

現場対応は1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施し、所要時間は、約50分と想定する。

円滑に作業できるように、代替電源接続盤等の常設設備と接続する箇所はコネクタ接続のため、手動にて実施し、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

予備ケーブル（号炉間電力融通用）を使用した号炉間融通については、ケーブルの送電容量を考慮した負荷の範囲内で供給する。

予備ケーブル（号炉間電力融通用）は、通常運転中は、布設していないため、他号炉との縁を切っており、重大事故等時のみ接続する。

予備ケーブル（号炉間電力融通用）を使用した号炉間融通の必要最大負荷は、想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる、「全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA」である。上記の事故シーケンスにて使用する補機が機能喪失した場合に、重大事故等対処設備による代替手段を用いた場合においても必要最大負荷以下となる。予備ケーブル（号炉間電力融通用）を使用した号炉間融通は必要最大負荷以上の電力を確保することで、発電用原子炉を安定状態に収束する電力を供給する。さらに、他号炉の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に供給する。

また、審査基準ごとに要求される重大事故等対処設備等の負荷へ給電する。

(6) 優先順位

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、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の代替電源（交流）による給電手順の優先順位は、大容量空冷式発電機、予備変圧器２次側電路（号炉間融通）、号炉間電力融通ケーブル、発電機車（中容量発電機車又は高圧発電機車）、予備ケーブル（号炉間電力融通用）の順で使用する。

大容量空冷式発電機は全交流動力電源喪失時に、他号炉や外部電源の状況に依存せず、中央制御室及び現場での電源回復操作を並行し、短時間での給電ができるため、第１優先で使用する。

予備変圧器２次側電路を使用した号炉間融通による代替電源（交流）からの給電は、保守対応要員によるインターロック処置後、中央制御室で遮断器を投入することで、容易に給電することができるが、給電までに要する準備時間が比較的長いことから、第２優先で使用する。

号炉間電力融通ケーブルを使用した号炉間融通による代替電源（交流）からの給電は、上記の第２優先手順と同様に給電までに要する準備時間が比較的長いこと及び上記の第２優先手順に比べ、対応に必要な要員が多いことから、第３優先で使用する。

発電機車（中容量発電機車又は高圧発電機車）は、必要とされる監視設備や中央制御室空調設備等を維持するための最低限必要な負荷へ給電できる電源であること及び給電までに要する準備時間が比較的長いことから、第４優先で使用する。

なお、高圧発電機車と中容量発電機車の優先順位は、電源容量が

大きく、上記の最低限必要な負荷に加え、プラント設備の被災状況に応じて起動可能な補機（例：電動補助給水ポンプ等）がある場合に給電が可能である中容量発電機車を優先とする。

予備ケーブル（号炉間電力融通用）による給電は、電路への接続作業等の準備時間が長いことから、第5優先で使用する。

上記の第1優先から第5優先までの手順を連続して行った場合、約9時間で実施でき、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非常用直流母線へ繋ぎ込み、給電を開始する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.14.17図に示す。

1.14.2.2 代替電源（直流）による給電手順等

(1) 蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電

全交流動力電源喪失時は、蓄電池（安全防護系用）により、非常用直流母線へ代替電源（直流）を自動で給電する。このため、蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電を確認し、必要な負荷へ24時間以上にわたり非常用直流母線への代替電源（直流）から給電するためにプラントの状態監視等に必ずしも必要ではない不要な直流負荷（以下「不要直流負荷②」という。）の切離し手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、交流電源から非常用直流母線への給電が母線電圧等にて確認できない場合。

b. 操作手順

蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電及び不要直流負荷②の切離し手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.17(1)図に、タイムチャートを第1.14.17(2)図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に蓄電池（安全防護系用）を使用した給電確認及び交流動力電源が復旧する見込みがない場合、不要直流負荷②の切離しを指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で蓄電池（安全防護系用）による給電が自動動作となるため、自動動作の状況を非常用直流母線の電圧計により確認する。
- ③ 運転員等は、全交流動力電源喪失発生後約1時間以内を目安に中央制御室及び隣接する1次系継電器室で不要直流負荷②の切離しを実施する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室及び現場対応は1ユニット当たり運転員等1名にて実施し、所要時間は約15分と想定する。操作場所は中央制御室及び隣接する1次系継電器室とする。円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明を整備するとともに、暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

- (2) 蓄電池（重大事故等対処用）による代替電源（直流）からの給電全交流動力電源喪失時に、蓄電池（安全防護系用）により、直流母線電圧が許容最低電圧値（108V）以上を維持できない場合（約7時間後）は、蓄電池（重大事故等対処用）から給電を行うことで、必要な負荷へ24時間以上にわたり非常用直流母線への代替電源（直流）から給電する手順を整備する。あわせて、プラントの状態監視等に必ずしも必要ではない不要な直流負荷（以下「不要直流負荷③」という。）の切離し手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に直流電源用発電機及び可搬型直流変換器の準備が完了するまでに、直流母線電圧が許容最低電圧値（108V）以上を維持できない場合。

b. 操作手順

蓄電池（重大事故等対処用）による代替電源（直流）からの給電及び不要直流負荷③の切離し手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.18図に、タイムチャートを第1.14.19図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に蓄電池（重大事故等対処用）を使用した給電及び不要直流負荷③の切離しを指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で蓄電池（重大事故等対処用）による給電を実施する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で直流母線電圧により、電源が確保されていることを確認する。

- ④ 運転員等は、全交流動力電源喪失発生後 8 時間以内を目安に現場で不要直流負荷③の切離しを実施する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は 1 ユニット当たり運転員等 1 名、現場対応は 1 ユニット当たり運転員等 1 名にて実施し、不要直流負荷③の切離しの所要時間は、約 20 分と想定する。操作場所はインバータ室及び補助建屋内とし、不要直流負荷③切離し後蓄電池にて 24 時間にわたり電力の供給を実施する。（不要直流負荷③切離し後の負荷にて、約 22 時間給電可能）

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(3) 蓄電池（3 系統目）による代替電源（直流）からの給電

全交流動力電源喪失時に、蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（重大事故等対処用）により、直流母線電圧が許容最低電圧値（108V）以上を維持できない場合は、蓄電池（3 系統目）から給電を行うことで、必要な負荷へ 24 時間以上にわたり代替電源（直流）から給電する手順を整備する。あわせて、プラントの状態監視等に必要な直流負荷（以下「必要直流負荷」という。）の切替え手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に直流電源用発電機及び可搬型直流変換器の準備が完了するまでに、直流母線電圧が蓄電池（安全防護

系用) 及び蓄電池 (重大事故等対処用) の故障等により許容最低電圧値 (108V) 以上を維持できない場合。

b. 操作手順

蓄電池 (3 系統目) による代替電源 (直流) からの給電及び必要直流負荷への切替え手順の概要は以下のとおり。概略図を第 1.14. 19(1) 図に、タイムチャートを第 1.14. 19(2) 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に蓄電池 (3 系統目) を使用した給電及び必要直流負荷への切替えを指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室及び隣接する 1 次系継電器室にて蓄電池 (3 系統目) による給電及び切替えを実施する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で直流母線電圧により、電源が確保されていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記のうち、必要直流負荷への切替え対応は、中央制御室で蓄電池 (3 系統目) の投入操作後、直ちに必要直流負荷への切替えを行い 24 時間にわたり電力の供給を実施する。

この中央制御室対応は 1 ユニット当たり運転員等 1 名、現場対応は 1 ユニット当たり運転員等 1 名にて実施し、給電及び必要直流負荷への切替えの所要時間は、約 20 分と想定する。操作場所は中央制御室及び隣接する 1 次系継電器室とし、必要直流負荷切替え後、蓄電池にて 24 時間にわたり電力の供給を実施する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通

信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(4) 直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による代替電源（直流）からの給電

全交流動力電源喪失時に蓄電池（重大事故等対処用）又は蓄電池（3系統目）の電圧が低下する（24時間以降）前に非常用直流母線への代替電源（直流）から給電する手順を整備する。

直流電源用発電機の接続場所は位置的に分散した2箇所を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、代替電源（交流）設備による、代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認できない場合。

b. 操作手順

直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による代替電源（直流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.20図に、タイムチャートを第1.14.21図に、ケーブル布設ルートを第1.14.22図、第1.14.23図及び第1.14.24図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等及び
 保守対応要員に直流電源用発電機及び可搬型直流変換器によ
 る給電を指示する。
- ② 保守対応要員は、現場で直流電源用発電機及び可搬型直流
 変換器の起動準備を行う。

- ③ 保守対応要員は、ケーブル布設及び接続等を実施する。
- ④ 運転員等は、現場で受電準備操作を実施する。
- ⑤ 保守対応要員は、現場で直流電源用発電機及び可搬型直流変換器を起動し、運転状態を確認する。
- ⑥ 運転員等は、現場で直流電源用発電機から直流コントロールセンタへ直流電源からの給電を開始する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室で直流母線電圧により、電源が確保されていることを確認する。
- ⑧ 保守対応要員は、直流電源用発電機の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する。（燃料を給油しない場合、直流電源用発電機は約6.8時間の運転が可能）

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は1ユニット当たり運転員等1名、現場対応は1ユニット当たり運転員等1名及び保守対応要員5名にて実施し、所要時間は、約120分と想定する。

円滑に作業できるように、代替電源接続盤等の常設設備と接続する箇所はコネクタ接続のため、手動にて実施し、移動経路の確保及び可搬型照明、通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(5) 優先順位

全交流動力電源喪失時に、自動動作により給電される蓄電池（安

全防護系用)に加え蓄電池(重大事故等対処用)は、事象発生から約1時間以内を目安に速やかに不要直流負荷②の切離しを実施し、8時間以内を目安に速やかに不要直流負荷③の切離しを実施することで、24時間以上にわたって直流電源を確保可能であることから第1優先で使用する。

全交流動力電源喪失時に、中央制御室及び隣接する1次系継電器室での手動操作により給電される蓄電池(3系統目)を使用することにより、24時間以上にわたって直流電源を確保可能であることから第2優先で使用する。

全交流動力電源喪失時に、常設の蓄電池による代替電源(直流)からの給電は、24時間以降に電圧が低下するため、それまでに直流電源用発電機及び可搬型直流変換器を準備し、同発電機から代替電源(直流)から給電することにより長期に渡る直流電源を確保可能であることから、第3優先で使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.14.25図に示す。

1.14.2.3 代替所内電気設備による給電手順等

(1) 代替所内電気設備による給電(大容量空冷式発電機)

所内電気設備の2系統が同時に機能を喪失した場合は、共通要因で機能を失うことがないように、少なくとも1系統は機能の維持及び人の接近性を確保し、常設重大事故等対処設備である重大事故等対処用変圧器受電盤及び重大事故等対処用変圧器盤により、発電用原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器(監視計器、常設電動注入ポンプ)へ代替電源から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失したことを、非常用高圧母線の電圧及び非常用直流母線の電圧等により確認した場合。

b. 操作手順

代替所内電気設備による給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.26図に、タイムチャートを第1.14.27図に、フローチャートを第1.14.17図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等及び
 保守対応要員に代替所内電気設備による給電を指示する。
- ② 保守対応要員は、現場で重大事故等対処用変圧器受電盤の
 受電に必要な系統構成を実施する。
- ③ 保守対応要員は、現場で大容量空冷式発電機を起動し、電
 圧計等を確認する。
- ④ 保守対応要員は、現場で大容量空冷式発電機の遮断器を投
 入する。
- ⑤ 運転員等は、現場で重大事故等対処用変圧器受電遮断器を
 投入し、重大事故等対処用変圧器盤の受電状態を確認する。
- ⑥ 保守対応要員は、現場で計装用後備電源装置の受電操作を
 実施する。
- ⑦ 保守対応要員は、大容量空冷式発電機の運転状態を継続し
 て監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の
 給油を実施する。(燃料を給油しない場合、大容量空冷式発
 電機は約14.5時間の運転が可能)

c. 操作の成立性

上記の現場対応は、1ユニット当たり運転員等1名、保守対応要員5名にて実施し、所要時間は、約40分と想定する。

円滑に作業できるように、代替電源接続盤等の常設設備と接続する箇所はコネクタ接続のため、手動にて実施し、移動経路の確保及び可搬型照明、通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(2) 代替所内電気設備による給電（発電機車（中容量発電機車又は高圧発電機車））

所内電気設備の2系統が同時に機能を喪失した場合に、可搬型重大事故等対処設備である発電機車（中容量発電機車又は高圧発電機車）、変圧器車及び可搬型分電盤により、蓄圧タンク出口弁へ代替電源から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失したことを、非常用高圧母線の電圧及び非常用直流母線の電圧等により確認した場合。

b. 操作手順

代替所内電気設備による給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.26図に、タイムチャートを第1.14.28図に、フローチャートを第1.14.17図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、保守対応要員

に代替所内電気設備による蓄圧タンク出口弁への給電を指示する。

- ② 保修対応要員は、現場で発電機車、変圧器車の配置及び起動準備を実施する。
- ③ 保修対応要員は、現場でケーブル布設、可搬型分電盤設置及びケーブル接続等を実施する。
- ④ 保修対応要員は、現場で発電機車を起動し、運転状態を確認する。
- ⑤ 保修対応要員は、現場で発電機車の遮断器を投入し、変圧器車及び可搬型分電盤の受電を行い、蓄圧タンク出口弁への給電を実施する。
- ⑥ 保修対応要員は、発電機車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する。（燃料を給油しない場合、発電機車（高圧発電機車）は約1.7時間、発電機車（中容量発電機車）は約3.6時間の運転が可能）

c. 操作の成立性

上記の現場対応は、1ユニット当たり保修対応要員8名にて実施し、所要時間は、約6時間と想定する。

所内電気設備の2系統が同時に機能を喪失した場合に、代替電源からの給電手段として、以上の手段を用いて、発電用原子炉を安定状態に収束するために必要な電力を確保する。

円滑に作業できるように、代替電源接続盤等の常設設備と接続する箇所はコネクタ接続のため、手動にて実施し、移動経路の確

保及び可搬型照明、通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

1.14.2.4 燃料の補給手順等

全交流動力電源喪失時に、重大事故等対処設備である大容量空冷式発電機、発電機車（中容量発電機車又は高圧発電機車）、直流電源用発電機を運転した場合、これらの設備への燃料補給が必要となる。（燃料は全て重油）

重大事故等対処設備である燃料油貯蔵タンクからタンクローリへ給油し、各設備へ補給する手順を整備する。

(1) 大容量空冷式発電機用燃料タンク等への燃料（重油）補給

燃料油貯蔵タンクからタンクローリにより大容量空冷式発電機用燃料タンク等に補給する。

a. 手順着手の判断基準

大容量空冷式発電機、発電機車（中容量発電機車又は高圧発電機車）、直流電源用発電機及びディーゼル発電機を運転した場合において、各発電機の燃料が規定油量以上あることを確認した上で運転開始後、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間[※]₅に達した場合。

※5 定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間及び給油間隔は以下のとおり。

- ・ 大容量空冷式発電機（大容量空冷式発電機用燃料タ

ンク)：運転開始後約12時間（その後約8時間ごとに補給）

- ・ 発電機車（高圧発電機車）：運転開始後直ちに（その後約0.8時間ごとに補給）
- ・ 発電機車（中容量発電機車）：運転開始後約1.7時間（その後約2.7時間ごとに補給）
- ・ 直流電源用発電機：運転開始後約4.9時間（その後約5.9時間ごとに補給）
- ・ ディーゼル発電機（燃料油貯油そう）：運転開始後約48時間（その後約7時間ごとに補給）（14kℓタンクローリを使用した場合）

b. 操作手順

大容量空冷式発電機用燃料タンク等への燃料（重油）補給の手順の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.14.29図に、タイムチャートを第1.14.30図に、アクセスルートを図1.14.31図に示す。

- ① 緊急時対策本部は、保修対応要員に燃料油貯蔵タンクからタンクローリによる大容量空冷式発電機用燃料タンク等への燃料補給を指示する。
- ② 保修対応要員は、燃料油貯蔵タンクから大容量空冷式発電機用燃料タンク等への燃料（重油）補給作業の準備を実施する。
- ③ 保修対応要員は、タンクローリを保管エリアから燃料油貯蔵タンク横に移動させ、燃料（重油）の吸入を実施する。

- ④ 保守対応要員は、タンクローリを大容量空冷式発電機用燃料タンク等の近傍に移動させ、燃料（重油）の補給を実施する。
- ⑤ 保守対応要員は、タンクローリの油量を確認し、定格負荷運転時の給油間隔を目安に、以降③、④を繰り返し燃料の補給を実施する。

c. 操作の成立性

 上記の現場対応は保守対応要員6名にて実施し、所要時間は、大容量空冷式発電機及びディーゼル発電機（燃料油貯油そう）は約115分、発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車）及び直流電源用発電機は約80分と想定する。

 大容量空冷式発電機の燃料消費率は、100%負荷にて約1,370L/hであり、起動から枯渇までの時間は約14.5時間と想定しており枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

 発電機車（高圧発電機車）の燃料消費率は、100%負荷にて約110L/hであり、起動から枯渇までの時間は約1.7時間と想定しており枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

 発電機車（中容量発電機車）の燃料消費率は、100%負荷にて約410L/hであり、起動から枯渇までの時間は約3.6時間と想定しており枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

 直流電源用発電機の燃料消費率は、100%負荷にて約50L/hであり、起動から枯渇までの時間は約6.8時間と想定しており枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

 ディーゼル発電機の燃料消費率は、100%負荷にて約1.5kL/h

であり、起動から枯渇までの時間は約 3 日間と想定しており枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

なお、重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（重油）の備蓄量として、「1.6 原子炉格納容器内の冷却のための手順等」及び「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」に示す燃料（重油）も含め、燃料油貯油そう（約108kℓ、2 基）、燃料油貯蔵タンク（約147kℓ、2 基）、大容量空冷式発電機用燃料タンク（約20kℓ、1 基）を管理する。

また、円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。周囲温度は外気温度と同程度である。

第1.14.1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

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	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
交 流 電 源 喪 失	ディーゼル発電機 (全交流動力電源喪失)	代替電源 (交流) からの給電	大容量空冷式発電機	重大 事故等 対処 設備	全交流動力電源喪失の対 応手順等 (二部事象ベース：運転 員等及び保修対応要員)	炉心の著しい損傷及 び格納容器破損を防 止する運転手順
			燃料油貯蔵タンク ＊2			
			タンクローリ ＊2			
			大容量空冷式発電機用燃料タンク ＊3			
			大容量空冷式発電機用給油ポンプ ＊3			
			予備変圧器 2 次側電路	拡張 設備 多 様 性		
			号炉間電力融通ケーブル	重大 事故等 対処 設備		
			予備ケーブル (号炉間電力融通用)			
			発電機車 (中容量発電機車又は高圧発電機車)			
			ディーゼル発電機 (他号炉)			
			燃料油貯油そう (他号炉) ＊4			

*1：整備する手順は、想定事象別に第一部（設計基準事象）、第二部（設計基準外事象：事象ベース、兆候〔安全機能〕ベース、停止中）、第三部（炉心損傷後影響緩和）に整備する。

*2：大容量空冷式発電機、発電機車（高圧発電機車、中容量発電機車）の燃料補給に使用する。

*3：大容量空冷式発電機の燃料補給に使用する。

*4：ディーゼル発電機（他号炉）の燃料補給に使用する。

第 1.14.2 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

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	対応設備		整備する手順書＊ 1	手順書の分類
直 流 電 源 喪 失	ディーゼル発電機 (全交流動力電源喪失)	代替電源（直流）からの給電	蓄電池（安全防護系用）	重大事故等 対処設備	全交流動力電源喪失の対 応手順等 （二部事象ベース：運転 員等及び必修対応要員）	炉心の著しい損傷及 び格納容器破損を防 止する運転手順
	ディーゼル発電機 (全交流動力電源喪失) 及び 蓄電池（安全防護系用）の枯 渇		蓄電池（重大事故等対処用）			
			蓄電池（3系統目）			
			直流電源用発電機			
			燃料油貯蔵タンク ＊2			
			タンクローリ ＊2			
			可搬型直流変換器			

＊ 1：整備する手順は、想定事象別に第一部（設計基準事象）、第二部（設計基準外事象：事象ベース、兆候〔安全機能〕ベース、停止中）、第三部（炉心損傷後影響緩和）に整備する。

＊ 2：直流電源用発電機の燃料補給に使用する。

第 1.14.3 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

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	対応設備		整備する手順書＊ 1	手順書の分類
所内電気設備機能喪失	所内電気設備	代替所内電気設備による給電	大容量空冷式発電機	重大事故等対処設備	全交流動力電源喪失の対応手順等 (二部事象ベース：運転員等及び保修対応要員)	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順
			燃料油貯蔵タンク ＊ 2			
			タンクローリ ＊ 2			
			大容量空冷式発電機用燃料タンク ＊ 3			
			大容量空冷式発電機用給油ポンプ ＊ 3			
			重大事故等対処用変圧器受電盤			
			重大事故等対処用変圧器盤			
			発電機車 (中容量発電機車又は高圧発電機車)			
			変圧器車			
			可搬型分電盤			

＊ 1：整備する手順は、想定事象別に第一部（設計基準事象）、第二部（設計基準外事象：事象ベース、兆候〔安全機能〕ベース、停止中）、第三部（炉心損傷後影響緩和）に整備する。

＊ 2：大容量空冷式発電機、発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車）の燃料補給に使用する。

＊ 3：大容量空冷式発電機の燃料補給に使用する。

第 1.14.4 表 重大事故等対処に係る監視計器

1.14 電源の確保に関する手順等

監視計器一覧（1 / 3）

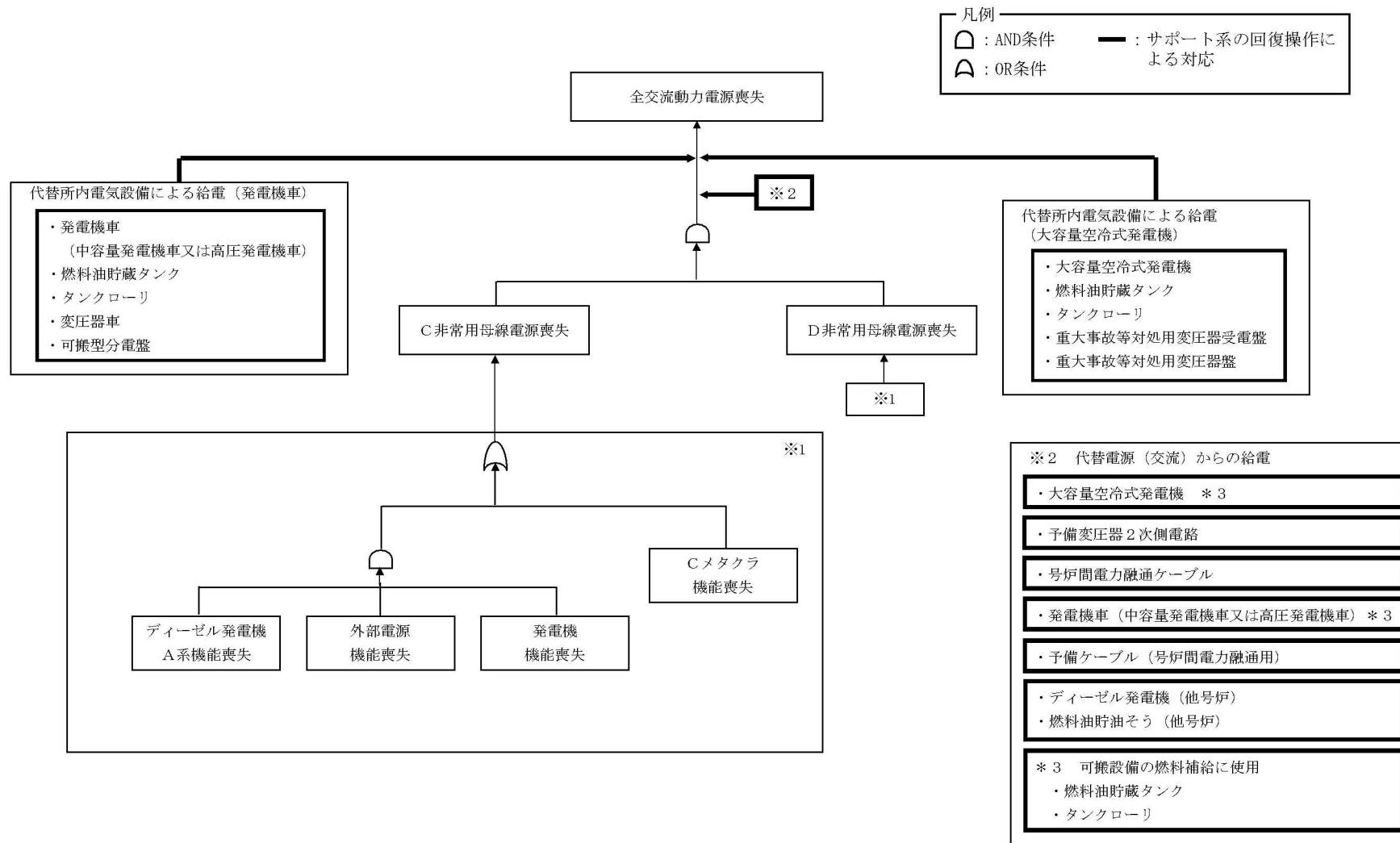
対応手段		重大事故等の 対応に必要なと なる監視項目	監視計器
1.14.2.1 代替電源（交流）からの給電手順等			
(1) 大容量空冷式発電機による 代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ 500kV 川内原子力線 1L、2L 電圧計、220kV 新鹿兒島線 1L、2L 電圧計及び 220kV 川内原子力連絡線 1L、2L 電圧計
			・ 4－1 A、B 1、B 2、C、D 母線電圧計
			・ A、B ディーゼル発電機電圧計
	操作	電源	・ 4－1 C、D 母線電圧計
			・ 3－1 C、D 母線電圧計
			・ A、B 直流電源電圧計
			・ A、B、C、D、E F、K 計装用電源電圧計
			・ 大容量空冷式発電機電圧計、電力計、周波数計 (重大事故等対処用制御盤)
(2) 予備変圧器 2 次側電路を使用した号炉間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ 4－1 C、D 母線電圧計
			・ 3－1 C、D 母線電圧計
			・ 4－2 C、D 母線電圧計 (他号炉)
			・ 大容量空冷式発電機電圧計、電力計、周波数計 (重大事故等対処用制御盤)
	操作	電源	・ 4－1 C、D 母線電圧計
			・ 3－1 C、D 母線電圧計
			・ A、B 直流電源電圧計
			・ A、B、C、D、E F、K 計装用電源電圧計
(3) 号炉間電力融通ケーブルを使用した号炉間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ 4－1 C、D 母線電圧計
			・ 3－1 C、D 母線電圧計
			・ 4－2 C、D 母線電圧計 (他号炉)
	操作	電源	・ 4－1 C、D 母線電圧計
			・ 3－1 C、D 母線電圧計
			・ A、B 直流電源電圧計
			・ A、B、C、D、E F、K 計装用電源電圧計

監視計器一覧（２／３）

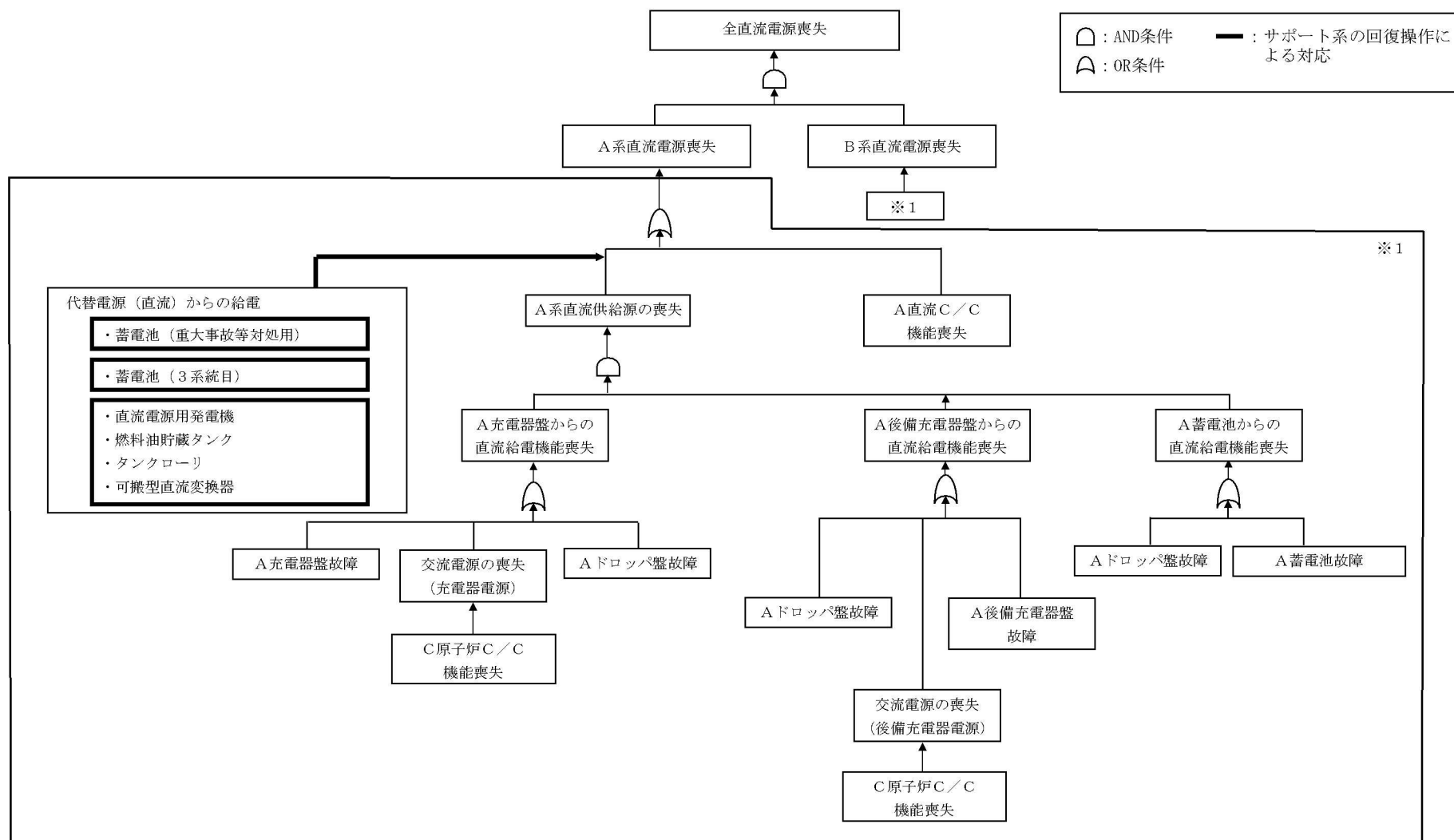
対応手段		重大事故等の 対応に必要なと なる監視項目	監視計器
1. 14. 2. 1 代替電源（交流）からの給電手順等			
(4) 発電機車（中容量発電機車 又は高圧発電機車）による代 替電源（交流）からの給電	判 断 基 準	電 源	・ 4－1 C、D母線電圧計
			・ 3－1 C、D母線電圧計
	操 作	電 源	・ 4－1 C、D母線電圧計
			・ 3－1 C、D母線電圧計
			・ A、B直流電源電圧計
			・ A、B、C、D、E F、K計装用電 源電圧計
(5) 予備ケーブル（号炉間電力 融通用）を使用した号炉間融 通による代替電源（交流）か らの給電	判 断 基 準	電 源	・ 4－1 C、D母線電圧計
			・ 3－1 C、D母線電圧計
			・ 4－2 C、D母線電圧計（他号 炉）
	操 作	電 源	・ 4－1 C、D母線電圧計
			・ 3－1 C、D母線電圧計
			・ A、B直流電源電圧計
			・ A、B、C、D、E F、K計装用電 源電圧計

監視計器一覧（3 / 3）

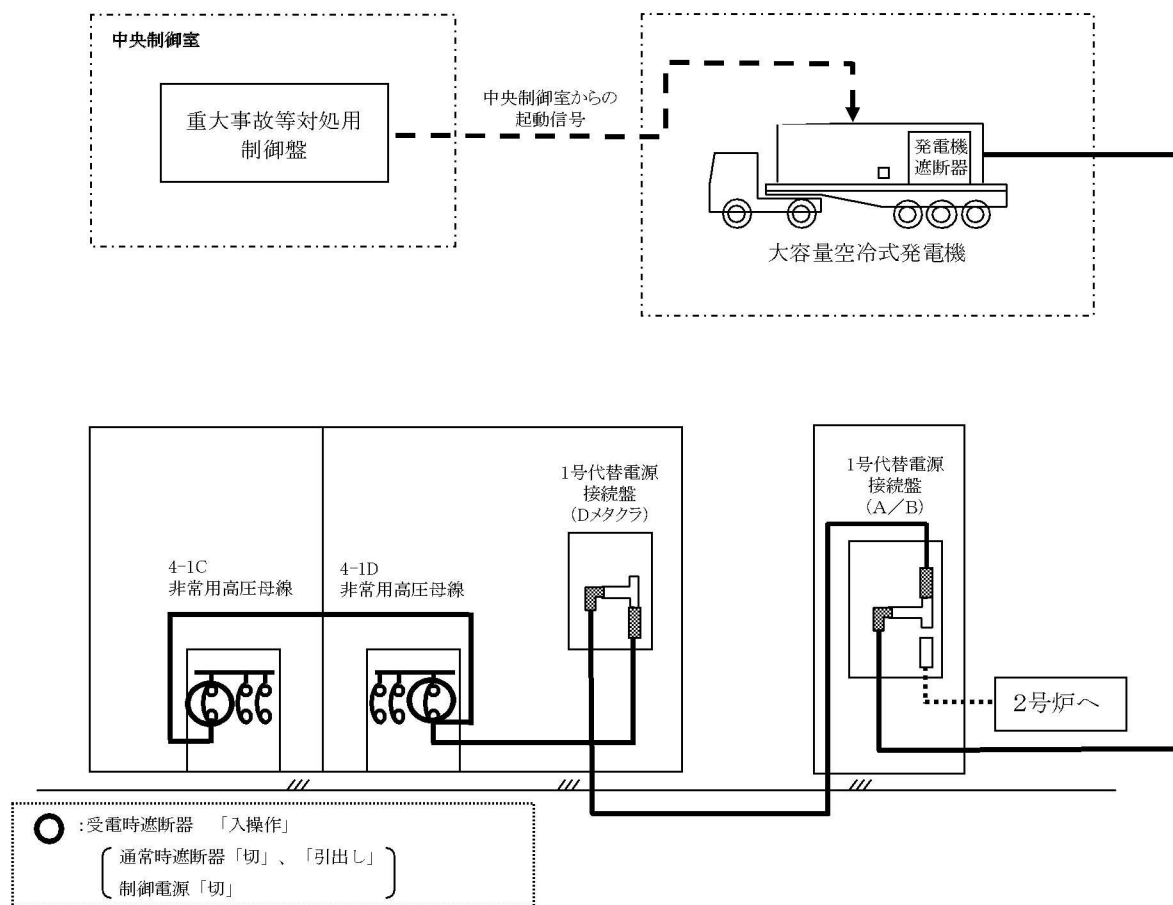
対応手段		重大事故等の 対応に必要なと なる監視項目	監視計器
1. 14. 2. 2 代替電源（直流）からの給電手順等			
(1) 蓄電池（安全防護系用） による代替電源（直流） からの給電	判断基準	電源	・ 4－1 A、B 1、B 2、C、D 母線電圧計 ・ A、B 直流電源電圧計
	操作	電源	・ A、B 直流電源電圧計
(2) 蓄電池（重大事故等対 処用）による代替電源（直 流）からの給電	判断基準	電源	・ 4－1 A、B 1、B 2、C、D 母線電圧計 ・ A、B 直流電源電圧計
	操作	電源	・ A、B 直流電源電圧計
(3) 蓄電池（3 系統目）に よる代替電源（直流）か らの給電	判断基準	電源	・ 4－1 A、B 1、B 2、C、D 母線電圧計 ・ A、B 直流電源電圧計
	操作	電源	・ 直流電源（3 系統目）電圧計 ・ A、B 直流電源電圧計
(4) 直流電源用発電機及び 可搬型直流変換器による 代替電源（直流）からの 給電	判断基準	電源	・ 4－1 A、B 1、B 2、C、D 母線電圧計 ・ A、B 直流電源電圧計
	操作	電源	・ A、B 直流電源電圧計
1. 14. 2. 3 代替所内電気設備による給電手順等			
(1) 代替所内電気設備によ る給電（大容量空冷式発 電機）	判断基準	電源	・ 500kV 川内原子力線 1L、2L 電圧計、220kV 新鹿兒島線 1L、2L 電圧計及び 220kV 川内原子力連絡線 1L、2L 電圧計 ・ 4－1 A、B 1、B 2、C、D 母線電圧計 ・ A、B 直流電源電圧計
			・ A、B、C、D、E F、K 計装用電源電圧計 ・ 重大事故等対処用変圧器盤電圧計 ・ 大容量空冷式発電機電圧計、電力計、周波数計、燃料小出槽油量
(2) 代替所内電気設備によ る給電（発電機車（中容 量発電機車又は高圧発電 機車））	判断基準	電源	・ 500kV 川内原子力線 1L、2L 電圧計、220kV 新鹿兒島線 1L、2L 電圧計及び 220kV 川内原子力連絡線 1L、2L 電圧計 ・ 4－1 A、B 1、B 2、C、D 母線電圧計 ・ A、B 直流電源電圧計
			—



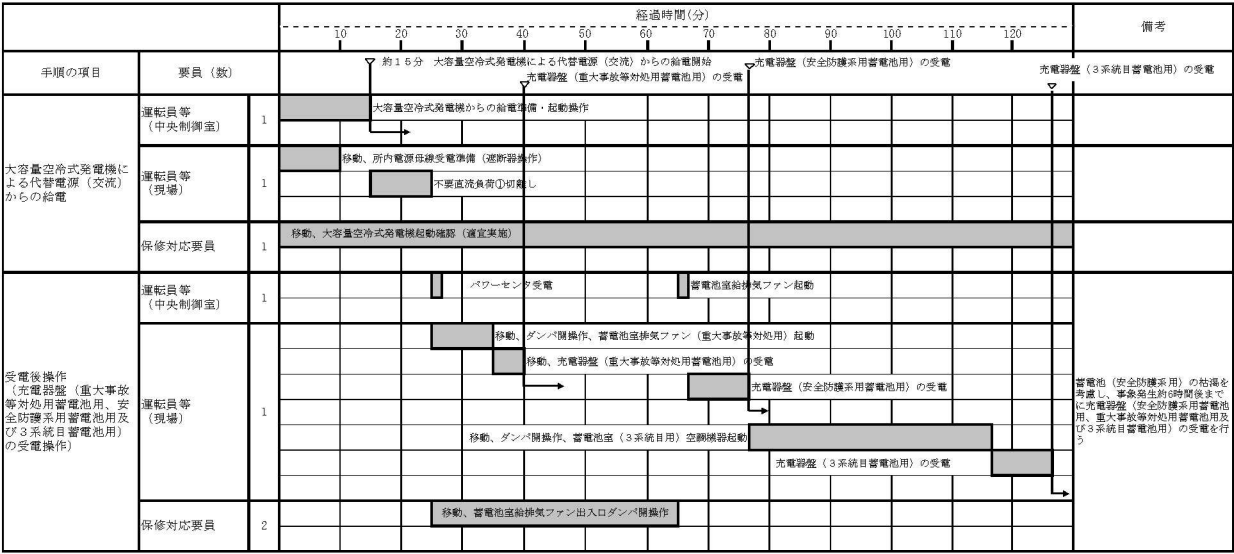
第 1.14.1 図 機能喪失原因対策分析（全交流動力電源喪失）



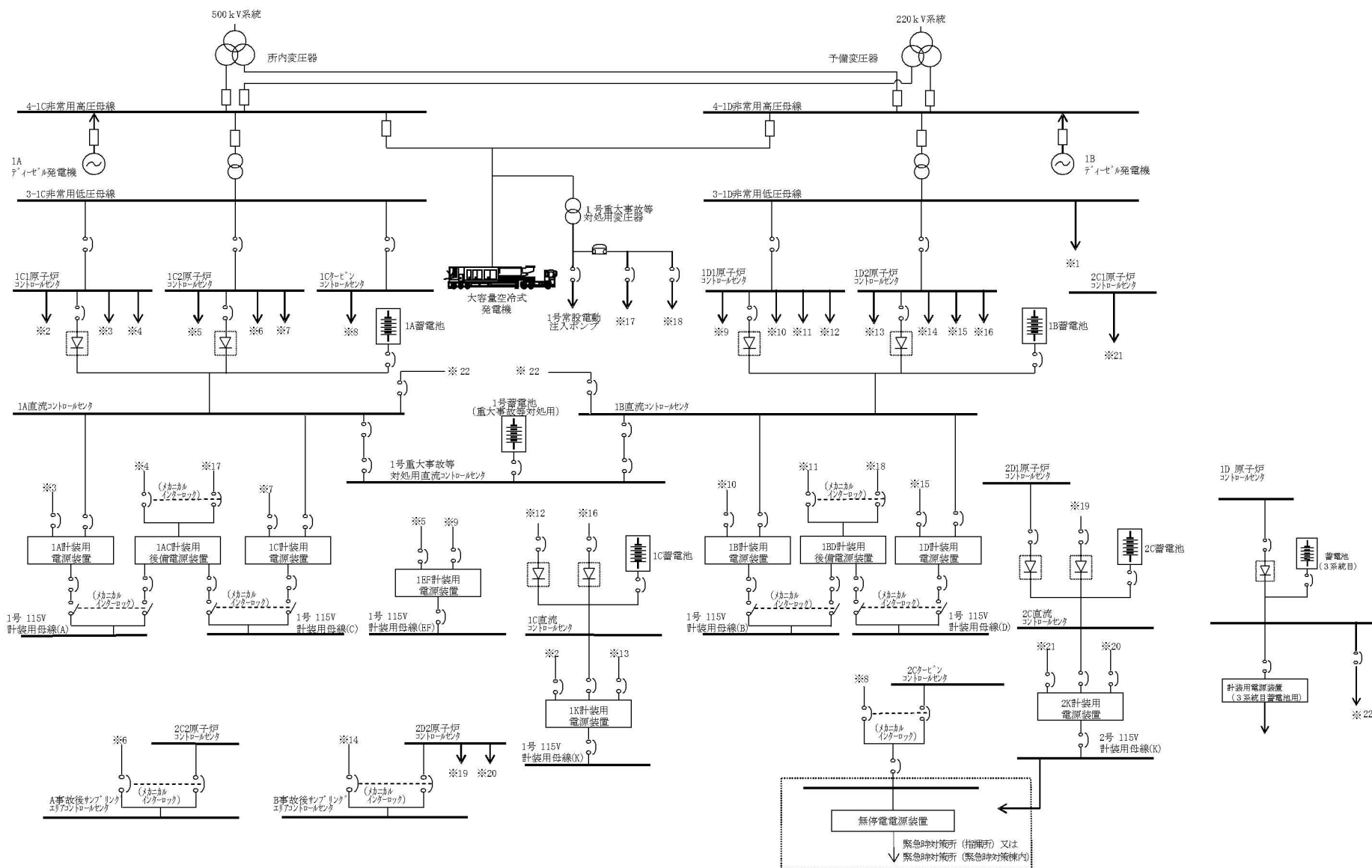
第 1.14.2 図 機能喪失原因対策分析（全直流電源喪失）



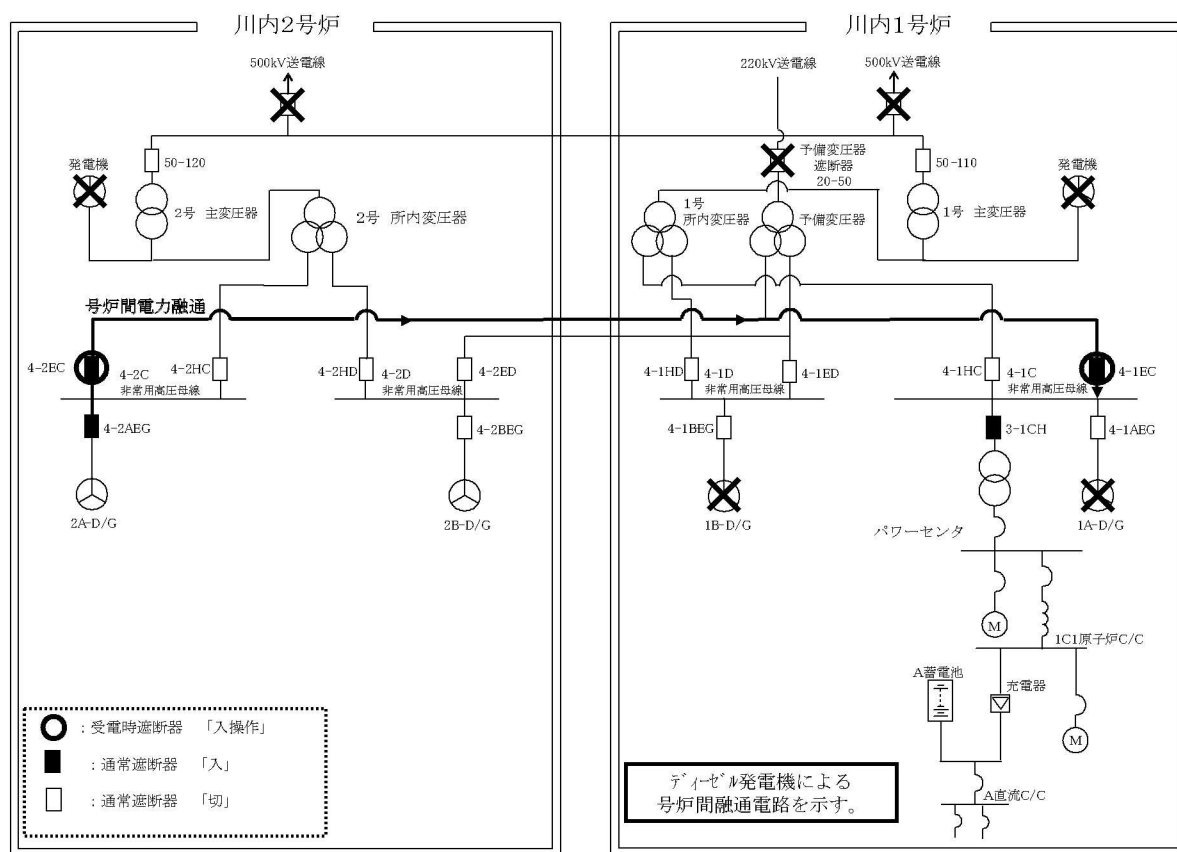
第1.14.3図 大容量空冷式発電機による代替電源（交流）からの給電概略系統



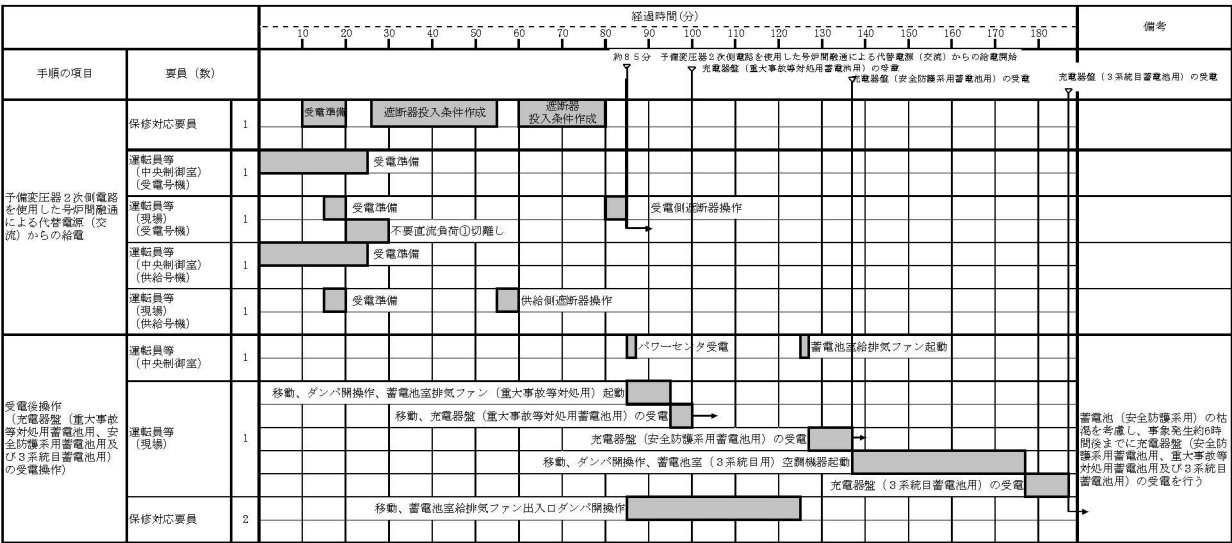
第1.14.4図 大容量空冷式発電機による代替電源（交流）からの給電
タイムチャート



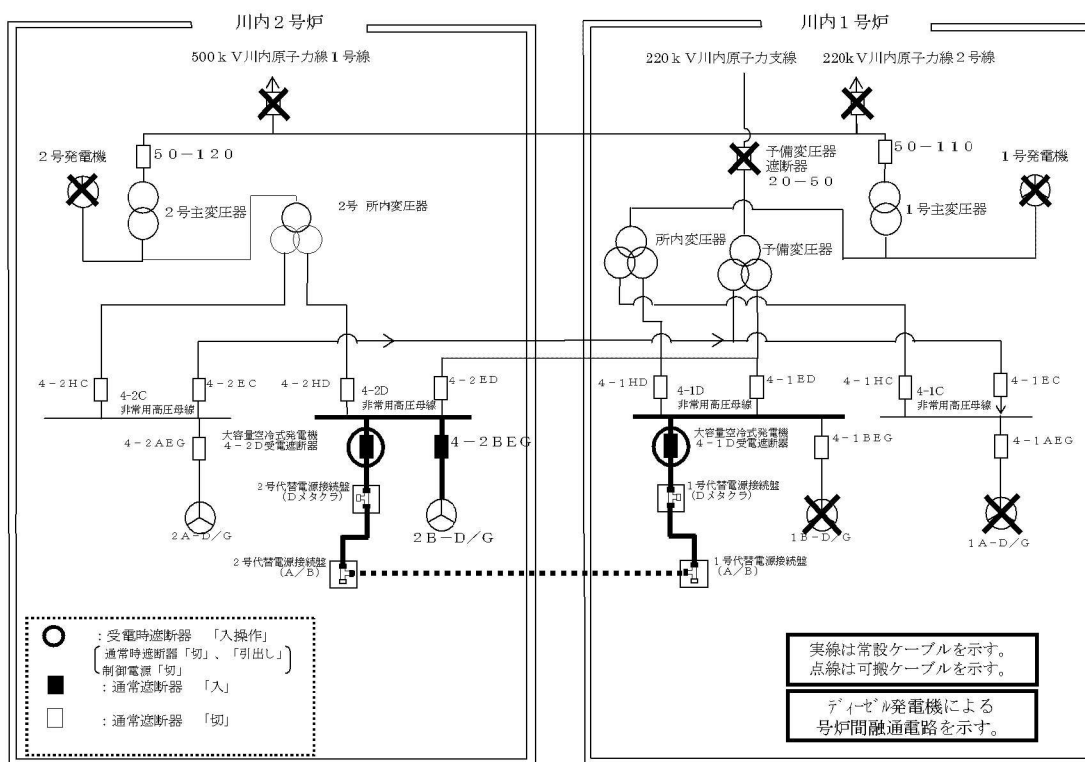
第 1.14.5 図 大容量空冷式発電機による給電と単線結線図



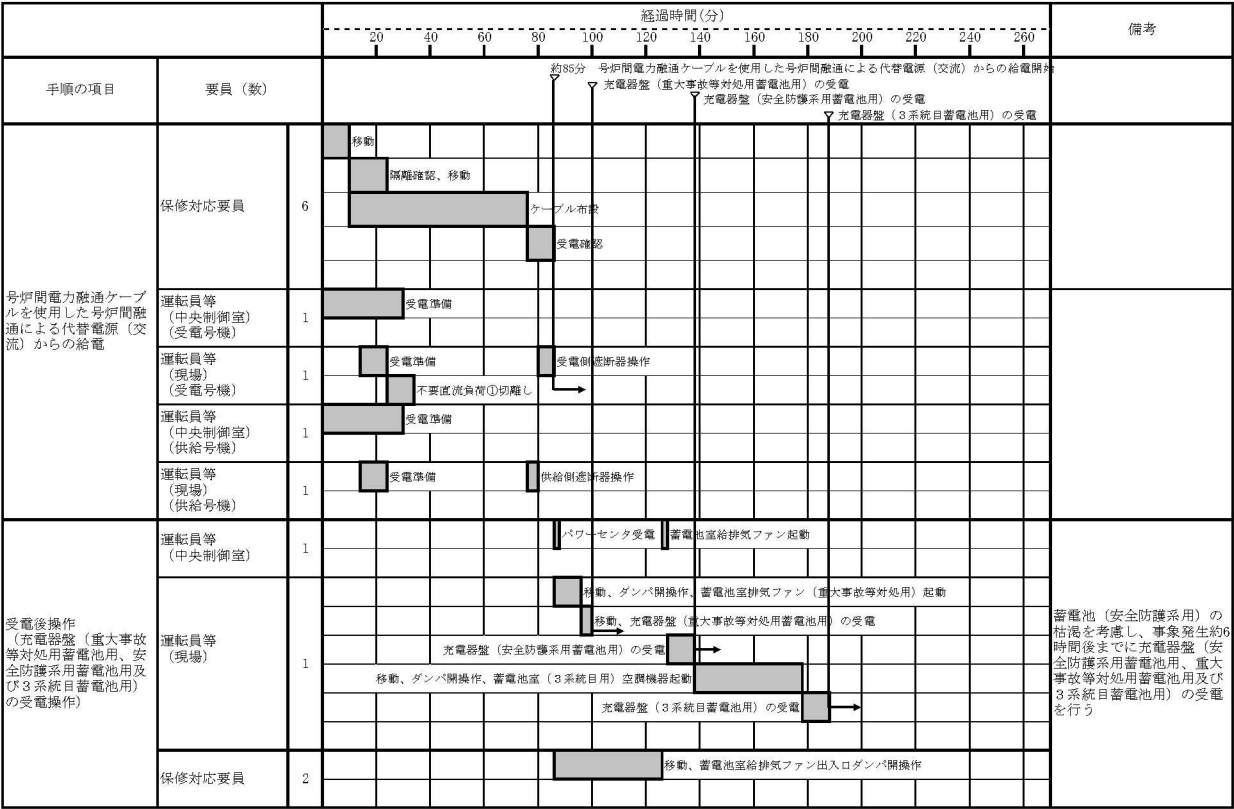
第1.14.6図 予備変圧器2次側電路を使用した号炉間融通による代替電源（交流）からの給電 概略系統



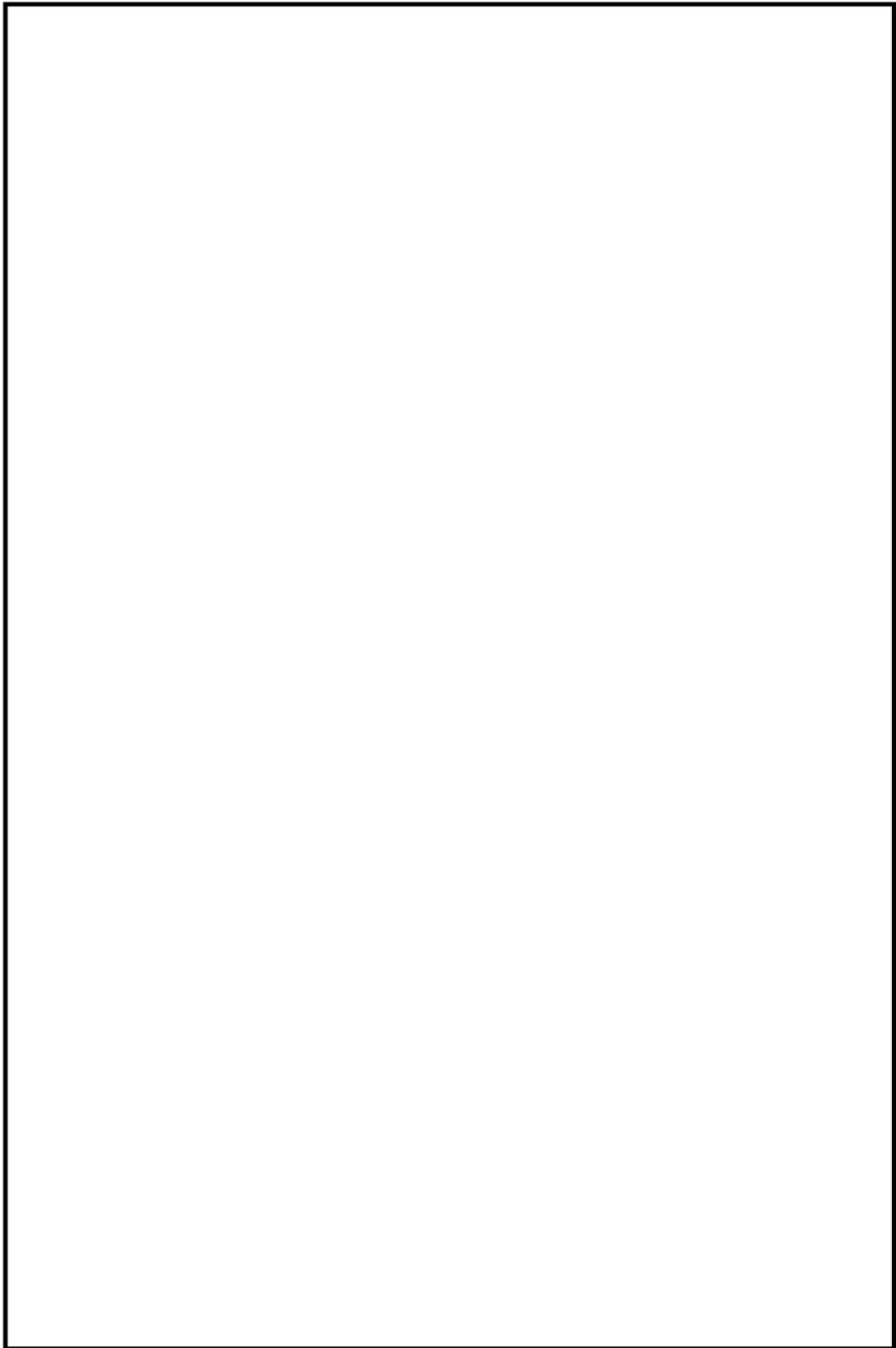
第1.14.7図 予備変圧器2次側電路を使用した号炉間融通による代替電源(交流)からの給電 タイムチャート



第1.14.8図 号炉間電力融通ケーブルを使用した号炉間融通による代替
電源（交流）からの給電 概略系統

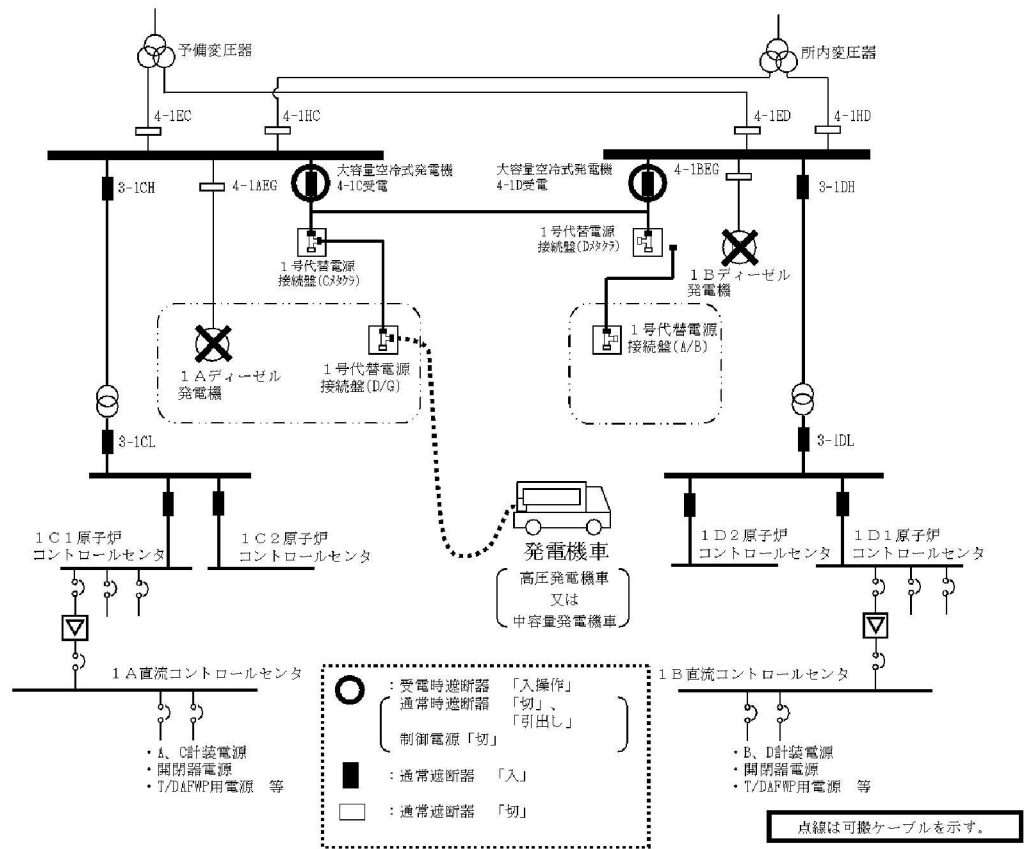


第1.14.9図 号炉間電力融通ケーブルを使用した号炉間融通による代替電源（交流）からの給電 タイムチャート

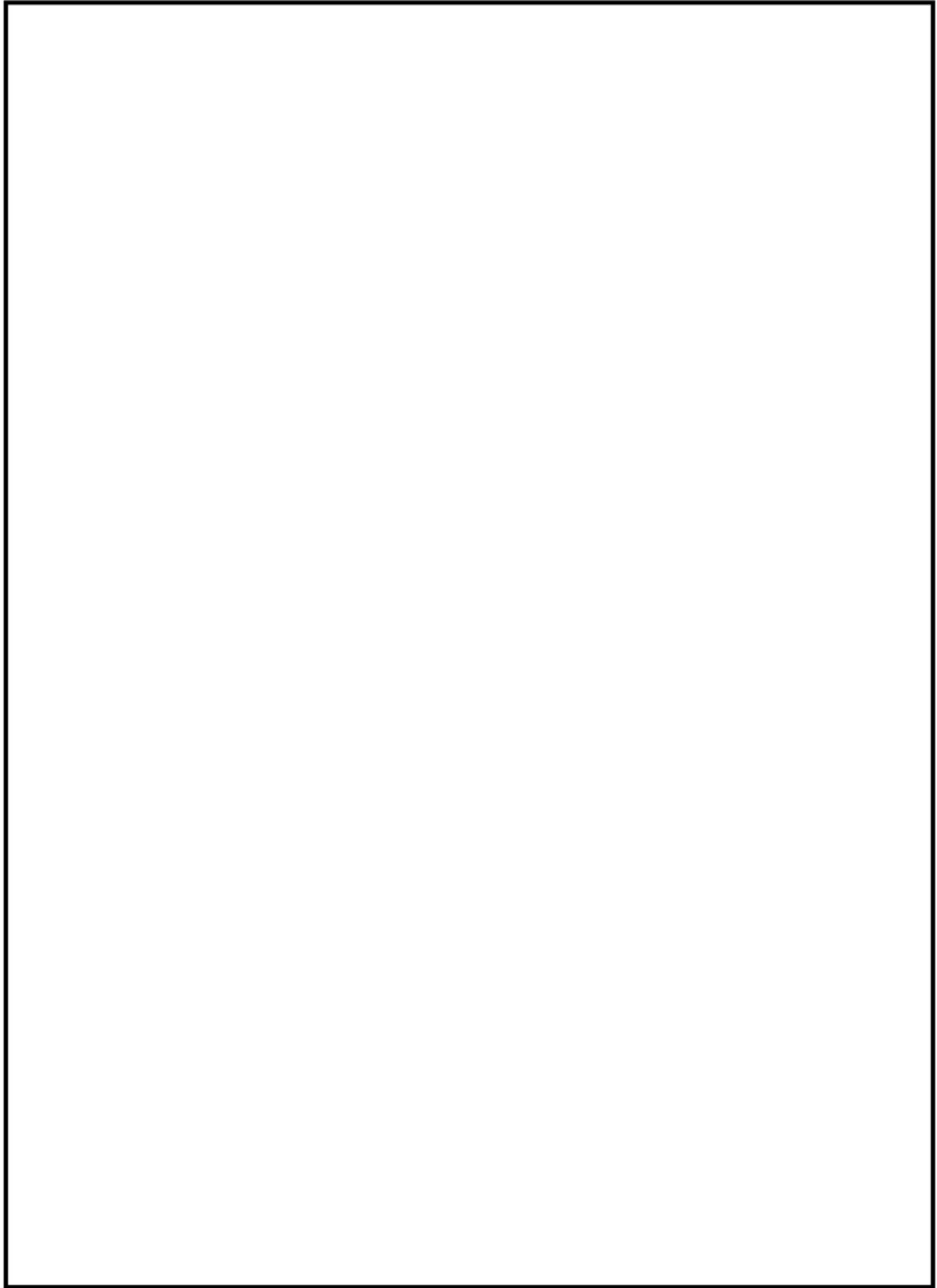


 : 防護上の観点から公開できません

第 1.14.10 図 号炉間電力融通ケーブルによる号炉間融通ケーブル
布設ルート

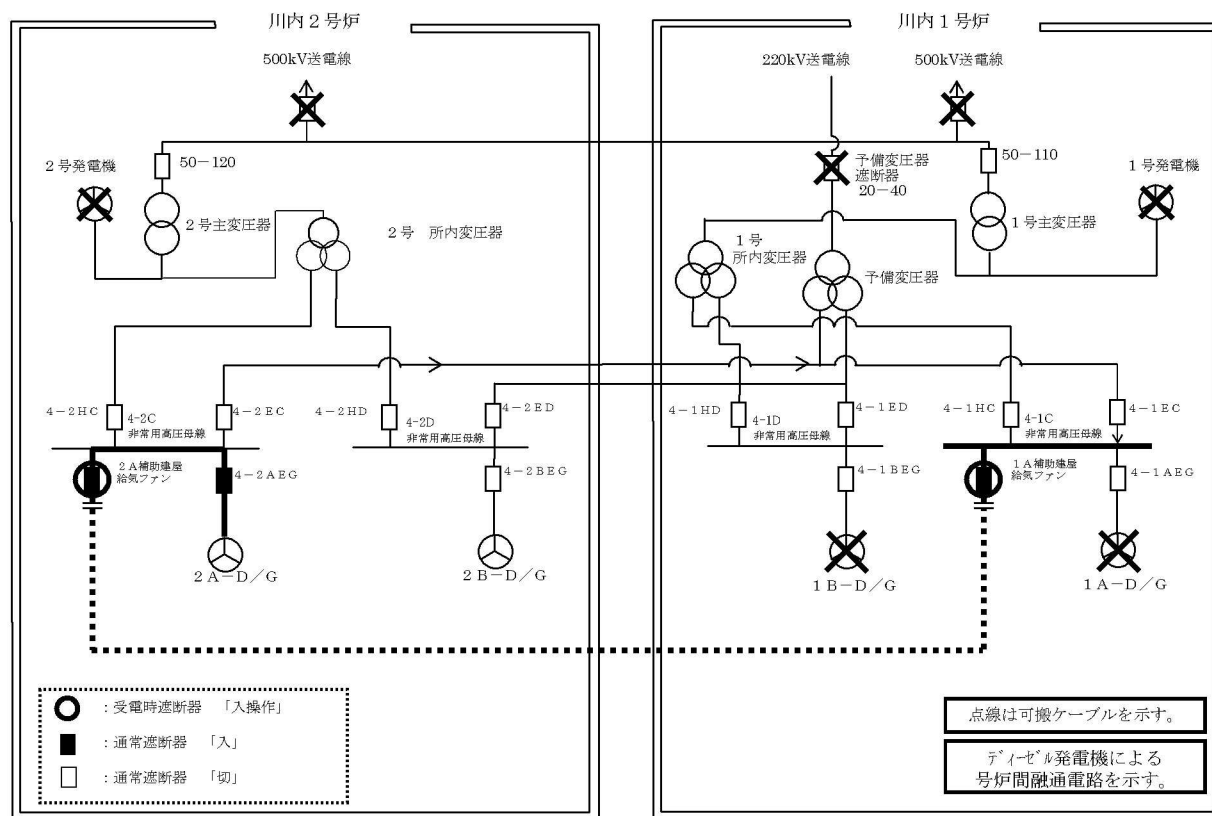


第1.14.11図 発電機車（中容量発電機車又は高圧発電機車）による代替電源（交流）からの給電 概略系統

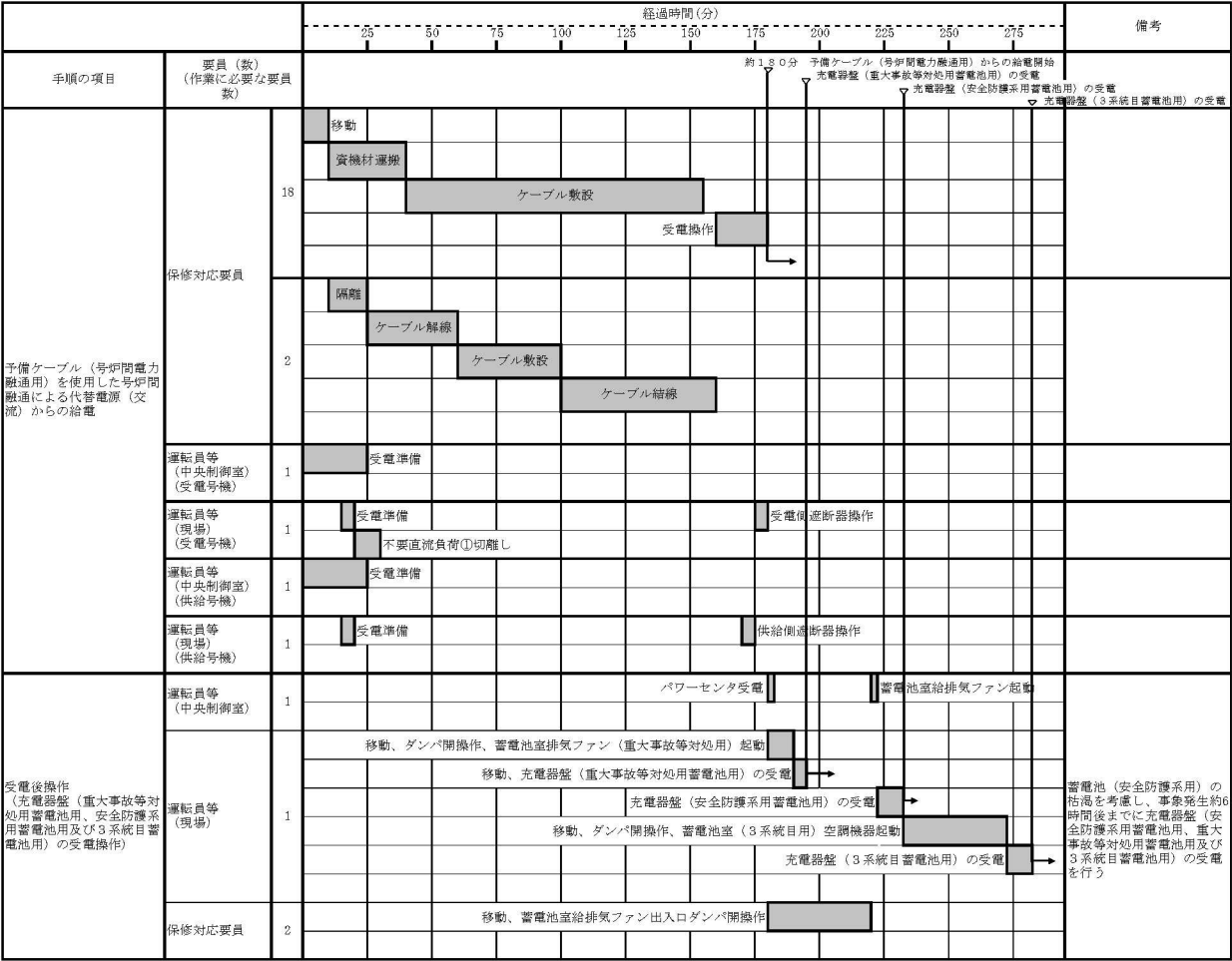


 : 防護上の観点から公開できません

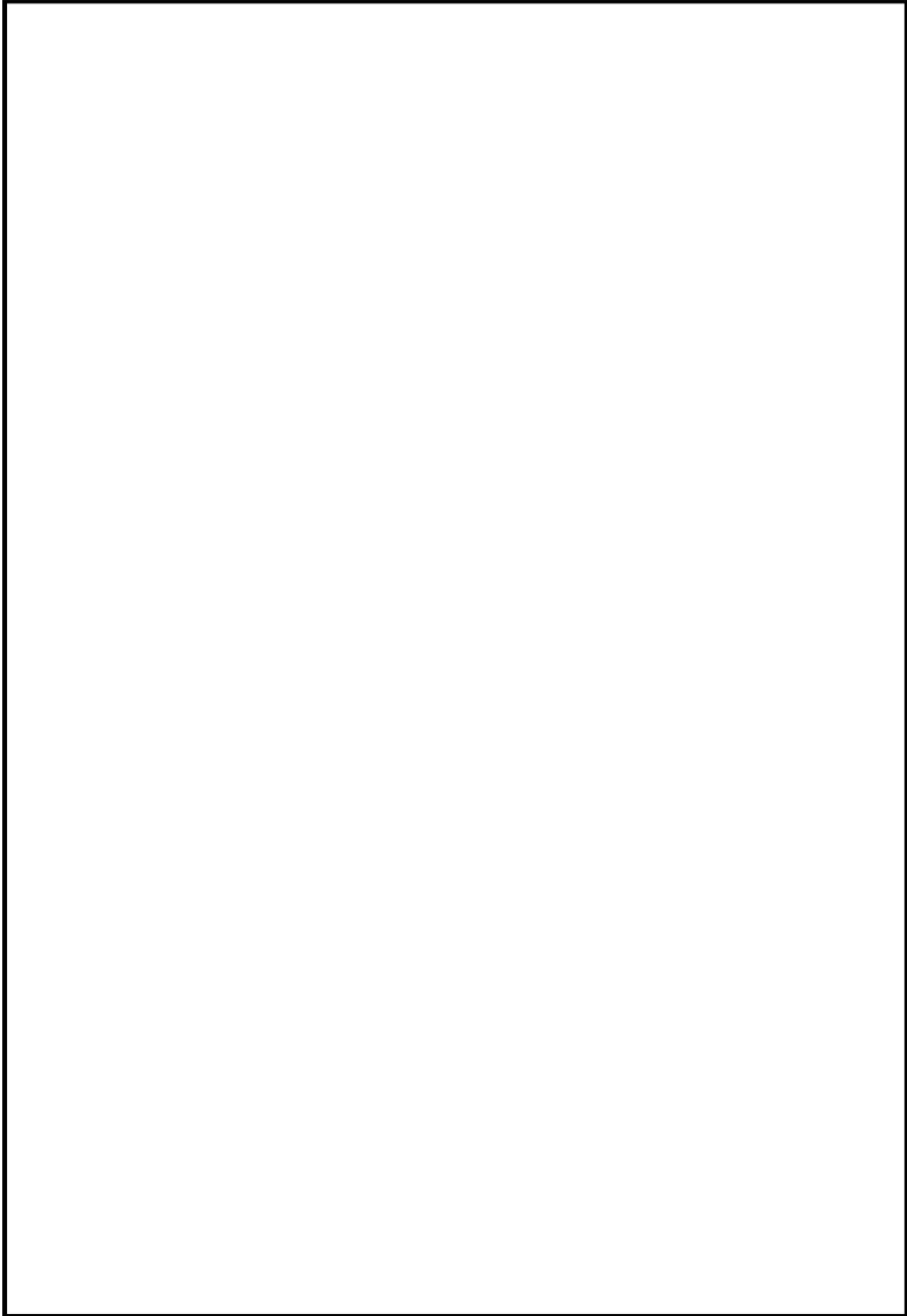
第 1.14.13 図 発電機車ケーブル布設ルート



第1.14.14図 予備ケーブル（号炉間電力融通用）を使用した号炉間融通
による代替電源（交流）からの給電 概略系統

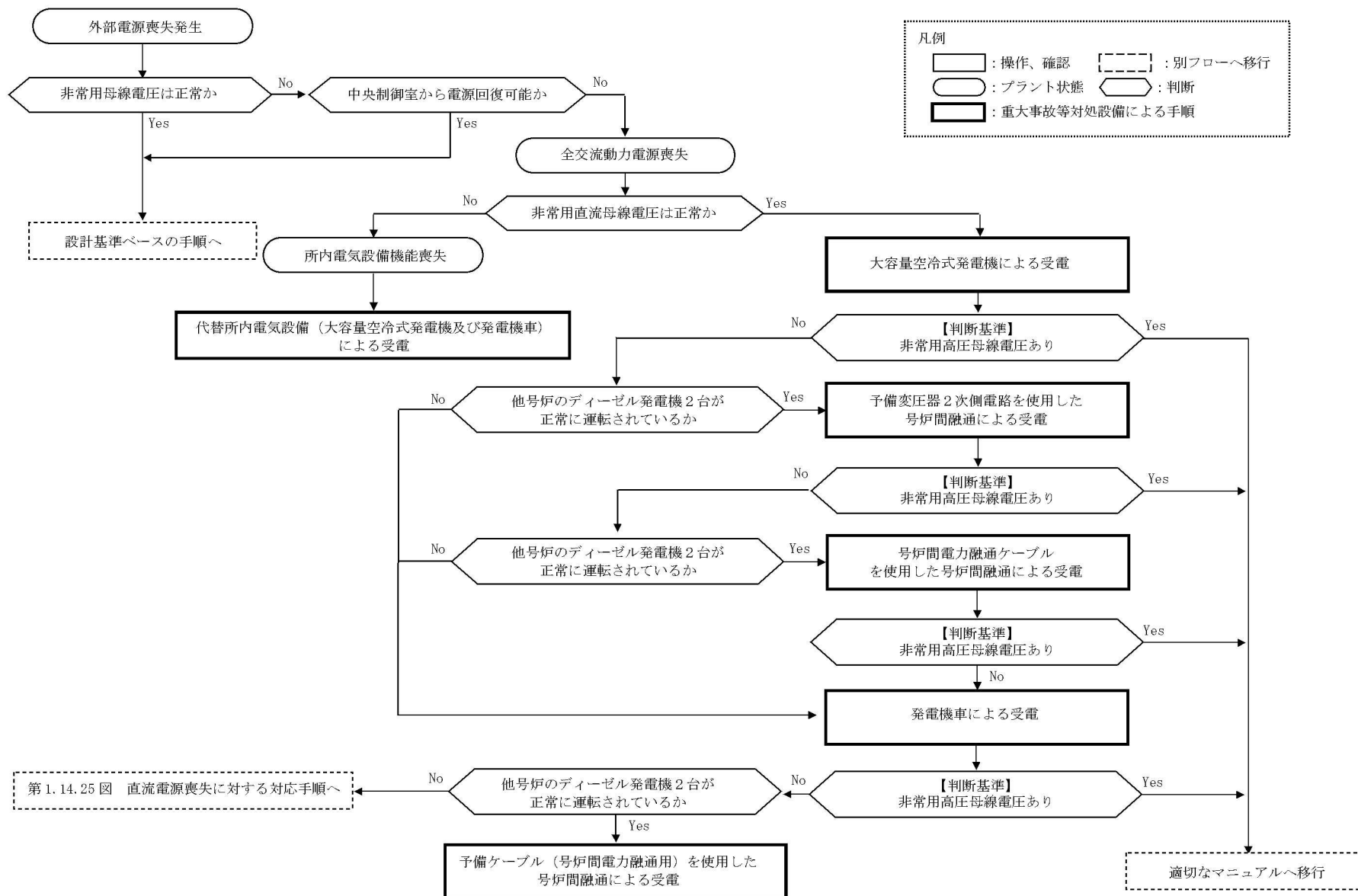


第1.14.15図 予備ケーブル（号炉間電力融通用）を使用した号炉間融通による代替電源（交流）からの給電 タイムチャート

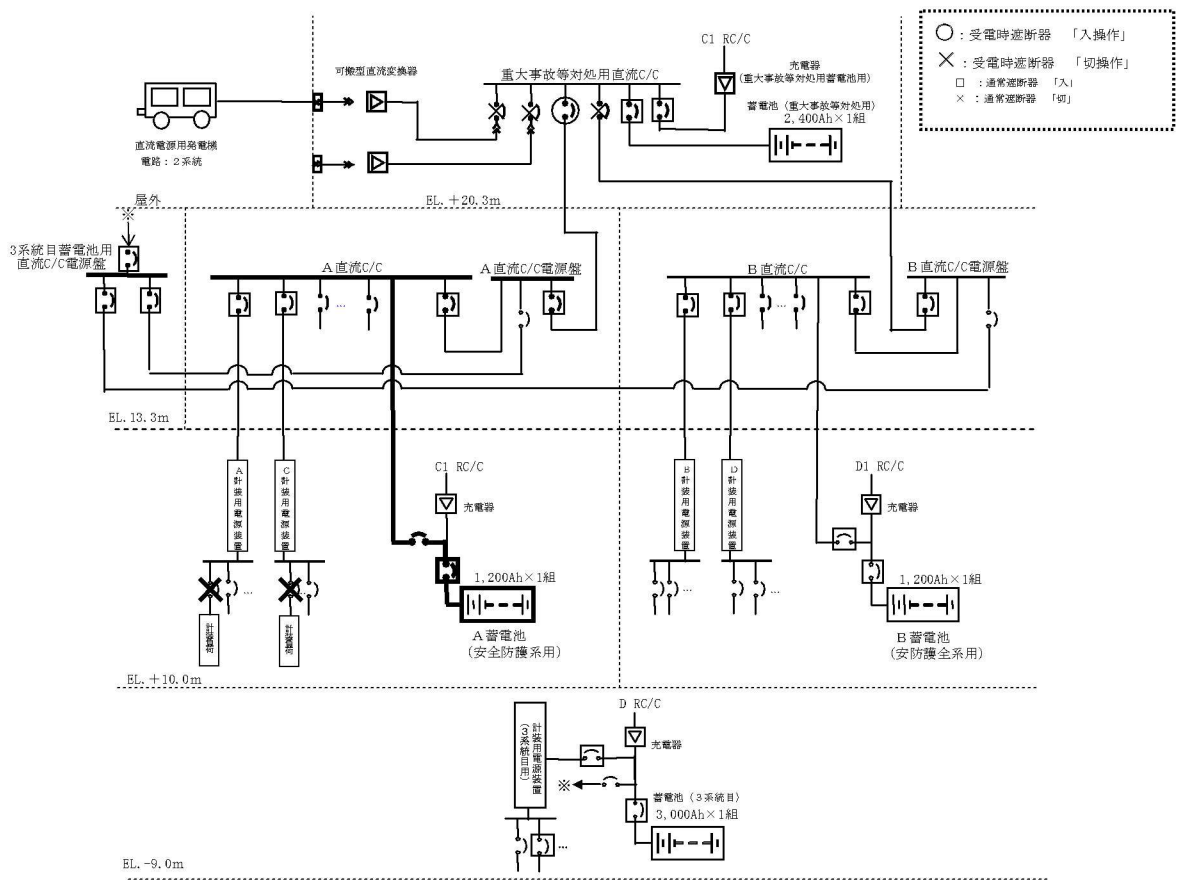


 : 防護上の観点から公開できません

第 1.14.16 図 予備ケーブル（号炉間電力融通用）による号炉間融通
ケーブル布設ルート（EL. + 13.3m）



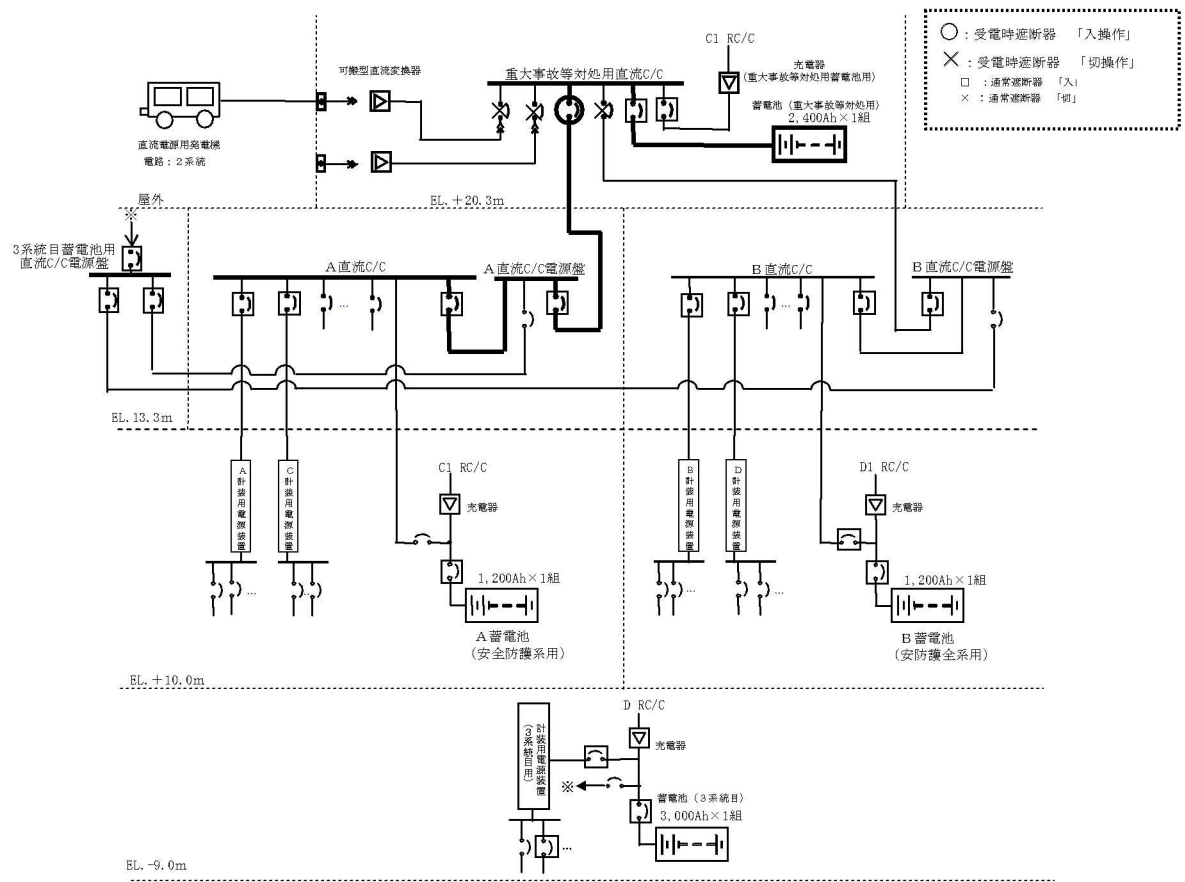
第 1. 14. 17 図 全交流動力電源機能喪失に対する対応手順



第1.14.17(1)図 蓄電池（安全防護系用）による直流電源からの給電概略系統

手順の項目	要員（数）	経過時間（時間）						備考
		1	2	3	4	5	6	
自動給電開始								
約1時間 不要直流負荷②切離し								
蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電	運転員等 （中央制御室、現場）	1						

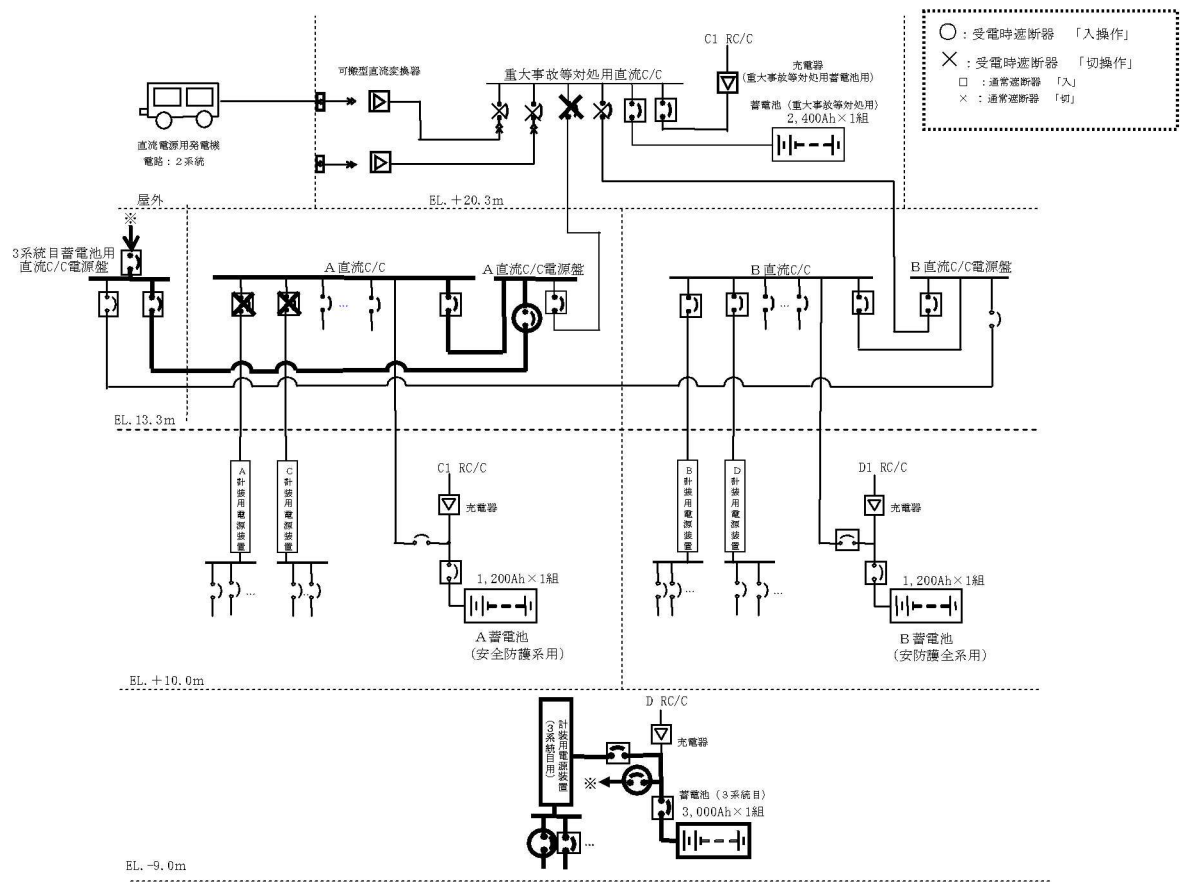
第1.14.17(2)図 蓄電池（安全防護系用）による直流電源からの給電タイムチャート



第1.14.18図 蓄電池（重大事故等対処用）による直流電源からの給電概略系統

		経過時間(時間)						備考
		2	4	6	8	10	12	
手順の項目	要員(数)	約7時間 蓄電池（重大事故等対処用）による 代替電源（直流）からの給電開始						
蓄電池（重大事故等対処用）による代替電源（直流）からの給電	運転員等 （中央制御室）	1						
	運転員等 （現場）	1						約20分 不要直流負荷③切離し

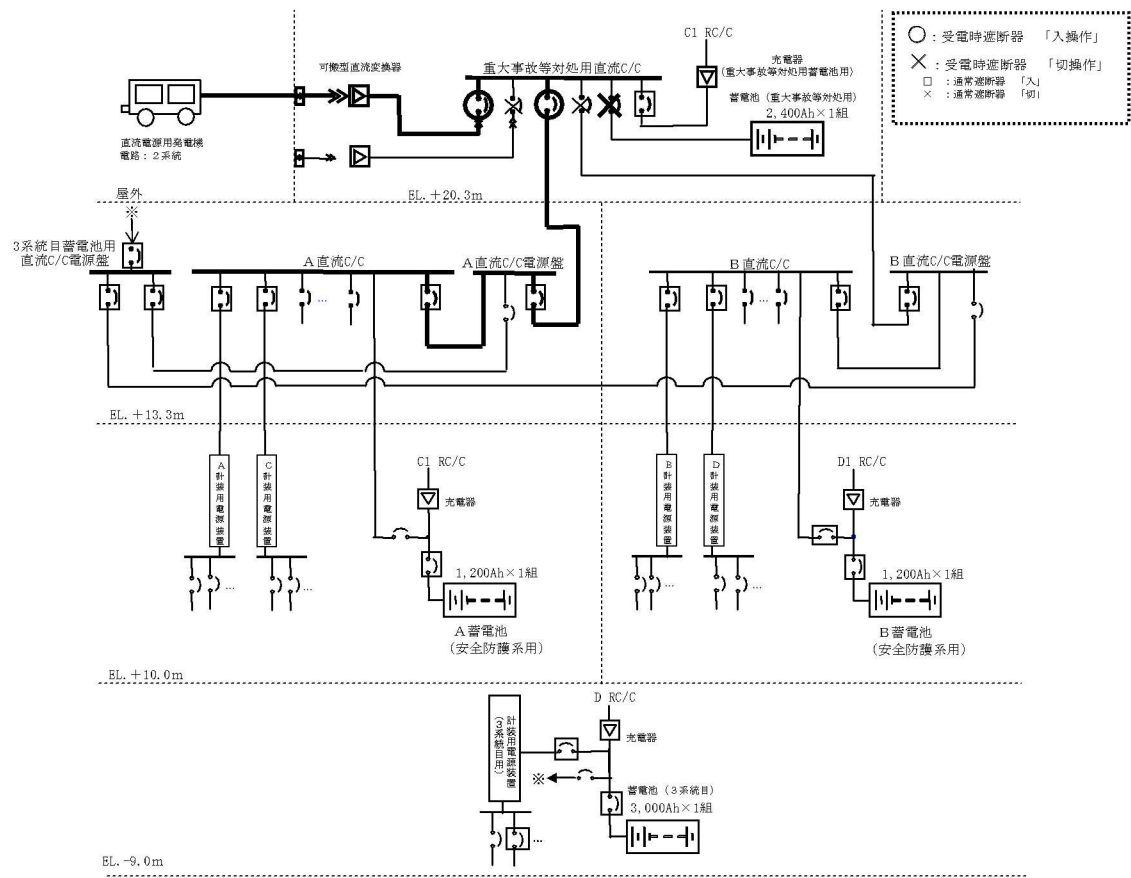
第1.14.19図 蓄電池（重大事故等対処用）による直流電源からの給電タイムチャート



第 1.14.19(1) 図 蓄電池（3 系統目）による直流電源からの給電概略系統

手順の項目	要員 (数)	経過時間 (分)						備考
		20	40	60	80	100	120	
蓄電池（3 系統目）による代替電源（直流）からの給電	運転員等（中央制御室）	蓄電池（3 系統目）による代替電源（直流）からの給電開始						
		1						
	運転員等（現場）	1						
		1						

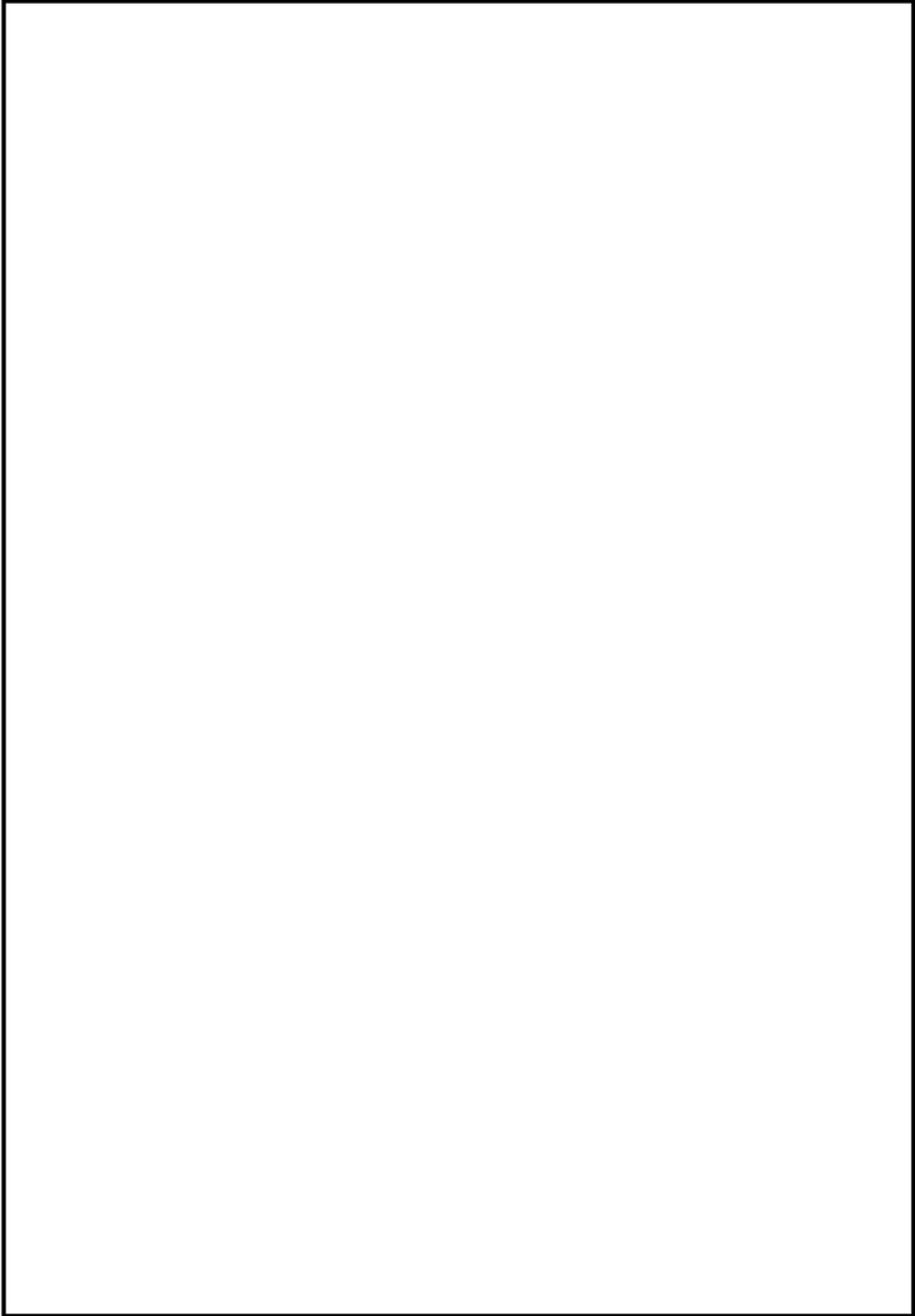
第 1.14.19(2) 図 蓄電池（3 系統目）による直流電源からの給電タイムチャート



第 1. 14. 20 図 直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による代替電源
(直流) からの給電 概略系統

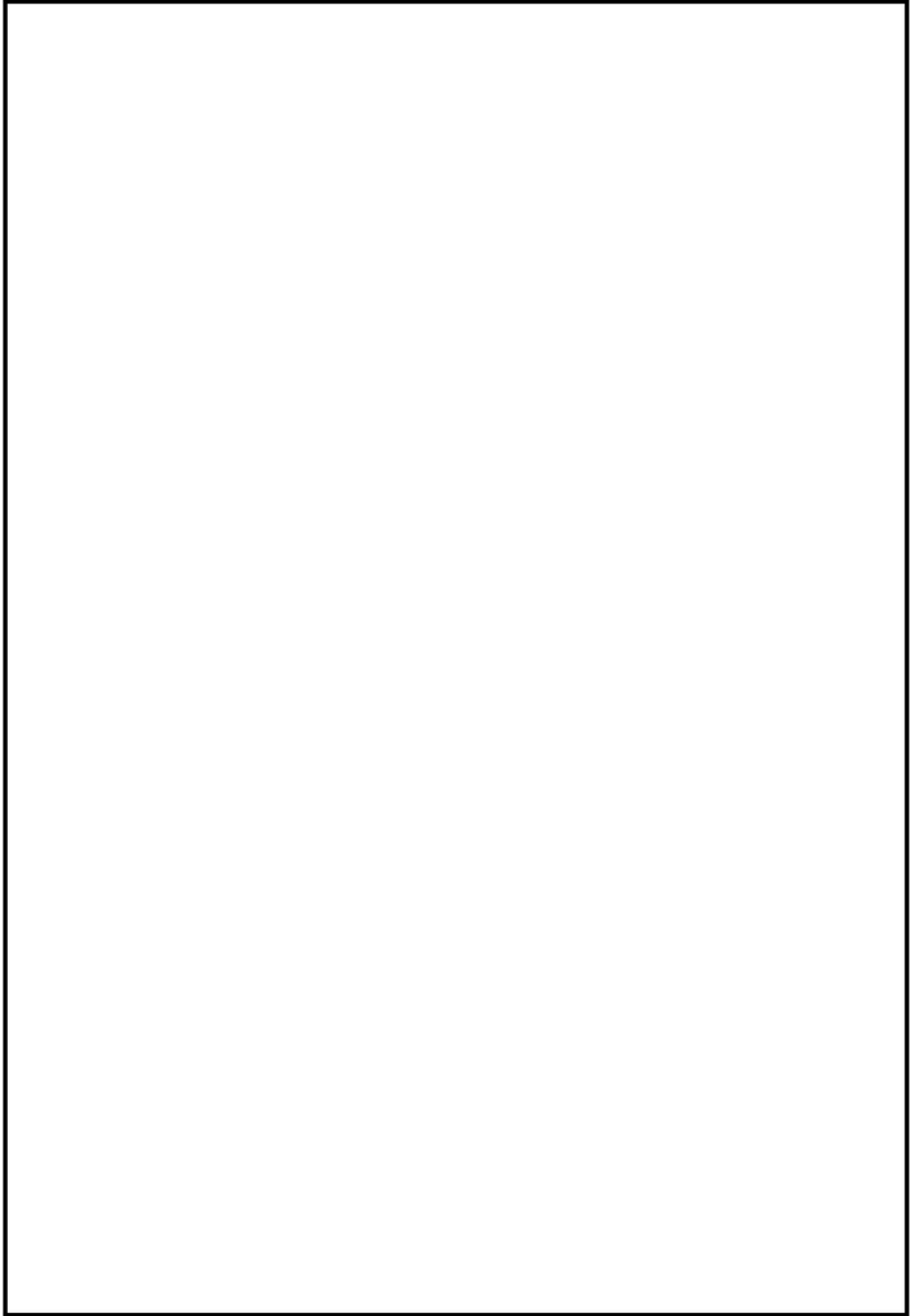
		経過時間(分)														備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140		
手順の項目	要員(数)															約120分 直流電源用発電機及び可搬型直流変換器 による代替電源(直流)からの給電開始 ▽	
直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による代替電源(直流)からの給電	係対応要員	5	移動														
			資機材運搬														
			ケーブル布設・接続														
			発電機起動準備														
			給電機電機操作														
	運転員等 (中央制御室)	1															
			受電操作														
	運転員等 (現場)	1	移動、受電準備														
			受電操作														

第 1. 14. 21 図 直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による代替電源
(直流) からの給電 タイムチャート



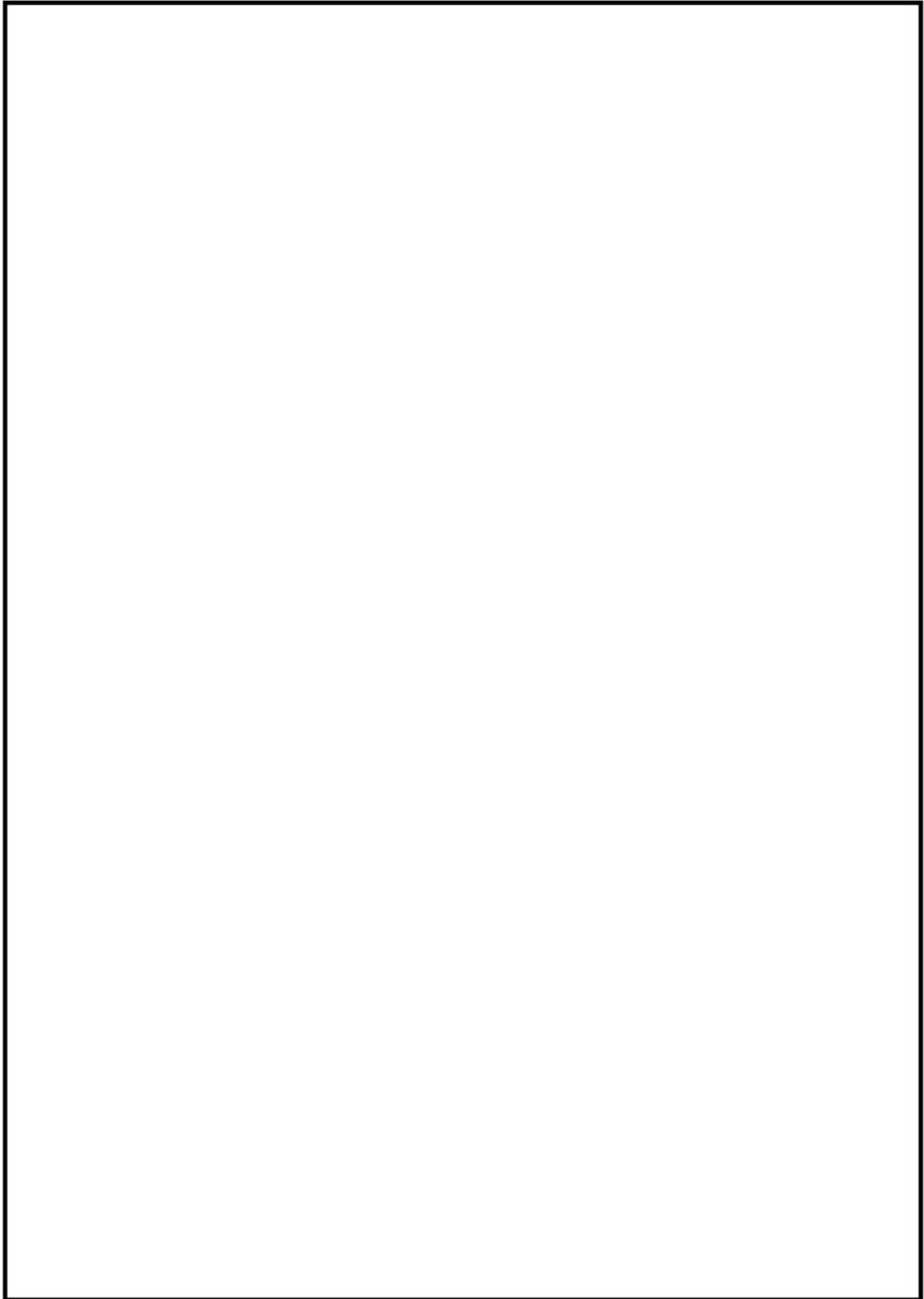
 : 防護上の観点から公開できません

第 1.14.22 図 直流電源用発電機ケーブル布設ルート（屋外）



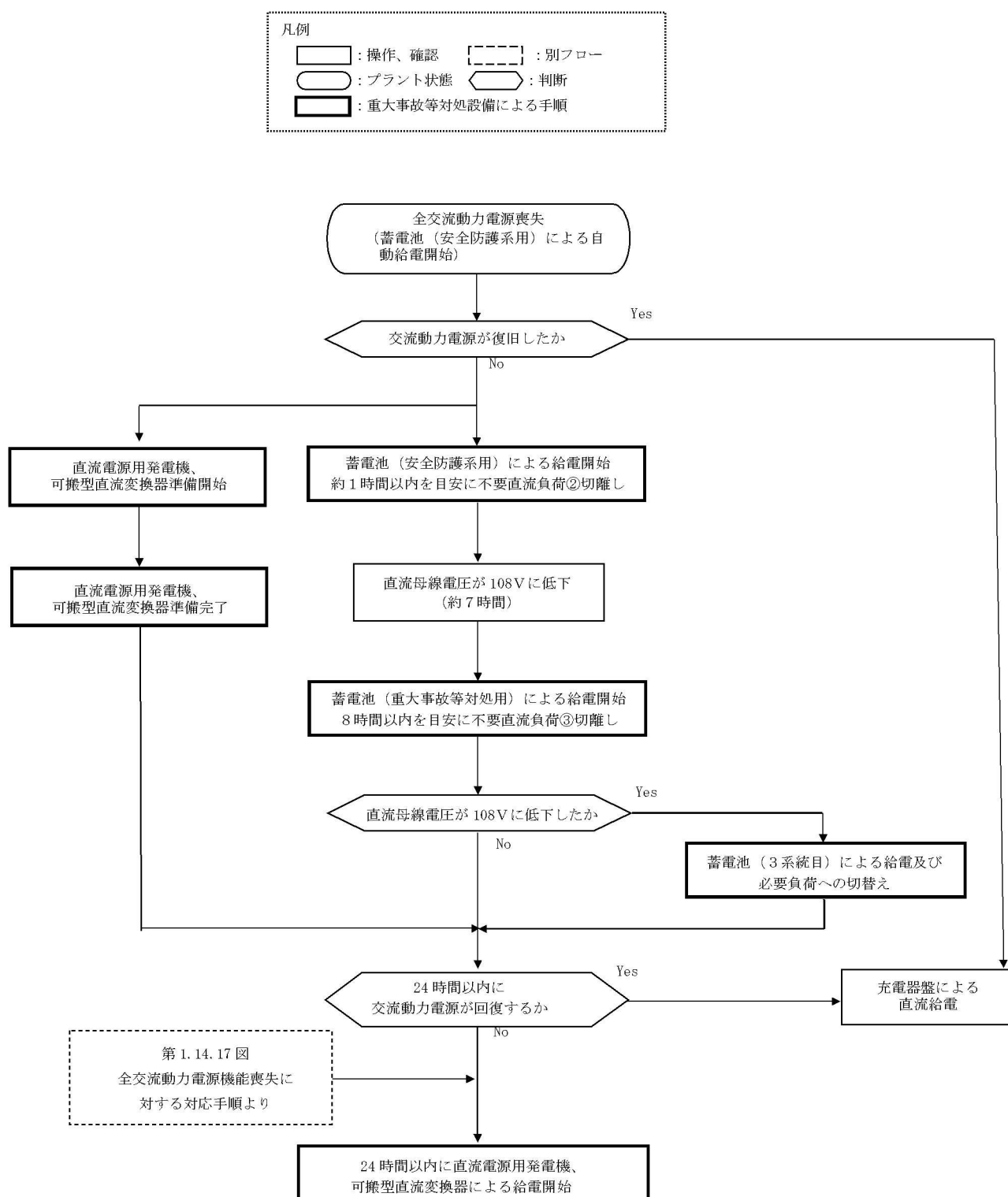
: 防護上の観点から公開できません

第 1.14.23 図 直流電源用発電機ケーブル布設ルート (EL. +13.3m)

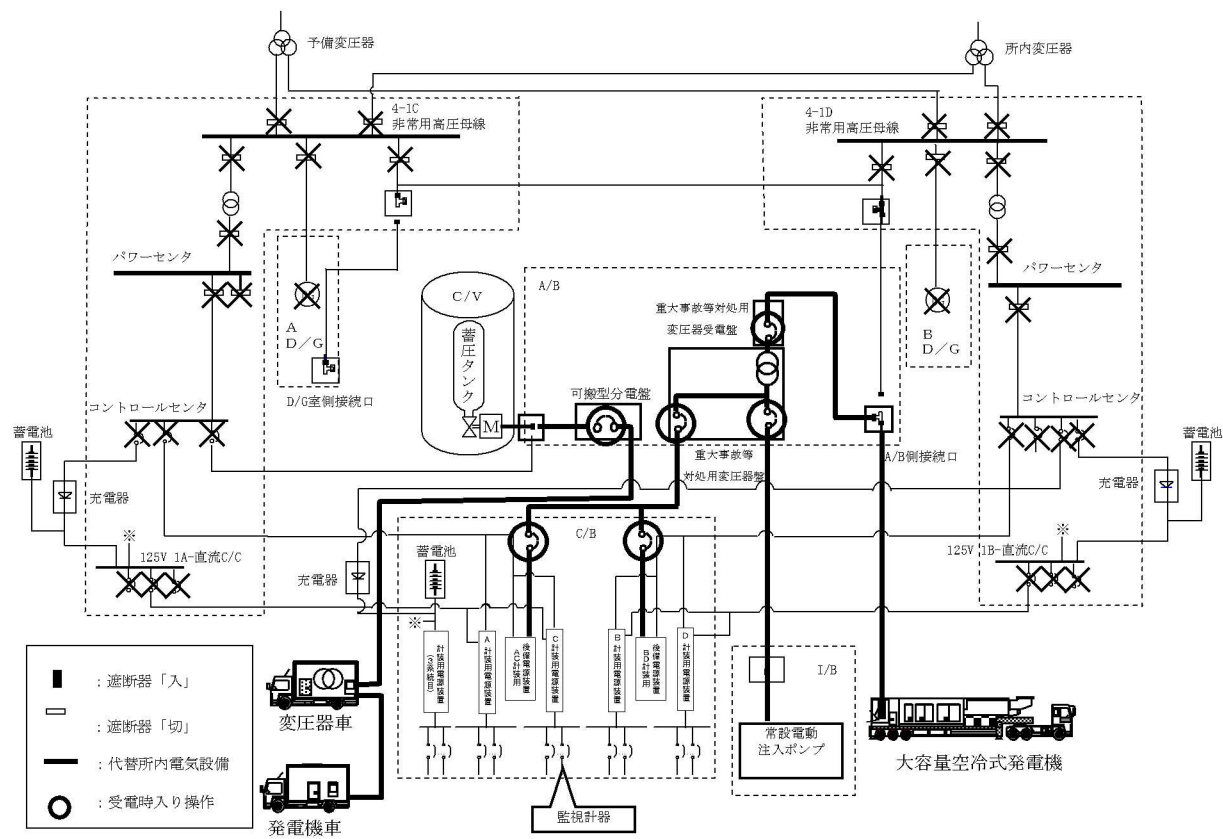


: 防護上の観点から公開できません

第 1. 14. 24 図 可搬型直流変換器ケーブル布設ルート (EL. + 20. 3m)



第 1.14.25 図 直流電源喪失に対する対応手順



第1.14.26図 代替所内電気設備による給電 概略系統

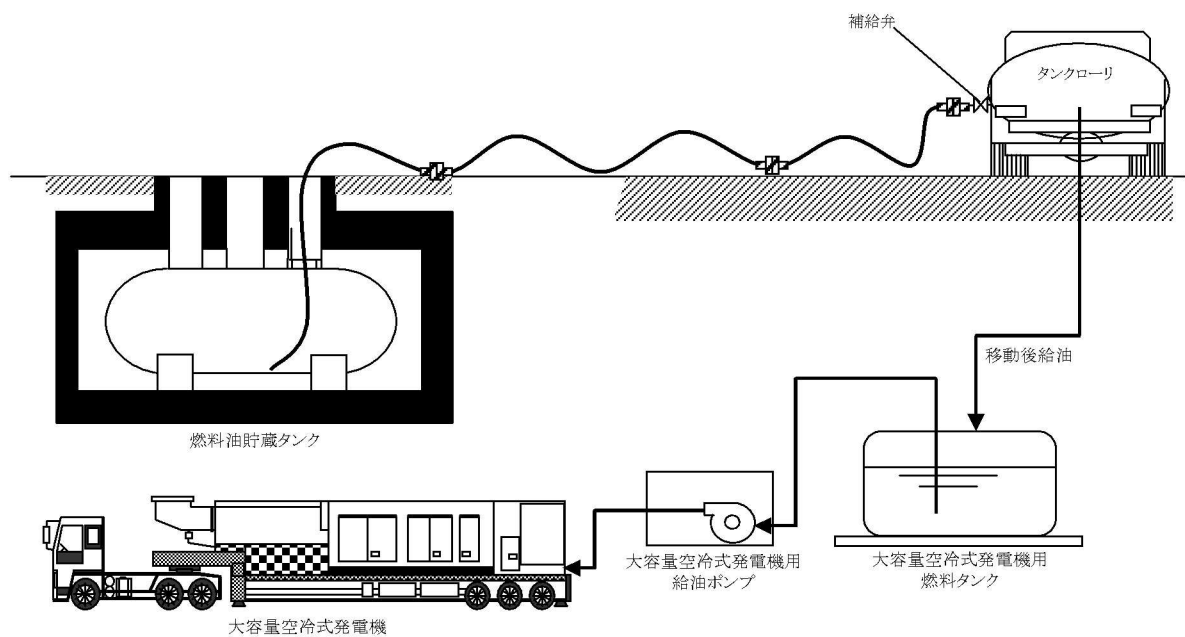
			経過時間(分)												備考		
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100					
手順の項目	要員(数)		▽ 約30分 大容量空冷式発電機起動														
			▽ 約40分 計装用後備電源受電完了														
代替所内電気設備による 給電(大容量空冷式発電機)	保守対応要員	2	計装用後備電源受電														
		3					大容量空冷式発電機による代替所内電気設備受電										
	運転員等 (現場)	1					代替所内電気設備受電										

第1.14.27図 代替所内電気設備による給電（大容量空冷式発電機）

タイムチャート

		経過時間(時間)												備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	
手順の項目	要員(数)													
代替所内電気設備による給電(発電機車)	8	移動												
		資機材運搬												
					分電盤設置									
								ケーブル布設						
												接続		
													絶縁抵抗測定	
													起動	

第1.14.28図 代替所内電気設備による給電(発電機車) タイム
チャート



第1.14.29図 大容量空冷式発電機用燃料タンク等への燃料(重油)補給
概略系統

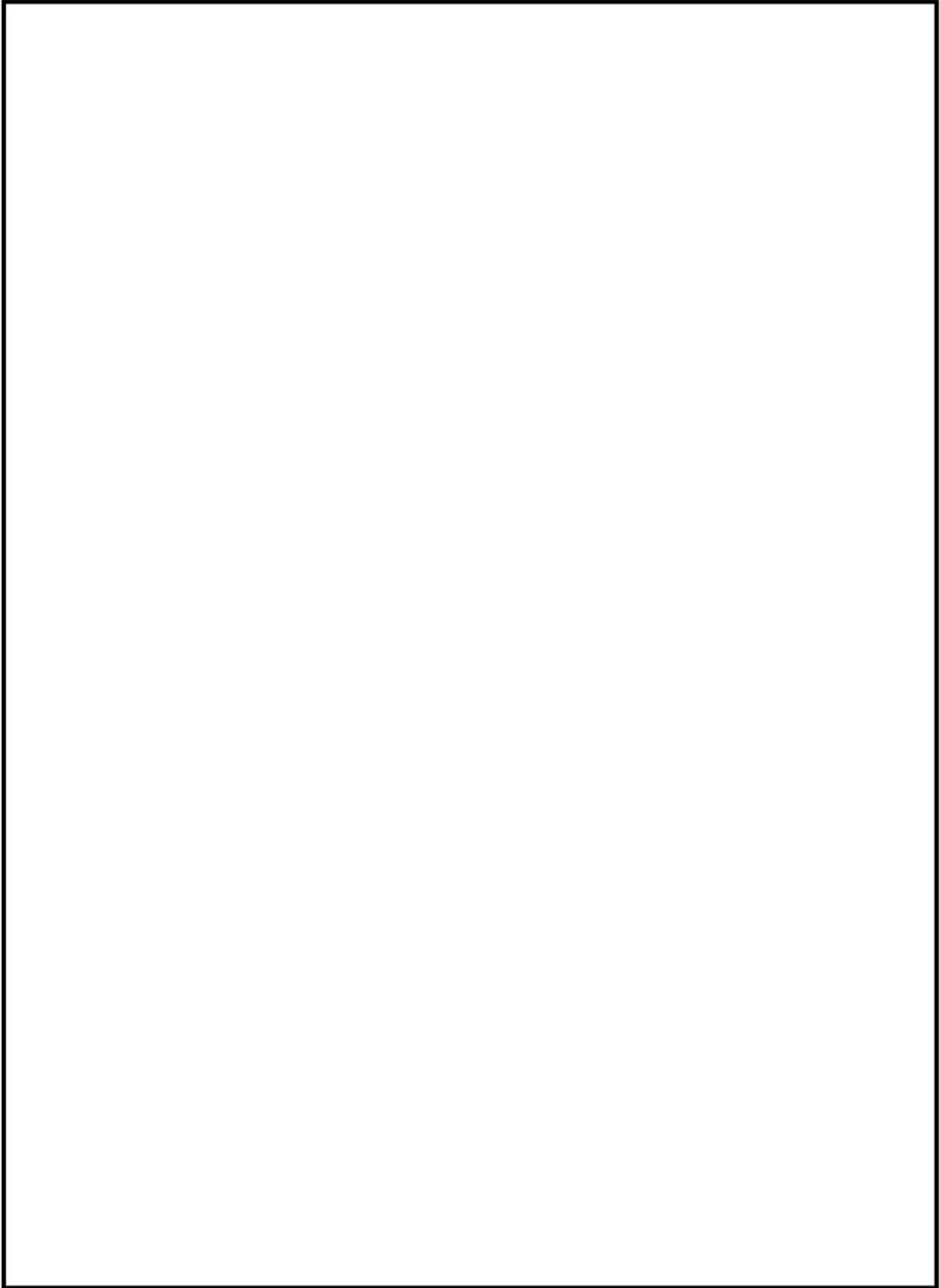
○ 直流電源用発電機への燃料補給

			経過時間(分)																備考	
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140				
手順の項目		委員(数) (作業に必要な委員数)																		・燃料油貯蔵タンク→タンクローリ ・タンクローリ → 直流電源用発電機 (その後約5.9時間毎を目安に補給)
直流電源用発電機 への燃料補給手順 (運転開始後約4.9時間を目安に開始)	保修対応委員	6	準備(ホース敷設等)																	
			タンクローリ準備																	
			吸上げ																	
			繰り返し																	
			ホース切替・移動																	
			給油																	
			ホース切替・移動																	

○ 燃料油貯油そうへの燃料補給

			経過時間(分)																	備考	
			10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170																		
手順の項目		要員(数) (作業に必要な要員数)																			
燃料油貯油そうへの燃料補給手順 (運転開始後約48時間を目安に開始)	保修対応要員	6	準備(ホース敷設等)																	燃料油貯蔵タンク→タンクローリ タンクローリ → 燃料油貯油そう (その後約7時間毎を目安に補給)	
			タンクローリ準備																		
			吸上げ																		
			繰り返し																		
			ホース切替・移動																		
			給油																		
			ホース切替・移動																		

第1.14.30図 大容量空冷式発電機用燃料タンク等への燃料(重油)補給
タイムチャート(2/2)



: 防護上の観点から公開できません

第 1.14.31 図 燃料給油アクセスルート

1.15 事故時の計装に関する手順等

< 目 次 >

1.15.1 設備の選定と対応手段

(1) 設備の選定と対応手段の考え方

(2) 設備の選定と対応手段の選定の結果

- a. パラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備
- b. 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備
- c. 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備
- d. 重大事故等時のパラメータを記録する手段及び設備
- e. 手 順 等

1.15.2 重大事故等時の手順等

1.15.2.1 監視機能喪失

(1) 計器の故障

(2) 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

(1) 全交流動力電源喪失及び直流電源喪失

- a. 全交流動力電源喪失時の代替電源の供給
- b. 直流電源喪失時の代替電源の供給
- c. 可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視

- d. 可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）による電源の供給

1.15.3 重大事故等時のパラメータを記録する手順

1.15.4 その他の手順項目にて考慮する手順

1.15 事故時の計装に関する手順等

< 要求事項 >

発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において当該パラメータを推定するために有効な情報を把握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 「当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合においても当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。なお、「当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータ」とは、事業者が検討すべき炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な発電用原子炉施設の状態を意味する。

- a) 設計基準を超える状態における発電用原子炉施設の状態の把握能力を明確化すること。（最高計測可能温度等）
- b) 発電用原子炉施設の状態の把握能力（最高計測可能温度等）を超えた場合の発電用原子炉施設の状態を推定すること。
 - i) 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位を推定すること。
 - ii) 原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を推定すること。
 - iii) 推定するために必要なパラメータについて、複数のパラメー

タの中から確からしさを考慮し、優先順位を定めておくこと。

c) 原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要なパラメータが計測又は監視及び記録ができること。

d) 直流電源喪失時に、特に重要なパラメータを計測又は監視を行う手順等（テスター又は換算表等）を整備すること。

重大事故等が発生し、計測機器の故障等により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器の故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合への対応、計器電源の喪失時の対応、計測結果を記録する手順等を整備する。

1.15.1 設備の選定と対応手段

(1) 設備の選定と対応手段の考え方

重大事故等発生時において、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を実施するため、発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の状態を把握することが重要である。当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを整理し、検討した炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために監視することが必要なパラメータを明確にする（第1.15.1図）。

また、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータ（以下「主要パラメータ」という。）を推定するために必要なパラメータ（以下「代替パラメータ」という。）を用いて推定する対応手段を整備する（第1.15.2図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する（第1.15.1表）。

※1 多様性拡張設備：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五十八条及び技術基準規則第七十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとと

もに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を監視する主要パラメータは、事象の判別を行う運転手順書の判断基準、炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件及び技術的能力に係る審査基準1.1～1.10、1.13、1.14のパラメータより選定する。

技術的能力に係る審査基準1.11、1.12、1.16～1.19については、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるための手順とは別に整理した使用済燃料貯蔵槽、監視測定、緊急時対策所及び通信連絡等の対応手順として整備する。

選定した主要パラメータ（パラメータの分類：原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度、放射線量率、未臨界の維持又は監視、最終ヒートシンクの確保、格納容器バイパスの監視、水源の確保及びアニュラス内の水素濃度）は、以下の通り分類する（第1.15.1図）。

① 重要な監視パラメータ

主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測するパラメータをいう。

② 有効な監視パラメータ

主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器で計測され

るが、計測することが困難となった場合でも重大事故等対処設備の計器で計測される代替パラメータを有するものをいう。

③補助的な監視パラメータ

原子炉施設の状況や重大事故等対処設備の運転状態等を補助的に監視するパラメータをいう。

さらに、次のとおり重要代替パラメータを選定する。

④重要代替パラメータ

重要な監視パラメータの代替パラメータのうち重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器（当該重要な監視パラメータの他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器含む）並びに有効な監視パラメータの代替パラメータを計測する重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器により計測されるパラメータをいう。

なお、選定フローにおいて、有効な監視パラメータ又は補助的な監視パラメータの分類に該当しないものは、耐震性、耐環境性を有さない重要な監視パラメータに該当すると判断し、耐震性、耐環境性を有した計器へ仕様又は設備変更を行う。

選定フローにより分類し、抽出した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを、第1.15.2表に示す。

分類した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータにより、重大事故等対処に必要な原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、

水素濃度及び放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要なとなるパラメータを計測又は監視する。

設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力として、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の計測範囲、計器の個数、耐震性、非常用電源からの給電の有無を明確にした運転手順書を整備する（第1.15.2表）。

重要な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、当該パラメータを推定する手段を整備する（第1.15.3表、第1.15.4表）。

原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計測範囲を超えた場合、原子炉施設の状態を推定するための手段を整備する。

計測に必要な計器電源の喪失についても想定する。

重大事故等の対処に必要なパラメータを計測又は監視し、記録する手順を整備する。

（2） 設備の選定と対応手段の選定の結果

- a. パラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備

（a） 対応手段

重大事故等の対処時に重要な監視パラメータ及び有効な監視

パラメータを計測する計器が故障した場合、原子炉施設の状態を把握するため、多重化された計器の他チャンネル※²又は他ループの計器による監視及び代替パラメータを計測する計器により当該パラメータを推定する手段を整備する。

※2 チャンネル：重要な監視計器については単一故障を想定しても、パラメータを監視できなくならないように、1つのパラメータを複数の計器で監視する。複数の計器の1つを指すときにチャンネルと呼ぶ。

他チャンネル又は他ループによる監視及び代替パラメータを計測する計器によるパラメータの推定に使用する設備は、以下のとおり。

- ①当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器
重大事故等対処設備として選定する計器
- ②当該パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器
重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない多様性拡張設備の計器
- ③重要代替計器
代替パラメータを計測する計器で、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした設備
- ④常用代替計器
代替パラメータを計測する計器で、重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない多様性拡張設備

主要パラメータのうち、重要な監視パラメータ及び有効な監視

パラメータを計測する計器が故障した場合に使用する代替パラメータを第1.15.3表に示す。

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定したパラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための設備のうち、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器及び重要代替計器を重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを把握することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 当該パラメータの他の常用計器及び常用代替計器

耐震性等がないものの、監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能なことから代替手段として有効である。

- b. 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等の対処時に当該パラメータが計測範囲を超えた場合は、原子炉施設の状態を把握するため、代替パラメータを計測する計器又は可搬型計測器により必要とするパラメータの値を推定する手段を整備する。

代替パラメータを計測する計器は以下のとおり。

- ・ 重要代替計器
- ・ 常用代替計器

可搬型計測器による必要とするパラメータの値を推定する手段は以下のとおり。

- ・ 可搬型計測器

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、パラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための設備のうち、重要代替計器及び可搬型計測器は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、当該パラメータを把握することができるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 常用代替計器

耐震性等がないものの、監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能なことから代替手段として有効である。

c. 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備

(a) 対応手段

監視パラメータの計器に供給する電源が喪失し、監視機能が喪失した場合に、代替電源（交流、直流）より給電し、当該パラメータの計器により計測し監視する手段を整備する。

また、直流電源が喪失した場合に、電源を内蔵した可搬型計測器を用いて計測し監視する手段がある。

代替電源（交流）からの給電に使用する設備は、以下のとおり。

- ・ 大容量空冷式発電機
- ・ 可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）

代替電源（直流）からの給電に使用する設備は、以下のとおり。

- ・ 蓄電池（重大事故等対処用）
- ・ 蓄電池（3系統目）
- ・ 直流電源用発電機
- ・ 可搬型直流変換器

直流電源が喪失した場合に計器に内蔵した電源により個別に計測する設備（汎用品）は、以下のとおり。

- ・ 可搬型計測器

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、大容量空冷式発電機、蓄電池（重大事故等対処用）、蓄電池（3系統目）、直流電源用発電機、可搬型直流変換器及び可搬型計測器は、重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを把握することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）
電源を供給できる容量に限りがあり、重大事故等の対処時において連続監視することができないものの、代替電源による給電ができない場合において、炉外核計装装置及び放射線監視装置のパラメータを把握することが可能なことから代替手段として有効である。

d. 重大事故等時のパラメータを記録する手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等時において、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要な監視パラメータを記録する手段を整備する。

監視パラメータを記録する設備は以下のとおり。

- ・ 緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）
（以下「SPDS」という。）
- ・ SPDSデータ表示装置
- ・ 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度(SA)）

また、重大事故等時の有効な監視パラメータについても使用できる場合は、可能な限りパラメータを記録する手段を整備する。

なお、その他の記録として、監視パラメータの警報状態及びプラントトリップ状態を可能な限り記録する手段を整備する。

有効な監視パラメータを記録する設備は、以下のとおり。

- ・ プラント計算機

(計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録)

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

重要な監視パラメータを記録する設備であるSPDS、SPDSデータ表示装置及び可搬型温度計測装置は、重大事故等対処設備と位置づける。

重要な監視パラメータは、原則、SPDSへ記録するが、監視が必要な時に現場に設置する計器の値、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ(計測結果を含む)の値は、専用の記録装置又は記録用紙に記録する。

なお、その他は可能な限り多様性拡張設備により記録する。

以上の重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータを記録することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ プラント計算機

(計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録)

耐震性を有していないが、設備が健全である場合は重大事故等の対処に必要な監視パラメータの記録が可能なことから代替手段として有効である。

e. 手 順 等

上記のa.、b.、c.及びd.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^{※3}及び保修対応要員^{※4}の対応として、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順等の対

応手順等に定める（第1.15.1表）。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

※4 保修対応要員：重大事故等対策要員のうち保修対応要員をいう。

1.15.2 重大事故等時の手順等

1.15.2.1 監視機能喪失

(1) 計器の故障

重要な監視パラメータ(原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等)又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、当該パラメータを推定する手段を整備する(第1.15.1表、第1.15.3表)。

a. 手順着手の判断基準

b. ④の手順着手の判断は、b. ①～③までの手順により主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測する計器の故障が疑われた場合。

b. パラメータ監視の手順

計器の故障の判断及び対応手順は、以下のとおり。

- ① 監視が必要な重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータの指示値を読み取る。
- ② 読み取った指示値が正常であることを、運転手順書に明確に示された計測レンジ範囲内にあること及びプラント状況等によりあらかじめ推定される値との間に大きな差異がないこと等により確認する。
- ③ 原子炉施設の状態を把握するために必要とする重要な監視パラメータについて、他チャンネル又は他ループの計器がある場合は、当該計器により当該パラメータを計測する。

なお、当該パラメータの他の常用計器で監視可能であれば確認に使用する。

- ④ パラメータ選定にて選定した重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く）の値を用いて以下の方法で推定する。

なお、常用代替計器が使用可能であれば、推定に使用する。

c. 代替パラメータでの推定方法

計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測する。

重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く）の値により推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合、より直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を考慮するとともに、計測される値の確からしさを判断の上で使用するパラメータの優先順位をあらかじめ定める。

パラメータを基準配管に水を満たした構造で計測するものについては、急激な減圧等により基準配管の水が蒸発し不確かな指示をする可能性がある。そのような状態が想定される場合は、関連するパラメータを複数確認しパラメータを推定する。なお、蒸気発生器狭域水位及び蒸気発生器広域水位を除き、基準配管の水位に起因する不確かさを考慮する必要はない。

また、重大事故等の環境下で最も設置雰囲気的环境が厳しくなるのは、原子炉格納容器内に蒸気が充満し加圧された状況であり、

環境として圧力、温度、放射線量が厳しい状況下においても、その監視機能を維持できる計器（第1.15.2表の重大事故等対処設備）を優先して使用する。

重大事故等の状況によっては、耐震性、耐環境性がない計器（多様性拡張設備）についても、監視機能を維持している場合、重大事故等の対処に有効な情報を得ることができる。ただし、多様性拡張設備については環境条件や不確かさを考慮し、耐震性、耐環境性のある計器のパラメータの値との差異を評価し、パラメータの値、信頼性を考慮した上で使用する。

事故発生から事象の進展状況（徴候）による炉心の冷却状態（漏えいの規模、安全注入状況）や当該パラメータの計器が故障するまでの状態等、関連するパラメータを複数確認し、得られた情報の中から有効な情報を評価することで、適切な原子炉施設の状態の把握に努める。

なお、圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態でないと不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。また、代替パラメータによる推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。

（a）原子炉圧力容器内の温度の推定

1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）の計測が困難になった場合、代替パラメータの1次冷却材低温側温度（広域）又は1次冷却材高温側温度（広域）により

原子炉圧力容器内の温度を推定する。この推定方法では、重大事故等時において約10℃程度の温度差が生じる可能性があることを考慮し推定する。また、使用可能であれば炉心出口温度（多様性拡張設備）により原子炉圧力容器内の温度を推定する。

炉心出口温度（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）により原子炉圧力容器内の温度を推定する。この推定方法では、炉心出口のより直接的な値を示す1次冷却材高温側温度（広域）を優先して使用する。1次冷却材高温側温度（広域）と炉心出口温度の関係は、炉心冠水状態から炉心損傷を判断する時点（350℃）において1次冷却材高温側温度（広域）の方がやや低目の値を示すものの、大きな温度差は見られないことから、1次冷却材高温側温度（広域）により炉心損傷を判断することが可能である。なお炉心出口温度は、全交流動力電源喪失時においても、炉心出口温度（8点）を中央制御室設置の記録計（電磁的記録）により監視及び記録可能である。炉心出口温度の計測上限値は650℃であるが、可搬型計測器を使用することで検出器の温度素子の機能上限（約1,300℃）まで温度測定が可能である。

（b）原子炉圧力容器内の圧力の推定

1次冷却材圧力の計測が困難となった場合、代替パラメータの1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）により、原子炉圧力容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉圧力容器内の圧力を推定する。この推定方法では、原

原子炉圧力容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態でないことを確認した場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。また、測定範囲内であれば加圧器圧力（多様性拡張設備）により推定する。

加圧器圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータの1次冷却材圧力により推定する。この推定方法では、測定精度は加圧器圧力に比べ劣るが、重大事故等時においては測定範囲が広い1次冷却材圧力を使用する。

(c) 原子炉圧力容器内の水位の推定

加圧器水位の計測が困難となった場合は、代替パラメータの原子炉容器水位により原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、1次冷却材圧力及び1次冷却材高温側温度（広域）により、原子炉圧力容器内がサブクール状態又は飽和状態であることを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以上で冠水状態であることを確認する。重大事故等時において、加圧器水位の計測範囲外となった場合、原子炉圧力容器内の水位は直接計測している原子炉容器水位を優先して使用し確認する。なお、原子炉圧力容器内が過熱状態の場合、炉心注入水により原子炉容器水位の指示に影響を及ぼす可能性があることを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

プラント停止中におけるRCSミッドループ運転時において、燃料取替時用RCS水位の計測が困難となった場合、代替パラ