

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 代替格納容器スプレイ

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 代替格納容器スプレイ

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. 代替格納容器スプレイ

(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. 代替格納容器スプレイ
 - (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
- 添付資料 1.6.5 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

添付資料 1.6.6 炉心損傷, 原子炉压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

- ・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
- ・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 代替格納容器スプレイ

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

- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(ii) 復水輸送系による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
- ・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）
- ・ ホース・接続口
- ・ 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
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備
- ・ 燃料補給設備

なお、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、輪谷貯水槽（西）の淡水だけでなく、海水も利用できる。

ii 重大事故等対処設備と自主対策設備

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・ヘッド、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位置付ける。

輪谷貯水槽（西）は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】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。非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

（添付資料1.6.1）

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。あわせて、その理由を示す。

- ・ 復水輸送ポンプ、復水貯蔵タンク、復水輸送系配管・弁

耐震性は確保されていないが、使用可能であれば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ができない場合は，「(a) i 代替格納容器スプレイ」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
- ・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 代替格納容器スプレイ

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代替格納容器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。

これらの対応手段で使用する設備は、「a. (a) i 代替格納容器スプレイ」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
- ・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

代替格納容器スプレイで使用する設備において、重大事故等対処設備の位置付けは、「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。あわせて、その理由を示す。

・復水輸送ポンプ，復水貯蔵タンク，復水輸送系配管・弁

耐震性は確保されていないが、使用可能であれば、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。

・ドライウエル冷却装置

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、ドライウエ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、ドライウエ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（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）が使用できない場合は、「(a) i 代替格納容器スプレー」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を用いて緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/Cから代替所内電気設備であるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタへ電源を供給し、原子炉補機冷却系又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで残留熱除去系（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）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（以下、「EHP」という。）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. 代替格納容器スプレイ

- (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
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非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合

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り替え操作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。

②^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合

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（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り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。

③当直長は、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、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、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、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

圧力容器へ注水する。

⑩当直長は、緊急時対策本部に低圧代替注水槽の補給を依頼する。

iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員 1 名及び現場運転員 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 30 分以内で可能である。

なお、原子炉格納容器内への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、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。

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、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^aA－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^bB－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当直長は、中央制御室運転員A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^aA－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^bB－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^aA－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 RRPV 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。

⑩^bB-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、代替格納容器スプレー停止の判断基準(第1.6-4表)に到達した場合は、格納容器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、代替格納容器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、格納容器スプレーを再開する。

※D/WからS/Cへのスプレー先の切り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の場合はA-RHR ドライウェル第1 スプレー弁、A-RHR ドライウェル第2 スプレー弁の全閉操作を実施後、A-RHR トー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の場合はB-RHR ドライウェル第1 スプレー弁、B-RHR ドライウェル第2 スプレー弁の全閉操作を実施後、B-RHR トーラススプレー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：20分以内

- ・ B－残留熱除去系スプレイ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 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ーに必要なポンプ、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、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ーする場合
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ーする場合

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^aA－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^bB－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^aA－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、A-RHR RPV代替注水弁を全開とし、原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑩^bB－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全開とし、格納容器スプレイを開始する。

⑪^aA－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、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。

⑪^bB-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、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、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り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時は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ト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時は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スプレイ弁の全閉操作を実施後、B-RHRトラススプレイ弁の全開操作を実施する。

⑫当直長は、消火系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

消火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イ配管を使用する場合：25分以内

B－残留熱除去系スプレイ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、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）

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）、復水輸送系及び消火系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は、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。

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、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イができない場合において、格納容器代替スプレイ系（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、燃料及び水源（輪谷貯水槽（西））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）

[交流動力電源が確保されている場合]

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に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。
- ②当直長は、運転員に残留熱除去系 A 系配管又は残留熱除去系 B 系配管を使用した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。

③^a 非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合

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ドライウェル第2スプレイ弁又はB-RHRドライウェル第2スプレイ弁の電源切り替え操作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。

③^b 非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合

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ドライウェル第2スプレイ弁又はB-RHRドライウェル第2スプレイ弁の電源切り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。

④ 当直長は、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ドライウェル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直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2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直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2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直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、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、A-格納容器代替スプレイ元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、B-格納容器代替スプレイ元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、原子炉格納容器内へのスプレイを停

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、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、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当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系(可搬型)の接続を依頼する。
- ②当直長は、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準備開始を指示する。
- 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ドライウェル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直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2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直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2スプレ

イ弁の全開操作を実施し、当直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、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、A－格納容器代替スプレイ元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、B－格納容器代替スプレイ元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、原子炉格納容器内への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、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。

- ⑩ 当直長は、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。

交流動力電源が確保されている場合：25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）による原子炉压力容器への注水開始まで3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。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。

交流動力電源が確保できない場合、現場での手動操作により系統構成を実施し、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（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、緊急時対策本部に常設代替交流電源設備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-RHR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当直長は、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^aD/Wスプレイの場合

中央制御室運転員A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^bS/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、当直長に報告する。

なお、ドライウエル圧力又は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停止の判断基準（第1.6-4表）に到達した場合は、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・チェンバ圧力又は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、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り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ドライウェル第2スプレイ弁又はA-RHRトール
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。

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

全交流動力電源の喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、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（サブプレッション・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（サブプレッション・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）A系電源復旧後のサブプレッション・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。）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（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（サブプレッション・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、緊急時対策本部に常設代替交流電源設備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-RHR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当直長は、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動力電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系（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手順

a. 代替格納容器スプレイ

(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、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1.6-5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30分以内で可能である。

（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

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）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）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^{※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（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イ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力、ドライウエル温度が、代替格納容器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

復水輸送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.(b)復水輸送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 - 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）、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

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）、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^{※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}。

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ー起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、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1.6-5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ーについては、

「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1.6-13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）

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）、復水輸送系及び消火系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は、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。

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、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イができず、格納容器代替スプレイ系（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、燃料及び水源（輪谷貯水槽（西））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、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 - 5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については、「1.6.2.1(1)a.(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）」の操作手順のうち、[交流動力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

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 25 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）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. 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

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、ドライウェル冷却装置を起動して原子炉格納容器内の除熱を行う。

ドライウェ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、ドライウェ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

代替格納容器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、原子炉補機冷却系が復旧可能である場合。

ii 操作手順

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当直長は、手順着手の判断基準に基づき、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準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、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、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、ドライウェ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、ドライウェ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当直長は、運転員にドライウェ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、ドライウェ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 C W常用補機冷却水入口切替弁、A、B-R C W常用補機冷却水出口切替弁の開操作を実施し、原子炉補機冷却水系の系統流量指示値の上昇を確認

し、当直長に報告する。

- 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ー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.(a)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1.6.4-5)

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動力電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系（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、サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内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。

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1.6-5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（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-RHR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当直長は、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^aD/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^bS/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、当直長に報告する。

なお、ドライウェル圧力又は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停止の判断基準(第1.6-4表)に到達した場合は、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、サプレッション・チェンバ圧力又は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、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り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トール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

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(サプレッション・プール水冷却モード)を起動し、サプレッション・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
- ・サプレッション・プール水の温度が規定温度以上
- ・サプレッション・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（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-RHR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当直長は、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 - 7）

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及び輪谷貯水槽(西)への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順については, 「1.13 重大事故等の収束に必要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, 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 (格納容器内へのスプレイ) による	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※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 (微候ベース) 「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・ヘッダ	
		残留熱除去系 (サブプレッション・プールの除熱) による	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 ※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 (微候ベース) 「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プレッション・プール水冷却モード)	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	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	重大事故等対処設備 AM設備別操作要領書 「ACSS(常設)による格納容器スプレイ」
			非常用交流電源設備 ※2	
		原子炉格納容器内へのスプレイによる復水輸送系	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 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 「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による消火系	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 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 「消火系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(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プレッション・プール水冷却モード)	原子炉格納容器内へのスプレイ系(可搬型)(淡水/海水)による格納容器代替スプレイ系	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 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 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 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 「ACSS(可搬型)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」
			非常用交流電源設備 ※2	
			輪谷貯水槽(西)※1, ※4	自主対策設備

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要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(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	原子炉格納容器内へのスプレイ 残留熱除去系電源復旧後の	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 常設代替交流電源設備※2 格納容器スプレイ・ヘッダ	重大事故等対処設備 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・ストレータ 原子炉補機冷却系※3	
	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	サブプレッション・プールの除熱 残留熱除去系電源復旧後の	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 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 「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・ストレータ 原子炉補機冷却系※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)

対応手段、対処設備、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)	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	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 非常用交流電源設備※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 「ACSS(常設)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 非常用交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	自主対策設備 事故時操作要領書(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	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・ヘッダ 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	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 「消火系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(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(可搬型)による	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 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 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 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(シビア アクシデント) 「除熱-1」 「除熱-2」 AM設備別操作要領書 「ACSS(可搬型)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」
			非常用交流電源設備 ※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			輪谷貯水槽(西) ※1, ※4	自主対策設備	
		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※3 常設代替交流電源設備※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 「HVDによる格納容器 冷却」

※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	残留熱除去系(格納容器内へのスプレイ)による	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 常設代替交流電源設備※2 格納容器スプレイ・ヘッダ	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※3		
	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	残留熱除去系(サブプレッ ション・プルル水の除熱) による	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	重大事故等 対処設備	
			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※3		

※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. 代替格納容器スプレイ (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 「ACSS (常 設) 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
	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. 代替格納容器スプレイ (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
	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. 代替格納容器スプレイ (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 「消火系によ 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
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. 代替格納容器スプレイ (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) 「PCV圧力制御」 「D/W温度制御」 AM設備別操作要領書 「ACSS(可搬型)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(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	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(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(5 / 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 (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	原子炉格納容器内の水位	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 - 原子炉補機冷却ポンプ圧力 II - 原子炉補機冷却ポンプ圧力 A - 残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B - 残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	C - メタクラ母線電圧 D - メタクラ母線電圧 C - ロードセンタ母線電圧 D - ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力	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 (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-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-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)
	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)
		補機監視機能 A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力
		最終ヒートシンクの確保 A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度 A-残留熱除去系熱交換器出口温度 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-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)

監視計器一覧(7 / 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)	
1.6.2.2 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. 代替格納容器スプレイ (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 「ACSS (常設) による格納容器スプレイ」	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 必要となる監視項目	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. 代替格納容器スプレイ (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(9/15)

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)
1.6.2.2 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. 代替格納容器スプレイ (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 「消火系によ 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となる監視項目	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. 代替格納容器スプレイ (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 「ACSS (可搬型) 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 原子炉圧力容器内の温度 原子炉格納容器内の圧力 原子炉格納容器内の温度 原子炉格納容器内の水位 電源 水源の確保	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) 原子炉圧力容器温度 (SA) ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) サプレッション・チェンバ温度 (SA) ドライウエル温度 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧 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 原子炉格納容器内の水位 原子炉格納容器への注水量 補機監視機能 水源の確保	ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) ドライウエル温度 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) 格納容器代替スプレイ流量 大量送水車ポンプ出口圧力 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 必要となる監視項目	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 る格納容器冷 却」	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-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力

監視計器一覧(12/15)

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)
1.6.2.2 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-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源 C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力 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圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力
		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
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・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となる監視項目	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-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-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)
	操作	原子炉格納容器の温度	サプレッション・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-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-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となる監視項目	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・チェンバ温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 (SA)
		最終ヒートシンクの確保	I - 原子炉補機冷却ポンプ圧力 II - 原子炉補機冷却ポンプ圧力 A - 残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B - 残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	C - メタクラ母線電圧 D - メタクラ母線電圧 C - ロードセンタ母線電圧 D - ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力	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・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 必要となる監視項目	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・プール水の除熱			
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	サブプレッション・チェンバ温度 (S A) サブプレッション・プール水温度 (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
		最終ヒートシンクの確保	I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-R C W熱交換器出口温度 II-R C W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 (S A)
	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 (S A)
		補機監視機能	A-残留熱除去ポンプ出口圧力 B-残留熱除去ポンプ出口圧力
		最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度 A-残留熱除去系熱交換器出口温度 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-R C W熱交換器出口温度 II-R C W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 (S A)

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】 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 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 SA-C/C</p>
	<p>残留熱除去ポンプ</p>	<p>常設代替交流電源設備 M/C C系 M/C D系</p>
	<p>残留熱除去系弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C</p>
	<p>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 1.6 - 4 表 代替格納容器スプレイ起動、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	代替格納容器スプレイ※2, ※3	RHRによるスプレイ	スプレイ停止の判断基準			
				代替格納容器スプレイ	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	PCV 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 以下を経験し、かつ L-0 以上で安定している場合	—	①D/W ②S/C	ドライウエル圧力が 334kPa [gage] 以下まで低下した場合	ドライウエル圧力格納容器内圧力 (D/W) 又は格納容器圧力 (S/C) 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			
	SD/CW 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	SD/CW 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 (低圧注水モード) が起動し発電用原子炉の冷却を実施している場合は、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、代替格納容器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 代替格納容器スプレイ起動, 停止の判断基準
(格納容器破損を防止するための対応)

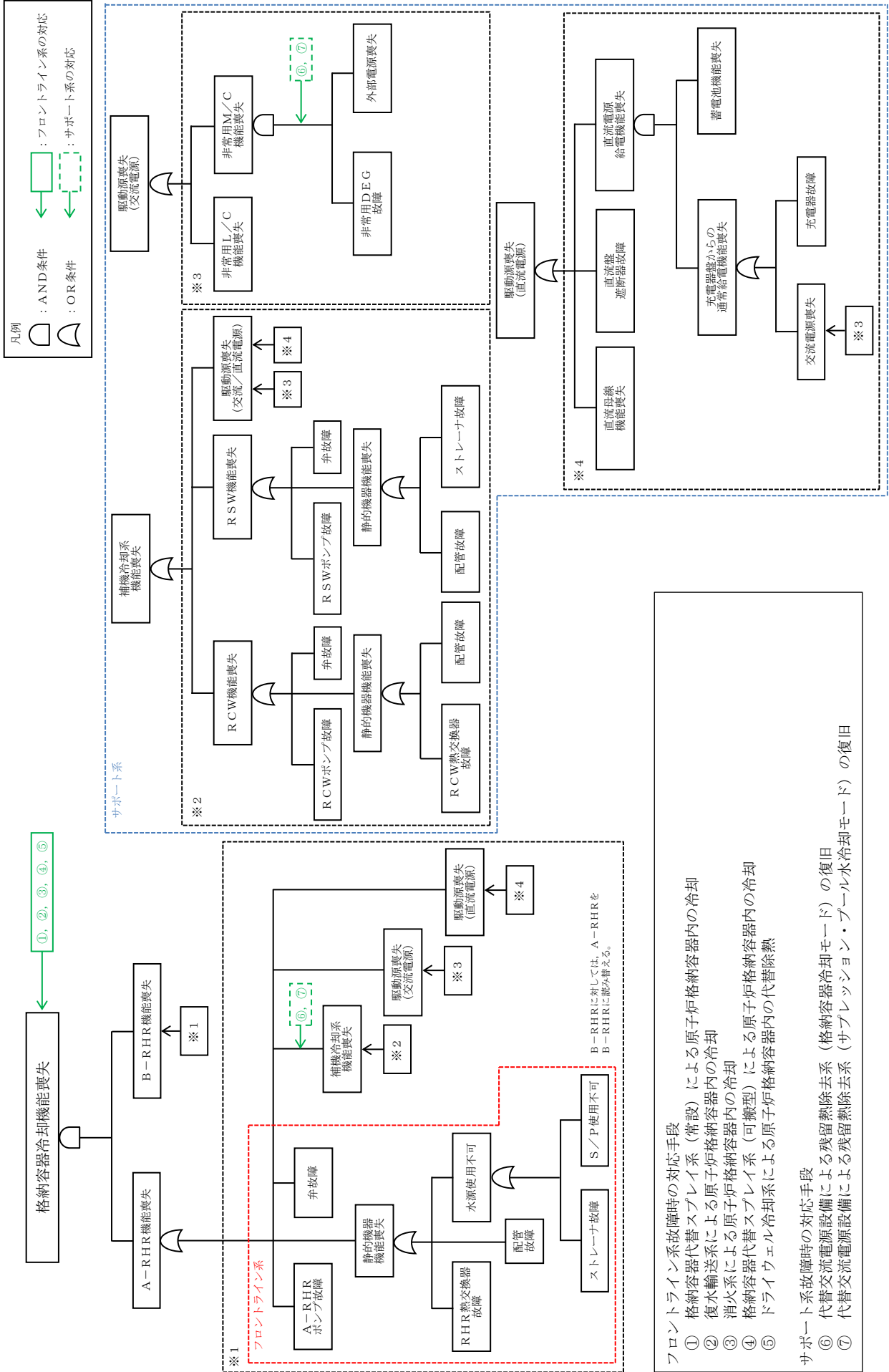
		スプレイ起動の判断基準		圧力容器 破損前	圧力容器 破損後	スプレイ停止の判断基準		スプレイ 流量 (m ³ /h)
防止するための対応	除熱―1, 除熱―2	代替格納容器スプレイ	ドライウエル温度が 190℃ 以上の場合※ ²	①D/W ②S/C※ ³	①D/W ②S/C※ ³	代替格納容器スプレイ	サプレッション・プール水位指示値が通常水位+ 1.29 m に到達した場合	120
			ドライウエル温度が 171℃ 以下の場合※ ²	ドライウエル圧力が 640kPa [gage] 以上の場合	①D/W ②S/C※ ³		①D/W ②S/C※ ³	
	ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力が 588kPa [gage] 以下の場合※ ²	RHR によるスプレイ	ドライウエル圧力指示値が 13.7 kPa [gage] 未満まで低下した場合					
原子炉格納容器の過温を抑制するための対応	注水―3 a		代替格納容器スプレイ	ドライウエル圧力又はサプレッション・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	代替格納容器スプレイ	
		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	—	—		
※ ¹								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。

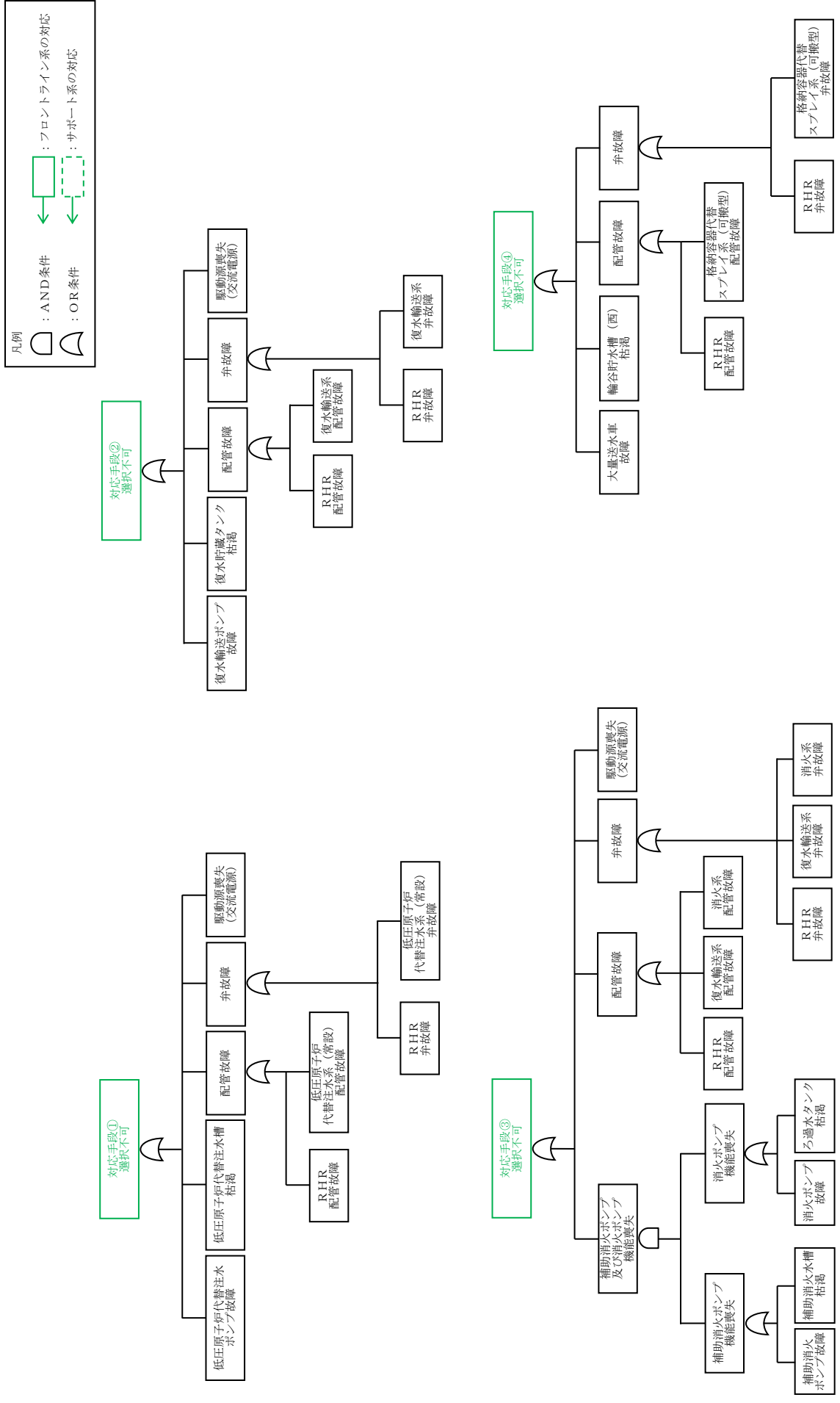
※² : 外部からの注水を抑制する観点から間欠スプレイとする。

※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。



第 1.6-1 図 機能喪失原因対策分析(1 / 2)

- フロントライン系故障時の対応手段
- ① 格納容器代替サブレイ系（常設）による原子炉格納容器内の冷却
 - ② 復水輸送系による原子炉格納容器内の冷却
 - ③ 消火系による原子炉格納容器内の冷却
 - ④ 格納容器代替サブレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却
 - ⑤ 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
- サブポート系故障時の対応手段
- ⑥ 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
 - ⑦ 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



1.6-78r15
1.6-78r15

第 1.6-1 図 機能喪失原因対策分析 (2 / 2)

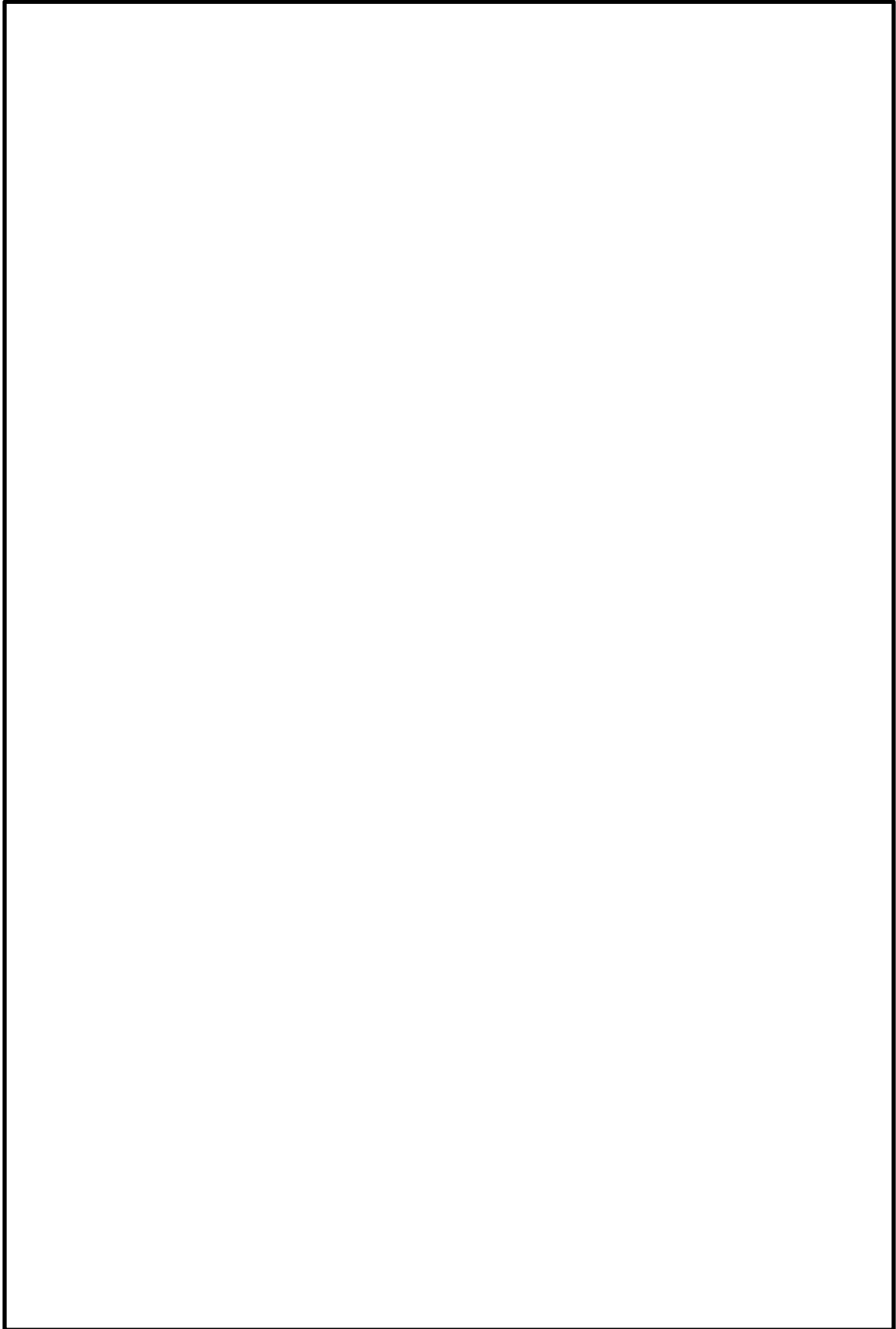
凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

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	
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					
		補機冷却系機能喪失	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				
			RSW機能喪失	RSWポンプ故障					
				弁故障					
				静的機器機能喪失	配管故障				
		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						
	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	蓄電池機能喪失						
		直流母線への直流電源給電機能喪失	充電器からの通常給電機能喪失	充電器故障					
交流電源喪失			※2同様						
B-RHR機能喪失	※1同様								

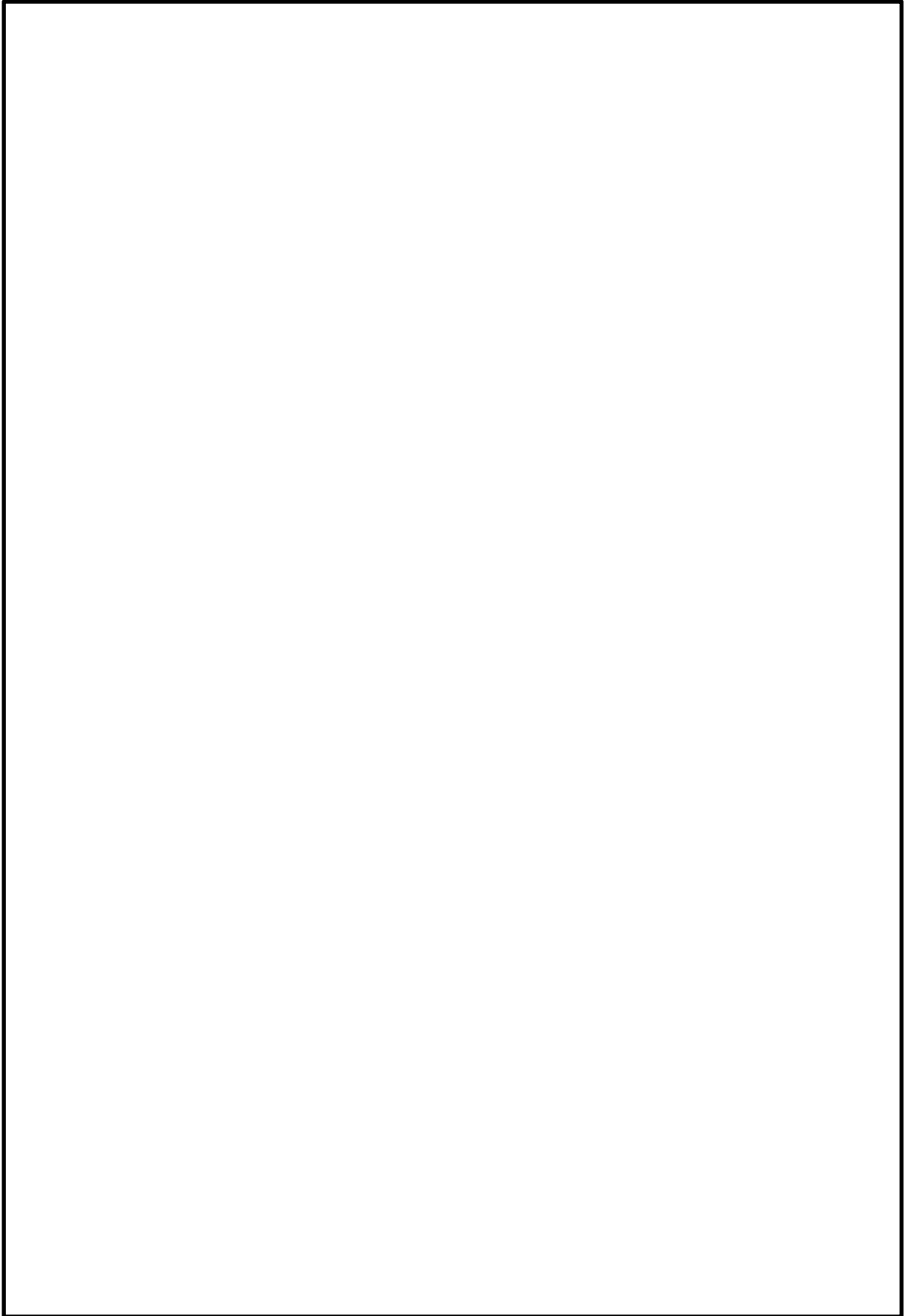
※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

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。



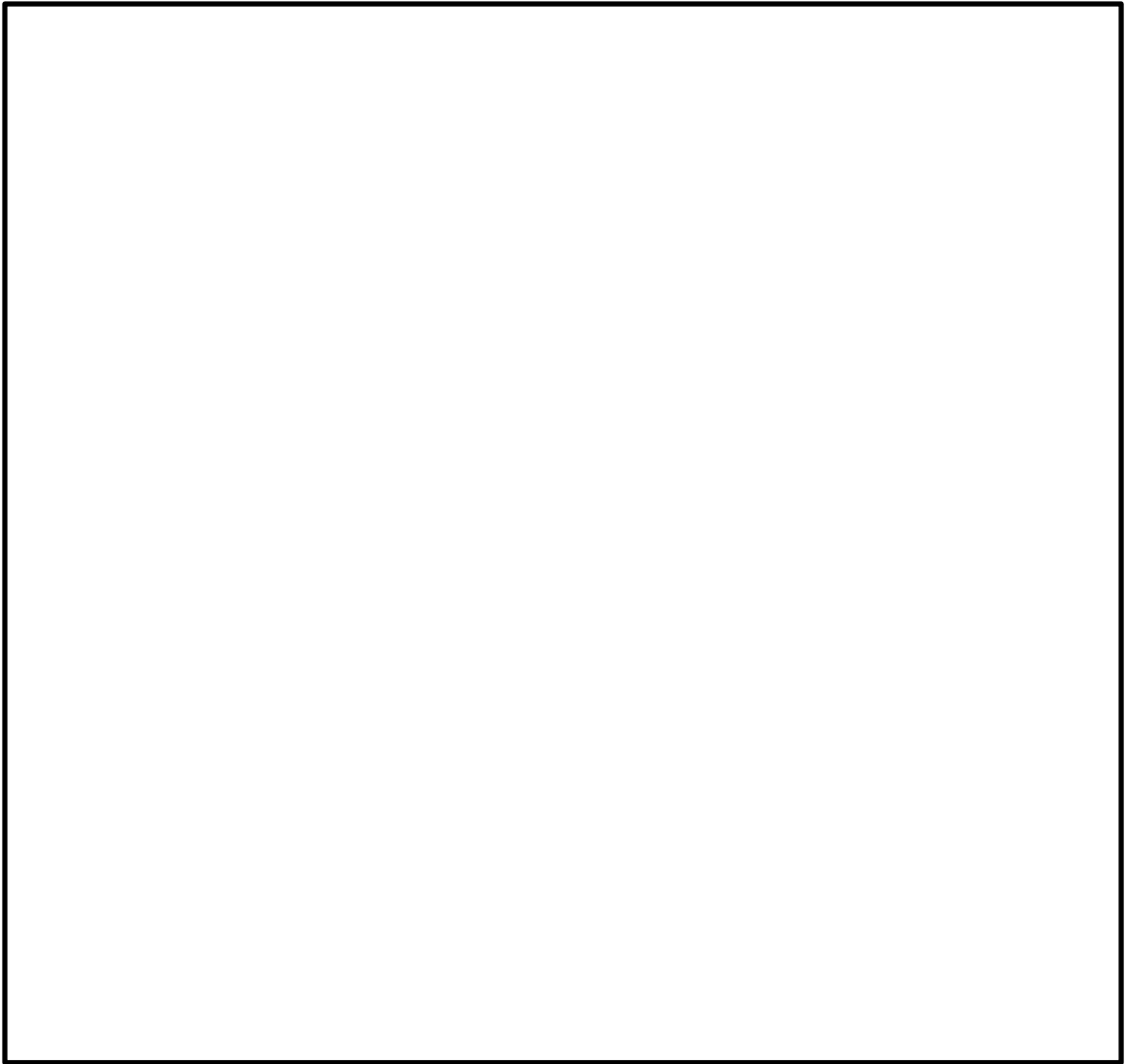
第 1.6 - 3 図 EOP [D/W温度制御]における対応フロー

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。



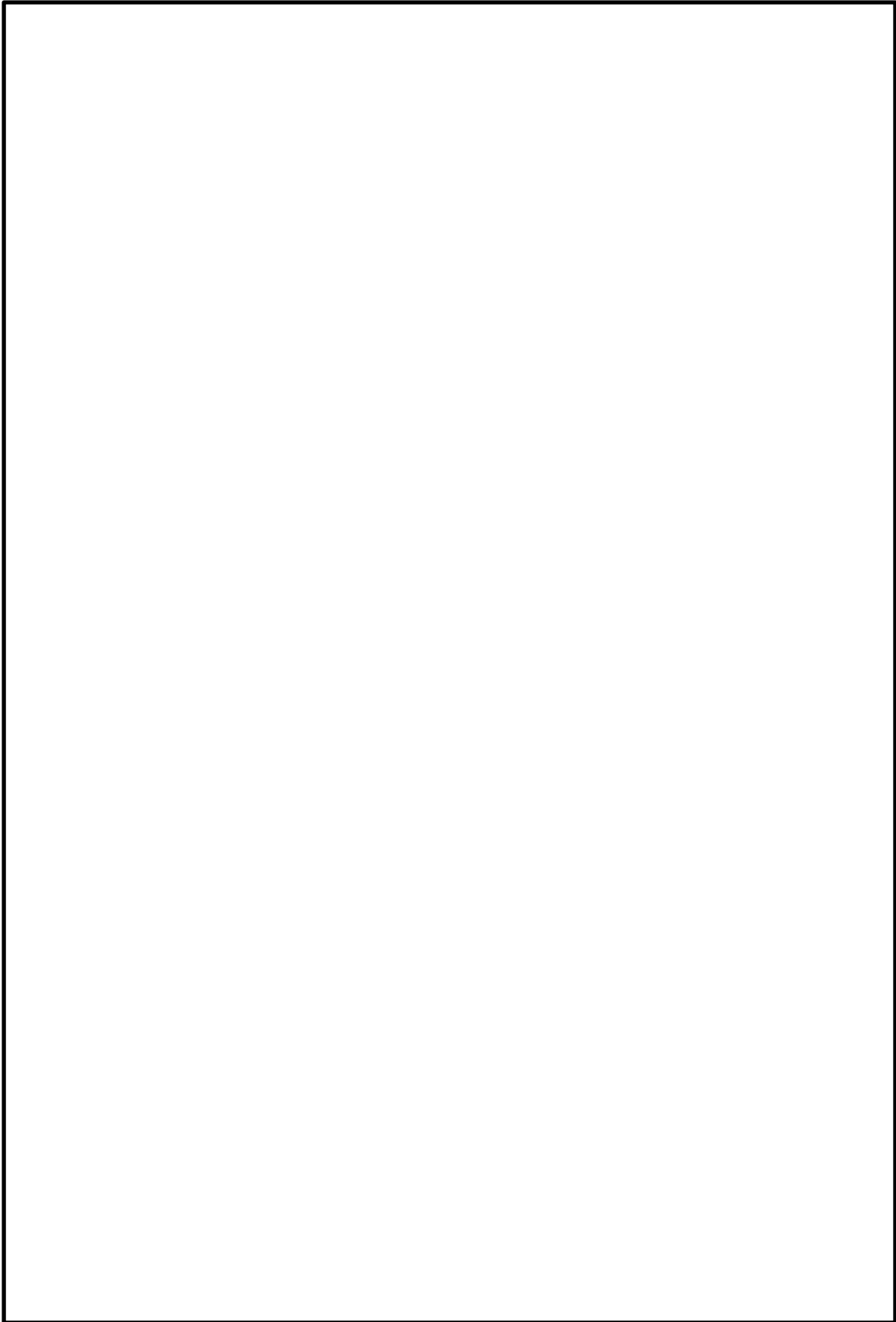
第 1.6 - 4 図 EOP[S/C温度制御]における対応フロー

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

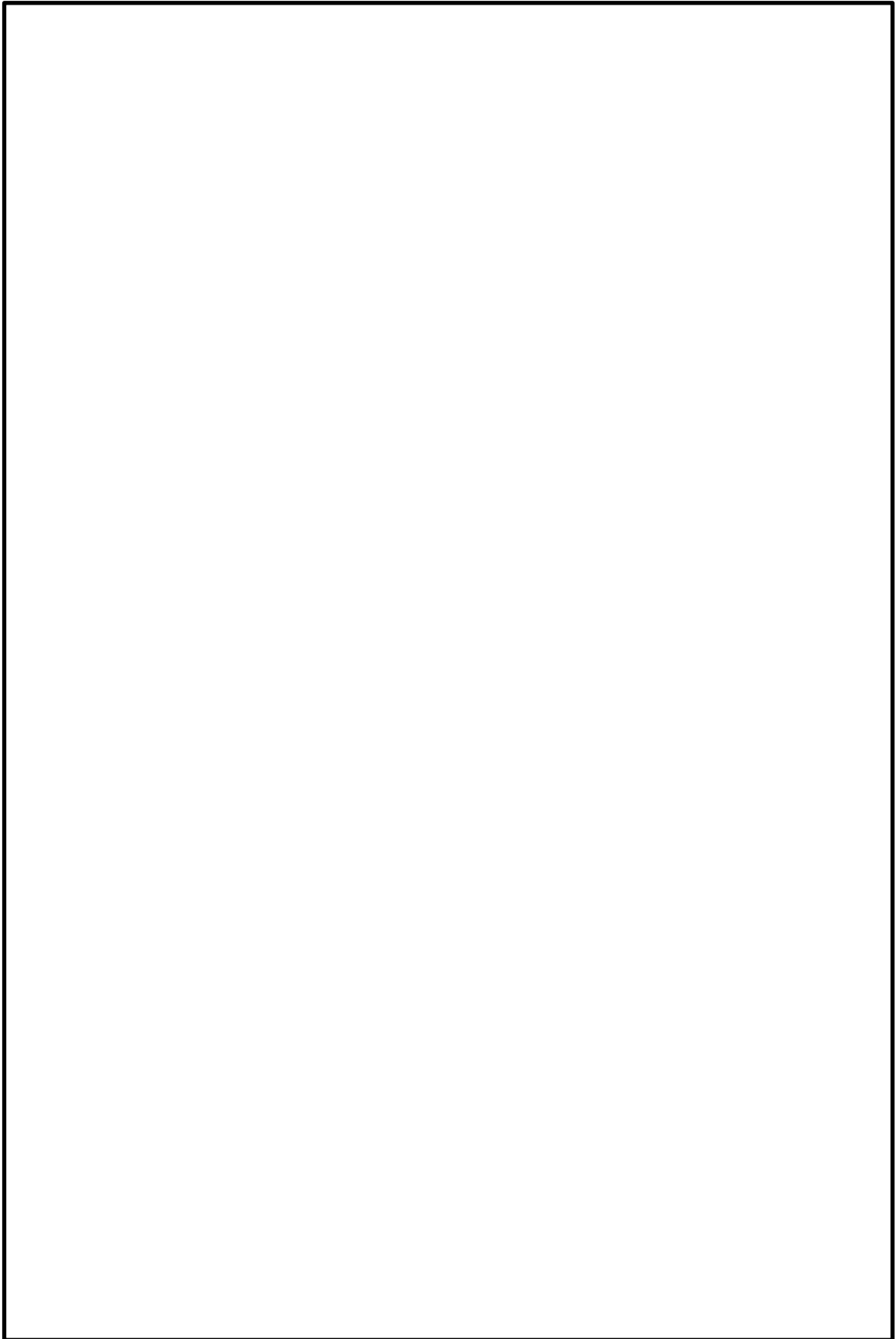
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 1.6 - 6 図 SOP (注水 - 3 a) 格納容器内冷却の対応フロー

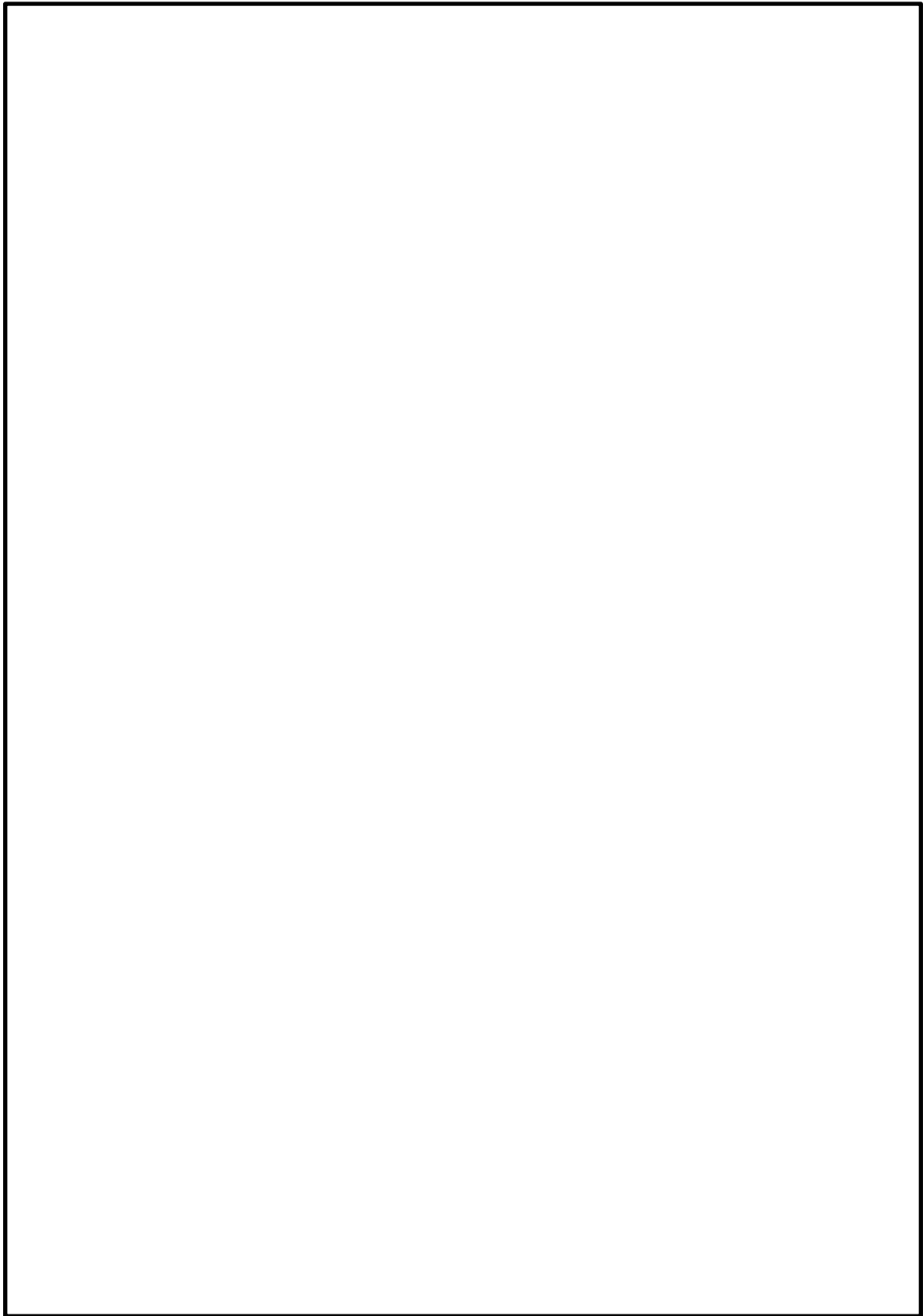
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.6-84r15
1.6-84r15



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。

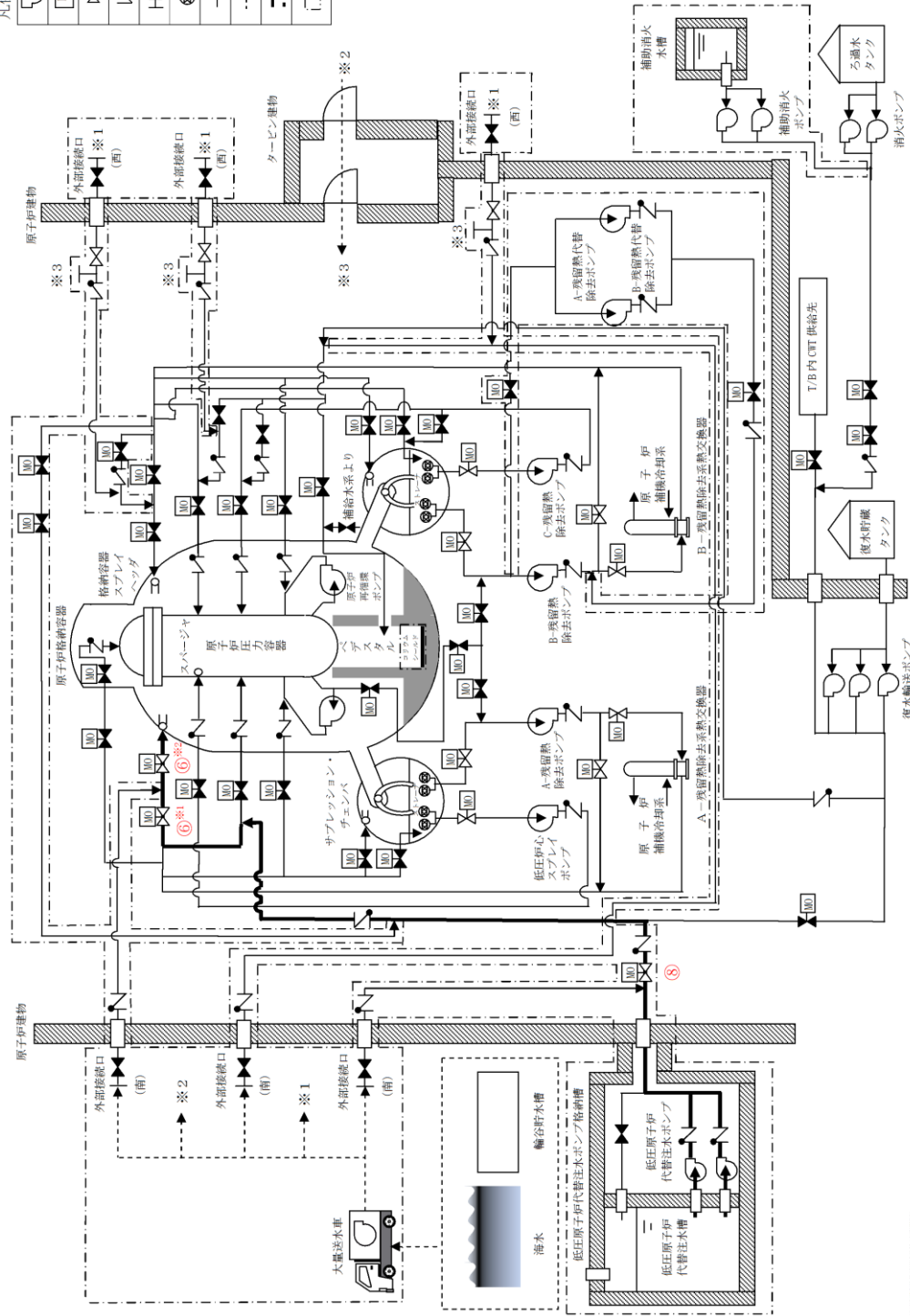


第 1.6 - 8 図 SOP (除熱 - 2) 格納容器内冷却の対応フロー

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。

1.6-86r15
1.6-86r15

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
	ボース
	使用する管路
	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。
 ○² : 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 (1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥*1	A-RHR ドライヴェル第1 スプレー弁
⑥*2	A-RHR ドライヴェル第2 スプレー弁
⑧	F L S R 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。

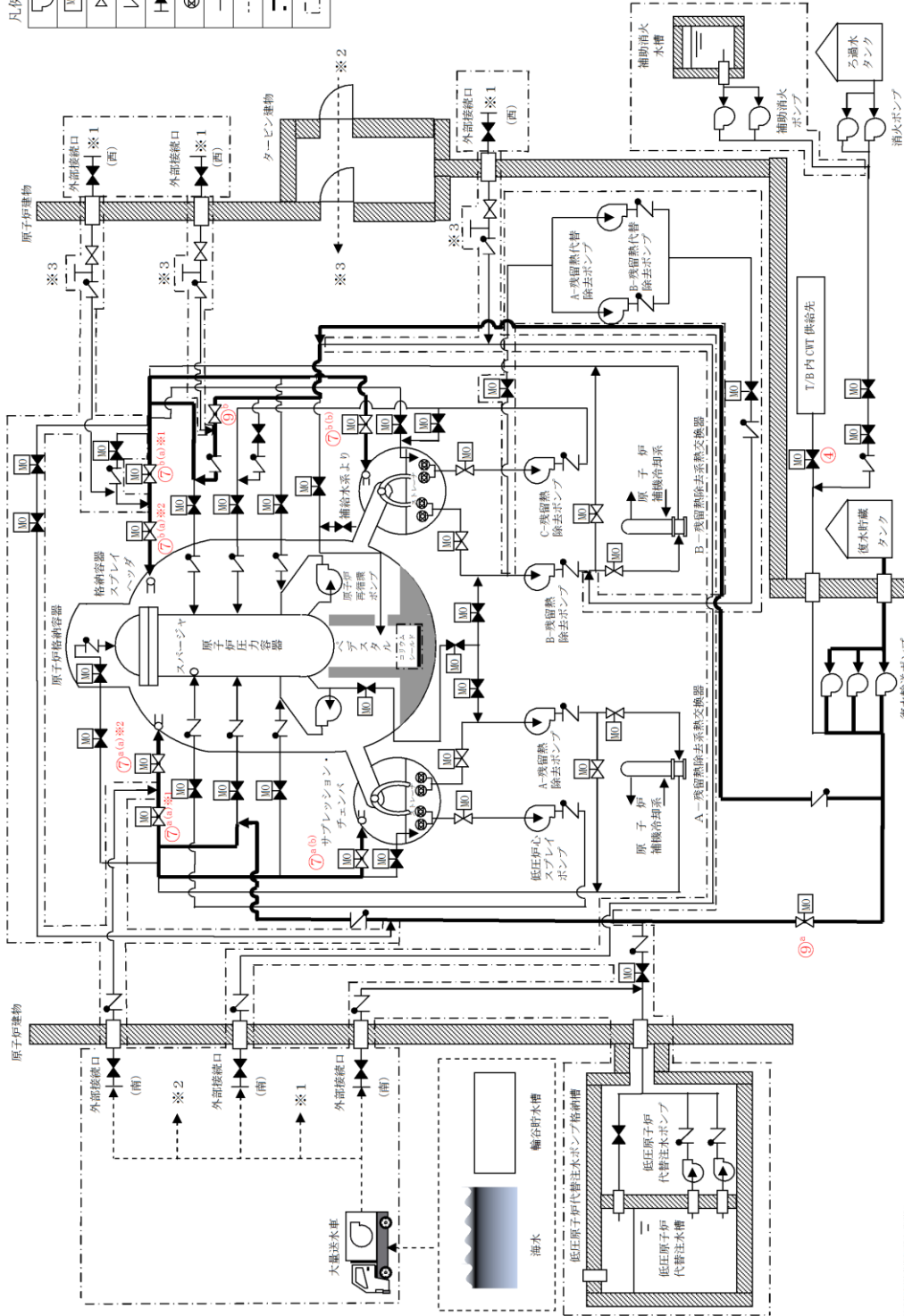
第 1.6 - 9 図 格納容器代替スプレー系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレー 概要図 (2 / 2)

手順の項目	必要な要員と作業項目		経過時間 (分)							備考	
	要員(数)		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	中央制御室運転員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 30分			▽						
		電源確認									
	1	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電源切替常操作 (A系)									
											※1

※1：非常用コントロールルームセンタ切替操作が使用可能な場合は、20分以内で可能である。

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

○	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。
 ○^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 1.6 - 11 図 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ 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トーラススプレー弁
⑨ ^a	A-RHR RPV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。

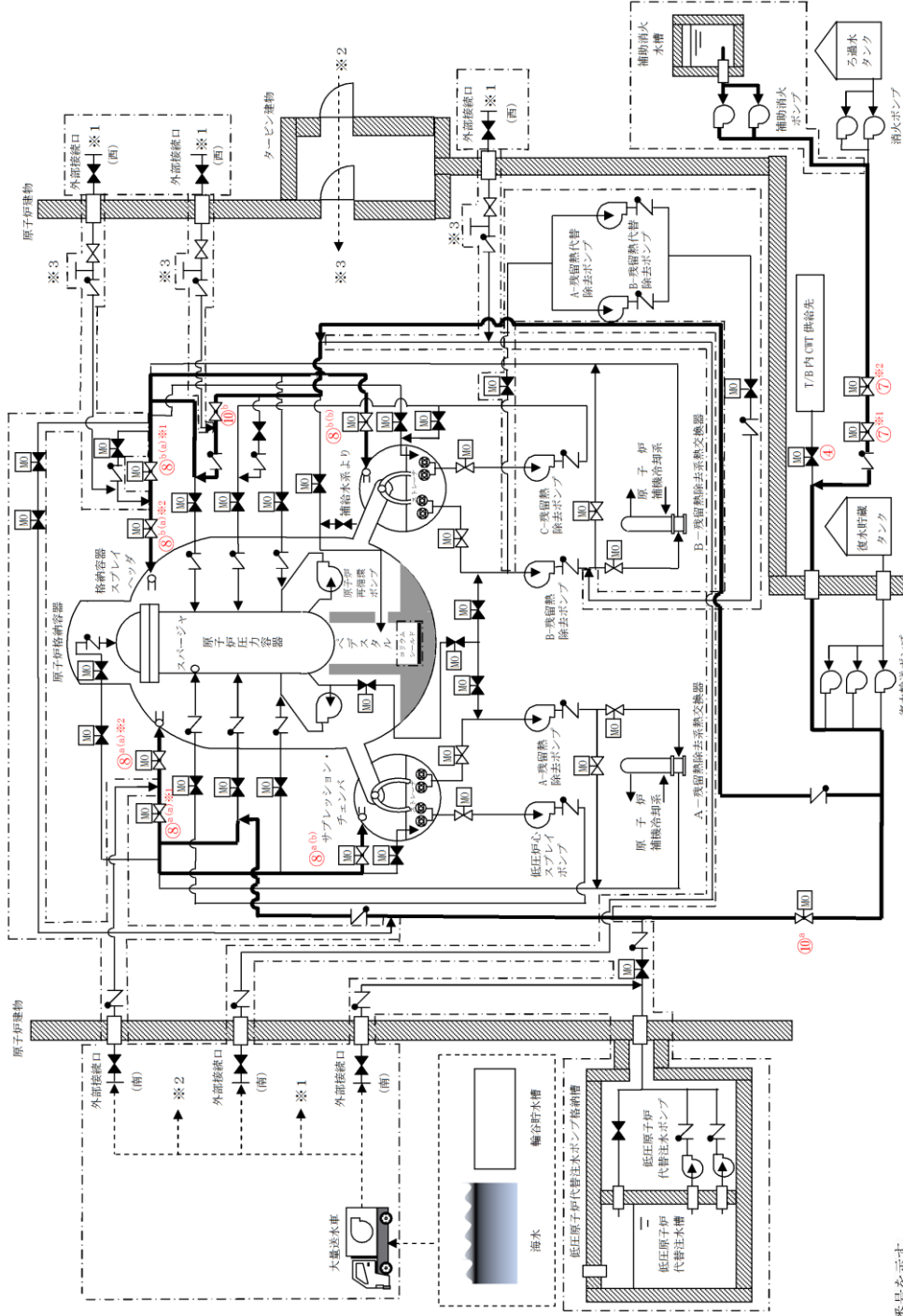
○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※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)

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。
 ○*~ : 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) (1 / 4)

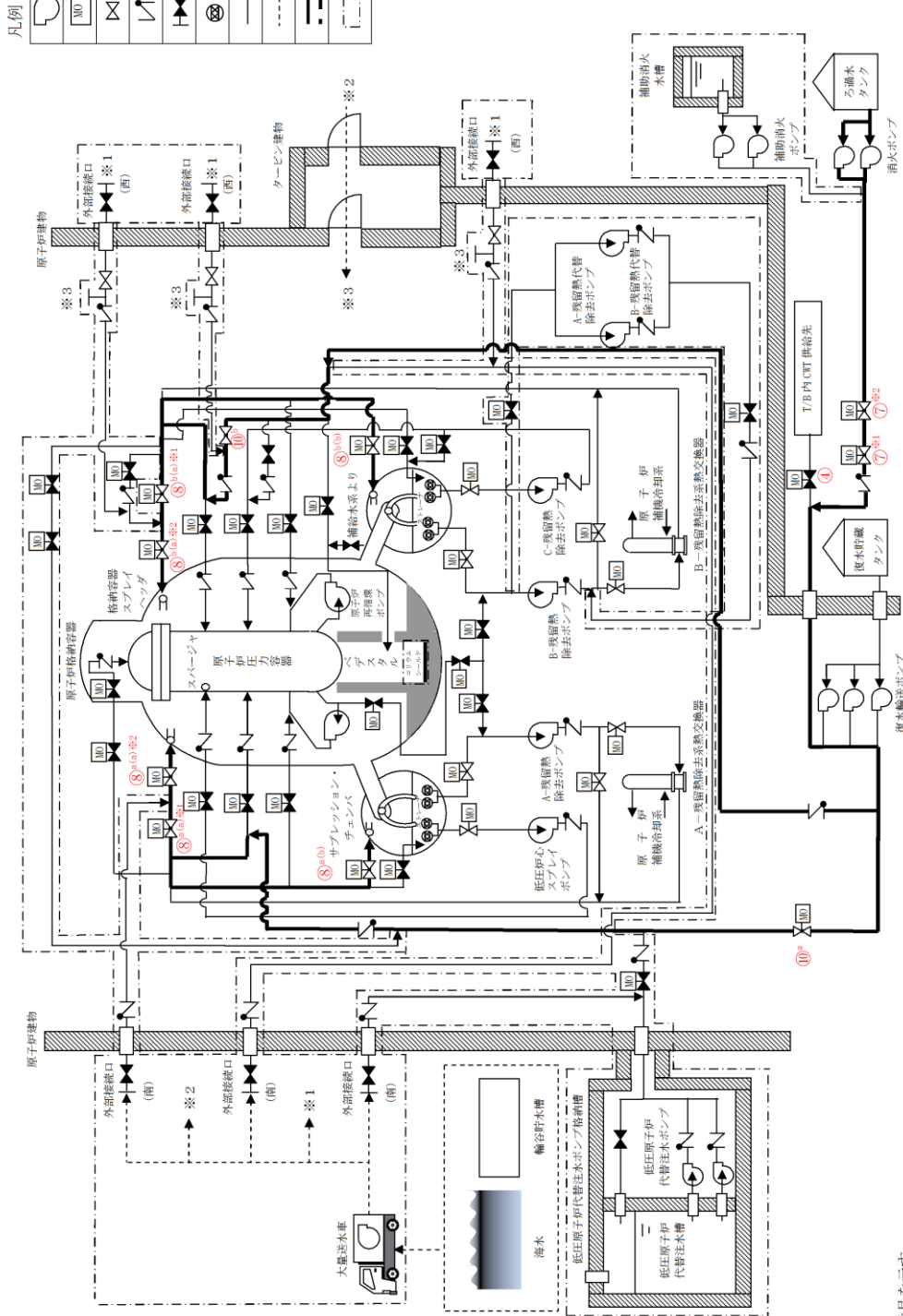
操作手順	弁名称
④	CWT T / B 供給遮断弁
⑦ ^{※1}	CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑦ ^{※2}	CWT系・消火系連絡止め弁
⑧ ^{a(a)※1}	A-RHR ドライウエル第1 スプレー弁
⑧ ^{a(a)※2}	A-RHR ドライウエル第2 スプレー弁
⑧ ^{a(b)}	A-RHR トーラススプレー弁
⑧ ^{b(a)※1}	B-RHR ドライウエル第1 スプレー弁
⑧ ^{b(a)※2}	B-RHR ドライウエル第2 スプレー弁
⑧ ^{b(b)}	B-RHR トーラススプレー弁
⑩ ^a	A-RHR R P V 代替注水弁
⑩ ^b	B-RHR 注水配管洗浄元弁

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
	シングルストレートナ
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

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) (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 ※1	A-RHR ドライウエル第1 スプレー弁
⑧ ^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。

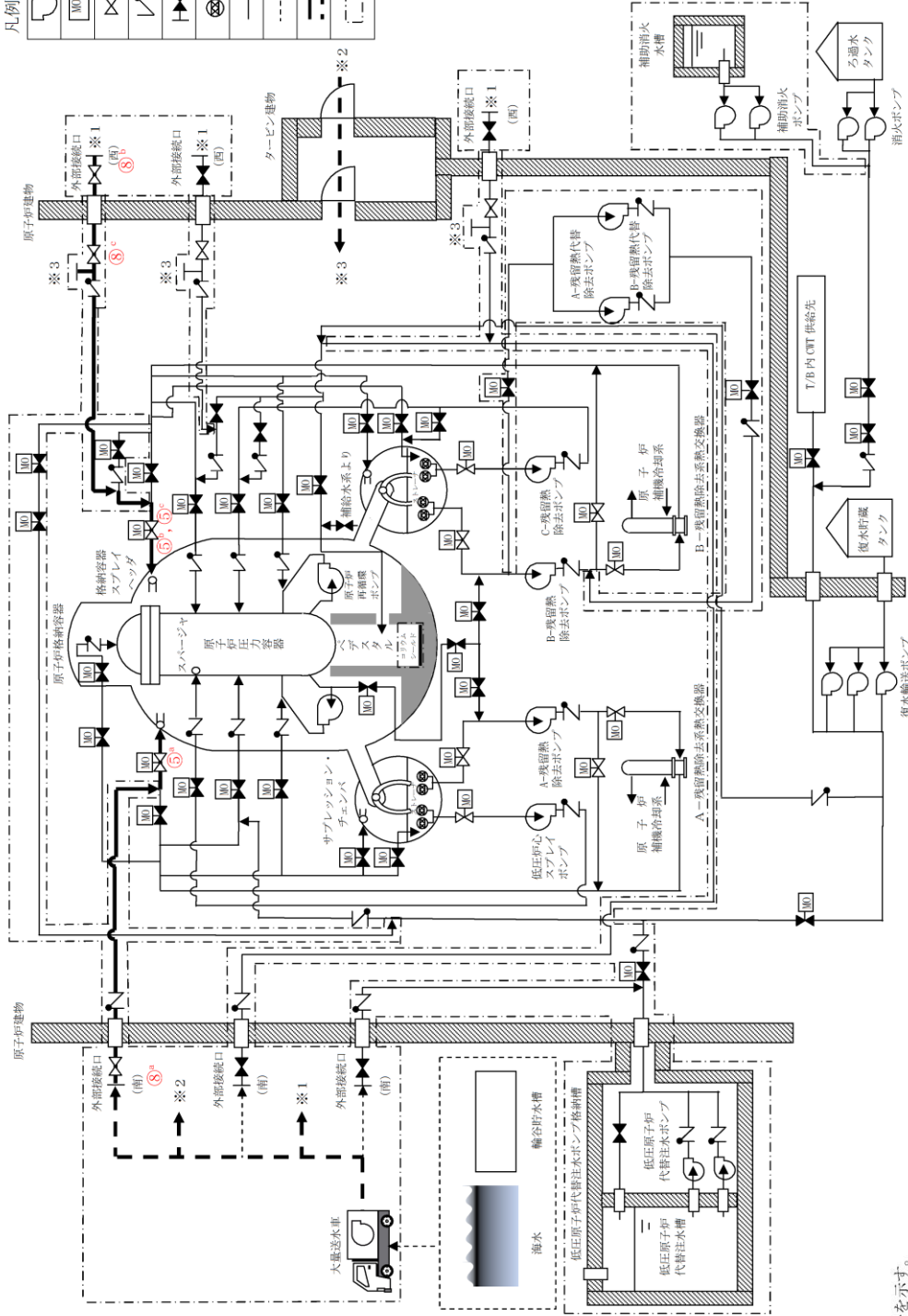
第 1.6 - 13 図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレー 概要図
(消火ポンプを使用した場合) (4 / 4)

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 ▽							
要員(数)	1							
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】	電源確認							
	バイパス流防止操作							

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 ▽							
要員(数)	1							
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】	電源確認							
	バイパス流防止操作							
要員(数)	2							
現場運転員 B, C								

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)

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。

○^{*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 - 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

(交流動力電源が確保されている場合) (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	A-格納容器代替スプレイ元弁
⑧ ^b	B-格納容器代替スプレイ元弁
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
（交流動力電源が確保されている場合）（2 / 2）

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	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 【交流動力電源が確保されている場合】	中央制御室運転員A																※1 ※2
	現場運転員B, C																
	電源確認 系統構成 移動, S A電源切替監視操作 (A系)																

※1：格納容器代替スプレイ系A系の系統構成を示す。また、格納容器代替スプレイ系B系による原子炉格納容器内へのスプレイについては、系統構成完了まで25分以内で可能である。
 ※2：非常用コントロールルームセンタ切替監視が使用可能な場合は、15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
 （交流動力電源が確保されている場合）（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	80	90	100	110	120		130	140	150	160	170	180	190	200	
手順の項目	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(簡)又は格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(固)を使用する場合】																					
要員(数)	2 時間10分																					
緊急時対策要員	緊急時対策所→第4保管エリア移動 ※1																					
	車所健全性確認																					
緊急時対策要員	送水準備(ホース巻取及びヘッド巻取)																					
	送水準備(ヘッド→建物接続口)																					
緊急時対策要員	緊急時対策所→第3保管エリア移動 ※2																					
	車所健全性確認																					
緊急時対策要員	大量送水車配置																					
	送水準備(ホース巻取)																					
																					大量送水車起動、スプレイ開始	

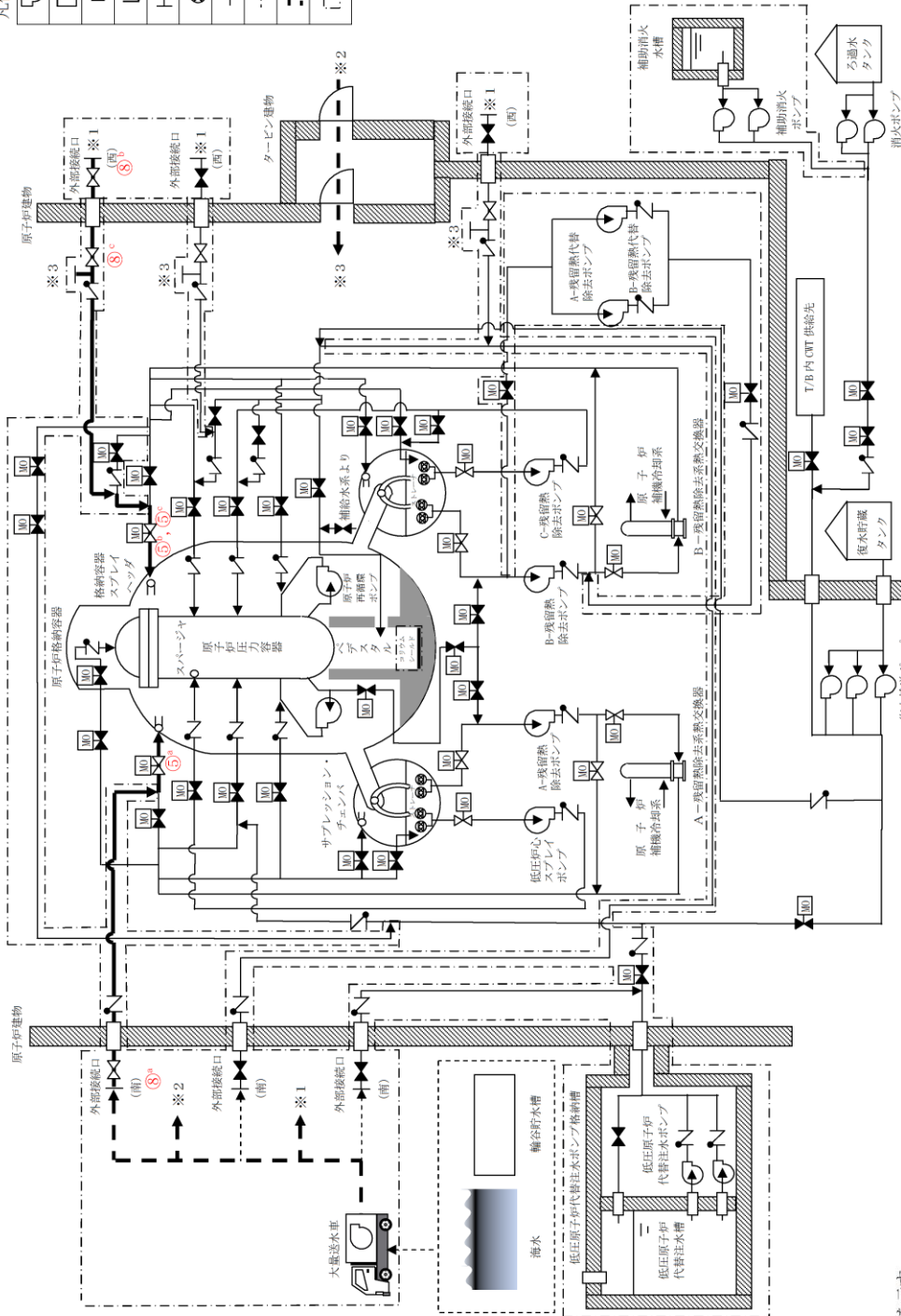
必要な要員と作業項目	経過時間(分)												備考									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130	140	150	160	170	180	190	200	
手順の項目	格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 【格納容器代替スプレイ系(可搬型)接続口(建物内)を使用する場合】																					
要員(数)	3 時間																					
緊急時対策要員	緊急時対策所→第4保管エリア移動※1																					
	車所健全性確認																					
緊急時対策要員	ホース巻き込み、巻取																					
	送水準備(ホース巻取及びヘッド巻取)																					
																					送水準備(ヘッド→室内接続口)	
緊急時対策要員	緊急時対策所→第3保管エリア移動※2																					
	車所健全性確認																					
緊急時対策要員	送水準備(ホース巻取)																					
	大量送水車配置																					
																					大量送水車起動、原子炉注水開始	

※1：第1保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、速やかに対応できる。
 ※2：第2保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、20分以内で可能である。

第 1.6 - 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)
 (大量送水車による送水) 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
	シングルストレート
	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。
 ○^{#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 - 17 図 格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイス（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	A-格納容器代替スプレイ元弁
⑧ ^b	B-格納容器代替スプレイ元弁
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。

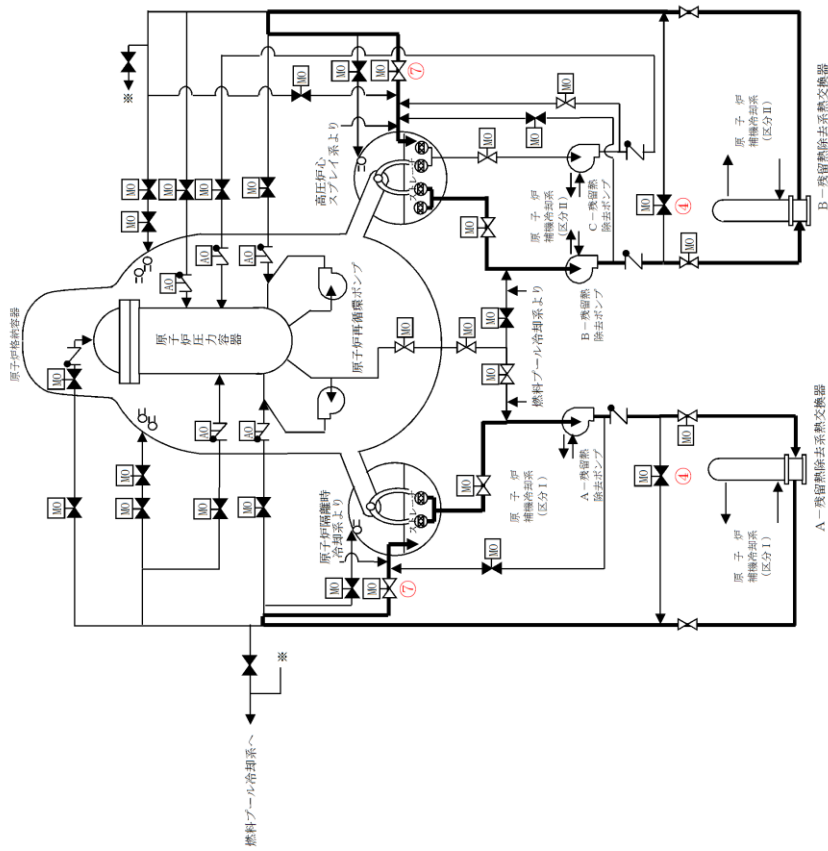
○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第 1.6 - 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)

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	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	電源確認					
	ポンプ起動, 流量調整					
	↑					
要員(数)	1					
中央制御室運転員 A		※1				

※1：残留熱除去系A系電源復旧後によるサブプレッション・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ション・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 - 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



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-RHR熱交バイパス弁/B-RHR熱交バイパス弁
⑦	A-RHRテスト弁/B-RHRテスト弁

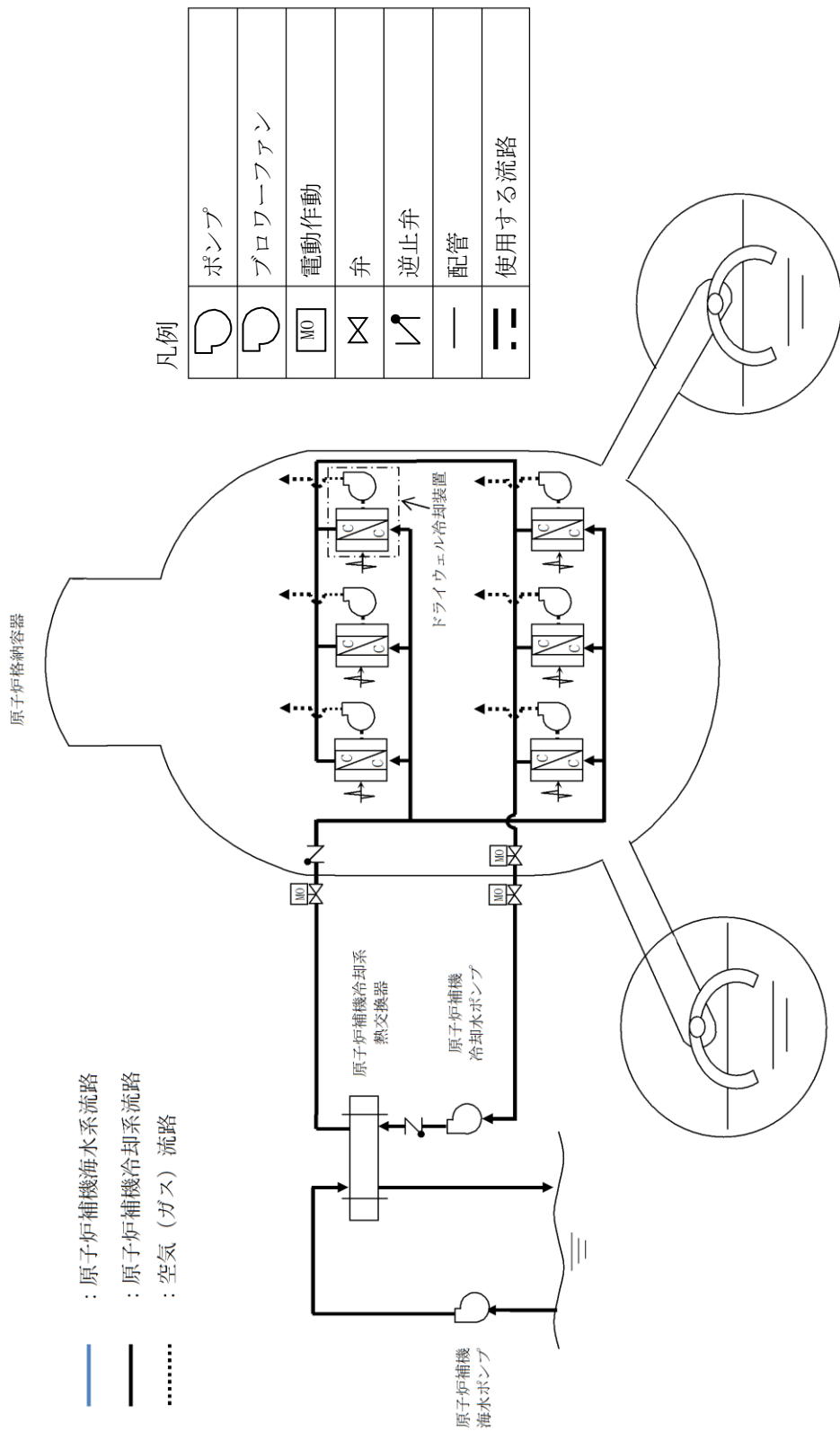
記載例 ○：操作手順番号を示す。

第 1.6 - 21 図 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 概要図

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	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	電源確認					
	ポンプ起動、流量調整	↑				
要員(数)	1	※1				
中央制御室運転員 A						

※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。

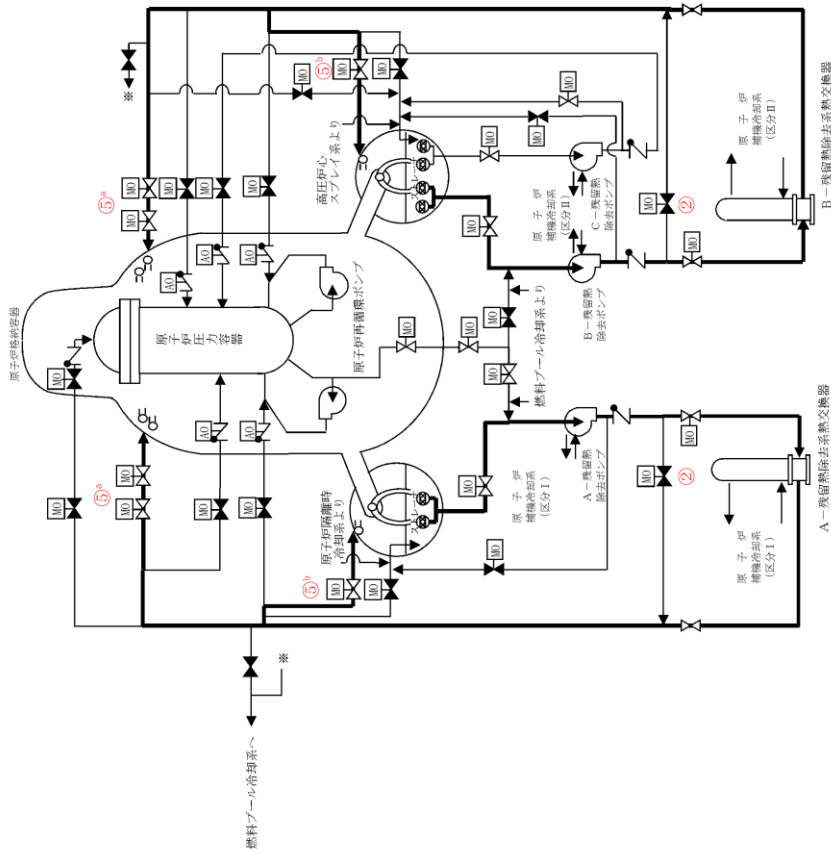
第 1.6 - 22 図 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッジョン・プールの除熱 タイムチャート



第 1.6 - 23 図 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 (ドライウェル冷却系) 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 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)										
	1										
	電源確認										
	中央制御室運転員A 系統構成、冷却機起動 格納容器圧力監視										
2											
現場運転員B, C											
移動、隔離信号除外											

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

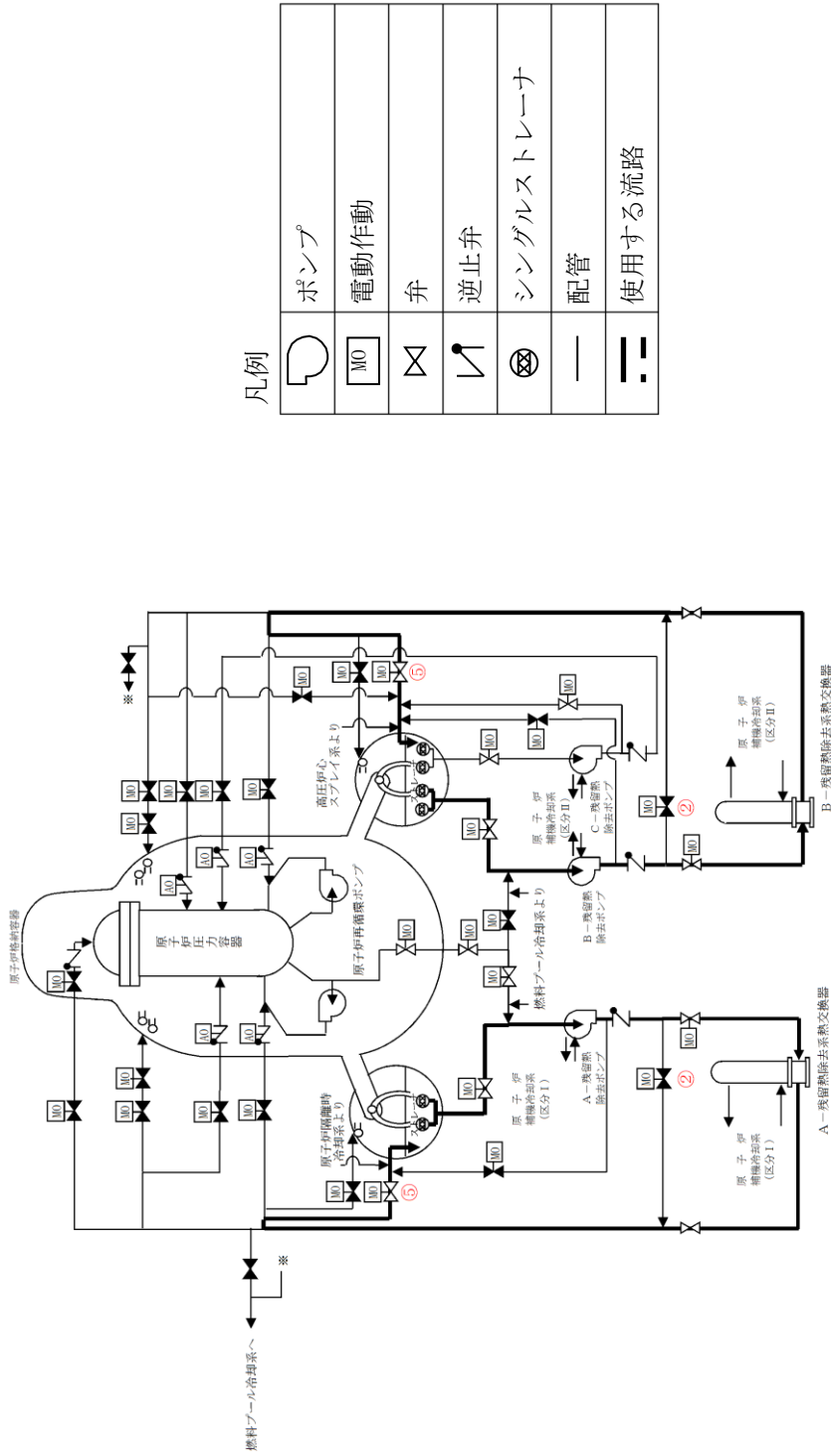
操作手順	弁名称
②	A-RHR熱交バイパス弁/B-RHR熱交バイパス弁
⑤ ^a	A-RHRドライウエル第1スプレイ弁/A-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑤ ^b	A-RHRトローラススプレイ弁/B-RHRトローラススプレイ弁

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

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	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 10分										
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	▽										
	ポンプ起動, 流量調整										
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ション・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ション・プール除熱の除熱については、除熱開始まで10分以内で可能である。

第 1.6 - 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
	シンダグルストレーナ
	配管
	使用する流路

操作手順	弁名称
②	A-RHR熱交バイパス弁/B-RHR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 概要図

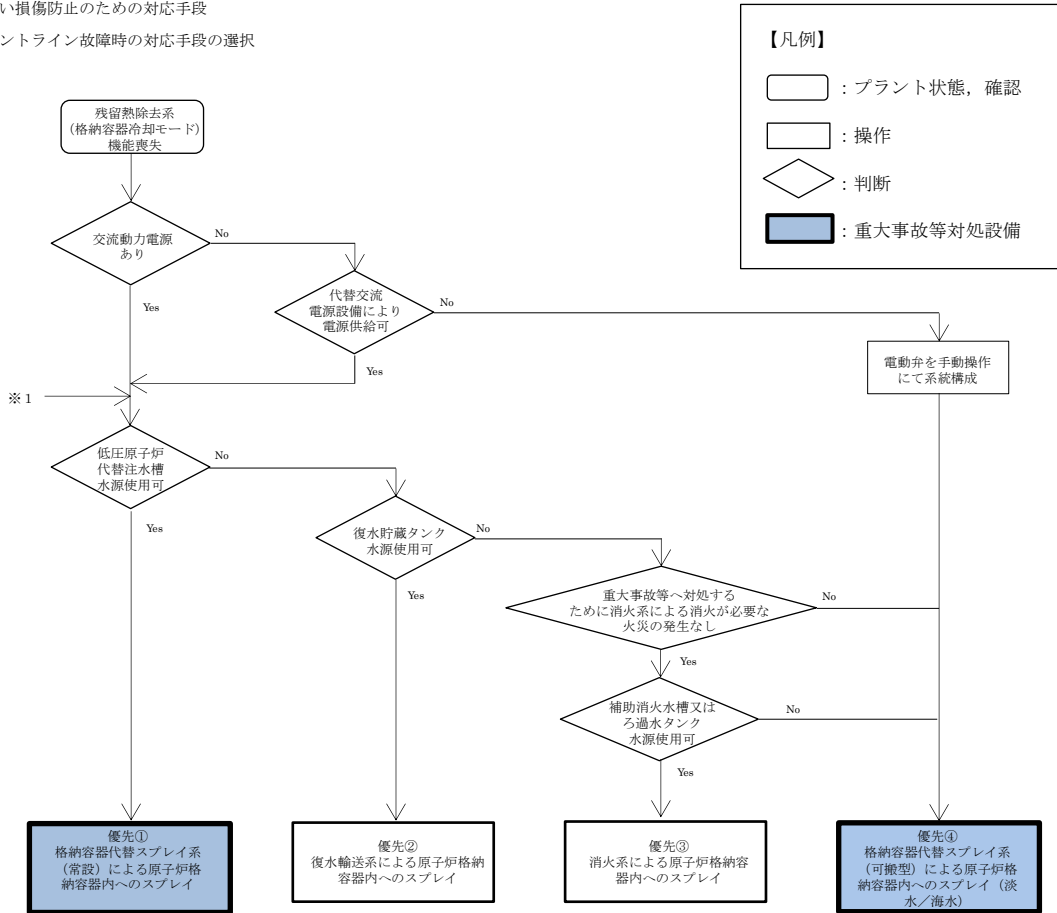
必要な要員と作業項目		経過時間 (分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70					
手順の項目	要員(数)	残留熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) によるサブプレッジョン・プール水除熱 10分											
残留熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) によるサブプレッジョン・プール水除熱	中央制御室運転員 A	1											
													※1

※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・プール除熱の除熱については、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

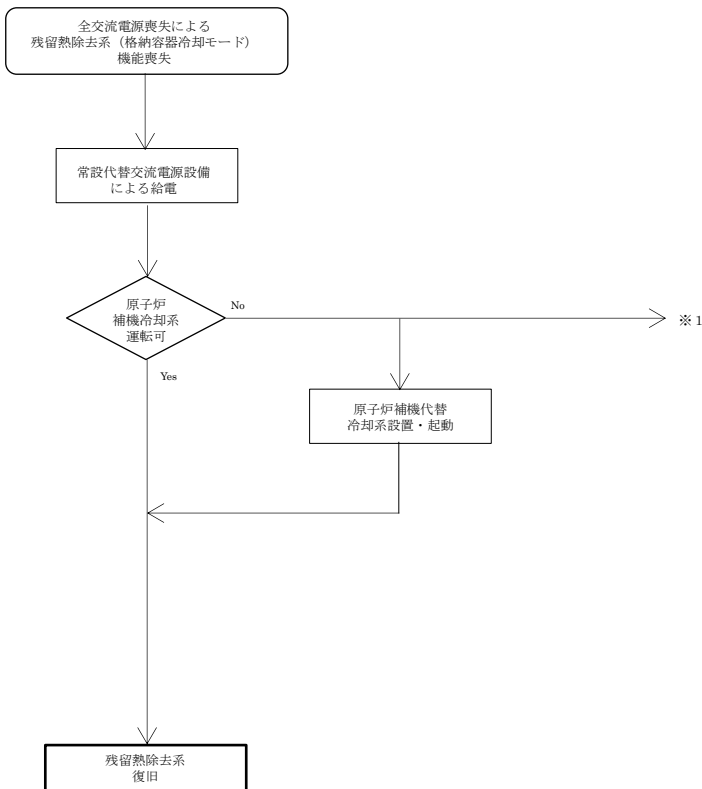
炉心の著しい損傷防止のための対応手段

(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

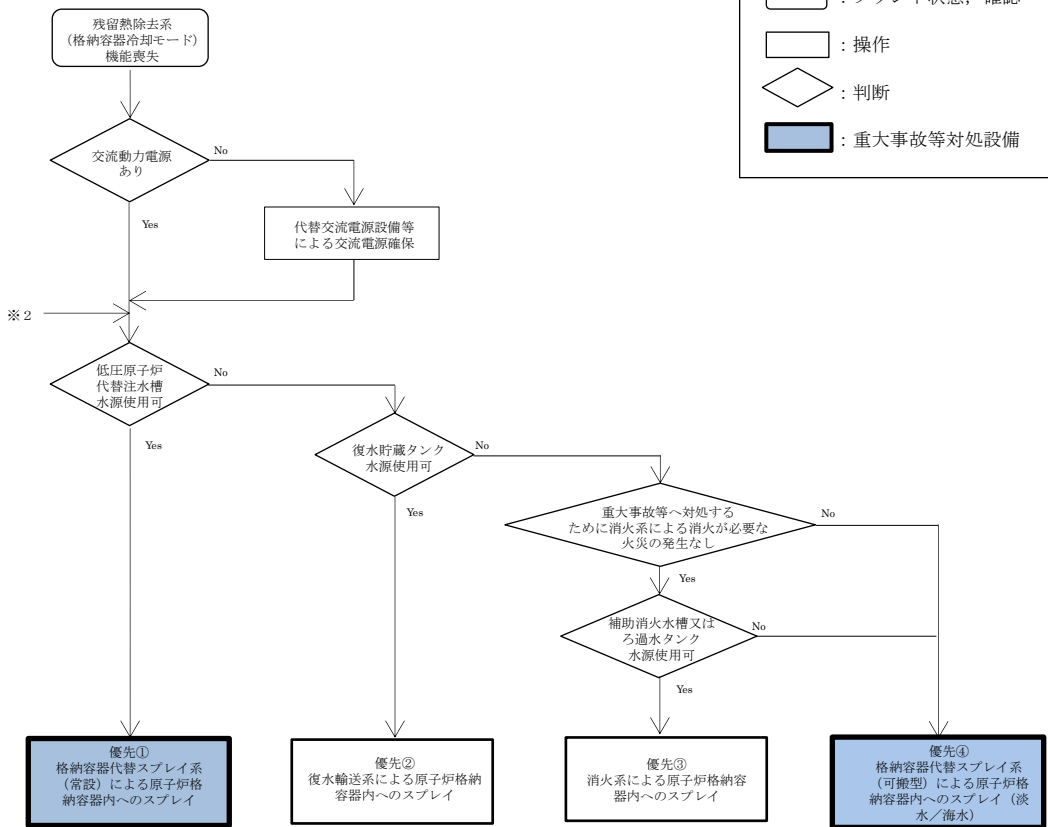
(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.6 - 30 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(1 / 3)

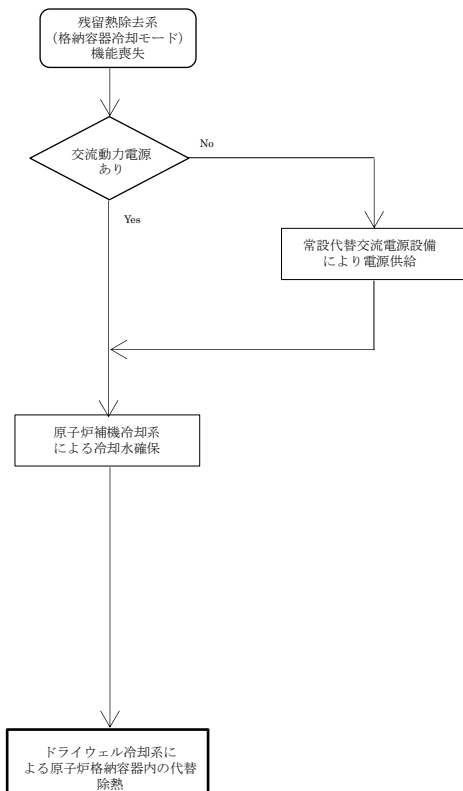
原子炉格納容器破損を防止するための対応手段

(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

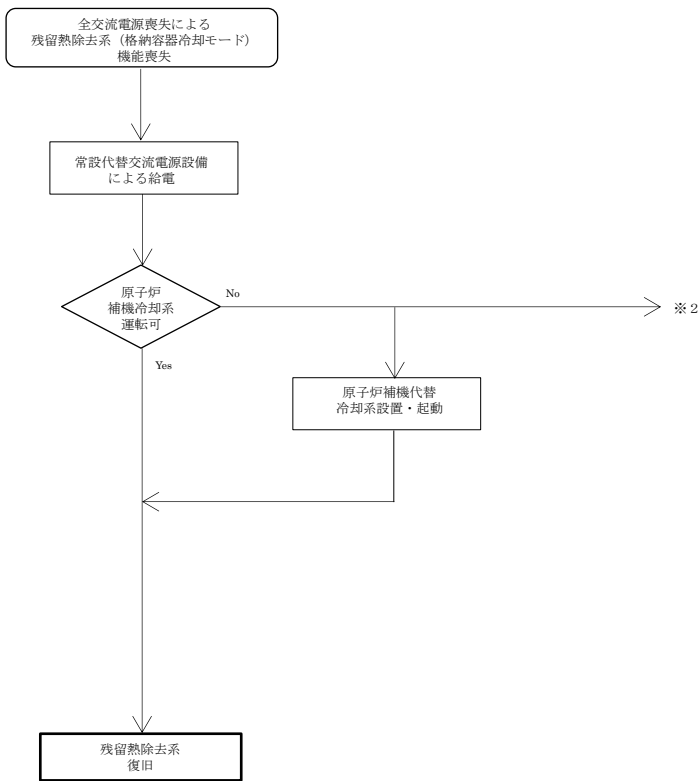
(1) フロントライン故障時の対応手段の選択 (2/2)



第 1.6 - 30 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(2/3)

原子炉格納容器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 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(3 / 3)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(1 / 6)

技術的能力審査基準 (1.6)	番号	設置許可基準規則 (49 条)	技術基準規則 (64 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 ション・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	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却モード) 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	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	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)へのスプレイによる原子炉格納容器内	低圧原子炉代替注水ポンプ	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
	低圧原子炉代替注水槽	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			
	格納容器スプレイ・ヘッド	既設			格納容器スプレイ・ヘッド	常設	残留熱除去系(B)配管使用の場合 30分	残留熱除去系(B)配管使用の場合 3名	
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設			
	非常用交流電源設備	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			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	代替所内電気設備	新設 既設			代替所内電気設備	常設			
	-	-			非常用交流電源設備	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			
	格納容器代替スプレイ系配管・弁	新設			ろ過水タンク	常設			
	残留熱除去系配管・弁	既設			消火系配管・弁	常設			
	格納容器スプレイ・ヘッド	既設			復水輸送系配管・弁	常設	残留熱除去系(B)配管使用の場合 30分	残留熱除去系(B)配管使用の場合 3名	
	原子炉格納容器	既設			残留熱除去系 配管・弁	常設			
	非常用交流電源設備	既設			格納容器スプレイ・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			常設代替交流電源設備	常設			
	代替所内電気設備	新設 既設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	燃料補給設備	新設			代替所内電気設備	常設			
	-	-			非常用交流電源設備	常設	1時間	1名	
	-	-	-	-					
-	-	ドライウエル冷却装置	常設						
-	-	-	-	原子炉補機冷却系	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	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・プールの水冷却モード)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	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)

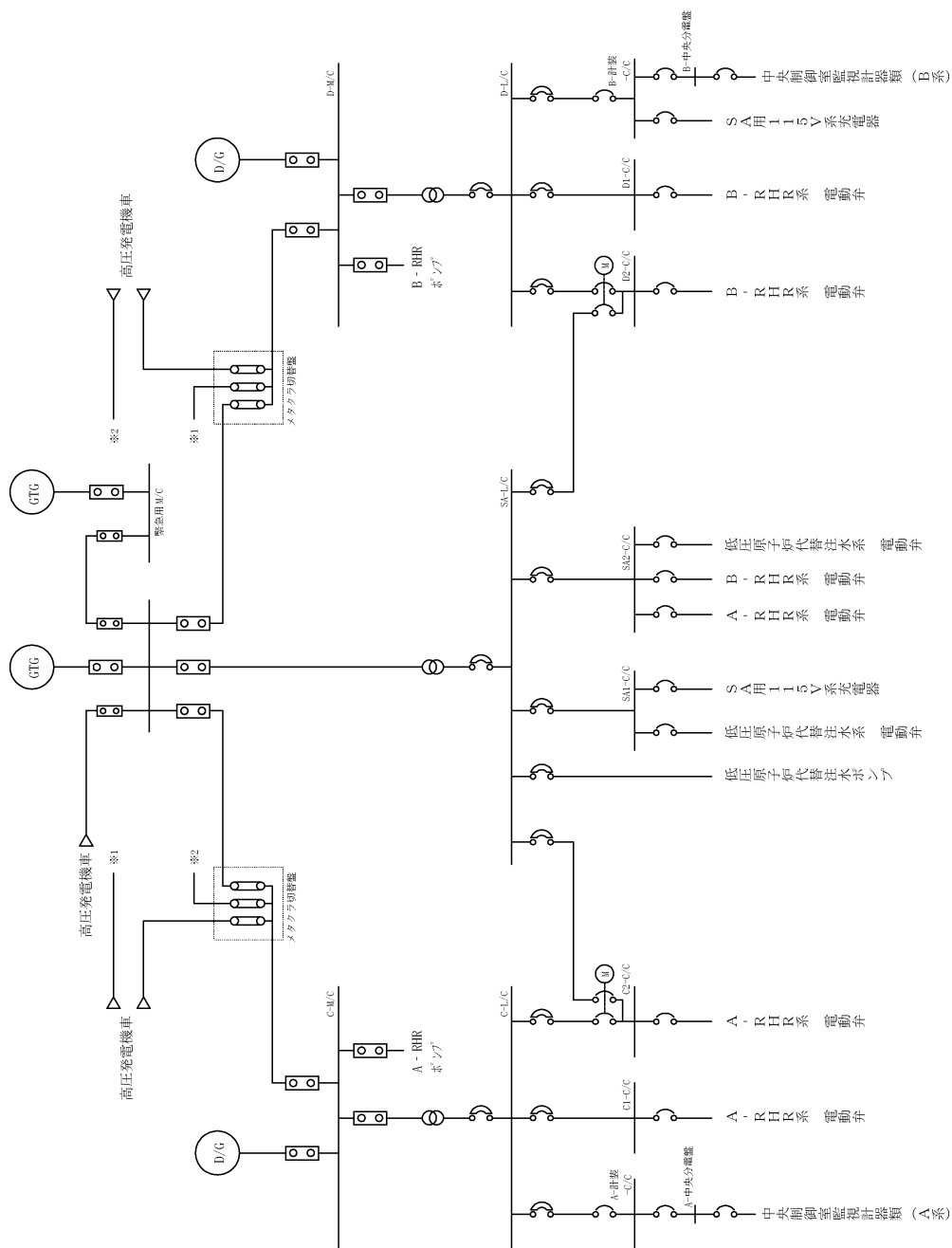
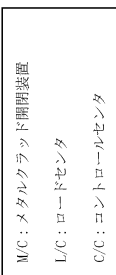
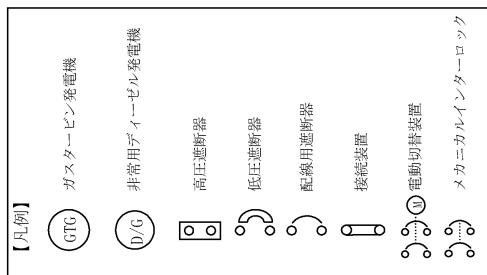
技術的能力審査基準 (1.6)	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>1 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷を防止する手段として、格納容器代替スプレイ系（常設）及び格納容器代替スプレイ系（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)

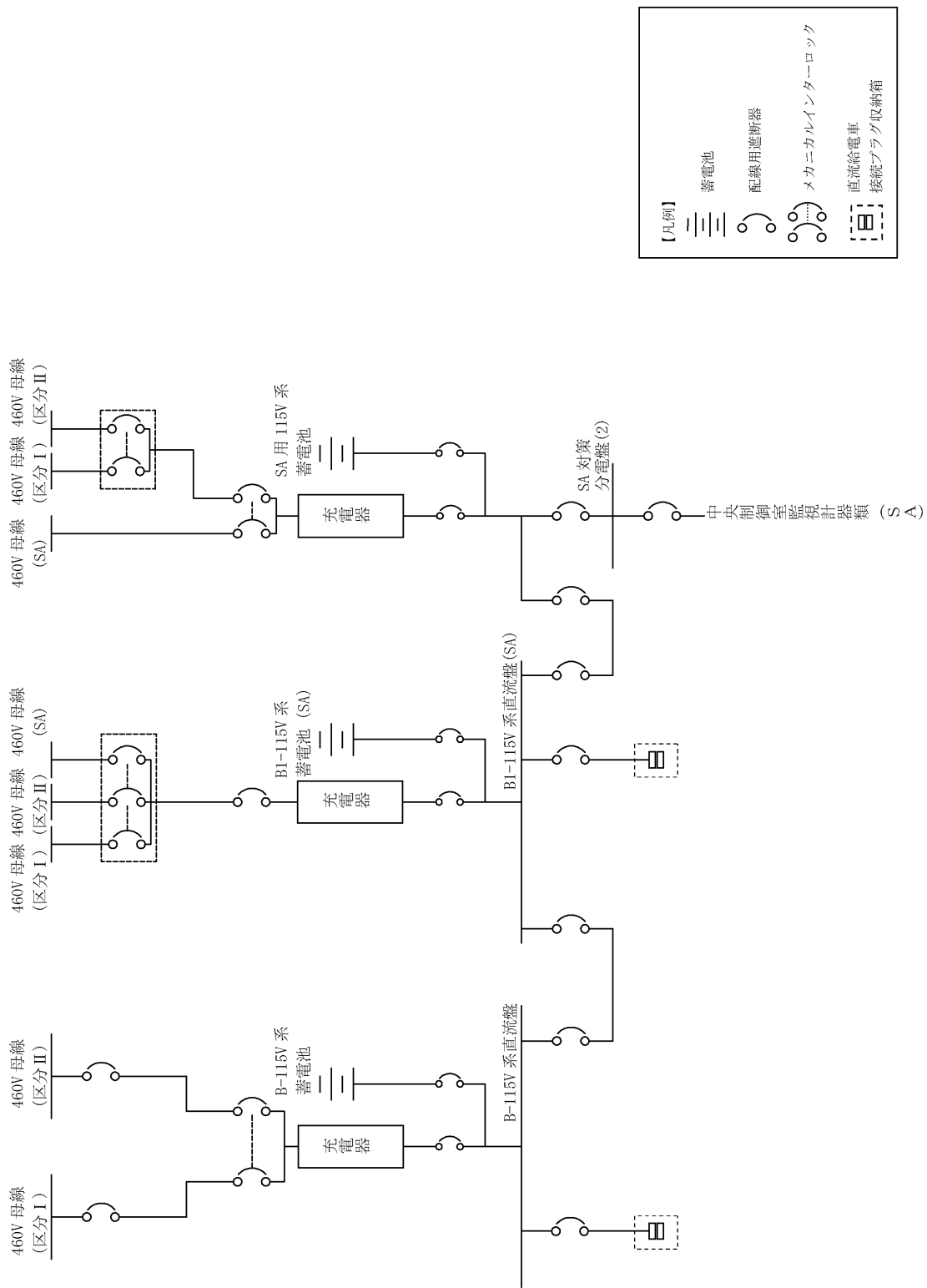
技術的能力審査基準 (1.6)	適合方針
<p>(1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系(格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード)が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷を防止する手段として、格納容器代替スプレイ系(常設)及び格納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、原子炉建物附属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源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、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 地上3階（非管理区域）

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの格納容器代替スプレイ系（常設）として、最長時間を要するSA電源切替盤による電源切り替え操作を実施した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 : 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} : 15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5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）

・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、SA電源切替盤操作：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 地上3階）

- ・ S A電源切替操作：所要時間目安3分（電源切替操作：原子炉建物
付属棟 地上3階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においても，LEDライト（三脚タイプ），LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。
操作性：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b) 現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。
操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

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



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

原子炉棟 地上 2 階（管理区域）

制御室建物 地上 4 階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

復水輸送系による原子炉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～原子炉棟地上 2 階）

・スプレイ操作：所要時間目安 1 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上 2 階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であり、容易に操作可能である。

(b) 現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

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

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



系統構成

3. 消火系による原子炉格納容器内へのスプレー

(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ー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ーする。

b. 作業場所

原子炉棟 地上 2 階（管理区域）

制御室建物 地上 4 階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

消火系による原子炉格納容器内へのスプレーとして、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：所要目安時間 1 分（操作対象 1 弁：中央制御室）
- ポンプ起動，系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安 6 分
 - ・ポンプ起動，系統構成：所要目安時間 6 分（操作対象 2 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～原子炉棟地上 2 階）
 - ・系統構成：所要時間目安 1 分（操作対象 1 弁：原子炉棟地上 2 階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であり、容易に操作可能である。

(b) 現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性：通常の弁操作であり、容易に操作可能である。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、所内通信連絡設備、電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備より、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

【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））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））周辺，原子炉建物附属棟 地上 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）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 33 分）

※1 : 所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員 6 名】（原子炉建物南側接続口周辺作業）

●緊急時対策所～第 4 保管エリア移動：想定時間 25 分，所要時間目安 22 分

・移動：所要時間目安 22 分（移動経路：緊急時対策所～第 4 保管エリア）

●車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

- ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
- 送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：想定時間 1 時間 5 分，所要時間目安 34 分
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 4 保管エリア～原子炉建物西側法面）
 - ・送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側接続口周辺）
- 送水準備（ヘッド～原子炉建物南側接続口）：想定時間 25 分，所要時間目安 21 分
 - ・送水準備：所要時間目安 15 分（ヘッド～原子炉建物南側接続口）
 - ・系統構成：所要時間目安 6 分（操作対象 2 弁：原子炉建物南側接続口周辺）

【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）

- 緊急時対策所～第 3 保管エリア移動：想定時間 25 分，所要時間目安 23 分
 - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第 3 保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 3 保管エリア）
- 大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 3 保管エリア～輪谷貯水槽（西））
 - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西））
- 送水準備（ホース敷設）：想定時間 1 時間，所要時間目安 37 分
 - ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西），原子炉建物西側法面）
 - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西）周辺）
- 大量送水車起動，スプレー開始：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））

(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）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時間以内 (所要時間目安※1 : 2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】(原子炉建物附属棟 地上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 25分, 所要時間目安 22分
 - ・移動 : 所要時間目安 22分 (移動経路 : 緊急時対策所～第4保管エリア)
- 車両健全性確認 : 想定時間 10分, 所要時間目安 10分
 - ・車両健全性確認 : 所要時間目安 10分 (第4保管エリア)
- 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 (ホース敷設及びヘッド接続) : 想定時間 1時間45分, 所要時間目安 1時間30分
 - ・送水準備 (ホース敷設及びヘッド接続) : 所要時間目安 1時間30分 (タービン建物大物搬入口～原子炉建物附属棟地上1階 (非管理区域))
- 送水準備 (ヘッド～屋内接続口) : 想定時間 5分, 所要時間目安 5分
 - ・ヘッド設定, 系統構成 : 所要時間目安 5分 (原子炉建物附属棟地上1階 (非管理区域))

【緊急時対策要員6名】(輪谷貯水槽 (西) 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 25分, 所要時間目安 23分
 - ・移動 : 所要時間目安 23分 (移動経路 : 緊急時対策所～第3保管エリア)
- 車両健全性確認 : 想定時間 10分, 所要時間目安 10分
 - ・車両健全性確認 : 所要時間目安 10分 (第3保管エリア)
- 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))
- 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))
 - ・ハッチ解放, 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、交流動力電源が確保されている場合は原子炉建物附属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源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、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、原子炉棟地下1階及び原子炉棟地上中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、原子炉棟地下1階及び地上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 地上3階（非管理区域）

原子炉棟 地上中1階（管理区域）

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

【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 地上3階（非管理区域）

原子炉棟 地上2階（管理区域）

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

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での中央制御室操作及び現場操作によるSA電源切替盤操作及び系統構成に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間 : 「交流動力電源が確保されている場合」
25 分以内 (所要時間目安^{※2} : 13 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】

「交流動力電源が確保されている場合」

- 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 2 分
 - ・系統構成 : 所要時間目安 2 分 (操作対象 2 弁 : 中央制御室)

「全交流動力電源が喪失している場合」

- 電源確認 : 想定時間 5 分, 所要時間目安 1 分
 - ・電源確認 : 所要時間目安 1 分 (電源確認 : 中央制御室)

【現場運転員】

「交流動力電源が確保されている場合」

- 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 地上 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 地上 3 階)

「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 25 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棟地上中 1 階)
 - ・系統構成 : 所要時間目安 12 分 (操作対象 1 弁 : 原子炉棟地上中 1 階)
 - ・移動 : 所要時間目安 5 分 (移動経路 : 原子炉棟地上中 1 階から原子炉棟地下 1 階)
 - ・系統構成 : 所要時間目安 1 分 (操作対象 1 弁 : 原子炉棟地下 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り、容易に操作可能である。

(b) 現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具(全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服)を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性：電源切り替え操作については、通常を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、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
(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 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの残留熱除去系（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 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの残留熱除去系（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 地上 4 階（非管理区域）（中央制御室）

廃棄物処理建物 地上 1 階（非管理区域）（補助盤室）

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、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

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

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

8. 残留熱除去系（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
(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

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、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 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの残留熱除去系（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 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からの残留熱除去系（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} : 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。

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の対応フローを図1に示す。また，原子炉格納容器の構造図を図2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%高い位置で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、S/C及びペDESTALに流入し、ペDESTAL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の破損及びペDESTALへの溶融炉心落下に備えたペDESTALへの注水を定めており、ペDESTALの水位が2.4m(注水量225m³)に到達していることを確認した後、ペDESTAL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、ペDESTALへの注水を停止する。

溶融炉心落下時のペDESTALの水位は、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としている。しかしながら、仮にペDESTAL水位が2.4mより高い約3.8mの場合であっても、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ペDESTAL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 ペDESTALへの水張り実施の適切性」参照。ペDESTALの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、溶融炉心がペDESTALに落下する前に、ペDESTALにペDESTAL開口部下端位置までの高さ(約3.8m)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、仮にペDESTAL注水を入れすぎたとしても開口部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、ペDESTALの内側鋼板の最大応力は14MPaであり、ペDESTAL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。ペDESTAL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、ペDESTAL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、ペDESTALに直接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ペDESTAL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、確実にペDESTAL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ペDESTAL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、ペDESTAL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 : ペDESTAL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スプレイを実施することでペDESTALへ冷却材が流入するため、ペDESTALの熔融炉心の冷却にも期待できる。

ペDESTALへの注水については、R P V破損前の注水によりペDESTAL内には約 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床面からペDESTAL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ペDESTAL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、ペDESTAL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するとともに、ペDESTAL水位計を監視し、水位を維持することによりペDESTAL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。

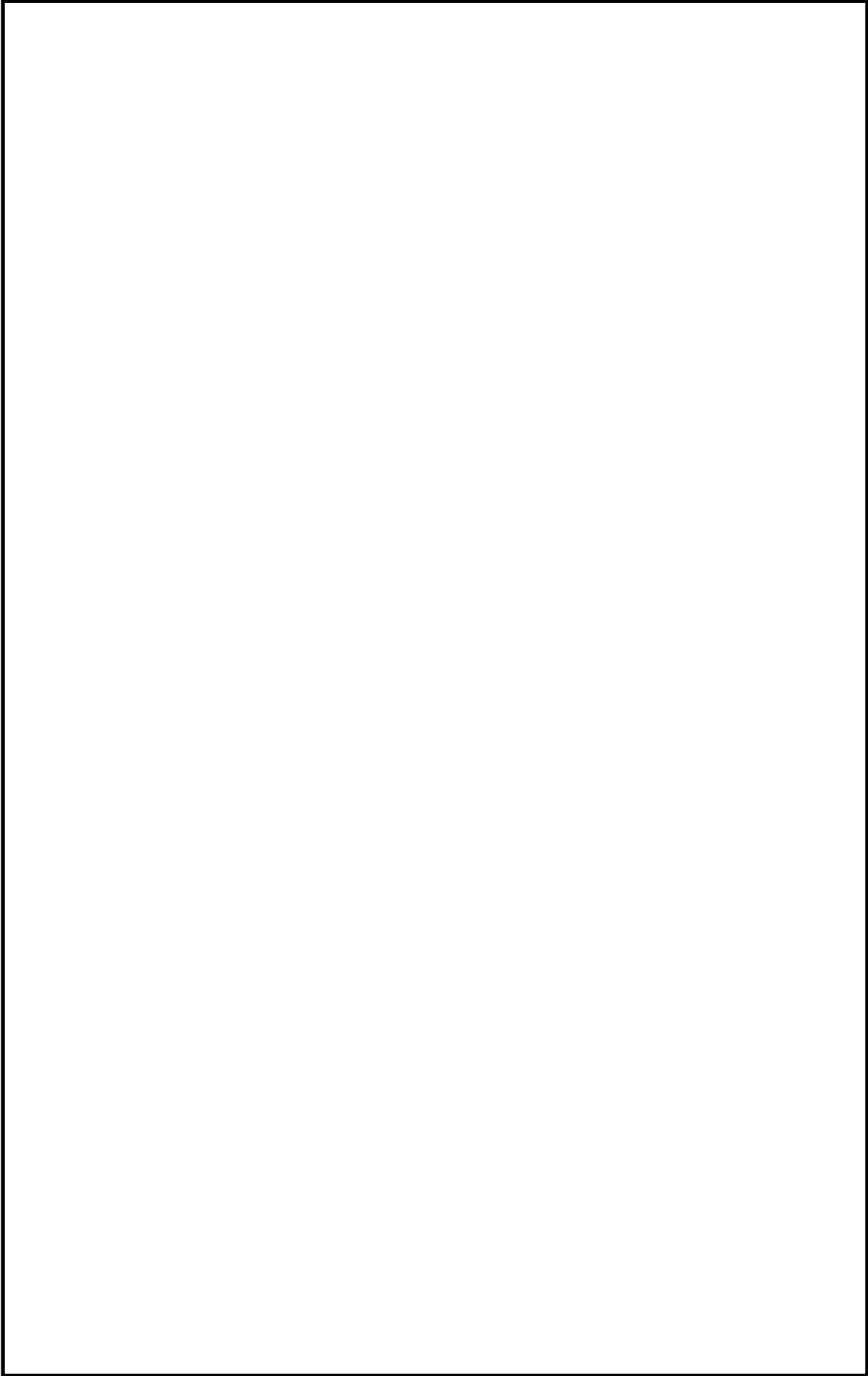
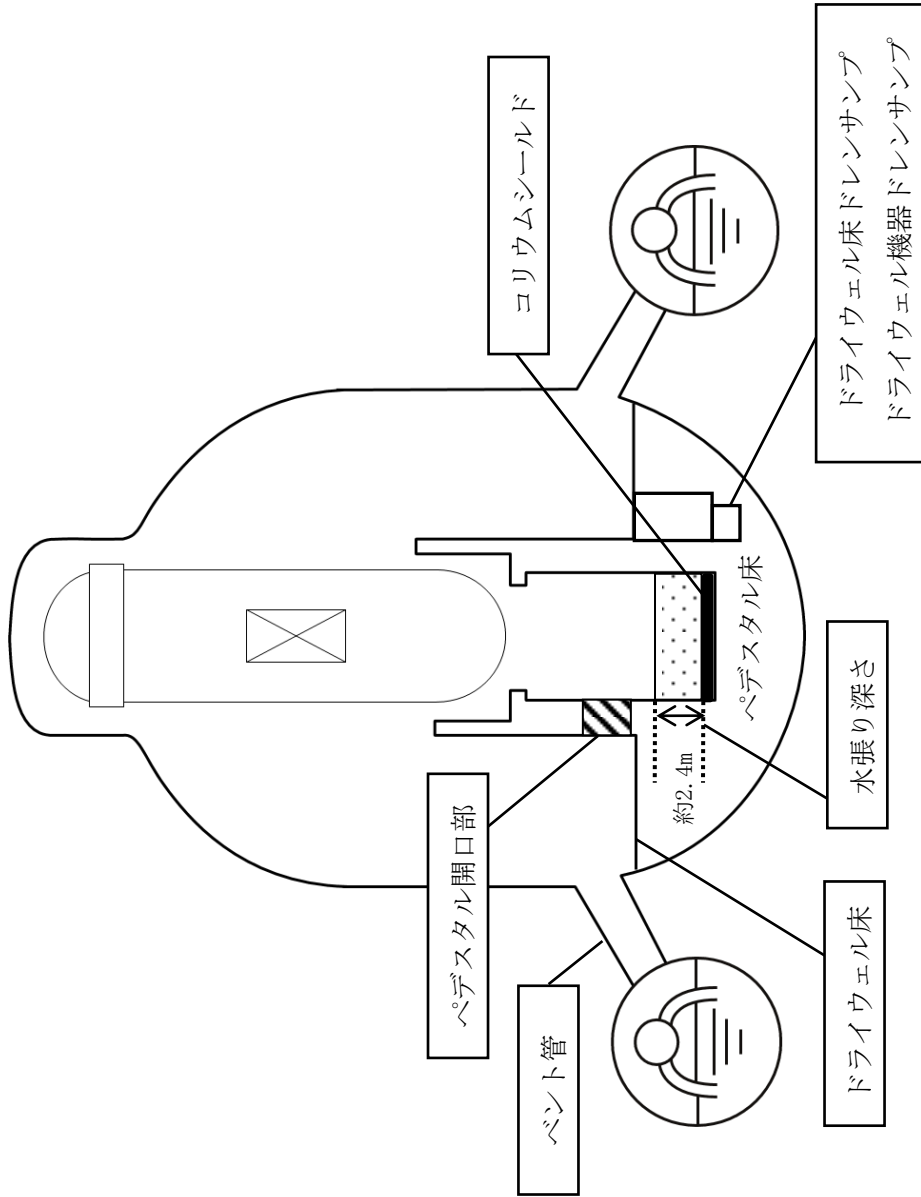


図1 SOPの対応フロー (全体)

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。

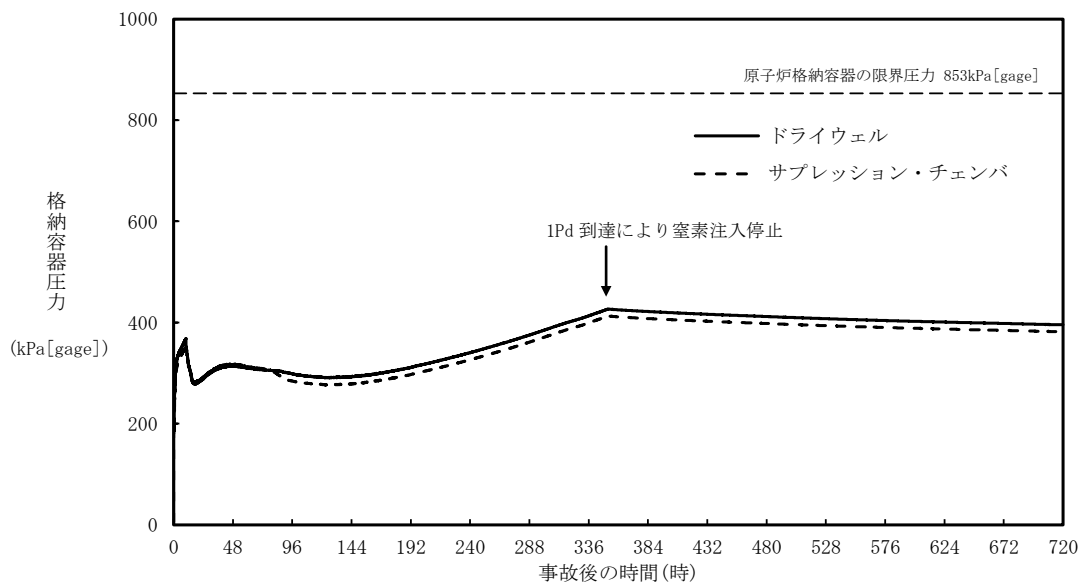
ここでは、200℃、2Pdを適用可能な7日間（168時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。

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）

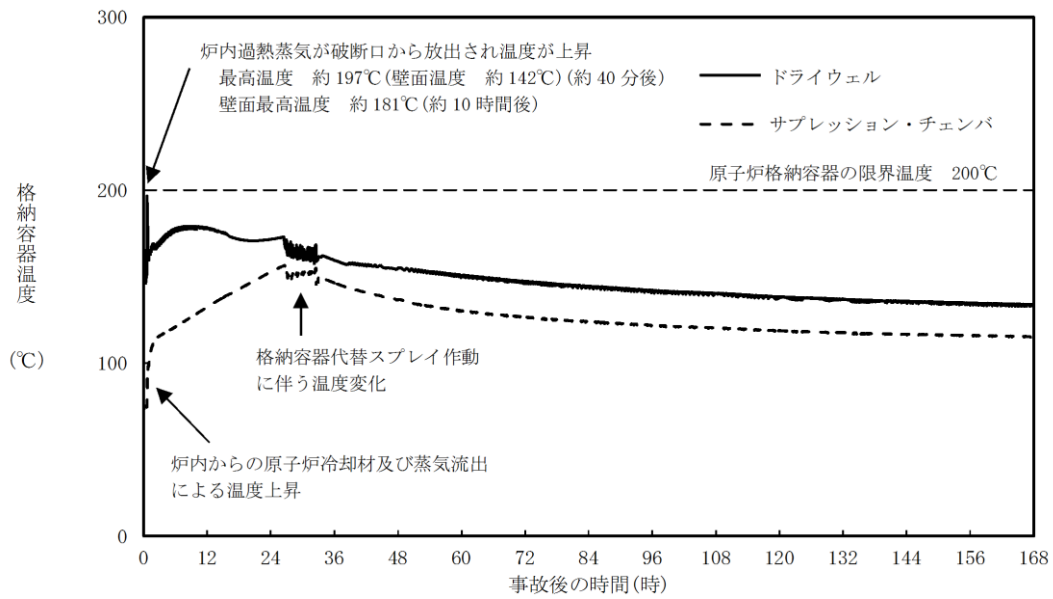
7日間（168時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第1表で示すとおり、7日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で427kPa[gage]となる。代表的に、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（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182℃であるが、7日間以降は150℃を下回る。

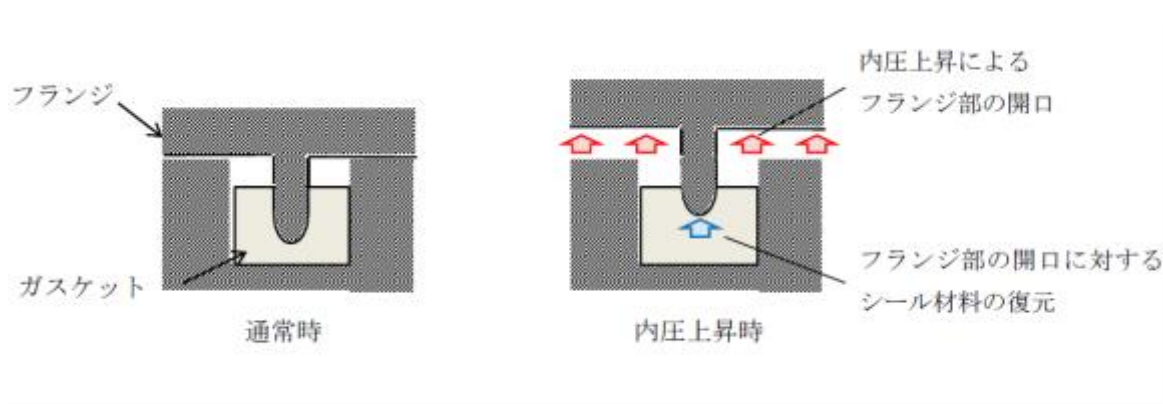
※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



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。

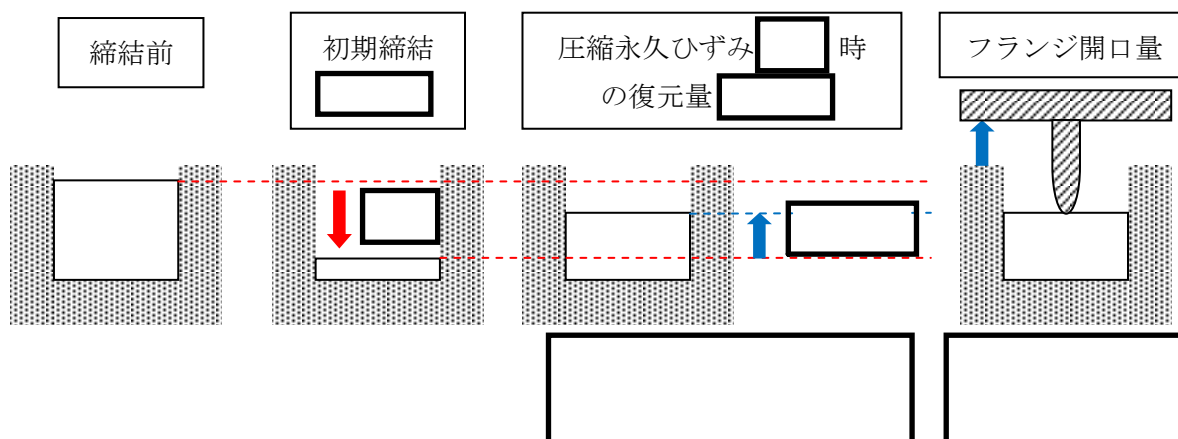
第3表 改良EPDM製シール材の基礎特性データの経時変化

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。

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。

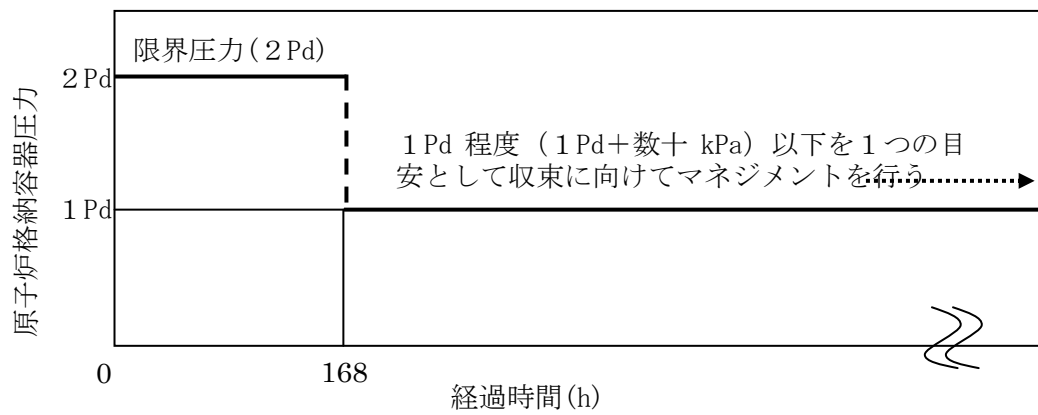
よって、当社としては、限界温度・圧力（200℃・2Pd）が7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

<168時間以降の考え方>

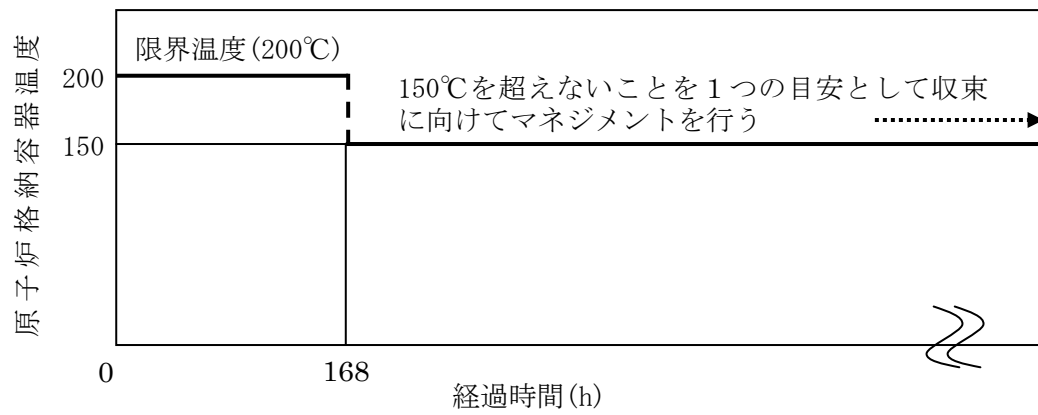
前述の結果を踏まえ、168時間以降については、原子炉格納容器温度・圧力は低下していること、及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから、最初の168時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで、長期的な格納容器閉じ込め機能は維持されると考えている。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ、長期的なプラントマネジメントの目安として、168時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が150℃を超えない範囲で、また、原子炉格納容器圧力については1Pd程度（1Pd+数十kPa^{*}）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

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

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		手順	操作手順記載内容	解釈
	(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	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・プール水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) フロントライイン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ	(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 MPa以上 復水輸送ポンプ吐出圧力が MPa 以上 消火ポンプ吐出圧力が 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サプレッション・プールの除熱	残留熱除去系系統流量指示値が m ³ /h 程度まで上昇
		(1) フロントライ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格納容器除熱	2-971A 盤 原子炉補機冷却系の系統流量指示値が m ³ /h 程度まで上昇 2-929-1 盤
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			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 原子炉棟地上2階東側PCVベネトレーション室 (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 原子炉棟地上2階東側PCVベネトレーション室 (管理区域)
MW222-16A	A-RHR トーラススプレイ弁	中央制御室 原子炉棟地下1階トーラス室 (管理区域)
MW2B2-4	FLSR 注水隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上1階東側通路 (管理区域)
MW271-197	CWTT/B 供給遮断弁	中央制御室 タービン建物地上1階給水加熱器室 (管理区域)
MW222-81	A-RHR RPV代替注水弁	中央制御室 原子炉棟地上中1階東側PCVベネトレーション室 (管理区域)
MW273-300	CWTT系・消火系連絡止め弁 (消火系)	中央制御室 タービン建物地上1階給水加熱器室 (管理区域)
MW271-10	CWTT系・消火系連絡止め弁	中央制御室 タービン建物地上1階給水加熱器室 (管理区域)
MW222-4B	B-RHR ドライウエル第2 スプレイ弁	中央制御室 原子炉棟地上中1階西側PCVベネトレーション室 (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 原子炉棟地上中1階西側PCVベネトレーション室 (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	原子炉棟地上2階西側PCVベネトレーション室 (管理区域)
V2B5-1A	A-格納容器代替スプレイ元弁	原子炉建物南壁
V2B5-1B	B-格納容器代替スプレイ元弁	原子炉建物西壁
MW222-2A	A-RHR 熱交バイパス弁	中央制御室
MW222-2B	B-RHR 熱交バイパス弁	中央制御室 原子炉棟地上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
MW222-15B	B-RHR テスト弁	中央制御室 原子炉棟地上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 原子炉建物付属棟地上2階RCWバルブ室 (非管理区域)
V2B5-2B	ACSS B-注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟地上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
 - ・原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順
 - <リンク先>1.5.2.2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
 - 1.5.2.3(1)原子炉補機冷却系による除熱

 - ・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等
 - <リンク先>1.14.2.1(1)代替交流電源設備による給電
 - 1.14.2.5(1)ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給

2. 1.6.2.1(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
 - ・原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順
 - <リンク先>1.5.2.2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
 - 1.5.2.3(1)原子炉補機冷却系による除熱

 - ・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等
 - <リンク先>1.14.2.1(1)代替交流電源設備による給電
 - 1.14.2.5(1)ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給

3. 1.6.2.2(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
 - ・原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順
 - <リンク先>1.5.2.2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
 - 1.5.2.3(1)原子炉補機冷却系による除熱

 - ・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等
 - <リンク先>1.14.2.1(1)代替交流電源設備による給電
 - 1.14.2.5(1)ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給

5. 1.6.2.2(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

- ・原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順
<リンク先>1. 5. 2. 2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
1. 5. 2. 3(1)原子炉補機冷却系による除熱

- ・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等
<リンク先>1. 14. 2. 1(1)代替交流電源設備による給電
1. 14. 2. 5(1)ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給

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)原子炉補機冷却系による除熱
- ・低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽（西）への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順
<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ディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給

1.14.2.5(2) タンクローリから各機器等への給油

1.14.2.6(1) 非常用交流電源設備による給電

- ・ 操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順
- <リンク先>1.15.2.1 監視機能喪失
- 1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

< 目 次 >

1.7.1 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. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備
 - (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) 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
 - (c) サプレッション・プール水 pH制御
 - (d) ドライウエル pH制御
 - (e) 重大事故等対処設備と自主対策設備
 - b. 手順等

1.7.2 重大事故等時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順

- (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順
 - 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. 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
 - c. サプレッション・プール水 pH制御
 - d. ドライウエル pH制御
 - e. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
- (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順
 - 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

1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

1.7.2.3 重大事故等時の対応手段の選択

- 添付資料1.7.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料1.7.2 自主対策設備仕様
- 添付資料1.7.3 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料1.7.4 重大事故対策の成立性
 - 1. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
 - (1) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
 - (2) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）
 - (3) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）
 - (4) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）
 - (5) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ
 - (6) フィルタベント計装（第1ベントフィルタ出口水素濃度）
 - (7) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整
 - 2. 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
 - 3. サプレッション・プール水pH制御
 - 4. ドライウェルpH制御
 - 5. 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
- 添付資料 1.7.5 残留熱代替除去系の長期運転及び不具合等を想定した対策について
- 添付資料 1.7.6 格納容器ベント操作について
- 添付資料 1.7.7 ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について
- 添付資料 1.7.8 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 1.7.9 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1.7.10 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1.7.11 手順のリンク先について
- 添付資料1.7.12 フォルトツリー解析の実施の考え方について

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、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 「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」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) 原子炉格納容器の過圧破損の防止

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、格納容器代替循環冷却系、格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットにより、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。

b) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施されるものであること。

(2) 悪影響防止

a) 格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する手順等を整備すること。

(3) 現場操作等

a) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。

b) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策がなされていること。

c) 隔離弁の駆動源が喪失した場合においても、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を操作できるよう、必要な資機材を近傍に配備する等の措置を講じること。

(4) 放射線防護

a) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。

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を低下させ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。

1.7.1 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内へ流出した高温の冷却材及び溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気により、原子炉格納容器内の圧力及び温度が上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至るおそれがある。

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を低下させるための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

なお、設備の選定にあたっては、様々な条件下での事故対処を想定し、全交流動力電源の喪失を考慮する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{*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五十条及び技術基準規則第六十五条（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

全交流動力電源が喪失した場合に使用可能な対応手段と設備を選定する。ただし、全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源設備により給電する。

審査基準及び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、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1.7-1表に整理する。

a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備

(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 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

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、格納容器フィルタベント系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。

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。

- ・第1ベントフィルタスクラバ容器

- ・第1ベントフィルタ銀ゼオライト容器
- ・遠隔手動弁操作機構
- ・圧力開放板
- ・可搬式窒素供給装置
- ・ホース・接続口
- ・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）
- ・格納容器フィルタベント系配管・弁
- ・窒素ガス制御系配管・弁
- ・非常用ガス処理系配管・弁
- ・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
- ・ドレン移送ポンプ
- ・薬品注入タンク
- ・大量送水車
- ・輪谷貯水槽（西）

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。）

なお，大量送水車による第1ベントフィルタスクラバ容器への水の補給は，輪谷貯水槽（西）の淡水を利用する。

ii 現場操作

格納容器フィルタベント系の隔離弁（電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合，隔離弁を遠隔で手動操作することで原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる手段がある。放射線防護対策として，隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは原子炉建物附属棟とする。

格納容器フィルタベント系の現場操作で使用する設備は以下のとおり。

- ・遠隔手動弁操作機構

iii 不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換

排気中に含まれる可燃性ガスによる爆発を防ぐため，格納容器フィルタベント系の系統内を不活性ガス（窒素ガス）で置換する手段がある。

不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換で使用する設備は以下の

とおり。

- ・可搬式窒素供給装置
- ・ホース・接続口

iv 原子炉格納容器負圧破損の防止

格納容器フィルタベント系の使用後に格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器の負圧破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力を監視し、規定の圧力に到達した時点で格納容器スプレイを停止する手順を定めている。格納容器スプレイについては、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整理する。

また、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手段がある。

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器の負圧破損の防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬式窒素供給装置
- ・ホース・接続口
- ・窒素ガス代替注入系配管・弁

(b) 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

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、残留熱代替除去系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。

なお、残留熱代替除去系運転後長期における系統廻りの線量低減対策として、大量送水車を使用した外部注水により系統水を入れ替えることでフラッシングが可能である。

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
- ・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
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・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
- ・輪谷貯水槽（西）
- ・大量送水車

(c) サプレッション・プール水 pH制御

格納容器フィルタベント系を使用する際、サプレッション・プール水 pH制御系による薬液注入により原子炉格納容器内が酸性化することを防止し、サプレッション・チェンバのプール水中によう素を保持することで、よう素の放出量を低減する手段がある。

サプレッション・プール水 pH制御系による薬液注入で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系配管
- ・サプレッション・チェンバスプレイヘッド
- ・サプレッション・プール水 pH制御系

(d) ドライウエル pH制御

格納容器フィルタベント系を使用する際、pH制御されたサプレッション・プール水を残留熱除去系及び残留熱代替除去系により原子炉格納容器内にスプレイすることにより原子炉格納容器内雰囲気酸性化することを防止でき、よう素の放出量を低減する手段がある。

ドライウエル pH制御で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱代替除去ポンプ
- ・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
- ・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

(e) 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、第1ベントフィルタスクラバ容器、第1ベントフィルタ銀ゼオライト容器、遠隔手動弁操作機構、圧力開放板、可搬式窒素供給装置、ホース・接続口、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）、格納容器フィルタベント系配管・弁、窒素ガス制御系配管・弁、非常用ガス処理系配管・弁、常設代替交流電源設

備，可搬型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。

輪谷貯水槽（西）は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】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。

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。

不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換で使用する設備のうち，可搬式窒素供給装置及びホース・接続口は重大事故等対処設備として位置付ける。

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のうち，残留熱代替除去ポンプ，原子炉補機代替冷却系，大量送水車，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，残留熱除去系熱交換器，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。

輪谷貯水槽（西）は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】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1.7.1）

以上の重大事故等対処設備により，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。

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

- ・サプレッション・プール水 pH制御で使用する設備

重大事故等対処設備である第1ベントフィルタ銀ゼオライト容器により中央制御室の被ばく低減効果が一定程度得られており，残留熱除去系の配管を通してサプレッション・チェンバに薬液を注入することで原子炉格納容器外に放出されるよう素の放出量を低減する手段は更なるよう素低減対策として有効である。

- ・ドライウエル pH制御で使用する設備

重大事故等対処設備である第1ベントフィルタ銀ゼオライト容器により中央制御室の被ばく低減効果が一定程度得られており，残留熱代替除去系の配管を通してドライウエル内に薬液を注入すること

で原子炉格納容器外に放出されるよう素の放出量を低減する手段は更なるよう素低減対策として有効である。

- 可搬式窒素供給装置

有効性評価における原子炉格納容器内の圧力評価により、事故発生後7日間は窒素ガスを供給しなくても原子炉格納容器が負圧破損に至る可能性はない。

その後の安定状態において、サプレッション・プール水の温度が低下し、原子炉格納容器内で発生する水蒸気が減少した場合においても、本設備を用いて原子炉格納容器へ窒素ガスを供給することで原子炉格納容器内の負圧化を回避できることから、原子炉格納容器の負圧破損防止対策として有効である。

- 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、スクラビング水位が上限水位または下限水位に到達するおそれがある場合においても、排水設備または補給設備を用いてスクラビング水を排水または補給することで、スクラビング水位を維持できることから、放射性物質の低減対策として有効である。

(添付資料1.7.2)

b. 手順等

上記「a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のため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（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）、AM設備別操作要領書及び原子力災害対策手順書（以下「EHP」という。）に定める（第1.7-1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1.7-2表、第1.7-3表）。

(添付資料1.7.3)

1.7.2 重大事故等時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順

(1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順

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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系の機能が喪失した場合、及び残留熱代替除去系の運転が期待できない場合は、サブプレッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため、サブプレッション・プール水位が上昇するが、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+約1.3mに到達した場合は、このスプレイを停止するため、原子炉格納容器内の圧力を853kPa[gage]以下に抑制できる見込みがなくなることから、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を実施することで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内でジルコニウム-水反応により発生した水素ガスが原子炉棟に漏えいする可能性があることから、原子炉棟4階（燃料取替階）天井付近の水素濃度、非常用ガス処理系吸込配管付近の水素濃度及び原子炉棟4階（燃料取替階）以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素処理装置の出入口温度の監視を行い、原子炉棟内において異常な水素ガスの漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素ガスを排出することで、原子炉棟への水素ガスの漏えいを防止する。

なお、格納容器フィルタベント系を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減させるため、運転員は中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

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、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及び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を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁は、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}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640kPa[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による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-1図に、概要図を第1.7-5図に、タイムチャートを第1.7-6図及び第1.7-7図に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑫以外は同様)]

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、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、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合
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NGC非常用ガス処理入口隔離弁、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁及びNGC N2トーラス出口隔離弁若しくはNGC N2ドライウェル出口隔離弁の電源切り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が使用不可な場合
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NGC非常用ガス処理入口隔離弁、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁及びNGC N2トーラス出口隔離弁若しくはNGC N2ドライウェル出口隔離弁の電源切り替え操作を実施する。
- 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中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉、及びSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全開を確認後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を全開し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直長に報告する。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直長に報告する。
- ⑧当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑨当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位、並びに原子炉建物内の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、緊急時対策本部に報告する。
- ⑩当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。
- ⑪当直長は、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。
 - ・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。
 - ・原子炉棟の水素濃度指示値が2.5vol%に到達した場合。
- ⑫^aW/Wベントの場合
中央制御室運転員Aは、NGC N2トラス出口隔離弁の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。
- ⑫^bD/Wベントの場合
中央制御室運転員Aは、NGC N2ドライウェル出口隔離弁の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。

- ⑬中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを、格納容器内圧力指示値の低下又は原子炉建物水素濃度指示値が安定若しくは低下、並びに第1ベントフィルタスクラバ容器圧力及びスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに、第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、当直長に報告する。また、当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。
- ⑭中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直長に報告する。また、当直長は、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。
- ⑮当直長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁を全閉し、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。
- ⑯中央制御室運転員Aは、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁の全閉操作を実施し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。
- ⑰当直長は、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。
- ⑱中央制御室運転員Aは、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

iii 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

- ・中央制御室からのNGC 非常用ガス処理入口隔離弁操作の場合
中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、

45 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NGC N2 トーラス出口隔離弁操作の場合
中央制御室運転員 1 名にて作業した場合、10 分以内で可能である。
- ・中央制御室からのNGC N2 ドライウェル出口隔離弁操作の場合
中央制御室運転員 1 名にて作業した場合、10 分以内で可能である。

【W/Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁操作を中央制御室及び現場にて実施した場合、45 分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2 トーラス出口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10 分以内で可能である。

【D/Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁操作を中央制御室及び現場にて実施した場合、45 分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2 ドライウェル出口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10 分以内で可能である。

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1.7.4-1(1), 添付資料1.7.7)

(b) 第1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)

第1 ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、輪谷貯水槽 (西) を水源とした大量送水車により第1 ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。

i 手順着手の判断基準

第1 ベントフィルタスクラバ容器水位の水位低警報が発報した場合。

ii 操作手順

第1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) 手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.7-8図に、タイムチャートを第1.7-9図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部へ第1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) の準備開始を依頼する。
- ②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に第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により確認し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備完了を当直長に報告する。
- ⑤当直長は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑥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、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送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）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。

事故発生後7日間において、第1ベントフィルタスクラバ容器水の蒸発による第1ベントフィルタスクラバ容器の水位低下は評価上想定されないため、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）操作を実施することはないと考えられるが、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を交替して対応することで、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。

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1.7.4-1(3)，添付資料1.7.7，添付資料1.7.8）

(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1.7-10図に、タイムチャートを第1.7-11図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、ドレン移送ポンプ、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁、FCVSドレン移送ライン連絡弁の電源が確保されていることを状態表示にて確認し、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁及びFCVSドレン移送ライン連絡弁の全開操作を実施する。
- ③中央制御室運転員Aは、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）系統構成完了を当直長に報告する。
- ④当直長は、運転員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の開始を指示する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、ドレン移送ポンプの起動操作を実施し、第1ベントフィルタスクラバ容器からの排水が開始されたことを第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の低下により確認する。その後、通常水位に到達したことを確認し、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1.7.4-1(4))

(d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において、スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、第1ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮によ

り第1ベントフィルタスクラバ容器上流側配管内が負圧となることにより、スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。

i 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}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640kPa[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の概要は以下のとおり。概要図を第1.7-12図に、タイムチャートを第1.7-13図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を依頼する。
- ②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を指示する。
- ③緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）へ可搬式窒素供給装置、第1ベントフィルタ出口水素濃度を配備し送気ホース等を接続口へ取り付け、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ④緊急時対策本部は格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備完了を当直長に報告する。
- ⑤当直長は、運転員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの系統構成開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの系統構成として、NGC N2 トーラス出口隔離弁、NGC N2 ドライウェル出口隔離弁の全閉確認、並びにSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全開確認後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を全開操作し、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの系統構成完了を当直長に報告する。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開操作する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作機構にてNGC非常用ガス

処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。

- ⑦当直長は、緊急時対策本部に窒素ガスパージの開始を依頼する。
- ⑧緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスパージの開始を指示する。
- ⑨緊急時対策要員は、可搬式窒素供給装置を起動し、FCVS窒素ガス補給元弁の開操作により窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージの開始を報告する。
- ⑩緊急時対策本部は、窒素ガスパージの開始を当直長に報告するとともに、緊急時対策要員に水素濃度測定のための第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動を指示する。
- ⑪緊急時対策要員は、第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動を実施するとともに、緊急時対策本部に第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動完了を報告する。
- ⑫緊急時対策本部は、第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動完了を当直長に報告するとともに、第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度の監視を依頼する。
- ⑬当直長は運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度を監視するよう指示する。
- ⑭中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器内圧力指示値により、第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力が正圧であることを確認する。また、第1ベントフィルタ出口水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、当直長に報告する。
- ⑮中央制御室運転員Aは第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度を継続して監視する。

iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ開始まで1時間40分以内で可能である。

なお、屋外における本操作は、格納容器ベント停止前後の操作であることから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しており、また、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を交替して対応することで、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。

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。

(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調整の手順は以下のとおり。概要図を第1.7-14図に、タイムチャートを第1.7-15図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員へスクラビング水のpH測定、第1ベントフィルタスクラバ容器水位測定及び薬液補給の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、スクラバ水pH指示値により確認したpH値及び第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値により確認した水位を当直長に報告する。
- ③当直長は、運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器への薬液補給の開始を指示する。
- ④中央制御室運転員Aは、薬液補給のためFCVS薬品注入タンク出口弁及びFCVS循環ライン止め弁を全開操作し、ドレン移送ポンプを起動、所定量の薬液を補給する。薬液補給完了後は、薬液が均一になるよう循環運転を実施する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤のスクラバ水pH指示値及び第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値によりスクラビング水のpH値及び水位を確認するとともに、スクラビング水のpH値が規定値であることを確認し、薬液補給の完了を当直長に報告する。

iii 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから第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。

b. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱代替除去系の運転により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

(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

炉心損傷を判断した場合^{*1}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、以下の条件が全て成立した場合。

- ・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。

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ーを実施する場合は、低圧原子炉代替注水系（A）注入配管使用による原子炉圧力容器への注水と格納容器スプレー配管使用によるドライウェルスプレー（以下「D/Wスプレー」という。）を同時に実施する手順とする。

また、原子炉圧力容器への注水ができない状況において、原子炉圧力容器の破損を判断した場合は、原子炉格納容器内へのスプレーの実施によりペDESTAL内への注水を実施する手順とする。

手順の対応フローは第1.7-3図、第1.7-4図に、概要図を第1.7-16図に、タイムチャートを第1.7-17図及び第1.7-18図に示す。

①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に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^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合

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にて、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B-RHR熱交バイパス弁、A-RHR注水弁及びB-RHRドライ

ウェル第2スプレイ弁の電源切り替え操作を実施するとともに、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に必要な電動弁の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。また、ポンプ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。

②^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合

現場運転員B及びCは、SA電源切替盤にて、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B-RHR熱交バイパス弁、A-RHR注水弁及びB-RHRドライウェル第2スプレイ弁の電源切り替え操作を実施するとともに、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電動弁の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。また、ポンプ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、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^a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

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-RHR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。)

④^b原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合

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-RHR熱交バイパス弁の全閉、RHR R HARライン入口止め弁及び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長に報告する。

⑥当直長は、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^a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 (⑦^a～⑩^a)

中央制御室運転員Aは、残留熱代替除去ポンプを起動し、R HAR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 P C V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^a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。あわせて，原子炉格納容器内へのスプレー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ー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，当直長に報告する。

⑨^a当直長は，残留熱代替除去系による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ーが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑩^a当直長は，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スプレー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スプレー弁及びRHR PCVスプレー連絡ライン流量調節弁を全閉，B-RHRトーラススプレー弁を全開とすることで，D/WスプレーからS/Cスプレーへ切り替える。

⑦^b原子炉格納容器内へのスプレーを実施する場合（⑦^b～⑩^b）

中央制御室運転員Aは，残留熱代替除去ポンプを起動し，RHR Aライン流量調節弁を徐々に開操作した後，RHR PCVスプレー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^b中央制御室運転員Aは，原子炉格納容器内へのスプレーの実施によりペDESTAL内への注水が始まっ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ー流量指示値の上昇，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により確認し，当直長に報告する。

⑨^b当直長は，残留熱代替除去系による原子炉格納容器内へのスプレーの実施によりペDESTAL内への注水が始まったことを緊急時対策本部に報告する。

⑩^b当直長は，原子炉格納容器内の圧力を継続監視し，RHR PCVスプレー連絡ライン流量調節弁にて適宜，原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう運転員に指示する。

(添付資料1.7.5)

iii 操作の成立性

上記の操作は，作業開始を判断してから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。

- ・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

中央制御室運転員 1 名及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合、1 時間 5 分以内で可能である。

- ・原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合

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、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 1.7.4-2(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

炉心の著しい損傷が発生し、原子炉格納容器の過圧破損を防止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

炉心損傷を判断した場合^{※1}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 1.7-3 図、第 1.7-4 図に、概要図を第 1.7-19 図に、タイムチャートを第 1.7-20 図に示す。

(i) 原子炉建物南側接続口また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、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非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合
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り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が使用不可な場合
現場運転員B及びCは、SA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り替え操作を実施する。
 - 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、当直長に報告する。
(第1.7-19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。
 - ⑦当直長は、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。
 - 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当直長は運転員に原子炉代替補機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、当直長に報告する。(第1.7-19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1.7-19 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R C W A H E F 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R C W A H E F 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、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非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合
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り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が使用不可な場合
現場運転員B及びCは、SA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り替え操作を実施する。
- 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、当直長に報告する。
(第1.7-19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、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当直長は運転員に原子炉代替補機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、当直長に報告する。(第1.7-19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、RCW B-AHEF西側戻り配管止め弁、AHEF B-西側供給配管止め弁及びAHEF 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

上記の操作は、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また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、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、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）、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6時間50分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。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1.7.4-2(2), (3))

c. サプレッション・プール水 pH制御

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内のケーブル被覆材に含まれる塩素等の酸性物質の発生により、サプレッション・プ

ール水が酸性化する。サプレッション・プール水が酸性化すると、サプレッション・プール水に含まれる粒子状よう素が元素状よう素に変わり、その後有機よう素となる。これ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時に外部への放射性物質の放出量が増加することとなる。

格納容器ベント時の放射性物質の系外放出量を低減させるために、サプレッション・チェンバスプレイ配管に薬液（水酸化ナトリウム）を注入し、サプレッション・チェンバ内に注入することで、サプレッション・プール水の酸性化を防止し格納容器ベント時の放射性物質の系外放出を低減する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}においてサプレッション・プール水 pH 制御系が使用可能な場合^{*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：設備に異常がなく、電源及び水源（薬液タンク）が確保されている場合。

(b) 操作手順

サプレッション・プール水 pH 制御の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-2図に、概要図を第1.7-21図に、タイムチャートを第1.7-22図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にサプレッション・プール水 pH 制御のため、薬液注入準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、サプレッション・プール水 pH 制御に必要な電磁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、A-RHR トーラススプレイ弁の全閉を確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて薬液タンク水位指示値により、薬液量が必要量以上確保されていることを確認する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、PHC 空気供給電磁弁の全開操作を実施し、薬液注入準備完了を報告する。
- ⑥当直長は、運転員に薬液注入操作を指示する。
- ⑦中央制御室運転員Aは、PHC A-窒素ガス供給弁又はPHC B-窒素ガス供給弁の全開操作を実施し、薬液タンク圧力の上昇を確認する。
- ⑧中央制御室運転員Aは、PHC A-薬液タンク出口薬剤注入弁及び

PHC B-薬液タンク出口薬剤注入弁を全開操作し、薬液注入が開始されたことを重大事故操作盤にて薬液タンク水位指示値の低下により確認する。

⑨中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて規定量の薬液が注入されたことを薬液タンク水位にて確認後、PHC A-薬液タンク出口薬剤注入弁およびPHC B-薬液タンク出口薬剤注入弁の全閉操作を実施し、薬液注入を停止する。また、薬液注入を停止した旨を当直長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからサプレッション・プール水pH制御のための薬液注入開始まで20分以内で可能である。

(添付資料1.7.4-3)

d. ドライウェルpH制御

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内のケーブル被覆材に含まれる塩素等の酸性物質の発生により、原子炉格納容器内雰囲気酸化する。原子炉格納容器内雰囲気が酸性化すると、原子炉格納容器内雰囲気に含まれる粒子状元素が元素状元素に変わり、その後有機元素となる。これ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時に外部への放射性物質の放出量が増加することとなる。

格納容器ベント時の放射性物質の系外放出量を低減させるために、pH制御されたサプレッション・プール水を残留熱代替除去系を使用し、原子炉格納容器内へ注入することで、原子炉格納容器内雰囲気の酸性化を防止し格納容器ベント時の放射性物質の系外放出を低減する。

(a) 手順着手の判断

炉心損傷を判断した場合^{※1}において格納容器フィルタベントを実施すると判断した場合^{※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:残留熱代替除去系による格納容器除熱が実施できない場合で格納容器フィルタベント実施に移行した場合

(b) 操作手順

ドライウエル pH制御の手順は以下のとおり。手順の対応フロー図を第1.7-3図及び第1.7-4図に、概要図を第1.7-23図に、タイムチャートを第1.7-24図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にドライウエル pH制御のため、薬液注入準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、サプレッション・プール水 pH制御が完了していることを薬液タンク水位指示値により確認する。
- ③^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合
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にて、ドライウエル pH制御に必要なB-RHR熱交バイパス弁及びB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の電源切り替え操作を実施するとともに、ドライウエル pH制御に必要な電動弁の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。また、ポンプ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^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合
現場運転員B及びCは、SA電源切替盤にて、ドライウエル pH制御に必要なB-RHR熱交バイパス弁及びB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の電源切り替え操作を実施するとともに、中央制御室運転員Aは、ドライウエル pH制御に必要な電動弁の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。また、ポンプ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。
- ④当直長は、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量を確認し、残留熱代替除去系が使用可能か確認する。
- ⑤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-RHR熱交バイパス弁の全閉、RHR RHA Rライン入口止め弁及びB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施する。)
- ⑥中央制御室運転員Aは、残留熱代替除去系によるドライウエル pH制御の準備完了を当直長に報告する。
- ⑦当直長は、運転員に残留熱代替除去系によるドライウエル pH制御開始を指示する。
- ⑧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 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。
- ⑨中央制御室運転員Aは、原子炉格納容器内へ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により確認し、当直長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員 1 名及び現場運転員 2 名にて作業を実施し、作業開始を判断してから残留熱代替除去系によるドライウエル pH 制御開始まで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1.7.4-4)

e. 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

炉心損傷を判断した場合^{*1}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：格納容器内の圧力が640kPa[gage]に到達した場合。

(b) 操作手順

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の手順は以下のとおり。概要図を第1.7-25図に、タイムチャートを第1.7-26図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給のための可搬式窒素供給装置の準備を依頼する。
- ②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に可搬式窒素供給装置の準備を指示する。
- ③緊急時対策要員は、原子炉建物近傍に可搬式窒素供給装置を移動させる。
- ④緊急時対策要員は、窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。
- ⑤緊急時対策要員は、可搬式窒素供給装置を起動する。
- ⑥緊急時対策要員は、原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

- ⑦当直長はサプレッション・プール水温度指示値が104℃になる前に、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始するよう依頼する。また、緊急時対策本部は緊急時対策要員に窒素ガス供給を開始するよう指示する。
- ⑧緊急時対策要員は、ANI 代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又はANI 代替窒素供給ライン元弁（S/C側）を全開し、窒素ガスを原子炉格納容器へ供給する。
- ⑨原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを、緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始まで1時間40分以内で可能である。

なお、本操作は、格納容器ベント後に時間が経過した後の操作であることから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため、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。

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1.7.4-5)

(2) 全交流動力電源喪失時の対応手順

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）

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系の機能が喪失した場合及び残留熱代替除去系の運転が期待できない場合は、サプレッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため、サプレッション・プール水位が上昇するが、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約1.3mに到達した場合は、このスプレイを停止するため、原子炉格納容器内の圧力を853kPa[gage]以下に抑制できる見込みがなくなることから、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を実施し、原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内でジルコニウム-水反応により発生した水素ガスが原子炉棟に漏えいする可能性があることから、原子炉棟4階（燃料取替階）天井付近の水素濃度、非常用ガス処理系吸込配管付近の水素濃度及び原子炉棟4階（燃料取替階）以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式

水素処理装置の出入口温度の監視を行い、原子炉棟内において異常な水素ガスの漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素ガスを排出することで、原子炉棟への水素ガスの漏えいを防止する。

なお、格納容器フィルタベント系を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減させるため、運転員は中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

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、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及び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 ドライウエル出口隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁については、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウエル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。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

全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めず、炉心損傷を判断した場合^{*1}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：原子炉格納容器圧力が640kPa [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による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-1図に、概要図を第1.7-27図に、タイムチャートを第1.7-28図及び第1.7-29図に示す。

[W/Wベントの場合 (D/Wベントの場合, 手順⑫以外は同様)]

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、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の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、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成としてSGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及びSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全開を確認する。
- ⑥現場運転員B及びCは、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。
- ⑦中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直長に報告する。
- ⑧当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑨当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位、並びに原子炉建物水素濃度に関する情報収集を適宜行い、緊急時対策本部に報告する。
- ⑩当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。
- ⑪当直長は、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。
 - ・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。
 - ・原子炉棟の水素濃度指示値が2.5vol%に到達した場合。
- ⑫^aW/Wベントの場合
現場運転員B及びCは、NGC N2トラス出口隔離弁を遠隔手

動弁操作機構による操作で全開とし、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。

⑫^bD/W ベントの場合

現場運転員B及びCは、NGC N2ドライウェル出口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。

⑬中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを、格納容器内圧力指示値の低下又は原子炉建物水素濃度指示値が安定若しくは低下、並びに第1ベントフィルタスクラバ容器圧力及びスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに、第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、当直長に報告する。また、当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

⑭中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直長に報告する。また、当直長は、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑮当直長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa [gage] (1Pd)未滿、原子炉格納容器内の温度171℃未滿及び原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃限界未滿であることを確認することにより、NGC N2トーラス出口隔離弁又はNGC N2ドライウェル出口隔離弁を全閉するよう運転員に指示する。

⑯中央制御室運転員Aは、NGC N2トーラス出口隔離弁又はNGC N2ドライウェル出口隔離弁の全閉操作を実施する。

⑰当直長は、NGC N2トーラス出口隔離弁又はNGC N2ドライウェル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。

⑱中央制御室運転員Aは、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

iii 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

- ・現場からのNGC非常用ガス処理入口隔離弁操作の場合
中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間20分以内で可能である。

格納容器ベント判断基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

- ・現場からのNGC N2トーラス出口隔離弁操作の場合
現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間30分以内で可能である。
- ・現場からのNGC N2ドライウェル出口隔離弁操作の場合
現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間30分以内で可能である。

【W/Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2トーラス出口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。
(総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員2名、総想定時間：2時間50分以内)

【D/Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2ドライウェル出口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。(総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員2名、総想定時間：2時間50分以内)

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

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バックアップとして携行する。

(添付資料1.7.4-1(2)、添付資料1.7.7)

(b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）

第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、第1ベントフィルタスクラバ容器補給水ラインから第

1 ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) a. (b) 第1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）」の操作手順と同様である。

(c) 第1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）

格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器フィルタベント系の配管内及び第1 ベントフィルタスクラバ容器内で凝縮し、その凝縮水が第1 ベントフィルタスクラバ容器に溜まることで第1 ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合は、格納容器フィルタベント系機能維持のため第1 フィルタベント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、「1.7.2.1(1) a. (c) 第1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）」の操作手順と同様である。

(d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において、スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、第1 ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮により第1 ベントフィルタスクラバ容器上流側配管内が負圧となることにより、スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) a. (d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。

(e) 第1 ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整

第1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水の pH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、「1.7.2.1(1) a. (e) 第1 ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整」の操作手順と同様である。

b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) e. 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。

1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱代替除去系への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。

残留熱除去系又は格納容器代替スプレイ系（常設／可搬型）による減圧及び除熱手順については、「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。

原子炉建物内の水素濃度監視手順については、「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」に整備する。

輪谷貯水槽（西）への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順については、「1.13 重大事故等の収束に必要となる補給手順等」に整備する。

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，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代替除去ポンプ，ドレン移送ポンプ，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，大量送水車及び可搬式窒素供給装置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」に整備する。

1.7.2.3 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1.7-30図に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合には、サプレッション・プール水 pH 制御系及び残留熱代替除去系によるドライウエル pH 制御を行う。その後、格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるスプレイを実施しながら原子炉格納容器の圧力及び水位の監視を行い、格納容器ベントに備える。

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。

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、外部水源を使用した原子炉格納容器へのスプレイを実施する。外部水源を使用するためサプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約1.3mに到達した場合は、外部水源を使用した格納容器代替スプレイ系を停止し、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を実施する。

格納容器フィルタベント系による格納容器ベントは、弁の駆動電源がない場合、現場での手動操作を行う。

なお、格納容器フィルタベント系を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/Wを経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/Wを経由して第1ベントフィルタスクラバ容器を通る経路を第二優先とする。

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又は格納容器ベント実施後は、残留熱除去系の復旧を行い、長期的な原子炉格納容器の除熱を実施する。

（添付資料1.7.6，添付資料1.7.9）

第 1.7-1 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 / 2)

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	
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	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 第1ベントフィルタ銀ゼオライト容器 圧力開放板 遠隔手動弁操作機構 可搬式窒素供給装置 窒素ガス制御系 配管・弁 非常用ガス制御系 配管・弁 格納容器フィルタベント系 配管・弁 ホース・接続口 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	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) 「放出」 AM設備別操作要領書 「FCVSによる格納容器ベント」 「第1ベントフィルタ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」 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽(西) ※1, ※3 ドレン移送ポンプ 薬品注入タンク 大量送水車 ※1 ホース・接続口	自主対策設備	
	全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作要領書 「FCVS(遠隔手動弁操作機構)による格納容器ベント」
	—	不活性ガス(窒素ガス)による系統内の置換	可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	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) 「放出」 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」
負圧破損の防止			原子炉格納容器	可搬式窒素供給装置 ホース・接続口 窒素ガス代替注入系 配管・弁	自主対策設備

※1：手順は，「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。
 ※2：手順は，「1.14 電源の確保に関する手順」にて整備する。
 ※3：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源(措置)
 ※4：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧(2 / 2)

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
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	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※4 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・ヘッダ 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 ※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 「R H A R による格納容器除熱」
		サブプレッション・プール水 pH 制御	残留熱除去系 配管 サブプレッション・チェンバスプレイヘッダ サブプレッション・プール水 pH 制御系	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 - 1」 AM設備別操作要領書 「P H C によるサブプレッション・プール水 pH 制御」
		ドライウエル pH 制御	残留熱代替除去ポンプ 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 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	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 「格納容器スプレイによるドライウエル pH 制御」

※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」にて整備する。

※3：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※4：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。

第 1.7-2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1 / 6)

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)	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 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 (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作要領書 「FCVS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)
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉棟地上4階 静的触媒式水素処理装置入口温度 静的触媒式水素処理装置出口温度
		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)
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉棟地上4階 ・原子炉棟地上2階 ・原子炉棟地上1階
		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	ドライウエル温度 (SA) 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)
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

監視計器一覧(2/6)

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)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 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(シビアアクシデント) 「放出」 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」 「大量送水車を使用した送水」	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
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 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(シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 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バージ			
事故時操作要領書(シビアアクシデント) 「放出」 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」	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
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 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			
AM設備別操作要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	判断基準	-	-
	操作	補機監視機能	スクラバ水pH スクラバ容器水位

監視計器一覧(3/6)

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)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 b. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (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 (シビアアクシデント) 「除熱 - 1」 「除熱 - 2」 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 (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 サプレッション・チェンバ温度 (SA) ドライウエル温度 (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 残留熱代替除去系ポンプ出口圧力 残留熱代替除去系ポンプ出口流量
水源の確保 サプレッション・プール水位 (SA)		

監視計器一覧(4/6)

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)	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 c. サプレッション・プール水 pH制御			
事故時操作要領書(シビアアクシデント) 「注水-1」 AM設備別操作要領書 「PHCによるサプレッション・プール水 pH制御」	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	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)
	操作	補機監視機能	薬液タンク水位
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 d. ドライウエル pH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」 AM設備別操作要領書 「格納容器スプレイによるドライウエル pH制御」	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	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)
		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
	操作	原子炉格納容器への注水量	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量
		補機監視機能	残留熱代替除去ポンプ出口圧力
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 e. 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(シビアアクシデント) 「放出」 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 原子炉圧力容器内の温度	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(サプレッション・チェンバ)
		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	サプレッション・プール温度(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(5/6)

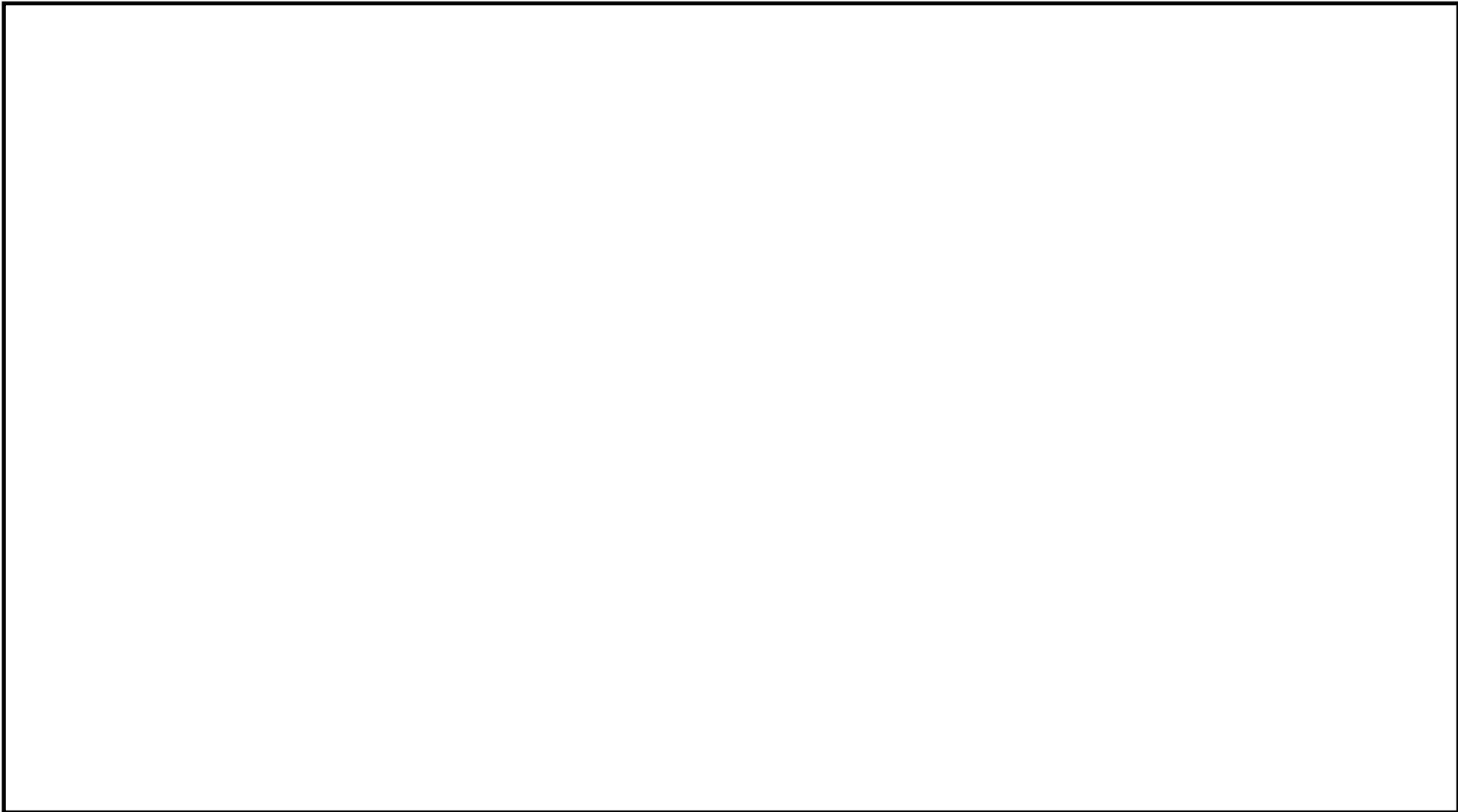
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (a) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作要領書 「FCVS (遠隔手動弁操作機構) による格納容器ベント」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 (SA)
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉棟4階 静的触媒式水素処理装置入口温度 静的触媒式水素処理装置出口温度
		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)
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉棟地上4階 ・原子炉棟地上2階 ・原子炉棟地上1階
		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	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(6/6)

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)	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 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 (シビアアクシデント) 「放出」 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」	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	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 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 (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	判断基準	補機監視機能 スクラバ容器水位	
	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 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バージ			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「放出」 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」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)	
	操作	補機監視機能	第1ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 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			
AM設備別操作要領書 「第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整」	判断基準	-	-
	操作	補機監視機能	スクラバ水 pH スクラバ容器水位
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 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 (シビアアクシデント) 「放出」 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) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度 (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)

第 1.7-3 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>【1.7】 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等</p>	格納容器フィルタベント系	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 SA-C/C
	窒素ガス制御系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C
	残留熱代替除去ポンプ	常設代替交流電源設備 SA-C/C
	残留熱代替除去系弁	常設代替交流電源設備 SA-C/C
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計装C/C C系 計装C/C D系

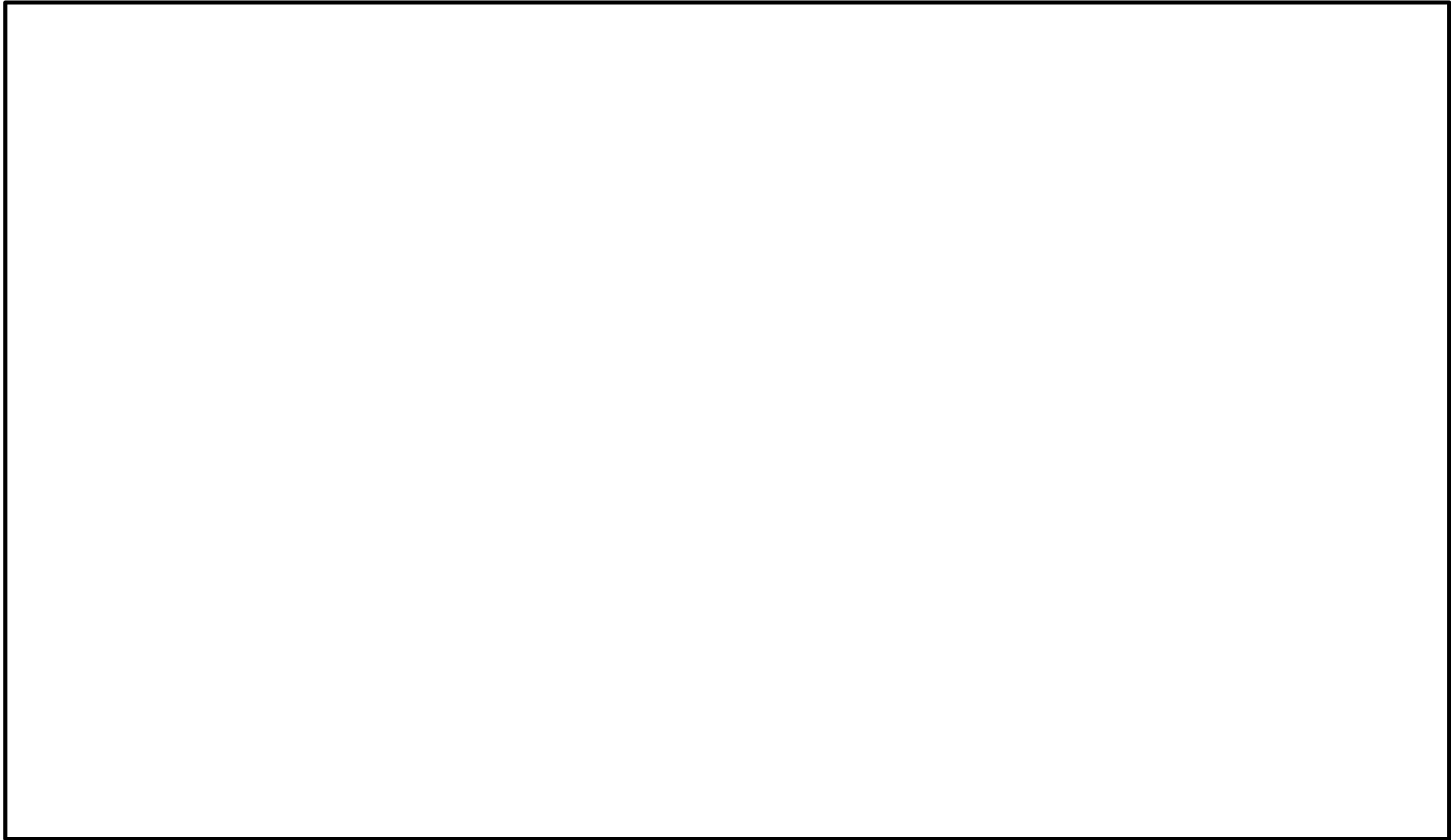


1.7-48r15
1.7-48r15

第 1.7-1 図 SOP「放出」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。

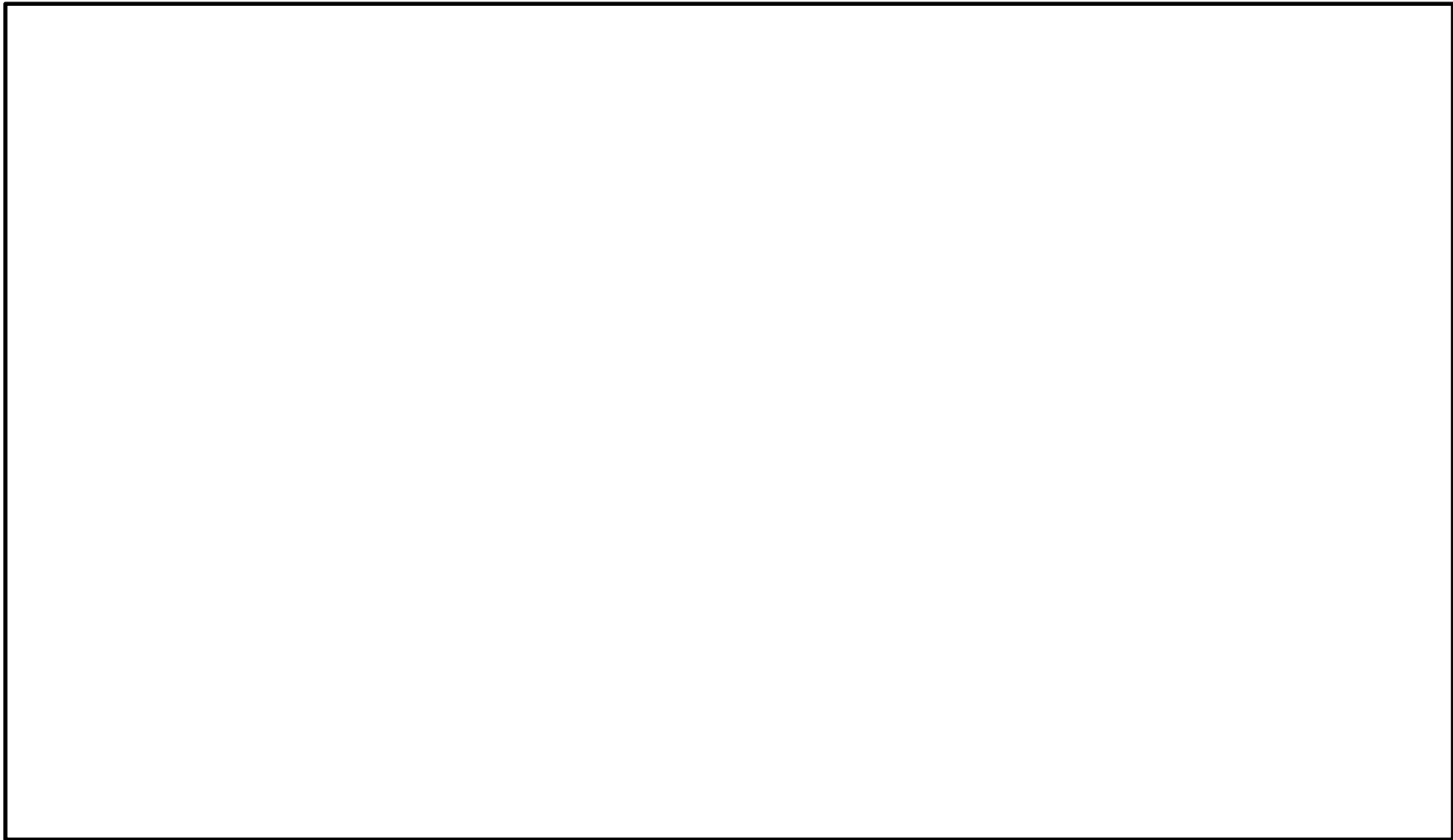
1.7-49r2
1.7-49r2



第 1.7-2 図 SOP「注水-1」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

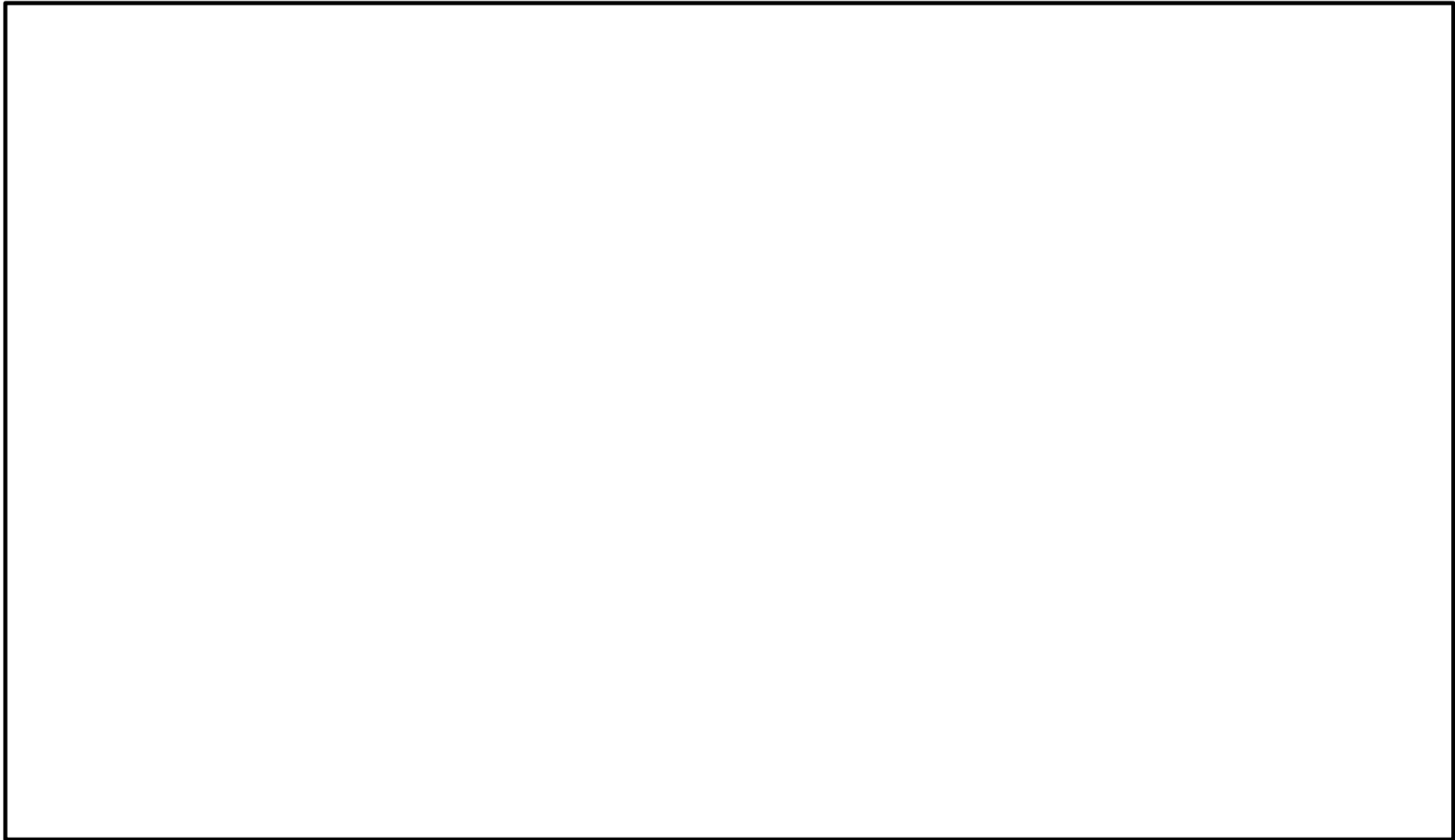
1.7-50r2
1.7-50r2



第 1.7-3 図 SOP「除熱-1」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

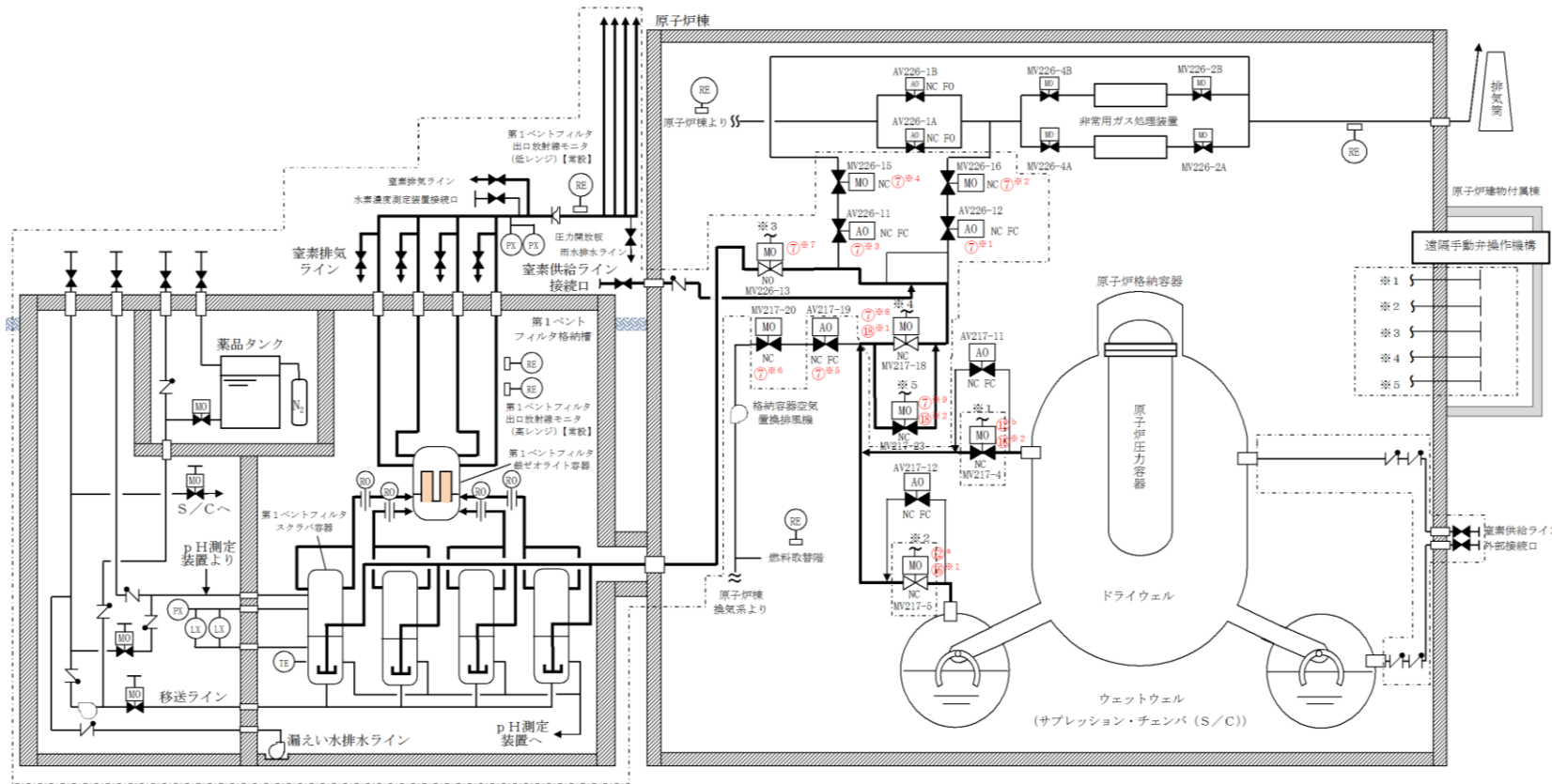
1.7-51r2
1.7-51r2



第 1.7-4 図 SOP「除熱-2」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。

1.7-52
1.7-52



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

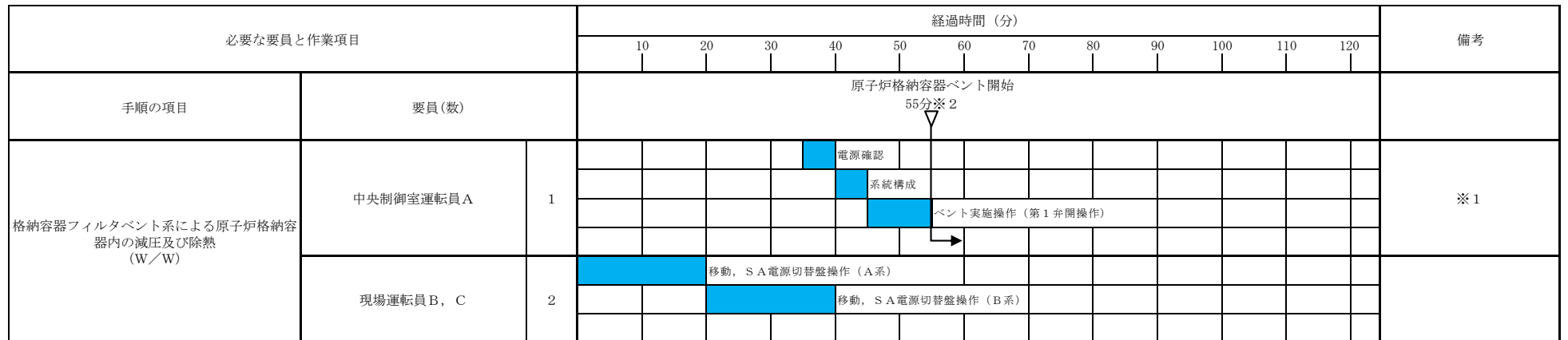
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○^{*1}~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.7-5 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 ^{*1}	S G T N G C連絡ライン隔離弁
⑦ ^{*2}	S G T N G C連絡ライン隔離弁後弁
⑦ ^{*3}	S G T 耐圧強化ベントライン止め弁
⑦ ^{*4}	S G T 耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑦ ^{*5}	N G C 常用空調換気入口隔離弁
⑦ ^{*6}	N G C 常用空調換気入口隔離弁後弁
⑦ ^{*7}	S G T F C V S 第 1 ベントフィルタ入口弁
⑦ ^{*8} ⑱ ^{*1}	N G C 非常用ガス処理入口隔離弁
⑦ ^{*9} ⑱ ^{*2}	N G C 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁
⑫ ^a ⑰ ^{*1}	N G C N ₂ トーラス出口隔離弁
⑫ ^b ⑰ ^{*2}	N G C N ₂ ドライウエル出口隔離弁

- 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。

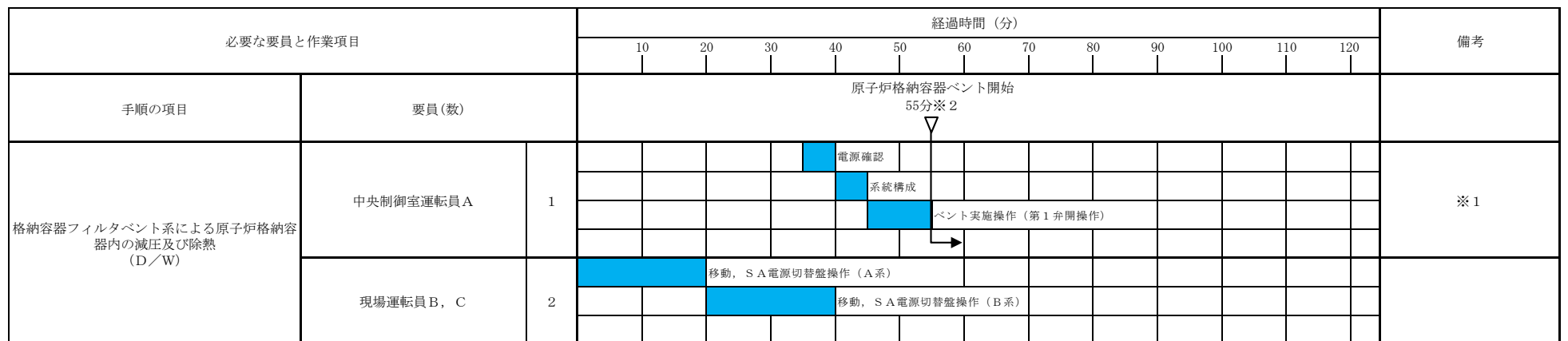
第 1.7-5 図 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(2 / 2)



※1 : NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Aにて実施した場合、20分以内で可能である。

※2 : 非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合は、中央制御室運転員Aにて25分以内で可能である。

第 1.7-6 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 (W/W) タイムチャート

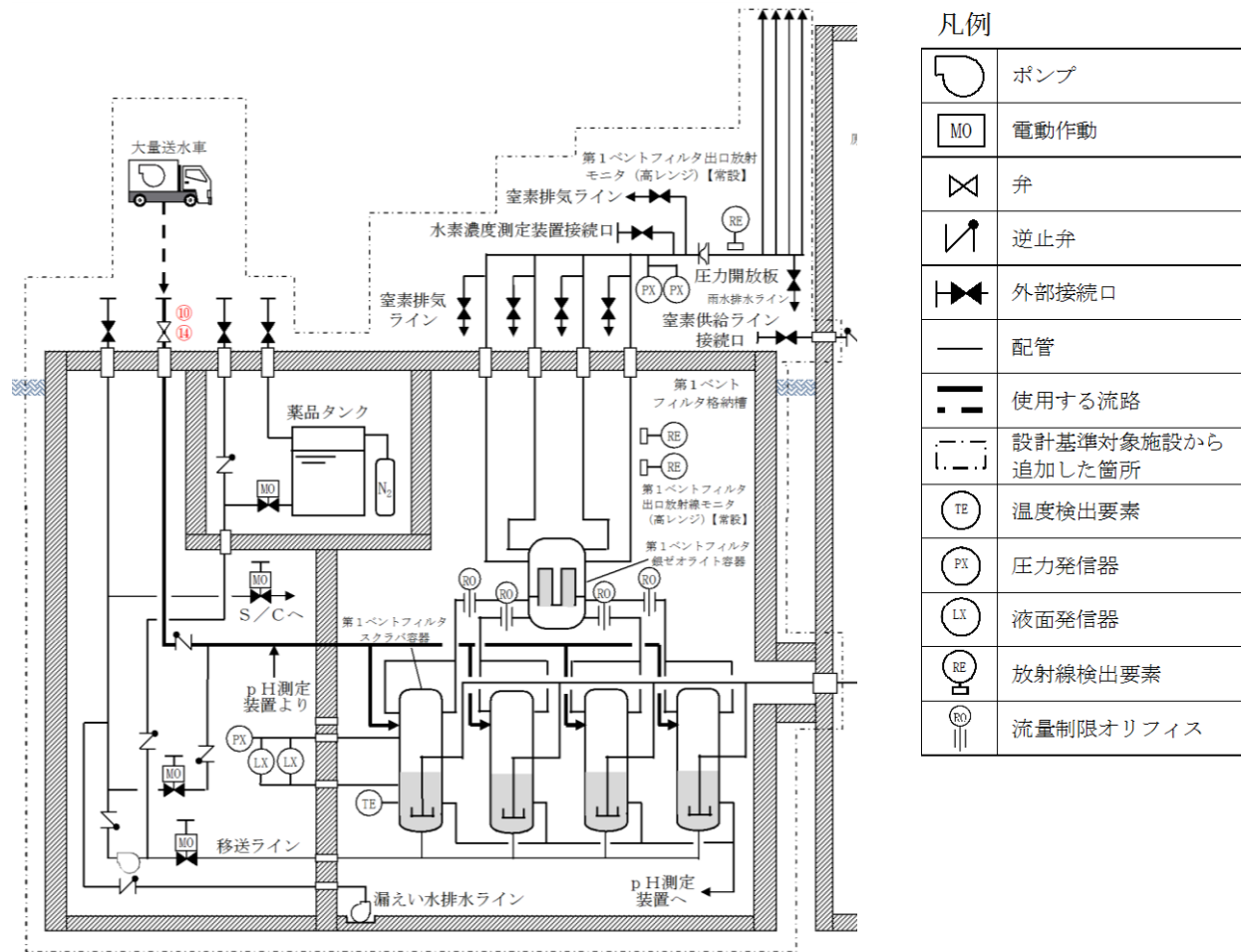


※1 : NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Aにて実施した場合、20分以内で可能である。

※2 : 非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合は、中央制御室運転員Aにて25分以内で可能である。

第 1.7-7 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

1.7-54



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

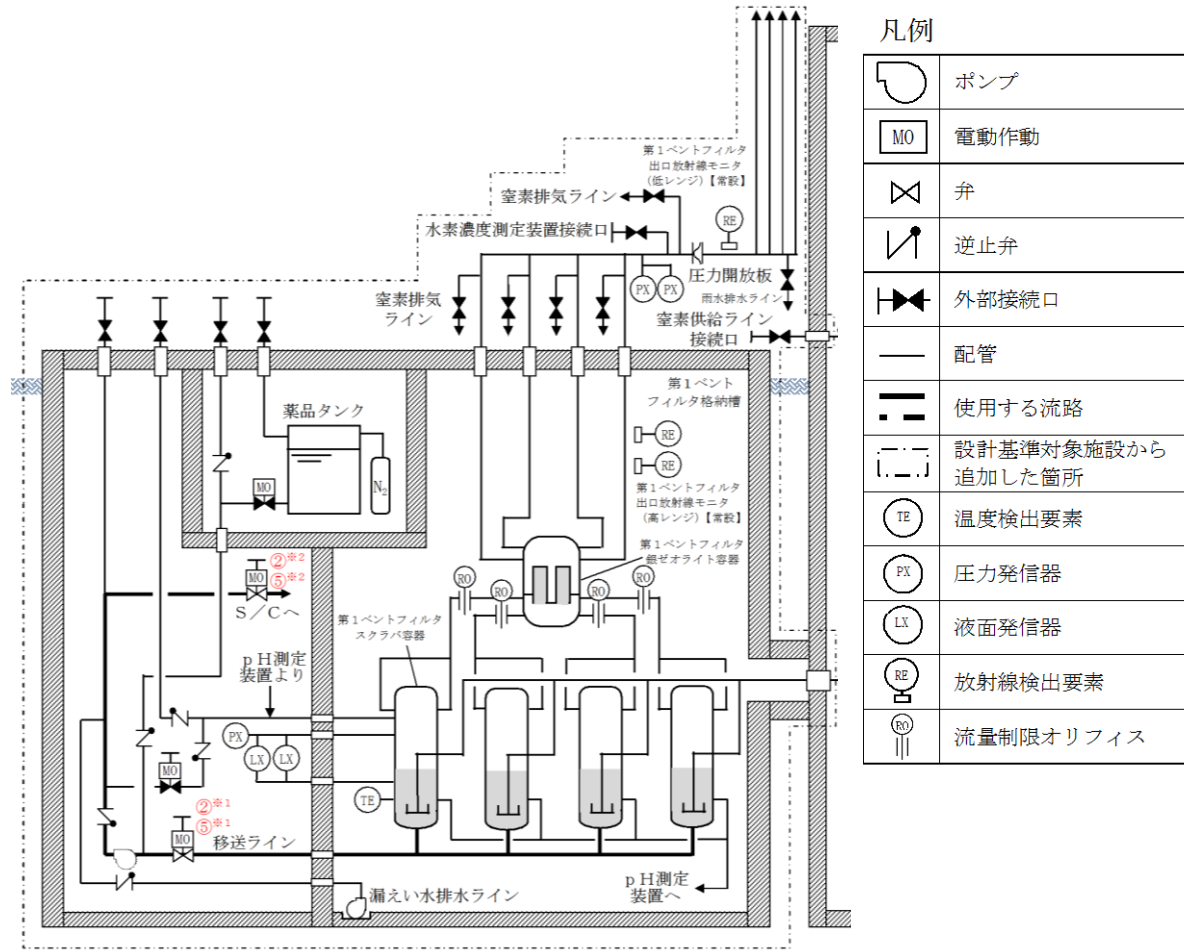
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.7-8 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

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			
手順の項目	要員(数)	水位調整(水張り)完了 2時間30分 第1ベントフィルタスクラバ容器注水開始 2時間10分																	
第1ベントフィルタスクラバ容器 水位調整(水張り)	中央制御室運転員A	1															水位監視		
	緊急時対策要員	6	緊急時対策所～第4保管エリア移動※1																
			車両健全性確認																
			送水準備(ホース敷設及びヘッド接続)																
																送水準備(ヘッド～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																
			大量送水車配置																
			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，20分以内で可能である。

第1.7-9 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



操作手順	弁名称
②*1 ⑤*1	FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁
②*2 ⑤*2	FCVSドレン移送ライン連絡弁

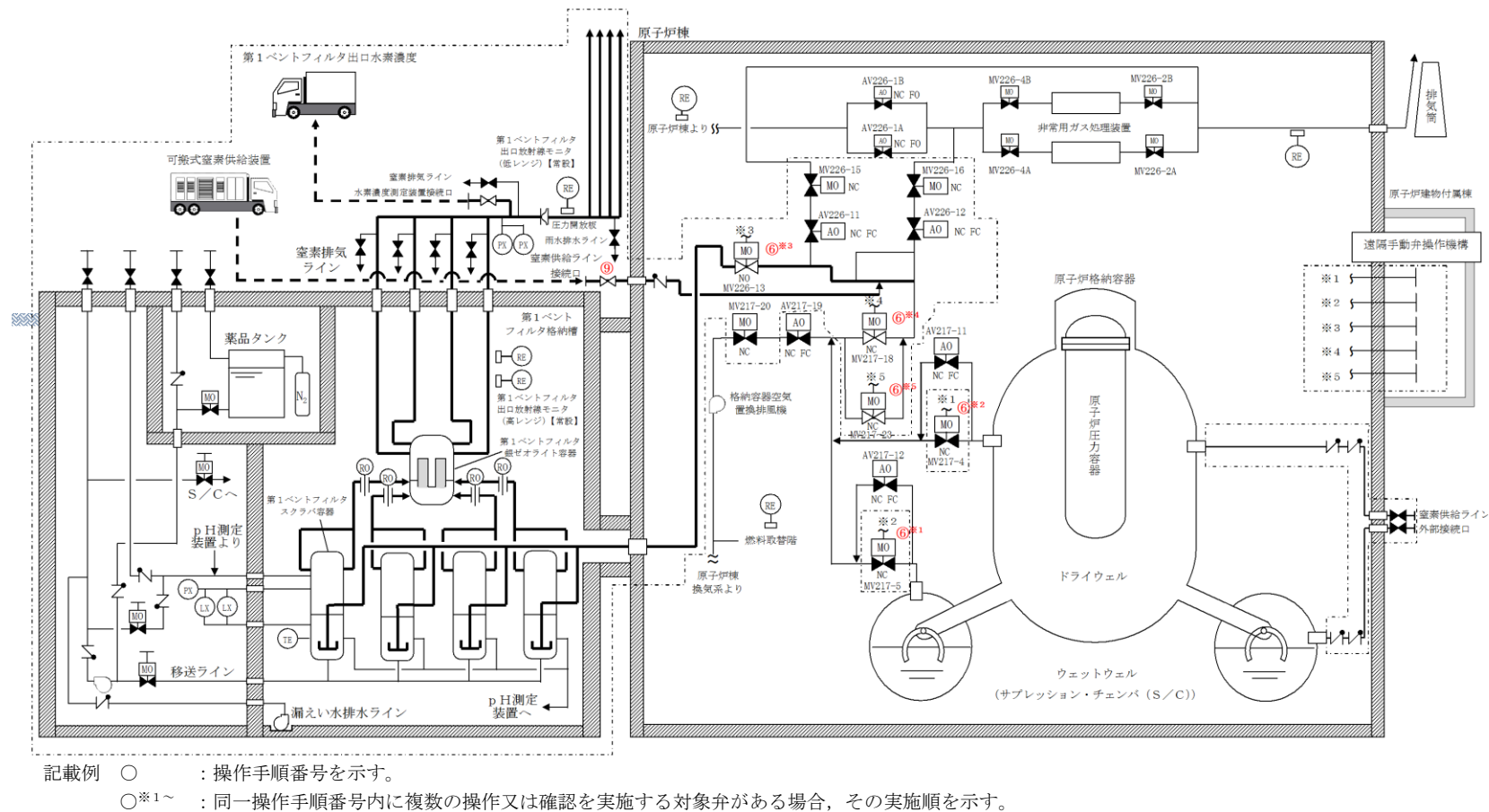
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.7-10 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
			20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240					
手順の項目	要員(数)		第1ベントフィルタスクラバ容器 水抜き開始 10分 第1ベントフィルタスクラバ容器 水抜き完了 2時間20分																
第1ベ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	系統構成, 水抜き開始操作										停止操作						
			→										→						

第1.7-11 図 第1ベ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

1.7-59
1.7-59



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

第 1.7-12 図 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥※ ¹	NGC N2 トーラス出口隔離弁
⑥※ ²	NGC N2 ドライウェル出口隔離弁
⑥※ ³	SGT FCVS 第1 ベントフィルタ入口弁
⑥※ ⁴	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁
⑥※ ⁵	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁
⑨	FCVS 窒素ガス補給元弁

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。

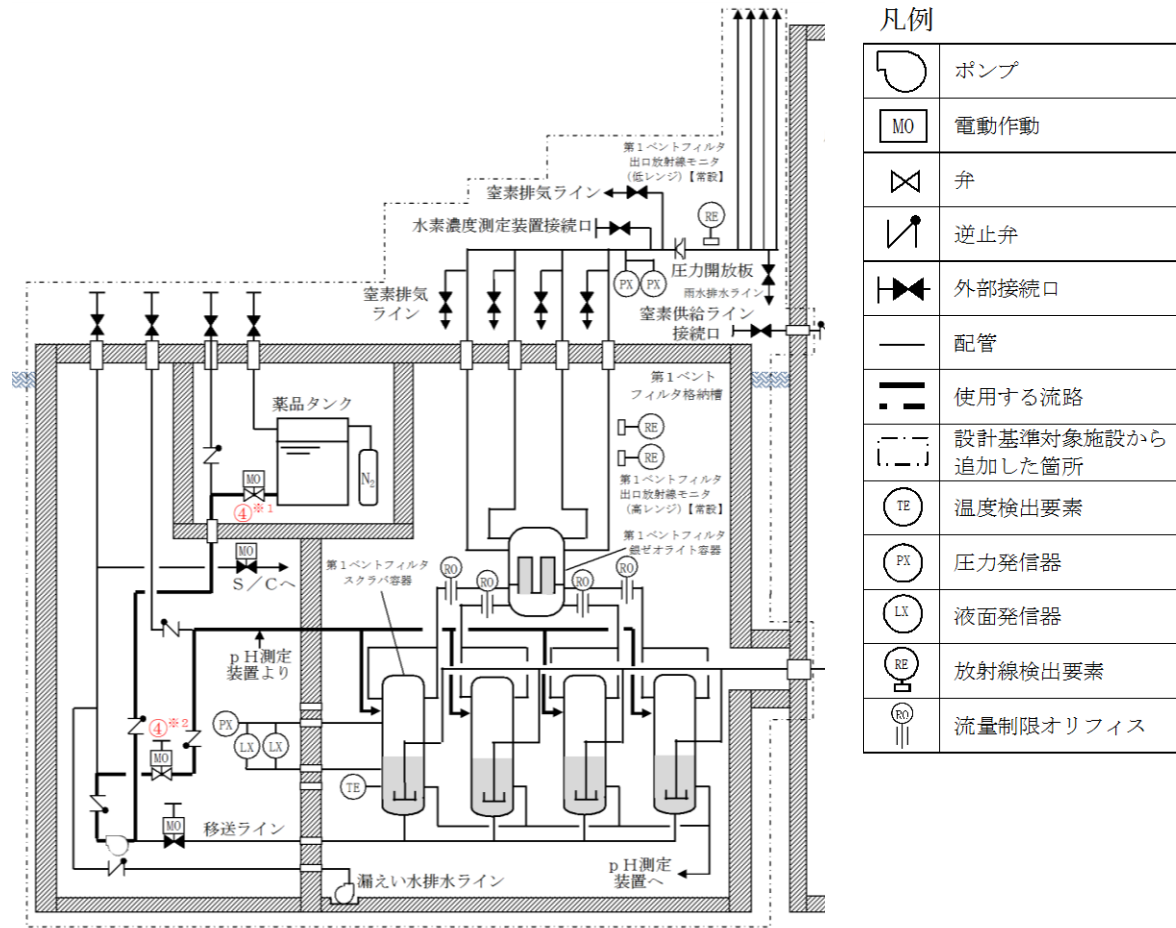
第 1.7-12 図 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ 概要図(2 / 2)

1.7-61
1.7-61

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						
手順の項目	要員(数)	可搬式窒素供給装置による窒素ガスパージ開始 1時間40分																	
格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ	緊急時対策要員	2	車両健全性確認																
			可搬式窒素供給装置の移動																
		可搬式窒素供給装置の接続, 暖気運転																	
		弁開操作																	
	2	車両健全性確認																	
		水素濃度測定設備の移動																	
		水素濃度測定設備の接続																	
	中央制御室運転員A	1	起動操作																
			系統構成																

第 1.7-13 図 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ タイムチャート

1.7-62
1.7-62



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。

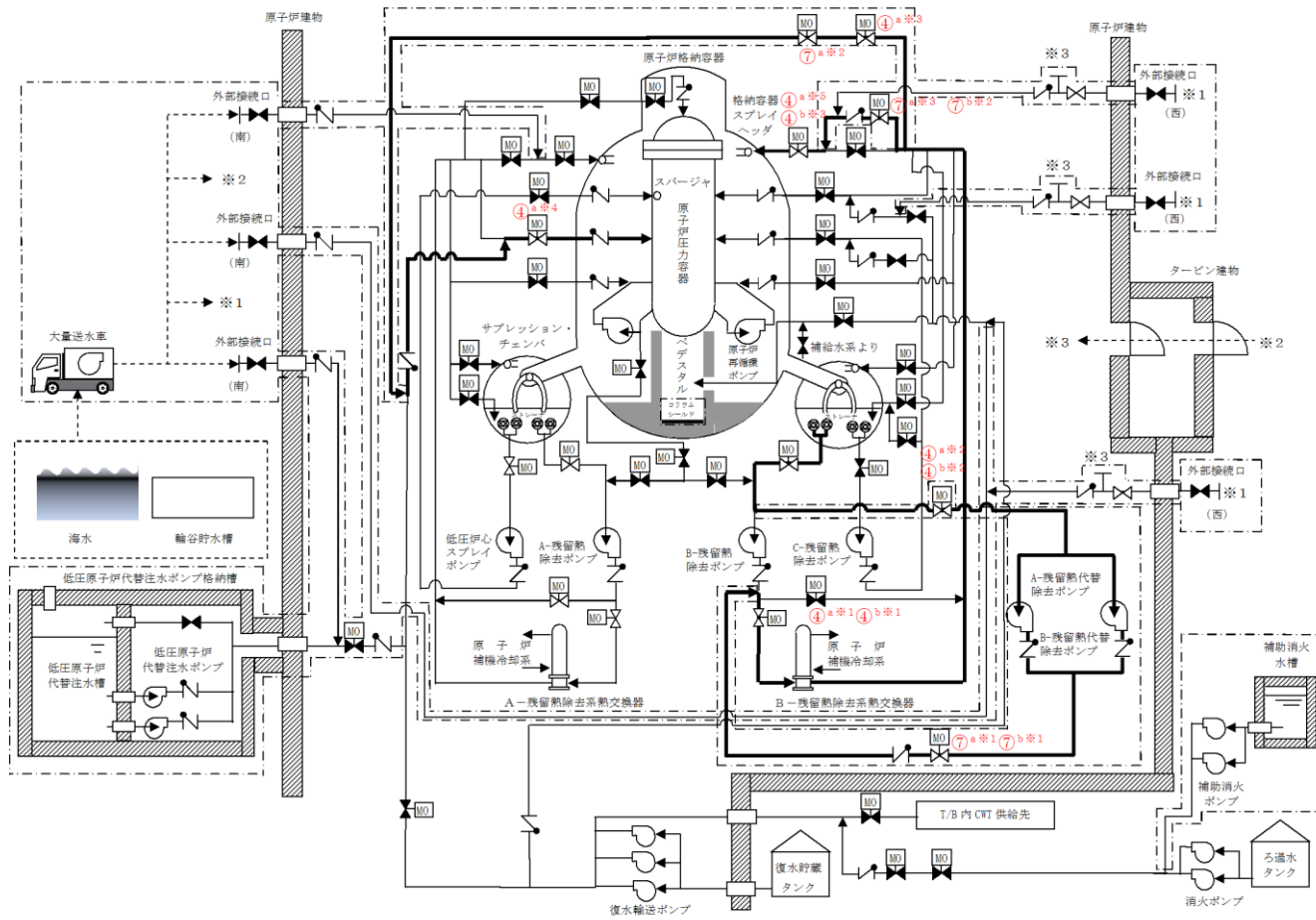
○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.7-14 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 15分												
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	中央制御室運転員A	1	系統構成, ドレン移送ポンプ起動操作											

第1.7-15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 タイムチャート

1.7-64r15
1.7-64r15



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

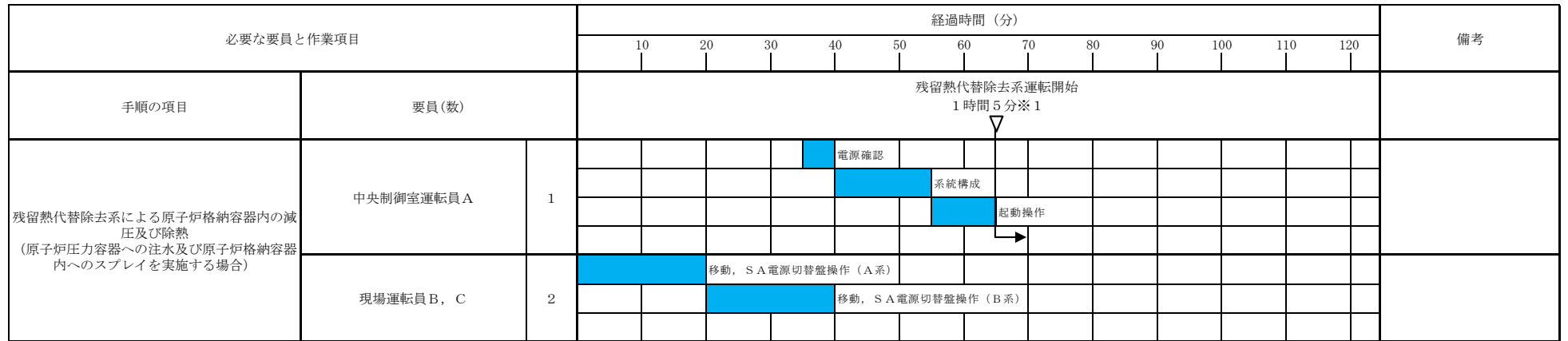
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
 ○※¹~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.7-16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 ^{a※1} ④ ^{b※1}	B-RHR熱交バイパス弁
④ ^{a※2} ④ ^{b※2}	RHR R HARライン入口止め弁
④ ^{a※3}	RHR A-F L S R連絡ライン止め弁
④ ^{a※4}	A-RHR注水弁
④ ^{a※5} ④ ^{b※3}	B-RHRドライウェル第2スプレイ弁
⑦ ^{a※1} ⑦ ^{b※1}	R HARライン流量調節弁
⑦ ^{a※2}	RHR A-F L S R連絡ライン流量調節弁
⑦ ^{a※3} ⑦ ^{b※2}	RHR P C Vスプレイ連絡ライン流量調節弁

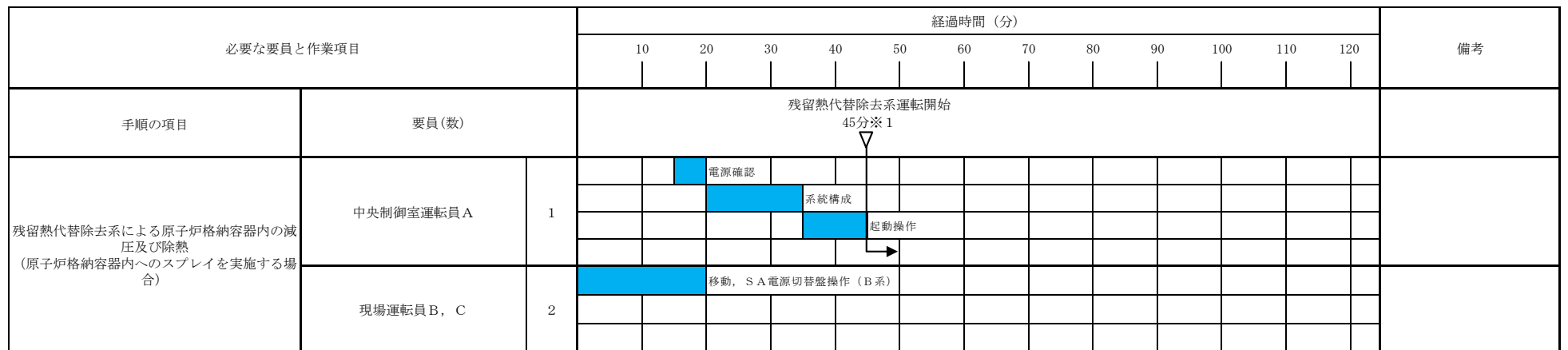
- 記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○^{a~} : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
○^{※1~} : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.7-16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)



※1 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は、35分以内に可能である。

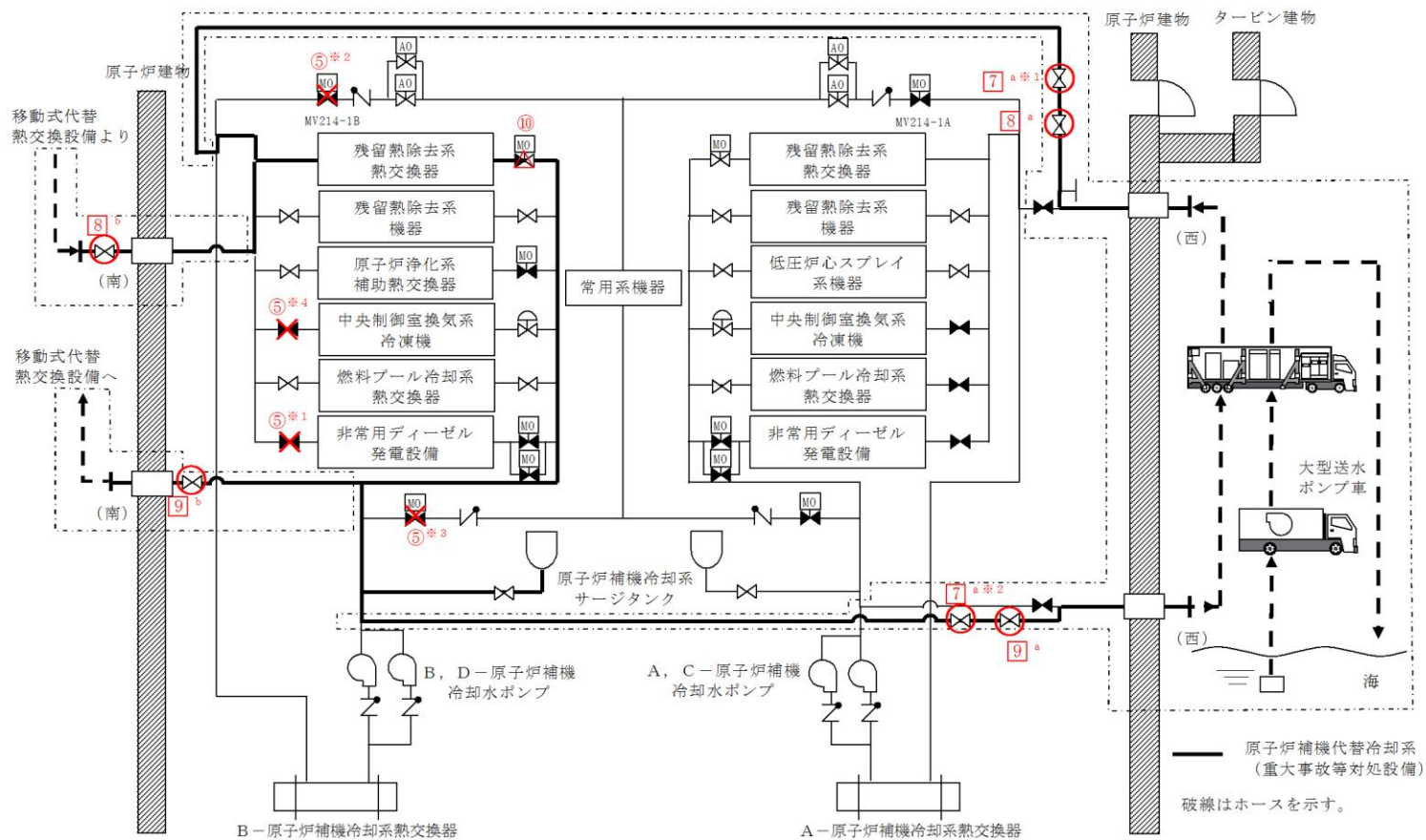
第 1.7-17 図 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(原子炉压力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合) タイムチャート



※1 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は、35分以内に可能である。

第 1.7-18 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
(原子炉格納容器へのスプレイを実施する場合) タイムチャート

1.7-67r16
1.7-67r16



凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	調整弁
	配管
	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
- : 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。

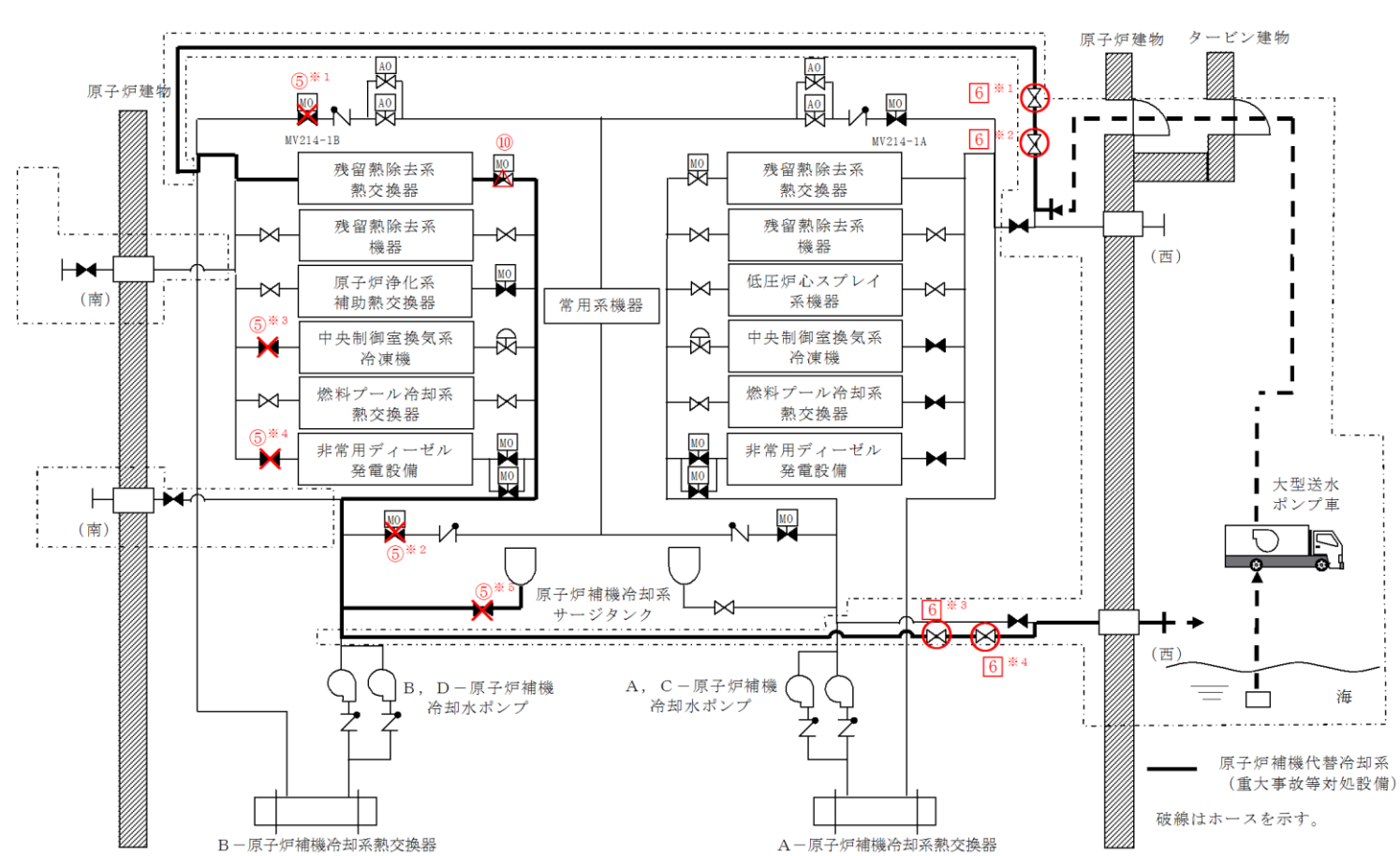
第1.7-19図 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 概要図(1 / 4)
(原子炉建物南側接続口または原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合)

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
⑩	B-RHR熱交冷却水出口弁
⑦ ^a *1	RCW B-AHEF西側供給配管止め弁
⑦ ^a *2	RCW B-AHEF西側戻り配管止め弁
⑧ ^a	AHEF B-西側供給配管止め弁
⑧ ^b	AHEF B-供給配管止め弁
⑨ ^a	AHEF B-西側戻り配管止め弁
⑨ ^b	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。
○^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 1.7-19 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また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)

1.7-68r16-1
1.7-68r16-1



凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	調整弁
	配管
	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 ○ : 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1.7-19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。

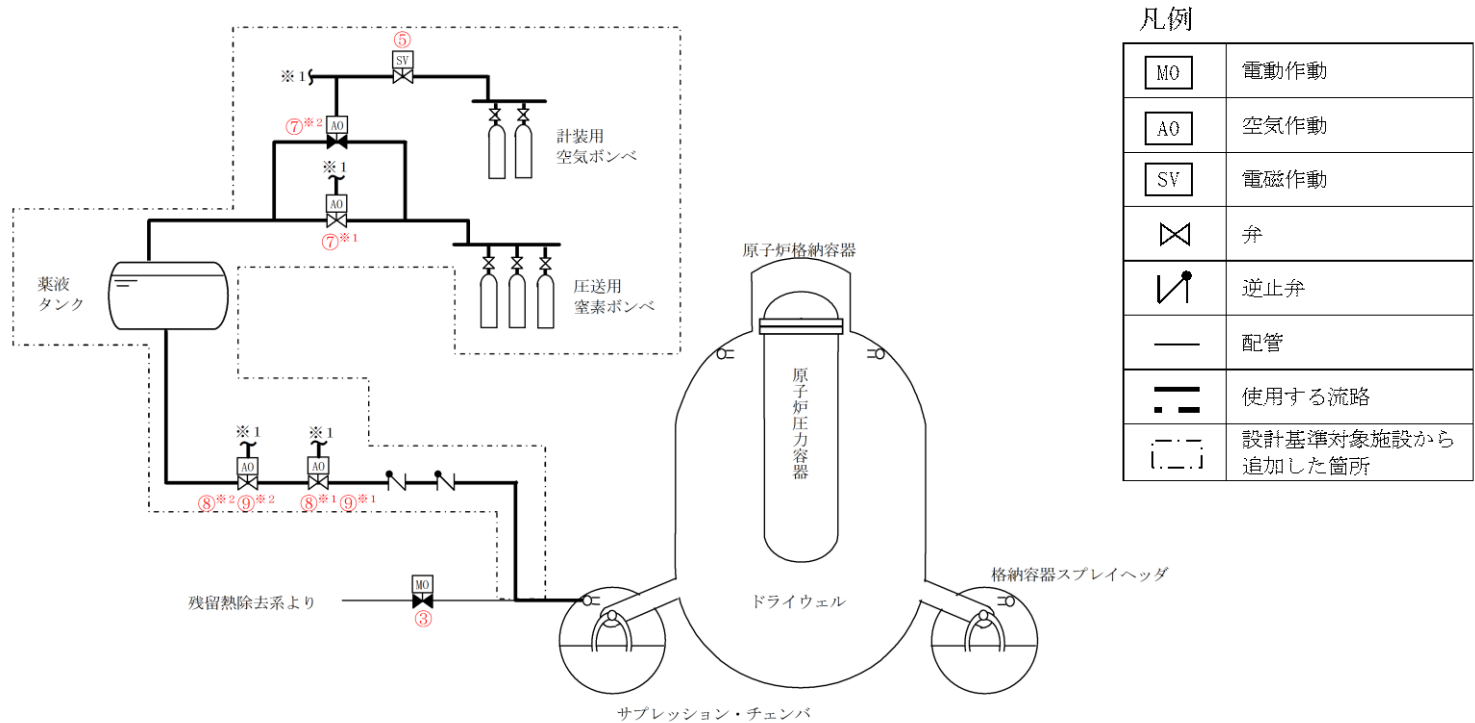
第1.7-19図 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 概要図(4/4)
(原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合))

必要な要員と作業項目		経過時間 (時間)												備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8							
手順の項目	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 6時間50分														
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))	中央制御室運転員A	1	電源確認											冷却水確保		
	現場運転員B, C	2	移動, SA電源切替盤操作(B系)※1	系統構成												
	緊急時対策要員	6	緊急時対策所～第4保管エリア移動※2													
			車両健全性確認													
			大型送水ポンプ車配置, 取水準備													
			送水準備(屋外ホース敷設)													
													送水準備(屋内ホース敷設)			
													補機冷却水の供給, 流量調整			

※1：非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は、中央制御室運転員Aにて5分以内に可能である。

※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1.7-20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(2/2)
(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))



凡例

MO	電動作動
A0	空気作動
SV	電磁作動
✕	弁
↗	逆止弁
—	配管
—	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
③	A-RHR トーラススプレイ弁
⑤	PHC 空気供給電磁弁
⑦* ¹	PHC A-窒素ガス供給弁
⑦* ²	PHC B-窒素ガス供給弁
⑧* ¹ ⑨* ¹	PHC A-薬液タンク出口薬剤注入弁
⑧* ² ⑨* ²	PHC B-薬液タンク出口薬剤注入弁

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。

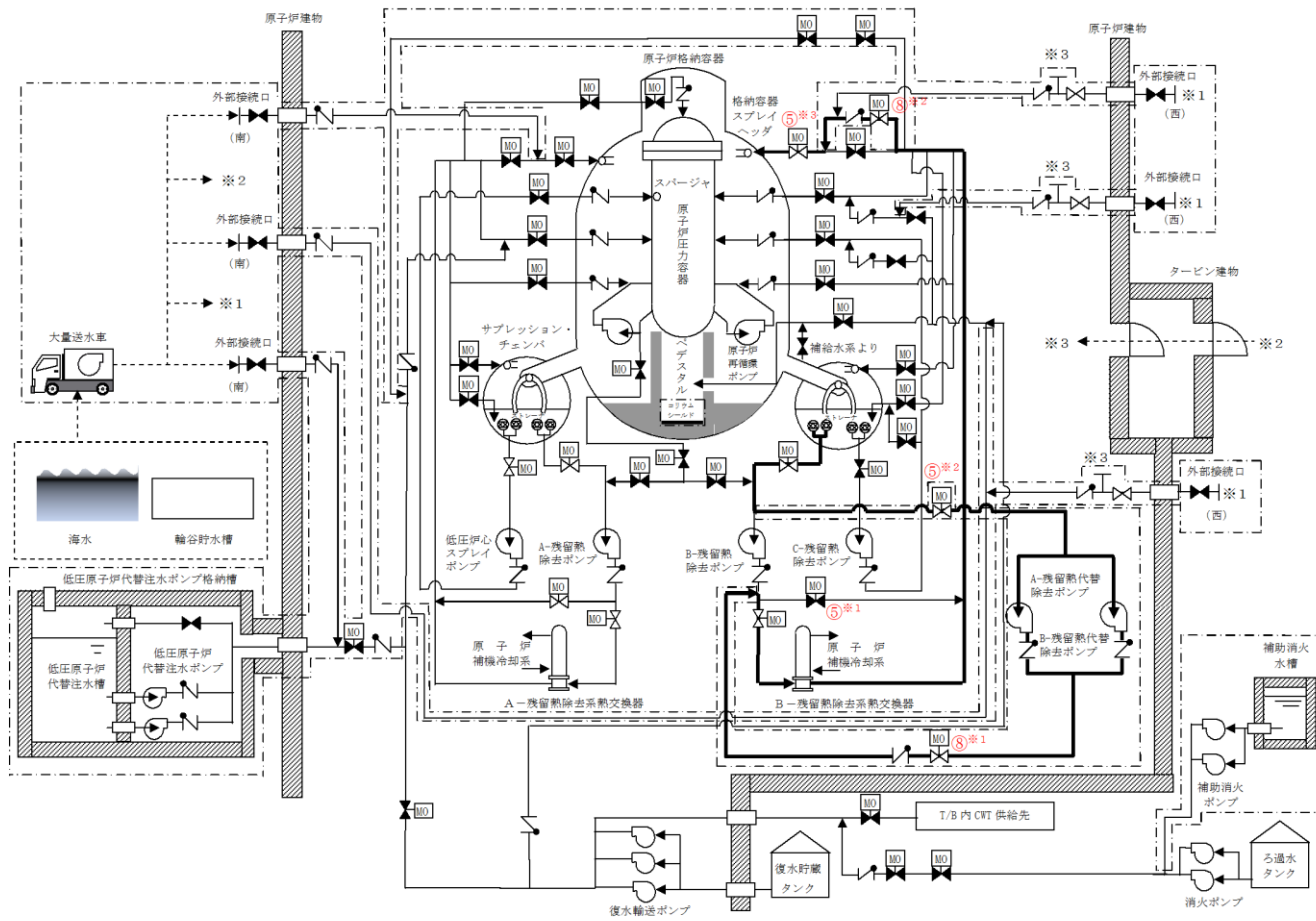
第1.7-21図 サプレッション・プール水 pH制御 概要図

1.7-71
1.7-71
1.7-71

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	
手順の項目	要員(数)		薬液注入開始 20分 ▼											
サプレッション・プール水 pH制御	中央制御室運転員A	1	起動操作 →											

第 1.7-22 図 サプレッション・プール水 pH制御 タイムチャート

1.7-72r15
1.7-72r15



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。
○※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1.7-23図 ドライウェル pH制御 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑤ ^{※1}	B-RHR 熱交バイパス弁
⑤ ^{※2}	RHR RHARライン入口止め弁
⑤ ^{※3}	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑧ ^{※1}	RHARライン流量調節弁
⑧ ^{※2}	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。

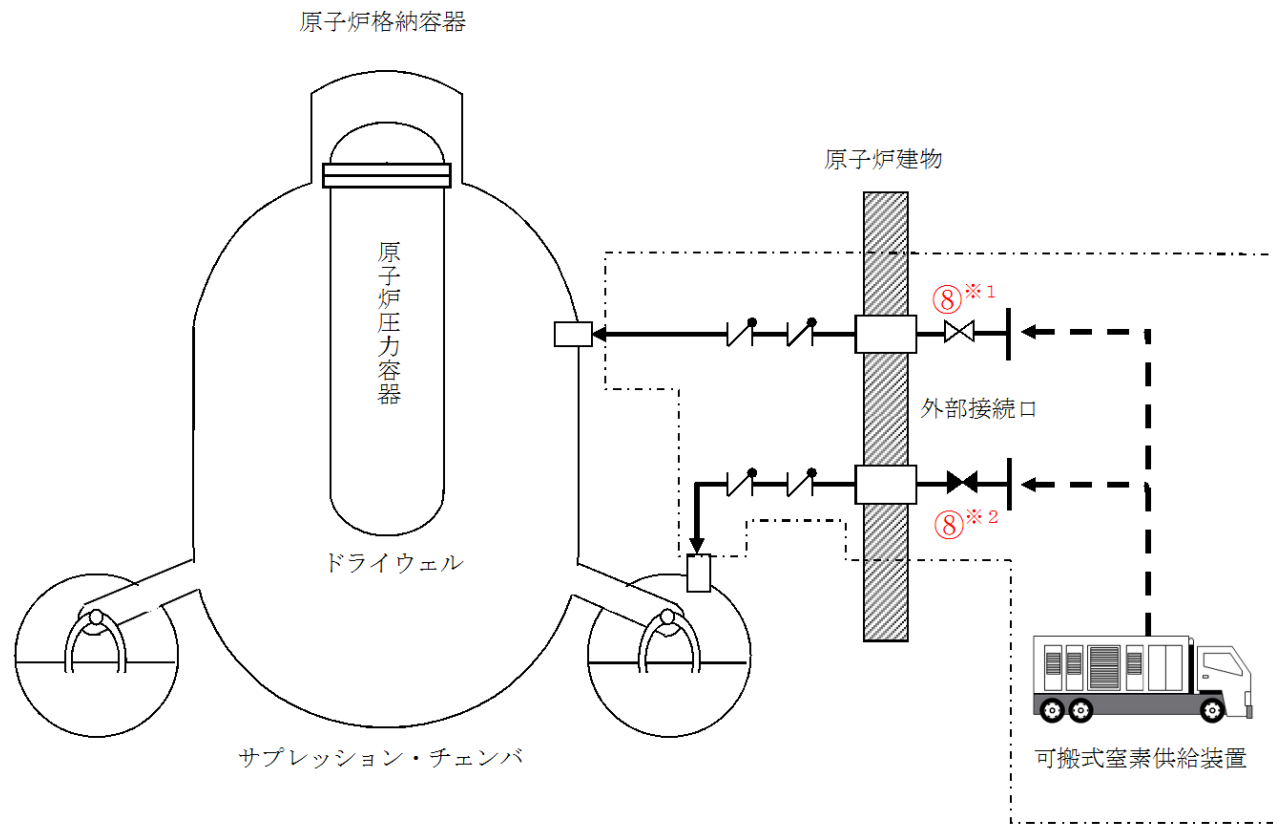
第1.7-23図 ドライウエルpH制御 概要図(2/2)

1.7-74

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)		薬液注入開始 45分※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 (原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合)	中央制御室運転員A	1																	
	現場運転員B, C	2																	

※1 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は、35分以内に可能である。

第1.7-24図 ドライウェル pH制御 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
⑧※1	AN I 代替窒素供給ライン元弁 (D/W側)
⑧※2	AN I 代替窒素供給ライン元弁 (S/C側)

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。

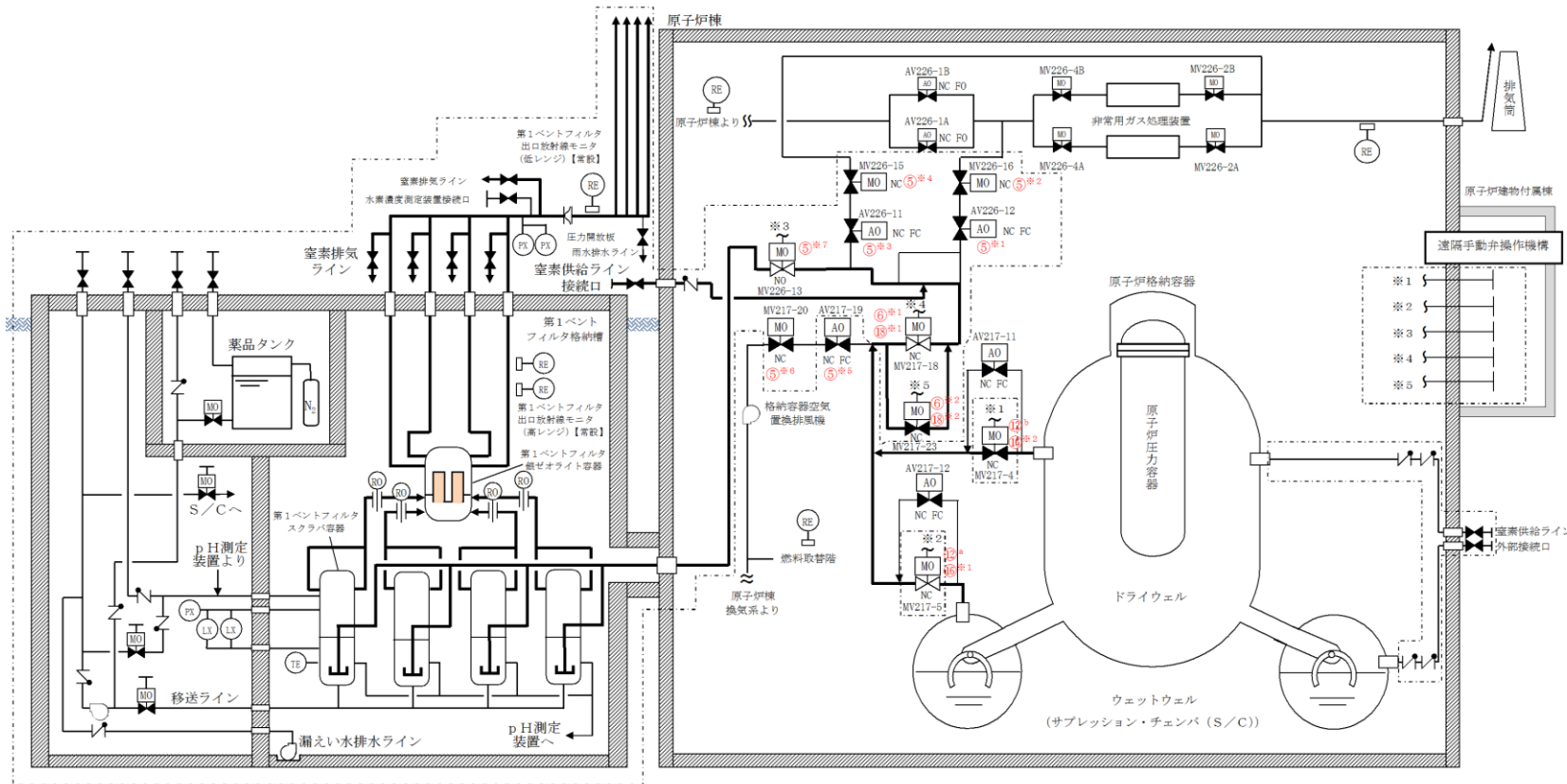
第1.7-25図 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 概要図

1.7-76
1.7-76

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						
手順の項目	要員(数)		可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始 1時間40分 ▽																	
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	緊急時対策要員	2	車両健全性確認																	
			可搬式窒素供給装置の移動																	
			可搬式窒素供給装置の接続, 暖気運転																	
			弁開操作																	

第1.7-26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

1.7-77
1.7-77



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1.7-27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}	S G T N G C連絡ライン隔離弁
⑤ ^{*2}	S G T N G C連絡ライン隔離弁後弁
⑤ ^{*3}	S G T耐圧強化ベントライン止め弁
⑤ ^{*4}	S G T耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑤ ^{*5}	N G C常用空調換気入口隔離弁
⑤ ^{*6}	N G C常用空調換気入口隔離弁後弁
⑤ ^{*7}	S G T F C V S第1ベントフィルタ入口弁
⑥ ^{*1} ⑱ ^{*1}	N G C非常用ガス処理入口隔離弁
⑥ ^{*2} ⑱ ^{*2}	N G C非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁
⑫ ^a ⑰ ^{*1}	N G C N 2 トーラス出口隔離弁
⑫ ^b ⑰ ^{*2}	N G C N 2 ドライウェル出口隔離弁

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1.7-27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）

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						
手順の項目	要員(数)		原子炉格納容器ベント開始 2時間50分																	
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 (W/W)	中央制御室運転員 A	1	電源確認																	※1
	現場運転員 B, C	2	移動, ベント準備操作 (第2弁開操作)																	
			移動, ベント実施操作 (第1弁開操作)																	

※1 : NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は, NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開とする。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。

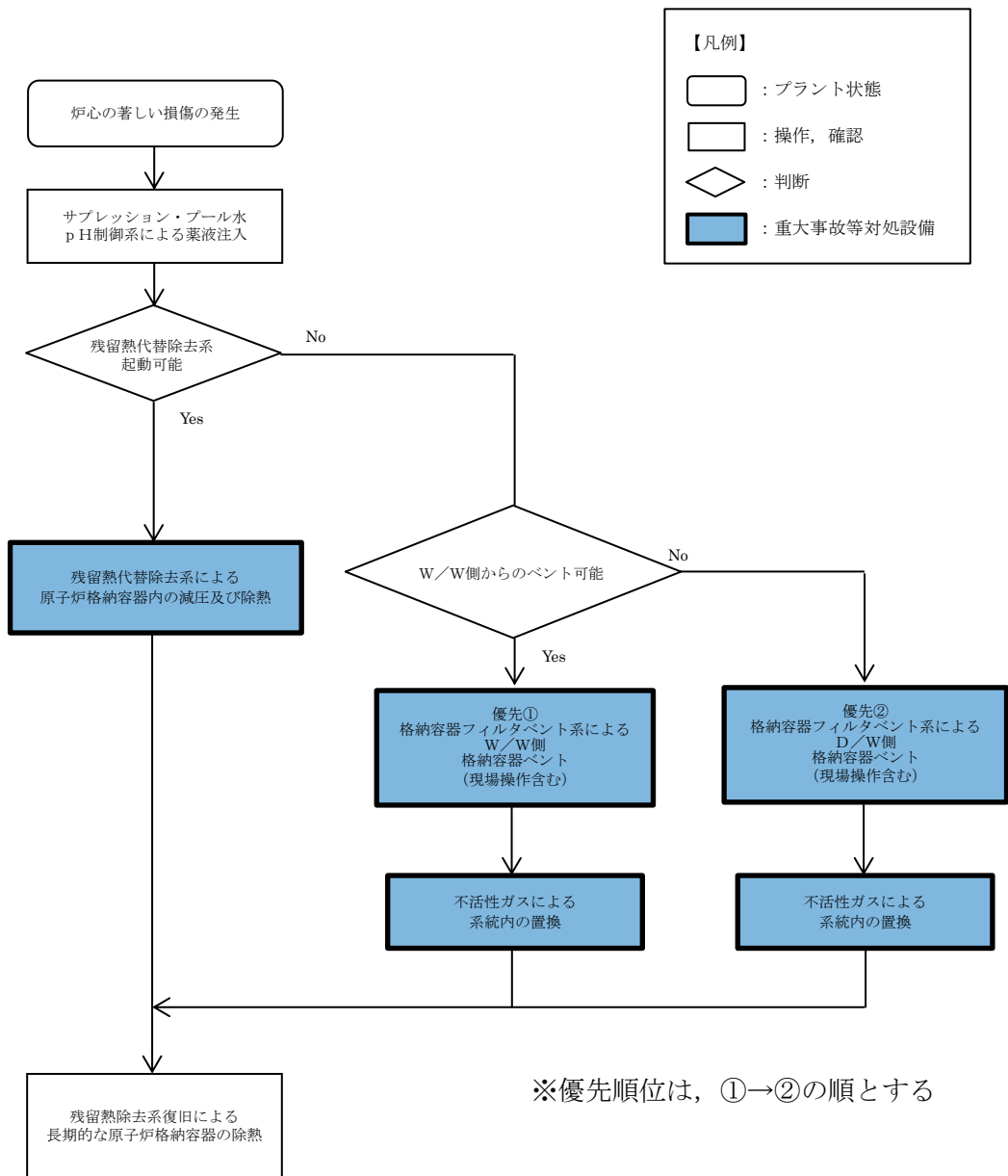
第 1.7-28 図 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/W) タイムチャート (現場操作による原子炉格納容器ベント)

1.7-79

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						
手順の項目	要員(数)		原子炉格納容器ベント開始 2時間50分																	
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)	中央制御室運転員 A	1	電源確認																	※1
	現場運転員 B, C	2	移動, ベント準備操作 (第2弁開操作)																	
			移動, ベント実施操作 (第1弁開操作)																	

※1 : NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は, NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開とする。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1.7-29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 (D/W) タイムチャート (現場操作による原子炉格納容器ベント)



第1.7-30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 / 7)

技術的能力審査基準 (1.7)	番号	設置許可基準規則 (50 条)	技術基準規則 (65 条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、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】 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過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器パウンドリを維持しながら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。 2 発電用原子炉施設（原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるものに限る。）には、前項の設備に加えて、原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備を設けなければならない。 3 前項の設備は、共通要因によって第一項の設備の過圧破損防止機能（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過圧による破損を防止するために必要な機能をいう。）と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものでなければならない。</p>	<p>【本文】 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過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器パウンドリ（設置許可基準規則第2条第2項第三十七号に規定する原子炉格納容器パウンドリをいう。）を維持しながら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。 2 発電用原子炉施設（原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるものに限る。）には、前項の設備に加えて、原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備を施設しなければならない。 3 前項の設備は、共通要因によって第一項の設備の過圧破損防止機能（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過圧による破損を防止するために必要な機能をいう。）と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものでなければならない。</p>	⑨
<p>【解釈】 1 「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」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	-	<p>【解釈】 1 第1項に規定する「原子炉格納容器パウンドリを維持」とは、限界圧力及び限界温度において評価される原子炉格納容器の漏えい率を超えることなく、原子炉格納容器内の放射性物質を閉じ込めておくことをいい、「原子炉格納容器パウンドリを維持しながら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」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1項に規定する「原子炉格納容器パウンドリ（設置許可基準規則第2条第2項第37号に規定する原子炉格納容器パウンドリをいう。）を維持」とは、限界圧力及び限界温度において評価される原子炉格納容器の漏えい率を超えることなく、原子炉格納容器内の放射性物質を閉じ込めておくことをいい、「原子炉格納容器パウンドリ（設置許可基準規則第2条第2項第37号に規定する原子炉格納容器パウンドリをいう。）を維持しながら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」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) 原子炉格納容器の過圧破損の防止 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、格納容器代替循環冷却系、格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットにより、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>a) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットを設置すること。 2 第2項に規定する「原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるもの」とは、原子炉格納容器の容積が小さく炉心損傷後の事象進展が速い発電用原子炉施設である BWR 及びアイスコンデンサ型格納容器を有する PWR をいう。</p>	<p>a) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットを設置すること。 2 第2項に規定する「原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるもの」とは、原子炉格納容器の容積が小さく炉心損傷後の事象進展が速い発電用原子炉施設である BWR 及びアイスコンデンサ型格納容器を有する PWR をいう。</p>	⑩
<p>b) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施されるものであること。</p>	③	<p>3 第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備」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。 a) 格納容器圧力逃がし装置を設置すること。</p>	<p>3 第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備」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。 a) 格納容器圧力逃がし装置を設置すること。</p>	⑪
<p>(2) 悪影響防止 a) 格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する手順等を整備すること。</p>	④	<p>b) 上記3 a) の格納容器圧力逃がし装置とは、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>b) 上記3 a) の格納容器圧力逃がし装置とは、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>(3) 現場操作等 a) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。</p>	⑤	<p>i) 格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減するものであること。</p>	<p>i) 格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減するものであること。</p>	⑫

※1: 「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）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2 / 7)

技術的能力審査基準 (1.7)	番号	設置許可基準規則 (50 条)	技術基準規則 (65 条)	番号
b) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。	⑥	ii) 格納容器圧力逃がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられていること。	ii) 格納容器圧力逃がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられていること。	⑬
c) 隔離弁の駆動源が喪失した場合においても、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を操作できるよう、必要な資機材を近傍に配備する等の措置を講じること。	⑦	iii) 格納容器圧力逃がし装置の配管等は、他の系統・機器（例えば SGTS）や他号機の格納容器圧力逃がし装置等と共用しないこと。ただし、他への悪影響がない場合を除く。	iii) 格納容器圧力逃がし装置の配管等は、他の系統・機器（例えば SGTS）や他号機の格納容器圧力逃がし装置等と共用しないこと。ただし、他への悪影響がない場合を除く。	⑭
(4) 放射線防護 a) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。	⑧	iv) また、格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する設備を整備すること。	iv) また、格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する設備を整備すること。	⑮
		v) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。	v) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。	⑯
		vi) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。	vi) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。	⑰
		vii) ラブチャーディスクを使用する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならないよう、十分に低い圧力に設定されたラブチャーディスク（原子炉格納容器の隔離機能を目的としたものではなく、例えば、配管の窒素充填を目的としたもの）を使用する場合又はラブチャーディスクを強制的に手動で破壊する装置を設置する場合を除く。	vii) ラブチャーディスクを使用する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならないよう、十分に低い圧力に設定されたラブチャーディスク（原子炉格納容器の隔離機能を目的としたものではなく、例えば、配管の窒素充填を目的としたもの）を使用する場合又はラブチャーディスクを強制的に手動で破壊する装置を設置する場合を除く。	⑱
		viii) 格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも熔融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されていること。	viii) 格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも熔融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されていること。	⑲
		ix) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。	ix) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。	⑳
		4 第3項に規定する「適切な措置を講じたもの」とは、多様性及び可能な限り独立性を有し、位置的分散を図ることをいう。	4 第3項に規定する「適切な措置を講じたもの」とは、多様性及び可能な限り独立性を有し、位置的分散を図ることをいう。	㉑

※1：「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）

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
格納容器フィルタベント系による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	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦ ⑧ ⑨ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑯ ⑰ ⑱ ⑳ ㉑	-	-	-	-	-	-
	第1ベントフィルタ 銀ゼオライト容器	新設							
	遠隔手動弁操作機構	新設							
	圧力開放板	新設							
	可搬式窒素供給装置	新設							
	ホース・接続口	新設							
	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)	既設							
	格納容器フィルタベン ト系 配管・弁	新設							
	窒素ガス制御系 配 管・弁	既設 新設							
	非常用ガス処理系 配 管・弁	新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設 備	新設							
	代替所内電気設備	既設 新設							
	ドレン移送ポンプ	新設							
	薬品注入タンク	新設							
	大量送水車	新設							
輪谷貯水槽(西)※1	既設								
ホース・接続口	新設								

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】 1b)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 / 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
現場 操作	遠隔手動弁操作機構	新設	① ⑤ ⑥ ⑦ ⑨ ⑫ ⑬	-	-	-	-	-	-
	-	-		-	-	-	-	-	-
不活性ガス による系統内の置換	可搬式窒素供給装置	新設	① ⑨ ⑬	-	-	-	-	-	-
	ホース・接続口	新設		-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	原子炉格納容器 負圧破損の防止	可搬式窒素供給装置	可搬	1時間40分	3名	自主対策とする理由は本文参照
				ホース・接続口	可搬				
				窒素ガス代替注入系 配管・弁	常設				
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	残留熱代替除去ポンプ	新設	① ② ③ ⑨ ⑩	-	-	-	-	-	-
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱代替除去系 配管・弁	新設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設							
	低圧原子炉代替注水系 配管・弁	新設							
	格納容器スプレイ・ヘッド	新設							
	ホース・接続口	新設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
代替所内電気設備	既設 新設								

※1：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】 1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

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
-	-	-	-	サブ プレッ ション ・プ ール 水 pH 制 御	残留熱除去系 配管	常設	20 分	1 人	自主対策 とする理 由は本文 参照
					サブプレッション・チェンバ スプレイヘッド	常設			
					サブプレッション・プール水 pH 制御系	常設			
-	-	-	-	ド ライ ウ ェ ル pH 制 御	残留熱代替除去ポンプ	常設	30 分	1 人	自主対策 とする理 由は本文 参照
					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			
					格納容器スプレイ・ヘッド	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				

※1：「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）

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 (1.7)	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>発電用原子炉設置者において、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残留熱代替除去系及び格納容器フィルタベント系によ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を整備する。</p>
<p>【解釈】</p> <p>1 「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」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	<p>—</p>
<p>(1) 原子炉格納容器の過圧破損の防止</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、格納容器代替循環冷却系、格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットにより、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>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残留熱代替除去系及び格納容器フィルタベント系により、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>b) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施されるものであること。</p>	<p>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施するように整備する。</p>
<p>(2) 悪影響防止</p> <p>a) 格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する手順等を整備すること。</p>	<p>格納容器フィルタベント系による格納容器ベント後に、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、可燃性ガス濃度を低減するための手段として、可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器内に不活性ガス（窒素ガス）を供給する手順を整備する。</p>

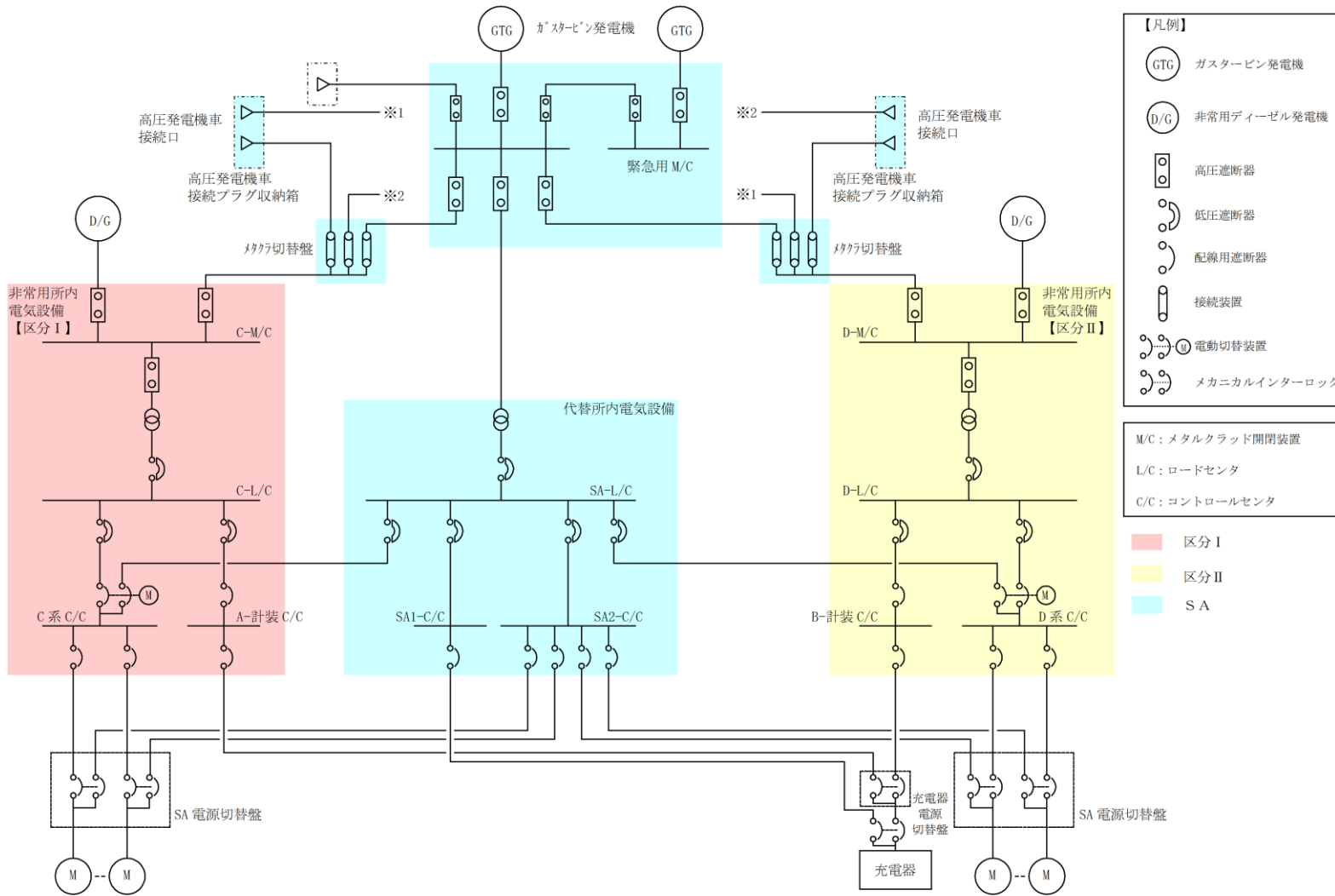
審査基準，基準規則と対処設備との対応表(7 / 7)

技術的能力審査基準 (1.7)	適合方針
<p>(3) 現場操作等</p> <p>a) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。</p>	<p>格納容器フィルタベント系の隔離弁を人力により容易かつ確実に操作可能とする手段として、遠隔手動弁操作機構を整備する。</p>
<p>b) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策がなされていること。</p>	<p>炉心の著しい損傷時において、運転員等の被ばくを低減する手段として、二次格納施設外で操作可能な遠隔手動弁操作機構を整備する。</p> <p>また、格納容器ベント後の被ばくを低減するために、運転員は遮へい等を考慮した中央制御室へ退避する。</p>
<p>c) 隔離弁の駆動源が喪失した場合においても、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を操作できるよう、必要な資機材を近傍に配備する等の措置を講じること。</p>	<p>隔離弁の駆動源が喪失した場合において、格納容器フィルタベント系の隔離弁を操作可能とする手段として、遠隔手動弁操作機構を整備する。</p>
<p>(4) 放射線防護</p> <p>a) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。</p>	<p>使用後に高線量となる第1ベントフィルタスクラバ容器等からの被ばくを低減する手段として、第1ベントフィルタスクラバ容器等は遮へい等を考慮した地下格納槽内に整備する。</p>

自主対策設備仕様

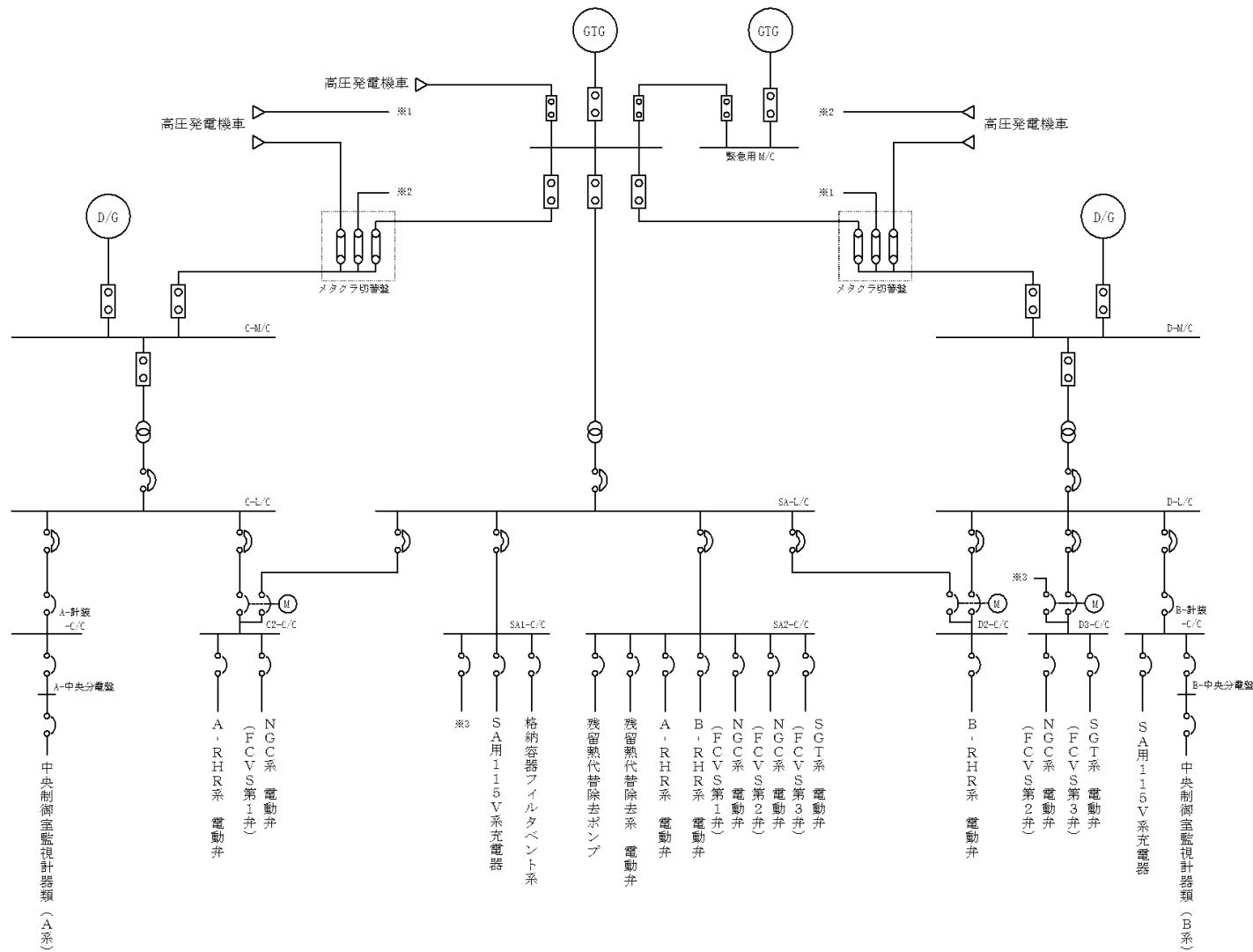
機器名称	常設 ／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
ドレン移送ポンプ	常設	— (Ss 機能維持)	10m ³ /h	70m	1 台
薬品注入タンク	常設	— (Ss 機能維持)	0.83m ³	—	1 基
大量送水車	可搬	— (Ss 機能維持)	168m ³ /h (1 台あたり)	—	2 台 (予備 1 台)
サブプレッション・プール水 pH 制御系 (薬液タンク)	常設	— (Ss 機能維持)	5.0m ³	—	1 基
サブプレッション・プール水 pH 制御系 (計装用空気ポンベ)	可搬	—	7 m ³ (1 本あたり)	—	16 本× 3 set
サブプレッション・プール水 pH 制御系 (圧送用窒素ポンベ)	可搬	—	7 m ³ (1 本あたり)	—	2 本

1.7-89
1.7-89



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)

1.7-90
1.7-90



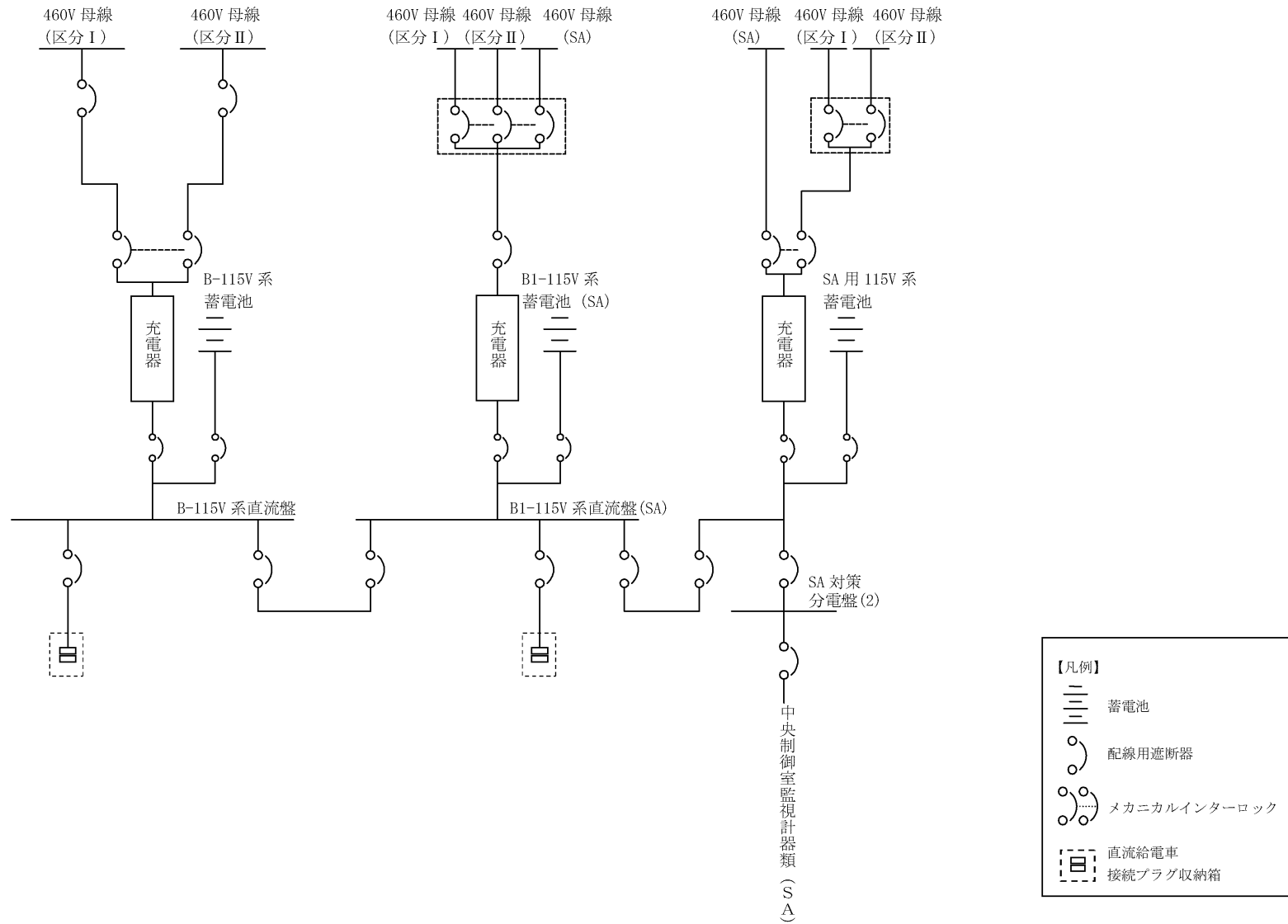
【凡例】

- GTG ガスタービン発電機
- D/G 非常用ディーゼル発電機
- 高圧遮断器
- 低圧遮断器
- 配線用遮断器
- 接続装置
- 電動切替装置
- メカニカルインターロック

M/C : メタルクラッド開閉装置
L/C : ロードセンタ
C/C : コントロールセンタ

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)

1.7-91
1.7-91



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

a. 操作概要

中央制御室からの格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において、原子炉建物附属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源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

電源切り替え 原子炉建物附属棟地上3階（非管理区域）

系統構成、格納容器ベント操作 制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱として、最長時間を要するSA電源切替盤による電源切り替えを実施し、第一優先のW/Wベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

なお、W/Wベントに必要な想定時間、D/Wベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

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

移動、SA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）

※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：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 弁開操作）：想定時間 10 分，所要時間目安 3 分
 - ・ベント実施操作（第 1 弁開操作）：所要時間目安 3 分（操作対象 1 弁：中央制御室）

【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～原子炉建物附属棟地上 3 階）
 - ・S A 電源切替盤操作（A系）：所要時間目安 3 分（電源切替操作：原子炉建物附属棟地上 3 階）
- 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 4 分
 - ・移動：所要時間目安 1 分（原子炉建物附属棟地上 3 階）
 - ・S A 電源切替盤操作（B系）：所要時間目安 3 分（電源切替操作：原子炉建物附属棟地上 3 階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であるため，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，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) 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、原子炉建物付属棟地上3階まで移動するとともに、現場での遠隔手動弁操作機構による操作により系統構成を実施する。格納容器ベントについては、原子炉建物付属棟地上1階または原子炉建物付属棟地上2階まで移動するとともに、現場での遠隔手動弁操作機構により格納容器ベントする。

b. 作業場所

系統構成 原子炉建物付属棟 地上3階 北側通路（非管理区域）
W/Wベント 原子炉建物付属棟 地上1階 西側（非管理区域）
D/Wベント 原子炉建物付属棟 地上2階 西側（非管理区域）
電源確認 制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱として、第一優先のW/Wベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

なお、W/Wベントに必要な想定時間、D/Wベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間 : 系統構成（原子炉建物付属棟）1時間20分以内（所要時間目安^{※1} : 1時間3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8分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認 : 想定時間10分、所要時間目安4分

・電源確認 : 所要時間目安4分（中央制御室）

【現場運転員】

●系統構成 : 想定時間1時間20分、所要時間目安1時間3分

・移動 : 所要時間目安9分（移動経路 : 中央制御室～原子炉建物付属棟地上3階）

- ・系統構成：所要時間目安 54 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟地上 3 階）

- ベント実施操作（第 1 弁開操作）：想定時間 1 時間 30 分，所要時間目安 1 時間 8 分

- ・移動：所要時間目安 14 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物附属棟地上 1 階）

- ・ベント実施操作（第 1 弁開操作）：所要時間目安 54 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟地上 1 階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b) 現場作業

移動経路 : 電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

作業環境 : 電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。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。また，格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し防護具（酸素呼吸器，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。

操作性 : 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。
操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段 : 有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



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））周辺）

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として、最長時間を要する第4保管エリア，第3保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西）を使用した送水に必要な要員数，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47分）

※1：所要時間目安は，実機による検証及び模擬による算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●水位監視：想定時間10分，所要時間目安9分

- ・水位監視，水位調整（水張り）：所要時間目安9分（下限水位～通常水位）

【緊急時対策要員6名】（原子炉建物南側周辺作業）

●緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間25分，所要時間目安22分

- ・移動：所要時間目安22分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分

- ・車両健全性確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及びヘッダ接続）：想定時間1時間5分，所要時間目安34分

- ・移動：所要時間目安4分（移動経路：第4保管エリア～原子炉建物西

側法面)

- ・送水準備（ホース敷設及びヘッダ接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側周辺）
- 送水準備（ヘッダ～第 1 ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口）：
想定時間 25 分，所要時間目安 21 分
 - ・送水準備：所要時間目安 15 分（ヘッダ～第 1 ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口）
 - ・系統構成：所要時間目安 6 分（操作対象 2 弁：原子炉建物南側周辺）
- ホース取外し：想定時間 10 分，所要時間目安 5 分
 - ・ホース取外し：所要時間目安 5 分（操作対象 2 弁：原子炉建物南側周辺）

【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）

- 緊急時対策所～第 3 保管エリア移動：想定時間 25 分，所要時間目安 23 分
 - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第 3 保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 3 保管エリア）
- 大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 3 保管エリア～輪谷貯水槽（西））
 - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西））
- 送水準備（ホース敷設）：想定時間 1 時間，所要時間目安 37 分
 - ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西），原子炉建物西側法面）
 - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西）周辺）
- 大量送水車起動：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・大量送水車起動：所要時間目安 10 分（輪谷貯水槽（西））
- 停止操作：想定時間 10 分，所要時間目安 5 分
 - ・停止操作：所要時間目安 5 分（輪谷貯水槽（西））

d. 操作の成立性について

(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、懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

作業環境 : 車両の作業用照明・ヘッドライト、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 : 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

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 2時間20分以内（所要時間目安^{※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ジ

a. 操作概要

格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージが必要な状況において、屋外（原子炉建物周辺）に可搬式窒素供給装置を配置してホースを格納容器フィルタベント系配管接続口に接続した後、可搬式窒素供給装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

屋外（原子炉建物周辺）

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージとして格納容器フィルタベント系配管接続口を使用した窒素ガス供給に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：3名（中央制御室運転員1名、緊急時対策要員2名）

想定時間：1時間40分以内（所要時間目安^{※1}：1時間28分）

※1：所要時間目安は、実機による検証及び模擬による算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●系統構成：想定時間10分、所要時間目安4分

・系統構成：所要時間目安4分（操作対象1弁：中央制御室）

【緊急時対策要員】

●車両健全性確認：想定時間10分、所要時間目安10分

・車両健全性確認：所要時間目安10分（第1保管エリア）

●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間25分、所要時間目安20分

・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安20分（移動経路：第1保管エリア～屋外（原子炉建物周辺））

●可搬式窒素供給装置の接続、暖気運転：想定時間55分、所要時間目安53分

・可搬式窒素供給装置の接続：所要時間目安36分（ホース接続：屋外（原子炉建物周辺））

・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安17分（暖気運転：屋外（原子炉建物周辺））

●弁開操作：想定時間10分、所要時間目安5分

- ・ 弁開操作：所要時間目安 5 分（操作対象 1 弁：屋外（原子炉建物周辺））

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

(b) 現場作業

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 : 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）、無線通信設備（固定型、携帯型）電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業

(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シが必要状況において、屋外（原子炉建物周辺）に第1ベントフィルタ出口水素濃度を配置してホースを格納容器フィルタベント系配管接続口に接続した後、第1ベントフィルタ出口水素濃度により、窒素ガスパーシ中、配管内の水素濃度を測定する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建物周辺）

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーシ中における水素濃度測定に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、緊急時対策要員2名）

想定時間 : 1時間40分以内（所要時間目安^{*1} : 1時間23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】

●車両健全性確認 : 想定時間10分、所要時間目安10分

・車両健全性確認 : 所要時間目安10分（第1保管エリア）

●水素濃度測定設備の移動 : 想定時間30分、所要時間目安23分

・水素濃度測定設備の移動 : 所要時間目安23分（移動経路 : 第1保管エリア～屋外（原子炉建物周辺））

●水素濃度測定設備の接続 : 想定時間50分、所要時間目安45分

・水素濃度測定設備の接続 : 所要時間目安45分（屋外（原子炉建物周辺））

●起動操作 : 想定時間10分、所要時間目安5分

・起動操作 : 所要時間目安5分（起動操作 : 屋外（原子炉建物周辺））

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

(b) 現場作業

移動経路 : 車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

作業環境 : 車両の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、ねじ込み式あり容易に接続可能であり、操作に必要な工具はない。弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段 : 衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線通信設備（固定型、携帯型）電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する。



ケーブル接続作業

(7) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整

a. 操作概要

第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のpHが規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

b. 作業場所

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）

想定時間 : 15分以内（所要時間目安^{※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。

2. 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、原子炉建物付属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのS A電源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、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

原子炉建物付属棟地上3階（非管理区域）

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

残留熱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、最長時間を要するS A電源切替盤による電源切り替えを実施し、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ー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 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間 : 1時間5分以内（所要時間目安^{*1} : 21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）

【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～原子炉建物付属棟地上3階）

・S A電源切替盤操作（A系）：所要時間目安3分（電源切替操作：原子炉建物付属棟地上3階）

●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 4 分

- ・移動：所要時間目安 1 分（原子炉建物付属棟地上 3 階）
- ・ S A電源切替盤操作（B系）：所要時間目安 3 分（電源切替操作：原子炉建物付属棟地上 3 階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であるため，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，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) 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また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、原子炉建物付属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源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 地上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，地上2階，地上3階（非管理区域）

廃棄物処理建物 地上2階（非管理区域）

(c) 必要要員数及び想定時間

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として、最長時間を要するSA電源切替盤による電源切り替え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：3名（中央制御室運転員1名，現場運転員2名）

想定時間：1時間40分以内（所要時間目安^{※1}：67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：想定時間10分，所要時間目安1分

- ・冷却水確保：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，SA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～原子炉建物付属棟地上3階）

- ・SA電源切替操作（B系）：所要時間目安：3分（電源切替操作：原子炉建物付属棟地上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：原子炉建物附属棟地上 3 階～原子炉建物附属棟地上 2 階）
- ・ 電源確認：所要時間目安 1 分（電源ロック：原子炉建物附属棟地上 2 階）
- ・ 移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物附属棟地上 2 階～原子炉建物附属棟地下 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～原子炉建物附属棟地上 2 階）
- ・ 系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象 1 弁：原子炉建物附属棟地上 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上 2 階～廃棄物処理建物地上 2 階）
- ・ 系統構成：所要時間目安 3 分（操作対象 1 弁：廃棄物処理建物地上 2 階）

(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バックアップとして携行している。

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おり，近接可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。
アクセスルート上に支障となる設備はない。
- 操作性 : 通常の弁操作であり，容易に実施可能である。
操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。
- 連絡手段 : 有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。

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、原子炉建物附属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源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 地上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，地上2階，地上3階（非管理区域）

廃棄物処理建物 地上2階（非管理区域）

(c) 必要要員数及び想定時間

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として、最長時間を要するSA電源切替盤による電源切り替え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：3名（中央制御室運転員1名，現場運転員2名）

想定時間：1時間40分以内（所要時間目安^{※1}：70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：想定時間10分，所要時間目安1分

・冷却水確保：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，SA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～原子炉建物附属棟地上3階）

・SA電源切替操作（B系）：所要時間目安：3分（電源切替操作：原子炉建物附属棟地上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：原子炉建物附属棟地上3階～

原子炉建物付属棟地上2階)

- ・電源確認：所要時間目安1分（電源ロック：原子炉建物付属棟地上2階）
- ・移動：所要時間目安5分（移動経路：原子炉建物付属棟地上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上2階）
- ・系統構成：所要時間目安11分（操作対象1弁：原子炉建物付属棟地上2階）
- ・移動：所要時間目安1分（移動経路：原子炉建物付属棟地上2階）
- ・系統構成：所要時間目安11分（操作対象1弁：原子炉建物付属棟地上2階）
- ・移動：所要時間目安6分（移動経路：原子炉建物付属棟地上2階～廃棄物処理建物地上2階）
- ・系統構成：所要時間目安3分（操作対象1弁：廃棄物処理建物地上2階）

(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バックアップとして携行している。

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。

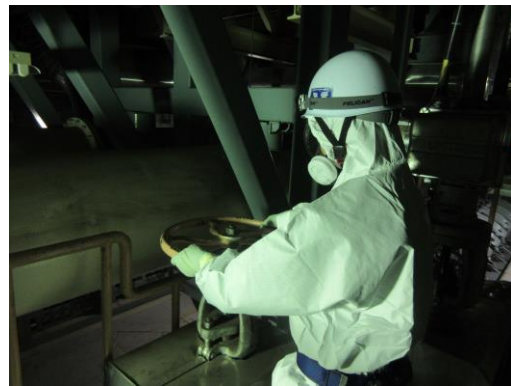
移動経路 : 電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており、近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

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

連絡手段 : 有線式通信設備、電力保安通信用電話設備、所内通信連絡設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



冷却水確保（系統構成）



冷却水確保（系統構成）

(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また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（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

原子炉建物附属棟 地上1階（非管理区域）

原子炉建物附属棟 地上2階（非管理区域）

屋外（取水槽周辺、原子炉建物南側周辺）

(c) 必要要員数及び想定時間

原子炉補機代替冷却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31分）

※1：所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員（6名）】（原子炉建物南側周辺作業）

●緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間25分，所要時間目安22分

・移動：所要時間目安22分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全確認：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25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））

●送水準備：想定時間20分，所要時間目安10分

・送水準備：所要時間目安10分（屋外（原子炉建物南側周辺））

【緊急時対策要員（6名）】（取水槽周辺、原子炉建物南側周辺作業）

- 移動：想定時間25分，所要時間目安22分
 - ・移動：所要時間目安22分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）
- 車両健全確認：想定時間10分，所要時間目安10分
 - ・車両健全確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）
- 大型送水ポンプ車準備：想定時間3時間55分，所要時間目安2時間57分
 - ・大型送水ポンプ車の準備：所要時間目安2時間57分（屋外（取水槽周辺））
- ホース敷設：想定時間2時間30分，所要時間目安1時間52分
 - ・ホース敷設：所要時間目安1時間52分（屋外（取水槽周辺，原子炉建物南側周辺））
- 送水準備：想定時間20分，所要時間目安10分
 - ・送水準備：所要時間目安10分（屋外（取水槽周辺，原子炉建物南側周辺））

【緊急時対策要員（3名）】（原子炉建物南側周辺作業）

- 移動：想定時間20分，所要時間目安13分
 - ・移動：所要時間目安13分（緊急時対策所～原子炉建物南側）
- 電源ケーブル接続：想定時間1時間10分，所要時間目安53分
 - ・電源ケーブル接続：所要時間目安53分（屋外（原子炉建物南側），原子炉建物付属棟地上2階）

(d) 操作の成立性について

- 作業環境：電源内蔵型照明及びヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している。
放射線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：車両のヘッドライトのほか，電源内蔵型照明及びヘッドライトを携行しており，夜間においても接近可能である。
また，現場への移動は地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。
- 操作性：各種ホースの接続は汎用の結合金具及びフランジ接続であり，容易に実施可能である。
作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。
- 連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。

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（非管理区域）

原子炉建物附属棟 地下1階（非管理区域）

原子炉建物附属棟 地上1階（非管理区域）

タービン建物 地上1階（非管理区域）

タービン建物 地下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：6時間50分以内（所要時間目安※1：6時間19分）

※1：所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員】

●移動：想定時間25分，所要時間目安22分

- ・移動：所要時間目安22分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全確認：想定時間10分，所要時間目安10分

- ・車両健全確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）

●大型送水ポンプ車準備：想定時間3時間5分，所要時間目安2時間57分

- ・大型送水ポンプ車の準備：所要時間目安2時間57分（屋外（取水槽周辺））

●ホース敷設：想定時間55分，所要時間目安45分

- ・ホース敷設：所要時間目安45分（屋外（取水槽周辺））

●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

- ・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))

●送水準備：想定時間20分，所要時間目安10分

・送水準備：所要時間目安10分（屋外（取水槽周辺））

(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）を装備して作業を行う。

移動経路 : 車両のヘッドライトのほか，電源内蔵型照明及びヘッドライトを携行しており，夜間においても接近可能である。また，現場への移動は地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 : 各種ホースの接続は汎用の結合金具及びフランジ接続であり，容易に実施可能である。

作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段 : 衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。

移動式代替熱交換設備



ホース接続作業



移動式代替熱交換設備へのホース接続作業

大型送水ポンプ車



ホース接続作業



水中ポンプ設置準備



ポンプ起動操作

3. サプレッション・プール水 pH制御

(1) 操作概要

サプレッション・プール水 pH制御系によるサプレッション・プール水 pH制御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、サプレッション・プール水 pH制御系を起動しサプレッション・プール水 pH制御を実施する。

(2) 作業場所

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

(3) 必要要員数及び想定時間

サプレッション・プール水 pH制御系によるサプレッション・プール水 pH制御に必要な要員数、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 : 20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】

●起動操作 : 想定時間 20分、所要時間目安 7分

・系統構成、起動操作 : 所要時間目安 7分（操作対象 4弁 : 中央制御室）

(4) 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。

4. ドライウェル pH制御

(1) 操作概要

残留熱代替除去系によるドライウェル pH制御が必要な状況において、原子炉建物付属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源切替盤による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、残留熱代替除去系を起動しドライウェル pH制御を実施する。

(2) 作業場所

原子炉建物付属棟地上3階（非管理区域）

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

(3) 必要要員数及び想定時間

残留熱代替除去系によるドライウェル pH制御として、最長時間を要するSA電源切替盤による電源切り替えを実施した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 : 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} : 15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3分

・系統構成：所要時間目安3分（操作対象3弁：中央制御室）

●起動操作：想定時間10分、所要時間目安3分

・起動操作：所要時間目安3分（操作対象2弁、ポンプ起動：中央制御室）

【現場運転員】

●移動、SA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～原子炉建物付属棟地上3階）

・SA電源切替盤操作（B系）：所要時間目安3分（電源切替操作：原子炉建物付属棟地上3階）

(4) 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、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。

5. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

(1) 操作概要

原子炉格納容器への窒素ガス供給が必要な状況で、屋外（原子炉建物周辺）に可搬式窒素供給装置を配備し、ホースを窒素ガス代替注入系配管接続口に接続し、可搬式窒素供給装置により、原子炉格納容器に窒素ガスを供給する。

(2) 作業場所

屋外（原子炉建物周辺）

(3) 必要要員数及び想定時間

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名（緊急時対策要員2名）

想定時間 : 1時間40分以内（所要時間目安^{*1} : 1時間28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】

- 車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安10分（第1保管エリア）
- 可搬式窒素供給装置の移動：想定時間25分，所要時間目安20分
 - ・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安20分（移動経路：第1保管エリア～屋外（原子炉建物周辺））
- 可搬式窒素供給装置の接続，暖気運転：想定時間55分，所要時間目安53分
 - ・可搬式窒素供給装置の接続：所要時間目安36分（ホース接続：屋外（原子炉建物周辺））
 - ・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安17分（暖気運転：屋外（原子炉建物周辺））
- 弁開操作：想定時間10分，所要時間目安5分
 - ・弁開操作：所要時間目安5分（操作対象1弁：屋外（原子炉建物周辺））

(4) 操作の成立性について

- 移動経路 : 車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。
- 作業環境 : 車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント後の汚染を考慮し、防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を装備するが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した被水防護服等を装備した作業を行う場合がある。
- 操作性 : 可搬式窒素供給装置からのホース接続は、差し込み式であり容易に実施可能である。また、作業エリア周辺には支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。
- 連絡手段 : 衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線通信設備（固定型、携帯型）、電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業

残留熱代替除去系の長期運転及び不具合等を想定した対策について

炉心損傷後の残留熱代替除去系運転に際し、サブプレッション・チェンバ内の異物流入の可能性及び損傷炉心による水の放射線分解により水素ガス等の可燃性ガスの発生が予想されることから、これらの影響による対策について整理する。

1. 残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策について

残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策として、多孔プレートを組み合わせた大型ストレーナを採用するとともに、格納容器内の保温材のうち事故時に破損が想定される繊維質保温材は撤去することとしているため、繊維質保温材の薄膜効果^{*1}による異物の捕捉が生じることはない。

また、重大事故等時に格納容器内において発生する可能性のある異物としては保温材(パーライト等)、塗装片、スラッジが想定されるが、LOCA時のブローダウン過程等のサブプレッション・プール水の流動により粉碎され粉々になった状態でストレーナに流れ着いたとしても、繊維質保温材がなく、薄膜効果による異物の捕捉が生じる可能性がないことから、これら粉状の異物がそれ自体によってストレーナを閉塞させることはない。

なお、本システムの成立性評価として「(1) ポンプの NPSH 評価」で NPSH 評価を実施しているが、この評価はストレーナを設置した際の工事計画書において評価した手法と同様の手法を用いて評価したものである。評価においては、繊維質の付着を考慮したストレーナの圧損評価を実施しており、残留熱代替除去ポンプ定格流量時の必要 NPSH を満足していることから、本システムの成立性に問題がないことを確認している(第 1 表参照)。

また、残留熱代替除去系を使用開始する時点ではサブプレッション・チェンバ内の流況は十分に静定している状態であり、ストレーナメッシュの通過を阻害する程度の粒径を有する異物はサブプレッション・チェンバ底部に沈着している状態であると考えられる^{*2}。

重大事故等時には、損傷炉心を含むデブリが生じるが、仮に原子炉圧力容器外に落下した場合でも、原子炉圧力容器下部のペDESTALに蓄積することからサブプレッション・チェンバへの流入の可能性は低い。

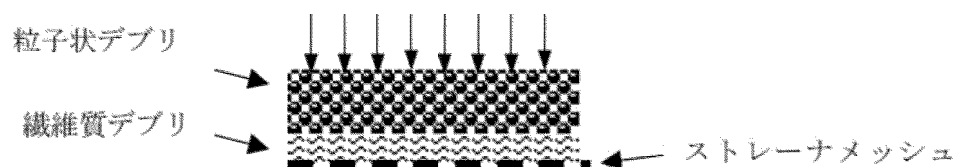
万が一、ペDESTALからオーバフローし、ベント管を通じてサブプレッション・チェンバに流入する場合であっても、金属を含むデブリが流動により巻き上がることは考えにくく^{*3}、ストレーナを閉塞させる要因になることはないと考えられる。

このため、苛酷事故環境下においても残留熱除去系ストレーナが閉塞する可能性を考慮する必要はないと考えている。

さらに、仮にストレーナ表面にデブリが付着した場合においても、ポンプの起動・停止を実施することによりデブリは落下するものと考えられ^{※4}、加えて、長期冷却に対する更なる信頼性の確保を目的に、次項にて示すストレーナの逆洗操作が可能な設計としている。

※1：薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果について

「薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果」とは、ストレーナの表面のメッシュ(約1～2mm)を通過するような細かな粒子状のデブリ(スラッジ等)が、繊維質デブリにより形成した膜により捕捉され圧損を上昇させるという効果をいう。(第1図参照)



第1図 薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果のイメージ

繊維質保温材の薄膜形成については、NEDO-32686 に対する NRC の安全評価レポートの Appendix E で実験データに基づく考察として、「1/8 inch 以下のファイバ層であれば、ファイバ層そのものが不均一であり、圧力損失は小さいと考えられる」と記載されている。また、R.G.1.82 においても「1/8 inch. (約 3.1 mm)を十分下回るファイバ層厚さであれば、安定かつ均一なファイバ層ではないと判断される」との記載がされており、薄膜を考慮した圧力損失評価は必要ないと考えられる。LA-UR-04-1227 においても、この効果の裏付けとなる知見が得られており、理論厚さ 0.11inch(2.79mm)において、均一なベッドは形成されなかったという見解が示されている。故に、繊維質保温材の堆積厚さを評価し十分薄ければ、粒径が極めて微細な塗装片等のデブリは全てストレーナを通過することとなり、繊維質保温材と粒子状デブリの混合状態を仮定した圧損評価は不要であると考えられる。

また、GSI-191 において議論されているサンプルスクリーン表面における化学的相互作用による圧損上昇の知見に関して、上述のとおり繊維質保温材は使用されておらず、ストレーナ表面におけるデブリベット形成の可能性がないことから、化学的相互作用による圧損上昇の影響はないと考えられ、残留熱代替除去系による長期的な冷却の信頼性に対して影響を与えることはないと考えられる。

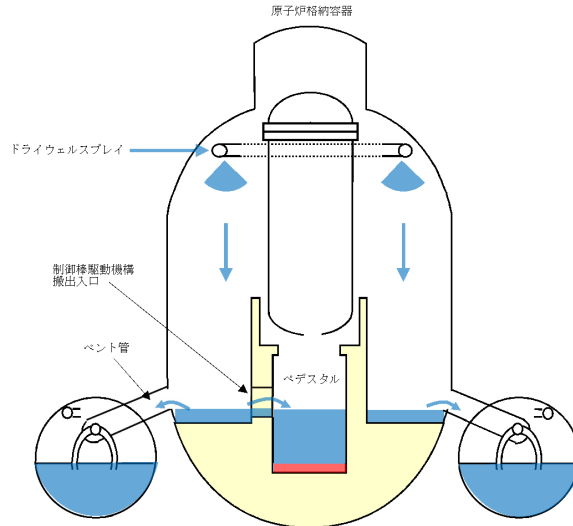
第1表 NUREG/CR-6224において参照されるスラッジ粒径の例

Table B-4 BWROG-Provided Size Distribution of the Suppression Pool Sludge		
Size Range μm	Average Size μm	% by weight
0-5	2.5	81%
5-10	7.5	14%
10-75	42.5	5%

※2：残留熱代替除去系の使用開始は事故後約 10 時間後であり、LOCA 後のブローダウン等の事故発生直後のサプレッション・チェンバ内の攪拌は十分に静定しており、大部分の粒子状異物は底部に沈着している状態であると考えられる。また、粒子径が 100 μm 程度である場合に浮遊するために必要な流体速度は、理想的な球形状において 0.1m/s 程度必要であり（原子力安全基盤機構(H21.3), PWR プラントの LOCA 時長期炉心冷却性に係る検討）、仮にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物がプール内に存在していた場合においても、ストレーナ表面流速は約 0.008m/s(150m³/h の時)程度であり、底部に沈降したデブリがストレーナの吸い込みによって生じる流況によって再浮遊するとは考えられない。

※3：RPV 破損後の溶融炉心の落下先は格納容器下部（ペDESTAL部）であり、残留熱代替除去系の水源となるサプレッション・チェンバへ直接落下することはない。RPV へ注水された冷却水は下部ペDESTALへ落下し、ベント管を通じてサプレッション・チェンバへ流入することとなる（第2図参照）。

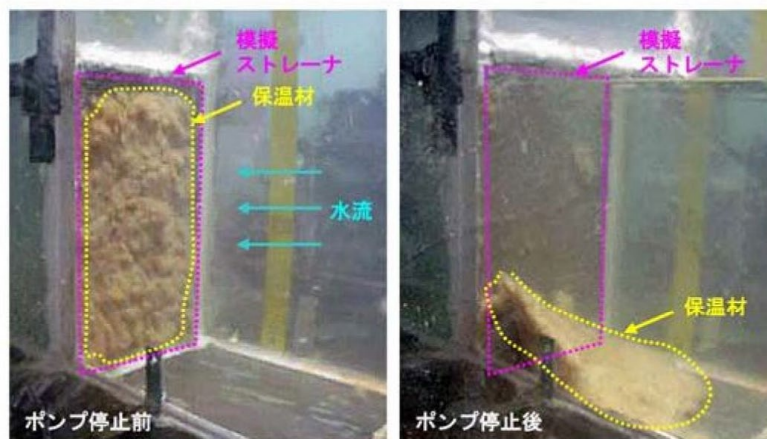
粒子化した溶融炉心等が下部ペDESTAL内に存在している場合にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物が流動によって下部ペDESTALから巻き上げられ、更にベント管からストレーナまで到達するとは考えにくく、溶融した炉心等によるストレーナ閉塞の可能性は極めて小さいと考えられる。



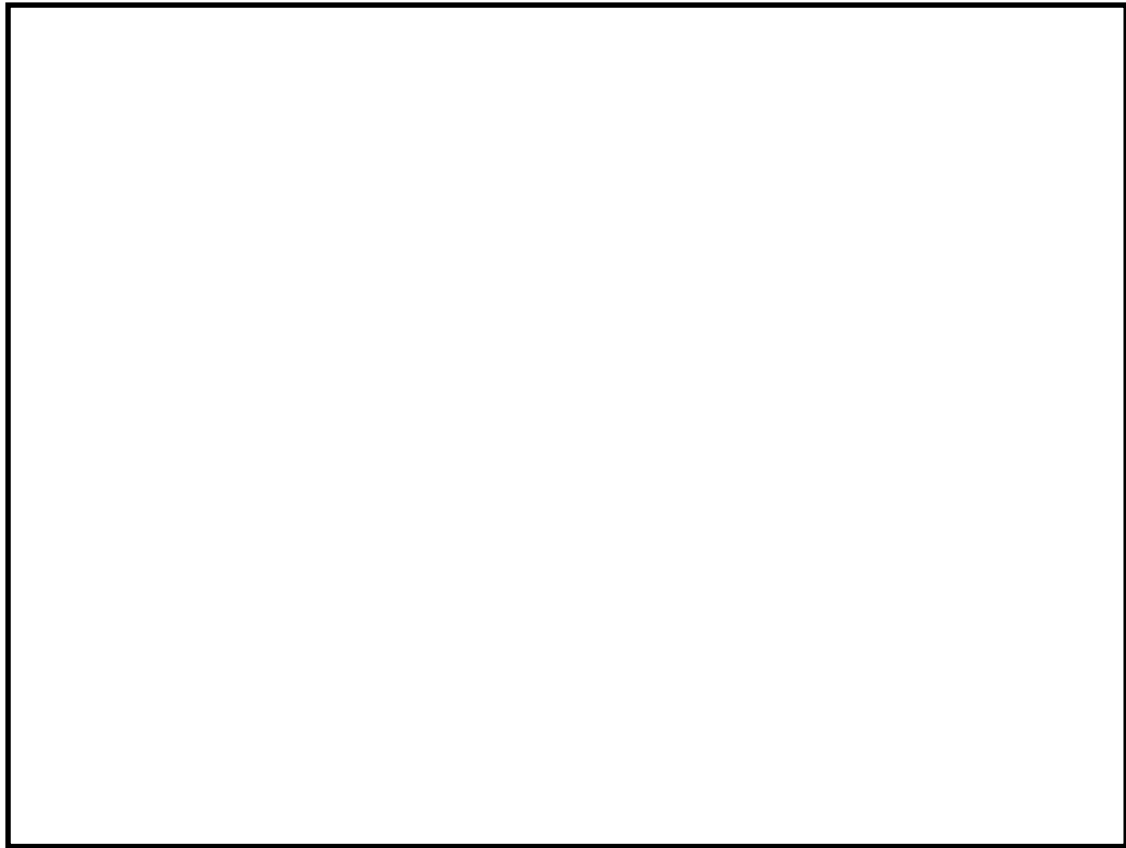
第2図 原子炉圧力容器破損後の残留熱代替除去系による冷却水の流れ

※4 : GSI-191 における検討において, サンプスクリーンを想定した試験においてポンプを停止させた際に付着したデブリは剥がれ落ちるとの結果が示されている(第3図参照)。

当該試験は PWR サンプスクリーン形状を想定しているものであるが, BWR のストレーナ形状は円筒形であり(第4図参照), ポンプの起動・停止によるデブリ落下の効果は更に大きくなるものと考えられ, 注水流量の低下を検知した後, ポンプの起動・停止を実施することでデブリが落下し, 速やかに冷却を再開することが可能である。



第3図 ポンプ停止により模擬ストレーナから試験体が剥がれ落ちた試験
(April 2004, LANL, GSI-191: Experimental Studies of Loss-of-Coolant-Accident-Generated Debris Accumulation and Head Loss with Emphasis on the Effects of Calcium Silicate Insulation)



第4図 島根2号炉残留熱除去系ストレーナ



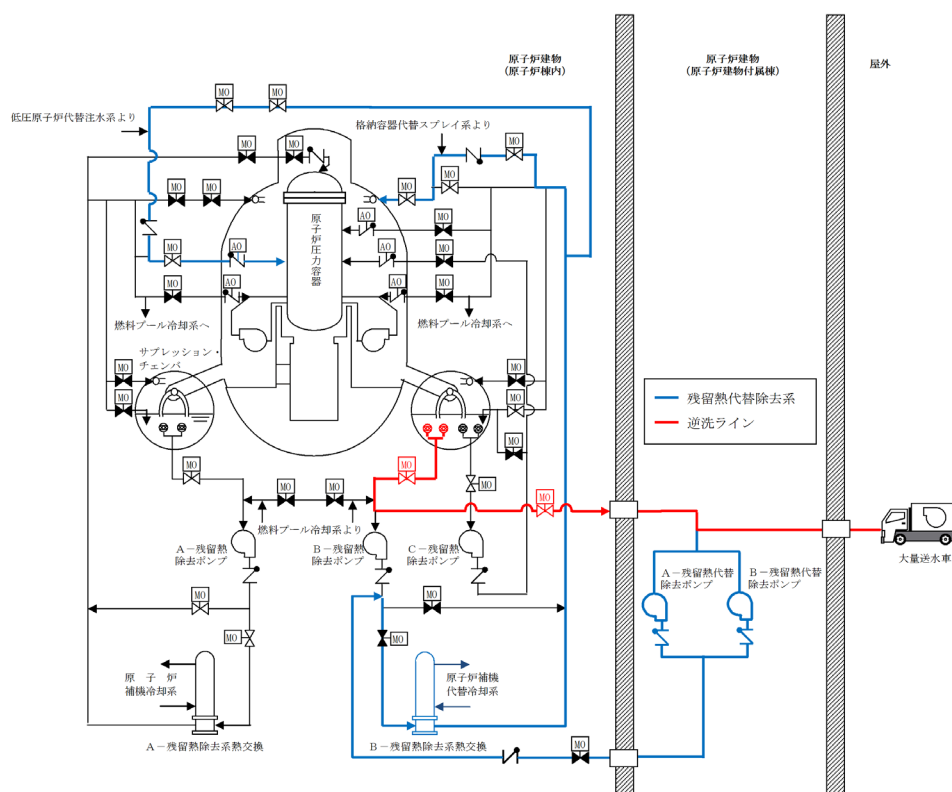
第5図 島根2号炉残留熱除去系ストレーナ(据付状態)

2. 閉塞時の逆洗操作について

前述 1. の閉塞防止対策に加えて、残留熱代替除去系運転中に、仮に何らかの異物により残留熱除去系ストレーナが閉塞したことを想定し、残留熱除去系ストレーナを逆洗操作できる系統構成にしている。系統構成の例を第6図に示しているが、外部接続口から構成される逆洗ラインの系統構成操作を行い、大量送水車を起動することで逆洗操作が可能な設計にしている。

したがって、残留熱代替除去系運転継続中に流量監視し、流量傾向が異常に

低下した場合は残留熱代替除去ポンプを停止し、逆洗操作を実施する。



第6図 残留熱除去系ストレナ逆洗操作の系統構成について

3. 水の放射線分解による水素影響について

炉心損傷後の冷却水には、放射性物質が含まれていることにより、水の放射線分解による水素等の可燃性ガスの発生が想定されるが、残留熱代替除去系運転中は配管内に流れがあり、また、冷却水が滞留する箇所がないことから、配管内に水素が大量に蓄積されることは考えにくい。

残留熱代替除去系の運転を停止した後は、可燃性ガスの爆発防止等の対策として、系統水を入れかえるためにフラッシングを実施することとしており、水の放射線分解による水素発生を防止することが可能となる。具体的には残留熱除去ポンプのB-RHRポンプトラス水入口弁を閉じ、残留熱代替除去系に大量送水車から外部水源を供給することにより、系統のフラッシングを実施する。

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、下流側（フィルタベント装置側）から実施する。

- ・現場の雰囲気線量を考慮した操作手順

上流側（格納容器側）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、下流側（フィルタ装置側）から開操作を実施する。

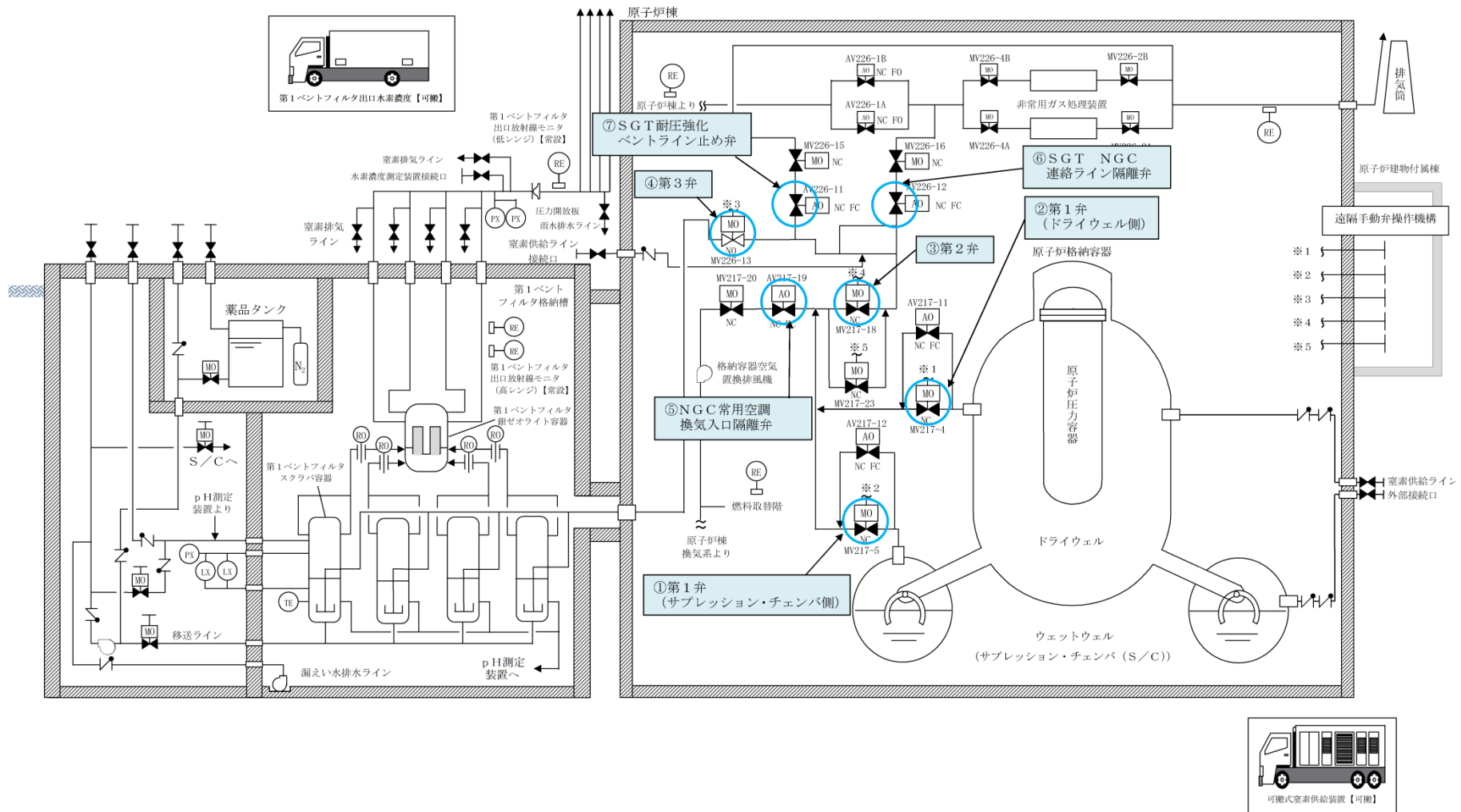
- ・現場での手動操作時間を考慮した操作手順

上流側（格納容器側）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。

1.7-123
1.7-123



第1図 格納容器フィルタベ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	サブプレッション・プール通常水位+約 1.3m 到達
炉心損傷を判断した場合		サブプレッション・プール通常水位+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、サブプレッション・プール通常水位+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、サブプレッション・プール通常水位+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。

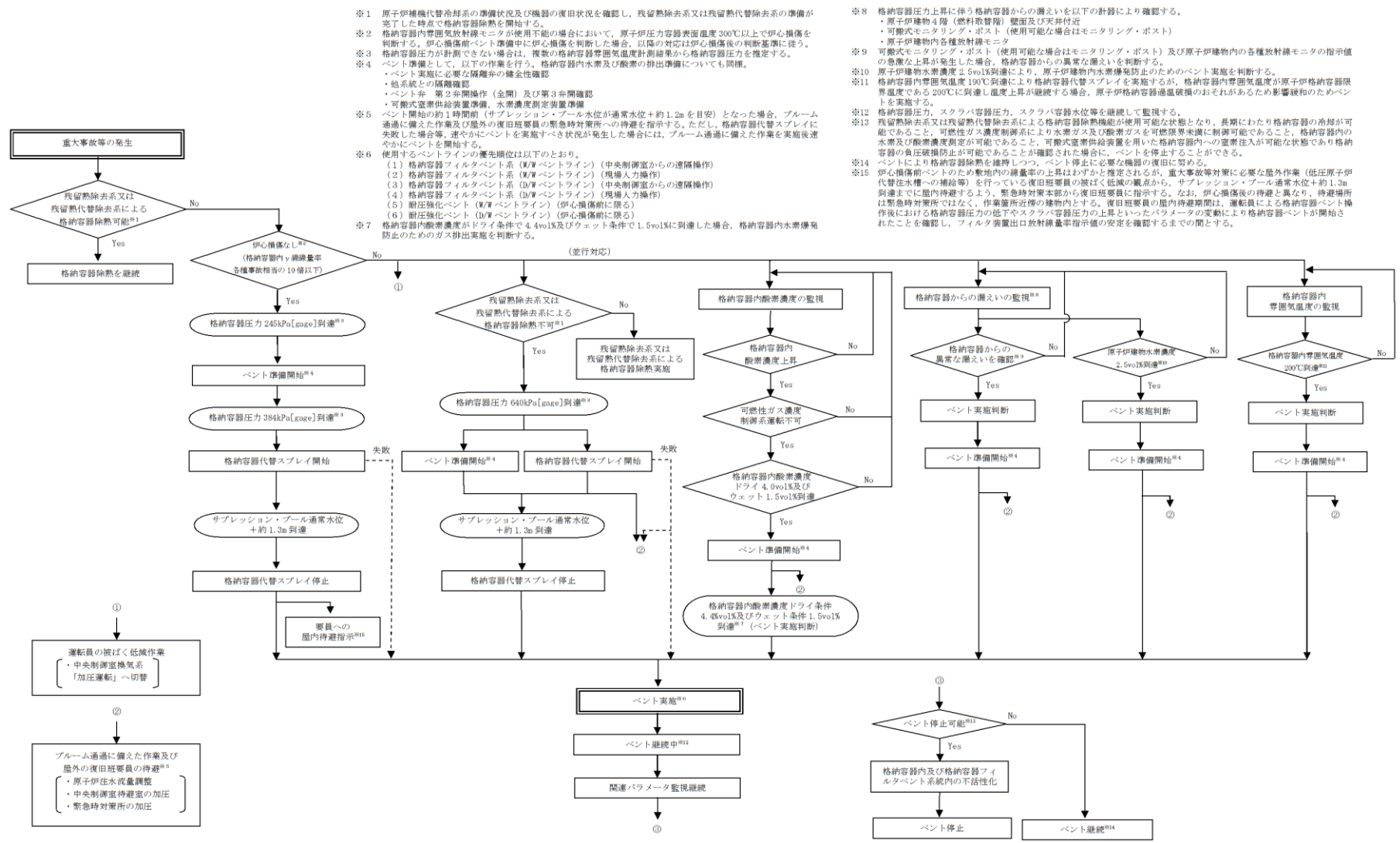
重大事故時における格納容器スプレイ手段として、常設設備を用いた残留熱除去系、格納容器代替スプレイ系（常設）及び残留熱代替除去系並びに可搬型設備を用いた格納容器代替スプレイ系（可搬型）がある。想定し難い状況ではあるが、これら格納容器スプレイ手段が喪失した場合、想定する希ガスの減衰時間が短くなるが、格納容器の圧力を抑制する観点から、格納容器破損の緩和のためベントを実施する。

また、格納容器から漏えいした水素により、原子炉棟水素濃度が上昇した場合、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。

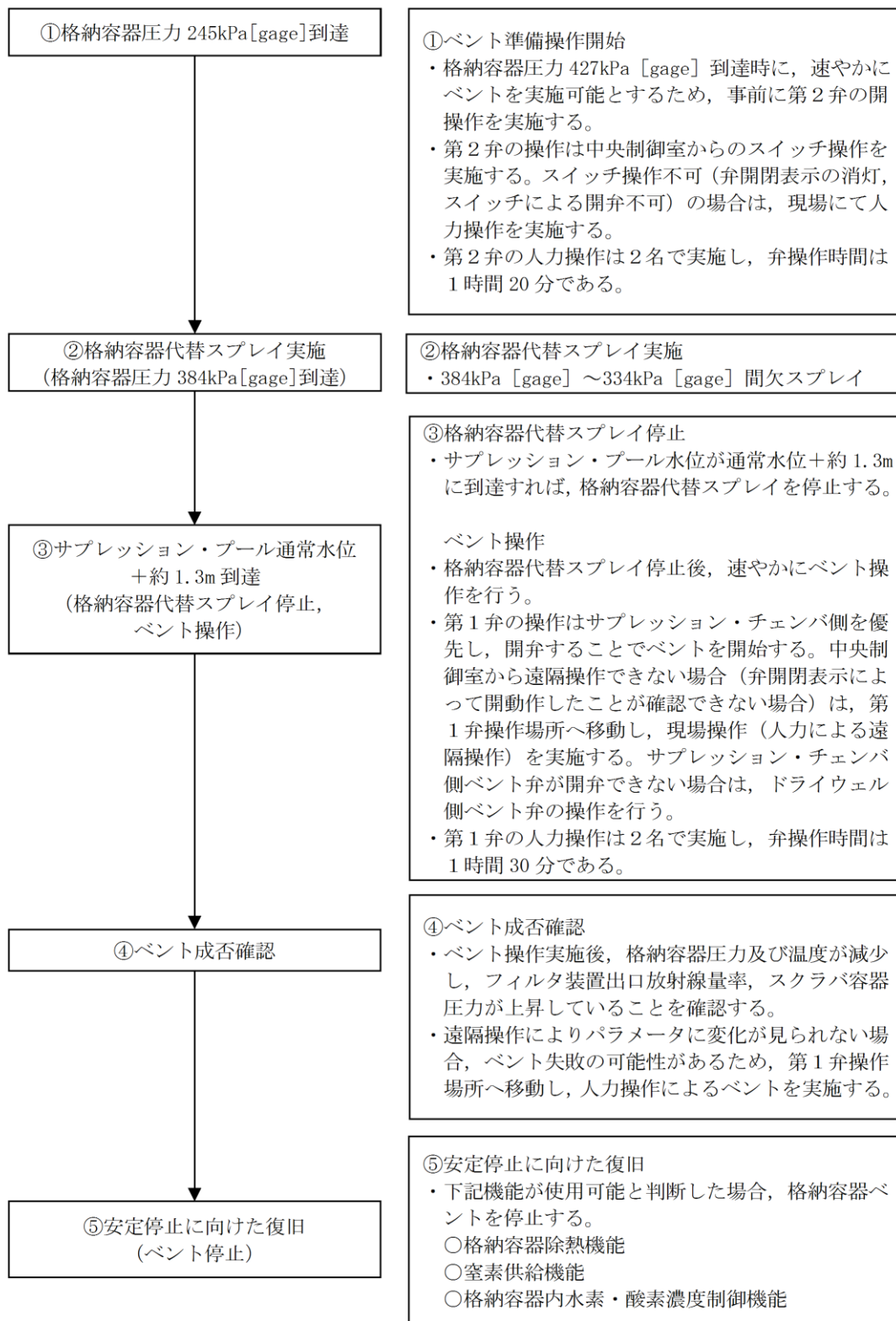
格納容器への十分な注水等ができない場合、格納容器雰囲気が過熱状態になり、格納容器は限界圧力を下回る 853kPa [gage] に達する前に 200℃ に達し、いずれは過温破損に至ることが考えられる。この場合、ベントを実施することによって過温破損を防止できないが、フィルタ装置を介した放出経路を形成し、大気への放射性物質の放出を極力低減するためのベントを実施する。

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℃ 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。

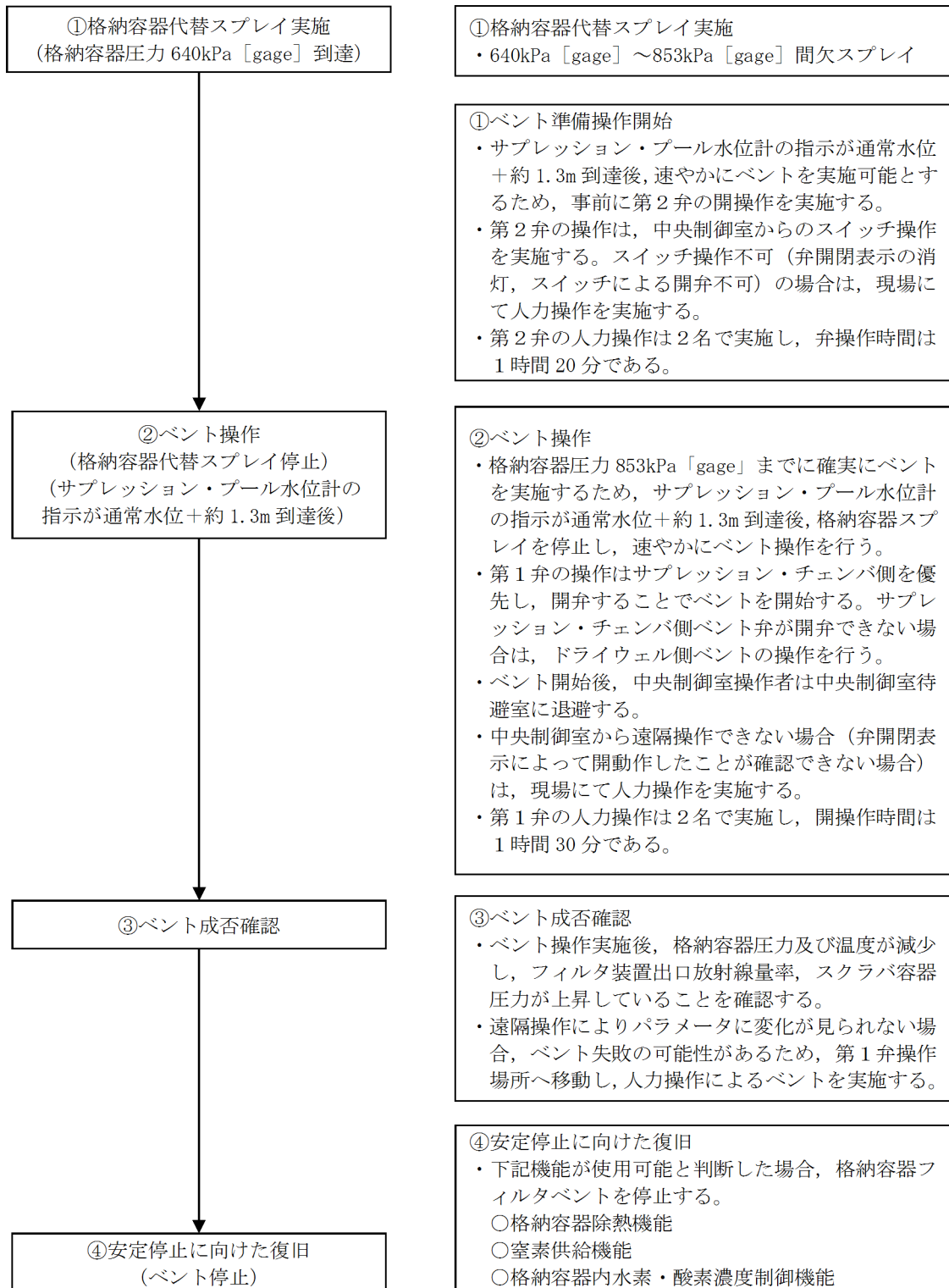
1.7-127r15
1.7-127r15



第2図 ベント実施の判断フロー



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 <input type="text"/> の範囲にあること
スクラバ容器pH	<input type="text"/> 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（原子炉棟空調換気系、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。

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。

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、タイベック、アノラック、綿手袋、ゴム手袋であり、着用時間は約6分である。

d. 可搬型重大事故等対処設備（水素濃度測定装置、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、可搬式窒素供給装置及び水素濃度測定装置を準備する。

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（S A）

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52mSv/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。
可搬型設備の準備 (水素濃度測定装置、 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1mSv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または③）の開操作、第3弁（①）の開確認を実施する。また、可搬型設備は、現場状況を考慮し事前に準備を実施する。

第2弁（②または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または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・プール通常水位+約1.3m到達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または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。ただし、現場状況により準備基準到達前に実施する場合がある。

第2弁(②または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または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。

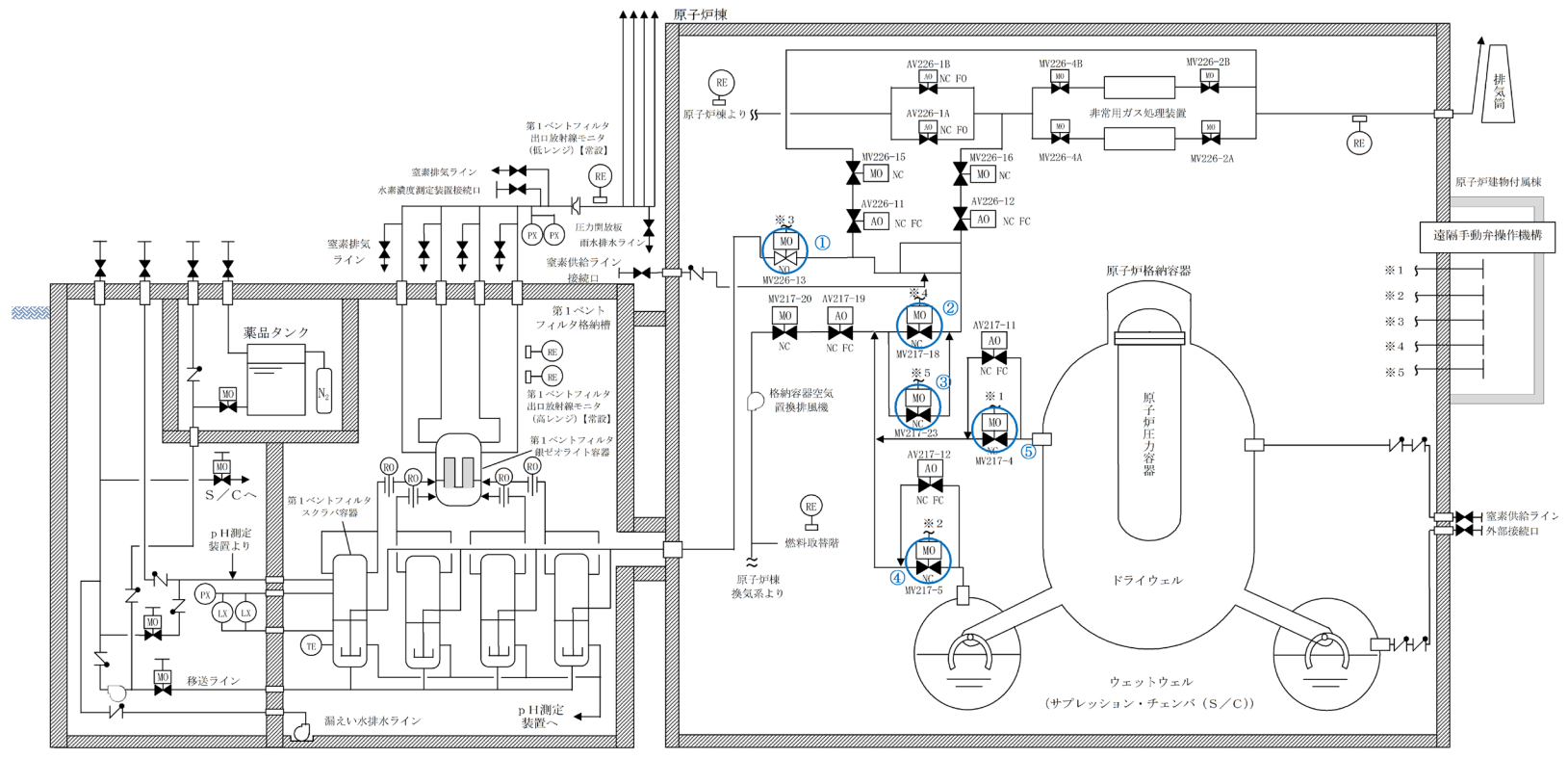
第7表及び第7図に示すとおり、ベント準備完了後からベント実施基準であるサプレッション・プール通常水位+約1.3m到達までに十分な時間があることから、可搬型設備の準備を含めて、確実に準備を完了することができる。

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)

1.7-137r15
1.7-137r15

実施箇所・必要人員数					経過時間 (分)		経過時間 (時間)		経過時間 (日)		備考		
操作項目	責任者	担当者	1人	中央制御室監視 遠隔操作可能 緊急時作業本部	操作の内容	10	20	30	40	50		60	
状況判断	責任者	担当者	1人	中央制御室監視 遠隔操作可能 緊急時作業本部	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失確認 ・ 除水流量の全停確認 ・ 原子炉システム、タービントラップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・ 再稼働シグナル確認 ・ 主要気漏検出全停確認/遮断し安全による原子炉注方解除確認 ・ 原子炉隔離時停止及自動起動確認 ・ 廃炉時除去系機能喪失確認 ・ 非常用ガス処理系自動起動確認 	19分							
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	運転員 (現場)										
	原子炉注水操作	(1A) A	—	—		原子炉注水確認							燃料上考慮せず
	廃炉時除去系機能喪失確認、復旧操作	—	—	—		廃炉時除去系 機能回復							燃料上考慮せず 対応可能な要員により対応する
非常用ディーゼル発電機自動起動確認	(1A) A	—	—	・ 事故代替交流電源装置起動、受電操作	19分								
原子炉急減圧操作	(1A) A	—	—	・ 自動減圧機能停止遮断し安全弁 6 個 手動閉鎖操作					19分				
低圧原子炉代替注水 (常設) 起動操作	(1A) A	—	—	・ 低圧原子炉代替注水 (常設) 起動/運転確認/正常稼働					19分				
低圧原子炉代替注水 (常設) 注水操作	(1A) A	—	—	・ 低圧原子炉代替注水 (常設) 注水操作								原子炉注水をレベル3～レベル8で維持	
燃料冷却水 (熱) から低圧原子炉代替注水への供給	—	—	14A a~n	・ 放射線計測異常確認 ・ 大量注水による低圧原子炉代替注水への供給準備 (大量注水監視、第一隔離弁閉鎖) ・ 大量注水による低圧原子炉代替注水への供給	19分		2時間19分						
格納容器代替スプレッド (可搬型) 点検確認	(1A) A	—	—	・ 格納容器代替スプレッド (可搬型) 点検確認						19分		適宜実施	
格納容器代替スプレッド (可搬型) スプレッド操作	(1A) A	—	—	・ 格納容器代替スプレッド (可搬型) スプレッド操作 (発電)								適宜実施	
格納容器代替スプレッド (可搬型) スプレッド操作	(1A) A	—	—	・ 格納容器代替スプレッド (可搬型) スプレッド操作								適宜実施	
原子炉注水操作	(1A) A	—	—	・ 低圧原子炉代替注水 (常設) による原子炉への注水実施の確認								格納容器注水が5044Pa(1atm)に到達後、原子炉格納容器受取部への熱放散を停止するため、格納容器の注水流量を0にして原子炉注水を止める必要がなくなる	
格納容器ベント準備操作	(1A) A	—	—	・ 格納容器ベント準備 (N.G.C.非常用ガス処理系) 準備操作								19分	燃料上考慮せず
	—	2A B,C	—	・ 放射線計測異常確認								19分	
	—	—	—	・ 格納容器ベント準備 (N.G.C.非常用ガス処理系) 準備操作								3時間29分	
	—	—	—	・ 放射線計測異常確認								19分	
	—	2A B,C	—	・ 水車覆瓦固定装置準備								1時間49分	
—	—	—	・ 可搬型放射線計測器準備								1時間39分	燃料上考慮せず	
格納容器ベント操作	(1A) A	—	—	・ 格納容器ベント準備 (N.G.C. N2トーフス出口) 準備操作								19分	燃料上考慮せず
	—	(2A) B,C	—	・ 格納容器ベント操作 (N.G.C. N2トーフス出口) 準備操作								3時間29分	
燃料供給準備	—	—	—	・ 放射線計測異常確認								19分	燃料上考慮せず
	—	2A B,C	—	・ ガスタービン発電機用燃料ポンプから燃料タンクへの供給								3時間49分	
燃料供給作業	—	—	—	・ 大量注水への供給									燃料上考慮せず
燃料プール冷却 再開	(1A) A	—	—	・ 燃料プール冷却再開									燃料上考慮せず 燃料プール水温60℃以下維持

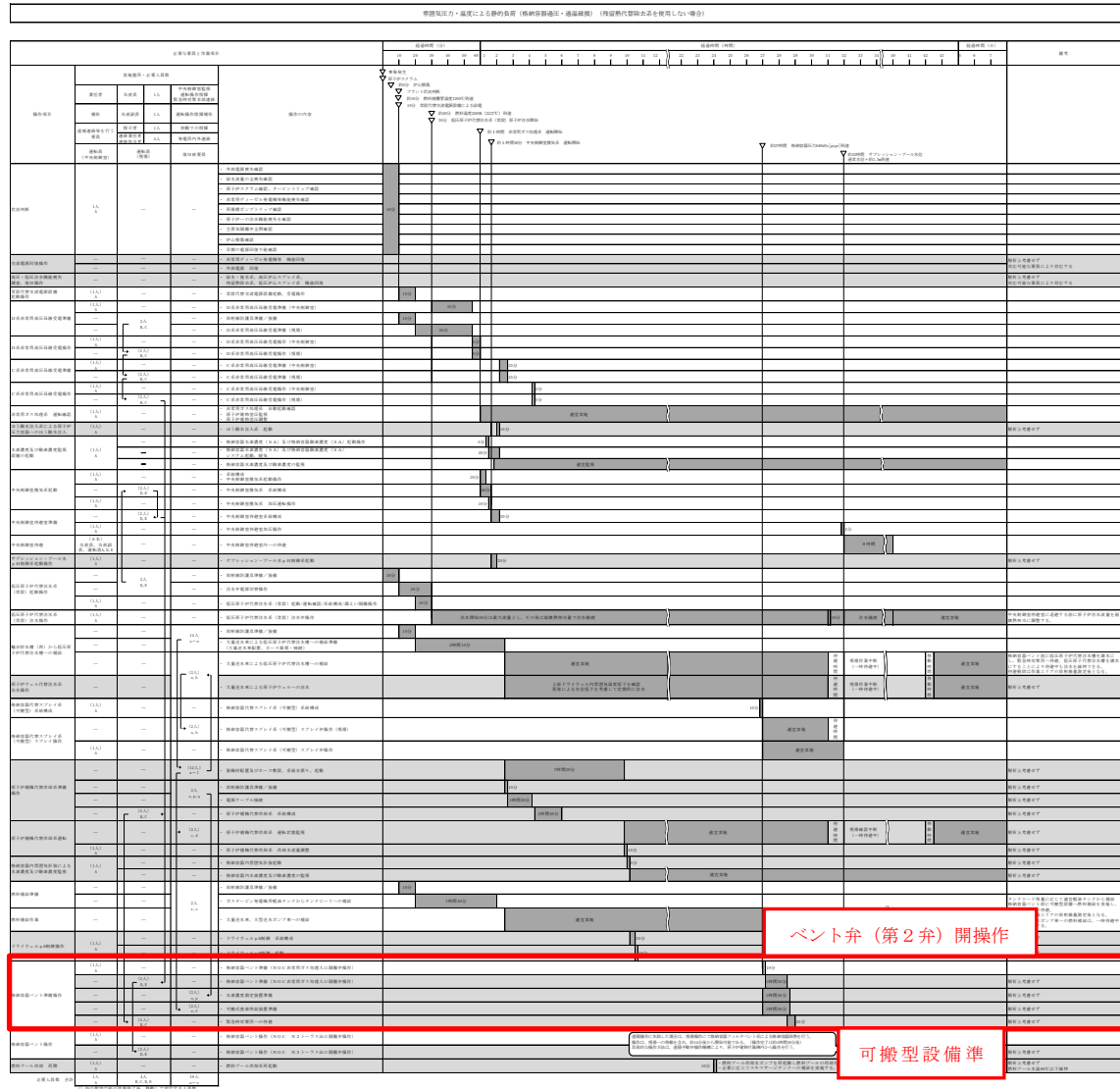
ベント弁 (第2弁) 開操作

可搬型設備準備

※本図中の「燃料」欄は、可搬型に「燃料貯留シヤットベント」を2台供給設備を指す。
操作は、発電への稼働を含め、約18分間の稼働可能である。機外定時は約18分間。
燃料供給開始は、通常稼働時と同様に、原子炉冷却設備からの操作を行う。

第6図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系故障) 時の作業・操作の所要時間

1.7-138r15
1.7-138r15



第7図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時の作業・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12mSv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	
ベント弁の 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 52mSv/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。

- ・ フィルタ装置出口放射線量率
- ・ 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	
フィルタ装置出口放射線量率	
野外放射線量率	

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※及び原子炉圧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、熔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 (SA)	可燃限界未満であること。
格納容器水素濃度 (SA)	
フィルタ装置出口水素濃度	

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・酸素濃度計により，格納容器内水素・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52mSv/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 【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。	アクセスラ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。
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。	アクセスラ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。
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52mSv/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。
フィルタ装置出口水素濃度	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。
フィルタ装置出口放射線量率	指示値が安定していることを監視する。
野外放射線線量率	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	格納容器内の水素・酸素濃度の異常な上昇がないこと。
格納容器酸素濃度	

ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について

ベント実施に伴う現場作業は、放射線環境下での作業となることから、作業の成立性を確認するために各作業場所における線量影響を評価する。

なお、中央制御室又は現場のいずれにおいても同等の操作が可能な場合については、高線量環境が予想される現場での作業線量のみについて記載する。

線量影響の評価に当たっては、「実用発電用原子炉に係る重大事故時の制御室及び緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）を参照した。ベント実施に伴うベント操作を手動で行う場合の作業員の被ばく評価を以下のとおり行った。

1. 評価条件

(1) 想定シナリオ

想定シナリオは以下のとおりとした。

- ・ 発災プラント：2号炉
- ・ 想定事象：冷却材喪失（大破断LOCA）＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失
- ・ 以下の2ケースについて評価^{※1}
 - W/Wベントにより事象収束に成功
 - D/Wベントにより事象収束に成功

※1：島根原子力発電所2号炉においては、原子炉格納容器破損防止対策に係る有効性評価における雰囲気圧力・温度による静的負荷のうち、原子炉格納容器過圧の破損モードにおいて想定している「冷却材喪失（大破断LOCA）＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオにおいても、格納容器ベントを実施することなく事象を収束することのできる残留熱代替除去系を整備している。したがって、仮に重大事故が発生したと想定する場合であっても、第一に残留熱代替除去系を用いて事象を収束することとなる。しかしながら、被ばく評価においては、代替循環冷却に失敗することも考慮し、格納容器フィルタベント系を用いた格納容器ベントを想定する。格納容器ベントに至る事故シーケンスとしては、前述の「冷却材喪失（大破断LOCA）＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を選定した。なお、よう素放出量の低減対策として導入した原子炉格納容器内pH制御については、その効果に期待しないものとした。

(2) 放出放射エネルギー

大気中への放出放射エネルギーは、中央制御室の居住性（炉心の著しい損傷）に係る被ばく評価と同様の評価方法にて評価した。なお、D/Wベント時には、ベントライン経由で放出される無機よう素に対しサプレッション・プールのスクラビング効果を見込まないものとした。

評価結果を第1表に示す。

(3) 被ばく評価条件

被ばく経路の概念図を第1図及び第2図に示す。

大気拡散評価の条件は、評価点を除き、中央制御室の居住性（炉心の著しい損傷）に係る被ばく評価と同じとした。

放射性物質の大気拡散評価の主な評価条件を第2表に示す。放射性物質の大気拡散評価で用いた放出点、評価点並びに評価結果を第3表に示す。

評価点は人力によるベント操作を行う作業地点として以下の場所とした。

- ・ W/Wベント第一隔離弁操作位置（原子炉建物 1階）
- ・ D/Wベント第一隔離弁操作位置（原子炉建物 2階）
- ・ 第二隔離弁操作位置（原子炉建物 3階）

なお、屋内移動中（往路、復路）の評価点は、1階～3階において最も評価結果が厳しくなる原子炉建物3階の第二隔離弁操作位置で代表した。

大気中への放出量及び大気拡散評価以外に関する主な評価条件を第4表に示す。

格納容器ベントの実施前及び実施後における作業の作業場所を第3図から第7図に示す。

(4) 評価方法

a. 原子炉建物外での作業

(a) 原子炉建物内の放射性物質からのガンマ線による被ばく

原子炉建物内の放射性物質からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による実効線量は、原子炉建物内の放射性物質の積算線源強度、施設の位置、遮蔽構造、評価点の位置等を踏まえて評価した。直接ガンマ線についてはQAD-CGGP2Rコードを用い、スカイシャインガンマ線についてはANISNコード及びG33GP2Rコードを用いて評価した。

(b) 放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による被ばく

放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは、事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に大気拡散効果を踏まえ評価した。

(c) 放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる被ばく

放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばくは、事故期間中の大気中への放射性物質の放出量及び大気拡散効果を踏まえ評価した。なお、評価に当たってはマスクの着用を考慮した。

- (d) 地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による被ばく
地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは、事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に、大気拡散効果、地表面沈着効果を踏まえて評価した。
- b. 原子炉建物内での作業
- (a) 原子炉建物内の放射性物質からのガンマ線による被ばく
原子炉建物内の放射性物質からのガンマ線による被ばくは、作業エリアの放射性物質濃度が外気と同濃度^{*1}になると仮定し、サブマージョンモデルを用いて評価した。なおサブマージョンモデルでの計算に用いる空間容積は、2号炉の一次隔離弁、二次隔離弁の作業エリアの空間容積を包絡する原子炉建物西側エリアの最下階から最上階までの値 m³を設定した。
- (b) 放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による被ばく
放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは、事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に大気拡散効果と建物による遮蔽効果を踏まえて評価した。
また、ベントガスからの放射線について、遮蔽厚さが最も薄い天井での遮蔽厚さを考慮して評価した^{*1}。
- (c) 原子炉建物内の放射性物質を吸入摂取することによる被ばく
原子炉建物内の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばくは、作業エリアの放射性物質濃度が外気と同濃度^{*1}になると仮定して評価した。
なお、評価に当たってはマスクの着用を考慮した。
- (d) 地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による被ばく
地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは、事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に、建物外壁による遮蔽、大気拡散効果、地表面沈着効果を踏まえて評価した。
- (e) 格納容器フィルタベント系の配管内の放射性物質からのガンマ線による被ばく
原子炉建物内の配管内の放射性物質による作業エリアでの被ばくは、配管内の放射性物質からの直接ガンマ線による実効線量を、作業エリアの位置、配管の位置と形状並びに作業エリアを囲む壁等によるガンマ線の遮蔽効果を考慮し評価した。評価に当たっては、QAD-CGGP2Rコードを用いた。
なお、格納容器フィルタベント系のフィルタ装置及び屋外の配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは、第1ベントフィルタ格納槽躯体厚による遮蔽が十分厚いことから影響は軽微であるとし、評価の対象外とした。

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。

また、原子炉建物内の配管においても、配管と作業エリアとの間に十分厚い遮蔽が存在する場合は、影響は軽微であるとし評価の対象外とした。

※1：格納容器ベント実施時に格納容器フィルタベント系排気管（EL. 65m）から放出されたベント流体は、熱エネルギーを持つため放出後に上昇し、さらに周囲の風場の影響を受け原子炉建物から時間と共に離れていくものと考えられる。また、ベント流体の放出口（EL. 65m）と一次隔離弁の開操作場所（W/Wベント時：原子炉建物1階（））、D/Wベント時：原子炉建物2階（）は少なくとも30m程度の高低差があることから放出されたベント流体が一次隔離弁の開操作場所に直接流入することはほとんど無いものと考えられる。このことから一次隔離弁の開操作に伴う被ばくの評価においては、ベント流体が原子炉建物内に流入することによる影響を考慮しないものとした。

(5) 作業時間

格納容器ベントの実施前及び実施後における作業時間及び作業時間帯を第5表に示す。

各作業時間には、作業場所への往復時間を含めた。

各作業場所への移動中における線量率が作業場所における線量率よりも高い場所が存在する可能性があるため、各作業時間とは別に、作業場所への往路及び復路での評価を行った。

2. 評価結果

格納容器ベント（W/Wベント）の実施前及び実施後の作業における被ばく線量の評価結果を第6表に示す。また、格納容器ベント（D/Wベント）の実施前及び実施後の作業における被ばく線量の評価結果を第7表に示す。

最も被ばく線量が大きくなる作業においても約12mSvとなった。したがって、緊急時作業に係る線量限度100mSvに照らしても、作業可能であることを確認した。

なお、第6表及び第7表の評価結果は、第5表に示す各作業の作業開始時間の範囲のうち、評価結果が最も大きくなる時間帯で作業を実施した場合の被ばく線量を記載しており、その他の時間帯における被ばく線量は前述の評価結果以下となる。したがって、第5表に示す各作業の作業開始時間の範囲においては、いずれの時間帯においても作業可能である。

また、炉心損傷前ベント後に炉心損傷の兆候が見られた場合における隔離弁の開操作等の作業については、当該作業に係る被ばく線量が、炉心損傷後の格納容器ベントに伴う作業時の被ばくに包含されるものと考えられるため、作業可能である。

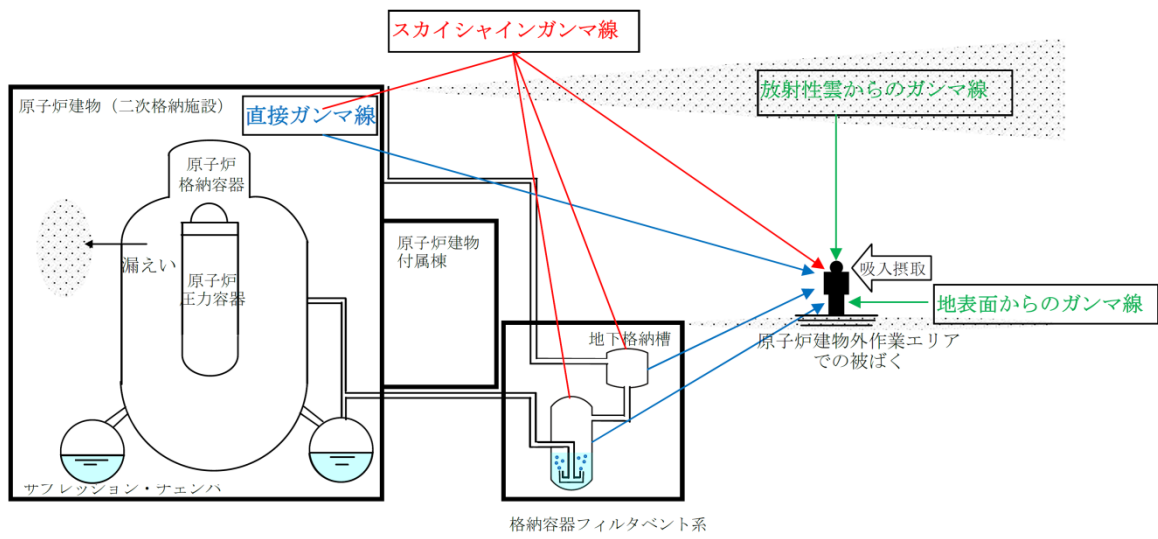
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1表 大気中への放出放射エネルギー（7日間積算値）（1 / 2）
 （W/Wベントの実施を想定する場合）

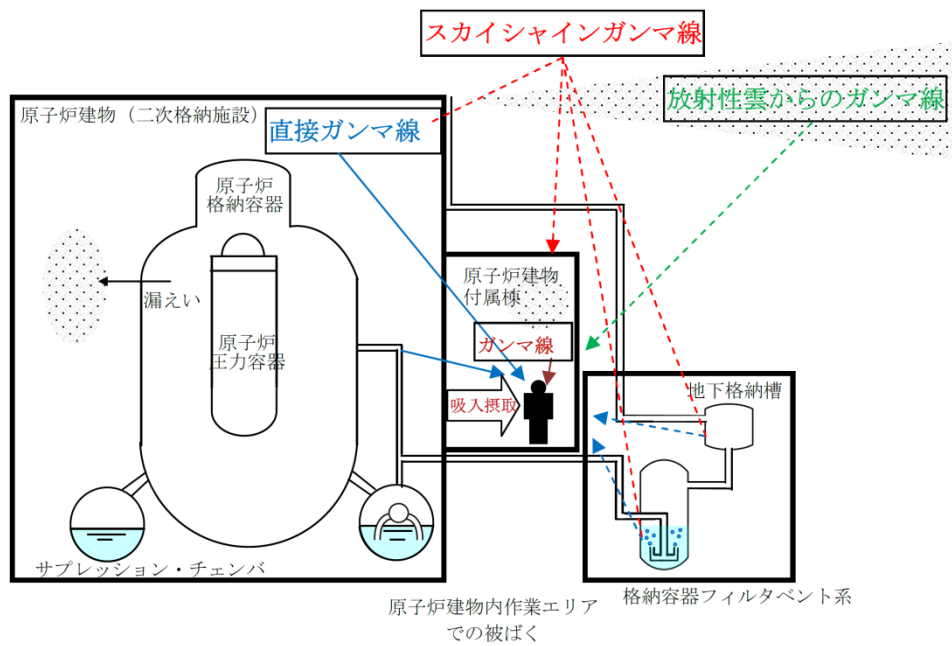
核種類	停止時炉内内蔵量 [Bq] (gross 値)	放出放射エネルギー[Bq] (gross 値)	
		格納容器フィルタベント系を経由した放出	原子炉建物から大気中への放出
希ガス類	約 1.6×10^{19}	約 5.1×10^{18}	約 2.3×10^{16}
よう素類	約 2.1×10^{19}	約 4.2×10^{15}	約 1.9×10^{15}
CsOH類	約 8.3×10^{17}	約 5.5×10^9	約 3.4×10^{12}
Sb類	約 9.5×10^{17}	約 2.2×10^8	約 3.1×10^{11}
TeO ₂ 類	約 5.0×10^{18}	約 4.2×10^9	約 2.9×10^{12}
SrO類	約 9.0×10^{18}	約 1.6×10^9	約 1.5×10^{12}
BaO類	約 8.8×10^{18}	約 2.2×10^9	約 1.6×10^{12}
MoO ₂ 類	約 1.8×10^{19}	約 8.4×10^8	約 5.5×10^{11}
CeO ₂ 類	約 5.5×10^{19}	約 5.3×10^8	約 3.4×10^{11}
La ₂ O ₃ 類	約 4.1×10^{19}	約 1.2×10^8	約 9.1×10^{10}

第1表 大気中への放出放射エネルギー（7日間積算値）（2 / 2）
 （D/Wベントの実施を想定する場合）

核種類	停止時炉内内蔵量 [Bq] (gross 値)	放出放射エネルギー[Bq] (gross 値)	
		格納容器フィルタベント系を経由した放出	原子炉建物から大気中への放出
希ガス類	約 1.6×10^{19}	約 5.0×10^{18}	約 2.5×10^{16}
よう素類	約 2.1×10^{19}	約 4.6×10^{15}	約 2.0×10^{15}
CsOH類	約 8.3×10^{17}	約 1.3×10^{13}	約 3.4×10^{12}
Sb類	約 9.5×10^{17}	約 5.1×10^{11}	約 3.1×10^{11}
TeO ₂ 類	約 5.0×10^{18}	約 9.7×10^{12}	約 2.9×10^{12}
SrO類	約 9.0×10^{18}	約 3.7×10^{12}	約 1.5×10^{12}
BaO類	約 8.8×10^{18}	約 5.1×10^{12}	約 1.6×10^{12}
MoO ₂ 類	約 1.8×10^{19}	約 1.9×10^{12}	約 5.6×10^{11}
CeO ₂ 類	約 5.5×10^{19}	約 1.2×10^{12}	約 3.4×10^{11}
La ₂ O ₃ 類	約 4.1×10^{19}	約 2.9×10^{11}	約 9.2×10^{10}



第1図 被ばく経路概念図 (屋外)



第2図 被ばく経路概念図 (屋内)

第2表 放射性物質の大気拡散評価条件（1／2）

項目	評価条件	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針（以下「気象指針」という。）に基づき評価
気象資料	島根原子力発電所における 1年間の気象資料 (2009年1月～2009年12月)	建物影響を受ける大気拡散評価を行うため保守的に地上風（地上約20m）の気象データを使用 審査ガイドに示されたとおり、発電所において観測された1年間の気象データを使用
放出源及び放出源高さ	原子炉建物 : 地上0m 格納容器フィルタベント系排気管 : 地上50m 非常用ガス処理系排気筒 : 地上110m	実高さを参照 なお、放出エネルギーによる影響は未考慮
実効放出継続時間	原子炉建物 : 1時間 格納容器フィルタベント系排気管 : 1時間 非常用ガス処理系排気筒 : 30時間	格納容器フィルタベント系排気管及び原子炉建物からの放出については保守的に1時間と設定。排気筒からの放出は、気象指針に従い、全放出量を最大放出量で除した値を保守的に丸めた値とする。
累積出現頻度	小さい方から累積して97%	気象指針を参照
建物巻き込み	考慮する	放出点から近距離の建物の影響を受けるため、建物による巻き込み現象を考慮
巻き込みを生じる代表建物	2号原子炉建物及び2号タービン建物	放出源又は放出源から最も近く、巻き込みの影響が最も大きい建物として設定
放射性物質濃度の評価点	図4～図7参照	屋外移動時は、敷地内の最大濃度点で設定 屋内移動時は、原子炉建物1階～3階において最も評価結果が厳しくなる原子炉建物3階の第二隔離弁操作位置で設定
建物投影面積	2号原子炉建物 : 2600m ² (原子炉建物、格納容器フィルタベント系放出時) 2号タービン建物 : 2100m ² (排気筒放出時)	審査ガイドに示されたとおり設定 風向に垂直な投影面積のうち最も小さいもの
形状係数	0.5	審査ガイドに示された評価方法を参照し設定

第2表 放射性物質の大気拡散評価条件 (2/2)

項目	評価条件		選定理由
着目方位	W / W ベ ン ト 第 一 隔 離 弁 操 作 位 置	【原子炉建物放出時】 9 方位 (SW,WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE) 【排気筒放出時】 9 方位 (ENE,E,ESE,SE,SSE,S,SSW,SW,WSW) 【格納容器フィルタベント系排気管放出時】 9 方位 (WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE)	審査ガイドに示された評価方法に基づき設定
	D / W ベ ン ト 第 一 隔 離 弁 操 作 位 置	【原子炉建物放出時】 9 方位 (SSW,SW,WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE) 【排気筒放出時】 9 方位 (ENE,E,ESE,SE,SSE,S,SSW,SW,WSW) 【格納容器フィルタベント系排気管放出時】 9 方位 (WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE)	
	第 二 隔 離 弁 操 作 位 置	【原子炉建物放出時】 9 方位 (WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE) 【排気筒放出時】 9 方位 (NE,ENE,E,ESE,SE,SSE,S,SSW,SW) 【格納容器フィルタベント系排気管放出時】 9 方位 (W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE,E)	

第3表 相対濃度及び相対線量

評価点	放出点及び放出高さ	相対濃度[s/m ³]	相対線量[Gy/Bq]
W/Wベント第一隔離弁操作位置	原子炉建物中心 (地上 0m)	1.6×10^{-3}	6.0×10^{-18}
	排気筒 (地上 110m)	3.5×10^{-4}	2.8×10^{-18}
	格納容器フィルタベント系 排気管 (地上 50m)	7.4×10^{-4}	6.2×10^{-18}
D/Wベント第一隔離弁操作位置	原子炉建物中心 (地上 0m)	1.6×10^{-3}	5.9×10^{-18}
	排気筒 (地上 110m)	3.5×10^{-4}	2.8×10^{-18}
	格納容器フィルタベント系 排気管 (地上 50m)	7.5×10^{-4}	6.1×10^{-18}
第二隔離弁操作位置	原子炉建物中心 (地上 0m)	1.6×10^{-3}	5.8×10^{-18}
	排気筒 (地上 110m)	3.5×10^{-4}	2.8×10^{-18}
	格納容器フィルタベント系 排気管 (地上 50m)	7.5×10^{-4}	6.1×10^{-18}

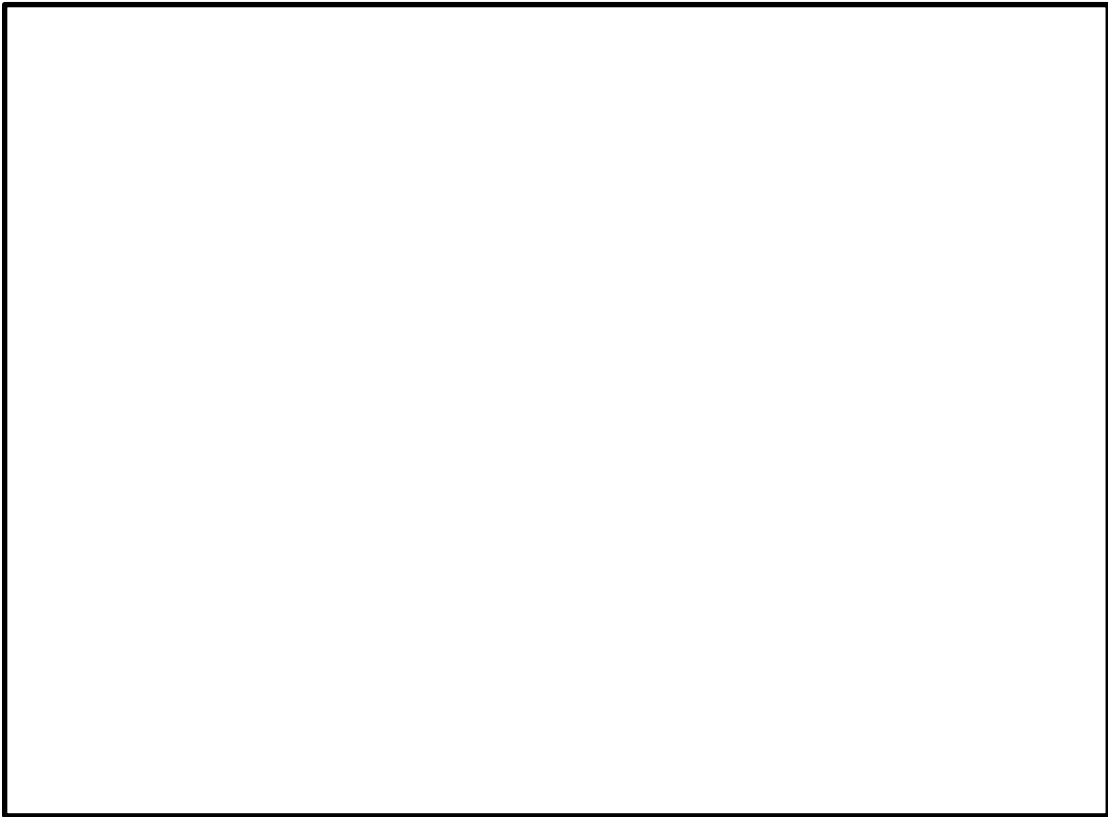
第4表 線量換算係数及び地表面への沈着速度等

項目	評価条件	選定理由
線量換算係数	成人実効線量換算係数使用 (主な核種を以下に示す) I-131 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq I-132 : 3.1×10^{-10} Sv/Bq I-133 : 4.0×10^{-9} Sv/Bq I-134 : 1.5×10^{-10} Sv/Bq I-135 : 9.2×10^{-10} Sv/Bq Cs-134 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq Cs-136 : 2.8×10^{-9} Sv/Bq Cs-137 : 3.9×10^{-8} Sv/Bq 上記以外の核種は ICRP Pub. 71 等に基づく	ICRP Publication 71 等に基づき設定
呼吸率	1.2m ³ /h	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」の第2表の成人活動時の呼吸率を設定
マスクによる防護係数	50	着用を考慮し、期待できる防護係数として設定した
地表への沈着速度	エアロゾル : 0.5 cm/s 無機よう素 : 0.5 cm/s 有機よう素 : 1.7×10^{-3} cm/s 希ガス : 沈着無し	湿性沈着を考慮し設定 (補足1参照)

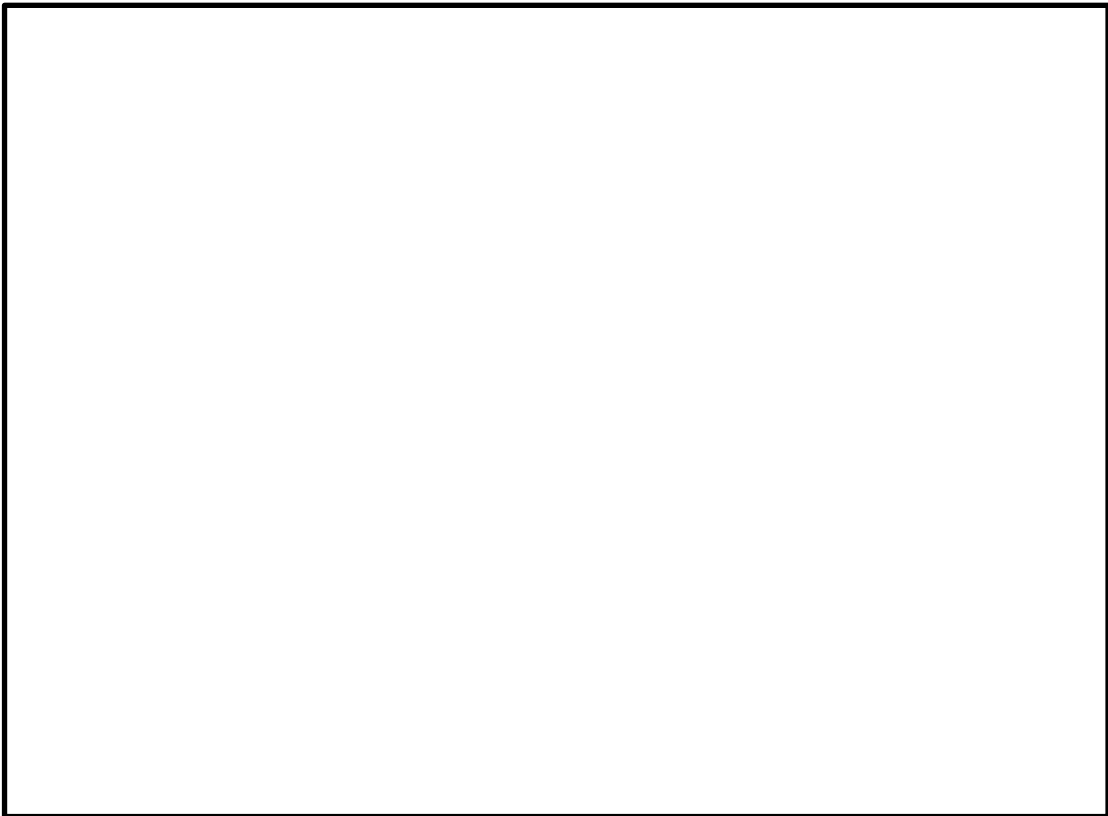
第5表 格納容器ベント実施前後の作業

	格納容器ベント実施前				格納容器ベント実施後	
	水素濃度測定装置	可搬式窒素供給装置準備	ベント弁(第二隔離弁)開操作	ベント弁(第一隔離弁)開操作	ベント弁閉操作	窒素供給操作
	屋外	屋外	屋内※1	屋内※1	屋内※1	屋外
作業開始時間(事象開始後)	約28時間～ 約32時間	約28時間～ 約32時間	約28時間～ 約32時間	約32時間	168時間後以降	168時間後以降
作業時間	移動30分 作業60分	移動:20分 作業:80分	移動(往):10分 作業:60分 移動(復):10分	移動(往):15分 作業:60分 移動(復):15分	移動(往):15分 作業:60分 移動(復):15分	移動:20分 作業:40分

※1: 二次格納施設内での作業は不要であるため、二次格納施設以外の屋内操作場所について検討する。

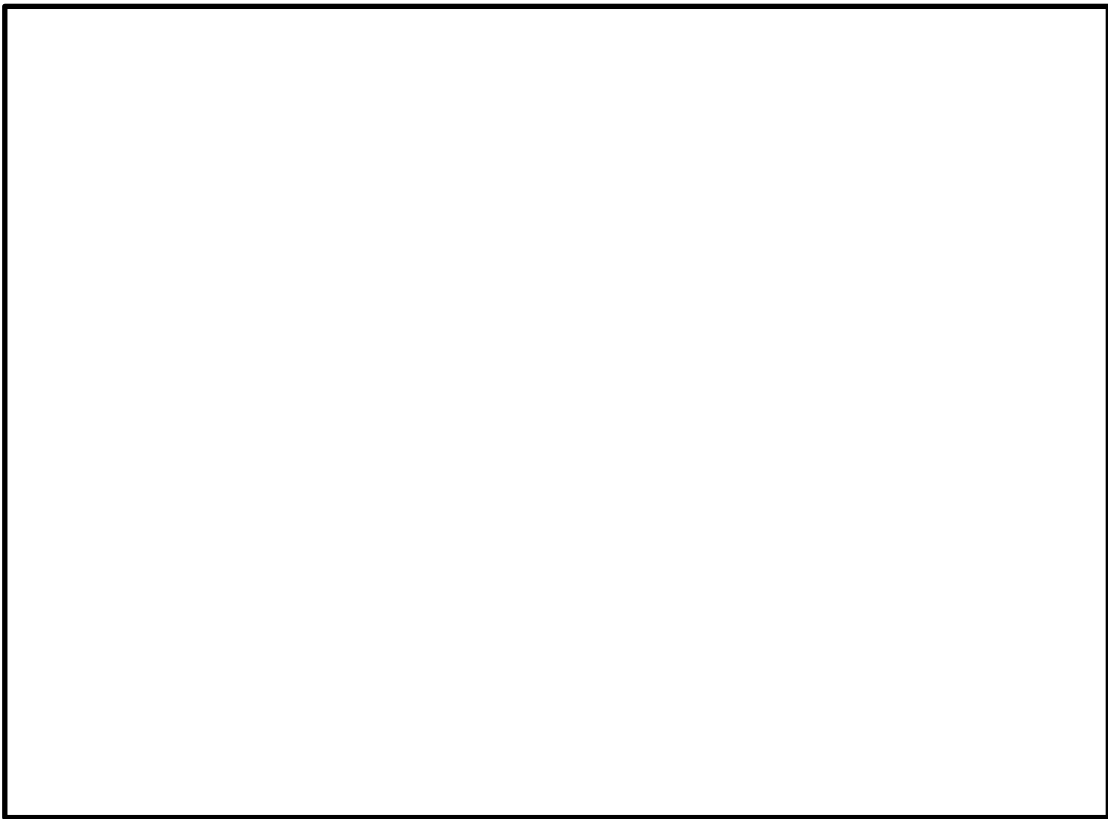


第3図 第一隔離弁（W/Wベント）操作場所（原子炉建物地下1階）

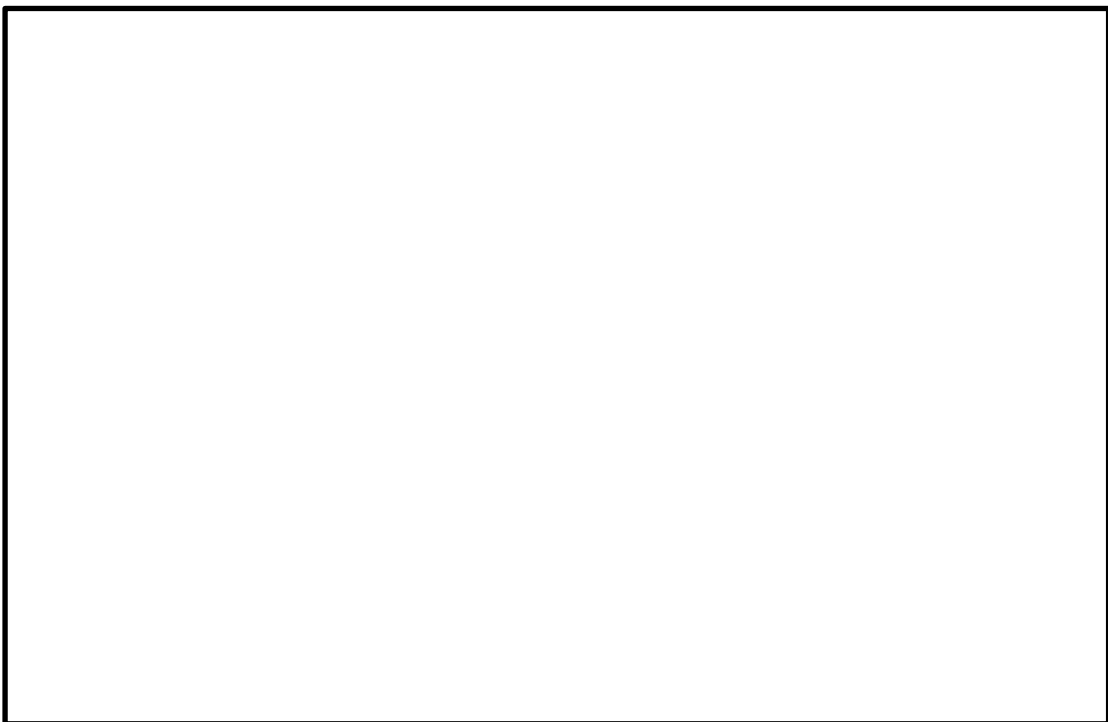


第4図 第一隔離弁（W/Wベント）操作場所（原子炉建物地上1階）

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。

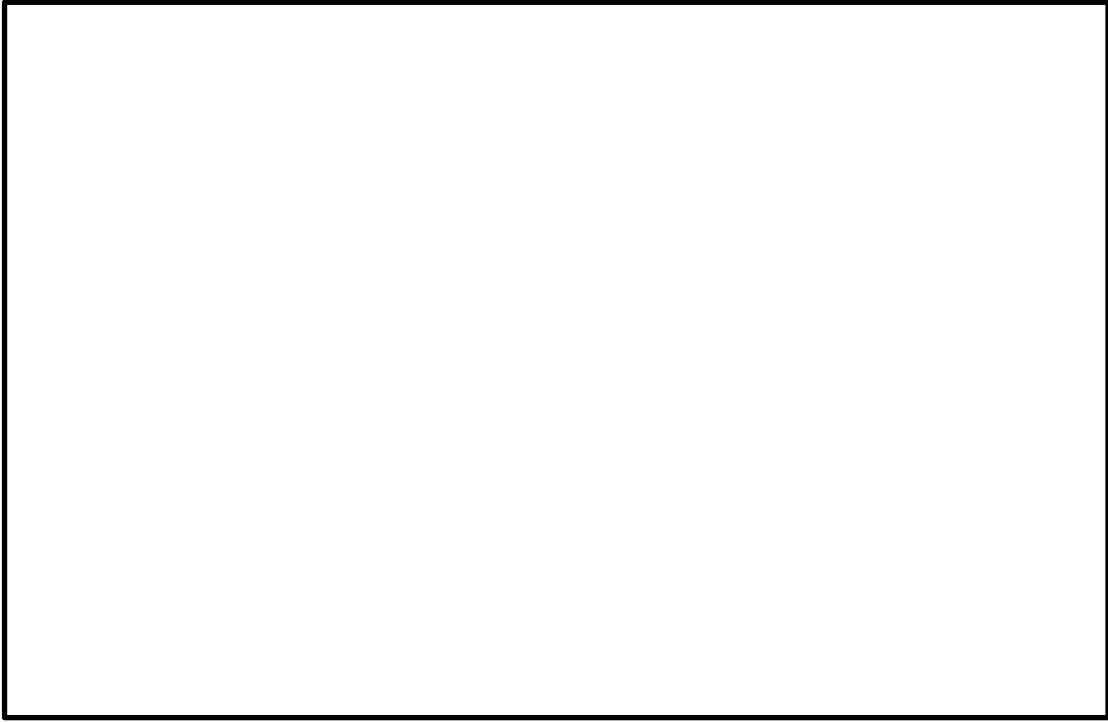


第5図 第一隔離弁（D/Wベント）操作場所（原子炉建物地上2階）



第6図 屋外作業場所

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 第二隔離弁操作場所（原子炉建物地上3階）

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6表 格納容器ベント（W/Wベント）実施に伴う被ばく評価結果
（単位：mSv）

評価内容	格納容器ベント実施前				格納容器ベント実施後	
	水素濃度測定装置※1	可搬式窒素供給装置準備※1	ベント弁（第二隔離弁）開操作※1	ベント弁（第一隔離弁）開操作	ベント弁閉操作※1	窒素供給操作
	屋外	屋外	屋内	屋内	屋内	屋外
原子炉棟内の放射性物質からの直接線・スカイシャイン線による外部被ばく	7.0×10^{-1}	7.7×10^{-1}	9.1×10^{-1}	1.4×10^0	3.4×10^{-1}	4.6×10^{-1}
放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	5.5×10^{-1}	6.1×10^{-1}	7.6×10^{-1}	1.5×10^0	1.4×10^0	4.2×10^{-4}
建物内に取込まれた放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく※2	6.7×10^{-1}	7.4×10^{-1}	1.0×10^0	1.5×10^0 ※3	1.4×10^0	1.3×10^{-3}
地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	8.1×10^0	9.0×10^0	9.4×10^0	1.8×10^0	3.5×10^0	3.7×10^0
ベント系配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	—	—	—	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	8.2×10^{-1} ※4
S G Tフィルタの放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	—※5	—※5	2.6×10^{-1}	4.8×10^{-2}	9.7×10^{-2}	—※5
被ばく線量	1.0×10^1	1.1×10^1	1.2×10^1	6.2×10^0	6.8×10^0	4.2×10^0

※1：被ばく線量が最も大きくなる時間帯で作業を実施した場合の被ばく線量を記載。

※2：マスク着用（PF50）による防護効果を考慮する。

※3 ベント流体が原子炉建物内に流入することによる影響は考慮しない。

※4 ベント系配管内に浮遊及び沈着した放射性物質を考慮する。なお、ベント配管内に沈着した放射性物質がドレンだまりに蓄積するものとして評価する。

※5：線源との間に十分な遮蔽があるため、影響は軽微であり、評価の対象外とした。

第7表 格納容器ベント（D/Wベント）実施に伴う被ばく評価結果
（単位：mSv）

評価内容	格納容器ベント実施前				格納容器ベント実施後	
	水素濃度測定装置※ ¹	可搬式窒素供給装置準備※ ¹	ベント弁（第二隔離弁）開操作※ ¹	ベント弁（第一隔離弁）開操作	ベント弁閉操作※ ¹	窒素供給操作
	屋外	屋外	屋内	屋内	屋内	屋外
原子炉棟内の放射性物質からの直接線・スカインライン線による外部被ばく	7.1×10^1	7.9×10^{-1}	9.3×10^{-1}	1.4×10^0	3.5×10^{-1}	4.7×10^{-1}
放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	5.5×10^{-1}	6.1×10^{-1}	7.6×10^{-1}	7.3×10^{-1}	7.5×10^{-1}	1.6×10^{-3}
建物内に取込まれた放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく※ ²	6.7×10^{-1}	7.4×10^{-1}	1.0×10^0	1.5×10^0 ※ ³	1.4×10^0	1.1×10^{-2}
地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	8.1×10^0	9.0×10^0	9.4×10^0	1.8×10^0	3.5×10^0	7.7×10^0
ベント系配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	—	—	—	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	4.1×10^0 ※ ⁴
S/GTフィルタの放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	—※ ⁵	—※ ⁵	2.7×10^{-1}	5.1×10^{-2}	1.0×10^{-1}	—※ ⁵
被ばく線量	1.0×10^1	1.1×10^1	1.2×10^1	5.5×10^0	6.2×10^0	8.2×10^0

※¹：被ばく線量が最も大きくなる時間帯で作業を実施した場合の被ばく線量を記載。

※²：マスク着用（PF50）による防護効果を考慮する。

※³ ベント流体が原子炉建物内に流入することによる影響は考慮しない。

※⁴ ベント系配管内に浮遊及び沈着した放射性物質を考慮する。なお、ベント配管内に沈着した放射性物質がドレンだまりに蓄積するものとして評価する。

※⁵：線源との間に十分な遮蔽があるため、影響は軽微であり、評価の対象外とした。

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証する上限・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

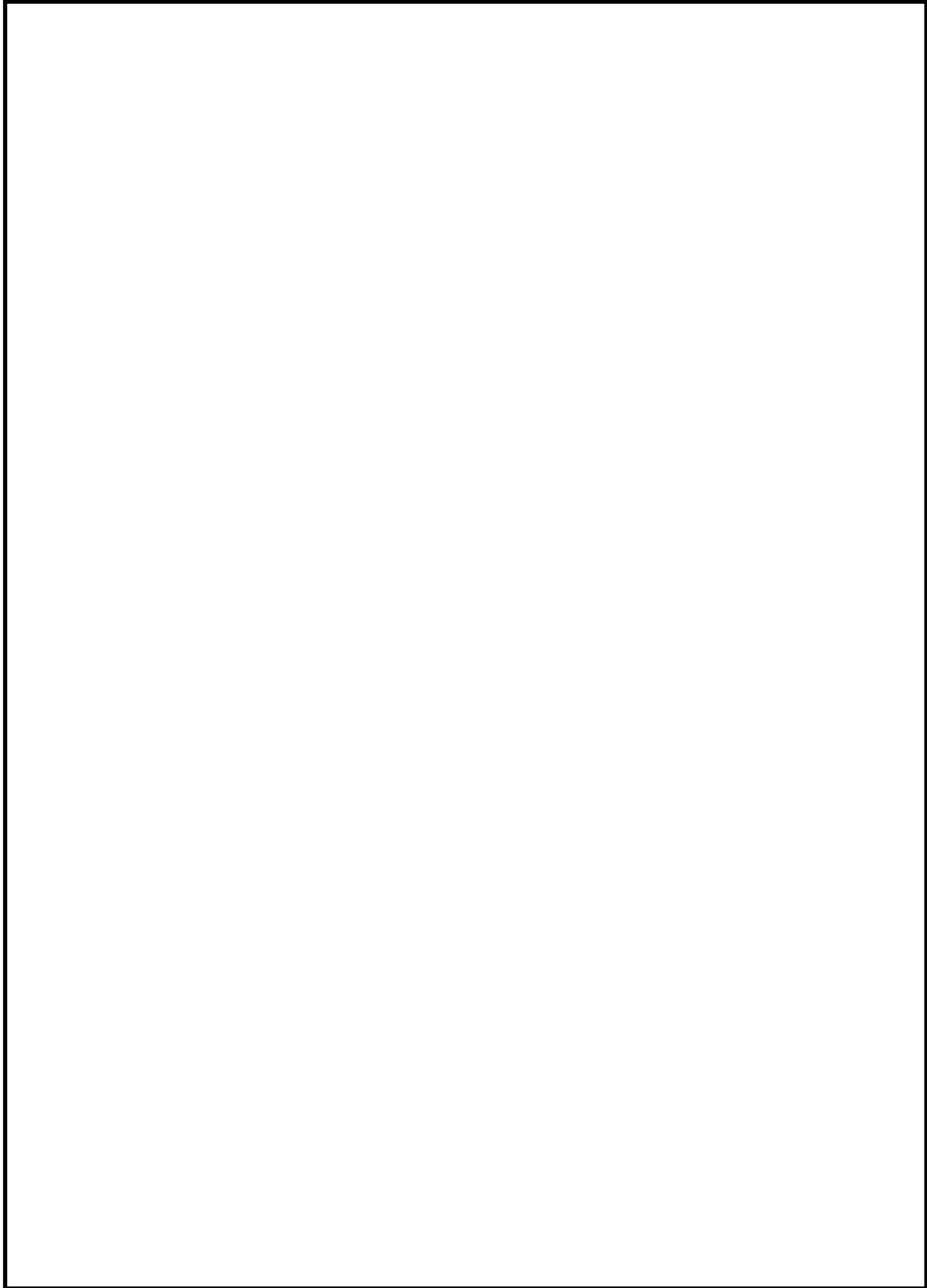
水位高設定値は、ベント運転直後のスタートアップ期間における凝縮による水位上昇を考慮して上限水位に至らないことを以下のとおり確認し、設定している。



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) 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。



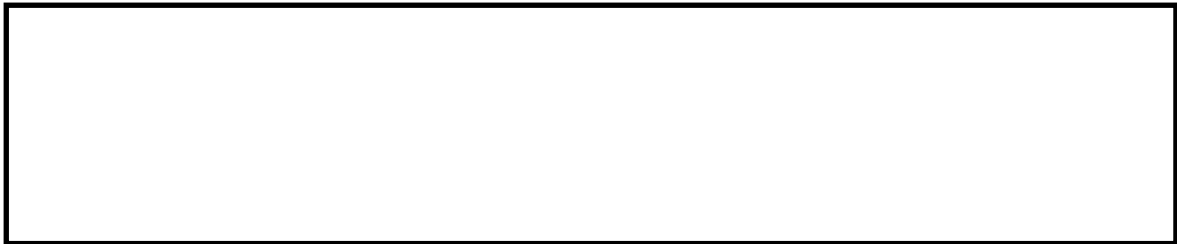
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



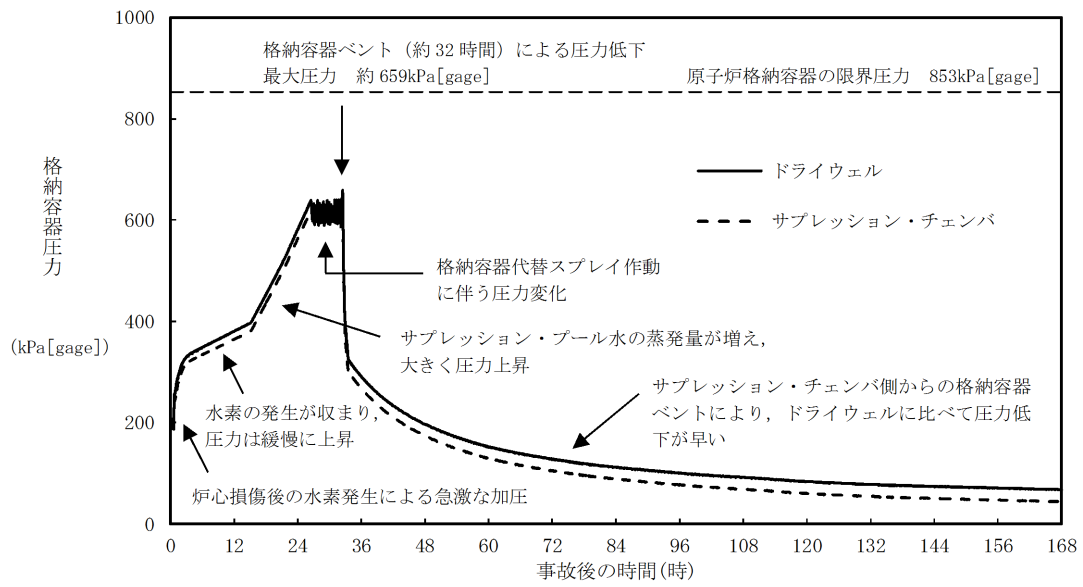
第1図 スクラバ容器水位の管理値

2. ベント運転中の水位挙動（有効性評価ベース）

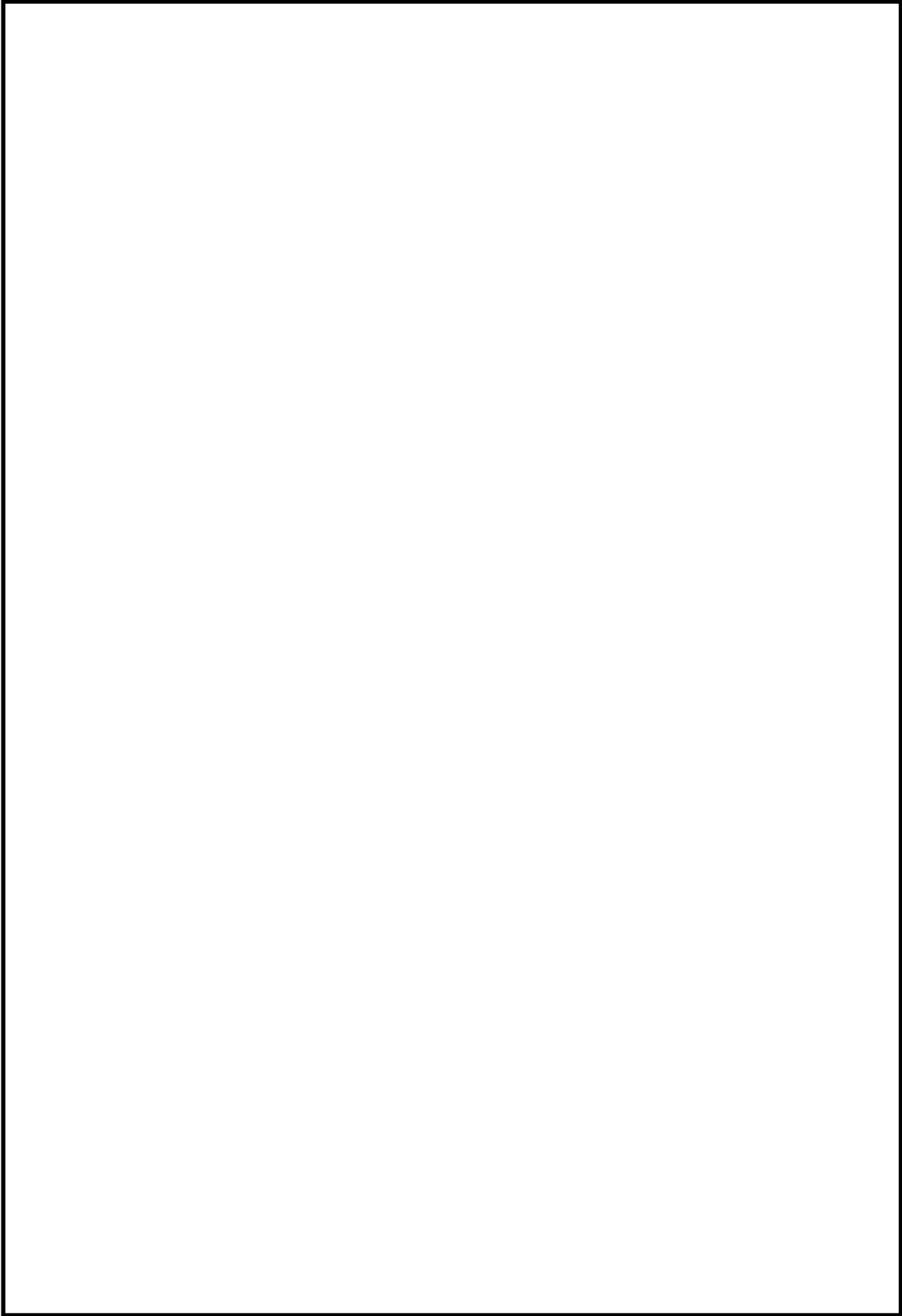
有効性評価のうち格納容器過圧・過温破損モード（大 LOCA+SBO+ECCS 機能喪失）におけるスクラバ容器内発熱量を用いた水位挙動の評価を以下に示す。



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




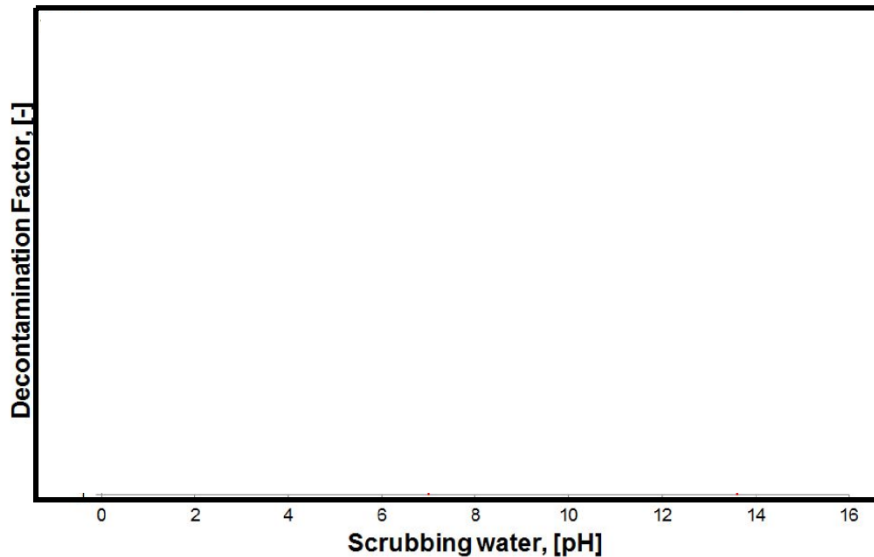
第6図 エアロゾル粒径に対する除去係数

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。

 : スクラビング水位がベンチュリノズル上端での試験
DFは金属フィルタを含めた数値



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、

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。

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、

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

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

- 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。

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

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。

ここで,

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

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

・ R : スクラバ容器半径 (内径) $\boxed{}$ [mm]

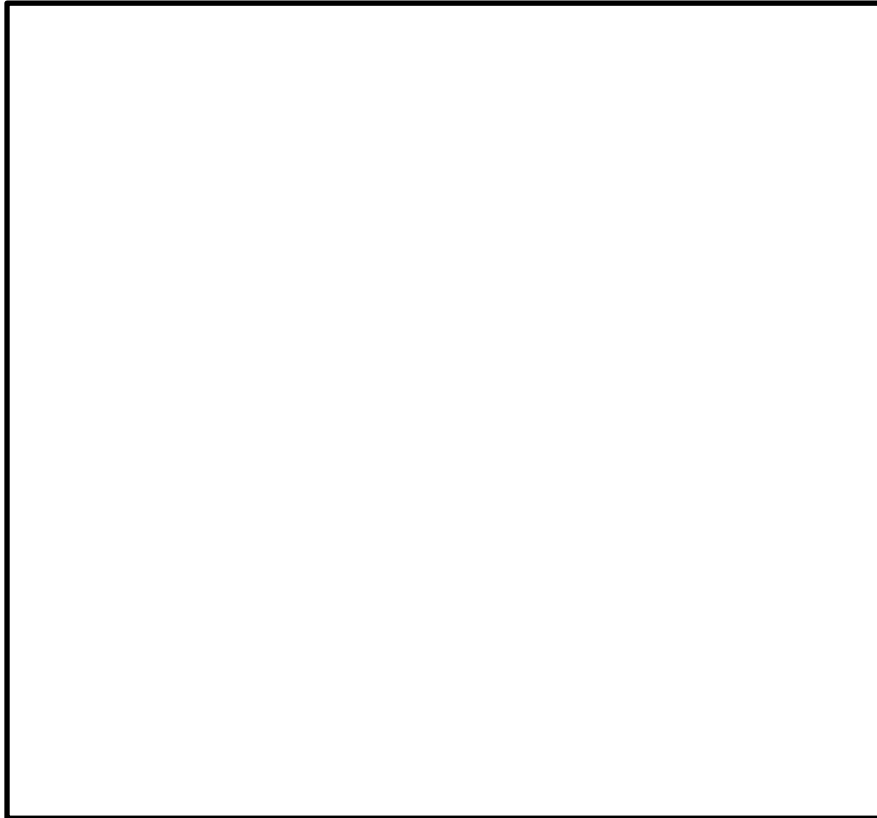
・ h : スクラビング水下限水位 $\boxed{}$ [mm]

・ g : 重力加速度 9806.65 [mm/s²]

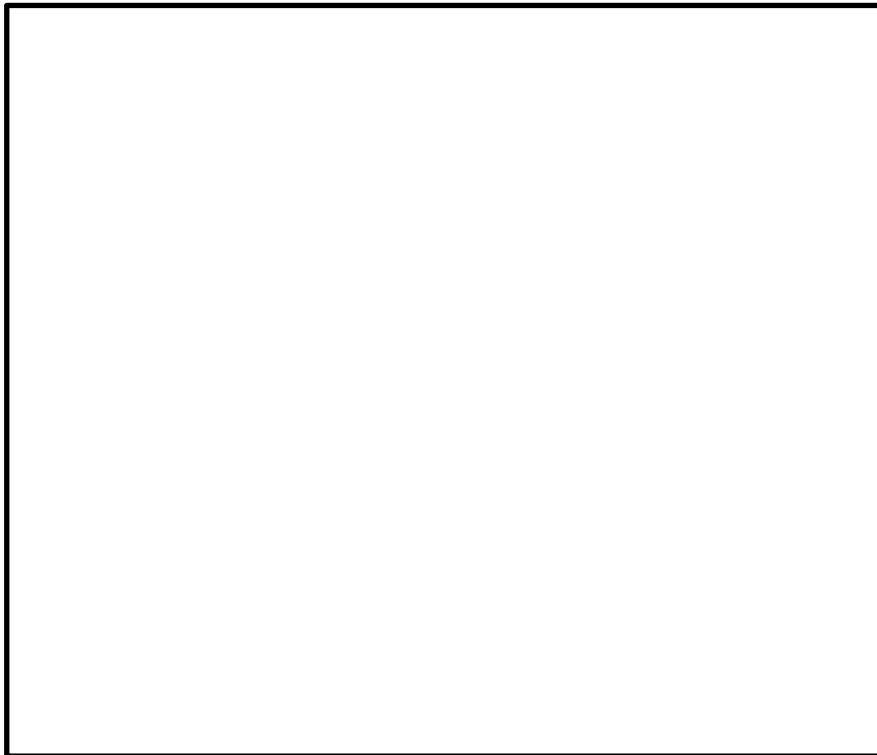
・ S_A : 応答加速度 $\boxed{}$ [mm/s²]

(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。

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%高い位置で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ペDESTALに流入し、ペDESTAL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の破損及びペDESTALへの溶融炉心落下に備えたペDESTALへの注水を定めており、ペDESTALの水位が2.4m(注水量225m³)に到達していることを確認した後、ペDESTAL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、ペDESTALへの注水を停止する。

溶融炉心落下時のペDESTALの水位は、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ペDESTAL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 ペDESTALへの水張り実施の適切性」参照。ペDESTALの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、溶融炉心がペDESTALに落下する前に、ペDESTALにペDESTAL開口部下端位置までの高さ(約3.8m)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、仮にペDESTAL注水を入れすぎたとしても開口部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、ペDESTALの内側鋼板の最大応力は14MPaであり、ペDESTAL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。ペDESTAL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、ペDESTAL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、ペDESTALに直接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ペDESTAL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、確実にペDESTAL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ペDESTAL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内の溶融炉心の状態、R P V破損口の状態、ペDESTALへの溶融炉心の落下量、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 : ペDESTAL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ィを優先する理由は、格納容器スプレィ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スプレィとS/Cスプレィでは、より広い空間にスプレィすること等により、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スプレィを実施することとしている。また、D/Wにスプレィを実施することでペDESTALへ冷却材が流入するため、ペDESTALの溶融炉心の冷却にも期待できる。

ペDESTALへの注水については、R P V破損前の注水によりペDESTAL内には約 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床面からペDESTAL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。

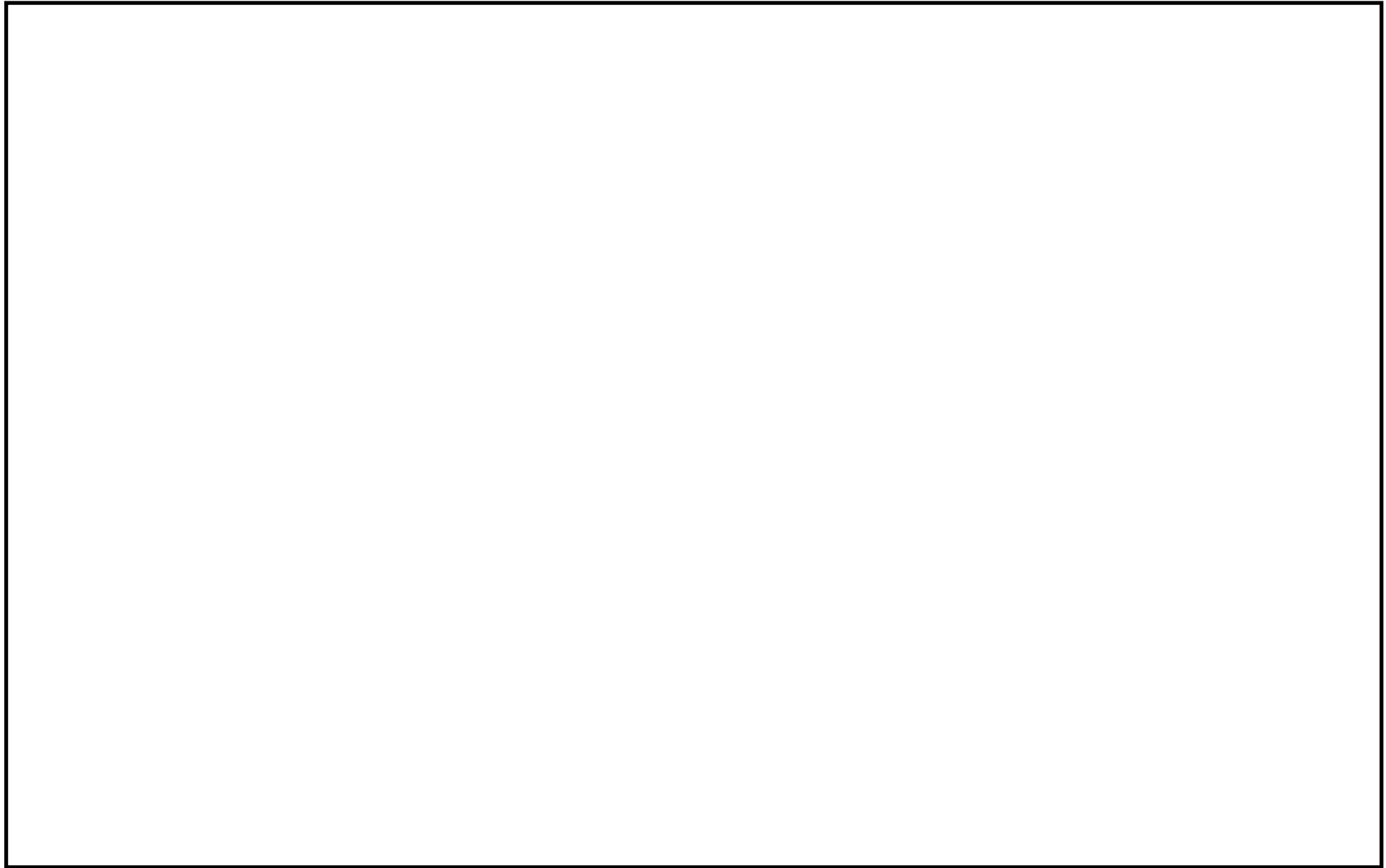
R P V破損後のR P Vへの注水には、R P V内に残存する溶融炉心の冷却及びR P V破損口から原子炉冷却材が流出することによるペDESTALに堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、R P V破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから、ペDESTAL注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

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するとともに、ペDESTAL水位計を監視し、水位を維持することによりペDESTAL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。

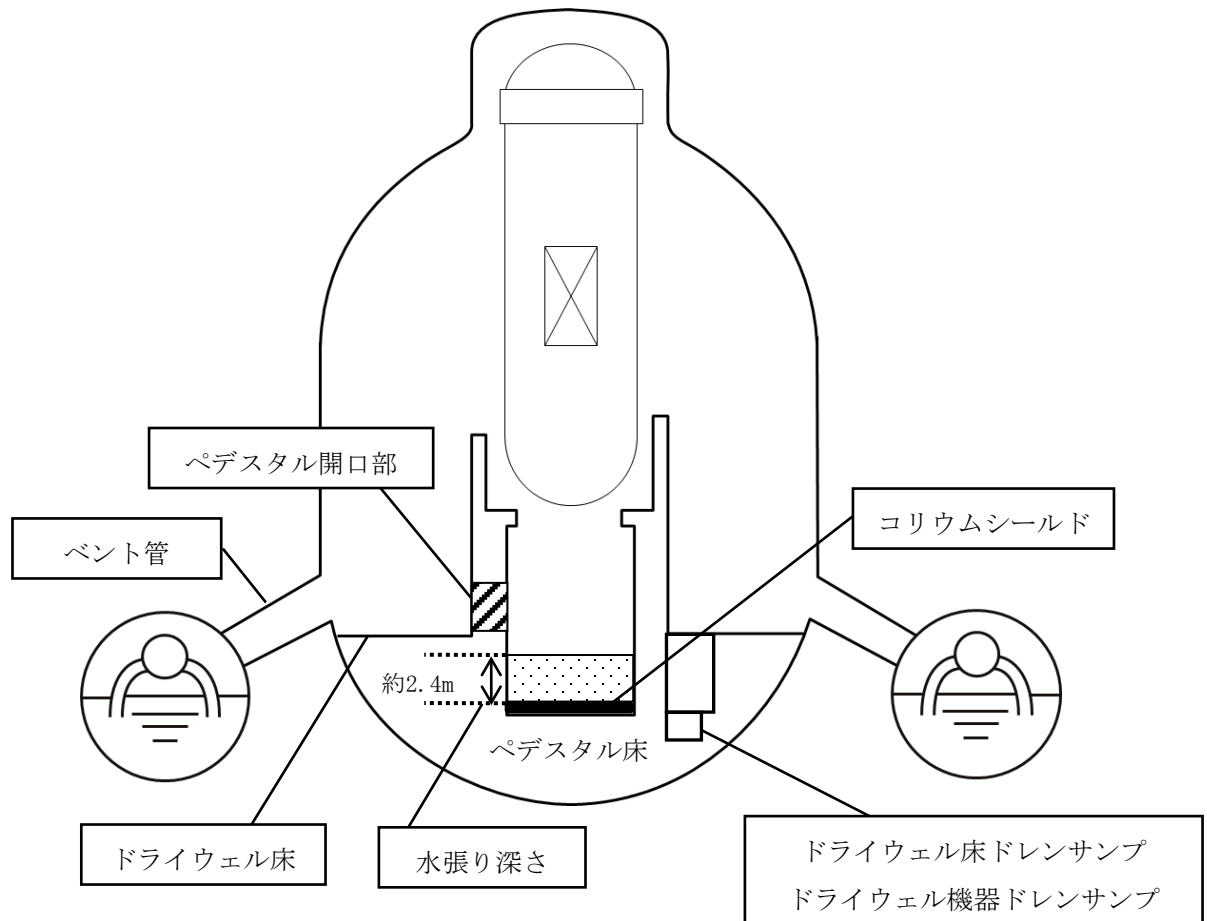
1.7-178
1.7-178



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。

1.7-179
1.7-179



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。

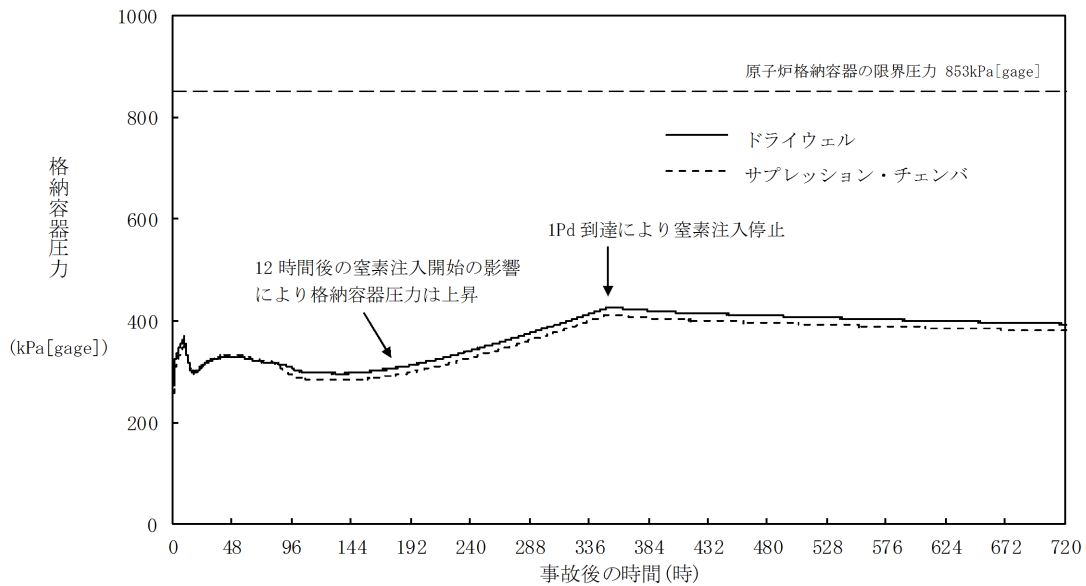
ここでは、200℃、2Pd を適用可能な 7 日間（168 時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。

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)

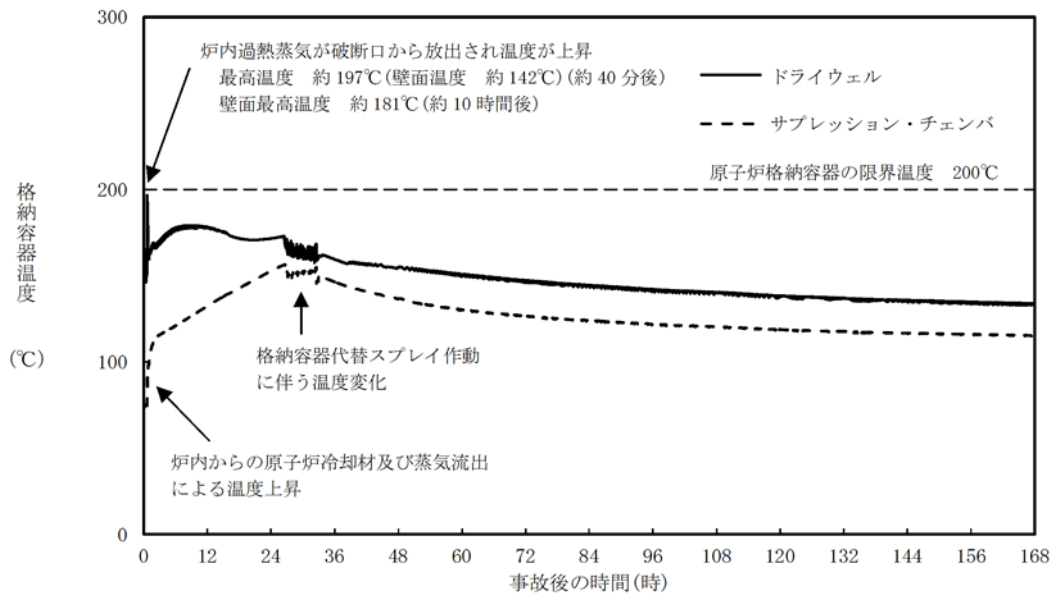
7 日間（168 時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、427kPa [gage] までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第 1 表で示すとおり、7 日間（168 時間）以降の格納容器圧力は最大で 427kPa [gage] となる。代表的に、「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

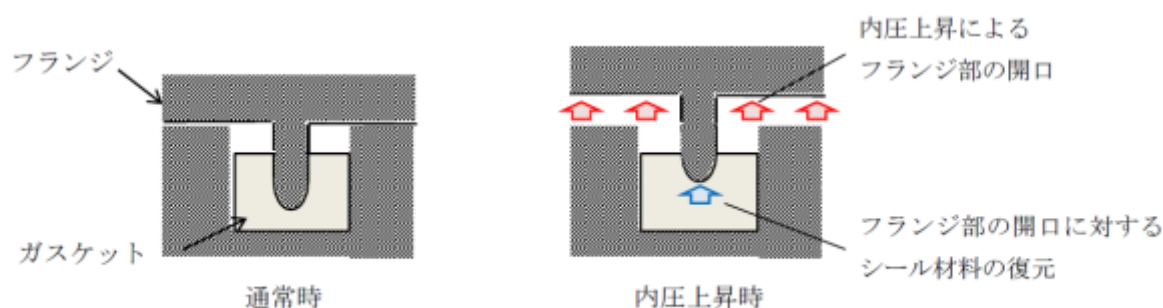
※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



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。

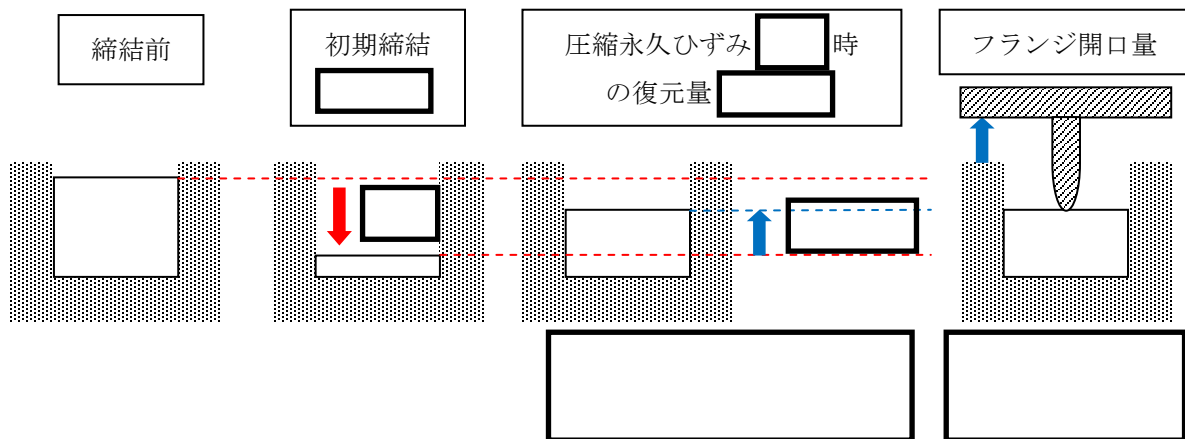
材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第3表に示す。

第3表 改良E P D M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E P D M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，E P D M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E P D M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E P D M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。

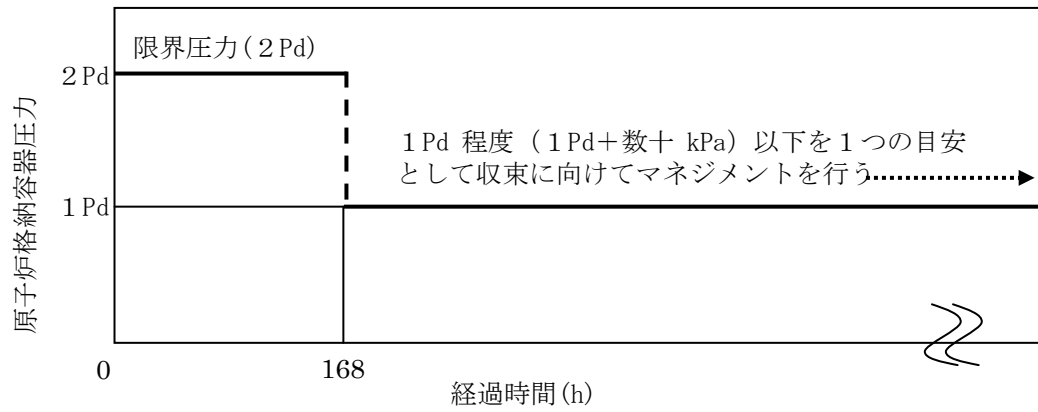
よって、当社としては、限界温度・圧力（200℃・2Pd）が7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

<168時間以降の考え方>

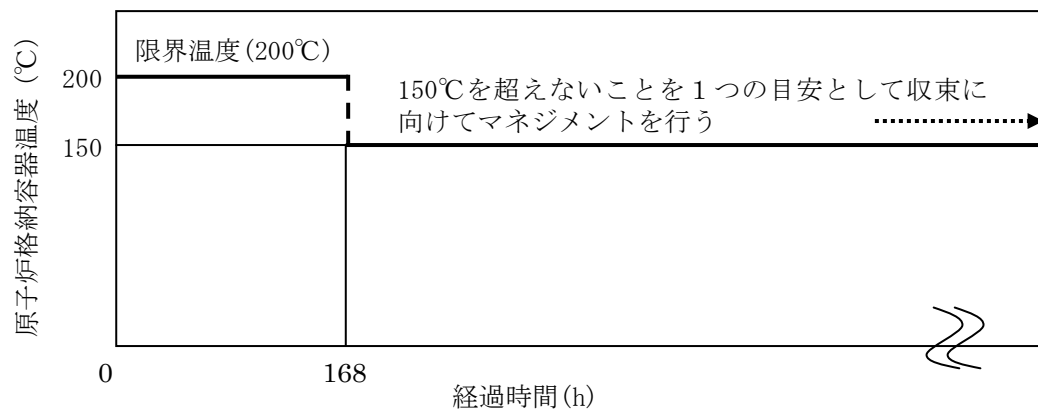
前述の結果を踏まえ、168時間以降については、原子炉格納容器温度・圧力は低下していること、及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから、最初の168時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで、長期的な格納容器閉じ込め機能は維持されると考えている。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ、長期的なプラントマネジメントの目安として、168時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が150℃を超えない範囲で、また、原子炉格納容器圧力については1Pd程度（1Pd+数十kPa*）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

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E PDM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E PDM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		判断基準記載内容	解釈
1.7.2.1 格納容器の過圧破損防止のための手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順	a. 格納容器フィルタベント系による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)	スクラバ容器の水位の水位低警報が発報した場合
		(c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水抜き)	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
		(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
			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
			スクラバ容器の水位が <input type="text"/> mm に到達すると判断した場合
			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	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順	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格納容器内の減圧及び除熱 第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位範囲内	第1ベントフィルタスクラバ容器の水位指示値が <input type="text"/> mm～ <input type="text"/> mm
		(b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り) 規定水位	通常水位範囲内である <input type="text"/> mm～ <input type="text"/> mm
		(c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水抜き) 通常水位に到達したこと	<input type="text"/> mm～ <input type="text"/> mmに到達したこと
		(e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整 スクラビング水のpH値が規定値	<input type="text"/> 以上
	b. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(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 原子炉圧力容器への注水が始まっ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	原子炉圧力容器への注水が始まったことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇 (<input type="text"/> MPa 以上)、残留熱代替除去系原子炉注水流量指示値の上昇 (～ <input type="text"/> m ³ /h) 及び原子炉水位指示値の上昇により確認
		原子炉格納容器内へのスプレイが始まっ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	原子炉格納容器内へのスプレイが始まったことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇 (<input type="text"/> MPa 以上)、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇 (～ <input type="text"/> m ³ /h) 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

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
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順	b. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(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	原子炉格納容器内へのスプレイの実施によりペDESTAL内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, 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇, 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	原子炉格納容器内へのスプレイの実施によりペDESTAL内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 (<input type="text"/> MPa 以上), 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇 (~ <input type="text"/> m ³ /h), 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
	c. サプレッション・プール水 pH制御		必要量が注入されたことを薬液タンクレベルで確認後	<input type="text"/> m ³ 注入されたことを薬液タンクレベルで確認後
	d. ドライウェル pH制御		原子炉格納容器内へ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により確認	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 (<input type="text"/> MPa 以上), 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇 (~ <input type="text"/> m ³ /h) により確認
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順	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の水位が通常水位範囲内	第1ベントフィルタスクラバ容器の水位指示値が <input type="text"/> mm ~ <input type="text"/> mm
		(b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)	第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前	第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が <input type="text"/> mm を下回り <input type="text"/> mm に到達する前
		(c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水抜き)	第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達	第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が <input type="text"/> mm に到達
		(e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整	スクラビング水の pH値が規定値	<input type="text"/> 以上

1.7-190
1.7-190

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

弁番号及び弁名称一覧(1/3)

弁番号	弁名称	操作場所
AV226-12	S G T N G C連絡ライン隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV226-16	S G T N G C連絡ライン隔離弁後弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
AV226-11	S G T耐圧強化ベントライン止め弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV226-15	S G T耐圧強化ベントライン止め弁後弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
AV217-19	N G C常用空調換気入口隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV217-20	N G C常用空調換気入口隔離弁後弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室(管理区域)
MV226-13	S G T F C V S第1ベントフィルタ入口弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟地上3階北側連絡通路(非管理区域)
MV217-18	N G C非常用ガス処理入口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟地上3階北側連絡通路(非管理区域)
MV217-23	N G C非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟地上3階北側連絡通路(非管理区域)
MV217-5	N G C N 2 トーラス出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟地上1階A-R C Wポンプ熱交換器室(非管理区域)
MV217-4	N G C N 2 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：原子炉建物付属棟地上2階原子炉棟送風機室(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)
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 原子炉棟地下1階トーラス室(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
V2B3-82	F C V S 窒素ガス補給元弁	屋外
MV222-16A	A-RHR トーラススプレイ弁	中央制御室 原子炉棟地下1階トーラス室(管理区域)
SV2B4-1	PHC 空気供給電磁弁	中央制御室 原子炉建物附属棟地下2階南側通路(非管理区域)
AV2BA-1A, 1B	PHC A, B-窒素ガス供給弁	中央制御室 原子炉建物附属棟地下2階南側通路(非管理区域)
AV2BA-2A, 2B	PHC A, B-薬液タンク出口薬剤注入弁	中央制御室 原子炉建物附属棟地下2階南側通路(非管理区域)
V2C2-1	ANI 代替窒素供給ライン元弁(D/W側)	屋外
V2C2-11	ANI 代替窒素供給ライン元弁(S/C側)	屋外
MV222-2B	B-RHR 熱交バイパス弁	中央制御室 原子炉棟地上2階B-RHRバルブ室(管理区域)
MV222-1002	RHR RHARライン入口止め弁	中央制御室 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 原子炉棟地上1階西側PCVペネトレーション室(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 原子炉棟地上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 原子炉棟地上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 原子炉棟地上中1階東側PCVペネトレーション室(管理区域)
MV222-4B	B-RHRドライウェル第2スプレイ弁	中央制御室 原子炉棟地上2階東側PCVペネトレーション室(管理区域)
MV2BB-7	RHARライン流量調節弁	中央制御室 原子炉棟地下2階B-RHRポンプ室(管理区域)

1.7-192r4
1.7-192r4

弁番号及び弁名称一覧(3/3)

弁番号	弁名称	操作場所
MV214-1B	B-R C W常用補機冷却水入口切替弁	原子炉建物附属棟 地下1階 I A空気圧縮機室 (非管理区域)
MV214-3B	B-R C W常用補機冷却水出口切替弁	原子炉建物附属棟 地上2階 R C Wバルブ室 (非管理区域)
V214-20B	R C W B-中央制御室冷凍機入口弁	廃棄物処理建物 地上2階 中央制御室送風機室 (非管理区域)
V214-35B	R C W B-DE G冷却水入口弁	原子炉建物附属棟 地下2階 B-非常用D G室 (非管理区域)
MV214-7B	B-R H R熱交冷却水出口弁	中央制御室 原子炉棟地上2階 B-R H R熱交換器室 (管理区域)
V214-3	R C W B-A H E F西側供給配管止め弁	原子炉建物附属棟地上1階 A-R C Wポンプ熱交換器室 (非管理区域)
V214-4	R C W B-A H E F西側戻り配管止め弁	原子炉建物附属棟地上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	原子炉建物附属棟 地上1階 階段室
V2C1-5	A H E F B-西側供給配管止め弁	原子炉建物附属棟地上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	原子炉建物附属棟地上2階 R C Wバルブ室 (非管理区域)
V214-67B	B-R C Wサージタンク出口弁	原子炉建物附属棟 地上2階 (非管理区域)

手順のリンク先について

原子炉格納容器の過圧破損を防止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. 1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順
 - ・ 残留熱代替除去系への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> 1.5.2.1(1) a. (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
 - ・ 残留熱除去系又は格納容器代替スプレイ系（常設／可搬型）による減圧及び除熱手順
 <リンク先> 1.6.2.2(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
 1.6.2.2(1) a. (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）
 1.6.2.2(2) a. (a) 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
 - ・ 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
 - ・ 原子炉建物内の水素濃度監視手順
 <リンク先> 1.10.2.2(1) 原子炉建物内の水素濃度監視
 - ・ 輪谷貯水槽（西）への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順
 <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(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
 - ・ 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による残留熱代替除去ポンプ，ドレン移送ポンプ，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，大量送水車及び可搬式窒素供

給装置への燃料補給手順

- <リンク先> 1.14.2.1(1) a. ガスタービン発電機によるM/C C系及びM/C D系受電
 - 1.14.2.1(1) b. 高圧発電機車によるM/C C系又はM/C D系受電
 - 1.14.2.3(1) a. ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタ受電
 - 1.14.2.5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給
 - 1.14.2.5(2) タンクローリから各機器等への給油
- ・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

フォルトツリー解析の実施の考え方について

重大事故等対処のための手段及び設備の抽出にあたっては、設計基準事故対処設備の故障を想定し、その機能を代替するために、各設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、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手法（以下「機能喪失原因対策分析」という。）を用いている。

以下に機能喪失原因対策分析の実施の考え方を整理する。

1. 機能喪失原因対策分析が必須な条文

技術的能力審査基準に要求される「設計基準事故対処設備が有する〇〇機能が喪失した場合」に対処するための手順等を整備する条文を第1表「機能喪失原因対策分析が必須な条文」に示す。

機能喪失原因対策分析は、設計基準事故対処設備が有する機能に属する設備を網羅的に抽出することができ、その弱点の把握が明確となる。これを用いて、フロントライン系（設計基準事故対処設備）及びサポート系（動力源、冷却源）の故障を想定し、各々について事故対処に有効な機能を有する代替手段を抽出した。

2. 機能喪失原因対策分析が必須でない条文

技術的能力審査基準に要求される「ある目的（〇〇するため、〇〇が必要な場合）」に対処するための手順等を整備する条文を第2表「機能喪失原因対策分析が必須でない条文」に示す。

これらの条文は、重大事故等時の個別の目的に対応する手段を抽出する。この目的を達成するため、事故対処に有効な手段を全て整備することとしており、重大事故等対処設備はもとより設計基準事故対処設備を含む既設設備（以下「既設設備」という。）による手段を含む。

条文要求で整備する対策を抽出する際の考え方として、条文要求を満足させるために既設設備が重大事故等時に使用可能であれば、重大事故等対処設備として整備する。また、既設設備に重大事故等対処設備としての機能が不足しているものは、その機能を付加することができれば重大事故等対処設備（設計基準拡張）として整備する。条文要求を満足する既設設備がないものについては、新規に設計し重大事故等対処設備として整備する。これにより条文要求に対応できる設備を網羅することができる（第1図）。

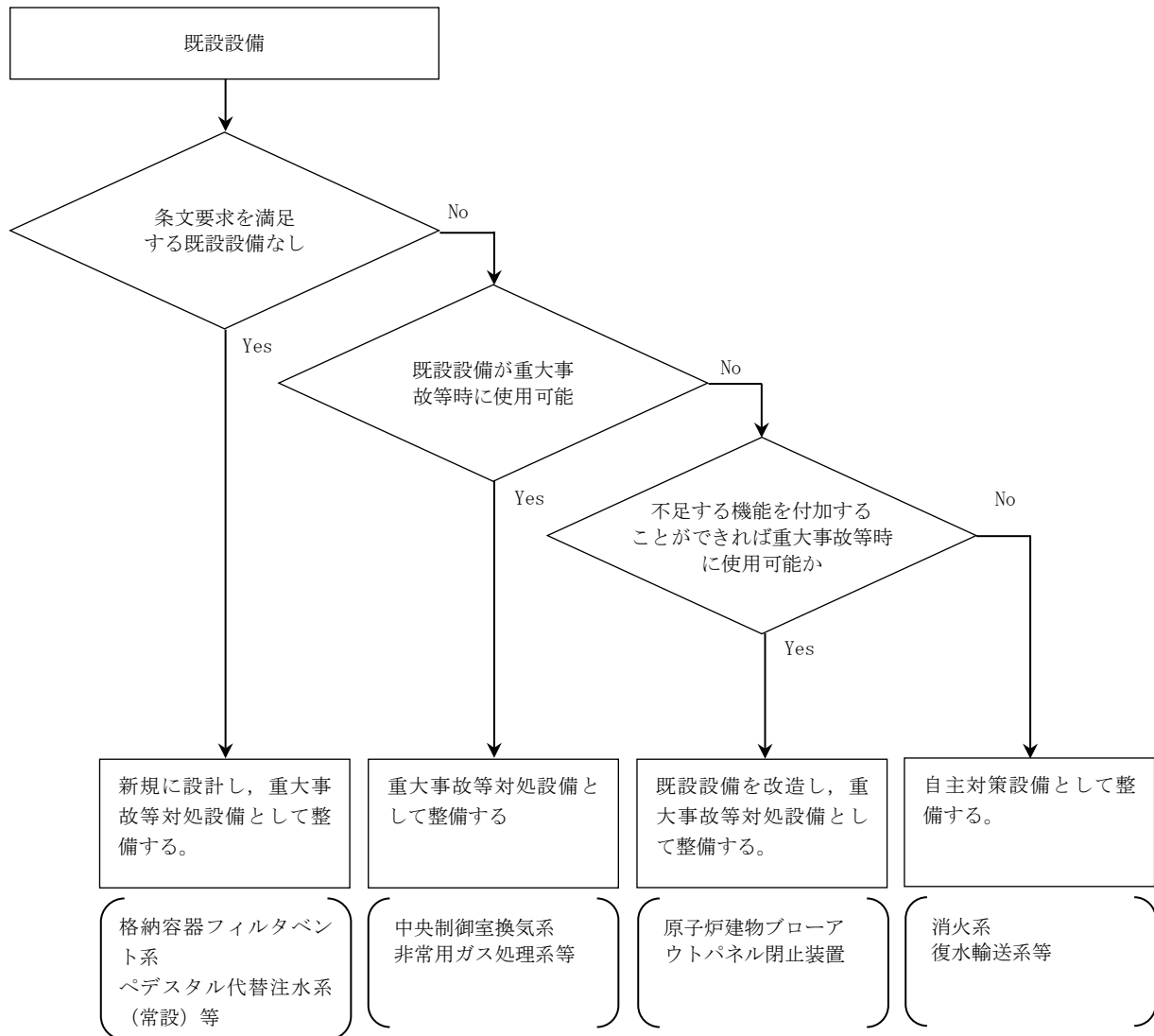
条文要求で整備する重大事故等対処設備とは別に、自主的な対策（自主対策設備）を抽出する場合の考え方として、重大事故等対処設備に要求される機能を満足しないが、同じ目的で使用することができる手段・設備があれば、それを整備することとしている。

なお、重大事故等対処設備に要求される機能を満足しない主な理由としては、耐震性がないこと、容量が小さいこと、準備に時間を要することなどが挙げられる。設備選定の考え方、その結果を第3表「機能喪失原因対策分析を用いていない条文に対する設備抽出の考え方とその結果」に示す。

第2表内の「自主的に実施した機能喪失原因対策分析」欄に「○」で示した条文は、設計基準事故対処設備が使用できない場合を想定し、機能喪失原因対策分析を実施することで抜けなく重大事故対策を抽出するために自主的に実施したものである。また、機能喪失原因対策分析を実施していない条文は、故障を想定する設計基準事故対処設備に該当する設備がないものであり、前述の考え方を基に目的に応じた対応手段を抜けなく整備する。

第1表 機能喪失原因対策分析が必須な条文

条文	設計基準事故対処設備が有する機能	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備 (代表的な設備)
1.2	高圧時の発電用原子炉の冷却機能	原子炉隔離時冷却ポンプ, 高圧炉心スプレイポンプ
1.3	高圧時の発電用原子炉の減圧機能	逃がし安全弁(自動減圧機能)の自動減圧機能
1.4	低圧時の発電用原子炉の冷却機能	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)ポンプ, 低圧炉心スプレイポンプ
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能	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, 原子炉補機冷却系
1.6	原子炉格納容器内の冷却機能	残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却モード)ポンプ



第1図 機能喪失原因対策分析が必須でない条文における
要求事項の設備選定の考え方

第2表 機能喪失原因対策分析が必須でない条文

条文	要求事項における手順等の目的	自主的に実施した機能喪失原因対策分析 実施していないものについては目的達成のための 対応手段と具体的な抽出の過程及び設備等
1.1	原子炉緊急停止 発電用原子炉を未臨界に移行する	○
1.7	原子炉格納容器破損防止 原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手段を整備 (1.5 で整備した最終ヒートシンクへ熱を輸送する格納容器フィルタベント系を使用する。)
1.8	原子炉格納容器破損防止 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	ペDESTALに落下した溶融炉心の冷却及び溶融炉心のペDESTALへの落下遅延・防止のための手段を整備 (1.2 及び 1.4 で整備した発電用原子炉を冷却する手段に加え、ペDESTALに落下した溶融炉心を冷却するための手段として、低圧原子炉代替注水ポンプ等を使用する。)
1.9	水素爆発による原子炉格納容器破損防止	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段を整備 (1.7 で整備した原子炉格納容器の過圧破損を防止する手段に加え、原子炉格納容器内を不活性化するための手段として、可搬式窒素供給装置を使用する。)
1.10	水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止	水素爆発による原子炉建物等の損傷を防止する手段を整備 (静的触媒式水素処理装置を使用する。)
1.11	使用済燃料貯蔵槽の冷却、臨界防止	○
1.12	発電所外への放射性物質の拡散抑制	発電所外への放射性物質の拡散抑制、航空機燃料火災時に消火する手段を整備 (大気への放射性物質の拡散抑制及び航空機燃料火災時の消火に大型送水ポンプ車等を使用する。)
1.13	重大事故等の収束に必要な水源の確保、供給	○
1.14	重大事故等発生時に必要な電力の確保	○
1.15	重大事故等対処に必要なパラメータの推定	○
1.16	原子炉制御室に運転員がとどまるため	中央制御室の居住性に係る手段を整備 (既存設備である中央制御室換気系及び非常用ガス処理系に加え、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計等を使用する。)
1.17	放出される放射性物質濃度等の監視等	放射性物質の濃度及び放射線量の測定、気象条件を測定する手段を整備 (既存設備であるモニタリング・ポスト、気象観測設備に加え、可搬式モニタリング・ポスト、可搬式気象観測装置等を使用する。)
1.18	緊急時対策所に要員がとどまるため	○
1.19	通信連絡を行う必要がある場所との通信連絡	発電所内外の通信連絡するための手段を整備 (既存設備である所内通信連絡設備(警報装置を含む。)、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS 端末、FAX)に加え、無線通信設備(固定型)、無線通信設備(携帯型)、衛星電話設備(固定型)、衛星電話設備(携帯型)等を使用する。)

第3表 機能喪失原因対策分析を用いていない条文に対する設備抽出の考え方とその結果

(1) 1.7 原子炉格納容器の過圧破損防止

原子炉格納容器の過圧破損を防止するためには、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下する設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備、及び原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設計基準事故対処設備が機能喪失する1.6における機能喪失原因対策分析の結果抽出された原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下することが可能な以下の設備を選定する。

原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下する設備

新たに整備した設備	既存設備	1.7で整備した設備
格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱 <ul style="list-style-type: none"> ・第1ベントフィルタスクラバ容器 ・第1ベントフィルタ銀ゼオライト容器 ・遠隔手動弁操作機構 ・圧力開放板 ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口 ・格納容器フィルタベント系 配管・弁 ・窒素ガス制御系 配管・弁 ・非常用ガス処理系 配管・弁 ・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 ・<u>ドレン移送ポンプ</u> ・<u>薬品注入タンク</u> ・<u>大量送水車</u> ・<u>ホース・接続口</u> 	格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱 <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・代替所内電気設備 ・<u>輪谷貯水槽（西）</u> 	格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱 <ul style="list-style-type: none"> ・第1ベントフィルタスクラバ容器 ・第1ベントフィルタ銀ゼオライト容器 ・遠隔手動弁操作機構 ・圧力開放板 ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口 ・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） ・格納容器フィルタベント系 配管・弁 ・窒素ガス制御系 配管・弁 ・非常用ガス処理系 配管・弁 ・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 ・<u>ドレン移送ポンプ</u> ・<u>薬品注入タンク</u> ・<u>大量送水車</u> ・<u>輪谷貯水槽（西）</u> ・<u>ホース・接続口</u>
現場操作 <ul style="list-style-type: none"> ・遠隔手動弁操作機構 	—	現場操作 <ul style="list-style-type: none"> ・遠隔手動弁操作機構

新たに整備した設備	既存設備	1.7で整備した設備
不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口 	—	不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口
原子炉格納容器負圧破損の防止 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬式窒素供給装置</u> ・<u>ホース・接続口</u> ・<u>窒素ガス代替注入系 配管・弁</u> 	—	原子炉格納容器負圧破損の防止 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬式窒素供給装置</u> ・<u>ホース・接続口</u> ・<u>窒素ガス代替注入系 配管・弁</u>
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 <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱代替除去ポンプ ・原子炉補機代替冷却系 ・残留熱代替除去系 配管・弁 ・低圧原子炉代替注水系 配管・弁 ・格納容器代替スプレイ・ヘッド ・ホース・接続口 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系熱交換器 ・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 ・原子炉格納容器 ・代替所内電気設備 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・格納容器代替スプレイ・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
サプレッション・プール水pH制御 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>サブプレッション・プール水pH制御系</u> 	サプレッション・プール水pH制御 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱除去系 配管</u> ・<u>サブプレッション・チェンバスプレイヘッド</u> 	サプレッション・プール水pH制御 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱除去系 配管</u> ・<u>サブプレッション・チェンバスプレイヘッド</u> ・<u>サブプレッション・プール水pH制御系</u>
ドライウェルpH制御 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱代替除去ポンプ</u> ・<u>原子炉補機代替冷却系</u> ・<u>残留熱代替除去系配管・弁</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>代替所内電気設備</u> 	ドライウェルpH制御 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>サブプレッション・チェンバ</u> ・<u>残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ</u> ・<u>格納容器スプレイ・ヘッド</u> ・<u>原子炉格納容器</u> ・<u>代替所内電気設備</u> 	ドライウェルpH制御 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱代替除去ポンプ</u> ・<u>原子炉補機代替冷却系</u> ・<u>サブプレッション・チェンバ</u> ・<u>残留熱代替除去系 配管・弁</u> ・<u>残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ</u> ・<u>格納容器スプレイ・ヘッド</u> ・<u>原子炉格納容器</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>代替所内電気設備</u>

下線部は自主対策設備を示す。

(2) 1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心冷却

ペDESTAL内の床面に落下した溶融炉心を冷却するためには、ペDESTAL内へ注水できる設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

また、溶融炉心のペDESTAL内の床面への落下を遅延・防止するためには、原子炉圧力容器へ注水できる設備を選定する必要があるため、1.2及び1.4で機能喪失原因対策分析の結果抽出された原子炉圧力容器へ注水できる以下の設備を選定する。

①ペDESTAL内へ注水できる設備

新たに整備した設備	既存設備	1.8で整備した設備
ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 代替所内電気設備 ・ コリウムシールド 	ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系 配管・弁 ・ 格納容器スプレィ・ヘッダ ・ 原子炉格納容器 ・ 代替所内電気設備 	ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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 ・ 格納容器スプレィ・ヘッダ ・ 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 ・ コリウムシールド
復水輸送系によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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 ・ コリウムシールド 	復水輸送系によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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 ・ 格納容器スプレィ・ヘッダ ・ 原子炉格納容器 ・ 代替所内電気設備 	復水輸送系によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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 ・ 格納容器スプレィ・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 ・ コリウムシールド

新たに整備した設備	既存設備	1.8 で整備した設備
消火系によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・補助消火ポンプ ・補助消火水槽 ・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 ・コリウムシールド 	消火系によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・消火ポンプ ・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 ・代替所内電気設備 	消火系によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド
格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 	格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西） 	格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・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 ・燃料補給設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西）
ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・大量送水車 ・ホース・接続口 ・ペDESTAL代替注水系 配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド 	ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・復水輸送系 配管・弁 ・原子炉格納容器 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西） 	ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・大量送水車 ・ホース・接続口 ・ペDESTAL代替注水系 配管・弁 ・復水輸送系 配管・弁 ・原子炉格納容器 ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド ・輪谷貯水槽（西）

下線部は自主対策設備を示す。

②原子炉压力容器へ注水できる設備

1.2 で整備した設備	1.4 で整備した設備	1.8 で整備した設備
—	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 <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・非常用交流電源設備 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・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
—	復水輸送系による発電用原子炉の冷却 <ul style="list-style-type: none"> ・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 	復水輸送系による原子炉压力容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・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
—	消火系による発電用原子炉の冷却 <ul style="list-style-type: none"> ・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 	消火系による原子炉压力容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・補助消火ポンプ ・消火ポンプ ・補助消火水槽 ・ろ過水タンク ・消火系 配管・弁 ・復水輸送系 配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁 ・原子炉压力容器 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備
—	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 <ul style="list-style-type: none"> ・大量送水車 ・ホース・接続 ・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 ・燃料補給設備 ・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 ・輪谷貯水槽（西） 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・大量送水車 ・ホース・接続 ・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 ・燃料補給設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西）

1.2 で整備した設備	1.4 で整備した設備	1.8 で整備した設備
高圧原子炉代替注水系による原子炉 圧力容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・高圧原子炉代替注水ポンプ ・サブプレッション・チェンバ ・高圧原子炉代替注水系（蒸気系）配管・弁 ・高圧原子炉代替注水系（注水系）配管・弁 ・原子炉浄化系 配管 ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ ・主蒸気系 配管 ・給水系 配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器 ・常設代替直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・可搬型直流電源設備 	—	高圧原子炉代替注水系による原子炉 圧力容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・高圧原子炉代替注水ポンプ ・サブプレッション・チェンバ ・高圧原子炉代替注水系（蒸気系）配管・弁 ・高圧原子炉代替注水系（注水系）配管・弁 ・原子炉浄化系 配管 ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ ・主蒸気系 配管 ・給水系 配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器 ・常設代替直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・可搬型直流電源設備
ほう酸水注入系による原子炉圧力容 器へのほう酸水注入 <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸水注入ポンプ ・ほう酸水貯蔵タンク ・ほう酸水注入系 配管・弁 ・差圧検出・ほう酸水注入系 配管（原子炉圧力容器内部） ・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 	—	ほう酸水注入系による原子炉圧力容 器へのほう酸水注入 <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸水注入ポンプ ・ほう酸水貯蔵タンク ・ほう酸水注入系 配管・弁 ・差圧検出・ほう酸水注入系 配管（原子炉圧力容器内部） ・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
制御棒駆動水圧系による原子炉圧力 容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>制御棒駆動水圧ポンプ</u> ・<u>復水貯蔵タンク</u> ・<u>制御棒駆動水圧系</u> 配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却系 ・常設代替交流電源設備 	—	制御棒駆動水圧系による原子炉圧力 容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>制御棒駆動水圧ポンプ</u> ・<u>復水貯蔵タンク</u> ・<u>制御棒駆動水圧系</u> 配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・<u>原子炉補機冷却系</u> ・常設代替交流電源設備

下線部は自主対策設備を示す。

(3) 1.9 水素爆発による原子炉格納容器破損防止

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するためには、水素濃度を低減できる設備及び水素濃度を監視できる設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.9 で整備した設備
—	原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 ・窒素ガス制御系 ^{**1}	原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 ・窒素ガス制御系 ^{**1}
可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止 ・可搬式窒素供給装置	—	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止 ・可搬式窒素供給装置
格納容器フィルタベント系による水素ガス及び酸素ガスの排出 ・格納容器フィルタベント系 ・第1ベントフィルタ出口水素濃度 ・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）	—	格納容器フィルタベント系による水素ガス及び酸素ガスの排出 ・格納容器フィルタベント系 ・第1ベントフィルタ出口水素濃度 ・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）
可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御 ・残留熱代替除去系	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御 ・可燃性ガス濃度制御系再結合器ブ ロワ ・可燃性ガス濃度制御系再結合装置 ・可燃性ガス濃度制御系 配管・弁 ・残留熱除去系	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御 ・可燃性ガス濃度制御系再結合器ブ ロワ ・可燃性ガス濃度制御系再結合装置 ・可燃性ガス濃度制御系 配管・弁 ・残留熱除去系 ・残留熱代替除去系

新たに整備した設備	既存設備	1.9 で整備した設備
格納容器水素濃度(SA)及び格納容器酸素濃度(SA)による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 ・格納容器水素濃度(SA) ・格納容器酸素濃度(SA)	—	格納容器水素濃度(SA)及び格納容器酸素濃度(SA)による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 ・格納容器水素濃度(SA) ・格納容器酸素濃度(SA)
	格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 ・B—格納容器水素濃度 ・B—格納容器酸素濃度 ・ <u>A—格納容器水素濃度</u> ・ <u>A—格納容器酸素濃度</u>	格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 ・B—格納容器水素濃度 ・B—格納容器酸素濃度 ・ <u>A—格納容器水素濃度</u> ・ <u>A—格納容器酸素濃度</u>
代替電源による必要な設備への給電 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・可搬型直流電源設備	—	代替電源による必要な設備への給電 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・可搬型直流電源設備

下線部は自主対策設備を示す。

※1：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではない。

(4) 1.10 水素爆発による原子炉建屋等損傷防止

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するためには、水素を制御する設備又は水素を排出できる設備、及び水素濃度を監視できる設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.10 で整備した設備
静的触媒式水素処理装置による水素濃度抑制 <ul style="list-style-type: none"> 静的触媒式水素処理装置 静的触媒式水素処理装置入口温度 静的触媒式水素処理装置出口温度 	—	静的触媒式水素処理装置による水素濃度抑制 <ul style="list-style-type: none"> 静的触媒式水素処理装置 静的触媒式水素処理装置入口温度 静的触媒式水素処理装置出口温度 原子炉棟
原子炉建屋内の水素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物水素濃度 	—	原子炉建屋内の水素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物水素濃度
代替電源による必要な設備への給電 <ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 	—	代替電源による必要な設備への給電 <ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備
原子炉ウエル代替注水系による原子炉ウエルへの注水 <ul style="list-style-type: none"> 大量送水車 ホース・接続口 原子炉ウエル代替注水系配管・弁 燃料補給設備 	原子炉ウエル代替注水系による原子炉ウエルへの注水 <ul style="list-style-type: none"> 輪谷貯水槽（西） 燃料プール冷却系配管・弁 原子炉ウエル 	原子炉ウエル代替注水系による原子炉ウエルへの注水 <ul style="list-style-type: none"> 大量送水車 輪谷貯水槽（西） ホース・接続口 原子炉ウエル代替注水系配管・弁 燃料プール冷却系配管・弁 原子炉ウエル 燃料補給設備
原子炉建物ブローアウトパネル開放による水素ガスの排出 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物ブローアウトパネル 大型送水ポンプ車 ホース 放水砲 燃料補給設備 	—	原子炉建物ブローアウトパネル開放 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物ブローアウトパネル 大型送水ポンプ車 ホース 放水砲 燃料補給設備

下線部は自主対策設備を示す。

(5) 1.12 発電所外への放射性物質の拡散抑制

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するためには、大気への放射性物質の拡散抑制、海洋への放射性物質の拡散抑制を行う必要があるため、新たに整備した設備を選定する。

また、原子炉建物周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、消火を行う必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.12 で整備した設備
大気への放射性物質の拡散抑制 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・燃料補給設備 ・ <u>ガンマカメラ</u> ・ <u>サーモカメラ</u>	—	大気への放射性物質の拡散抑制 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・燃料補給設備 ・ <u>ガンマカメラ</u> ・ <u>サーモカメラ</u>
海洋への放射性物質の拡散抑制 ・放射性物質吸着材 ・シルトフェンス ・小型船舶	—	海洋への放射性物質の拡散抑制 ・放射性物質吸着材 ・シルトフェンス ・小型船舶
初期対応における延焼防止処置 ・ <u>小型放水砲</u> ・ <u>泡消火薬剤容器</u>	初期対応における延焼防止処置 ・ <u>化学消防自動車</u> ・ <u>小型動力ポンプ付水槽車</u>	初期対応における延焼防止処置 ・ <u>化学消防自動車</u> ・ <u>小型動力ポンプ付水槽車</u> ・ <u>小型放水砲</u> ・ <u>泡消火薬剤容器</u>
航空機燃料火災への泡消火 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・泡消火薬剤容器 ・燃料補給設備	—	航空機燃料火災への泡消火 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・泡消火薬剤容器 ・燃料補給設備

下線部は自主対策設備を示す。

(6) 1.16 中央制御室の居住性

重大事故が発生した場合においても運転員等が中央制御室にとどまるために必要な設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.16 で整備した設備
<p>中央制御室の居住性の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室待避室遮蔽 ・中央制御室待避室空気ポンベ ・中央制御室待避室空気ポンベ（配管・弁） ・LEDライト（三脚タイプ） ・差圧計 ・酸素濃度計 ・二酸化炭素濃度計 ・無線通信設備（固定型） ・無線通信設備（固定型）（屋外アンテナ） ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（固定型）（屋外アンテナ） ・プラントパラメータ監視装置（中央制御室待避室） ・常設代替交流電源設備 ・LEDライト（ランタンタイプ） ※2 	<p>中央制御室の居住性の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室遮蔽 ・再循環用ファン ・チャコール・フィルタ・ブースタ・ファン ・非常用チャコール・フィルタ・ユニット ・中央制御室換気系ダンパ（外気取入量調整用ダンパ，制御室給気外側隔離ダンパ，制御室給気内側隔離ダンパ，制御室排気内側隔離ダンパ，制御室排気外側隔離ダンパ） ・中央制御室換気系ダクト ・非常灯 	<p>中央制御室の居住性の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室遮蔽 ・再循環用ファン ・チャコール・フィルタ・ブースタ・ファン ・非常用チャコール・フィルタ・ユニット ・中央制御室換気系ダンパ（外気取入量調整用ダンパ，制御室給気外側隔離ダンパ，制御室給気内側隔離ダンパ，制御室排気内側隔離ダンパ，制御室排気外側隔離ダンパ） ・中央制御室換気系ダクト ・中央制御室待避室遮蔽 ・中央制御室待避室空気ポンベ ・中央制御室待避室空気ポンベ（配管・弁） ・LEDライト（三脚タイプ） ・差圧計 ・酸素濃度計 ・二酸化炭素濃度計 ・無線通信設備（固定型） ・無線通信設備（屋外アンテナ） ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・有線（建物内）（有線式通信設備，無線通信設備（固定型），衛星電話設備（固定型）に係るもの） ・プラントパラメータ監視装置（中央制御室待避室） ・常設代替交流電源設備 ・非常灯 ・LEDライト（ランタンタイプ） ※2
<p>汚染の持ち込み防止</p> <ul style="list-style-type: none"> ・防護具（全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材※2 	<p style="text-align: center;">—</p>	<p>汚染の持ち込み防止</p> <ul style="list-style-type: none"> ・防護具（全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材※2

新たに整備した設備	既存設備	1.16で整備した設備
格納容器から漏えいする空気中の放射性物質の濃度低減 <ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 ・ 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置 ・ 主蒸気管トンネル室ブローアウトパネル閉止装置 ・ 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置開閉状態表示 ・ 主蒸気管トンネル室ブローアウトパネル閉止装置開閉状態表示 	格納容器から漏えいする空気中の放射性物質の濃度低減 <ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用ガス処理系排気ファン ・ 前置ガス処理装置 ・ 後置ガス処理装置 ・ 非常用ガス処理系 配管・弁 ・ 排気管 ・ 原子炉建物外気差圧 ・ 非常用ガス処理系統流量 ・ 原子炉棟 	1.16で整備した設備 <ul style="list-style-type: none"> 格納容器から漏えいする空気中の放射性物質の濃度低減 <ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用ガス処理系排気ファン ・ 前置ガス処理装置 ・ 後置ガス処理装置 ・ 非常用ガス処理系 配管・弁 ・ 排気管 ・ 原子炉建物外気差圧 ・ 非常用ガス処理系統流量 ・ 原子炉棟 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置 ・ 主蒸気管トンネル室ブローアウトパネル閉止装置 ・ 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置開閉状態表示 ・ 主蒸気管トンネル室ブローアウトパネル閉止装置開閉状態表示

下線部は自主対策設備を示す。

※2：LEDライト（ランタンタイプ）、防護具（全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材については、資機材であるため重大事故等対処設備とはしない。

(7) 1.17 監視測定

重大事故等が発生した場合でも、発電所及びその周辺において、発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.17 で整備した設備
放射線量の測定 ・可搬式モニタリング・ポスト ・データ表示装置 ・電離箱サーベイ・メータ	放射線量の測定 ・ <u>モニタリング・ポスト</u>	放射線量の測定 ・ <u>モニタリング・ポスト</u> ・可搬式モニタリング・ポスト ・データ表示装置 ・電離箱サーベイ・メータ
放射線量の代替測定 ・可搬式モニタリング・ポスト ・データ表示装置	—	放射線量の代替測定 ・可搬式モニタリング・ポスト ・データ表示装置
—	空気中の放射性物質の濃度の測定 ・ <u>放射能観測車</u>	空気中の放射性物質の濃度の測定 ・ <u>放射能観測車</u>
空気中の放射性物質の濃度の代替測定 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・Na I シンチレーション・サーベイ・メータ	—	放射能観測車の代替測定 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・Na I シンチレーション・サーベイ・メータ

新たに整備した設備	既存設備	1.17で整備した設備
—	気象観測項目の測定 ・ <u>気象観測設備</u>	気象観測項目の測定 ・ <u>気象観測設備</u>
気象観測項目の代替測定 ・可搬式気象観測装置 ・データ表示装置	—	気象観測項目の代替測定 ・可搬式気象観測装置 ・データ表示装置
放射性物質の濃度（空气中，水中， 土壌中）の測定 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・Na I シンチレーション・サーベ イ・メータ ・ α ・ β 線サーベイ・メータ ・小型船舶 ・ <u>GM計数装置</u> ・ <u>Zn S シンチレーション計数装置</u>	放射性物質の濃度（空气中，水中， 土壌中）の測定 ・ <u>Ge核種分析装置</u>	放射性物質の濃度（空气中，水中， 土壌中）の測定 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・Na I シンチレーション・サーベ イ・メータ ・ α ・ β 線サーベイ・メータ ・小型船舶 ・ <u>Ge核種分析装置</u> ・ <u>GM計数装置</u> ・ <u>Zn S シンチレーション計数装置</u>
海上モニタリング ・小型船舶 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・Na I シンチレーション・サーベ イ・メータ ・ α ・ β 線サーベイ・メータ ・電離箱サーベイ・メータ	—	海上モニタリング ・小型船舶 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・Na I シンチレーション・サーベ イ・メータ ・ α ・ β 線サーベイ・メータ ・電離箱サーベイ・メータ
—	バックグラウンド低減対策 ・検出器保護カバー ^{※3} ・養生シート ^{※3} ・遮蔽材 ^{※3}	バックグラウンド低減対策 ・検出器保護カバー ^{※3} ・養生シート ^{※3} ・遮蔽材 ^{※3}
—	モニタリング・ポストの代替電源 ・非常用ディーゼル発電機 ・ <u>無停電電源装置</u> ・ <u>非常用発電機</u>	モニタリング・ポストの非常用電源 ・非常用ディーゼル発電機 ・ <u>無停電電源装置</u> ・ <u>非常用発電機</u>
モニタリング・ポストの代替交流電 源からの給電 ・ガスタービン発電機	—	モニタリング・ポストの代替交流電 源からの給電 ・ガスタービン発電機

下線部は自主対策設備を示す。

※3：バックグラウンド低減対策に用いる資機材と位置付ける。

(8) 1.19 通信連絡

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要がある場所と通信連絡を行う必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.19 で整備した設備
<p>発電所内の通信連絡</p> <ul style="list-style-type: none"> 衛星電話設備（固定型） 衛星電話設備（携帯型） 無線通信設備（固定型） 無線通信設備（携帯型） 有線式通信設備 安全パラメータ表示システム（SPDS） 無線通信設備（屋外アンテナ） 衛星電話設備（屋外アンテナ） 無線通信装置 有線（建物内）（有線式通信設備、無線通信設備（固定型）、衛星電話設備（固定型）に係るもの） 有線（建物内）（安全パラメータ表示システム（SPDS）に係るもの） 	<p>発電所内の通信連絡</p> <ul style="list-style-type: none"> 有線（建物内） <u>所内通信連絡設備（警報装置を含む。）</u> <u>電力保安通信用電話設備</u> 	<p>発電所内の通信連絡</p> <ul style="list-style-type: none"> 衛星電話設備（固定型） 衛星電話設備（携帯型） 無線通信設備（固定型） 無線通信設備（携帯型） 有線式通信設備 安全パラメータ表示システム（SPDS） 無線通信設備（屋外アンテナ） 衛星電話設備（屋外アンテナ） 無線通信装置 有線（建物内）（有線式通信設備、無線通信設備（固定型）、衛星電話設備（固定型）に係るもの） 有線（建物内）（安全パラメータ表示システム（SPDS）に係るもの） <u>所内通信連絡設備（警報装置を含む。）</u> <u>電力保安通信用電話設備</u>
<p>発電所外（社内外）との通信連絡</p> <ul style="list-style-type: none"> 衛星電話設備（固定型） 衛星電話設備（携帯型） 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 データ伝送設備 衛星電話設備（屋外アンテナ） 衛星通信装置 有線（建物内）（有線式通信設備、無線通信設備（固定型）、衛星電話設備（固定型）に係るもの） 有線（建物内）（安全パラメータ表示システム（SPDS）に係るもの） 	<p>発電所外（社内外）との通信連絡</p> <ul style="list-style-type: none"> 有線（建物内） <u>テレビ会議システム</u> <u>専用電話設備</u> <u>衛星電話設備（社内向）</u> <u>電力保安通信用電話設備</u> <u>局線加入電話設備</u> 	<p>発電所外（社内外）との通信連絡</p> <ul style="list-style-type: none"> 衛星電話設備（固定型） 衛星電話設備（携帯型） 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 データ伝送設備 衛星電話設備（屋外アンテナ） 衛星通信装置 有線（建物内）（有線式通信設備、無線通信設備（固定型）、衛星電話設備（固定型）に係るもの） 有線（建物内）（安全パラメータ表示システム（SPDS）に係るもの） <u>テレビ会議システム</u> <u>専用電話設備</u> <u>衛星電話設備（社内向）</u> <u>電力保安通信用電話設備</u> <u>局線加入電話設備</u>

新たに整備した設備	既存設備	1.19 で整備した設備
代替交流電源からの給電の確保 <ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 緊急時対策所用燃料地下タンク ・ タンクローリ ・ 緊急時対策所用発電機 ・ 緊急時対策所 低圧母線盤 ・ 可搬ケーブル ・ 緊急時対策所 発電機接続プラグ盤 	代替交流電源からの給電の確保 <ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用交流電源設備 	代替交流電源からの給電の確保 <ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 緊急時対策所用燃料地下タンク ・ タンクローリ ・ 緊急時対策所用発電機 ・ 緊急時対策所 低圧母線盤 ・ 可搬ケーブル ・ 緊急時対策所 発電機接続プラグ盤 ・ ホース ・ 非常用交流電源設備

下線部は自主対策設備を示す。

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

< 目次 >

1.8.1 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. ペDESTAL内へ落下した溶融炉心の冷却のための対応手段及び設備
 - (a) ペDESTAL内注水
 - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
 - b. 溶融炉心のペDESTAL内への落下遅延・防止のための対応手段及び設備
 - (a) 原子炉圧力容器への注水
 - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
 - c. 手順等

1.8.2 重大事故等時の手順

1.8.2.1 ペDESTAL内へ落下した溶融炉心の冷却のための対応手順

- (1) ペDESTAL内注水
 - a. ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水
 - b. 復水輸送系によるペDESTAL内への注水
 - c. 消火系によるペDESTAL内への注水
 - d. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水（淡水／海水）
 - e. ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水（淡水／海水）

1.8.2.2 溶融炉心のペDESTAL内への落下遅延・防止のための対応手順

- (1) 原子炉圧力容器への注水
 - a. 高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水
 - b. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入
 - c. 制御棒駆動水压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（常設）による原子炉圧力容器への注水
 - e. 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水
 - f. 消火系による原子炉圧力容器への注水
 - g. 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）

1.8.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

1.8.2.4 重大事故等時の対応手段の選択

- 添付資料1.8.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料1.8.2 自主対策設備仕様
- 添付資料1.8.3 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料1.8.4 重大事故対策の成立性
 - 1. ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水
 - 2. 復水輸送系によるペDESTAL内への注水
 - 3. 消火系によるペDESTAL内への注水
 - 4. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水（淡水／海水）
 - 5. ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水（淡水／海水）
 - 6. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入
 - 7. 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水
 - 8. 消火系による原子炉圧力容器への注水
 - 9. 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）
- 添付資料1.8.5 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1.8.6 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1.8.7 手順のリンク先について

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心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、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、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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 「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。

(1) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却

a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止

a) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）を抑制すること及び溶融炉心の原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止することにより原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部（以下「ペDESTAL内」という）に落下した炉心を冷却する対処設備を整備する。

また、溶融炉心のペDESTAL内への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水す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。

1.8.1 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、MCCIによる原子炉格納容器の破損を防止するため、ペDESTAL内に落下した熔融炉心を冷却する必要がある。

また、熔融炉心のペDESTAL内への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する必要がある。

ペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却及び熔融炉心のペDESTAL内への落下を遅延又は防止するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

なお、対応手段の選定は電源の有無に依存しないことから、交流電源を確保するための対応手段を含めることとする。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※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五十一条及び技術基準規則第六十六条（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

全交流動力電源が喪失した場合に使用可能な対応手段と設備を選定する。ただし、全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源設備により給電する。

審査基準及び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、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1.8-1表に整理する。

a. ペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却のための対応手段及び設備

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器の破損に至る可能性がある場合、あらかじめペDESTAL内に注水しておくことで、原子炉圧力容器が破損に至った場合においても、ペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却性を向上させ、MCCIの抑制及び熔融炉心の原子炉格納容器バウンダリへの接触防止を図る。

また、原子炉圧力容器破損後はペDESTAL内に注水を継続することで、ペDESTAL内に落下した熔融炉心を冠水冷却し、MCCIの抑制及び熔融

炉心の原子炉格納容器バウンダリへの接触防止を図る。

さらに、ペDESTAL内への注水に併せてコリウムシールドを設置することで、ペDESTAL内へ落下した溶融炉心がドライウェル機器ドレンサンプ及びドライウェル床ドレンサンプへ流入することを防止し、サンプ底面のコンクリートの浸食を抑制する。

(a) ペDESTAL内注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ペDESTAL内に落下した溶融炉心を冷却するため、ペDESTAL内へ注水する手段がある。

i ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水

ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水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・ヘッダ
- ・ 原子炉格納容器
- ・ コリウムシールド
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備

ii 復水輸送系によるペDESTAL内への注水

復水輸送系によるペDESTAL内への注水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
- ・ 格納容器スプレイ・ヘッダ
- ・ 原子炉格納容器
- ・ コリウムシールド
- ・ 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 消火系によるペDESTAL内への注水

消火系によるペDESTAL内への注水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
- ・格納容器スプレイ・ヘッダ
- ・原子炉格納容器
- ・コリウムシールド
- ・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イ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水
 格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水で
 使用する設備は以下のとおり。

- ・大量送水車
- ・輪谷貯水槽（西）
- ・ホース・接続口
- ・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）によるペDESTAL内への注水は、輪谷貯水槽（西）の淡水だけでなく、海水も利用できる。

v ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水
 ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水で
 使用する設備は以下のとおり。

- ・大量送水車
- ・輪谷貯水槽（西）
- ・ホース・接続口
- ・ペDESTAL代替注水系 配管・弁
- ・復水輸送系 配管・弁

- ・原子炉格納容器
- ・コリウムシールド
- ・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、ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水は、輪谷貯水槽（西）の淡水だけでなく、海水も利用できる。

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

ペDESTAL内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、格納容器代替スプレイ系 配管・弁、格納容器スプレイ・ヘッド、原子炉格納容器、コリウムシールド、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、ペDESTAL代替注水系 配管・弁、復水輸送系 配管・弁及び燃料補給設備は重大事故等対処設備と位置付ける。輪谷貯水槽（西）は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

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 1.8.1)

以上の重大事故等対処設備によりペDESTAL内に落下した熔融炉心を冷却することができる。

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

- ・復水輸送ポンプ、復水貯蔵タンク、復水輸送系 配管・弁

耐震性は確保されていないが、使用可能であれば、ペDESTAL内に落下した熔融炉心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、ペDESTAL内に落下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 1.8.2)

b. 溶融炉心のペデスタル内への落下遅延・防止のための対応手段及び設備

(a) 原子炉圧力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心のペデスタル内への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手段がある。

i 高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水

高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・高圧原子炉代替注水ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・高圧原子炉代替注水系（蒸気系） 配管・弁
- ・主蒸気系 配管
- ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁
- ・原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁
- ・高圧原子炉代替注水系（注水系） 配管・弁
- ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ
- ・給水系 配管・弁・スパーージャ
- ・原子炉浄化系 配管
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型直流電源設備

また、上記常設代替直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

ii ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入で使用する設備は以下のとおり。

- ・ほう酸水注入ポンプ
- ・ほう酸水貯蔵タンク
- ・ほう酸水注入系 配管・弁
- ・差圧検出・ほう酸水注入系 配管（原子炉圧力容器内部）
- ・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

- iii 制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水
制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。
- ・制御棒駆動水圧ポンプ
 - ・復水貯蔵タンク
 - ・制御棒駆動水圧系 配管・弁
 - ・原子炉圧力容器
 - ・原子炉補機冷却系
 - ・常設代替交流電源設備
- iv 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系（常設）による原子炉圧力容器への注水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
 - ・原子炉圧力容器
 - ・常設代替交流電源設備
 - ・代替所内電気設備
- v 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水
復水輸送系による原子炉圧力容器への注水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
- vi 消火系による原子炉圧力容器への注水
消火系による原子炉圧力容器への注水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

vii 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（可搬型）による原子炉圧力容器への注水
で使用する設備は以下のとおり。

- ・大量送水車
- ・輪谷貯水槽（西）
- ・ホース・接続口
- ・低圧原子炉代替注水系 配管・弁
- ・残留熱除去系 配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・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
- ・燃料補給設備

なお、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は輪谷貯水槽（西）の淡水だけでなく、海水も利用できる。

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧原子炉代替注水（常設）による原子炉圧力容器への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。

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入で使用する設備のうち、ほう酸水注入ポンプ、ほう酸水貯蔵タンク、ほう酸水注入系 配管・弁、差圧検出・ほう酸水注入系 配管（原子炉圧力容器内部）、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備と位置付ける。

低圧原子炉代替注水（可搬型）による原子炉圧力容器への注水で使用する設備のうち、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，可搬型代替交流電源設備，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。輪谷貯水槽（西）は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

高圧原子炉代替注水系による原子炉压力容器への注水で使用する設備のうち，高圧原子炉代替注水ポンプ，サプレッション・チェンバ，高圧原子炉代替注水系（蒸気系） 配管・弁，原子炉浄化系 配管，原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁，高圧原子炉代替注水系（注水系） 配管・弁，原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁，残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ，主蒸気系 配管，給水系 配管・弁・スパーージャ，原子炉压力容器，常設代替直流電源設備，可搬型直流電源設備，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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 1.8.1）

以上の重大事故等対処設備により溶融炉心のペDESTAL内への落下を遅延又は防止し，原子炉压力容器内に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。あわせて，その理由を示す。

- ・制御棒駆動水圧ポンプ，復水貯蔵タンク，制御棒駆動水圧系 配管・弁

発電用原子炉を冷却するための十分な注水量が確保できず，加えて耐震性が確保されていないが，原子炉冷却圧力バウンダリ高圧時に原子炉压力容器下部に落下した溶融炉心を冷却し，溶融炉心のペDESTAL内への落下を遅延又は防止する手段として有効である。

- ・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，原子炉压力容器へ注水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

圧力容器への注水手段として有効である。

(添付資料 1.8.2)

c. 手順等

上記「a. ペDESTAL内へ落下した溶融炉心の冷却のための対応手段及び設備」及び「b. 溶融炉心のペDESTAL内への落下遅延・防止のため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、運転員及び緊急時災害対策要員の対応として、AM設備別操作要領書、事故時操作要領書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）及び原子力災害対策手順書（以下「EHP」という。）に定める。（第 1.8-1 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 1.8-2 表、第 1.8-3 表）

(添付資料 1.8.3)

1.8.2 重大事故等時の手順

1.8.2.1 ペDESTAL内へ落下した溶融炉心の冷却のための対応手順

(1) ペDESTAL内注水

a. ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水

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ペDESTAL代替注水系（常設）によりペDESTAL内へ落下した溶融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において、あらかじめペDESTAL内への初期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、ペDESTAL内へ落下した溶融炉心を冠水冷却するため、ペDESTAL内への注水を継続する。その際の注水流量は、原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサプレッション・プールの水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

(a) 手順着手の判断基準

[ペDESTAL内への初期水張りの判断基準]

損傷炉心の冷却が未達成の場合^{*1}で、ペDESTAL代替注水系（常設）が使用可能な場合^{*2}。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水操作の判断基準]

原子炉圧力容器の破損の徴候^{*3}及び破損によるパラメータの変化^{*4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、ペDESTAL代替注水系（常設）が使用可能な場合^{*2}。

※1：「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度

指示値が 300℃に達した場合。

※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：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。

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

(b) 操作手順

ペDESTAL 代替注水系（常設）によるペDESTAL 内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 1.8-1 図及び第 1.8-2 図に、概要図を第 1.8-5 図、タイムチャートを第 1.8-6 図に示す。

①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にペDESTAL 代替注水系（常設）によるペDESTAL 内への注水の準備開始を指示する。

②^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合

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にて、ペDESTAL 代替注水系（常設）によるペDESTAL 内への注水に必要な 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 スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。

②^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合

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）によるペDESTAL 内への注水に必要な 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 スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。

③中央制御室運転員 A は、ペDESTAL 代替注水系（常設）によるペDESTAL 内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、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、ペDESTAL 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、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。

⑥中央制御室運転員 A は、ペDESTAL 代替注水系（常設）によるペDESTAL 内への注水の系統構成として、中央制御室にて 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

開操作を実施し、当直長にペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水の準備完了を報告する。

- ⑦当直長は、運転員にペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水開始を指示する。

[ペDESTAL内への初期水張りの場合]

- ⑧中央制御室運転員Aは、FLSR注水隔離弁の全開操作を実施し代替注水流量（常設）指示値の上昇（ $200\text{m}^3/\text{h}$ 程度）により注水されたことを確認し、当直長に報告する。

なお、ペDESTAL水位にて $+2.4\text{m}$ （総注水量約 225m^3 ）到達後、ペDESTAL内への注水を停止する。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

- ⑨中央制御室運転員AはFLSR注水隔離弁を開とし、崩壊熱除去に余裕を見た注水流量（ $12\sim 60\text{m}^3/\text{h}$ ）に調整し、注水を継続する。

- ⑩当直長は、緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してからペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内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。

[ペDESTAL内への初期水張りの場合]

- ・中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて実施した場合、30分以内で可能である。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

- ・中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、10分以内で可能である。

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 1.8.4-1)

b. 復水輸送系によるペDESTAL内への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ペDESTAL代替注水系（常設）により、ペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却ができない場合に、原子炉格納容器の破損を防止するため、復水輸送系によりペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において、あらかじめペDESTAL内への初期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、ペDESTAL内に落下した熔融炉心を冠水冷却するため、ペDESTAL内への注水を継続する。その際の注水流量は、原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサプレッション・プールの水位

が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

(a) 手順着手の判断基準

[ペDESTAL内への初期水張りの判断基準]

復水輸送系（スプレイ管使用）の場合は，損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で，ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水ができず，復水輸送系（スプレイ管使用）が使用可能な場合^{※2}。

復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）の場合は，損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で，ペDESTAL代替注水系（常設），復水輸送系（スプレイ管使用）及び消火系（スプレイ管使用）によるペDESTAL内への注水ができず，復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）が使用可能な場合^{※2}。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水操作の判断基準]

復水輸送系（スプレイ管使用）の場合は，原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で，ペDESTAL代替注水系（常設），復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）及び消火系（ペDESTAL注水配管使用）によるペDESTAL内への注水ができず，復水輸送系（スプレイ管使用）が使用可能な場合^{※2}。

復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）の場合は，原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で，ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水ができず，復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）が使用可能な場合^{※2}。

※1：「損傷炉心の冷却が未達成」は，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が300℃に達した場合。

※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：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は，原子炉圧力容器内の水位の低下，制御棒の位置表示の喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。

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

(b) 操作手順

復水輸送系によるペDESTAL内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 1.8-1 図及び第 1.8-2 図に、概要図を第 1.8-7 図に、タイムチャートを第 1.8-8 図に示す。

【スプレイ管使用の場合】

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に復水輸送系によるペDESTAL内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、復水輸送系によるペDESTAL内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当直長は、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する。

[ペDESTAL内への初期水張りの場合]

- ⑦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、ペDESTAL内への注水を開始する。
なお、ペDESTAL水位にて+2.4m (総注水量約 225m³) 到達後、ペDESTAL内への注水を停止する。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

- ⑧^aペDESTAL注入配管が使用可能な場合
中央制御室運転員Aは、MUW PCV 代替冷却外側隔離弁を開とし、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量 (12~60m³/h) に調整し、注水を継続する。
- ⑧^bペDESTAL注入配管が使用不可な場合
中央制御室運転員Aは、A-RHR RPV 代替注水弁を開とし、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量 (12~60m³/h) に調整し、注水を継続する。
- ⑨当直長は、復水輸送系によるペDESTAL内への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

【ペDESTAL注水配管使用の場合】

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に復水輸送系によるペDESTAL内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、復水輸送系によるペDESTAL内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当直長は、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逆流防止として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当直長は、中央制御室運転員Aに復水輸送系によるペDESTAL内への注水開始を指示する。

[ペDESTAL内への初期水張りの場合]

- ⑦中央制御室運転員Aは、MUW PCV代替冷却外側隔離弁の全開操作し、ペDESTAL注水流量指示値の上昇(100m³/h程度)、ペDESTAL水位指示値の上昇により注水されたことを確認し、当直長に報告する。なお、ペDESTAL水位にて+2.4m(総注水量約70m³)到達後、ペDESTAL内への注水を停止する。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

- ⑧中央制御室運転員Aは、MUW PCV代替冷却外側隔離弁を開とし、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量(12~60m³/h)に調整し、注水を継続する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから復水輸送系によるペDESTAL内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。

[ペDESTAL内への初期水張りの場合]

- ・中央制御室運転員1名にて実施した場合、20分以内で可能である。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

- ・中央制御室運転員1名にて実施した場合、10分以内で可能である。

(添付資料 1.8.4-2)

c. 消火系によるペDESTAL内への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ペDESTAL代替注水系(常設)及び復水輸送系によりペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却ができない場合に、原子炉格納容器の破損を防止するため、補助消火水槽を水源とした補助消火ポンプにより又はろ過水タンクを水源とした消火系によりペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において、あらかじめペDESTAL内への初期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、ペDESTAL内へ落下した溶融炉心を冠水冷却するため、ペDESTAL内への注水を継続する。

その際の注水流量は、原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサブレーション・プールの水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

(a) 手順着手の判断基準

[ペDESTAL内への初期水張りの判断基準]

消火系（スプレイ管使用）の場合は、損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、ペDESTAL代替注水系（常設）及び復水輸送系（スプレイ管使用）によるペDESTAL内への注水ができず、消火系（スプレイ管使用）が使用可能な場合^{※2}。

消火系（ペDESTAL注水配管使用）の場合は、損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、ペDESTAL代替注水系（常設）、復水輸送系（スプレイ管使用）、消火系（スプレイ管使用）及び復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）によるペDESTAL内への注水ができず、消火系（ペDESTAL注水配管使用）が使用可能な場合^{※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。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水操作の判断基準]

消火系（スプレイ管使用）の場合は、原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、ペDESTAL代替注水系（常設）及び復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）、消火系（ペDESTAL注水配管使用）及び復水輸送系（スプレイ管使用）によるペDESTAL内への注水ができず、消火系（スプレイ管使用）が使用可能な場合^{※2}。

消火系（ペDESTAL注水配管使用）の場合は、原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、ペDESTAL代替注水系（常設）、復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）によるペDESTAL内への注水ができず、消火系（ペDESTAL注水配管使用）が使用可能な場合^{※2}。

ただし、重大事故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：「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が300℃に達した場合。

※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：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水

位の低下，制御棒の位置表示の喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。

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

(b) 操作手順

消火系によるペDESTAL 内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1.8-1図及び第1.8-2図に，概要図を第1.8-9図に，タイムチャートを第1.8-10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⑤以外同様)

【スプレイ管使用の場合】

- ①当直長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に消火系によるペDESTAL 内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，消火系によるペDESTAL 内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当直長は，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ペDESTAL 内に注水する場合
中央制御室運転員Aは，補助消火ポンプを起動する。
- ⑤^b 消火ポンプを使用してペDESTAL 内に注水する場合
中央制御室運転員Aは，消火ポンプの起動操作を実施し，消火ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員Aは，CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）の全開操作及びCWT・消火系連絡止め弁の全開操作を実施する。
- ⑦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する。

[ペDESTAL 内への初期水張りの場合]

- ⑧中央制御室運転員Aは，A-RHR RPV代替注水弁を全開とし，ペDESTAL 内への注水を開始する。
なお，ペDESTAL 水位にて+2.4m（総注水量約225m³）到達後，ペDESTAL 内への注水を停止する。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

⑨^a ペDESTAL注入配管が使用可能な場合

中央制御室運転員Aは、MUW PCV代替冷却外側隔離弁を開とし、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m³/h）に調整し、注水を継続する。

⑨^b ペDESTAL注入配管が使用不可な場合

中央制御室運転員Aは、A-RHR RPV代替注水弁を開とし、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m³/h）に調整し、注水を継続する。

⑩ 当直長は、消火系によるペDESTAL内への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

【ペDESTAL注水配管使用の場合】

① 当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火系によるペDESTAL内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、消火系によるペDESTAL内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 当直長は、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ペDESTAL内に注水する場合

中央制御室運転員Aは、補助消火ポンプを起動する。

⑤^b 消火ポンプを使用してペDESTAL内に注水する場合

中央制御室運転員Aは、消火ポンプの起動操作を実施し、消火ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥ 中央制御室運転員Aは、消火系によるペDESTAL内への注水の系統構成として、CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）の全開操作及びCWT・消火系連絡止め弁の全開操作を実施し、当直長に消火系によるペDESTAL内への注水の準備完了を報告する。

⑦ 当直長は運転員に消火系によるペDESTAL内への注水開始を指示する。

[ペDESTAL内への初期水張りの場合]

⑧ 中央制御室運転員Aは、MUW PCV代替冷却外側隔離弁の開操作を実施し、ペDESTAL注入流量指示値の上昇（55m³/h程度）、ペDESTAL水位指示値の上昇により注水されたことを確認し、当直長に報告する。

なお、ペDESTAL水位にて+2.4m（総注水量約70m³）到達後、ペDESTAL内への注水を停止する。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

- ⑨中央制御室運転員Aは、MUW P C V代替冷却外側隔離弁を開とし、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m³/h）に調整し、注水を継続する。
- ⑩当直長は、消火系によるペDESTAL内への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから消火系によるペDESTAL内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。

[ペDESTAL内水位確保の場合]

- ・中央制御室運転員1名にて実施した場合、25分以内で可能である。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

- ・中央制御室運転員1名にて実施した場合、10分以内で可能である。

(添付資料 1.8.4-3)

d. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水
（淡水／海水）

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ペDESTAL代替注水系（常設）、復水輸送系及び消火系によるペDESTAL内への注水機能が喪失した場合、原子炉格納容器の破損を防止するため格納容器代替スプレイ系（可搬型）によりペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において、あらかじめペDESTAL内への初期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、ペDESTAL内に落下した熔融炉心を冠水冷却するため、ペDESTAL内への注水を継続する。その際の注水流量は、原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサプレッション・プールの水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

なお、本手順はプラント状況や周辺の現場状況により格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口を任意に選択できる構成としている。

(a) 手順着手の判断基準

[ペDESTAL内への初期水張りの判断基準]

損傷炉心の冷却が未達成の場合^{*1}で、格納容器代替スプレイ系（可搬型）が使用可能な場合^{*2}。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水操作の判断基準]

原子炉圧力容器の破損の徴候^{*3}及び破損によるパラメータの変化^{*4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、格納容器代替スプレイ系（可搬型）が使用可能な場合^{*2}。

- ※1：「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が300℃に達した場合。
- ※2：設備に異常がなく、電源、燃料及び水源（輪谷貯水槽（西））が確保されている場合。
- ※3：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。
- ※4：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力指示値の低下、ドライウェル圧力指示値の上昇、ペDESTAL 雰囲気温度指示値の上昇、ペDESTAL 水温度指示値の上昇又は喪失により確認する。

(b) 操作手順

格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL 内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1.8-1図及び第1.8-2図に、概要図を第1.8-11図に、タイムチャートを第1.8-12図及び13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）を使用した原子炉圧力容器への注水手順は、手順⑥⑩以外は同様）

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系 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。
- ②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）として使用する格納容器代替スプレイ系配管・弁の接続口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）によるペDESTAL 内への注水の準備開始を指示する。
- ③当直長は、運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL 内への注水の準備開始を指示する。
- ④^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合
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にて、格納容器格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL 内への注水に必要なA-RHRドライウェル第2スプレイ弁又はB-RHRドライウェル第2スプレイ弁の電源切り替え操作を実施する。
- ④^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合
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）によるペDESTAL 内への注水に必要なA-RHRドライウェル第2スプレイ弁又はB-RHRドライウェル第2スプレイ弁の

電源切り替え操作を実施する。

⑤中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水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。

⑥^a格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用したペDESTAL内への注水の場合

中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の系統構成として、中央制御室にてA-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の準備完了を報告する。

⑥^b格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用したペDESTAL内への注水の場合

中央制御室運転員Aは、格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の系統構成としてB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の準備完了を報告する。

⑥^c格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用したペDESTAL内への注水の場合（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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の系統構成として中央制御室にてB-RHRドライウエル第2スプレイ弁の全開操作を実施し、当直長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の準備完了を報告する。

⑦緊急時対策要員は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による送水準備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、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緊急時対策要員に指示する。

⑨当直長は、運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の確認を指示する。

⑩^a格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用したペDESTAL内への注水の場合

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、A-格納容器代替スプレイ元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、送水開始について当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑩^b格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用したペDESTAL

ル内への注水の場合

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、B－格納容器代替スプレイ元弁を格納容器代替スプレイ流量にて $120\text{m}^3/\text{h}$ となるように調整開とし、送水開始について当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。

- ⑩°格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用したペDESTAL内への注水の場合（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、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 $120\text{m}^3/\text{h}$ 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。

- ⑪中央制御室運転員Aは中央制御室にて、ペDESTAL内への注水が始まったことを格納容器代替スプレイ流量指示値の上昇により確認し、当直長へ報告する。

[ペDESTAL内への初期水張りの場合]

- ⑫当直長は、ペDESTAL水位にて $+2.4\text{m}$ （総注水量約 225m^3 ）到達後、ペDESTAL内への注水の停止を緊急時対策要員に指示する。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

- ⑬当直長は、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（ $12\sim 60\text{m}^3/\text{h}$ ）を大量送水車にて継続して送水するよう中央制御室運転員及び緊急時対策要員に指示する。なお、原子炉圧力容器破損後、ペDESTAL代替注水系（可搬型）が使用可能であれば、ペDESTAL代替注水系（可搬型）によりペDESTAL内への注水を実施する。

- ⑭緊急時対策要員は、中央制御室運転員の指示に基づき、屋外のA－ペDESTAL代替注水元弁、B－ペDESTAL代替注水元弁又は屋内の可搬型バルブの弁開度を調整し、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（ $12\sim 60\text{m}^3/\text{h}$ ）にてペDESTAL内への注水を実施する。

(c) 操作の成立性

格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水操作のうち、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、作業開始を判断してから25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）によるペDESTAL内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格納容器代替スプレイ系（可搬型）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（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 時間以内

格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水操作は、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ペDESTAL内への初期水張り開始を確認するまで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（建物内）を使用する場合、作業開始を判断してからペDESTAL内への初期水張り開始を確認するまで3 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。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 1.8.4 - 4)

e. ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水
(淡水/海水)

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ペDESTAL代替注水系（常設）、復水輸送系及び消火系によるペDESTAL内への注水機能が喪失した場合、原子炉格納容器の破損を防止するためペDESTAL代替注水系（可搬型）によりペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において、あらかじめペDESTAL内への初期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、ペDESTAL内に落下した熔融炉心を冠水冷却するため、ペDESTAL内への注水を継続する。その際の注水流量は、原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサプレッション・プールの水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

なお、本手順はプラント状況や周辺の現場状況によりペDESTAL代替注水系（可搬型）接続口を任意に選択できる構成としている。

(a) 手順着手の判断基準

[ペDESTAL内への初期水張りの判断基準]

損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、ペDESTAL代替注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水操作の判断基準]

原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、ペDESTAL代替注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}。

※1：「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が300℃に達した場合。

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

※3：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。

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

(b) 操作手順

ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内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1.8-1図及び第1.8-2図に、概要図を第1.8-14図に、タイムチャートを第1.8-15図及び16図に示す。（ペDESTAL代替注水系（可搬型）接続口（南）、ペDESTAL代替注水系（可搬型）接続口（西）及びペDESTAL代替注水系（可搬型）（建物内）を使用したペDESTAL内への注水手順は、手順⑩⑭以外は同様）

①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部にペDESTAL代替注水系 配管・弁の接続口へのペDESTAL代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。

②緊急時対策本部は、当直長にペDESTAL代替注水系（可搬型）として使用するペDESTAL代替注水系配管・弁の接続口を報告するとともに、緊急時対策要員にペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL

内への注水の準備開始を指示する。

- ③当直長は、運転員にペDESTAL代替注水系配管を使用したペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の準備開始を指示する。
- ④^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合
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にて、ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水に必要なMUW PCV代替冷却外側隔離弁の電源切替え操作を実施する。
- ④^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合
現場運転員B及びCは、SA電源切替盤にて、ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水に必要なMUW PCV代替冷却外側隔離弁の電源切替え操作を実施する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水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。
- ⑥中央制御室運転員Aは、ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の系統構成として、中央制御室にてMUW PCV代替冷却外側隔離弁の全開操作を実施し、当直長にペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の準備完了を報告する。
- ⑦緊急時対策要員は、ペDESTAL代替注水系（可搬型）による送水準備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、ペDESTAL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緊急時対策要員に指示する。
- ⑨当直長は、運転員にペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水の確認を指示する。
- ⑩^aペDESTAL代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用したペDESTAL内への注水の場合
緊急時対策要員は、ペDESTAL代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後、A-ペDESTAL代替注水元弁の全開操作を実施し、送水開始について当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。
- ⑩^bペDESTAL代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用したペDESTAL内への注水の場合
緊急時対策要員は、ペDESTAL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、B-ペDESTAL代替注水元弁の全開操作を実施し、送水開始について当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。
- ⑩^cペDESTAL代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用したペDESTAL

タル内への注水の場合（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、緊急時対策要員は、APFS B-注水ライン止め弁の全閉操作を実施し、ペDESTAL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、送水開始について当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。

- ⑪中央制御室運転員Aは中央制御室にて、ペDESTAL内への注水が始まったことをペDESTAL代替注水流量指示値の上昇により確認し、当直長へ報告する。

[ペDESTAL内への初期水張りの場合]

- ⑫当直長は、ペDESTAL水位にて+2.4m（総注水量約70m³）到達後、ペDESTAL内への注水の停止を緊急時対策要員に指示する。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

- ⑬当直長は、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m³/h）を大量送水車にて継続して送水するよう中央制御室運転員及び緊急時対策要員に指示する。

- ⑭緊急時対策要員は、中央制御室運転員の指示に基づき、屋外のA-ペDESTAL代替注水元弁、B-ペDESTAL代替注水元弁又は屋内の可搬型バルブの弁開度を調整し、崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m³/h）にてペDESTAL内への注水を実施する。

- ⑮当直長は、ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水が始まったことを緊急時対策本部へ報告する。

(c) 操作の成立性

ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水操作のうち、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、作業開始を判断してから25分以内で可能である。

また、ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内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ペDESTAL代替注水系（可搬型）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。

【ペDESTAL代替注水系（可搬型）接続口（南）又はペDESTAL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

【ペDESTAL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 時間以内

ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水操作は、作業開始を判断してからペDESTAL内への初期水張り開始を確認するまで2時間10分以内で可能である。また、ペDESTAL代替注水系（可搬型）を使用する場合、作業開始を判断してからペDESTAL内への初期水張り開始を確認するまで3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。ペDESTAL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 1.8.4-5)

1.8.2.2 溶融炉心のペDESTAL内への落下遅延・防止のための対応手順

(1) 原子炉压力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心のペDESTAL内への落下を遅延又は防止するため原子炉压力容器へ注水する。また、十分な炉心の冷却ができず原子炉压力容器下部へ溶融炉心が移動した場合でも原子炉压力容器へ注水することにより原子炉压力容器の破損遅延又は防止を図る。

溶融炉心のペDESTAL内への落下を遅延又は防止のための原子炉压力容器への注水手段を着手する場合は、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）として使用する大量送水車による原子炉压力容器への注水手段を同時並行で準備する。

なお、原子炉压力容器内の水位が不明と判断した場合は、原子炉底部から原子炉水位レベル0まで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。その後、原子炉水位をレベル0以上で維持するため崩壊熱相当の注水量以上での注水を継続的に実施する。

- a. 高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水
- 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態、原子炉隔離時冷却系及び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ない場合は、常設代替直流電源設備として使用するS A用115V系蓄電池又は可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びS A用115V系充電器より高圧原子炉代替注水系の電源を確保し、原子炉圧力容器へ注水する。
- なお、注水を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。
- (a) 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、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び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、高圧原子炉代替注水系が使用可能な場合^{※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：原子炉圧力指示値が規定値以上ある場合において、設備に異常が無く、電源及び水源（サプレッション・チェンバ）が確保されている場合。
- (b) 操作手順
- 高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水については「1.2.2.1(1) a. 中央制御室からの高圧原子炉代替注水系起動」の操作手順と同様である。
- (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高圧原子炉代替注水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。
- b. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入
- 損傷炉心へ注水する場合、ほう酸水注入系によるほう酸水の注入を並行して実施する。
- (a) 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、損傷炉心へ注水する場合、ほ

う酸水注入系が使用可能な場合^{※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：設備に異常がなく、電源及び水源（ほう酸水貯蔵タンク）が確保されている場合。

(b) 操作手順

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.8-3図及び第1.8-4図に、概要図を第1.8-17図に、タイムチャートを第1.8-18図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入に必要なポンプ、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、緊急時対策本部にガスタービン発電機又は高圧発電機車の負荷容量確認を依頼し、ほう酸水注入系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、A又はB-ほう酸水注入ポンプの起動操作（ほう酸水注入系起動用COSを「A系統」位置（B系を起動する場合は「B系統」位置）にすることで、A（B）-SLCタンク出口弁及びA（B）-SLC注入弁が全開となり、ほう酸水注入ポンプが起動し、原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施し、発電用原子炉が未臨界であることを継続して監視する。
- ⑤当直長は、運転員にほう酸水貯蔵タンク液位を監視し、ほう酸水の全量注入完了を確認後、ほう酸水注入ポンプの停止するよう指示する。
- ⑥中央制御室運転員Aは、ほう酸水注入ポンプを停止し、当直長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入開始まで10分以内で可能である。

(添付資料 1.8.4-6)

c. 制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、常設代替交流電源設備により制御棒駆動水圧系の電源を確保し、原子炉圧力容器の下部への注水を実施することで、原子炉圧力容器の下部に落下した熔融炉心を冷却し、原子炉圧力容器の破損の進展を抑制する。

なお、注水を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 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、制御棒駆動水圧系が使用可能な場合^{※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：設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。

(b) 操作手順

制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水については、「1.2.2.3(1)a. 制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。

(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制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水開始まで15分以内で可能である。

d. 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、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車により低圧原子炉代替注水系（常設）の電源を確保し、原子炉圧力容器へ注水する。

また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系、非常用炉心冷却系及び高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、低圧原子炉代替注水系（常設）の運転状態確認後、逃がし安全弁により減圧を実施する。

逃がし安全弁により減圧を実施する手順については「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

なお、注入を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、低圧原子炉代替注水系（常設）が使用可能な場合^{※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：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。

(b) 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1.8-3図及び第1.8-4図に、概要図を第1.8-19図に、タイムチャートを第1.8-20図に示す。

①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

②^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合

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にて、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要なA-RHR注水弁の電源切替え操作を実施する。

②^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合

現場運転員B及びCは、SA電源切替盤にて、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要なA-RHR注水弁の電源切替え操作を実施する。

③中央制御室運転員Aは、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと並びにポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

④当直長は、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、低圧原子炉代替注水系（常設）が使用可能か確認する。

⑤中央制御室運転員Aは、低圧原子炉代替注水ポンプ（1台）の起動操作を実施し低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上で

あることを確認する。

- ⑥中央制御室運転員Aは、A-RHR注水弁の全開操作を行う。
- ⑦当直長は、原子炉压力容器内の圧力が低圧原子炉代替注水ポンプ吐出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、FLSR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、原子炉压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配管流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告するとともに原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。
- ⑩当直長は、緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水槽の補給を依頼する。

(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名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水開始まで20分以内で可能である。

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

e. 復水輸送系による原子炉压力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、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できない場合は、復水輸送系による原子炉压力容器への注水を実施する。

また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系、非常用炉心冷却系及び高圧原子炉代替注水系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、復水輸送系の運転状態確認後、逃がし安全弁により減圧を実施する。

なお、注水を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉压力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 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、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できず、復水輸送系が使用可能な場合^{※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压力容器温度で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。

(b) 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1.8-3図及び第1.8-4図に、概要図を第1.8-21図に、タイムチャートを第1.8-22図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に復水輸送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、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、復水輸送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、A-RHR注水弁の開操作を行う。
- ⑥当直長は、原子炉圧力容器内の圧力が復水輸送ポンプの吐出圧力以下であることを確認後、運転員に復水輸送系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ⑦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注水を開始する。
- 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R P V/P C V注入流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

(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。

(添付資料 1.8.4-7)

f. 消火系による原子炉圧力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、低圧原子炉代替注水系（常設）及び復水輸送系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、補助消火水槽を水源とした補助消火ポンプにより又はろ過水タンクを水源と

した消火系により原子炉圧力容器への注水を実施する。

また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系、非常用炉心冷却系及び高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、消火系の運転状態確認後、逃がし安全弁により減圧を実施する。

なお、注水を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 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、低圧原子炉代替注水系（常設）及び復水輸送系による原子炉圧力容器への注水ができず、消火系が使用可能な場合^{※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：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。

(b) 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1.8-3図及び第1.8-4図に、概要図を第1.8-23図に、タイムチャートを第1.8-24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以外同様）

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火系による原子炉圧力容器への注水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燃料プールに注水する場合
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燃料プールに注水する場合

中央制御室運転員Aは消火ポンプの起動操作を実施し、消火ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

- ⑤中央制御室運転員AはCWT系・消火系連絡止め弁（消火系）の全開操作，CWT系・消火系連絡止め弁の全開操作を実施する。
- ⑥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。
- ⑦当直長は，原子炉圧力容器内の圧力が消火ポンプの吐出圧力以下であることを確認後，中央制御室運転員に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中央制御室運転員Aは，A-RHR R P V代替注水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R P V / P C V注入流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

(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。

(添付資料 1.8.4-8)

g. 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）

炉心の著しい損傷が発生した場合において，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器への注水を実施する。

また，原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において，給水・復水系，原子炉隔離時冷却系，非常用炉心冷却系及び高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）の運転状態確認後，逃がし安全弁により減圧を実施する。

なお，注水を行う際は，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 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，給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず，低圧原子炉代替注水系（可搬型）が使用可能な場合^{*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：設備に異常が無く、電源、燃料及び水源（輪谷貯水槽（西））が確保されている場合。

(b) 操作手順

低压原子炉代替注水系（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1.8-3図及び第1.8-4図に、概要図を第1.8-25図に、タイムチャートを第1.8-26図及び第1.8-27図に示す。（低压原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）、低压原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）及び低压原子炉代替注水系（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、手順⑦、⑫以外同様）

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に低压原子炉代替注水系 配管・弁の接続口への低压原子炉代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。
- ②緊急時対策本部は、当直長に低压原子炉代替注水系（可搬型）で使用する接続口を連絡するとともに緊急時対策要員に低压原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ③当直長は、運転員に低压原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）、低压原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）又は低压原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した低压原子炉代替注水系（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。
- ④中央制御室運転員Aは、低压原子炉代替注水系（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。
- ⑤中央制御室運転員Aは、低压原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑥当直長は、運転員に低压原子炉代替注水系（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。
- ⑦^a 低压原子炉代替注水系（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。
- ⑦^b 低压原子炉代替注水系（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。

- ⑦^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。

- ⑧ 当直長は、緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器へ注水するための原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。

- ⑨ 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。

- ⑩^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内への注水の場合

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、A-低圧原子炉代替注水元弁を全開とし、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。

- ⑩^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内への注水の場合

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、B-低圧原子炉代替注水元弁を全開とし、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。

- ⑩^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内への注水の場合（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、可搬型バルブを全開とし、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に報告する。

- ⑪ 当直長は、中央制御室運転員Aに低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。

- ⑫^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。

⑫^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。

⑫^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注水を実施する場合は、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内への注水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注水を実施する。

⑬ 当直長は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

(c) 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での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25分以内である。

また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水操作のうち、緊急時対策要員が実施する屋外での低圧原子炉代替注水系（可搬型）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

【格納容器代替スプレイ系（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時間以内

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器内への注水操作は、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）による原子炉圧力容器への注水を確認するまで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（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）による原子炉圧力容器への注水を確認するまで3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。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 1.8.4-9）

1.8.2.3 その他の手順項目にて考慮する手順

逃がし安全弁による減圧手順については、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

低圧原子炉代替注水槽、輪谷貯水槽（西）への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順については、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機、可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車、常設代替直流電源設備として使用するSA用115V系蓄電池又は可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びSA用115V系蓄電池による低圧原子炉代替注水ポンプ、高圧原子炉代替注水ポンプ、ほう酸水注入ポンプ、制御棒駆動水圧ポンプ、復水輸送ポンプ、補助消火ポンプ、消火ポンプ、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及び可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及び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。

1.8.2.4 重大事故等時の対応手段の選択

- (1) ペDESTAL内に落下した熔融炉心の冷却のための対応手段の選択

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 1.8-28 図に示す。

[ペDESTAL内への初期水張りの場合]

代替交流電源設備により交流動力電源が確保できた場合、低圧原子炉代替注水槽が使用可能であればペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水を実施する。低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合、復水輸送系（スプレイ管使用）、消火系（スプレイ管使用）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）、復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）、消火系（ペDESTAL注水配管使用）又はペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水を実施する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）又はペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水手段については、ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水手段と同時並行で準備する。

また、ペDESTAL代替注水系（常設）、復水輸送系（スプレイ管使用）、消火系（スプレイ管使用）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）、復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）、消火系（ペDESTAL注水配管使用）及びペDESTAL代替注水系（可搬型）による手段のうち原子炉格納容器下部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、その手段によるペDESTAL内への注水を開始する。

なお、消火系によるペDESTAL内への注水は、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。

[原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]

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ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水を実施する。低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合、復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）、消火系（ペDESTAL注水配管使用）、復水輸送系（スプレイ管使用）、消火系（スプレイ管使用）、ペDESTAL代替注水系（可搬型）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水を実施する。

ペDESTAL代替注水系（可搬型）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水手段については、ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水手段と同時並行で準備する。

また、ペDESTAL代替注水系（常設）、復水輸送系（スプレイ管使用）、消火系（スプレイ管使用）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）、復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用）、消火系（ペDESTAL注水配管使用）及びペDESTAL代替注水系（可搬型）による手段のうち原子炉格納容器下部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、

その手段によるペDESTAL内への注水を開始する。

なお、消火系によるペDESTAL内への注水は、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。

(2) 溶融炉心のペDESTAL内への落下遅延・防止のための対応手段の選択

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 1.8-25 図に示す。

代替交流電源設備により交流電源が確保できるまでは、交流電源を必要としない高圧原子炉代替注水系により原子炉压力容器へ注水し、代替交流電源設備により交流電源が確保できた段階で、高圧原子炉代替注水系に併せてほう酸水注入系によるほう酸水注入及び制御棒駆動水圧系による原子炉压力容器への注水を行う。また、低圧原子炉代替注水系の運転が可能となり発電用原子炉の減圧が完了するまでの期間は、高圧原子炉代替注水系により原子炉压力容器への注水を継続する。

発電用原子炉の減圧が完了し、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）により原子炉压力容器へ注水する。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）により原子炉压力容器へ注水する。その際も併せてほう酸水注入系によるほう酸水注入を行う。

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）による原子炉压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、消火系及び高圧原子炉代替注水系の手段のうち原子炉压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压力容器への注水を開始する。

なお、消火系による原子炉压力容器への注水は、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）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。

溶融炉心のペDESTAL内への落下遅延・防止のために原子炉压力容器へ注水を実施している際、損傷炉心の冷却が未達成と判断した場合はペDESTAL内への注水操作を開始する。

第 1.8-1 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 / 3)

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	
ペDESTAL内ニ落シタ溶融炉心ノ冷却	—	ペDESTAL代替注水系(常設)によるペDESTAL内への注水	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 格納容器スプレィ・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 コリウムシールド	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) 「注水-3a」 「注水-3b」 AM設備別操作要領書 「APFS (常設) によるペDESTAL注水」
		ペDESTAL内への注水による復水輸送系による	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 格納容器スプレィ・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 コリウムシールド	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-3a」 「注水-3b」 AM設備別操作要領書 「CWTによるペDESTAL注水」 「CWTによる格納容器スプレィ」
		ペDESTAL内への注水による消火系による	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 格納容器スプレィ・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 コリウムシールド	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-3a」 「注水-3b」 AM設備別操作要領書 「消火系によるペDESTAL注水」 「消火系による格納容器スプレィ」
		格納容器代替スプレィ系(可搬型)によるペDESTAL内への注水	大量送水車 ホース・接続口 格納容器代替スプレィ系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 格納容器スプレィ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備 コリウムシールド	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) 「注水-3a」 「注水-3b」 AM設備別操作要領書 「ACSS (可搬型) によるペDESTAL注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
		輸谷貯水槽(西)※1, ※3	設備	自主対策	
		ペDESTAL代替注水系(可搬型)によるペDESTAL内への注水	大量送水車 ホース・接続口 ペDESTAL代替注水系 配管・弁 復水輸送系 配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備 コリウムシールド	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) 「注水-3a」 「注水-3b」 AM設備別操作要領書 「APFS (可搬型) によるペDESTAL注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
		輸谷貯水槽(西)※1, ※3	設備	自主対策	

※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：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源(措置)。

対応手段，対処設備，手順書一覧(2 / 3)

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故 対処設備	対応 手段	対処設備	手順書	
溶融炉心のベドスタル内への落下遅延・防止	—	高圧原子炉代替注水系による 原子炉圧力容器への注水	高圧原子炉代替注水ポンプ サブレッション・チェンバ 高圧原子炉代替注水系（蒸気系） 配管・弁 高圧原子炉代替注水系（注水系） 配管・弁 原子炉浄化系 配管 原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ 主蒸気系 配管 給水系 配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備※2 常設代替交流電源設備※2 可搬型直流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2	重大事故等 対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－1」 「注水－2」 AM設備別操作要領書 「H P A Cによる原子炉注水」
		原子炉圧力容器へのほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系 配管・弁 差圧検出・ほう酸水注入系 配管（原子炉圧力容器内部） 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2	重大事故等 対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－1」 AM設備別操作要領書 「S L Cによる原子炉注水」
		制御棒駆動水圧系による 原子炉圧力容器への注水	制御棒駆動水圧ポンプ 復水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系 配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却系 常設代替交流電源設備※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－1」 「注水－2」 AM設備別操作要領書 「C R Dによる原子炉注水」

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：「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，対応設備，手順書一覧(3/3)

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
溶融炉心のベデスタル内への落下遅延・防止	—	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 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	重大事故等 対応設備 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「FLSR(常設)による原子炉注水」
		原子炉圧力容器への注水 による復水輸送系による注水	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	自主対策設備 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「CWTによる原子炉注水」
		原子炉圧力容器への注水 による消火系による注水	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系 配管・弁 復水輸送系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	自主対策設備 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「消火系による原子炉注水」
		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	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備	重大事故等 対応設備 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「FLSR(可搬型)による原子炉給水」 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, ※4	自主対策設備

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：「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 1.8-2 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)	
1.8.2.1 ベデスタル内に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1)ベデスタル内注水 a. ベデスタル代替注水系 (常設) によるベデスタル内への注水			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-3 a」 「注水-3 b」 AM設備別操作要領書 「APFS (常設) によるベデスタル注水」	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)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (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)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA) ベデスタル温度 (SA) ベデスタル水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度 (SA)
		制御棒の位置	制御棒手動操作・監視系
		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) ベデスタル温度 (SA) ベデスタル水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	ベデスタル水位
		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 / 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)
1.8.2.1 ベデスタル内に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) ベデスタル内注水 b. 復水輸送系によるベデスタル内への注水		
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「CWTによるベデスタル注水」 「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)
		原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・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・プール水温度 (SA) ベデスタル温度 (SA) ベデスタル水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		制御棒の位置 制御棒手動操作・監視系
		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 ドライウエル温度 (SA) ベデスタル温度 (SA) ベデスタル水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 ベデスタル水位
		原子炉格納容器への注水量 RPV/PCV注入流量 ベデスタル注入流量
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(3/12)

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	
1.8.2.1 ベデスタル内に落下した熔融炉心の冷却のための対応手順 (1) ベデスタル内注水 c. 消火系によるベデスタル内への注水			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-3 a」 「注水-3 b」 AM設備別操作要領書 「消火系によるベデスタル注水」 「消火系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)
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ベデスタル温度 (SA) ベデスタル水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度 (SA)
		制御棒の位置	制御棒手動操作・監視系
		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	ドライウエル温度 (SA) ベデスタル温度 (SA) ベデスタル水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	ベデスタル水位
		原子炉格納容器への注水量	RPV/PCV注入流量 ベデスタル注入流量
		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 / 12)

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)	
1.8.2.1 ベDESTAL内に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) ベDESTAL内注水 d. 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) によるベDESTAL内への注水 (淡水/海水)			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-3 a」 「注水-3 b」 AM設備別操作要領書 「ACSS (可搬型) 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)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (SA)
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッジョン・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (SA) サブプレッジョン・プール水温度 (SA) ベDESTAL温度 (SA) ベDESTAL水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度 (SA)
		制御棒の位置	制御棒手動操作・監視系
		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) サブプレッジョン・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) ベDESTAL温度 (SA) ベDESTAL水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	ベDESTAL水位
		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 / 12)

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)	
1.8.2.1 ベデスタル内に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) ベデスタル内注水 e. ベデスタル代替注水系 (可搬型) によるベデスタル内への注水 (淡水/海水)			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-3 a」 「注水-3 b」 AM設備別操作要領書 「APFS (可搬型) によるベ デスタル注水」 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)
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッジョン・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (SA) サブプレッジョン・プール水温度 (SA) ベデスタル温度 (SA) ベデスタル水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度 (SA)
		制御棒の位置	制御棒手動操作・監視系
		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) サブプレッジョン・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) ベデスタル温度 (SA) ベデスタル水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	ベデスタル水位
		原子炉格納容器への注水量	ベデスタル代替注水流量 ベデスタル代替注水流量 (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(6 / 12)

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)	
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル内への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水 a. 高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「HPACによる原子炉注水」	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)
		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	高圧原子炉代替注水流量
		補機監視機能	高圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 高圧原子炉代替注水系タービン入口圧力 高圧原子炉代替注水系タービン排気圧力 高圧原子炉代替注水ポンプ入口圧力
		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(7/12)

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)	
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル内への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水 b. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 AM設備別操作要領書 「SLCによる原子炉注水」	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
	操作	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)
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)

監視計器一覧(8 / 12)

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)	
1.8.2.2 溶融炉心のペダスタル内への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉压力容器への注水 c. 制御棒駆動水圧系による原子炉压力容器への注水			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「CRDによる原子炉注水」	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)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (SA)
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		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
		補機監視機能	原子炉補機冷却系常用流量
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (SA)
		原子炉压力容器への注水量	制御棒駆動水圧系系統流量
		補機監視機能	制御棒駆動水圧系充てん水ヘッド圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧(9 / 12)

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)	
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル内への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉压力容器への注水 d. 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			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「FLSR (常設) による原子 炉注水」	判 断 基 準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッショ ン・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッショ ン・チェンバ)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (SA)
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		電源	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(10/12)

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)	
1.8.2.2 溶融炉心のペDESTAL内への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉压力容器への注水 e. 復水輸送系による原子炉压力容器への注水			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「CWTによる原子炉注水」	判 断 基 準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッショ ン・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッショ ン・チェンバ)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (SA)
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	操 作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器への注水量	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(11 / 12)

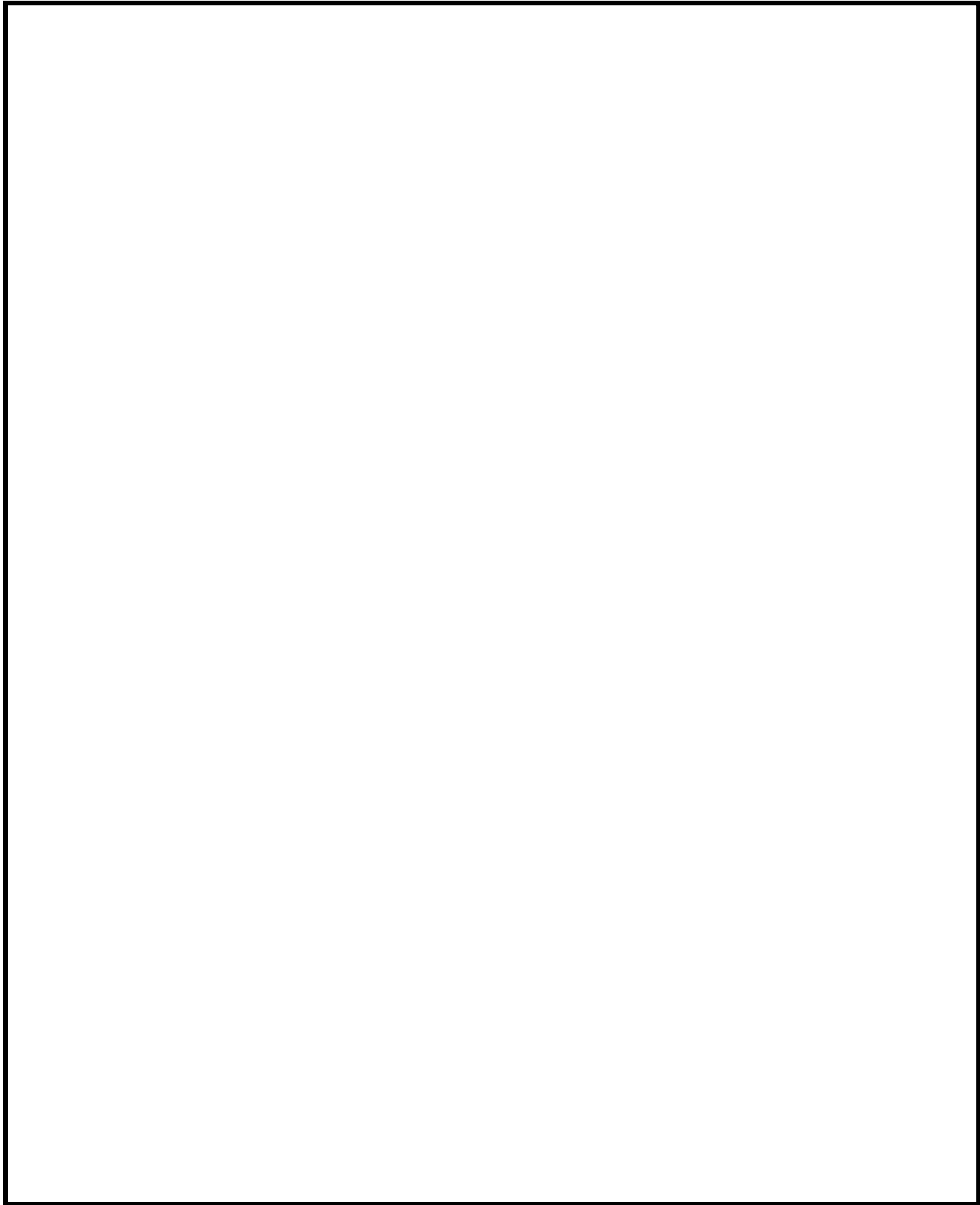
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.8.2.2 溶融炉心のペダスタル内への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉压力容器への注水 f. 消火系 (消火ポンプ使用) による原子炉压力容器への注水			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「消火系による原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッショ ン・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッショ ン・チェンバ)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (SA)
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	A-補助消火水槽水位 B-補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器への注水量	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

監視計器一覧(12/12)

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)	
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル内への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉压力容器への注水 g. 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 (シビアアクシデント) 「注水-1」 「注水-2」 AM設備別操作要領書 「FLSR (可搬型) 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	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッショ ン・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッショ ン・チェンバ)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 (SA)
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		電源	緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
		水源の確保	輪谷貯水槽 (西1) 輪谷貯水槽 (西2)
	操 作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器への注水量	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)

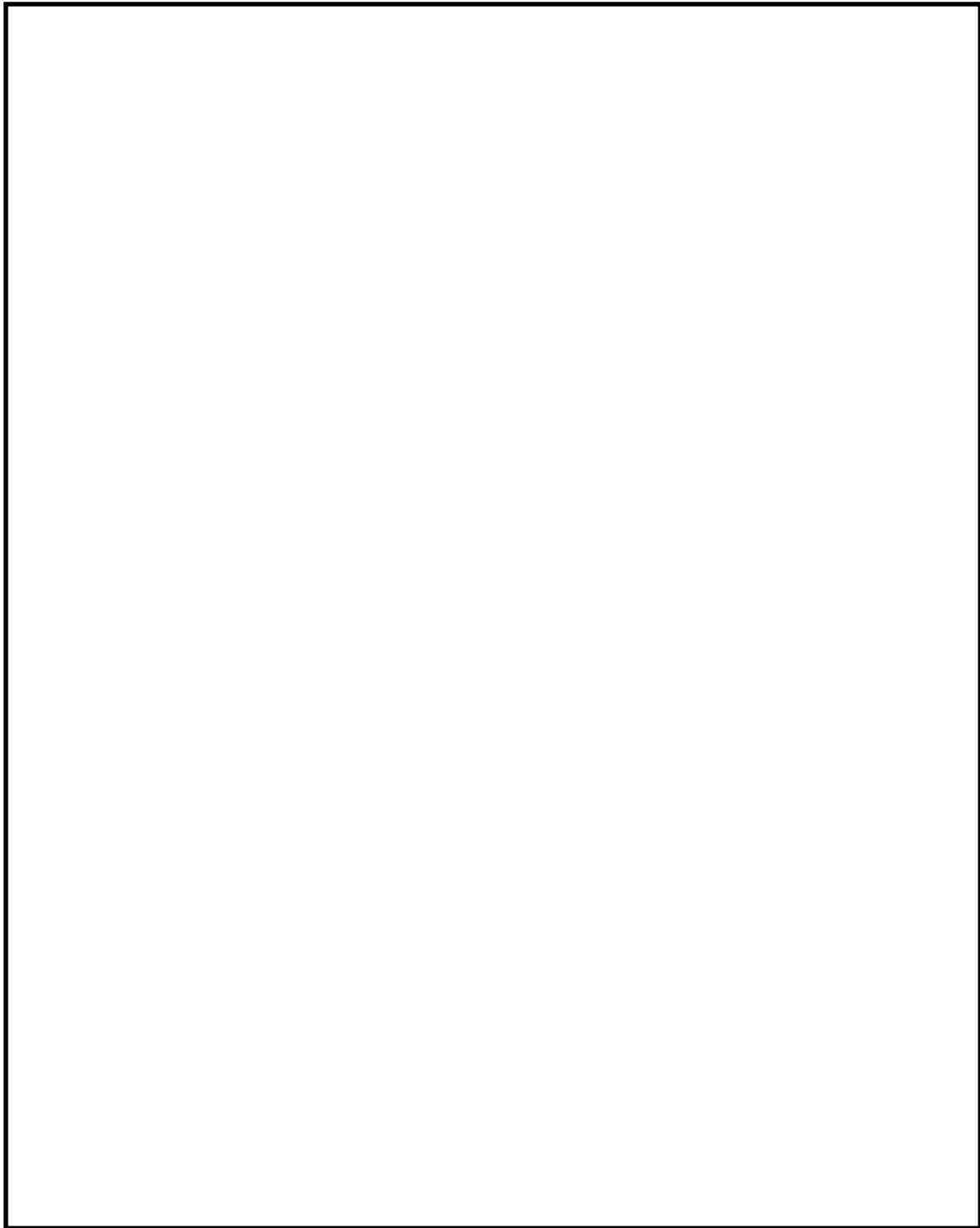
第 1.8-3 表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.8】 ペDESTAL内の溶融炉心を冷却するための手順等</p>	<p>低圧原子炉代替注水ポンプ</p>	<p>常設代替交流電源設備 SA-L/C</p>
	<p>低圧原子炉代替注水系弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 SA-C/C</p>
	<p>残留熱除去系弁</p>	<p>常設代替交流電源 可搬型代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C</p>
	<p>ペDESTAL代替注水系弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 C/C D系 SA-C/C</p>
	<p>ほう酸水注入ポンプ・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</p>
	<p>高圧原子炉代替注水弁</p>	<p>常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 SA用115V系</p>
	<p>原子炉隔離時冷却系弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備 可搬型直流電源設備 230V系 (RCIC)</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 SA-C/C</p>



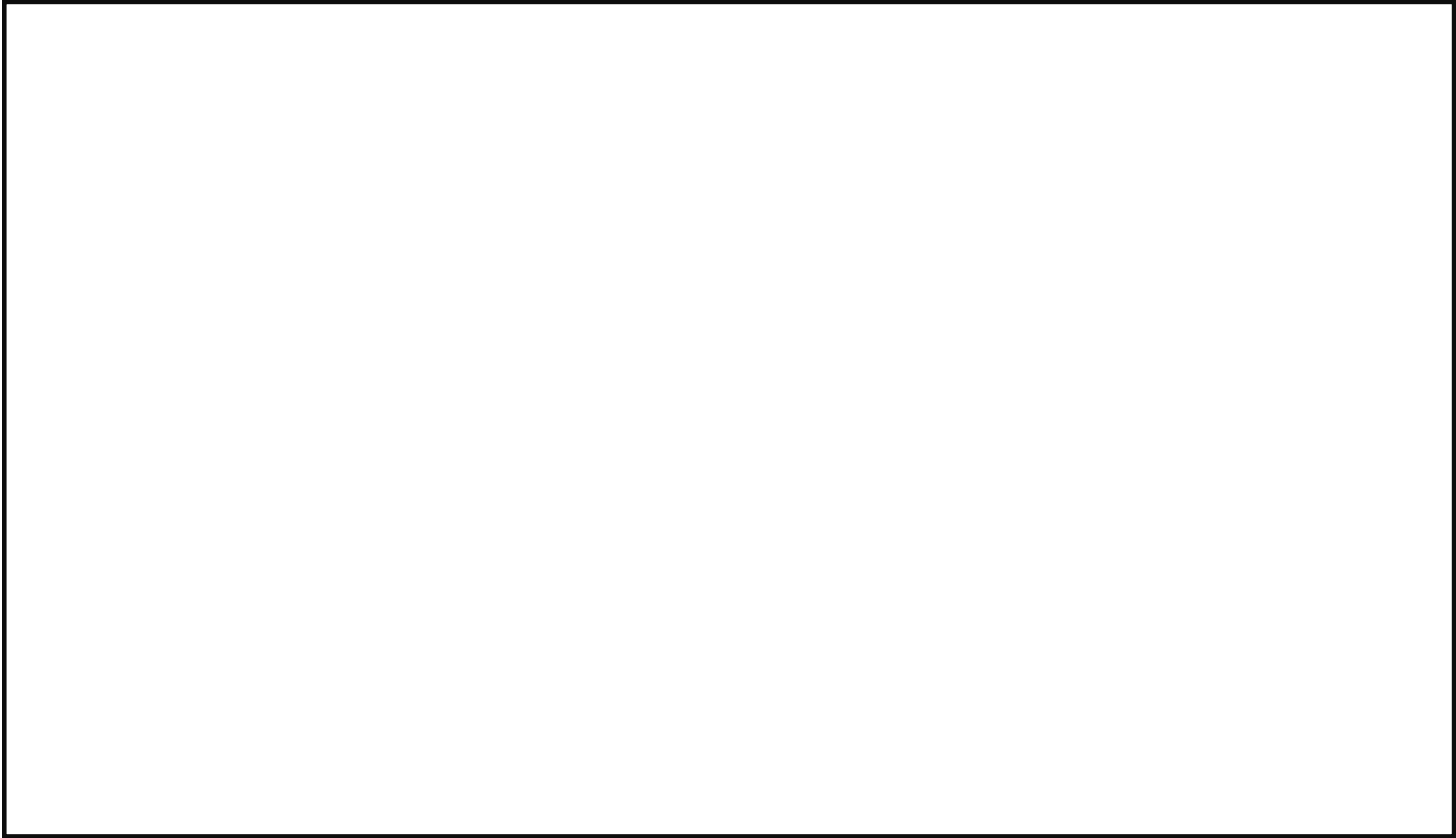
第 1.8-1 図 SOP「注水-3 a」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。



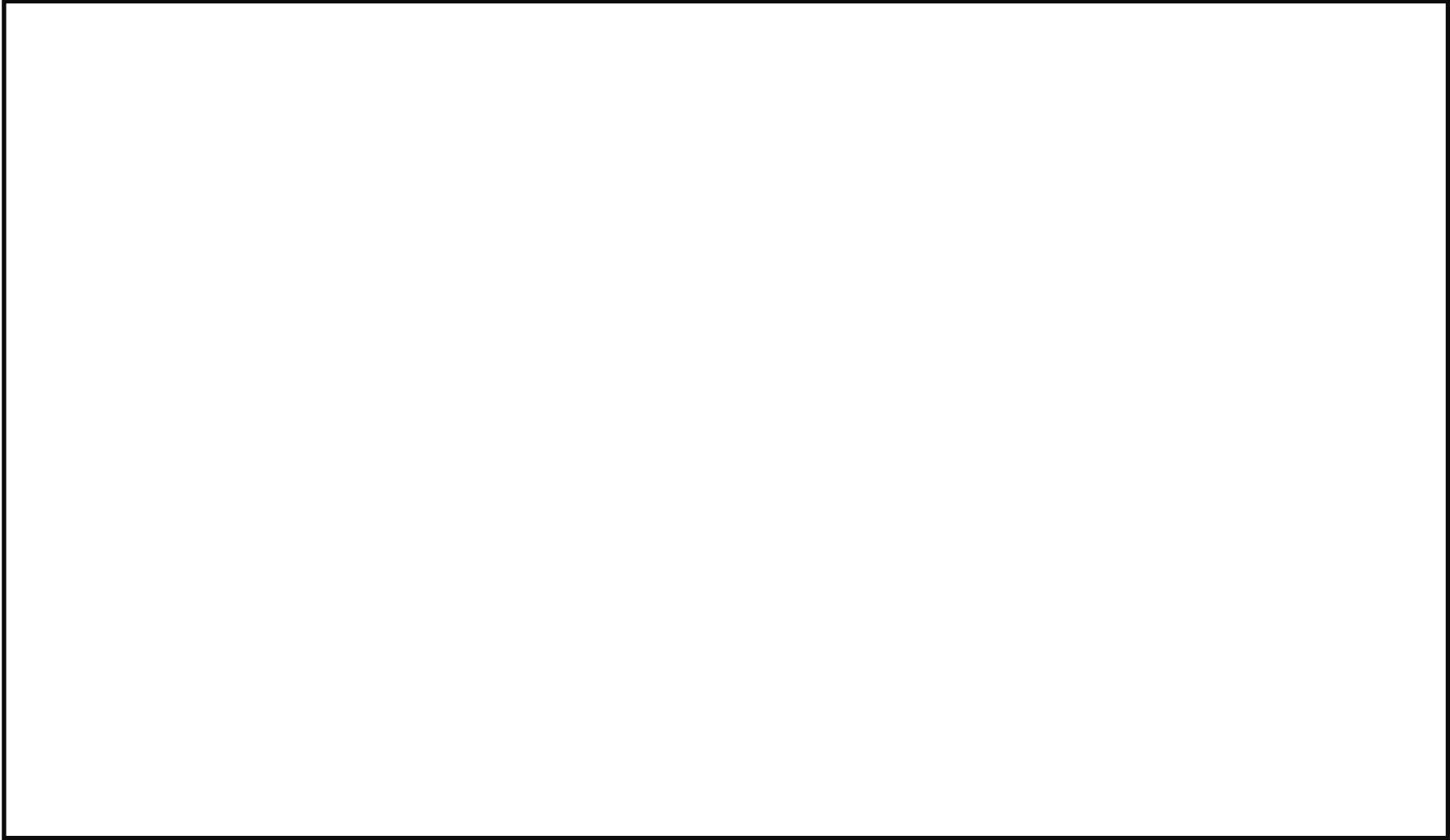
第 1.8-2 図 SOP「注水-3 b」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。



第 1.8-3 図 SOP「注水-1」における対応フロー

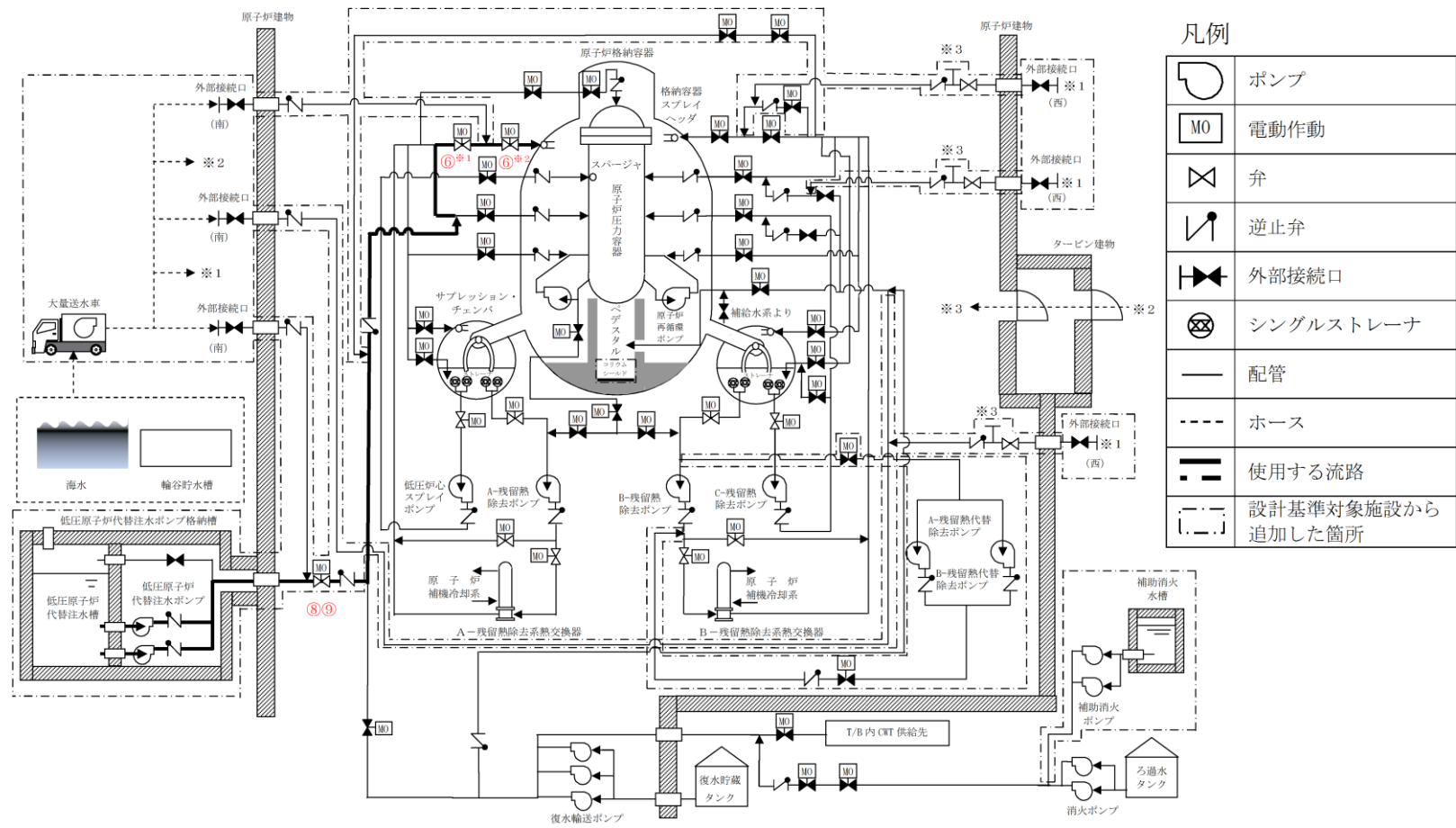
本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。



第 1.8-4 図 SOP「注水-2」における対応フロー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密にかかわる事項のため公開できません。

1.8-61r15
1.8-61r15



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

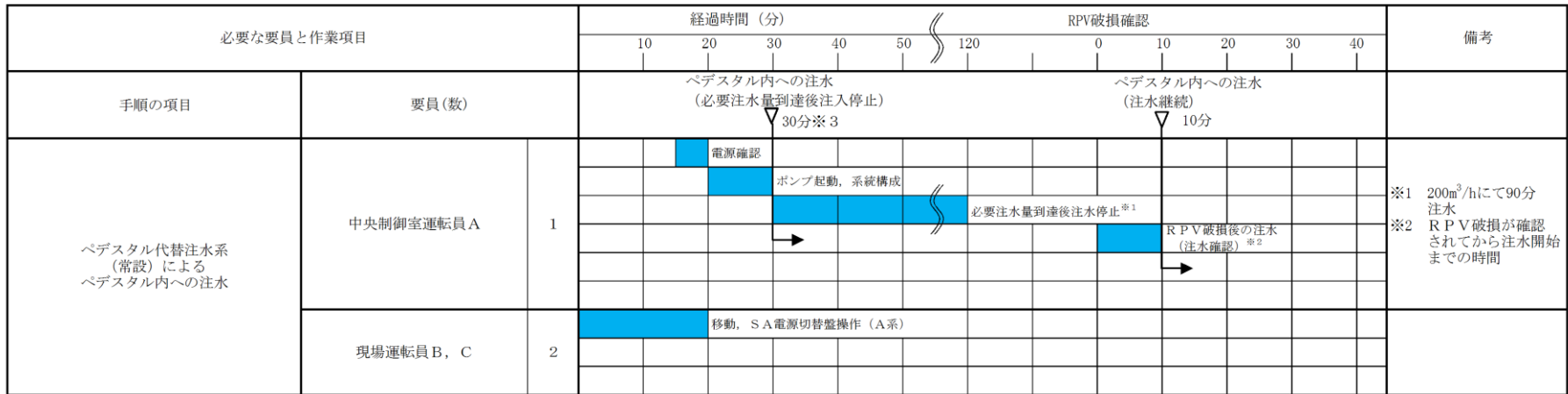
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.8-5 図 ペDESTAL代替注水系（常設）によるペDESTAL内への注水 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥ ^{*1}	A-RHR ドライウェル第1 スプレイ弁
⑥ ^{*2}	A-RHR ドライウェル第2 スプレイ弁
⑧⑨	F L S R 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。

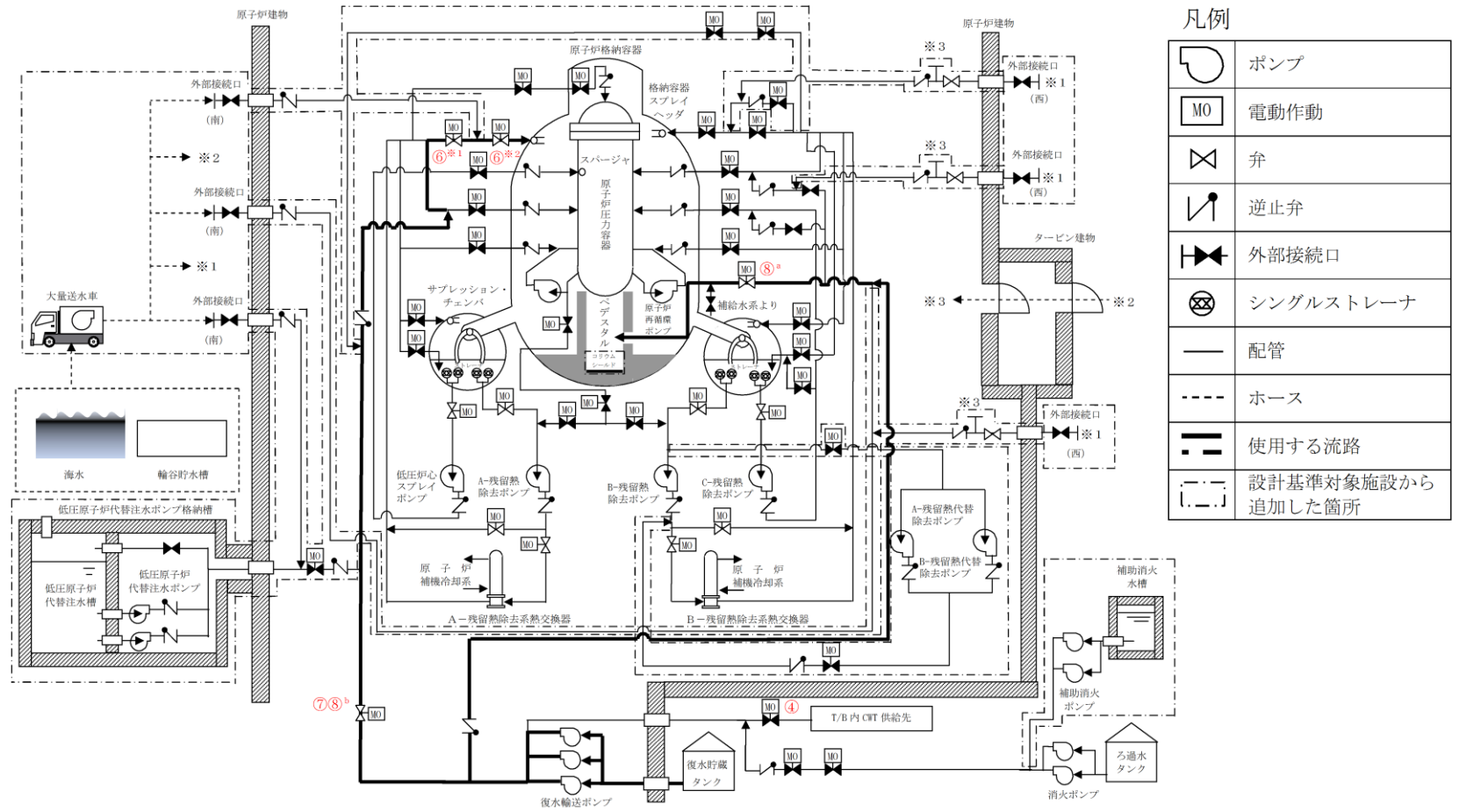
第 1.8-5 図 ペデスタル代替注水系 (常設) によるペデスタル内への注水 概要図(2 / 2)



※3 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は、20分以内に可能である。

第 1.8-6 図 ペデスタル代替注水系 (常設) によるペデスタル内への注水 タイムチャート

1.8-64r15
1.8-64r15



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。

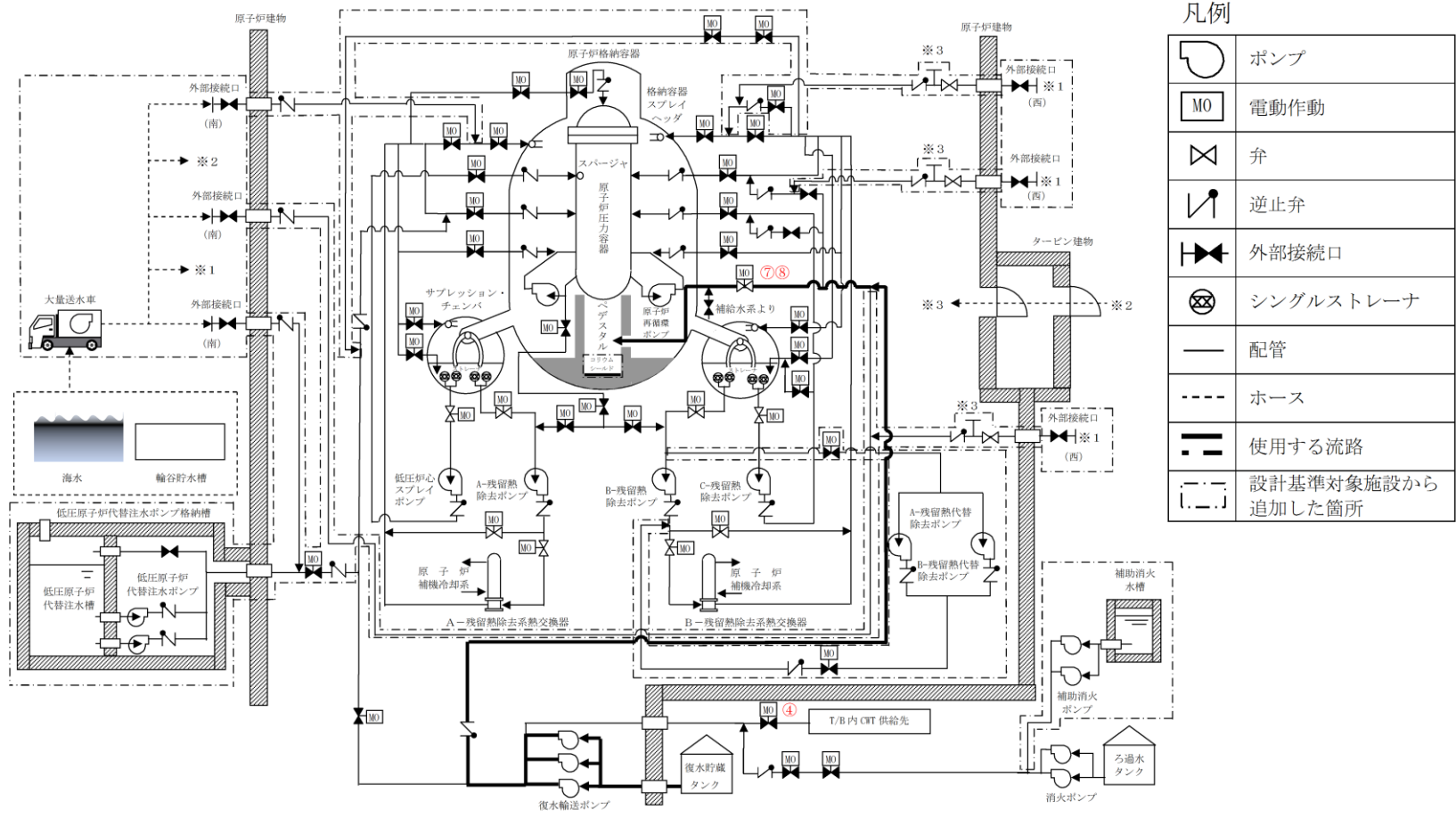
第 1.8-7 図 復水輸送系（スプレー管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図(1 / 4)

操作手順	弁名称
④	CWT T/B供給遮断弁
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
⑦⑧ ^b	A-RHR RPV代替注水弁
⑧ ^a	MUW PCV代替冷却外側隔離弁

- 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 1.8-7 図 復水輸送系（スプレイ管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図（2 / 4）

1.8-66r15
1.8-66r15



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

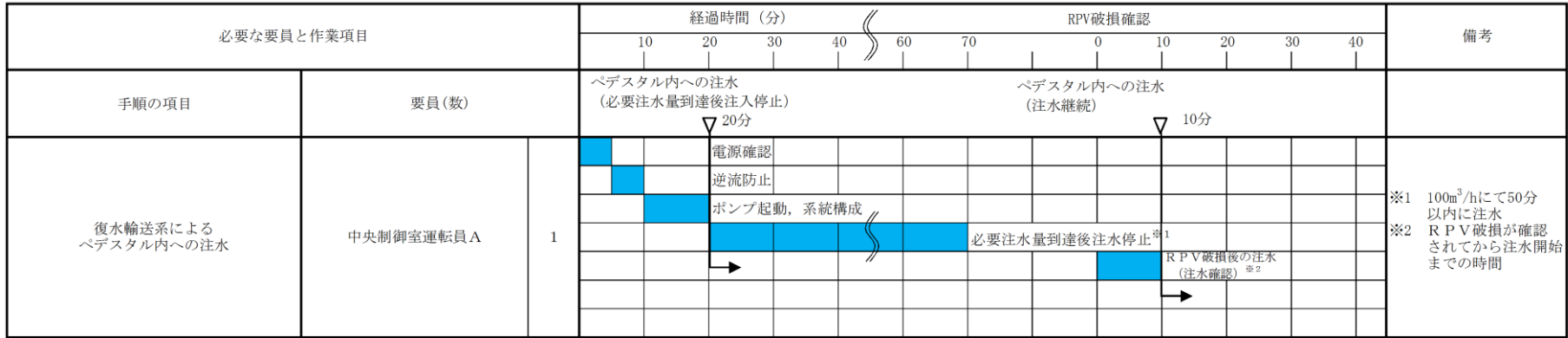
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.8-7 図 復水輸送系（ペデスタル注水配管使用の場合）によるペデスタル内への注水 概要図(3 / 4)

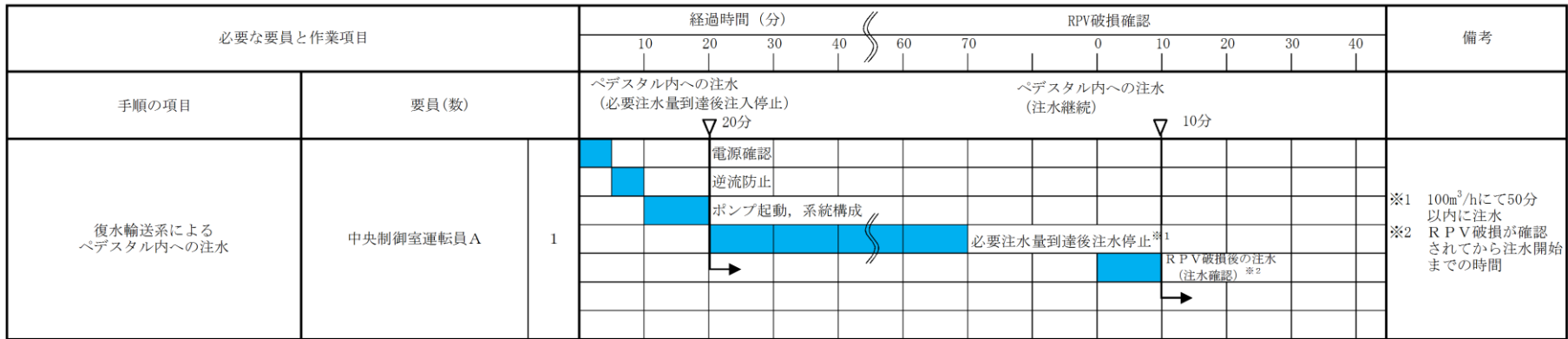
操作手順	弁名称
④	CWT T/B供給遮断弁
⑦⑧	MUW PCV代替冷却外側隔離弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.8-7 図 復水輸送系（ペDESTAL注水配管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図（4 / 4）



(スプレイ管を使用したペDESTAL内への注水の場合)

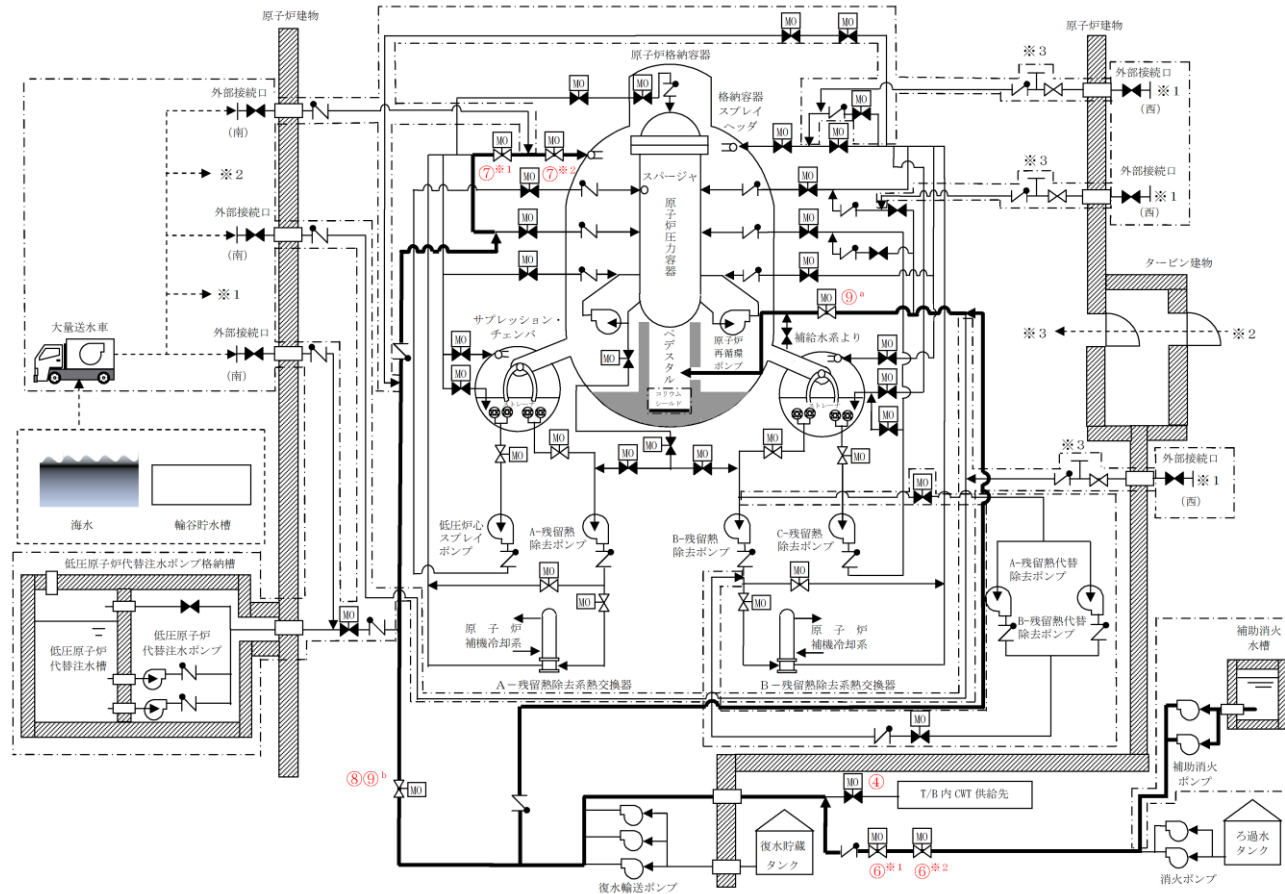


(ペDESTAL注水配管を使用したペDESTAL内への注水の場合)

第 1.8-8 図 復水輸送系によるペDESTAL内への注水 タイムチャート

1.8-68r5

1.8-69r15
1.8-69r15



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。

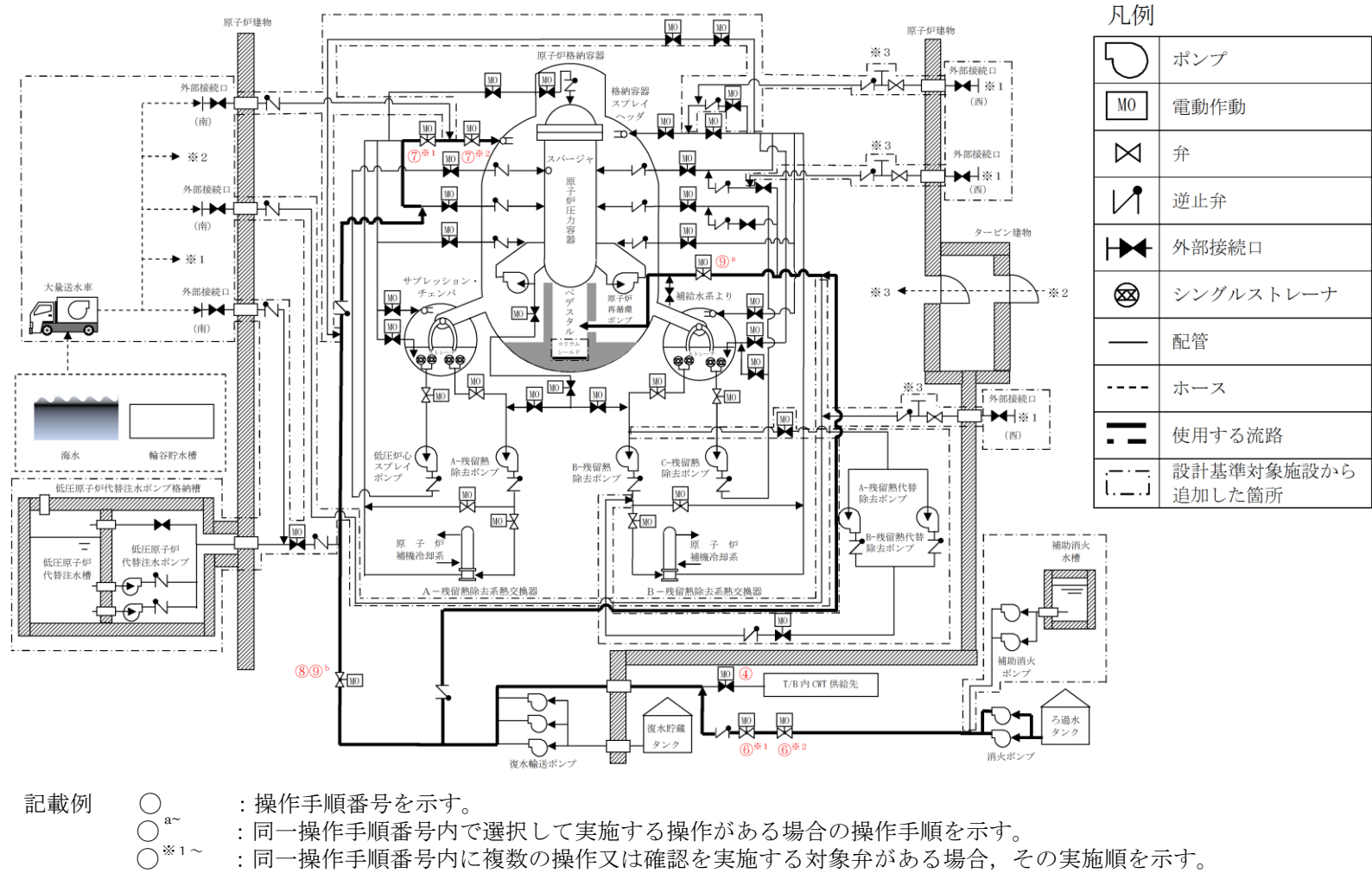
第 1.8-9 図 消火系（スプレー管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図(1 / 8)
(補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

操作手順	弁名称
④	CWT T/B供給遮断弁
⑥ ^{*1}	CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑥ ^{*2}	CWT系・消火系連絡止め弁
⑦ ^{*1}	A-RHRドライウエル第1スプレイ弁
⑦ ^{*2}	A-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑧⑨ ^b	A-RHR RPV代替注水弁
⑨ ^a	MUW PCV代替冷却外側隔離弁

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 1.8-9 図 消火系（スプレイ管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図（2 / 8）
（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）

1.8-71r15
1.8-71r15



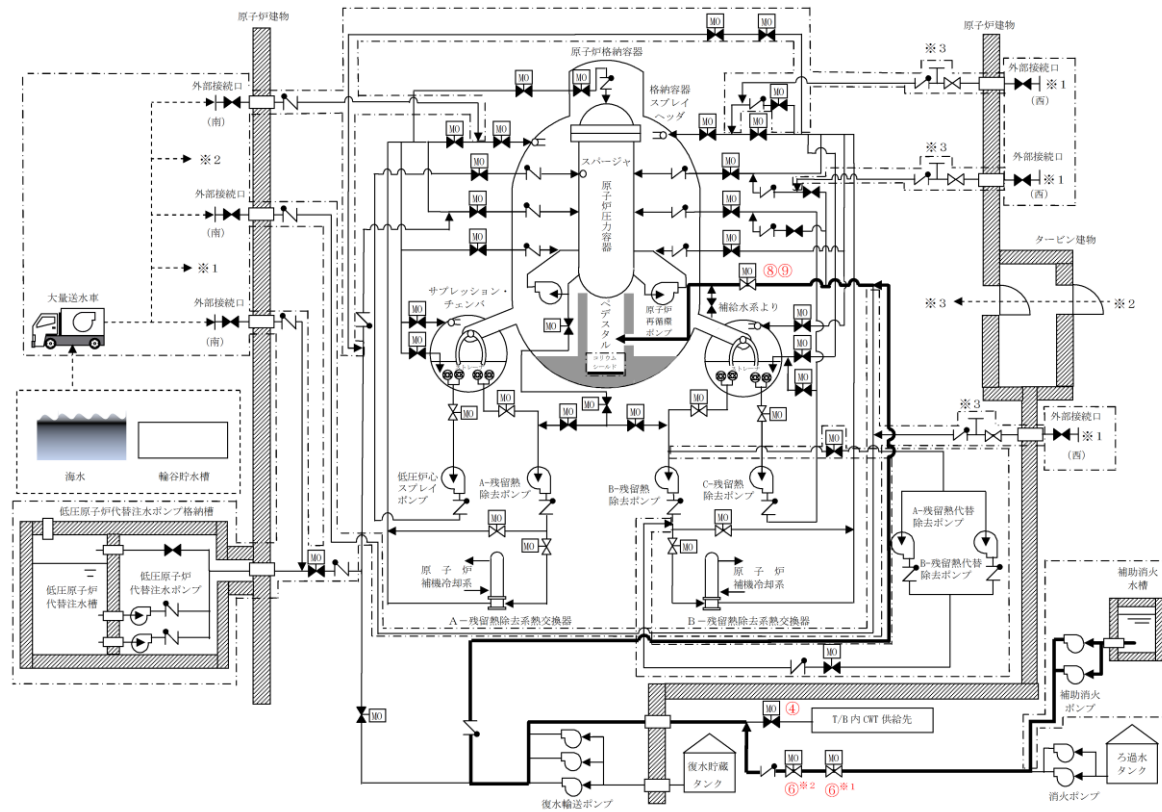
第 1.8-9 図 消火系（スプレー管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図(3/8)
(消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

操作手順	弁名称
④	CWT T/B供給遮断弁
⑥ ^{*1}	CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑥ ^{*2}	CWT系・消火系連絡止め弁
⑦ ^{*1}	A-RHRドライウエル第1スプレイ弁
⑦ ^{*2}	A-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑧⑨ ^b	A-RHR RPV代替注水弁
⑨ ^a	MUW PCV代替冷却外側隔離弁

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 1.8-9 図 消火系（スプレイ管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図（4 / 8）
 （消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）

1.8-73r15
1.8-73r15



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。
○※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。

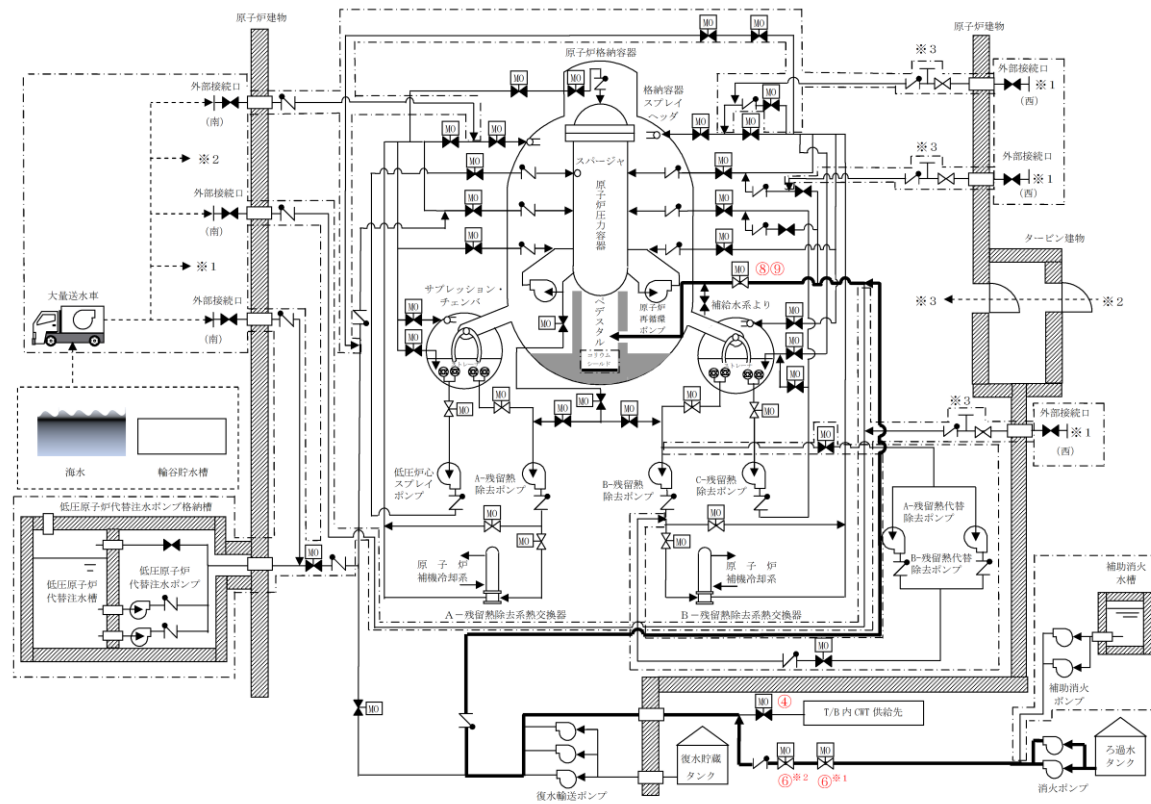
第 1.8-9 図 消火系（ペDESTAL注水配管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図（5 / 8）
（補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）

操作手順	弁名称
④	CWT T/B供給遮断弁
⑥ ^{*1}	CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑥ ^{*2}	CWT系・消火系連絡止め弁
⑧⑨	MUW PCV代替冷却外側隔離弁

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 1.8-9 図 消火系（ペDESTAL注水配管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図（6 / 8）
 （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）

1.8-75r15
1.8-75r15



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

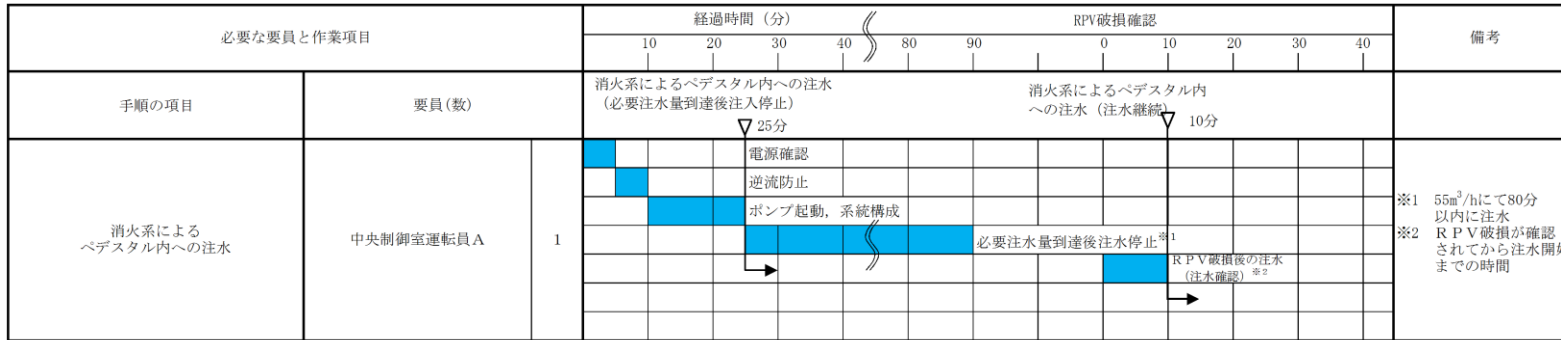
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.8-9 図 消火系（ペDESTAL注水配管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図（7 / 8）
（消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）

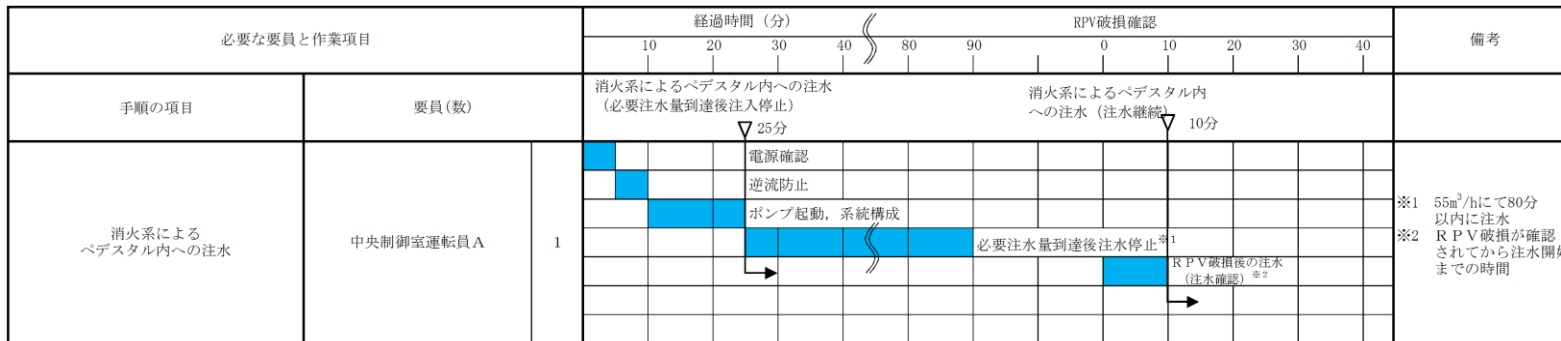
操作手順	弁名称
④	CWT T/B供給遮断弁
⑥ ^{*1}	CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑥ ^{*2}	CWT系・消火系連絡止め弁
⑧⑨	MUW PCV代替冷却外側隔離弁

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 1.8-9 図 消火系（ペDESTAL注水配管使用の場合）によるペDESTAL内への注水 概要図（8 / 8）
 （消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）



(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)



(消火ポンプを使用した原子炉压力容器への注水の場合)

第 1.8-10 図 消火系 (スプレイ管使用の場合) によるペDESTAL内への注水 タイムチャート (1 / 2)

1.8-77r5

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)										備考		
		10	20	30	40	80	90	0	10	20	30		40	
手順の項目	要員(数)	消火系によるペDESTAL内への注水 (必要注水量到達後注水停止) ▽ 25分					消火系によるペDESTAL内 への注水 (注水継続) ▽ 10分							
消火系による ペDESTAL内への注水	中央制御室運転員A	1	電源確認											※1 55m ³ /hにて80分 以内に注水 ※2 R P V破損が確認 されてから注水開始 までの時間
			逆流防止											
			ポンプ起動, 系統構成											
			必要注水量到達後注水停止 ^{※1}											
			R P V破損後の注水 (注水確認) ^{※2}											

(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)

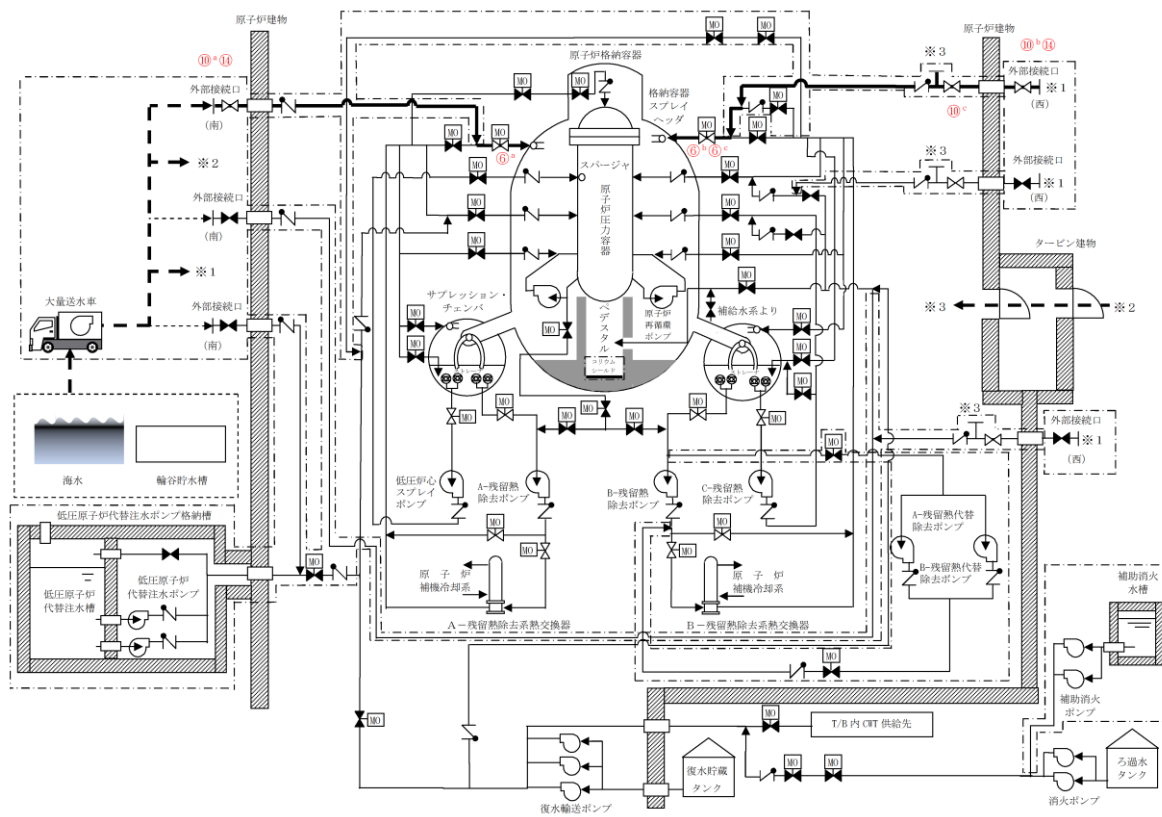
必要な要員と作業項目		経過時間 (分)										備考		
		10	20	30	40	80	90	0	10	20	30		40	
手順の項目	要員(数)	消火系によるペDESTAL内への注水 (必要注水量到達後注水停止) ▽ 25分					消火系によるペDESTAL内 への注水 (注水継続) ▽ 10分							
消火系による ペDESTAL内への注水	中央制御室運転員A	1	電源確認											※1 55m ³ /hにて80分 以内に注水 ※2 R P V破損が確認 されてから注水開始 までの時間
			逆流防止											
			ポンプ起動, 系統構成											
			必要注水量到達後注水停止 ^{※1}											
			R P V破損後の注水 (注水確認) ^{※2}											

(消火ポンプを使用した原子炉压力容器への注水の場合)

第 1.8-10 図 消火系 (ペDESTAL注水配管使用の場合) によるペDESTAL内への注水 タイムチャート (2 / 2)

1.8-78r5

1.8-79r15
1.8-79r15



凡例

	ポンプ
	電動動作
	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 1.8-11 図 格納容器代替スプレー系 (可搬型) によるペDESTAL内への注水 (淡水/海水) 概要図 (1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥ ^a	A-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑥ ^b ⑥ ^c	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁
⑩ ^a ⑭	A-格納容器代替スプレイ元弁
⑩ ^b ⑭	B-格納容器代替スプレイ元弁
⑩ ^c	A C S S 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。

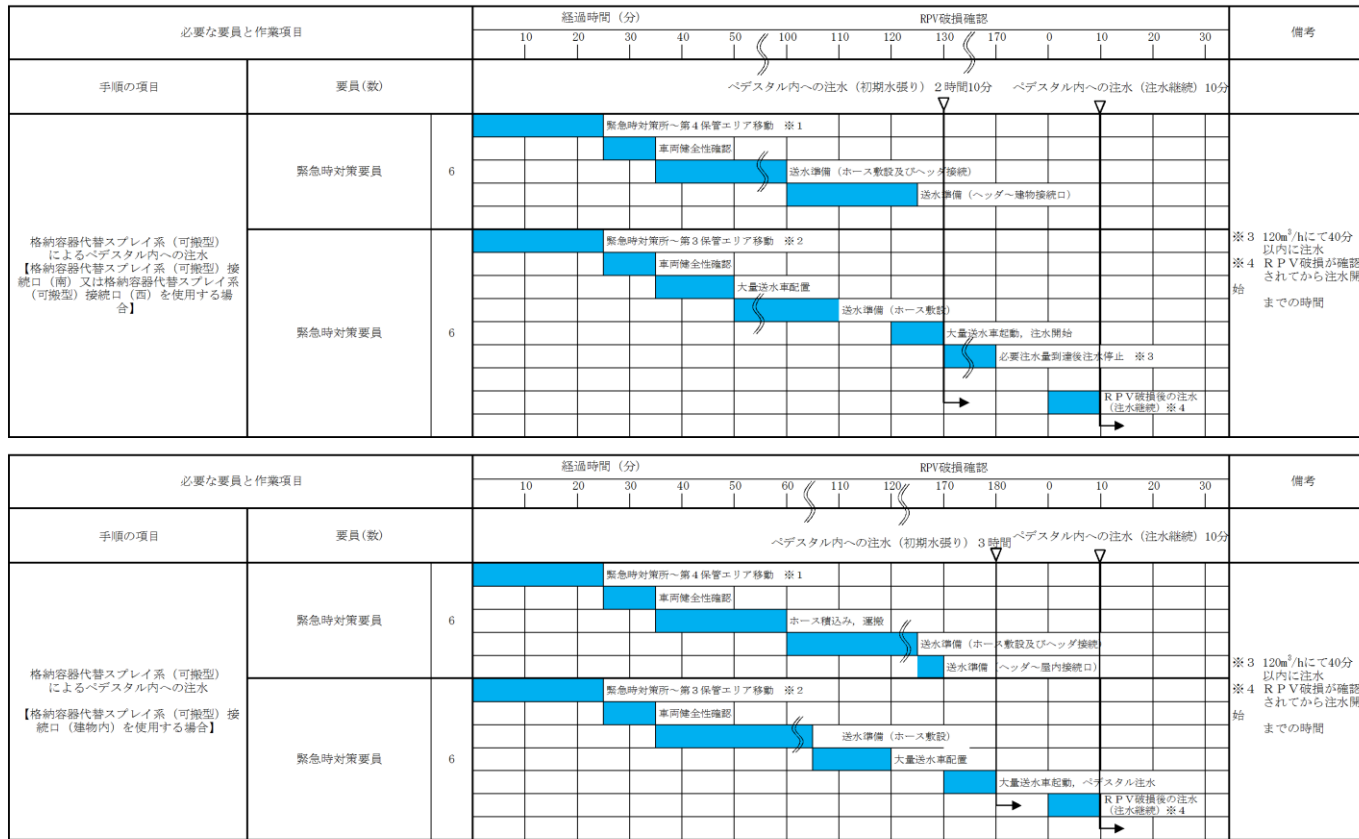
第 1.8-11 図 格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水（淡水／海水） 概要図（2 / 2）

必要な要員と作業項目			経過時間 (分)												備考			
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120				
手順の項目	要員(数)		<div style="text-align: center;"> 系統構成完了 25分 </div>															
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)による ペDESTAL内への注水	中央制御室運転員A	1																※1 ※2
	現場運転員B, C	2																

※1：格納容器代替スプレイ系A系の系統構成を示す。また、格納容器代替スプレイ系B系による原子炉格納容器内へのスプレイについては、系統構成完了まで25分以内で可能である。

※2：非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合は、15分以内で可能である。

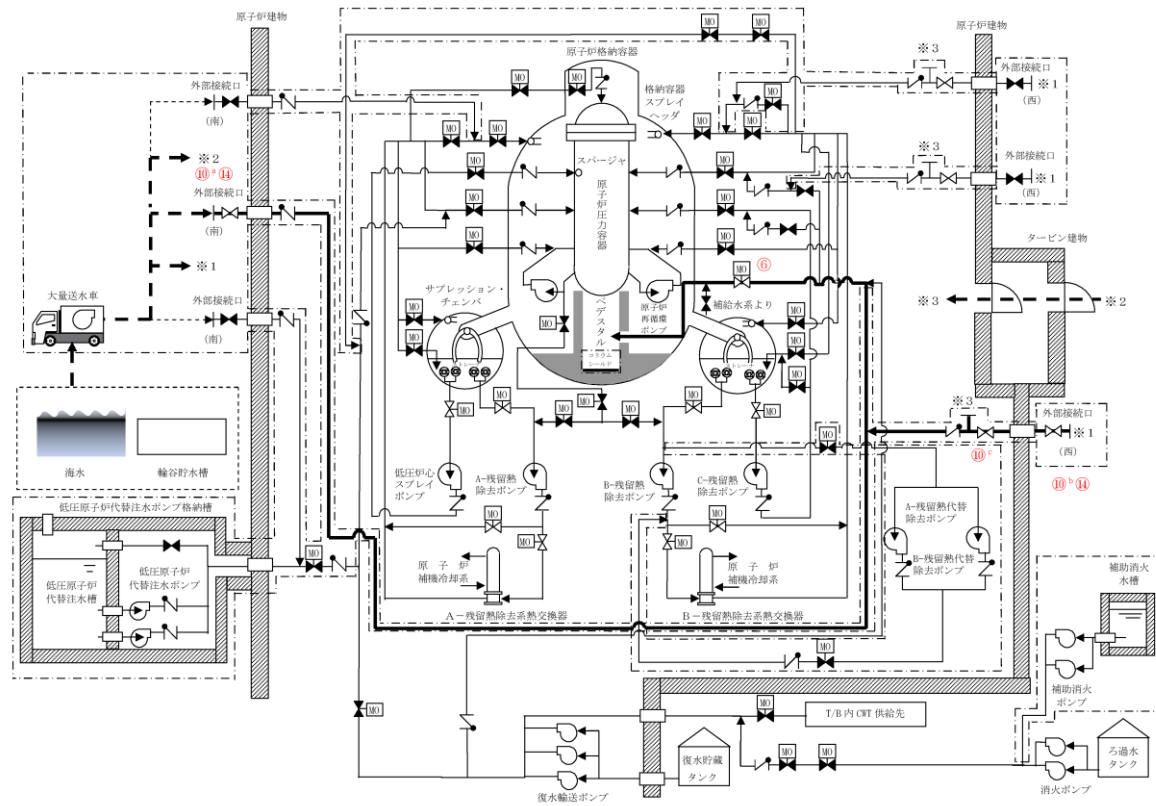
第 1.8-12 図 格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水（淡水／海水）
（系統構成）タイムチャート



※1：第1保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、速やかに対応できる。
 ※2：第2保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、20分以内で可能である。

第 1.8-13 図 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) によるペDESTAL内への注水 (淡水/海水) (大量送水車による送水) タイムチャート

1.8-83r15
1.8-83r15



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 1.8-14 図 ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水（淡水／海水） 概要図（1 / 2）

操作手順	弁名称
⑥	MUW PCV代替冷却外側隔離弁
⑩ ^a ⑭	A-ペデスタル代替注水元弁
⑩ ^b ⑭	B-ペデスタル代替注水元弁
⑩ ^c	APFS 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。

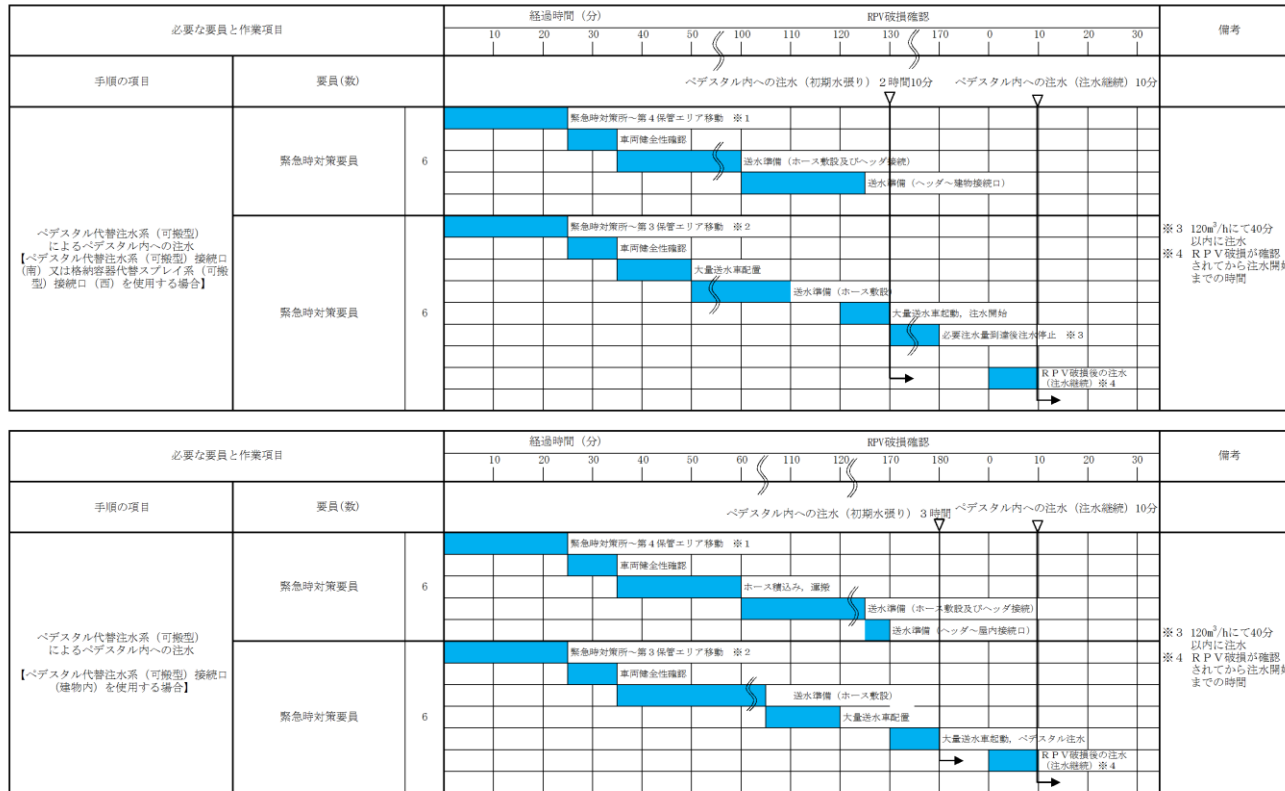
第 1.8-14 図 ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル内への注水（淡水／海水） 概要図（2 / 2）

1.8-85r5
1.8-85r5

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)		系統構成完了 25分※1																
ペDESTAL代替注水系 (可搬型)による ペDESTAL内への注水	中央制御室運転員A	1																	
	現場運転員B, C	2																	

※1 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は、15分以内に可能である。

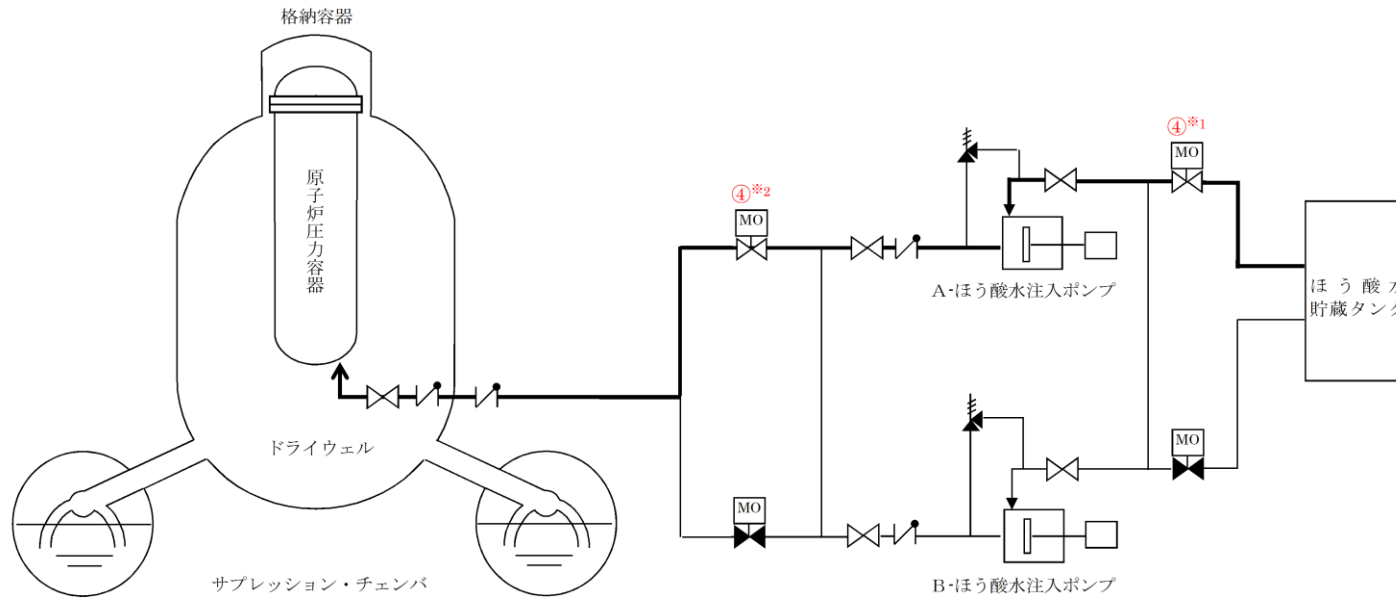
第 1.8-15 図 ペDESTAL代替注水系 (可搬型) によるペDESTAL内への注水 (淡水/海水)
(系統構成) タイムチャート



※1：第1保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、速やかに対応できる。
 ※2：第2保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、20分以内で可能である。

第 1.8-16 図 ペDESTAL代替注水系 (可搬型) によるペDESTAL内への注水 (淡水/海水) (大量送水車による送水) タイムチャート

1.8-87r5
1.8-87r5



凡例

	ポンプ
	電動作動
	弁
	逆止弁
	安全弁又は逃し弁
	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
④*1	A (B) - S L C タンク 出口弁
④*2	A (B) - S L C 注入弁

記載例 ○*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 1.8-17 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入 概要図

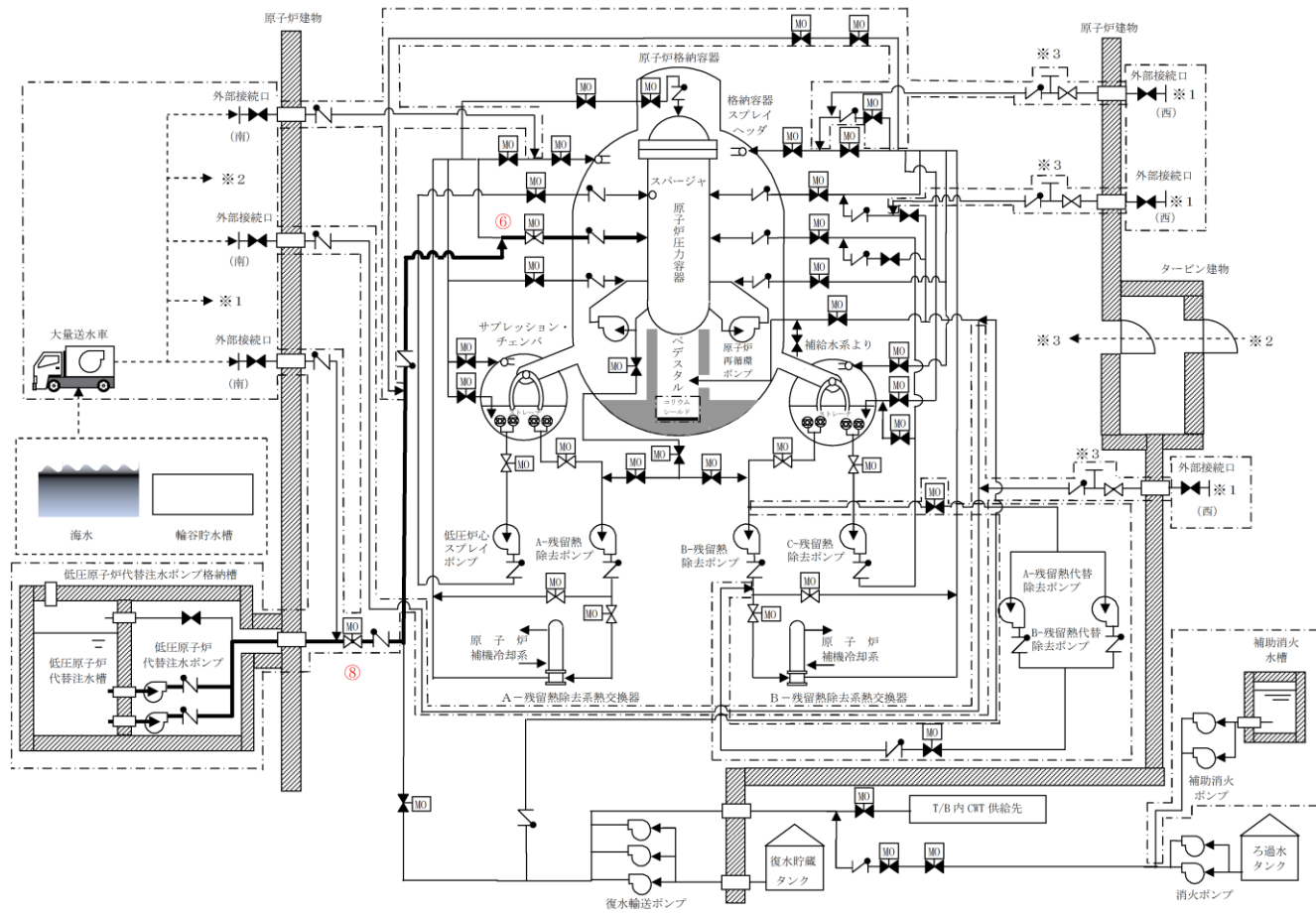
1.8-88r5
1.8-88r5

必要な要員と作業項目			経過時間 (分)												備考
			5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
手順の項目	要員(数)		10分 ほう酸水注入系による注水開始												
ほう酸水注入系による原子炉注水	中央制御室運転員 A	1													※ 1

※ 1 : ほう酸水注入系A系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を示す。また、ほう酸水注入系B系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入については、注入開始まで10分以内で可能である。

第 1.8-18 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入 タイムチャート

1.8-89r15
1.8-89r15



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 1.8-19 図 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑥	A-RHR注水弁
⑧	F L S R注水隔離弁

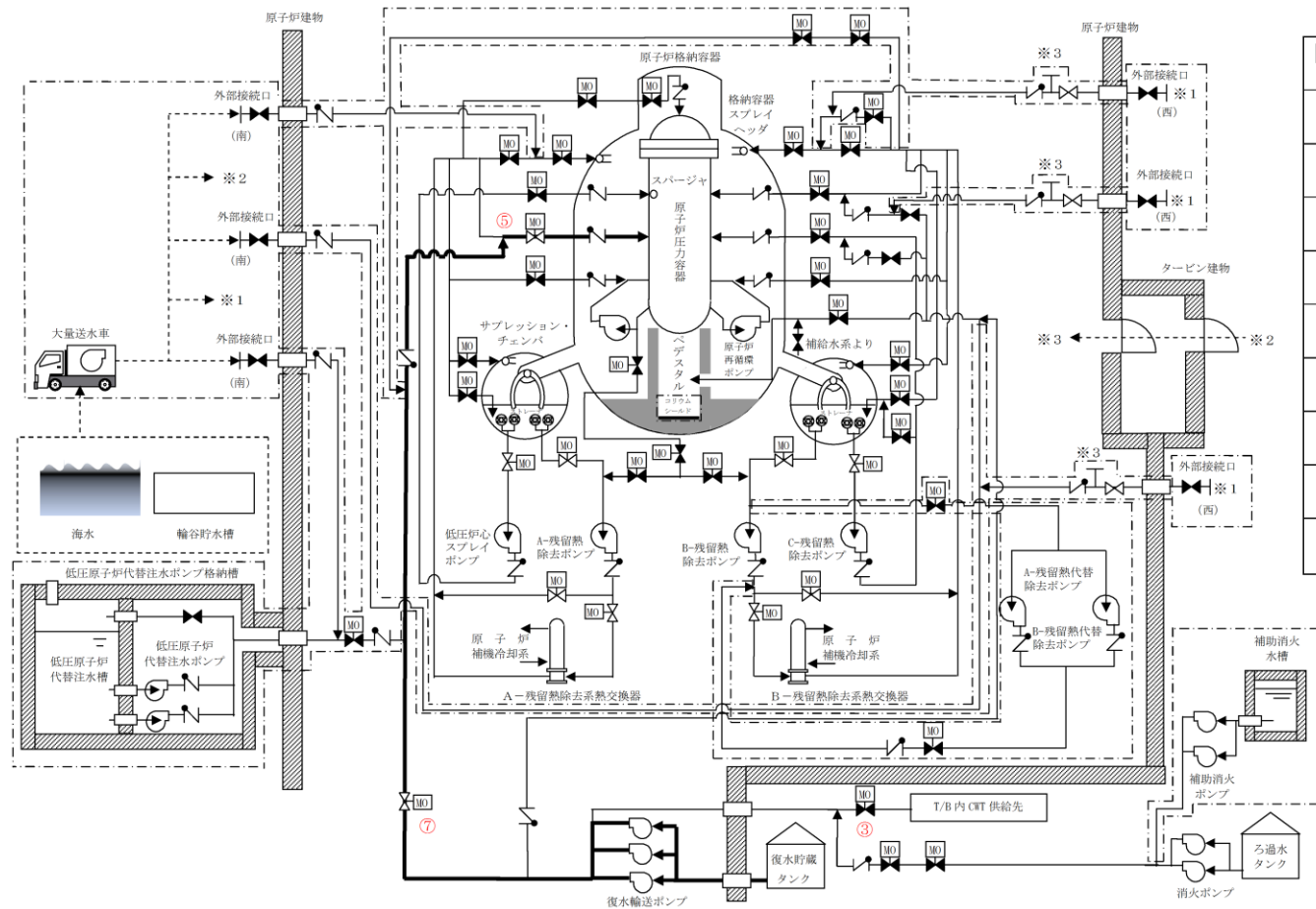
記載例 ○：操作手順番号を示す。

第 1.8-19 図 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 概要図(2 / 2)

必要な要員と作業項目		経過時間 (分)				備考	
		10	20	30	40		
手順の項目	要員(数)	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 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	中央制御室運転員A	1	▽				電源切替操作
			▶				電源確認、系統構成、ポンプ起動、注水操作

第 1.8-20 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

1.8-92r15
1.8-92r15



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 1.8-21 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-RHR注水弁
⑦	A-RHR RPV代替注水弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

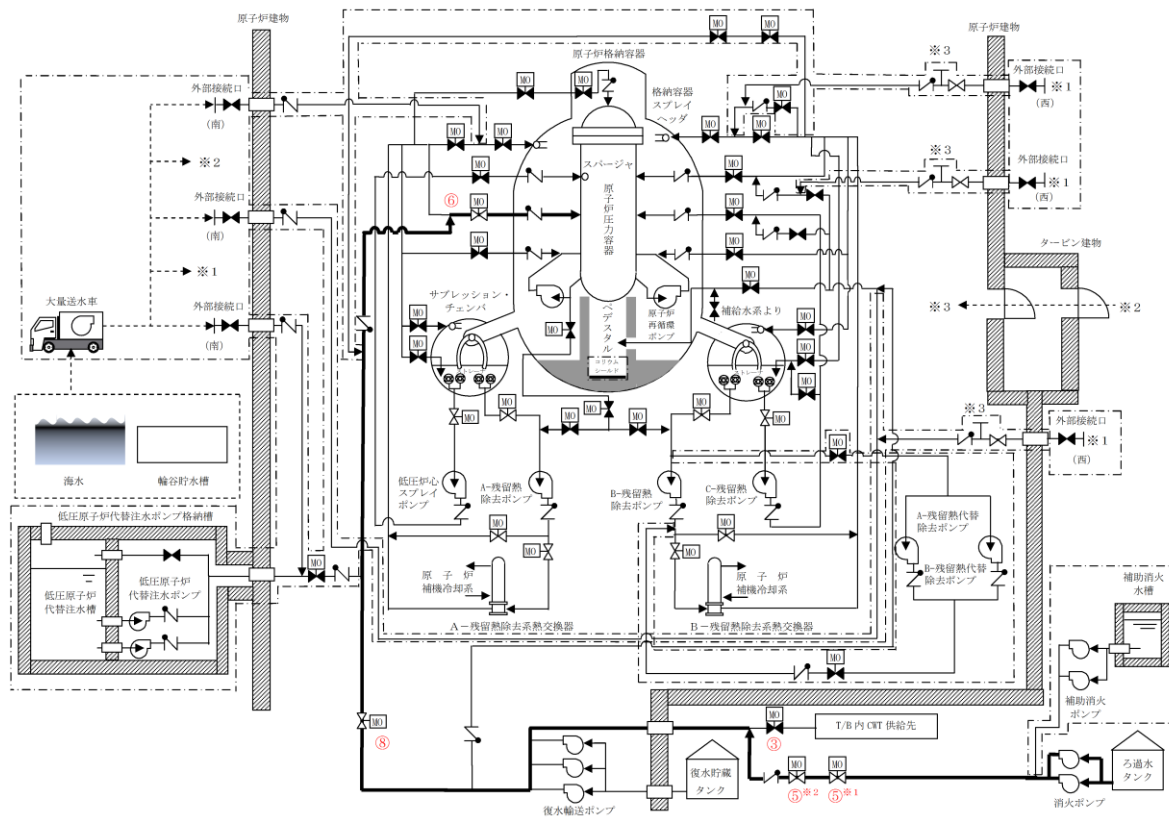
第 1.8-21 図 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 概要図(2 / 2)

1.8-94r5
1.8-94r5

必要な要員と作業項目			経過時間 (分)				備考
			0	10	20	30	
手順の項目	要員(数)		復水輸送系による原子炉压力容器への注水 20分				
復水輸送系による 原子炉压力容器への注水	中央制御室運転員A	1	電源確認				
			逆流防止				
			ポンプ起動, 系統構成				

第 1.8-22 図 復水輸送系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート

1.8-95r15
1.8-95r15



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。
○※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。

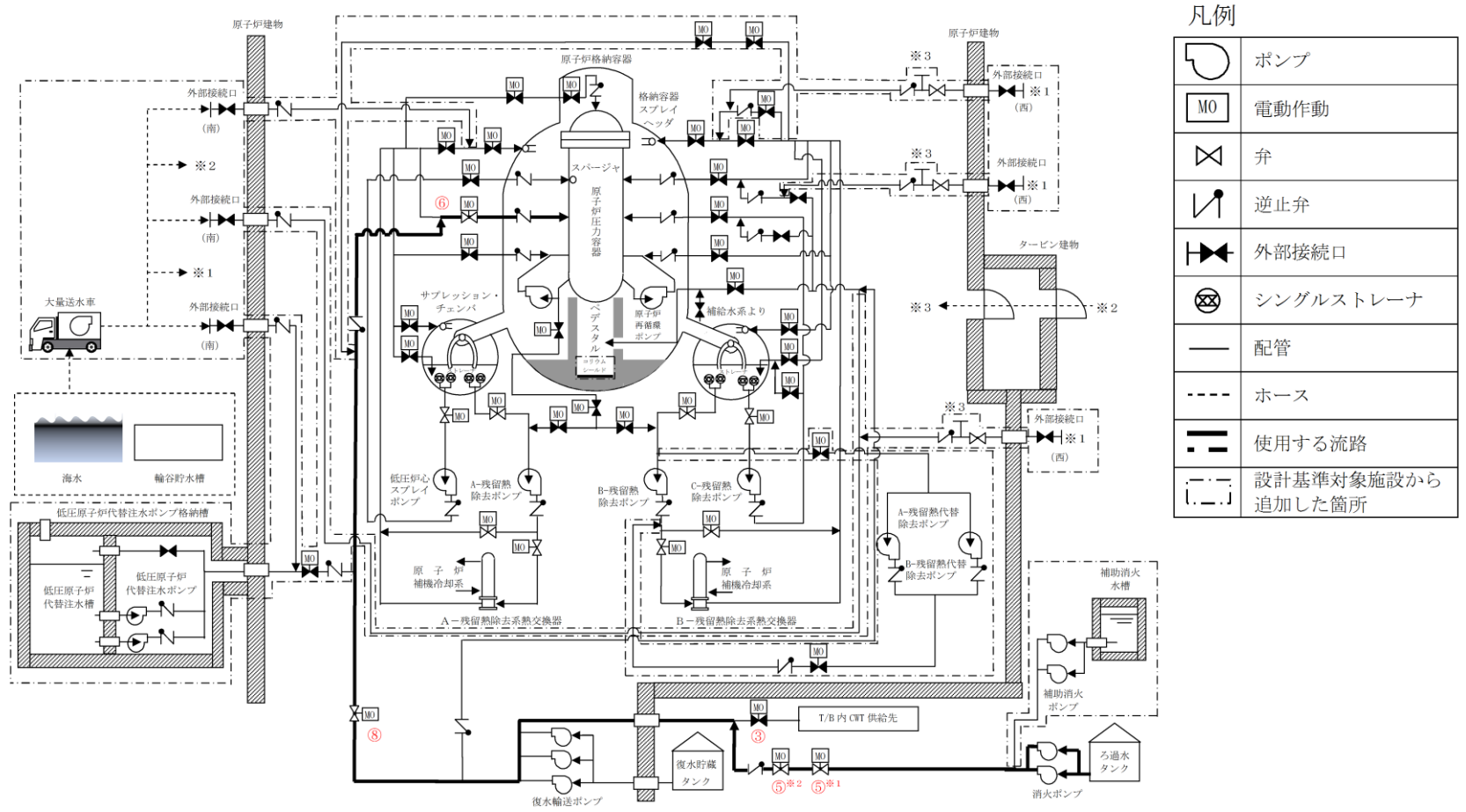
第 1.8-23 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図(1 / 4)
(補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

操作手順	弁名称
③	CWT T/B供給遮断弁
⑤ ^{*1}	CWT系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑤ ^{*2}	CWT系・消火系連絡止め弁
⑥	A-RHR注水弁
⑧	A-RHR RPV代替注水弁

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 1.8-23 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)

1.8-97r15
1.8-97r15



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。
○*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。

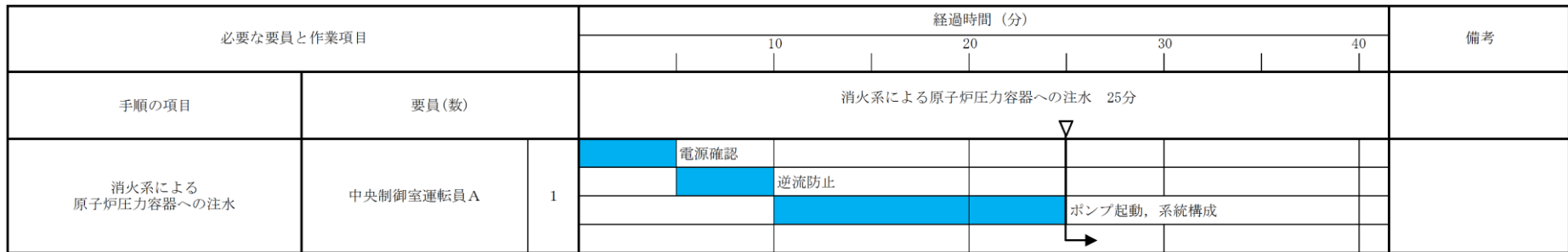
第 1.8-23 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図(3 / 4)
(消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)

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-RHR注水弁
⑧	A-RHR R P V代替注水弁

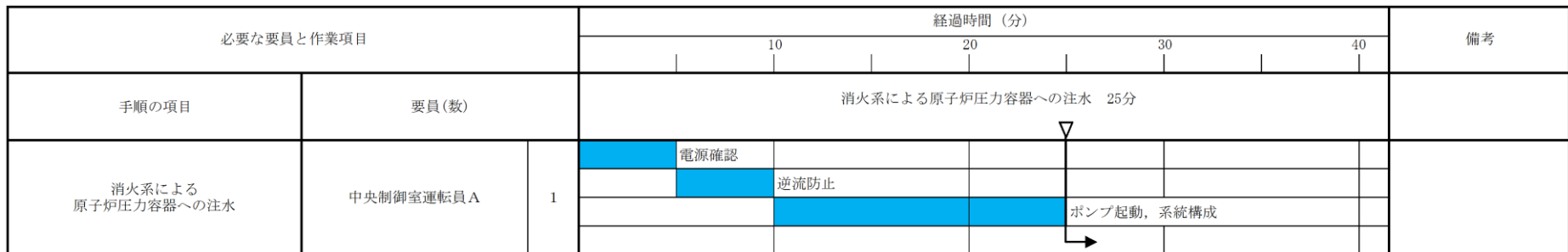
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^{*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 1.8-23 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図(4 / 4)
(消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)



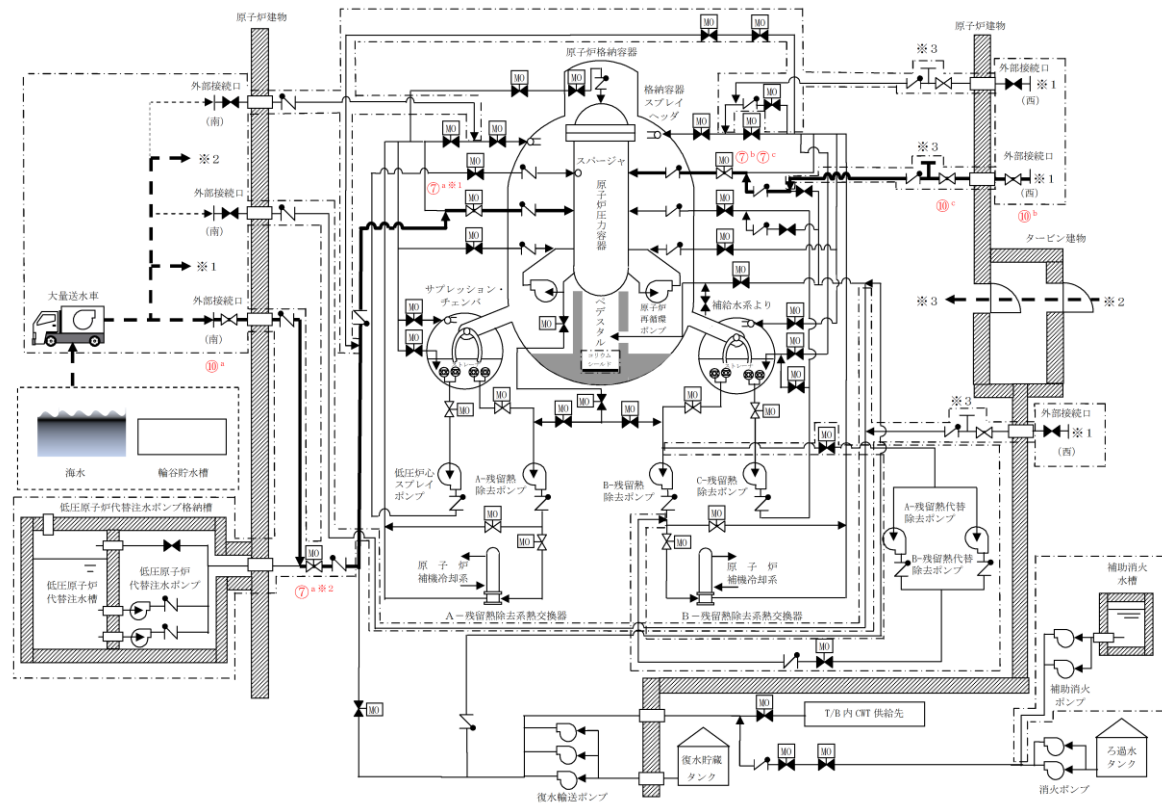
(補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合)



(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 1.8-24 図 消火系による原子炉圧力容器への注水タイムチャート

1.8-100r15
1.8-100r15



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 1.8-25 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）

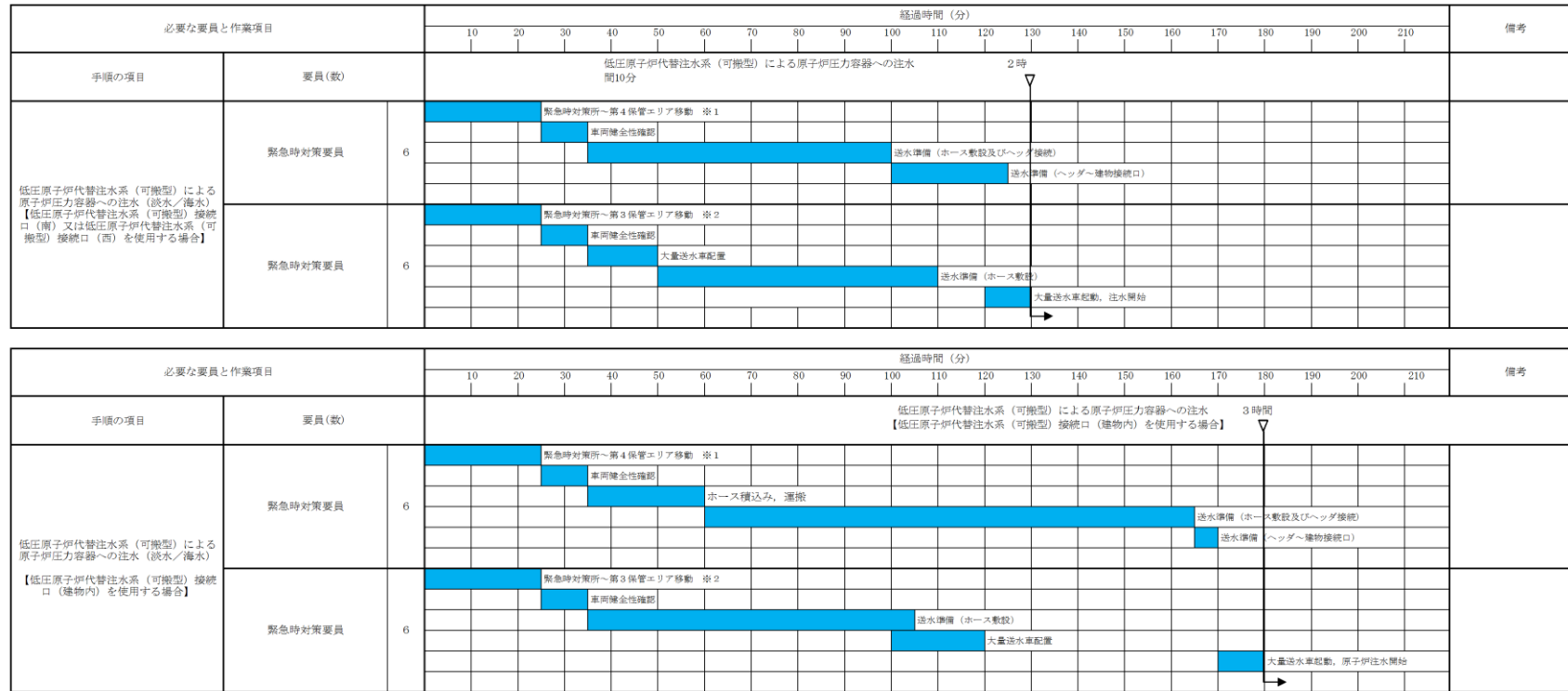
操作手順	弁名称
⑦ ^{a※1}	A－RHR注水弁
⑦ ^b	B－RHR注水弁
⑦ ^{a※2}	F L S R注水隔離弁
⑩ ^a	A－低圧原子炉代替注水元弁
⑩ ^b	B－低圧原子炉代替注水元弁
⑩ ^c	F L S R可搬式設備 B－注水ライン止め弁

- 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 1.8－25 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）

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)		<div style="text-align: right;">系統構成完了 25分</div>				
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	中央制御室運転員A	1	電源切替操作				
			電源確認				
			系統構成				

第 1.8-26 図 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）
（系統構成）タイムチャート

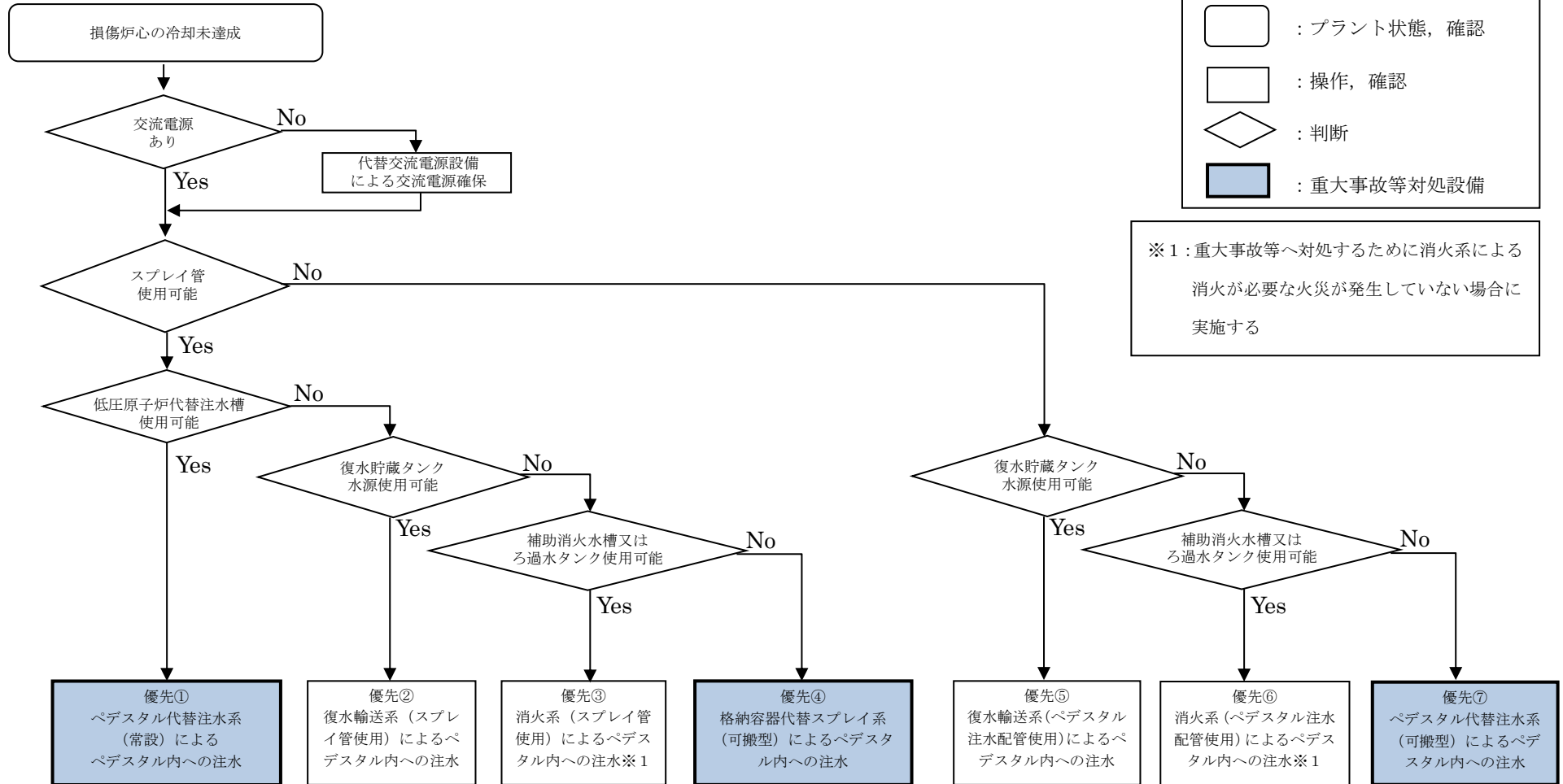


※1：第1保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、速やかに対応できる。
 ※2：第2保管エリアの可搬型設備を使用した場合は、20分以内で可能である。

第 1.8-27 図 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）
 （大量送水車による送水）タイムチャート

(1) ペDESTAL内へ落下した溶融炉心の冷却

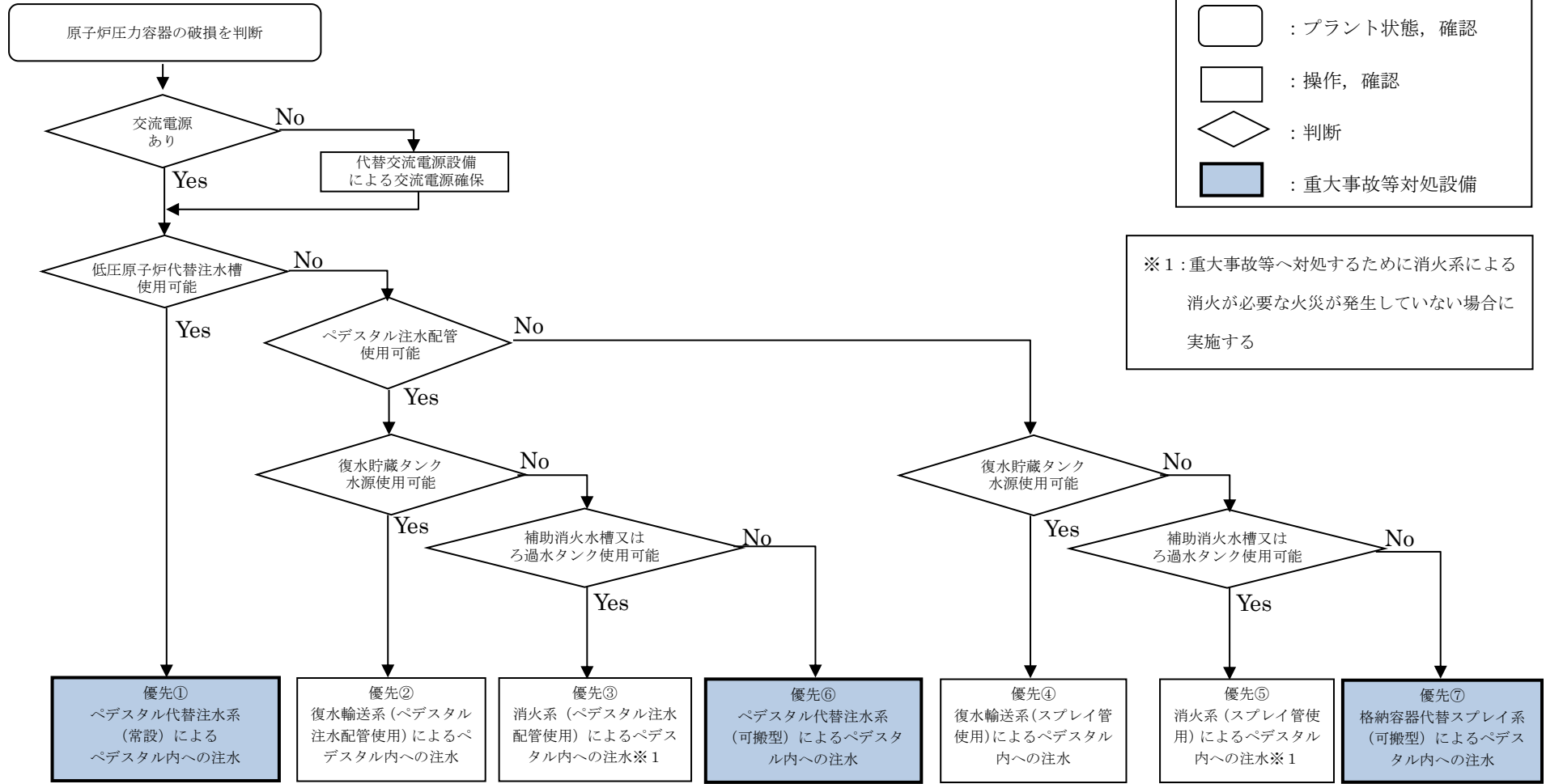
[ペDESTAL内への初期水張りの場合]



第 1.8-28 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート(1 / 3)

1.8-104r5
1.8-104r5

(2) ペDESTAL内に落下した溶融炉心の冷却
 [原子炉圧力容器破損後のペDESTAL内への注水の場合]



【凡例】

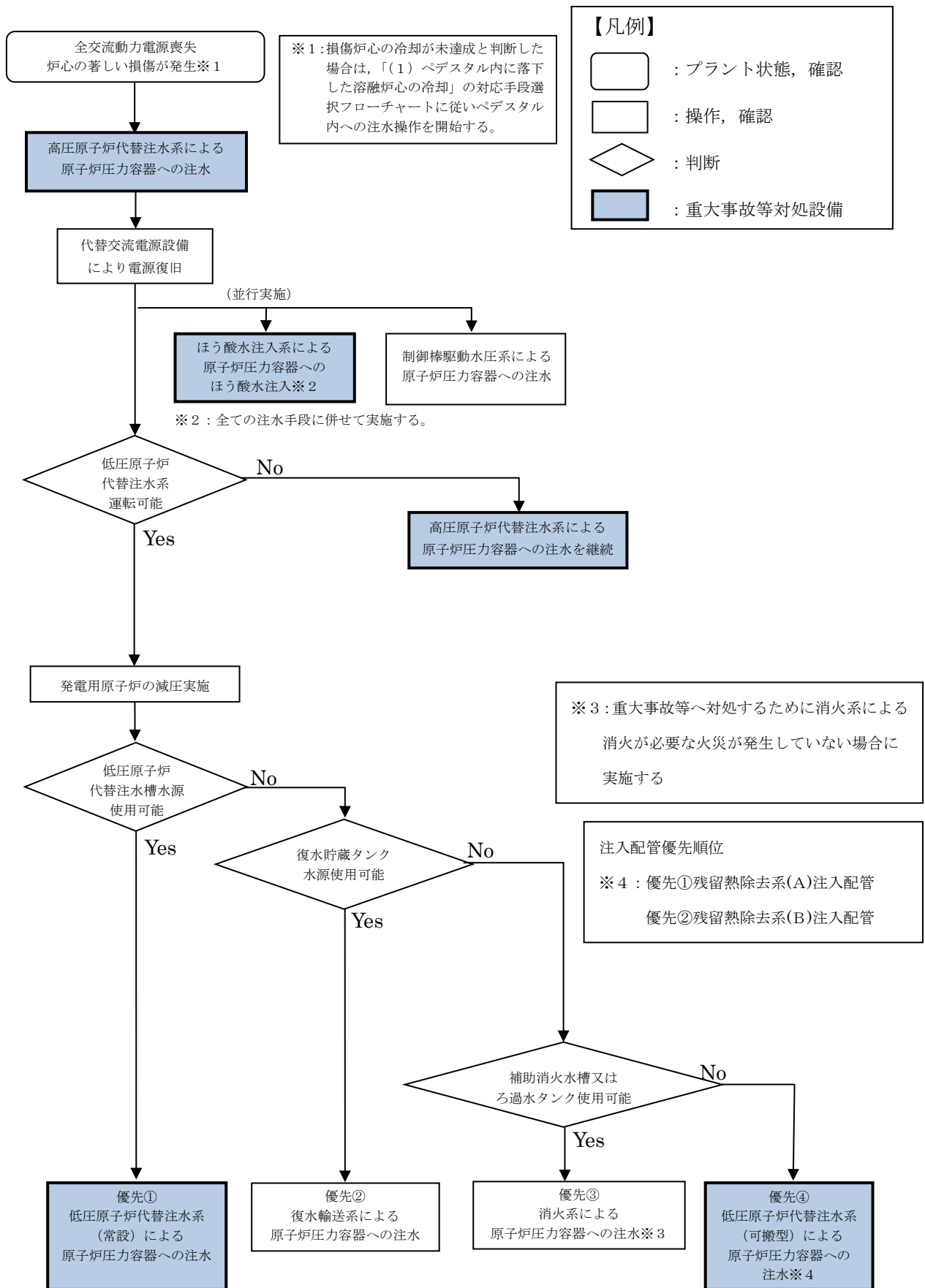
- : プラント状態, 確認
- : 操作, 確認
- : 判断
- : 重大事故等対処設備

※1: 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実施する

1.8-105r5

第 1.8-28 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート(2/3)

(2) 溶融炉心のペデスタル内への落下遅延・防止



第 1.8-28 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(1/5)

技術的能力審査基準 (1.8)	番号	設置許可基準規則 (51 条)	技術基準規則 (66 条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、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、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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>【本文】 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、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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、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、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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 「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。</p>	—	<p>【解釈】 1 第 51 条に規定する「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。</p>	<p>【解釈】 1 第 66 条に規定する「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。</p>	—
<p>(1) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却 a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>a) 原子炉格納容器下部注水設備を設置すること。原子炉格納容器下部注水設備とは、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。 i) 原子炉格納容器下部注水設備(ポンプ車及び耐圧ホース等)を整備すること。(可搬型の原子炉格納容器下部注水設備の場合は、接続する建屋内の流路をあらかじめ敷設すること。)</p>	<p>a) 原子炉格納容器下部注水設備を設置すること。原子炉格納容器下部注水設備とは、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。 i) 原子炉格納容器下部注水設備(ポンプ車及び耐圧ホース等)を整備すること。(可搬型の原子炉格納容器下部注水設備の場合は、接続する建屋内の流路をあらかじめ敷設すること。)</p>	⑤
<p>(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止 a) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉压力容器へ注水する手順等を整備すること。</p>	③	<p>ii) 原子炉格納容器下部注水設備は、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。(ただし、建屋内の構造上の流路及び配管を除く。)</p> <p>b) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	<p>ii) 原子炉格納容器下部注水設備は、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。(ただし、建屋内の構造上の流路及び配管を除く。)</p> <p>b) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	⑥ ⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/5)

: 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
ペDESTAL代替注水系(常設) によるペDESTAL内への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	ペDESTAL内への注水 復水輸送系による	復水輸送ポンプ	常設	10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			
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設			格納容器スプレイ・ヘッダ	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※2	新設			常設代替交流電源設備※2	常設			
	代替所内電気設備	新設 既設			可搬型代替交流電源設備※2	可搬			
	コリウムシールド	新設			代替所内電気設備	常設			
						コリウムシールド			
格納容器代替スプレイ系(可搬型) によるペDESTAL内への注水	大量送水車	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	ペDESTAL内への注水 消火系による	補助消火ポンプ	常設	10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			
	格納容器代替スプレイ系配管・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			
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設			消火系 配管・弁	常設			
	原子炉格納容器	新設			復水輸送系 配管・弁	常設			
	常設代替交流電源設備※2	新設			残留熱除去系 配管・弁	常設			
	燃料補給設備※2	新設			格納容器スプレイ・ヘッダ	常設			
	可搬型代替交流電源設備※2	新設 既設			原子炉格納容器	常設			
	代替所内電気設備	新設			常設代替交流電源設備※2	常設			
輪谷貯水槽(西)※1, ※3	既設	可搬型代替交流電源設備※2	可搬						
			代替所内電気設備	常設					
			コリウムシールド	常設					
ペDESTAL代替注水系(可搬型) によるペDESTAL内への注水	大量送水車	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	-			-	-	-
	ホース・接続口	新設							
	ペDESTAL代替注水系 配管・弁	新設							
	復水輸送系 配管・弁	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	常設代替交流電源設備※2	新設							
	燃料補給設備※2	新設							
	可搬型代替交流電源設備※2	新設							
	代替所内電気設備	新設 既設							
	コリウムシールド	新設							
輪谷貯水槽(西)※1, ※3	既設								

※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：「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）。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3/5)

: 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) による原子炉压力容器への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ③	復水輸送系による 原子炉压力容器への注水	復水輸送ポンプ	常設	10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			
	原子炉压力容器	既設			原子炉压力容器	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	新設 既設			可搬型代替交流電源設備※2	可搬			
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	大量送水車	新設	① ③	消火系による 原子炉压力容器への注水	補助消火ポンプ	常設	10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			
	原子炉压力容器	既設			消火系 配管・弁	常設			
	常設代替交流電源設備※2	新設			復水輸送系 配管・弁	常設			
	燃料補給設備※2	新設			残留熱除去系 配管・弁	常設			
	可搬型代替交流電源設備※2	新設			原子炉压力容器	常設			
	代替所内電気設備	新設 既設			常設代替交流電源設備※2	常設			
	輪谷貯水槽(西)※1, ※3	既設			可搬型代替交流電源設備※2	可搬			
	代替所内電気設備	既設			代替所内電気設備	常設			
高圧原子炉代替注水系による 原子炉压力容器への注水	高圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ③	制御棒駆動水圧系による 原子炉压力容器への注水	制御棒駆動水圧ポンプ	常設	10分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	サプレッション・チェンバ	既設			復水貯蔵タンク	常設			
	高圧原子炉代替注水系(蒸気系) 配管・弁	新設			制御棒駆動水圧系 配管・弁	常設			
	高圧原子炉代替注水系(注水系) 配管・弁	新設			原子炉压力容器	常設			
	原子炉浄化系 配管	既設			原子炉補機冷却系	常設			
	原子炉隔離時冷却系(蒸気系) 配管・弁	既設			常設代替交流電源設備※2	常設			
	原子炉隔離時冷却系(注水系) 配管・弁	既設							
	残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ	既設							
	主蒸気系 配管	既設							
	給水系 配管・弁・スパージャ	既設							
	原子炉压力容器	既設							
	常設代替直流電源設備※2	新設							
	常設代替交流電源設備※2	新設							
	可搬型代替交流電源設備※2	新設							
	可搬型直流電源設備※2	新設							
	ほう酸水注入系による原子炉 压力容器へのほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ			既設	① ③			
ほう酸水貯蔵タンク		既設							
ほう酸水注入系配管・弁		既設							
差圧検出・ほう酸水注入系 配管(原子炉压力容器内部)		既設							
原子炉压力容器		既設							
常設代替交流電源設備		新設							
可搬型代替交流電源設備		新設							

※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：「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 / 5)

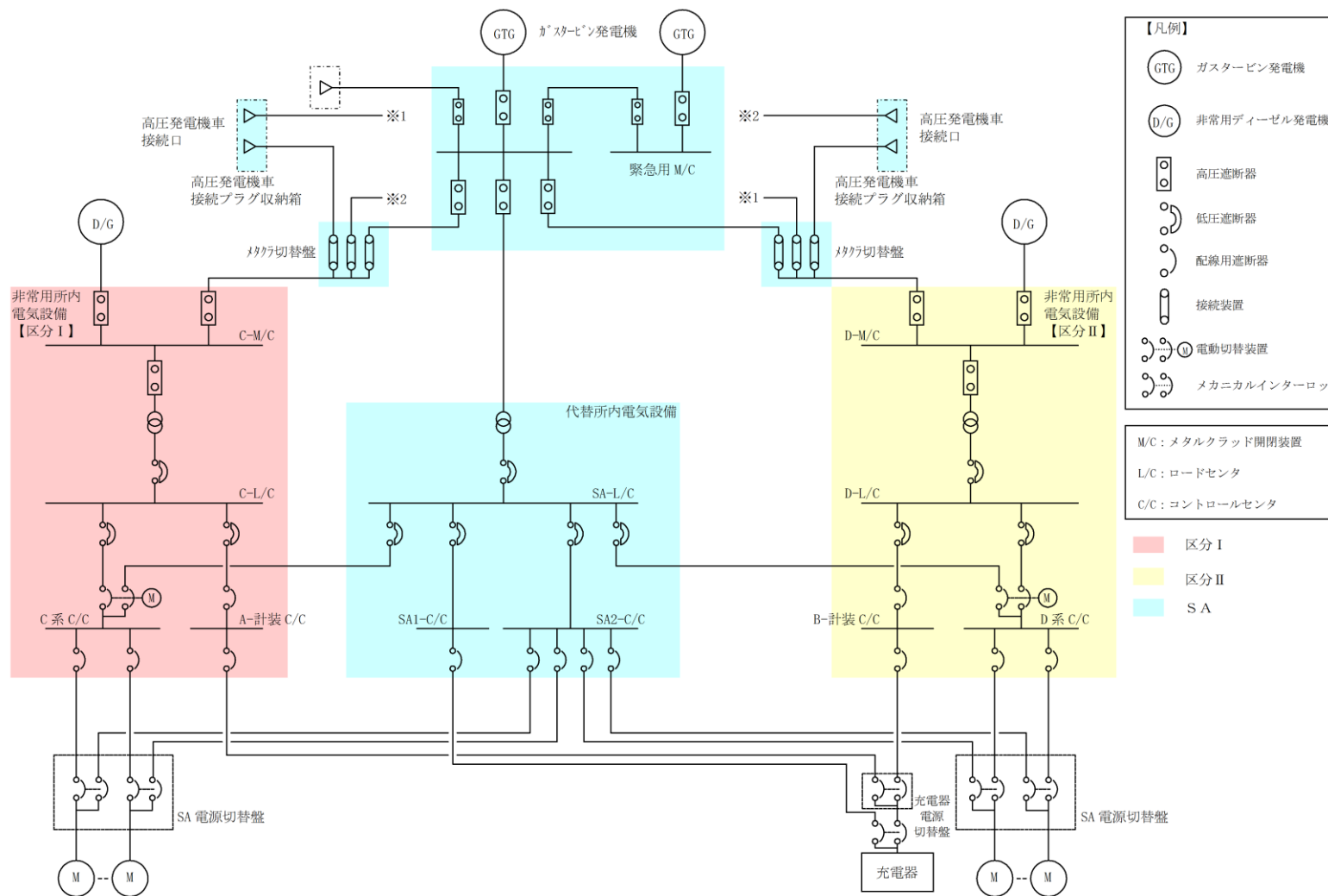
技術的能力審査基準 (1.8)	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、熔融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、熔融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する手段として、ペDESTAL代替注水系（常設）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内に落下した熔融炉心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 「熔融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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>なお、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却は、熔融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）を抑制すること及び熔融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。</p>	<p>—</p>
<p>(1) 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却</p> <p>a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止す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、原子炉格納容器下部注水設備であるペDESTAL代替注水系（常設）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内に落下した熔融炉心を冷却するために必要な手順等を整備する。</p>

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(5 / 5)

技術的能力審査基準 (1.8)	適合方針
<p>(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止</p> <p>a) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する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、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段として、低圧原子炉代替注水（常設）、低圧原子炉代替注水（可搬型）、残留熱代替除去系、高圧原子炉代替注水系及びほう酸水注入系による原子炉圧力容器へ注水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

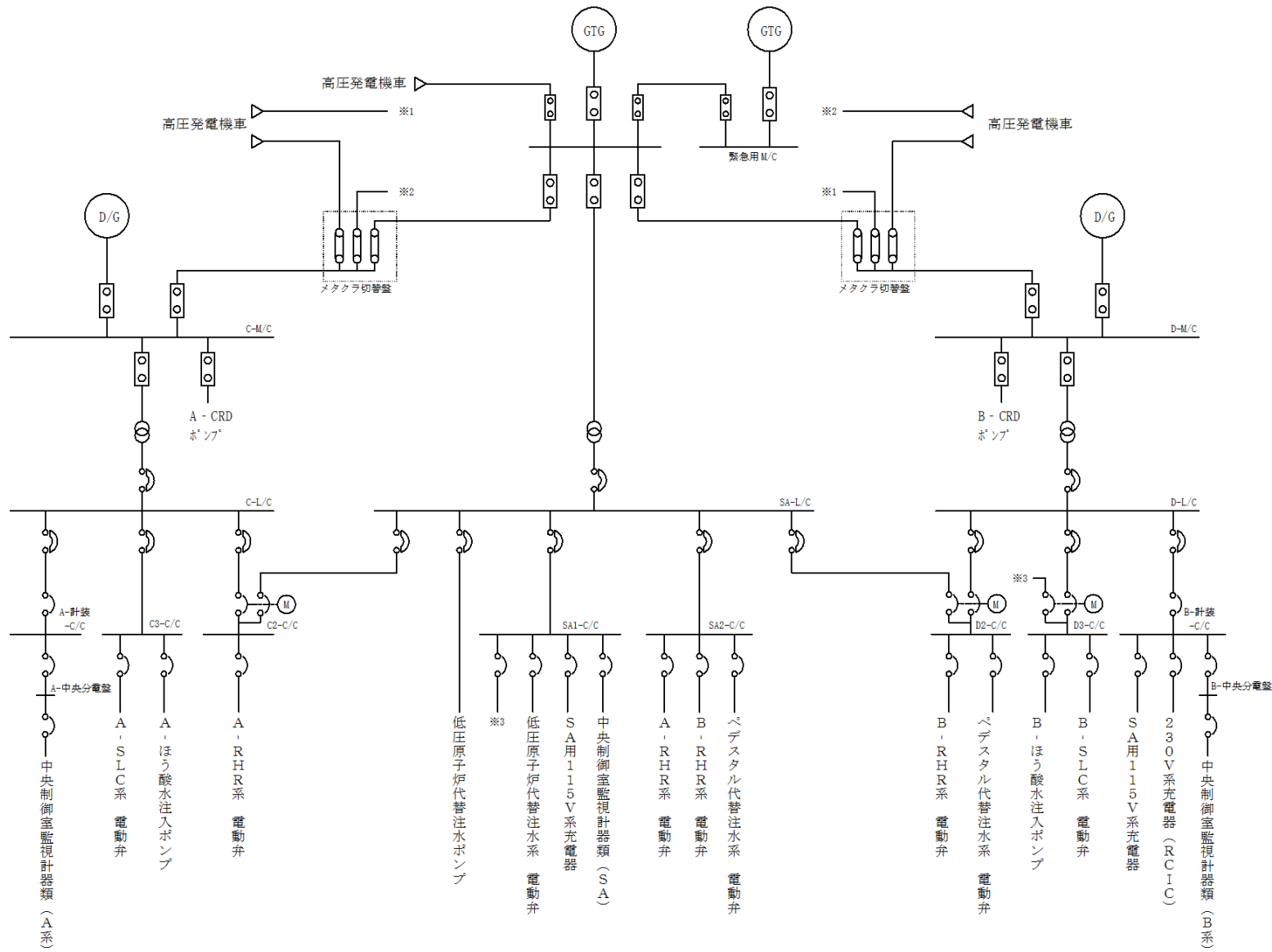
機器名称	常設 ／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
補助消火ポンプ	常設	Cクラス	72 m ³ /h (1台あたり)	80m	2台
消火ポンプ	常設	—	60 m ³ /h (1台あたり)	60m	2台
補助消火水槽	常設	Cクラス	200 m ³	—	2基
ろ過水タンク	常設	—	3,000m ³	—	1基
復水輸送ポンプ	常設	Bクラス	85m ³ /h (1台あたり)	70m	3台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	2,000m ³	—	1基
制御棒駆動水圧ポンプ	常設	Bクラス	31m ³ /h	1266m	2台



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)

1.8-113r5
1.8-113r5

1.8-1145
1.8-1145

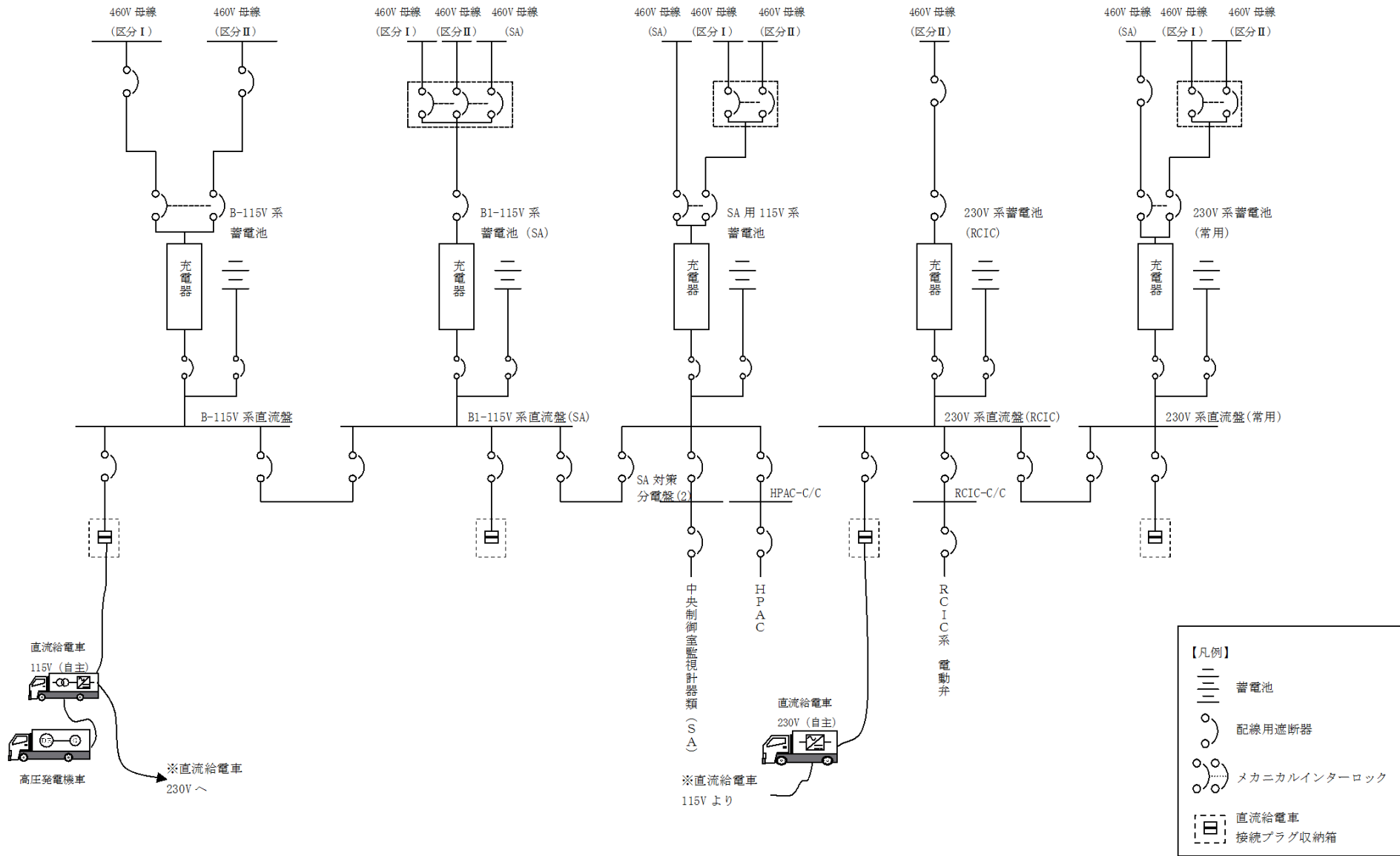


【凡例】

- GTG ガスタービン発電機
- D/G 非常用ディーゼル発電機
- 高圧遮断器
- 低圧遮断器
- 配線用遮断器
- 接続装置
- 電動切替装置
- メカニカルインターロック

M/C : メタルクラッド開閉装置
L/C : ロードセンタ
C/C : コントロールセンタ

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. ペデスタル代替注水系（常設）によるペデスタル内への注水

(1) 中央制御室からのペデスタル代替注水系（常設）起動

a. 操作概要

中央操作からのペデスタル代替注水系（常設）起動が必要な状況において、原子炉建物付属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源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、ペデスタル代替注水系（常設）によるペデスタル内への注水を実施する。

b. 作業場所

原子炉建物付属棟 地上3階（非管理区域）

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

中央制御室からのペデスタル代替注水系（常設）として、最長時間を要するSA電源切替盤による電源切り替え操作を実施した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 : 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} : 15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、注水操作：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）

・注水操作：所要目安時間1分（注水操作：中央制御室）

【現場運転員】

●移動、SA電源切替盤操作：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 地上3階）

・SA電源切替操作：所要時間目安3分（電源切替操作：原子炉建物

付属棟 地上3階)

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性： 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。

(b) 現場操作

作業環境： 常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

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



系統構成

2. 復水輸送系によるペDESTAL内への注水

(1) 復水輸送系によるペDESTAL内への注水

a. 操作概要

復水輸送系によるペDESTAL内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、復水輸送ポンプによりペDESTAL内に注水する。

b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

復水輸送系によるペDESTAL内への注水として、最長時間を要するスプレイ管を使用した場合における、中央制御室操作での系統構成に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：1名（中央制御室運転員1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】

- 電源確認，バイパス流防止操作：想定時間10分，所要時間目安3分
 - ・電源確認：所要目安時間2分（電源確認：中央制御室）
 - ・バイパス流防止操作：所要目安時間1分（操作対象1弁：中央制御室）
- 復水輸送ポンプ起動，系統構成：想定時間10分，所要時間目安5分
 - ・復水輸送ポンプ起動，系統構成：所要時間目安4分（操作対象2弁：中央制御室）
 - ・注水操作：所要目安時間1分（注水操作：中央制御室）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であるため，容易に操作可能である。

3. 消火系によるペDESTAL内への注水

(1) 消火系によるペDESTAL内への注水

a. 操作概要

消火系によるペDESTAL内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、補助消火ポンプ又は消火ポンプによりペDESTAL内に注水する。

b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

消火系によるペDESTAL内への注水として、最長時間を要するスプレイ管を使用した場合における、中央制御室操作での系統構成に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：1名（中央制御室運転員1名）

想定時間：25分以内（所要時間目安^{※1}：10分）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

- 電源確認，バイパス流防止操作：想定時間10分，所要時間目安3分
 - ・電源確認：所要目安時間2分（電源確認：中央制御室）
 - ・バイパス流防止操作：所要目安時間1分（操作対象1弁：中央制御室）
- ポンプ起動，系統構成：想定時間15分，所要時間目安7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）
 - ・注水操作：所要目安時間1分（注水操作：中央制御室）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であるため，容易に操作可能である。

4. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタル内への注水（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）によるペデスタル内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、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ペデスタル内に送水する。

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））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））周辺，原子炉建物附属棟 地上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）によるペデスタル内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) 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）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33分）

※1 : 所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員6名】（原子炉建物南側接続口周辺作業）

●緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間25分，所要時間目安22分

・移動：所要時間目安22分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分

- ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
 - 送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：想定時間 1 時間 5 分，所要時間目安 34 分
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 4 保管エリア～原子炉建物西側法面）
 - ・送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側接続口周辺）
 - 送水準備（ヘッド～原子炉建物南側接続口）：想定時間 25 分，所要時間目安 21 分
 - ・送水準備：所要時間目安 15 分（ヘッド～原子炉建物南側接続口）
 - ・系統構成：所要時間目安 6 分（操作対象 2 弁：原子炉建物南側接続口周辺）
- 【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）
- 緊急時対策所～第 3 保管エリア移動：想定時間 25 分，所要時間目安 23 分
 - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第 3 保管エリア）
 - 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 3 保管エリア）
 - 大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 3 保管エリア～輪谷貯水槽（西））
 - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西））
 - 送水準備（ホース敷設）：想定時間 1 時間，所要時間目安 37 分
 - ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西），原子炉建物西側法面）
 - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西）周辺）
 - 大量送水車起動，スプレー開始：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））
- (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）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 時間以内（所要時間目安※ 1：2 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】（原子炉建物付属棟 地上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 25 分，所要時間目安 22 分
 - ・移動：所要時間目安 22 分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第4保管エリア）
- 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～原子炉建物付属棟地上1階（非管理区域））
- 送水準備（ヘッダ～屋内接続口）：想定時間 5 分，所要時間目安 5 分
 - ・ヘッダ設定，系統構成：所要時間目安 5 分（原子炉建物付属棟地上1階（非管理区域））

【緊急時対策要員6名】（輪谷貯水槽（西）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 25 分，所要時間目安 23 分
 - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第3保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第3保管エリア）
- 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））
- 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））
 - ・ハッチ解放，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，ペDESTAL内への注水開始：想定時間 10 分，所要時間目安 4 分

- ・大量送水車起動，ペデスタル内注水開始：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）によるペDESTAL内への注水が必要な状況において、原子炉建物付属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源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、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ペDESTAL内へ注水する。

b. 作業場所

原子炉建物付属棟 地上3階（非管理区域）
制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペDESTAL内への注水について、中央制御室操作及び現場操作によるSA電源切替盤操作及び系統構成に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間 : 25分以内（所要時間目安^{※2} : 13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】

●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2分

・系統構成：所要時間目安2分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動、SA電源切替盤操作：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 地上3階）

・SA電源切替操作：所要時間目安3分（電源切替操作：原子炉建物付属棟 地上3階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性 : 操作スイッチによる操作であり, 容易に操作可能である。

(b) 現場操作

作業環境 : 常用照明消灯時においても, 電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また, ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具(全面マスク, 個人線量計, 綿手袋, ゴム手袋, 汚染防護服)を着用又は携行して作業を行う。

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

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



系統構成

5. ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水（淡水/海水）

(1) ペDESTAL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（淡水/海水）

a. 操作概要

ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内への注水が必要な状況において、外部接続口及び水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、ペDESTAL代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車によりペDESTAL内に送水する。

b. 作業場所

【ペDESTAL代替注水系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレィ系（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））周辺）

【ペDESTAL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））周辺），原子炉建物附属棟 地上1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び想定時間

ペDESTAL代替注水系（可搬型）によるペDESTAL内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) ペDESTAL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）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33分）

※1：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員6名】（原子炉建物南側接続口周辺作業）

●緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間25分，所要時間目安22分

・移動：所要時間目安22分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全性確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）

- 送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：想定時間 1 時間 5 分，所要時間目安 34 分
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 4 保管エリア～原子炉建物西側法面）
 - ・送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側接続口周辺）
 - 送水準備（ヘッド～原子炉建物南側接続口）：想定時間 25 分，所要時間目安 21 分
 - ・送水準備：所要時間目安 15 分（ヘッド～原子炉建物南側接続口）
 - ・系統構成：所要時間目安 6 分（操作対象 2 弁：原子炉建物南側接続口周辺）
- 【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）
- 緊急時対策所～第 3 保管エリア移動：想定時間 25 分，所要時間目安 23 分
 - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第 3 保管エリア）
 - 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 3 保管エリア）
 - 大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 3 保管エリア～輪谷貯水槽（西））
 - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西））
 - 送水準備（ホース敷設）：想定時間 1 時間，所要時間目安 37 分
 - ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西），原子炉建物西側法面）
 - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西）周辺）
 - 大量送水車起動，ペDESTAL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，ペDESTAL注水開始：所要時間目安 10 分（輪谷貯水槽（西））

(b) ペDESTAL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）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）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 時間以内（所要時間目安※ 1：2 時間 43 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】（原子炉建物付属棟 地上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 25 分，所要時間目安 22 分
 - ・移動：所要時間目安 22 分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第4保管エリア）
- 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（ホース敷設及びヘッド接続）：想定時間 1 時間 45 分，所要時間目安 1 時間 30 分
 - ・送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：所要時間目安 1 時間 30 分（タービン建物大物搬入口～原子炉建物付属棟地上1階（非管理区域））
- 送水準備（ヘッド～屋内接続口）：想定時間 5 分，所要時間目安 5 分
 - ・ヘッド設定，系統構成：所要時間目安 5 分（原子炉建物付属棟地上1階（非管理区域））

【緊急時対策要員6名】（輪谷貯水槽（西）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 25 分，所要時間目安 23 分
 - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第3保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第3保管エリア）
- 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））
- 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））
 - ・ハッチ解放，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，ペDESTAL内への注水開始：想定時間 10 分，所要時間目安 4 分

- ・大量送水車起動，ペデスタル内注水開始：所要時間目安 10 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：ペデスタル代替注水系（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。
- 連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。



ホース接続作業（昼間）



水中ポンプ設置準備（夜間）



ポンプ起動操作（夜間）

6. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入

(1) ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入

a. 操作概要

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水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、ほう酸水注入系により原子炉圧力容器にほう酸水を注入する。

b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入に必要な要員数、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】

●電源確認、ポンプ起動：想定時間10分、所要時間目安4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：所要時間目安2分（ポンプ起動：中央制御室）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であるため、容易に操作可能である。

7. 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、中央制御室操作により系統構成を実施し、復水輸送系ポンプにより原子炉圧力容器に注水する。

b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

復水輸送系による原子炉圧力容器への注水における、中央制御室操作での系統構成に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：1名（中央制御室運転員1名）

想定時間：20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、バイパス流防止操作：想定時間10分、所要時間目安3分
 - ・電源確認：所要目安時間2分（電源確認：中央制御室）
 - ・バイパス流防止操作：所要目安時間1分（操作対象1弁：中央制御室）
- 復水輸送ポンプ起動、系統構成：想定時間10分、所要時間目安4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2弁：中央制御室）
 - ・弁操作、注水開始：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であるため、容易に操作可能である。

8. 消火系による原子炉圧力容器への注水

(1) 消火系による原子炉圧力容器への注水

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に注水する。

b. 作業場所

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

消火系による原子炉圧力容器への注水における、中央制御室操作での系統構成に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数：1名（中央制御室運転員1名）

想定時間：25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，バイパス流防止操作：想定時間10分，所要時間目安3分
 - ・電源確認：所要目安時間2分（電源確認：中央制御室）
 - ・バイパス流防止操作：所要目安時間1分（操作対象1弁：中央制御室）
- ポンプ起動，系統構成，注水操作：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4分（操作対象3弁：中央制御室）
 - ・注水操作：所要目安時間1分（注水操作：中央制御室）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であるため、容易に操作可能である。

9. 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）

(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）による原子炉压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原子炉压力容器に送水する。

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））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））周辺），原子炉建物付属棟 地上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）による原子炉压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）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33分）

※1 : 所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間
想定時間内訳

【緊急時対策要員6名】（原子炉建物南側接続口周辺作業）

●緊急時対策所～第4保管エリア移動：想定時間25分，所要時間目安22分

・移動：所要時間目安22分（移動経路：緊急時対策所～第4保管エリア）

●車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全性確認：所要時間目安10分（第4保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及びヘッダ接続）：想定時間1時間5分，所要時間目安34分

- ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 4 保管エリア～原子炉建物西側法面）
- ・送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側接続口周辺）
- 送水準備（ヘッド～原子炉建物南側接続口）：想定時間 25 分，所要時間目安 21 分
 - ・送水準備：所要時間目安 15 分（ヘッド～原子炉建物南側接続口）
 - ・系統構成：所要時間目安 6 分（操作対象 2 弁：原子炉建物南側接続口周辺）

【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）

- 緊急時対策所～第 3 保管エリア移動：想定時間 25 分，所要時間目安 23 分
 - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第 3 保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 3 保管エリア）
- 大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分
 - ・移動：所要時間目安 4 分（移動経路：第 3 保管エリア～輪谷貯水槽（西））
 - ・大量送水車配置：所要時間目安 8 分（輪谷貯水槽（西））
- 送水準備（ホース敷設）：想定時間 1 時間，所要時間目安 37 分
 - ・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西），原子炉建物西側法面）
 - ・移動：所要時間目安 5 分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西）周辺）
- 大量送水車起動，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））

(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）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 時間以内（所要時間目安^{※1}：2 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】（原子炉建物付属棟 地上 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 25 分，所要時間目安 22 分
 - ・移動：所要時間目安 22 分（移動経路：緊急時対策所～第 4 保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 4 保管エリア）
- 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（ホース敷設及びヘッド接続）：想定時間 1 時間 45 分，所要時間目安 1 時間 30 分
 - ・送水準備（ホース敷設及びヘッド接続）：所要時間目安 1 時間 30 分（タービン建物大物搬入口～原子炉建物付属棟 地上 1 階（非管理区域））
- 送水準備（ヘッド～屋内接続口）：想定時間 5 分，所要時間目安 5 分
 - ・ヘッド設定，系統構成：所要時間目安 5 分（原子炉建物付属棟 地上 1 階（非管理区域））

【緊急時対策要員 6 名】（輪谷貯水槽（西）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 25 分，所要時間目安 23 分
 - ・移動：所要時間目安 23 分（移動経路：緊急時対策所～第 3 保管エリア）
- 車両健全性確認：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
 - ・車両健全性確認：所要時間目安 10 分（第 3 保管エリア）
- 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））
- 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））

- ・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，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。



ホース接続作業（昼間）



水中ポンプ設置準備（夜間）



ポンプ起動操作（夜間）

(2) 系統構成

a. 操作概要

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、原子炉建物附属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源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圧力容器に注水する。

b. 作業場所

原子炉建物附属棟 地上3階（非管理区域）

制御室建物 地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水として、最長時間を要する残留熱除去系A系配管を使用した送水での中央制御室操作及び現場操作によるSA電源切替盤操作及び系統構成に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

想定時間 : 25分以内（所要時間目安^{※2} : 12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】

●電源確認，系統構成：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）

・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】

●移動，SA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～原子炉建物附属棟 地上3階）

・SA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 地上3階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性：操作スイッチによる操作であり、容易に操作可能である。

(b) 現場操作

- 作業環境 : 常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具(全面マスク, 個人線量計, 綿手袋, ゴム手袋, 汚染防護服)を着用又は携行して作業を行う。
- 移動経路 : 電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること、ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。
- 操作性 : 通常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, 所内通信連絡設備, 電力保安通信用電話設備のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室との連絡が可能である。

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%高い位置で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ペDESTALに流入し、ペDESTAL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の破損及びペDESTALへの溶融炉心落下に備えたペDESTALへの注水を定めており、ペDESTALの水位が2.4m（注水量225m³相当）に到達していることを確認した後、ペDESTAL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、ペDESTALへの注水を停止する。

溶融炉心落下時のペDESTALの水位は、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ペDESTALへの注水（水位2.4m（注水量225m³相当））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 ペDESTALへの水張り実施の適切性」参照。ペDESTALの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、溶融炉心がペDESTALに落下する前に、ペDESTALにペDESTAL開口部下端位置までの高さ（約3.8m）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、仮にペDESTAL注水を入れすぎたとしても開口部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、ペDESTALの内側鋼板の最大応力は14MPaであり、ペDESTAL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。ペDESTAL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、ペDESTAL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、ペDESTALに直接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ペDESTAL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、確実にペDESTAL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ペDESTAL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内の溶融炉心の状態、R P V破損口の状態、ペDESTALへの溶融炉心の落下量、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 : ペDESTAL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スプレイを実施することでペDESTALへ冷却材が流入するため、ペDESTALの溶融炉心の冷却にも期待できる。

ペDESTALへの注水については、R P V破損前の注水によりペDESTAL内には約 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床面からペDESTAL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。

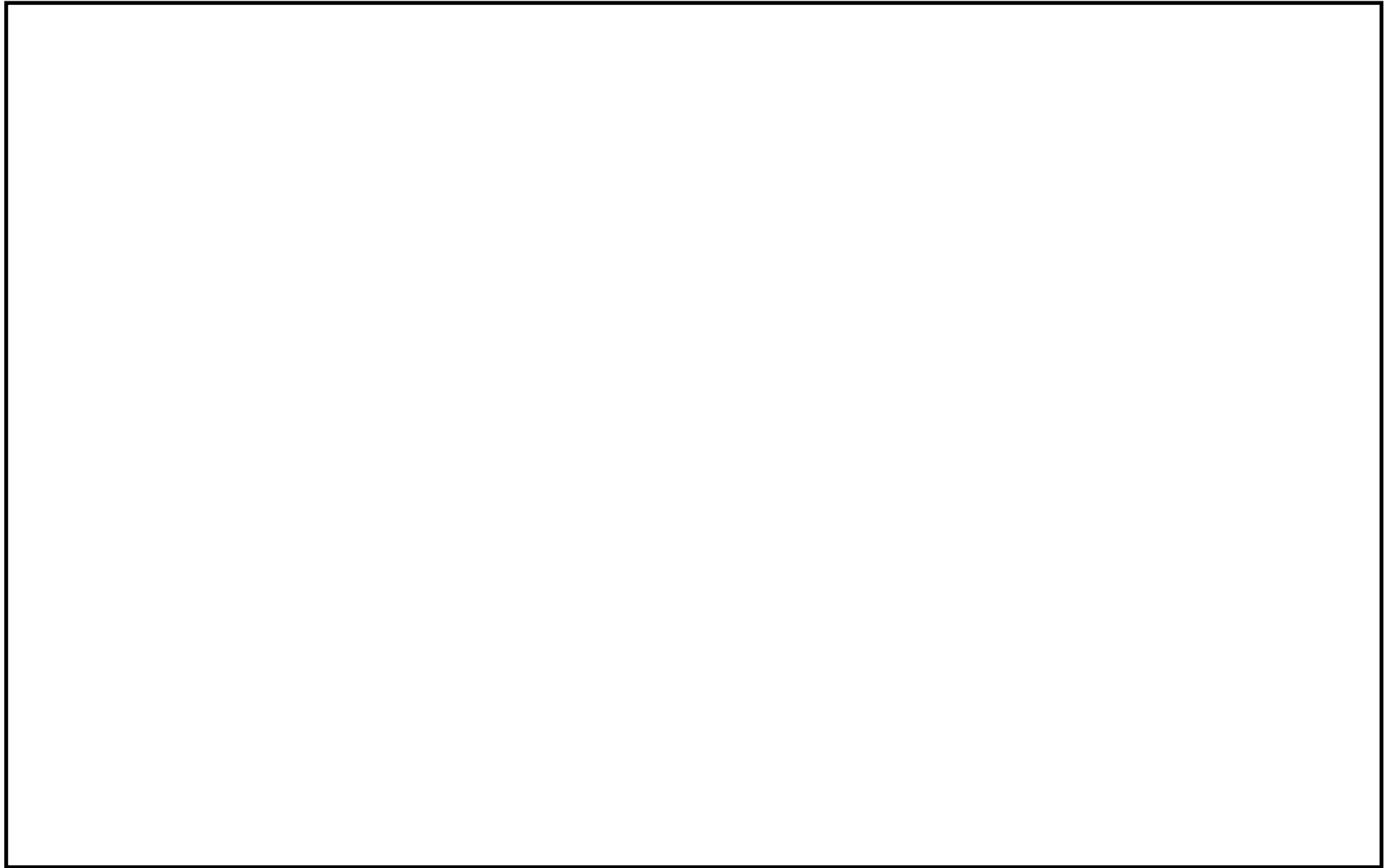
R P V破損後のR P Vへの注水には、R P V内に残存する溶融炉心の冷却及びR P V破損口から原子炉冷却材が流出することによるペDESTALに堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、R P V破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから、ペDESTAL注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

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するとともに、ペDESTAL水位計を監視し、水位を維持することによりペDESTALの溶融炉心の冷却を継続する。

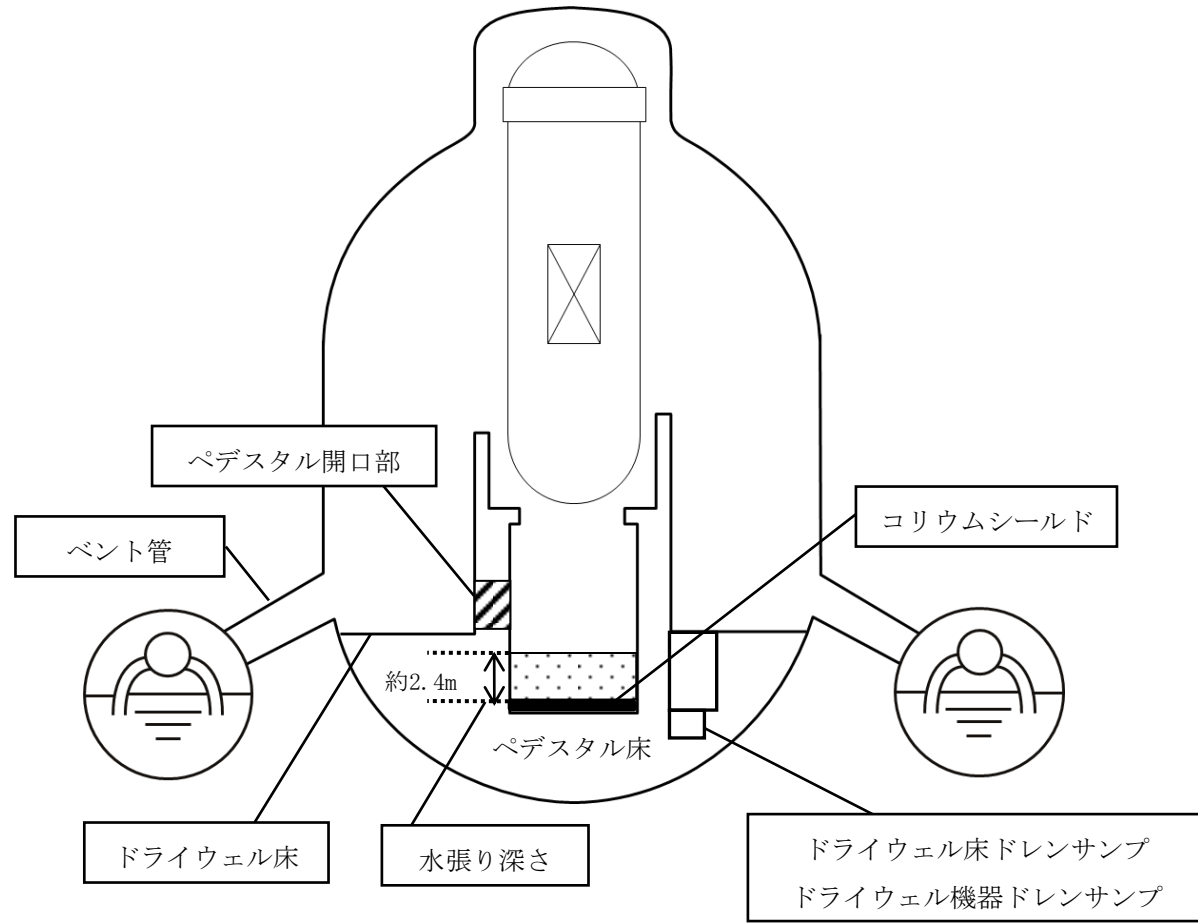
以上のとおり、原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても、S O Pによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。

1.8-140r5
1.8-140r5



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。

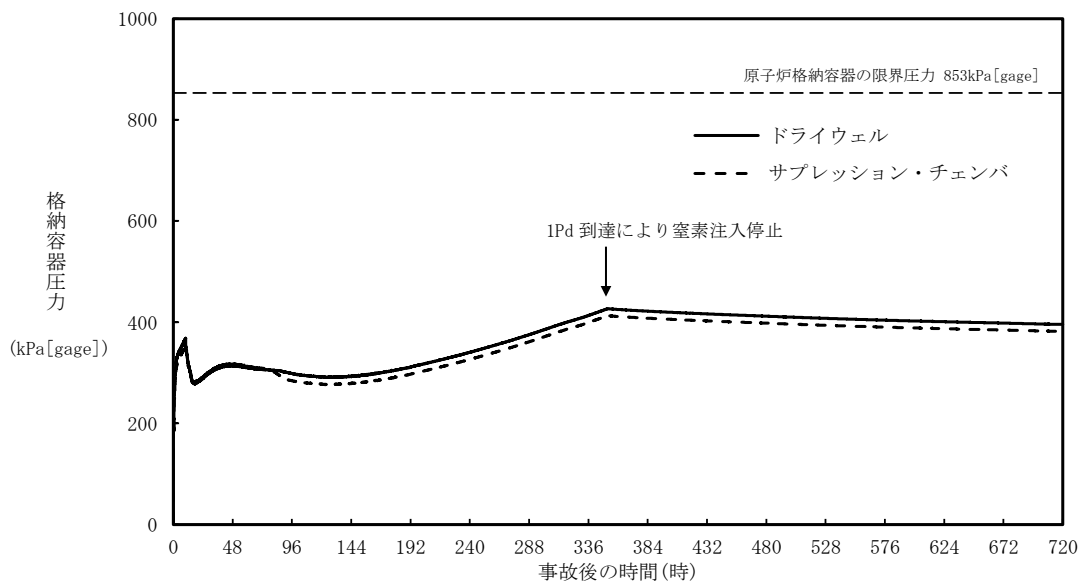
ここでは、200℃、2Pd を適用可能な 7 日間（168 時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。

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)

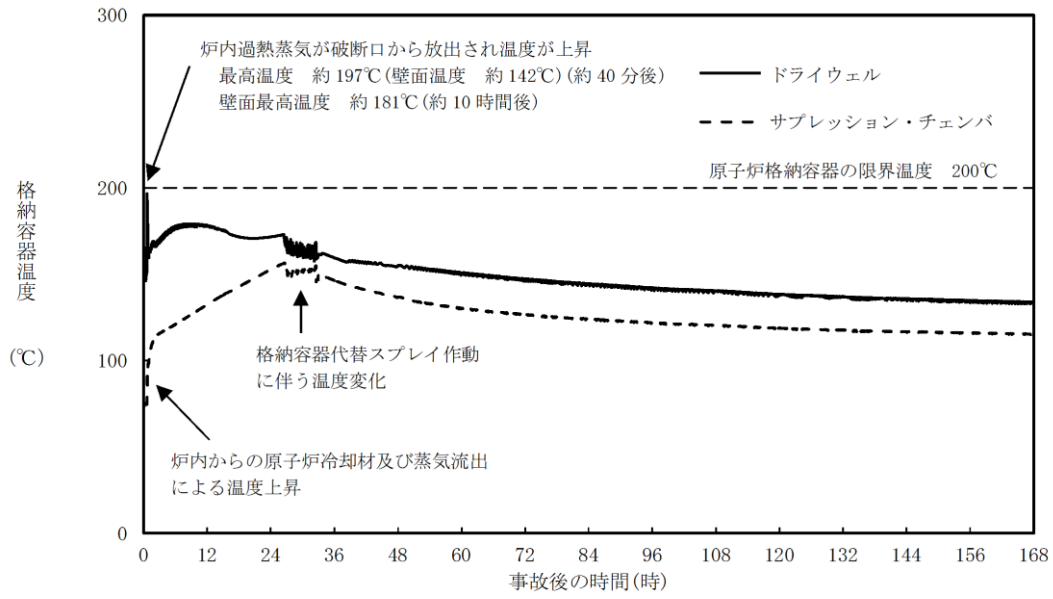
7 日間（168 時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第 1 表で示すとおり、7 日間（168 時間）以降の格納容器圧力は最大で 427kPa[gage]となる。代表的に、「雰囲気圧力・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182℃であるが、7日間以降は150℃を下回る。

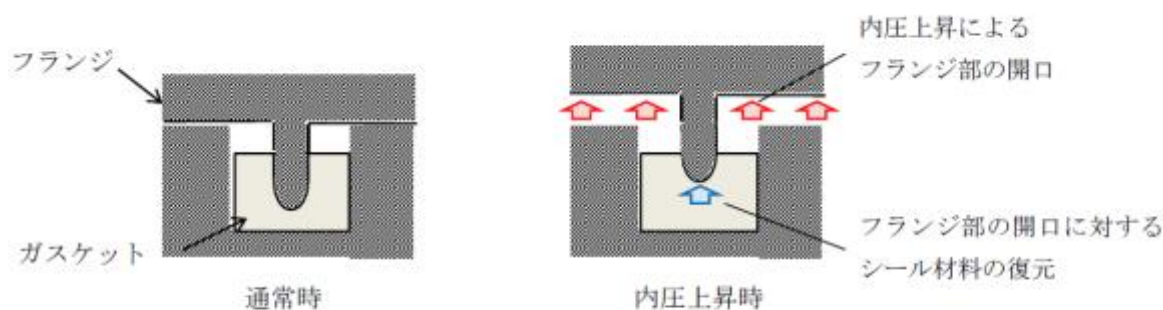
※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



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。

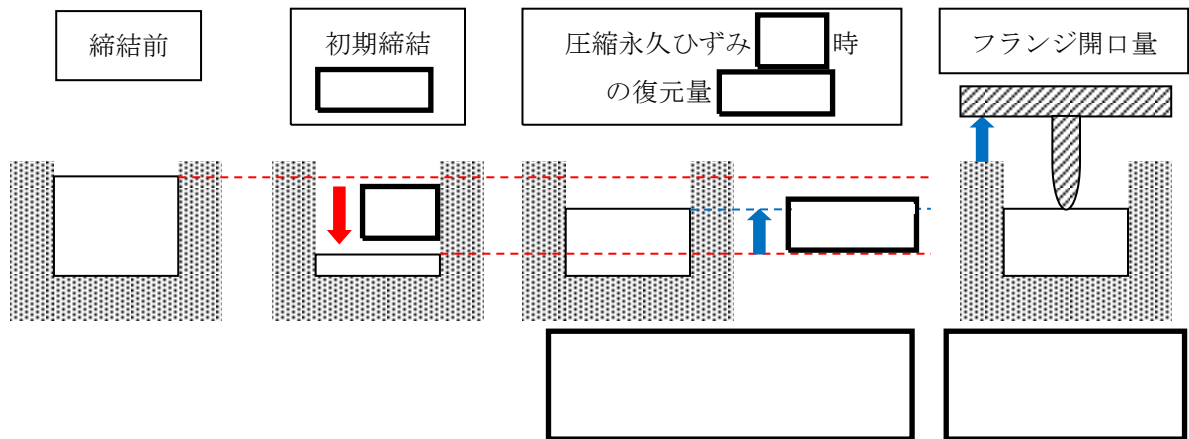
第3表 改良EPDM製シール材の基礎特性データの経時変化

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。

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。

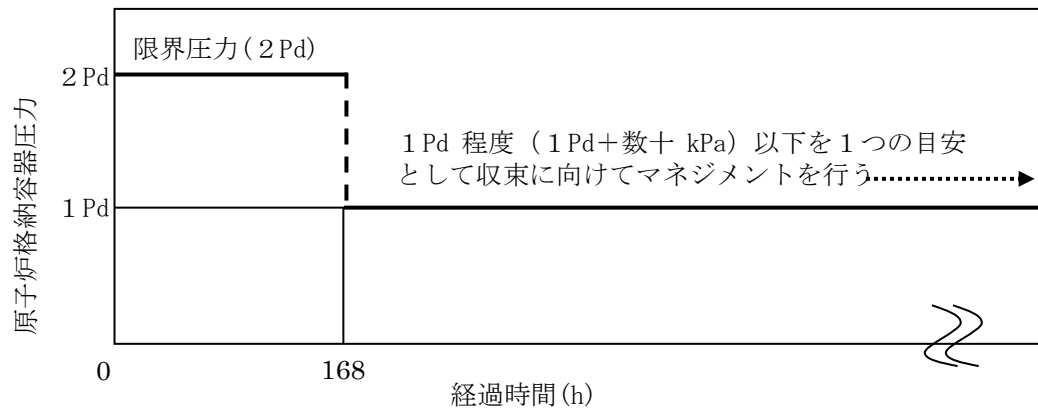
よって、当社としては、限界温度・圧力（200℃・2Pd）が7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

<168時間以降の考え方>

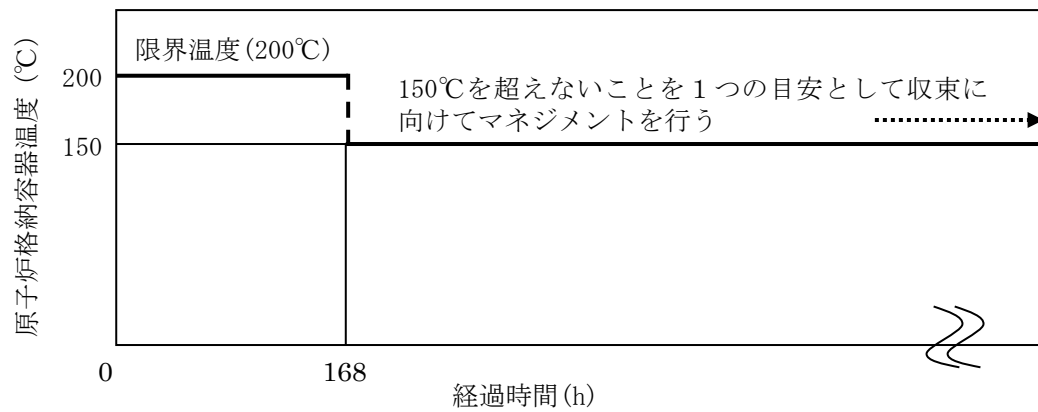
前述の結果を踏まえ、168時間以降については、原子炉格納容器温度・圧力は低下していること、及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから、最初の168時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで、長期的な格納容器閉じ込め機能は維持され则认为している。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ、長期的なプラントマネジメントの目安として、168時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が150℃を超えない範囲で、また、原子炉格納容器圧力については1Pd程度（1Pd+数十kPa*）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		判断基準記載内容	解釈
1.8.2.2 溶融炉心のペDESTアル内への落下遅延・防止のための対応手順	(1) 原子炉圧力容器への注水	a. 高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水	原子炉圧力指示値が <input type="text"/> 以上

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容		解釈	
1.8.2.1	ペDESTAL内 に落下した溶融炉心の冷 却のための対応手順	(a)ペDESTAL代替注水系 (常設)によるペDESTAL 内への注水	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	低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示 値が [] 以上	
1.8.2.2	溶融炉心のペ DESTAL内への落下遅 延・防止	(1)原子炉圧力容器へ の注水	e. 低圧原子炉代替注水系 (常設)による原子炉圧力 容器への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が規定値 以上であること	低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示 値が [] 以上
			低圧原子炉代替注水配管流量指示値の上昇	低圧原子炉代替注水配管流量指示値が [] まで上昇	
		f. 復水輸送系による原子 炉圧力容器への注水	R P V / P C V 注入流量指示値の上昇	R P V / P C V 注入配管流量指示値が [] 程度まで上昇	
		g. 消火系による原子炉圧 力容器への注水	R P V / P C V 注入流量指示値の上昇	R P V / P C V 注入配管流量指示値が [] 程度まで上昇	
		h. 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	原子炉圧力容器内の圧力が大量送水車の吐出圧力以 下であること	原子炉圧力容器内の圧力が [] 以 下であること	
		R P V / P C V 注入流量指示値の上昇	R P V / P C V 注入配管流量指示値が [] 程度まで上昇		

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 / 2）

弁番号	弁名称	操作場所
MV225-1A (B)	A (B) - S L Cタンク出口弁	中央制御室 原子炉棟地上3階S L Cポンプ室 (管理区域)
MV225-2A (B)	A (B) - S L C注入弁	中央制御室 原子炉棟地上3階S L Cポンプ室 (管理区域)
MV273-300	C W T系・消火系連絡止め弁 (消火系)	中央制御室 タービン建物地上1階給水加熱器室 (管理区域)
MV271-10	C W T系・消火系連絡止め弁	中央制御室 タービン建物地上1階給水加熱器室 (管理区域)
MV222-5A	A - R H R注水弁	中央制御室 原子炉棟地上中1階東側P C Vペネトレーション室 (管理区域)
MV2B2-4	F L S R注水隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上1階東側通路 (管理区域)
MV271-197	C W T T / B供給遮断弁	中央制御室 タービン建物地上1階給水加熱器室 (管理区域)
MV222-81	A - R H R R P V代替注水弁	中央制御室 原子炉棟地上中1階東側P C Vペネトレーション室 (管理区域)
MV222-5B	B - R H R注水弁	中央制御室 原子炉棟地上2階西側P C Vペネトレーション室 (管理区域)
V2B2-101A	A - 低圧原子炉代替注水元弁	屋外
V2B2-101B	B - 低圧原子炉代替注水元弁	屋外
MV222-3A	A - R H Rドライウェル第1スプレイ弁	中央制御室 原子炉棟地上2階東側P C Vペネトレーション室 (管理区域)
MV222-4A	A - R H Rドライウェル第2スプレイ弁	中央制御室 原子炉棟地上2階東側P C Vペネトレーション室 (管理区域)
MV272-196	M U W P C V代替冷却外側隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上1階東側P C Vペネトレーション室 (管理区域)

弁番号及び弁名称一覧（2 / 2）

弁番号	弁名称	操作場所
V2B6-1A	A－ペDESTAL代替注水元弁	屋外
V2B6-1B	B－ペDESTAL代替注水元弁	屋外
V2B2-103B	F L S R 可搬式設備 B－注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟地上1階B－RCWポンプ熱交換器室（非管理区域）
V2B5-2B	A C S S B－注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟地上1階B－RCWポンプ熱交換器室（非管理区域）
V2B6-2B	A P F S B－注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟地上1階B－RCWポンプ熱交換器室（非管理区域）

1.8-153r15
1.8-153r15

手順のリンク先について

原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.8.2.2(1) a. 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水
 - ・逃がし安全弁により減圧を実施する手順
 - <リンク先> 1.3.2.1(1) a. 手動操作による減圧
 - 1.3.2.2(1) a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放
 - 1.3.2.2(1) b. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放
2. 1.8.2.3 その他の手順項目について考慮する手順
 - ・逃がし安全弁による減圧手順
 - <リンク先> 1.3.2.1(1) a. 手動操作による減圧
 - 1.3.2.2(1) a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放
 - 1.3.2.2(1) b. 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放
 - ・原子炉補機冷却系，原子炉補機代替冷却系および大型送水ポンプ車による除熱手順
 - <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
 - 1.5.2.2(1) b. 大型送水ポンプ車による除熱
 - 1.5.2.3(1) 原子炉補機冷却系による除熱
 - ・低圧原子炉代替注水槽，輪谷貯水槽（西）への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順
 - <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）
 - ・低圧原子炉代替注水ポンプ，高圧原子炉代替注水ポンプ，ほう酸水注入ポンプ，制御棒駆動水圧ポンプ，復水輸送ポンプ，消火ポンプ，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，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SAロードセンタ及びSAコントロールセンタ受電
 - 1.14.2.2(1) a. 所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電

1.14.2.2(1) b. 可搬型直流電源設備による給電

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

1.14.2.5(2) タンクローリから各機器等への給油

・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

1.9 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

< 目 次 >

1.9.1 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. 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対応手段及び設備
 - (a) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止
 - (b) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止
 - (c) 水素濃度及び酸素濃度の監視
 - (d) 代替電源による必要な設備への給電
 - (e) 重大事故等対処設備と自主対策設備
 - b. 手順等

1.9.2 重大事故等時の手順

1.9.2.1 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対応手順

- (1) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止
 - a. 発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化
 - b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
- (2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止
 - a. 可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化
 - 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水素ガス及び酸素ガスの排出
 - 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
- (3) 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視
 - a. 格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視
 - b. 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

1.9.2.2 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設備の電源を代替電源設備から給電する手順

1.9.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

1.9.2.4 重大事故等時の対応手段の選択

添付資料 1.9.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.9.2 自主対策設備仕様

添付資料 1.9.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.9.4 重大事故対策の成立性

1. 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

(1) 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

2. 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

(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水素ガス及び酸素ガスの排出

(2) 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

3. 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

(1) 格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

添付資料 1.9.5 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 1.9.6 解釈一覧

1. 操作手順の解釈一覧

2. 弁番号及び弁名称一覧

添付資料 1.9.7 手順のリンク先について

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、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内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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 「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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) BWR

- a) 原子炉格納容器内の不活性化により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(2) PWRのうち必要な原子炉

- a) 水素濃度制御設備により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(3) BWR及びPWR共通

- a) 原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。
- b) 炉心の著しい損傷後、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスが、原子炉格納容器内に放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため、水素濃度制御を行う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。

1.9.1 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム－水反応、水の放射線分解及び金属腐食（以下「ジルコニウム－水反応、水の放射線分解等」という。）により発生する水素ガス及び酸素ガスの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対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手順と自主対策設備^{※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五十二条及び技術基準規則第六十七条（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

審査基準及び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、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1.9-1表に整理する。

a. 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対応手段及び設備

(a) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

i 窒素ガス制御系による原子炉格納容器内の不活性化

原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内は、不活性ガス（窒素ガス）置換により原子炉格納容器内雰囲気の不活性化した状態になっており、炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム－水反応、水の放射線分解等にて発生する水素ガス及び酸素ガスにより原子炉格納容器内で水素爆発が発生することを防止する。なお、格納容器ベントを開始するまでは、原子炉格納容器内は不活性ガス（窒素ガス）が封入された状態となっている。

原子炉格納容器内の不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・窒素ガス制御系

- ii 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化

炉心の著しい損傷が発生し、原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇した場合に原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減させるため、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「原子炉格納容器負圧破損の防止」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬式窒素供給装置

- (b) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

- 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水素ガス及び酸素ガスの排出

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等により原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスを、格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器外に排出することにより、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段がある。

これら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。

なお、格納容器フィルタベント系を可搬式窒素供給装置から供給する不活性ガス（窒素ガス）にて、発電用原子炉起動前に不活性化した状態としておくことで、格納容器ベント実施時における水素爆発を防止する。

- (i) 可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化

可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬式窒素供給装置
- ・格納容器フィルタベント系

- (ii) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出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
- ・第1ベントフィルタ出口水素濃度

・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）

ii 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等により原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃性ガス濃度制御系により低減し、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段がある。

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制御で使用する設備は以下のとおり。

- ・可燃性ガス濃度制御系再結合装置ブロワ
- ・可燃性ガス濃度制御系再結合装置
- ・可燃性ガス濃度制御系配管・弁
- ・残留熱除去系
- ・残留熱代替除去系

(c) 水素濃度及び酸素濃度の監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等により原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスの濃度を測定し、監視する手段がある。

i 格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

原子炉格納容器内において変動する可能性のある範囲にわたり水素濃度及び酸素濃度を測定する設備は以下のとおり。

- ・格納容器水素濃度（S A）
- ・格納容器酸素濃度（S A）

ii 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

原子炉格納容器内の水素燃焼の可能性を把握するのに十分な計測範囲で水素濃度及び酸素濃度を測定する設備は以下のとおり。

- ・A-格納容器水素濃度
- ・B-格納容器水素濃度
- ・A-格納容器酸素濃度
- ・B-格納容器酸素濃度

(d) 代替電源による必要な設備への給電

上記「(b) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止」や「(c) 水素濃度及び酸素濃度の監視」で使用する設備について、全交流動力電源又は直流電源喪失時に、代替電源設備から給電する手段がある。

代替電源設備による必要な設備への給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 可搬型直流電源設備

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止で使用する設備のうち、可搬式窒素供給装置は重大事故等対処設備として位置付ける。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出で使用する設備のうち、格納容器フィルタベント系、第1ベントフィルタ出口水素濃度及び第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）は重大事故等対処設備として位置付ける。

水素濃度及び酸素濃度の監視で使用する設備のうち、格納容器水素濃度（S A）、格納容器酸素濃度（S A）、B－格納容器水素濃度及びB－格納容器酸素濃度は重大事故等対処設備として位置付ける。

代替電源による必要な設備への給電で使用する設備のうち、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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 1.9.1）

以上の重大事故等対処設備により、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止することができる。

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

- ・ 可燃性ガス濃度制御系

炉心損傷による大量の水素ガスが発生するような状況下では、可燃性ガス濃度制御系の処理能力を超える水素ガスが発生することから、可燃性ガス濃度制御系による水素ガスの処理には期待できず、また原子炉格納容器圧力の上昇に伴い可燃性ガス濃度制御系の使用に制限がかかるが、格納容器ベント又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力を可燃性ガス濃度制御系運転可能圧力まで低下し、かつ電源復旧等により設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系を運転することが可能であれば、中長期的な格納容器内水素対策として有効である。

- ・ A－格納容器水素濃度
- ・ A－格納容器酸素濃度

原子炉格納容器内の圧力及び温度の上昇に伴いA－格納容器水素濃度及びA－格納容器酸素濃度は使用できない場合があるが、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、残留熱代替除去系、格納容器代替スプレイ又は格納容器ベントにより原子炉格納容器内の圧力及び温度が低下し、かつ電源等が復旧し、A－格納容器水素濃度及びA－格納容器酸素濃度の使用が可能となれば、水素濃度及び酸素濃度監視の手段として有効である。

なお、原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止として使用する設備である窒素ガス制御系は、発電用原子炉運転中に原子炉格納容器内を常時不活性化する手段として使用する設計基準対象施設であり、重大事故等時に使用するものではないため、重大事故等対処設備とは位置付けない。

(添付資料 1.9.2)

b. 手順等

上記「a. 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（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）」、「AM設備別操作要領書」及び「原子力災害対策手順書（以下「EHP」という。）」に定める（第1.9-1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1.9-2表、第1.9-3表）。

(添付資料 1.9.3)

1.9.2 重大事故等時の手順

1.9.2.1 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対応手順

(1) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

a. 発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等で発生する水素ガスにより、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉起動時に原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素ガス）により置換し、発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気の不活性化した状態を維持する。

これらの操作は、重大事故等時に対応するものではなく通常の運転操作により対応する。

概要図を第1.9-4図に示す。

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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内で発生する水素ガス及び酸素ガスの反応による水素爆発により原子炉格納容器が破損することを防止するため、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

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器内の除熱を開始した場合^{※2}に、可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御ができない場合。

※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：残留熱代替除去系又は残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱を開始した場合。

(b) 操作手順

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.9-2図及び第1.9-3図に、概要図を第1.9-5図に、タイムチャートを第1.9-6図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給のための可搬式窒素供給装置の準備を依頼する。
- ②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に可搬式窒素供給装置の準備を指示する。
- ③緊急時対策要員は、原子炉建物近傍に可搬式窒素供給装置を移動させる。
- ④緊急時対策要員は、窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。
- ⑤緊急時対策要員は、可搬式窒素供給装置を起動する。
- ⑥緊急時対策要員は、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準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑦当直長は、格納容器酸素濃度（SA）又は格納容器酸素濃度を確認し、ドライウェル及びサプレッション・チェンバのうち酸素濃度が高い方への窒素ガス供給開始を緊急時対策要員に指示する。
- ⑧緊急時対策要員は、ANI代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又は

AN I 代替窒素供給ライン元弁（S/C側）を全開とし、窒素ガスの原子炉格納容器への供給を開始したことを、当直長へ報告する。また、当直長は運転員に格納容器内の酸素濃度の監視を指示する。

- ⑨中央制御室運転員Aは、原子炉格納容器への窒素ガス供給が開始されたことを格納容器酸素濃度（SA）又は格納容器内酸素濃度指示値の低下により確認し、当直長へ報告する。
- ⑩^aドライウエルへ窒素ガス供給を実施している場合
中央制御室運転員Aは、格納容器酸素濃度（SA）又は格納容器内酸素濃度指示値により、サプレッション・チェンバ内の酸素濃度が4.0%以上に到達したことを確認し、当直長へ報告する。
- ⑪^a当直長は、緊急時対策要員へ窒素ガスの供給先を切り替えるように指示する。
- ⑫^a緊急時対策要員は、AN I 代替窒素供給ライン元弁（S/C側）を全開した後、AN I 代替窒素供給ライン元弁（D/W側）を全閉し、サプレッション・チェンバへの窒素ガス供給を開始したことを当直長へ報告する。なお、サプレッション・チェンバ圧力（SA）指示値が427kPa [gage] (1Pd) に到達するまで可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側）への窒素供給を継続する。その後、中央制御室運転員Aは中央制御室にて、サプレッション・チェンバ圧力（SA）指示値が427kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、当直長に報告する。
- ⑬^bサプレッション・チェンバへ窒素ガス供給を実施している場合
中央制御室運転員Aは、格納容器酸素濃度（SA）又は格納容器酸素濃度指示値により、ドライウエル内の酸素濃度が4.0%以上に到達したことを確認し、当直長へ報告する。
- ⑭^b当直長は、緊急時対策要員へ窒素ガスの供給先を切り替えるように指示する。
- ⑮^b緊急時対策要員は、AN I 代替窒素供給ライン元弁（D/W側）を全開した後、AN I 代替窒素供給ライン元弁（S/C側）を全閉し、ドライウエルへの窒素ガス供給を開始したことを当直長へ報告する。なお、ドライウエル圧力（SA）指示値が427kPa [gage] (1Pd) に到達するまで可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器（D/W側）への窒素供給を継続する。その後、中央制御室運転員Aは中央制御室にて、ドライウエル圧力（SA）指示値が427kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、当直長に報告する。
- ⑯当直長は、緊急時対策本部に原子炉格納容器内の圧力が427kPa [gage] (1Pd) に到達したことを報告し、原子炉格納容器への窒素供給停止を依頼する。
- ⑰緊急時対策本部は、緊急時対策要員に原子炉格納容器への窒素供給停

止を指示する。

- ⑮緊急時対策要員は、原子炉格納容器への窒素供給を停止するため、⑫^aにより原子炉格納容器（S/C側）へ窒素供給をしていた場合は、ANI代替窒素供給ライン元弁（S/C側）を全閉とする。また、⑫^bにより原子炉格納容器（D/W側）への窒素供給を継続した場合は、ANI代替窒素供給ライン元弁（D/W側）を全閉とする。なお、緊急時対策要員は、原子炉格納容器（S/C側）又は原子炉格納容器（D/W側）への窒素供給を停止した後、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。
- ⑯当直長は、運転員に原子炉格納容器内の酸素濃度の確認を指示する。
- ⑰中央制御室運転員Aは、格納容器ベント判断基準である原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が4.4vol%及びウェット条件の酸素濃度が1.5%に到達したことを確認し、当直長に報告する。
- ⑱当直長は、運転員にサプレッション・プール水温度の確認を指示する。
- ⑲サプレッション・プール水温度（SA）指示値が100℃以上の場合
当直長は、運転員に格納容器ベント開始前に外部水源である低圧原子炉代替注水系（常設）の起動及び内部水源である残留熱除去系又は残留熱代替除去系の停止を指示する。

(c) 操作の成立性

上記の操作において、作業を判断してから原子炉格納容器への窒素供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員2名にて実施した場合、1時間40分以内で可能である。

なお、本操作は、格納容器ベント前又は格納容器ベント後に時間が経過した後の操作であることから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため、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。また、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用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

a. 可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化

格納容器フィルタベント系は、可搬式窒素供給装置から供給する不活性ガス（窒素ガス）にて、発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系を不活性化した状態としておくことで、格納容器ベント実施時における系統内での水素爆発を防止する。この操作は、重大事故等時に対応するものではなく通常の運転操作により対応する。

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水素ガス及び酸素ガスの排出

炉心の著しい損傷が発生した場合、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合、格納容器フィルタベント系を使用した格納容器ベント操作により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

なお、格納容器フィルタベント系を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減させるため、運転員は中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

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、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及び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 ドライウエル出口隔離弁を全閉とし、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。

なお、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁は、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウエル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a) 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、可燃性ガス濃度制御系による水素濃度及び酸素濃度の制御ができず、原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が 4.0vol%に到達及びウェット条件の酸素濃度が 1.5vol%に到

達した場合^{※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：炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合、又は原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は、これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし、発電用原子炉の冷却ができない場合、又は原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

(b) 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水素ガス及び酸素ガス排出手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.9-1図に、概要図を第1.9-7図に、タイムチャートを第1.9-8図及び第1.9-9図に示す。

なお、格納容器フィルタベント系補機類の操作手順は「1.7.2.1 (1) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて整備する。

ウェットウェルベント（以下「W/Wベント」という。）の場合（ドライウェルベント（以下「D/Wベント」という。）の場合、手順⑩以外は同様）

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+約1.3m以下であることを確認し、格納容器フィルタベント系によるウェットウェル（以下「W/W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（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、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合
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NGC非常用ガス処理入口隔離弁、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁及

びNGC N2 トーラス出口隔離弁若しくはNGC N2 ドライウェル出口隔離弁の電源切り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が使用不可な場合

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NGC非常用ガス処理入口隔離弁、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁及びNGC N2 トーラス出口隔離弁若しくはNGC N2 ドライウェル出口隔離弁の電源切り替え操作を実施する。

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中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及びSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全開を確認後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を全開し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直長に報告する。

NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開し格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直長に報告する。

⑧当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑨当直長は、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を適宜確認し、緊急時対策本部に報告する。

⑩当直長は、原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が4.4vol%に到達したこと及びウェット条件の酸素濃度が1.5%に到達したことを確認し、運転員に格納容器フィルタベント系による格納容器ベント開始を指示する。

⑪^aW/Wベントの場合

中央制御室運転員Aは、NGC N2 トーラス出口隔離弁の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作機構による操作にてNGC N2 トーラス出口隔離弁を全開する手段があ

る。

⑪^b D/Wベントの場合

中央制御室運転員Aは、NGC N2ドライウェル出口隔離弁の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作機構による操作にてNGC N2ドライウェル出口隔離弁を全開する手段がある。

⑫中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを、格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値の低下、第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、当直長に報告する。また、当直長は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑬中央制御室運転員Aは格納容器ベント開始後、第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ）による放射線量率の監視を行う。また、緊急時対策要員は、第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ）から得た放射線量率及び事前にフィルタ装置出口配管表面の放射線量率と配管内部の放射性物質濃度から算出した換算係数を用いて放射性物質濃度を推定する。

⑭中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直長に報告する。また、当直長は、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑮中央制御室運転員A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及び酸素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2ドライウェル出口隔離弁の全閉操作を実施し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。

⑯当直長はNGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2ドライウェル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全閉するように指示する。

⑰中央制御室運転員Aは、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

(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名にて作業を実施した場合、格納容器ベント準備については、作業開始を判断してから格納容器ベント準備完了まで45分以内で可能である。

格納容器ベント開始については、格納容器ベント判断基準到達から格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出開始まで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 1.9.4-2(1))

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

炉心の著しい損傷が発生した場合、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水素濃度の抑制を行う。

なお、可燃性ガス濃度制御系の運転に際しては、原子炉格納容器圧力を可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力(177kPa[gage])以下に維持する。

(a) 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、原子炉格納容器内の酸素濃度が4.5vol%以下で、可燃性ガス濃度制御系が使用可能な場合^{※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：原子炉格納容器内の圧力が177kPa[gage](可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力)以下であり、設備に異常がなく、電源、残留熱除去系又は残留熱代替除去系から供給される冷却水(サプレッション・プール水)が確保されている場合。

(b) 操作手順

可燃性ガス濃度制御系(A)による原子炉格納容器内の水素濃度制御手順の概要は以下のとおり(可燃性ガス濃度制御系(B)による原子炉格納容器内の水素濃度制御手順も同様)。

手順の対応フローを第 1.9-1 図に、概要図を第 1.9-10 図に、タイムチャートを第 1.9-11 図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に可燃性ガス濃度制御系（A）による原子炉格納容器内の水素濃度制御の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、可燃性ガス濃度制御系（A）による原子炉格納容器内の水素濃度制御に必要なブロワ、ヒータ、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、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、可燃性ガス濃度制御系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員Aは、残留熱除去系（A）（サプレッション・プール水冷却モード）又は残留熱代替除去が運転中であり、可燃性ガス濃度制御系（A）冷却器への冷却水供給が可能であることを確認する。
- ⑤中央制御室運転員Aは、可燃性ガス濃度制御系（A）起動準備として、可燃性ガス濃度制御系（A）隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑥当直長は、原子炉格納容器内の圧力が可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力（177kPa[gage]）以下であることを確認し、運転員に可燃性ガス濃度制御系の起動操作を指示する。
- ⑦中央制御室運転員Aは、A-FCS入口隔離弁及びA-FCS出口隔離弁を全開した後、可燃性ガス濃度制御系（A）の起動操作を実施し、A-FCS系統入口流量指示値、A-FCSブロワ入口流量指示値、A-ブロワ入口圧力指示値の上昇後、系統が安定に運転していることを確認する。
- ⑧中央制御室運転員Aは、可燃性ガス濃度制御系ヒータが正常に動作していることをA-FCS加熱器ガス温度指示値、A-FCS加熱器出口温度指示値、A-FCS加熱器壁温度指示値、A-再結合器ガス温度指示値及びA-FCS再結合器壁温度指示値の上昇により確認し、予熱運転が開始したことを確認する。
- ⑨中央制御室運転員Aは、可燃性ガス濃度制御系起動後3時間以内に可燃性ガス濃度制御系の予熱運転が完了することを確認し、その後再結合器内ガス温度指示値が規定値で安定し温度制御されることを確認する。
- ⑩中央制御室運転員Aは、格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値から可燃性ガス濃度制御系の吸引流量と再循環流量の調整を実施する。
- ⑪中央制御室運転員Aは、可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御が行われていることを格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値が低下することにより確認し、当直長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員 1 名にて作業を実施し、作業開始判断から可燃性ガス濃度制御系起動までは 20 分以内で可能である。また、可燃性ガス濃度制御系起動後、再結合運転開始までの予熱時間は 3 時間以内で可能である。

(添付資料 1.9.4-2(2))

(3) 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

a. 格納容器水素濃度 (S A) 及び格納容器酸素濃度 (S A) による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等で原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスの濃度を格納容器水素濃度 (S A) 及び格納容器酸素濃度 (S A) により監視する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}

※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。

(b) 操作手順

格納容器水素濃度 (S A) 及び格納容器酸素濃度 (S A) による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視手順の概要は以下のとおり。手順の対応フロー図を第 1.9-1 図に、概要図を第 1.9-12 図に、タイムチャートを第 1.9-13 図に示す。

- ①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器水素濃度 (S A) 及び格納容器酸素濃度 (S A) による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を指示する。
- ②中央制御室運転員 A は中央制御室にて、格納容器水素濃度 (S A) 及び格納容器酸素濃度 (S A) のサンプリング装置による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測に必要な圧縮機、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること、並びに格納容器水素濃度 (S A) 及び格納容器酸素濃度 (S A) のサンプリング装置の暖気が開始^{※1}又は完了していることを状態表示等にて確認する。
- ③中央制御室運転員 A は中央制御室にて、格納容器水素濃度 (S A) 及

び格納容器酸素濃度（S A）のサンプリング装置の暖気完了を確認した後、格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）のサンプリング装置の起動操作を行い、格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）のサンプリング装置により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の測定^{※2}が開始されたことを確認し、当直長に報告する。

※1：通常時からS Aコントロールセンタは外部電源系にて受電され暖気しており、全交流動力電源の喪失時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又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車によりS Aコントロールセンタを受電した後、暖気が自動的に開始される。

※2：格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）のドライウエル側、サプレッション・チェンバ側の雰囲気ガスのサンプリングは自動で切り替わる。

④中央制御室運転員Aは、格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を強化する。

(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格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）の計測開始まで45分以内で可能である。

(添付資料 1.9.4-3)

b. 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等で原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスを格納容器内水素濃度及び格納容器内酸素濃度により監視する。

なお、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度は通常時から常時監視が可能である。

(a) 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、格納容器内雰囲気計装が使用可能な場合^{※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：設備に異常がなく、電源及び補機冷却水が確保されている場合。

(b) 操作手順

格納容器内雰囲気計装（B）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視手順の概要は以下のとおり（格納容器内雰囲気計装（A）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視手順も同様）。手順の対応フロー図を第1.9-1図に、概要図を第1.9-14図に示す。

なお、格納容器内雰囲気計装（B）は、重大事故等時には代替交流電源設備からの給電により電源を確保し、原子炉補機冷却系又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保した後、計測を開始する。

代替交流電源設備からの電源供給手順については、「1.14.2.1(1) a. ガスタービン発電機によるM/C C系及びM/C D系受電」手順及び「1.14.2.1(1) b. 高圧発電機車によるM/C C系又はM/C D系受電」手順にて対応する。

原子炉補機代替冷却系による冷却水確保手順については、「1.5.2.2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱」手順にて対応する。

①当直長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器内雰囲気計装（B）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を指示する。

②中央制御室運転員Aは、格納容器内雰囲気計装（B）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を強化する。また、全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備から給電されていることを確認後、格納容器内雰囲気計装を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を強化する。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、中央制御室運転員1名により監視を実施する。運転員による準備や起動操作はない。

1.9.2.2 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設備の電源を代替電源設備から給電する手順

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に、水素爆発による原子炉格納容器破損を防止するために使用する設備へ代替電源設備により給電する手順を整備する。

代替電源設備により給電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。

1.9.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

原子炉補機代替冷却系による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。

格納容器フィルタベント系補機類の操作手順については、「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。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，常設代替直流電源設備として使用するSA用115V系蓄電池，可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びSA用115V系充電器による可燃性ガス濃度制御系再結合装置ブロウ，可燃性ガス濃度制御系再結合器，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに可搬式窒素供給装置，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及び可搬型代替交流電源設備若しくは可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車への燃料補給手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断，確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

1.9.2.4 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1.9-15図に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合は，格納容器内雰囲気計装，格納容器水素濃度（SA）及び格納容器酸素濃度（SA）により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を監視する。

原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合において，原子炉格納容器内の圧力を可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力以下に維持可能で，原子炉格納容器内の水素濃度が規定値以下の場合は，可燃性ガス濃度制御系を起動し，原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを再結合させることで，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度が可燃限界へ到達することを防止する。

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の抑制ができない場合，原子炉格納容器内で発生する水素ガス及び酸素ガスの反応による水素爆発を防止するため，可搬式窒素供給装置により不活性ガス（窒素ガス）を原子炉格納容器へ注入する準備を行い，準備完了後，不活性ガス（窒素ガス）を原子炉格納容器へ注入する。原子炉格納容器内の酸素濃度が規定値に到達した場合は，格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出することで，水素爆発の発生を防止する。

なお，格納容器フィルタベント系を用いて，原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する際には，スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/Wを経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没等の理由で使用できない場合は，D/Wを経由して第1ベントフィルタスクラバ容器を通る経路を第二優先とする。

発電用原子炉起動時には、原子炉格納容器内の空気を窒素ガスにより置換し、発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内雰囲気の不活性化状態を維持することで、原子炉格納容器内の気体の組成が可燃限界に至ることを防ぎ、原子炉格納容器内における水素爆発の発生を防止している。

(添付資料 1.9.5)

第 1.9-1 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, 手順一覧(1 / 2)

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	
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	-	原子炉格納容器内不活性化による 原子炉格納容器水素爆発防止	窒素ガス制御系 ※1		- ※1	
				- ※4		
			可搬式窒素供給装置	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) 「放出」 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 格納容器フィルタベント系による 水素ガス及び酸素ガスの排出	格納容器フィルタベント系 ※2 第1ベントフィルタ出口水素濃度 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)		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) 「放出」 AM設備別操作要領書 「FCVSによる格納容器ベント」
			可搬式窒素供給装置 ホース・接続口		重大事故等 対処設備	
	-	可搬式窒素供給装置による格納容器 フィルタベント系の不活性化	可搬式窒素供給装置 格納容器フィルタベント系		重大事故等 対処設備	- ※5

※1：原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化されている。

※2：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。

※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり、重大事故等が発生した際に使用するものではないため、重大事故等対処設備とは位置付けない。

※5：発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系内は不活性化した状態とする。

対応手段, 対応設備, 手順一覧(2 / 2)

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
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	-	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系再結合装置プロウ 可燃性ガス濃度制御系再結合装置 可燃性ガス濃度制御系配管・弁 残留熱除去系 残留熱代替除去系	自主対策設備 事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作要領書 「FCSによる格納容器水素・酸素濃度制御」
	-	水素濃度及び酸素濃度の監視	格納容器水素濃度 (SA) 格納容器酸素濃度 (SA) B-格納容器水素濃度 B-格納容器酸素濃度	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) 「放出」 AM設備別操作要領書 「MCAMSによる格納容器水素・酸素濃度測定」 「CAMSによる格納容器水素・酸素濃度測定」
	-		A-格納容器水素濃度 A-格納容器酸素濃度	
-	-	代替電源による必要な設備への給電	常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 常設代替直流電源設備 ※3 可搬型直流電源設備 ※3	- ※3

※1：原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化されている。

※2：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。

※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり、重大事故等が発生した際に使用するものではないため、重大事故等対応設備とは位置付けない。

※5：発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系内は不活性化した状態とする。

第 1.9-2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1 / 4)

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)	
1.9.2.1 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対応手順 (1) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 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 (シビアアクシデント) 「放出」 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)
	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) 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)
		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)
		原子炉格納容器への注水量	代替注水流量 (常設) 格納容器代替スプレイ流量 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 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位 輪谷貯水槽 (西1) 輪谷貯水槽 (西2) サブプレッション・プール水位 (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 残留熱代替除去系ポンプ出口圧力 低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力

監視計器一覧(2/4)

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)
1.9.2.1 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対応手順 (2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止 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水素ガス及び酸素ガスの排出		
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作要領書 「FCVS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)
		原子炉格納容器内の水素濃度 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 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・プール水位 (SA)
		電源 C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・プール水位 (SA)
		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 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(3/4)

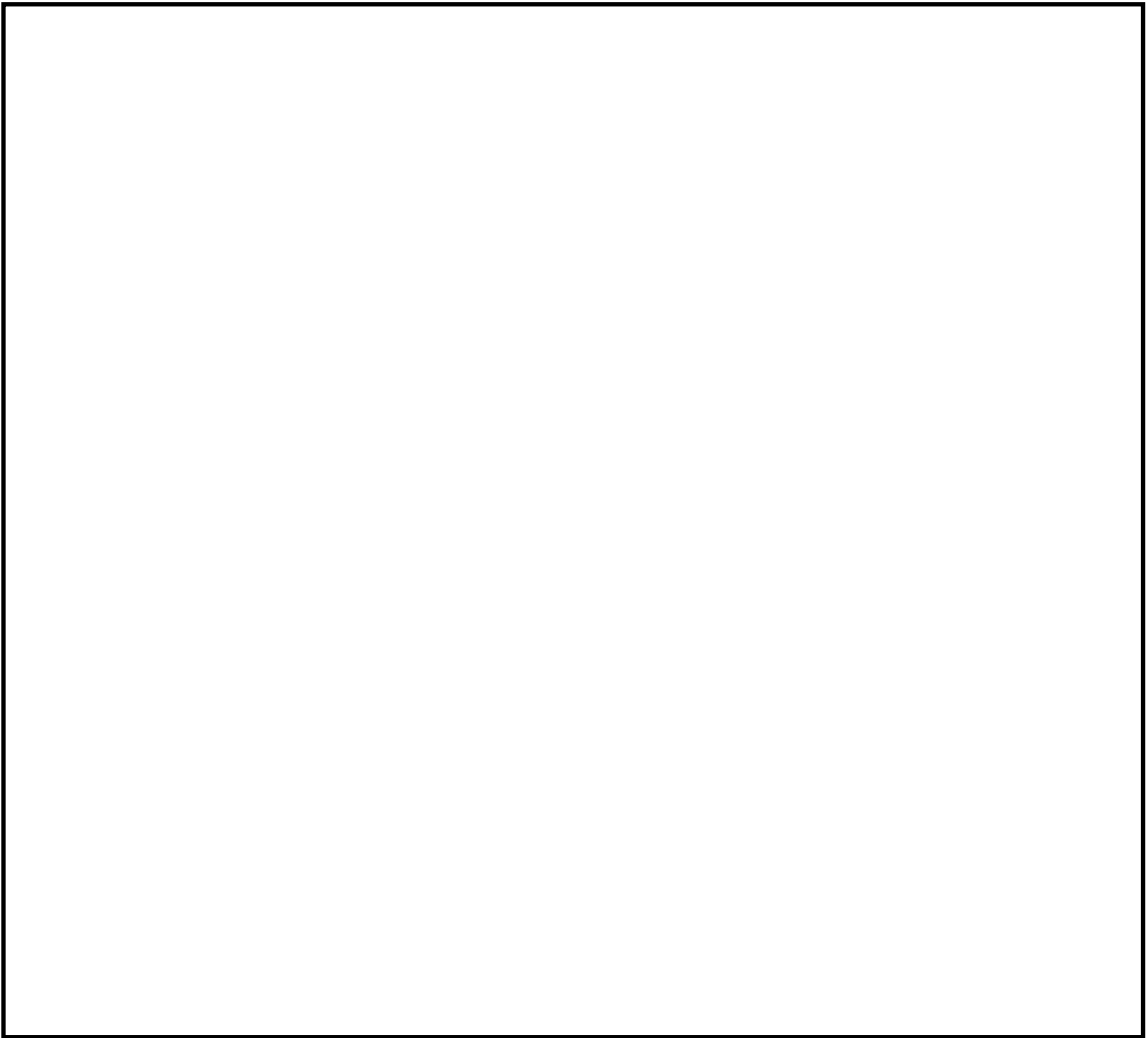
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止 b. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作要領書 「FCSによる格納容器水素・酸素濃度制御」	判断基準	原子炉格納容器内の水素濃度	B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	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温度	サブプレッション・プール水温度 (SA)
		最終ヒートシンクの確保	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 残留熱代替除去ポンプ出口流量 残留熱代替除去系ポンプ出口圧力 I-原子炉補機冷却ポンプ圧力 II-原子炉補機冷却ポンプ圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度
		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圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (SA) サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA)
		補機監視機能	A, B-FCS系統入口流量 A, B-FCSブロウ入口流量 A, B-ブロウ入口圧力 A, B-FCS加熱器ガス温度 A, B-FCS加熱器出口温度 A, B-FCS加熱器壁温度 A, B-再結合器ガス温度 A, B-FCS再結合器壁温度

監視計器一覧(4 / 4)

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)	
1.9.2.1 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対応手順 (3)原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 a. 格納容器水素濃度 (SA) 及び格納容器酸素濃度 (SA) による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作要領書 「MCAMSによる格納容器水素・酸素濃度測定」	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)
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器酸素濃度 (SA)
		電源	緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
1.9.2.1 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対応手順 (3)原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 b. 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視			
事故時操作要領書 (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作要領書 「CAMSによる格納容器水素・酸素濃度測定」	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	B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (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
	操作	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)
		最終ヒートシンクの確保	I-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度

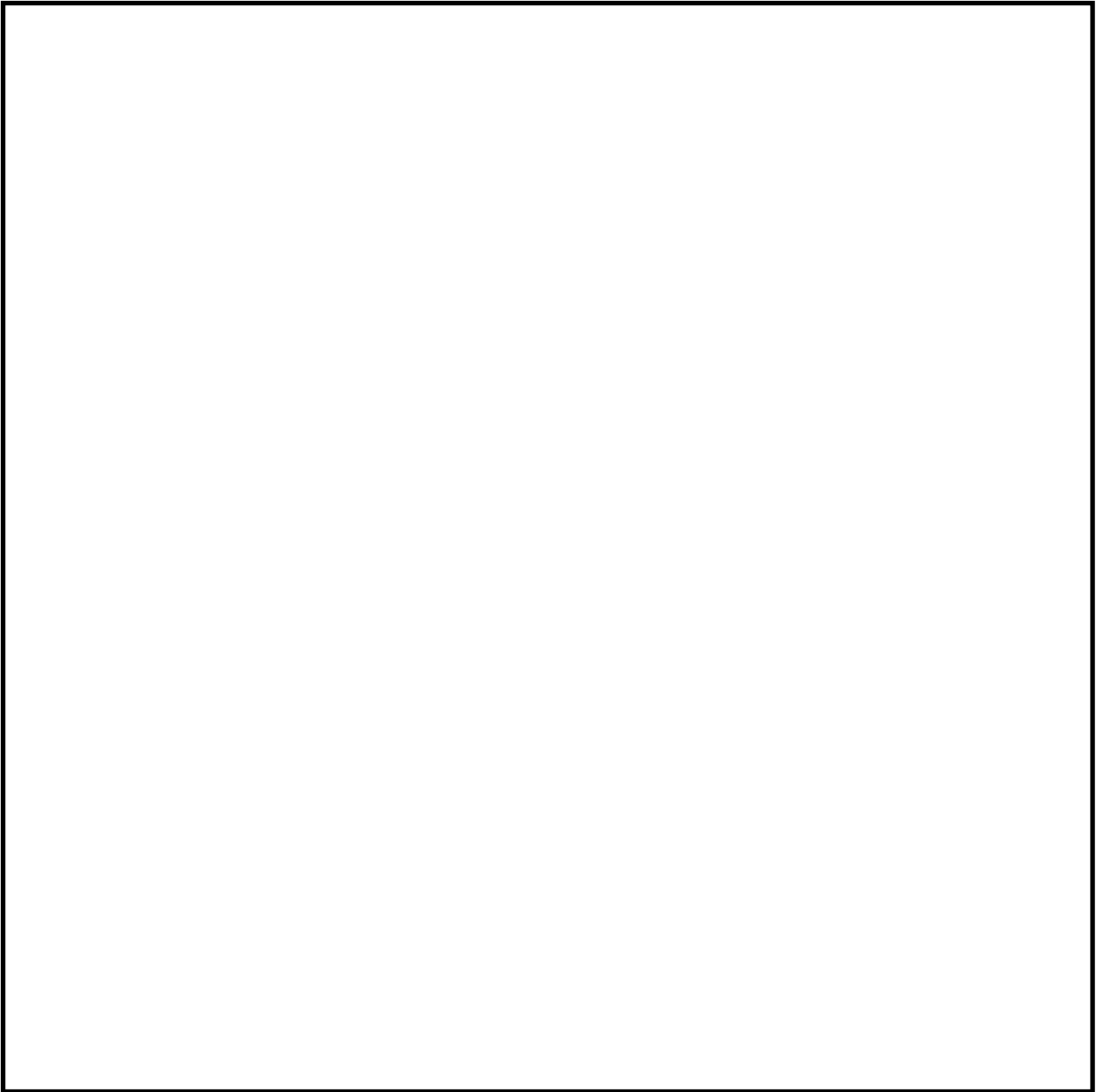
第 1.9-3 表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.9】 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</p>	格納容器フィルタベント系	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 SA-C/C
	窒素ガス制御系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 C/C C系 C/C D系 SA-C/C
	第1ベントフィルタ出口水素濃度	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 SA-C/C
	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)	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 SA用115V系
	格納容器水素濃度 (SA) 格納容器酸素濃度 (SA)	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 SA-C/C
	B-格納容器水素濃度 B-格納容器酸素濃度	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 D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



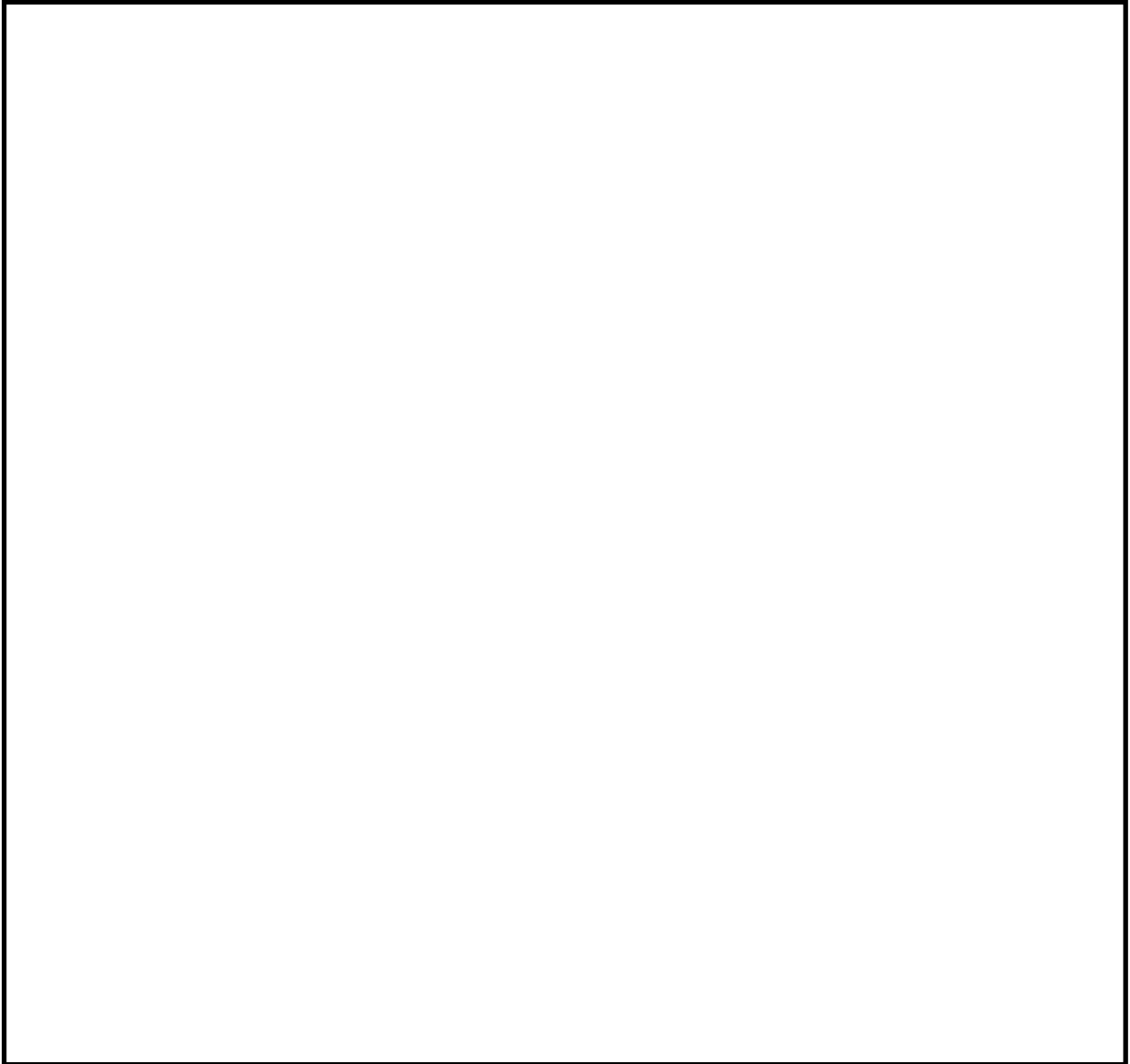
第 1.9-1 図 SOP 「放出」における対応フロー

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 1.9-2 図 SOP 「除熱-1」における対応フロー

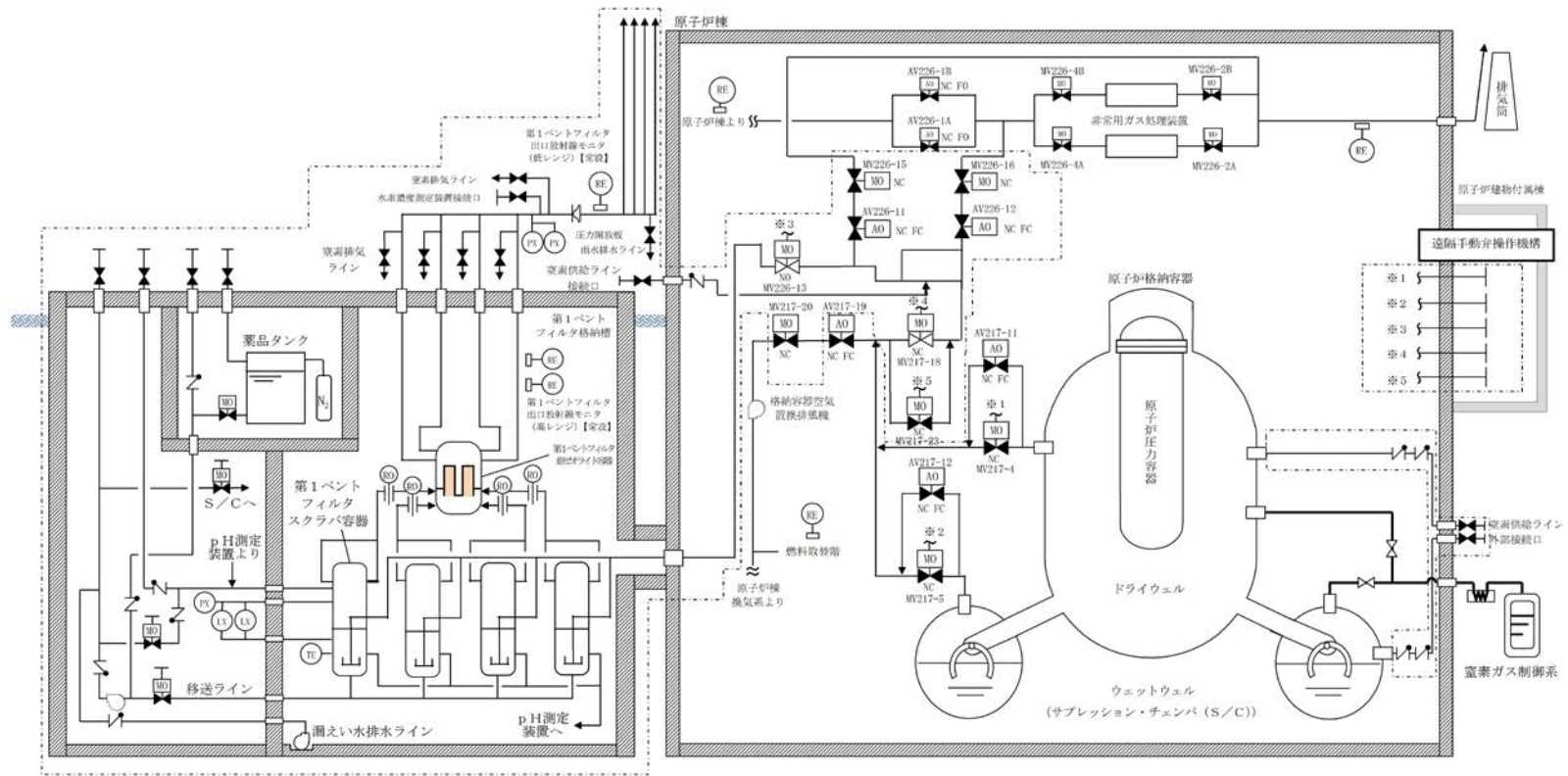
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 1.9-3 図 SOP 「除熱-2」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。

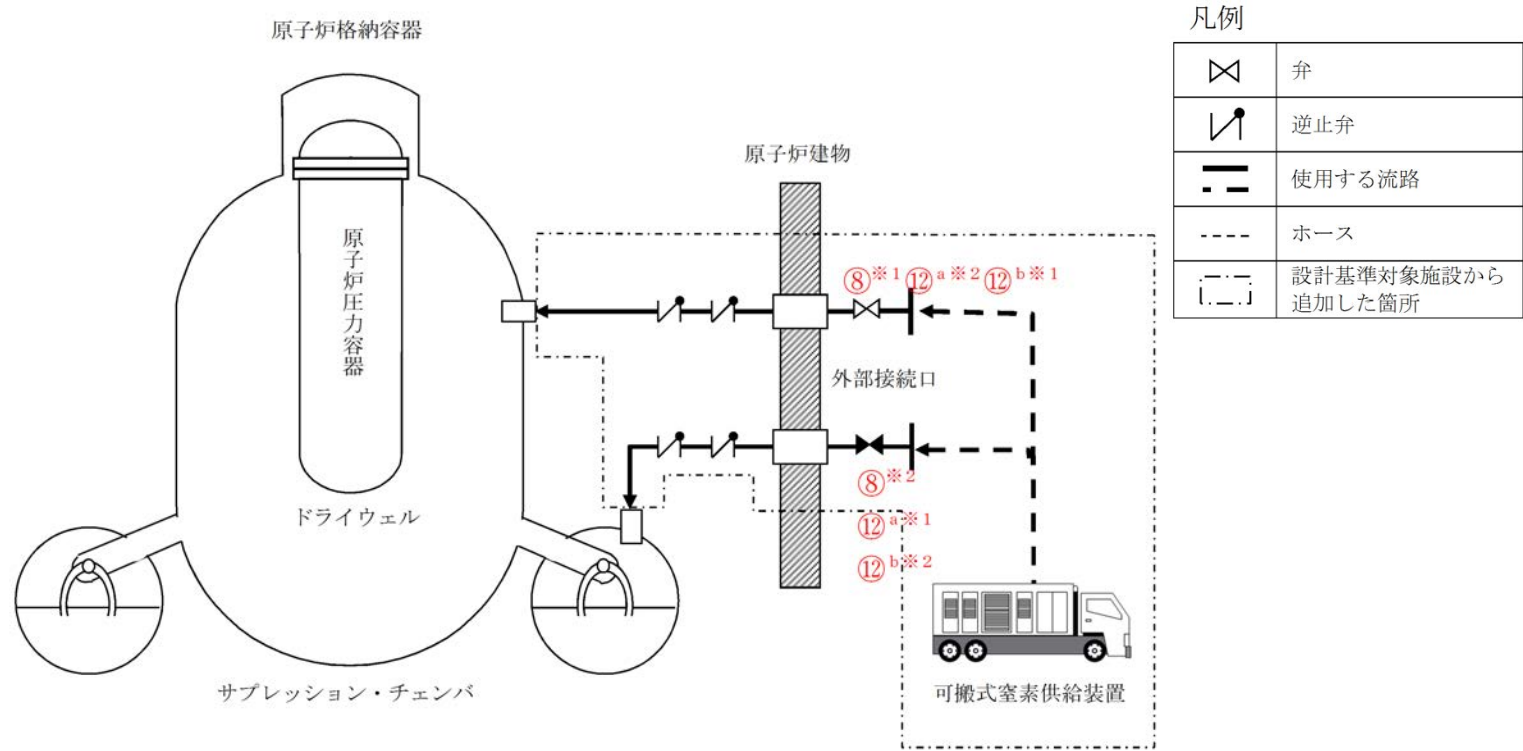
1.9-33r2
1.9-33r2



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

第 1.9-4 図 発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化 概要図



操作手順	弁名称
⑧*1 ⑫a*2 ⑫b*1	ANI 代替窒素供給ライン元弁 (D/W側)
⑧*2 ⑫a*1 ⑫b*2	ANI 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。

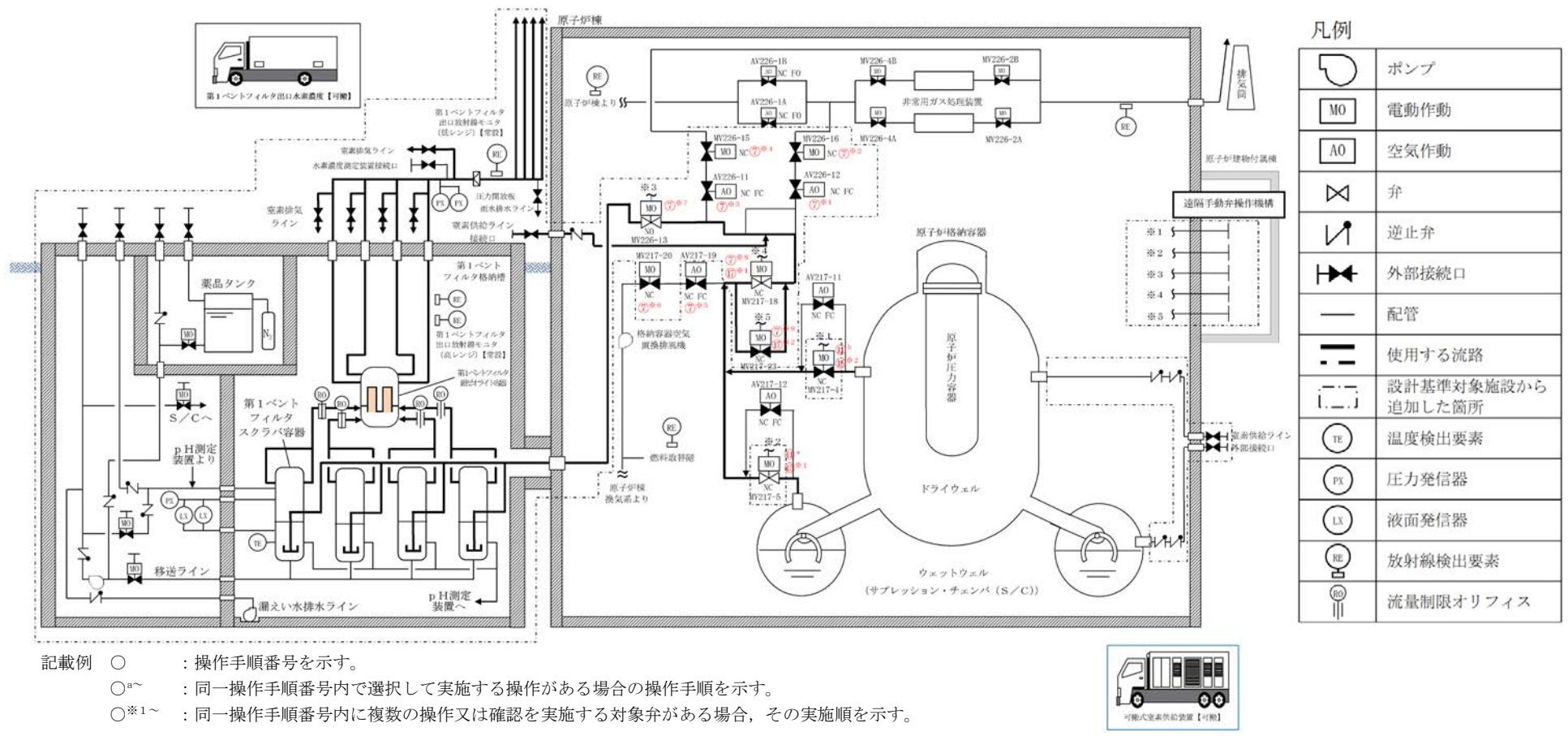
第 1.9-5 図 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 概要図

1.9-35r2
1.9-35r2

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											
手順の項目	要員(数)		可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始 1時間40分																						
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	緊急時対策要員	2	車両健全性確認																						
			可搬式窒素供給装置の移動																						
			可搬式窒素供給装置の接続、暖気運転																						
			弁開操作																						

第 1.9-6 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

1.9-36r2
1.9-36r2



第 1.9-7 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水素ガス及び酸素ガスの排出 概要図(1 / 2)

操作手順	弁名称
⑦ ^{*1}	S G T N G C連絡ライン隔離弁
⑦ ^{*2}	S G T N G C連絡ライン隔離弁後弁
⑦ ^{*3}	S G T耐圧強化ベントライン止め弁
⑦ ^{*4}	S G T耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑦ ^{*5}	N G C常用空調換気入口隔離弁
⑦ ^{*6}	N G C常用空調換気入口隔離弁後弁
⑦ ^{*7}	S G T F C V S第1ベントフィルタ入口弁
⑦ ^{*8} ⑰ ^{*1}	N G C非常用ガス処理入口隔離弁
⑦ ^{*9} ⑰ ^{*2}	N G C非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁
⑪ ^a ⑮ ^{*1}	N G C N 2 トーラス出口隔離弁
⑪ ^b ⑮ ^{*2}	N G C N 2 ドライウェル出口隔離弁

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 1.9-7 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水素ガス及び酸素ガスの排出 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)		原子炉格納容器ベント開始 55分※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 (W/W)	中央制御室運転員 A	1																	※1
	現場運転員 B, C	2																	

※1：NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Aにて実施した場合、20分以内で可能である。

※2：非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は、25分以内に可能である。

第 1.9-8 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水素ガス及び酸素ガスの排出 (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	要員(数)		原子炉格納容器ベント開始 55分※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 (D/W)	中央制御室運転員 A	1																	※1
	現場運転員 B, C	2																	

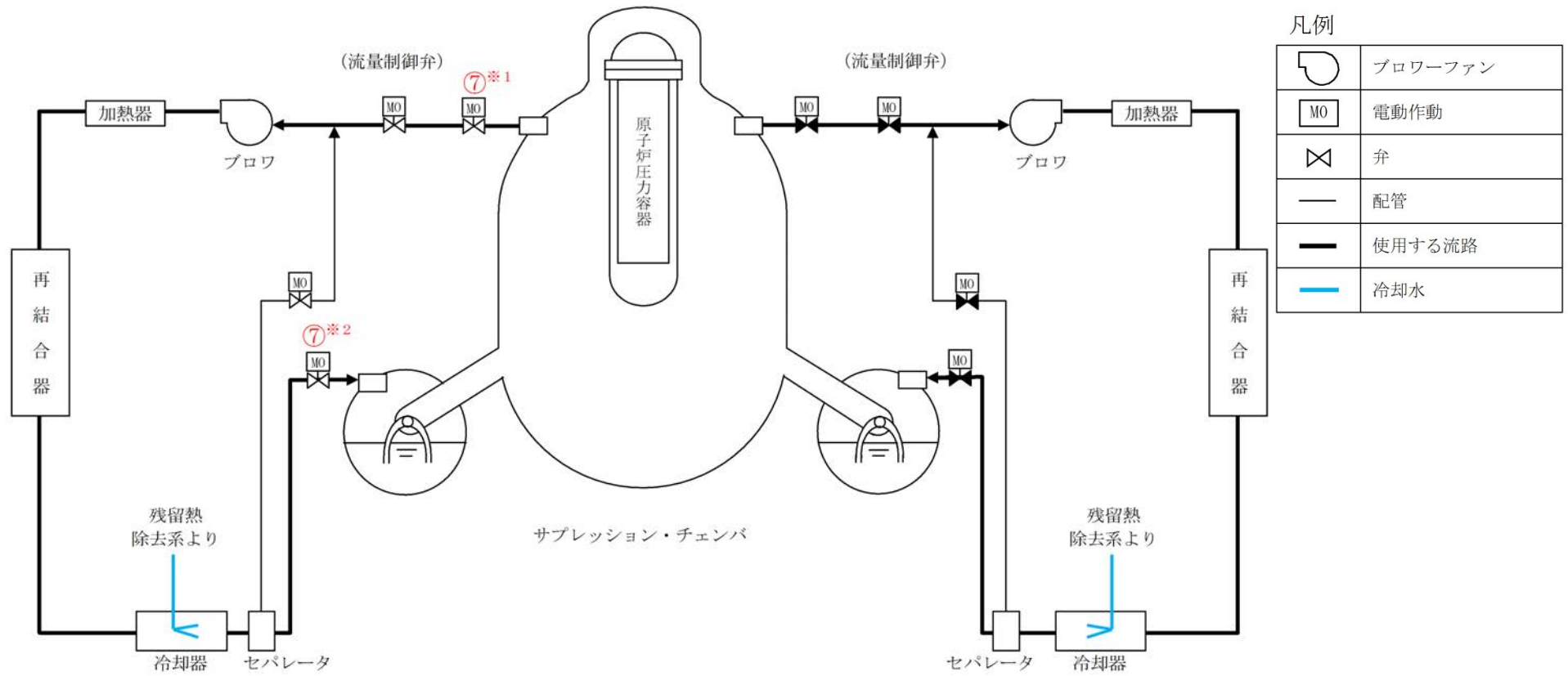
※1：NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Aにて実施した場合、20分以内で可能である。

※2：非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は、25分以内に可能である。

第 1.9-9 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水素ガス及び酸素ガスの排出 (D/W) タイムチャート

1.9-38r2

1.9-39r2
1.9-39r2



操作手順	弁名称
⑦※1	A-FCS入口隔離弁
⑦※2	A-FCS出口隔離弁

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 1.9-10 図 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 概要図

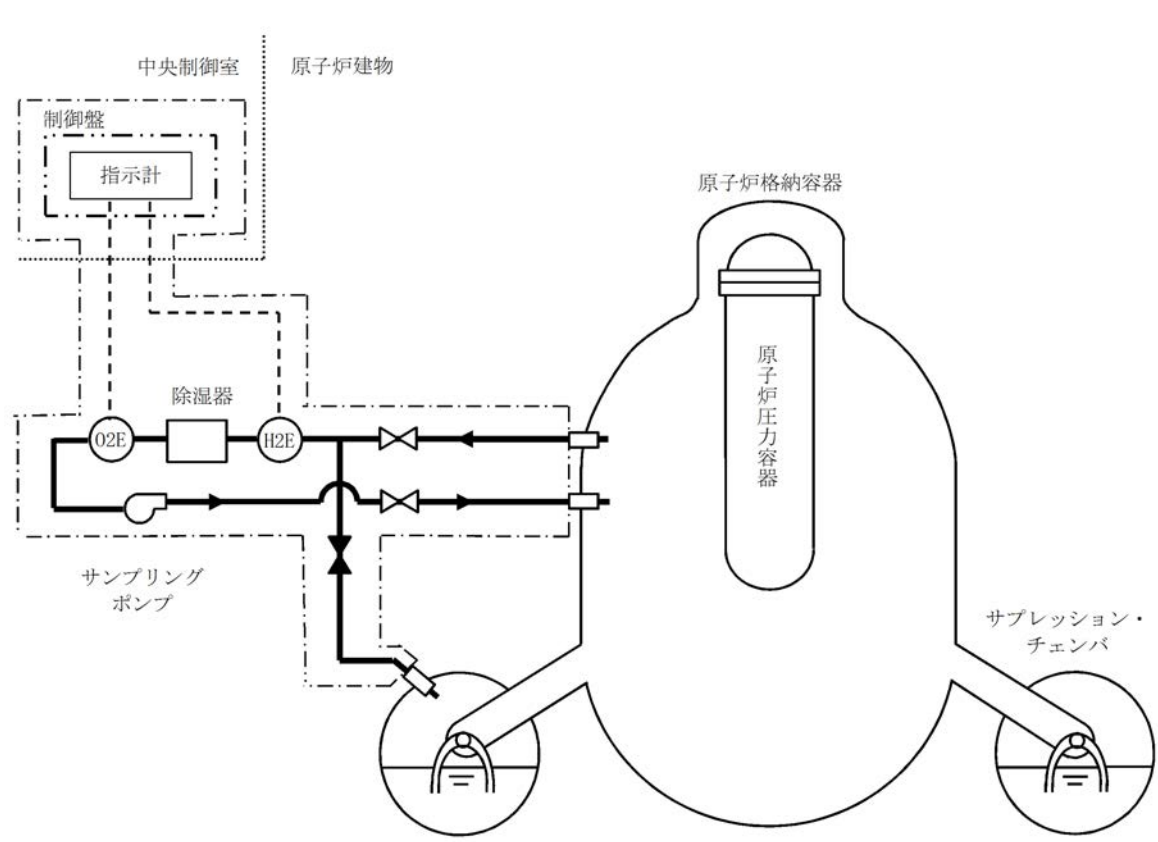
1.9-40r2
1.9-40r2

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				
手順の項目	要員(数)		可燃性ガス濃度制御系起動 20分 再結合運転開始 3時間20分															
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	中央制御室運転員A	1	電源確認															※ 1
			隔離信号除外操作															
			系統構成															
			予熱時間															

※ 1 : 可燃性ガス濃度制御系 A系による原子炉格納容器内の水素濃度制御を示す。また、可燃性ガス濃度制御系 B系については、3時間20分以内で可能である。

第 1.9-11 図 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 タイムチャート

1.9-41r2
1.9-41r2



凡例

	ポンプ
	弁
	設計基準対象施設から追加した箇所
	酸素検出要素
	水素検出要素
	サンプリング配管
	電気信号

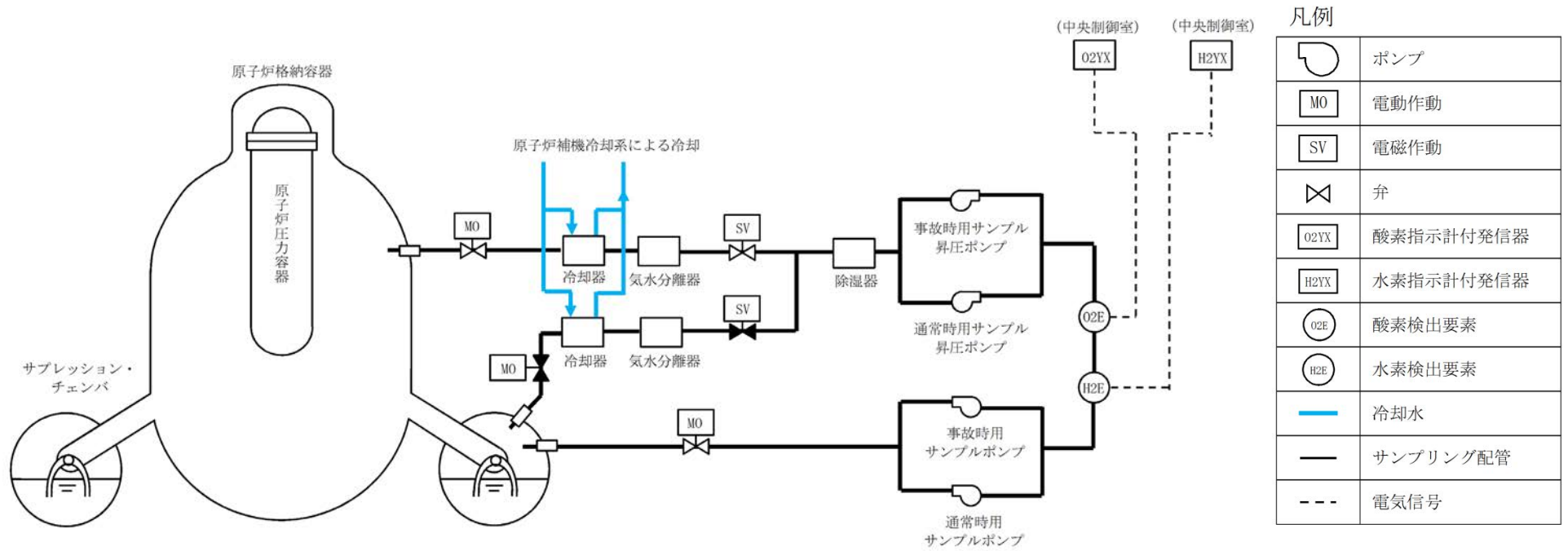
第 1.9-12 図 格納容器水素濃度 (S A) 及び格納容器酸素濃度 (S A) による
原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 概要図

必要な要員と作業項目			経過時間 (分)												備考				
			10	20	30	40	50	60											
手順の項目	要員(数)	1	測定開始 45分																
			格納容器水素濃度 (SA) 及び格納容器酸素濃度 (SA) による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	中央制御室運転員 A	1	起動操作												システム起動, 暖気	

第 1.9-13 図 格納容器水素濃度 (SA) 及び格納容器酸素濃度 (SA) による
原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 タイムチャート

1.9-42r2
1.9-42r2

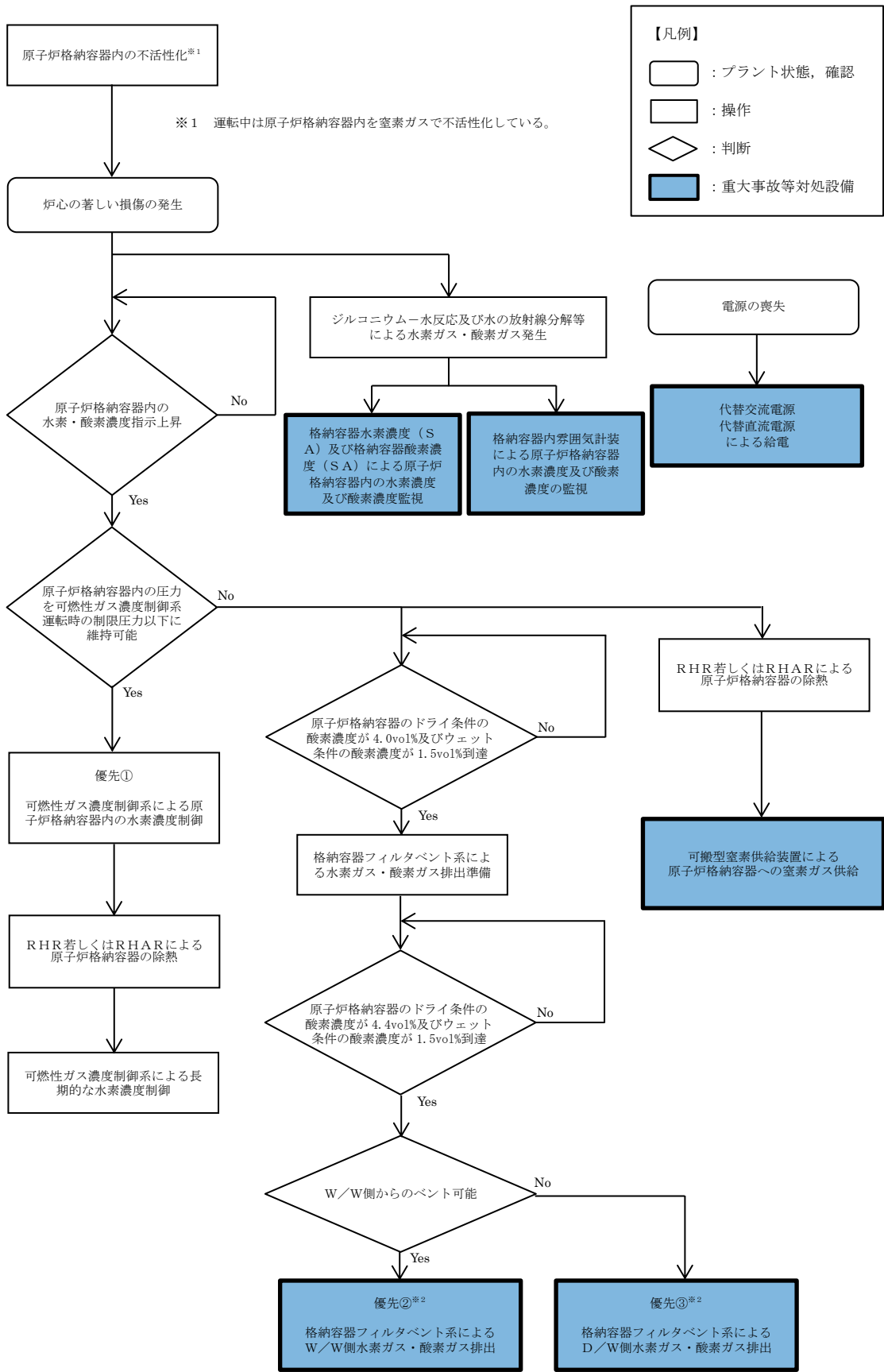
1.9-43r2
1.9-43r2



凡例

	ポンプ
	電動作動
	電磁作動
	弁
	酸素指示計付発信器
	水素指示計付発信器
	酸素検出要素
	水素検出要素
	冷却水
	サンプリング配管
	電気信号

第 1.9-14 図 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 概要図



※2 優先順位は、①→②→③の順とする。

第 1.9-15 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 / 4)

技術的能力審査基準 (1.9)	番号	設置許可基準規則 (52 条)	技術基準規則 (67 条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、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内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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、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内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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、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内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑤
<p>【解釈】 1 「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第52条に規定する「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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67条に規定する「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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) BWR a) 原子炉格納容器内の不活性化により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p><BWR> a) 原子炉格納容器内を不活性化すること。</p>	<p><BWR> a) 原子炉格納容器内を不活性化すること。</p>	⑥
<p>(2) PWR のうち必要な原子炉 a) 水素濃度制御設備により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。</p>	—	<p><PWR のうち必要な原子炉> b) 水素濃度制御設備を設置すること。</p>	<p><PWR のうち必要な原子炉> b) 水素濃度制御設備を設置すること。</p>	—
<p>(3) BWR 及びPWR 共通 a) 原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	③	<p><BWR 及び PWR 共通> c) 水素ガスを原子炉格納容器外に排出する場合には、排出経路での水素爆発を防止すること、放射性物質の低減設備、水素及び放射性物質濃度測定装置を設けること。</p>	<p><BWR 及び PWR 共通> c) 水素ガスを原子炉格納容器外に排出する場合には、排出経路での水素爆発を防止すること、放射性物質の低減設備、水素及び放射性物質濃度測定装置を設けること。</p>	⑦
<p>b) 炉心の著しい損傷後、水—ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。</p>	④	<p>d) 炉心の著しい損傷時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる監視設備を設置すること。</p>	<p>d) 炉心の著しい損傷時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる監視設備を設置すること。</p>	⑧
		<p>e) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	<p>e) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	⑨

※1：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり、重大事故等時に使用するものではないため、重大事故等対処設備とは位置付けない。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2 / 4)

 : 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
原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止	窒素ガス制御系 ※1	新設 既設	① ② ⑤ ⑥	-	-	-	-	-	-
	可搬式窒素供給装置	新設			-	-	-	-	-
格納容器フィルタベント系による水素ガス及び酸素ガスの排出	格納容器フィルタベント系	新設	① ④ ⑤ ⑦	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロウ	常設	10分	1人	自主対策設備とする理由は本文参照
	第1ベントフィルタ出口水素濃度	新設			可燃性ガス濃度制御系再結合装置				
	第1ベントフィルタ出口放射線モニタ(高レンジ)	新設			可燃性ガス濃度制御系配管・弁				
					残留熱除去系				
水素濃度及び酸素濃度の監視	格納容器水素濃度(SA)	新設	① ⑤ ⑧	水素濃度及び酸素濃度の監視	A-格納容器水素濃度	既設	10分	1人	自主対策設備とする理由は本文参照
	B-格納容器水素濃度	既設			A-格納容器水素濃度				
	格納容器酸素濃度(SA)	新設			A-格納容器酸素濃度				
	B-格納容器酸素濃度	既設			A-格納容器酸素濃度				
代替電源による必要な設備への給電	常設代替交流電源設備	新設	① ③ ⑤ ⑨	-	-	-	-	-	-
	可搬型代替交流電源設備	新設			-	-	-	-	-
	所内常設蓄電式直流電源設備	新設			-	-	-	-	-
	可搬型直流電源設備	新設			-	-	-	-	-

※1：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3 / 4)

技術的能力審査基準 (1.9)	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>発電用原子炉設置者において、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内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内における水素爆発による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段として、格納容器水素濃度（SA），B－格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度（SA）及びB－格納容器酸素濃度により水素濃度及び酸素濃度が変動する可能性のある範囲を監視し、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止に必要な手順等を整備する。また、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素排出を実施するために必要な手順等を整備する。</p>
<p>【解釈】</p> <p>1 「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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) BWR</p> <p>a) 原子炉格納容器内の不活性化により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。</p>	<p>発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内雰囲気を窒素ガス制御系により不活性化し、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備する。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段として可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器を不活性化し、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備する。</p>

※1：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり、重大事故等時に使用するものではないため、重大事故等対処設備とは位置付けない。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(4 / 4)

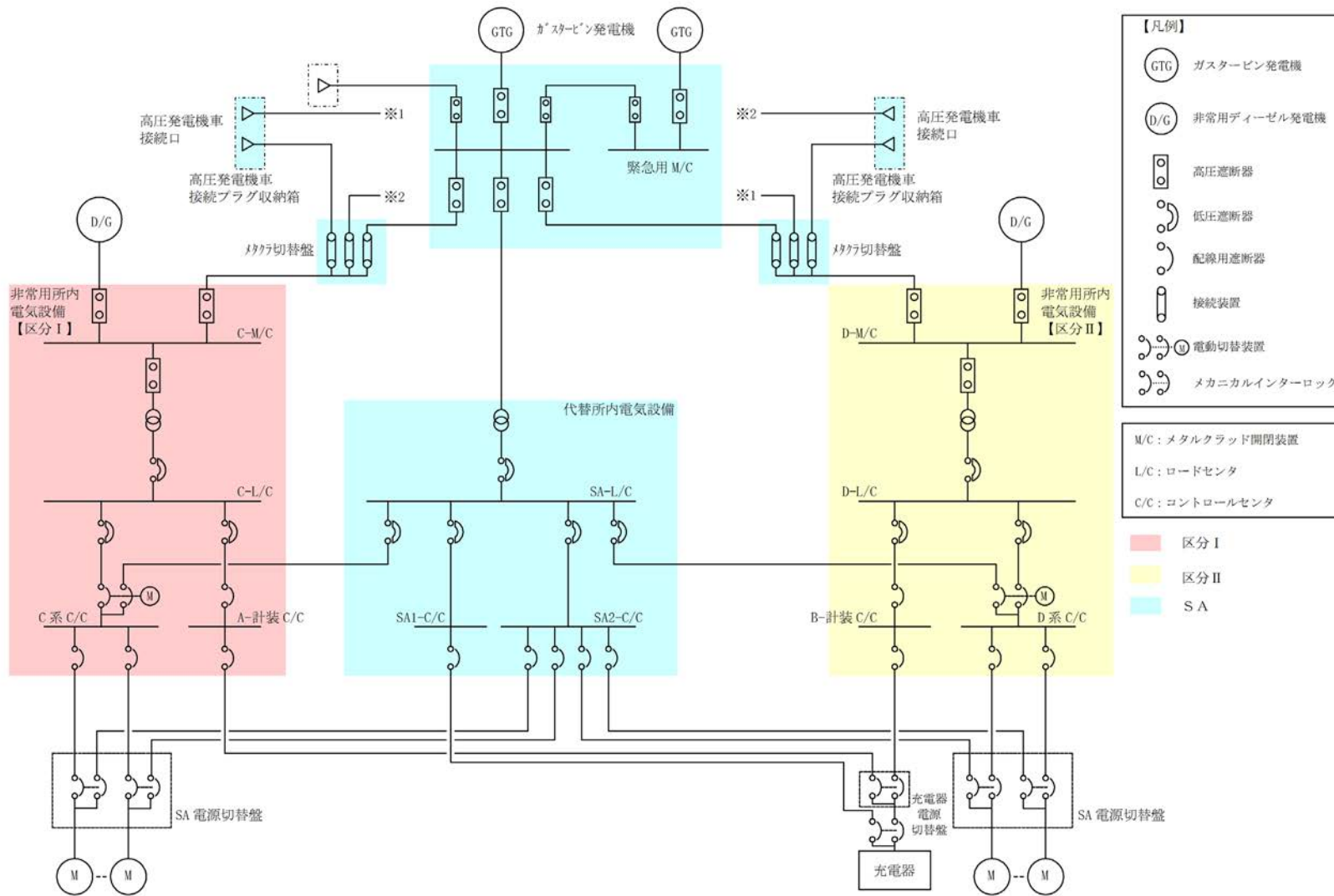
技術的能力審査基準 (1.9)	適合方針
<p>(2) PWR のうち必要な原子炉</p> <p>a) 水素濃度制御設備により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。</p>	<p>対象外</p>
<p>(3) BWR 及び PWR 共通</p> <p>a) 原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	<p>炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源が喪失した場合においても、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備（格納容器フィルタベント系，格納容器水素濃度（SA），B－格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度（SA）及びB－格納容器酸素濃度）へ代替電源設備（常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，所内常設蓄電式直流電源設備及び可搬型直流電源設備）により給電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>
<p>b) 炉心の著しい損傷後、水－ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する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、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段として、格納容器水素濃度（SA），B－格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度（SA）及びB－格納容器酸素濃度により水素濃度及び酸素濃度変動する可能性のある範囲を監視し，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素排出を実施するために必要な手順等を整備する。</p>

※1：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

自主対策設備仕様

機器名称	常設／可搬	耐震性	容量	個数
可燃性ガス濃度制御系再結合装置ブロー	常設	Sクラス	255Nm ³ /h (1台あたり)	2台
可燃性ガス濃度制御系再結合装置	常設	Sクラス	—	2基

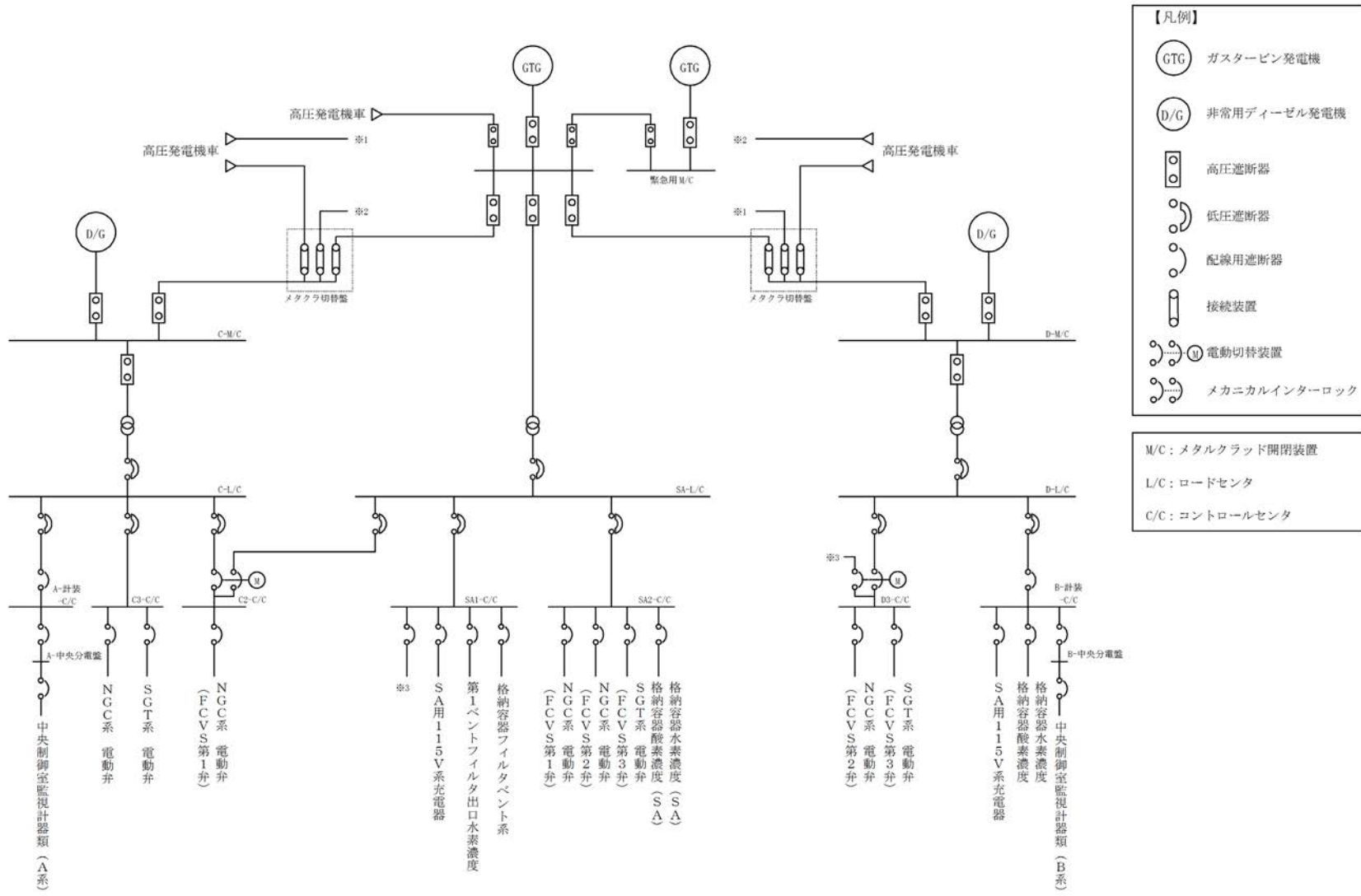
機器名称	常設／可搬	耐震性	測定方法	計測範囲	個数
A-格納容器水素濃度	常設	Sクラス	熱伝導式	0～100%	1個
A-格納容器酸素濃度	常設	Sクラス	磁器風式	0～25%	1個



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)

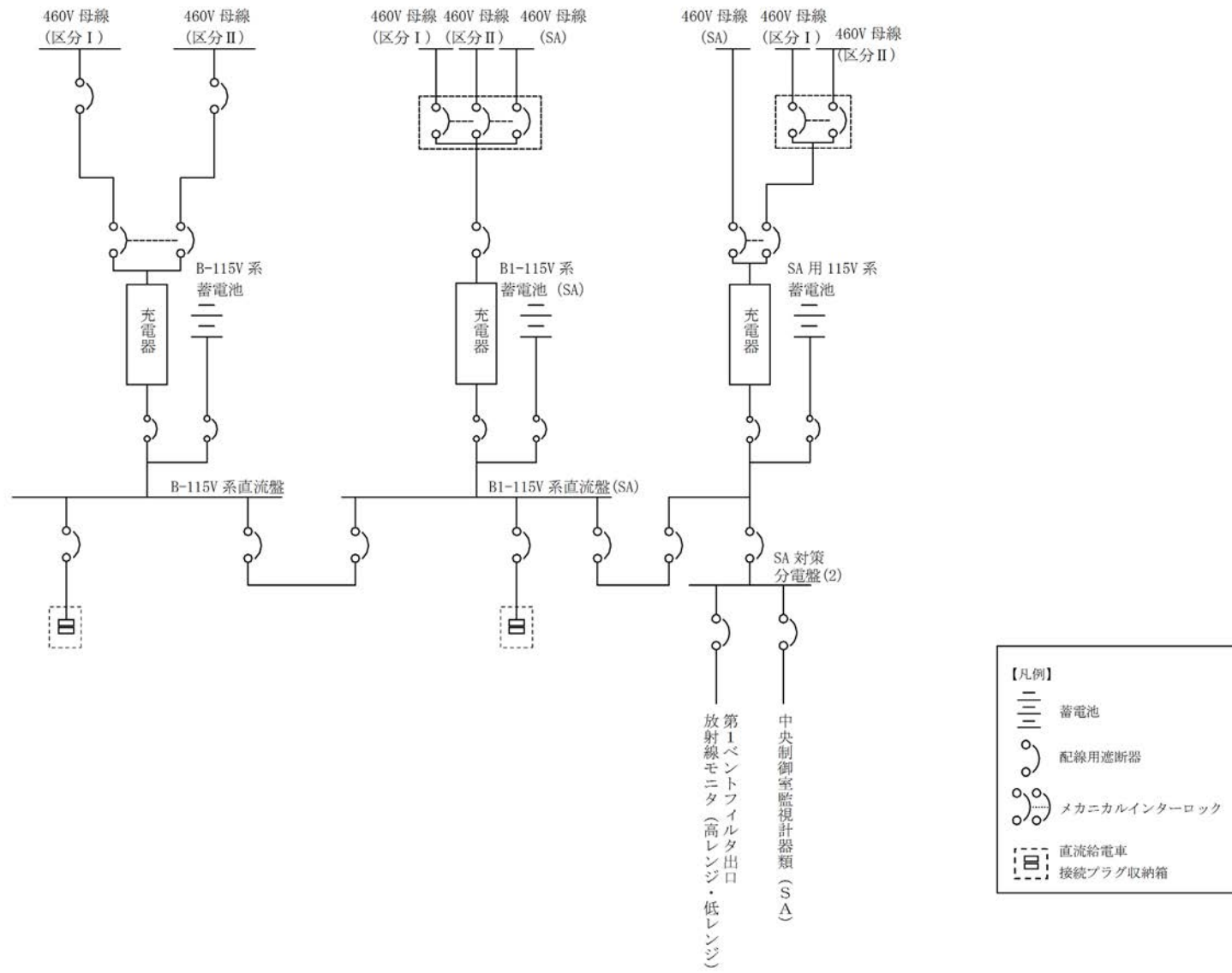
1.9-50r2
1.9-50r2

1.9-51r2
1.9-51r2



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)

1.9-52r2
1.9-52r2



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. 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

(1) 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

a. 操作概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内で発生する水素ガス及び酸素ガスの反応による水素爆発により原子炉格納容器が破損することを防止するため、原子炉格納容器に窒素ガスを供給する。

窒素ガスの供給は可搬式窒素供給装置にて行い、当該装置を窒素ガス代替注入系にホースで接続し、窒素供給弁を操作することでパージを行う。

b. 作業場所

屋外（原子炉建物周辺）

c. 必要要員数及び想定時間

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名（緊急時対策要員2名）

想定時間 : 1時間40分以内（所要時間目安^{※1}：1時間28分（移動含む））

※1：所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算出した時間
想定時間内訳

【緊急時対策要員】

●車両健全性確認：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全性確認：所要時間目安10分（第1保管エリア）

●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間25分，所要時間目安20分

・移動：所要時間目安20分（移動経路：第1保管エリア～屋外（原子炉建物周辺））

●可搬式窒素供給装置の接続，暖機運転：想定時間55分，所要時間目安53分

・可搬式窒素供給装置の接続：所要時間目安36分（ホース接続：屋外（原子炉建物周辺））

・可搬式窒素供給装置暖機運転：所要時間目安17分（暖機運転：屋外（原子炉建物周辺））

●弁開操作：想定時間10分（所要時間目安5分）

・弁開操作：所要時間目安5分（対象弁1弁：屋外（原子炉建物周辺））

d. 操作の成立性について

(a) 現場操作

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，アクセスルート上に支障となる設備はない。

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（携帯型），無線通信設備（携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備のうち，使用可能な設備により，中央制御室及び緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業

2. 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

(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水素ガス及び酸素ガスの排出

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水素ガス及び酸素ガスの排出に必要な状況において、原子炉建物付属棟地上3階まで移動するとともに、現場でのSA電源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

電源切り替え 原子炉建物付属棟 地上3階（非管理区域）

系統構成、格納容器ベント操作 制御室建物地上4階（非管理区域）
（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出として、最長時間を要するSA電源切替盤による電源切り替えを実施し、第一優先のW/Wベントを使用した格納容器ベンチに必要な要員数、想定時間は以下のとおり。

なお、W/Wベントに必要な想定時間、D/Wベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）

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

移動、SA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）

※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：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弁開操作）：想定時間10分、所要時間目安3分

- ・ベント実施操作（第1弁開操作）：所要時間目安3分（操作対象1弁：中央制御室）

【現場運転員】

- 移動，S A電源切替操作（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：中央制御室から原子炉建物附属棟 地上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 地上3階）
- 移動，S A電源切替操作（B系）：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 地上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 地上3階）

d. 操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

- 作業環境：常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ），LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。
- 操作性：操作スイッチによる操作であるため，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おり接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。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，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) 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

a. 操作概要

中央制御室操作により、可燃性ガス濃度制御系の系統構成を行い、再結合運転を開始する。

b. 作業場所

制御室建物地上4階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

可燃性ガス濃度制御系の起動操作及び予熱に必要な要員数、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時間20分以内（所要時間目安^{※1} : 3時間8分）

※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認 : 想定時間5分、所要時間目安3分

・電源確保及び冷却水確保確認 : 所要時間目安3分（中央制御室）

●隔離信号除外操作 : 想定時間5分、所要時間目安1分

・格納容器隔離信号の除外操作 : 所要時間目安1分（中央制御室）

●系統構成 : 想定時間10分、所要時間目安4分

・系統構成及びブロー起動 : 所要時間目安4分（操作対象2弁 : 中央制御室）

●予熱 : 想定時間3時間、所要時間目安3時間

・可燃性ガス濃度制御系暖機運転 : 所要時間目安3時間

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。

3. 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

(1) 格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

a. 操作概要

格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）の起動操作及び系統暖機を実施する。

b. 作業場所

制御室建物地上2階（非管理区域）（中央制御室）

c. 必要要員数及び想定時間

格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）の起動操作及び系統暖機に必要な要員数，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：45分以内（所要時間目安^{*1}：41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】

●起動操作：想定時間5分，所要時間目安3分

・電源確認：所要時間目安2分（中央制御室）

・格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）起動操作：所要時間目安1分（中央制御室）

●システム起動，暖気：想定時間40分，所要時間目安38分

・格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）系統暖気：所要時間目安30分

・格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）起動：所要時間目安8分

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を通じてサブプレッション・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%高い位置で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ペDESTALに流入し、ペDESTAL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の破損及びペDESTALへの熔融炉心落下に備えたペDESTALへの注水を定めており、ペDESTALの水位が2.4m(注水量225m³)に到達していることを確認した後、ペDESTAL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、ペDESTALへの注水を停止する。

熔融炉心落下時のペDESTALの水位は、原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用(以下「炉外FCI」という。)及び熔融炉心・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下部プレナムへの熔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ペDESTAL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熔融燃料-冷却材相互作用 添付資料3.3.3 ペDESTALへの水張り実施の適切性」参照。ペDESTALの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、熔融炉心がペDESTALに落下する前に、ペDESTALにペDESTAL開口部下端位置までの高さ(約3.8m)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、仮にペDESTAL注水を入れすぎたとしても開口部下端位置以上の水位となることは考えにくい。また、ここでは現実的な熔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、ペDESTALの内側鋼板の最大応力は14MPaであり、ペDESTAL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。ペDESTAL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、ペDESTAL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、ペDESTALに直接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ペDESTAL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、確実にペDESTAL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ペDESTAL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、ペDESTAL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 : ペDESTAL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 : RPV破損後のRPV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ペDESTALへ冷却材が流入するため、ペDESTALの熔融炉心の冷却にも期待できる。

ペDESTALへの注水については、RPV破損前の注水によりペDESTAL内には

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 床面からペDESTAL 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。

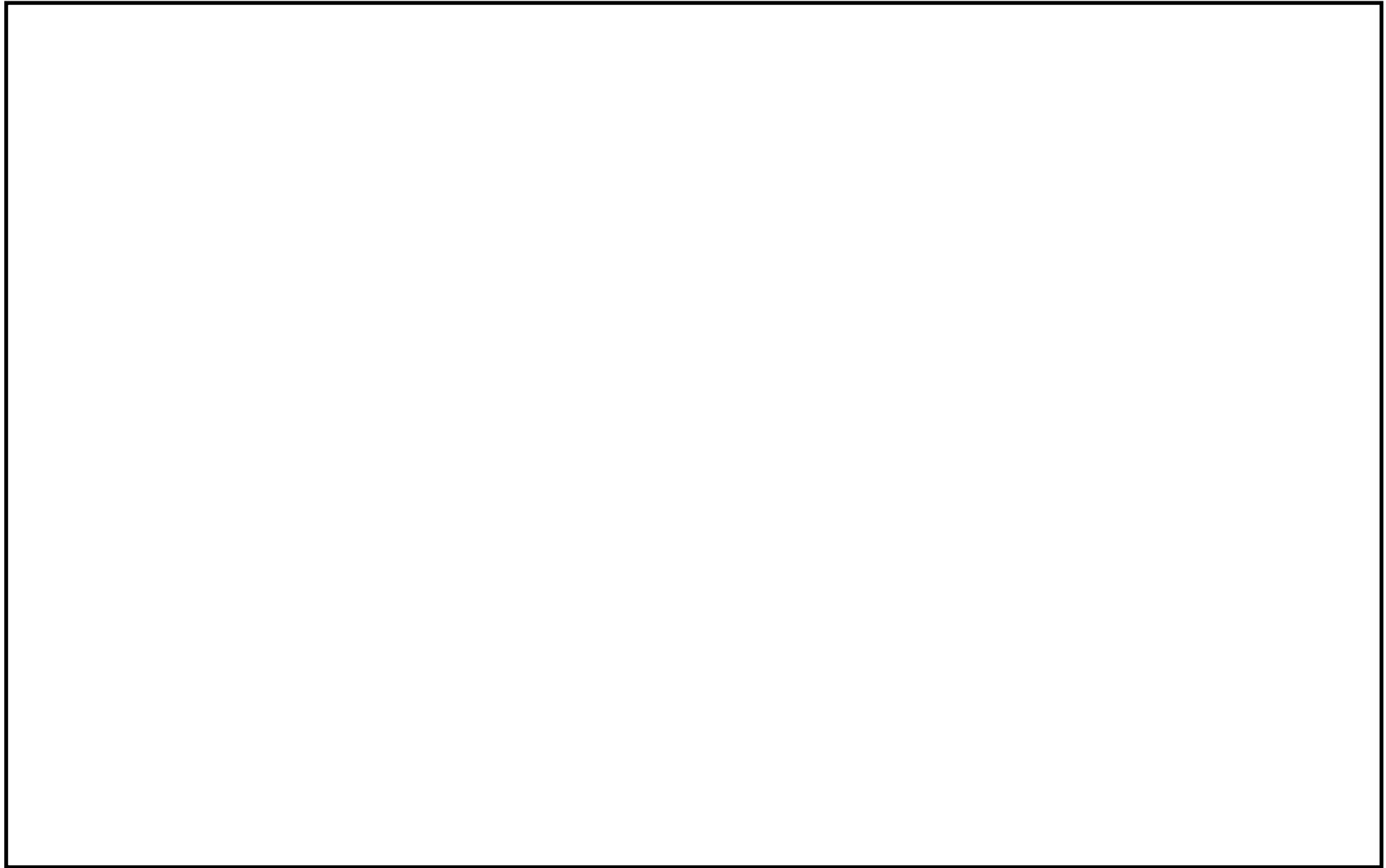
R P V 破損後の R P V への注水には、R P V 内に残存する溶融炉心の冷却及び R P V 破損口から原子炉冷却材が流出することによるペDESTAL に堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、R P V 破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから、ペDESTAL 注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

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するとともに、ペDESTAL 水位計を監視し、水位を維持することによりペDESTAL 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。

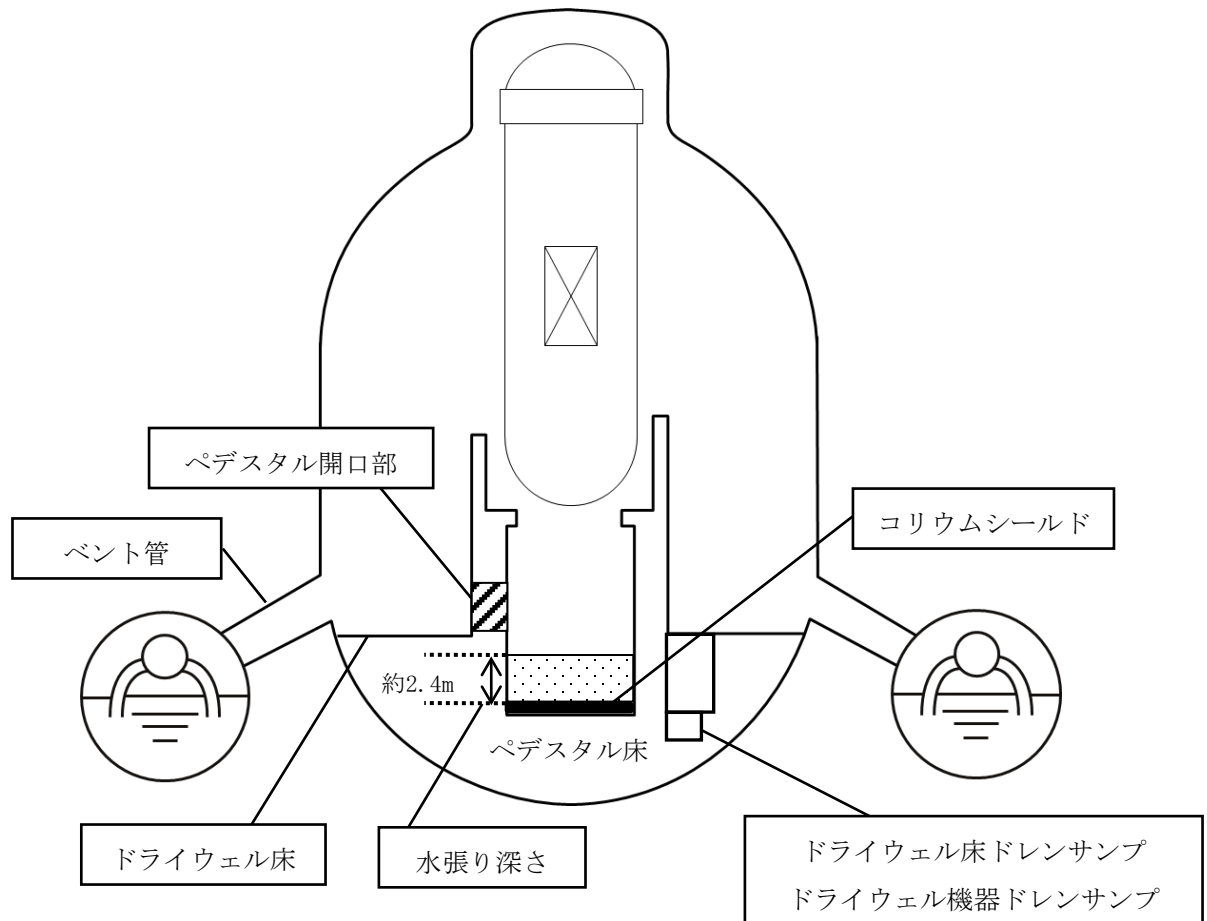
1.9-63r2
1.9-63r2



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。

1.9-64r2
1.9-64r2



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。

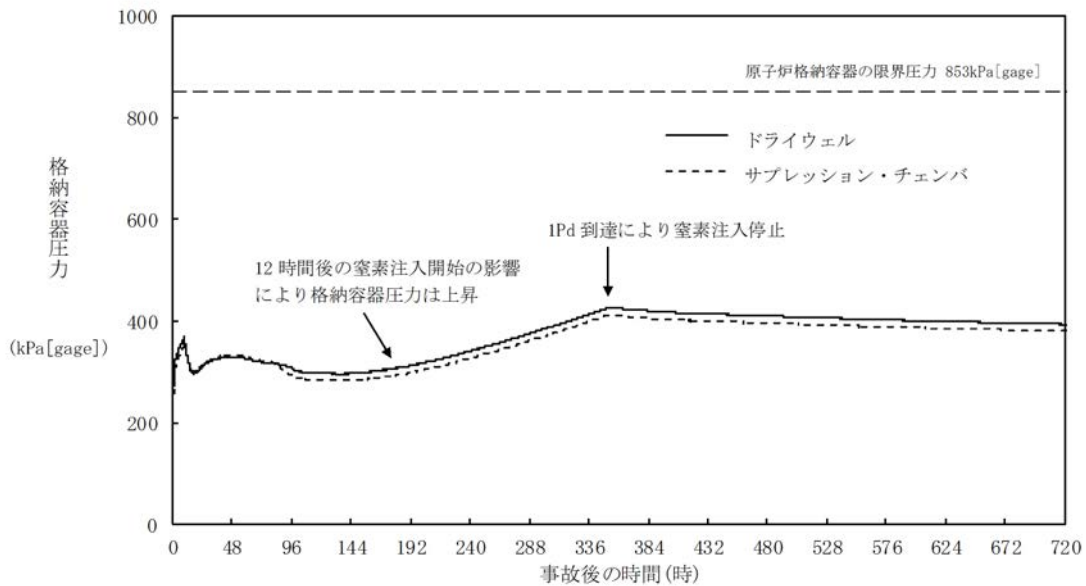
(1) 事故後長期にわたる格納容器の健全性について

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。

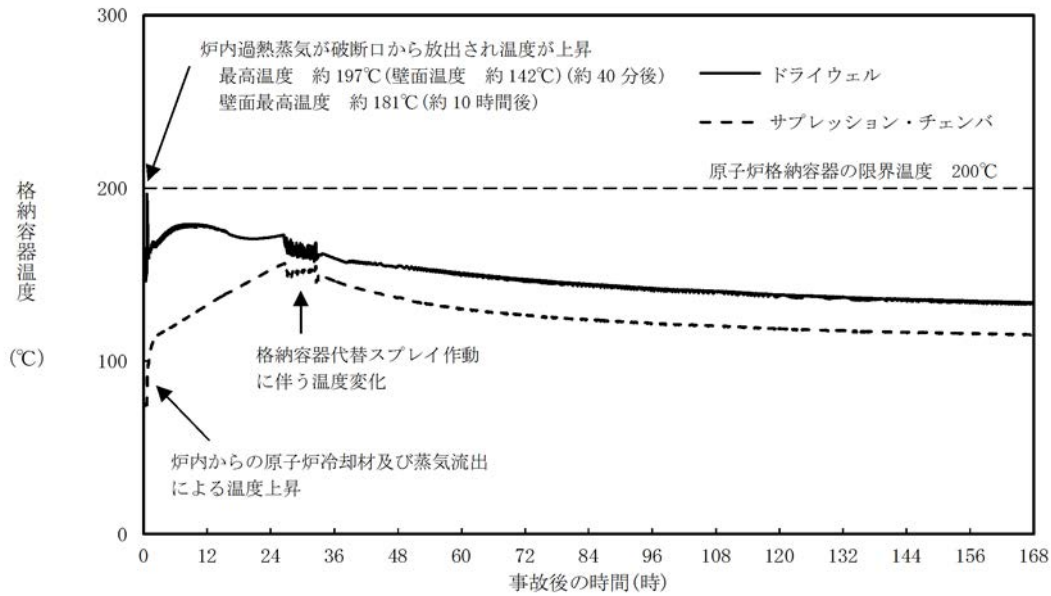
7 日間（168 時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第 1 表で示すとおり、7 日間（168 時間）以降の格納容器圧力は最大で 427kPa[gage]となる。代表的に、「雰囲気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



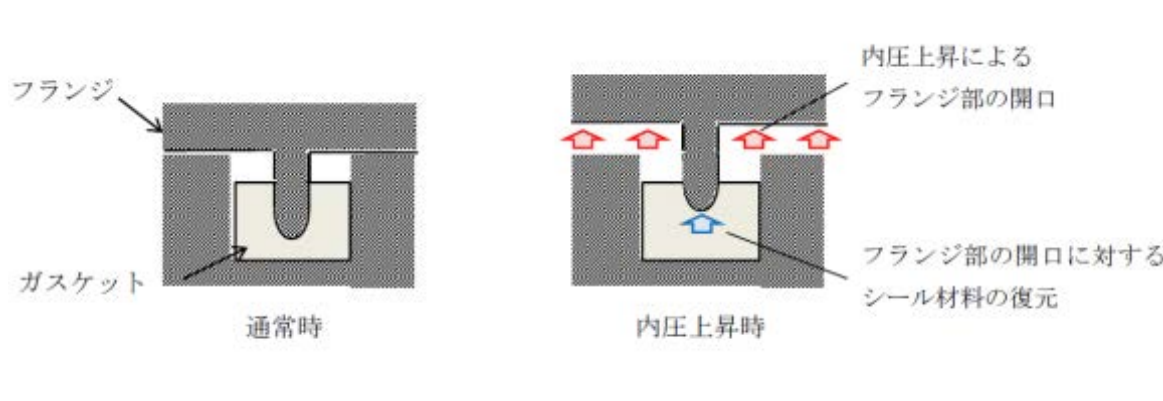
第4図 原子炉格納容器温度の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用しない場合）

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°Cを設定	有効性評価シナリオで150°Cを下回る (第4図)

①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		

②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。

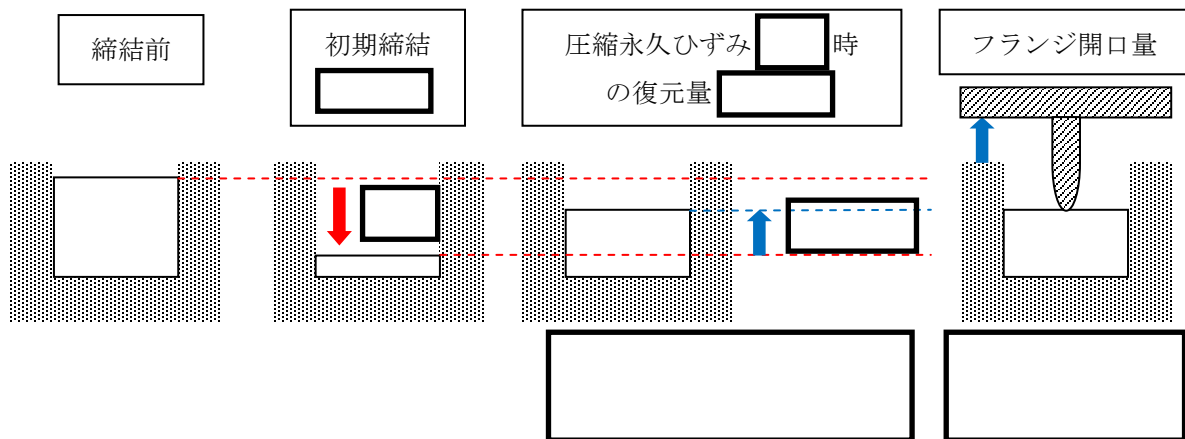
第3表 改良E PDM製シール材の基礎特性データの経時変化

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E PDM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、E PDM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E PDM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E PDM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。

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。

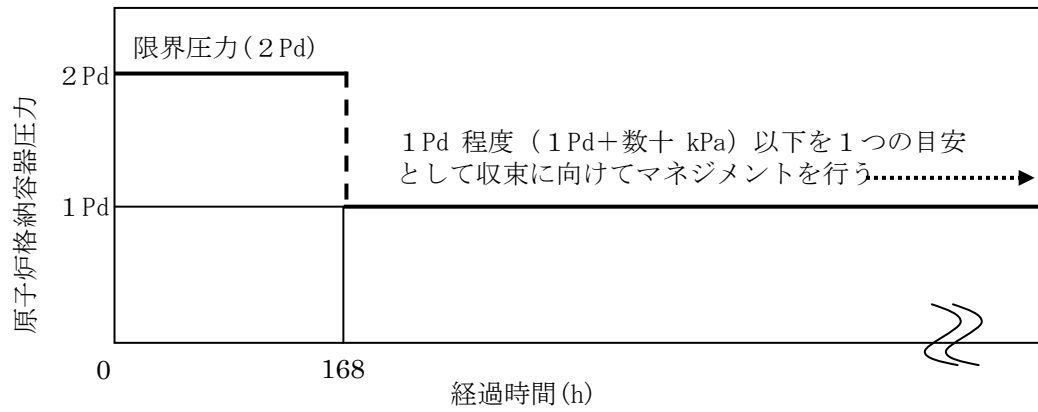
よって、当社としては、限界温度・圧力（200℃・2Pd）が7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

<168時間以降の考え方>

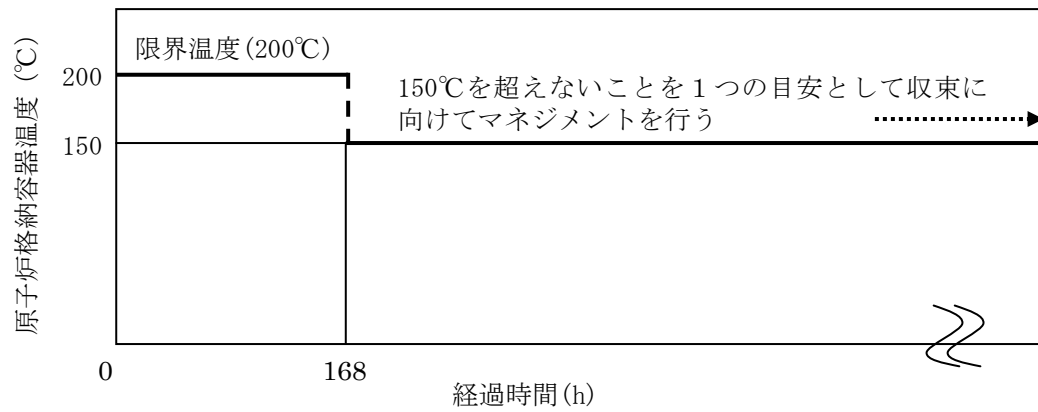
前述の結果を踏まえ、168時間以降については、原子炉格納容器温度・圧力は低下していること、及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから、最初の168時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで、長期的な格納容器閉じ込め機能は維持されると考えている。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ、長期的なプラントマネジメントの目安として、168時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が150℃を超えない範囲で、また、原子炉格納容器圧力については1Pd程度（1Pd+数十kPa*）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

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

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。

解釈一覧
 操作手順の解釈一覧

手順			操作手順記載内容	解釈
1.9.2.1 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対応手順	(2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止	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水素ガス及び酸素ガスの排出	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	第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が <input type="text"/>
			原子炉格納容器内の酸素濃度が規定値に到達	原子炉格納容器内の酸素濃度が <input type="text"/> %
		b. 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	可燃性ガス濃度制御系の予熱運転が完了	再結合器内ガス温度が <input type="text"/> °Cに到達し、予熱運転が完了
			再結合器内ガス温度指示値が規定値で安定	再結合器内ガス温度指示値が <input type="text"/> °C

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。

1.9-73r2
 1.9-73r2

弁番号及び弁名称一覧

弁番号	弁名称	操作場所
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
AV226-12	S G T N G C連絡ライン隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室 (管理区域)
MV226-16	S G T N G C連絡ライン隔離弁後弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室 (管理区域)
AV226-11	S G T耐圧強化ベントライン止め弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室 (管理区域)
MV226-15	S G T耐圧強化ベントライン止め弁後弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室 (管理区域)
AV217-19	N G C常用空調換気入口隔離弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室 (管理区域)
MV217-20	N G C常用空調換気入口隔離弁後弁	中央制御室 原子炉棟地上3階非常用ガス処理装置室 (管理区域)
MV226-13	S G T F C V S第1ベントフィルタ入口弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟地上3階北側連絡通路 (非管理区域)
MV217-18	N G C非常用ガス処理入口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟地上3階北側連絡通路 (非管理区域)
MV217-23	N G C非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟地上3階北側連絡通路 (非管理区域)
MV217-5	N G C N 2 トーラス出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟地上1階A-R C Wポンプ熱交換器室 (非管理区域)
MV217-4	N G C N 2 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：原子炉建物付属棟地上2階原子炉棟送風機室 (非管理区域)
MV229-1A	A - F C S入口隔離弁	中央制御室
MV229-2A	A - F C S出口隔離弁	中央制御室

手順のリンク先について

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ついて、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.9.2.1(2) 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水素排出
 - ・格納容器フィルタベント系補機類の操作手順
 - <リンク先> 1.7.2.1(1) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
2. 1.9.2.1(3) b. 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視
 - ・代替交流電源設備からの電源供給手順
 - <リンク先> 1.14.2.1(1) a. ガスタービン発電機によるM/C C系及びM/C D系受電
 - 1.14.2.1(1) b. 高圧発電機車によるM/C C系又はM/C D系受電
 - ・原子炉補機代替冷却系による冷却水確保手順
 - <リンク先> 1.5.2.2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
3. 1.9.2.2 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設備の電源を代替電源設備から給電する手順
 - ・代替電源設備により給電する手順
 - <リンク先> 1.14.2.1(1) a. ガスタービン発電機によるM/C C系及びM/C D系受電
 - 1.14.2.1(1) b. 高圧発電機車によるM/C C系又はM/C D系受電
 - 1.14.2.3(1) a. ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタ受電
 - 1.14.2.2(1) a. 所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電
 - 1.14.2.2(1) b. 可搬型直流電源設備による給電
4. 1.9.2.3 その他の手順項目について考慮する手順
 - ・原子炉補機代替冷却系による冷却水確保手順
 - <リンク先> 1.5.2.2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱
 - ・格納容器フィルタベント系補機類の操作手順
 - <リンク先> 1.7.2.1(1) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
 - ・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，常設代替直流電源設備として使用する

るSA用115V系蓄電池，可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車，SA用115V系充電器による可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロー，可燃性ガス濃度制御系再結合器，電動弁及び監視計器への電源供給手段並びに可搬式窒素供給装置，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への燃料給油手順

- <リンク先> 1.14.2.1(1) a. ガスタービン発電機によるM/C C系及びM/C D系受電
- 1.14.2.1(1) b. 高圧発電機車によるM/C C系又はM/C D系受電
- 1.14.2.3(1) a. ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタ受電
- 1.14.2.2(1) a. 所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電
- 1.14.2.2(1) b. 可搬型直流電源設備による給電
- 1.14.2.5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給
- 1.14.2.5(2) タンクローリから各機器等への給油

・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