

## 島根原子力発電所2号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合状況について

令和元年11月  
中国電力株式会社

1. 重大事故等対策
  - 1.0 重大事故等対策における共通事項
  - 1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等
  - 1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等
  - 1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等
  - 1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等
  - 1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等
  - 1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等
  - 1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等
  - 1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等
  - 1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等
  - 1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等
  - 1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等
  - 1.12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等
  - 1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等
  - 1.14 電源の確保に関する手順等
  - 1.15 事故時の計装に関する手順等
  - 1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等
  - 1.17 監視測定等に関する手順等
  - 1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等
  - 1.19 通信連絡に関する手順等
  
2. 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他テロリズムへの対応
  - 2.1 可搬型設備等による対応

下線は、今回の提出資料を示す。

## 1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

### <目次>

#### 1.3.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
  - a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備
    - (a) 代替減圧
    - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - b. サポート系故障時の対応手段及び設備
    - (a) 常設直流電源系統喪失時の減圧
    - (b) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧
    - (c) 逃がし安全弁が作動可能な環境条件
    - (d) 復旧
    - (e) 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - c. 原子炉格納容器破損を防止するための対応手段及び設備
    - (a) 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止
    - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - d. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備
    - (a) インターフェイスシステムLOCA発生時の対応
    - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - e. 手順等

#### 1.3.2 重大事故等時の手順

##### 1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 代替減圧
  - a. 手動操作による減圧
- (2) 重大事故等時の対応手段の選択

##### 1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

- (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧
  - a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放
  - b. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放
  - c. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放
  - d. 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放
- (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧
  - a. 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保
- (3) 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策

- (4) 復旧
  - a. 代替直流電源設備による復旧
  - b. 代替交流電源設備による復旧
- (5) 重大事故等時の対応手段の選択
- 1.3.2.3 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順
- 1.3.2.4 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手順
  - (1) EOP「二次格納施設制御」
- 1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料1.3.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料1.3.2 自主対策設備仕様
- 添付資料1.3.3 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料1.3.4 重大事故対策の成立性
  - 1. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放
  - 2. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放
  - 3. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放
  - 4. 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放
  - 5. 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保
  - 6. 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策
  - 7. インターフェイスシステムLOCA発生時の漏えい停止操作
- 添付資料1.3.5 インターフェイスシステムLOCA発生時の概要図
- 添付資料1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の破断面積及び現場環境等について
- 添付資料1.3.7 インターフェイスシステムLOCA発生時の検知手段について
- 添付資料1.3.8 逃がし安全弁の電源受電状態について
- 添付資料1.3.9 解釈一覧
  - 1. 判断基準の解釈一覧
  - 2. 操作手順の解釈一覧
  - 3. 弁番号及び弁名称一覧
- 添付資料 1.3.10 手順のリンク先について

### 1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

#### 【要求事項】

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

#### 【解釈】

- 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
  - (1) 可搬型重大事故防止設備
    - a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWR の場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWR の場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。
    - b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを整備すること。
    - c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。
  - (2) 復旧
    - a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。
  - (3) 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）
    - a) SGTR 発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。（PWR の場合）
  - (4) インターフェイスシステムLOCA（ISLOCA）
    - a) ISLOCA 発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁（BWR の場合）又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWR の場合）を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能は、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による自動減圧機能（以下「自動減圧系」という。）である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する対処設備を整備しており、ここでは、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで原子炉冷却材の漏えいを抑制する。なお、損傷箇所の隔離ができない場合は、逃がし安全弁による減圧で原子炉冷却材の漏えいを抑制することとしており、これらの手順等について説明する。

### 1.3.1 対応手段と設備の選定

#### (1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態にある場合は、発電用原子炉の減圧が必要である。発電用原子炉の減圧をするための設計基準事故対処設備として、自動減圧系を設置している。

この設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.3-1図）。

また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損の防止及びインターフェイスシステムLOCAの対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>※1</sup>を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十六条及び技術基準規則第六十一条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。

#### (2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、自動減圧系の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は直流電源（常設直流電源若しくは常設直流電源系統）喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.3-1表に整理する。

##### a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

###### (a) 代替減圧

設計基準事故対処設備である自動減圧系の故障により発電用原子炉の



減圧ができない場合は、減圧の自動化又は中央制御室からの手動操作により発電用原子炉を減圧する手段がある。

#### i 減圧の自動化

原子炉水位低（レベル1）到達10分後及び低圧炉心スプレイポンプ又は残留熱除去ポンプ運転（低圧注水モード）の場合に、代替自動減圧機能により発電用原子炉を自動で減圧する。

なお、「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」におけるEOP「反応度制御」対応操作中は、発電用原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止するため、以下に記す「自動減圧起動阻止スイッチ」及び「代替自動減圧起動阻止スイッチ」により自動減圧系及び代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）による自動減圧を阻止する。

代替自動減圧機能による減圧の自動化で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）
- ・自動減圧起動阻止スイッチ
- ・代替自動減圧起動阻止スイッチ
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き<sup>※2</sup>B, M弁の2個）
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・非常用交流電源設備

※2：12個の逃がし安全弁は全て逃がし弁機能を有している。そのうち6個が自動減圧機能を有している。

#### ii 手動操作による減圧

中央制御室からの手動操作により逃がし弁機能用電磁弁を作動させ、アキュムレータに蓄圧された窒素ガスを逃がし安全弁に供給することにより逃がし安全弁を開放し、発電用原子炉を減圧する。また、主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用電源が健全で、主復水器の真空状態が維持できていれば、中央制御室からの手動操作によりタービンバイパス弁を開操作し、発電用原子炉を減圧する。

逃がし安全弁の手動操作による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・所内常設蓄電式直流電源設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型直流電源設備

また、上記所内常設蓄電式直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

タービンバイパス弁の手動操作による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・タービンバイパス弁
- ・タービン制御系

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替減圧で使用する設備のうち、代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）、逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャ、逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ、自動減圧起動阻止スイッチ、代替自動減圧起動阻止スイッチ、所内常設蓄電式直流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型直流電源設備、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は、重大事故等対処設備として位置付ける。

また、非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

（添付資料1.3.1）

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である自動減圧系が故障した場合においても、発電用原子炉を減圧することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・タービンバイパス弁、タービン制御系

炉心損傷前において、主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用電源が健全で、主復水器の真空状態が維持できていれば、逃がし安全弁の代替手段として有効である。

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 常設直流電源系統喪失時の減圧

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し、発電用原子炉の減圧ができない場合は、可搬型直流電源設備、主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）又は主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）により逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

また、逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が確保できない場合においても、逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により逃がし安全弁を作動させ発電用原子炉を減圧する手段がある。

i 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復

可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。なお、可搬型直流電源設備による直流電源の供給準備が整うまでの期間は、常設代替直流電源設備にて逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型直流電源設備
- ・SRV用電源切替盤
- ・常設代替直流電源設備
- ・逃がし安全弁
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ

ii 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁機能回復

逃がし安全弁の作動回路に、主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）を接続し、逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）
- ・逃がし安全弁
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ

iii 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁機能回復

逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）を原子炉棟にて接続し、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）

- ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き B， M の 2 弁）
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ

iv 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による減圧

逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給し，逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を開放して発電用原子炉を減圧する。

逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による減圧に使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能なし<sup>※3</sup> A， J の 2 個）
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ

※3：12 個の逃がし安全弁は全て逃がし弁機能を有している。そのうち自動減圧機能を有していない 2 個の逃がし安全弁を逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備に用いる。

(b) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧

逃がし安全弁の作動に必要な逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ及び逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給設備により逃がし安全弁の駆動源を確保し，逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

i 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による窒素ガス確保

逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給源が窒素ガス制御系から逃がし安全弁窒素ガス供給設備に自動で切り替わることで窒素ガスが確保され，発電用原子炉を減圧できる。また，逃がし安全弁の駆動源が逃がし安全弁窒素ガス供給設備から供給されている期間において，逃がし安全弁の作動に伴い窒素ガスの圧力が低下した場合は，待機側の逃がし安全弁用窒素ガスポンベに切り替えることで窒素ガスを確保し，発電用原子炉を減圧する。

逃がし安全弁窒素ガス供給設備による窒素ガス確保で使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁用窒素ガスポンベ
- ・逃がし安全弁窒素ガス供給系 配管・弁
- ・逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・常設代替交流電源設備
- ・所内常設蓄電式直流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型直流電源設備

(c) 逃がし安全弁が作動可能な環境条件

想定される重大事故等時の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス供給圧力を調整可能な設計としている。

i 逃がし安全弁の背圧対策

想定される重大事故等時の環境条件を考慮して、原子炉格納容器内の圧力が設計圧力の2倍の状態（853kPa[gage]）となった場合においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう、供給圧力を調整する。

逃がし安全弁の背圧対策として、窒素ガスの供給圧力を調整するために使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁用窒素ガスボンベ
- ・逃がし安全弁窒素ガス供給系 配管・弁

(d) 復旧

全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合は、代替電源により逃がし安全弁の機能を復旧させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

i 代替直流電源設備による復旧

代替直流電源設備（可搬型直流電源設備又は直流給電車）により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

代替直流電源設備による復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型直流電源設備
- ・直流給電車

ii 代替交流電源設備による復旧

常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を受電し、逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

代替交流電源設備による復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

常設直流電源系統喪失時の減圧で使用する設備のうち、可搬型直流電源設備、SRV用電源切替盤、常設代替直流電源設備、逃がし安全弁、主蒸気系 配管・クエンチャ、逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ及び主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）は重大事故等対処設備として位置付ける。

逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧で使用する設備のうち、逃がし安全弁用窒素ガスボンベ、逃がし安全弁窒素ガス供給系 配管・弁、逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ、常設代替交流電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

逃がし安全弁が作動可能な環境条件で使用する設備のうち、逃がし安全弁用窒素ガスボンベ及び逃がし安全弁窒素ガス供給系 配管・弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

復旧で使用する設備のうち、可搬型直流電源設備、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

(添付資料 1.3.1)

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は直流電源喪失が発生した場合においても、発電用原子炉を減圧することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）

主蒸気逃がし安全弁用蓄電池の補助盤室からの電源供給が不可能となった場合において、事象の進展によってはアクセス困難となる可能性があるが、代替電源として有効である。

- ・逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備

中央制御室から逃がし安全弁の遠隔操作が不可能となった場合に、他の窒素ガス供給設備と独立した系統である逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備を使用し、逃がし安全弁を作動させる手段として有効である。

- ・直流給電車

代替交流電源設備による給電時に高圧発電機車を配備することから、可搬型直流電源設備としての給電は可能である。直流給電車は追加で配備することにより、重大事故等の対処に必要な直流電

源を確保するための手段として有効である。

(添付資料 1.3.2)

c. 原子炉格納容器破損を防止するための対応手段及び設備

- (a) 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止  
炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態である場合において、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため、逃がし安全弁の手動操作により発電用原子炉を減圧する手段がある。

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・常設代替交流電源設備
- ・所内常設蓄電式直流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型直流電源設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉格納容器の破損の防止で使用する設備のうち、逃がし安全弁、主蒸気系 配管・クエンチャ、逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ、常設代替交流電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

以上の重大事故等対処設備により、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態である場合においても、発電用原子炉を減圧することで、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止することができる。

d. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備

- (a) インターフェイスシステムLOCA発生時の対応

インターフェイスシステムLOCA発生時に、漏えい箇所の隔離操作を実施するものの隔離できない場合、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧するとともに、弁の隔離操作により原子炉冷却材の漏えい箇所を隔離する手段がある。

また、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいし原子炉棟内の圧力

が上昇した場合において、原子炉建物ブローアウトパネルが開放することで、原子炉棟内の圧力及び温度の上昇を抑制し、環境を改善する手段がある。

なお、原子炉建物ブローアウトパネルは開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり、運転員による開放操作は必要としない。

原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離に使用する設備は、系統に原子炉圧力が負荷される状態での電動弁の開閉試験を実施する場合に、系統の低圧設計部分が過圧される可能性がある系統の隔離弁を選定している。

インターフェイスシステムLOCA発生時における発電用原子炉の減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・タービンバイパス弁
- ・タービン制御系

インターフェイスシステムLOCA発生時における原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系注水弁

インターフェイスシステムLOCA発生時における原子炉棟内の圧力及び温度の上昇抑制並びに環境改善で使用する設備は以下のとおり。

- ・原子炉建物ブローアウトパネル

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

インターフェイスシステムLOCA発生時における発電用原子炉の減圧で使用する設備のうち、逃がし安全弁、主蒸気系 配管・クエンチャ及び逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータを重大事故等対処設備として位置付ける。

インターフェイスシステムLOCA発生時における原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離で使用する残留熱除去系注水弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

インターフェイスシステムLOCA発生時における原子炉棟内の圧力及び温度の上昇抑制並びに環境改善で使用する原子炉建物ブローアウトパネルは重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

(添付資料 1.3.1)

以上の重大事故等対処設備により、インターフェイスシステムLOCAが発生した場合においても、発電用原子炉を減圧することで、原子炉



冷却材の原子炉格納容器外への漏えいを抑制することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・タービンバイパス弁，タービン制御系

主蒸気隔離弁が全開状態であり，かつ常用電源が健全で，主復水器の真空状態が維持できていれば，発電用原子炉を減圧する手段として有効である。

#### e. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」，「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」，「c. 原子炉格納容器破損を防止するための対応手段及び設備」及び「d. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時操作要領書（徴候ベース）（以下「EOP」という。），事故時操作要領書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。），AM設備別操作要領書及び原子力災害対策手順書（以下「EHP」という。）に定める。（第1.3-1表）

また，重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する。（第1.3-2表，第1.3-3表）

（添付資料 1.3.3）

## 1.3.2 重大事故等時の手順

### 1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

#### (1) 代替減圧

##### a. 手動操作による減圧

発電用原子炉の冷温停止への移行又は低圧で原子炉注水が可能な系統を使用した注水への移行を目的として、逃がし安全弁又はタービンバイパス弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損防止を目的として、逃がし安全弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

#### (a) 手順着手の判断基準

##### i 発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

- ・主復水器が使用可能であり、タービンバイパス弁の開操作が可能な場合
- ・主復水器が使用不可能であるが、逃がし安全弁の開操作が可能な場合

##### ii 急速減圧の場合

[低圧注水手段がある場合]

- ・低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち1系統以上の起動<sup>※1</sup>により原子炉圧力容器への注水手段が確保され、逃がし安全弁の開操作が可能な場合
- ・逃がし安全弁が使用できない場合は、主復水器が使用可能で、タービンバイパス弁の開操作が可能な場合

[注水手段がない場合]

- ・原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%高い位置）に到達した場合

##### iii 炉心損傷後の減圧の場合

[低圧注水手段がある場合]

- ・高圧注水系は使用できないが、低圧注水系統1系<sup>※2</sup>以上が使用可能である場合で、逃がし安全弁の開操作が可能な場合

[注水手段がない場合]

- ・原子炉圧力容器への注水手段が確保できず、原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%高い位置）に到達した場合で、逃がし安全弁の開操作が可能な場合

※1：「低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち1系統

以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び給水・復水系のうち1系統以上起動すること、また、それができない場合は低圧原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系、消火系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）のうち1系統以上起動することをいう。

※2：「低圧注水系統1系」とは低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系、消火系又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のいずれか1系をいう。

(b) 操作手順

逃がし安全弁又はタービンバイパス弁を使用した手動操作による減圧手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.3-2図、第1.3-3図、第1.3-4図及び第1.3-5図に示す。

[タービンバイパス弁による減圧]

①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員にタービンバイパス弁を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧するよう指示する。

②<sup>a</sup>判断基準 i：発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

中央制御室運転員Aは、原子炉冷却材温度変化率が55°C/hを超えないようにタービンバイパス弁を手動で開閉操作し、発電用原子炉を減圧する。

②<sup>b</sup>判断基準 ii：急速減圧の場合

中央制御室運転員Aは、タービンバイパス弁を手動で開操作し、発電用原子炉の急速減圧を行う。

[逃がし安全弁による減圧]

①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に逃がし安全弁を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧するよう指示する。

②<sup>a</sup>判断基準 i：発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

中央制御室運転員Aは、原子炉冷却材温度変化率が55°C/hを超えないように逃がし安全弁を手動で開閉操作し、発電用原子炉を減圧する。

②<sup>b</sup>判断基準 ii：急速減圧の場合

中央制御室運転員Aは、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動で開操作し、発電用原子炉の急速減圧を行う。

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を6個開放できない場合は、自動減圧機能を有する逃がし安全弁とそれ以外の逃がし安全弁を合わせて6個開放する。

② 判断基準iii：炉心損傷後の減圧の場合

中央制御室運転員Aは、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2個を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧する。

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2個を手動で開放できない場合は、逃がし安全弁（逃がし弁機能）を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧する。

③ 中央制御室運転員Aは、サブプレッション・プール水の温度上昇防止のため、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）によるサブプレッション・プール水の除熱を行う。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから手動操作による減圧を開始するまでの想定時間は下記のとおり。

- ・タービンバイパス弁による減圧：10分以内
- ・逃がし安全弁による減圧：10分以内

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.3-22図に示す。

自動減圧系機能喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、低圧で原子炉注水が可能システム又は代替注水系による原子炉圧力容器への注水準備が完了し、主復水器が使用可能であればタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧する。主復水器が使用不可能であれば逃がし安全弁により発電用原子炉を減圧する。また、原子炉水位低（レベル1）到達10分後並びに低圧炉心スプレイポンプ運転又は原子炉水位低（レベル1）到達10分後並びに残留熱除去ポンプ運転（低圧注水モード）の場合は代替自動減圧機能が自動で作動し発電用原子炉を減圧する。

1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 常設直流電源システム喪失時の減圧

a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放

常設直流電源システム喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びSA用115V系充電器により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁を開放して、発電用原子炉を減圧する。なお、可搬型直流電源設備として使用

する高圧発電機車及びS A用115V系充電器による直流電源の供給準備が整うまでの期間は、常設代替直流電源設備として使用するS A用115V系蓄電池にて逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については、補助盤室又は原子炉棟地上1階計装ラック(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態又は全交流動力電源喪失時に、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する際に直流電源の切替が必要な状態において、以下の条件がすべて成立した場合。

- ・炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は、低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち1系統以上の起動<sup>※1</sup>により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系統1系<sup>※2</sup>以上が使用可能である場合、又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位(燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%高い位置)に到達した場合。
- ・逃がし安全弁作動用の窒素ガスが確保されている場合。
- ・逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を常設代替直流電源設備から給電可能な場合。

※1：「低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち1系統以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系(低圧注水モード)及び給水・復水系のうち1系統以上起動すること、また、それができない場合は低圧原子炉代替注水系(常設)、復水輸送系、消火系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)のうち1系統以上起動することをいう。

※2：「低圧注水系統1系」とは低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系(低圧注水モード)、低圧原子炉代替注水系(常設)、復水輸送系、消火系又は低圧原子炉代替注水系(可搬型)のいずれか1系をいう。

(b) 操作手順

可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.3-3図に、概要図を第1.3-7図に、タイムチャートを第1.3-8図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びS A用 115V 系充電器による逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。
- ②当直長は、緊急時対策本部に可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びS A用 115V 系充電器による直流電源の復旧を依頼する。
- ③当直長は、可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びS A用 115V 系充電器による直流電源の復旧が完了するまでの間、逃がし安全弁により発電用原子炉を減圧するため、運転員に常設代替直流電源設備として使用するS A用 115V 系蓄電池による逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。
- ④[補助盤室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]  
現場運転員B及びCは、補助盤室の原子炉プロセス計測盤に、原子炉圧力（可搬型計測器）を接続し、原子炉圧力容器内の圧力を確認する。  
[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]  
現場運転員D及びEは、原子炉棟地上1階計装ラック（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する。
- ⑤現場運転員B及びCは、補助盤室のSRV用電源切替盤で、逃がし安全弁の制御回路電源を所内常設蓄電池式直流電源設備から常設代替直流電源設備として使用するS A用115V系蓄電池への切替えを実施し、当直長に常設代替直流電源設備として使用するS A用115V系蓄電池による逃がし安全弁開放の準備完了を報告する。
- ⑥当直長は、中央制御室運転員に常設代替直流電源設備として使用するS A用 115V 系蓄電池による逃がし安全弁の開放を指示する。
- ⑦当直長は、原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は現場運転員に、発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑧中央制御室運転員Aは、逃がし安全弁を手動で開操作し、発電用原子炉の減圧を開始する。
- ⑨[補助盤室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]  
現場運転員B及びCは、発電用原子炉の減圧が開始されたことを補助盤室の原子炉プロセス計測盤に接続した原子炉圧力（可搬型計測器）指示値の低下により確認し、当直長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。  
[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]  
現場運転員D及びEは、発電用原子炉の減圧が開始されたことを原子炉棟地上1階計装ラック（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）指示値の低下により確認し、当直長に報告するとともに、原子炉圧

力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

- ⑩現場運転員B及びC又は現場運転員D及びEは、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、当直長へ発電用原子炉の減圧が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから常設代替直流電源設備による逃がし安全弁開放まで40分以内で可能である。また、可搬型直流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.3.4-1)

b. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、補助盤室にて逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池を接続し、逃がし安全弁を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については、補助盤室又は原子炉棟地上1階計装ラック（管理区域）にて確認が可能であるため、いずれかの計器で確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、以下の条件がすべて成立した場合。

- ・ 炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は、低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち1系統以上の起動<sup>※1</sup>により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系統1系<sup>※2</sup>以上が使用可能である場合、又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%高い位置）に到達した場合。
- ・ 逃がし安全弁作動用窒素ガスが確保されている場合。

※1：「低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち1系統以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能である高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残

留熱除去系（低圧注水モード）及び給水・復水系のうち1系統以上起動すること、また、それができない場合は低圧原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系、消火系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）のうち1系統以上起動することをいう。

※2：「低圧注水系統1系」とは、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系、消火系又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のいずれか1系をいう。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.3-3図及び第1.3-6図に、概要図を第1.3-9図に、タイムチャートを第1.3-10図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放の準備を依頼し、運転員に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策本部は、当直長からの依頼に基づき、緊急時対策要員に補助盤室にて逃がし安全弁用蓄電池を接続することによる原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧の準備作業を指示する。
- ③[補助盤室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]  
現場運転員B及びCは、補助盤室の原子炉プロセス計測盤に、原子炉圧力（可搬型計測器）を接続し、原子炉圧力容器内の圧力を確認する。  
[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]  
現場運転員D及びEは、原子炉棟地上1階計装ラック（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する。
- ④緊急時対策要員は、A、B-自動減圧継電器盤の逃がし安全弁作動回路に、主蒸気逃がし安全弁用蓄電池及び仮設ケーブルを接続し、当直長に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放の準備完了を報告する。
- ⑤当直長は、中央制御室運転員に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁の開放を指示する。
- ⑥当直長は、原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は現場運転員に、発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑦中央制御室運転員Aは、手動により逃がし安全弁を開放し、発電用原子炉の減圧を開始する。
- ⑧[補助盤室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]



現場運転員B及びCは、発電用原子炉の減圧が開始されたことを補助盤室の原子炉プロセス計測盤に接続した原子炉圧力（可搬型計測器）指示値の低下により確認し、当直長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員D及びEは、発電用原子炉の減圧が開始されたことを原子炉棟地上1階計装ラック（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）指示値の低下により確認し、当直長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

- ⑨現場運転員B及びC又は現場運転員D及びEは、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、当直長に発電用原子炉の減圧が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員4名、緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開まで1時間10分以内で可能である。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.3.4-2)

c. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、ADS仮設電源接続中継端子箱にて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）を接続し、逃がし安全弁を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については、補助盤室又は原子炉棟地上1階計装ラック（管理区域）にて確認が可能であるため、いずれかの計器で確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、以下の条件がすべて成立した場合。

- ・炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は、低圧で原子炉注水が可能な系統

又は代替注水系のうち1系統以上の起動<sup>\*1</sup>により原子炉压力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は、高压注水系が使用できない場合で、低压注水系統1系<sup>\*2</sup>以上が使用可能である場合、又は原子炉压力容器内の水位が規定水位（燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%高い位置）に到達した場合。

- ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）作動用窒素ガスが確保されている場合。

※1：「低压で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち1系統以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低压時での注水が可能な系統である高压炉心スプレイ系、低压炉心スプレイ系、残留熱除去系（低压注水モード）及び給水・復水系のうち1系統以上起動すること、また、それができない場合は低压原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系、消火系及び低压原子炉代替注水系（可搬型）のうち1系統以上起動することをいう。

※2：「低压注水系統1系」とは低压炉心スプレイ系、残留熱除去系（低压注水モード）、低压原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系、消火系又は低压原子炉代替注水系（可搬型）のいずれか1系をいう。

#### (b) 操作手順

主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.3-3図及び第1.3-6図に、概要図を第1.3-11図に、タイムチャートを第1.3-12図に示す。

①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁開放の準備を依頼し、運転員に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。

②緊急時対策本部は、当直長からの依頼に基づき、緊急時対策要員に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁開放（自動減圧機能付き）を指示する。

③[補助盤室にて原子炉压力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員A及びBは、補助盤室の原子炉プロセス計測盤に、原子炉圧力（可搬型計測器）を接続し、原子炉压力容器内の圧力を確認する。

[現場にて原子炉压力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員C及びDは、原子炉棟地上1階計装ラック（管理区域）

の原子炉圧力（現場計器）にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

- ④緊急時対策要員は、原子炉棟地上2階東側ペネトレーション室外（B系の場合は、西側ペネトレーション室）にて、主蒸気逃がし安全弁用蓄電池をADS仮設電源接続中継端子箱に接続する。
- ⑤当直長は、原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は現場運転員に、発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑥緊急時対策要員は、原子炉棟地上2階通路にて、主蒸気逃がし安全弁用蓄電池の負荷の投入操作により、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開放し、発電用原子炉の減圧を開始する。
- ⑦〔補助盤室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合〕  
現場運転員A及びBは、発電用原子炉の減圧が開始されたことを補助盤室の原子炉プロセス計測盤に接続した原子炉圧力（可搬型計測器）指示値の低下により確認し、当直長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。  
〔現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合〕  
現場運転員C及びDは、発電用原子炉の減圧が開始されたことを原子炉棟地上1階計装ラック（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）指示値の低下により確認し、当直長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。
- ⑧現場運転員A及びB又は現場運転員C及びDは、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、当直長へ発電用原子炉の減圧が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、現場運転員4名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放まで1時間20分以内で可能である。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業ができるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.3.4-3）

d. 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備より逃がし安全弁（自動減圧機能なし）

A及びJ)の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給し、逃がし安全弁(自動減圧機能なしA及びJ)を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については補助盤室又は原子炉棟地上1階計装ラック(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、以下の条件がすべて成立した場合。

- ・ 低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち1系統以上の起動<sup>※1</sup>により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。
- ・ 逃がし安全弁(自動減圧機能なし)作動用の窒素ガスが確保されている場合。

※1:「低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち1系統以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系(低圧注水モード)及び給水・復水系のうち1系統以上起動すること、また、それができない場合は低圧原子炉代替注水系(常設)、復水輸送系、消火系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)のうち1系統以上起動することをいう。

(b) 操作手順

逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.3-3図に、概要図を第1.3-13図に、タイムチャートを第1.3-14図に示す。

①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放の準備を依頼し、運転員に逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放の準備開始を指示する。

②緊急時対策本部は、当直長からの依頼に基づき、緊急時対策要員に逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放を指示する。

③[補助盤室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員A及びBは、補助盤室の原子炉プロセス計測盤に、原子炉圧力(可搬型計測器)を接続し、原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員C及びDは、原子炉棟地上1階計装ラック(管理区域)

の原子炉圧力（現場計器）にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

- ④緊急時対策要員は、原子炉建物付属棟地上2階B－非常用電気室にて、逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の配管へ短管を取付ける。
- ⑤当直長は、補助盤室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は中央制御室運転員に、現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は現場運転員に発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑥緊急時対策要員は、SRVDS窒素ガス代替供給弁を開操作し、発電用原子炉の減圧を開始する。
- ⑦[補助盤室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員A及びBは、発電用原子炉の減圧が開始されたことを補助盤室の原子炉プロセス計測盤に接続した原子炉圧力（可搬型計測器）指示値の低下により確認し、当直長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員C及びDは、発電用原子炉の減圧が開始されたことを原子炉棟地上1階計装ラック（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）指示値の低下により確認し、当直長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

- ⑧現場運転員A及びB又は現場運転員C及びDは、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、当直長に発電用原子炉の減圧が完了したことを報告する。

### (c) 操作の成立性

上記の操作は、現場運転員4名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放まで1時間以内で可能である。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.3.4-4)

## (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧

### a. 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保

窒素ガス制御系からの窒素ガスの供給が喪失し、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給圧力が低下した場合、供給源が逃がし安全弁用窒素ガス供給系に自動で切り替わることで逃がし安全弁の駆動源を確保する。

また、逃がし安全弁用窒素ガスボンベから供給している期間において、

逃がし安全弁用窒素ガスボンベ出口圧力が低下した場合，逃がし安全弁用窒素ガスボンベ（待機側）へ切り替える。

(a) 手順着手の判断基準

[窒素ガス制御系から逃がし安全弁窒素ガス供給系への切替え]

ADSアキュムレータ入口圧力低警報が発生した場合。

[逃がし安全弁用窒素ガスボンベの切替え]

逃がし安全弁用窒素ガスボンベから逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において，N<sub>2</sub>ガスボンベ圧力低警報が発生した場合。

(b) 操作手順

逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.3-15図に，タイムチャートを第1.3-16図に示す。

- ①当直長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に逃がし安全弁窒素ガス供給系による逃がし安全弁駆動源確保の開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは，N<sub>2</sub>ガスボンベ出口弁が全開したことを確認する。あわせて，ADSアキュムレータ入口圧力低警報が消灯したことを確認し，当直長へ報告する。
- ③当直長は，逃がし安全弁用窒素ガスボンベから逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において，N<sub>2</sub>ガスボンベ圧力低警報が発生した場合，現場運転員に逃がし安全弁用窒素ガスボンベ（待機側）への切替えを指示する。
- ④当直長は，緊急時対策本部に新たに逃がし安全弁用窒素ガスボンベの確保を依頼する。
- ⑤現場運転員B及びCは，A-ADS窒素ガスボンベ（1A-11～15）出口弁（待機側）及びA-ADS窒素ガスボンベ供給元弁（待機側）を全開し，逃がし安全弁用窒素ガスボンベを使用側から待機側へ切り替える。
- ⑥現場運転員B及びCは，逃がし安全弁用窒素ガスボンベ切り替え後，当直長に逃がし安全弁用窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

作業開始を判断してから逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保完了までの必要な要員及び想定時間は以下のとおり。

- ・窒素ガス制御系から逃がし安全弁窒素ガス供給系への切替え

中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合，5分以内で可能で

ある。

- ・逃がし安全弁用窒素ガスボンベ（待機側）への切替えによる逃がし安全弁駆動源確保

中央制御室運転員 1 名，現場運転員 2 名にて作業を実施した場合は 25 分以内で可能である。

円滑に作業ができるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.3.4-5）

### (3) 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策

想定される重大事故等の環境条件を考慮して，原子炉格納容器内の圧力 853kPa[gage]において確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，逃がし安全弁窒素ガス供給設備の供給圧力を調整する。

#### a. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合<sup>※1</sup>において，原子炉格納容器内の圧力が 427kPa[gage]に到達した場合。

※1：原子炉格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合又は原子炉格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

#### b. 操作手順

逃がし安全弁の窒素ガス供給圧力調整手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.3-5 図に，概要図を第 1.3-17 図に，タイムチャートを第 1.3-18 図に示す。

- ①当直長は，手順着手の判断基準に基づき，緊急時対策本部に逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策を依頼し，運転員に逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策本部は当直長からの依頼に基づき，緊急時対策要員に逃がし安全弁窒素ガス供給設備の窒素ガス供給圧力調整を指示する。
- ③中央制御室運転員 A は，A，B-N2 ガスボンベ出口弁 CS を「全開」位置にする。
- ④緊急時対策要員は，A，B-窒素ガス供給装置出口加減弁により窒素ガス供給圧力調整を実施し，現場作業が完了したことを緊急時対策本部へ報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員 1 名、緊急時対策要員 2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから逃がし安全弁素ガス供給設備の圧力調整完了まで 1 時間以内で可能である。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.3.4-6)

(4) 復旧

a. 代替直流電源設備による復旧

常設直流電源喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及び S A 用 115V 系充電器又は可搬型直流電源設備に関連する自主対策設備として使用する直流給電車により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失により、A 及び B - 115V 直流母線の電圧喪失を確認した場合において、可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及び S A 用 115V 系充電器又は可搬型直流電源設備に関連する自主対策設備として使用する直流給電車いずれかの設備からの給電が可能な場合。

(b) 操作手順

代替直流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

逃がし安全弁は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(c) 操作の成立性

代替直流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

また、逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧操作は、中央制御室運転員 1 名にて作業を実施した場合、可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及び S A 用 115V 系充電器又は可搬型直流電源設備に関連する自主対策設備として使用する直流給電車いずれかの設備による直流電源の復旧が完了してから逃がし安全弁の開放まで 10 分以内で可能である。

b. 代替交流電源設備による復旧

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、代替交流電源設備により充電器を受電し、逃がし



安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、A-115V系直流盤及びB-115V系直流盤の電圧喪失を確認した場合において、常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車いずれかの設備からの給電が可能な場合。

(b) 操作手順

代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

逃がし安全弁は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(c) 操作の成立性

代替交流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

また、逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による直流電源の復旧が完了してから逃がし安全弁の開放まで10分以内で可能である。

(5) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.3-22図に示す。

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びSA用115V系充電器（給電準備が完了するまでの間は常設代替直流電源設備として使用するSA用115V系蓄電池を使用）、主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）、若しくは主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）により直流電源を確保して逃がし安全弁を作動させるか、又は逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する。

常設直流電源喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びSA用115V系充電器又は可搬型直流電源設備に関連する自主対策設備として使用する直流給電車により直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失した場合、常設代替交流

電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車により充電器を充電し、直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

逃がし安全弁作動用窒素ガスの喪失により逃がし安全弁が動作しない場合、逃がし安全弁窒素ガス供給設備により窒素ガスを確保し、逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する。

なお、逃がし安全弁の背圧対策として、想定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう、炉心損傷及び原子炉格納容器内の圧力が 427kPa[gage]に到達した場合、窒素ガスの供給圧力を調整する。

#### 1.3.2.3 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため、逃がし安全弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

原子炉格納容器の破損を防止するための手動操作による発電用原子炉の減圧手順については、「1.3.2.1(1) a. 手動操作による減圧」にて整備する。

#### 1.3.2.4 インターフェイスシステム L O C A 発生時の対応手順

##### (1) E O P 「二次格納施設制御」

インターフェイスシステム L O C A 発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材の漏えいが生じる。したがって、原子炉格納容器外への漏えいを停止するための破断箇所の隔離、保有水を確保するための原子炉圧力容器への注水が必要となる。

破断箇所の特定又は隔離ができない場合は、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧することで、原子炉棟への原子炉冷却材漏えいを抑制する。また、原子炉停止時冷却モードによる原子炉除熱を実施することで現場作業環境を改善し、破断箇所の隔離を行う。

##### a. 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却系の出口圧力上昇、原子炉棟内の温度上昇若しくはエリア放射線モニタの指示値上昇等漏えいが予測されるパラメータの変化、又は漏えい関連警報の発生により、インターフェイスシステム L O C A の発生を判断した場合。

##### b. 操作手順

E O P 「二次格納施設制御」における操作手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第 1.3-19 図及び第 1.3-20 図に、タイムチャートを第 1.3-21 図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、インターフェイスシステム L O C A の発生を判断し、運転員に原子炉スクラム操作と破断箇所の特定及び隔離を指示する。
- ②中央制御室運転員 A は、原子炉自動スクラムの作動を確認し、作動していない場合は手動スクラムを実施する。また、発生した警報及びパラメータの変化から、破断箇所の特定及び中央制御室からの遠隔操作による隔離を実施する。
- ③当直長は、破断箇所の特定及び中央制御室からの遠隔操作による隔離を実施できない場合は、中央制御室運転員に、低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち 1 系統以上の起動操作を指示する。
- ④中央制御室運転員 A は、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態、低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち 1 系統以上の起動確認又は起動操作を実施する。
- ⑤当直長は、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態、低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち 1 系統以上の起動後、運転員に発電用原子炉の減圧操作、原子炉水位低下操作、残留熱除去系（健全側）によるサプレッション・プール水冷却モード及び放射線量抑制操作、温度抑制操作、漏えい（溢水）抑制操作の開始を指示する。
- ⑥<sup>a</sup>逃がし安全弁が使用可能の場合  
中央制御室運転員 A は、逃がし安全弁により発電用原子炉の急速減圧を行い、減圧完了圧力まで減圧することで、原子炉棟への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。
- ⑥<sup>b</sup>逃がし安全弁が使用不可能で、主復水器が使用可能な場合  
中央制御室運転員 A は、タービンバイパス弁により発電用原子炉の急速減圧を行い、大気圧まで減圧することで、原子炉棟への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。
- ⑦中央制御室運転員 A は逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧を実施した場合、残留熱除去系（健全側）によるサプレッション・プール水冷却モードの起動操作を実施する。
- ⑧中央制御室運転員 A は、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態、低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系のうち 1 系統以上により、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 2）以上で低めに維持し、当直長に報告する。
- ⑨中央制御室運転員 A は、残留熱除去系（健全側）原子炉停止時冷却モード起動前の確認として、格納容器隔離信号が発生している場合は、格納容器隔離信号の除外操作を実施し、残留熱除去系（健全側）をサプレッション・プール水冷却モードから残留熱除去系（健全側）原子

炉停止時冷却モードへの切替による原子炉除熱並びに原子炉建物環境改善（放射線量抑制操作，温度抑制操作，漏えい（溢水）抑制）を実施する。

- ⑩当直長は，現場運転員に漏えい箇所の隔離を指示する。
- ⑪現場運転員B及びCは，中央制御室からの遠隔操作による破断箇所の隔離ができない場合は，蒸気漏えいに備え保護具（酸素呼吸器及び耐熱服）を装着し，原子炉棟（管理区域）にて，現場手動操作による漏えい箇所の隔離を実施し，原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいを停止する。
- ⑫当直長は，中央制御室運転員に原子炉圧力容器内の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）の間で維持するように指示する。
- ⑬中央制御室運転員Aは，各種監視パラメータの変化から破断箇所の隔離が成功していることを確認し，原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態，低圧で原子炉注水が可能な系統又は代替注水系により，原子炉圧力容器内の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。

#### c. 操作の成立性

上記の操作のうち，中央制御室からの隔離操作は，中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合，インターフェイスシステムLOCA発生から破断箇所の隔離完了まで20分以内で可能である。

中央制御室からの隔離操作を実施できない場合の現場での隔離操作は，中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合，インターフェイスシステムLOCA発生から破断箇所の隔離完了まで10時間以内で可能である。

円滑に作業ができるように，移動経路を確保し，保護具（酸素呼吸器及び耐熱服），照明及び通信連絡設備を整備する。

#### [中央制御室からの遠隔隔離操作の成立性]

インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性のある操作は，定期試験として実施する非常用炉心冷却系電動弁作動試験における原子炉注水弁の手動開閉操作である。

上記試験を行う際は，系統圧力を監視し上昇傾向にならないことを確認しながら操作し，系統圧力が上昇傾向になった場合は速やかに原子炉注水弁の閉操作を実施することとしている。しかし，隔離弁の隔離失敗等により系統圧力が異常に上昇し，低圧設計部分の過圧を示す警報及び漏えい関連警報が発生した場合は，同試験を実施していた非常用炉心冷却系でインターフェイスシステムLOCAが発生していると判断することで漏えい箇

所及び隔離すべき遠隔操作弁の特定が容易となり、中央制御室からの遠隔隔離操作を速やかに行うことが可能である。

[現場隔離操作の成立性]

隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルート 환경을考慮しても、現場での隔離操作は可能である。

[溢水の影響]

隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルートは、インターフェイスシステム L O C A により漏えいが発生する機器よりも上層階に位置し、溢水の影響を受けない。

[インターフェイスシステム L O C A の検知について]

インターフェイスシステム L O C A 発生時は、原子炉格納容器内外のパラメータ等によりインターフェイスシステム L O C A と判断する。

非常用炉心冷却系ポンプ設置室は、原子炉棟内において各部屋が分離されているため、温度検知器、漏えい警報、監視カメラ及び火災感知器により、漏えい場所（エリア）を特定するための参考情報の入手並びに原子炉棟内の状況確認が可能である。

(添付資料 1.3.4-7, 1.3.5, 1.3.6, 1.3.7)

1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

非常用交流電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機、可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車、常設代替直流電源設備として使用する S A 用 115V 系蓄電池又は可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及び S A 用 115V 系充電器による逃がし安全弁、電動弁及び監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機、可搬型代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及び非常用交流電源設備への燃料補給手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順については、「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

第 1.3-1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧(1 / 4)

(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	自動減圧系	減圧の自動化	代替自動減圧ロジック (代替自動減圧機能) 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き B, M の 2 個) 主蒸気系 配管・クエンチャ 自動減圧起動阻止スイッチ 代替自動減圧起動阻止スイッチ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	-※1, ※2
			非常用交流電源設備	
		手動操作による減圧 (逃がし安全弁)	逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ 所内常設蓄電式直流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3	重大事故等対処設備
手動操作による減圧 (タービンバイパス弁)	タービンバイパス弁 タービン制御系	自主対策設備	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「減圧冷却」等	

※1：代替自動減圧機能は運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については、「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：原子炉建物ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧(2 / 4)  
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
サポート系故障時	常設直流電源系統	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	可搬型直流電源設備 ※3 常設代替直流電源設備※3 SRV用電源切替盤 逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備 事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「SRV駆動源確保(電源)」
		主蒸気逃がし安全弁用蓄電池(補助盤室)による逃がし安全弁機能回復	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池(補助盤室) 逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備 事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 「電源復旧」 原子力災害対策手順書 「バッテリーによるSRV開放」 「蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作(補助盤室)」
		主蒸気逃がし安全弁用蓄電池(原子炉建物)による逃がし安全弁機能回復	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池(原子炉建物) 逃がし安全弁(自動減圧機能付きB, Mの2個) 主蒸気系 配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備 事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 「電源復旧」 原子力災害対策手順書 「蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作(原子炉建物)」
		逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による減圧	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備 逃がし安全弁(自動減圧機能なしA, Jの2個) 主蒸気系 配管・クエンチャ	自主対策設備 事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 原子力災害対策手順書 「逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による主蒸気逃がし安全弁開放」
		逃がし安全弁窒素ガス供給設備による窒素ガス確保	逃がし安全弁窒素ガス供給設備による窒素ガス確保 逃がし安全弁窒素ガス供給系配管・弁 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ 常設代替交流電源設備※3 所内常設蓄電式直流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3	重大事故等対処設備 事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 AM設備別操作要領書 「SRV駆動源確保(窒素ガス)」 原子力災害対策手順書 「主蒸気逃がし安全弁用窒素ガスボンベ取替」

※1：代替自動減圧機能は運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については，「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：原子炉建物ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧(3 / 4)  
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	—	逃がし安全弁の背圧対策	逃がし安全弁用窒素ガスポンベ 逃がし安全弁窒素ガス供給系配管・弁	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」  原子力災害対策手順書 「窒素ガスポンベによる主蒸気逃がし安全弁背圧対策」
	常設直流電源 全交流動力電源	代替直流電源設備による復旧	可搬型直流電源設備※3	重大事故等対処設備	-※3
			直流給電車※3	自主対策設備	
代替交流電源設備による復旧	常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3	重大事故等対処設備			

※1：代替自動減圧機能は運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については，「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：原子炉建物ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。



対応手段，対応設備，手順書一覧(4/4)

(原子炉格納容器の破損防止，インターフェイスシステムLOCA発生時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書
原子炉格納容器の破損防止	—	高圧溶融物放出／格納容器 雰囲気直接加熱の防止	逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用 アキュムレータ 常設代替交流電源設備※3 所内常設蓄電式直流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3	重大事故等 対応設備 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」
インターフェイスシステム LOCA発生時	—	発電用原子炉の減圧	逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用 アキュムレータ	重大事故等 対応設備 事故時操作要領書 (徴候ベース) 「二次格納施設制御」等
			タービンバイパス弁 タービン制御系	自主対策設備
		原子炉冷却材の漏えい箇所 の隔離	残留熱除去系注水弁	重大事故等 対応設備 (設計基準拡張)
		原子炉建物原子炉棟の圧力 上昇抑制及び環境改善	原子炉建物ブローアウトパネル※4	重大事故等 対応設備

※1：代替自動減圧機能は運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については、「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：原子炉建物ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

## 第 1.3-2 表 重大事故等対処に係る監視計器

### 監視計器一覧(1 / 7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)		
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧 a. 手動操作による減圧				
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「減圧冷却」	判断基準	注水手段の確保 (運転状態)	高圧炉心スプレイポンプ出口圧力 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却ポンプ出口圧力 A-低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 B-低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力 復水輸送ポンプ出口ヘッド圧力 RFP 出口ヘッド圧力	
		補機監視機能	復水器真空度	
	操作	原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位 (SA)	
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度 (SA)	
		補機監視機能	復水器真空度	
	1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧 a. 手動操作による減圧			
	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」	判断基準	注水手段の確保 (運転状態)	高圧炉心スプレイポンプ出口圧力 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイポンプ出口圧力 A-低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 B-低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力 復水輸送ポンプ出口ヘッド圧力 RFP 出口ヘッド圧力
			補機監視機能	復水器真空度
操作		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位 (SA)	
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度 (SA)	
		補機監視機能	復水器真空度	

## 監視計器一覧(2/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧 a. 手動操作による減圧			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」	判断基準	注水手段の確保 (運転状態)	高压炉心スプレイポンプ出口圧力 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 低压炉心スプレイポンプ出口圧力 A-低压原子炉代替注水ポンプ出口圧力 B-低压原子炉代替注水ポンプ出口圧力 A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力 復水輸送ポンプ出口ヘッド圧力 RFP 出口ヘッド圧力
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)

監視計器一覧(3/7)

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「SRV駆動源確保 (電源)」	判断基準	駆動源の確保 A-N2 ガスポンベ圧力 B-N2 ガスポンベ圧力 A-ADS用N2 ガス減圧弁二次側圧力 B-ADS用N2 ガス減圧弁二次側圧力
		注水手段の確保 (運転状態) 高圧炉心スプレイポンプ出口圧力 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイポンプ出口圧力 A-低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 B-低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力 復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力 RFP 出口ヘッダ圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 (SA) (可搬型計測器) 原子炉圧力 (現場計器)
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 b. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (補助盤室) による逃がし安全弁開放		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「バッテリーによるSRV開放」 原子力災害対策手順書 「蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作 (補助盤室)」	判断基準	駆動源の確保 A-N2 ガスポンベ圧力 B-N2 ガスポンベ圧力 A-ADS用N2 ガス減圧弁二次側圧力 B-ADS用N2 ガス減圧弁二次側圧力
		注水手段の確保 (運転状態) 高圧炉心スプレイポンプ出口圧力 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイポンプ出口圧力 A-低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 B-低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力 復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力 RFP 出口ヘッダ圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 (SA) (可搬型計測器) 原子炉圧力 (現場計器)

監視計器一覧(4/7)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 c. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物) による逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 開放		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 「電源復旧」 原子力災害対策手順書 「蓄電池設備による逃がし安全弁開放操作 (原子炉建物)」	判断基準	駆動源の確保 A-N2 ガスポンベ圧力 B-N2 ガスポンベ圧力 A-ADS用N2 ガス減圧弁二次側圧力 B-ADS用N2 ガス減圧弁二次側圧力
		注水手段の確保 (運転状態) 高压炉心スプレイポンプ出口圧力 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 低压炉心スプレイポンプ出口圧力 A-低压原子炉代替注水ポンプ出口圧力 B-低压原子炉代替注水ポンプ出口圧力 復水移送ポンプ出口ヘッド圧力 A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力 RFP 出口ヘッド圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 (SA) (可搬型計測器) 原子炉圧力 (現場計器)
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 d. 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁 (自動減圧機能なし) 開放		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 原子力災害対策手順書 「逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁開放」	判断基準	駆動源の確保 窒素ガス代替供給系窒素ガスポンベ圧力
		注水手段の確保 (運転状態) 高压炉心スプレイポンプ出口圧力 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 低压炉心スプレイポンプ出口圧力 A-低压原子炉代替注水ポンプ出口圧力 B-低压原子炉代替注水ポンプ出口圧力 復水輸送ポンプ出口ヘッド圧力 A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力 RFP 出口ヘッド圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 (SA) (可搬型計測器) 原子炉圧力 (現場計器)
補機監視機能	窒素ガス代替供給系窒素ガスポンベ圧力 窒素ガス代替供給系窒素ガス供給圧力	

## 監視計器一覧(5/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧 a. 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「急速減圧」 AM設備別操作要領書 「SRV駆動源確保 (窒素ガス)」 原子力災害対策手順書 「主蒸気逃がし安全弁用窒素ガスポンベ取替」	判断基準	補機監視機能	A-ADSアキュムレータ入口圧力低警報 B-ADSアキュムレータ入口圧力低警報 A-N2ガスポンベ圧力低警報 B-N2ガスポンベ圧力低警報
		駆動源の確保	A-N2ガスポンベ圧力 B-N2ガスポンベ圧力 A-ADS用N2ガス減圧弁二次側圧力 B-ADS用N2ガス減圧弁二次側圧力
	操作	補機監視機能	A-N2ガスポンベ圧力 B-N2ガスポンベ圧力 A-ADS用N2ガス減圧弁二次側圧力 B-ADS用N2ガス減圧弁二次側圧力
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (3) 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 原子力災害対策手順書 「窒素ガスポンベによる主蒸気逃がし安全弁背圧対策」	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 (SA)
		操作	補機監視機能

監視計器一覧(6/7)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.4 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手順 (1) EOP「二次格納施設制御」			
事故時操作要領書(徴候ベース) 「二次格納施設制御」	判断基準	原子炉格納容器バイパスの監視  原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(SA) 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) ドライウエル圧力(SA) ドライウエル温度(SA) A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイポンプ出口圧力 残留熱除去系 配管周囲温度 原子炉隔離時冷却系配管周囲温度 原子炉建物エリア放射線モニタ	
		補機監視機能	ドライウエル床サンプ水位
		漏えい関連警報	R C I Cポンプ室(西側)床漏洩警報 トーラス室東側床漏洩警報 トーラス室西側床漏洩警報 A-RHR熱交換器室床漏洩警報 B-RHR熱交換器室床漏洩警報 原子炉建物大物搬入口前エリア床漏洩警報 A-RHRポンプ室床漏洩警報 B-RHRポンプ室床漏洩警報 C-RHRポンプ室床漏洩警報 L P C Sポンプ室床漏洩警報 R C I C蒸気管圧力低警報 R C I C蒸気管漏洩警報
	操作	原子炉格納容器バイパスの監視  原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(SA) 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 低圧炉心スプレイポンプ出口圧力 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 残留熱除去系配管周囲温度 原子炉隔離時冷却系配管周囲温度 原子炉建物エリア放射線モニタ 原子炉棟排気高レンジモニタ 換気系モニタ 燃料取替階放射線モニタ	
		原子炉圧力容器への注水量	A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 C-残留熱除去ポンプ出口流量 低圧炉心スプレイポンプ出口流量 原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量 高圧炉心スプレイポンプ出口流量

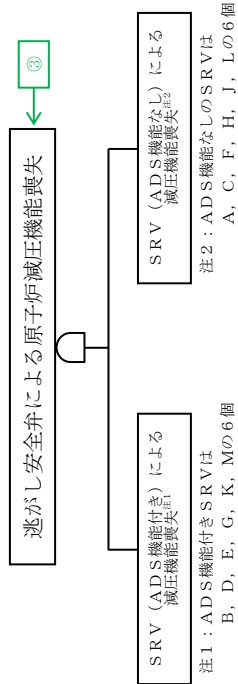
監視計器一覧(7/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.3.2.4 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手順 (1) EOP「二次格納施設制御」		
事故時操作要領書(微候ベース) 「二次格納施設制御」	補機監視機能	低压炉心スプレイポンプ出口圧力 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力 C-残留熱除去ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却ポンプ出口圧力 高压炉心スプレイポンプ出口圧力
	水源の確保	サブプレッション・プール水位 (SA)
	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度 (SA)
	最終ヒートシンクの確認	A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度 A-残留熱除去系熱交換器出口温度 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-R CW熱交出口温度 II-R CW熱交出口温度 I-原子炉補機海水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機海水ポンプ出口圧力
	補機監視機能	復水器真空度
	操作	主蒸気管周囲温度警報 RHR配管周囲温度警報 CUW配管周囲温度警報 R C I C配管周囲温度警報 R C I Cポンプ室(西側)床漏洩警報 トーラス室東側床漏洩警報 トーラス室西側床漏洩警報 A-RHR熱交換器室床漏洩警報 B-RHR熱交換器室床漏洩警報 原子炉建物大物搬入口前エリア床漏洩警報 A-RHRポンプ室床漏洩警報 B-RHRポンプ室床漏洩警報 C-RHRポンプ室床漏洩警報 L P C Sポンプ室床漏洩警報 R/B機器ドレンサンプタンク水位警報 R/B床ドレンサンプタンク水位警報 L P C Sポンプ室床ドレンサンプタンク水位警報 RHRポンプ室床ドレンサンプタンク水位警報 H P C Sポンプ室床ドレンサンプタンク水位警報 RHRフラッシング用サンプタンク水位警報 主蒸気圧力低警報(運転モード) CUW系統差流量高警報 CUWフィルタ入口圧力高警報 R C I C蒸気管圧力低警報 R C I C蒸気管漏洩警報 R C I Cポンプ入口圧力高警報 RHRポンプ出口圧力高警報 RHR R P V内注水管差圧低警報 L P C Sポンプ出口圧力高警報 L P C S R P V内注水管差圧低警報 火災報知器警報 原子炉棟内ダストモニタ警報
	漏えい関連警報	

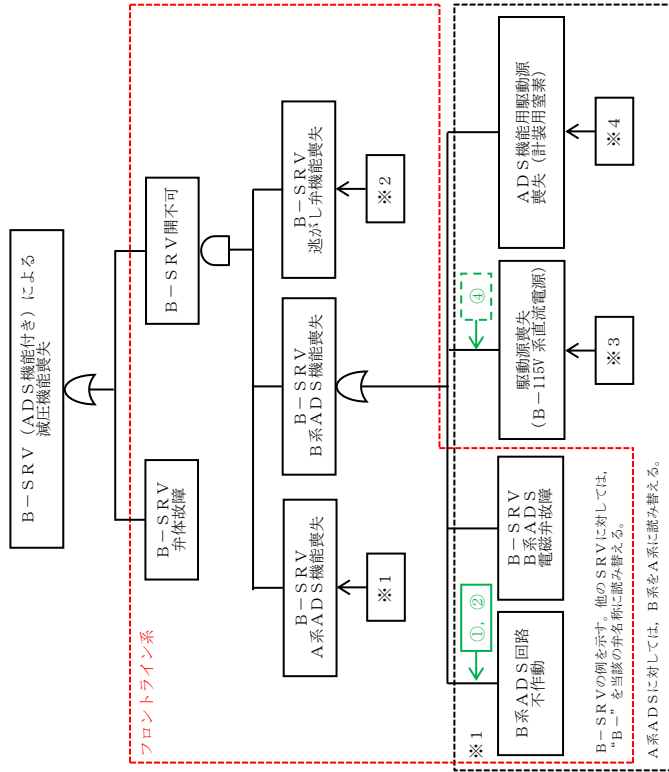
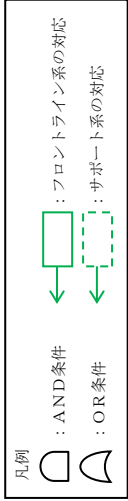


第 1.3-3 表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.3】 原子炉冷却材圧力バウンダリを減 圧するための手順等</p>	<p>逃がし安全弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池</p> <p>A-115V系 B-115V系 S A用 115V系</p>
	<p>中央制御室監視計器類</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備</p> <p>計装C/C C系 計装C/C D系</p>

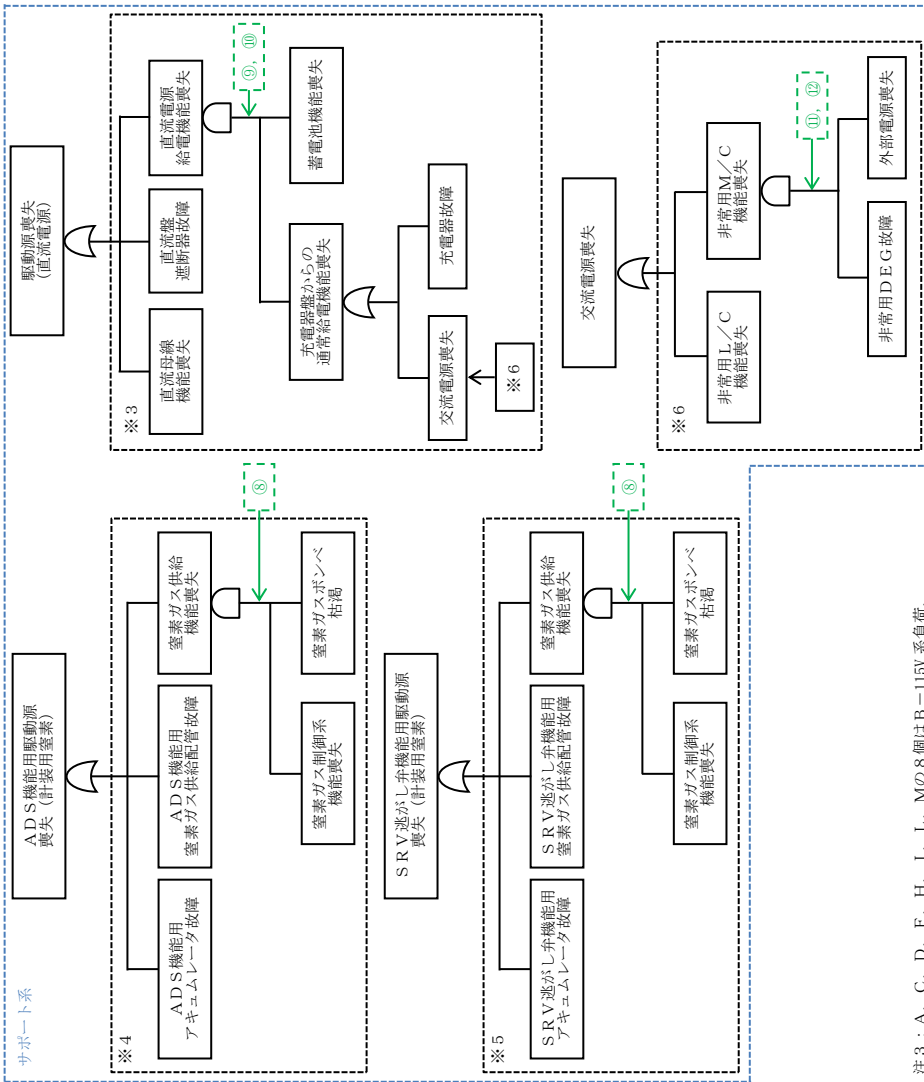
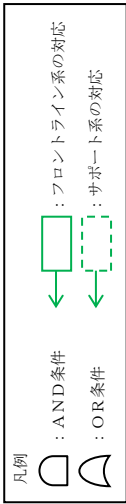


- フロントライン系故障時の対応手段
- ① 減圧の自動化
  - ② 手動操作による減圧 (逃がし安全弁) <sup>注4</sup>
  - ③ 手動操作による減圧 (タービンバイパス弁)
- サポータ系故障時の対応手段
- ④ 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復<sup>注5</sup>
  - ⑤ 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (補助盤室) による逃がし安全弁機能回復<sup>注6</sup>
  - ⑥ 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物) による逃がし安全弁機能回復<sup>注6</sup>
  - ⑦ 逃がし安全弁室素ガス代替供給設備による減圧<sup>注7</sup>
  - ⑧ 逃がし安全弁室素ガス供給設備による作動室素ガス確保
  - ⑨ 可搬型直流電源設備による復旧<sup>注5</sup>
  - ⑩ 直流給電車による復旧<sup>注6</sup>
  - ⑪ 常設代替交流電源設備による復旧
  - ⑫ 可搬型代替交流電源設備による復旧



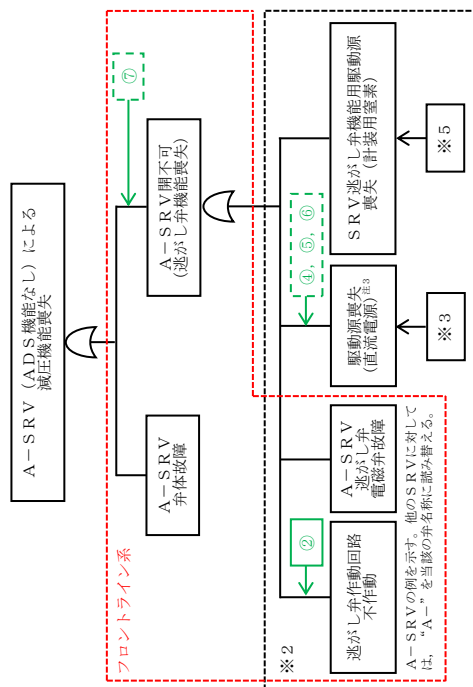
- 注3: A, C, D, F, H, J, L, Mの8個はB-115V系負荷前, B, E, G, Kの4個はA-115V系負荷が該当
- 注4: ③の対策はMSIV開時のみ有効
- 注5: ④, ⑤, ⑥の対策はB-115V系負荷の逃がし弁機能 (A, C, D, F, H, J, L, M-SRVの逃がし弁機能) 及びB系ADS機能の対象
- 注6: ⑥の対策はADS機能付きのSRV (B, M) 2個が対象
- 注7: ⑦の対策はADS機能なしのSRV (A, J) 2個が対象

第 1.3-1 図 機能喪失原因対策分析 (1 / 2)



注3：A, C, D, F, H, J, L, Mの8個はD-115V系負荷, B, E, G, Kの4個はA-115V系負荷が該当  
 注4：⑤の対策はMS I V開時のみ有効  
 注5：④, ⑨, ⑩の対策はD-115V系負荷の逃がし弁機能(A, C, D, F, H, J, L, M-SRVの逃がし弁機能)及びB系ADS機能の対象  
 注6：⑥の対策はADS機能付きのSRV (B, M) 2個が対象  
 注7：⑦の対策はADS機能なしのSRV (A, J) 2個が対象

機能喪失原因対策分析(2/2)



フロントライン系故障時の対応手段

- 減圧の自動化
- 手動操作による減圧 (逃がし安全弁)
- 手動操作による減圧 (タービンバイパス弁) 注4

サポート系故障時の対応手段

- 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復<sup>注5</sup>
- 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (補助搬室) による逃がし安全弁機能回復
- 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物) による逃がし安全弁機能回復<sup>注6</sup>
- 逃がし安全弁室ガス代替供給設備による減圧<sup>注7</sup>
- 逃がし安全弁室ガス代替供給設備による動作室蒸気ガス確保
- 可搬型直流電源設備による復旧<sup>注5</sup>
- 直流給電車による復旧<sup>注5</sup>
- 常設代替交流電源設備による復旧
- 可搬型代替交流電源設備による復旧

第1.3-1 図

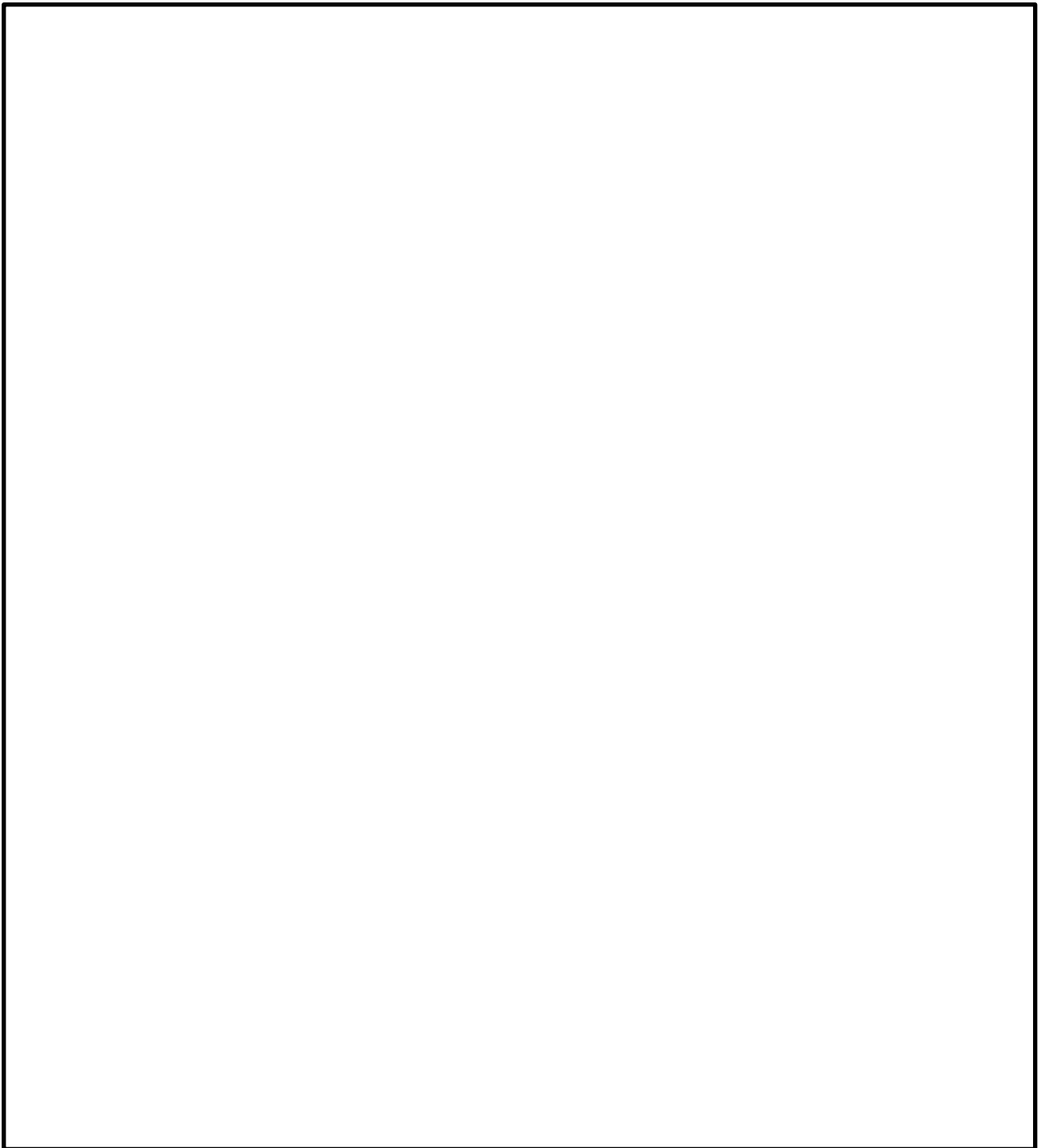
フロントライン系、サポート系の整理、故障の想定・対応手段

凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8	故障要因9				
遠がし安全弁による 原子炉減圧 機能喪失	遠がし安全弁(ADS機 能付き)による 減圧機能喪失	SRV本体故障	ADS機能喪失	A系ADS回路 不動作									
				A系ADS電磁弁 故障									
				駆動源喪失 (A-115V系 直流電源)	A-115V系 直流母線機能喪失								
					直流盤遮断器故障								
				ADS機能用 駆動源喪失 (計装用空素)	ADS機能用 アキュムレータ故障								
					ADS機能用 空素ガス供給配管 故障								
		A系ADS 機能喪失		A-115V系 直流母線への 直流電源給電 機能喪失	A-115V系 蓄電池 機能喪失								
					A-115V系 充電器からの 通常給電機能喪失								
		B系ADS 機能喪失		B系ADS 機能喪失	B系ADS回路 不動作								
					B系ADS電磁弁 故障								
					駆動源喪失 (B-115V系 直流電源)	B-115V系 直流母線機能喪失							
						直流盤遮断器故障							
	ADS機能用 駆動源喪失 (計装用空素)		ADS機能用 アキュムレータ故障										
			ADS機能用 空素ガス供給配管 故障										
	遠がし弁機能喪失	遠がし弁機能喪失	B-115V系 蓄電池 機能喪失										
			B-115V系 充電器からの 通常給電機能喪失										
			空素ガス供給 機能喪失	空素ガス制御系 機能喪失									
				空素ガスボンベ枯渇									
			SRV遠がし弁機能用 駆動源喪失 (計装用空素)	SRV遠がし弁機能用 アキュムレータ故障									
				SRV遠がし弁機能用 空素ガス供給配管 故障									
	遠がし安全弁(ADS機 能なし)による 減圧機能喪失	遠がし弁機能喪失	遠がし弁機能喪失	遠がし弁動作回路 不動作									
				遠がし弁電磁弁 故障									
				駆動源喪失 (直流電源)	直流母線機能喪失								
					直流盤遮断器故障								
SRV遠がし弁機能用 駆動源喪失 (計装用空素)				SRV遠がし弁機能用 アキュムレータ故障									
				SRV遠がし弁機能用 空素ガス供給配管 故障									
SRV本体故障		遠がし弁機能喪失	蓄電池 機能喪失										
			充電器故障										
			交流電源喪失										
			非常用L/C 機能喪失										
			非常用M/C 機能喪失										
			非常用DEG 故障 外部電源喪失										

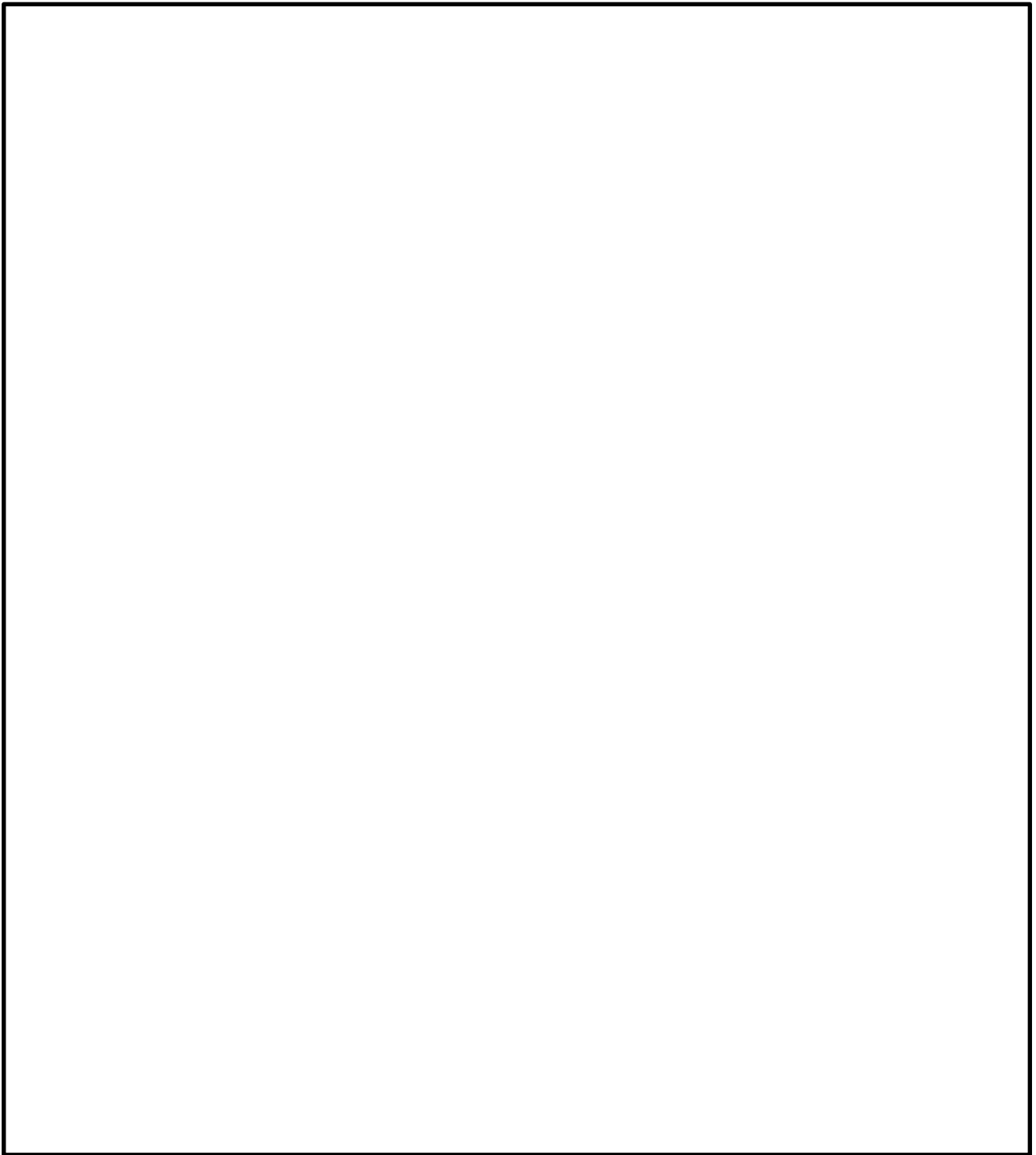
※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

第 1.3-1 図 機能喪失原因対策分析 (補足)



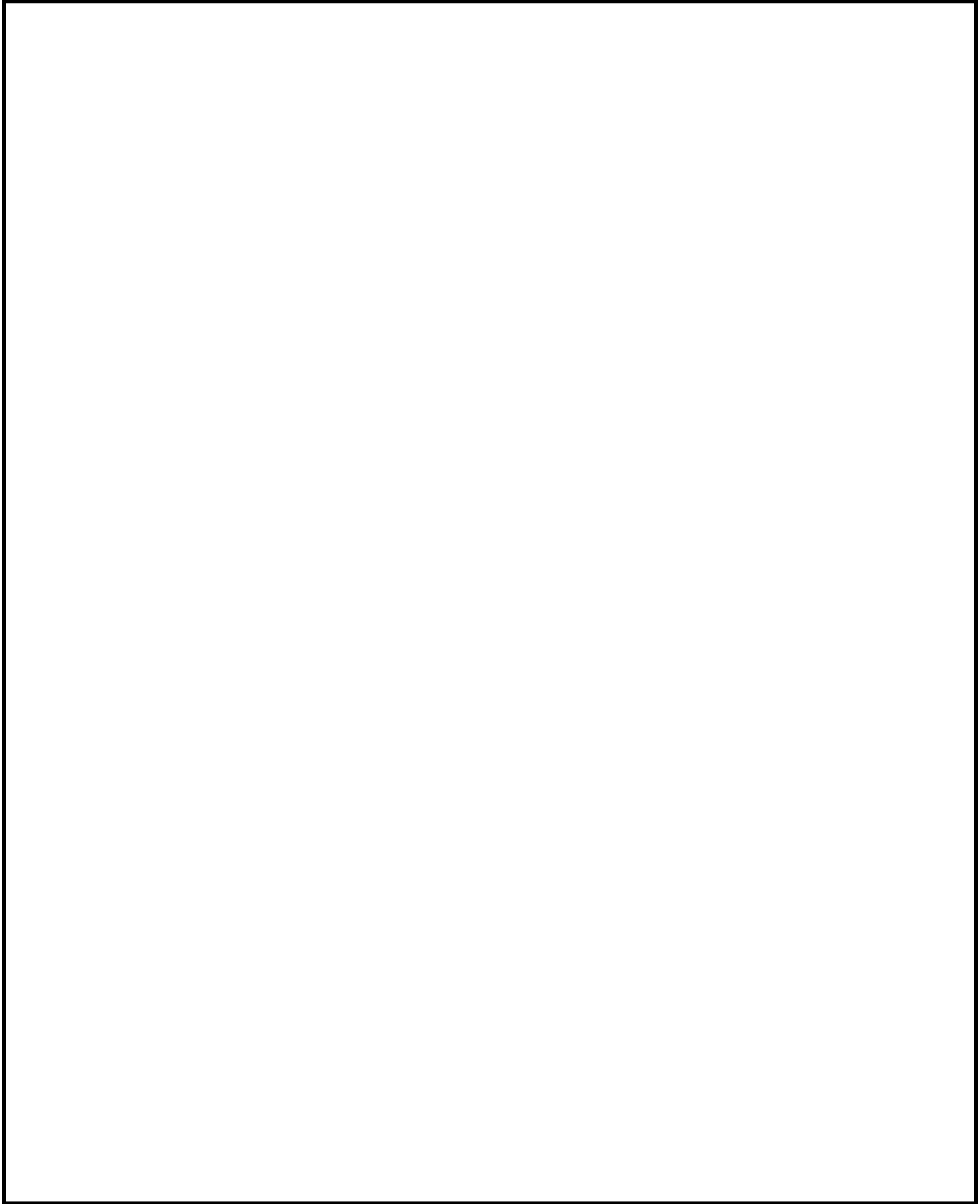
第 1.3-2 図 EOP 「減圧冷却」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



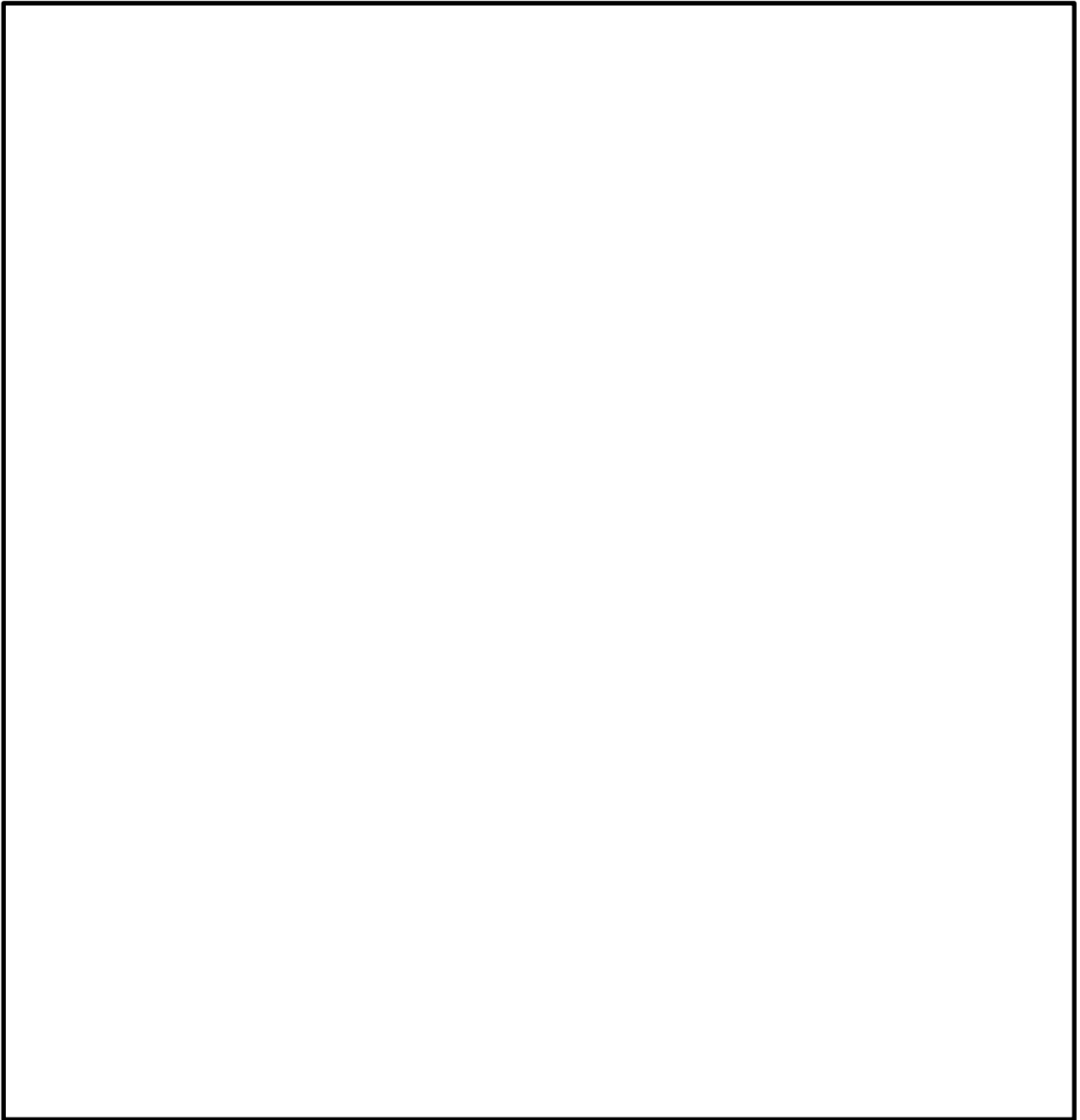
第 1.3-3 図 EOP 「急速減圧」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 1.3-4 図 EOP 「AM初期対応」における対応フロー

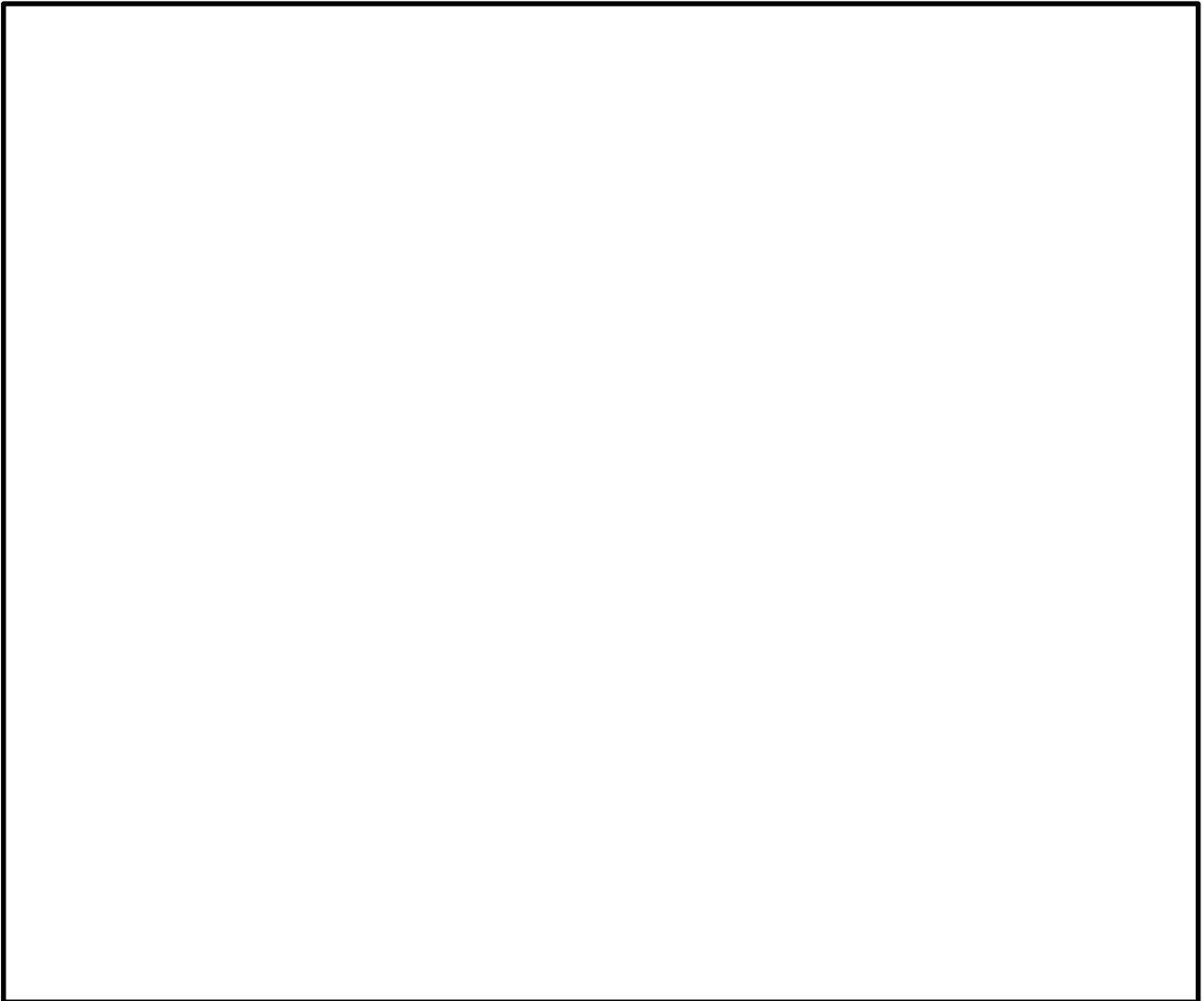
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 1.3-5 図 SOP 「注水-1」における対応フロー

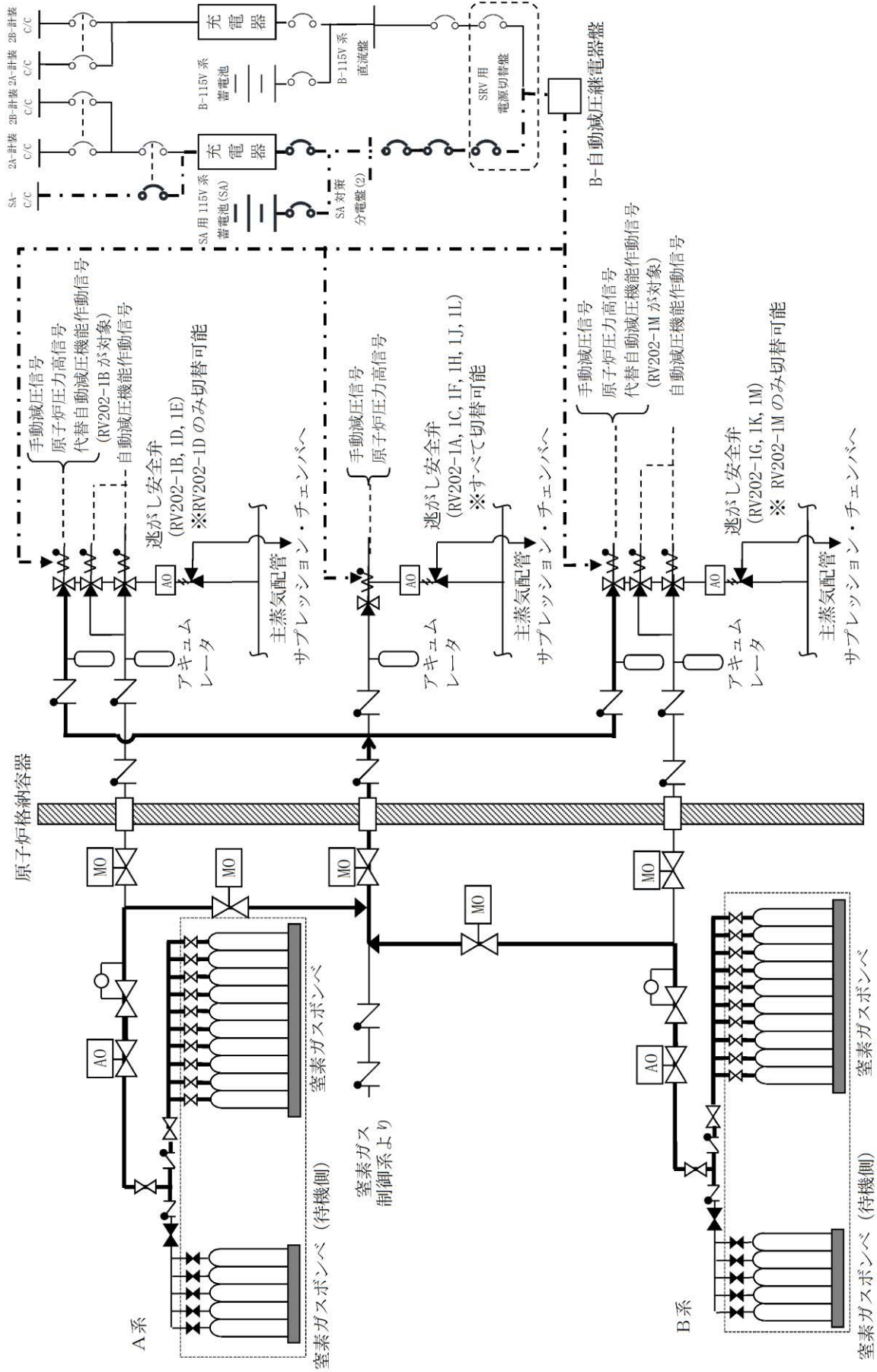
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。





第 1.3-6 図 EOP 「電源復旧」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

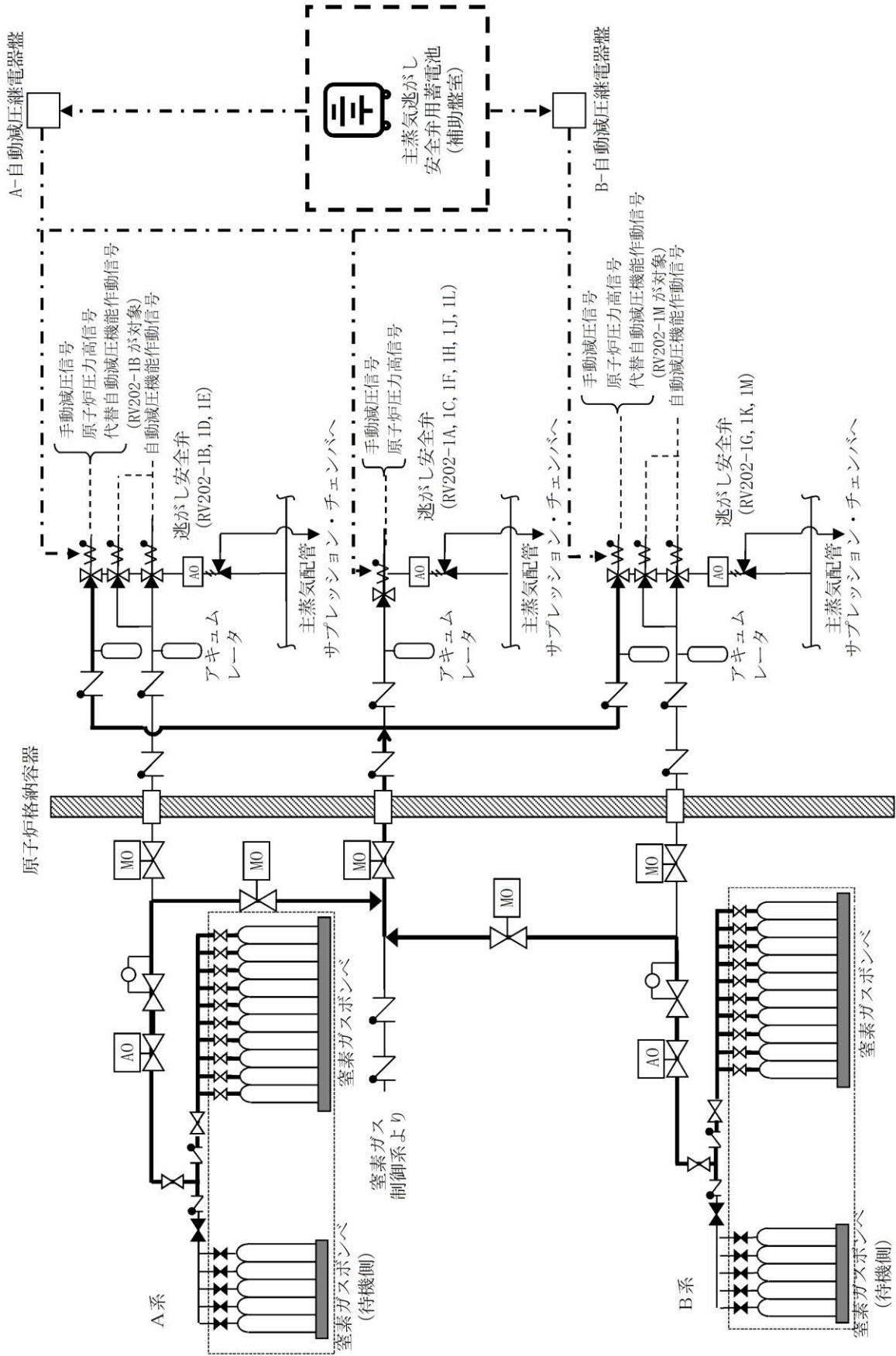


第 1.3-7 図 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放 概要図

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考						
		30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	360							
可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放	要員(数)	常設代替型直流電源設備による逃がし安全弁開放 40分 2時間30分 高圧発電機車による給電 ※1 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放 5時間																		
		中央制御室運転員A	1	逃がし安全弁開放操作																
				緊急用メタクラ及びSA低圧母線の受電準備																
			受電確認																	
	現場運転員B, C	2	可搬型制御器接続																	
			電源切替																	
			減圧監視																	
	現場運転員D, E	2	移動																	
			減圧監視																	
			移動, 充電器への給電, 受電操作																	
	緊急時対策要員	3	移動																	
			高圧発電機車による給電																	
		移動, 仮設ケーブル敷設, 接続																		

※1 第1保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、2時間5分以内で可能である。

第1.3-8 図 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放 タイムチャート



第 1.3-9 図 主蒸気逃げし安全弁用蓄電池 (補助盤室) による逃げし安全弁開放 概要図

手順の項目	必要な要員と作業項目		経過時間 (分)												備考	
	要員(数)		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		
主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (補助盤室) による逃がし安全弁開放	中央制御室運転員A	1														
	現場運転員B,C	2														
	現場運転員D,E	2														
	緊急時対策要員	2														

主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (補助盤室) による逃がし安全弁開放 1時間10分

可搬型計測器接続

逃がし安全弁開放操作

減圧監視

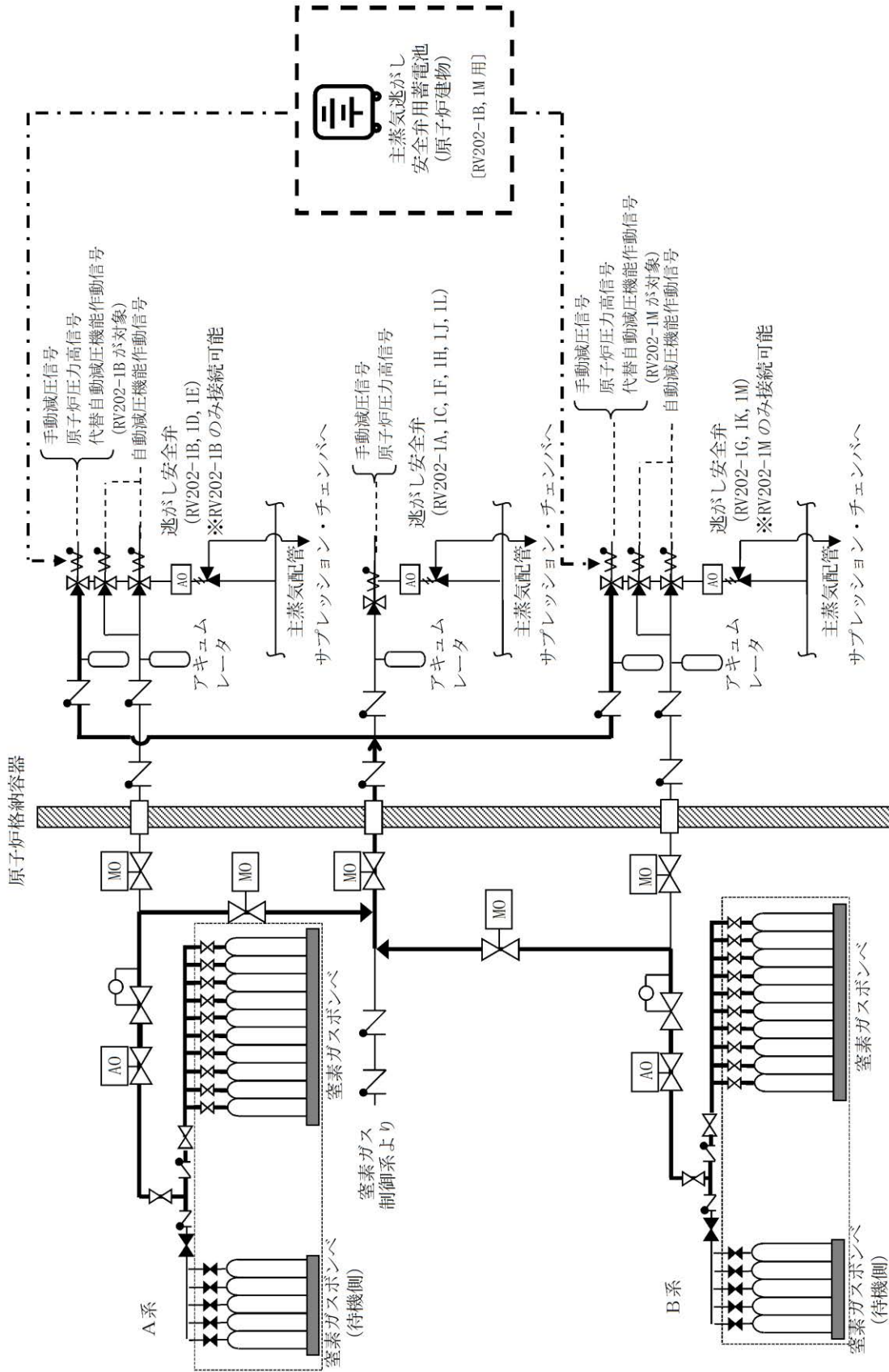
移動

減圧監視

移動, ケーブル敷設, 接続

原子炉の減圧確認については、補助盤室又は原子炉建物1階計装ラック (管理区画) にて確認が可能であるため、いずれかの計器で原子炉減圧を確認する。

第 1.3-10 図 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (補助盤室) による逃がし安全弁開放 タイムチャート

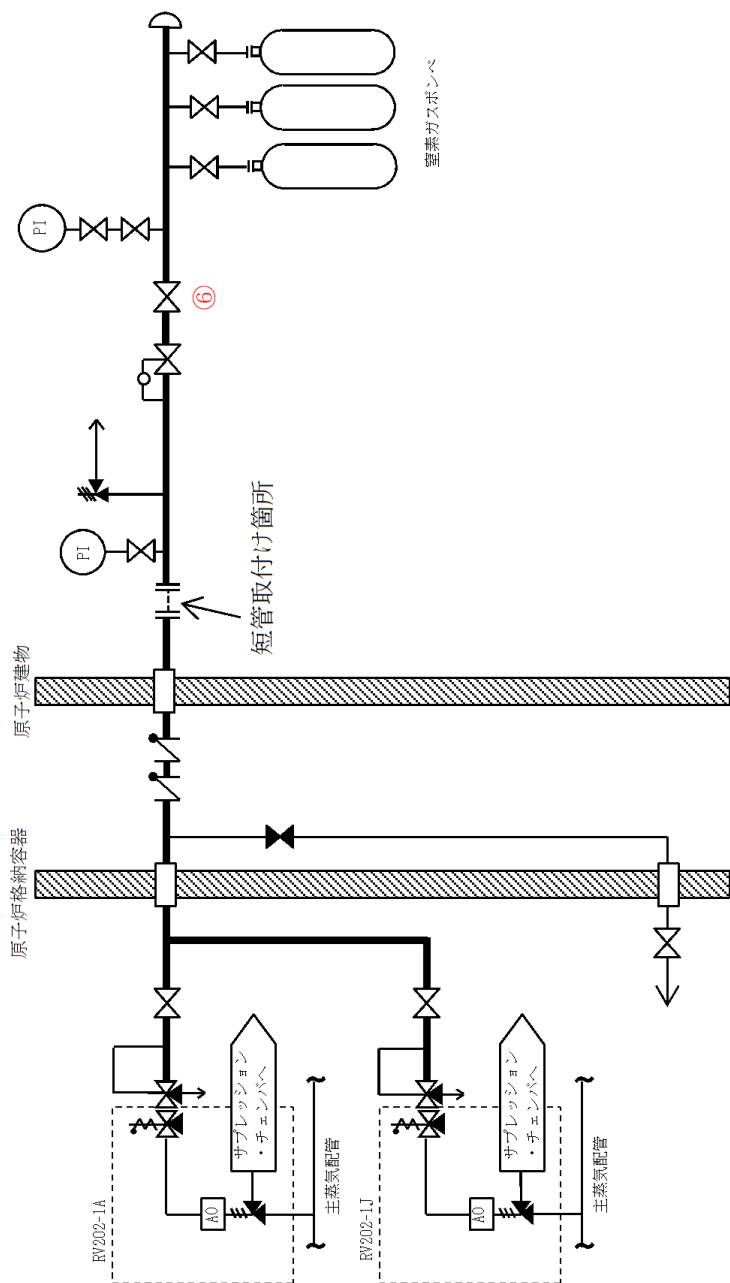


第 1.3-11 図 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放 概要図

必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考			
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120				
手順の項目	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物) による逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 開放 1時間20分													原子炉の減圧確認については、補助蒸気又は原子炉建物1階計装ラック (管理区域) にて確認が可能であるため、いずれかの計器で原子炉減圧を確認する。		
	要員 (数)	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物) による逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 開放														
	現場運転員A, B	2	可搬型計測器接続													減圧監視
	現場運転員C, D	2	移動													減圧監視
緊急時対策要員	2		移動, ケーブル接続											負荷投入操作	※1	

※1：主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物) による逃がし安全弁B弁 (自動減圧機能付き) 開放を示す。また、主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物) による逃がし安全弁M弁 (自動減圧機能付き) 開放については、逃がし安全弁開放まで80分以内で可能である。

第1.3-12図 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物) による逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 開放 タイムチャート



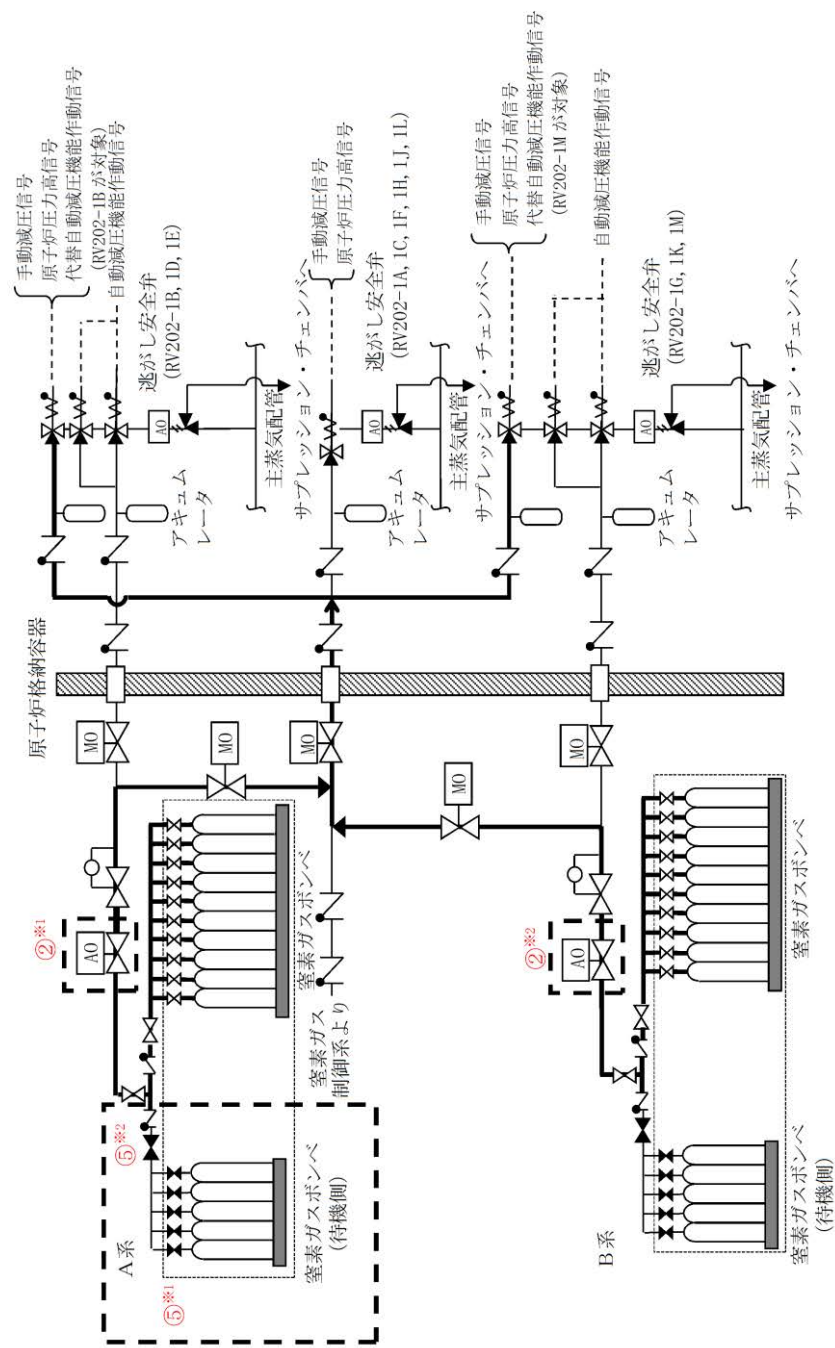
操作手順	弁名称
⑥	SRVDS 窒素ガス代替供給弁

第 1.3-13 図 逃がし安全弁素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放 概要図



手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(分)												備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放	要員(数)	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放 1時間												原子炉の減圧機能については、補助燃焼又は原子炉降圧物用計装プログラム(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で原子炉減圧を確認する。
		現場運転員A, B	2											
	現場運転員C, D	2												
	緊急時対策要員	2												

第 1.3-14 図 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放 タイムチャート



操作手順	弁名称
②※1	A-N2ガスポンベ出口弁
②※2	B-N2ガスポンベ出口弁
⑤※1	A-ADS窒素ガスポンベ (1A-11~15) 出口弁 (待機側)
⑤※2	A-ADS窒素ガスポンベ供給元弁 (待機側)

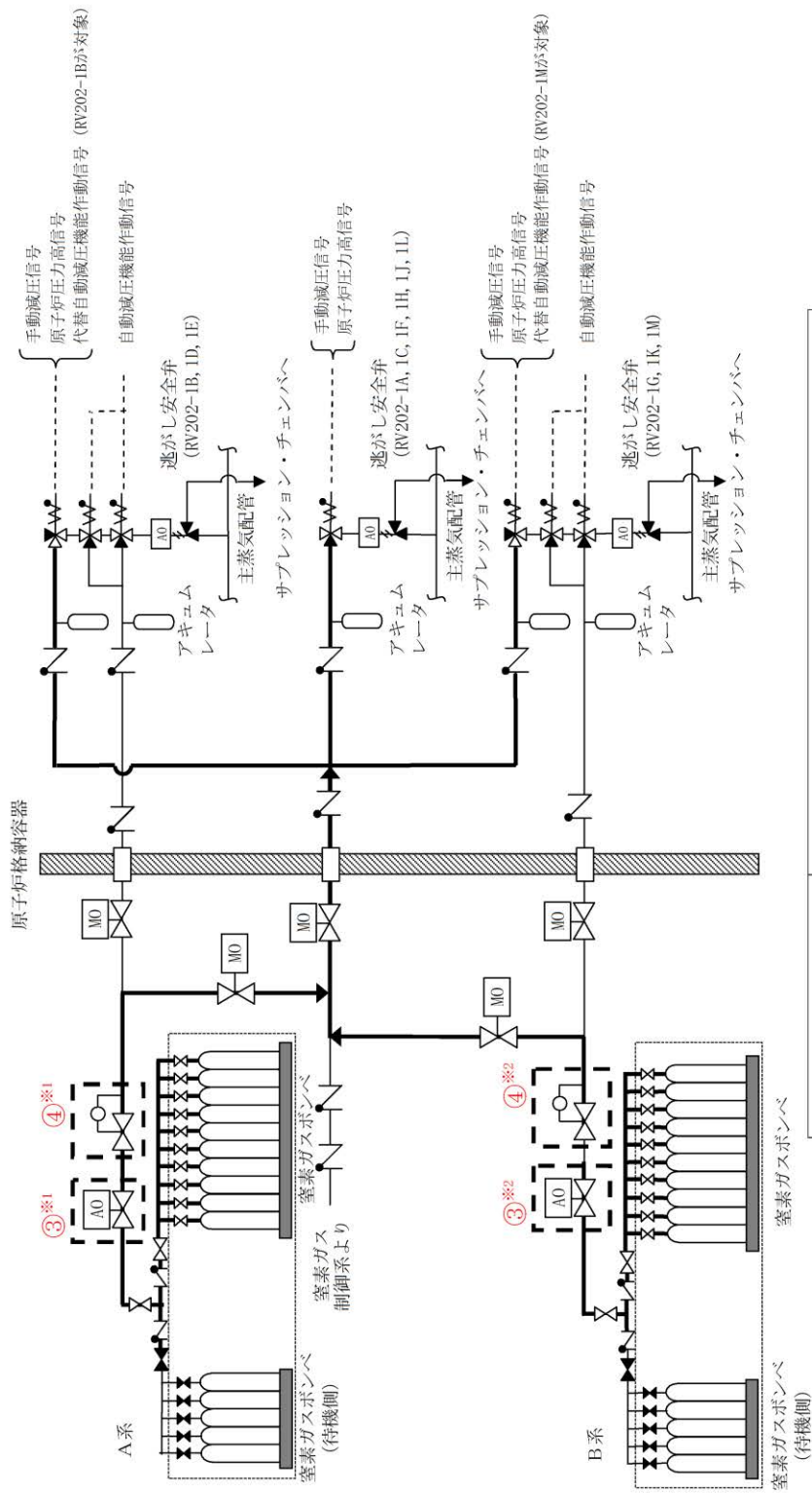
第 1.3-15 図 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保 概要図

必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保 5分												
要員 (数)													
逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保 [窒素ガス制御系から逃がし安全弁窒素ガス供給系への切替え]	警報確認, 系統構成確認												
中央制御室運転員A	1												

必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考
	10	20	30	40	50								
手順の項目	逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保 25分												
要員 (数)													
警報確認	1												
逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保 [逃がし安全弁用窒素ガスポンベの切替え]	移動, 窒素ガスポンベインサート												
中央制御室運転員A	1												
現場運転員B, C	2												※ 1

※ 1 : 逃がし安全弁窒素ガス供給設備A系による逃がし安全弁駆動源確保[逃がし安全弁用窒素ガスポンベの切替え]を示す。また、逃がし安全弁窒素ガス供給設備B系による逃がし安全弁駆動源確保[逃がし安全弁用窒素ガスポンベの切替え]については、逃がし安全弁駆動源確保まで25分以内で可能である。

第 1.3-16 図 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保 タイムチャート

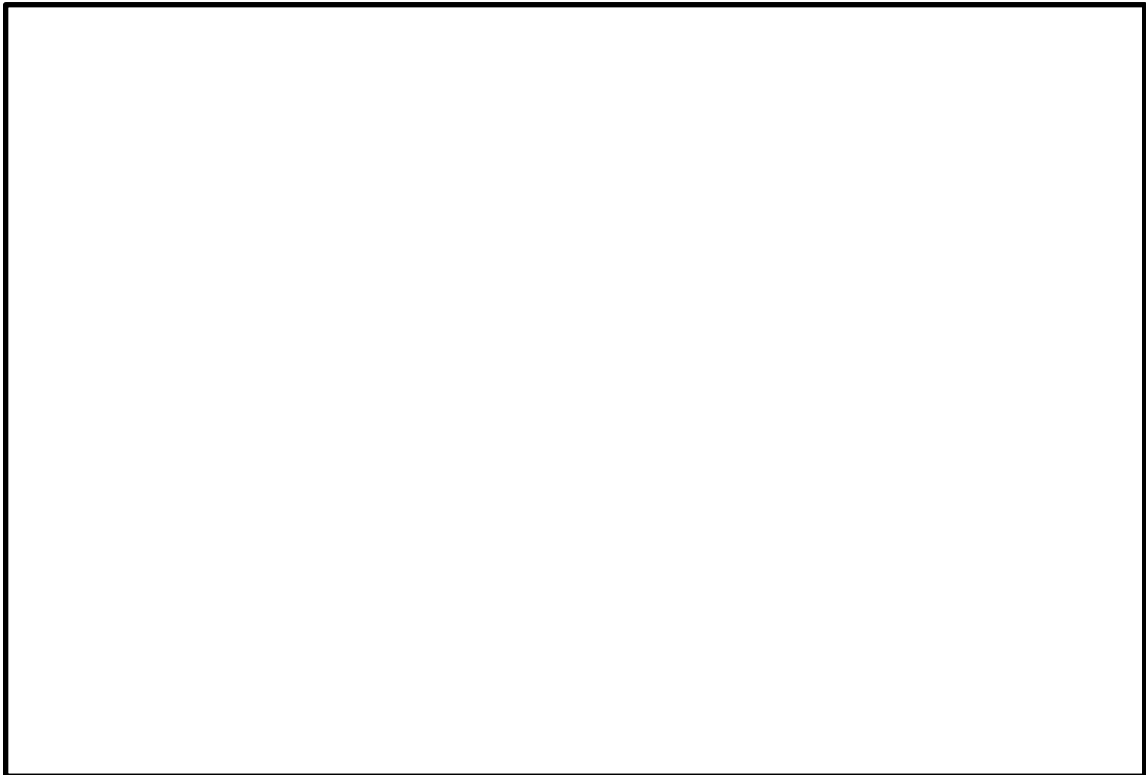


操作手順	弁名称
③*1	A-N2ガスポンベ出口弁
③*2	B-N2ガスポンベ出口弁
④*1	A-窒素ガス供給装置出口加減弁
④*2	B-窒素ガス供給装置出口加減弁

第 1.3-17 図 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策 概要図

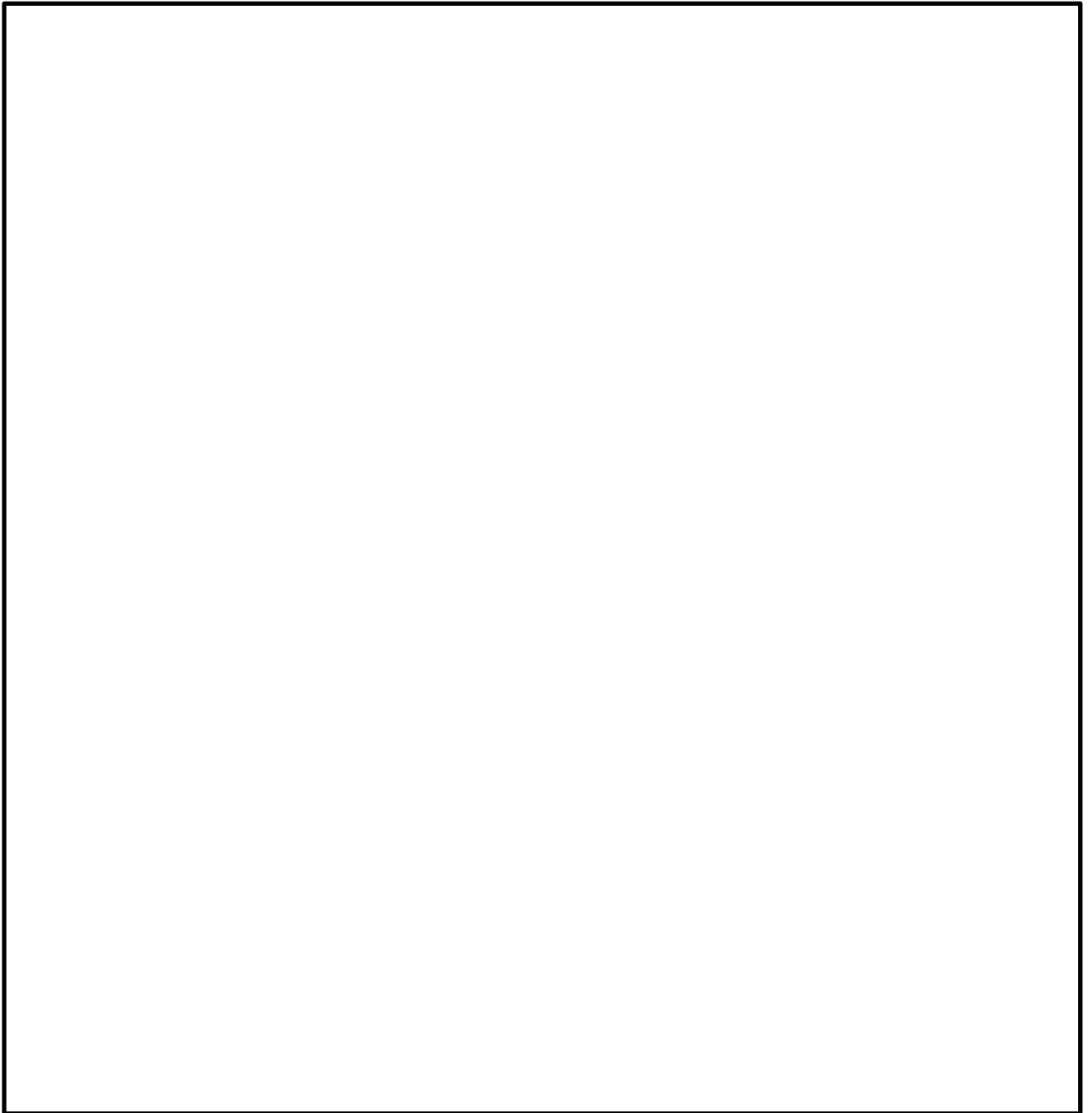
手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		
逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策	要員(数)	逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策 1 時間													
	中央制御室運転員A	1													
	緊急時対策要員	2													

第 1.3-18 図 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策 タイムチャート



第 1.3-19 図 EOP 「スクラム」におけるインターフェイスシステム  
LOCA発生時の対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 1.3-20 図 EOP 「二次格納施設制御」におけるインターフェイス  
システムLOCA発生時の対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

必要な要員と作業項目	経過時間 (分)	経過時間 (時間)												備考				
		20	40	60	80	100	120	140	8	9	10	11	12					
手順の項目	要員(教)  中央制御室運転員A	▽ インターフェイスシステムLOCA発生																
		▽ インターフェイスシステムLOCA事象判断																
		▽ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 2時間 現場隔離 10時間※1																
		▽ 遠隔隔離 20分																
		▽ 原子炉減圧																
		▽ サプレッション・プール冷却開始																
		警報確認, パラメータ確認, 原子炉スクラム確認																
		破断箇所特定及び遠隔隔離操作, 低圧注水可能系起動確認																
		漏えい停止操作 (中央制御室)																
		原子炉減圧																
		残留熱除去系起動操作																
		残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転継続																
漏えい抑制のため原子炉水位をレベル2以上で低めに維持																		
原子炉水位レベル3～レベル8維持																		
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 系統構成																		
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 起動操作																		
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転継続																		
↑																		
放射線防護具準備																		
隔離準備 (電源ロック)																		
保護員装着																		
注水弁隔離操作 (現場) ※2																		
↑																		
手順の項目	要員(教)  現場運転員B, C	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転継続																
		残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転継続																

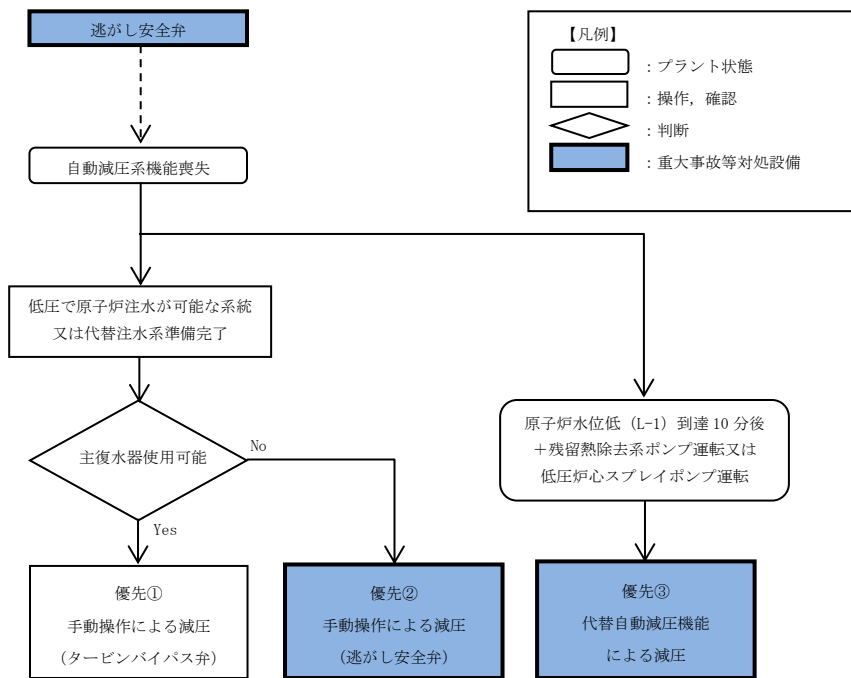
※1：漏えい量によらず，現場での隔離操作の所要時間は10時間以内で可能である。

※2：A－残留熱除去系注水弁隔離操作（現場）を示す。また，B，C－残留熱除去系及び低圧炉心スプレイス注水弁隔離操作（現場）については，現場隔離まで10時間以内で可能である。

### 第 1.3-21 図 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応 タイムチャート (中央制御室からの遠隔操作による破断箇所による隔離ができない場合)

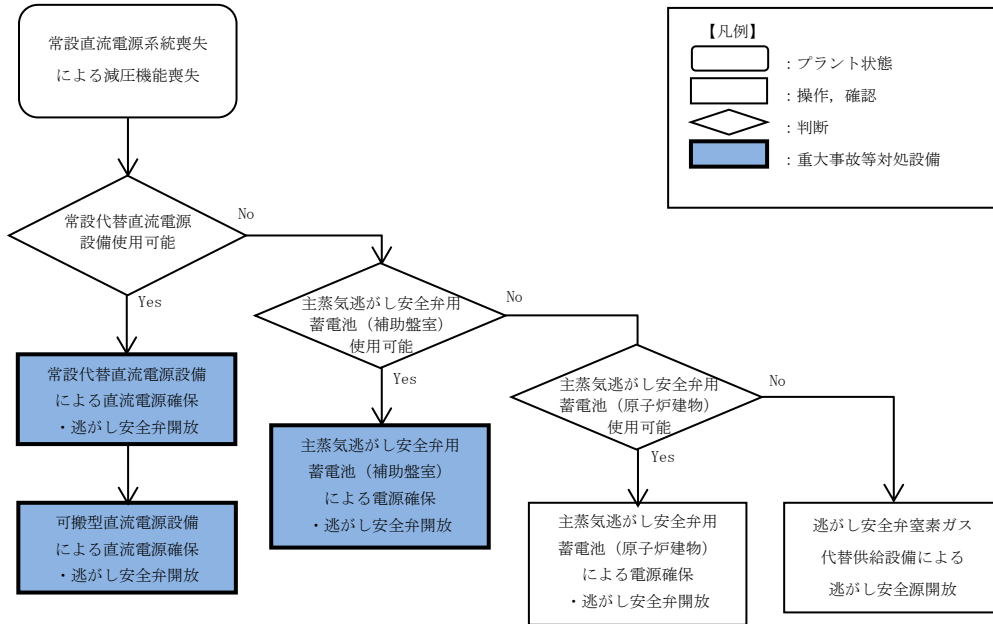


(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択

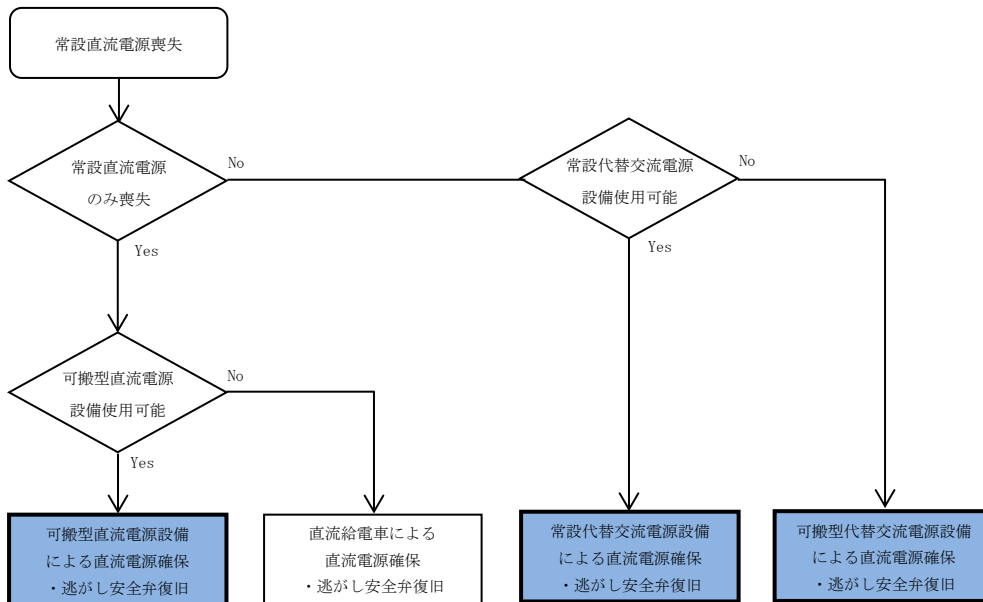


第 1.3-22 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート(1 / 2)

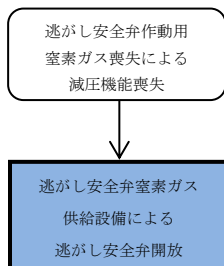
(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (1/4)



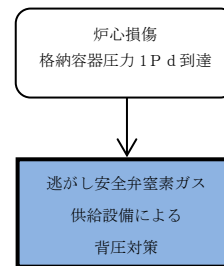
(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (2/4)



(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (3/4)



(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (4/4)



第 1.3-22 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート(2/2)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(1 / 6)

技術的能力審査基準 (1.3)	番号	設置許可基準規則 (46 条)	技術基準規則 (61 条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑦
<p>【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第46条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第61条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁(逃がし安全弁(BWR の場合)又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWR の場合))を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	②	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を動作させる減圧自動化ロジックを設けること(BWR の場合)。</p>	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を動作させる減圧自動化ロジックを設けること(BWR の場合)。</p>	⑧
<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを整備すること。</p>	③	<p>(2) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時においても、減圧用の弁(逃がし安全弁(BWR の場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWR の場合))を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	<p>(2) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時においても、減圧用の弁(逃がし安全弁(BWR の場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWR の場合))を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	⑨
<p>c) 減圧用の弁が動作可能な環境条件を明確にすること。</p>	④	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを配備すること。</p>	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを配備すること。</p>	⑩
<p>(2) 復旧 a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。</p>	⑤	<p>c) 減圧用の弁は、想定される重大事故等が発生した場合の環境条件において確実に動作すること。</p>	<p>c) 減圧用の弁は、想定される重大事故等が発生した場合の環境条件において確実に動作すること。</p>	⑪
<p>(3) 蒸気発生器伝熱管破損(SGTR) a) SGTR 発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を動作させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。(PWR の場合)</p>	—			
<p>(4) インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA) a) ISLOCA 発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁(BWR の場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWR の場合)を動作させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	⑥			

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/6)

■ : 重大事故等対処設備 □ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
原子炉減圧の自動化	代替自動減圧ロジック (代替自動減圧機能)	新設	① ⑦ ⑧	-	-	-	-	-	-
	自動減圧起動阻止スイッチ	既設							
	代替自動減圧起動阻止スイッチ	既設							
	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き B, Mの2個)	既設							
	主蒸気系 配管・クエンチャ	既設							
	逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
(逃がし安全弁) 手動操作による減圧	逃がし安全弁	既設	① ⑦	(タービンバイパス弁) 手動操作による減圧	タービンバイパス弁	常設	10分	1人	自主対策とする理由は本文参照
	主蒸気系 配管・クエンチャ	既設			タービン制御系	常設			
	逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	既設			-	-			
	所内常設蓄電式直流電源設備	新設			-	-			
	常設代替直流電源設備	新設			-	-			
	可搬型直流電源設備	新設			-	-			
	常設代替交流電源設備	新設			-	-			
	可搬型代替交流電源設備	新設			-	-			
可搬型直流電源設備による 逃がし安全弁機能回復	可搬型直流電源設備	新設	① ② ⑦ ⑧ ⑨	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物) による逃がし安全弁機能回復	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (原子炉建物)	可搬	1時間20分	6人	自主対策とする理由は本文参照
	SRV用電源切替盤	新設			逃がし安全弁 (自動減圧機能付 B, Mの2個)	常設			
	常設代替直流電源設備	新設			主蒸気系 配管・クエンチャ	常設			
	逃がし安全弁	既設			逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	常設			
	主蒸気系 配管・クエンチャ	既設			-	-			
	逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	既設			-	-			
主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (補助盤室) による逃がし安全弁機能回復	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 (補助盤室)	新設	① ② ⑦ ⑧ ⑨	逃がし安全弁用蓄電池による減圧	逃がし安全弁用蓄電池 (補助盤室)	常設	1時間	6人	自主対策とする理由は本文参照
	逃がし安全弁	既設			逃がし安全弁 (自動減圧機能なし A, Jの2個)	常設			
	主蒸気系 配管・クエンチャ	既設			主蒸気系 配管・クエンチャ	常設			
	逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	既設			-	-			
室素ガス確保 逃がし安全弁 室素ガス供給設備による	逃がし安全弁用室素ガスボンベ	新設	① ③ ⑦ ⑩	-	-	-	-	-	-
	逃がし安全弁用室素ガス供給系配管・弁	既設							
	逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	所内常設蓄電式直流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	常設代替直流電源設備	新設							
可搬型直流電源設備	新設								

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

## 審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3/6)

  : 重大事故等対処設備   
   : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
逃がし安全弁 の背圧対策	逃がし安全弁用窒素ガスボンベ	新設	① ④ ⑦ ⑩	-	-	-	-	-	-
	逃がし安全弁窒素ガス供給系 配管・弁	既設							
電源設備によ る復旧	可搬型直流電源設備	新設	① ⑤ ⑦	旧設備による復 旧	直流給電車	可搬	※1	※1	自主対策とす る理由は本文 参照
	-	-			-				
電源設備に よる復旧	常設代替交流電源設備	新設	① ⑤ ⑦	-	-	-	-	-	-
	可搬型代替交流電源設備	新設							
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱の防止	逃がし安全弁	既設	① ⑦	-	-	-	-	-	-
	主蒸気系 配管・クエンチャ	既設							
	逃がし安全弁逃がし弁機能用ア キュムレータ	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	所内常設蓄電式直流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	常設代替直流電源設備	新設							
可搬型直流電源設備	新設								
発電用原子炉の減圧(イン ターフェイスシステム LOCA発生時)	逃がし安全弁	既設	① ⑥ ⑦	発電用原子炉の減圧(イン ターフェイスシステム LOCA発生時)	タービンバイパス弁	常設	10分	1人	自主対策とす る理由は本文 参照
	主蒸気系 配管・クエンチャ	既設			タービン制御系	常設			
	逃がし安全弁逃がし弁機能用ア キュムレータ	既設			-	-			
	-	-			-	-			
原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離 (インターフェイスシステム LOCA発生時)	残留熱除去系注水弁	既設	① ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-
	-	-							
原子炉棟の圧力上昇抑制 及び環境改善	原子炉建物ブローアウトパネル	既設	① ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-
	-	-							

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4 / 6）

技術的能力審査基準（1.3）	適合方針
<p><b>【要求事項】</b></p> <p>発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する手段として、逃がし安全弁による発電用原子炉を減圧するために必要な手順等を整備する。</p> <p>また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止する手段として、逃がし安全弁による発電用原子炉を減圧するために必要な手順等を整備する。</p>
<p><b>【解釈】</b></p> <p>1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	<p>—</p>
<p>(1) 可搬型重大事故防止設備</p> <p>a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWR の場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWR の場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である自動減圧系が常設直流電源系統喪失により使用できない場合には、可搬型直流電源設備及び主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁を作動させ、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるように手順等を整備する。</p>

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5 / 6）

技術的能力審査基準（1.3）	適合方針
<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを整備すること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である自動減圧系が逃がし安全弁作動用窒素ガス喪失により使用できない場合は、窒素ガス供給設備により逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスを供給し、逃がし安全弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるように手順等を整備する。</p>
<p>c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。</p>	<p>想定される重大事故等時の環境条件を考慮し、原子炉格納容器内の圧力が設計圧力の2倍の状態（853kPa[gage]）となった場合においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように、逃がし安全弁窒素ガス供給系により供給圧力の調整を行えるように手順等を整備する。</p>
<p>(2) 復旧 a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である自動減圧系が常設直流電源系統喪失により使用できない場合には、代替直流電源設備（可搬型直流電源設備）及び代替交流電源設備（常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備）により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁を作動させ、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるように手順等を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関する手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>
<p>(3) 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR） a) SGTR 発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。（PWR の場合）</p>	<p>対象外</p>

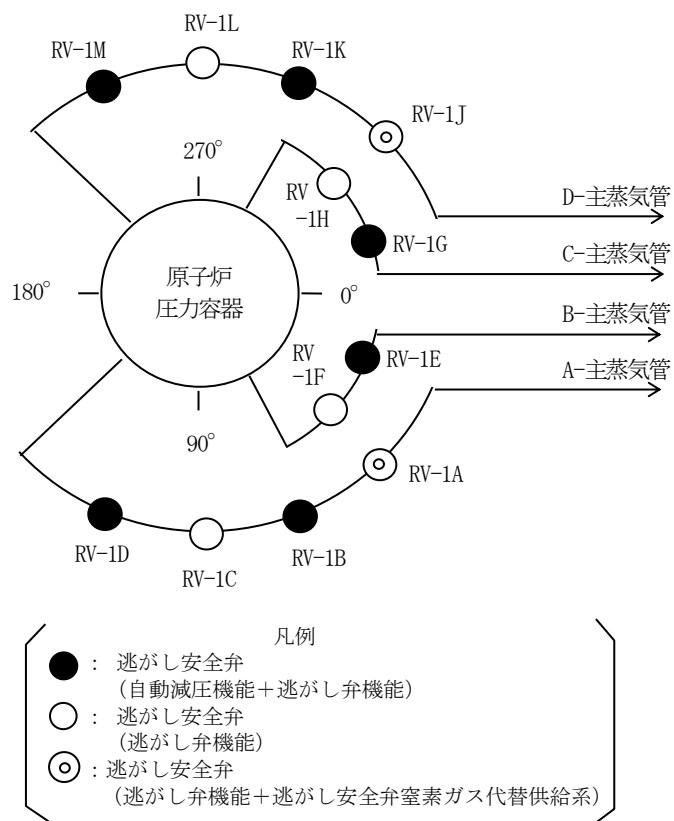
※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(6 / 6)

技術的能力審査基準 (1.3)	適合方針
<p>(4) インターフェイスシステムLOCA (ISLOCA)</p> <p>a) ISLOCA 発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁 (BWR の場合) 又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁 (PWR の場合) を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	<p>インターフェイスシステムLOCA発生時には、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を中央制御室から注水弁の操作により隔離する。隔離できない場合、逃がし安全弁により発電用原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するとともに、現場での注水弁の操作により原子炉冷却材の漏えい箇所を隔離する手順等を整備する。</p>

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。





第1図 逃がし安全弁の配置図

第1表 対応手段と逃がし安全弁の対象

対応手段	逃がし弁機能	自動減圧機能	備考
	A, B, C, D, E, F, G, H, J, K, L, M	B, D, E, G, K, M	
減圧の自動化（代替減圧機能による減圧の自動化）	○		B, M が対象
手動操作による減圧 （逃がし安全弁の手動操作による減圧）	○	○	
可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	○	○	逃がし弁機能は A, C, D, F, H, J, L, M が対象
主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 （補助盤室）による逃がし安全弁機能回復	○	○	
主蒸気逃がし安全弁用蓄電池 （原子炉建物）による逃がし安全弁機能回復	○		B, M が対象
逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による減圧	○		A, J が対象
逃がし安全弁窒素ガス供給設備による窒素ガス確保	○		
代替直流電源設備による復旧	○	○	
代替交流電源設備による復旧	○	○	

第2表 逃がし安全弁用可搬型蓄電池接続の優先順位

順位	作動回路	主蒸気管											機能
		【A】			【B】		【C】		【D】				
		逃がし安全弁											
A	B <sup>※1</sup>	C	D <sup>※2</sup>	E <sup>※2</sup>	F	G <sup>※2</sup>	H	J	K <sup>※2</sup>	L	M <sup>※1</sup>		
1	A系/B系		○									○	逃がし弁機能
2	B系/A系				○			○					
3	A系					○					○		
4	B系			○					○				
5	B系							○				○	
6	B系	○								○			
7	B系		○									○	自動減圧機能
8	B系				○				○				
9	B系					○					○		
10	A系		○									○	
11	A系				○				○				
12	A系					○					○		

(凡例)

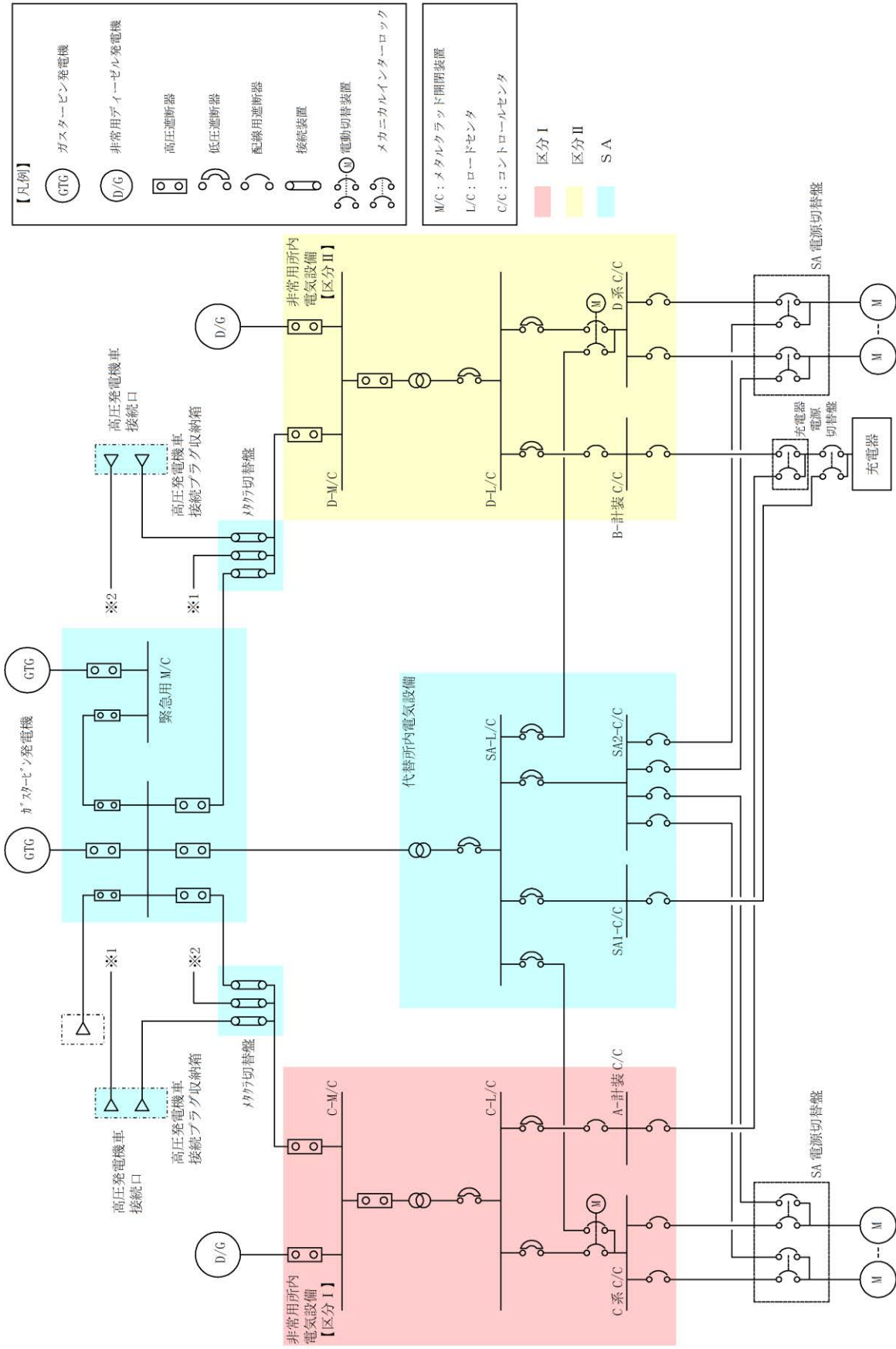
※1 : 逃がし安全弁(自動減圧機能+代替自動減圧機能+逃がし弁機能)

※2 : 逃がし安全弁(自動減圧機能+逃がし弁機能)

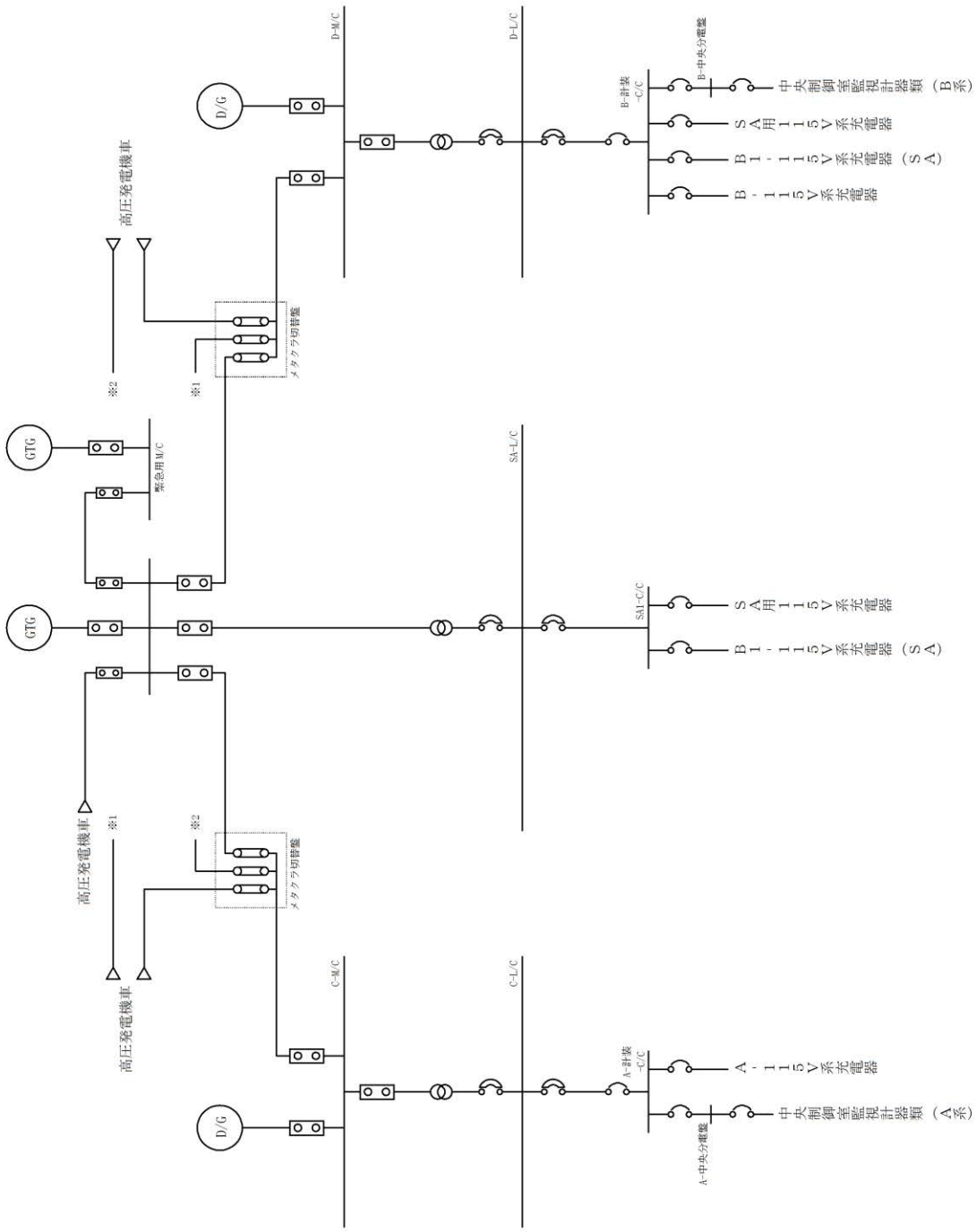
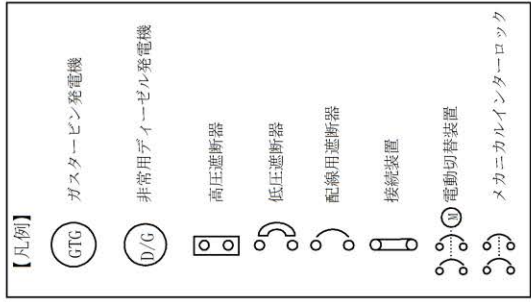
※なし : 逃がし安全弁(逃がし弁機能)

## 自主対策設備仕様

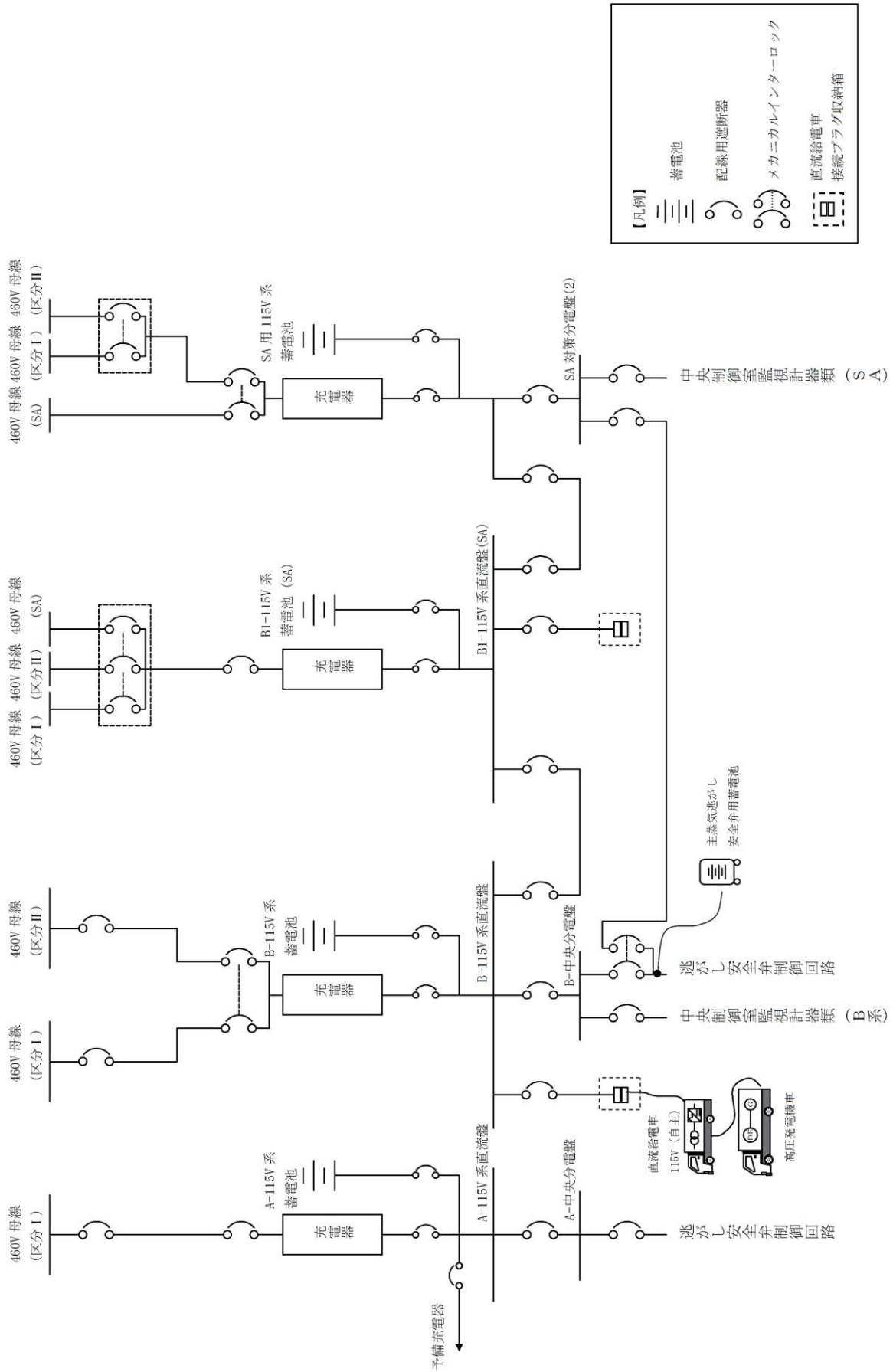
機器名称	常設 ／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
逃がし安全弁窒素ガス 代替供給系窒素ガスポンペ	可搬	－ (Ss 機能維持)	0.0467m <sup>3</sup> (1本当たり)	－	3本



第 1 図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

## 重大事故対策の成立性

## 1. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放

## a. 操作概要

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁を開放して発電用原子炉を減圧する。なお、可搬型直流電源設備による直流電源の供給準備が整うまでの期間は、常設代替直流電源設備にて逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保する。

## b. 作業場所

制御室建物 地上 4 階（非管理区域）（中央制御室）

廃棄物処理建物 地上 1 階（非管理区域）（補助盤室）

原子炉棟 地上 1 階（管理区域）

## c. 必要要員数及び想定時間

可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放に必要な要員数、想定時間については「1.14 電源の確保に関する手順等」に整理する。

また、常設代替直流電源設備による逃がし安全弁開放（現場での減圧状況の確認を含む）に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 5 名（中央制御室運転員 1 名、現場運転員 4 名）

想定時間 : 40 分以内（所要時間目安<sup>\*1</sup> : 13 分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

## 想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

●逃がし安全弁開放操作：想定時間 10 分，所要時間目安 2 分

・逃がし安全弁開放操作：所要時間目安 2 分（中央制御室）

## 【現場運転員 B，C】

●可搬型計測器接続：想定時間 20 分，所要時間目安 9 分

・移動：所要時間目安 2 分（移動経路：中央制御室から補助盤室）

・可搬型計測器接続：所要時間目安 7 分（補助盤室）

●電源切替：想定時間 10 分，所要時間目安 2 分

・電源切替：所要時間目安 2 分（補助盤室）

●減圧監視：想定時間 10 分，所要時間目安 1 分

・減圧監視：所要時間目安 1 分（補助盤室）



【現場運転員D, E】

- 移動：想定時間 10 分，所要時間目安 5 分
  - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室から原子炉棟 地上 1 階）
- 減圧監視：想定時間 10 分，所要時間目安 1 分
  - ・減圧監視：所要時間目安 1 分（原子炉棟 地上 1 階）

d. 作業の成立性について

(a) 中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性：操作スイッチによる操作であり，容易に実施可能である。

(b) 補助盤室操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。

また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の端子リフト・接続操作及び通常のスイッチ操作であり，十分な作業スペースもあることから，容易に実施可能である。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

(c) 現場操作

作業環境：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可

能である。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の遮断器操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段 : 有線式通信設備, 所内通信連絡設備, 電力保安通信用電話設備のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室との連絡が可能である。



電源切替操作

## 2. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放

## a. 操作概要

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、自動減圧継電器盤にて逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）を接続し、逃がし安全弁の機能を回復させて逃がし安全弁を開放する。

## b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）  
 廃棄物処理建物 地上1階（非管理区域）（補助盤室）  
 原子炉棟 地上1階（管理区域）

## c. 必要要員数及び想定時間

主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放（現場での減圧状況の確認を含む）に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：7名（中央制御室運転員1名、現場運転員4名、緊急時対策要員2名）

想定時間：1時間10分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：44分）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

## 想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

- 逃がし安全弁開放操作：想定時間10分、所要時間目安2分
  - ・逃がし安全弁開放操作：所要時間目安2分（中央制御室）

## 【現場運転員B，C】

- 可搬型計測器接続：想定時間20分、所要時間目安9分
  - ・移動：所要時間目安2分（移動経路：中央制御室から補助盤室）
  - ・可搬型計測器接続：所要時間目安7分（補助盤室）
- 減圧監視：想定時間10分、所要時間目安1分
  - ・減圧監視：所要時間目安1分（補助盤室）

## 【現場運転員D，E】

- 移動：想定時間10分、所要時間目安5分
  - ・移動：所要時間目安5分（移動経路：中央制御室から原子炉棟地上1階）
- 減圧監視：想定時間10分、所要時間目安1分
  - ・減圧監視：所要時間目安1分（原子炉棟地上1階）

【緊急時対策要員 2 名】

- 移動，ケーブル敷設，接続：想定時間 1 時間，所要時間目安 42 分
  - ・移動：所要時間目安 21 分（移動経路：緊急時対策所から補助盤室）
  - ・ケーブル敷設，接続：所要時間目安 21 分（補助盤室）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においても LED ライト（三脚タイプ），LED ライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性：操作スイッチによる操作であり，容易に実施可能である。

(b) 補助盤室操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。

また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常のケーブル敷設，端子リフト・接続操作であり，十分な作業スペースもあることから，容易に実施可能である。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

(c) 現場操作

作業環境：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電源ケーブルの接続は，ねじ込み式及び一般工具を使用し

たビス止めでの接続であり，容易に接続が可能である。  
操作に必要な資機材（主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助  
盤室），仮設ケーブル）は操作場所近傍に配備している。  
連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話  
設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡  
が可能である。



自動減圧継電器盤へ接続



主蒸気逃がし安全弁用蓄電池へ接続

### 3. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放

#### a. 操作概要

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、ADS 仮設電源接続中継端子箱にて逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）を接続し、逃がし安全弁の機能を回復させて逃がし安全弁を開放する。

#### b. 作業場所

廃棄物処理建物 地上 1 階（非管理区域）（補助盤室）

原子炉棟 地上 2 階（管理区域）

原子炉棟 地上 1 階（管理区域）

#### c. 必要要員数及び想定時間

主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁開放（現場での減圧状況の確認を含む）に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 6 名（現場運転員 4 名、緊急時対策要員 2 名）

想定時間 : 1 時間 20 分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 59 分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

#### 想定時間内訳

##### 【現場運転員 A, B】

- 可搬型計測器接続：想定時間 20 分，所要時間目安 9 分
  - ・移動：所要時間目安 2 分（移動経路：中央制御室から補助盤室）
  - ・可搬型計測器接続：所要時間目安 7 分（補助盤室）
- 減圧監視：想定時間 10 分，所要時間目安 1 分
  - ・減圧監視：所要時間目安 1 分（補助盤室）

##### 【現場運転員 C, D】

- 移動：想定時間 10 分，所要時間目安 5 分
  - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室から原子炉棟 地上 1 階）
- 減圧監視：想定時間 10 分，所要時間目安 1 分
  - ・減圧監視：所要時間目安 1 分（原子炉棟 地上 1 階）

##### 【緊急時対策要員 2 名】

- 移動，ケーブル敷設，接続：想定時間 1 時間，所要時間目安 55 分
  - ・移動：所要時間目安 22 分（移動経路：緊急時対策所から原子炉棟 地上 2 階）
  - ・ケーブル接続：所要時間目安 33 分（原子炉棟 地上 2 階）
- 負荷投入操作：想定時間 10 分，所要時間目安 3 分
  - ・負荷投入操作：所要時間目安 3 分（原子炉棟 地上 2 階）

d. 操作の成立性について

(a) 補助盤室操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。

また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の端子リフト・接続操作であり，容易に実施可能である。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

(b) 現場操作

作業環境：ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電源ケーブルの接続は，ねじ込み式及び一般工具を使用したビス止めでの接続であり，容易に接続が可能である。

操作に必要な資機材（主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物），仮設ケーブル）は操作場所近傍に配備している。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



主蒸気逃がし安全弁用  
蓄電池へ接続



ADS 仮設電源接続  
中継端子箱へ接続



主蒸気逃がし安全弁用  
蓄電池の負荷投入作業



#### 4. 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放

##### a. 操作概要

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により逃がし安全弁（自動減圧機能なしA及びJ）の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給し、逃がし安全弁（自動減圧機能なしA及びJ）を開放する。

##### b. 作業場所

廃棄物処理建物 地上1階（非管理区域）（補助盤室）

原子炉建物附属棟 地上2階（非管理区域）

原子炉棟 地上1階（管理区域）

##### c. 必要要員数及び想定時間

逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放（現場での減圧状況の確認を含む）に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：6名（現場運転員4名，緊急時対策要員2名）

想定時間：1時間以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：33分）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

##### 想定時間内訳

###### 【現場運転員A，B】

●可搬型計測器接続：想定時間20分，所要時間目安9分

・移動：所要時間目安2分（移動経路：中央制御室から補助盤室）

・可搬型計測器接続：所要時間目安7分（補助盤室）

●減圧監視：想定時間10分，所要時間目安1分

・減圧監視：所要時間目安1分（補助盤室）

###### 【現場運転員C，D】

●移動：想定時間10分，所要時間目安5分

・移動：所要時間目安5分（移動経路：中央制御室から原子炉棟 地上1階）

●減圧監視：想定時間10分，所要時間目安1分

・減圧監視：所要時間目安1分（原子炉棟 地上1階）

【緊急時対策要員 2 名】

- 移動，短管取り付け：想定時間 40 分，所要時間目安 31 分
  - ・移動：所要時間目安 19 分（移動経路：緊急時対策所から原子炉建物付属棟 地上 2 階）
  - ・短管取り付け：所要時間目安 12 分（原子炉建物付属棟 地上 2 階）
- 窒素ガス代替供給弁開：想定時間 10 分，所要時間目安 1 分
  - ・窒素ガス代替供給弁開：所要時間目安 1 分（原子炉建物付属棟 地上 2 階）

d. 操作の成立性について

(a) 補助盤室操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。

また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の端子リフト・接続操作であり，容易に実施可能である。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

(b) 現場操作

作業環境：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを

操作に必要な資機材（短管，ガスケット）は操作場所近傍に配備している。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



窒素ガス代替供給設備の配管へ短管取付け

## 5. 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による逃がし安全弁駆動源確保

## a. 操作概要

発電用原子炉の減圧操作中及び減圧完了後の逃がし安全弁開保持期間中に、窒素ガスボンベ圧力が規定値まで低下した場合、逃がし安全弁用窒素ガスボンベ（待機側）への切替えを実施する。

## b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

A系 原子炉建物附属棟 地上2階（非管理区域）

B系 原子炉建物附属棟 地上2階（非管理区域）

## c. 必要要員及び想定時間

逃がし安全弁用窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間：25分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：14分）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

## 想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

- 警報確認：想定時間5分、所要時間目安1分
  - ・警報確認：所要時間目安1分（中央制御室）

## 【現場運転員B, C】

- 移動、窒素ガスボンベインサービス：想定時間20分、所要時間目安13分
  - ・移動：所要時間目安7分（移動経路：中央制御室から原子炉建物附属棟地上2階）
  - ・窒素ガスボンベインサービス：所要時間目安6分（原子炉建物附属棟地上2階）

## d. 操作の成立性について

## (a) 中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性：操作スイッチによる操作であり、容易に実施可能である。

(b) 現場操作

作業環境：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

放射性物質が放出される可能性があることから，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常のボンベ切替え操作であり，容易に実施可能である。操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



逃がし安全弁用窒素ガスボンベ（待機側）のインサービス

## 6. 逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策

## a. 操作概要

想定される重大事故等の環境条件を考慮して、原子炉格納容器圧力が設計圧力の2倍の状態（853kPa[gage]）において確実に逃がし安全弁を作動させることができるように、窒素ガス供給設備の供給圧力を調整する。

## b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

原子炉建物附属棟 地上2階（非管理区域）

原子炉棟 地上2階（管理区域）

## c. 必要要員数及び想定時間

逃がし安全弁窒素ガス供給設備による背圧対策に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：3名（中央制御室運転員1名、緊急時対策要員2名）

想定時間：1時間以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：49分）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

- N2ガスボンベ出口弁CS「全開」位置：想定時間5分、所要時間目安1分
  - ・ N2ガスボンベ出口弁CS「全開」位置：所要時間目安1分（中央制御室）

## 【緊急時対策要員2名】

- 移動、加減弁圧力調整：想定時間1時間、所要時間目安49分
  - ・ 移動：所要時間目安18分（移動経路：緊急時対策所から原子炉建物附属棟 地上2階）
  - ・ 加減弁圧力調整（A系）：所要時間目安11分（原子炉建物附属棟 地上2階）
  - ・ 移動：所要時間目安3分（移動経路：原子炉建物附属棟 地上2階から原子炉棟地上2階）
  - ・ 加減弁圧力調整（B系）：所要時間目安11分（原子炉棟 地上2階）
  - ・ 移動：所要時間目安6分（移動経路：原子炉棟 地上2階から原子炉建物附属棟 地上1階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性：操作スイッチによる操作であり、容易に実施可能である。

(b) 現場操作

作業環境：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており、建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を装備して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を装備して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常運転時等に行う操作と同等であり、容易に作業可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段：有線式通信設備、所内通信連絡設備、電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。

## 7. インターフェイスシステム L O C A 発生時の漏えい停止操作

## (1) 残留熱除去系又は低圧炉心スプレイ系隔離操作

## a. 操作概要

インターフェイスシステム L O C A 発生時は、原子炉格納容器外への漏えいを停止するための破断箇所の隔離が必要となる。破断箇所の特定制定ができない場合は、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧し、原子炉棟への原子炉冷却材の漏えいを抑制する。その後は発電用原子炉を冷温停止状態に移行させ、破断箇所の隔離操作を行う。

## b. 作業場所

制御室建物 地上 4 階（非管理区域）（中央制御室）

[A－残留熱除去系隔離操作の場合]

原子炉建物附属棟 地上中 2 階（非管理区域）

原子炉棟地上中 1 階（管理区域）

[B, C－残留熱除去系隔離操作の場合]

原子炉建物附属棟 地上 2 階（非管理区域）

原子炉棟地上 2 階（管理区域）

[低圧炉心スプレイ系隔離操作の場合]

原子炉建物附属棟 地上中 2 階（非管理区域）

原子炉棟地上 1 階（管理区域）

## c. 必要要員数及び想定時間

インターフェイスシステム L O C A 発生時の漏えい停止操作のうち残留熱除去系又は低圧炉心スプレイ系隔離操作に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：3 名（中央制御室運転員 1 名、現場運転員 2 名）

想定時間：10 時間以内（現場操作に係る想定時間は 1 時間 30 分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：[A－残留熱除去系注水弁隔離の場合]54 分以内））

※1：所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●警報確認、パラメータ確認、原子炉スクラム確認：想定時間 10 分、所要時間目安 2 分

・警報確認、パラメータ確認、原子炉スクラム確認：所要時間目安 2 分（中央制御室）



- 破断箇所特定及び遠隔隔離操作, 低圧注水可能系統起動確認：想定時間 10 分, 所要時間目安 3 分
  - ・破断箇所特定及び遠隔隔離操作, 低圧注水可能系統起動確認：所要時間目安 3 分（中央制御室）
- 漏えい停止操作（中央制御室）：想定時間（適宜実施）, 所要時間目安 4 分
  - ・漏えい停止操作（中央制御室）：所要時間目安 4 分
- 原子炉減圧：想定時間 10 分, 所要時間目安 2 分
  - ・原子炉減圧：所要時間目安 2 分
- 残留熱除去系起動操作：想定時間 10 分, 所要時間目安 4 分
  - ・残留熱除去系起動操作：所要時間目安 4 分
- 漏えい抑制のため原子炉水位をレベル 2 以上で低めに維持：想定時間（適宜実施）, 所要時間目安（適宜実施）
- 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成：想定時間 20 分, 所要時間目安 12 分
  - ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成：所要時間目安 12 分
- 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動操作：想定時間 10 分, 所要時間目安 5 分
  - ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動操作：所要時間目安 5 分
- 原子炉水位レベル 3～レベル 8 維持：想定時間（適宜実施）, 所要時間目安（適宜実施）

**【現場運転員 B, C】**

- 放射線防護具準備：想定時間 10 分, 所要時間目安 6 分
  - ・放射線防護具準備：所要時間目安 6 分（中央制御室）
- 隔離準備（電源ロック）
  - [A－残留熱除去系隔離操作の場合：想定時間 30 分, 所要時間目安 6 分]
    - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室から原子炉建物附属棟 地上中 2 階）
    - ・隔離準備（電源ロック）：所要時間目安 1 分（操作対象 1 箇所：原子炉建物附属棟 地上中 2 階）
  - [B－残留熱除去系隔離操作の場合：想定時間 30 分, 所要時間目安 6 分]
    - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室から原子炉建物附属棟 地上 2 階）
    - ・隔離準備（電源ロック）：所要時間目安 1 分（操作対象 1 箇所：原子炉建物附属棟 地上 2 階）
  - [C－残留熱除去系隔離操作の場合：想定時間 30 分, 所要時間目安 6 分]

- ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室から原子炉建物附属棟 地上 2 階）
- ・隔離準備（電源ロック）：所要時間目安 1 分（操作対象 1 箇所：原子炉建物附属棟 地上 2 階）

[低圧炉心スプレイ系隔離操作の場合：想定時間 30 分，所要時間目安 6 分]

- ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室から原子炉建物附属棟 地上中 2 階）
- ・隔離準備（電源ロック）：所要時間目安 1 分（操作対象 1 箇所：原子炉建物附属棟 地上中 2 階）

●保護具着用：想定時間 30 分，所要時間目安 14 分

- ・移動：4 分（移動経路：中央制御室から原子炉棟 地上 1 階（第 2 チェックポイント））
- ・保護具着用：10 分（原子炉棟 地上 1 階（第 2 チェックポイント））

●注水弁隔離操作（現場）

[A－残留熱除去系注水弁隔離操作の場合：想定時間 1 時間，所要時間目安 40 分]

- ・移動：所要時間目安 2 分（移動経路：原子炉棟 地上 1 階（第 2 チェックポイント）から原子炉棟 地上 2 階（東側エアロック））
- ・移動：所要時間目安 7 分（移動経路：原子炉棟 地上 2 階（東側エアロック）から原子炉棟 地上中 1 階（東側 P C V ペネトレーション室）の往復）
- ・注水弁隔離操作：所要時間目安 31 分（操作対象 1 弁：原子炉棟 地上中 1 階（東側 P C V ペネトレーション室））

[B－残留熱除去系注水弁隔離操作の場合：想定時間 1 時間，所要時間目安 39 分]

- ・移動：所要時間目安 2 分（移動経路：原子炉棟 地上 1 階（第 2 チェックポイント）から原子炉棟 地上 2 階（東側エアロック））
- ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：原子炉棟 地上 2 階（東側エアロック）から原子炉棟 地上 2 階（西側 P C V ペネトレーション室）の往復）
- ・注水弁隔離操作：所要時間目安 31 分（操作対象 1 弁：原子炉棟 地上 2 階（西側 P C V ペネトレーション室））

[C－残留熱除去系注水弁隔離操作の場合：想定時間 1 時間，所要時間目安 39 分]

- ・移動：所要時間目安 2 分（移動経路：原子炉棟 地上 1 階（第 2 チェックポイント）から原子炉棟 地上 2 階（東側エアロック））
- ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：原子炉棟 地上 2 階（東側エアロック）から原子炉棟地上 2 階（西側 P C V ペネトレーション室）の往復）
- ・注水弁隔離操作：所要時間目安 31 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上 2 階（西側 P C V ペネトレーション室））

[低圧炉心スプレイ系注水弁隔離操作の場合：想定時間 1 時間，所要時間目安 42 分]

- ・移動：所要時間目安 1 分（移動経路：原子炉棟 地上 1 階（第 2 チェックポイント）から原子炉棟 地上 1 階（東側エアロック））
- ・移動：所要時間目安 10 分（移動経路：原子炉棟 地上 1 階（東側エアロック）から原子炉棟地上 1 階（南側 P C V ペネトレーション室）の往復）
- ・注水弁隔離操作：所要時間目安 31 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上 1 階（南側 P C V ペネトレーション室））

#### d. 操作の成立性について

##### (a) 中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においても L E D ライト（三脚タイプ）、L E D ライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性：操作スイッチによる操作であり，容易に実施可能である。

##### (b) 現場操作

作業環境：現場環境（温度，湿度，圧力）が改善された状態での操作であり，酸素呼吸器及び耐熱服を確実に装着することにより事故環境下においても作業可能である。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電動弁の手動操作であるが，通常運転時等に行う弁操作と同等であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



残留熱除去系注水弁の閉操作  
(保護具着用)



耐熱服

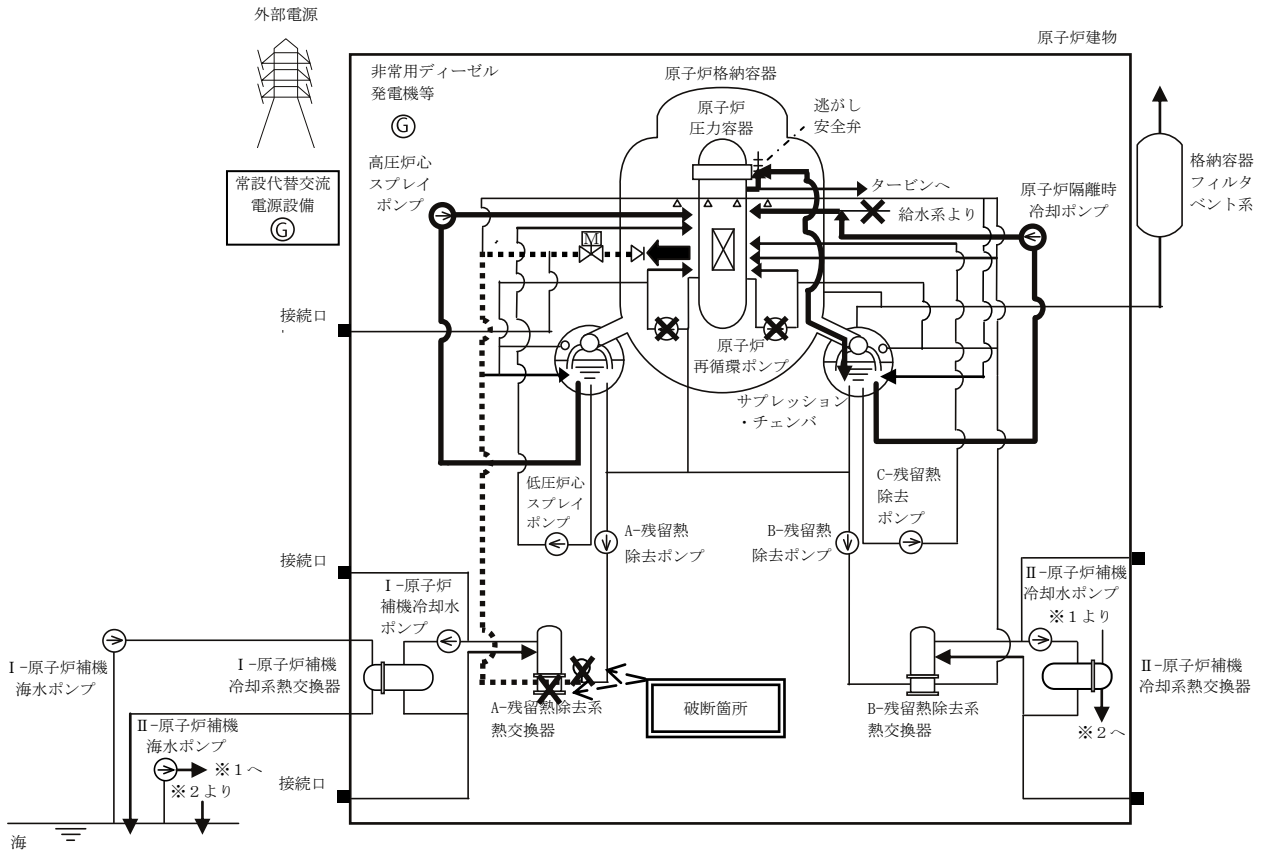


酸素呼吸器

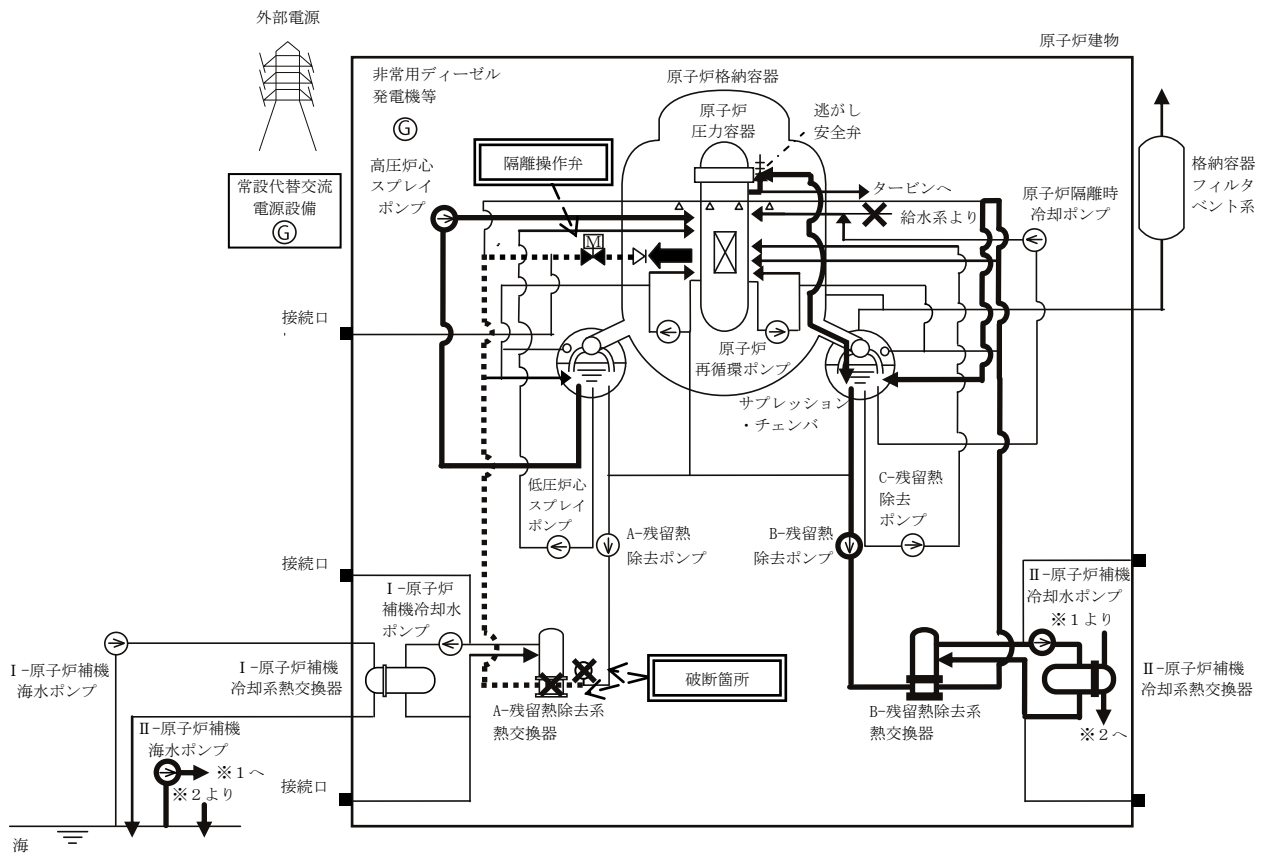


保護具装着状態

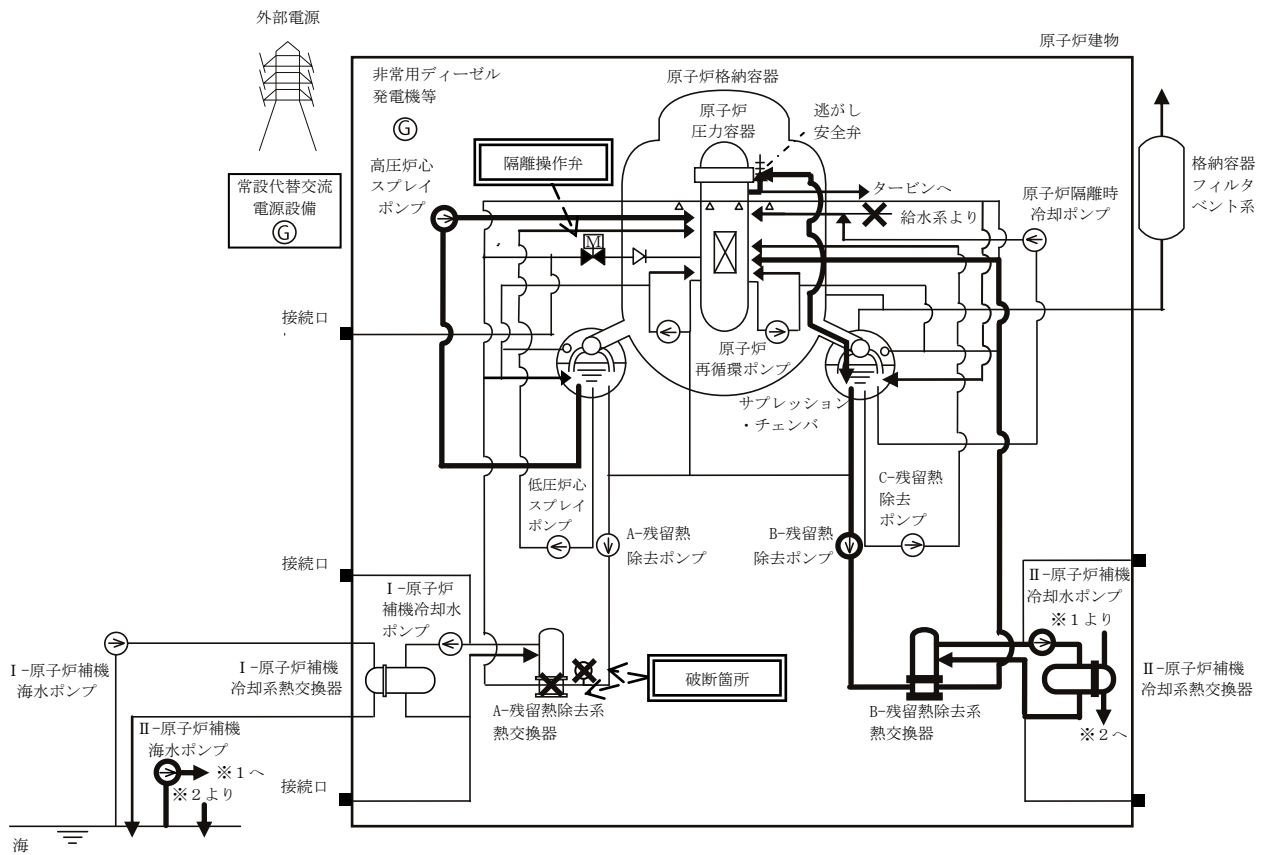
インターフェイスシステムLOCA発生時の概要図



第1図 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策の概要図  
(1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第2図 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策の概要図  
(2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第3図 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策の概要図  
(3/3) (原子炉注水及び原子炉冷却)

## インターフェイスシステムLOCA発生時の 破断面積及び現場環境等について

### 1. 評価対象系統について

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」（以下「ISLOCA」という。）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し原子炉格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され、格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し原子炉格納容器外に敷設された配管を図1に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し、原子炉格納容器外に系統配管があるラインは下記の通りである。

- ・ 高圧炉心スプレイ系注入ライン
- ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン
- ・ 残留熱除去系炉頂部ライン
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン
- ・ 低圧炉心スプレイ系注入ライン
- ・ 原子炉隔離時冷却系蒸気ライン
- ・ ほう酸水注入系注入ライン
- ・ 原子炉浄化系系統入口ライン
- ・ 制御棒駆動系挿入ライン
- ・ 制御棒駆動系引抜ライン
- ・ 主蒸気系ライン
- ・ 給水系注入ライン
- ・ 試料採取系サンプリングライン
- ・ 圧力容器計装系ライン

高圧バウンダリのみで構成されている圧力容器計装系ラインは、ISLOCAの対象としない。影響の観点から、配管の口径が小さい制御棒駆動系挿入ライン、制御棒駆動系引抜ラインおよび試料採取系サンプリングラインは、評価の対象としない。

さらに、ISLOCA発生頻度の観点から、高圧炉心スプレイ系注入ライン、残留熱除去系炉頂部ライン、原子炉隔離時冷却系蒸気ライン、ほう酸水注入系注入ライン、原子炉浄化系系統入口ライン、主蒸気系ライン及び給水系注入ラインは低圧設計部が3弁以上の弁で隔離等されていることから評価の対象としない。



発生頻度の分析について、PRAにおいては、主に原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数及び定期試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し、ISLOCAの発生確率が高いと考えられる配管（残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン、残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン、残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン、低圧炉心スプレイ系注入ライン）について、各々の箇所でのISLOCA発生確率を算出している。（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 別添 島根原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について）

表1の整理の通り、PRA上は低圧設計配管までの弁数が少なく、定期試験時のヒューマンエラーによる発生が考えられる残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインでのISLOCA発生確率が最も高い。各配管におけるISLOCAの発生頻度は、定期試験のある残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにおいては $6.0 \times 10^{-8}$  [/炉年]、低圧炉心スプレイ注入ラインにおいては $2.0 \times 10^{-8}$  [/炉年]、定期試験のない残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインにおいては $5.8 \times 10^{-10}$  [/炉年]、残留熱除去系停止時冷却モード拔出ラインにおいては $2.1 \times 10^{-10}$  [/炉年]である。

以上により、ISLOCAの評価対象の配管は、運転中に開閉試験を実施する系統のうち、ISLOCAが発生する可能性が最も高く、ISLOCAが発生した場合の影響が最も大きい残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインを選定する。

この評価対象に対して構造健全性評価を実施し、その結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。

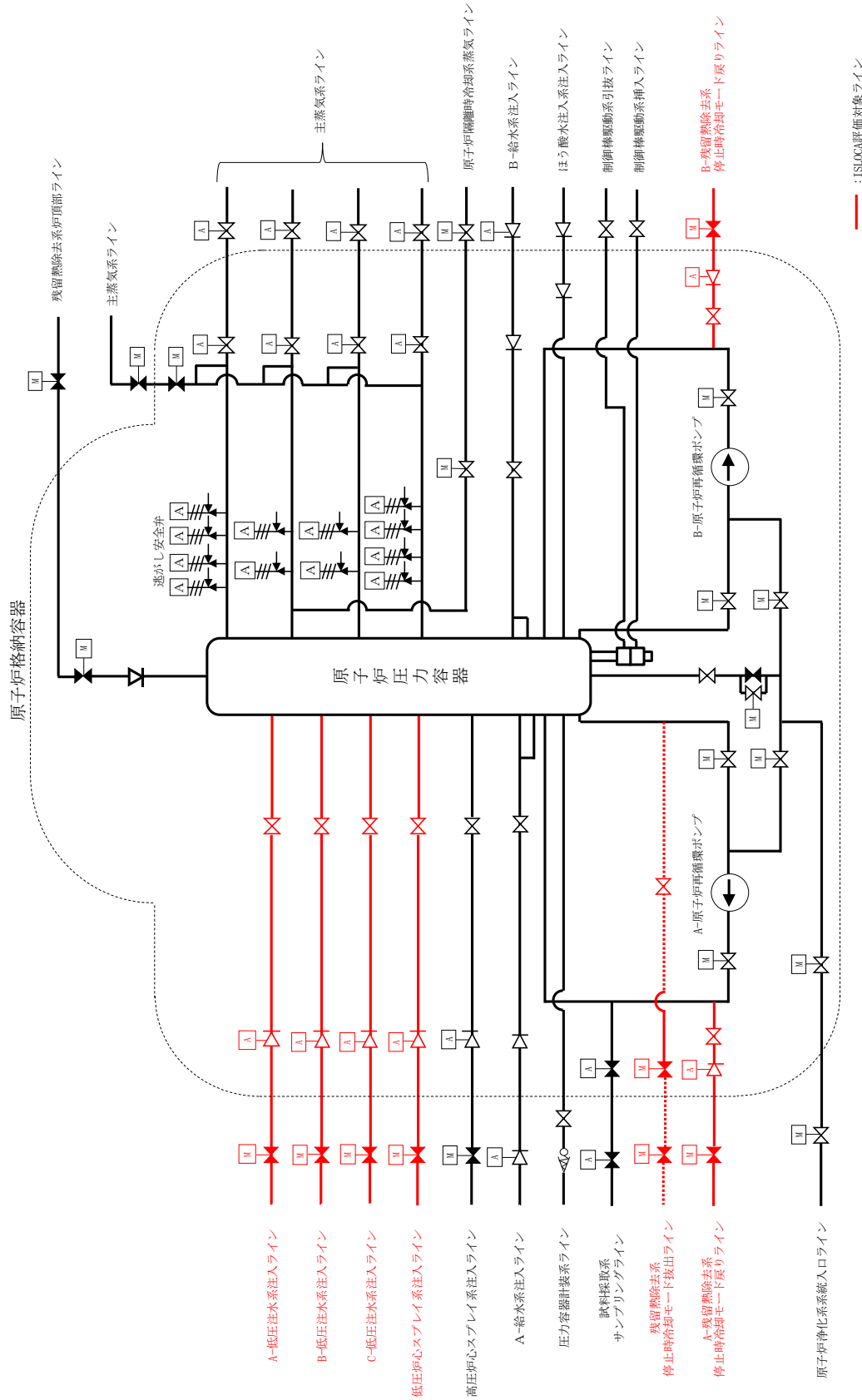


図1 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し、格納容器外に設置されている配管

表1 低圧設計配管までの弁数，運転中定期試験の有無及び

I S L O C A発生頻度

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定期試験の有無	I S L O C A発生頻度[/炉年]
残留熱除去系(低圧注水モード) 注入ライン※1	2弁	有	$6.0 \times 10^{-8}$
残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン※2	2弁	無	$5.8 \times 10^{-10}$
残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン※3	2弁	無	$2.1 \times 10^{-10}$
低圧炉心スプレイ系注入ライン	2弁	有	$2.0 \times 10^{-8}$

※1：残留熱除去系（低圧注水モード）の注入ラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（8.62MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計（3.92MPa）の配管で構成されており，3弁目は中圧設計のラインに設置されている。中圧設計の配管は低圧設計の配管よりも破断確率が低いが，3弁目までは考慮の対象とせず，2弁目までを考慮の対象とした。

※2：残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（10.4MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計（3.92MPa）の配管で構成されている。

※3：残留熱除去系停止時冷却モード拔出ラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（8.62MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吸込みまでの範囲は低圧設計（1.37MPa）の配管で構成されている。

## 2. I S L O C A発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1. で選定された I S L O C A の評価対象に対して、実機の系統構成、各機器の特徴を踏まえて隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価の内容について示す。

なお、A-残留熱除去系（低圧注水モード）とB-残留熱除去系（低圧注水モード）の系統構成に大きな相違はないため、代表としてA-残留熱除去系（低圧注水モード）について評価を行った。

残留熱除去系（低圧注水モード）の系統概要図を図2に示す。残留熱除去系（低圧注水モード）は、通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部分と低圧設計部分とを内側隔離弁（逆止弁）及び外側隔離弁（電動仕切弁）の2弁により隔離されている。内側隔離弁（逆止弁）も運転中に弁の開閉試験を行うが、弁の前後に差圧がある場合には弁が開放しない構造であるため、外側隔離弁（電動仕切弁）が開放する事象を想定する。評価においては、厳しい想定として、内側隔離弁（逆止弁）が全開した状態で外側隔離弁（電動仕切弁）が全開するとした。

隔離弁によって原子炉定格圧力が負荷されている高圧設計部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を開放すると、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原子炉定格圧力にほぼ等しい圧力で静定する。

一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する可能性があるが、残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。また、残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激に開動作する場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

電動仕切弁は、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8秒（全ストローク217mm）となっており、電氣的要因では急開とならないことから、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ならない。

以上より、残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても、原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが、残留熱除去系の外側隔離弁（電動仕切弁）が8秒で全閉から全開することにより、図3に示す低圧設計部の範囲が過圧された場合の圧力推移をT R A C Gコードにより評価した。

残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の各部の圧力最大値を表2に、圧力推移図を図4に示す。

表2 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の各部の圧力最大値

位置※	圧力最大値 (MPa[abs])
注水弁入口 (①)	7.7
逃し弁入口 (②)	7.4
残留熱除去系熱交換器 (③)	7.9
ポンプ出口逆止弁出口 (④)	8.0

※数字は図3における位置を表す。

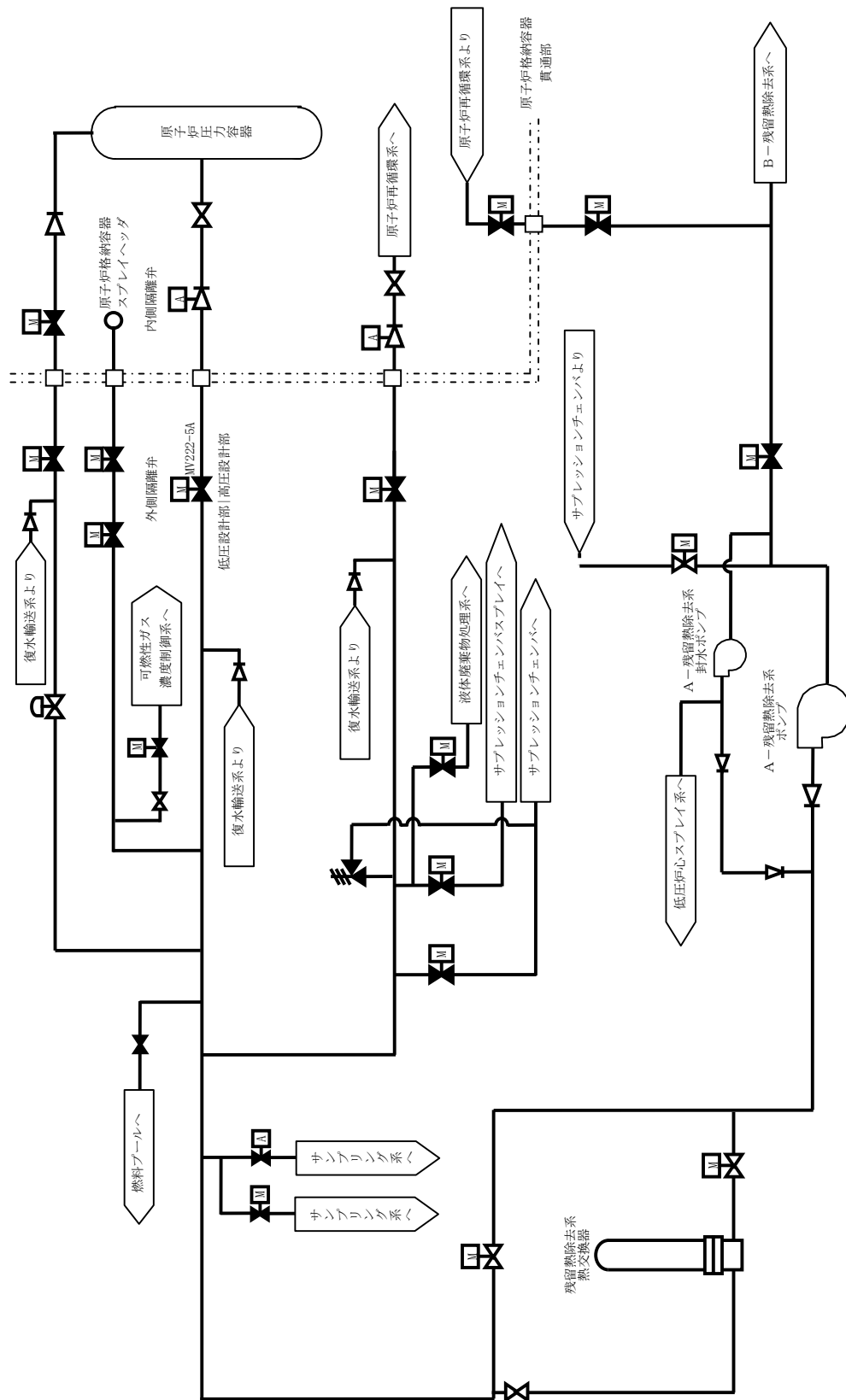


図2 A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン概要図

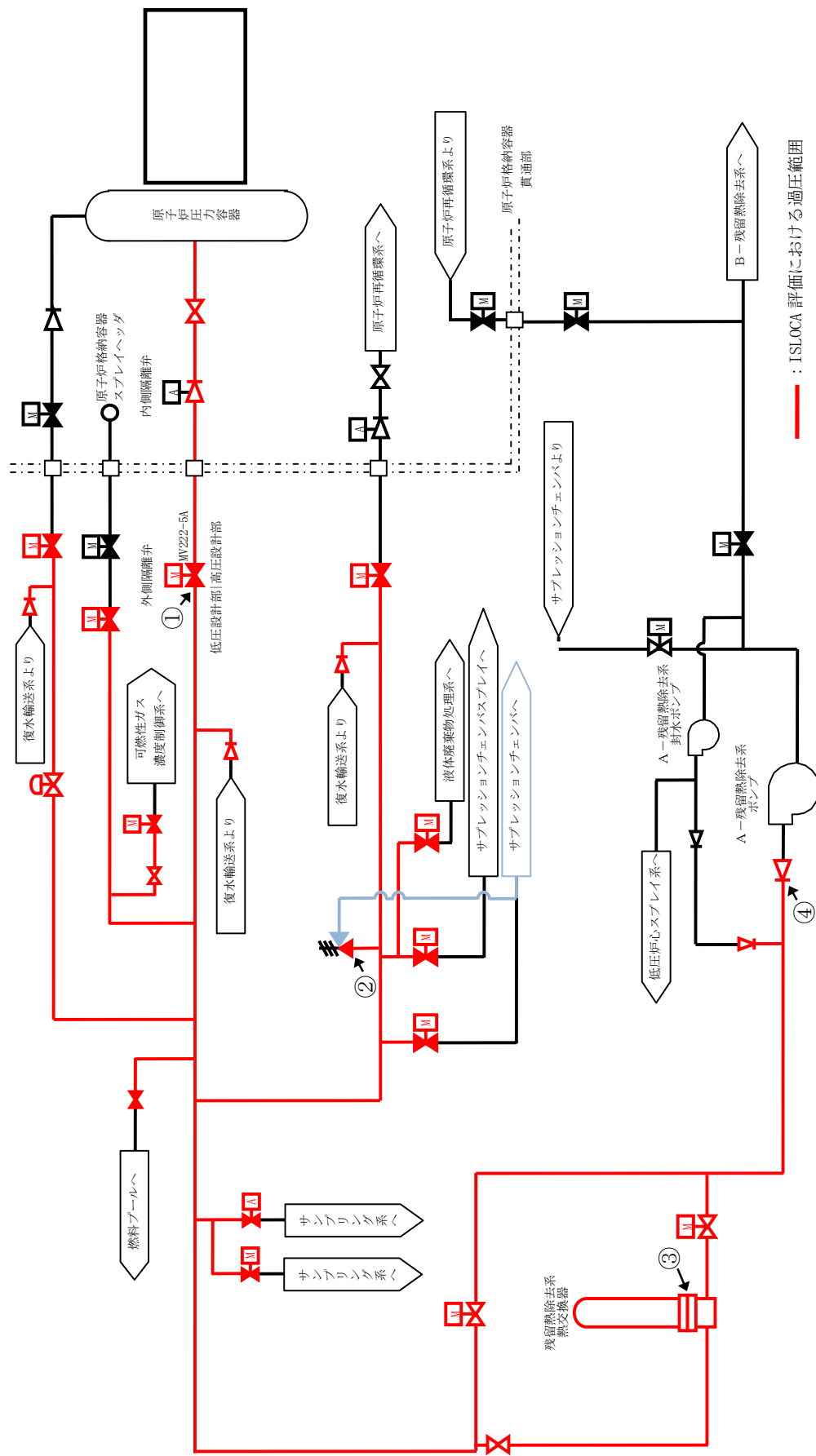


図 3 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時評価概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

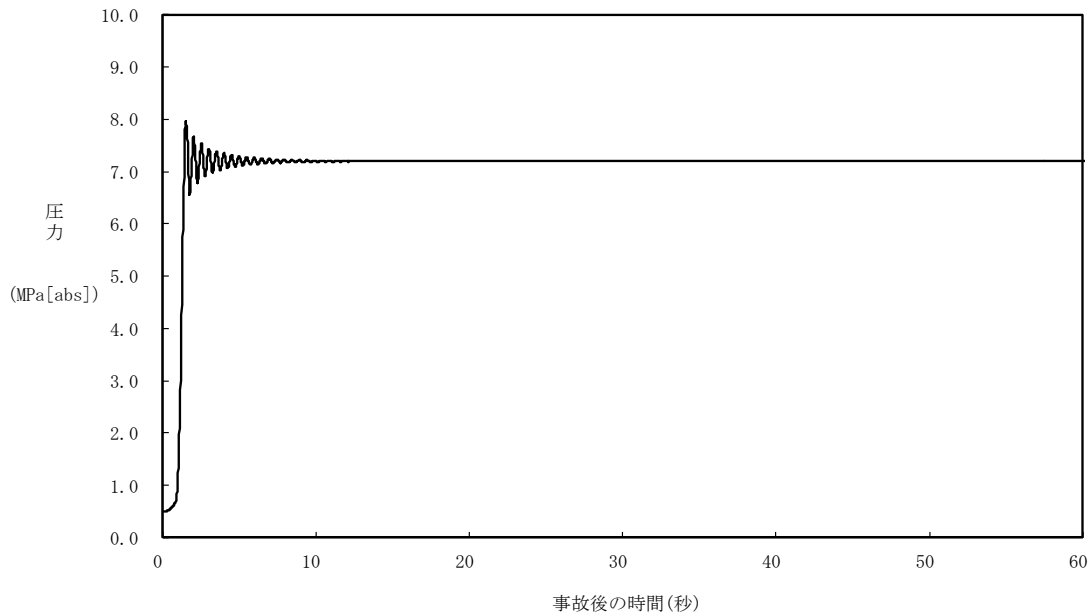


図4 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の圧力推移例  
（ポンプ出口逆止弁出口位置）

弁開放直後は、定格運転状態の残留熱除去系の注入弁出口（原子炉圧力容器側）の圧力 [ ] に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力 [ ] まで上昇し、その後、上昇幅は減衰し 10 秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価に当たっては、TRACGの解析結果を踏まえ、隔離弁開放直後の最大圧力と系統待機水の温度（室温程度）との組み合わせ、隔離弁開放から 10 秒程度以降の静定圧力と静定温度（炉圧及び炉水温度相当）との組み合わせを考慮して評価圧力・温度を設定し、評価対象機器の評価を実施した。

[ ]

として評価を実施した。

また、破断面積の算出においては、隔離弁開放直後の最大圧力と漏えい発生後の静定温度を保守的に組み合わせ評価を実施した。

[ ]



### 3. 構造健全性評価

#### 3.1 構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において、圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2. で評価した圧力(7.4MPa [gage]), 温度(288°C)の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

- ① 熱交換器
- ② 逃がし弁
- ③ 弁
- ④ 計器
- ⑤ 配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を図 5 に示す。

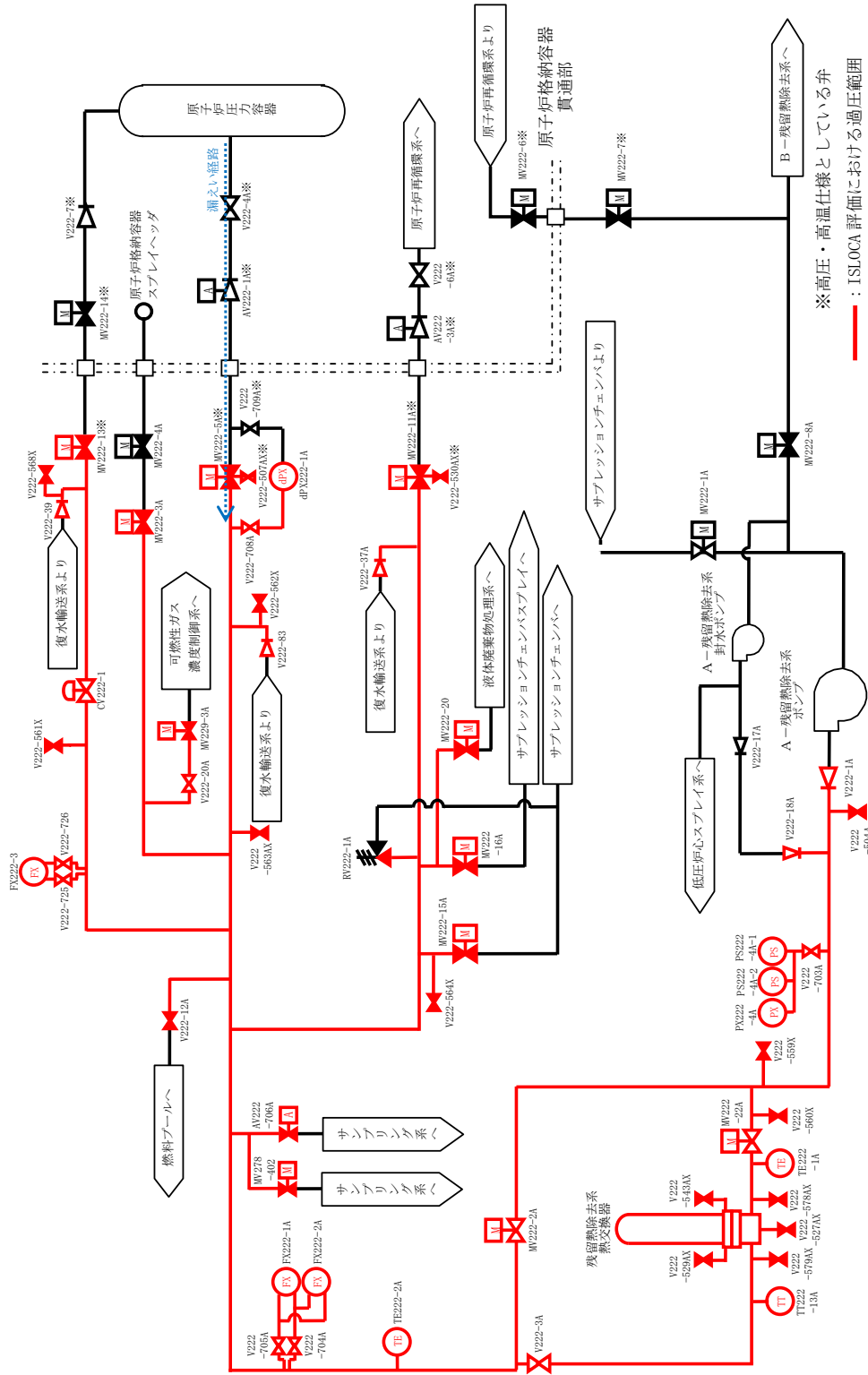


図5 評価対象範囲系統図

### 3.2 構造健全性評価の結果

#### (1) 熱交換器 (別紙2)

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧、加温される熱交換器の各部位について、「島根原子力発電所 工事計画認可申請書」(以下「既工認」という。)を基に設計上の裕度を確認し、裕度が2以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板及び伝熱管について評価した。

##### a. 水室フランジ、水室フランジボルト

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力は許容応力以下であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

##### b. 管板

設計・建設規格「PVC-3510 管穴の中心間距離および管板の厚さ規定」を適用し、管板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

##### c. 伝熱管

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用し、管板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

#### (2) 逃がし弁 (別紙3)

##### a. 弁座

設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さが必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

##### b. 弁体

弁体下面にかかる圧力(7.4MPa)が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を評価した。その結果、発生せん断応力は許容せん断応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

##### c. 弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

#### d. 弁耐圧部の接合部

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

### (3) 弁 (別紙4)

#### a. 弁本体

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは計算上必要な最小厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

#### b. 弁耐圧部の接合部

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については、伸び量がガスケットの復元量以下であり、評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジと弁箱フランジがメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

### (4) 計器 (別紙5)

#### a. 圧力計, 差圧計

圧力計及び差圧計のうち、PS222-4A-1, PS222-4A-2 については、漏えいが想定されるため、株部のプロセス取合い (外径: 5mm) の断面積から、破断面積を評価した。

圧力計及び差圧計のうち、PS222-4A-1, PS222-4A-2 以外の計器は、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損は発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下 (温度 -30~40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%) を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

b. 温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」(JSME S012-1998)を適用し、同期振動発生回避又は抑制の判定並びに応力評価及び疲労評価を実施した。その結果、換算流速  $V_v$  が 1 より小さく、組合せ応力が許容値以下、かつ応力振幅が設計疲労限以下であることから、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

(5) 配管 (別紙 6)

a. 管

設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用し、必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは、必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

b. フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジ応力算定用応力を算出し、フランジボルトの伸び量を評価した。その結果、伸び量がマイナスであり、フランジ部が圧縮されることになるが、ガスケットの許容圧縮量が合計圧縮量以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

#### 4. 破断面積の設定について（別紙7）

3. の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧され、計器が破損する可能性があることを確認した。

さらに、残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力（7.9MPa[gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm <sup>2</sup> )
			+	+	-			
			△L1	△L2	△L3			
熱交換器 フランジ部	7.9	288	0.204	1.452	1.415	1,965	0.241	14.88

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

上記評価に基づき、有効性評価では、残留熱除去系熱交換器フランジ部の破断面積として保守的に約 16cm<sup>2</sup>を想定する。

なお、評価対象のうちA－残留熱除去系（低圧注水モード）及びB－残留熱除去系（低圧注水モード）以外の低圧炉心スプレイ系及びC－残留熱除去系（低圧注水モード）には、加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

また、破損する可能性がある計器の破断面積については、約 1cm<sup>2</sup>を超えることはないが、約 1cm<sup>2</sup>の漏えいが発生することを想定する。

## 5. 現場の環境評価

ISLOCAが発生した場合、事象を収束させるために、健全な原子炉注水システムによる原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却を実施する。また、漏えい箇所の隔離は、残留熱除去系（低圧注水モード）の注入弁を現場にて閉止する想定としている。

ISLOCA発生に伴い原子炉冷却材が原子炉棟内に漏えいすることで、建物下層階への漏えい水の滞留並びに高温水及び蒸気による建物内の雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量の上昇が想定されることから、設備の健全性及び現場作業の成立性に与える影響を評価した。

現場の環境評価において想定する事故条件、重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は、有効性評価の解析と同様であり、ISLOCAはA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにて発生するものとする。

なお、ISLOCAがB-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにて発生することを想定した場合、破断面積（約17 cm<sup>2</sup>）及び破断箇所（残留熱除去系熱交換器フランジ部及び残留熱除去系機器等）はA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインの場合と同等であり、原子炉建物における雰囲気温度等は同程度上昇する。

C-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ラインにて発生することを想定した場合、漏えい箇所が圧力スイッチ（各ポンプ室）のみであり、漏えい量がA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCAより小規模となるため、原子炉建物における雰囲気温度等は、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCAに包絡される。

### (1) 設備の健全性に与える影響について

有効性評価において、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにおけるISLOCA発生時に期待する設備は、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、B-残留熱除去系及び逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。

システムの運転に必要な補機冷却系等を含めISLOCA発生時の原子炉棟内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について以下のとおり確認した。

#### a. 溢水による影響（別紙8）

ISLOCAによる原子炉冷却材の漏えいのうち、A-残留熱除去系圧力スイッチからの溢水は、漏えい発生区画と隣接する原子炉隔離時冷却系のポンプ室との境界に水密扉を設置し区画化されているため、原子炉隔離時冷却系のポンプ室は溢水の影響を受けない。また、A-残留熱除去系熱交換器からの溢水は、漏えい発生区画で滞留したのちに、隣接区画へ伝播し、最終滞留箇所であるトラス室に排出されるが、高圧炉心スプレイ系

及びB－残留熱除去系のポンプ室は、トールス室との境界に水密扉を設置し区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。また、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も溢水の影響を受けないため、系統の機能は維持される。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装設備も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙8）

原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及びB－残留熱除去系のポンプ室等の溢水の流入がない区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇はないため、系統の運転に必要な補機冷却系等を含め、これらの系統機能は維持される。また、注水弁（MV222-5A）は、I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に対し耐性を有していることから、機能維持される。さらに、逃がし安全弁及び関連する計装設備についても、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

c. 放射線による影響（別紙9）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、東側PCVペネトレーション室における吸収線量率は最大でも約8.0mGy/h程度であり、設計基準事故対象設備の設計条件である1.76kGyと比較しても十分な余裕があるため、期待している機器の機能維持を妨げることはない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において、A－残留熱除去系におけるI S L O C A発生時に必要な現場操作は、A－残留熱除去系の注水弁の閉止操作である。

A－残留熱除去系の注水弁の操作場所及びアクセスルートを図6及び図7に示す。A－残留熱除去系におけるI S L O C A発生時は、原子炉棟内の環境を考慮して、漏えいが発生している階より上階を移動することとしている。

I S L O C A発生時の原子炉棟内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響（別紙8）

アクセスルート及び操作場所となる原子炉棟内における溢水状況概要を図6に、溢水範囲を図7に示す。図6及び図7に示すとおり、I S L O C Aによる原子炉冷却材漏えいが発生する階より上階を移動することから、



溢水によるアクセス性への影響はない。また、注水弁は原子炉棟内中1階に設置されており、この場所において注水弁の現場閉止操作を実施するが、事象発生から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している10時間までの原子炉冷却材の流出量は約600m<sup>3</sup>であり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下2階の床面から約0.8m以下であるため、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙8）

アクセスルート及び操作場所となる原子炉棟内において、原子炉減圧後に原子炉棟内環境が静定する事象発生の約9時間後から現場隔離操作の完了時間として設定している10時間後までの温度及び湿度は、最大で約44℃及び約100%である。A-残留熱除去系の注水弁の閉止操作での原子炉棟内の滞在時間は約38分<sup>\*1</sup>であるため、操作場所へのアクセス及び操作は可能である<sup>\*2</sup>。なお、操作場所への移動及び現場操作を実施する場合は、保護具（汚染防護服、耐熱服、個人線量計、作業用長靴、酸素呼吸器、綿手袋、ゴム手袋）を着用する。

※1 以下作業時間のうち、(2)及び(3)を足した時間が、原子炉棟内の滞在時間となる。

【A-RHR系隔離操作の場合：想定時間1時間、実績時間40分】

(1)移動：実績時間2分（移動経路：第2チェックポイントから原子炉棟地上2階（管理区域）東側エアロック）

(2)移動：実績時間7分（移動経路：原子炉棟地上2階（管理区域）東側エアロックからA-RHR注水弁の往復）

(3)現場隔離操作：実績時間31分（操作対象1弁：原子炉棟地上中1階（東側PCVペネトレーション室）

※2 想定している作業環境（最大約44℃）においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのおおよその時間の関係は、44℃で3時間～4時間として知られている。（出典：消費者庁 News Release（平成25年2月27日））

c. 放射線による影響（別紙9）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉棟内に瞬時に移行するという、保守的な条件で評価した結果、線量率は最大で約8.0mSv/hである。A-残留熱除去系の注水弁の閉止操作での原子炉棟内の滞在時間は約38分<sup>\*1</sup>であるため、作業時間を保守的に1時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は最大で約8.0mSvとなる。また、有効性評価において現場操作を開始する事象発生

の約9時間後における線量率は約1.3mSv/hであり、この場合に作業員の受ける実効線量は約1.3mSvとなる。

なお、事故時には原子炉棟内に漏えいした放射性物質の一部は原子炉建物ブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが、これらの事故時においては原子炉建物放射能高の信号により中央制御室の換気系は再循環運転モードとなるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

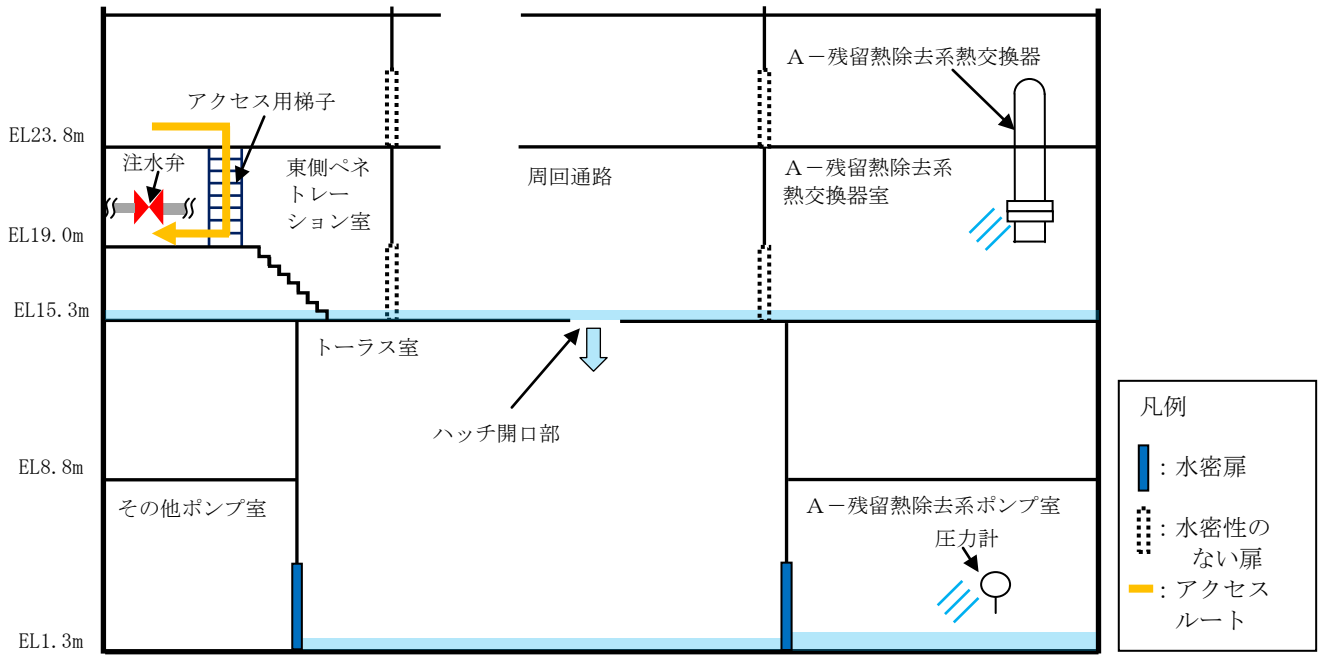


図6 溢水状況概要

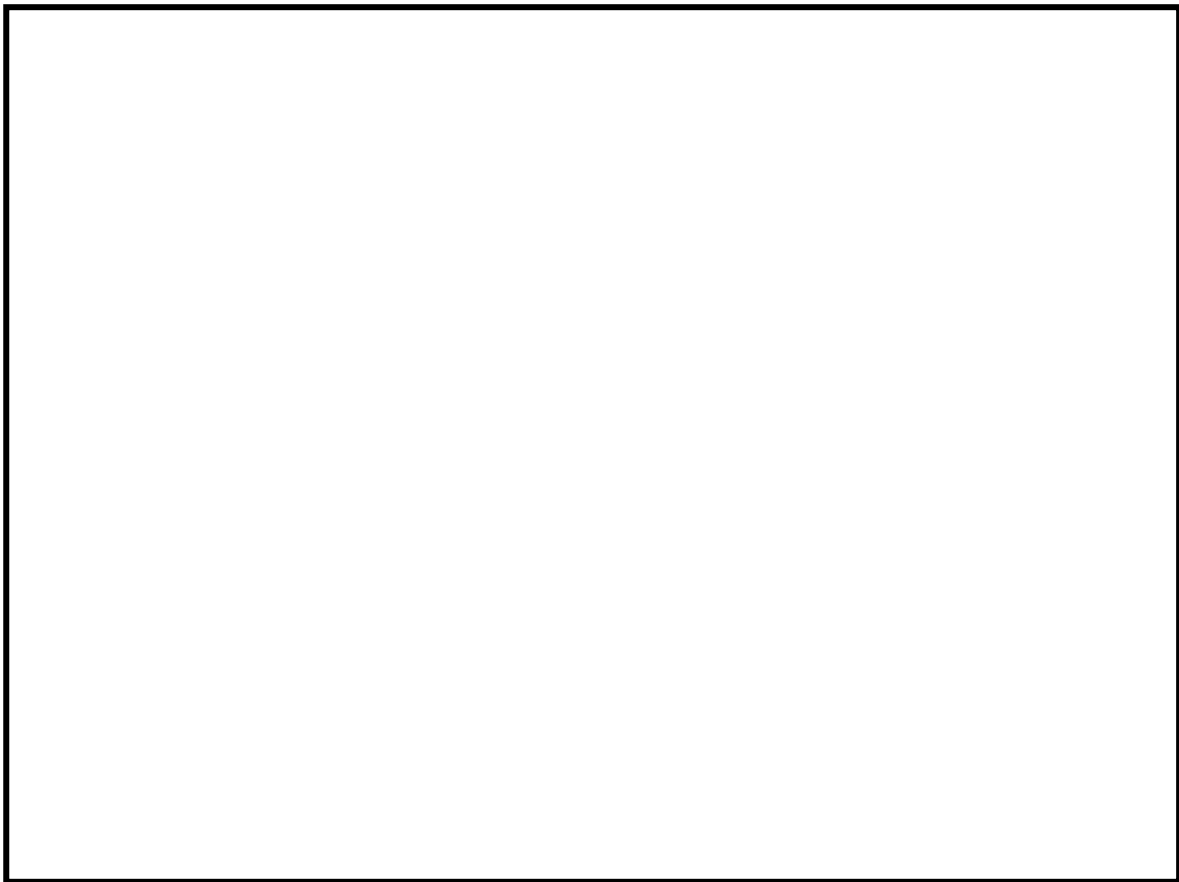


図7 溢水範囲(1 / 2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

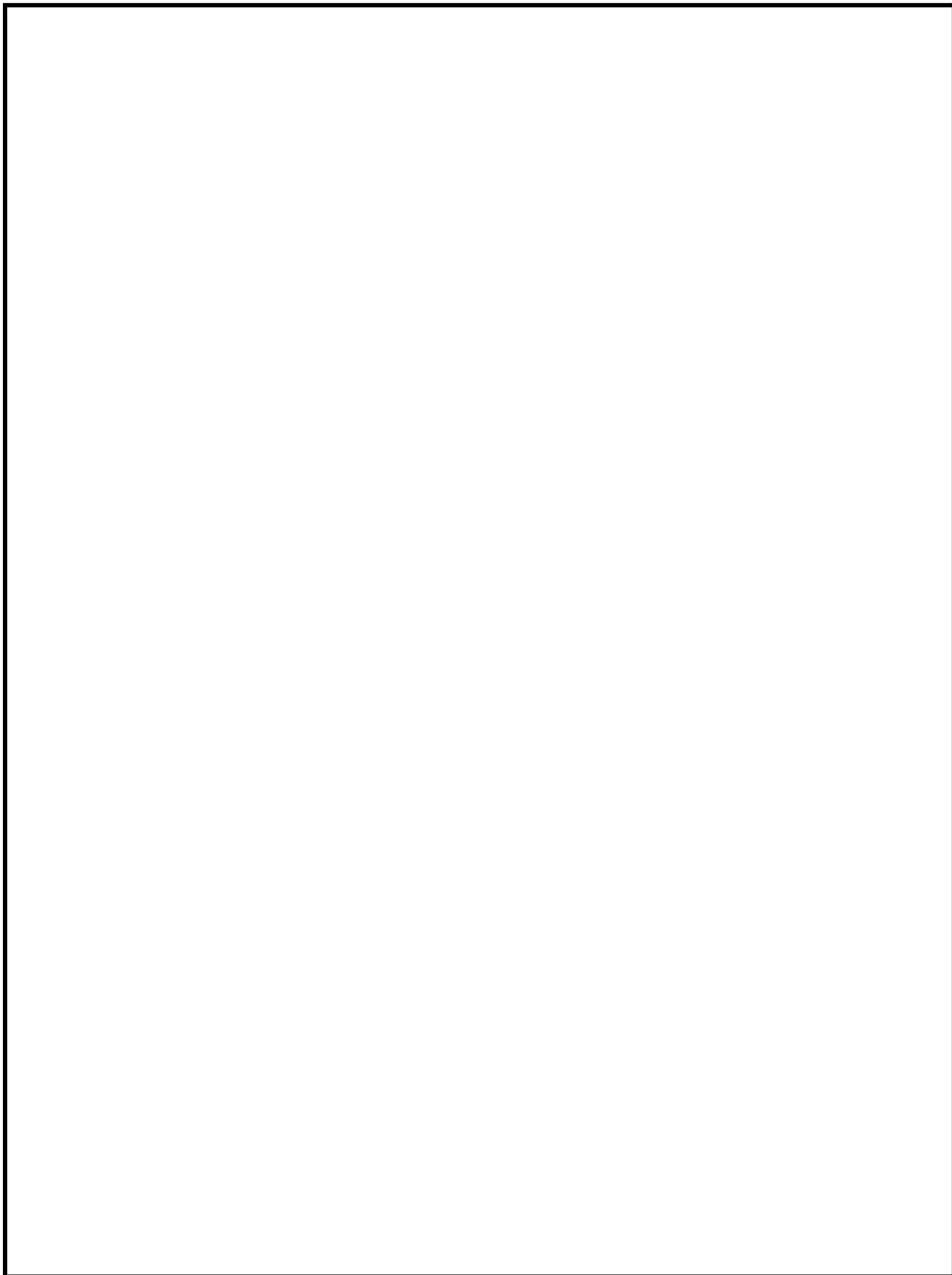


図7 溢水範囲(2 / 2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

### (3) 結 論

I S L O C A発生時の原子炉建物内環境を想定した場合でも、I S L O C A対応に必要な設備の健全性は維持される。また、中央制御室の確認操作に失敗した場合でも、現場での隔離操作が可能であることを確認した。

#### 6. 敷地境界の実効線量評価について

I S L O C Aの発生後、原子炉棟が加圧され原子炉建物ブローアウトパネルが開放された場合、原子炉棟内に放出された核分裂生成物が原子炉建物ブローアウトパネルから大気中に放出されるため、この場合における敷地境界の実効線量を評価した。

その結果、敷地境界における実効線量は約 3.9mSv となった。

A, B - 残留熱除去系電動弁作動試験について

この試験は、保安規定第 39 条に基づく試験であり、原子炉の状態が運転、起動又は高温停止において 1 箇月に 1 回の頻度で実施する。

保安規定第39条（抜粋）

低圧注水系（格納容器冷却系）の注水弁，ドライウェルスプレイ弁，トーラススプレイ弁，残留熱除去系テスト弁および試験可能逆止弁が開することを確認する。また，動作確認後，動作確認に際して作動した弁の開閉状態および主要配管が満水であることを確認する。

## 熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2 以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板、伝熱管について、I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa[gage]\*) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2 以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板、伝熱管について評価した。

## 1.2 評価方法

## (1) 水室フランジ (ボルト含む)

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用してボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり、かつ発生応力が許容応力以下であることを確認した。

## (2) 管板

管板は、JSME 設計・建設規格 PVC-3510「管穴の中心間距離および管板の厚さの規定」の手法を適用して評価を行い、管板の必要な厚さは、実機の最小厚さより小さいため、問題ないことを確認した。

## (3) 伝熱管

伝熱管の評価は、JSME 設計・建設規格 PVC-3610「管台の厚さの規定」の手法を適用して評価を行い、伝熱管の必要な厚さは、実機の最小厚さより小さいため、問題ないことを確認した。

## 1.3 評価結果

残留熱除去系熱交換器の各部位について評価した結果、実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa[gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

## 逃がし弁からの漏えいの可能性について

逃がし弁について、ISLOCA発生時の圧力（7.4MPa [gage]\*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\*弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から10秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位

逃がし弁については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時において吹き出し前に加圧される弁座、弁体及び入口配管並びに吹き出し後に加圧される弁耐圧部及び弁耐圧部の接合部について評価した。

## 1.2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には7.4MPa[gage]になる前に逃がし弁が吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに7.4MPa[gage]、288℃になるものとして評価する。

## (1) 弁座の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁座は円筒型の形状であることから、設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を準用し、計算上必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

## (2) 弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部を弁棒で支持されており、外周付近は構造上拘束されていることから、弁体下面にかかる圧力（7.4MPa [gage]）が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し、許容せん断応力以下であることを確認した。

## (3) 弁本体の耐圧部の評価



設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

#### (4) 弁耐圧部の接合部の評価

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

### 1.3 評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果、実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について、ISLOCA発生時の圧力（7.4MPa [gage] \*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\*弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から10秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

評価対象弁について隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力、温度以上で設計していることから破損が発生しないことを確認した。

## 1. 強度評価

評価対象弁の構成部品のうち、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に破損が発生すると想定される部位として、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部並びに弁本体耐圧部の接合部について評価した。

### （1）弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

### （2）弁耐圧部の接合部の評価

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については、伸び量がガスケットの復元量以下であり、評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジと弁箱フランジがメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

## 2. 評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果、実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

## 計器からの漏えいの可能性について

計器について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] \*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から10秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

## 1. 圧力計，差圧計

圧力計及び差圧計が、I S L O C A時に過圧される範囲に設置されており、そのうちPS222-4A-1及びPS222-4A-2については、計器耐圧値がI S L O C A時の圧力（7.4MPa [gage]）よりも低いため、漏えいするとした。計器内部のブルドン管やその接続部で漏えいすることが想定されるため、漏えい面積は株部のプロセス取合い（外径：5mm）の断面積とした。

PS222-4A-1及びPS222-4A-2以外の計器については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損は発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度-30～40℃における設計引張強さに対する288℃における設計引張強さの割合はSUS316Lの場合で約79%）を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

## 2. 温度計

## 2.1 評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について、耐圧部となる温度計ウェルの健全性を評価した。評価手法として、日本機械学会「配管内円柱状構造物の流力振動評価指針（JSME S 012-1998）」に従い、同期振動発生回避または抑制評価、一次応力評価並びに疲労評価を実施し、破損の有無を確認した。

## 2.2 評価結果

計器について評価した結果、実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

## 配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] \*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

配管の構成部品のうち漏えいが想定される部位は、高温・高圧の加わる配管と、配管と配管をつなぐフランジ部があり、それらについて評価を実施した。

## 1.2 評価方法

## (1) 配管の評価

クラス 2 配管の評価手法である設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用して必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

## (2) フランジ部の評価

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」の手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ、伸び量がマイナスの場合は、フランジ部が増し締めされるため、ガスケットの最大圧縮量を下回ることを確認した。

なお、熱曲げモーメントの影響については、設計・建設規格で規定されている（PPC-1.7）式を使用し、フランジ部に作用するモーメントを圧力に換算して評価を実施した。

## 1.3 評価結果

配管の各部位について評価した結果、実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

## 破断面積の設定について

## 1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 2～別紙 6 の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧され、計器が破損する可能性があることを確認した。

さらに、隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり、損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (7.9MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

## 2. 破断面積の評価結果

熱交換器フランジの破断面積について評価した結果、別表 7-1 に示すとおり破断面積は約 14.88cm<sup>2</sup>となる。

別表 7-1 破断面積の評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	伸び量			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm <sup>2</sup> )
			+	+	-			
			△L1	△L2	△L3			
フランジ部	7.9	288	0.204	1.452	1.415	1,965	0.241	14.88

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

## ISLOCA発生時の原子炉冷却材漏えい量評価 及び原子炉建物原子炉棟内環境評価

### 1. 評価条件

有効性評価の想定のとおり、残留熱除去系におけるISLOCA発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度、湿度及び圧力）を評価した。

原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件を別表 8-1 に、環境評価のイメージ図及び原子炉建物ノード分割モデルを別図 8-1 及び別図 8-2 に示す。

原子炉建物における環境評価については、A-残留熱除去系熱交換器（A-残留熱除去系熱交換器室）及びA-残留熱除去系圧力スイッチ（A-残留熱除去系ポンプ室）からの漏えいを考慮して、解析コードMAAPにより解析評価を実施した。

別図 8-1 のイメージに示すとおり、原子炉建物内構造を踏まえた現実的な漏えい水の伝播経路として、A-残留熱除去系熱交換器室の漏えい水は、原子炉建物 1FL の床面に伝播し、開口部を通じてトーラス室に流下することとし、A-残留熱除去系ポンプ室の漏えい水は他の区画に伝播しないと想定される。

また、蒸気は、A-残留熱除去系熱交換器室及びA-残留熱除去系ポンプ室から隣接する区画に移動するが、事象発生後早期にブローアウトパネルの開放圧力に到達し、開放後は環境に放出されるとともに、原子炉建物大物搬入口等の開口部を通じてガス流動が発生することで、原子炉棟内の環境条件はほぼ一様になると想定される。

解析の評価モデルにおいては、これらの漏えい水の伝播及び蒸気の移動を考慮している。

B-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCA発生時には、漏えい量がA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCAと同等であるため、原子炉建物における環境も同等となる。

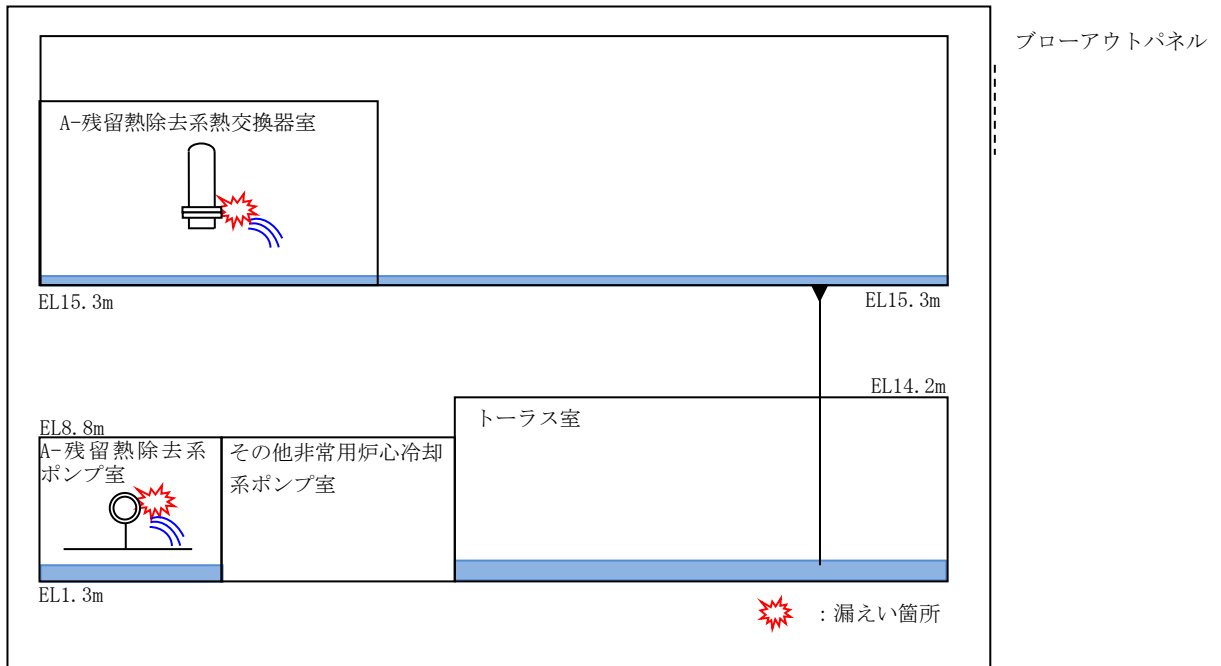
C-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ラインのISLOCA発生時には、漏えい箇所が圧力スイッチ（各ポンプ室）のみであり、漏えい量がA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCAより小規模となるため、原子炉建物における環境は、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCAに包絡される。

別表 8-1 原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件

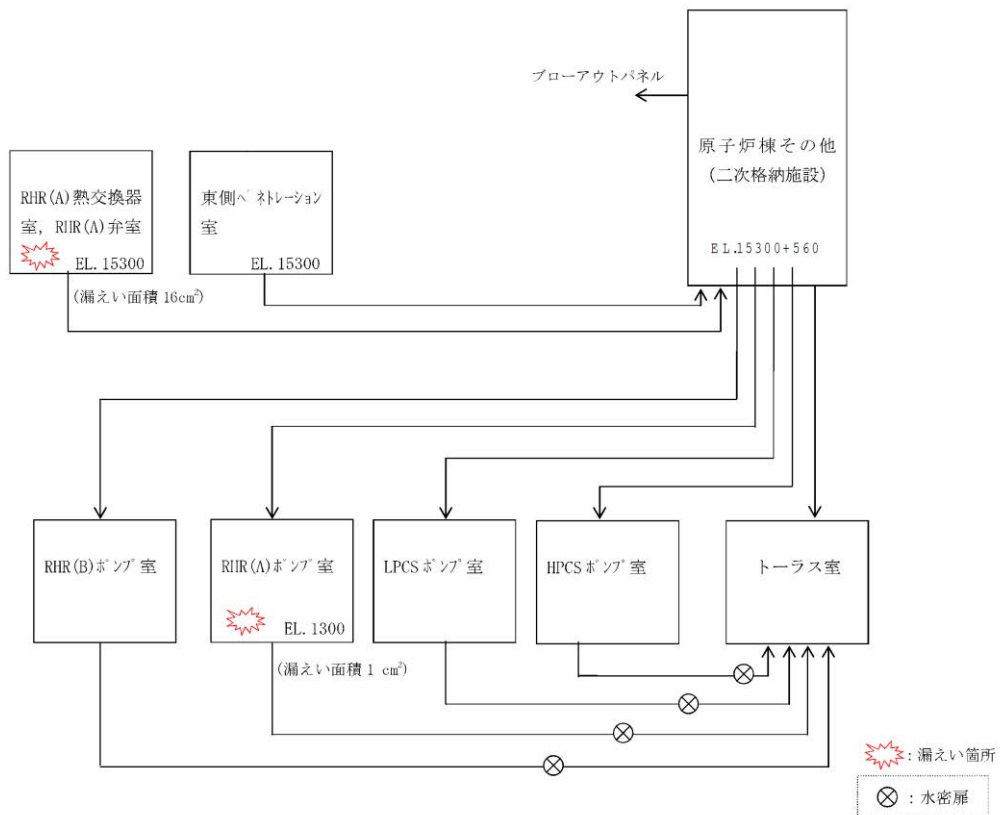
項目	解析条件	条件設定の考え方
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから設定
漏えい箇所及び漏えい面積	A-残留熱除去系ポンプ室：1 cm <sup>2</sup> A-残留熱除去系熱交換器室：16 cm <sup>2</sup>	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に余裕をとった値
事故シナリオ	原子炉水位低（レベル3）で自動スクラム	保有水量の低下を保守的に評価する条件を設定
	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル1 H）で高圧炉心スプレイ系が自動起動	インターロック設定値
	事象発生から 30 分後に逃がし安全弁 6 弁を手動開放	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生から 30 分後を設定
	残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱は事象発生から 40 分後に開始	サブプレッション・プール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	残留熱除去系のサブプレッション・プール水冷却モードによる原子炉格納容器除熱から原子炉停止時冷却モードによる原子炉格納容器除熱への切替は事象発生から 120 分後に実施	原子炉建物内の環境を改善するための操作を想定。 なお，事象発生後の状況確認および原子炉減圧操作等に余裕を加味し，操作可能な時間として 120 分後を想定。
原子炉建物への流出経路条件	原子炉格納容器から原子炉建物への漏えいあり。原子炉建物から環境への漏えいなし。	原子炉建物内の雰囲気温度を保守的に評価する条件を設定
評価コード	MAAP 4	—
原子炉建物モデル	分割モデル（別図 8-2 参照）	現実的な伝播経路を想定
原子炉建物壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉建物換気系	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）	インターロック設定値
主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）	インターロック設定値
原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイ系の水源	サブプレッション・チェンバ	—
サブプレッション・プールの水源初期水温	35℃	通常運転時の制限値を設定
ブローアウトパネル開放圧力	7.0 kPa [gage]	設計値



原子炉建物



別図 8-1 環境評価のイメージ



別図 8-2 原子炉建物ノード分割モデル

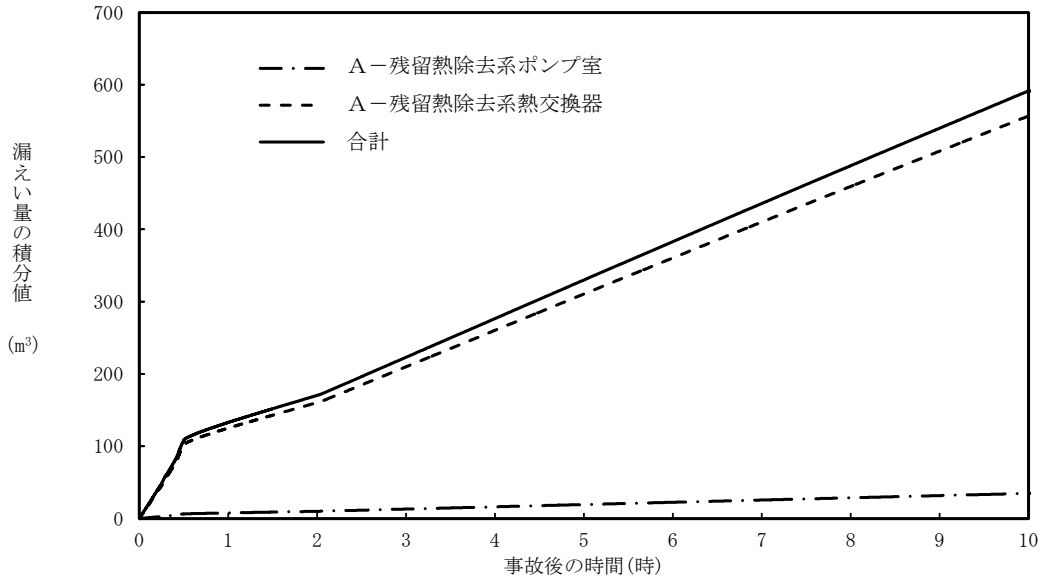
## 2. 評価結果

各区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-3 に、原子炉建物内の雰囲気温度、湿度及び圧力の推移を別図 8-4 から別図 8-6 に示す。

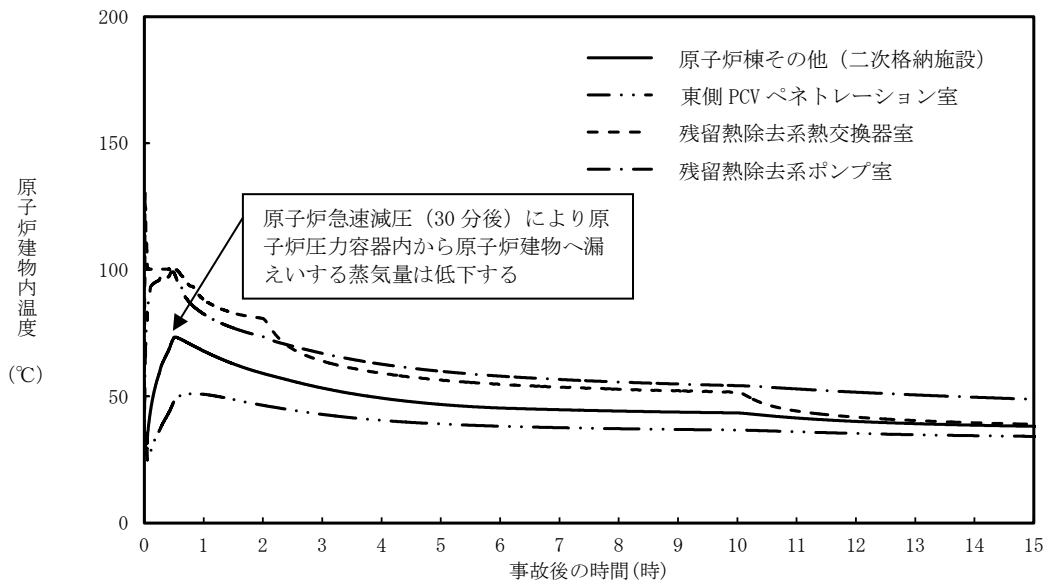
別図 8-3 に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 10 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 600m<sup>3</sup>である。解析において、「RHR(A)熱交換器室、RHR(A)弁室」で発生した漏えい水は、アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」に伝播し、ハッチ等の床開口部を通じて最終滞留箇所である「トーラス室」に排出されるが、これら漏えい水の滞留による溢水範囲は主に 1 階 (EL15.3m) の通路である。隔離操作を行う注水弁 (MV222-5A) は、中 1 階 (EL19.0m) の床面上に設置されており、隔離操作場所へは溢水影響のない 2 階 (EL23.8m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。また、事象収束のために必要となる設備の設置されている区画（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系のポンプ室等）の境界には、水密扉を設置し区画化されているため、漏えい水の伝播はない。

また、「RHR(A)熱交換器室、RHR(A)弁室」及び「RHR(A)ポンプ室」からの蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて移動するが、ブローアウトパネルの開放後は、「原子炉棟その他（二次格納施設）」から環境への蒸気の放出の流れが支配的となるため、「原子炉棟その他（二次格納施設）」から現場の隔離操作場所である「東側 PCV ペネトレーション室」やその他ポンプ室等への蒸気の移動はほぼない。

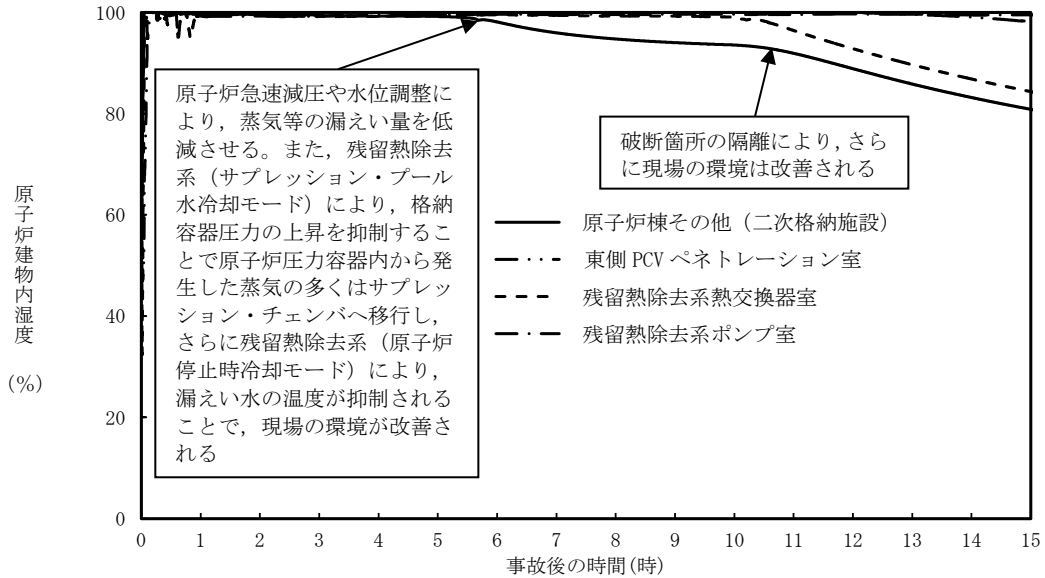
別図 8-4 に示すとおり、原子炉減圧操作後に建物内環境が静定する事象発生 9 時間後から 10 時間後までのアクセスルート及び操作場所（東側 PCV ペネトレーション室）の雰囲気温度の最大値は 44℃である。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるもの、破断箇所隔離操作を実施することで、約 10 時間以降低下する傾向にある。圧力については漏えい発生直後に上昇するものの、ブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。



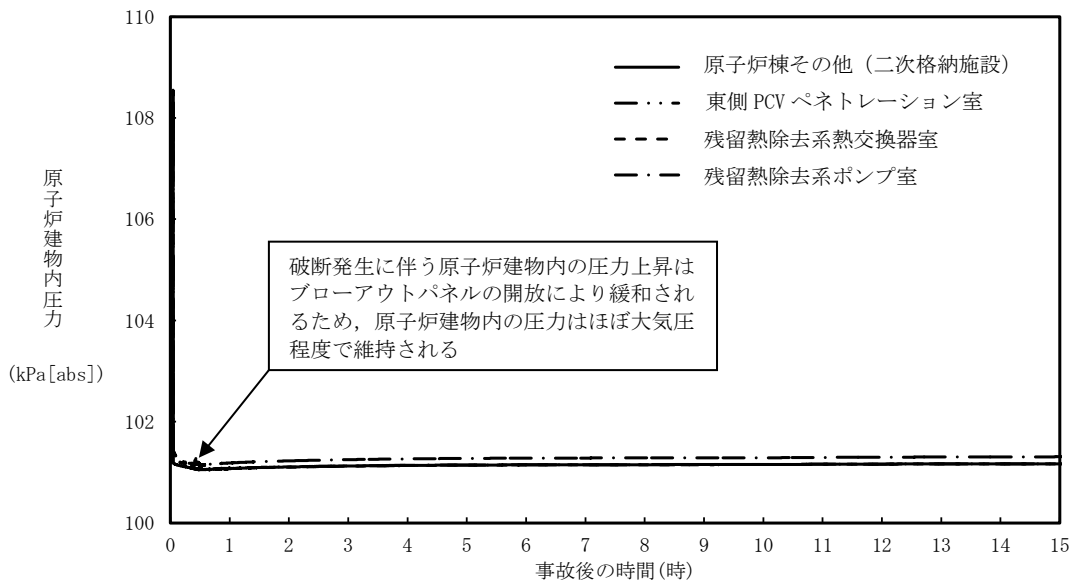
別図 8-3 各区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移



別図 8-4 原子炉建物内の雰囲気温度の推移



別図 8-5 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-6 原子炉建物内の圧力の推移

## I S L O C A発生時の原子炉棟内線量率評価及び敷地境界の実効線量評価

## 1. 原子炉建物内線量率について

## (1) 評価の想定

破断口から原子炉棟に漏えいした原子炉冷却材中の放射性物質のうち気相に移行する放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質について原子炉棟から環境への漏えいを考慮せずに原子炉棟内に均一に分布するものとして原子炉棟内の線量率を評価した。

評価上考慮する核種は現行設置許可と同じものを想定し、線量評価の条件となる I-131 の追加放出量は、実績データから保守的に設定した。

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の最大値は約  $8.1 \times 10^7$  Bq「平成元年1月18日(起動試験)」であり、評価に使用する I-131 の追加放出量は、実績値を包絡する値として 100Ci ( $3.7 \times 10^{12}$  Bq) と設定した。

また、放出される放射性物質には、冷却材中に含まれる放射性物質があるが、追加放出量と比較すると数%程度であり、追加放出量で見込んだ余裕分に含まれるため考慮しないものとする。

原子炉棟内の作業の被ばく評価においては、放射線防護具(セルフエアセット)を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とする。

別表 9-1 評価条件 (追加放出量)

項目	評価値	実績値 (最大)
I-131 追加放出量 (Bq)	$3.7 \times 10^{12}$	約 $8.1 \times 10^7$ (平成元年1月18日 (起動試験))
希ガス及びハロゲン等の追加放出量 ( $\gamma$ 線 0.5MeV 換算値) (Bq)	$2.3 \times 10^{14}$	—

(2) 評価の方法

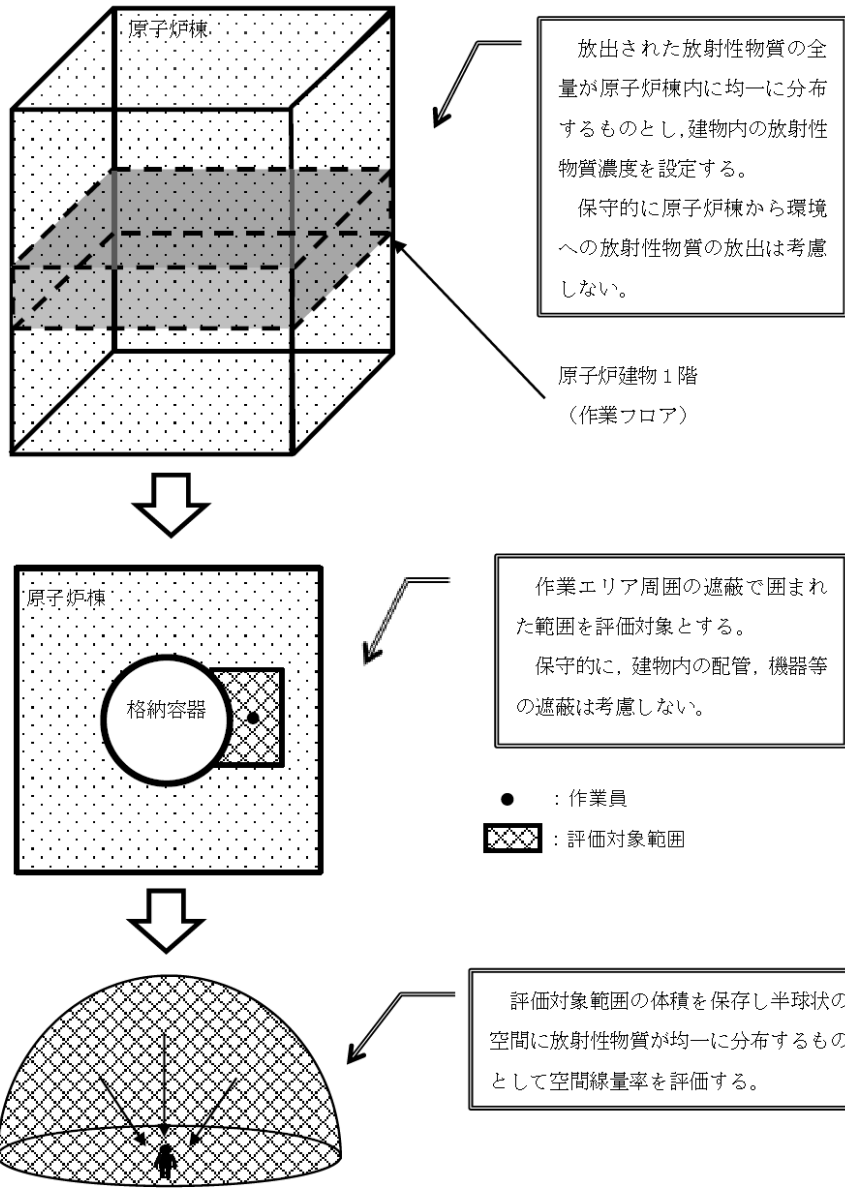
原子炉棟内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。サブマージョンモデルの概要を別図 9-1 に示す。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}} \cdot E_{\gamma} \cdot (1 - e^{-\mu \cdot R}) \cdot 3600$$

ここで、

- D : 放射線量率 (Gy/h)  
6.2 × 10<sup>-14</sup> : サブマージョンモデルによる換算係数  
( (dis・m<sup>3</sup>・Gy) / (MeV・Bq・s) )
- Q<sub>γ</sub> : 原子炉棟内放射エネルギー  
(Bq : γ線実効エネルギー0.5MeV換算値)
- V<sub>R/B</sub> : 原子炉棟内気相部容積  
(  m<sup>3</sup> )
- E<sub>γ</sub> : γ線エネルギー (0.5MeV/dis)
- μ : 空気に対するγ線のエネルギー吸収係数  
(3.9 × 10<sup>-3</sup> /m)
- R : 評価対象エリア (東側PCVペネトレーション室気相部) の空間体積と等価な半球の半径 (m)
- $$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V}{2 \cdot \pi}}$$
- V : 評価対象エリア (東側PCVペネトレーション室気相部) の容積 (  m<sup>3</sup> )

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



サブマージョンモデル概要図

別図 9-1 サブマージョンモデルの概要

(3) 評価の結果

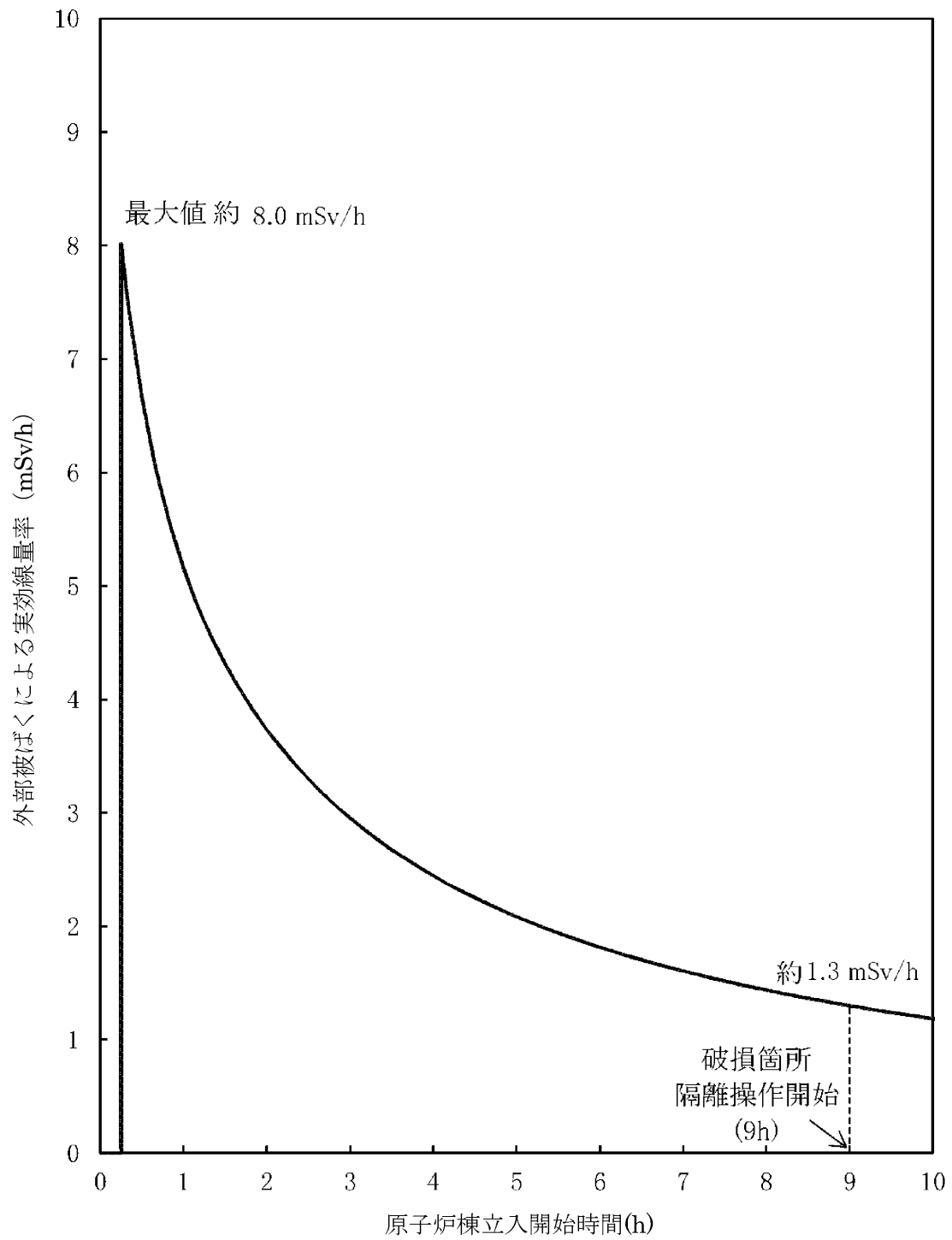
評価結果を別図 9-2 に示す。線量率の最大は約 8.0mSv/h 程度であり、時間減衰によって低下するため、線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく、期待している機器の機能は維持される。

なお、事故時には原子炉棟内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが、中央制御室換気系の給気口の位置はプルームの広がりを取り込みにくい箇所であり、中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる（別図 9-3）。さらに、これらの事故時においては原子炉棟放射線異常高又は換気系放射線異常高の信号により中央制御室換気系が系統隔離運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。



別表 9-2 I S L O C A 時の放出量

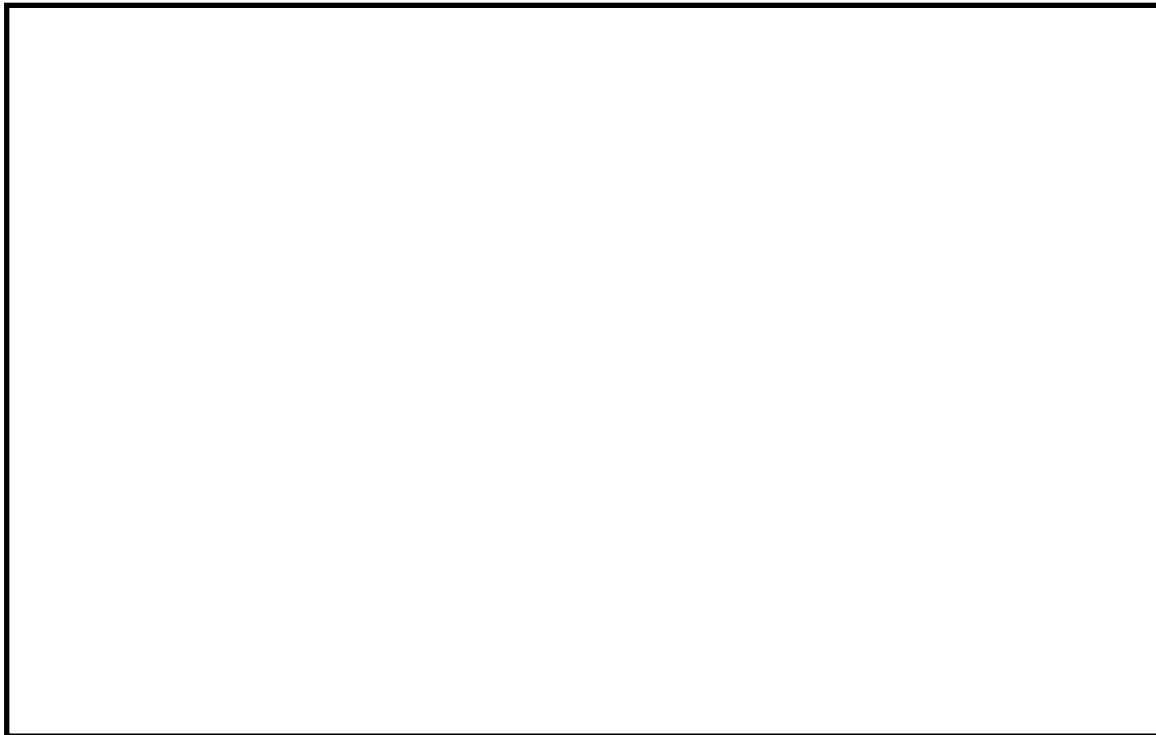
核種	収率 (%)	崩壊定数 (d <sup>-1</sup> )	γ線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.750	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	—	—	—	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.950	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.040	5.82E-02	0.020	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.250	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス合計	—	—	—	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 +希ガス 合計	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14



別図 9-2 原子炉棟立入開始時間と線量率の関係



(a) 平面概略図



(b) 断面概略図

別図 9-3 原子炉建物／中央制御室の配置と給気口・ブローアウトパネルの位置関係 (ISLOCA)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 2. 敷地境界の実効線量評価について

### (1) 評価想定

敷地境界の実効線量評価では、ISLOCAにより原子炉棟内に放出された核分裂生成物が大気中に放出されることを想定し、敷地境界の実効線量を評価した。評価条件は別表 9-1 から別表 9-5 に従うものとする。破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる分が建物内の気相部へ移行するものとし、破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相へ移行する割合は、運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行する割合は、燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした。(別図 9-4 参照)

その結果、放出量は別表 9-4 に示すとおりとなった。

### (2) 評価結果

敷地境界における実効線量は約 3.9mSv となり事故時線量限度の 5 mSv を下回った。

本事象は、放射性物質の放出に際し格納容器フィルタベント系や非常用ガス処理系による放射性物質の捕集効果及び高所放出による大気希釈に期待できないため、敷地境界における実効線量評価において、設計基準事故や他の炉心損傷防止シナリオにおける評価条件に比べて厳しい評価結果となっていると考えられる。また、ISLOCA 発生後、30 分後に急速減圧を実施する評価としているため、それまでの間に、高圧炉心スプレイ系の自動起動に伴う蒸気凝縮により原子炉圧力低下が起きており、この期間における燃料棒内ギャップ部の放射性物質の追加放出が大きくなっている。この期間は破断口からの冷却材漏洩量も大きいため、大気中への放射性物質の放出量が大きくなる結果となる。

なお、評価に使用した I-131 追加放出量の 100Ci ( $3.7 \times 10^{12}$ Bq) は、運転開始からの I-131 追加放出量の実測値の最大値である約  $8.1 \times 10^7$ Bq「平成元年 1 月 18 日(起動試験)」に対し保守性を有した設定となっている。

また、評価上は考慮していないものの、原子炉棟に放出された放射性物質は外部に放出されるまでの建物内壁への沈着による放出量の低減に期待できること、冷却材中の放射性物質の濃度は運転時の原子炉冷却材量に応じた

濃度を用いているが、実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できること及び破断口から放出されるまでの時間減衰により、さらに実効線量が低くなると考えられる。

別表 9-3 放出評価条件

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数 (日)	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量 (I-131) (Bq)	$3.7 \times 10^{12}$	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し、その他の核種はその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	$1.4 \times 10^2$	全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し、その組成を拡散組成とする。 (運転実績の最大の I-131 の冷却材中濃度 ( $2.2 \times 10^{-2}$ Bq/g) を十分に包絡する値である。)
燃料から追加放出されるよう素の割合 (%)	無機よう素 : 96% 有機よう素 : 4%	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 2 有機よう素 : 99.98	無機よう素, ハロゲン等については「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定 有機よう素については S A F E R 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
破断口から原子炉棟への移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 100 有機よう素 : 0.02	無機よう素, ハロゲン等については保守的に全量が破断口から原子炉棟へ移行するものとして設定。 有機よう素については S A F E R 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
サプレッション・チェンバのプール水のスクラビング等による除去係数	5	Standard Review Plan 6.5.5 に基づき設定
冷却水から気相への放出割合 (冷却材中の放射性物質) (%)	24	原子炉冷却材量に対する原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合 (追加放出される放射性物質) (%)	12	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ、原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率 (%/d)	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定

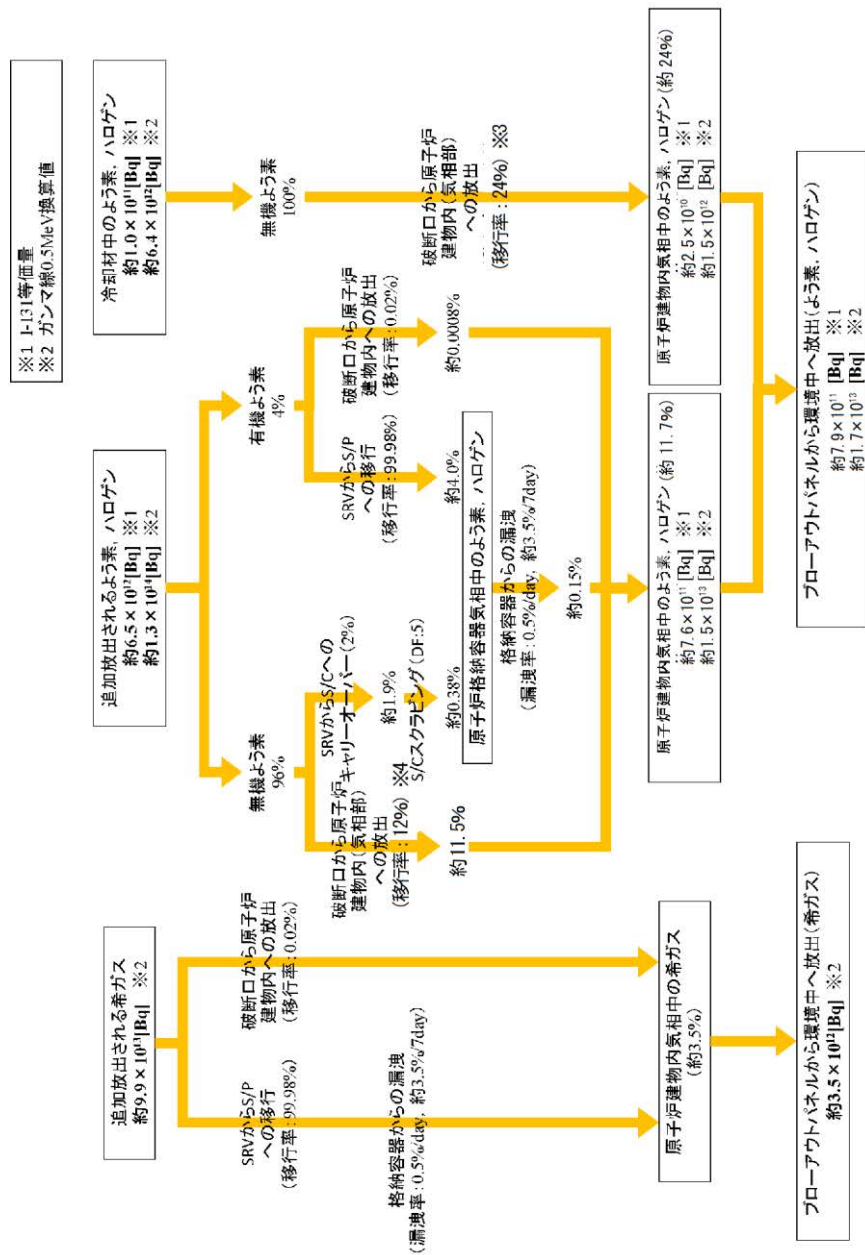
別表9-4 放出量

核種	放出量 (Bq)
希ガス+ハロゲン等 (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	$2.0 \times 10^{13}$
よう素 (I-131 等価量 (小児実効線量係数換算))	$7.9 \times 10^{11}$

別表 9-5 大気拡散条件 (地上放出)

大気拡散条件	敷地境界
相対濃度 ( $\chi / Q$ ) ( $s / m^3$ )	$3.5 \times 10^{-4}$
相対線量 ( $D / Q$ ) ( $Gy / Bq$ )	$2.1 \times 10^{-18}$

- ※1 I-131 等価量
- ※2 ガンマ線 0.5MeV 換算値
- ※3 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算出した。
- ※4 燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、急速減圧するまではその低下割合に応じた量の放射性物質が冷却材中に放出されるものとし、急速減圧以降はギャップ内の残りの放射性物質が全て冷却材中に放出されるものとして、冷却材中の濃度を決定し、その冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算定した。



別図 9-4 希ガス、よう素、ハロゲン等の環境への放出過程



I-131 追加放出量の測定結果について

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の測定値は以下のとおり。

定検回数	停止年月日	増加量 (Bq)
<u>(起動試験)</u>	<u>H1. 1. 18</u>	<u>8. 10×10<sup>7</sup></u>
第1回	H2. 2. 5	2. 22×10 <sup>7</sup>
第2回	H3. 5. 7	7. 67×10 <sup>6</sup>
第3回	H4. 9. 7	2. 0×10 <sup>7</sup>
第4回	H6. 1. 12	1. 7×10 <sup>7</sup>
第5回	H7. 4. 27	1. 9×10 <sup>7</sup>
中間停止	H8. 5. 13	2. 3×10 <sup>7</sup>
第6回	H8. 9. 6	2. 3×10 <sup>7</sup>
第7回	H10. 1. 5	2. 4×10 <sup>7</sup>
第8回	H11. 5. 11	2. 2×10 <sup>7</sup>
第9回	H12. 9. 17	1. 4×10 <sup>7</sup>
第10回	H14. 1. 8	2. 0×10 <sup>7</sup>
第11回	H15. 4. 15	3. 6×10 <sup>7</sup>
第12回	H16. 9. 7	2. 6×10 <sup>7</sup>
第13回	H18. 2. 28	2. 9×10 <sup>7</sup>
第14回	H19. 5. 8	3. 9×10 <sup>7</sup>
第15回	H20. 9. 7	1. 9×10 <sup>7</sup>
第16回	H22. 3. 18	2. 2×10 <sup>7</sup>

## インターフェイスシステムLOCA発生時の検知手段について

## (1) インターフェイスシステムLOCA発生時の判断について

インターフェイスシステムLOCAの発生は、以下のパラメータ変化や関連警報が発報することと、運転中の弁の開閉試験時に発生するため、早期にインターフェイスシステムLOCAが発生したことが判断できる。

なお、漏えい量と注水流量のバランスにより、原子炉圧力及び原子炉水位が変動しない可能性があるが、残留熱除去又は低圧炉心スプレイポンプ出口圧力、エリアモニタの上昇により、異常の検知が可能である。

- ・原子炉圧力
- ・原子炉水位
- ・残留熱除去又は低圧炉心スプレイポンプ出口圧力（インターフェイスシステムLOCA発生系統）
- ・エリア放射線モニタ
- ・蒸気漏えい警報（温度検知）
- ・床漏えい警報（漏えい検知）
- ・火災警報

## (2) インターフェイスシステムLOCAと原子炉格納容器内でのLOCAの判別について

第1表にインターフェイスシステムLOCA及び原子炉格納容器内でのLOCA発生時のパラメータ比較を示す。

インターフェイスシステムLOCAと原子炉格納容器内でのLOCAは、どちらも原子炉冷却材の漏えい事象であるが、漏えい箇所が原子炉格納容器の内側か外側かという点で異なる。

このため、原子炉圧力、原子炉水位といった原子炉冷却材一次バウンダリ内のパラメータは同様の挙動を示すが、エリア放射線モニタや格納容器圧力といった原子炉格納容器内外のパラメータ変化に相違が表れるので、容易にインターフェイスシステムLOCAと判別することができる。

第1表 インターフェイスシステムLOCAと原子炉格納容器内でのLOCAのパラメータ比較について

	各パラメータ・警報	インターフェイスシステムLOCA	原子炉格納容器内でのLOCA
1次系 パラメータ	原子炉圧力	変動 <sup>※2</sup>	変動 <sup>※2</sup>
	原子炉水位	変動 <sup>※2</sup>	変動 <sup>※2</sup>
原子炉格納容器 外パラメータ他	残留熱除去又は低圧炉心スプレイポンプ 出口圧力 <sup>※1</sup>	変動	変化なし
	エリア放射線モニタ	上昇	変化なし
	蒸気漏えい警報	発報	発報なし
	床漏えい警報	発報	発報なし
原子炉格納容器 内パラメータ	火災警報	発報	発報なし
	格納容器圧力	変化なし	上昇
	格納容器温度	変化なし	上昇
	D/W床サンプ水位	変化なし	上昇

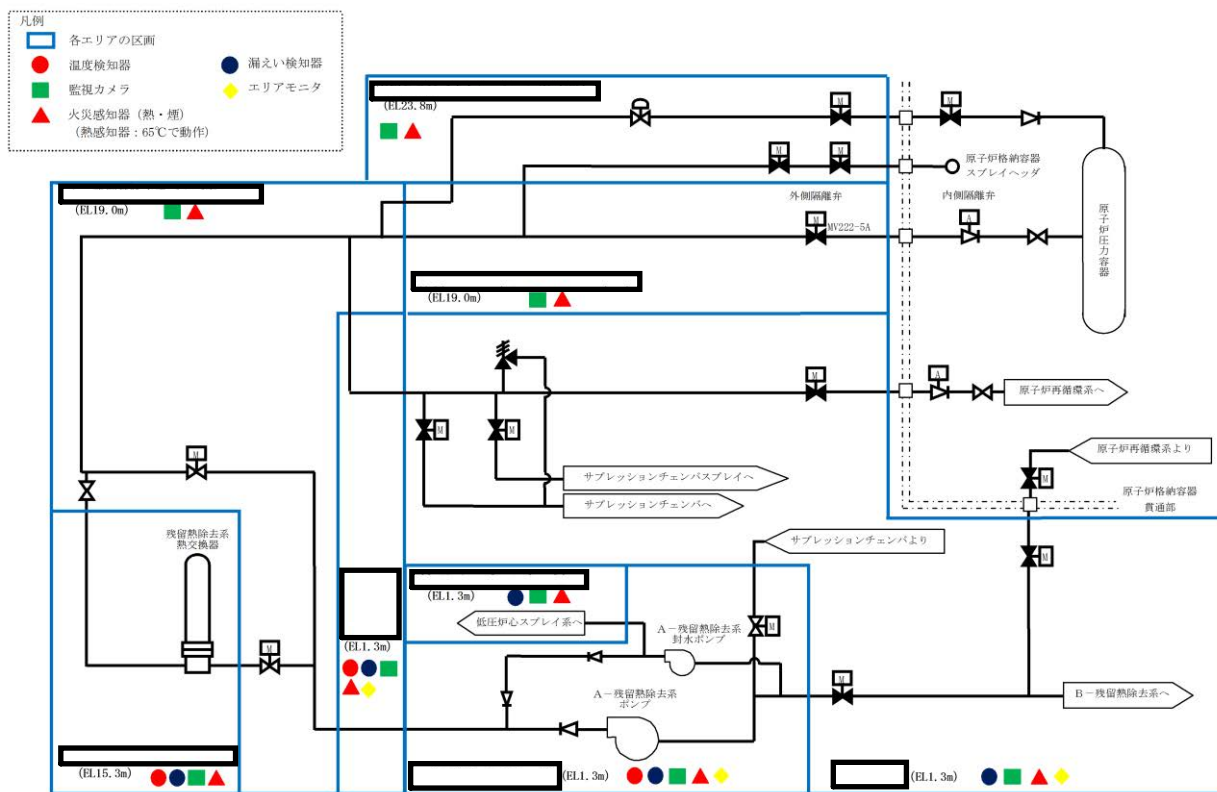
※1 インターフェイスシステムLOCA発生系統

※2 漏えい量により変動しない場合がある。

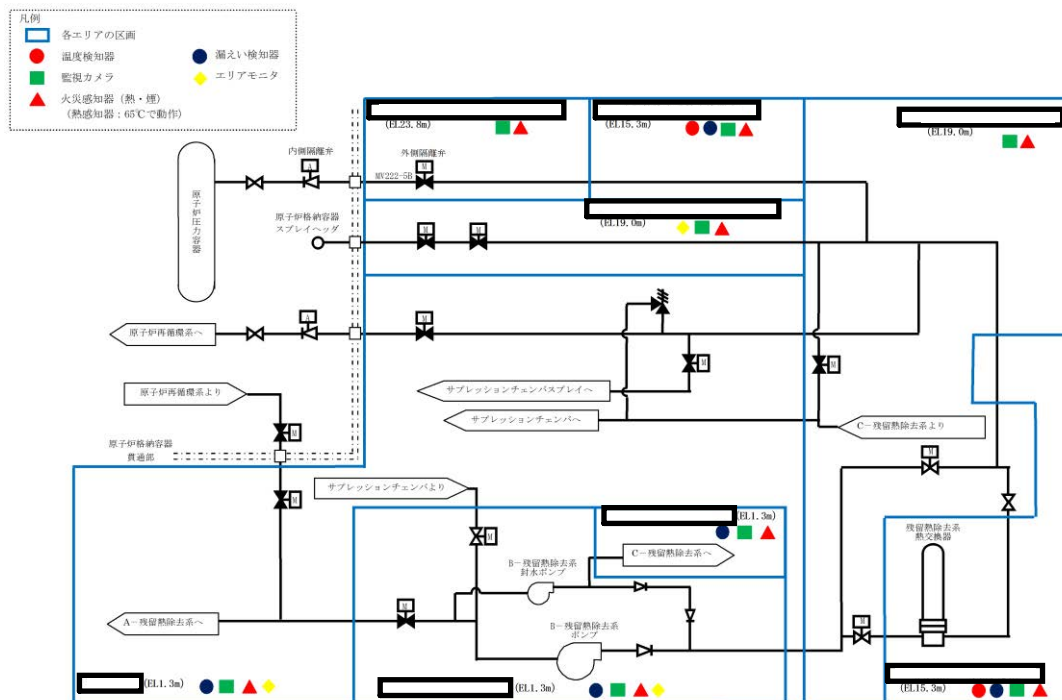
(3) インターフェイスシステムLOCA発生時の漏えい場所（エリア）の特定方法について

A－低圧注水系の機器・配管等が設置されているポンプ室，熱交換器室，PCVペネトレーション室，トーラス室は第1図に示すとおり，分離されたエリアにエリアモニタ，温度検知器，漏えい検知器，火災感知器や監視カメラを設置しており，インターフェイスシステムLOCA発生時は警報・指示値等により漏えい場所（エリア）の特定が可能である。

なお，有効性評価においては，A－低圧注水系のインターフェイスシステムLOCA事象を想定しているが，B，C－低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系についても，第2図～第4図に示すとおり，A－低圧注水系と同様の対応をとることにより漏えい場所の特定が可能である。

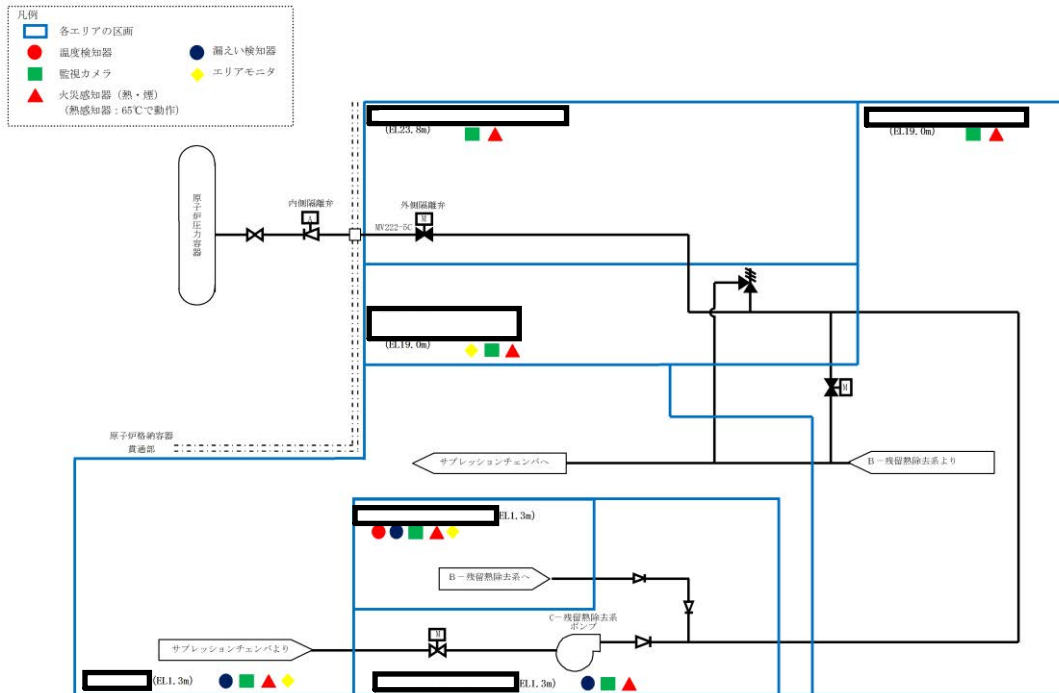


第1図 A - 低圧注水系漏えい確認設備概要図

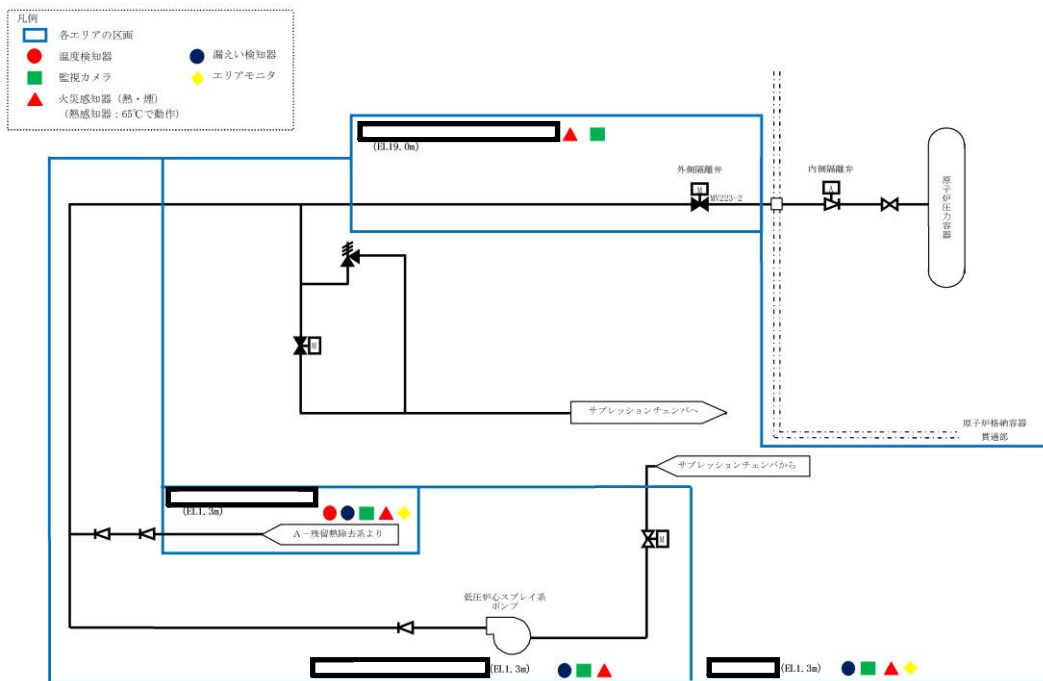


第2図 B - 低圧注水系漏えい確認設備概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第3図 C - 低圧注水系漏えい確認設備概要図

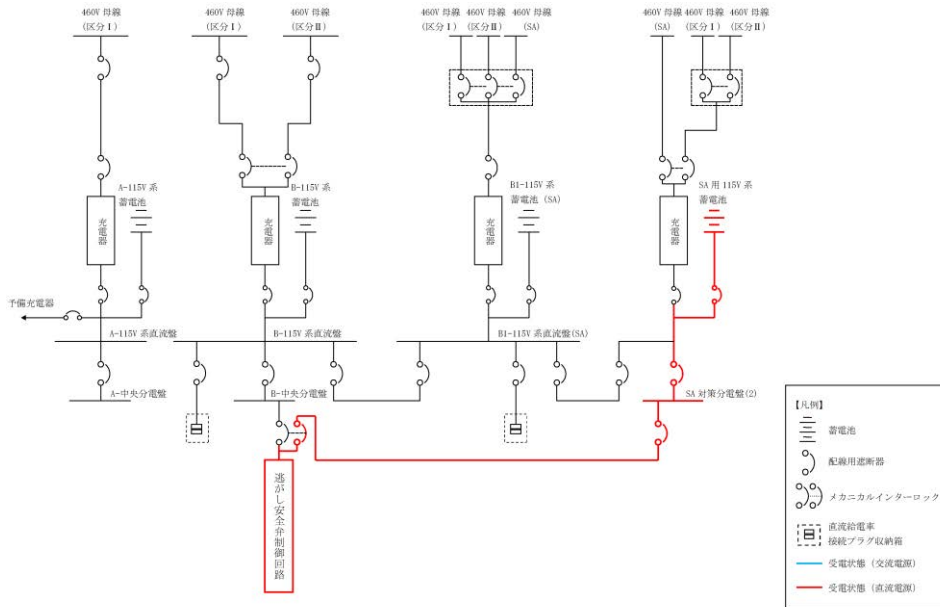


第4図 低圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

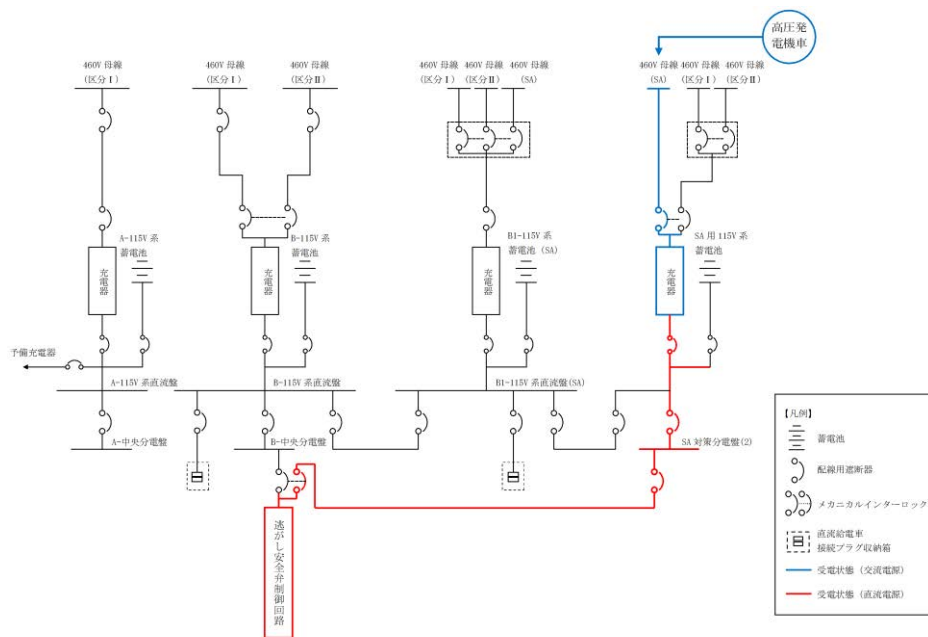
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

逃がし安全弁の電源受電状態について

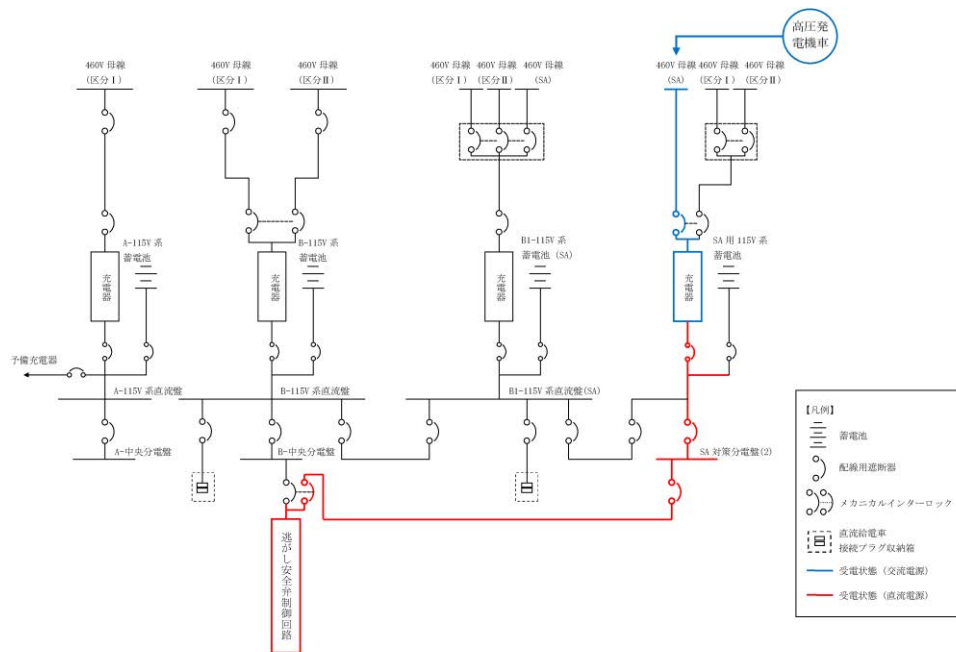
サポート系故障時の対応手段のうち、可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁開放及び復旧について電源受電状態を第1図から第6図に示す。



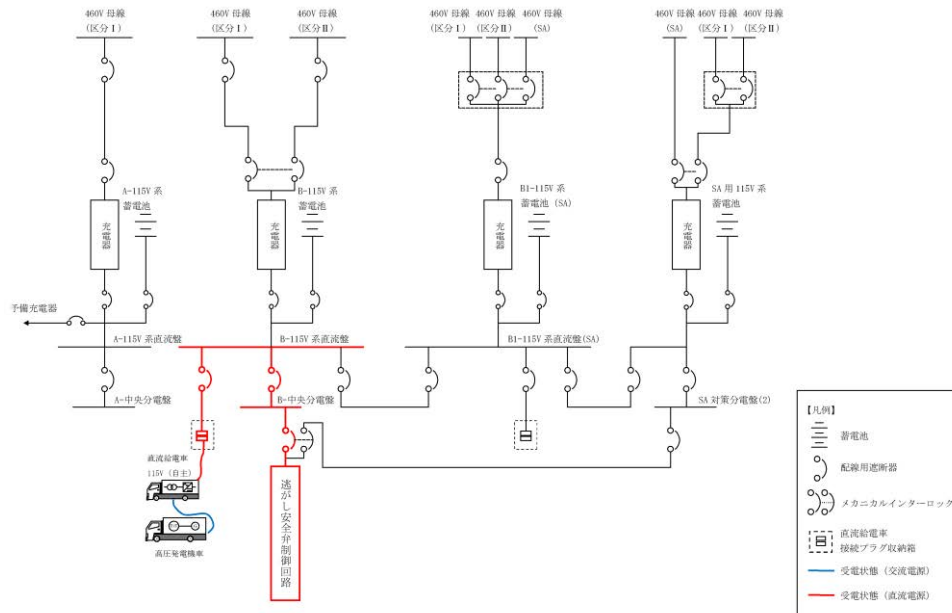
第1図 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放  
(常設代替直流電源設備を使用)



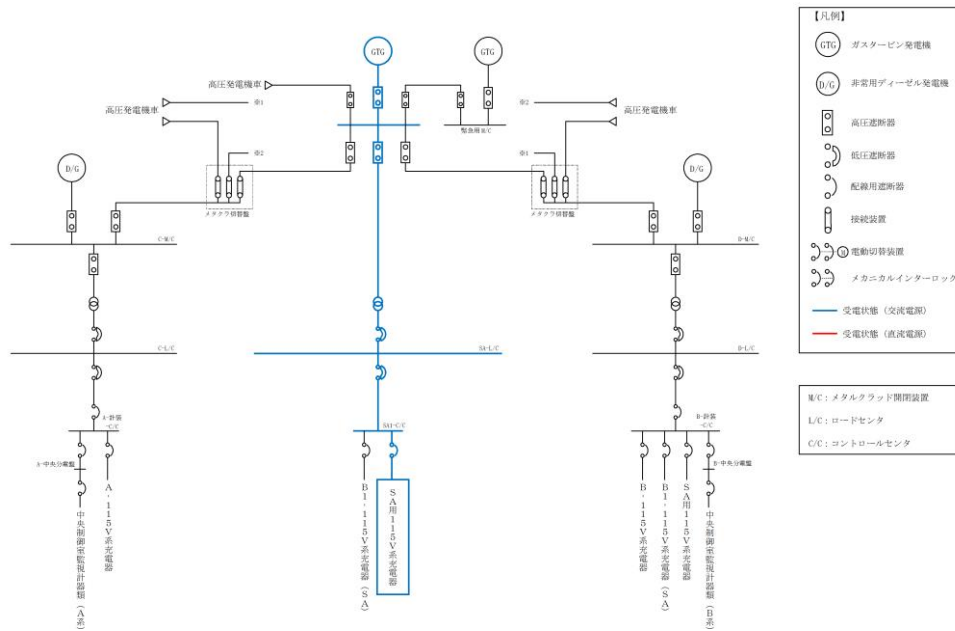
第2図 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放  
(可搬型直流電源設備を使用)



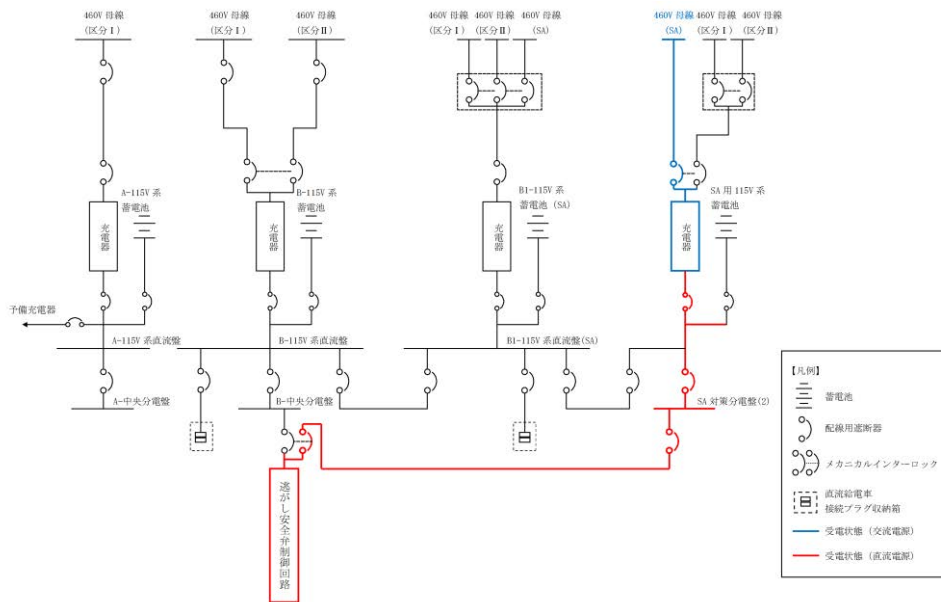
第3図 代替直流電源設備による復旧（可搬型直流電源設備を使用）



第4図 代替直流電源設備による復旧（直流給電車を使用）

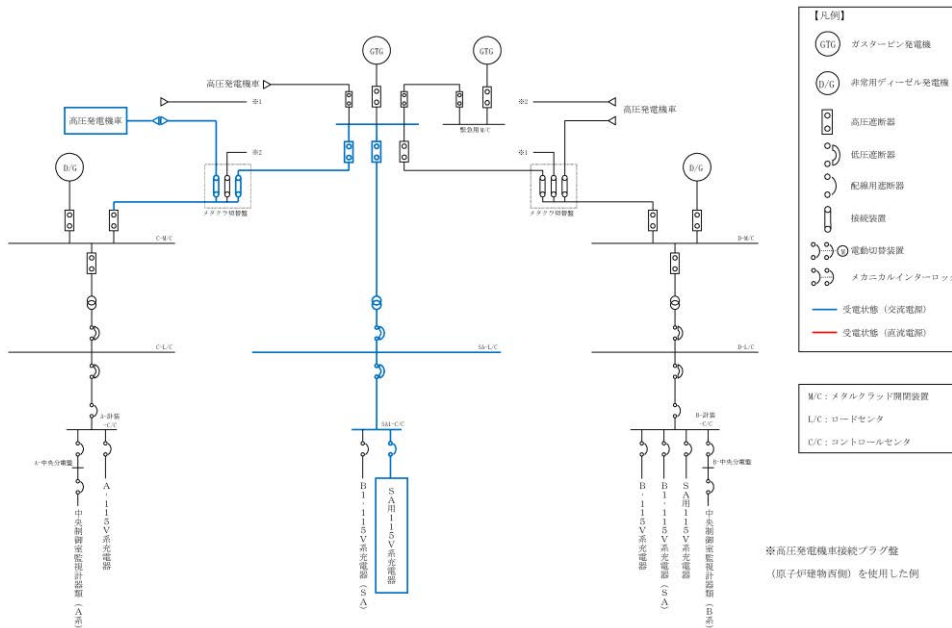


第5図 代替直流電源設備による復旧  
 (常設代替交流電源設備を使用) (1 / 2)

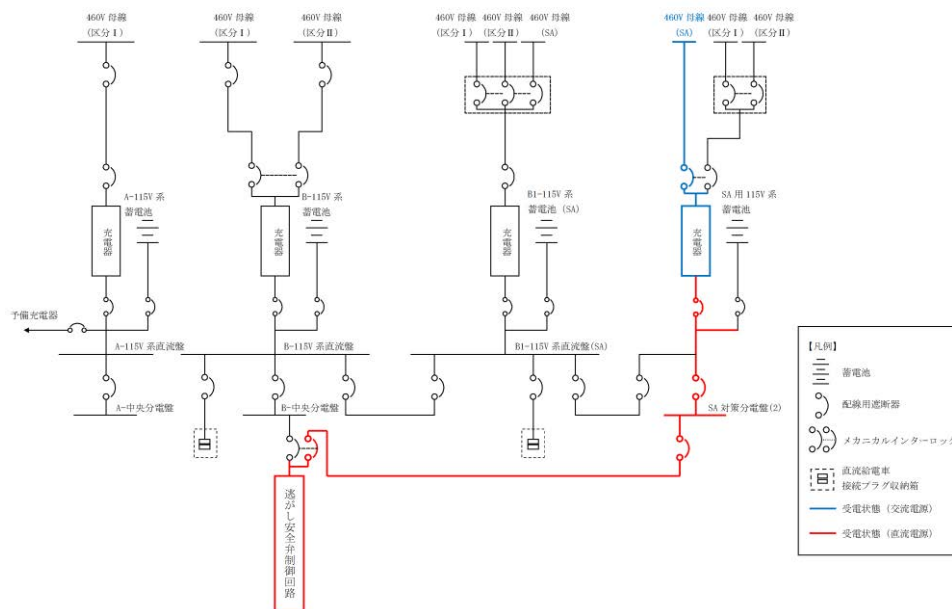


第5図 代替直流電源設備による復旧  
 (常設代替交流電源設備を使用) (2 / 2)





第6図 代替直流電源設備による復旧  
(可搬型代替交流電源設備を使用) (1 / 2)



第6図 代替直流電源設備による復旧  
(可搬型代替交流電源設備を使用) (2 / 2)

解釈一覧  
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容		解釈
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1)代替減圧	a. 手動操作による減圧	復水器が使用可能 タービンバイパス弁の開操作が可能 復水器が使用不可能	復水器真空がMSIV閉設定値（復水器真空度にて <input type="text"/> kPa）以下に維持可能な状態 タービン制御油圧力が確立（制御油圧力計にて圧力低 <input type="text"/> MPa以上）している状態 MSIV開不能又はタービンバイパス弁が動作不能、又は復水器真空度がMSIV閉設定値（復水器真空にて <input type="text"/> kPa）以下に維持不可能な状態 逃がし安全弁作用用窒素ガスが確保（ADSアキュムレータ入口圧力にて圧力低警報 <input type="text"/> MPa以上）され、かつ作動電磁弁が正常（電磁弁電源断警報なし）な状態
			逃がし安全弁の開操作が可能	逃がし安全弁作用用窒素ガスが確保（ADSアキュムレータ入口圧力にて圧力低警報 <input type="text"/> MPa以上）され、かつ作動電磁弁が正常（電磁弁電源断警報なし）な状態
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1)常設直流電源喪失時の減圧	a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放	逃がし安全弁作用用窒素ガスが確保されている場合	N2ガスボンベ圧力が（ <input type="text"/> MPa）以上確保されている場合
		b. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放 c. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放 d. 窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放	逃がし安全弁作用用窒素ガスが確保されている場合 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）作用用窒素ガスが確保されている場合 逃がし安全弁作用用窒素ガスが確保されている場合	N2ガスボンベ圧力が（ <input type="text"/> MPa）以上確保されている場合 N2ガスボンベ圧力が（ <input type="text"/> MPa）以上確保されている場合 N2ガスボンベ圧力が（ <input type="text"/> MPa）以上確保されている場合
	(2)逃がし安全弁作用用窒素ガス喪失時の減圧	a. 窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保	N2ガスボンベ圧力が規定値まで低下した場合	窒素ガス代替供給系窒素ガスボンベ圧力が（ <input type="text"/> MPa）以上確保されている場合
	(3)逃がし安全弁作用可能な環境条件	a. 窒素ガス供給設備による背圧対策	炉心損傷を判断した場合	N2ガスボンベ圧力が（ <input type="text"/> MPa）まで低下した場合 原子炉格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のγ線線量率の10倍を超えた場合、又は原子炉格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で <input type="text"/> °C以上を確認した場合

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容		解釈
1.3.2.2 サボート系故障時の対応手順	(1) 常設直流電源喪失時の減圧	a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放	A, B-原子炉プロセス計測盤 原子炉圧力容器の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで	2-934A, B 原子炉圧力容器の圧力が <input type="text"/> MP a に到達するまで
		b. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放	A, B-原子炉プロセス計測盤 A, B-自動減圧継電器盤 原子炉圧力容器の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで	2-934A, B 2-970A, B 原子炉圧力容器の圧力が <input type="text"/> MP a に到達するまで
		c. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放	A, B-原子炉プロセス計測盤 仮設電源接続中継端子箱 原子炉圧力容器の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで	2-934A, B 仮設電源接続中継端子箱 R V 202-1B 用, R V 202-1M 用 原子炉圧力容器の圧力が <input type="text"/> MP a に到達するまで
		d. 窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放	A, B-原子炉プロセス計測盤 原子炉圧力容器の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで	2-934A, B 原子炉圧力容器の圧力が <input type="text"/> MP a に到達するまで
1.3.2.3 インターフェェイシステム L O C C A 発生時の対応手順	(2) 逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧  (1) E O P 「二次格納施設制御」	a. 窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保	N2 ガスボンベ圧力が規定値まで低下した場合	N2 ガスボンベ圧力が <input type="text"/> MP a まで低下した場合
			逃がし安全弁により急速減圧を行い、減圧完了圧力まで減圧すること	逃がし安全弁により原子炉の急速減圧を行い、 <input type="text"/> MP a まで減圧すること

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

弁番号及び弁名称一覧

弁番号	弁名称	操作場所
V2C3-1	SRVDS 窒素ガス代替供給弁	原子炉建物付属棟地上 2 階 B - 非常用電気室 (非管理区域)
V227-1A-11~15	A-ADS 窒素ガスポンプ (1A-11~15) 出口弁 (待機側)	原子炉建物付属棟地上 2 階北東通路 (非管理区域)
V227-11A	A-ADS 窒素ガスポンプ供給元弁 (待機側)	原子炉建物付属棟地上 2 階北東通路 (非管理区域)
CV227-1A, 1B	A, B-窒素ガス供給装置出口加減弁	原子炉建物付属棟地上 2 階北東通路 (非管理区域) / 原子炉棟排風機室 (管理区域)

## 手順のリンク先について

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.3.2.2(4) a. 代替直流電源設備による復旧
  - ・代替直流電源設備に関する手順等
  - <リンク先> 1.14.2.2 (1) b. 可搬型直流電源設備による給電
  - 1.14.2.5 (1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給
  - 1.14.2.5 (2) タンクローリから各機器等への給油
  
2. 1.3.2.2(4) b. 代替交流電源設備による復旧
  - ・代替交流電源設備に関する手順等
  - <リンク先> 1.14.2.1 (1) 代替交流電源設備による給電
  - 1.14.2.3 (1) a. ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタ受電
  - 1.14.2.5 (1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給
  - 1.14.2.5 (2) タンクローリから各機器等への給油
  
3. 1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順
  - ・非常用交流電源設備，所内常設蓄電式直流電源設備，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，常設代替直流電源設備として使用するSA用115V系蓄電池又は可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車，B1-115V系充電器(SA)及びSA用115V系充電器による逃がし安全弁，電動弁及び監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及び非常用交流電源設備への燃料補給手順
  - <リンク先> 1.14.2.1 (1) 代替交流電源設備による給電
  - 1.14.2.2 (1) a. 所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電
  - 1.14.2.2 (1) b. 可搬型直流電源設備による給電
  - 1.14.2.3 (1) a. ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるSAロードセンタ及びSAコントロールセン

タ受電

1.14.2.2 (1) a. 所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電

1.14.2.2 (1) b. 可搬型直流電源設備による給電

1.14.2.5 (1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給

1.14.2.5 (2) タンクローリから各機器等への給油

1.14.2.6 (1) 非常用交流電源設備による給電

・操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

## 1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

### < 目次 >

#### 1.4.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
  - a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備
    - (a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備
      - i 低圧代替注水
      - ii 重大事故等対処設備と自主対策設備
    - (b) サポート系故障時の対応手段及び設備
      - i 復旧
      - ii 重大事故等対処設備
    - (c) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段及び設備
      - i 低圧代替注水
      - ii 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - b. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備
    - (a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備
      - i 低圧代替注水
      - ii 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱
      - iii 重大事故等対処設備と自主対策設備
    - (b) サポート系故障時の対応手段及び設備
      - i 復旧
      - ii 重大事故等対処設備
  - c. 手順等

#### 1.4.2 重大事故等時の手順

##### 1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順

- (1) フロントライン系故障時の対応手順
  - a. 低圧代替注水
    - (a) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水
    - (b) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水
    - (c) 消火系による原子炉圧力容器への注水
    - (d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）
  - b. 重大事故等時の対応手段の選択
- (2) サポート系故障時の対応手順
  - a. 復旧
    - (a) 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注

水

(b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

b. 重大事故等時の対応手段の選択

(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順

a. 低圧代替注水

(a) 低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却

(b) 復水輸送系による残存溶融炉心の冷却

(c) 消火系による残存溶融炉心の冷却

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却  
（淡水／海水）

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 低圧代替注水

b. 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱

(a) 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱

c. 重大事故等時の対応手段の選択

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水

(2) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱

(3) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料 1.4.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.4.2 自主対策設備仕様

添付資料 1.4.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.4.4 重大事故対策の成立性

1. 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

2. 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水

3. 消火系による原子炉圧力容器への注水

4. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）

5. 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水



6. 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水
7. 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱
8. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱
9. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水
10. 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

添付資料 1.4.5 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 弁番号及び弁名称一覧

添付資料 1.4.6 手順のリンク先について

#### 1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

##### 【要求事項】

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

##### 【解釈】

1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却

a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。

(2) 復旧

a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による冷却機能である。

また、発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

#### 1.4.1 対応手段と設備の選定

##### (1) 対応手段と設備の選定の考え方

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、発電用原子炉を冷却し炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための設計基準事故対処設備として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系を設置している。

発電用原子炉停止中において、発電用原子炉内の崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.4-1図）。

また、炉心の著しい損傷、溶融が発生し、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備<sup>※1</sup>を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十七条及び技術基準規則第六十二条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。

##### (2) 対応手段と設備の選定の結果

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（低圧注水モード）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ

- ・原子炉圧力容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・非常用交流電源設備

なお、残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管に含むこととする。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去ポンプ
- ・原子炉圧力容器
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・残留熱除去系 配管・弁・ジェットポンプ
- ・原子炉再循環系 配管
- ・原子炉補機冷却系
- ・非常用交流電源設備

低圧炉心スプレー系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・低圧炉心スプレーポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・原子炉圧力容器
- ・低圧炉心スプレー系 配管・弁・ストレーナ・スパージャ
- ・原子炉補機冷却系
- ・非常用交流電源設備

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）及び低圧炉心スプレー系の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障を想定する。

さらに、炉心溶融後、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.4-1表に整理する。

#### a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i 低圧代替注水

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧原子炉代替注水系（常設）、低圧原子炉代替注水系（可搬型）、復水輸送系及び消火系により発電用原子炉を冷却する手段がある。

(i) 低圧原子炉代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却

低圧原子炉代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・低圧原子炉代替注水ポンプ
- ・低圧原子炉代替注水槽
- ・低圧原子炉代替注水系 配管・弁
- ・残留熱除去系 配管・弁
- ・原子炉压力容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(ii) 復水輸送系による発電用原子炉の冷却

復水輸送系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・復水輸送ポンプ
- ・復水貯蔵タンク
- ・復水輸送系 配管・弁
- ・残留熱除去系 配管・弁
- ・原子炉压力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・非常用交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(iii) 消火系による発電用原子炉の冷却

消火系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・補助消火ポンプ
- ・消火ポンプ
- ・補助消火水槽
- ・ろ過水タンク
- ・消火系 配管・弁
- ・復水輸送系 配管・弁

- ・ 残留熱除去系 配管・弁
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備

(iv) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却  
 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却で使用  
 する設備は以下のとおり。

- ・ 大量送水車
- ・ 輪谷貯水槽（西）
- ・ ホース・接続口
- ・ 低圧原子炉代替注水系 配管・弁
- ・ 残留熱除去系 配管・弁
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備
- ・ 燃料補給設備

なお、輪谷貯水槽（西）を水源として利用する場合は、原子炉建物  
 南側法面又は原子炉建物西側法面にあらかじめ敷設したホースを使用  
 するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて輪谷貯水  
 槽（西）からの送水ラインを構成する。

また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却  
 は輪谷貯水槽（西）の淡水だけでなく、海水も利用できる。

## ii 重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧代替注水で使用する設備のうち、低圧原子炉代替注水ポンプ、  
 低圧原子炉代替注水槽、低圧原子炉代替注水系 配管・弁、残留熱除  
 去系配管・弁、原子炉压力容器、大量送水車、ホース・接続口、常設  
 代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、代替所内電気設備、燃  
 料補給設備は、いずれも重大事故等対処設備として位置付ける。輪谷  
 貯水槽（西）は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順  
 等」【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）として位置  
 付ける。非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）  
 として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

(添付資料1.4.1)

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・復水輸送ポンプ，復水貯蔵タンク，復水輸送系配管・弁

耐震性は確保されていないが、使用可能であれば発電用原子炉を冷却する手段として有効である。

- ・補助消火ポンプ，消火ポンプ，補助消火水槽，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、発電用原子炉を冷却する手段として有効である。

(添付資料1.4.2)

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i 復旧

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「(a) i 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて緊急用メタクラ（以下、「緊急用M/C」という。）を受電した後、緊急用M/Cから非常用所内電気設備である非常用高圧母線C系（以下、「M/C C系」という。）及びD系（以下、「M/C D系」という。）へ電源を供給し、原子炉補機冷却系又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。

常設代替交流電源設備及び原子炉補機代替冷却系へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系を十分な期間、運転継続することが可能である。

また、発電用原子炉停止後は発電用原子炉からの除熱を長期的に行うため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に移行する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）については、「b.(b) i. 復旧」にて整備する。

(i) 代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ
- ・原子炉圧力容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・原子炉補機代替冷却系
- ・常設代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

なお、残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管に含むこととする。

(ii) 代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧

代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・低圧炉心スプレイポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・低圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレーナ・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・原子炉補機代替冷却系
- ・代替所内電気設備
- ・常設代替交流電源設備

ii 重大事故等対処設備

復旧で使用する設備のうち、サプレッション・チェンバ、原子炉圧力容器、原子炉補機代替冷却系、代替所内電気設備及び常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また、残留熱除去ポンプ、低圧炉心スプレイポンプ、残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ、低圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレーナ・スパージャ及び原子炉補機冷却系は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

(添付資料1.4.1)

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉



補機冷却系が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。

(c) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手段及び設備

i 低圧代替注水

炉心の著しい損傷，溶融が発生した場合において，原子炉压力容器内に溶融炉心が残存する場合は，低圧原子炉代替注水系（常設），低圧原子炉代替注水系（可搬型），復水輸送系及び消火系により残存した溶融炉心を冷却する手段がある。

(i) 低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却

低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・低圧原子炉代替注水ポンプ
- ・低圧原子炉代替注水槽
- ・低圧原子炉代替注水系 配管・弁
- ・残留熱除去系 配管・弁
- ・原子炉压力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(ii) 復水輸送系による残存溶融炉心の冷却

復水輸送系による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・復水輸送ポンプ
- ・復水貯蔵タンク
- ・復水輸送系 配管・弁
- ・残留熱除去系 配管・弁
- ・原子炉压力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(iii) 消火系による残存溶融炉心の冷却

消火系による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・補助消火ポンプ
- ・消火ポンプ
- ・補助消火水槽
- ・ろ過水タンク
- ・消火系 配管・弁

- ・復水輸送系 配管・弁
- ・残留熱除去系 配管・弁
- ・原子炉压力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(iv) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却  
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却で使用  
する設備は以下のとおり。

- ・大量送水車
- ・輪谷貯水槽（西）
- ・ホース・接続口
- ・低圧原子炉代替注水系 配管・弁
- ・残留熱除去系 配管・弁
- ・原子炉压力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

なお、輪谷貯水槽（西）を水源として利用する場合は、原子炉建物南側法面又は原子炉建物西側法面にあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて輪谷貯水槽（西）からの送水ラインを構成する。

また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却は、輪谷貯水槽（西）の淡水だけでなく、海水も利用できる。

## ii 重大事故対等処設備と自主対策設備

低圧代替注水で使用する設備のうち、低圧原子炉代替注水ポンプ、低圧原子炉代替注水槽、低圧原子炉代替注水系 配管・弁、残留熱除去系配管・弁、原子炉压力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、代替所内電気設備、燃料補給設備、大量送水車、ホース・接続口は重大事故等対等処設備として位置付ける。輪谷貯水槽（西）は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

(添付資料1.4.1)

以上の重大事故等対処設備により、熔融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合においても、残存した熔融炉心を冷却することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・復水輸送ポンプ，復水貯蔵タンク，復水輸送系配管・弁

耐震性は確保されていないが、使用可能であれば残存した熔融炉心を冷却する手順として有効である。

- ・補助消火ポンプ，消火ポンプ，補助消火水槽，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、残存した熔融炉心を冷却する手段として有効である。

(添付資料1.4.2)

#### b. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備

##### (a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

###### i 低圧代替注水

発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、低圧原子炉代替注水系(常設)、低圧原子炉代替注水系(可搬型)、復水輸送系及び消火系により発電用原子炉を冷却する手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は、「a.(a)i 低圧代替注水」で選定した設備と同様である。

###### ii 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱

非常用電源が使用可能な場合において、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱ができない場合に、原子炉浄化系により発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。

##### (i) 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱

原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・原子炉浄化補助ポンプ
- ・原子炉压力容器
- ・原子炉浄化系非再生熱交換器
- ・原子炉再循環系配管・弁
- ・原子炉浄化系 配管・弁
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉補機冷却系

iii 重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧代替注水で使用する設備において、重大事故対処設備としての位置付けは、「a.(a) i 低圧代替注水」で選定した設備と同様である。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

(添付資料1.4.1)

以上の重大事故等対処設備により、発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

・原子炉浄化系，原子炉補機冷却系

原子炉運転停止直後の発電用原子炉からの除熱を行うための十分な熱交換量が確保できず、耐震性は確保されていないが、原子炉浄化系非再生熱交換器への原子炉補機冷却系の通水が可能であれば、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の崩壊熱除去機能が喪失した場合において、発電用原子炉からの除熱を行う手段として有効である。

(添付資料1.4.2)

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i 復旧

発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は「(a) i 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/Cから非常用所内電気設備であるM/C C系及びM/C D系へ電源を供給し、原子炉補機冷却系又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。

常設代替交流電源設備及び原子炉補機代替冷却系へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を十分な期間、運転継続することが可能である。

(i) 代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系 配管・弁・ジェットポンプ
- ・ 原子炉再循環系 配管
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 原子炉補機代替冷却系
- ・ 常設代替交流電源設備

ii 重大事故等対処設備

復旧で使用する設備のうち、原子炉圧力容器、原子炉補機代替冷却系及び常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付け、残留熱除去ポンプ、残留熱除去系熱交換器、残留熱除去系 配管・弁・ジェットポンプ、原子炉再循環系 配管及び原子炉補機冷却系は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

（添付資料1.4.1）

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系が故障した場合においても、発電用原子炉からの除熱を行うことができる。

c. 手順等

上記「a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備」及び「b. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時操作要領書（徴候ベース）（以下「EOP」という。）、AM設備別操作要領書、原子力災害対策手順書（以下「EHP」という。）及び事故時操作要領書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）に定める。（第1.4-1表）

また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する。（第1.4-2表、第1.4-3表）

（添付資料1.4.3）

1.4.2 重大事故等時の手順

#### 1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順

##### (1) フロントライン系故障時の対応手順

###### a. 低圧代替注水

給水・復水系，高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が故障により使用できない場合は，低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手段を同時並行で準備する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合は，低圧原子炉代替注水系（常設），低圧原子炉代替注水系（可搬型），復水輸送系及び消火系の手段のうち低圧で原子炉圧力容器への注水可能な系統1系統以上を起動し，注水のための系統構成が完了した時点で，その手段による原子炉圧力容器への注水を開始する。

また，原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は，低圧原子炉代替注水系（常設），低圧原子炉代替注水系（可搬型），復水輸送系及び消火系の手段のうち低圧で原子炉圧力容器への注水可能な系統1系統以上を起動し，注水のための系統構成が完了した時点で，逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧を実施し，原子炉圧力容器への注水を開始する。原子炉圧力容器への注水に使用する手段は，準備が完了した手段のうち，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）の順で選択する。

なお，原子炉圧力容器内の水位が不明になる等，発電用原子炉を満水にする必要がある場合は，上記注水手段及び代替注水手段のうち使用できる手段にて原子炉圧力容器へ注水する。

##### (a) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

###### i 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において，低圧原子炉代替注水系（常設）及び注入配管が使用可能な場合<sup>\*1</sup>。

※1：設備に異常がなく，電源及び水源（低圧原子炉代替注水槽）が確保されている場合。

###### ii 操作手順

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に，概要図を第1.4-6図に，タイムチャートを第1.4-7図に示す。

①当直長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に低圧

原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。また、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合は、A、B－原子炉再循環ポンプ入口弁、A、B－原子炉再循環ポンプ出口弁、A、B－C U W入口元弁、R P Vドレン側流量調節バイパス弁の全閉操作を指示する。

- ②中央制御室運転員Aは、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合は、A、B－原子炉再循環ポンプ入口弁、A、B－原子炉再循環ポンプ出口弁、A、B－C U W入口元弁、R P Vドレン側流量調節バイパス弁を全閉とする。
- ③中央制御室運転員Aは、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④当直長は、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、低圧原子炉代替注水系（常設）が使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、中央制御室にてA－R H R注水弁の全開操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、中央制御室にて低圧原子炉代替注水ポンプ（1台）の起動操作を実施し、低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑦当直長は、原子炉圧力容器内の圧力が低圧原子炉代替注水ポンプの吐出圧力以下であることを確認後、中央制御室運転員に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ⑧中央制御室運転員Aは、F L S R注水隔離弁の開操作を実施する。
- ⑨中央制御室運転員Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを代替注水流量（常設）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。  
※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレイする場合は、A－R H R注水弁を全閉後、A－R H Rドライウェル第1スプレイ弁、A－R H Rドライウェル第2スプレイ弁を全開、F L S R注水隔離弁を調整開としてスプレイを実施する。
- ⑩当直長は、緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水槽の補給を依頼する。

### iii 操作の成立性

上記の操作は中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力

容器への注水開始まで10分以内で可能である。

なお、原子炉圧力容器への注水が不要と判断し、原子炉格納容器へのスプレイを実施する場合、原子炉格納容器へのスプレイ開始まで10分以内で可能である。

(添付資料1.4.4-1)

(b) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水

i 手順着手の判断基準

給水・復水系、原子炉隔離時冷却系、非常用炉心冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、復水輸送系及び注入配管が使用可能な場合<sup>※1</sup>。

※1：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。

ii 操作手順

復水輸送系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-8図に、タイムチャートを第1.4-9図及び第1.4-10図に示す。

（各注入配管使用の場合について、手順⑤⑦⑧以外は同様。）

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に復水輸送系による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは復水輸送系による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③中央制御室運転員Aは、復水輸送系バイパス流防止対策としてCWT / B供給遮断弁の全閉操作を実施する。
- ④中央制御室運転員Aは、復水輸送ポンプの起動操作を実施し、復水輸送ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑤<sup>a</sup>残留熱除去系(A)注入配管使用の場合  
中央制御室運転員Aは、A-RHR注水弁の全開操作を行う。
- ⑤<sup>b</sup>残留熱除去系(B)注入配管使用の場合  
中央制御室運転員Aは、B-RHR注水弁の全開操作を行う。
- ⑤<sup>c</sup>残留熱除去系(C)注入配管使用の場合  
中央制御室運転員Aは、C-RHR注水弁の全開操作を行う。
- ⑥当直長は、原子炉圧力容器内の圧力が復水輸送ポンプの吐出圧力以下であることを確認後、運転員に復水輸送系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ⑦<sup>a</sup>残留熱除去系(A)注入配管使用の場合



中央制御室運転員Aは、A-RHR R P V代替注水弁を開操作し原子炉圧力容器への注水を開始する。

⑦<sup>b</sup>残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

現場運転員B及びCは、B-RHR注水配管洗浄元弁を開操作し原子炉圧力容器への注水を開始する。

⑦<sup>c</sup>残留熱除去系(C)注入配管使用の場合

現場運転員B及びCは、C-RHR注水配管洗浄元弁を開操作し原子炉圧力容器への注水を開始する。

⑧<sup>a</sup>残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

中央制御室運転員Aは、原子炉への注水が開始されたことをR P V / P C V注入流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。  
※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレーする場合は、A-RHR注水弁を全閉後、A-RHRドライウェル第1スプレー弁、A-RHRドライウェル第2スプレー弁を全開、A-RHR R P V代替注水弁を調整開としてスプレーを実施する。

⑧<sup>b</sup>残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員Aは、原子炉への注水が開始されたことを原子炉水位指示値の上昇により確認し当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。  
※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレーする場合は、B-RHR注水弁を全閉後、B-RHRドライウェル第1スプレー弁、B-RHRドライウェル第2スプレー弁を全開、B-RHR注水配管洗浄元弁を調整開としてスプレーを実施する。

⑧<sup>c</sup>残留熱除去系(C)注入配管使用の場合

中央制御室運転員Aは、原子炉への注水が開始されたことを原子炉水位指示値の上昇により確認し当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。

iii 操作の成立性

残留熱除去系（A）の注入配管を使用した復水輸送系による原子炉圧力容器への注水操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから復水輸送系による原子炉圧力容器への注水開始まで20分以内で可能である。

残留熱除去系（B）又は残留熱除去系（C）の注入配管を使用した復水輸送系による原子炉圧力容器への注水操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから復水輸送系による原子炉圧力容器への注水開始まで30分以内で可能である。

なお、原子炉圧力容器への注水が不要と判断し、原子炉格納容器へのスプレイを実施する場合、原子炉格納容器へのスプレイ開始まで30分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4-2）

(c) 消火系による原子炉圧力容器への注水

i 手順着手の判断基準

給水・復水系、原子炉隔離時冷却系、非常用炉心冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、消火系及び注入配管が使用可能な場合<sup>※1</sup>。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1：設備に異常がなく、電源及び水源（補助消火水槽又はろ過水タンク）が確保されている場合。

ii 操作手順

消火系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-11図に、タイムチャートを第1.4-12図及び第1.4-13図に示す（補助消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合及び消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合について、手順④、⑦以外は同様。また、各注水配管使用の場合について、手順⑥、⑧、⑨以外は同様。）。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火系による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、消火系による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③中央制御室運転員Aは、復水輸送系バイパス流防止対策としてCWT T/B供給遮断弁の全閉操作を実施する。

- ④<sup>a</sup> 補助消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合  
中央制御室運転員Aは、補助消火ポンプを起動する。
- ④<sup>b</sup> 消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合  
中央制御室運転員Aは、消火ポンプの起動操作を実施し、消火ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑤ 中央制御室運転員AはCWT系・消火系連絡止め弁（消火系）の全開操作、CWT系・消火系連絡止め弁の全開操作を実施する。
- ⑥<sup>a</sup> 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合  
中央制御室運転員Aは、A-RHR注水弁の全開操作を実施する。
- ⑥<sup>b</sup> 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合  
中央制御室運転員Aは、B-RHR注水弁の全開操作を実施する。
- ⑥<sup>c</sup> 残留熱除去系(C)注入配管使用の場合  
中央制御室運転員Aは、C-RHR注水弁の全開操作を実施する。
- ⑦<sup>a</sup> 補助消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合  
当直長は、原子炉圧力容器内の圧力が規定圧力以下となったことを確認後、運転員に消火系による原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。
- ⑦<sup>b</sup> 消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合  
当直長は、原子炉圧力容器内の圧力が規定圧力以下となったことを確認後、運転員に消火系による原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。
- ⑧<sup>a</sup> 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合  
中央制御室運転員AはA-RHR R P V代替注水弁の全開操作を実施する。
- ⑧<sup>b</sup> 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合  
現場運転員B及びCは、B-RHR注水配管洗浄元弁の全開操作を実施する。
- ⑧<sup>c</sup> 残留熱除去系(C)注入配管使用の場合  
現場運転員B及びCは、C-RHR注水配管洗浄元弁の全開操作を実施する。
- ⑨<sup>a</sup> 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合  
中央制御室運転員Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことをR P V / P C V注入流量の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。
- ※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレーする場合は、A-RHR注水弁を全閉後、A-RHRドライウェル第1スプレー弁、A

－RHRドライウェル第2スプレイ弁を全開，A－RHR R P V代替注水弁を調整開としてスプレイを実施する。

⑨<sup>b</sup>残留熱除去系（B）注入配管使用の場合

中央制御室運転員Aは，原子炉圧力容器への注水が開始されたことを原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間，原子炉格納容器内にスプレイする場合は，B－RHR注水弁を全閉後，B－RHRドライウェル第1スプレイ弁，B－RHRドライウェル第2スプレイ弁を全開，B－RHR注水配管洗浄元弁を調整開としてスプレイを実施する。

⑨<sup>c</sup>残留熱除去系（C）注入配管使用の場合

中央制御室運転員Aは，原子炉への注水が開始されたことを原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直長に報告するとともに原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

iii 操作の成立性

残留熱除去系（A）の注入配管を使用した消火系による原子炉圧力容器への注水操作は，中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで25分以内で可能である。

残留熱除去系（B）又は残留熱除去系（C）の注入配管を使用した消火系による原子炉圧力容器への注水操作は，中央制御室運転員1名，現場運転員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで30分以内で可能である。

なお，原子炉圧力容器への注水が不要と判断し，原子炉格納容器へのスプレイを実施する場合，原子炉格納容器へのスプレイ開始まで30分以内で可能である。

円滑に作業できるように移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4-3）

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）

i 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において，低圧原子炉代替

注水系（可搬型）及び注入配管が使用可能な場合<sup>※1</sup>。

※1：設備に異常がなく、燃料及び水源（輪谷貯水槽（西））が確保されている場合。

ii 操作手順

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-14図及び第1.4-17図に、タイムチャートを第1.4-15図、第1.4-16図及び第1.4-18図に示す（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉圧力容器への注水及び残留熱除去系B系配管を使用した原子炉圧力容器への注水手順は、手順⑤、⑩以外同様）。  
[交流動力電源が確保されている場合]

- ①当直長は手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水系配管・弁の接続口への低圧原子炉代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。
- ②当直長は、運転員に残留熱除去系A系配管又は残留熱除去系B系配管を使用した低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ③中央制御室運転員Aは、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④当直長は、運転員に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の系統構成を指示する。
- ⑤<sup>a</sup> 残留熱除去系A系配管を使用した原子炉圧力容器への注水の場合  
中央制御室運転員AはA-RHR注水弁の全開操作及びFLSR注水隔離弁の全開操作を実施する。
- ⑤<sup>b</sup> 残留熱除去系B系配管を使用した原子炉圧力容器への注水の場合  
中央制御室運転員AはB-RHR注水弁の全開操作を実施する。
- ⑥当直長は、緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器へ注水するための原子炉建物原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。
- ⑦緊急時対策本部は、当直長に低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車による送水開始を報告するとともに緊急時対策要員に低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車の起動を指示する。
- ⑧緊急時対策要員は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後、A-低圧原子炉代替注水元弁又はB-低圧原子炉代替注水元弁全開とし、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。

- ⑨当直長は、中央制御室運転員Aに低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。
- ⑩<sup>a</sup>残留熱除去系A系配管を使用した原子炉圧力容器への注水の場合  
中央制御室運転員Aは原子炉圧力容器への注水が開始されたことを代替注水流量（可搬型）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。  
※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレーする場合は、A-RHR注水弁、FLSR注水隔離弁及びA-低圧原子炉代替注水元弁を全閉後、A-RHRドライウェル第2スプレー弁を全開、A-格納容器代替スプレー元弁を調整開としてスプレーを実施する。
- ⑩<sup>b</sup>残留熱除去系B系配管を使用した原子炉圧力容器への注水の場合  
中央制御室運転員Aは原子炉圧力容器への注水が開始されたことを代替注水流量（可搬型）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。  
※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレーする場合は、B-RHR注水弁及びB-低圧原子炉代替注水元弁を全閉後、B-RHRドライウェル第2スプレー弁を全開、B-格納容器代替スプレー元弁を調整開としてスプレーを実施する。
- ⑪当直長は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

[全交流動力電源が喪失している場合]

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水系配管・弁の接続口への低圧原子炉代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。
- ②当直長は、運転員に残留熱除去系A系配管又は残留熱除去系B系配管を使用した低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。
- ③中央制御室運転員Aは、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④当直長は、運転員に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の系統構成を指示する。

- ⑤<sup>b</sup>残留熱除去系B系配管を使用した原子炉压力容器への注水の場合  
現場運転員B及びCは、B-RHR注水弁の全開操作を実施する。
- ⑥当直長は、緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水するための原子炉建物原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。
- ⑦緊急時対策本部は、当直長に低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車による送水開始を報告するとともに緊急時対策要員に低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車の起動を指示する。
- ⑧緊急時対策要員は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後、A-低圧原子炉代替注水元弁又はB-低圧原子炉代替注水元弁全開とし、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。
- ⑨当直長は、中央制御室運転員Aに低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水確認を指示する。
- ⑩<sup>a</sup>残留熱除去系A系配管を使用した原子炉压力容器への注水の場合  
中央制御室運転員Aは、原子炉压力容器への注水が開始されたことを代替注水流量（可搬型）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告する。また、緊急時対策要員は中央制御室運転員の指示に基づき原子炉压力容器内の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。  
※原子炉压力容器内の水位が維持され原子炉压力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレイする場合は、A-RHR注水弁、FLSR注水隔離弁及びA-低圧原子炉代替注水元弁を全閉後、A-RHRドライウェル第2スプレイ弁を全開、A-格納容器代替スプレイ元弁を調整開としてスプレイを実施する。
- ⑩<sup>b</sup>残留熱除去系B系配管を使用した原子炉压力容器への注水の場合  
中央制御室運転員Aは、原子炉压力容器への注水が開始されたことを代替注水流量（可搬型）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告する。また、緊急時対策要員は中央制御室運転員の指示に基づき原子炉压力容器内の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。  
※原子炉压力容器内の水位が維持され原子炉压力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレイする場合は、B-RHR注水弁及びB-低圧原子炉代替注水元弁を全閉後、B-RHRドライウェル第2スプレイ弁を全開、B-格納容器代替スプレイ元弁を調整開としてスプレイを実施する。
- ⑪当直長は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器

への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

### iii 操作の成立性

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水操作のうち、運転員が実施する原子炉棟内での各注入配管の系統構成を、交流電源が確保されている場合は中央制御室運転員 1 名、全交流動力電源が喪失している場合は中央制御室運転員 1 名及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合の想定時間は以下のとおり。

[交流動力電源が確保されている場合]

低圧原子炉代替注水系（A）（B）注入配管使用の場合：10分以内

[全交流動力電源が喪失している場合]

低圧原子炉代替注水系（A）注入配管使用の場合：50分以内

低圧原子炉代替注水系（B）注入配管使用の場合：40分以内

また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水操作のうち、緊急時対策要員が実施する屋外での大量送水車による送水操作に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

[輪谷貯水槽（西）を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）]

緊急時対策要員12名にて実施した場合：2時間以内

[輪谷貯水槽（西）を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）]

緊急時対策要員12名にて実施した場合：2時間10分以内

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水操作は、作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始まで2時間10分以内で可能である。

なお、原子炉圧力容器への注水が不要と判断し、原子炉格納容器へのスプレイを実施する場合の想定時間は以下のとおり。

[交流動力電源が確保されている場合：10分以内]

[全交流動力電源が喪失している場合：1時間以内]

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信設備等を整備する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いること



で暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.4.4-1, 1.4.4-4)

#### b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.4-32図に示す。

外部電源、代替交流電源設備等により交流動力電源が確保できた場合、低圧原子炉代替注水槽が使用可能であれば低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水する。低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合、復水輸送系、消火系又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。

交流動力電源が確保できない場合、現場での手動操作により系統構成を実施し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。

なお、消火系による原子炉圧力容器への注水は、発電所構内で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及び補助消火水槽又はろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水を実施する際の注入配管の選択は、注水流量が多いものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：低圧原子炉代替注水系(A)注入配管（注水流量が多い）

優先②：低圧原子炉代替注水系(B)注入配管

また、復水輸送系又は消火系による原子炉圧力容器への注水を実施する際の注入配管の選択は、中央制御室からの操作が可能であるものを優先して使用する。

優先①：残留熱除去系(A)注入配管（中央制御室からの操作が可能）

優先②：残留熱除去系(B)注入配管

優先③：残留熱除去系(C)注入配管

#### (2) サポート系故障時の対応手順

##### a. 復旧

##### (a) 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系の電源を復旧し、原子炉補機冷却系又

は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（低圧注水モード）にて原子炉圧力容器へ注水する。

なお、常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また、原子炉補機冷却系又は原子炉補機代替冷却系に関する手順については、「1.5最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

#### i 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C C系又はM/C D系の受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水モード）が使用可能な状態<sup>\*1</sup>に復旧された場合。

※1：設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（サブプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

#### ii 操作手順

A－残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり（B及びC－残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水手順も同様）。概要図を第1.4-19図に、タイムチャートを第1.4-20図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員にA－残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、A－残留熱除去系（低圧注水モード）の起動に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること、並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、A－残留熱除去系（低圧注水モード）が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、A－残留熱除去ポンプの起動操作を実施し、A－残留熱除去ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認後、当直長にA－残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。
- ⑤当直長は、原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去ポンプの吐出圧力以下であることを確認後、運転員にA－残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、A－RHR注水弁を全開として原子炉圧力容器への注水を開始する。

⑦中央制御室運転員Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことをA-残留熱除去ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレーする場合は、A-RHR注水弁を全閉後、A-RHRドライウェル第1スプレー弁、A-RHRドライウェル第2スプレー弁を全開してスプレーを実施する。

### iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水開始まで10分以内で可能である。

なお、原子炉圧力容器への注水が不要と判断し、原子炉格納容器へのスプレーを実施する場合、原子炉格納容器へのスプレー開始まで10分以内で可能である。

（添付資料1.4.4-5）

### (b) 低圧炉心スプレー系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレー系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により低圧炉心スプレー系の電源を復旧し、原子炉補機冷却系又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで、低圧炉心スプレー系にて原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお、常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また、原子炉補機冷却系又は原子炉補機代替冷却系に関する手順については、「1.5最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

#### i 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C C系又はM/C D系の受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水モード）が復旧できず、低圧炉心スプレー系が使用可能な状態に<sup>\*1</sup>復旧された場合。

※1：設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（サブプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

## ii 操作手順

低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-21図に、タイムチャートを第1.4-22図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、低圧炉心スプレイ系の起動に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、低圧炉心スプレイ系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、低圧炉心スプレイポンプの起動操作を実施し、低圧炉心スプレイポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認後、当直長に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。
- ⑤当直長は、原子炉圧力容器内の圧力が低圧炉心スプレイポンプの吐出圧力以下であることを確認後、運転員に、低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、低圧炉心スプレイ系注水弁を全開として原子炉圧力容器への注水を開始する。
- ⑦中央制御室運転員Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧炉心スプレイ系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。

## iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水開始まで10分以内で可能である。

(添付資料1.4.4-6)

## b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フ

ローチャートを第1.4-32図に示す。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により交流動力電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉圧力容器へ注水する。また、残留熱除去系（低圧注水モード）が復旧できず、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば、低圧炉心スプレイ系により原子炉圧力容器へ注水する。

原子炉補機冷却系の運転ができない場合、原子炉補機代替冷却系を設置し、残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉圧力容器へ注水するが、原子炉補機代替冷却系の設置に時間を要することから、低圧原子炉代替注水系（常設）等による原子炉圧力容器への注水を並行して実施する。

発電用原子炉停止後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱を実施する。

(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順

炉心の著しい損傷，溶融が発生した場合において，溶融炉心が原子炉圧力容器を破損し原子炉格納容器下部（以下「ペDESTAL内」という。）へ落下した場合，ペDESTAL代替注水系によりペDESTAL内へ注水することで落下した溶融炉心を冷却するが，原子炉圧力容器内に溶融炉心が残存した場合は，低圧代替注水により原子炉圧力容器へ注水することで残存した溶融炉心を冷却し，原子炉圧力容器から原子炉格納容器への放熱を抑制する。

a. 低圧代替注水

(a) 低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却

i 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化<sup>\*1</sup>により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水が可能な場合。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子炉圧力指示値の低下，ドライウェル圧力指示値の上昇，ペDESTAL雰囲気温度指示値の上昇，ペDESTAL水温度指示値の上昇又は喪失により確認する。

ii 操作手順

低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却については，「(1) a. (a) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。

なお，手順の対応フローを第1.4-5図に示す。また，概要図は第1.4-6図，タイムチャートは第1.4-7と同様である。

iii 操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始まで10分以内で可能である。

(b) 復水輸送系による残存溶融炉心の冷却

i 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化<sup>\*1</sup>により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において，低圧原子炉代替注水系（常設）

が使用できず、復水輸送系による原子炉圧力容器への注水が可能な場合。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力指示値の低下、ドライウェル圧力指示値の上昇、ペDESTAL 雰囲気温度指示値の上昇、ペDESTAL 水温度指示値の上昇又は喪失により確認する。

## ii 操作手順

復水輸送系による残存溶融炉心の冷却については、「(1) a. (b) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水」の操作手順のうち残留熱除去系(A) 注入配管を使用した手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-5図に示す。また、概要図は第1.4-8図、タイムチャートは第1.4-9図と同様である。

## iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから復水輸送系による原子炉圧力容器への注水開始まで20分以内で可能である。

## (c) 消火系による残存溶融炉心の冷却

### i 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化<sup>※1</sup>により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧原子炉代替注水系（常設）及び復水輸送系が使用できず、消火系による原子炉圧力容器への注水が可能な場合。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力指示値の低下、ドライウェル圧力指示値の上昇、ペDESTAL 雰囲気温度指示値の上昇、ペDESTAL 水温度指示値の上昇又は喪失により確認する。

### ii 操作手順

消火系による残存溶融炉心の冷却については、「(1) a. (c) 消火系による原子炉圧力容器への注水」の操作手順のうち、残留熱除去系(A) 注入配管を使用した手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-5図に示す。また、概要図は第1.4-11図、タイムチャートは第1.4-12図と同様である。

iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員 1 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから消火系による原子炉压力容器への注水開始まで 25 分以内で可能である。

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）

i 手順着手の判断基準

原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化<sup>※1</sup>により原子炉压力容器が破損を判断した場合において、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水が可能な場合。

※1：「原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力指示値の低下，ドライウェル圧力指示値の上昇，ペDESTAL 雰囲気温度指示値の上昇，ペDESTAL 水温度指示値の上昇又は喪失により確認する。

ii 操作手順

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による溶融残存炉心の冷却については、「(1) a. (d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）」の操作手順（交流電源が確保されている場合）の手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第 1.4-5 図に示す。また、概要図は第 1.4-14 図、タイムチャートは第 1.4-15 図及び第 1.4-16 図と同様である。

iii 操作の成立性

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却操作のうち、運転員が実施する原子炉棟内での各注入配管の系統構成を中央制御室運転員 1 名にて作業を実施した場合の想定時間は以下のとおり。

低圧原子炉代替注水系（A）（B）注入配管使用の場合：10 分以内

また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却操作のうち、緊急時対策要員が実施する屋外での低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却操作に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

[輪谷貯水槽（西）を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）]

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：2 時間以内



[輪谷貯水槽（西）を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）]

緊急時対策要員12名にて実施した場合：2時間10分以内

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却操作は、作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却開始まで2時間10分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

(添付資料1.4.4-4)

#### b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.4-32図に示す。

代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合、低圧原子炉代替注水槽が使用可能であれば低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水し、残存した溶融炉心を冷却する。低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合、復水輸送系、消火系又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水し、残存した溶融炉心を冷却する。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手段については、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水手段と同時並行で準備する。

また、低圧原子炉代替注水系（常設）、低圧原子炉代替注水系（可搬型）、復水輸送系、消火系の手段のうち原子炉圧力容器への注水可能な系統1系統以上を起動し、注水のための系統構成が完了した時点で、その手段による原子炉圧力容器への注水を開始する。

なお、消火系による原子炉圧力容器への注水は、発電所構内で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及び補助消火水槽又はろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水を実施する際の注入配管の選択は、注水流量が多いものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：低圧原子炉代替注水系(A)注入配管（注水流量が多い）

優先②：低圧原子炉代替注水系(B)注入配管

## 1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順

### (1) フロントライン系故障時の対応手順

#### a. 低圧代替注水

発電用原子炉停止中に原子炉圧力容器へ注水する機能が喪失した場合の対応手順については、1.4.2.1(1)a.(a)低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水」、「1.4.2.1(1)a.(b)復水輸送系による原子炉圧力容器への注水」、「1.4.2.1(1)a.(c)消火系による原子炉圧力容器への注水」、「1.4.2.1(1)a.(d)低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）」の対応手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-4図に示す。

#### b. 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱

##### (a) 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能が喪失した場合、非常用電源が使用可能であれば原子炉浄化補助ポンプを起動して原子炉除熱を実施する。

##### i 手順着手の判断基準

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱ができない場合において、原子炉浄化系が使用可能な場合<sup>\*1</sup>。

※1：設備に異常がなく、電源及び冷却水が確保されており、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持され、かつ原子炉圧力指示値が規定値以下の状態。

##### ii 操作手順

原子炉浄化系による原子炉除熱手順の概要は以下のとおり。  
概要図を第1.4-23図に、タイムチャートを第1.4-24図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに補機冷却水が確保されていること、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持されていること、原子炉圧力指示値が規定値以下であることを状態表示にて確認する。
- ③中央制御室運転員Aは、原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱の系統構成として、再生熱交管側入口弁の全閉、補助熱交入口弁、フィルタバイパス弁、循環ポンプバイパス弁の全開、非再生熱交換器出口温度調節弁、系統流量調節弁の調整開操作を実施す

- る。また、格納容器隔離を復旧後、CUW入口内側隔離弁、CUW入口外側隔離弁、補助ポンプ入口弁の全開操作を実施する。
- ④現場運転員B及びCは、CUW脱塩装置バイパス弁の全開操作を実施する。
  - ⑤中央制御室運転員Aは、原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱の準備が完了したことを当直長に報告する。
  - ⑥当直長は、中央制御室運転員に原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱開始を指示する。
  - ⑦中央制御室運転員Aは、原子炉浄化補助ポンプの起動操作を実施し、出口圧力が上昇したことを出口圧力計にて確認後、補助ポンプ出口弁の全開操作を実施する。
  - ⑧中央制御室運転員Aは、フィルタ入口圧力調節弁及びフィルタ入口圧力調節弁バイパス弁を調整開操作し、発電用原子炉からの除熱を開始する。
  - ⑨中央制御室運転員Aは、発電用原子炉からの除熱が開始されたことを系統流量指示値の上昇及びRPV底部ドレン温度指示値の上昇が緩和したことを確認し、当直長に報告する。

### iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱開始まで70分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信設備等を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.4.4-7)

### c. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等発生時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.4-32図に示す。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能が喪失した場合、常用電源が使用可能であれば原子炉浄化系により原子炉除熱する。

## (2) サポート系故障時の対応手順

### a. 復旧

- (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、残留熱除去

系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、常設代替交流電源設備により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の電源を復旧し、原子炉補機冷却系又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて発電用原子炉からの除熱を実施する。

なお、常設代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また、原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順は、「1.5最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

#### i 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C C系又はM/C D系の受電が完了し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が使用可能な状態<sup>※1</sup>に復旧された場合。

※1：設備に異常がなく、電源及び補機冷却水が確保されており、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持され、かつ原子炉圧力指示値が規定値以下の状態。

#### ii 操作手順

A－残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱手順の概要は以下のとおり。（B－残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱手順も同様）概要図を第1.4-25図に、タイムチャートを第1.4-26図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断に基づき、運転員にA－残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、A－残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに補機冷却水が確保されていること、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持されていること、原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下であることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、A－残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が使用可能か確認する。

- ④中央制御室運転員Aは、A-残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱の系統構成として、A-RHR封水ポンプ停止操作、A-ポンプトーラス水入口弁、A-ミニマムフロー弁、A-熱交入口弁の全閉、A-熱交バイパス弁の全開操作を実施する。また、格納容器隔離を復旧後、炉水入口内側隔離弁、炉水入口外側隔離弁、A-ポンプ炉水入口弁の全開操作を実施する。
- ⑤現場運転員B及びCは、A-RHR封水ポンプ及びA-ミニマムフロー弁の電源「切」操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、A-残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の準備完了を当直長に報告する。
- ⑦当直長は、中央制御室運転員にA-残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱開始を指示する。
- ⑧中央制御室運転員Aは、A-残留熱除去ポンプの起動操作を実施し、A-残留熱除去ポンプの出口圧力が上昇したことをA-残留熱除去ポンプ出口圧力にて確認後、A-ポンプ炉水戻り弁を調整開する。
- ⑨中央制御室運転員Aは、A-熱交入口弁を開操作、A-熱交バイパス弁を閉操作し、発電用原子炉からの除熱を開始する。
- ⑩中央制御室運転員Aは、発電用原子炉からの除熱が開始されたことをA-残留熱除去ポンプ出口流量指示値の上昇及びA-残留熱除去系熱交換器入口温度指示値の低下により確認し、当直長に報告する。

### iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱開始まで35分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信設備等を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.4.4-8)

### b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.4-32図に示す。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により交流動力電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により発電用原子炉からの除熱を実施する。原子炉補機冷却系の運転ができない場合、原子炉補機代替冷却系を設置し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により発電用原子炉からの除熱を実施するが、原子炉補機代替冷却系の設置に時間を要することか

ら、低圧原子炉代替注水系（常設）等による原子炉圧力容器への注水を並行して実施する。

#### 1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

##### (1) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水

残留熱除去系（低圧注水モード）が健全な場合は、自動起動（原子炉水位低（レベル1）又はドライウエル圧力高）による作動，又は中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し，サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

##### a. 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

##### b. 操作手順

A－残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり（B－残留熱除去系（低圧注水モード）又はC－残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水手順も同様）。概要図を第1.4-27図に，タイムチャートを第1.4-28図に示す。

- ①当直長は，手順着手の判断基準に基づき中央制御室運転員に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは，中央制御室からの手動起動操作，又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル1）又はドライウエル圧力高）によりA－残留熱除去ポンプが起動し，残留熱除去ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上となったことを確認後，当直長に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。
- ③当直長は，原子炉圧力容器内の圧力が規定圧力以下となったことを確認後，中央制御室運転員に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ④中央制御室運転員Aは，中央制御室からの手動操作，又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル1）及び注水弁差圧低，又はドライウエル圧力高及び注水弁差圧低）によりA－RHR注水弁が全開となったことを確認する。
- ⑤中央制御室運転員Aは，原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を

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。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレイする場合は、A-RHR注水弁、A-熱交バイパス弁を全閉後、A-RHRドライウェル第1スプレイ弁、A-RHRドライウェル第2スプレイ弁を全開してスプレイを実施する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水開始まで2分以内で可能である。

なお、原子炉圧力容器への注水が不要と判断し、原子炉格納容器へのスプレイを実施する場合、原子炉格納容器へのスプレイ開始まで10分以内で可能である。

（添付資料1.4.4-9）

- (2) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱  
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が健全な場合は、中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を起動し、発電用原子炉からの除熱を実施する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持され、かつ原子炉圧力指示値が規定値以下の場合。

b. 操作手順

A-残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱手順の概要は以下のとおり（B-残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手順も同様）。概要図を第1.4-29図に示す。タイムチャートは第1.4-26図と同様である。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持されていること、原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下であることを状態表示にて確認する。

- ③中央制御室運転員Aは、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱の系統構成として、A-RHR封水ポンプ停止操作、A-ポンプトーラス水入口弁、A-ミニマムフロー弁、A-熱交入口弁の全閉、A-熱交バイパス弁、炉水入口内側隔離弁、炉水入口外側隔離弁、A-ポンプ炉水入口弁の全開操作を実施する。
- ④現場運転員B及びCは、A-RHR封水ポンプ及びA-ミニマムフロー弁の電源「切」操作を実施する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の準備完了を当直長に報告する。
- ⑥当直長は、中央制御室運転員に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱開始を指示する。
- ⑦中央制御室運転員Aは、残留熱除去ポンプの起動操作を実施し、残留熱除去ポンプ吐出圧力指示値が上昇したことを確認後、A-ポンプ炉水戻り弁を調整開する。
- ⑧中央制御室運転員Aは、A-熱交入口弁を開操作、A-熱交バイパス弁を閉操作し、発電用原子炉からの除熱を開始する。
- ⑨中央制御室運転員Aは、発電用原子炉からの除熱が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び残留熱除去系熱交換器入口温度指示値の低下により確認し、当直長に報告する。

#### c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱開始まで35分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信設備等を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.4.4-8)

### (3) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

低圧炉心スプレイ系が健全な場合は、自動起動（原子炉水位低（レベル1）又はドライウェル圧力高）による作動、又は中央制御室からの手動操作により低圧炉心スプレイ系を起動し、サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

#### a. 手順着手の判断基準

給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。



## b. 操作手順

低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-30図に、タイムチャートを第1.4-31図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき中央制御室運転員に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル1）又はドライウエル圧力高）により低圧炉心スプレイポンプが起動し、低圧炉心スプレイポンプ吐出圧力指示値が規定値以上となったことを確認後、当直長に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水の準備完了を報告する。
- ③当直長は、原子炉圧力容器内の圧力が規定圧力以下となったことを確認後、中央制御室運転員に、低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ④中央制御室運転員Aは、中央制御室からの手動操作、又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル1）及び注水弁差圧低、又はドライウエル圧力高及び注水弁差圧低）により低圧炉心スプレイ系注水弁が全開となったことを確認する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧炉心スプレイポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の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。

## c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水開始まで2分以内で可能である。

(添付資料1.4.4-10)

### 1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽（西）への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順については、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

非常用交流電源設備、常設代替交流電源設備として使用するガスタービ

ン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による低圧原子炉代替注水ポンプ，復水輸送ポンプ，消火ポンプ，残留熱除去ポンプ，低圧炉心スプレイポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車及び大量送水車への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断，確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

第 1.4-1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順  
 対応手段, 対処設備, 手順書一覧(1/9)  
 (重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	—	残留熱除去系 (低圧注水モード) による 発電用原子炉の冷却	残留熱除去ポンプ 残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ※5 原子炉補機冷却系※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等
			サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器	重大事故等 対処設備	
		低圧炉心スプレイ系による 発電用原子炉の冷却	低圧炉心スプレイポンプ 低圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレーナ・ スパージャ 原子炉補機冷却系※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等
			サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器	重大事故等 対処設備	
		残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による 発電用原子炉からの除熱	残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系 配管・弁・ジェットポンプ 原子炉再循環系 配管 原子炉補機冷却系※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「減圧冷却」等
			原子炉圧力容器	重大事故等 対処設備	

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

※5：残留熱除去系 (低圧注水モード) は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管に含むこととする。

対応手段，対応設備，手順書一覧(2/9)  
(原子炉運転中のフロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	残留熱除去系(低圧注水モード) 低圧炉心スプレイ系	低圧原子炉代替注水系(常設)による 発電用原子炉の冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	重大事故等対応設備  重大事故等対応設備 (設計基準拡張)	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「FLSR(常設)による原子炉注水」
		発電用原子炉の冷却	非常用交流電源設備※2		
		復水輸送系による 発電用原子炉の冷却	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	自主対策設備	
	消火系による 発電用原子炉の冷却	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系 配管・弁 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	自主対策設備	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「消火系による原子炉注水」	

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源(措置)

※5：残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧(3 / 9)  
(原子炉運転中のフロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系(低圧注水モード) 低圧炉心スプレイ系	低圧原子炉代替注水系(可搬型)による 発電用原子炉への冷却	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	重大事故等 対処設備	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等  原子力災害対策手順書 「FLSR(可搬型)による原子炉注水」
			非常用交流電源設備※2	重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	
			輪谷貯水槽(西)※1, ※4	自主対策 設備	

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

※5：残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧(4 / 9)  
(原子炉運転中のサポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	残留熱除去系(低圧注水モード)の復旧 常設代替交流電源設備による	サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備 常設代替交流電源設備※2	重大事故等 対処設備	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等  AM設備別操作要領書 「RHRによる原子炉注水」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系※3	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
		低圧炉心スプレイ系の復旧 常設代替交流電源設備による	サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備 常設代替交流電源設備※2	重大事故等 対処設備	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等  AM設備別操作要領書 「LPCSによる原子炉注水」
			低圧炉心スプレイポンプ 低圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉補機冷却系※3	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

※5：残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧(5 / 9)  
 (溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	—	低圧原子炉代替注水系(常設)による 残存溶融炉心の冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備  事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-4」等	
			非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	AM設備別操作要領書 「FLSR(常設)による原子炉注水」
		復水輸送系による 残存溶融炉心の冷却	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 代替所内電気設備	自主対策設備	事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-4」等  AM設備別操作要領書 「CWTによる原子炉注水」
		消火系による 残存溶融炉心の冷却	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系 配管・弁 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 代替所内電気設備	自主対策設備	事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-4」等  AM設備別操作要領書 「消火系による原子炉注水」

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

※5：残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管に含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧(6 / 9)  
 (溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合	—	低圧原子炉代替注水(可搬型)による 残存溶融炉心の冷却	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-4」等  原子力災害対策手順書 「FLSR(可搬型)による原子炉注水」
			非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			輪谷貯水槽(西)※1, ※4	自主対策設備	

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

※5：残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする



対応手段，対応設備，手順書一覧(7/9)  
(原子炉停止中のフロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	低圧原子炉代替注水系(常設)による 発電用原子炉への冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	重大事故等対応設備  AM設備別操作要領書 「FLSR(常設)による原子炉注水」
		復水輸送系による 発電用原子炉の冷却	非常用交流電源設備※2	重大事故等対応設備 (設計基準拡張)
		復水輸送系による 発電用原子炉の冷却	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備 非常用交流電源設備※2	自主対策設備  事故時操作要領書(徴候ベース) 「崩壊熱除去機能喪失時対応」  AM設備別操作要領書 「CWTによる原子炉注水」
		消火系による 発電用原子炉の冷却	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系 配管・弁 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備 非常用交流電源設備※2	自主対策設備  事故時操作要領書(徴候ベース) 「崩壊熱除去機能喪失時対応」  AM設備別操作要領書 「消火系による原子炉注水」

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

※5：残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧(8/9)  
(原子炉停止中のフロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	低圧原子炉代替注水系(可搬型)による発電用原子炉への冷却	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備
			非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備(設計基準拡張)
		輪谷貯水槽(西)※1, ※4	自主対策設備	
		発電用原子炉からの除熱	原子炉浄化補助ポンプ 原子炉压力容器 原子炉浄化系非再生熱交換器 原子炉再循環系配管 弁 原子炉浄化系 配管・弁 給水系配管・弁・スパー ज्या 原子炉補機冷却系※3 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備 非常用交流電源設備※2	自主対策設備

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

※5：残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧（9 / 9）  
（原子炉停止中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	常設代替交流電源設備による残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）の復旧	原子炉圧力容器 原子炉補機代替冷却系※3 常設代替交流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（微候ベース） 「崩壊熱除去機能喪失時対応」  AM設備別操作要領書 「RHRによる原子炉除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系 配管・弁・ジェットポンプ 原子炉再循環系配管 原子炉補機冷却系※3	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

第 1.4 - 2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1 / 12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水 (a) 低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉圧力容器への注水			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等  AM設備別操作要領書 「FLSR (常設) による原子炉注水」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		電源	緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内への注水量	代替注水流量 (常設)
補機監視機能		低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力	
水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位		
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水 (b) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等  AM設備別要領書 「CWTによる原子炉注水」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内への注水量	RPV/PCV注入流量
補機監視機能		復水輸送ポンプ出口ヘッド圧力	
水源の確保	復水貯蔵タンク水位		

## 監視計器一覧(2 / 12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水系 (c) 消火系による原子炉压力容器への注水			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等  AM設備別操作要領書 「消火系による原子炉注水」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	A-補助消火水槽水位 B-補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内への注水量	RPV/PCV注入流量
		補機監視機能	A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力
		水源の確保	A-補助消火水槽水位 B-補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位
	1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水系 (d) 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉压力容器への注水 (淡水/海水)		
	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等  原子炉災害対策手順書 「FLSR (可搬型) による原子炉注水」	判断基準	原子炉压力容器内の水位
電源			緊急用メタクラ電圧 SA-ロードセンタ母線電圧
水源の確保			輪谷貯水槽 (西1) 輪谷貯水槽 (西2)
操作		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内への注水量	代替注水流量 (可搬型)
		補機監視機能	大量送水車ポンプ出口圧力
		水源の確保	輪谷貯水槽 (西1) 輪谷貯水槽 (西2)

## 監視計器一覧(3/12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧 (a) 残留熱除去系(低圧注水モード)電源復旧後の原子炉压力容器への注水			
事故時運転操作要領書(徴候ベ-ス)「水位確保」等  AM設備別操作要領書 「RHRによる原子炉注水」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA)
		補機監視機能	I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
		水源の確保	サブプレッション・プール水位(SA)
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力(SA)
		原子炉压力容器への注水量	A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量
		補機監視機能	A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力
		水源の確保	サブプレッション・プール水位(SA)
	1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧 (b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉压力容器への注水		
事故時運転操作要領書(徴候ベ-ス)「水位確保」等  AM設備別操作要領書 「LPCSによる原子炉注水」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA)
		補機監視機能	I-原子炉補機冷却ポンプ圧力
		電源	C-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
		水源の確保	サブプレッション・プール水位(SA)
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力(SA)
		原子炉压力容器への注水量	低圧炉心スプレイポンプ出口流量
		補機監視機能	低圧炉心スプレイポンプ出口圧力
		水源の確保	サブプレッション・プール水位(SA)

## 監視計器一覧(4 / 12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水 (a) 低圧原子炉代替注水系 (常設) による残存溶融炉心の冷却			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-4」等  AM設備別操作要領書 「FLSR (常設) による原子炉注水」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ペダスタル温度 (SA)
		電源	緊急用メタクラ電圧 SA-ロードセンタ母線電圧
	水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位	
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内への注水量	代替注水流量 (常設)
		補機監視機能	低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力
水源の確保		低圧原子炉代替注水槽水位	

## 監視計器一覧(5 / 12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順			
(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順			
a. 低圧代替注水			
(b) 復水輸送系による残存溶融炉心の冷却			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-4」等  AM設備別操作要領書 「CWTによる原子炉注水」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ペDESTAL温度 (SA)
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内への注水量	RPV/PCV注入流量
		補機監視機能	復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力
水源の確保		復水貯蔵タンク水位	



## 監視計器一覧(6 / 12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水 (c) 消火系による残存溶融炉心の冷却			
事故時操作要領書(シビアアクシデント) 「注水-4」等  AM設備別操作要領書 「消火系による注水」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力(SA) サブプレッション・チェンバ圧力(SA)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度(SA) サブプレッション・プール水温度(SA) ベDESTAL温度(SA)
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	A-補助消火水槽水位 B-補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内への注水量	RPV/PCV注入流量
		補機監視機能	A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力
水源の確保		A-補助消火水槽水位 B-補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位	

## 監視計器一覧(7/12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水 (d) 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による残存溶融炉心の冷却 (淡水/海水)			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-4」等  原子力災害対策手順書 「FLSR (可搬型) による原子炉注水」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ペDESTAL温度 (SA)
		電源	緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
	水源の確保	輪谷貯水槽 (西1) 輪谷貯水槽 (西2)	
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器への注水量	代替注水流量 (可搬型)
		補機監視機能	大量送水車ポンプ出口圧力
水源の確保		輪谷貯水槽 (西1) 輪谷貯水槽 (西2)	

## 監視計器一覧(8 / 12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 b. 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 (a) 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「崩壊熱除去機能喪失時対応」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (S A)
		電源	D-ロードセンタ母線電圧
		補機監視機能	I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (S A)
		最終ヒートシンクの確保	原子炉浄化系系統流量 原子炉浄化系系統入口温度 原子炉浄化系非再生熱交出口温度

## 監視計器一覧(9 / 12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧 (a) 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 電源復旧後の発電用原子炉からの除熱			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「崩壊熱除去機能喪失時対応」  AM設備別操作要領書 「RHRによる原子炉除熱」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張り用)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (S A) A - 残留熱除去系熱交換器入口温度 B - 残留熱除去系熱交換器入口温度
		補機監視機能	I - 原子炉補機冷却ポンプ圧力 II - 原子炉補機冷却ポンプ圧力 A - 残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B - 残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	C - メタクラ母線電圧 D - メタクラ母線電圧 C - ロードセンタ母線電圧 D - ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 S A ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張り用)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (S A)
		補機監視機能	A - 残留熱除去ポンプ出口圧力 B - 残留熱除去ポンプ出口圧力
		最終ヒートシンクの確保	A - 残留熱除去系熱交換器入口温度 B - 残留熱除去系熱交換器入口温度 A - 残留熱除去系熱交換器出口温度 B - 残留熱除去系熱交換器出口温度 A - 残留熱除去ポンプ出口流量 B - 残留熱除去ポンプ出口流量 I - 原子炉補機冷却ポンプ圧力 II - 原子炉補機冷却ポンプ圧力 A - 残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B - 残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I - R C W熱交出口温度 II - R C W熱交出口温度

## 監視計器一覧(10/12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉压力容器への注水			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A)
		補機監視機能	A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 C-残留熱除去ポンプ出口流量
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	サブプレッション・プール水位 (S A)
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉压力容器内への注水量	A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 C-残留熱除去ポンプ出口流量
		補機監視機能	A-残留熱除去系ポンプ出口圧力 B-残留熱除去系ポンプ出口圧力 C-残留熱除去系ポンプ出口圧力
		水源の確保	サブプレッション・プール水位 (S A)

監視計器一覧(11/12)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (2) 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による発電用原子炉からの除熱			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張り用)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (S A) A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度
		補機監視機能	I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張り用)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (S A)
		補機監視機能	A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力
		最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度 A-残留熱除去系熱交換器出口温度 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-R CW熱交出口温度 II-R CW熱交出口温度

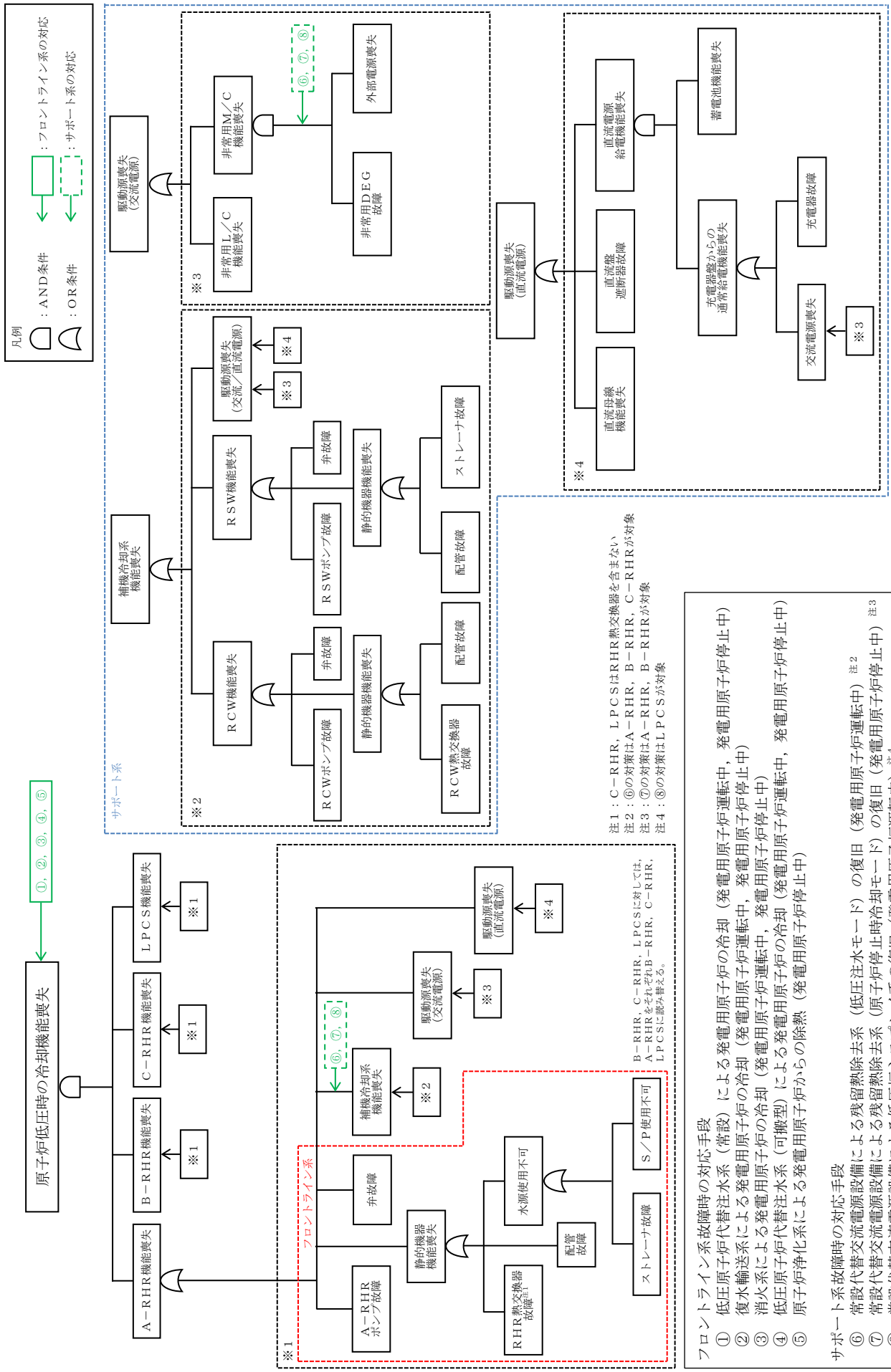
監視計器一覧(12/12)

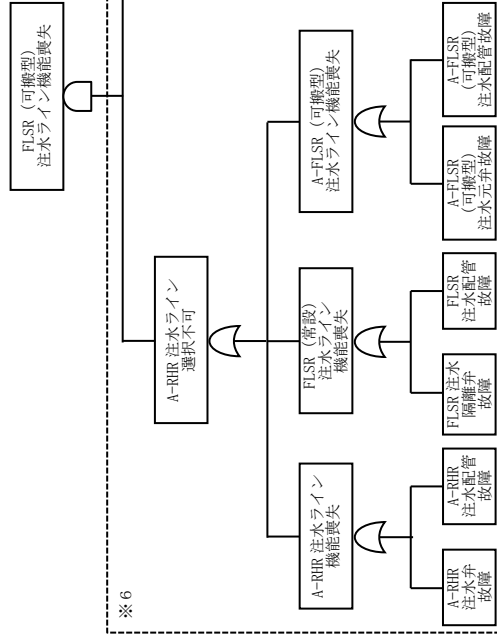
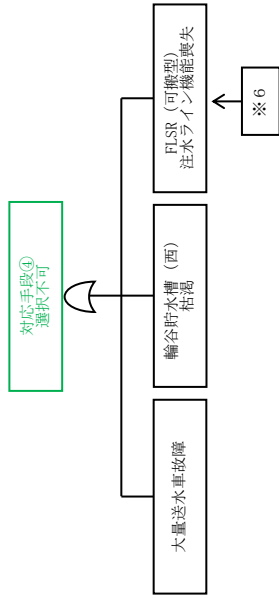
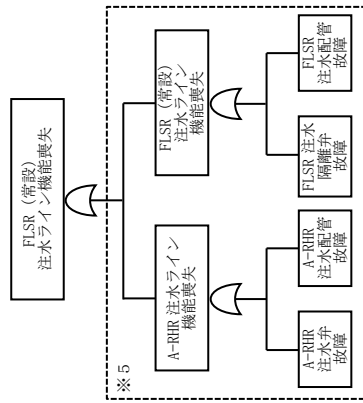
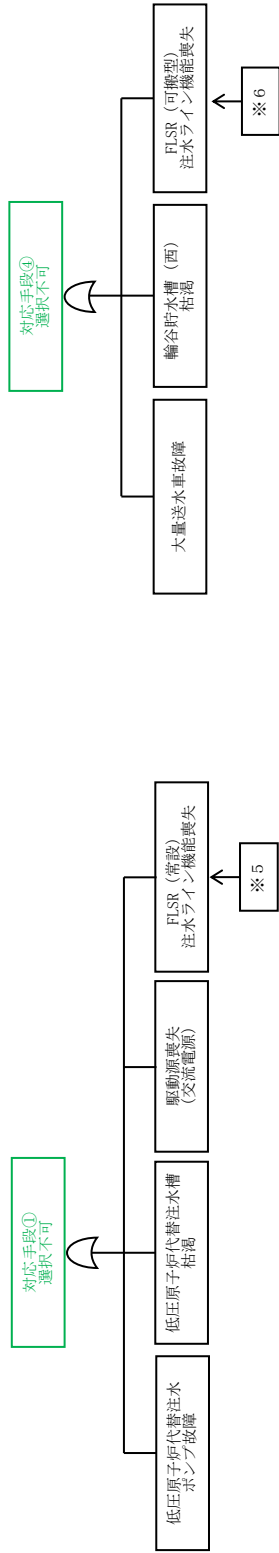
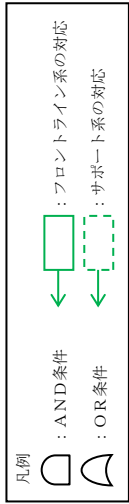
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (3) 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A)
		補機監視機能	I - 原子炉補機冷却ポンプ圧力
		電源	C - メタクラ母線電圧 C - ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	サプレッション・プール水位 (S A)
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉压力容器内への注水量	低圧炉心スプレイポンプ出口流量
		補機監視機能	低圧炉心スプレイポンプ出口圧力
		水源の確保	サプレッション・プール水位 (S A)

第 1.4 - 3 表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
<p>【1.4】 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p>	<p>低圧原子炉代替注水ポンプ</p>	<p>常設代替交流電源設備 SA-L/C</p>
	<p>低圧原子炉代替注水系弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 SA-C/C</p>
	<p>残留熱除去ポンプ</p>	<p>常設代替交流電源設備 M/C C系 M/C D系</p>
	<p>残留熱除去系弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C</p>
	<p>低圧炉心スプレイポンプ</p>	<p>常設代替交流電源設備 M/C C系</p>
	<p>低圧炉心スプレイ系弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 C/C C系</p>
	<p>中央制御室監視計器類</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計装C/C C系 計装C/C D系</p>







第 1.4-1-1 図 機能喪失原因対策分析 (2 / 3)



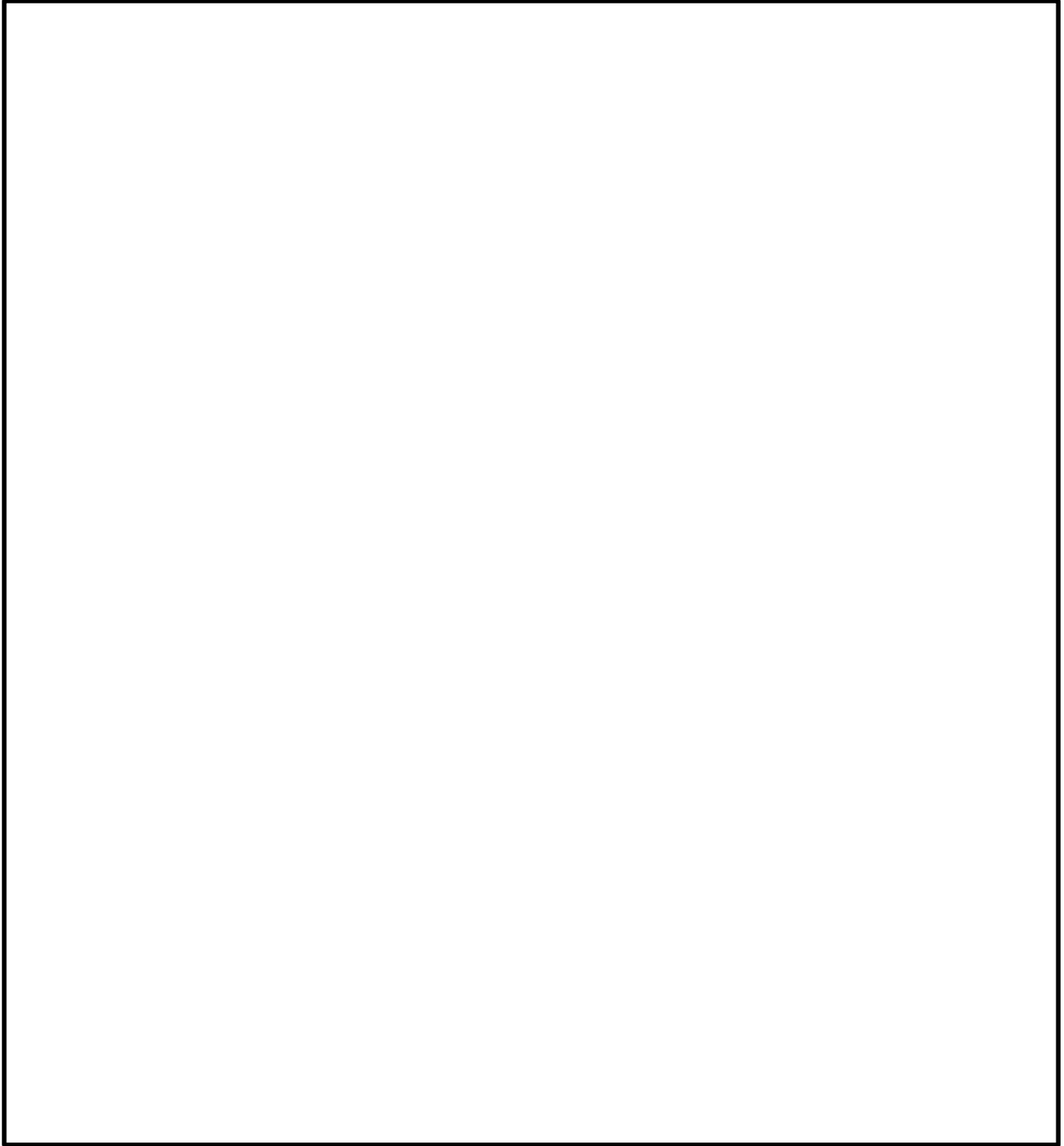
凡例: フロントライン系   サポート系   故障を想定   対応手段あり

フロントライン系, サポート系の整理, 故障の想定・対応手段

故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8	
原子炉低圧時の冷却機能喪失	A-RHR 機能喪失 ※1	RHRポンプ 故障							
		弁故障							
		静的機器 機能喪失	RHR熱交換器故障						
			配管故障						
		補機冷却系 機能喪失 ※2	水源使用不可	S/P使用不可 ストレーナ故障					
			RCW機能喪失	RCWポンプ故障 弁故障					
				静的機器 機能喪失	RCW熱交換器 故障 配管故障				
			RSW機能喪失	RSWポンプ故障 弁故障					
				静的機器 機能喪失	配管故障 ストレーナ故障				
			駆動源喪失 (交流/直流電源) ※3	駆動源喪失 (交流/直流電源)	※3同様 ※4同様				
		駆動源喪失 (直流電源) ※4		非常用L/C 機能喪失					
			非常用M/C 機能喪失	非常用DEG 故障 外部電源喪失					
	直流母線 機能喪失	直流母線 機能喪失							
		直流盤遮断器故障							
	蓄電池機能喪失	蓄電池機能喪失							
		充電器故障							
	充電器盤からの 通常給電機能喪失	充電器盤からの 通常給電機能喪失							
		交流電源喪失	※3同様						
	B-RHR 機能喪失	※1同様							
	C-RHR 機能喪失	RHRポンプ 故障							
		弁故障							
		静的機器 機能喪失	配管故障						
			水源使用不可	S/P使用不可 ストレーナ故障					
		補機冷却系 機能喪失	※2同様						
		駆動源喪失 (交流電源)	※3同様						
	駆動源喪失 (直流電源)	※4同様							
	LPCS 機能喪失	LPCSポンプ 故障							
		弁故障							
静的機器 機能喪失		配管故障							
		水源使用不可	S/P使用不可 ストレーナ故障						
補機冷却系 機能喪失		※2同様							
駆動源喪失 (交流電源)		※3同様							
駆動源喪失 (直流電源)	※4同様								

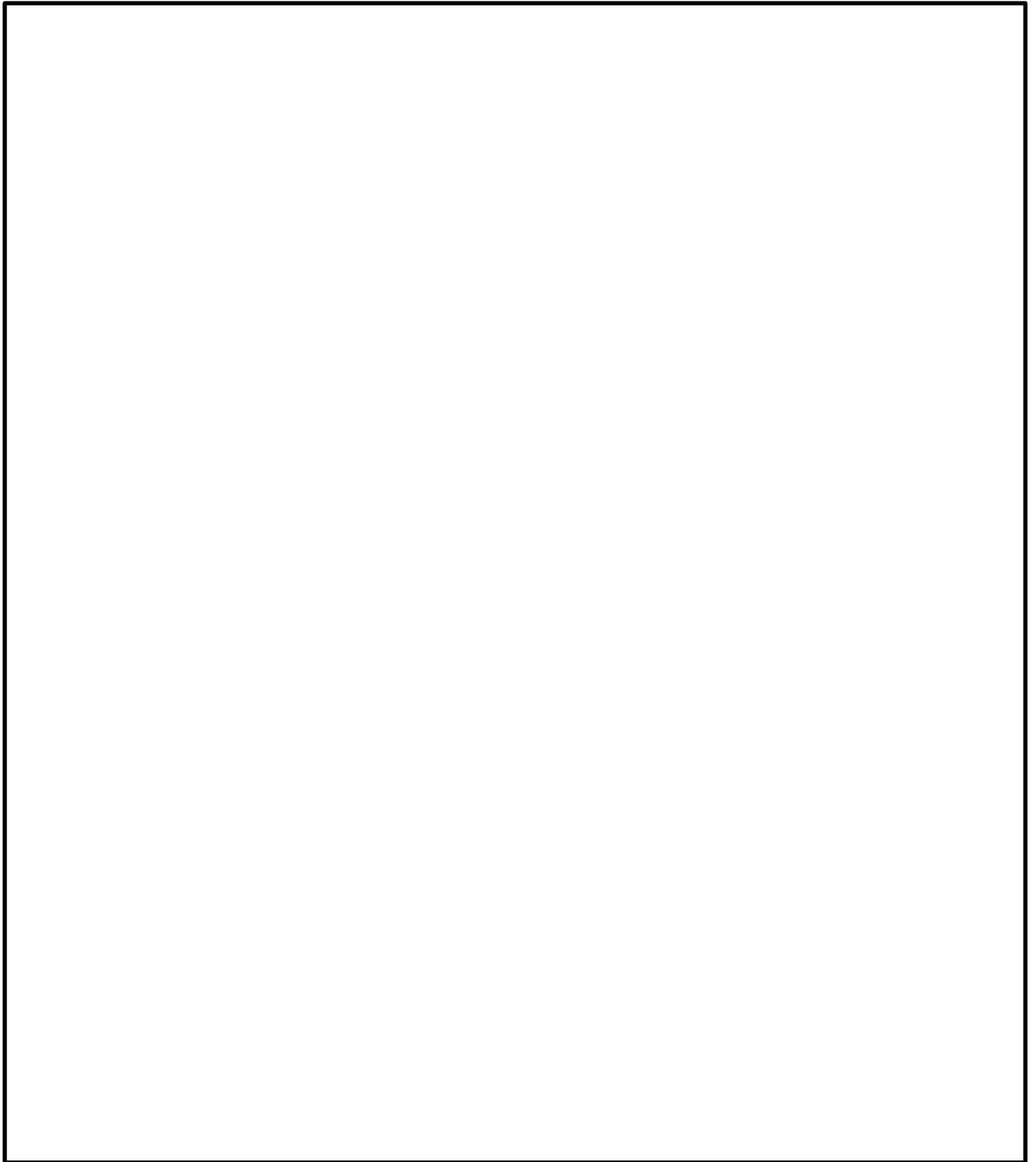
※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

第 1.4-1 図 機能喪失原因対策分析 (補足)



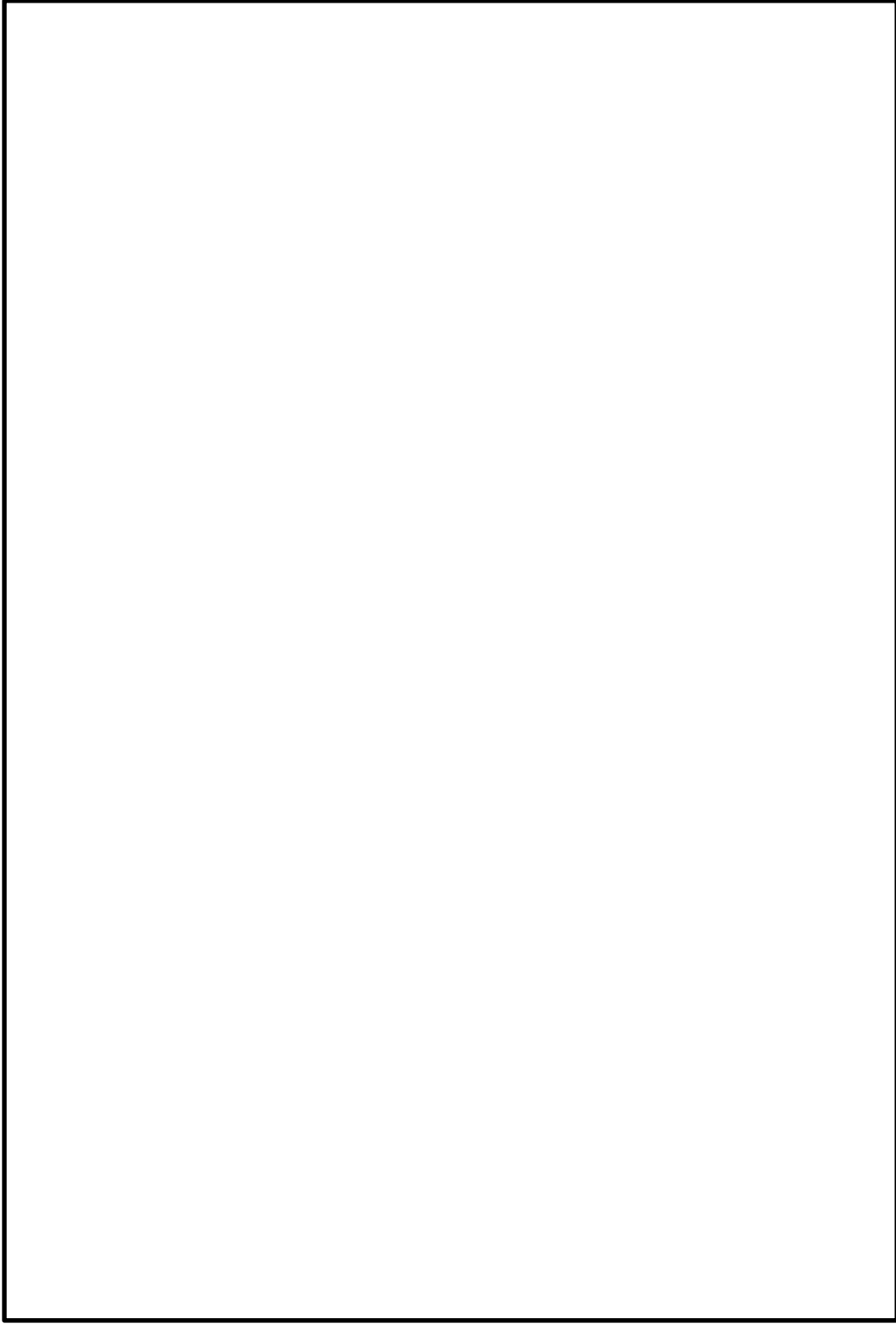
第 1.4-2 図 EOP「水位確保」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。



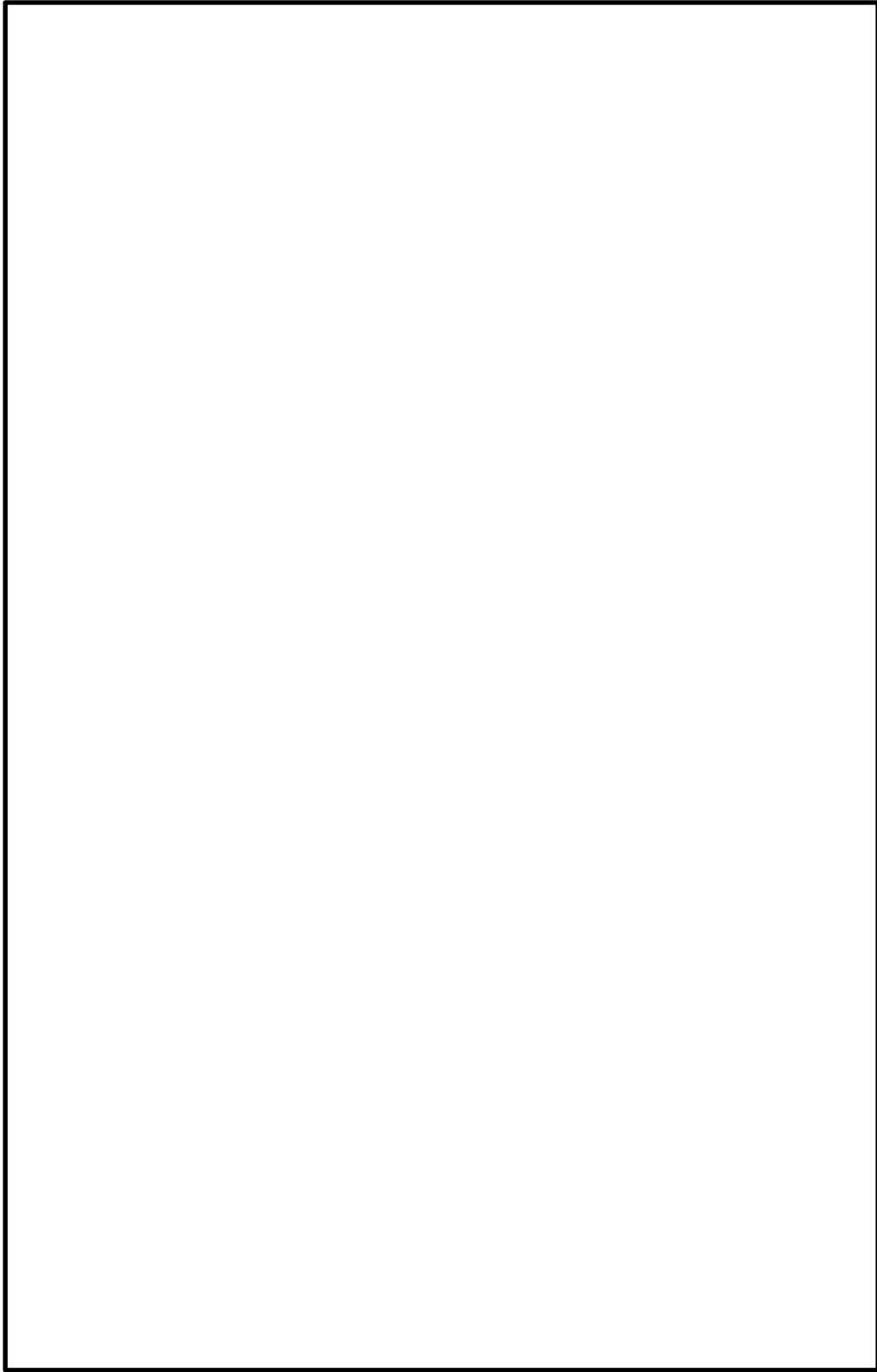
第 1.4-3 図 EOP「水位回復」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。



第1.4-4 図 EOP「崩壊熱除去機能喪失」における対応フロー

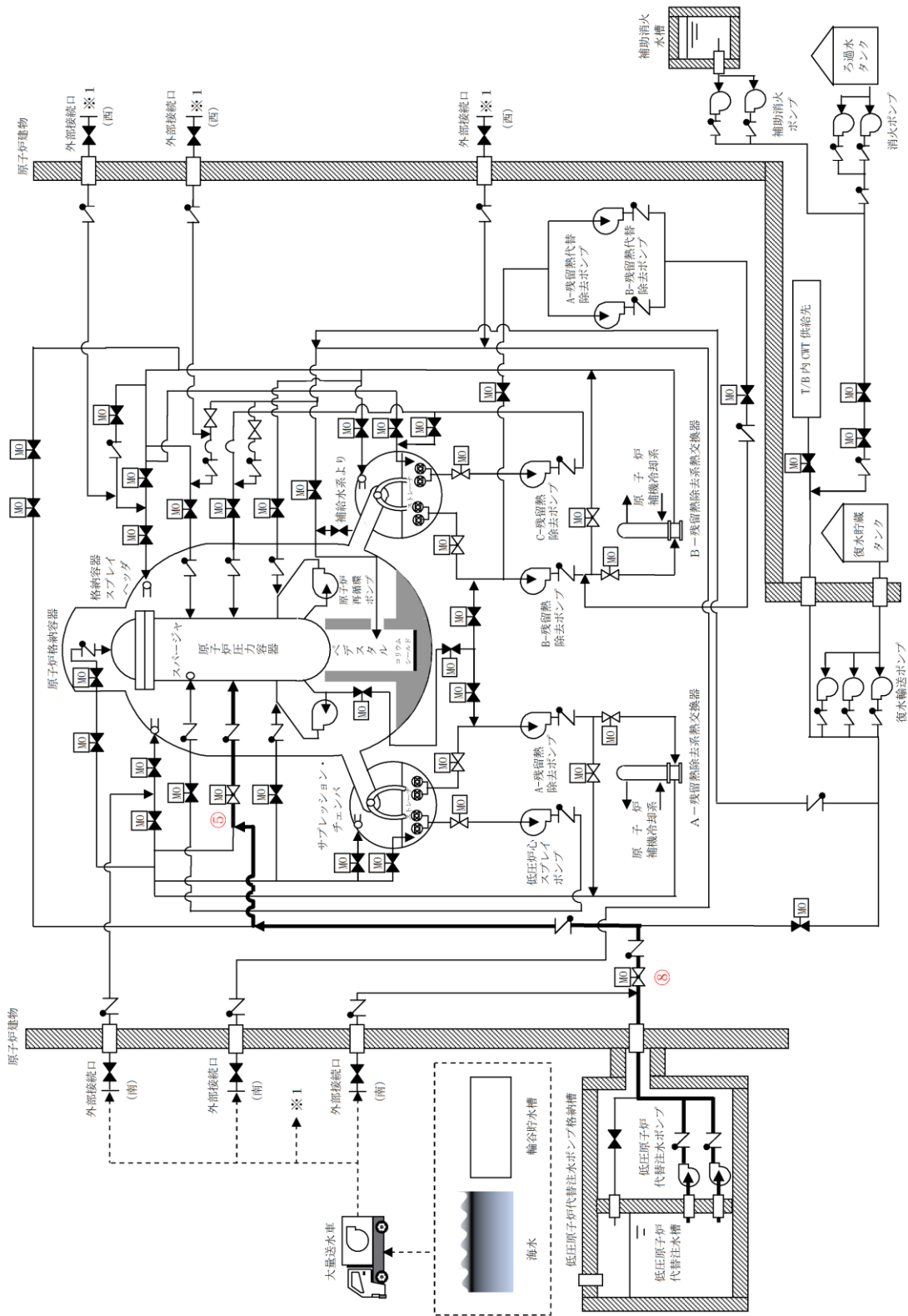
本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。



第1.4-5図 SOP「注水-4」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。





第 1.4-6 図 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水 概要図(1/2)

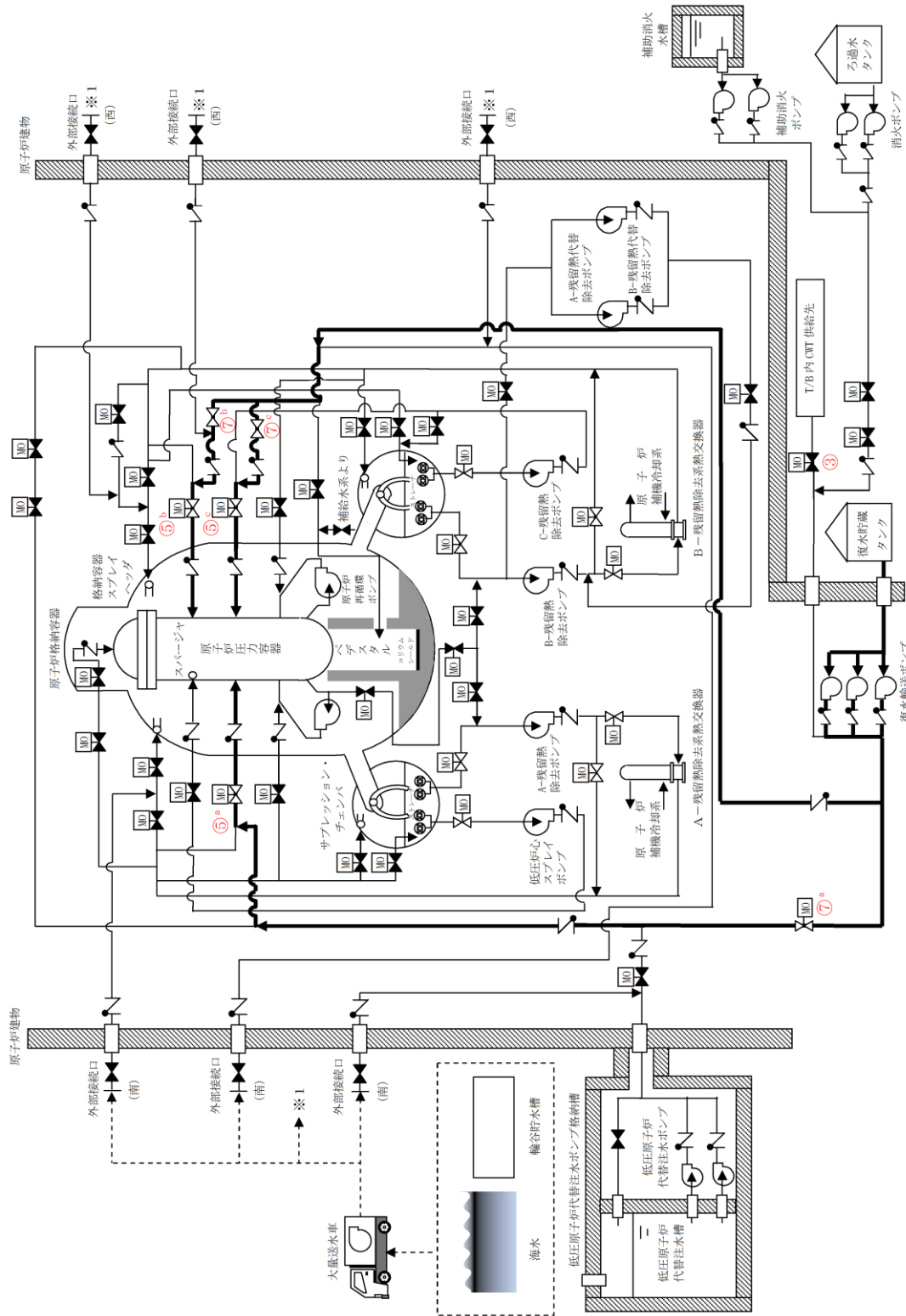
操作手順	弁名称
⑤	A-RHR注水弁
⑧	FLSR注水隔離弁

第1.4-6図 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 概要図(2/2)

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)				備考
		10	20	30	40	
手順の項目	要員(数)					
低圧原子炉代替注水系(常設)による 原子炉压力容器への注水	中央制御室運転員A 1					

※1 原子炉冷却材喪失事象が確認された場合のみ隔離操作を実施。

第 1.4-7 図 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水 タイムチャート



第 1.4-8 図 復水輸送系による原子炉压力容器への注水 概要図(1 / 2)

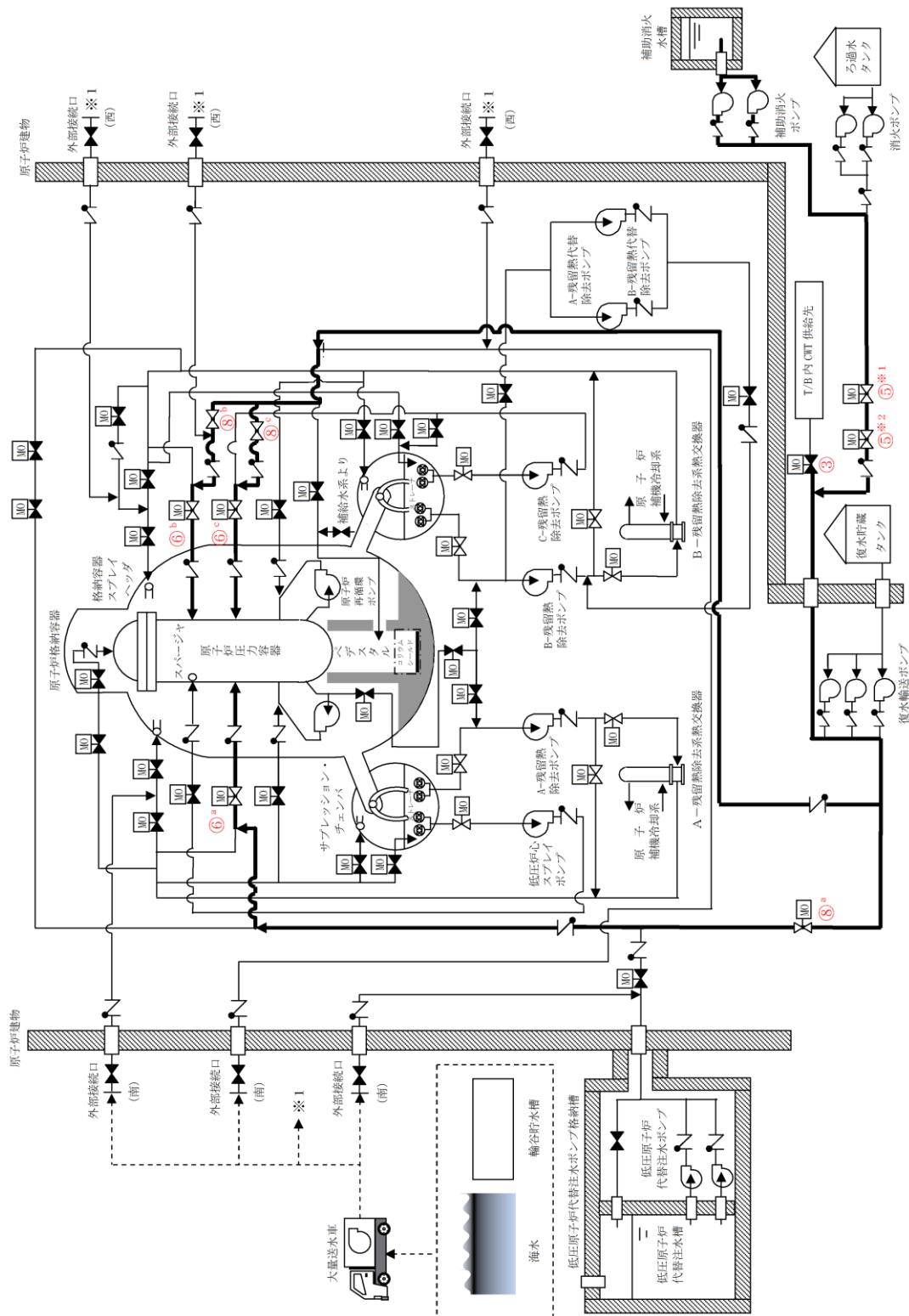
操作手順	弁名称
③	CWT T/B供給遮断弁
⑤ <sup>a</sup>	A-RHR注水弁
⑤ <sup>b</sup>	B-RHR注水弁
⑤ <sup>c</sup>	C-RHR注水弁
⑦ <sup>a</sup>	A-RHR R P V代替注水弁
⑦ <sup>b</sup>	B-RHR注水配管洗浄元弁
⑦ <sup>c</sup>	C-RHR注水配管洗浄元弁

第1.4-8 図 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 概要図(2/2)

必要な要員と作業項目	経過時間 (分)		備考
	10	20	
手順の項目	復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 20分		
要員(数)			
復水輸送系による 原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系(A) 注入配管使用)	1	電源確認, バイパス流防止 復水輸送ポンプ起動, 弁操作, 原子炉注水開始	

第 1.4-9 図 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系(A) 注入配管使用) タイムチャート



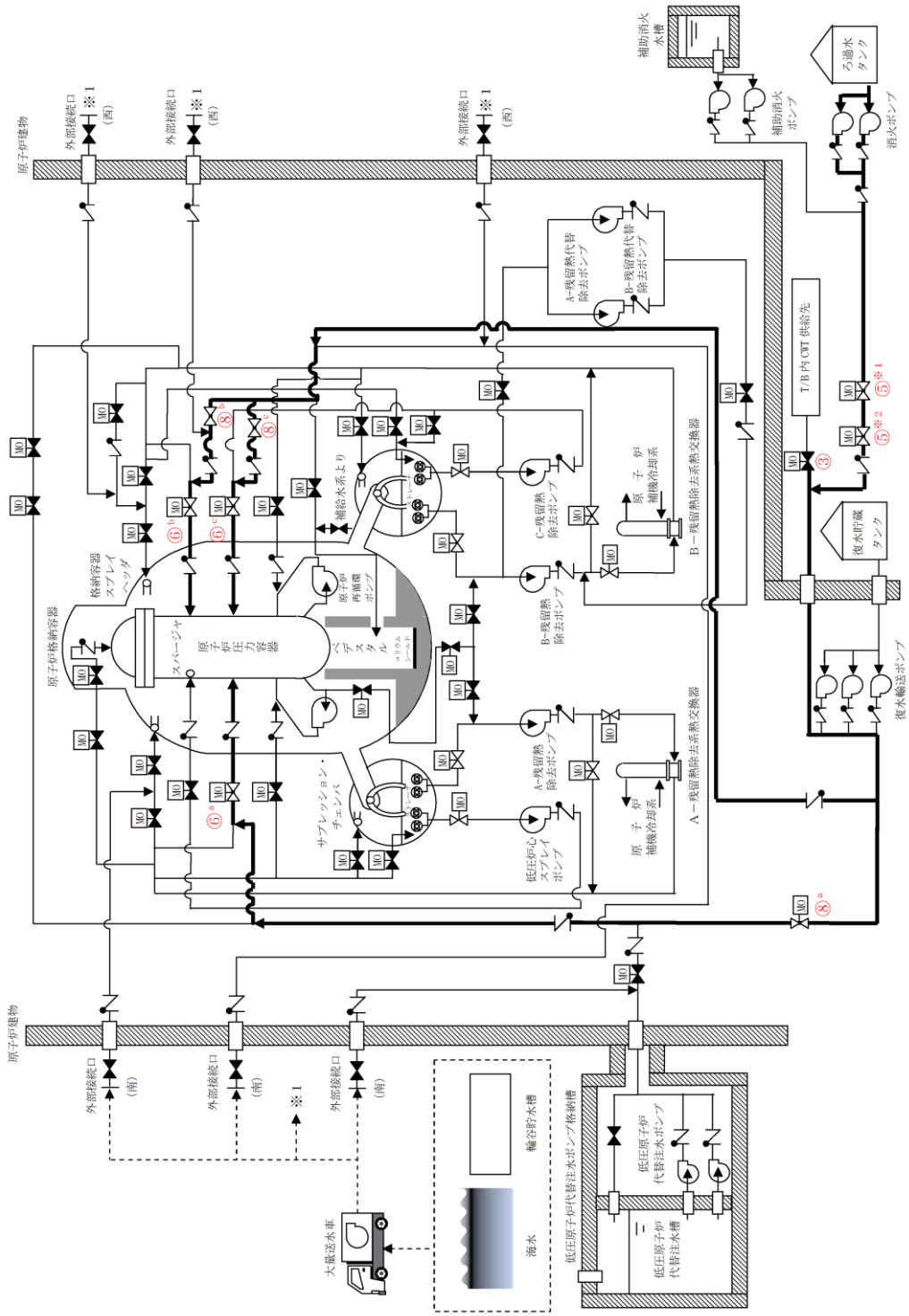


第 1.4-11 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図 (1 / 4)  
 (補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)



操作手順	弁名称
③	CWT T/B供給遮断弁
⑤*1	CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑤*2	CWT系・消火系連絡止め弁
⑥ <sup>a</sup>	A-RHR注水弁
⑥ <sup>b</sup>	B-RHR注水弁
⑥ <sup>c</sup>	C-RHR注水弁
⑧ <sup>a</sup>	A-RHR R P V代替注水弁
⑧ <sup>b</sup>	B-RHR注水配管洗浄元弁
⑧ <sup>c</sup>	C-RHR注水配管洗浄元弁

第1.4-11図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図(2/4)  
(補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)



第 1.4-11 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図 (3 / 4)  
 (消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

操作手順	弁名称
③	CWT T/B供給遮断弁
⑤*1	CWT系・消火系連絡止め弁(消火系)
⑤*2	CWT系・消火系連絡止め弁
⑥ <sup>a</sup>	A-RHR注水弁
⑥ <sup>b</sup>	B-RHR注水弁
⑥ <sup>c</sup>	C-RHR注水弁
⑧ <sup>a</sup>	A-RHR R P V代替注水弁
⑧ <sup>b</sup>	B-RHR注水配管洗浄元弁
⑧ <sup>c</sup>	C-RHR注水配管洗浄元弁

第1.4-11図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図(4/4)  
(消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)				備考
		10	20	30	40	
手順の項目	要員(数)	消火系による原子炉圧力容器への注水 25分 電源確認, ハイパス流防止 ポンプ起動, 弁操作, 原子炉注水開始				
消火系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系 (A) 注入配管使用)	中央制御室運転員A 1					

(補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)				備考
		10	20	30	40	
手順の項目	要員(数)	消火系による原子炉圧力容器への注水 25分 電源確認, ハイパス流防止 ポンプ起動, 弁操作, 原子炉注水開始				
消火系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系 (A) 注入配管使用)	中央制御室運転員A 1					

(消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

第 1.4-12 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系(A) 注入配管使用) タイムチャート

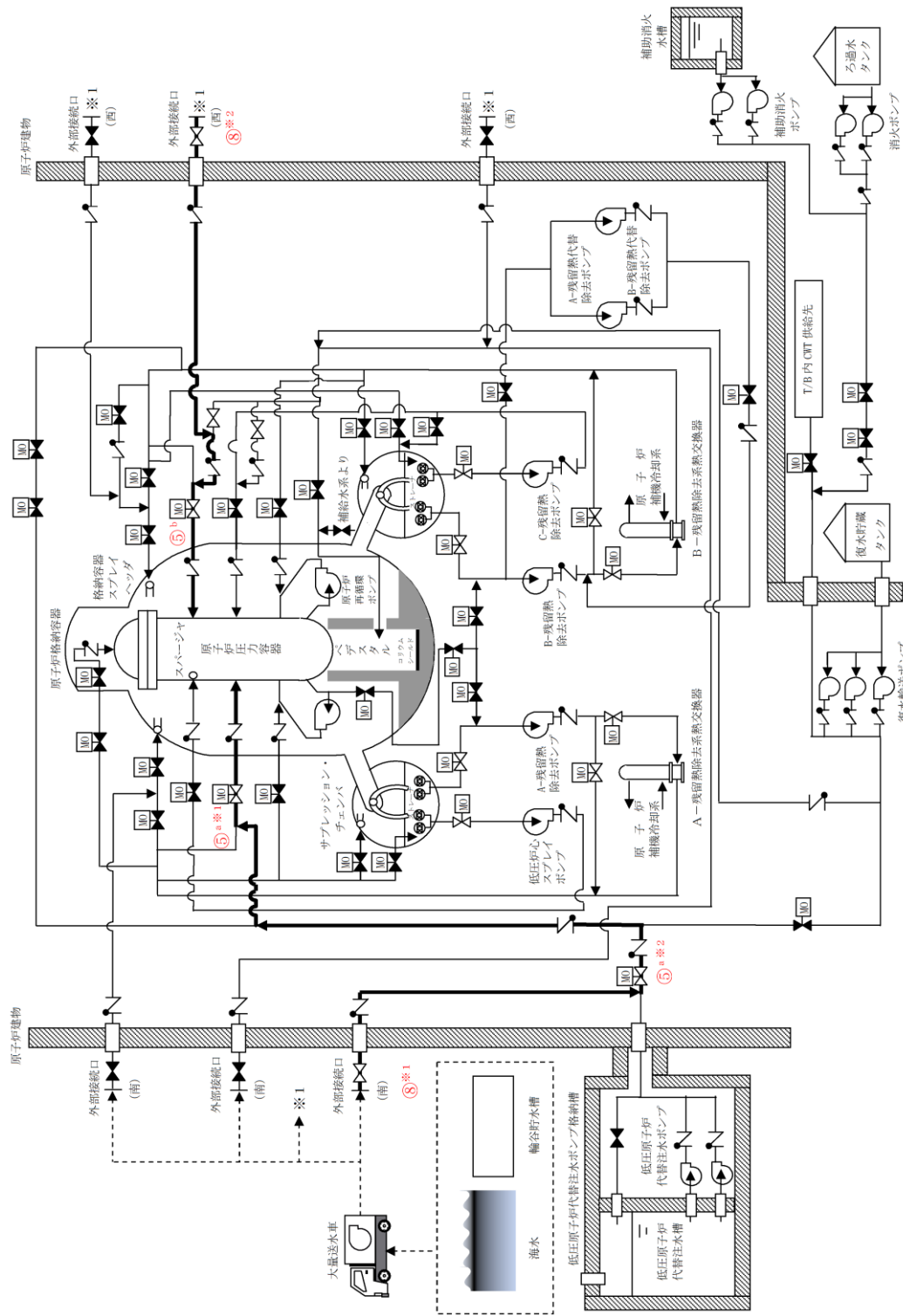
手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)				備考
		10	20	30	40	
消火系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系 (B) 又は (C) 注入配管使用)	要員 (数)	消火系による原子炉圧力容器への注水 30分				
		中央制御室運転員 A	1	電源確認, バイパス流防止 ポンプ起動, 系統構成		
	現場運転員 B, C	2	中央制御室へR/B2階西側PCVベネトレーション室移動 弁操作, 原子炉注水開始			

(補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)				備考
		10	20	30	40	
消火系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系 (B) 又は (C) 注入配管使用)	要員 (数)	消火系による原子炉圧力容器への注水 30分				
		中央制御室運転員 A	1	電源確認, バイパス流防止 ポンプ起動, 系統構成		
	現場運転員 B, C	2	中央制御室へR/B2階西側PCVベネトレーション室移動 弁操作, 原子炉注水開始			

(消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

第 1.4-13 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系 (B) 又は (C) 注入配管使用) タイムチャート



第1.4-14 図 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図（1 / 2）  
 （交流動力電源が確保されている場合）

操作手順	弁名称
⑤ <sup>a※1</sup>	A-RHR注水弁
⑤ <sup>b</sup>	B-RHR注水弁
⑤ <sup>a※2</sup>	FLSR注水隔離弁
⑧ <sup>※1</sup>	A-低圧原子炉代替注水元弁
⑧ <sup>※2</sup>	B-低圧原子炉代替注水元弁

第1.4-14図 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図（2／2）  
（交流動力電源が確保されている場合）

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)				備考
手順の項目	要員 (数)	10	20	30	40	
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (低圧原子炉代替注水系 (A) 又は (B) 注入配管使用) <b>【交流電源が確保されている場合】</b>	中央制御室運転員 A 1	系統構成完了 ▽	電源確認, 系統構成 ↑			

第 1.4-15 図 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (淡水/海水)  
 (低圧原子炉代替注水系 (A) 又は (B) 注入配管使用) (系統構成) タイムチャート  
 (交流動力電源が確保されている場合)



手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130
低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水(淡水/海水) (あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)	要員(数)  緊急時対策要員  6	低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 2時間													
		緊急時対策所～第4保管エリア移動 ※1													
		車両安全性確認													
		送水準備(ホース敷設及びヘッド接続)													
		送水準備(ヘッド～建物接続口)													
		緊急時対策所～第3保管エリア移動 ※2													
		車両安全性確認													
		大量送水車配属													
		送水準備(ホース敷設)													
		大量送水車起動, 原子炉注水開始													

※1：第1保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、速やかに対応できる。

※2：第2保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、20分以内で可能である。

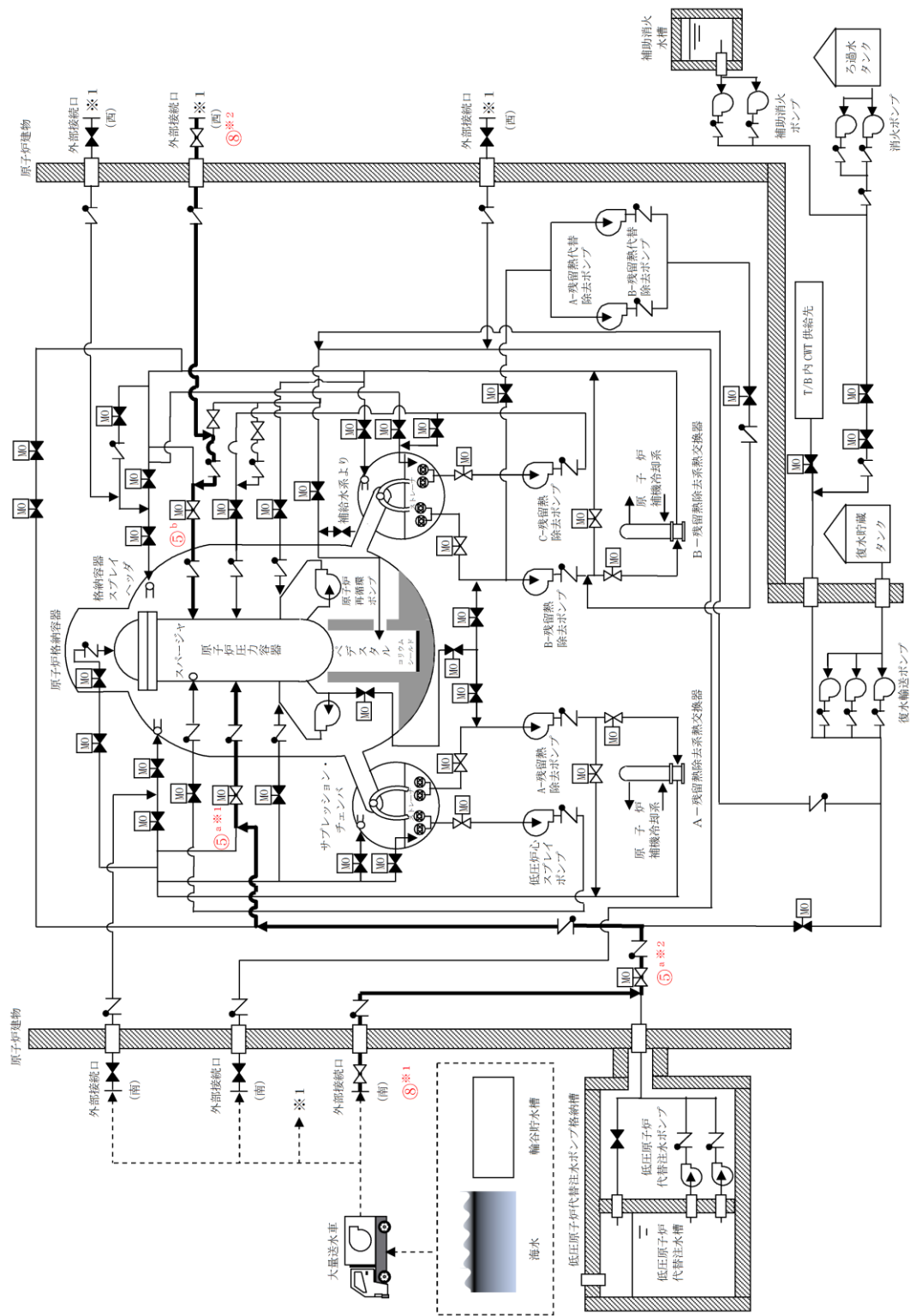
第1.4-16 図 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水(淡水/海水)  
(あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合) タイムチャート(1/2)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)															備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による 原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） （あらかじめ敷設してあるホースが 使用できない場合）	要員(数)  緊急時対策要員  6	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水 2時間10分															
		緊急時対策所～第4保管エリア移動 ※1 車両健全性確認 送水準備（ホース敷設及びヘッド接続） 送水準備（ヘッド～建物接続口）	緊急時対策所～第3保管エリア移動 ※2 車両健全性確認 大量送水車配置 送水準備（ホース敷設） 大量送水車起動、原子炉注水開始														

※1：第1保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、速やかに対応できる。

※2：第2保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、20分以内で可能である。

第 1.4-16 図 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）  
（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）タイムチャート(2/2)



第1.4-17 図 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水） 概要図（1 / 2）  
 （全交流動力電源が喪失している場合）

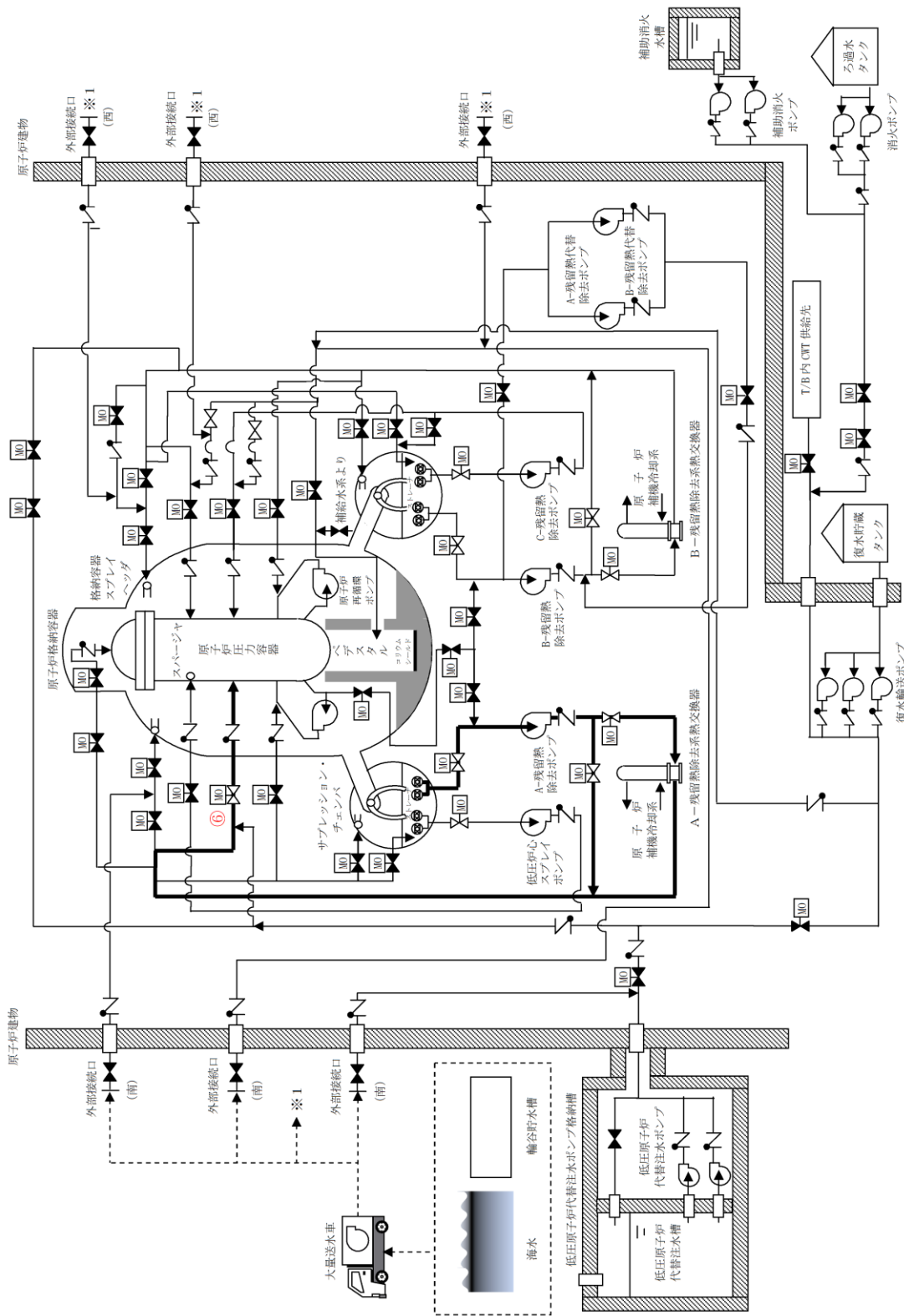
操作手順	弁名称
⑤ <sup>a※1</sup>	A-RHR注水弁
⑤ <sup>b</sup>	B-RHR注水弁
⑤ <sup>a※2</sup>	FLSR注水隔離弁
⑧ <sup>※1</sup>	A-低圧原子炉代替注水元弁
⑧ <sup>※2</sup>	B-低圧原子炉代替注水元弁

第1.4-17 図 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図（2／2）  
（全交流動力電源が喪失している場合）

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)															備考
手順の項目	要員 (敬)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による 原子炉圧力容器への注水 (淡水/海水) 【全交流動力電源が喪失している場合】	中央制御室運転員	電源確認															
		移動															
	現場運転員B, C	系統構成															
		移動															
		系統構成															

※1：低圧原子炉代替注水系A系による原子炉圧力容器への注水を示す。また、低圧原子炉代替注水系B系については、40分以内で可能である。

第1.4-18 図 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (淡水/海水)  
(系統構成) タイムチャート  
(全交流動力電源が喪失している場合)



第 1.4-19 図 残留熱除去系 (低圧注水モード) 電源復旧後の原子炉压力容器への注水 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥	A-RHR注水弁

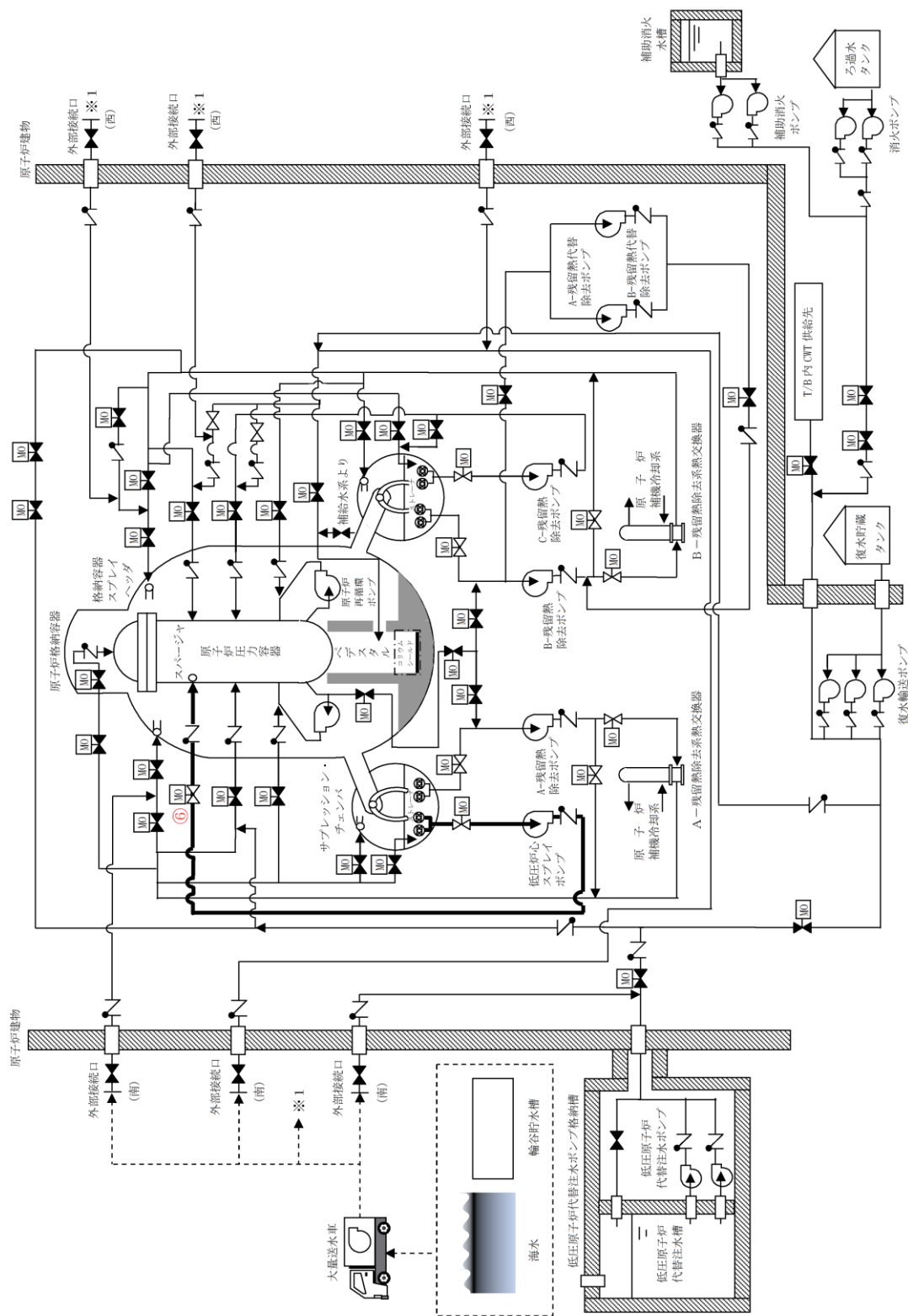
第1.4-19 図 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図（2 / 2）

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(分)				備考
		10	20	30	40	
残留熱除去系(低圧注水モード)電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	要員(数) 中央制御室運転員A	残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 10分				
	1					※1

※1：残留熱除去系A系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水を示す。また、残留熱除去系B系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水については、注水開始まで10分以内で可能である。

第 1.4-20 図 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート





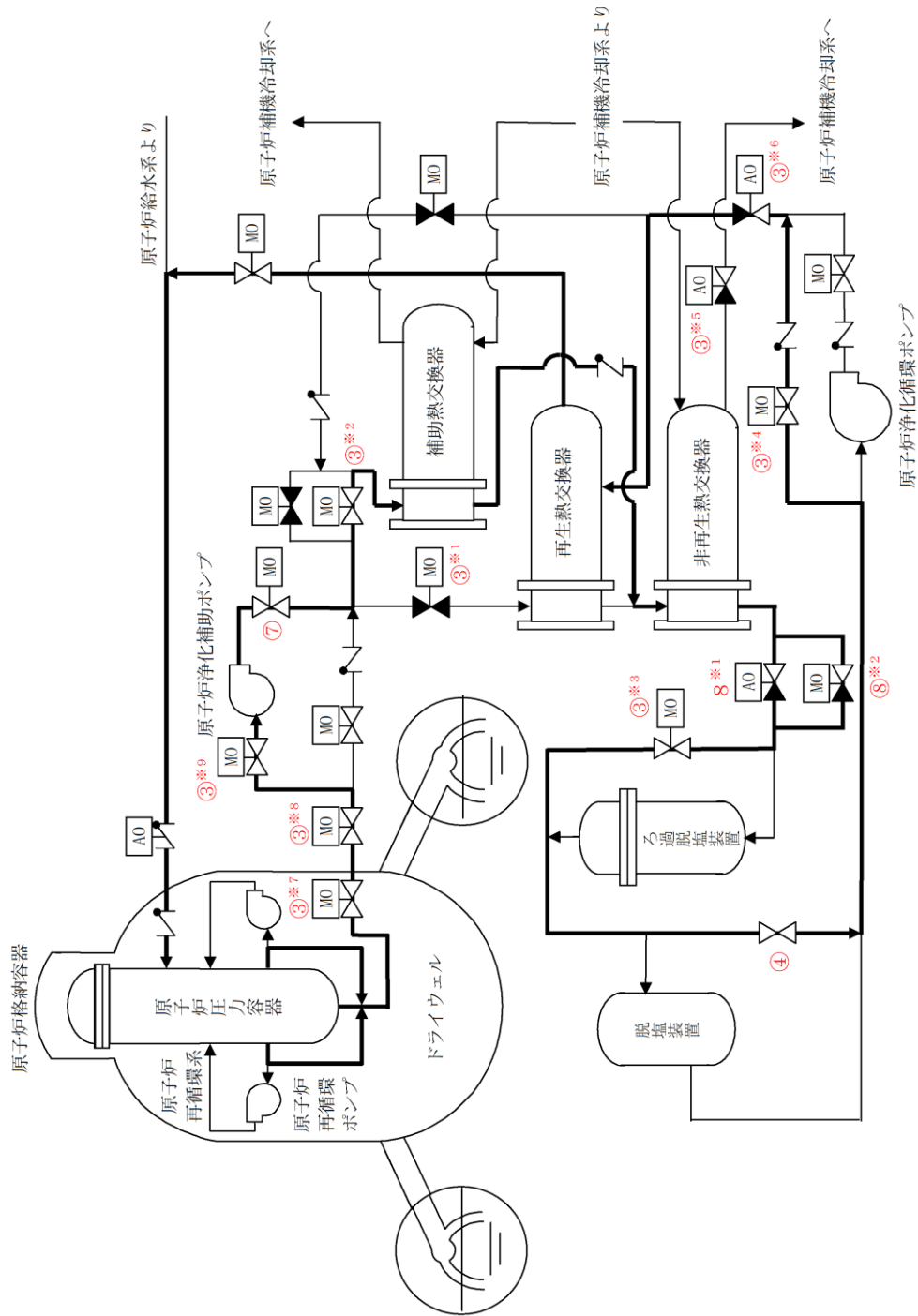
第 1.4-21 図 低圧炉心スプレイング系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥	低圧炉心スプレイ系注水弁

第 1.4-21 図 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図(2/2)

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)					備考
		10	20	30	40		
手順の項目	要員(数)	低圧炉心スプレイス電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 10分					
低圧炉心スプレイス電源復旧後の 原子炉圧力容器への注水	中央制御室運転員A						
	1						

第 1.4-22 図 低圧炉心スプレイス電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート



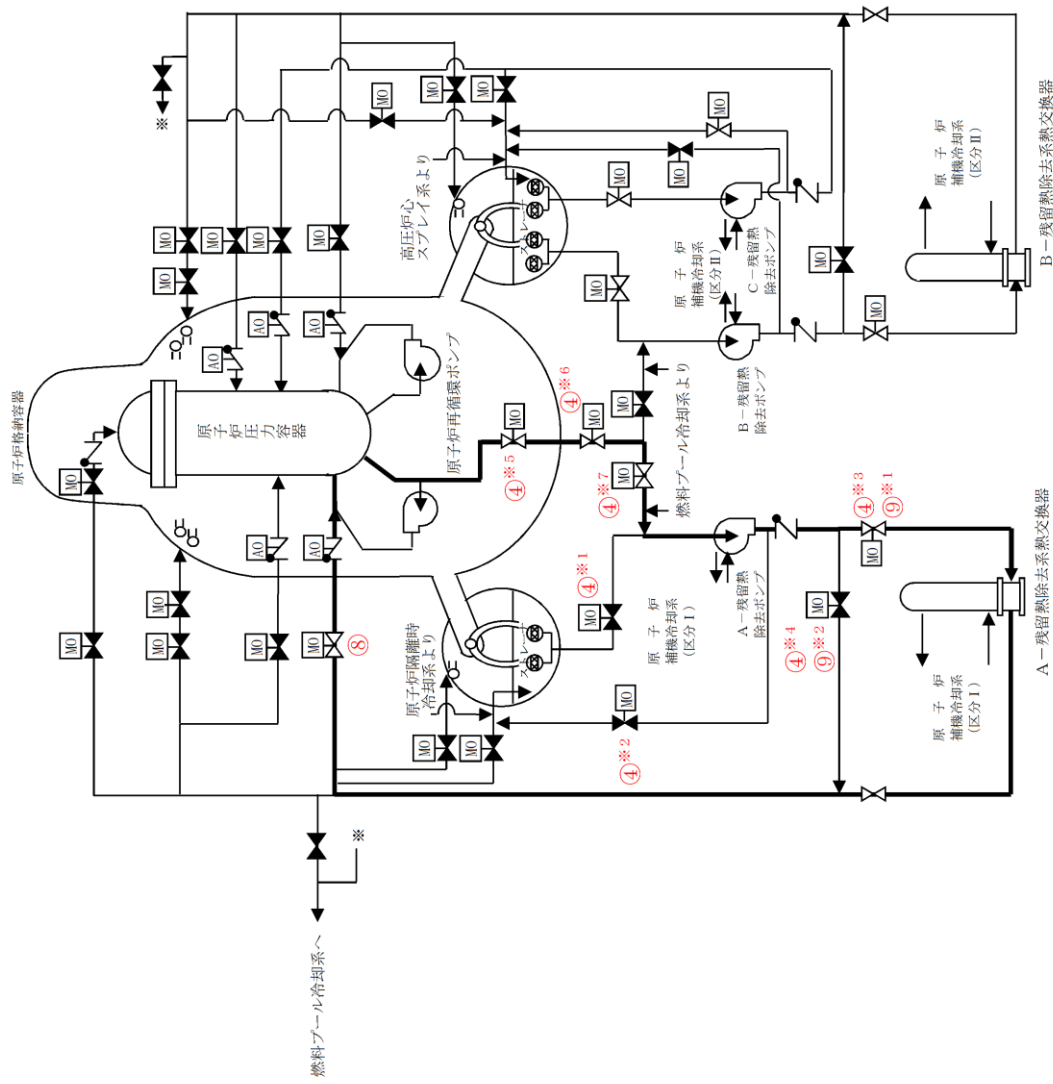
第 1.4-23 図 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
③※1	再生熱交管側入口弁
③※2	補助熱交入口弁
③※3	フィルタバイパス弁
③※4	循環ポンプバイパス弁
③※5	CW再生熱交出口温度調節弁
③※6	系統流量調節弁
③※7	CW入口内側隔離弁
③※8	CW入口外側隔離弁
③※9	補助ポンプ入口弁
④	CW脱塩装置バイパス弁
⑦	補助ポンプ出口弁
⑧※1	フィルタ入口圧力調節弁
⑧※2	フィルタ入口圧力調節バイパス弁

第 1.4-23 図 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 概要図(2/2)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
原子炉浄化系による 発電用原子炉からの除熱	要員(数) 中央制御室運転員A	原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 70分												
		電源確認												
	状態確認, 系統構成													
	補助ポンプ起動													
	除熱操作													
	移動, 系統構成													

第 1.4-24 図 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 タイムチャート



第 1.4-25 図 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
④※1	A-ポンプトーラス水入口弁
④※2	A-ミニマムフロー弁
④※3 ⑨※1	A-熱交入口弁
④※4 ⑨※2	A-熱交バイパス弁
④※5	炉水入口内側隔離弁
④※6	炉水入口外側隔離弁
④※7	A-ポンプ炉水入口弁
⑧	A-ポンプ炉水戻り弁

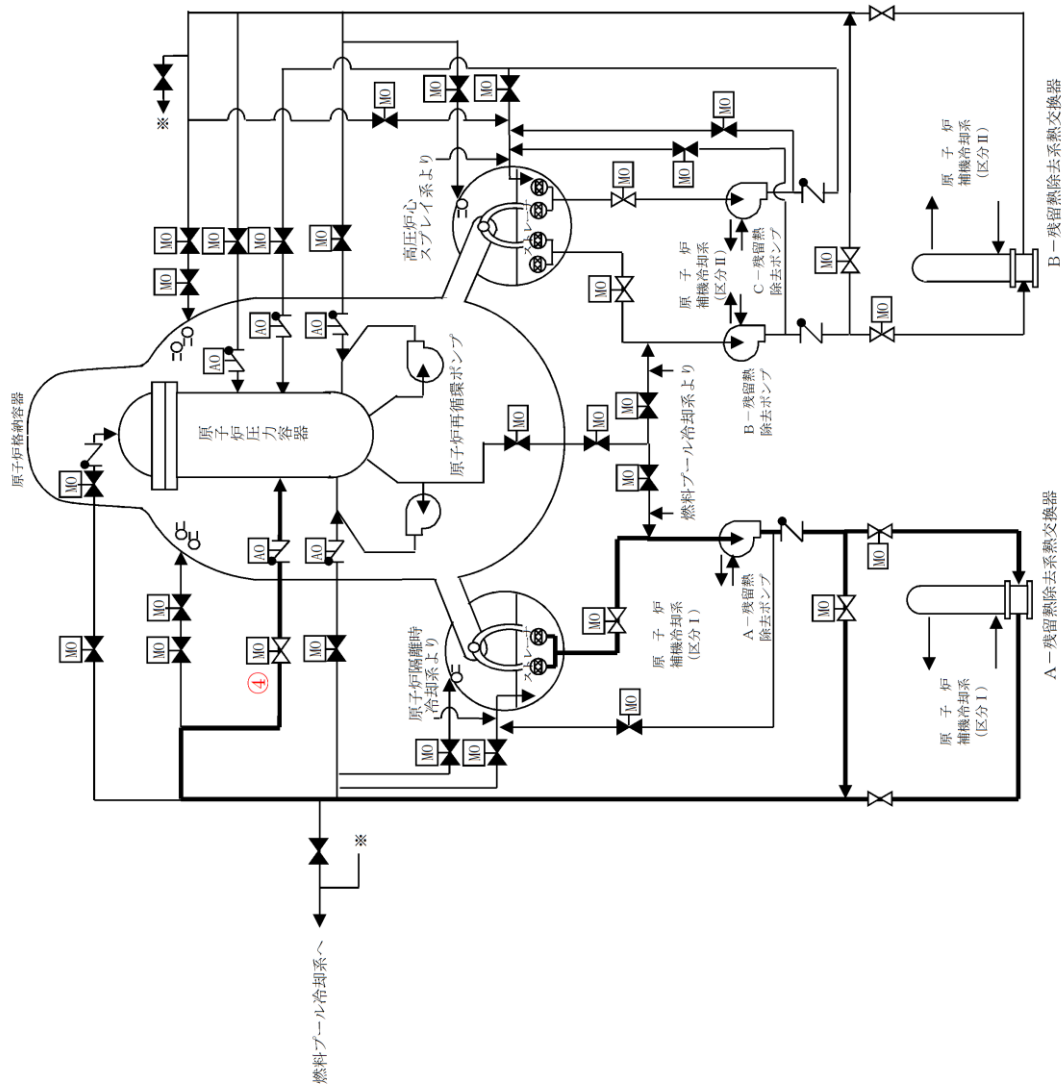
第1.4-25 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 概要図（2 / 2）



手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)				備考
		10	20	30	40	
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	要員(数)	残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 35分				
	中央制御室運転員A	1	電源確認	系統構成	残留熱除去ポンプ起動, 原子炉注水開始	
	現場運転員B, C	2	移動	系統構成	※1	

※1：残留熱除去系A系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱を示す。また、残留熱除去系B系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱については、注水開始まで35分以内で可能である。

第1.4-26 図 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 タイムチャート



第 1.4-27 図 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉压力容器への注水 概要図(1/2)

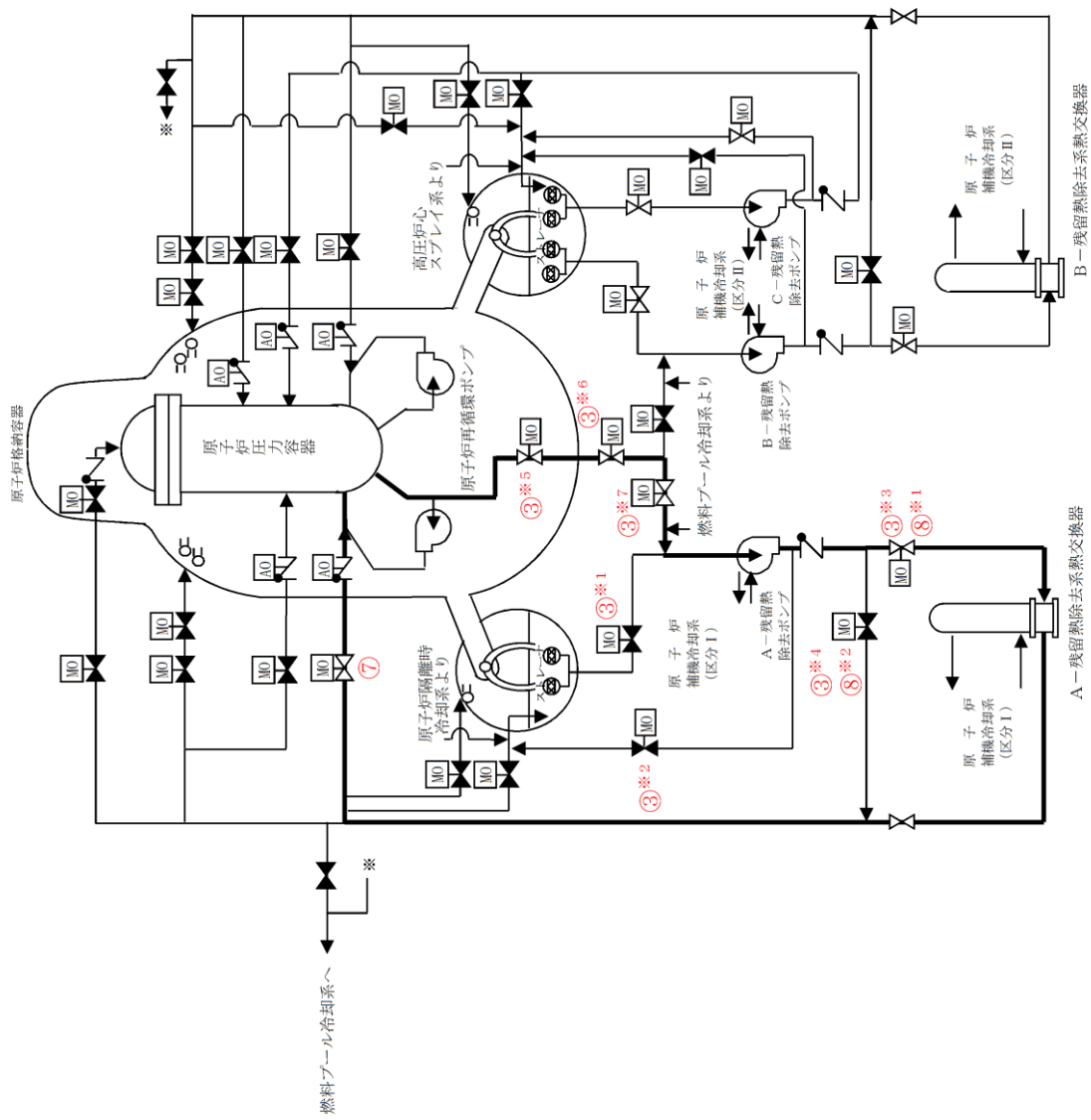
操作手順	弁名称
④	A-RHR注水弁

第 1.4-27 図 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水 概要図（2 / 2）

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)							備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	
手順の項目	要員(数)	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水 1分							
残留熱除去系 (低圧注水モード) による 原子炉圧力容器への注水 (自動起動信号が発信した場合)	中央制御室運転員A 1								

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)							備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	
手順の項目	要員(数)	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水 2分							
残留熱除去系 (低圧注水モード) による 原子炉圧力容器への注水 (手動起動した場合)	中央制御室運転員A 1								

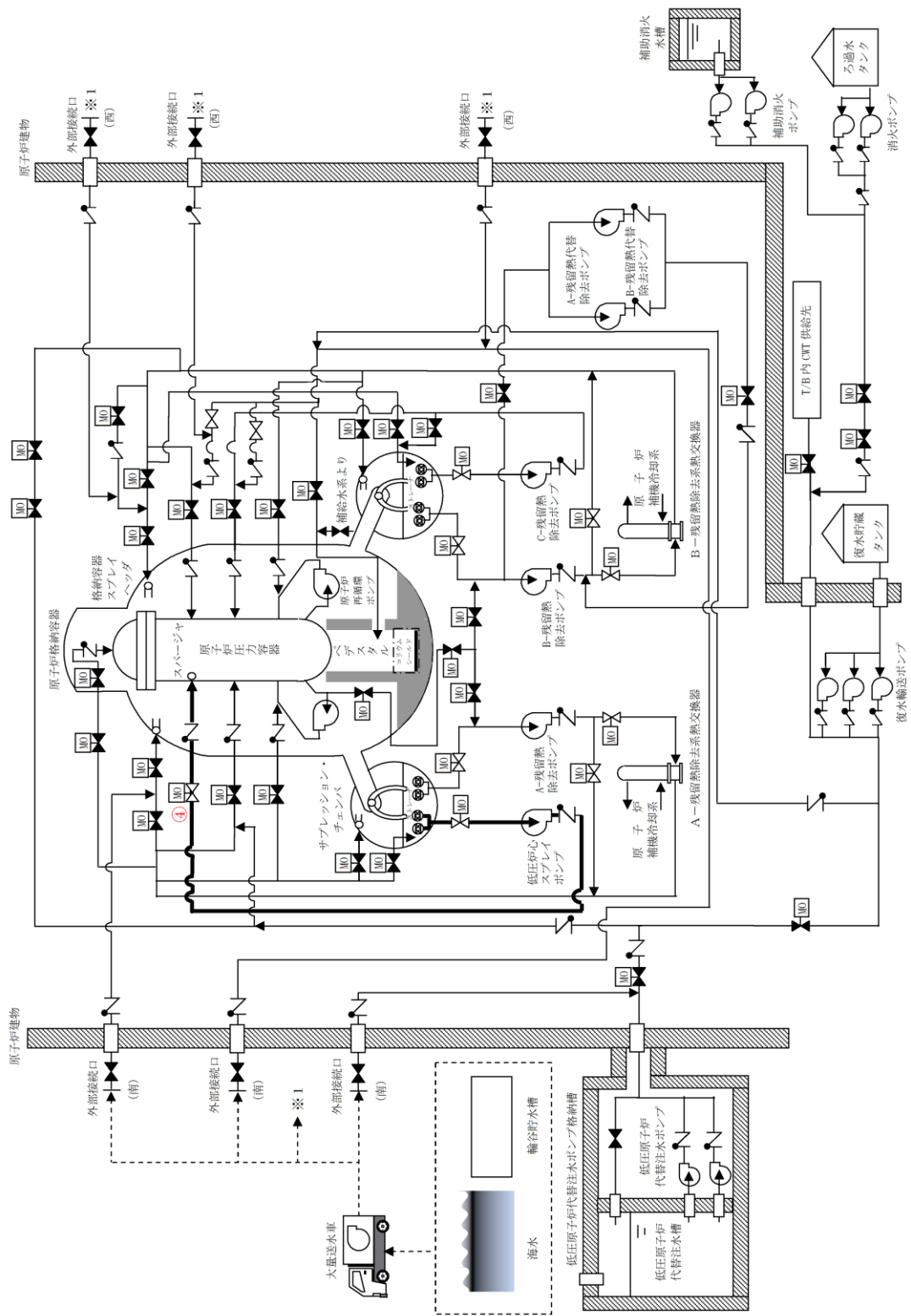
第 1.4-28 図 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水 タイムチャート



第 1.4-29 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
③※1	A-ポンプトーラス水入口弁
③※2	A-ミニマムフロー弁
③※3 ⑧※1	A-熱交入口弁
③※4 ⑧※2	A-熱交バイパス弁
③※5	炉水入口内側隔離弁
③※6	炉水入口外側隔離弁
③※7	A-ポンプ炉水入口弁
⑦	A-ポンプ炉水戻り弁

第 1.4-29 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱 概要図（2 / 2）

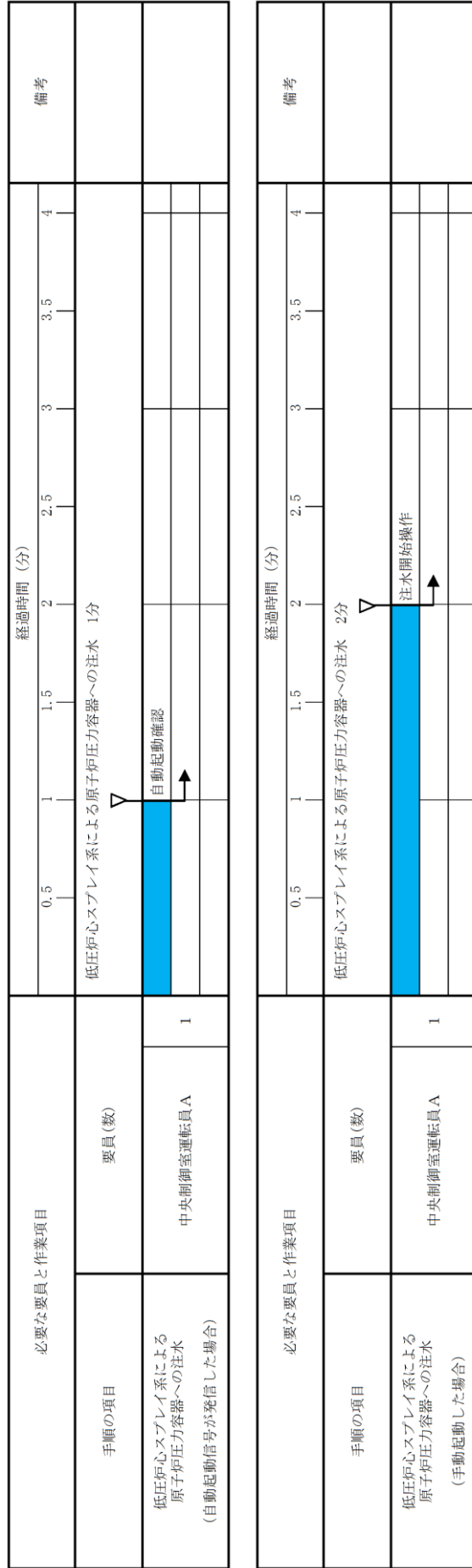


第 1.4-30 図 低圧炉心スプレー系による原子炉圧力容器への注水 概要図(1/2)

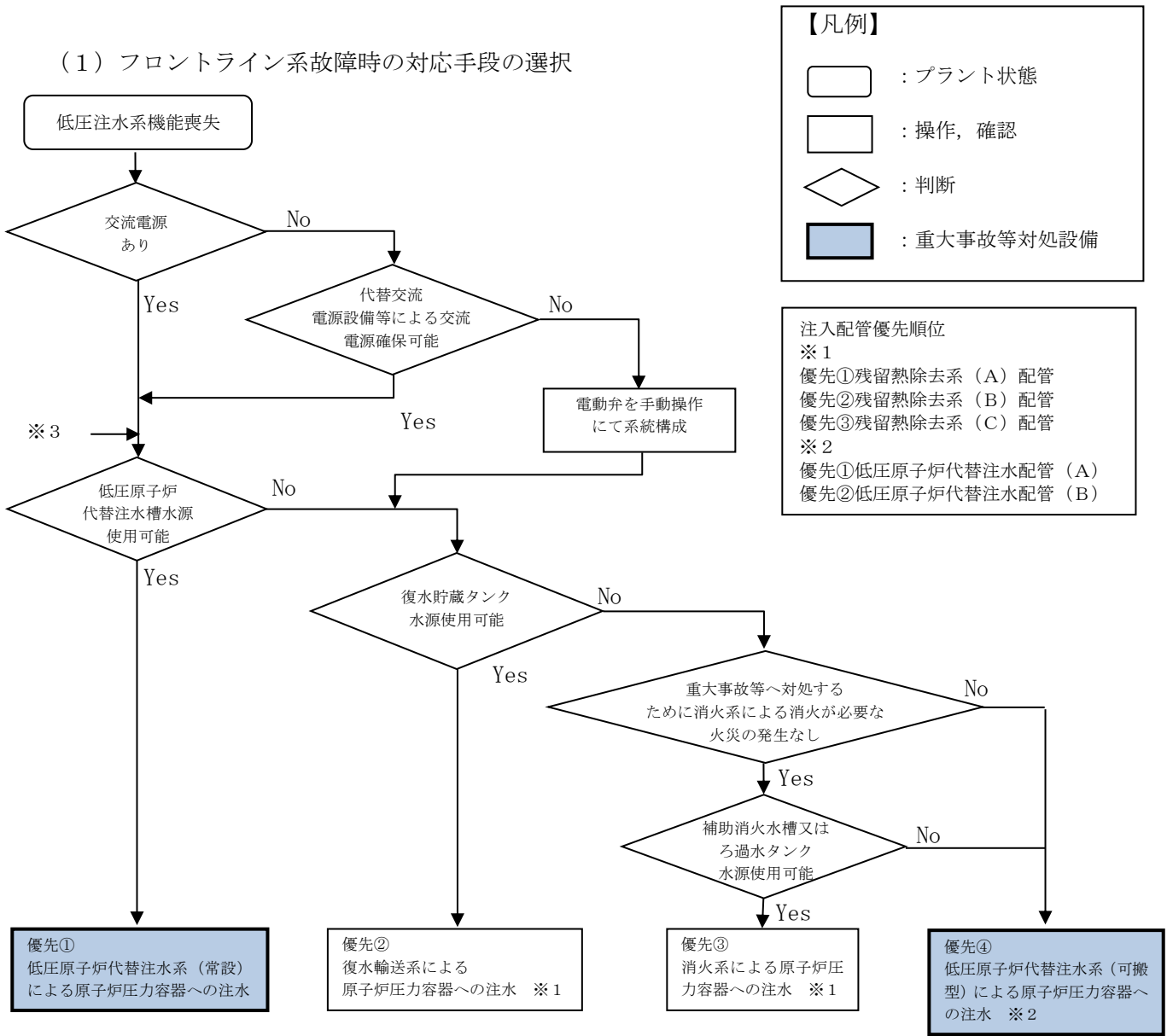
操作手順	弁名称
④	低圧炉心スプレイ系注水弁

第 1.4-30 図 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水 概要図(2/2)



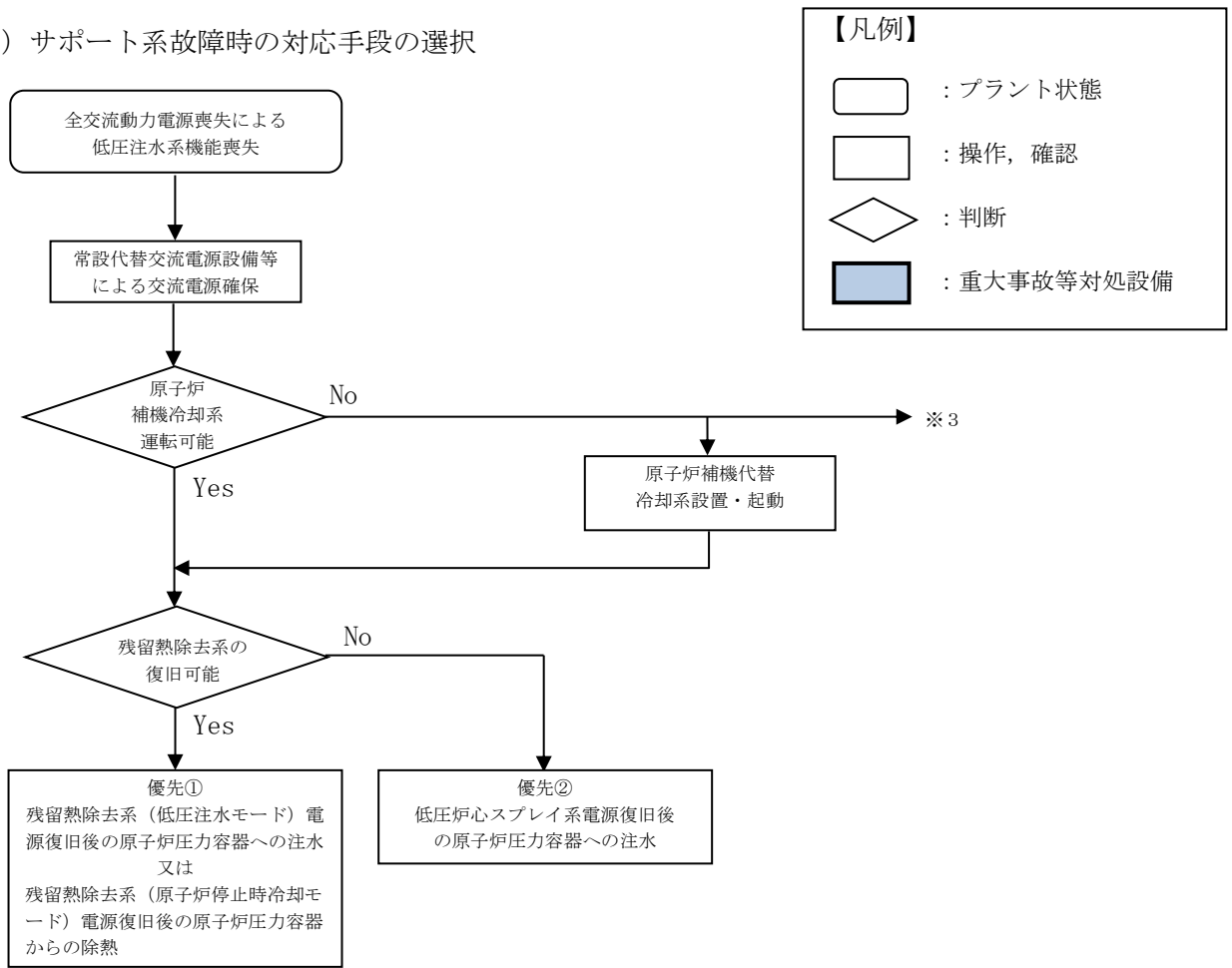


第1.4-31 図 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水 タイムチャート



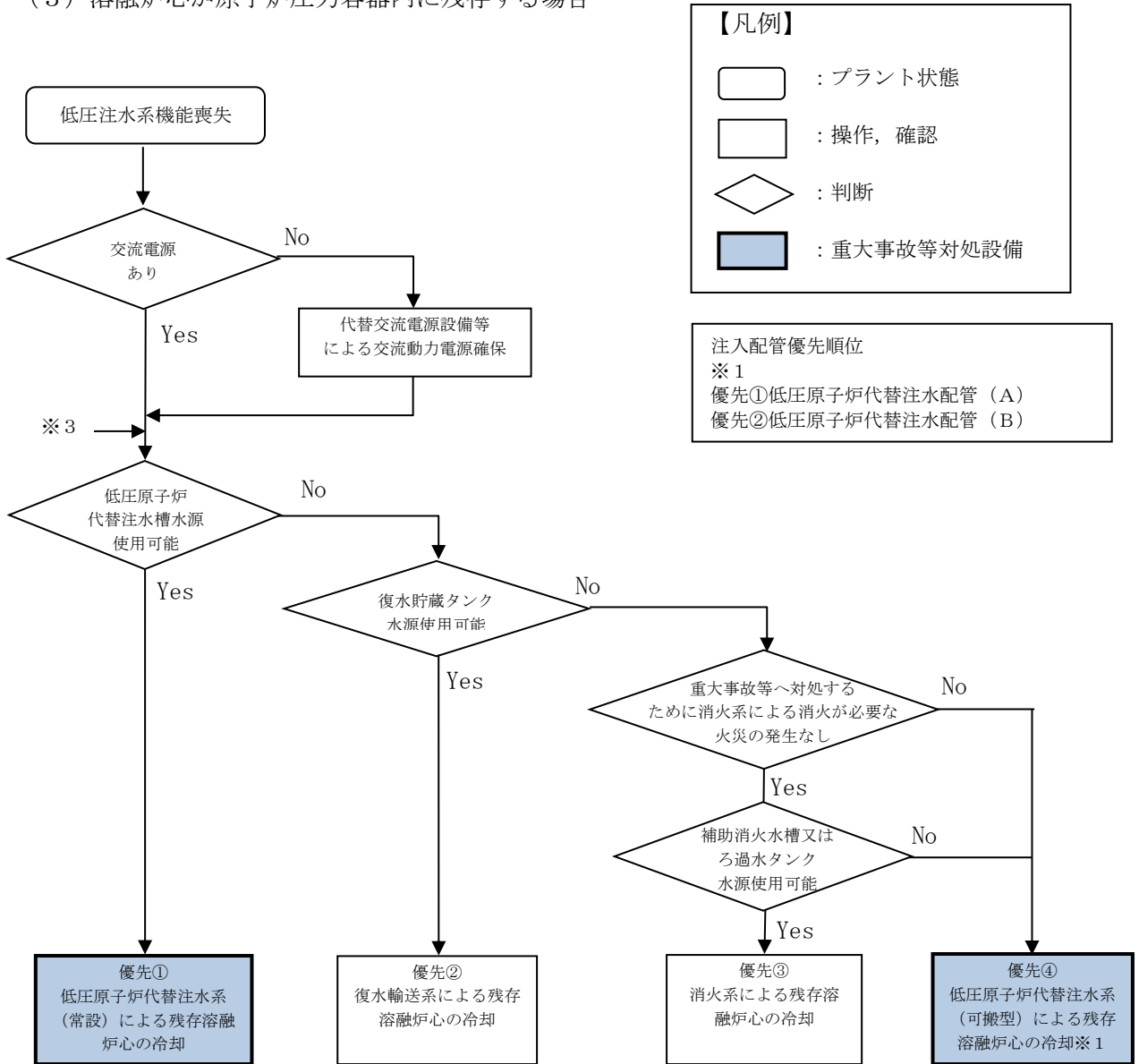
第 1.4-32 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(1 / 3)

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.4-32 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(2 / 3)

(3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合



第 1.4-32 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(3 / 3)

## 審査基準，基準規則と対処設備との対応表(1 / 7)

技術的能力審査基準 (1.4)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①
<p>【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—
<p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。</p>	②
<p>(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p>	③

設置許可基準規則 (47 条)	技術基準規則 (62 条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	④
<p>【解釈】 1 第47条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第62条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。</p>	<p>(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。</p>	⑤
<p>b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること</p>	<p>b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。</p>	⑥
<p>c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p>	<p>c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p>	⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2 / 7)

重大事故等対処設備

重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
水モードによる発電用原子炉の冷却	残留熱除去ポンプ	既設	① ④	-	-	-	-	-	-
	残留熱除去系 配管・弁・ストレナー※5	既設							
	原子炉補機冷却系※3	既設							
	非常用交流電源設備※2	既設							
	サブプレッションチェンバ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却	低圧炉心スプレイポンプ	既設							
	低圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレナー・スパージャ	既設							
	原子炉補機冷却系※3	既設							
	非常用交流電源設備※2	既設							
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
冷却モードによる発電用原子炉からの除熱	残留熱除去ポンプ	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	残留熱除去系 配管・弁・ジェットポンプ	既設							
	原子炉再循環系 配管	既設							
	原子炉補機冷却系※3	既設							
	非常用交流電源設備※2	既設							
	原子炉圧力容器	既設							

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

※5：残留熱除去系 (低圧注水モード) は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3/7)

重大事故等対処設備

重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
低圧原子炉代替注水系(常設) 発電用原子炉の冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ④ ⑥ ⑦	復水輸送系による 発電用原子炉の冷却	復水輸送ポンプ	常設	残留熱除去系(A)配管使用の場合 20分	残留熱除去系(A)配管使用の場合 1名	自主対策とする理由は 本文参照
	低圧原子炉代替注水槽※1	新設			復水貯蔵タンク	常設			
	低圧原子炉代替注水系配管・弁	新設			復水輸送系配管・弁	常設			
	残留熱除去系 配管・弁	既設			残留熱除去系 配管・弁	常設			
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設			
	常設代替交流電源設備※2	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	代替所内電気設備	新設 既設			非常用交流電源設備※2	常設			
	非常用交流電源設備※2	既設			可搬型代替交流電源設備※2	可搬			
					代替所内電気設備	常設			
					補助消火ポンプ	常設			
				消火ポンプ	常設				
				補助消火水槽	常設				
				ろ過水タンク	常設				
				消火系 配管・弁	常設				
		復水輸送系 配管・弁	常設						
		残留熱除去系 配管・弁	常設						
		原子炉圧力容器	常設						
		常設代替交流電源設備※2	常設						
		非常用交流電源設備※2	常設						
		可搬型代替交流電源設備※2	可搬						
		代替所内電気設備※2	常設						
低圧原子炉代替注水系(可搬型) による発電用原子炉の冷却	大量送水車	新設	① ② ④ ⑤ ⑦	-	-	-	-	-	-
	ホース・接続口	新設							
	低圧原子炉代替注水系配管・弁	新設							
	残留熱除去系 配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替交流電源設備※2	新設							
	燃料補給設備※2	新設							
	可搬型代替交流電源設備※2	新設							
	代替所内電気設備	新設 既設							
	非常用交流電源設備※2	既設							
	輪谷貯水槽(西)※1, ※4	既設							

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。  
 ※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。  
 ※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。  
 ※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)  
 ※5：残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

審査基準，基準規則と対応設備との対応表(4/7)



重大事故等対応設備



重大事故等対応設備 (設計基準拡張)

重大事故等対応設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
(低圧注水モード)の復旧 常設代替交流電源設備 による残留熱除去系	残留熱除去ポンプ	既設	① ③ ④	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ※3	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉補機冷却系※3	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	代替所内電気設備	新設 既設							
	常設代替交流電源設備※2	新設							
常設代替交流電源設備による 低圧炉心スプレイ系の復旧	低圧炉心スプレイポンプ	既設	① ③ ④	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉補機冷却系※3	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	代替所内電気設備	新設 既設							
	常設代替交流電源設備※3	新設							

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

※5：残留熱除去系 (低圧注水モード) は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。



審査基準，基準規則と対処設備との対応表(5/7)

重大事故等対処設備

重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
低圧原子炉代替注水系(常設) による残存溶融炉心の冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ④	復水輸送系による残存溶融炉心の冷却	復水輸送ポンプ	常設	20分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	低圧原子炉代替注水槽※2	新設			復水貯蔵タンク	常設			
	低圧原子炉代替注水系配管・弁	新設			復水輸送系配管	常設			
	残留熱除去系配管配管・弁	既設			残留熱除去系(A)配管・弁	常設			
	原子炉圧力容器	既設			残留熱除去系(B)配管・弁	常設			
	常設代替交流電源設備※2	新設			残留熱除去系(C)配管・弁	常設			
	代替所内電気設備	既設			原子炉圧力容器	常設			
	非常用交流電源設備※2	既設			常設代替交流電源設備※2	常設			
低圧原子炉代替注水系(可搬型) による残存溶融炉心の冷却	大量送水車	新設	① ② ④ ⑤ ⑦	消火系による残存溶融炉心の冷却	補助消火ポンプ	常設	25分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	ホース・接続口	新設			消火ポンプ	常設			
	低圧原子炉代替注水系配管・弁	新設			補助消火水槽	常設			
	残留熱除去系配管・弁	既設			ろ過水タンク	常設			
	原子炉圧力容器	既設			消火系配管・弁	常設			
	常設代替交流電源設備※2	新設			復水輸送系配管・弁	常設			
	燃料補給設備※2	新設			残留熱除去系(A)配管・弁	常設			
	可搬型代替交流電源設備※2	新設			残留熱除去系(B)配管・弁	常設			
	代替所内電気設備	既設			残留熱除去系(C)配管・弁	常設			
	非常用交流電源設備※2	既設			原子炉圧力容器	常設			
	輪谷貯水槽(西)※1, ※4	既設			常設代替交流電源設備※2	常設			
—	—	—	—	発電用原子炉からの除熱	原子炉浄化補助ポンプ	常設	70分	3名	自主対策とする理由は本文参照
					原子炉圧力容器	常設			
					原子炉浄化系非再生熱交換器	常設			
					原子炉再循環系配管・弁	常設			
					原子炉浄化系配管・弁	常設			
					給水系配管・弁・スパージャ	常設			
					原子炉補機冷却系	常設			
常設代替交流電源設備による 残留熱除去系(原子炉停止時 冷却モード)の復旧	残留熱除去ポンプ	既設	① ③ ④	—	—	—	—	—	
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ジェットポンプ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉補機冷却系※3	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	原子炉再循環系配管	既設							
常設代替交流電源設備※2	新設								

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

※5：残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(6 / 7)

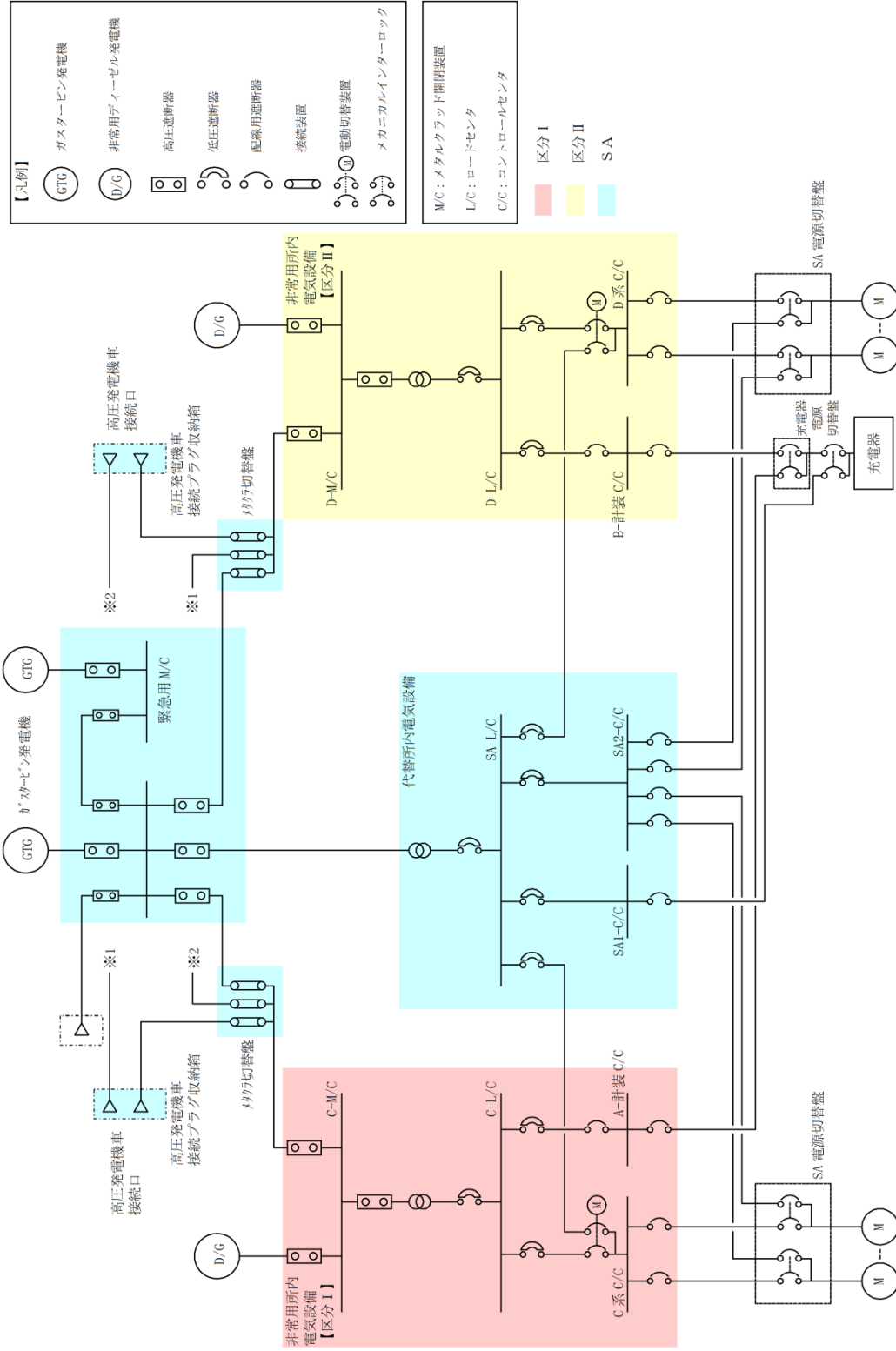
技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針
<p><b>【要求事項】</b></p> <p>発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）並びに原子炉格納容器の破損を防止する手段として、低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p>
<p><b>【解釈】</b></p> <p>1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	<p>—</p>

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(7 / 7)

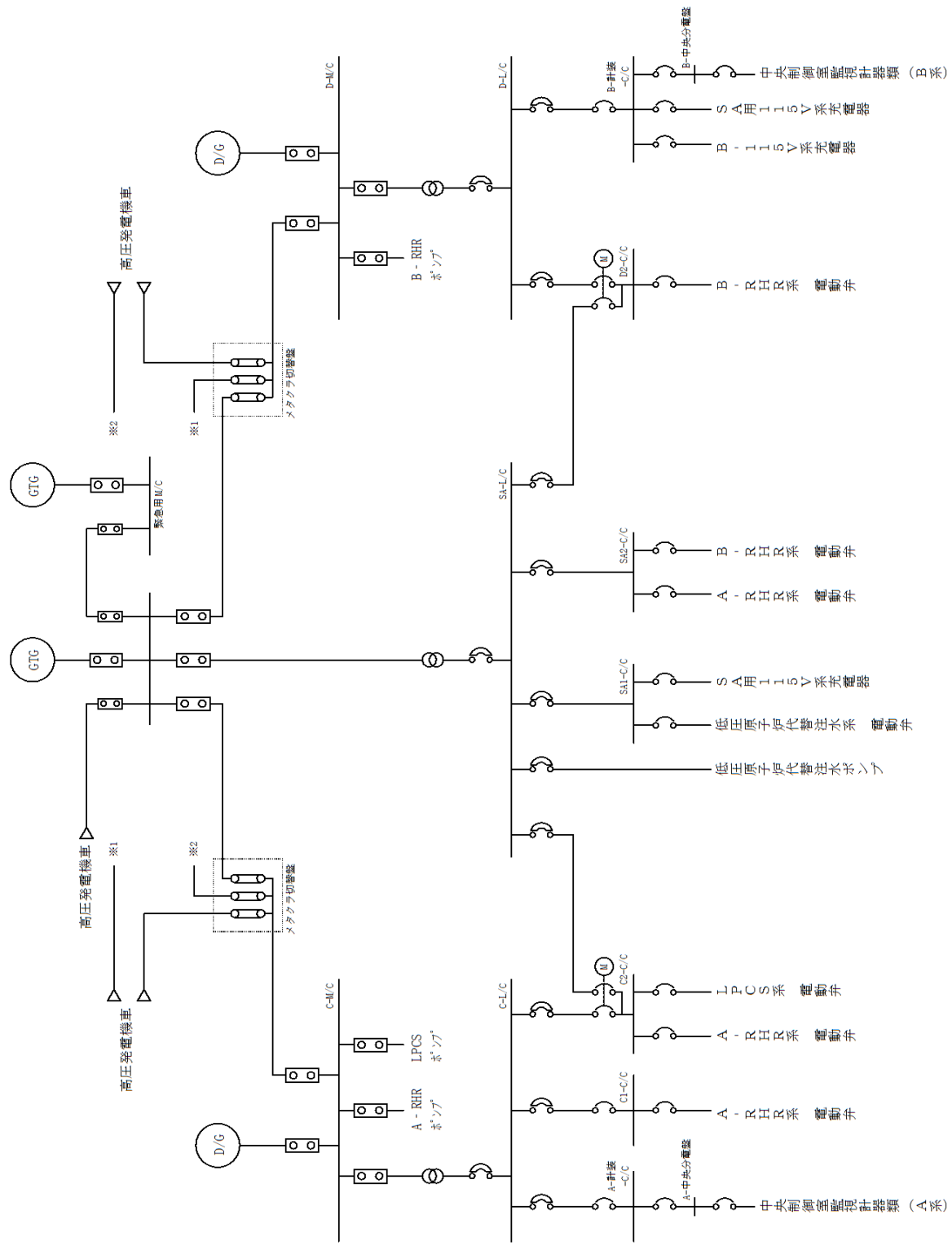
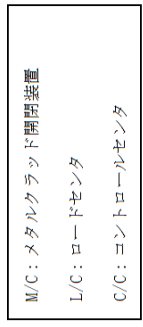
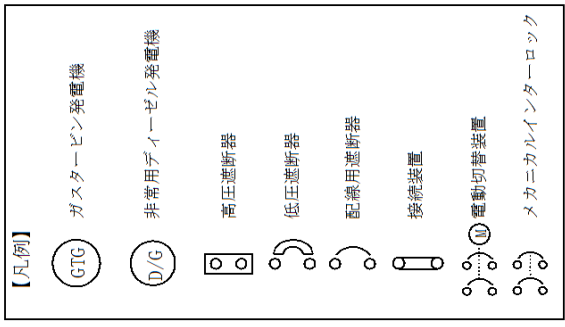
技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針
<p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ                      低圧時の冷却</p> <p>a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順書を整備すること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として、可搬型重大事故防止設備である低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお、低圧原子炉代替注水系（可搬型）における大量送水車の運搬及び接続に関する手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にせ整備する。</p>
<p>(2) 復旧</p> <p>a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）並びに低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水モード）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）並びに低圧炉心スプレイ系を復旧する手順を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関する手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>

## 自主対策設備仕様

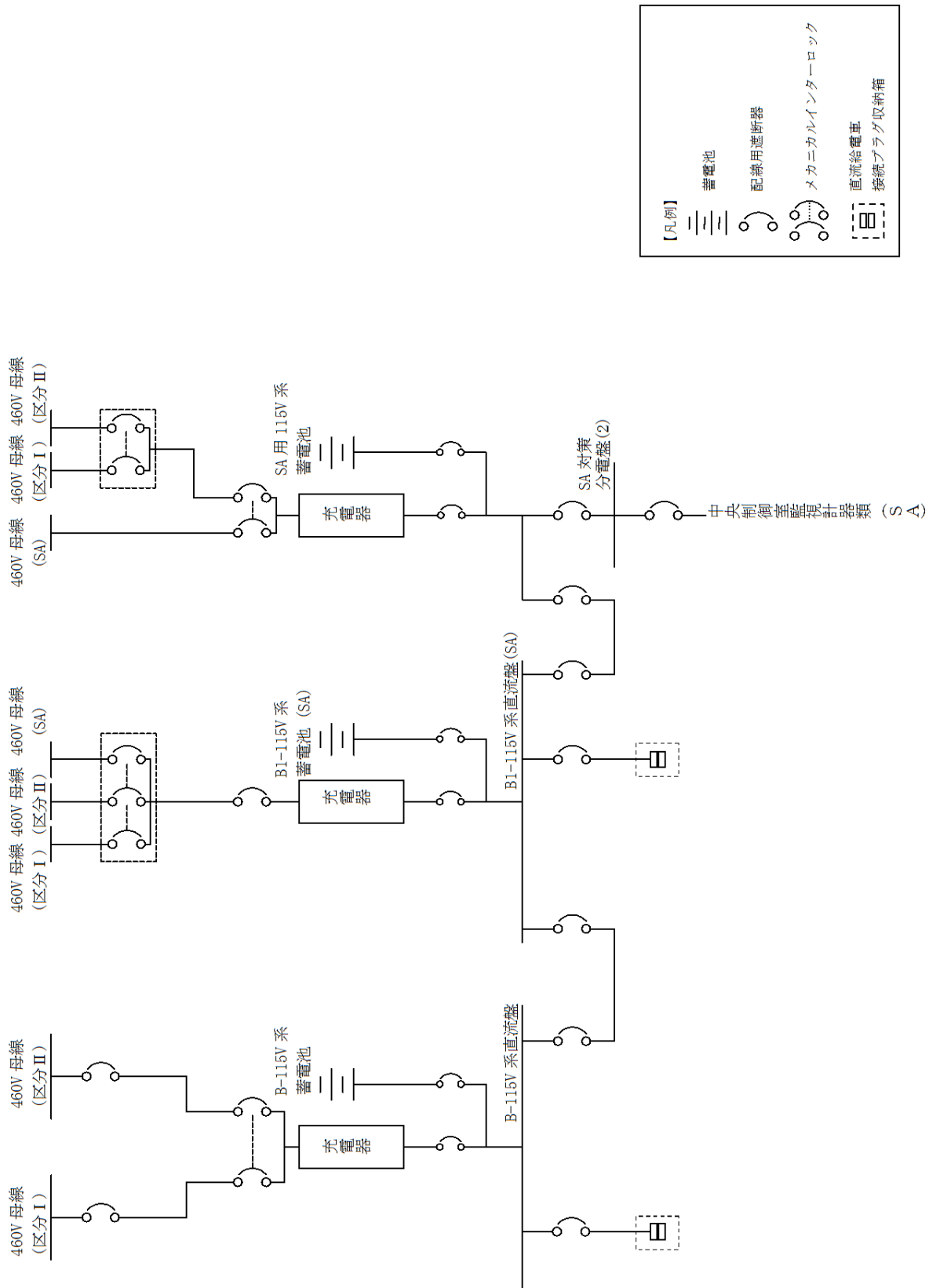
機器名称	常設 ／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
復水輸送ポンプ	常設	Bクラス	85m <sup>3</sup> /h (1台あたり)	70m	3台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	2,000m <sup>3</sup>	—	1基
補助消火ポンプ	常設	Cクラス	72m <sup>3</sup> /h (1台あたり)	80m	2台
補助消火水槽	常設	Cクラス	200m <sup>3</sup>	—	2基
消火ポンプ	常設	—	60m <sup>3</sup> /h (1台あたり)	60m	2台
ろ過水タンク	常設	—	3,000m <sup>3</sup>	—	1基
原子炉浄化補助ポンプ	常設	Bクラス	228m <sup>3</sup> /h	152m	1台
原子炉浄化系非再生熱交換器	常設	Bクラス	1.41×10 <sup>7</sup> kcal/h	—	1基 (2胴)
原子炉補機冷却水ポンプ	常設	Sクラス	1,680m <sup>3</sup> /h (1台あたり)	57m	4台
原子炉補機冷却系熱交換器	常設	Sクラス	8.5×10 <sup>6</sup> kcal/h (1基あたり)	—	6基 (1系統3基)



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

## 重大事故対策の成立性

## 1. 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

## (1) 中央制御室からの低圧原子炉代替注水系（常設）起動

## a. 操作概要

中央操作からの低圧原子炉代替注水系（常設）起動が必要な状況において、中央制御室操作により系統構成を実施し、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水を実施する。

## b. 作業場所

制御室建物地上 4 階（非管理区域）（中央制御室）

## c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの低圧原子炉代替注水系（常設）起動に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1 名（中央制御室運転員 1 名）

想定時間 : 10 分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 9 分）

※1 : 所要時間目安は，模擬により算定した時間

## 想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

●電源確認，隔離操作：想定時間 5 分，所要時間目安 5 分<sup>※2</sup>

・電源確認：所要時間目安 2 分（電源確認：中央制御室）

・隔離操作：所要時間目安 3 分<sup>※2</sup>（操作対象 7 弁：中央制御室）

※2 : 隔離操作は，原子炉冷却材喪失事象が確認された場合のみ隔離操作を実施する。

●系統構成，注水操作：想定時間 5 分，所要時間目安 4 分

・系統構成，注水操作：所要時間目安 4 分（操作対象 1 弁：中央制御室）

## d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても，LED ライト（三脚タイプ），LED ライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。



## 2. 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水

## (1) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水

## a. 操作概要

復水輸送系による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作及び現場操作により系統構成を実施し、復水輸送ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。

## b. 作業場所

原子炉棟 地上2階（管理区域）

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

## c. 必要要員数及び想定時間

復水輸送系による原子炉圧力容器への注水として、最長時間を要する残留熱除去系（B）注入配管使用又は残留熱除去系（C）注入配管を使用した送水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間：30分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：8分）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

- 電源確認、バイパス流防止操作：想定時間10分、所要時間目安3分
  - ・電源確認：所要目安時間2分（電源確認：中央制御室）
  - ・バイパス流防止操作：所要目安時間1分（操作対象1弁：中央制御室）
- 復水輸送ポンプ起動、系統構成：想定時間10分、所要時間目安3分
  - ・復水輸送ポンプ起動、系統構成：所要時間目安3分（操作対象1弁：中央制御室）

## 【現場運転員】

- 移動：想定時間20分、所要時間目安7分
  - ・移動：所要時間目安7分（移動経路：中央制御室～原子炉棟地上2階）
- 弁操作、注水開始：想定時間10分、所要時間目安1分
  - ・弁操作、注水開始：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉棟地上2階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

作業環境 : 常用照明消灯時においてもLEDライト (三脚タイプ), LEDライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であり, 容易に操作可能である。

(b) 現場操作

作業環境 : 常用照明消灯時においても, 電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また, ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具 (全面マスク, 個人線量計, 綿手袋, ゴム手袋, 汚染防護服) を着用又は携行して作業を行う。

移動経路 : 電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること, ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。また, アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり, 容易に実施可能である。  
操作対象弁には, 暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段 : 所内通信連絡設備, 電力保安通信用電話設備, 有線式通信設備のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室との連絡が可能である。



弁操作作業

(B-RHR注水配管洗浄元弁)



弁操作作業

(C-RHR注水配管洗浄元弁)

## 3. 消火系による原子炉圧力容器内への注水

## (1) 消火系による原子炉圧力容器内への注水

## a. 操作概要

消火系による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作及び現場操作により系統構成を実施し、補助消火ポンプ又は消火ポンプにより原子炉圧力容器へ送水する。

## b. 作業場所

原子炉棟 地上2階（管理区域）

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

## c. 必要要員数及び想定時間

消火系による原子炉圧力容器への注水として、最長時間を要する残留熱除去系（B）注入配管使用又は残留熱除去系（C）注入配管を使用した送水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間：30分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：8分）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

- 電源確認、バイパス流防止操作：想定時間10分、所要時間目安3分
  - ・電源確認：所要目安時間2分（電源確認：中央制御室）
  - ・バイパス流防止操作：所要目安時間1分（操作対象1弁：中央制御室）
- ポンプ起動、系統構成：想定時間15分、所要時間目安5分
  - ・ポンプ起動、系統構成：所要時間目安5分（操作対象3弁：中央制御室）

## 【現場運転員】

- 移動：想定時間20分、所要時間目安7分
  - ・移動：所要時間目安7分（移動経路：中央制御室～原子炉棟地上2階）
- 弁操作、注水開始：想定時間10分、所要時間目安1分
  - ・弁操作、注水開始：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉棟地上2階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

作業環境 : 常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であり、容易に操作可能である。

(b) 現場操作

作業環境 : 常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を着用又は携帯して作業を行う。

移動経路 : 電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯していることから接近可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり、容易に実施可能である。  
操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段 : 所内通信連絡設備、電力保安通信用電話設備、有線式通信設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。



弁操作作業

(B-RHR注水配管洗浄元弁)



弁操作作業

(C-RHR注水配管洗浄元弁)

## 4. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）

## (1) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車による送水準備及び送水

## a. 操作概要

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、外部接続口及び水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により発電用原子炉に送水する。

## b. 作業場所

屋外（原子炉建物南側周辺，原子炉建物西側周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西））周辺）

## c. 必要要員数及び想定時間

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水として、最長時間を要する第4保管エリア，第3保管エリアの可搬型設備による輪貯水槽（西）を使用した送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 12名（緊急時対策要員12名）

想定時間 : 2時間10分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 1時間33分）

※1 : 所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間  
想定時間内訳

【緊急時対策要員6名】（原子炉建物南側接続口周辺作業）

●緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間25分，所要時間目安22分

・移動：所要時間目安22分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全性確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及びヘッダ接続）：想定時間1時間5分，所要時間目安34分

・移動：所要時間目安4分（移動経路：第4保管エリア～原子炉建物西側法面）

・送水準備（ホース敷設及びヘッダ接続）：所要時間目安30分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側接続口周辺）

●送水準備（ヘッダ～原子炉建物南側接続口）：想定時間25分，所

要時間目安 21 分

- ・送水準備：所要時間目安 15 分（ヘッド～原子炉建物南側接続口）
- ・系統構成：所要時間目安 6 分（操作対象 2 弁：原子炉建物南側接続口周辺）

【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）

- 緊急時対策所～第 3 保管エリア移動：想定時間 25 分，所要時間目安 23 分
  - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第 3 保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
  - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 3 保管エリア）
- 大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分
  - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 3 保管エリア～輪谷貯水槽（西））
  - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西））
- 送水準備（ホース敷設）：想定時間 1 時間，所要時間目安 37 分
  - ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西），原子炉建物西側法面）
  - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西）周辺）
- 大量送水車起動，スプレイ開始：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
  - ・大量送水車起動，原子炉注水開始：所要時間目安 10 分（輪谷貯水槽（西））

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している。また，放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，夜間においても接近可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，容易に実施可能である。また，作業エリア周辺には，支障となる設備は無く，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，

携帯型), 電力保安通信用電話設備, 所内通信連絡設備のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策本部との連絡が可能である。



ホース接続作業 (昼間)



水中ポンプ設置準備 (夜間)



ポンプ起動操作 (夜間)

## (2) 系統構成

### a. 操作概要

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、交流電源が確保されている場合は中央制御室からの操作による系統構成を実施し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉圧力容器に注水する。交流電源が喪失しており中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合、残留熱除去系配管 A 系配管による原子炉圧力容器への注水の場合においては、原子炉棟地上中 1 階及び原子炉棟地上 1 階まで移動するとともに、現場での人力による操作により系統構成を実施し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉圧力容器に注水する。

### b. 作業場所

原子炉棟 地上中 1 階（管理区域）

原子炉棟 地上 1 階（管理区域）

制御室建物 地上 4 階（非管理区域）（中央制御室）

### c. 必要要員数及び想定時間

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水として、最長時間を要する残留熱除去系 A 系配管を使用した注水での中央制御室操作又は中央制御室操作及び現場操作による系統構成に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 「交流動力電源が確保されている場合」

1 名（中央制御室運転員 1 名）

「全交流動力電源が喪失している場合」

3 名（中央制御室運転員 1 名、現場運転員 2 名）

想定時間 : 「交流動力電源が確保されている場合」

10 分以内（所要時間目安<sup>※2</sup> : 4 分）

「全交流動力電源が喪失している場合」

50 分以内（所要時間目安<sup>※2</sup> : 26 分）

※2 : 所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間  
想定時間内訳

#### 【中央制御室運転員】

「交流動力電源が確保されている場合」

●電源確認、系統構成 : 想定時間 10 分、所要時間目安 4 分

・電源確認、系統構成 : 所要時間目安 4 分（操作対象 2 弁 : 中央制御室）

「全交流動力電源が喪失している場合」



- 電源確認：想定時間 5 分，所要時間目安 1 分
  - ・電源確認：所要時間目安 1 分（電源確認：中央制御室）

#### 【現場運転員】

- 移動：想定時間 10 分，所要時間目安 6 分
  - ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：中央制御室～原子炉棟地上中 1 階）
- 系統構成：想定時間 20 分，所要時間目安 14 分
  - ・系統構成：所要時間目安 14 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上中 1 階）
- 移動：想定時間 10 分，所要時間目安 2 分
  - ・移動：所要時間目安 2 分（移動経路：原子炉棟地上中 1 階～原子炉棟地上 1 階）
- 系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安 4 分
  - ・系統構成：所要時間目安 4 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上 1 階）

#### d. 操作の成立性について

##### (a) 中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においても LED ライト（三脚タイプ），LED ライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性：操作スイッチによる操作であり，容易に操作可能である。

##### (b) 現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電動弁の手動ハンドルによる現場操作については，操作に工具等は必要とせず，手動弁と同様な操作であるため，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段：所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備，有線式通信設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成

5. 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の中央制御室からの原子炉圧力容器への注水

a. 操作概要

残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作により系統構成を実施し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水を実施する。

b. 作業場所

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の中央制御室からの原子炉圧力容器への注水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 10分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 6分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認 : 想定時間5分、所要時間目安3分

・電源確認 : 所要時間目安3分（電源確認 : 中央制御室）

●ポンプ起動、注水操作 : 想定時間5分、所要時間目安3分

・ポンプ起動、注水操作 : 所要時間目安3分（操作対象1弁 : 中央制御室）

d. 操作の成立性について

作業環境 : 常用照明消灯時においても、LEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

## 6. 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

## (1) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の中央制御室からの原子炉圧力容器への注水

## a. 操作概要

低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作により系統構成を実施し、低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水を実施する。

## b. 作業場所

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

## c. 必要要員数及び想定時間

低圧炉心スプレイ系電源復旧後の中央制御室からの原子炉圧力容器への注水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 10分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 6分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

## 想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間5分、所要時間目安3分

・電源確認：所要時間目安3分（電源確認：中央制御室）

●ポンプ起動、注水操作：想定時間5分、所要時間目安3分

・ポンプ起動、注水操作：所要時間目安3分（操作対象1弁：中央制御室）

## d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、LEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性：操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

## 7. 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱

## (1) 系統構成

## a. 操作概要

中央操作からの原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱が必要な状況において、中央制御室及び現場操作により系統構成を実施し、原子炉浄化補助ポンプを起動して発電用原子炉の除熱を実施する。

## b. 作業場所

原子炉棟 地上3階（管理区域）

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

## c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの原子炉浄化系起動に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 70分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 53分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

## 想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間5分，所要時間目安3分

・電源確認：所要時間目安3分（電源確認：中央制御室）

●状態確認，系統構成：想定時間20分，所要時間目安11分

・状態確認，系統構成：所要時間目安11分（操作対象9弁：中央制御室）

●原子炉浄化補助ポンプ起動：想定時間10分，所要時間目安3分

・原子炉浄化補助ポンプ起動：所要時間目安3分（補助ポンプ起動：中央制御室）

●除熱操作：想定時間35分，所要時間目安23分

・除熱操作：所要時間目安23分（操作対象3弁：中央制御室）

## 【現場運転員】

●移動，系統構成：想定時間25分，所要時間目安11分

・移動 : 所要時間目安8分（移動経路：中央制御室～原子炉棟地上3階）

・系統構成：所要時間目安3分（操作対象1弁：原子炉棟地上3階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

- 作業環境 : 常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。
- 操作性 : 操作スイッチによる操作であり、容易に操作可能である。

(b) 現場操作

- 作業環境 : 常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。
- 移動経路 : 電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること、ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから接近可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。
- 操作性 : 通常の弁操作であり、容易に実施可能である。  
操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。
- 連絡手段 : 所内通信連絡設備、電力保安通信用電話設備、有線式通信設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。

## 8. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱

### (1) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱

#### a. 操作概要

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱が必要な状況において、中央制御室操作及び現場操作により系統構成及びそれに必要な電源開放操作を実施し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉の除熱を実施する。

#### b. 作業場所

原子炉建物附属棟 地上2階（非管理区域）  
制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

#### c. 必要要員数及び想定時間

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間 : 35分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 19分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

#### 想定時間内訳

##### 【中央制御室運転員】

- 電源確認：想定時間5分、所要時間目安3分
  - ・電源確認：所要時間目安3分（電源確認：中央制御室）
- 系統構成：想定時間20分、所要時間目安11分
  - ・系統構成：所要時間目安11分（操作対象7弁：中央制御室）
- ポンプ起動、注水開始：想定時間10分、所要時間目安5分
  - ・ポンプ起動、注水開始：所要時間目安5分（操作対象2弁：中央制御室）

##### 【現場運転員】

- 移動：想定時間15分、所要時間目安4分
  - ・移動 : 所要時間目安4分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟地上2階）
- 電源開放操作：想定時間5分、所要時間目安1分

- ・電源開放操作：所要時間目安1分（電源ロック操作：原子炉建物付属棟地上2階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においても，LEDライト（三脚タイプ），LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。  
操作性：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b) 現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。  
移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。  
操作性：通常の電源開放操作であり，容易に実施可能である。  
連絡手段：所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備，有線式通信設備のうち，使用可能な設備より，中央制御室との連絡が可能である。



電源開放操作



9. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水

(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水

a. 操作概要

残留熱除去系が健全な場合であって原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作により残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し、原子炉圧力容器への注水を実施する。

b. 作業場所

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの残留熱除去系（低圧注水モード）起動に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 2分以内（所要時間目安<sup>\*1</sup> : 2分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●注水操作開始 : 想定時間2分、所要時間目安2分

・注水操作開始 : 所要目安時間2分（注水操作開始 : 中央制御室）

d. 操作の成立性について

作業環境 : 常用照明消灯時においても、LEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

10. 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

(1) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

a. 操作概要

低圧炉心スプレイ系が健全な場合であって原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作により低圧炉心スプレイ系を起動し、原子炉圧力容器への注水を実施する。

b. 作業場所

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの低圧炉心スプレイ系起動に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 2分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 2分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●注水操作開始 : 想定時間2分, 所要時間目安2分

・注水操作開始 : 所要目安時間2分（注水操作開始 : 中央制御室）

d. 操作の成立性について

作業環境 : 常用照明消灯時においても、LEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

解釈一覧  
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈	
1.4.2.1 原子炉運転中における対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(広帯域)にて原子炉水位低(レベル3)	
		(b) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(広帯域)にて原子炉水位低(レベル3)	
		(c) 消火系による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(広帯域)にて原子炉水位低(レベル3)	
		(d) 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(広帯域)にて原子炉水位低(レベル3)	
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順	原子炉圧力指示値が規定値以下	原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下	
	(2) サボート系故障時の対応手順 a. 復旧	原子炉圧力指示値が規定値以下	原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下	
1.4.2.3 重大事故等対処設備(設計基準拡張)における対応手順	(1) 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(広帯域)にて原子炉水位低(レベル3)	
		(2) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱	原子炉圧力指示値が規定値以下	原子炉圧力指示値が <input type="text"/> MPa 以下
			原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(広帯域)にて原子炉水位低(レベル3)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。

操作手順の解釈一覧(1 / 2)

手順		操作手順記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	(1) フロントライオン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力が <input type="text"/> MPa 以上であること 原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下であること 低圧原子炉代替注水(A)配管流量が <input type="text"/> m <sup>3</sup> /h 程度まで上昇 復水輸送ポンプ吐出ヘッド圧力が <input type="text"/> MPa 以上であること 原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下であること
		(b) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水	代替注水流量(常設)指示値の上昇 復水輸送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が規定値以上であること 原子炉圧力容器内の圧力が復水輸送ポンプの吐出圧力以下であること RPV / PCV 注入流量指示値の上昇
		(c) 消火系による原子炉圧力容器への注水	消火ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であること ⑦ <sup>a</sup> 補助消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合 原子炉圧力容器内の圧力が規定圧力以下となったこと ⑦ <sup>b</sup> 消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合 原子炉圧力容器内の圧力が規定圧力以下となったこと RPV / PCV 注入流量の上昇 RPV / PCV 注入流量の上昇
		(d) 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水(淡水/海水)	原子炉圧力容器内の圧力が大量送水車の吐出圧力以下であること 代替注水流量(可搬型)指示値の上昇 代替注水流量(可搬型)指示値の上昇
		(a) 残留熱除去系(低圧注水モード)電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	A-残留熱除去ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であること 原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去ポンプの吐出圧力以下であること

本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。

操作手順の解釈一覧(2/2)

手順	操作手順記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	<p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉压力容器への注水</p> <p>(b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉压力容器への注水</p>	<p>A-残留熱除去ポンプ出口流量が <input type="text"/> m<sup>3</sup>/h 程度まで上昇</p> <p>低圧炉心スプレイポンプ吐出圧力が <input type="text"/> MPa 以上であること</p> <p>原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下であること</p> <p>低圧炉心スプレイ系の系統流量が <input type="text"/> m<sup>3</sup>/h 程度まで上昇</p>
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順	<p>(1) フロントライオン系故障時の対応手順</p> <p>(2) サポート系故障時の対応手順</p>	<p>出口圧力が上昇したこと</p> <p>原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定圧力以下であること</p> <p>A-残留熱除去ポンプ出口流量指示値の上昇</p> <p>残留熱除去ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上となったこと</p> <p>原子炉压力容器内の圧力が規定圧力以下となったこと</p> <p>残留熱除去ポンプ出口流量指示値の上昇</p> <p>原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下であること</p> <p>残留熱除去系系統流量指示値の上昇</p> <p>低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水</p>
1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順	<p>(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉压力容器への注水</p> <p>(2) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉压力容器への注水</p> <p>(3) 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水</p>	<p>残留熱除去系の系統流量が <input type="text"/> m<sup>3</sup>/h 程度まで上昇</p> <p>残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が <input type="text"/> MPa 以上となったこと</p> <p>原子炉压力容器内の圧力が <input type="text"/> MPa 以下となったこと</p> <p>残留熱除去系の系統流量が <input type="text"/> m<sup>3</sup>/h 程度まで上昇</p> <p>原子炉圧力指示値が <input type="text"/> MPa 以下であること</p> <p>残留熱除去系の系統流量が <input type="text"/> m<sup>3</sup>/h 程度まで上昇</p> <p>低圧炉心スプレイポンプ吐出圧力が <input type="text"/> MPa 以上</p>

本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。

## 弁番号及び弁名称一覧(1/3)

弁番号	弁名称	操作場所
MV273-300	CWT系・消火系連絡止め弁 (消火系)	中央制御室 タービン建物地上1階給水加熱器室 (管理区域)
MV271-10	CWT系・消火系連絡止め弁	中央制御室 タービン建物地上1階給水加熱器室 (管理区域)
MV222-5A	A-RHR注水弁	中央制御室 原子炉棟地上中1階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV2B2-4	F L S R注水隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上1階東側通路 (管理区域)
MV271-197	CWT T/B供給遮断弁	中央制御室 タービン建物地上1階給水加熱器室 (管理区域)
MV222-81	A-RHR R P V代替注水弁	中央制御室 原子炉棟地上中1階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
V222-32B	B-RHR注水配管洗浄元弁	原子炉棟地上2階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
V222-32C	C-RHR注水配管洗浄元弁	原子炉棟地上2階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-5B	B-RHR注水弁	中央制御室 原子炉棟地上2階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-5C	C-RHR注水弁	中央制御室 原子炉棟地上2階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV-222-3A	A-RHRドライウエル第1スプレイ弁	中央制御室 原子炉棟地上2階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV-222-4A	A-RHRドライウエル第2スプレイ弁	中央制御室 原子炉棟地上2階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
2B2-101A	A-低圧原子炉代替注水元弁	屋外
V2B2-101B	B-低圧原子炉代替注水元弁	屋外
MV223-2	低圧炉心スプレイ系注水弁	中央制御室 原子炉棟地上1階南側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-6	炉水入口内側隔離弁	中央制御室 原子炉棟地下1階PCV内 (管理区域)

弁番号及び弁名称一覧(2/3)

弁番号	弁名称	操作場所
MV222-7	炉水入口外側隔離弁	中央制御室 原子炉棟地下1階トラス室 (管理区域)
MV222-8A	A-ポンプ炉水入口弁	中央制御室 原子炉棟地下2階A-RHRポンプ室 (管理区域)
MV222-11A	A-ポンプ炉水戻り弁	中央制御室 原子炉棟地下1階トラス室 (管理区域)
MV222-22A	A-熱交入口弁	中央制御室 原子炉棟地上中1階A-RHRバルブ室 (管理区域)
MV222-2A	A-熱交バイパス弁	中央制御室 原子炉棟地上中1階A-RHRバルブ室 (管理区域)
MV222-1A	A-ポンプトラス水入口弁	中央制御室 原子炉棟地下2階A-RHRポンプ室 (管理区域)
MV222-17	A-ミニマムフロー弁	中央制御室 原子炉棟地下2階A-RHRポンプ室 (管理区域)
MV201-1A	A-原子炉再循環ポンプ入口弁	中央制御室 原子炉棟地下1階PCV内 (管理区域)
MV201-1B	B-原子炉再循環ポンプ入口弁	中央制御室 原子炉棟地下1階PCV内 (管理区域)
MV201-2A	A-原子炉再循環ポンプ出口弁	中央制御室 原子炉棟地下1階PCV内 (管理区域)
MV201-2B	B-原子炉再循環ポンプ出口弁	中央制御室 原子炉棟地下1階PCV内 (管理区域)
MV213-1A	A-CUW入口元弁	中央制御室 原子炉棟地下1階PCV内 (管理区域)
MV213-1B	B-CUW入口元弁	中央制御室 原子炉棟地下1階PCV内 (管理区域)
MV213-2	RPVドレン側流量調節バイパス弁	中央制御室 原子炉棟地下1階PCV内 (管理区域)
MV213-3	CUW入口内側隔離弁	中央制御室 原子炉棟 地上1階 PCV内 (管理区域)
MV213-4	CUW入口外側隔離弁	中央制御室 原子炉棟 地上1階 東側PCVペネトレーション室 (管理区域)

弁番号及び弁名称一覧(3/3)

弁番号	弁名称	操作場所
MV213-6	補助ポンプ入口弁	中央制御室 原子炉棟地上1階東側PCVペネトレーション室(管理区域)
MV213-7	補助ポンプ出口弁	中央制御室 原子炉棟地上中2階CUWバルブ室(管理区域)
MV213-8	再生熱交管側入口弁	中央制御室 原子炉棟地上中2階CUWバルブ室(管理区域)
MV213-9	補助熱交入口弁	中央制御室 原子炉棟地上2階CUW非再生熱交換器室(管理区域)
MV213-11	フィルタ入口圧力調節バイパス弁	中央制御室 原子炉棟地上中2階CUWバルブ室(管理区域)
MV213-12	フィルタバイパス弁	中央制御室 原子炉棟地上3階CUWフィルタ/デミネ廻りバルブ室(管理区域)
MV213-15	循環ポンプバイパス弁	中央制御室 原子炉棟地上2階B-CUW循環ポンプ室(管理区域)
V213-11	CUW脱塩装置バイパス弁	原子炉棟 地上3階 CUW フィルタ/デミネ廻りバルブ室
CV213-1	フィルタ入口圧力調節弁	中央制御室 原子炉棟地上中2階CUWバルブ室(管理区域)
CV213-2	系統流量調節弁	中央制御室 原子炉棟地上2階A-CUW循環ポンプ室(管理区域)
CV214-1	CUW非再生熱交出口温度調節弁	中央制御室 原子炉棟 地上中2階 南西通路



## 手順のリンク先について

原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.4.2.1(2) a. (a) 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水
  - ・原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順
  - <リンク先>1.5.2.2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
    - 1.5.2.3(1) 原子炉補機冷却系による除熱
  - ・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等
  - <リンク先>1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電
    - 1.14.2.5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給
  
2. 1.4.2.1(2) a. (b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水
  - ・原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順
  - <リンク先>1.5.2.2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
    - 1.5.2.3(1) 原子炉補機冷却系による除熱
  - ・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等
  - <リンク先>1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電
    - 1.14.2.5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給
  
3. 1.4.2.2(2) a. (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱
  - ・原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順
  - <リンク先>1.5.2.2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
    - 1.5.2.3(1) 原子炉補機冷却系による除熱
  - ・常設代替交流電源設備に関する手順等
  - <リンク先>1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電
    - 1.14.2.5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給
  
4. 1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順
  - ・原子炉補機冷却水系及び原子炉補機代替冷却系による冷却水確保手順

<リンク先>1. 5. 2. 3(1) 原子炉補機冷却系による除熱

1. 5. 2. 2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱

- ・ 輪谷貯水槽（西 1），輪谷貯水槽（西 2）及び低圧原子炉代替注水槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順

<リンク先>1. 13. 2. 1(6) a. 輪谷貯水槽（西 1）及び輪谷貯水槽（西 2）を水源とした大量送水車による送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）

1. 13. 2. 1(7) a. 輪谷貯水槽（西 1）及び輪谷貯水槽（西 2）を水源とした大量送水車による送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）

1. 13. 2. 2(1) a. 大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給（淡水／海水）

1. 13. 2. 2(2) a. 輪谷貯水槽（東 1）又は輪谷貯水槽（東 2）から輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2）への補給

1. 13. 2. 2(2) b. 海から輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2）への補給（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）

1. 13. 2. 2(2) c. 海から輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2）への補給（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）

- ・ 非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による低圧原子炉代替注水ポンプ，復水輸送ポンプ，消火ポンプ，残留熱除去ポンプ，低圧炉心スプレイポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車及び大量送水車への燃料補給手順

<リンク先>1. 14. 2. 1(1)代替交流電源設備による給電

1. 14. 2. 3(1) a. ガスタービン発電機又は高圧発電機車による S Aロードセンタ及び S Aコントロールセンタ受電

1. 14. 2. 5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給

1. 14. 2. 5(2) タンクローリから各機器等への給電

1. 14. 2. 6(1) 非常用交流電源設備による給電

- ・ 操作の判断，確認に係る計装設備に関する手順

<リンク先>1. 15. 2. 1 監視機能喪失

1. 15. 2. 2 計測に必要な電源の喪失

## 1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

### < 目次 >

#### 1.5.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
  - a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備
    - (a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送
    - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - b. サポート系故障時の対応手段及び設備
    - (a) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送
    - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - c. 手順等

#### 1.5.2 重大事故等時の手順

##### 1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合）
  - a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
  - b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
- (2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）
  - a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）
  - b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
- (3) 重大事故等時の対応手段の選択

##### 1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順

- (1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送
  - a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
  - b. 大型送水ポンプ車による除熱
- (2) 重大事故等時の対応手段の選択

##### 1.5.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

- (1) 原子炉補機冷却系による除熱

##### 1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.5.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.5.2 自主対策設備仕様

添付資料1.5.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.5.4 重大事故対策の成立性

1. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
  - (1) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
  - (2) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）
  - (3) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）
  - (4) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）
  - (5) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ
  - (6) フィルタベント計装（第1ベントフィルタ出口水素濃度）
  - (7) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整
2. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
3. 原子炉補機代替冷却系による除熱
  - (1) 系統構成
  - (2) 移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車による除熱
4. 大型送水ポンプ車による除熱
  - (1) 系統構成
  - (2) 大型送水ポンプ車による除熱
5. 原子炉補機冷却系による除熱

添付資料1.5.5 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 弁番号及び弁名称一覧

添付資料1.5.6 手順のリンク先について

## 1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

### 【要求事項】

発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

### 【解釈】

1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

#### (1) 炉心損傷防止

a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク（UHS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。

また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）並びに原子炉補機冷却系による冷却機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

### 1.5.1 対応手段と設備の選定

#### (1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）並びに原子炉補機冷却系を設置している。

これらの設計基準事故対処設備のうち残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）、原子炉補機冷却系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。（第1.5-1図）

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>※1</sup>を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。

#### (2) 対応手段と設備の選定の結果

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

この対応手段及び設備は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」における「残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱」にて整理する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

これらの対応手段及び設備は、「1.6原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プールの除熱」にて整理する。

重大事故対処設備（設計基準拡張）である原子炉補機冷却系が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

原子炉補機冷却系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・原子炉補機海水ポンプ
- ・原子炉補機冷却水ポンプ・原子炉補機冷却系 配管・弁・海水ストレーナ
- ・原子炉補機冷却系 サージタンク
- ・原子炉補機冷却系熱交換器
- ・取水口
- ・取水管
- ・取水槽
- ・非常用交流電源設備

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の故障として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）の故障を想定する。また、サポート系故障として、原子炉補機冷却系の故障又は全交流動力電源喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.5-1表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送

- i 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱  
設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残

留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、格納容器フィルタベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。

この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・格納容器フィルタベント系

格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。

優先①：格納容器フィルタベント系によるウェットウェルベント（以下「W/W ベント」という。）

優先②：格納容器フィルタベント系によるドライウェルベント（以下「D/W ベント」という。）

## ii 現場操作

格納容器フィルタベント系の隔離弁（電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合、隔離弁を遠隔で手動操作することで最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。なお、隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは原子炉建物付属棟とする。

格納容器フィルタベント系の現場操作で使用する設備は以下のとおり。

- ・遠隔手動弁操作機構

## (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち、格納容器フィルタベント系は重大事故等対処設備として位置付ける。

現場操作で使用する設備のうち、遠隔手動弁操作機構は重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの機能喪失原因分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料 1.5.1）

以上の重大事故等対処設備により、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）の使用が不可能な場合においても、



最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・スクラバ容器補給設備

有効性評価の条件下において、格納容器フィルタベント系を使用する場合、事故発生後7日間は、外部からのスクラビング水を補給しなくても、スクラバ容器内に必要となるスクラビング水を保有することができる。

その後の安定状態において、スクラビング水が低下した場合、本設備を用いて外部からスクラビング水を補給することで格納容器フィルタベント系の機能を維持できることから、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止対策として有効である。

- ・可搬式窒素供給装置

有効性評価における原子炉格納容器内の圧力評価により、事故発生後7日間は窒素ガスを供給しなくても原子炉格納容器が負圧破損に至る可能性はない。

その後の安定状態において、サプレッション・プール水の温度が低下し、原子炉格納容器内で発生する水蒸気が減少した場合においても、本設備を用いて原子炉格納容器へ窒素ガスを供給することで原子炉格納容器内の負圧化を回避できることから、原子炉格納容器の負圧破損防止対策として有効である。

(添付資料 1.5.2)

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送

i 原子炉補機代替冷却系による除熱

設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却系が故障等又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、原子炉補機代替冷却系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。

原子炉補機代替冷却系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・移動式代替熱交換設備
- ・大型送水ポンプ車
- ・ホース・接続口
- ・原子炉補機冷却系 配管・弁・サージタンク
- ・原子炉補機代替冷却系 配管・弁
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・取水口
- ・取水管

- ・取水槽
- ・常設代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

原子炉補機代替冷却系と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備により緊急用メタクラ（以下「緊急用M/C」という。）を受電した後、緊急用M/Cから非常用高圧母線C系（以下「M/C C系」という。）又は非常用高圧母線D系（以下「M/C D系」という。）へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。

残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）
- ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）
- ・常設代替交流電源設備

## ii 大型送水ポンプ車による除熱

上記「(a) i 原子炉補機代替冷却系による除熱」の原子炉補機代替冷却系が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、大型送水ポンプ車により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水する手段がある。

大型送水ポンプ車による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・大型送水ポンプ車
- ・ホース・接続口
- ・原子炉補機冷却系 配管・弁
- ・原子炉補機代替冷却系 配管・弁
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・取水口
- ・取水管
- ・取水槽
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

大型送水ポンプ車と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去

系（原子炉停止時冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備又は、可搬型代替交流電源設備により緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/CからM/C C系又はM/C D系へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。

残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）
- ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉補機代替冷却系による除熱で使用する設備のうち、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車、ホース・接続口、原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク、原子炉補機代替冷却系配管・弁、残留熱除去系熱交換器、取水口、取水管、取水槽、常設代替交流電源設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

原子炉補機代替冷却系と併せて使用する設備のうち、常設代替交流電源設備及び代替所内電気設備は、重大事故等対処設備として位置付ける。

また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料 1.5.1）

以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止できる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・大型送水ポンプ車

原子炉補機冷却系の淡水側に直接海水を送水することから、熱交換器の破損や配管の腐食が発生する可能性があるが、大型送水ポンプ車による冷却水供給により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が使用可能となれば最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段として有効である。

（添付資料 1.5.2）

### c. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手順及び設備」及び「b. サポート系故障時の対応手順及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として、事故時操作要領書（徴候ベース）（以下「EOP」という。）、AM設備別操作要領書及び原子力災害対策手順書（以下「EHP」という。）に定める（第1.5-1表）。

また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.5-2表、第1.5-3表）。

（添付資料1.5.3）

## 1.5.2 重大事故等時の手順

### 1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

#### (1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合）

##### a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器フィルタベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁は、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

##### (a) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

###### i 手順着手の判断基準

炉心損傷<sup>\*1</sup>前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（245kPa [gage]）以下に維持できない場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

ii 操作手順

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-4図に、タイムチャートを第1.5-5図及び第1.5-6図に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順①以外は同様)]

- ① 当直長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位が外部水源注水制限（外部水源総注水量4,000m<sup>3</sup>）以下であることを確認し、格納容器フィルタベント系によるウェットウェル（以下「W/W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（原子炉格納容器内の水位が外部水源注水制限を越えている場合はドライウェル（以下「D/W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。
- ② 当直長は、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③ 中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④ 中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。
- ⑤ 中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の確認として、格納容器隔離信号が発生している場合は、格納容器隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑥ 中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及びSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全開を確認後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を全開し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直長に報告する。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作が出来ない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベ

ント準備完了を当直長に報告する。

- ⑦ 当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑧ 当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、緊急時対策本部に報告する。
- ⑨ 当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。
- ⑩ 当直長は、格納容器ベント開始圧力（427kPa[gage]）に到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、中央制御室運転員に格納容器ベント開始を指示する。
- ⑪ <sup>a</sup>W/Wベントの場合  
中央制御室運転員Aは、NGC N2 トーラス出口隔離弁の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。
- ⑪ <sup>b</sup>D/Wベントの場合  
中央制御室運転員Aは、NGC N2 ドライウェル出口隔離弁の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。
- ⑫ 中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示値の低下、並びに第1ベントフィルタスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに、第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、当直長に報告する。また、当直長は格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。
- ⑬ 中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直長に報告する。また、当直長はスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。
- ⑭ 当直長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内に水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁の全開操作を実施し、格納容器フィルタ

ベント系による格納容器ベントを停止するよう運転員に指示する。

- ⑮ 中央制御室運転員Aは、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁の全閉操作を実施し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。
- ⑯ 当直長は、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施するよう運転員に指示する。
- ⑰ 中央制御室運転員Aは、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

### iii 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから、格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

- ・中央制御室からのNGC 非常用ガス処理入口隔離弁操作の場合  
中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、10分以内で可能である。

格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員及び想定時間は以下のとおり。

- ・中央制御室からのNGC N2 トーラス出口隔離弁操作の場合  
中央制御室運転員1名にて作業した場合、10分以内で可能である。

#### 【W/Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2 トーラス出口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。

#### 【D/Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2 ドライウェル出口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。

(添付資料 1.5.4-1(1))

### (b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）

第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、輪谷貯水槽（西）を水源とした大量送水車により第1

ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。

i 手順着手の判断基準

第1ベントフィルタスクラバ容器水位の水位低警報が発報した場合。

ii 操作手順

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-7図に、タイムチャートを第1.5-8図に示す。

- ① 当直長は手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備開始を依頼する。
- ② 緊急時対策本部は緊急時対策要員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備開始を指示する。
- ③ 当直長は、運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備開始を指示する。
- ④ 中央制御室運転員Aは、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備完了を当直長に報告する。
- ⑤ 当直長は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑥ <sup>a</sup> 輪谷貯水槽（西）から大量送水車を展開した水張りの場合（輪谷貯水槽（西）を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）  
緊急時対策要員は、輪谷貯水槽（西）付近にて、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車の配備及び輪谷貯水槽（西）から大量送水車へ、大量送水車から第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口へそれぞれ送水ホースを接続し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。
- ⑥ <sup>b</sup> 事前に他の対応手段により設置した大量送水車を使用した水張りの場合（輪谷貯水槽（西）を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）  
緊急時対策要員は、事前に他の対応手段により設置した第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車から第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口へ送水ホースを接続し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。



- ⑦ 緊急時対策本部は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備完了を当直長に報告する。
- ⑧ 当直長は、緊急時対策本部に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水開始を依頼する。
- ⑨ 緊急時対策本部は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車の起動を緊急時対策要員に指示する。
- ⑩ 緊急時対策要員は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車を起動した後、FCVS補給止め弁の全開操作を実施し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による注水が開始されたことを、第1ベントフィルタ格納槽付近（屋外）の計器ラックにて、第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の上昇により確認し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を開始したことを報告する。
- ⑪ 緊急時対策本部は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を開始したことを当直長に報告する。
- ⑫ 当直長は、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位を監視するよう運転員に指示する。
- ⑬ 中央制御室運転員Aは、第1ベントフィルタスクラバ容器水位にて水位を継続監視する。
- ⑭ 緊急時対策要員は、規定水位に到達したことを確認し、FCVS補給止め弁の全閉とした後、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車を停止し、第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口送水ホースの取外し操作を実施する。
- ⑮ 緊急時対策要員は、緊急時対策本部に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を停止したことを報告する。
- ⑯ 緊急時対策本部は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を停止したことを当直長に報告する。

### iii 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の開始及び完了までの必要な要員数及び想

定時間は以下のとおり。

輪谷貯水槽（西）から大量送水車を展開した第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）操作は，中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員12名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制定～大量送水車の配備～送水準備～第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口使用による大量送水車による注水開始まで2時間以内，第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）完了まで2時間20分以内で可能である。

輪谷貯水槽（西）から大量送水車を展開した第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）操作は，中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員12名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制定～大量送水車の配備～送水準備～第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口使用による大量送水車による注水開始まで2時間10分以内，第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）完了まで2時間30分以内で可能である。

なお，炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから，本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く，作業可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に操作が可能である。

車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保する。

（添付資料 1.5.4-1(3)）

(c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）

格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器フィルタベント系の配管内及び第1ベントフィルタスクラバ容器内で凝縮し，その凝縮水が第1ベントフィルタスクラバ容器に溜まることで第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合は，格納容器フィルタベント系機能維持のため第1ベントフィルタスクラバ容器の排水を実施する。

i 手順着手の判断基準

第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判

断した場合。

ii 操作手順

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）手順は以下のとおり。概要図を第1.5-9図に、タイムチャートを第1.5-10図示す。

- ① 当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の準備開始を指示する。
- ② 中央制御室運転員Aは、ドレン移送ポンプ、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁、FCVSドレン移送ライン連絡弁の電源が確保されていることを状態表示にて確認し、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁及びFCVSドレン移送ライン連絡弁の全開操作を実施する。
- ③ 中央制御室運転員Aは、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）系統構成完了を当直長に報告する。
- ④ 当直長は、運転員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の開始を指示する。
- ⑤ 中央制御室運転員Aは、ドレン移送ポンプの起動操作を実施し、第1ベントフィルタスクラバ容器からの排水が開始されたことを第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の低下により確認する。  
その後、通常水位に到達した事を確認し、ドレン移送ポンプを停止し、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁及びFCVSドレン移送ライン連絡弁を全閉操作する。
- ⑥ 中央制御室運転員Aは、当直長に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の完了を報告する。

iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）完了まで2時間20分以内で可能である。

(添付資料 1.5.4-1(4))

(d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において、スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、第1ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮により第1ベントフィルタスクラバ容器上流側配管内が負圧となることにより、スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。

i 手順着手の判断基準

炉心損傷<sup>\*1</sup>前において、格納容器ベント移行条件<sup>\*2</sup>に達した場合。

※1：「炉心損傷」は、格納容器雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。

ii 操作手順

格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-11図に、タイムチャートを第1.5-12図に示す。

- ① 当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を依頼する。
- ② 緊急時対策本部は、緊急時対策要員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を指示する。
- ③ 緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）へ可搬式窒素供給装置、第1ベントフィルタ出口水素濃度を配備し送気ホース等を接続口へ取り付け、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ④ 緊急時対策本部は格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備完了を当直長に報告する。
- ⑤ 当直長は、運転員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの系統構成開始を指示する。
- ⑥ 中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの系統構成として、NGC N2 トーラス出口隔離弁、NGC N2 ドライウェル出口隔離弁の全閉確認、並びにSGTF CVS 第1ベントフィルタ入口弁の全開確認後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を全開操作し、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの系統構成完了を当直長に報告する。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開操作する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作機構にてNGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入

口隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。

- ⑦ 当直長は、緊急時対策本部に窒素ガスパーズの開始を依頼する。
- ⑧ 緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスパーズの開始を指示する。
- ⑨ 緊急時対策要員は、可搬式窒素供給装置を起動し、FCVS窒素ガス補給元弁の開操作により窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパーズの開始を報告する。
- ⑩ 緊急時対策本部は、窒素ガスパーズの開始を当直長に報告するとともに、緊急時対策要員に水素濃度測定のための第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動を指示する。
- ⑪ 緊急時対策要員は、第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動を実施するとともに、緊急時対策本部に第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動完了を報告する。
- ⑫ 緊急時対策本部は、第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動完了を当直長に報告するとともに、第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度の監視を依頼する。
- ⑬ 当直長は運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度を監視するよう指示する。
- ⑭ 中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器内圧力指示値により、第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力が正圧であることを確認する。また、第1ベントフィルタ出口水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、当直長に報告する。
- ⑮ 中央制御室運転員Aは第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度を継続して監視する。

### iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズ開始まで1時間40分以内で可能である。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(添付資料1.5.4-1(5), 1.5.4-1(6))

(e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のpH値が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

i 手順着手の判断基準

排気ガスの凝縮水により、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断し、排水を行った場合。

ii 操作手順

第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整の手順は以下のとおり。概要図を第1.5-13図に、タイムチャートを第1.5-14図に示す。

- ① 当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員へスクラビング水のpH測定、第1ベントフィルタスクラバ容器水位測定及び薬液補給の準備開始を指示する。
- ② 中央制御室運転員Aは、スクラバ水pH指示値により確認したpH値及び第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値により確認した水位を当直長に報告する。
- ③ 当直長は、運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器への薬液補給の開始を指示する。
- ④ 中央制御室運転員Aは、薬液補給のためFCVS薬品注入タンク出口弁及びFCVS循環ライン止め弁を全開操作し、ドレン移送ポンプを起動、所定量の薬液を補給する。薬液補給完了後は、薬液が均一になるよう循環運転を実施する。
- ⑤ 中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤のスクラバ水pH指示値及び第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値によりスクラビング水のpH値及び水位を確認するとともに、スクラビング水のpH値が規定値であることを確認し、薬液補給の完了を当直長に報告する。

iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからスクラバ容器スクラビング水pH調整開始まで15分以内で可能である。

(添付資料 1.5.4-1(7))

- b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給  
中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧

破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷<sup>※1</sup>前において、格納容器ベント移行条件<sup>※2</sup>に達した場合。

※1：「炉心損傷」は、格納容器雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。

(b) 操作手順

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の手順は以下のとおり。概要図を第1.5-15図に、タイムチャートを第1.5-16図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給のための可搬式窒素供給装置の準備を依頼する。
- ②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に可搬式窒素供給装置の準備を指示する。
- ③緊急時対策要員は、原子炉建物近傍に可搬式窒素供給装置を移動させる。
- ④緊急時対策要員は、窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。
- ⑤緊急時対策要員は、可搬式窒素供給装置を起動する。
- ⑥緊急時対策要員は、原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑦当直長はサプレッション・プール水温度指示値が104℃になる前に、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始するよう依頼する。また、緊急時対策本部は緊急時対策要員に窒素ガス供給を開始するよう指示する。
- ⑧緊急時対策要員は、ANI 代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又はANI 代替窒素供給ライン元弁（S/C側）を全開し、窒素ガスを原子炉格納容器へ供給する。
- ⑨原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを、緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始まで1時間40分以内で可能である。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(添付資料 1.5.4-2)

(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）

a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器フィルタベント系により最終ヒートシンク（大気）へ輸送する。

また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁については、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行う。

(a) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

i 手順着手の判断基準

炉心損傷<sup>\*1</sup>前において、全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めず、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器



内の圧力を規定圧力（245kPa[gage]）以下に維持できない場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

## ii 操作手順

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-17図に、タイムチャートを第1.5-18図及び第1.5-19図に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑫以外は同様)]

- ① 当直長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位が外部水源注水制限（外部水源総注水量4,000m<sup>3</sup>）以下であることを確認し、格納容器フィルタベント系によるW/W側からの格納容器ベント準備を開始するよう運転員に指示する（原子炉格納容器内の水位が外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。
- ② 当直長は、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③ 中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。
- ④ 中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。
- ⑤ 中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及びSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全開を確認する。
- ⑥ 現場運転員B及びCは、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とする。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。
- ⑦ 中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容

器ベント準備完了を当直長に報告する。

- ⑧ 当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑨ 当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、緊急時対策本部に報告する。
- ⑩ 当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。
- ⑪ 当直長は、格納容器ベント開始圧力（427kPa[gage]）に到達する時間、弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内圧力上昇率を考慮し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。
- ⑫ <sup>a</sup>W/Wベントの場合  
現場運転員B及びCは、NGC N2 トーラス出口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。
- ⑫ <sup>b</sup>D/Wベントの場合  
現場運転員B及びCは、NGC N2 ドライウェル出口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。
- ⑬ 中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示値の低下、並びに第1ベントフィルタスクラバ容器圧力及びスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに、第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、当直長に報告する。また、当直長は格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。
- ⑭ 中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直長に報告する。また、当直長は第1ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。
- ⑮ 当直長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2

ドライウエル出口隔離弁を全閉するよう運転員に指示する。

- ⑯ 中央制御室運転員Aは、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウエル出口隔離弁の全閉操作を実施する。
- ⑰ 当直長は、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウエル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。
- ⑱ 中央制御室運転員Aは、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

### iii 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

- ・現場からのNGC 非常用ガス処理入口隔離弁操作の場合

中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間20分以内で可能である。

格納容器ベント判断基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

- ・現場からのNGC N2 トーラス出口隔離弁操作の場合

現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間30分以内で可能である。

- ・現場からのNGC N2 ドライウエル出口隔離弁操作の場合

現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間30分以内で可能である。

#### 【W/Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2 トーラス出口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。（総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員2名、総想定時間：2時間50分以内）

#### 【D/Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2 ドライウエル出口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。（総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員2名、総想定時間：2時間50分以内）

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

遠隔手動弁操作機構の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。

また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED照明を配備しており、建物内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行する。

室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.5.4-1(2))

(b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)

第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、第1ベントフィルタスクラバ容器補給水ラインから第1ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(b)第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)」の操作手順と同様である。

(c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水抜き)

格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器フィルタベント系の配管内及び第1ベントフィルタスクラバ容器内で凝縮し、その凝縮水が第1ベントフィルタスクラバ容器に溜まることで、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合は、格納容器フィルタベント系機能維持のため第1ベントフィルタスクラバ容器の排水を実施する。

ドレン移送ポンプ及び電動弁の電源は、代替交流電源設備から受電可能である。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(c)第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水抜き)」の操作手順と同様である。

(d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において、スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、第1ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮により第1ベントフィルタスクラバ容器上流側配管内が負圧となることにより、スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(d)格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。

(e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のpH値が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

ドレン移送ポンプ及び電動弁の電源は、代替交流電源設備から受電可能である。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(e)第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整」の操作手順と同様である。

b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(c)可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給」の操作手順と同様である。

(3) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-26図に示す。

残留熱除去系が機能喪失した場合は、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系による格納容器ベントは、弁の駆動電源がない場合、現場での手動操作を行う。

なお、格納容器フィルタベント系を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/Wを経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/Wを経由して第1ベントフィルタスクラバ容器を通る経路を第二優先とする。

### 1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順

#### (1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送

##### a. 原子炉補機代替冷却系による除熱

原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱、原子炉格納容器内の除熱及び燃料プールの除熱ができなくなるため、原子炉補機代替冷却系を用いた除熱のため、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を供給する。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）又は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

##### (a) 手順着手の判断基準

原子炉補機冷却系の故障又は全交流動力電源の喪失により原子炉補機冷却系を使用できない場合。

##### (b) 操作手順

原子炉補機代替冷却系による除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.5-3 図に、概要図を第 1.5-20 図に、タイムチャートを第 1.5-21 図に示す。

##### i 運転員操作

（本手順は B 系使用の場合であり、A 系使用時についても同様である。）

- ① 当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉補機代替冷却系による除熱の準備開始を指示する。
- ② 当直長は、緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による除熱の準備のため、移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。
- ③ 中央制御室運転員 A は、原子炉補機代替冷却系による除熱に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④ 中央制御室運転員 A は、原子炉補機代替冷却系による除熱の中央制御室側系統構成を実施し、当直長に報告する。（第 1.5-20 図参照）
- ⑤ 現場運転員 B 及び C は、原子炉補機代替冷却系による除熱の非管理区域側系統構成を実施し、当直長に報告する。（第 1.5-20 図参照）
- ⑥ 現場運転員 D 及び E は、原子炉補機代替冷却系による除熱の管理区域側系統構成を実施し、当直長に報告する。（第 1.5-20 図参照）
- ⑦ 緊急時対策要員は、原子炉補機代替冷却系による除熱のための移動

式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

- ⑧ 当直長は、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。
- ⑨ 緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備内の淡水ポンプを起動し、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

## ii 緊急時対策要員操作

- ① 緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。
- ② 緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。
- ③ 緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽及び原子炉建物近傍屋外に移動させる。
- ④ 緊急時対策要員は、可搬型のホースの敷設及び接続を行う。
- ⑤ 緊急時対策要員は、電源ケーブルの敷設及び接続を行う。
- ⑥ 緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。
- ⑦ 緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りのためRCW AHEF供給配管止め弁の開操作を行う。
- ⑧ 緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作及びRCW AHEF戻り配管止め弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。
- ⑨ 緊急時対策要員は、淡水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。
- ⑩ 緊急時対策要員はガスタービン発電機の起動により移動式代替熱交換設備への受電を確認する。
- ⑪ 緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の海水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。
- ⑫ 緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の海水側の水張りのため大型送水ポンプ車を起動させる。
- ⑬ 緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。
- ⑭ 緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。

- ⑮ 緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に移動式代替熱交換設備による除熱の準備が完了したことを報告する。
- ⑯ 緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式代替熱交換設備内の淡水ポンプを起動し、補機冷却水の供給を行う。
- ⑰ 緊急時対策要員は、熱交換器ユニット流量調整弁の開操作を行い、淡水ポンプ出口圧力指示計が規定圧力となるよう開度を調整する。
- ⑱ 緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員4名及び緊急時対策要員15名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで1時間20分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間20分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

大型送水ポンプ車からのホース接続は、速やかに作業ができるように大型送水ポンプ車の保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.5.4-3(1), 1.5.4-3(2))

b. 大型送水ポンプ車による除熱

原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した除熱戦略ができなくなるため、原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を確保するが、移動式代替熱交換設備が機能喪失した場合は、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、大型送水ポンプ車により、原子炉補機冷却系に海水を注入することで補機冷却水を供給する。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、目的に応じた運転モードで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉補機冷却系機能喪失又は全交流動力電源喪失により原子炉補機冷却系が機能喪失した場合で、移動式代替熱交換設備が故障等により使用できない場合。



(b) 操作手順

原子炉補機代替冷却系として使用する大型送水ポンプ車による除熱手順の概要は以下のとおり（原子炉建物南側接続口を使用した原子炉補機代替冷却系 B 系への冷却水送水手順を示す。原子炉建物西側接続口を使用した原子炉補機代替冷却系 A 系への冷却水送水手順も同様）。手順の対応フローを第1.5-3図に、概要図を第1.5-22図に、タイムチャートを第1.5-23図に示す。

i 運転員操作

- ① 当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に大型送水ポンプ車による除熱の準備開始を指示する。
- ② 当直長は、緊急時対策本部に大型送水ポンプ車による除熱の準備として、大型送水ポンプ車の配備、ホースの接続を依頼する。
- ③ 中央制御室運転員 A は、大型送水ポンプ車による除熱に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④ 中央制御室運転員 A は、大型送水ポンプ車による除熱の中央制御室側系統構成を実施し、当直長に報告する。（第1.5-22図参照）
- ⑤ 現場運転員 B 及び C は、大型送水ポンプ車による除熱の非管理区域側系統構成を実施し、当直長に報告する。（第1.5-22図参照）
- ⑥ 現場運転員 D 及び E は、大型送水ポンプ車による除熱の管理区域側系統構成を実施し、当直長に報告する。（第1.5-22図参照）
- ⑦ 緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車による除熱のための海水ポンプの配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑧ 当直長は、大型送水ポンプ車による除熱開始を緊急時対策本部に依頼する。
- ⑨ 緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車による除熱開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

ii 緊急時対策要員操作

- ① 緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第 1 保管エリア又は第 4 保管エリアへ移動する。
- ② 緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。
- ③ 緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車を第 1 保管エリア又は第 4 保管エリアから取水槽近傍屋外に移動させる。
- ④ 緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。
- ⑤ 緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に大型送水ポンプ車

による除熱の準備が完了したことを報告する。

- ⑥ 緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、大型送水ポンプ車を起動し、補機冷却水の供給を行う。
- ⑦ 緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。
- ⑧ 緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいの無いことを確認する。
- ⑨ 緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員4名及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員による系統構成完了まで1時間20分以内、緊急時対策要員による大型送水ポンプ車を使用した補機冷却水供給開始まで6時間50分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

大型送水ポンプ車からのホース接続は、速やかに作業ができるように大型送水ポンプ車の保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.5.4-4(1), 1.5.4-4(2))

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手順の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-26図に示す。

原子炉補機冷却系が機能喪失した場合は、原子炉補機代替冷却系により海へ熱を輸送する手段を確保し、残留熱除去系を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。

原子炉補機代替冷却系が故障等により熱を輸送できない場合は、大型送水ポンプ車により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水し、残留熱除去系を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。

1.5.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 原子炉補機冷却系による除熱

原子炉補機冷却系が健全な場合は、自動起動信号による作動、又は中央制御室からの手動操作により原子炉補機冷却系を起動し、原子炉補機冷却系に

よる除熱を行う。

a. 手順着手の判断基準

残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。

b. 操作手順

原子炉補機冷却系B系による除熱手順の概要は以下のとおり（原子炉補機冷却系A系による除熱手順も同様。）。概要図を第1.5-24図に、タイムチャートを第1.5-25図に示す。

- ① 当直長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に原子炉補機冷却系による除熱開始を指示する。
- ② 中央制御室運転員Aは、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位低）（レベル1）又はドライウエル圧力高により待機中の原子炉補機海水ポンプ及び原子炉補機冷却水ポンプの起動及び残留熱除去系熱交換器冷却水出口弁が開したことを確認する。
- ③ 中央制御室運転員Aは、原子炉補機冷却系による除熱が開始されたことを残留熱除去系熱交換器冷却水流量指示値の上昇により確認し当直長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから、原子炉補機冷却系による除熱開始まで3分以内で可能である。

1.5.2.4 その他の手順項目にて考慮する手順

残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)手順については、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)手順については、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

格納容器フィルタベント系及び残留熱代替除去系を用いた原子炉格納容器除熱手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度抑制手順については、「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」にて整備する。

水源から接続口までの大量送水車による送水手順については、「1.13 重大

事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による残留熱除去系ポンプ，電動弁，中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，非常用交流電源設備，可搬式窒素供給装置，大量送水車及び大型送水ポンプ車への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

第 1.5-1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧(1 / 5)

(重大事故等対処設備 (設計基準拡張) )

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	—	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※3	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「減圧冷却」等
		残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) ※2	(重大事故等対処設備 (設計基準拡張))	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「S/C温度制御」

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧(2 / 5)

(重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	—	原子炉補機冷却系による除熱	原子炉補機海水ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却系 配管・弁・海水ストレーナ 原子炉補機冷却系 サージタンク 原子炉補機冷却系熱交換器 非常用交流電源設備 ※1	重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	事故時操作要領書 (徴候ベース) 「S/C温度制御」
			取水口 取水管 取水槽	重大事故等 対処設備	

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧(3 / 5)  
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サブプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード）	格納容器フィルタベント系による 原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器フィルタベント系	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「PCV圧力制御」  AM設備別操作要領書 「FCVSによる格納容器ベント」  原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
			スクラバ容器補給設備 可搬式窒素供給装置		自主対策設備

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧(4 / 5)  
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サブプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード） 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構		事故時操作要領書（徴候ベース） 「PCV圧力制御」  AM設備別操作要領書 「FCVS（遠隔手動弁操作機構）による格納容器ベント」

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。



対応手段，対処設備，手順書一覧(5 / 5)  
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
サポート系故障時	原子炉補機冷却系 全交流動力電源	原子炉補機代替冷却系による除熱	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機冷却系 配管・弁・サージタンク 原子炉補機代替冷却系 配管・弁 残留熱除去系熱交換器 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備 燃料補給設備※1	重大事故等対処設備
			残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)※2 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
		大型送水ポンプ車による除熱	大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機冷却系 配管・弁 原子炉補機代替冷却系 配管・弁 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)※2 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)※2 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1 燃料補給設備※1	自主対策設備

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 1.5-2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/8)

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉格納容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 (SA) ドライウエル水位
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SA-ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉格納容器内の水素濃度	A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 (SA) ドライウエル水位
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度 (SA) サプレッション・プール温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

監視計器一覧(2/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	補機監視機能 スクラバ容器水位
AM 設備別操作要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	補機監視機能 スクラバ容器水位
AM 設備別操作要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
原子炉災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA)
AM 設備別操作要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 第1ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	- -
AM 設備別操作要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ水 pH スクラバ容器水位

監視計器一覧(3/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.5.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1) 最終ヒートシンク(大気)への代替熱輸送(交流動力電源が健全である場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書(徴候ベース) 「PCV圧力制御」  原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ(サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ(サブプレッション・チェンバ)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度(SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力(SA) サブプレッション・チェンバ圧力(SA)
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力(SA) サブプレッション・チェンバ圧力(SA)
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プールの温度(SA)
		原子炉格納容器内の水素濃度	A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度(SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度(SA)

監視計器一覧(4/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (2) 最終ヒートシンク(大気)への代替熱輸送(全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作) (a) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作)		
事故時操作要領書(徴候ベース) 「PCV圧力制御」  AM設備別操作要領書 「FCVS(遠隔手動弁操作機構)による格納容器ベント」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率  A-格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ(サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ(サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度(SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力(SA) サプレッション・チェンバ圧力(SA)
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・プール水位(SA) ドライウエル水位
		電源 C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率  A-格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ(サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ(サブプレッション・チェンバ)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度(SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度(SA)
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・プール水位(SA) ドライウエル水位
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力(SA) サプレッション・チェンバ圧力(SA)
		原子炉格納容器内の温度 サプレッション・チェンバ温度(SA) サプレッション・プール温度(SA) ドライウエル温度(SA)
		最終ヒートシンクの確保 スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)

監視計器一覧(5/8)

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」  AM 設備別操作要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	判断基準	補機監視機能  スクラバ容器水位
原子力災害対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」	操作	補機監視機能  スクラバ容器水位
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水抜き)		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	補機監視機能  スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能  スクラバ容器水位
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」  原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率  A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度  原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力  ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
	操作	補機監視機能  第1ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.5.2.1 フロントライン系故障時の手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」  AM 設備別操作要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	判断基準	—  —
原子力災害対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」	操作	補機監視機能  スクラバ水 pH スクラバ容器水位

監視計器一覧(6/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」  原子力災害対策手順書手 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA)
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水素濃度	A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)

監視計器一覧(7/8)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.2 サポート系故障時の手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「S/C温度制御」等  原子力災害対策手順書 「AHEFまたは大型送水ポンプ車によるRCW代替冷却」 「移動式熱交換器車および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保 (HUSS編)」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
		水源の確保	A-RCWサージタンク水位 B-RCWサージタンク水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		補機監視機能	移動式代替熱交換設備淡水ポンプ出口圧力 大型送水ポンプ車出口圧力
1.5.2.2 サポート系故障時の手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) b. 大型送水ポンプ車による除熱			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「S/C温度制御」等  原子力災害対策手順書 「AHEFまたは大型送水ポンプ車によるRCW代替冷却」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
	操作	最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		補機監視機能	大型送水ポンプ車出口圧力

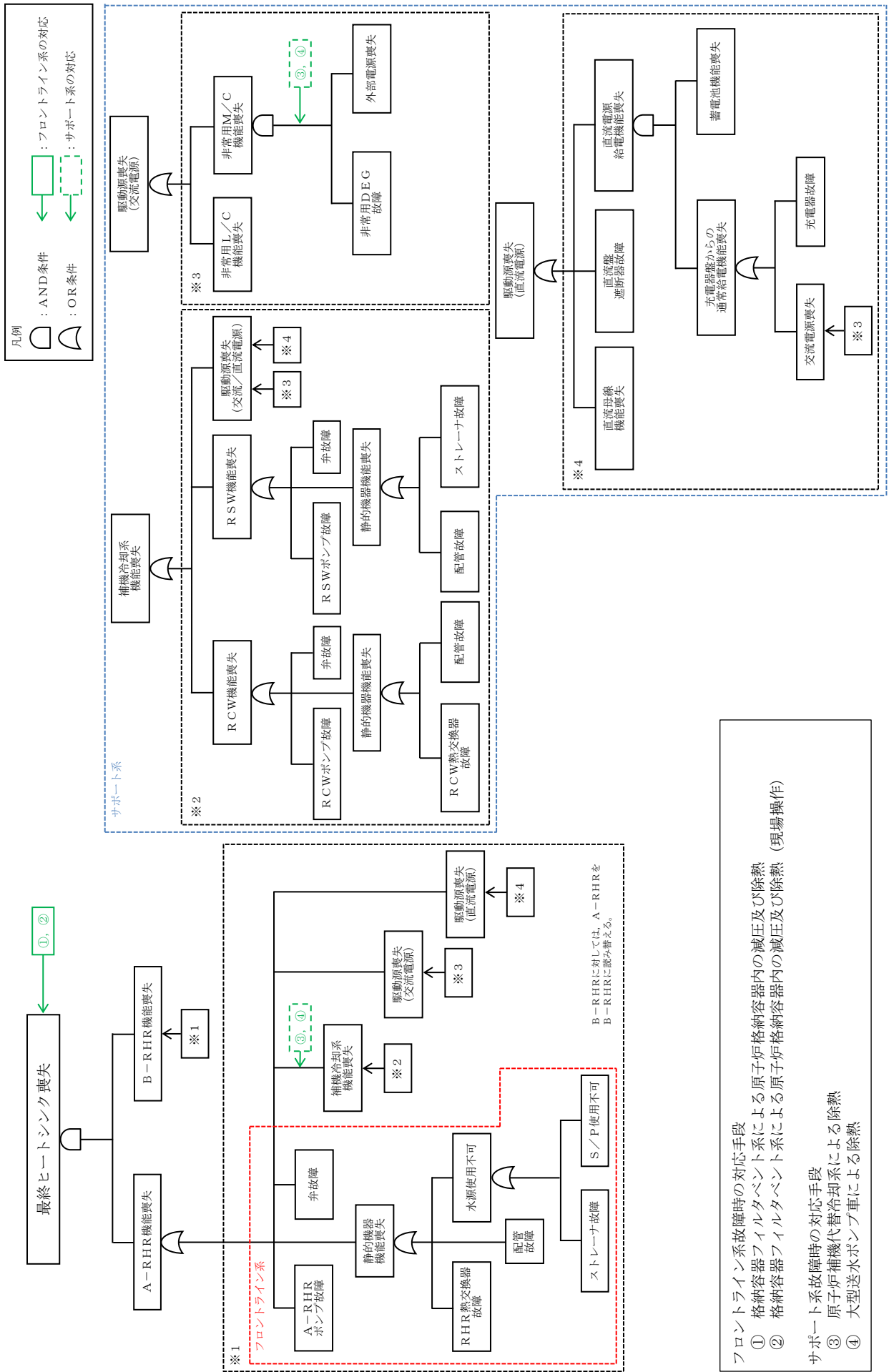


監視計器一覧(8/8)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1)原子炉補機冷却系による除熱			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「S/C温度制御」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度 (SA) サプレッション・プール温度 (SA) ドライウェル温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		水源の確保	A-R CWサージタンク水位 B-R CWサージタンク水位
	操作	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール温度 (SA)
		最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度 A-残留熱除去系熱交換器出口温度 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-R CW熱交出口温度 II-R CW熱交出口温度

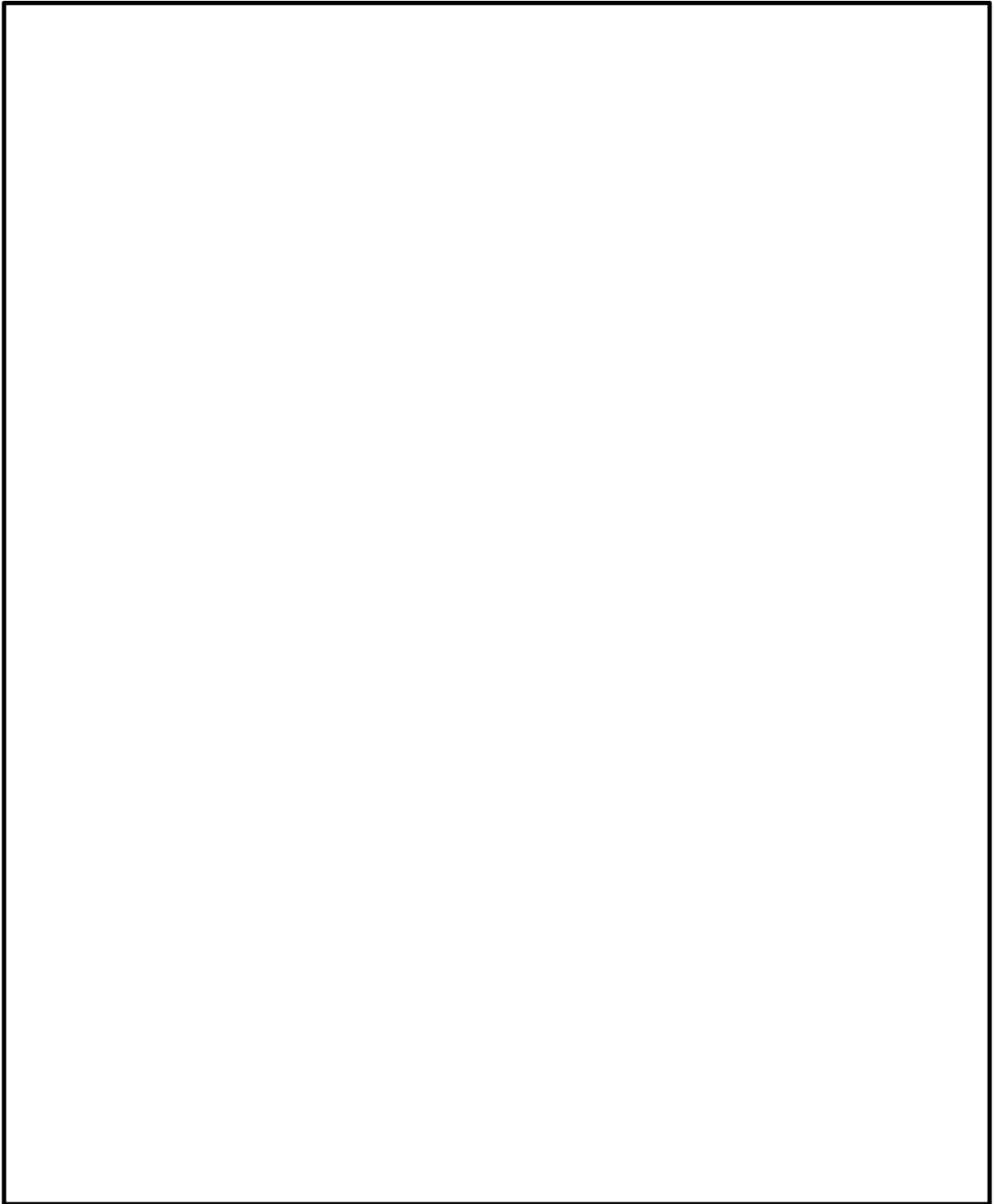
第 1.5-3 表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	格納容器フィルタベント系	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  S A-C/C
	窒素ガス制御系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  C/C C系 C/C D系 S A-C/C
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  C/C C系 C/C D系 S A-C/C
	移動式代替熱交換設備	常設代替交流電源設備  緊急用メタクラ
	原子炉補機冷却水系弁	常設代替交流電源設備  C/C C系 C/C D系 S A-C/C
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  計装C/C C系 計装C/C D系



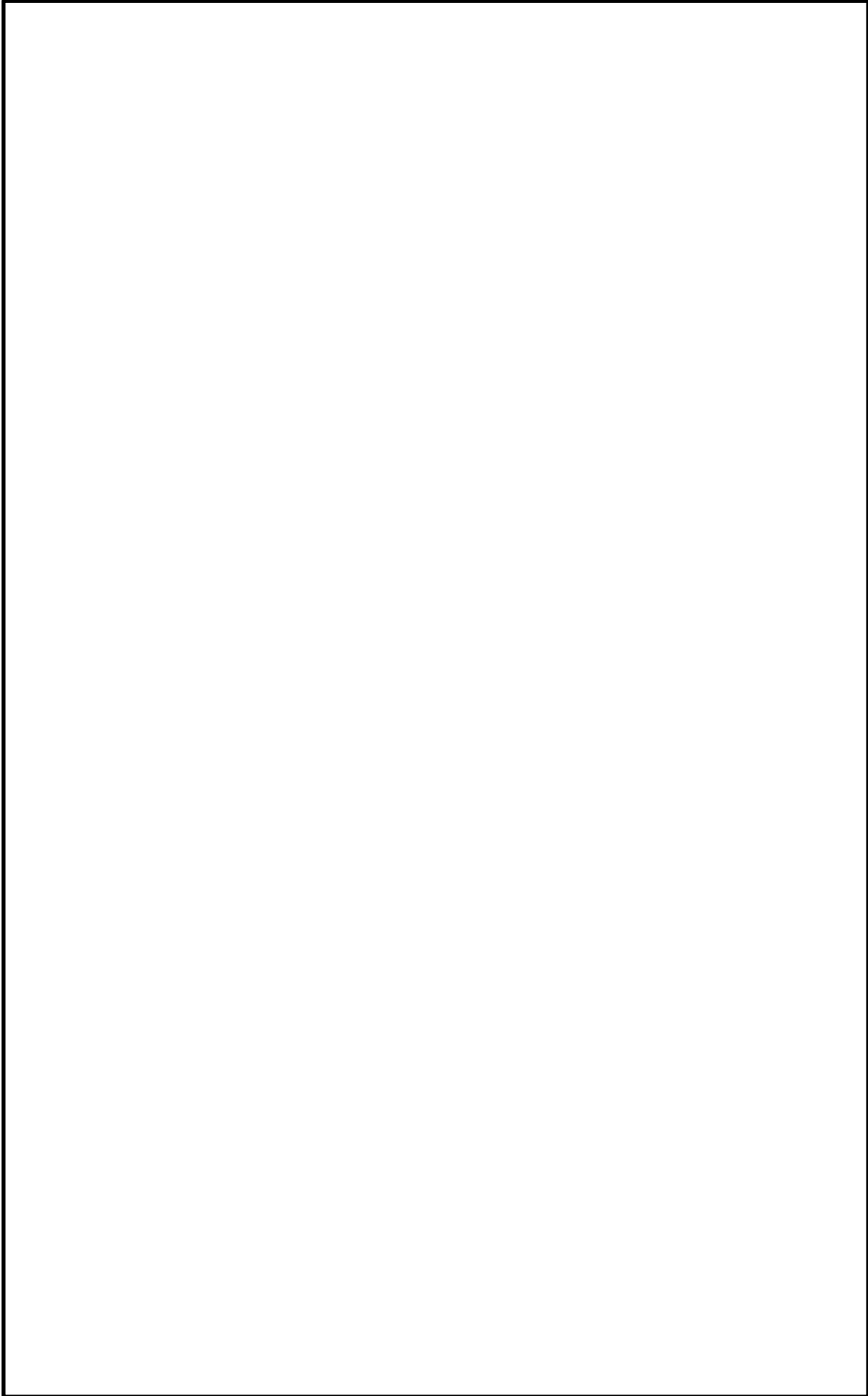
第 1.5-1-1 図 機能喪失原因対策分析





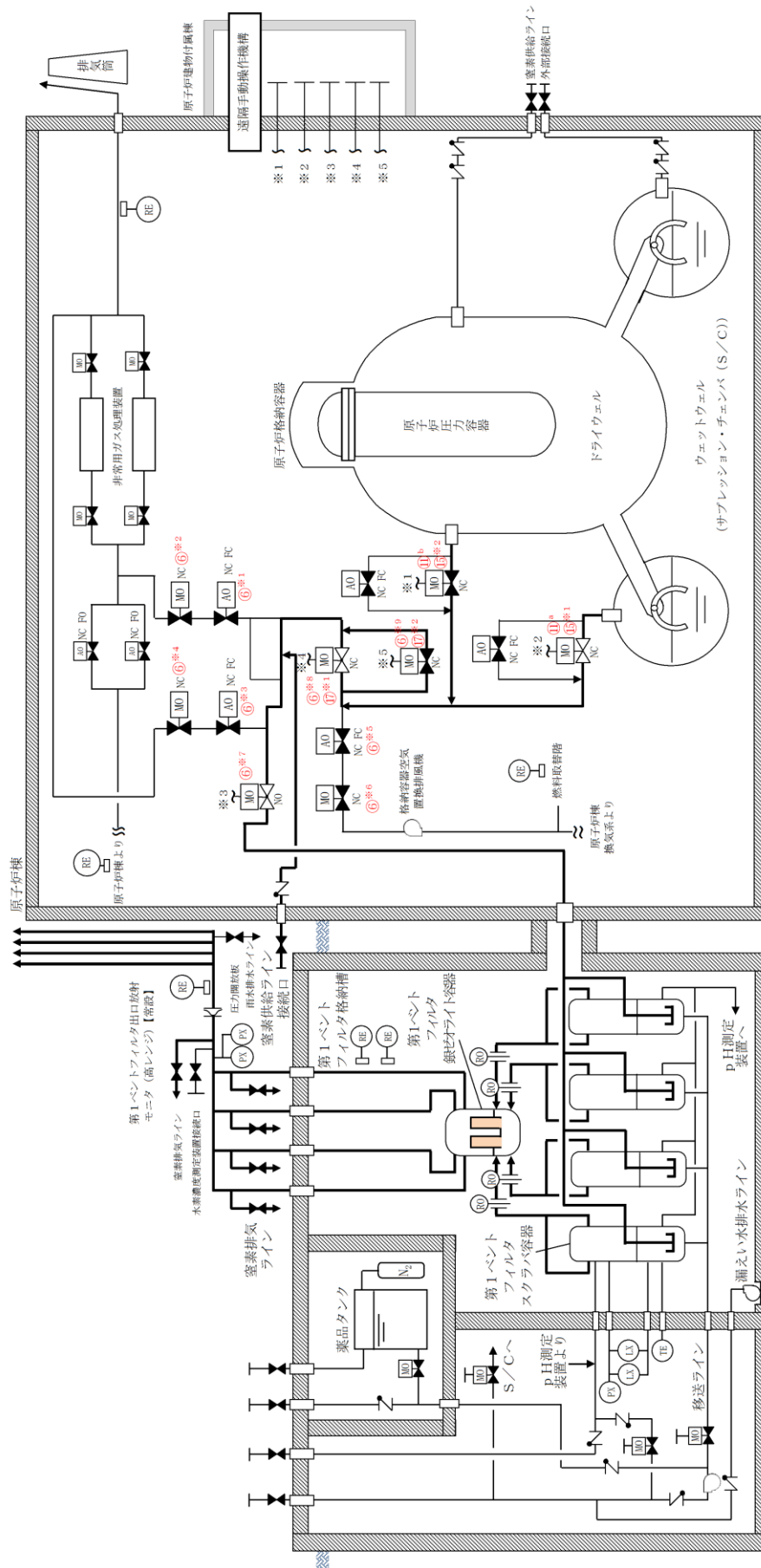
第 1.5-2 図 EOP 格納容器制御「PCV 圧力制御」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1.5-3 図 EOP 格納容器制御「S/C温度制御」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



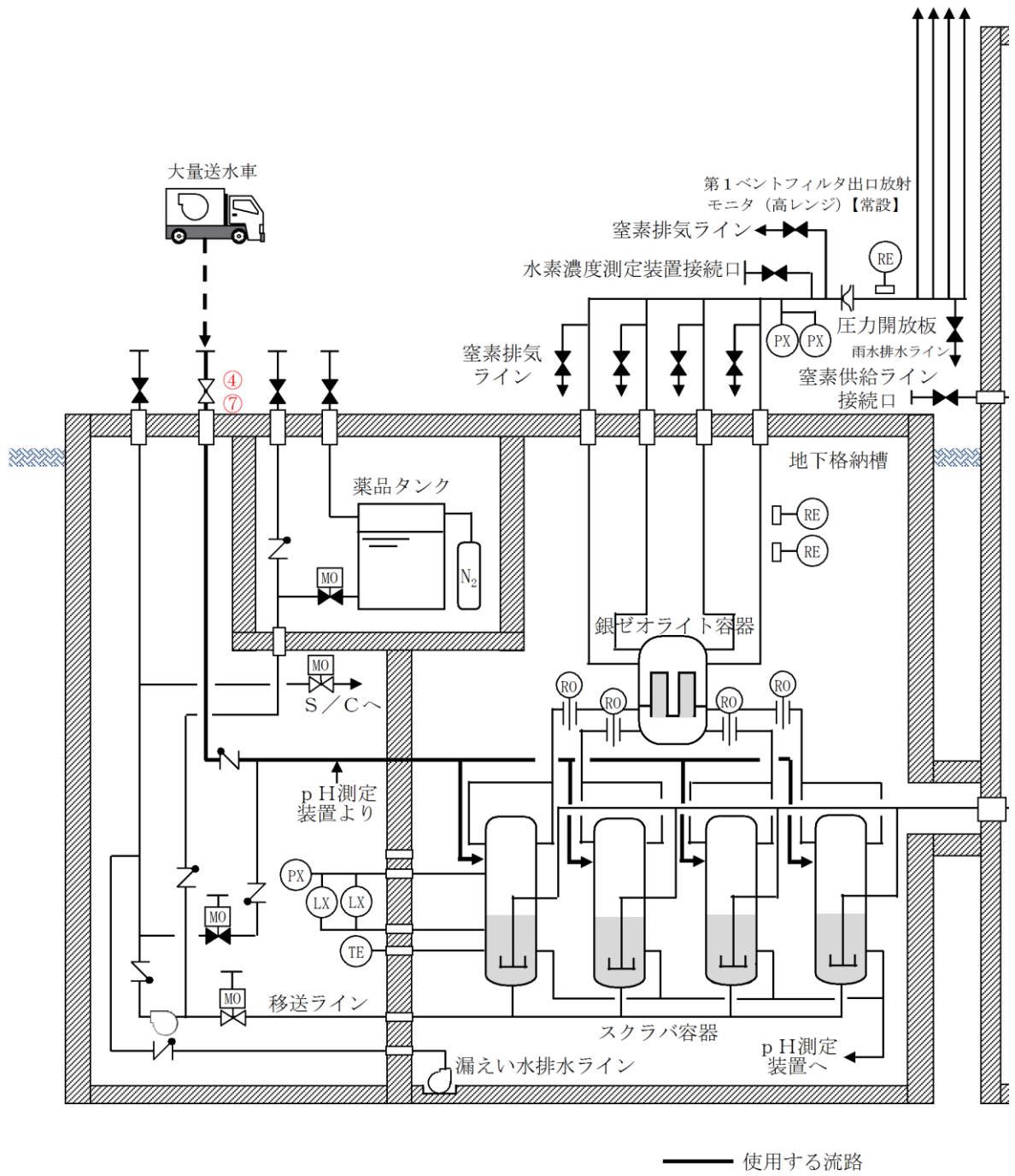
第 1.5-4 図 格納容器フィルタバント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥ <sup>※1</sup>	SGT NGC連絡ライン隔離弁
⑥ <sup>※2</sup>	SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁
⑥ <sup>※3</sup>	SGT耐圧強化ベントライン止め弁
⑥ <sup>※4</sup>	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑥ <sup>※5</sup>	NGC常用空調換気入口隔離弁
⑥ <sup>※6</sup>	NGC常用空調換気入口隔離弁後弁
⑥ <sup>※7</sup>	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁
⑥ <sup>※8</sup> ⑩ <sup>※1</sup>	NGC非常用ガス処理入口隔離弁
⑥ <sup>※9</sup> ⑩ <sup>※2</sup>	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁
⑪ <sup>a</sup> ⑮ <sup>※1</sup>	NGC N2トラス出口隔離弁
⑪ <sup>b</sup> ⑮ <sup>※2</sup>	NGC N2ドライウエル出口隔離弁

第1.5-4 図 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(2/2)







操作手順	弁名称
④⑦	FCVS 補給止め弁

第 1.5-7 図 第 1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）概要図

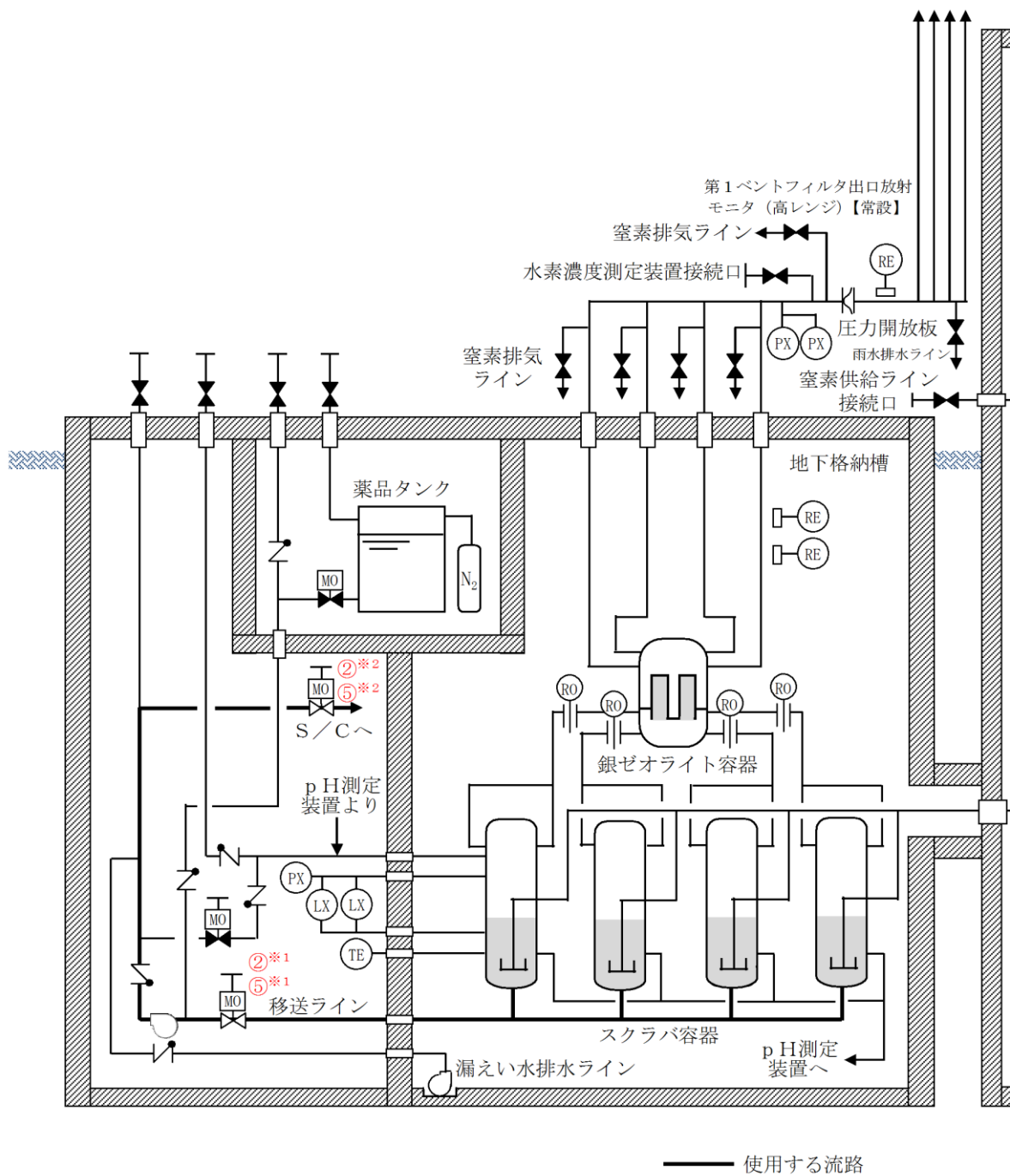


手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考						
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130	140	150			
第1ベントフィルタスクラバ容器 水位調整 (水張り) (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)	必要作業員と作業項目 要員(敬) 中央制御室運転員A 緊急時対策要員 緊急時対策要員	1															水位調整 (水張り) 完了 2時間30分			
		6																緊急時対策済～第4 保管エリア移動※1 車両健全性確認		
																			送水準備 (ホース敷設及びヘッド接続)	
																			送水準備 (ヘッド～第1ベントフィルタスクラバ容器開始用接続口)	
																			ホース取外し	

※1：第1 保管エリアの可搬設備を使用した場合は、速やかに対応できる。

※2：第2 保管エリアの可搬設備を使用した場合は、20分以内で可能である。

第1.5-8 図 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) タイムチャート(2/2)



操作手順	弁名称
②* <sup>1</sup> ⑤* <sup>1</sup>	FCVS 第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁
②* <sup>2</sup> ⑤* <sup>2</sup>	FCVS ドレン移送ライン連絡弁

第 1.5-9 図 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）概要図





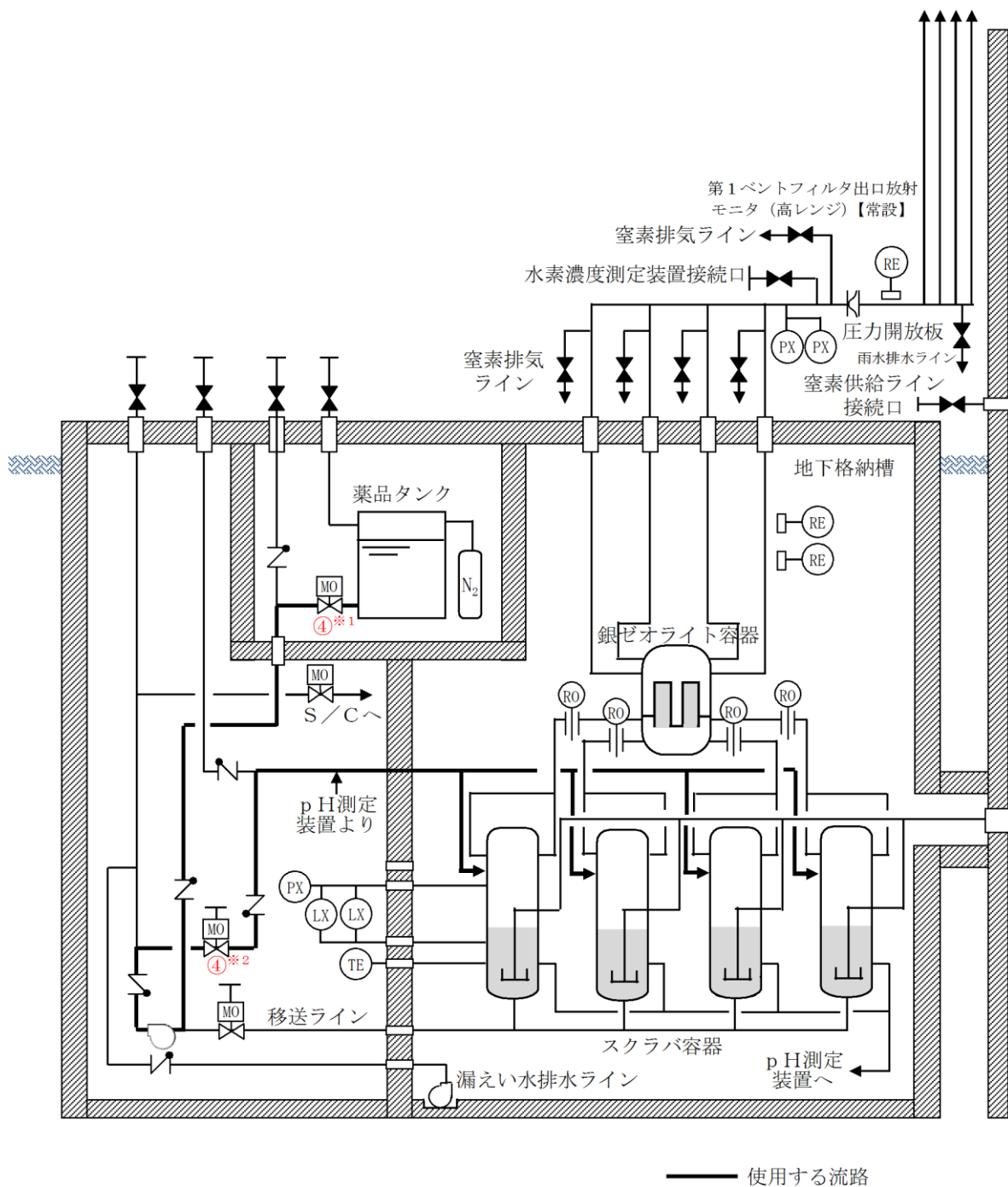
操作手順	弁名称
⑥※1	NGC N2 トーラス出口隔離弁
⑥※2	NGC N2 ドライウエル出口隔離弁
⑥※3	SGT FCVS 第1 ベントフィルタ入口弁
⑥※4	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁
⑥※5	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁
⑨	FCVS 窒素ガス補給元弁

第 1.5-11 図 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ 概要図(2/2)



手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(分)												備考		
		20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240			
格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスパージ	要員(数)	可搬式窒素供給装置による窒素ガスパージ開始 1時間40分														
		2	可搬式窒素供給装置の移動													
	緊急時対策要員	2	可搬式窒素供給装置の接続, 暖気運転													
			弁開操作													
			水素濃度測定設備の移動													
		2	水素濃度測定設備の接続													
	中央制御室運転員A		弁開操作													
		1	系統構成													

第 1.5-12 図 格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスパージ タイムチャート

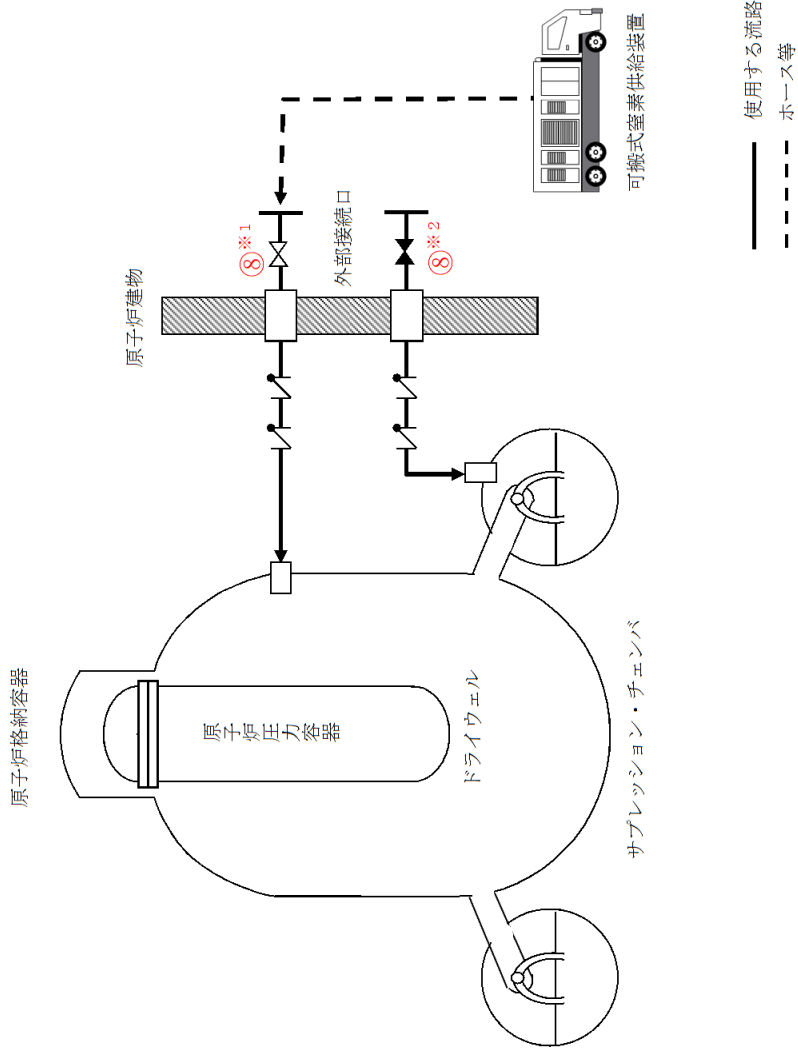


操作手順	弁名称
④*1	FCVS薬品注入タンク出口弁
④*2	FCVS循環ライン止め弁

第 1.5-13 第 1 ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整 概要図

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)												備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120			
手順の項目	要員(数)	スクラビング水 pH調整開始														
第1 ベントフィルタスクラビング容器 スクラビング水 pH調整	中央制御室運転員A	15分														
	1	系統構成, ドレン移送ポンプ起動操作														

第1.5-14図 第1 ベントフィルタスクラビング容器スクラビング水 pH調整 タイムチャート

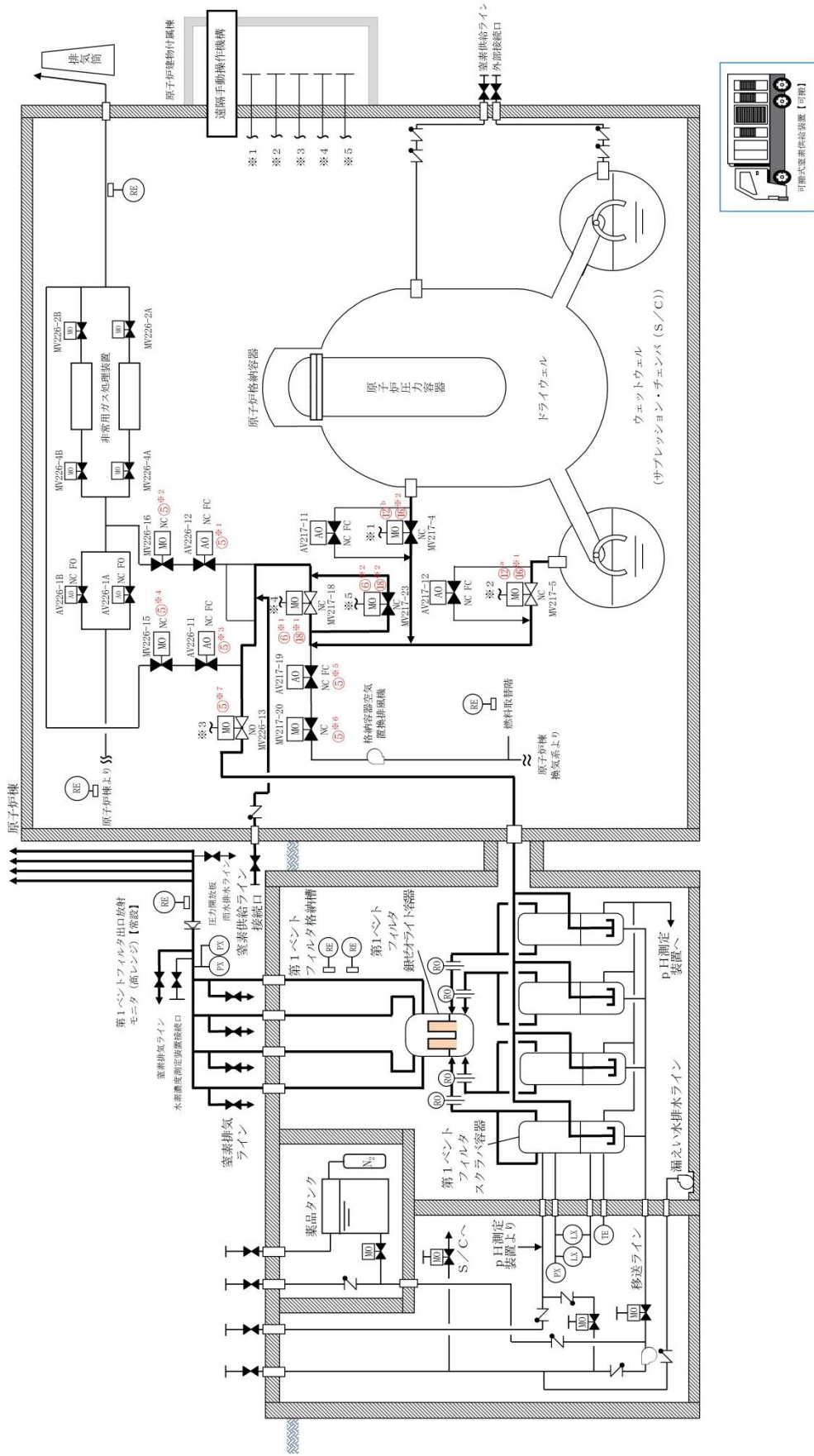


操作手順	弁名称
⑧※1	AN I 代替窒素供給ライン元弁 (D/W側)
⑧※2	AN I 代替窒素供給ライン元弁 (S/C側)

第 1.5-15 図 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 概要図

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)												備考	
手順の項目	要員(数)	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240		
可搬式窒素供給装置による 原子炉格納容器への窒素ガス供給	2	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始 1時間40分													
		重面健全性確認													
		可搬式窒素供給装置の移動													
		可搬式窒素供給装置の接続、暖気運転 弁開操作													

第1.5-16図 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート



第 1.5-17 図 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1 / 2）

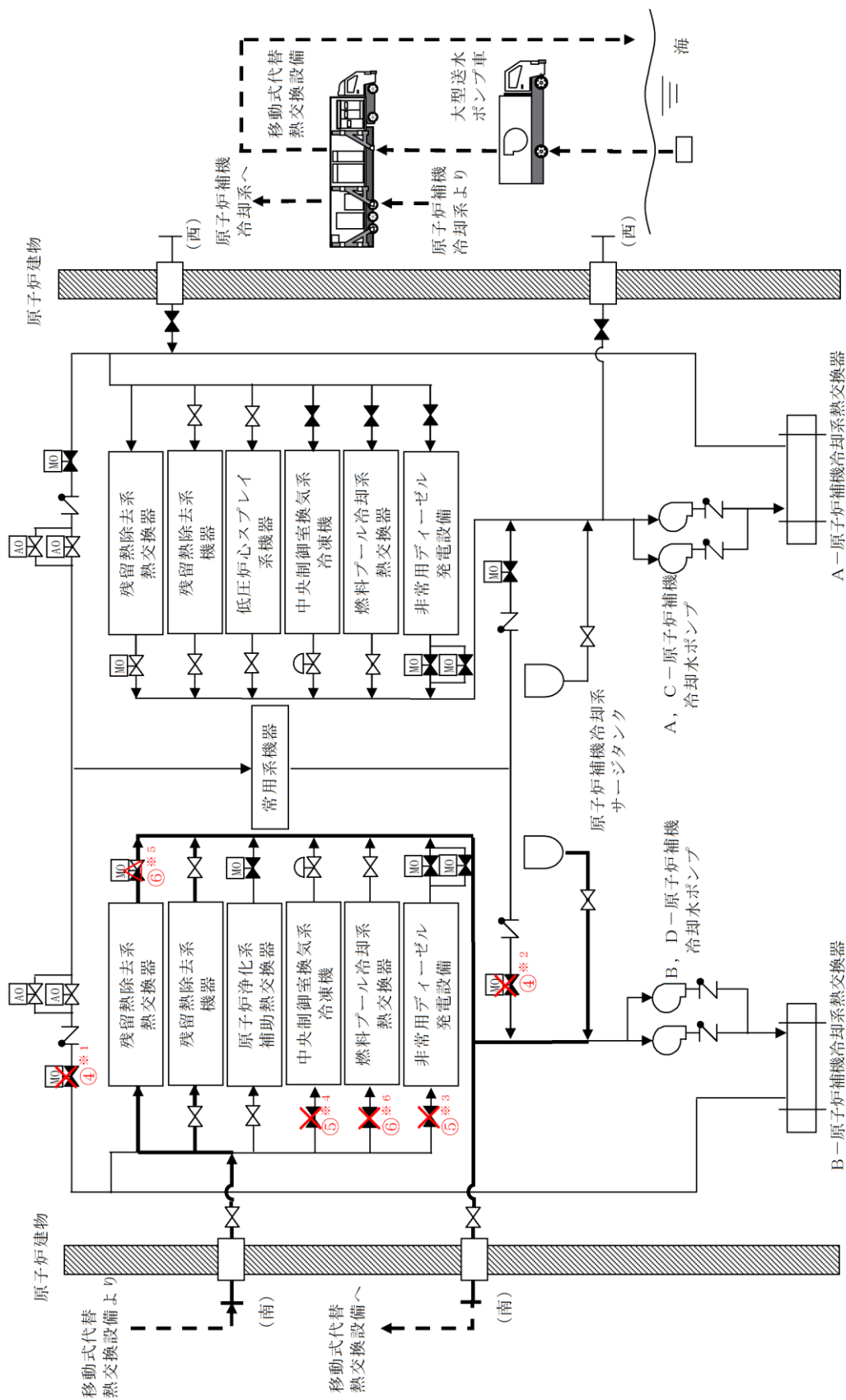
操作手順	弁名称
⑤*1	SGT NGC 連絡ライン隔離弁
⑤*2	SGT NGC 連絡ライン隔離弁後弁
⑤*3	SGT 耐圧強化ベントライン止め弁
⑤*4	SGT 耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑤*5	NGC 常用空調換気入口隔離弁
⑤*6	NGC 常用空調換気入口隔離弁後弁
⑤*7	SGT FCVS 第1ベントフィルタ入口弁
⑥*1 ⑩*1	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁
⑥*2 ⑩*2	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁
⑫ <sup>a</sup> ⑯*1	NGC N2 トーラス出口隔離弁
⑫ <sup>b</sup> ⑯*2	NGC N2 ドライウエル出口隔離弁

第 1.5-17 図 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

概要図(2/2)





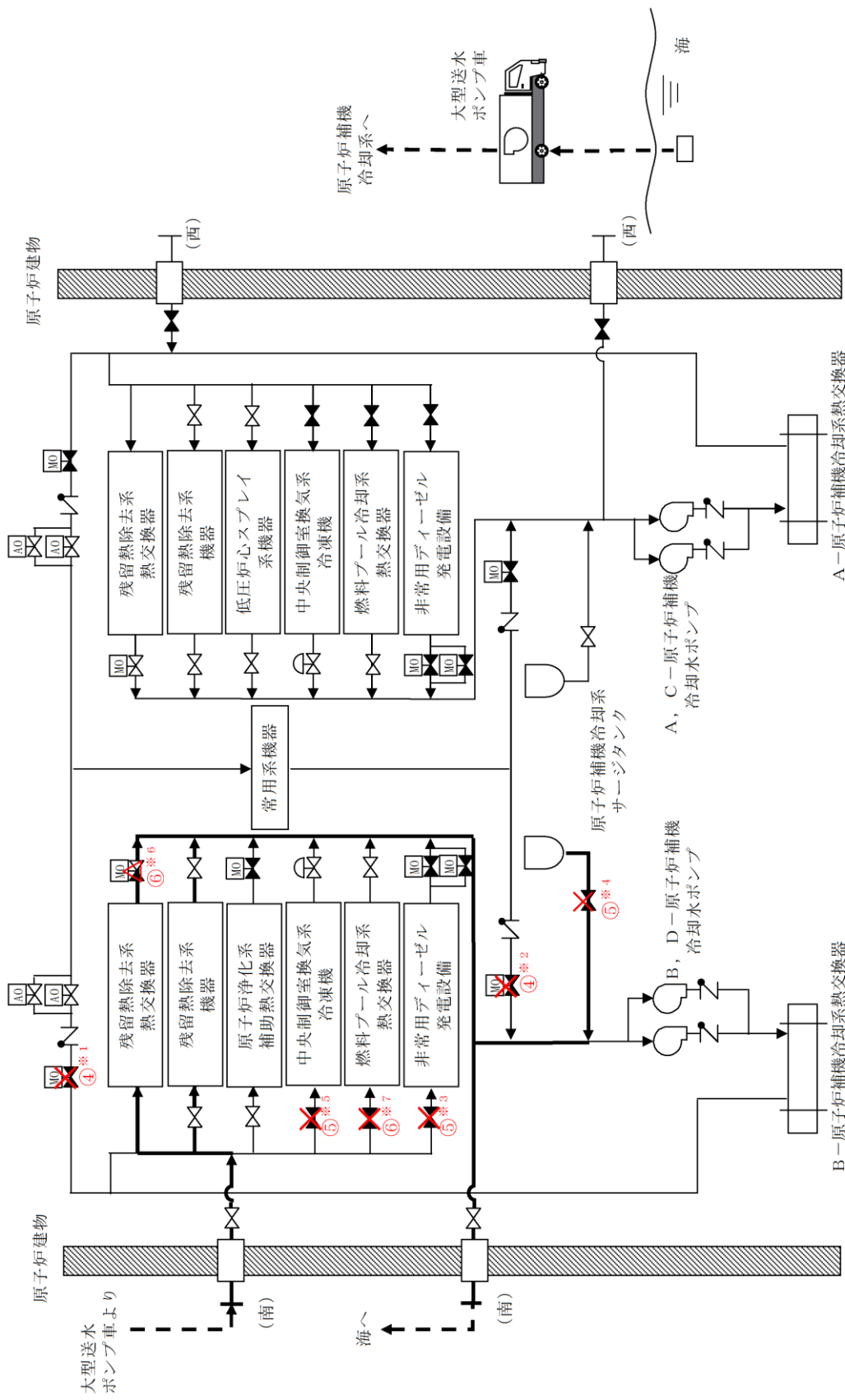


第 1.5-20 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
④※1	B-R C W 常用補機冷却水入口切替弁
④※2	B-R C W 常用補機冷却水出口切替弁
⑤※3	R C W B-D E G 冷却水入口弁
⑤※4	R C W B - 中央制御室冷凍機入口弁
⑥※5	B-R H R 熱交冷却水出口弁
⑥※6	R C W B - F P C 熱交冷却水入口弁

第 1.5-20 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図(2/2)



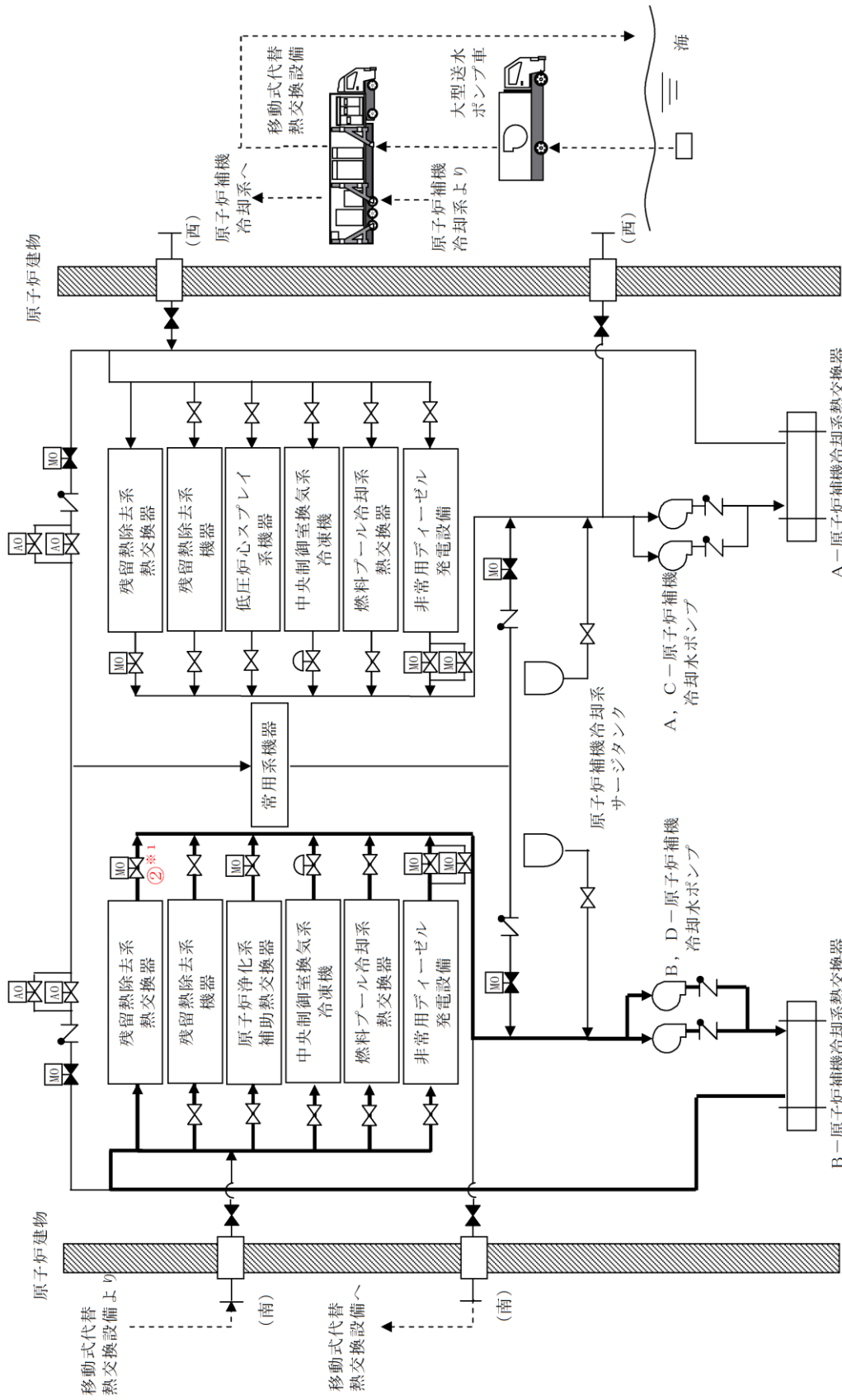


第 1.5-22 図 大型送水ポンプ車による除熱 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
④※1	B-R C W 常用補機冷却水入口切替弁
④※2	B-R C W 常用補機冷却水出口切替弁
⑤※3	R C W B-D E G 冷却水入口弁
⑤※4	B-R C W サージタンク 出口弁
⑤※5	R C W B - 中央制御室冷凍機入口弁
⑥※6	B-R H R 熱交冷却水出口弁
⑥※7	R C W B - F P C 熱交冷却水入口弁

第 1.5-22 図 大型送水ポンプ車による除熱 概要図(2/2)





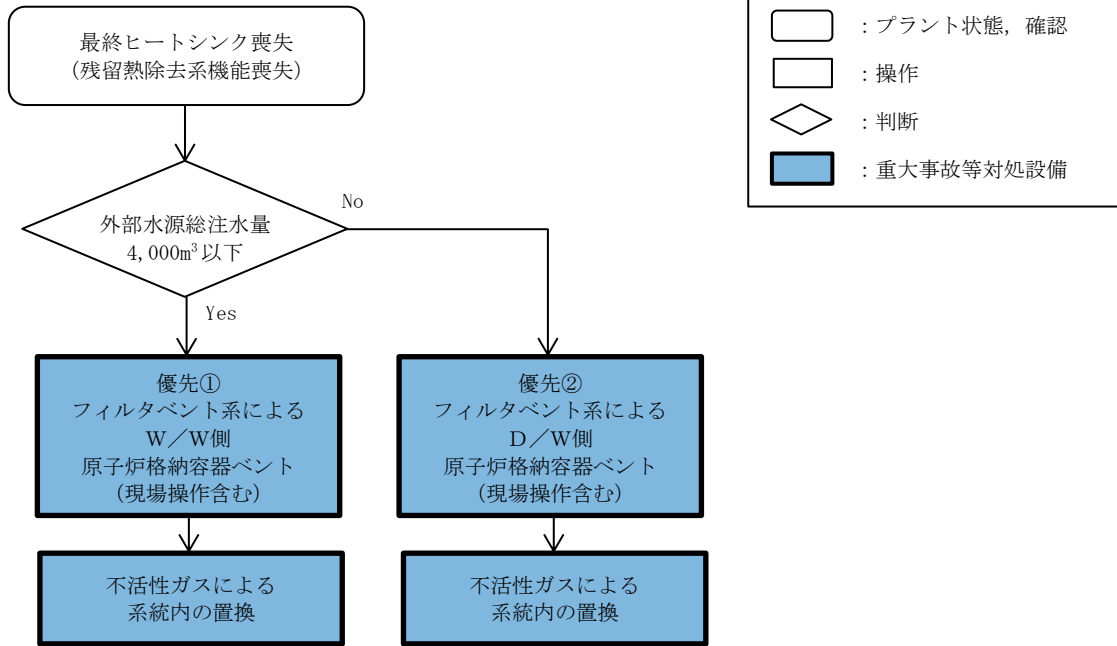
操作手順	弁名称
②※1	B-RHR熱交換冷却水出口弁

第 1.5-24 図 原子炉補機冷却系による除熱 概要図

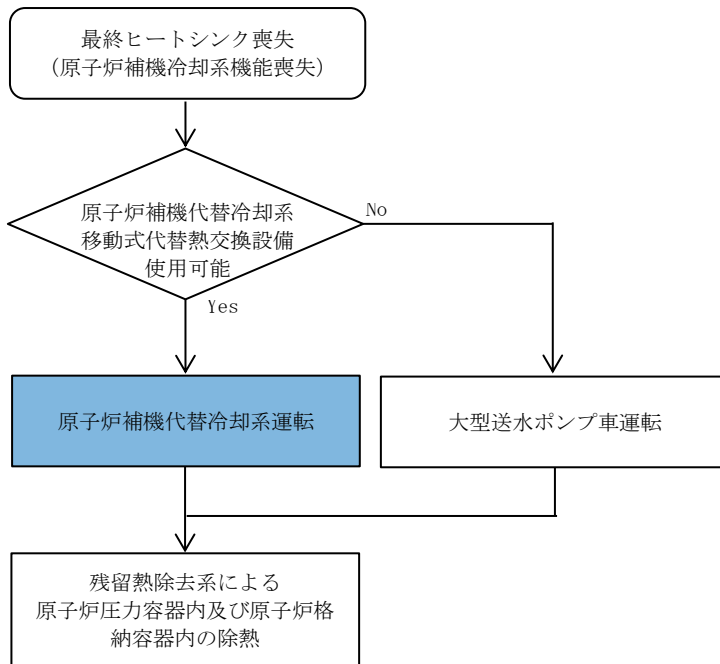




(1) フロントライン故障時の対応手段の選択



(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.5-26 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(1 / 6)

技術的能力審査基準 (1.5)	番号	設置許可基準規則 (48 条)	技術基準規則 (63 条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	③
<p>【解釈】 1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第48条に規定する「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第63条に規定する「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 炉心損傷防止 a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク（UHS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWR においては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p>	②	<p>a) 炉心の著しい損傷等を防止するため、重大事故防止設備を整備すること。</p> <p>b) 重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p> <p>c) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWR においては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンクシステム（UHSS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWR においては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> <p>d) 格納容器圧力逃がし装置を整備する場合は、本規程第50条3b)に準ずること。また、その使用に際しては、敷地境界での線量評価を行うこと。</p>	<p>a) 炉心の著しい損傷等を防止するため、重大事故防止設備を整備すること。</p> <p>b) 重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p> <p>c) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWR においては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンクシステム（UHSS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWR においては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> <p>d) 格納容器圧力逃がし装置を整備する場合は、本規程第65条3b)に準ずること。また、その使用に際しては、敷地境界での線量評価を行うこと。</p>	④ ⑤ ⑥ ⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2 / 6)

■ : 重大事故等対処設備      □ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手順 審査基準の要求に適合するための手順				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	既設	① ③	-	-	-	-	-	-
	-	-							
残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)	既設	① ③	-	-	-	-	-	-
	-	-							
原子炉補機冷却系による除熱	原子炉補機海水ポンプ	既設	① ③	-	-	-	-	-	-
	原子炉補機冷却水ポンプ	既設							
	原子炉補機冷却系 配管・弁・海水ストレータ	既設							
	原子炉補機冷却系 サージタンク	既設							
	原子炉補機冷却系熱交換器	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	取水口	既設							
	取水管	既設							
	取水槽	既設							

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3 / 6)

■ : 重大事故等対処設備      □ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手順 審査基準の要求に適合するための手順				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器フィルタベント系	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-
	スクラバ容器補給設備	新設							
	可搬式窒素供給装置	新設							
	-	-							
現場操作	遠隔手動弁操作機構	新設	①② ③④ ⑤⑥ ⑦						

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(4 / 6)

■ : 重大事故等対処設備      □ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手順 審査基準の要求に適合するための手順				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
原子炉補機代替冷却系による除熱	移動式代替熱交換設備	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	大型送水ポンプ車による除熱	大型送水ポンプ車	可搬	6時間50分	11名	自主対策とする理由は本文参照
	大型送水ポンプ車	新設			ホース・接続口	可搬			
	ホース・接続口	新設			原子炉補機冷却系配管・弁	常設			
	原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク	既設			原子炉補機代替冷却系配管・弁	新設			
	原子炉補機代替冷却系配管・弁	新設			残留熱除去系熱交換器	常設			
	残留熱除去系熱交換器	既設			残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)	常設			
	取水口	既設			残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	常設			
	取水管	既設			取水口	常設			
	取水槽	既設			取水管	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			取水槽	常設			
	代替所内電気設備	新設 既設			常設代替交流電源設備	常設			
	燃料補給設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)	既設			燃料補給設備	常設 可搬			
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	既設			—	—			

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(5 / 6)

技術的能力審査基準 (1.5)	適合方針
<p><b>【要求事項】</b></p> <p>発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却系が有する最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止する手段として、原子炉補機代替冷却系による最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送するために必要な手順等を整備する。また、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する機能の喪失に加えて、設計基準事故対処設備である残留熱除去系が有する機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止する手段として、格納容器フィルタベント系による最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送するために必要な手順等を整備する。</p>
<p><b>【解釈】</b></p> <p>1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	<p>—</p>

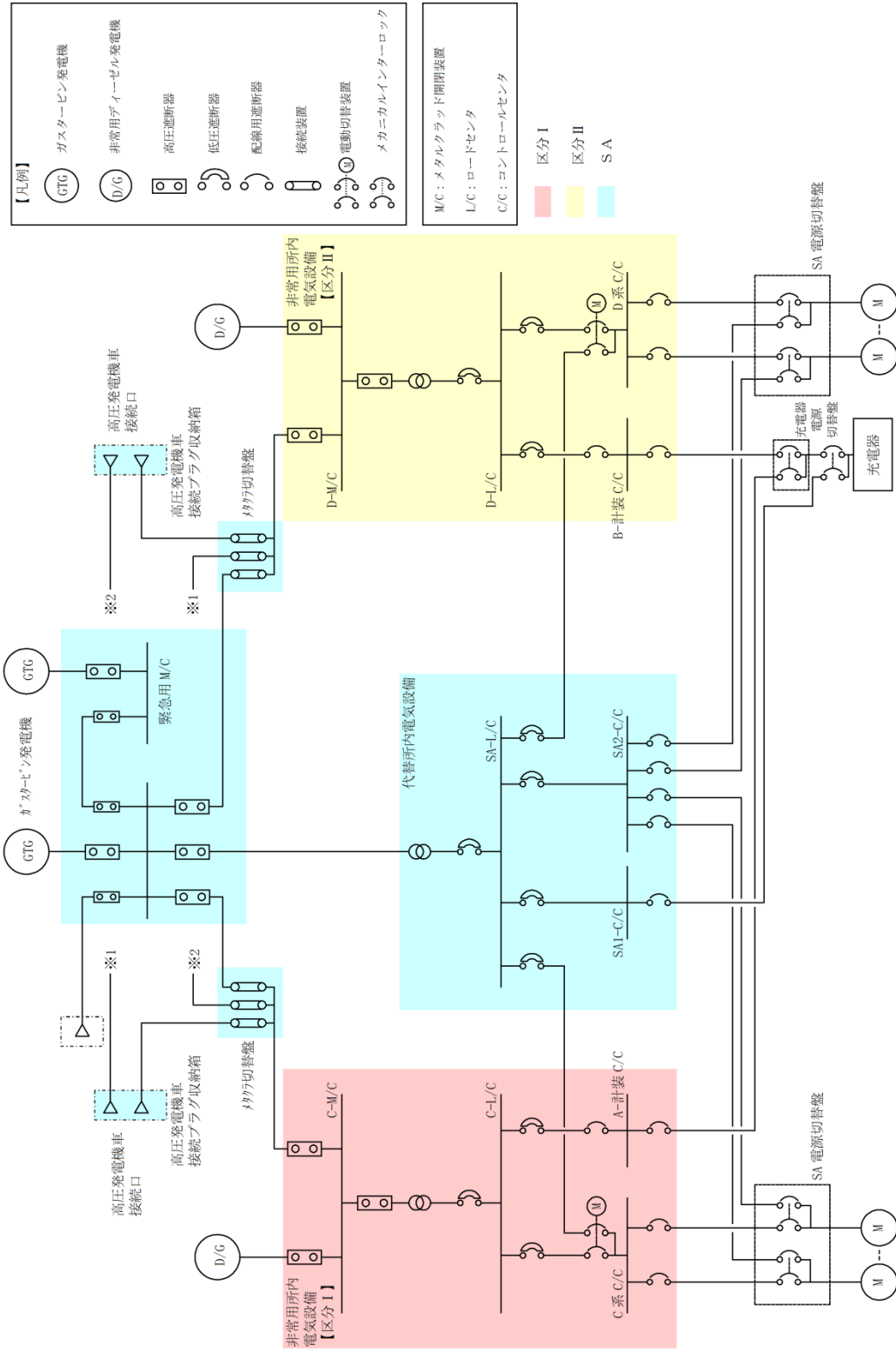
審査基準，基準規則と対処設備との対応表(6 / 6)

技術的能力審査基準 (1.5)	適合方針
<p>(1) 炉心損傷防止</p> <p>a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク(UHS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。</p> <p>また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p>	<p>取水機能の喪失により原子炉補機冷却系が有する最終ヒートシンク(海)へ熱を輸送する機能が喪失したことを想定し、原子炉補機代替冷却系による最終ヒートシンク(海)へ熱を輸送するために必要な手順等を整備する。</p> <p>最終ヒートシンク(海)へ熱を輸送する機能の喪失に加えて、残留熱除去系の使用が不可能な場合を想定し、格納容器フィルタベント系による最終ヒートシンク(大気)へ熱を輸送するために必要な手順等を整備する。</p>

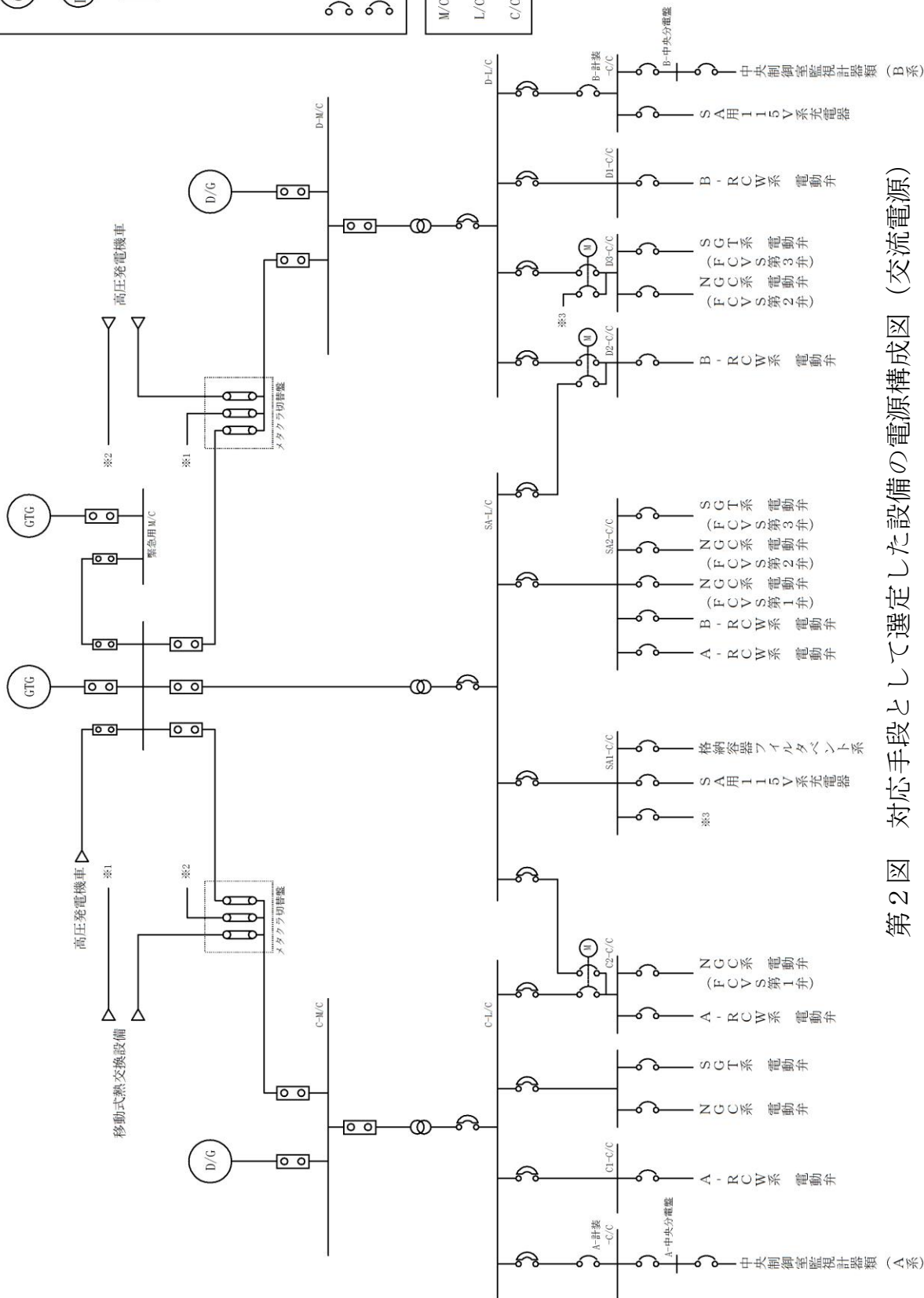
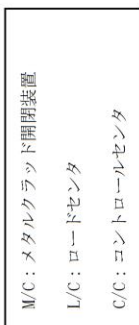
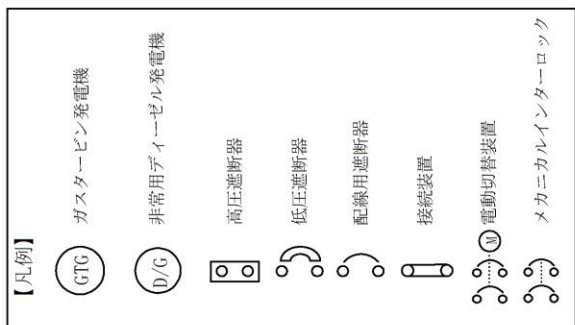
## 自主対策設備仕様

機器名称	常設 ／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
ドレン移送ポンプ (スクラバ容器補給設備)	常設	— (Ss 機能維持)	10 m <sup>3</sup> /h	70m	1 台
薬品注入タンク (スクラバ容器補給設備)	常設	— (Ss 機能維持)	0.83m <sup>3</sup>	—	1 基
大量送水車 (スクラバ容器補給設備)	可搬	— (Ss 機能維持)	168m <sup>3</sup> /h (1 台あたり)	—	2 台
可搬式窒素供給装置	可搬	— (Ss 機能維持)	約 100Nm <sup>3</sup> /h	—	1 台
大型送水ポンプ車	可搬	— (Ss 機能維持)	約 1,800m <sup>3</sup> /h (1 台あたり)	—	2 台

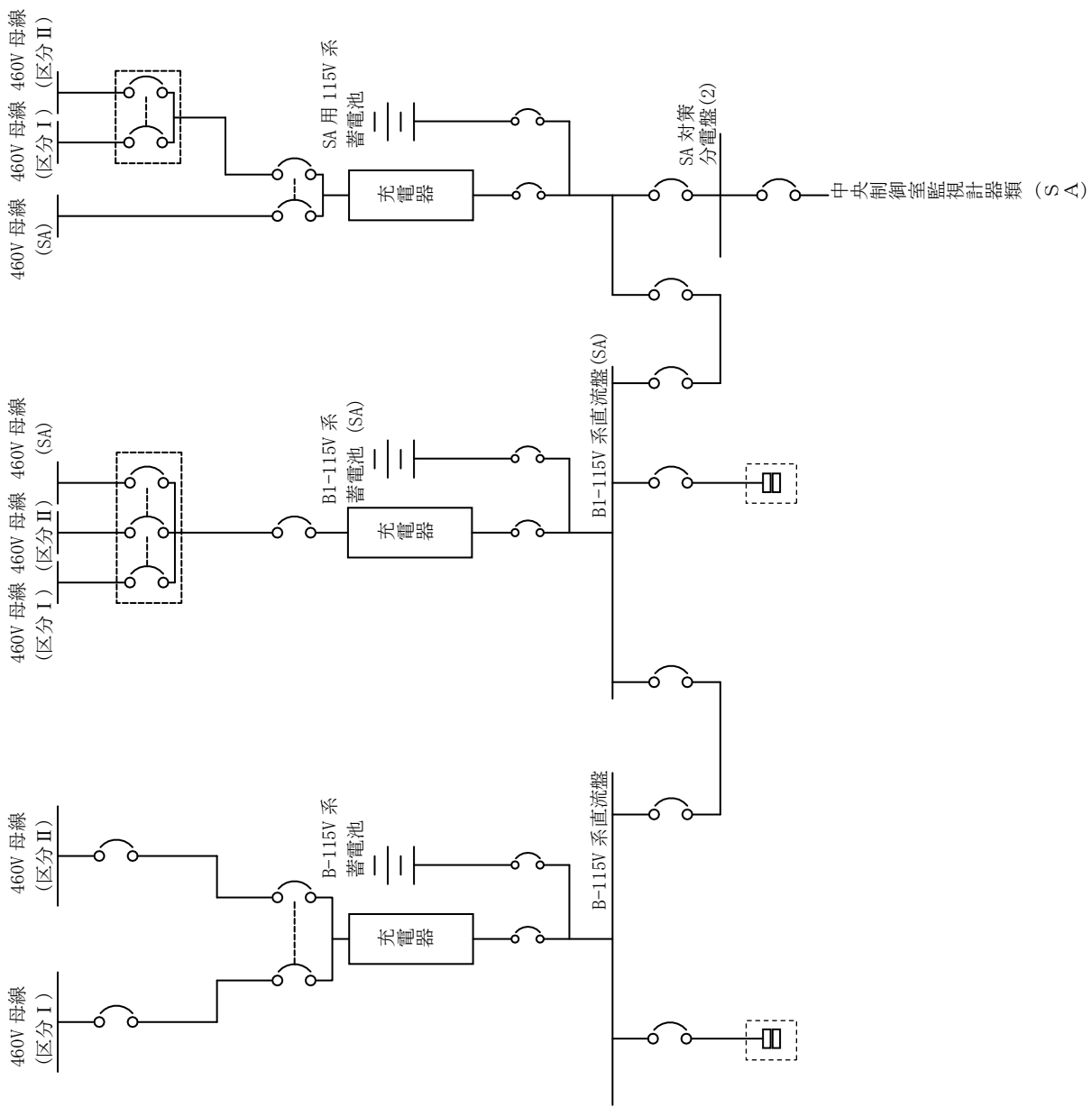




第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

## 重大事故対策の成立性

## 1. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

## (1) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

## a. 操作概要

中央制御室からの格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の系統構成が必要な状況において、中央制御室操作により系統構成を実施し、格納容器ベントを実施する。

## b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

## c. 必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱として、第一優先のW/Wベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

なお、W/Wベントに必要な想定時間、D/Wベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 系統構成（制御室建物）10分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 7分）

ベント実施操作（制御室建物）10分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 3分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

## 想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

●系統構成 : 想定時間10分、所要時間目安7分

・系統構成 : 所要時間目安7分（操作対象1弁 : 中央制御室）

●ベント実施操作（第1弁開操作） : 想定時間10分、所要時間目安3分

・ベント実施操作（第1弁開操作） : 所要時間目安3分（操作対象1弁 : 中央制御室）

## d. 操作の成立性について

作業環境 : 常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

(2) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱  
(現場操作)

a. 操作概要

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の系統構成が必要な状況で、中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合において、原子炉建物附属棟地上3階まで移動するとともに、現場での遠隔手動弁操作機構による操作により系統構成を実施する。格納容器ベントについては、原子炉建物附属棟地上1階または原子炉建物附属棟地上2階まで移動するとともに、現場での遠隔手動弁操作機構により格納容器ベントする。

b. 作業場所

系統構成	原子炉建物附属棟	地上3階	北側通路 (非管理区域)
W/Wベント	原子炉建物附属棟	地上1階	西側 (非管理区域)
D/Wベント	原子炉建物附属棟	地上2階	西側 (非管理区域)
電源確認	制御室建物	地上4階	(非管理区域) (中央制御室)

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱として、第一優先のW/Wベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

なお、W/Wベントに必要な想定時間、D/Wベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数	: 3名 (中央制御室運転員1名, 現場運転員2名)
想定時間	: 系統構成 (原子炉建物附属棟) 1時間20分以内 (所要時間目安 <sup>*1</sup> : 1時間3分)
	: ベント実施操作 (原子炉建物附属棟) 1時間30分以内 (所要時間目安 <sup>*1</sup> : 1時間8分)

※1: 所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

- 電源確認: 想定時間10分, 所要時間目安4分
  - ・電源確認: 所要時間目安4分 (中央制御室)

【現場運転員】

- 系統構成: 想定時間1時間20分, 所要時間目安1時間3分
  - ・移動: 所要時間目安9分 (移動経路: 中央制御室～原子炉建物附属棟地上3階)

- ・系統構成：所要時間目安 54 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟地上 3 階）
- ベント実施操作（第 1 弁開操作）：想定時間 1 時間 30 分，所要時間目安 1 時間 8 分
  - ・移動：所要時間目安 14 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟地上 1 階）
  - ・ベント実施操作（第 1 弁開操作）：所要時間目安 54 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟地上 1 階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

- 作業環境：常用照明消灯時においても LED ライト（三脚タイプ），LED ライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。
- 操作性：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b) 現場作業

- 作業環境：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。現場運転員の放射性防護を考慮し，遠隔手動弁操作機構は，原子炉建物附属棟に設置している。
- 移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており，近接可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。アクセスルート上に支障となる設備はない。
- 操作性：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。遠隔手動弁操作機構の操作についても，操作に必要な工具はなく，通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。
- 連絡手段：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡

設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室又は緊急時対策本部に連絡する。



バント操作（遠隔手動弁操作機構）

(3) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）

a. 操作概要

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）が必要な状況において、送水ルートを確認した後、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車により、第1ベントフィルタスクラバ容器を水位調整（水張り）する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建物南側周辺、原子炉建物西側周辺、取水箇所（輪谷貯水槽（西））周辺）

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として、最長時間を要する第4保管エリア、第3保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西）を使用した送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 13名（中央制御室運転員1名、緊急時対策要員12名）

想定時間 : 2時間30分以内（所要時間目安<sup>\*1</sup> : 1時間47分）

※1 : 所要時間目安は、実機による検証及び模擬による算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●水位監視：想定時間10分、所要時間目安9分

・水位監視、水位調整（水張り）：所要時間目安9分（下限水位～通常水位）

【緊急時対策要員6名】（原子炉建物南側周辺作業）

●緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間25分、所要時間目安22分

・移動：所要時間目安22分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全性確認：想定時間10分、所要時間目安10分

・車両健全性確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：想定時間1時間5分、所要時間目安34分

・移動：所要時間目安4分（移動経路：第4保管エリア～原子炉建物西側法面）



- ・送水準備（ホース敷設及びヘッダ接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面, 原子炉建物南側周辺）
- 送水準備（ヘッダ～第 1 ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口）：  
想定時間 25 分，所要時間目安 21 分
  - ・送水準備：所要時間目安 15 分（ヘッダ～第 1 ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口）
  - ・系統構成：所要時間目安 6 分（操作対象 2 弁：原子炉建物南側周辺）
- ホース取外し：想定時間 10 分，所要時間目安 5 分
  - ・ホース取外し：所要時間目安 5 分（操作対象 2 弁：原子炉建物南側周辺）
- 【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）
- 緊急時対策所～第 3 保管エリア移動：想定時間 25 分，所要時間目安 23 分
  - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第 3 保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
  - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 3 保管エリア）
- 大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分
  - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 3 保管エリア～輪谷貯水槽（西））
  - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西））
- 送水準備（ホース敷設）：想定時間 1 時間，所要時間目安 37 分
  - ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西），原子炉建物西側法面）
  - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西）周辺）
- 大量送水車起動：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
  - ・大量送水車起動：所要時間目安 10 分（輪谷貯水槽（西））
- 停止操作：想定時間 10 分，所要時間目安 5 分
  - ・停止操作：所要時間目安 5 分（輪谷貯水槽（西））

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している。また，操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備するが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した汚染防護服，被水防護服等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路：車両のヘッドライトほか，ヘッドライト，懐中電灯を携帯してお

り、夜間においても近接可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 : ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車からのホースの接続は、結合金具接続であり、容易に実施可能であり、必要な工具はない。

また、弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している。

連絡手段 : 衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線通信設備（固定型、携帯型）電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業（昼間）



水中ポンプ設置準備（夜間）



ポンプ起動操作（夜間）

(4) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）

a. 操作概要

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）が必要な状況において、中央制御室操作により系統構成を実施し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）を実施する。

b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 2時間20分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 2時間9分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●系統構成、水抜き開始操作 : 想定時間10分、所要時間目安5分

・系統構成、水抜き開始操作 : 所要時間目安5分（操作対象2弁、ポンプ起動 : 中央制御室）

●水位調整（水抜き） : 想定時間2時間、所要時間目安2時間

・水位調整（水抜き） : 所要時間目安2時間（上限水位～通常水位）

●停止操作 : 想定時間10分、所要時間目安4分

・停止操作 : 所要時間目安4分（操作対象2弁、ポンプ停止 : 中央制御室）

d. 操作の成立性について

作業環境 : 常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

(5) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーージ

a. 操作概要

格納容器フィルタベント系の窒素ガスパーージが必要な状況において、屋外（原子炉建物周辺）に可搬式窒素供給装置を配置してホースを格納容器フィルタベント系配管接続口に接続した後、可搬式窒素供給装により格納容器フィルタベント系に窒素ガスを供給する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建物周辺）  
制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーージとして格納容器フィルタベント系配管接続口を使用した窒素ガス供給に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、緊急時対策要員2名）  
想定時間 : 1時間40分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：1時間28分（移動含む））

※1：所要時間目安は、実機による検証及び模擬による算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

- 系統構成：想定時間10分、所要時間目安4分  
・系統構成：所要時間目安4分（操作対象1弁：中央制御室）

【緊急時対策要員】

- 車両健全性確認：想定時間10分、所要時間目安10分  
・車両健全性確認：所要時間目安10分（第1保管エリア）
- 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間25分、所要時間目安20分  
・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安20分（移動経路：第1保管エリア～屋外（原子炉建物周辺））
- 可搬式窒素供給装置の接続、暖気運転：想定時間55分、所要時間目安53分  
・可搬式窒素供給装置の接続：所要時間目安36分（ホース接続：屋外（原子炉建物周辺））  
・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安17分（暖気運転：屋外（原子炉建物周辺））
- 弁開操作：想定時間10分、所要時間目安5分  
・弁開操作：所要時間目安5分（操作対象1弁：屋外（原子炉建物周辺））

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

作業環境 : 常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

(b) 現場作業

作業環境 : 車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント後の汚染を考慮し、防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を装備するが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した汚染防護服、被水防護服を装備した作業を行う場合がある。

移動経路 : 車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても近接可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 : 送気ホースの接続は、差し込み式であり、容易に実施可能であり、必要な工具はない。

また、弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している。

連絡手段 : 衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線通信設備（固定型、携帯型）、電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業

(6) フィルタベント計装 (第1ベントフィルタ出口水素濃度)

a. 操作概要

格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージが必要な状況において、屋外(原子炉建物周辺)に第1ベントフィルタ出口水素濃度を配置してホースを格納容器フィルタベント系配管接続口に接続した後、第1ベントフィルタ出口水素濃度により、窒素ガスパージ中、配管内の水素濃度を測定する。

b. 作業場所

屋外 (原子炉建物周辺)

制御室建物 地上4階 (非管理区域) (中央制御室)

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ中における水素濃度測定に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3名 (中央制御室運転員1名, 緊急時対策要員2名)

想定時間 : 1時間40分以内 (所要時間目安<sup>※1</sup>: 1時間23分 (移動含む))  
(夜間に実施)

※1 : 所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●系統構成 : 想定時間10分, 所要時間目安4分

・系統構成 : 所要時間目安4分 (操作対象1弁 : 中央制御室)

【緊急時対策要員】

●車両健全性確認 : 想定時間10分, 所要時間目安10分

・車両健全性確認 : 所要時間目安10分 (第1保管エリア)

●水素濃度測定設備の移動 : 想定時間30分, 所要時間目安23分

・水素濃度測定設備の移動 : 所要時間目安23分 (移動経路 : 第1保管エリア～屋外 (原子炉建物周辺))

●水素濃度測定設備の接続 : 想定時間50分, 所要時間目安45分

・水素濃度測定設備の接続 : 所要時間目安45分 (屋外 (原子炉建物周辺))

●起動操作 : 想定時間10分, 所要時間目安5分

・起動操作 : 所要時間目安5分 (起動操作 : 屋外 (原子炉建物周辺))

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

作業環境 : 常用照明消灯時においてもLEDライト (三脚タイプ),

LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

#### (b) 現場作業

移動経路 : 車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

作業環境 : 車両の作業用照明のほか、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント後の汚染を考慮し、防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を装備するが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した汚染防護服、被水防護服を装備した作業を行う場合がある。

操作性 : ホースの接続は、差し込み式であり容易に実施可能であり、操作に必要な工具はない。また、電源ケーブルの接続は、ねじ込み式あり容易に接続可能であり、操作に必要な工具はない。弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段 : 衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線通信設備（固定型、携帯型）、電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び緊急時対策本部に連絡する。



ケーブル接続作業

(7) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整

a. 操作概要

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のpHが規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 15分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 9分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●系統構成，ドレン移送ポンプ起動操作：想定時間 15 分，所要時間目安 9 分

・系統構成，ドレン移送ポンプ起動操作：所要時間目安 9 分（操作対象 2 弁，ポンプ起動：中央制御室）

d. 操作の成立性について

作業環境 : 常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ），LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。



## 2. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

## (1) 操作概要

原子炉格納容器への窒素ガス供給が必要な状況で、屋外（原子炉建物周辺）に可搬式窒素供給装置を配備し、ホースを窒素ガス代替注入系配管接続口に接続し、可搬式窒素供給装置により、原子炉格納容器に窒素ガスを供給する。

## (2) 作業場所

屋外（原子炉建物周辺）

## (3) 必要要員数及び想定時間

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名（緊急時対策要員2名）

想定時間 : 1時間40分以内（所要時間目安<sup>※1</sup> : 1時間28分（移動含む））

※1 : 所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間  
想定時間内訳

## 【緊急時対策要員】

- 車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分
  - ・車両健全性確認：所要時間目安10分（第1保管エリア）
- 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間25分，所要時間目安20分
  - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安20分（移動経路：第1保管エリア～屋外（原子炉建物周辺））
- 可搬式窒素供給装置の接続，暖気運転：想定時間55分，所要時間目安53分
  - ・可搬式窒素供給装置の接続：所要時間目安36分（ホース接続：屋外（原子炉建物周辺））
  - ・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安17分（暖気運転：屋外（原子炉建物周辺））
- 弁開操作：想定時間10分，所要時間目安5分
  - ・弁開操作：所要時間目安5分（操作対象1弁：屋外（原子炉建物周辺））

## (4) 操作の成立性について

移動経路 : 車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯

を携帯しており、夜間においても接近可能である。また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

作業環境 : 車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント後の汚染を考慮し、防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を装備するが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した被水防護服等を装備した作業を行う場合がある。

操作性 : 可搬式窒素供給装置からのホース接続は、差し込み式であり容易に実施可能である。また、作業エリア周辺には支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段 : 衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線通信設備（固定型、携帯型）、電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業

## 3. 原子炉補機代替冷却系による除熱

## (1) 系統構成

## a. 操作概要

原子炉補機代替冷却系を用いた冷却水確保のため、現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う。

なお、本操作は管理区域及び非管理区域での操作を別要員が行う想定としている。

## b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

原子炉棟 地上2階，地上3階（管理区域）

原子炉建物附属棟 地下2階，地上2階（非管理区域）

廃棄物処理建物 地上2階（非管理区域）

## c. 必要要員数及び想定時間

原子炉補機代替冷却水系による除熱（系統構成）として、B系に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

なお、A系の系統構成に必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数：5名（中央制御室運転員1名，現場運転員4名）

想定時間：1時間20分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：23分）

※1：所要時間目安は、模擬により算出した時間

## 想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

●系統構成：想定時間10分，所要時間目安4分

・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）

・系統構成：所要時間目安2分（操作対象2弁：中央制御室）

## 【現場運転員B, C】（非管理区域）

●系統構成：想定時間1時間20分，所要時間目安23分

・移動：所要時間目安5分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟地上2階）

・電源確認：所要時間目安1分（電源ロック：原子炉建物附属棟地上2階）

・移動：所要時間目安5分（移動経路：原子炉建物附属棟地上2階～原子炉建物附属棟地下2階）

・系統構成：所要時間目安4分（操作対象1弁：原子炉建物附属棟地下2階）

- ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物附属棟地下 2 階～廃棄物処理建物地上 2 階）
- ・系統構成：所要時間目安 3 分（操作対象 1 弁：廃棄物処理建物地上 2 階）

【現場運転員 D, E】（管理区域）

- 系統構成：想定時間 40 分，所要時間目安 20 分
- ・移動：所要時間目安 7 分（移動経路：中央制御室～原子炉棟地上 2 階）
- ・系統構成：所要時間目安 5 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上 2 階）
- ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：原子炉棟地上 2 階～原子炉棟地上 3 階）
- ・系統構成：所要時間目安 4 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上 3 階）

d. 操作の成立性について

作業環境：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており，近接可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

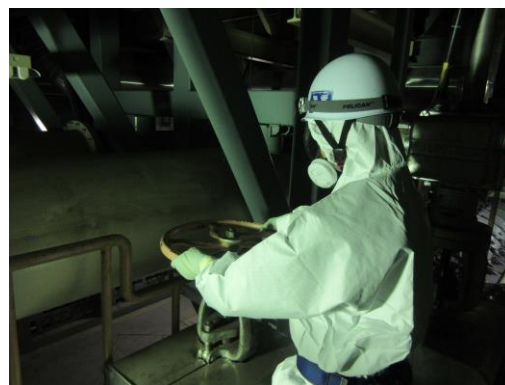
操作性：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



冷却水確保（系統構成）



冷却水確保（系統構成）

(2) 移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車による除熱

a. 操作概要

原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等）による除熱が必要な状況において外部接続口を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を供給する。

b. 作業場所

原子炉建物附属棟 地上1階（非管理区域）

原子炉建物附属棟 地上2階（非管理区域）

屋外（取水槽周辺、原子炉建物南側周辺）

c. 必要要員数及び想定時間

原子炉補機代替冷却水系による除熱として、最長時間を要する第4保管エリアの可搬設備を使用した海水取水箇所から原子炉建物南側接続口を使用した送水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：15名（緊急時対策要員15名）

想定時間：7時間20分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：5時間33分）

※1：所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

- 【緊急時対策要員（6名）】（原子炉建物南側周辺作業）
- 緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間25分，所要時間目安24分
    - ・移動：所要時間目安24分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）
  - 車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分
    - ・車両健全確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）
  - 移動式代替熱交設備準備：想定時間6時間25分，所要時間目安4時間48分
    - ・移動式代替熱交設備準備：所要時間目安4時間48分（屋外（原子炉建物南側周辺））
  - 送水準備：想定時間20分，所要時間目安10分
    - ・送水準備：所要時間目安10分（屋外（原子炉建物南側周辺））
- 【緊急時対策要員（6名）】（取水槽周辺、原子炉建物南側周辺作業）
- 移動：想定時間25分，所要時間目安24分
    - ・移動：所要時間目安24分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）
  - 車両健全確認：想定時間10分，所要時間目安10分
    - ・車両健全確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）
  - 大型送水ポンプ車準備：想定時間3時間55分，所要時間目安2時間57分

- ・大型送水ポンプ車の準備：所要時間目安 2 時間57分（屋外（取水槽周辺））
- ホース敷設：想定時間 2 時間30分，所要時間目安 1 時間52分
- ・ホース敷設：所要時間目安 1 時間52分（屋外（取水槽周辺，原子炉建物南側周辺））
- 送水準備：想定時間20分，所要時間目安10分
- ・送水準備：所要時間目安10分（屋外（取水槽周辺，原子炉建物南側周辺））

【緊急時対策要員（3名）】（原子炉建物南側周辺作業）

- 移動：想定時間20分，所要時間目安13分
- ・移動：所要時間目安13分（緊急時対策所～原子炉建物南側）
- 電源ケーブル接続：想定時間 1 時間10分，所要時間目安53分
- ・電源ケーブル接続：所要時間目安53分（屋外（原子炉建物南側），原子炉建物附属棟地上 2 階）

d. 操作の成立性について

作業環境：電源内蔵型照明及びヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している。

放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，電源内蔵型照明及びヘッドライトを携行しており，夜間においても接近可能である。

また，現場への移動は地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性：各種ホースの接続は汎用の結合金具及びフランジ接続であり，容易に実施可能である。

作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。

## 移動式代替熱交換設備



ホース接続作業



移動式代替熱交換設備へのホース接続作業

## 大型送水ポンプ車



ホース接続作業



水中ポンプ設置準備



ポンプ起動操作

## 4. 大型送水ポンプ車による除熱

## (1) 系統構成

## a. 操作概要

原子炉補機代替冷却系を用いた冷却水確保のため、現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う。

なお、本操作は管理区域及び非管理区域での操作を別要員が行う想定としている。

## b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

原子炉棟 地上2階，地上3階（管理区域）

原子炉建物附属棟 地下2階，地上2階（非管理区域）

廃棄物処理建物 地上2階（非管理区域）

## c. 必要要員数及び想定時間

原子炉補機代替冷却水系による除熱（系統構成）として、B系に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

なお、A系の系統構成に必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数：5名（中央制御室運転員1名，現場運転員4名）

想定時間：1時間20分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：35分）

※1：所要時間目安は、模擬により算出した時間

## 想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

●系統構成：想定時間10分，所要時間目安4分

・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）

・系統構成：所要時間目安2分（操作対象2弁：中央制御室）

## 【現場運転員B, C】（非管理区域）

●系統構成：想定時間1時間20分，所要時間目安35分

・移動：所要時間目安5分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟地上2階）

・電源確認：所要時間目安1分（電源ロック：原子炉建物附属棟地上2階）

・移動：所要時間目安5分（移動経路：原子炉建物附属棟地上2階～原子炉建物附属棟地下2階）

・系統構成：所要時間目安4分（操作対象1弁：原子炉建物附属棟地下2階）



- ・移動：所要時間目安 7 分（移動経路：原子炉建物付属棟地下 2 階～原子炉建物付属棟地上 2 階）
- ・系統構成：所要時間目安 3 分（操作対象 1 弁：原子炉建物付属棟地上 2 階）
- ・移動：所要時間目安 7 分（移動経路：原子炉建物付属棟地上 2 階～廃棄物処理建物地上 2 階）
- ・系統構成：所要時間目安 3 分（操作対象 1 弁：廃棄物処理建物地上 2 階）

【現場運転員 D, E】（管理区域）

- 系統構成：想定時間 40 分，所要時間目安 20 分
  - ・移動：所要時間目安 7 分（移動経路：中央制御室～原子炉棟地上 2 階）
  - ・系統構成：所要時間目安 5 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上 2 階）
  - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：原子炉棟地上 2 階～原子炉棟地上 3 階）
  - ・系統構成：所要時間目安 4 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上 3 階）

d. 操作の成立性について

作業環境：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており，近接可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



冷却水確保（系統構成）



冷却水確保（系統構成）

## (2) 大型送水ポンプ車による除熱

### a. 操作概要

大型送水ポンプ車による補機冷却水の確保が必要な状況において外部接続口を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、大型送水ポンプ車により原子炉補機冷却系に送水する。

### b. 作業場所

原子炉建物附属棟 地上1階（非管理区域）  
屋外（取水槽周辺、原子炉建物南側周辺）

### c. 必要要員数及び想定時間

原子炉補機代替冷却系による除熱として、最長時間を要する第4保管エリアの可搬型設備を使用した海水取水箇所から原子炉建物南側接続口を使用した送水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：6名（緊急時対策要員6名）

想定時間：6時間50分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：6時間31分）

※1：所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

#### 【緊急時対策要員】

- 移動：想定時間25分、所要時間目安24分
  - ・移動：所要時間目安24分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）
- 車両健全確認：想定時間10分（所要時間目安10分）
  - ・車両健全性確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）
- 大型送水ポンプ車準備：想定時間3時間5分（所要時間目安2時間57分）
  - ・大型送水ポンプ車準備：所要時間目安2時間57分（屋外（取水槽周辺））
- ホース敷設：想定時間2時間50分（所要時間目安2時間50分）
  - ・ホース敷設：想定時間2時間50分（屋外（取水槽周辺、原子炉建物南側周辺））
- 送水準備：想定時間20分（所要時間目安10分）
  - ・送水準備：所要時間目安10分（屋外（取水槽周辺、原子炉建物南側周辺））

### d. 操作の成立性について

作業環境：電源内蔵型照明及びヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。

放射性物質が放出される可能性があることから、操作は防護具

(全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服)を  
装備又は携行して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか、電源内蔵型照明及びヘッドライト  
を携行しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は地震等による重大事故等が発生した場合で  
も安全に移動できる経路を移動する。

操作性：各種ホースの接続は汎用の結合金具及びフランジ接続であり、  
容易に実施可能である。

作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペース  
を確保している。

連絡手段：衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線通信設備（固定型、携帯  
型）、電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、  
緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業



水中ポンプ設置準備



ポンプ起動操作

## 5. 原子炉補機冷却系による除熱

## a. 操作概要

原子炉補機冷却系が健全な場合は，自動起動信号による作動，又は中央制御室からの手動操作により原子炉補機冷却系を起動し，原子炉補機冷却系による除熱を行う。

## b. 作業場所

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

## c. 必要要員数及び想定時間

原子炉補機冷却系による除熱に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 3分以内（所要時間目安<sup>※1</sup>：1分）

※1：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

## 【中央制御室運転員】

●自動起動確認：想定時間2分，所用時間目安40秒

・自動起動確認：所要時間目安40秒（中央制御室）

●手動起動確認：想定時間3分，所要時間目安1分

・手動起動確認：所要時間目安：1分（ポンプ起動：中央制御室）

## d. 操作の成立性について

作業環境 : 常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ），LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

解釈一覧  
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈
1.5.2.1 フロントライン 系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (大 気)への代替熱輸送(交流 動力電源が健全である場 合)	a. 格納容器フィルタタベン ト系による原子炉格納容 器内の減圧及び除熱	(b) 第1ベントフィルタ スクラバ容器水位調整(水 張り)	第1ベントフィルタスクラバ容器水位 の水位低警報 <input type="checkbox"/> mm が発報した場合
		(c) 第1ベントフィルタ スクラバ容器水位調整(水 抜き)	第1ベントフィルタスクラバ容器水位 が <input type="checkbox"/> mm に到達すると判断した場合
		(e) 第1ベントフィルタ スクラバ容器スクラビン グ水 pH 調整	第1ベントフィルタスクラバ容器の水 位が <input type="checkbox"/> mm に到達すると判断し、排水 を行った場合
			第1ベントフィルタスクラバ容器水位 の水位低警報 <input type="checkbox"/> mm が発報した場合

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

操作手順の解釈一覧(1/2)

手順		操作手順記載内容		解釈
1.5.2.1 フロントライン 系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシंक(大 気)への代替熱輸送(交流 動力電源が健全である場 合)	a. 格納容器フィル タベント系による原 子炉格納容器内の減 圧及び除熱	(a) 格納容器フィルタベント系によ る原子炉格納容器内の減圧及び除熱	第1ベントフィルタスクラバ容器の水 位が通常水位範囲内	第1ベントフィルタスクラバ容器水 位指示値が <input type="text"/> mm ~ <input type="text"/> mm
		(b) 第1ベントフィルタスクラバ容 器水位調整(水張り)	規定水位	通常水位範囲内である <input type="text"/> mm ~ <input type="text"/> mm
		(c) 第1ベントフィルタスクラバ容 器水位調整(水抜き)	通常水位に到達したこと	<input type="text"/> mm ~ <input type="text"/> mm に到達したこと
		(e) 第1ベントフィルタスクラバ 容器スクラビング水 pH 調整	スクラビング水の pH 値が規定値	<input type="text"/> 以上
		a. 格納容器フィル タベント系による原 子炉格納容器内の減 圧及び除熱(現場操 作)	(a) 格納容器フィルタベント系によ る原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)	第1ベントフィルタスクラバ容器水位 が通常水位範囲内
1.5.2.1 フロントライン 系故障時の対応手順 (2)最終ヒートシंक(大 気)への代替熱輸送(全交 流動力電源喪失時の場合)		(b) 第1ベントフィルタスクラバ容 器水位調整(水張り)	第1ベントフィルタスクラバ容器の水 位が通常水位を下回り下限水位に到達 する前	第1ベントフィルタスクラバ容器の 水位が <input type="text"/> mm を下回り <input type="text"/> mm に 到達する前
		(c) 第1ベントフィルタスクラバ容 器水位調整(水抜き)	第1ベントフィルタスクラバ容器の水 位が上限水位に到達	第1ベントフィルタスクラバ容器の 水位が <input type="text"/> mm に到達
		(e) 第1ベントフィルタスクラバ容 器スクラビング水 pH 調整	スクラビング水の pH 値が規定値	<input type="text"/> 以上

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

操作手順の解釈一覧(2/2)

手順		操作手順記載内容	解釈
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク(海洋)への代替熱輸送	a. 原子炉補機代替冷却系による除熱	淡水ポンプ出口圧力指示計が規定圧力となるよう開度を調整する	<input type="text"/> MPa 規定流量 <input type="text"/> m <sup>3</sup> /h
1.5.2.3 重大事故等対処設備(設計基準拡張)による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系による除熱		残留熱除去系熱交換器冷却水流量計指示値の上昇	残留熱除去系熱交換器冷却水流量指示値が <input type="text"/> m <sup>3</sup> /h 程度まで

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



## 弁番号及び弁名称一覧(1/3)

弁番号	弁名称	操作場所
AV226-12	SGT NGC連絡ライン隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV226-16	SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
AV226-11	SGT耐圧強化ベントライン止め弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV226-15	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
AV217-19	NGC常用空調換気入口隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV217-20	NGC常用空調換気入口隔離弁後弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV226-13	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁	中央制御室遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟 地上3階北側連絡通路(非管理区域)
MV217-18	NGC非常用ガス処理入口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟 地上3階北側連絡通路(非管理区域)
MV217-23	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟 地上3階北側連絡通路(非管理区域)
MV217-5	NGC N2トラス出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟 地上1階A-RCWポンプ熱交換器室(非管理区域)
MV217-4	NGC N2ドラウエル出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟 地上2階原子炉棟送風機室(非管理区域)

弁番号及び弁名称一覧(2/3)

弁番号	弁名称	操作場所
MV2B3-114	F C V S 薬品注入タンク出口弁	中央制御室 第1ペントフィルタ格納槽(屋外)
MV2B3-112	F C V S 循環ライン止め弁	中央制御室 第1ペントフィルタ格納槽(屋外)
V2B3-110	F C V S 補給止め弁	屋外
MV2B3-550	F C V S 第1ペントフィルタスクラバ容 器1次ドレン弁	中央制御室 第1ペントフィルタ格納槽(屋外)
MV2B3-570	F C V S ドレン移送ライン連絡弁	中央制御室 原子炉棟 地下1階 トーラス室(管理区域)
V2B3-82	F C V S 窒素ガス補給元弁	屋外
V2C2-1	A N I 代替窒素供給ライン元弁(D/W 側)	屋外
V2C2-11	A N I 代替窒素供給ライン元弁(S/C 側)	屋外
MV214-1A	A - R C W 常用補機冷却水入口切替弁	中央制御室 原子炉建物付属棟 地下1階 I A 空気圧縮機室(非管理区域)
MV214-3A	A - R C W 常用補機冷却水出口切替弁	中央制御室 原子炉建物付属棟 地上2階 R C W バルブ室(非管理区域)
MV214-7A	A - R H R 熱交冷却水出口弁	中央制御室 原子炉棟 地上2階 A-RHR 熱交換器室(管理区域)
V214-20A	R C W A - 中央制御室冷凍機入口弁	廃棄物処理建物 地上2階 中央制御室送風機室(非管理区域)
V214-35A	R C W A - D E G 冷却水入口弁	原子炉建物付属棟 地下2階 A-非常用DG室(非管理区域)
V214-38A	R C W A - F P C 熱交冷却水入口弁	原子炉棟 地上3階 F P C 熱交換器室前通路(管理区域)
V214-52	R C W A - A H E F 供給配管止め弁	原子炉建物付属棟 地上1階 A-R C W ポンプ熱交換器室(非管理区域)
V214-53	R C W A - A H E F 戻り配管止め弁	原子炉建物付属棟 地上1階 A-R C W ポンプ熱交換器室(非管理区域)

弁番号及び弁名称一覧(3 / 3)

弁番号	弁名称	操作場所
Y61-F002	熱交換器ユニット流量調整弁	屋外 熱交換器ユニット内
MV214-1B	B - R C W 常用補機冷却水入口切替弁	中央制御室 原子炉建物付属棟 地下1階 I A 空気圧縮機室 (非管理区域)
MV214-3B	B - R C W 常用補機冷却水出口切替弁	中央制御室 原子炉建物付属棟 地上2階 R C W バルブ室 (非管理区域)
MV214-7B	B - R H R 熱交冷却水出口弁	中央制御室 原子炉棟 地上2階 B - R H R 熱交換器室 (管理区域)
V214-20B	R C W B - 中央制御室冷凍機入口弁	廃棄物処理建物 地上2階 中央制御室送風機室 (非管理区域)
V214-35B	R C W B - D E G 冷却水入口弁	原子炉建物付属棟 地下2階 B - 非常用 D G 室 (非管理区域)
V214-38B	R C W B - F P C 熱交冷却水入口弁	原子炉棟地上 3階 F P C 熱交換器室前通路 (管理区域)
V2C1-1B	A H E F B - 供給配管止め弁	屋外
V2C1-3B	A H E F B - 戻り配管止め弁	原子炉建物付属棟 地上1階 階段室
V214-67A	A - R C W サージタンク出口弁	原子炉建物付属棟 地上2階 (非管理区域)
V214-67B	B - R C W サージタンク出口弁	原子炉建物付属棟 地上2階 (非管理区域)

## 手順のリンク先について

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

## 1. 1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

- ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）手順

<リンク先> 1.4.2.2(2)a.(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）  
電源復旧後の発電用原子炉からの除熱

1.4.2.3(2) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による  
発電用原子炉からの除熱

- ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）手順

<リンク先> 1.6.2.1(2)a.(a) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッショ  
ン・プール水の除熱

1.6.2.2(2)a.(a) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッショ  
ン・プール水の除熱

1.6.2.3(1) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却  
モード）によるサプレッション・プール水の除  
熱

- ・格納容器フィルタベント系及び残留熱代替除去系を用いた原子炉格納容器  
内の減圧及び除熱手順

<リンク先> 1.7.2.1(1)a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格  
納容器内の減圧及び除熱

1.7.2.1(1)b. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内  
の減圧及び除熱

1.7.2.1(2)a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格  
納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

- ・可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御手順

<リンク先> 1.9.2.1(2)c. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器  
内の水素濃度制御

- ・輪谷貯水槽（西）を水源とした水源から接続口までの大量送水車による送  
水手順

<リンク先> 1.13.2.1(6)a. 輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）  
を水源とした大量送水車による送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない

場合)

1. 13. 2. 1(7) a. 輪谷貯水槽（西 1）及び輪谷貯水槽（西 2）を水源とした大量送水車による送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）
1. 13. 2. 2(2) a. 輪谷貯水槽（東 1）又は輪谷貯水槽（東 2）から輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2）への補給
1. 13. 2. 2(2) b. 海から輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2）への補給（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）
1. 13. 2. 2(2) c. 海から輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2）への補給（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）

- ・非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による残留熱除去系ポンプ，電動弁，中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，非常用交流電源設備，可搬式窒素供給装置，大量送水車及び大型送水ポンプ車への燃料補給手順

- <リンク先> 1. 14. 2. 2(1) 代替交流電源設備による給電
1. 14. 2. 3(1)a. ガスタービン発電機又は高圧発電機車による S A ロードセンタ及び S A コントロールセンタ受電
  1. 14. 2. 5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給
  1. 14. 2. 5(2) タンクローリから各機器等への給油
  1. 14. 2. 6(1) 非常用交流電源設備による給電

- ・操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順

- <リンク先> 1. 15. 2. 1 監視機能喪失
1. 15. 2. 2 計測に必要な電源の喪失