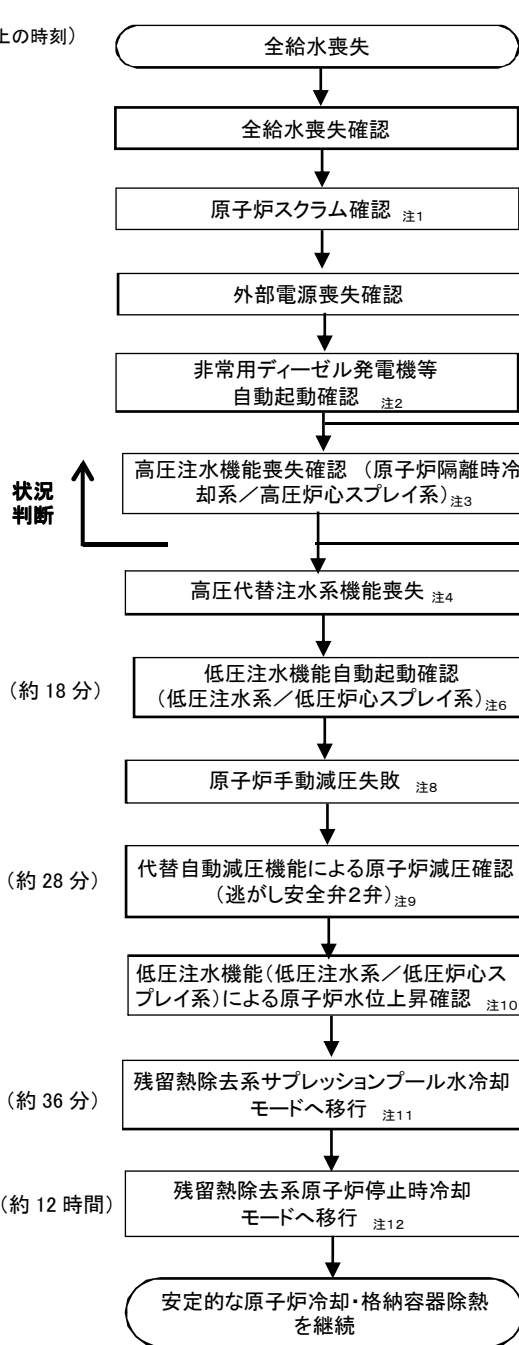
第 2.2.1 図 高压注水・減圧機能喪失時の使用系統概要

(代替自動減圧機能・低压炉心スプレイ系・低压注水系・残留熱除去系 (サブプレッションプール水冷却モード))



第 2.2.2 図 高压注水・減圧機能喪失時の使用系統概要
(残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード))

(解析上の時刻)



凡例

- : 操作・確認
- : プラント状態

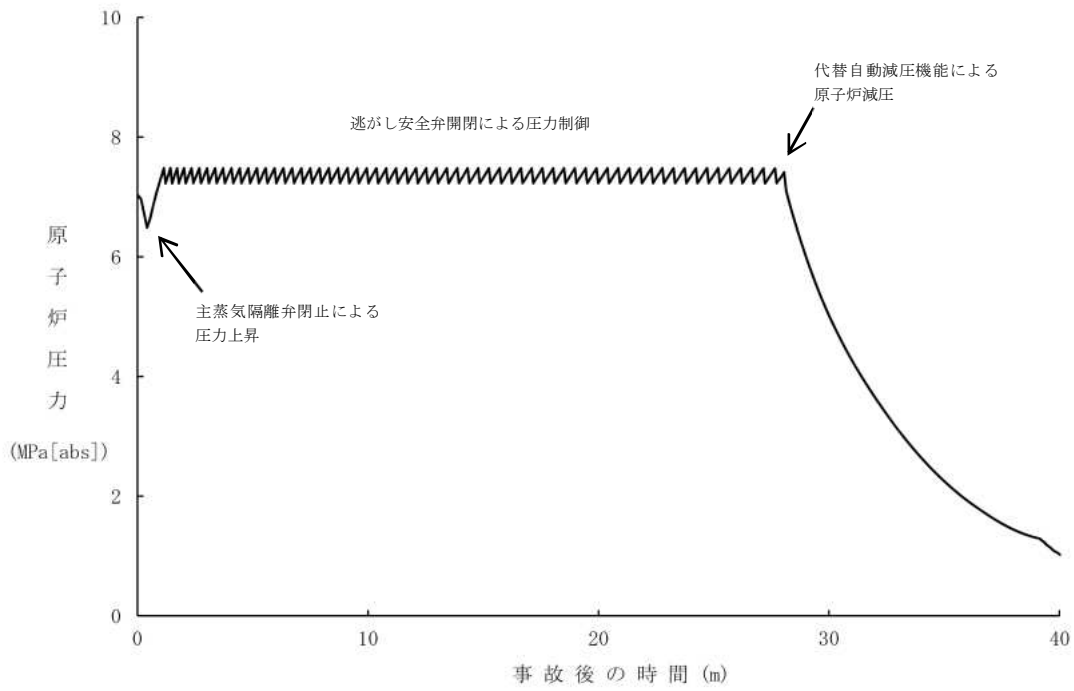
- 注1: 「原子炉水位低(レベル3)」により原子炉がスクラム
- 注2: 状態表示ランプ, M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧で確認する
- 注3: 「原子炉水位低(レベル2)」により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信
機能喪失は状態表示ランプ, ポンプ出口圧力, ポンプ出口流量で判断
- 注4: 高圧注水機能喪失確認後, 高圧代替注水系を手動起動
機能喪失は状態表示ランプ, ポンプ出口圧力, ポンプ出口流量で判断
- 注5: 「原子炉水位低(レベル2)」により主蒸気隔離弁の閉信号が発信

- 注6: 「原子炉水位低(レベル1)」により低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信
起動は状態表示ランプ, ポンプ出口圧力で判断
- 注7: 状態表示ランプ, 原子炉圧力を確認
- 注8: 低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系起動後の認知失敗
実際の操作においては運転員が手動減圧を行う
- 注9: 原子炉水位低(レベル1)かつ低圧注水系若しくは低圧炉心スプレイ系ポンプ起動 10 分後に, 代替自動減圧機能作動
作動は状態表示ランプ, 原子炉圧力で確認
- 注10: 原子炉への注水は原子炉圧力, 原子炉水位, 各ポンプ出口圧力, 各ポンプ出口流量で確認
原子炉水位は, レベル3からレベル8で水位制御を行う
- 注11: 原子炉水位高(レベル8)を確認後, 残留熱除去系の1系列をサブプレッションプール水冷却モードへ移行操作を行う
- 注12: 原子炉水位, 原子炉圧力を確認後, 待機している残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードへ移行操作を行う

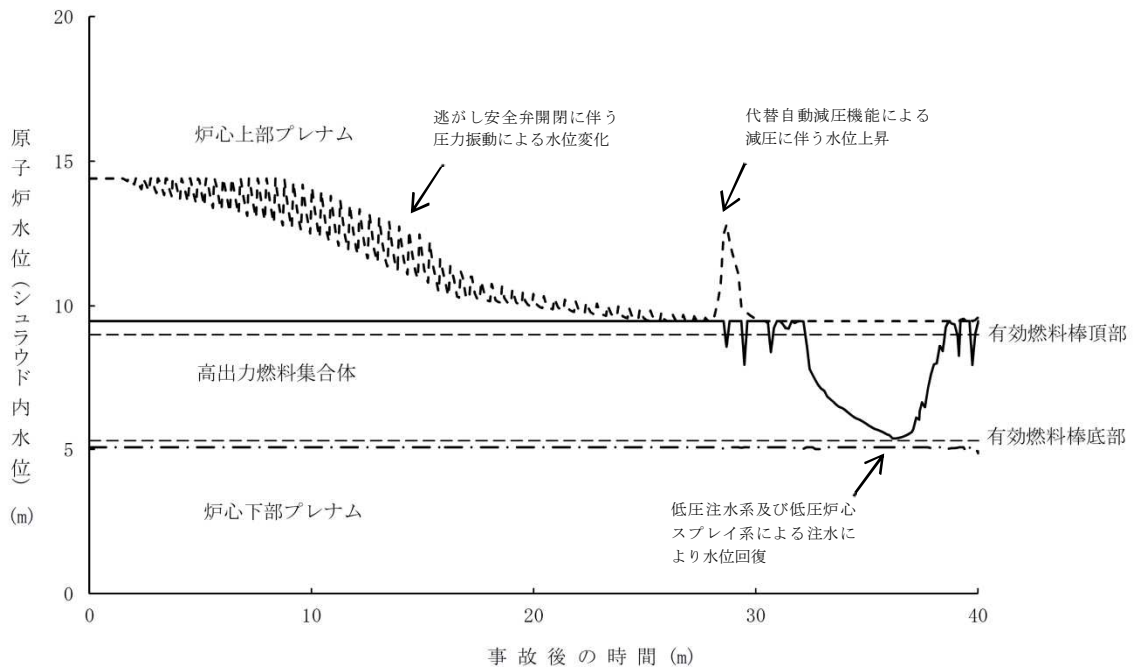
第 2.2.3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)						経過時間(時間)					備考					
			10m	20m	30m	40m	50m	60m	3h	5h	11h	12h	13h						
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員	手順の内容	事象発生 原子炉スクラム		▽約18分 原子炉水位低(レベル1)到達 低圧注水系/低圧炉心スプレイ系 自動起動確認	▽約28分 代替自動減圧機能による原子炉減圧	▽約36分 原子炉水位高(レベル8)到達後 残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モードへ移行								▽約12時間 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード開始				
	発電課長	1	●運転操作の統括																
	発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示																
状況判断	運転員 A,B,C	3	●全給水喪失確認																
			●原子炉スクラム確認																
			●外部電源喪失確認																
			●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認																
			●非常用ガス処理系及び中央制御室換気空調系起動確認																
			●高圧注水機能喪失確認 (原子炉隔離時冷却系/高圧炉心スプレイ系)																
			●主蒸気隔離弁「全閉」確認																
●逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認																			
高圧代替注水	【運転員C】	[1]	●高圧代替注水系機能喪失		5分														
低圧非常用炉心冷却系起動	【運転員C】	[1]	●低圧注水機能自動起動確認 (低圧注水系/低圧炉心スプレイ系)		5分														
低圧非常用炉心冷却系注水	【運転員C】	[1]	●代替自動減圧機能による原子炉減圧確認 (逃がし安全弁2弁)			5分													
			●低圧注水機能(低圧注水系/低圧炉心スプレイ系)による原子炉水位上昇確認				低圧注水系/低圧炉心スプレイ系自動起動10分後	適宜実施											
格納容器除熱	【運転員A】	[1]	●残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モードへ移行				10分												
原子炉冷却	【運転員A】	[1]	●残留熱除去系原子炉停止時冷却モードへ移行											10分					
機能喪失機器復旧	参集要員等	-	●機能喪失した機器の復旧作業													参集要員等により復旧			
要員数	運転員	5																	
	重大事故等対応要員	0																	
	合計	5																	

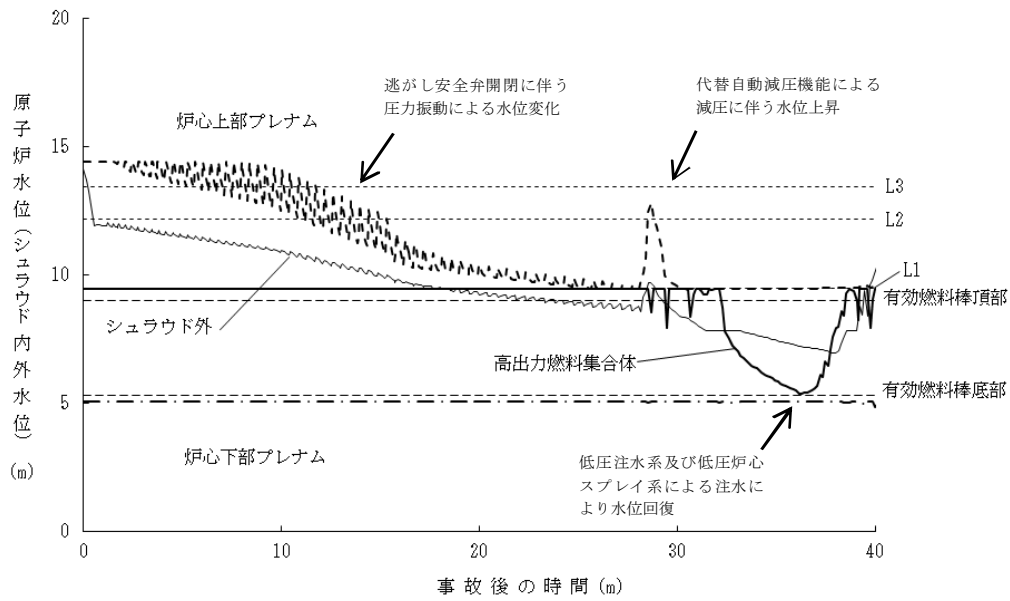
第 2.2.4 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間



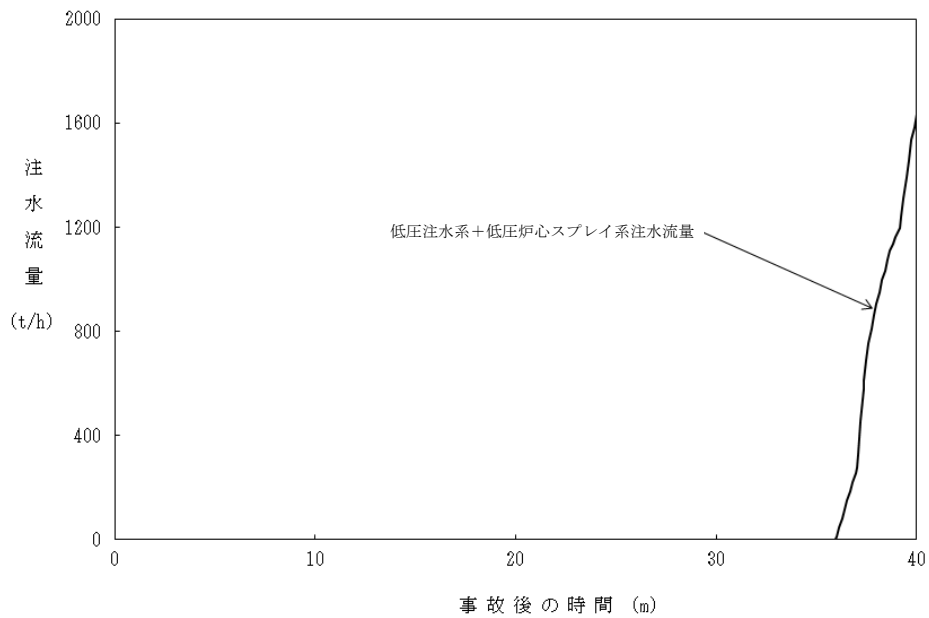
第 2.2.5 図 原子炉圧力の推移



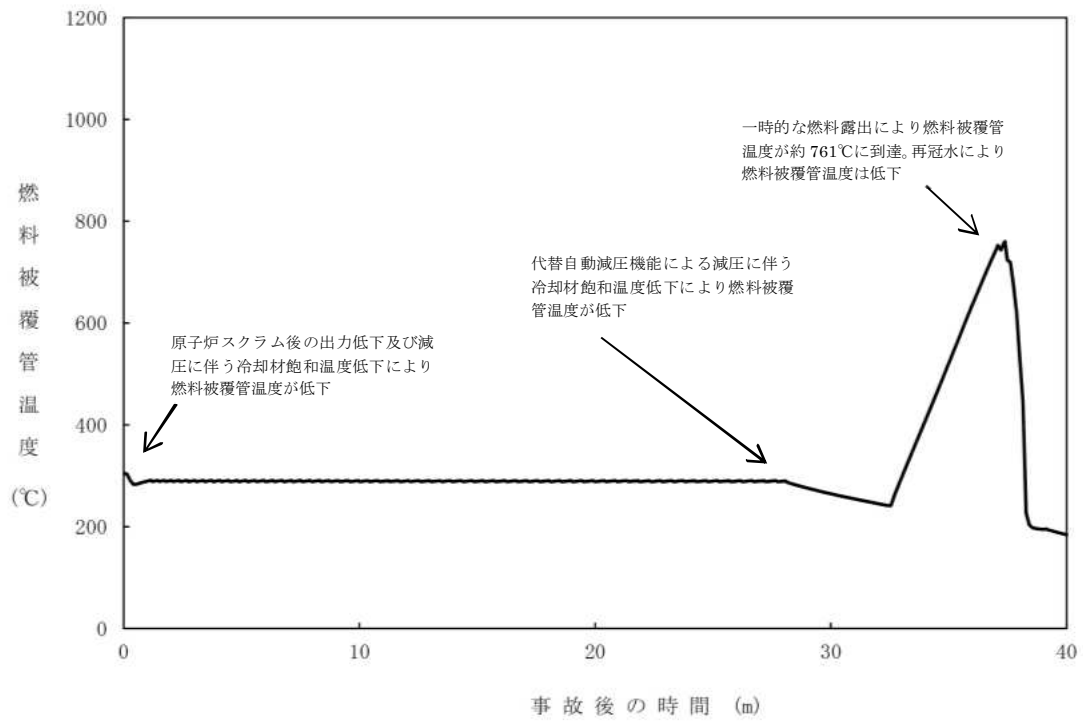
第 2.2.6 図 原子炉水位の推移



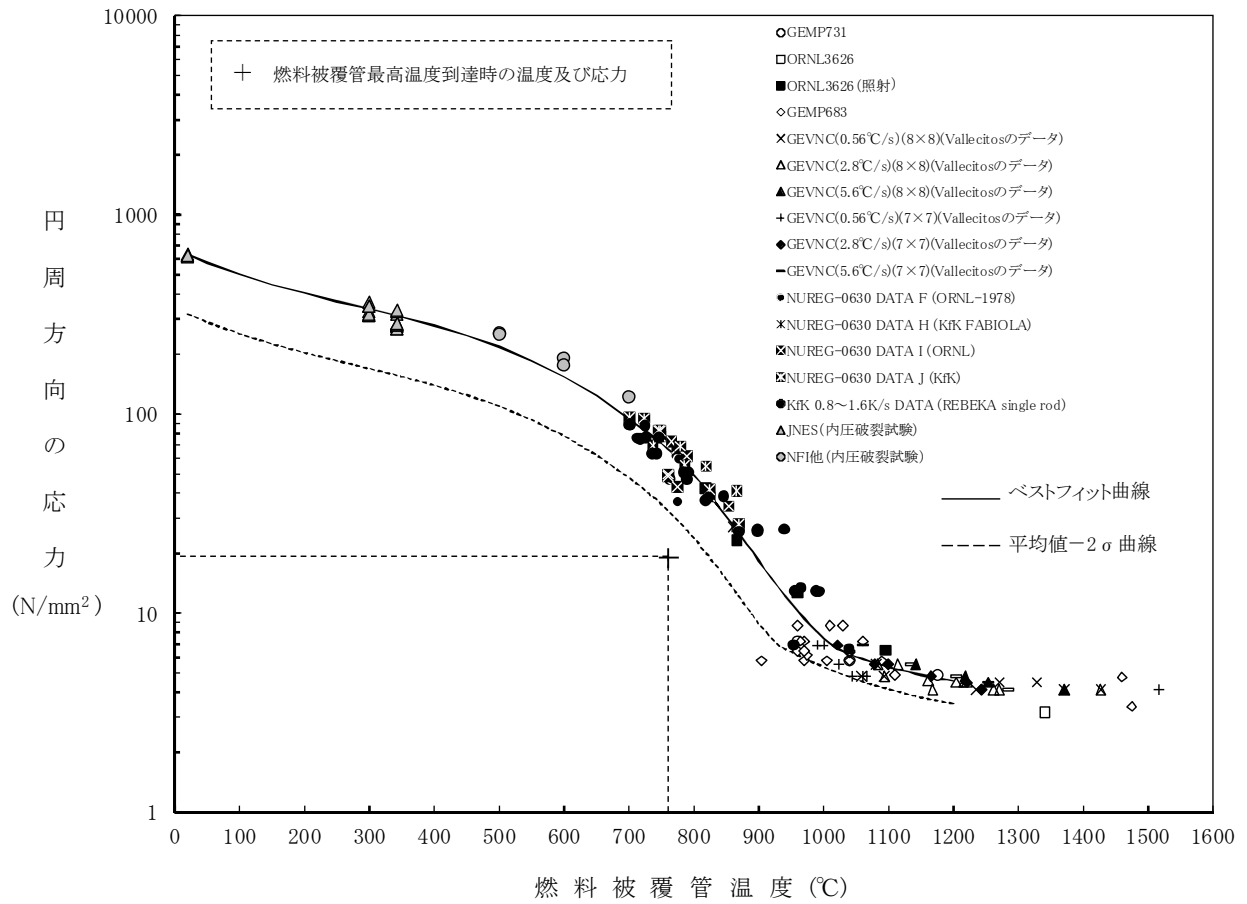
第 2. 2. 7 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



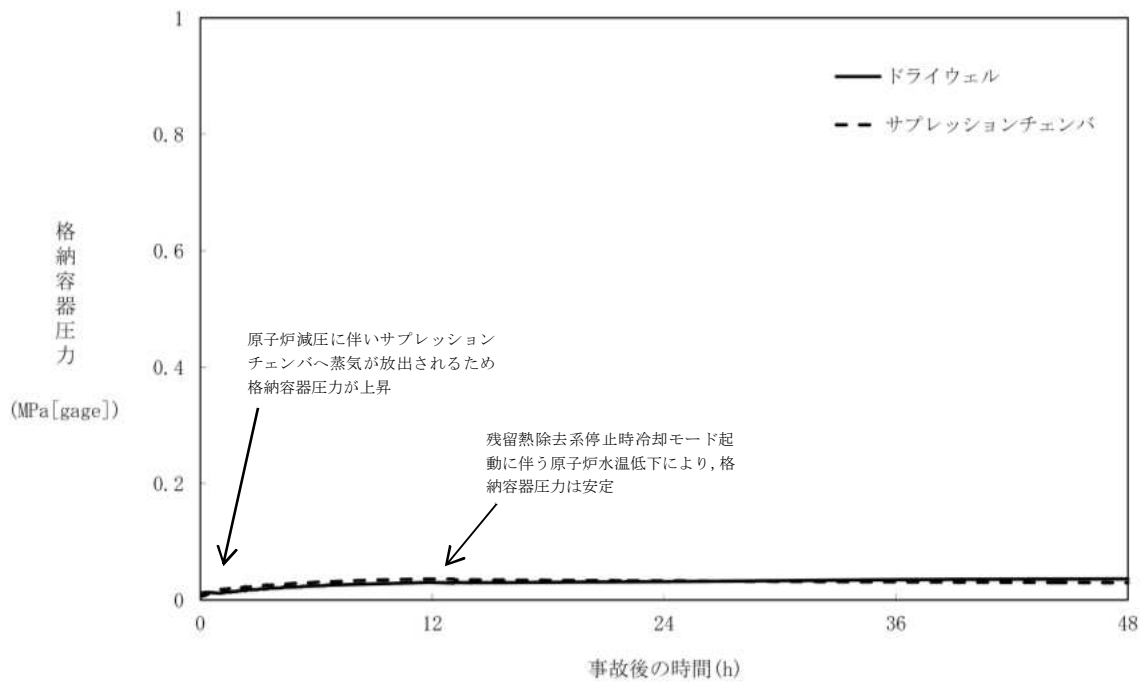
第 2. 2. 8 図 注水流量の推移



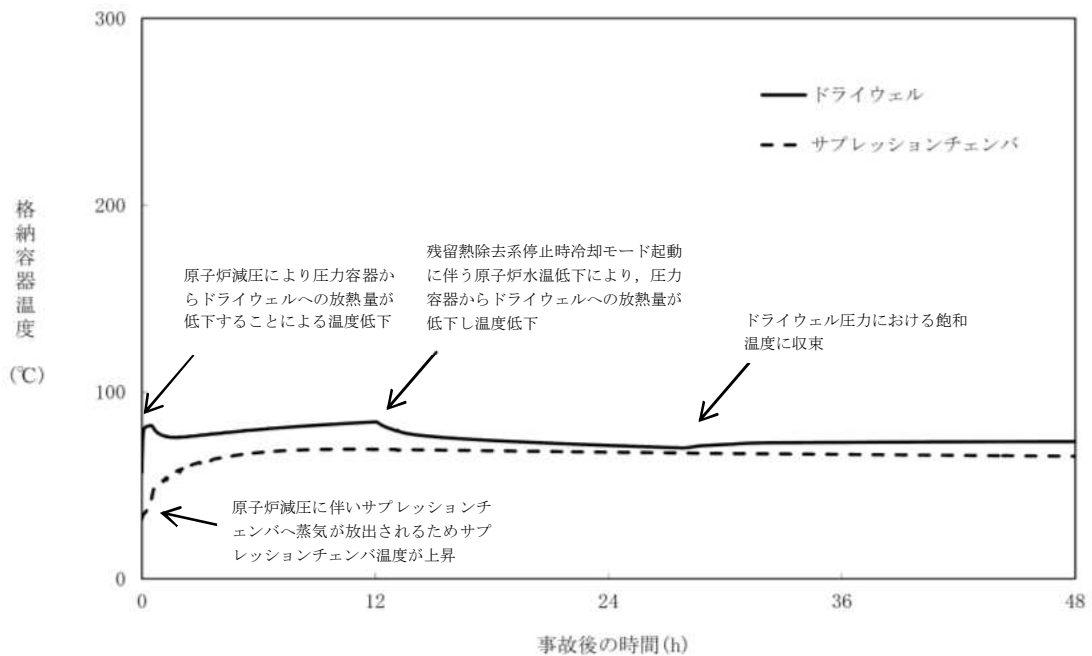
第 2.2.9 図 燃料被覆管温度の推移



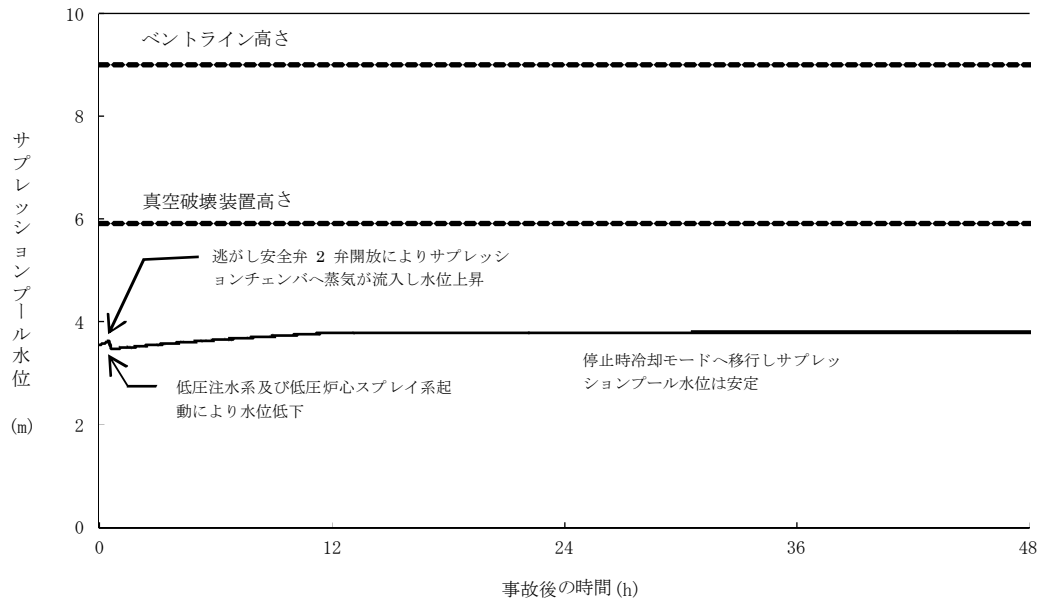
第 2.2.10 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管応力
の関係



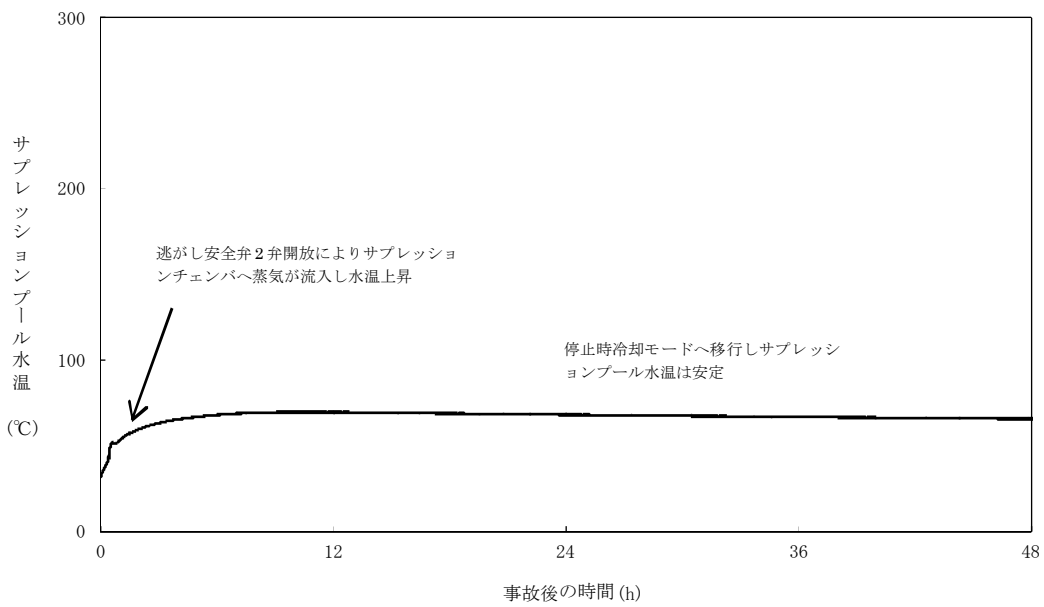
第 2. 2. 11 図 格納容器圧力の推移



第 2. 2. 12 図 格納容器気相部の温度の推移



第 2.2.13 図 サプレッションプール水位の推移



第 2.2.14 図 サプレッションプール水温の推移

第 2.2.1 表 高圧注水・減圧機能喪失時における重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル3）により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA）
外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
高圧注水機能喪失確認（原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系）	・原子炉水位低（レベル2）により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量
非常用ガス処理系及び中央制御室換気空調系起動確認	・非常用ガス処理系が起動することを確認する。 ・中央制御室換気空調系が起動することを確認する。	非常用ガス処理系 中央制御室換気空調系	—	—
主蒸気隔離弁「全閉」確認	・原子炉水位（レベル2）により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	・主蒸気隔離弁「全閉」後、原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）

第 2.2.1 表 高圧注水・減圧機能喪失時における重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧代替注水系機能喪失	・原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）(SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系ポンプ出口圧力 高圧代替注水系ポンプ出口流量 (SA)
低圧注水機能自動起動確認（低圧注水系／低圧炉心スプレイ系）	・原子炉水位低（レベル1）により低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系が自動起動することを確認する。	残留熱除去系ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	—	原子炉水位（広帯域） (SA) 原子炉圧力 (SA) 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力
原子炉手動減圧失敗及び代替自動減圧機能による原子炉減圧確認（逃がし安全弁2弁）	・原子炉水位低（レベル1）かつ低圧注水系若しくは低圧炉心スプレイ系ポンプ起動後 10 分で逃がし安全弁2弁が作動し、原子炉が減圧されることを確認する。	代替自動減圧機能 (SA) 逃がし安全弁 (SA)	—	原子炉水位（広帯域） (SA) 原子炉圧力 (SA)
低圧注水機能（低圧注水系／低圧炉心スプレイ系）による原子炉水位上昇確認	・代替自動減圧機能による原子炉減圧後、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系により原子炉へ注水し、原子炉水位上昇を確認する。	残留熱除去系ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	—	原子炉水位（広帯域） (SA) 原子炉圧力 (SA) 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量

第 2.2.1 表 高圧注水・減圧機能喪失時における重大事故等対策について (3/3)

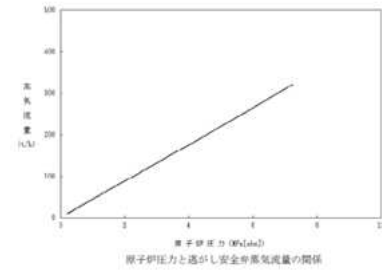
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードへ移行	・原子炉水位制御が適切に行われていることを確認した後、格納容器の除熱を行うため残留熱除去系 1 系統をサプレッションプール水冷却モードへ移行する。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量 サプレッションチェンバ圧力（SA） サプレッションプール水温度（SA）
残留熱除去系原子炉停止時冷却モードへ移行	・原子炉圧力と原子炉水位を確認し、残留熱除去系原子炉停止時冷却モードへ移行する。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量

第 2.2.2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（1/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側: SAFER 格納容器側: MAAP	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9×9 燃料(A 型)	-
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウエル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウエル)	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32°C	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置		-	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	全給水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	高压注水機能及び減圧機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を、減圧機能として手動減圧の失敗を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。ただし、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップするものとする

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.2.2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（2/2）

	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	原子炉水位低(レベル3)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	代替自動減圧機能	作動時間: 原子炉水位低(レベル1)到達から 10 分後 作動数: 2 弁	代替自動減圧機能の設計値として設定
	逃がし安全弁	7.37MPa[gage] × 2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3 弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
	低圧注水系	原子炉水位低(レベル1)にて自動起動 1,136m ³ /h(ポンプ1台当たり, 0.14MPa [dif]において)	低圧注水系の設計値として設定
	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位低(レベル1)にて自動起動 1,050m ³ /h(ポンプ1台あたり, 0.78MPa [dif]において)	低圧炉心スプレイ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	残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード 運転	原子炉水位高(レベル8) 到達後	運転操作手順書等を踏まえて設定
	残留熱除去系原子炉停止時冷却モード 運転	事象発生 12 時間後	運転操作手順書等を踏まえて設定

安定停止状態について

高圧注水・減圧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：原子炉水位安定及び格納容器圧力・温度が低下傾向

【原子炉安定状態】

第 2.2.6 図及び第 2.2.7 図に示すとおり，低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水により炉心が冠水し，安定的に原子炉水位が維持されている状態を安定状態とする。

【格納容器安定状態】

第 2.2.11 図及び第 2.2.12 図に示すとおり，残留熱除去系による崩壊熱除去により，格納容器圧力・温度が低下傾向になった時点（約 12 時間後）を安定状態とする。

燃料評価結果について

1. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機((A),(B)の2台起動) (外部電源喪失後に自動起動) 非常用ディーゼル発電機(A) 燃費約1,601L/h(最大負荷) ×1台×24h×7日間=約269.0 kL 非常用ディーゼル発電機(B) 燃費約1,420L/h(最大負荷) ×1台×24h×7日間=約238.7kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (外部電源喪失後に自動起動) 燃費約649.3L/h(最大負荷) ×1台×24h×7日間=約109.1 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約616.8 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は、軽油タンク(2基)、燃料デイトンク(3基)、地下軽油タンク(3基)の合計より 約841.2 kLであることから、7日間は十分に対応可能

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，逃がし安全弁の再閉に失敗する事故」，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動に失敗する事故」，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，直流電源が喪失する事故」及び「建屋外壁扉の人的過誤による誤開放により，建屋内への浸水が発生し，安全系設備が機能喪失する事故」であり，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の出力運転中に，送電系統の故障等により，外部電源が喪失し，非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉注水ができなくなることで原子炉水位が低下し，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または高圧代替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，ガスタービン発電機により給電を実施し，原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことによって格納容器破損の防止を図る。

なお、直流電源の喪失あるいは何らかの原因により原子炉隔離時冷却系が起動できない場合は、可搬型代替直流電源設備に接続されている高圧代替注水系を用いることにより、原子炉隔離時冷却系を用いる場合と同様、炉心燃料の冠水を維持したまま原子炉水位を回復することができる。さらに、可搬型代替直流電源設備が期待できない場合でも、高圧代替注水系の現場での手動起動により原子炉水位を適切に維持したまま原子炉水位を回復することができる。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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、ガスタービン発電機を整備し、原子炉隔離時冷却系または高圧代替注水系、及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行う。また、格納容器の健全性を長期的に維持するため、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備する。（補足説明資料 1.）

これらの対策の概略系統図を第 2.3.1 図及び第 2.3.2 図に、手順の概要を第 2.3.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.3.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 29 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要

員は16名である。この必要な要員と作業項目について第2.3.4図に示す。(補足説明資料2.～6.)

a. 主蒸気止め弁閉による原子炉スクラム確認

外部電源喪失に伴い、主蒸気止め弁閉により原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

c. 直流電源の有無の確認

125V 直流主母線電圧にて直流電源の有無を確認する。

直流電源の有無の確認に必要な計装設備は、125V 直流主母線電圧 2A, 2B である。

d. 原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認に必要な計装設備は、原子炉補機冷却水供給圧力等である。

e. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレー系ポンプ出口圧力等である。

f. 原子炉隔離時冷却系自動起動確認

原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水が開始することにより、原子炉水位が回復することを確認する。

原子炉隔離時冷却系自動起動確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。

g. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

h. 直流電源負荷切り離し（中央制御室）

24時間直流電源確保のため、中央制御室にて直流負荷の切り離しを行う。

i. 直流電源負荷切り離し（現場）

24時間直流電源確保のため、制御建屋内にて直流負荷の切り離しを行う。

j. 復水貯蔵タンク補給

可搬型大容量送水ポンプにより、復水貯蔵タンクへの補給を実施する。

復水貯蔵タンク補給に必要な計装設備は、復水貯蔵タンク水位である。

k. ガスタービン発電機による非常用交流電源の回復を確認

事象発生から24時間経過した時点で、ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。

ガスタービン発電機による非常用交流電源の回復を確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D 母線電圧等である。

1. 低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動

ガスタービン発電機による交流電源供給後、低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。

低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動に必要な計装設備は、復水移送ポンプ出口圧力である。

m. 逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧

低圧代替注水系（常設）の準備完了後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧実施に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

n. 低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御

原子炉の減圧後、1 台の復水移送ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉水位の制御を行う。

低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

o. 残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード起動

ガスタービン発電機による交流電源供給後、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系によるサプレッションプール水冷却モード運転を行う。

残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード起動に必要な計装設備は、サプレッションプール水温度等である。

2.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、重大事故等対策の強化した直流電源及びガスター

ビン発電機の有効性評価という観点で、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、燃料集合体から冷却材への熱伝達、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による注水、逃がし安全弁による減圧、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を熱水力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、これらの現象による格納容器挙動を一貫して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、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定する。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「主蒸気止め弁閉」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）により自動起動し、 $90.8\text{ m}^3/\text{h}$ （ $7.86 \sim 1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で原子炉に注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁2弁を使用するものとし、容量として、逃がし安全弁1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

原子炉の減圧後に、 $108.5\text{ m}^3/\text{h}$ （ $0.427\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(e) 原子炉補機代替冷却系

除熱量は 18.6MW （海水温度 26°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 常設直流電源は、中央制御室において簡易な操作で負荷の切り離しを事象発生1時間後に、必要な負荷以外の切り離しを事象発生8時間後に、それぞれ実施するものとするものとする。

(b) 交流動力電源は24時間使用できないものとし、事象発生24時間後にガスタービン発電機による交流動力電源を供給するものとする。

(c) 逃がし安全弁による原子炉手動減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、非常用所内交流母線が復電する、事象発生24時間後から開始されるものとする。

(d) 原子炉補機代替冷却系による残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードの運転は、原子炉補機代替冷却系の設置及び非常用所内交流母

線の復電時間等を考慮し、事象発生 25 時間後から開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 2.3.3 図に示すとともに、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、燃料被覆管温度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応力の関係を第 2.3.5 図から第 2.3.10 図に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サプレッションプール水位及び水温の推移を第 2.3.11 図及び第 2.3.14 図に示す。

a. 事象進展

外部電源喪失に伴い、「主蒸気止め弁閉」による原子炉スクラム信号が発信し、原子炉はスクラムする。また、外部電源喪失により自動起動する非常用ディーゼル発電機等が起動しないことにより、全交流動力電源喪失に至る。合わせて、原子炉補機冷却海水系等が機能喪失することにより、除熱機能喪失が発生する。

原子炉の給水が喪失することにより、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して水位は維持される。

常設直流電源は、中央制御室において簡易な操作で負荷の切り離しを行うことで 8 時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り 16 時間の合計 24 時間にわたり、必要な電力の供給が可能であるものとする。（添付資料 2.3.1）

この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル 8）でのトリップを繰り返すことにより、原子炉水位は適切に維持される。（添付資料 2.3.2）

事象発生から 24 時間経過した時点で、ガスタービン発電機による交流電

源の供給を開始し、その後、原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は、逃がし安全弁 2 弁による手動操作にて実施する。

減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系（常設）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。

※SAFERにより計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水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、シュラウド外側水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS 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第 2.3.9 図に示すとおり、初期値を上回ることなく、 $1,200^{\circ}\text{C}$ 以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1 %以下である。

原子炉圧力は第 2.3.5 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 $7.45\text{MPa}[\text{gage}]$ 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 ($10.34\text{MPa}[\text{gage}]$) 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、事象発生から約 25 時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バ

ウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約 0.362MPa[gage]及び約 153℃に抑えられる。

炉心は安定して冷却されており、事象発生から約 25 時間後に格納容器圧力及び温度は低下傾向を示していることから、安定停止状態に至る。その後も、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことにより、安定停止状態を維持できる。（添付資料 2.3.3）

2.3.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.3.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.3.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり 29 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。（添付資料 2.3.4）

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,607m³ 必要となる。

復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有しており、事象発生約 49 時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給

水を行うことで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした注水が可能となることから、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

ガスタービン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、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約269.6kLである。

復水貯蔵タンクへの補給等に使用する可搬型大容量送水ポンプについては、事象発生6時間後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約30.5kLである。

原子炉補機代替冷却系に用いる可搬型大容量送水ポンプ及び電源車については、事象発生23時間後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、合わせて約41.8kLである。

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約341.9kLであるが、2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

c. 電源

ガスタービン発電機の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約3,430kW必要となるが、給電容量である7,200kW未滿となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

2.3.5 結論

事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」では、事象発生後、外部電源が喪失し、非常用所内交流電源系統が機能喪失することにより、原子炉注水ができなくなることで原子炉水位が低下し、炉心損傷に至ることが特徴である。

事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策

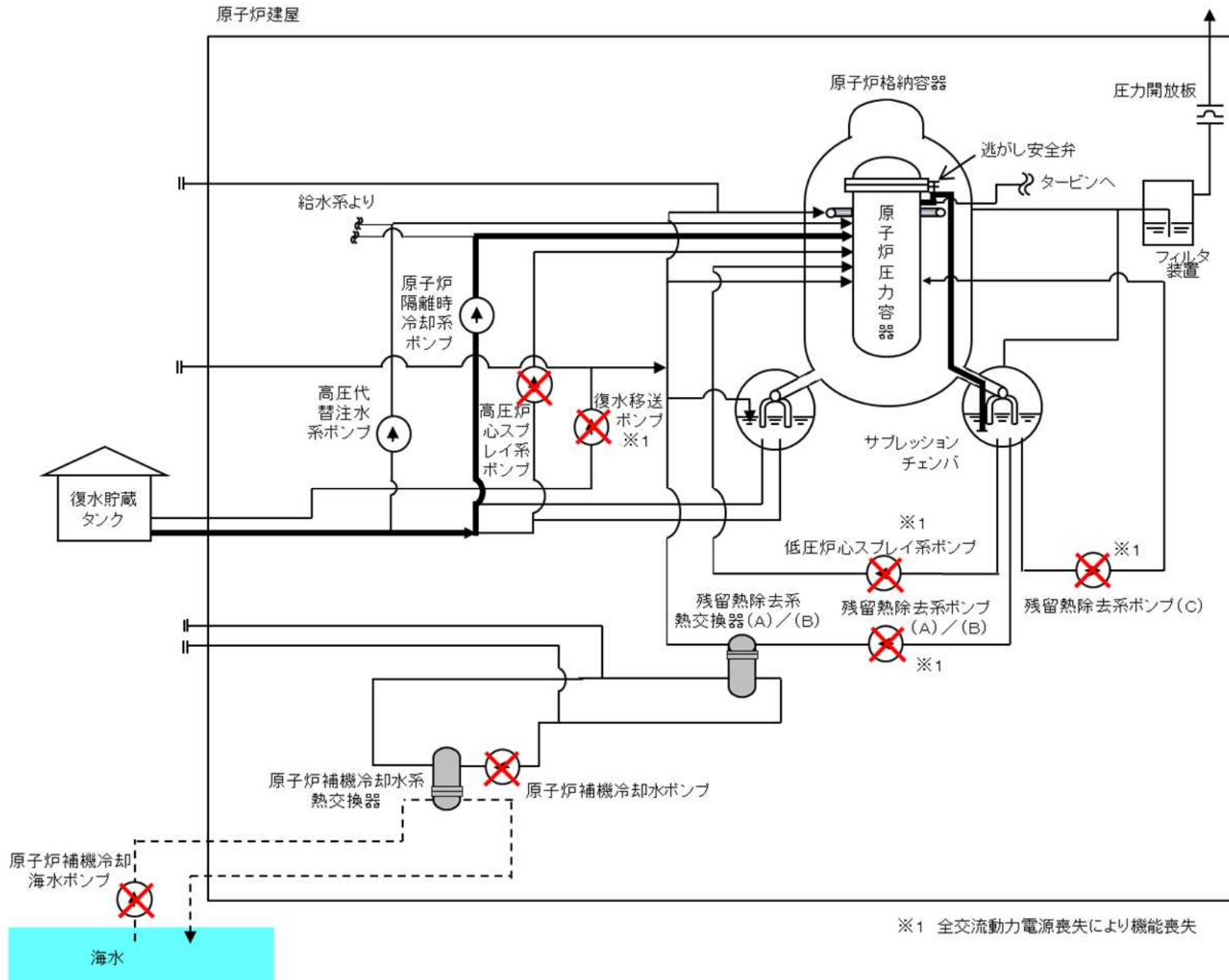
としては、原子炉隔離時冷却系または高圧代替注水系による原子炉注水手段、ガスタービン発電機による電源確保手段、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」について有効性評価を行った。

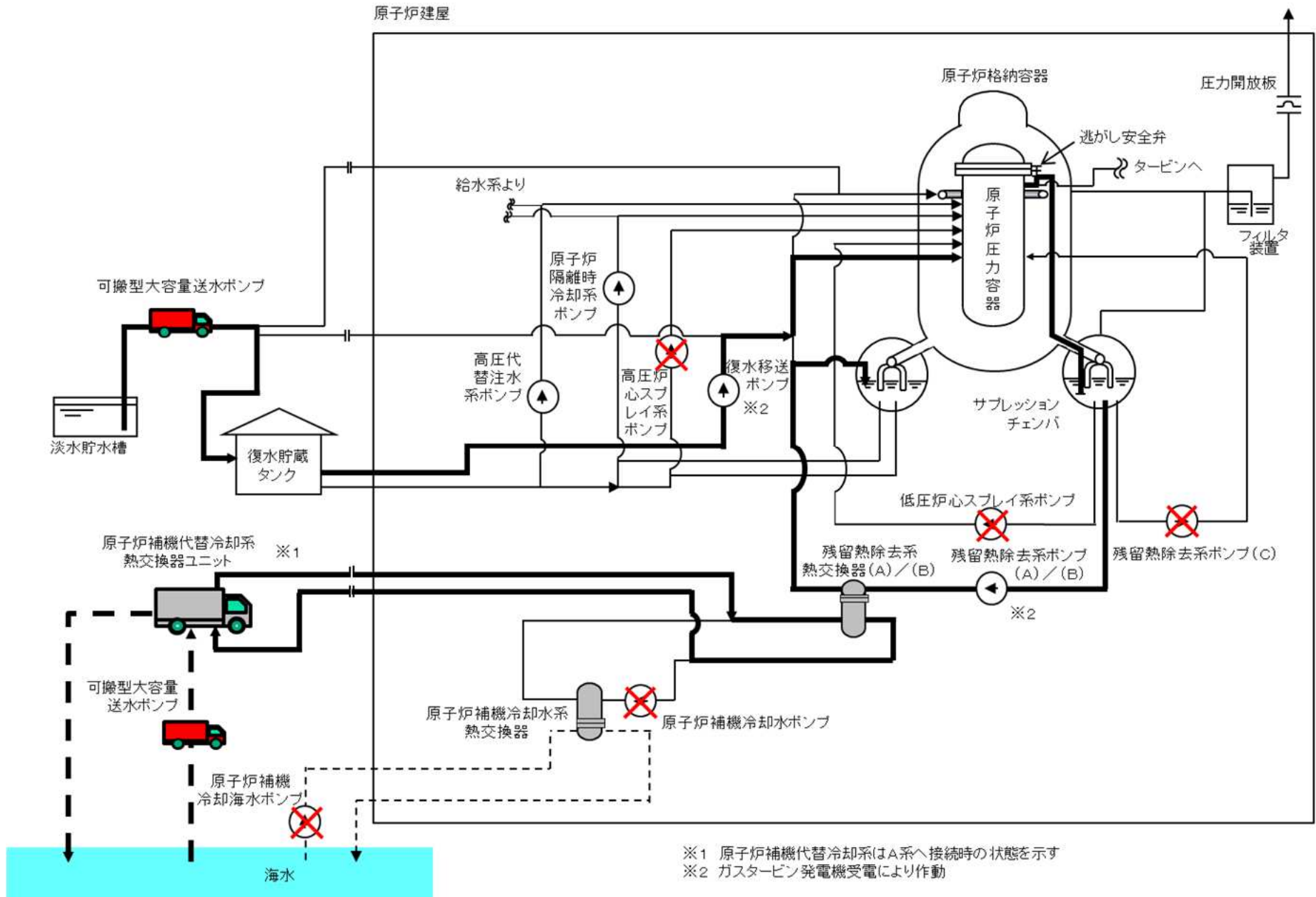
上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を実施することにより、炉心が露出することはない。その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

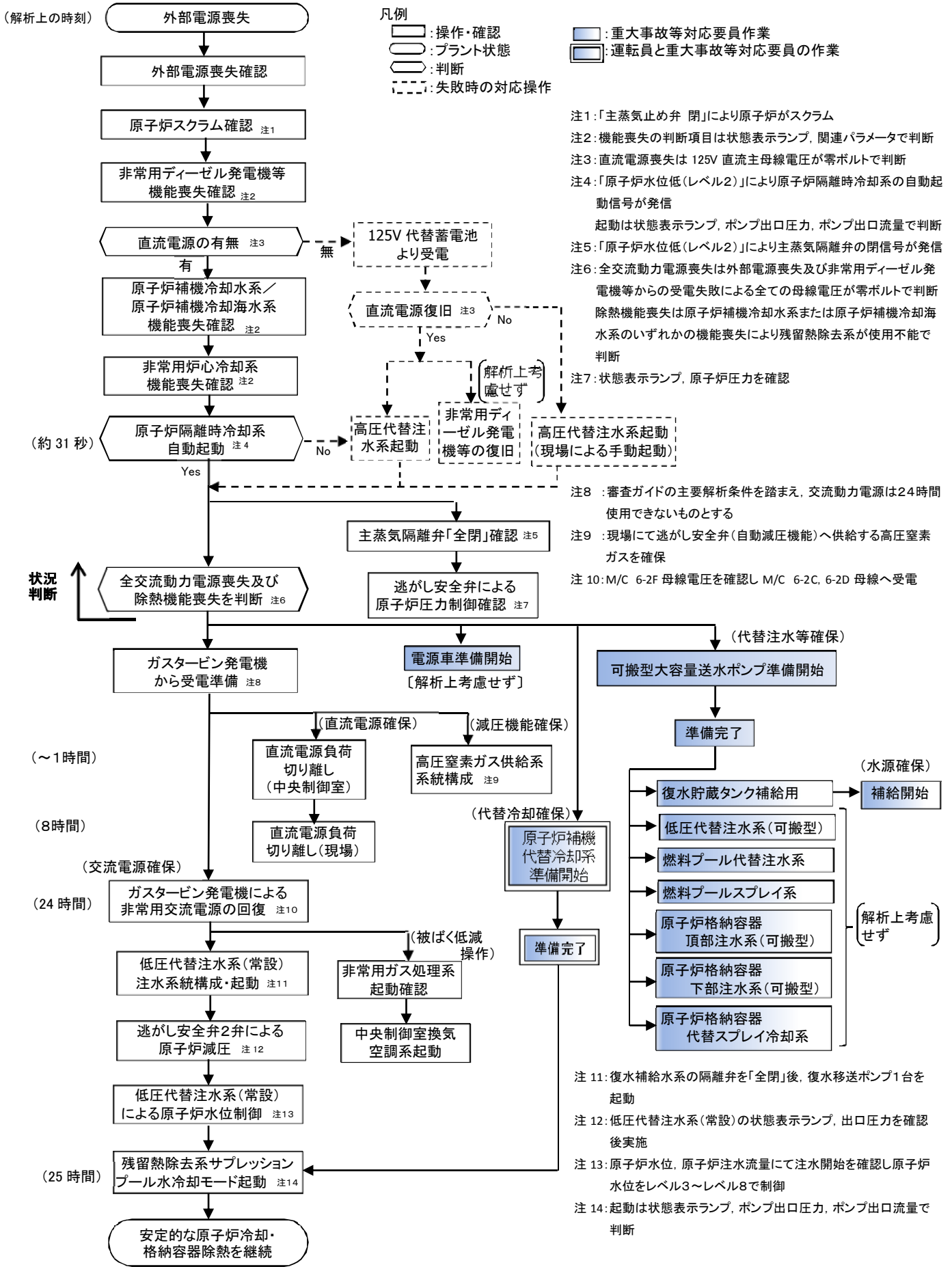
以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、原子炉隔離時冷却系等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。



第 2.3.1 図 全交流動力電源喪失時の使用系統概要
(原子炉隔離時冷却系)



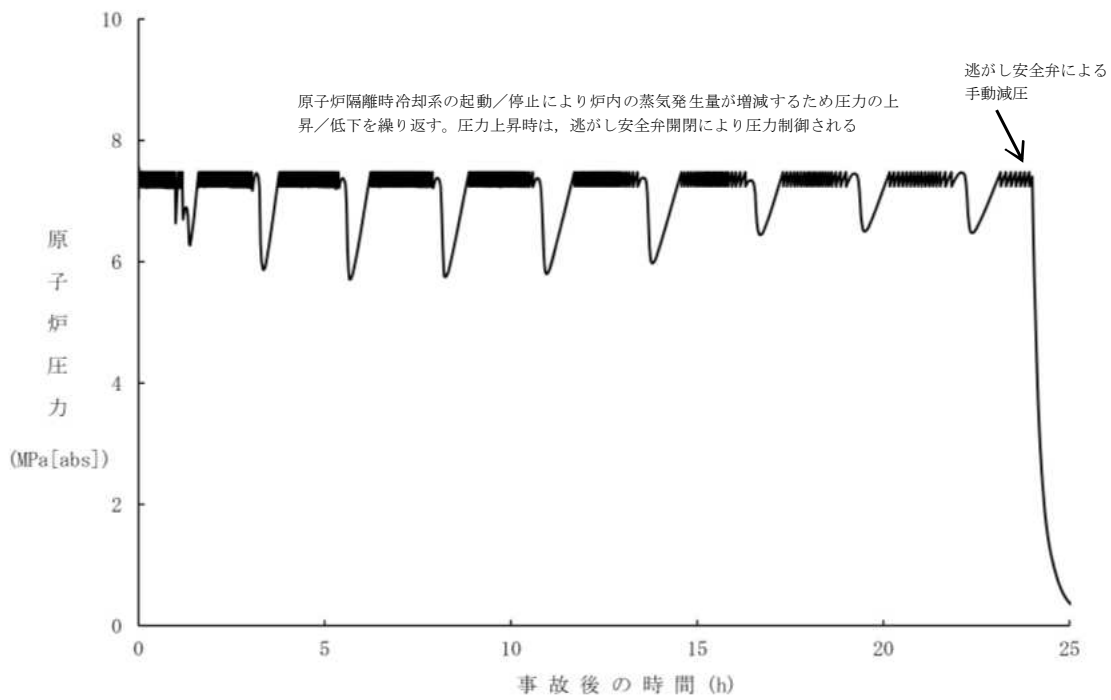
第 2.3.2 図 全交流動力電源喪失時の使用系統概要
 (低圧代替注水系 (常設)・残留熱除去系 (サプレッションプール水冷却モード))



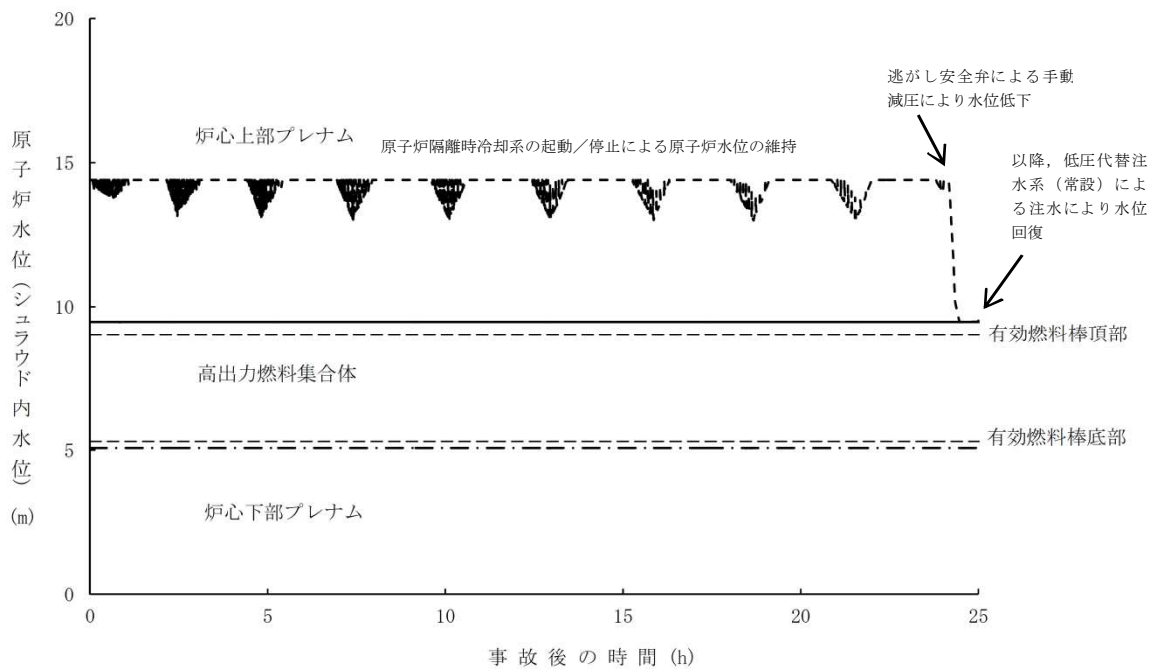
第 2.3.3 図 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)										経過時間(時間)										経過時間(日)			備考							
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【】は他作業後移動してきた要員	手順の内容	経過時間																														備考
現場作業の要員移動	発電課長 1	●運転操作の統括																															
	発電副長 1	●運転操作の指揮・監視・指示																															
状況判断	運転員 A,B,C 3	●外部電源喪失確認																															
		●原子炉スクラム確認																															
		●非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認																															
		●直流電源有無の確認																															
		●原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認																															
		●非常用炉心冷却系機能喪失確認																															
		●原子炉隔離時冷却系自動起動																															
		●主蒸気隔離弁「全閉」確認																															
		●逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認																															
交流電源確保	【運転員A, B】 2	●ガスタービン発電機受電準備																															
	運転員D, E 2	●交流電源現場調査																															
高圧注水(原子炉隔離時冷却系)	【運転員C】 1	●原子炉隔離時冷却系による原子炉水位制御(「排気圧力高トリップ」ロジックバイパス含む)	適宜実施																														
減圧機能確保	【運転員D, E】 2	●高圧窒素ガス供給系統構成	35分																														
直流電源確保	【運転員B】 1	●直流電源負荷切り離し(中央制御室)	(1時間以内に実施) 5分																														
	【運転員D, E】 2	●直流電源負荷切り離し(現場)	20分																														8時間より操作開始
代替注水等確保	重A~重I 9	●可搬型設備保管場所への移動	20分																														
	【重A~重C】 3	●可搬型大容量送水ポンプの設置(水中ポンプの設置含む)	2時間																														
	【重D~重I】 6	●ホース延長回収車による送水用ホース敷設	3.5時間																														作業時間が最大となるルートを想定
	【重A~重I】 9	●分岐器の設置, 外部接続口への送水用ホース敷設	3.5時間																														
	【重G】 1	●可搬型大容量送水ポンプ監視	30分 以降監視																														
代替冷却確保	【運転員D, E】 2	●原子炉補機冷却水系統構成(原子炉棟)	40分																														
	【重A~重F】 6	●可搬型設備保管場所への移動	30分																														
	重J~重L 3	●原子炉補機代替冷却系用電源車設置	1.5時間																														
	【重D~重F】 3	●ホース延長回収車による海水送水ホース及び海水排水ホース敷設	5時間																														作業時間が最大となるルートを想定
	【重A~重C】 3	●可搬型大容量送水ポンプの設置(水中ポンプの設置含む)	6.5時間																														作業時間が最大となるルートを想定
	【重A~重F】 6	●原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットの設置及び通水ライン準備	3時間																														
	【運転員D, E】 2	●原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系統操作	30分																														
代替冷却系起動監視	【重A~重D】 4	●可搬型大容量送水ポンプおよび原子炉補機代替冷却系の起動, 監視	余裕時間 以降監視																														
	【重J, K】 2	●原子炉補機代替冷却系用電源車起動, 監視	以降監視																														
水源確保	【運転員D, E】 2	●復水貯蔵タンク水源切り替え	30分																														復水貯蔵タンク水位低警報発生で実施
	【重H, I】 2	●復水貯蔵タンク補給	水位を確認して適宜補給																														49時間までに補給開始
交流電源確保	【運転員B】 1	●ガスタービン発電機受電	5分																														
低圧代替注水(常設)	【運転員B】 1	●低圧代替注水(常設)注水系統構成・起動	5分																														
	【運転員C】 1	●逃がし安全弁2弁による原子炉減圧	5分																														
被ばく低減操作	【運転員A】 1	●低圧代替注水(常設)による原子炉水位制御	適宜実施																														
		●非常用ガス処理系起動確認	5分																														
		●中央制御室換気空調系手動起動	20分																														
格納容器除熱	【運転員A】 1	●残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モード起動	10分																														
燃料補給	重M~重P 4	●可搬型設備保管場所への移動	20分																														
	【重M, N】 2	●可搬型大容量送水ポンプ用タンクローリーへの移送	50分																														
	【重O, P】 2	●可搬型大容量送水ポンプへ給油	4時間40分毎に1回補給																														
		●原子炉補機代替冷却系用タンクローリーへの移送	50分																														
		●原子炉補機代替冷却系(電源車)への給油	150分毎に1回給油																														
		●原子炉補機代替冷却系(可搬型大容量送水ポンプ)への給油	4時間40分毎に1回給油																														
機能喪失機器復旧	参集要員等 -	●機能喪失した機器の復旧作業																															参集要員等により復旧
要員数	運転員	7																															
	重大事故等対応要員	16																															
	合計	23																															

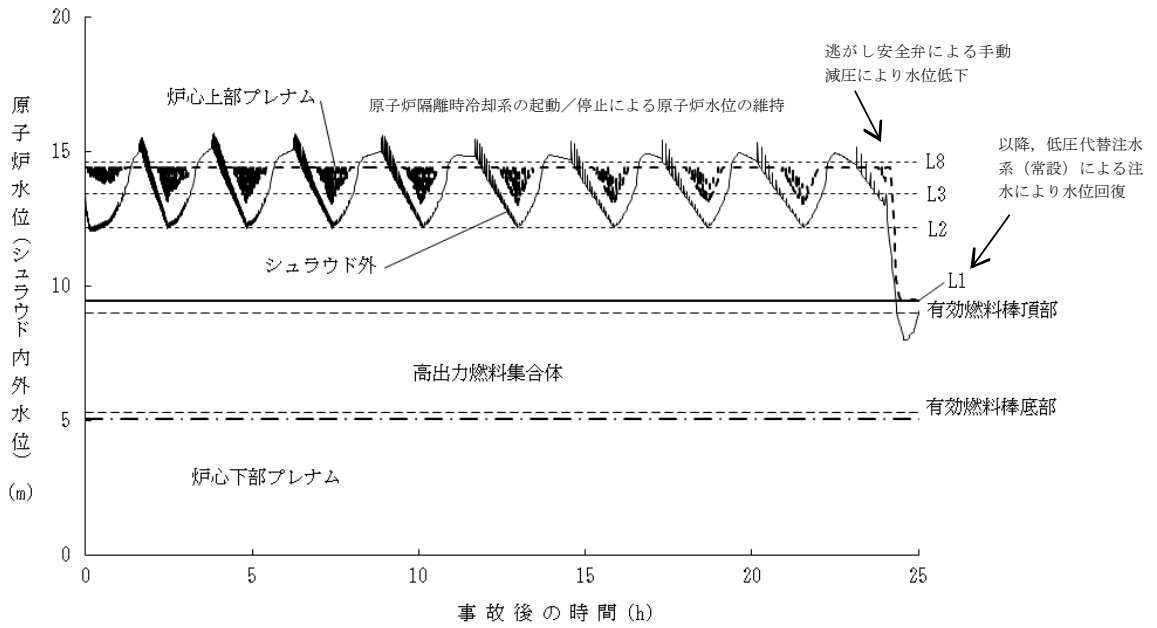
第 2.3.4 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間



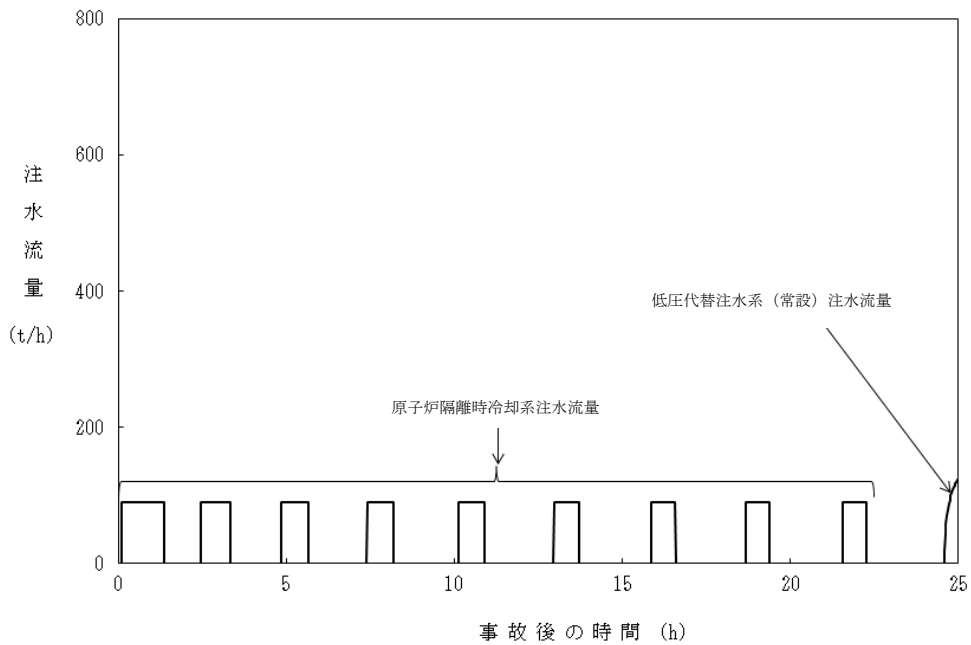
第 2.3.5 図 原子炉圧力の推移



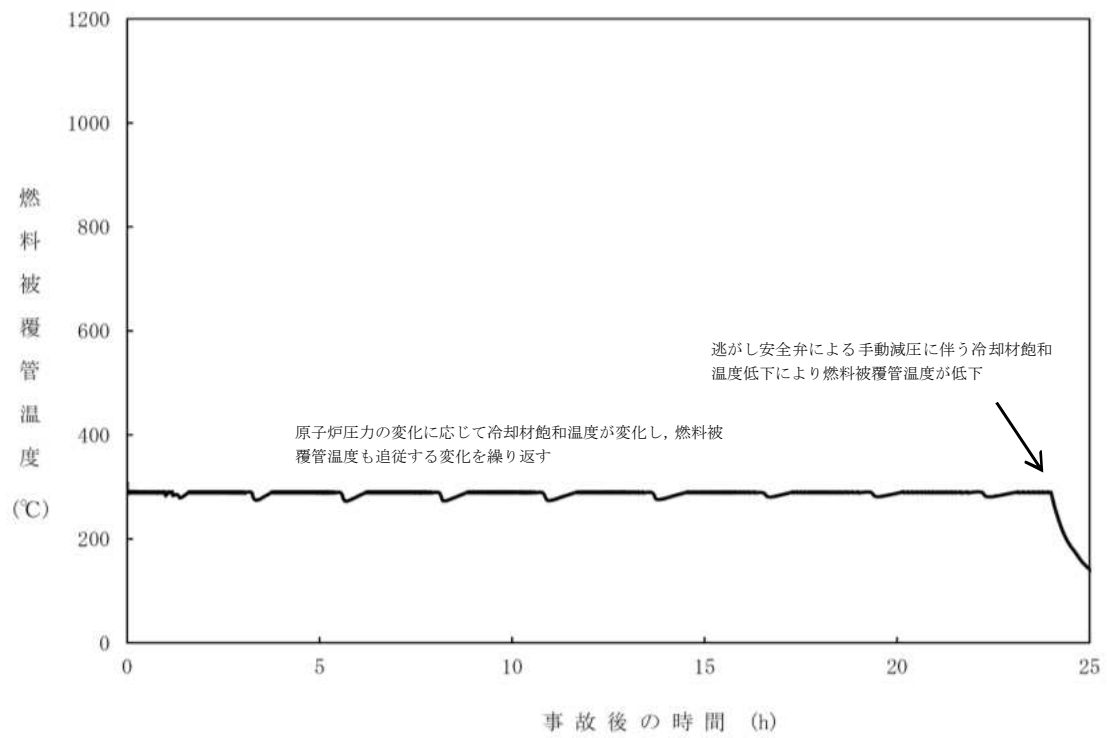
第 2.3.6 図 原子炉水位の推移



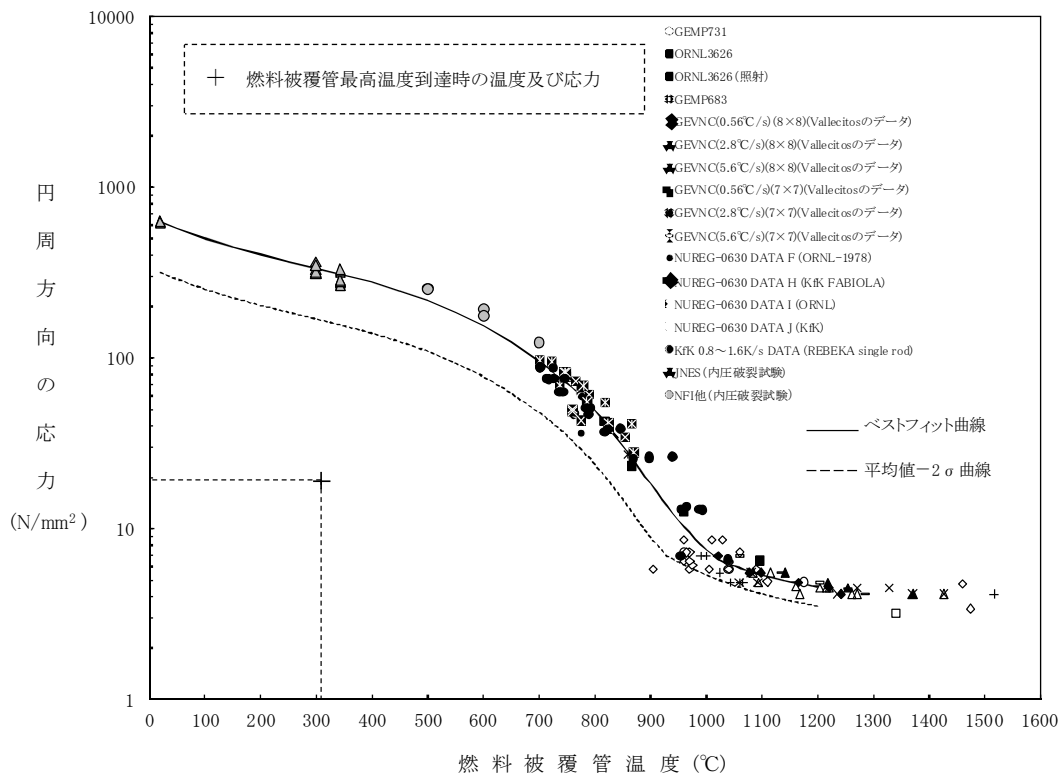
第 2.3.7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



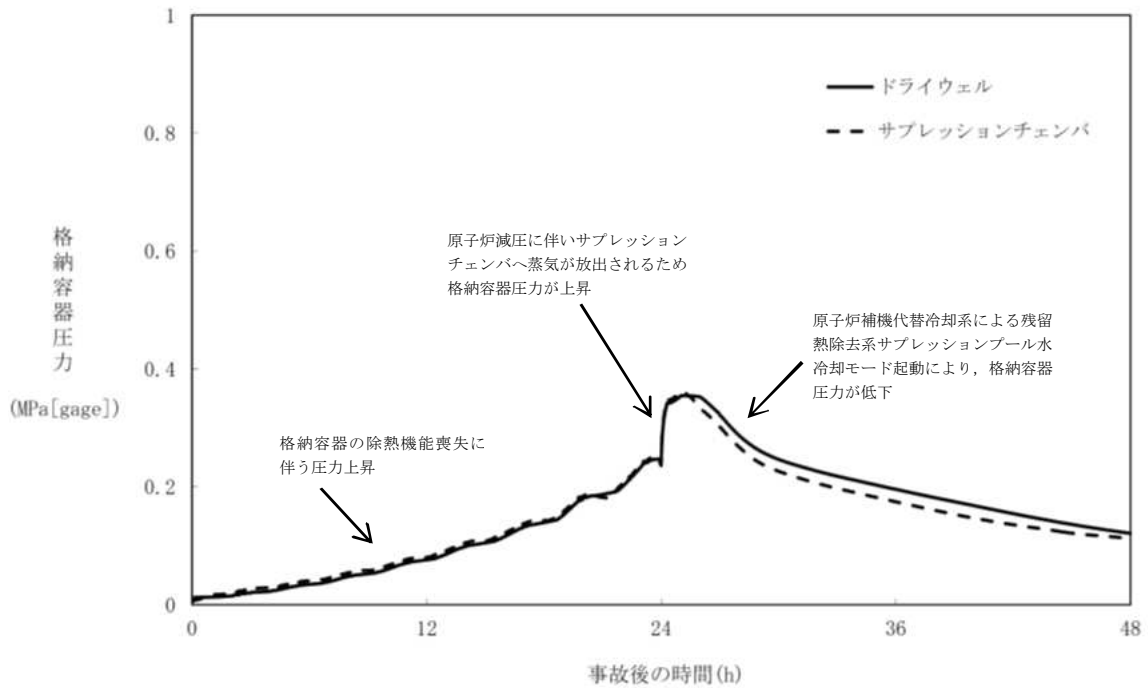
第 2.3.8 図 注水流量の推移



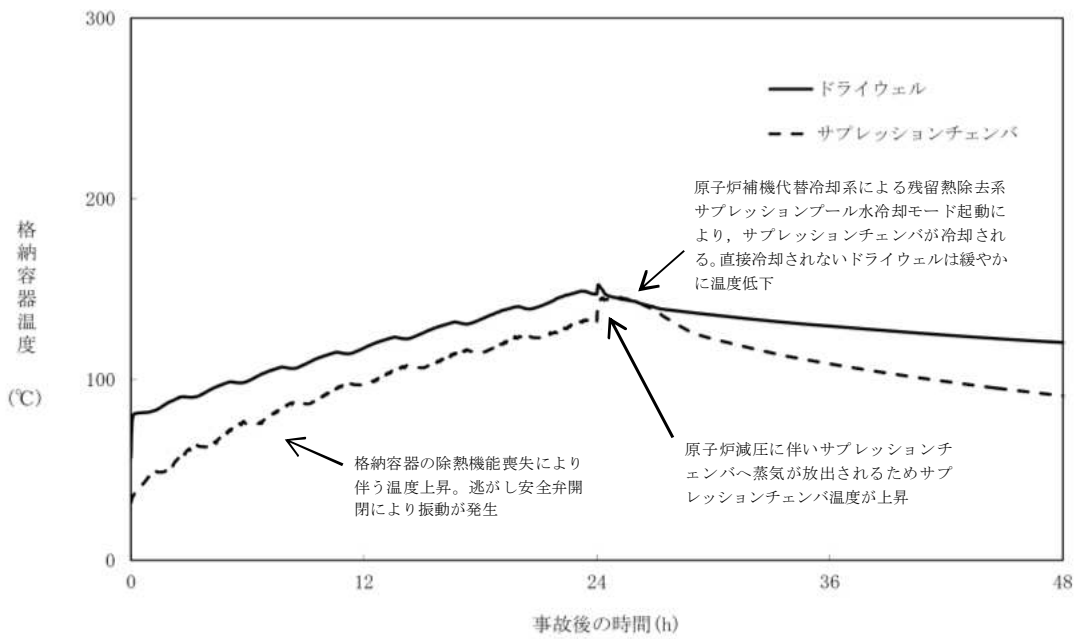
第 2.3.9 図 燃料被覆管温度の推移



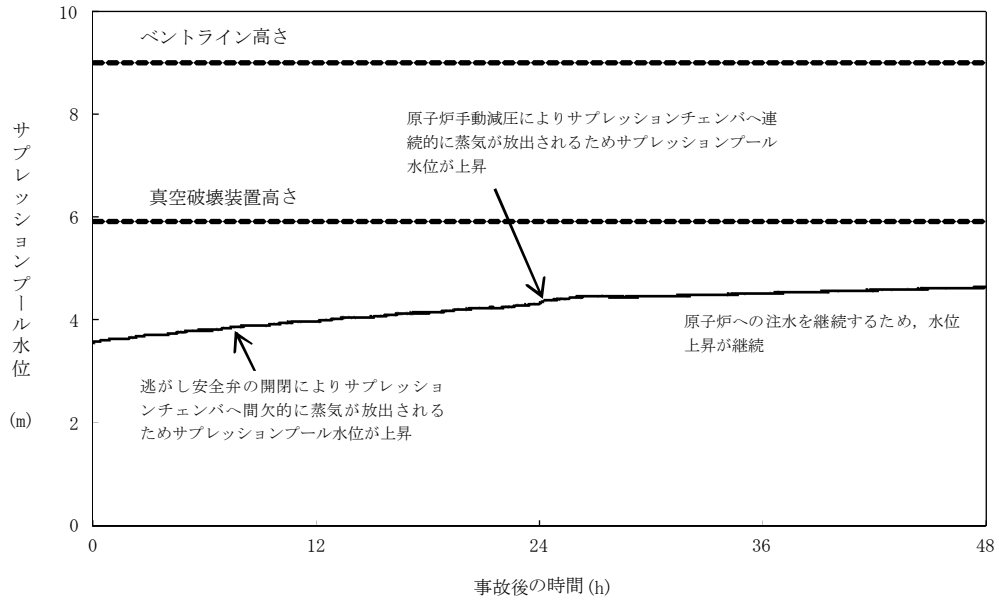
第 2.3.10 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管応力
の関係



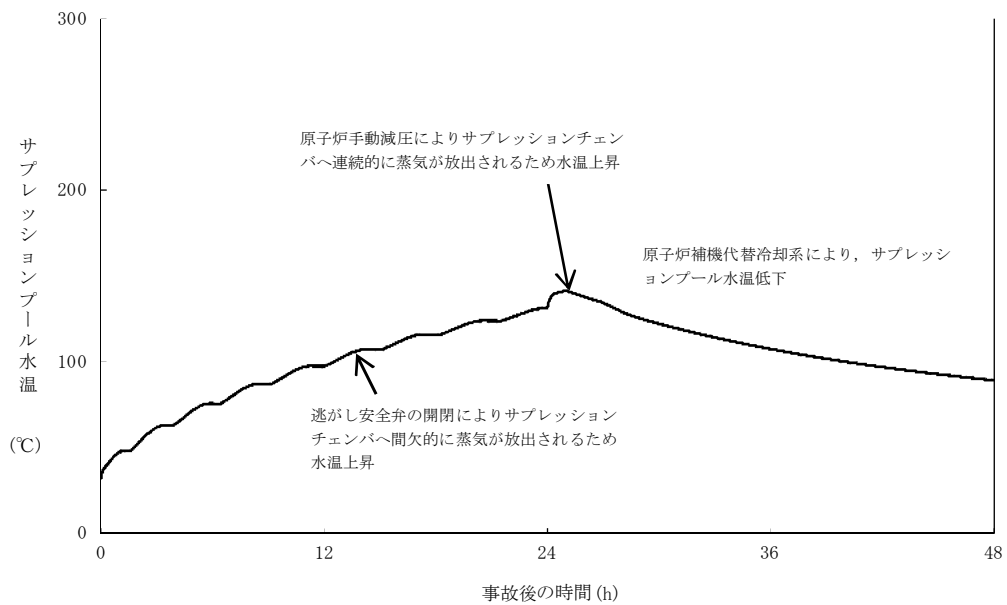
第 2.3.11 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.12 図 格納容器気相部の温度の推移



第 2. 3. 13 図 サプレッションプール水位の推移



第 2. 3. 14 図 サプレッションプール水温の推移

第 2.3.1 表 全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
主蒸気止め弁閉による原子炉スクラム確認	・外部電源喪失に伴い、主蒸気止め弁閉により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 平均出力領域モニタ (SA) 起動領域モニタ (SA)
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。	—	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
直流電源の有無の確認	・125V 直流主母線電圧にて直流電源の有無を確認する。	125V 蓄電池 (SA)	—	125V 直流主母線電圧 2A, 2B
原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認	・原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。	—	—	原子炉補機冷却水供給圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力

第 2.3.1 表 全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系自動起動確認	・原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始することにより，原子炉水位が回復することを確認する。	原子炉隔離時冷却系ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
主蒸気隔離弁「全閉」確認	・原子炉水位（レベル2）により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	・主蒸気隔離弁「全閉」後，原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	・外部電源が喪失し，非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより，全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し，全交流動力電源喪失と判断する。 ・ガスタービン発電機による電源確保，原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱，可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。	ガスタービン発電機（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	—
ガスタービン発電機から受電準備	・ガスタービン発電機による電源確保を実施する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
高圧窒素ガス供給系系統構成	・現場にて逃がし安全弁（自動減圧機能）へ供給する高圧窒素ガスを確保する。	高圧窒素ガス供給系	—	—
直流電源負荷切り離し（中央制御室）	・24時間直流電源確保のため，中央制御室にて直流負荷の切り離しを行う。	125V 蓄電池（SA）	—	—

第 2.3.1 表 全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について (3/3)

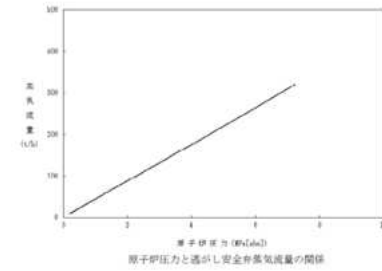
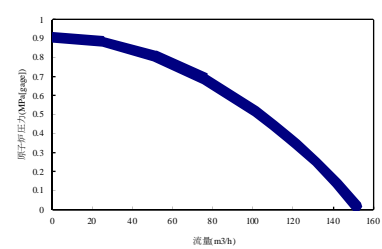
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
直流電源負荷切り離し（現場）	・24 時間直流電源確保のため、制御建屋内にて直流負荷の切り離しを行う。	125V 蓄電池（SA）	—	—
復水貯蔵タンク補給	・可搬型大容量送水ポンプにより、復水貯蔵タンクへの補給を実施する。	復水貯蔵タンク（SA）	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	復水貯蔵タンク水位（SA）
ガスタービン発電機による非常用交流電源の回復	・事象発生から 24 時間経過した時点で、ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
非常用ガス処理系起動確認	・非常用ガス処理系が起動することを確認する。	非常用ガス処理系	—	—
中央制御室換気空調系起動	・ガスタービン発電機による交流電源供給後、中央制御室換気空調系を手動起動する。	中央制御室換気空調系	—	—
低圧代替注水系（常設）注水系構成・起動	・ガスタービン発電機による交流電源供給後、低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。	復水移送ポンプ（SA）	—	復水移送ポンプ出口圧力
逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧	・低圧代替注水系（常設）の準備完了後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	・原子炉の減圧後、1 台の復水移送ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉水位の制御を行う。	復水移送ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量（SA） 復水貯蔵タンク水位（SA）
残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード起動	・ガスタービン発電機による交流電源供給後、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系によるサプレッションプール水冷却モード運転を行う。	残留熱除去系ポンプ	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	サプレッションチェンバ圧力（SA） サプレッションプール水温度（SA）

第 2.3.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失）（1/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側: SAFER 格納容器側: MAAP	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9×9 燃料(A 型)	-
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウエル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウエル)	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32°C	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置		-	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.3.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

	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	主蒸気止め弁閉	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 90.8m ³ /h(ポンプ1台当たり, 7.86~1.04MPa[gage]において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
	逃がし安全弁	手動開弁数: 2 弁 7.37MPa[gage]×2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3 弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
	低圧代替注水系(常設)	108.5m ³ /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	原子炉補機代替冷却系	18.6MW(海水温度 26°Cにおいて)	原子炉補機代替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	常設直流電源負荷切り離し操作	事象発生1時間後 事象発生8時間後	基準要求値として設定
	ガスタービン発電機からの受電	事象発生 24 時間後	審査ガイドの「交流動力電源は 24 時間使用できないものとする」を踏まえて設定
	逃がし安全弁による原子炉手動減圧及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	事象発生 24 時間後	ガスタービン発電機からの受電後として設定
	原子炉補機代替冷却系による残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モード運転	事象発生 25 時間後	運転操作手順書等を踏まえて設定

蓄電池による給電時間評価結果について

(1) 給電時間評価結果

直流電源設備として、所内用 125V 蓄電池 2 組及び高圧炉心スプレイ系用蓄電池 1 組を有している。

重大事故時等においては、所内用 125V 蓄電池(A)からの電源供給により、原子炉隔離冷却系が起動し、原子炉への注水が行われる。電源供給開始から 1 時間後に中央制御室内にて、電源供給開始から 8 時間後には現場分電盤にて負荷の手動切り離しを行うことで、その後 16 時間にわたり原子炉隔離冷却系による注水を継続する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約 7,570Ah であることに対し、蓄電池容量が約 8,000Ah であることから、電源供給開始から 24 時間にわたり原子炉隔離冷却系による注水が可能である。(図 1)

(2) 給電時間評価の保守率および定格容量の維持

蓄電池容量算出にあたっては、電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法 SBA S 0601 2001」に基づき、保守率を 0.8 として算出している。保守率は、使用年数や使用条件の変化による蓄電池容量の変化を補償し、所定の負荷特性を満足するために用いる補正值である。

また、採用する蓄電池は、高温加速寿命試験の結果を考慮し、定期的に蓄電池の取替を実施することで、定格容量を維持する。

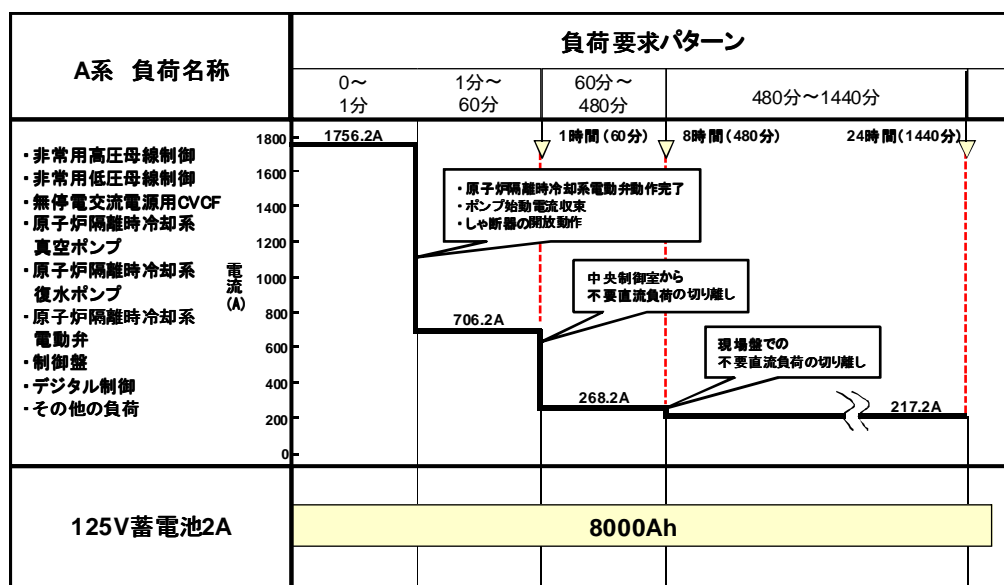


図 1 所内用 125V 蓄電池 (A) 負荷

RCIC 運転継続時間 24 時間の妥当性について

本有効性評価では、全交流動力電源喪失（SBO）時において原子炉隔離時冷却系（RCIC）が 24 時間継続運転することを想定している。RCIC 系統概要を図 1 に示す。

SBO 時には、残留熱除去系の機能喪失により、格納容器内の温度、圧力が上昇し、また、換気空調系の機能喪失により RCIC 室温度、中央制御室温度が上昇することにより、RCIC の継続運転に影響を及ぼす可能性があるため、以下の観点から影響を評価した。評価結果を表 1 に示す。

- ・ S/P 水温(RCIC の水源とした場合)上昇
- ・ S/C 圧力(RCIC タービン排気圧力)上昇
- ・ RCIC タービンポンプ室温上昇
- ・ 中央制御室温上昇

表 1 に示すとおり、上記の事象は RCIC の 24 時間継続運転の妨げにならないことから、本有効性評価における RCIC の 24 時間継続運転の想定は妥当と考えられる。なお、RCIC の運転制御に必要な直流電源については、SBO 時においても重大事故等対処設備である所内常設蓄電式直流電源設備により、24 時間電力供給が可能な設計となっている。

なお、高圧代替注水系についても、SBO 時において 24 時間継続運転が可能な設計とする。

表 1 RCIC 継続運転への影響評価

RCIC 継続運転を阻害する事象		評価
S/P 水温上昇	S/P 水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は CST であり、自動で S/P に水源が切り替わることはないため、S/P 水温上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。事象発生後 24 時間の間に原子炉注水のために必要となる水量は約 <input type="text"/> m ³ であり、水源が枯渇することはない。 (CST 使用可能量は約 1,192m ³ あるため、十分な余裕がある)
S/C 圧力上昇	RCIC タービン保護のため、排気管の圧力 294kPa(gage)にて RCIC タービントリップのインターロックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から 24 時間後の S/C 圧力は約 <input type="text"/> kPa(gage)であり、294kPa(gage)を下回っているものの、RCIC の運転継続のため、タービン排気圧高による RCIC トリップインターロックを除外する運転手順としている。
RCIC 室温上昇	RCIC の機器設計において想定している環境の最高温度は 66℃である。SBO では換気空調系が停止するため、RCIC 室温が最高温度を超える可能性が考えられる。	SBO により換気空調系が停止した後の RCIC 室温を評価したところ、24 時間後で約 <input type="text"/> °C(初期温度 <input type="text"/> °C)であり、66℃を下回る結果となった。RCIC の機器設計において想定している最高温度を下回るため、RCIC 室温上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。
中央制御室温上昇	環境条件として想定している中央制御室温の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室温が最高温度を超える可能性が考えられる。	SBO により換気空調系が停止した後の中央制御室温を評価した結果、電源盤の熱負荷を考慮した場合においても 24 時間後で約 <input type="text"/> °C(初期温度 <input type="text"/> °C)であり、40℃を下回る結果となった。従って、中央制御室温上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。

添付 2.3.2-2

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

安定停止状態について

全交流動力電源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：原子炉水位安定及び格納容器圧力・温度が低下傾向

【原子炉安定状態】

第 2.3.6 図及び第 2.3.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により炉心が冠水し、安定的に原子炉水位が維持されている状態を安定状態とする。

【格納容器安定状態】

第 2.3.11 図及び第 2.3.12 図に示すとおり、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による崩壊熱除去により、格納容器圧力・温度が低下傾向になった時点（約 25 時間後）を安定状態とする。

水源，燃料，電源負荷評価結果について

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク使用可能量
：約 1,192m³
- ・淡水貯水槽 : 約 5,000m³ × 2 基

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

事象発生以降，定格流量で注水する。

(原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で発停運転する。)

②低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 24 時間以降，崩壊熱相当の注水を継続する。

③可搬型大容量送水ポンプによる，淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

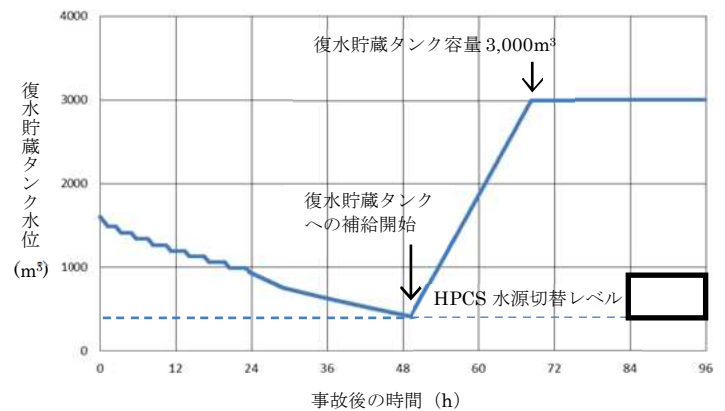
復水貯蔵タンク水位が HPCS 水源切替レベルに到達する約 49 時間後，可搬型大容量送水ポンプにより 150m³/h の流量で補給するものとする。

○時間評価

事象発生後約 49 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 49 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源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 2,607m³ 必要となるが，復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有していることから必要注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。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：全交流動力電源喪失の発生後，ガスタービン発電機から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動） 事象発生直後～事象発生24時間後 燃費約460L/h（無負荷） ×2台×24h=約22.1kL 事象発生24時間後～事象発生25時間後 燃費約740L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×1h=約1.48kL 事象発生25時間後～事象発生7日間後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×143h=約246.0kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） （事象発生6時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×162h=約30.5kL
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	可搬型大容量送水ポンプ（原子炉補機代替冷却系） （1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×145h=約27.3kL
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	電源車（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットポンプ 駆動用）（1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） ×1台×145h=約14.5kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約341.9kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2kLであることから，7日間は十分に対応可能

3. 電源に関する評価

主要負荷リスト 女川2号炉 ガスタービン発電機 (9,000kVA (給電容量: 7,200kW))

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW)
残留熱除去系ポンプ (A)	512
復水移送ポンプ (B)	45
中央制御室送風機 (B)	110
中央制御室排風機 (B)	4
125V 充電器 (A), (B)	140
	140
非常用照明	270
通信設備	9
C 母線自動起動負荷	638
・非常用ガス処理系排風機 (A)	
・無停電交流電源用 CVCF (A)	
・計測制御用電源 等	
D 母線自動起動負荷	993
・非常用ガス処理系排風機 (B)	
・無停電交流電源用 CVCF (B)	
・計測制御用電源 等	
その他の負荷	517
合計 (kW)	3378

