

東海第二発電所

新規制基準への適合性に係る主な変更点 についての補足説明用資料（審査資料抜粋） （重大事故等対処設備）

平成 30 年 5 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

目 次

- ・ 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等（技術的能力 1. 1)
- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等（技術的能力 1. 2)
- ・ ペデスタル（ドライウェル部）内の水位管理方法について（技術的能力 1. 8)
- ・ 電源設備 （57 条)
- ・ 電源の確保に関する手順等（技術的能力1. 14)

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

< 目 次 >

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 原子炉緊急停止

(b) 再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制

(c) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止

(d) ほう酸水注入

(e) 制御棒挿入

(f) 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制

(g) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.1.2 重大事故等時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）

(2) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.1.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.1.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.1.3 原子炉自動スクラム設定値リスト

添付資料1.1.4 A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能） 説明図

対応フローを第1.1-2図に，タイムチャートを第1.1-3図に示す。

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に原子炉スクラム状況の確認を指示する。原子炉スクラムが成功していない場合は，手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラム及び手動による代替制御棒挿入機能を作動させるように指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて，スクラム警報の発生の有無，制御棒の挿入状態及び原子炉出力の低下の状況を状態表示にて確認する。
- ③運転員等は中央制御室にて，原子炉スクラムが成功していない場合は，手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラムを実施する。
- ④運転員等は中央制御室にて，原子炉モード・スイッチを「停止」位置に切り替える。
- ⑤運転員等は中央制御室にて，代替制御棒挿入機能を手動で作動させる。
- ⑥発電長は，上記⑤の操作を実施しても全制御棒全挿入位置とならず，未挿入の制御棒が1本よりも多い場合は，A T W Sと判断し，運転員等に非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」への移行を指示する。

c．操作の成立性

上記の操作は，中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」への移行まで2分以内で可能である。

(2) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

A T W S発生時に，発電用原子炉を安全に停止させる。

a. 手順着手の判断基準

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）の操作を実施しても、制御棒1本よりも多くの制御棒が未挿入の場合。

なお、制御棒操作監視系の故障により、制御棒の位置が確認できない場合も A T W S と判断する。

b. 操作手順

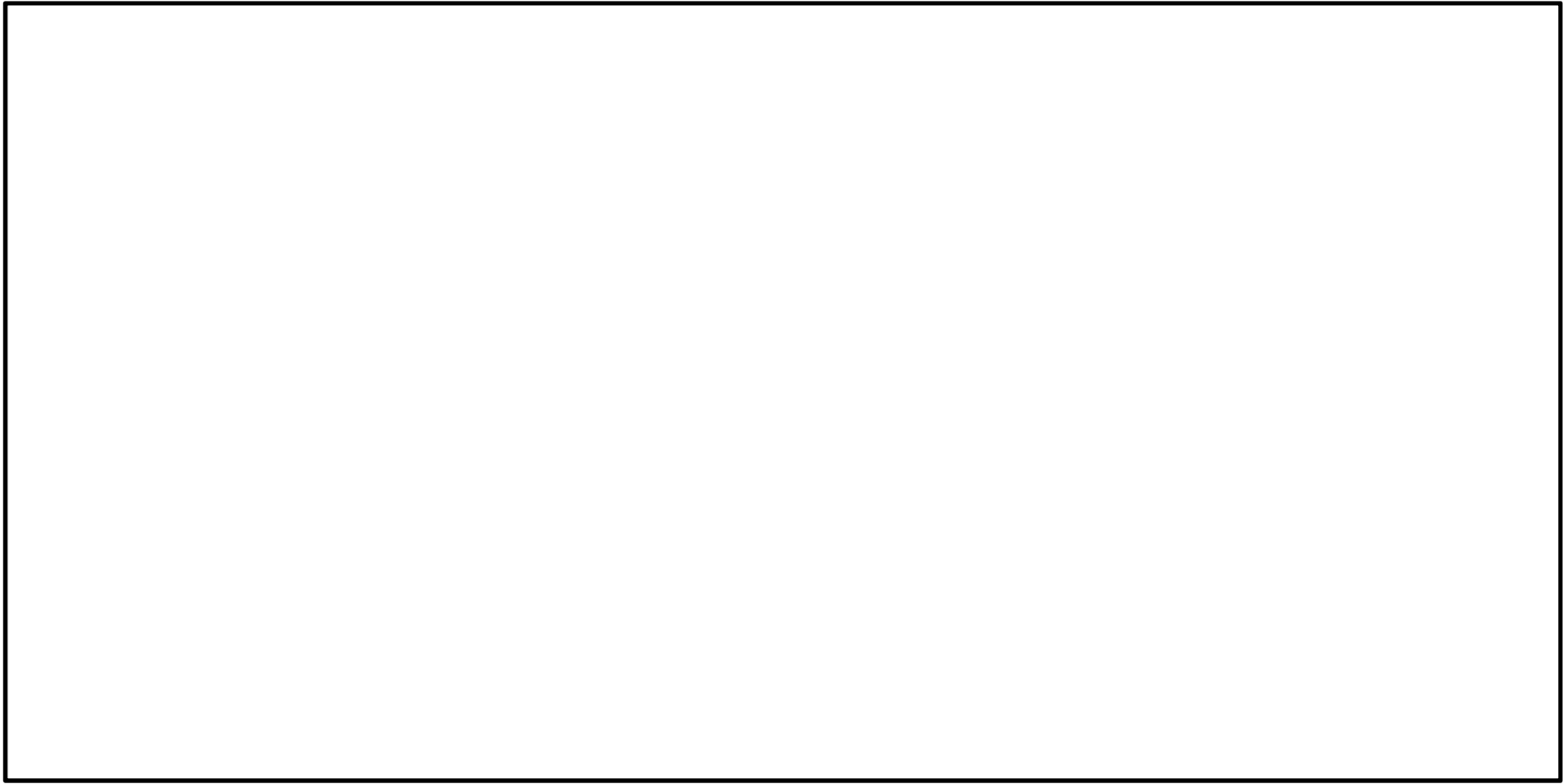
非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」における操作手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、全制御棒全挿入ランプの点灯及び原子炉出力の低下により確認する。手順の対応フローを第1.1-4図及び第1.1-5図に、概要図を第1.1-6図及び第1.1-7図に、タイムチャートを第1.1-8図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に再循環系ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作、並びに自動減圧系の起動阻止スイッチによる自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作を指示する。

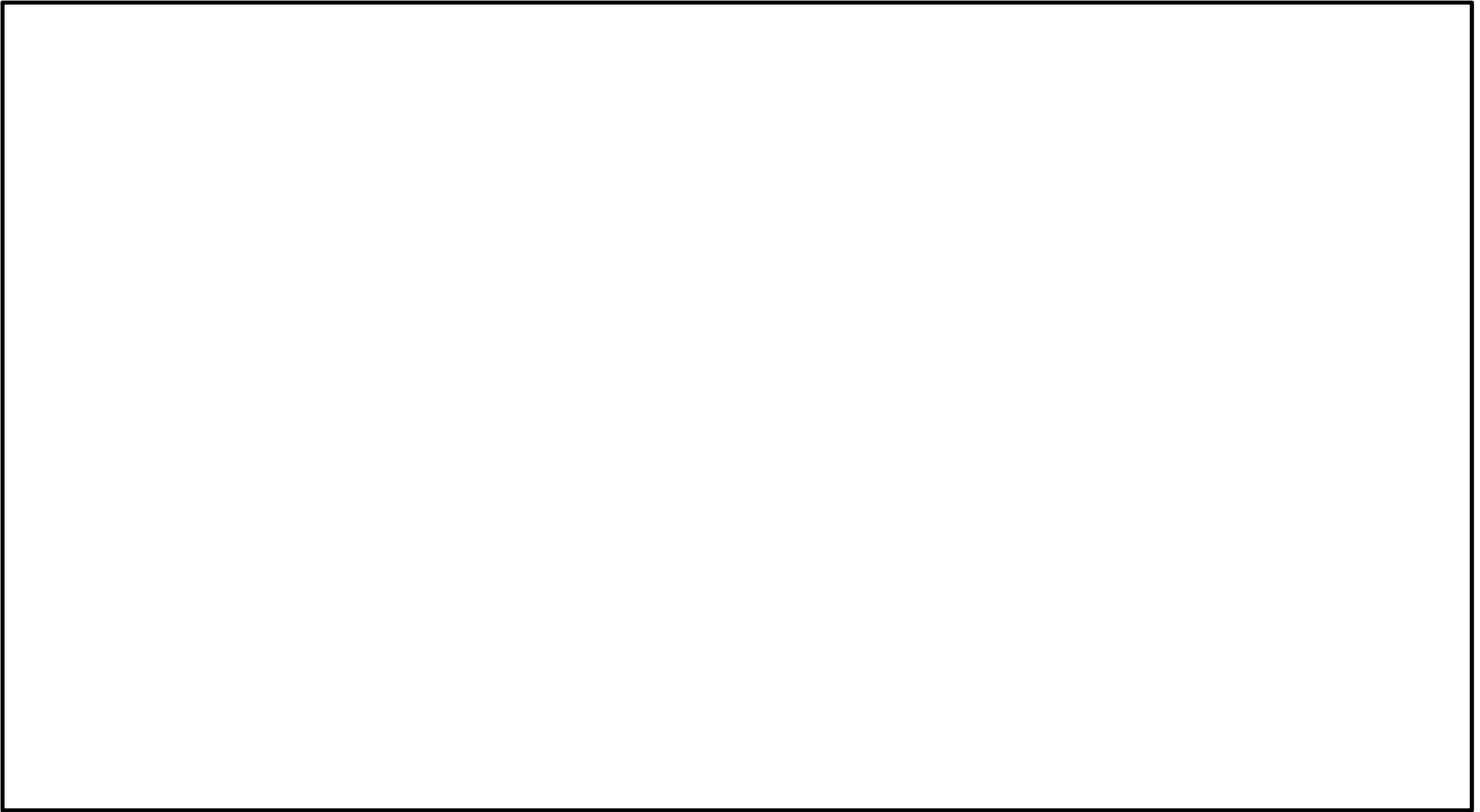
②運転員等は中央制御室にて、代替再循環系ポンプトリップ機能による再循環系ポンプの自動停止状況を状態表示にて確認する。代替再循環系ポンプトリップ機能が作動していない場合は、手動操作により再循環系ポンプを停止する。

③運転員等は中央制御室にて、自動減圧系の起動阻止スイッチによる自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作を実施する。

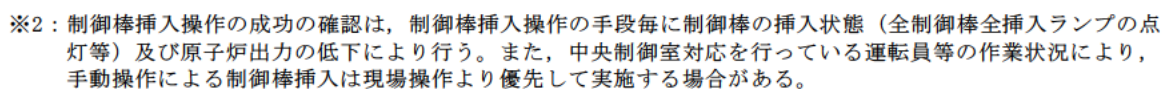
④発電長は、再循環系ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作、並びに自動減圧系の起動阻止スイッチによる自動減圧系及び過渡時自動



第 1.1-2 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）における発電用原子炉の緊急停止
対応フロー



第 1.1-4 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応フロー



1. 1—34

柏崎刈羽原子力発電所／東海第二発電所 技術的能力比較表

【対象項目：1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 設置変更許可申請書 再補正（平成 29 年 12 月 18 日）	東海第二	備考
(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択 第 1.1.7 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート	※2：制御棒挿入操作の成功の確認は、制御棒挿入操作の手段毎に制御棒の挿入状態（全制御棒全挿入ランプの点灯等）及び原子炉出力の低下により行う。また、中央制御室対応を行っている運転員等の作業状況により、手動操作による制御棒挿入は現場操作より優先して実施する場合がある。 第 1.1-9 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート	

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

< 目 次 >

1.2.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却

(b) 重大事故等対処設備

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却

(b) 復旧

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

(b) 重大事故等対処設備

d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備

(a) 重大事故等の進展抑制

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 手順等

1.2.2 重大事故等時の手順

1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水

a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水

a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

(2) 復旧

a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

b. 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順

(1) 重大事故等の進展抑制

a. 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及び注水

b. 制御棒駆動水压系による原子炉圧力容器への注水

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.2.2.4 設計基準事故対処設備を使用した対応手順

(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水

(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.2.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.2.2 自主対策設備仕様

添付資料1.2.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.2.4 重大事故対策の成立性

1. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

(1) 現場手動操作による高圧代替注水系起動

(b) 重大事故等対処設備

高圧代替注水系の中央制御室からの操作及び現場操作による発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち、常設高圧代替注水系ポンプ、高圧代替注水系タービン止め弁、逃がし安全弁（安全弁機能）、サブプレッション・チェンバ、高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁、主蒸気系配管・弁、原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁、高圧代替注水系（注水系）配管・弁、高圧炉心スプレー系配管・弁・ストレーナ、原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁、原子炉圧力容器、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及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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

（添付資料1.2.1）

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原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、上記「a. (a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却」の手段に加え、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。

この対応手段により，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。

i) 原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却

現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し発電用原子炉を冷却※⁵する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ 原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉圧力容器

※5：原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却は，ヘッドスプレイノズルによる原子炉圧力容器への注水である。

また，上記原子炉隔離時冷却系を現場での人力による弁の操作で起動したことにより発生する排水を処理する手段がある。

排水設備による排水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 水中ポンプ
- ・ ホース
- ・ 仮設発電機
- ・ 燃料給油設備

(b) 復旧

び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

ii) 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

可搬型代替直流電源設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して発電用原子炉を冷却^{※7}する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 所内常設直流電源設備
- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 燃料給油設備

※7：原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却は、ヘッドスプレイノズルによる原子炉圧力容器への注水である。

なお、可搬型代替直流電源設備へ燃料を給油することにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち、原子炉隔離時冷却系ポンプ、原子炉隔離時冷却系蒸気

供給弁，逃がし安全弁（安全弁機能），サプレッション・チェンバ，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁・ストレーナ，原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備として位置付ける。

復旧にて使用する設備のうち，原子炉隔離時冷却系ポンプ，逃がし安全弁（安全弁機能），サプレッション・チェンバ，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ，原子炉圧力容器，所内常設直流電源設備，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，可搬型代替直流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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

（添付資料1.2.1）

以上の重大事故等対処設備により，全交流動力電源が喪失した場合，又は全交流動力電源の喪失に加えて常設直流電源系統が喪失した場合においても，発電用原子炉を冷却することができる。

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

・排水設備

排水を行わなかった場合においても，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することができるが，排水が可能な場合は，原子炉隔離時冷却系の運転継続

時間を延長できることから、原子炉隔離時冷却系の機能を維持する手段として有効である。

c. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

上記「a. (a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却」及び「b. (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却」により発電用原子炉を冷却する際は、発電用原子炉を冷却するための原子炉圧力容器内の水位を監視する手段がある。

また、原子炉圧力容器へ注水するための高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系の作動状況を確認する手段がある。

さらに、発電用原子炉を冷却するための原子炉圧力容器内の水位を制御する手段がある。

監視及び制御に使用する設備（監視計器）は以下のとおり。なお、現場計器については、S_s機能維持を担保する設計である。

高圧代替注水系（中央制御室起動時）の監視計器

- ・原子炉水位（広帯域，燃料域，S A 広帯域，S A 燃料域）
- ・原子炉圧力
- ・原子炉圧力（S A）
- ・高圧代替注水系系統流量
- ・サプレッション・プール水位

高圧代替注水系（現場起動時）の監視計器

- ・原子炉水位（広帯域^{※8}，燃料域^{※8}，S A 広帯域^{※8}，S A 燃料域^{※8}）
- ・高圧代替注水系系統流量
- ・可搬型計測器

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから現場手動操作による高圧代替注水系起動での原子炉圧力容器への注水開始まで58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、放射線防護具、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1.2.4）

（2）重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2-19図に示す。

給水・復水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が故障により使用できない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。

中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。

これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系の運転を継続する。

1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順

（1）全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水

a．現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず、中央制御室からの操作及び現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合は、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持するように原子炉水位（広帯域、燃料域、S A 広帯域、S A 燃料域）及び可搬型計測器により監視する。また、これらの計測機器が故障又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。

原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

（添付資料1.2.5）

また、現場手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動した場合は、潤滑油冷却器の冷却水を確保するため、真空タンク点検口を開放することにより、原子炉隔離時冷却系ポンプ室に排水が滞留することとなるが、この排水を処理しなかった場合においても、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系を水没させずに継続して運転できる。

（a） 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により中央制御室からの操作による原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系での原子

炉圧力容器への注水ができない場合において、中央制御室からの操作及び現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

(b) 操作手順

現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-8図、第1.2-9図に、タイムチャートを第1.2-10図に示す。

【現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動（運転員操作）】

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の準備開始を指示する。
- ②発電長は、災害対策本部長代理に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動にて発生する排水の処理を依頼する。
- ③運転員等は中央制御室にて、原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量の計器端子台に可搬型計測器の接続を実施し、発電長に原子炉圧力容器内の水位を報告する。
- ④運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉隔離時冷却系の駆動蒸気圧力が確保されていることを原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）の原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が規定値以上であることにより確認する。
- ⑤運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉隔離時冷却系タービン及びポンプに使用している潤滑油冷却器の冷却水を確保するため、原子炉隔離時冷却系真空タンク点検口の開放操作を実施後、原子炉隔離時冷却系潤滑油クーラ冷却水供給弁の全開操作を実施し、発電長に原子炉隔離時冷却系の冷却水確保完了を報告する。

- ⑥運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の系統構成として、原子炉隔離時冷却系トリップ・スロットル弁の全開を確認するとともに、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁の全開操作を実施後、原子炉隔離時冷却系タービングランド部からの蒸気漏えいに備え防護具（自給式呼吸用保護具及び耐火服）を装着し、発電長に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の準備完了を報告する。
- ⑦発電長は、運転員等に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動及び原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ⑧運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁を徐々に開操作することにより原子炉隔離時冷却系を起動し、原子炉隔離時冷却系タービンの回転数を可搬型回転計にて確認しながら規定回転数に調整する。また、原子炉建屋原子炉棟地下2階原子炉隔離時冷却系ポンプ室（管理区域）の現場監視計器により原子炉隔離時冷却系の作動状況を確認し、発電長に作動状況に異常がないことを報告する。
- ⑨運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを可搬型計測器による原子炉水位指示値及び原子炉隔離時冷却系系統流量指示値の上昇により確認し、作動状況に異常がないことを発電長に報告するとともに、原子炉隔離時冷却系 S A 蒸気止め弁を現場手動操作にて操作することにより原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で原子炉圧力容器内の水位を制御する。なお、中央制御室にて原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量の監視ができない場合は、原子炉建屋

原子炉棟にて可搬型計測器により原子炉水位指示値を監視し、現場計器にて原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力指示値を確認することで、原子炉圧力容器の水位を制御する。

【原子炉隔離時冷却系排水処理（重大事故等対応要員操作）】

- ①災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に排水処理を指示する。
- ②重大事故等対応要員は、排水処理に必要な発電機、水中ポンプ、電源ケーブル及びホースの準備を行い、原子炉建屋屋外まで移動する。
- ③重大事故等対応要員は、防護扉を開放する。
- ④重大事故等対応要員は、原子炉建屋屋外に発電機を設置、原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）の原子炉隔離時冷却系ポンプ室に水中ポンプ及びホースを設置、原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）に電源ケーブルを搬入する。
- ⑤重大事故等対応要員は、発電機－モータコントロールセンタ間及び発電機－水中ポンプ間の電源ケーブルを敷設し、モータコントロールセンタの各端子へ電源ケーブルを接続する。
- ⑥重大事故等対応要員は、原子炉建屋原子炉棟地下2階 原子炉隔離時冷却系ポンプ室の水密扉を開放し固縛する。
- ⑦重大事故等対応要員は、水中ポンプの吐出側にホースを接続し、接続したホースを原子炉建屋原子炉棟地下2階 原子炉棟床ドレン・サンプまで敷設する。
- ⑧重大事故等対応要員は、発電機を起動させるため、発電機本体から起動操作を行い発電機を起動させる。

⑨重大事故等対応要員は、水中ポンプを起動させるため、制御盤から起動操作を行い水中ポンプを起動させ、原子炉棟床ドレン・サン
プへ送水を開始する。

⑩重大事故等対応要員は、水中ポンプの運転状態を制御盤の状態表示にて確認する。

⑪重大事故等対応要員は、排水処理を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）8名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水開始まで125分以内、重大事故等対応要員による排水処理開始まで300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（自給式呼吸用保護具及び耐火服）、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。

原子炉隔離時冷却系ポンプ室に現場運転員が入室するのは原子炉隔離時冷却系起動時のみとし、その後速やかに退室する手順とする。したがって、原子炉隔離時冷却系タービングランド部からの蒸気漏えいに伴う環境温度の上昇による運転員への影響はないものと考えており、防護具（自給式呼吸用保護具及び耐火服）を確実に装着することにより本操作が可能である。

（添付資料1.2.4）

(2) 復旧

a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設直流電源設備により給電している場合は、所内常設直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。

なお、全交流動力電源の喪失により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が機能喪失し、サブプレッション・プール水の温度が原子炉隔離時冷却系の設計温度を超えると想定される場合、原子炉圧力容器への注水を低圧代替注水系（可搬型）に切り替える。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な所内常設直流電源設備の蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、代替交流電源設備により直流電源を確保できない場合。

(b) 操作手順

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

(c) 操作の成立性

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

(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1.2-19図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統が喪失した場合の対応

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統の喪失により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。

中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。

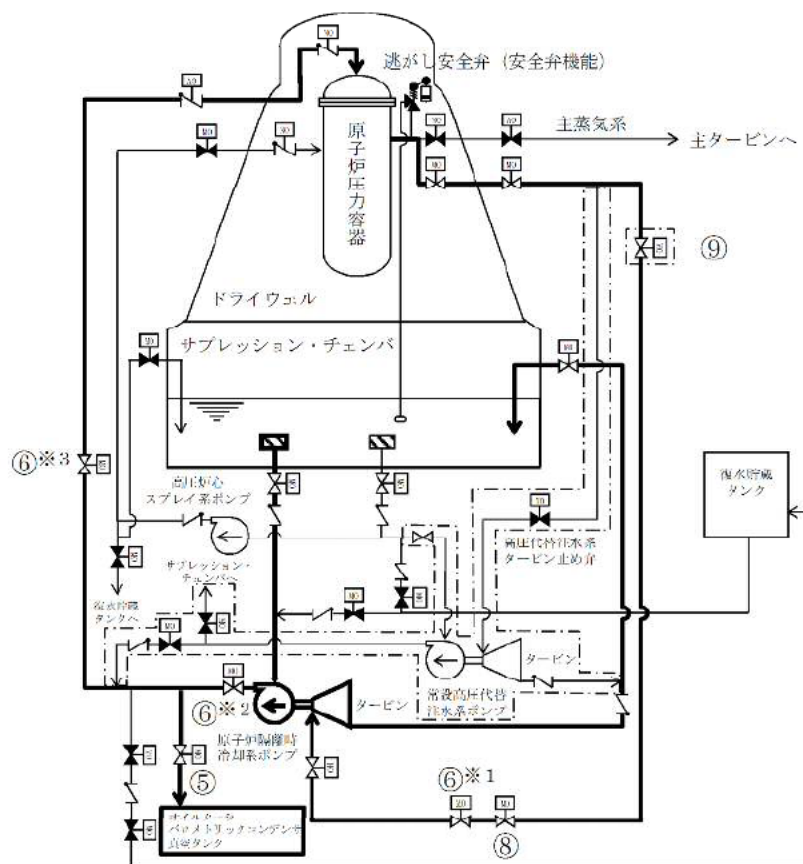
いずれの操作によっても高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合は、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。

これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。

b. 全交流動力電源のみ喪失した場合の対応

全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設直流電源設備により給電している場合は、所内常設直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車により所内常設直流電源設備のうち直流125V充電器に給電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。

代替交流電源設備による給電ができない場合は、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器



凡例

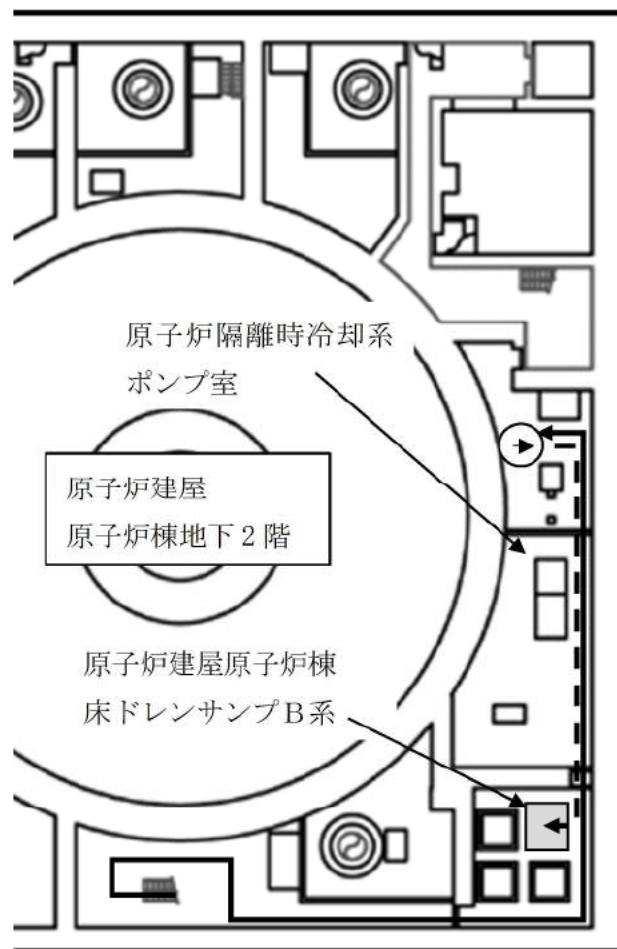
	ポンプ
MO	電動駆動
AO	空気駆動
NO	窒素駆動
HO	油圧駆動
	弁
	逆止弁
	逃がし安全弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
⑤	原子炉隔離時冷却系潤滑油クーラ冷却水供給弁
⑥※1	原子炉隔離時冷却系トリップ・スロットル弁
⑥※2	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁
⑥※3	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁
⑧	原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁
⑨	原子炉隔離時冷却系 S A 蒸気止め弁

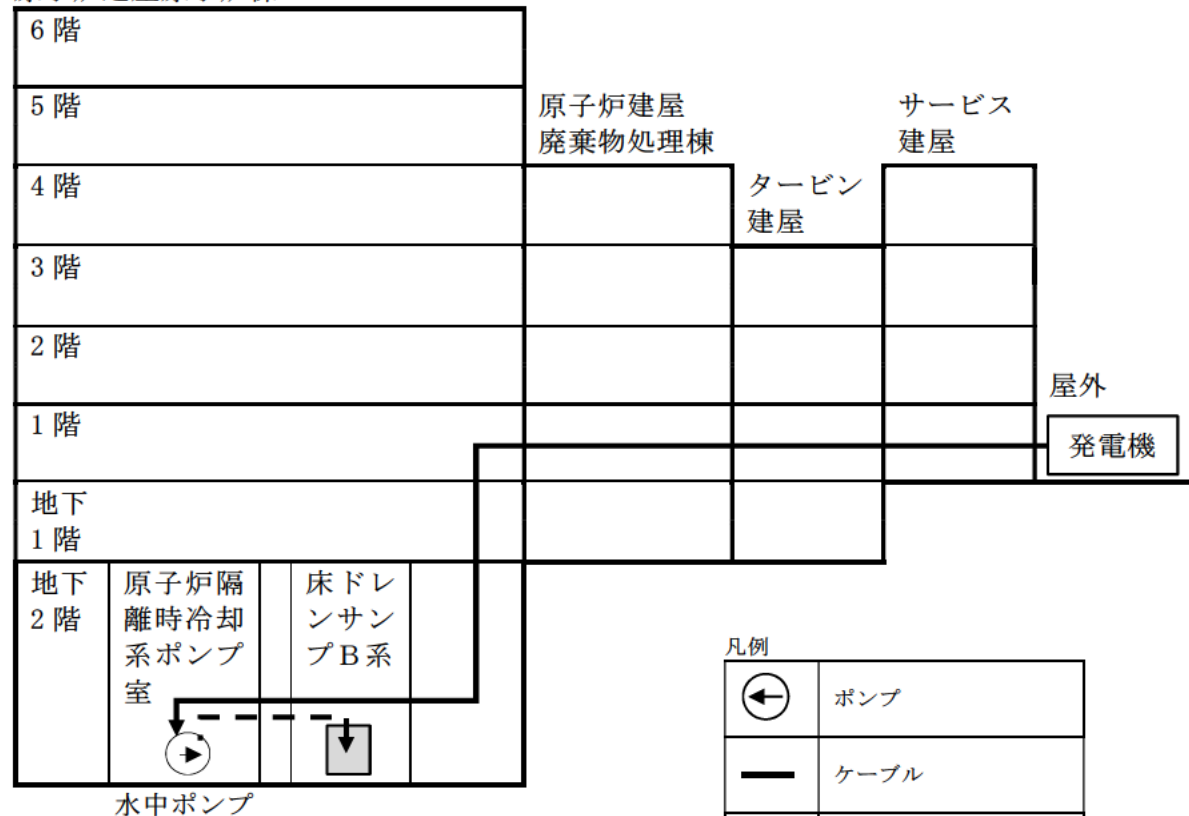
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※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 1.2-8 図 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動 概要図



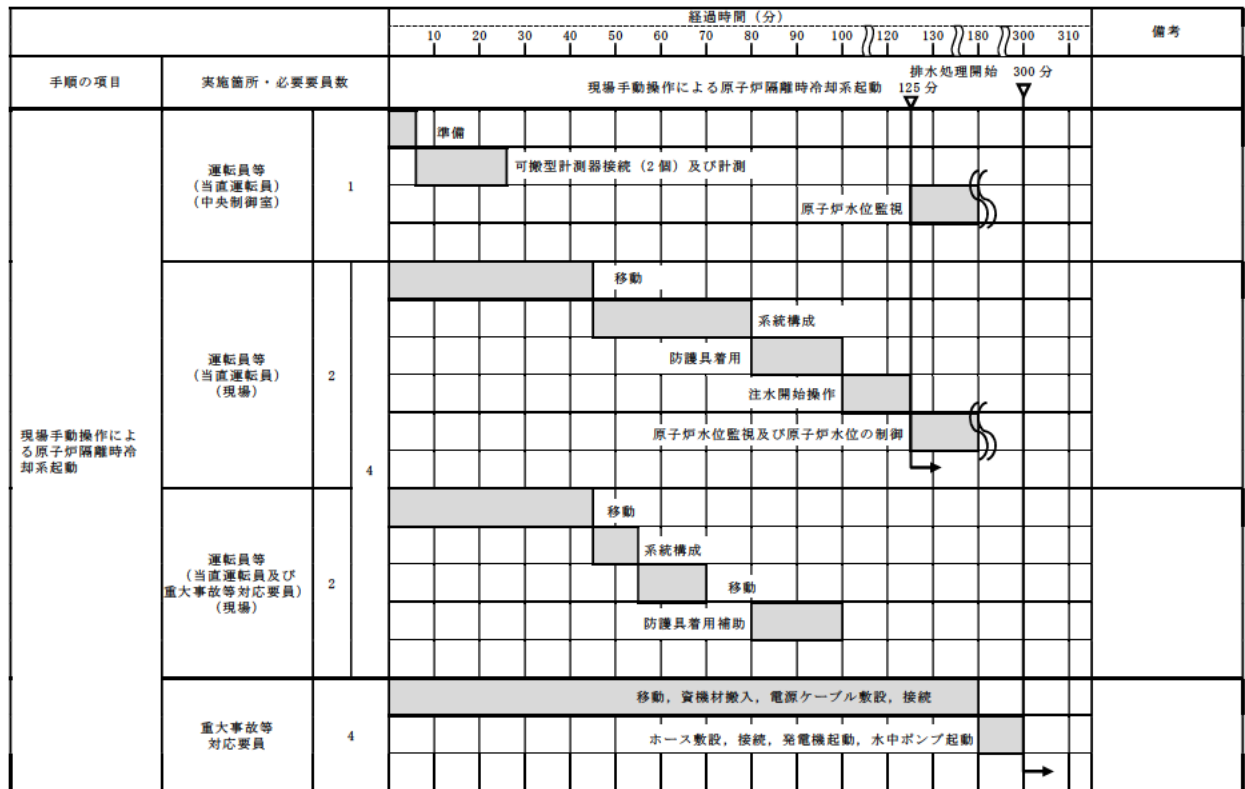
原子炉建屋原子炉棟



凡例

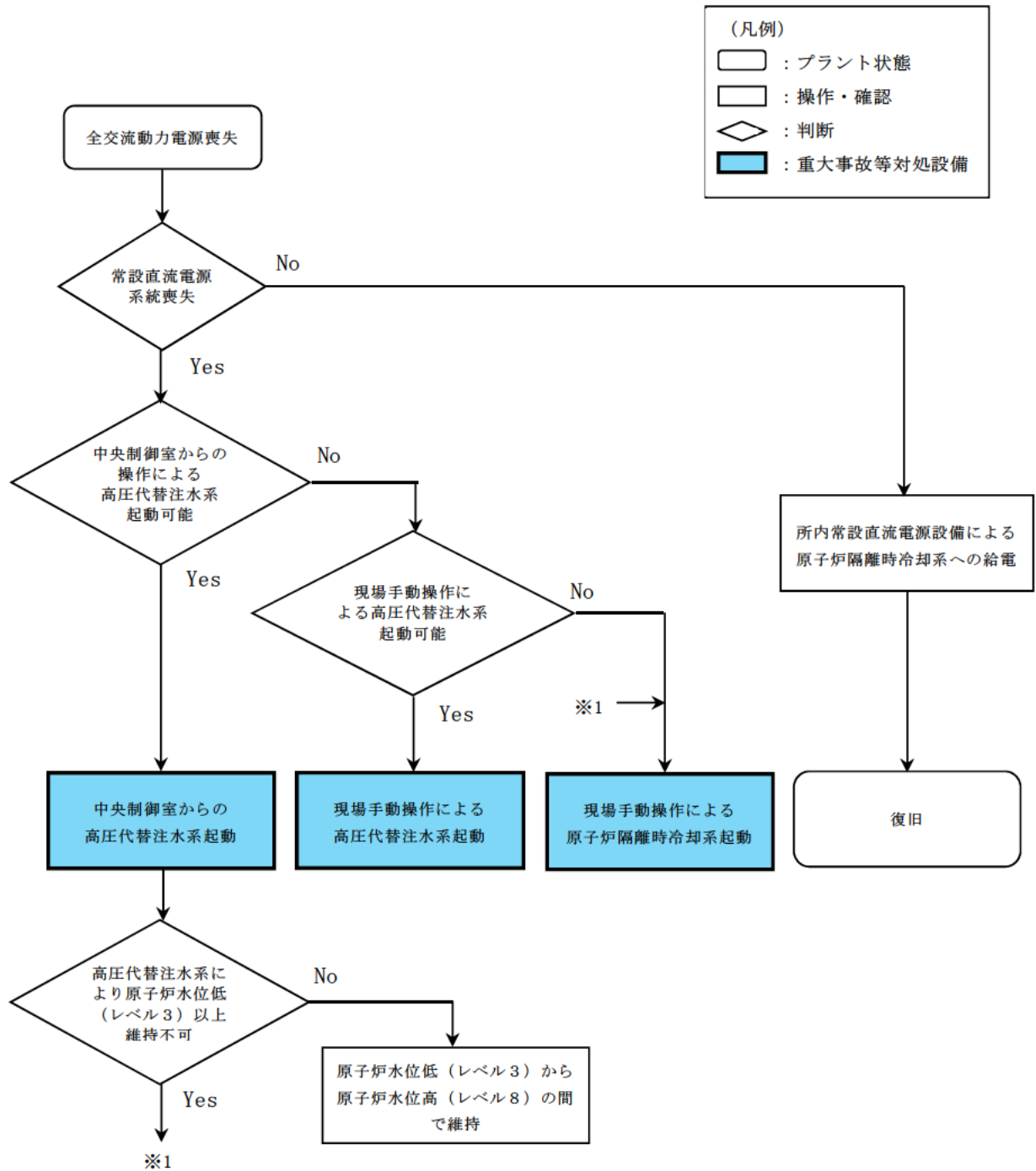
	ポンプ
	ケーブル
	ホース

第 1.2-9 図 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動（排水処理） 概要図



第 1.2-10 図 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動 タイムチャート

(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (1/2)



第 1.2-19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/4)

ペDESTAL（ドライウエル部）内の水位管理方法について

東海第二発電所における，熔融燃料－冷却材相互作用及び熔融炉心・コンクリート相互作用の影響抑制を考慮したペDESTAL（ドライウエル部）（以下「ペDESTAL」という。）内の水位管理対策の内容を以下に示す。

1. ペDESTALの構造及び設備概要

東海第二発電所のペDESTALの概要図を第1図(a)及び(b)に示す。

ペDESTAL内の底面及び側面には，原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）が破損し熔融炉心（以下「デブリ」という。）が落下した際のペDESTAL構造健全性確保のため， ZrO_2 製のコリウムシールドを設置する。また，コリウムシールド内は床ドレンサンプとして用いるために，コリウムシールド表面にSUS製のライナを敷設し通常運転中の水密性を確保するとともに，その内側に機器ドレンサンプを設置する。

ドライウエルにて生じる床ドレン及び機器ドレン並びに機器ドレンサンプを冷却するための冷却水は，第1図(a)及び(b)のようにペDESTAL側壁の貫通孔を通る配管により各ドレンサンプへ導かれる。これらの配管はコリウムシールドの側壁部より高い位置からペDESTAL内へ接続し，コリウムシールド内に堆積したデブリが配管へ流入しない設計とする。

床ドレンサンプ内に流入した水は，1mに立ち上げたスワンネックから流出させ，スリット及び配管を通じて原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ排水する。また，排水配管を分岐させベント管へ接続することで，事故時においてペDESTALからサプレッション・チェンバへ排水する経路を設ける。

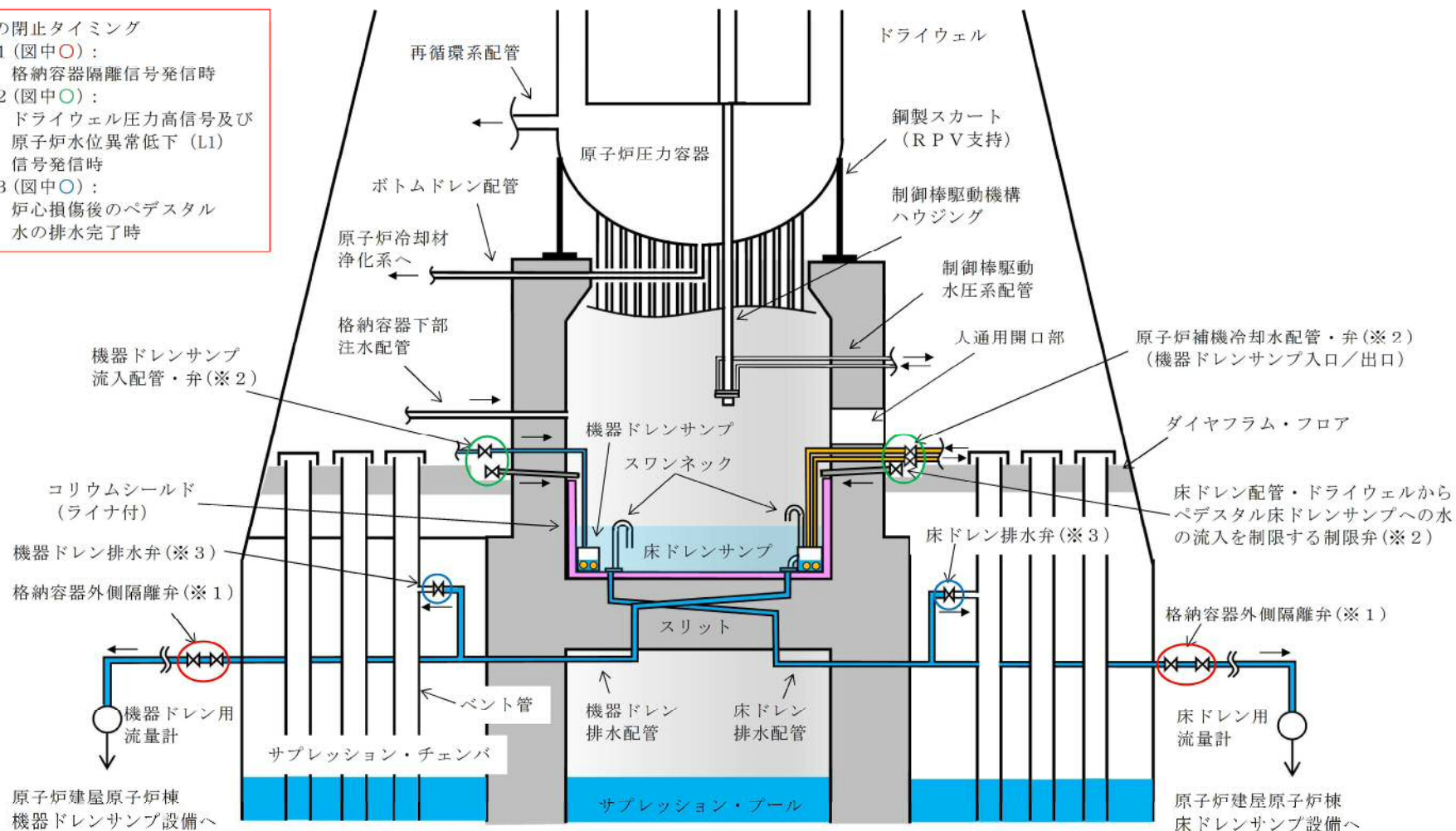
ペデスタルの側壁は鋼製スカートを介してR P Vを支持しており，R P V下部プレナムの中心付近には原子炉冷却材浄化系のボトムドレン配管が接続されているとともに，ペデスタル内には制御棒駆動水圧系配管が敷設されている。

弁の閉止タイミング

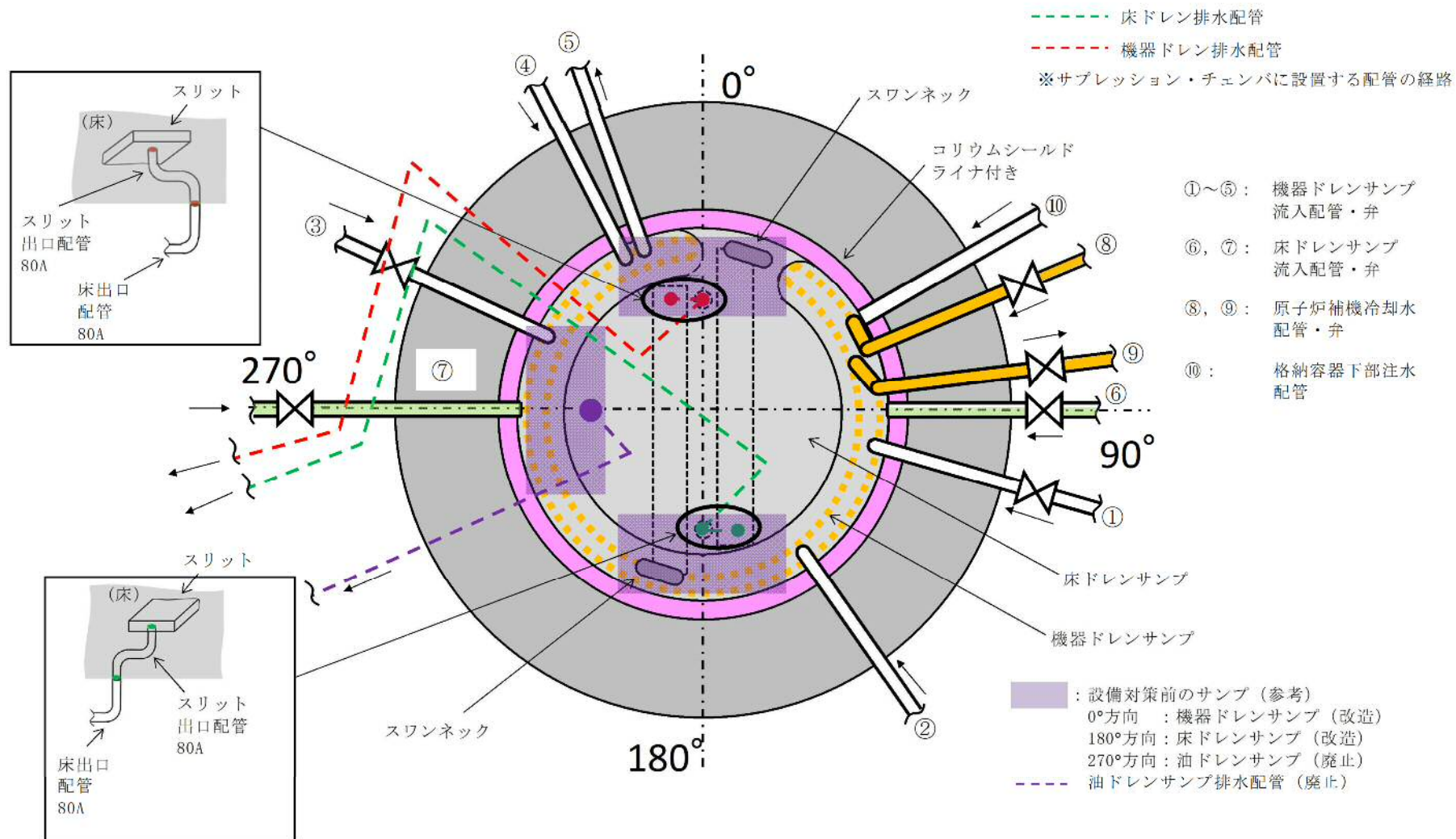
※1 (図中○) :
格納容器隔離信号発信時

※2 (図中○) :
ドライウエル圧力高信号及び
原子炉水位異常低下 (L1)
信号発信時

※3 (図中○) :
炉心損傷後のペデスタル
水の排水完了時



第1図(a) ペデスタル概要図 (断面図)



第1図(b) ペデスタル概要図（平面図）

2. 水位管理方法

通常運転時及び事故時におけるペデスタル内水位の管理方法を以下に示す。

(1) 原子炉起動前及び通常運転時

原子炉起動前において、通常運転時のペデスタル床ドレンサンプの排水性を確保するため、消火系、補給水系又は純水系を使用して必要によりペデスタル内への事前水張りを行い、ペデスタル内水位を約 1m (約 27m³) にし、通常運転時のペデスタルへの流入水の計測を可能とする。

通常運転時におけるペデスタル内へ流入する発生源が明らかな漏えい水として原子炉格納容器内のドライウェル内ガス冷却装置から発生する凝縮水等があり、これらが床ドレン水（ドライウェルエアークーラードレン含む。）として原子炉格納容器内の床ドレン配管からペデスタル内へ流入

（2004 年 4 月 30 日～2011 年 3 月 11 日の通常運転時における実測値 多量時：約 6.8m³/h，少量時：約 0.2m³/h）する。なお、通常運転時に発生する原子炉格納容器内床ドレン水の放射能濃度は約 3.7Bq/ml である。

ペデスタル内へ流入した床ドレン水は、ペデスタル内水位が約 1m の状態で流入し、スワンネックから原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ排水されるため、その排水状況を格納容器床ドレン流量により確認することで、ペデスタル内水位が約 1m に維持されていることを確認できる。また、ペデスタル内水位が約 1m に維持されていることを格納容器下部水位にて確認することもできる。

原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいが発生した場合において、スワンネックから原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備に排水される過程で、格納容器床ドレン流量により原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えい水を検出することが可能である。

(2) 事故発生からR P V破損まで

ドライウェル圧力高信号及び原子炉水位異常低下（レベル1）信号により、ペデスタル内へ流入する配管（床ドレン配管，機器ドレン配管及び原子炉補機冷却水配管）に対してペデスタル外側に設置した制限弁を自動閉止し，ペデスタルへの流入水を制限する。

制限弁閉止前の流入水等により水位が1mを超えた場合には，ベント管に接続された床ドレン排水配管及び床ドレン排水弁を経由してサブプレッション・チェンバへ排水され，R P V破損までにペデスタル内水位は1mまで低下する。

事故が発生し炉心が損傷した場合，格納容器下部注水配管から水位1mを超過するまで注水を実施し，その後排水することにより，R P V破損時に確実に水位1mを確保する運用とする。これに要する時間は30分程度（注水開始操作に要する時間（17分），水位10cm分の注水に要する時間（3分），注水停止操作に要する時間（4分）及び5cm分の排水に要する時間（5分）に余裕を加味した時間）と想定され，炉心損傷後のペデスタル注水開始からR P V破損までの約1.8時間（事象進展の早い大破断L O C A時の例）の間に余裕をもって実施可能である。

なお，床ドレンサンプの水位をR P V破損までに1mとする排水の過程において，水位が1.2m以上であるときには，床ドレン排水配管及び床ドレン排水弁を経路とした排水に加えて，ベント管に接続された機器ドレンサンプ排水配管及び排水弁を経由してサブプレッション・チェンバに排水することが可能である。

ベント管に接続する床ドレン排水弁及び機器ドレン排水弁はR P V破損前に閉とし，R P V破損後のペデスタル水のサブプレッション・チェンバへの流出を防止する。

(3) R P V 破損後

R P V 破損及びデブリ落下後，ペデスタル内にて 0.2m 以上のデブリ堆積を検知後に， $80\text{m}^3/\text{h}$ でペデスタル満水相当まで水位を上昇させるとともに，その後は満水近傍にて水位を維持する（別添 1）。

また，上記(1)～(3)の水位管理を実現するための設備対策について別添 2 に示す。

ペデスタル注水開始後の水蒸気爆発発生の可能性及び
水蒸気爆発発生抑制の考え方について

1. はじめに

東海第二発電所では、水蒸気爆発（以下「S E」という。）によるペデスタル構造への影響抑制のため、R P V破損時のペデスタル水位を 1m と設定し、S E 影響評価を実施している。しかし、R P Vの破損を判断した場合には、格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル注水を実施する手順としており、注水開始後には 1m を超える水位がペデスタル内に形成されることとなり、S E 影響評価の想定を上回る規模の S E が発生する可能性がある。

これに対して、R P V破損及びペデスタル注水開始後のペデスタル内の状況を推定し、S E の発生可能性及びこれを考慮した水位管理について検討した。以下に検討の内容を示す。

2. R P V破損時のデブリ落下挙動

R P Vが破損するような状況においては原子炉注水機能が喪失している可能性が高く、R P V破損時にはデブリの大部分が下部プレナムに堆積することで、これらのデブリの重量及び熱的影響により制御棒駆動機構ハウジング等のR P V貫通部溶接箇所が破損し、デブリが落下し始めると考えられる。その後も、制御棒駆動機構ハウジングはペデスタル内において外部サポートにより支持されているため逸出が生じることは考えにくく、アブレーションによる破損口の拡大を伴いながら下部プレナムに堆積したデブリが継続的にペデスタルへ落下するものと考えられる。

なお、有効性評価においては、溶融燃料－冷却材相互作用や溶融炉心・コ

ンクリート相互作用による格納容器への負荷を厳しく評価する観点から、R P Vの破損形態として制御棒駆動機構ハウジングの逸出を想定しており、R P V破損口はアブレーションにより拡大しながら、R P Vの内圧及びデブリの堆積ヘッドにより、約 300ton の熔融デブリが約 30 秒間でペデスタルへ全量落下する結果となっている。

3. R P V破損後のペデスタル内の水の状態と S E発生抑制の考え方

ペデスタル内の初期水量及びペデスタル注水量と、R P Vから落下するデブリの保有熱の関係より、ペデスタル内の水が飽和温度に到達する条件を評価し、その結果より S Eの発生可能性について検討した。第 1 表及び第 2 表に、評価条件を示す。

まず、R P V破損時にペデスタル内に存在する水量（水深 1m）は約 27m^3 であり、この水量を飽和温度まで昇温させるデブリ量は、約 11ton と評価される。これは、デブリ全体に対して 4%未満の落下量である。また、ペデスタルを満水（水深 ）とする水量は約 81m^3 であり、この水量を飽和温度まで昇温させるデブリ量は、約 31ton と評価される。このデブリ量がペデスタル内に堆積した場合、その堆積高さは約 0.15m となる。よって、これに余裕を考慮し、0.2m までのデブリ堆積を検知後に満水までの注水を行うことで、ペデスタル内を満水とした場合でも水の飽和状態は維持される。

また、R P V破損後のペデスタル注水は $80\text{m}^3/\text{h}$ にて実施するが、デブリからペデスタル水への伝熱速度の観点からは、熱流束を $800\text{kW}/\text{m}^2$ 一定※、伝熱面積をデブリ拡がり面積である とすると、 $180\text{m}^3/\text{h}$ 以上の水を飽和温度まで昇温する熱移行率となる。

※ M A A Pコードを用いた有効性評価においてデブリから上面水への限界熱流束として小さめに設定している値。

以上より、R P V破損後にはペデスタル内の水は速やかに飽和状態に至るとともに、0.2m までのデブリ堆積を検知後にペデスタル満水相当（水位 2.75m）までの注水を開始することにより、その後の注水過程でもペデスタル内の水は飽和状態に維持されるため、S E の発生は抑制されと考えられる。

ペデスタル満水相当（水位 2.75m）まで注水を実施した後は、2.25m 及び 2.75m 高さの水位計を用いて、水位を 2.25m から 2.75m の範囲に維持するようペデスタル注水を実施することで、サブクール度を小さく保ち S E の発生を抑制しながら、デブリの冷却を継続する。

また、R P V破損後に R P V内の残存デブリ冷却のための注水を実施した場合、注水の一部が R P Vの破損口からペデスタルへ落下しペデスタル内が常に満水状態となることが考えられるが、以下の理由により S E の発生は抑制されと考えられる。

- ・ R P Vからペデスタルへの落下水は R P V内に残存するデブリにより加熱され、また、ペデスタル内の水はペデスタルに落下したデブリにより加熱されているため、ペデスタル内の水は飽和状態を維持する
- ・ R P Vからペデスタルへの流入水のサブクール度が大きい場合、R P V内の残存デブリは冷却されており、ペデスタルへ落下する可能性は低い
ただし、ペデスタル注水手順は、先述の R P V破損口の拡大が生じない場合のような、デブリが少量ずつペデスタルへ落下してくる可能性を考慮しても、S E の発生を抑制できるよう整備する（別紙参照）。

第 1 表 デブリの評価条件

項目	値	備考
デブリ密度 (kg/m^3)		MAAP 計算結果 (RPV 破損時の値) を, デブリ保有熱が小さくなるように丸めた値
デブリ比熱 (J/kgK)		
デブリ溶融潜熱 (J/kg)		
デブリ初期温度 ($^{\circ}\text{C}$)		
デブリ冷却後温度 ($^{\circ}\text{C}$)	500	デブリ保有熱を小さめに評価する観点から, 高めに設定

第 2 表 ペDESTAL 水の評価条件

項目	値	備考
ペDESTAL 水密度 (kg/m^3)	1,000	概略値を使用
ペDESTAL 水比熱 (J/kgK)	4,180	
ペDESTAL 水初期温度 ($^{\circ}\text{C}$)	35	外部水源温度
ペDESTAL 水飽和温度 ($^{\circ}\text{C}$)	135	RPV 破損時のドライウェル圧力の包絡値 (0.3MPa) における飽和温度
ペDESTAL 水半径 (m)		コリウムシールド厚さを 15cm とした場合の, コリウムシールド内半径

デブリ少量落下時の S E 発生可能性を考慮したペデスタル注水管理について

原子炉注水機能が喪失し R P V 破損に至るような状況においては，デブリが継続的に落下することによりペデスタル内の水は飽和状態となり S E の発生は抑制され则认为られることから，R P V 破損の検知後には，確実なデブリ冠水及び冷却のため，ペデスタル満水相当まで連続して注水を行うとともに，その後もデブリの冷却に必要な量の注水を継続することとしている。その手順は以下のとおりである。

(a) R P V 破損前

ペデスタルへの事前注水及び排水配管からの排水により，水位は 1m に維持される。

(b) R P V 破損後

R P V 破損を判断した場合には，ペデスタル満水相当の水位 2.75m まで注水を実施する。その後は，2.25m 及び 2.75m 高さの水位計を用いて，水位を 2.25m から 2.75m の範囲に維持するようペデスタル注水を実施し，サブクール度を小さく保ち S E の発生を抑制する。

一方，R P V 破損前に原子炉注水機能が復旧した場合等に，少量のデブリがペデスタルに落下し残りの大部分が R P V 内に残存する可能性や，デブリがごく少量ずつ継続して落下する可能性も考えられ，デブリ落下挙動には不確かさが存在する。したがって，このような場合において，ペデスタル注水により水深が深く，サブクール度の大きい水プールが形成され，その後 R P V 内に残存したデブリが落下した際に万が一 S E が発生する可能性についても考慮し，上記 (a) 及び (b) の手順に加え，以下 (c) の手順によりペデスタルへの注水を管理することとする。

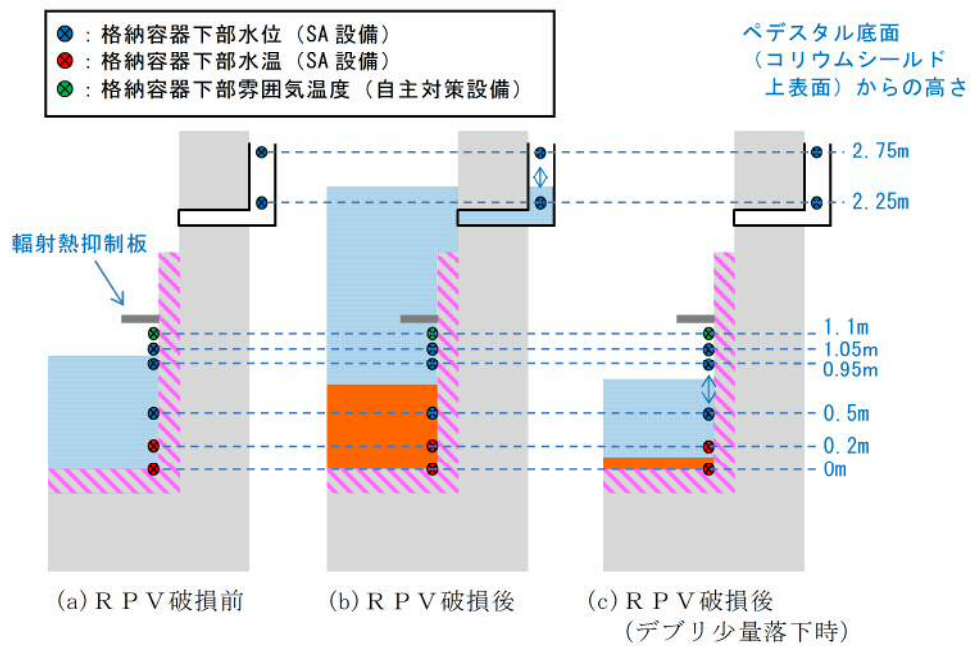
(c) R P V破損後（デブリの落下量が少量の場合）

ペDESTAL満水（水深 ，約 81ton）の水を飽和温度に到達させるデブリ量は約 31ton（全体の約 11%）であり，その堆積高さは約 0.15m となる。これより，ペDESTAL底面から 0.2m 高さにデブリ検知器を設置し，R P V破損判断後においても 0.2m 高さまでのデブリ堆積が検知されない場合には，0.5m 及び約 1m 高さの水位計を用いて，水位 0.5m 未満を検知した場合に水位約 1m までペDESTALへ注水する間欠注水を行うことにより，深い水プールの形成を防止し S E の発生を抑制する。

第 1 図に示す重大事故等対処設備の計装設備を用いた水位管理により，上記のとおりデブリの冠水状態は維持・監視可能であるが，水位を 0.5m から 1m の高さで維持している間にデブリの冠水状態が維持されていることが別のパラメータにより参考情報として得られるよう，1m より上部に格納容器下部雰囲気温度を設置し，格納容器下部雰囲気温度が格納容器圧力に対する飽和温度相当であることを確認する。万が一，デブリの冠水状態が維持されずに格納容器下部雰囲気温度が格納容器圧力に対する飽和温度相当を超えて上昇する場合には，ペDESTALへの注水を判断する。

なお，人通用開口部下端（ペDESTAL底面から約 2.8m 高さ）付近に設置されているターンテーブル等の構造物にデブリが付着した際にも，輻射熱の影響により格納容器下部雰囲気温度の指示が上昇することが考えられる。この格納容器下部雰囲気温度の指示上昇を抑制し，ペDESTAL床面に落下したデブリの冠水状態が維持されずに気相部に露出したデブリからの輻射熱による雰囲気温度の上昇のみを計測可能とするため，格納容器下部雰囲気温度は蒸気密度が高い水面付近（ペDESTAL底面から約 1.1m）に設置するとともに，検出部の上部に輻射熱抑制板を設置する。

ただし、構造物へのデブリの付着量や形状によっては、輻射熱の影響により格納容器下部雰囲気温度が機能喪失する可能性も考えられることから、格納容器下部雰囲気温度及び輻射熱抑制板は自主対策設備として設置する。



第 1 図 ペDESTAL水位管理の概念図

ペデスタル排水設備対策について

1. はじめに

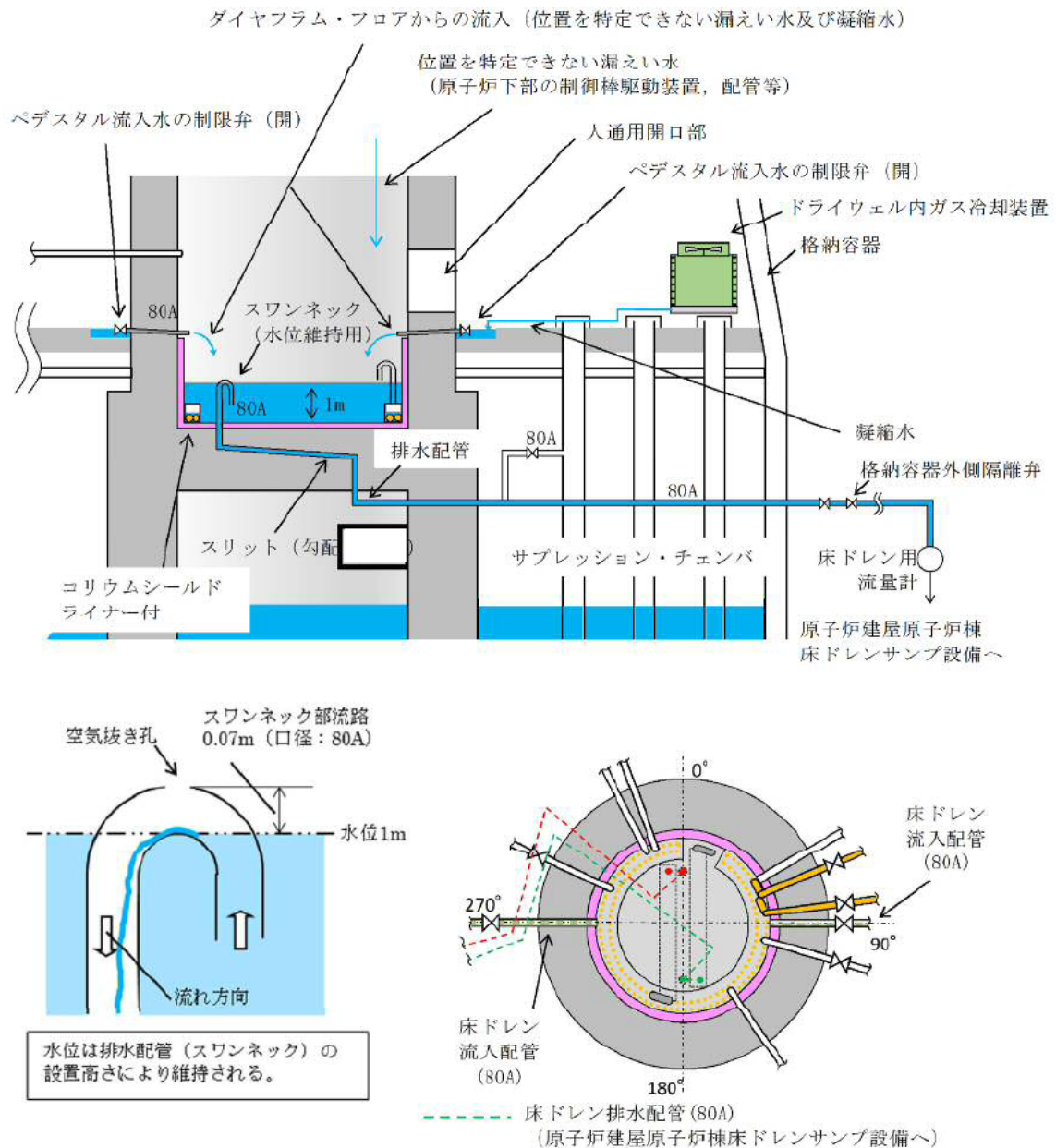
通常運転中，事故発生から R P V 破損まで及び R P V 破損後について，水位管理に必要な排水設備対策の方針を各々記載する。

(1) 通常運転時

①ペデスタル内床ドレンサンプ

- ・ドライウェル内ガス冷却装置から発生する凝縮水，漏えい位置を特定できない格納容器内の漏えい水（以下「漏えい水」という。）が流入する設計とする。（第 1 図）
- ・サンプの水位は，サンプから排水する排水配管の入口（スワンネック）高さを床面から 1m に設定することで，常時 1m の水位を保つことが可能な設計とする。（第 1 図）
- ・サンプへの流入水は，高さ 1m に設置する排水配管の入口（スワンネック）から，排水配管内を通じてサブプレッション・チェンバを経由し，格納容器外の原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ全量排水される設計とする。（第 1 図）
- ・漏えい水は，運転中に生じるドライウェル内ガス冷却装置からの凝縮水の流入によってサンプ水位は常時 1m に維持されているため，サンプに流入する全量が排水され，原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備に至る過程で，床ドレン用流量計により $0.23\text{m}^3/\text{h}$ を検出することが可能な設計とする。（第 1 図）
- ・排水配管水平部の勾配は，通常運転中の排水性を確保する観点及び R P V 破損後にスリット内でデブリが凝固するための必要な距離（スリット

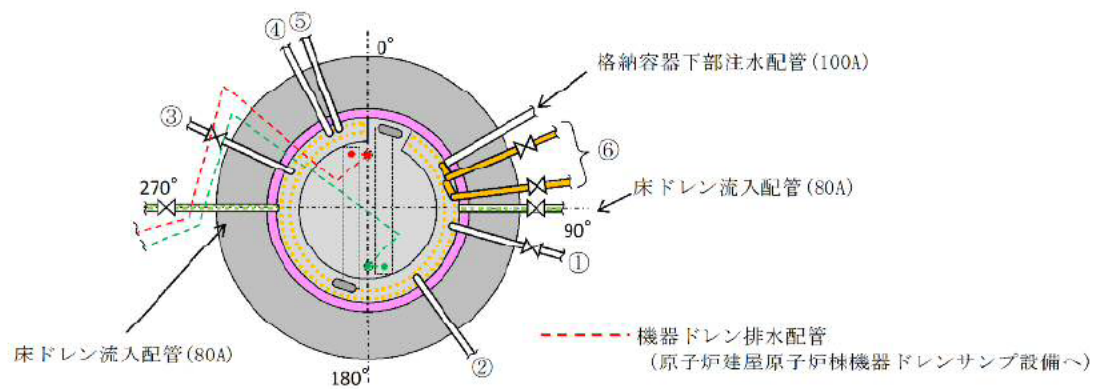
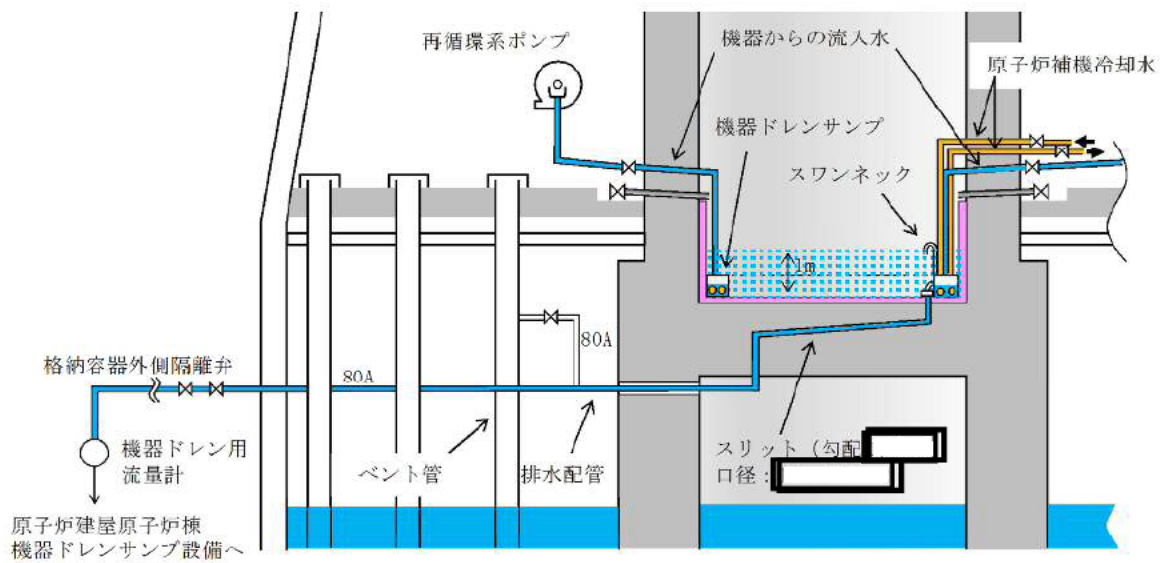
全長は□ を短くする観点から、スリットの勾配を□ に制限した設計とする。(第1図) なお、RPV破損までの排水性に対しては、スリットの勾配は影響しない。



第1図 ペDESTAL床ドレンサンプの通常運転時流入水及び排水経路図

②ペデスタル内機器ドレンサンプ

- ・再循環系ポンプグランド部からの排水，機器からのリーク水及び機器点検時のドレン水が流入する設計とする。（第2図）
- ・ドレン水は，サンプ内で冷却（原子炉補機冷却水配管により）され，原子炉建屋原子炉棟機器ドレンサンプへ全量排出される設計とする。（第2図）
- ・原子炉補機冷却水配管をサンプ内部に通し，高温のドレン水を冷却することができる設計とする。（第2図）
- ・サンプからの排水は，原子炉建屋原子炉棟機器ドレンサンプ設備に至る過程で，機器ドレン用流量計により排水量を計測し， $5.70\text{m}^3/\text{h}$ の排水（漏えい量）を検出することが可能な設計とする。（第2図）
- ・排水配管水平部の勾配は，通常運転中の排水性を確保する観点及びR P V破損後にスリット内でデブリが凝固するため必要な距離（スリット全長は□）を短くする観点から，スリットの勾配を□に制限した設計とする。（第2図）
- ・サンプには複数のドレン水が流入するため，排水性確保の観点からベント管を設置する設計とする。



NO.	流入元	運転中の状態
①	再循環系ポンプ(A) グランド部排水，機器からのリーク水 (*1)，機器点検時のドレン水 (50A) (*2)	常時排水有
②	再循環系ポンプ(A) 点検時のドレン (50A) (*2)	常時排水なし
③	再循環系ポンプ(B) グランド部排水，機器からのリーク水 (*1)，機器点検時のドレン水 (50A) (*2)	常時排水有
④	機器点検時のドレン水 (80A) (*2)	常時排水なし
⑤	再循環系ポンプ(B) 点検時のドレン (50A) (*2)	常時排水なし
⑥	原子炉補機冷却水配管 (50A)	常時通水

*1 弁グランド部からのリーク水（運転中）

*2 通常閉の弁を開にし排水（定検時のみ）

第 2 図 ペDESTAL機器ドレンサンプの運転中流入水及び排水概要図

(2) 事故発生からR P V破損前まで

①R P V破損前までに達成すべき条件

- ・デブリ落下までの間、ペデスタル床ドレンサンプの水位を 1m に維持すること。

②条件を達成するための設備対策

a. ドライウェルからの流入水の遮断

- ・ペデスタル床ドレンサンプへの流入水を遮断するため、ドライウェル圧力高信号及び原子炉水位異常低下（レベル1）信号により、ペデスタル流入水の制限弁（床ドレン）を閉にする設計とする。（第3図(a)(c)）
- ・制限弁を閉にすることにより、格納容器スプレイ水等のペデスタルへ流入する可能性のある水は、ベント管を介してサブプレッション・チェンバへ排水される設計とする。（第3図(a)(c)(d)）

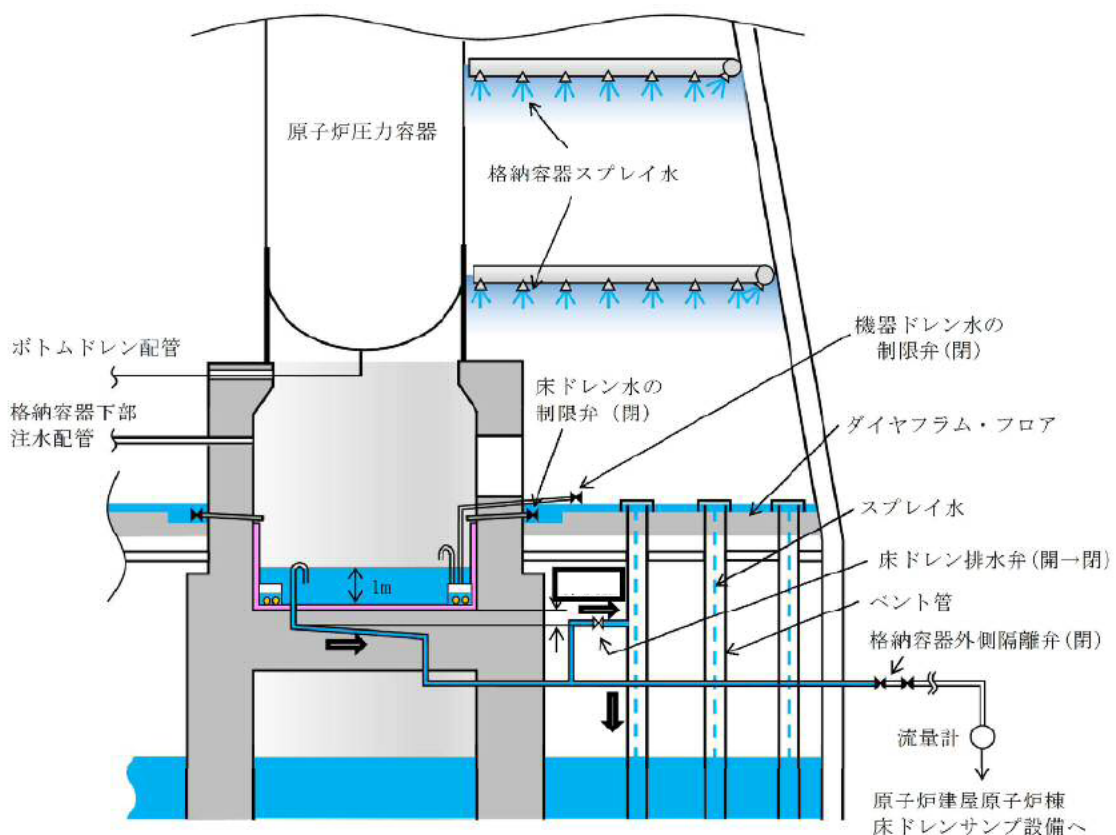
b. ペデスタルへの流入水の排出

- ・事故発生により格納容器外側隔離弁は開から閉状態となり、ペデスタル床ドレンサンプへの流入水の格納容器外への排水は遮断されるが、通常運転中から床ドレン排水弁を開の状態にしておくことで、ベント管を介してサブプレッション・チェンバへ自然排水される設計とする。（第3図(a)(c)(d)）
- ・事故時のペデスタル床ドレンサンプへの流入水により、ペデスタル床ドレンサンプの水位は上昇するが、R P V破損までの間に、ペデスタル床ドレンサンプの水位が、1m まで排水可能な設計とする。（別紙）
- ・以下を考慮し、床ドレン排水配管のベント管への接続高さをペデスタル床のコンクリート表面より 下の位置に設置する設計とする。（第3図(a)）

- ▶ 床ドレン排水配管のベント管への接続高さは、サンプへの流入水の排水流量を確保する観点からは低い方が望ましいが、スリット内部でのデブリ凝固の確実性向上の観点からは、スリット内に水を保有させるためスリットより高くする必要がある。このため、床ドレン排水配管のベント管への接続高さは、床ドレン排水配管の下端位置がスリット高さ方向の流路（10mm）の上端の位置になるように設置する設計とする。（第3図(a)）
- ▶ スリットの設置高さを低くする場合、スリット内でデブリが凝固した際に、床スラブ鉄筋コンクリートの温度上昇による強度低下が懸念される。そこで、コリウムシールドなしの条件において温度による強度低下を考慮しても床スラブの健全性が確保されるスリット高さ（ペデスタル床のコンクリート表面から 下）にスリットを設置する。（第3図(a)）
- ・ 床ドレン排水配管を接続するベント管については、真空破壊弁作動時のベント管内のサプレッション・チェンバからドライウェルへの上昇流が排水に影響することがないように、真空破壊弁が設置されていないベント管を対象とする設計とする。（第3図(d)）
 - ・ ベント管に接続する床ドレン排水弁は、R P V破損前のペデスタル注水により水位が上昇し 1m を超える高さの水位計が水位を検出した後、ベント管を通じた排水により水位が低下し同水位計にて水位が検出されなくなった場合に、一定の時間遅れ（当該水位計高さから 1m 高さまでの排水に必要な時間を考慮）で自動閉止する設計とする。これにより、R P V破損後のペデスタル水のサプレッション・チェンバへの流出を防止する。なお、地震によるスロッシング等により万一排水弁が意図せず閉止した場合には、運転員操作により早期に排水弁を開放

する手順とする。

- ・機器ドレン排水配管及び排水弁による排水経路から、RPV破損後のペデスタル水がサプレッション・チェンバへ流出することを防ぐため、床ドレン排水弁と同時に自動閉止する設計とする。また、機器ドレン排水配管のベント管への接続高さ及び接続位置（真空破壊弁が設置されていないベント管に設置する）は、床ドレン排水配管と同じ設計とする。（第3図(d)(e)）

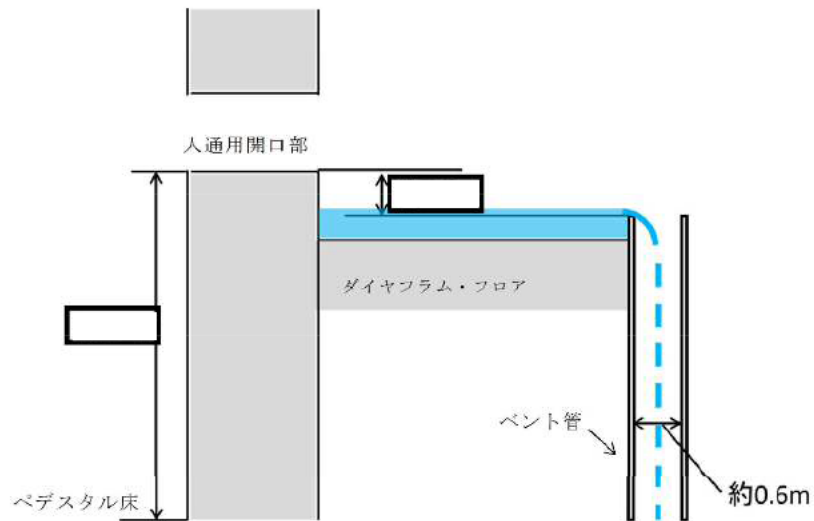


ペデスタルに流入した水はベント管（真空破壊弁が設置されていないもの）を介してサプレッション・チェンバへ排水される。ベント管は、格納容器スプレイ水等の流入も考えられるが、ベント管は個数が108本あり、約0.6mの直径を有していることから、ベント管の単位面積当たりに流れる格納容器スプレイ水等の流量は僅かであり、ペデスタルへの流入水の排水性に影響はないと考えられる。

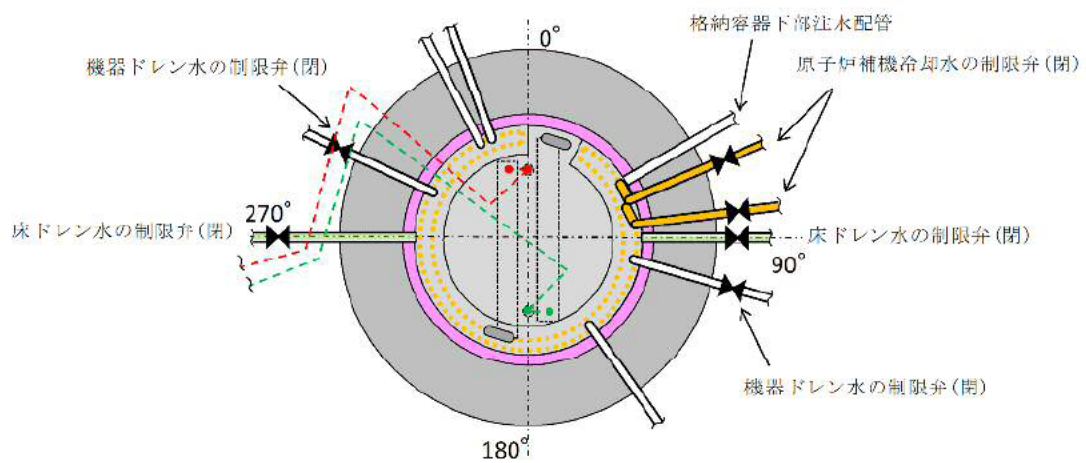
サプレッション・チェンバからの格納容器ベント用の配管下端は、ペデスタル床のコンクリート表面より約0.62m下であり、排水配管のベント管への接続高さよりも高い位置に設置されている。ただし、格納容器ベント中のサプレッション・プール水の最高水位は、ペデスタル床のコンクリート表面より約0.62m下であり、床ドレン排水配管のベント管への接続高さよりも低い位置となるため、格納容器ベント中でも床ドレン排水配管が水没することはない。

【参考】最も高い位置の真空破壊弁はペデスタル床のコンクリート表面より約0.47m下であり、床ドレン排水配管のベント管への接続高さよりも高い位置であるが、その他の真空破壊弁はペデスタル床のコンクリート表面より約1.36m下であり、床ドレン排水配管のベント管への接続高さよりも低い位置に設置されている。

第3図(a) ペデスタル床ドレンサンプの水位1m維持対策概要



第3図(b) ペダスタル床ドレンサンプの水位 1m 維持対策概要

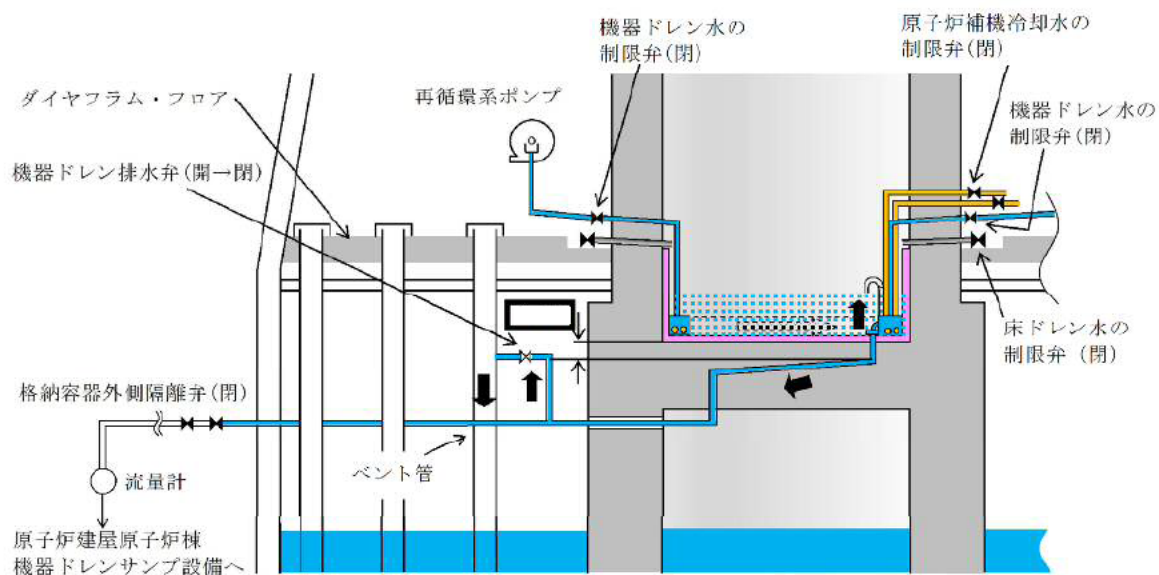


第3図(c) ペダスタル床ドレンサンプの水位 1m 維持対策概要



- 機器ドレン排水配管(80A)
(原子炉建屋原子炉棟機器ドレンサンプ設備へ)
- 床ドレン排水配管(80A)
(原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ)
- ベント管 ペDESTAL床ドレンの排水経路となるもの(真空破壊弁なし 1か所)
- ベント管 ペDESTAL機器ドレンの排水経路となるもの(真空破壊弁なし 1か所)
- ベント管 真空破壊弁付き(11か所)
- ベント管 真空破壊弁なし(95か所)

第3図(d) ペDESTAL床ドレンサンプの水位1m維持対策概要



第3図(e) ペDESTAL床ドレンサンプの水位1m維持対策概要

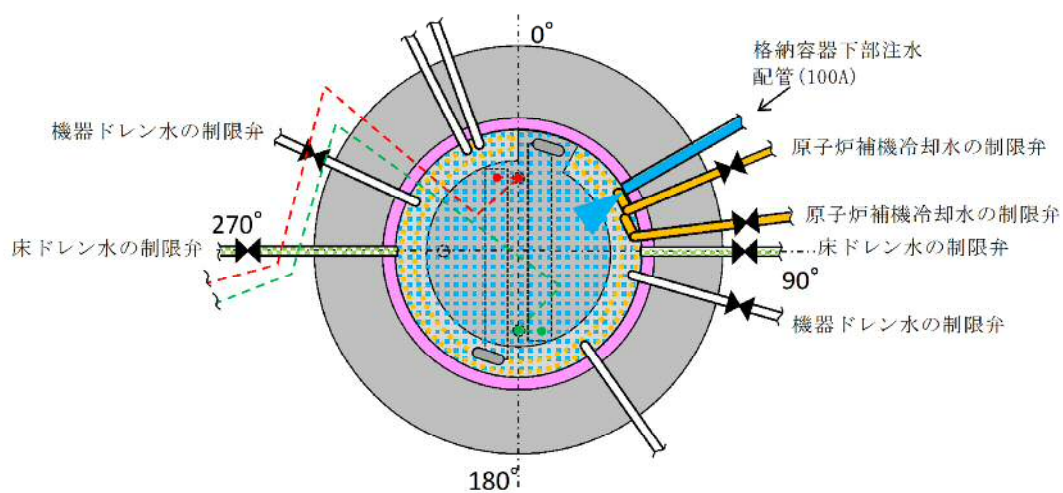
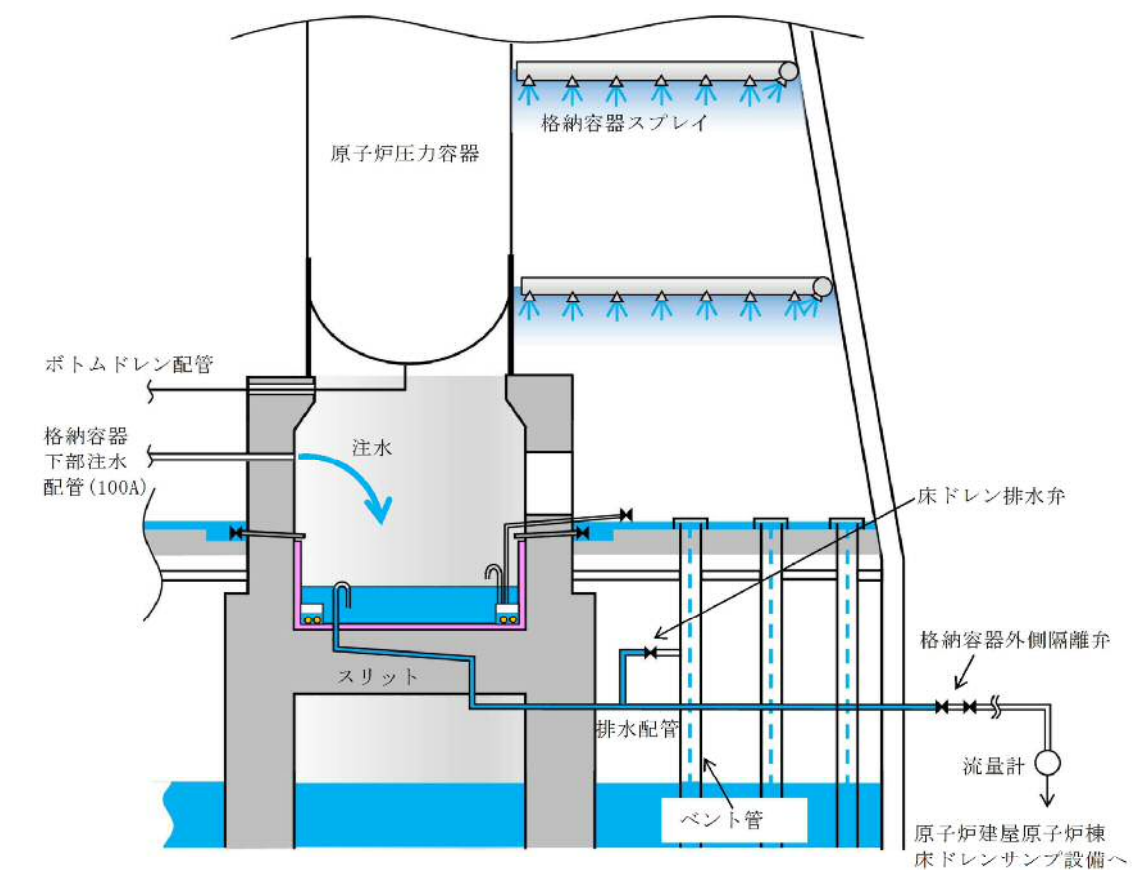
(3) R P V破損後

①R P V破損後に達成すべき条件

- ・ペデスタル床ドレンサンプへ落下したデブリを冷却するために、注水できること。
- ・ペデスタル床ドレンサンプの水位を管理できること。

②条件を達成するための設備対策

- ・R P V破損後、デブリが機器ドレン配管及び原子炉補機冷却水配管を溶融することにより、当該配管からペデスタル内へ内包水が流入することを防止するため、ドライウェル圧力高信号及び原子炉水位異常低下（レベル1）信号により、ペデスタル流入水の制限弁（機器ドレン及び原子炉補機冷却水）を閉にする設計とする。（第4図）
- ・R P V破損後のデブリ落下後に、格納容器下部注水系から注水を行う設計とする。（第4図）



第4図 ペデスタル床ドレンサンプ注水概要図

原子炉起動前及び通常運転時における
ペDESTAL（ドライウエル部）内の水位について

原子炉起動前及び通常運転時におけるペDESTAL（ドライウエル部）（以下「ペDESTAL」という。）内の水位について以下に示す。

1. 原子炉起動前におけるペDESTAL内への事前水張り

原子炉起動前において、通常運転時のペDESTAL床ドレンサンプの排水性を確保するため、消火系、補給水系又は純水系を使用して必要によりペDESTAL内への事前水張りを行い、ペDESTAL内水位を約 1m（約 27m^3 ）にし、通常運転時のペDESTALへの流入水の計測を可能とする。

2. 通常運転時におけるペDESTAL内の水位維持

通常運転時におけるペDESTAL内へ流入する発生源が明らかな漏えい水として原子炉格納容器内のドライウエル内ガス冷却装置から発生する凝縮水等があり、これらが床ドレン水（ドライウエルエアークーラードレン含む。）として原子炉格納容器内の床ドレン配管からペDESTAL内へ流入（2004 年 4 月 30 日～2011 年 3 月 11 日の通常運転時における実測値 多量時：約 $6.8\text{m}^3/\text{h}$ ，少量時：約 $0.2\text{m}^3/\text{h}$ ）する。なお、通常運転時に発生する原子炉格納容器内床ドレン水の放射能濃度は約 $3.7\text{Bq}/\text{ml}$ である。

ペDESTAL内へ流入した床ドレン水は、ペDESTAL内水位が約1mの状態で見入し、スワンネックから原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ排水されるため、その排水状況を格納容器床ドレン流量により確認することで、ペDESTAL内水位が約1mに維持されていることを確認できる。また、ペDESTAL

ル内水位が約1mに維持されていることを格納容器下部水位にて確認することもできる。

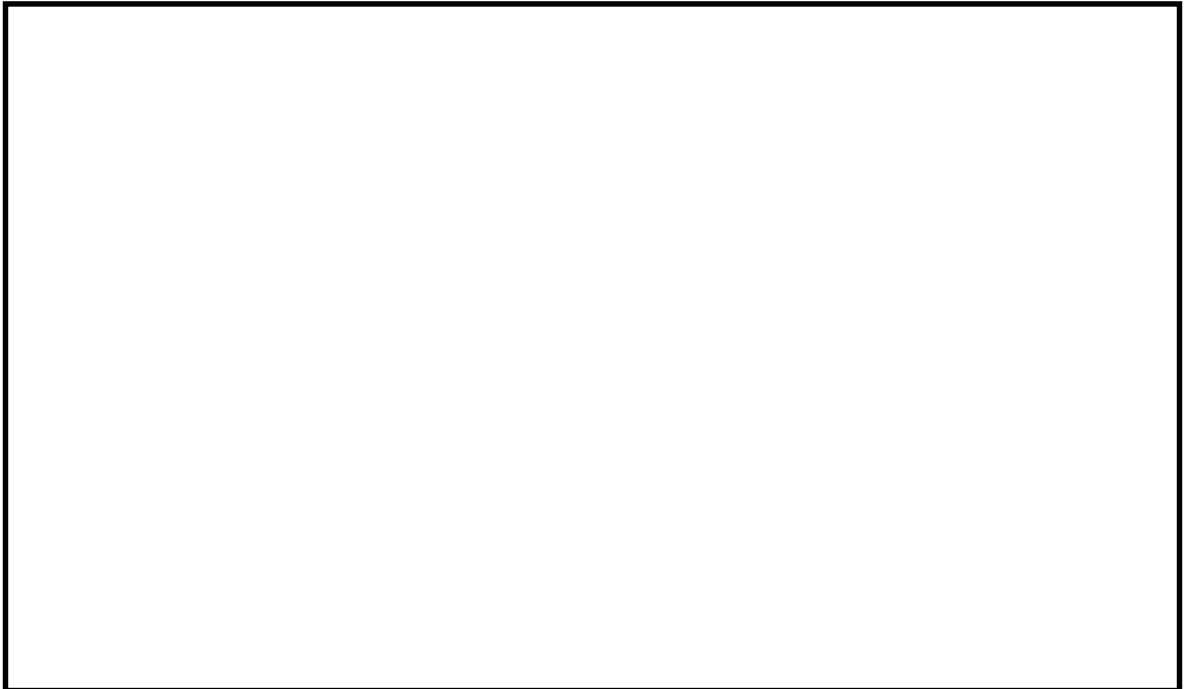
原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいが発生した場合において、スワンネックから原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備に排水される過程で、格納容器床ドレン流量により原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えい水を検出することが可能である。

46－14　S R Vの耐環境性向上のための取組みについて

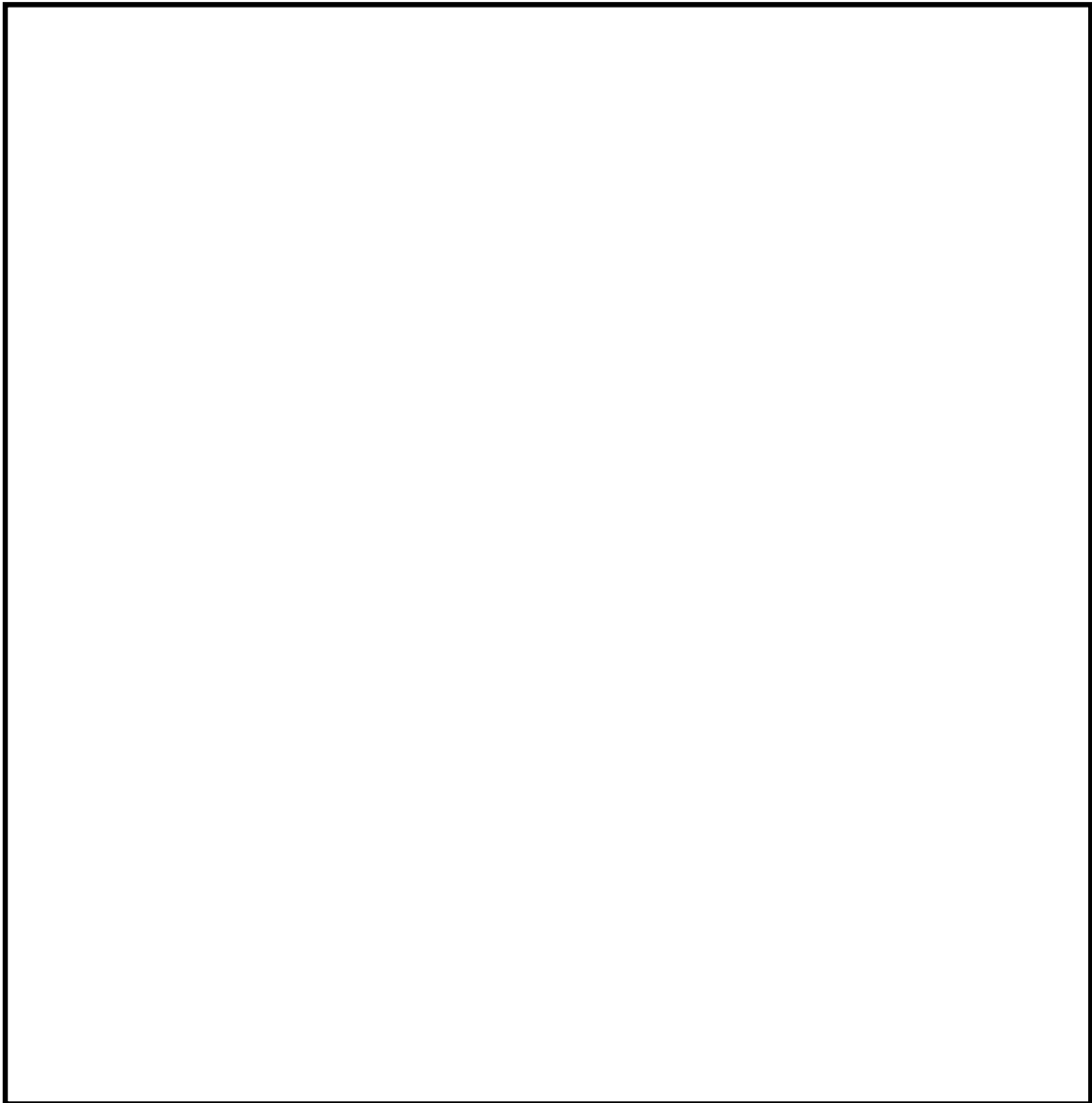
1. はじめに

東海第二発電所の有効性評価では、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における評価事故シーケンス（以下「DCH シーケンス」という。）の解析結果を入力として、逃がし安全弁（以下「SRV」という。）（自動減圧機能）の中で高温影響を受けやすい部位の温度を評価し、評価した温度が第1図に示す安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究（平成7年度）のSRV環境試験条件を下回ることで、SRV（自動減圧機能）の機能が維持されることを確認している（添付資料①）。また、SRV環境試験は本体、補助作動装置（シリンダ、電磁弁等）を組み上げて実施しており、その範囲を第2図に示す。

以下では、DCH シーケンス以外のSRV（自動減圧機能）に対して厳しい環境となる様々なシーケンスを想定した場合の環境条件についてまとめる。



第1図 安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究（平成7年度）のSRV環境試験条件



第2図 安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究（平成7年度）の
SRV 環境試験機器概要図

2. 様々なシーケンスを想定した場合の SRV（自動減圧機能）の環境条件について

(1) SRV（自動減圧機能）の環境が厳しくなるシーケンスについて

SRV（自動減圧機能）は、本体と補助作動装置から構成されており、補助作動装置の温度が上昇すると、電磁弁又はピストンのシール部が高温劣化し、SRV の機能に影響を及ぼす恐れがある。このため、SRV（自動減圧機能）の高温劣化の観点から、格納容器内が高温状態で長時間維持される事象について、以下に考察する。

SRV が必要になるのは、原子炉注水のために原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）の減圧が必要になる場合であり、起因事象として過渡事象又は破断面積の小さい LOCA を想定する（大破断 LOCA のような RPV 減圧が不要な事象は想定しない）。

炉心損傷の有無については、SRV（自動減圧機能）の環境が厳しくなるのは、炉心損傷により格納容器内の雰囲気温度が上昇する場合であり、炉心が損傷するシーケンスを想定する。

SRV（自動減圧機能）に期待する時間としては、長時間期待する方が SRV（自動減圧機能）にとって厳しい条件となることから、RPV が破損しない場合を想定する。

以上を踏まえると、様々なシーケンスを想定した場合、SRV（自動減圧機能）の環境が厳しくなるシーケンスは第 1 表のとおりとなる。

第 1 表 SRV（自動減圧機能）の環境が厳しくなるシーケンス

No.	シーケンス
1	破断面積の小さい LOCA＋炉心損傷＋SRV（自動減圧機能）開、低圧注水復旧＋RPV 破損防止（SRV（自動減圧機能）開維持、低圧注水維持）
2	過渡事象＋炉心損傷＋SRV（自動減圧機能）開、低圧注水復旧＋RPV 破損防止（SRV（自動減圧機能）開維持、低圧注水維持）

なお、DCH シーケンスでは低圧代替注水系（常設）による原子炉注水機能を評価上考慮しておらず、重大事故等対処設備の一部の機能に期待していない。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）や代替循環冷却系が機能喪失するシーケンスも存在し得るが、このような重大事故等対処設備が機能喪失する場合は大規模損壊の範囲であり、SRV（自動減圧機能）の健全性確保が必須ではないと考える。

(2) No. 1（破断面積の小さい LOCA）シーケンスについて

破断口から D/W に蒸気等が流出することにより D/W 圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力が上昇し 465kPa[gage]に到達した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により D/W スプレイを実施することから、D/W 圧力は 465kPa[gage] を超えることはない。また、D/W スプレイ実施により D/W 内は過熱状態にはならず、D/W 雰囲気温度は 465kPa[gage]の飽和温度（約 156℃）を超えることはない。さらに、東海第二発電所では、SRV（自動減圧機能）の環境緩和のために事故後 90 分後に代替循環冷却系を起動し D/W へ連続してスプレイすることとしているため、仮に D/W 雰囲気温度が約 156℃、D/W 圧力が 465kPa[gage]に一時的に到達した場合でも、代替循環冷却系を起動後 D/W 雰囲気温度及び D/W 圧力は低下傾向となる。

(3) No. 2（過渡事象）シーケンスについて

RPV 内の蒸気は SRV（自動減圧機能）を介して S/P に流入し凝縮されるため、S/P 水が飽和状態となるまでは D/W 圧力及び雰囲気温度が大幅に上昇することはない。S/P 水が飽和状態になった後、格納容器圧力が上昇し 465kPa[gage]に到達した場合は、代

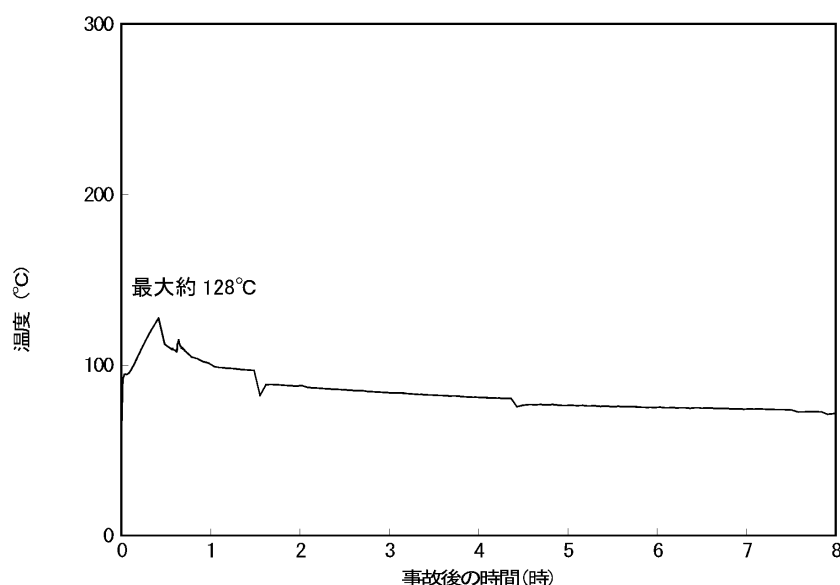
替格納容器スプレイ冷却系（常設）により D/W スプレイを実施することから、D/W 圧力は 465kPa[gage] を超えることはない。また、D/W スプレイ実施により D/W 内は過熱状態にはならず、D/W 雰囲気温度は 465kPa[gage] の飽和温度（約 156℃）を超えることはない。さらに、東海第二発電所では、SRV（自動減圧機能）の環境緩和のために事故後 90 分後に代替循環冷却系を起動し D/W へ連続してスプレイすることとしているため、仮に D/W 雰囲気温度が約 156℃、D/W 圧力が 465kPa[gage] に一時的に到達した場合でも、代替循環冷却系を起動後 D/W 雰囲気温度及び D/W 圧力は低下傾向となる。

(4) SRV（自動減圧機能）の環境条件について

① D/W 雰囲気温度について

(2) (3) のとおり、SRV（自動減圧機能）の環境が厳しくなるシーケンスを想定すると、D/W 雰囲気温度は最大約 156℃となり、代替循環冷却系の起動後は D/W 雰囲気温度は低下傾向になるため、長期的にも第 1 図に示す安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究（平成 7 年度）の SRV 環境試験条件を下回ると考えられる。

参考に、直接破断口からの蒸気が D/W に吹き出し、D/W 雰囲気温度が厳しくなる No. 1（破断面積の小さい LOCA）シーケンスを対象に D/W 雰囲気温度を解析した。なお、破断面積としては、原子炉圧力容器破損までに DCH 防止のために SRV（自動減圧機能）による減圧が必要となる範囲での最大の破断面積である 14cm²とし、D/W 雰囲気温度が厳しくなる条件とした。その結果、D/W 雰囲気温度の最大値は約 128℃であり、156℃を下回ることを確認した（第 3 図）。



第 3 図 破断面積の小さい LOCA シーケンスにおける D/W 雰囲気温度の推移

② D/W 圧力について

D/W 圧力の上昇により SRV の機能が喪失する事象として、SRV の電磁弁等のシール

材料に加わる外側圧力の上昇によりシール材料に加わる内外差圧が上昇することによる物理的破損（引張りによりシール材料が破断する）が考えられる。ただし、既存の SRV に使用されているシール材（フッ素ゴム）の破断強度は 13MPa であるところ、格納容器内に設置される場合、最大でも内外差圧は 0.62MPa 程度となること、また、弁等の機器に組み込まれるシール材は、一般的にケーシング等によって変形が拘束され過大な変形が発生することはないことから、物理的破損が発生する可能性は極めて低く、D/W 圧力の増加による SRV の機能への影響はない。

したがって、(2)(3)に記載した 465kPa[gage]は、第 1 図に示す安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究（平成 7 年度）の SRV 環境試験における圧力条件の最大値（4.35kg/cm²g：約 0.427MPa[gage]）を上回っているが、SRV の機能への影響はない。

以上のとおり、SRV（自動減圧機能）の環境が厳しくなるシーケンスを想定すると、D/W 雰囲気温度は約 156℃を下回り、代替循環冷却系の起動後は D/W 雰囲気温度は低下傾向になるため、長期的にも第 1 図に示す過去の SRV 環境試験における温度条件を下回る。また、D/W 圧力は第 1 図に示す過去の SRV 環境試験における圧力条件を上回る可能性があるが、SRV の機能への影響はない。

3. まとめ

東海第二発電所では、SRV（自動減圧機能）の環境が厳しくなるシーケンスを想定しても、第 1 図に示す過去の SRV 環境試験条件を SRV（自動減圧機能）の環境条件とすることで問題ないとする。また、SRV（自動減圧機能）は 7 個存在し、仮に DCH 防止のための原子炉の急速減圧に使用する SRV（自動減圧機能）2 個が使えなくなった場合でも、残り 5 個の SRV（自動減圧機能）を使用することにより長期的に減圧維持が可能である。

さらに、東海第二発電所では、原子炉減圧機能の重要性に鑑み、以下の対応により RPV 減圧機能の信頼性向上を図ることとする。

- ・ SRV（自動減圧機能）の作動に必要な窒素供給機能が喪失した場合を想定して非常用逃がし安全弁駆動系を SRV（逃がし弁機能）4 個に対して設置し、非常用逃がし安全弁駆動系使用時には温度 200℃及び圧力 620kPa[gage]の環境下でも開保持できる設計とする。
- ・ SRV 用アクチュエータの耐環境性能向上のため、SRV（自動減圧機能）7 個及び非常用逃がし安全弁駆動系の流路となる SRV（逃がし弁機能）4 個の計 11 個の SRV を対象に、使用前検査までにシリンダーピストンの作動に影響を与えないシール部について改良型 EPDM 材を用いた改良品に変更する（添付資料②）。
- ・ SRV 用電磁弁の耐環境性能向上のため、SRV（自動減圧機能）7 個及び非常用逃がし安全弁駆動系の流路となる SRV（逃がし弁機能）4 個の計 11 個の SRV を対象に、使

用前検査までに電磁弁の作動性能に影響を与えないシール部について改良型 EPDM 材に変更する（添付資料③）。

以上

高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について

1. はじめに

原子炉水位が燃料有効長頂部を下回り、炉心損傷に至るような状況では、原子炉圧力容器（以下「R P V」という。）内に高温の過熱蒸気が発生する。高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（以下「D C H」という。）を防止するためには、その様な環境下でも逃がし安全弁（以下「S R V」という。）を開保持し、R P V内の圧力を2.0MPa[gage]以下の低圧に維持する必要がある。

S R Vは本体と補助作動装置から構成されているが、補助作動装置の温度が上昇すると、電磁弁又はピストンのシール部が熱によって損傷し、S R Vの開保持機能に影響を及ぼす恐れがある。

ここでは、炉心損傷後、D C H防止のために原子炉の減圧を継続する環境下においても、S R Vの開保持機能が損なわれないことを評価する。

2. 評価方法

電力共同研究「安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究」において、設計基準事故を包含する保守的な環境条件として、「171℃において3時間継続の後、160℃において3時間継続した状態」でのS R V機能維持について確認されている（以下「S R V環境試験」という。）。また、長期の機能維持の観点から、126℃において試験開始24時間後から15日後までの機能維持を確認している。第2図にS R V環境試験条件を示す。

このため、MAAPコードによるD C H有効性評価解析より得られた環境温度条件を入力として、3次元熱流動解析コード（S T A R－C C M+）によりS R Vの温度を評価し、S R V環境試験の温度条件に包含されることを

確認することで、重大事故時においてもSRVの開保持機能が維持されることを確認する。

なお、3次元熱流動解析は保守的な温度条件を設定した定常解析にて実施するが、下部プレナムへの溶融炉心の落下に伴いRPV内の気相温度が急激に上昇する期間に対しては、SRVの温度上昇をより現実的に評価するため非定常解析を実施する。

3. 評価条件

(1) 温度条件

第3図及び第4図に、MAAP解析結果のRPV内気相平均温度及びドライウェル内気相平均温度を示す。このMAAP解析結果を踏まえ、以下に示す2通りの温度条件を設定する。第1表に評価条件を示す。

・温度条件①（定常解析）

RPV内気相温度については、事象発生から下部プレナムへの溶融炉心移行中の期間を代表する温度条件として、この期間における最高温度を考慮し512℃を設定する。

また、ドライウェル内気相温度については、手順に従い実施する代替循環冷却系による格納容器除熱操作（格納容器スプレイの冷却効果）を考慮することとし、格納容器スプレイを開始した以降、RPV破損までの最高温度を考慮し53℃を設定する^{*1}。なお、格納容器スプレイを開始するまでの初期のドライウェル内気相温度は53℃よりも高い80℃程度で推移するが、この期間におけるRPV内気相温度は定常解析の温度条件である512℃より十分に低いことから、SRV開保持機能維持の観点で、初期のドライウェル内気相温度の影響は、RPV内気相温度条件の保守性に包含される。

※1 格納容器スプレイによるドライウェル内気相部の冷却効果は考慮しているが、格納容器スプレイによる液滴がSRVの構造物に接触することによる冷却効果は考慮していない。

・温度条件②（非定常解析）

下部プレナムへの熔融炉心移行に伴うRPV内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件として、温度条件①で設定した期間以降のRPV内気相温度の最高値到達までの温度条件として、512℃から586℃の温度履歴を設定する。

また、ドライウェル内気相温度については、温度条件①と同様に53℃を設定する。

(2) 評価部位

SRV（自動減圧機能）の開保持には、電磁弁コイルを励磁することで、補助作動装置のピストン部へ窒素を供給し、SRV本体スプリングの閉止力を上回る駆動力を発生させ、ピストンを押上げた状態とする必要がある。SRVの開保持機能維持の観点では、高温影響を受けやすい以下の部位について評価する必要がある。

①電磁弁（下部コイルハウジング）

電磁弁のコイルは熱容量が小さく、高温影響を受けやすい。電磁弁のコイルが熱によって損傷した場合、電磁弁のコイルが消磁することで、補助作動装置のピストンへの窒素供給が遮断されるとともに、流路が排気側へ切り替わることから、ピストンを押上げていた窒素が排出され、SRV本体スプリングの閉止力によってSRV（自動減圧機能）が閉止する。このため、電磁弁を評価の対象とするが、その中で

も高温配管に近く、最も温度が高くなりやすい下部コイルハウジングの温度を評価する。

②ピストン（シール部）

ピストンのシール部にはフッ素ゴム製のＯリングが用いており、高温影響を受けやすい。ピストンのシール部が熱によって損傷した場合、シール部よりピストンを押上げていた窒素が排出され、ＳＲＶ本体スプリングの閉止力によってＳＲＶ（自動減圧機能）が閉止する。このため、ピストンの温度を評価する。

(3) 評価モデル

ＳＲＶの温度上昇を厳しく評価する観点から、互いの配管内を流れる高温の過熱蒸気の影響を受けやすい箇所として、ＳＲＶ（自動減圧機能）が最も近く隣接するバルブＢ及びバルブＨを含む範囲をモデル化する。実際の事故対応では互いに離れた位置のＳＲＶ２弁を開操作する手順とするが、電磁弁及びピストンのシール部の温度条件を厳しく評価する観点より、本評価では、隣接した２弁を同時に開状態とする評価モデルとする。第５図にＳＲＶ配置図及びモデル化範囲を、第６図にモデル図及び断面メッシュ図を示す。

4. 評価結果

評価結果を第２表及び第７図から第９図に示す。

事象発生から下部プレナムへの溶融炉心移行中の期間を代表する温度条件を適用した温度条件①の定常解析では、下部コイルハウジングの最高温度はバルブＢの約 120℃、ピストン部の最高温度はバルブＢの約 124℃であり、ＳＲＶ環境試験温度である 160℃を下回る。

また、下部プレナムへの溶融炉心移行に伴う R P V 内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件②の非定常解析では、下部コイルハウジングの最高温度はバルブ B の約 124℃、ピストン部の最高温度はバルブ B の約 124℃であり、S R V 環境試験温度である 160℃を下回る。

なお、S R V 環境試験では、160℃以上の温度条件において 6 時間の機能維持が確認されている。この試験の初期の温度条件として 171℃を与えていることを踏まえると、160℃以下の温度条件では約 7.6 時間の機能維持が可能^{※2}であると考えられる。したがって、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開保持機能が要求される、事象発生から原子炉圧力容器破損までの時間（約 4.5 時間）に対して、十分な余裕がある。

以上のとおり、炉心損傷後、D C H 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも、S R V 開保持機能は維持されることが考えられる。

※2 S R V は、「171℃において 3 時間継続の後、160℃において 3 時間継続（合計 6 時間）」という環境条件での機能維持が S R V 環境試験によって確認されている。この初期の熱負荷（171℃において 3 時間継続）をアレニウス則に基づき、160℃の熱負荷に換算すると、160℃において約 4.6 時間継続となり、これを後段の試験時間と合計すると約 7.6 時間は機能維持が可能となる。したがって、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開保持機能が要求される 4.5 時間よりも 3 時間以上 S R V 開保持機能は維持されることとなり、十分余裕が確保されている。

5. 本体部の温度上昇による影響

前述のとおり, 重大事故時においても S R V の開保持機能は維持されるが, ここでは S R V 強制開機能に対する温度上昇の影響について評価する。

閉状態の S R V を強制開とするためには, 補助作動装置の駆動力が S R V 本体の閉止力を上回る必要がある。第 3 表に温度上昇の影響を示す。S R V 本体の閉止力に対する温度上昇の影響は, いずれも強制開の妨げとなることはない。

第 1 表 3 次元熱流動解析での温度条件

項 目	温度条件①【定常解析】	温度条件②【非定常解析】
R P V 内 気相平均温度	512℃	512℃→586℃
ドライウエル内 気相平均温度	53℃	53℃

第 2 表 3 次元熱流動解析での評価結果

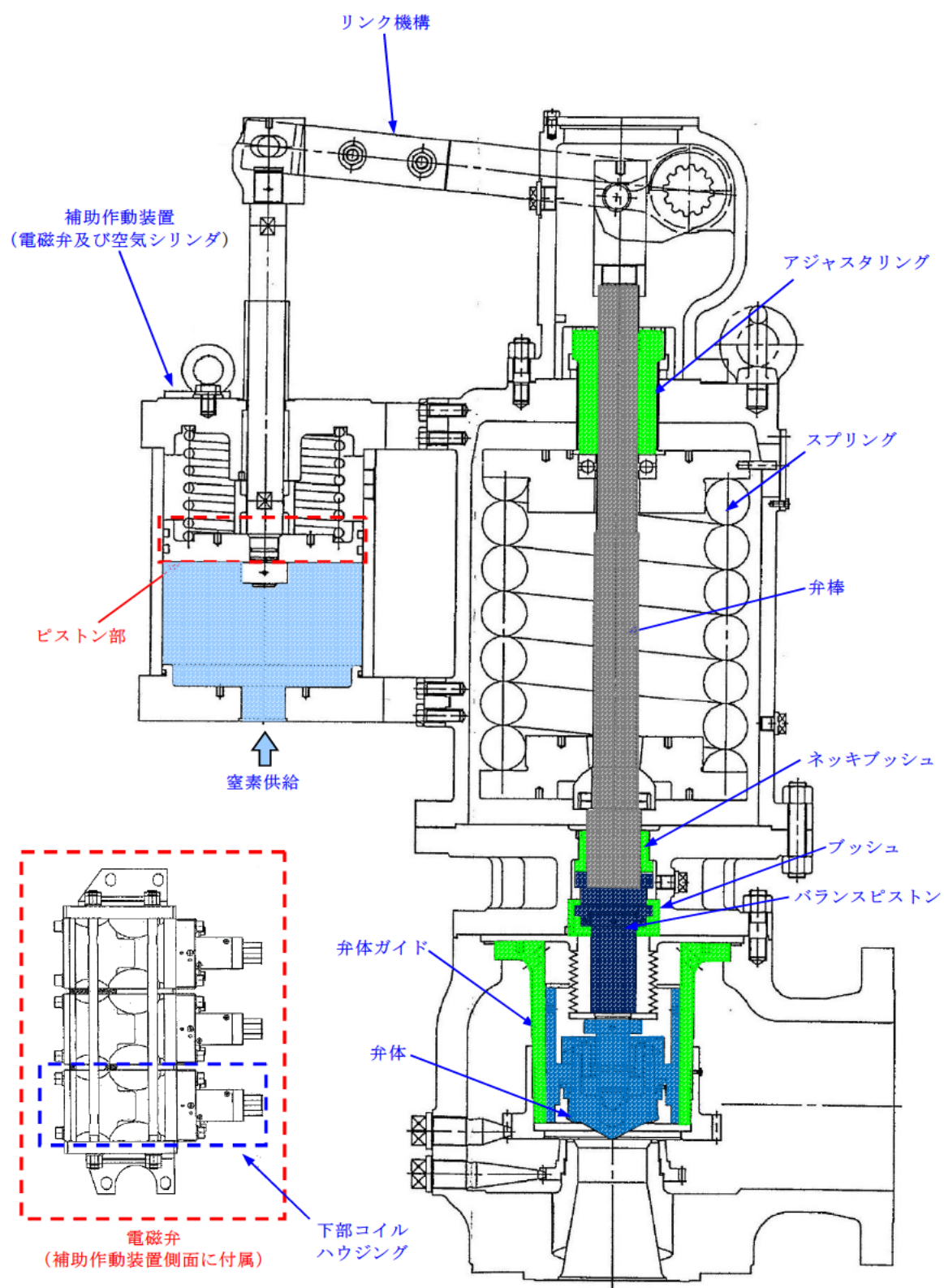
項 目	温度条件①【定常解析】		温度条件②【非定常解析】	
	バルブ B	バルブ H	バルブ B	バルブ H
下部コイル ハウジング 最高温度	約 120℃	約 112℃	約 124℃	約 116℃
ピストン部 最高温度	約 124℃	約 113℃	約 124℃	約 113℃

下部コイルハウジングは、蒸気配管からの距離がピストン部よりも近く、より蒸気配管内の高温蒸気の影響を受けやすい。したがって、下部コイルハウジング最高温度は、定常解析結果に比べて非定常解析結果の方が約 4℃上昇している。

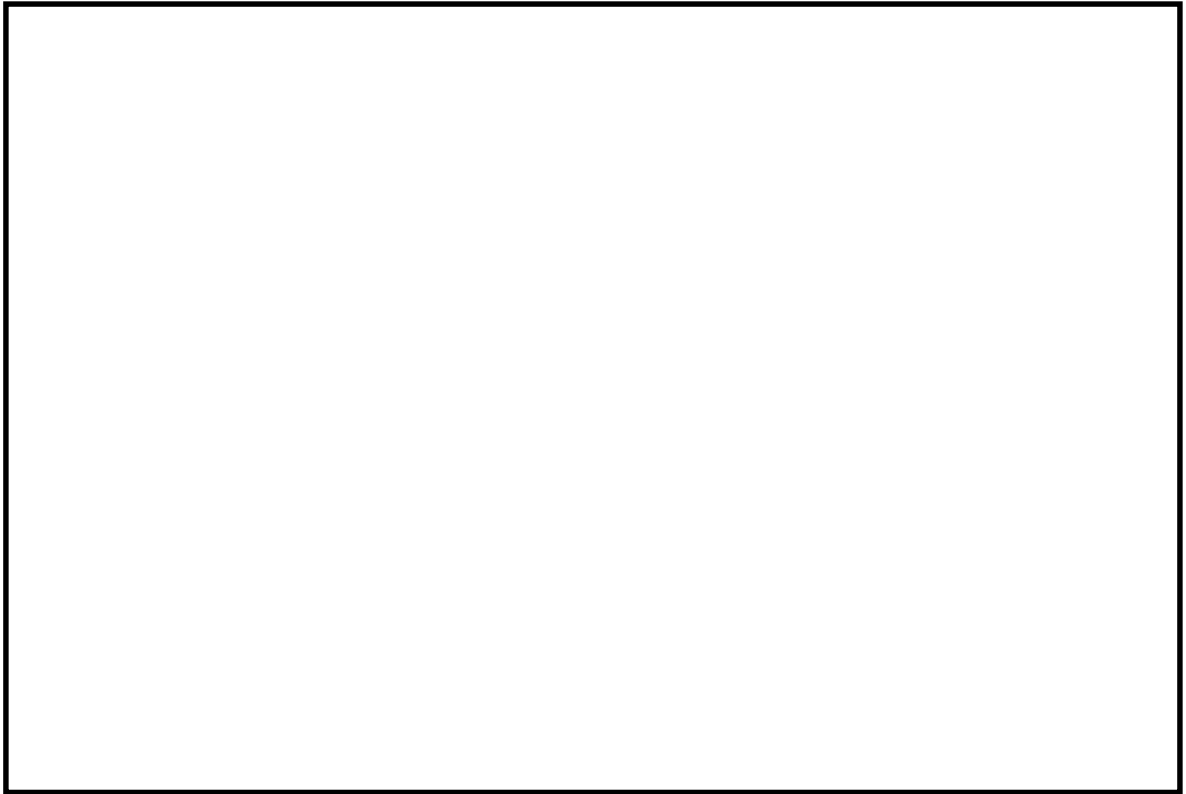
一方で、ピストン部は蒸気配管からの距離が下部コイルハウジングよりも遠く、蒸気配管内の高温蒸気の影響を受けにくい。したがって、ドライウエル雰囲気温度の影響がより支配的となり、定常解析結果と非定常解析結果で温度差が小さい。

第3表 S R V本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

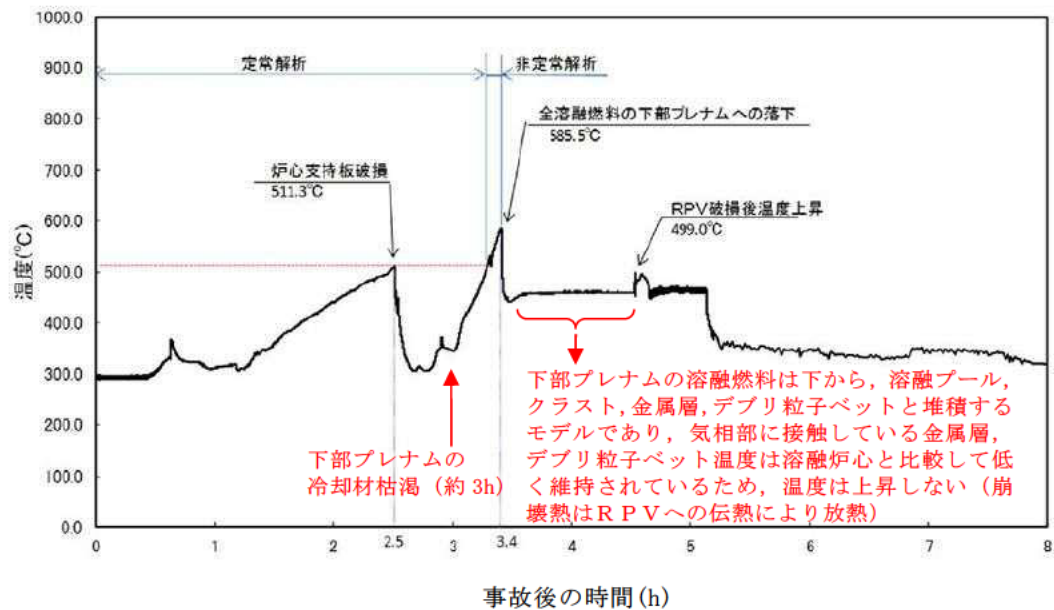
項 目	温度上昇の影響
S R Vスプリング閉止力	温度上昇に伴い、低下する方向にある。また、補助作動装置はスプリング閉止力に対して十分な駆動力を有している。
弁棒・アジャスタリング摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり、温度上昇幅は小さく、S R V強制開機能には影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ摺動抵抗	弁棒はS U S 431、ネッキブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組合せとなっており、ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
バランスピストン・ブッシュ摺動抵抗	バランスピストンはS U S 403、ブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組合せとなっており、ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体（ガイド部）・ガイド摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため、温度上昇に伴うガイドによる弁体拘束は発生しない。



第 1 図 SRV 構造図 (開状態)

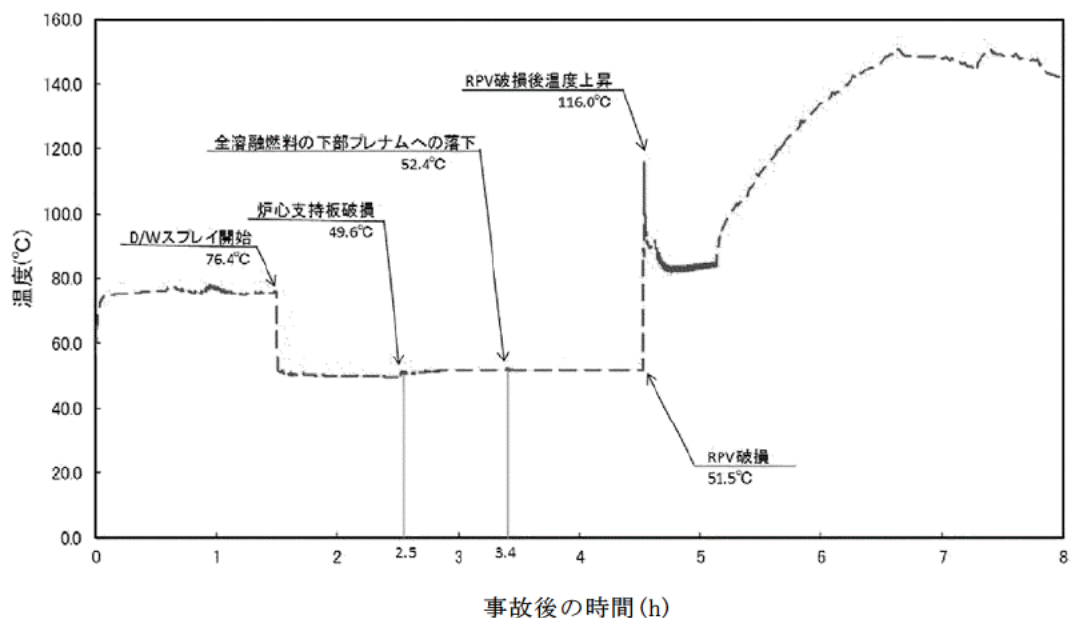


第 2 図 S R V 環境試験条件

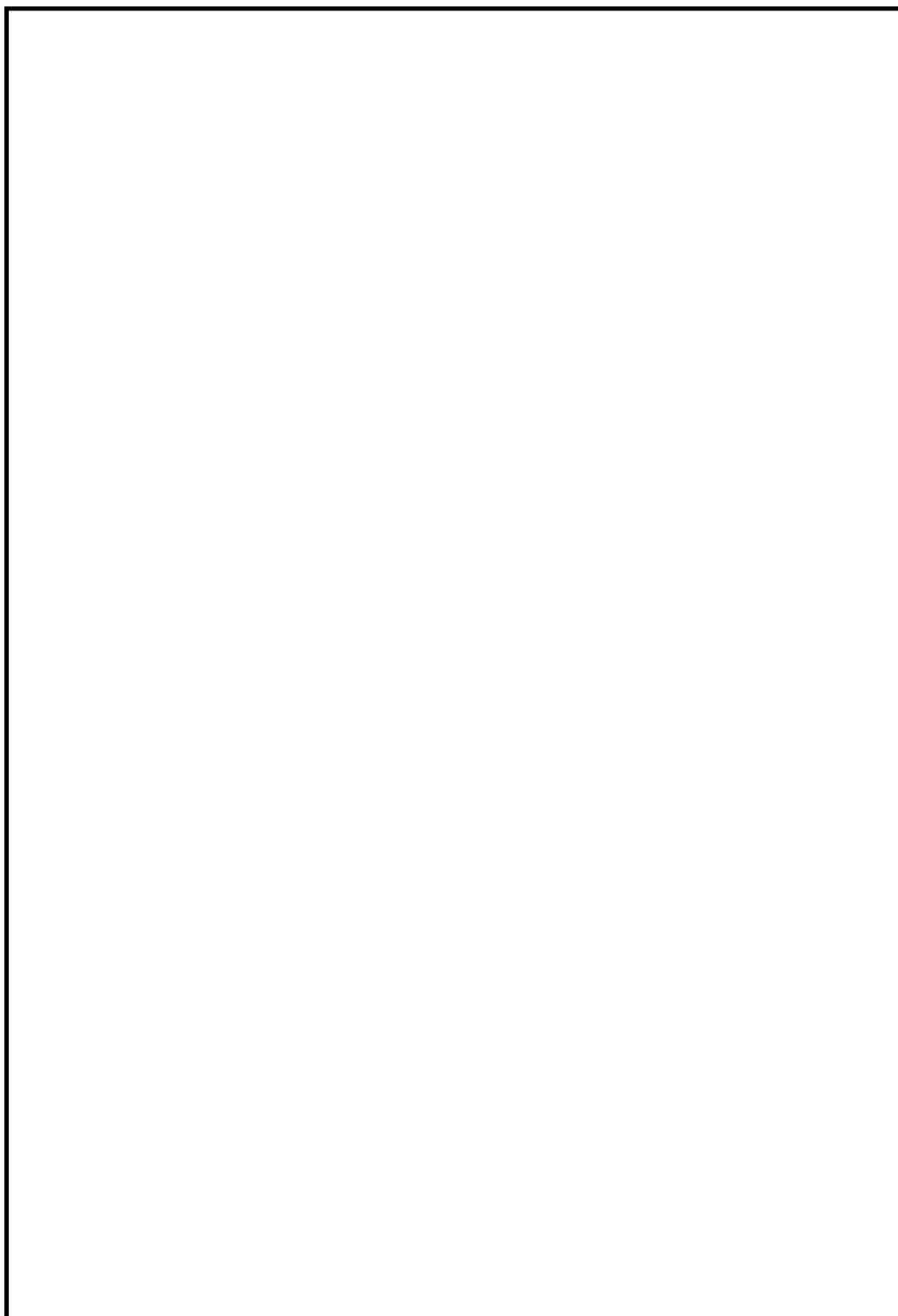


MAAP 解析の結果、炉心領域での気相温度は最大約 930°Cに到達しているが、その後、炉心上部のセパレータ、ドライヤ等を通して、原子炉压力容器内気相平均温度の推移としては本図のとおりとなっている

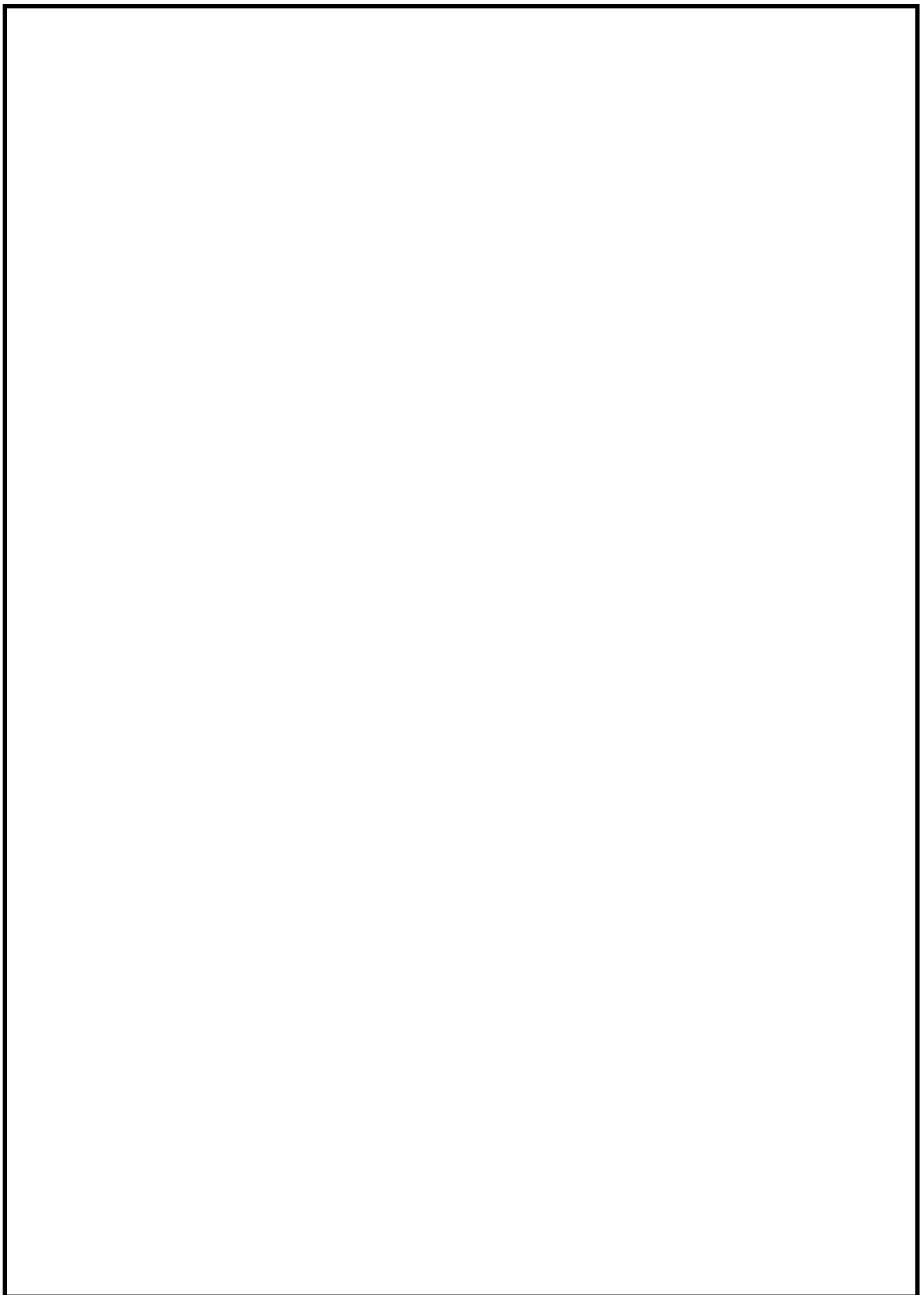
第 3 図 原子炉压力容器内気相平均温度の推移



第 4 図 ドライウェル内気相平均温度の推移



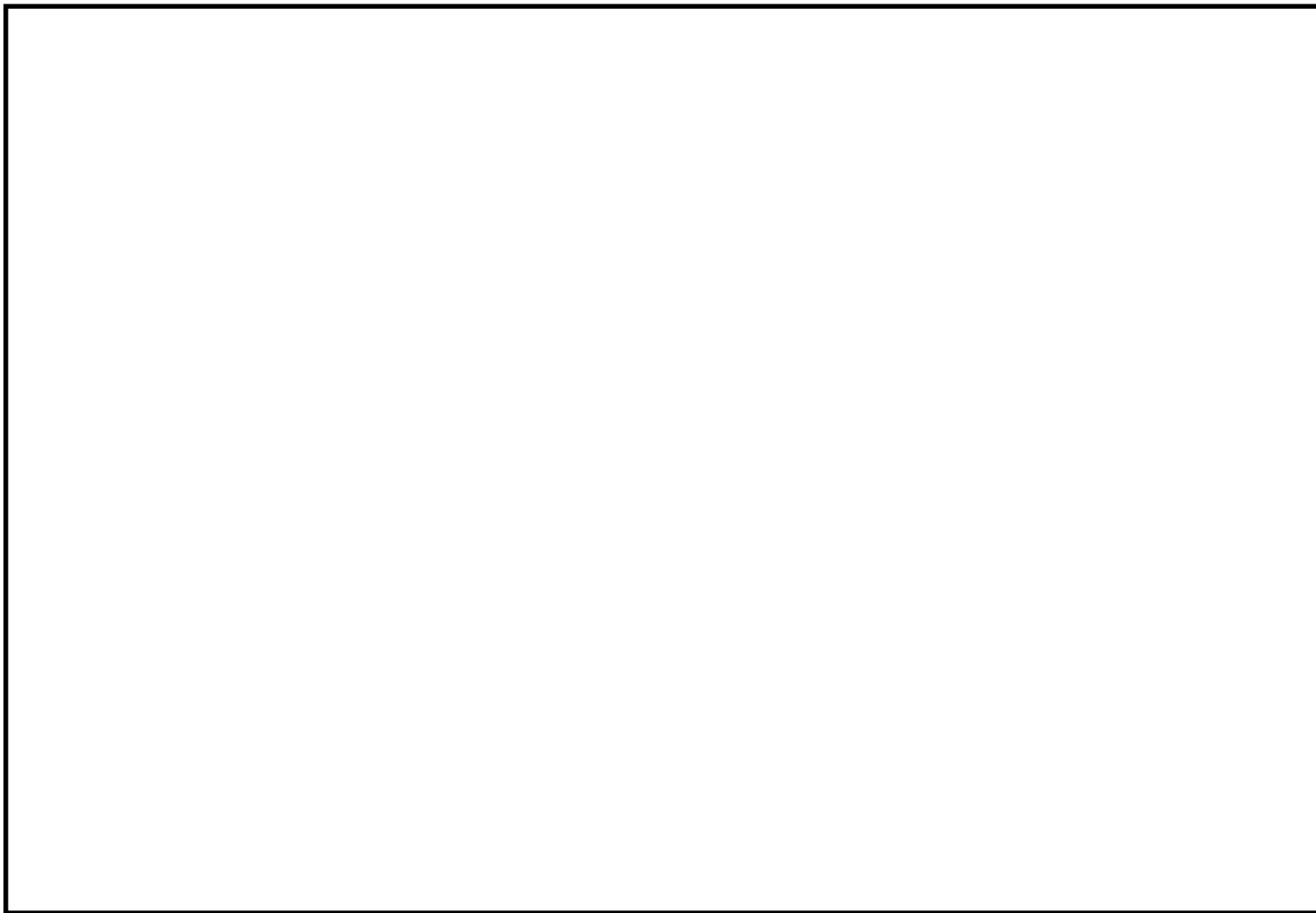
第 5 図 S R V 配置図及びモデル化範囲



第 6 図 モデル図及び断面メッシュ図



第 7 図 定常解析結果（温度条件①バルブ B）



第 8 図 定常解析結果（温度条件①バルブ H）



下部コイルハウジング最高温度



ピストン部最高温度

第 9 図 非定常解析結果（温度条件②）

逃がし安全弁用アクチュエータの耐環境性能向上について

1. 概要

逃がし安全弁用アクチュエータは、逃がし安全弁を外部信号によって作動させるための空気作動式の補助装置であり、シリンダへの窒素供給によってピストンを作動させることで逃がし安全弁を作動させる設計としている。

シリンダに供給された窒素圧力は、ピストンＯリング及びシリンダガスケットにより維持されるが、シール材は重大事故等時における高温蒸気環境下において損傷する恐れがあることから、シリンダ及びピストンの改良により新たなシール部（バックシート）を設け、ピストンのＯリングが破損した場合においてもシール性能が維持することが可能な設計とすることを計画している。

逃がし安全弁の概要図を図１に、アクチュエータの概要図を図２に示す。

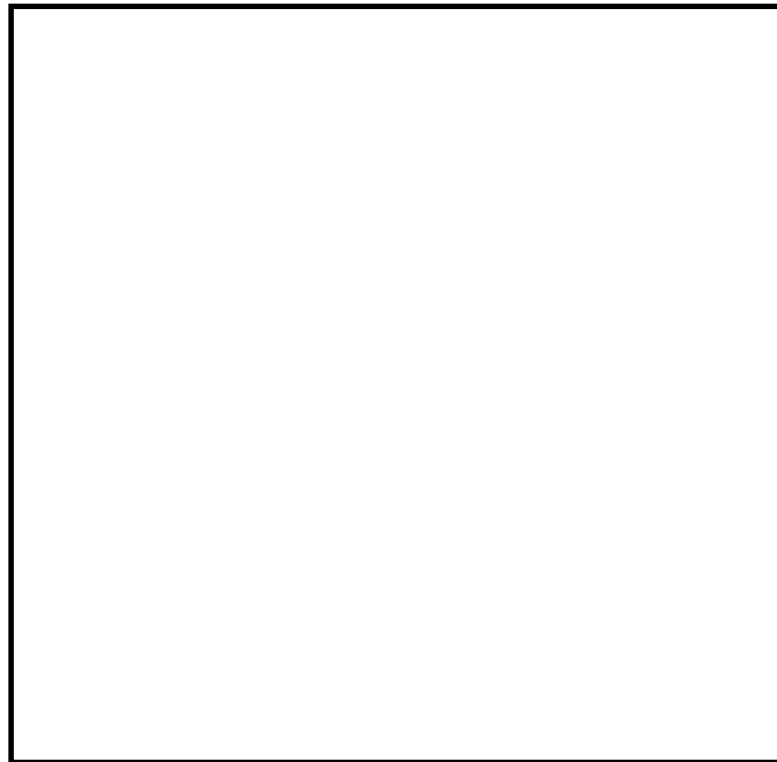


図１ 逃がし安全弁概要図

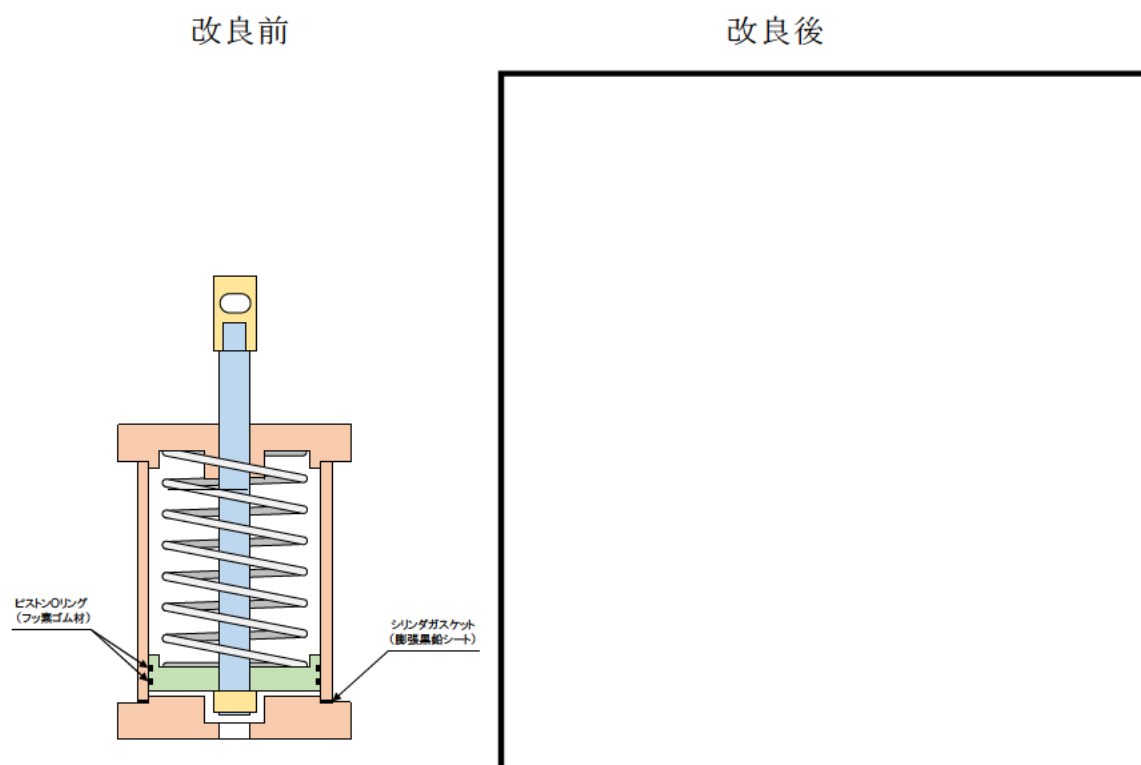


図2 アクチュエータ概要図

2. 健全性確認試験

改良シリンダについては、開発における健全性確認として表1に示す試験を実施している。蒸気暴露試験装置の概要を図3に、蒸気暴露試験条件を図4に示す。

表1 改良シリンダの健全性確認試験

	確認項目		判定基準	結果
シリンダ単体試験	作動試験		円滑に動作すること	良
	漏えい試験		漏えいがないこと	良
蒸気暴露試験	漏えい試験		漏えいがないこと	良

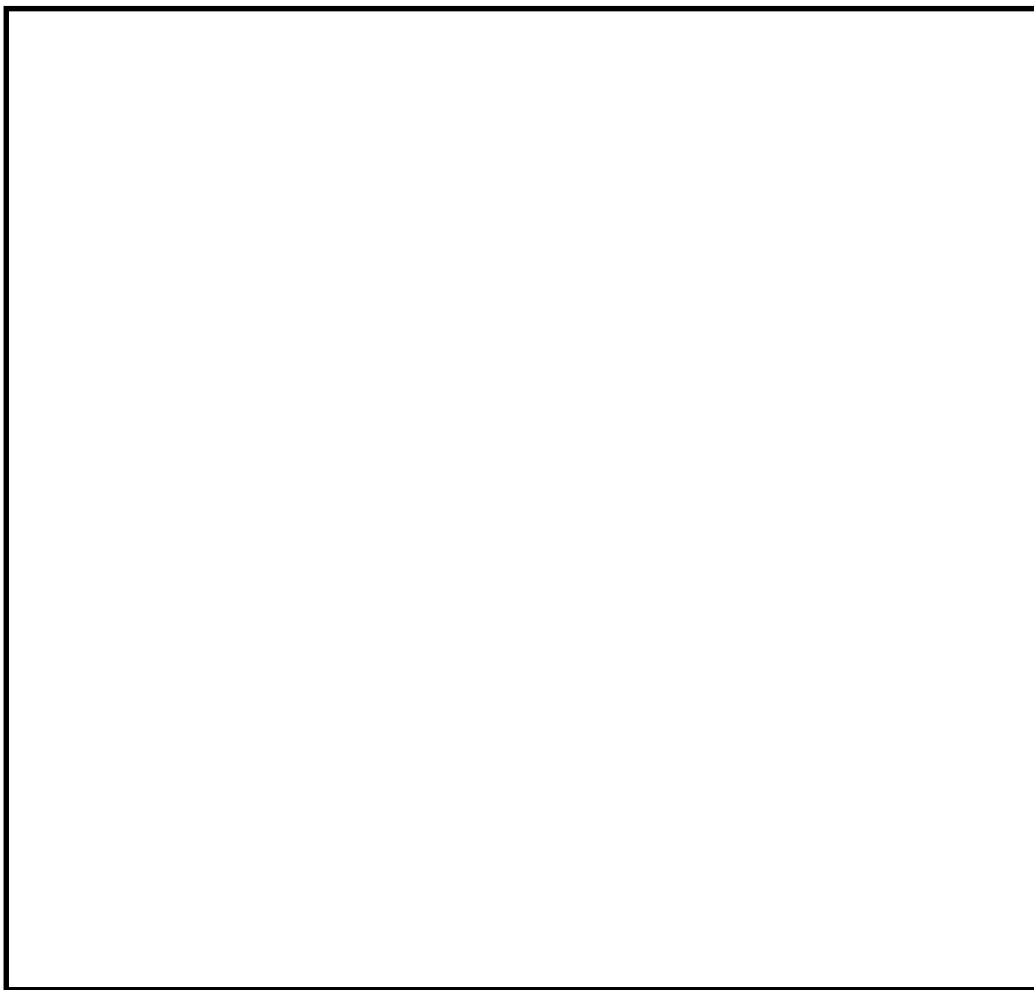


図 3 蒸気暴露試験装置の概要

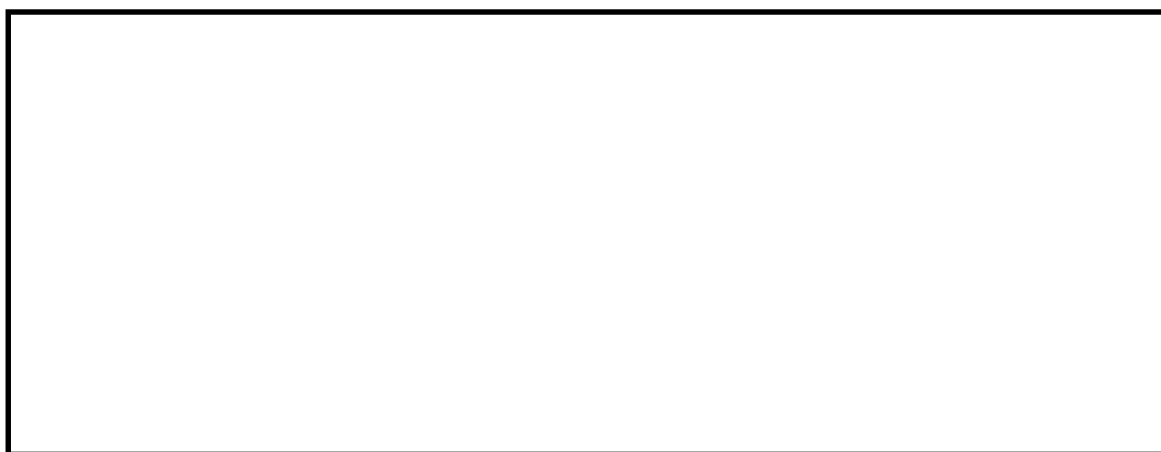


図 4 蒸気暴露試験条件

3. 今後の方針

シリンダの改良は、設計基準事故時の逃がし安全弁動作に影響を与える変更となることから、今後、信頼性確認試験を実施し、プラント運転に影響を与えないことを確認することとしている。

以上

S R V 用電磁弁の耐環境性能向上について

(1) 目的

S R V の機能向上させるための対策として，S R V 電磁弁内のシール材を事故時環境下の耐性に優れた改良型 E P D M を使用した S R V 電磁弁への交換を行う。改良型 E P D M への変更箇所は，非常用窒素供給系及び非常用逃がし安全弁駆動系により窒素を供給する際に流路となるバウンダリのうち，電磁弁の作動性能に影響を与えないシール部を，従来のフッ素ゴムより高温耐性が優れた改良 E P D M 材に変更する。

(2) 概要

S R V 用電磁弁の改良 E P D M 材の採用箇所を図 1 に示す。また，取替対象範囲を図 2 に示す。

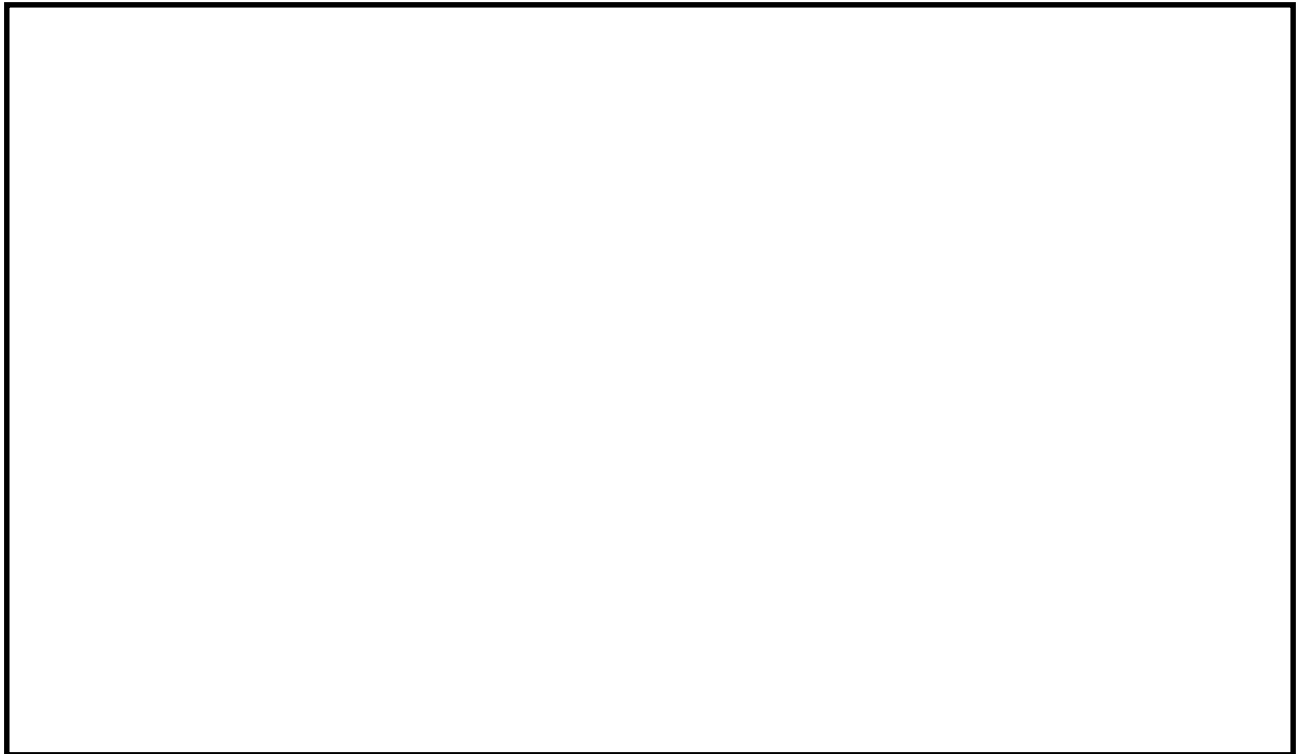


図 1 改良 E P D M 材を採用した S R V 用電磁弁概要図

-  : 逃がし安全弁
-  : 逃がし安全弁
(シール材: 改良型EPDM)
-  : 電磁弁
-  : 電磁弁
(シール材: 改良型EPDM)
-  : 三方弁
(シール材: 膨張黒鉛シート)
-  : アキュムレータ
(逃がし弁機能用)
(自動減圧機能用)
-  : 電動弁
-  : 空気作動弁
-  : 減圧弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁
-  : 圧力検出器

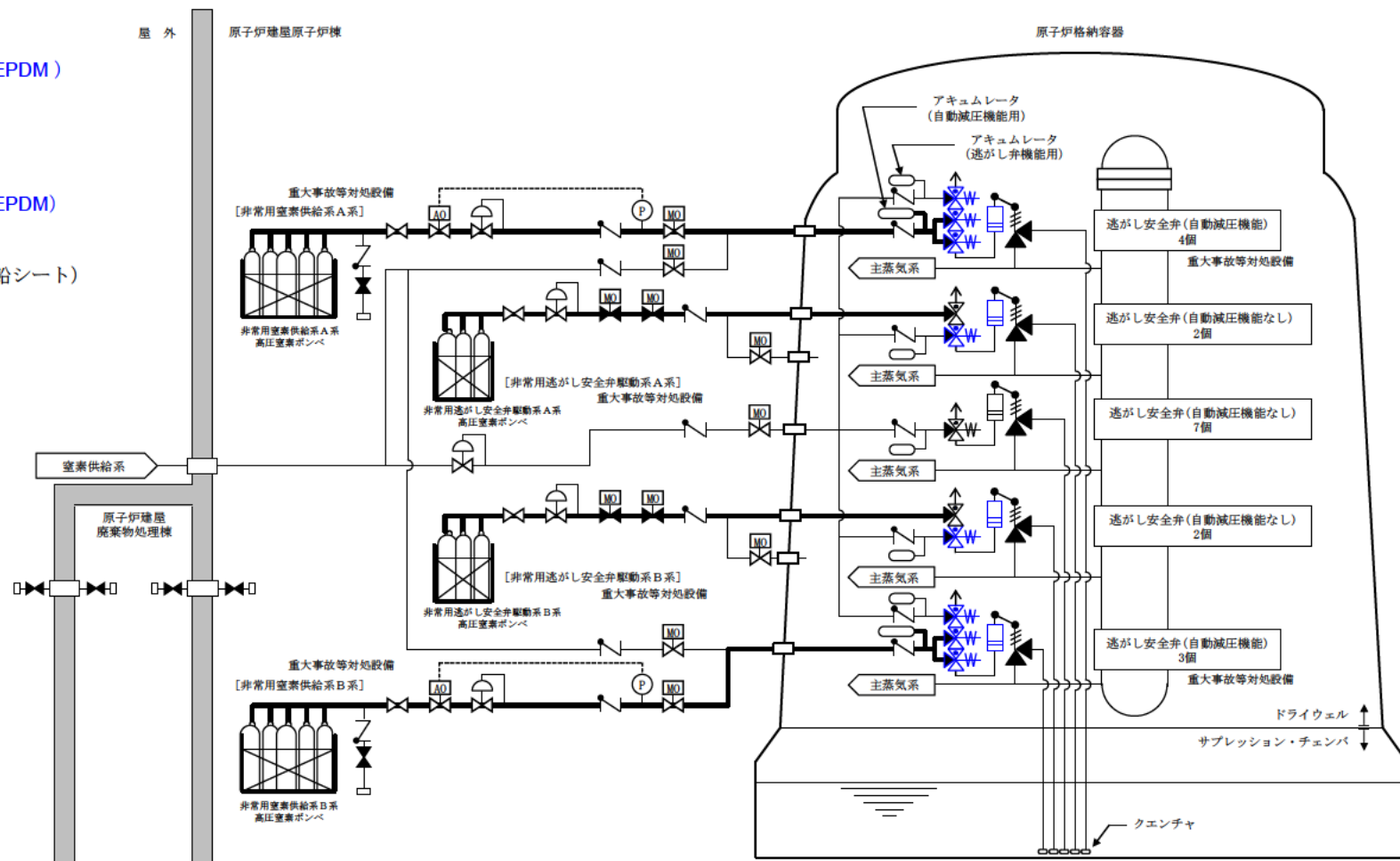


図2 取替対象範囲図

ベンチュリスクラバにおける無機よう素の再揮発・薬剤の容量不足について

フィルタ装置を継続使用する場合、ベンチュリスクラバの無機よう素除去性能に影響を与える可能性のある因子として、以下の点を考慮する必要がある。

- ・無機よう素の再揮発
- ・薬剤の容量不足

それぞれの因子について、影響評価を実施する。

(1) 無機よう素の再揮発

a. 想定する状態

気液界面における無機よう素の平衡については温度依存性があり、温度の上昇に伴い気相中に移行する無機よう素が増えることが知られている。高温のベントガスによりスクラビング水の温度が上昇した場合、スクラビング水中に捕集された無機よう素が気相中に再揮発することが考えられる。

b. 影響評価

無機よう素の除去係数の温度依存性については、NUREG/CR-5732 に類似の影響評価に関する知見が得られている（参考図書 1）。

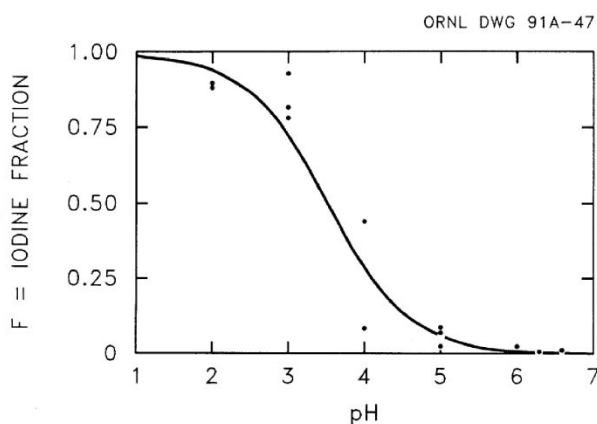
NUREG/CR-5732 によれば、格納容器内のよう素の化学形態について、気相中のよう素と液相中のよう素の挙動は 2 つの効果が組み合わさって影響を受けることとなる。

① 液相中における無機よう素 (I_2) とよう素イオン (I^-) の平衡

放射線環境下において、液相中における無機よう素とよう素イオンの存在比は以下のように表される。

$$F = \frac{[I_2]}{[I_2] + [I^-]}$$

$[I_2]$ と $[I^-]$ は、無機よう素とよう素イオンの濃度を表す。この平衡反応はpHに強く依存する。第1図にpHに対する平衡の関係を示す。



第1図 液相中における I_2 と I^- の平衡と pH の関係

② 液相と気相の無機よう素 (I_2) の平衡

液相中の無機よう素 (I_2 (aq)) と気相中の無機よう素 (I_2 (g)) の存在比は以下のように表される。

$$P = \frac{[I_2(aq)]}{[I_2(g)]}$$

$[I_2(aq)]$ 及び $[I_2(g)]$ はそれぞれ液相中の無機よう素濃度及び気相中の無機よう素濃度を表す。この平衡は、以下の関係で温度に依存する。

$$\log_{10} P = 6.29 - 0.0149T \quad T: \text{絶対温度}$$

気液界面（フィルタ装置水面）における無機よう素の平衡については、②のとおり温度依存性があり、スクラビング水の水温が高い

方が気相の無機よう素の割合が増える。しかし、アルカリ環境下では、①の無機よう素とよう素イオンの平衡により液相中に存在する無機よう素が極めて少なく、無機よう素の気相部への移行量は、スクラビング水の温度が上昇しても十分小さい値となる。

JAVA 試験は、高温のベントガスを用いて、無機よう素が気相中に移行しやすい条件での試験を実施しており、温度上昇による影響に配慮したものとなっている。

JAVA 試験で得られた無機よう素除去性能試験の結果を第 1 表に、温度に対する無機よう素除去性能の関係を第 2 図に示す。

第 1 表 JAVA 試験結果（無機よう素除去性能試験結果）

--



第 2 図 温度に対する無機よう素除去性能

(2) 薬剤の容量不足

a. 想定する状態

(1)式に示すとおり，無機よう素はベンチュリスクラバにて薬剤

) との反応により捕集されるが，薬剤の容量を超える

無機よう素が流入した場合には，無機よう素は捕集されずに下流に流出
されることが考えられる。

. . . . (1)

b. 影響評価

スクラビング水に含まれる の量は，格納容器から

放出される無機よう素の量に対して十分大きいことから，容量に達する
ことはないことを以下のとおり確認した。

(a) スクラビング水の薬剤の保有量

スクラビング水に含まれる [] の割合は待機時下限水位に対して [] であるため、[] となり [] の量は [] となる。

(b) 無機よう素の流入量

ベンチュリスクラバに流入する無機よう素の量を以下のとおり設定した。

・ 事故時に炉内に内蔵されるよう素元素量

BWRプラントにおける代表炉心（ABWR）の平衡炉心末期を対象としたORIGEN2コードの計算結果に対して、東海第二発電所の熱出力（3,293MW）を考慮して算出した結果、約 24.4kg とする。

・ 格納容器への放出割合

NUREG-1465 に基づき、格納容器内へのよう素の放出割合を 61% とする。

・ 格納容器に放出されるよう素の元素割合

Regulatory Guide 1.195 に基づき、よう化セシウム 5%、無機よう素 91%、有機よう素 4% とする。

以上より、ベンチュリスクラバに流入する無機よう素（分子量 253.8g/mol）[] の量は [] となる。

(c) 評価結果

ベンチュリスクラバにおける無機よう素の反応はアルカリ環境下において(1)式に示すとおりであることから、ベンチュリスクラバに流入する無機よう素 [] の反応に必要な [] の量は [] となる。スクラビング水に含まれる [] の量は [] であることから、

が容量不足となることはない。

(3) 薬剤の管理について

は化学的に安定しており、系統待機中において、変質することがないことから、PWRにおける同目的の薬品タンクの水質確認頻度を考慮し、の濃度がであることを施設定期検査ごとに確認する。

また、上記管理について、原子炉施設保安規定に規定する。

<参考図書>

1. NUREG/CR-5732_ORNL/TM-11861 Iodine Chemical Forms in LWR Severe Accidents
2. NUREG-1465 “Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants” Feb. 1995
3. Regulatory Guide 1.195, “Methods and assumptions for evaluating radiological consequences of design basis accidents at light-water nuclear power reactors”

スクラビング水の pH について

スクラビング水は、無機よう素をスクラビング水中に捕集・保持するためにアルカリ性の状態（pH7 以上）に維持する必要があるが、重大事故等時には、格納容器内のケーブルから放射線分解、熱分解等により塩化水素(HCl)等の酸として放出され、ベント実施により格納容器からフィルタ装置（スクラビング水）に移行するため、pHが低下する可能性がある。

これに対して、スクラビング水は、待機時における重大事故等時に発生する可能性がある酸の量に対して十分な塩基量を確保することにより、ベント実施中の pH 監視を実施することなく、確実にアルカリ性の状態を維持することとしている。

なお、スクラビング水の pH については、pH 計を設置し、pH がアルカリ性の状態となっていることを原子炉停止中に適宜確認する。

(1) 格納容器内の酸性物質及び塩基性物質

重大事故等時に格納容器内において発生する酸性物質と塩基性物質については、NUREG/CR-5950において検討が実施されており、その発生源として燃料（核分裂生成物）、原子炉水、サプレッション・プール水溶存窒素、格納容器内塩素含有被覆材ケーブル、格納容器下部コンクリートが掲げられている。これに加え、格納容器内の塗料についても成分元素に窒素が含まれており、酸として硝酸、塩基としてアンモニア等の発生源となる可能性がある。主な酸性物質、塩基性物質を発生源ごとに第1表に示す。

第1表 主な酸性物質と塩基性物質

発生源	酸性物質	塩基性物質	備考
燃料（核分裂生成物）	よう化水素（HI）	水酸化セシウム（CsOH）等	
原子炉水	—	五ほう酸ナトリウム（ $\text{Na}_2\text{B}_{10}\text{O}_{16}$ ）	ほう酸水注入系によりほう酸水を原子炉へ注入した場合
サプレッション・プール水溶存窒素	硝酸（ HNO_3 ）	—	
格納容器内塩素含有被覆材ケーブル	塩化水素（ HCl ）	—	
格納容器下部コンクリート（熔融炉心落下時）	二酸化炭素（ CO_2 ）	—	
格納容器内塗料	硝酸（ HNO_3 ）	アンモニア（ NH_3 ）	

これらのうち、酸性物質が発生することが知られているサプレッション・プール水溶存窒素の放射線の照射により発生する硝酸、原子炉圧力容器が破損した場合にMCCIにより発生する二酸化炭素に加え、pHへの寄与が大きいと考えられる塩素含有被覆材ケーブルの放射線分解及び熱分解により発生する塩化水素、スクラビング水中で分解する際に塩基を消費する[]が、スクラビング水の塩基量を評価する上で重要であることから、以下では、これらの発生量を評価することとする。

a. 格納容器内ケーブルの被覆材の放射線分解による酸の発生量

格納容器内の塩素含有被覆材ケーブルについて、放射線分解により発生する塩化水素量をNUR EG / CR - 5950の放射線分解モデルに基づき評価した。なお、ケーブル量については、実機調査を行った（参考）。

有効性評価シナリオ「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」において、ベント時（事象発生から約19時間後）には[] mol、7日後には[] mol、60

日後には [] mol の酸性物質が格納容器内で生成されると評価した。

b. 格納容器内電気ケーブルの被覆材の熱分解による酸の発生量

熱分解については、原子炉圧力容器損傷前の格納容器内環境 (200℃以下) ではケーブルからの塩酸の発生はほとんどないことから、炉心損傷などによるデブリ接近によりケーブル温度が著しく上昇した場合を想定した酸性物質の放出量を評価した。

ここでは、格納容器ペDESTAL内に配置された塩素を含有するケーブルの被覆材から塩化水素が放出されると仮定し、ペDESTAL内ケーブルの塩酸含有量 [] kg の全量が放出されるものとして [] の酸が発生すると評価した。

c. サプレッション・プール水での放射線分解による硝酸の発生量

重大事故等時において、サプレッション・プール水中ではサプレッション・プール水溶存窒素の放射線の照射によって硝酸が生成される。

なお、格納容器内に放出されたエアロゾルの一部はフィルタ装置のスクラビング水に移行し、フィルタ装置内での硝酸の発生に寄与すると考えられるが、ここでは、格納容器内に放出された放射性イオ素を全てエアロゾル (CsI) とし、サプレッション・プール水に全てのエアロゾルが移行するものとして、硝酸の発生量を評価した上で、発生した硝酸は全てフィルタ装置に移行し、スクラビング水の塩基と反応するものとして評価している。このため、ラジオリシスによるスクラビング水の pH の影響は保守的に評価されている。

NUR E G - 1465, Reg. Guide. 1. 183 及び NUR E G / C R - 5950 に基づ

き、サプレッション・プール水の積算吸収線量から硝酸の生成量を評価した結果、ベント時（事象発生から約19時間後）には mol, 7日後には mol, 60日後には molとなる。

$$[\text{HNO}_3] = \frac{G \times 10}{1.602 \times 10^{-19} \times 6.022 \times 10^{23}} \times (E(t)^\gamma + E(t)^\beta)$$

ここで,

$[\text{HNO}_3]$: 硝酸濃度 (mol/L)

G : HCO_3 の水中におけるG値 (個/100eV)

$E(t)^\gamma, E(t)^\beta$: γ 線と β 線の積算吸収線量 (kGy)

d. MCC I により発生する二酸化炭素の発生量

MCC I 対策としてコリウムシールドを設置するため、原子炉圧力容器が破損した場合でも熔融炉心によるコンクリート侵食は発生しないものの、保守的に約30cmのコンクリート侵食を見込み評価する。

MCC I により発生する二酸化炭素のほとんどは、高温環境下において熔融炉心に含まれる金属元素によって酸性物質ではない一酸化炭素に還元されるが、全て二酸化炭素として評価した結果、二酸化炭素の発生量は molとなる。

二酸化炭素は塩化水素ほど溶解度が大きくないため、フィルタ装置内では全量がスクラビング水に溶解することではなく、また弱酸のため、酸性物質としてスクラビング水に与える影響は小さいと考えるが、本評価では保

守的にスクラビング水の pH に影響を与える酸性物質として評価する。

e. 無機よう素の捕集により消費される塩基の量

ベンチュリスクラバに流入する無機よう素の量を以下のとおり設定した。

- ・事故時に炉内に内蔵されるよう素元素量

BWR プラントにおける代表炉心 (ABWR) の平衡炉心末期を対象とした ORIGEN2 コードの計算結果に対して、東海第二発電所の熱出力 (3,293MW) を考慮して算出した結果、約 24.4kg とする。

- ・格納容器への放出割合

NUREG-1465 に基づき、格納容器内へのよう素の放出割合を 61% とする。

- ・格納容器に放出されるよう素の元素割合

Regulatory Guide 1.195 に基づき、よう化セシウム 5%、無機よう素 91%、有機よう素 4% とする。

以上より、ベンチュリスクラバに流入する無機よう素 (分子量 253.8g/mol) の量は約 13.6kg (約 53.6mol) となる。

(ベンチュリスクラバに流入する無機よう素の量)

$$24.4[\text{kg}] \times 61\% \times 91\% = 13.6[\text{kg}]$$

$$13.6 \times 10^3 [\text{g}] / 253.8 [\text{g/mol}] = 53.6 [\text{mol}]$$

(1) 式に示すとおり、無機よう素はベンチュリスクラバにて薬剤) との反応により捕集される。

. . . (1)

この反応によって消費される塩基の量は mol となる。なお、この反応において mol 消費される。

f. の分解により消費される塩基の量

スクラビング水に含まれる は、酸素が存在する場合、水酸化物イオンと下記の反応により分解することが知られており、分解される の量は、スクラビング水の積算吸収線量の増加に伴って増加する。

ここでは、スクラビング水の積算吸収線量によらず、また、上述のe項で算出した消費される の量を見込まず、スクラビング水に含まれる 全量が分解したとして、塩基の消費量を評価した結果、 の分解により消費される塩基の量は mol となる。

(2) フィルタ装置での塩基の消費量

(1) 項で生成した酸性物質は、ほとんどが液相に溶解してサプレッション・プールに移行し、ベント時にはサプレッション・プール水に残留してフィルタ装置には移行しない可能性もあるが、保守的に全量が移行するとして評価する。スクラビング水の消費される塩基の量は、以下のとおりとなる。

【事象発生7日後での塩基の消費量 mol)】

- ・ ケーブルの放射線分解の塩化水素で消費される塩基の量 mol
- ・ ケーブルの熱分解の塩化水素で消費される塩基の量 mol
- ・ S / P※水から発生する硝酸で消費される塩基の量 mol
- ・ M C C I で発生する二酸化炭素で消費される塩基の量 mol
- ・ 無機よう素の捕集により消費される塩基の量 mol
- ・ の分解により消費される塩基 mol

【事象発生60日後での塩基の消費量 mol)】

- ・ ケーブルの放射線分解の塩化水素で消費される塩基の量 mol
- ・ ケーブルの熱分解の塩化水素で消費される塩基の量 mol
- ・ S / P※水から発生する硝酸で消費される塩基の量 mol
- ・ M C C I で発生する二酸化炭素で消費される塩基の量 mol
- ・ 無機よう素の捕集により消費される塩基の量 mol
- ・ の分解により消費される塩基 mol

※ S / P : サプレッション・プール

(3) スクラビング水の p H 評価結果

フィルタ装置は無機よう素 (I₂) を捕集及び保持するものであるため、2 ヶ月でよう素が十分減衰することを考慮し、スクラビング水には保守的に設定した60日後の塩基の消費量 mol) を考慮する。

消費される mol の塩基に相当する の濃度は、待機時最低水位 時に) となることから、これに余裕を考慮して、スクラビング水の 濃度は、待機時最低水位 時に wt % とする。

この場合、初期の pH は []、60 日後のスクラビング水の pH は [] であり、スクラビング水はアルカリ性の状態を維持できる。なお、電気ケーブルに含まれる酸性物質の総量 [] mol) が全て分解し、フィルタ装置に移行した場合であっても60日後の塩基の消費量は [] [] であり、待機時にスクラビング水に含まれる [] [] の量は十分である。この場合、スクラビング水の pH は [] となる。

(4) 薬液の劣化・濃度均一性

フィルタ装置スクラビング水に添加する [] の水系の相平衡については、
「Cmelins Handbuch der anorganischer Chemie, Natrium, 8 Auflage, Verlag Chemie, Berlin 1928」より、第1図のとおり示されている。第1図より、フィルタ装置スクラビング水の添加濃度である [] では、水温が0℃以上であれば相変化は起こらない（つまり析出することはない）ことがわかる。フィルタ装置は格納容器圧力逃がし装置格納槽の地下埋設部に設置することとしており、スクラビング水は0℃以上となる。よって、フィルタ装置待機中は [] が析出することはない。

また、[] は非常に安定な化学種であり、フィルタ装置待機中、フィルタ装置は圧力開放板により外界と隔離され、窒素雰囲気になされることから、フィルタ装置待機中において、薬液が変質することはない。

また、フィルタ装置を使用すると、ベンチュリノズルから噴射されるベントガスによりバブリングされ、[] は均一に拡散されと考えられる。



第1図 の水系相平衡図

(5) スクラビング水の管理について

(3)に記載したとおり,スクラビング水は待機時に十分な薬剤の量を確保しておくことで,ベントを実施した際に格納容器から酸が移行した場合においても,スクラビング水はp H7以上を維持できる。以上を踏まえ,スクラビング水の管理について以下に示す。なお,系統待機時の管理については,原子炉施設保安規定に規定する。

a. 系統待機時の管理

- ・施設定期検査時に の濃度が であること及びp Hが13以上であることを確認する。
- ・スクラビング水が通常水位の範囲内であることを確認する。

b. ベント中の管理

- ・スクラビング水の水位を監視し,水位低に至る場合においては,水を補給する。

c. ベント停止後（隔離弁閉止後）

- ・ ベント停止後において、フィルタ装置に異常がないことを確認するため、フィルタ装置水位計にて、スクラビング水の水位が確保されていること(フィルタ装置のスクラビング水の移送後を除く)を確認する。

〈参考図書〉

1. N U R E G / C R - 5950 “Iodine Evolution and pH Control” , Dec. 1992
2. N U R E G / C R - 5564 “Core-Concrete Interactions Using Molten UO₂ With Zirconium on A Basaltic Basement” , Apr. 1992

3.14 電源設備【57 条】

（電源設備）

第五十七条 発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するために必要な設備を設けなければならない。

2 発電用原子炉施設には、第三十三条第二項の規定により設置される非常用電源設備及び前項の規定により設置される電源設備のほか、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するための常設の直流電源設備を設けなければならない。

（解釈）

1 第1項に規定する「必要な電力を確保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。

a) 代替電源設備を設けること。

i) 可搬型代替電源設備（電源車及びバッテリー等）を配備すること。

ii) 常設代替電源設備として交流電源設備を設置すること。

iii) 設計基準事故対処設備に対して、独立性を有し、位置的分散を図ること。

b) 所内常設蓄電式直流電源設備は、負荷切り離しを行わずに8時間、電気

の供給が可能であること。ただし、「負荷切り離しを行わずに」には、原子炉制御室又は隣接する電気室等において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。その後、必要な負荷以外を切り離して残り16時間の合計24時間にわたり、電気の供給を行うことが可能であること。

c) 24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電気（直流）の供給を行うことが可能である可搬型直流電源設備を整備すること。

d) 複数号機設置されている工場等では、号機間の電力融通を行えるようにあらかじめケーブル等を敷設し、手動で接続できること。

e) 所内電気設備（モーターコントロールセンタ（MCC）、パワーセンタ（P/C）及び金属閉鎖配電盤（メタクラ）（MC）等）は、代替所内電気設備を設けることなどにより共通要因で機能を失うことなく、少なくとも一系統は機能の維持及び人の接近性の確保を図ること。

2 第2項に規定する「常設の直流電源設備」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための設備とする。

a) 更なる信頼性を向上するため、負荷切り離し（原子炉制御室又は隣接する電気室等において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。）を行わずに8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電気の供給を行うことが可能であるもう1系統の特に高い信頼性を有する所内常設直流電源設備（3系統目）を整備すること。

3.14 電源設備

3.14.1 設置許可基準規則第57条への適合方針

設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため，必要な電力を確保するために必要な重大事故等対処設備として，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，所内常設直流電源設備，常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備，代替所内電気設備及び燃料給油設備を設置及び保管する。

なお，東海第二発電所には敷地内に二以上の発電用原子炉施設はないことから，号炉間電力融通は行わない。

(1) 常設代替交流電源設備（設置許可基準解釈の第1項a) ii)，iii)）

設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（外部電源喪失，2C・2D非常用ディーゼル発電機（以下「D/G」という。）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「HPCS D/G」という。）の故障（以下「全交流動力電源喪失」という。））した場合，非常用所内電気設備及び代替所内電気設備に電源を供給することにより，重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止することを目的として，常設代替交流電源設備を設ける。

常設代替交流電源設備は，常設代替高圧電源装置を運転し，代替所内電気設備の緊急用メタルクラッド開閉装置（以下「M/C」という）を操作することで，非常用所内電気設備及び代替所内電気設備に電源供給する設計とする。

また、常設代替交流電源設備は、外部電源喪失及び2C・2D D/Gの故障した場合にも使用する。

常設代替交流電源設備は、設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備に対し、独立性を有し、位置的分散を図る設計とする。

(2) 可搬型代替交流電源設備（設置許可基準解釈の第1項a) i) , iii))

設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合、非常用所内電気設備又は代替所内電気設備に電源を供給することにより、重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止することを目的として、可搬型代替交流電源設備を設ける。

可搬型代替交流電源設備は、可搬型代替低圧電源車を運転することで、非常用所内電気設備又は代替所内電気設備への電源供給が可能な設計とする。

また、可搬型代替交流電源設備は、外部電源喪失及び2C・2D D/Gの故障した場合にも使用する。

可搬型代替交流電源設備は、設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備に対し、独立性を有し、位置的分散を図る設計とする。

(3) 所内常設直流電源設備（設置許可基準解釈の第1項b))

設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合、直流電源が必要な設備に電源を供給することにより、重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止することを目的として、所内常設直流電源設備を設ける設計

とする。

所内常設直流電源設備は、全交流動力電源喪失直後に125V系蓄電池 A 系・B 系から設計基準事故対処設備（重大事故等対処設備を含む）に電源供給を行う。全交流動力電源喪失から1時間以内に中央制御室において、全交流動力電源喪失から8時間を経過した時点で、不要な負荷の切り離しを行う。その後、運転を継続することにより全交流動力電源喪失から24時間必要な負荷に電源供給することを可能な設計とする。

また、外部電源喪失及び 2 C・2 D D/G の故障した場合にも使用する。

所内常設直流電源設備は、設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備に対して、独立性を有し、位置的分散を図る設計とする。

- (4) 可搬型代替直流電源設備（設置許可基準解釈の第1項a) i), iii), c))

設計基準事故対処設備の交流電源及び直流電源が喪失した場合、直流電源が必要な設備に電源を供給することにより、重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止することを目的として、可搬型代替直流電源設備を設ける設計とする。

可搬型代替直流電源設備は、可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を運転することで、非常用所内電気設備及び代替所内電気設備の必要な設備に24時間にわたり電源供給する。

また、外部電源喪失及び 2 C・2 D 2 D/G の故障した場合にも使用する。

可搬型代替直流電源設備は、設計基準事故対処設備である非常用直流電

源設備に対して、独立性を有し、位置的分散を図る設計とする。

(5) 常設代替直流電源設備（設置許可基準解釈の第1項b））

設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合、代替所内電気設備に電源を供給することにより、重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止することを目的として、常設代替直流電源設備を設ける。

常設代替直流電源設備は、全交流動力電源喪失直後に緊急用125V系蓄電池から代替所内電気設備に電源供給する設計とする。

緊急用125V系蓄電池は、全交流動力電源喪失から不要な負荷の切り離しを行わずに24時間必要な負荷に電源供給を行うことが可能な設計とする。

また、常設代替直流電源設備は、外部電源喪失及び2C・2D D/Gの故障した場合にも使用する。

常設代替直流電源設備は、設計基準事故対処設備である非常用直流電源設備に対して、独立性を有し、位置的分散を図る設計とする。

(6) 代替所内電気設備（設置許可基準解釈の第1項e））

設計基準事故対処設備の非常用所内電気設備が喪失した場合、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代替直流電源設備から必要な設備に電源を供給することにより、重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止することを目的として、代替所内電気設備を設ける。

代替所内電気設備は、緊急用M／C、緊急用パワーセンタ（以下「P／C」という。）、緊急用モータコントロールセンタ（以下「MCC」という。）及び緊急用125V主母線盤により、設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備と重大事故等が発生した場合において、共通要因である地震、津波、火災及び溢水により、同時に機能喪失しないとともに、非常用所内電気設備を含めて少なくとも1系統は人の接近性を確保する設計とする。

その他、設計基準対象施設であるが、想定される重大事故等においてその機能を考慮するため、以下の設備を重大事故等対処設備と位置付ける。

(7) 非常用交流電源設備

外部電源が喪失した場合、非常用所内電気設備に電源を供給することにより、重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止することを目的として、非常用交流電源設備を設ける設計とする。

(8) 非常用直流電源設備

全交流動力電源が喪失した場合、直流電源が必要な設備に電源を供給することにより、重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止することを目的として、非常用直流電源設備を設ける設計とする。

なお、重大事故等発生時に重大事故等対処設備の補機駆動用及び常設代替高圧電源装置の軽油を補給するために、以下を整備する。

(9) 燃料給油設備

燃料給油設備は、重大事故等発生時に重大事故等対処設備で使用する軽油が、枯渇をすることを防止するため、補機駆動用及び常設代替高圧電源装置の軽油を補給することを目的として使用する。

なお、電源設備の自主対策設備として、以下を整備する。

(10) M/C 2 E

代替交流電源設備に関連する自主対策設備として、代替交流電源設備からM/C 2 C・2 Dへの電源供給ラインの多重化を図るため、M/C 2 Eを設ける設計とする。

H P C S D/GからM/C 2 Eを経由し、M/C 2 C・2 Dに至る電路は、原子炉建屋付属棟を経由する電路としており、異なるケーブルトレイ及び電線管等を用いた敷設としており、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備の電路と独立性を図る設計とする。

(11) 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機

代替交流電源設備に関連する自主対策設備として、設計基準事故対処設備の電源喪失（全交流電源及び全直流電源）、及び重大事故等対処設備の電源喪失（常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備）により、重大事故に至る恐れがある事故が発生した場合において、炉心の著しい損傷を防止するために、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁及び当該機器の計測制御設備に必要な電力を供給するために、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機を設ける設計とする。

(12) 水処理建屋（MCC）及び屋内開閉所（MCC）

代替交流電源設備に関連する自主対策設備として、可搬型代替低圧電源車から非常用低圧母線への電源供給ラインの多重化を図るため、水処理建屋（MCC）及び屋内開閉所（MCC）を設ける設計とする。可搬型代替低圧電源車から水処理建屋（MCC）及び屋内開閉所（MCC）を經由し、非常用低圧母線に至る回路は、原子炉建屋附属棟や原子炉建屋廃棄物処理棟内を異なるケーブルトレイ及び電線管等を用いた敷設としており、可搬型代替交流電源設備の回路と独立性を図る設計とする。

(13) 直流125V予備充電器

代替直流電源設備に関する自主対策設備として、直流電源が必要な設備への電源供給ラインの多重化を図るため、直流125V予備充電器を設ける設計とする。HPCS D/Gから直流125V予備充電器を經由し、直流125V主母線盤に至る回路は、原子炉建屋附属棟内を異なるケーブルトレイ及び

電線管等を用いた敷設としており，所内常設直流電源設備及び可搬型代替直流電源設備の電路と独立性を図る設計とする。

(14) 可搬型代替注水大型ポンプ

非常用交流電源設備に関連する自主対策設備として，2C・2D D／G及びHPCS D／Gの機関冷却用の海水供給機能が喪失することにより，可搬型代替注水大型ポンプすることで，2C・2D非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系に海水を送水し，2C・2D D／G又はHPCS D／Gの電源供給機能の復旧が可能な設計とする。

3.14.2.1.6 その他設備

3.14.2.1.6.1 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機

3.14.2.1.6.1.1 設備概要

設計基準事故対処設備の電源喪失（全交流電源及び全直流電源）、及び重大事故等対処設備の電源喪失（代替交流電源、所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源）により、重大事故に至る恐れがある事故が発生した場合において、炉心の著しい損傷を防止するために、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁及び当該機器の計測制御設備に必要な電力を供給するために設置する。なお、本設備は事業者の自主的な取り組みで設置するものである。

緊急用時対策室建屋ガスタービン発電機は、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機、主燃料タンク、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ、電路、計測制御装置等で構成し、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機を設置場所での操作にて速やかに起動し、非常用低圧母線 2 D 系へ接続することで電力を供給できる設計とする。緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の燃料は、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンクより緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプを用いて補給できる設計とする。緊急用時対策室建屋ガスタービン発電機は、非常用交流電源設備に対して、独立性を有し、位置的分散を図る設計とする。

緊急用時対策室建屋ガスタービン発電機の緊急時対策室建屋ガスタービン発電機、主燃料タンク及び緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプは、通常時は遮断器等により接続先の系統から隔離し、必要な場合に遮断器操作等により系統構成することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機及び緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプは、飛散物となって他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

緊急用M／C，緊急用P／C，緊急用M C C，緊急用電源切替盤及び緊急用直流125V主母線盤は，非常用所内電気設備と共通要因によって同時に機能を損なわないように位置的分散を図る設計としている。

これらの詳細については，「3.14.2.6.3 独立性及び位置的分散の確保」に記載のとおりである。

多様性及び位置的分散は，第3.14.2.6.3－2表と同様である。

(57－2－12, 13, 19, 57－3－9, 10, 57－9)

3.14.2.6.7 その他設備

3.14.2.6.7.1 水処理建屋（M C C）及び屋内開閉所（M C C）

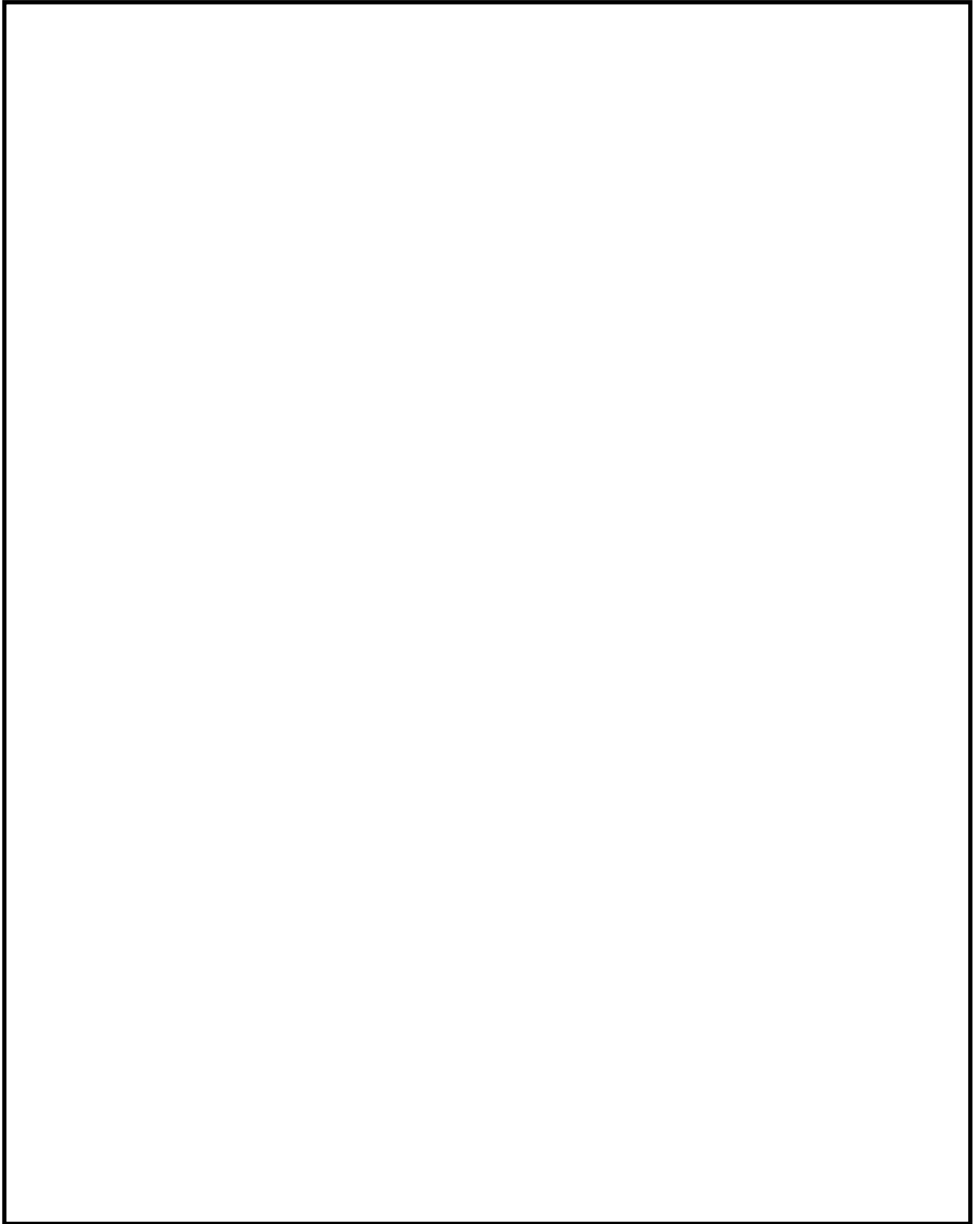
代替交流電源設備に関連する自主対策設備として，可搬型代替低圧電源車から非常用低圧母線への電源供給ラインの多重化を図るため接続口を持つ水処理建屋（M C C）及び屋内開閉所（M C C）を設ける設計とする。可搬型代替低圧電源車から可搬型代替低圧電源車接続口（水処理建屋）又は可搬型代替低圧電源車接続口（屋内開閉所）を経由し，非常用低圧母線に至る電路は，原子炉建屋付属棟や原子炉建屋廃棄物処理等に設けた可搬型代替交流電源設備の電路と位置的分散を図る設計とする。

なお，本設備は事業者の自主的な取り組みで設置するものである。

57－9 代替電源設備について

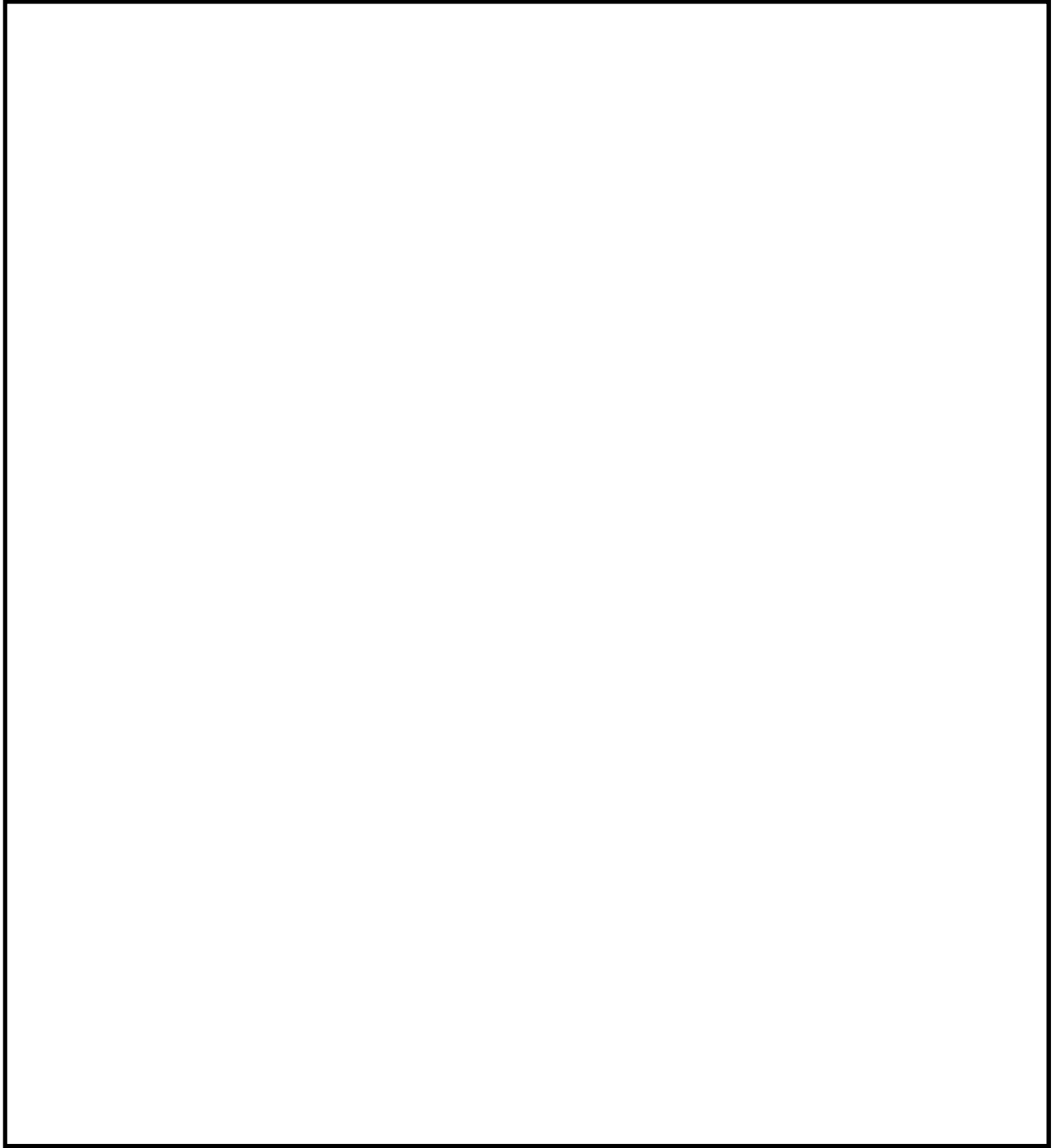
57－9－1

1. 代替電源設備について
 - 1.1 重大事故等対処設備による代替電源（交流）の供給
 - 1.2 重大事故等対処設備による直流電源の供給
 - 1.3 代替所内電気設備による給電

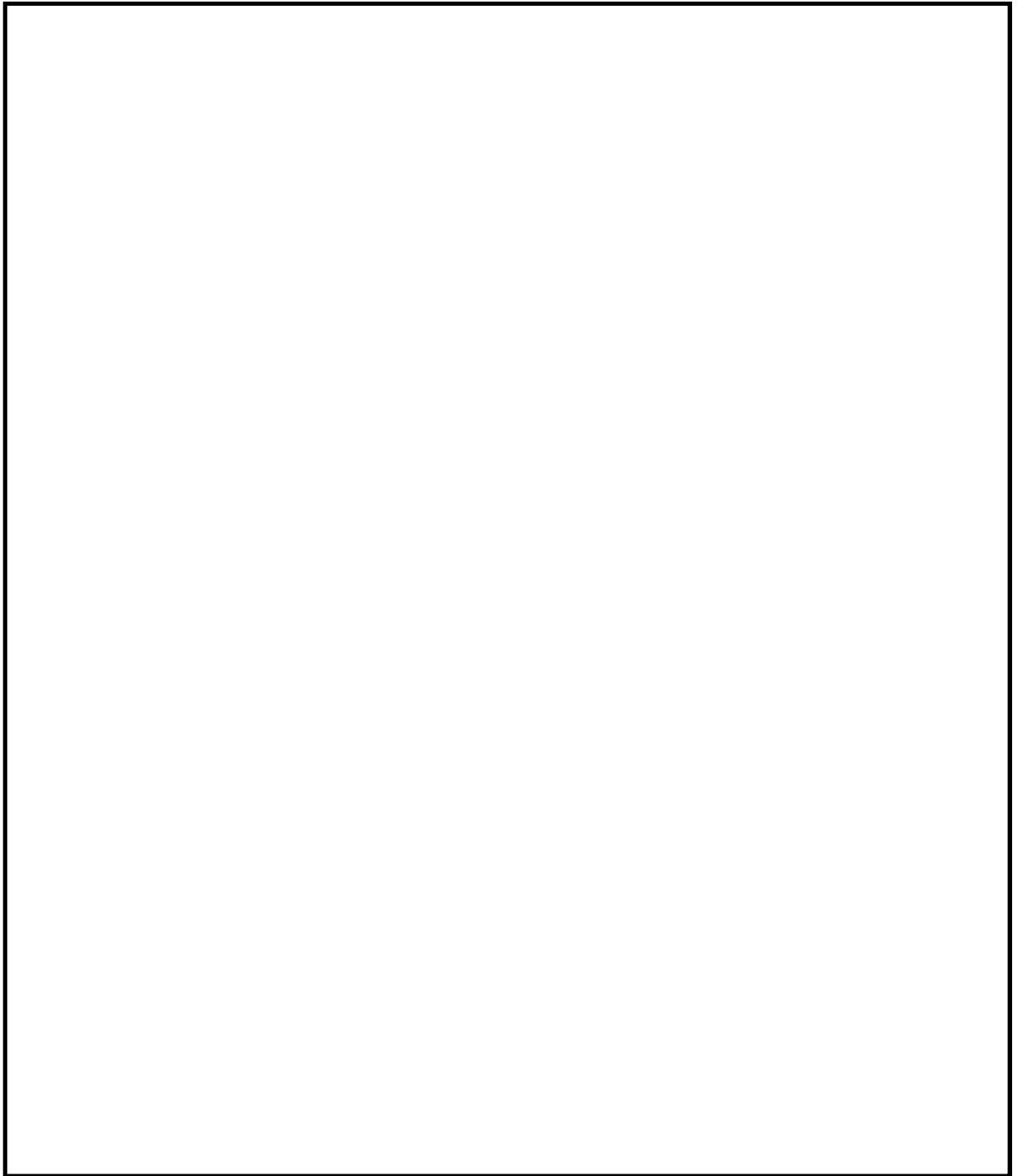


第 57-9-(47-6) 図 常設代替高圧電源装置置場

57-9-108

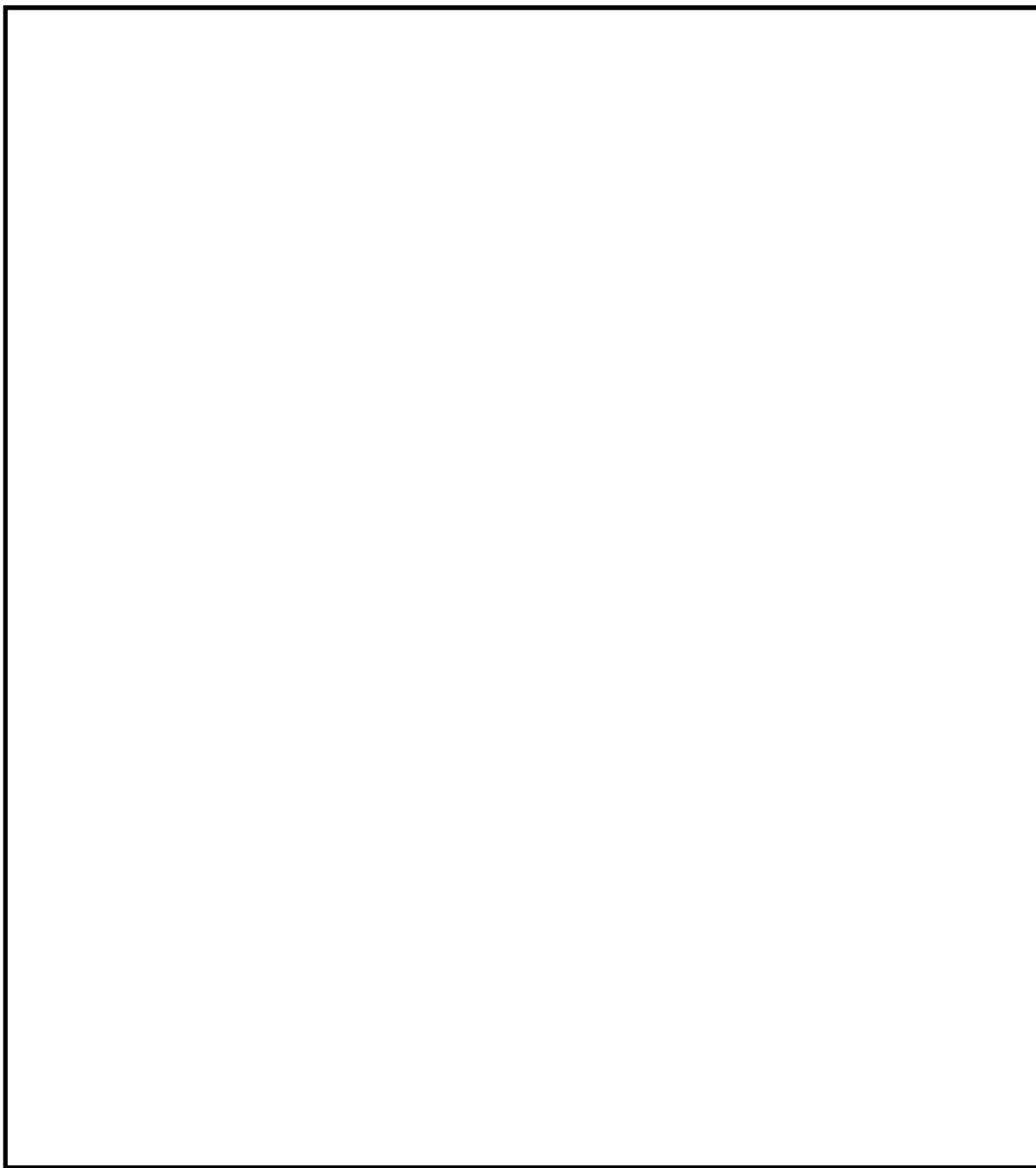


第 57－9－(47－7) 図 原子炉建屋地下 2 階

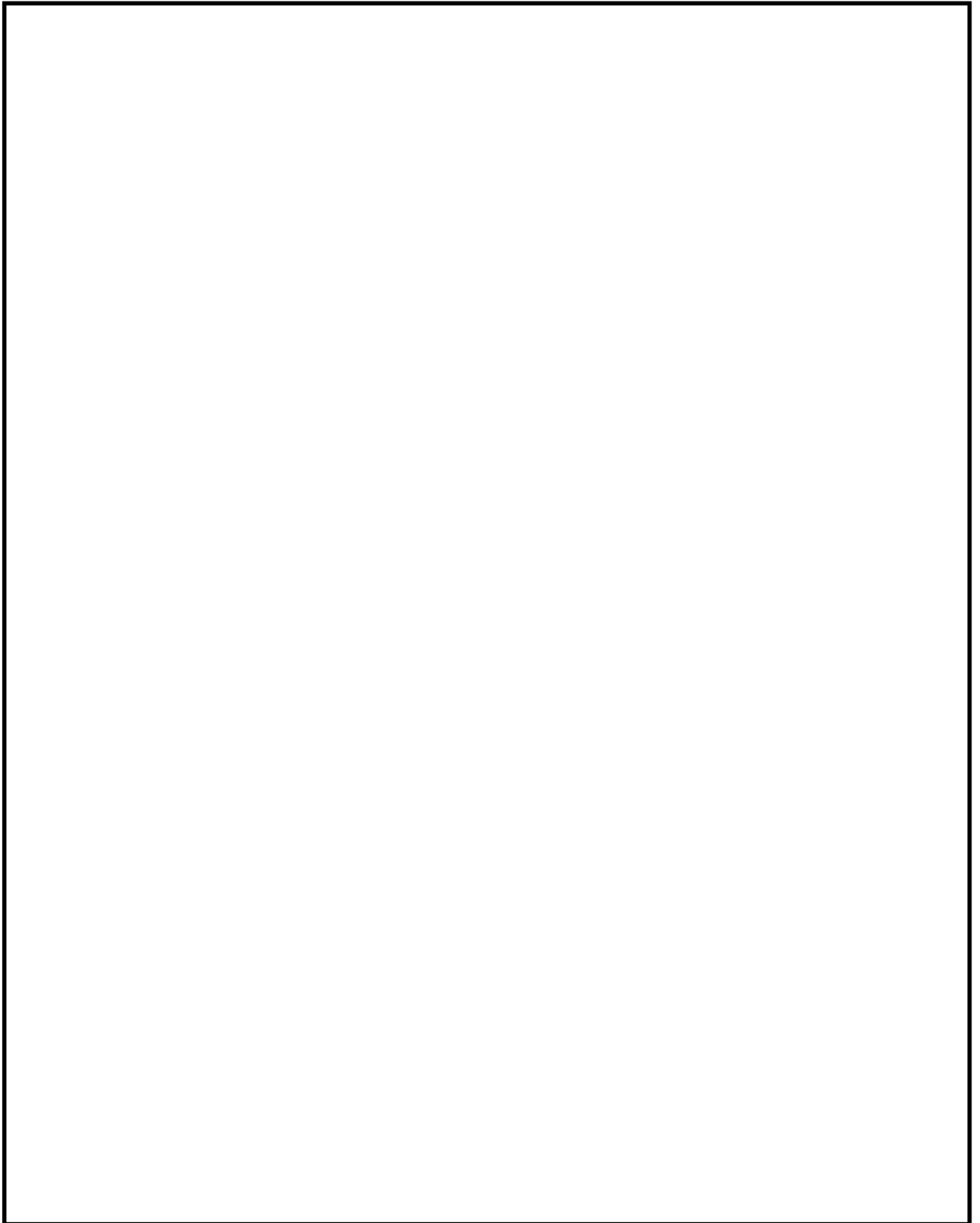


第 57-9-(47-8) 図 原子炉建屋地下 1 階

57-9-110

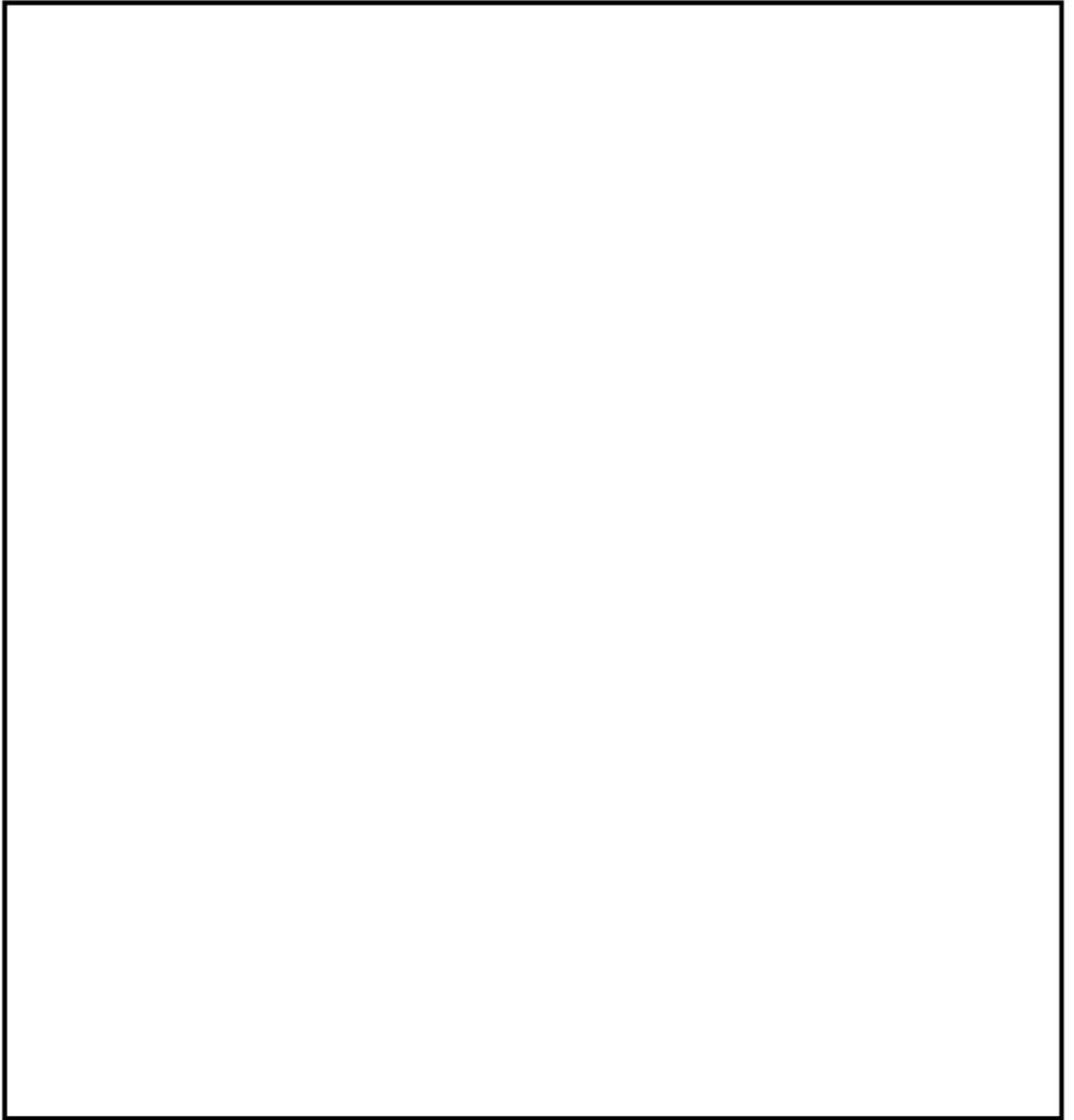


第 57-9-(47-9) 図 原子炉建屋 1 階

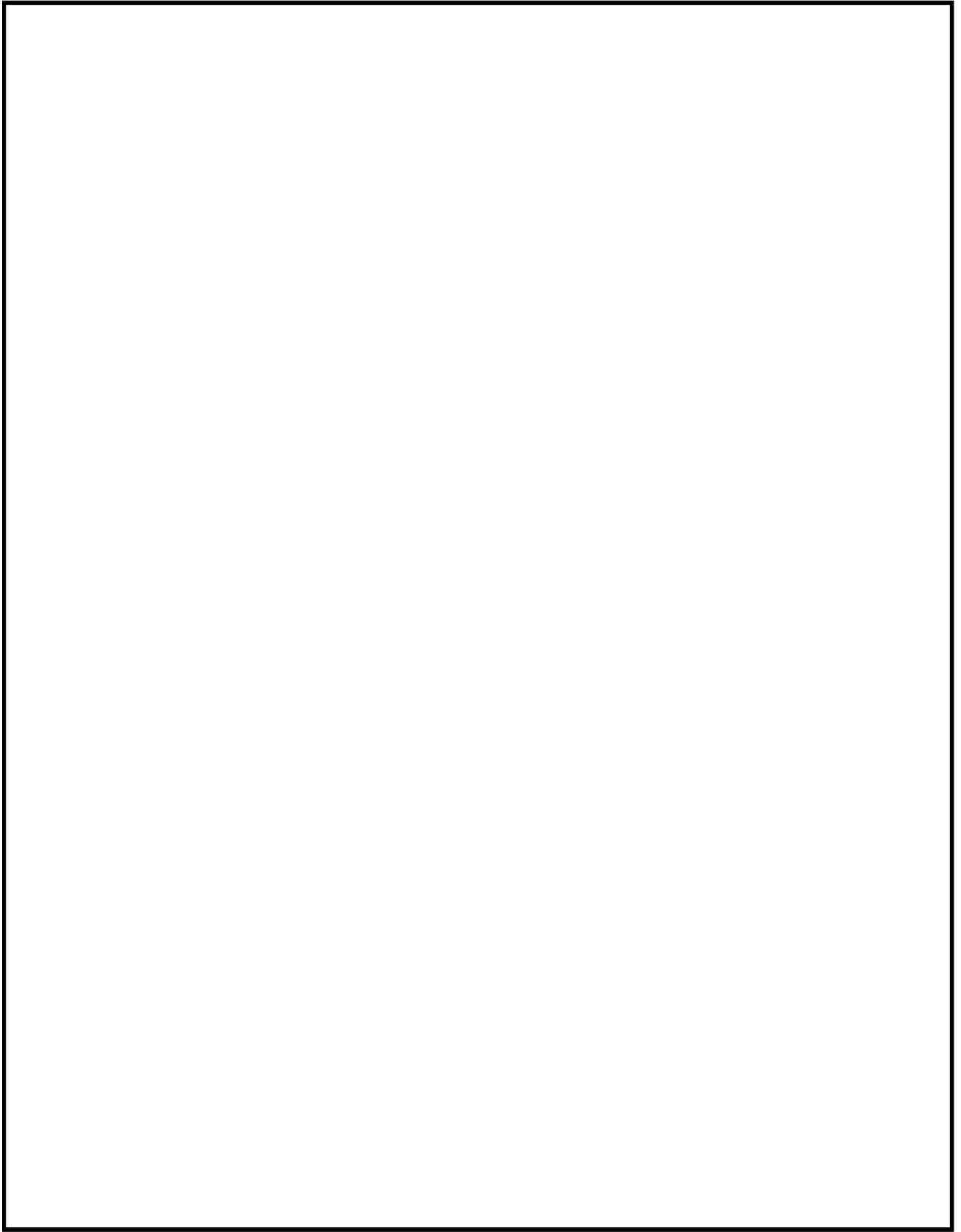


第 57-9-(48-8) 図 常設代替高圧電源装置置場

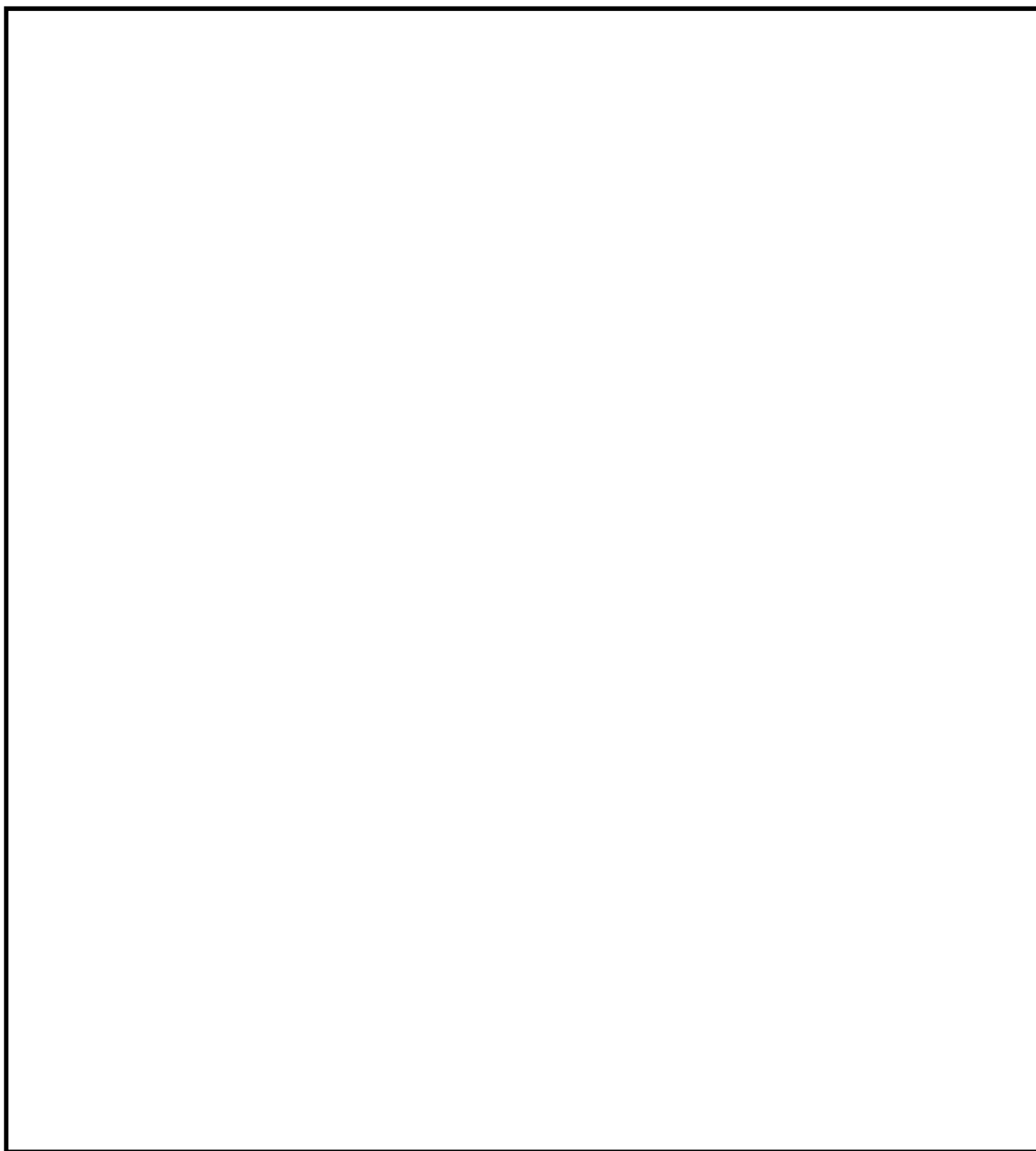
57-9-124



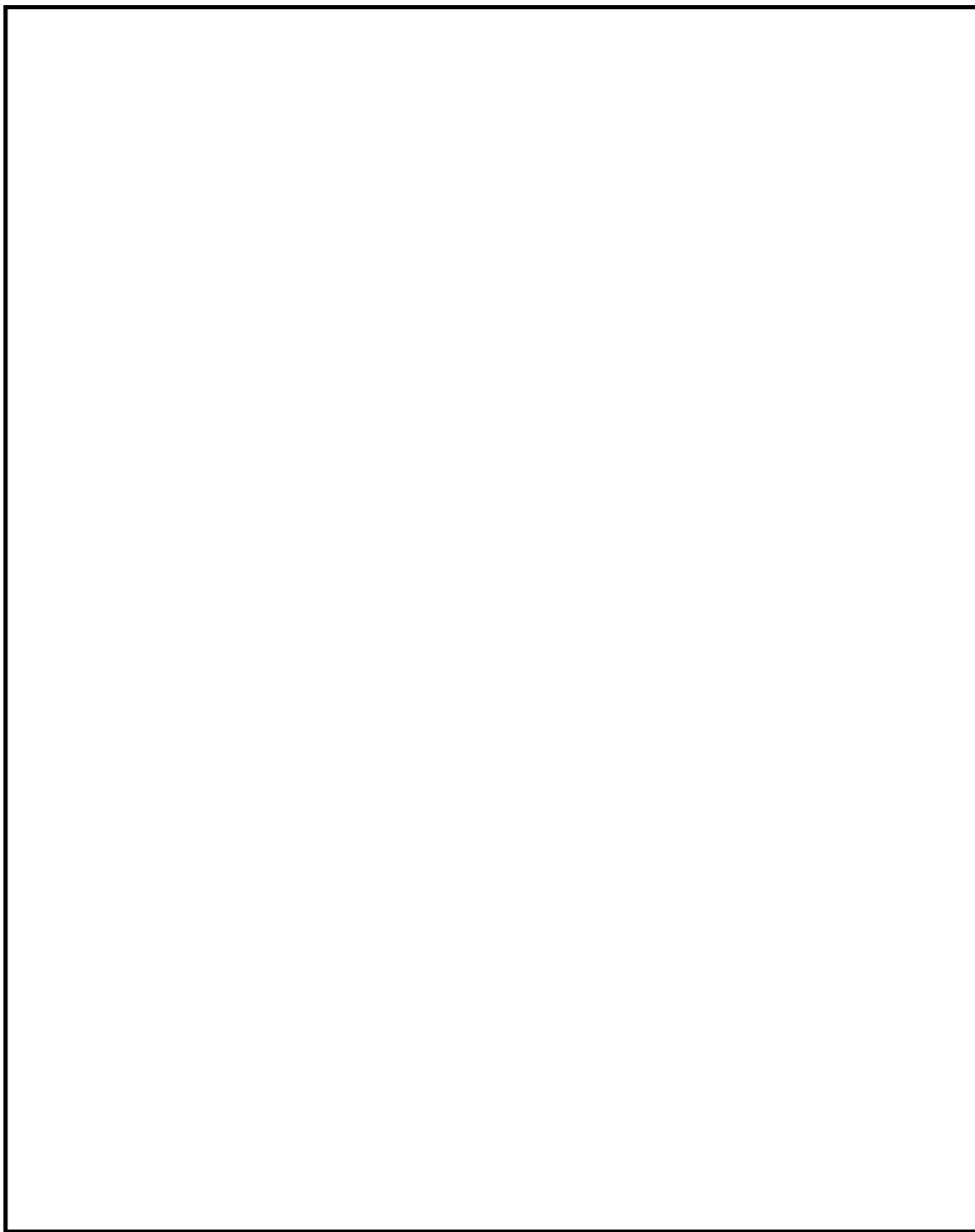
第 57-9-(48-9) 図 原子炉建屋地下 2 階



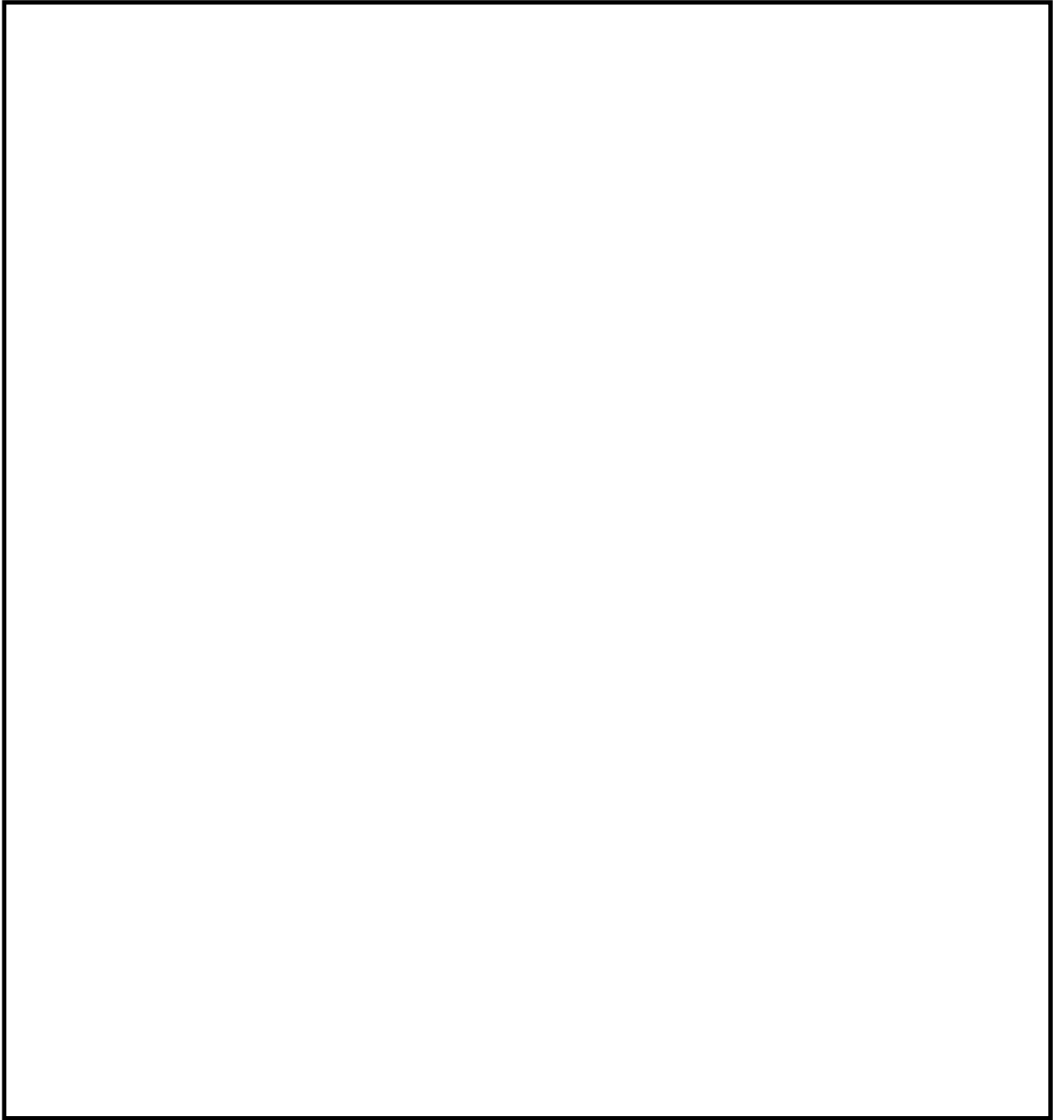
第 57－9－(48－10) 図 原子炉建屋地下 1 階



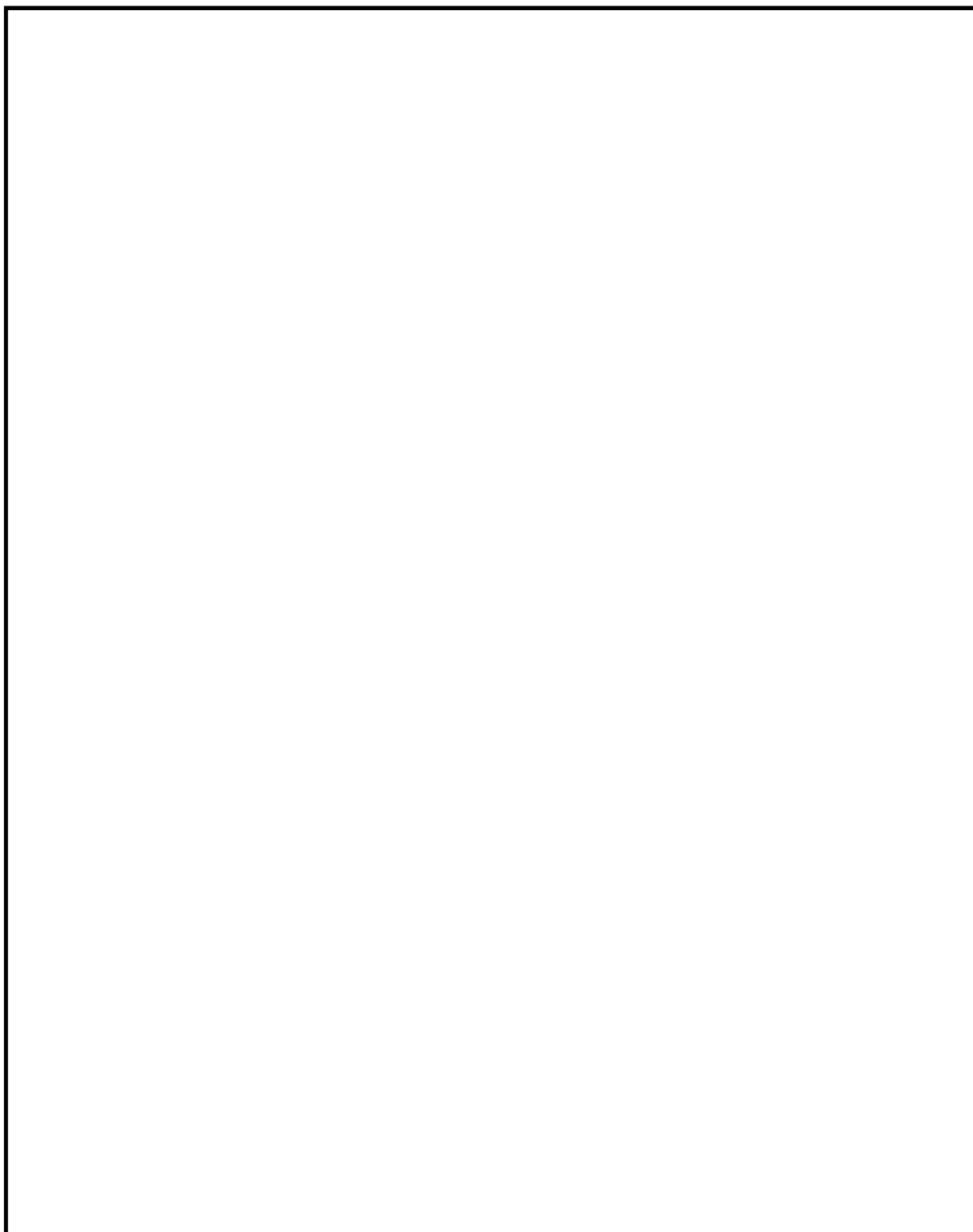
第 57-9-(49-10) 図 原子炉建屋地下 2 階



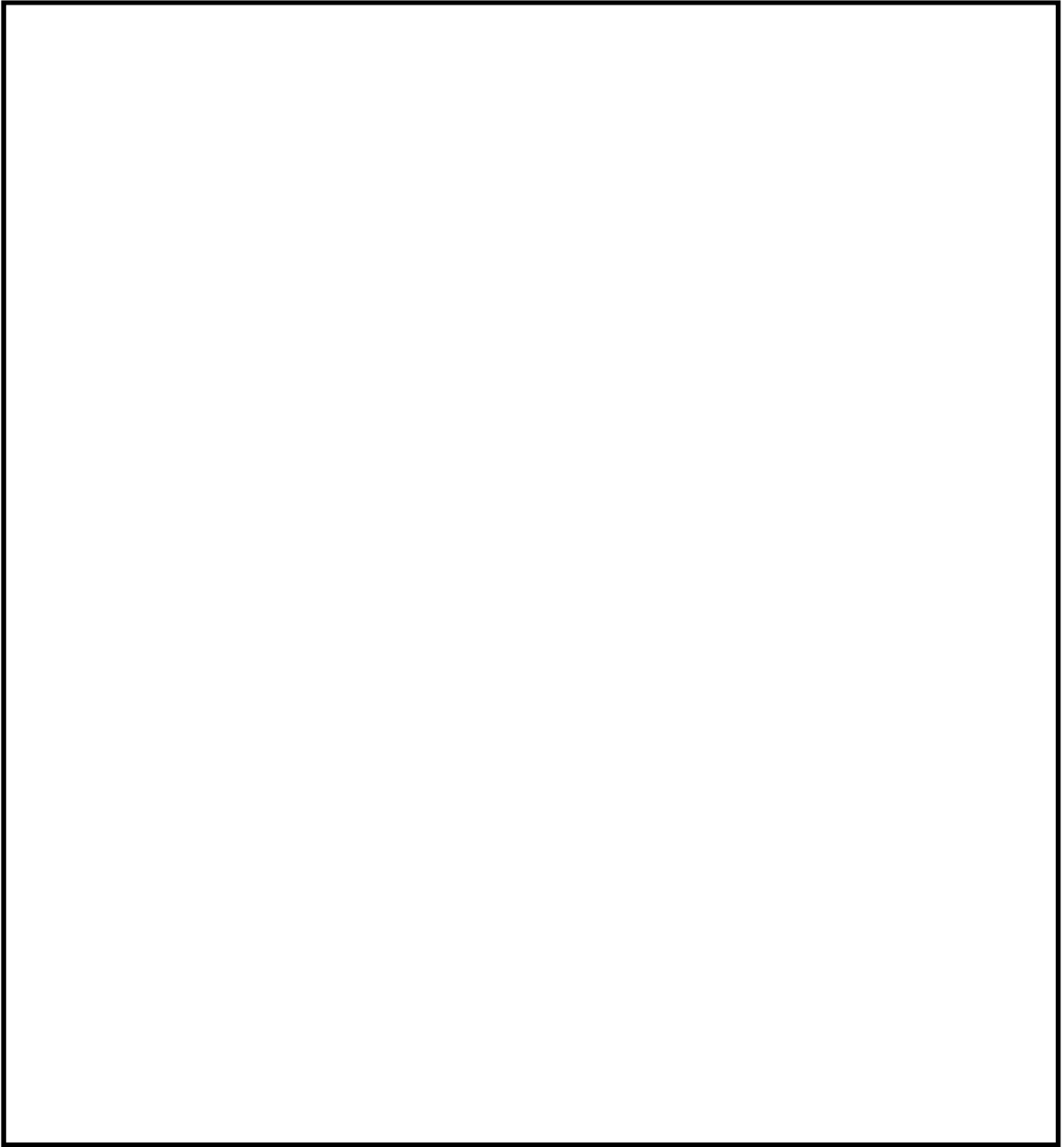
第 57-9-(49-11) 図 原子炉建屋地下 1 階



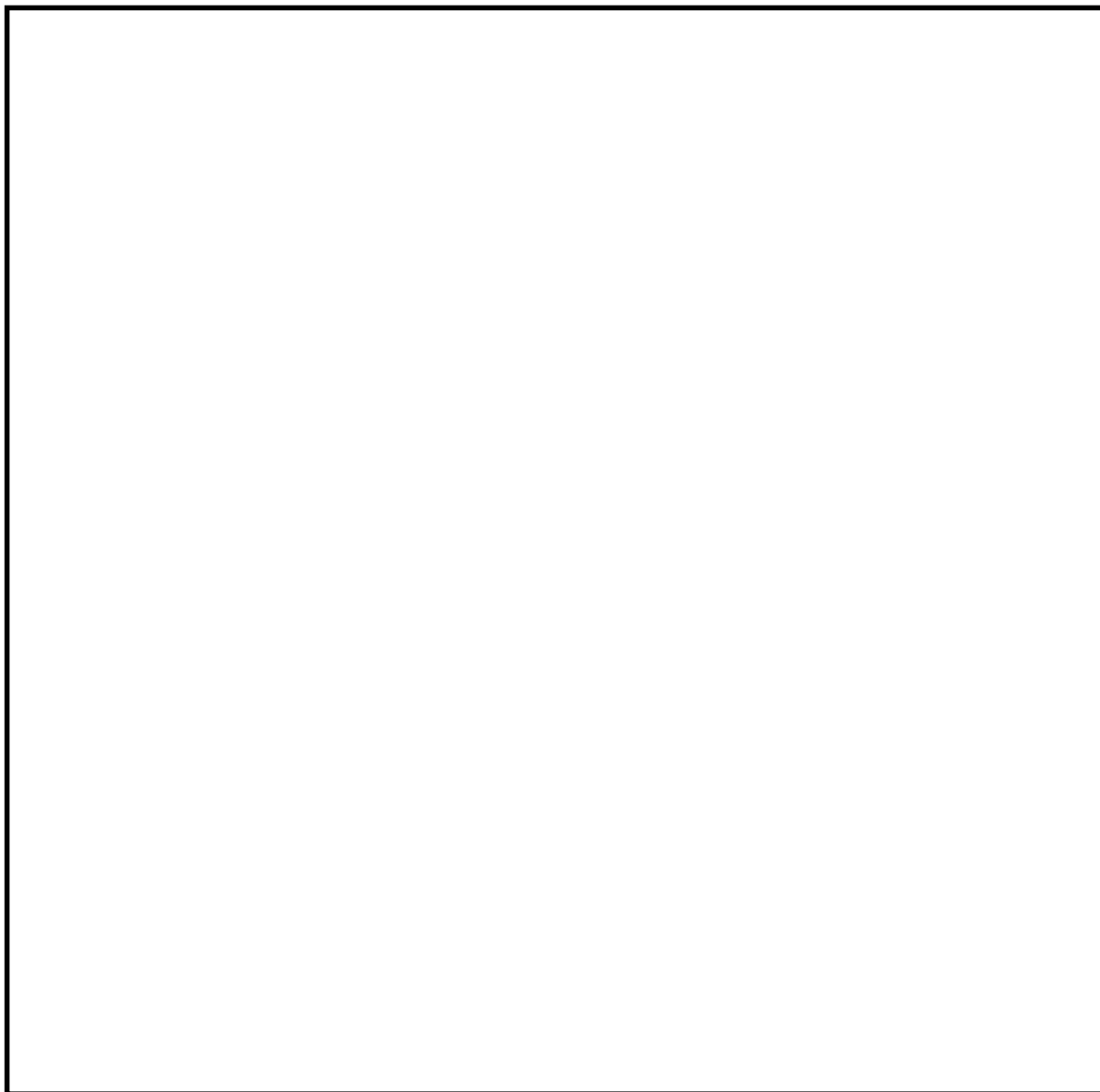
第 57-9-(49-12) 図 原子炉建屋 1 階



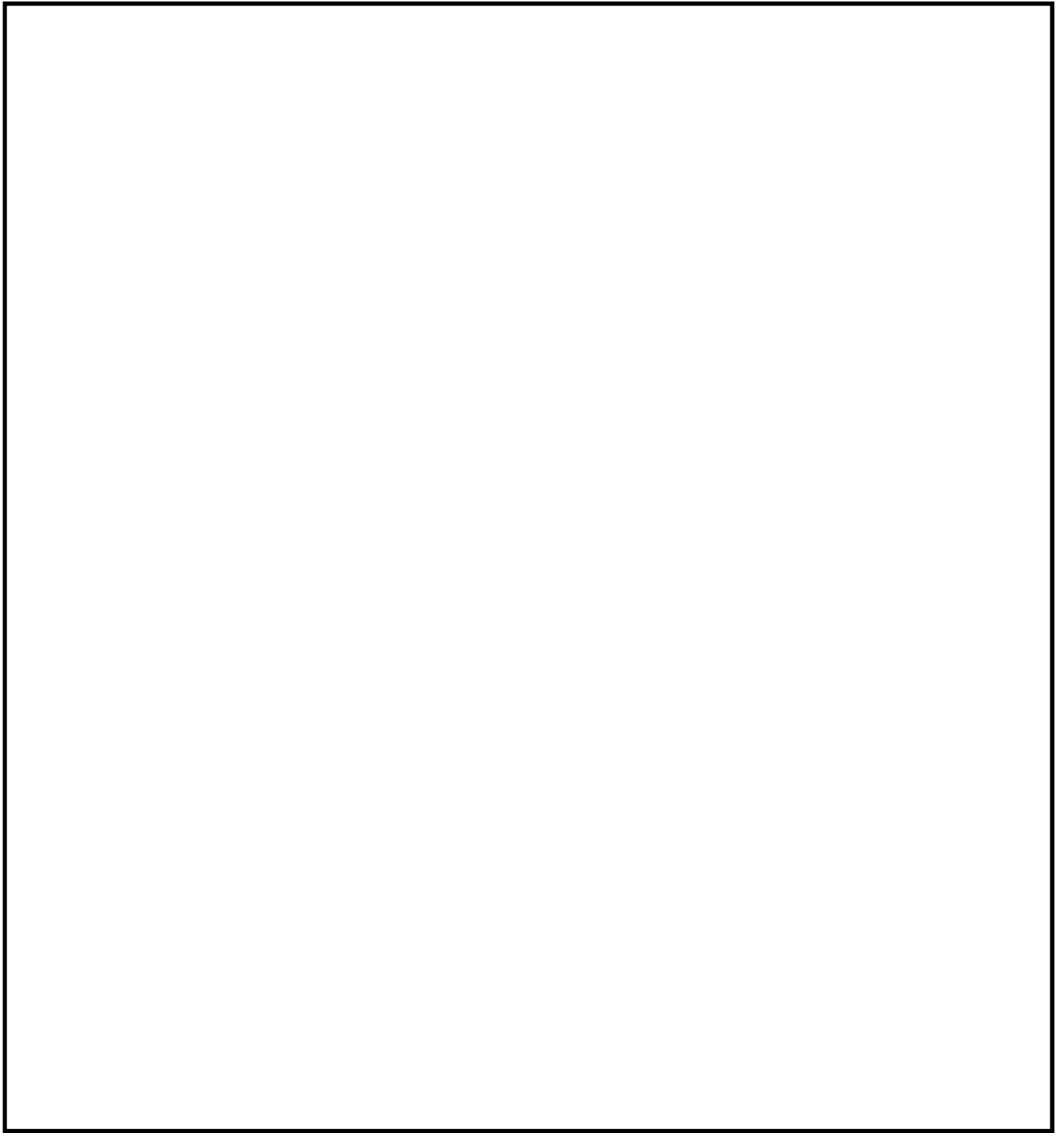
第57-9-(51-7)図 常設代替高圧電源装置置場



第57－9－(51－8)図 原子炉建屋地下2階



第57-9-(51-9)図 原子炉建屋1階



第57-9-(51-10)図 原子炉建屋1階

57－11 その他資料

57－11－1

7. 電源供給手段（自主対策設備活用）の追加整備について

7.1 自主対策設備を活用した電源供給手段について

東海第二発電所が単独号機であることを考慮し，常設代替高圧電源装置の予備発電機確保，単独で重大事故等への対応が可能な代替所内電気設備の構成及び専用の緊急用 125V 系蓄電池の設置など，電源供給の信頼性に配慮した設計としているが，更なる電源供給の信頼性向上の観点から，新たに電源供給手段を追加することとした。

7.2 自主対策設備を活用した電源供給手段

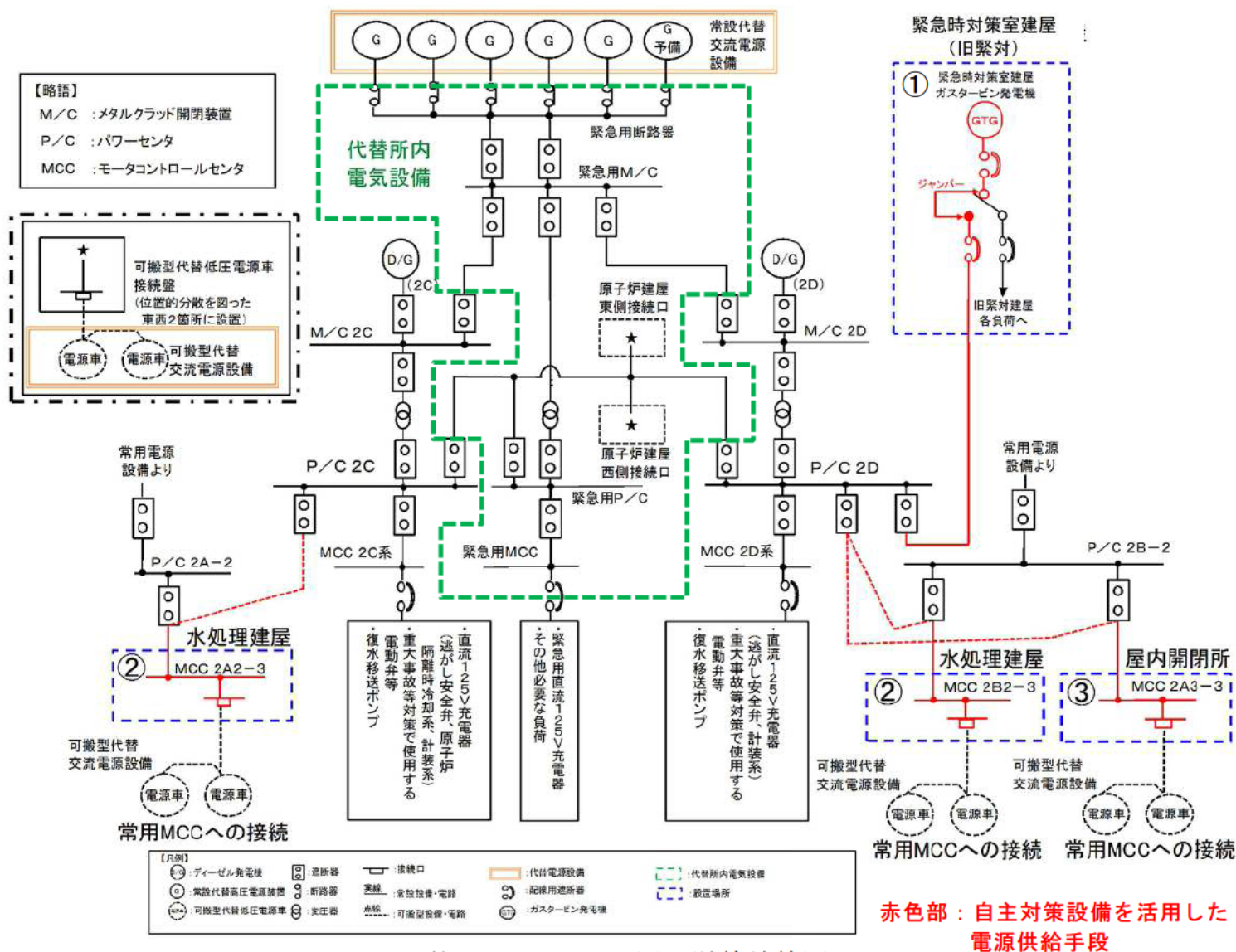
自主対策設備を活用した電源供給手段は，以下の手段により給電可能な設計とする。

- ①緊急時対策室建屋ガスタービン発電機を用いた非常用所内電気設備への給電
- ②可搬型代替低圧電源車を用いた常用M C C（水処理建屋）を介した非常用所内電気設備への給電
- ③可搬型代替低圧電源車を用いた常用M C C（屋内開閉所）を介した非常用所内電気設備への給電

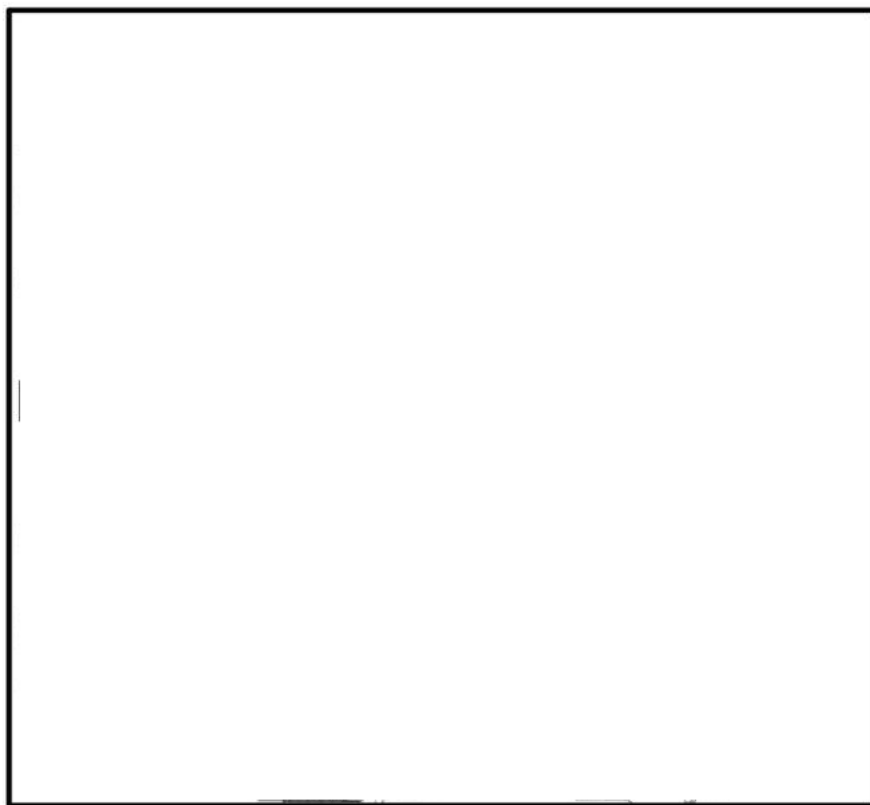
自主対策設備を活用した電源供給手段の設備概要を第 57-11-7-1 表に，単線結線図を第 57-11-7-1 図に，設備の配置図を第 57-11-7-2 図に示す。

第 57-11-7-1 表 設備概要

	緊急時対策室建屋 ガスタービン発電機	可搬型 代替低圧電源車
仕様	- 容量：500kVA - 電圧：480V - 台数：1 台	- 容量：500kVA - 電圧：480V - 台数：2 台
給電先	P / C 2 D	- 水処理建屋 M C C 2 A → P / C 2 C M C C 2 B → P / C 2 D - 屋内開閉所 M C C 2 A → P / C 2 D
給電可能な負荷	- 直流 125V 充電器 (逃がし安全弁，原子炉 隔離時冷却系，計装系) - 重大事故等対策で使用する電動弁等 - 復水移送ポンプ	- 直流 125V 充電器 (逃がし安全弁，原子炉 隔離時冷却系，計装系) - 重大事故等対策で使用する電動弁等 - 復水移送ポンプ
接続方法	切替盤内での接続 (外部接続端子での解結線、端子間ジャンパー)	- 可搬型代替低圧電源車の接続コネクタを用いたケーブル接続 - P / C 間の端子を用いたケーブル接続



第 57-11-7-1 図 単線結線図



第 57-11-7-2 図 配置図

8. 代替所内電気設備のケーブル敷設ルートの設計方針について

8.1 概 要

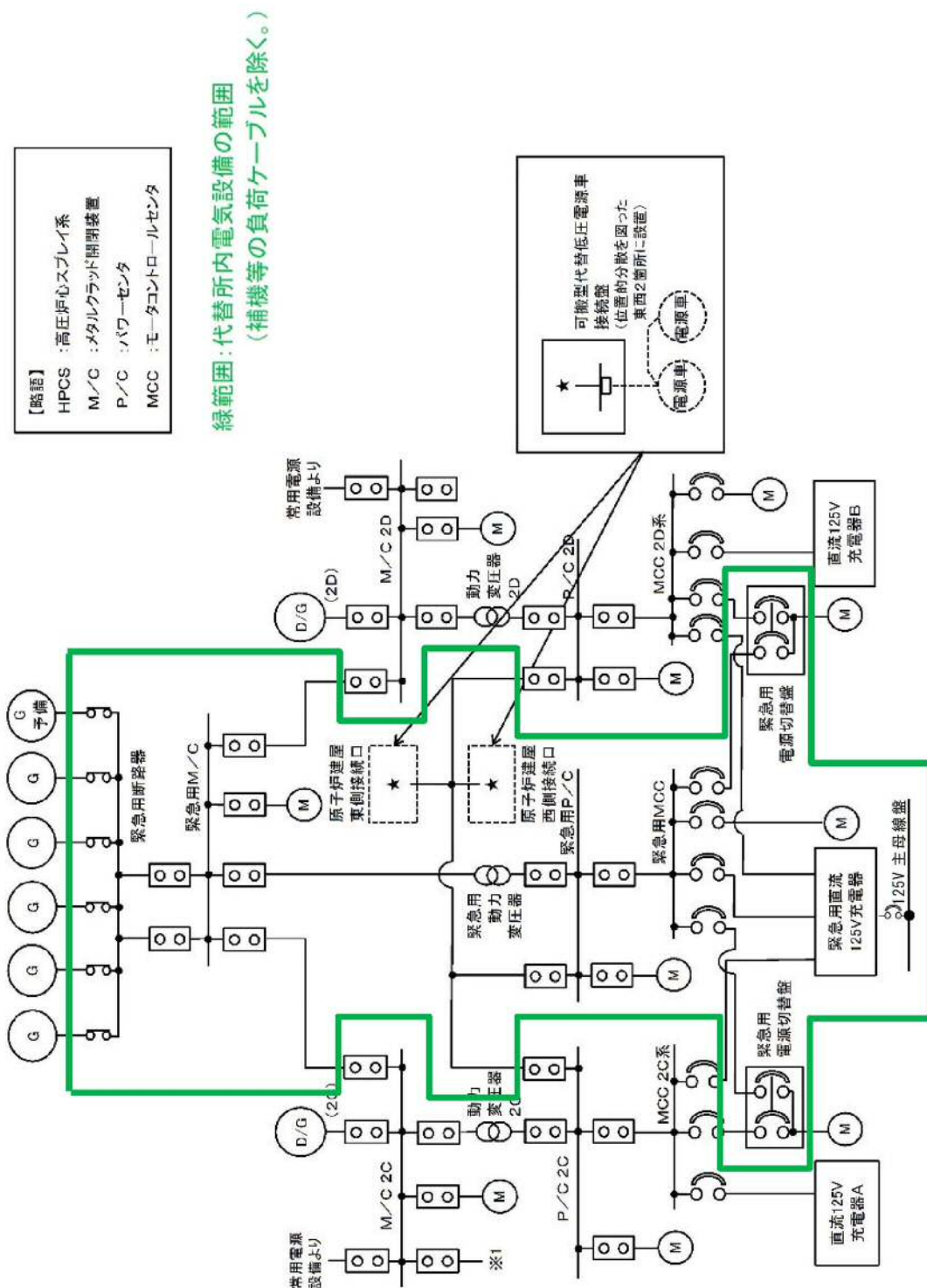
代替所内電気設備のケーブルは、共通要因による設計基準事故対処設備との同時機能喪失のおそれがないよう敷設ルートの設計方針を明確化する。

8.2 設計方針

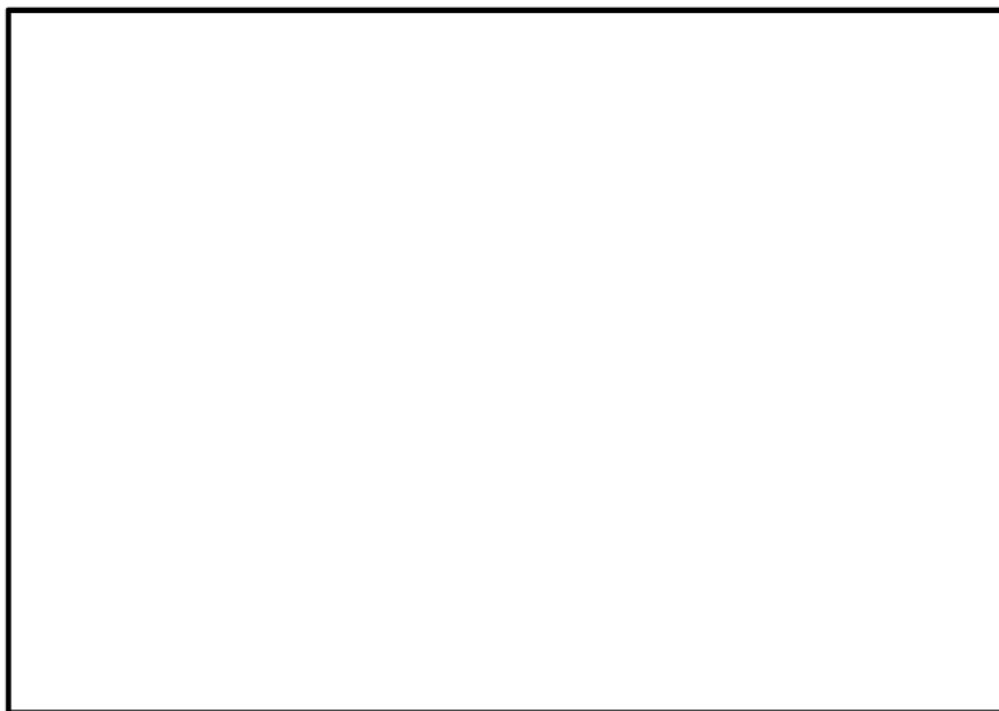
代替所内電気設備のケーブルについては、共通要因による設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、異なる安全区分のエリアをまたがないよう敷設する。

なお、東海第二発電所 単線結線図を第 57-11-8-1 図に、常設代替高圧電源装置置場から原子炉建屋までのケーブルルートを第 57-11-8-2 図に示す。

上記設計方針に基づき、第 57-11-8-3 図のとおり原子炉建屋内の代替所内電気設備のケーブル敷設ルートを変更する。



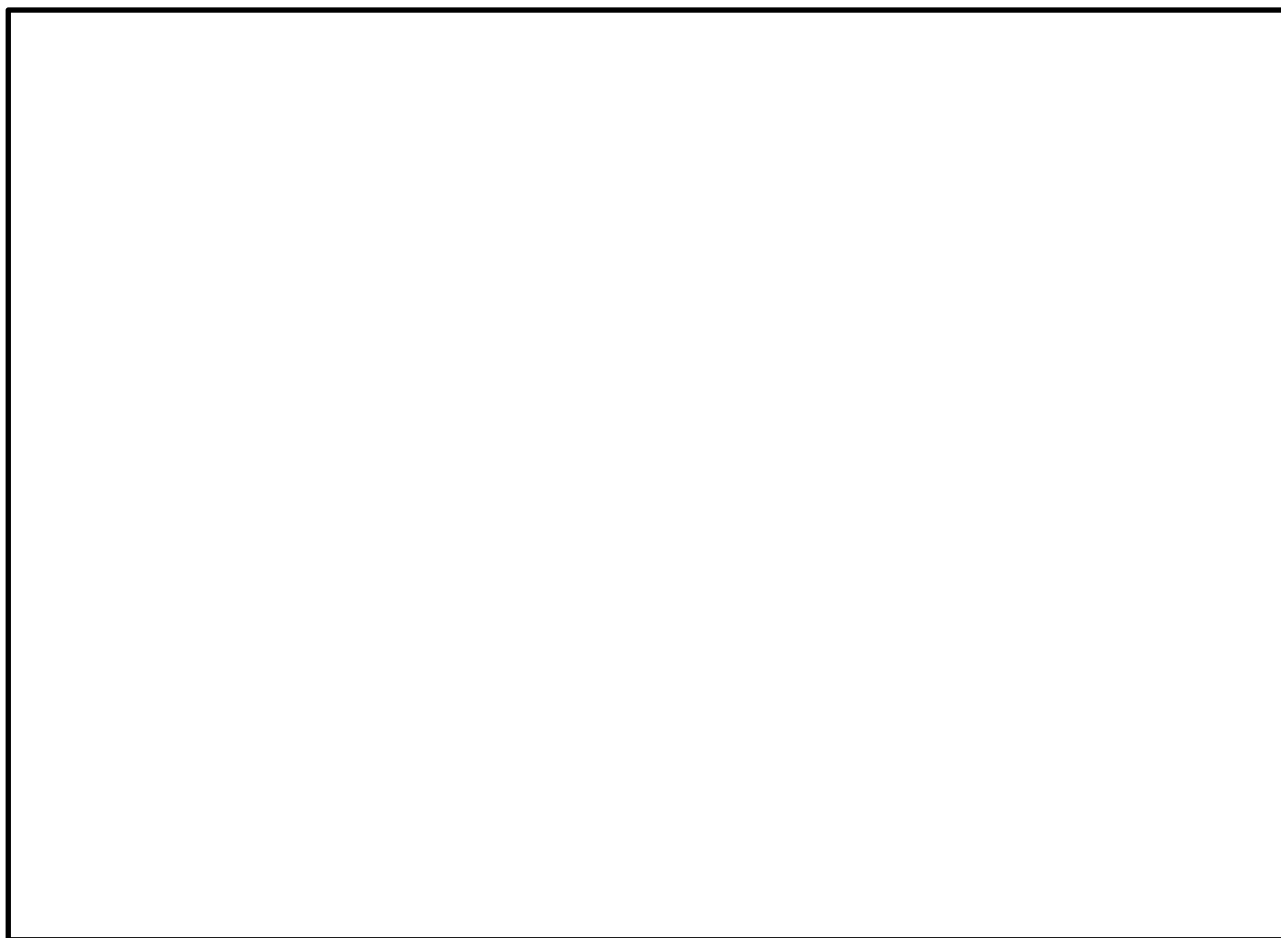
第 57-11-8-1 図 東海第二発電所 単線結線図



第 57-11-8-2 図 常設代替高圧電源装置置場から
原子炉建屋までのケーブルルート図



第 57-11-8-3 (1/2) 図 原子炉建屋内ケーブルルート図 (地下 2 階)



第 57-11-8-3 (2/2) 図 原子炉建屋内ケーブルルート図 (地上 1 階)

1.14 電源の確保に関する手順等

< 目 次 >

1.14.1 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. 代替電源（交流）による対応手段及び設備

(a) 代替交流電源設備による給電

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 代替電源（直流）による対応手段及び設備

(a) 代替直流電源設備による給電

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 代替所内電気設備による対応手段及び設備

(a) 代替所内電気設備による給電

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手段及び設備

(a) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電

(b) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 代替海水送水による対応手段及び設備

(a) 代替海水送水による電源給電機能の復旧

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

f. 燃料補給のための対応手段及び設備

(a) 燃料給油設備による給油

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

g. 手順等

1. 14. 2 重大事故等時の手順

1. 14. 2. 1 代替電源（交流）による対応手順

(1) 代替交流電源設備による給電

1. 14. 2. 2 代替電源（直流）による対応手順

(1) 代替直流電源設備による給電

a. 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

b. 可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

(2) 常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保

a. 常設直流電源喪失時の直流125V主母線盤 2 A 及び 2 B 受電

1. 14. 2. 3 代替所内電気設備による対応手順

(1) 代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電

a. 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電

(2) 代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電

a. 常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電

b. 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電

1. 14. 2. 4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順

(1) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電

a. 常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電

b. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電

c. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用低圧母線への給電

d. 可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電

(2) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電

a. 所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電

b. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流125V主母線盤への給電

c. 可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電

1. 14. 2. 5 代替海水送水による対応手順

(1) 代替海水送水による電源給電機能の復旧

1. 14. 2. 6 燃料の補給手順

(1) 燃料給油設備による各機器への給油

a. 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油

b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油

1. 14. 2. 7 設計基準事故対処設備による対応手順

(1) 非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電

(2) 非常用直流電源設備による給電

(3) 軽油貯蔵タンクから 2 C・2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油

1. 14. 2. 8 その他の手順項目について考慮する手順

1. 14. 2. 9 重大事故等時の対応手段の選択

1. 14 電源の確保に関する手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中における発電用原子炉内の燃料体（以下「運転停止中原子炉内燃料体」という。）の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保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 「電力を確保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) 炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力の確保
 - a) 電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、代替電源により、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するために必要な手順等を整備すること。
 - b) 所内直流電源設備から給電されている24時間内に、十分な余裕を持って可搬型代替交流電源設備を繋ぎ込み、給電を開始できること。
 - c) 複数号機設置されている工場等では、号機間の電力融通を行えるようにしておくこと。また、敷設したケーブル等が利用できない状況に備え、予備のケーブル等を用意すること。

d) 所内電気設備（モーターコントロールセンター（MCC）、パワーセンター（P/C）及び金属閉鎖配電盤（メタクラ）（MC）等）は、共通要因で機能を失うことなく、少なくとも一系統は機能の維持及び人の接近性の確保を図ること。

電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保する対処設備を整備しており、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。

1.14.1 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

外部電源が喪失した場合において、非常用高圧母線及び直流設備へ給電するための設計基準事故対処設備として、非常用交流電源設備及び非常用直流電源設備を設置している。

また、非常用交流電源設備及び非常用直流電源設備から供給された電力を各負荷へ分配するための設計基準事故対処設備として、非常用所内電気設備を設置している。

これらの設計基準事故対処設備のうち、非常用交流電源設備及び非常用直流電源設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備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、各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. 14. 1－1図及び第1. 14. 1－2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：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全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五十七条及び技術基準規則第七十二条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備又は非常用直流電源設備が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。

非常用交流電源設備による給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 2 C 非常用ディーゼル発電機（以下「2 C D／G」という。）
- ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機（以下「2 D D／G」という。）
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「H P C S D／G」という。）
- ・ 2 C 非常用ディーゼル発電機燃料油デイトンク
- ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機燃料油デイトンク
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク
- ・ 2 C D／G～メタルクラッド開閉装置（以下「M／C」という。） 2 C 電路

- ・ 2 D D／G～M／C 2 D 電路
- ・ H P C S D／G～M／C H P C S 電路
- ・ 2 C 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ
- ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ
- ・ 2 C 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ～2 C D／G 流路
- ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ～2 D D／G 流路
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～H P C S D／G 流路
- ・ 軽油貯蔵タンク
- ・ 2 C 非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ
- ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ
- ・ 2 C 非常用ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁
- ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁

非常用直流電源設備による給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 125V系蓄電池 A 系
- ・ 125V系蓄電池 B 系
- ・ 125V系蓄電池 H P C S 系
- ・ 中性子モニタ用蓄電池 A 系
- ・ 中性子モニタ用蓄電池 B 系
- ・ 直流125V充電器 A～直流125V主母線盤 2 A 電路
- ・ 直流125V充電器 B～直流125V主母線盤 2 B 電路
- ・ 直流125V充電器 H P C S～直流125V主母線盤 H P C S 電路

- ・ 120／240V計装用主母線盤 2 A～直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 A 電路
- ・ 120／240V計装用主母線盤 2 B～直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 B 電路
- ・ 125V系蓄電池 A 系～直流125V主母線盤 2 A 電路
- ・ 125V系蓄電池 B 系～直流125V主母線盤 2 B 電路
- ・ 125V系蓄電池 H P C S 系～直流125V主母線盤 H P C S 電路
- ・ 中性子モニタ用蓄電池 A 系～直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 A 電路
- ・ 中性子モニタ用蓄電池 B 系～直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 B 電路

機能喪失原因対策分析の結果，設計基準事故対処設備の故障として，非常用高圧母線への交流電源による給電及び直流設備への直流電源による給電に使用する設備並びに非常用所内電気設備の故障を想定する。

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. 14. 1－1表に整理する。

a．代替電源（交流）による対応手段及び設備

(a) 代替交流電源設備による給電

設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備の故障により非常用高圧母線 2 C ・ 2 D ・ H P C S への給電ができない場合は，代替交流電源設備による給電にて炉心の著しい損傷等を防止するために必要

な電力を確保する。

i) 常設代替交流電源設備による給電

常設代替交流電源設備から非常用所内電気設備及び代替所内電気設備へ給電する手段がある。

常設代替交流電源設備による給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ 常設代替高圧電源装置
- ・ 常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁
- ・ 常設代替高圧電源装置～緊急用M/C～M/C 2C及び2D電路
- ・ 緊急用M/C～緊急用モータコントロールセンタ（以下「MCC」という。）電路
- ・ 燃料給油設備

ii) 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機から非常用所内電気設備へ給電する手段がある。

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機～パワーセンタ（以下「P/C」という。）2D電路

iii) 可搬型代替交流電源設備による給電

可搬型代替交流電源設備を非常用所内電気設備に接続し、給電する手段がある。

可搬型代替交流電源設備による給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・可搬型代替低圧電源車
- ・可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）

又は（東側）～P/C 2C及びP/C 2D電路

- ・可搬型代替低圧電源車～常用MCC（水処理建屋）～P/C 2C及び2D電路
- ・可搬型代替低圧電源車～常用MCC（屋内開閉所）～P/C 2D電路

- ・燃料給油設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

常設代替交流電源設備による給電で使用する設備のうち、常設代替高圧電源装置、常設代替高圧電源装置～緊急用M/C～M/C 2C及び2D電路、緊急用M/C～緊急用MCC電路、常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

可搬型代替交流電源設備による給電で使用する設備のうち、可搬型代替低圧電源車、可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）～P/C 2C及びP/C 2D電路、並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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

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の故障で

交流電源が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

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。

- ・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁及び緊急時対策室建屋ガスタービン発電機～P／C 2D 電路

耐震性は確保されていないが、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機等が健全である場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・可搬型代替低圧電源車～常用MCC（水処理建屋）～P／C 2C 及び 2D 電路並びに可搬型代替低圧電源車～常用MCC（屋内開閉所）～P／C 2D 電路

耐震性は確保されていないが、電路が健全である場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

b. 代替電源（直流）による対応手段及び設備

(a) 代替直流電源設備による給電

設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備の故障により充電器を経由した直流設備への給電ができない場合は、代替直流電源設備による給電にて炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保する。

i) 所内常設直流電源設備による給電

非常用交流電源設備の故障により直流125V充電器 A・B を経由した直流設備への給電ができない場合は、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による給電を開始するまでの間、所内常設直流電源設備により24時間にわたり直流設備へ給電する手段がある。

所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-4図に示す。

- ・ 125V系蓄電池 A 系
- ・ 125V系蓄電池 B 系
- ・ 125V系蓄電池 A 系～直流125V主母線盤 2 A 電路
- ・ 125V系蓄電池 B 系～直流125V主母線盤 2 B 電路

ii) 可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

非常用交流電源設備の故障、所内常設直流電源設備の蓄電池の枯渇により直流設備への給電ができない場合は、可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を組み合わせた可搬型代替直流電源設備により直流設備へ給電する手段がある。

可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-4図に示す。

- ・ 可搬型代替低圧電源車
- ・ 可搬型整流器
- ・ 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～可搬型整流器～直流125V主母線盤 2 A 及び 2 B 電路
- ・ 燃料給油設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

所内常設直流電源設備による給電で使用する設備のうち、125V系蓄電池 A 系、125V系蓄電池 B 系、125V系蓄電池 A 系～直流125V主母線盤 2 A 電路及び125V系蓄電池 B 系～直流125V主母線盤 2 B 電路は重大事故等対処設備として位置付ける。

可搬型代替直流電源設備による給電で使用する設備のうち、可搬型代替低圧電源車、可搬型整流器、可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～可搬型整流器～直流125V主母線盤 2 A 及び 2 B 電路並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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

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の故障で直流電源が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

c. 代替所内電気設備による対応手段及び設備

(a) 代替所内電気設備による給電

設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備の機能が喪失し、必要な設備へ給電できない場合又は代替所内電気設備に接続する重大事故等対処設備が必要な場合は、代替所内電気設備にて電路を確保し、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又は可搬型代替直流電源設備から給電する手段がある。

なお、非常用所内電気設備及び代替所内電気設備は、重大事故等が発生した場合において、共通要因で同時に機能を喪失することな

く、少なくとも一系統は機能の維持及び人の接近性を確保する設計とする。

代替所内電気設備による代替所内電気設備への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1－3図及び第1.14.1－4図に示す。

- ・ 緊急用M／C
- ・ 緊急用P／C
- ・ 緊急用M C C
- ・ 緊急用電源切替盤
- ・ 緊急用125V系蓄電池
- ・ 緊急用直流125V主母線盤
- ・ 緊急用125V系蓄電池～緊急用直流125V主母線盤電路

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替所内電気設備による代替所内電気設備への給電で使用する設備のうち、緊急用M／C、緊急用P／C、緊急用M C C、緊急用電源切替盤、緊急用125V系蓄電池、緊急用直流125V主母線盤及び緊急用125V蓄電池～緊急用直流125V主母線盤電路は重大事故等対処設備と位置付ける。

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

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非常用所内電気設備が機能喪失した場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

d. 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手段及び設備

(a) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電

設計基準事故対処設備である非常用ディーゼル発電機の故障により M/C 2C 及び 2D への給電ができない場合は、代替交流電源設備による給電にて炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保する。

i) 常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電

常設代替交流電源設備から M/C 2C・2D 及び代替所内電気設備へ給電する手段がある。

常設代替交流電源設備による給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ 常設代替高圧電源装置
- ・ 常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁
- ・ 常設代替高圧電源装置～緊急用 M/C ～M/C 2C 及び 2D 電路
- ・ 緊急用 M/C ～緊急用 MCC 電路
- ・ 燃料給油設備

ii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電

HPCS D/G から M/C 2C (又は 2D) へ給電する手段がある。

HPCS D/G による M/C 2C (又は 2D) への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ HPCS D/G
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク
- ・ M/C HPCS

- ・ M / C 2 E
- ・ H P C S D / G ~ M / C H P C S ~ M / C 2 E ~ M / C 2 C 及び 2 D 電路
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ ~ H P C S D / G 流路
- ・ 軽油貯蔵タンク
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁

iii) 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用低圧母線への給電

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機から P / C 2 D へ給電する手段がある。

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による P / C 2 D への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機 ~ P / C 2 D 電路

iv) 可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電

可搬型代替交流電源設備を非常用所内電気設備に接続し、P / C 2 C ・ 2 D へ給電する手段がある。

可搬型代替交流電源設備による給電で使用する設備は以下のとお

り。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・可搬型代替低圧電源車
- ・可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）～P/C 2C及び2D電路
- ・可搬型代替低圧電源車～常用MCC（水処理建屋）～P/C 2C及び2D電路
- ・可搬型代替低圧電源車～常用MCC（屋内開閉所）～P/C 2D電路
- ・燃料給油設備

(b) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電

設計基準事故対処設備である非常用ディーゼル発電機の故障により充電器を経由した直流設備への給電ができない場合は、代替直流電源設備による給電にて炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保する。

i) 所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電

非常用ディーゼル発電機の故障により直流125V充電器A・Bを経由した直流設備への給電ができない場合は、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による給電を開始するまでの間、所内常設直流電源設備により24時間にわたり直流設備へ給電する手段がある。

所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-4図に示す。

- ・125V系蓄電池A系
- ・125V系蓄電池B系
- ・125V系蓄電池A系～直流125V主母線盤2A電路

- ・ 125V系蓄電池 B 系～直流125V主母線盤 2 B 電路

ii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流125V主母線盤への給電

非常用ディーゼル発電機の故障，所内常設直流電源設備の蓄電池の枯渇により直流設備への給電ができない場合は，H P C S D / G 及び直流125V予備充電器を組合わせて直流設備へ給電する手段がある。

H P C S D / G による直流125V主母線盤 2 A（又は 2 B）への給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・ H P C S D / G
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク
- ・ M / C H P C S
- ・ M C C H P C S
- ・ 直流125V予備充電器
- ・ H P C S D / G ～ M / C H P C S ～ M C C H P C S ～ 直流125V予備充電器～直流125V主母線盤 2 A 及び 2 B 電路
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～H P C S D / G 流路
- ・ 軽油貯蔵タンク
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁

iii) 可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電

非常用ディーゼル発電機の故障により，所内常設直流電源設備の蓄電池の枯渇により直流設備への給電ができない場合は，可搬型代

替低圧電源車及び可搬型整流器を組み合わせた可搬型代替直流電源設備により直流125V主母線盤 2 A（又は 2 B）へ給電する手段がある。

可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1. 14. 1－4図に示す。

- ・可搬型代替低圧電源車
- ・可搬型整流器
- ・可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～可搬型整流器～直流125V主母線盤 2 A 及び 2 B 電路
- ・燃料給油設備

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電で使用する設備のうち、常設代替高圧電源装置、常設代替高圧電源装置～M/C 2 C 及び 2 D 電路、常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電で使用する設備のうち、H P C S D/G，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトank，M/C H P C S，M/C 2 E，H P C S D/G～M/C H P C S～M/C 2 E～M/C 2 C 又は 2 D 電路，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～H P C S D/G，軽油貯蔵タンク，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電で使用する設備のうち、可搬型代替低圧電源車、可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～P/C 2C及び2D電路並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤等への給電で使用する設備のうち、125V系蓄電池A系、125V系蓄電池B系、125V系蓄電池A系～直流125V主母線盤2A電路及び125V系蓄電池B系～直流125V主母線盤2B電路は重大事故等対処設備として位置付ける。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流125V主母線盤への給電で使用する設備のうち、HPCS D/G、125V系蓄電池HPCS、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトank、M/C HPCS、MCC HPCS、HPCS D/G～M/C HPCS～MCC HPCS電路、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～HPCS D/G流路、軽油貯蔵タンク、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電で使用する設備のうち、可搬型代替低圧電源車、可搬型整流器、可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～可搬型整流器～直流125V主母線盤2A及び2B電路並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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

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の故障で

交流電源が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

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。

- ・ M/C HPCS ~ M/C 2E ~ M/C 2C 又は 2D 電路

耐震性は確保されていないが、M/C 2E を経由する電路の健全性が確認でき、HPCS D/G が健全であり、かつ高圧炉心スプレイ系ポンプの停止が可能な場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁及び緊急時対策室建屋ガスタービン発電機 ~ P/C 2D 電路

耐震性は確保されていないが、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機等が健全である場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・ 可搬型代替低圧電源車 ~ 常用 MCC (水処理建屋) ~ P/C 2C 及び 2D 電路並びに可搬型代替低圧電源車 ~ 常用 MCC (屋内開閉所) ~ P/C 2D 電路

耐震性は確保されていないが、電路が健全である場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

・ M C C H P C S ～直流125V予備充電器～直流125V主母線盤 2 A
又は 2 B 電路

耐震性は確保されていないが，H P C S D / G が健全であり，かつ直流125V予備充電器を経由する電路の健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な直流電源を確保するための手段として有効である。

e. 代替海水送水による対応手段及び設備

(a) 代替海水送水による電源給電機能の復旧

2 C ・ 2 D D / G 又は H P C S D / G の機関冷却用の海水供給機能が喪失することにより，2 C ・ 2 D D / G 又は H P C S D / G による非常用所内電気設備への給電ができない場合は，可搬型代替注水大型ポンプにより 2 C ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系に海水を送水し，2 C ・ 2 D D / G 又は H P C S D / G の電源給電機能を復旧する手段がある。

2 C ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による 2 C ・ 2 D D / G 又は H P C S D / G の電源給電機能の復旧で使用する設備は以下のとおり。概要図を第1.14.1－5図に示す。

- ・ 2 C D / G
- ・ 2 D D / G
- ・ H P C S D / G
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ～ 2 C ・ 2 D D / G 及び H P C S D / G 流路
- ・ 燃料給油設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替海水送水による電源給電機能の復旧のうち、2C・2D/G、2D・2D/G及びHPCS・2D/Gは重大事故等対処設備として位置付ける。

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

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の故障で交流電源が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

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。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ

車両の移動、設置及びホース接続等に時間を要し、想定する事故シーケンスに対して有効性を確認できないが、2C・2D・2D/G又はHPCS・2D/Gが使用可能な場合は、2C・2D非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系に海水を送水し、2C・2D非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系の冷却機能を確保することで、2C・2D・2D/G又はHPCS・2D/Gの電源給電機能を復旧できるため、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ～2C・2D・2D/G及びHPCS・2D/G流路

耐震性は確保されていないが、流路の健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な直流電源を確保するための手段として有効である。

f. 燃料補給のための対応手段及び設備

(a) 燃料給油設備による給油

i) 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油

重大事故等の対処で使用する可搬型代替低圧電源車、窒素供給装置用電源車、可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ等を必要な期間継続して運転させるため、燃料給油設備により給油する手段がある。

可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型設備用軽油タンク
- ・タンクローリ

ii) 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油

重大事故等の対処で使用する常設代替高圧電源装置を必要な期間継続して運転させるため、燃料給油設備により給油する手段がある。

軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油で使用する設備は以下のとおり。

- ・軽油貯蔵タンク
- ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油で使用する設備のうち、可搬型設備用軽油タンク、タンクローリは重大事故等対処設備と

して位置付ける。

軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油で使用する設備のうち、軽油貯蔵タンク及び常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ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全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、重大事故等の対処で使用する設備の燃料を確保し、必要な期間運転を継続することができる。

g. 手順等

上記「a. 代替電源（交流）による対応手段及び設備」，「b. 代替電源（直流）による対応手段及び設備」，「c. 代替所内電気設備による対応手段及び設備」，「d. 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手段及び設備」，「e. 代替海水送水による対応手段及び設備」及び「f. 燃料補給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、運転員等^{※1}及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」，「非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）」，「AM設備別操作手順書」及び「重大事故等対策要領」に定める（第1.14.1－1表）。

また、重大事故等時に監視が必要となる計器についても整理する（第1.14.1－2表）。

さらに、他の条文にて選定した重大事故等対処設備と本条文にて選定した給電手段との関連性についても整理する。

※1 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）をいう。

1.14.2 重大事故等時の手順

1.14.2.1 代替電源（交流）による対応手順

(1) 代替交流電源設備による給電

送電線及び開閉所が破損又は破損する可能性のある大規模自然災害が発生した場合、並びに外部電源、 $2C \cdot 2D$ D/G 及び $HPCS$ D/G による給電が見込めない場合に、発電用原子炉及び使用済燃料プールの冷却、原子炉格納容器内の冷却及び除熱に必要となる M/C $2C$ （又は $2D$ ）の電源を復旧する。重大事故等対応は、非常用母線の $2C$ 又は $2D$ のいずれかの給電で行うことができるため、判断基準の明確化の観点から、 $2C$ を優先する手順としている。

M/C $2C$ （又は $2D$ ）受電操作完了後、直流 125V 充電器へ交流電源を供給する。

常設代替交流電源設備の起動操作を行い、常設代替交流電源設備による P/C $2C$ （又は $2D$ ）へ給電を行う。常設代替交流電源設備による給電ができない場合は、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電を行う。緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電ができない場合は、可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）による給電を行う。可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）による給電ができない場合は、可搬型代替交流電源設備（常用 MCC （水処理建屋）接続）による給電を行う。可搬型代替交流電源設備（常用 MCC （水処理建屋）接続）による給電できない場合は、可搬型代替交流電源設備（常用 MCC （屋内開閉所）接続）による給電を行う。

代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電の優先順位は以

下のとおり。

1. 常設代替交流電源設備
2. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機
3. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）
4. 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（水処理建屋）接続）
5. 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）

上記給電を継続するために常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車への燃料給油を実施する。燃料の給油手順については、「1.14.2.6 燃料の補給手順」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

[常設代替高圧電源装置の起動及びM/C 2C又はM/C 2D受電準備開始の判断基準]

外部電源喪失，2C・2D・HPCS D/Gの機能喪失によりM/C 2C・2D・HPCSへ給電できない場合。

[緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の起動及びP/C 2D受電準備開始の判断基準]

外部電源喪失及び2C・2D・HPCS D/Gの機能喪失により，M/C 2C・2Dの母線電圧が喪失している状態で，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の使用が可能な場合。

[可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電準備開始の判断基準]

外部電源，2C・2D・HPCS D/G及び常設代替高圧電源

装置及び緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電ができない場合。

[可搬型代替交流電源設備（常用MCC（水処理建屋）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電準備開始の判断基準]

外部電源，2C・2D・HPCS D/G，常設代替高圧電源装置，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機及び可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）接続）による給電ができない場合。

[可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電準備開始の判断基準]

外部電源，2C・2D・HPCS D/G，常設代替高圧電源装置，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）接続）及び可搬型代替交流電源設備（常用MCC（水処理建屋）接続）による給電ができない場合。

(b) 操作手順

[優先1. 常設代替高圧電源装置によるM/C 2C又はM/C 2D受電の場合]

常設代替高圧電源装置による代替所内電気設備を経由した非常用所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に，概要図を第1.14.2.1-3図に，タイムチャートを第1.14.2.1-4図に示す。

【常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動】

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動を指示する。

②運転員等は、中央制御室にて常設代替高圧電源装置（2台）を起動し、発電長に常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動が完了したことを報告する。^{※1}

※1 中央制御室からの起動が完了した場合は操作手順⑦へ

【常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動の場合】

③中央制御室からの起動に失敗した場合、発電長は、災害対策本部長代理に常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動を依頼する。

④災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動を指示する。

⑤重大事故等対応要員は、屋外（常設代替高圧電源装置置場）にて常設代替高圧電源装置（2台）を起動し、災害対策本部長代理に常設代替高圧電源装置（2台）の起動が完了したことを報告する。

⑥災害対策本部長代理は、発電長に常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動が完了したことを連絡する。

【代替所内電気設備受電】

⑦発電長は、運転員等に常設代替高圧電源装置（2台）による代替所内電気設備への給電開始を指示する。

⑧運転員等は、中央制御室にて緊急用M／Cの受電遮断器を「入」とし、緊急用M／Cを受電する。

⑨運転員等は、中央制御室にて緊急用M／Cへの給電を確認する。

⑩運転員等は、発電長に常設代替高圧電源装置（2台）による代替所内電気設備への給電が完了したことを報告する。

【常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室からの追加起動】

⑪発電長は、運転員等に常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室

からの追加起動を指示する。

- ⑫運転員等は、中央制御室にて常設代替高圧電源装置（3台）を追加起動し、発電長に常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室からの追加起動が完了したことを報告する。※²

※2 中央制御室からの起動が完了した場合は操作手順⑰へ

【常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動の場合】

- ⑬中央制御室からの起動に失敗した場合、発電長は、災害対策本部長代理に常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動を依頼する。
- ⑭災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動を指示する。
- ⑮重大事故等対応要員は、屋外（常設代替高圧電源装置置場）にて常設代替高圧電源装置（3台）を追加起動し、災害対策本部長代理に常設代替高圧電源装置（3台）の追加起動が完了したことを報告する。
- ⑯災害対策本部長代理は、発電長に常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動が完了したことを連絡する。
- ⑰発電長は、運転員等に常設代替高圧電源装置（5台）による緊急用M／Cを経由した非常用所内電気設備への給電開始を指示する。
- ⑱運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてM／C 2 C（又は2 D）の受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑲運転員等は、中央制御室又は原子炉建屋付属棟内にて給電準備としてM／C 2 C（又は2 D）及びP／C 2 C・2 Dの負荷遮断器を「切」とし、動的負荷の自動起動防止のため操作スイッチを

(又は給電を確認する)。

⑰運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系の受電状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。

⑱運転員等は、発電長に非常用所内電気設備の受電が完了したことを報告する。

なお、遮断器用制御電源の喪失により中央制御室からのP/C 2C・2Dの遮断器操作ができない場合は、現場にて遮断器本体を手動で投入して電路を構成する。

[優先4. 可搬型代替交流電源設備 (常用MCC (水処理建屋) 接続)の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電の場合]

可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.1-9図に、タイムチャートを第1.14.2.1-10図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による水処理MCC A (又はB) 及びP/C 2A-2 (又はP/C 2B-2) を介したP/C 2C (又は2D) への給電準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車による水処理MCC A (又はB) 及びP/C 2A-2 (又はP/C 2B-2) を介したP/C 2C (又は2D) への給電準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C

(又は2 D) への給電準備開始を指示する。

- ④重大事故等対応要員は、水処理建屋北側に可搬型代替低圧電源車(2台)を配置し、可搬型代替低圧電源車から水処理M C C A (又はB)まで可搬型代替低圧電源車用動力ケーブルを、可搬型代替低圧電源車(2台)の間に可搬型代替低圧電源車用動力ケーブル及び並列運転用制御ケーブルを敷設し、接続する。
- ⑤重大事故等対応要員は、原子炉建屋附属棟内にてP / C 2 A - 2 (又は2 B - 2) からP / C 2 C (又は2 D) 間に仮設ケーブルを敷設し、接続する。
- ⑥運転員等は、原子炉建屋附属棟内にてP / C 2 A - 2 (又は2 B - 2) 及びP / C 2 C (又は2 D) の受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑦運転員等は、中央制御室及び原子炉建屋附属棟内にて給電準備としてP / C 2 A - 2 (又は2 B - 2) 及びP / C 2 C ・2 D の受電遮断器及び負荷遮断器を「切」とし、動的負荷の自動起動防止のため操作スイッチを隔離するとともに、P / C 2 C ・2 D の負荷抑制のため、必要な負荷以外の遮断器を「切」とし、発電長に可搬型代替低圧電源車によるP / C 2 C (又は2 D) への給電準備が完了したことを報告する。
- ⑧重大事故等対応要員は、水処理M C C A (又はB) にて可搬型代替低圧電源車からP / C 2 C (又は2 D) への電路への健全性を絶縁抵抗測定により確認し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による水処理M C C A (又はB) を介したP / C 2 C (又は2 D) への給電準備が完了したことを報告する。

- ⑨災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車による水処理MCCを介したP/C 2C（又は2D）への給電準備が完了したことを連絡する。
- ⑩発電長は、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による水処理MCCを介したP/C 2C（又は2D）への電路への給電を依頼する。
- ⑪災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車による水処理MCCを介したP/C 2C（又は2D）への電路への給電開始を指示する。
- ⑫重大事故等対応要員は、水処理建屋北側にて可搬型代替低圧電源車（2台）の起動及び並列操作によりP/C 2C（又は2D）への電路への給電を実施し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による水処理MCCを介したP/C 2C（又は2D）への電路への給電が完了したことを報告する。
- ⑬災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車（2台）による水処理MCCを介したP/C 2C（又は2D）への電路への給電が完了したことを連絡する。
- ⑭発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に非常用所内電気設備の受電開始を指示する。
- ⑮運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C（又は2D）の受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑯運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C（又は2D）の可搬型代替低圧電源車からの受電遮断器を「入」とし、P/C 2C（又は2D）及びMCC 2C系（又は2D系）を受電す

る。

⑰運転員等は、中央制御室にてP/C 2D（又は2C）の連絡遮断器を「入」とし、P/C 2D（又は2C）及びMCC 2D系（又は2C系）を受電する。

⑱運転員等は、中央制御室又は原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系の必要な負荷へ給電する。

⑲運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系の受電状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。

⑳運転員等は、発電長に非常用所内電気設備の受電が完了したことを報告する。

なお、遮断器用制御電源の喪失により中央制御室からのP/C 2C・2Dの遮断器操作ができない場合は、現場にて遮断器本体を手動で投入して電路を構成する。

[優先5. 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電の場合]

可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.1-9図に、タイムチャートを第1.14.2.1-10図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCC及びP/C 2B-2を介したP/C 2C・2Dへの給電準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCC及びP/C 2B-2を介したP/C 2

C・2Dへの給電準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2

C・2Dへの給電準備開始を指示する。

④重大事故等対応要員は、屋内開閉所南側に可搬型代替低圧電源車

(2台)を配置し、可搬型代替低圧電源車から開閉所MCCまで

可搬型代替低圧電源車用動力ケーブルを、可搬型代替低圧電源車

(2台)の間に可搬型代替低圧電源車用動力ケーブル及び並列運

転用制御ケーブルを敷設し、接続する。

⑤重大事故等対応要員は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2B-

2からP/C 2D間に仮設ケーブルを敷設し、接続する。

⑥運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2Dの受電前状態

において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを

外観点検により確認する。

⑦運転員等は、中央制御室及び原子炉建屋付属棟内にて給電準備と

してP/C 2B-2及びP/C 2C・2Dの受電遮断器及び負

荷遮断器を「切」とし、動的負荷の自動起動防止のため操作スイ

ッチを隔離するとともに、P/C 2C・2Dの負荷抑制のため、

必要な負荷以外の遮断器を「切」とし、発電長に可搬型代替

低圧電源車によるP/C 2C・2Dへの給電準備が完了したこ

とを報告する。

⑧重大事故等対応要員は、開閉所MCCにて可搬型代替低圧電源車

からP/C 2D間の電路の健全性を絶縁抵抗測定により確認

し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による開閉所M

CCを介したP/C 2Dへの給電準備が完了したことを報告す

る。

- ⑨災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの給電準備が完了したことを連絡する。
- ⑩発電長は、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの電路への給電を依頼する。
- ⑪災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの電路への給電開始を指示する。
- ⑫重大事故等対応要員は、開閉所MCCにて可搬型代替低圧電源車（2台）の起動及び並列操作によりP/C 2Dへの電路への給電を実施し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの電路への給電が完了したことを報告する。
- ⑬災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車（2台）による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの電路への給電が完了したことを連絡する。
- ⑭発電長は、運転員等に非常用所内電気設備の受電開始を指示する。
- ⑮運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2Dの受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑯運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2Dの可搬型代替低圧電源車からの受電遮断器を「入」とし、P/C 2D及びMCC 2D系を受電する。
- ⑰運転員等は、中央制御室にてP/C 2Cの連絡遮断器を「入」

とし、P/C 2Cを受電する。

⑱運転員等は、中央制御室又は原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系の必要な負荷へ給電する。

⑲運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系の受電状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。

⑳運転員等は、発電長に非常用所内電気設備の受電が完了したことを報告する。

なお、遮断器用制御電源の喪失により中央制御室からのP/C 2C・2Dの遮断器操作ができない場合は、現場にて遮断器本体を手動で投入して電路を構成する。

(c) 操作の成立性

[優先1. 常設代替高圧電源装置の起動及びM/C 2C又はM/C 2D受電の場合]

【常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動及び代替所内電気設備受電】

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動及び緊急用M/C受電完了まで4分以内で可能である。

【常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動及び代替所内電気設備受電】

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動及び緊急用M/C受電完了まで40分以内で可能である。

【常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室からの追加起動及び非常用所内電気設備受電】

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（3台）の起動及びM／C 2 C（又は2 D）受電完了まで92分以内で可能である。

【常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動及び非常用所内電気設備受電】

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（3台）の起動及びM／C 2 C（又は2 D）受電完了まで88分以内で可能である。なお，中央制御室での常設代替高圧電源装置起動失敗に係る時間を考慮すると92分以内で可能である。

また，円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先2. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の起動及びP／C 2 D受電の場合]

上記の操作は，中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP／C 2 D受電完了まで160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，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先3. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動並びに P / C 2 C 及び P / C 2 D 受電の場合]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替低圧電源車の起動完了まで170分以内で可能である。

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから P / C 2 C ・ 2 D 受電まで180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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先4. 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（水処理建屋）接続）の起動並びに P / C 2 C 及び P / C 2 D 受電の場合]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから P / C 2 C 及び P / C 2 D 受電まで455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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先5. 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）の起動並びに P / C 2 C 及び P / C 2 D 受電の場合]

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及

び現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからP/C 2C及びP/C 2D受電まで455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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順

(1) 代替直流電源設備による給電

a. 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの機能喪失、常設代替交流電源設備、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機及び可搬型代替交流電源設備による交流電源の復旧ができない場合、所内常設直流電源設備である125V系蓄電池A系・B系から、24時間以上にわたり非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2Bへ給電する。

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの機能喪失後、充電器を経由した直流母線（直流125V主母線盤）への給電から、125V系蓄電池A系・B系による直流母線（直流125V主母線盤）への給電に自動で切り替わることを確認する。125V系蓄電池A系・B系の延命のため、全交流動力電源喪失から1時間経過するまでに、中央制御室において簡易な操作でプラントの状態監視に必要な直流125V主母線盤の直流負荷を切り離し、その後、全交流動力電源喪失から8時間経過するまでに、中央制御室外において必要な負荷以外の切り離しを実施することで、24時間以上にわたり直流125V主母線盤2A・2Bへ給電する。

所内常設直流電源設備から直流母線へ給電している24時間以内に、常設代替交流電源設備、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機又は可搬型

代替低圧電源車により P／C 2 C・2 Dを受電し、その後、直流125V主母線盤 2 A・2 Bを受電して直流電源の機能を回復させる。なお、蓄電池を充電する際は水素が発生するため、バッテリー室の換気を確保した上で、蓄電池の回復充電を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

【所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電の判断基準】

全交流動力電源喪失により、直流125V充電器 A 及び直流125V充電器 B の交流入力電源の喪失が発生した場合。

【必要な負荷以外の切り離しの判断基準】

125V系蓄電池 A 系・B 系から直流125V主母線盤 2 A・2 B への自動給電開始から1時間以内に常設代替高圧電源装置による代替所内電気設備への給電がなく、常設代替高圧電源装置による直流125V充電器 A・B の交流入力電源の復旧が見込めない場合。

(b) 操作手順

所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.2-1図に、タイムチャートを第1.14.2.2-2図に示す。なお、125V系蓄電池 H P C S 系、中性子モニタ用蓄電池 A 系、中性子モニタ用蓄電池 B 系による給電手段については、「1.14.2.7(2) 非常用直流電源設備による給電」にて整備する。

【所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への自動給電確認】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に125V系蓄電

池A系・B系による非常用所内電気設備への自動給電状態の確認を指示する。

②運転員等は、中央制御室にて直流125V充電器A・Bの交流入力電源が喪失したことを「非常用高圧母線2C・2D低電圧」警報により確認する。

③運転員等は、中央制御室にて125V系蓄電池A系・B系による直流125V主母線盤2A・2B、直流125VMCC 2A系及び直流125V分電盤2A系・2B系への自動給電状態に異常がないことを直流125V主母線盤2A・2Bの電圧指示値により確認し、発電長に直流125V主母線盤2A・2B、直流125VMCC 2A系及び直流125V分電盤2A系・2B系へ自動給電されていることを報告する。

【必要な負荷以外の切離し】

④発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に125V系蓄電池A系・B系の延命処置として、1時間以内に中央制御室にて簡易な操作でプラントの状態監視に必要な負荷を切り離し、8時間後に現場にて必要な負荷以外の切離しを指示する。

⑤運転員等は、中央制御室及び原子炉建屋付属棟内にて125V系蓄電池A系・B系の延命処置として必要な負荷以外の切り離しを実施し、発電長に必要な負荷以外の切り離しが完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

【所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への自動給電確認】

125V系蓄電池A系・B系による直流125V主母線盤2A・2Bへの

機燃料移送ポンプのスイッチ位置が自動になっていることを確認し、発電長に自動燃料給油状態になっていることを報告する。

(c) 操作の成立性

軽油貯蔵タンクから2C・2D非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプを用いての2C・2D D/G及びHPCS D/Gへの給油については、運転員の操作は不要である。

1.14.2.8 その他の手順項目について考慮する手順

可搬型代替注水大型ポンプにより送水を行う手順については、「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。

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。

1.14.2.9 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1.14.2.8-1図に示す。

(1) 代替電源（交流）による対応手段

全交流動力電源喪失時に炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するための給電手段として、常設代替交流電源設備、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機及び可搬型代替交流電源設備による給電がある。

短期的には低圧代替注水設備（常設）への給電、中期的には発電用原子炉及び原子炉格納容器の除熱で用いる残留熱除去系への給電が主な目的と

なることから、これらの必要な負荷を運転するための十分な容量があり、かつ短時間で電力供給が可能である常設代替交流電源設備（優先1）による給電を優先する。

常設代替交流電源設備から給電できない場合は、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機（優先2）から給電する。緊急時対策室建屋ガスタービン発電機から給電できない場合は、可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低压電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）（優先3）から給電する。可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低压電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）から給電できない場合は、可搬型代替交流電源設備（常用MCC（水処理建屋）接続）（優先4）から給電する。可搬型代替交流電源設備（常用MCC（水処理建屋）接続）から給電できない場合は、可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）（優先5）から給電する。

上記の手順を連続して実施した場合、直流125V主母線盤の受電完了まで約1294分で実施可能であり、所内常設直流電源設備から給電されている24時間以内に十分な余裕を持って給電を開始する。

(2) 代替電源（直流）による対応手段

全交流動力電源喪失時、直流母線への直流電源が給電できない場合の対応手段として、所内常設直流電源設備、常設代替直流電源設備及び可搬型代替直流電源設備がある。

原子炉圧力容器への注水として用いる原子炉隔離時冷却系及び高压代替注水系、発電用原子炉の減圧に用いる逃がし安全弁（自動減圧機能）、原子炉格納容器内の減圧及び除熱で用いる格納容器圧力逃がし装置への給電が主な目的となる。短時間で給電が可能であり、長期間にわたる運転が期待できる手段から優先して準備する。

全交流動力電源の喪失により直流125V充電器A・Bを経由した直流125V主母線盤2A・2Bへの給電ができない場合は、代替交流電源設備による給電を開始するまでの間、125V系蓄電池A系・B系及び緊急用125V系蓄電池を使用することで24時間にわたり原子炉隔離時冷却系の運転及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動等に必要な直流電源の給電を行う。

なお、所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備は、直流125V充電器A・B及び緊急用直流125V充電器の交流入力電源の喪失と同時に非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2B及び代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤に無停電で自動給電される。

全交流動力電源喪失後、24時間以内に代替交流電源設備による給電操作が完了する見込みがない場合は、可搬型代替直流電源設備を用いて直流125V主母線盤2A・2B及び緊急用直流125V主母線盤へ給電する。

代替交流電源設備により交流電源が復旧した場合は、直流125V充電器A・B及び緊急用125V充電器を受電して直流電源の機能を回復させる。

直流125V蓄電池A系・B系が枯渇した場合は、遮断器の制御電源が喪失しているため、遮断器を手動で投入してから代替交流電源設備により交流電源を復旧し、直流125V充電器盤A・Bを経由して直流125V主母線盤2A・2Bに給電して直流電源の機能を回復させる。

第1.14.1-1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（1／8）

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
設計基準事故対処設備	—	非常用交流電源設備による給電	・2C非常用ディーゼル発電機（以下「2C D/G」という。） ・2D非常用ディーゼル発電機（以下「2D D/G」という。） ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「HPCS D/G」という。） ・2C非常用ディーゼル発電機燃料油デイトンク ・2D非常用ディーゼル発電機燃料油デイトンク ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク ・2C D/G～メタルクラッド開閉装置（以下「M/C」という。）2C電路 ・2D D/G～M/C 2D電路 ・HPCS D/G～M/C HPCS電路 ・2C非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・2D非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ ・2C非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ～2C D/G流路 ・2D非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ～2D D/G流路 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～HPCS D/G流路 ・軽油貯蔵タンク ・2C非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・2D非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・2C非常用ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁 ・2D非常用ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書

※1 125V系蓄電池A系・B系・HPCS系及び中性子モニタ用蓄電池A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。

※2 緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／8）

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
設計基準事故対処設備	—	非常用直流電源設備による給電	・ 125V系蓄電池 A 系^{※1} ・ 125V系蓄電池 B 系^{※1} ・ 125V系蓄電池 H P C S 系^{※1} ・ 中性子モニタ用蓄電池 A 系^{※1} ・ 中性子モニタ用蓄電池 B 系^{※1} ・ 直流125V充電器 A～直流125V主母線盤 2 A 電路 ・ 直流125V充電器 B～直流125V主母線盤 2 B 電路 ・ 直流125V充電器 H P C S～直流125V主母線盤 H P C S 電路 ・ 120／240V計装用主母線盤 2 A～直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 A 電路 ・ 120／240V計装用主母線盤 2 B～直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 B 電路 ・ 125V系蓄電池 A 系～直流125V主母線盤 2 A 電路 ・ 125V系蓄電池 B 系～直流125V主母線盤 2 B 電路 ・ 125V系蓄電池 H P C S 系～直流125V主母線盤 H P C S 電路 ・ 中性子モニタ用蓄電池 A 系～直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 A ・ 中性子モニタ用蓄電池 B 系～直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 B	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書

※1 125V 系蓄電池 A 系・B 系・H P C S 系及び中性子モニタ用蓄電池 A 系・B 系からの給電は，運転員による操作は不要である。

※2 緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／8）

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
代替交流電源設備による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機 （全交流動力電源喪失）	常設代替交流電源設備による給電	・常設代替高压電源装置 ・常設代替高压電源装置燃料移送系配管・弁 ・常設代替高压電源装置～緊急用M/C～M/C 2C及び2D電路 ・緊急用M/C～緊急用モータコントロールセンタ（以下「MCC」という。）電路 ・燃料給油設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時微候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機 ・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク ・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ ・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁 ・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機～パワーセンタ（以下「P/C」という。）2D電路	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時微候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		可搬型代替交流電源設備による給電	・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）～P/C 2C及びP/C 2D電路 ・燃料給油設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時微候ベース） 「停止時電源復旧」
			・可搬型代替低圧電源車～常用MCC（水処理建屋）～P/C 2C及び2D電路 ・可搬型代替低圧電源車～常用MCC（屋内開閉所）～P/C 2D電路	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1 125V系蓄電池A系・B系・HPCS系及び中性子モニター用蓄電池A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。

※2 緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4／8）

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
代替直流電源設備による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 （全交流動力電源喪失）	所内常設直流電源設備による 非常用所内電気設備への給電	・125V系蓄電池A系※1 ・125V系蓄電池B系※1 ・125V系蓄電池A系～直流125V主母線盤2A電路 ・125V系蓄電池B系～直流125V主母線盤2B電路	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時微候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		可搬型代替直流電源設備による 非常用所内電気設備への給電	・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 ・可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～可搬型整流器～直流125V主母線2A及び2B電路 ・燃料給油設備	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時微候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
代替所内電気設備による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 （全交流動力電源喪失）	代替所内電気設備による 代替所内電気設備への給電	・緊急用M/C ・緊急用P/C ・緊急用MCC ・緊急用電源切替盤 ・緊急用125V系蓄電池※2 ・緊急用直流125V主母線盤 ・緊急用125V系蓄電池～緊急用直流125V主母線盤電路	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時微候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1 125V系蓄電池A系・B系・HPCS系及び中性子モニター用蓄電池A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。

※2 緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／8）

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
非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 （全交流動力電源喪失）	常設代替交流電源設備による 非常用高圧母線への給電	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁 ・常設代替高圧電源装置～緊急用M/C～M/C 2C及び2D電路 ・緊急用M/C～緊急用MCC電路 ・燃料給油設備	重大事故等対応設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による 非常用高圧母線への給電	・HPCS D/G ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク ・M/C HPCS ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～HPCS D/G流路 ・軽油貯蔵タンク ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁	重大事故等対応設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書
		緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による 非常用低圧母線への給電	・M/C 2E ・HPCS D/G～M/C HPCS～M/C 2E～M/C 2C及び2D電路	自主対策設備	AM設備別操作手順書 非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1 125V系蓄電池A系・B系・HPCS系及び中性子モニター用蓄電池A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。

※2 緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6／8）

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
非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失）	可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電	- 可搬型代替低圧電源車 - 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）～P/C 2C及び2D電路 - 燃料給油設備	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ（停止時微候ベース）「停止時電源復旧」
			- 可搬型代替低圧電源車～常用MCC（水処理建屋）～P/C 2C及び2D電路 - 可搬型代替低圧電源車～常用MCC（屋内開閉所）～P/C 2D電路	自主対策設備 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失）	所内常設直流電源設備による 直流125V主母線盤への給電	125V系蓄電池A系※1 125V系蓄電池B系※1 125V系蓄電池A系～直流125V主母線盤2A電路 125V系蓄電池B系～直流125V主母線盤2B電路	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ（停止時微候ベース）「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による 直流125V主母線盤への給電	- HPCS D/G - 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油ダイタンク - M/C HPCS - MCC HPCS - 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ - 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～HPCS D/G流路 - 軽油貯蔵タンク - 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ - 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ（停止時微候ベース）「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書
			- 直流125V予備充電器 - HPCS D/G～M/C HPCS～MCC HPCS～直流125V予備充電器～直流125V主母線盤2A及び2B電路	自主対策設備

※1 125V系蓄電池A系・B系・HPCS系及び中性子モニタ用蓄電池A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。

※2 緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (7/8)

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
非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (全交流動力電源喪失)	可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電	- 可搬型代替低圧電源車 - 可搬型整流器 - 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤(西側)及び(東側)～可搬型整流器～直流125V主母線盤2A及び2B電路 - 燃料給油設備	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
代替海水送水による電源給電機能の復旧	—	代替海水送水による電源給電機能の復旧	2C D/G 2D D/G - HPCS D/G - 燃料給油設備	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
燃料給油設備による給油	—	可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油	- 可搬型設備用軽油タンク - タンクローリ	重大事故等対処設備 重大事故等対策要領

※1 125V系蓄電池A系・B系・HPCS系及び中性子モニタ用蓄電池A系・B系からの給電は、運転員による操作は不要である。

※2 緊急用125V系蓄電池からの給電は、運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（8／8）

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
燃料給油設備による給油	—	軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油	・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1 125V系蓄電池A系・B系・HPCS系及び中性子モニタ用蓄電池A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。

※2 緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

第 1.14.1-2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1. 14. 2. 1 代替電源（交流）による対応手順 （1）代替交流電源設備による給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」			操作
AM設備別操作手順書	常設代替高圧電源装置 置運転監視	常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力	
重大事故等対策要領			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」			操作
AM設備別操作手順書	緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機運 転監視	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電圧 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機周波数 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電力	
重大事故等対策要領			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」			操作
AM設備別操作手順書	可搬型代替低圧電源 車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力	
重大事故等対策要領			
1. 14. 2. 2 代替電源（直流）による対応手順 （1）代替直流電源設備による給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」			操作
AM設備別操作手順書			

監視計器一覧（2／7）

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (1)代替直流電源設備による給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧
AM設備別操作手順書		可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機電力 可搬型代替低圧電源車発電機周波数
重大事故等対策要領		可搬型整流器運転監視	可搬型整流器電圧 可搬型整流器電流
1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (2)常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源	緊急用M／C 電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧
AM設備別操作手順書		常設代替高圧電源装置運転監視	常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力
重大事故等対策要領			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源	P／C 2 C 電圧 P／C 2 D 電圧
AM設備別操作手順書		緊急時対策室建屋ガスタービン発電機運転監視	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電圧 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機周波数 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電力
重大事故等対策要領			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源	P／C 2 C 電圧 P／C 2 D 電圧
AM設備別操作手順書		可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力
重大事故等対策要領			

監視計器一覧 (3/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1. 14. 2. 3 代替所内電気設備による対応手順 (1)代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用M／C 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」			電源
AM設備別操作手順書	操作	常設代替高圧電源装置運転監視	常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力
重大事故等対策要領			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」			電源
AM設備別操作手順書	操作	可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力
重大事故等対策要領			
1. 14. 2. 3 代替所内電気設備による対応手順 (2)代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用M／C 電圧 緊急用P／C 電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
			電源
	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用M／C 電圧 緊急用P／C 電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
			電源
	操作	可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機電力 可搬型代替低圧電源車発電機周波数
		可搬型整流器運転監視	可搬型整流器電圧 可搬型整流器電流

監視計器一覧 (4/7)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目		監視パラメータ（計器）
1. 14. 2. 4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 a. 常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用M／C 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」		電源	緊急用M／C 電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧
AM設備別操作手順書	操作	常設代替高圧電源装置 運転監視	常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力
重大事故等対策要領			
1. 14. 2. 4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 b. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧 緊急用M／C 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」		電源	M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C 2 E 電圧 M／C H P C S 電圧
AM設備別操作手順書	操作	H P C S D／G 運転 監視	H P C S D／G 発電機電圧 H P C S D／G 発電機電力 H P C S D／G 発電機周波数
重大事故等対策要領			
1. 14. 2. 4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 c. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用低圧母線への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」		電源	P／C 2 C 電圧 P／C 2 D 電圧
AM設備別操作手順書	操作	緊急時対策室建屋ガス タービン発電機運転監 視	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電圧 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機周波数 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電力
重大事故等対策要領			

監視計器一覧 (5/7)

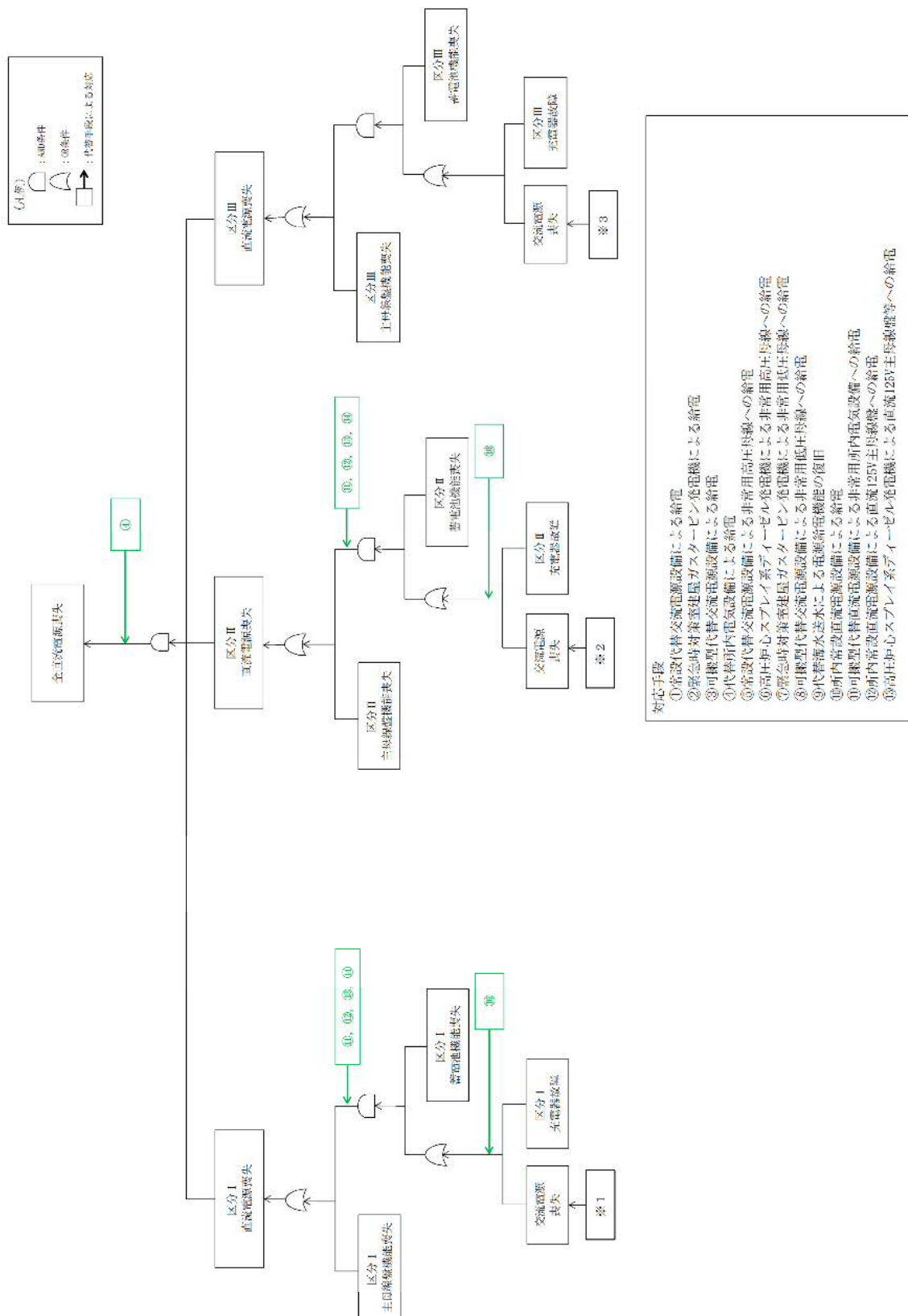
手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目		監視パラメータ（計器）
1. 14. 2. 4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 d. 可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用M／C 電圧 P／C 2 C 電圧 P／C 2 D 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」		操作	電源
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領			可搬型代替低圧電源車運転監視
1. 14. 2. 4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (2)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電 a. 所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」		操作	電源
AM設備別操作手順書			
1. 14. 2. 4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (2)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電 b. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流125V主母線盤への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧 P／C 2 C 電圧 P／C 2 D 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」		操作	電源
AM設備別操作手順書			H P C S D／G運転監視

監視計器一覧 (6/7)

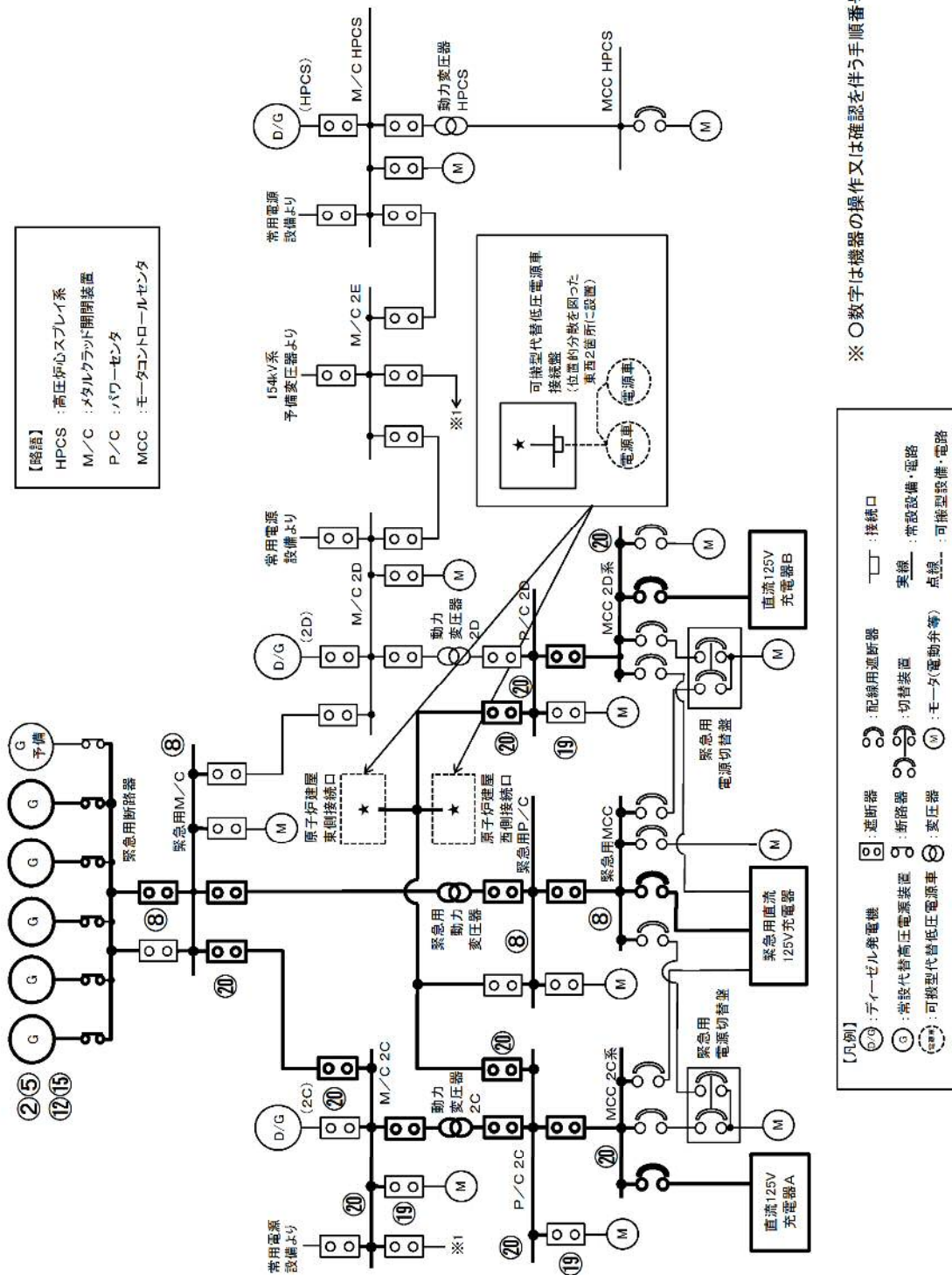
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1. 14. 2. 4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (2)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電 c. 可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時微候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領		可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機電力 可搬型代替低圧電源車発電機周波数
		可搬型整流器運転監視	可搬型整流器電圧 可搬型整流器電流
1. 14. 2. 5 代替海水送水による対応手順 (1)代替海水送水による電源給電機能の復旧			
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
	操作	電源	M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
		可搬型代替注水大型ポンプ運転監視	2 Cディーゼル機関入口圧力 2 Dディーゼル機関入口圧力 H P C Sディーゼル機関入口圧力
1. 14. 2. 6 燃料の補給手順 (1)燃料給油設備による給油			
重大事故等対策要領	判断基準	補機監視機能	可搬型設備用軽油タンク(1)～(8)レベル タンクローリレベル
	操作	補機監視機能	可搬型設備用軽油タンク(1)～(8)レベル タンクローリレベル
AM設備別操作手順書	判断基準	補機監視機能	軽油貯蔵タンク(A)レベル 軽油貯蔵タンク(B)レベル
	操作	補機監視機能	軽油貯蔵タンク(A)レベル 軽油貯蔵タンク(B)レベル

監視計器一覧 (7/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1. 14. 2. 7 設計基準事故対処設備による対応手順 (1)非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
	操作	電源	M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
		2 C ・ 2 D ・ H P C S D／G 運転監視	2 C D／G 発電機電圧 2 D D／G 発電機電圧 H P C S D／G 発電機電圧 2 C D／G 発電機電力 2 D D／G 発電機電力 H P C S D／G 発電機電力 2 C D／G 発電機周波数 2 D D／G 発電機周波数 H P C S D／G 発電機周波数
		補機監視機能	軽油貯蔵タンク（A）レベル 軽油貯蔵タンク（B）レベル 2 C 非常用ディーゼル発電機燃料油デイトンクレベル 2 D 非常用ディーゼル発電機燃料油デイトンクレベル 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンクレベル D G S W 海水流量（2 C） D G S W 海水流量（2 D） D G S W 海水流量（H P C S）
1. 14. 2. 7 設計基準事故対処設備による対応手順 (2)非常用直流電源設備による給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 M／C H P C S 電圧
	操作	電源	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧 直流125V主母線盤 H P C S 電圧 直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 A 直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 B



第 1.14.1-2 図 機能喪失原因対策分析（直流）



第 1.14.2.1-3 図 常設代替高圧電源装置による M/C 2 C 又は M/C 2 D
受電の概要図

[illegible][illegible]

※ タイムチャートのスタートは、中央制御室からの常設代替高压電源装置の起動失敗により、現場からの起動操作を行うことを判断した時とする。

第 1.14.2.1-4 図 常設代替高圧電源装置による M/C 2 C 又は M/C 2 D
受電手順のタイムチャート (1 / 2)

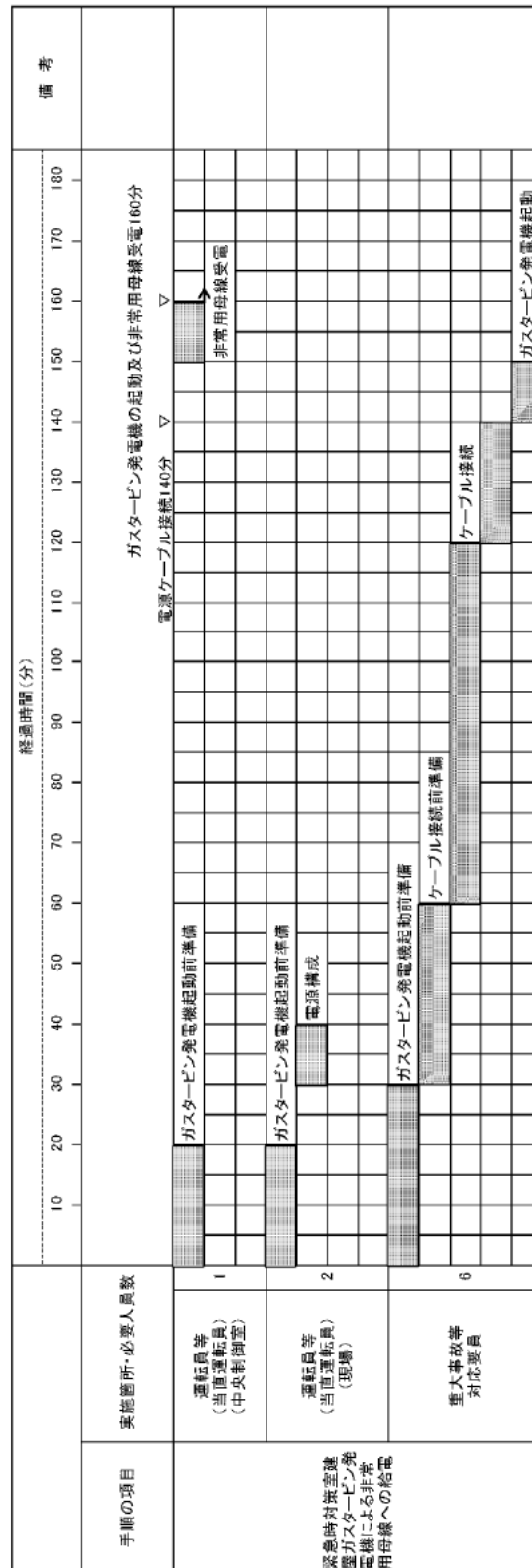
		経過時間(分)											備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100			
手順の項目	実施箇所・必要人員数	常設代替高压電源装置(2台)による緊急用母線受電4分 ▽ 常設代替高压電源装置(3台)追加起動87分▽ ▽非常用母線受電92分												
	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電【常設代替高压電源装置の中央制御室からの起動】	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	常設代替高压電源装置2台起動及び緊急用母線受電 非常用母線受電準備 常設代替高压電源装置3台追加起動											
			常設代替高压電源装置3台追加起動											
			非常用母線受電準備											
			非常用母線受電											
	運転員等 (当直運転員) (現場)	非常用母線受電準備												

手順の項目		実施箇所・必要人員数	経過時間(分)										備考																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電【常設代替高圧電源装置の現場からの起動】	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1	常設代替高圧電源装置(2台)による緊急用母線受電40分 ▽ 常設代替高圧電源装置(3台)追加起動83分																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
			非常用母線受電準備																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
			緊急用母線受電																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
	2	運転員等 (当直運転員) (現場)	2	非常用母線受電準備																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
非常用母線受電準備																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
重大事故等 対応要員	2	2	常設代替高圧電源装置起動準備																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
			常設代替高圧電源装置2台起動																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	

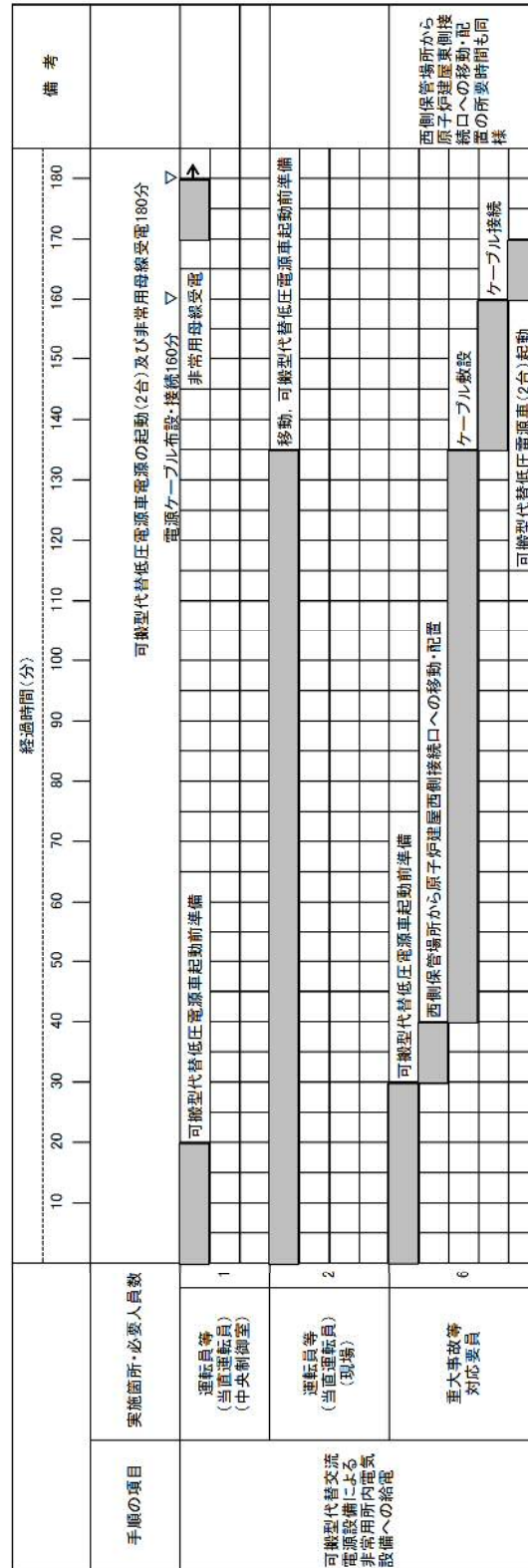
※ タイムチャートのスタートは、中央制御室からの常設代替高压電源装置の起動失敗により、現場からの起動操作を行うことを判断した時とする。

第 1. 14. 2. 1－4 図 常設代替高压電源装置によるM／C 2 C又はM／C 2 D

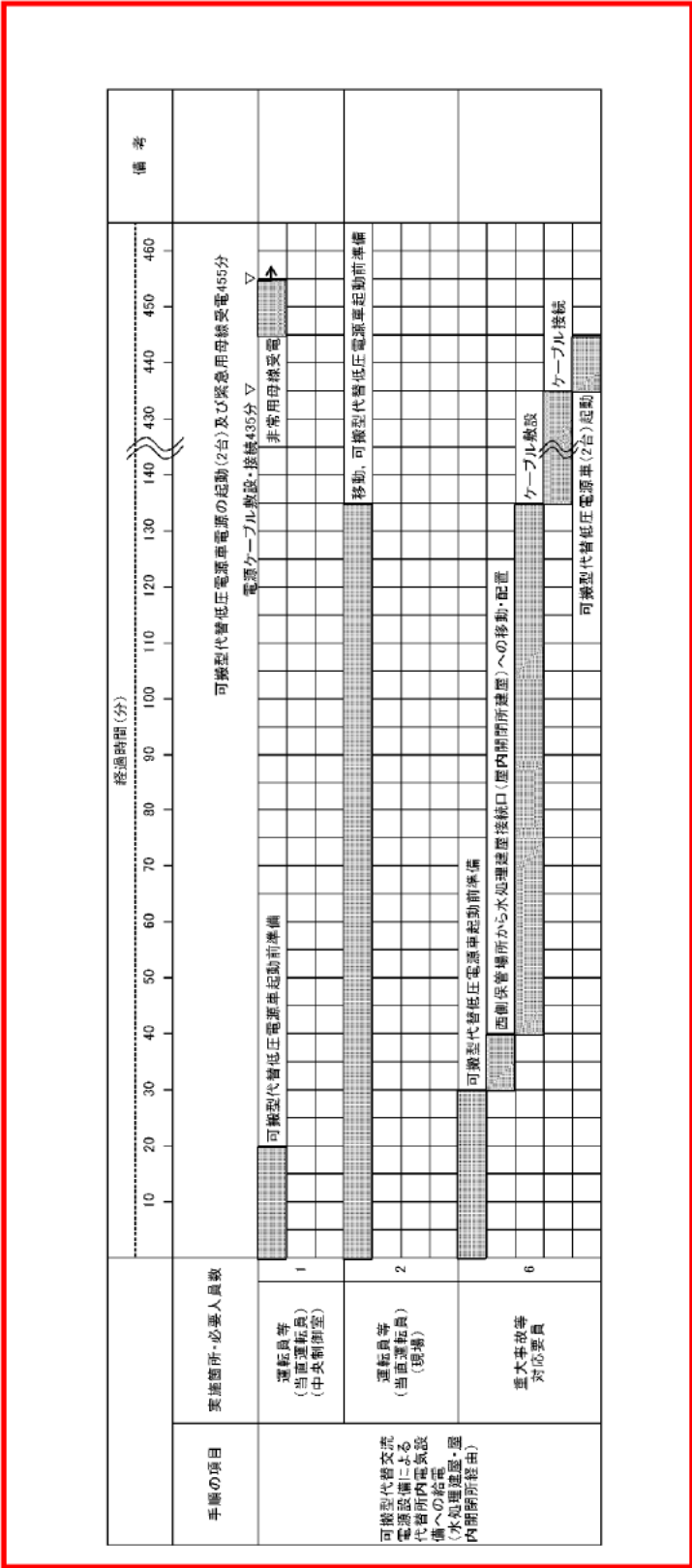
受電手順のタイムチャート (2／2)



第 1. 14. 2. 1－6 図 緊急用時対策室建屋ガスタービン発電機の起動及び P / C
2 D 受電手順のタイムチャート

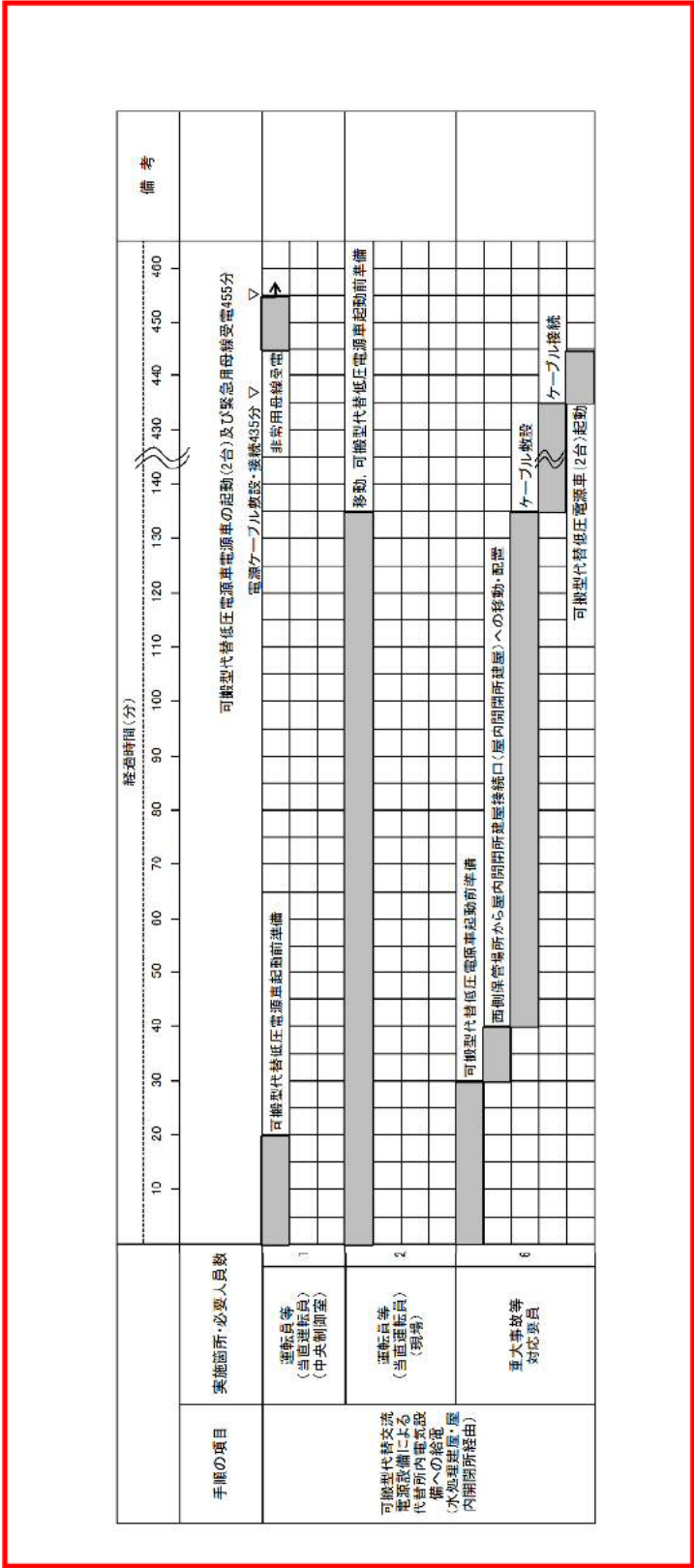


第 1.14.2.1-8 図 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動並びに P/C 2 C 及び P/C 2 D 受電手順のタイムチャート



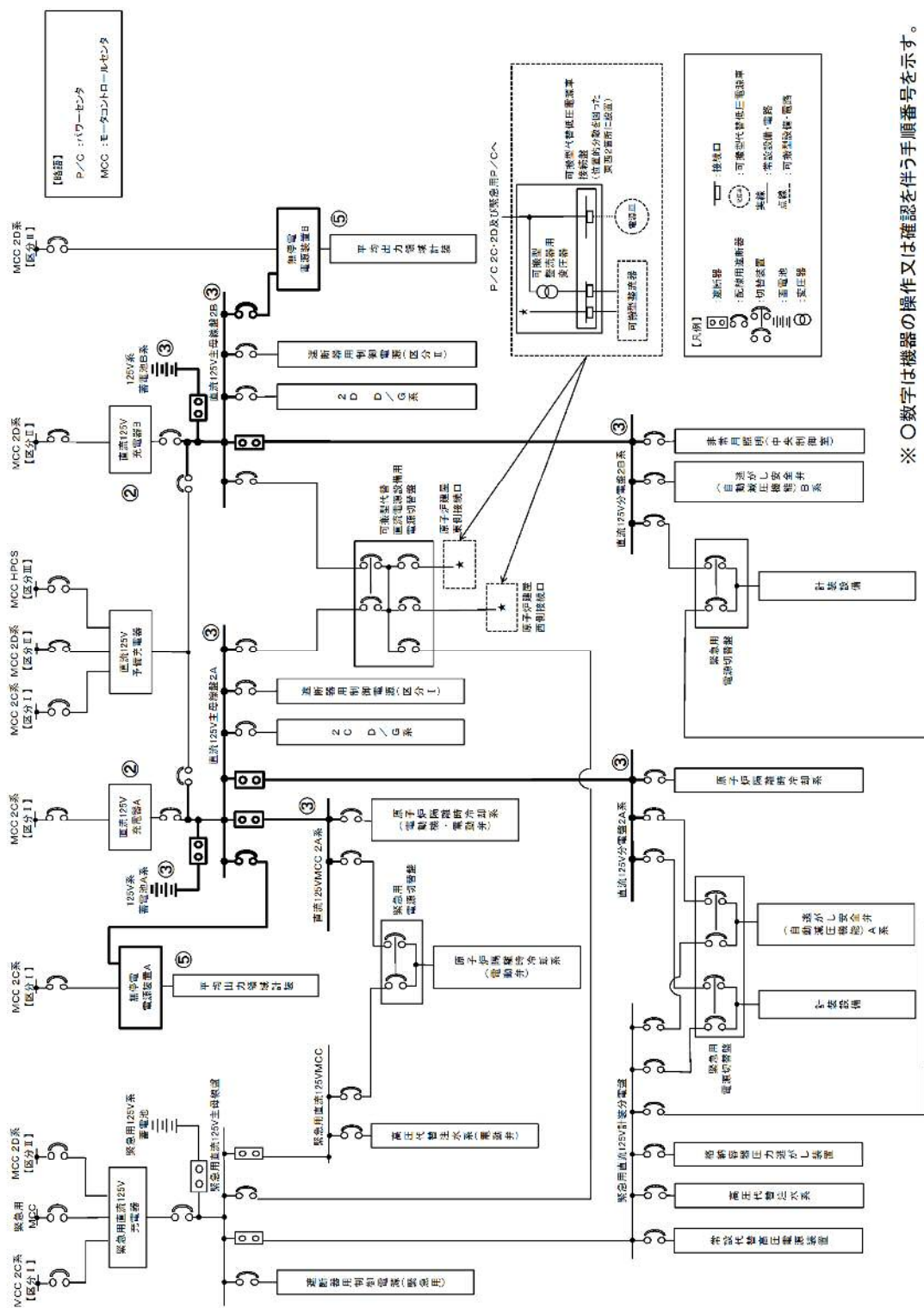
(水処理建屋での接続)

第 1.14.2.1-10 図 可搬型代替交流電源設備（常用MCCへの接続）の起動並びに P/C 2C 及び P/C 2D 受電手順のタイムチャート（1/2）



(屋外開閉所での接続)

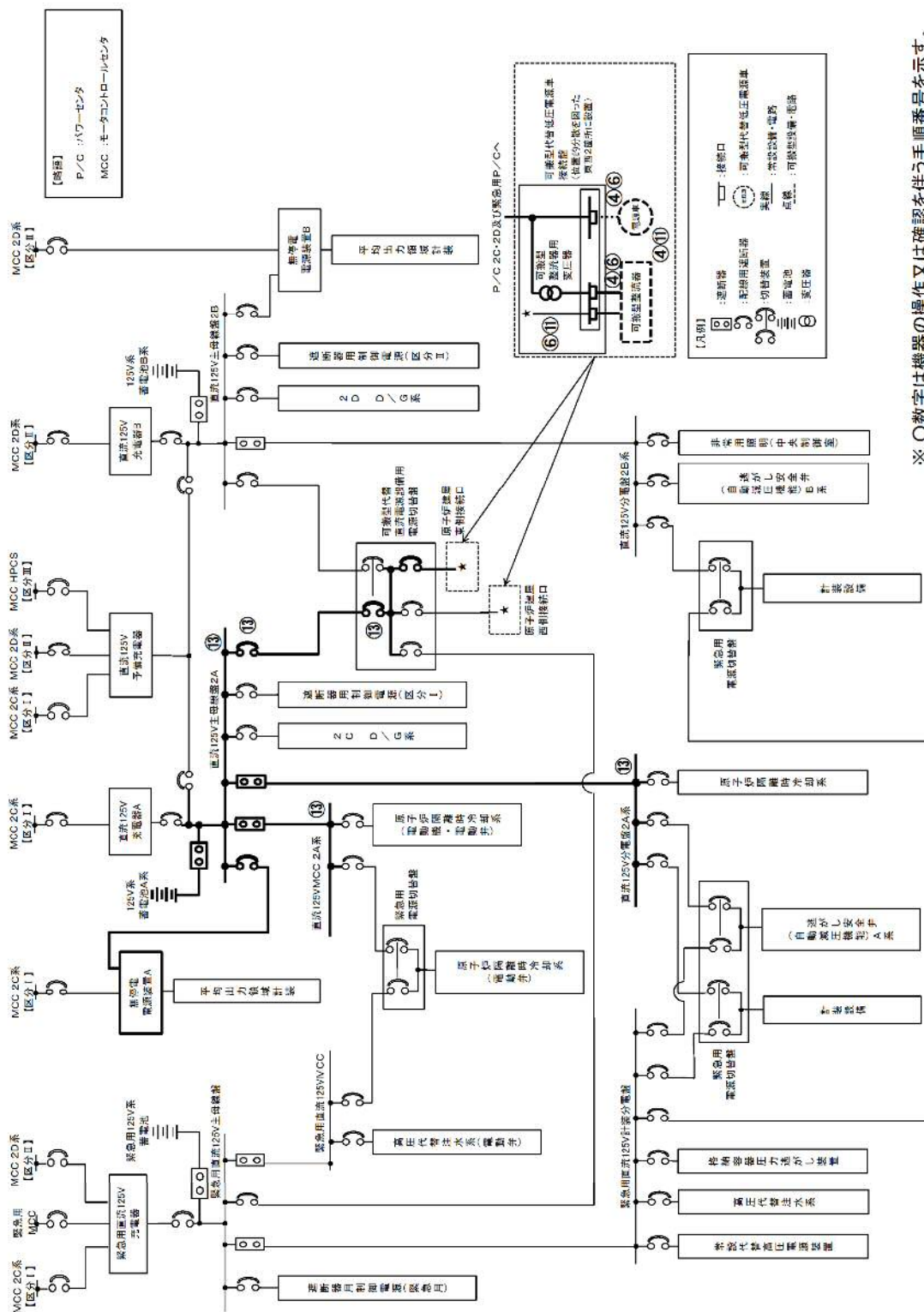
第 1.14.2.1-10 図 可搬型代替交流電源設備（常用MCCへの接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電手順のタイムチャート（2／2）



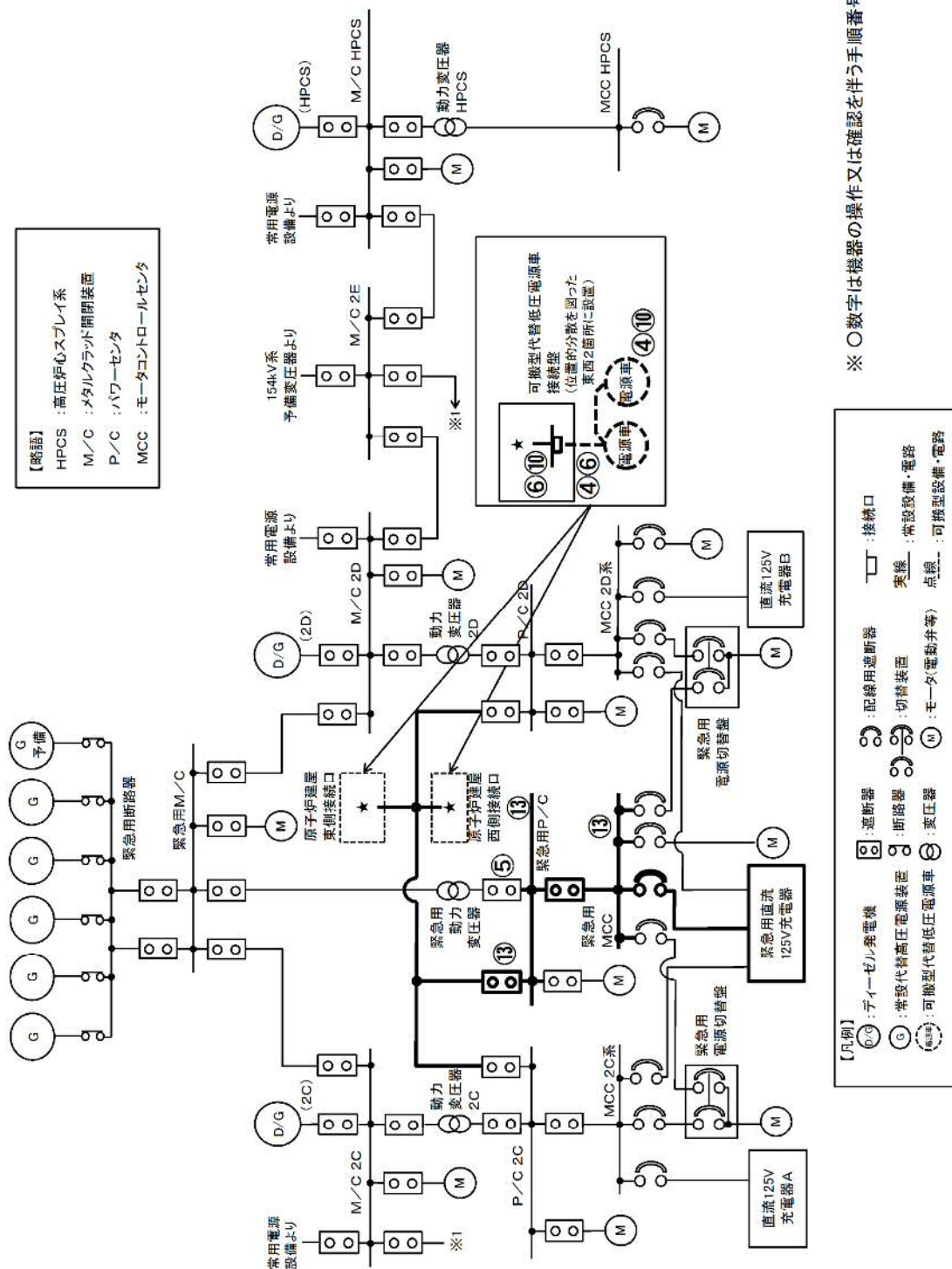
第 1.14.2.2-1 図 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電
手順の概要図

		経過時間(時間)												備考																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
		1	8	9	20	21	22	23	24																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
手順の項目	実施箇所・必要人員数	中央制御室内において簡易な操作による不要負荷の切り離し 不要負荷切り離し ▽完了 1時間 9時間 24時間▽																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1	不要負荷の切り離し																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																

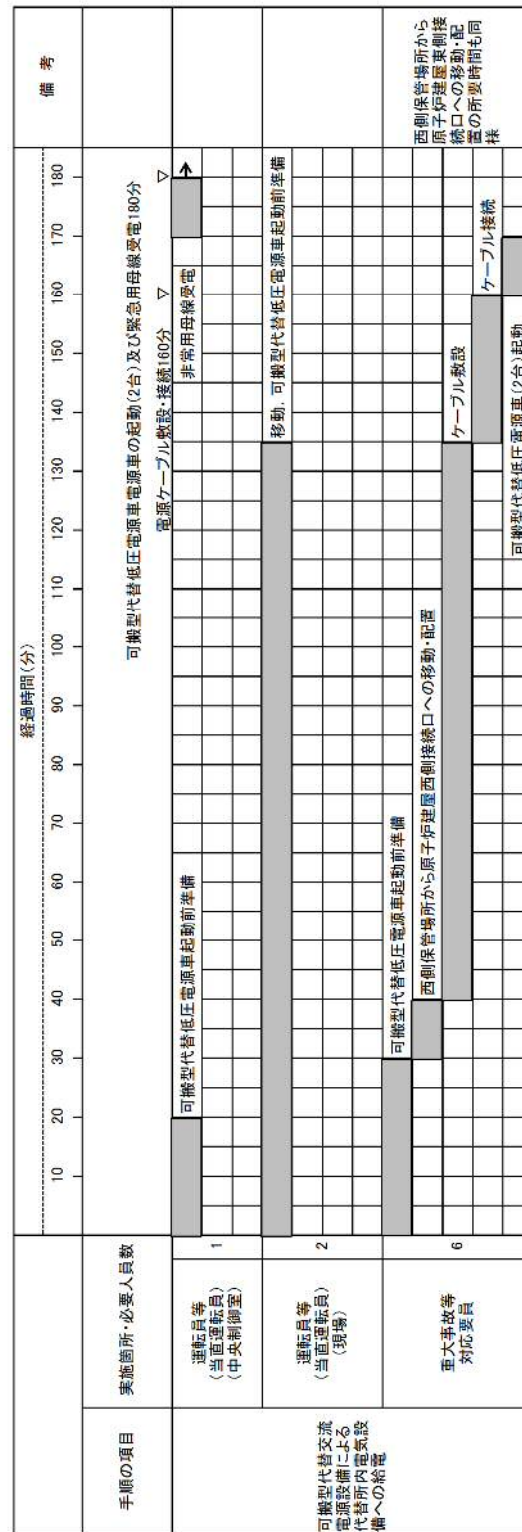
第 1. 14. 2. 2－2 図 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電
手順のタイムチャート



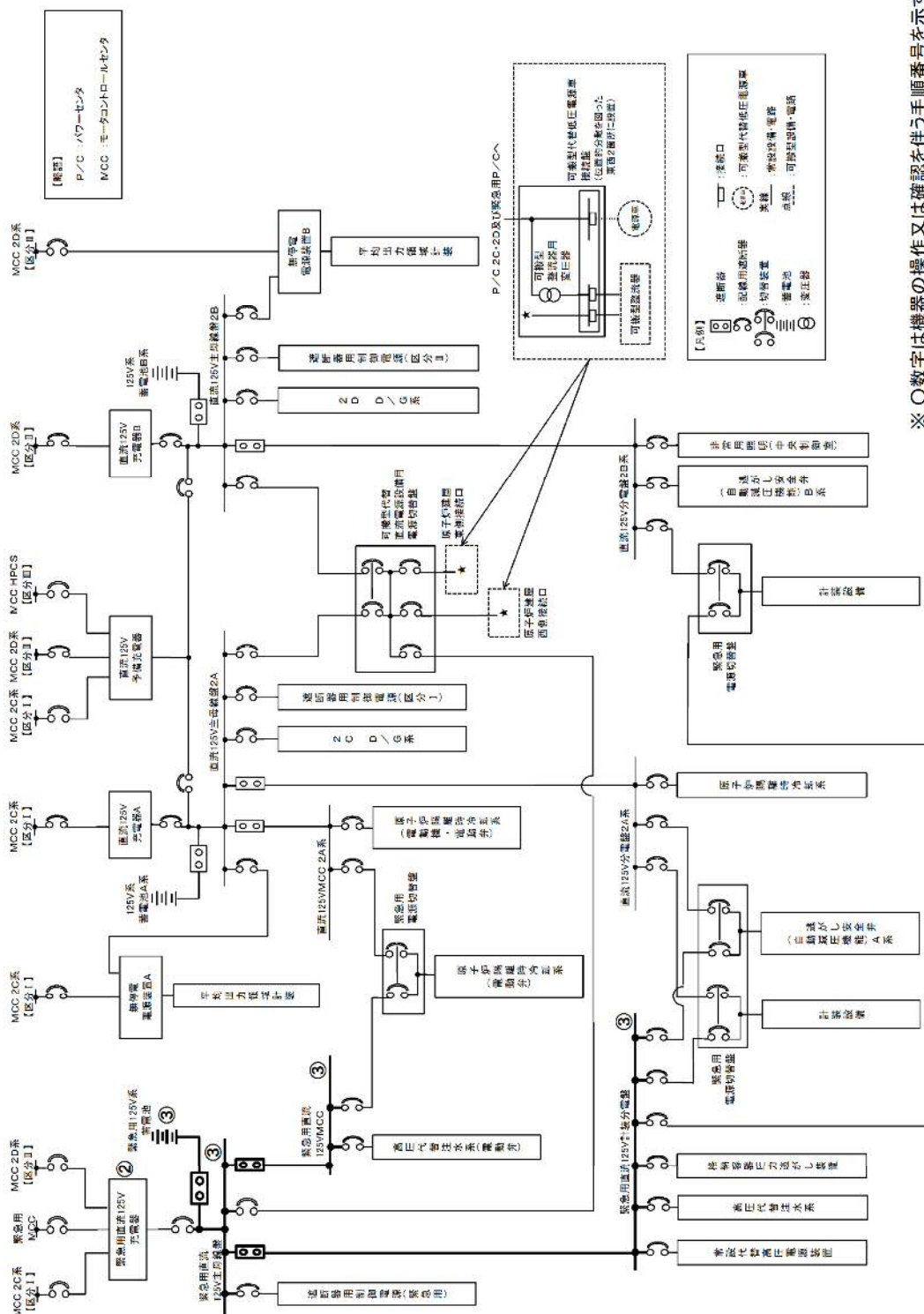
第 1.14.2.2-3 図 可搬型代替直流電源設備（可搬型代替交流電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）による給電手順の概要図



第 1.14.2.3-3 図 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動及び緊急用 P/C 受電の概要図



第 1.14.2.3-4 図 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動及び緊急用 P／C 受電の手順のタイムチャート



※ ○数字は機器の操作又は確認を伴う手順番号を示す。

第 1.14.2.3-5 図 常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電の概要図

重大事故対策の成立性

1. 常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電

a. 操作概要

外部電源が喪失した場合は、常設代替高圧電源装置（2台）により代替所内電気設備である緊急用M/C，緊急用P/Cに給電する。

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの故障によりM/C 2C・2Dの母線電圧が喪失した場合は、常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置（3台）の追加により代替所内電気設備である緊急用M/Cを経由して非常用所内電気設備であるM/C 2C（又は2D）に給電する。

b. 作業場所

原子炉建屋付属棟地下1階，地下2階（非管理区域）

屋外（常設代替高圧電源装置置場）

c. 必要要員数及び操作時間

常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電に必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動及び代替所内電気設備受電】

必要要員数：1名（運転員等（当直運転員）1名）

所要時間目安^{※1}：作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動及び緊急用M/C受電完了までの所要時間を4分以内。

※1 所要時間目安は、模擬により算定した時間

【常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動及び代替所内電気設備受電】

必要要員数：3名（運転員等（当直運転員）1名），重大事故等対応要員2名）

所要時間目安^{※2}：作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動及び緊急用M／C受電完了までの所要時間を40分以内。

※2 所要時間目安は，模擬により算定した時間

【常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室からの起動及び非常用所内電気設備受電】

必要要員数：3名（運転員等（当直運転員）3名））

所要時間目安^{※3}：作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（3台）の起動及びM／C 2 C（又は2 D）受電完了までの所要時間を常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動の場合92分以内。

※3 所要時間目安は，模擬により算定した時間

【常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの起動及び代替所内電気設備受電】

必要要員数：5名（運転員等（当直運転員）3名），重大事故等対応要員2名）

所要時間目安^{※4}：作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（3台）の起動及びM／C 2 C（又は2 D）受電完了までの所要時間を88分以内。

※4 所要時間目安は，模擬により算定した時間

d. 操作の成立性

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト・LEDライトを携行しており接近可能である。

連絡手段：携行型有線通話装置，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。



常設代替高圧電源装置（イメージ）



現場操作盤

2. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用所内電気設備への給電

a. 操作概要

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの故障又は、代替所内電気設備である緊急用M/Cの故障によりM/C 2C・2Dの母線電圧が喪失した場合は、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機により非常用所内電気設備であるP/C 2Dに給電する。

b. 作業場所

緊急時対策室建屋エリア

c. 必要要員数及び操作時間

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用所内電気設備への給電に必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

必要要員数：9名（運転員等（当直運転員）3名），重大事故等対応要員6名）

所要時間目安^{※1}：作業開始を判断してから緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の受電完了までの所要時間を160分以内。

※1 所要時間目安は、模擬により算定した時間

d. 操作の成立性

作業環境：ヘッドライト及びLEDライトにより、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、操作は放射線防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト及びLEDライトを携帯しており、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。

連絡手段：携行型有線通話装置，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。

3. 可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電

a. 操作概要

常設代替交流電源設備又は代替所内電気設備である緊急用M/Cの故障によりM/C 2C・2Dの母線電圧が喪失した場合は、可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車により非常用所内電気設備であるP/C 2C・2Dに給電する。

b. 作業場所

原子炉建屋西側可搬型代替低圧電源車設置エリア又は原子炉建屋東側可搬型代替低圧電源車設置エリア

原子炉建屋附属棟地下1階、地下2階（非管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電に必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【可搬型代替低圧電源車の起動】

必要要員数：9名（運転員等（当直運転員）3名）、重大事故等対応要員6名）

所要時間目安^{※1}：作業開始を判断してから可搬型代替低圧電源車（2台）の起動完了までの所要時間を170分以内。

※1 所要時間目安は、模擬により算定した時間

【非常用所内電気設備受電】

必要要員数：9名（運転員等（当直運転員）3名）、重大事故等対応要員6名）

所要時間目安^{※2}：作業開始を判断してからP/C 2C・2D受電完了までの所要時間を180分以内。

※2 所要時間目安は、模擬により算定した時間

d. 操作の成立性

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，夜間における作業性を確保している。

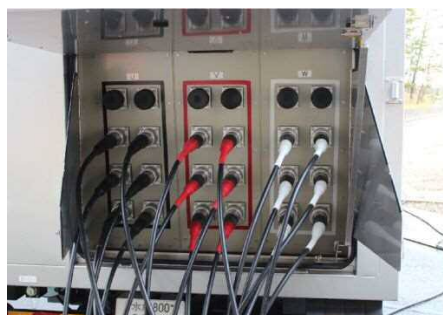
また，放射性物質が放出される可能性があることから，操作は放射線防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトの他，ヘッドライト及びLEDライトを携帯しており，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。

連絡手段：携行型有線通話装置，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替低圧電源車



低圧ケーブル接続箇所（可搬型代替低圧電源車）



操作盤

4. 可搬型代替交流電源設備による常用M C C（水処理建屋）を介した非常用所内電気設備への給電

a. 操作概要

常設代替交流電源設備又は代替所内電気設備である緊急用M／Cの故障によりM／C 2 C・2 Dの母線電圧が喪失した場合は、可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車により非常用所内電気設備であるP／C 2 C・2 Dに給電する。

b. 作業場所

水処理建屋

原子炉建屋付属棟地下1階又は地下2階（非管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電に必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【可搬型代替低圧電源車の起動】

必要要員数：9名（運転員等（当直運転員）3名），重大事故等対応要員6名）

所要時間目安^{※1}：作業開始を判断してから可搬型代替低圧電源車（2台）の起動完了までの所要時間を445分以内。

※1 所要時間目安は、模擬により算定した時間

【非常用所内電気設備受電】

必要要員数：9名（運転員等（当直運転員）3名），重大事故等対応要員6名）

所要時間目安^{※2}：作業開始を判断してからP／C 2 C・2 D受電完了までの所要時間を455分以内。

※2 所要時間目安は、模擬により算定した時間

d. 操作の成立性

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，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，操作は放射線防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋）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他，ヘッドライト及びLEDライトを携帯しており，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。

連絡手段：携行型有線通話装置，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替低圧電源車



低圧ケーブル接続箇所（可搬型代替低圧電源車）



操作盤

5. 可搬型代替交流電源設備による常用MCC（屋内開閉所）を用いた非常用
所内電気設備への給電

a. 操作概要

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの故障又は、代替所内電気設備である緊急用M/Cの故障によりM/C 2C・2Dの母線電圧が喪失した場合は、可搬型代替低圧電源車により常用MCC（屋内開閉所）を用いた非常用所内電気設備であるP/C 2C・2Dに給電する。

b. 作業場所

屋外

屋内開閉所

原子炉建屋付属棟地下1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電に必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【可搬型代替低圧電源車の起動】

必要要員数：9名（運転員等（当直運転員）3名）、重大事故等対応要員6名）

所要時間目安^{※1}：作業開始を判断してから可搬型代替低圧電源車（2台）の起動完了までの所要時間を445分以内。

※1 所要時間目安は、模擬により算定した時間

【非常用所内電気設備受電】

必要要員数：9名（運転員等（当直運転員）3名）、重大事故等対応要員6名）

所要時間目安^{※2}：作業開始を判断してからP/C 2C・2D受電完了までの所要時間を455分以内。

※2 所要時間目安は、模擬により算定した時間

d. 操作の成立性

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，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，操作は放射線防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋）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他，ヘッドライト及びLEDライトを携帯しており，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。

連絡手段：携行型有線通話装置，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替低圧電源車



低圧ケーブル接続箇所（可搬型代替低圧電源車）



操作盤

6. 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

a. 操作概要

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの故障によりM/C 2C・2Dの母線電圧が喪失し、非常用所内電気設備である直流125V充電器A・Bの交流入力電源が喪失した場合は、所内常設直流電源設備である125V系蓄電池A系・B系から非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2Bに自動給電する。

125V系蓄電池A系・B系は、自動給電開始から1時間以内に中央制御室において簡易な操作でプラントの状態監視に必要な直流負荷を切り離すことにより8時間、その後、中央制御室外において必要な負荷以外を切り離すことで、常設代替交流電源設備（又は可搬型代替交流電源設備）による給電を開始するまで最大24時間にわたり、直流125V主母線盤2A・2Bへ給電する。

なお、125V系蓄電池A系・B系による直流125V主母線盤2A・2Bへの自動給電については、運転員の操作は不要である。

b. 作業場所

原子炉建屋付属棟1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電のうち、中央制御室外において不要直流負荷の切り離しに必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

必要要員数：3名（運転員等（当直運転員）3名））

所要時間目安^{※1}：540分以内

※1 所要時間目安は、模擬により算定した時間

d. 操作の成立性

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト・LEDライトを携行しており接近可能である。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）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。



不要直流負荷切離し（NFB）



不要負荷切離し（遮断器）