

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	SA 技-C-1 改 13
提出年月日	平成 29 年 5 月 29 日

東海第二発電所

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

平成 29 年 5 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

1. 重大事故等対策

下線部：今回提出資料

1.0 重大事故等対策における共通事項

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

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

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等

1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等

1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等

1.14 電源の確保に関する手順等

1.15 事故時の計装に関する手順等

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等

1.17 監視測定等に関する手順等

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

1.19 通信連絡に関する手順等

2. 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他テロリズムへの
対応における事項

2.1 可搬型設備等による対応

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. 重大事故等対処設備（設計基準拡張）の対応手段及び設備

b. 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原子炉注水

(b) 重大事故等対処設備

c. 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原子炉注水

(b) 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の復旧

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 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

f. 手順等

1.2.2 重大事故等時の手順

1.2.2.1 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

(2) 高圧炉心スプレー系による原子炉注水

1.2.2.2 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

1.2.2.3 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) 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の復旧

- 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

- a. 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失した場合の対応
- b. 全交流動力電源のみ喪失した場合の対応

1.2.2.4 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注水
 - b. 制御棒駆動水圧系による原子炉注水

- (2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.2.2.5 その他の手順項目にて考慮する手順

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 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.2.3 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) 高圧代替注水系現場起動

2. ほう酸水注入系による原子炉注水

(1) ほう酸水注入系による原子炉注水（現場操作）

添付資料1.2.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧

2. 操作手順の解釈一覧

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

【要求事項】

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

【解釈】

- 1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - (1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（RCIC）若しくは非常用復水器（BWR の場合）又はタービン動補助給水ポンプ（PWRの場合）（以下「RCIC 等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、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整備すること。
 - a) 可搬型重大事故防止設備
 - i) 現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等）を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記（1）b）i）の人力による措置が容易に行える場合を除く。
 - b) 現場操作
 - i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC 等の起動及び十分な

期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。

※：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のこと。

c) 監視及び制御

i) 原子炉水位（BWR 及びPWR）及び蒸気発生器水位（PWR の場合）を推定する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。

ii) RCIC 等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。

iii) 原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等（手順及び装備等）を整備すること。

(2) 復旧

a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、注水（循環を含む。）すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（BWR の場合）

b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（PWR の場合）

(3) 重大事故等の進展抑制

a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系（SLCS）又は制御棒駆動機構（CRD）等から注水する手順等を整備すること。（BWR の場合）

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態^で、原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、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内高圧時における注水機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却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。

1.2.1 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

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として原子炉隔離時冷却系ポンプ、高圧炉心スプレイ系ポンプ及びサプレッション・プールを設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。（第1.2-1図）

また、原子炉を冷却するために原子炉水位を監視及び制御する対応手段並びに重大事故等対処設備、重大事故等の進展を抑制するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、設計基準事故対処設備により重大事故等の対応を行うための対応手段と重大事故等対処設備（設計基準拡張）^{※1}及び柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※2}を選定する。

※1 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

設計基準対象施設の機能を重大事故等時に期待する設備であって、新たに重大事故等に対処する機能が付加されていない設備。

※2 自主対策設備

高圧炉心スプレイ系による原子炉注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧炉心スプレイ系ポンプ
- ・ サプレッション・プール

b. 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原子炉注水

設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ポンプの高圧注水系が故障により原子炉注水ができない場合には、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へ注水する手段がある。

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へ注水する手段がある。

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、原子炉へ注水を継続することができる。

i) 高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉注水

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へ注水する設備は以下のとおり。

- ・ 常設高圧代替注水系ポンプ
- ・ サプレッション・プール

ii) 高圧代替注水系の現場操作による原子炉注水

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へ注水する設備は以下のとおり。

- ・ 常設高圧代替注水系ポンプ
- ・ サプレッション・プール

1.2.2 重大事故等時の手順

1.2.2.1 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉隔離時冷却系が健全な場合は、自動起動（原子炉水位異常低下（レベル2））による作動，又は中央制御室からの手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し，サプレッション・プールを水源とした原子炉への注水を実施する。

a. 手順着手の判断基準

給水系による原子炉注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合において，サプレッション・プールの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2-4図に示す。

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に原子炉隔離時冷却系の中央制御室からの操作による起動及び原子炉への注水開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて，手動起動操作又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル2））により，原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁が開し，原子炉隔離時冷却系が起動したことを確認する。
- ③運転員等は中央制御室にて，原子炉への注水が開始されたことを原子炉隔離時冷却系系統流量の流量上昇で確認し，発電長に報告する。

④発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持するよう指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持し、発電長に報告する。

なお、サブプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源を切り替える場合は、原子炉隔離時冷却系復水貯蔵タンク水供給弁の全開操作を実施後、原子炉隔離時冷却系サブプレッション・プール水供給弁を全閉とすることで水源の切り替えを実施する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は運転員等1名にて操作を実施する。中央制御室に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

高圧炉心スプレイ系が健全な場合は、自動起動（原子炉水位異常低下（レベル2）又はドライウェル圧力高）による作動、又は中央制御室からの手動操作により高圧炉心スプレイ系を起動し、サブプレッション・プールを水源とした原子炉への注水を実施する。

a. 手順着手の判断基準

給水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合において、サブプレッション・プールの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

1.2.2.2 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注水

a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

高圧注水系が機能喪失した場合は、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への注水を実施する。

なお、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持するように原子炉水位（狭帯域、広帯域、燃料域、SA広帯域、SA燃料域）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。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合において、サブレーション・プールの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-6図に、タイムチャートを第1.2-7図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に中央制御室からの高圧代替注水系起動の準備を指示する。

- ②運転員等は中央制御室にて、高圧代替注水系起動による原子炉注水に必要な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受電操作を実施し、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表示灯が点灯したことを確認する。
- ③運転員等は中央制御室にて、中央制御室からの高圧代替注水系起動に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。
- ④発電長は、運転員等に中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水の系統構成を指示する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉隔離時冷却系 S A 蒸気止め弁を閉にする。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、高圧代替注水系注入弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁を開にする。
- ⑦運転員等は、発電長に中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水の系統構成が完了したことを報告する。
- ⑧発電長は、運転員等に中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水の開始を指示する。
- ⑨運転員等は中央制御室にて、高圧代替注水系タービン止め弁を開操作することにより、高圧代替注水系を起動する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを高圧代替注水系系統流量の流量上昇で確認し、発電長に報告する。
- ⑪発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点以上から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持するよう指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、高圧代替注水系を起動又は停止すること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）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応を運転員等2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水開始まで10分以内と想定する。中央制御室に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

高圧注水系が機能喪失した場合において、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注水を実施する。

なお、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持するように原子炉水位（狭帯域、広帯域、燃料域、SA広帯域、SA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。

(a) 手順着手の判断基準

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合で、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において、サブプレッション・プールの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

高圧代替注水系現場起動による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-8図に、タイムチャートを第1.2-9図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に現場手動操作による高圧代替注水系起動の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、可搬型計測器の接続を実施し、原子炉水位指示値を確認する。

③運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、トリップ・スロットル弁の閉及び高圧代替注水系の駆動蒸気圧力が確保されていることを原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が0.93MPa [gage] 以上であることにより確認する。

④運転員等は、発電長に現場手動操作による高圧代替注水系起動の準備が完了したことを報告する。

⑤発電長は、運転員等に高圧代替注水系現場起動による原子炉注水の系統構成を指示する。

⑥運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、高圧代替注水系注入弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁を開にする。

⑦運転員等は、発電長に高圧代替注水系現場起動による原子炉注水の系統構成が完了したことを報告する。

⑧発電長は、運転員等に高圧代替注水系現場起動による原子炉注水の開始を指示する。

⑨運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、高圧代替注水系タービン止め弁を開操作することにより、高圧代替注水系を起動する。

⑩運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを可搬型計測器の原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。

⑪発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持するよう指示する。

⑫運転員等は中央制御室及び原子炉建屋原子炉棟にて、高圧代替注水系の起動又は停止により、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

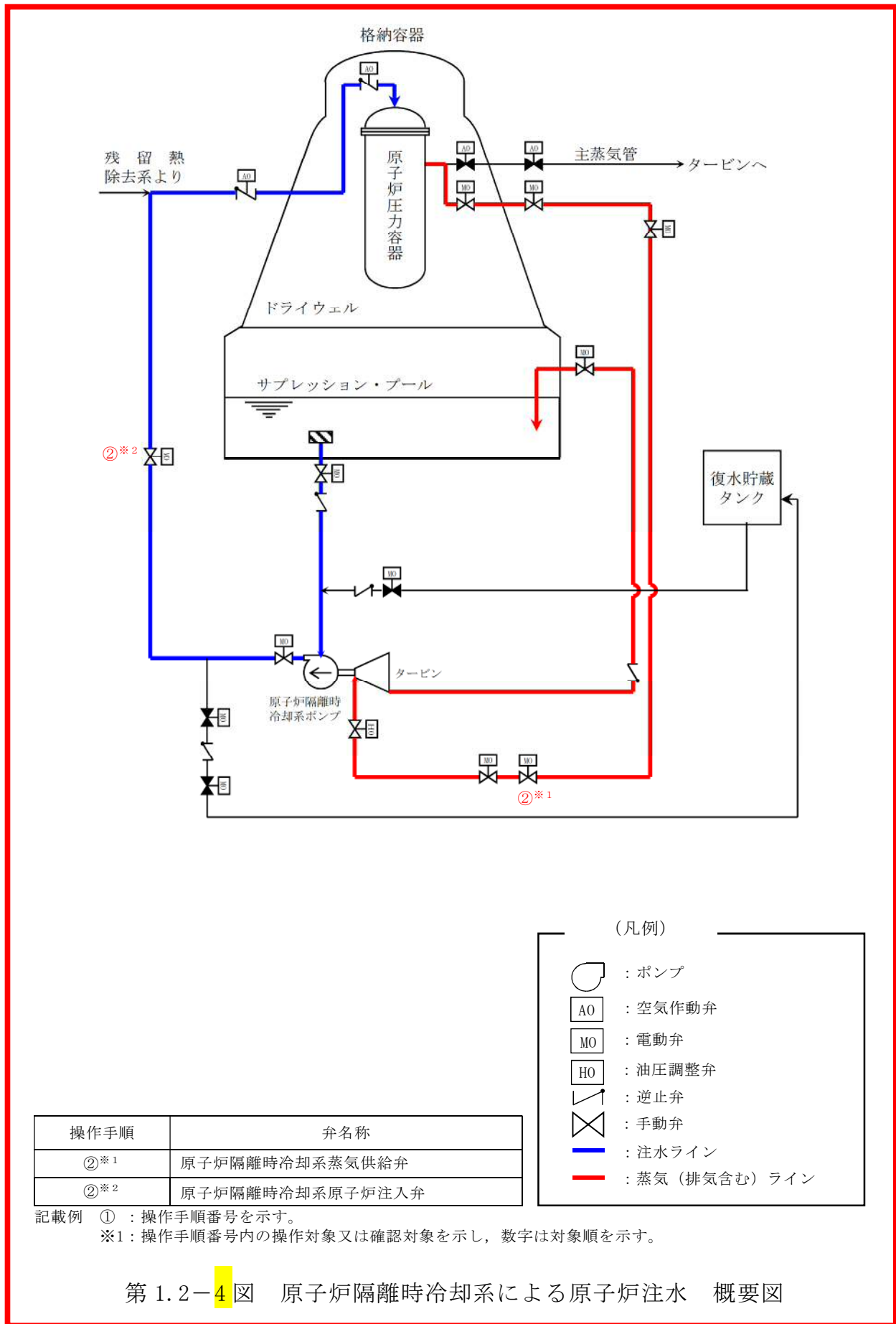
上記の中央制御室対応は運転員等1名、現場対応を運転員等4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系現場起動による原子炉注水開始まで58分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.2.3-1)

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手順の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2-14図に示す。



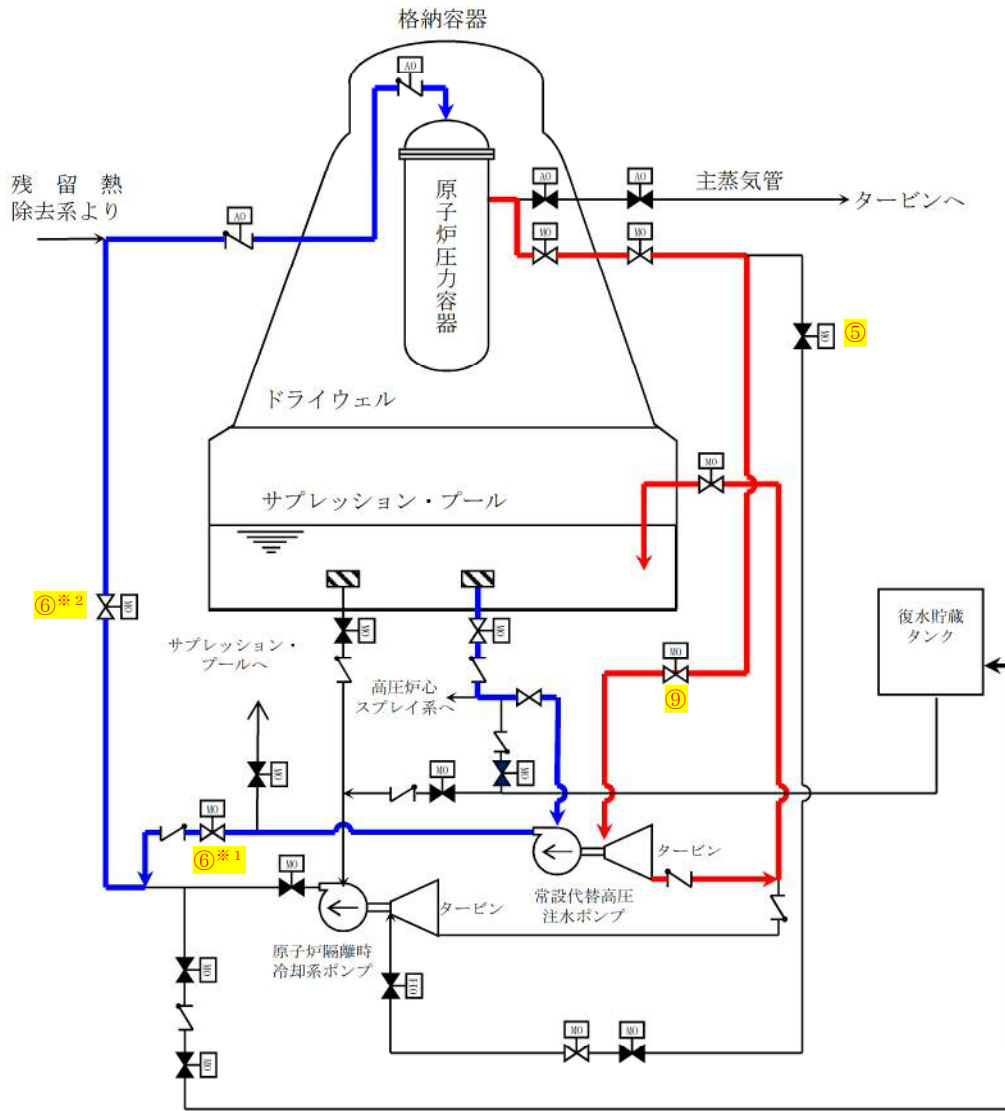
操作手順	弁名称
②*1	原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁
②*2	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁

(凡例)









- : ポンプ
- : 空気作動弁
- : 電動弁
- : 油圧調整弁
- : 逆止弁
- : 手動弁
- : 注水ライン
- : 蒸気 (排気含む) ライン

記載例 ① : 操作手順番号を示す。
 ※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第 1.2-4 図 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 概要図



(凡例)

-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 電動弁
-  : 油圧調整弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁
-  : 注水ライン
-  : 蒸気 (排気含む) ライン

操作手順	弁名称
⑤	原子炉隔離時冷却系 SA 蒸気止め弁
⑥※1	高圧代替注水系注入弁
⑥※2	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁
⑨	高圧代替注水系タービン止め弁

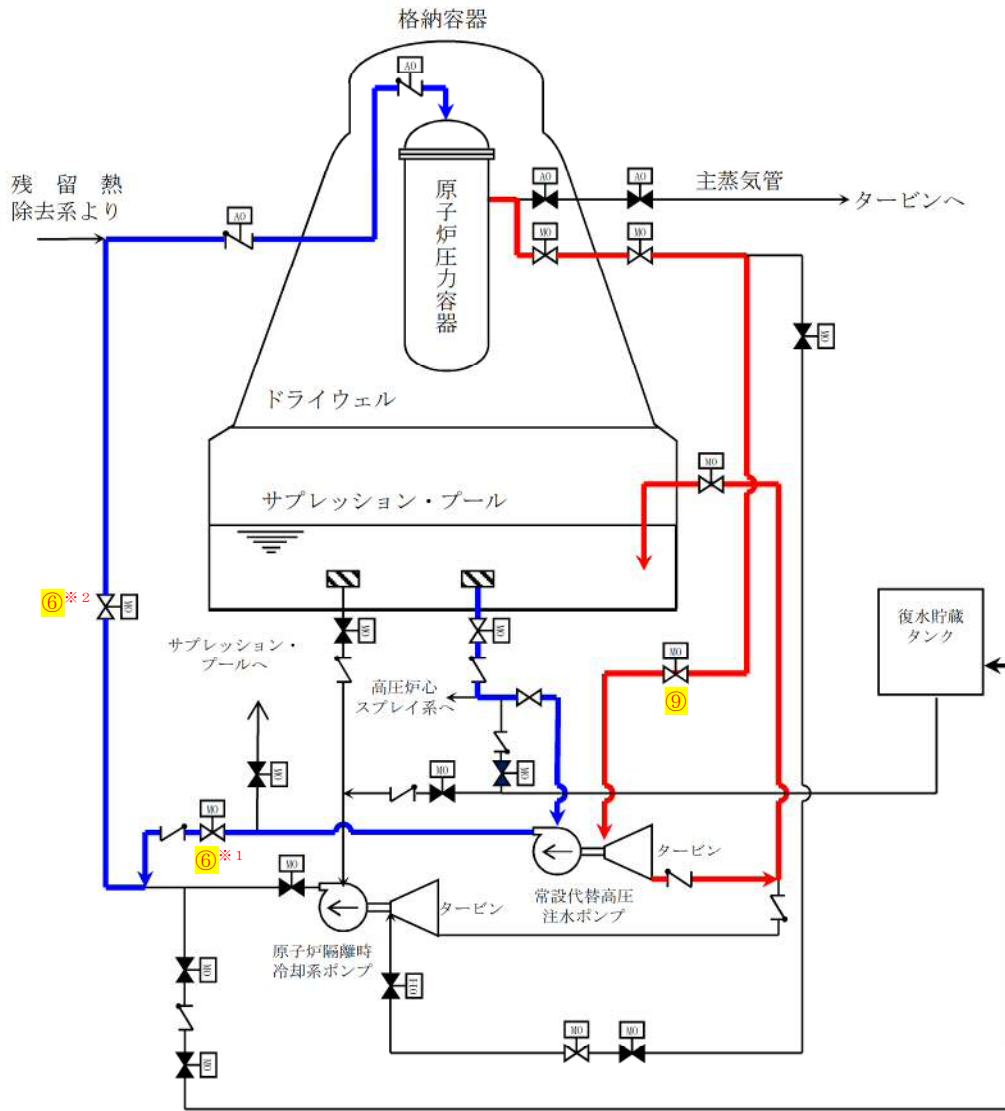
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第 1.2-6 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動 概要図

手順の項目		実施箇所・必要員数	経過時間(分)															備考
			2	4	6	8	10	12	14	16	18							
中央制御室からの高圧代替注水系起動		運転員等 (中央制御室) 2	中央制御室からの高圧代替注水系起動 10分															
			必要な負荷の電源切替操作															
			系統構成、注水開始操作															

第 1.2-7 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動 タイムチャート










操作手順	弁名称
⑥※1	高压代替注水系注入弁
⑥※2	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁
⑨	高压代替注水系タービン止め弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。蒸気(排気含む)ライン

(凡例)

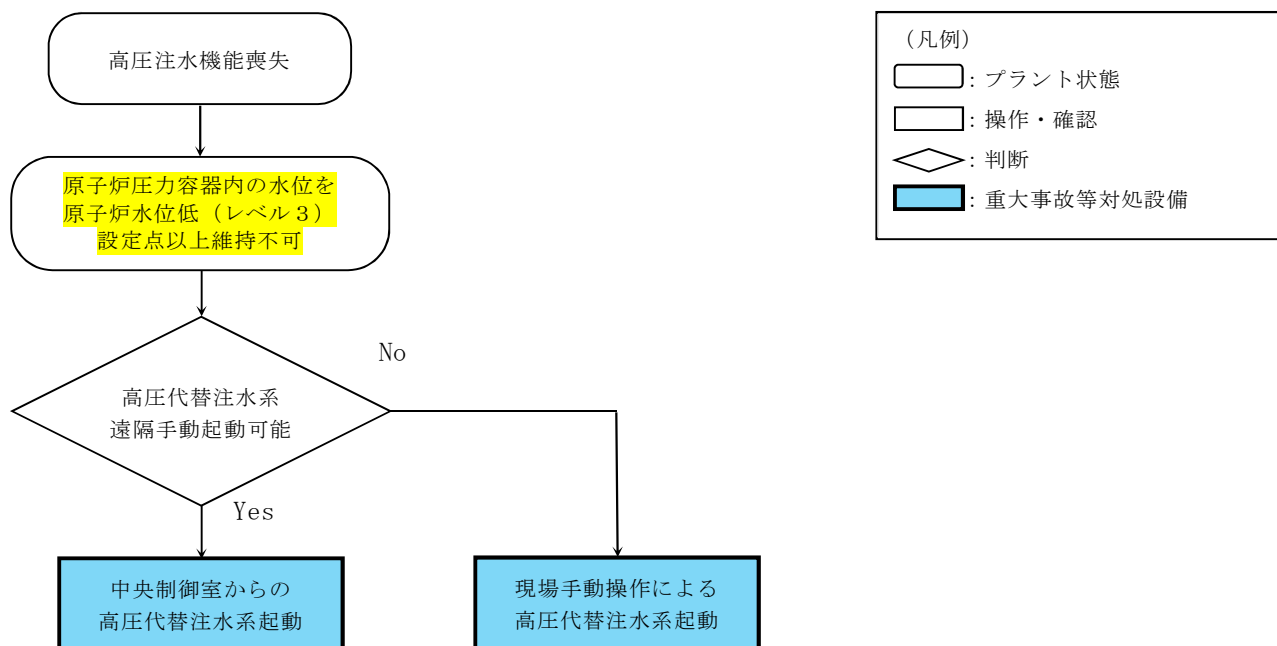
-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 電動弁
-  : 油圧調整弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁
-  : 注水ライン

第 1.2-8 図 現場手動操作による高压代替注水系起動 概要図

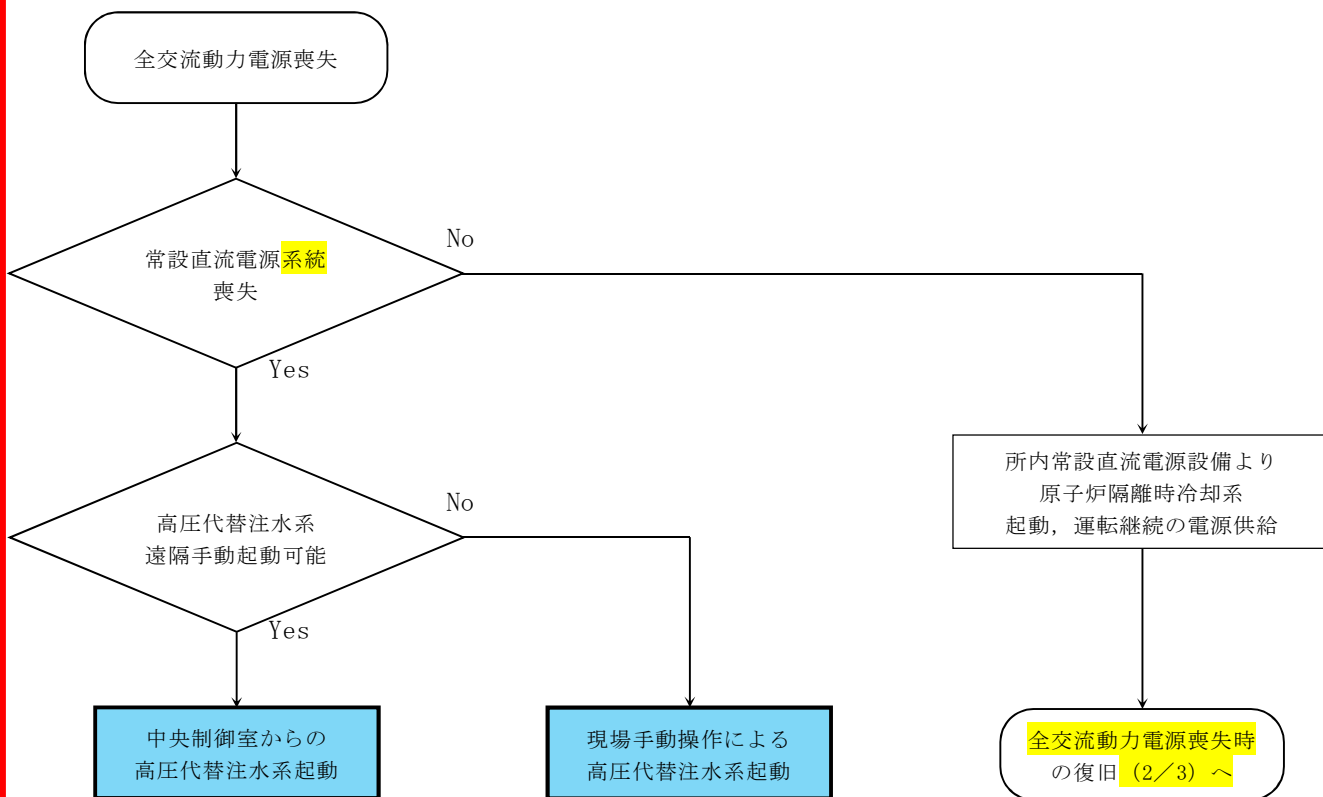
手順の項目		実施箇所・必要要員数	経過時間 (分)										備考			
			10	20	30	40	50	60	70	80	90					
			現場手動操作による高圧代替注水系起動 58分													
現場手動操作による高圧代替注水系起動	運転員等 (中央制御室)	1	可搬型計測器接続													
	運転員等 (現場)	2	移動													
	運転員等 (現場)	2	移動													
			原子炉隔離時冷却系関連系統構成													
			高圧代替注水系関連系統構成													

第 1.2-9 図 現場手動操作による高圧代替注水系起動 タイムチャート

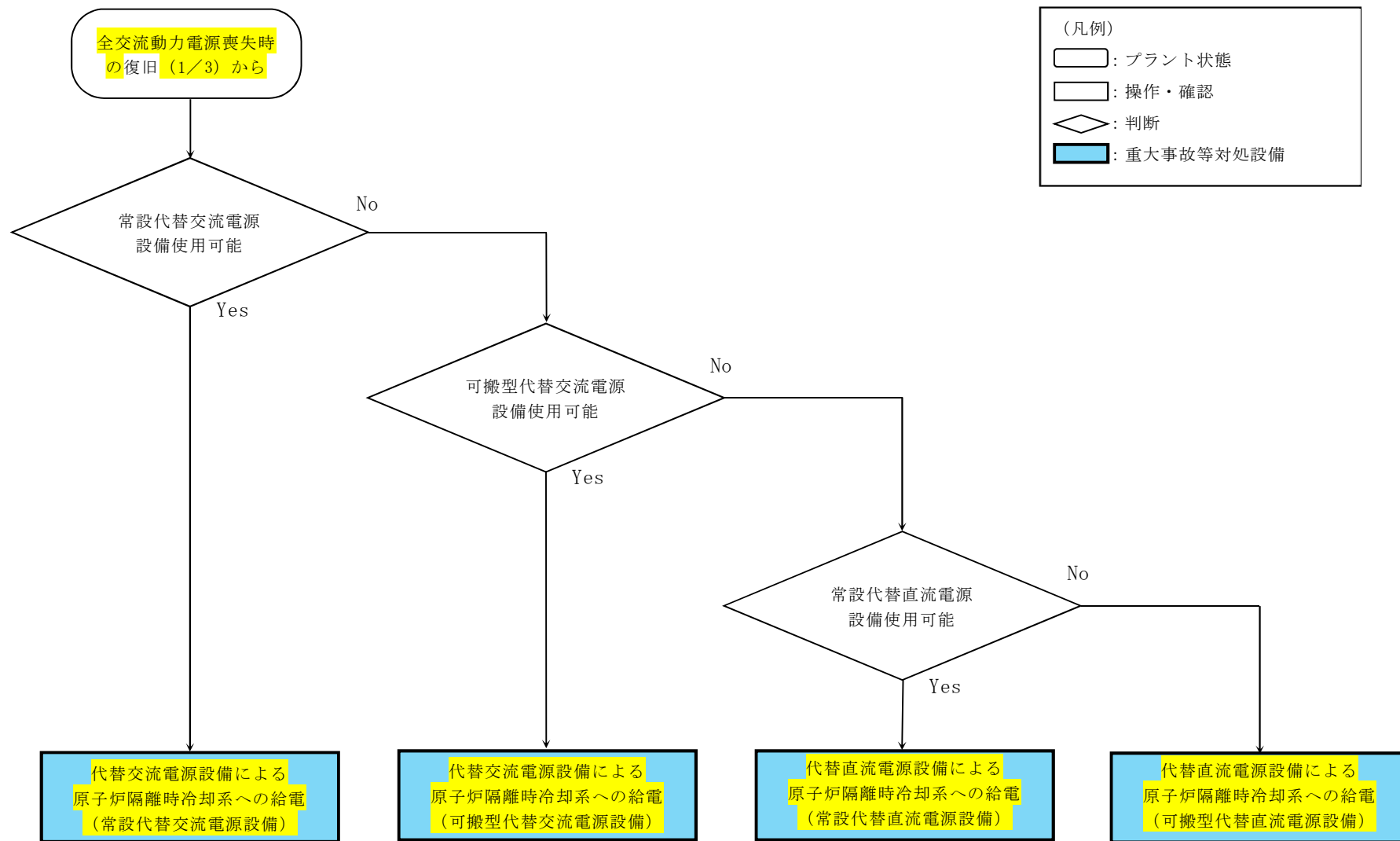
(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



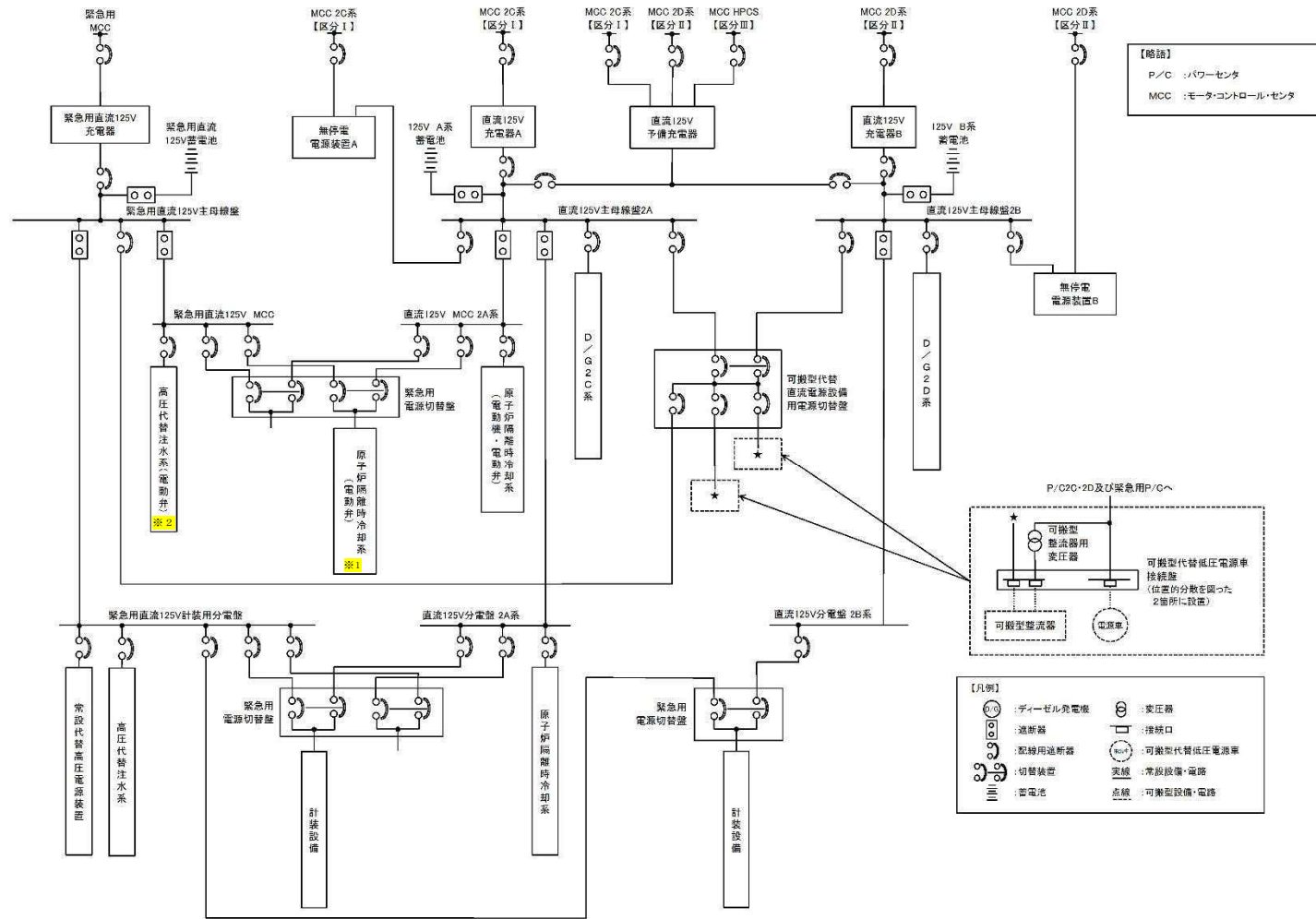
(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.2-14 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/3)



第 1.2-14 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/3)



※1：原子炉隔離時冷却系SA蒸気止め弁
 ※2：高圧代替注水系注入弁，原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁，高圧代替注水系タービン止め弁

第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図（直流電源）

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

< 目 次 >

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 重大事故等対処設備（設計基準拡張）の対応手段及び設備

b. 原子炉運転中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i) 低圧代替注水

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i) 復旧

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

(c) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段及び設備

i) 低圧代替注水

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 原子炉運転停止中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i) 低圧代替注水

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i) 復旧

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. 手順等

1.4.2 重大事故等時の手順

1.4.2.1 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

(2) 低圧炉心スプレー系による原子炉注水

(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱

1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 低圧代替注水

(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）

(c) 代替循環冷却系による原子炉注水

(d) 消火系による原子炉注水

(e) 補給水系による原子炉注水

b. 重大事故等時の対応手段の選択

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水

b. 重大事故等時の対応手段の選択

(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順

a. 低圧代替注水

(a) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却

(b) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）

(c) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却

(d) 消火系による残存溶融炉心の冷却

(e) 補給水系による残存溶融炉心の冷却

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.3 原子炉運転停止中における対応手順

- (1) フロントライン系故障時の対応手順
- (2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

- (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.4.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.4.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.4.3 重大事故対策の成立性

1. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）
 - (1) 可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）
 - (2) 系統構成
2. 消火系による原子炉注水
 - (1) 系統構成
3. 補給水系による原子炉注水
 - (1) 系統構成

添付資料1.4.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧

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

【要求事項】

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

【解釈】

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

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却

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

(2) 復旧

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

原子炉運転中において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態である原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレー系による原子炉内低圧時における注水機能である。

原子炉運転停止中において、原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備

が有する原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉内低圧時における注水機能である。また、原子炉を長期的に冷却するための設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉内の崩壊熱除去機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、原子炉を冷却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。

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

原子炉運転中において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態では原子炉を冷却し炉心の著しい損傷及び格納容器の破損を防止するための設計基準事故対処設備として、残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ、低圧炉心スプレイ系ポンプ及びサプレッション・プールを設置している。

原子炉運転停止中において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態では原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として、残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ、低圧炉心スプレイ系ポンプ及びサプレッション・プールを設置している。また、原子炉内の崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプを設置している。

なお、本条項での原子炉運転停止中とは、原子炉冷却材温度100℃未満^{*1}及び原子炉圧力容器全ボルト締付状態で、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉を冷却している期間とする。

※1：原子炉の昇温を伴う検査時は除く。

これらの設計基準事故対応設備が健全であれば、重大事故等の対応に用いるが、設計基準事故対応設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対応設備が有する機能、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応設備を選定する。（第1.4-1図）

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

重大事故等対応設備の他に、設計基準事故対応設備により重大事故等の対応を行うための対応手段と重大事故等対応設備（設計基準拡張）^{※2}及び柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※3}を選定する。

※2 重大事故等対応設備（設計基準拡張）

設計基準対象施設の機能を重大事故等時に期待する設備であって、新たに重大事故等に対応する機能が付加されていない設備。

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

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、残留熱除

去系（低圧注水系及び原子炉停止時冷却系）ポンプ及び低圧炉心スプレイ系ポンプの故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系機能喪失を想定する。

さらに、炉心の著しい損傷、熔融が発生し、原子炉圧力容器内に熔融炉心が残存する場合を想定する。

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

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

a. 重大事故等対処設備（設計基準拡張）の対応手段及び設備

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

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ サプレッション・プール
- ・ 残留熱除去系海水ポンプ

低圧炉心スプレイ系による原子炉注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 低圧炉心スプレイ系ポンプ
- ・ サプレッション・プール

- ・ 残留熱除去系海水ポンプ

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系海水ポンプ

b. 原子炉運転中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i) 低圧代替注水

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ及び低圧炉心スプレイ系ポンプが故障により原子炉注水ができない場合には、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系により原子炉へ注水する手段がある。

(i) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 常設低圧代替注水系ポンプ
- ・ 代替淡水貯槽

(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ 代替淡水貯槽

(iii) 代替循環冷却系による原子炉注水

代替循環冷却系による原子炉注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替循環冷却系ポンプ
- ・残留熱除去系熱交換器（A）
- ・サブプレッション・プール
- ・残留熱除去系海水ポンプ
- ・緊急用海水ポンプ
- ・可搬型代替注水大型ポンプ

(iv) 消火系による原子炉注水

消火系による原子炉注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・電動駆動消火ポンプ
- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水貯蔵タンク
- ・多目的タンク

(v) 補給水系による原子炉注水

補給水系による原子炉注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・復水移送ポンプ
- ・復水貯蔵タンク

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.4.1(2) b. (a) i) (i) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」で使用する設備のうち、常設低圧代替注水系ポンプ及び代替淡水貯槽は重大事故等対処設備として位置づける。

「1.4.1(2) b. (a) i) (ii) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水」で使用する設備のうち、可搬型代替注水大型ポンプ及び代替淡水貯槽は重大事故等対処設備として位置づける。

⑭運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプを起動し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上及び残留熱除去系系統流量の流量上昇で確認する。

⑮運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）入口弁を調整開とする。

⑯運転員等は中央制御室にて、崩壊熱の除去が開始されたことを残留熱除去系熱交換器入口温度が低下することにより確認し、発電長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応を運転員等1名、現場対応を運転員等2名により操作を実施する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 低圧代替注水

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合、残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水機能が喪失した場合において、低圧代替注水系（可搬型）である可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉への注水手段は、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水手段と同時並行で準備を開始する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系の手段のうち、低圧で原子炉へ注水可能な系統1系統以上の起動及び

注水ラインの系統構成が完了した時点で、その手段による原子炉注水を開始する。

なお、原子炉圧力容器内の水位が不明になる等、原子炉圧力容器内を満水にする必要がある場合は、上記手段に加え給水系、復水系、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）を使用し原子炉注水を実施する。

(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系により原子炉注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合において、代替淡水貯槽の水位が確保されている場合。

ii) 操作手順

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-8図に、タイムチャートを第1.4-9図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備を指示する。また、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合には、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水に必要な残留熱除去系注入弁（C）の受電操作を実施し、残留熱除去系注入弁（C）の表示灯が点灯したことを確認する。また、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合に

(レベル3) 設定点以上から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間で維持するよう指示する。

⑬運転員等は中央制御室にて、原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点以上から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間で維持し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

原子炉運転中において、上記の中央制御室対応を運転員等2名にて実施した場合、作業開始を判断してから低压代替注水系 (常設) による原子炉注水開始まで9分以内と想定する。中央制御室に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

なお、原子炉運転停止中の当直要員の体制においては、中央制御室対応を発電長の指揮のもと運転員等1名により実施する。

(b) 低压代替注水系 (可搬型) による原子炉注水 (淡水/海水)

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系 (低压注水系)、低压炉心スプレイ系、低压代替注水系 (常設)、代替循環冷却系、消火系及び補給水系により原子炉注水ができず、原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点以上に維持できない場合において、代替淡水貯槽の水位が確保されている場合。

ii) 操作手順

低压代替注水系 (可搬型) による原子炉注水 (淡水/海水) 手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-10図に、タイムチャートを第1.4-11図に示す。

(残留熱除去系 (C) 配管を使用する西側接続口による原子炉注水及び低圧炉心スプレイ系配管を使用する東側接続口による原子炉注水の手順は、手順⑨以外同様。)

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に低圧代替注水系配管・弁の接続口への低圧代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。
- ②災害対策本部長は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）で使用する低圧代替注水系配管・弁の接続口を連絡する。
- ③災害対策本部長は、重大事故等対応要員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を指示する。
- ④発電長は、運転員等に残留熱除去系 (C) 配管又は低圧炉心スプレイ系配管を使用した低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を指示する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 (C) ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプの操作スイッチを隔離する。
- ⑦運転員等は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備が完了したことを報告する。
- ⑧発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認し、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成を指示する。
- ⑨^a 残留熱除去系 (C) 配管を使用した西側接続口による原子炉注水の場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉注水弁、残留熱除去系注入弁（C）及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を開にする。

なお、電源が確保できない場合、運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、現場手動操作により原子炉注水弁、残留熱除去系注入弁（C）及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を開にする。

⑨^b 低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口による原子炉注水の場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉注水弁、低圧炉心スプレイ系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を開にする。

なお、電源が確保できない場合、運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、現場手動操作により原子炉注水弁、低圧炉心スプレイ系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を開にする。

⑩ 運転員等は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成が完了したことを報告する。

⑪ 発電長は、災害対策本部長に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉へ注水するための原子炉建屋原子炉棟内の系統構成が完了したことを連絡する。

⑫ 重大事故等対応要員は、災害対策本部長に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉へ注水するための準備が完了したことを報告する。

⑬ 災害対策本部長は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を連絡する。

⑭ 災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑮ 重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプを起動した

後、西側接続口又は東側接続口の弁を開とし、可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長に報告する。

⑩災害対策本部長は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを連絡する。

⑪発電長は、運転員等に低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水が開始されたことの確認を指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを低圧代替注水系原子炉注水流量の流量上昇で確認し、発電長に報告する。

⑬発電長は、災害対策本部長に低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水が開始されたことを連絡する。

⑭発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持するよう指示する。

⑮運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器注水流量調整弁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）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系（C）配管を使用した西側接続口による原子炉注水の場合）】

- ・中央制御室対応を運転員等1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合，170分以内と想定する。

【現場操作（残留熱除去系（C）配管を使用した西側接続口による原子炉注水の場合）】

- ・現場対応を運転員等6名及び重大事故等対応要員8名にて実施した場合，170分以内と想定する。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口による原子炉注水の場合）】

- ・中央制御室対応を運転員等1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合，135分以内と想定する。

【現場操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口による原子炉注水の場合）】

- ・現場対応を運転員等6名及び重大事故等対応要員8名にて実施した場合，135分と想定する。

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。また，ホース等の接続は速やかに作業ができるよう可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトを用いることで，暗闇における作業性についても確保する。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.4.3-1)

(c) 代替循環冷却系による原子炉注水

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系（低圧注水系），低圧炉心スプレイ系及び低圧代替

量：130m³/h，ペDESTAL（ドライウエル部）注水量：14m³/h～50m³/h）を確保し，原子炉圧力容器内へ崩壊熱相当量（14m³/h～50m³/h）の注水を実施する。しかし，十分な注水流量が確保できない場合には溶融炉心の冷却を優先する。

なお，手順の対応フローを第1.4-4図に示す。また，概要図は第1.4-8図，タイムチャートは第1.4-9図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の中央制御室対応を運転員等2名にて実施した場合，作業開始を判断してから低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器内への注水開始まで9分以内と想定する。中央制御室に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため，速やかに対応できる。

(b) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）

i) 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断し，残留熱除去系（低圧注水系），低圧炉心スプレイ系，低圧代替注水系（常設），代替循環冷却系，消火系及び補給水系により原子炉圧力容器内への注水ができない場合において，代替淡水貯槽の水位が確保されている場合。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子炉圧力容器内の圧力の低下，格納容器内の圧力の上昇，格納容器内の温度の上昇，格納容器内の水素濃度の上昇により確認する。

ii) 操作手順

低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海

水)については、「1.4.2.2(1) a.(b) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)」の操作手順と同様である。

残存溶融炉心の冷却については、格納容器スプレイ及びペDESTAL(ドライウェル部)への注水に必要な流量(格納容器スプレイ流量: $130\text{m}^3/\text{h}$, ペDESTAL(ドライウェル部)注水量: $14\text{m}^3/\text{h}\sim 50\text{m}^3/\text{h}$)を確保し、原子炉圧力容器内へ崩壊熱相当量($14\text{m}^3/\text{h}\sim 50\text{m}^3/\text{h}$)の注水を実施する。しかし、十分な注水流量が確保できない場合には溶融炉心の冷却を優先する。

なお、手順の対応フローを第1.4-4図に示す。また、概要図は第1.4-10図、タイムチャートは第1.4-11図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器内への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【中央制御室からの操作(残留熱除去系(C)配管を使用した西側接続口による原子炉圧力容器内への注水の場合)】

- ・中央制御室対応を運転員等1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合、170分以内と想定する。

【中央制御室からの操作(低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口による原子炉圧力容器内への注水の場合)】

- ・中央制御室対応を運転員等1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合、135分以内と想定する。

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。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるよう可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具

及びホースを配備する。

車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトを用いることで，暗闇における作業性についても確保する。

(添付資料1.4.3-1)

(c) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却

i) 手順着手の判断基準

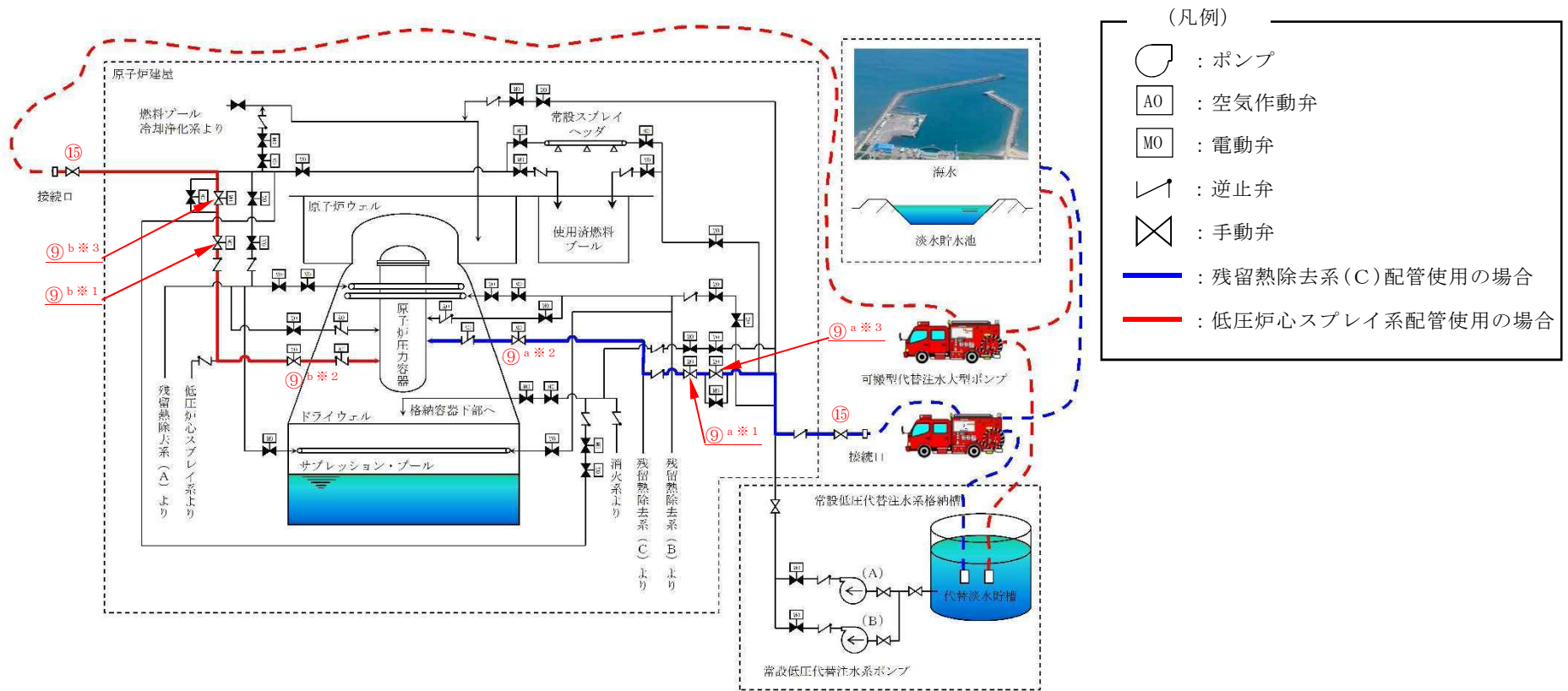
原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断し，残留熱除去系（低圧注水系），低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器内への注水ができない場合において，サブレーション・プールの水位が確保されている場合。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子炉圧力容器内の圧力の低下，格納容器内の圧力の上昇，格納容器内の温度の上昇，格納容器内の水素濃度の上昇により確認する。

ii) 操作手順

代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却については，「1.4.2.2 (1) a.(c) 代替循環冷却系による原子炉注水」の操作手順と同様である。

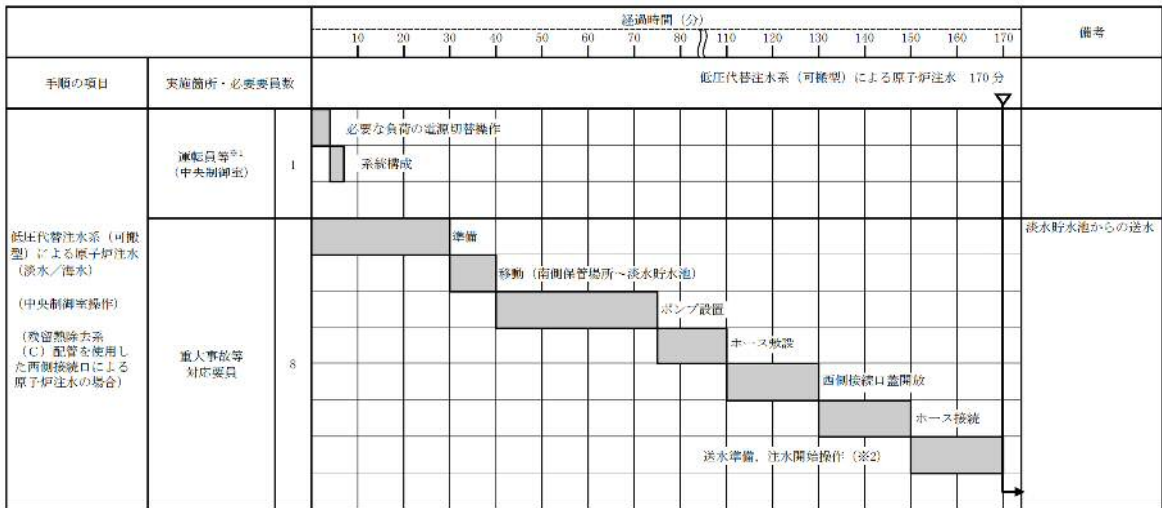
残存溶融炉心の冷却については，格納容器スプレイの注水に必要な流量（格納容器スプレイ流量：130m³/h，ペDESTAL（ドライウエル部）注水量：14m³/h～50m³/h）を確保し，原子炉圧力容器内へ崩壊熱相当量（14m³/h～50m³/h）の注水を実施する。しかし，十分な注水流量が確保できない場合には溶融炉心の冷却を優先する。



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑨ a ※ 1, b ※ 1	原子炉注水弁	⑨ a ※ 3, b ※ 3	原子炉圧力容器注水流量調整弁
⑨ a ※ 2	残留熱除去系注入弁 (C)	⑮	西側接続口又は東側接続口の弁
⑨ b ※ 2	低圧炉心スプレイ系注入弁		

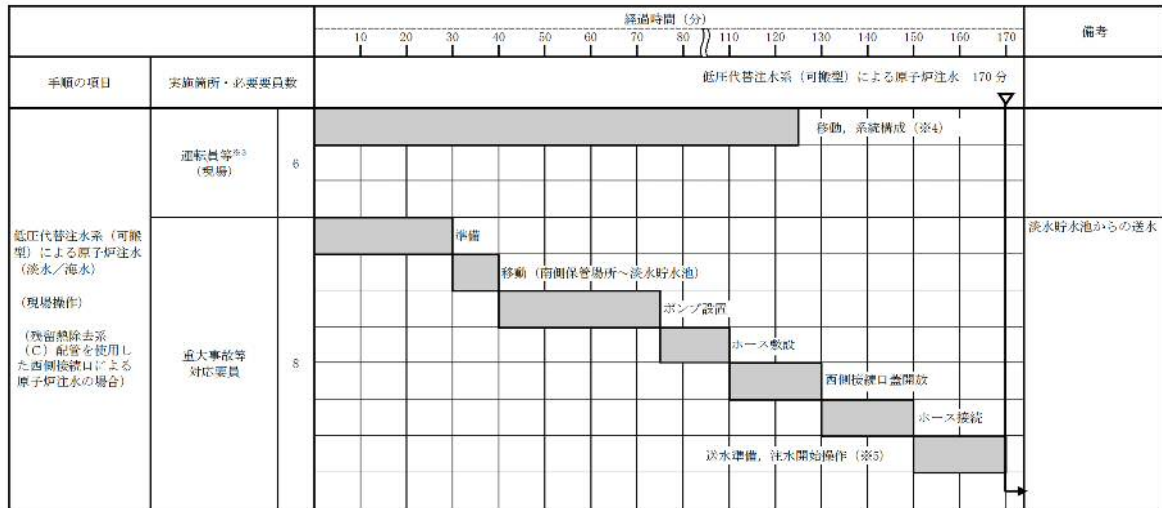
記載例 ① : 操作手順番号を示す。
 a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。
 ※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第1.4-107図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）概要図



※1：原子炉運転停止中の当直要員の体制における低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水は170分以内と想定する。

※2：低圧炉心スプレー系配管を使用した東側接続口への送水の場合、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始まで135分以内と想定する。



※3：当直運転員3名及び重大事故等対応要員（運転操作対応）3名にて実施する。

※4：低圧炉心スプレー系配管を使用した東側接続口への送水の場合、移動、系統構成は70分以内と想定する。

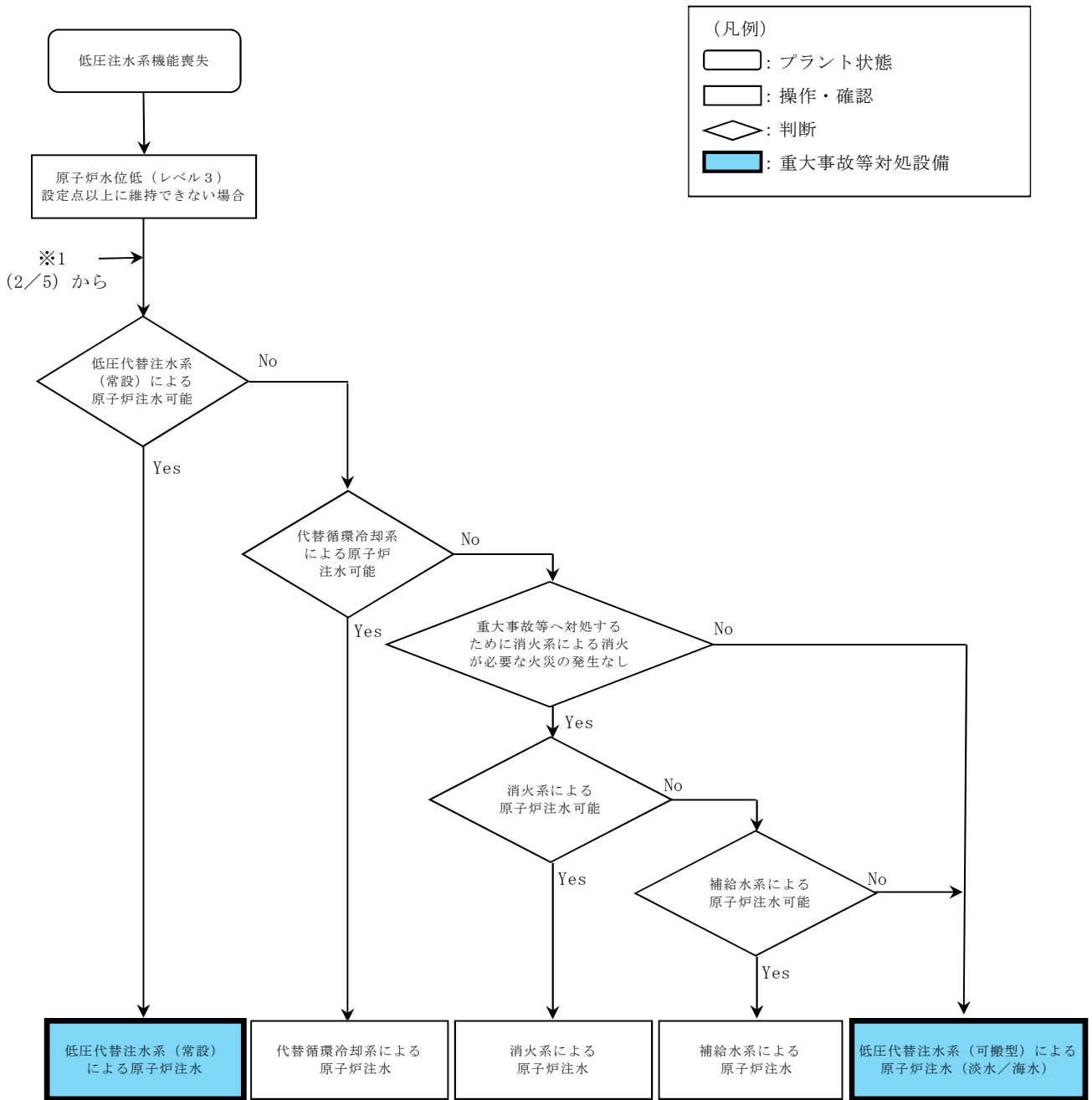
※5：低圧炉心スプレー系配管を使用した東側接続口への送水の場合、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始まで135分以内と想定する。

第1.4-11図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）タ

イムチャート

原子炉運転中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



第1.4-22図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/5)

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

< 目 次 >

1.6.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 重大事故等対処設備（設計基準拡張）の対応手段及び設備

b. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

- i) 代替格納容器スプレイ
- ii) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器内の冷却
- iii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

- i) 復旧
- ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 格納容器破損を防止するための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

- i) 代替格納容器スプレイ
- ii) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器内の冷却
- iii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

- i) 復旧
- ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. 手順等

1.6.2 重大事故等時の手順

1.6.2.1 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

- (1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器内の冷却
- (2) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の冷却

1.6.2.2 炉心の著しい損傷防止のための対応手順

- (1) フロントライン系故障時の対応手順
 - a. 代替格納容器スプレイ
 - (a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却
 - (b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却
（淡水／海水）
 - (c) 代替循環冷却系による格納容器内の冷却
 - (d) 消火系による格納容器内の冷却
 - (e) 補給水系による格納容器内の冷却
 - b. ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器内の冷却
 - (a) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器内の冷却
 - c. 重大事故等時の対応手段の選択
- (2) サポート系故障時の対応手順
 - a. 復旧
 - (a) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の格納容器内の冷却
 - (b) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）復旧後のサブプレッション・プール水の冷却
 - b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.3 格納容器破損を防止するための対応手順

- (1) フロントライン系故障時の対応手順
 - a. 代替格納容器スプレイ

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却
（淡水／海水）

(c) 代替循環冷却系による格納容器内の冷却

(d) 消火系による格納容器内の冷却

(e) 補給水系による格納容器内の冷却

b. ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器内の冷却

(a) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器内の冷却

c. 重大事故等時の対応手段の選択

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の格納容器内の冷却

(b) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）復旧後のサブプレッション・プール水の冷却

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.6.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.6.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.6.3 重大事故対策の成立性

1. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却（淡水／海水）

(1) 可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

(2) 系統構成

2. 消火系による格納容器内の冷却

(1) 系統構成

3. 補給水系による格納容器内の冷却

(1) 系統構成

添付資料1.6.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧

2. 操作手順の解釈一覧

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

【要求事項】

- 1 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。
- 2 発電用原子炉設置者は、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等

- a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

(2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等

- a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容

器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内を冷却するための設計基準事故対処設備が有する機能は、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）による格納容器内の冷却機能及びサブプレッション・プール水の冷却機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備を整備している。

また、炉心の著しい損傷が発生した場合においても格納容器の破損を防止するため、格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる対処設備を整備しており、ここでは、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.6.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内の圧力及び温度を低下させる必要がある。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため、格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる必要がある。これらを目的として格納容器内を冷却し、放射性物質の濃度を低下させるための設計基準事故対処設備として、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）ポンプ及びサブプレッション・プールを設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、重大事故等の対処に用いるが、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

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

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.6-1表に整理する。

a. 重大事故等対処設備（設計基準拡張）の対応手段及び設備

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール冷却系）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器内の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ サプレッション・プール
- ・ 残留熱除去系海水ポンプ

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）ポンプ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ サプレッション・プール
- ・ 残留熱除去系海水ポンプ

b. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

- i) 代替格納容器スプレイ

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプが故障により格納容器内の冷却及びサプレッション・プール水の冷却ができない場合には、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系により格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

(i) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却
で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設低圧代替注水系ポンプ
- ・代替淡水貯槽

(ii) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却
で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・代替淡水貯槽

(iii) 代替循環冷却系による格納容器内の冷却
代替循環冷却系による格納容器内の冷却で使用する設備は以下の
のとおり。

- ・代替循環冷却系ポンプ
- ・残留熱除去系熱交換器（A）
- ・サプレッション・プール
- ・残留熱除去系海水ポンプ
- ・緊急用海水ポンプ

せることができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。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、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）が使用可能であれば、格納容器内及びサブプレッション・プール水を冷却する手段として有効である。

c. 格納容器破損を防止するための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i) 代替格納容器スプレイ

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）ポンプが故障により格納容器内の冷却及びサブプレッション・プール水の冷却ができない場合には、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系により格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は、「1.6.1(2) b. (a) i) 代替格納容器スプレイ」にて選定した対応手段及び設備と同様である。

ii) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器内の冷却

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）ポンプが故障により格納

イ弁を開にする。

⑫ 運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却が開始されたことを格納容器内への注水量の上昇，格納容器内の圧力の低下，格納容器内の温度の低下，及び格納容器内の水位の上昇により確認※²し，発電長に報告する。

※²： サプレッション・チェンバ圧力又はサプレッション・プール水位指示値が，代替格納容器スプレイ停止の判断基準（第 1.6-4 表）に到達した場合は，格納容器スプレイを停止する。その後，サプレッション・チェンバ圧力又はドライウェル雰囲気温度指示値が，代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第 1.6-4 表）に再度到達した場合は，格納容器スプレイを再開する。

iii) 操作の成立性

上記の中央制御室対応を運転員等1名にて実施した場合，作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却開始まで10分以内と想定する。中央制御室に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため，速やかに対応できる。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却
（淡水／海水）

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系），代替格納容器スプレイ冷却系（常設），代替循環冷却系，消火系及び補給水系による格納容器内の冷却ができない場合，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器内の冷却を実施する。

格納容器内の冷却開始後は，格納容器内の圧力が負圧とならないよ

うに、格納容器スプレイ流量の調整又は格納容器スプレイの起動／停止を実施する。

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系による格納容器内の冷却ができず、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{*1}において、代替淡水貯槽の水位が確保されている場合。

※1：「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位の指示値が、格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.6-2図～第1.6-5図に、概要図を第1.6-13図に、タイムチャートを第1.6-14図に示す。

（残留熱除去系（B）配管を使用する西側接続口による格納容器内の冷却及び残留熱除去系（A）配管を使用する東側接続口による格納容器内の冷却の手順は、手順⑨以外は同様。）

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁の接続口への代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の接続を依頼する。

②災害対策本部長は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）で使用する代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁の接続

口を連絡する。

③災害対策本部長は、重大事故等対応要員に代替格納容器スプレ
イ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却の準備を指示する。

④発電長は、運転員等に残留熱除去系（B）配管又は残留熱除去
系（A）配管を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
による格納容器内の冷却の準備を指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（可
搬型）による格納容器内の冷却に必要な電動弁及び監視計器の
電源が確保されていることを状態表示等により確認する。

⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（B）ポンプ又は残
留熱除去系（A）ポンプの操作スイッチを隔離する。

⑦運転員等は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
による格納容器内の冷却の準備が完了したことを報告する。

⑧発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
による格納容器内の冷却の系統構成を指示する。

⑨^a 残留熱除去系（B）配管を使用した西側接続口による格納容
器内の冷却の場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（B）D/Wスプレ
イ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ
流量調整弁を開にする。

なお、電源が確保できない場合、運転員等は原子炉建屋原子炉
棟にて、現場手動操作により残留熱除去系（B）D/Wスプレ
イ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ
流量調整弁を開にする。

⑨^b 残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口による格納容

器内の冷却の場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）D/Wスプレ
イ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレ
イ流量調整弁を開にする。

なお、電源が確保できない場合、運転員等は原子炉建屋原子炉
棟にて、現場手動操作により残留熱除去系（A）D/Wスプレ
イ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレ
イ流量調整弁を開にする。

⑩運転員等は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
による格納容器内の冷却の系統構成が完了したことを報告する。

⑪発電長は、災害対策本部長に代替格納容器スプレイ冷却系（可
搬型）による格納容器内を冷却するための原子炉建屋原子炉棟
内の系統構成が完了したことを連絡する。

⑫重大事故等対応要員は、災害対策本部長に代替格納容器スプレ
イ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却の準備が完了した
ことを報告する。

⑬災害対策本部長は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプによる
送水開始を連絡する。

⑭災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型
ポンプの起動を指示する。

⑮重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプを起動した
後、西側接続口又は東側接続口の弁を開とし、可搬型代替注水
大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長に報告
する。

⑯災害対策本部長は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプによる

送水を開始したことを連絡する。

⑰ 発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却が開始されたことの確認を指示する。

⑱ 運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却が開始されたことを格納容器内への注水量の上昇、格納容器内の圧力の低下、格納容器内の温度の低下、及び格納容器内の水位の上昇により確認※²し、発電長に報告する。

※²：サブプレッション・チェンバ圧力又はサブプレッション・プール水位指示値が代替格納容器スプレイ停止の判断基準（第 1.6-4 表）に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、サブプレッション・チェンバ圧力又はドライウェル雰囲気温度指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第 1.6-4 表）に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系（B）配管を使用した西側接続口による格納容器内の冷却の場合）】

中央制御室対応を運転員等1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合、170分以内と想定する。

【現場操作（残留熱除去系（B）配管を使用した西側接続口による格納容器内の冷却の場合）】

現場対応を運転員等6名及び重大事故等対応要員8名にて実施した場合、195分以内と想定する。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口による格納容器内の冷却の場合）】

中央制御室対応を運転員等1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合、135分以内と想定する。

【現場操作（残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口による格納容器内の冷却の場合）】

現場対応を運転員等6名及び重大事故等対応要員8名にて実施した場合、195分以内と想定する。

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。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるよう可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.6.3-1)

(c) 代替循環冷却系による格納容器内の冷却

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却ができない場合、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、代替循環冷却系による格納容器内の冷却を実施する。

格納容器内の冷却開始後は、格納容器内の圧力が負圧とならないよ

における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2: 「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力、サブレーション・チェンバ圧力又はドライウエル雰囲気温度指示値が代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却については、「1.6.2.2(1) a.(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却」の操作手順と同様である。ただし、代替格納容器スプレイの停止、再開、流量及び流量変更は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準（第1.6-5表）及び代替格納容器スプレイ流量変更の判断基準（第1.6-6表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図～第1.6-8図に、概要図を第1.6-11図に、タイムチャートを第1.6-12図に示す。

iii) 操作の成立性

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却については、「1.6.2.2(1) a.(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却」の操作の成立性と同様である。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却

（淡水／海水）

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブレーション・プール冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系、

消火系及び補給水系による格納容器内の冷却ができない場合、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器内の冷却を実施する。

i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系が使用できず、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{*2}において、代替淡水貯槽の水位が確保されている場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力又はドライウエル雰囲気温度が代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却については、「1.6.2.2(1) a.(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却（淡水／海水）」の操作手順と同様である。ただし、代替格納容器スプレイの停止、再開、流量及び流量変更は、代替格納容器スプレイ冷却系起動・停止の判断基準（第1.6-5表）及び代替格納容器スプレイ流量変更の判断基準（第1.6-6表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図～第1.6-8図に、概要図を第1.6-13図に、タイムチャートを第1.6-14図に示す。

iii) 操作の成立性

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却については、「1.6.2.2(1) a.(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却」の操作の成立性と同様である。

(添付資料1.6.3-1)

(c) 代替循環冷却系による格納容器内の冷却

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器内の冷却ができない場合、代替循環冷却系により格納容器内の冷却を実施する。

i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用できず、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}において、サブプレッション・プールの水位が確保されている場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力又はドライウ

第 1.6-4 表 代替格納容器スプレイ起動, 停止の判断基準

(炉心の著しい損傷を防止するための対応)

	スプレイ起動の判断基準		代替格納容器 スプレイ	残留熱除去系 によるスプレイ	スプレイ停止の判断基準	
	炉心の著しい損傷を防止するための対応	圧力制御	ドライウェル圧力指示値が 13.7kPa [gage] 以上で, 原子炉水位 (広帯域) 指示値で-3,800mm 以下を経験し原子炉水位 (燃料域) 指示値で-1,067mm に維持されている場合	—	D/W S/P	圧力制御・温度制御・水位制御
サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa [gage] 以上で, 24 時間継続した場合			—	S/P		
サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 98kPa [gage] 以上で, 24 時間継続した場合			—	D/W S/P		
サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 245kPa [gage] 以上の場合			—	D/W S/P		
サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 279kPa [gage] 以上の場合			D/W S/P	D/W S/P		
温度制御		ドライウェル雰囲気温度指示値が 171℃ に近接した場合	D/W	D/W		サブプレッション・プール水位指示値が +6.5m 以上の場合
		サブプレッション・チェンバ雰囲気温度指示値が 104℃ に近接した場合	—	S/P		
水位制御 ^{※1}		サブプレッション・プール水位指示値が +6.270m に近接した場合	D/W	D/W		

※1: 原子炉冷却材喪失時, 真空破壊弁の機能喪失前に格納容器内の圧力を低下させ, ドライウェルとサブプレッション・チェンバの圧力を平衡にする。

第 1.6-5 表 代替格納容器スプレイ起動, 停止の判断基準

(格納容器破損を防止するための対応)

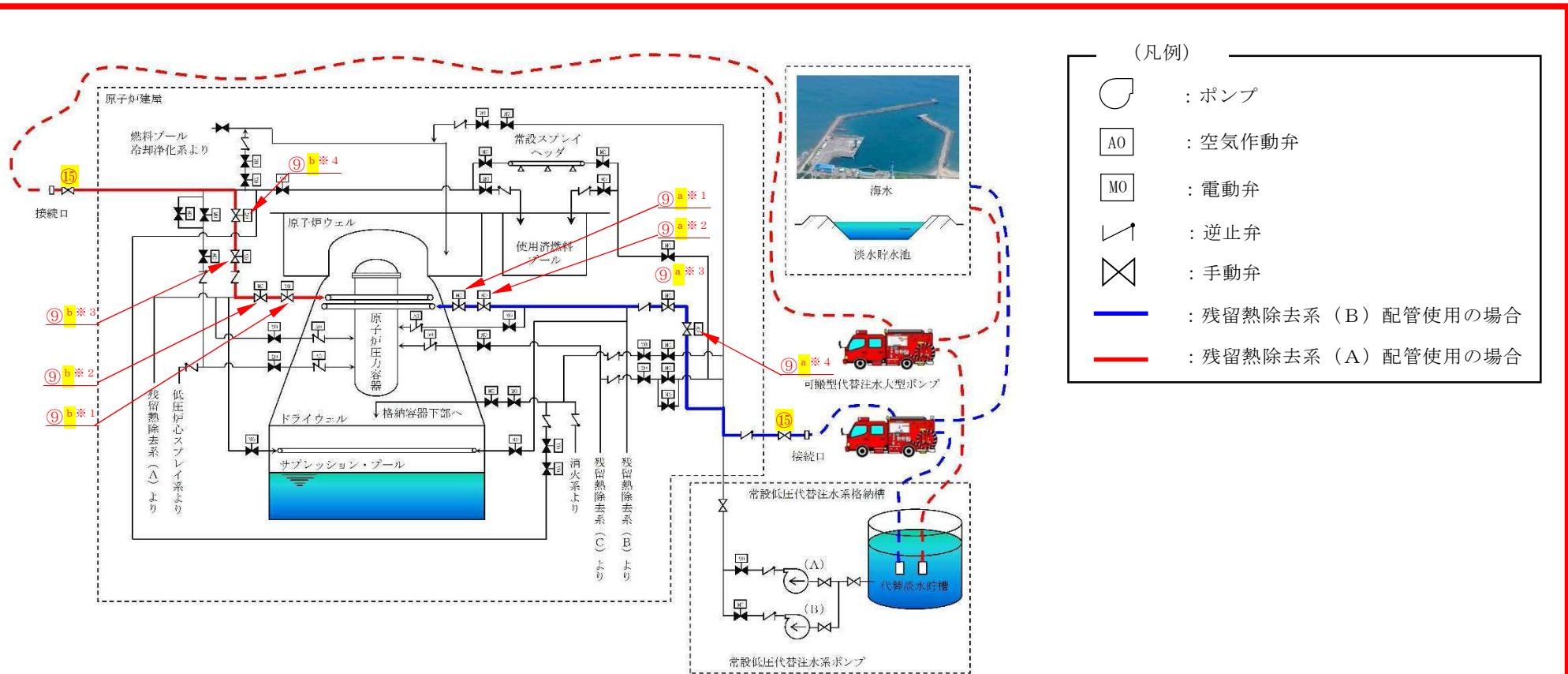
格納容器破損を防止するための対応	スプレイ起動の判断基準		圧力容器 破損前	圧力容器 破損後	スプレイ流量 (m ³ /h)	スプレイ停止の判断基準	
	除熱—1・除熱—3	代替格納容器 スプレイ	ドライウェル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 465kPa [gage] 以上の場合	D/W	D/W	300	代替格納容器 スプレイ
ドライウェル雰囲気温度指示値が 171℃ 以上の場合			D/W	D/W	サブプレッション・プール水位指示値が +6.5m 以上の場合		
残留熱除去系による 格納容器スプレイ		ドライウェル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 245kPa [gage] 以上の場合	① S/P ② D/W	① D/W ② S/P	1,690	残留熱除去系による 格納容器スプレイ	ドライウェル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa [gage] 以下の場合

①, ②は優先順位を示す。

第 1.6-6 表 代替格納容器スプレイ流量変更の判断基準

(格納容器破損を防止するための対応)

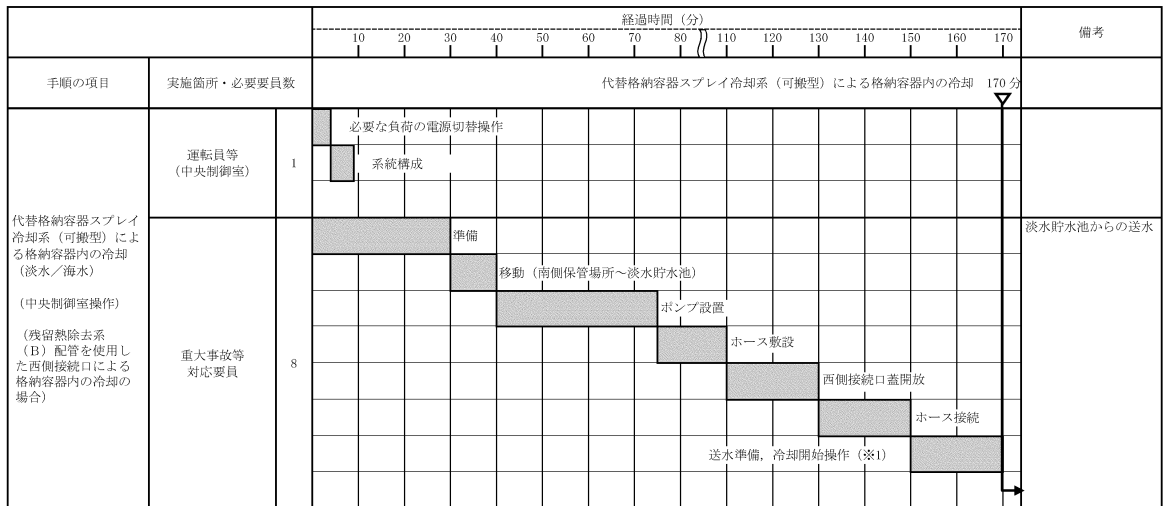
		スプレイ流量変更開始の判断基準	スプレイ流量 (m ³ /h)	スプレイ流量変更停止の判断基準	スプレイ流量 (m ³ /h)
格納容器破損を防止するための対応	代替格納容器 スプレイ	除熱-1	300	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 465kPa [gage] 以上の場合	130
				ドライウエル雰囲気温度指示値が 171℃以上の場合	
	除熱-2	300	原子炉圧力容器破損	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 465kPa [gage] 以下	130



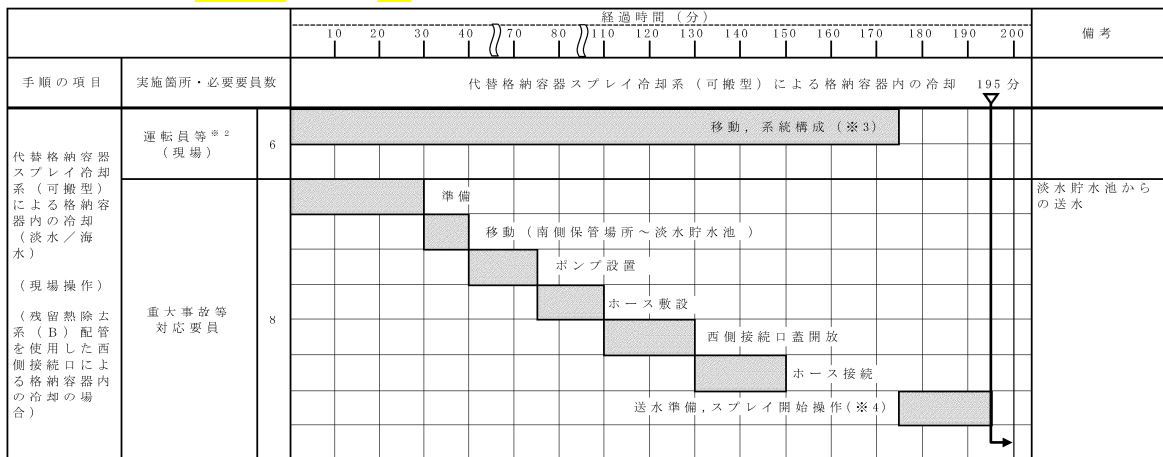
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑨ a ※ 1, ※ 2	残留熱除去系 (B) D/Wスプレイ弁	⑨ a ※ 4, b ※ 4	代替格納容器スプレイ流量調整弁
⑨ b ※ 1, ※ 2	残留熱除去系 (A) D/Wスプレイ弁	⑮	西側接続口又は東側接続口の弁
⑨ a ※ 3, b ※ 3	代替格納容器スプレイ注水弁		

記載例 ① : 操作手順番号を示す。
 a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。
 ※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第1.6-13図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却（淡水／海水） 概要図



※1：残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口への送水の場合，代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却開始まで135分以内と想定する。



※2：当直運転員3名及び重大事故等対応要員（運転操作対応）3名にて実施する。

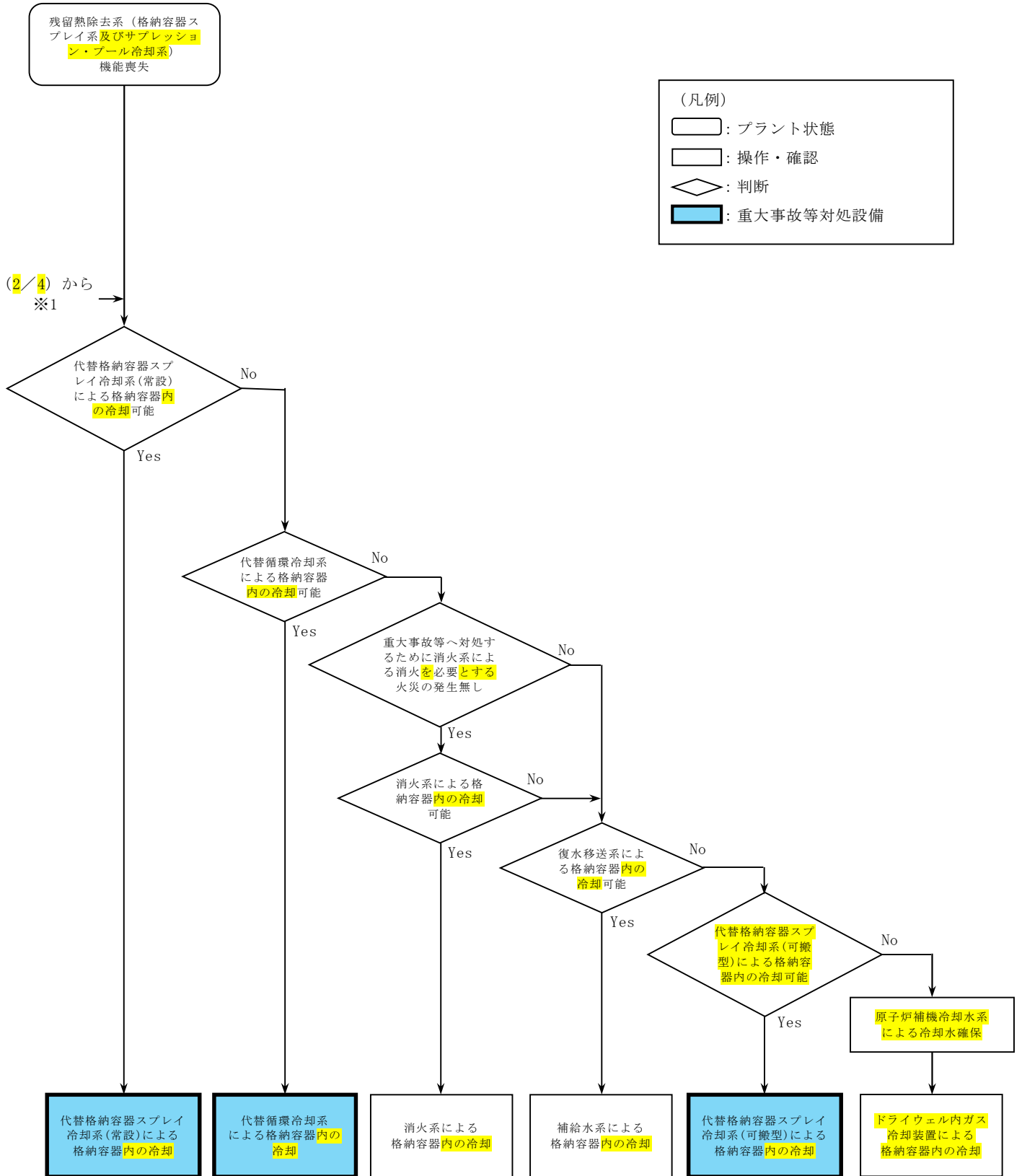
※3：残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口への送水の場合，移動，系統構成は175分以内と想定する。

※4：残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口への送水の場合，代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却開始まで195分以内と想定する。

第1.6-14図 代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却（淡水/海水） タイムチャート

炉心の著しい損傷防止のための対応手順

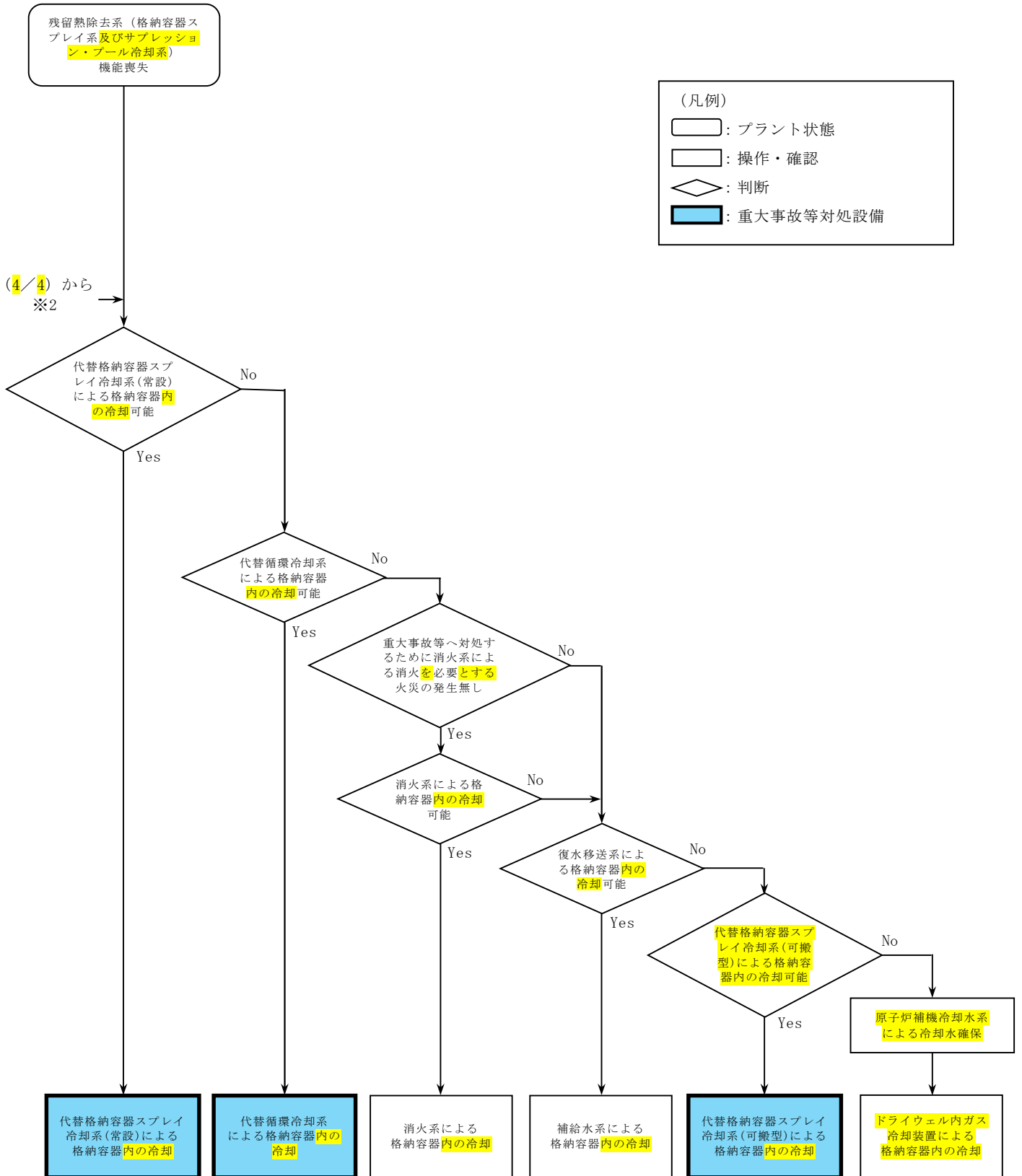
(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



第 1.6-27 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/4)

格納容器破損を防止するための対応手順

(1) フロントライン故障時の対応手段の選択 (1/2)



第 1.6-27 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/4)

<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. 交流電源喪失時の対応手段及び設備

(a) 代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電

(b) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（常用M/C 2E経由）によるM/C 2C・2Dへの給電

(c) 非常用及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル冷却系海水系への代替送水による非常用及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源供給機能の復旧

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 交流電源及び直流電源喪失時の対応手段及び設備

(a) 代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

(b) 重大事故等対処設備

c. 非常用所内電気設備機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電

(b) 代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電

(c) 重大事故等対処設備

d. 燃料補給のための対応手段及び設備

(a) 燃料補給設備による給油

(b) 重大事故等対処設備

e. 手順等

1. 14. 2 重大事故等発生時の手順

1. 14. 2. 1 交流電源喪失時の対応手順

(1) 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. 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

b. 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

(2) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (常用M/C 2 E 経由) による
M/C 2 C・2 Dへの給電

(3) 非常用及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル冷却系海水系への代替送水
による非常用及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源供給機能
の復旧

1. 14. 2. 2 交流電源及び直流電源喪失時の対応手順

(1) 代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

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の復旧

1. 14. 2. 3 非常用所内電気設備機能喪失時の対応手順

(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による代替所内電気設備への給電

b. 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 燃料の補給手順

(1) 可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給

(2) タンクローリから各機器への給油

(3) 燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油

1.14.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

1.14.2.6 重大事故等発生時の対処設備の選択

添付資料 1.14.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.14.2 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
2. 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
3. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機によるM/C 2 C・2 Dへの給電
4. D/G海水系への代替海水送水によるD/G 2 C・2 D及びHPCS D/Gの電源供給機能の復旧
5. 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
6. 可搬型直流電源設備による非常用所内電気設備への給電
7. 常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧
8. 常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電
9. 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
10. 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
11. 可搬型直流電源設備による代替所内電気設備への給電
12. 可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給
13. タンクローリから各機器への給油
14. 燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油

添付資料 1.14.3 不要直流負荷 切離しリスト

添付資料 1.14.4 審査基準における要求事項の給電対象設備

添付資料 1.14.5 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 操作の成立性の解釈一覧

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、給電が開始できること。
 - 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（以下「格納容器」という。）の破損、使用済燃料貯蔵プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中において原子炉内の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。

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、重大事故等対処設備及び自主対策設備の関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、設計基準事故対処設備の故障として、非常用所内電気設備への交流電源による給電並びに直流設備への直流電源による給電に使用する設備及び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. 交流電源喪失時の対応手段及び設備

(a) 代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電

外部電源が喪失した場合は、設計基準事故対処設備であるD/G 2C・2D及びHPCS D/Gにより、非常用所内電気設備であるM/C 2C・2D・HPCSへ交流電源を自動で給電するが、D/G 2C・2Dの故障により非常用所内電気設備への給電ができない場合は、代替交流電源設備である常設代替交流電源設備（又は可搬型代替交流電源設備）により非常用所内電気設備に給電し、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所内電気設備への給電

外部電源喪失及びD/Gの故障により非常用所内電気設備への給

電ができない場合は、D/G 2C・2Dの電源供給機能の代替手段として、常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置により非常用所内電気設備であるM/C 2C（又は2D）へ給電する手段がある。

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で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-2図に示す。

- ・常設代替高圧電源装置
- ・軽油貯蔵タンク
- ・常設代替高圧電源装置用燃料移送ポンプ
- ・緊急用M/C

ii) 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

常設代替交流電源設備の故障により非常用所内電気設備への給電ができない場合は、常設代替交流電源設備の電源供給機能の代替手段として、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へ給電する手段がある。

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で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-2図に示す。

- ・可搬型代替低圧電源車
- ・可搬型設備用軽油タンク
- ・タンクローリ

(b) 高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機（常用M/C 2E経由）によるM/C 2C・2Dへの給電

・ホース

重大事故等発生時に機能喪失を想定する設計基準事故対処設備であるD/G海水系の冷却機能を代替する設備であり、技術基準上の要求事項を満たすことは困難であるが、D/G 2C・2D及びHPCS D/Gが使用可能な場合は、D/G海水系に海水又は淡水を送水し、D/G海水系の冷却機能を確保することで、D/G 2C・2D及びHPCS D/Gの電源供給機能を復旧できるため、事故対応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. 交流電源及び直流電源喪失時の対応手段及び設備

(a) 代替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D/Gの故障により直流125V充電器A・Bの交流入力電源が喪失した場合は、代替直流電源設備である所内常設直流電源設備（又は可搬型代替直流電源設備）により非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2Bに給電し、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。

また、直流±24V充電器A・Bの交流入力電源が喪失した場合は、代替直流電源設備である所内常設直流電源設備により非常用所内電気設備である直流±24V中性子モニタ用分電盤2A・2Bに給電し、原子炉未臨界状態の確認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非常用所内電気設備への給電

外部電源喪失及びD/Gの故障により非常用所内電気設備である直流125V充電器A・B及び直流±24V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 A系・B系

蓄電池及び中性子モニタ用蓄電池 A系・B系により非常用所内電気設備である直流125V主母線盤 2 A・2 B 及び直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 A・2 B へ無停電で直流電源が給電される。

125V A系・B系蓄電池は、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不要な負荷を切り離すことで、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 2 A・2 B へ給電する。

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。

- ・ 125V A系蓄電池
- ・ 125V B系蓄電池
- ・ 中性子モニタ用蓄電池 A系
- ・ 中性子モニタ用蓄電池 B系

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

所内常設直流電源設備である125V A系・B系蓄電池から直流125V主母線盤 2 A・2 B への自動給電開始から24時間以内に、常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）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ず、125V A系・B系蓄電池が枯渇する恐れがある場合は、125V A系・B系蓄電池の電源供給機能の代替手段として、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非常用所内電気設備である直流125V主母線盤 2 A・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非常用所内電気設備への給電に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
- ・可搬型設備用軽油タンク
- ・タンクローリ
- ・可搬型整流器

iii) 常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧

外部電源喪失及びD/Gの故障により直流125V充電器A・Bの交流入力電源が喪失し、125V A系・B系蓄電池から直流125V主母線盤2A・2Bへの自動給電開始から24時間以上経過により125V A系・B系蓄電池が枯渇した場合は、制御電源が喪失しているM/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの遮断器を手動にて投入し電路を構成した後、常設代替高圧電源装置（又は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M/C 2C（又は2D）に給電することで、M/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの遮断器用制御電源を復旧する手段がある。

常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧に使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-2図及び第1.14.1-3図に示す。

【常設代替高圧電源装置による遮断器用制御電源の復旧の場合】

- ・常設代替高圧電源装置
- ・軽油貯蔵タンク
- ・常設代替高圧電源装置用燃料移送ポンプ
- ・緊急用M/C

【可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源の復旧の場合】

- ・可搬型代替低圧電源車
- ・可搬型設備用軽油タンク
- ・タンクローリ

(b) 重大事故等対処設備

「i) 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」で使用する設備のうち、125V A系・B系蓄電池及び中性子モニタ用蓄電池A系・B系は重大事故等対処設備として位置づける。

「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」で使用する設備のうち、可搬型代替低圧電源車、可搬型設備用軽油タンク、タンクローリ及び可搬型整流器は重大事故等対処設備として位置づける。

「iii) 常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧」で使用する設備のうち、常設代替高圧電源装置、軽油貯蔵タンク、常設代替高圧電源装置用燃料移送ポンプ、緊急用M/C、可搬型代替低圧電源車、可搬型設備用軽油タンク及びタンクローリは重大事故等対処設備として位置づける。

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1.14.1)

以上の重大事故等対処設備により、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。

代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電」ができない場合の代替手段として、可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車から代替所内電気設備である緊急用 P / C へ給電する手段がある。

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に使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-2図に示す。

- ・可搬型代替低圧電源車
- ・可搬型設備用軽油タンク
- ・タンクローリ
- ・緊急用 P / C

(b) 代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電

i) 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

非常用所内電気設備の電源供給機能が喪失し、「b.(a) i) 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」ができない場合の代替手段として、共通要因によって所内常設直流電源設備の安全機能と同時に機能が損なわれるおそれがないよう物理的に分離を図った常設代替直流電源設備である緊急用直流125V蓄電池により代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤へ自動で給電する手段がある。

また、通常状態において非常用所内電気設備から代替所内電気設備へ常時給電されるが、外部電源、D / G 及び非常用所内電気設備の電源供給機能の喪失により代替所内電気設備である緊急用直流125V充電器の交流入力電源が喪失した場合に、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) による給電を開始するまで、直流負荷の切り離しをせずに最大24時間にわたり、常設代替直流電源設備である緊急用直流125V蓄電池から代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤へ無停電で直流電源が給電される。

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に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。

- ・緊急用直流125V蓄電池

ii) 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

非常用所内電気設備の電源供給機能が喪失し、常設代替直流電源設備である緊急用直流125V蓄電池から代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤への自動給電開始から24時間以内に代替交流電源設備により緊急用直流125V充電器の交流入力電源の復旧が見込めず、緊急用直流125V蓄電池が枯渇する恐れがある場合に、「c. (b) i) 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」の代替手段として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から代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤へ給電する手段がある。

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に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
- ・可搬型設備用軽油タンク
- ・タンクローリ
- ・可搬型整流器

1.14.2 重大事故等発生時の手順

1.14.2.1 交流電源喪失時の対応手順

(1) 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. 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

外部電源及びD/Gの電源供給機能の喪失により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により非常用所内電気設備であるM/C 2C（又は2D）に給電し、原子炉及び使用済燃料貯蔵プールの冷却、格納容器の冷却及び除熱に必要となる設備の電源を復旧する。

(a) 手順着手の判断基準

【常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動の判断基準】

外部電源及びD/Gの電源供給機能が喪失し、M/C 2C・2Dの母線電圧が喪失した場合。

【常設代替高圧電源装置の現場からの起動の判断基準】

常設代替高圧電源装置の遠隔操作回路の故障等により中央制御室からの起動ができない場合。

【緊急用M/C及びM/C 2C（又は2D）受電の判断基準】

常設代替高圧電源装置の運転状態において発電機の電圧（6,600V±10%）及び周波数（50Hz±5%）が精度内にある場合。

(b) 操作手順

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図に、概要図を第1.14.2.1-2図及び第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の中央制御室からの起動の場合】

- 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を起動し、発電長に常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動が完了したことを報告する。

※ 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の現場からの起動の場合】

- ③ 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に常設代替高圧電源装置の現場からの起動を依頼する。
- ④ 災害対策本部長は、重大事故等対応要員に常設代替高圧電源装置の現場からの起動を指示する。
- ⑤ 重大事故等対応要員は常設代替高圧電源装置置場（屋外）にて、常設代替高圧電源装置を起動し、災害対策本部長に常設代替高圧電源装置の現場からの起動が完了したことを報告する。
- ⑥ 災害対策本部は、発電長に常設代替高圧電源装置の現場からの起動が完了したことを連絡する。

【緊急用M/C及びM/C 2C（又は2D）受電】

- ⑦ 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に緊急用M/C及びM/C 2C（又は2D）受電開始を指示する。
- ⑧ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、M/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無いことを外観点検により確認する。

- ⑨ 運転員等は中央制御室にて、緊急用M/Cの受電用遮断器を「入」とし、緊急用M/C母線を受電する。
- ※ 非常用所内電気設備の負荷である設計基準事故対処設備の故障等により機能が喪失している場合等、プラントの状況に応じて、「1.14.2.3(1) a. 常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電」の手順を優先する。
- ⑩ 運転員等は中央制御室にて、給電準備としてM/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの負荷の遮断器を「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。
- ⑪ 運転員等は中央制御室にて、緊急用M/CからM/C 2C（又は2D）受電のための遮断器を「入」とし、発電長にM/C 2C（又は2D）の受電が完了したことを報告する。
- ⑫ 発電長は、運転員等にM/C 2C（又は2D）、P/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系の負荷への給電開始を指示する。
- ⑬ 運転員等は中央制御室にて、M/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの必要な負荷の遮断器を「入」とする（又は「入」を確認する）。
- ⑭ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、直流125V充電器A・Bの操作スイッチを「入」とし（又は「入」を確認し）、直流125V主母線盤2A・2Bの受電状態において異臭・発煙・破損等異常が無いことを外観点検により確認する。

(c) 操作の成立性

【常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動】

中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動完了までの所要時間を4分以内、その後常設代替高圧電源装置（3台）の追加起動完了までの所要時間を82分以内と想定する。

【常設代替高圧電源装置の現場からの起動】

中央制御室運転員2名、現場運転員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（2台）の起動完了までの所要時間を74分以内、その後常設代替高圧電源装置（3台）の追加起動完了までの所要時間を95分以内と想定する。

【緊急用M/C及びM/C 2C（又は2D）受電】

中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから緊急用M/C及びM/C 2C（又は2D）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87分以内、常設代替高圧電源装置の現場からの起動の場合100分以内と想定する。

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。

(添付資料1.14.2-1)

b. 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

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が見込めない場合、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に給電し、可搬型代替低圧電源車の定格電圧（440V）及び定格容量（1台あたり500kVA）の

て作業を実施した場合、作業開始を判断してからD/G海水系への代替送水によるD/G 2C・2D及びHPCS D/Gの電源供給機能の復旧までの所要時間を300分以内と想定する。

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。

(添付資料 1.14.2-4)

1.14.2.2 交流電源及び直流電源喪失時の対応手順

(1) 代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

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

外部電源喪失時にD/Gの故障によりP/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及び直流±24V充電器A・Bの交流入力電源が喪失した場合、所内常設直流電源設備である125V A系・B系蓄電池及び中性子モニタ用蓄電池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及び直流±24V中性子モニタ用分電盤2A・2Bへの自動給電が開始されたことを確認する。

また、125V A系・B系蓄電池から直流125V主母線盤2A・2Bへの自動給電開始から8時間以内に常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）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に、125V A系・B系蓄電池の延命のため、直流125V主母線盤2A・2Bの不要な負荷の切り離しを実施し、24時間以内に常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）による直流125V充電器A・Bの交流入力電源復旧後、直流125V充電器A・Bの起動により中央制御室監視計器等の復旧を行う。

なお、蓄電池は充電時に水素ガスが発生するため、蓄電池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自動給電確認の判断基準】

外部電源喪失時にD/Gの故障によりP/C 2C・2Dの母線電圧が喪失した場合。

【直流125V主母線盤2A・2Bの不要な負荷の切り離しの判断基準】

125V A系・B系蓄電池から直流125V主母線盤2A・2Bへの自動給電開始から8時間以内に常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）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。

【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が開始されたことの確認を指示する。
- ② 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、直流125V充電器A・B及び直流±24V充電器A・Bの交流入力電源が喪失したことを直流125V充電器A・B及び直流±24V充電器A・Bの

「蓄電池放電中」警報により確認する。

- ③ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、125V A系・B系蓄電池による直流125V主母線盤2 A・2 Bへの自動給電状態に異常が無いことを直流125V充電器A・Bの蓄電池電圧指示値（規定電圧105V～130V）により確認し、中性子モニタ用蓄電池A系・B系による直流±24V中性子モニタ用分電盤2 A・2 Bへの自動給電状態に異常が無いことを直流±24V充電器A・Bの蓄電池電圧指示値（規定電圧22V～30V）により確認する。

※ 自動給電開始から8時間以内に常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）による直流125V充電器A・Bの交流入力電源が復旧した場合は操作手順⑥へ

【直流125V主母線盤2 A・2 Bの不要な負荷の切り離し】

- ④ 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に125V A系・B系蓄電池の延命処置として不要な直流負荷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附属棟（屋内）にて、125V A系・B系蓄電池の延命処置として不要な直流負荷の切離しを実施する。
- ⑥ 発電長は、常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）による直流125V充電器A・Bの交流入力電源復旧後、常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）の負荷容量を確認し、蓄電池室排気ファンA（又はB）及び直流125V充電器A・Bが使用可能か確認する。
- ⑦ 発電長は、運転員等に直流125V充電器A・Bの起動（又は運転

状態) 及び中央制御室監視計器の復旧開始を指示する。

- ⑧ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、蓄電池室排気ファンA（又はB）、直流125V充電器A・B及び中央制御室監視計器復旧のために必要なMCCの受電操作（又は受電確認）を実施する。
- ⑨ 運転員等は中央制御室にて、蓄電池充電時の125V A系・B系蓄電池室内の水素ガス滞留防止のため、蓄電池室排気ファンA（又はB）を起動し、125V A系・B系蓄電池室内の換気を実施する。
- ⑩ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、直流125V充電器A・Bの操作スイッチを「入」とし（又は「入」を確認し）、直流125V充電器A・Bの蓄電池電圧指示値が規定電圧以内（105V～130V）であることを確認する。
- ⑪ 運転員等は中央制御室にて、中央制御室監視計器に異常が無いことを状態表示にて確認する。

(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 A系・B系蓄電池及び中性子モニタ用蓄電池A系・B系による直流125V主母線盤2A・2B及び直流±24V中性子モニタ用分電盤2A・2Bへの給電については、運転員の操作は不要である。

【直流125V主母線盤2A・2Bの不要な負荷の切り離し】

中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、不要な負荷の切り離しの作業開始を判断してから作業完了までの所要時間を60分以内と想定する。

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。

(添付資料1.14.2-5)

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

125V A系・B系蓄電池による直流125V主母線盤2A・2Bへの自動給電開始から24時間以内に、常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）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ず125V A系・B系蓄電池が枯渇する恐れがある場合に、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非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2Bに給電する。

(a) 手順着手の判断基準

125V A系・B系蓄電池による直流125V主母線盤2A・2Bへの自動給電開始から24時間以内に、常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）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ず125V A系・B系蓄電池が枯渇する恐れがある場合。

(b) 操作手順

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図に、概要図を第1.14.2.2-3図に、タイムチャートを第1.14.2.2-4図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に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準備開始を依頼する。

(2) 常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧

外部電源喪失及びD/Gの故障により直流125V充電器A・Bの交流入力電源が喪失し、125V A系・B系蓄電池による直流125V主母線盤2A・2Bへの自動給電開始から24時間以上経過により125V A系・B系蓄電池が枯渇（電圧指示値105V以下を確認）した場合は、制御電源が喪失しているM/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの遮断器を手動にて投入し回路を構成した後、常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）から非常用所内電気設備であるM/C 2C（又は2D）、P/C 2C・2D、MCC 2C系・2D系、直流125V充電器A・B及び直流125V主母線盤2A・2Bに給電することで、M/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの遮断器用制御電源を復旧する。

なお、電路構成については「1.14.2.1(1)a. 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」及び「b. 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」と同様である。

(a) 手順着手の判断基準

【常設代替高圧電源装置による遮断器用制御電源の復旧の判断基準】

外部電源喪失時にD/Gの故障により直流125V充電器A・Bの交流入力電源が喪失し、125V A系・B系蓄電池による直流125V主母線盤2A・2Bへの自動給電開始から24時間以上経過により125V A系・B系蓄電池が枯渇（電圧指示値105V以下を確認）した場合。

【常設代替高圧電源装置の現場からの起動の判断基準】

常設代替高圧電源装置の遠隔操作回路の故障等により中央制御室からの起動ができない場合。

【可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源復旧の判断基準】

常設代替高圧電源装置による遮断器用制御電源の復旧ができない

場合。

(b) 操作手順

常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.14.2.2-5図に、タイムチャートを第1.14.2.2-6図に示す。

【常設代替高圧電源装置による遮断器用制御電源の復旧の場合】

- 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による遮断器用制御電源の復旧準備開始を指示する。
- ② 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、M/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無いことを外観点検により確認する。
- ③ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、M/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの給電開始前にM/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの遮断器を手動操作にて「入」とする。
- ④ 発電長は、運転員等に常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動を指示する。
- ⑤ 運転員等は中央制御室にて、常設代替高圧電源装置を起動し、発電長に常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動が完了したことを報告する。

※ 中央制御室からの起動が完了した場合は操作手順⑩へ

【常設代替高圧電源装置の現場からの起動の場合】

- ⑥ 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に常設代替高圧電源装置の現場からの起動を依頼する。
- ⑦ 災害対策本部長は、重大事故等対応要員に常設代替高圧電源装置の現場からの起動を指示する。
- ⑧ 重大事故等対応要員は常設代替高圧電源装置置場（屋内）にて、常設代替高圧電源装置を起動し、災害対策本部長に常設代替高圧電源装置の現場からの起動が完了したことを報告する。
- ⑨ 災害対策本部長は、発電長に常設代替高圧電源装置の現場からの起動が完了したことを連絡する。
- ⑩ 発電長は、運転員等に常設代替高圧電源装置による遮断器用制御電源の復旧を指示する。
- ⑪ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、直流125V充電器A・Bの交流入力電源が復旧したことを直流125V充電器A・Bの「蓄電池放電中」警報の消灯により確認する。
- ⑫ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、直流125V充電器A・Bの操作スイッチを「入」とし（又は「入」を確認し）、直流125V主母線盤2A・2Bの受電状態において異臭・発煙・破損等異常が無いことを外観点検により確認する。
- ⑬ 運転員等は中央制御室にて、中央制御室監視計器に異常が無いことを状態表示にて確認する。
- ⑭ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、直流125V主母線盤2A・2Bの配線用遮断器を「入」とし（又は「入」を確認し）、M/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの遮断器用

制御電源を復旧する。

【可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源の復旧の場合】

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源復旧準備開始を依頼する。
- ② 災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源復旧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遮断器用制御電源の復旧準備開始を指示する。
- ④ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、P/C 2C・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無いことを外観点検により確認する。
- ⑤ 重大事故等対応要員は原子炉建屋近傍（屋外）にて、可搬型代替低圧電源車を配置し、可搬型代替低圧電源車から可搬型代替低圧電源車接続盤まで可搬型代替低圧電源車用動力ケーブルを布設し、接続する。
- ⑥ 重大事故等対応要員は原子炉建屋近傍（屋外）にて、可搬型代替低圧電源車からP/C 2C・2D間の連絡母線までの電路の健全性を絶縁抵抗測定により確認し、災害対策本部長に可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源復旧準備が完了したことを報告する。
- ⑦ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、P/C 2C・2Dへの給電開始前に遮断器用制御電源の復旧に必要となるP/C 2C・2Dの遮断器を手動操作にて「入」とする（又は

(c) 操作の成立性

【常設代替高圧電源装置による遮断器用制御電源の復旧】

中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動による遮断器用制御電源の復旧完了までの所要時間を200分以内と想定する。

【常設代替高圧電源装置の現場からの起動】

中央制御室運転員2名，現場運転員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の現場からの起動による遮断器用制御電源の復旧完了までの所要時間を200分以内と想定する。

【可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源復旧】

中央制御室運転員2名，現場運転員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による遮断器用制御電源の復旧完了までの所要時間を265分以内と想定する。

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。

(添付資料1.14.2-7)

1.14.2.3 非常用所内電気設備機能喪失時の対応手順

(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による代替所内電気設備への給電

非常用所内電気設備の機能が喪失した場合に，常設代替交流電源設備

である常設代替高圧電源装置により代替所内電気設備である緊急用M/C，緊急用P/C，緊急用MCC，緊急用直流125V充電器及び緊急用直流125V主母線盤へ給電することにより，原子炉及び使用済燃料貯蔵プールの冷却，格納容器の冷却及び除熱に必要なとなる設備の電源を復旧する。

また，非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2Bの遮断器用制御電源，計装設備等直流負荷の復旧が可能な場合に，代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤から非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2Bへ給電することができる。

(a) 手順着手の判断基準

【常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動の判断基準】

外部電源，D/G及び非常用所内電気設備の電源供給機能喪失によりM/C 2C・2Dの母線電圧が喪失した場合。

【常設代替高圧電源装置の現場からの起動の判断基準】

常設代替高圧電源装置の遠隔操作回路の故障等により中央制御室からの起動ができない場合。

【緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤2A・2Bへの給電の判断基準】

125V A系・B系蓄電池の機能喪失により直流125V主母線盤2A・2Bへの給電ができない場合で，直流125V主母線盤2A・2Bの負荷である遮断器用制御電源，計装設備等の使用が可能な場合。

(b) 操作手順

常設代替交流電源設備による代替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図に、概要図を第1.14.2.3-1図に、タイムチャートを第1.14.2.3-2図に示す。

【常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動の場合】

- 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を起動し、発電長に常設代替高圧電源装置の起動が完了したことを報告する。

※ 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の現場からの起動の場合】

- ③ 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に常設代替高圧電源装置の現場からの起動を依頼する。
- ④ 災害対策本部長は、重大事故等対応要員に常設代替高圧電源装置の現場からの起動を指示する。
- ⑤ 重大事故等対応要員は常設代替高圧電源装置置場（屋外）にて、常設代替高圧電源装置を起動し、災害対策本部に常設代替高圧電源装置の起動が完了したことを報告する。
- ⑥ 災害対策本部は、発電長に常設代替高圧電源装置の起動が完了したことを連絡する。
- ⑦ 発電長は、運転員等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の受電用遮断器を「入」とし、緊急用M/C、緊急用P/C及び緊急用MCCを受電する。

- ⑨ 運転員等は中央制御室にて、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備として使用する電動弁について、緊急用電源切替盤の配線用遮断器を「緊急用M C C側」へ切り替える。
- ⑩ 運転員等は中央制御室にて、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備として使用する電動弁の電源が復旧したことを状態表示灯にて確認する。
- ⑪ 運転員等は常設代替高圧電源装置置場（屋内）及び原子炉建屋附属棟（屋内）にて、緊急用M / C、緊急用P / C及び緊急用M C C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無いことを外観点検により確認する。

【緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤 2 A・2 Bへの給電の場合】

- ⑫ 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤 2 A・2 Bへの給電開始を指示する。
- ⑬ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、可搬型代替直流電源設備用電源切替盤の配線用遮断器を「緊急用M C C側」へ切り替え、緊急用直流125V主母線盤及び直流125V主母線盤 2 A・2 Bの配線用遮断器を「入」とし、直流125V主母線盤 2 A・2 Bを受電する。
- ⑭ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、直流125V主母線盤 2 A・2 Bの受電状態において異臭・発煙・破損等異常が無いことを外観点検により確認する。

(c) 操作の成立性

【常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動】

中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動完了までの所要時間を4分以内と想定する。

【常設代替高圧電源装置の現場からの起動】

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の現場からの起動完了までの所要時間を80分以内と想定する。

【緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤 2 A・2 B への給電】

中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから緊急用直流125V主母線盤による直流125V主母線盤 2 A・2 B への給電完了までの所要時間を110分以内と想定する。

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。

(添付資料1.14.2-8)

b. 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

非常用所内電気設備の機能喪失時に常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電が見込めない場合に、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代替所内電気設備である緊急用 P / C、緊急用 M C C、緊急用直流125V充電器及び緊急用直流125V主母線盤へ給電する。

また、非常用所内電気設備である直流125V主母線盤 2 A・2 B の遮断

(c) 操作の成立性

【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】

中央制御室運転員2名，現場運転員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交流電源設備による代替所内電気設備への給電完了までの所要時間を190分以内と想定する。

【緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤 2 A・2 B への給電】

中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから緊急用直流125V主母線盤による直流125V主母線盤 2 A・2 B への給電完了までの所要時間を205分以内と想定する。

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

(添付資料1.14.2-9)

(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

外部電源，D/G及び非常用所内電気設備の電源供給機能が喪失し，代替所内電気設備である緊急用直流125V充電器の交流入力電源が喪失した場合に，常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）による給電を開始するまで最大24時間にわたり，常設代替直流電源設備である緊急用直流125V蓄電池から代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤へ自動で給電されることを確認する。

また，非常用所内電気設備である直流125V主母線盤 2 A・2 B の遮断器用制御電源，計装設備等直流負荷の復旧が可能な場合に，代替所

内電気設備である緊急用直流125V主母線盤により直流125V主母線盤 2 A・2 Bへ給電することができる。

(a) 手順着手の判断基準

【緊急用直流125V蓄電池による緊急用直流125V主母線盤への自動給電確認の判断基準】

外部電源喪失時にD/Gの故障により緊急用直流125V充電器の交流入力電源が喪失した場合。

【緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤 2 A・2 Bへの給電の判断基準】

125V A系・B系蓄電池の機能喪失により直流125V主母線盤 2 A・2 Bへの給電ができない場合で、直流125V主母線盤 2 A・2 Bの遮断器用制御電源、計装設備等直流負荷の復旧が可能な場合。

(b) 操作手順

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手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.14.2.3-5図に、タイムチャートを第1.14.2.3-6図に示す。

【緊急用直流125V蓄電池による緊急用直流125V主母線盤への自動給電確認】

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に緊急用直流125V蓄電池による緊急用直流125V主母線盤への自動給電が開始されたことの確認を指示する。
- ② 運転員等は常設代替高圧電源装置置場（屋内）にて、緊急用直流125V充電器の交流入力電源が喪失したことを緊急用直流125V充電器の「蓄電池放電中」警報により確認し、緊急用直流125V

蓄電池による緊急用直流125V主母線盤への自動給電が開始されたことを、緊急用直流125V充電器の蓄電池電圧指示値（規定電圧105V～130V）により確認する。

【緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤 2 A・2 B への給電】

- ③ 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤 2 A・2 B への給電開始及び緊急用直流125V蓄電池の延命処置として不要な直流負荷の切離しを指示する。
- ④ 運転員等は中央制御室及び原子炉建屋附属棟（屋内）にて、緊急用直流125V蓄電池の延命処置として不要な直流負荷の切離しを実施する。
- ⑤ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、緊急用直流125V蓄電池から125V A系・B系蓄電池へ放電させないために、125V A系・B系蓄電池の遮断器を「切」とする。
- ⑥ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、可搬型代替直流電源設備用電源切替盤の配線用遮断器を「緊急用MCC側」へ切り替え、緊急用直流125V主母線盤及び直流125V主母線盤 2 A・2 B の配線用遮断器を「入」とし、直流125V主母線盤 2 A・2 B を受電する。
- ⑦ 運転員等は中央制御室にて、直流125V主母線盤 2 A・2 B の母線電圧（電圧指示値105V～130V）を確認し、緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤 2 A・2 B への給電が開始されたことを確認する。

- ⑧ 運転員等は原子炉建屋附属棟（屋内）にて、直流125V主母線盤 2 A・2 Bの受電状態において異臭・発煙・破損等異常が無いことを外観点検により確認する。

(c) 操作の成立性

【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】

緊急用直流125V蓄電池による緊急用直流125V主母線盤への給電については、運転員の操作は不要である。

【緊急用直流125V主母線盤から直流125V主母線盤 2 A・2 Bへの給電】

中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから直流125V主母線盤 2 A・2 B受電完了までの所要時間を180分以内と想定する。

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

(添付資料1.14.2-10)

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

非常用所内電気設備が喪失し、緊急用直流125V蓄電池から緊急用直流125V主母線盤への自動給電開始から24時間以内に、常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替低圧電源車）により緊急用直流125V充電器の交流入力電源の復旧が見込めず緊急用直流125V蓄電池が枯渇する恐れがある場合に、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代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤に給電する。

の残量に応じて、1.14.2.4(1)「可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給」の操作手順にてタンクローリへ軽油を補給する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、重大事故等対応要員2名で作業を実施した場合、作業開始を判断してからタンクローリにて各可搬型設備への給油完了までの所要時間を24分以内と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、照明、通信連絡設備を整備する。

なお、各設備の燃料が枯渇しないように以下の時間までに給油を実施する。

- ・可搬型代替低圧電源車の燃費は、定格容量にて約110L/hであり、起動から枯渇までの時間は約2時間。
- ・可搬型代替注水大型ポンプの燃費は、定格容量にて約218L/hであり、起動から枯渇までの時間は約3.5時間。

また、事象発生後7日間、可搬型代替低圧電源車、可搬型代替注水大型ポンプの運転を継続するために必要な燃料（軽油）の燃料消費量は約186kLであり、可搬型設備用軽油タンクは200kL以上となるよう管理する。

(添付資料1.14.2-13)

(3) 燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油

外部電源及びD/Gの機能喪失時に、炉心の著しい損傷等を防止するた

めに使用する常設代替高圧電源装置に対して、軽油貯蔵タンクから燃料補給設備により自動で給油を行う。

なお、常設代替高圧電源装置の給油間隔は運転開始後約2.2時間であり、燃料が枯渇するまでに自動で給油されていることを確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設代替高圧電源装置に搭載されている燃料油サービスタンクの液位が低下した場合に、燃料補給設備により自動で給油する。

(b) 操作手順

燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.14.2.4-6図に、タイムチャートを第1.14.2.4-7図に示す。

- ① 災害対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、重大事故等対応要員に燃料補給設備により自動で給油されていることの確認を指示する。
- ② 重大事故等対応要員は、燃料補給設備により自動で給油され、運転状態に異常が無いことを確認し、災害対策本部に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、重大事故等対応要員2名で作業を実施した場合、作業開始を判断してから燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油完了までの所要時間を15分以内と想定する。

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。

1.14.2.5 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。

1.14.2.6 重大事故等発生時の対処設備の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.14.2.5-1図に示す。

(1) 交流電源喪失時

外部電源喪失及びD/Gの故障により非常用所内電気設備へ交流電源が給電できない場合の代替交流電源として、常設代替交流電源設備（又は可搬型代替交流電源設備）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、除熱のために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、短時間で電力供給が可能であり、長期間にわたる運転が期待でき、更に大容量である常設代替交流電源設備による給電を優先する。

常設代替交流電源設備からの給電ができない場合は、可搬型代替交流電源設備による給電を行う。

具体的な優先順位は、以下のとおり。

優先1：常設代替交流電源設備から非常用所内電源設備への給電

M/C 2Cへの給電を優先し、M/C 2Cに給電できない場合はM/C 2Dに給電する。

優先2：常設代替交流電源設備から代替所内電気設備への給電

優先3：可搬型代替交流電源設備から非常用所内電気設備への給電

優先4：可搬型代替交流電源設備から代替所内電気設備への給電

上記の優先1から優先4までの手順を連続して実施した場合、非常用所内電気設備及び代替所内電気設備への給電まで約10時間25分で実施可能であり、常設所内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できる。

(2) 直流電源喪失時

全交流動力電源喪失時、直流母線への直流電源が供給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、原子炉の減圧に用いる主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能）、原子炉格納容器内の減圧及び除熱に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。短時間で電力供給が可能であり、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。

直流電源喪失時の対応として、全交流動力電源喪失時に、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最大24時間にわたり、所内常設直流電源設備である125V A系・B系蓄電池及び常設代替直流電源設備である緊急用125V蓄電池にて原子炉隔離時冷却系の運転及び自動減圧系の動作等に必要な直流電源の供給を行う。

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、非常用所内電気設備である直流125V充電器A・B及び代替所内電気設備である緊急用直流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 2 A・2 B 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。

さらに、全交流動力電源喪失が継続し、125V A系・B系蓄電池及び緊急用125V蓄電池が枯渇する恐れがある場合は、可搬型代替直流電源設備を用いて直流125V主母線盤 2 A・2 B 及び緊急用直流125V主母線盤へ給電する。

具体的な優先順位は以下のとおり。

優先1：可搬型代替直流電源設備から非常用所内電気設備への給電

優先2：可搬型代替直流電源設備から代替所内電気設備への給電

常設代替交流電源設備（又は可搬型代替交流電源設備）により交流電源が復旧した場合には、直流125V充電器 A・B 及び緊急用直流125V充電器を起動（又は起動を確認）して直流125V主母線盤 2 A・2 B 及び緊急用直流125V主母線盤の電源供給機能を回復させる。

なお、常設直流電源喪失時には、制御電源が喪失しているM/C 2 C・2 D 及びP/C 2 C・2 Dの遮断器を手動にて投入後、常設代替交流電源設備（又は可搬型代替交流電源設備）から非常用所内電気設備である直流125V充電器 A・B 及び直流125V主母線盤 2 A・2 B に給電し、M/C 2 C・2 D 及びP/C 2 C・2 Dの遮断器用制御電源を復旧することもできる。

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 (1/5)

対応手順	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)
1.14.2.1 交流電源喪失時の対応手順 (1) 代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電		
常設代替交流電源設備 による非常用所内電気 設備への給電	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L, 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
	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エンジン回転数 常設代替高圧電源装置潤滑油入口温度 常設代替高圧電源装置潤滑油入口圧力
	電源	緊急用M/C 電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧
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	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L, 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 P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧
	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
	電源	P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧
1.14.2.1 交流電源喪失時の対応手順 (2) HPCS D/G (常用M/C 2 E 経由) によるM/C 2 C・2 Dへの給電		
HPCS D/G (常 用M/C 2 E 経由) によるM/C 2 C・ 2 Dへの給電	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L, 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
	操作 HPCS D/G 運転監視	HPCS D/G 電圧 HPCS D/G 周波数
	電源	M/C HPCS 電圧 M/C 2 E 電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧

監視計器一覧 (2/5)

対応手順	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. 1 交流電源喪失時の対応手順 (3) D/G海水系への代替海水送水によるD/G 2C・2D及びHPCS D/Gの電源供給機能の復旧			
D/G海水系への代替海水送水によるD/G 2C・2D及びHPCS D/Gの電源供給機能の復旧	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L, 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C 電圧 M/C 2D 電圧
	操作	D/G海水系	D/G 2C・2D海水系入口圧力 HPCS D/G海水系入口圧力
1. 14. 2. 2 交流電源及び直流電源喪失時の対応手順 (1) 代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電			
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	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L, 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C 電圧 M/C 2D 電圧 P/C 2C 電圧 P/C 2D 電圧
		警報発生	直流125V充電器 A・B 交流入力電源喪失警報 直流125V充電器 A・B 蓄電池放電中警報 直流±24V充電器 A・B 交流入力電源喪失警報 直流±24V充電器 A・B 蓄電池放電中警報
		蓄電池放電継続時間	125V A系・B系蓄電池による給電開始から8時間又は24時間以内
	操作	電源	直流125V充電器 A・B 蓄電池電圧 直流±24V充電器 A・B 蓄電池電圧
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	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L, 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C 電圧 M/C 2D 電圧 P/C 2C 電圧 P/C 2D 電圧 直流125V充電器 A・B 蓄電池電圧
		可搬型代替直流電源設備運転監視	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 可搬型整流器電圧
	操作	電源	直流125V充電器 A・B 蓄電池電圧

監視計器一覧 (3/5)

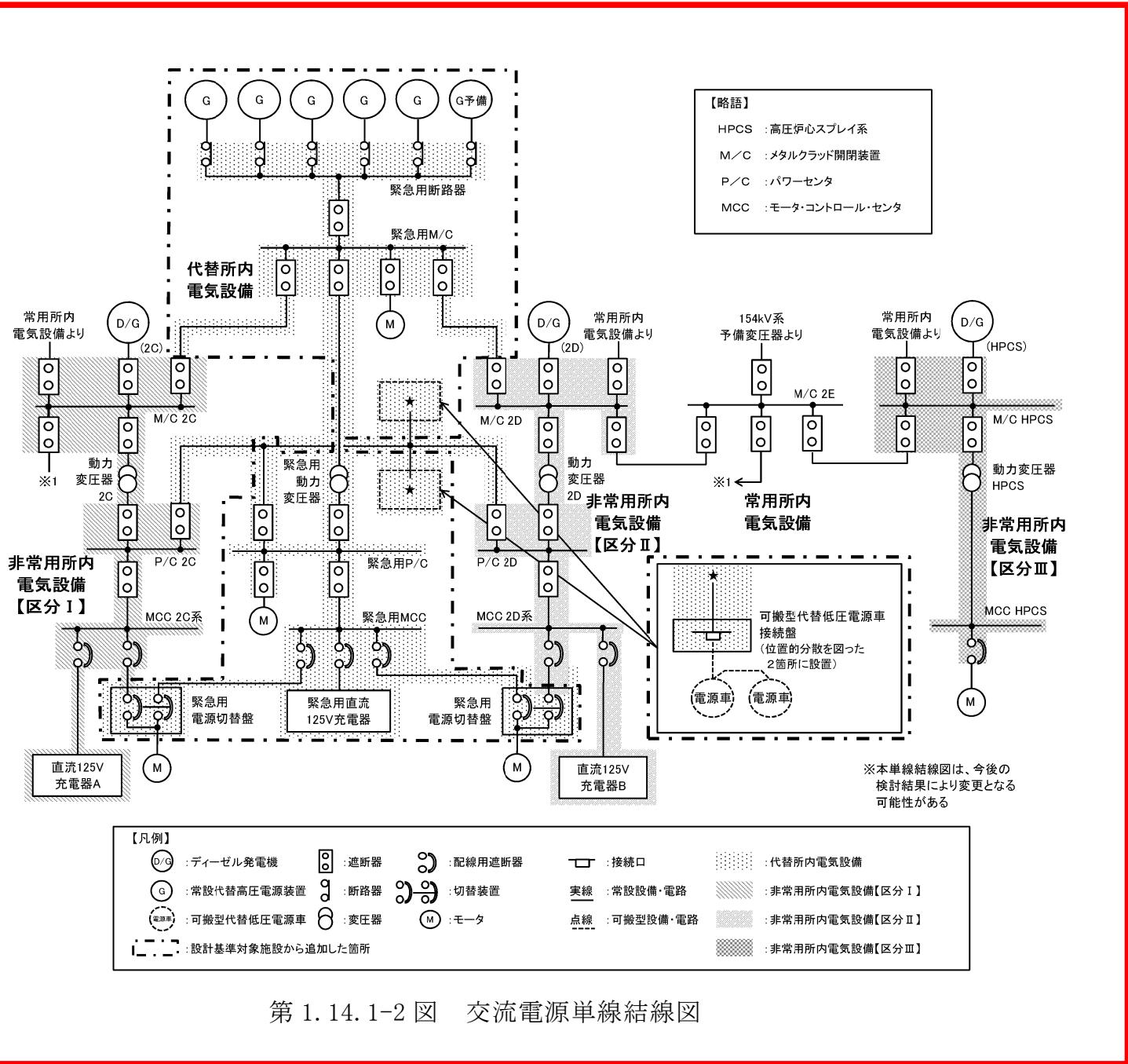
対応手順	重大事故等の 対応に必要なと なる監視項目	監視パラメータ (計器)				
1.14.2.2 交流電源及び直流電源喪失時の対応手順 (2) 常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源復旧						
常設直流電源喪失時の 遮断器用制御電源復旧	判断基準	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="603 448 831 672">電源</td> <td data-bbox="831 448 1414 672"> 275kV東海原子力線 1 L, 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="603 672 831 786">警報発生</td> <td data-bbox="831 672 1414 786"> 直流125V充電器 2 A・2 B 交流入力電源喪失 警報 直流125V充電器 A・B 蓄電池放電中警報 </td> </tr> </table>	電源	275kV東海原子力線 1 L, 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 P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧	警報発生	直流125V充電器 2 A・2 B 交流入力電源喪失 警報 直流125V充電器 A・B 蓄電池放電中警報
	電源	275kV東海原子力線 1 L, 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 P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧				
警報発生	直流125V充電器 2 A・2 B 交流入力電源喪失 警報 直流125V充電器 A・B 蓄電池放電中警報					
1.14.2.3 非常用所内電気設備機能喪失時の対応手順 (1) 代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電						
常設代替交流電源設備 による代替所内電気設 備への給電	判断基準	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="603 866 831 1008">電源</td> <td data-bbox="831 866 1414 1008"> M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 緊急用M/C 電圧 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="603 1008 831 1317">常設代替高圧電 源装置運転監視</td> <td data-bbox="831 1008 1414 1317"> 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エンジン回転数 常設代替高圧電源装置潤滑油入口温度 常設代替高圧電源装置潤滑油入口圧力 </td> </tr> </table>	電源	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 緊急用M/C 電圧	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エンジン回転数 常設代替高圧電源装置潤滑油入口温度 常設代替高圧電源装置潤滑油入口圧力
	電源	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 緊急用M/C 電圧				
	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エンジン回転数 常設代替高圧電源装置潤滑油入口温度 常設代替高圧電源装置潤滑油入口圧力				
操作	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="603 1216 831 1317">電源</td> <td data-bbox="831 1216 1414 1317"> 緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 </td> </tr> </table>	電源	緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧			
電源	緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧					
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	判断基準	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="603 1317 831 1400">電源</td> <td data-bbox="831 1317 1414 1400"> 緊急用M/C 電圧 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="603 1400 831 1523">可搬型代替低圧電 源車運転監視</td> <td data-bbox="831 1400 1414 1523"> 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 </td> </tr> </table>	電源	緊急用M/C 電圧	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
	電源	緊急用M/C 電圧				
	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				
操作	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="603 1523 831 1626">電源</td> <td data-bbox="831 1523 1414 1626"> 緊急用P/C 電圧 </td> </tr> </table>	電源	緊急用P/C 電圧			
電源	緊急用P/C 電圧					

監視計器一覧 (4/5)

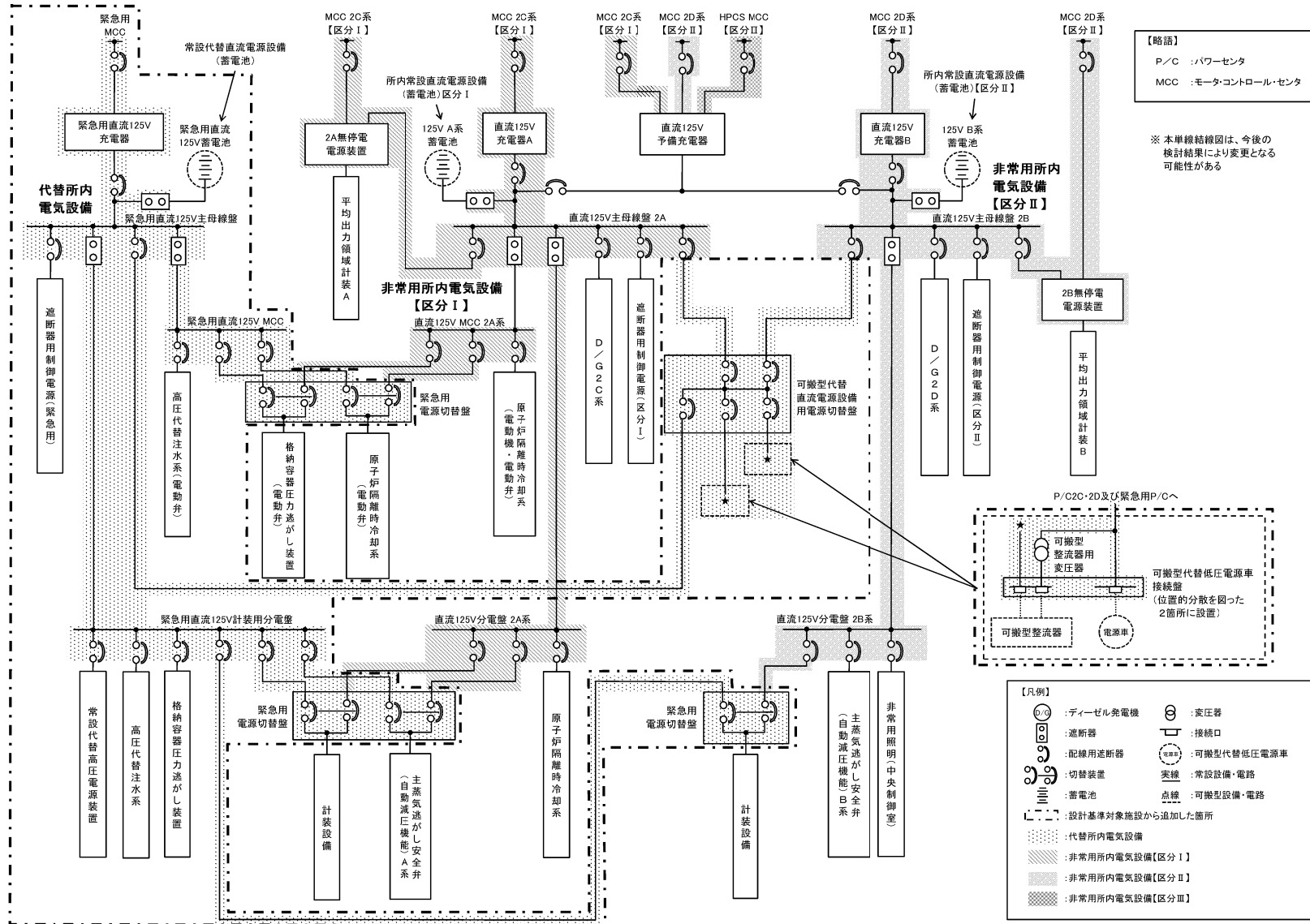
対応手順	重大事故等の 対応に必要なと なる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.14.2.3 非常用所内電気設備機能喪失時の対応手順 (2)代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電		
常設代替直流電源設備 による代替所内電気設 備への給電	判断基準	電源 275kV東海原子力線 1 L, 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧
		警報発生 緊急用直流125V充電器交流入力電源喪失警報 緊急用直流125V充電器蓄電池放電中警報
可搬型代替直流電源設 備による代替所内電気 設備への給電	判断基準	電源 275kV東海原子力線 1 L, 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 P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧 緊急用125V充電器蓄電池電圧
		可搬型代替直流 電源設備運転監 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 可搬型整流器電圧
	操作	電源 緊急用125V充電器蓄電池電圧 直流125V充電器 A・B 蓄電池電圧

監視計器一覧 (5/5)

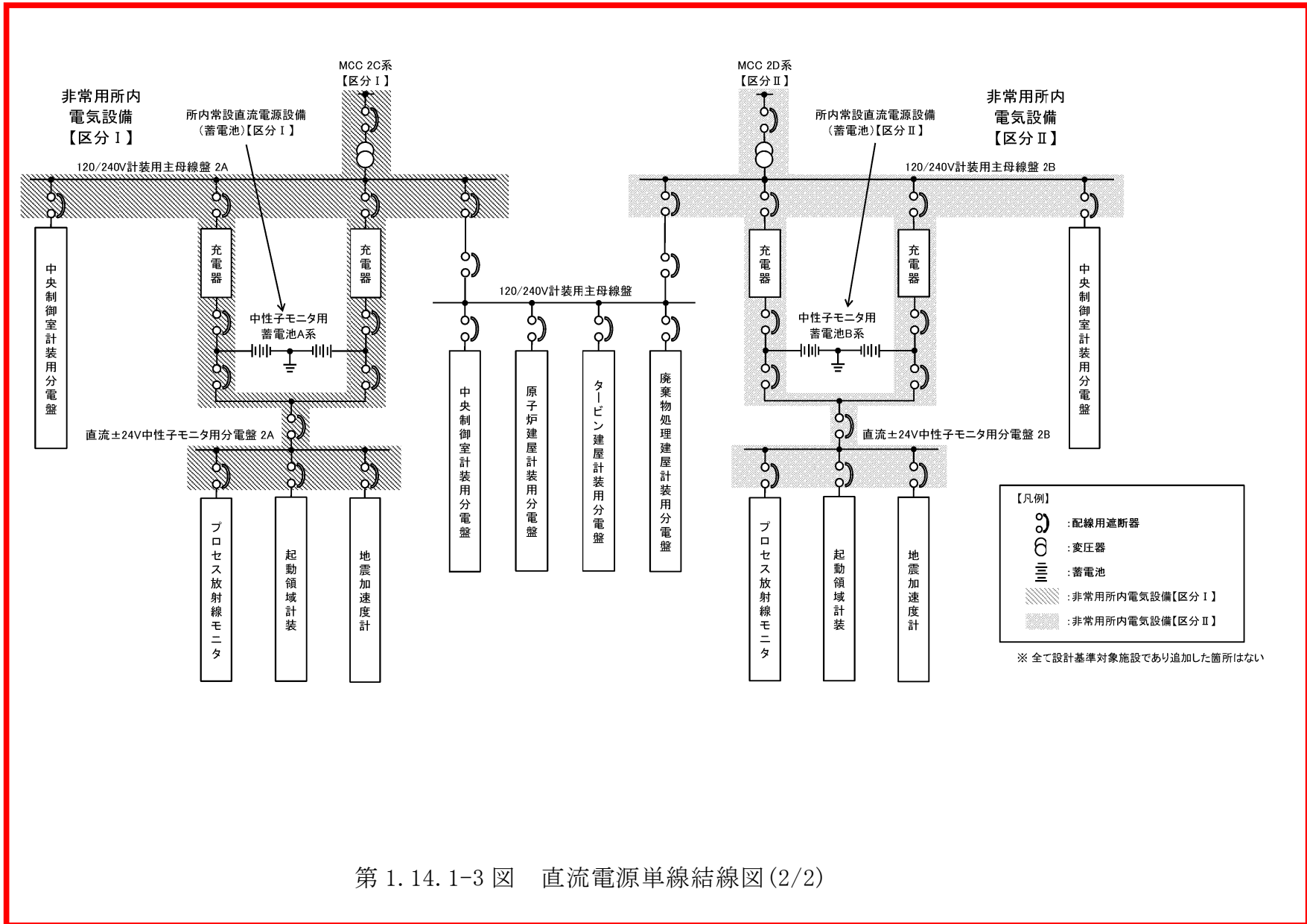
対応手順	重大事故等の 対応に必要なと なる監視項目	監視パラメータ (計器)
1. 14. 2. 4 燃料の補給手順 (1) 可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給		
可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	判断基準	補機監視機能 可搬型設備用軽油タンク油面
	操作	補機監視機能 可搬型設備用軽油タンク油面
1. 14. 2. 4 燃料の補給手順 (2) タンクローリから各機器への給油		
タンクローリから各機器への給油	判断基準	補機監視機能 各機器油タンクレベル
	操作	補機監視機能 各機器油タンクレベル
1. 14. 2. 4 燃料の補給手順 (3) 燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油		
燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油	判断基準	補機監視機能 常設代替高圧電源装置燃料タンクレベル
	操作	補機監視機能 常設代替高圧電源装置燃料タンクレベル



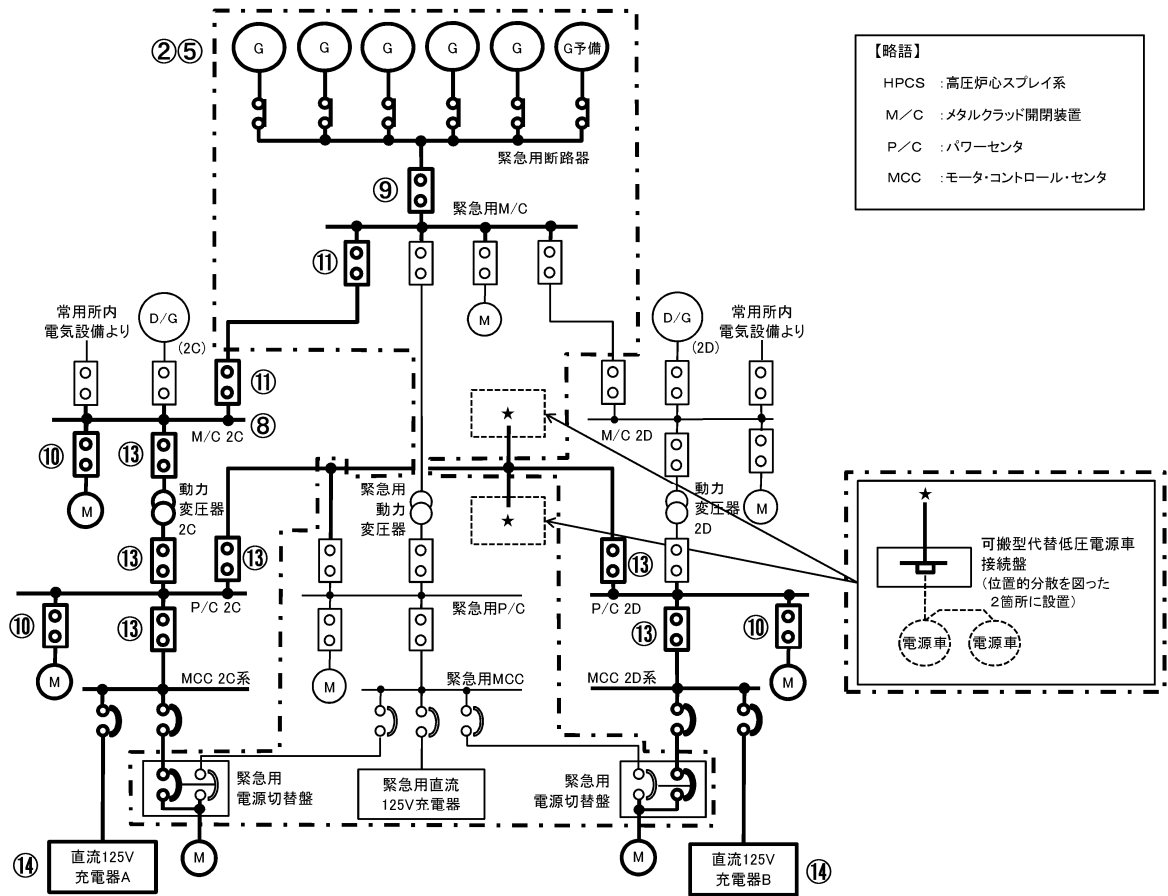
第 1.14.1-2 図 交流電源単線結線図



第 1.14.1-3 図 直流電源単線結線図(1/2)



第 1.14.1-3 図 直流電源単線結線図 (2/2)



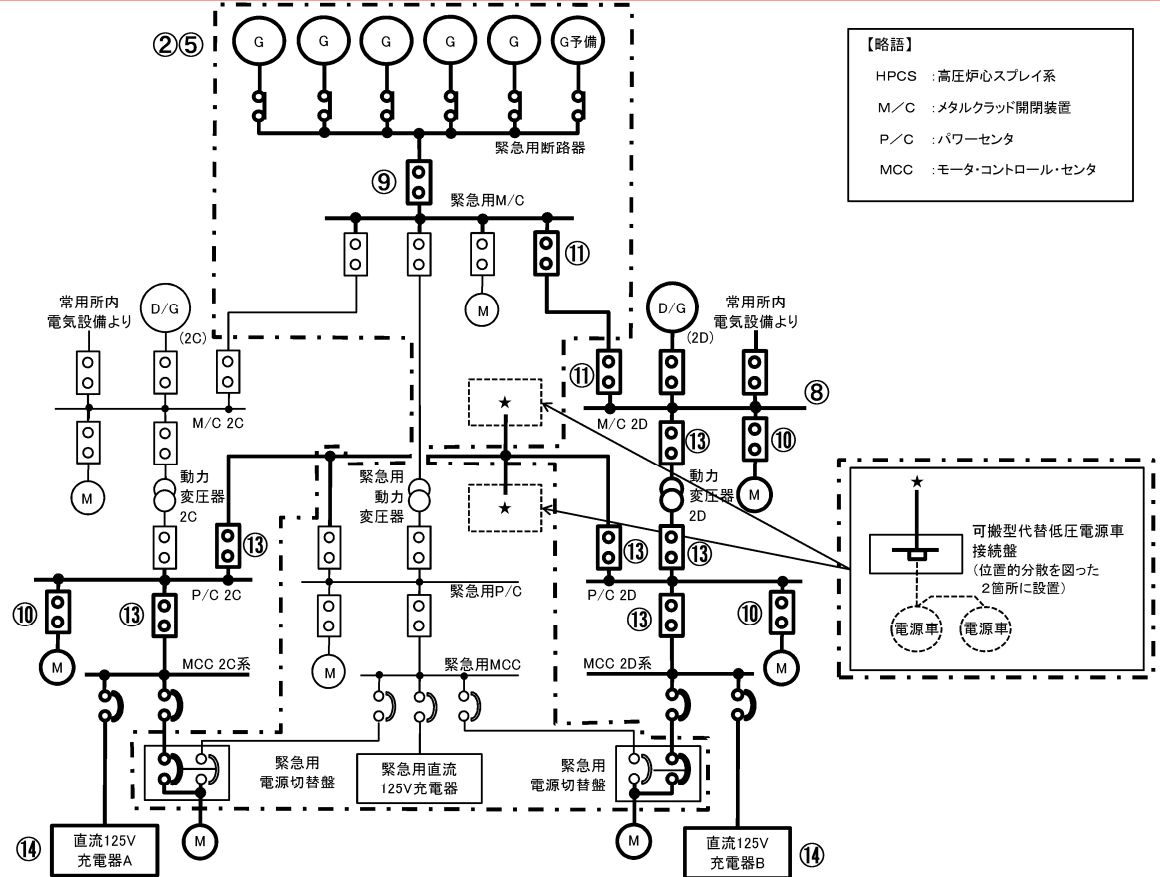
【略語】
 HPCS : 高圧炉心スプレイ系
 M/C : メタルクラッド開閉装置
 P/C : パワーセンタ
 MCC : モーター・コントロール・センタ

※: ○数字は機器の操作又は確認を伴う手順番号を示す

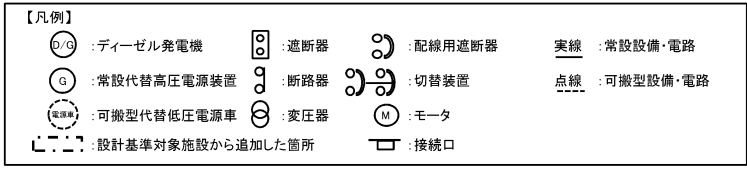


※本単線結線図は、今後の
 検討結果により変更となる
 可能性がある

第 1.14.2.1-2 図 常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備（C系）への給電 手順の概要図

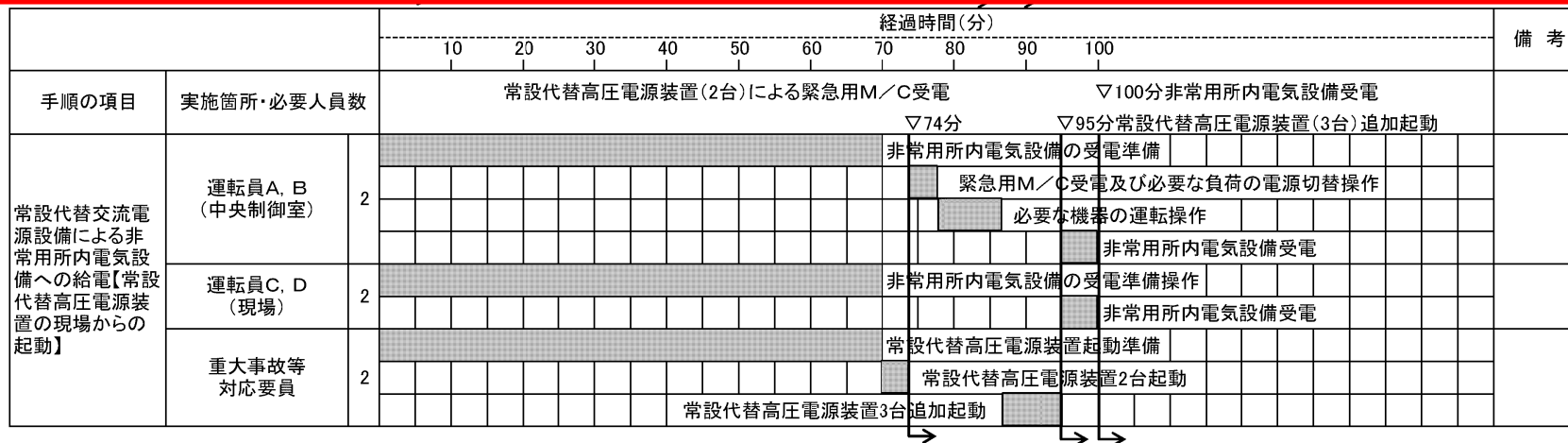
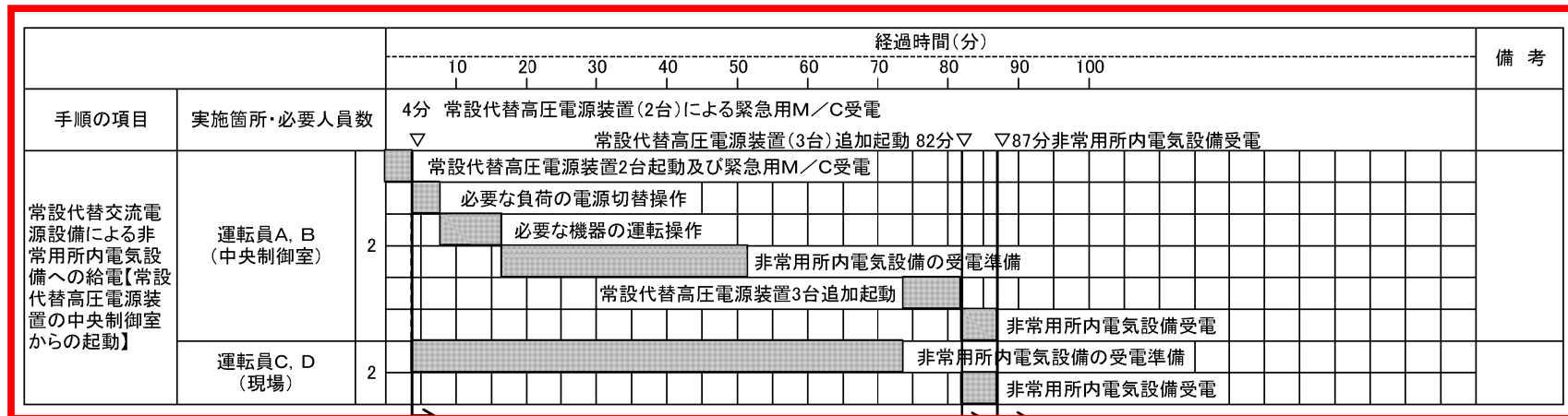


※:○数字は機器の操作又は確認を伴う手順番号を示す

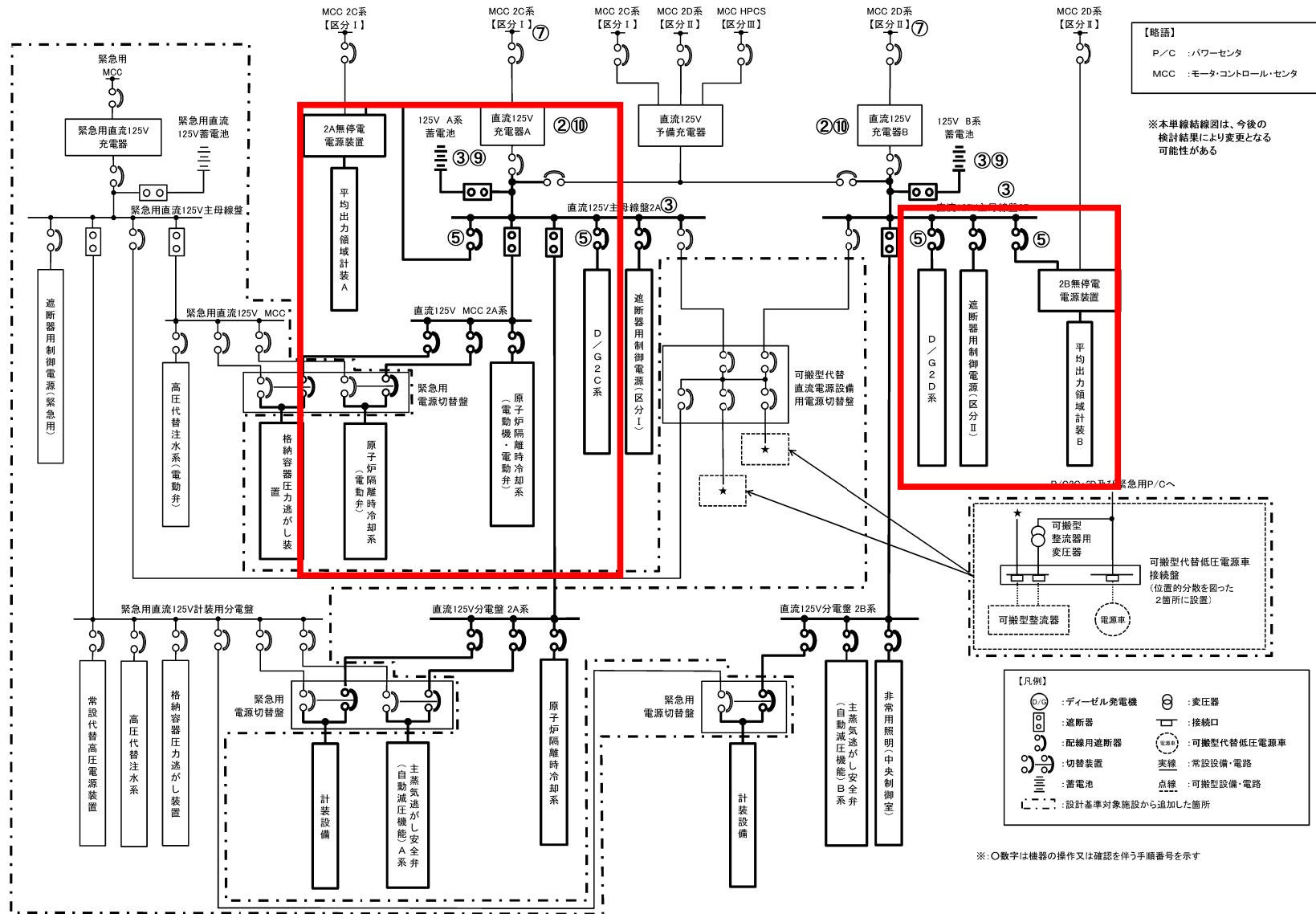


※本単線結線図は、今後の検討結果により変更となる可能性がある

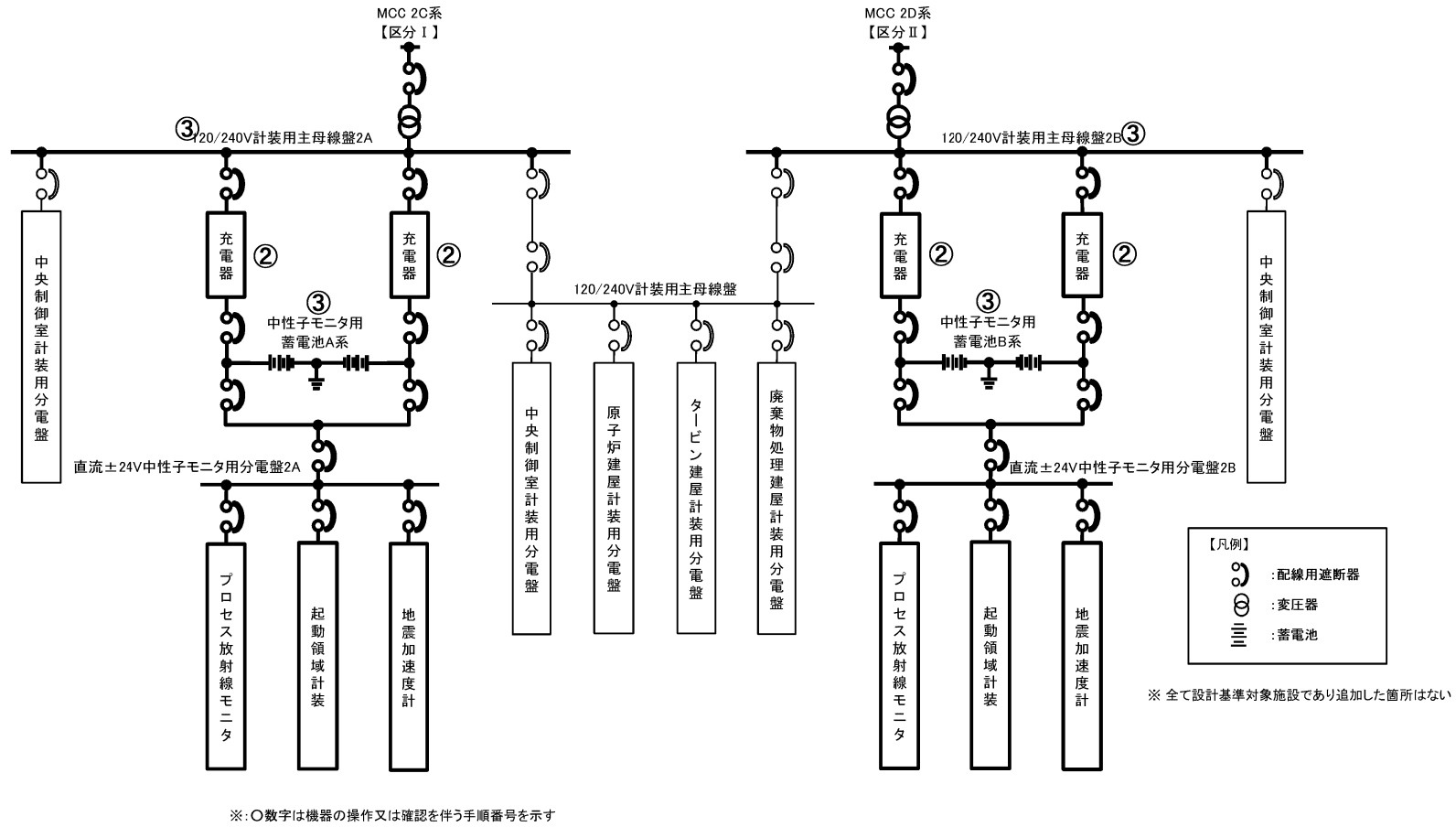
第 1.14.2.1-3 図 常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備 (D系) への給電 手順の概要図



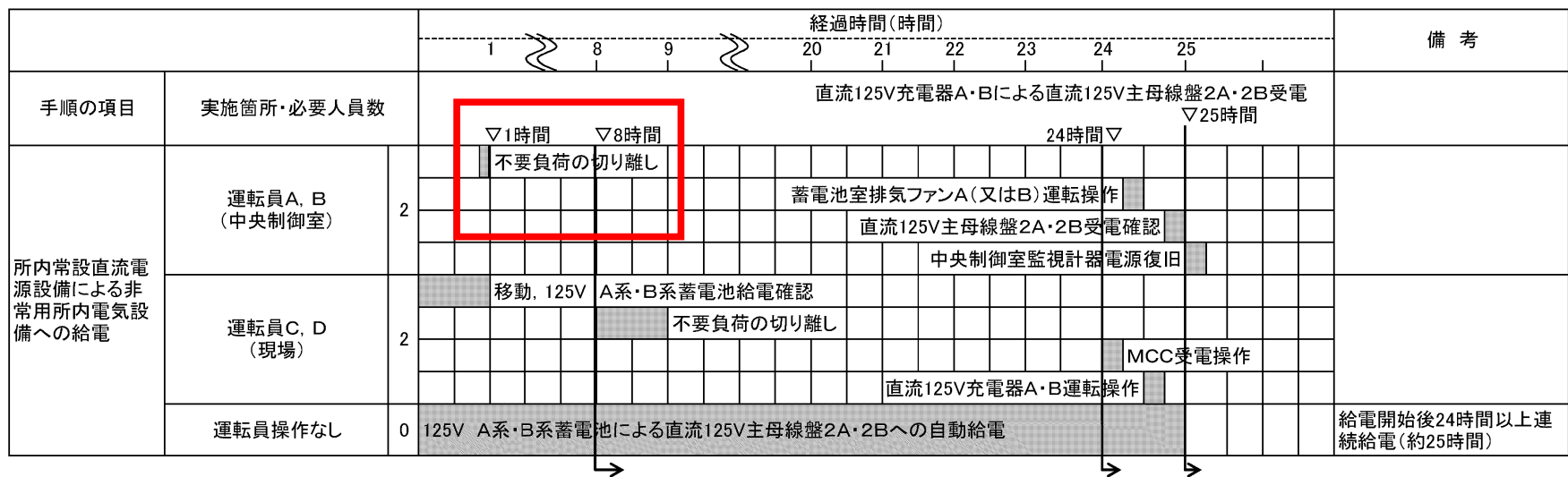
第 1.14.2.1-4 図 常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電 タイムチャート



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 (1/2)

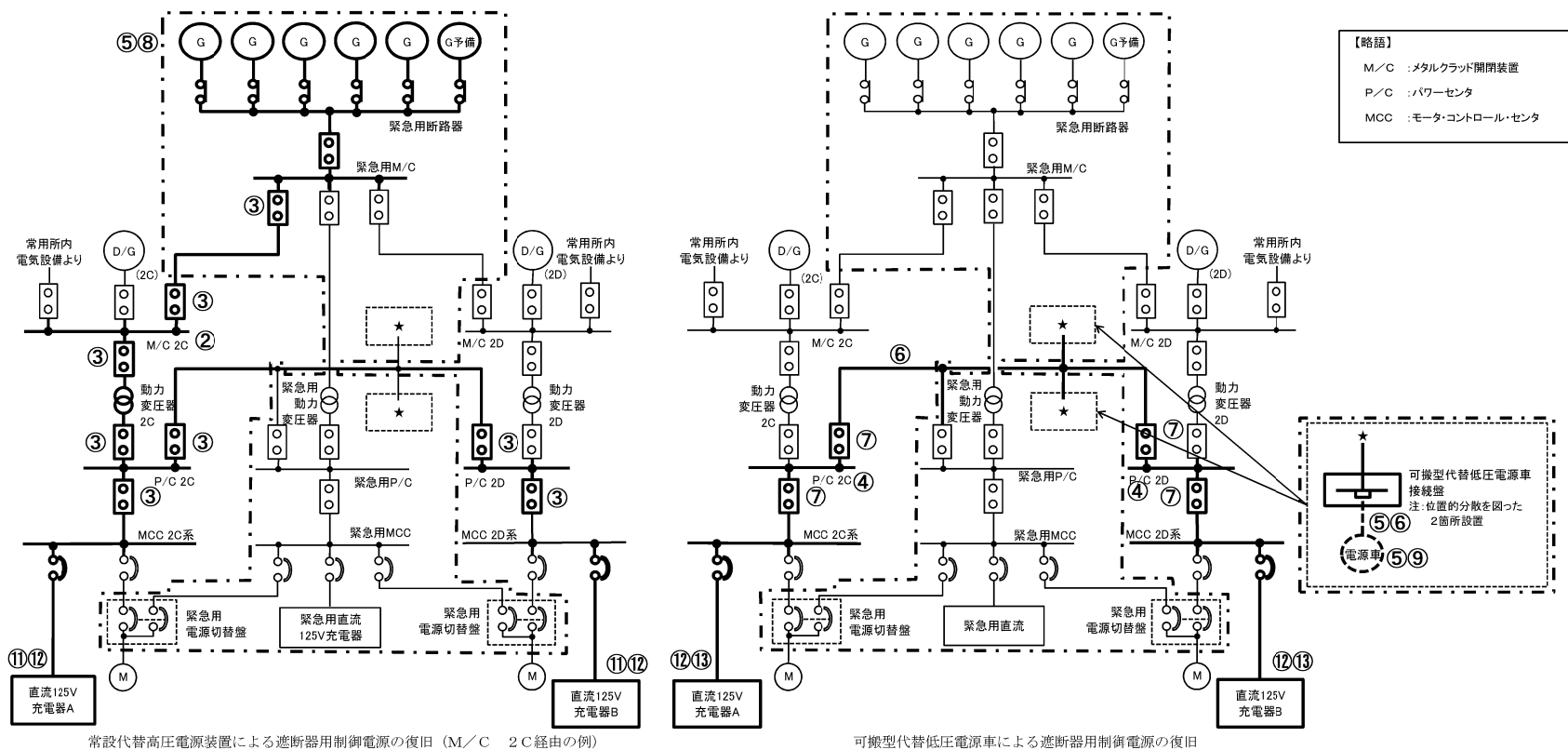


第 1.14.2.2-1 図 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電 手順の概要図(2/2)



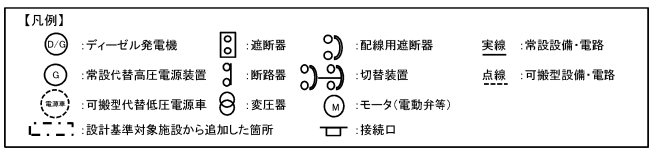
注: 所内常設直流電源設備(中性子モニター用蓄電池2A・2B)による非常用所内電気設備(直流±24V中性子モニター用分電盤2A・2B)への給電は運転員操作なし

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 タイムチャート



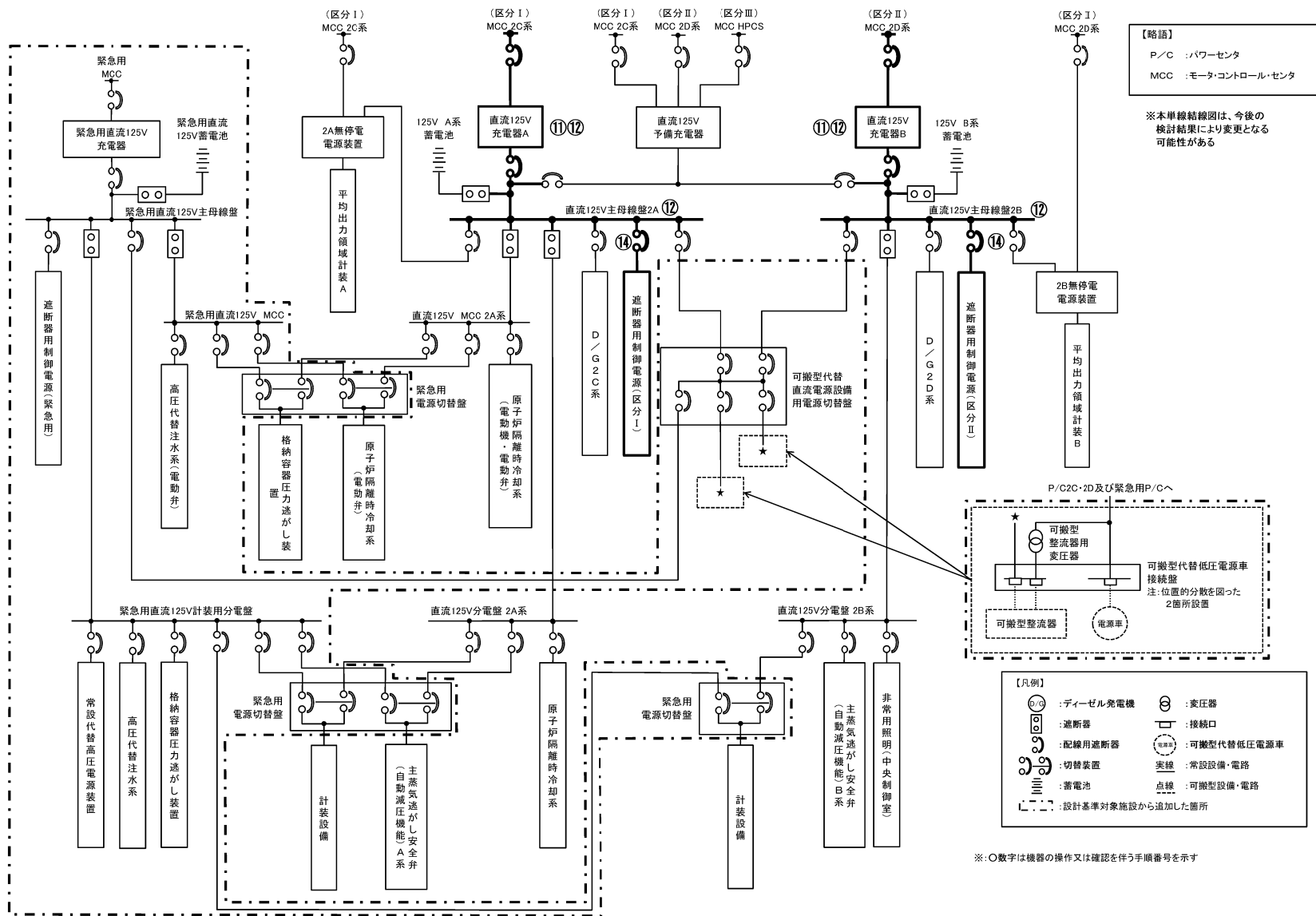
【略語】
 M/C :メタルクラッド開閉装置
 P/C :パワーセンタ
 MCC :モータ・コントロール・センタ

※:○数字は機器の操作又は確認を伴う手順番号を示す



※本単線結線図は、今後の
 検討結果により変更となる
 可能性がある

第 1. 14. 2. 2-5 図 常設直流電源機能喪失時の遮断器用制御電源の復旧 手順の概要図(1/2)



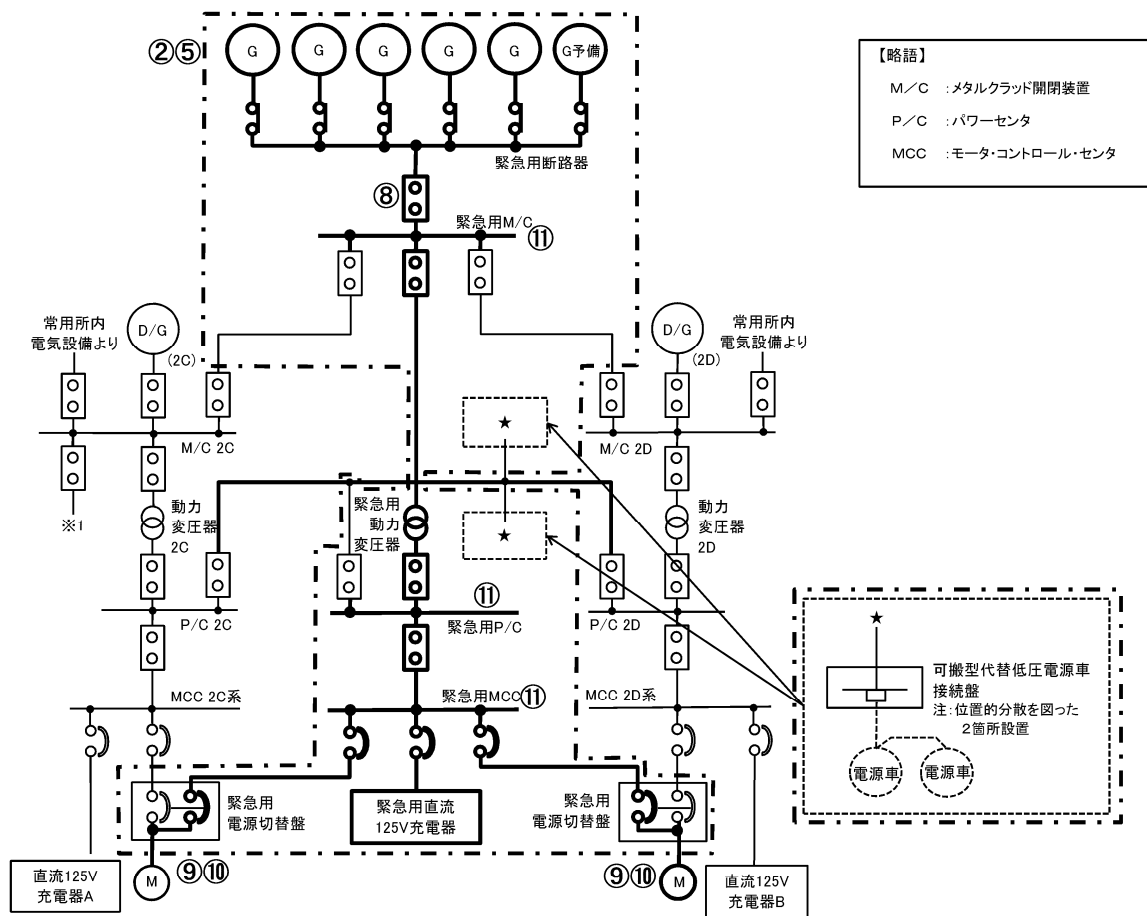
第 1.14.2.2-5 図 常設直流電源機能喪失時の遮断器用制御電源の復旧手順の概要図(2/2)

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	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	
常設代替高圧電源装置による遮断器用制御電源の復旧【中央制御室からの起動】	運転員A, B (中央制御室)	常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動による遮断器用制御電源の復旧																											
	運転員C, D (現場)	常設代替高圧電源装置による緊急用M/C受電140分▽																											
		200分▽																											
		常設代替高圧電源装置起動及び緊急用M/C受電																											
中央制御室監視器復旧確認																													
非常用所内電気設備の受電準備																													
M/C 2C(又は2D), P/C 2C・2D遮断器手動投入																													
MCC 2C系・2D系受電																													
直流125V充電器A・B運転, 直流125V主母線盤2A・2B受電, 遮断器用制御電源復旧																													

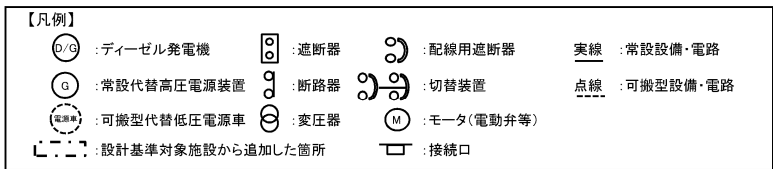
手順の項目	実施箇所・必要人員数	経過時間(分)																											備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	
常設代替高圧電源装置による遮断器用制御電源の復旧【現場からの起動】	常設代替高圧電源装置の現場からの起動による遮断器用制御電源の復旧																												
	運転員A, B (中央制御室)	常設代替高圧電源装置による緊急用M/C受電140分▽																											
	運転員C, D (現場)	200分▽																											
		中央制御室監視器復旧確認																											
非常用所内電気設備の受電準備操作																													
M/C 2C(又は2D), P/C 2C・2D遮断器手動投入																													
MCC 2C系・2D系受電																													
直流125V充電器A・B運転, 直流125V主母線盤2A・2B受電, 遮断器用制御電源復旧																													
重大事故等対応要員	常設代替高圧電源装置起動準備																												
	常設代替高圧電源装置起動, 緊急用M/C受電																												

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	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	
可搬型代替交流電源設備による遮断器用制御電源の復旧	可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源の復旧265分																												
	運転員A, B (中央制御室)	電源ケーブル布設, 接続, 可搬型代替低圧電源車起動205分▽																											
	運転員C, D (現場)	P/C 2C・2D受電前準備																											
		移動, 可搬型代替低圧電源車起動前準備																											
P/C 2C・2D受電																													
P/C 2C・2D遮断器手動投入																													
P/C 2C・2D受電確認																													
MCC 2C系・2D系受電																													
直流125V充電器A・B運転, 直流125V主母線盤2A・2B受電, 遮断器用制御電源復旧																													
重大事故等対応要員	可搬型代替低圧電源車起動前準備																												
	南側保管場所から原子炉建屋東側の可搬型代替低圧電源車接続盤付近への移動・配置																												
	ケーブル布設																												
ケーブル接続																													
可搬型代替低圧電源車運転・送電																													

第 1.14.2.2-6 図 常設直流電源機能喪失時の遮断器用制御電源の復旧 タイムチャート

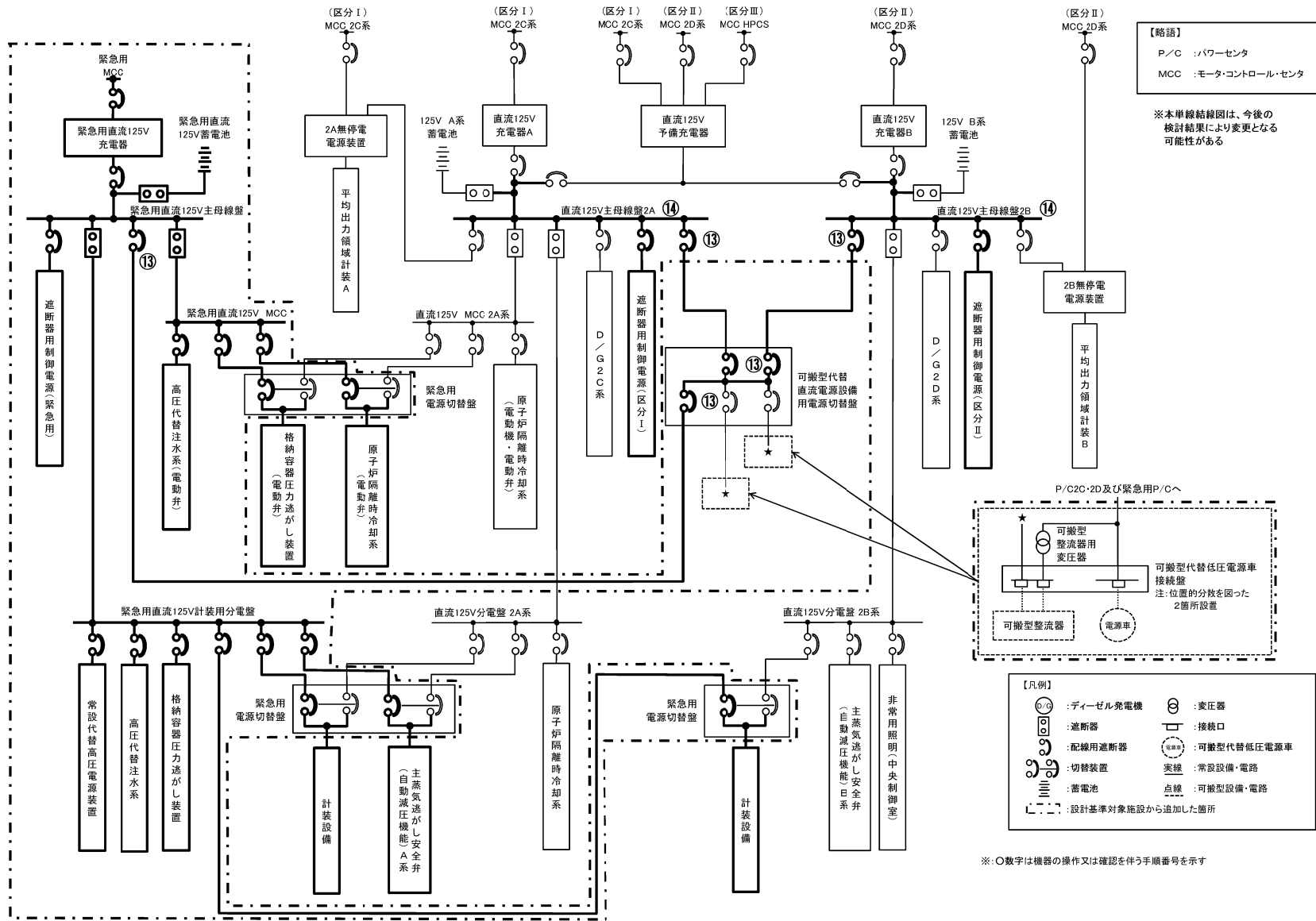


※:○数字は機器の操作又は確認を伴う手順番号を示す

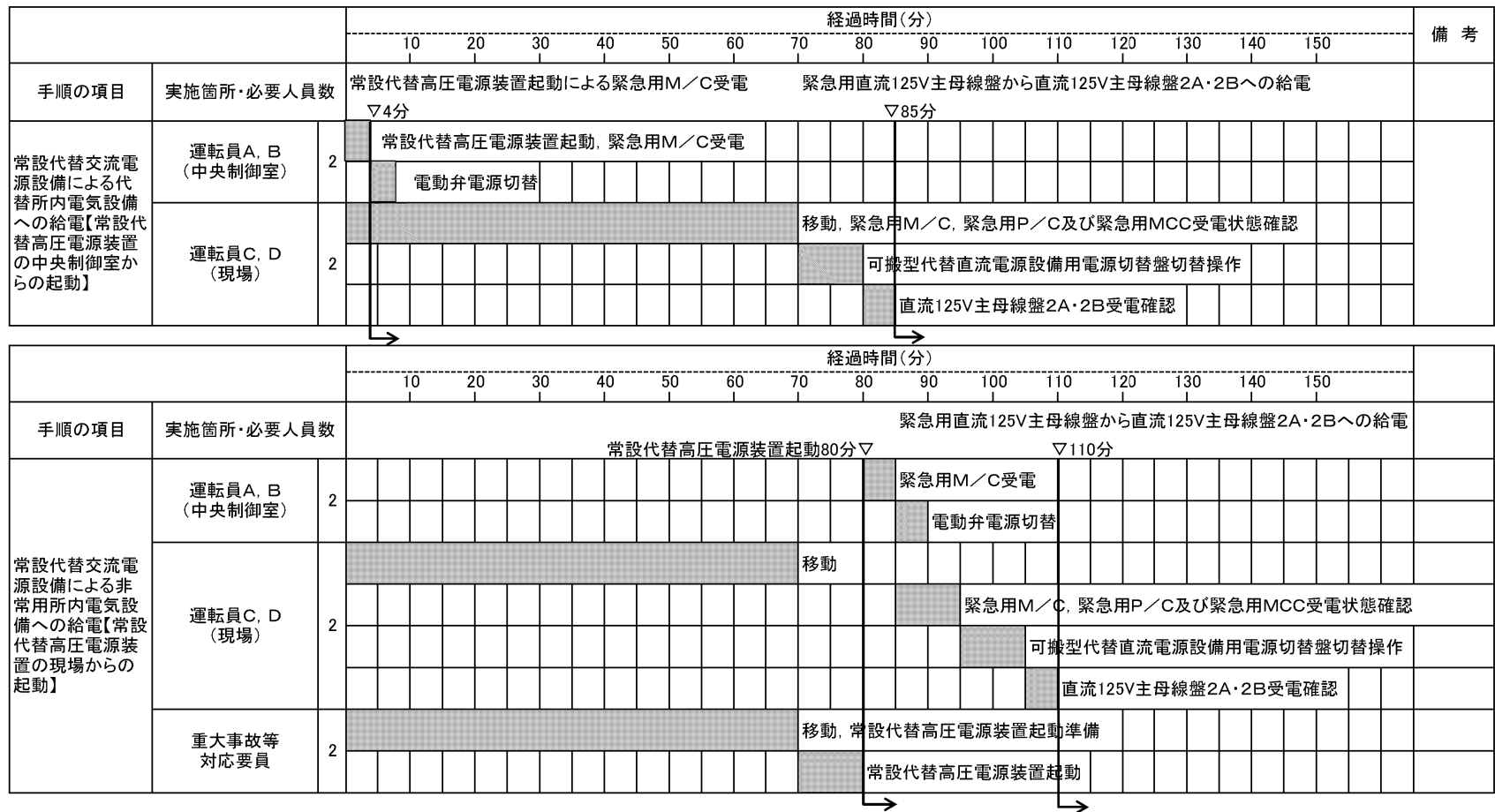


※本単線結線図は、今後の検討結果により変更となる可能性がある

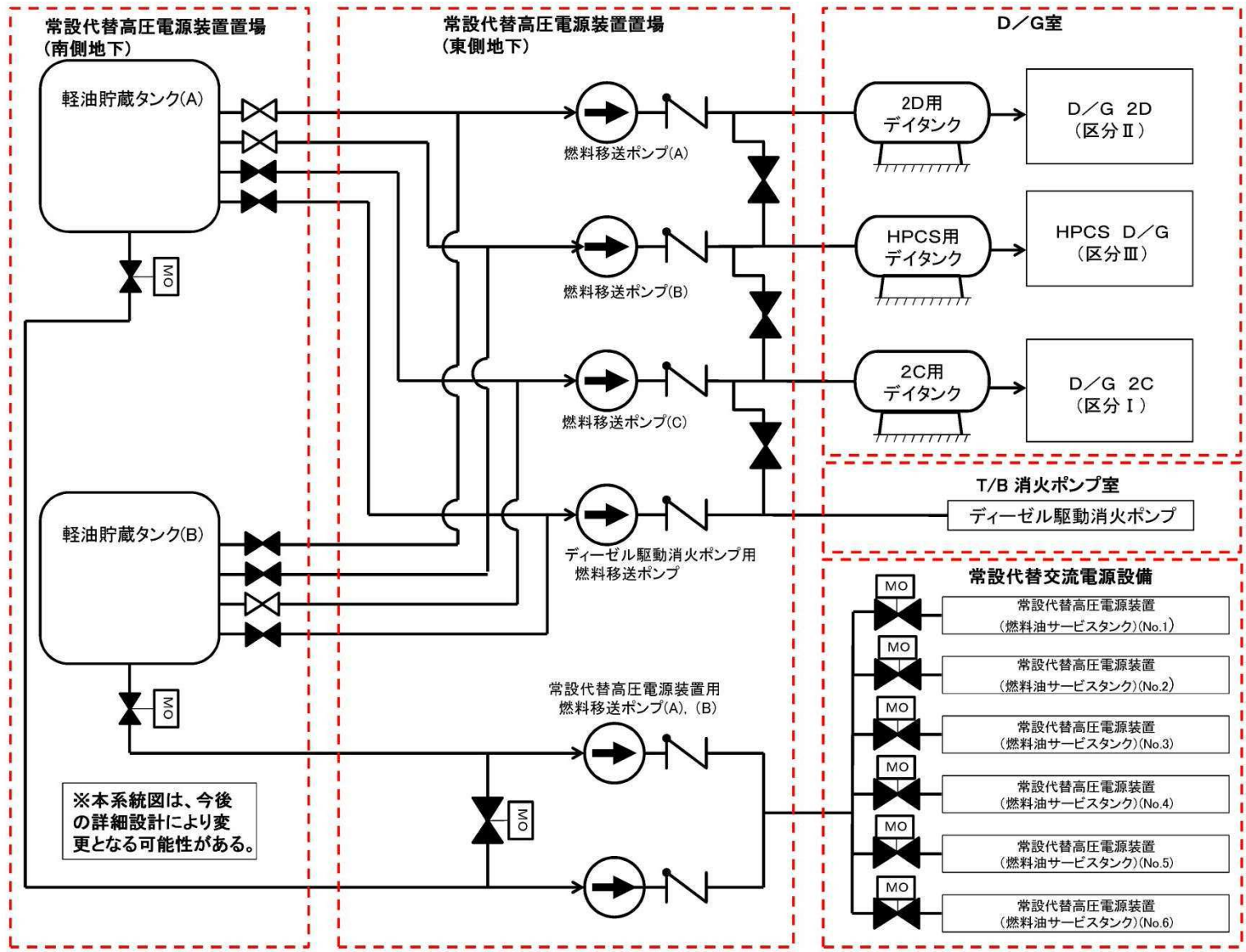
第 1. 14. 2. 3-1 図 常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電手順の概要図(1/2)



第 1. 14. 2. 3-1 図 常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電 手順の概要図 (2/2)

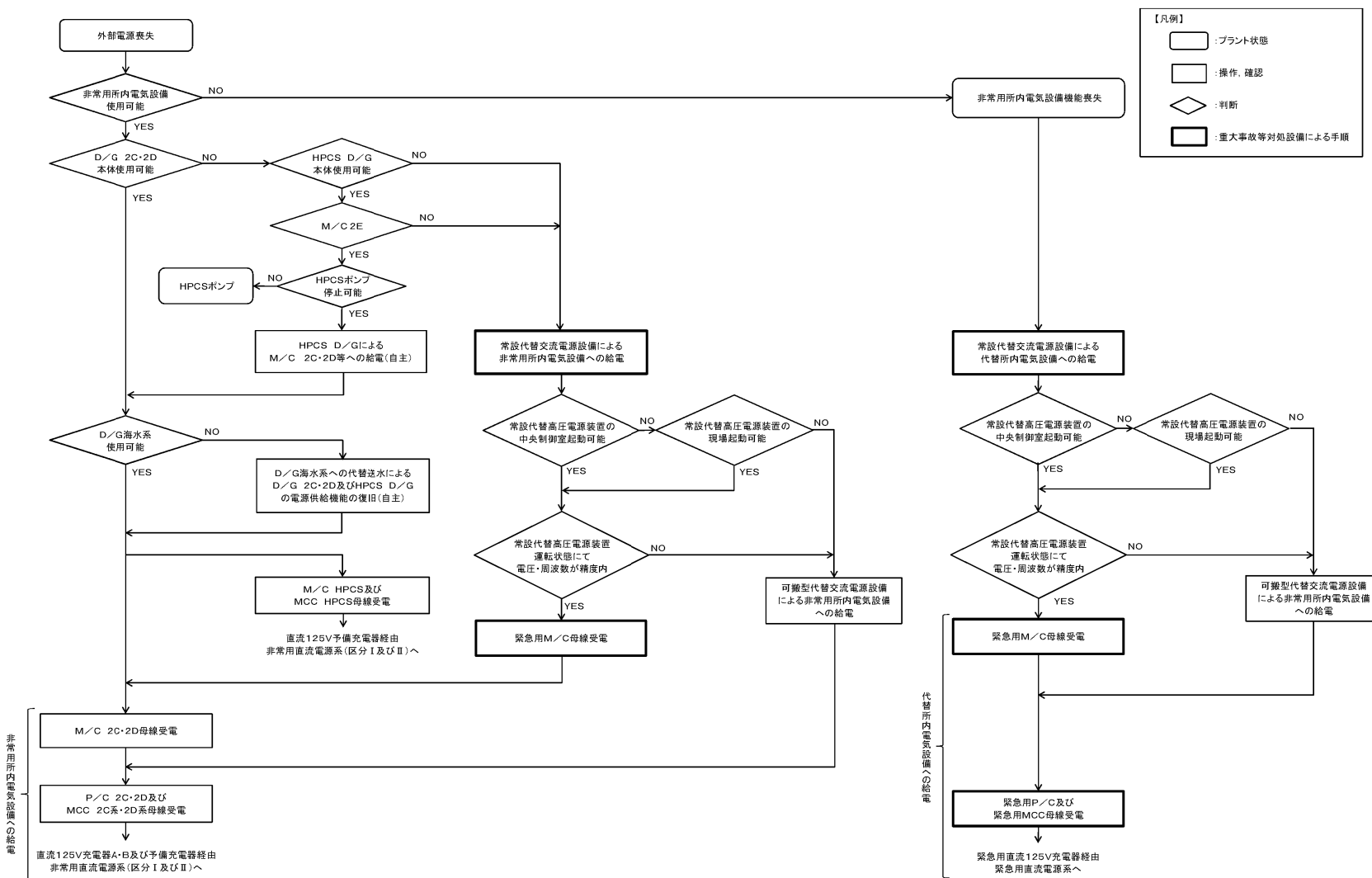


第 1.14.2.3-2 図 常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電 タイムチャート



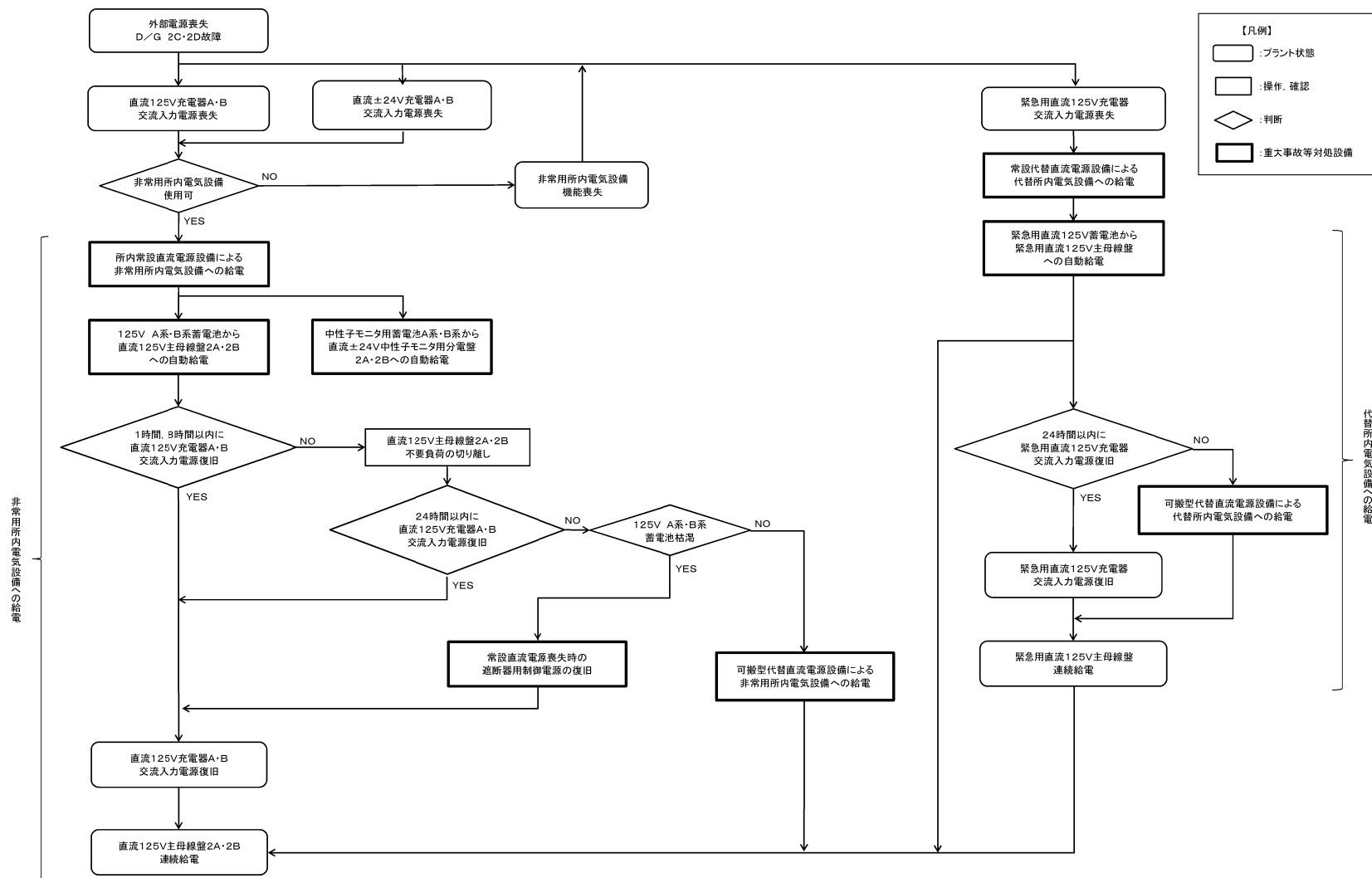
第 1. 14. 2. 4-6 図 燃料補給設備による常設代替高压電源装置への給油 概略系統図

(1) 交流動力電源喪失時



第 1. 14. 2. 5-1 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(1/2)

(2) 直流動力電源喪失時



第 1.14.2.5-1 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート (2/2)

不要直流負荷 切離しリスト

直流125V 2A系

操作場所	CKT	用途名称	使用時間
原子炉建屋附属棟3階 中央制御室	—	平均出力領域計装 (APRM) c h. A	1h
原子炉附属棟1階 直流125V主母線盤 2A	3C	直流125V分電盤 2A-2	8h
	5A-1	M/C 2A-1 制御電源	
	5A-2	M/C 2A-2 制御電源	
	5B-1	P/C 2A-1 制御電源	
	5B-2	P/C 2A-2 制御電源	
	5C-1	P/C 2A-3 制御電源	
	5C-2	中央制御室外原子炉停止装置盤 (C61-P001)	
	6B-2	原子炉再循環ポンプ低周波MGセットA	
原子炉附属棟1階 直流125V分電盤 2A-1	3	安全保護系論理回路CH. A (H13-P609)	8h
	4	オフガス系制御盤 (CP-31)	
	5	炉心スプレイ系制御盤CH. A (H13-P629)	
	6	復水器出口水室制御盤 (LCP-028)	
	8	安全保護系MGセットA制御盤	
	10	サービス建屋非常用照明	
	13	TD-RFP A EHC 制御盤 (CP-34)	
	14	屋外電気設備故障表示 (CP-41)	
	17	残留熱除去系 (SPARE) 制御盤 (H13-P601)	
	21	原子炉建屋ガス再循環系A系 (CP-6A)	
	22	LOSS OF POWER SEQUENCE A系 (CP-9)	

直流125V 2 B系

操作場所	CKT	用途名称	使用時間
原子炉建屋附属棟3階 中央制御室	—	平均出力領域 (A P R M) c h. B	1h
原子炉附属棟1階 直流125V主母線盤 2 B	3C	直流125V分電盤 2 B - 2	8h
	4A-1	M / C 2 B - 1 制御電源	
	4A-2	M / C 2 B - 2 制御電源	
	4B-1	P / C 2 B - 1 制御電源	
	4B-2	P / C 2 B - 2 制御電源	
	4C-1	P / C 2 B - 3 制御電源	
	4C-2	P / C 2 B - 5 制御電源	
	5A-2	M / C 2 E 制御電源	
	5B-2	原子炉再循環ポンプ低周波MGセットB	
	5C-1	D / G 2 D 初期励磁電源	
	6B-1	電気室地下1階遮断器試験用電源箱	
原子炉附属棟1階 直流125V分電盤 2 B - 1	1	原子炉再循環ポンプ低周波MGセットB (B35-P001B)	8h
	2	T I P S H E A R (H13-P607)	
	3	安全保護系論理回路C H. B (H13-P611)	
	4	120/240V計装用交流配電盤	
	7	サービス建屋直流フィーダー	
	8	原子炉建屋ガス再循環系B系 (CP-6B)	
	10	復水器電気防食装置盤	
	14	主発電機ロックアウト継電器G 2 (CP-10B)	
	15	廃棄物処理設備監視盤 (NR91-P052)	
	17	残留熱除去系 (S P A R E) 制御盤 (H13-P601)	
	19	T D - R F P 封水制御故障表示	
	20	安全保護系制御盤 (CP-9)	
	21	ドライウェル空調故障表示 (LCP-132)	
22	LOSS OF POWER SEQUENCE B系 (CP-9)		

代替電源設備から緊急用電源切替盤にて電源供給可能な設計基準対処設備の
電動弁リスト（交流）

弁名称		設計基準事故 対処設備	重大事故等 対処設備
1	残留熱除去系注入弁（C）	MCC 2D7/5A	緊急用 MCC
2	低圧炉心スプレイ系注入弁	MCC 2C8/9D	緊急用 MCC
3	残留熱除去系熱交換器（A）海水出口流量調節弁	MCC 2C5/7D	緊急用 MCC
4	残留熱除去系熱交換器（B）海水出口流量調節弁	MCC 2D3/4D	緊急用 MCC
5	残留熱除去系（B）D/Wスプレイ弁	MCC 2D3/4B	緊急用 MCC
6	残留熱除去系（B）D/Wスプレイ弁	MCC 2D3/5C	緊急用 MCC
7	残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁	MCC 2C9/6B	緊急用 MCC
8	残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁	MCC 2C9/6C	緊急用 MCC
9	残留熱除去系注入弁（A）	MCC 2C8/2D	緊急用 MCC
10	残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁	MCC 2C5/6D	緊急用 MCC
11	残留熱除去系熱交換器（A）出口弁	MCC 2C3/3B	緊急用 MCC
12	格納容器下部注水系ペDESTAL注水ライン流量調整弁	MCC 2D8/3E	緊急用 MCC
13	格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン隔離弁	MCC 2D8/4E	緊急用 MCC
14	原子炉冷却材浄化系吸込弁	MCC 2D5/6E	緊急用 MCC

代替電源設備から緊急用電源切替盤にて電源供給可能な設計基準対処設備の
電動弁リスト（直流）

弁名称		設計基準事故 対処設備	重大事故等 対処設備
1	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁	直流125V MCC 2A	緊急用直流 125V MCC
2	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁	直流125V MCC 2A	緊急用直流 125V MCC
3	逃がし安全弁（自動減圧機能）A系	直流125V 分電盤2A	緊急用直流125V 計装分電盤

緊急用電源切替盤による電源切替操作方法について

1. 概要

緊急用電源切替盤による電源切替の操作は、以下の2通りの操作方法で実施する。

- a) 非常用所内電気設備からの給電より代替所内電気設備からの給電へ切替を行う場合
- b) 代替所内電気設備からの給電より非常用所内電気設備からの給電へ切替を行う場合

2. 操作方法

- a) 非常用所内電気設備からの給電より代替所内電気設備からの給電へ切替を行う場合

- ① 緊急用電源切替盤の非常用所内電気設備側の配線用遮断器をOFFとする。
- ② 非常用所内電気設備と代替所内電気設備の突合せ給電を防ぐため、2つの配線用遮断器の同時ONができないようにメカニカルインターロックを非常用所内電気設備側へスライドさせる。
- ③ 代替所内電気設備側の配線用遮断器をONにする。（緊急用電源切替盤による電源切替操作完了）

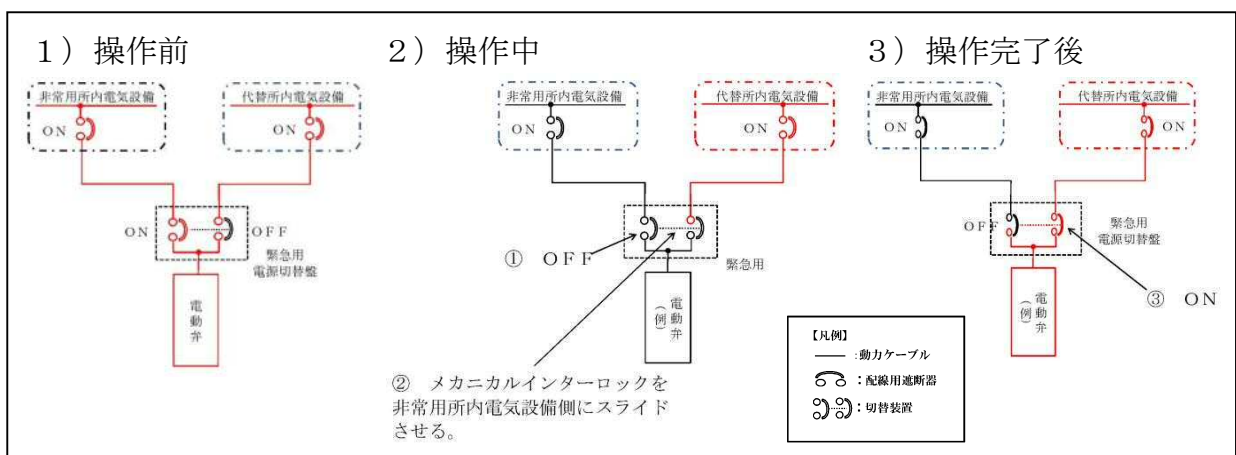


図 緊急用電源切替盤操作方法

- b) 代替所内電気設備からの給電より非常用所内電気設備からの給電へ切替を行う場合

a) と逆の手順で実施する。

以上

代替交流電源設備による非常用所内電気設備（M/C 2C（又は2D））への給電時の中央制御室における動的負荷の自動起動防止措置（1/2）

操作対象制御盤	対象操作スイッチ
H13-P601	残留熱除去系ポンプ（A）
	残留熱除去系ポンプ（B）
	残留熱除去系ポンプ（C）
	残留熱除去系レグシールポンプ
	低圧炉心スプレイ系ポンプ
	低圧炉心スプレイ系レグシールポンプ
H13-P602	原子炉冷却材浄化系再循環ポンプ（A）
	原子炉冷却材浄化系再循環ポンプ（B）
	R/B機器ドレンサンプポンプ A
	R/B機器ドレンサンプポンプ B
	R/B機器ドレンサンプポンプ C
	R/B機器ドレンサンプポンプ D
	R/B床ドレンサンプポンプ A
	R/B床ドレンサンプポンプ B
	R/B床ドレンサンプポンプ C
	R/B床ドレンサンプポンプ D
CP-3	補機冷却海水系ポンプ（A）
	補機冷却海水系ポンプ（B）
	原子炉補機冷却水系ポンプ（A）
	原子炉補機冷却水系ポンプ（B）
	タービン補機冷却水系ポンプ（A）
	タービン補機冷却水系ポンプ（B）
CP-5	中央制御室エアーハンドリングユニットファン（A）
	中央制御室エアーハンドリングユニットファン（B）

代替交流電源設備による非常用所内電気設備（M/C 2C（又は2D））への給電時の中央制御室における動的負荷の自動起動防止措置（2/2）

操作対象制御盤	対象操作スイッチ
C P - 5	中央制御室ブースターファン（A）
	中央制御室ブースターファン（B）
	中央制御室排気ファン
	SWGRエアハンドリングユニットファン（A）
	SWGRエアハンドリングユニットファン（B）
	バッテリー室エアハンドリングユニットファン（A）
	バッテリー室エアハンドリングユニットファン（B）
	バッテリー室排気ファン（A）
	バッテリー室排気ファン（B）
	ドライウエル内冷却ファン（11A）
	ドライウエル内冷却ファン（11B）
	ドライウエル内冷却ファン（11C）
	ドライウエル内冷却ファン（11D）
	ドライウエル内冷却ファン（11E）
C P - 6	非常用ガス再循環系ファン（A）
	非常用ガス再循環系ファン（B）
	非常用ガス処理系ファン（A）
	非常用ガス処理系ファン（B）

代替交流電源設備による非常用所内電気設備（M/C 2C）への給電時の現場での負荷切り離し対象リスト

操作場所	CUB又はCKT	用途名称
原子炉建屋附属棟地下2階 M/C 2C	3	補機冷却海水系ポンプ（A）
原子炉建屋附属棟地下2階 P/C 2C	03A	原子炉冷却材浄化系再循環ポンプ（A）
	04A	制御棒駆動水ポンプ（A）
	04C	MCC 2C1
	05A	原子炉補機冷却水系ポンプ（A）
	05C	MCC 2C2
	06A	タービン補機冷却水系ポンプ（A）
	07C	MCC 2C4
原子炉建屋附属棟1階 直流125V主母線盤2A	6C-1	D/G 2C初期励磁電源
	6C-2	D/G 2C制御用電源
原子炉建屋附属棟地下1階 M/C 2D	4	補機冷却海水系ポンプ（B）
原子炉建屋附属棟地下1階 P/C 2D	03A	原子炉冷却材浄化系再循環ポンプ（B）
	04A	制御棒駆動水ポンプ（B）
	04C	MCC 2D1
	05A	原子炉補機冷却水系ポンプ（B）
	05C	MCC 2D2
	06A	タービン補機冷却水系ポンプ（B）
	06B	MCC 2D7
	06C	MCC 2D3
	07B	MCC 2D8
	07C	MCC 2D4
原子炉建屋附属棟1階 直流125V主母線盤2B	5C-1	D/G 2D初期励磁電源
	5C-2	D/G 2D制御用電源

代替交流電源設備による非常用所内電気設備（M/C 2D）への給電時の現場での負荷切り離し対象リスト

操作場所	CUB又はCKT	用途名称
原子炉建屋附属棟地下2階 M/C 2C	3	補機冷却海水系ポンプ（A）
原子炉建屋附属棟地下2階 P/C 2C	03A	原子炉冷却材浄化系再循環ポンプ（A）
	04A	制御棒駆動水ポンプ（A）
	04B	MCC 2C5
	04C	MCC 2C1
	05A	原子炉補機冷却水系ポンプ（A）
	05C	MCC 2C2
	06A	タービン補機冷却水系ポンプ（A）
	06B	MCC 2C7
	06C	MCC 2C3
	07B	MCC 2C8
	07C	MCC 2C4
原子炉建屋附属棟1階 直流125V主母線盤2A	6C-1	D/G 2C初期励磁電源
	6C-2	D/G 2C制御用電源
原子炉建屋附属棟地下1階 M/C 2D	4	補機冷却海水系ポンプ（B）
原子炉建屋附属棟地下1階 P/C 2D	03A	原子炉冷却材浄化系再循環ポンプ（B）
	04A	制御棒駆動水ポンプ（B）
	04C	MCC 2D1
	05A	原子炉補機冷却水系ポンプ（B）
	05C	MCC 2D2
	06A	タービン補機冷却水系ポンプ（B）
	07C	MCC 2D4
原子炉建屋附属棟1階 直流125V主母線盤2B	5C-1	D/G 2D初期励磁電源
	5C-2	D/G 2D制御用電源