

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) 低圧炉心スプレー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) 低圧炉心スプレー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. 低圧炉心スプレー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（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も同様）
 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. 低圧炉心スプレー系による原子炉圧力容器への注水
- 添付資料 1.4.5 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
- 添付資料 1.4.6 運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について
- 添付資料 1.4.7 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 1.4.8 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）として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ほかに、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^{※1}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）若しくは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
- ・サブプレッション・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（原子炉補機海水系を含む。）
- ・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（原子炉補機海水系を含む。）
- ・非常用交流電源設備

低圧炉心スプレイ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。

- ・低圧炉心スプレイ・ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・原子炉圧力容器
- ・低圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレーナ・スパーージャ
- ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
- ・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（原子炉補機海水系を含む。）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
- ・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1）
- ・輪谷貯水槽（西2）
- ・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
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

なお、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1）及び輪谷貯水槽（西2）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、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1）及び輪谷貯水槽（西2）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。

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、自主対策設備として位置付ける。併せて、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（原子炉補機海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対応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（原子炉補機海水系を含む。）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」にて整理する。

- (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（原子炉補機海水系を含む。）
- ・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（原子炉補機海水系を含む。）
- ・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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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
- ・非常用交流電源設備

(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
- ・原子炉圧力容器
- ・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
- ・非常用交流電源設備

(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1）
- ・輪谷貯水槽（西2）
- ・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
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

なお、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1）及び輪谷貯水槽（西2）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、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備、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処設備として位置付ける。輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）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、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合においても、残存した溶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、自主対策設備として位置付ける。併せて、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，設計基準事故対応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
- ・原子炉圧力容器
- ・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・スパーージャ
- ・原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)
- ・非常用交流電源設備

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、重大事故等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。併せて、その理由を示す。

- ・原子炉浄化系，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）

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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）
- ・ 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

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、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、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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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

復水・給水系，高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ず，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレー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

復水・給水系，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^{※1}。

※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1.4-4図に，概要図を第1.4-7図に，タイムチャートを第1.4-8図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に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^a S A電源切替盤を使用する場合
現場運転員B及びCは、S A電源切替盤にて、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に必要なA－R H R注水弁の電源切替え操作を実施する。また、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。
- ②^b 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合
中央制御室運転員Aは、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。
現場運転員B及びCは、C / Cの不要な負荷の切り離しを行う。不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、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に必要なA－R H R注水弁の電源切替えを実施する。また、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）による原子炉压力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと並びにポンプ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、当直副長からの依頼に基づき、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出口圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑦当直副長は、原子炉压力容器内の圧力が低圧原子炉代替注水ポンプの出口圧力以下であることを確認後、運転員に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、当直副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-R H R注水弁を全閉後、A-R H Rドライウェル第1スプレー弁及びA-R H Rドライウェル第2スプレー弁の全開操作を実施後、F L S R注水隔離弁を調整開としてD/Wスプレーを実施する。
- ⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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

上記の操作のうち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の必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【S A電源切替盤を使用した場合】

- ・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、20分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

- ・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、35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。

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1.4.4-1）

(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

復水・給水系、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^{*1}。

※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1.4-4図に、概要図を第1.4-9図に、タイムチャートを第1.4-10図及び第1.4-11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当直副長は、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 T/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、復水輸送ポンプ出口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^a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^b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^c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当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力が復水輸送ポンプの出口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^a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^b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^c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^a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副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スプレー弁及びA-RHRドライウェル第2スプレー弁又はA-RHRトールススプレー弁の全開操作を実施後、A-RHR RPV代替注水弁を調整開としてD/Wスプレー又はS/Cスプレーを実施する。

⑧^b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副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スプレー弁及びB-RHRドライウェル第2スプレー弁又はB-RHRトールススプレー弁の全開操作を実施後、B-RHR注水配管洗浄元弁を調整開としてD/Wスプレー又はS/Cスプレーを実施する。

⑧^c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副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。

(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

復水・給水系，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^{※1}。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1.4-4図に，概要図を第1.4-12図に，タイムチャートを第1.4-13図及び第1.4-14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当直副長は，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^a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^b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，消火ポンプ出口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^a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^b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^c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^a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

当直副長は、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^b消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合

当直副長は、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^a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^b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注水配管洗淨元弁の全開操作を実施する。

⑧^c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注水配管洗淨元弁の全開操作を実施する。

⑨^a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、当直副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注水弁を全閉後、A-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウェル第2スプレイ弁又はA-RHRトールススプレイ弁の全開操作を実施後、A-RHR R P V代替注水弁を調整開としてD/Wスプレイ又はS/Cスプレイを実施する。

⑨^b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、当直副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スプレイ弁及び

B-RHRドライウェル第2スプレー弁又はB-RHRトーラススプレー弁の全開操作を実施後、B-RHR注水配管洗浄元弁を調整開としてD/Wスプレー又はS/Cスプレーを実施する。

⑨°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、当直副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

復水・給水系、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^{*1}。

※1：設備に異常がなく、燃料及び水源（輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2））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1.4-4図に、概要図を第1.4-15図及び第1.4-18図に、タイムチャート

を第 1.4-16 図、第 1.4-17 図及び第 1.4-19 図に示す（低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）、低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉圧力容器への注水手順は、交流電源が確保されている場合は手順⑥⑨、全交流動力電源が喪失している場合は手順⑤⑧以外は同様）。

[交流電源が確保されている場合]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、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。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
- ③^a S A 電源切替盤を使用する場合
現場運転員 B 及び C は、S A 電源切替盤にて、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 A-RHR 注水弁又は B-RHR 注水弁の電源切替え操作を実施する。
- ③^b 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合
中央制御室運転員 A は、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。
現場運転員 B 及び C は、C/C の不要な負荷の切り離しを行う。
不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員 A は、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、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 A-RHR 注水弁又は B-RHR 注水弁の電源切替えを実施する。
- ④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の電源が確保されたこと並びにポンプ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。
- ⑤当直副長は、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。
- ⑥^a 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）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。
- ⑥^b 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）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^c 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子

炉圧力容器への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

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。

⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。

⑧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。

⑨^a 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合

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、FLSR可搬式設備 A-注水ライン流量調整弁の全開操作を実施し、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^b 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合

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、FLSR可搬式設備 B-注水ライン流量調整弁の全開操作を実施し、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^c 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は、FLSR可搬式設備 B-注水ライン止め弁の全開操作を実施し、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を起動した後、可搬型バルブの全開操作を実施し、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。

⑩当直副長は、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。

⑪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原子炉代替注水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、当直副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。

※原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合は、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイに必要な系統構成を行い、原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

- ⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、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。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
- 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当直副長は、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^a低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合
現場運転員 B 及び C は、A-RHR 注水弁及び FLSR 注水隔離弁の全開操作を実施する。
- ⑤^b低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉圧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。
- ⑤^c低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
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、当直副長からの依頼に基づき、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^a低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉圧

力容器への注水の場合

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、F L S R可搬式設備 A－注水ライン流量調整弁の全開操作を実施し、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。

⑧^b 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合

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、F L S R可搬式設備 B－注水ライン流量調整弁の全開操作を実施し、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。

⑧^c 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は、F L S R可搬式設備 B－注水ライン止め弁の全閉操作を実施し、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を起動した後、可搬型バルブの全開操作を実施し、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 当直副長は、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確認を指示する。

⑩ 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原子炉代替注水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、当直副長に報告する。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。

※原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合は、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイに必要な系統構成を行い、原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

⑪ 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。

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建物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名及び現場運転員2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。

[交流電源が確保されている場合]

低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）、低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合

- ・SA電源切替盤を使用した場合：25分以内
- ・非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合：40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（可搬型）接続口（南）使用の場合：50分以内

低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）使用又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）使用（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）の場合：40分以内

また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压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。

[低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合]

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）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）]

緊急時対策要員12名にて実施した場合：3時間10分以内

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水操作は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合、作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水開始まで2時間10分以内で可能である。また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合、作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水開始まで3時間10分以内で可能である。

なお、原子炉压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：40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1.4.4-4)

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1.4-33図に示す。

外部電源、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：残留熱除去系(A)注入配管（注水流量が多い）

優先②：残留熱除去系(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

(添付資料1.4.5)

(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（原子炉補機海水系を含む。）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（低圧注水モード）の電源を復旧し、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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^{※1}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1.4-20図に、タイムチャートを第1.4-21図に示す。

①当直副長は、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、当直副長からの依頼に基づき、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-残留熱除去ポンプ出口圧力指示値が規定値以上であることを確認後、当直副長に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当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去ポンプの出口圧力以下であることを確認後、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、当直副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注水弁を全開後、A-RHRドライウェル第1スプレー弁及びA-RHRドライウェル第2スプレー弁又はA-RHRトールススプレー弁を全開してD/Wスプレー又はS/C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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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、低圧炉心スプレイ系が使用可能な状態に^{※1}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1.4-4図に、概要図を第1.4-22図に、タイムチャートを第1.4-23図に示す。

- ①当直副長は、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、当直副長からの依頼に基づき、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出口圧力指示値が規定値以上であることを確認後、当直副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当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力が低圧炉心スプレイ・ポンプの出口圧力以下であることを確認後、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の開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、LPCS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、当直副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1.4-33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電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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) 熔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、熔融が発生した場合において、熔融炉心が原子炉圧力容器を破損し原子炉格納容器下部へ落下した場合、ペDESTAL代替注水系により原子炉格納容器下部へ注水することで落下した熔融炉心を冷却するが、原子炉圧力容器内に熔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熔融炉心を冷却し、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）による残存熔融炉心の冷却

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^{*1}により原子炉压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）による原子炉压力容器への注水」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-6図に示す。また、概要図は第1.4-7図、タイムチャートは第1.4-8図と同様である。

iii 操作の成立性

上記の操作のうち作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【S A電源切替盤を使用した場合】

・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、20分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

・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、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 1.4.4-1)

(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

原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化^{*1}により原子炉压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压力容器への注水」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1.4-6図に示す。また、概要図は第1.4-9図、タイムチャートは第1.4-10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压力容器への注水開始まで20分以内で可能である。

(添付資料1.4.4-2)

(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

原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化^{*1}により原子炉压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压力容器への注水が可能の場合。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压力容器への注水」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1.4-6図に示す。また、概要図は第1.4-12図、タイムチャートは第1.4-13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。

(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

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}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（可搬型）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）による残存溶融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）による原子炉圧力容器への注水（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1.4-6図に示す。また、概要図は第1.4-15図、タイムチャートは第1.4-16図及び第1.4-17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、運転員が実施する各注入配管の系統構成を中央制御室運転員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。

[低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南），低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用の場合]

・S A電源切替盤を使用した場合：25分以内

・非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合：40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。

[低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用の場合]

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）接続口（建物内）を使用の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）]

緊急時対策要員12名にて実施した場合：3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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合、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。また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合、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3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。室温は通常運転時と同程度である。

(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1.4-33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：残留熱除去系(A)注入配管（注水流量が多い）

優先②：残留熱除去系(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1.4-5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^{※1}。

※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1.4-24図に、タイムチャートを第1.4-25図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、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、CUW非再生熱交出口温度調節弁、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副長に報告する。
- ⑥当直副長は，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，当直副長に報告する。

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1.4-33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，非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（原子炉補機海水系を含む。）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（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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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^{※1}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1.4-26図に、タイムチャートを第1.4-27図に示す。

- ①当直副長は、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、当直副長からの依頼に基づき、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副長に報告する。
 - ⑦当直副長は，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，当直副長に報告する。

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1.4-33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電源が確保できた場合，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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。

(添付資料1.4.6)

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残留熱除去系（低圧注水モード）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

復水・給水系，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1.4-28図に，タイムチャートを第1.4-29図に示す。

- ①当直副長は，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）又はドライウェル圧力高）によりA－残留熱除去ポンプが起動し，残留熱除去ポンプ出口圧力指示値が規定値以上となったことを確認後，当直副長に残留熱除去系（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当直副長は，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，又はドライウェ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，当直副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スプレイ弁及びA－RHRドライウェル第2スプレイ弁又はA－RHRトーラ

スプレー弁を全開してD/Wスプレー又はS/Cスプレーを実施する。

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1.4.4-9)

- (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1.4-30図に示す。タイムチャートは第1.4-27図と同様である。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、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

の準備完了を当直副長に報告する。

- ⑥当直副長は、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、残留熱除去ポンプ出口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ポンプ出口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、当直副長に報告する。

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

復水・給水系、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1.4-4図に、概要図を第1.4-31図に、タイムチャートを第1.4-32図に示す。

- ①当直副長は、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出口圧力指示値が規定値以上となったことを確認後、当直副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当直副長は、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、又はドライウェル圧力及び注水弁差圧低）によりLPCS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、当直副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（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保手順については、「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。

低圧原子炉代替注水槽、輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）への水の補給手順、水源から接続口までの大量送水車による送水手順及び外部水源（低圧原子炉代替注水槽）から内部水源（サプレッション・チェンバ）への水源切替え手順については、「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 1.4-1 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 (原子炉補機海水系を含む。) ^{※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 原子炉压力容器	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 (原子炉補機海水系を含む。) ^{※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 原子炉压力容器	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 (原子炉補機海水系を含む。) ^{※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
			原子炉压力容器		

※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。

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） 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 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ^{※2} 代替所内電気設備 ^{※2}	重大事故等対応設備 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 「FLSRポンプによる原子炉注水」
		発電用原子炉の冷却 復水輸送系による	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 ^{※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 ^{※2}	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 「CWTによる原子炉注水」
		発電用原子炉の冷却 消火系による	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 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 ^{※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 ^{※2}	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 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」

※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】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(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） 発電用原子炉の冷却 による	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 代替所内電気設備※2 燃料補給設備※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 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西1）※1，※4 輪谷貯水槽（西2）※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。

対応手段，対応設備，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応設備	対応手段	対応設備	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(原子炉補機海水系を含む。)	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 ^{※2} 常設代替交流電源設備 ^{※2}	重大事故等 対応設備	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 ^{※5} 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) ^{※3}	重大事故等対応設備 (設計基準拡張)		
		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	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 ^{※2} 常設代替交流電源設備 ^{※2}	重大事故等対応設備	重大事故等対応設備	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」
			重大事故等対応設備	重大事故等対応設備	重大事故等対応設備	重大事故等対応設備

※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。

対応手段，対応設備，手順書一覧(5 / 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応設備	対応手段	対応設備	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 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ^{※2} 代替所内電気設備 ^{※2}	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-4」等 AM設備別操作要領書 「FLSRポンプによる原子炉注水」
		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 原子炉压力容器 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 ^{※2}	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 原子炉压力容器 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 ^{※2}	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 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」

※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，対応設備，手順書一覧(6 / 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応設備	対応手段	対応設備	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(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 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ^{※2} 代替所内電気設備 ^{※2} 燃料補給設備 ^{※2}	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-4」等 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽(西1) ^{※1, ※4} 輪谷貯水槽(西2) ^{※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。

対応手段，対処設備，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（常設） 発電用原子炉の冷却による	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 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ^{*2} 代替所内電気設備 ^{*2}	重大事故等対処設備 事故時操作要領書 （徴候ベース） 「崩壊熱除去機能喪失時対応」 AM設備別操作要領書 「FLSRポンプによる原子炉注水」
		復水輸送系による 発電用原子炉の冷却	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 ^{*2} 代替所内電気設備 ^{*2} 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 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ^{*2} 代替所内電気設備 ^{*2} 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 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」

※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】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，対応設備，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（可搬型） 発電用原子炉の冷却による	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} 代替所内電気設備 ^{*2} 燃料補給設備 ^{*2}	重大事故等対応設備 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西1） ^{*1, *4} 輪谷貯水槽（西2） ^{*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・スパージャ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） ^{*3} 非常用交流電源設備 ^{*2}	自主対策設備 AM設備別操作要領書 「CUWによる原子炉除熱」

※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。

対応手段，対応設備，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 設計基準事故対応設備	対応 手段	対応設備	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(原子炉補機 海水系を含む。)	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} 代替所内電気設備 ^{※2}	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) 「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(原子炉補機海水系を含む。) ^{※3}		

※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。

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ポンプによる原子炉注水」	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ダ圧力
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 (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 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」	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 (S A)
		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 (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	R P V / P C V 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 (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 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	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 S A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 (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	低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)
		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 (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			
事故時運転操作要領書 (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」	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)
		補機監視機能	I - 原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II - 原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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圧力容器への注水		
事故時運転操作要領書 (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」	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)
		補機監視機能	I - 原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力
		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ポンプによる原子炉注水」	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	ドライウェル圧力 (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	ドライウェル温度 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA) ベDESTAL温度 (SA) ベDESTAL水温度 (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	ドライウェル圧力(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	ドライウェル温度(SA) サプレッション・プール水温度(SA) ベDESTAL温度(SA) ベDESTAL水温度(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) 熔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) 消火系による残存熔融炉心の冷却		
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 「消火ポンプまたは補助消火ポンプ による原子炉注水」	判断基準	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 原子炉圧力 (SA)
		ドライウェル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		ドライウェル温度 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA) ベDESTAL温度 (SA) ベDESTAL水温度 (SA)
		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
		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 原子炉圧力 (SA)
		R P V / P C V 注入流量
		A-消火ポンプ出口圧力 B-消火ポンプ出口圧力
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) 熔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 (d) 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による残存熔融炉心の冷却(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 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	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	ドライウェル圧力(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	ドライウェル温度(SA) サプレッション・プール水温度(SA) ベDESTAL温度(SA) ベDESTAL水温度(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)
		原子炉圧力容器への注水量	低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量(狭帯域用)
		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温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		電源	D-ロードセンタ母線電圧
		補機監視機能	I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力
	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温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		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) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張用)
		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温度	原子炉圧力容器温度 (SA) 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-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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
	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) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張用)
		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温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		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-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度

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	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 (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 (S A)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉圧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
		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)

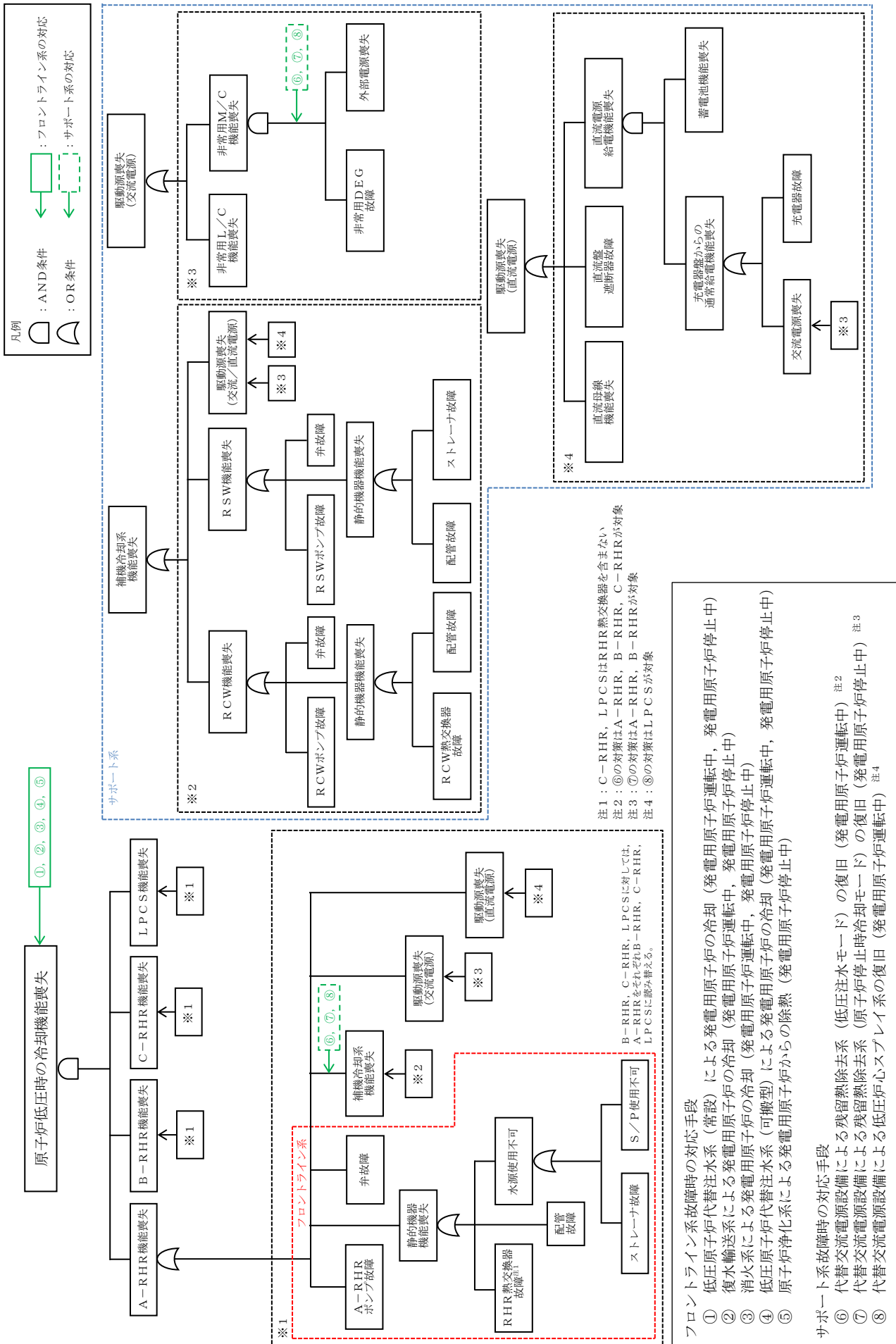
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (2) 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による発電用原子炉からの除熱		
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「減圧冷却」等	判断基準	原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (定検時水張用)
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (S A) A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度
		補機監視機能 I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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 (停止域) 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (定検時水張用)
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (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-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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熱交換器出口温度 II-R C W熱交換器出口温度

監視計器一覧(12/12)

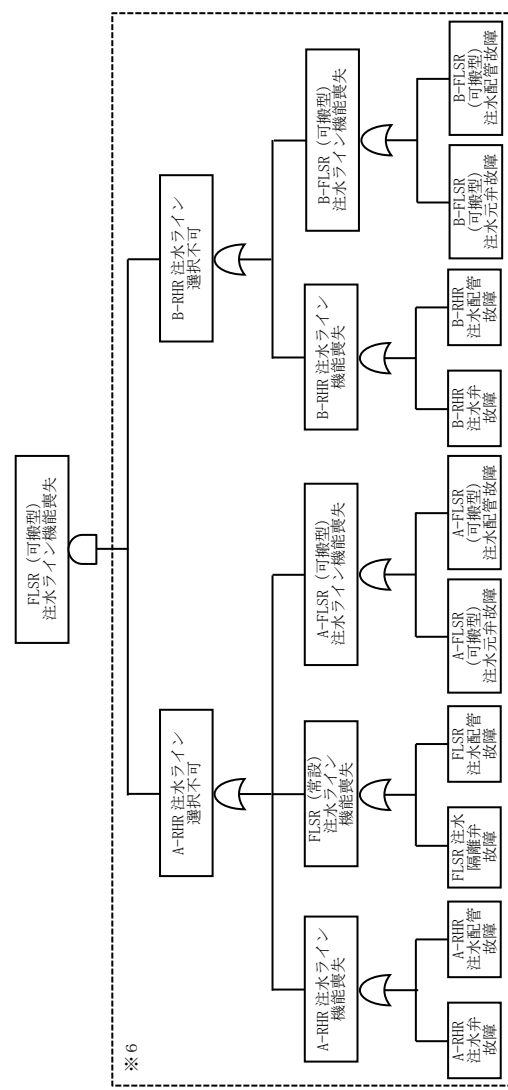
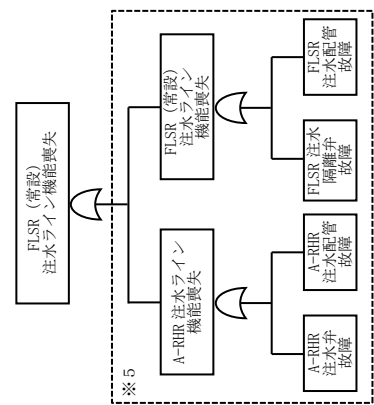
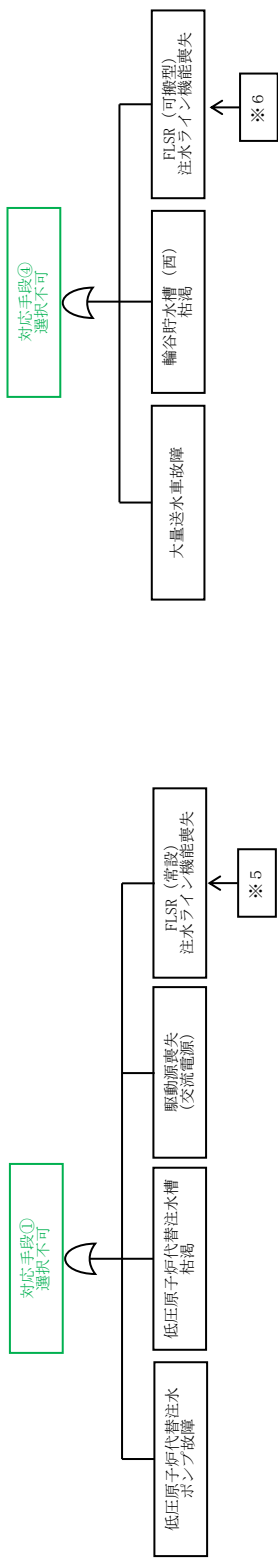
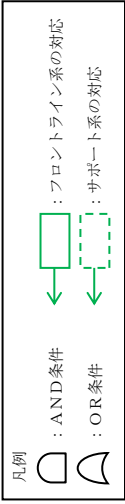
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (3) 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「水位確保」等	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		補機監視機能	I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力
		電源	C-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	サブプレッション・プール水位 (SA)
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (停止域)
		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	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)

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

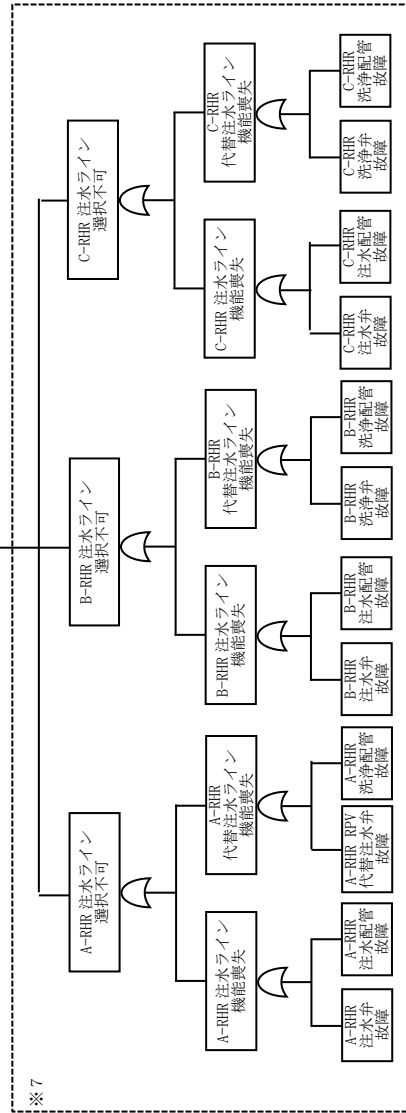
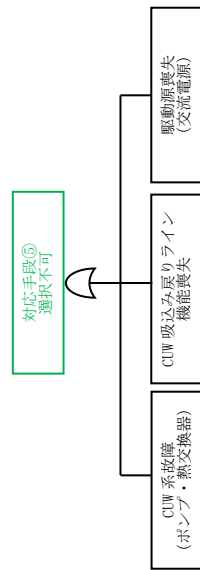
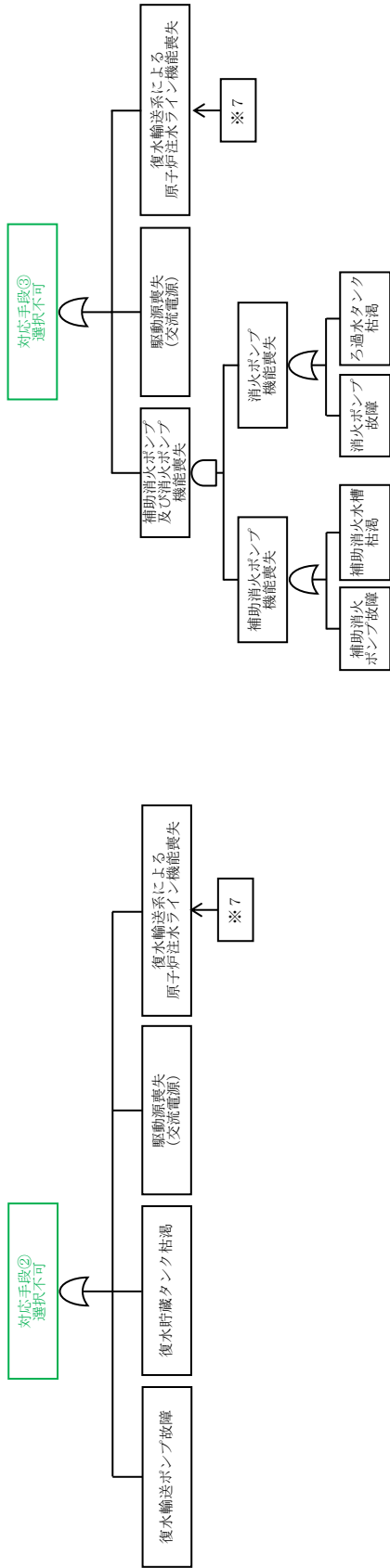
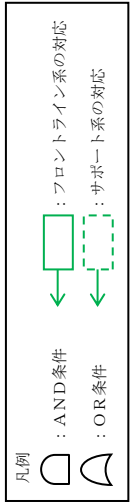
対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.4】 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	低圧原子炉代替注水ポンプ	常設代替交流電源設備 SA-L/C
	低圧原子炉代替注水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 SA-C/C
	残留熱除去ポンプ	常設代替交流電源設備 M/C C系 M/C D系
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C
	低圧炉心スプレー・ポンプ	常設代替交流電源設備 M/C C系
	低圧炉心スプレー系弁	常設代替交流電源設備 C/C C系
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計装C/C C系 計装C/C D系



第 1.4-1 図 機能喪失原因対策分析(1/3)



第 1.4-1 図 機能喪失原因対策分析 (2 / 3)



第 1.4-1 図 機能喪失原因対策分析 (3 / 3)

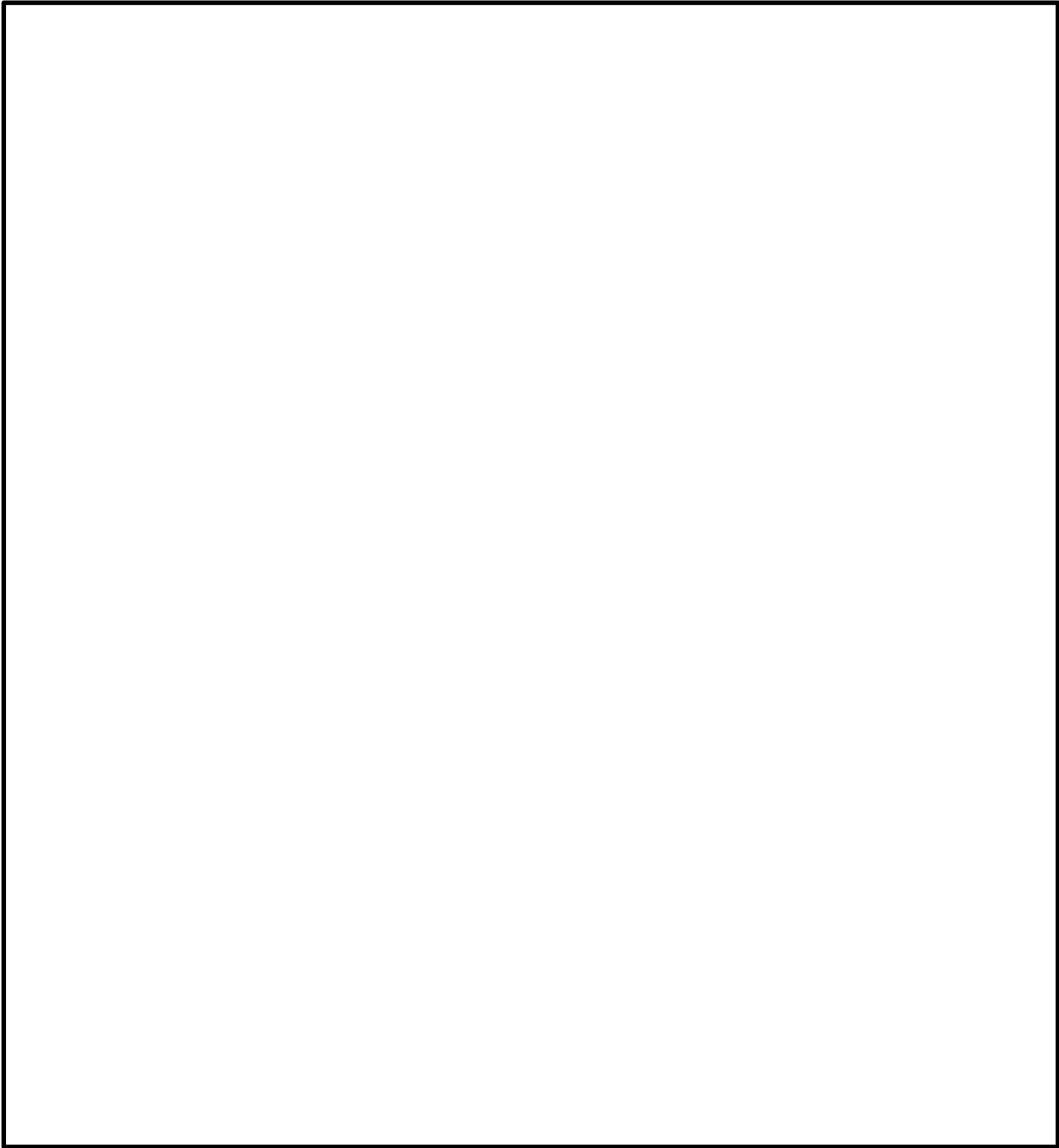
凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

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							
			水源使用不可	S/P使用不可						
		補機冷却系機能喪失 ※2	RCW機能喪失	ストレーナ故障						
				RCWポンプ故障						
				弁故障						
			RSW機能喪失	静的機器機能喪失	RCW熱交換器故障					
				配管故障						
				RSWポンプ故障						
		駆動源喪失(交流電源) ※3	駆動源喪失(交流/直流電源)	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(直流電源) ※4	非常用L/C機能喪失	※3同様						
	※4同様									
	非常用M/C機能喪失			非常用DEG故障						
	直流母線機能喪失		外部電源喪失							
			直流母線機能喪失							
			直流盤遮断器故障							
	蓄電池機能喪失	直流母線への直流電源給電機能喪失	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	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									

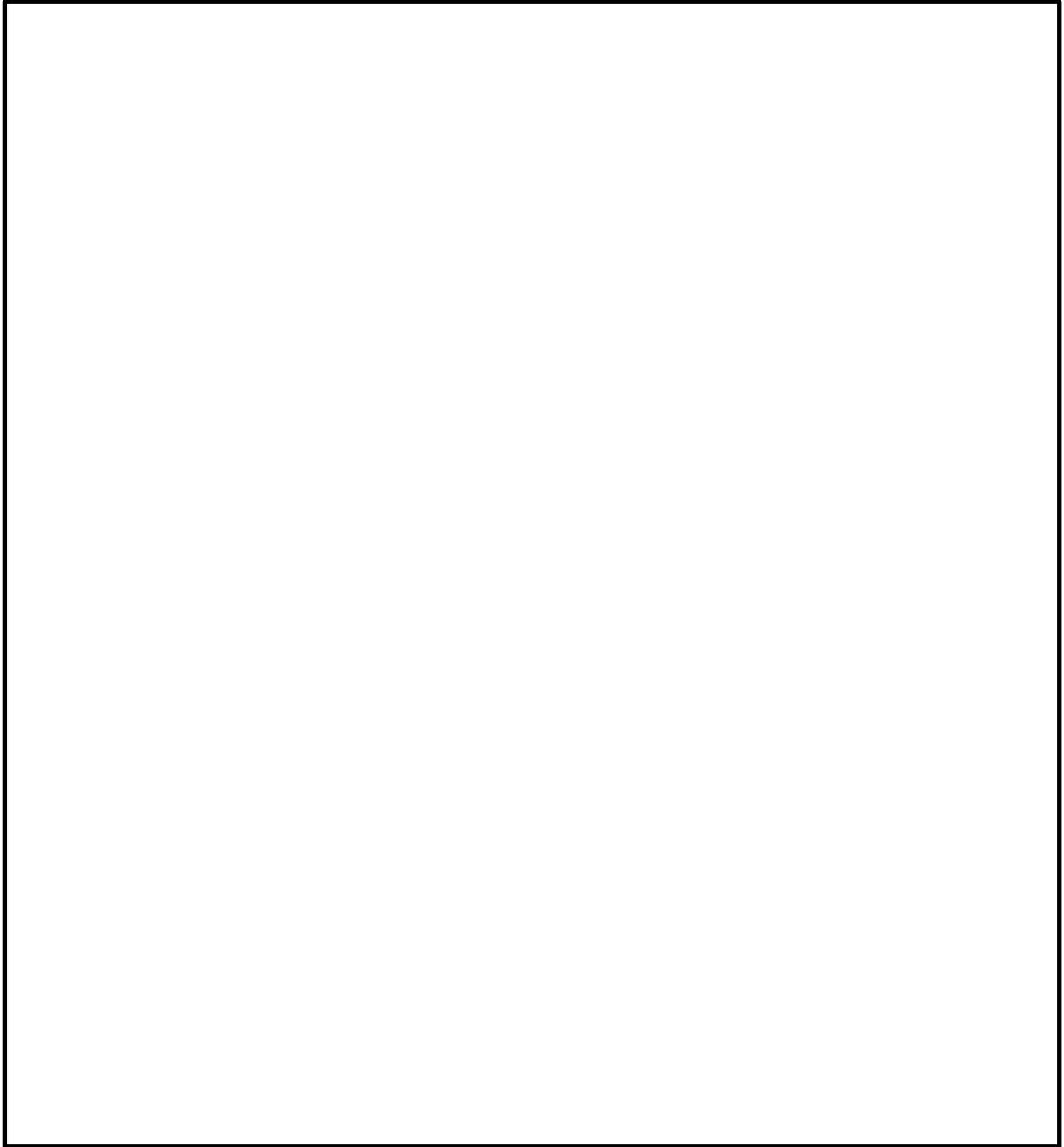
※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

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係る事項のため公開できません。



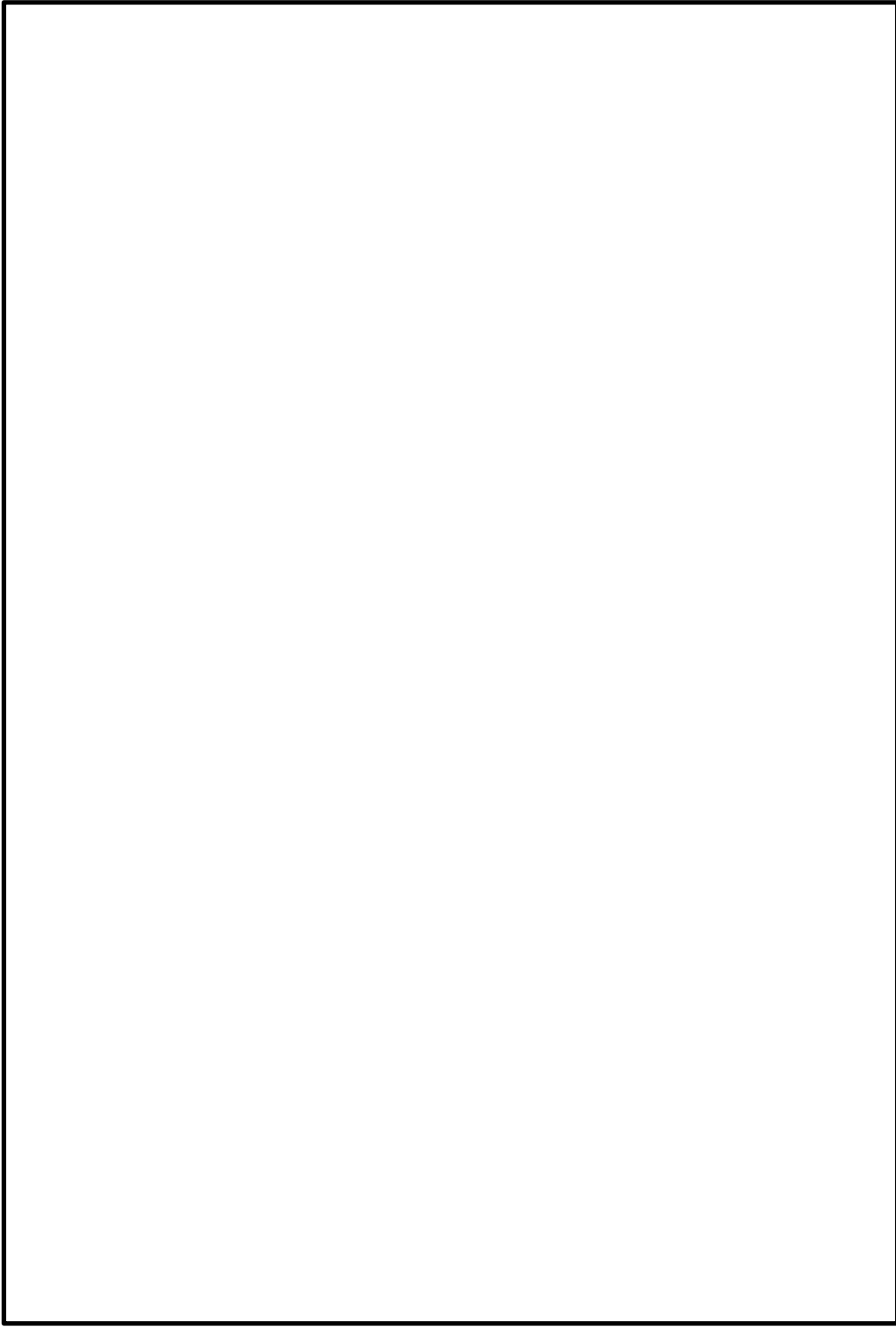
第 1.4-3 図 EOP「減圧冷却」における対応フロー

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。



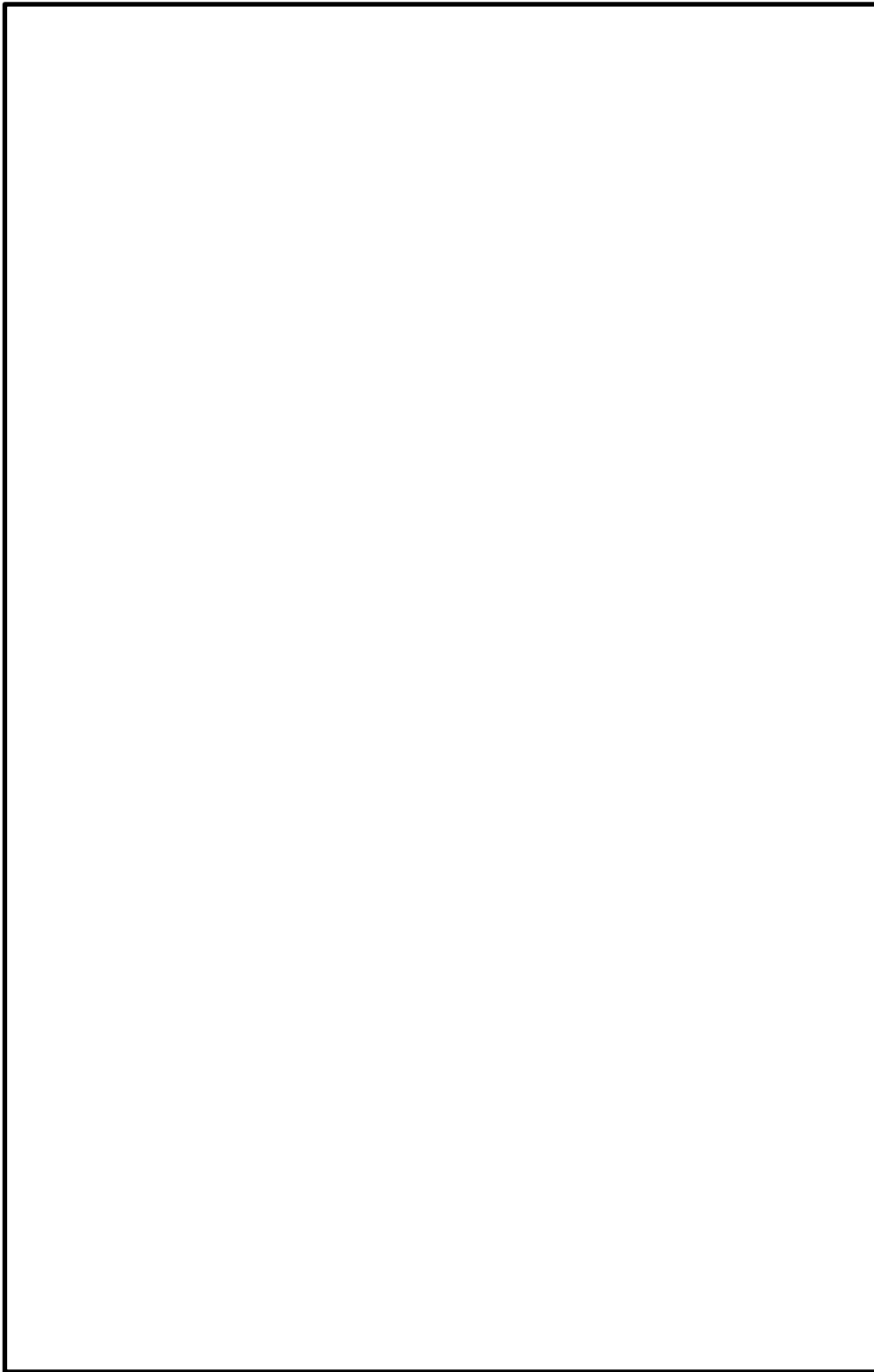
第 1.4-4 図 EOP「水位回復」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1.4-5 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係る事項のため公開できません。

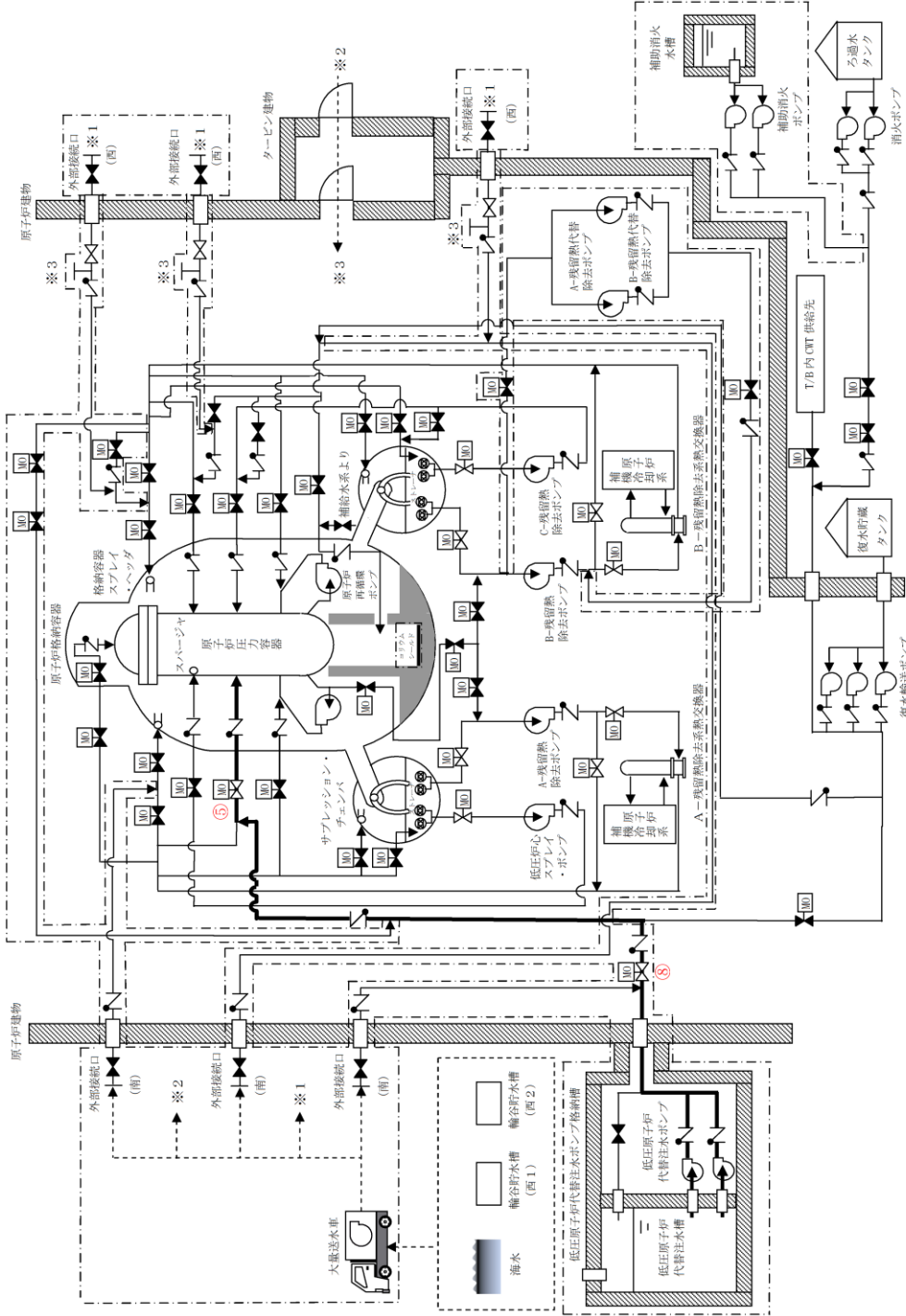


第1.4-6図 SOP「注水-4」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シンブルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○：操作手順番号を示す。

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 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

記載例 ○：操作手順番号を示す。

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 概要図(2/2)

必要な要員と作業項目	要員(数)	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)による原子炉圧力容器への注水 20分				
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(SA電源切替盤を使用した場合)	中央制御室運転員A	1	隔離操作※1	電源確認, 低圧原子炉代替注水ポンプ起動, 弁操作, 原子炉注水開始		
	現場運転員B, C	2		移動, SA電源切替盤操作(A系)		

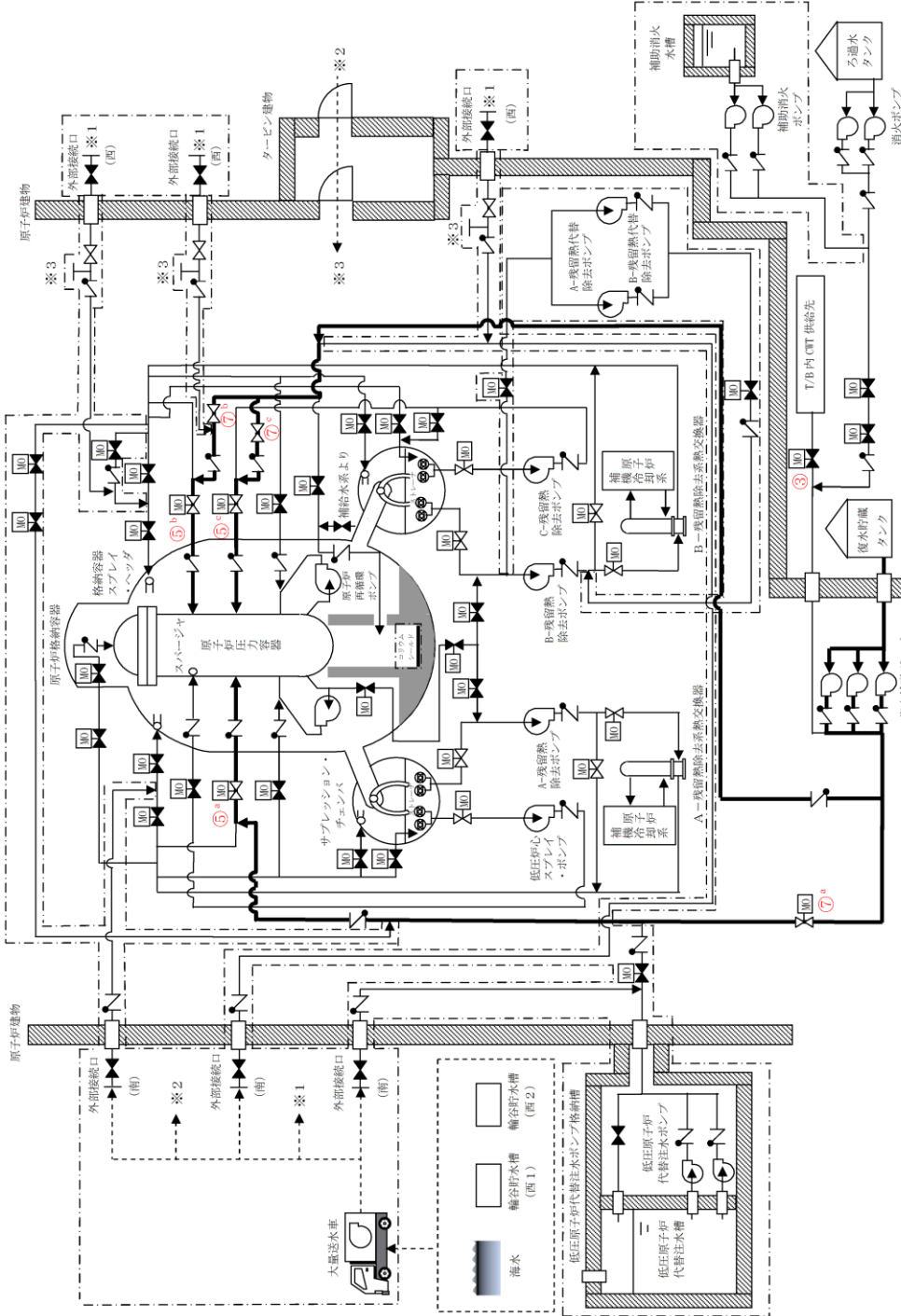
必要な要員と作業項目	要員(数)	経過時間(分)				備考
		10	20	30	40	
手順の項目	要員(数)	低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 35分				
低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水(非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合)	中央制御室運転員A	1	隔離操作※1	C/C C系不要負荷切り離し		
	現場運転員B, C	2	非常用コントロールセンター切替盤操作(A系)	電源確認, 低圧原子炉代替注水ポンプ起動, 弁操作, 原子炉注水開始		
				移動, C/C		

※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 1.4-8 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 タイムチャート

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

第 1.4-9 図 復水輸送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
③	CWT T/B供給遮断弁
⑤ ^a	A-RHR注水弁
⑤ ^b	B-RHR注水弁
⑤ ^c	C-RHR注水弁
⑦ ^a	A-RHR R P V代替注水弁
⑦ ^b	B-RHR注水配管洗浄元弁
⑦ ^c	C-RHR注水配管洗浄元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

第 1.4-9 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	30	40	
手順の項目	要員(数)	復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 20分				
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)	中央制御室運転転員A 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				

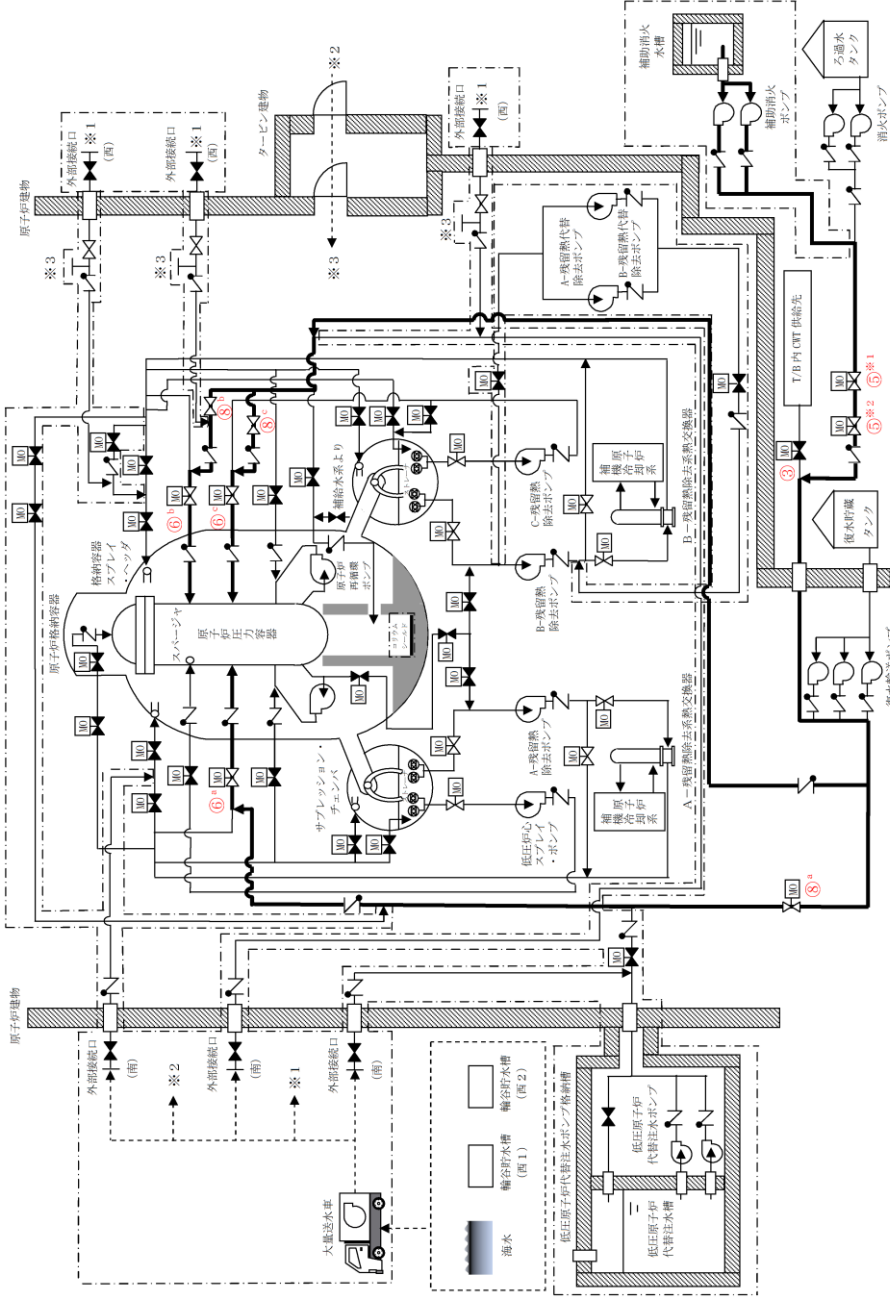
第 1.4-10 図 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系(A) 注入配管使用) タイムチャート

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	
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(B)又は(C) 注入配管使用)	中央制御室運転員A			復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 30分		
	現場運転員B, C			電源確認, バイパス流防止 復水輸送ポンプ起動, 系統構成		
				中央制御室～R/B2階西側PCVベネトレトレーション室移動, 弁操作, 原子炉注水開始		

第 1.4-11 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(B)又は(C) 注入配管使用) タイムチャート

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.4-12 図 消火系による原子炉压力容器への注水 概要図(1 / 4)
(補助消火ポンプを使用した原子炉压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 ^a	A-RHR注水弁
⑥ ^b	B-RHR注水弁
⑥ ^c	C-RHR注水弁
⑧ ^a	A-RHR R P V代替注水弁
⑧ ^b	B-RHR注水配管洗浄元弁
⑧ ^c	C-RHR注水配管洗浄元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

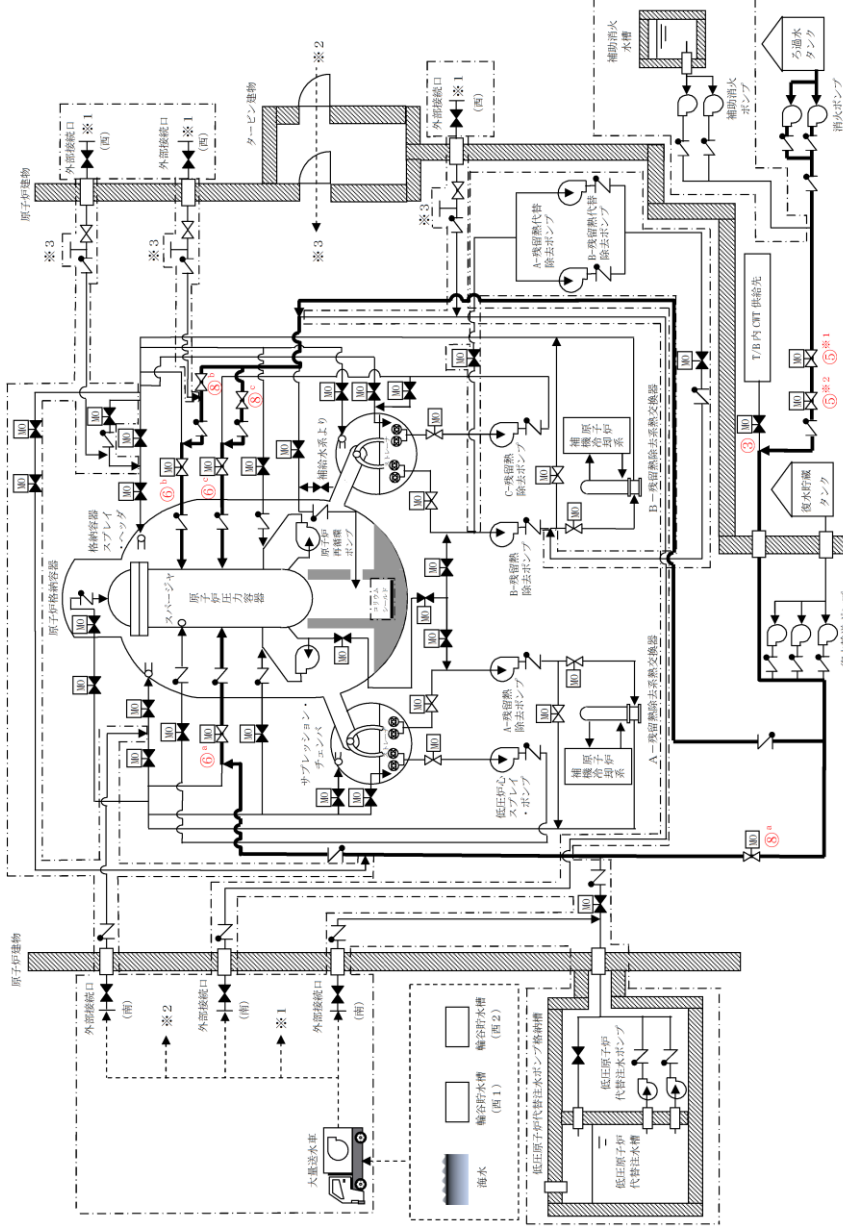
○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

○^{*1}~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.4-12 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)

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

- ^a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
- ^{※1} ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.4-12 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 ^a	A-RHR注水弁
⑥ ^b	B-RHR注水弁
⑥ ^c	C-RHR注水弁
⑧ ^a	A-RHR R P V代替注水弁
⑧ ^b	B-RHR注水配管洗浄元弁
⑧ ^c	C-RHR注水配管洗浄元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.4-12 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	消火系による原子炉圧力容器への注水 25分 		
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)	要員 (数)		
	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, 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)

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	消火系による原子炉圧力容器への注水 25分 		
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)	要員 (数)		
	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, 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 (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				
		中央制御室運転転員A	1	電源確認, バイパス流防止		
	現場運転員B, C	2	ポンプ起動, 系統構成		中央制御室～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)

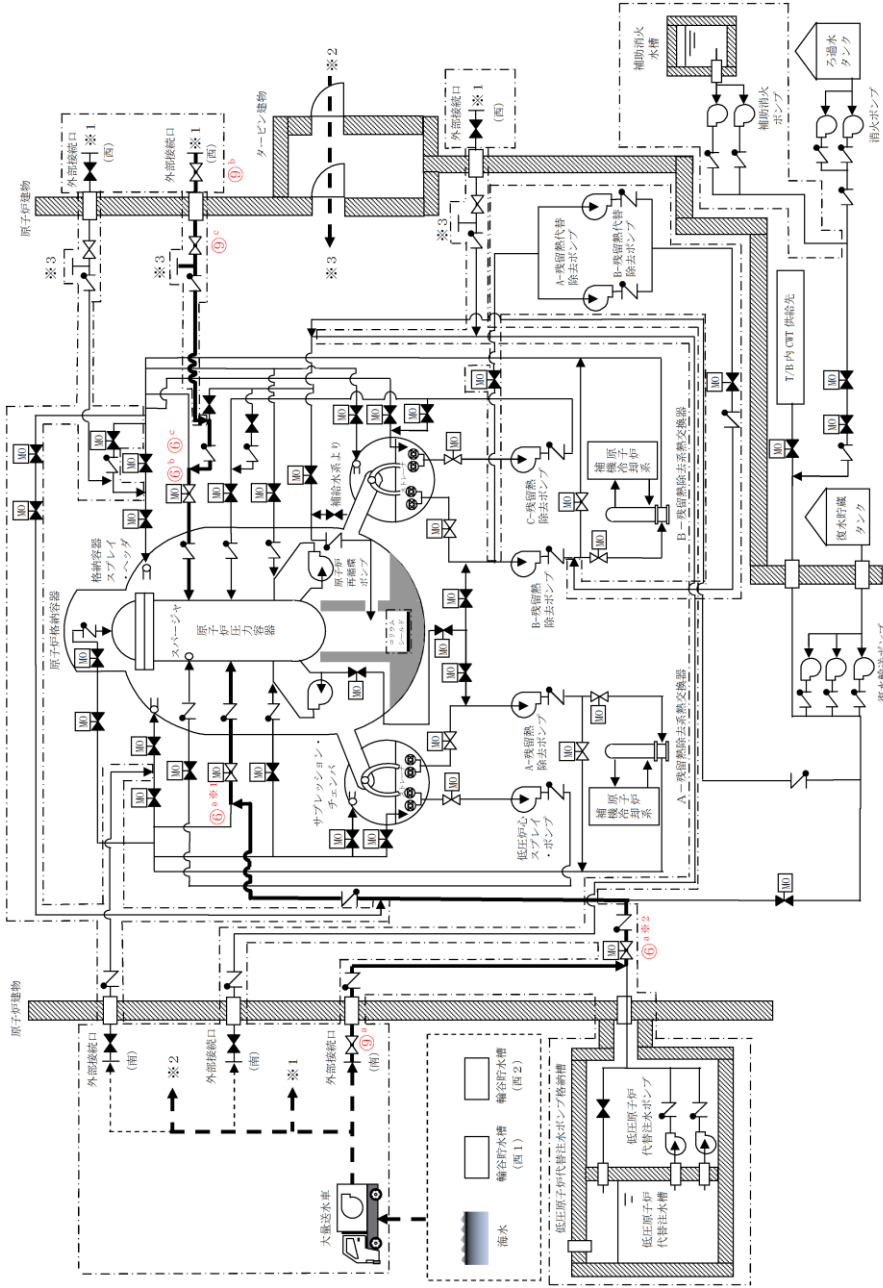
手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)				備考
		10	20	30	40	
消火系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系(B)又は(C) 注入配管使用)	要員(数)	消火系による原子炉圧力容器への注水 30分				
		中央制御室運転転員A	1	電源確認, バイパス流防止		
	現場運転員B, C	2	ポンプ起動, 系統構成		中央制御室～R/B2階西側PCVベネトレーション室移動, 弁操作, 原子炉注水開始	

(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1.4-14 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

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレートナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

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） 概要図（1 / 2）
（交流電源が確保されている場合）

操作手順	弁名称
⑥ ^a *1	A-RHR注水弁
⑥ ^a *2	FLSR注水隔離弁
⑥ ^b ⑥ ^c	B-RHR注水弁
⑨ ^a	FLSR可搬式設備 A-注水ライン流量調整弁
⑨ ^b	FLSR可搬式設備 B-注水ライン流量調整弁
⑨ ^c	FLSR可搬式設備 B-注水ライン止め弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

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) 概要図 (2/2)
(交流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
	要員(数)	作業項目	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) 【交流電源が確保されている場合】 (SA電源切替盤を使用した場合)	1	中央制御室運転員A		電源確認	系統構成		系統構成完了 25分 ※1
	2	現場運転員B, C			移動, SA電源切替盤操作(B系)		

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)	作業項目	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) 【交流電源が確保されている場合】 (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合)	1	中央制御室運転員A		非常用コントロールセンター切替盤操作(B系)	C/C D系不要負荷切り直し		系統構成完了 40分 ※1
	2	現場運転員B, C			電源確認	系統構成	

※1: 低圧原子炉代替注水系B系の系統構成を示す。また、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については、SA電源切替盤を使用した場合は、系統構成完了まで25分以内、非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合は、系統構成完了まで40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)
 (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	
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(可搬型)接続口(南)又は低圧原子炉代替注水系(可搬型)接続口(西)を使用する場合】	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10分 【低圧原子炉代替注水系(可搬型)接続口(南)又は低圧原子炉代替注水系(可搬型)接続口(西)を使用する場合】												【接続口周辺作業】 ホース運搬・敷設、送水ヘッダ運搬・接続等
		緊急時対策所～第4保管エリア移動 ※1 車両健全性確認(ホース展開車) 送水準備(送水ヘッダ～建物接続口) 送水準備(送水ヘッダ及び送水ヘッダ接続)												
低圧原子炉代替注水系(可搬型)接続口(南)又は低圧原子炉代替注水系(可搬型)接続口(西)を使用する場合】	緊急時対策要員 6	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, ホース展開) 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(水張り, 系統確認)												【取水箇所周辺作業】 大量送水車配置, ホース運搬・敷設, 注水操作等
		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, ホース展開) 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(水張り, 系統確認)												

※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、25分以内で可能である。

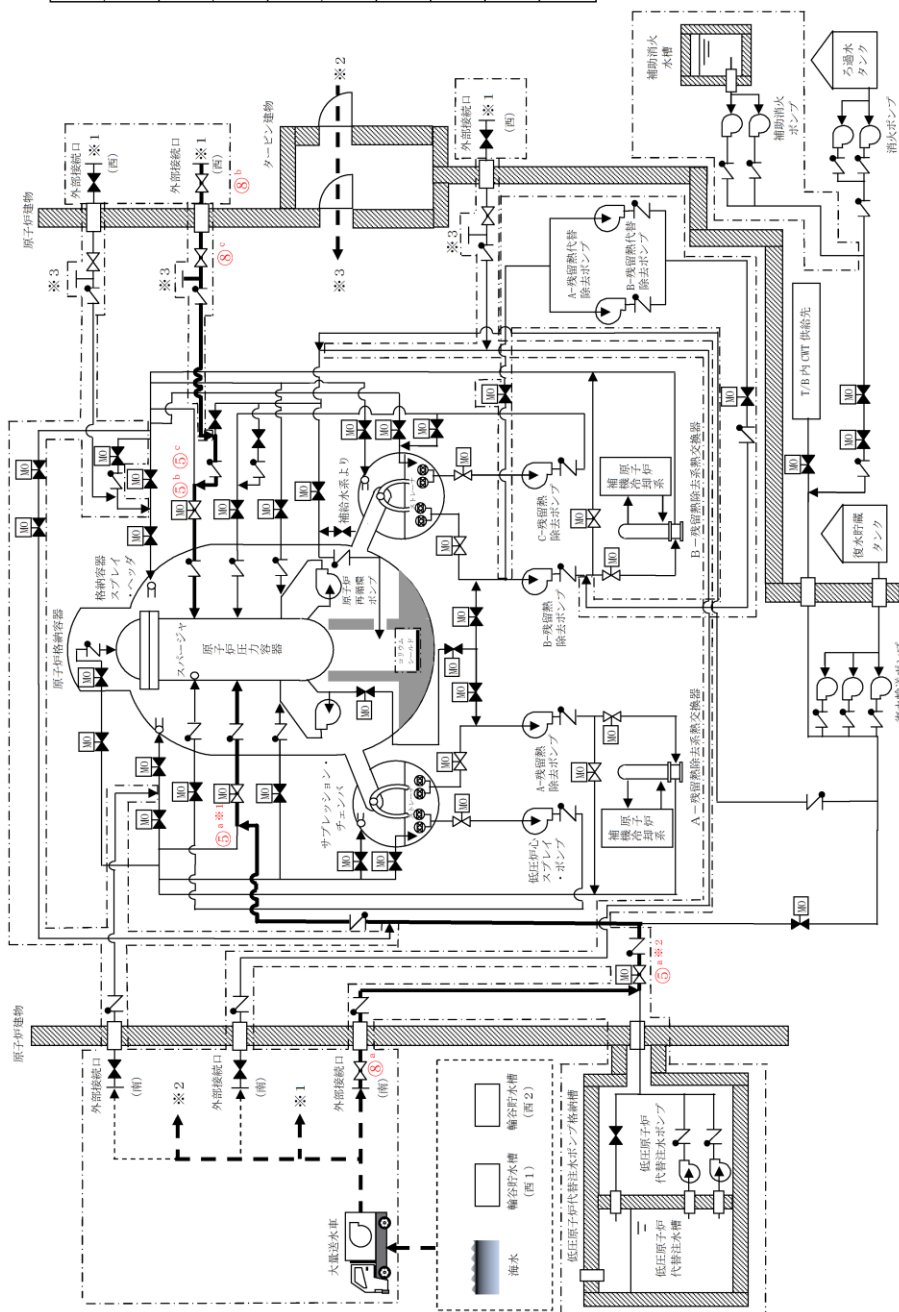
手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(分)												備考						
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130	140	150	160	170	180
低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水(淡水/海水) 【低圧原子炉代替注水系(可搬型)接続口(建物内)を使用する場合】	要員(数) 緊急時対策要員 6	低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 3時間10分 【低圧原子炉代替注水系(可搬型)接続口(建物内)を使用する場合】												【接続口周辺作業】 ホース運搬・敷設、送水ヘッダ運搬・接続等						
		緊急時対策所～第4保管エリア移動 ※1 車両健全性確認(ホース展開車) ホース巻き込み, 運搬 送水準備(ホース敷設及び送水ヘッダ接続) 送水準備(送水ヘッダ～屋内接続口)																		
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(可搬型)接続口(建物内)を使用する場合】	緊急時対策要員 6	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, ホース展開車) 送水準備(ホース敷設) 大量送水車配置 大量送水車起動, 原子炉注水開始(水張り, 系統確認)												【取水箇所周辺作業】 大量送水車配置, ホース運搬・敷設, 注水操作等						
		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, ホース展開車) 送水準備(ホース敷設) 大量送水車配置 大量送水車起動, 原子炉注水開始(水張り, 系統確認)																		

※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、25分以内で可能である。

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) タイムチャート

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

○※1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

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） 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 ^a *1	A-RHR注水弁
⑤ ^a *2	FLSR注水隔離弁
⑤ ^b ⑤ ^c	B-RHR注水弁
⑧ ^a	FLSR可搬式設備 A-注水ライン流量調整弁
⑧ ^b	FLSR可搬式設備 B-注水ライン流量調整弁
⑧ ^c	FLSR可搬式設備 B-注水ライン止め弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

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） 概要図（2／2）
（全交流動力電源が喪失している場合）

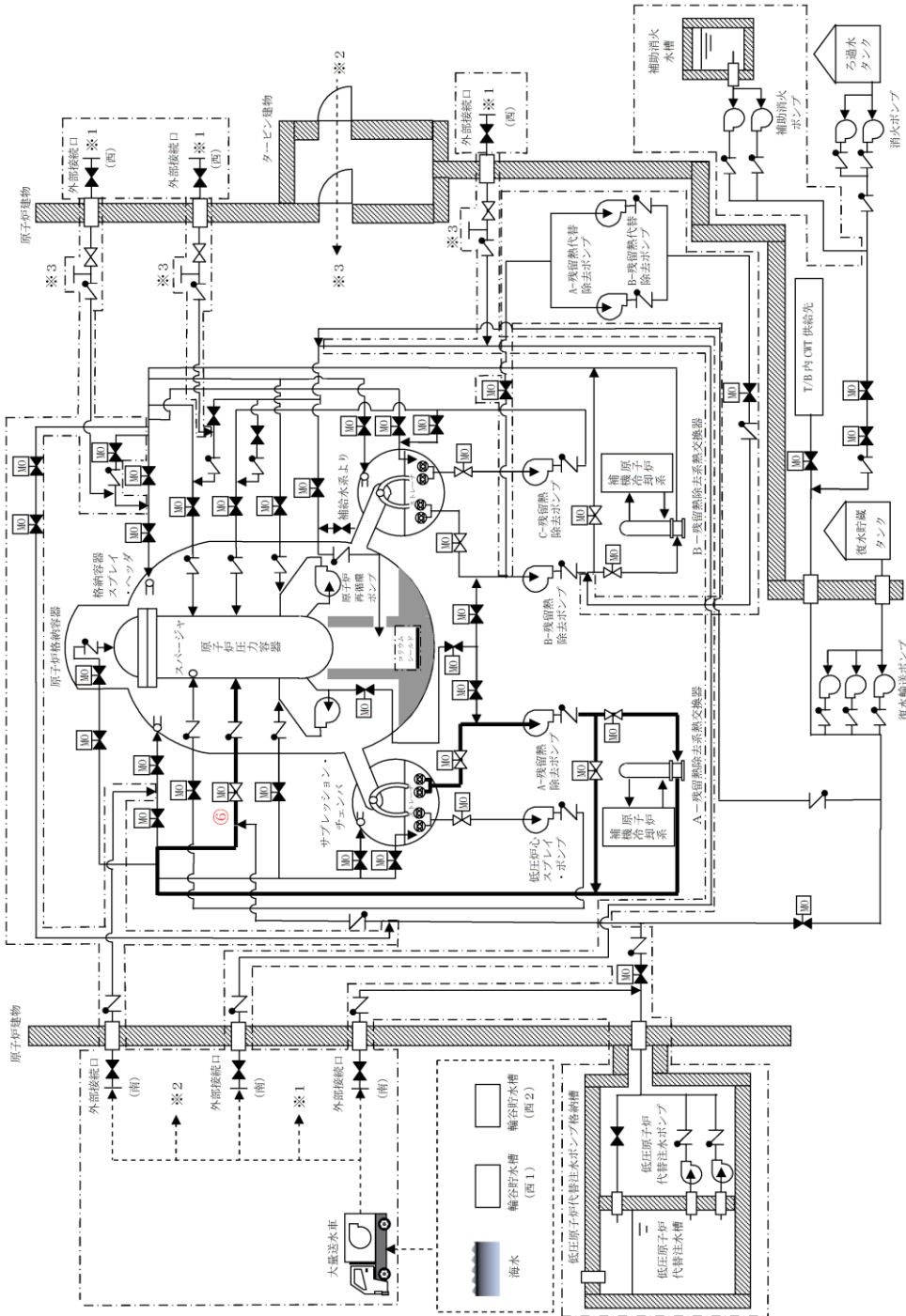
手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)															備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 【全交流動力電源が喪失している場合】	要員(数) 中央制御室運転員 1 現場運転員 B, C 2	電源確認 系統構成完了 50分															
		移動, 系統構成															※ 1

※ 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 1.4-19 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）

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○：操作手順番号を示す。

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

記載例 ○：操作手順番号を示す。

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 概要図（2 / 2）

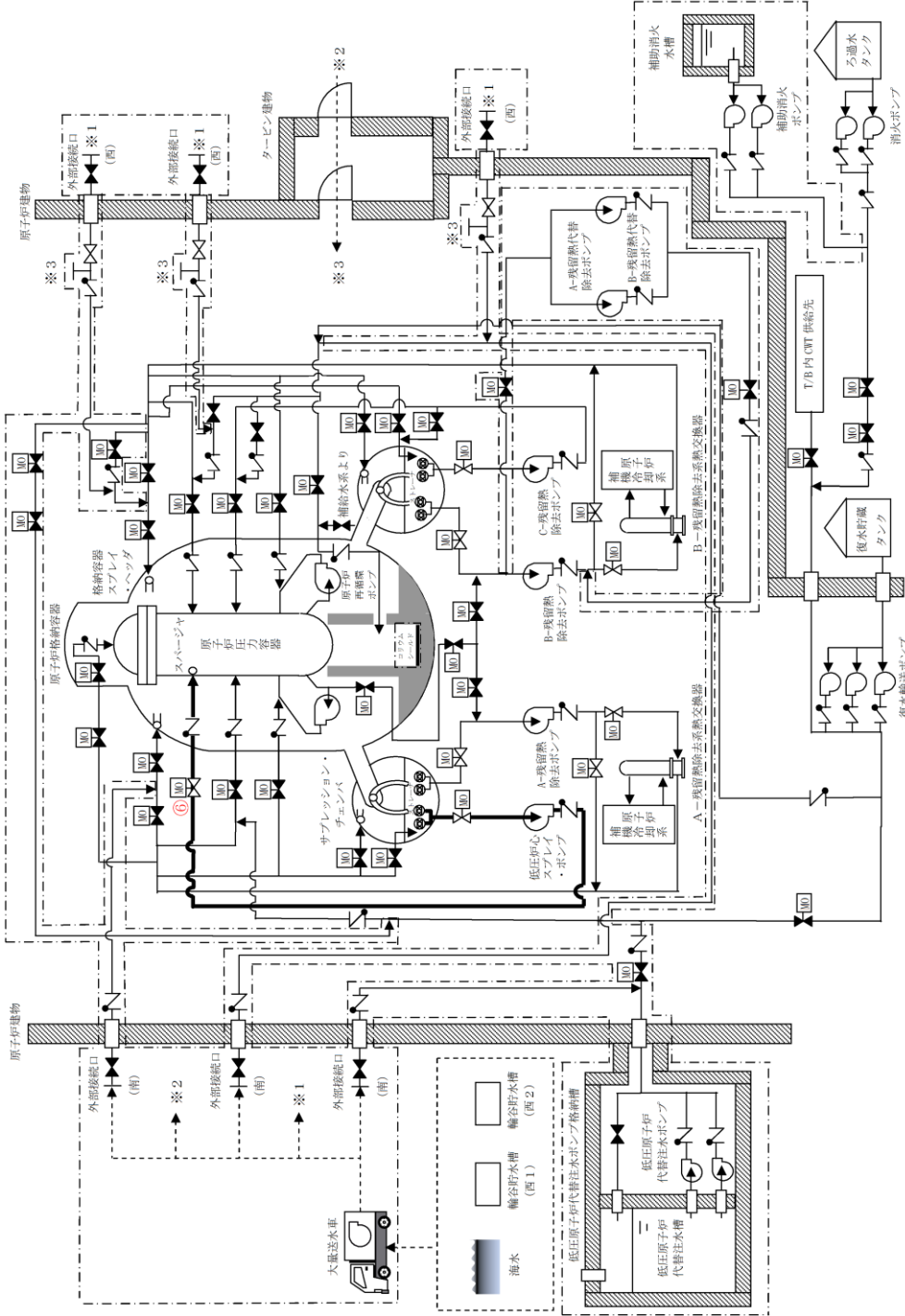
必要な要員と作業項目		経過時間 (分)				備考
		10	20	30	40	
手順の項目	要員(数)	残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 10分				
残留熱除去系(低圧注水モード) 電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	中央制御室運転員A 1	電源確認				※1
				残留熱除去ポンプ起動, 弁操作, 原子炉注水開始		

※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 1.4-21 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

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○：操作手順番号を示す。

第 1.4-22 図 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 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥	L P C S 注水弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

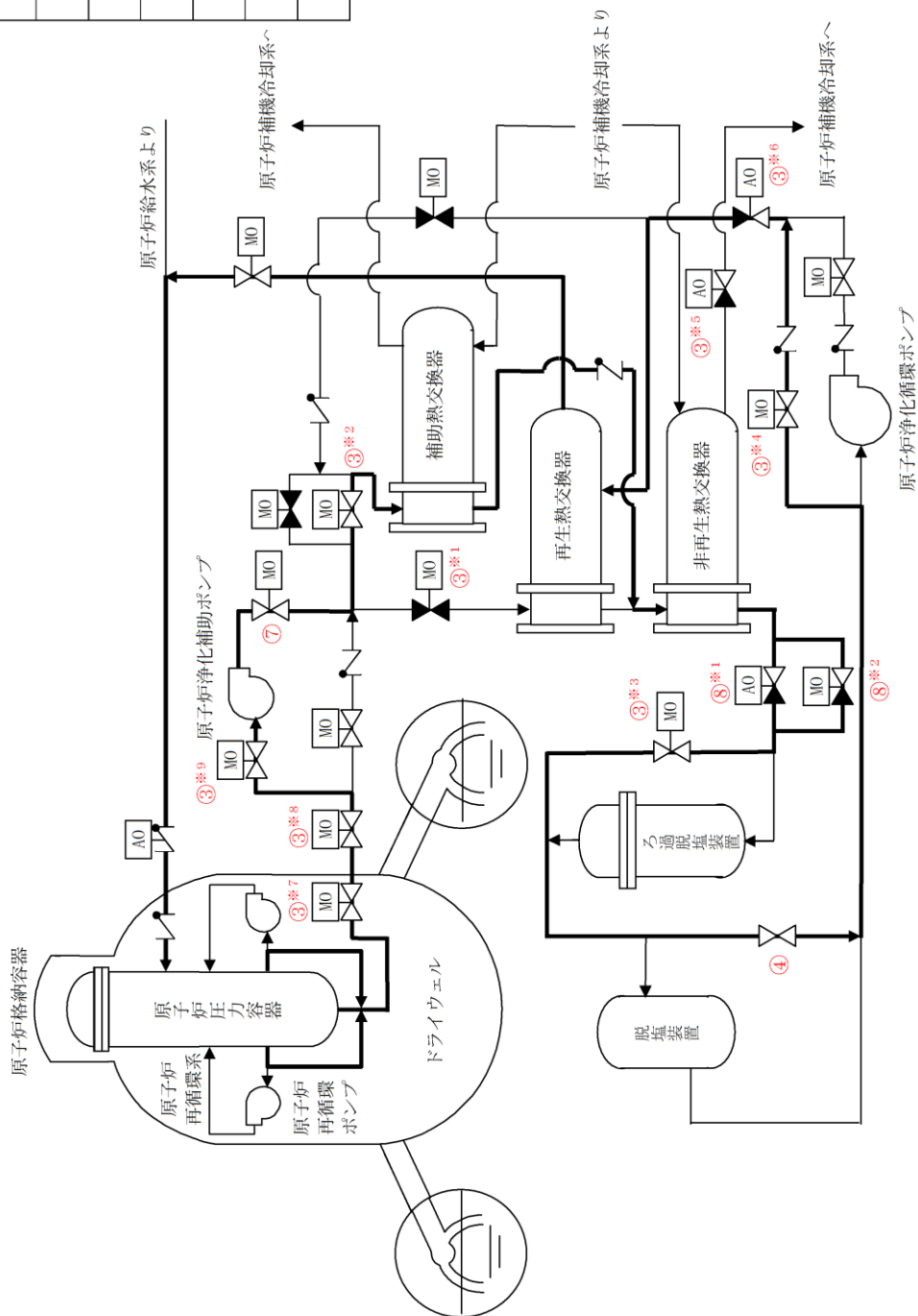
第 1.4-22 図 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図(2/2)

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)	低圧炉心プレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 10分				
低圧炉心プレイ系電源復旧後の 原子炉圧力容器への注水	中央制御室運転員A	1	電源確認			
				低圧炉心スブレイ・ポンプ起動, 弁操作, 原子炉注水開始		

第 1.4-23 図 低圧炉心スブレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート

凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	配管
	使用する流路



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

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 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非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弁バイパス弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

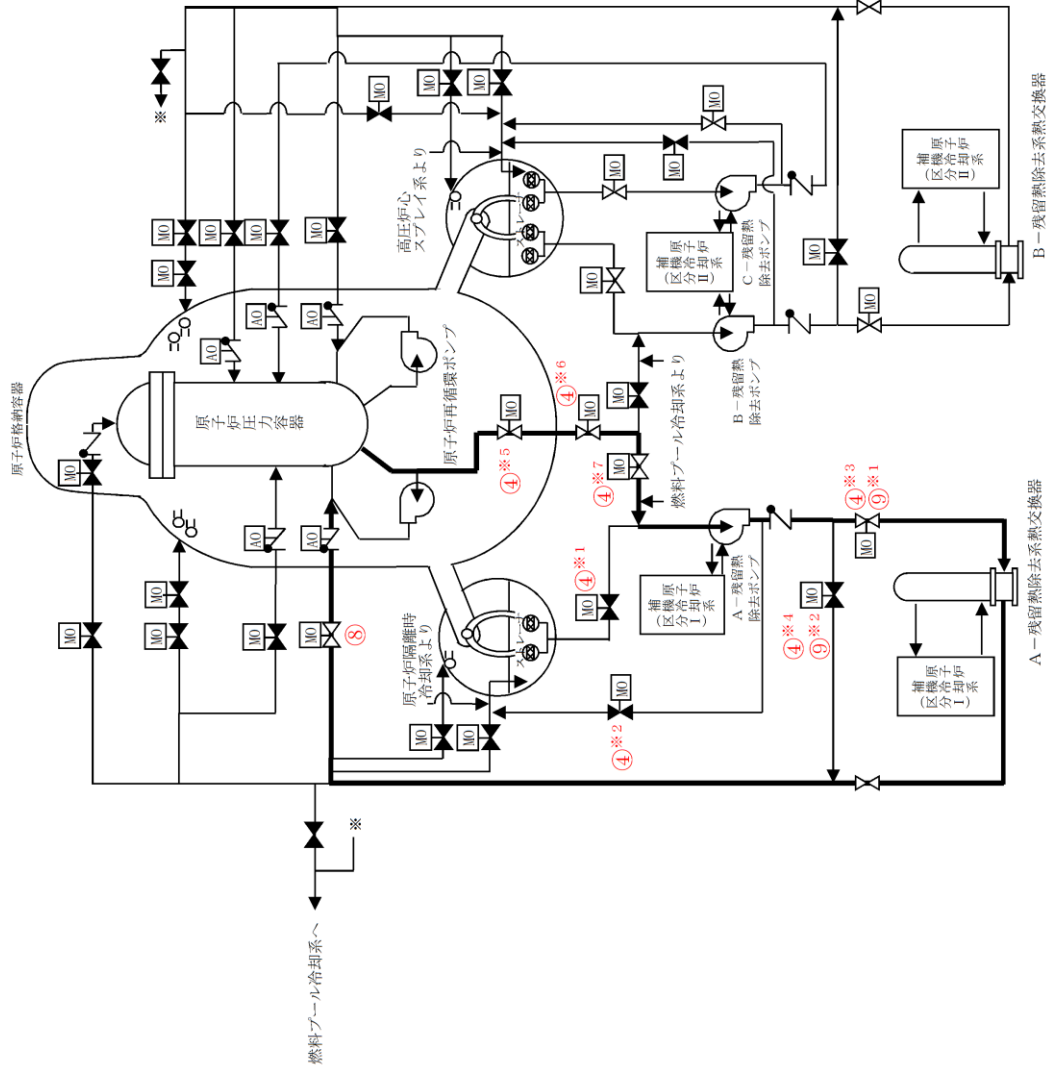
第 1.4-24 図 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 概要図(2/2)

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 1	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 1.4-25 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

凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

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 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 ⑤※1	A-熱交入口弁
④※4 ⑤※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
⑥	A-ポンプ炉水戻り弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

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 概要図(2/2)

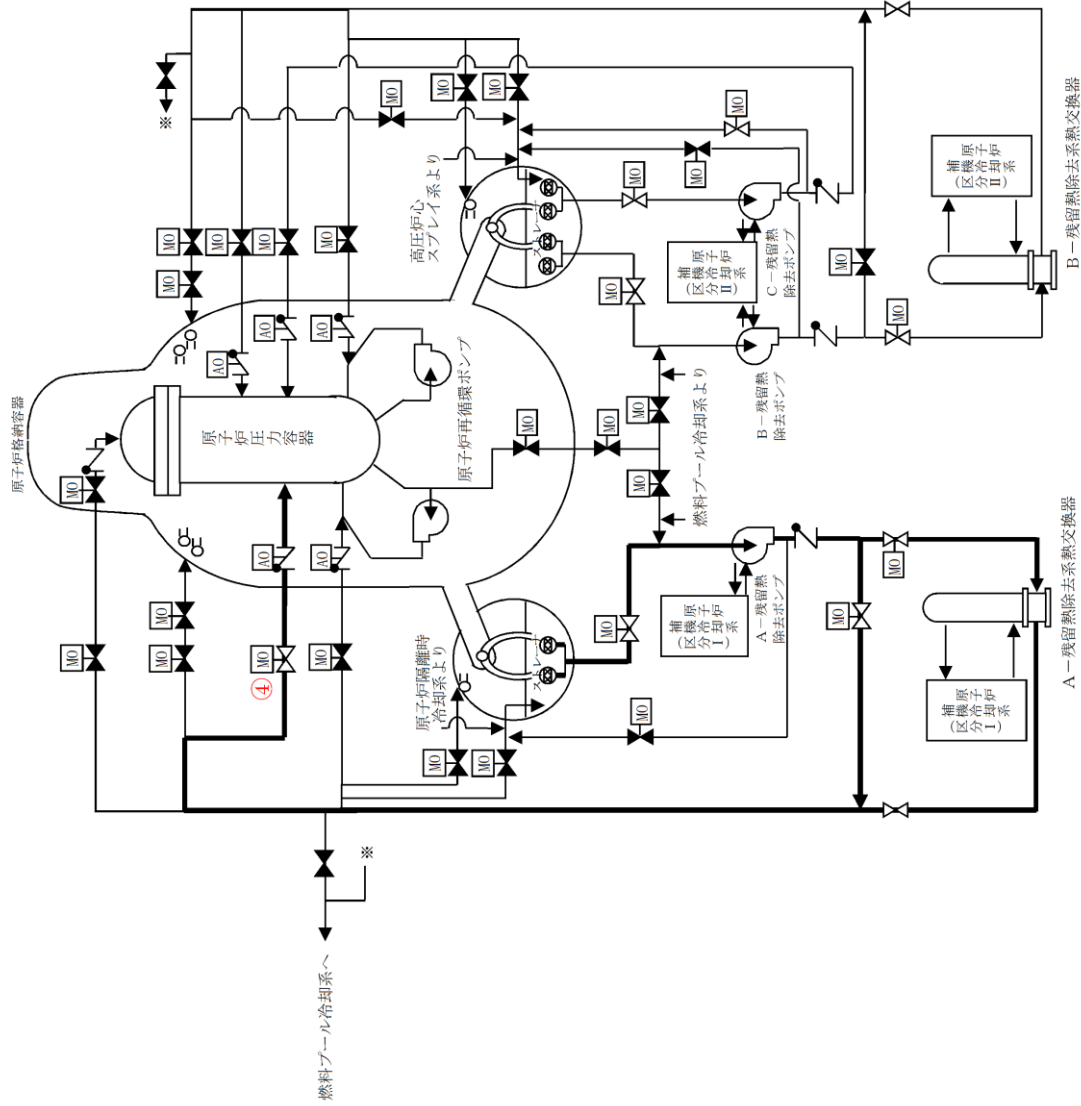
手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)				備考
		10	20	30	40	
残留熱除去系電源復旧後の 発電用原子炉からの除熱	要員(数)	残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 35分				
		中央制御室運転員A	1			
	電源確認					
	残留熱除去ポンプ起動, 原子炉注水開始					
	現場運転員B, C	2				
			移動, 系統構成			
			系統構成			
					※1	

※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1.4-27 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

凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	使用する流路



記載例 ○：操作手順番号を示す。

第 1.4-28 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

記載例 ○：操作手順番号を示す。

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 概要図（2 / 2）

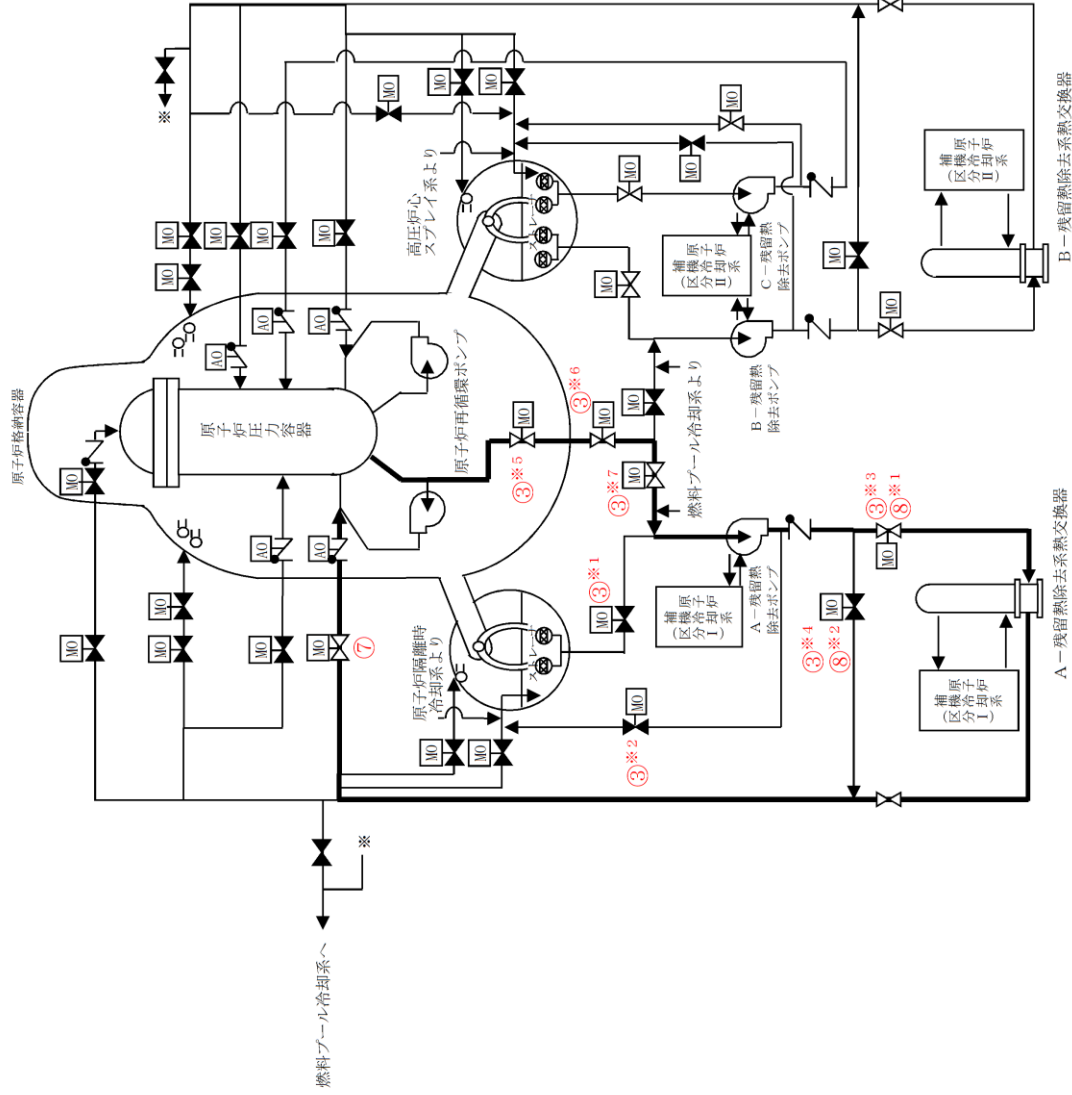
必要な要員と作業項目	要員(数)	経過時間(分)					備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	
手順の項目		残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉圧力容器への注水 1分					
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉圧力容器への注水 (自動起動信号が発信した場合)	中央制御室運転員A						
	1						

必要な要員と作業項目	要員(数)	経過時間(分)					備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	
手順の項目		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 1.4-29 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

凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第 1.4-30 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

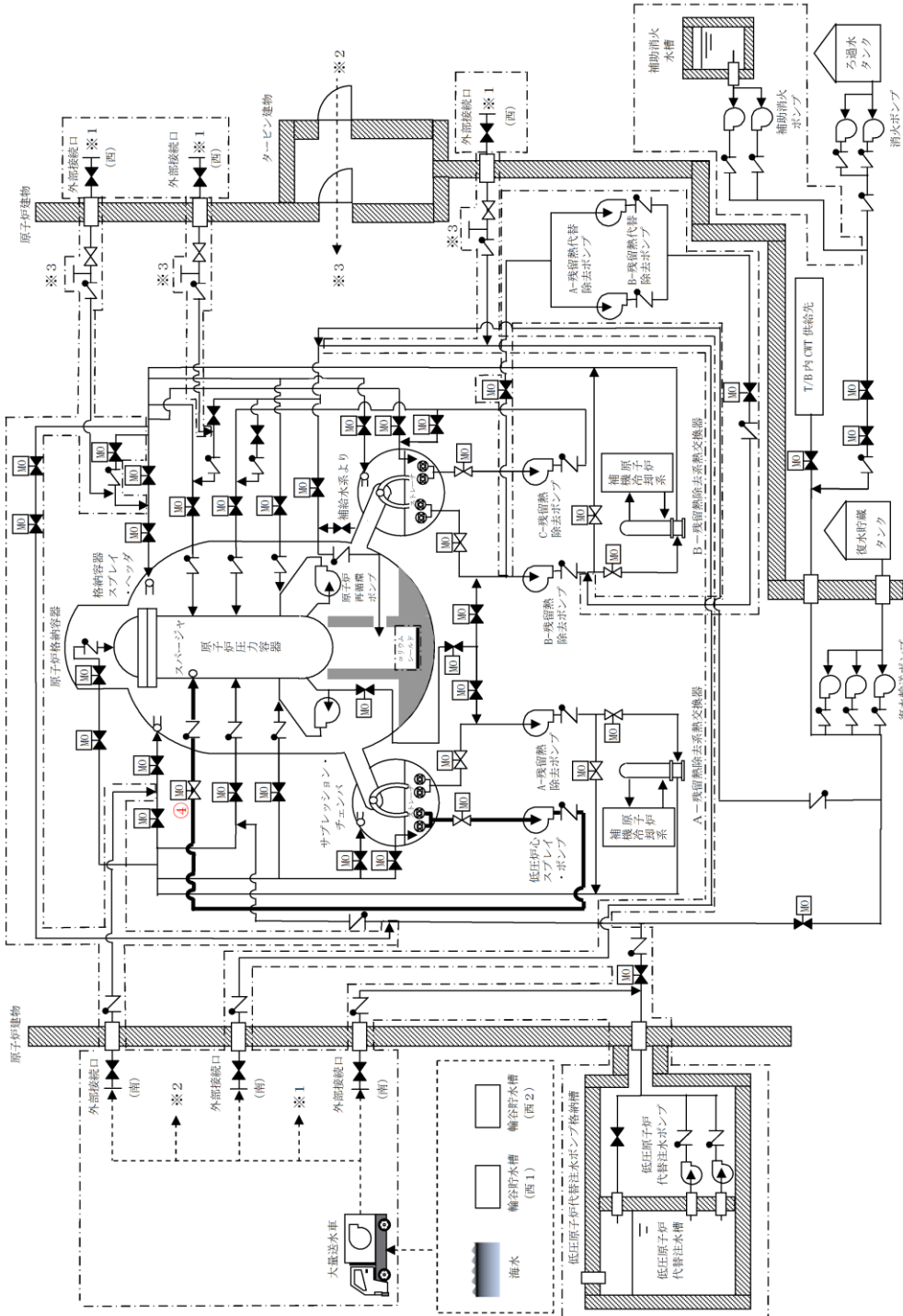
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第 1. 4-30 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)

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



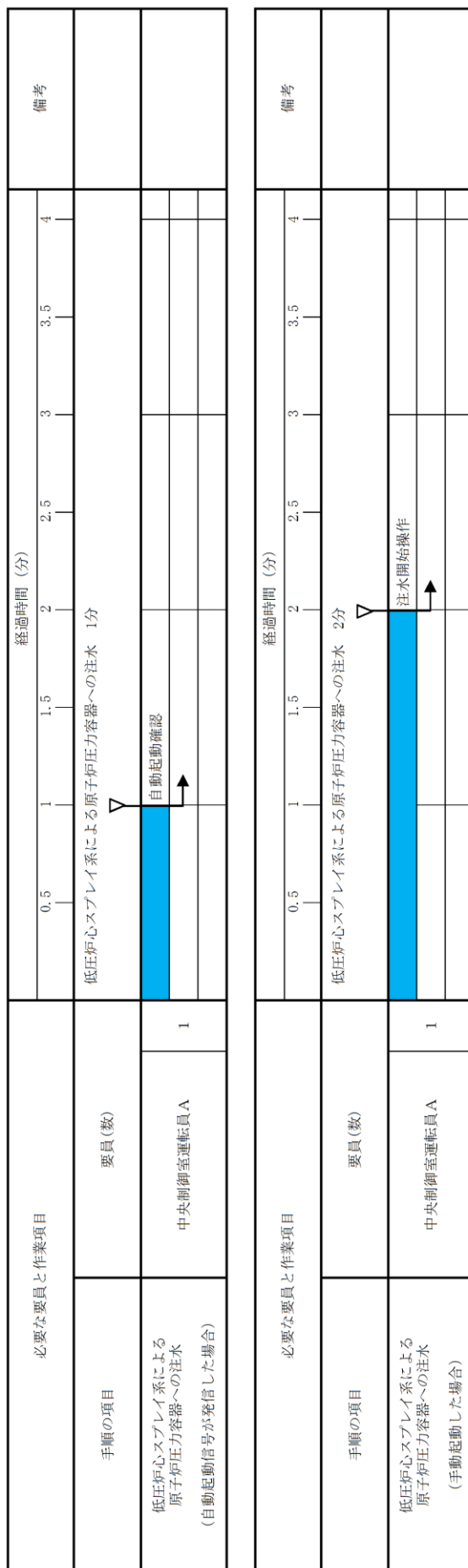
記載例 ○：操作手順番号を示す。

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 概要図(1 / 2)

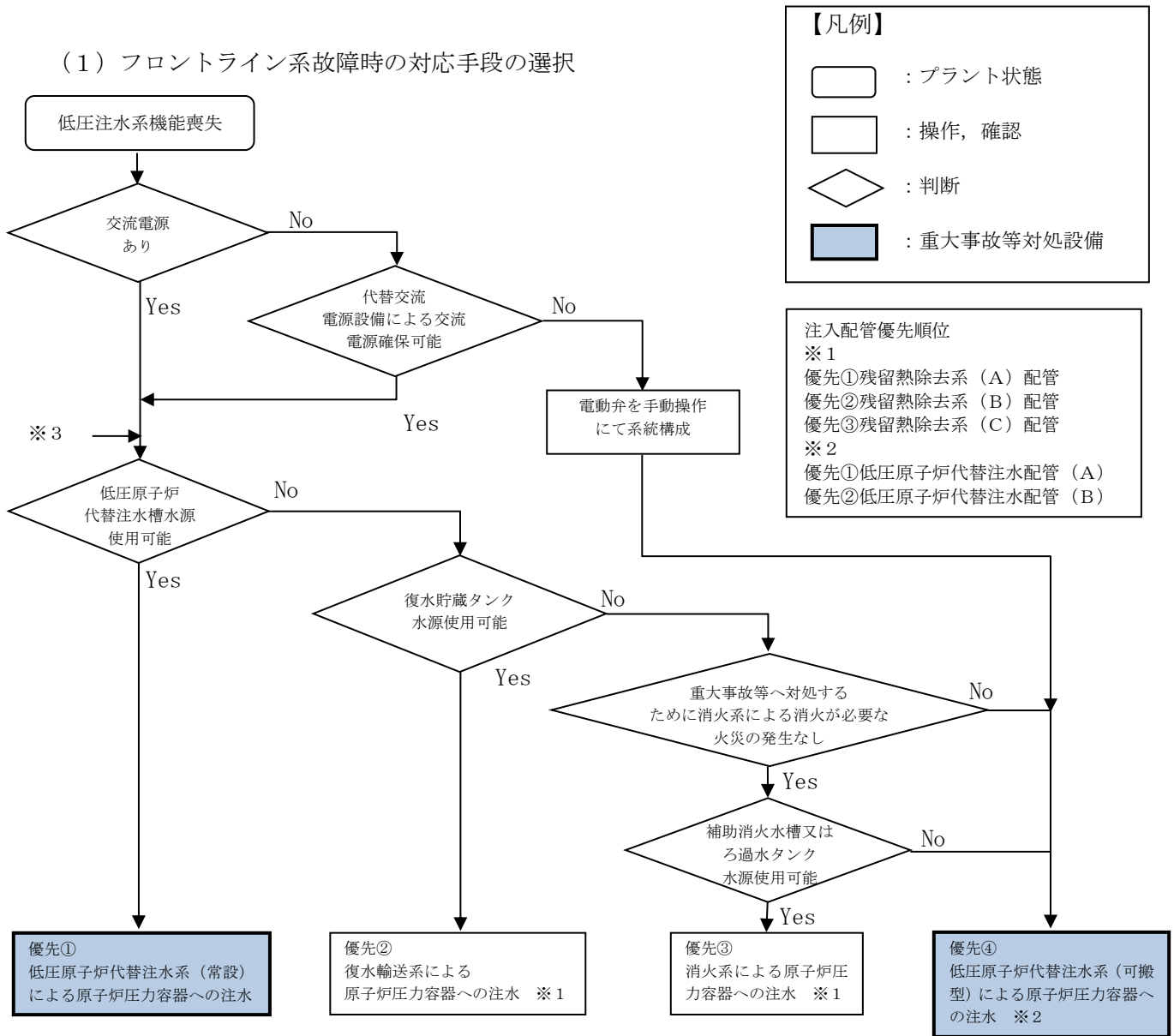
操作手順	弁名称
④	LPCS注水弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

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 概要図(2/2)

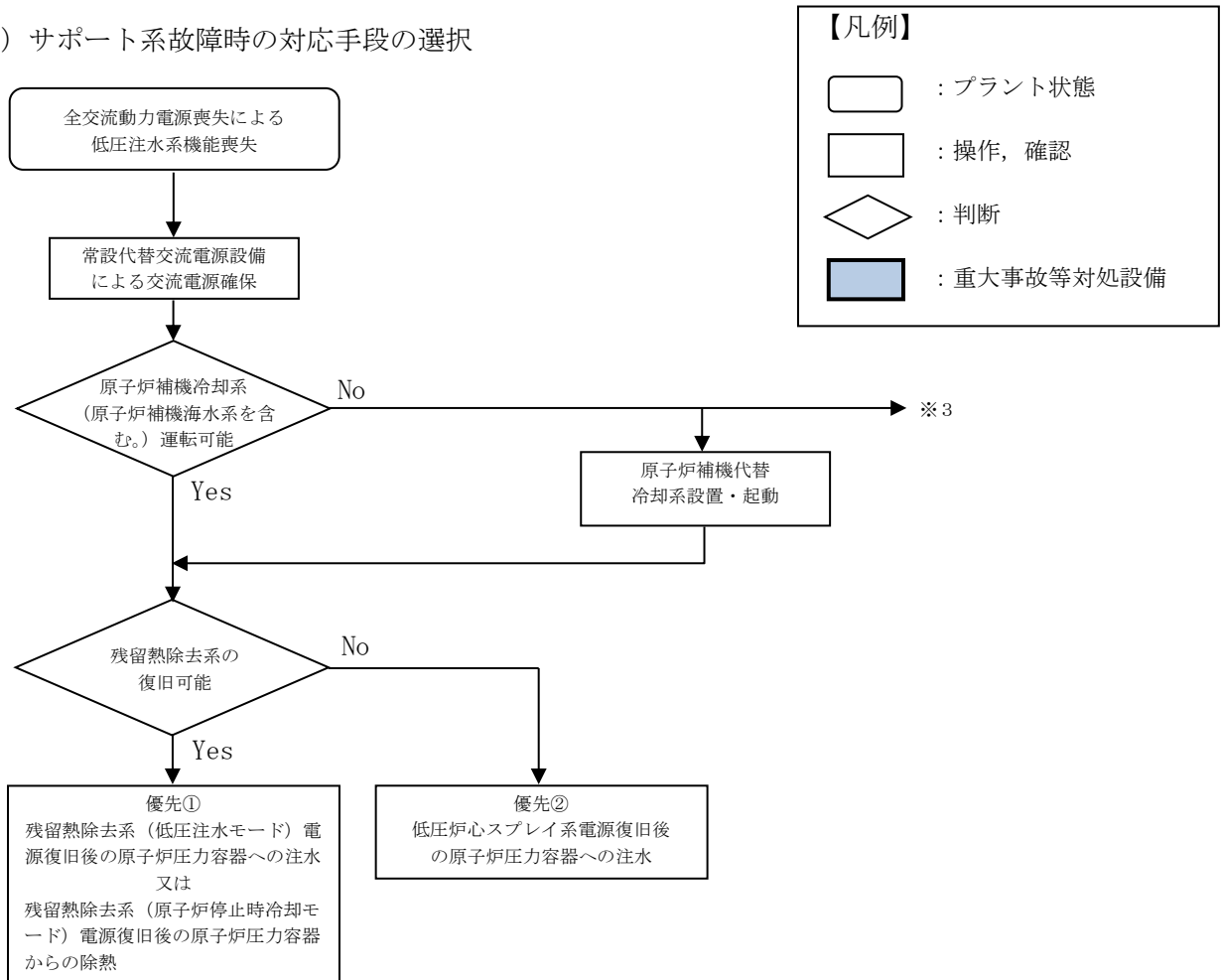


第 1.4-32 図 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水 タイムチャート



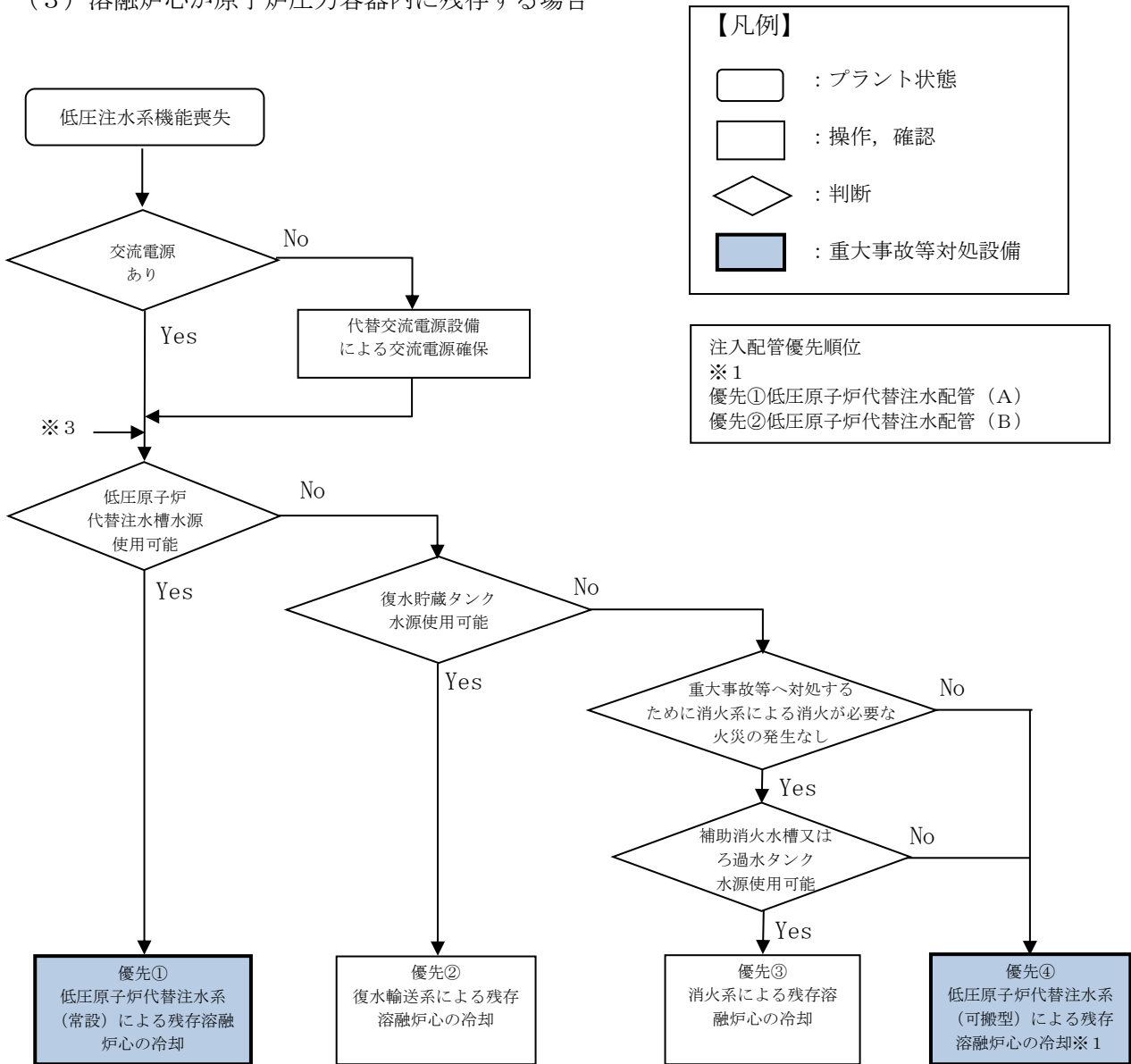
第 1.4-33 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート(1 / 3)

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.4-33 図 重大事故等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 1.4-33 図 重大事故等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 (四十七条)	技術基準規則 (六十二条)	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
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	既設	① ④	-	-	-	-	-	-
	残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ※5	既設							
	原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)※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・ストレーナ・スパージャ	既設							
	原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)※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							
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)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(原子炉補機海水系を含む。)※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(3 / 7)

重大事故等対処設備

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 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※2	常設						
	代替所内電気設備※2	新設 既設			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	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										
代替所内電気設備※2		新設 既設										
燃料補給設備※2		新設										
輪谷貯水槽(西1)※1, ※4		既設										
輪谷貯水槽(西2)※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(4/7)



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
常設代替交流電源設備による (低圧注水モード)の復旧	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	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) ※3	既設							
	原子炉補機代替冷却系 ※3	新設							
	代替所内電気設備 ※2	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(原子炉補機海水系を含む。) ※3	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	代替所内電気設備 ※2	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(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※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※2	常設			
	代替所内電気設備※2	新設 既設			可搬型代替交流電源設備※2				
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			
	代替所内電気設備※2	新設 既設			残留熱除去系 配管・弁	常設			
	燃料補給設備※2	新設			原子炉圧力容器	常設			
	輪谷貯水槽(西1)※1, ※4	既設			常設代替交流電源設備※2	常設			
	輪谷貯水槽(西2)※1, ※4	既設			可搬型代替交流電源設備※2	可搬			
-	-	-	-	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(原子炉補機海水系を含む。)※3	常設			
非常用交流電源設備※2	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(原子炉補機海水系を含む。)※3	既設							
	原子炉補機代替冷却系※3	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】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。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(6 / 7)

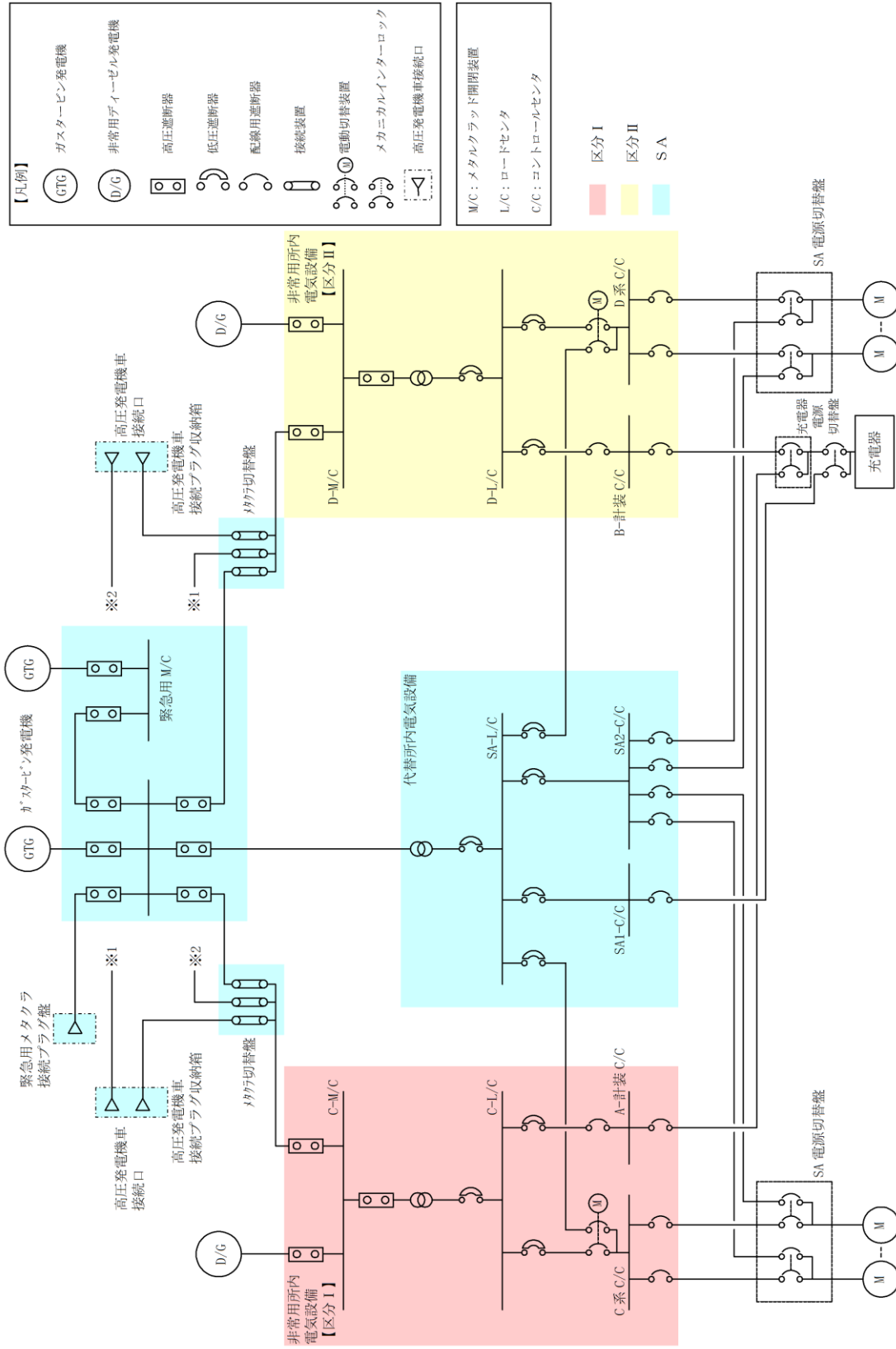
技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著し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>【解釈】</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)

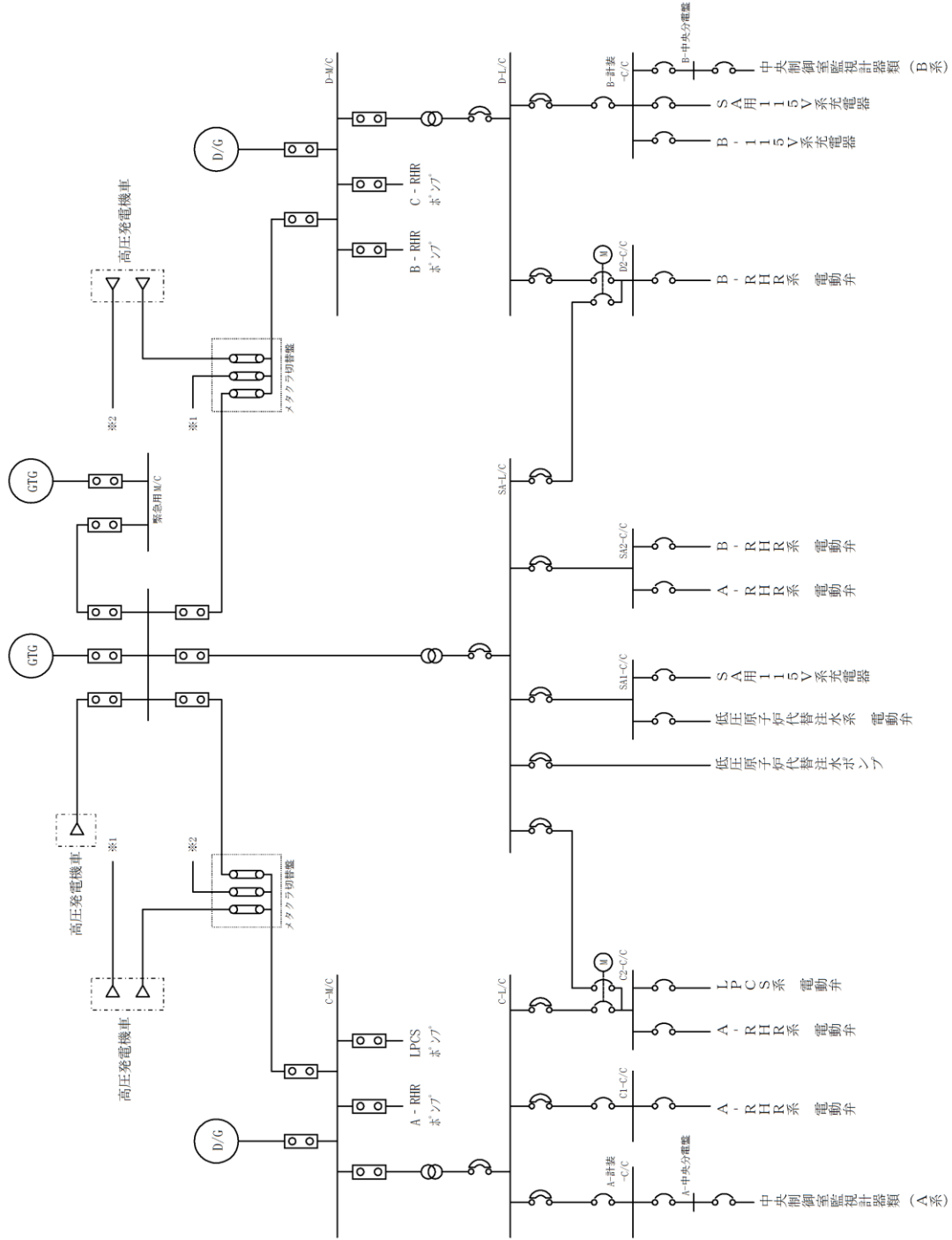
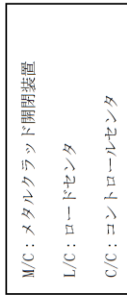
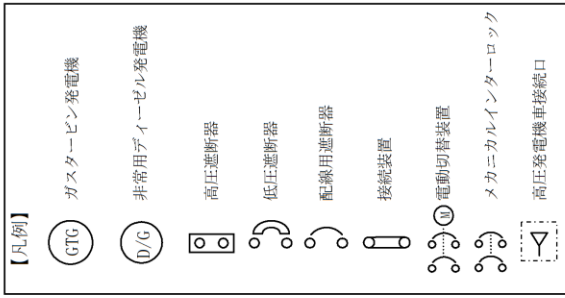
技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針
<p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時の冷却</p> <p>a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順書を整備すること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として、可搬型重大事故防止設備である低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお、低圧原子炉代替注水系（可搬型）におけ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」にて整備する。</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（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

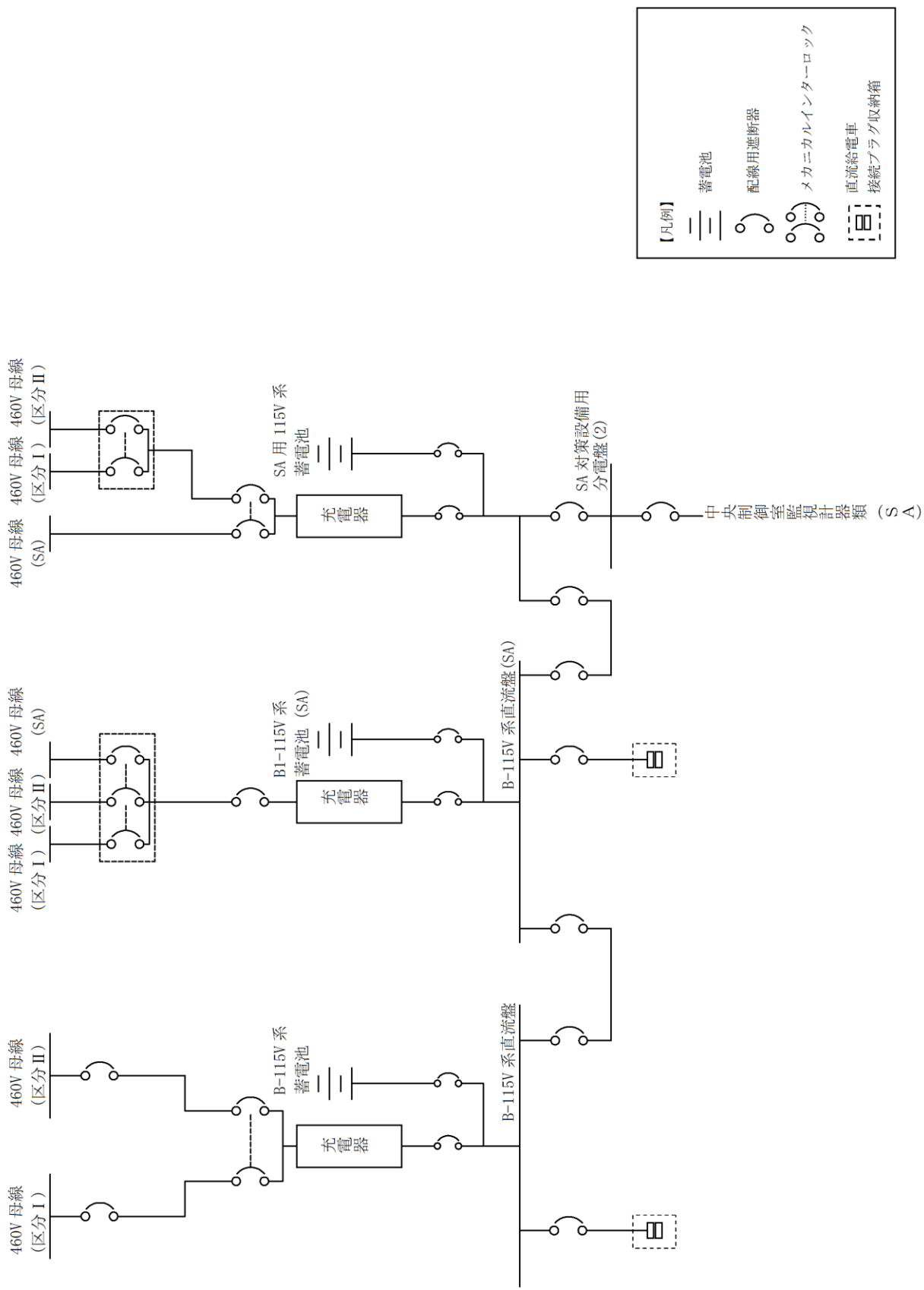
機器名称	常設 ／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
復水輸送ポンプ	常設	Bクラス	85m ³ /h (1台あたり)	70m	3台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	2,000m ³	—	1基
補助消火ポンプ	常設	Cクラス	72m ³ /h (1台あたり)	80m	2台
補助消火水槽	常設	Cクラス	200m ³	—	2基
消火ポンプ	常設	—	60m ³ /h (1台あたり)	60m	2台
ろ過水タンク	常設	—	3,000m ³	—	1基
原子炉浄化補助ポンプ	常設	Bクラス	228m ³ /h	152m	1台
原子炉浄化系非再生熱交換器	常設	Bクラス	1.41×10 ⁷ kcal/h	—	1基 (2胴)
原子炉補機冷却水ポンプ	常設	Sクラス	1,680m ³ /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 ⁶ 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）による原子炉压力容器への注水

(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

中央制御室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、S A電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切り替えを実施する。また、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）による原子炉压力容器への注水を実施する。

b. 作業場所

原子炉建物附属棟 中2階（非管理区域）

原子炉建物附属棟 3階（非管理区域）

制御室建物 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）による原子炉注水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

< S A電源切替盤操作の場合 >

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 : 20分以内（所要時間目安^{※1} : 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】

● 隔離操作 : 想定時間5分、所要時間目安3分^{※2}

・ 隔離操作 : 所要時間目安3分^{※2}（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。

● 電源確認、ポンプ起動、弁操作、注水開始 : 想定時間5分、所要時間目安5分

・ 電源確認、ポンプ起動、弁操作、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，S A電源切替盤操作（A系）：想定時間 20 分，所要時間目安 8 分
 - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟 3階）
 - ・S A電源切替操作（A系）：所要時間目安 3 分（電源切替操作：原子炉建物付属棟 3階）

<非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合>

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^{※1}：31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】

- 隔離操作：想定時間 5 分，所要時間目安 3 分^{※2}
 - ・隔離操作：所要時間目安 3 分^{※2}（操作対象弁 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。
- C/C C系不要負荷切り離し：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・C/C C系不要負荷切り離し：所要時間目安 2 分
- 非常用コントロールセンタ切替盤操作（A系）：想定時間 5 分，所要時間目安 1 分
 - ・非常用コントロールセンタ切替盤操作（A系）：所要時間目安 1 分（中央制御室）
- 電源確認，ポンプ起動，弁操作，注水開始：想定時間 5 分，所要時間目安 5 分
 - ・電源確認，ポンプ起動，弁操作，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，C/C C系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分
 - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟 中2階）
 - ・C/C C系不要負荷切り離し：所要時間目安 21 分（原子炉建物付属棟 中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，ヘッドライト及び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：通常を受電操作であるため，容易に実施可能である。

連絡手段：所内通信連絡設備（警報装置を含む。），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。

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

原子炉建物原子炉棟 2階（管理区域）

制御室建物 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^{※1}：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：所要時間目安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、弁操作：想定時間30分、所要時間目安8分
 - ・移動：所要時間目安7分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟 2階）
 - ・弁操作：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉建物原子炉棟 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、ヘッドライト及び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（警報装置を含む。）、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

原子炉建物原子炉棟 2階（管理区域）

制御室建物 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^{※1}：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：所要時間目安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、弁操作：想定時間30分、所要時間目安8分
 - ・移動：所要時間目安7分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟 2階）
 - ・弁操作：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉建物原子炉棟 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、ヘッドライト及び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（警報装置を含む。）、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、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

【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】

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1）又は輪谷貯水槽（西2））周辺）

【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物大物搬入口周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2））周辺），原子炉建物附属棟 1階（非管理区域）

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に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

(a) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用する場合

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1）又は輪谷貯水槽（西2）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 : 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^{※1} : 1時間41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35分，所要時間目安32分

・移動 : 所要時間目安32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（ホース展張車） : 想定時間10分，所要時間目安10分

- ・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
- 送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間 55 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（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：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（送水ヘッダ～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（送水ヘッダ～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 1）又は輪谷貯水槽（西 2）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 30 分，所要時間目安 28 分
 - ・移動：所要時間目安 28 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（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：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 1）又は輪谷貯水槽（西 2））
 - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2））
- 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 1）又は輪谷貯水槽（西 2），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 1）又は輪谷貯水槽（西 2）周辺）
- 大量送水車起動，原子炉注水開始：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 1）又は輪谷貯水槽（西 2））
- (b) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
 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 1）又は輪谷貯水槽（西 2）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　：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間　　：3 時間 10 分以内（所要時間目安^{※1}：2 時間 46 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】（原子炉建物附属棟 1 階（非管理区域）作業）

●緊急時対策所～第 4 保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 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（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）

●ホース積込み，運搬：想定時間 25 分，所要時間目安 25 分

・ホース積込み：所要時間目安 15 分（第 4 保管エリア）

・運搬：所要時間目安 10 分（移動経路：第 4 保管エリア～タービン建物大物搬入口）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間 1 時間 45 分，
 所要時間目安 1 時間 30 分

・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安 1 時間 30 分（タービン建物大物搬入口～原子炉建物附属棟 1 階（非管理区域））

●送水準備（送水ヘッダ～屋内接続口）：想定時間 5 分，所要時間目安 5 分

・送水ヘッダ設定，系統構成：所要時間目安 5 分（原子炉建物附属棟 1 階（非管理区域））

【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2）周辺，タービン建物大物搬入口周辺作業）

●緊急時対策所～第 3 保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安

28分

- ・移動：所要時間目安 28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（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10分，所要時間目安 10分
 - ・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10分（第3保管エリア）
- 送水準備（ホース敷設）：想定時間 1時間 10分，所要時間目安 1時間 9分
 - ・大型ホース展張車移動：所要時間目安 5分（移動経路：第3保管エリア～タービン建物大物搬入口）
 - ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 64分（タービン建物大物搬入口～輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2））
- 大量送水車移動，送水準備：想定時間 20分，所要時間目安 17分
 - ・大量送水車移動：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1）又は輪谷貯水槽（西2））
 - ・ハッチ開放，水中ポンプ投入：所要時間目安 8分
 - ・吐出ラインホース接続：所要時間目安 5分
- 大量送水車起動，原子炉注水開始：想定時間 10分，所要時間目安 4分
 - ・大量送水車起動，原子炉注水開始：所要時間目安 4分

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（警

報装置を含む。)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）による原子炉压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、S A 電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切り替えを実施する。また、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压力容器に注水する。全交流動力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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）による原子炉压力容器への注水の場合においては、原子炉建物原子炉棟中 1 階及び原子炉建物原子炉棟 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压力容器に注水する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）による原子炉压力容器への注水の場合においては、原子炉建物原子炉棟 2 階及び原子炉建物原子炉棟 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压力容器に注水する。

b. 作業場所

【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）による原子炉压力容器への注水の場合】

原子炉建物附属棟 中 2 階（非管理区域）

原子炉建物附属棟 3 階（非管理区域）

原子炉建物原子炉棟 中 1 階（管理区域）

原子炉建物原子炉棟 1 階（管理区域）

制御室建物 4 階（非管理区域）（中央制御室）

【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）による原子炉压力容器への注水の場合】

原子炉建物附属棟 中 2 階（非管理区域）

原子炉建物附属棟 3 階（非管理区域）

原子炉建物原子炉棟 2 階（管理区域）

原子炉建物原子炉棟 1 階（管理区域）

制御室建物 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）による原子炉压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 : 3 名（中央制御室運転員 1 名、現場運転員 2 名）

- 想定時間 : 「交流電源が確保されている場合」
 < S A 電源切替盤操作の場合 >
 25 分以内 (所要時間目安^{※2} : 10 分)
 < 非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合 >
 40 分以内 (所要時間目安^{※2} : 30 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^{※2} : 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

「交流電源が確保されている場合」

< S A 電源切替盤操作の場合 >

【中央制御室運転員】

- 電源確認 : 想定時間 5 分, 所要時間目安 2 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 : 想定時間 5 分, 所要時間目安 1 分
 - ・系統構成 : 所要時間目安 1 分 (操作対象 1 弁 : 中央制御室)

【現場運転員 B, C】

- 移動, S A 電源切替操作 (B 系) : 想定時間 20 分, 所要時間目安 9 分
 - ・移動 : 所要時間目安 6 分 (移動経路 : 中央制御室～原子炉建物付属棟 3 階)
 - ・ S A 電源切替操作 (B 系) : 所要時間目安 3 分 (電源切替操作 : 原子炉建物付属棟 3 階)

< 非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合 >

【中央制御室運転員】

- C / C D 系不要負荷切り離し : 想定時間 5 分, 所要時間目安 2 分
 - ・ C / C D 系不要負荷切り離し : 所要時間目安 2 分
- 非常用コントロールセンタ切替盤操作 (B 系) : 想定時間 5 分, 所要時間目安 1 分
 - ・非常用コントロールセンタ切替盤操作 (B 系) : 所要時間目安 1 分
- 電源確認, 系統構成 : 想定時間 5 分, 所要時間目安 3 分
 - ・電源確認, 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 B, C】

- 移動, C / C D 系不要負荷切り離し操作 : 想定時間 30 分, 所要時間目安 27 分
 - ・移動 : 所要時間目安 5 分 (移動経路 : 中央制御室～原子炉建物付属棟 中 2 階)

- ・ C/C D系不要負荷切り離し：所要時間目安 22 分（原子炉建物
付属棟 中 2 階）

「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：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 B，C】

- 移動，系統構成：想定時間 50 分，所要時間目安 26 分
 - ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟 中 1 階）
 - ・系統構成：所要時間目安 14 分（操作対象 1 弁：原子炉建物原子炉棟 中 1 階）
 - ・移動：所要時間目安 2 分（移動経路：原子炉建物原子炉棟 中 1 階～原子炉建物原子炉棟 1 階）
 - ・系統構成：所要時間目安 4 分（操作対象 1 弁：原子炉建物原子炉棟 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，ヘッドライト及び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：電源切替え操作については，通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。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（警報装置を含む。），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 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^{※1} : 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 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^{※1} : 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

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

原子炉建物原子炉棟 3階（管理区域）

制御室建物 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^{※1}：40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～原子炉建物原子炉棟3階）

・系統構成：所要時間目安3分（操作対象1弁：原子炉建物原子炉棟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、ヘッドライト及び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（警報装置を含む。）、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（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も同様）

(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 2階（非管理区域）

制御室建物 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^{※1} : 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、電源開放操作：想定時間20分、所要時間目安7分

・移動 : 所要時間目安6分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟 地下1階）

- ・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 地下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，ヘッドライト及び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（警報装置を含む。），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 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^{*1} : 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 : 所要時間目安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 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^{※1} : 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 : 所要時間目安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。

炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

島根原子力発電所2号炉では，炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し，原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部による対応をアクシデントマネジメントガイド(以下「AMG」という。)に，運転員による対応を，事故時操作要領書(シビアアクシデント)(以下「SOP」という。)に定めている。このため，有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はSOPに従ったものとなっている。

SOPには，炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており，対応の優先順位等についても定めている。このため，想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが，ここでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内の状況の場合分けし，それらについてSOPによる対応が可能であることを確認する。SOPの対応フローを第1図に示す。また，原子炉格納容器の構造図を第2図に示す。

1. 各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち，格納容器先行破損の炉心損傷モード^{※1}を除くと，TQUV，TQUX，TB(長期TB，TBU，TBD，TBP)，LOCAが抽出される。

このうち，TQUV，TQUX，TB(長期TB，TBU，TBD，TBP)は，炉心損傷の時点でRPVが健全であり，RPV内の原子炉冷却材はSRVを通じてサプレッション・チェンバ(以下「S/C」という。)に放出されている点で，炉心損傷の時点でのRPVの健全性及び原子炉格納容器の原子炉冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。TQUV，TBPは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていることに対し，TQUX，長期TB，TBU，TBDでは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていないが，SOPにおいて，原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置でRPVを減圧する手順としていることから，その後は同じ対応となる。

一方LOCA(LOCA後の注水失敗による炉心損傷)は，炉心損傷の時点でRPVバウンダリ機能を喪失しており，RPV内の原子炉冷却材がドライウェル(以下「D/W」という。)に直接放出される炉心損傷モードである。このため，炉心損傷時点での原子炉格納容器の圧力，温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが，各々のパラメータに応じた運転操作がSOPに定められており，対応は可能である。

※1 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合，炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから，SOPに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え，ここでの考察から除外した。しかしながら，現実的にはSOPに準じ，注水及び除熱を試みるものと考えられる。

また、LOCAが発生し、D/Wに放出された原子炉冷却材は原子炉格納容器下部に流入し、原子炉格納容器下部に水位が形成されると考えられる。

炉心損傷後の手順として、RPVの破損及び原子炉格納容器下部への溶融炉心落下に備えた原子炉格納容器下部への注水を定めており、ペDESTAL水位が2.4m（注水量225 m³）に到達していることを確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。先述のとおり、LOCAの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるものの、どの炉心損傷モードを経た場合であってもペDESTAL水位計にて水位2.4mを確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。

溶融炉心落下時のペDESTAL水位は、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「炉外FCI」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）への対応を考慮し、2.4m相当としている。しかしながら、仮にペDESTAL水位が2.4mより高い場合であっても、炉外FCIやMCCIによる原子炉格納容器の機能維持に問題ないことを確認^{※2}している。

以上より、いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもSOPによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

2. 注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については、RPVの破損の有無で大別している。

まず、RPVの破損に至る前の段階においては、RPV内の炉心の状況によらずRPVへの注水を優先する手順としている。その後、RPVを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はRPVへの注水及び必要に応じて原子炉格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし、RPV下鏡温度が300℃に到達し、RPV下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合はRPVへの注水と並行して原子炉格納容器下部への注水（水位2.4m（注水量225 m³））を実施する手順としている。

※2 島根原子力発電所2号炉 重大事故等対策の有効性評価について「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料3.3.3 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性」参照。ペDESTAL水位が高い方が物理現象発生時の原子炉格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外FCIについて、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する前に、原子炉格納容器下部に約3.8m（制御棒駆動機構搬出入口下端位置）の水位が形成されているものとした。これ以上の水位を形成させるためには、ドライウェル床面全面を満たしながら上昇させる必要があることから、仮に原子炉格納容器下部注水を入れすぎたとしても制御棒駆動機構搬出入口下端位置以上の水位となることは考えにくい。また、ここでは現実的な溶融炉心の落下様態を想定した条件を適用して評価した場合、原子炉格納容器下部の内側鋼板の最大応力は14MPaであり、原子炉格納容器下部の内側鋼板の降伏応力（490MPa）を十分に下回っており、格納容器破損に至る恐れはないことを確認している。原子炉格納容器下部の水位上昇の要因がLOCAに起因する原子炉冷却材であった場合、サブクール度は低くなり炉外FCI発生可能性そのものを小さくするとともに、発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものとする。

次に、RPVが破損した後は、原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施する手順としている。SOP及びAMGに定めるRPV破損の判定方法に基づきRPVの破損を判定した後は、原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施することとしており、その注水量はペDESTAL水位及び原子炉格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお、本流量計の先にある原子炉格納容器下部以外への分岐配管については、逆止弁または常時閉の手動弁があり、他系統へ流入することなく、確実に原子炉格納容器下部への注水量を確認できる設備構成となっている。また、原子炉格納容器からの除熱が必要な場合は原子炉格納容器下部への注水と原子炉格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

しかしながら、RPVが破損した後は、RPV内の熔融炉心の状態、RPV破損口の状態、原子炉格納容器下部への熔融炉心の落下量、格納容器圧力及び温度等、原子炉格納容器内の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定され、注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると、重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう、注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため、SOP及びAMGではRPV破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。

優先順位 1 : D/Wスプレイ

- ・ 開始条件 : 格納容器圧力 640kPa (1.5Pd) 以上又は格納容器温度 190°C以上
- ・ 停止条件 : 格納容器圧力 588kPa 以下又は格納容器温度 171°C以下
- ・ 流量 : 120m³/h

優先順位 2 : 原子炉格納容器下部注水

- ・ 流量 : 崩壊熱に余裕をみた量 (スクラム後～5時間 : 60m³/h, 5～10時間 : 55m³/h, 10～20時間 : 35m³/h, 20時間～40時間 : 30m³/h, 40時間～80時間 : 20m³/h, 80時間～120時間 : 15m³/h, 120時間以降 : 12m³/h) で注水

優先順位 3 : R P V破損後のR P Vへの注水

- ・ 流量 : 15m³/h (S/C水源でECCSを運転できる場合は全量注水)

これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが、中でも格納容器スプレイを優先する理由は、格納容器スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり、これに即応する必要があるためである。D/WスプレイとS/Cスプレイでは、より広い空間にスプレイすること等により、原子炉格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるD/Wスプレイを実施することとしている。また、D/Wにスプレイを実施することで原子炉格納容器下部へ冷却材が流入するため、原子炉格納容器下部の熔融炉心の冷却にも期待できる。

原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却については、R P V破損前の注水により原子炉格納容器下部には約70m³(スクラム後5～10時間後の崩壊熱に換算すると約2時間分)の冷却材が確保されていること及びD/Wスプレイした冷却材がD/W床面から原子炉格納容器下部へ流入することにも期待できることを考慮し、D/Wスプレイに次ぐ優先順位としている。

R P V破損後のR P Vへの注水には、R P V内に残存する溶融炉心の冷却及びR P V破損口から原子炉冷却材が流出することによる原子炉格納容器下部に堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、R P V破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから、原子炉格納容器下部注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

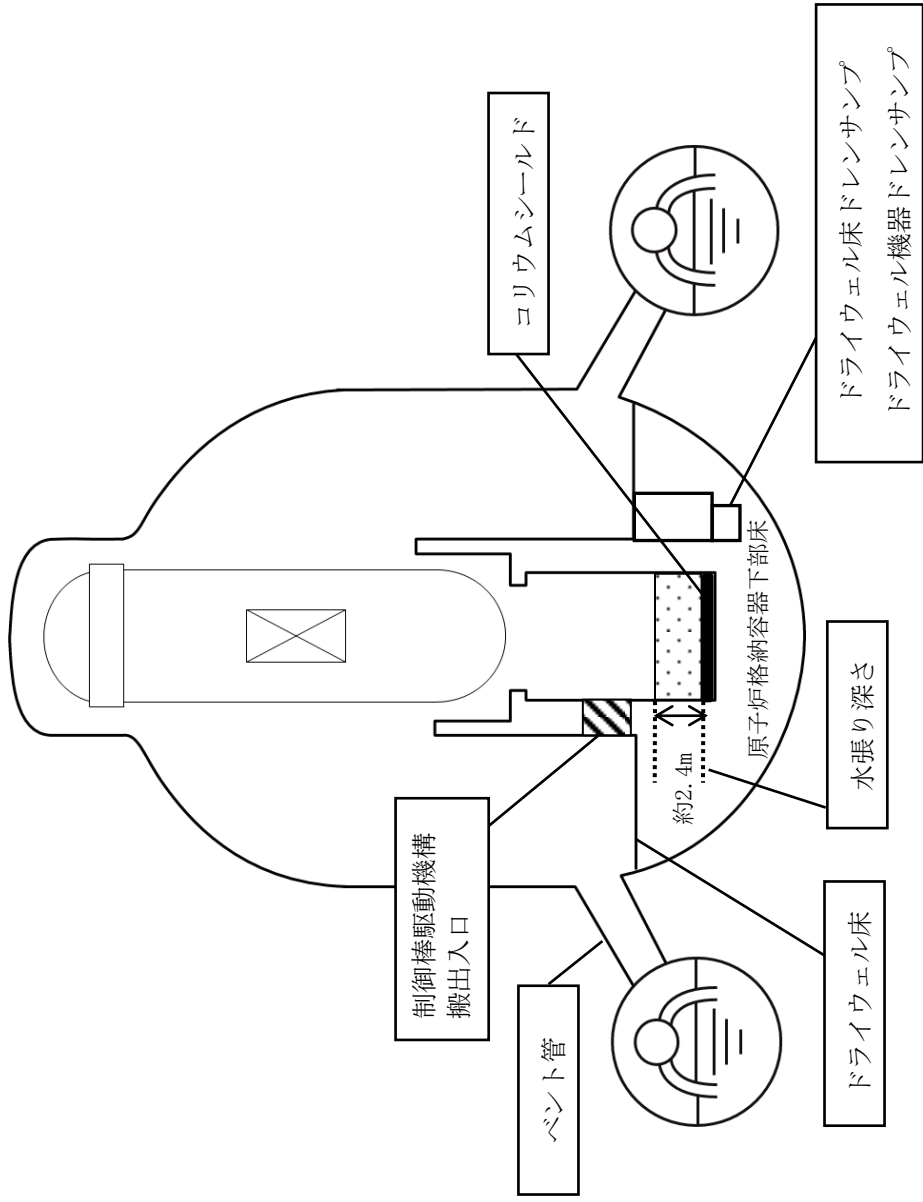
しかしながら、R P Vが破損した後の注水及び除熱の優先順位については、今後の検討結果により、前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

D/Wスプレイまたは注水により、S/C水位が通常水位+約1.3mに到達する時点でスプレイを停止し、格納容器ベントを実施する。ベント開始後は、崩壊熱に余裕をみた量の注水を継続し、原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。

以上のとおり、原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても、S O Pによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。

第1図 SOPの対応フロー (全体)

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2図 原子炉格納容器の構造図

3. 長期安定停止に向けた対応について

長期安定停止に向けて格納容器圧力及び温度を低下させることを目的として、残留熱除去系及び残留熱代替除去系による格納容器除熱を実施し、格納容器の健全性を維持する。

また、炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で水素ガス及び酸素ガスが発生するため、水素燃焼を防止する観点から、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作（以下「格納容器ベント」という。）を実施する。

(1) 事故後長期にわたる格納容器の健全性について

有効性評価における原子炉格納容器限界温度・圧力は200℃、2Pdと設定しており、200℃、2Pdについて時間経過を考慮した評価が必要な部位はシール部と考えている。このため、シール部については200℃、2Pdの状態が7日間（168時間）継続した場合でもシール機能に影響ないことを確認することで限界温度・圧力における原子炉格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

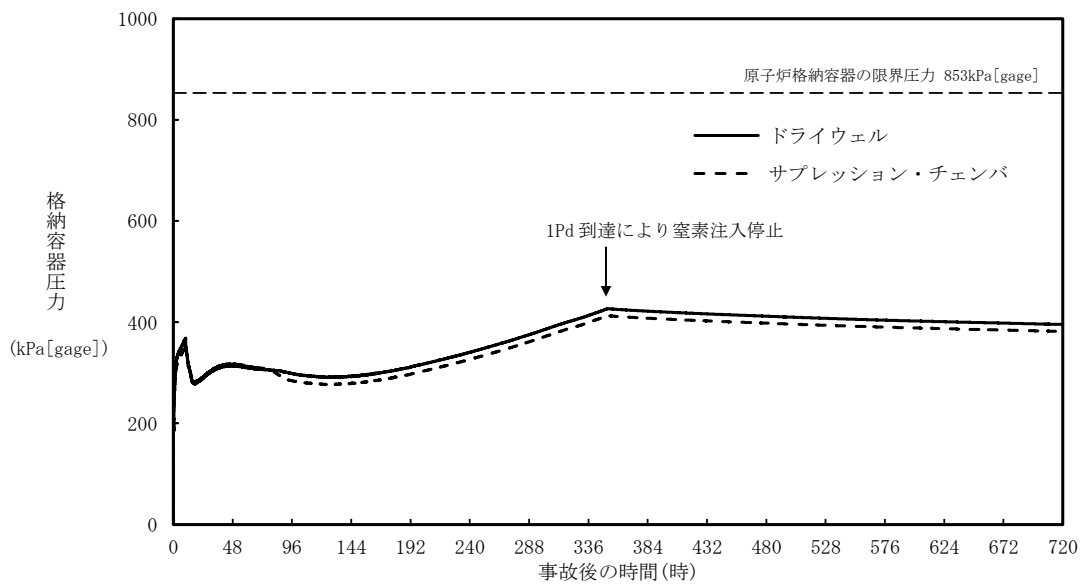
ここでは、200℃、2Pdを適用可能な7日間（168時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。

また、上記に加えて、7日間（168時間）以降の累積放射線照射量についても、原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

第1表 事故発生後の経過時間と原子炉格納容器圧力・温度の関係

事故発生後の経過時間	0～168時間	168時間以降
原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器限界圧力として2Pd（853kPa）を設定	有効性評価シナリオで最大427kPa[gage]となる（第3図）
原子炉格納容器温度	原子炉格納容器限界温度として200℃を設定	有効性評価シナリオで150℃を下回る（第4図）

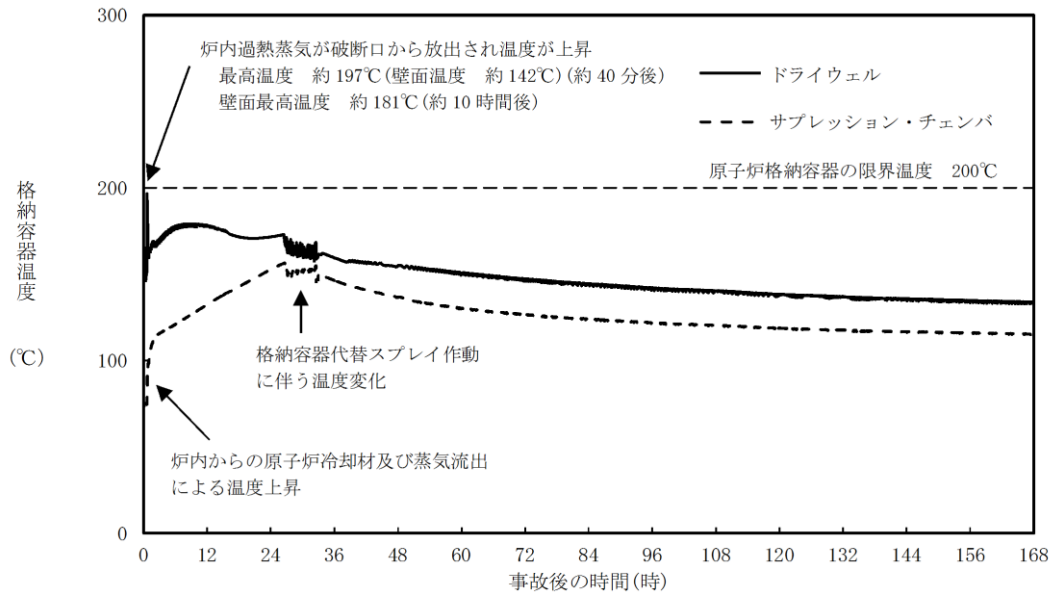
7日間（168時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第1表で示すとおり、7日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で427kPa[gage]となる。代表的に、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンスにおける格納容器圧力の推移を第3図に示す。



第3図 原子炉格納容器圧力の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合）

7日間（168時間）以降の格納容器雰囲気温度が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用できない場合のシーケンスである。このシーケンスの格納容器雰囲気温度の推移を第4図に示すが、7日間（168時間）時点で150℃未満であり、その後の格納容器雰囲気温度は崩壊熱の減衰によって低下傾向となるため、7日間（168時間）以降は150℃を下回る。また、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度^{*}）についても、事象発生後約10時間後に生じる最高値は約181℃であるが、7日間以降は150℃を下回る。

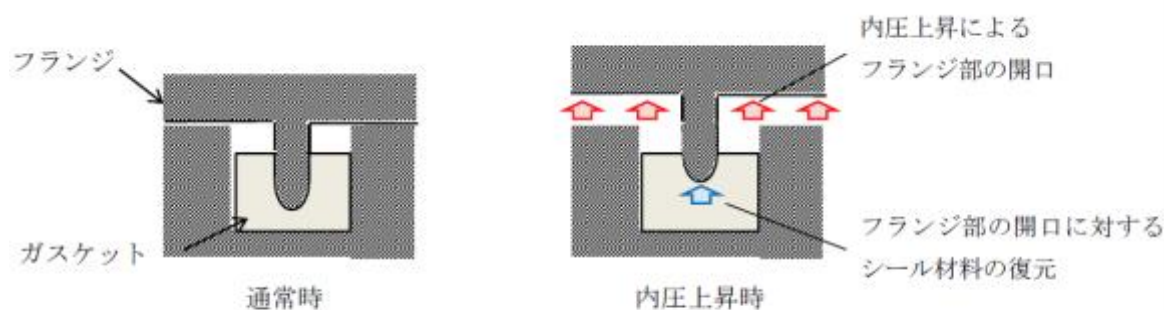
※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



第4図 原子炉格納容器温度の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用しない場合）

a. 長期（168 時間以降）の原子炉格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により健全性に影響を及ぼす部位はシール材である。シール部の機能維持は、第 5 図の模式図に示す通り、原子炉格納容器圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し、シール材料の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。つまり、原子炉格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても、圧縮永久ひずみ試験結果によりシール材の復元量が十分であれば、シール部の機能は健全である。長期のケースとして、有効性評価シナリオにおいて 168h 時の原子炉格納容器圧力が高い残留熱代替除去系運転ケースを評価しても、原子炉格納容器圧力は約 0.3MPa であり開口量は小さい（第 2 表参照）。



第 5 図 シール部の機能維持確認の模式図

第 2 表 原子炉格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	残留熱代替除去系 運転ケースの 168h 時 (0.3MPa)	2 Pd (0.853MPa)
ドライウェル 主フランジ	内側		
	外側		
機器搬入口	内側		
	外側		

b. 長期（168 時間以降）の原子炉格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

原子炉格納容器温度の上昇に伴う、時間経過によるシール材の長期的（150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは、ドライウェル主フランジや機器搬入口等に使用されている改良 EPDM 製シール材を用いて、168 時間以降の温度・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール

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。

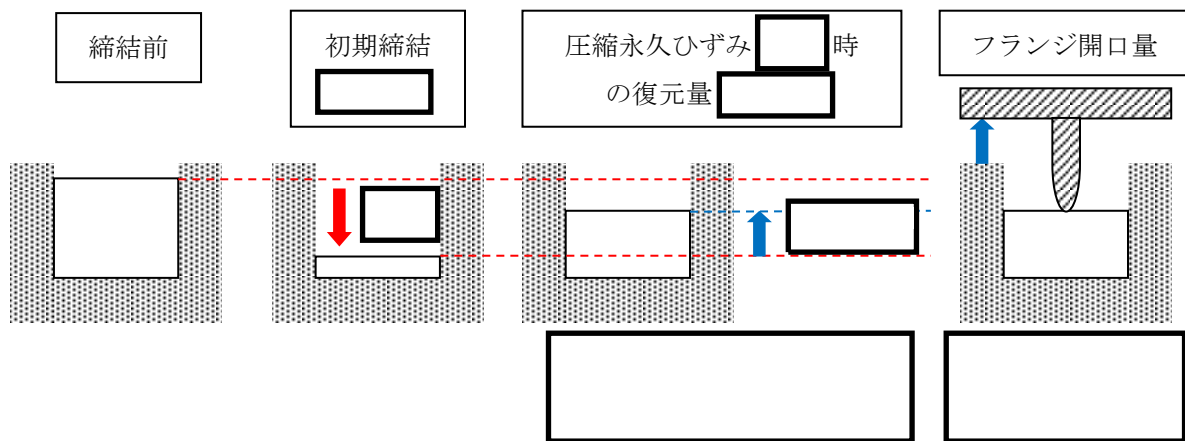
材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第3表に示す。

表3 改良EPDM製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0日～7日	7日～14日	14日～30日
試験温度	200℃	150℃	150℃
圧縮永久ひずみ率[%]			
硬度変化			
質量変化率[%]			

注記：γ線1.0MGy照射済の試験体を用い、飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値

第3表に示すように、168時間以降、150℃の環境下においては、改良EPDM製の基礎特性データには殆ど変化はなく、経時劣化の兆候は見られない。したがって、SA後168時間以降における原子炉格納容器の温度を150℃と設定した場合でも、シール部の機能は十分維持される。なお、EPDMは一般特性としての耐温度性は150℃であり、第3表の結果は改良EPDM製シール材が200℃条件を7日間経験しても、一般特性としての耐熱温度まで低下すれば、それ以降は有意な劣化傾向は見られないことを示していると考えている。また、第3表の結果から圧縮永久ひずみ率は□時の改良EPDM製シール材復元量とフランジ開口量のイメージを第6図に示しており、第2表で示す168時間以降の原子炉格納容器圧力に対しても十分追従可能な復元量を維持していることも確認できる。



第6図 圧縮永久ひずみ [] 時のシール材復元量とフランジ開口量

<時間を踏まえた限界温度・圧力の考え方>

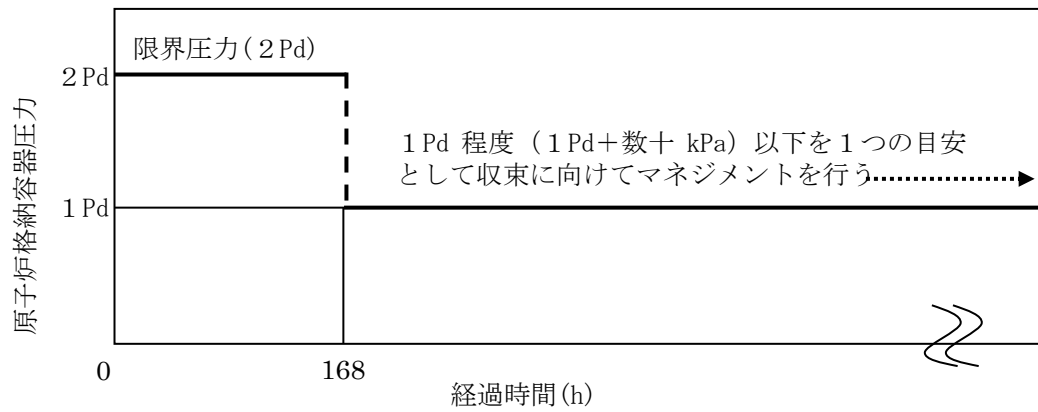
有効性評価結果からも、7日間（168時間）以降は原子炉格納容器温度がE P DMの一般特性としての耐熱温度である150℃を下回ることが判っている。また、原子炉格納容器圧力についても1Pd到達時に窒素注入を停止した以降、圧力は低下しており、開口量は限界圧力時と比較しても小さいことが確認できている。なお、残留熱代替除去系を使用するシーケンスの場合、中長期的には、水の放射線分解によって生じる水素と酸素が格納容器圧力の上昇に寄与するが、酸素濃度がドライ条件で4.4vol%に到達した場合にはベントを実施することとしていることから、格納容器圧力は1Pdから数十kPaまでの上昇にとどまる。

よって、当社としては、限界温度・圧力（200℃・2Pd）が7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

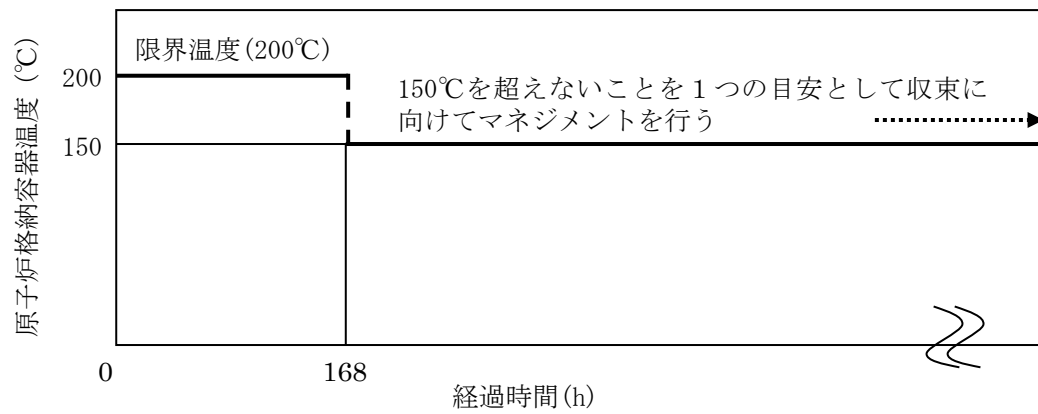
<168時間以降の考え方>

前述の結果を踏まえ、168時間以降については、原子炉格納容器温度・圧力は低下していること、及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから、最初の168時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで、長期的な格納容器閉じ込め機能は維持されたと考えている。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ、長期的なプラントマネジメントの目安として、168時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が150℃を超えない範囲で、また、原子炉格納容器圧力については1Pd程度（1Pd+数十kPa*）以下でプラント状態を運用する。

※酸素濃度をドライ換算で4.4vol%以下とする運用の範囲



第7図 原子炉格納容器圧力の168時間以降の考え方



第8図 原子炉格納容器温度の168時間以降の考え方

<7日間（168時間）以降の放射線照射量と閉じ込め機能の関係について>

時間経過によるシール材の長期的な影響を調査する。ここでは、ドライウェル主フランジや機器搬入口等に使用されている改良EPDM製シール材を用いて、168時間以降の累積放射線照射量・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第4表に示す。累積放射線照射量による影響は、試験結果より、有意な変化がないことから、7日間以降のシール機能は、維持できる。

第4表 改良EPDM製シール材の累積放射線照射量とひずみ率の関係

累積放射線照射量	ひずみ率

試験条件

雰囲気：蒸気環境

温度・劣化時間：200℃・168時間+150℃・168時間

運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における事故の発生時、運転員は、現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。このため、現場作業員の退避に係る教育状況、及び退避開始から退避完了確認までの流れを踏まえ、退避に要する時間の見積もりを行った。

2. 現場作業員への退避に係る教育状況

発電所構内で作業を実施する現場作業員に対しては、以下のように退避に係る教育を実施しており、事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。

<教育内容>

- ・ 所内通信連絡設備（警報装置を含む。）等による退避指示への対応について
- ・ 管理区域への入退域方法について

<教育の実施時期>

- ・ 発電所への入所時

3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ

事故発生後、現場作業員は当直長の所内通信連絡設備（警報装置を含む。）による退避指示により、現場からの退避（管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする。）を行う。また、現場作業員全員の退避完了確認は、以下の2つの手段で行う。

- ・ 個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の出入管理室に常駐）は、個人線量計の貸出状況により全現場作業員が管理区域内から退域していることを確認し、緊急時対策本部に連絡する。
- ・ 各作業グループの作業責任者又は監理員は、現場作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、各協力会社責任者に連絡する。各協力会社責任者は、担当している全ての作業グループが退避していることを確認して緊急時対策本部に連絡し、緊急時対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。

なお、現場作業員は、2名以上の作業グループで作業を実施するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の現場作業員からの救助により退避可能である。

4. 現場作業員の退避時間

現場作業員の退避時間及びその内訳を第1表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②における体表面モニタの通過が退避時間において律速となる。また、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、現場作業員は1時間30分で退避完了すると見積もった。

◎体表面モニタの通過人数：20人／分（第16回施設定期検査実績）

◎管理区域におけるピーク滞在人数：1,064人（第16回施設定期検査実績）

→1,064人 ÷ 20人／分 = 54分 → 1時間30分

第1表 現場作業員の待避時間内訳

	経過時間									
	10分	20分	30分	40分	50分	60分	1時間10分	1時間20分	1時間30分	
①作業現場から管理区域の退避場所への移動										
②管理区域からの退避										
③退避の確認										
退避時間	↑ 保守的に 1時間30分とする									

5. 現場作業員の退避に係る環境影響評価

(1) 被ばく評価

現場作業員の退避は1時間30分以内に完了するため、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

(2) 雰囲気温度評価

雰囲気温度が高くなる可能性がある格納容器内においては、退避完了までに有意な温度上昇は見られず、現場作業員の退避に影響はない。

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 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	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 (2) サボート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱	原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下
		(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) 低圧炉心スプレイス系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）
		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	
1.4.2.1 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	低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力が <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 ³ /h 程度まで上昇 復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力が <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	RPV/PCV 注入流量が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇 消火ポンプ出口圧力が <input type="text"/> MPa 以上であること ⑦ ^a 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 ^b 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 低圧原子炉代替注水流量指示値の上昇 低圧原子炉代替注水流量指示値の上昇	
		(c) 消火系による原子炉圧力容器への注水	RPV/PCV 注入流量の上昇 消火ポンプ出口圧力指示値が規定値以上であること ⑦ ^a 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 ^b 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 低圧原子炉代替注水(A)配管流量が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇 低圧原子炉代替注水(B)配管流量が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇	
		(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)	低圧原子炉代替注水流量指示値の上昇 低圧原子炉代替注水流量指示値の上昇	低圧原子炉代替注水(A)配管流量が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇 低圧原子炉代替注水(B)配管流量が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇
		(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-残留熱除去ポンプ出口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出口圧力以下であること	A-残留熱除去ポンプ出口圧力にて <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
		(2) サポート系故障時の対応手順	原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去ポンプの出口圧力以下であること	原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下であること
		1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去ポンプの出口圧力以下であること	原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下であること
		1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去ポンプの出口圧力以下であること	原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下であること
		1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去ポンプの出口圧力以下であること	原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下であること
		1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去ポンプの出口圧力以下であること	原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下であること

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。

操作手順の解釈一覧(2/2)

手順		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	(2) サポート系故障時の対応手順	(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 (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	A-残留熱除去ポンプの出口流量が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇 低圧炉心スプレイポンプ出口圧力にて <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
	(1) フロントライン系故障時の対応手順	(a) 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱	低圧炉心スプレイポンプ出口流量指示値の上昇程度まで上昇 原子炉浄化補助ポンプ出口圧力が <input type="text"/> MPa 以上であること
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) 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	原子炉圧力が <input type="text"/> MPa 以下であること
	(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		残留熱除去系の系統流量が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇 残留熱除去ポンプ出口圧力指示値が <input type="text"/> MPa 以上となったこと 原子炉圧力容器内の圧力が <input type="text"/> MPa 以下となったこと
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		残留熱除去ポンプの出口流量が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇 原子炉圧力指示値が <input type="text"/> MPa 以下であること
	(3) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水		残留熱除去系の系統流量が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇 低圧炉心スプレイポンプ出口圧力にて <input type="text"/> MPa 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。

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 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 1階給水加熱器室 (管理区域)
MV222-5A	A-RHR注水弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 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 原子炉建物原子炉棟 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	原子炉建物原子炉棟 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	原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 2階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-3A	A-RHRドライウエル第1スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-4A	A-RHRドライウエル第2スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-3B	B-RHRドライウエル第1スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中1階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-4B	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中1階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-16A	A-RHRトローラススプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下1階トローラス室 (管理区域)
MV222-16B	B-RHRトローラススプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下1階トローラス室 (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
V2B2-101A	F L S R 可搬式設備 A-注水ライン流量調整弁	屋外
V2B2-101B	F L S R 可搬式設備 B-注水ライン流量調整弁	屋外
MV223-2	L P C S 注水弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階南側P C V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 原子炉建物原子炉棟 地下1階P C V内 (管理区域)
MV222-7	炉水入口外側隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 地下1階P C V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 原子炉建物原子炉棟 地下1階P C V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 原子炉建物原子炉棟 地下1階P C V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 原子炉建物原子炉棟 地下1階P C V内 (管理区域)
MV213-1A	A-C U W 入口元弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下1階P C V内 (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
MV213-1B	B-CUW入口元弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 1階PCV内 (管理区域)
MV213-4	CUW入口外側隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV213-6	補助ポンプ入口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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	原子炉建物原子炉棟 3階CUWフィルタ/デミネ廻りバルブ室 (管理区域)
CV213-1	フィルタ入口圧力調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 中2階南西通路 (管理区域)
V2B2-103B	FLSR可搬式設備 B-注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟 1階B-RCWポンプ熱交換器室 (非管理区域)

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（低圧注水モード）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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給

2. 1.4.2.1(2) a. (b) 低圧炉心スプレー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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等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

- ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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、水源から接続口までの大量送水車による送水手順及び外部水源（低圧原子炉代替注水槽）から内部水源（サブプレッション・チェンバ）への切替え

<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

- 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

- 1. 13. 2. 3(4) a. 外部水源（低圧原子炉代替注水槽）から内部水源（サブプレッション・チェンバ）への切替え

- ・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、補助消火ポンプ、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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等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, 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（海）への代替熱輸送
 - (b) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送
 - (c) 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（海）への代替熱輸送
 - a. 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
- (2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流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
 - c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱
- (3) 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
 - c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱
（現場操作）
- (4) 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（原子炉補機海水系を含む。）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. 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) 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
 - (2) 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成
 - (3) 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保
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
 - (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シ
 - (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
3. 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
4. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱
 - (1) 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱
 - (2) 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）
 - (3) 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーシ
5. 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
6. 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
7. 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

添付資料1.5.5 スクラビング水の保有水量の設定根拠について

添付資料1.5.6 格納容器ベント操作について

添付資料1.5.7 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1.5.8 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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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）として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^{※1}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）、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で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）
- ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）

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・プールの除熱」及び「残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレー」にて整理する。

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。） 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（サブプレッション・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（原子炉補機海水系を含む。）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（海）への代替熱輸送

i 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

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、残留熱代替除去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。

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で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱代替除去ポンプ
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・原子炉補機代替冷却系
- ・サプレッション・チェンバ
- ・残留熱代替除去系 配管・弁
- ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ
- ・低圧原子炉代替注水系 配管・弁
- ・格納容器スプレイ・ヘッド
- ・ホース・接続口
- ・原子炉圧力容器
- ・原子炉格納容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(b) 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
- ・スクラバ容器補給・排水設備
- ・可搬式窒素供給装置

- ii 耐圧強化ベントライン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、耐圧強化ベントライン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。

耐圧強化ベントライン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。

- ・遠隔手動弁操作機構
- ・SGT耐圧強化ベントライン止め弁用空気ボンベ
- ・SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁
- ・原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ、真空破壊装置を含む。）
- ・窒素ガス制御系 配管・弁
- ・非常用ガス処理系 配管・弁
- ・排気筒
- ・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
- ・可搬式窒素供給装置
- ・ホース・接続口

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。）

優先③：耐圧強化ベントラインによるW/Wベント

優先④：耐圧強化ベントラインによるD/Wベント

iii 現場操作

格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベントラインの隔離弁（空気駆動弁、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及び耐圧強化ベントライン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
- ・SGT耐圧強化ベントライン止め弁用空気ボンベ
- ・SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁

(c) 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すべて網羅されている。

(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、自主対策設備として位置付ける。併せて、その理由を示す。

・残留熱代替除去系

残留熱除去系と同等の系統流量を確保できないが、原子炉格納容器及び原子炉圧力容器へ注水し、循環冷却することにより、原子炉格納容器の減圧及び除熱を行うことが可能な設備であるため、最終ヒートシンクへ熱を輸送する手段として有効である。

・耐圧強化ベントライン

残留熱除去系及び残留熱代替除去系が使用できない場合には、重大事故等対処設備である格納容器フィルタベント系を使用することにより、最終ヒートシンクへ熱を輸送することが可能である。

万一、格納容器フィルタベント系が使用できない場合において、炉心損傷前に耐圧強化ベントラインを使用することは、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手段として有効である。なお、耐圧強化ベントラインでは、排出径路に空気作動の隔離弁を設置しており、当該弁は人力により容易かつ確実に閉操作することは困難であることから、空気ボンベから駆動用ガスを供給し、操作を可能とする設計としている。

・スクラビング水の補給及び排水設備

有効性評価におけるスクラビング水位挙動の評価により、事故発生後7日間は、スクラビング水を補給しなくても下限水位に到達せず、また、排水しなくても上限水位に到達することはない。

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。

- ・原子炉格納容器負圧破損の防止で使用す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（原子炉補機海水系を含む。）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），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）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。)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)
- ・残留熱除去系(格納容器冷却モード)
- ・常設代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

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
- ・代替所内電気設備
- ・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)、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)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）
- ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）
- ・常設代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(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、代替所内電気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。

また、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）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 1.5.1）

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、自主対策設備として位置付ける。併せて、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）、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段及び設備」及び「b. サポート系故障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。）、AM設備別操作要領書及び原子力災害対策手順書に定める（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（海）への代替熱輸送

a. 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

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、残留熱代替除去系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

(a) 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

i 手順着手の判断基準

炉心損傷^{*1}前において、残留熱除去系の復旧に見込みがなく^{*2}原子炉格納容器内の除熱が困難な状況で、以下の条件がすべて成立した場合。

- ・残留熱代替除去系が使用可能^{*3}であること。
- ・原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給が可能であること。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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：設備に故障が発生した場合、又は駆動に必要な電源若しくは補機冷却水が確保できない場合。

※3：設備に異常がなく、電源及び水源（サブプレッション・チェンバ）が確保されている場合。

ii 操作手順

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手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローは第1.5-2図、第1.5-3図、第1.5-4図、第1.5-5図に、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当直副長は、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代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、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に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに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、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量を確認し、残留熱代替除去系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて残留熱代替除去系の系統構成を実施する。（B-熱交バイパス弁の全閉，RHR R

HARライン入口止め弁，RHR A-F L S R連絡ライン止め弁，A-RHR注水弁及びB-RHRドライウェル第2スプレイ弁の全開操作を実施する。)

- ⑤中央制御室運転員Aは，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の準備完了を当直副長に報告する。
- ⑥当直副長は，中央制御室運転員に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開始を指示する。
- ⑦中央制御室運転員Aは，残留熱代替除去ポンプを起動し，RHA Rライン流量調節弁を徐々に開操作した後，RHR A-F L S R連絡ライン流量調節弁及びRHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁を調整開し，残留熱代替除去系の運転を開始する。
- ⑧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代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去系原子炉注水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する。併せて，原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇並びに原子炉格納容器内圧力指示値及び温度指示値の低下により確認し，当直副長に報告する。
- ⑨当直長は，当直副長からの依頼に基づき，残留熱代替除去系による原子炉圧力容器内への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。
- ⑩当直副長は，原子炉圧力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力を継続監視し，RHR A-F L S R連絡ライン流量調節弁及びRHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁にて適宜，原子炉圧力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう中央制御室運転員に指示する。また，状況によりB-RHRドライウェル第2スプレイ弁及びRHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁を全閉，B-RHRトーラススプレイ弁を全開とすることで，D/WスプレイからS/Cスプレイへ切り替える。

iii 操作の成立性

上記の操作は，作業開始を判断した後，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開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

- ・中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合，30分以内で可能である。

(添付資料 1.5.4-1(1))

(b) 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保

最終ヒートシンクへ熱を輸送するために残留熱代替除去系の運転を実施する場合、原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を確保し、残留熱代替除去系で使用する残留熱除去系熱交換器（B）へ供給する。

i 手順着手の判断基準

炉心損傷^{※1}前において、残留熱代替除去系を使用する場合。ただし、原子炉注水手段がない場合は、原子炉注水準備を優先する^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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：常設設備による注水手段がない場合、又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施している場合は大量送水車による注水又は補給準備を実施。

ii 操作手順

残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図、第1.5-3図、第1.5-4図、第1.5-5図に、概要図を第1.5-9図に、タイムチャートを第1.5-10図に示す。

(i) 原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合

ア. 運転員操作

①当直副長は、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補機冷却水確保の準備開始を指示する。

②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため、移動式代替熱交換設備、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^a S A電源切替盤を使用する場合

現場運転員B及びCは、S A電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替え操作を実施する。

③^b 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Aは、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員B及びCは、C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員 A は，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な B-RHR 熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。

- ④中央制御室運転員 A は，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと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。
- ⑤現場運転員 B 及び C は，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し，当直副長に報告する。
(第 1.5-9 図参照)
- ⑥緊急時対策要員は，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための移動式代替熱交換設備，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。
- ⑦当直長は，当直副長からの依頼に基づき，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。
- ⑧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。
- ⑨当直副長は，運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。
- ⑩中央制御室運転員 A は，B-RHR 熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し，当直副長に報告する。(第 1.5-9 図参照)

イ．緊急時対策要員操作（原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保及び原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保手順は，⑦～⑨以外同様）

- 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^a 原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
緊急時対策要員は、原子炉補機冷却系による非管理区域側系統構成を実施する。（第 1.5-9 図参照）
- ⑧^a 原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
緊急時対策要員は、中央制御室運転員 A と連絡を密にし、移動式熱交換設備の淡水側の水張りのため A H E F B - 西側供給配管止め弁の開操作を行う。
- ⑧^b 原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
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 A H E F B - 供給配管止め弁の開操作を行う。
- ⑨^a 原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
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 A H E F B - 西側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^b 原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
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 A H E F B - 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。
- ⑩ 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。
- ⑪ 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。

(ii) 原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

ア. 運転員操作

- ① 当直副長は、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補機冷却水確保の準備開始を指示する。
- ② 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため、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^a S A 電源切替盤を使用する場合
現場運転員 B 及び C は、S A 電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な B - R H R 熱交冷却水出口弁の電源切替え操作を実施する。
- ③^b 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合
中央制御室運転員 A は、不要な負荷の操作スイッチを「停止引

ロック」又は「停止」とする。

現場運転員B及びCは、C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。

- ④中央制御室運転員Aは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと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。
- ⑤現場運転員B及びCは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。
(第1.5-9図参照)
- ⑥緊急時対策要員は、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための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。
- ⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
- ⑧緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車を起動し、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。
- ⑨当直副長は、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。
- ⑩中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-9図参照)

イ. 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、大型送水ポンプ車等を第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補機冷却水確保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、RCW B-AHEF西側供給配管止め弁、AHEF B-西側供給配管止め弁、RCW B-AHEF西側戻り配管止め弁及び

A H E F B - 西側戻り配管止め弁の全開並びに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。

iii 操作の成立性

上記の操作のうち、作業開始を判断してから残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合（S A電源切替盤を使用した場合）】

- ・中央制御室運転員 1 名，現場運転員 2 名及び緊急時対策要員 15 名にて作業を実施した場合，運転員操作の系統構成完了まで 1 時間 40 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。

【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合）】

- ・中央制御室運転員 1 名，現場運転員 2 名及び緊急時対策要員 15 名にて作業を実施した場合，運転員操作の系統構成完了まで 1 時間 50 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。

【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合（S A電源切替盤を使用した場合））】

- ・中央制御室運転員 1 名，現場運転員 2 名及び緊急時対策要員 6 名にて作業を実施した場合，運転員操作の系統構成完了まで 1 時間 40 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 時間以内で可能である。

【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合））】

- ・中央制御室運転員 1 名，現場運転員 2 名及び緊急時対策要員 6 名にて作業を実施した場合，運転員操作の系統構成完了まで 1 時間 50 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。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 1.5.4-1(2)(3))

(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流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・酸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（以下「第1弁」という。）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（以下「第2弁」という。）又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁（以下「第2弁バイパス弁」という。）は、第1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^{*1}前において、残留熱除去系及び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ができず、原子炉格納容器内の圧力が 245kPa[gage]に到達した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.5-2 図に、概要図を第 1.5-11 図に、タイムチャートを第 1.5-12 図及び第 1.5-13 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当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、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（W/W

W側からの格納容器ベントができない場合は、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、当直副長からの依頼に基づき、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のため、FCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を依頼する。
- ③^a SA電源切替盤を使用する場合
現場運転員B及びCは、SA電源切替盤にて、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第2弁、第2弁バイパス弁及び第1弁の電源切替え操作を実施する。
- ③^b非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合
中央制御室運転員Aは、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。
現場運転員B及びCは、C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。
不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、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第2弁、第2弁バイパス弁及び第1弁の電源切替えを実施する。
- ④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の電源が確保されたこと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。
- ⑤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。
- ⑥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。
- ⑦緊急時対策要員は、FCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施し、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（以下「第3弁」という。）の全開を確認後、第2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副長に報告する。第2弁の開操作ができない場合は、第2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副長に報告する。

- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
- ⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。
- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
- ⑫当直副長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。
- ・原子炉格納容器内の圧力が 384kPa[gage]に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレーが実施できない場合。
 - ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレーを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約 1.3m に到達した場合。
- ⑬^a W/Wベントの場合
中央制御室運転員Aは、第1弁（W/W）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。
- ⑬^b D/Wベントの場合
中央制御室運転員Aは、第1弁（D/W）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。
- ⑭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、当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
- ⑮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副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
- ⑯当直副長は、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、第1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よう運転員に指示する。

- ⑰中央制御室運転員Aは、第1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。
- ⑱当直副長は、第1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、第2弁又は第2弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。
- ⑲中央制御室運転員Aは、第2弁又は第2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。

- ・中央制御室からの第2弁操作の場合

【SA電源切替盤を使用した場合】

中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、45分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、70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数及び想定時間は以下のとおり。

- ・中央制御室からの第1弁 (W/W) 操作の場合

【SA電源切替盤を使用した場合】

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。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

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。

- ・中央制御室からの第1弁 (D/W) 操作の場合

【SA電源切替盤を使用した場合】

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。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

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。

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 1.5.4-2(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1）及び輪谷貯水槽（西2）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1.5-14図に、タイムチャートを第1.5-15図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を経由して、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。
- ③当直副長は、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）の準備完了を当直副長に報告する。
- ⑤当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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の配備及び第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）の準備完了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、当直副長からの依頼に基づき、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り注水を開始したことを、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緊急時対策本部に報告する。
- 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当直副長は、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補給止め弁を全閉とした後、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1）及び輪谷貯水槽（西2）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）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 1.5.4-2(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）手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-16図に、タイムチャートを第1.5-17図に示す。

- ①当直副長は、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副長に報告する。
- ④当直副長は、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ことを確認し、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、当直副長に第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 1.5.4-2(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^{*1}前において、格納容器ベント移行条件^{*2}に達した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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1.5-18図に、タイムチャートを第1.5-19図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を經由し、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ズの準備開始を指示する。
- ③^a窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合
緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ③^b窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合
緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ③^c窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ④緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）に可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度を配備し、ホースを敷設し接続作業を行う。また、電源ケーブルを敷設し接続作業後、電源の受電操作を行い、可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑤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ズの準備完了を当直長に報告する。
- ⑥当直副長は、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ズの系統構成開始を指示する。
- ⑦中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの系統構成として、第1弁の全閉確認、並びに第3弁、第2弁又は第2弁バイパス弁の全開を確認し、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの系統構成完了を当直副長に報告する。
- ⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に窒素ガスパーズの開始を依頼する。
- ⑨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。
- ⑩^a窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止

後の窒素ガスパージの場合

緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、FCVS窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、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ジを開始したことを報告する。

- ⑩^b 窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合

緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物附属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、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ジを開始したことを報告する。

- ⑩^c 窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物附属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、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ジを開始したことを報告する。

- ⑪ 緊急時対策本部は、窒素ガスパージを開始したこと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可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動を指示する。

- ⑫ 緊急時対策要員は、可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動を実施するとともに、緊急時対策本部に可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動完了を報告する。

- ⑬ 緊急時対策本部は、可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置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。

- ⑭ 当直副長は、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。

- ⑮ 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

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、当直副長に報告する。

- ⑩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シ開始までの想定時間は以下のとおり。

- ・窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーシの場合、2時間以内で可能である。
- ・窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーシの場合、2時間以内で可能である。
- ・窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーシの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）、6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1.5.4-2(5), 1.5.4-2(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調整の手順の概要は以下のとおり。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。

- ①当直副長は、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副長に報告する。
- ③当直副長は，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 F C V S 薬品注入タンク出口弁及び F C V S 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副長に報告する。

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 調整開始まで 15 分以内で可能である。

(添付資料 1.5.4-2(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^{*1}前において、格納容器ベント移行条件^{*2}に達した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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の概要は以下のとおり。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。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を經由して、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^a窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後、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。

③^b窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後、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。

③^c窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後、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。

- ④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。
- ⑤当直長は、当直副長からの依頼に基づき、サブプレッション・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。
- ⑥^a窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合
緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、AN I 代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又はAN I 代替窒素供給ライン元弁（S/C側）の全開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、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したことを報告する。
- ⑥^b窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合
緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、AN I 建物内代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又はAN I 建物内代替窒素供給ライン元弁（S/C側）の全開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、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したことを報告する。
- ⑥^c窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、AN I 建物内代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又はAN I 建物内代替窒素供給ライン元弁（S/C側）の全開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、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したことを報告する。
- ⑦緊急時対策本部は、原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを当直長に報告する。

(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の想定時間は以下のとおり。

- ・窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合、2時間以内で可能である。
- ・窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使

用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合，2時間以内で可能である。

- ・窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合），6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 1.5.4-3）

c. 耐圧強化ベントライン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、耐圧強化ベントライン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°C未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、第1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、第2弁又は第2弁バイパス弁は、第1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) 耐圧強化ベントライン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^{*1}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で、格納容器フィルタベント系が機能喪失^{*2}した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300°C以上を確認した場合。

※2：「格納容器フィルタベント系が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

ii 操作手順

耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-24図に、タイムチャートを第1.5-25図及び第1.5-26図に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑬以外は同様)]

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベントラインによるW/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう中央制御室運転員に指示する（W/W側からの格納容器ベントができない場合は、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、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に耐圧強化ベントラインによる除熱準備開始を報告する。
- ③中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントライン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、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。
- 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、非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し、A-SGT出口弁、B-SGT出口弁、SGT-NGC連絡ライン隔離弁、SGT-NGC連絡ライン隔離弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁及びNGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉を確認する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作用空気供給弁の全開操作を実施し、SGT耐圧強化ベントライン止め弁の駆動源を確保する。
- ⑦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、第3弁の全閉、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁の全開操作を実施する。第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開する。
- ⑧中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントライン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。
- ⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。
- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントライン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。
- ⑫当直副長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、中央制御室運転員に格納容器ベント開始を指示する。
- ・原子炉格納容器内の圧力が384kPa[gage]に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。
 - ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約1.3mに到達した場合。
- ⑬^a W/Wベントの場合
- 中央制御室運転員Aは、第1弁(W/W)の全開操作により、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを開始する。

⑬^b D/Wベントの場合

中央制御室運転員Aは、第1弁（D/W）の全開操作により、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを開始する。

⑭中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントライン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、並びに非常用ガス処理系モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントライン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。

⑮当直副長は、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、第1弁の全開操作を実施し、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを停止するよう中央制御室運転員に指示する。

⑯中央制御室運転員Aは、第1弁の全開操作を実施し、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを停止する。

⑰当直副長は、第1弁を全開後、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、第2弁又は第2弁バイパス弁の全開操作を実施するよう中央制御室運転員に指示する。

⑱中央制御室運転員Aは、第2弁又は第2弁バイパス弁の全開操作を実施する。

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。

- ・中央制御室からの第3弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2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、20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。

- ・中央制御室からの第1弁（W/W）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。

- ・中央制御室からの第1弁（D/W）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、第3弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作を中央制御室にて実施した場合、20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、第1弁（W/W）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、第3弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作を中央制御室にて実施した場合、20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、第1弁（D/W）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。

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 1.5.4-4(1)）

(b) 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージ

格納容器ベント停止後において、耐圧強化ベントラインに水素ガスが滞留しないよう、耐圧強化ベントラインの窒素ガスによるパーージを実施する。

i 手順着手の判断基準

炉心損傷^{*1}前において、格納容器ベント移行条件^{*2}に達した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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

耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージ手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-27図に、タイムチャートを第1.5-28図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を経由し、緊急

時対策本部に耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの準備開始を依頼する。

- ②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの準備開始を指示する。
- ③^a 窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合
緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ③^b 窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合
緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ③^c 窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ④緊急時対策本部は、耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの準備完了を当直長に報告する。
- ⑤当直副長は、中央制御室運転員に耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの系統構成開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの系統構成として、第1弁、第3弁の全閉確認、S G T耐圧強化ベントライン止め弁後弁、S G T耐圧強化ベントライン止め弁の全開確認及び第2弁又は第2弁バイパス弁の全開を確認し、耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの系統構成完了を当直副長に報告する。
- ⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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^a 窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合
緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、F C V S窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、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

ージを開始したことを報告する。

- ⑨^b 窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合
緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物附属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、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ジを開始したことを報告する。
- ⑨^c 窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物附属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、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ジを開始したことを報告する。
- ⑩緊急時対策本部は、窒素ガスパージを開始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、中央制御室運転員1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耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ開始までの想定時間は以下のとおり。

- ・窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合、2時間以内で可能である。
- ・窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合、2時間以内で可能である。
- ・窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）、6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 1.5.4-4(3)）

- (3) 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°C未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、第1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、第2弁又は第2弁バイパス弁は、第1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^{*1}前において、残留熱除去系及び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ができず、原子炉格納容器内の圧力が245kPa[gage]に到達した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300°C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の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-29図に、タイムチャートを第1.5-30図及び第1.5-31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当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、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(W/W側からの格納容器ベントができない場

- 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、当直副長からの依頼に基づき、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のため、FCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を依頼する。
 - 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第3弁の全開を確認する。
 - ⑥緊急時対策要員は、FCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施し、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現場運転員B及びCは、第2弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とする。第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。
 - ⑧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副長に報告する。
 - ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
 - ⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。
 - ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
 - ⑫当直副長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。
 - ・原子炉格納容器内の圧力が384kPa[gage]に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレーが実施できない場合。
 - ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレーを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約1.3mに到達した場合。

⑬^a W/Wベントの場合

現場運転員B及びCは、第1弁(W/W)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^b D/Wベントの場合

現場運転員B及びCは、第1弁(D/W)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。

⑭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、当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。

⑮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副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。

⑯当直副長は、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、第1弁を全閉し、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。

⑰中央制御室運転員Aは、第1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。

⑱当直副長は、第1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、第2弁又は第2弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。

⑲中央制御室運転員Aは、第2弁又は第2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。

- ・現場からの第2弁操作の場合

中央制御室運転員1名，現場運転員2名及び緊急時対策要員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。

- ・現場からの第1弁（W/W）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。

- ・現場からの第1弁（D/W）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，第2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，第1弁（W/W）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，緊急時対策要員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，第2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，第1弁（D/W）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，緊急時対策要員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，作業エリアには電源内蔵型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 1.5.4-2(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、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り第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(2)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(2)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(2)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(2)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(2) 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」の操作手順と同様である。

c. 耐圧強化ベントライン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、耐圧強化ベントライン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・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、第1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、第2弁又は第2弁バイパス弁は、第1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) 耐圧強化ベントライン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^{*1}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で、格納容器フィルタベント系が機能喪失^{*2}した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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：「格納容器フィルタベント系が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

ii 操作手順

耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-32図に、タイムチャートを第1.5-33図及び第1.5-34図に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑮以外は同様)]

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベントラインによる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（W/W側からの格納容器ベントができない場合は、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、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に耐圧強化ベントラインによる除熱準備開始を報告する。
- ③中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントライン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、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、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を確認する。
- ⑤現場運転員B及びCは、格納容器ベント前の系統構成として、第3弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全閉とする。
- ⑥現場運転員D及びEは、格納容器ベント前の系統構成として、A-SGT出口弁及びB-SGT出口弁の全閉確認並びにSGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁の全開操作を実施する。
なお、全交流動力電源喪失前に非常用ガス処理系が運転していた場合は、A-SGT出口弁及びB-SGT出口弁を現場にて手動で全閉操作を実施する。
- ⑦現場運転員B及びCは、格納容器ベント前の系統構成として、SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作作用電磁弁排気止め弁の全閉操作及びSGT耐圧強化ベントライン止め弁操作作用バイパスライン空気供給弁の全開操作を実施し、SGT耐圧強化ベントライン止め弁を全開する。また、直流電源が健全である場合は、SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作作用空気供給弁を現場で手動開し、SGT耐圧強化ベントライン止め弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。
- ⑧中央制御室運転員Aは、SGT耐圧強化ベントライン止め弁の全開確認を実施する。
- ⑨現場運転員B及びCは、格納容器ベント前の系統構成として、第2弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とする。第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。
- ⑩中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。
- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントライン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。
- ⑫当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収

集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。

- ⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントライン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。
- ⑭当直副長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント開始を指示する。
- ・原子炉格納容器内の圧力が 384kPa [gage] に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレーが実施できない場合。
 - ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレーを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約 1.3m に到達した場合。
- ⑮^a W/Wベントの場合
現場運転員B及びCは、第1弁(W/W)を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント操作を開始する。
- ⑮^b D/Wベントの場合
現場運転員B及びCは、第1弁(D/W)を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント操作を開始する。
- ⑯中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントライン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、並びに非常用ガス処理系モニタ(高レンジ・低レンジ)指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントライン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。
- ⑰当直副長は、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] (1 Pd) 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、第1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、第1弁の全閉操作を実施する。
- ⑲当直副長は、第1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、第2弁又は第2弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。
- ⑳中央制御室運転員Aは、第2弁又は第2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。

- ・現場からの第3弁，SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁，SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作の場合
中央制御室運転員1名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合，2時間30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。

- ・現場からの第1弁（W/W）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。
- ・現場からの第1弁（D/W）操作の場合
現場運転員2名にて作業した場合，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，第3弁，SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁，SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作を現場にて実施した場合，2時間30分以内で可能である。また，格納容器ベント基準到達後，第1弁（W/W）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4名，総想定時間：4時間以内）

【D/Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後，第3弁，SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁，SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作を現場にて実施した場合，2時間30分以内で可能である。また，格納容器ベント基準到達後，第1弁（D/W）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4名，総想定時間：4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、作業エリアには電源内蔵型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 1.5.4-4(2))

(b) 耐圧強化ベントライン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、耐圧強化ベントラインに水素ガスが滞留しないよう、耐圧強化ベントライン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(2)c.(b) 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。

(4) 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 1.5-41 図に示す。

残留熱除去系の機能喪失時において、原子炉補機代替冷却系の設置が完了し、残留熱代替除去系が起動できる場合は、残留熱代替除去系による原子炉格納容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレーを実施する。

残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保を実施する際の接続口の選択は、緊急時対策要員による操作対象弁が少な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：原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保
(操作対象弁 2 弁)

優先②：原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保
(操作対象弁 4 弁)

残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱ができない場合は、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が機能喪失した場合は耐圧強化ベントライン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及び耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、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又は耐圧強化ベントラインを用いて、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 を経由す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（原子炉補機海水系を含む。）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）、残留熱除去系（サブプレッション・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）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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）を使用できない場合。ただし、原子炉注水手段がない場合は、原子炉注水準備を優先する*。

※:常設設備による注水手段がない場合、又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施している場合は大量送水車による注水又は補給準備を実施。

(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 1.5-6 図に、概要図を第 1.5-35 図に、タイムチャートを第 1.5-36 図に示す。

(i) 原子炉建物西側接続口又は原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合

ア. 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当直副長は、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、当直副長からの依頼に基づき、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^a S A電源切替盤を使用する場合
現場運転員B及びCは、S A電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替え操作を実施する。

- ③^b非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合
中央制御室運転員Aは、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。
現場運転員B及びCは、C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。
不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-R HR 熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。
- 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に必要な電動弁の電源が確保されたこと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。
- 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、当直副長に報告する。(第1.5-35 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、当直副長に報告する。(第1.5-35 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、当直副長からの依頼に基づき、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。
- ⑩当直副長は、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。
- ⑪中央制御室運転員Aは、B-R HR 熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-35 図参照)

イ. 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を

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 A H E F B ー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 A H E F B ー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。

(ii) 原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

ア. 運転員操作

- ①当直副長は、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補機冷却水確保の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子

炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため、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^a S A電源切替盤を使用する場合

現場運転員B及びCは、S A電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なA-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替え操作を実施する。

③^b 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Aは、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員B及びCは、C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なA-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。

④中央制御室運転員Aは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと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。

⑤現場運転員B及びCは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35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補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35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補機冷却水確保のための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、当直副長からの依頼に基づき、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、大型送水ポンプ車を起動し、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。

⑩当直副長は、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。

⑪中央制御室運転員Aは、A-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-35図参照)

イ. 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補機冷却水確保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、RCWA-AHEF供給配管止め弁及びRCWA-AHEF戻り配管止め弁の全開並びに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

上記の操作のうち、作業開始を判断してから残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合（SA電源切替盤を使用した場合）】

- ・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40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。

【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合）】

- ・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50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。

【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合（SA電源切替盤を使用した場合））】

- ・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，運転員操作の系統構成完了まで1時間40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時間以内で可能である。

【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合））】

- ・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，運転員操作の系統構成完了まで1時間50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 1.5.4-5(1)，1.5.4-5(2))

b. 大型送水ポンプ車による除熱

原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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）、残留熱除去系（サブプレッション・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）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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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1.5-6図に、概要図を第1.5-37図に、タイムチャートを第1.5-38図に示す。

i 運転員操作

- ①当直副長は、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、当直副長からの依頼に基づき、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、当直副長に報告する。（第1.5-37図参照）
- ⑤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、当直副長に報告する。（第1.5-37図参照）
- ⑥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。

- ⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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。
- ⑧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。
- ⑨当直副長は、運転員に大型送水ポンプ車による除熱開始を指示する。
- ⑩中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-37図参照)

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、AHEFB-供給配管止め弁及びAHEFB-戻り配管止め弁の全開並びに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7時間以内で可能である。

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1.5.4-6(1), 1.5.4-6(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1.5-41図に示す。

原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）を起動し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）A系による除熱手順も同様。）。概要図を第1.5-39図に，タイムチャートを第1.5-40図に示す。

- ①当直副長は，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（原子炉補機海水系を含む。）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）又はドライウェル圧力高）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（原子炉補機海水系を含む。）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副長に報告する。

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（原子炉補機海水系を含む。）による除熱開始まで3分以内で可能である。

(添付資料 1.5.4-7)

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)及び残留熱除去系(格納容器冷却モード)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。

輪谷貯水槽(西1)及び輪谷貯水槽(西2)への水の補給手順、水源から接続口までの大量送水車による送水手順及び外部水源(低圧原子炉代替注水槽又は輪谷貯水槽(西1)及び輪谷貯水槽(西2))から内部水源(サプレッション・チェンバ)への水源切替え手順については、「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残留熱除去ポンプ、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 / 6）
 （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}		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} 残留熱除去系（格納容器冷却モード） ^{※2}		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，対応設備，手順書一覧（2／6）
 （重大事故等対応設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対応設備	対応 手段	対応設備		手順書
重大事故等 対応設備 （設計基準拡張）	—	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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 対応設備 （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 対応設備	

※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（3／6）
（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・プールの水冷却モード及び格納容器冷却モード）	原子炉格納容器内の減圧及び除熱 残留熱代替除去系による	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉補機代替冷却系 サブプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッド ホース・接続口 原子炉压力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※1} 代替所内電気設備 ^{※1}	自主対策設備 事故時操作要領書 （徴候ベース） 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作要領書 「RHARによる格納容器除熱」

※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，対応設備，手順書一覧（4 / 6）
（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，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）	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 可搬式窒素供給装置	重大事故等対応設備 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」 「FCVS停止後のN2ページ」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」 「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・排水設備	自主対策設備 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スクラバ容器水位調整」 原子力災害対策手順書 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」
		可搬式窒素供給装置による	可搬式窒素供給装置	自主対策設備 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」
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱	遠隔手動弁操作機構 SGT耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンプ SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） 窒素ガス制御系 配管・弁 非常用ガス処理系 配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備 ^{※1} 可搬型代替交流電源設備 ^{※1} 代替所内電気設備 ^{※1} 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	自主対策設備 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 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後のN2ページ」 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」

※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，対応設備，手順書一覧（5／6）
（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，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	重大事故等対応設備 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」 「FCVS停止後のN2パージ」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系システム構成」 「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」
		原子炉格納容器への窒素ガス供給 可搬式窒素供給装置による	可搬式窒素供給装置	自主対策設備 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」
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱 耐圧強化ベントラインによる	遠隔手動弁操作機構 SGT耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンプ SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） 窒素ガス制御系 配管・弁 非常用ガス処理系 配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備 ^{※1} 可搬型代替交流電源設備 ^{※1} 代替所内電気設備 ^{※1} 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	自主対策設備 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 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後のN2パージ」 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」

※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，対応設備，手順書一覧（6／6）
（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対応設備	対応 手段	対応設備	手順書
サポート系故障時	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） 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 ^{※1} 燃料補給設備 ^{※1}	重大事故等対応設備 事故時操作要領書（徴候ベース） 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備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（UHS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）」 「移動式熱交換設備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（電源編）」
			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ^{※3} 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ^{※2} 残留熱除去系（格納容器冷却モード） ^{※2}	重大事故等対応設備 （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（原子炉停止時冷却モード） ^{※2} 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） ^{※2} 残留熱除去系（格納容器冷却モード） ^{※2} 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備 ^{※1} 代替所内電気設備 ^{※1} 燃料補給設備 ^{※1}	自主対策設備 事故時操作要領書（徴候ベース） 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」

※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 / 11)

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対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 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			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等 AM 設備別操作要領書 「RHAR による格納容器除熱」	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温度	ドライウエル温度 (SA) サプレッション・チェンバ温度 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA)
		最終ヒートシンクの確保	B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		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	サブプレッション・プール水位 (SA)
	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温度	ドライウエル温度 (SA) サプレッション・チェンバ温度 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA)
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱代替除去系原子炉注水流量
		最終ヒートシンクの確保	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 B-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出口温度
		補機監視機能	残留熱代替除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口流量
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 (2 / 11)

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対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流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」 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 「格納容器フィルタベント系系統構成」	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	サブプレッション・プール水位 (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 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	サブプレッション・プール水位 (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・プール水温度 (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 (3 / 11)

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対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流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 「FCVSスクラバ容器水位調整」			
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対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流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 「FCVS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対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流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 (ドライウェル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウェル) 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)
AM設備別操作要領書 「FCVS停止後のN2パージ」		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
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」		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 (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対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流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 「FCVSスクラバ容器pH調整」			
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 (4 / 11)

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対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流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	サブプレッション・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 (5 / 11)

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対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a) 耐圧強化ベントライン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」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベント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) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)	
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (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 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 サブプレッション・プール水位 (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 サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)	
		最終ヒートシンクの確保 非常用ガス処理系排ガス・モニタ	
	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b) 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスバージ		
	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 「耐圧強化ベント後のN2バージ」 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)			

監視計器一覧（6 / 11）

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対応手順 (3) 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による格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	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	サブプレッション・プール水位（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 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	サブプレッション・プール水位（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・プール水温度（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（7 / 11）

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対応手順 (3) 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 「FCVS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対応手順 (3) 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」 AM設備別操作要領書 「FCVS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
	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対応手順 (3) 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」 AM設備別操作要領書 「FCVS停止後のN2パージ」 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（ドライウェル） B-格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） 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	ドライウェル圧力（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対応手順 (3) 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 「FCVSスクラバ容器pH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 (8 / 1 1)

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対応手順 (3) 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 「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)
		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温度	サブプレッション・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 (9 / 11)

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対応手順 (3) 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) c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (a) 耐圧強化ベントライン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 「耐圧強化ベント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	サブプレッション・プール水位 (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 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	サブプレッション・プール水位 (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・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)
		最終ヒートシンクの確保	非常用ガス処理系排ガス・モニタ
	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 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) c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスバージ		
	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 「耐圧強化ベント停止後のN2バージ」 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
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)

監視計器一覧（10 / 11）

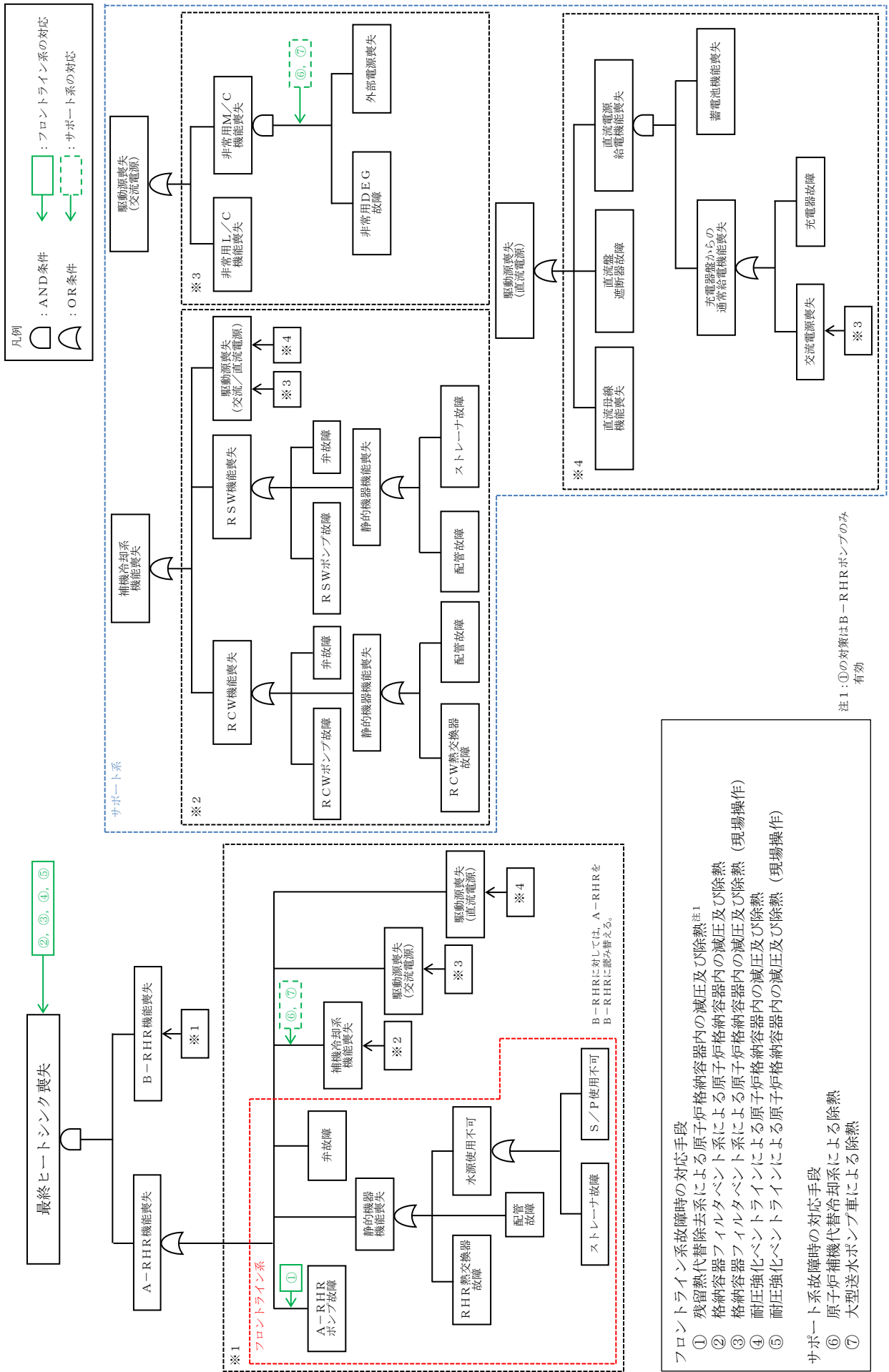
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）	
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送 a. 原子炉補機代替冷却系による除熱			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（UHSS編）」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（電源編）」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度（SA） サブプレッション・プール水温度（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対応手順 (1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送 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 AM設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「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・プール水温度（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
		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
	操作	補機監視機能	大型送水ポンプ車出口圧力

監視計器一覧（11 / 11）

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）	
1.5.2.3 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（原子炉補機海水系を含む。）による除熱			
事故時操作要領書（微候ベース） 「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・プール水温度（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・プール水温度（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-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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熱交換器出口温度 II-R CW熱交換器出口温度

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
<p>【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p>	<p>格納容器フィルタベント系</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>窒素ガス制御系弁</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>非常用ガス処理系弁</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>移動式代替熱交換設備</p>	<p>常設代替交流電源設備 緊急用メタクラ</p>
	<p>原子炉補機冷却系弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C</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 1.5-1 図 機能喪失原因対策分析

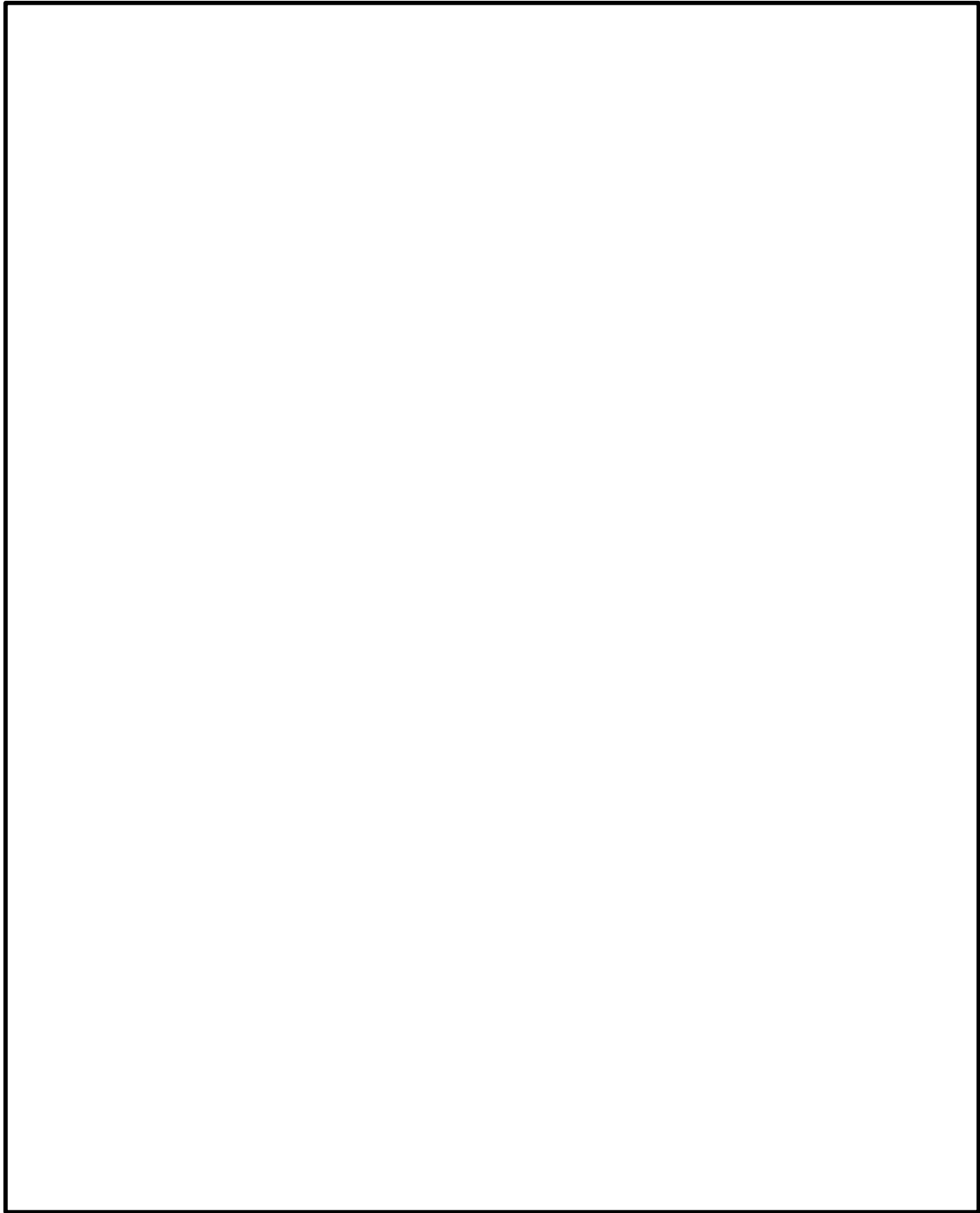
凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

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		
最終ヒートシンク 喪失	A-RHR 機能喪失	RHRポンプ 故障						
		弁故障						
		静的機器 機能喪失 ※1	RHR熱交換器故障					
			配管故障					
			水源使用不可	S/P使用不可				
		補機冷却系 機能喪失 ※2	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				
			駆動源喪失 (交流/直流電源)	静的機器 機能喪失	配管故障			
				配管故障	ストレナ故障			
		駆動源喪失 (交流電源) ※3	非常用L/C 機能喪失	※3同様				
	非常用M/C 機能喪失		※4同様					
	非常用DEG 故障		外部電源喪失					
	駆動源喪失 (直流電源) ※4	直流母線 機能喪失						
		直流盤遮断器故障						
		直流母線への 直流電源 給電機能喪失	蓄電池機能喪失					
			充電器故障					
	B-RHR 機能喪失	RHRポンプ 故障						
		弁故障						
		静的機器 機能喪失	※1同様					
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						
				充電器盤からの 通常給電機能喪失	交流電源喪失	※3同様		

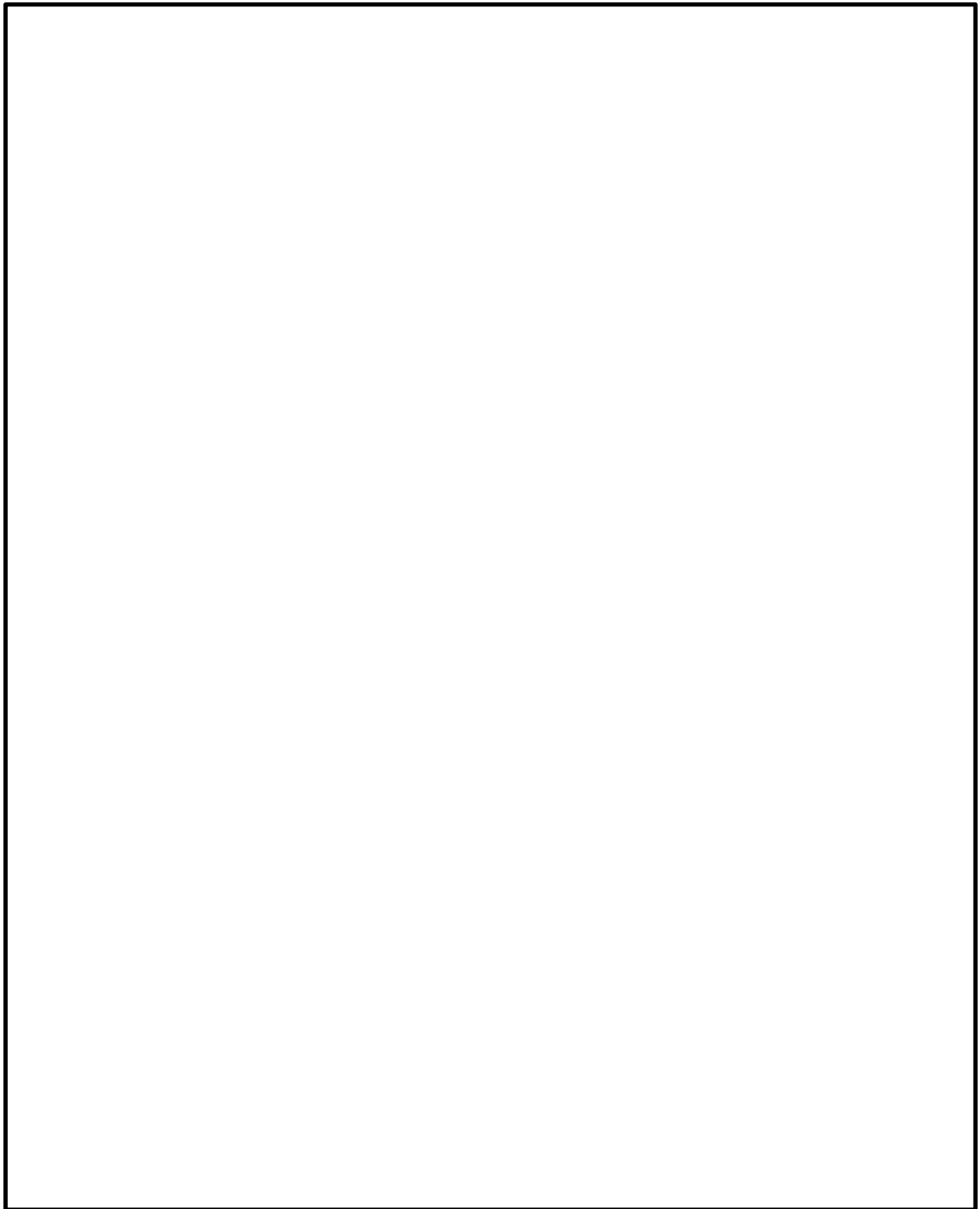
※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

第 1.5-1 図 機能喪失原因対策分析 (補足)



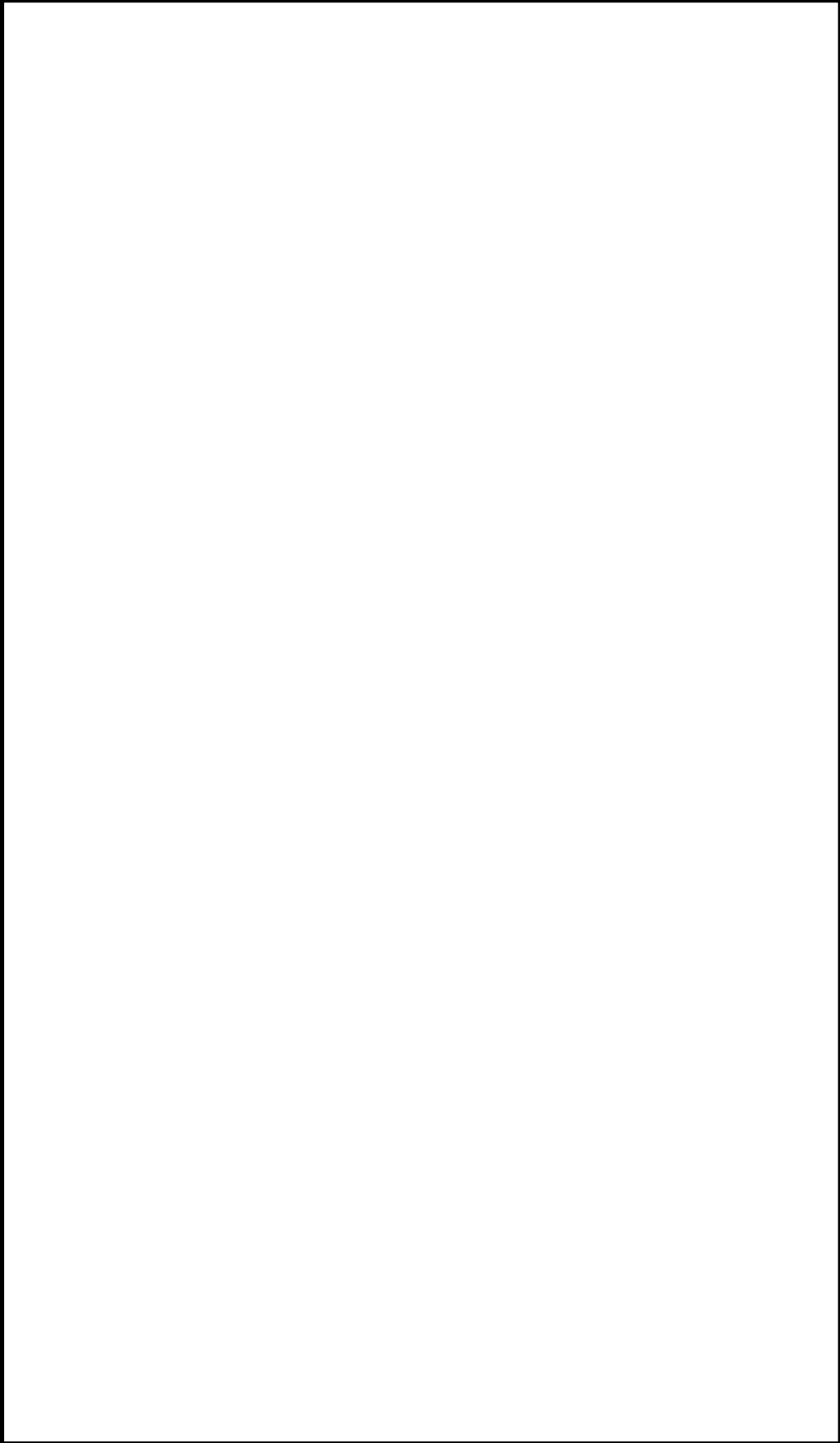
第 1.5-2 図 EOP 格納容器制御「PCV 圧力制御」における対応フロー

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。



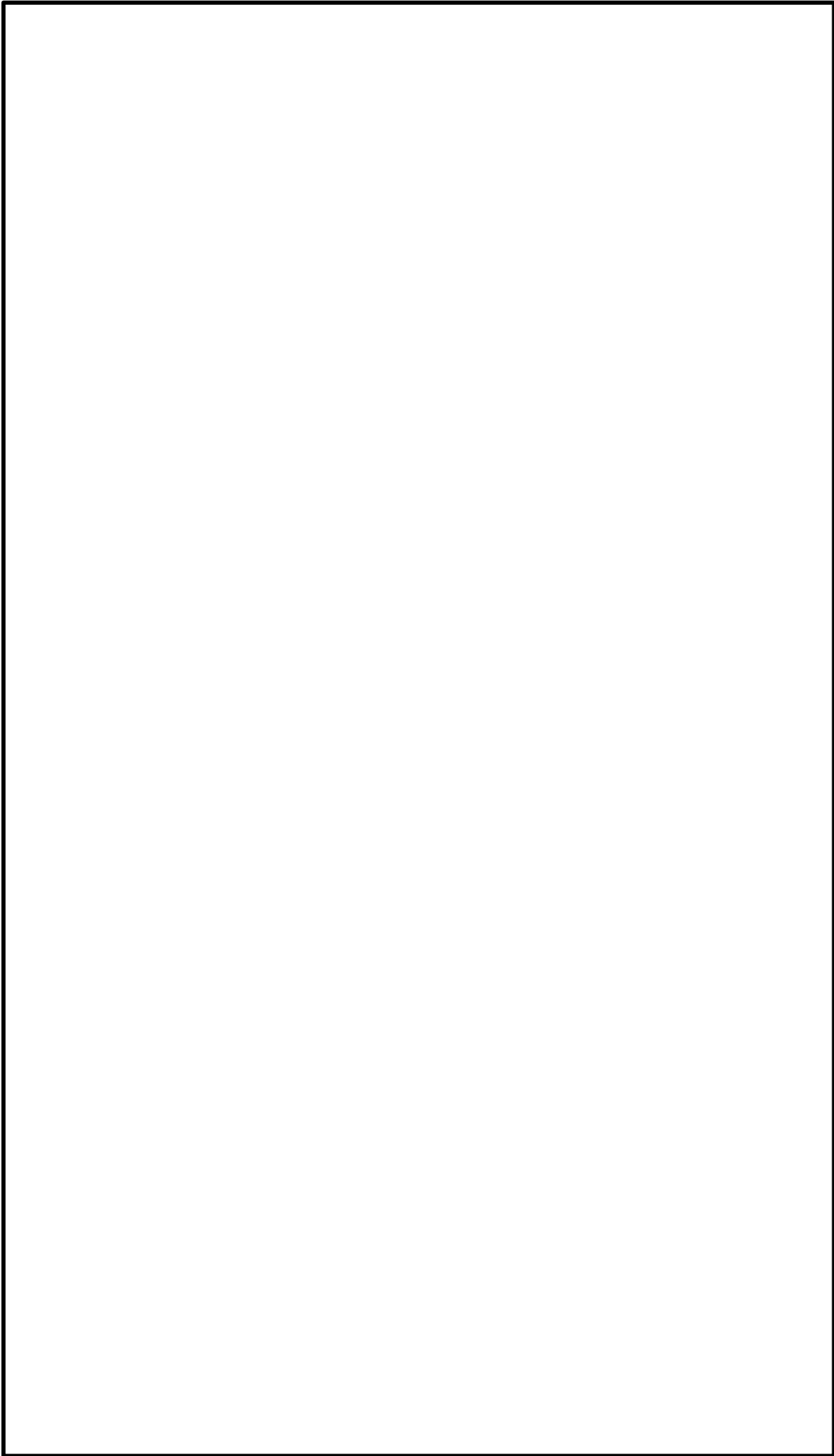
第 1.5-3 図 EOP 格納容器制御「D/W温度制御」における対応フロー

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。



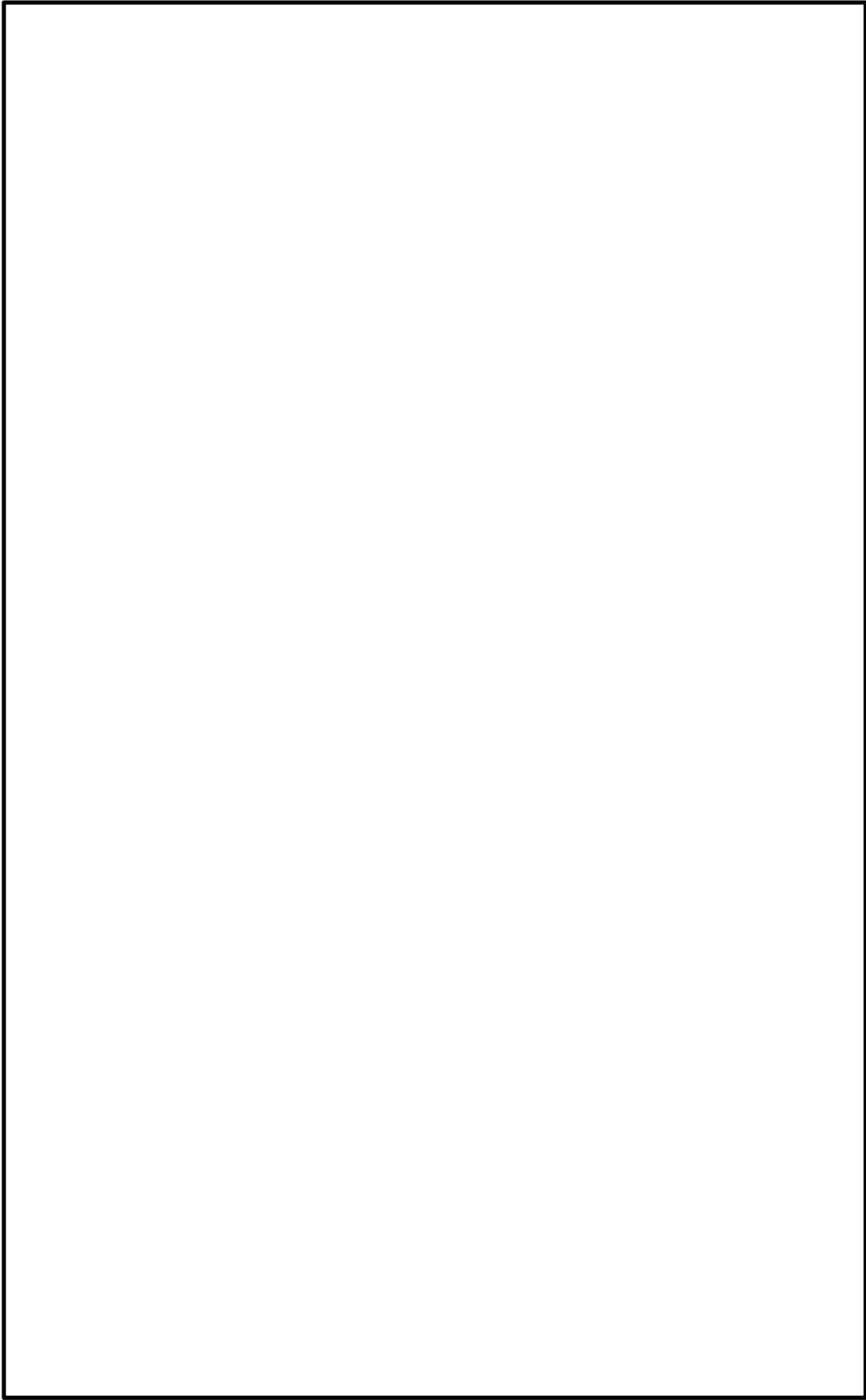
第1.5-4 図 EOP 格納容器制御「S/C水位制御」における対応フロー

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。



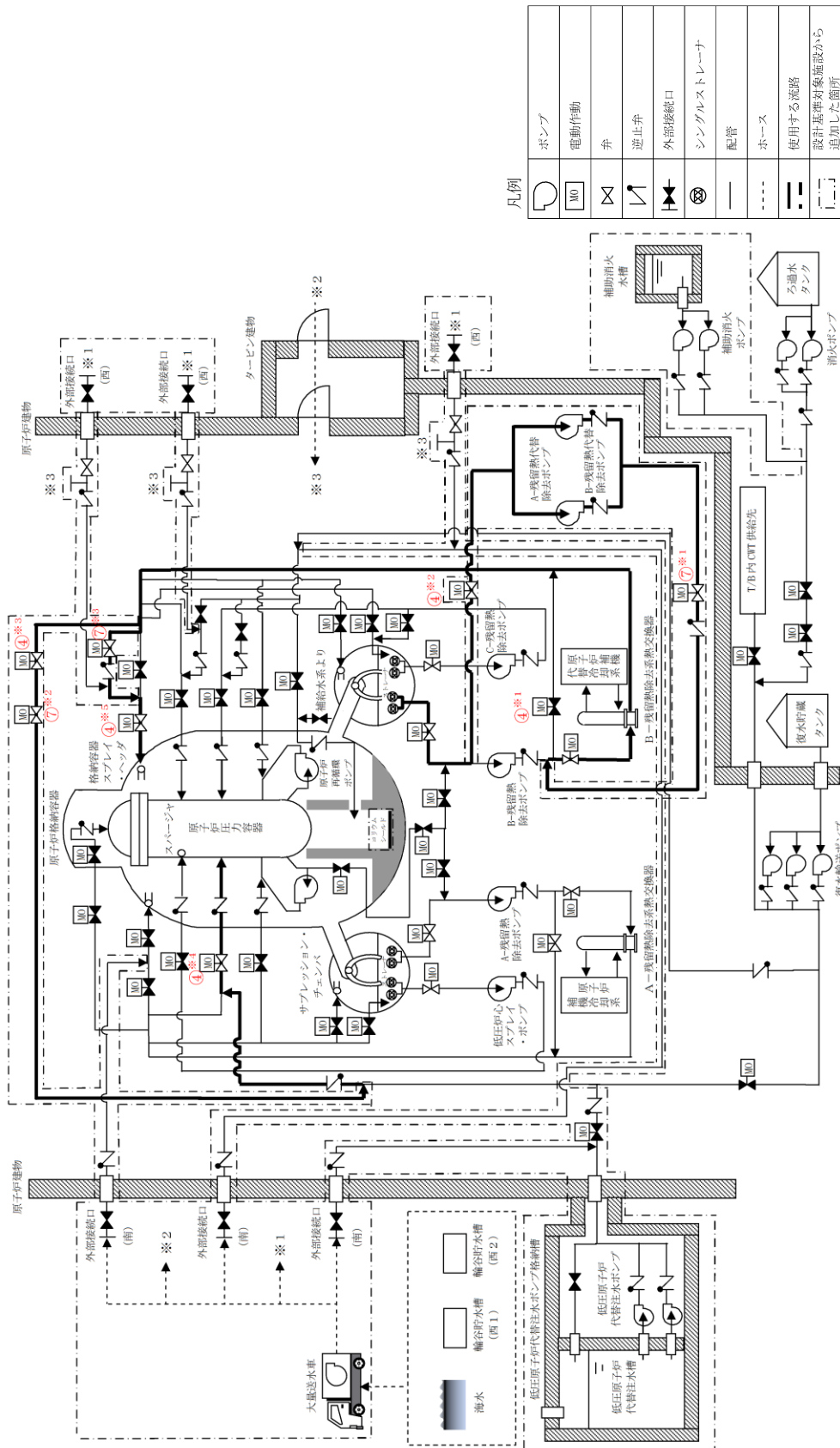
第1.5-5 図 EOP 格納容器制御「PCV水素濃度制御」における対応フロー

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 1.5-6 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。



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する管路
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.5-7 図 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 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
④※1	B-熱交バイパス弁
④※2	RHR RHRライン入口止め弁
④※3	RHR A-FLSR連絡ライン止め弁
④※4	A-RHR注水弁
④※5	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑦※1	RHRライン流量調節弁
⑦※2	RHR A-FLSR連絡ライン流量調節弁
⑦※3	RHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁

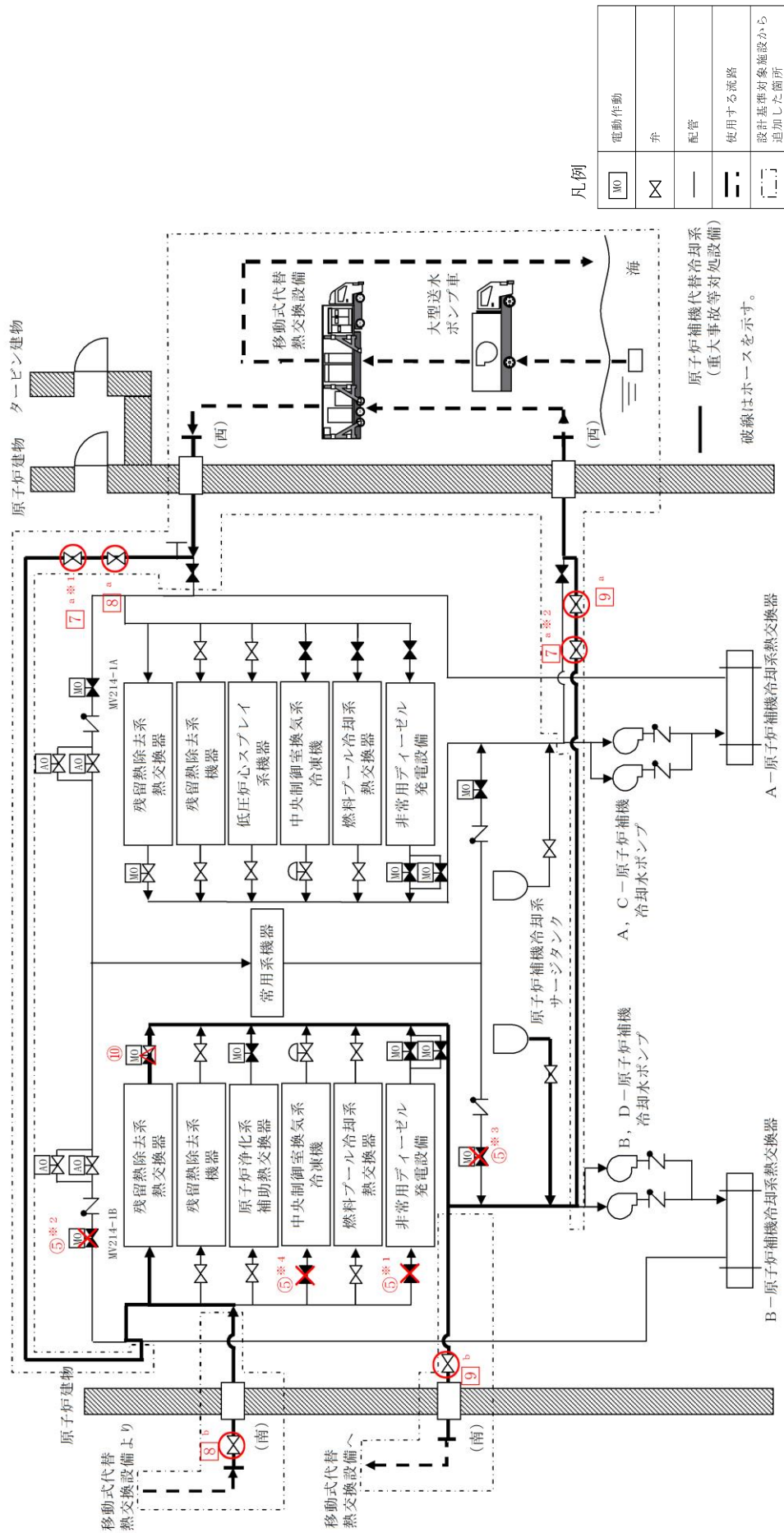
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-7 図 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 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	50	60	70	80	90	100	110	120				
手順の項目	要員(数)	残留熱代替除去系運転開始 30分															
	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 (原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合)	電源確認	系統構成	起動操作													
	中央制御室運転員A 1																

第 1.5-8 図 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
(原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合) タイムチャート



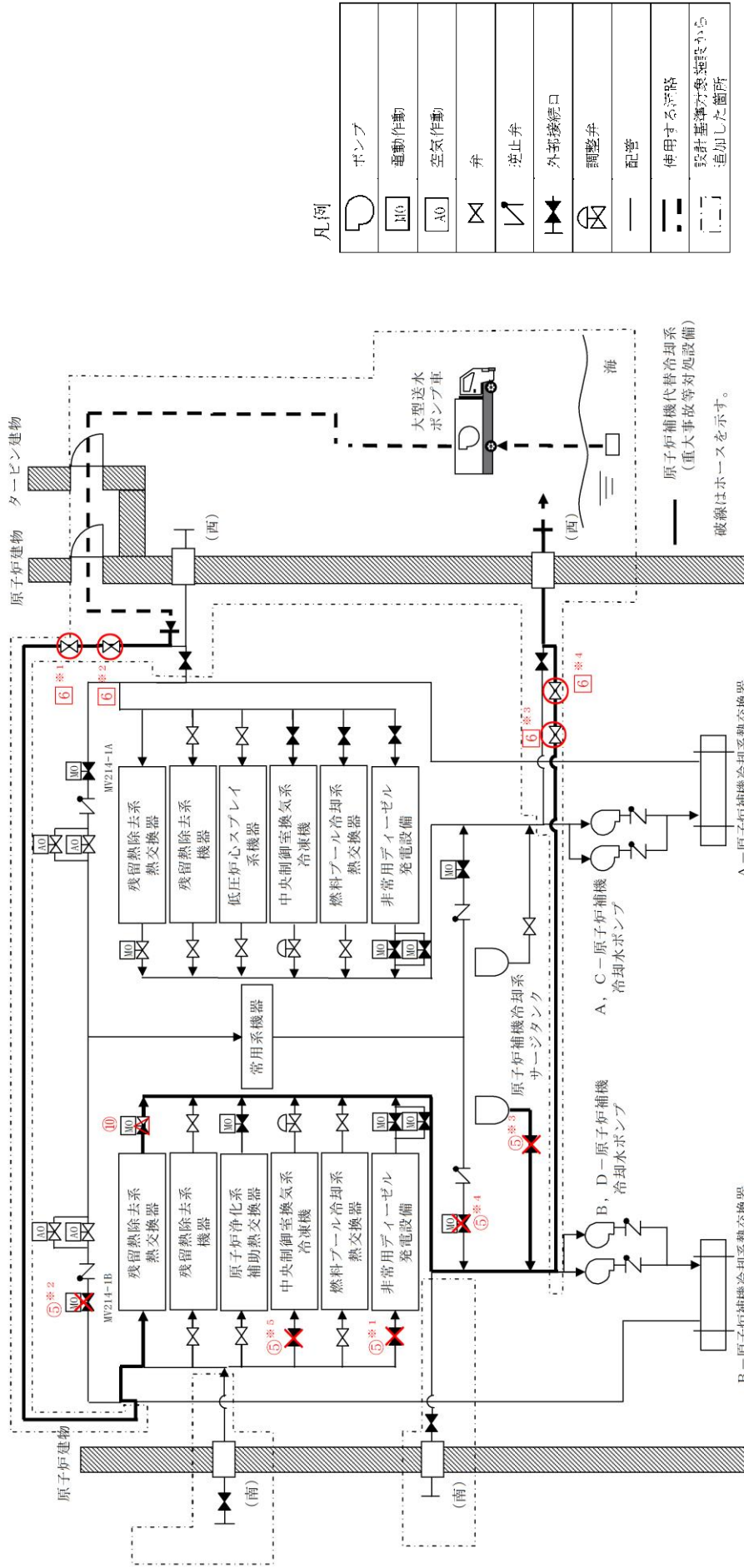
記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。
□ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。
○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。
○a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

第 1.5-9 図 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 概要図(1 / 4)
(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合)

操作手順	弁名称
⑤※1	RCW B-D E G 冷却水入口弁
⑤※2	B-R CW 常用補機冷却水入口切替弁
⑤※3	B-R CW 常用補機冷却水出口切替弁
⑤※4	RCW B-中央制御室冷凍機入口弁
⑩	B-R HR 熱交冷却水出口弁
⑦ ^a ※1	RCW B-A H E F 西側供給配管止め弁
⑦ ^a ※2	RCW B-A H E F 西側戻り配管止め弁
⑧ ^a	A H E F B-西側供給配管止め弁
⑧ ^b	A H E F B-供給配管止め弁
⑨ ^a	A H E F B-西側戻り配管止め弁
⑨ ^b	A H E F B-戻り配管止め弁

記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。
□ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。
○※1~, □※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。
○^a~, □^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

第 1.5-9 図 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 概要図(2/4)
(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合)



記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。
 □ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。
 ○※1~、□※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-9 図 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保概要図(3 / 4)
 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合)
 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)

操作手順	弁名称
⑤※1	RCW B-DEG冷却水入口弁
⑤※2	B-RCW常用補機冷却水入口切替弁
⑤※3	B-RCWサージタンク出口弁
⑤※4	B-RCW常用補機冷却水出口切替弁
⑤※5	RCW B-中央制御室冷凍機入口弁
⑩	B-RHR熱交冷却水出口弁
⑥※1	RCW B-AHEF西側供給配管止め弁
⑥※2	AHEF B-西側供給配管止め弁
⑥※3	RCW B-AHEF西側戻り配管止め弁
⑥※4	AHEF B-西側戻り配管止め弁

記載例 ○

: 運転員操作の操作手順番号を示す。

□

: 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。

○※1～, □※1～

: 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-9 図 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 概要図(4/4)
 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合
 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合))

必要の要員と作業項目	経過時間 (時間)	経過時間 (時間)								備考								
		1	2	3	4	5	6	7	8									
残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した場合 (S A電 源切替盤を使用した場合))	要員(数)	残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 7時間20分																
		中央制御室運転員A	電源確認													冷却水確保 (流量調整, 監視)		
	現場運転員B, C	移動, S A電源切替盤操作 (B系)																
		移動, 系統構成 (非管理区域)																
	緊急時対策要員	緊急時対策所へ第1保管エリア移動※1																
		車両健全性確認 (移動式代替熱交換器設備, ホース運搬車)																
		移動式代替熱交換器設備, 準備																
		補機冷却水 (淡水) の供給 (監視)																
		移動式代替熱交換器設備配置, ホース運搬, 敷設等																
		【最終口周辺作業】 移動式代替熱交換器設備配置, ホース運搬, 敷設等																
	緊急時対策要員	緊急時対策所へ第1保管エリア移動※1																
		車両健全性確認 (大型送水ポンプ車, ホース曳張車)																
		大型送水ポンプ車配置, 取水準備																
		送水準備 (ホース敷設)																
	要員(数)	中央制御室運転員A																
		現場運転員B, C	移動															
移動式代替熱交換器設備への電源ケーブル接続																		
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	
現場運転員B, C	移動																	

※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。

第1.5-10 図 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート(1/4)
 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (S A電源切替盤を使用した場合))

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (時間)								備考												
		1	2	3	4	5	6	7	8													
残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機停用の確保 (原子炉建物内接続口を使用した場合) (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合) (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)	要員(数)	1																				
		中央制御室運転員 A																				
	2																					
	現場運転員 B, C																					
	3																					
	4																					
	5																					
	6																					
	緊急時対策要員																					
	7																					

※1：第1保安エリアの可能設備を使用した場合は速やかに対応できる。

第 1.5-10 図 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート(3/4)
 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合)
 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合) (SA電源切替盤を使用した場合)

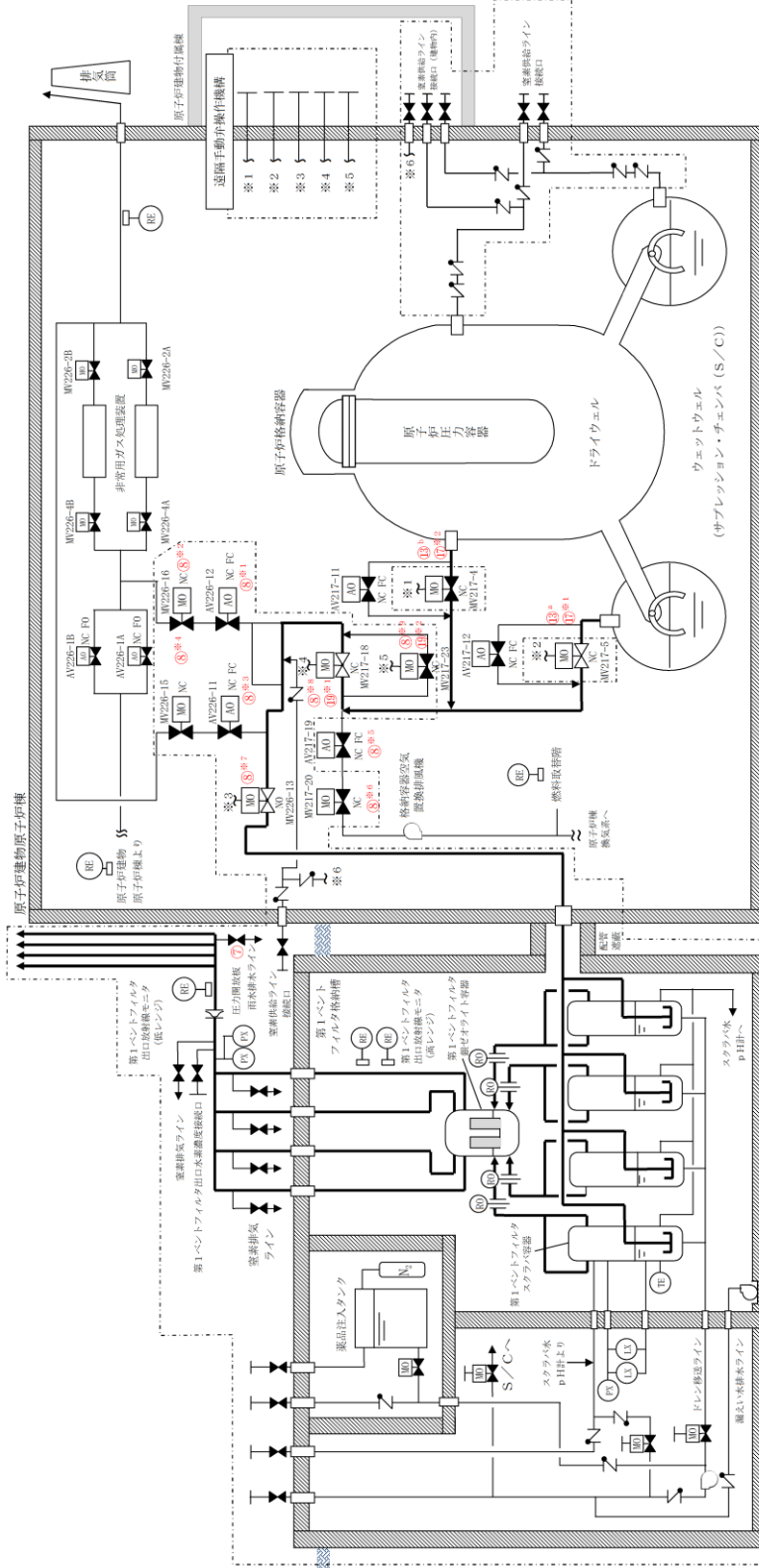
手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (時間)								備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8			
残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)) 7時間	残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合))	C/C、D系不要負荷切り直し										
		非常用コントロールセンター切替盤操作 (D系)										
		電源確認										
残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)) (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合)	現場運転員B、C	移動、C/C、D系不要負荷切り直し										
		移動、系統構成 (作管理区域)										
緊急時対策要員	緊急時対策要員	緊急時対策所～第4号管エリア移動※1										
		車両健全性確認 (大型送水ポンプ車、ホース取掛車)										
		大型送水ポンプ車配置、取次準備										
		送水準備 (屋外ホース敷設)										

※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。

第1.5-10 図 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート(4/4)
 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合)
 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)
 (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合)

凡例

	ポンプ
	電動作動
	空動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	温度検出要素
	圧力発信器
	液面発信器
	放射線検出要素
	流量制限オリフィス



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○⁴~

○¹~

○ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○^{*}1~

○ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-11 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(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑦	FCVS排気ラインドレン排出弁
⑧※1	SGT NGC連絡ライン隔離弁
⑧※2	SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁
⑧※3	SGT耐圧強化ベントライン止め弁
⑧※4	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑧※5	NGC常用空調換気入口隔離弁
⑧※6	NGC常用空調換気入口隔離弁後弁
⑧※7	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁 (第3弁)
⑧※8 ⑬※1	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑧※9 ⑬※2	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑬ ^a ⑬※1	NGC N2トーラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑬ ^b ⑬※2	NGC N2ドライウエル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.5-11 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)

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	
格納容器フィルタタレント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (交流電源が健全な場合 (S A 電源切替盤を使用した場合))	中央制御室運転員 A	原子炉格納容器ベント開始 55分												※1
		電源確認												
	系統構成 (第2井全開操作)													
	ベント実施操作 (第1井 (W/W) 全開操作)													
現場運転員 B, C	2	移動, S A 電源切替盤操作 (A系: 第1井)												
	移動, S A 電源切替盤操作 (B系: 第2井)													
緊急時対策要員	2	緊急時対策所へ原子炉建物階間移動												
		F C V S 排気ラインドレン排出弁の開操作												

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	
格納容器フィルタタレント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (交流電源が健全な場合 (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合))	中央制御室運転員 A	原子炉格納容器ベント開始 80分												※1
		C/C C系不要負荷切り離し												
	非常用コントロールセンター切替盤操作 (A系)													
	C/C D系不要負荷切り離し													
現場運転員 B, C	1	非常用コントロールセンター切替盤操作 (B系)												
	電源確認													
緊急時対策要員	2	系統構成 (第2井全開操作)												
		ベント実施操作 (第1井 (W/W) 全開操作)												
現場運転員 B, C	2	移動, C/C C系不要負荷切り離し												
		移動, C/C D系不要負荷切り離し												
緊急時対策要員	2	緊急時対策所へ原子炉建物階間移動												
		F C V S 排気ラインドレン排出弁の開操作												

※1: 第2井の開操作ができない場合は, 第2井バイパス弁を全開とする。

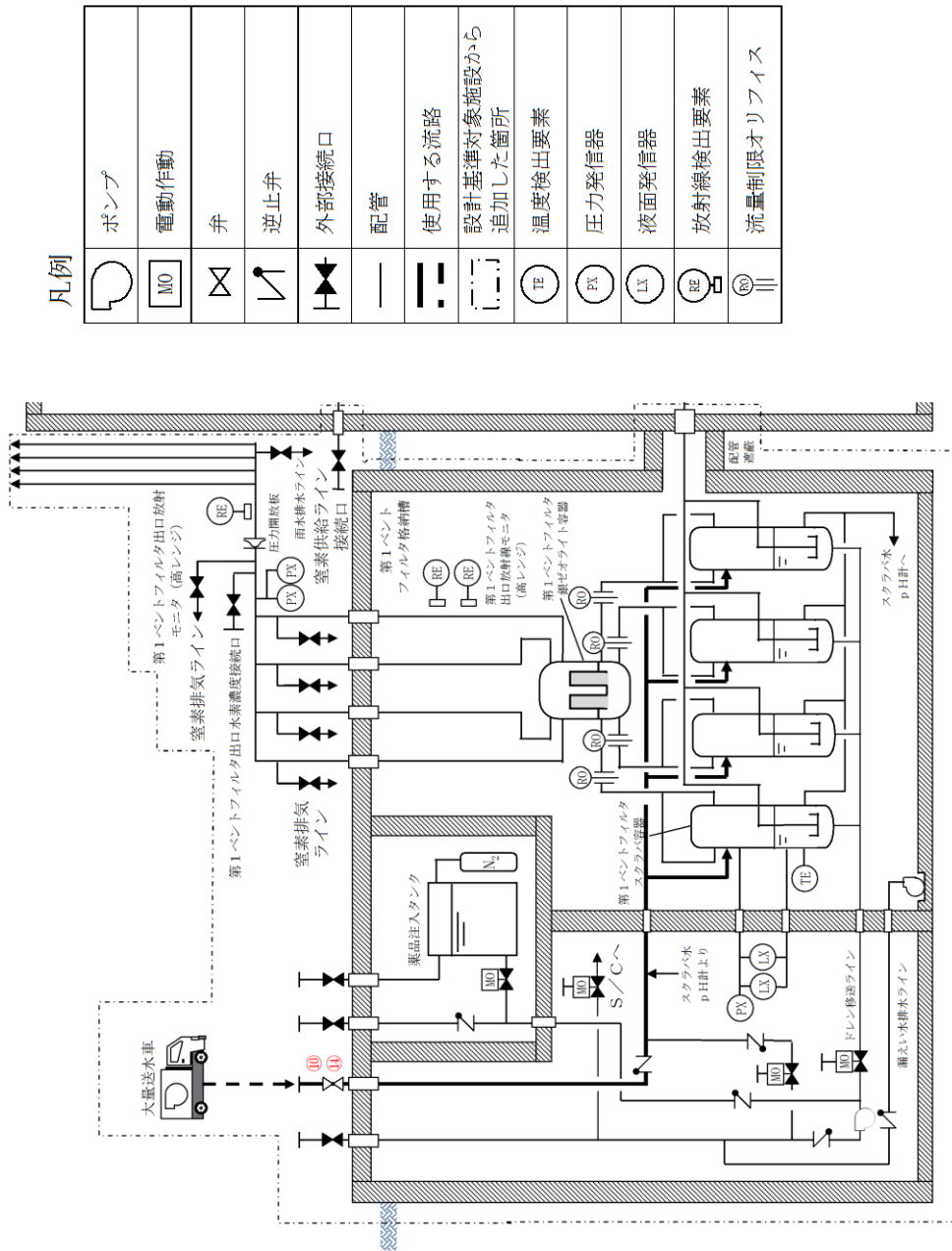
第 1.5-12 図 格納容器フィルタタレント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/W) タイムチャート

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	50	60	70	80	90	100	110	120		
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/W) (交流電源が健全な場合 (S A 電源切替盤を使用した場合))	要員(数) 1 中央制御室運転員 A	原子炉格納容器ベント開始 55分												※1	
		電源確認													
		系統構成 (第2弁全開操作)													
		ベント実施操作 (第1弁 (D/W) 全開操作)													
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/W) (交流電源が健全な場合 (S A 電源切替盤を使用した場合))	2 現場運転員 B, C	移動, S A 電源切替盤操作 (A系: 第1弁)													
	移動, S A 電源切替盤操作 (B系: 第2弁)														
緊急時対策要員	2	緊急時対策所へ原子炉建屋階間移動													
		F C V S 排気ラインドレン排出弁の閉操作													

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		
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/W) (交流電源が健全な場合 (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合))	要員(数) 1 中央制御室運転員 A	原子炉格納容器ベント開始 80分												※1	
		C/C C系不要負荷切り離し													
		非常用コントロールセンター切替盤操作 (A系)													
		C/C D系不要負荷切り離し													
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/W) (交流電源が健全な場合 (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合))	2 現場運転員 B, C	移動, C/C C系不要負荷切り離し													
	移動, C/C C系不要負荷切り離し														
緊急時対策要員	2	緊急時対策所へ原子炉建屋階間移動													
		F C V S 排気ラインドレン排出弁の閉操作													

※1: 第2弁の開操作ができない場合は, 第2弁バイパス弁を全開とする。

第 1.5-13 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 (D/W) タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	温度検出要素
	圧力発信器
	液面発信器
	放射線検出要素
	流量制限オリフィス

操作手順	弁名称
⑩⑭	F C V S 補給止め弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.5-14 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	
第1ベントフィルタスクラバ容器 水位調整 (水張り)	要員(敬) 中央制御室運転員A	第1ベントフィルタスクラバ容器注水開始 2時間10分												【接続口周辺作業】 ホース運搬・敷設、送水ヘッド 運搬・接続等
		水位調整 (水張り) 完了 2時間30分												
		緊急時対策所～第4保管エリア移動※1												
		車両緊急性確認 (ホース取車重)												
		送水準備 (ホース敷設及び送水ヘッド後継)												
		送水準備 (送水準備用接続口)												
		送水準備 (送水ヘッド～第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口)												
		ホース取外し												
		緊急時対策所～第3保管エリア移動※2												
		車両緊急性確認 (大量送水車、ホース取車重)												
第1ベントフィルタスクラバ容器 水位調整 (水張り)	緊急時対策要員	大量送水車配座												【取水器周辺作業】 大量送水車配座、ホース運搬・ 敷設、注水操作等
		送水準備 (ホース敷設)												
		大量送水車起動、第1ベントフィルタスクラバ容器注水開始												
		停止操作												

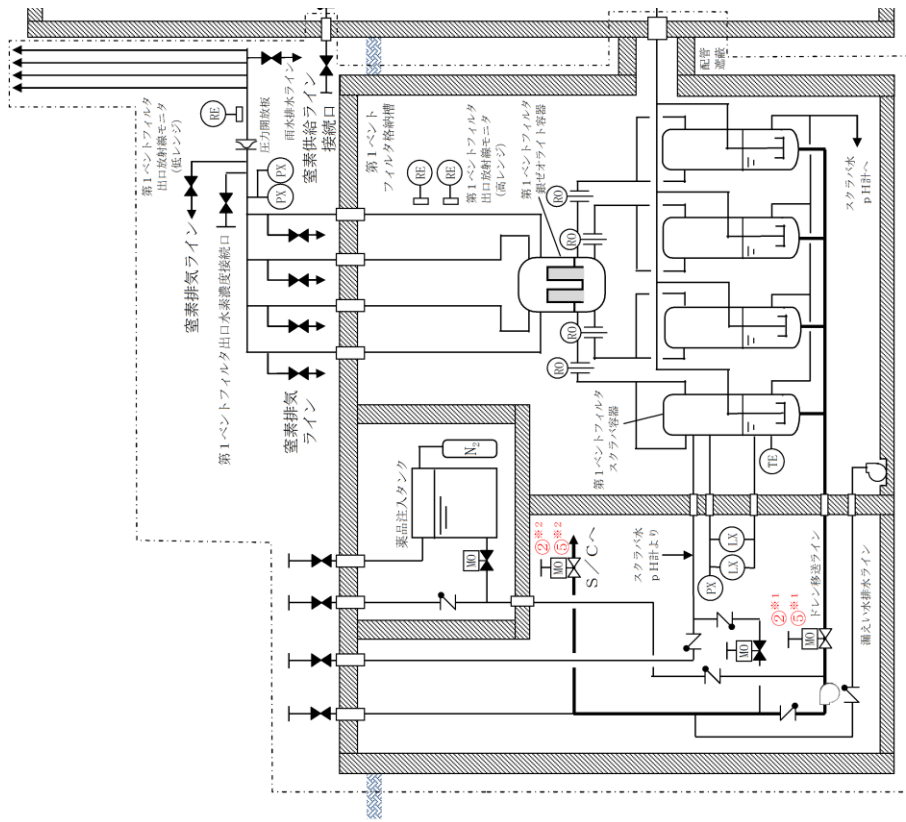
※1：第1保管エリアの可搬設備を使用した場合は、速やかに対処できる。

※2：第2保管エリアの可搬設備を使用した場合は、25分以内で可能である。

第1.5-15 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

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	温度検出要素
	圧力発信器
	液面発信器
	放射線検出要素
	流量制限オリフィス



操作手順	弁名称
②※1⑤※1	FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁
②※2⑤※2	FCVSドレン移送ライン連絡弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

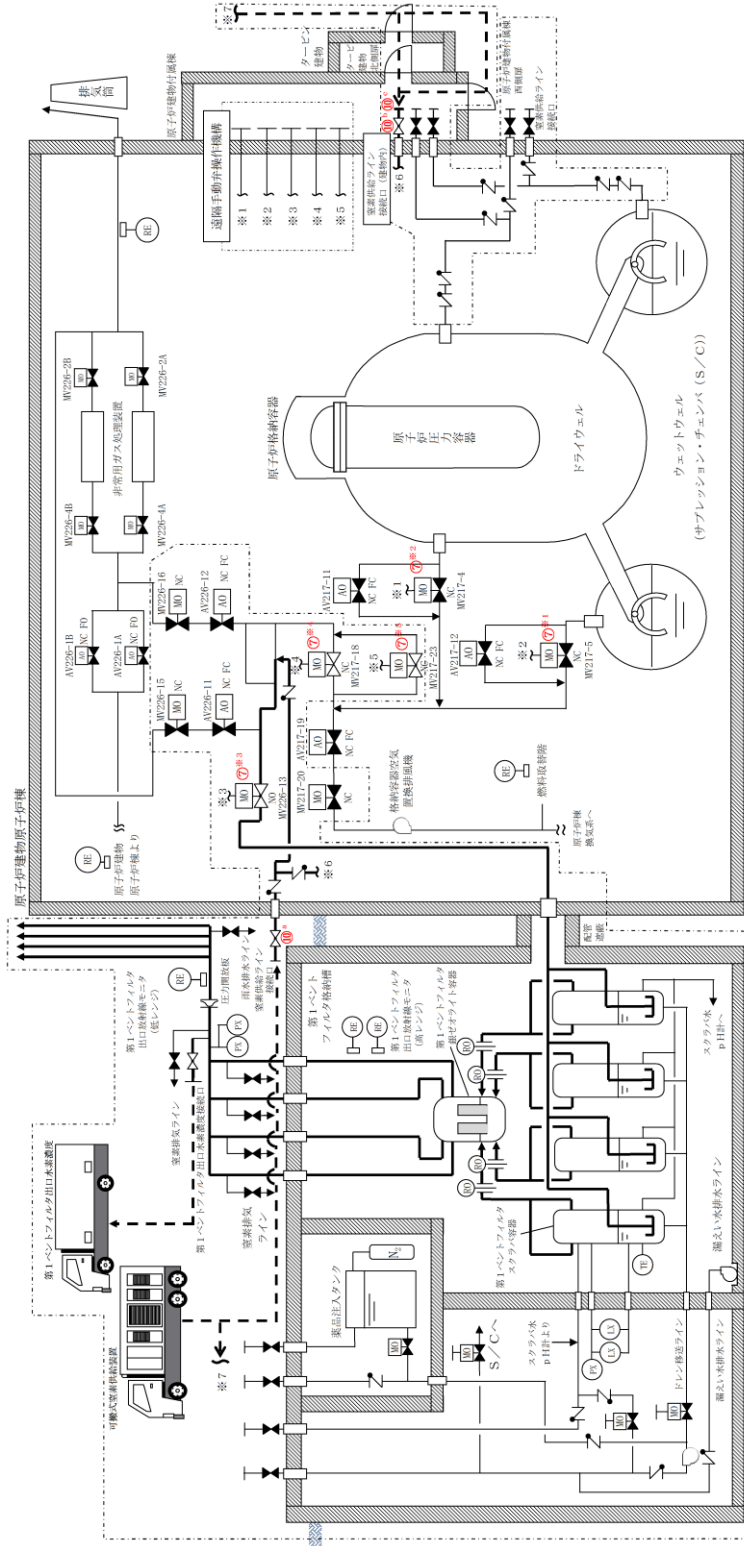
第 1.5-16 図 第 1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き) 概要図

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	
第1ペントフィルタスクラバ容器 水位調整 (水抜き)	中央制御室運転員A 1	第1ペントフィルタスクラバ容器 水抜き開始 10分												
		第1ペントフィルタスクラバ容器 水抜き完了 2時間20分												
		系統構成, 水抜き開始操作												
		停止操作												
		水位調整 (水抜き)												

第1.5-17 図 第1ペントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き) タイムチャート

凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	温度検出要素
	圧力発信器
	液面発信器
	放射線検出要素
	流量制限オリフィス



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○^{*}1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-18 図 格納容器フィルタ破損後の系停止後の窒素ガスページ 概要図(1/2)

操作手順	弁名称
⑦ ^{*1}	NGC N2 トーラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑦ ^{*2}	NGC N2 ドライウエル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))
⑦ ^{*3}	SGT FCVS 第1 ベントフィルタ入口弁 (第3弁)
⑦ ^{*4}	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑦ ^{*5}	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑩ ^a	FCVS 窒素ガス補給元弁
⑩ ^b ⑩ ^c	FCVS 建物内窒素ガス補給元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○^{*1}~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-18 図 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーシジ 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バページの窒素ガスバページ (窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスバページの場 合)	要員(数) 緊急時対策要員	可搬式窒素供給装置による窒素ガスバページ開始 2時間											可搬式窒素供給装置のホース敷 設・接続、暖気運転等				
		2	緊急時対策所～第4保管エリア移動														
			車両健全性確認 (可搬式窒素供給装置)														
			可搬式窒素供給装置の移動														
			可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続、暖気運転														
			弁開操作														
			緊急時対策所～第4保管エリア移動														
			車両健全性確認 (第1バントフィルタバント系)														
			第1バントフィルタバント系濃度の移動														
			第1バントフィルタバント系濃度のホース、電源ケーブル敷設・接続														
	起動操作																
	系統構成																
	↑																
	中央制御室運転員A																

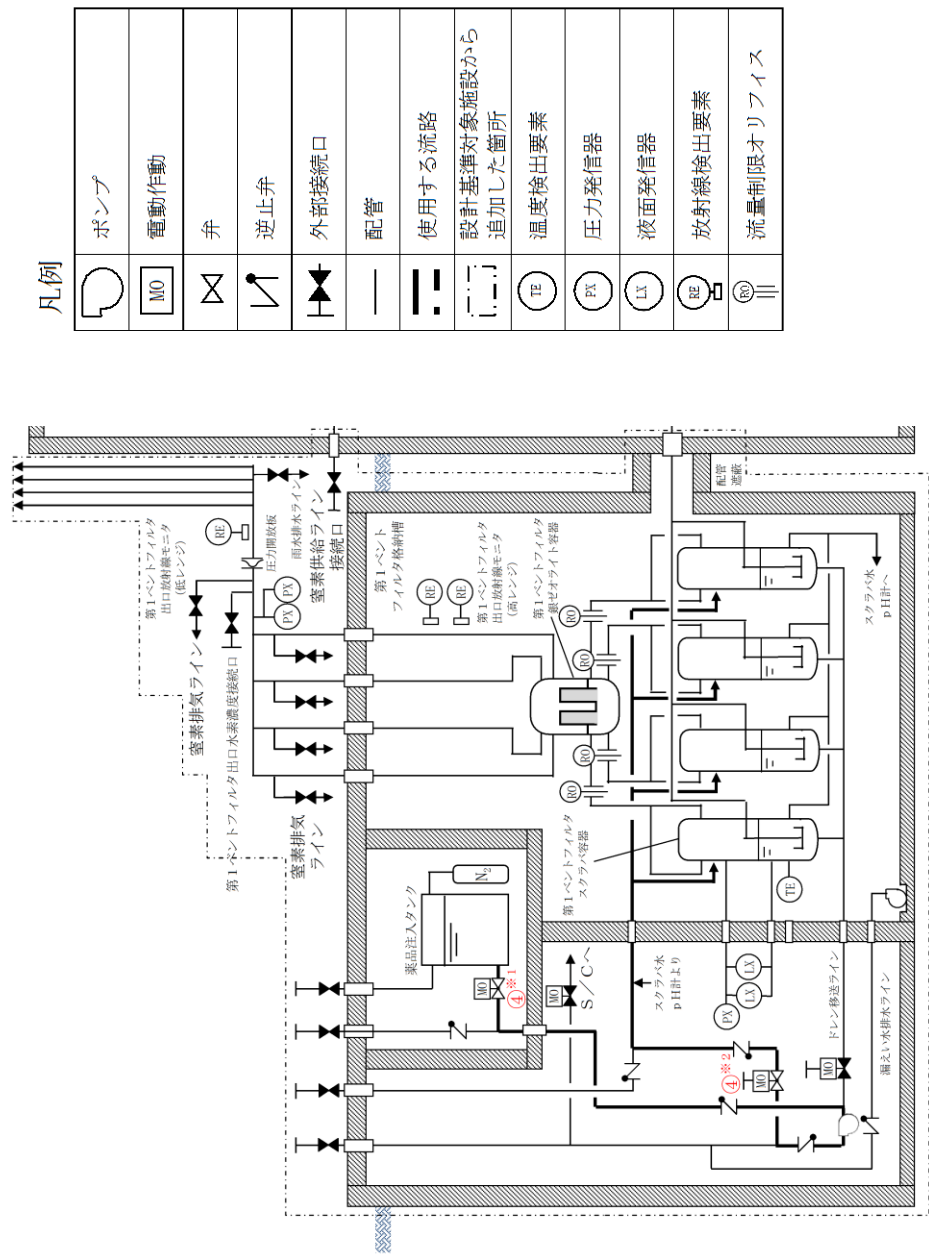
第1.5-19 図 格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスバページ タイムチャート (1/3)
 (窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスバページの場合)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考	
		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スペース タイムチャート (2/3) (窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した 格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガス ページの場合)	要員(数) 緊急時対策要員 中央制御室運転員A	可搬式窒素供給装置による窒素ガススペース開始 2 時間												可搬式窒素供給装置のホース敷 設・接続、暖気運転等 第1バントフィルタタ出口水素濃 度のホース、電源ケーブル敷 設・接続、起動操作等	
		緊急時対策所～第4保管エリア移動													
		車両健全性確認 (可搬式窒素供給装置)													
		可搬式窒素供給装置の移動													
		可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続、暖気運転													
		弁開操作													
		緊急時対策所～第4保管エリア移動													
		車両健全性確認 (第1バントフィルタタ出口水素濃度)													
		第1バントフィルタタ出口水素濃度の移動													
		第1バントフィルタタ出口水素濃度のホース、電源ケーブル敷設・接続													
		起動操作													
		系統構成													

第 1.5-19 図 格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガススペース タイムチャート (2/3)
 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した
 格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガススペースの場合)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(分)							備考	
		60	120	180	240	300	360	420		480
格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスバージ(建物内) (タービン建物北側扉)を使用した格納容器フィルタバント系停止後の場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)	要員(数)	可搬式窒素供給装置による窒素ガスバージ開始 6時間40分							可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続、暖気運転等 第1ペンultimateフィルタバント出口水素濃度のホース、電源ケーブル敷設・接続、起動操作等	
		2	緊急時対策所～第4保管エリア移動							
	車両健全性確認(可搬式窒素供給装置)									
	可搬式窒素供給装置の移動									
	可搬式窒素供給装置による窒素供給装置のホース敷設・接続、暖気運転									
	緊急時対策要員	可搬式窒素供給装置の移動								
		車両健全性確認(第1ペンultimateフィルタバント出口水素濃度)								
		第1ペンultimateフィルタバント出口水素濃度の移動								
		第1ペンultimateフィルタバント出口水素濃度のホース、電源ケーブル敷設・接続								
	中央制御室運転員A	1	起動操作							
系統構成(監視)										

第1.5-19 図 格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスバージ タイムチャート (3/3)
 (窒素供給ライン接続口(建物内) (タービン建物北側扉)を使用した格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスバージの場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合))



凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	温度検出要素
	圧力発信器
	液面発信器
	放射線検出要素
	流量制限オリフィス

操作手順	弁名称
④※1	F C V S 薬品注入タンク 出口弁
④※2	F C V S 循環ライン 止め弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

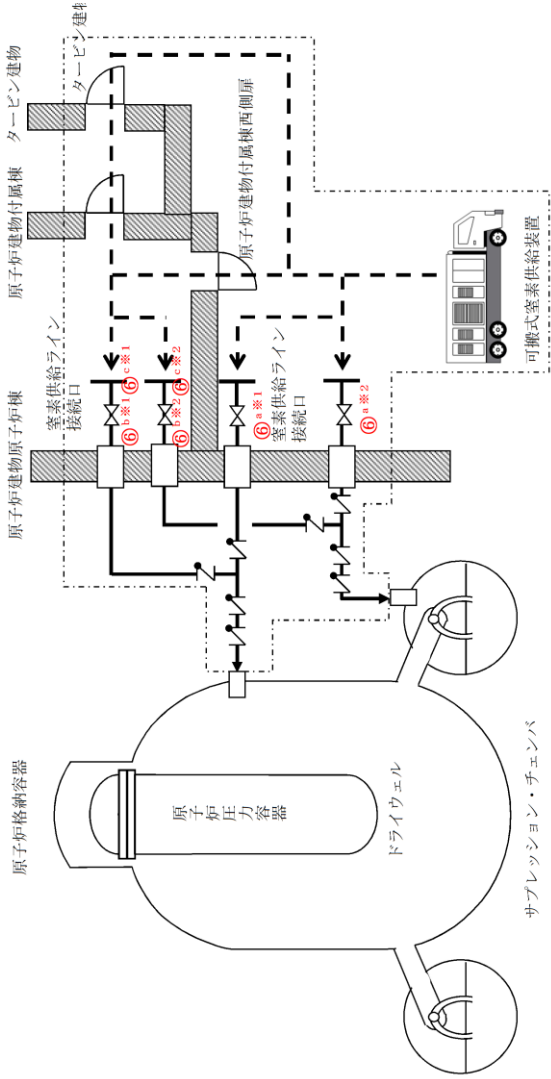
第 1.5-20 図 第 1 ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH 調整 概要図

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													
	1													

第1.5-21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

凡例

	弁
	逆止弁
	使用する流路
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称
⑥ ^a *1	AN I 代替窒素供給ライン元弁 (D/W側)
⑥ ^a *2	AN I 代替窒素供給ライン元弁 (S/C側)
⑥ ^b *1 ⑥ ^c *1	AN I 建物内代替窒素供給ライン元弁 (D/W側)
⑥ ^b *2 ⑥ ^c *2	AN I 建物内代替窒素供給ライン元弁 (S/C側)

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-22 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

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	
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 (窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納 容器への窒素ガス供給の場合)	要員(数) 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												
		緊急時対策所～第4保管エリア移動 ▽												
		車両鍵 全柱確認 (可搬式窒素供給装置)												
		可搬式窒素供給装置の移動												
		可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続、暖気運転 弁開操作												

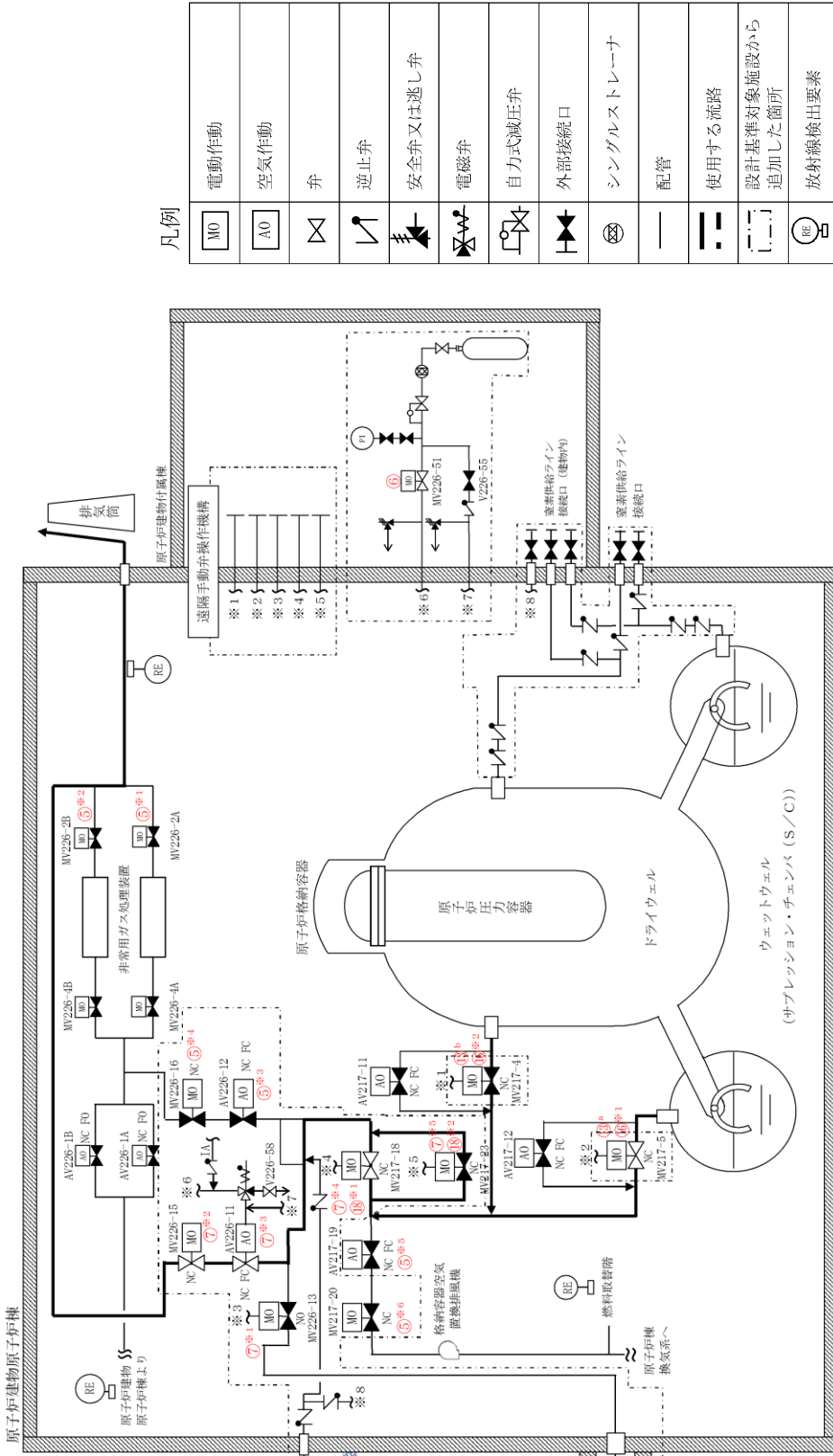
第1.5-23図 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート (1 / 3)
 (窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考	
		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 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建 物付属棟西側扉) を使用した原子炉格納容器へ の窒素ガス供給の場合)	要員(数) 緊急時対策要員 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 2時間													
		緊急時対策所～第4保管エリア移動													
		車両健全性確認 (可搬式窒素供給装置)													
		可搬式窒素供給装置の移動													
		可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続、暖気運転													
		弁開操作													

第1.5-23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 (2/3)
 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した
 原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)								備考	
		60	120	180	240	300	360	420	480		
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 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (タービン 建物北側扉) を使用した原子炉格納容器への窒 素ガス供給の場合 (故意による大型航空機の衝 突その他のテロリズムによる影響がある場 合))	要員 (数) 緊急時対策要員 2	緊急時対策所へ第4保安エリア移動									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 6時間40分 ▽
		車両健全性確認 (可搬式窒素供給装置)									
		可搬式窒素供給装置の移動									
		可搬式窒素供給装置の移動									
		可搬式窒素供給装置の移動									
		可搬式窒素供給装置の移動									
		可搬式窒素供給装置の移動									

第1.5-23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 (3/3)
 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (タービン建物北側扉) を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合
 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合))



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-24 図 耐圧強化ベントライン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
⑤※1	A-SGT出口弁
⑤※2	B-SGT出口弁
⑤※3	SGT NGC連絡ライン隔離弁
⑤※4	SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁
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
⑥	SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作用空気供給弁
⑦※1	SGT FCVS第1ベントファイルタ入口弁 (第3弁)
⑦※2	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑦※3	SGT耐圧強化ベントライン止め弁
⑦※4 ⑱※1	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑦※5 ⑱※2	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑬ ^a ⑲※1	NGC N2トーラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑬ ^b ⑲※2	NGC N2ドライウエル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-24 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 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	50	60	70	80	90	100	110	120		
手順の項目	原子炉格納容器ベント開始 30分 ▽													
要員(数)														
耐圧強化ベントラインによる 原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/W) (交流電源が健全な場合)	1													※1

※1：第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員1名にて実施した場合、30分以内で可能である。

第 1.5-25 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/W) タイムチャート

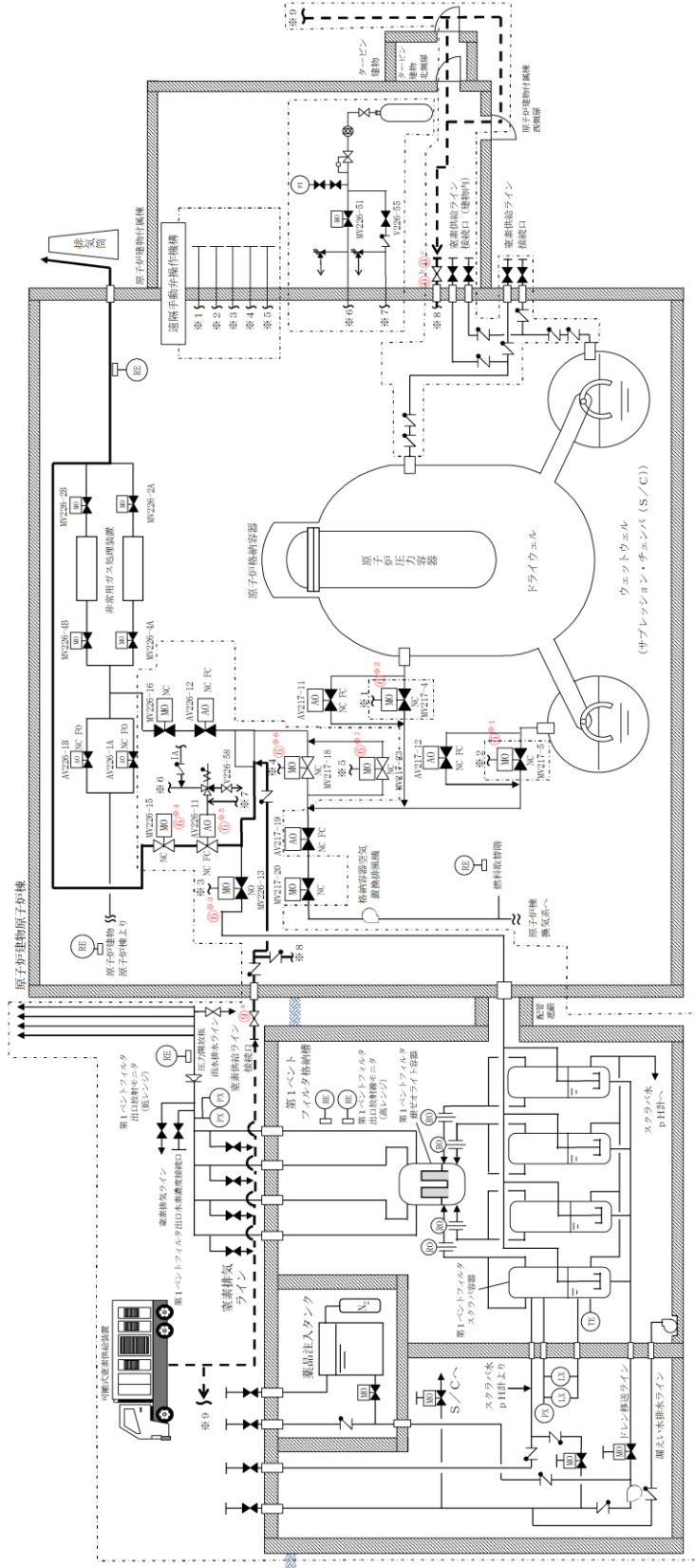
必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考	
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		
手順の項目	原子炉格納容器ベント開始 30分 ▽													
要員(数)														
耐圧強化ベントラインによる 原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (D/W) (交流電源が健全な場合)	1													※1

※1：第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員1名にて実施した場合、30分以内で可能である。

第 1.5-26 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (D/W) タイムチャート

凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	温度検出要素
	圧力発信器
	液面発信器
	放射線検出要素
	流量制限オリフイス



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○¹~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-27 図 耐圧強化ベンントライン停止後の窒素ガススペース 概要図(1/2)

操作手順	弁名称
⑥※1	NGC N2 トーラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑥※2	NGC N2 ドライウエル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))
⑥※3	SGT FCVS第1ベントフイルタ入口弁 (第3弁)
⑥※4	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑥※5	SGT耐圧強化ベントライン止め弁
⑥※6	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑥※7	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑨ ^a	FCVS 窒素ガス補給元弁
⑨ ^b ⑨ ^c	FCVS 建物内窒素ガス補給元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-27 図 耐圧強化ベントライン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		
耐圧強化ベントトライオン停止後の窒素ガスババージ（窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントトライオン停止後の窒素ガスババージの場合）	要員(数) 緊急時対策要員 中央制御室運転員A	可搬式窒素供給装置による窒素ガスババージ開始 2時間													
		緊急時対策所～第4保管エリア移動													
		車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）													
		可搬式窒素供給装置の移動													
		可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続、暖気運転													
		弁開操作													
		系統構成													

第 1.5-28 図 耐圧強化ベントトライオン停止後の窒素ガスババージ タイムチャート(1/3)
 (窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントトライオン停止後の窒素ガスババージの場合)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考		
		20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240			
耐圧強化ベントトライン停止後 の窒素ガススパージ (窒素供給ライン接続口 (建 物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した 耐圧強化ベントトライン停止後の窒素ガススパージ の場合)	要員(数)	可搬式窒素供給装置による窒素ガススパージ開始 2時間														
		緊急時対策要員	2													
	中央制御室運転員A	1														

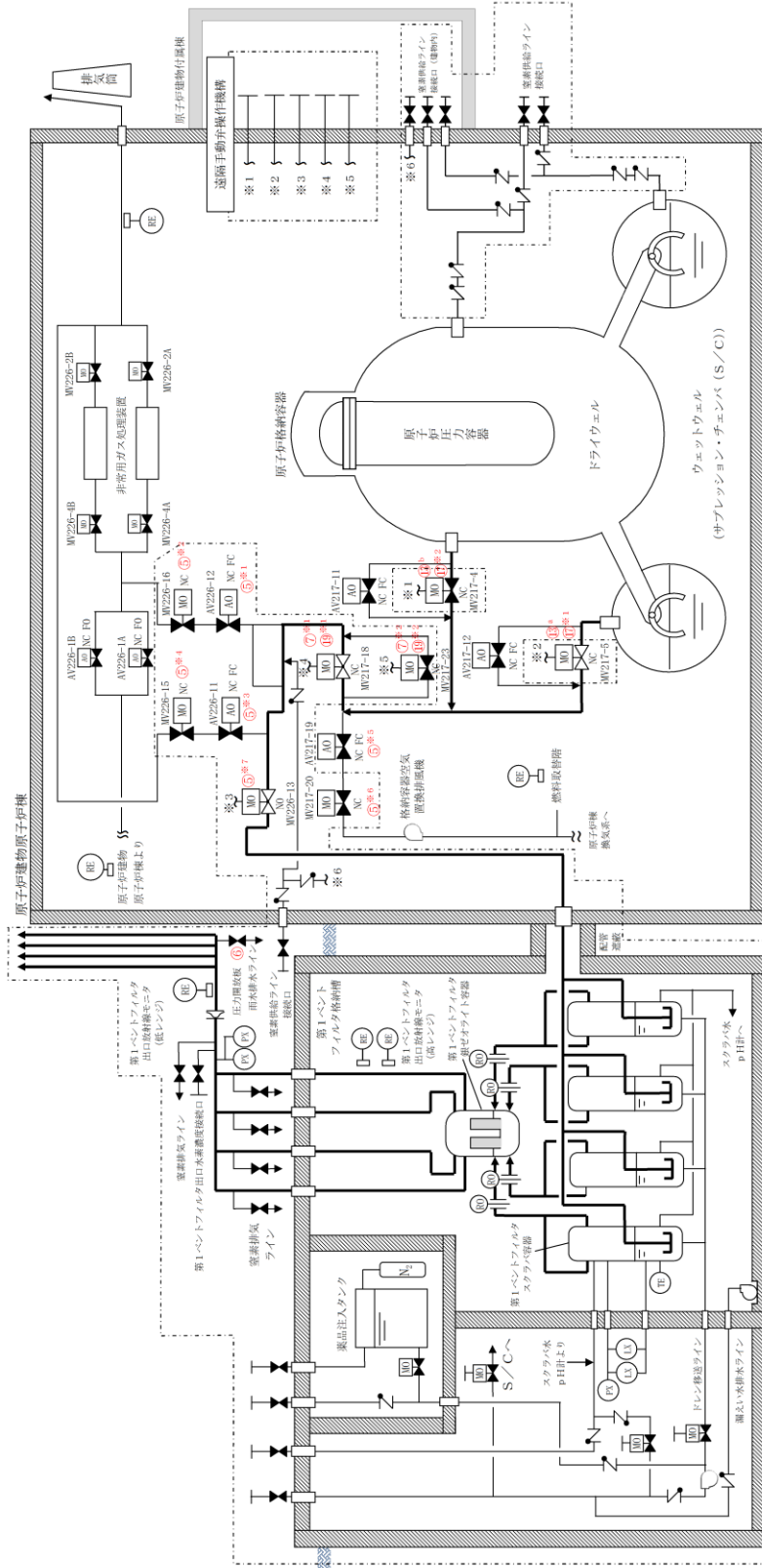
第 1.5-28 図 耐圧強化ベントトライン停止後の窒素ガススパージ タイムチャート (2/3)
 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した
 耐圧強化ベントトライン停止後の窒素ガススパージの場合)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)							備考		
		60	120	180	240	300	360	420		480	
耐圧強化ベントトライン停止後 の窒素ガスハバージ（窒素供給ライン接続口（建 物内）（タービン建物北側扉）を使用した耐圧 強化ベントトライン停止後の窒素ガスハバージの場 合（故意による大型航空機の衝突その他のテロ リズムによる影響がある場合）	要員(数) 緊急時対策要員 中央制御室運転員A	可搬式窒素供給装置による窒素ガスハバージ開始 6時間40分									
		緊急時対策所～第4尿管エリア移動									
		車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）									
		可搬式窒素供給装置の移動									
		可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続、暖気運転									
							弁開操作				
								系統構成			

第 1.5-28 図 耐圧強化ベントトライン停止後の窒素ガスハバージ タイムチャート (3/3)
 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (タービン建物北側扉) を使用した耐圧強化ベントトライン停止後
 の窒素ガスハバージの場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合))

凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	温度検出要素
	圧力発信器
	液面発信器
	放射線検出要素
	流量制限オリフィス



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^①~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-29 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 (第3弁)
⑥	FCVS排気ラインドレン排出弁
⑦ ^{※1} ⑨ ^{※1}	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑦ ^{※2} ⑨ ^{※2}	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑬ ^a ⑰ ^{※1}	NGC N2トーラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑬ ^b ⑰ ^{※2}	NGC N2ドライウエル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で実施して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○^{※1}~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-29 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)

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) (W/W) (全交流動力電源喪失の場合)	要員(数)	原子炉格納容器ベント開始 2時間50分												※1		
		中央制御室運転員 A	1													
	現場運転員 B, C	2														
	緊急時対策要員	2														

※1：第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開とする。現場運転員B, Cにて実施した場合、2時間50分以内で可能である。

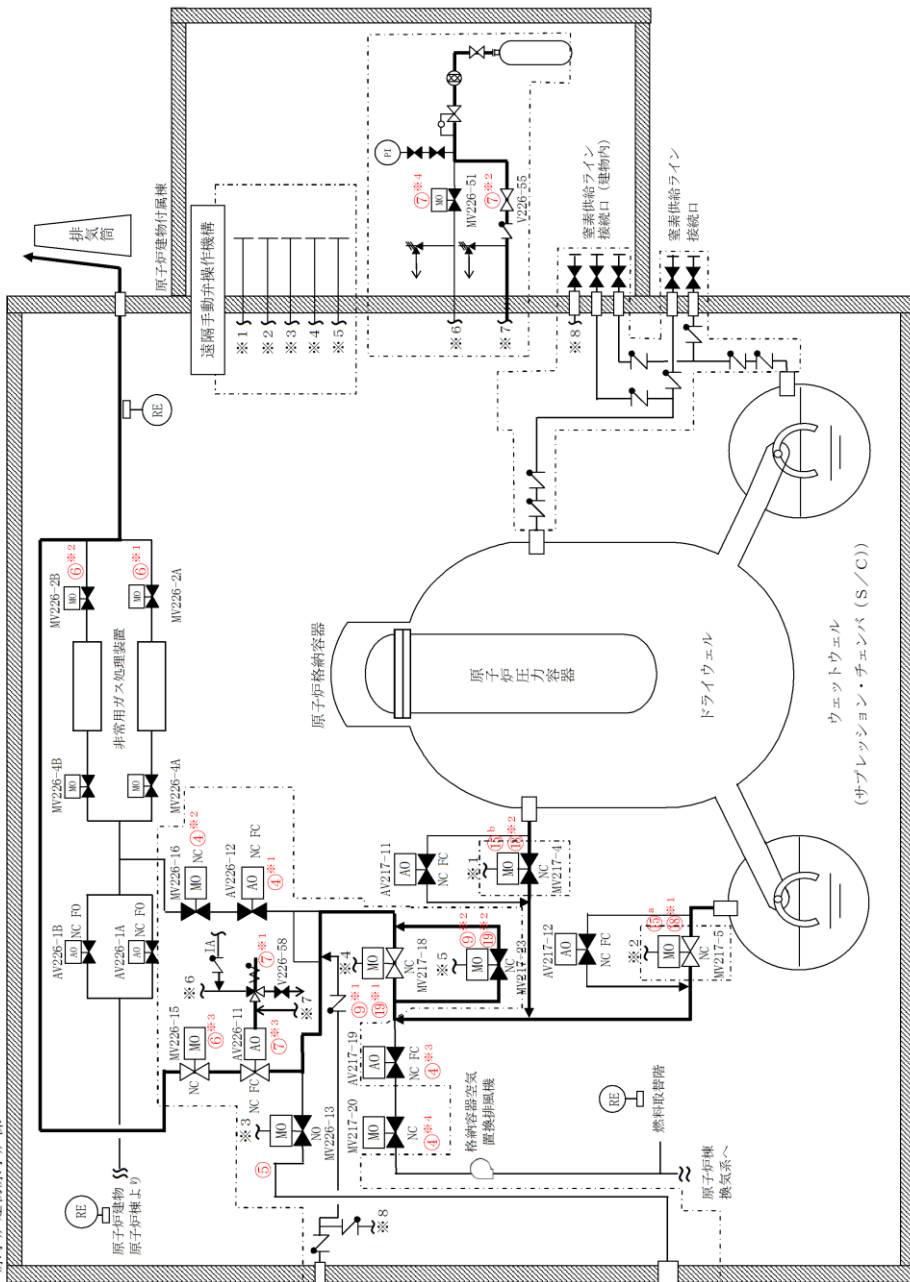
第1.5-30 図 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (W/W) タイムチャート

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)												備考		
		20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240			
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/W) (全交流動力電源喪失の場合)	要員(数)	原子炉格納容器ベント開始 2時間50分												※1		
		中央制御室運転員 A	1													
	現場運転員 B, C	2														
	緊急時対策要員	2														

※1：第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開とする。現場運転員B, Cにて実施した場合、2時間50分以内で可能である。

第1.5-31 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) (D/W) タイムチャート

原子炉建屋原子炉棟



凡例

	電動作動
	空動作動
	弁
	逆止弁
	安全弁又は逃し弁
	電磁弁
	自力式減圧弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	放射線検出要素

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-32 図 耐圧強化ベントライン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
④ ^{※1}	SGT NGC連絡ライン隔離弁
④ ^{※2}	SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁
④ ^{※3}	NGC常用空調換気入口隔離弁
④ ^{※4}	NGC常用空調換気入口隔離弁後弁
⑤	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁 (第3弁)
⑥ ^{※1}	A-SGT出口弁
⑥ ^{※2}	B-SGT出口弁
⑥ ^{※3}	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑦ ^{※1}	SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作用電磁弁排気止め弁
⑦ ^{※2}	SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作用バイパスライン空気供給弁
⑦ ^{※3}	SGT耐圧強化ベントライン止め弁
⑦ ^{※4}	SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作用空気供給弁
⑨ ^{※1} ⑩ ^{※1}	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑨ ^{※2} ⑩ ^{※2}	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑮ ^a ⑮ ^{※1}	NGC N2トーラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑮ ^b ⑮ ^{※2}	NGC N2ドライウェル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○^{※1}~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.5-32 図 耐圧強化ベントライン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)

必要な要員と作業項目	要員(数)	経過時間(分)												備考				
		30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330						
手順の項目 耐圧強化ベントラインによる 原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (W/W) (全交流動力電源喪失の場合)	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																
																		※1

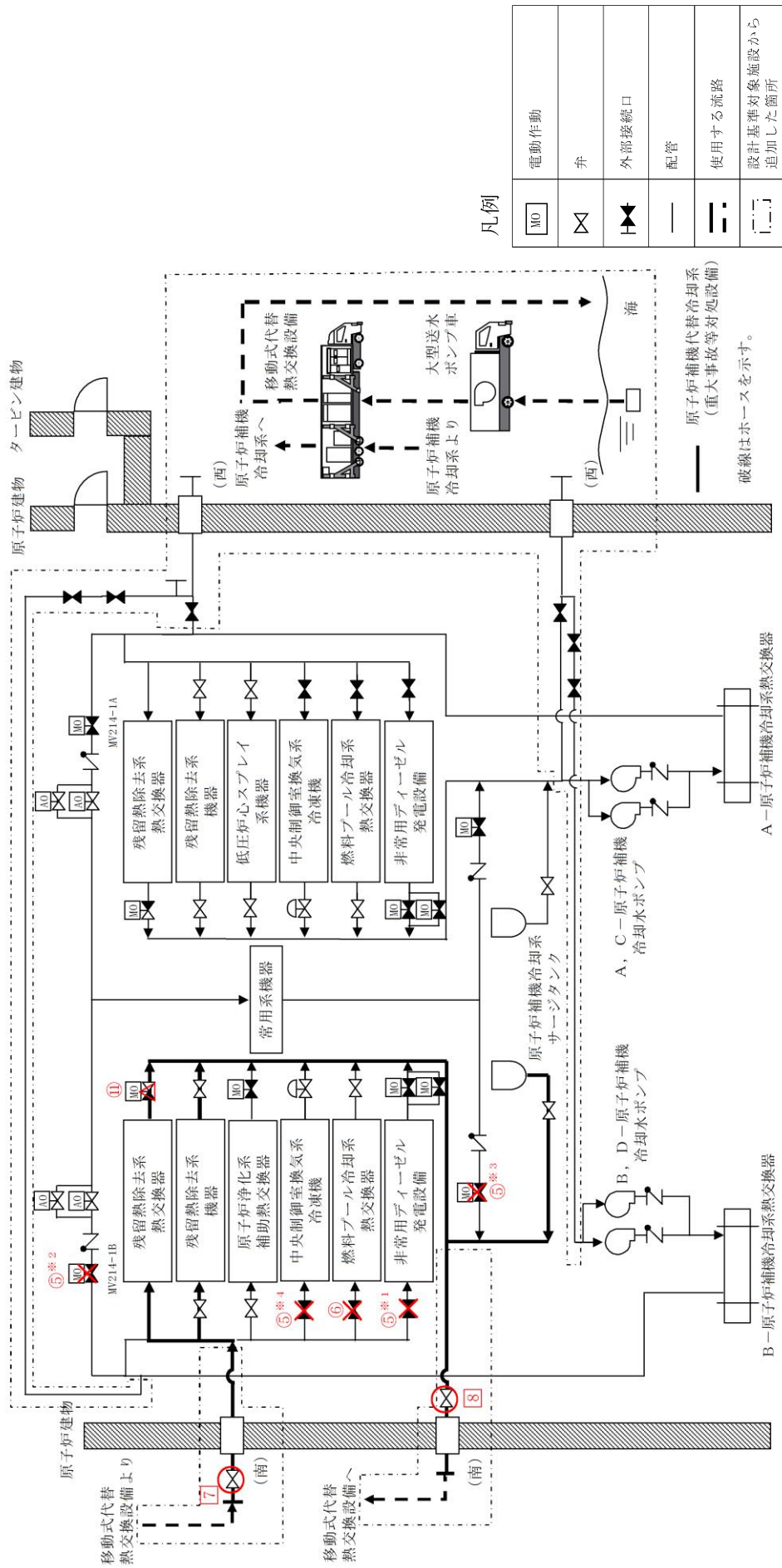
※1：第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開とする。現場運転員2名にて実施した場合、4時間以内で可能である。

第1.5-33 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (W/W) タイムチャート

必要な要員と作業項目	要員(数)	経過時間(分)												備考				
		30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330						
手順の項目 耐圧強化ベントラインによる 原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (D/W) (全交流動力電源喪失の場合)	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																
																		※1

※1：第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開とする。現場運転員2名にて実施した場合、4時間以内で可能である。

第1.5-34 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (D/W) タイムチャート



凡例

MO	電動作動
⊗	弁
⊕	外部接続口
—	配管
—	使用する流路
- - -	設計基礎対象施設から追加した箇所

記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。
 □ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。
 ○*1~、□*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-35 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図(1 / 4)
 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合)

操作手順	弁名称
⑤※1	RCW B-DEG冷却水入口弁
⑤※2	B-RCW常用補機冷却水入口切替弁
⑤※3	B-RCW常用補機冷却水出口切替弁
⑤※4	RCW B-中央制御室冷凍機入口弁
⑥	RCW B-FPC熱交冷却水入口弁
⑪	B-RHR熱交冷却水出口弁
7	AHEF B-供給配管止め弁
8	AHEF B-戻り配管止め弁

記載例 ○

: 運転員操作の操作手順番号を示す。

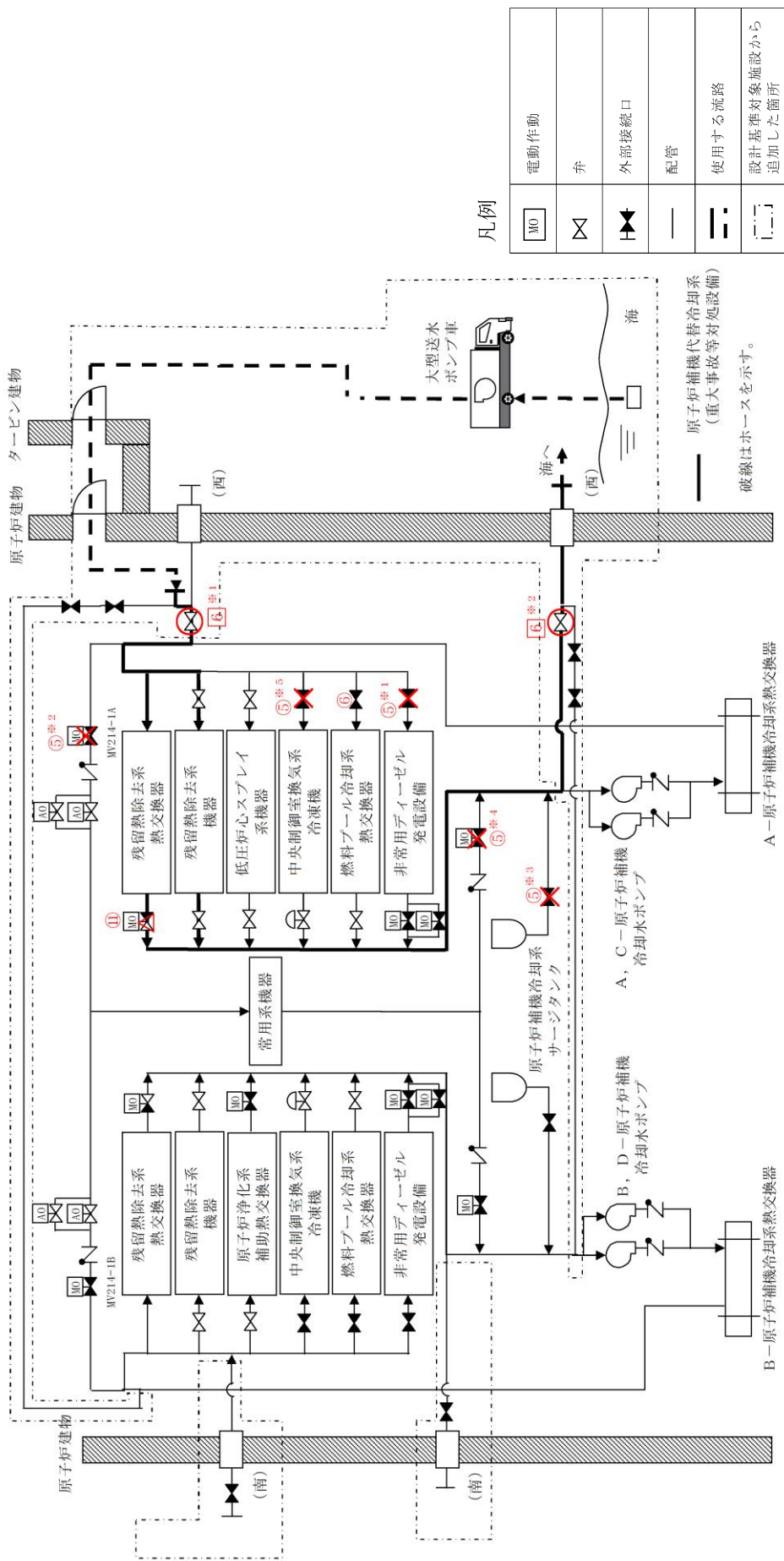
□

: 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。

○※1～

□※1～: 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-35 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図(2/4)
(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合)



記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。

□ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。

○※1~, □※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第 1.5-35 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図(3/4)

(原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合)
(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)

操作手順	弁名称
⑤※1	RCW A-DEG冷却水入口弁
⑤※2	A-RCW常用補機冷却水入口切替弁
⑤※3	A-RCWサージタンク出口弁
⑤※4	A-RCW常用補機冷却水出口切替弁
⑤※5	RCW A-中央制御室冷凍機入口弁
⑥	RCW A-FPC熱交換冷却水入口弁
⑪	A-RHR熱交換冷却水出口弁
⑥※1	RCW A-AHEF供給配管止め弁
⑥※2	RCW A-AHEF戻り配管止め弁

記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。

□ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。

○※1~, □※1~: 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第 1.5-35 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図(4/4)

(原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合

(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合))

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(時間)								備考												
		1	2	3	4	5	6	7	8													
原子炉補機代替冷却系による除熱 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (SA電源切替盤を使用した場合))	要員(数) 中央制御室運転員 A 現場運転員 B, C 現場運転員 D, E	電源確認																				
		移動, SA電源切替盤操作 (B系)																				
		移動, 系統構成 (非管理区域)																				
	緊急時対策班 1 車両健全性確認 (移動式代替熱交換設備, ホース運搬車) 移動式代替熱交換設備 準備	緊急時対策班 1 車両健全性確認 (大型送水ポンプ車, ホース搬送車) 大型送水ポンプ車配置, 取水準備																				
	緊急時対策要員	緊急時対策班 1 車両健全性確認 (大型送水ポンプ車, ホース搬送車) 大型送水ポンプ車配置, 取水準備																				
	移動	移動式代替熱交換設備への電源ケーブル接続																				

※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。

第 1.5-36 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 タイムチャート(1/4)
 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
 (SA電源切替盤を使用した場合))

手順の項目	必要の要員と作業項目	経過時間 (時間)								備考				
		1	2	3	4	5	6	7	8					
原子炉補機代替冷却系による除熱 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合))	要員(数)	原子炉補機代替冷却系による除熱 7時間20分												
		中央制御室運転員A	C/C D系不要負荷切り直し											
			非常用コントロールセンター切替盤操作 (D系)											
			電源確認											
			冷却水確保 (流量調整, 監視)											
		現場運転員B, C	移動, C/C D系不要負荷切り直し											
			移動, 系統構成 (非管理区域)											
		現場運転員D, E	移動, 系統構成 (管理区域)											
		緊急時対応要員	緊急時対応要員	緊急時対応要員～第4保管エリア移動※1										
				車両健全性確認 (移動式代替熱交換器設備, ホース運搬車)										
				移動式代替熱交換器設備配置, 準備										
3	移動	移動式代替熱交換器設備への電源ケーブル接続												

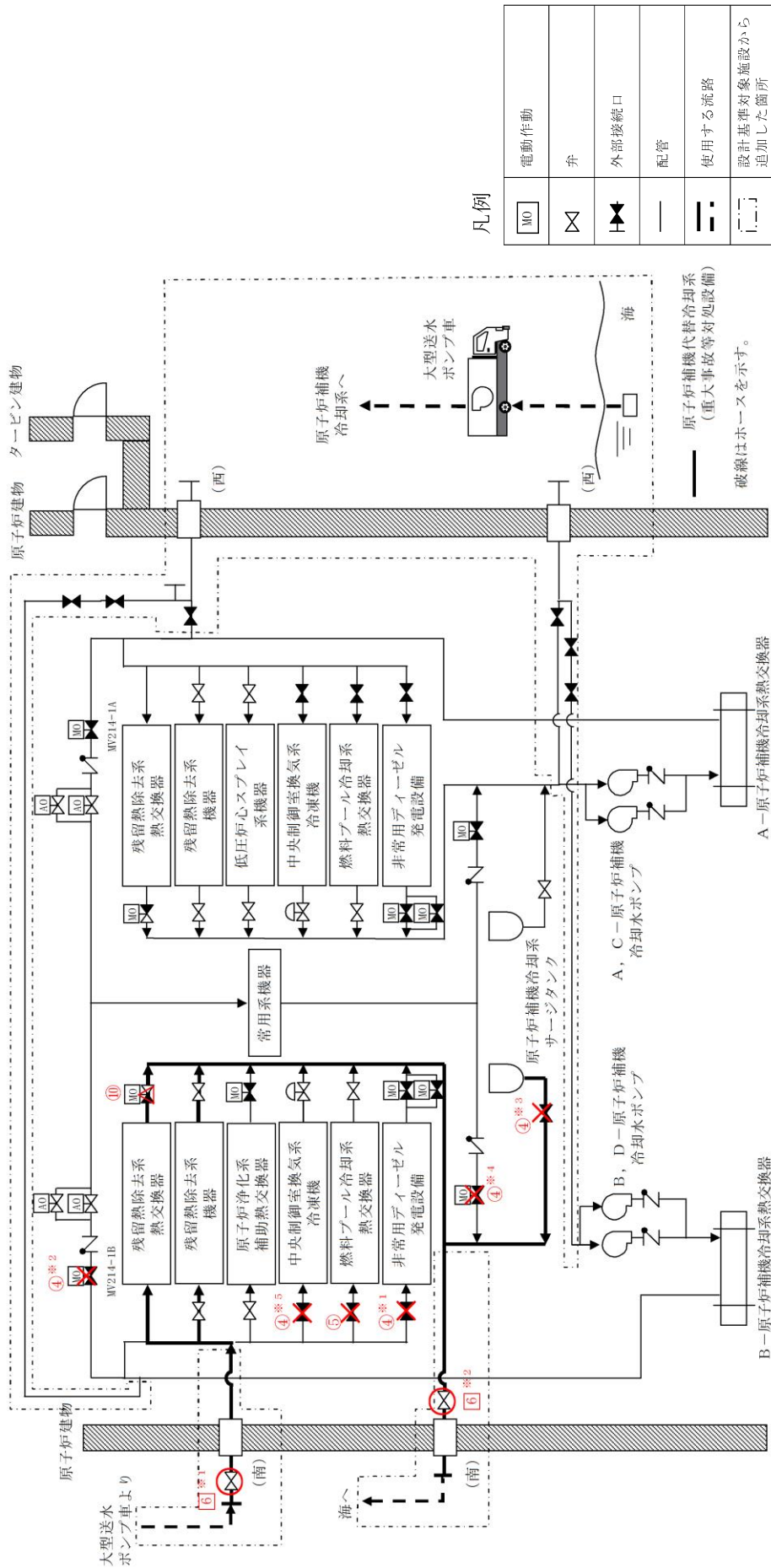
※1：第1保管エリアの可能設備を使用した場合は速やかに対応できる。

第 1.5-36 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 タイムチャート (2 / 4)
 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
 (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合))

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (時間)								備考												
		1	2	3	4	5	6	7	8													
原子炉補機代替冷却系による除熱 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合) のテロリズムによる影響がある場合) (SA電 源切替盤を使用した場合)	要員(数)	1	電源確認																			
		中央制御室運転員A																				
	2	移動, SA電源切替盤操作 (A系)																				
	現場運転員B, C																					
	2	移動, 系統構成 (非管理区域)																				
	現場運転員D, E																					
	2	移動, 系統構成 (管理区域)																				
	緊急時対策要員																					
	6	緊急時対策要員																				

※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。

第 1.5-36 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 タイムチャート(3 / 4)
 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合)
 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合) (SA電源切替盤を使用した場合)



記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。
□ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-37 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	RCW B-D E G 冷却水入口弁
④※2	B-R C W 常用補機冷却水入口切替弁
④※3	B-R C W サージタンク 出口弁
④※4	B-R C W 常用補機冷却水出口切替弁
④※5	RCW B - 中央制御室冷凍機入口弁
⑤	RCW B - F P C 熱交冷却水入口弁
⑩	B - R H R 熱交冷却水出口弁
⑥※1	A H E F B - 供給配管止め弁
⑥※2	A H E F B - 戻り配管止め弁

記載例 ○

：運転員操作の操作手順番号を示す。

□

：緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。

○※1～

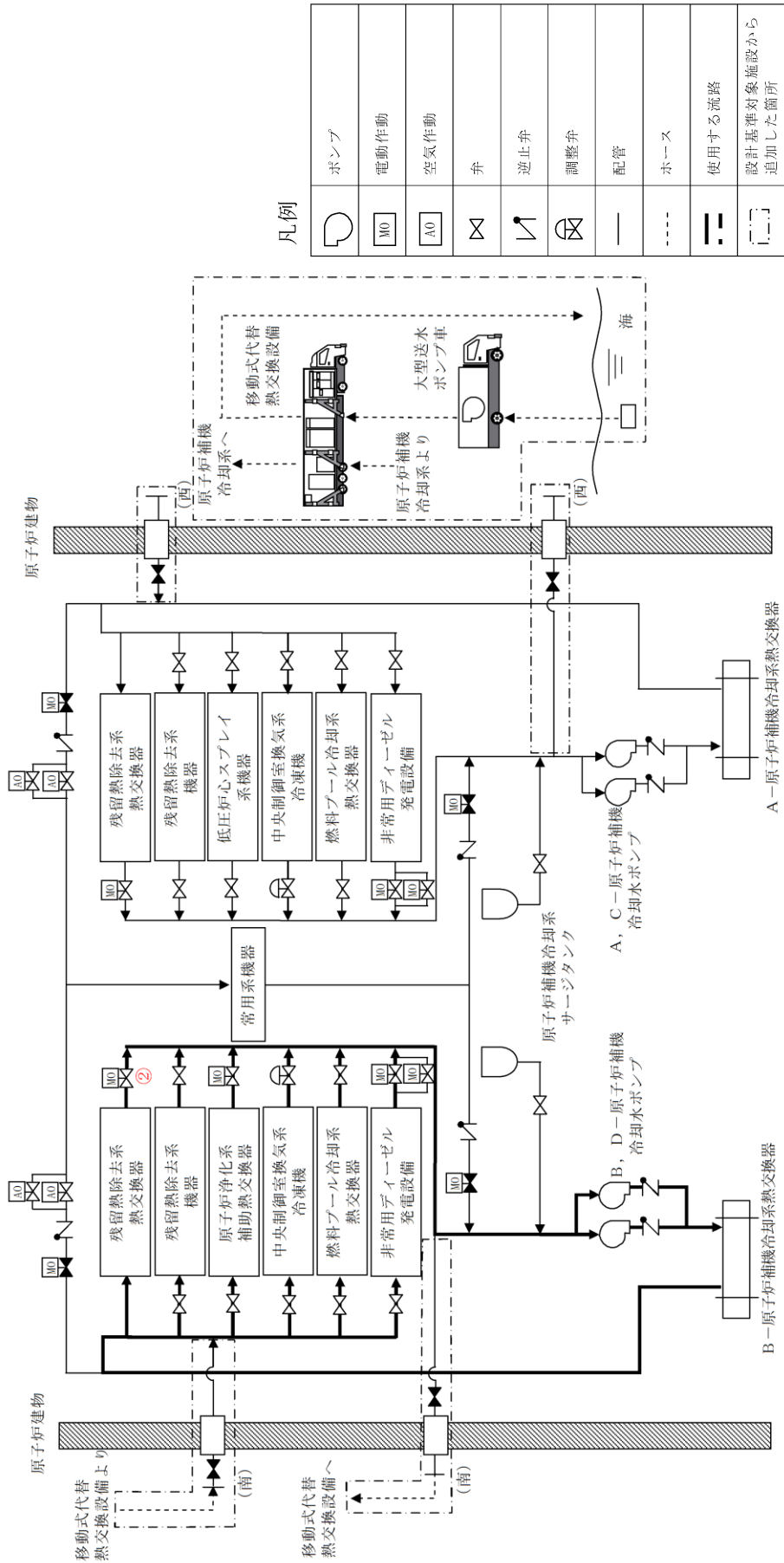
□※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.5-37 図 大型送水ポンプ車による除熱 概要図(2/2)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (時間)								備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8			
大型送水ポンプ車による除熱	要員(数)	大型送水ポンプ車による除熱 7時間										
		電源確認										
	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	緊急時対策所～第4保管エリア移動※1										
		車両健全性確認 (大型送水ポンプ車, ホース履帯車)										
		大型送水ポンプ車配置, 取水準備										
		送水準備 (ホース敷設)										
		補機冷却水 (海水) の供給 (流量調整, 監視)										

※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。

第 1.5-38 図 大型送水ポンプ車による除熱 タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	調整弁
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
②	B-RHR 熱交冷却水出口弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.5-39 図 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱 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	要員(数)	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) による除熱															
原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) による除熱 (自動起動信号が発信した場合)	中央制御室運転員A	1															

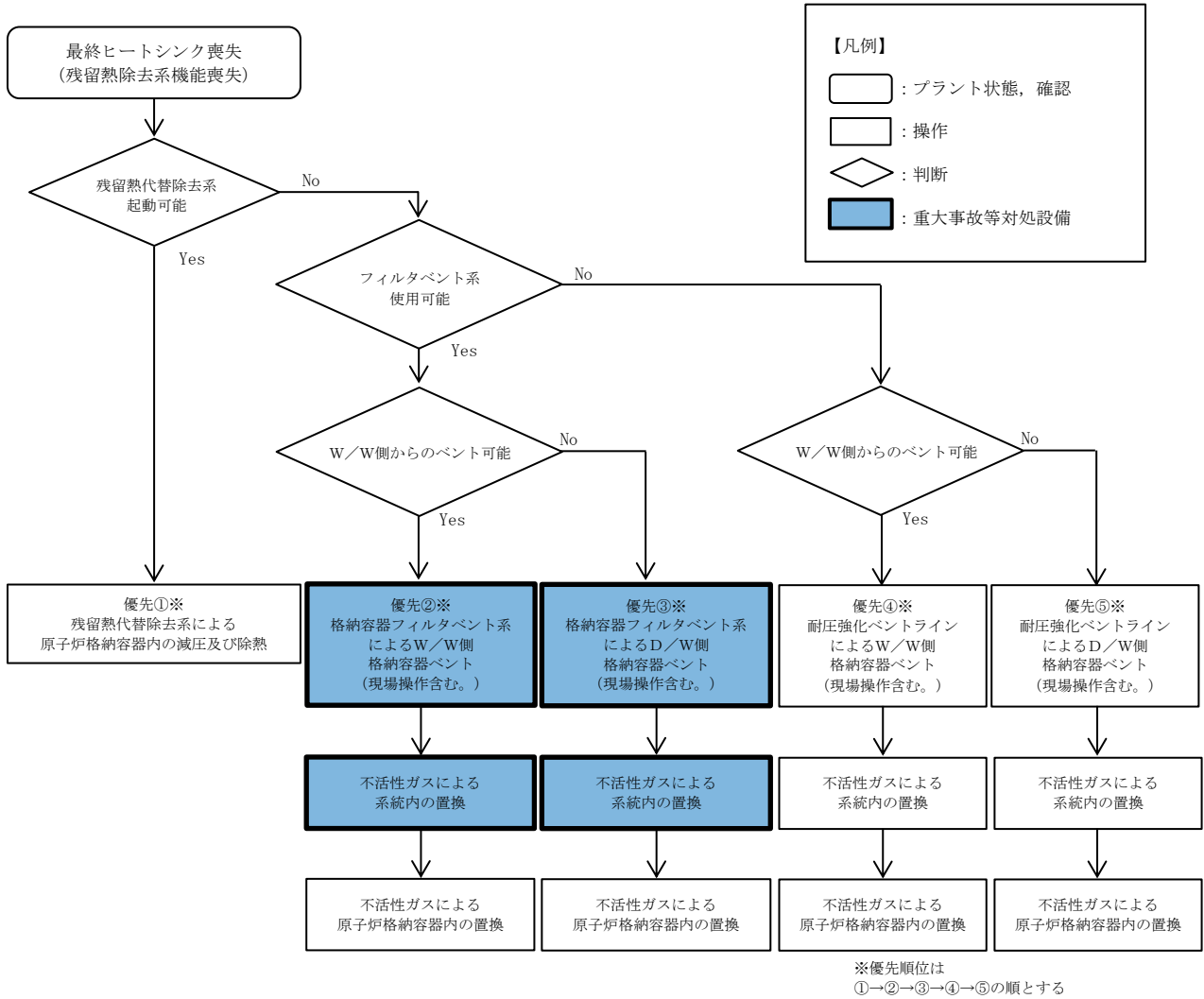
※1：原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) B系による除熱を示す。また、原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) A系による冷却水確保については、冷却水の供給開始まで2分以内で可能である。

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	要員(数)	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) による除熱															
原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) による除熱 (手動起動の場合)	中央制御室運転員A	1															

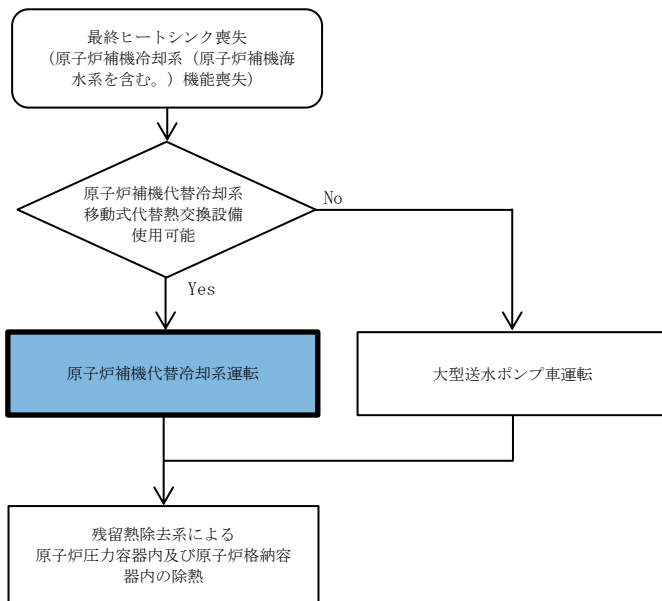
※2：原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) B系による除熱を示す。また、原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) A系による冷却水確保については、冷却水の供給開始まで3分以内で可能である。

第 1.5-40 図 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) による除熱 タイムチャート

(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 1.5-41 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 (四十八条)	技術基準規則 (六十三条)	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>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>	④
		<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>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>	⑤
		<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>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>	⑥
		<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>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>	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	-	-	-	-	-	-
	残留熱除去系(格納容器冷却モード)	既設							
原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む)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(原子炉補機海水系を含む。)配管・弁・海水ストレーナ	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 残留熱代替除去系による	残留熱代替除去ポンプ	常設	7時間 20分	18名	自主対策とする理由は本文参照
					残留熱除去系熱交換器	常設			
					原子炉補機代替冷却系	常設			
					サブプレッション・チェンバ	常設			
					残留熱代替除去系配管・弁	常設			
					残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	常設			
					低圧原子炉代替注水系配管・弁	常設			
					格納容器スプレイ・ヘッド	常設			
					ホース・接続口	可搬			
					原子炉圧力容器	常設			
					原子炉格納容器	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			
				代替所内電気設備	常設				
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	原子炉格納容器への窒素ガス供給 可搬式窒素供給装置による	可搬式窒素供給装置	可搬	2時間	2名	自主対策とする理由は本文参照
	可搬式窒素供給装置	新設							
	スクラバ容器補給・排水設備	新設							
	-	-							
-	-	-	-	原子炉格納容器内の減圧及び除熱 耐圧強化ベントラインによる	遠隔手動弁操作機構	常設	交流電源が健全である場合 30分 全交流動力電源喪失時の場合 4時間	交流電源が健全である場合 1名 全交流動力電源喪失時の場合 5名	自主対策とする理由は本文参照
					S G T耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンプ	常設			
					S G T耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁	常設			
					原子炉格納容器(サブプレッション・チェンバ, 真空破壊装置を含む。)	常設			
					窒素ガス制御系配管・弁	常設			
					非常用ガス処理系配管・弁	常設			
					排気筒	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			
					可搬型代替交流電源設備	可搬			
					代替所内電気設備	常設			
					可搬式窒素供給装置	可搬			
					ホース・接続口	可搬			
現場操作	遠隔手動弁操作機構	新設	①② ③④ ⑤⑥ ⑦	現場操作	S G T耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンプ	可搬	4時間	4名	自主対策とする理由は本文参照
					S G T耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁	常設			

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	常設			
	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			取水口	常設			
	取水口	既設			取水管	常設			
	取水管	既設			取水槽	常設			
	取水槽	既設			常設代替交流電源設備	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			代替所内電気設備	常設			
	代替所内電気設備	新設 既設			燃料補給設備	常設 可搬			
	燃料補給設備	新設			残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	常設			
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	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			
	残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)	既設			残留熱除去系(格納容器冷却モード)	常設			
	残留熱除去系(格納容器冷却モード)	既設							

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(5 / 6)

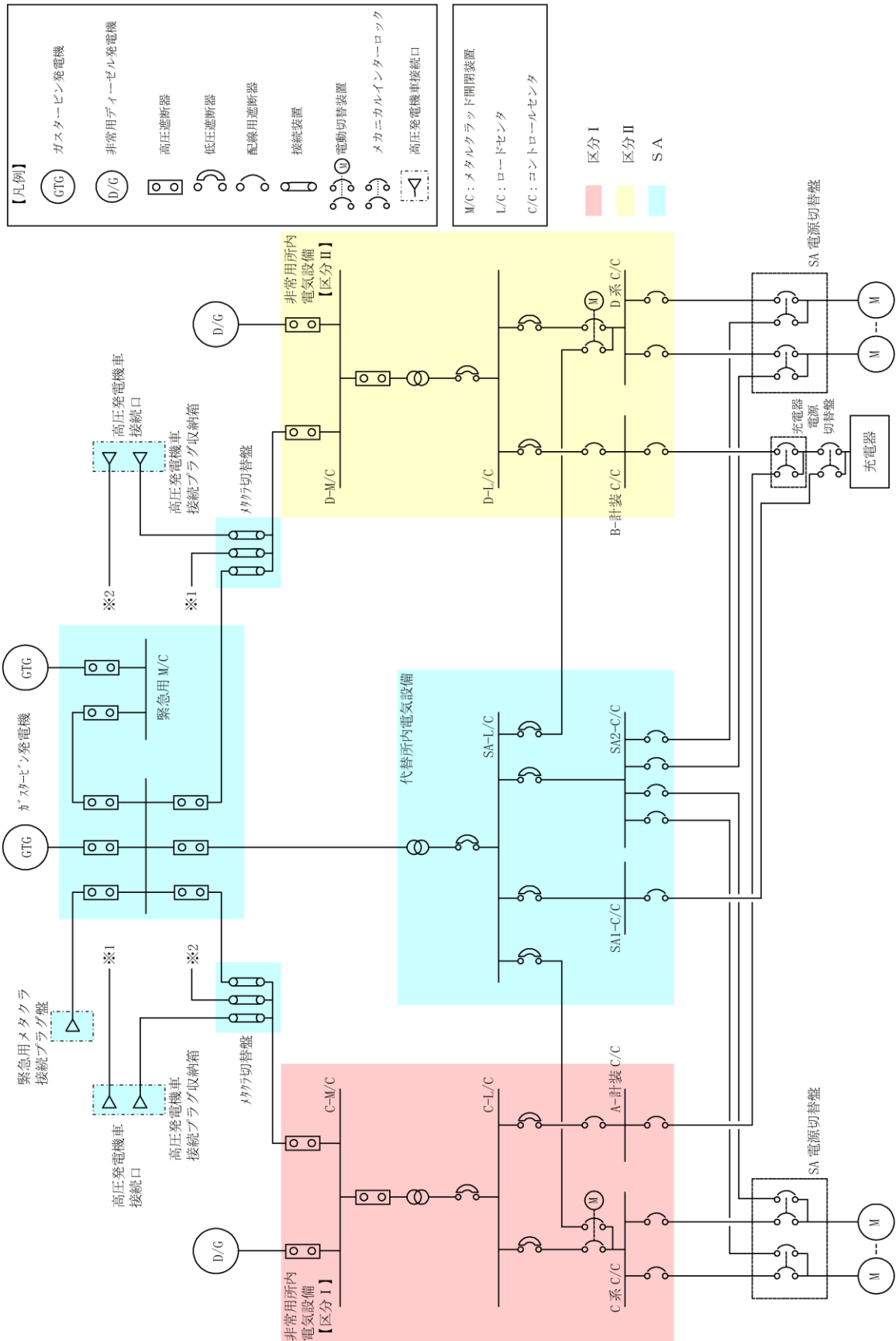
技術的能力審査基準 (1.5)	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却系が有する最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損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>【解釈】</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)

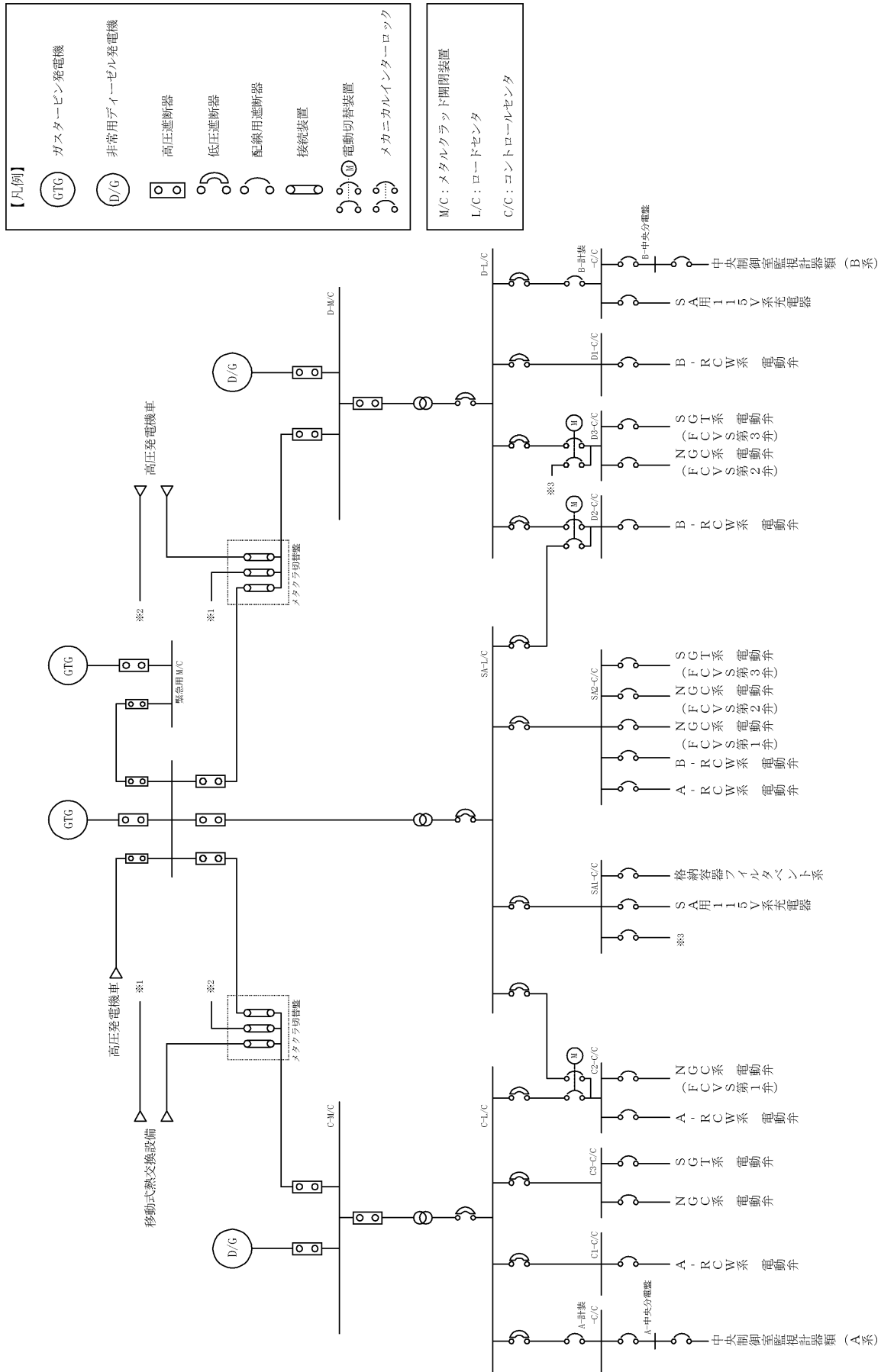
技術的能力審査基準 (1.5)	適合方針
<p>(1) 炉心損傷防止</p> <p>a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク (UHS) の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系 (RHR) の使用が不可能な場合について考慮すること。</p> <p>また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</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

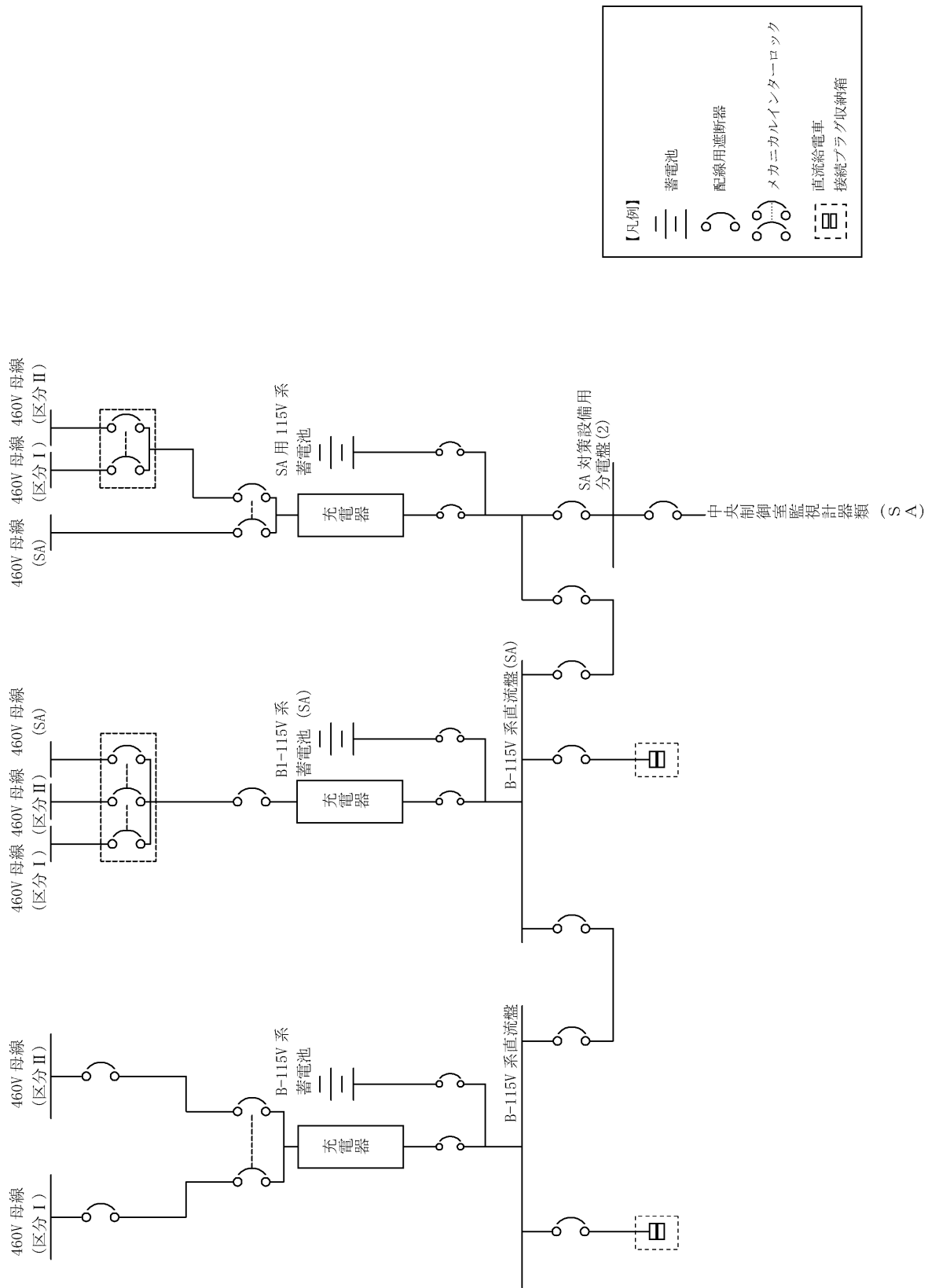
機器名称	常設 ／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
残留熱代替除去ポンプ	常設	Sクラス	150 m ³ /h	70m	2台
S G T耐圧強化ベントライン 止め弁用空気ボンベ	常設	Cクラス	46.7L	—	1本
ドレン移送ポンプ (スクラバ容器補給・排水設 備)	常設	— (Ss 機能維持)	10 m ³ /h	70m	1台
薬品注入タンク (スクラバ容器補給設備)	常設	— (Ss 機能維持)	0.83m ³	—	1基
大量送水車 (スクラバ容器補給設備)	可搬	— (Ss 機能維持)	168m ³ /h (1台あたり)	—	2台
可搬式窒素供給装置	可搬	— (Ss 機能維持)	約 100Nm ³ /h	—	1台
大型送水ポンプ車	可搬	— (Ss 機能維持)	約 1,800m ³ /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. 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) 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

a. 操作概要

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、残留熱代替除去系を起動し原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。

b. 作業場所

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱として、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する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 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 30分以内（所要時間目安^{※1} : 12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15分，所要時間目安5分

・系統構成：所要時間目安5分（操作対象5弁：中央制御室）

●起動操作：想定時間10分，所要時間目安4分

・起動操作：所要時間目安4分（操作対象3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) 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成

- a. 原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合

(a) 操作概要

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が必要な状況において、原子炉補機代替冷却系を用いた冷却水確保のため、S A電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また、中央制御室操作及び現場操作により原子炉補機冷却系の系統構成を行う。

(b) 作業場所

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

原子炉建物付属棟 地下2階，地下1階，2階，3階（非管理区域）

廃棄物処理建物 2階（非管理区域）

(c) 必要要員数及び想定時間

残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

< S A電源切替盤操作の場合 >

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1時間40分以内

（所要時間目安^{*1}：1時間7分）

冷却水確保10分以内（所要時間目安^{*1}：1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】

- 電源確認：想定時間5分，所要時間目安2分

- ・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）

- 冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間10分，所要時間目安1分

- ・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員B，C】

- 移動，S A電源切替盤操作（B系）：想定時間20分，所要時間目安9分

- ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟 3 階）
- ・ S A 電源切替操作（B 系）：所要時間目安：3 分（電源切替操作：原子炉建物附属棟 3 階）
- 系統構成：想定時間 1 時間 20 分，所要時間目安 58 分
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：原子炉建物附属棟 3 階～原子炉建物附属棟 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 2 階）
 - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物附属棟 2 階～原子炉建物附属棟地下 1 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下 1 階）
 - ・移動：所要時間目安 3 分（移動経路：原子炉建物附属棟地下 1 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～原子炉建物附属棟地下 1 階）
 - ・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟地下 1 階）
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：原子炉建物附属棟地下 1 階～原子炉建物附属棟 2 階）
 - ・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 2 階）
 - ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：原子炉建物附属棟 2 階～廃棄物処理建物 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 2 階）

<非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合>

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1時間50分以内

（所要時間目安^{*1}：1時間20分）

冷却水確保10分以内（所要時間目安^{*1}：1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】

- C/C D系不要負荷切り離し：想定時間5分，所要時間目安2分
 - ・ C/C D系不要負荷切り離し：所要時間目安2分
- 非常用コントロールセンタ切替盤操作（B系）
 - ：想定時間5分，所要時間目安1分
 - ・ 非常用コントロールセンタ切替盤操作（B系）：所要時間目安1分
- 電源確認：想定時間5分，所要時間目安2分
 - ・ 電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）
- 冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間10分，所要時間目安1分
 - ・ 冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員B, C】

- 移動，C/C D系不要負荷切り離し操作
 - ：想定時間30分，所要時間目安27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2階）
 - ・ C/C D系不要負荷切り離し操作：所要時間目安22分（原子炉建物附属棟2階）
- 系統構成：想定時間1時間20分，所要時間目安53分
 - ・ 移動：所要時間目安5分（移動経路：原子炉建物附属棟2階～原子炉建物附属棟地下1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下1階）
 - ・ 移動：所要時間目安3分（移動経路：原子炉建物附属棟地下1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～原

子炉建物付属棟地下1階)

- ・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象1弁：原子炉建物付属棟地下1階）
- ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：原子炉建物付属棟地下1階～原子炉建物付属棟2階）
- ・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象1弁：原子炉建物付属棟2階）
- ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：原子炉建物付属棟2階～廃棄物処理建物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2階）

(d) 操作の成立性について

i 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。

ii 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、ヘッドライト及び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、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：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（警報装置を含む。）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

b. 原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合）

(a) 操作概要

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が必要な状況において、原子炉補機代替冷却系を用いた冷却水確保のため、S A電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また、中央制御室操作及び現場操作により原子炉補機冷却系の系統構成を行う。

(b) 作業場所

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

原子炉建物附属棟 地下2階，地下1階，2階，3階（非管理区域）

廃棄物処理建物 2階（非管理区域）

(c) 必要要員数及び想定時間

残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

< S A電源切替盤操作の場合 >

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1時間40分以内

（所要時間目安^{*1}：1時間14分）

冷却水確保10分以内（所要時間目安^{*1}：1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】

●電源確認：想定時間5分，所要時間目安2分

・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）

●冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間10分，所要時間目安1分

・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員B，C】

●移動，S A電源切替盤操作（B系）：想定時間20分，所要時間目安9分

・移動：所要時間目安6分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟3階）

- ・ S A電源切替操作（B系）：所要時間目安：3分（電源切替操作：原子炉建物附属棟3階）
- 系統構成：想定時間1時間20分，所要時間目安1時間5分
 - ・移動：所要時間目安4分（移動経路：原子炉建物附属棟3階～原子炉建物附属棟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2階）
 - ・移動：所要時間目安5分（移動経路：原子炉建物附属棟2階～原子炉建物附属棟地下1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下1階）
 - ・移動：所要時間目安3分（移動経路：原子炉建物附属棟地下1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～原子炉建物附属棟地下1階）
 - ・系統構成：所要時間目安11分（操作対象1弁：原子炉建物附属棟地下1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1階～原子炉建物附属棟2階）
 - ・系統構成：所要時間目安3分（操作対象1弁：原子炉建物附属棟2階）
 - ・移動：所要時間目安3分（移動経路：原子炉建物附属棟2階）
 - ・系統構成：所要時間目安11分（操作対象1弁：原子炉建物附属棟2階）
 - ・移動：所要時間目安6分（移動経路：原子炉建物附属棟2階～廃棄物処理建物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2階）

<非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合>

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1時間50分以内

（所要時間目安^{※1}：1時間27分）

冷却水確保10分以内（所要時間目安^{※1}：1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】

- C/C D系不要負荷切り離し：想定時間5分，所要時間目安2分
 - ・ C/C D系不要負荷切り離し：所要時間目安2分
- 非常用コントロールセンタ切替盤操作（B系）
 - ：想定時間5分，所要時間目安1分
 - ・ 非常用コントロールセンタ切替盤操作（B系）：所要時間目安1分
- 電源確認：想定時間5分，所要時間目安2分
 - ・ 電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）
- 冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間10分，所要時間目安1分
 - ・ 冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員B，C】

- 移動，C/C D系不要負荷切り離し操作
 - ：想定時間30分，所要時間目安27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2階）
 - ・ C/C D系不要負荷切り離し操作：所要時間目安22分（原子炉建物附属棟2階）
- 系統構成：想定時間1時間20分，所要時間目安1時間
 - ・ 移動：所要時間目安5分（移動経路：原子炉建物附属棟2階～原子炉建物附属棟地下1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下1階）
 - ・ 移動：所要時間目安3分（移動経路：原子炉建物附属棟地下1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～原子炉建物附属棟地下1階）

- ・ 系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟地下 1 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 1 階～原子炉建物附属棟 2 階）
- ・ 系統構成：所要時間目安 3 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 2 階）
- ・ 移動：所要時間目安 3 分（移動経路：原子炉建物附属棟 2 階）
- ・ 系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 2 階）
- ・ 移動：所要時間目安 6 分（移動経路：原子炉建物附属棟 2 階～廃棄物処理建物 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 2 階）

(d) 操作の成立性について

i 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。

ii 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、ヘッドライト及び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、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：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。

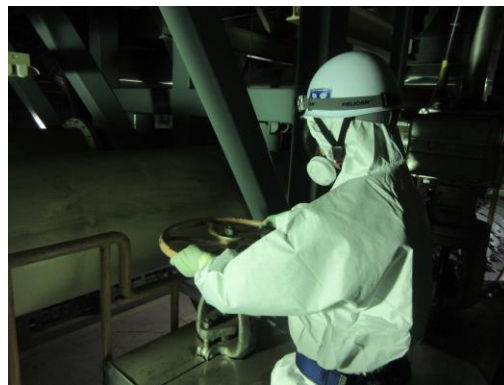
操作性：通常の弁操作であり、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段：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（警報装置を含む。）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）

(3) 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保

a. 原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保

(a) 操作概要

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が必要な状況において、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）による補機冷却水確保のため、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

原子炉建物付属棟 1階, 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系による補機冷却水確保として、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^{*1}：5時間41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35分，所要時間目安32分

・移動：所要時間目安32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（移動式代替熱交換設備，ホース運搬車）

：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全確認（移動式代替熱交換設備，ホース運搬車）

：所要時間目安10分（第4保管エリア）

●移動式代替熱交換設備準備：想定時間6時間15分，所要時間目安4時間38分

・移動式代替熱交換設備準備：所要時間目安4時間38分（屋外（原子炉建物南側周辺））

●補機冷却水（淡水）の供給（監視）：想定時間20分，所要時間目安15分

・補機冷却水（淡水）の供給（監視）：所要時間目安15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）

●緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間35分，所要時間目安32分

・移動：所要時間目安32分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）

：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）

：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45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））

●送水準備（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

・送水準備（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））

●補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）：想定時間20分，所要時間目安10分

・補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）

：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30分，所要時間目安26分

・移動：所要時間目安26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45分

・電源ケーブル接続：所要時間目安45分（屋外（原子炉建物南側），原子炉建物付属棟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、所内通信連絡設備（警報装置を含む。）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。

b. 原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合）

(a) 操作概要

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が必要な状況において、原子炉補機代替冷却系（大型送水ポンプ車等）による補機冷却水確保のため、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 地下2階，地下1階，1階（非管理区域）

タービン建物 地下1階，1階（非管理区域）

屋外（取水槽周辺）

(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補機冷却水確保として、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内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：7時間以内（所要時間目安^{*1}：6時間29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】

●緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間35分，所要時間目安32分

・移動：所要時間目安32分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）

：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）

：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））

●送水準備（屋外ホース敷設）：想定時間55分，所要時間目安45分

・送水準備（屋外ホース敷設）：所要時間目安45分（屋外（取水槽周辺））

- 送水準備（屋内ホース敷設）：想定時間 1 時間55分，所要時間目安 1 時間55分
 - ・送水準備（屋内ホース敷設）：所要時間目安 1 時間55分（屋内（タービン建物，原子炉建物付属棟））
- 補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）
 - ：想定時間20分，所要時間目安10分
 - ・補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）
 - ：所要時間目安10分（屋外（取水槽周辺））

(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，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）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

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

(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が必要な状況において、S A電源切替盤操作又は非常用コントローラセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また、中央制御室操作により系統構成及び格納容器ベント操作を実施し、格納容器ベントを実施する。

b. 作業場所

C/C D系不要負荷切り離し 原子炉建物附属棟 2階（非管理区域）

C/C C系不要負荷切り離し 原子炉建物附属棟中 2階（非管理区域）

電源切替え 原子炉建物附属棟 3階（非管理区域）

系統構成、ベント実施操作 制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

排気ラインドレン排出弁操作 屋外（原子炉建物南側周辺）

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。

< S A電源切替盤操作の場合 >

必要要員数 : 5名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名、緊急時対策要員2名）

想定時間 : 移動、S A電源切替盤操作（A系）20分以内（所要時間目安^{※1}：8分）

移動、S A電源切替盤操作（B系）20分以内（所要時間目安^{※1}：4分）

電源確認（中央制御室）5分以内（所要時間目安^{※1}：4分）

系統構成（中央制御室）5分以内（所要時間目安^{※1}：4分）

ベント実施操作（中央制御室）10分以内（所要時間目安^{※1}：3分）

排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40分以内（所要時間目安^{※1}：31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 4 分
 - ・電源確認：所要時間目安 4 分（電源確認：中央制御室）
- 系統構成（第 2 弁全開操作）：想定時間 5 分，所要時間目安 4 分
 - ・系統構成（第 2 弁全開操作）：所要時間目安 4 分（操作対象 1 弁：中央制御室）
- ベント実施操作（第 1 弁（W/W）全開操作）
 - ：想定時間 10 分，所要時間目安 3 分
 - ・ベント実施操作（第 1 弁（W/W）全開操作）
 - ：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，S A 電源切替盤操作（A系：第 1 弁）：想定時間 20 分，所要時間目安 8 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 3 階）
 - ・S A 電源切替盤操作（A系：第 1 弁）：所要時間目安 3 分（電源切替操作：原子炉建物附属棟 3 階）
- 移動，S A 電源切替盤操作（B系：第 2 弁）：想定時間 20 分，所要時間目安 4 分
 - ・移動：所要時間目安 1 分（原子炉建物附属棟 3 階）
 - ・S A 電源切替盤操作（B系：第 2 弁）：所要時間目安 3 分（電源切替操作：原子炉建物附属棟 3 階）

【緊急時対策要員】

- 緊急時対策所～原子炉建物南側周辺移動：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分
 - ・移動：所要時間目安 26 分（移動経路：緊急時対策所～原子炉建物南側周辺）
- 排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安 5 分
 - ・排気ラインドレン排出弁操作：所要時間目安 5 分（排気ラインドレン排出弁操作：屋外（原子炉建物南側周辺））

<非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合>

- 必要要員数：5 名（中央制御室運転員 1 名，現場運転員 2 名，緊急時対策要員 2 名）
- 想定時間：移動，C/C C系不要負荷切り離し操作 30 分以内（所要時間目安^{※1}：26 分）
- 移動，C/C D系不要負荷切り離し操作 30 分以内（所要時間目安^{※1}：12 分）
- C/C C系不要負荷切り離し（中央制御室）5 分以内（所

要時間目安^{※1}：2分)

非常用コントロールセンタ切替盤操作（A系）（中央制御室）5分以内（所要時間目安^{※1}：1分）

C/C D系不要負荷切り離し（中央制御室）10分以内（所要時間目安^{※1}：7分）

非常用コントロールセンタ切替盤操作（B系）（中央制御室）5分以内（所要時間目安^{※1}：1分）

電源確認（中央制御室）5分以内（所要時間目安^{※1}：4分）

系統構成（中央制御室）5分以内（所要時間目安^{※1}：4分）

ベント実施操作（中央制御室）10分以内（所要時間目安^{※1}：3分）

排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40分以内（所要時間目安^{※1}：31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】

- C/C C系不要負荷切り離し：想定時間5分，所要時間目安2分
 - ・C/C C系不要負荷切り離し：所要時間目安2分
- 非常用コントロールセンタ切替盤操作（A系）：想定時間5分，所要時間目安1分
 - ・非常用コントロールセンタ切替盤操作（A系）：所要時間目安1分
- C/C D系不要負荷切り離し：想定時間10分，所要時間目安7分
 - ・C/C D系不要負荷切り離し：所要時間目安7分
- 非常用コントロールセンタ切替盤操作（B系）：想定時間5分，所要時間目安1分
 - ・非常用コントロールセンタ切替盤操作（B系）：所要時間目安1分
- 電源確認：想定時間5分，所要時間目安4分
 - ・電源確認：所要時間目安4分（電源確認：中央制御室）
- 系統構成：想定時間5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）
- ベント実施操作（第1弁（W/W）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（W/W）開操作）
：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，C/C C系不要負荷切り離し操作：想定時間30分，所要時間目安26分

- ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟中 2 階）
- ・ C / C C系不要負荷切り離し操作：所要時間目安 21 分（原子炉建物附属棟中 2 階）
- 移動， C / C D系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 12 分
- ・移動：所要時間目安 2 分（移動経路：原子炉建物附属棟中 2 階～原子炉建物附属棟 2 階）
- ・ C / C D系不要負荷切り離し操作：所要時間目安 10 分（原子炉建物附属棟 2 階）

【緊急時対策要員】

- 緊急時対策所～原子炉建物南側周辺移動：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分
- ・移動：所要時間目安 26 分（移動経路：緊急時対策所～原子炉建物南側周辺）
- 排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安 5 分
- ・排気ラインドレン排出弁操作：所要時間目安 5 分（排気ラインドレン排出弁操作：屋外（原子炉建物南側周辺））

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，ヘッドライト及び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，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：通常受電操作であり，排気ラインドレン排出弁操作については，操作に必要な工具はなく通常弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。

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（警報装置を含む。）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。また，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（警報装置を含む。）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。

(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、原子炉建物付属棟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、原子炉建物付属棟1階又は原子炉建物付属棟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	原子炉建物付属棟	3階	北側通路（非管理区域）
W/Wベント	原子炉建物付属棟	1階	西側（非管理区域）
D/Wベント	原子炉建物付属棟	2階	西側（非管理区域）
電源確認	制御室建物	4階	（非管理区域）（中央制御室）
排気ラインドレン排出弁操作	屋外		（原子炉建物南側周辺）

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 : 5名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名、緊急時対策要員2名）

想定時間 : 系統構成（原子炉建物付属棟）1時間20分以内（所要時間目安^{※1} : 1時間4分）

ベント実施操作（原子炉建物付属棟）1時間30分以内（所要時間目安^{※1} : 1時間9分）

排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40分以内（所要時間目安^{※1} : 31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】

- 移動，系統構成（第2弁全開操作）：想定時間1時間20分，所要時間目安1時間4分
 - ・移動：所要時間目安10分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟3階）
 - ・系統構成（第2弁全開操作）：所要時間目安54分（操作対象1弁：原子炉建物附属棟3階）
 - 移動，ベント実施操作（第1弁（W/W）全開操作）
 - ：想定時間1時間30分，所要時間目安1時間9分
 - ・移動：所要時間目安15分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟1階）
 - ・ベント実施操作（第1弁（W/W）全開操作）
 - ：所要時間目安54分（操作対象1弁：原子炉建物附属棟1階）
- 【緊急時対策要員】
- 緊急時対策所～原子炉建物南側周辺移動：想定時間30分，所要時間目安26分
 - ・移動：所要時間目安26分（移動経路：緊急時対策所～原子炉建物南側周辺）
 - 排気ラインドレン排出弁操作：想定時間10分，所要時間目安5分
 - ・排気ラインドレン排出弁操作：所要時間目安5分（排気ラインドレン排出弁操作：屋外（原子炉建物南側周辺））

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：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。

現場運転員の放射線防護を考慮し，遠隔手動弁操作機構は，原

子炉建物付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。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り、排気ラインドレン排出弁操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

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（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。また，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（警報装置を含む。）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。



ベント操作（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1）又は輪谷貯水槽（西2））周辺）
制御室建物 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1）又は輪谷貯水槽（西2）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 : 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^{※1} : 1時間55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

【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35分、所要時間目安32分

・移動：所要時間目安32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（ホース展張車）：想定時間10分、所要時間目安10分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安10分（第4保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間55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（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：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（送水ヘッダ～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（送水ヘッダ～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 1）又は輪谷貯水槽（西 2）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 30 分, 所要時間目安 28 分
 - ・移動：所要時間目安 28 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（大量送水車, ホース展張車）：想定時間 10 分, 所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（大量送水車, ホース展張車）：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 1）又は輪谷貯水槽（西 2））
 - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2））
- 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 1）又は輪谷貯水槽（西 2）, 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 1）又は輪谷貯水槽（西 2）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 1）又は輪谷貯水槽（西 2））
- 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 1）又は輪谷貯水槽（西 2））

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。

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，容易に接続可能であり，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，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）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（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 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^{※1} : 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ズ

a. 操作概要

格納容器フィルタベント系の窒素ガスパーズが必要な状況において、可搬式窒素供給装置を配置してホースを窒素供給ライン接続口に接続した後、可搬式窒素供給装置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

【窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合】

屋外（原子炉建物南側）

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合】

屋外（原子炉建物西側）

原子炉建物附属棟 1階（非管理区域）

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物北側）

原子炉建物附属棟 1階（非管理区域）

制御室建物 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ズとして窒素供給ライン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。

(a) 窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合

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 : 2時間以内（所要時間目安^{※1} : 1時間42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

【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】

- 緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
 - ・移動：所要時間目安 32 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（可搬式窒素供給装置）
 - ：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
 - ：所要時間目安 10 分（第4保管エリア）
 - 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安 2 分（移動経路：第4保管エリア～屋外（原子炉建物南側））
 - 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
 - ：想定時間 1 時間，所要時間目安 53 分
 - ・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
 - ：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物南側））
 - ・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（原子炉建物南側））
 - 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（原子炉建物南側））
- (b) 窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合
- 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　　： 2 時間以内（所要時間目安^{※1}： 1 時間 44 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

【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】

- 緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
 - ・移動：所要時間目安 32 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（可搬式窒素供給装置）
 - ：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

- ・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
 - 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安 2 分（移動経路：第 4 保管エリア～屋外（原子炉建物西側））
 - 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
：想定時間 1 時間，所要時間目安 53 分
 - ・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物西側）～原子炉建物付属棟 1 階）
 - ・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（原子炉建物西側））
 - 弁開操作：想定時間 10 分，所要時間目安 7 分
 - ・弁開操作：所要時間目安 7 分（操作対象 1 弁：原子炉建物付属棟 1 階）
- (c) 窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
- 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　　： 6 時間 40 分以内（所要時間目安^{※1}： 6 時間 18 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

【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】

- 緊急時対策所～第 4 保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
 - ・移動：所要時間目安 32 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（可搬式窒素供給装置）
：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
- 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安 2 分（移動経路：第 4 保管

エリア～屋外（タービン建物北側）

- 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
： 想定時間 5 時間 35 分，所要時間目安 5 時間 19 分
- ・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
： 所要時間目安 5 時間 2 分（ホース敷設・接続：屋外（タービン建物北側）～原子炉建物附属棟 1 階）
- ・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（タービン建物北側））
- 弁開操作：想定時間 15 分，所要時間目安 15 分
- ・弁開操作：所要時間目安 15 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 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：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。

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。

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，操作に必要な工具はない。
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がある。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），有線式通信設備，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（警報装置を含む。）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

(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）に可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度を配置してホースを接続口に接続した後、可搬型設備（車両）である第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（原子炉建物南側）

制御室建物 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 : 2時間以内（所要時間目安^{*1} : 1時間34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

【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】

●緊急時対策所～第4保管エリア移動 : 想定時間35分、所要時間目安32分

・移動 : 所要時間目安32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（第1ベントフィルタ出口水素濃度）

: 想定時間10分、所要時間目安10分

・車両健全性確認（第1ベントフィルタ出口水素濃度）

: 所要時間目安10分（第4保管エリア）

●第1ベントフィルタ出口水素濃度の移動

: 想定時間5分、所要時間目安2分

・第1ベントフィルタ出口水素濃度の移動

: 所要時間目安2分（移動経路 : 第4保管エリア～屋外（原子炉建物南側））

●第1ベントフィルタ出口水素濃度のホース、電源ケーブル敷設・接続

：想定時間1時間，所要時間目安45分

- ・第1ベントフィルタ出口水素濃度のホース，電源ケーブル敷設・接続
：所要時間目安45分（屋外（原子炉建物南側））

●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（原子炉建物南側））

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：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，ねじ込み式で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，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）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。



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 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^{※1} : 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。

3. 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、ホースを窒素供給ライン接続口に接続し、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

【窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合】

屋外（原子炉建物南側）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合】

屋外（原子炉建物西側）

原子炉建物附属棟 1階（非管理区域）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物北側）

原子炉建物附属棟 1階（非管理区域）

(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。

a. 窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

必要要員数 : 2名（緊急時対策要員2名）

想定時間 : 2時間以内（所要時間目安^{※1} : 1時間42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】

●緊急時対策所～第4保管エリア移動 : 想定時間 35分, 所要時間目安 32分

・移動 : 所要時間目安 32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（可搬式窒素供給装置）

: 想定時間 10分, 所要時間目安 10分

- ・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
 - 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安 2 分（移動経路：第 4 保管エリア～屋外（原子炉建物南側））
 - 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
：想定時間 1 時間，所要時間目安 53 分
 - ・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物南側））
 - ・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（原子炉建物南側））
 - 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（原子炉建物南側））
- b. 窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合
- 必要要員数 : 2 名（緊急時対策要員 2 名）
- 想定時間 : 2 時間以内（所要時間目安^{*1} : 1 時間 44 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】

- 緊急時対策所～第 4 保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
 - ・移動：所要時間目安 32 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（可搬式窒素供給装置）
：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
- 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安 2 分（移動経路：第 4 保管エリア～屋外（原子炉建物西側））
- 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
：想定時間 1 時間，所要時間目安 53 分

- ・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物西側）～原子炉建物附属棟 1 階）
 - ・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（原子炉建物西側））
 - 弁開操作：想定時間 10 分，所要時間目安 7 分
 - ・弁開操作：所要時間目安 7 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 1 階）
- c. 窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
- 必要要員数　： 2 名（緊急時対策要員 2 名）
- 想定時間　　： 6 時間 40 分以内（所要時間目安^{*1}： 6 時間 18 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】

- 緊急時対策所～第 4 保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
 - ・移動：所要時間目安 32 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（可搬式窒素供給装置）
 - ：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
 - ：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
- 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安 2 分（移動経路：第 4 保管エリア～屋外（タービン建物北側））
- 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
 - ：想定時間 5 時間 35 分，所要時間目安 5 時間 19 分
 - ・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
 - ：所要時間目安 5 時間 2 分（ホース敷設・接続：屋外（タービン建物北側）～原子炉建物附属棟 1 階）
 - ・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（タービン建物北側））

●弁開操作：想定時間 15 分，所要時間目安 15 分

- ・弁開操作：所要時間目安 15 分（操作対象 1 弁：原子炉建物付属棟 1 階）

(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），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（警報装置を含む。）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

4. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1) 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱

a. 操作概要

中央制御室からの耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において、中央制御室操作により系統構成及び格納容器ベント操作を実施し、格納容器ベントを実施する。

b. 作業場所

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

耐圧強化ベントライン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）20分以内（所要時間目安^{※1} : 15分）

ベント実施操作（制御室建物）10分以内（所要時間目安^{※1} : 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（第2弁全開操作）：想定時間20分、所要時間目安15分

・系統構成（第2弁全開操作）：所要時間目安15分（操作対象11弁：中央制御室）

●ベント実施操作（第1弁（W/W）全開操作）

：想定時間10分、所要時間目安3分

・ベント実施操作（第1弁（W/W）全開操作）

：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) 耐圧強化ベントライン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

耐圧強化ベントライン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 3 階及び原子炉建物原子炉棟 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 1 階又は原子炉建物附属棟 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	3 階	北側通路 (非管理区域)
系統構成	原子炉建物原子炉棟	3 階	(管理区域)
W/Wベント	原子炉建物附属棟	1 階	西側 (非管理区域)
D/Wベント	原子炉建物附属棟	2 階	西側 (非管理区域)
電源確認	制御室建物	4 階	(非管理区域) (中央制御室)

c. 必要要員数及び想定時間

耐圧強化ベントライン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	: 5 名 (中央制御室運転員 1 名, 現場運転員 4 名)
想定時間	: 系統構成 (原子炉建物附属棟) 2 時間 30 分以内 (所要時間目安 ^{※1} : 2 時間)
	: 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 ^{※1} : 1 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】

- 電源確認 : 想定時間 10 分, 所要時間目安 3 分
 - ・電源確認 : 所要時間目安 3 分 (中央制御室)

【現場運転員 (2 名)】

- 移動，系統構成（第2弁全開操作）：想定時間2時間30分，所要時間目安2時間
 - ・移動：所要時間目安10分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟3階）
 - ・系統構成（第2弁全開操作）：所要時間目安1時間50分（操作対象4弁：原子炉建物附属棟3階）
 - 移動，ベント実施操作（第1弁（W/W）全開操作）
 - ：想定時間1時間30分，所要時間目安1時間9分
 - ・移動：所要時間目安15分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟1階）
 - ・ベント実施操作（第1弁（W/W）全開操作）
 - ：所要時間目安54分（操作対象1弁：原子炉建物附属棟1階）
- 【現場運転員（2名）】
- 移動，系統構成：想定時間1時間，所要時間目安45分
 - ・移動：所要時間目安9分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟3階）
 - ・系統構成：所要時間目安36分（操作対象3弁：原子炉建物原子炉棟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るため，容易に実施可能である。

(b) 現場作業

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，ヘッドライト及び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）を装備して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し，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。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 (警報装置を含む。) 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との連絡が可能である。



ベント操作 (遠隔手動弁操作機構)

(3) 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージ

a. 操作概要

耐圧強化ベント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窒素供給ライン接続口に接続した後、可搬式窒素供給装置により耐圧強化ベントラインに窒素ガスを供給する。

b. 作業場所

【窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージの場合】

屋外（原子炉建物南側）

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージの場合】

屋外（原子炉建物西側）

原子炉建物附属棟 1階（非管理区域）

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物北側）

原子炉建物附属棟 1階（非管理区域）

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージとして窒素供給ライン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。

(a) 窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージの場合

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 : 2時間以内（所要時間目安^{※1} : 1時間42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

【中央制御室運転員】

●系統構成 : 想定時間10分、所要時間目安5分

・系統構成 : 所要時間目安5分（操作対象1弁 : 中央制御室）

【緊急時対策要員】

- 緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
 - ・移動：所要時間目安 32 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（可搬式窒素供給装置）
 - ：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
 - ：所要時間目安 10 分（第4保管エリア）
 - 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安 2 分（移動経路：第4保管エリア～屋外（原子炉建物南側））
 - 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
 - ：想定時間 1 時間，所要時間目安 53 分
 - ・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
 - ：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物南側））
 - ・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（原子炉建物南側））
 - 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（原子炉建物南側））
- (b) 窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合
- 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：2時間以内（所要時間目安^{※1}：1時間44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

【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】

- 緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
 - ・移動：所要時間目安 32 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（可搬式窒素供給装置）
 - ：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

- ・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
 - ：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
 - 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安 2 分（移動経路：第 4 保管エリア～屋外（原子炉建物西側））
 - 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
 - ：想定時間 1 時間，所要時間目安 53 分
 - ・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
 - ：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物西側）～原子炉建物附属棟 1 階）
 - ・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（原子炉建物西側））
 - 弁開操作：想定時間 10 分，所要時間目安 7 分
 - ・弁開操作：所要時間目安 7 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 1 階）
- (c) 窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
- 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　　： 6 時間 40 分以内（所要時間目安^{※1}： 6 時間 18 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

【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】

- 緊急時対策所～第 4 保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
 - ・移動：所要時間目安 32 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（可搬式窒素供給装置）
 - ：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
 - ：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
- 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間 5 分，所要時間目安 2 分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安 2 分（移動経路：第 4 保管

エリア～屋外（タービン建物北側）

- 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
：想定時間 5 時間 35 分，所要時間目安 5 時間 19 分
- ・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
：所要時間目安 5 時間 2 分（ホース敷設・接続：屋外（タービン建物北側）～原子炉建物附属棟 1 階）
- ・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（タービン建物北側））
- 弁開操作：想定時間 15 分，所要時間目安 15 分
- ・弁開操作：所要時間目安 15 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 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：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。

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。

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，操作に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），有線式通信設備，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（警報装置を含む。）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

5. 原子炉補機代替冷却系による除熱

(1) 系統構成

- a. 原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合

(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、現場でのS A電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また、中央制御室操作及び現場操作により原子炉補機冷却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 4階（非管理区域）（中央制御室）

原子炉建物原子炉棟 3階（管理区域）

原子炉建物付属棟 地下2階，地下1階，2階，3階（非管理区域）

廃棄物処理建物 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。

< S A電源切替盤操作の場合 >

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：系統構成1時間40分以内

（所要時間目安^{※1}：1時間7分）

冷却水確保10分以内（所要時間目安^{※1}：1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】

●電源確認：想定時間5分，所要時間目安2分

・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）

●冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間10分，所要時間目安1分

・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員 B, C】(非管理区域)

- 移動, S A 電源切替盤操作 (B 系): 想定時間 20 分, 所要時間目安 9 分
 - ・移動: 所要時間目安 6 分 (移動経路: 中央制御室～原子炉建物附属棟 3 階)
 - ・S A 電源切替操作 (B 系): 所要時間目安 3 分 (電源切替操作: 原子炉建物附属棟 3 階)
- 系統構成: 想定時間 1 時間 20 分, 所要時間目安 58 分
 - ・移動: 所要時間目安 4 分 (移動経路: 原子炉建物附属棟 3 階～原子炉建物附属棟 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 2 階)
 - ・移動: 所要時間目安 5 分 (移動経路: 原子炉建物附属棟 2 階～原子炉建物附属棟地下 1 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下 1 階)
 - ・移動: 所要時間目安 3 分 (移動経路: 原子炉建物附属棟地下 1 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～原子炉建物附属棟地下 1 階)
 - ・系統構成: 所要時間目安 11 分 (操作対象 1 弁: 原子炉建物附属棟地下 1 階)
 - ・移動: 所要時間目安 4 分 (移動経路: 原子炉建物附属棟地下 1 階～原子炉建物附属棟 2 階)
 - ・系統構成: 所要時間目安 11 分 (操作対象 1 弁: 原子炉建物附属棟 2 階)
 - ・移動: 所要時間目安 6 分 (移動経路: 原子炉建物附属棟 2 階～廃棄物処理建物 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 2 階)

【現場運転員 D, E】(管理区域)

- 系統構成: 想定時間 30 分, 所要時間目安 12 分
 - ・移動: 所要時間目安 8 分 (移動経路: 中央制御室～原子炉建物原子炉棟 3 階)
 - ・系統構成: 所要時間目安 4 分 (操作対象 1 弁: 原子炉建物原子炉棟 3 階)

<非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合>

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：系統構成1時間50分以内

（所要時間目安^{※1}：1時間20分）

冷却水確保10分以内（所要時間目安^{※1}：1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】

●C/C D系不要負荷切り離し：想定時間5分，所要時間目安2分

・C/C D系不要負荷切り離し：所要時間目安2分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（B系）

：想定時間5分，所要時間目安1分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（B系）：所要時間目安1分

●電源確認：想定時間5分，所要時間目安2分

・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）

●冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間10分，所要時間目安1分

・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員B，C】（非管理区域）

●移動，C/C D系不要負荷切り離し操作

：想定時間30分，所要時間目安27分

・移動：所要時間目安5分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟2階）

・C/C D系不要負荷切り離し操作：所要時間目安22分（原子炉建物付属棟2階）

●系統構成：想定時間1時間20分，所要時間目安53分

・移動：所要時間目安5分（移動経路：原子炉建物付属棟2階～原子炉建物付属棟地下1階）

・電源確認：所要時間目安1分（電源ロック：原子炉建物付属棟地下1階）

・移動：所要時間目安3分（移動経路：原子炉建物付属棟地下1階～原子炉建物付属棟地下2階）

・系統構成：所要時間目安4分（操作対象1弁：原子炉建物付属棟地下2階）

・移動：所要時間目安5分（移動経路：原子炉建物付属棟地下2階～原子炉建物付属棟地下1階）

- ・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟地下 1 階）
- ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：原子炉建物附属棟地下 1 階～原子炉建物附属棟 2 階）
- ・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 2 階）
- ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：原子炉建物附属棟 2 階～廃棄物処理建物 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 2 階）

【現場運転員 D, E】（管理区域）

- 系統構成：想定時間 30 分，所要時間目安 12 分
 - ・移動：所要時間目安 8 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟 3 階）
 - ・系統構成：所要時間目安 4 分（操作対象 1 弁：原子炉建物原子炉棟 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：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，（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。

b. 原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合）

(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、現場でのS A電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また、中央制御室操作及び現場操作により原子炉補機冷却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 4階（非管理区域）（中央制御室）

原子炉建物原子炉棟 3階（管理区域）

原子炉建物附属棟 地下2階，地下1階，2階，中2階，3階（非管理区域）

廃棄物処理建物 2階（非管理区域）

(c) 必要要員数及び想定時間

残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

< S A電源切替盤操作の場合 >

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：系統構成1時間40分以内

（所要時間目安^{※1}：1時間8分）

冷却水確保10分以内（所要時間目安^{※1}：1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】

●電源確認：想定時間5分，所要時間目安2分

・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）

●冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間10分，所要時間目安1分

・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員B，C】（非管理区域）

●移動，S A電源切替盤操作（A系）：想定時間20分，所要時間目安8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3階）

- ・ S A電源切替操作 (A系) : 所要時間目安 : 3分 (電源切替操作 : 原子炉建物附属棟 3階)
- 系統構成 : 想定時間 1時間 20分, 所要時間目安 1時間
 - ・ 移動 : 所要時間目安 2分 (移動経路 : 原子炉建物附属棟 3階～原子炉建物附属棟 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 2階)
 - ・ 移動 : 所要時間目安 2分 (移動経路 : 原子炉建物附属棟 2階～原子炉建物附属棟地下 1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下 1階)
 - ・ 移動 : 所要時間目安 6分 (移動経路 : 原子炉建物附属棟地下 1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 6分 (移動経路 : 原子炉建物附属棟地下 2階～原子炉建物附属棟地下 1階)
 - ・ 系統構成 : 所要時間目安 11分 (操作対象 1弁 : 原子炉建物附属棟地下 1階)
 - ・ 移動 : 所要時間目安 4分 (移動経路 : 原子炉建物附属棟地下 1階～原子炉建物附属棟 2階)
 - ・ 系統構成 : 所要時間目安 11分 (操作対象 1弁 : 原子炉建物附属棟 2階)
 - ・ 系統構成 : 所要時間目安 3分 (操作対象 1弁 : 原子炉建物附属棟 2階)
 - ・ 移動 : 所要時間目安 6分 (移動経路 : 原子炉建物附属棟 2階～廃棄物処理建物 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 2階)

【現場運転員 D, E】 (管理区域)

- 系統構成 : 想定時間 30分, 所要時間目安 12分
 - ・ 移動 : 所要時間目安 8分 (移動経路 : 中央制御室～原子炉建物原子炉棟 3階)
 - ・ 系統構成 : 所要時間目安 4分 (操作対象 1弁 : 原子炉建物原子炉棟 3階)

<非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合>

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：系統構成1時間50分以内

（所要時間目安^{※1}：1時間23分）

冷却水確保10分以内（所要時間目安^{※1}：1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】

- C/C C系不要負荷切り離し：想定時間5分，所要時間目安2分
 - ・ C/C C系不要負荷切り離し：所要時間目安2分
- 非常用コントロールセンタ切替盤操作（A系）
 - ：想定時間5分，所要時間目安1分
 - ・ 非常用コントロールセンタ切替盤操作（A系）：所要時間目安1分
- 電源確認：想定時間5分，所要時間目安2分
 - ・ 電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）
- 冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間10分，所要時間目安1分
 - ・ 冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員B，C】（非管理区域）

- 移動，C/C D系不要負荷切り離し操作
 - ：想定時間30分，所要時間目安26分
 - ・ 移動：所要時間目安5分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟中2階）
 - ・ C/C D系不要負荷切り離し操作：所要時間目安21分（原子炉建物附属棟中2階）
- 系統構成：想定時間1時間20分，所要時間目安57分
 - ・ 移動：所要時間目安2分（移動経路：原子炉建物附属棟中2階～原子炉建物附属棟地下1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下1階）
 - ・ 移動：所要時間目安6分（移動経路：原子炉建物附属棟地下1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6分（移動経路：原子炉建物附属棟地下2階～原

子炉建物付属棟地下1階)

- ・系統構成：所要時間目安11分（操作対象1弁：原子炉建物付属棟地下1階）
- ・移動：所要時間目安4分（移動経路：原子炉建物付属棟地下1階～原子炉建物付属棟2階）
- ・系統構成：所要時間目安11分（操作対象1弁：原子炉建物付属棟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2階）
- ・移動：所要時間目安6分（移動経路：原子炉建物付属棟2階～廃棄物処理建物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2階）

【現場運転員D, E】（管理区域）

- 系統構成：想定時間30分，所要時間目安12分
 - ・移動：所要時間目安8分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟3階）
 - ・系統構成：所要時間目安4分（操作対象1弁：原子炉建物原子炉棟3階）

(d) 操作の成立性について

i 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。

ii 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、ヘッドライト及び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、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：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（警報装置を含む。）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. 原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保

(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

原子炉建物付属棟 1階，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^{*1}：5時間41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35分，所要時間目安32分

・移動：所要時間目安32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（移動式代替熱交換設備，ホース運搬車）

：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全確認（移動式代替熱交換設備，ホース運搬車）

：所要時間目安10分（第4保管エリア）

●移動式代替熱交換設備準備：想定時間6時間15分，所要時間目安4時間38分

・移動式代替熱交換設備準備：所要時間目安4時間38分（屋外（原子炉建物南側周辺））

●補機冷却水（淡水）の供給（監視）：想定時間20分，所要時間目安15分

・補機冷却水（淡水）の供給（監視）：所要時間目安15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）
- 緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間35分，所要時間目安32分
 - ・移動：所要時間目安32分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）
 - 車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）
 - ：想定時間10分，所要時間目安10分
 - ・車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）
 - ：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45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））
 - 送水準備（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
 - ・送水準備（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））
 - 補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）：想定時間20分，所要時間目安10分
 - ・補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）：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30分，所要時間目安26分
 - ・移動：所要時間目安26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45分
 - ・電源ケーブル接続：所要時間目安45分（屋外（原子炉建物南側），原子炉建物付属棟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、所内通信連絡設備（警報装置を含む。）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。

- b. 原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合）

(a) 操作概要

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が必要な状況において、原子炉補機代替冷却系（大型送水ポンプ車等）による補機冷却水確保のため、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

原子炉建物付属棟 地下2階，地下1階，1階（非管理区域）

タービン建物 地下1階，1階（非管理区域）

屋外（取水槽周辺）

(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補機冷却水確保として、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内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：7時間以内（所要時間目安^{*1}：6時間29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】

- 緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間35分，所要時間目安32分

・移動：所要時間目安32分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

- 車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）

：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）

：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））

- 送水準備（屋外ホース敷設）：想定時間55分，所要時間目安45分

・送水準備（屋外ホース敷設）：所要時間目安45分（屋外（取水槽周辺））

- 送水準備（屋内ホース敷設）：想定時間1時間55分，所要時間目安1時間55分

・送水準備（屋内ホース敷設）：所要時間目安1時間55分（屋内（ター

ビン建物，原子炉建物付属棟)

- 補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）：想定時間 20 分，所要時間目安 10 分
- ・補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）：所要時間目安 10 分（屋外（取水槽周辺））

(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，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）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

6. 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 4階（非管理区域）（中央制御室）

原子炉建物原子炉棟 2階，3階（管理区域）

原子炉建物附属棟 地下2階，2階（非管理区域）

廃棄物処理建物 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：系統構成1時間20分以内

（所要時間目安^{※1}：1時間6分）

冷却水確保10分以内（所要時間目安^{※1}：1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5分，所要時間目安2分

・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）

●冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間10分，所要時間目安1分

・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安1分（操作対象1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1時間6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
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 2 階）
- ・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下 1 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下 1 階）
- ・移動：所要時間目安 3 分（移動経路：原子炉建物附属棟地下 1 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～原子炉建物附属棟地下 1 階）
- ・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟地下 1 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 1 階～原子炉建物附属棟 2 階）
- ・系統構成：所要時間目安 3 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 2 階）
- ・移動：所要時間目安 3 分（移動経路：原子炉建物附属棟 2 階～原子炉建物附属棟 2 階）
- ・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟 2 階）
- ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：原子炉建物附属棟 2 階～廃棄物処理建物 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 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～原子炉建物原子炉棟 2 階）
 - ・系統構成：所要時間目安 5 分（操作対象 1 弁：原子炉建物原子炉棟 2 階）
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：原子炉建物原子炉棟 2 階～原子炉建物原子炉棟 3 階）
 - ・系統構成：所要時間目安 4 分（操作対象 1 弁：原子炉建物原子炉棟 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。

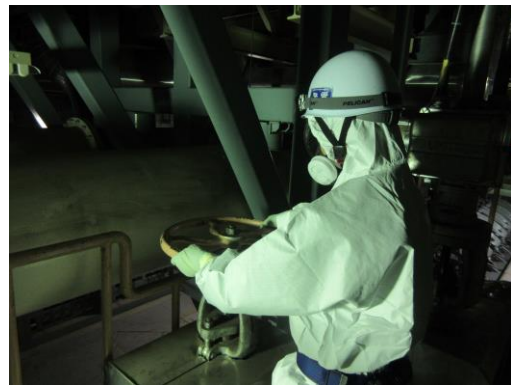
移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること、ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから接近可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

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：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（警報装置を含む。）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へ送水する。

b. 作業場所

原子炉建物附属棟 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：7時間以内（所要時間目安^{*1}：6時間39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】

- 緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間35分，所要時間目安32分
 - ・移動：所要時間目安32分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）
- 車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）
 - ：想定時間10分，所要時間目安10分
- ・車両健全性確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）
 - ：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））
- 送水準備（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
 - ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安2時間50分（屋外（取水槽周辺，原子炉建物南側周辺））
- 補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）：想定時間20分，所要時間目安10分
 - ・補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）：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，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）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

7. 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

a. 操作概要

原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）を起動し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱を行う。

b. 作業場所

制御室建物 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（原子炉補機海水系を含む。）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^{※1}：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。

スクラビング水の保有水量の設定根拠について

1. スクラバ容器水位の設定の考え方

ベント運転に伴いスクラバ容器内の水位は変動するが、その変動水位がフィルタ装置の性能維持を保證する上限・下限水位の範囲に収まるよう、系統待機モードにおけるスクラバ容器水位の管理値を設定している。スクラバ容器水位の管理値を第1図に示す。

スクラバ容器内の水位挙動は、ベント運転直後のスタートアップ期間とその後のベント運転中で異なる挙動を示す。スタートアップ期間は、スクラビング水、容器鋼材及び配管の昇温に伴うベントガス中の蒸気の凝縮によりスクラバ容器水位は上昇する。また、ベント運転中は、スクラビング水に捕集される放射性物質の発熱（スクラバ容器内発熱量）及びスクラバ容器に流入するベントガスの入熱とスクラバ容器及び配管からの放熱のバランスにより水位が変動する。

系統待機モードにおけるスクラバ容器水位の管理値（水位高、水位低）は、以下のとおり設定・確認をしている。

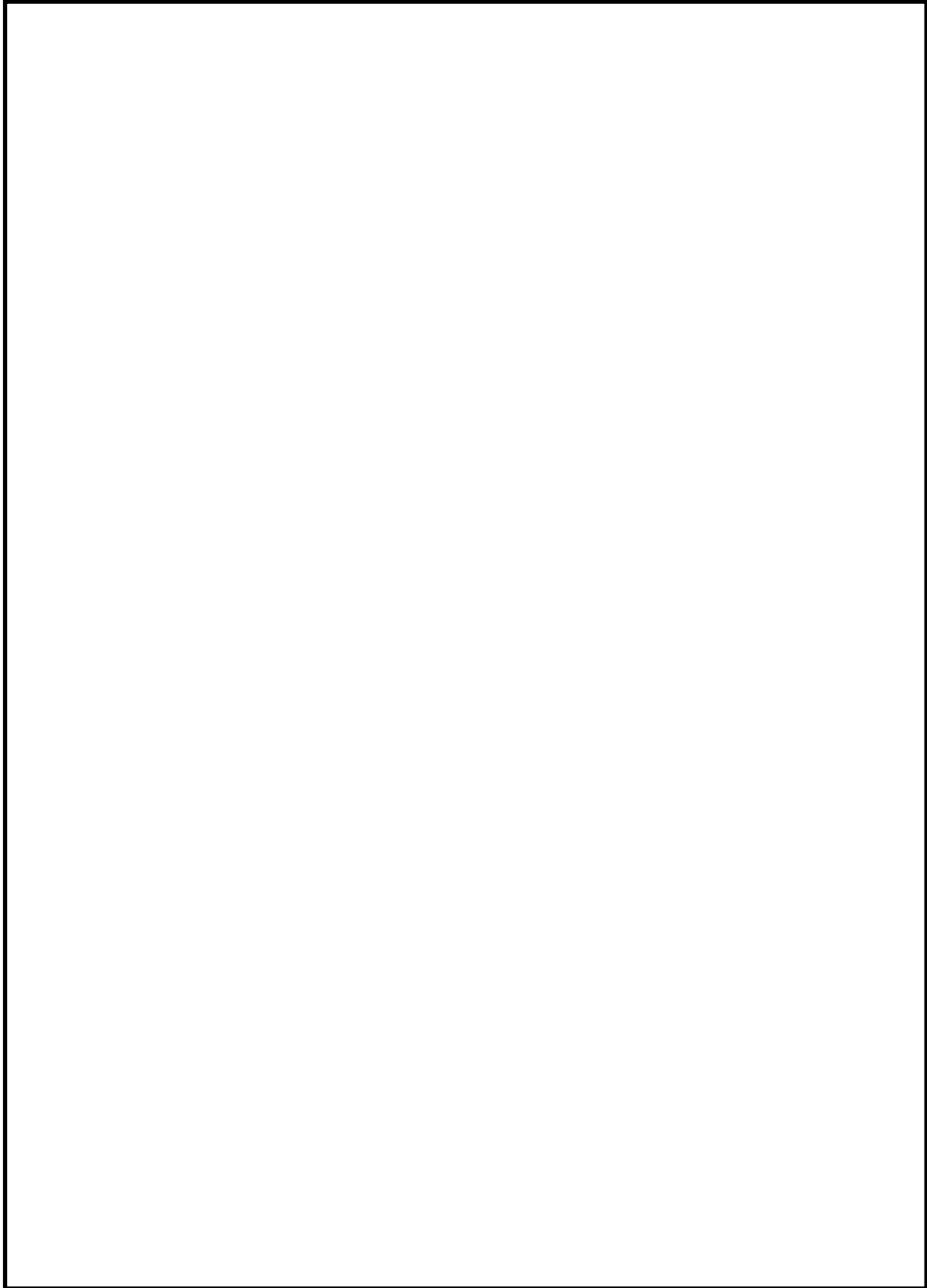
(1) 水位高設定値

水位高設定値は、ベント運転直後のスタートアップ期間における凝縮による水位上昇を考慮して上限水位に至らないことを以下のとおり確認し、設定している。

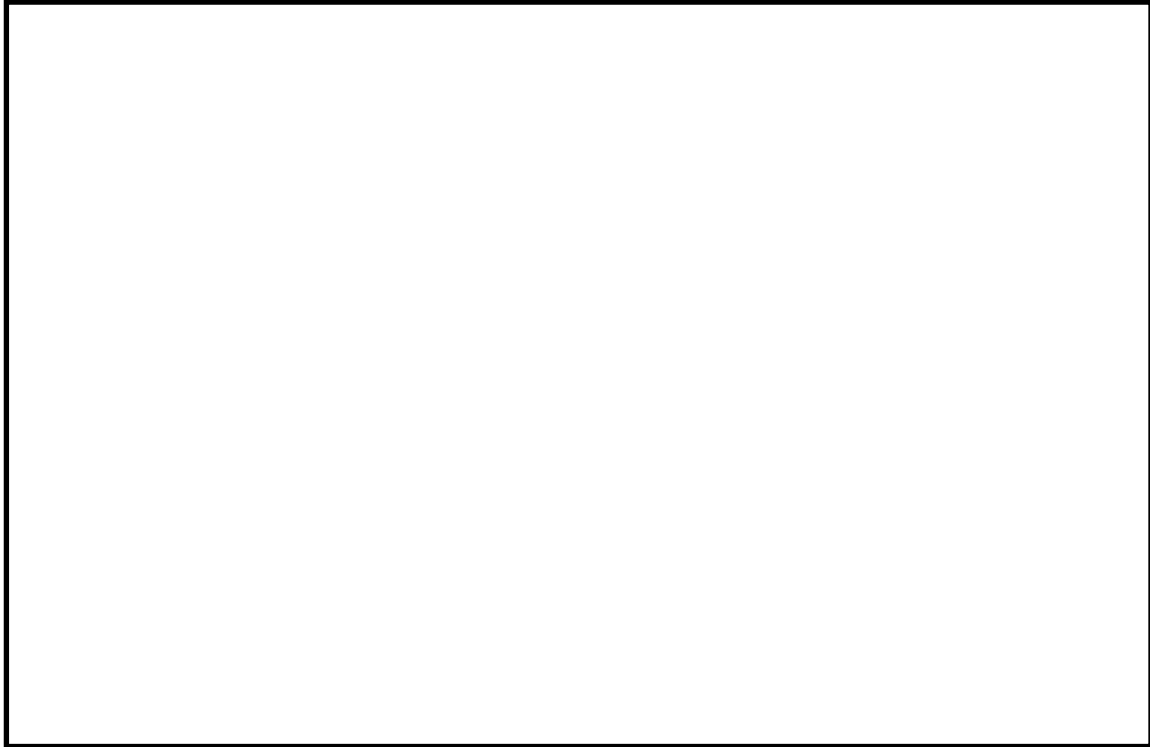


(2) 水位低設定値

水位低設定値は、系統設計条件であるスクラバ容器内発熱量（370kW）における蒸発による水位低下が 24 時間以上継続しても、下限水位に至らないことを確認し、設定している。



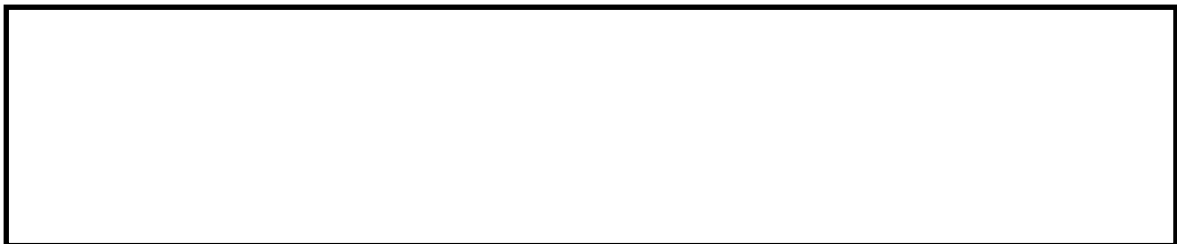
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



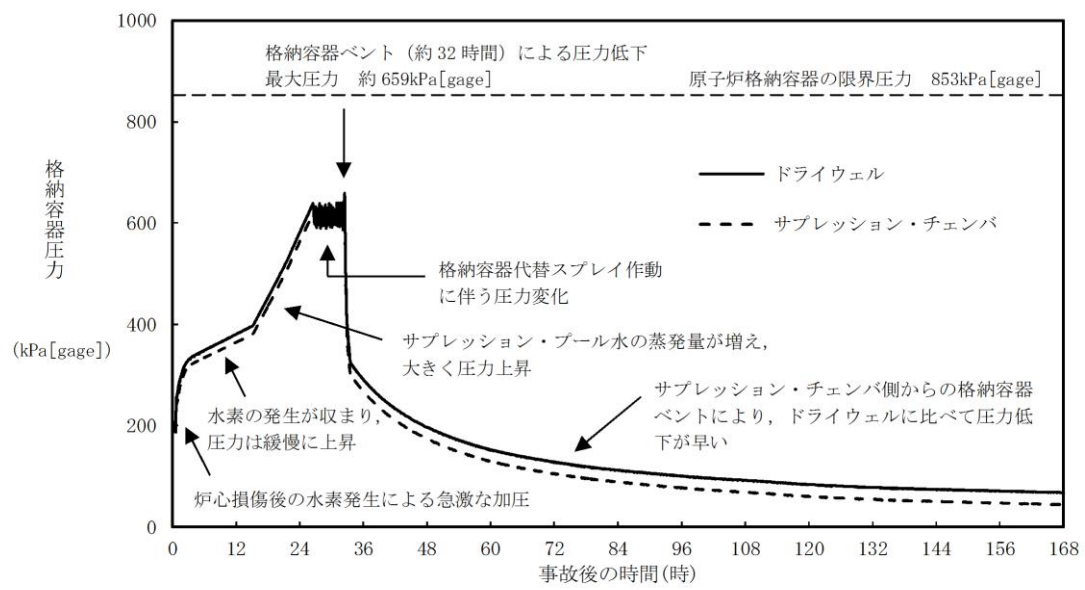
第1図 スクラバ容器水位の管理値

2. ベント運転中の水位挙動（有効性評価ベース）

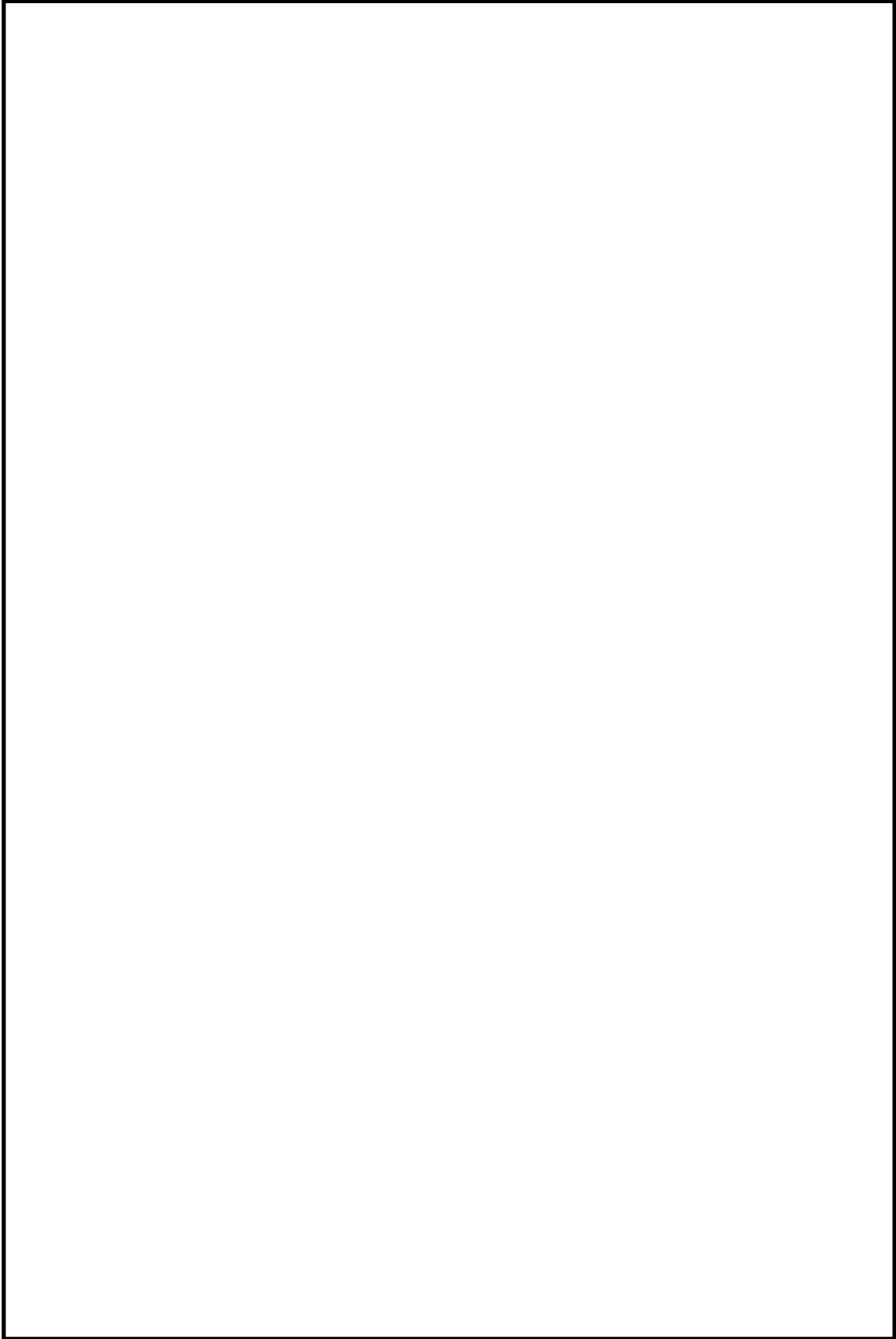
有効性評価のうち格納容器過圧・過温破損モード（大 LOCA+SBO+ECCS 機能喪失）におけるスクラバ容器内発熱量を用いた水位挙動の評価を以下に示す。



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2図 ベント時の格納容器圧力推移



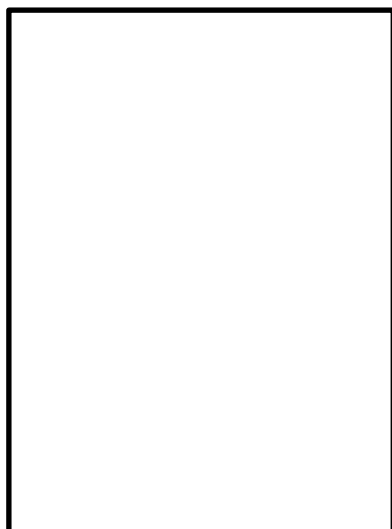
第3図 スクラビング水位挙動（大 LOCA+SBO+ECCS 機能喪失事象）

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。

(参考) スクラビング水の下限水位の設定について

スクラビング水位について、ベンチュリノズルの頂部まで水位があれば、設計上期待しているDFが確保できることを以下のとおり確認した。

ベンチュリスクラバは、第4図のようにスクラビング水を微小液滴にしてベントガス中に噴霧させることで除去効率を上げている。

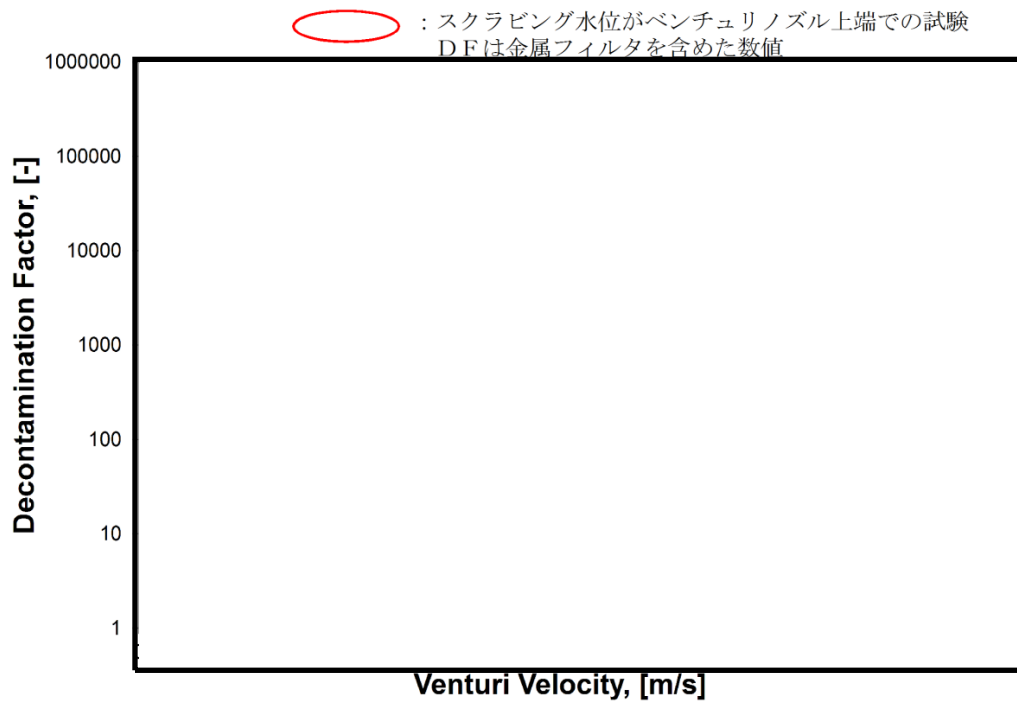


- ①ベンチュリノズル下方よりベントガスが流入
- ②スロート部でベントガス流速が増大
- ③スクラビング水がベントガス中に噴霧（微小液滴）
- ④ガスとスクラビング水が接触する面積が大きくなり除去効率が上がる
- ⑤ベントガス及び液滴は方向を変えられ、スクラビング水中に斜め下に排出

第4図 ベンチュリスクラバにおける除去原理

①エアロゾルのDFについて

- ・ベンチュリスクラバ内のガス流速と水滴速度が異なることで、ガス中のエアロゾルが水滴に衝突し水滴に付着する現象を用いたものであることから、慣性衝突による除去が支配的と考えられる。
- ・そのメカニズムから、DFに影響するのはガス流速及びエアロゾル粒径であり、水位はベンチュリスクラバによるエアロゾル除去原理が有効となるベンチュリノズル上端以上であればよい。
- ・JAVA試験によるエアロゾルのDFの結果を第5図及び第6図に示す。図に示すとおり、様々なガス流速と質量中央径が異なるエアロゾルで試験が行われているが、ガス流速及び質量中央径によるDFへの有意な影響は見られず、スクラビング水位をベンチュリノズル上端とした試験においても、設計条件DF1,000以上を十分に確保できている。



第5図 ベンチュリノズル部におけるガス流速に対する除去係数

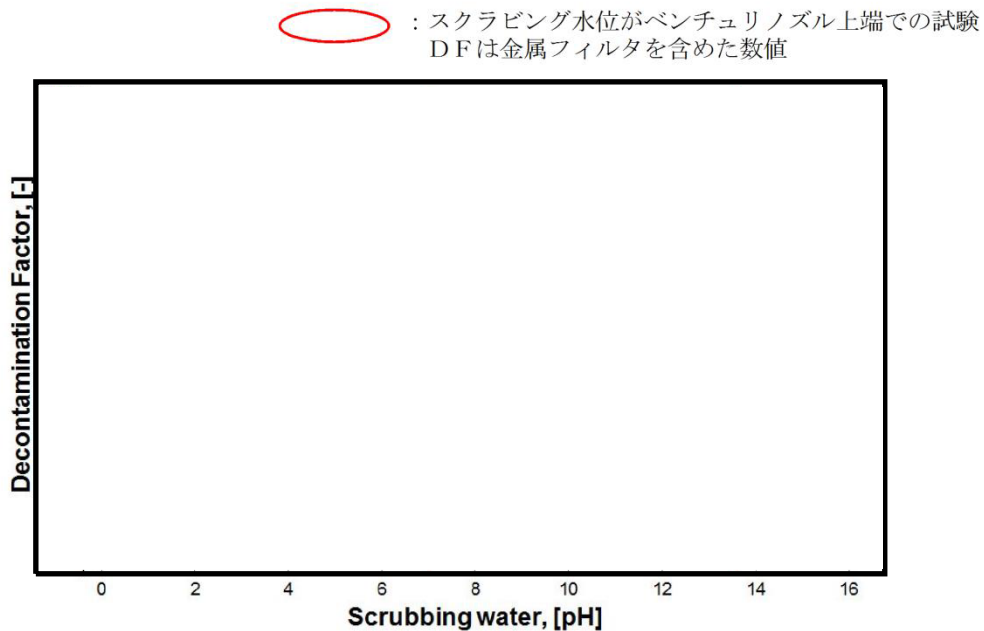


第6図 エアロゾル粒径に対する除去係数

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無機よう素のDFについて

- ・スクラビング水に添加された薬剤との化学反応により非揮発性のよう素イオンに変化させ、スクラビング水中に捕集・保持することから、スクラビング水のpHがDFに影響する主要なパラメータであり、水位はベンチュリスクラバによる除去原理が有効となるベンチュリノズル上端以上であればよい。
- ・JAVA 試験による無機よう素のDFの結果を第7図に示す。スクラビング水位がベンチュリノズル上端となっている試験は、無機よう素の捕集の観点から厳しい条件である低pHにおいても、設計条件DF100 以上を確保できている。



第7図 pHに対する無機よう素の除去係数

したがって、スクラビング水位の下限水位をベンチュリノズル上端とすることは適切と考える。

実運用における系統待機時（通常時）のスクラビング水位は、ベンチュリノズルの上端（300mm）を十分に上回る 1,700mm とし、FPが多く流入するベント開始初期のスクラビング水位を十分に確保し、ベント中においても、スクラビング水位 800mm 以上を確保するようスクラビング水を補給する運用とする。

スクラビング水のpHについては、待機時にpHが約 13 以上 であることを確認し、ベント中におけるスクラビング水のアルカリ性を維持する運用とする。

(参考) スクラビング水スロッシングの影響について

格納容器フィルタベント系であるスクラバ容器について、地震時にスロッシングが発生することで、スクラビング水が金属フィルタ下端まで到達する可能性がある。そこで、保守的な評価となるハウスナー理論を用いてスロッシング高さを評価した。

ハウスナー理論により、スロッシング高さ d_{\max} は以下のように算出できる。

$$d_{\max} = \frac{0.408 \cdot R \cdot \coth\left(1.84 \frac{h}{R}\right)}{\frac{g}{\omega_N^2 \cdot \theta_h \cdot R} - 1} = \boxed{} \text{ [mm]}$$

ここで、

$$\omega_N = \sqrt{\frac{1.84}{R} \cdot g \cdot \tanh\left(1.84 \frac{h}{R}\right)} = \boxed{} \text{ [s}^{-1}\text{]}$$

$$\theta_h = 1.534 \cdot \frac{S_A}{\omega_N^2 \cdot R} \cdot \tanh\left(1.84 \frac{h}{R}\right) = \boxed{}$$

- R : スクラバ容器半径 (内径) $\boxed{}$ [mm]
- h : スクラビング水上限水位 $\boxed{}$ [mm]
- g : 重力加速度 9806.65 [mm/s²]
- S_A : 応答加速度 $\boxed{}$ [mm/s²]

(評価用地震動 (2×S_S-1) に基づき保守的に設定)

金属フィルタは上限水位から $\boxed{}$ mm 上方に設置しており、スロッシング高さは最大でも $\boxed{}$ mm と算出されることから、スクラビング水は金属フィルタ下端まで到達しないと評価できる。

評価結果を第8図に示す。

また、スクラビング水位が下限水位の場合についても、上記と同様に評価を実施した結果を以下に示す。

$$d_{\max} = \frac{0.408 \cdot R \cdot \coth\left(1.84 \frac{h}{R}\right)}{\frac{g}{\omega_N^2 \cdot \theta_h \cdot R} - 1} = \boxed{} \text{ [mm]}$$

ここで,

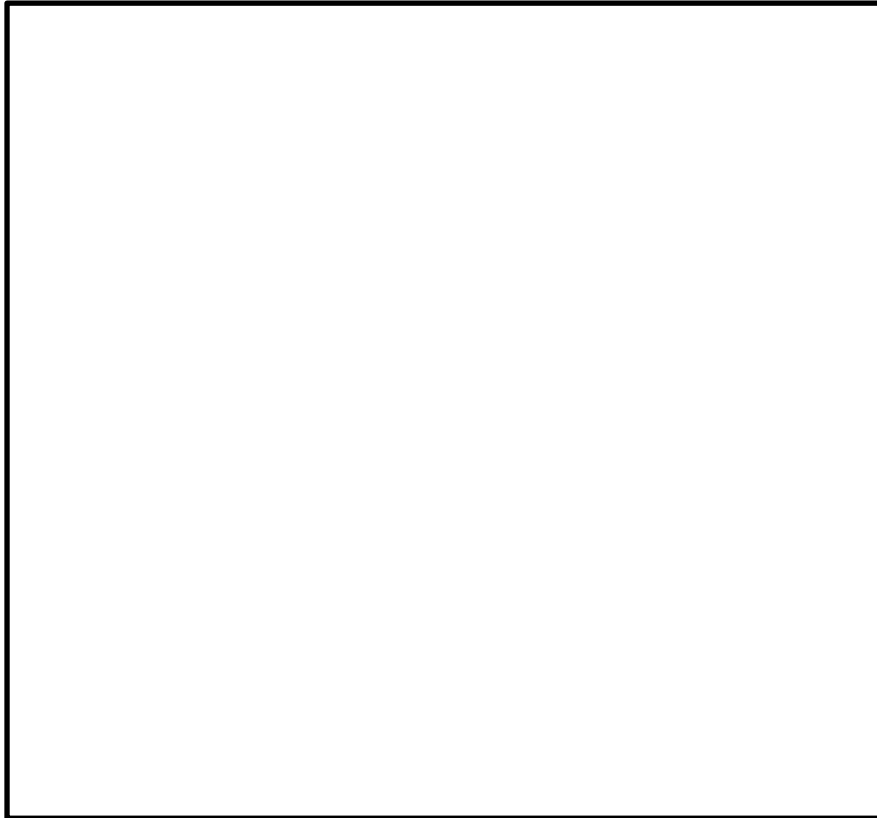
$$\cdot \omega_N = \sqrt{\frac{1.84}{R} \cdot g \cdot \tanh\left(1.84 \frac{h}{R}\right)} = \boxed{} [s^{-1}]$$

$$\cdot \theta_h = 1.534 \cdot \frac{S_A}{\omega_N^2 \cdot R} \cdot \tanh\left(1.84 \frac{h}{R}\right) = \boxed{}$$

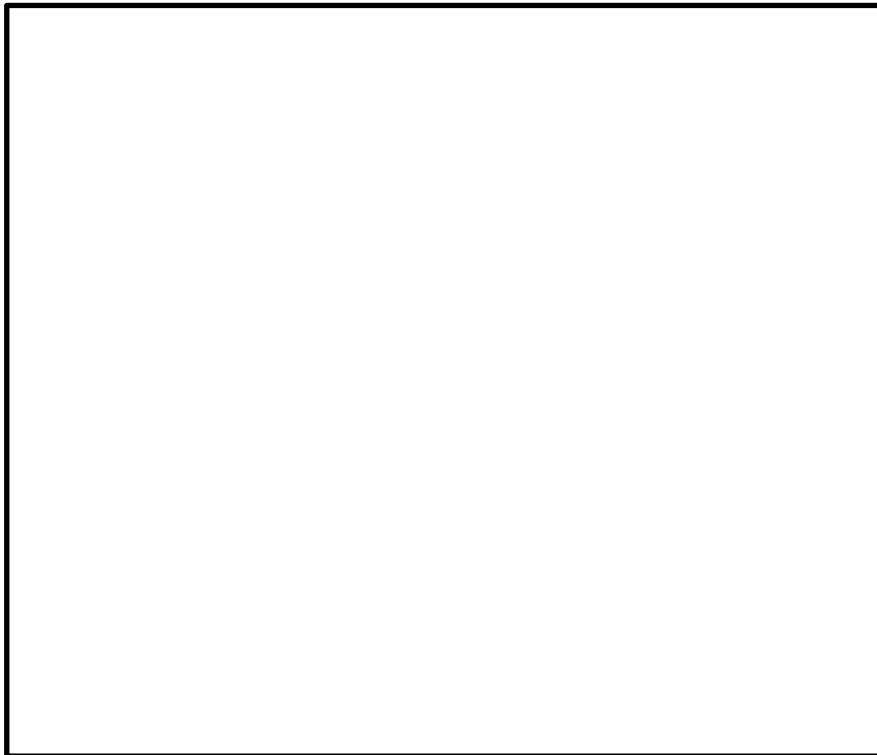
- R : スクラバ容器半径 (内径) $\boxed{}$ [mm]
- h : スクラビング水下限水位 $\boxed{}$ [mm]
- g : 重力加速度 9806.65 [mm/s²]
- S_A : 応答加速度 $\boxed{}$ [mm/s²]
(評価用地震動 (2×S_s-1) に基づき保守的に設定)

ベンチュリノズルの一部が気相部に露出するものの、露出している時間は格納容器ベント実施期間と比較して非常に小さく、ベンチュリスクラバの後段には金属フィルタも設置していることから、格納容器ベントにより放出される放射性物質のトータル量に影響を与えるものではないと考える。

評価結果を第9図に示す。



第8図 スクラビング水スロッシング評価結果（上限水位）



第9図 スクラビング水スロッシング評価結果（下限水位）

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。

格納容器ベント操作について

格納容器フィルタベント系の放出系統として、サプレッション・チェンバからとドライウェルから放出する系統の2通りあるが、サプレッション・プールにおけるスクラビング効果（エアロゾル等の低減効果）が期待できるサプレッション・チェンバからのベントを優先して使用する。

ただし、サプレッション・チェンバからのベントが実施できない場合には、ドライウェルからのベントを実施する。

また、ベント準備を含めたベント弁開操作は、以下を考慮し、第2弁から実施する。

- ・現場の雰囲気線量を考慮した操作手順

第1弁から開操作を実施した場合、格納容器内の蒸気（放射性物質を含む）が原子炉建物原子炉棟内の系統配管内に滞留することにより、現場の雰囲気線量が上昇する可能性がある。

- ・格納容器内への閉じ込め機能維持を考慮した操作手順

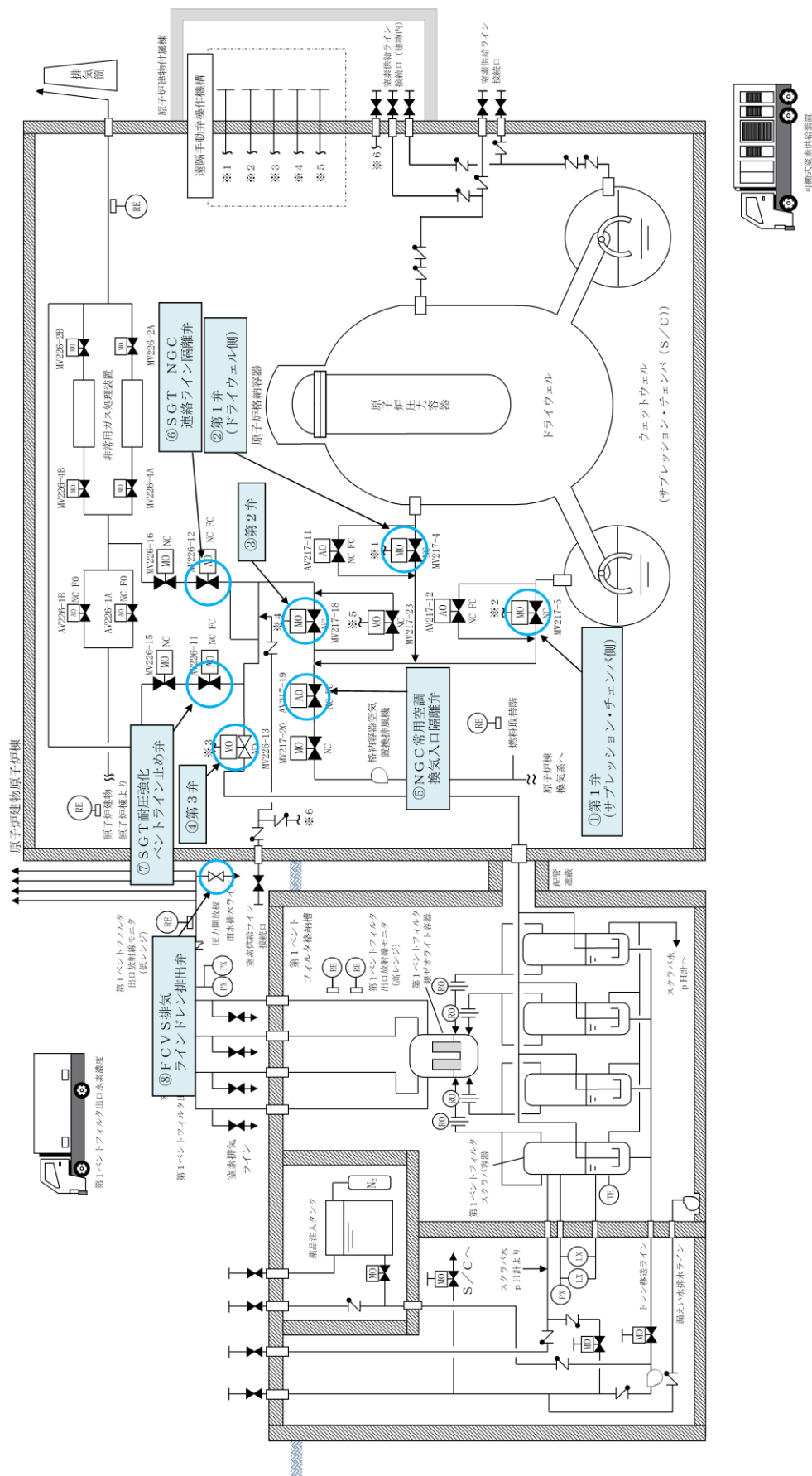
機能を発揮している格納容器バウンダリを変更しないため、第2弁から開操作を実施する。

- ・現場での手動操作時間を考慮した操作手順

第1弁から開操作を実施した場合、操作する弁の片側に蒸気圧がかかり、現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作（人力による遠隔操作）を実施する際、操作に時間を要する可能性がある。

なお、ベント停止時に第1弁で隔離する理由は、格納容器バウンダリ範囲を通常時と同様にするためである。

格納容器フィルタベント系の系統概要図（操作対象箇所）を第1図に示す。



第1図 格納容器フィルタバント系の系統概要図 (操作対象箇所)

1. 格納容器フィルタベント系におけるベントタイミング

格納容器フィルタベント系によるベント操作は、第1表に示す基準に到達した場合に、当直副長の指示の下に運転員が実施する。これにより、格納容器の過圧破損防止及び格納容器内での水素燃焼防止が可能である。

第1表 ベント実施判断基準

炉心状態	目的	実施判断基準
炉心損傷なし	過圧破損防止	サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達
炉心損傷を判断した場合		サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達
	水素燃焼防止	格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol% 及び ウェット条件にて 1.5vol% 到達

格納容器の過圧破損防止の観点では、炉心損傷なしの場合は、残留熱除去系等の格納容器除熱機能が喪失し格納容器圧力が上昇した際、格納容器圧力が 384kPa[gage]から 334kPa[gage]の範囲で格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ（間欠）を実施する。外部水源によるスプレイであるため、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達すれば格納容器スプレイを停止し、ベントの実施を判断する。これは、格納容器除熱機能の復旧時間の確保及び追加放出された希ガスの減衰時間を確保することを目的としている。

炉心損傷を判断した場合は、640kPa [gage] から 588kPa [gage] の範囲で格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ（間欠）を実施し、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達すれば格納容器スプレイを停止するとともにベントを実施する。これにより確実に 853kPa [gage]（2Pd）到達までに格納容器ベントが実施できる。炉心損傷の有無により、格納容器スプレイ実施基準を変更する理由は、炉心損傷した場合、格納容器内に放射性物質が放出されるため、炉心損傷なしの場合に比べてベント実施操作判断基準に到達するタイミングを遅らせることにより、ベント時の外部影響を軽減させるためである。

また、炉心損傷を判断した場合は、ジルコニウム-水反応により大量の水素が発生し、格納容器内の水素濃度は可燃限界の 4 vol% を超過する。その後、水の放射線分解によって格納容器内酸素濃度が上昇し、格納容器内水素・酸素濃度が可燃限界に到達することにより、格納容器内で水素燃焼が発生するおそれがある。この水素燃焼の発生を防止するため、格納容器内酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol% 及びウェット条件にて 1.5vol% に到達した時点でベント操作を実施することで格納容器内の水素・酸素を排出する。ベント実施の判断フローを第2～4図に示す。

炉心損傷の有無の判断は、第2表に示すパラメータを確認する。

第2表 確認パラメータ（炉心損傷判断）

確認パラメータ	炉心損傷判断
ドライウェル又はサプレッション・チェンバのγ線線量率	設計基準事故（原子炉冷却材喪失）において想定する希ガスの追加放出量相当のγ線線量率の10倍を超えた場合、炉心が損傷したものと判断する*。

※ この基準は、炉内蓄積量の割合約0.1%に相当する希ガスが格納容器内に放出した場合のγ線線量率相当となっている。

さらに、重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合のベント実施判断基準として、第3表に示す判断基準を整理している。これらの状況においても、格納容器ベント実施により、格納容器破損の緩和又は大気へ放出される放射性物質の総量の低減が可能である。

第3表 重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合のベント実施判断基準

炉心状態	実施判断基準
炉心損傷なし	格納容器スプレイが実施できない場合（384kPa[gage]以下維持不可）
炉心損傷を判断した場合	格納容器スプレイが実施できない場合（1.5Pd以下維持不可）
	原子炉建物水素濃度2.5vol%到達
	格納容器温度200℃以上において温度上昇が継続している場合
	可搬式モニタリング・ポスト指示の急激な上昇
	原子炉建物原子炉棟内の放射線モニタ指示値の急激な上昇

なお、炉心損傷後の格納容器代替スプレイが実施できない場合でも、格納容器圧力が640kPa[gage]に到達後、2Pd（853kPa[gage]）に到達するまでに5時間程度以上の時間があるため、ベント準備時間が約1時間30分であることを踏まえても格納容器圧力2Pd（853kPa[gage]）に到達するまでに準備ができる。

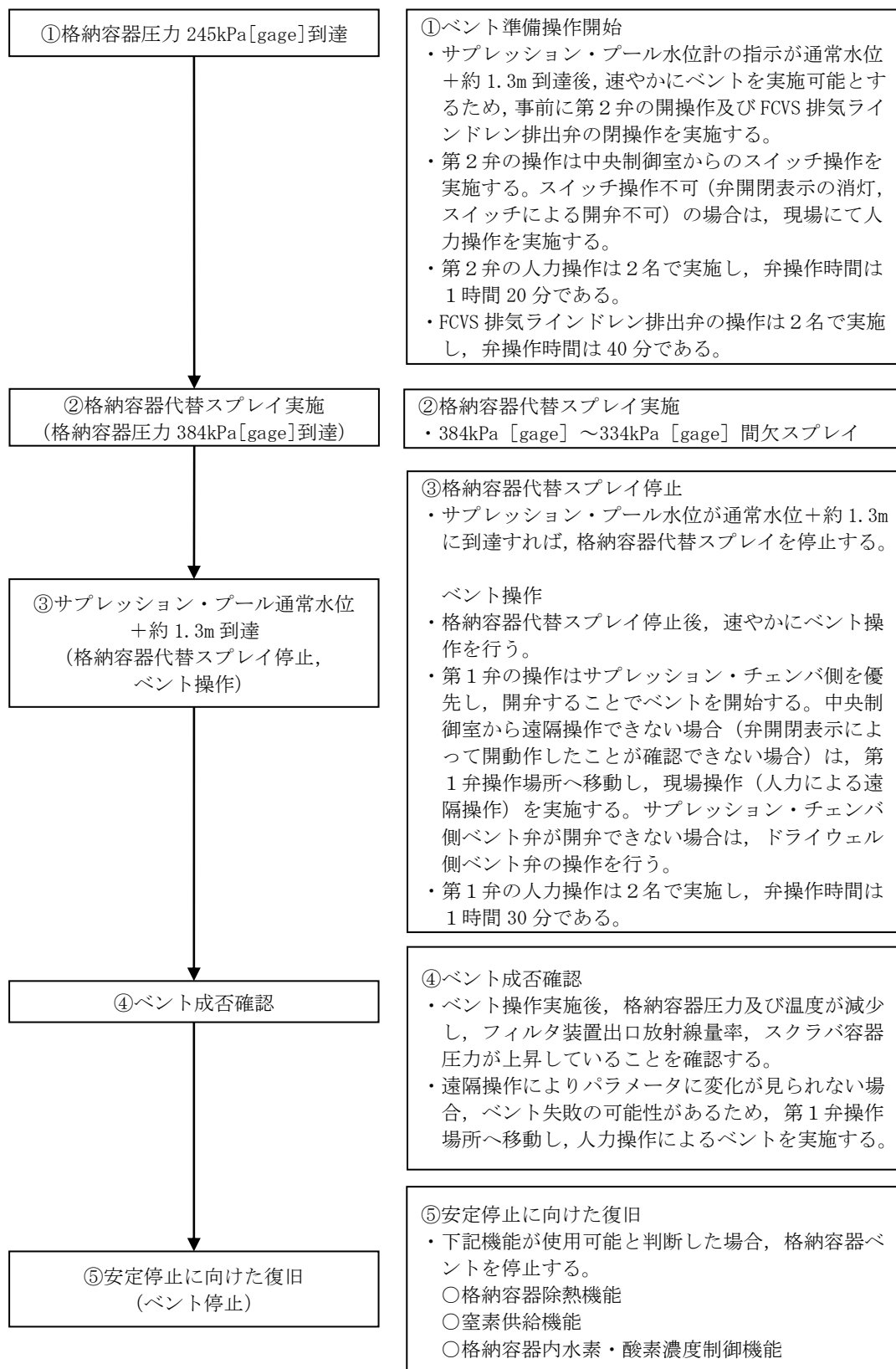
重大事故時における格納容器スプレイ手段として、常設設備を用いた残留熱除去系、格納容器代替スプレイ系（常設）及び残留熱代替除去系並びに可搬型設備を用いた格納容器代替スプレイ系（可搬型）がある。想定し難い状況ではあるが、これら格納容器スプレイ手段が喪失した場合、想定する希ガスの減衰時間が短くなるが、格納容器の圧力を抑制する観点から、格納容器破損の緩和のためベントを実施する。

また、格納容器から漏えいした水素により、原子炉建物水素濃度が上昇した場合、原子炉建物原子炉棟内で水素爆発が発生することによって格納容器が破損するおそれがある。このような場合、格納容器圧力を低下させることで格納容器から漏えいする水素量を低減し、原子炉建物原子炉棟内での水素爆発による格納容器破損を緩和するため、水素の可燃限界濃度4vol%を考慮し、原子炉建

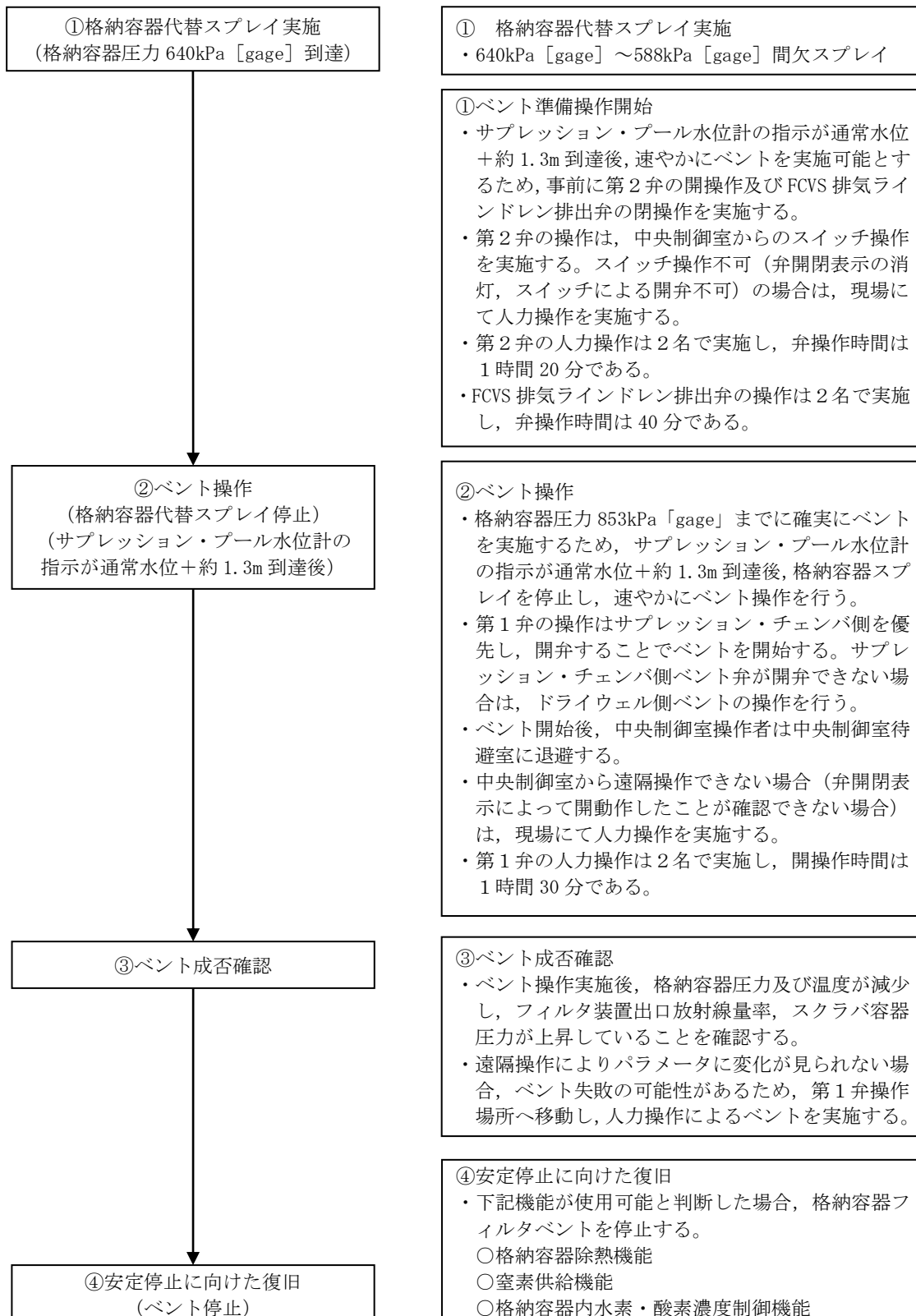
物水素濃度 2.5vol%到達によりベントを実施する。

格納容器への十分な注水等ができない場合、格納容器雰囲気が過熱状態になり、格納容器は限界圧力を下回る 853kPa [gage] に達する前に 200°C に達し、いずれは過温破損に至ることが考えられる。この場合、ベントを実施することによって過温破損を防止できないが、フィルタ装置を介した放出経路を形成し、大気への放射性物質の放出を極力低減するためのベントを実施する。

さらに、格納容器が限界圧力を下回る 853kPa [gage] 及び限界温度を下回る 200°C に到達する前に、何らかの理由により格納容器の健全性が損なわれ、格納容器から異常な漏えいがある場合、可搬式モニタリング・ポスト指示値及び原子炉建物原子炉棟内の放射線モニタ指示値が急激に上昇することが考えられる。この場合、格納容器圧力を低下させることで漏えい箇所からの漏えい量を低減させることが可能と考えられることから、フィルタ装置を介さない大気への放射性物質の放出を極力低減するためにベントを実施する。



第3図 炉心損傷していない場合のベント実施フロー



第 4 図 炉心損傷を判断した場合のベント実施フロー

2. 格納容器フィルタベント系の操作手順の概要

(1) 系統待機状態の確認

格納容器フィルタベント系の待機状態において、第4表に示すパラメータにより、系統に異常がないことを確認する。

第4表 確認パラメータ（系統待機状態）

確認パラメータ	確認内容
スクラバ容器水位	待機水位である 1,700～1,900 mm の範囲にあること
スクラバ容器 pH	13 以上 であること
フィルタ装置出口配管圧力	微正圧に維持されていること

(2) ベント準備操作

ベント準備操作は、ベント操作が必要になった場合に速やかに実施できるよう、以下に示す事前準備を行う。

なお、弁名称及び弁名称に付記する①～⑦の番号は、第1図の番号に対応している。

a. ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認

中央制御室にてベント実施に必要な隔離弁の健全性を確認するため、当該弁に電源が供給されていることを表示灯により確認する。

- ①第1弁（サプレッション・チェンバ側）
- ②第1弁（ドライウエル側）
- ③第2弁
- ④第3弁（開確認のみ）

b. 他系統との隔離確認

ベント操作前に、中央制御室にて他系統（原子炉棟換気系、非常用ガス処理系及び耐圧強化ベント系）と隔離する弁が全閉となっていることを表示灯により確認する。

- ⑤NGC 常用空調換気入口隔離弁
- ⑥SGT NGC 連絡ライン隔離弁
- ⑦SGT 耐圧強化ベントライン止め弁

c. 第2弁の開操作

中央制御室にて開操作を実施する。万一、中央制御室での開操作ができない場合には、現場にて第2弁の人力による開操作を実施する。

また、格納容器フィルタベント系の放出経路として、サプレッション・チェンバからとドライウエルから放出する経路の2通りがあるが、サプレッション・プールにおけるスクラビング効果（エアロゾル等の低減効果）が期待できるサプレッション・チェンバからのベントを優先して使用する。

ただし、サプレッション・チェンバからのベントが実施できない場合には、ドライウェルからのベントを実施する。

現場操作の着用装備は、全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服であり、着用時間は約6分である。

d. FCVS 排気ラインドレン排出弁閉操作

ベントガスの排出を防止するため、FCVS 排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。

e. 可搬型重大事故等対処設備（第1ベントフィルタ出口水素濃度、可搬式窒素供給装置）準備

ベント停止操作にあたり、格納容器及び格納容器フィルタベント系統内を掃気し不活性化を行うことを目的に、可搬型設備（車両）である可搬式窒素供給装置及び第1ベントフィルタ出口水素濃度を準備する。

3. ベント準備判断の確認パラメータ

ベント準備及び可搬型設備着手判断である格納容器圧力 245kPa[gage]及び640kPa[gage]の確認に必要なパラメータを以下に示す。また、確認パラメータについては、手順書に定め明確化する。

また、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱を実施している場合、ドライ条件で4.0vol%及びウェット条件で1.5vol%到達後、ベント準備を開始する。

ベント準備着手判断に必要なパラメータを以下に示す。

- ・格納容器圧力
- ・格納容器酸素濃度（SA）

4. ベント準備作業の妥当性

炉心損傷なしの場合及び炉心損傷ありの場合の作業項目及び作業環境を第5表に示す。ベント弁の開操作については、中央制御室での遠隔操作の場合と現場での手動操作（人力による遠隔操作）の場合について記載している。

可搬型設備は、ベント実施後長期で必要となる設備であるため、ベント実施までに準備が完了する必要はないが、念のため準備を実施する。

なお、可搬型設備の準備にあたっては、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策に用いる設備の準備を優先する。

また、ベント実施までに準備が完了していない場合でも、操作場所は原子炉建物及びフィルタ装置の第1ベントフィルタ格納槽のコンクリートを隔てた屋外であるため、ベント直後からプルームの影響を受ける期間以外は、十分作業できる環境にある。

フィルタ装置（スクラバ容器）のスクラビング水（水・薬剤）の補給操作については、格納容器ベント実施後 168 時間までは補給不要の設計のため、ベント後、補給が必要となった場合に準備作業を開始する。

第5表 ベント準備操作時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業・操作場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
ベント弁の健全性確認	中央制御室	—※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2	LEDライト（三脚タイプ、ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
他系統との隔離確認			【炉心損傷後】 約 51mSv/7 日間以下 (マスク着用※3)			
第2弁開操作（移動含む）	原子炉建物付属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 9.3mSv/h 以下 (マスク着用※3)	電源内蔵型照明、ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	有線式通信設備、電力保安通信用電話設備、所内通信連絡設備により連絡可能である。
FCVS 排水ラインドレン排出弁閉操作（移動含む）	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 6.7mSv/h 以下 (マスク着用※3)	ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	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、所内通信連絡設備により連絡可能である。
可搬型設備の準備（第1ベントフィルタ出口水素濃度、可搬式窒素供給装置）	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 6.7mSv/h 以下 (マスク着用※3)	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	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、所内通信連絡設備により連絡可能である。

※1：中央制御室の温度・湿度については、全交流動力電源喪失の場合には、中央制御室換気系が動作しないものの、制御盤の発熱が少ないため、作業に支障となる環境とはならない。なお、全交流動力電源喪失以外の事故シーケンスでは中央制御室換気系が動作するため、作業に支障となる環境とはならない。

※2：設計基準事故相当の γ 線線量率の 10 倍相当である、全燃料の 1% 程度の燃料被覆管破裂を考慮した場合でも、被ばくは 1 mSv 以下であり作業に支障はない。

※3：全面マスク（PF50）の着用

5. ベント準備操作の余裕時間

有効性評価で示したシナリオを例に、ベント準備操作の余裕時間を以下に示す。

(1) 炉心損傷なしの場合

炉心損傷なしの場合のベントを実施する有効性評価シナリオを第6表に示す。

残留熱除去系による格納容器除熱機能が喪失している場合には、格納容器圧力が245kPa[gage]に到達後、準備操作として、第5図に示す第2弁(②又は③)の開操作、第3弁(①)の開確認及び可搬型設備の準備を実施するとともに、FCVS排気ラインドレン排出弁(⑥)を閉操作する。

第2弁(②又は③)、第3弁(①)は、中央制御室にて操作及び確認を行うことにより、短時間で準備可能である。万一、中央制御室での操作ができない場合には、現場にて第2弁(②又は③)の現場での手動操作(人力による遠隔操作)を実施する。

第6図に中央制御室での操作ができない場合の、現場での手動操作(人力による遠隔操作)による作業・操作の所要時間を示す。ベントの準備時間は、約1時間20分である。

第6表及び第6図に示すとおり、ベント準備完了後からベント実施基準であるサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達するまでに十分な時間があることから、可搬型設備の準備を含めて、確実に準備を完了することができる。

第6表 炉心損傷なしの場合のベント関連時間

事故シーケンス	245kPa[gage] 到達時間※ ²	準備時間	ベント時間※ ¹
高圧・低圧注水機能喪失	約 16 時間	約 1 時間 20 分	約 30 時間
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系故障)	約 14 時間	(245kPa[gage])	約 30 時間
LOCA時注水機能喪失(中小破断LOCA)	約 15 時間	到達後から)	約 27 時間

※1：サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達する時間。

※2：格納容器圧力の測定ができない場合には、格納容器圧力を推定する手段として、格納容器温度を代替パラメータとする。

(2) 炉心損傷ありの場合

炉心損傷ありの場合のベントを実施する有効性評価シナリオを第7表に示す。

残留熱除去系による格納容器除熱機能が喪失している場合には、格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達後、準備操作として、第5図に示す第2弁(②又は③)の開操作、第3弁(①)の開確認及び可搬型設備の準備を実施するとともに、FCVS排気ラインドレン排出弁(⑥)を閉操作する。

第2弁(②又は③)、第3弁(①)は、中央制御室にて操作及び確認を行うことにより短時間で準備可能である。万一、中央制御室での操作ができない場合には、現場にて第2弁(②又は③)の手動操作(人力による遠隔操作)を実施する。

第7図に中央制御室での操作ができない場合の、現場での手動操作(人力による遠隔操作)による作業・操作の所要時間を示す。ベントの準備時間は、約1時間20分である。

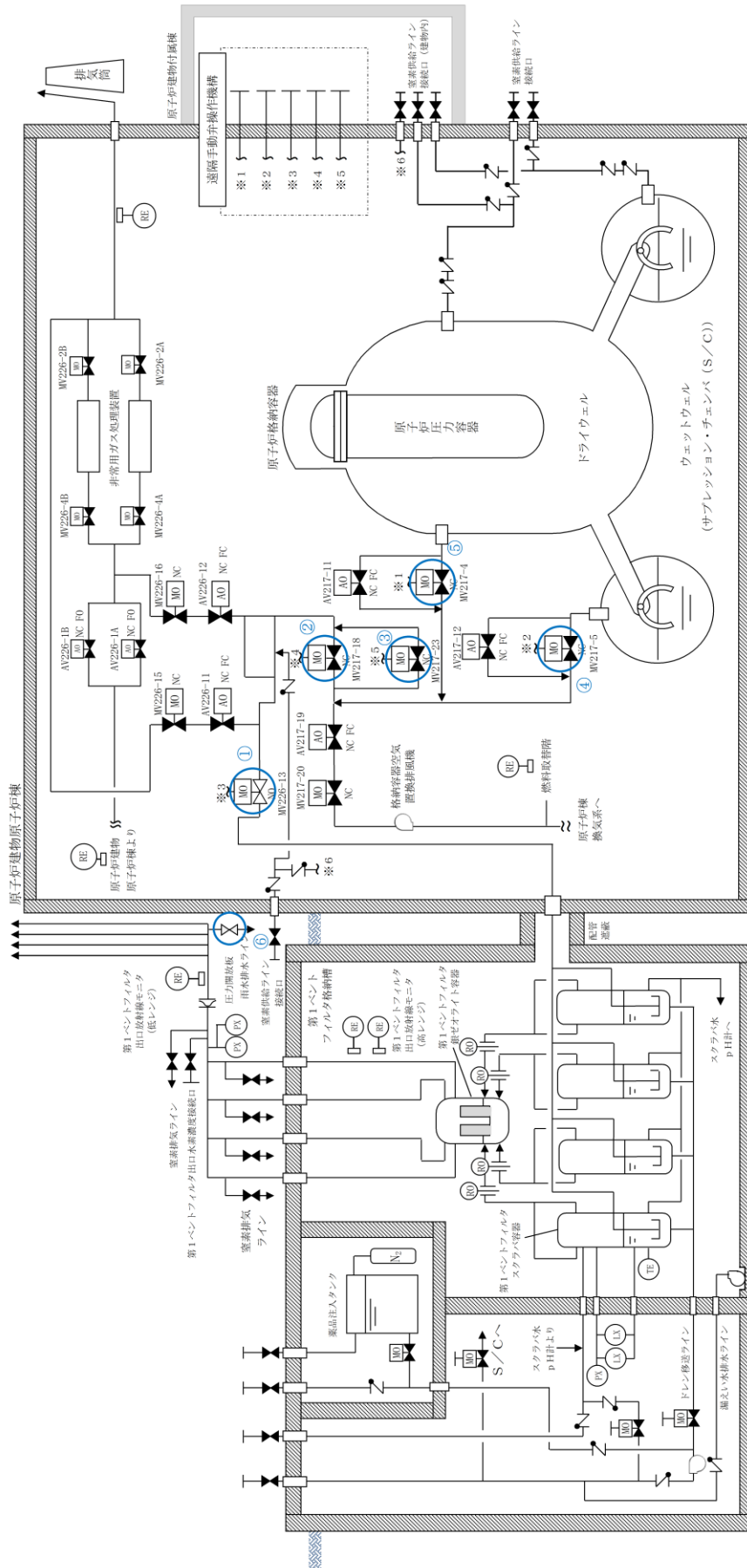
第7表及び第7図に示すとおり、ベント準備完了後からベント実施基準であるサプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達するまでに十分な時間があることから、可搬型設備の準備を含めて、確実に準備を完了することができる。

第7表 炉心損傷ありの場合のベント関連時間

格納容器破損モード	640kPa [gage] 到達時間※ ²	準備時間	ベント時間※ ¹
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (過圧・過温破損) 残留熱代替除去系を使用しない場合	約 27 時間	約 1 時間 20 分 (640kPa [gage] 到達後から)	約 32 時間

※1：サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達する時間。

※2：格納容器圧力の測定ができない場合には、格納容器圧力を推定する手段として、格納容器温度を代替パラメータとする。



第5図 格納容器フィルタベント系 系統概要図 (他系統を含む)

項目	内容	標準作業時間				備考
		準備	作業	片割	片割	
1	作業前準備	15	10	10	10	
2	作業開始	15	10	10	10	
3	作業終了	15	10	10	10	
4	作業完了	15	10	10	10	
5	作業完了後	15	10	10	10	
6	作業完了後	15	10	10	10	
7	作業完了後	15	10	10	10	
8	作業完了後	15	10	10	10	
9	作業完了後	15	10	10	10	
10	作業完了後	15	10	10	10	
11	作業完了後	15	10	10	10	
12	作業完了後	15	10	10	10	
13	作業完了後	15	10	10	10	
14	作業完了後	15	10	10	10	
15	作業完了後	15	10	10	10	
16	作業完了後	15	10	10	10	
17	作業完了後	15	10	10	10	
18	作業完了後	15	10	10	10	
19	作業完了後	15	10	10	10	
20	作業完了後	15	10	10	10	
21	作業完了後	15	10	10	10	
22	作業完了後	15	10	10	10	
23	作業完了後	15	10	10	10	
24	作業完了後	15	10	10	10	
25	作業完了後	15	10	10	10	
26	作業完了後	15	10	10	10	
27	作業完了後	15	10	10	10	
28	作業完了後	15	10	10	10	
29	作業完了後	15	10	10	10	
30	作業完了後	15	10	10	10	
31	作業完了後	15	10	10	10	
32	作業完了後	15	10	10	10	
33	作業完了後	15	10	10	10	
34	作業完了後	15	10	10	10	
35	作業完了後	15	10	10	10	
36	作業完了後	15	10	10	10	
37	作業完了後	15	10	10	10	
38	作業完了後	15	10	10	10	
39	作業完了後	15	10	10	10	
40	作業完了後	15	10	10	10	
41	作業完了後	15	10	10	10	
42	作業完了後	15	10	10	10	
43	作業完了後	15	10	10	10	
44	作業完了後	15	10	10	10	
45	作業完了後	15	10	10	10	
46	作業完了後	15	10	10	10	
47	作業完了後	15	10	10	10	
48	作業完了後	15	10	10	10	
49	作業完了後	15	10	10	10	
50	作業完了後	15	10	10	10	
51	作業完了後	15	10	10	10	
52	作業完了後	15	10	10	10	
53	作業完了後	15	10	10	10	
54	作業完了後	15	10	10	10	
55	作業完了後	15	10	10	10	
56	作業完了後	15	10	10	10	
57	作業完了後	15	10	10	10	
58	作業完了後	15	10	10	10	
59	作業完了後	15	10	10	10	
60	作業完了後	15	10	10	10	
61	作業完了後	15	10	10	10	
62	作業完了後	15	10	10	10	
63	作業完了後	15	10	10	10	
64	作業完了後	15	10	10	10	
65	作業完了後	15	10	10	10	
66	作業完了後	15	10	10	10	
67	作業完了後	15	10	10	10	
68	作業完了後	15	10	10	10	
69	作業完了後	15	10	10	10	
70	作業完了後	15	10	10	10	
71	作業完了後	15	10	10	10	
72	作業完了後	15	10	10	10	
73	作業完了後	15	10	10	10	
74	作業完了後	15	10	10	10	
75	作業完了後	15	10	10	10	
76	作業完了後	15	10	10	10	
77	作業完了後	15	10	10	10	
78	作業完了後	15	10	10	10	
79	作業完了後	15	10	10	10	
80	作業完了後	15	10	10	10	
81	作業完了後	15	10	10	10	
82	作業完了後	15	10	10	10	
83	作業完了後	15	10	10	10	
84	作業完了後	15	10	10	10	
85	作業完了後	15	10	10	10	
86	作業完了後	15	10	10	10	
87	作業完了後	15	10	10	10	
88	作業完了後	15	10	10	10	
89	作業完了後	15	10	10	10	
90	作業完了後	15	10	10	10	
91	作業完了後	15	10	10	10	
92	作業完了後	15	10	10	10	
93	作業完了後	15	10	10	10	
94	作業完了後	15	10	10	10	
95	作業完了後	15	10	10	10	
96	作業完了後	15	10	10	10	
97	作業完了後	15	10	10	10	
98	作業完了後	15	10	10	10	
99	作業完了後	15	10	10	10	
100	作業完了後	15	10	10	10	

ベント弁 (第2弁) 開操作

可搬型設備準備

第7図 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時の作業・操作の所要時間

6. ベント実施操作判断基準

(1) 炉心損傷なしの場合

a. サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達

格納容器の健全性を確保するため、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達した時点でベントを実施する。

(2) 炉心損傷を判断した場合

a. サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達

格納容器へ大量の放射性物質が放出されることから、大気への放射性物質の放出を極力遅らせることでベント時の外部影響を軽減させるため、限界圧力を下回る 853kPa[gage]に到達するまでにベントを実施する。具体的には、中央制御室での遠隔操作に失敗した場合の現場手動操作時間を考慮し、格納容器スプレイ停止基準であるサプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達した時点でベントを実施する。

b. 格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol% 及びウェット条件にて 1.5vol% に到達した場合

炉心損傷時には、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等により水素・酸素が発生し、可燃限界に到達すると水素燃焼が発生するおそれがある。これを防止するため、可燃限界到達前に格納容器内の水素・酸素を排出することを目的として、格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol% 及びウェット条件にて 1.5vol% に到達した場合にベントを実施する。4.4vol% の基準設定に当たっては、酸素濃度の可燃限界である 5vol% に対し、計器誤差の±約 0.5vol% 及び 0.1vol% の余裕を考慮して設定した。

7. ベント実施操作判断の確認パラメータ

(1) 炉心損傷なしの場合

a. サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達

炉心損傷がない場合は、サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断するため、確認パラメータは以下のとおり。

- ・サプレッション・プール水位 (S A)

(2) 炉心損傷を判断した場合

a. サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達

炉心損傷を判断した場合は、格納容器スプレイを間欠にて実施しながら、サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断する。したがって、確認パラメータは以下のとおり。

- ・サプレッション・プール水位 (S A)

- b. 格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol% 及びウェット条件にて 1.5vol% に到達した場合

格納容器酸素濃度によりベント実施操作を判断するため、確認パラメータは以下のとおり。

- ・ 格納容器酸素濃度 (SA)

8. ベント実施操作の妥当性

ベントは、第1弁を開弁することで実施する。炉心損傷していない場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第8表に示す。ベント弁の開操作については、中央制御室での操作を基本とするが、万一、中央制御室での操作ができない場合には、現場（原子炉建物附属棟）にて手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

なお、炉心損傷を判断する有効性評価の「格納容器圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）」シーケンスにおいて、ベント準備段階の現場アクセス、現場待機、現場での手動操作、プルーム通過までの現場待機及び帰還の一連の作業での実効線量は、約 19mSv である。

第8表 ベント実施操作時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
第1弁の開 操作 ・開確認	中央制御室	—※1	【炉心損傷前】 通常運転中 と同程度※3 【炉心損傷後】 約51mSv/7日間以 下 (マスク着用※4)	LEDライ ト(三脚タ イプ,ラン タンタイ プ)及びヘ ッドライト により作業 可能であ る。	周辺には支 障となる設 備はない。	中央制御 室内のため口頭にて連絡可 能である。
	原子炉建物 付属棟	通常運転中 と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中 と同程度 ※2※3 【炉心損傷後】 2.2mSv/h以下 (マスク着用※4)	電源内蔵型 照明,ヘッ ドライト又 は懐中電灯 により作業 可能であ る。	アクセスル ート上に支 障となる設 備はない。	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 により連 絡可能で ある。

※1：中央制御室の温度・湿度については、全交流動力電源喪失の場合には、中央制御室換気系が動作しないものの、制御盤の発熱が少ないため、作業に支障となる環境とはならない。なお、全交流動力電源喪失以外の事故シーケンスでは中央制御室換気系が動作するため、作業に支障となる環境とはならない。

※2：事故あたりに放出される放射性物質全量に対する線量

※3：設計基準事故相当のγ線線量率の10倍相当である、全燃料の1%程度の燃料被覆管破裂を考慮した場合でも、被ばくは1mSv以下であり作業に支障はない。

※4：全面マスク(PF50)の着用

9. ベント成否確認

格納容器過圧破損防止の目的から、格納容器圧力の低下による判断を基本とし、以下のパラメータについても参考として判断する。

- ・ 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）
- ・ スクラバ容器圧力
- ・ スクラバ容器水位
- ・ 格納容器温度
- ・ サプレッション・チェンバ水位

パラメータに変化が見られない場合は、ベント失敗の可能性があるため、現場操作によるベントを実施する。

ベント開始直後は、格納容器内で発生する水素、水蒸気及び窒素等からなるベントガスが系統内に流入するが、系統内は不活性化されているため、高濃度の水素が流入しても水素燃焼には至らない。

10. ベント継続時

ベント継続時は、第9表に示すパラメータによりベント継続状況に異常がないことを確認する。

第9表 確認パラメータ（ベント継続時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	各パラメータに異常な変化がないこと
格納容器温度	
サプレッション・チェンバ水位	
格納容器酸素濃度（SA）	
格納容器水素濃度（SA）	
スクラバ容器圧力	
スクラバ容器水位	
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）	
モニタリング・ポスト	

ベント継続時には、格納容器内及びフィルタ装置内では放射性物質の崩壊熱による多量の蒸気が発生することにより、水素濃度は低く抑えられるため、可燃限界に至らない。

なお、炉心損傷がない場合の格納容器フィルタベント系によるベント実施中に炉心損傷を判断した場合は、ベントを継続する運用とする。これは、ベント実施までには格納容器代替スプレイにより外部注水制限に到達していることが想定され、事象が進むことで発生する可能性のある炉心のリロケーション[※]及

び原子炉压力容器破損時の過熱蒸気発生の影響による格納容器圧力の急激な上昇を抑制する手段がベントのみであるためである。加えて、次のとおり、ベントを継続した場合でも、一時的にベント停止する場合と比較し、被ばくの観点で大きな差異はないと考えられる。

- ・ベントを停止しても格納容器の圧力上昇により再度ベントすることとなり、希ガス保持時間を大きく確保することはできないこと
 - ・このような事態では、原子炉スクラムしてからある程度の時間が経過していることから、希ガスの減衰時間は十分に確保されており、ベントを停止しない場合でも大きな放出量にならないと考えられること
- ※ ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、溶融炉心が炉心下部プレナムに移行する状態を指す。

11. ベント停止操作

第 10 表に示す機能が全て使用可能となったことにより、ベント停止後も長期的に格納容器の安定状態を継続可能であることを判断する。また、第 11 表に示すパラメータを確認し、ベント停止操作が可能であることを判断した場合には、第 1 弁を閉とすることでベントを停止する。

第 10 表 ベント停止のために必要な機能及び設備

必要な機能	設備	設備概要
格納容器除熱機能	残留熱除去系又は残留熱代替除去系	格納容器内に残存する核分裂生成物から発生する崩壊熱を除去し、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する
	原子炉補機代替冷却系	
窒素供給機能	可搬式窒素供給装置	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系の運転に伴う蒸気凝縮により、格納容器内が負圧になることを防止する ・系統内のパージを実施する
格納容器内水素・酸素濃度制御機能	可燃性ガス濃度制御系	水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の濃度が可燃限界濃度に到達することを防止する
	格納容器水素・酸素濃度計	格納容器内の水素・酸素濃度を監視する

第 11 表 確認パラメータ（ベント停止時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	427kPa[gage]以下であること及び 171℃以下であること。
格納容器温度	
格納容器酸素濃度（S A）	可燃限界未満であること。
格納容器水素濃度（S A）	
第 1 ベントフィルタ出口水素濃度	

ベント停止前から可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給を行い、ベント停止後も継続し、系統を含めて不活性化することで、水素濃度は低く抑えられ、可燃限界には至らない。

12. ベント停止操作手順

次にベント停止の流れを示す。

- ①ベント停止可能であると判断した場合、可搬式窒素供給装置により格納容器に窒素注入を開始する。
 - ・ベント弁は開状態であるため、注入した窒素はそのまま排出されると考えられるが、ベント弁閉後における「水の放射性分解によって発生する水素・酸素濃度の上昇」を抑制するため、早期に注入開始することを目的として最初に実施する。
 - ・ドライウエル内に水素・酸素が滞留している可能性を考慮して、ドライウエル側から窒素供給する。
- ②第1弁を微開とする。
- ③残留熱除去系又は残留熱代替除去系を起動する。
 - ・ベント弁を微開後、サプレッション・プール水温度が飽和温度以下であることを確認し、残留熱除去系又は残留熱代替除去系を起動する。
 - ・残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱を実施することで、格納容器内の気相を蒸気から窒素へ置換する。
- ④格納容器の気相が蒸気から窒素への置換が完了したことを確認する。
- ⑤可燃性ガス濃度制御系を起動する。
 - ・残留熱除去系による冷却水を供給し、可燃性ガス濃度制御系の暖気運転を開始する。
 - ・起動後3時間以内に暖機運転が完了し、処理が開始される。
- ⑥第1弁を閉とする。
- ⑦格納容器への窒素注入を停止する。
- ⑧格納容器内水素濃度・酸素濃度により、格納容器内の水素・酸素濃度を監視する。

13. ベント停止操作の妥当性

炉心損傷なしの場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第12表に示す。ベント弁の閉操作については、中央制御室での操作を基本とするが、万一、中央制御室での操作ができない場合には、現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作を実施する。

第12表 ベント停止操作項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
ベント弁の閉操作	中央制御室	—※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約51mSv/7日間以下 (マスク着用※4)	LEDライト（三脚タイプ、ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
	原子炉建物 附属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 2.2mSv/h以下※3 (マスク着用※4)	電源内蔵型照明、ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルートを支障となる設備はない。	有線式通信設備、電力保安通信用電話設備、所内通信連絡設備により連絡可能である。
窒素供給操作	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 5.0mSv/h以下※3 (マスク着用※4)	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルートを支障となる設備はない。	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、所内通信連絡設備により連絡可能である。
水素濃度測定操作	中央制御室	—※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約51mSv/7日間以下※3 (マスク着用※4)	LEDライト（三脚タイプ、ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。

※1：中央制御室の温度・湿度については、全交流動力電源喪失の場合には、中央制御室換気系が動作しないものの、制御盤の発熱が少ないため、作業に支障となる環境とはならない。なお、全交流動力電源喪失以外の事故シーケンスでは中央制御室換気系が動作するため、作業に支障となる環境とはならない。

※2：計基準事故相当のγ線線量率の10倍相当である、全燃料の1%程度の燃料被覆管破裂を考慮した場合でも、被ばくは1mSv以下であり作業に支障はない。

※3：事故後168時間以降を想定

※4：全面マスク（PF50）の着用

14. ベント停止後の操作

ベント停止後は、第 13 表で示すパラメータにより格納容器及び格納容器フィルタベント系に異常がないことを確認する。

第 13 表 確認パラメータ (ベント停止後)

監視パラメータ	監視理由
スクラバ容器水位	フィルタ装置水位が運転範囲内にあることを監視する。 また、蒸発による水位低下時においては、水補給の必要性を判断する。
スクラバ容器圧力	指示値により系統が過圧されていないこと又は負圧となっていないことを監視する。
スクラバ容器温度	指示値によりスクラビング水からの水蒸気発生の有無を監視する。
フィルタ装置出口配管圧力	指示値により系統が過圧されていないこと又は負圧となっていないことを監視する。
第 1 ベントフィルタ出口水素濃度	指示値により系統に水素が滞留していないことを監視する。
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)	指示値が安定していることを監視する。
モニタリング・ポスト	指示値が安定していることを監視する。
スクラバ水 pH	アルカリ性に維持されていることを監視する。
格納容器圧力	格納容器内が負圧でないこと。また、ベント停止後長期的に格納容器圧力及び温度の異常な上昇がないこと。
格納容器温度	
格納容器水素濃度	
格納容器酸素濃度	
	格納容器内の水素・酸素濃度の異常な上昇がないこと。

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 (2)最終ヒートシンク（大 気）への代替熱輸送（交流 電源が健全である場合）	(b) 第1ペントフィルタ スクラバ容器水位調整（水 張り） (c) 第1ペントフィルタ スクラバ容器水位調整（水 抜き） (e) 第1ペントフィルタ スクラバ容器スクラビン グ水 pH 調整	第1ペントフィルタスクラバ容器水位 の水位低警報 <input type="text"/> mm が発報した場 合 第1ペントフィルタスクラバ容器水位 が <input type="text"/> mm に到達すると判断した場 合 第1ペントフィルタスクラバ容器の水 位が <input type="text"/> mm に到達すると判断し、排 水を行った場合

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 (2)最終ヒートシンク(大 気)への代替熱輸送(交 流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水 位指示値が 1,700 mm～1,900 mm
		(b) 第1ベントフィルタスクラバ容 器水調整(水張り)	通常水位範囲内である 1,700 mm～ 1,900 mm
		(c) 第1ベントフィルタスクラバ容 器水位調整(水抜き)	1,700 mm～1,900 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	13 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)	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 (3)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) 第1ベントフィルタスクラバ容 器水調整(水張り)	第1ベントフィルタスクラバ容器の 水位が 1,700 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 <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
			13 以上
			スクラビング水の pH 値が規定値

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 ii. 緊急時対策要員操作	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 ³ /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(原子炉補機海水系を含む。)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計示値が <input type="text"/> m ³ /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(1/4)

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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 原子炉建物原子炉棟 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 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 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 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 1階 A-RCWポンプ熱交換器室 (非管理区域)
MV217-4	NGC N2ドライウェル出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟 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(2/4)

弁番号	弁名称	操作場所
V2B3-110	F C V S 補給止め弁	屋外
MV2B3-550	F C V S 第1ベ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ベ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 原子炉建物原子炉棟 地下1階 トーラス室(管理区域)
V2B3-551	F C V S 排気ラインドレン排出弁	屋外
V2B3-82	F C V S 窒素ガス補給元弁	屋外
V2B3-88	F C V S 建物内窒素ガス補給元弁	原子炉建物付属棟 1階 B-R C Wポンプ熱交換器室(非管理区域)
MV2B3-114	F C V S 薬品注入タンク出口弁	中央制御室 第1ベ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ベントフィルタ格納槽(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
V2C2-6	A N I 建物内代替窒素供給ライン元弁(D /W側)	原子炉建物付属棟 1階 B-R C Wポンプ熱交換器室(非管理区域)
V2C2-16	A N I 建物内代替窒素供給ライン元弁(S /C側)	原子炉建物付属棟 1階 B-R C Wポンプ熱交換器室(非管理区域)
MV226-2A	A-S G T 出口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 3階 非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV226-2B	B-S G T 出口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 3階 非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV226-51	S G T 耐圧強化ベントラライン止め弁操作 用空気供給弁	中央制御室 原子炉建物付属棟 3階 北側連絡通路(非管理区域)
V226-55	S G T 耐圧強化ベントラライン止め弁操作 用バイパスライン空気供給弁	原子炉建物付属棟 3階 北側連絡通路(非管理区域)
V226-58	S G T 耐圧強化ベントラライン止め弁操作 用電磁弁排気止め弁	原子炉建物付属棟 3階 北側連絡通路(非管理区域)

弁番号及び弁名称一覧(3/4)

弁番号	弁名称	操作場所
MV222-2B	B-R熱交バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階 B-RHRバルブ室 (管理区域)
MV222-1002	RHR RHRライン入口止め弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下2階 B-RHRポンプ室 (管理区域)
MV222-1010	RHR A-FLSR連絡ライン止め弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下2階 B-RHRポンプ室 (管理区域)
MV222-1020	RHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階 西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-1011	RHR A-FLSR連絡ライン流量調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階 西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-5A	A-RHR注水弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中1階 東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV222-4B	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階 東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MV2BB-7	RHRライン流量調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下2階 B-RHRポンプ室 (管理区域)
Y61-F002	熱交換器ユニット流量調整弁	熱交換器ユニット内
MV214-1B	B-RCW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 IA空気圧縮機室 (非管理区域)
MV214-3B	B-RCW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 2階 RCWバルブ室 (非管理区域)
MV214-7B	B-RHR熱交冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階 B-RHR熱交換器室 (管理区域)
V214-35B	RCW B-DEG冷却水入口弁	原子炉建物付属棟 地下2階 B-非常用DG室 (非管理区域)
V214-20B	RCW B-中央制御室冷凍機入口弁	廃棄物処理建物 2階 中央制御室送風機室 (非管理区域)
V214-38B	RCW B-FPC熱交冷却水入口弁	原子炉建物原子炉棟 3階 FPC熱交換器室前通路 (管理区域)

弁番号及び弁名称一覧(4/4)

弁番号	弁名称	操作場所
V214-3	R CW B-A H E F 西側供給配管止め弁	原子炉建物付属棟 1階 A-R C Wポンプ熱交換器室 (非管理区域)
V214-4	R CW B-A H E F 西側戻り配管止め弁	原子炉建物付属棟 2階 R C Wバルブ室 (非管理区域)
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 1階 階段室
V214-67B	B-R C Wサージタンク出口弁	原子炉建物付属棟 2階 (非管理区域)
V2C1-5	A H E F B-西側供給配管止め弁	原子炉建物付属棟 1階 A-R C Wポンプ熱交換器室 (非管理区域)
V2C1-6	A H E F B-西側戻り配管止め弁	原子炉建物付属棟 2階 R C Wバルブ室 (非管理区域)
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 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 原子炉建物原子炉棟 2階 A-R H R 熱交換器室 (管理区域)
V214-35A	R CW 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D G室 (非管理区域)
V214-20A	R CW A-中央制御室冷凍機入口弁	廃棄物処理建物 2階 中央制御室送風機室 (非管理区域)
V214-38A	R CW A-F P C 熱交冷却水入口弁	原子炉建物原子炉棟 3階 F P C 熱交換器室前通路 (管理区域)
V214-52	R CW A-A H E F 供給配管止め弁	原子炉建物付属棟 1階 A-R C Wポンプ熱交換器室 (非管理区域)
V214-53	R CW A-A H E F 戻り配管止め弁	原子炉建物付属棟 1階 A-R C Wポンプ熱交換器室 (非管理区域)
V214-67A	A-R C Wサージタンク出口弁	原子炉建物付属棟 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.(b) 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.(b) 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(2) 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. 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(1)b. 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(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）への水の補給手順，水源から接続口までの大量送水車に
よる送水手順及び外部水源（低圧原子炉代替注水槽又は輪谷貯水槽（西1）
及び輪谷貯水槽（西2））から内部水源（サプレッション・チェンバ）へ
の水源切替え手順

<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（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
- 1. 13. 2. 3(4) a. 外部水源（低圧原子炉代替注水槽）から内部水源（サブプレッション・チェンバ）への切替え
- 1. 13. 2. 3(4) b. 外部水源（輪谷貯水槽（西 1）及び輪谷貯水槽（西 2））から内部水源（サブプレッション・チェンバ）への切替え

- ・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，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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等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

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

< 目次 >

1.6.1 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. 炉心の著しい損傷防止のため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 格納容器代替スプレイ
 - 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
 - b. 原子炉格納容器の破損を防止するため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 格納容器代替スプレイ
 - ii 格納容器代替除熱
 - 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

1.6.2 重大事故等時の手順

1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順

- (1) フロントライン系故障時の対応手順
 - a. 格納容器代替スプレイ
 - (a) 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ
 - (b) 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ
 - (c) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ
 - (d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（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) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ
 - (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水の除熱
 - b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 格納容器代替スプレイ

- (a) 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (b) 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (c) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

b. 格納容器代替除熱

- (a) ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

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) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ
- (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水の除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.3 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（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ

- (2) 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

1.6.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料 1.6.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.6.2 自主対策設備仕様

添付資料 1.6.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.6.4 重大事故対策の成立性

1. 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ
2. 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ
3. 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ
4. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）
5. 残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からの原子炉格納容器内へのスプレイ
6. 残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からのサブプレッション・プール水の除熱
7. ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱
8. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ

9. 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

添付資料 1.6.5 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・プール水の除熱における手順着手の判断基準の設定根拠について

添付資料 1.6.6 炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

添付資料 1.6.7 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 1.6.8 手順のリンク先について

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

【要求事項】

- 1 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原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させ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。
- 2 発電用原子炉設置者は、炉心の著しい損傷が発生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、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させ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 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させ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) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等
 - a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。
 - (2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等
 - a) 炉心の著しい損傷が発生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、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による冷却機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備を整備する。

また、炉心の著しい損傷が発生した場合においても原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる対処設備を整備する。

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。

1.6.1 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、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる必要がある。また、炉心の著しい損傷が発生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、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる必要がある。原子炉格納容器内を冷却するための設計基準事故対処設備として、残留熱除去系（格納容器冷却モード）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、重大事故等対処設備（設計基準拡張）として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1.6-1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及び自主対策設備^{*1}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」第四十九条及び「技術基準規則」第六十四条（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（格納容器冷却モード）又は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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（格納容器冷却モード）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。

- ・残留熱除去ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ
- ・格納容器スプレイ・ヘッド
- ・原子炉格納容器
- ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
- ・非常用交流電源設備

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）によるサブプレッション・プール水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
- ・サブプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ
- ・原子炉格納容器
- ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
- ・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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の故障を想定する。

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 1.6-1 表に整理する。

a. 炉心の著しい損傷防止のため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 格納容器代替スプレイ

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器冷却モード）の故障により原子炉格納容器内の除熱ができない場合には、格納容器代替スプレイ系（常設）、復水輸送系、消火系及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

(i) 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内の冷却
格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内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
- ・格納容器スプレイ・ヘッド
- ・原子炉格納容器

- ・常設代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(ii) 復水輸送系による原子炉格納容器内の冷却

復水輸送系による原子炉格納容器内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
- ・格納容器スプレー・ヘッド
- ・原子炉格納容器
- ・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

(iii) 消火系による原子炉格納容器内の冷却

消火系による原子炉格納容器内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
- ・格納容器スプレー・ヘッド
- ・原子炉格納容器
- ・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) 格納容器代替スプレー系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却

格納容器代替スプレー系（可搬型）による原子炉格納容器内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1）

- ・ 輪谷貯水槽（西 2）
- ・ ホース・接続口
- ・ 可搬型ストレーナ
- ・ 格納容器代替スプレイ系 配管・弁
- ・ 残留熱除去系 配管・弁
- ・ 格納容器スプレイ・ヘッダ
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は、代替淡水源（輪谷貯水槽（西 1）及び輪谷貯水槽（西 2））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

格納容器代替スプレイ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、格納容器スプレイ・ヘッダ、原子炉格納容器、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、大量送水車、ホース・接続口、格納容器代替スプレイ系配管・弁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。

輪谷貯水槽（西 1）及び輪谷貯水槽（西 2）は「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）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1.6.1）

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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）が故障した場合においても、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。

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。併せて、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、使用可能であれば原子炉格納容器内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，原子炉格納容器内を冷却する手段として有効である。

(添付資料 1.6.2)

(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(原子炉補機海水系を含む。)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(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，「(a) i 格納容器代替スプレイ」の手段に加え，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。)又は非常用高圧母線D系(以下「M/C D系」という。)へ電源を供給し，原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)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(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)を復旧し，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

(i) 代替交流電源設備による残留熱除去系(格納容器冷却モード)の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系(格納容器冷却モード)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
- ・サプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ
- ・格納容器スプレイ・ヘッド
- ・原子炉格納容器
- ・原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)
- ・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

(ii) 代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）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
- ・サブプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ
- ・原子炉格納容器
- ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
- ・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

ii 重大事故等対処設備

復旧で使用する設備のうち、サブプレッション・チェンバ、格納容器スプレイ・ヘッド、原子炉格納容器、原子炉補機代替冷却系、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、残留熱除去ポンプ、残留熱除去系熱交換器、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ及び原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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1.6.1）

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（原子炉補機海水系を含む。）が故障した場合においても、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。

b. 原子炉格納容器の破損を防止するため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 格納容器代替スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器冷却モード）の故障により原子炉格納容器内の除熱ができない場合は、格納容器代替スプレイ系（常設）、復水輸送系、消火系及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手段がある。

なお、原子炉圧力容器の破損前に格納容器代替スプレイを実施することで、原子炉格納容器内の温度上昇を抑制し、逃がし安全弁の環境条件を緩和することができる。ただし、本操作を実施しない場合であっても、

評価上、原子炉压力容器底部が破損に至るまでの間、逃がし安全弁は発電用原子炉の減圧機能を維持できる。

これらの対応手段で使用する設備は、「a.(a)i 格納容器代替スプレイ」で選定した設備と同様である。

ii 格納容器代替除熱

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原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）を復旧し、ドライウエル冷却系により原子炉格納容器内の除熱を行う手段がある。

(i) ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ドライウエル冷却装置
- ・原子炉格納容器
- ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
- ・常設代替交流電源設備

iii 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器代替スプレイで使用する設備において、重大事故等対処設備としての位置付けは、「a.(a)ii 重大事故等対処設備と自主対策設備」と同様である。

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1.6.1)

以上の重大事故等対処設備により、炉心の著しい損傷が発生した場合において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系(格納容器冷却モード)が故障した場合においても、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させることができる。

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。併せて、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、原子炉格納容器内を冷却し、放射性物質の濃度を低下させ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、原子炉格納容器内を冷却し、放射性物質の濃度を低下させる手段として有効で

ある。

- ・ドライウェル冷却装置

耐震性は確保されておらず、除熱量は小さいが、常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）を復旧し、原子炉格納容器内への冷却水通水及びドライウェル冷却装置の起動が可能である場合、原子炉格納容器内を除熱する手段として有効である。

また、ドライウェル冷却装置が停止している場合においても、冷却水の通水を継続することにより、ドライウェル冷却装置のコイル表面で蒸気を凝縮し、原子炉格納容器内の圧力上昇を緩和することが可能である。

(添付資料1.6.2)

(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（原子炉補機海水系を含む。）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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が使用できない場合は、「(a) i 格納容器代替スプレイ」及び「(a) ii 格納容器代替除熱」の手段に加え、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系又はM/C D系へ電源を供給し、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）を復旧し、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手段がある。

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

ii 重大事故等対処設備

復旧で使用する設備において、重大事故等対処設備及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）としての位置付けは、「a. (b) ii 重大事故等対処設備」と同様である。

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1.6.1)

以上の重大事故等対処設備により、残留熱除去系（格納容器冷却モー

ド) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) が全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) の故障により使用できない場合においても、残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) を復旧し、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させることができる。

c. 手順等

上記「a. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備」及び「b. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備」により選定した対応手順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に定める (第 1.6-1 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備する (第 1.6-2 表, 第 1.6-3 表)。

(添付資料1.6.3)

1.6.2 重大事故等時の手順

1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 格納容器代替スプレイ

(a) 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できない場合は、低圧原子炉代替注水槽を水源とした格納容器代替スプレイ系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレイの起動／停止を行う。

i 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合において、格納容器代替スプレイ系（常設）が使用可能な場合^{※1}で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。

※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。

※2：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウエル温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に達した場合。

ii 操作手順

格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.6-2図から第1.6-3図に、概要図を第1.6-9図に、タイムチャートを第1.6-10図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②^a S A電源切替盤を使用する場合

現場運転員B及びCは、S A電源切替盤にて、格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なA-RHRドライウエル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウエル第2スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。また、中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なポンプ、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。

②^b非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Aは、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員B及びCは、C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、格納容器代替スプレイ系(常設)による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なA-RHRドライウエル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウエル第2スプレイ弁の電源切替えを実施するとともに、格納容器代替スプレイ系(常設)による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なポンプ、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当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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、格納容器代替スプレイ系(常設)が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Aは、低圧原子炉代替注水ポンプ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。

⑤当直副長は、運転員に系統構成開始を指示する。

⑥中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系(常設)による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、A-RHRドライウエル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器代替スプレイ系(常設)による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑦当直副長は、運転員に格納容器代替スプレイ系(常設)による原子炉格納容器内へのスプレイ開始を指示する。

⑧中央制御室運転員Aは、低圧原子炉代替注水流量指示値が120m³/hとなるようFLSR注水隔離弁を調整開とし、原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑨中央制御室運転員Aは、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水流量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

なお、ドライウエル圧力、ドライウエル温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準(第1.6-4表)に到達した場合は、⑧にて調整開としたFLSR注水隔離弁を閉とし、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウエル温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準(第1.6-4表)に再度到達し、サブプレッション・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレイ

停止の判断基準（第1.6-4表）に到達していない場合は、FLSR注水隔離弁を調整開とし、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレイ実施中に原子炉压力容器への注水が必要となった場合は、A-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウェル第2スプレイ弁の全閉操作を実施後、A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁の全開操作を実施し、原子炉压力容器へ注水する。

⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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

上記の操作のうち、作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始までの操作を、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通り。

SA電源切替盤を使用した場合：30分以内

非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合：45分以内

なお、原子炉格納容器内へのスプレイ実施中に原子炉压力容器への注水が必要となった場合、原子炉压力容器への注水開始まで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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.6.4-1）

(b) 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できず、格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は、復水貯蔵タンクを水源とした復水輸送系により原子炉格納容器内にスプレイする。

原子炉格納容器内へのスプレイ作動後は格納容器圧力が負圧とならないように、スプレイの起動／停止を行う。

i 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器冷却モード）、格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合において、復水輸送系が使用可能な場合^{※1}で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。

※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。

※2：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、サプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に達した場合。

ii 操作手順

復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.6-2図から第1.6-3図に、概要図を第1.6-11図に、タイムチャートを第1.6-12図に示す。（各スプレイ配管使用の場合について、手順⑦⑨⑩以外は同様）

- ①当直副長は、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格納容器内へのスプレイの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格納容器内へのスプレイに必要なポンプ、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当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、復水輸送系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、復水輸送系バイパス流防止としてCWT T／B供給遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑤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、復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑥当直副長は、格納容器スプレイ先を第1.6-4表に基づきD／W又はS／Cを選択し、中央制御室運転員Aへ系統構成開始を指示する。
- ⑦^a A-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

(a) D/Wスプレイの場合

中央制御室運転員Aは、復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、A-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウェル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

(b) S/Cスプレイの場合

中央制御室運転員Aは、復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、A-RHRトラススプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑦^b B-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

(a) D/Wスプレイの場合

中央制御室運転員Aは、復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、B-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びB-RHRドライウェル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

(b) S/Cスプレイの場合

中央制御室運転員Aは、復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、B-RHRトラススプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑧当直副長は、中央制御室運転員に復水輸送系による格納容器スプレイ開始を指示する。

⑨^a A-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

中央制御室運転員Aは、RPV/PCV注入流量指示値が120m³/hとなるようA-RHR RPV代替注水弁を調整開とし、格納容器スプレイを開始する。

⑨^b B-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

現場運転員B及びCは、B-RHR注水配管洗浄元弁を調整開とし、格納容器スプレイを開始する。

⑩^a A-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

中央制御室運転員Aは、格納容器スプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

※D/Wスプレイ又はS/Cスプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は、A-RHRドライウェル第1スプレイ

弁及びA-RHRドライウェル第2スプレイ弁又はA-RHRトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後、A-RHR注水弁及びA-RHR RPV代替注水弁の全開操作を実施し、原子炉压力容器へ注水する。

⑩^b B-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

中央制御室運転員Aは、格納容器スプレイが開始されたことを原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

※D/Wスプレイ又はS/Cスプレイ実施中に原子炉压力容器への注水が必要となった場合は、B-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びB-RHRドライウェル第2スプレイ弁又はB-RHRトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後、B-RHR注水弁及びB-RHR注水配管洗浄元弁の全開操作を実施し、原子炉压力容器へ注水する。

なお、ドライウェル圧力、ドライウェル温度又はサプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準(第1.6-4表)に到達した場合は、⑨^aにて調整開としたA-RHR RPV代替注水弁又は⑨^bにて調整開としたB-RHR注水配管洗浄元弁を閉とし、格納容器スプレイを停止する。その後、サプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準(第1.6-4表)に再度到達し、サプレッション・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準(第1.6-4表)に到達していない場合は、A-RHR RPV代替注水弁又はB-RHR注水配管洗浄元弁を調整開とし、格納容器スプレイを再開する。

※D/WからS/Cへのスプレイ先の切替えが必要となった場合は、A-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合は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スプレイ弁の全閉操作を実施後、A-RHRトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。B-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合は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スプレイ弁の全閉操作を実施後、B-RHRトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。

iii 操作の成立性

復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち、A-残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合は中央制御室運転員1名にて、B-残留熱除去系スプレイ配管を使用す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。

- ・ A－残留熱除去系スプレー配管を使用する場合：20 分以内
- ・ B－残留熱除去系スプレー配管を使用する場合：30 分以内

なお、原子炉格納容器内へのスプレー実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合、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。

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1.6.4-2)

(c) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレー

残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できず、格納容器代替スプレー系（常設）及び復水輸送系により原子炉格納容器内にスプレーできない場合は、補助消火水槽又はろ過水タンクを水源とした消火系により原子炉格納容器内にスプレーする。

スプレー作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレーの起動／停止を行う。

i 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器冷却モード）、格納容器代替スプレー系（常設）及び復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレーができず、消火系が使用可能な場合^{※1}で、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達した場合^{※2}。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。

※2：「原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達」とは、サプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第 1.6-4 表）に達した場合。

ii 操作手順

消火系による原子炉格納容器内へのスプレー手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.6-2 図から第 1.6-3 図に、概要図を第 1.6-13 図に、タイムチャートを第 1.6-14 図に示す。（補助消火ポンプを使用して原子炉格納容器内へスプレーする場合及び消火ポンプを使用して原子炉格納容器内へスプレーする場合について、手順⑤以外は同様。また、各スプレー配管使用の場合について、手順⑧⑩⑪以外は同様）

①当直副長は、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格納容器内へのスプレーの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格納容器内へのスプレイに必要なポンプ、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当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、消火系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、復水輸送系バイパス流防止としてCWT T / B 供給遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑤^a 補助消火ポンプを使用して原子炉格納容器内へスプレイする場合
中央制御室運転員Aは、補助消火ポンプを起動する。
- ⑤^b 消火ポンプを使用して原子炉格納容器内へスプレイする場合
中央制御室運転員Aは、消火ポンプの起動操作を実施し、消火ポンプ出口圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑥当直副長は、原子炉格納容器内のスプレイ先を第 1.6-4 表に基づき D / W 又は S / C を選択し、運転員に系統構成開始を指示する。
- ⑦中央制御室運転員Aは、消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）、CWT系・消火系連絡止め弁の全開操作を実施する。
- ⑧^a A-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合
(a) D / W スプレイの場合
中央制御室運転員Aは、A-RHR ドライウェル第 1 スプレイ弁及び A-RHR ドライウェル第 2 スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
(b) S / C スプレイの場合
中央制御室運転員Aは、A-RHR トーラススプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑧^b B-残留熱除去系スプレイ配管使用の場合
(a) D / W スプレイの場合
中央制御室運転員Aは、消火系による格納容器スプレイの系統構成として、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 スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に消火系による格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
(b) S / C スプレイの場合
中央制御室運転員Aは、B-RHR トーラススプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑨当直副長は、運転員に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始を指示する。

⑩^a A－残留熱除去系スプレー配管使用の場合

中央制御室運転員Aは、A－RHR R P V代替注水弁を全開とし、原子炉格納容器内へのスプレーを開始する。

⑩^b B－残留熱除去系スプレー配管使用の場合

現場運転員B及びCは、B－RHR注水配管洗浄元弁を全開とし、格納容器スプレーを開始する。

⑪^a A－残留熱除去系スプレー配管使用の場合

中央制御室運転員Aは、格納容器スプレーが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

※D/Wスプレー又はS/Cスプレー実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は、A－RHRドライウェル第1スプレー弁及びA－RHRドライウェル第2スプレー弁又はA－RHRトーラススプレー弁の全閉操作を実施後、A－RHR注水弁及びA－RHR R P V代替注水弁の全開操作を実施し、原子炉圧力容器へ注水する。

⑪^b B－残留熱除去系スプレー配管使用の場合

中央制御室運転員Aは、格納容器スプレーが開始されたことを原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

※D/Wスプレー又はS/Cスプレー実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は、B－RHRドライウェル第1スプレー弁及びB－RHRドライウェル第2スプレー弁又はB－RHRトーラススプレー弁の全閉操作を実施後、B－RHR注水弁及びB－RHR注水配管洗浄元弁の全開操作を実施し、原子炉圧力容器へ注水する。

なお、ドライウェル圧力、ドライウェル温度又はサプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレー停止の判断基準（第1.6-4表）に到達した場合は、⑩^aにて開としたA－RHR R P V代替注水弁又は⑩^bにて開としたB－RHR注水配管洗浄元弁を閉とし、原子炉格納容器内へのスプレーを停止する。その後、サプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第1.6-4表）に再度到達し、サプレッション・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレー停止の判断基準（第1.6-4表）に到達していない場合は、A－RHR R P V代替注水弁又はB－RHR注水配管洗浄元弁を開とし、原子炉格納容器内へのスプレーを再開する。

※D/WからS/Cへのスプレー先の切替えが必要となった場合は、

A-残留熱除去系スプレー配管使用時はA-RHRドライウェル第1スプレー弁及びA-RHRドライウェル第2スプレー弁の全閉操作を実施後、A-RHRトラススプレー弁の全開操作を実施する。B-残留熱除去系スプレー配管使用時はB-RHRドライウェル第1スプレー弁及びB-RHRドライウェル第2スプレー弁の全閉操作を実施後、B-RHRトラススプレー弁の全開操作を実施する。

⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による原子炉格納容器内へのスプレー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

消火系による原子炉格納容器内へのスプレー操作のうち、A-残留熱除去系スプレー配管を使用する場合は中央制御室運転員1名にて、B-残留熱除去系スプレー配管を使用す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。

A-残留熱除去系スプレー配管を使用する場合：25分以内

B-残留熱除去系スプレー配管を使用する場合：30分以内

なお、原子炉格納容器内へのスプレー実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合、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。

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1.6.4-3)

(d) 格納容器代替スプレー系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレー（淡水/海水）

残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できず、格納容器代替スプレー系（常設）、復水輸送系及び消火系により原子炉格納容器内にスプレーできない場合は、格納容器代替スプレー系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレーする。

スプレー作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレーの起動/停止を行う。

なお、本手順はプラント状況や周辺の現場状況により大量送水車の接続先を複数ある接続口から任意に選択できる構成としている。

i 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレーができない場合において、格納容器代替スプレー系（可搬型）が使用可能な場合^{*1}で、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達した場合^{*2}。

※1：設備に異常がなく、燃料及び水源（輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2））が確保されている場合。

※2：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、サプレッション・チェンバ圧力、ドライウエル温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に達した場合。

ii 操作手順

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.6-2図から第1.6-3図に、概要図を第1.6-15図及び第1.6-17図に、タイムチャートを第1.6-16図及び第1.6-18図に示す。（格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器へのスプレイ手順は、手順⑤⑧以外は同様）

[交流電源が確保されている場合]

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に残留熱除去系A系配管又は残留熱除去系B系配管を使用した格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系配管・弁の接続口への格納容器代替スプレイ系（可搬型）の接続を依頼する。

③^a SA電源切替盤を使用する場合

現場運転員B及びCは、SA電源切替盤にて、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なA-RHRドライウエル第2スプレイ弁又はB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。また、中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ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。

③^b 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Aは、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員B及びCは、C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なA-RHRドライウエル第2スプレイ弁又はB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の電源切替えを実施するとともに、格納容器代替スプレイ系（可搬型）

による原子炉格納容器内へのスプレイ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当直副長は、運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成開始を指示する。
- ⑤^a格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合
中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてA-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑤^b格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合
中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑤^c格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑥当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの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、当直長に格納容器代替スプレイ系（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、緊急時対策要員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車の起動を指示する。
- ⑧^a格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合
緊急時対策要員は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後、ACSS A-注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて120m³/hとなるように調整開とし、格納容器代替スプレイ系（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。

⑧^b 格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後、ACSS B-注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて120m³/hとなるように調整開とし、格納容器代替スプレイ系（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。

⑧^c 格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は、ACSS B-注水ライン止め弁の全閉操作を実施し、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後、可搬型バルブを格納容器代替スプレイ流量にて120m³/hとなるように調整開とし、格納容器代替スプレイ系（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 当直副長は、運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの確認を指示する。

⑩ 中央制御室運転員Aは、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

なお、ドライウェル圧力、ドライウェル温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第1.6-4表）に到達した場合は、⑧^aにて調整開としたACSS A-注水ライン流量調整弁、⑧^bにて調整開としたACSS B-注水ライン流量調整弁又は⑧^cにて調整開とした可搬型バルブを閉とし、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に再度到達し、サブプレッション・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第1.6-4表）に到達していない場合は、ACSS A-注水ライン流量調整弁、ACSS B-注水ライン流量調整弁又は可搬型バルブを調整開とし、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合は、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイに必要な系統構成を行い、原子炉圧力容器への注水と原子炉

格納容器内へのスプレイを実施する。

- ①当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ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当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系(可搬型)の接続を依頼する。
- ③中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ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当直副長は、運転員に格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成開始を指示する。
- ⑤^a格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(南)を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合
現場運転員B及びCは、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器内へのスプレイの系統構成としてA-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑤^b格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(西)を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合
現場運転員B及びCは、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑤^c格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(建物内)を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)
現場運転員B及びCは、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑥当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイのた

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、当直長に格納容器代替スプレイ系（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、緊急時対策要員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車の起動を指示する。

⑧^a格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後、ACSS A-注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて120m³/hとなるように調整開とし、格納容器代替スプレイ系（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。

⑧^b格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後、ACSS B-注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて120m³/hとなるように調整開とし、格納容器代替スプレイ系（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。

⑧^c格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は、ACSS B-注水ライン止め弁の全閉操作を実施し、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後、可搬型バルブを格納容器代替スプレイ流量にて120m³/hとなるように調整開とし、格納容器代替スプレイ系（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当直副長は、運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの確認を指示する。

⑩中央制御室運転員Aは、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

なお、ドライウェル圧力、ドライウェル温度又はサプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第1.6-4表）に到達した場合は、⑧^aにて調整開としたACSS A-注水ライン流量調整弁、⑧^bにて調整開としたACSS B-注

水ライン流量調整弁又は⑧°にて調整開とした可搬型バルブを閉とし、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第 1.6-4 表）に再度到達し、サブプレッション・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第 1.6-4 表）に到達していない場合は、ACSS A-注水ライン流量調整弁、ACSS B-注水ライン流量調整弁又は可搬型バルブを調整開とし、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。
※原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合は、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイに必要な系統構成を行い、原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ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

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち、運転員が実施する原子炉建物での系統構成を、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。

[交流電源が確保されている場合]

S A 電源切替盤を使用した場合：25 分以内

非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合：40 分以内

[全交流動力電源が喪失している場合]：40 分以内

また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち、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。

[格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合]

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：2 時間 10 分以内

[格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）]

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：3 時間 10 分以内

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納

容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合、作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで2時間10分以内で可能である。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合、作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始まで3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。格納容器代替スプレイ系（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1.6.4-4)

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1.6-30図に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備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格納容器代替スプレイ系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合、復水輸送系、消火系又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

交流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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段については、格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段と同時並行で準備する。

また、格納容器代替スプレイ系（常設）、復水輸送系、消火系及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）の手段のうち原子炉格納容器内へのスプレイ可能な系統1系統以上を起動し、原子炉格納容器内へのスプレイ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格納容器内へのスプレイを開始する。

なお、消火系による原子炉格納容器内へのスプレイは、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。

(添付資料1.6.6)

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ

全交流動力電源の喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の故障により、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は、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（格納容器冷却モード）の電源を復旧し、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（格納容器冷却モード）にて原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレイの起動／停止を行う。

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（原子炉補機海水系を含む。）及び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系又はM/C D系の受電が完了し、残留熱除去系（格納容器冷却モード）が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。

※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。

※2：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度、サブプレッション・チェンバ温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に達した場合。

ii 操作手順

残留熱除去系（格納容器冷却モード）A系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。（残留熱除去系（格納容器冷却モード）B系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順も同様。）手順の対応フローを第1.6-2図から第1.6-5図に、概要図を第1.6-19図に、タイムチャートを第1.6-20図に示す。

①当直副長は、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（格納容器冷却モード）A系による原子炉格納容器内へのス

プレイの準備開始を指示する。

- ②中央制御室運転員Aは、残留熱除去系（格納容器冷却モード）A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、当直副長からの依頼に基づき、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-残留熱除去ポンプ及びA-残留熱除去封水ポンプが使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、A-熱交バイパス弁の全閉操作を実施し、A-残留熱除去ポンプの起動操作を実施する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、当直副長に残留熱除去系（格納容器冷却モード）A系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑥当直副長は、中央制御室運転員に原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6-4表）に基づき原子炉格納容器内へのスプレイ先を選択し、残留熱除去系（格納容器冷却モード）A系による原子炉格納容器内へのスプレイの開始を指示する。

⑦^a D/Wスプレイの場合

中央制御室運転員Aは、A-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウェル第2スプレイ弁を全開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑦^b S/Cスプレイの場合

中央制御室運転員Aは、A-RHRトーラススプレイ弁を全開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

- ⑧中央制御室運転員Aは、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことをA-残留熱除去系の系統流量の上昇並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認し、当直副長に報告する。

なお、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル冷却器入口ガス温度、ドライウェル温度又はサブプレッション・チェンバ温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第1.6-4表）に到達した場合は、⑦^aにて開としたA-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウェル第2スプレイ弁又は⑦^bにて開としたA-RHRトーラススプレイ弁を閉とし、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度、サブプレッション・チェンバ温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に再度到達した場合は、A-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウェル第2スプレイ弁又はA-RHRトーラススプレイ弁を開とし、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※D/WからS/Cへのスプレイ先の切替えが必要となった場合は、

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スプレイ弁の全閉操作を実施後, A-RHRトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。

※D/Wスプレイ又はS/Cスプレイ実施中に原子炉压力容器への注水が必要となった場合は, A-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウェル第2スプレイ弁又はA-RHRトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後, A-RHR注水弁の全開操作を実施し, 原子炉压力容器へ注水する。

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, 作業開始を判断してから残留熱除去系(格納容器冷却モード)A系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで10分以内で可能である。

(添付資料 1.6.4-5)

(b) 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

全交流動力電源の喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の故障により、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（サプレッション・プール水冷却モード）の電源を復旧し、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（サプレッション・プール水冷却モード）にてサプレッション・プール水の除熱を実施する。

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（原子炉補機海水系を含む。）及び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系又はM/C D系の受電が完了し、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が使用可能な状態^{※1}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（サプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

（添付資料 1.6.5）

ii 操作手順

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）A系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱手順の概要は以下のとおり。（残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）B系によるサプレッション・プール水の除熱手順も同様。）手順の対応フローを第1.6-4図に、概要図を第1.6-21図に、タイムチャートを第1.6-22図に示す。

①当直副長は、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（サプレッション・プール水冷却モード）A系によるサプレッション・プール水の除熱の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Aは、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）A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、当直副長からの依頼に基づき、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-残留熱除去ポンプ及びA-残留熱除去封水ポンプが使用可能か確認する。

- ④中央制御室運転員Aは、A-熱交バイパス弁の全閉操作を実施し、A-残留熱除去ポンプの起動操作を実施する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、当直副長に残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）A系によるサブプレッション・プール水の除熱の準備完了を報告する。
- ⑥当直副長は、中央制御室運転員に残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）A系によるサブプレッション・プール水の除熱開始を指示する。
- ⑦中央制御室運転員Aは、A-RHRテスト弁を調整開とし、A-残留熱除去系の系統流量の上昇及びサブプレッション・プール水の温度の低下によりサブプレッション・プール水の除熱が開始されたことを確認する。

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、作業開始を判断してから残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）A系によるサブプレッション・プール水の除熱開始まで10分以内で可能である。

(添付資料 1.6.4-6)

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1.6-30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電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の運転が可能であれば残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施する。

原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）により原子炉格納容器内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、格納容器代替スプレイ系（常設）等による原子炉格納容器内へのスプレイを並行して実施する。

(添付資料1.6.6)

1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 格納容器代替スプレイ

(a) 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できない場合は、低圧原子炉代替注水槽を水源とした格納容器代替スプレイ系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。

i 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができず、格納容器代替スプレイ系（常設）が使用可能な場合^{※2}で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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：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。

※3：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii 操作手順

格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイについては、「1.6.2.1(1) a. (a) 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。ただし、スプレイの停止、再開及び流量は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6-5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図から第1.6-8図に示す。また、概要図は第1.6-9図、タイムチャートは第1.6-10図と同様である。

iii 操作の成立性

上記の操作のうち、作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始までの操作を、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

間は以下の通り。

SA電源切替盤を使用した場合：30分以内

非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合：45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。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.6.4-1)

(b) 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレー

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できず、格納容器代替スプレー系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレーができない場合は、復水輸送系により復水貯蔵タンクを水源として原子炉格納容器内へスプレーする。スプレー作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレーの起動／停止を行う。

i 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系（格納容器冷却モード）、格納容器代替スプレー系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレーができない場合において、復水輸送系が使用可能な場合^{※2}で、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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：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。

※3：「原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii 操作手順

復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレーについては、「1.6.2.1(1) a. (b) 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレー」の操作手順のうち、A-残留熱除去系スプレー配管を使用した手順と同様である。ただし、スプレーの停止、再開及び流量は、原子炉格納容器内へのスプレー起動・停止の判断基準（第1.6-5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図から第1.6-8図に示す。また、概要図は第1.6-11図、タイムチャートは第1.6-12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、作業開始を判断してから復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで20分以内で可能である。

(添付資料 1.6.4-2)

(c) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できず、格納容器代替スプレイ系（常設）、復水輸送系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は、補助消火水槽又はろ過水タンクを水源とした消火系により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレイの起動/停止を行う。

i 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系（格納容器冷却モード）、格納容器代替スプレイ系（常設）、復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイができず、消火系が使用可能な場合^{※2}で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

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：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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：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。

※3：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii 操作手順

消火系による原子炉格納容器内へのスプレイについては、「1.6.2.1(1) a.(c) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順のうち、A-残留熱除去系スプレイ配管を使用した手順と同様である。ただし、スプレイの停止、再開及び流量は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6-5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図から第1.6-8図に示す。また、概要図は第1.6-13図、タイムチャートは第1.6-14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、作業開始を判断してから消火系による原子炉格納容器内へのスプレー開始まで25分以内で可能である。

(添付資料 1.6.4-3)

(d) 格納容器代替スプレー系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレー（淡水／海水）

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できず、格納容器代替スプレー系（常設）、復水輸送系及び消火系により原子炉格納容器内にスプレーできない場合は、格納容器代替スプレー系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレーする。

スプレー作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレーの起動／停止を行う。

なお、本手順はプラント状況や周辺の現場状況により大量送水車の接続先を複数ある接続口から任意に選択できる構成としている。

i 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレーができず、格納容器代替スプレー系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}で、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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：設備に異常がなく、燃料及び水源（輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2））が確保されている場合。

※3：「原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii 操作手順

格納容器代替スプレー系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレーについては、「1.6.2.1(1) a. (d) 格納容器代替スプレー系（可

搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水)」の操作手順のうち,[交流電源が確保されている場合]の操作手順と同様である。ただし,スプレイの停止,再開及び流量は,原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準(第1.6-5表)に従い実施する。

なお,手順の対応フローを第1.6-6図から第1.6-8図に示す。また,概要図は第1.6-15図,タイムチャートは第1.6-16図と同様である。

iii 操作の成立性

格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち,運転員が実施する原子炉建物での系統構成を,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通り。

SA電源切替盤を使用した場合:25分以内

非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合:40分以内

また,格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち,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。

[格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(南)又は格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(西)を使用する場合]

緊急時対策要員12名にて実施した場合:2時間10分以内

[格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(建物内)を使用する場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)]

緊急時対策要員12名にて実施した場合:3時間10分以内

格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ操作は,格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(南)又は格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(西)を使用する場合,作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで2時間10分以内で可能である。また,格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(建物内)を使用する場合,作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水開始まで3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。格納容器代替スプレイ系(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。

b. 格納容器代替除熱

(a) ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

格納容器代替スプレイ系（常設）等による原子炉格納容器内へのスプレイ及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）の復旧ができず、原子炉格納容器からの除熱手段がない場合に、常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の電源を復旧し、原子炉格納容器内へ冷却水通水後、ドライウエル冷却装置を起動して原子炉格納容器内の除熱を行う。

ドライウエル冷却装置を停止状態としても、原子炉格納容器内の冷却水の通水を継続することで、ドライウエル冷却装置コイル表面で蒸気を凝縮し、原子炉格納容器内の圧力の上昇を緩和する。

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。

i 手順着手の判断基準

格納容器代替スプレイ及び残留熱除去による原子炉格納容器内の除熱ができず、常設代替交流電源設備により、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）が復旧可能である場合。

ii 操作手順

ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.6-7図から第1.6-8図に、概要図を第1.6-23図及び第1.6-24図に、タイムチャートを第1.6-25図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱に必要な冷却装置、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当直長は、当直副長からの依頼に基づき、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、ドライウエル冷却系が使用可能か確認する。
- ④現場運転員B及びCは、ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱の系統構成前準備として、A、B-原子炉補助継電器盤にて隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑤当直副長は、運転員にドライウエル冷却系の冷却水通水開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内

の代替除熱の系統構成（冷却水通水操作）として、A、B-R CW常用補機冷却水入口切替弁、A、B-R CW常用補機冷却水出口切替弁の開操作を実施し、原子炉補機冷却系の系統流量指示値の上昇を確認し、当直副長に報告する。

- ⑦中央制御室運転員Aは、ドライウェル冷却装置起動前準備として、空調換気制御盤にてリレー引き抜きにより、起動阻止隔離信号を除外する。
- ⑧当直副長は、運転員にドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱の開始を指示する。
- ⑨中央制御室運転員Aは、上部下部A、B及びC-ドライウェル冷却装置の起動操作を実施し、原子炉格納容器内の圧力の上昇率が緩和することを確認する。

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ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱開始まで45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1.6.4-7)

c. 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1.6-30図に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備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格納容器代替スプレイ系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。

低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合、復水輸送系、消火系又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段については、格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段と同時並行で準備する。

また、格納容器代替スプレイ系（常設）、復水輸送系、消火系及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）の手段のうち原子炉格納容器内へのスプレイ可能な系統1系統以上を起動し、原子炉格納容器内へのスプレイ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格納容器内へのスプレイを開始する。

なお、消火系による原子炉格納容器内へのスプレイは、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。

外部電源，常設代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）を復旧し，原子炉格納容器内への冷却水通水及びドライウエル冷却装置の起動による原子炉格納容器内の除熱を実施する。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源の喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の故障により、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は、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（格納容器冷却モード）の電源を復旧し、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（格納容器冷却モード）にて原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレイの起動／停止を行う。

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（原子炉補機海水系を含む。）及び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

炉心損傷を判断した場合^{*1}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により緊急用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系又はM/C D系の受電が完了し、残留熱除去系（格納容器冷却モード）が使用可能な状態^{*2}に復旧された場合で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{*3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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：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。

（添付資料 1.6.5）

※3：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度又はサブプレッション・チェンバ温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii 操作手順

残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ手順については、「1.6.2.1(2) a. (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。ただし、原子炉格納容器内へのスプレイの停止及び再開は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6-5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-7図から第1.6-8図に示す。また、概要図は第1.6-19図、タイムチャートは第1.6-20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、作業開始を判断してから残留熱除去系（格納容器冷却モード）A系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで10分以内で可能である。

（添付資料1.6.4-5）

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水の除熱

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の故障により、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（原子炉補機海水系を含む。）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（サブプレッション・プール水冷却モード）にてサブプレッション・プール水の除熱を実施する。

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（原子炉補機海水系を含む。）及び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

炉心損傷を判断した場合^{*1}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により緊急用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系又はM/C D系の受電が完了し、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）が使用可能な状態^{*2}に復旧された場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（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モニタ（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：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。

（添付資料1.6.5）

ii 操作手順

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）電源復旧後のサブプレッション・プール水の除熱については、「1.6.2.1(2)a. (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水の除熱」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.6-7図から第1.6-8図に示す。また、概要図は第1.6-21図、タイムチャートは第1.6-22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、作業開始を判断してから残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）A系によるサブプレッション・プール水の除熱開始まで10分以内で可能である。

（添付資料1.6.4-6）

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1.6-30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電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の運転が可能であれば残留熱除去系（格納容器冷却モード）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施する。原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（格納容器冷却モード）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）により原子炉格納容器内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、格納容器代替スプレイ系（常設）等による原子炉格納容器内へのスプレイを並行して実施する。

（添付資料1.6.6）

1.6.2.3 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（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器冷却モード）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（格納容器冷却モード）を起動し、サプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

スプレイ作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレイの起動／停止を行う。

a. 手順着手の判断基準

原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{*1}。

※1：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル温度、サプレッション・チェンバ温度又はサプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に達した場合。

b. 操作手順

残留熱除去系（格納容器冷却モード）A系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。ただし、原子炉格納容器内へのスプレイの停止及び再開は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6-4表）に従い実施する。（残留熱除去系（格納容器冷却モード）B系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順も同様。）

概要図を第1.6-26図に、タイムチャートを第1.6-27図に示す。

- ①当直副長は、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（格納容器冷却モード）A系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、A-熱交バイパス弁の全閉操作を実施し、残留熱除去ポンプの起動操作を実施する。
- ③中央制御室運転員Aは、当直副長に残留熱除去系（格納容器冷却モード）A系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ④当直副長は、中央制御室運転員に原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6-4表）に基づき原子炉格納容器内へのスプレイ先を選択し、残留熱除去系（格納容器冷却モード）A系による原子炉格納容器内へのスプレイの開始を指示する。
- ⑤^a D/Wスプレイの場合
中央制御室運転員Aは、A-RHRドライウェル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウェル第2スプレイ弁を全開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑤^b S/Cスプレイの場合

中央制御室運転員Aは、A-RHRトーラススプレイ弁を全開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑥中央制御室運転員Aは、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことをA-残留熱除去系の系統流量の上昇並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認し、当直副長に報告する。

なお、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウエル冷却器入口ガス温度、ドライウエル温度又はサブプレッション・チェンバ温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第1.6-4表）に到達した場合は、⑤^aにて開としたA-RHRドライウエル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウエル第2スプレイ弁又は⑤^bにて開としたA-RHRトーラススプレイ弁を閉とし、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウエル温度、サブプレッション・チェンバ温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に再度到達した場合は、A-RHRドライウエル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウエル第2スプレイ弁又はA-RHRトーラススプレイ弁を開とし、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※D/WからS/Cへのスプレイ先の切替えが必要となった場合は、A-RHRドライウエル第1スプレイ弁、A-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全閉操作を実施後、A-RHRトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。

※D/Wスプレイ又はS/Cスプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は、A-RHRドライウエル第1スプレイ弁及びA-RHRドライウエル第2スプレイ弁又はA-RHRトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後、A-RHR注水弁の全開操作を実施し、原子炉圧力容器へ注水する。

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、作業開始を判断してから残留熱除去系（格納容器冷却モード）A系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで10分以内で可能である。

（添付資料 1.6.4-8）

(2) 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

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）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（サブプレッション・プール水

冷却モード) を起動し、サブプレッション・プール水の除熱を実施する。

a. 手順着手の判断基準

下記のいずれかの状態に該当した場合。

- ・逃がし安全弁開固着
- ・サブプレッション・プール水の温度が規定温度以上
- ・サブプレッション・チェンバの気体温度が規定温度以上

(添付資料 1.6.5)

b. 操作手順

残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) A系によるサブプレッション・プール水の除熱手順の概要は以下のとおり。(残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) B系によるサブプレッション・プール水の除熱手順も同様。) 概要図を第 1.6-28 図に、タイムチャートを第 1.6-29 図に示す。

- ①当直副長は、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 (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・プール水の除熱の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、A-熱交バイパス弁の全閉操作を実施し、残留熱除去ポンプの起動操作を実施する。
- ③中央制御室運転員Aは、当直副長に残留熱除去系 (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・プール水の除熱の準備完了を報告する。
- ④当直副長は、中央制御室運転員に残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) A系によるサブプレッション・プール水の除熱の開始を指示する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、A-RHRテスト弁を調整開とし、残留熱除去系の系統流量の上昇及びサブプレッション・プール水の温度の低下によりサブプレッション・プール水の除熱が開始されたことを確認する。

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 (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・プール水の除熱開始まで 10 分以内で可能である。

(添付資料 1.6.4-9)

1.6.2.4 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（原子炉補機海水系を含む。）、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保手順については、「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。

低圧原子炉代替注水槽，輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）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，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，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 1.6-1 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 / 7)
(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 (格納容器冷却モード) による 原子炉格納容器内へのスプレイ	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・ストレーナ 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) ※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) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 「S/C温度制御」 「PCV水素濃度制御」 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」
			サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 格納容器スプレイ・ヘッド	重大事故等対処設備
		残留熱除去系 (サブプレッション・プールの除熱) によるサブプレッション・プールの除熱	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・ストレーナ 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) ※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) 「S/C温度制御」
			サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器	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)

対応手段，対処設備，手順書一覧(2/7)
 (炉心損傷前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 (格納容器冷却モード及びサブプレッション・プール水冷却モード)	による原子炉格納容器内へのスプレイ 格納容器代替スプレイ系(常設)	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 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{*2} 代替所内電気設備 ^{*2}	重大事故等対処設備 事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 AM設備別操作要領書 「FLSRポンプによる格納容器スプレイ」
		原子炉格納容器内へのスプレイ 復水輸送系による	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 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{*2} 可搬型代替交流電源設備 ^{*2} 代替所内電気設備 ^{*2} 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) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 AM設備別操作要領書 「CWTによる格納容器スプレイ」
		原子炉格納容器内へのスプレイ 消火系による	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 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{*2} 可搬型代替交流電源設備 ^{*2} 代替所内電気設備 ^{*2} 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) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」

※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)

対応手段，対処設備，手順書一覧(3/7)
 (炉心損傷前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 (格納容器冷却モード及びサブプレッション・プール水冷却モード)	原子格納容器代替スプレイ系(可搬型)による 原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水)	大量送水車 ホース・接続口 可搬型ストレーナ 格納容器代替スプレイ系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッド 原子炉格納容器 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 ^{※2} 常設代替交流電源設備 ^{※2}	重大事故等対処設備 AM設備別操作要領書 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽(西1) ^{※1, ※4} 輪谷貯水槽(西2) ^{※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)

対応手段，対処設備，手順書一覧(4 / 7)
 (炉心損傷前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(原子炉補機海水系を含む。)	原子炉格納容器内へのスプレイ	サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系 ^{※3} 代替所内電気設備 ^{※2} 常設代替交流電源設備 ^{※2} 格納容器スプレイ・ヘッド	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」 「D/W温度制御」 「S/C水位制御」 「PCV水素濃度制御」 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」
			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・ストレーナ 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) ^{※3}	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
	全交流動力電源 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)	サブプレッション・プール水の除熱	サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系 ^{※3} 代替所内電気設備 ^{※2} 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) 「S/C温度制御」 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」
			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・ストレーナ 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) ^{※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)

対応手段，対応設備，手順書一覧(5/7)
(炉心損傷後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 (格納容器冷却モード)	による原子炉格納容器内へのスプレイ 格納容器代替スプレイ系(常設)	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 格納容器スプレイ・ヘッド 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※2} 代替所内電気設備 ^{※2}	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) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「FLSRポンプによる格納容器スプレイ」
		原子炉格納容器内へのスプレイ 復水輸送系による	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 格納容器スプレイ・ヘッド 原子炉格納容器 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 ^{※2}	自主対策設備 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「CWTによる格納容器スプレイ」
		原子炉格納容器内へのスプレイ 消火系による	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 る過水タンク 消火系 配管・弁 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッド 原子炉格納容器 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 ^{※2}	自主対策設備 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」

※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)

対応手段，対処設備，手順書一覧(6 / 7)
 (炉心損傷後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 (格納容器冷却モード)	原子炉格納容器内へのスプレイ系(可搬型)による 格納容器代替スプレイ系(淡水/海水)	大量送水車 ホース・接続口 可搬型ストレーナ 格納容器代替スプレイ系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッド 原子炉格納容器 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 ^{※2} 常設代替交流電源設備 ^{※2}	重大事故等対処設備 AM設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽(西1) ^{※1, ※4} 輪谷貯水槽(西2) ^{※1, ※4}	自主対策設備
		ドライウエル冷却系による 格納容器内の代替除熱	ドライウエル冷却装置 原子炉格納容器 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) ^{※3} 常設代替交流電源設備 ^{※2}	自主対策設備 AM設備別操作要領書 「HVDによる格納容器除熱」

※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)

対応手段，対処設備，手順書一覧(7/7)
(炉心損傷後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(原子炉補機海水系を含む。)	原子炉格納容器内へのスプレイ	サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系 ^{※3} 代替所内電気設備 ^{※2} 常設代替交流電源設備 ^{※2} 格納容器スプレイ・ヘッド	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) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」
			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・ストレーナ 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) ^{※3}	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
	全交流動力電源 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)	サブプレッション・プールの水の除熱	サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系 ^{※3} 常設代替交流電源設備 ^{※2} 代替所内電気設備 ^{※2}	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) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」
			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・ストレーナ 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) ^{※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)

第 1.6-2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1 / 15)

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)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器代替スプレイ (a) 格納容器代替スプレイ系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 AM設備別操作要領書 「FLSRポンプによる格納容器スプレイ」	判断基準	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)
		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)
		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)
		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(2 / 15)

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)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器代替スプレイ (b) 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 AM設備別操作要領書 「CWTによる格納容器スプレイ」	判断基準	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)
		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)
		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・チェンバ温度 (SA) ドライウエル温度 (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(3 / 15)

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)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器代替スプレイ (c) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」	判断基準	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)
		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)
		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・チェンバ温度 (SA) ドライウエル温度 (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(4 / 15)

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)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器代替スプレイ (d) 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ (淡水/海水)			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「P C V 圧力制御」 「D / W 温度制御」 AM 設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (S A)
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位 (S A)
		電源	緊急用メタクラ電圧 S A 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	原子炉格納容器内の圧力
	原子炉格納容器内の温度		ドライウエル温度 (S A)
	原子炉格納容器内の水位		サブプレッション・プール水位 (S A)
	原子炉格納容器への注水量		格納容器代替スプレイ流量
	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(5 / 15)

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)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧 (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 「S/C水位制御」 「PCV水素濃度制御」 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 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	ドライウエル温度 (SA) サプレッション・チェンバ温度 (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)
		補機監視機能	I - 原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II - 原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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	ドライウエル温度 (SA) サプレッション・チェンバ温度 (SA)
		原子炉格納容器への注水量	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
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)	

監視計器一覧(6 / 15)

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)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧 (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水の除熱			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「S/C温度制御」 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」	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・プール水温度 (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
		最終ヒートシンクの確保	I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度
		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)
	操作	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-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度
		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)

監視計器一覧(7 / 15)

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)	
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器代替スプレイ (a) 格納容器代替スプレイ系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「FLSRポンプによる格納容器スプレイ」	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温度	サプレッション・チェンバ温度 (SA) ドライウエル温度 (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)
		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	ドライウエル温度 (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(8 / 15)

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)	
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器代替スプレイ (b) 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書(シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「CWTによる格納容器スプレイ」	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温度	サプレッション・チェンバ温度(SA) ドライウエル温度(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)
		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) ドライウエル温度(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(9 / 15)

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)	
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器代替スプレイ (c) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書「シビアアクシデント」 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」	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温度	サプレッション・チェンバ温度 (SA) ドライウエル温度 (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)
		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) ドライウエル温度 (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(10/15)

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)	
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器代替スプレイ (d) 格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水)			
事故時操作要領書(シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	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温度	サプレッション・チェンバ温度(SA) ドライウエル温度(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)
		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	ドライウエル温度(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)
		原子炉格納容器への注水量	格納容器代替スプレイ流量
		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(11/15)

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)	
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 b. 格納容器代替除熱 (a) ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「HVDによる格納容器除熱」	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)
		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
		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) ドライウエル温度 (SA)
		補機監視機能	原子炉補機冷却ポンプ出口圧力 原子炉補機冷却系常用流量
	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・チェンバ温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)
		補機監視機能	I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力

監視計器一覧(12/15)

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)	
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧 (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」	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温度	ドライウエル温度 (SA) サプレッション・チェンバ温度 (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)
		最終ヒートシンクの確保	I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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	ドライウエル温度 (SA) サプレッション・チェンバ温度 (SA)
		原子炉格納容器への注水量	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
		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)

監視計器一覧(13/15)

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)	
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧 (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水の除熱			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」	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 (ドライウェル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウェル) 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・プール水温度 (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
		最終ヒートシンクの確保	I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度
		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)
	操作	原子炉格納容器の温度	サブプレッション・プール水温度 (SA)
		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 I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度
		原子炉格納容器への注水量	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
		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)

監視計器一覧(14/15)

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)	
1.6.2.3 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 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 「S/C水位制御」 「PCV水素濃度制御」 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 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	ドライウエル温度 (SA) サプレッション・チェンバ温度 (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)
		最終ヒートシンクの確保	I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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	ドライウエル温度 (SA) サプレッション・チェンバ温度 (SA)
		原子炉格納容器への注水量	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
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)	

監視計器一覧(15/15)

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)
1.6.2.3 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 (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・プールの除熱		
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・プール水温度 (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
		最終ヒートシンクの確保 I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・プール水位 (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)
	操作	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-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 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-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・プール水位 (SA)

第 1.6-3 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>【1.6】</p> <p>原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>M/C C系</p> <p>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</p> <p>可搬型代替交流電源設備</p> <p>C/C C系</p> <p>C/C D系</p> <p>SA-C/C</p>
	<p>中央制御室監視計器類</p>	<p>常設代替交流電源設備</p> <p>可搬型代替交流電源設備</p> <p>計装C/C C系</p> <p>計装C/C D系</p>

第 1.6-4 表 原子炉格納容器内へのスプレイ起動, 停止の判断基準
(炉心の著しい損傷を防止するための対応)

	スプレイ起動の判断基準		格納容器代替スプレイ ^{※2, ※3}	RHRによるスプレイ	スプレイ停止の判断基準		
					格納容器代替スプレイ	RHRによるスプレイ	
炉心の著しい損傷を防止するための対応	P C V 圧力 制御	ドライウエル圧力指示値が 13.7 kPa [gage] 以上で原子炉水位指示値が L-1 (-381cm) 以下を経験し, かつ L-0 (-539cm) 以上で安定している場合	—	①D/W ②S/C	P C V 圧力 制御	ドライウエル圧力が 334kPa[gage]以下まで低下した場合	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力が 13.7 kPa [gage] 以下まで低下した場合
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7 kPa[gage]以上で、24時間継続した場合	—	S/C			
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 98 kPa[gage]以上で24時間継続した場合	—	①D/W ②S/C			
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 245 kPa[gage]以上の場合	—	①D/W ②S/C			
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 384 kPa[gage]以上 ^{※1} の場合	①D/W ②S/C ^{※4}	①D/W ②S/C			
	S D / C W 温度 制御	ドライウエル温度指示値が 171 °Cに接近した場合	①D/W ②S/C ^{※4}	D/W	S D / C W 温度 制御	ドライウエル温度指示値が 150 °C 以下まで低下した場合	ドライウエル冷却器入口ガス温度 60°C未滿かつドライウエル温度(局所) 65°C未滿まで低下した場合
		サブプレッション・チェンバ温度指示値が 104 °Cに到達前	—	S/C		—	サブプレッション・チェンバ温度指示値が 65°C未滿まで低下した場合
	S / C 水位 制御	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+1.29 m 以上の場合	—	D/W	S / C 水位 制御	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+ 1.29 m 以上の場合	—

① ②は優先順位を示す。

※1：残留熱除去系（格納容器冷却モード）が1系統のみ使用可能であり、残留熱除去系（低圧注水モード）により、発電用原子炉の冷却を実施している場合は、サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 245kPa[gage]到達時であっても、発電用原子炉の冷却を優先するが、サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 384 kPa[gage] (0.9Pd) 以上の場合は、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を停止し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイを実施することにより、原子炉格納容器の健全性を維持する。

※2：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へのスプレイが実施できない場合、格納容器代替スプレイによる原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

※3：外部水源からの注水を抑制する観点から間欠スプレイとする。

※4：復水輸送系、消火系による格納容器内へのスプレイに限る。

第 1.6-5 表 原子炉格納容器内へのスプレイ起動, 停止の判断基準
(格納容器破損を防止するための対応)

	スプレイ 起動の判断基準		圧力容器 破損前	圧力容器 破損後	スプレイ 停止の判断基準		スプレイ流量 (m ³ /h)
防止するための対応 格納容器破損を	除熱-1, 除熱-2	格納容器代替スプレイ	ドライウエル温度が 190℃ 以上の場合 ^{※2}	①D/W ②S/C ^{※3}	①D/W ②S/C ^{※3}	サブプレッション・プール 水位指示値が通常水位+ 1.29 m に到達した場合	120
			ドライウエル温度が 171℃ 以下の場合 ^{※2}			ドライウエル温度が 171℃ 以下の場合 ^{※2}	
		ドライウエル圧力又はサブ プレッション・チェンバ圧力 が 640kPa [gage] 以上の場合	①D/W ②S/C ^{※3}	①D/W ②S/C ^{※3}	サブプレッション・プール 水位指示値が通常水位+ 1.29 m に到達した場合		
		ドライウエル圧力又は サブプレッション・チェン バ圧力が 588kPa [gage] 以下の場合 ^{※2}			ドライウエル圧力又は サブプレッション・チェン バ圧力が 588kPa [gage] 以下の場合 ^{※2}		
		RHR によるスプレイ	ドライウエル圧力又はサブ プレッション・チェンバ圧力 が 245kPa [gage] 以上もしくは ドライウエル温度が 171℃ 又はサブプレッショ ン・チェンバ温度が 104℃ の 場合	D/W S/C	D/W S/C	ドライウエル圧力指示 値が 13.7 kPa [gage] 未 満まで低下した場合	1218
抑制するための対応 ^{※1} 原子炉格納容器の過温を	注水-3a	格納容器代替スプレイ	原子炉圧力容器下鏡部温度 指示値が 300℃ に到達した 場合	D/W	—	ベDESTAL 水位が 2.4m に到達した場合	120

①, ②は優先順位を示す。

※1 : 原子炉圧力容器破損前に本操作を実施することで, 格納容器温度の上昇を抑制し, 逃がし安全弁の環境条件を緩和することができる。ただし, 本操作をしない場合であっても, 評価上, 原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間, 逃がし安全弁は発電用原子炉の減圧機能を維持できる。

※2 : 外部からの注水を抑制する観点から間欠スプレイとする。

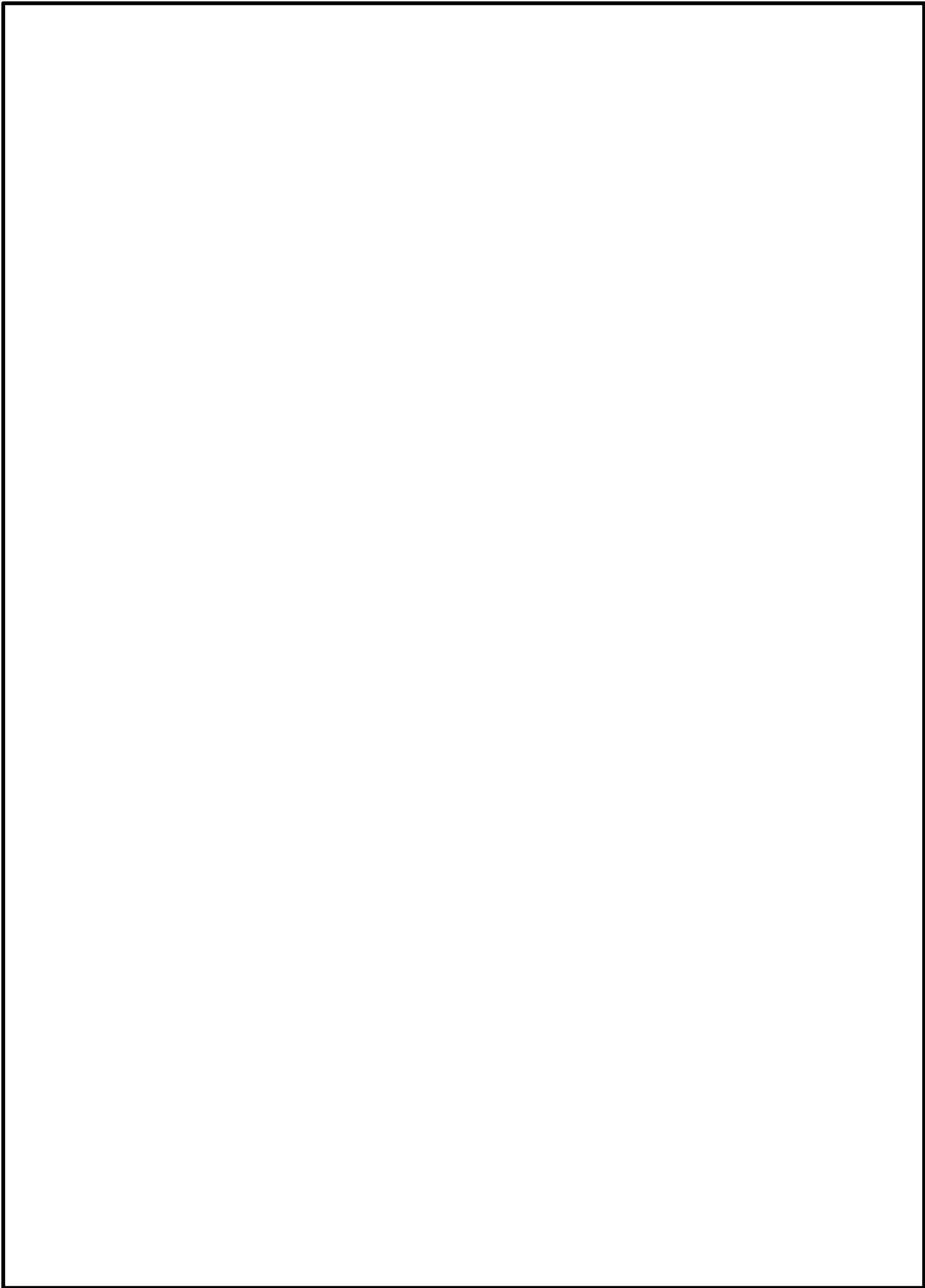
※3 : 復水輸送系, 消火系による格納容器内へのスプレイに限る。

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	
格納容器冷却機能喪失	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						
			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	RCW機能喪失	RCWポンプ故障					
				弁故障					
			RCW熱交換器故障	静的機器機能喪失					
				配管故障					
			RSW機能喪失	RSWポンプ故障					
	弁故障								
	駆動源喪失 (交流/直流電源)	※2同様							
		※3同様							
	駆動源喪失 (交流電源) ※2	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						
	駆動源喪失 (直流電源) ※3	直流母線機能喪失							
		直流盤遮断器故障							
		直流母線への直流電源給電機能喪失	蓄電池機能喪失						
			充電器故障						
			交流電源喪失	※2同様					
B-RHR機能喪失	※1同様								

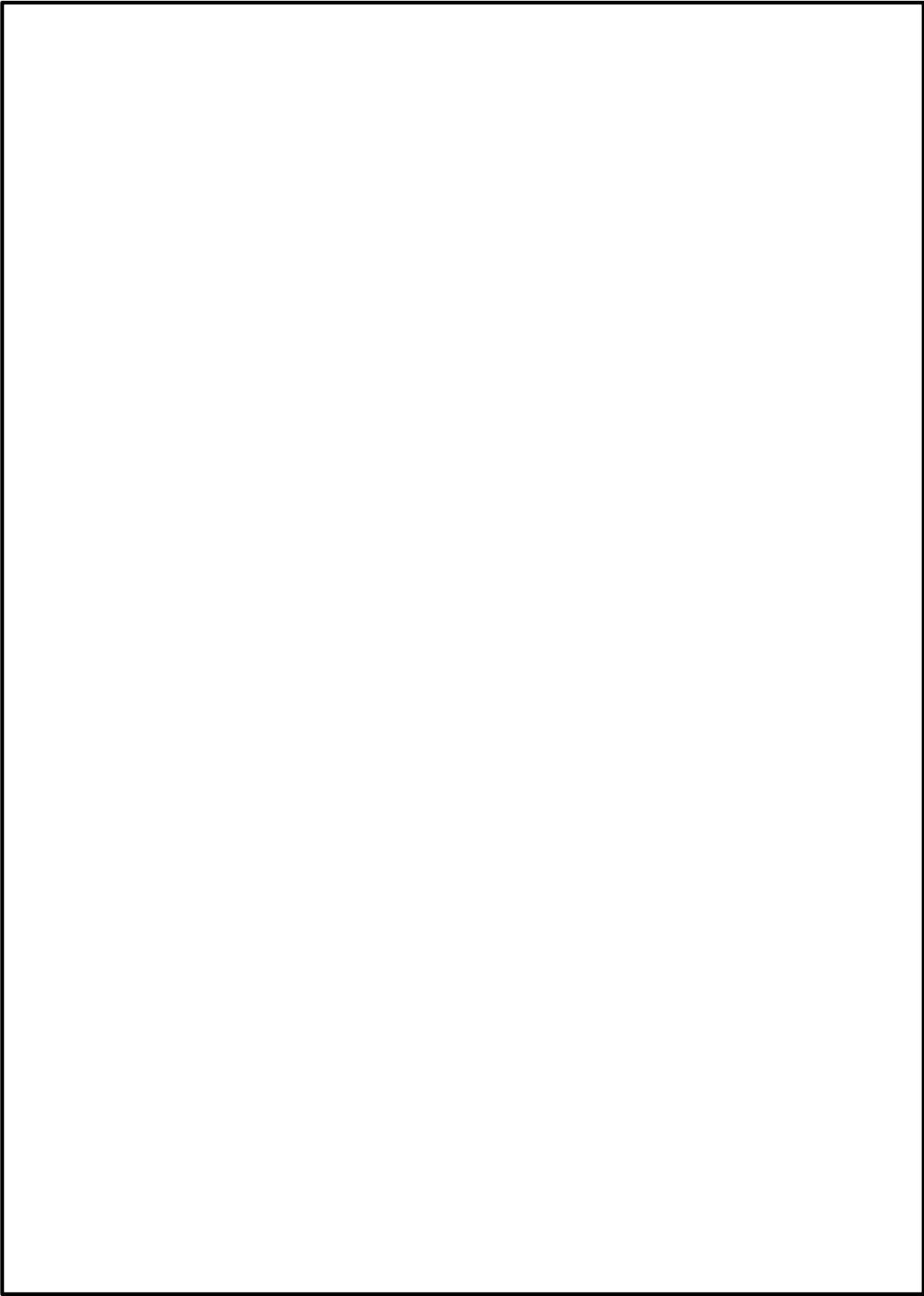
※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

第 1.6-1 図 機能喪失原因対策分析 (補足)



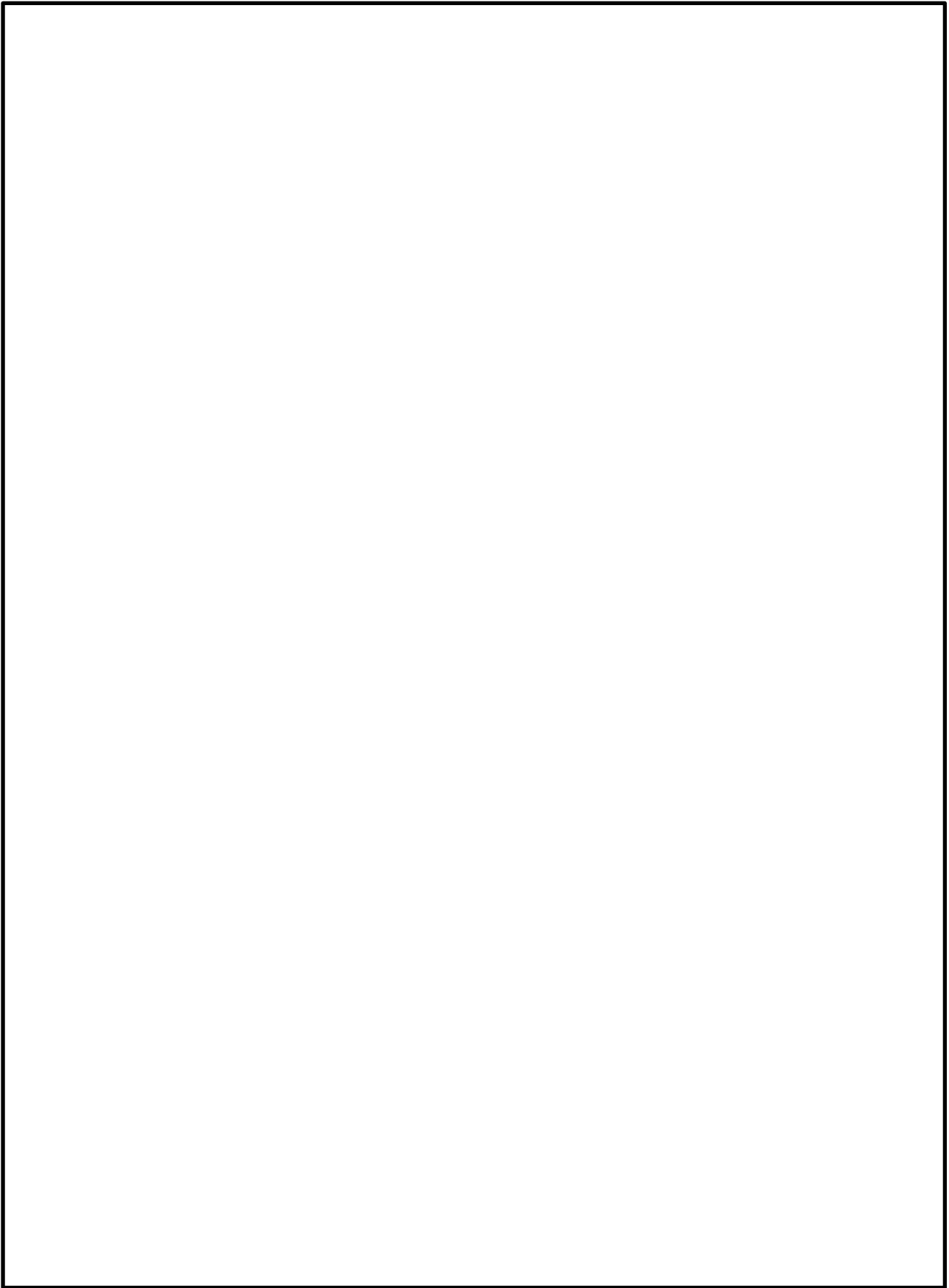
第 1.6-2 図 EOP[PCV圧力制御]における対応フロー

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。



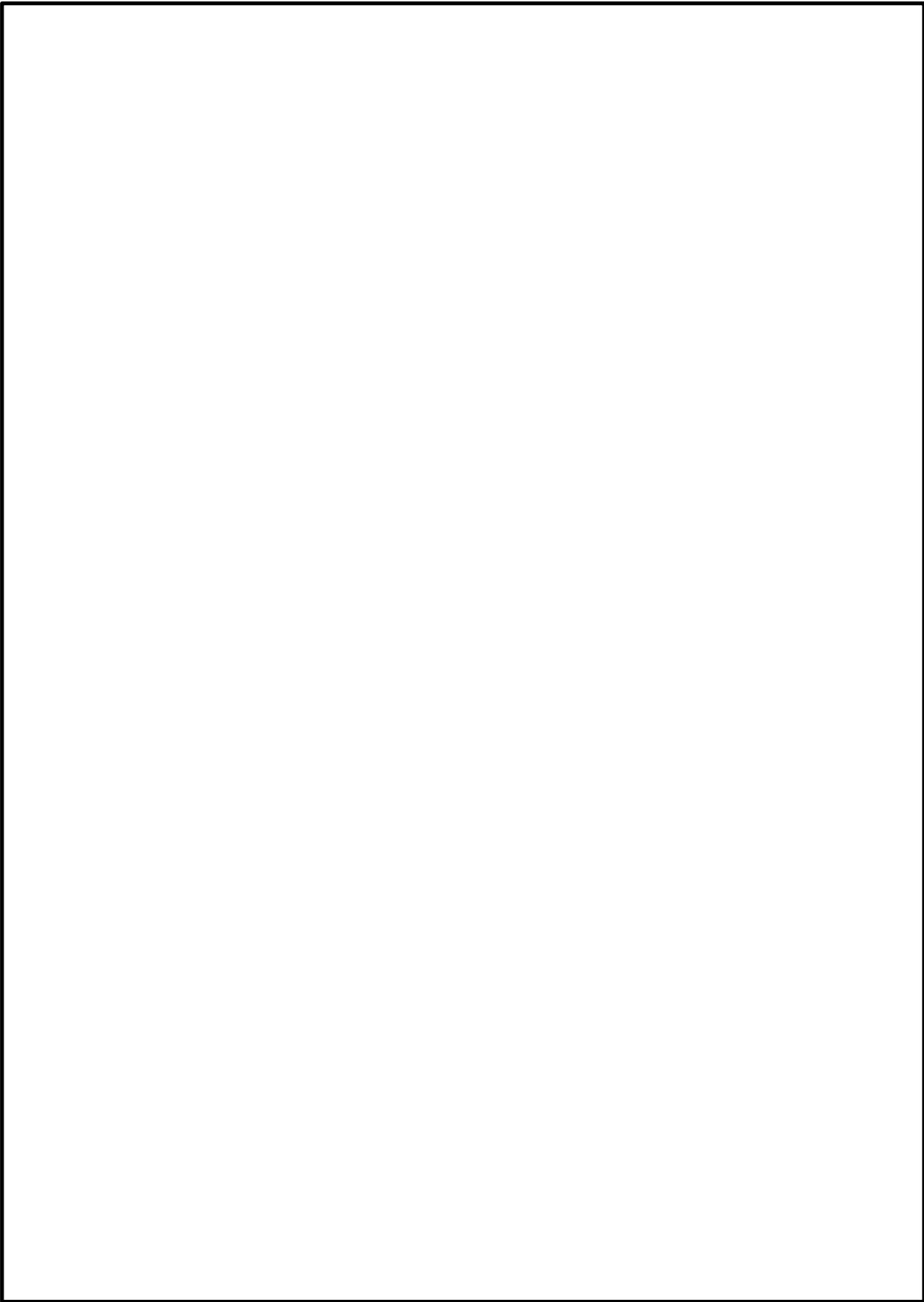
第 1.6-3 図 EOP [D/W温度制御]における対応フロー

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。



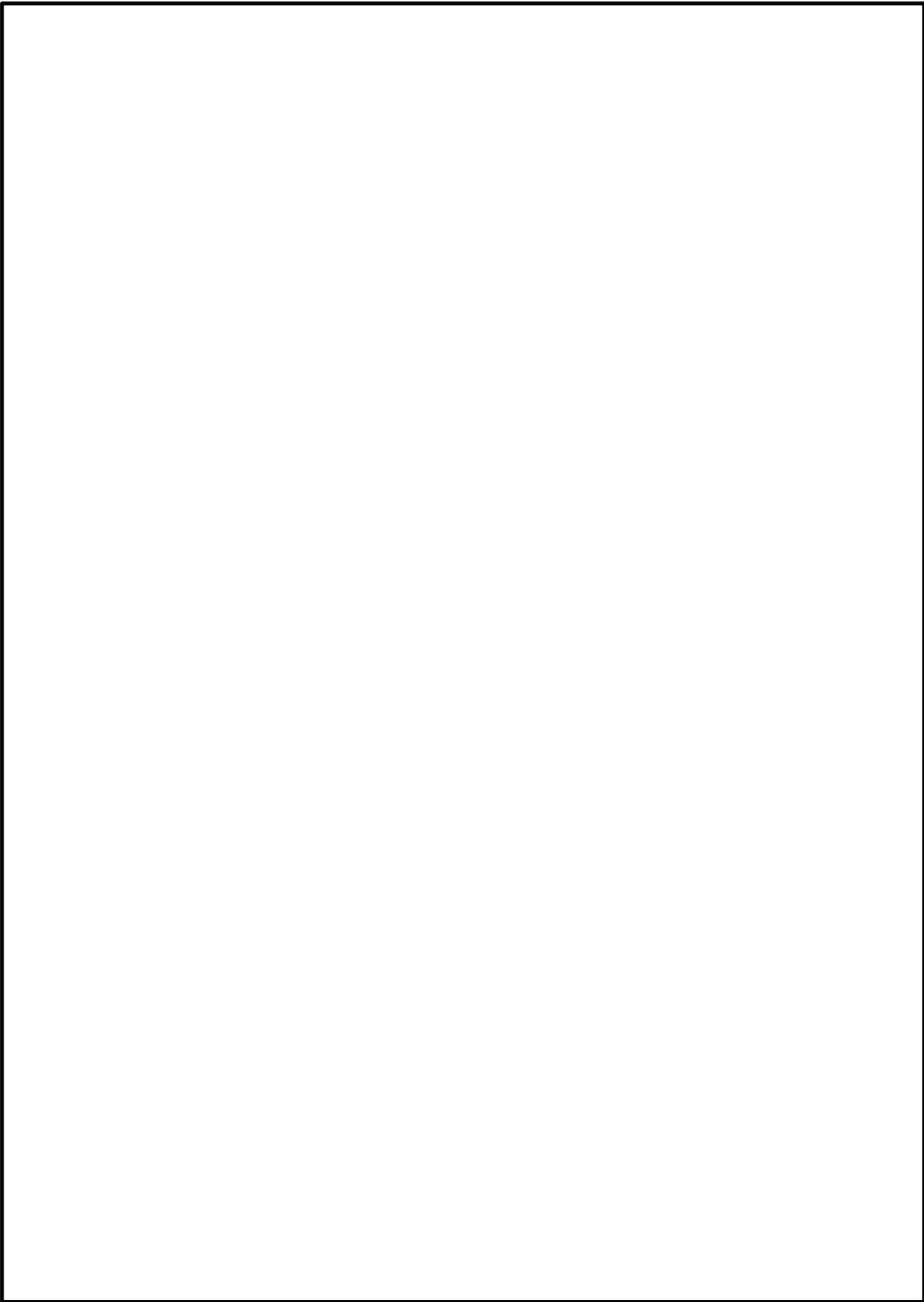
第 1.6-4 図 EOP[S/C温度制御]における対応フロー

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。



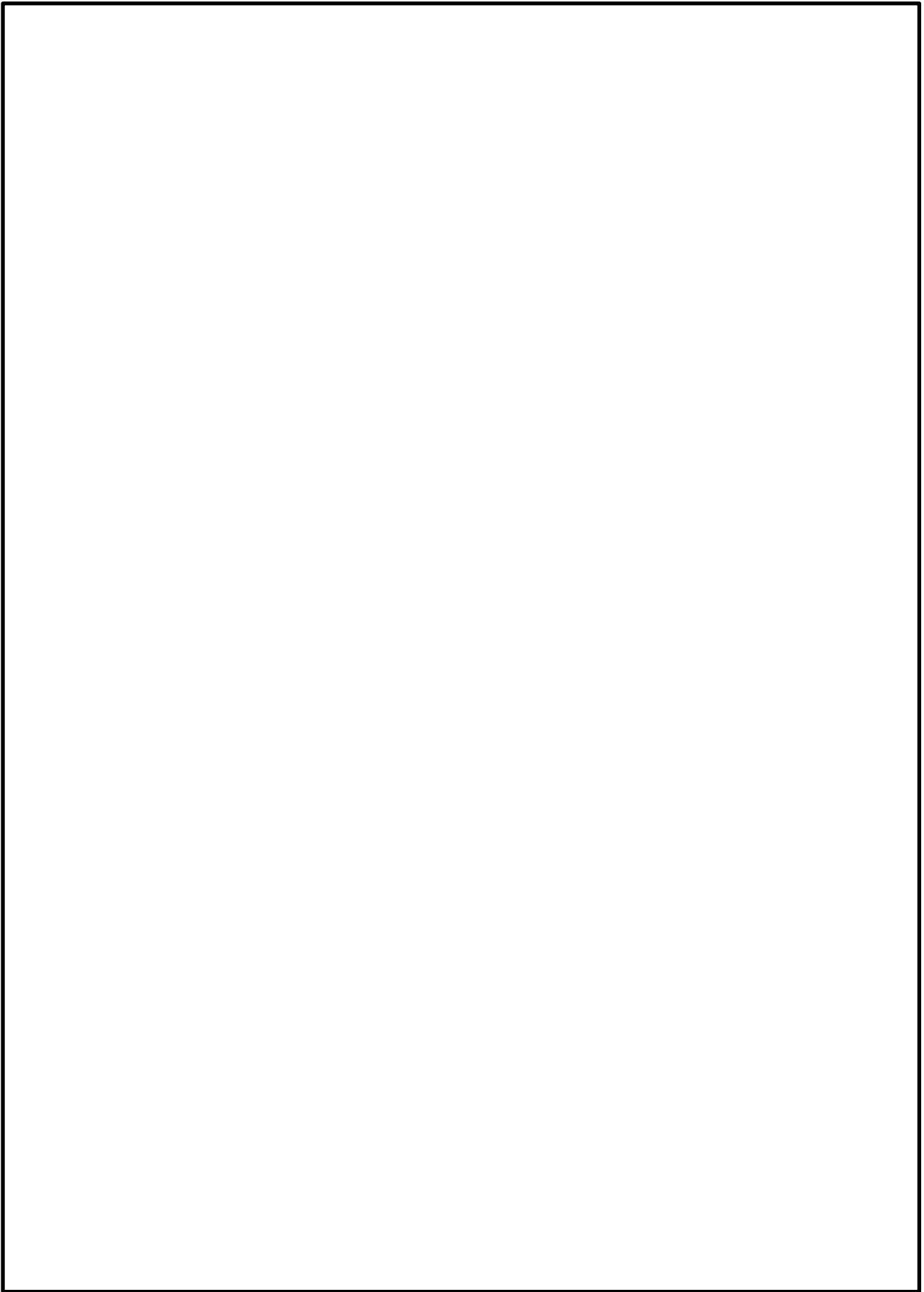
第 1.6-5 図 EOP[S/C水位制御]における対応フロー

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。



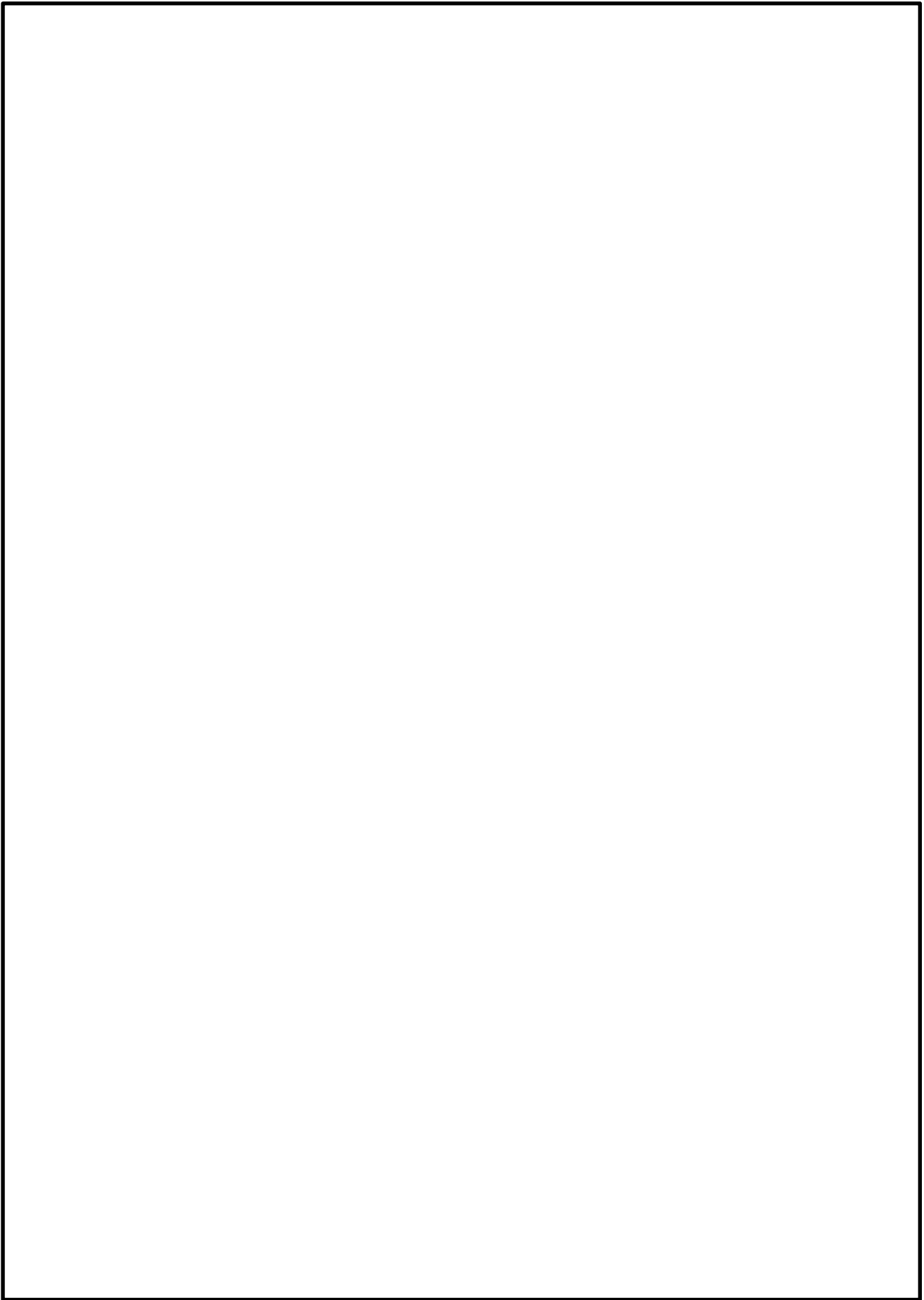
第 1.6-6 図 SOP (注水-3 a) 格納容器内冷却の対応フロー

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。



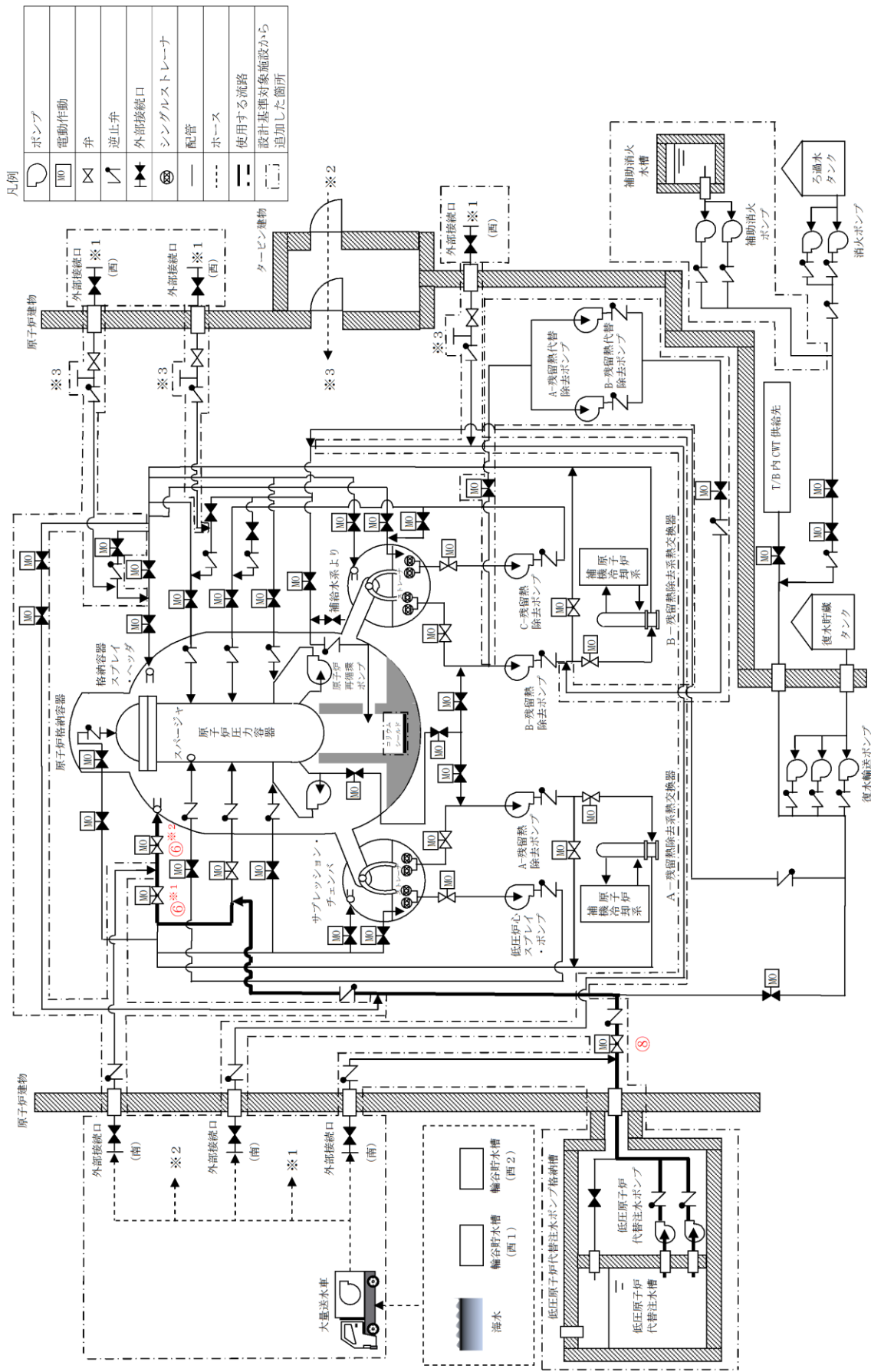
第 1.6-7 図 SOP (除熱-1) 格納容器内冷却の対応フロー

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 1.6-8 図 SOP (除熱-2) 格納容器内冷却の対応フロー

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。



凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレートナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-9 図 格納容器代替スプレッドヘッドによる原子炉格納容器内へのスプレッドヘッド 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥ ^{*1}	A-RHR ドライウエル第1 スプレイ弁
⑥ ^{*2}	A-RHR ドライウエル第2 スプレイ弁
⑧	FLSR 注水隔離弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

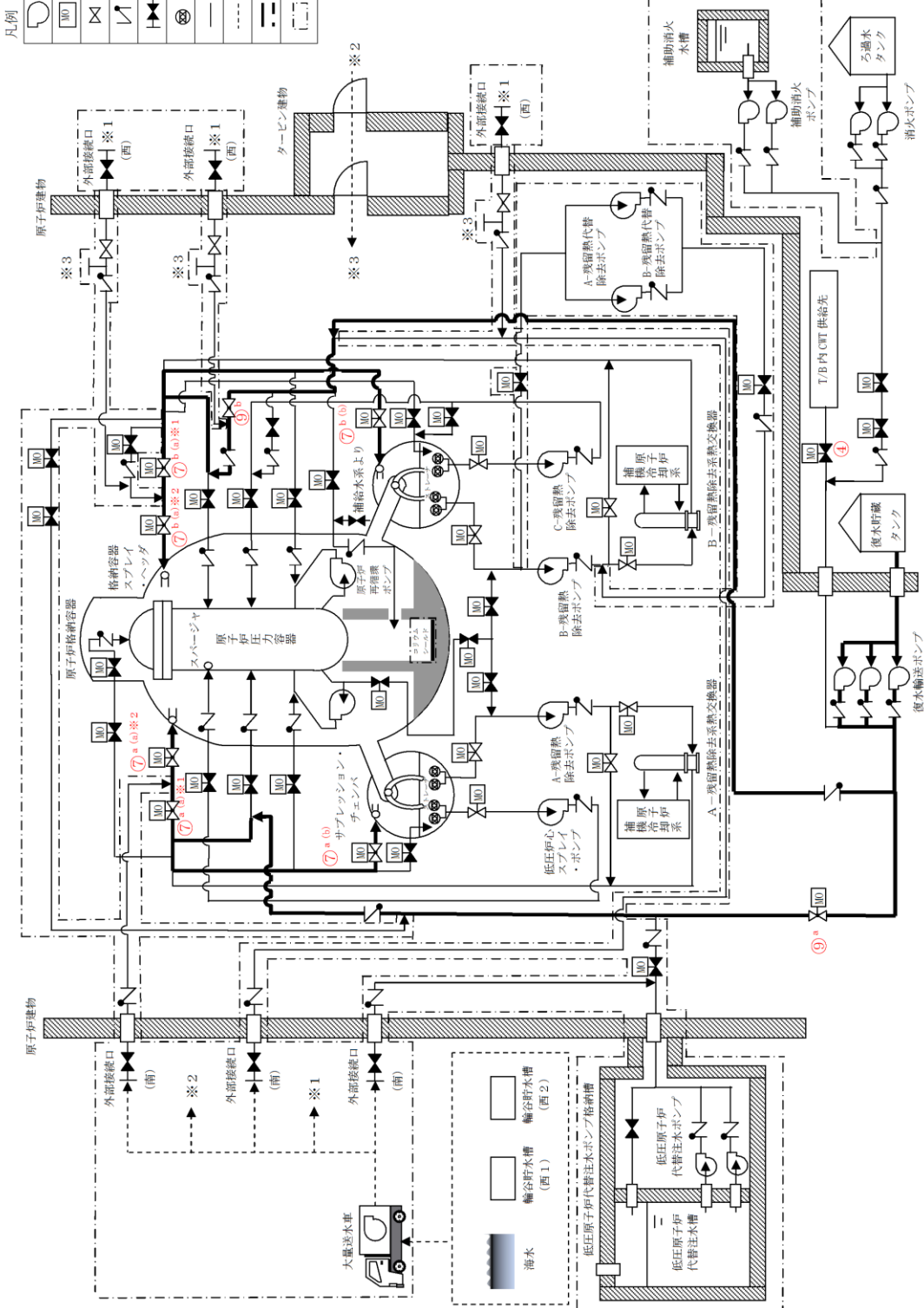
○^{*1}~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第 1.6-9 図 格納容器代替スプレイ系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ 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				
格納容器代替スプレイ系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ (S A電源切替盤を使用した場合)	要員(敬)	格納容器代替スプレイ系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ 30分										
		中央制御室運転員A	1	電源確認	ポンプ起動, 系統構成, スプレイ操作							
	現場運転員B, C	2	移動, S A電源切替盤操作 (A系)									

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				
格納容器代替スプレイ系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合)	要員(敬)	格納容器代替スプレイ系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ 45分										
		中央制御室運転員A	1	C/C C系不要負荷切り離し	非常用コントロールセンター切替盤操作 (A系)	電源確認	ポンプ起動					
	現場運転員B, C	2	移動, C/C C系不要負荷切り離し									

第 1.6-10 図 格納容器代替スプレイ系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレートナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○^b : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-11 図 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレー 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
④	CWT T/B供給遮断弁
⑦ ^a (a)※1	A-RHRドライウエル第1スプレー弁
⑦ ^a (a)※2	A-RHRドライウエル第2スプレー弁
⑦ ^a (b)	A-RHRトローラススプレー弁
⑦ ^b (a)※1	B-RHRドライウエル第1スプレー弁
⑦ ^b (a)※2	B-RHRドライウエル第2スプレー弁
⑦ ^b (b)	B-RHRトローラススプレー弁
⑨ ^a	A-RHR R P V代替注水弁
⑨ ^b	B-RHR注水配管洗浄元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

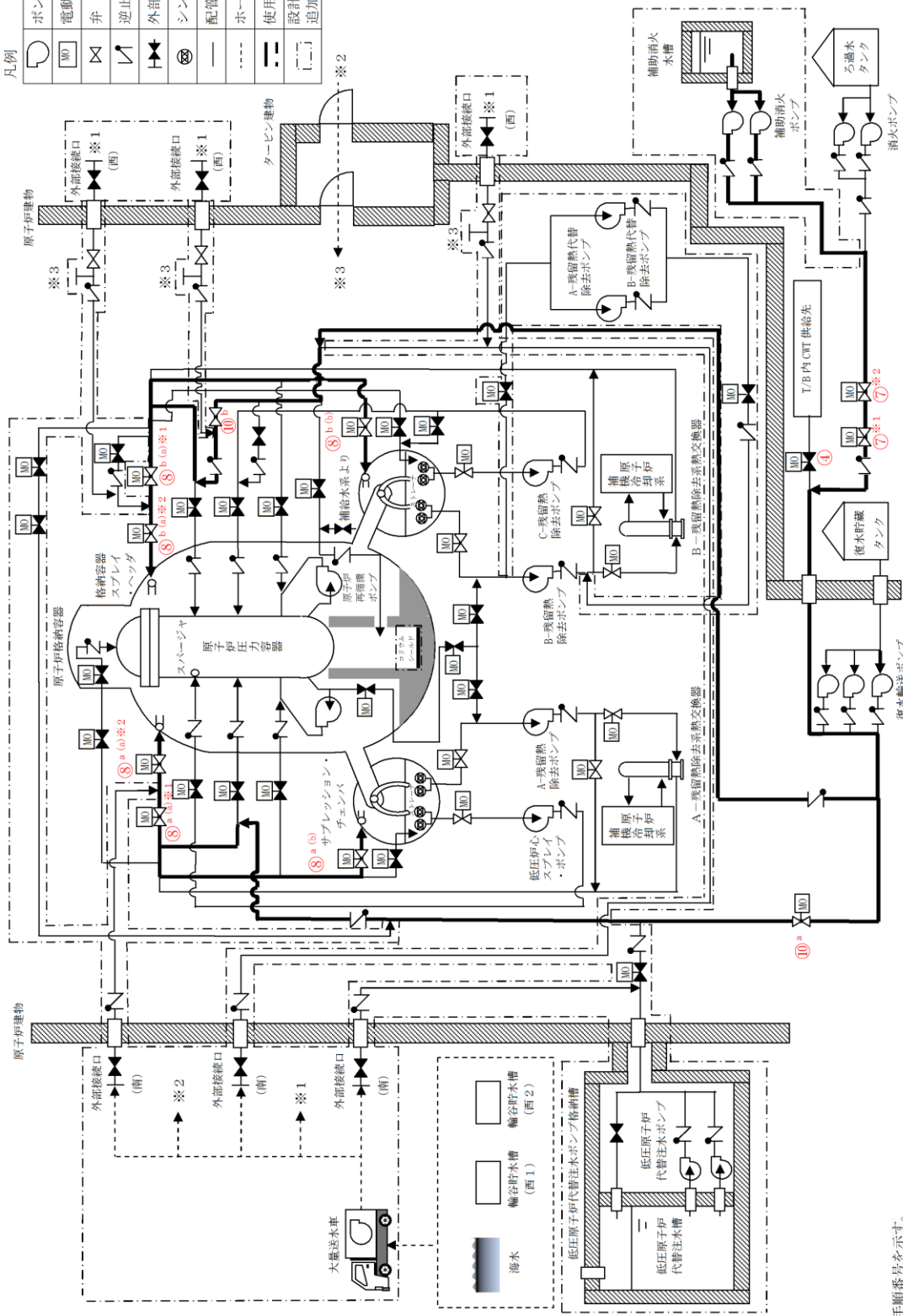
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.6-11 図 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレー 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	
復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ 【A-残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合】	要員(敬) 中央制御室運転員A	復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ 20分							
		電源確認							
		バイパス流防止操作							
		ポンプ起動, 系統構成, 流量調整							
復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ 【B-残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合】	要員(敬) 中央制御室運転員A 現場運転員B, C	復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ 30分							
		電源確認							
		バイパス流防止操作							
		ポンプ起動, 系統構成							
			移動, 系統構成, 流量調整						

第 1.6-12 図 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート

凡例	ポンプ
	電動/自動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する施設がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○^{a1}~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-13 図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図
 (補助消火ポンプを使用した場合) (1 / 4)

操作手順	弁名称
④	CWT T / B 供給遮断弁
⑦*1	CWT系・消火系連絡止め弁 (消火系)
⑦*2	CWT系・消火系連絡止め弁
⑧ ^a (a)*1	A-RHR ドライウエル第1 スプレー弁
⑧ ^a (a)*2	A-RHR ドライウエル第2 スプレー弁
⑧ ^a (b)	A-RHR トーラススプレー弁
⑧ ^b (a)*1	B-RHR ドライウエル第1 スプレー弁
⑧ ^b (a)*2	B-RHR ドライウエル第2 スプレー弁
⑧ ^b (b)	B-RHR トーラススプレー弁
⑩ ^a	A-RHR R P V 代替注水弁
⑩ ^b	B-RHR 注水配管洗浄元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

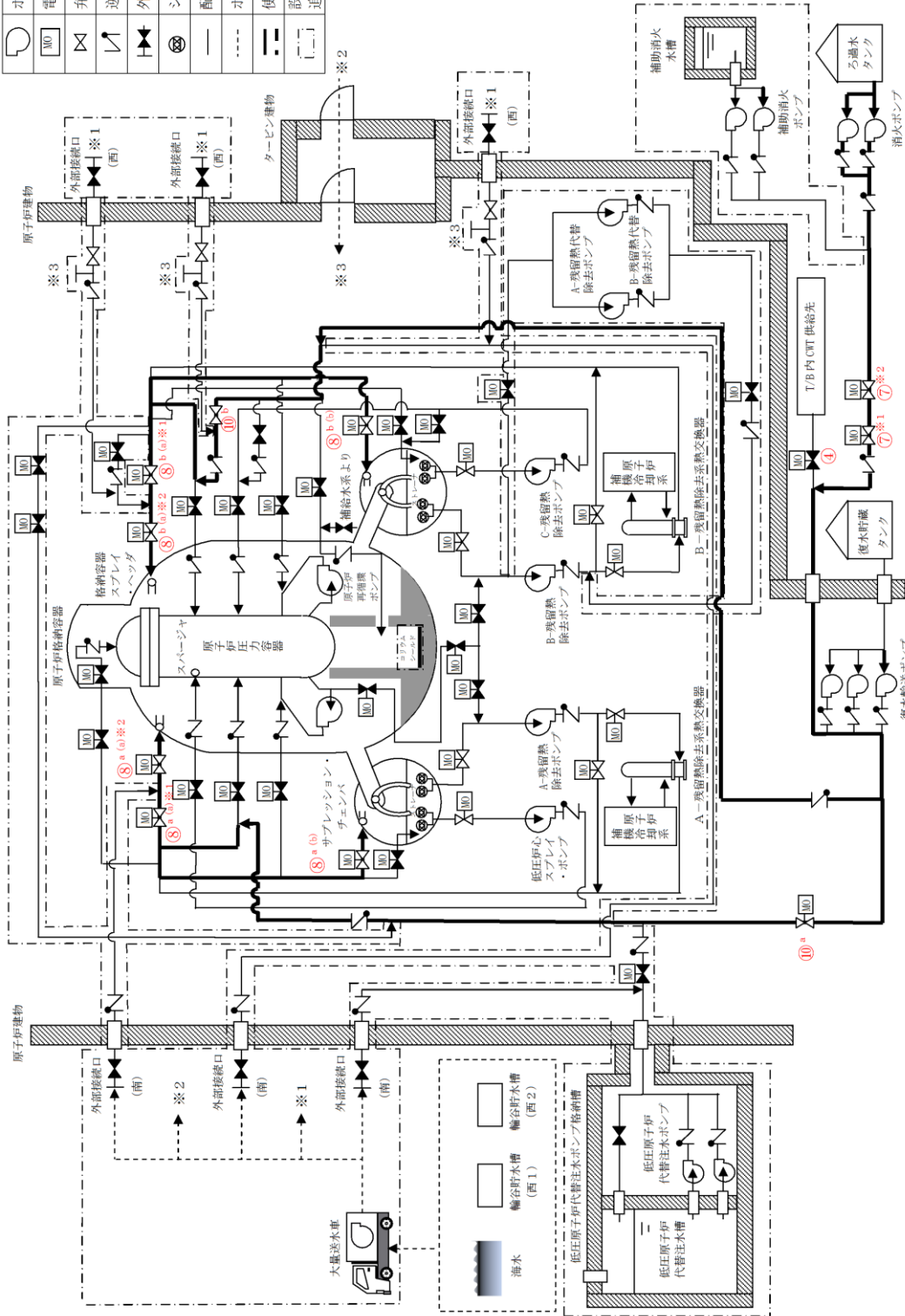
○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-13 図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレー 概要図
(補助消火ポンプを使用した場合) (2 / 4)

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○^{a1}~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-13 図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図 (消火ポンプを使用した場合) (3 / 4)

操作手順	弁名称
④	CWT T / B 供給遮断弁
⑦※1	CWT系・消火系連絡止め弁 (消火系)
⑦※2	CWT系・消火系連絡止め弁
⑧ ^a (a)※1	A-RHR ドライウエル第1 スプレー弁
⑧ ^a (a)※2	A-RHR ドライウエル第2 スプレー弁
⑧ ^a (b)	A-RHR トーラススプレー弁
⑧ ^b (a)※1	B-RHR ドライウエル第1 スプレー弁
⑧ ^b (a)※2	B-RHR ドライウエル第2 スプレー弁
⑧ ^b (b)	B-RHR トーラススプレー弁
⑩ ^a	A-RHR R P V 代替注水弁
⑩ ^b	B-RHR 注水配管洗浄元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第 1.6-13 図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレー 概要図 (消火ポンプを使用した場合) (4 / 4)

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	
消火系による 原子炉格納容器内へのスプレイ (補助消火ポンプ使用) 【A-残留熱除去系スプレイ配管を使用する 場合】	要員(数) 中央制御室運転員A 1	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ 25分							
		電源確認							
		バイパス流防止操作							
		ポンプ起動, 系統構成							

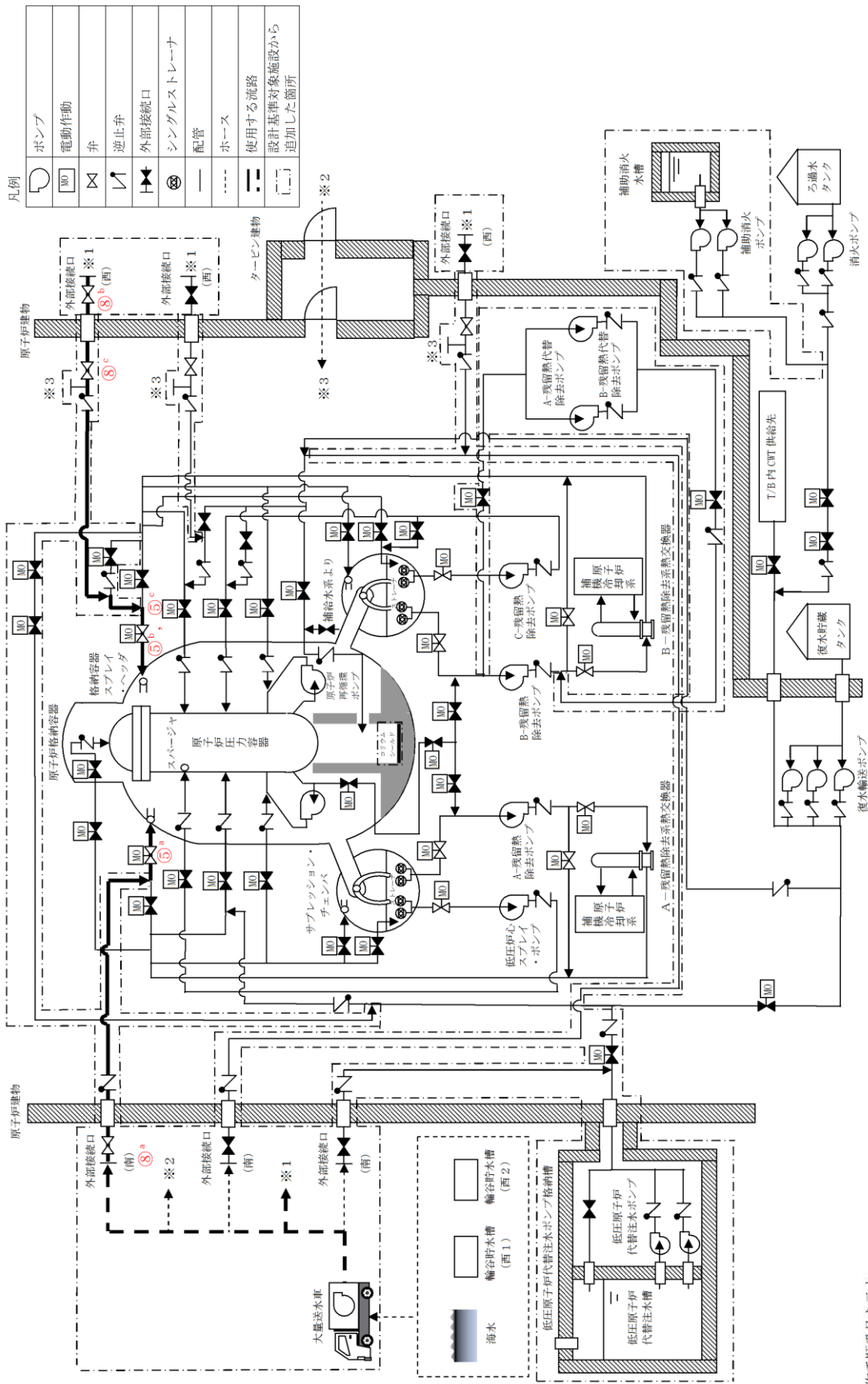
手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間 (分)							備考
		10	20	30	40	50	60	70	
消火系による 原子炉格納容器内へのスプレイ (補助消火ポンプ使用) 【B-残留熱除去系スプレイ配管を使用する 場合】	要員(数) 中央制御室運転員A 1 現場運転員B, C 2	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ 30分							
		電源確認							
		バイパス流防止操作							
		ポンプ起動, 系統構成							

第 1.6-14 図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート
 (補助消火ポンプを使用した場合) (1/2)

必要な要員と作業項目	経過時間 (分)							備考
	10	20	30	40	50	60	70	
手順の項目	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ 25分 ▽							
消火系による 原子炉格納容器内へのスプレイ (消火ポンプ使用) 【A→残留熱除去系スプレイ配管を使用する 場合】	電源確認							
		バイパス流防止操作						
要員(数)	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	60	70	
手順の項目	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ 30分 ▽							
消火系による 原子炉格納容器内へのスプレイ (消火ポンプ使用) 【B→残留熱除去系スプレイ配管を使用する 場合】	電源確認							
		バイパス流防止操作						
要員(数)	中央制御室運転員A 1							
手順の項目	移動, 系統構成							
	↑							
要員(数)	現場運転員B, C 2							

第 1.6-14 図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート
(消火ポンプを使用した場合) (2/2)



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○[※] : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

第 1.6-15 図 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）（交流電源が確保されている場合）（1 / 2） 概要図

操作手順	弁名称
⑤ ^a	A-RHR ドライウエル第2スプレイ弁
⑤ ^b , ⑤ ^c	B-RHR ドライウエル第2スプレイ弁
⑧ ^a	ACSS A-注水ライン流量調整弁
⑧ ^b	ACSS B-注水ライン流量調整弁
⑧ ^c	ACSS B-注水ライン止め弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

第 1.6-15 図 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ (淡水/海水) 概要図
(交流電源が確保されている場合) (2/2)

手順の項目	必要な要員と作業項目	要員(数)	経過時間(分)															備考	
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150		
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による 原子炉格納容器内へのスプレイ 【交流電源が確保されている場合】 (SA電源切替盤を使用した場合)	中央制御室運転員A	1	系統構成完了 25分															※1	
			電源確認																
			系統構成																
	現場運転員B、C	2																	

手順の項目	必要な要員と作業項目	要員(数)	経過時間(分)															備考	
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150		
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による 原子炉格納容器内へのスプレイ 【交流電源が確保されている場合】 (非常用コントロールロタ切替盤を使用した場合)	中央制御室運転員A	1	系統構成完了 40分															※1	
			C/C	D系不要負荷切り離し															
			非常用コントロールロタ切替盤操作(B系)																
	現場運転員B、C	2																	

※1：格納容器代替スプレイ系B系の系統構成を示す。また、格納容器代替スプレイ系A系による原子炉格納容器内へのスプレイについては、SA電源切替盤を使用した場合系統構成完了まで25分以内、非常用コントロールロタ切替盤を使用した場合系統構成完了まで40分以内で可能である。

第 1.6-16 図 格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水)
(系統構成) タイムチャート
(交流電源が確保されている場合)(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	160	170	180	190
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 【格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(南)又は格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(西)を使用する場合】	要員(数) 6	2時間10分																			
		緊急時対策所～第4保管エリア移動 ※1 車前健全性確認(ホース風損車) 送水準備(ホース敷設及び送水ヘッダ接続) 送水準備(送水ヘッダ～建物接続口)																			
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 【格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(南)又は格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(西)を使用する場合】	緊急時対策要員 6	緊急時対策所～第3保管エリア移動 ※2 車前健全性確認(大量送水車、ホース風損車) 大量送水車配置 送水準備(ホース敷設) 大量送水車起動、スプレイ開始																			
		【接続口周辺作業】 ホース運搬・敷設、送水ヘッダ運搬・敷設等																			
【取水箇所周辺作業】 大量送水車配置、ホース運搬・敷設、注水操作等																					

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	160	170	180	190
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 【格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(建物内)を使用する場合】	要員(数) 6	3時間10分																			
		緊急時対策所～第4保管エリア移動 ※1 車前健全性確認(ホース風損車) ホース積込み、運搬 送水準備(送水ヘッダ～屋内接続口)																			
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 【格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(建物内)を使用する場合】	緊急時対策要員 6	緊急時対策所～第3保管エリア移動 ※2 車前健全性確認(大量送水車、ホース風損車) 送水準備(ホース敷設) 大量送水車配置 大量送水車起動、スプレイ開始																			
		【接続口周辺作業】 ホース運搬・敷設、送水ヘッダ運搬・敷設等																			
【取水箇所周辺作業】 大量送水車配置、ホース運搬・敷設、注水操作等																					

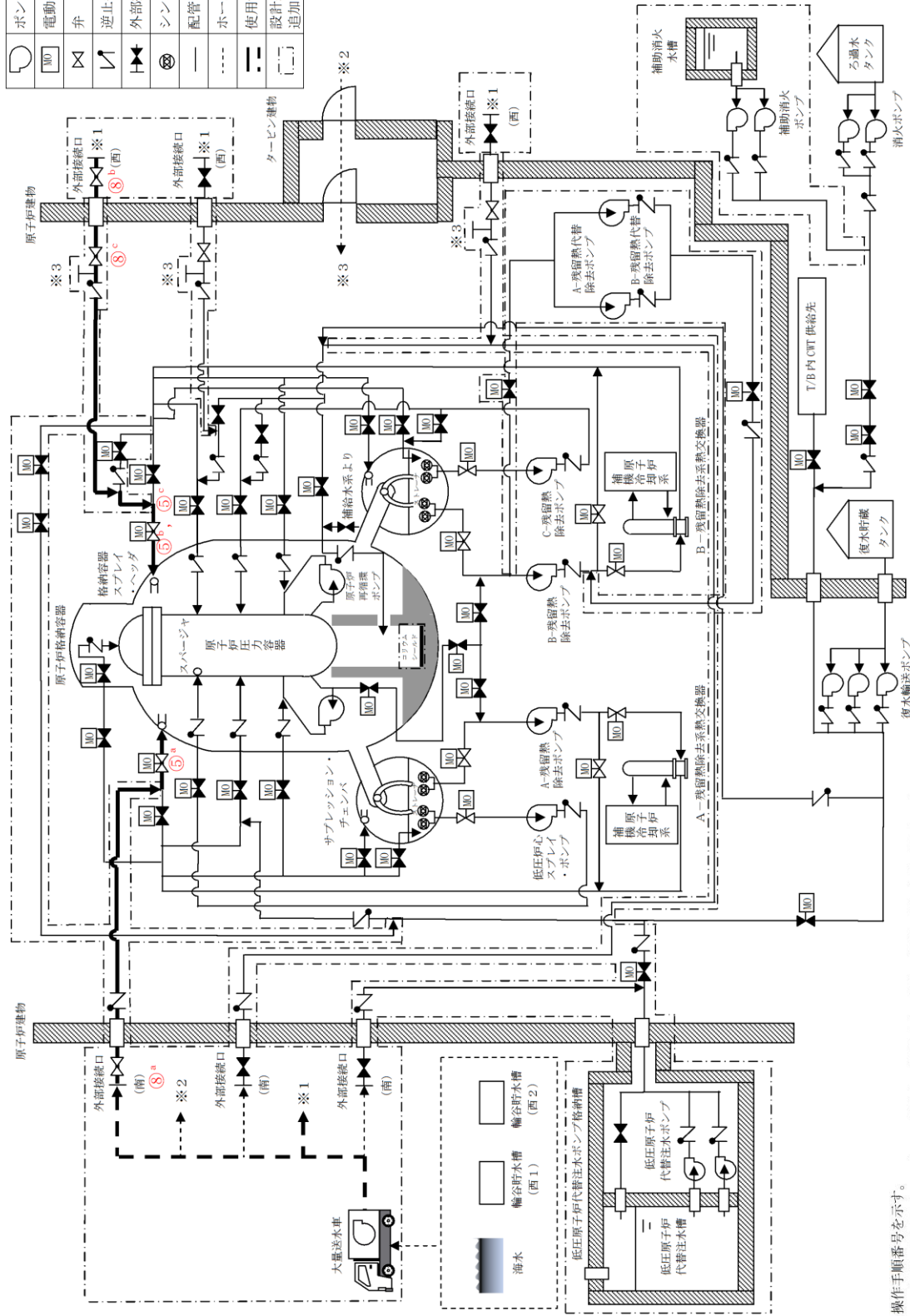
※1：第1保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、速やかに対応できる。

※2：第2保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、25分以内で可能である。

第1.6-16 図 格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) タイムチャート(2/2)

凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a~ : 同一搬作手順番号内で選択して実施する操作手順の優先番号を示す。

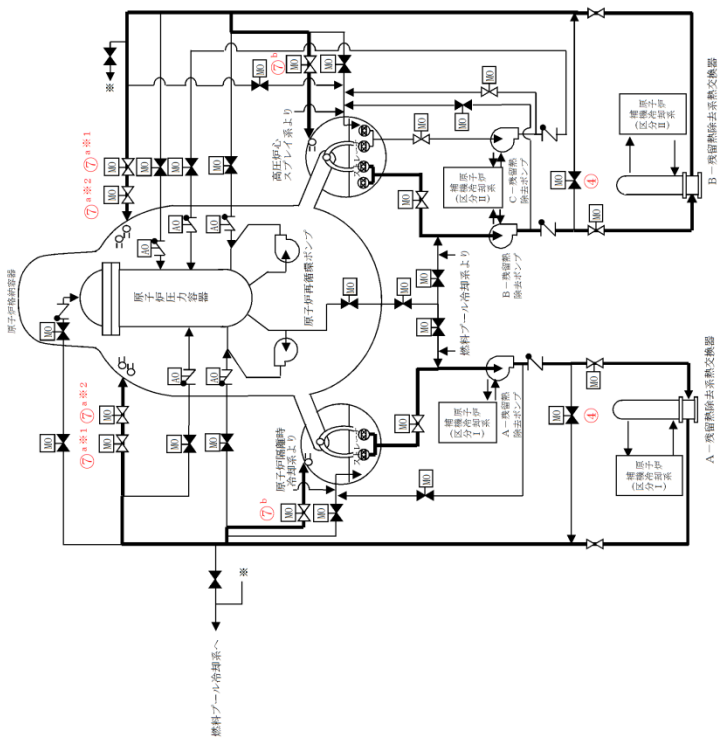
第1.6-17 図 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水） 概要図
 （全交流動力電源が喪失している場合）（1 / 2）

操作手順	弁名称
⑤ ^a	A-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑤ ^b , ⑤ ^c	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑧ ^a	ACSS A-注水ライン流量調整弁
⑧ ^b	ACSS B-注水ライン流量調整弁
⑧ ^c	ACSS B-注水ライン止め弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

第 1.6-17 図 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）概要図
（全交流動力電源が喪失している場合）（2 / 2）



凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路

操作手順	弁名称
④	A-熱交バイパス弁/B-熱交バイパス弁
⑦ ^a *1	A-RHRドライウエル第1スプレイ弁/B-RHRドライウエル第1スプレイ弁
⑦ ^a *2	A-RHRドライウエル第2スプレイ弁/B-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑦ ^b	A-RHRトローラススプレイ弁/B-RHRトローラススプレイ弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-19 図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ 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					
手順の項目	要員(数)	残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ 10分											
残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ	中央制御室運転員A 1	電源確認											
		ポンプ起動, 流量調整											
												※1	

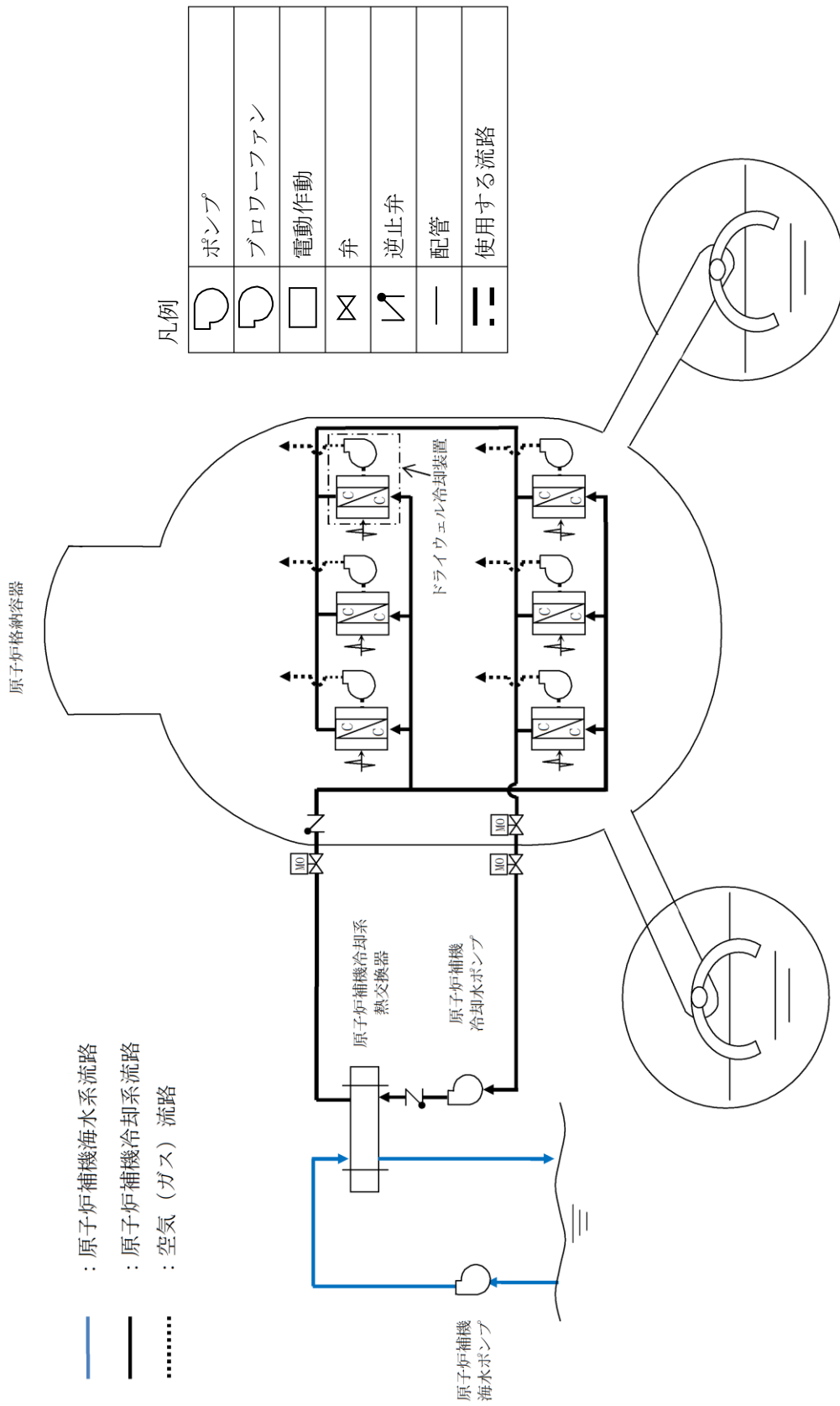
※1：残留熱除去系A系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイを示す。また、残留熱除去系B系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイについては、除熱開始まで10分以内で可能である。

第1.6-20 図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70					
手順の項目	要員(数)	残留熱除去系電源復旧後のサブプレッジョン・プールの除熱 10分											
残留熱除去系電源復旧後のサブプレッジョン・プールの除熱	中央制御室運転員A 1	電源確認											
		ポンプ起動, 流量調整											
		↑											※1

※1：残留熱除去系A系電源復旧後のサブプレッジョン・プールの除熱を示す。また、残留熱除去系B系電源復旧後のサブプレッジョン・プールの除熱については、除熱開始まで10分以内で可能である。

第 1.6-22 図 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッジョン・プールの除熱 タイムチャート

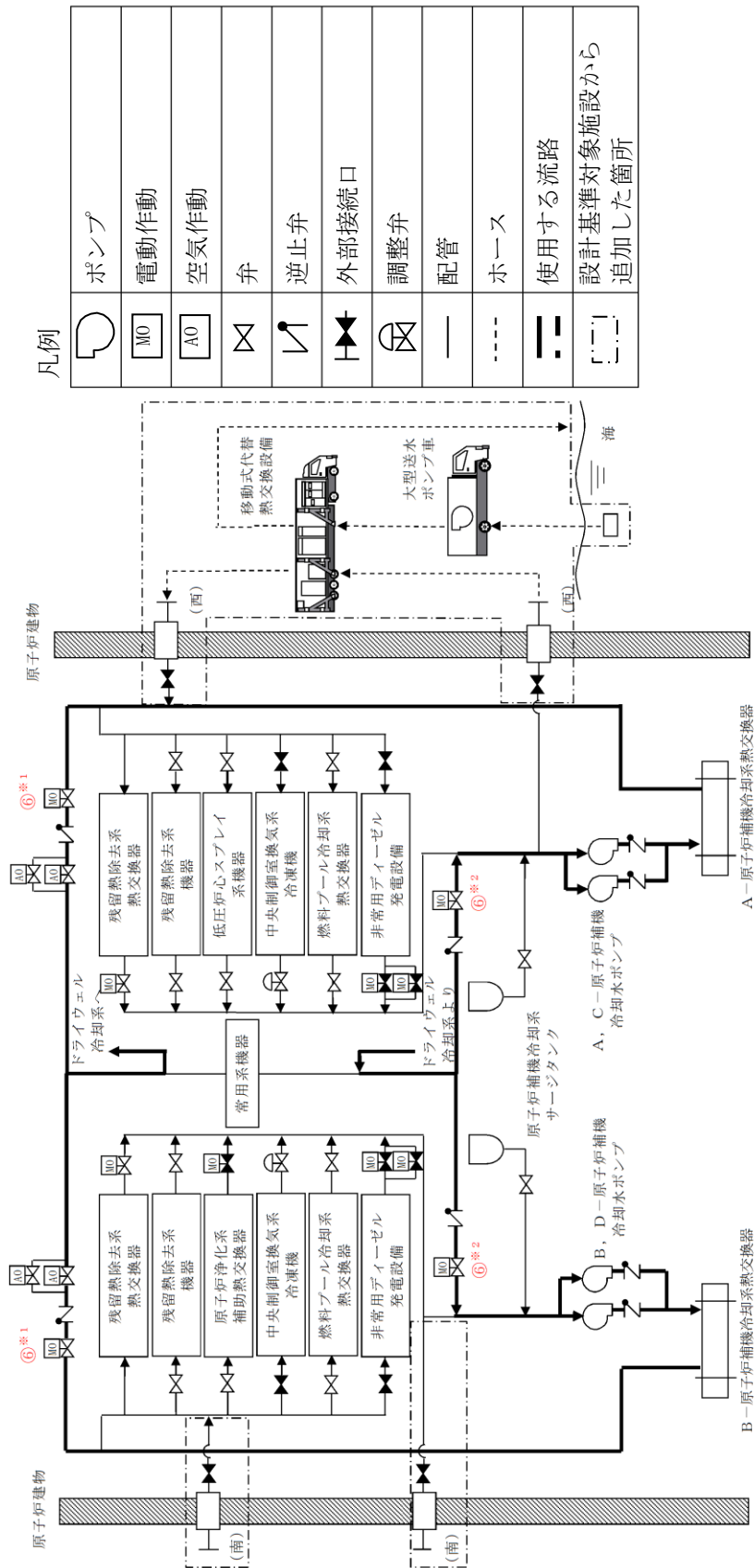


— : 原子炉補機海水系流路
 — : 原子炉補機冷却系流路
 : 空気 (ガス) 流路

凡例

	ポンプ
	ブロワーファン
	電動作動
	弁
	逆止弁
	配管
	使用する流路

第 1.6-23 図 ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱 (ドライウエル冷却系) 概要図



操作手順	弁名称
⑥※1	A-R C W 常用補機冷却水入口切替弁
⑥※2	A-R C W 常用補機冷却水出口切替弁

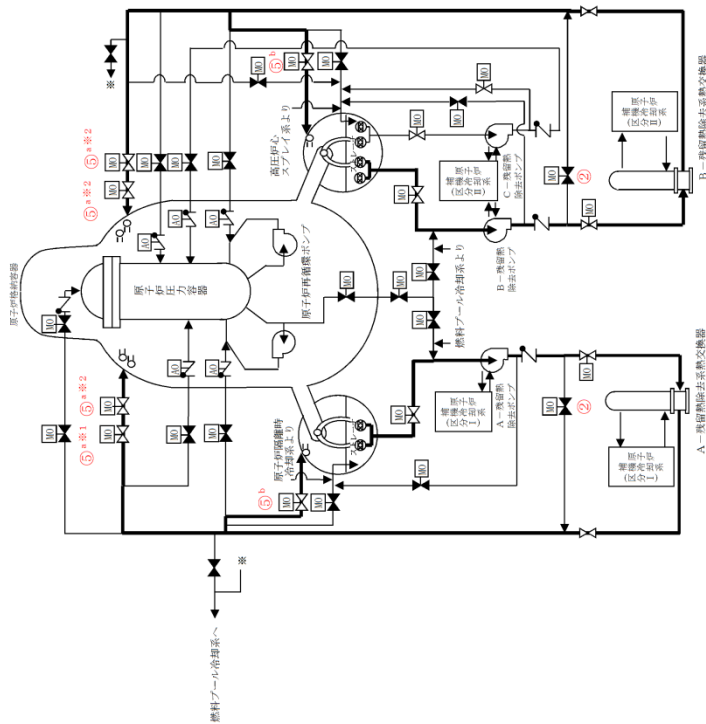
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-24 図 ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱 (原子炉補機冷却系) 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				
ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱	要員(数)	ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱 45分										
		中央制御室運転員 A	電源確認									
	1											
	現場運転員 B, C											
2												

第 1.6-25 図 ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱 タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路

操作手順	弁名称
②	A-熱交バイパス弁/B-熱交バイパス弁
⑤ ^a ※1	A-RHRドライウエル第1スプレイ弁/B-RHRドライウエル第1スプレイ弁
⑤ ^a ※2	A-RHRドライウエル第2スプレイ弁/B-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑤ ^b	A-RHRトローラススプレイ弁/B-RHRトローラススプレイ弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

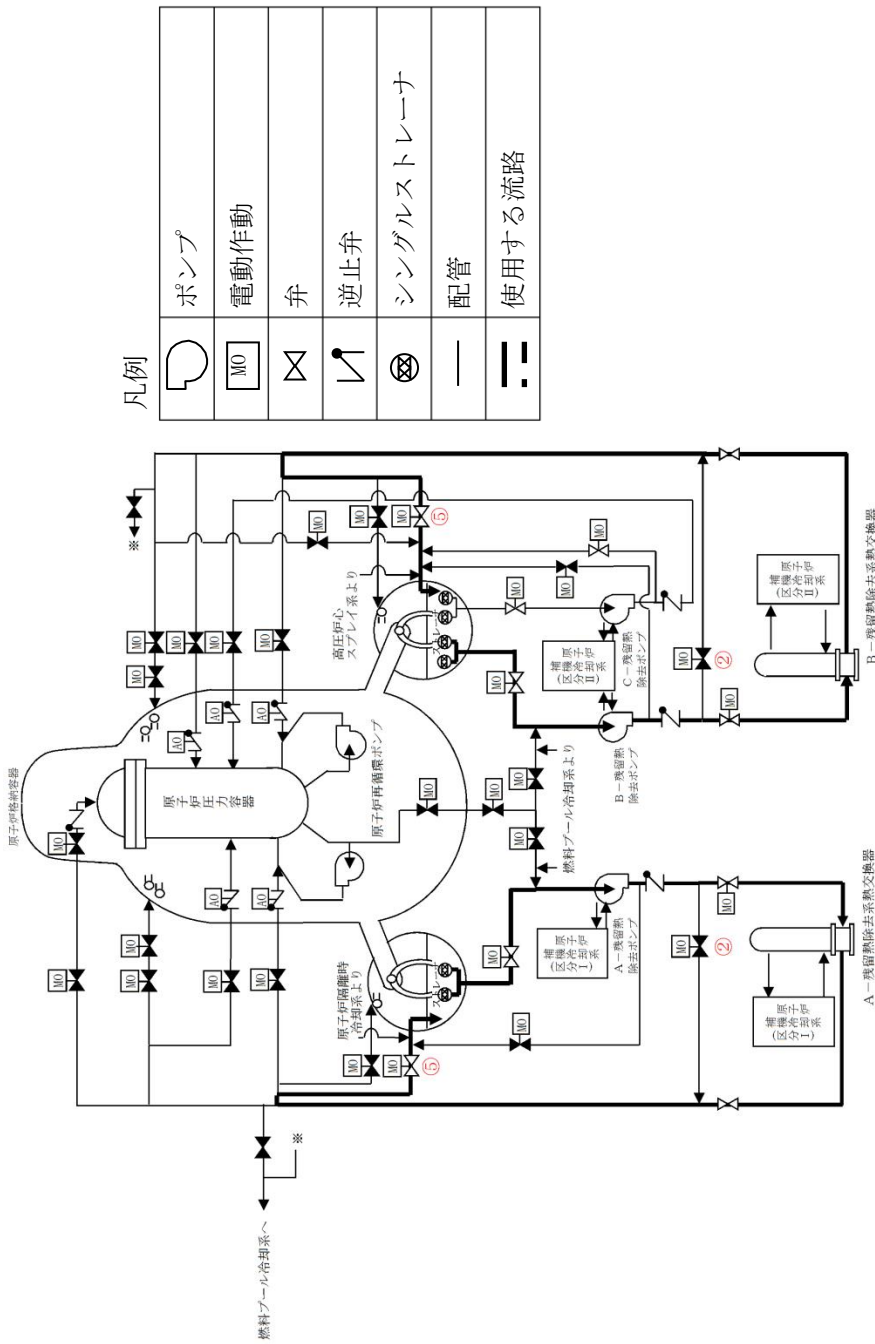
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-26 図 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ 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				
残留熱除去系(格納容器格納モード)による原子炉格納容器内へのスプレイ	要員(数)	残留熱除去系(格納容器格納モード)による原子炉格納容器内へのスプレイ 10分										
	中央制御室運転転員A											※1

※1: 残留熱除去系A系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイを示す。また、残留熱除去系B系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイについては、除熱開始まで10分以内で可能である。

第 1.6-27 図 残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路

操作手順	弁名称
②	A-熱交バイパス弁/B-熱交バイパス弁
⑤	A-RHRテスト弁/B-RHRテスト弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

第 1.6-28 図 残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）によるサブレーション・プール水の除熱 概要図

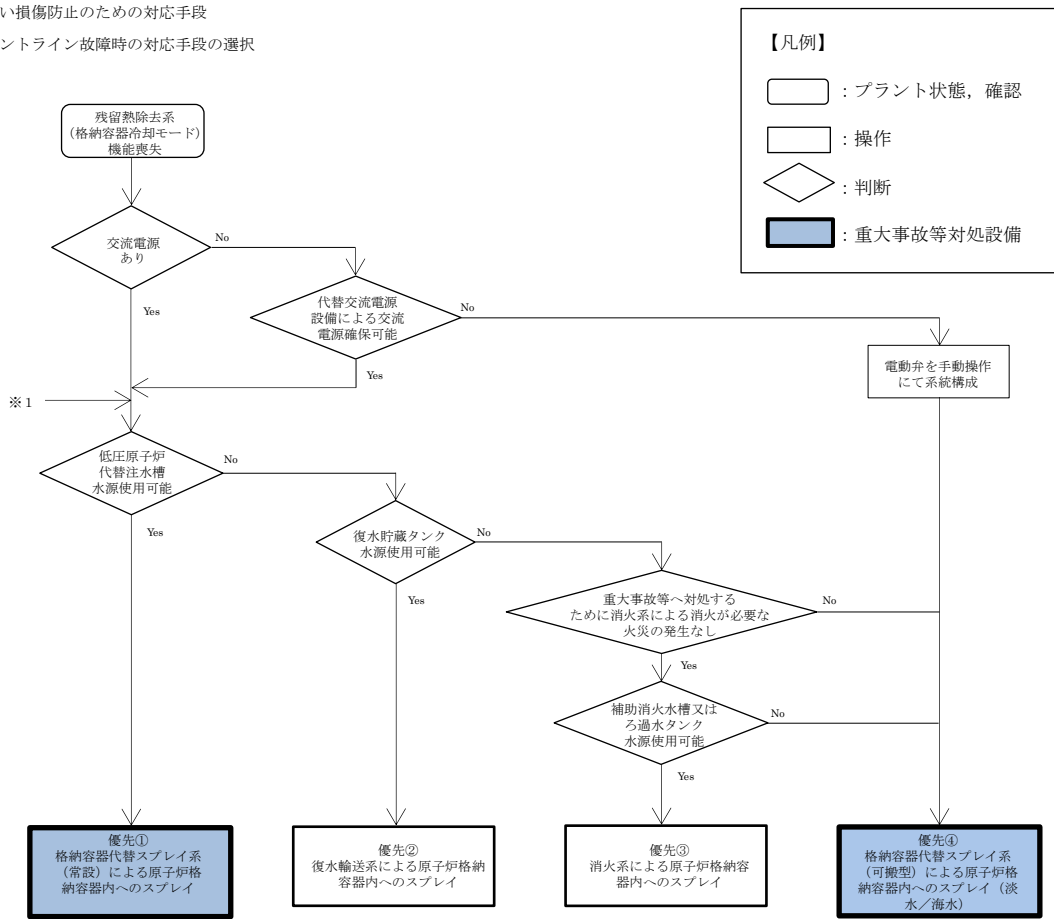
必要な要員と作業項目		経過時間 (分)										備考
		10	20	30	40	50	60	70				
手順の項目	要員(数)	残留熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) によるサブプレッジョン・プール水の除熱 10分										
残留熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) によるサブプレッジョン・プール水除熱	中央制御室運転員A 1											※ 1

※ 1 : 残留熱除去系A系電源復旧後のサブプレッジョン・プール水の除熱を示す。また、残留熱除去系B系電源復旧後のサブプレッジョン・プール水の除熱については、除熱開始まで10分以内で可能である。

第 1.6-29 図 残留熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) によるサブプレッジョン・プール水の除熱 タイムチャート

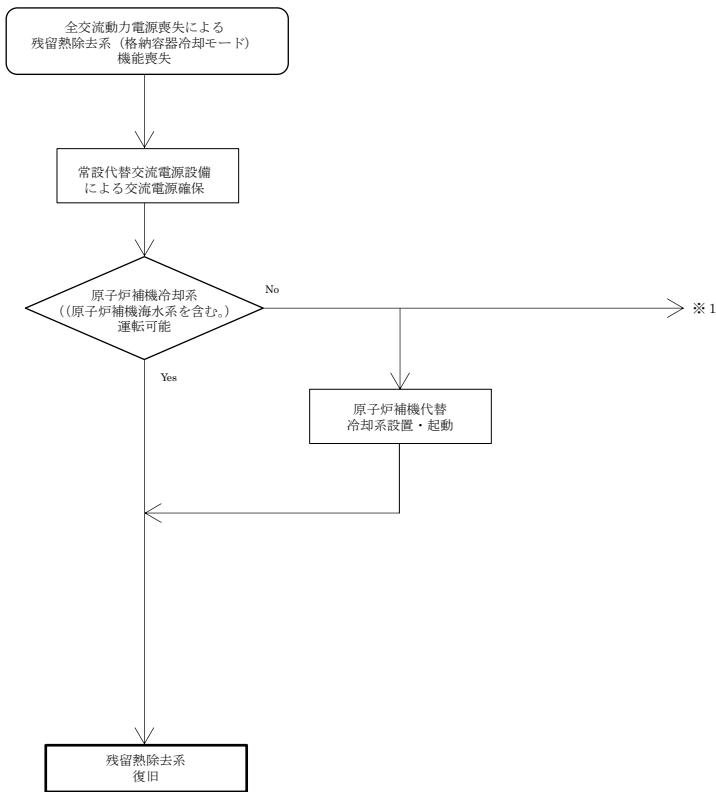
炉心の著しい損傷防止のための対応手段

(1) フロントライン故障時の対応手段の選択



炉心の著しい損傷防止のための対応手段

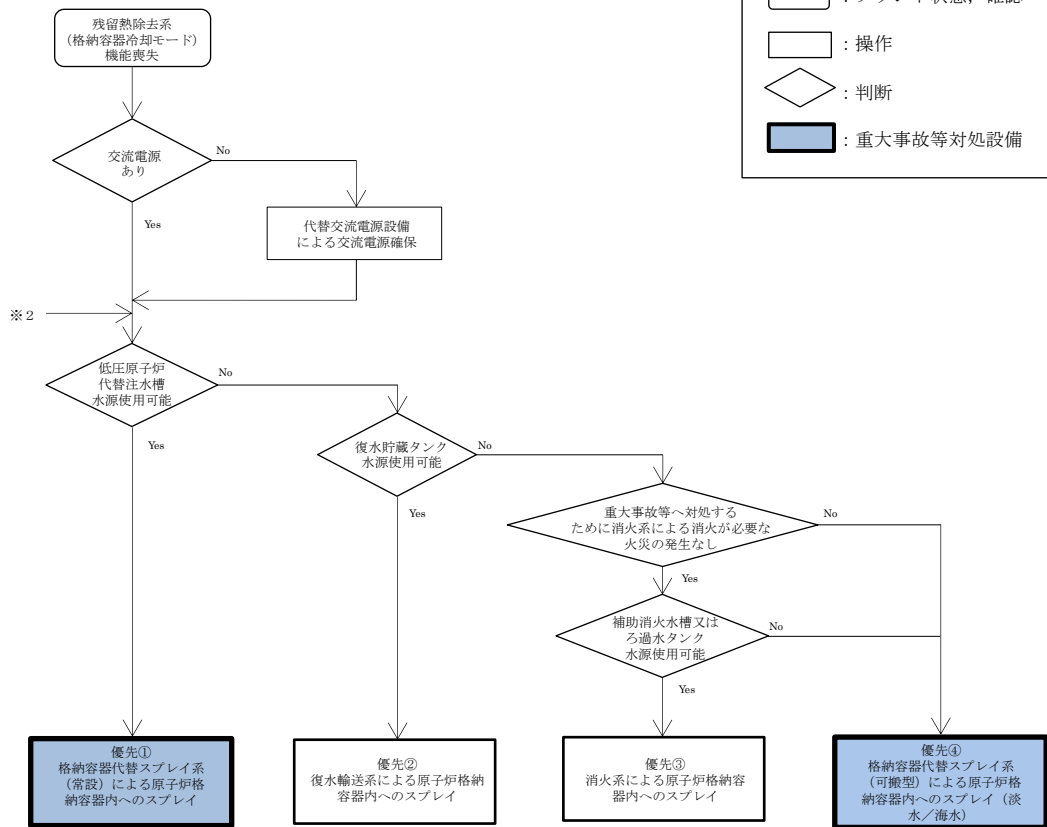
(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.6-30 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート(1 / 3)

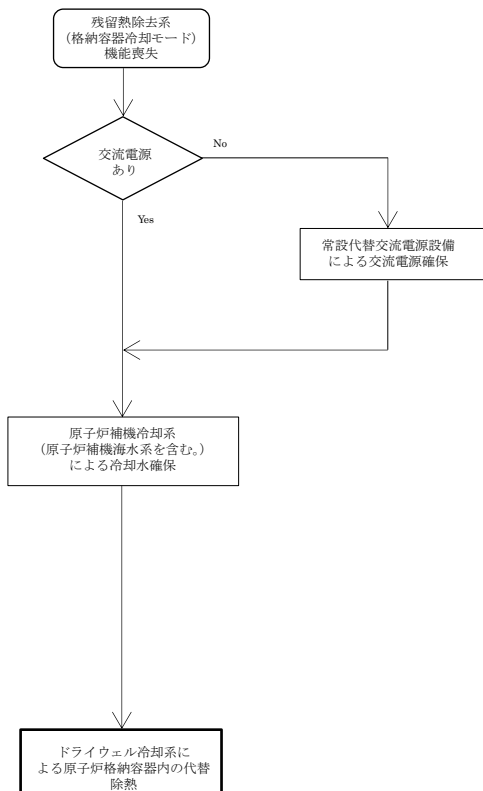
原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段

(1) フロントライン故障時の対応手段の選択 (1/2)



原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段

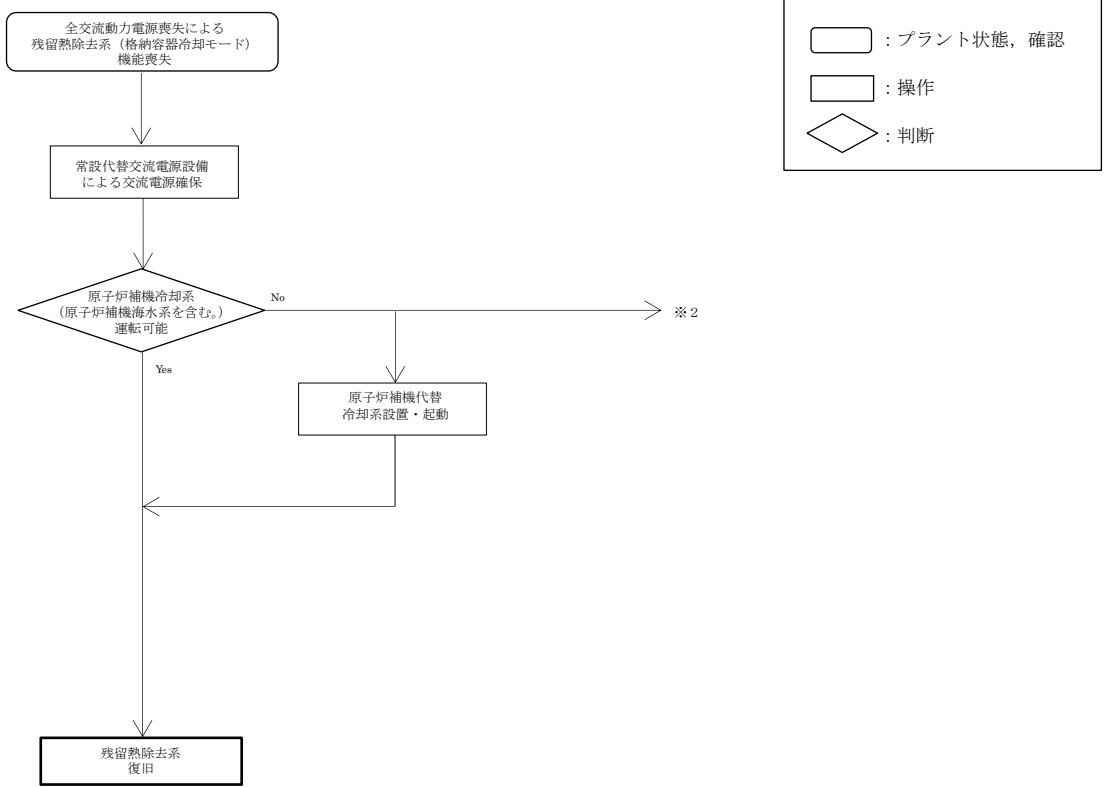
(1) フロントライン故障時の対応手段の選択 (2/2)



第 1.6-30 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート(2/3)

原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.6-30 図 重大事故等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(1/6)

技術的能力審査基準 (1.6)	番号	設置許可基準規則 (四十九条)	技術基準規則 (六十四条)	番号
<p>【本文】</p> <p>1 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原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させ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>2 発電用原子炉設置者は、炉心の著しい損傷が発生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、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させ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】</p> <p>発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p> <p>2 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生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、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】</p> <p>発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を施設しなければならない。</p> <p>2 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生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、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させ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】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させ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】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させ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】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させ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) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>(1) 重大事故等対処設備</p> <p>a) 設計基準事故対処設備の格納容器スプレイ注水設備（ポンプ又は水源）が機能喪失しているものとして、格納容器スプレイ代替注水設備を配備すること。</p> <p>b) 上記 a) の格納容器スプレイ代替注水設備は、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>(1) 重大事故等対処設備</p> <p>a) 設計基準事故対処設備の格納容器スプレイ注水設備（ポンプ又は水源）が機能喪失しているものとして、格納容器スプレイ代替注水設備を配備すること。</p> <p>b) 上記 a) の格納容器スプレイ代替注水設備は、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>	⑤
<p>(2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 炉心の著しい損傷が発生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、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	③	<p>(2) 兼用</p> <p>a) 第1項の炉心損傷防止目的の設備と第2項の格納容器破損防止目的の設備は、同一設備であってもよい。</p>	<p>(2) 兼用</p> <p>a) 第1項の炉心損傷防止目的の設備と第2項の格納容器破損防止目的の設備は、同一設備であってもよい。</p>	⑥

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
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) によるサブプレッ ジョン・プールの除熱	残留熱除去ポンプ	既設	① 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	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	格納容器スプレイ・ヘッド	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。)	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
残留熱除去系 (サブプレッジョン・プールの除熱モード) によるサブプレッジョン・プールの除熱	残留熱除去ポンプ	既設	① 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	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。)	既設							
	非常用交流電源設備	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					
格納容器代替スプレイ系(常設)へのスプレイ	格納容器代替注水ポンプ	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ	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					
	格納容器代替注水槽	新設			復水貯蔵タンク	常設								
	格納容器代替注水系配管・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								
	格納容器代替スプレイ・ヘッド	既設			格納容器代替スプレイ・ヘッド	常設								
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設								
	常設代替交流電源設備	新設			非常用交流電源設備	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								
	-	-			可搬型代替交流電源設備	可搬								
	-	-			代替所内電気設備	常設								
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水)	大量送水車	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	補助消火ポンプ	常設	残留熱除去系(A)配管使用の場合 25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					
	輪谷貯水槽(西)※1	既設			消火ポンプ	常設								
	ホース・接続口	新設			補助消火水槽	常設								
	可搬型ストレナ	新設			ろ過水タンク	常設								
	格納容器代替スプレイ系配管・弁	新設			消火系配管・弁	常設								
	残留熱除去系配管・弁	既設			復水輸送系配管・弁	常設								
	格納容器代替スプレイ・ヘッド	既設			残留熱除去系配管・弁	常設								
	原子炉格納容器	既設			格納容器代替スプレイ・ヘッド	常設								
	常設代替交流電源設備	新設			原子炉格納容器	常設								
	可搬型代替交流電源設備	新設			非常用交流電源設備	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								
	-	-			代替所内電気設備	常設								
	-	-			-	-				-	-	-	-	-
	-	-			-	ドライウエル冷却系による格納容器除熱				ドライウエル冷却装置	常設	45分	3名	自主対策とする理由 は本文参照
-	-	-	原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)	常設										
-	-	-	常設代替交流電源設備	常設										

※1: 「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)

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
常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器冷却モード）の復旧	残留熱除去ポンプ	既設	① 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	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	格納容器スプレイ・ヘッド	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	代替所内電気設備	新設 既設							
常設代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の復旧	残留熱除去ポンプ	既設	① 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	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	代替所内電気設備	新設 既設							

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(5/6)

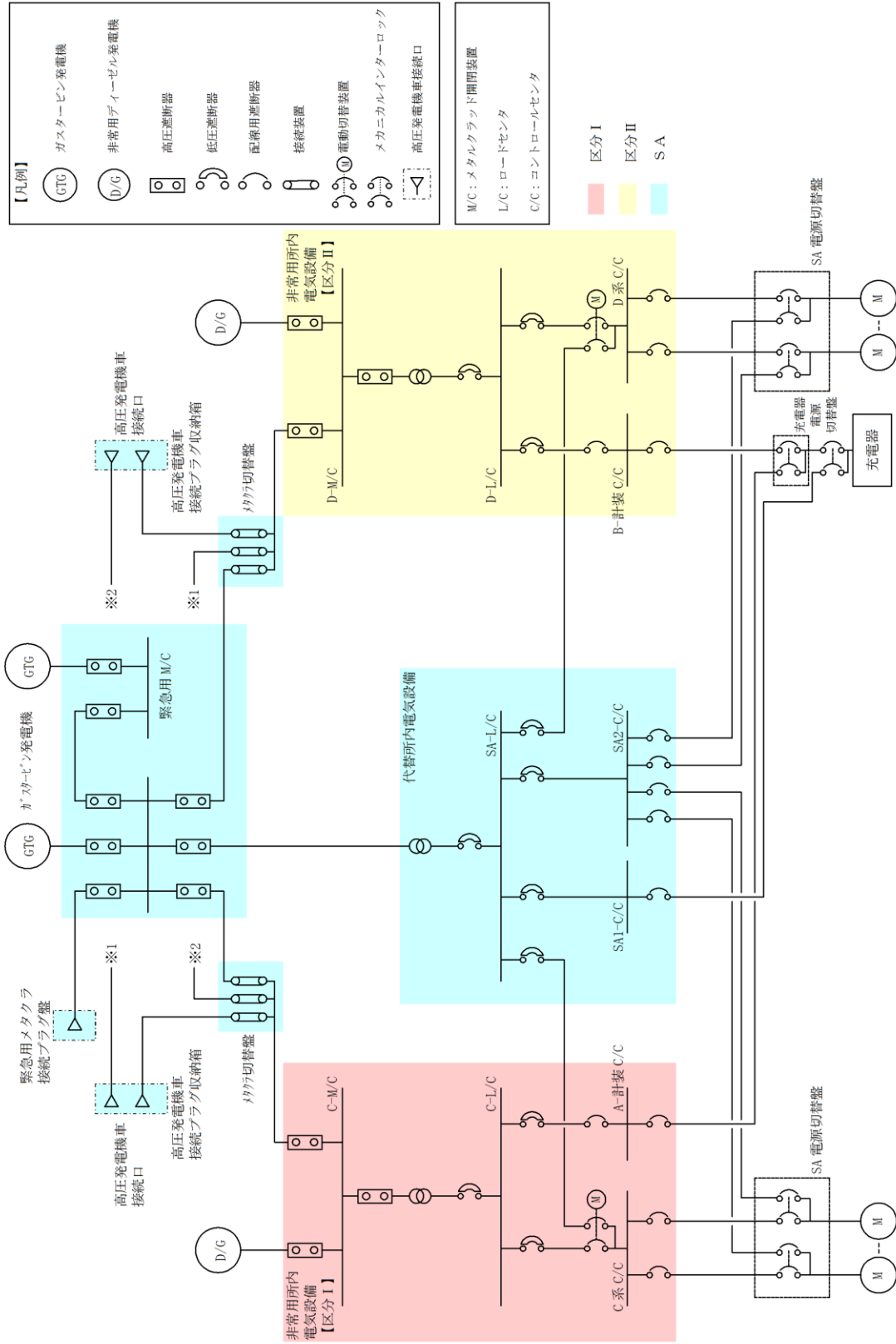
技術的能力審査基準 (1.6)	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>1 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷を防止する手段として、格納容器代替スプレイ系（常設）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備する。</p>
<p>2 発電用原子炉設置者は、炉心の著しい損傷が発生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、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させ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>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止する手段として、格納容器代替スプレイ系（常設）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備する。</p>
<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させ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(6 / 6)

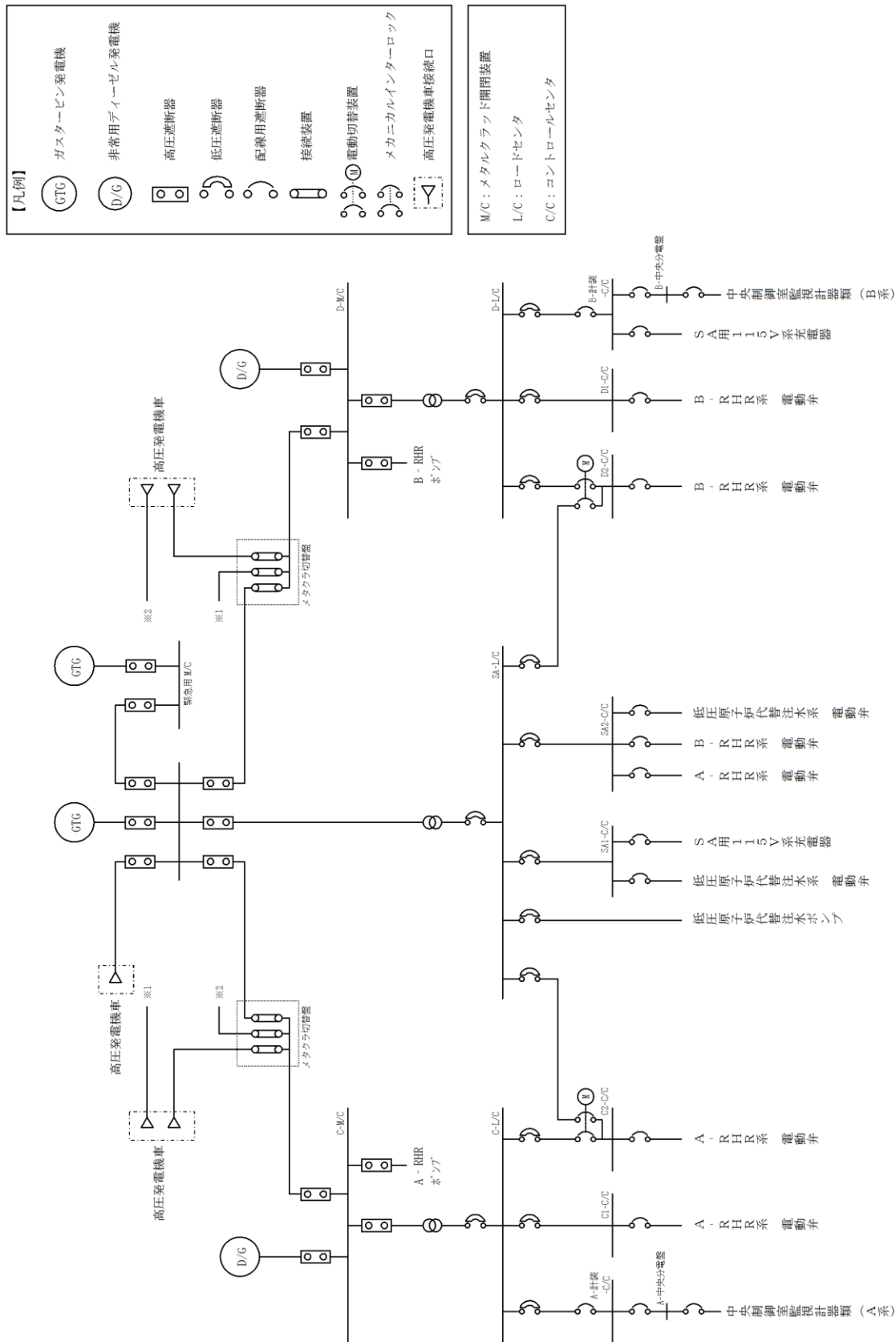
技術的能力審査基準 (1.6)	適合方針
<p>(1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系(格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード)が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷を防止する手段として、格納容器代替スプレイ系(常設)及び格納容器代替スプレイ系(可搬型)により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備する。</p>
<p>(2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 炉心の著しい損傷が発生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、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止する手段として、格納容器代替スプレイ系(常設)及び格納容器代替スプレイ系(可搬型)により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備する。</p>

自主対策設備仕様

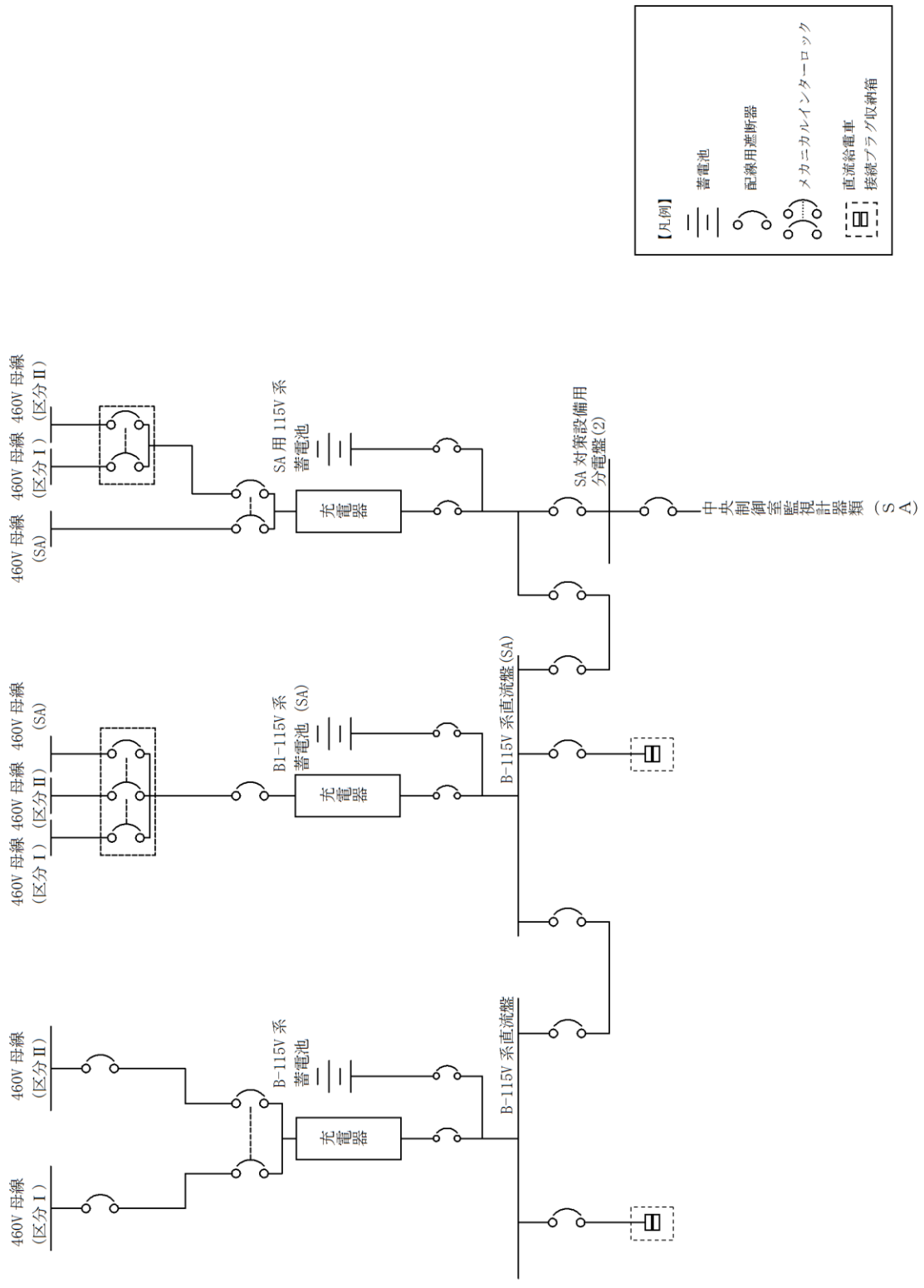
機器名称	常設 ／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
消火ポンプ	常設	—	60 m ³ /h (1台あたり)	60m	2台
ろ過水タンク	常設	—	3,000m ³	—	1基
復水輸送ポンプ	常設	Bクラス	85m ³ /h (1台あたり)	70m	3台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	2,000m ³	—	1基
ドライウェル冷却装置	常設	Cクラス	送風機：43,500m ³ /h (1台あたり) 冷却コイル：265.2KW (1基あたり)	—	6台 6基
補助消火ポンプ	常設	Cクラス	72 m ³ /h (1台あたり)	80m	2台
補助消火水槽	常設	Cクラス	200m ³	—	2基



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. 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

(1) 中央制御室からの格納容器代替スプレイ系（常設）起動

a. 操作概要

中央操作からの格納容器代替スプレイ系（常設）起動が必要な状況において、S A電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また、中央制御室操作により系統構成を実施し、格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

b. 作業場所

原子炉建物附属棟 中2階（非管理区域）

原子炉建物附属棟 3階（非管理区域）

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

< S A電源切替盤操作の場合 >

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^{※1} : 12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2分

・電源確認：所要目安時間2分（電源確認：中央制御室）

●ポンプ起動、系統構成、スプレイ操作：想定時間10分、所要時間目安4分

・ポンプ起動、系統構成：所要時間目安3分（操作対象2弁：中央制御室）

・スプレイ操作：所要目安時間1分（スプレイ操作：中央制御室）

【現場運転員】

●移動、S A電源切替盤操作（A系）：想定時間20分、所要時間目安8分

- ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟 3階）
- ・S A電源切替操作（A系）：所要時間目安 3 分（電源切替操作：原子炉建物付属棟 3階）

<非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合>

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：45分以内（所要時間目安^{※1}：32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】

- C/C C系不要負荷切り離し：想定時間5分，所要時間目安2分
 - ・C/C C系不要負荷切り離し：所要目安時間2分
- 非常用コントロールセンタ切替盤操作（A系）：想定時間5分，所要時間目安1分
 - ・非常用コントロールセンタ切替盤操作（A系），隔離操作：所要時間目安1分
- 電源確認：想定時間5分，所要時間目安2分
 - ・電源確認：所要目安時間2分（電源確認：中央制御室）
- ポンプ起動，系統構成，スプレイ操作：想定時間10分，所要時間目安4分
 - ・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安3分（操作対象2弁：中央制御室）
 - ・スプレイ操作：所要目安時間1分（スプレイ操作：中央制御室）

【現場運転員】

- 移動，C/C C系不要負荷切り離し操作：想定時間30分，所要時間目安26分
 - ・移動：所要時間目安5分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟 中2階）
 - ・C/C C系不要負荷切り離し操作：所要時間目安21分（原子炉建物付属棟 中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。

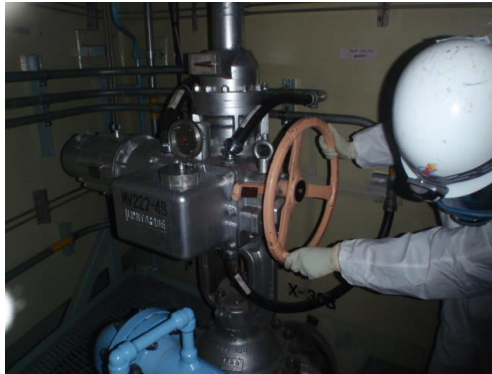
(b) 現場操作

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、ヘッドライト及び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： 通常を受電操作であるため、容易に実施可能である。

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(警報装置を含む。)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

2. 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ

(1) 系統構成

a. 操作概要

復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ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格納容器内へスプレイする。

b. 作業場所

原子炉建物原子炉棟 2階（管理区域）

制御室建物 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格納容器内へのスプレイとして、最長時間を要する残留熱除去系配管B系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^{※1} : 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5分、所要時間目安2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：想定時間5分、所要時間目安1分
 - ・バイパス流防止操作：所要時間目安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10分，所要時間目安4分
 - ・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安4分（操作対象2弁：中央制御室）

【現場運転員】

- 移動，系統構成，流量調整：想定時間30分，所要時間目安8分
 - ・移動：所要時間目安7分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟 2階）
 - ・スプレイ操作：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉建物原子

炉棟 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、ヘッドライト及び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：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（警報装置を含む。）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

3. 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

(1) 系統構成

a. 操作概要

消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ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格納容器内へスプレイする。

b. 作業場所

原子炉建物原子炉棟 2階（管理区域）

制御室建物 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格納容器内へのスプレイとして、最長時間を要する残留熱除去系配管B系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^{※1} : 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：想定時間5分、所要時間目安2分

・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室）

●バイパス流防止操作：想定時間5分、所要時間目安1分

・バイパス流防止操作：所要時間目安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6分

・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安6分（操作対象4弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，弁操作：想定時間30分，所要時間目安8分

・移動：所要時間目安7分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟 2階）

・系統構成：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉建物原子炉棟

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、ヘッドライト及び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、容易に操作可能である。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（警報装置を含む。）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。



系統構成

4. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

(1) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車による送水（淡水／海水）

a. 操作概要

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器へのスプレイ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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器に送水する。

b. 作業場所

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】

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1）又は輪谷貯水槽（西2））周辺）

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物大物搬入口周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2））周辺），原子炉建物附属棟 1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

(a) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用する場合

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1）又は輪谷貯水槽（西2）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 : 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^{※1} : 1時間41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 35分，所要時間目安 32分

- ・移動：所要時間目安 32 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（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
- 送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間 55 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（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：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（送水ヘッダ～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（送水ヘッダ～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 1）又は輪谷貯水槽（西 2）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 30 分，所要時間目安 28 分
 - ・移動：所要時間目安 28 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（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：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 1）又は輪谷貯水槽（西 2））
 - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2））
- 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 1）又は輪谷貯水槽（西 2），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 1）又は輪谷貯水槽（西 2）周辺）
- 大量送水車起動，スプレー開始：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
- ・大量送水車起動，スプレー開始：所要時間目安 10 分（輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2））

(b) 格納容器代替スプレー系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）を使用する場合

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 1）又は輪谷貯水槽（西 2）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：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間：3 時間 10 分以内（所要時間目安^{※1}：2 時間 46 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】（原子炉建物附属棟 1 階（非管理区域）作業）

- 緊急時対策所～第 4 保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
 - ・移動：所要時間目安 32 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（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
- ホース積込み，運搬：想定時間 25 分，所要時間目安 25 分
 - ・ホース積込み：所要時間目安 15 分（第 4 保管エリア）
 - ・運搬：所要時間目安 10 分（移動経路：第 4 保管エリア～タービン大物搬入口）
- 送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間 1 時間 45 分，所要時間目安 1 時間 30 分
 - ・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安 1 時間 30 分（タービン建物大物搬入口～原子炉建物附属棟 1 階（非管理区域））
- 送水準備（送水ヘッダ～屋内接続口）：想定時間 5 分，所要時間目安 5

分

- ・送水ヘッダ設定，系統構成：所要時間目安 5 分（原子炉建物付属棟 1 階（非管理区域））

【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2）周辺，タービン建物大物搬入口周辺作業）

- 緊急時対策所～第 3 保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安 28 分

- ・移動：所要時間目安 28 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（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

- ・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第 3 保管エリア）

- 送水準備（ホース敷設）：想定時間 1 時間 10 分，所要時間目安 1 時間 9 分

- ・大型ホース展張車移動：所要時間目安 5 分（移動経路：第 3 保管エリア～タービン建物大物搬入口）

- ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 64 分（タービン建物大物搬入口～輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2））

- 大量送水車配置：想定時間 20 分，所要時間目安 17 分

- ・大量送水車移動：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 1）又は輪谷貯水槽（西 2））

- ・ハッチ開放，水中ポンプ投入：所要時間目安 8 分

- ・吐出ラインホース接続：5 分

- 大量送水車起動，原子炉注水開始：想定時間 10 分，所要時間目安 4 分

- ・大量送水車起動，原子炉注水開始：所要時間目安 4 分

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，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：格納容器代替スプレイ系（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，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）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

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器へのスプレイ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S A電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また、中央制御室からの操作による系統構成を実施し、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器内へスプレイする。交流動力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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）による原子炉格納容器内へのスプレイの場合においては、原子炉建物原子炉棟中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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器内へスプレイする。格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）による原子炉格納容器内へのスプレイの場合においては、原子炉建物原子炉棟2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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器内へスプレイする。

b. 作業場所

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）による原子炉格納容器内へのスプレイの場合】

原子炉建物附属棟 中2階（非管理区域）

原子炉建物附属棟 3階（非管理区域）

原子炉建物原子炉棟 中1階（管理区域）

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）による原子炉格納容器内へのスプレイの場合】

原子炉建物附属棟 中2階（非管理区域）

原子炉建物附属棟 3階（非管理区域）

原子炉建物原子炉棟 2階（管理区域）

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイとして、最長時間を要する残留熱除去系B系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 : 「交流電源が確保されている場合」
S A電源切替盤操作の場合: 25分以内 (所要時間目安^{※2}: 10分)
非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合: 40分以内
(所要時間目安^{※2}: 30分)
「全交流動力電源が喪失している場合」
40分以内 (所要時間目安^{※2}: 19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】

「交流電源が確保されている場合」

< S A電源切替盤操作の場合 >

- 電源確認: 想定時間5分, 所要時間目安2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: 想定時間5分, 所要時間目安1分
 - ・系統構成: 所要時間目安1分 (操作対象1弁: 中央制御室)

< 非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合 >

- C/C D系不要負荷切り離し: 想定時間5分, 所要時間目安2分
 - ・C/C D系不要負荷切り離し: 所要時間目安2分
- 非常用コントロールセンタ切替盤操作 (B系): 想定時間5分, 所要時間目安1分
 - ・非常用コントロールセンタ切替盤操作 (B系): 所要時間目安1分
- 電源確認: 想定時間5分, 所要時間目安2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: 想定時間5分, 所要時間目安1分
 - ・系統構成: 所要時間目安1分 (操作対象1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】

「交流電源が確保されている場合」

< S A電源切替盤操作の場合 >

- 移動, S A電源切替盤操作 (B系): 想定時間20分, 所要時間目安9分

- ・移動：所要時間目安 6 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟 3 階）
- ・S A 電源切替操作（B 系）：所要時間目安 3 分（電源切替操作：原子炉建物付属棟 3 階）

<非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合>

- 移動，C / C D 系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 27 分
- ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟 中 2 階）
- ・C / C D 系不要負荷切り離し：所要時間目安 22 分

「全交流動力電源が喪失している場合」

- 移動，系統構成：想定時間 40 分，所要時間目安 19 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原子炉棟 中 1 階）
- ・系統構成：所要時間目安 12 分（操作対象 1 弁：原子炉建物原子炉棟 中 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，ヘッドライト及び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：電源切替え操作については，通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。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：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

(警報装置を含む。)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. 残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からの原子炉格納容器内へのスプレ

(1) 残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からの原子炉格納容器内へのスプレ

イ

a. 操作概要

中央操作からの残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ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、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

b. 作業場所

制御室建物 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（格納容器冷却モード）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 : 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^{※1} : 7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、除熱操作：想定時間5分、所要時間目安4分

・ポンプ起動、除熱操作：所要時間目安4分（操作対象2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. 残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からのサプレッション・プール水の除熱

(1) 残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からのサプレッション・プール水の除熱

a. 操作概要

中央操作からの残留熱除去系（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、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（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・プール水の除熱を実施する。

b. 作業場所

制御室建物 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（サプレッション・プール水冷却モード）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 : 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^{※1} : 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、除熱操作 : 想定時間5分、所要時間目安3分

・ポンプ起動、除熱操作 : 所要時間目安3分（操作対象2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. ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

(1) ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

a. 操作概要

格納容器代替スプレイ系（常設）等による原子炉格納容器内へのスプレイ及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の復旧ができず、原子炉格納容器からの除熱が必要な場合に、常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却系の電源を復旧し、ドライウェル冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱を実施する。

b. 作業場所

制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）

廃棄物処理建物 1階（非管理区域）（補助盤室）

c. 必要要員数及び想定時間

現場手動操作によるドライウェル冷却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 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間 : 45分以内（所要時間目安^{※1} : 30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2分

・電源確認：所要目安時間2分（電源確認：中央制御室）

●系統構成、冷却機起動：40分、所要時間目安28分

・系統構成、冷却機起動：所要目安時間28分（操作対象2弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動、隔離信号除外：想定時間20分、所要時間目安12分

・移動：所要時間目安2分（移動経路：中央制御室～補助盤室）

・隔離信号除外：所要時間目安10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及び通常のリレー引き抜き操作であり、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。

(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、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯している。

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：通常のリレー引き抜き操作であり、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、電力保安通信用電話設備、所内通信連絡設備（警報装置を含む。）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（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレー

(1) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレー

a. 操作概要

残留熱除去系（格納容器冷却モード）が健全な場合であって、中央操作からの残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレー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（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレーを実施する。

b. 作業場所

制御室建物 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（格納容器冷却モード）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 : 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^{※1} : 4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】

●ポンプ起動、流量調整 : 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 2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。

9. 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

(1) 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

a. 操作概要

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）が健全な場合であって、中央操作からの残留熱除去系（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（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・プール水の除熱を実施する。

b. 作業場所

制御室建物 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（サブプレッション・プール水冷却モード）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 : 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^{※1} : 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】

●ポンプ起動，流量調整：想定時間10分，所要時間目安3分

・系統構成：所要時間目安3分（操作対象2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。

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・プール水の除熱における手順着手の判断基準の設定根拠について

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・プール水の除熱における手順着手の判断基準として、サブプレッション・プール水温度（SA）が規定温度（35℃）以上、サブプレッション・チェンバ温度（SA）が規定温度（65℃）以上としており、設定根拠の考え方について、以下に示す。

操作項目	判断基準	考え方
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	サブプレッション・プール水温度（SA）：35℃以上	サブプレッション・プール水温度が35℃を超えている場合に、逃がし安全弁等の動作により49℃を超える可能性があることから、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・プールの除熱を開始する温度として35℃を設定する。なお、サブプレッション・プール水温度49℃はこの時点でLOCAが起きても原子炉蒸気の凝縮が行える77℃を超えない温度である。
	サブプレッション・チェンバ温度（SA）：65℃以上	高温待機時のサブプレッション・プール水の温度制限値（50℃）にベント管からの放熱を考慮して65℃としている。なお、サブプレッション・チェンバの最高使用温度は104℃である。

炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

島根原子力発電所2号炉では，炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し，原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部による対応をアクシデントマネジメントガイド(以下「AMG」という。)に，運転員による対応を，事故時操作要領書(シビアアクシデント)(以下「SOP」という。)に定めている。このため，有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はSOPに従ったものとなっている。

SOPには，炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており，対応の優先順位等についても定めている。このため，想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが，ここでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内の状況を場合分けし，それらについてSOPによる対応が可能であることを確認する。SOPの対応フローを第1図に示す。また，原子炉格納容器の構造図を第2図に示す。

1. 各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち，格納容器先行破損の炉心損傷モード^{※1}を除くと，TQUV，TQUX，TB（長期TB，TBU，TBD，TBP），LOCAが抽出される。

このうち，TQUV，TQUX，TB（長期TB，TBU，TBD，TBP）は，炉心損傷の時点でRPVが健全であり，RPV内の原子炉冷却材はSRVを通じてサプレッション・チェンバ（以下「S/C」という。）に放出されている点で，炉心損傷の時点でのRPVの健全性及び原子炉格納容器の原子炉冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。TQUV，TBPは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていることに対し，TQUX，長期TB，TBU，TBDでは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていないが，SOPにおいて，原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置でRPVを減圧する手順としていることから，その後は同じ対応となる。

一方LOCA（LOCA後の注水失敗による炉心損傷）は，炉心損傷の時点でRPVバウンダリ機能を喪失しており，RPV内の原子炉冷却材がドライウェル（以下「D/W」という。）に直接放出される炉心損傷モードである。このため，炉心損傷時点での原子炉格納容器の圧力，温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが，各々のパラメータに応じた運転操作がSOPに定められており，対応は可能である。

※1 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合，炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから，SOPに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え，ここでの考察から除外した。しかしながら，現実的にはSOPに準じ，注水及び除熱を試みるものと考えられる。

また、LOCAが発生し、D/Wに放出された原子炉冷却材は原子炉格納容器下部に流入し、原子炉格納容器下部に水位が形成されると考えられる。

炉心損傷後の手順として、RPVの破損及び原子炉格納容器下部への溶融炉心落下に備えた原子炉格納容器下部への注水を定めており、ペDESTAL水位が2.4m（注水量225m³）に到達していることを確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。先述のとおり、LOCAの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるものの、どの炉心損傷モードを経た場合であってもペDESTAL水位計にて水位2.4mを確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。

溶融炉心落下時のペDESTAL水位は、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「炉外FCI」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）への対応を考慮し、2.4m相当としている。しかしながら、仮にペDESTAL水位が2.4mより高い場合であっても、炉外FCIやMCCIによる原子炉格納容器の機能維持に問題ないことを確認^{*2}している。

以上より、いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもSOPによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

2. 注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については、RPVの破損の有無で大別している。

まず、RPVの破損に至る前の段階においては、RPV内の炉心の状況によらずRPVへの注水を優先する手順としている。その後、RPVを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はRPVへの注水及び必要に応じて原子炉格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし、RPV下鏡温度が300℃に到達し、RPV下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合はRPVへの注水と並行して原子炉格納容器下部への注水（水位2.4m（注水量225m³））を実施する手順としている。

*2 島根原子力発電所2号炉 重大事故等対策の有効性評価について「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料3.3.3 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性」参照。ペDESTAL水位が高い方が物理現象発生時の原子炉格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外FCIについて、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する前に、原子炉格納容器下部に約3.8m（制御棒駆動機構搬出入口下端位置）の水位が形成されているものとした。これ以上の水位を形成させるためには、ドライウェル床面全面を満たしながら上昇させる必要があることから、仮に原子炉格納容器下部注水を入れすぎたとしても制御棒駆動機構搬出入口下端位置以上の水位となることは考えにくい。また、ここでは現実的な溶融炉心の落下様態を想定した条件を適用して評価した場合、原子炉格納容器下部の内側鋼板の最大応力は14MPaであり、原子炉格納容器下部の内側鋼板の降伏応力（490MPa）を十分に下回っており、格納容器破損に至る恐れはないことを確認している。原子炉格納容器下部の水位上昇の要因がLOCAに起因する原子炉冷却材であった場合、サブクール度は低くなり炉外FCI発生可能性そのものを小さくするとともに、発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものとする。

次に、R P Vが破損した後は、原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施する手順としている。S O P及びAMGに定めるR P V破損の判定方法に基づきR P Vの破損を判定した後は、原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施することとしており、その注水量はペDESTAL水位及び原子炉格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお、本流量計の先にある原子炉格納容器下部以外への分岐配管については、逆止弁または常時閉の手動弁があり、他系統へ流入することなく、確実に原子炉格納容器下部への注水量を確認できる設備構成となっている。また、原子炉格納容器からの除熱が必要な場合は原子炉格納容器下部への注水と原子炉格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

しかしながら、R P Vが破損した後は、R P V内の熔融炉心の状態、R P V破損口の状態、原子炉格納容器下部への熔融炉心の落下量、格納容器圧力及び温度等、原子炉格納容器内の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定され、注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると、重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう、注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため、S O P及びAMGではR P V破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。

優先順位 1 : D/Wスプレイ

- ・ 開始条件 : 格納容器圧力 640kPa (1.5Pd) 以上又は格納容器温度 190℃以上
- ・ 停止条件 : 格納容器圧力 588kPa 以下又は格納容器温度 171℃以下
- ・ 流量 : 120m³/h

優先順位 2 : 原子炉格納容器下部注水

- ・ 流量 : 崩壊熱に余裕をみた量 (スクラム後～5時間 : 60m³/h, 5～10時間 : 55m³/h, 10～20時間 : 35m³/h, 20時間～40時間 : 30m³/h, 40時間～80時間 : 20m³/h, 80時間～120時間 : 15m³/h, 120時間以降 : 12m³/h) で注水

優先順位 3 : R P V破損後のR P Vへの注水

- ・ 流量 : 15m³/h (S/C水源でE C C Sを運転できる場合は全量注水)

これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが、中でも格納容器スプレイを優先する理由は、格納容器スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり、これに即応する必要があるためである。D/WスプレイとS/Cスプレイでは、より広い空間にスプレイすること等により、原子炉格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるD/Wスプレイを実施することとしている。また、D/Wにスプレイを実施することで原子炉格納容器下部へ冷却材が流入す

るため、原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できる。

原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却については、R P V破損前の注水により原子炉格納容器下部には約 70m³(スクラム後 5～10 時間後の崩壊熱に換算すると約 2 時間分)の冷却材が確保されていること及びD/Wスプレイした冷却材がD/W床面から原子炉格納容器下部へ流入することにも期待できることを考慮し、D/Wスプレイに次ぐ優先順位としている。

R P V破損後のR P Vへの注水には、R P V内に残存する溶融炉心の冷却及びR P V破損口から原子炉冷却材が流出することによる原子炉格納容器下部に堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、R P V破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから、原子炉格納容器下部注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

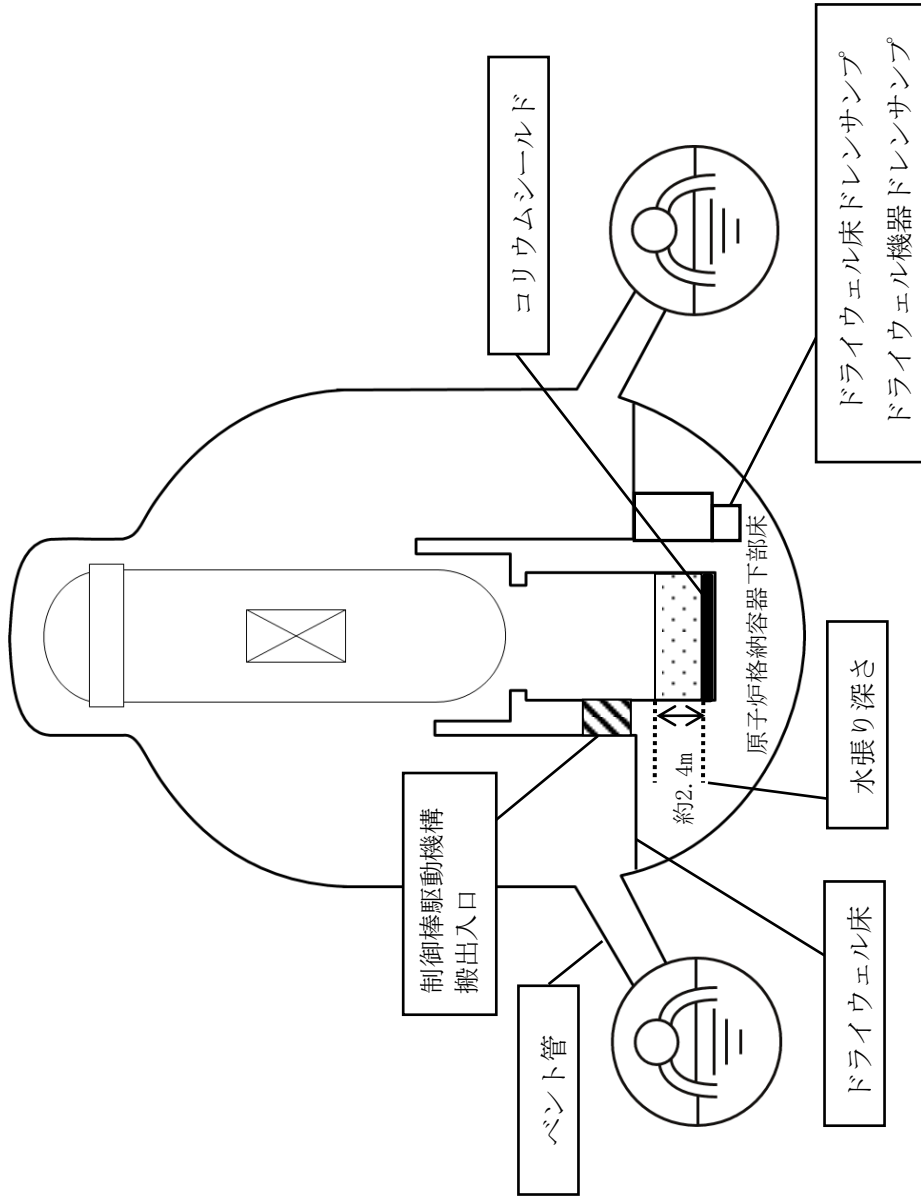
しかしながら、R P Vが破損した後の注水及び除熱の優先順位については、今後の検討結果により、前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

D/Wスプレイまたは注水により、S/C水位が通常水位+約 1.3m に到達する時点でスプレイを停止し、格納容器ベントを実施する。ベント開始後は、崩壊熱に余裕をみた量の注水を継続し、原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。

以上のとおり、原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても、S O Pによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。

第1図 SOPの対応フロー (全体)

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2図 原子炉格納容器の構造図

3. 長期安定停止に向けた対応について

長期安定停止に向けて格納容器圧力及び温度を低下させることを目的として、残留熱除去系及び残留熱代替除去系による格納容器除熱を実施し、格納容器の健全性を維持する。

また、炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で水素ガス及び酸素ガスが発生するため、水素燃焼を防止する観点から、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作（以下「格納容器ベント」という。）を実施する。

(1) 事故後長期にわたる格納容器の健全性について

有効性評価における原子炉格納容器限界温度・圧力は200℃、2Pdと設定しており、200℃、2Pdについて時間経過を考慮した評価が必要な部位はシール部と考えている。このため、シール部については200℃、2Pdの状態が7日間（168時間）継続した場合でもシール機能に影響ないことを確認することで限界温度・圧力における原子炉格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

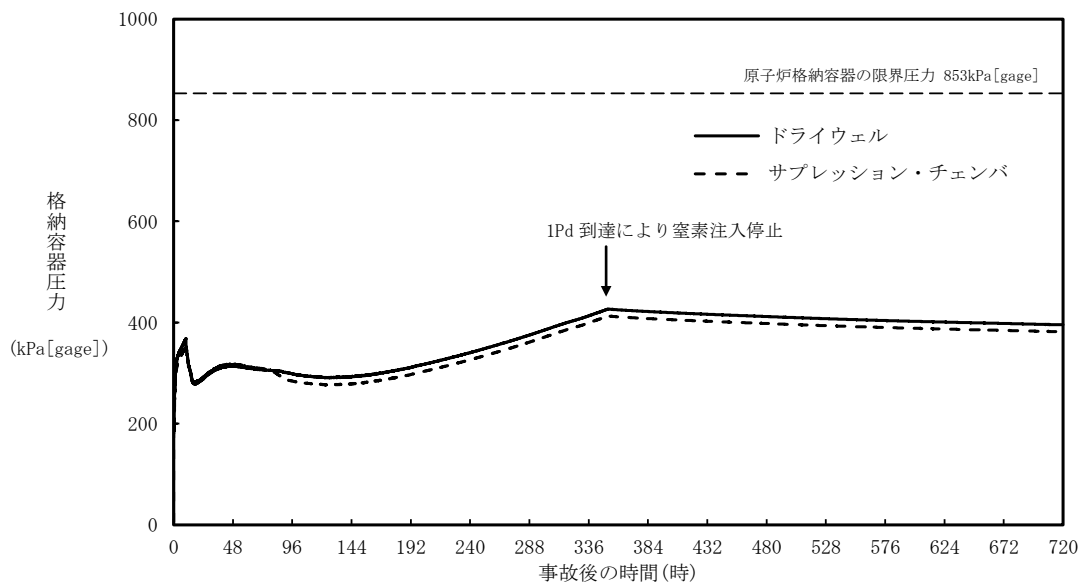
ここでは、200℃、2Pdを適用可能な7日間（168時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。

また、上記に加えて、7日間（168時間）以降の累積放射線照射量についても、原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

第1表 事故発生後の経過時間と原子炉格納容器圧力・温度の関係

事故発生後の経過時間	0～168時間	168時間以降
原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器限界圧力として2Pd（853kPa）を設定	有効性評価シナリオで最大427kPa[gage]となる（第3図）
原子炉格納容器温度	原子炉格納容器限界温度として200℃を設定	有効性評価シナリオで150℃を下回る（第4図）

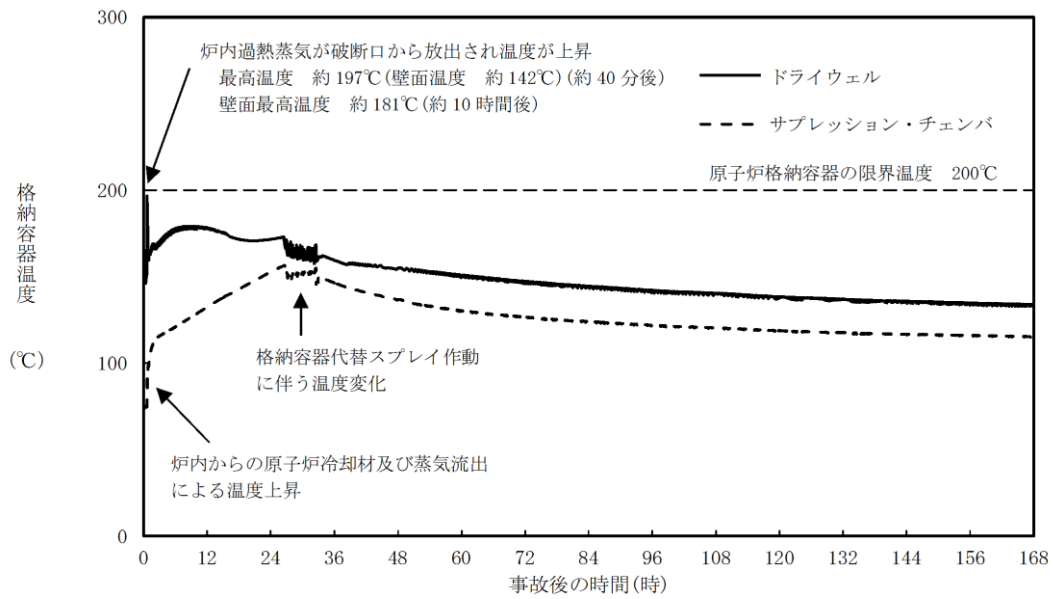
7日間（168時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第1表で示すとおり、7日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で427kPa[gage]となる。代表的に、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンスにおける格納容器圧力の推移を第3図に示す。



第3図 原子炉格納容器圧力の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合）

7日間（168時間）以降の格納容器雰囲気温度が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用できない場合のシーケンスである。このシーケンスの格納容器雰囲気温度の推移を第4図に示すが、7日間（168時間）時点で150℃未満であり、その後の格納容器雰囲気温度は崩壊熱の減衰によって低下傾向となるため、7日間（168時間）以降は150℃を下回る。また、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度[※]）についても、事象発生後約10時間後に生じる最高値は約181℃であるが、7日間以降は150℃を下回る。

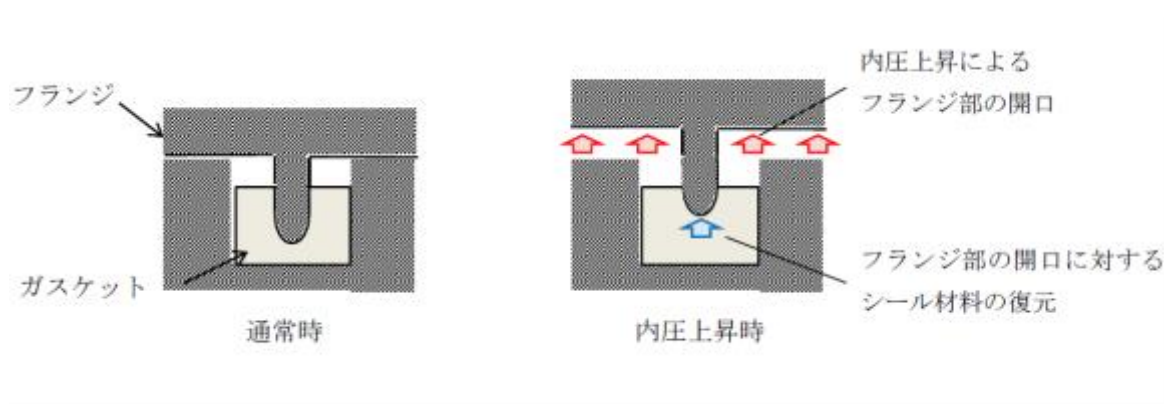
※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



第4図 原子炉格納容器温度の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用しない場合）

a. 長期（168 時間以降）の原子炉格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により健全性に影響を及ぼす部位はシール材である。シール部の機能維持は、第 5 図の模式図に示す通り、原子炉格納容器圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し、シール材料の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。つまり、原子炉格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても、圧縮永久ひずみ試験結果によりシール材の復元量が十分であれば、シール部の機能は健全である。長期のケースとして、有効性評価シナリオにおいて 168h 時の原子炉格納容器圧力が高い残留熱代替除去系運転ケースを評価しても、原子炉格納容器圧力は約 0.3MPa であり開口量は小さい（第 2 表参照）。



第 5 図 シール部の機能維持確認の模式図

第 2 表 原子炉格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	残留熱代替除去系 運転ケースの 168h 時 (0.3MPa)	2 Pd (0.853MPa)
ドライウェル 主フランジ	内側		
	外側		
機器搬入口	内側		
	外側		

b. 長期（168 時間以降）の原子炉格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

原子炉格納容器温度の上昇に伴う、時間経過によるシール材の長期的（150°Cを下回る状況）な影響を調査する。ここでは、ドライウェル主フランジや機器搬入口等に使用されている改良 EPDM 製シール材を用いて、168 時間以降の温度・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第 3 表に示す。

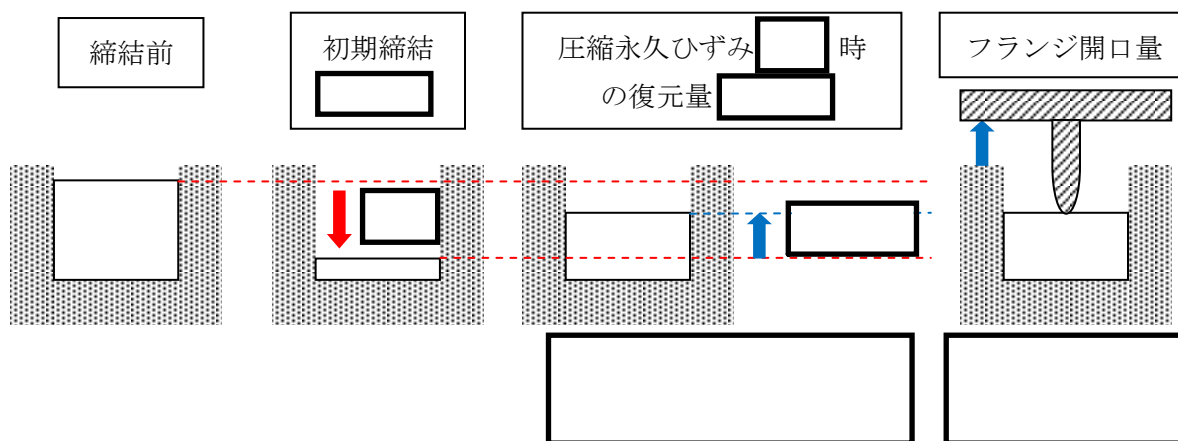
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第3表 改良EPDM製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0日～7日	7日～14日	14日～30日
試験温度	200℃	150℃	150℃
圧縮永久ひずみ率[%]			
硬度変化			
質量変化率[%]			

注記：γ線 1.0MGy 照射済の試験体を用い、飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値

第3表に示すように、168時間以降、150℃の環境下においては、改良EPDM製の基礎特性データには殆ど変化はなく、経時劣化の兆候は見られない。したがって、SA後168時間以降における原子炉格納容器の温度を150℃と設定した場合でも、シール部の機能は十分維持される。なお、EPDMは一般特性としての耐温度性は150℃であり、第3表の結果は改良EPDM製シール材が200℃条件を7日間経験しても、一般特性としての耐熱温度まで低下すれば、それ以降は有意な劣化傾向は見られないことを示していると考えている。また、第3表の結果から圧縮永久ひずみ率は□時の改良EPDM製シール材復元量とフランジ開口量のイメージを第6図に示しており、第2表で示す168時間以降の原子炉格納容器圧力に対しても十分追従可能な復元量を維持していることも確認できる。



第6図 圧縮永久ひずみ [] 時のシール材復元量とフランジ開口量

<時間を踏まえた限界温度・圧力の考え方>

有効性評価結果からも、7日間（168時間）以降は原子炉格納容器温度がEPDMの一般特性としての耐熱温度である150℃を下回ることが判っている。また、原子炉格納容器圧力についても1Pd到達時に窒素注入を停止した以降、圧力は低下しており、開口量は限界圧力時と比較しても小さいことが確認できている。なお、残留熱代替除去系を使用するシーケンスの場合、中長期的には、水の放射線分解によって生じる水素と酸素が格納容器圧力の上昇に寄与するが、酸素濃度がドライ条件で4.4vol%に到達した場合にはベントを実施することとしていることから、格納容器圧力は1Pdから数十kPaまでの上昇にとどまる。

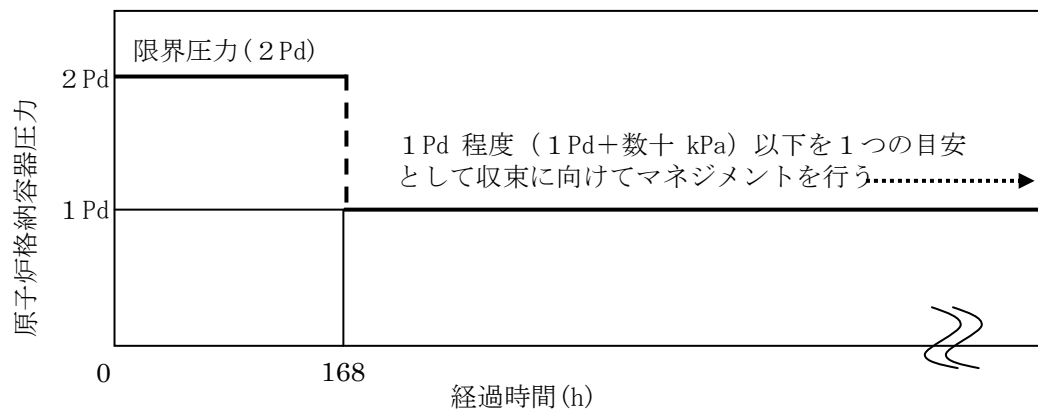
よって、当社としては、限界温度・圧力（200℃・2Pd）が7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

<168時間以降の考え方>

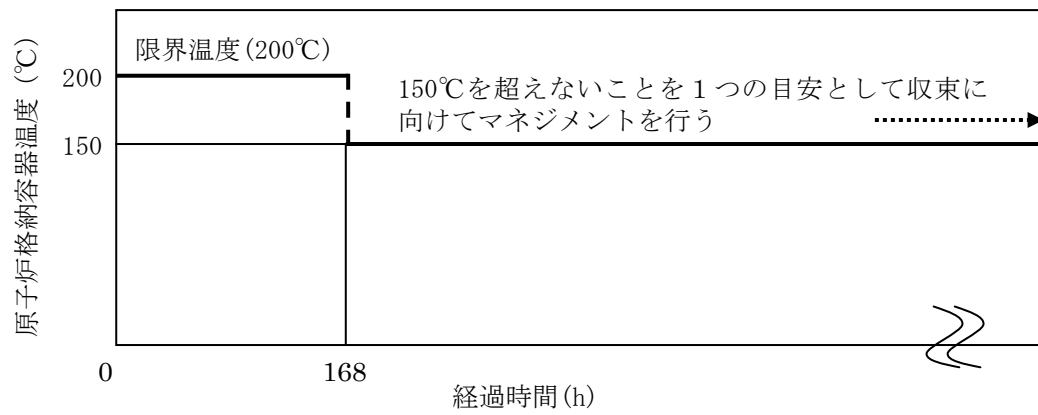
前述の結果を踏まえ、168時間以降については、原子炉格納容器温度・圧力は低下していること、及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから、最初の168時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで、長期的な格納容器閉じ込め機能は維持され则认为している。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ、長期的なプラントマネジメントの目安として、168時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が150℃を超えない範囲で、また、原子炉格納容器圧力については1Pd程度（1Pd+数十kPa^{*}）以下でプラント状態を運用する。

※酸素濃度をドライ換算で4.4vol%以下とする運用の範囲

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7図 原子炉格納容器圧力の168時間以降の考え方



第8図 原子炉格納容器温度の168時間以降の考え方

<7日間（168時間）以降の放射線照射量と閉じ込め機能の関係について>

時間経過によるシール材の長期的な影響を調査する。ここでは、ドライウェル主フランジや機器搬入口等に使用されている改良EPDM製シール材を用いて、168時間以降の累積放射線照射量・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第4表に示す。累積放射線照射量による影響は、試験結果より、有意な変化がないことから、7日間以降のシール機能は、維持できる。

第4表 改良EPDM製シール材の累積放射線照射量とひずみ率の関係

累積放射線照射量	ひずみ率

試験条件

雰囲気：蒸気環境

温度・劣化時間：200℃・168時間+150℃・168時間

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

	手順	操作手順記載内容	解釈
1.6.2.3 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(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	サブプレッション・プール水の温度が規定温度以上	サブプレッション・プール水の温度が 35℃以上
		サブプレッション・チェンバの気体温度が規定温度以上	サブプレッション・チェンバの気体温度が 65℃以上

操作手順の解釈一覧

		手順	操作手順記載内容	解釈
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器代替スプレイ	(a) 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ (b) 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ (c) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	低圧注水原子炉代替注水ポンプ吐出圧力が規定圧力以上 復水輸送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上 消火ポンプ吐出圧力が <input type="text"/> MPa 以上	低圧注水原子炉代替注水ポンプ吐出圧力が <input type="text"/> MPa 以上 復水輸送ポンプ吐出圧力が <input type="text"/> MPa 以上
	(2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブレンジオン・プールの除熱	A-残留熱除去系系統流量の上昇 A-残留熱除去系系統流量の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇 残留熱除去系系統流量指示値が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇
1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順 b. 格納容器代替除熱	(a) ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱	A-原子炉補助継電器盤	2-971A 盤
		原子炉補機冷却系の系統流量指示値の上昇	原子炉補機冷却系の系統流量指示値の上昇	原子炉補機冷却系の系統流量指示値が <input type="text"/> m ³ /h 程度まで上昇 2-929-1 盤
		空調換気制御盤		

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
MW222-3A	A-RHR ドライウエル第1 スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟2階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MW222-4A	A-RHR ドライウエル第2 スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟2階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MW222-16A	A-RHR トーラススプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下1階トーラス室 (管理区域)
MW222-4	FLSR注水隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟1階東側通路 (管理区域)
MW271-197	CWT T/B供給遮断弁	中央制御室 タービン建物1階給水加熱器室 (管理区域)
MW222-81	A-RHR RPV代替注水弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中1階東側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MW273-300	CWT系・消火系連絡止め弁 (消火系)	中央制御室 タービン建物1階給水加熱器室 (管理区域)
MW271-10	CWT系・消火系連絡止め弁	中央制御室 タービン建物1階給水加熱器室 (管理区域)
MW222-4B	B-RHR ドライウエル第2 スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中1階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MW222-3B	B-RHR ドライウエル第1 スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中1階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
MW222-16B	B-RHR トーラススプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下1階トーラス室 (管理区域)
V222-32B	B-RHR注水配管洗浄元弁	原子炉建物原子炉棟2階西側PCVペネトレーション室 (管理区域)
V2B5-1A	ACSS A-注水ライン流量調整弁	原子炉建物南壁
V2B5-1B	ACSS B-注水ライン流量調整弁	原子炉建物西壁
MW222-2A	A-熱交バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中1階A-RHRバルブ室 (管理区域)
MW222-2B	B-熱交バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟2階B-RHRバルブ室 (管理区域)
MW222-15A	A-RHRテスト弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下1階トーラス室 (管理区域)
MW222-15B	B-RHRテスト弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟1階B-RHRバルブ室 (管理区域)
MW214-1A	A-RCW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IA空気圧縮機室 (非管理区域)
MW214-3A	A-RCW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2階RCWバルブ室 (非管理区域)
V2B5-2B	ACSS B-注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟1階B-RCWポンプ熱交換器室 (非管理区域)

手順のリンク先について

原子炉格納容器内の冷却等のための手順について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

- 1.1.6.2.1(2) a. (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ
 - ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給
- 2.1.6.2.1(2) a. (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水の除熱
 - ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給
3. 1.6.2.2(1) b. (a) ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱
 - ・非常用交流電源設に関する手順等
 - <リンク先>1.14.2.6(1) 非常用交流電源設備による給電
4. 1.6.2.2(2) a. (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ
 - ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給

5. 1.6.2.2(2) a. (b) 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

・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（原子炉補機海水系を含む。）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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給

6. 1.6.2.4 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（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保手順

<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（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

・低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2）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

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

- ・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，代替所内電気設備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，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，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非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等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