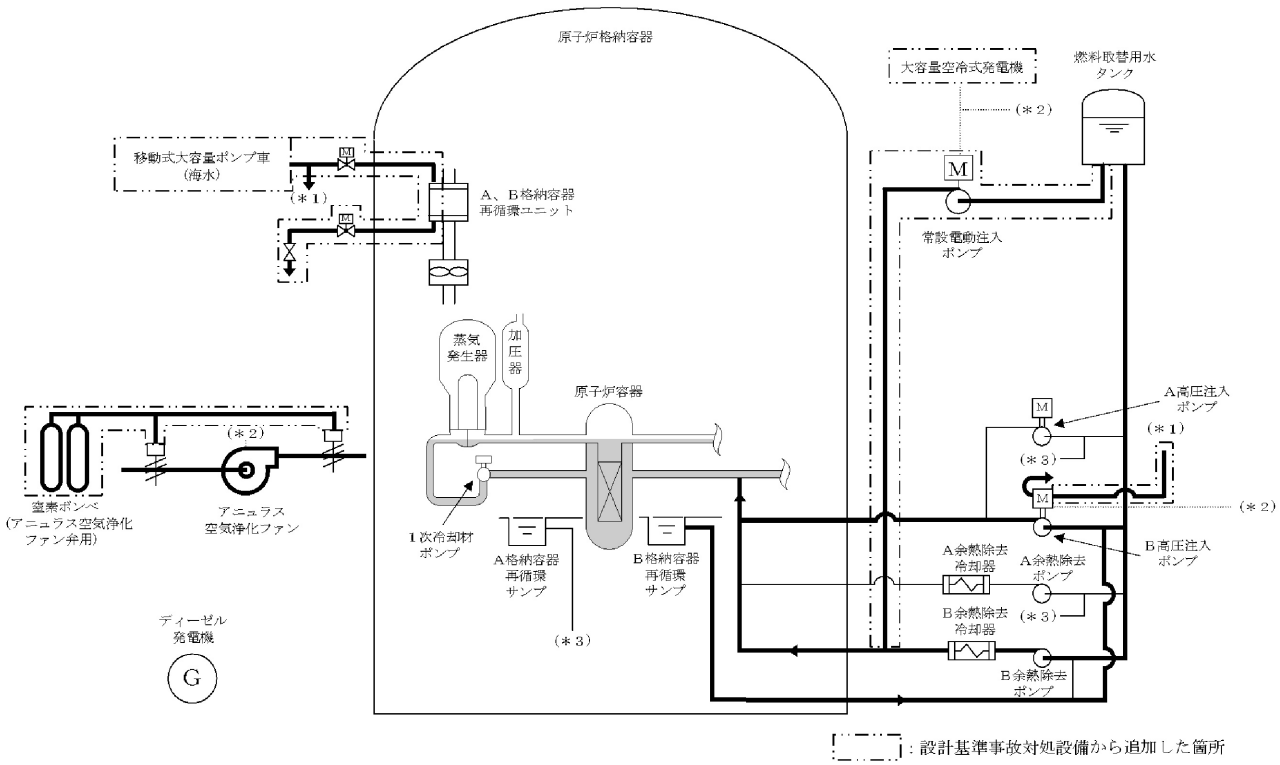
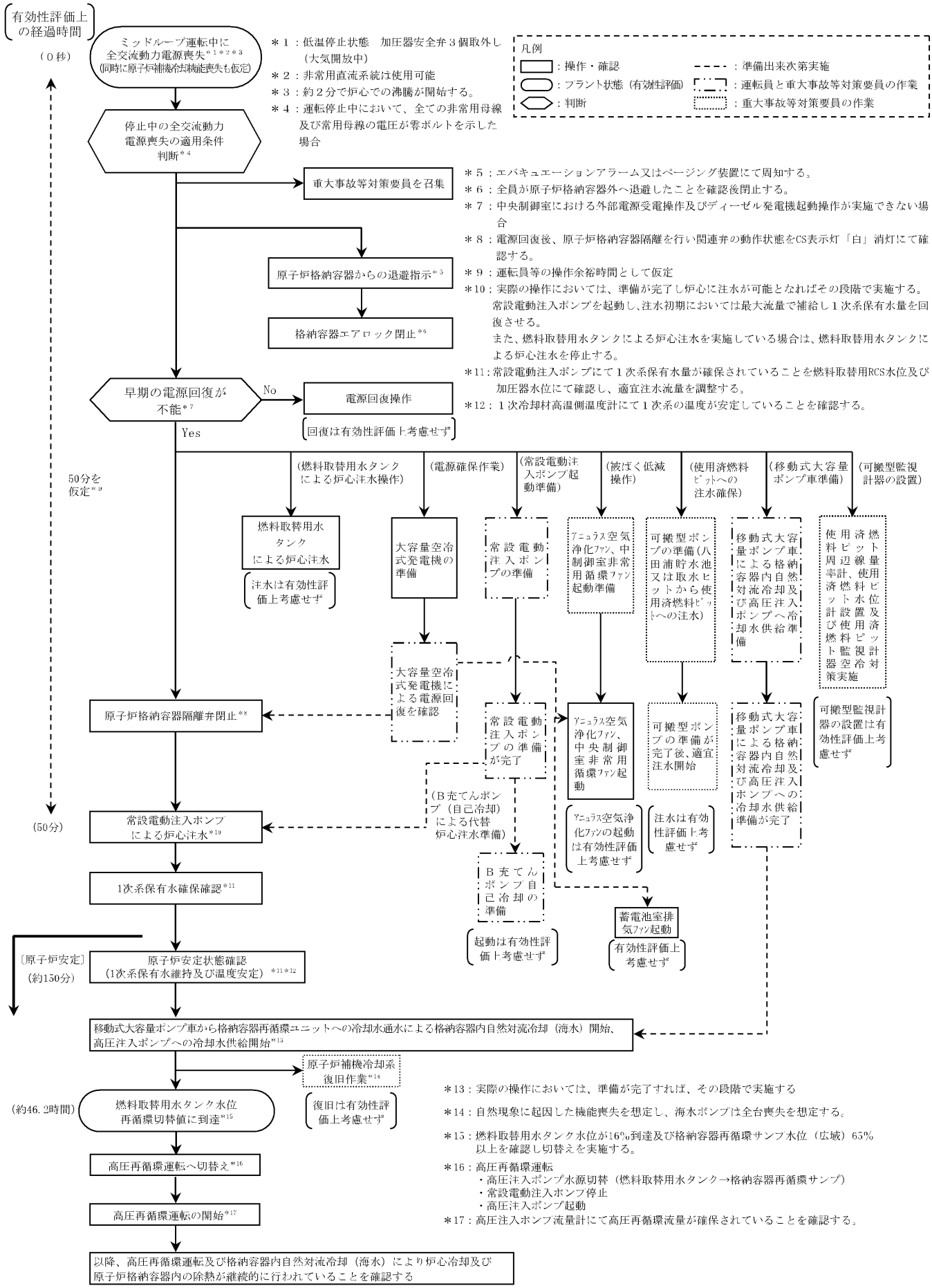
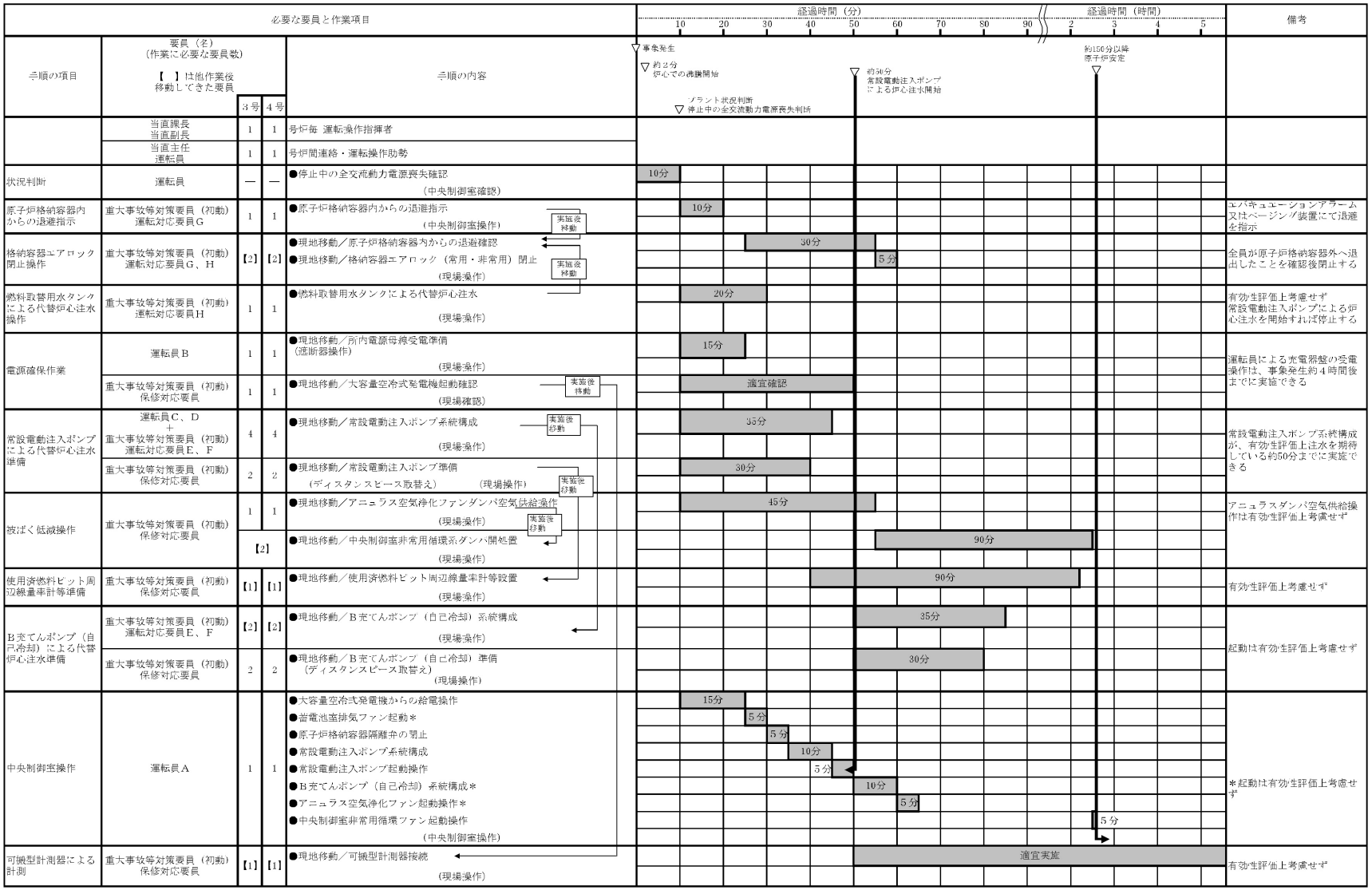


第 7.4.2.1 図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図



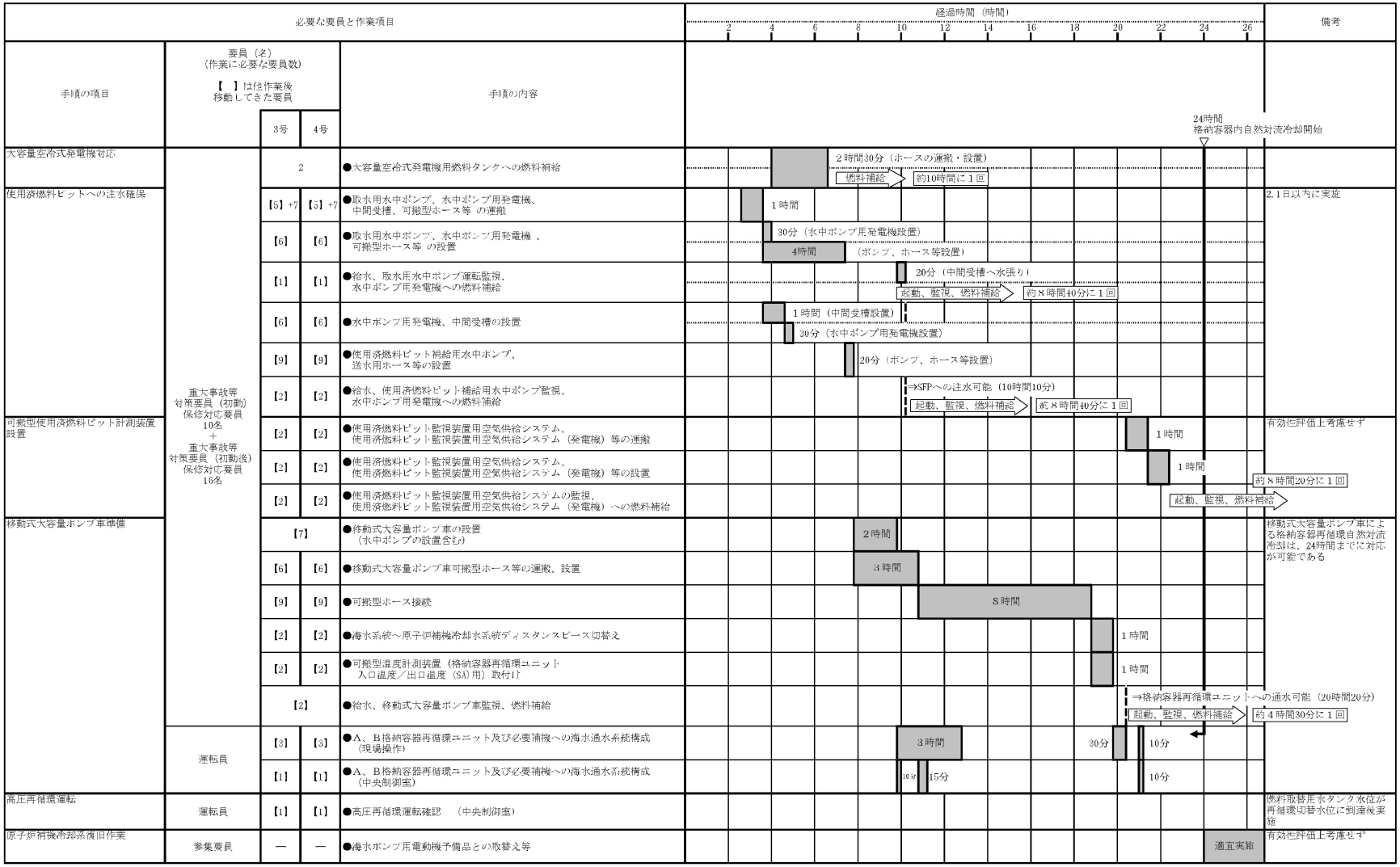
第７.４.２.２図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）



・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間及び作業時間を確認した上で算出している。（一部、未配備の機器については想定時間により算出）

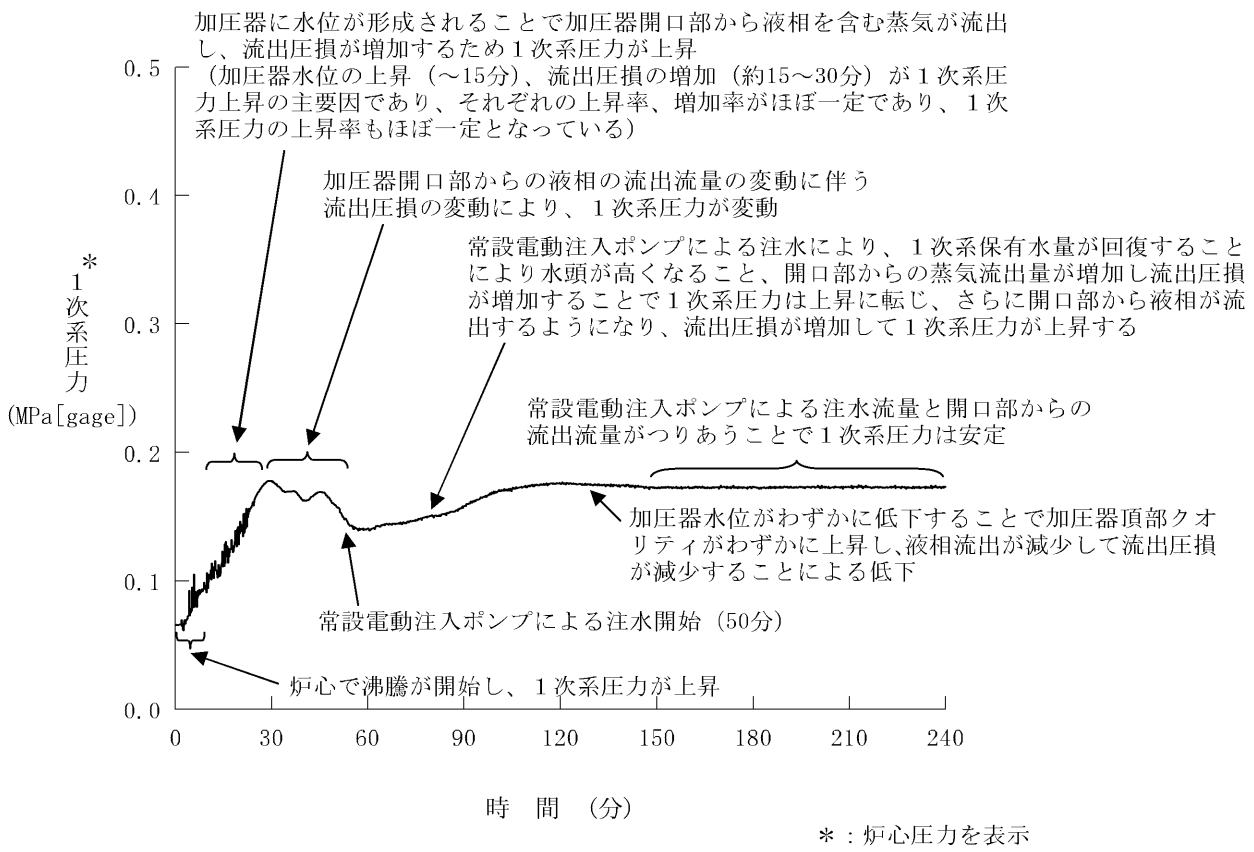
・緊急時対策本部要員（指揮者等）は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う。

第7.4.2.3図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（1／2）
（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）

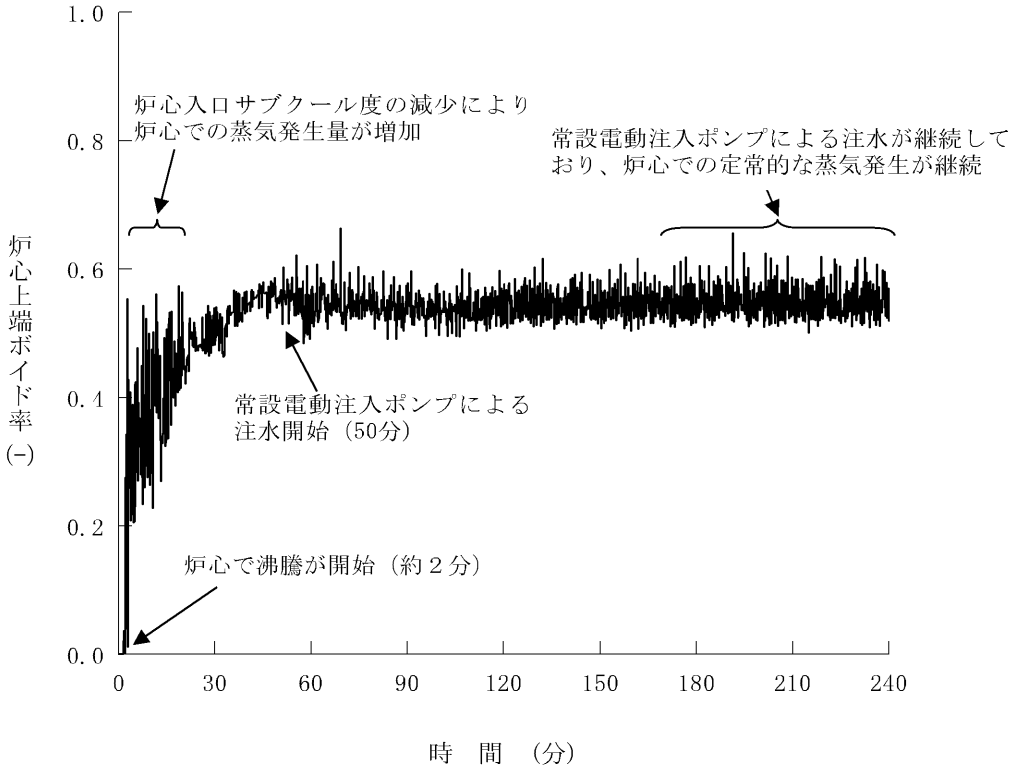


・燃料補給間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載
・上記対応の他、代替緊急時対策所の電源確保対応者：２名（重大事故等対策要員（初動後）保修対応要員のうち２名が対応）、換気設備準備対応者：６名（重大事故等対策要員（初動後）保修対応要員のうち６名が対応）
・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間からの対応としているが、要員に余裕があれば準備出来次第実施する

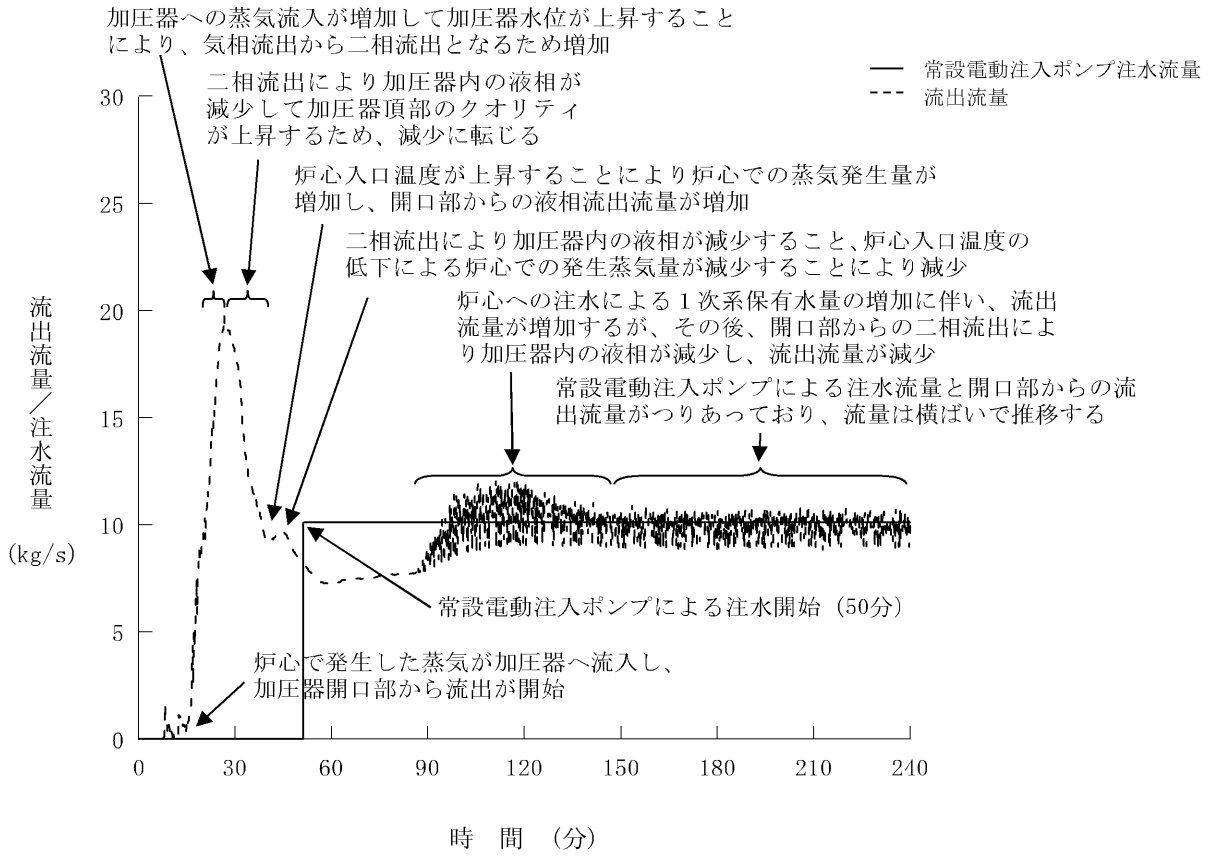
第７.４.２.３図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（２／２）
（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流動力電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故）



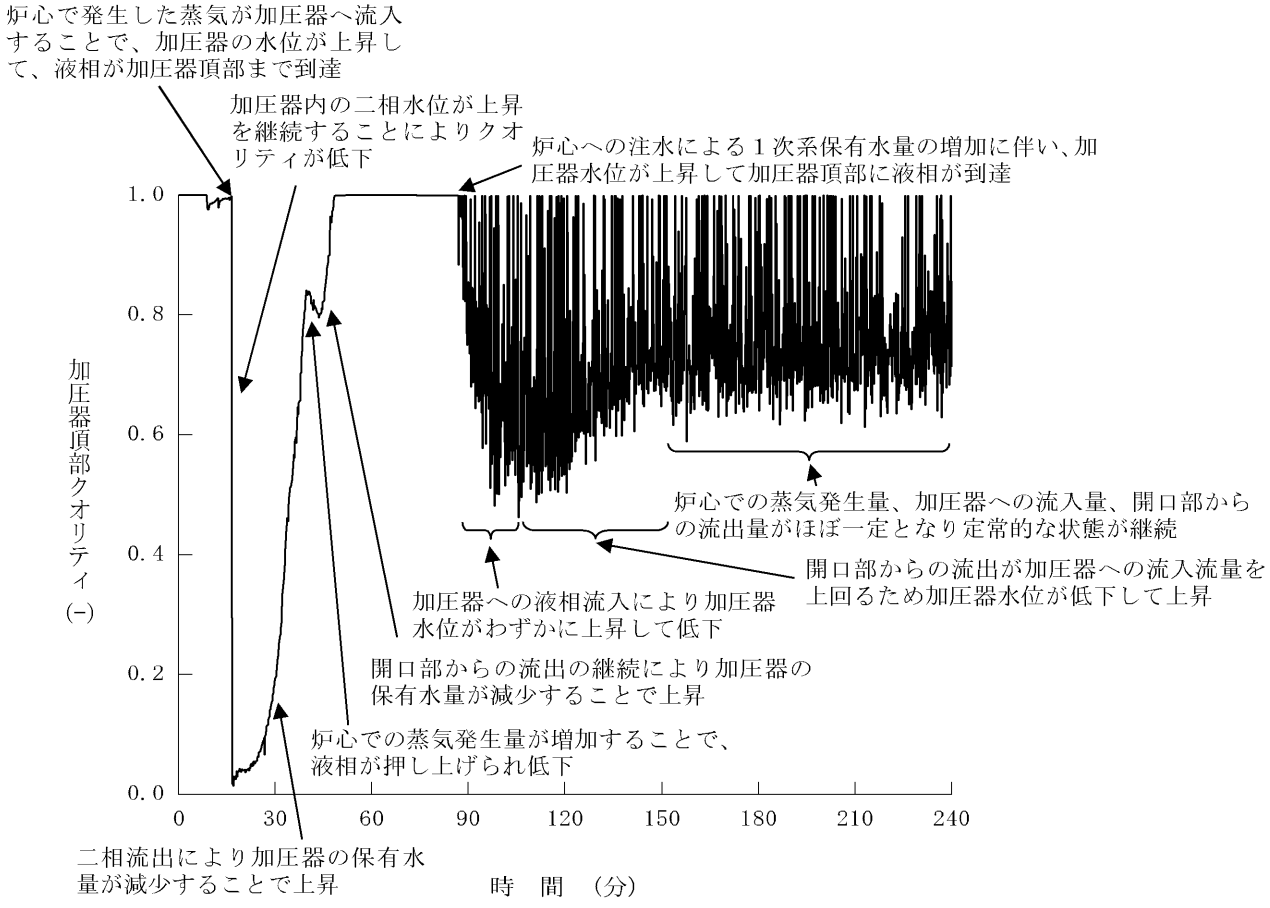
第 7.4.2.4 図　１次系圧力の推移



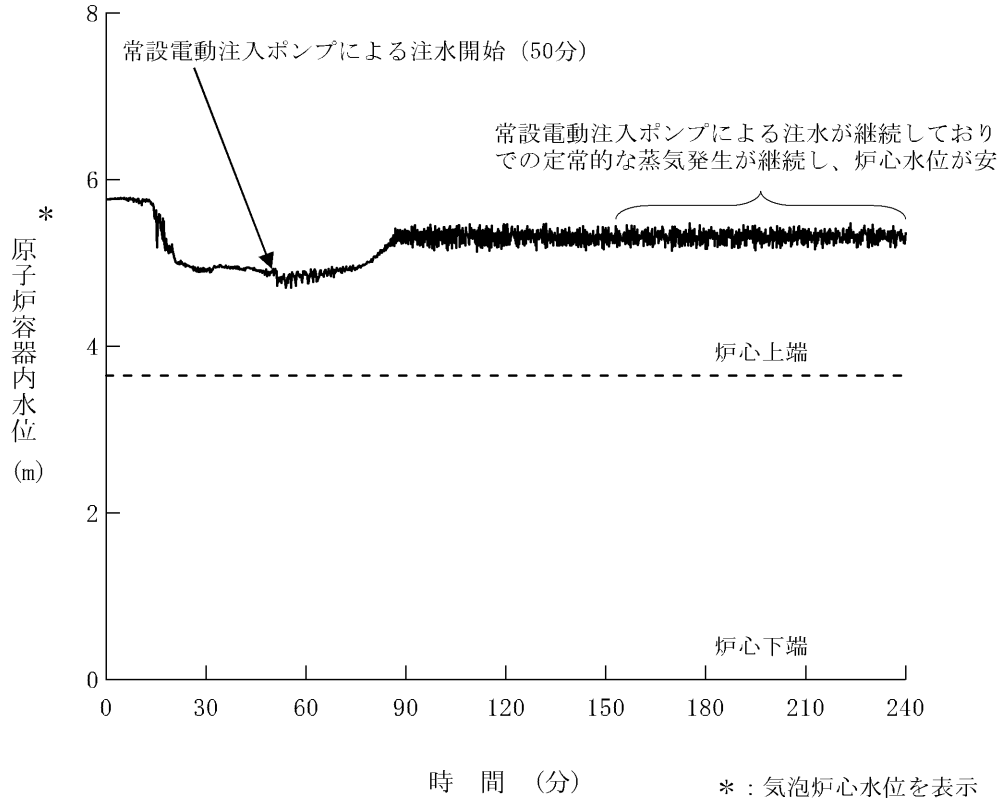
第 7.4.2.5 図　炉心上端ボイド率の推移



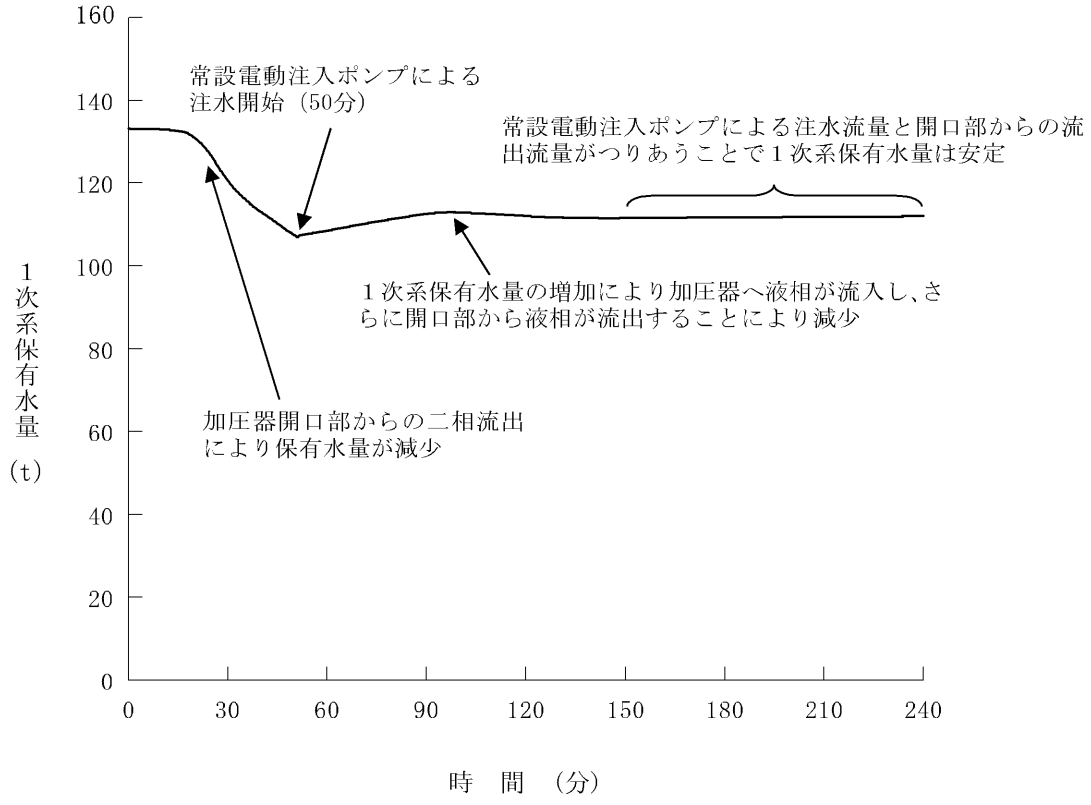
第 7.4.2.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移



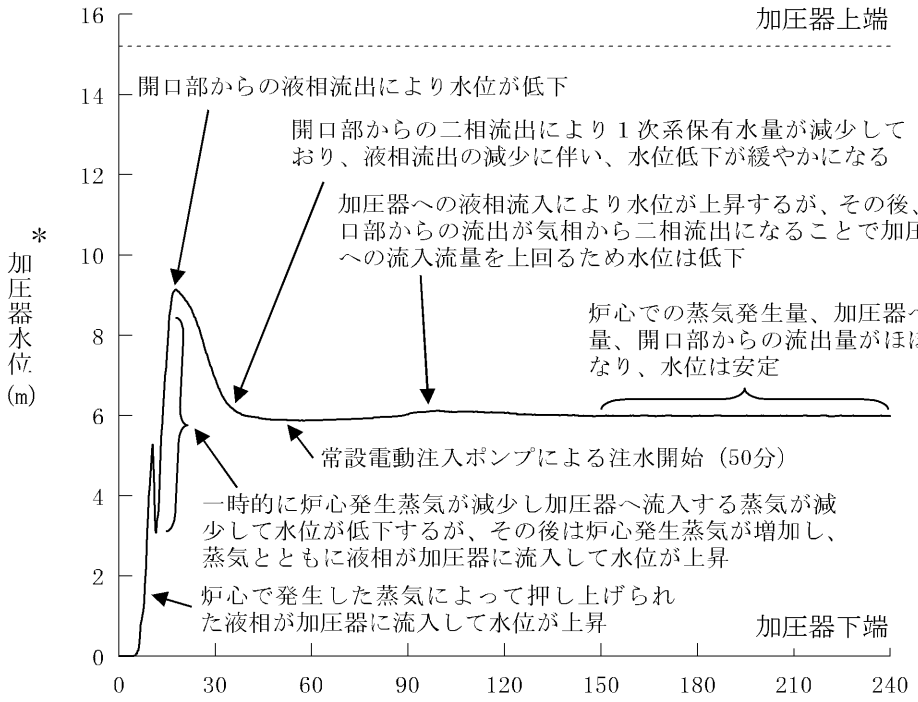
第 7.4.2.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



第 7.4.2.8 図　原子炉容器内水位の推移

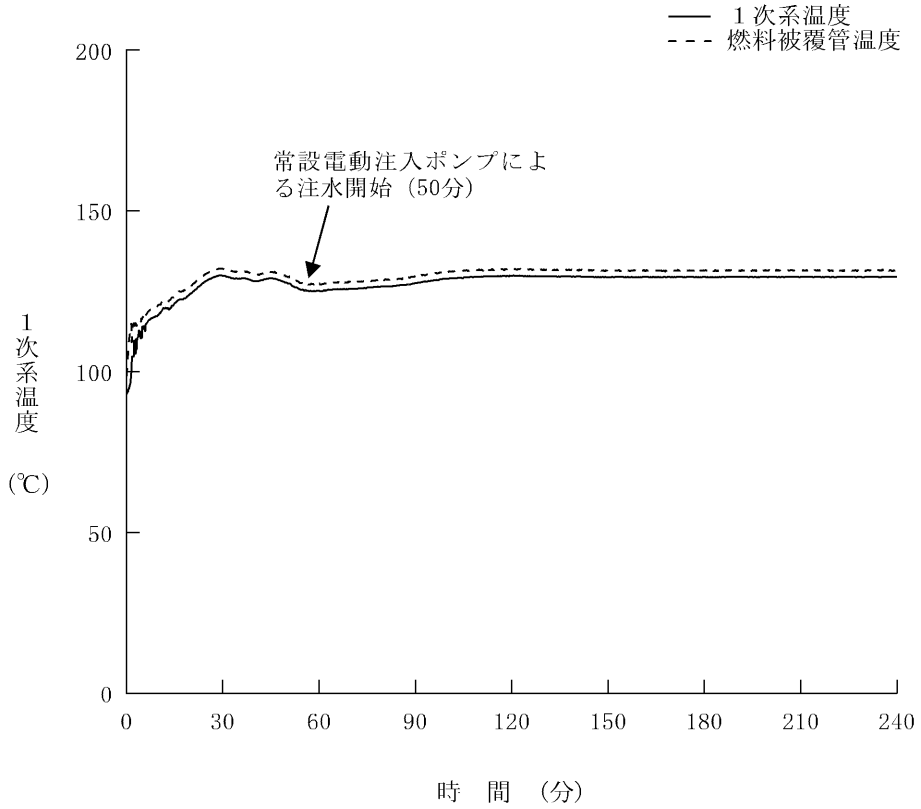


第 7.4.2.9 図　１次系保有水量の推移

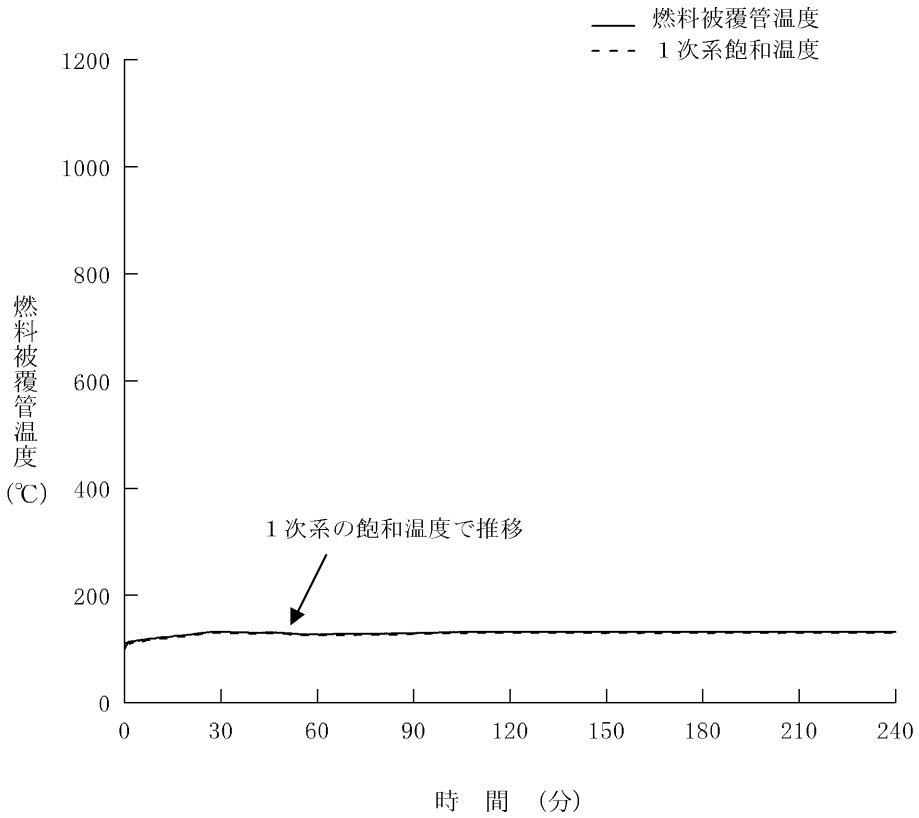


＊：加圧器下端から上端までのコラプス水位を表示

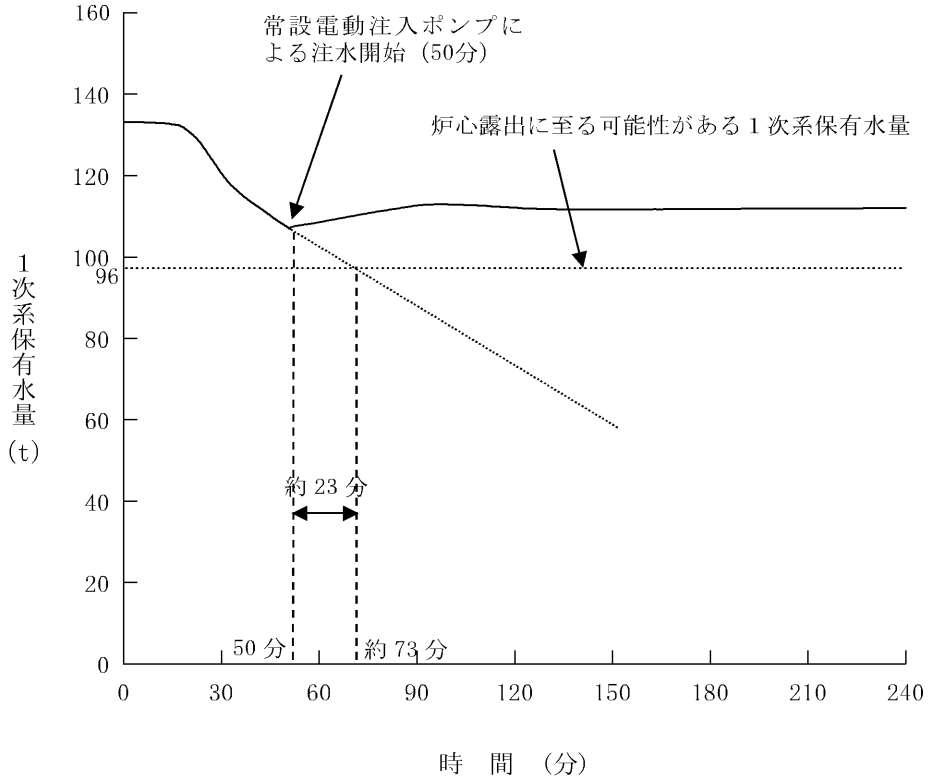
第 7.4.2.10 図　加圧器水位の推移



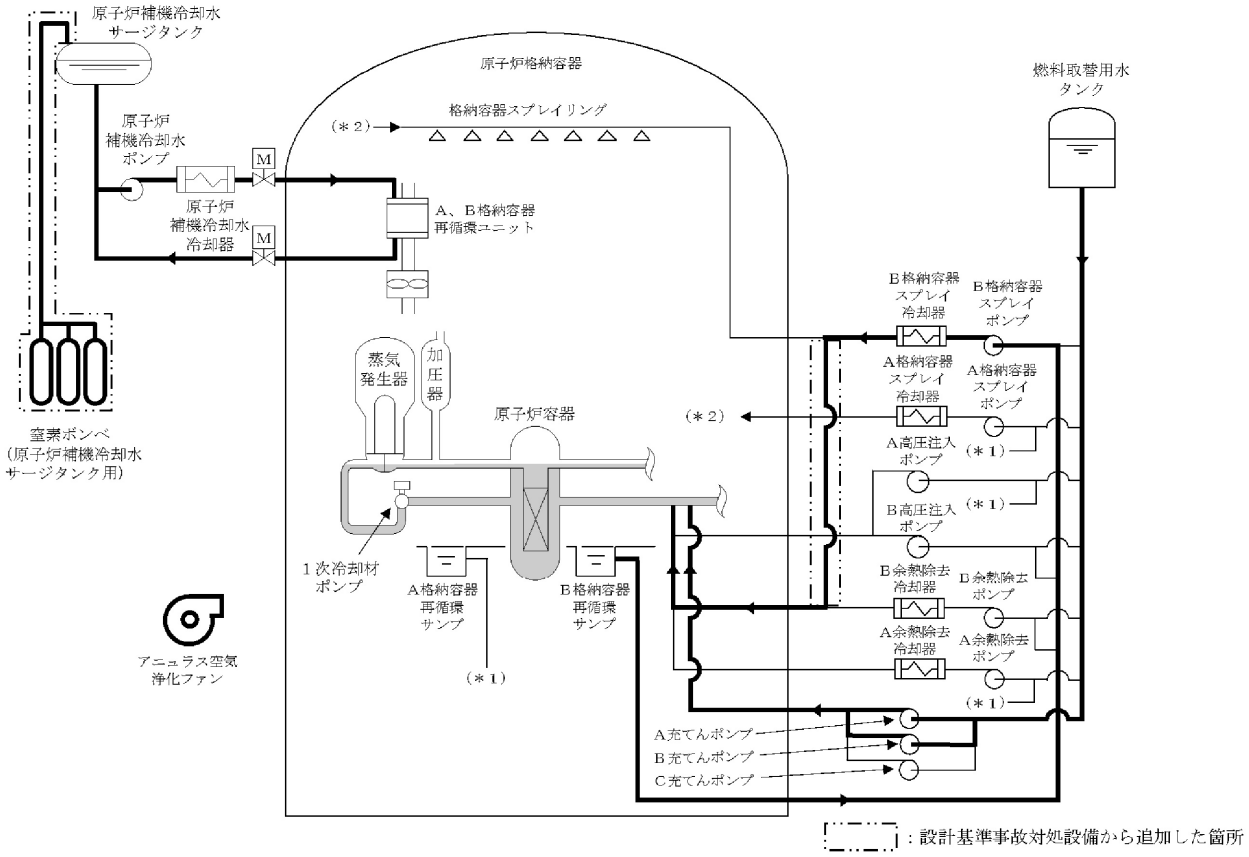
第 7.4.2.11 図　１次系温度の推移



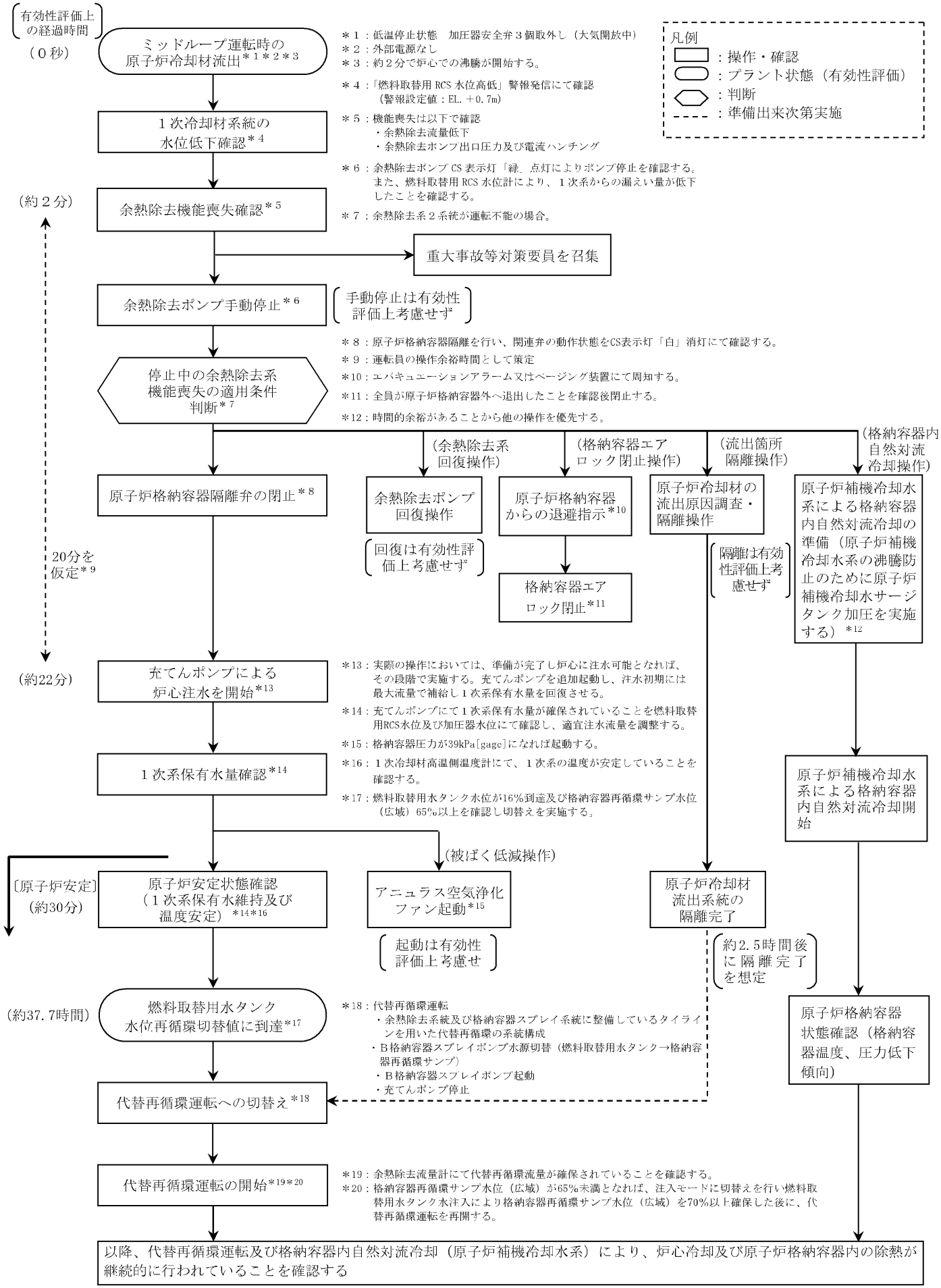
第 7.4.2.12 図　燃料被覆管温度の推移



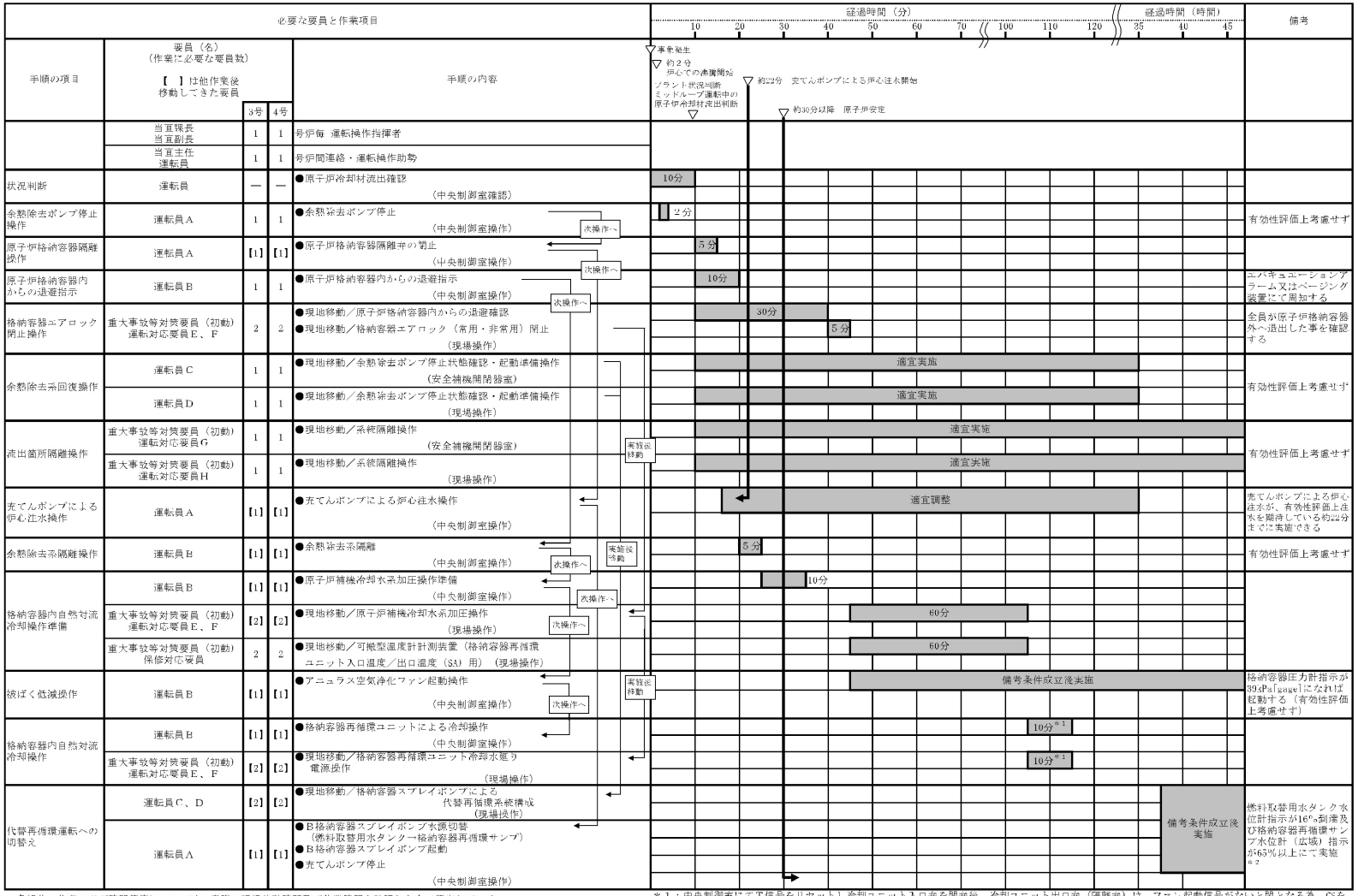
第 7.4.2.13 図　１次系保有水量の推移（代替炉心注水操作時間余裕確認）



第 7.4.3.1 図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.4.3.2 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要（「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展）

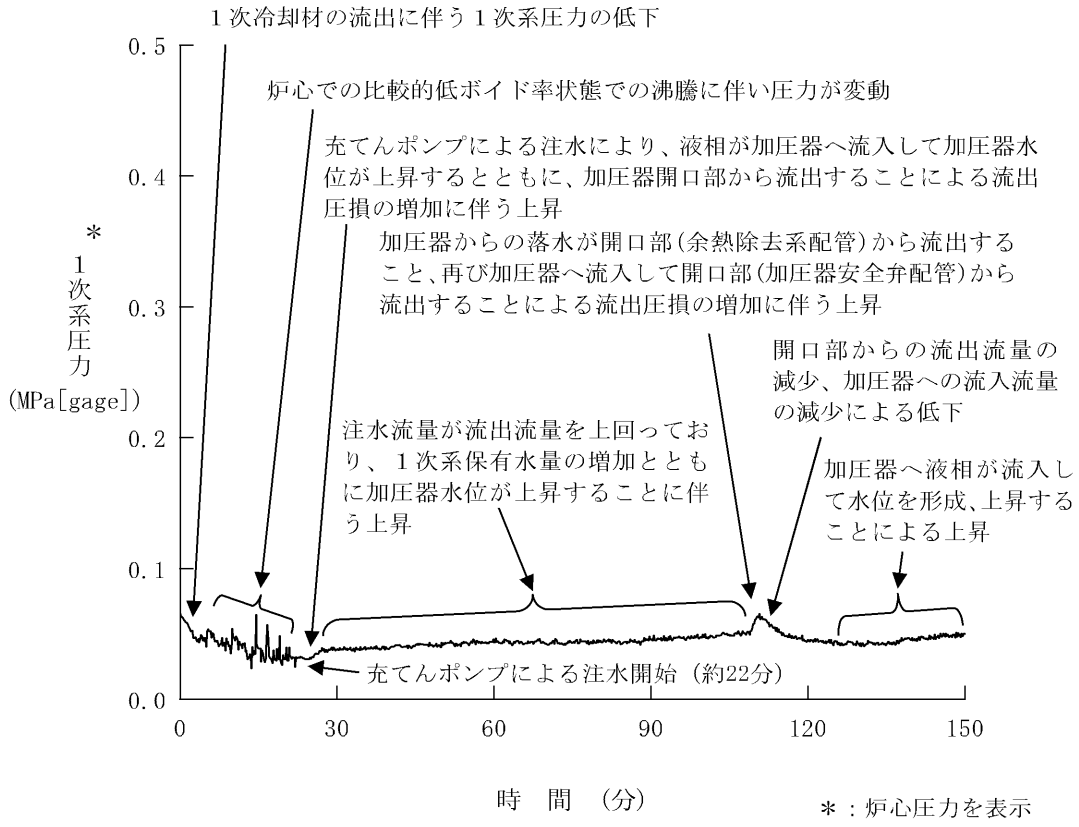


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間及び作業時間を確認した上で算出している。
・緊急時対策本部要員（指揮者等）は４名であり、全体指揮、通報連絡等を行う。

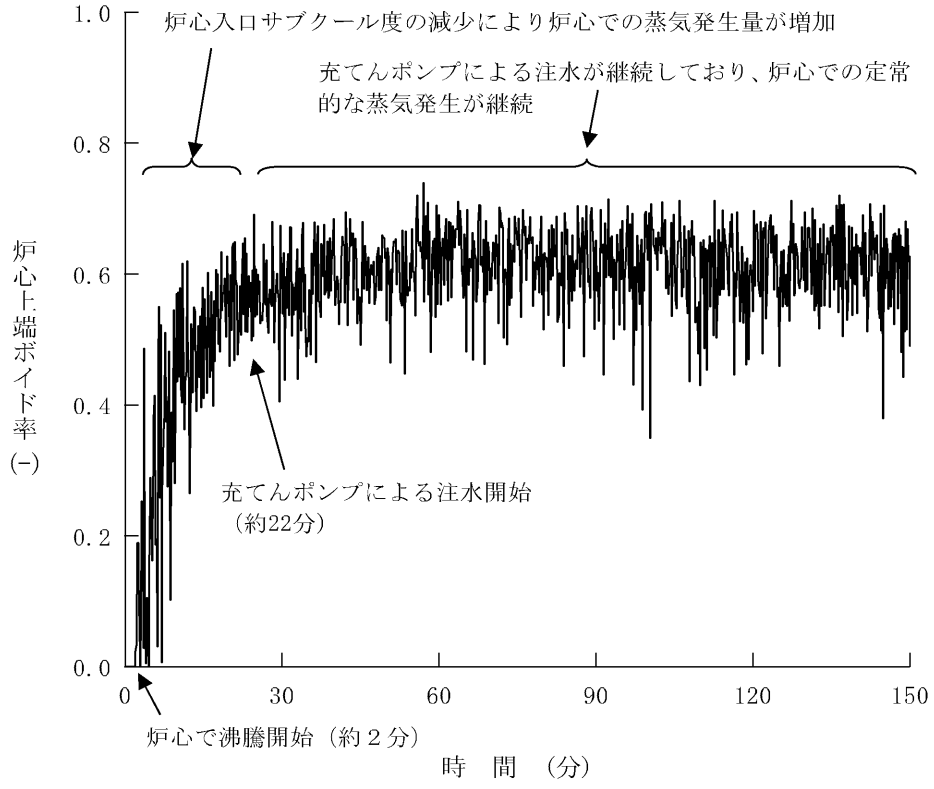
＊１：中央制御室にて下信号をリセットし冷却ユニット入口弁を開平後、冷却ユニット出口弁（隔離弁）は、ファン起動信号がないと閉となる為、CSを開保持し、開状態で現場にて電源を開放する。その後、中央制御室にて格納容器再循環ファンを起動する。仮にファン起動に失敗したとしても、以下の理由により影響はない。
・モータ短絡等が発生したとしても、保護継電器により遮断器が開放される。
・格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却は阻害されない。（有効性評価上ファン運転は考慮せず）

＊２：格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が65%未満となれば、江水モードに切替を行い燃料取替用水タンク水江水により格納容器再循環サンプ水位（広域）を70%以上確保した後に、代替再循環運転を再開する。

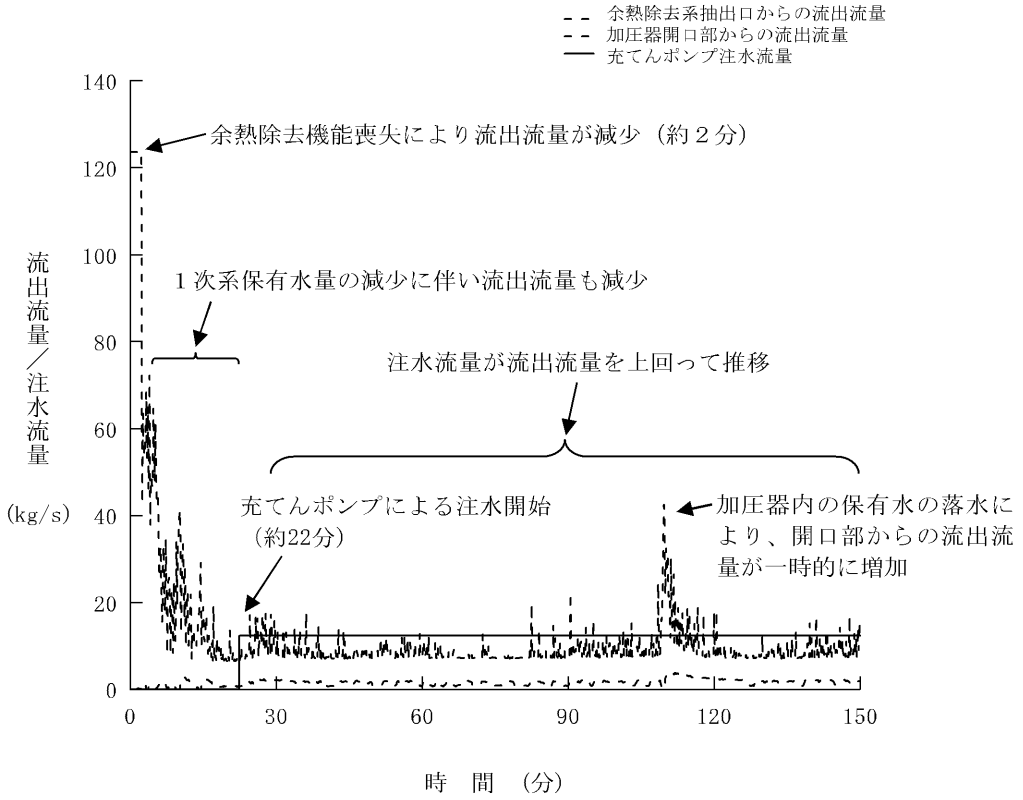
第7.4.3.3図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間
（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）



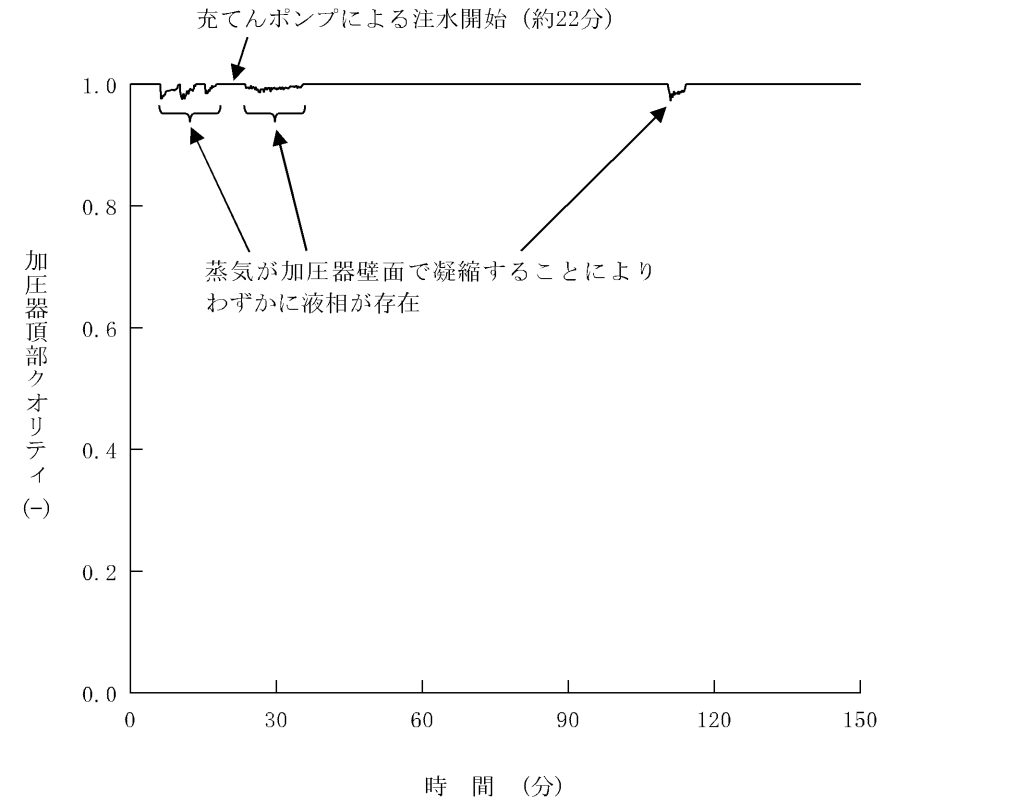
第 7.4.3.4 図　１次系圧力の推移



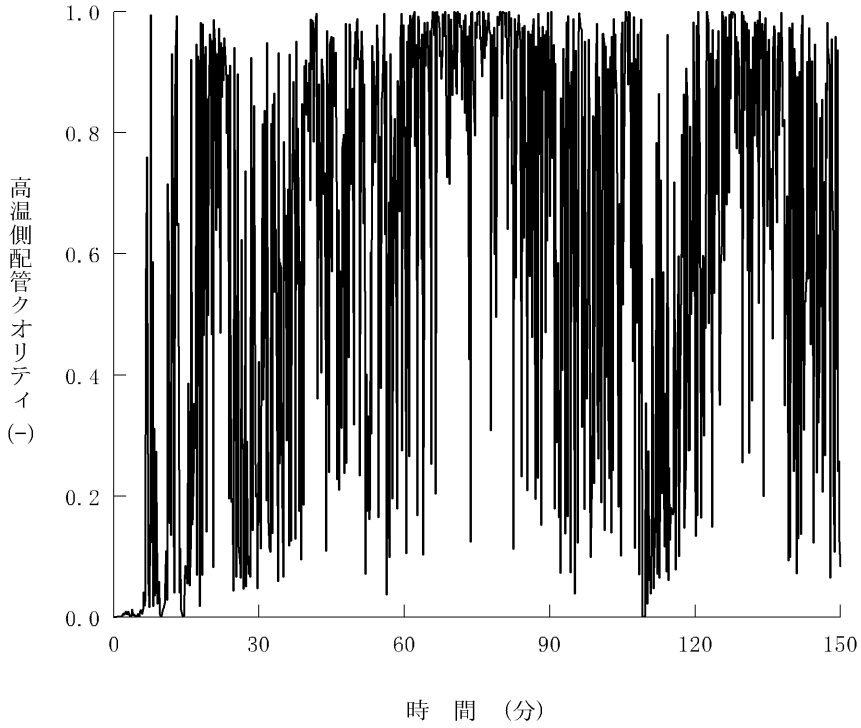
第 7.4.3.5 図　炉心上端ボイド率の推移



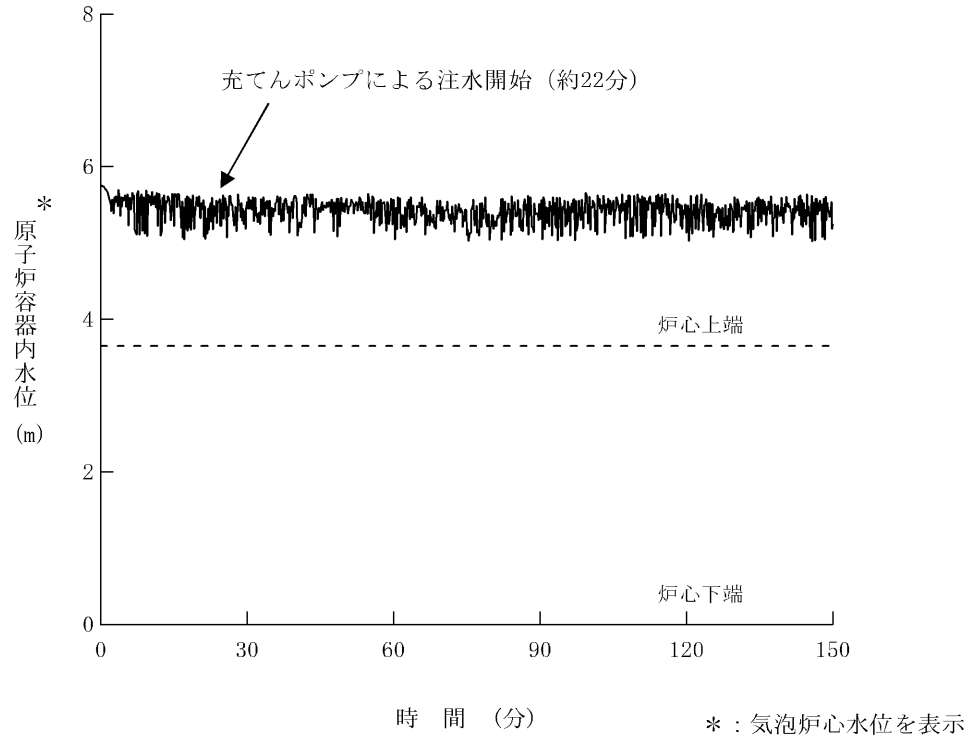
第 7.4.3.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移



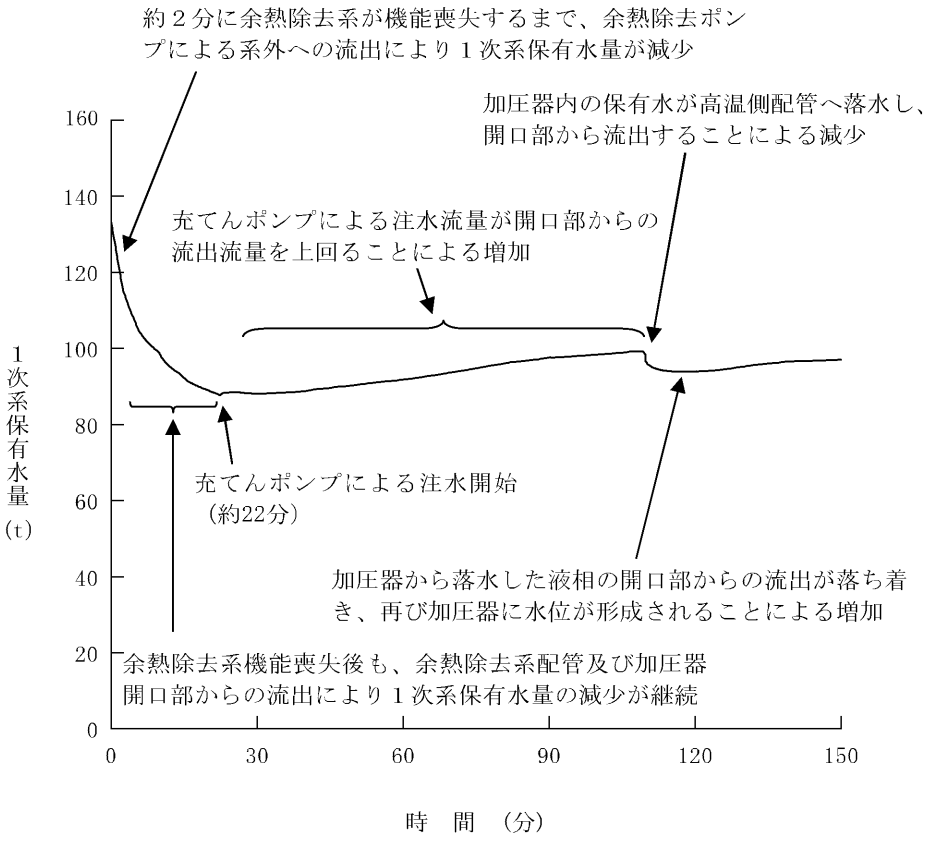
第 7.4.3.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



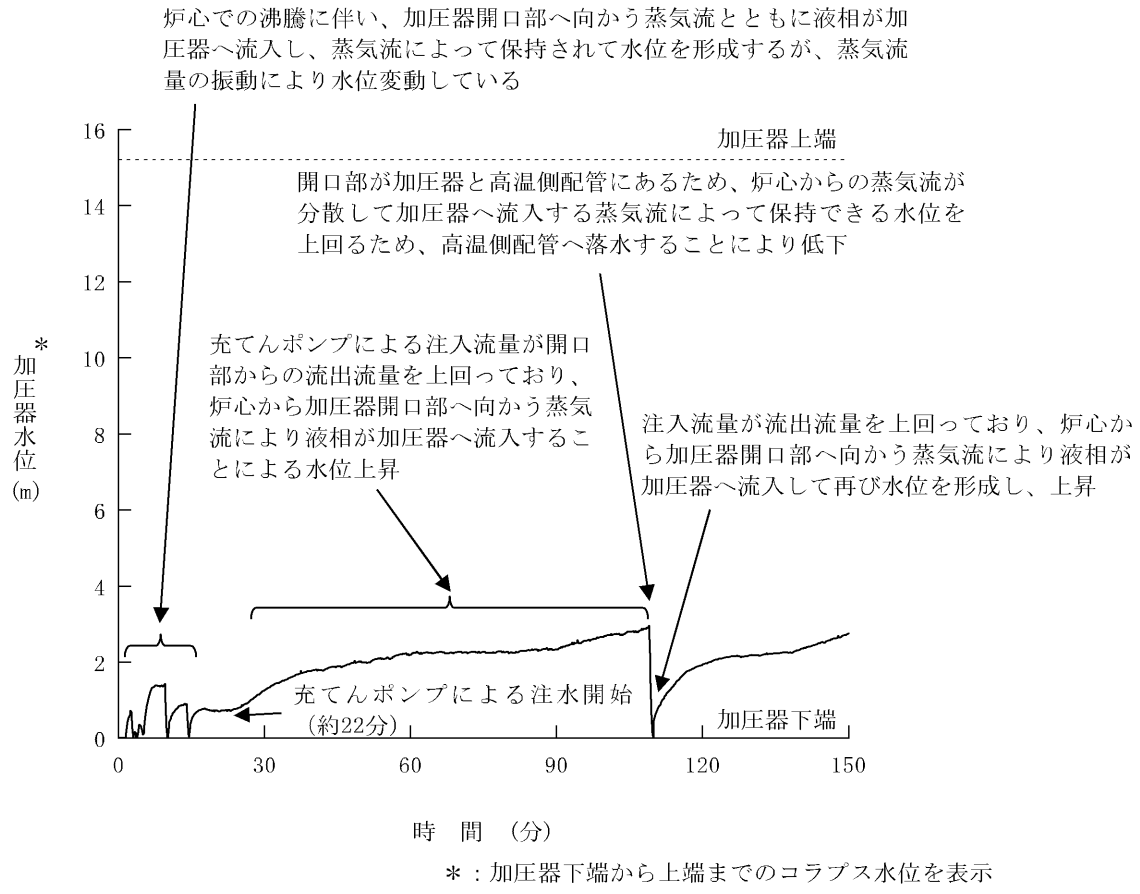
第 7.4.3.8 図　高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移



第 7.4.3.9 図　原子炉容器内水位の推移

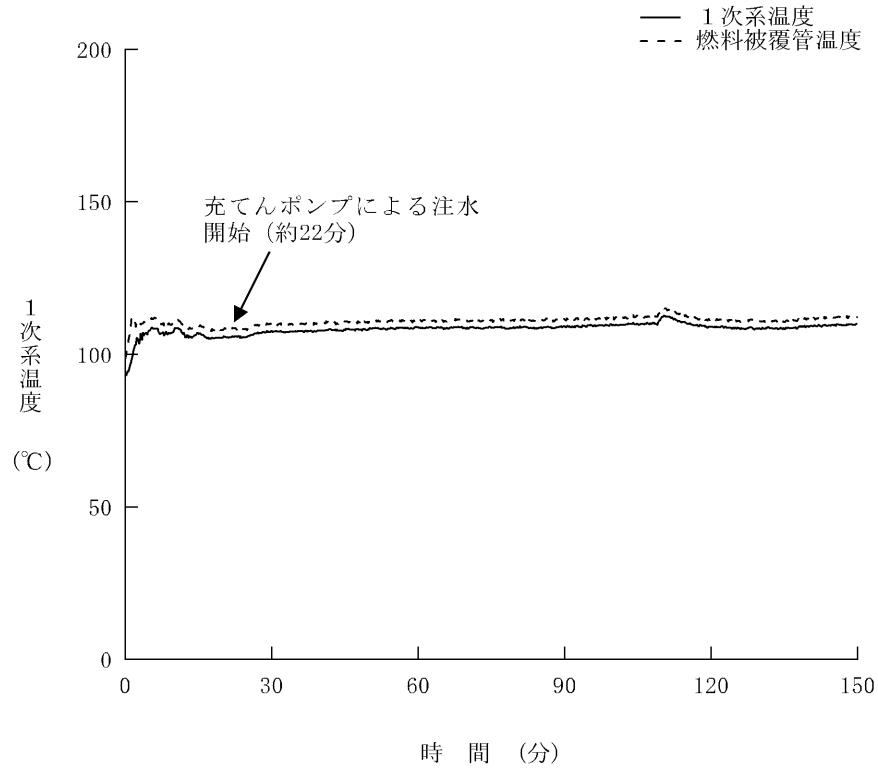


第 7.4.3.10 図　１次系保有水量の推移

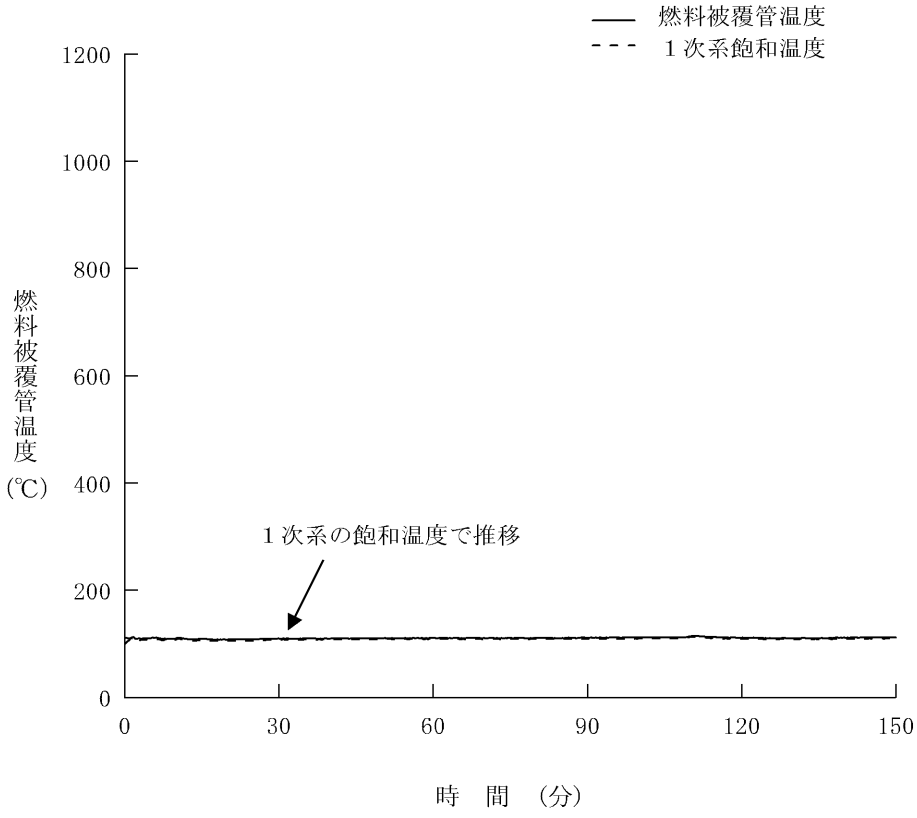


＊：加圧器下端から上端までのコラプス水位を表示

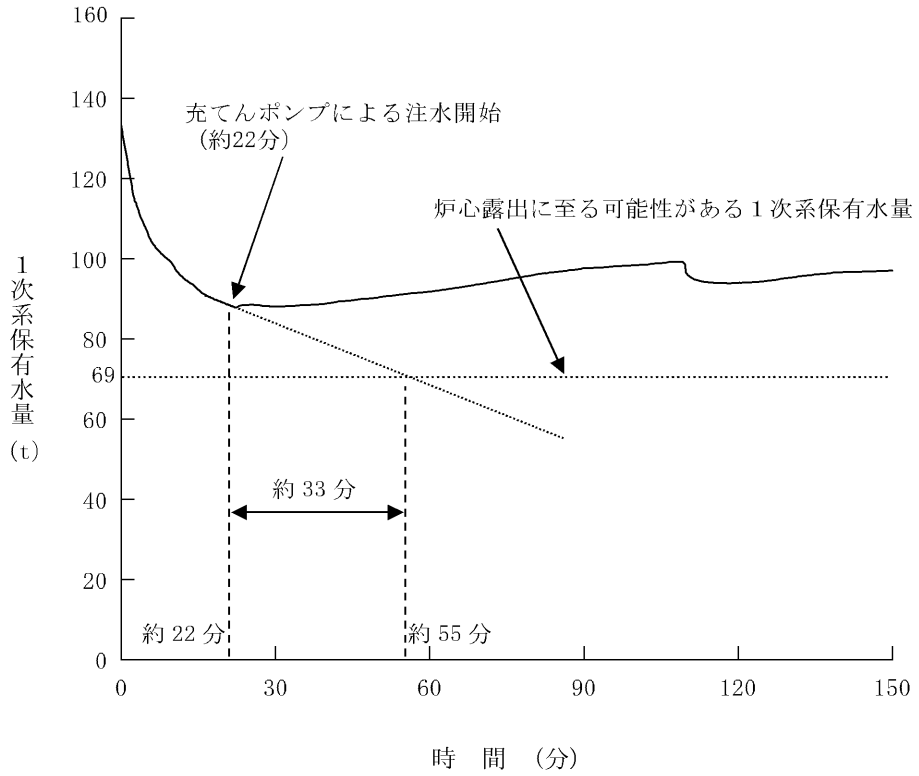
第 7.4.3.11 図　加圧器水位の推移



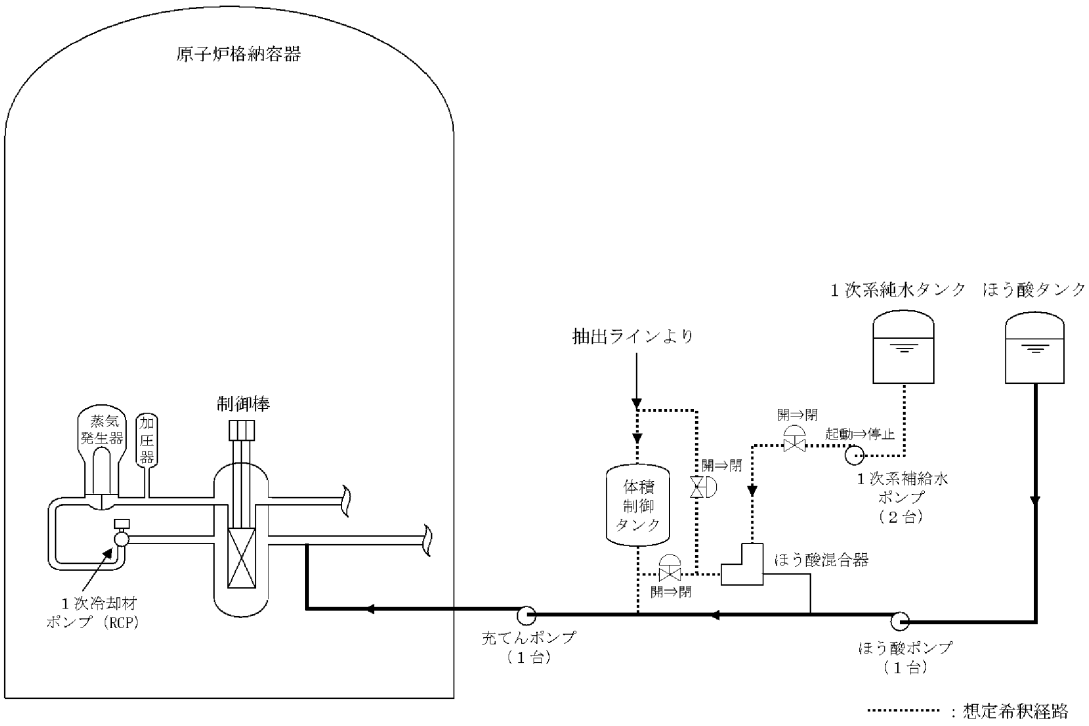
第 7.4.3.12 図　１次系温度の推移



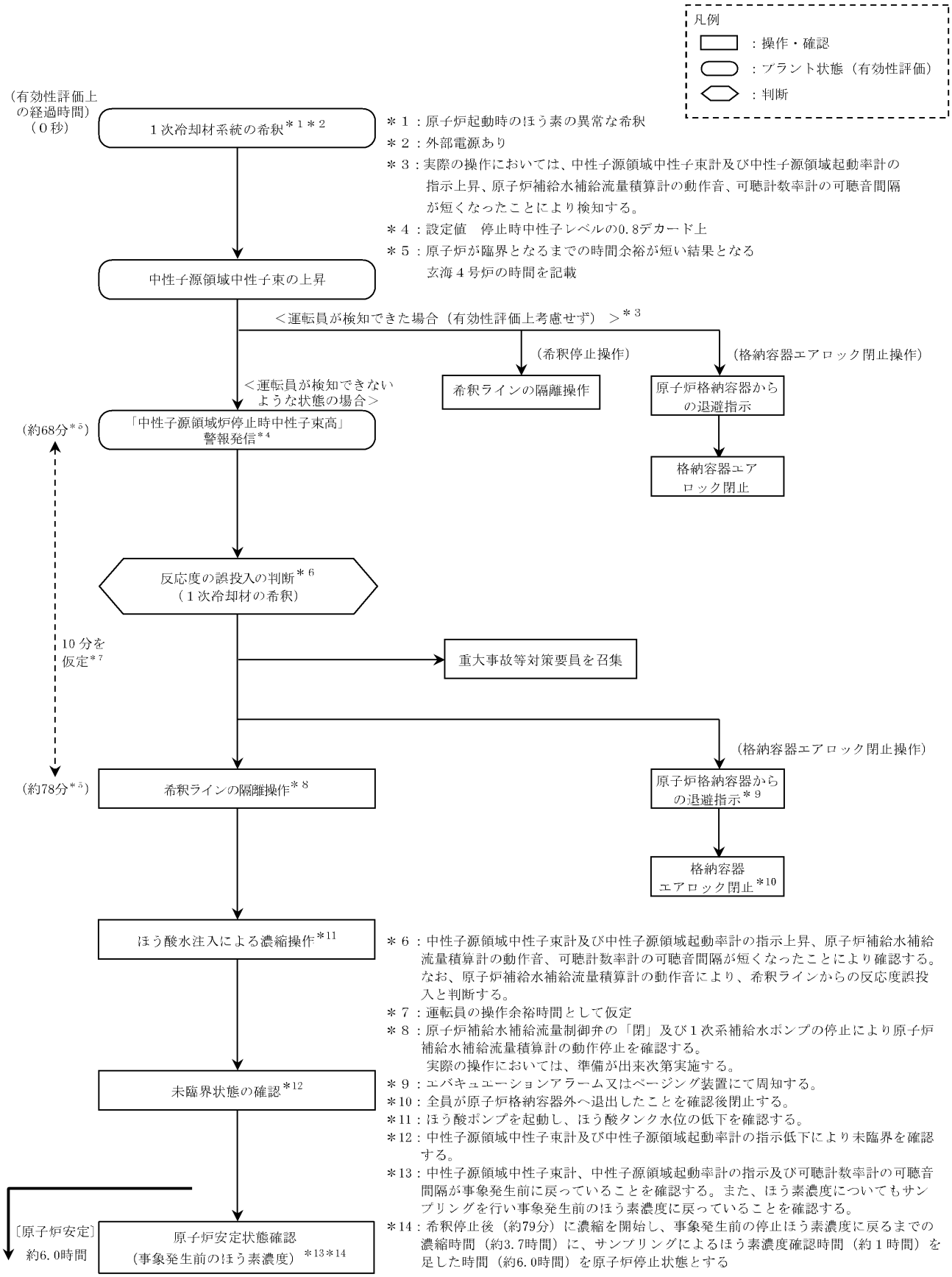
第 7.4.3.13 図　燃料被覆管温度の推移



第 7.4.3.14 図　１次系保有水量の推移（炉心注水操作時間余裕確認）

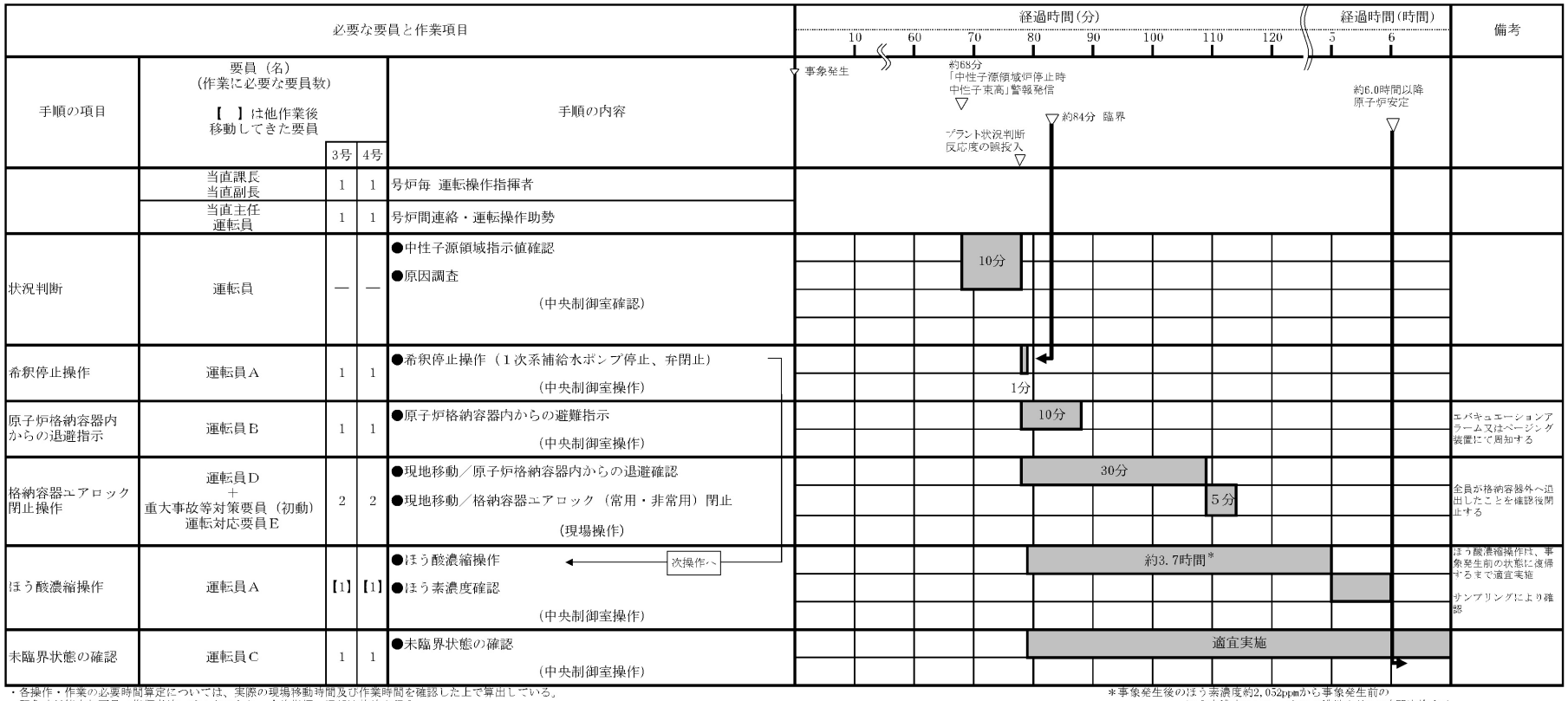


第7.4.4.1図　「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略系統図



＊１：原子炉起動時のほう素の異常な希釈
＊２：外部電源あり
＊３：実際の操作においては、中性子源領域中性子束計及び中性子源領域起動率計の指示上昇、原子炉補給水補給流量積算計の動作音、可聴計数率計の可聴音間隔が短くなったことにより検知する。
＊４：設定値　停止時中性子レベルの0.8デカード上
＊５：原子炉が臨界となるまでの時間余裕が短い結果となる玄海４号炉の時間を記載
＊６：中性子源領域中性子束計及び中性子源領域起動率計の指示上昇、原子炉補給水補給流量積算計の動作音、可聴計数率計の可聴音間隔が短くなったことにより確認する。なお、原子炉補給水補給流量積算計の動作音により、希釈ラインからの反応度誤投入と判断する。
＊７：運転員の操作余裕時間として仮定
＊８：原子炉補給水補給流量制御弁の「閉」及び１次系補給水ポンプの停止により原子炉補給水補給流量積算計の動作停止を確認する。
実際の操作においては、準備が出来次第実施する。
＊９：エバキュエーションアラーム又はページング装置にて周知する。
＊10：全員が原子炉格納容器外へ退出したことを確認後閉止する。
＊11：ほう酸ポンプを起動し、ほう酸タンク水位の低下を確認する。
＊12：中性子源領域中性子束計及び中性子源領域起動率計の指示低下により未臨界を確認する。
＊13：中性子源領域中性子束計、中性子源領域起動率計の指示及び可聴計数率計の可聴音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。また、ほう素濃度についてもサンプリングを行い事象発生前のほう素濃度に戻っていることを確認する。
＊14：希釈停止後（約79分）に濃縮を開始し、事象発生前の停止ほう素濃度に戻るまでの濃縮時間（約3.7時間）に、サンプリングによるほう素濃度確認時間（約１時間）を足した時間（約6.0時間）を原子炉停止状態とする

第 7.4.4.2 図　「反応度の誤投入」の対応手順の概要（「原子炉起動時に化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展）



・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間及び作業時間を確認した上で算出している。
・緊急時対策本部要員（指揮者等）は４名であり、全体指揮、通報連絡等を行う。

＊事象発生後のほう素濃度約2,052ppmから事象発生前の
ほう素濃度3,100ppmまでの濃縮を約3.7時間実施する。

第7.4.4.3図　「反応度の誤投入」の作業と所要時間
(原子炉起動時に化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故)

初期ほう素濃度C_{B0}からほう素濃度Cに至るまでの時間

$$t = \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{B0}}{C}$$

t：希釈に係る時間（h）
V：１次系有効体積（m^3）
Q：希釈流量（m^3／h）

原子炉の状態	時　間
「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信	事象発生後、約68分
臨　　界	警報発信後、約16分

第7.4.4.4図　反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果

追　　補

（添付書類十）

目　　次

追補１．「５．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」の追補

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

追補２．「６．重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の追補

Ⅰ　事故シーケンスグループ及び重大事故シーケンス等の選定について

Ⅱ　原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

Ⅲ　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて

追補　「5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」の追補

Ⅰ　特定重大事故等対処施設の手順等について

Ⅱ　想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価

追　補　1

「５．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」の追補

添付書類十「５．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」の記述に次のとおり追補する。

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

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

＜　目　次　＞

1.1.1　対応手段と設備の選定

（1）　対応手段と設備の選定の考え方

（2）　対応手段と設備の選定の結果

1.1.2　重大事故等時の手順等

1.1.2.1　フロントライン系故障時の手順等

（1）　手動による原子炉緊急停止

（2）　原子炉出力抑制（自動）

（3）　原子炉出力抑制（手動）

（4）　ほう酸水注入

（5）　その他の手順項目にて考慮する手順

（6）　優先順位

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

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行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　「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。

2　「発電用原子炉を未臨界に移行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）沸騰水型原子炉(BWR)及び加圧水型原子炉(PWR)共通

ａ）上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。

（２）BWR

ａ）上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができ

ない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。

b）十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を起動する判断基準を明確に定めること。

c）発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備（SLCS）を作動させること。

（３）PWR

a）上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。

b）上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。

運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉を緊急に停止させるための設計基準事故対処設備は、炉外核計装、原子炉保護系のプロセス計装等である。

これらの設備が機能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、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行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。

1.1.1　対応手段と設備の選定

(1)　対応手段と設備の選定の考え方

運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止（以下「原子炉緊急停止」という。）するために必要な設計基準事故対処設備として、炉外核計装、原子炉保護系プロセス計装、原子炉安全保護ロジック盤、制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器を設置する。

これらの設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、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1.1.1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。

※1　多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十四条及び技術基準規則第五十九条（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。

(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、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系故障として、炉外核計装、原子炉保護系プロセス計装、原子炉安全保護ロジック盤、制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器の故障を想定する。電源喪失（サポート系故障）は、制御棒駆動装置の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討及び審査基準、基準規則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と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.1.1表に示す。

a.　フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

運転時の異常な過渡変化時において、原子炉緊急停止ができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、手動により原子炉の緊急停止を行う手段がある。

手動による原子炉緊急停止に使用する設備は以下のとおり。

・　原子炉トリップスイッチ

・　電動発電機電源（所内常用母線440V遮断器操作スイッチ）

・　制御棒操作スイッチ

・　電動発電機電源（電動発電機モータ遮断器スイッチ）

・　電動発電機電源（電動発電機出力遮断器スイッチ）
・　原子炉トリップ遮断器スイッチ

ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、多様化自動作動設備の作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（自動）に使用する設備は以下のとおり。

・　多様化自動作動設備
・　主蒸気隔離弁
・　電動補助給水ポンプ
・　タービン動補助給水ポンプ
・　復水タンク
・　蒸気発生器
・　主蒸気逃がし弁
・　主蒸気安全弁
・　加圧器逃がし弁
・　加圧器安全弁

自動及び手動操作により原子炉緊急停止ができない場合及び多様化自動作動設備が作動しない場合においては、中央制御室から手動操作により、タービントリップ、主蒸気隔離弁の閉止、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）の起動を実施することで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉

格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（手動）に使用する設備は以下のとおり。

・　タービントリップスイッチ
・　主蒸気隔離弁
・　電動補助給水ポンプ
・　タービン動補助給水ポンプ
・　復水タンク
・　蒸気発生器
・　主蒸気逃がし弁
・　主蒸気安全弁
・　加圧器逃がし弁
・　加圧器安全弁

自動及び手動での原子炉緊急停止ができない場合、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために、化学体積制御設備によりほう酸水注入を行う手段がある。

ほう酸水注入に使用する設備は以下のとおり。

・　ほう酸ポンプ
・　緊急ほう酸注入弁
・　ほう酸タンク
・　充てんポンプ
・　燃料取替用水タンク

(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手動による原子

炉緊急停止に使用する設備のうち、原子炉トリップスイッチは重大事故等対処設備として位置づける。

原子炉出力抑制（自動）に使用する設備のうち、多様化自動作動設備、主蒸気隔離弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は重大事故等対処設備として位置づける。

原子炉出力抑制（手動）に使用する設備のうち、主蒸気隔離弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は重大事故等対処設備として位置づける。

ほう酸水注入に使用する設備のうち、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、ほう酸タンク、充てんポンプ及び燃料取替用水タンク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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、原子炉緊急停止できない場合においても、原子炉出力を抑制し原子炉を未臨界に移行することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　電動発電機電源(所内常用母線440V遮断器操作スイッチ)、

電動発電機電源（電動発電機モータ遮断器スイッチ）、電動発電機電源（電動発電機出力遮断器スイッチ）、原子炉トリップ遮断器スイッチ

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、サポート系である電源系を遮断することにより制御棒を全挿入できることから、原子炉緊急停止する代替手段として有効である。

・　制御棒操作スイッチ

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、上記の電源系遮断操作完了までの間又は実施できない場合に原子炉を停止する手段として有効である。なお、ブロック単位で１ステップずつ制御棒を連続挿入していくため全挿入完了までは時間を要する。

・　タービントリップスイッチ

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、中央制御室にて速やかな操作が可能であるため、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。

b.　手 順 等

上記のa.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（当直員）等※2の対応として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に定める(第1.1.1表）。

事故時に監視が必要となる計器についても整備する（第1.1.2表）。

※２　運転員（当直員）等：運転員（当直員）及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

1.1.2　重大事故等時の手順等

1.1.2.1　フロントライン系故障時の手順等

(1)　手動による原子炉緊急停止

ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、手動による原子炉緊急停止を行う。

中央制御室から手動操作により、原子炉緊急停止を行い、原子炉緊急停止しない場合、制御棒駆動装置の電源を遮断する等にて制御棒を原子炉へ挿入し原子炉緊急停止する手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

原子炉緊急停止が必要な状況において、自動での原子炉緊急停止に失敗し、出力領域中性子束計等の指示値が５％以上又は中間領域起動率計等の指示値が正である場合。

b.　操作手順

手動による原子炉緊急停止操作手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.1.2図に、タイムチャートを第1.1.5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（当直員）等に手動による原子炉緊急停止を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室で原子炉トリップスイッチにより、手動原子炉緊急停止操作を行い、原子炉トリップ遮断器の開放等により原子炉緊急停止を確認する。

③　②の操作により原子炉緊急停止しない場合は、運転員（当直員）等は、中央制御室から常用系パワーセンタ母線遮断器の開放操作を行い、電動発電機の電源を遮断する。

④　③による操作ができない場合は、運転員（当直員）等は、中央制御室で制御棒操作スイッチにより制御棒を手動で挿入するとともに、現場で電動発電機電源（電動発電機モータ遮断器スイッチ）を手動で開放する。

⑤　④による操作ができない場合は、運転員（当直員）等は、現場で電動発電機電源（電動発電機出力遮断器スイッチ）を手動で開放する。

⑥　⑤による操作ができない場合は、運転員（当直員）等は、現場で原子炉トリップ遮断器を手動で開放する。

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（当直員）等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等１名により操作を実施する。

中央制御室操作での所要時間は約２分と想定する。

現場での原子炉トリップ遮断器開放までの所要時間は約22分と想定する。

（所要時間は作業の開始が必ずしも事象発生後の操作ではないことから事象判別の10分は含まない。以降の条文も同様とする。）

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、可搬型照明、通信設備を整備する。現場での遮断器の開放については、速やかに作業ができるように作業場所近傍に使用工具を配備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(2) 原子炉出力抑制（自動）

「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」、「原子炉冷却材流量の部分喪失」、「外部電源喪失」、「主給水流量喪失」及び「負荷の喪失」を起因とした事象が発生した場合に、あらかじめ定めた設定値により自動で原子炉緊急停止が行われる。しかしながら、その設定値となったにもかかわらず、自動で原子炉緊急停止していない場合（ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合）、多様化自動作動設備により原子炉出力抑制（自動）を行う。

多様化自動作動設備の作動により主蒸気隔離弁の閉止、タービントリップ作動及び補助給水ポンプの起動を行うことで１次冷却材温度を上昇させて原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手順を整備する。

タービントリップの作動、主蒸気隔離弁の閉止により、１次冷却材温度を上昇させることで減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力を低下させる。また、補助給水ポンプ起動信号の発信により、２次冷却系からの除熱機能が確立し、１次冷却系統の過度な過圧を防止する。

なお、有効性評価の結果、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器内の圧力及び温度の上昇はわずかである。

多様化自動作動設備が作動しない場合の処置については、後述の(3) 原子炉出力抑制（手動）の手順の処置による。

a.　手順着手の判断基準

原子炉緊急停止が必要な状況において、自動での原子炉緊急停止に失敗し、多様化自動作動設備の作動により「多様化自動作動設備作動」警報が発信した場合。

b.　操作手順

原子炉出力抑制（自動）手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.1.3図、第1.1.4図に、タイムチャートを第1.1.5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（当直員）等に原子炉出力抑制（自動）の確認を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室での監視によりタービントリップの作動、主蒸気隔離弁の閉止を確認するとともに、すべての補助給水ポンプの起動により２次冷却系からの除熱が確立していることを確認する。

③　運転員（当直員）等は、中央制御室での監視により１次冷却材温度が上昇し、原子炉出力が低下していることを確認する。

④　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動により、１次冷却材圧力が安定していることを確認するとともに、格納容器内圧力及び温度の異常な上昇がないことを確認する。

また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により１次冷却材温度が安定していることを確認する。

⑤　以降の手順については、(4) ほう酸水注入にて対応する。

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（当直員）等1名により確認を実施する。原子炉緊急停止失敗を踏まえて、多様化自動作動設備の作動を予測しているため、速やかに多様化自動作動設備の作動を確認する。

(3) 原子炉出力抑制（手動）

自動及び手動操作による原子炉緊急停止ができない場合及び多様化自動作動設備による原子炉出力抑制(自動)が作動しない場合(タービントリップ、主蒸気隔離弁の閉止、補助給水ポンプの自動起動のすべて又はいずれかが確認できない場合）において、原子炉出力抑制（手動）を行う。

中央制御室から手動操作により、手動タービントリップ操作、主蒸気隔離弁の閉止及び補助給水ポンプの起動を行い、1次冷却材温度を上昇させて原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手順を整備する。

手動操作による手動タービントリップ操作又は手動による主蒸気隔離弁の閉止により、1次冷却材温度を上昇させることで、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力を低下させる。蒸気発生器への注水ができていない場合は、補助給水ポンプを手動操作にて起動し、2次冷却系からの除熱機能を確立し、1次冷却系統の過度な過圧を防止する。また、蒸気発生器水位は、無負荷時の水位に維持する。

a.　手順着手の判断基準

自動及び手動による原子炉緊急停止ができない場合でかつ多様化自動作動設備による原子炉出力抑制（自動）が作動しなかった場合において、出力領域中性子束計等の指示値が５％以上又は中間領域起動率計等の指示値が正である場合。

b.　操作手順

原子炉出力抑制（手動）手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.1.3図、第1.1.4図に、タイムチャートを第1.1.5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（当直員）等に原子炉出力抑制（手動）を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室でタービントリップスイッチによる手動タービントリップ操作を行い、タービン主要弁（MSV、GV、RSV、ICV）の閉によりタービントリップを確認する。また、タービントリップによるインターロックにより原子炉緊急停止することを原子炉トリップ遮断器の開放等により確認する。

③　運転員（当直員）等は、主蒸気隔離弁が閉止していない場合、中央制御室から主蒸気隔離弁を手動閉止する。

④　運転員（当直員）等は、補助給水ポンプが自動起動していない場合、中央制御室から手動起動し、２次冷却系からの除熱機能を確立する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室での監視により、１次冷却材温度が上昇し、原子炉出力が低下していることを確認

する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動により、１次冷却材圧力が安定していることを確認するとともに、格納容器内圧力及び温度の異常な上昇がないことを確認する。

また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により１次冷却材温度が安定していることを確認する。

⑦　以降の手順については、(4) ほう酸水注入にて対応する。

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（当直員）等１名により操作を実施する。所要時間は約３分と想定する。

(4)　ほう酸水注入

自動での原子炉緊急停止及び原子炉トリップスイッチによる手動での原子炉緊急停止ができない場合、原子炉の出力抑制を図った後に、ほう酸水注入を行う。

化学体積制御設備によりほう酸水注入を行い負の反応度を添加するとともに、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離し、原子炉を未臨界に移行する手順を整備する。

運転管理として燃料取替ほう素濃度にできるほう酸水量を確保しているため、十分な量のほう酸水注入が可能である。

a.　手順着手の判断基準

自動での原子炉緊急停止及び原子炉トリップスイッチによる手

動での原子炉緊急停止で制御棒が原子炉へ挿入されず、出力領域中性子束計等の指示値が５％以上又は中間領域起動率計等の指示値が正である場合において、原子炉出力抑制を図り、ほう酸タンクの水位が確保されている場合。

b.　操作手順

ほう酸水注入の操作手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.1.6図、第1.1.7図に、タイムチャートを第1.1.5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（当直員）等にほう酸水注入の系統構成を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室で充てんポンプの起動を確認し、ほう酸タンクのほう酸水を炉心へ注入するための系統構成を実施する。

③　運転員（当直員）等は、中央制御室でほう酸ポンプを起動し、緊急ほう酸注入弁を開とし、ほう酸急速注入ライン流量等により原子炉へほう酸水注入が行われていることを確認する。その後、出力領域中性子束が５％未満及び中間領域起動率が零又は負となっており、未臨界状態へ移行していることを確認する。

④　運転員（当直員）等は、ほう酸ポンプの故障等により、ほう酸タンクのほう酸水を炉心へ注入できない場合は、充てんポンプの入口ラインを体積制御タンクから燃料取替用水タンクに切替え、充てんポンプを使用して燃料取替用水タンクのほう酸水を炉心へ注入する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室でほう酸希釈ラインを

隔離する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室でほう酸タンク水位の変化より、ほう酸水注入量及び１次冷却材のほう素濃度を計算し、燃料取替ほう素濃度になるまでほう酸水注入を継続する。なお、ほう酸水注入を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントの状態に応じて高温停止又は低温停止のほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。

⑦　運転員（当直員）等は、サンプリングの結果により、１次冷却材のほう素濃度が⑥で目標にしたほう素濃度より高い値になっていることを確認する。

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（当直員）等１名により操作を実施する。所要時間は約５分と想定する。

交流動力電源喪失によりサンプリングができない場合は、電源復旧後にサンプリングを実施し、結果を確認する。

原子炉の出力抑制後は、１次冷却材のほう素濃度を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により１次冷却系統の降温、降圧を行い、１次冷却材圧力2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材温度177℃未満となれば、余熱除去系に切替え、原子炉の冷却を継続的に行う。

(5)　その他の手順項目にて考慮する手順

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。

(6) 優先順位

自動での原子炉緊急停止失敗と判断すれば速やかに中央制御室からの手動での原子炉緊急停止操作を行い、多様化自動作動設備による原子炉出力抑制のための設備の作動状況を確認する。

自動及び手動での原子炉緊急停止操作及び多様化自動作動設備からの自動信号による原子炉出力抑制に失敗した場合は、手動での原子炉出力抑制として、手動タービントリップ操作及び主蒸気隔離弁の閉止を行うとともに、並行して制御棒駆動装置の電源を遮断する操作又は制御棒手動挿入操作を行い、制御棒を挿入する。

原子炉出力抑制を図った後は、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備によるほう酸水注入を開始する。

ただし、原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉緊急停止に成功した場合は、早急なほう酸水注入は必要ない。

以上の対応手順のフローチャートを第1.1.8図に示す。

第 1.1.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

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
フロントライン系故障時	原子炉安全保護ロジック盤 原子炉保護系プロセス計装 炉外核計装	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ（中央盤）	重大事故等対処設備	原子炉未臨界を維持する手順（二部兆候ベース：運転員（当直員）等）	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
			電動発電機電源＊2 （所内常用母線 440V 遮断器操作スイッチ）（中央盤）	多様性拡張設備		
			制御棒操作スイッチ　（中央盤）＊2			
			電動発電機電源＊2 （電動発電機モータ遮断器スイッチ）（現場盤）			
			電動発電機電源＊2 （電動発電機出力遮断器スイッチ）（現場盤）			
			原子炉トリップ遮断器スイッチ（現場盤）			
	制御棒クラスタ 原子炉トリップ遮断器 原子炉安全保護ロジック盤 原子炉保護系プロセス計装 炉外核計装	原子炉出力抑制（自動）	多様化自動作動設備＊3 蒸気発生器水位低による ・タービントリップ ・主蒸気ライン隔離 ・電動補助給水ポンプ起動 ・タービン動補助給水ポンプ起動 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ＊3 タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁	重大事故等対処設備		
		原子炉出力抑制（手動）	タービントリップスイッチ（中央盤）	多様性拡張設備		
			主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ＊3 タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁	重大事故等対処設備		
		ほう酸水注入	ほう酸ポンプ＊3 緊急ほう酸注入弁＊3 ほう酸タンク 充てんポンプ＊3	重大事故等対処設備		
			充てんポンプ＊3 燃料取替用水タンク			

＊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：原子炉トリップ遮断器故障時も有効に機能する。

＊3：ディーゼル発電機等により給電する。

第 1.1.2 表　重大事故等対処に係る監視計器

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

監視計器一覧（１／４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1 フロントライン系故障時の手順等			
(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準	プラント停止状態	・原子炉トリップ遮断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
	操作	プラント停止状態	・原子炉トリップ遮断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
		電源	・3-3A1、B1 母線電圧計
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計

監視計器一覧（２／４）

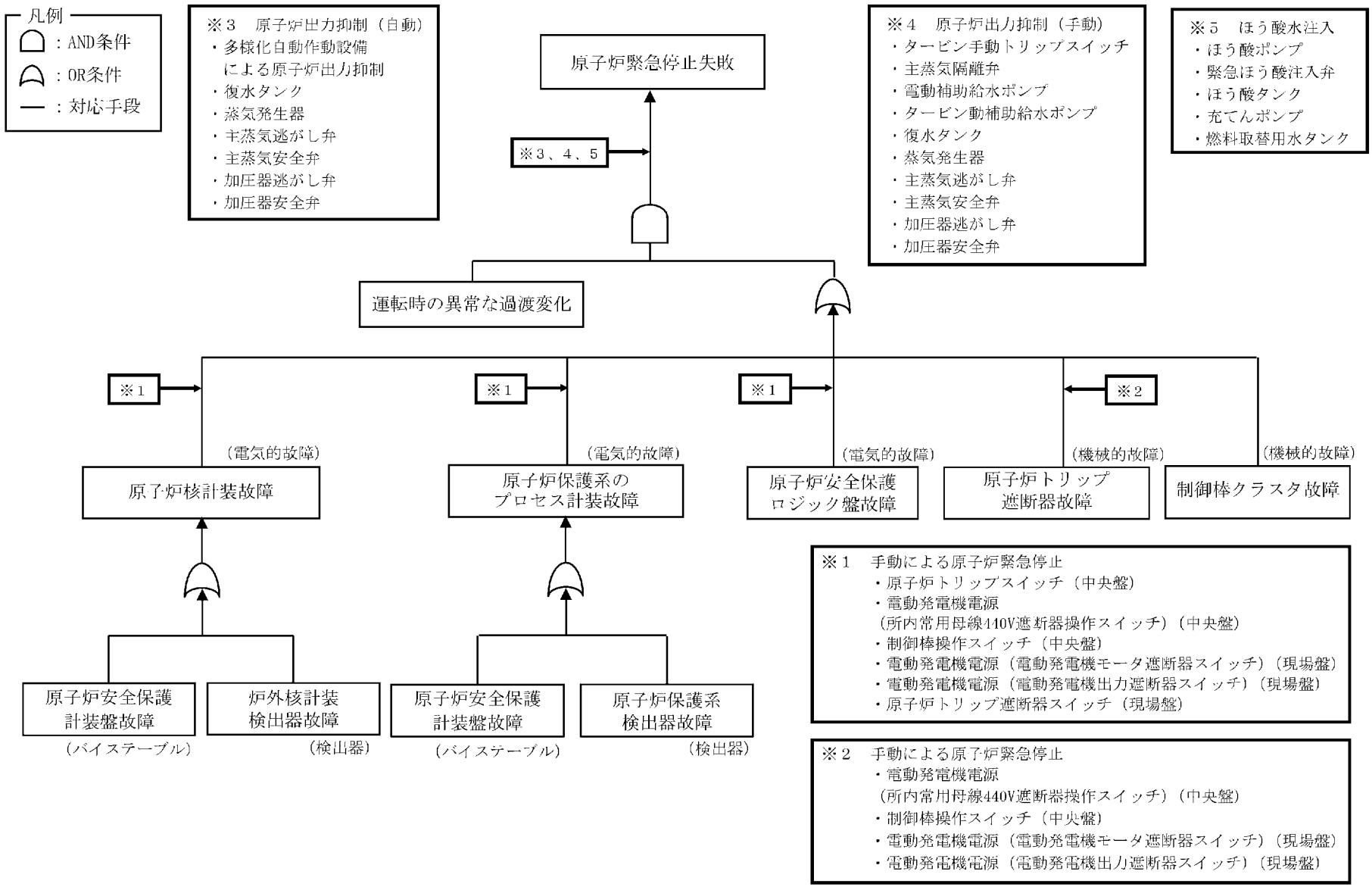
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1 フロントライン系故障時の手順等			
(2) 原子炉出力抑制(自動)	判断基準	プラント停止状態	・原子炉トリップ遮断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		信号	・多様化自動作動設備作動警報
	操作	プラント停止状態	・非常遮断油圧計
			・タービン主要弁表示灯
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
			・格納容器内温度計（SA）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		原子炉容器内への注水量	・充てん水流量計
			・ほう酸急速注入ライン流量計
		水源	・復水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計

監視計器一覧（３／４）

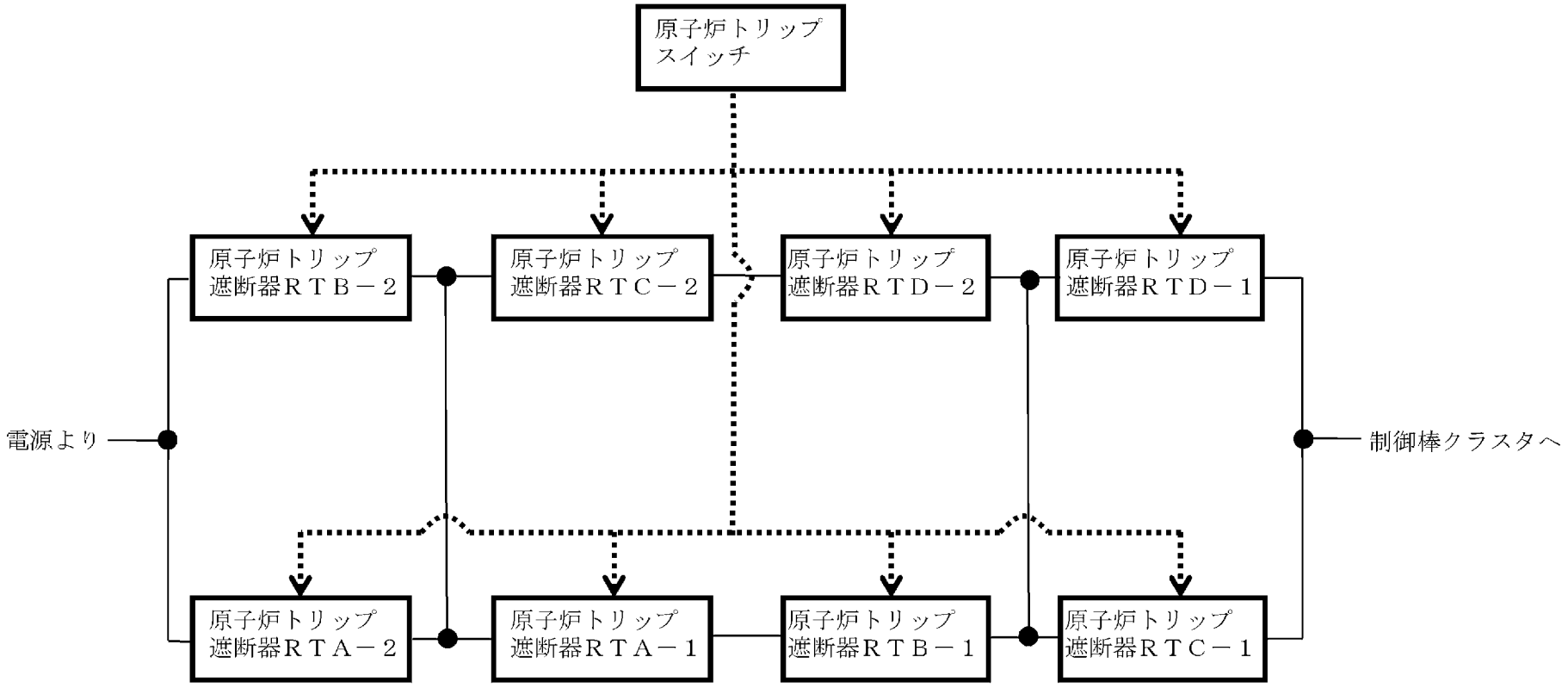
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1 フロントライン系故障時の手順等			
(3) 原子炉出力抑制(手動)	判断基準	プラント停止状態	・原子炉トリップ遮断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・非常遮断油圧計
			・タービン主要弁表示灯
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		信号	・多様化自動作動設備作動警報
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		水源	・復水タンク水位計
	操作	プラント停止状態	・非常遮断油圧計
			・タービン主要弁表示灯
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
			・格納容器内温度計（SA）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		原子炉容器内への注水量	・充てん水流量計
			・ほう酸急速注入ライン流量計
		水源	・復水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計

監視計器一覧（４／４）

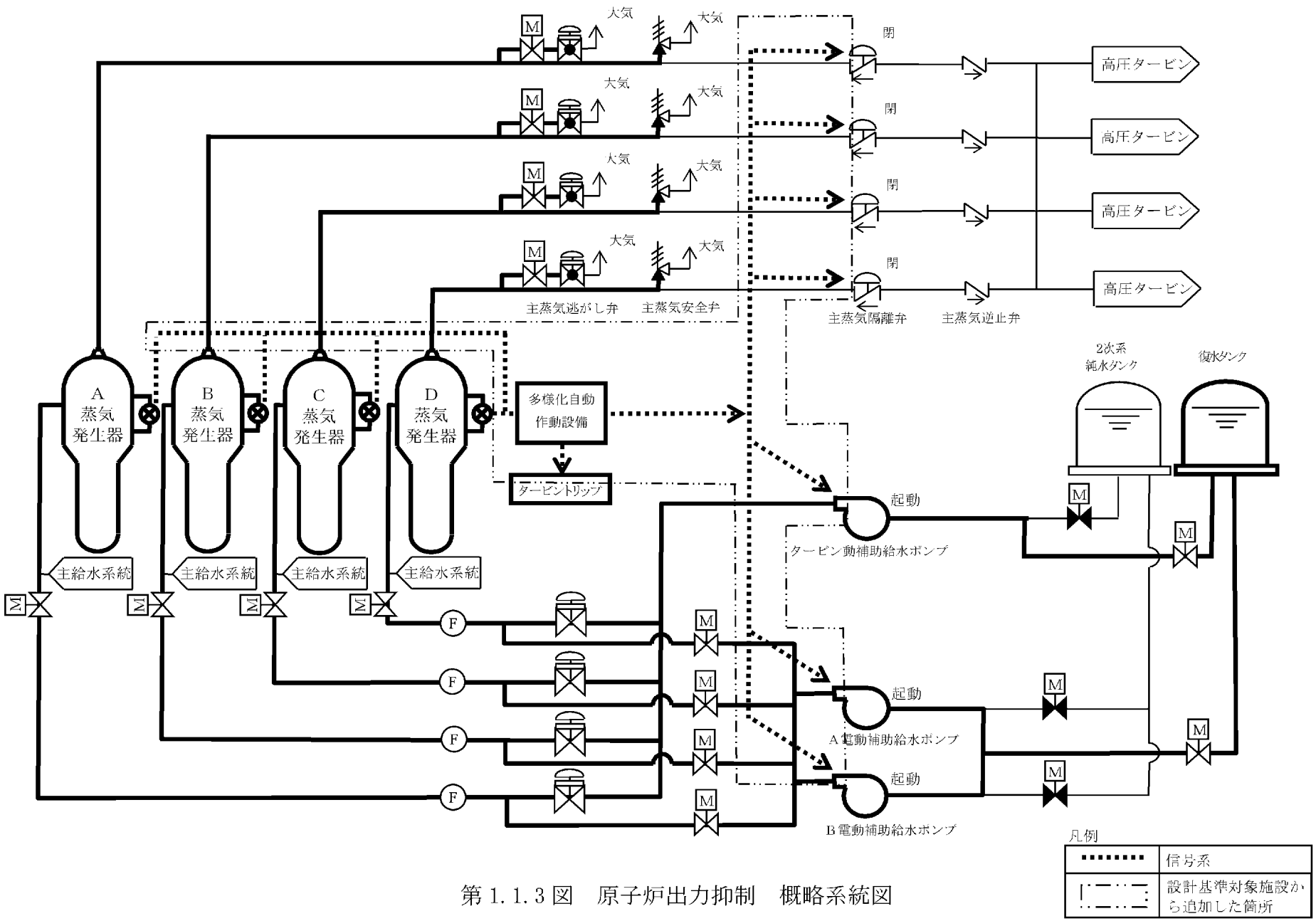
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1 フロントライン系故障時の手順等			
(4) ほう酸水注入	判断基準	プラント停止状態	・原子炉トリップ遮断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		水源	・ほう酸タンク水位計
	操作	原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
			・可聴計数率計（可聴音）
		水源	・ほう酸タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
		原子炉容器内への注水量	・充てん水流量計
			・ほう酸急速注入ライン流量計
			・原子炉補給水補給流量制御器
			・原子炉補給水補給流量積算器
		—	・ほう素濃度（手分析値）



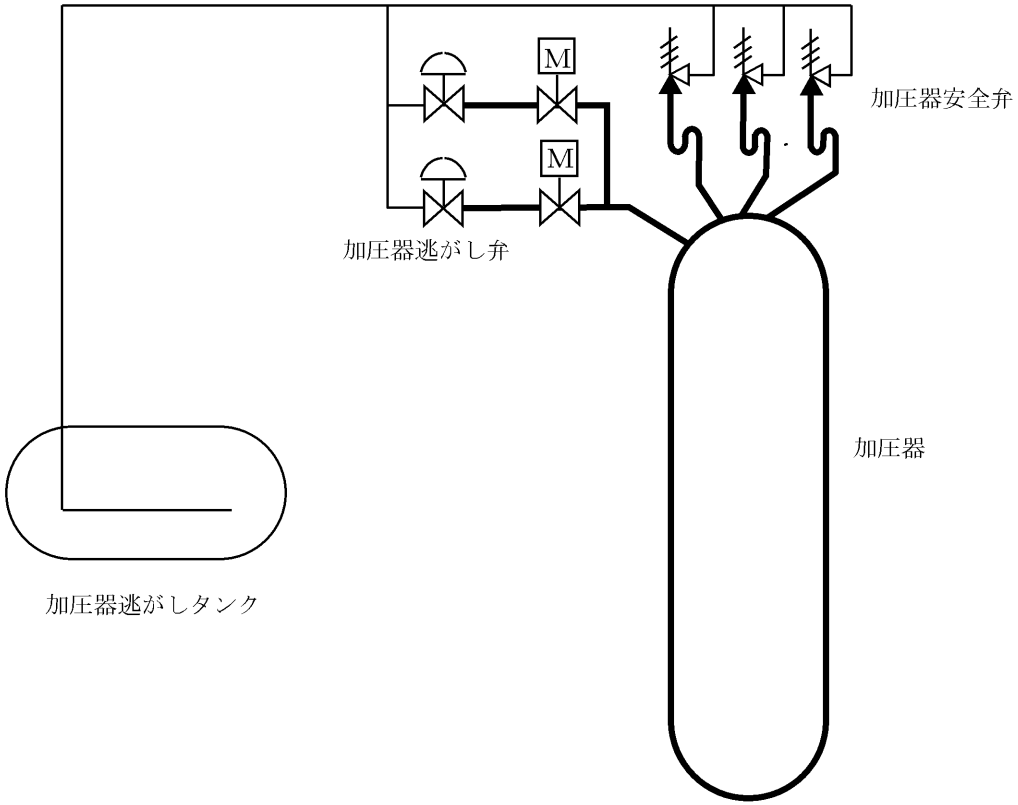
第 1.1.1 図　機能喪失原因対策分析



第 1.1.2 図　手動による原子炉緊急停止　概略系統図

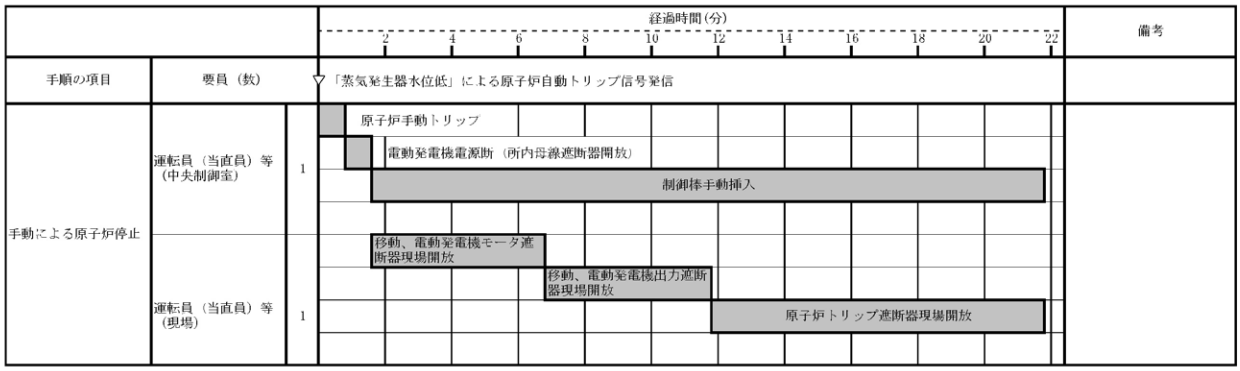


第 1.1.3 図　原子炉出力抑制　概略系統図



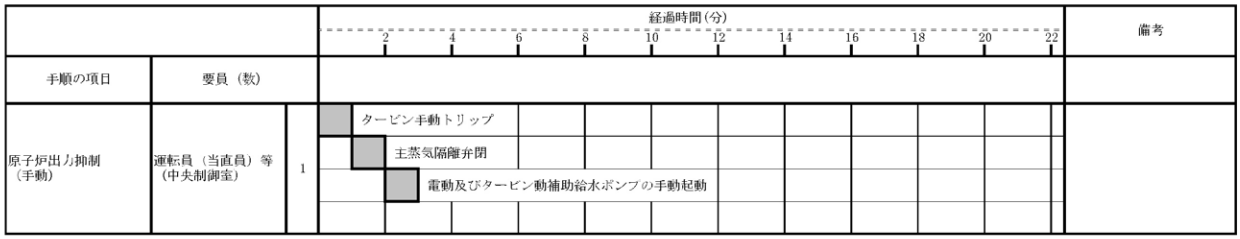
第 1.1.4 図　原子炉出力抑制　概略系統図

（1） 手動による原子炉緊急停止

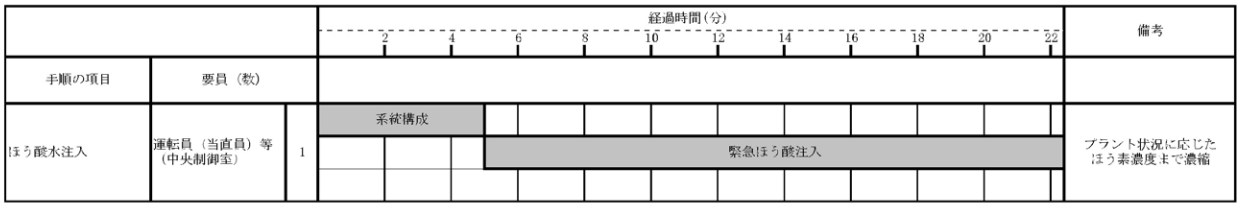


（2） 原子炉出力抑制（自動）

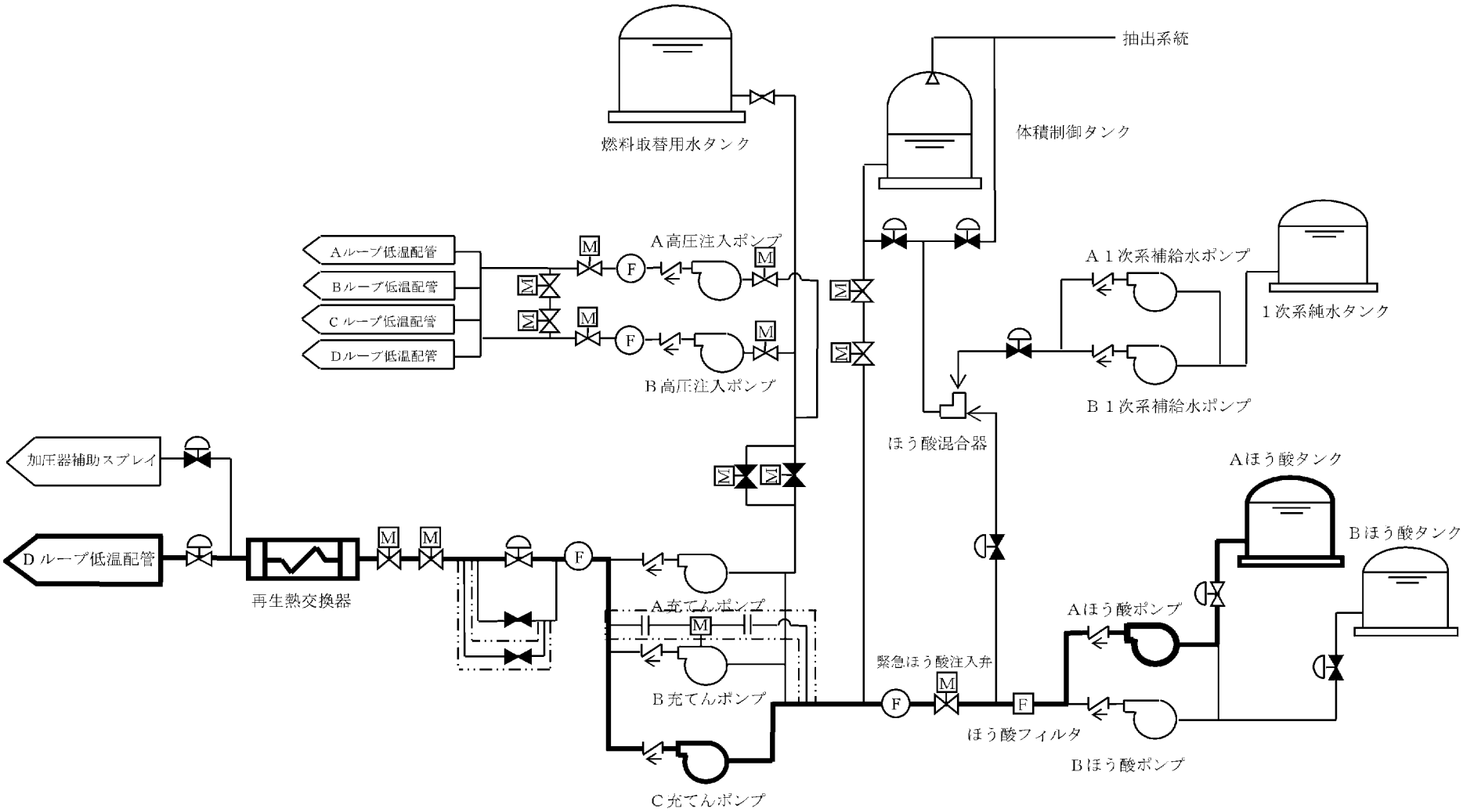
（3） 原子炉出力抑制（手動）



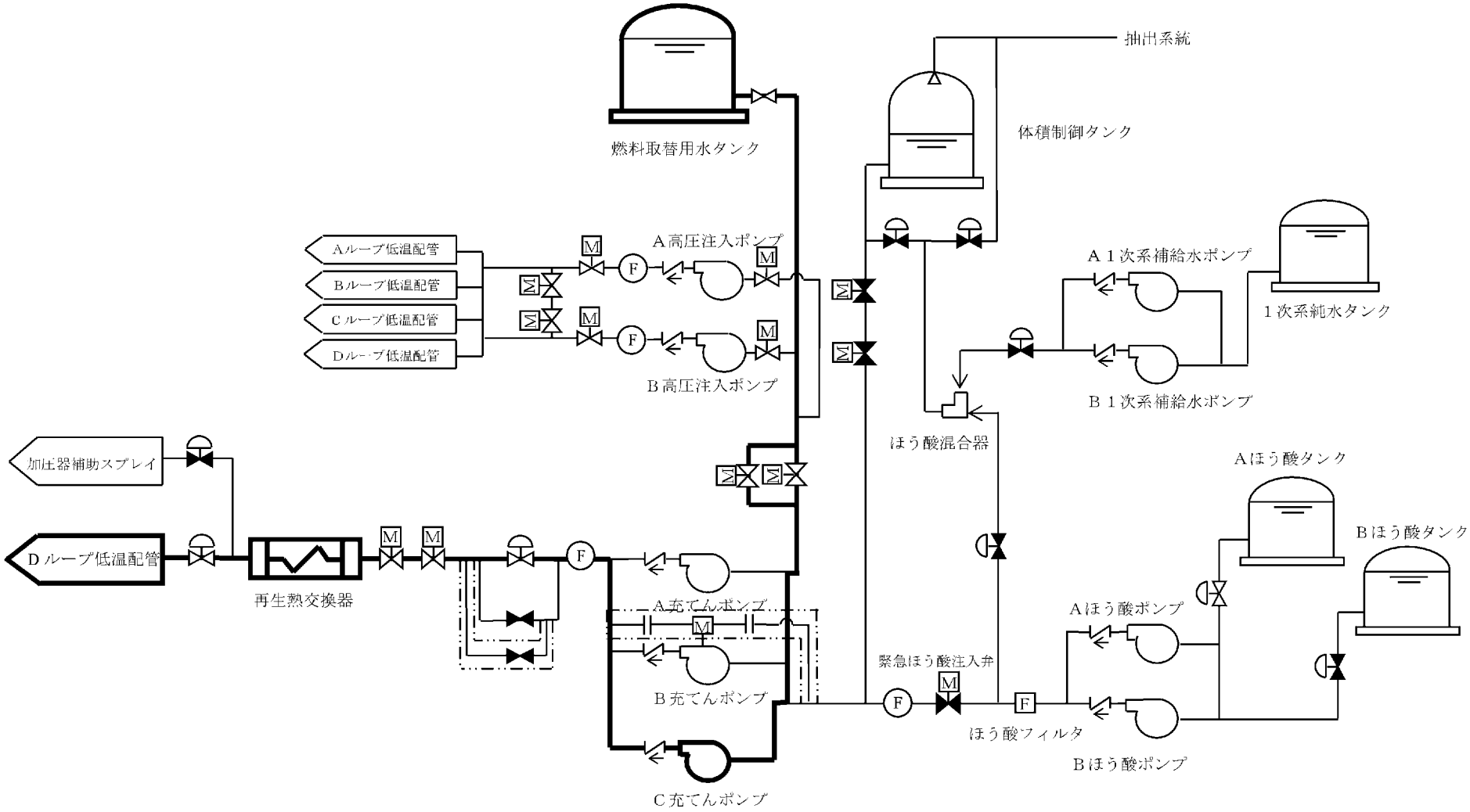
（4） ほう酸水注入



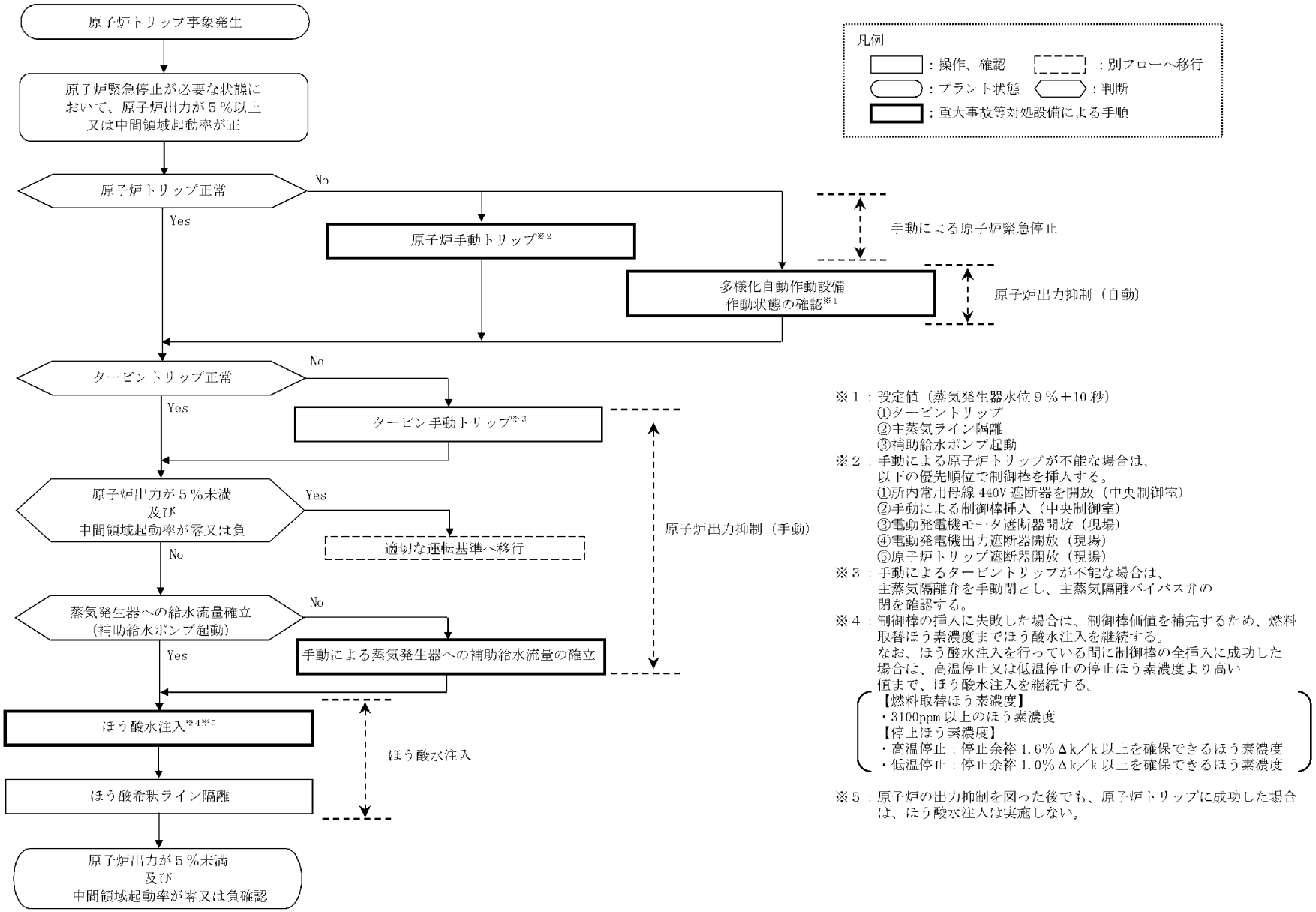
第 1.1.5 図　原子炉停止機能喪失時の操作手順 タイムチャート



第１.１.６図　ほう酸水注入　概略系統図（ほう酸タンク水源）



第 1.1.7 図　ほう酸水注入　概略系統図（燃料取替用水タンク水源）



第 1.1.8 図　原子炉トリップ失敗時の対応手順（フロントライン系故障）

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
1.2.2　重大事故等時の手順等
1.2.2.1　フロントライン系故障時の手順等
（1）　１次系のフィードアンドブリード
（2）　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）
a.　電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水
b.　可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水
（3）　蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）
a.　タービンバイパス弁による蒸気放出
（4）　その他の手順項目にて考慮する手順
（5）　優先順位
1.2.2.2　サポート系故障時の手順等
（1）　ポンプの機能回復
a.　手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復
b.　可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復
c.　大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復
（2）　弁の機能回復

a.　現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復

b.　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

(3)　その他の手順項目にて考慮する手順

(4)　優先順位

1.2.2.3　復旧に係る手順等

1.2.2.4　監視及び制御

(1)　加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定

(2)　補助給水ポンプの作動状況確認

(3)　加圧器水位（原子炉水位）の制御

(4)　蒸気発生器水位の制御

(5)　その他の手順項目にて考慮する手順

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（可搬型バッテリ又は窒素ボンベ等）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において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、２次冷却系からの除熱機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用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

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態にある場合には、２次冷却系からの除熱機能により、原子炉を冷却する必要がある。２次冷却系からの除熱機能を有する設計基準事故対処設備として、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、復水タンク、主蒸気逃がし弁を設置する。

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、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、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）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

また、原子炉を冷却するために１次冷却材及び２次冷却材の保有水量を監視及び制御する対応手段と重大事故対処設備を選定する。

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。

※１　多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十五条

及び技術基準規則第六十条（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。

(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、フロントライン系の故障として、２次冷却系からの除熱機能により１次冷却材を冷却するための設備の故障を想定する。また、サポート系の故障として全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統（以下「直流電源」という。）喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討及び審査基準、基準規則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と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.2.1表に示す。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合、１次系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

１次系のフィードアンドブリードに使用する設備は以下のとおり。

・ 高圧注入ポンプ

・ 加圧器逃がし弁

・　燃料取替用水タンク
・　蓄圧タンク
・　蓄圧タンク出口弁
・　余熱除去ポンプ
・　余熱除去冷却器

補助給水ポンプが使用できない場合に、常用系設備等を使用して蒸気発生器へ注水する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・　電動主給水ポンプ
・　可搬型ディーゼル注入ポンプ
・　復水タンク
・　蒸気発生器
・　中間受槽
・　燃料油貯蔵タンク
・　タンクローリ

復水タンクが使用できない場合に、常用系設備等を使用して蒸気発生器へ注水する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・　電動主給水ポンプ
・　可搬型ディーゼル注入ポンプ
・　蒸気発生器

・　中間受槽

・　燃料油貯蔵タンク

・　タンクローリ

主蒸気逃がし弁の故障等により蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用系設備を使用して蒸気発生器から蒸気放出する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

・　タービンバイパス弁

(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１次系のフィードアンドブリードに使用する設備のうち、高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水タンク、蓄圧タンク、蓄圧タンク出口弁、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、２次冷却系からの除熱機能により１次冷却材を冷却するためのすべての設備が使用できない場合においても、原子炉を冷却できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせ

て、その理由を示す。

・　電動主給水ポンプ、蒸気発生器

電動主給水ポンプは耐震Ｓクラスではなく Ss 機能維持を担保できないが、常用電源及び２次冷却系の設備が健全であれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、中間受槽、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ

可搬型ホース、ポンプ車等の運搬、接続作業に最短でも約６時間の時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、補助給水ポンプが故障した場合でも、常用系設備である電動主給水ポンプよりも復水タンク等を水源とした長期的な事故収束手段として期待できる。

・　タービンバイパス弁

耐震Ｓクラスではなく Ss 機能維持を担保できないが、常用電源及び復水器真空が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

b.　サポート系故障時の対応手段及び設備

（a）対応手段

直流電源喪失によりタービン動補助給水ポンプの機能が喪失した場合、手動又は可搬型バッテリによりタービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段がある。

タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

・　タービン動補助給水ポンプ（蒸気加減弁付）（手動）
・　タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）
・　可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ用）

全交流動力電源喪失により電動補助給水ポンプの機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、代替電気設備による給電により電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段がある。

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

・　大容量空冷式発電機

直流電源喪失又は駆動用空気喪失により主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合、手動又は窒素ボンベにより主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段がある。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

・　主蒸気逃がし弁（手動）
・　窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

(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タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ（蒸気加減弁付）（手動）、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）は重大事故等対処設備として位置

づける。

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備のうち、大容量空冷式発電機は重大事故等対処設備として位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（手動）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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源及び直流電源が喪失しても原子炉を冷却するために必要な補機を回復できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ用）及びタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）

使用開始までに時間を要するが、直流電源が枯渇又は枯渇するおそれがある場合において、タービン動補助給水ポンプの再起動に有効である。

・ 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

使用できる時間に制限があるものの、現場の環境が悪化した場合でも中央制御室から遠隔操作が可能となり、運転員（当直員）等の被ばく低減となる。

c.　監視及び制御の対応手段及び設備

（a）対応手段

原子炉を冷却するための１次冷却材及び２次冷却材の保有水量を監視又は推定する手段がある。

また、蒸気発生器へ注水するための補助給水ポンプの作動状況を確認する手段がある。

さらに、原子炉を冷却するための１次冷却材及び２次冷却材の保有水量を制御する手段がある。

監視及び制御に使用する設備は以下のとおり。

・　加圧器水位計
・　蒸気発生器広域水位計
・　蒸気発生器狭域水位計
・　補助給水流量計
・　復水タンク水位計

（b）重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した設備のうち、加圧器水位計、蒸気発生器広域水位計、蒸気発生器狭域水位計、補助給水流量計及び復水タンク水位計は重大事故等対処設備として位置づける。

d.　手　順　等

上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順及び復旧に必要な手順を整備する。

これらの手順については、運転員（当直員）等※２及び保修対応

要員※3の対応として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に定める（第1.2.1表）。

事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.2.2表、第1.2.3表）。

※2　運転員（当直員）等：運転員（当直員）及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

※3　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。

1.2.2　重大事故等時の手順等

1.2.2.1　フロントライン系故障時の手順等

(1)　１次系のフィードアンドブリード

補助給水ポンプの故障、復水タンク、主蒸気逃がし弁の故障により蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器における２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合、１次系のフィードアンドブリードを行う。

燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注水するとともに、加圧器逃がし弁の開により原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出することで原子炉を冷却する手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計の指示値が10％未満）になった場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

b.　操作手順

１次系のフィードアンドブリード手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第 1.2.2 図、第 1.2.3 図及び第 1.2.4 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（当直員）等に１次系のフィードアンドブリードを指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室で非常用炉心冷却設備作動信号の手動発信により高圧注入ポンプを起動する。

③　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器全ヒータの切を確認し、加圧器逃がし弁２台を全開とし、１次系のフィー

ドアンドブリードを開始する。

④　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材圧力等により、１次冷却系が減圧されていることを確認するとともに、高圧注入ポンプ流量により炉心へ注水できていること及び１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあることを確認する。仮に、高圧注入ポンプが１台となった場合でも、１次系のフィードアンドブリードを継続する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材圧力等の低下により、蓄圧タンクから炉心へ注水されていることを蓄圧タンク水位、蓄圧タンク圧力により確認する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替可能水位に到達すれば高圧再循環運転に切り替える。

⑦　運転員（当直員）等は、可搬型ディーゼル注入ポンプ等による蒸気発生器へ注水ができた場合は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等を確認する。

【２次冷却系からの除熱機能が回復した場合（⑦より）】

⑧　運転員（当直員）等は、２次冷却系からの除熱機能が回復した場合、１次冷却材の冷却を開始し、１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉の冷却状態を確認する。

⑨　運転員（当直員）等は、すべての加圧器逃がし弁を閉止し、１次系のフィードアンドブリードを停止する。

⑩　運転員（当直員）等は、中央制御室で蓄圧注入系の注水状況を１次冷却材圧力等により確認し、１次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を閉止する。

⑪　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに１次冷却材が十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。

⑫　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等にて１次冷却材温度177℃未満、１次冷却材圧力2.7MPa[gage] 以下により余熱除去系の運転条件が確立したこと及び余熱除去系が健全であることを確認する。

【余熱除去系が使用可能な場合（２次冷却系からの除熱機能が回復した場合⑫より）】

⑬　運転員（当直員）等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却操作を開始する。

⑭　運転員（当直員）等は、中央制御室で余熱除去系による１次冷却材の冷却が開始されたことを確認し、２次冷却系からの除熱を停止する。

⑮　運転員（当直員）等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却状態を１次冷却材高温側温度（広域）等により確認し、低温停止状態とする。

【余熱除去系が使用不能な場合（２次冷却系からの除熱機能が回復した場合⑫より）】

⑬　運転員（当直員）等は、中央制御室で２次冷却系からの除熱による原子炉の冷却を効果がなくなるまで継続する。

⑭　運転員（当直員）等は、２次冷却系からの除熱による原子炉の冷却効果がなくなったことを１次冷却材高温側温度（広域）等により確認した場合、中央制御室及び現場で蒸気発生

器２次側のフィードアンドブリードを開始する。

⑮　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却状態を１次冷却材高温側温度(広域)等により確認し、低温停止状態とする。

【２次冷却系からの除熱機能が回復しない場合（⑥より）】

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等にて、１次冷却材温度177℃未満、１次冷却材圧力2.7MPa[gage]以下により余熱除去系の運転条件が確立したこと及び余熱除去系が健全であることを確認する。

⑧　運転員（当直員）等は余熱除去系が使用可能な場合、中央制御室で余熱除去系による１次冷却材の冷却操作を開始する。

余熱除去系が使用不能な場合は、余熱除去系又は２次冷却系からの除熱機能が使用可能となるまで、高圧再循環による１次系のフィードアンドブリードを継続する。

⑨　運転員（当直員）等は、余熱除去系による原子炉の冷却操作を開始した場合、中央制御室ですべての加圧器逃がし弁を閉止し、１次系のフィードアンドブリードを停止する。

⑩　運転員（当直員）等は、中央制御室で蓄圧注入系の注水状況を１次冷却材圧力等により確認し、１次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を閉止する。

⑪　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに１次冷却材圧力が十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。

⑫　運転員（当直員）等は、中央制御室で余熱除去系による原

子炉の冷却状態を１次冷却材高温側温度（広域）等により確認し、低温停止状態とする。

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（当直員）等１名により操作を実施する。補助給水系の不調等を踏まえて蒸気発生器水位を継続的に監視することから、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計の指示値が10%未満）になれば、速やかに１次系のフィードアンドブリードを開始する。

蒸気発生器への注水機能が回復し２次冷却系からの除熱が可能となった場合又は余熱除去系からの除熱が可能となった場合に１次系のフィードアンドブリードを停止する。

蒸気発生器広域水位10%とは以下に示す計器校正の誤差に余裕をもった水位であり、運転員（当直員）等は水位を確認すれば速やかに対応できる。

蒸気発生器広域水位計は、定期検査での蒸気発生器の水張り時における水位を確認することを主目的としていることから、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、蒸気発生器内の水、蒸気の密度が異なり、実水位と異なる指示を示すことになるが、高温状態における蒸気発生器広域水位計の指示値を、蒸気発生器内の水、蒸気の密度を元に補正することにより、実水位を推定する。

(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合、電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。

常用系設備である電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水することで２次冷却系からの除熱機能を回復させる手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を補助給水流量等により確認できない場合。

(b) 操作手順

電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。

(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（当直員）等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b. 可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合において、可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。

系統構成を行い、他の手段による蒸気発生器への注水が確認できなければ、可搬型ディーゼル注入ポンプにより蒸気発生器へ注水す

ることで２次冷却系からの除熱機能を回復させる手順を整備する。

水源については、復水タンクが使用できない場合、中間受槽を使用し、中間受槽への供給は淡水を貯蔵する２次系純水タンク、原水タンク又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

海水又は淡水（八田浦貯水池）を蒸気発生器へ注入する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、Ｓ／Ｇブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を補助給水流量等により確認できない場合。

(b) 操作手順

可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.2.5図に、タイムチャートを第1.2.6図に示す。

ｉ．　復水タンクを水源とする場合の操作手順

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等及び保修対応要員に可搬型ディーゼル注入ポンプの準備作業を指示する。

②　保修対応要員は、可搬型ディーゼル注入ポンプの保管場所へ移動し、現場で使用工具及び可搬型ホースをフォークリフトによりトラックへ積み込む。

③　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプ、

及び可搬型ホース等を設置する。

④　運転員（当直員）等は、保修対応要員による可搬型ディーゼル注入ポンプの設置等の作業と並行して、中央制御室及び現場で他の系統と連絡する弁について系統構成を行う。

⑤　運転員（当直員）等及び保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプの水張り操作を実施する。

⑥　当直課長は、運転員（当直員）等及び保修対応要員に、可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水準備と系統構成が完了し、その他の注水手段が喪失していれば注水開始を指示する。

⑦　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプを起動する。

⑧　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等や現場で可搬型ディーゼル注入ポンプ出口流量により、可搬型ディーゼル注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑨　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等により蒸気発生器２次側の保有水量が回復したことを確認し、蒸気発生器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場にて可搬型ディーゼル注入ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して補助給水流量を調整する。

⑩　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を用いた２次冷却系からの除熱による原子炉の冷却を行う。

⑪　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により１次冷却材が冷却状態にあることを確認する。

⑫　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプの運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における補給間隔を目安に燃料の補給を実施する。

ⅱ．　中間受槽を水源とする場合の操作手順

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員（当直員）等及び保修対応要員に可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水準備と系統構成を指示する。

②　保修対応要員は、可搬型ディーゼル注入ポンプの保管場所へ移動し、現場で使用工具及び可搬型ホースをフォークリフトによりトラックへ積み込む。あわせて、取水用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、中間受槽を所定の場所へ移動する。

③　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプ、中間受槽及び可搬型ホース等を設置する。

④　運転員（当直員）等は、保修対応要員による可搬型ディーゼル注入ポンプの設置等の作業と並行して、中央制御室及び現場で他の系統と連絡する弁について系統構成を行う。

⑤　保修対応要員は、現場で取水用水中ポンプ（２次系純水タンク、原水タンクを使用する際は不要。）にて中間受槽へ水張りを実施する。

⑥　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプの

水張り操作を実施する。

⑦　当直課長は、運転員（当直員）等及び保修対応要員に、可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水準備と系統構成が完了し、その他の注水手段が喪失していれば注水開始を指示する。

⑧　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプを起動する。

⑨　運転員（当直員）等は、中央制御室での蒸気発生器広域水位等や現場での可搬型ディーゼル注入ポンプ出口流量により、可搬型ディーゼル注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑩　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等により蒸気発生器２次側の保有水量が回復したことを確認し、蒸気発生器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場にて可搬型ディーゼル注入ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して補助給水流量を調整する。

⑪　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を用いた２次冷却系からの除熱による原子炉の冷却を行う。

⑫　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により１次冷却材が冷却状態にあることを確認する。

⑬　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプ、取水用水中ポンプ及び水中ポンプ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補給間隔を目安に燃料の補給を実施する。

(c) 操作の成立性

復水タンクを水源とする場合の上記の中央制御室対応は1ユニット当たり運転員（当直員）等1名、現場対応は1ユニット当たり運転員（当直員）等2名及び保修対応要員7名により作業を実施する。蒸気発生器への注水開始までの所要時間は約5時間と想定する。

中間受槽を水源とする場合の上記の中央制御室対応は1ユニット当たり運転員（当直員）等1名、現場対応は1ユニット当たり運転員（当直員）等2名及び保修対応要員13名により作業を実施する。蒸気発生器への注水開始までの所要時間は約5時間20分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

作業に使用する工具については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

主蒸気管室は蒸気の流れにより騒音が発生するため、耳栓を着用する。中央制御室との連絡は各蒸気発生器への注水流量調整後に騒音の小さい場所へ移動して行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

a. タービンバイパス弁による蒸気放出

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出手段が喪失した場合において、２次冷却系の設備が運転中であり、復水器の真空が維持されている場合、タービンバイパス弁による蒸気放出を行う。

常用系設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器から蒸気放出をすることにより２次冷却系からの除熱機能を回復させる手順を整備する。

蒸気放出経路は、多重化及び多様化されていること、主蒸気逃がし弁の現場での手動による開操作も可能であることから、その機能がすべて喪失する可能性は低いが、以下の操作を実施することを考慮する。

(a) 手順着手の判断基準

いずれかの蒸気発生器圧力が主蒸気安全弁設定圧力以上で上昇継続していることを確認した場合において、主蒸気逃がし弁の故障等により、蒸気放出が主蒸気ライン圧力等にて確認できない場合。

(b) 操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。

(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（当直員）等1名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇時等に関する手順、可搬型ディーゼル注入ポンプにより蒸気発生器へ注水する際の中間受槽への供給に関する手順は「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

可搬型ディーゼル注入ポンプへの燃料補給に関する手順は「1.4原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

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。

蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードに関する手順は「1.4原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

(5) 優先順位

フロントライン系故障により2次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

補助給水系の故障により2次冷却系からの除熱機能が喪失している場合、1次系のフィードアンドブリードを行う。ただし、炉心の過熱が促進されるタイミングである蒸気発生器の保有水量が無くなる段階までは、原子炉格納容器内部への1次冷却材の放出を伴う1

次系のフィードアンドブリードではなく、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）を行う。補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水手段が喪失した場合はポンプ容量の大きい電動主給水ポンプを優先し、電動主給水ポンプが使用できなければ可搬型ディーゼル注入ポンプを使用する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に、あらかじめ準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は復水タンクを優先して使用し、使用できない場合は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水を貯蔵する２次系純水タンク、原水タンク又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用する。

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出手段が喪失した場合は、タービンバイパス弁を使用する。

上記手段による２次冷却系からの除熱機能の回復を優先し、２次冷却系からの除熱機能が回復しない場合は、燃料取替用水タンクを水源とした１次系のフィードアンドブリードを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.2.7図に示す。

1.2.2.2　サポート系故障時の手順等

(1)　ポンプの機能回復

a.　手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

全交流動力電源喪失時には電動補助給水ポンプ等が起動不能となるため、交流動力電源を必要としないタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確実に行う必要がある。さらに、直流電源が喪失した場合には、タービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ（以下「補助油ポンプ」という。）及び駆動蒸気入口弁の駆動源が喪失するため、現場で手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復を行う。

タービン動補助給水ポンプ注油器により軸受へ潤滑油を供給し、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁及び蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して復水タンク水をタービン動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え及び中間受槽から復水タンクへの供給により水源を確保し、余熱除去系又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる１次冷却材の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。全交流動力電源喪失時において１次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水ポンプ出口流量設定弁を調整し、封水戻りライン逃がし弁の吹き止まりを考慮した圧力に保持する。

(a) 手順着手の判断基準

直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合に、蒸気発生器への注水を補助給水流量等により確認できず、復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.2.8図に、タイムチャートを第1.2.9図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員（当直員）等及び保修対応要員に手動によるタービン動補助給水ポンプ起動の準備作業を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場でタービン動補助給水ポンプ起動前の系統構成を実施する。

③ 保修対応要員は、現場でタービン動補助給水ポンプ注油器の接続を行う。

④ 保修対応要員は、現場で手動による注油器操作により軸受に潤滑油を供給する。

⑤ 保修対応要員は、現場で引上げ用治具（操作部）を取付け、起動速度制御ピストンの弁棒を手動操作により持ち上げる。

⑥ 運転員（当直員）等は、現場で起動速度制御ピストンへの油供給バイパス弁を開とした後、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁を手動にて開とする。

⑦　当直課長は、運転員（当直員）等及び保修対応要員に手動によるタービン動補助給水ポンプの起動操作を指示する。

⑧　保修対応要員は、現場で手動によりタービン動補助給水ポンプの起動レバーを徐々に押し下げることで蒸気加減弁が開となりタービン動補助給水ポンプを起動する。

⑨　保修対応要員は、現場でタービン動補助給水ポンプ主油ポンプから油が供給されていることを確認後、潤滑油戻り系統を通常状態に復旧するとともに、注油器による潤滑油供給を停止する。

⑩　運転員（当直員）等は、現場でタービン動補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。

⑪　保修対応要員は、現場で起動速度制御ピストンの治具を取り外す。

⑫　運転員（当直員）等は、現場でタービン動補助給水ポンプの出口圧力の監視及び中央制御室で補助給水流量等の監視により、蒸気発生器へ注水できていることを確認する。

⑬　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員（当直員）等と連絡を密にし、現場でタービン動補助給水ポンプ出口流量設定弁を手動により操作し蒸気発生器水位を調整する。

⑭　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁により２次冷却系からの除熱を行う。

⑮　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側

温度（広域）等により１次冷却材が冷却状態にあることを確認する。

（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（当直員）等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２名及び保修対応要員２名により操作を実施する。タービン動補助給水ポンプ起動までの所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、可搬型照明、通信設備を整備する。タービン動補助給水ポンプの起動により騒音が発生するため、耳栓を着用する。中央制御室との連絡はタービン動補助給水ポンプ起動確認後に騒音の小さい場所へ移動して行う。室温は通常運転状態と同程度である。

タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁は、現場において手動ハンドルにより容易に操作でき、タービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁は、専用工具を用いて弁を持ち上げる容易な操作である。使用する専用工具については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

b. 可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

全交流動力電源喪失時において、タービン動補助給水ポンプが運転中に直流電源が枯渇又は枯渇するおそれがある場合、何らかの原因でタービン動補助給水ポンプが停止し再起動が必要となれば、可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）によるタービン動補助給

水ポンプの機能回復を行う。

可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）による給電をすることにより補助油ポンプを運転し、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して復水タンク水をタービン動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え及び中間受槽から復水タンクへの供給により水源を確保し、余熱除去系又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる１次冷却材の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。全交流動力電源喪失時において１次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水ポンプ出口流量設定弁を調整し、封水戻りライン逃がし弁の吹き止まりを考慮した圧力に保持する。

(a) 手順着手の判断基準

タービン動補助給水ポンプが運転中である場合において、直流電源が枯渇又は枯渇するおそれがある場合。

(b) 操作手順

可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.2.8図に、タイムチャートを第1.2.10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（当

直員）等及び保修対応要員に、可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）を用いたタービン動補助給水ポンプ起動の準備作業を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で補助油ポンプの操作スイッチ､直流コントロールセンタのNFBを「切」及び起動準備をする。

③ 保修対応要員は、現場で補助油ポンプのインターロック処置を行うとともに、直流コントロールセンタに可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）を接続する。

④ 当直課長は、タービン動補助給水ポンプが停止し、再起動が必要な状態となれば、保修対応要員に可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）を用いたタービン動補助給水ポンプの起動操作を指示する。

⑤ 保修対応要員は、現場で可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）のスイッチ及びNFBを「入」とし、補助油ポンプを起動する。

⑥ 運転員（当直員）等は、現場で補助油ポンプから潤滑油が供給されていることを確認する。

⑦ 運転員（当直員）等は、現場で手動によりタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁の開操作を行い、タービン動補助給水ポンプを起動する。

⑧ 運転員（当直員）等は、現場でタービン動補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。

⑨ 運転員（当直員）等は、現場でタービン動補助給水ポンプ主油ポンプにより油圧が確立していることを確認すれば、

可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）により起動した補助油ポンプの停止を保修対応要員に依頼する。保修対応要員は、補助油ポンプを停止する。

⑩　運転員（当直員）等は、現場でタービン動補助給水ポンプの出口圧力の監視及び中央制御室で補助給水流量等の監視により、蒸気発生器へ注水できていることを確認する。

⑪　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員（当直員）等と連絡を密にし、現場でタービン動補助給水ポンプ出口流量設定弁を手動により操作し蒸気発生器水位を調整する。

⑫　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁により２次冷却系からの除熱を行う。

⑬　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により１次冷却材が冷却状態にあることを確認する。

（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（当直員）等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２名及び保修対応要員１名により作業を実施する。タービン動補助給水ポンプ起動までの所要時間は、約50分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、可搬型照明、通信設備を整備する。タービン動補助給水ポンプの起動

により騒音が発生するため、耳栓を着用する。中央制御室との連絡はタービン動補助給水ポンプ起動確認後に騒音の小さい場所へ移動して行う。室温は通常運転状態と同程度である。

可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）の接続作業に使用する工具については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

c. 大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復

全交流動力電源が喪失した場合において、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合、電動補助給水ポンプの機能回復を行う。

大容量空冷式発電機により非常用高圧母線へ給電し、復水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

電動補助給水ポンプ起動に当たっては、代替電源（交流）の負荷容量を確認して起動する。

電動補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え及び中間受槽から復水タンクへの供給により水源を確保し、余熱除去系による冷却又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる１次冷却材の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

外部電源が無い場合は、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする大容量空冷式発電機となるため、万一を考慮してタービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせず後備の設備として待機させる。なお、タービン動補助

給水ポンプの運転継続が不能となった場合又は外部電源が復旧し、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まった場合は、タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切り替えを行う。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を補助給水流量等により確認できず、復水タンクの水源が確保されている場合。

(b) 操作手順

代替電源確保等に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。概略系統図を第1.2.8図に示す。

(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（当直員）等1名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(2) 弁の機能回復

a. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復

主蒸気逃がし弁は、駆動用空気喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、制御用空気圧縮機が全交流動力電源喪失を含む電源喪失により停止することで駆動用空気が喪失した場合又は直流電源の喪失により電磁弁が動作不能な場合、中央制御室からの遠隔操作が不能となるため、現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復を行う。

補助給水流量により蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器から蒸気放出をすることにより２次冷却系からの除熱をする手順を整備する。

主蒸気逃がし弁の現場での手動による操作は、窒素ボンベを接続するのと同等以上の容易性及び確実性を有している。

なお、主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認後、実施する。蒸気発生器伝熱管破損は、放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の徴候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

(a) 手順着手の判断基準

駆動用空気喪失時又は直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合において、中央制御室からの主蒸気

逃がし弁の開操作ができず、蒸気発生器へ注水されていることを補助給水流量等により確認できた場合。

(b) 操作手順

現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.2.8図に、タイムチャートを第1.2.11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（当直員）等に主蒸気逃がし弁の開操作を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室でタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁、タービン動補助給水ポンプ出口流量設定弁の開及び補助給水流量により、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができていることを確認する。

③ 当直課長は、各蒸気発生器間で圧力、水位の著しい偏差が発生していないことを確認することで、蒸気発生器伝熱管破損がないことを判断する。

④ 運転員（当直員）等は、現場で主蒸気逃がし弁を手動により開操作し、２次系強制冷却を開始する。

⑤ 運転員（当直員）等は、中央制御室で主蒸気ライン圧力の低下により蒸気が放出できていることを確認するとともに、１次冷却材高温側温度（広域）等により１次冷却材が冷却状態にあることを継続して確認する。また、必要に応じ、現場で手動による主蒸気逃がし弁の開度調整を実施する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器広域水位等を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員（当直員）等と連絡を密にし、現場でタービン動補助給水ポンプ出口流量設定弁を操作し蒸気発生器水位を調整する。

（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（当直員）等４名により操作を実施する。２次系強制冷却開始までの所要時間は約20分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、可搬型照明、通信設備を整備する。弁操作を容易にするため、固定した弁操作台を整備する。主蒸気管室は蒸気の流れにより騒音が発生するため、耳栓を着用する。中央制御室との連絡は主蒸気逃がし弁操作後に騒音の小さい場所へ移動して行う。室温は通常運転状態と同程度であることから、運転員（当直員）等は現場に留まって操作が必要となる間対応する。

蒸気発生器伝熱管破損があった場合は、当該ループの主蒸気逃がし弁の操作は行わない。また、当該ループ付近の線量が上昇するが、初期対応としては現場にて確実に健全ループの主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は被ばく低減等の観点から窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）により駆動源を確保し、継続可能な期間で中央制御室からの遠隔操作を行う。現場で手動により主蒸気逃がし弁を操作するにあたり、運転員（当直員）等はポケット線量計を携帯するとともに、必要に応じて放射線防護具を着用する。

主蒸気管室が高温である場合は、初期対応より窒素ボンベ(主蒸気逃がし弁用）を使用し中央制御室からの遠隔操作を行う。

b. 窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

主蒸気逃がし弁の駆動用空気が喪失した場合において、現場で手動による主蒸気逃がし弁の開操作を行うが、主蒸気管室が高温である場合又は蒸気発生器伝熱管破損の発生により主蒸気管室の線量が上昇した場合は、中央制御室からの遠隔操作を行うため、窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復を行う。

主蒸気逃がし弁に窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）により駆動用空気を供給し、主蒸気逃がし弁を開操作する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失の発生により駆動用空気が喪失し、主蒸気逃がし弁の開操作が必要な場合において、主蒸気管破損が発生し主蒸気管室が高温である場合又は蒸気発生器伝熱管破損が発生し被ばく低減の観点から窒素ボンベを使用し主蒸気逃がし弁を遠隔操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.2.12図に、タイムチャートを第1.2.13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（当直員）等に窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）による主蒸気

逃がし弁の開操作を指示する。

② 運転員（当直員）等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉止を確認後、主蒸気逃がし弁用窒素マニホールドより、主蒸気逃がし弁へ窒素を供給できるように系統構成を行う。

③ 運転員（当直員）等は、現場で窒素マニホールドの減圧弁を調整し、配管を充気するとともに、設定圧力を0.65MPa[gage]※4に調整する。

④ 運転員（当直員）等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁の開度を調整し、1次冷却材高温側温度（広域）等の調整により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

※4 窒素ボンベの設定圧力は、主蒸気逃がし弁の動作に必要な設計圧力0.62MPa[gage]に余裕を見て0.65MPa[gage]としている。

(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（当直員）等1名、現場対応は1ユニット当たり運転員（当直員）等1名により作業を実施する。主蒸気逃がし弁開度調整開始までの所要時間は約10分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇時等に関する

手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

全交流動力電源喪失時又は直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断、確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

(4) 優先順位

サポート系故障により2次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に直流電源の喪失によりタービン動補助給水ポンプが起動できない場合、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプの起動操作を行う。大容量空冷式発電機から非常用高圧母線への給電ができれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、大容量空冷式発電機の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、タービン動補助給水ポンプを優先して使用する。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止状態に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器への注水を行う。

タービン動補助給水ポンプが運転中において、直流電源が枯渇又は枯渇するおそれがある場合、現場での可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプの起動準備を行う。タービン動補助給水ポンプが停止し、再起動が必要な場合は可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）を用いたタービン動補助給水ポンプの起動操作を行う。

補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁の開操作（現場での手動による操作を含む）により２次冷却系からの除熱を行う。補助給水の機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水量の減少が早まるため、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱は、現場での手動による主蒸気逃がし弁開操作により行う。ただし、蒸気発生器伝熱管破損により現場の環境が悪化した場合、初期対応は現場で主蒸気逃がし弁開操作を行い、初期対応以降は窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。また、主蒸気管室が高温である場合は、初期対応より窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.2.14図に示す。

1.2.2.3　復旧に係る手順等

全交流動力電源が喪失した場合は、十分な期間の運転を継続するために電動補助給水ポンプ本体が健全であれば、大容量空冷式発電機により非常用高圧母線へ給電することにより、起動することが可能となる。その手順は1.2.2.2（1）c.のとおり。また、電動補助給水ポンプ起動後は長期的な冷却に際し、十分な水源を確保する。電動補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え及び中間受槽から復水タンクへの供給により水源を確保し、余熱除去系による冷却又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる１次冷却材の冷却が可能となるまでの期間、

運転を継続する。

1.2.2.4　監視及び制御

(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定

原子炉を冷却するために１次冷却材及び２次冷却材の保有水量を加圧器水位計、蒸気発生器広域水位計及び蒸気発生器狭域水位計により監視する。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。

加圧器水位計及び蒸気発生器広域水位計又は蒸気発生器狭域水位計の監視機能が喪失した場合の手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

(2) 補助給水ポンプの作動状況確認

蒸気発生器水位が低下した場合において、２次冷却系からの除熱のために起動した電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの作動状況を補助給水流量計、復水タンク水位計、蒸気発生器広域水位計又は蒸気発生器狭域水位計により確認する手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプが自動起動又は手動により起動した場合。

b.　操作手順

補助給水ポンプの作動状況確認手順の概要は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等に補助給水ポンプの作動状況確認を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。

③ 運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で補助給水流量等の監視により、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができていることを確認する。

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（当直員）等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等１名により操作を実施する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの起動により騒音が発生するため、耳栓を着用する。中央制御室との連絡は電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの運転状態確認後に騒音の小さい場所へ移動して行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御

燃料取替用水タンク水等を常設電動注入ポンプ等により炉心へ注水する場合において、流量を調整し加圧器水位を制御する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

加圧器水位の調整が必要な場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

(4) 蒸気発生器水位の制御

2次冷却系からの除熱を行う場合において、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器水位の調整が必要な場合。

b. 操作手順

補助給水流量の調整が中央制御室で遠隔操作が可能である場合は、通常の運転操作により対応する。

サポート系の故障により補助給水流量を中央制御室で遠隔操作ができない場合は、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員（当直員）等と連絡を密にし、現場でタービン動補助給水ポンプ出口流量設定弁を手動により操作し蒸気発生器水位を調整する。操作手順は、1.2.2.2 (1) a. (b) ⑬にて整備する。

(5)　その他の手順項目にて考慮する手順

監視又は推定に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

第1.2.1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
フロントライン系故障時	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク＊2 主蒸気逃がし弁	1次系のフィードアンドブリード	高圧注入ポンプ＊8	重大事故等対処設備	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順（二部兆候ベース：運転員（当直員）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
			加圧器逃がし弁			
			燃料取替用水タンク			
			蓄圧タンク			
			蓄圧タンク出口弁＊8			
			余熱除去ポンプ＊8＊9			
			余熱除去冷却器＊9			
	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク＊2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動主給水ポンプ	多様性拡張設備		
			可搬型ディーゼル注入ポンプ			
			復水タンク			
			蒸気発生器			
			中間受槽＊5			
			燃料油貯蔵タンク＊6			
			タンクローリ＊6			
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	タービンバイパス弁			
サポート系故障時	タービン動補助給水ポンプ ・常設直流電源系統喪失	ポンプの機能回復	・タービン動補助給水ポンプ（蒸気加減弁付）（手動） ・タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）	重大事故等対処設備	全交流動力電源喪失の対応手順（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）	
			・可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ用） ・タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）	多様性拡張設備		
	電動補助給水ポンプ ・全交流動力電源喪失		大容量空冷式発電機＊7	重大事故等対処設備		
	主蒸気逃がし弁 ・全交流動力電源喪失 ・常設直流電源系統喪失	弁の機能回復	主蒸気逃がし弁（手動）			
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）	多様性拡張設備		
－	－	監視及び制御	加圧器水位計＊3＊4	重大事故等対処設備		
			蒸気発生器広域水位計＊3			
			蒸気発生器狭域水位計＊3			
			補助給水流量計＊3			
			復水タンク水位計＊3			

＊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）、第二部（炉心損傷後影響緩和）に整備する。

＊2：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

＊3：常設直流電源系統喪失も含めた対応手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

＊4：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

＊5：中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
なお、蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注入する場合は、S／Gブローダウンラインにより排水を行う。

＊6：可搬型ディーゼル注入ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

＊7：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

＊8：ディーゼル発電機等により給電する。

＊9：1次系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却に使用するものである。

第 1.2.2 表　重大事故等対処に係る監視計器

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

監視計器一覧（１／５）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.1　フロントライン系故障時の手順等			
(1)　１次系のフィードアンドブリード	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・補助給水流量計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	信号	・安全注入作動警報
		補機監視機能	・高圧注入ポンプ出口圧力計
			・高圧注入ポンプ電流計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
			・サブクール度（CRT）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
			・格納容器内温度計（SA）
		原子炉容器内の圧力	・加圧器圧力計
			・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉容器内への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
			・蓄圧タンク圧力計
			・蓄圧タンク水位計
		余熱除去機能	・余熱除去流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（２／５）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.1　フロントライン系故障時の手順等 (2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
a.　電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
b.　可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		水源	・復水タンク水位計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計(広域)
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・可般型ディーゼル注入ポンプ（高揚程）出口流量計
		水源	・復水タンク水位計
(3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
a.　タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計

監視計器一覧（３／５）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.2　サポート系故障時の手順等 (1) ポンプの機能回復			
a.　手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		水源	・復水タンク水位計
		電源	・Ａ、Ｂ直流電源電圧計
	操作	蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		水源	・復水タンク水位計
		補機監視機能	・タービン動補助給水ポンプ軸受油圧計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
b.　可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		水源	・復水タンク水位計
		電源	・Ａ、Ｂ直流電源電圧計
	操作	蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		水源	・復水タンク水位計
		補機監視機能	・タービン動補助給水ポンプ軸受油圧計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
c.　大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	電源	・4-3C、Ｄ母線電圧計
		蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		水源	・復水タンク水位計
	操作	「1.14　電源の確保に関する手順等」に整備する。	

監視計器一覧（４／５）

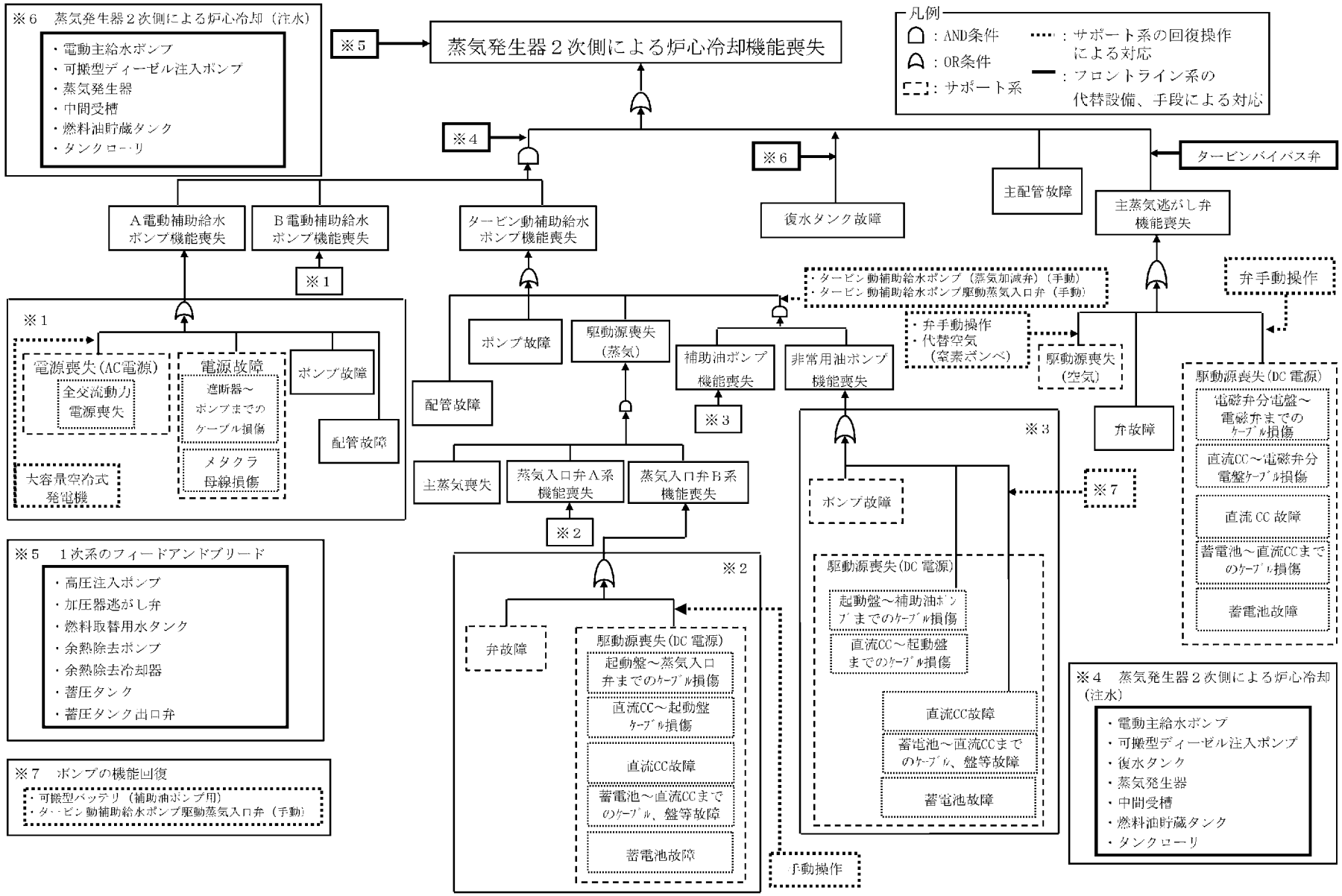
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.2　サポート系故障時の手順等 (2) 弁の機能回復			
a.　現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・制御用空気供給母管圧力計
		電源	・4-3C、Ｄ母線電圧計
			・Ａ、Ｂ直流電源電圧計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
b.　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・加圧器圧力計
			・１次冷却材圧力計
		補機監視機能	・制御用空気供給母管圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		電源	・4-3C、Ｄ母線電圧計
			・Ａ、Ｂ直流電源電圧計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計

監視計器一覧（５／５）

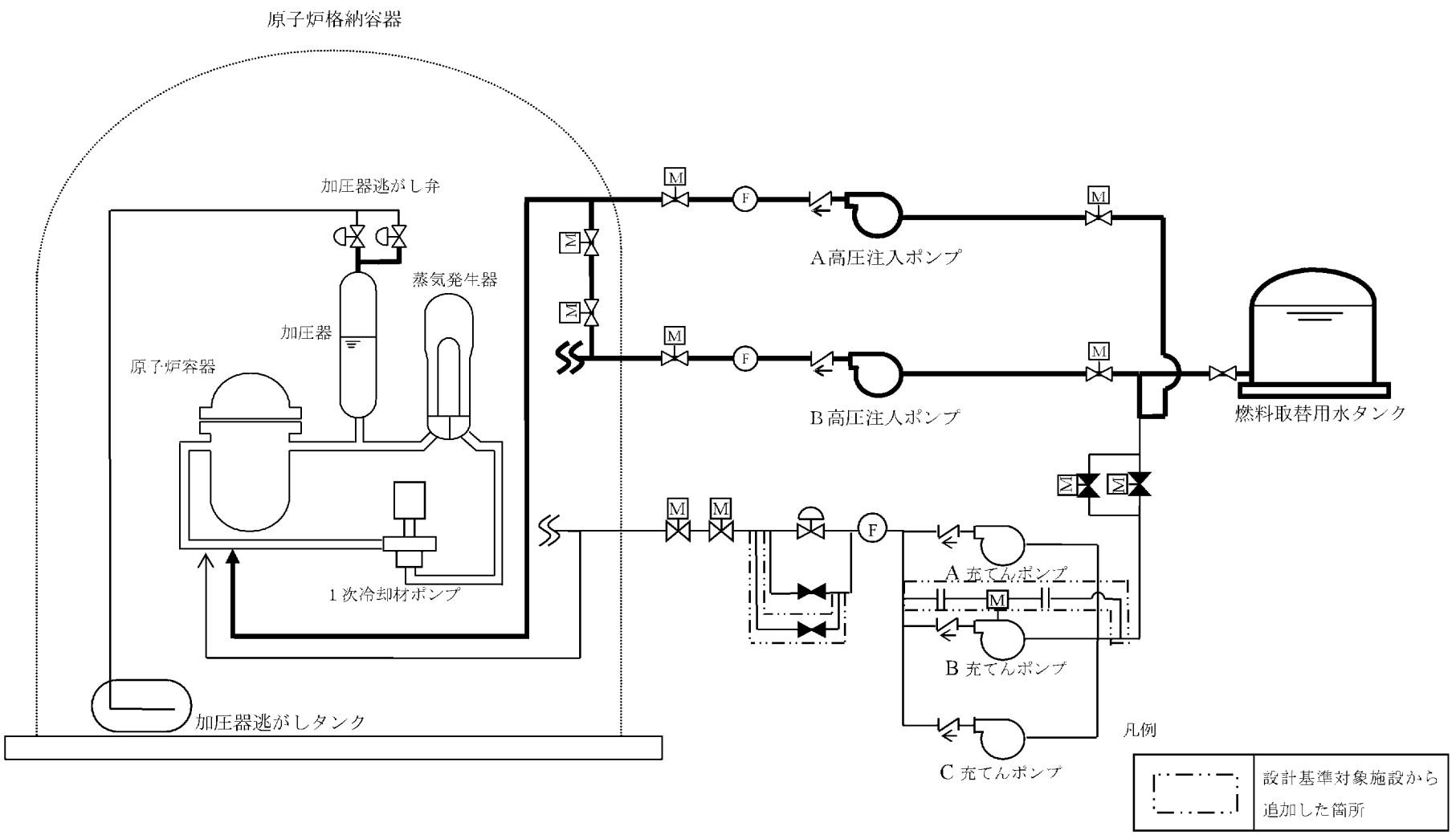
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.4　監視及び制御			
(1)　加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定	判断基準	「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。	
	操作		
(2)　補助給水ポンプの作動状況確認	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
	操作	蒸気発生器除熱機能	・補助給水流量計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・蒸気発生器広域水位計
		水源	・復水タンク水位計
(3)　加圧器水位（原子炉水位）の制御	判断基準	原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器内への注水量	・AM 用消火水積算流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.4原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」に整備する。	
(4)　蒸気発生器水位の制御	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・補助給水流量計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・主蒸気ライン圧力計
		水源	・復水タンク水位計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
	操作	蒸気発生器除熱機能	・補助給水流量計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・主蒸気ライン圧力計
		水源	・復水タンク水位計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）

第 1.2.3 表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

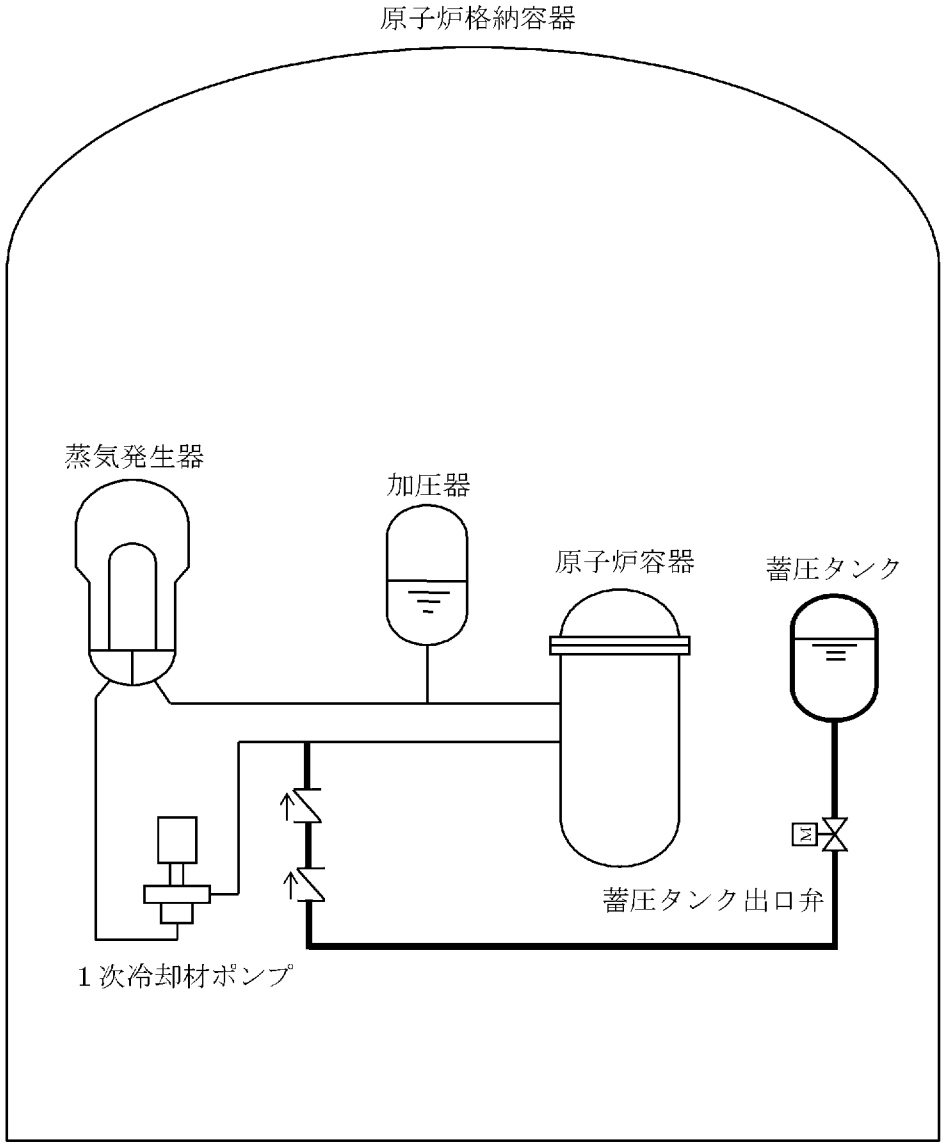
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.2】 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	高圧注入ポンプ	4-3C 非常用高圧母線
		4-3D 非常用高圧母線
	余熱除去ポンプ	4-3C 非常用高圧母線
		4-3D 非常用高圧母線
	蓄圧タンク出口弁	3C1 原子炉コントロール センタ
		3D1 原子炉コントロール センタ
	加圧器逃がし弁	A直流コントロール センタ
		B直流コントロール センタ



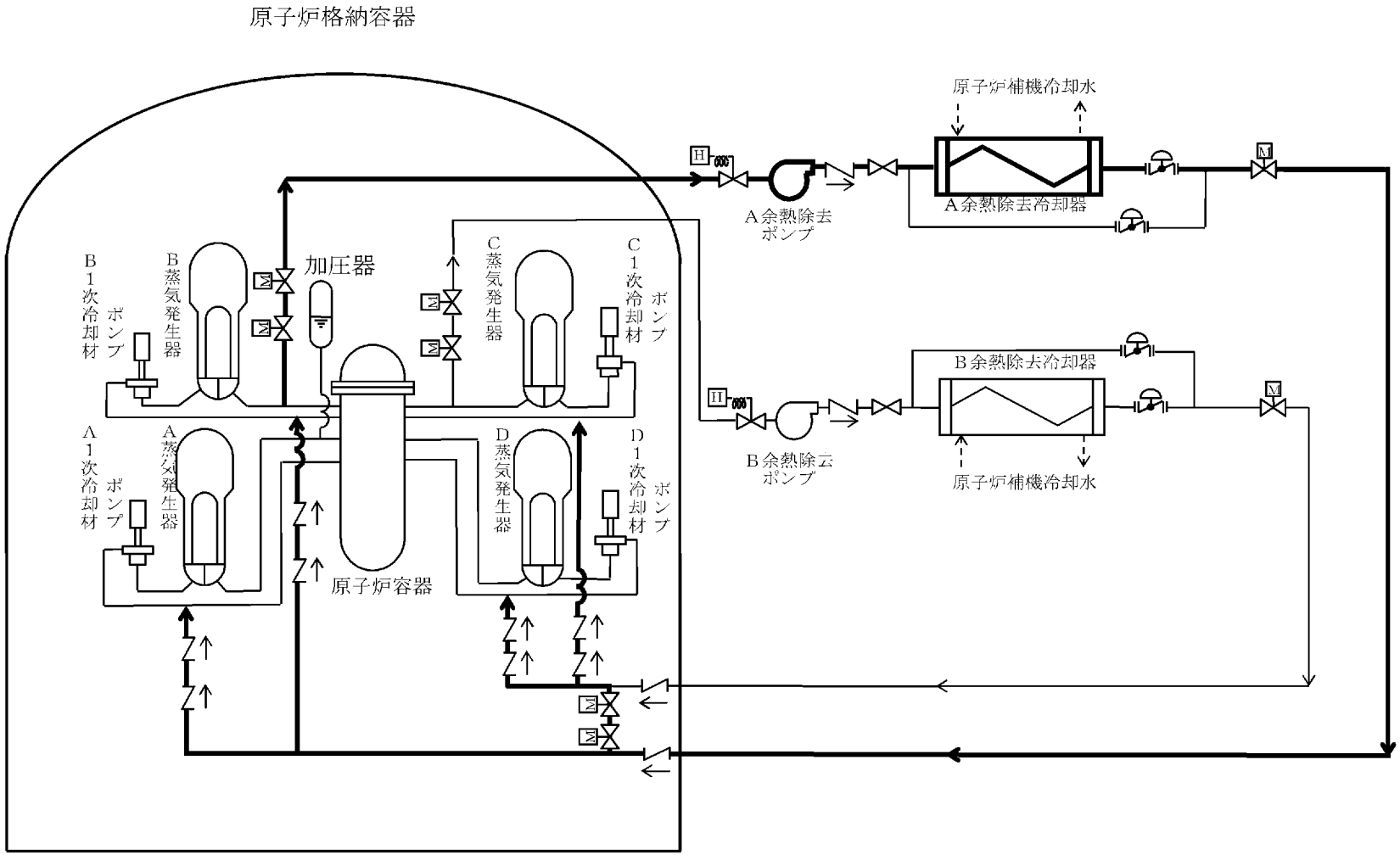
第 1.2.1 図　機能喪失原因対策分析



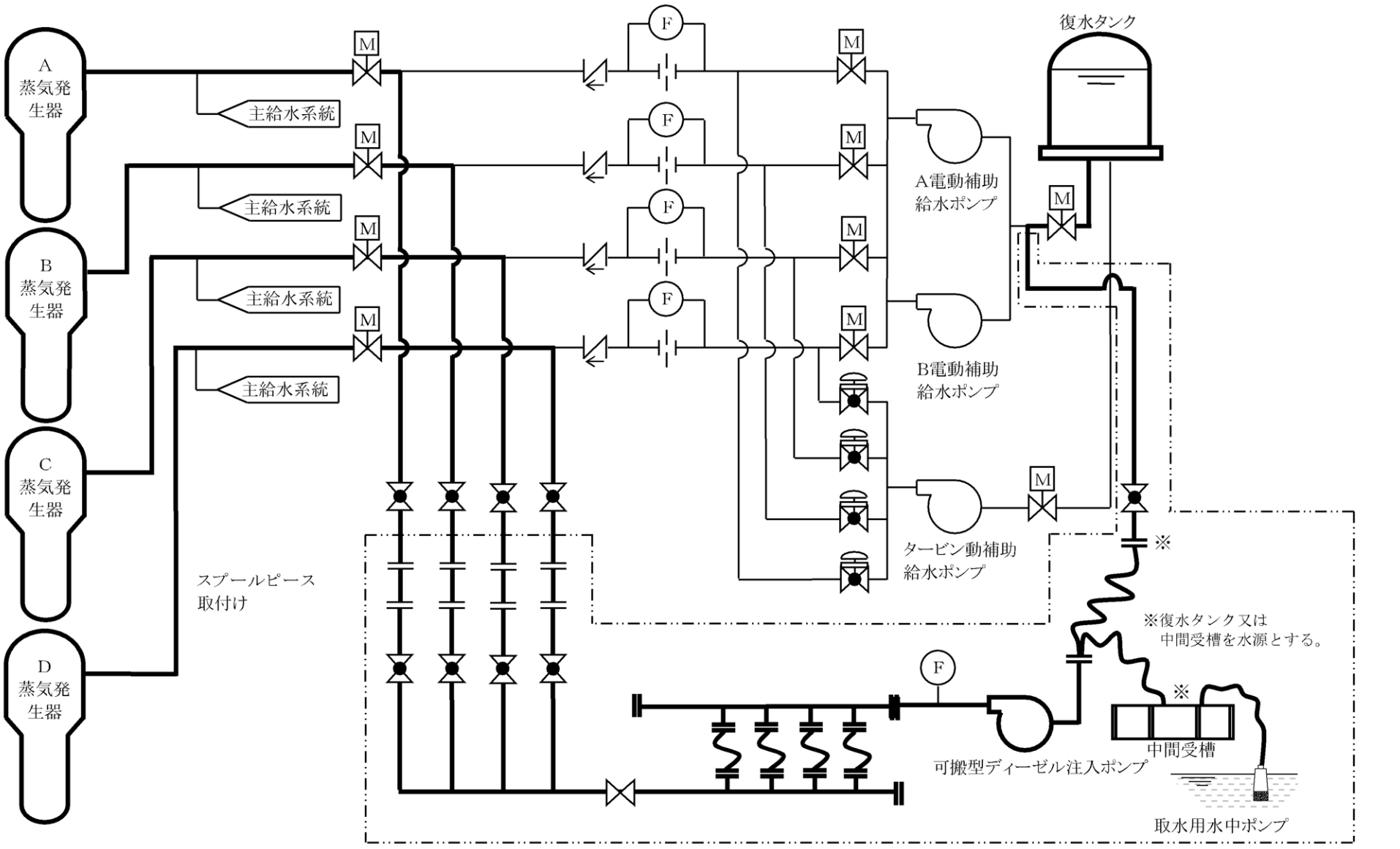
第1.2.2図　1次系のフィードアンドブリード　概略系統図（1／3）



第1.2.3図　１次系のフィードアンドブリード　概略系統図（２／３）

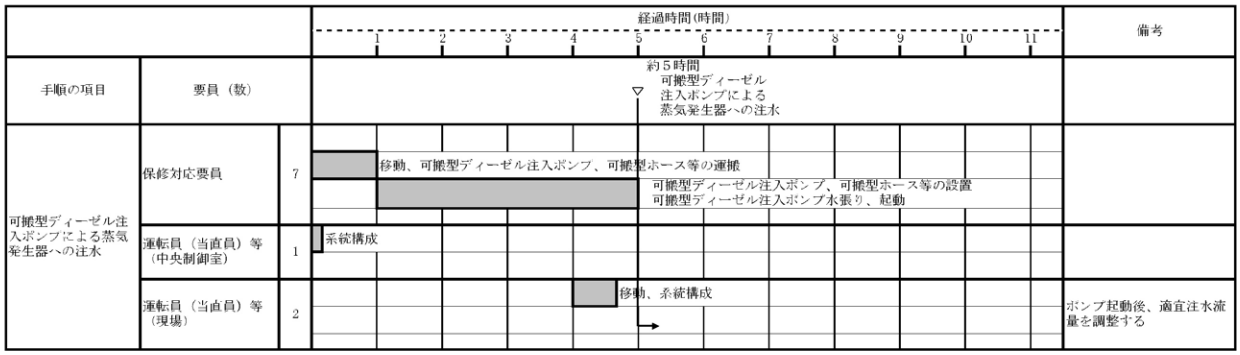


第1.2.4図　1次系のフィードアンドブリード　概略系統図（3／3）

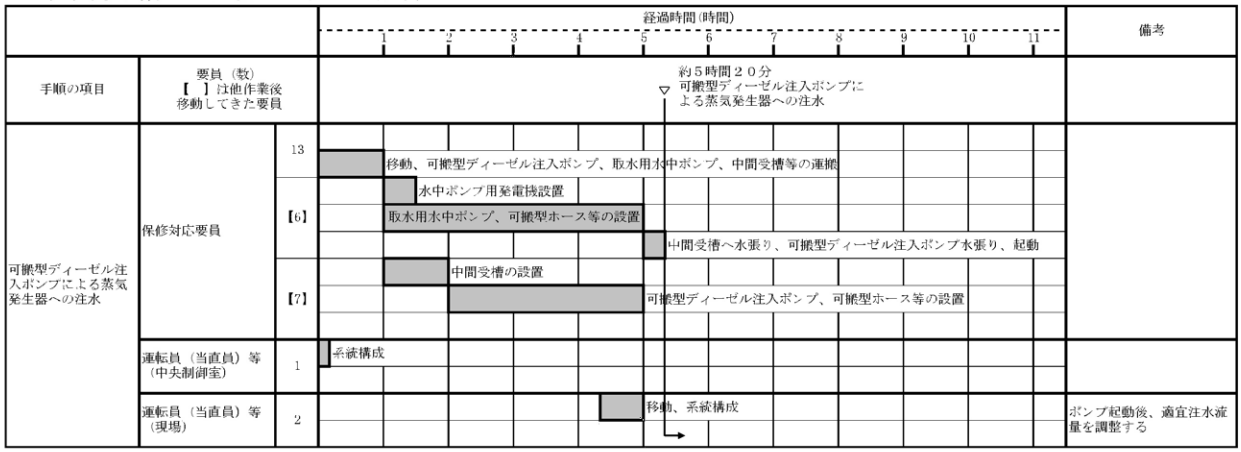


第 1.2.5 図　可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水　概略系統図

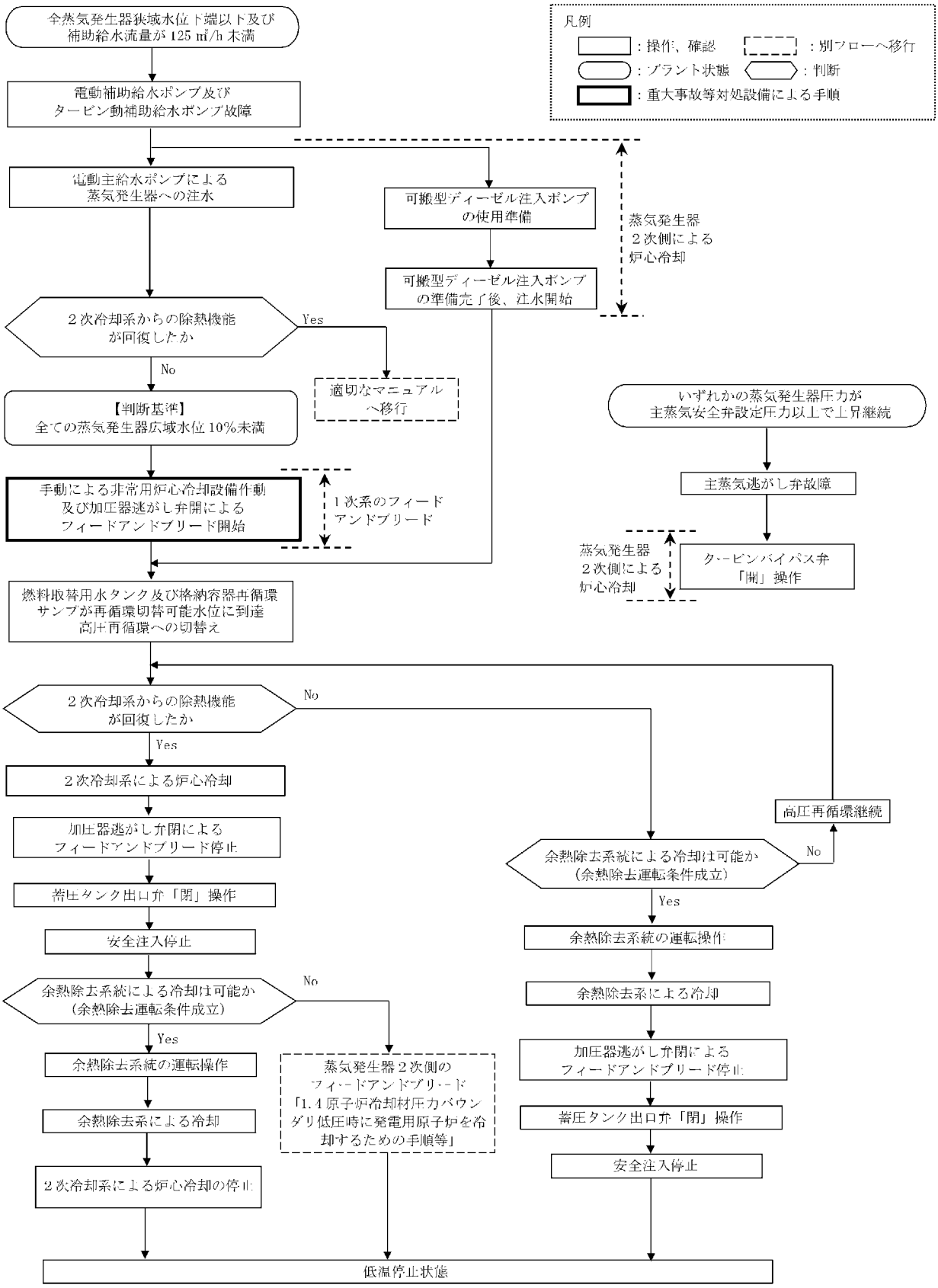
○復水タンクを水源とする場合



○中間受槽を水源とする場合

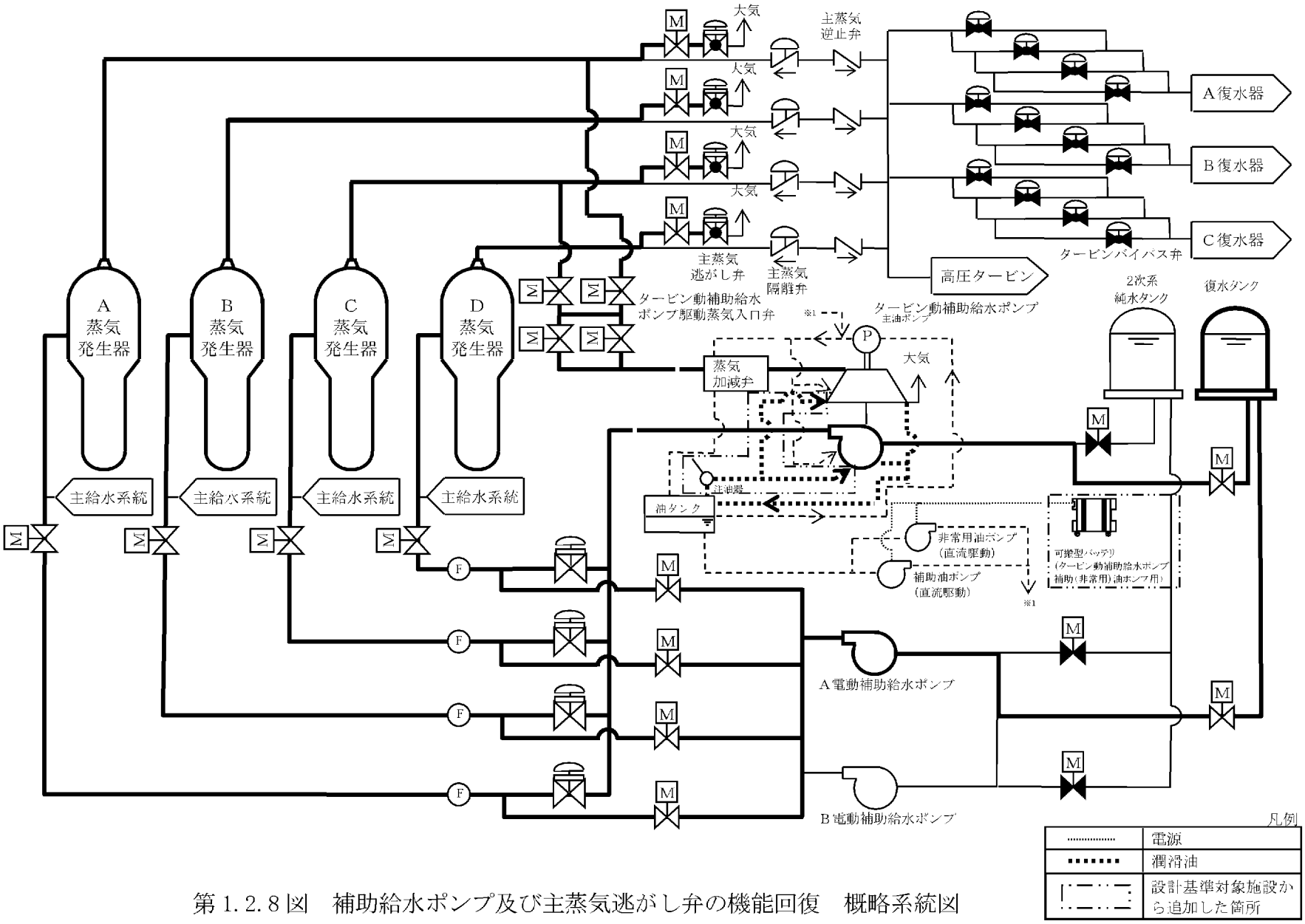


第1.2.6図　可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水タイムチャート

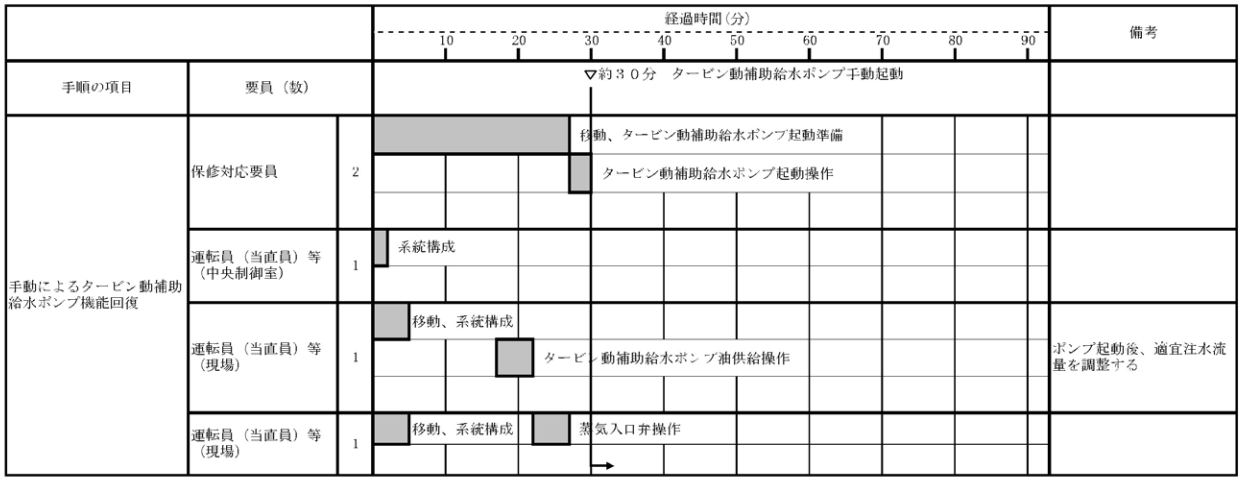


第1.2.7図　２次冷却系からの除熱機能喪失に対する対応手順

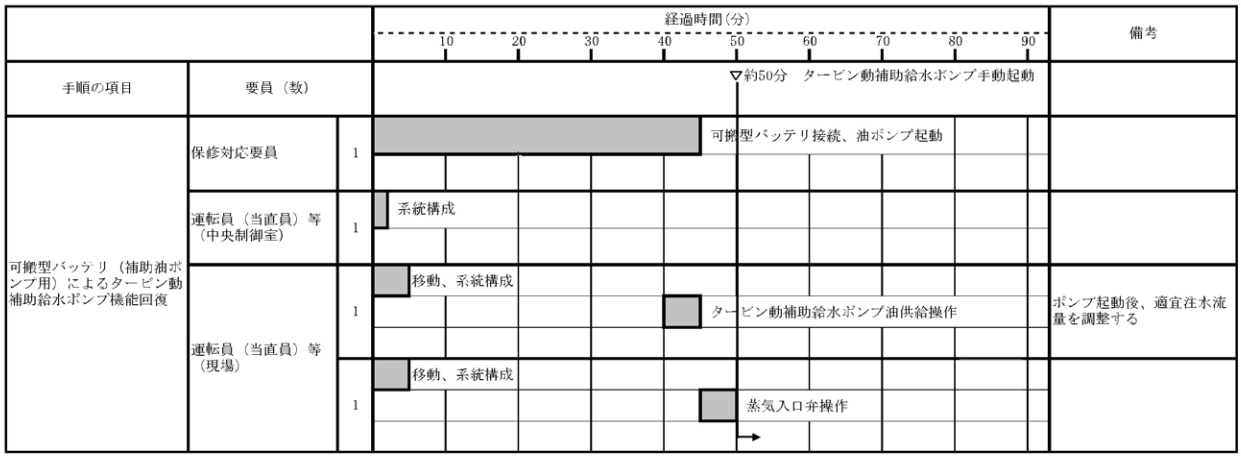
（フロントライン系故障時）



第 1.2.8 図　補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁の機能回復　概略系統図

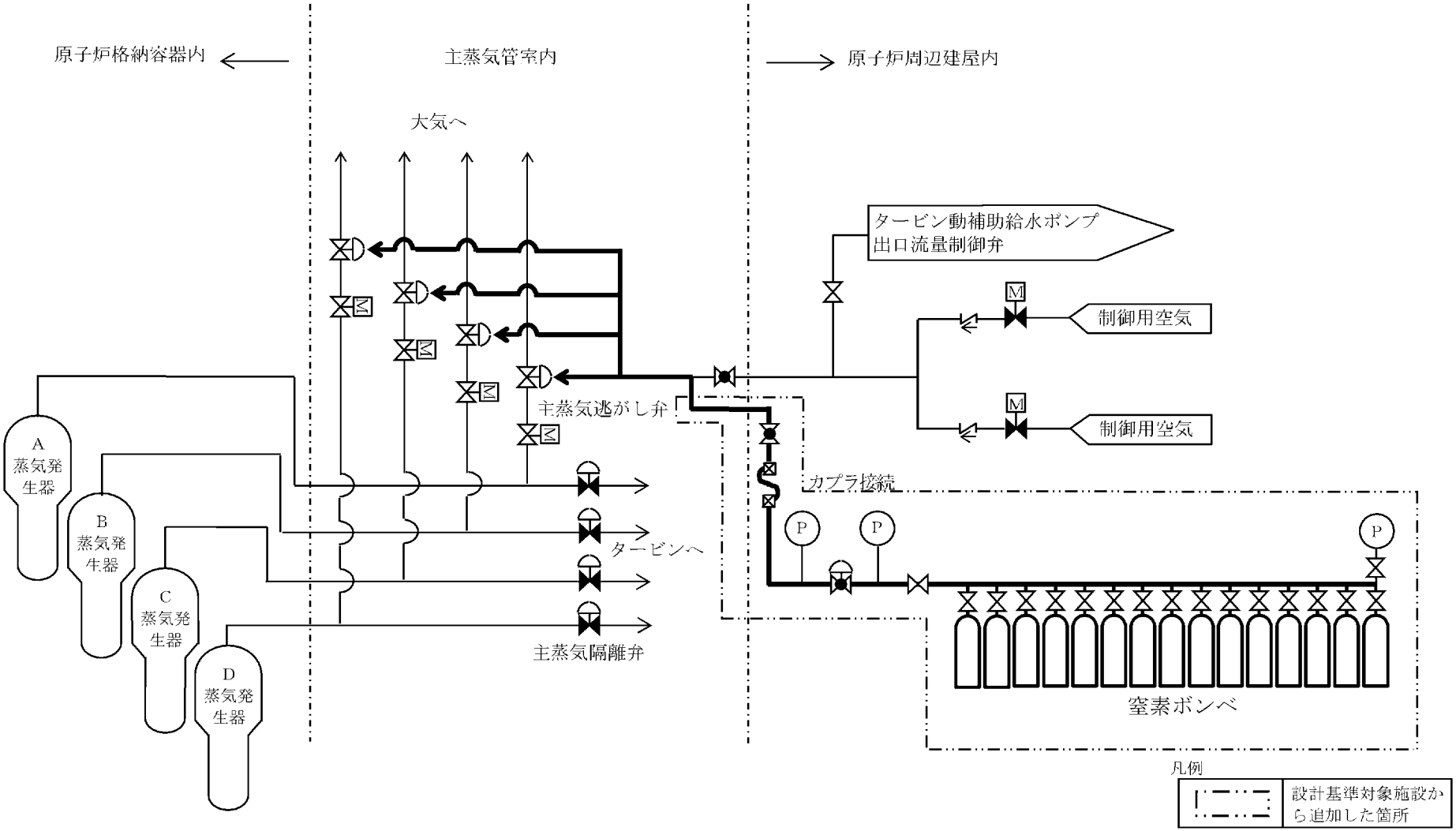


第1.2.9図　手動によるタービン動補助給水ポンプ機能回復　タイムチャート

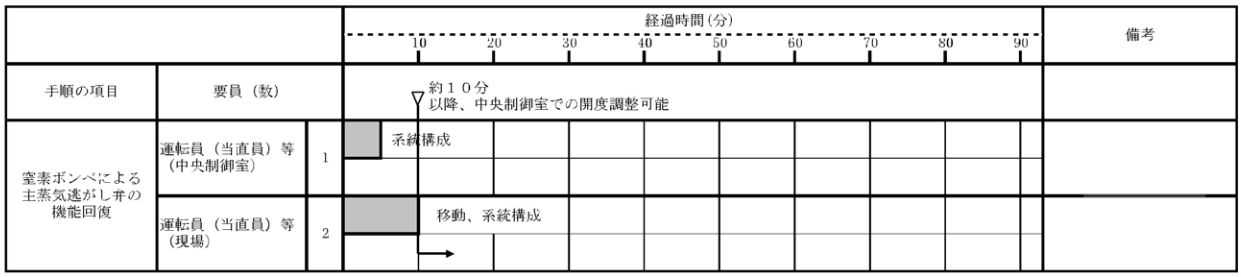


第1.2.10図　可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプ機能回復　タイムチャート

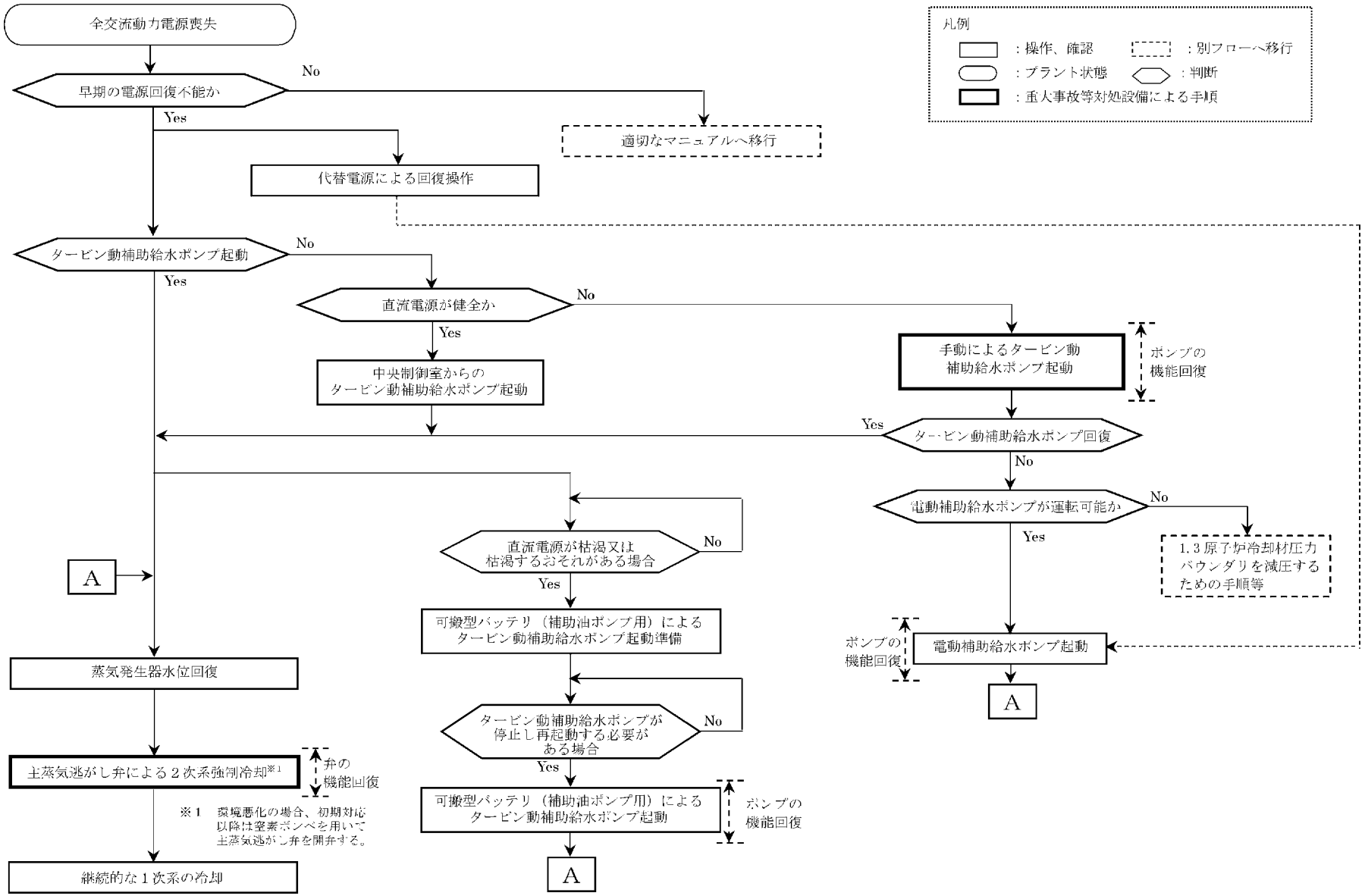
第1.2.11図　現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復タイムチャート



第 1.2.12 図　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復　概略系統図



第1.2.13図　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復タイムチャート



第1.2.14図　２次冷却系からの除熱の機能喪失に対する対応手順（サポート系故障時）

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

＜　目　次　＞

1.3.1　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
1.3.2　重大事故等時の手順等
1.3.2.1　フロントライン系故障時の手順等
（1）　１次系のフィードアンドブリード
（2）　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）
a.　電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水
b.　電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水
c.　可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水
（3）　蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）
a.　主蒸気逃がし弁による蒸気放出
b.　タービンバイパス弁による蒸気放出
（4）　加圧器補助スプレイ弁による減圧
（5）　その他の手順項目にて考慮する手順
（6）　優先順位
1.3.2.2　サポート系故障時の手順等
（1）　ポンプの機能回復
a.　手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復
b.　可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油

ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

c. 大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復

(2) 弁の機能回復

a. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復

b. 窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

c. 窒素ボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復

d. 可搬型バッテリによる加圧器逃がし弁の機能回復

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

(4) 優先順位

1.3.2.3 復旧に係る手順等

1.3.2.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順

1.3.2.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時の手順

1.3.2.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順

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

＜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減圧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、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧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、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧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）可搬型重大事故防止設備

ａ）常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWRの場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWRの場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

ｂ）減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ボンベを整備すること。

ｃ）減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。

（２）復旧

ａ）常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による

復旧手順等が整備されていること。

（３）蒸気発生器伝熱管破損(SGTR)

ａ）SGTR 発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。(PWR の場合)

（４）インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)

ａ）ISLOCA 発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁(BWR の場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWR の場合)を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能は、２次冷却系からの除熱機能又は加圧器逃がし弁による減圧機能である。なお、加圧器逃がし弁による減圧は、２次冷却系からの除熱により１次冷却材のサブクール度を確保した上で実施する。２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合は、高圧注入ポンプによる原子炉への注水機能を確保した後に加圧器逃がし弁による減圧を実施する。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧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。

蒸気発生器伝熱管破損事象発生時は、破損した蒸気発生器の隔離を行い、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却・減圧と加圧器逃がし弁による減圧操作により１次系と２次系の圧力を均圧させることで１次冷却材の漏えいを抑制する。

インターフェイスシステムLOCA発生時は、主蒸気逃がし弁による冷却・減圧と加圧器逃がし弁による減圧操作を行うとともに、漏えい箇所を隔離することで１次冷却材の漏えいを抑制する。

どちらの事象も隔離ができない場合は、主蒸気逃がし弁による冷却・減圧と加圧器逃がし弁による減圧で１次冷却材の漏えい量を抑制することとしており、これらの手順等について説明する。

1.3.1　対応手段と設備の選定

(1)　対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態である場合には、２次冷却系からの除熱機能又は加圧器逃がし弁による減圧機能により１次冷却系統を減圧する必要がある。

２次冷却系からの除熱機能を有する設計基準事故対処設備として、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、復水タンク、主蒸気逃がし弁を設置する。

加圧器逃がし弁による減圧機能を有する設計基準事故対処設備として、加圧器逃がし弁を設置する。

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、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、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1.3.1図、第1.3.2図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

また、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損の防止、蒸気発生器伝熱管破損及びインターフェイスシステムLOCAの対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他、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。

※１　多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十六条及び技術基準規則第六十一条（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。

(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、２次冷却系からの除熱機能により１次冷却材を冷却するための設備又は加圧器逃がし弁の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統（以下「直流電源」という。）喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討及び審査基準、基準規則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と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.3.1表～第1.3.4表に示す。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

２次冷却系の除熱機能が喪失した場合、１次系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

１次系のフィードアンドブリードに使用する設備は以下のと

おり。

・　加圧器逃がし弁

・　高圧注入ポンプ

・　燃料取替用水タンク

補助給水ポンプが使用できない場合に、常用系設備等を使用して蒸気発生器へ注水する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・　電動主給水ポンプ

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ

・　復水タンク

・　蒸気発生器

・　中間受槽

・　燃料油貯蔵タンク

・　タンクローリ

復水タンクが使用できない場合に、常用系設備等を使用して蒸気発生器へ注水する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・　電動主給水ポンプ

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ

・　蒸気発生器

・　中間受槽

・　燃料油貯蔵タンク

・　タンクローリ

主蒸気逃がし弁の故障等により蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用系設備を使用して蒸気発生器から蒸気放出する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

・　タービンバイパス弁

加圧器逃がし弁の故障により開操作できない場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）、加圧器補助スプレイにより１次冷却系統を減圧する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・　電動補助給水ポンプ

・　タービン動補助給水ポンプ

・　復水タンク

・　蒸気発生器

・　電動主給水ポンプ

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ

・　中間受槽

・　燃料油貯蔵タンク

・　タンクローリ

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

・　主蒸気逃がし弁

・　タービンバイパス弁

加圧器補助スプレイに使用する設備は以下のとおり。

・　加圧器補助スプレイ弁

・　充てんポンプ

(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１次系のフィードアンドブリードで使用する設備のうち、加圧器逃がし弁、高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクは重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備のうち、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器は重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、加圧器逃がし弁が故障した場合又は２次冷却系からの除熱機能により１次冷却材を冷却

するためのすべての設備が使用できない場合においても、１次冷却系統を減圧することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　電動主給水ポンプ、蒸気発生器

電動主給水ポンプは耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、常用電源及び２次冷却系の設備が健全であれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、中間受槽、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ

可搬型ホース、ポンプ車等の運搬、接続作業に最短でも約６時間の時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、補助給水ポンプが故障した場合でも、常用系設備である電動主給水ポンプよりも復水タンク等を水源とした長期的な事故収束手段として期待できる。

・　タービンバイパス弁

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、常用電源及び復水器真空が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

・　加圧器補助スプレイ弁、充てんポンプ

耐震Ｓクラスではなく Ss 機能維持を担保できないが、常用電源及び化学体積制御系の充てんラインが健全であれば、１次冷却系統の減圧が可能であり、加圧器逃がし弁の

代替手段として有効である。

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

直流電源喪失によりタービン動補助給水ポンプの機能が喪失した場合、手動又は可搬型バッテリによるタービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段がある。

タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- タービン動補助給水ポンプ（蒸気加減弁付）（手動）
- タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）
- 可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ用）

全交流動力電源喪失により電動補助給水ポンプの機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、代替電気設備による給電により電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段がある。

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- 大容量空冷式発電機

直流電源喪失又は駆動用空気喪失により主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合、手動又は窒素ボンベにより主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段がある。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

・　主蒸気逃がし弁（手動）

・　窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

直流電源喪失又は駆動用空気喪失により加圧器逃がし弁の機能が喪失した場合、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）又は可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により加圧器逃がし弁の機能を回復させる手段がある。

加圧器逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

・　窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）

・　可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）

(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、タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ（蒸気加減弁付）（手動）及びタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）は重大事故等対処設備として位置づける。

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備のうち、大容量空冷式発電機は重大事故等対処設備として位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（手動）は、重大事故等対処設備として位置づける。

加圧器逃がし弁の機能回復に使用する設備のうち、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）及び可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は直流電源喪失しても、1次冷却系統を減圧するために必要な補機を回復できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ用）及びタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）

使用開始までに時間を要するが、直流電源が枯渇又は枯渇するおそれがある場合において、タービン動補助給水ポンプの再起動時に有効である。

・ 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

使用できる時間に制限があるものの、現場の環境が悪化した場合でも中央制御室から遠隔操作が可能となり、運転員（当直員）等の被ばく低減となる。

c. 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

(a) 対応手段

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子

炉格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により１次冷却系統を減圧する手段がある。

１次冷却系統の減圧に使用する設備は以下のとおり。

・　加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準及び基準規則の要求により選定した設備の加圧器逃がし弁は重大事故等対処設備として位置づける。

d.　蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器伝熱管破損発生時に、破損蒸気発生器の隔離操作を実施するものの隔離できない場合、１次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により１次冷却系統を減圧する手段がある。

１次冷却系統の減圧に使用する設備は以下のとおり。

・　タービン動補助給水ポンプ

・　電動補助給水ポンプ

・　復水タンク

・　蒸気発生器

・　主蒸気逃がし弁

・　高圧注入ポンプ

・　燃料取替用水タンク

・　加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した設備のタービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及び加圧器逃がし弁は重大事故等対処設備として位置づける。

e. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

インターフェイスシステムLOCA発生時に、漏えい箇所の隔離操作を実施するものの隔離できない場合、1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により1次冷却系統を減圧する手段及び1次冷却材の漏えい量を抑制する手段がある。

1次冷却系統の減圧に使用する設備は以下のとおり。

- タービン動補助給水ポンプ
- 電動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 主蒸気逃がし弁
- 高圧注入ポンプ
- 燃料取替用水タンク
- 加圧器逃がし弁

1次冷却材の漏えい量抑制に使用する設備は以下のとおり。

・　余熱除去ポンプ入口弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した設備のタービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク、加圧器逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口弁は重大事故等対処設備として位置づける。

f.　手　順　等

上記のa.、b.、c.、d.及びe.により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順については、運転員（当直員）等※2及び保修対応要員※3の対応として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等に定める（第1.3.1表～第1.3.4表参照）。

事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.3.5表、第1.3.6表）。

※2　運転員（当直員）等　：運転員（当直員）及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

※3　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。

1.3.2　重大事故等時の手順等

1.3.2.1　フロントライン系故障時の手順等

(1)　１次系のフィードアンドブリード

本対応は、「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」にて整備する。

(2)　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

a.　電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。

１次冷却系統の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。補助給水ポンプが運転していなければ、中央制御室で電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを起動し、蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能喪失を１次冷却材圧力により確認した場合において、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を補助給水流量等により確認できない場合で、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。概略系統図を第1.3.3図に示す。

(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（当直員）等1名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

本対応は、「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」にて整備する。

c. 可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

本対応は、「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」にて整備する。

(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合、主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う。

補助給水流量により蒸気発生器への注水が確保されている場合において、主蒸気逃がし弁の開を確認し、2次冷却系からの除熱による1次冷却材の冷却を用いた1次冷却系統の減圧が開始され

ていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開となっていなければ、中央制御室にて開操作し、主蒸気逃がし弁による１次冷却材の冷却及び１次冷却系統の減圧を行う手順を整備する。

なお、主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認後、実施する。蒸気発生器伝熱管破損は、放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能喪失を１次冷却材圧力により確認し、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧が必要な場合において、蒸気発生器へ注水されていることを補助給水流量等により確認できた場合。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。

(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（当直員）等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b.　タービンバイパス弁による蒸気放出

加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）が喪失した場合において、２次冷却系の設備が運転中であり、復水器の真空が維持されている場合、タービンバイパス弁による蒸気放出を行う。

常用系設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、２次冷却系からの除熱機能による１次冷却材の冷却及び１次冷却系統の減圧を行う手順を整備する。

本対応は、「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」にて整備する。

(4)　加圧器補助スプレイ弁による減圧

加圧器逃がし弁の故障等により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合、加圧器補助スプレイ弁による減圧を行う。

加圧器補助スプレイ弁を中央制御室にて開操作し、１次冷却系統を減圧する手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能喪失を１次冷却材圧力等により確認した場合において、充てんポンプの運転及び体積制御タンク等の水位が確保されている場合。

b.　操作手順

加圧器補助スプレイ弁の開操作は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。

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（当直員）等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(5)　その他の手順項目にて考慮する手順

水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇時等に関する手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

可搬型ディーゼル注入ポンプへの燃料補給に関する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

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。

(6)　優先順位

フロントライン系故障時に、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失している場合の減圧手段の優先順位を以下に示す。

２次冷却系からの除熱機能による１次冷却材の冷却を用いた減圧時の蒸気発生器への注水は、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。電動補助給水ポンプ及びタービ

ン動補助給水ポンプの優先順位は、外部電源又はディーゼル発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、大容量空冷式発電機からの給電時は、燃料消費量及び燃料補給の観点からタービン動補助給水ポンプを使用する。

補助給水系の故障により２次冷却系からの除熱機能が喪失している場合、１次系のフィードアンドブリードを行う。ただし、炉心の過熱が促進されるタイミングである蒸気発生器の保有水量が無くなる段階までは、原子炉格納容器内部への１次冷却材の放出を伴う１次系のフィードアンドブリードではなく、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）を行う。補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水手段が喪失した場合はポンプ容量の大きい電動主給水ポンプを優先し、電動主給水ポンプが使用できなければ可搬型ディーゼル注入ポンプを使用する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合にあらかじめ準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は復水タンクを優先して使用し､使用できない場合は中間受槽を使用する｡中間受槽への供給は、淡水（２次系純水タンク、原水タンク、八田浦貯水池）を用いる手段を優先し、それができない場合には海水を用いる。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田

浦貯水池を使用する。

２次冷却系からの除熱機能による１次冷却材の冷却を用いた減圧時の蒸気発生器からの蒸気放出は、主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が故障等により使用できない場合は、タービンバイパス弁を使用する。

上記手段において、２次冷却系からの除熱機能による１次冷却材の冷却を用いた１次冷却系統の減圧を優先して実施し、２次冷却系からの除熱機能が回復しない場合は、高圧注入ポンプによる炉心への注水と加圧器逃がし弁の開操作による１次系のフィードアンドブリードを行う。

加圧器逃がし弁故障時は、蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）による１次冷却材の冷却が開始されていることを確認するとともに、加圧器補助スプレイ弁を用いて１次冷却系統の減圧を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.3.4図に示す。

1.3.2.2　サポート系故障時の手順等

（1）　ポンプの機能回復

a.　手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

本対応は、「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」にて整備する。

b.　可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

本対応は、「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」にて整備する。

c. 大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復

本対応は、「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」にて整備する。

(2) 弁の機能回復

a. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復

本対応は、「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」にて整備する。

b. 窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

本対応は、「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」にて整備する。

c. 窒素ボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動用空気喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、制御用空気圧縮機が電源喪失により停止することで駆動用空気が喪失した場合、開操作が不能となる。また、加圧器逃がし弁本体は設置場所が原子炉格納容器内であること及び弁の構造上、現場での手動による操作を行うことができないため、窒素ボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復を行う。

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）を空気配管に接続し、中央制御室からの加圧器逃がし弁の開操作による１次冷却系統を減圧するための手順を整備する。

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）は、重大事故等時に想定される原子炉格納容器圧力の環境条件においても、加圧器逃がし弁が確実に作動する容量及び圧力※4のボンベを配備する。 なお、加圧器逃がし弁１回の動作に必要な窒素量は、ボンベ容量に対し少量であり、事故時の操作回数も少ないことから、事象収束まで必要な量を十分に確保している。

※４　窒素ボンベの設定圧力は、加圧器逃がし弁全開時の設計圧力0.485MPa[gage]及び有効性評価における原子炉容器破損前の原子炉格納容器内最高圧力0.23MPa[gage]を考慮し、余裕を見て約0.91MPa[gage]とする。

(a) 手順着手の判断基準

駆動用空気喪失時において、１次冷却材圧力により加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合。

(b) 操作手順

窒素ボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.3.5図に、タイムチャートを第1.3.6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（当直員）等に窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による窒素供給の作業開始を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による窒素を供給するための系統構成を行う。

③　運転員（当直員）等は、現場で制御用空気系の配管の接続口に窒素ボンベをフレキシブルホースにて接続し、窒素を約0.91MPa[gage]に調整し充気する。

④　運転員（当直員）等は、現場で窒素供給配管の充気が完了すれば、加圧器逃がし弁へ窒素を供給する。

⑤　当直課長は窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による窒素供給が完了したことを確認し、加圧器逃がし弁による減圧が可能となれば運転員(当直員)等に減圧開始を指示する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開とし、１次冷却材圧力等により開となっていることを確認する。

⑦　運転員（当直員）等は、１次冷却材圧力等により原子炉冷却材圧力バウンダリが減圧されていることを確認する。

（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（当直員）等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２名により作業を実施する。１次冷却系統減圧開始までの所要時間は約25分と想定する。

全交流動力電源喪失時は電源回復後、加圧器逃がし弁への窒素供給ラインと分岐したその他系統の隔離を電動弁により行い、窒素供給ラインのバウンダリを確保する。加圧器逃がし弁への窒素供給ラインと分岐したその他系統への隔離ができない場合においても、その他系統に設置している空気作動弁の電磁弁が駆動電源喪失により閉止するため、窒素供給ラインのバウンダ

リの健全性は確保され、加圧器逃がし弁への窒素供給圧力は維持される。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

d. 可搬型バッテリによる加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動電源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、直流電源の喪失により電磁弁が動作不能な場合、中央制御室からの遠隔操作が不能となる。また、加圧器逃がし弁本体は設置場所が原子炉格納容器内であること及び弁の構造上、現場での手動による操作を行うことができないため、可搬型バッテリによる加圧器逃がし弁の機能回復を行う。

可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により直流電源を給電することで加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却系統を減圧するための手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合において、1次冷却材圧力により加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合。

(b) 操作手順

可搬型バッテリによる加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.3.5図に、タイムチャート

を第1.3.7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（当直員）等及び保修対応要員に可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による代替電源供給の作業（加圧器逃がし弁開）の開始を指示する。

② 運転員（当直員）等は、現場で加圧器逃がし弁の常設直流電源を隔離する。

③ 保修対応要員は、現場で加圧器逃がし弁を開操作できるようにインターロック処置を実施するとともに、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）を電磁弁分電盤に接続する。

④ 当直課長は、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による給電準備が完了すれば、運転員（当直員）等に加圧器逃がし弁の開操作を指示する。

⑤ 運転員（当直員）等は、現場で電磁弁分電盤のNFB「入」操作により、加圧器逃がし弁を開とし、１次冷却材圧力等により開となっていることを確認する。

⑥ 運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材圧力等により原子炉冷却材圧力バウンダリが減圧されていることを確認する。

（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(当直員)等１名、保修対応要員２名により作業を実施する。１次冷却系統減圧開始までの所要時間は約40分と想定する。

円滑に操作できるように、アクセスルートを確保し、防護具、

可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

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。

(4) 優先順位

サポート系故障時に1次冷却系の減圧機能を回復し、1次冷却系を減圧する手段の優先順位を以下に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に直流電源の喪失によりタービン動補助給水ポンプが起動できない場合、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプ起動操作を行う。電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁の開操作（現場での手動による操作を含む）にて2次冷却系からの除熱を行う。補助給水ポンプの機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水量の減少が早まるため、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。

タービン動補助給水ポンプが運転中において、直流電源が枯渇又は枯渇するおそれがある場合、現場での可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプの起動準備を行う。タービン動補助給水ポンプが停止し、再起動が必要な場合は可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）を用いたタービン動補助給水ポンプの起動

操作を行う。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱は、現場での手動による主蒸気逃がし弁開操作により行う。ただし、蒸気発生器伝熱管破損により現場の環境が悪化した場合、初期対応は現場で主蒸気逃がし弁開操作を行い、初期対応以降は窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。また、主蒸気管室が高温である場合は、初期対応より窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

なお、全交流動力電源の喪失が継続し、補助給水系による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合は、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。

加圧器逃がし弁の機能回復として、駆動用空気喪失の場合は現場で重大事故等対処設備である窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による窒素供給作業を行う。また、直流電源が喪失している場合は、現場で重大事故等対処設備である可搬型バッテリ(加圧器逃がし弁用)による代替電源からの供給作業を行う。

これらの作業については、機能喪失に至る要因が異なり、それぞれの機能回復のための作業を同時には実施しないと想定しており相互の対応操作間に影響はない。

なお､駆動用空気及び直流電源の両方が喪失した場合においては、窒素供給作業にて駆動用空気を回復した後、電磁弁を動作させるため可搬型バッテリ(加圧器逃がし弁用)により直流電源を回復する。

タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系からの除熱による減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作は、

対応する要員及び操作する系統が異なるため、相互の対応操作間に影響はない。

以上の対応手順のフローチャートを第1.3.8図、第1.3.9図に示す。

1.3.2.3　復旧に係る手順等

直流電源喪失時において、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により加圧器逃がし弁へ給電することで遠隔操作が可能である。その手順は1.3.2.2(2)d. 可搬型バッテリによる加圧器逃がし弁の機能回復のとおり。主蒸気逃がし弁については、現場での手動による開閉操作が可能である。その手順は1.3.2.2(2)a.現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復のとおりであり、代替電源による復旧と同等以上の容易性及び確実性を有している。

また、全交流動力電源喪失時又は常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

1.3.2.4　炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により１次冷却系統を減圧するための手順を整備する。

(1)　手順着手の判断基準

炉心損傷が発生したことを炉心出口温度350℃以上かつ格納容器

内高レンジエリアモニタ（高レンジ）１×10^5mSv/h以上により確認した場合において、１次冷却材圧力計の指示値が2.0MPa[gage]以上の場合。

(2)　操作手順

炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.3.10図に、対応手順のフローチャートを第1.3.11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（当直員）等に加圧器逃がし弁による１次冷却系統の減圧を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材圧力を確認し、 2.0MPa[gage]以上である場合、加圧器逃がし弁を開操作し、１次冷却系統の減圧を開始する。

③　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材圧力等により加圧器逃がし弁が開となっていることを確認するとともに、１次冷却材圧力が2.0MPa[gage]未満まで減圧することを確認する。

(3)　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（当直員）等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

1.3.2.5　蒸気発生器伝熱管破損発生時の手順

蒸気発生器伝熱管破損発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ

機能が喪失し、１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するための早期の１次冷却系統の減温・減圧を行う必要がある。

このため、早期のプラント停止操作を実施し、破損している蒸気発生器の判定を主蒸気ライン圧力、蒸気発生器水位及び高感度型主蒸気管モニタ等の指示値から判断し、破損蒸気発生器の隔離を行う。

破損蒸気発生器の隔離操作後、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却・減圧及び加圧器逃がし弁による減圧操作で１次系と２次系の圧力を均圧させることで、１次冷却材の蒸気発生器２次側への漏えいを抑制するための手順を整備する。

全交流動力電源喪失時においては、高感度型主蒸気管モニタ等による監視が不能となるため、破損側蒸気発生器は１次冷却材圧力及び主蒸気ライン圧力、蒸気発生器水位の指示値により判断する。

破損した蒸気発生器の隔離ができない場合においても、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却・減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却系統を減圧することにより、１次冷却材の蒸気発生器２次側への漏えいを抑制するための手順を整備する。

(1)　手順着手の判断基準

１次冷却材圧力及び加圧器水位の低下並びに破損側蒸気発生器水位、圧力の上昇等により蒸気発生器伝熱管破損の発生と判断した場合。

また、破損側蒸気発生器の隔離操作後に破損側蒸気発生器の主蒸気ライン圧力を確認し、圧力の低下が継続していることにより、破損側蒸気発生器の隔離不能と判断した場合。

(2) 操作手順

蒸気発生器伝熱管破損発生時の手順の概要は以下のとおり。7.1.8 格納容器バイパスの第7.1.8.2図に概略系統図、第7.1.8.8図、第7.1.8.9図にタイムチャート、第7.1.8.6図に対応手順のフローチャートを示す。

① 当直課長は、原子炉の自動停止を確認するとともに、非常用炉心冷却設備作動信号の発信及び高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動起動を確認する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器を判定し、運転員（当直員）等及び保修対応要員に破損側蒸気発生器の隔離及び燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

③ 運転員（当直員）等及び保修対応要員は、中央制御室と現場で１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの補給準備を開始する。

④ 運転員（当直員）等は、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。主蒸気隔離弁閉止後、運転員（当直員）等は現場で主蒸気隔離弁の増し締め操作を実施する。

⑤ 当直課長は、破損側蒸気発生器の隔離操作後に主蒸気ライン

圧力を確認する。破損側蒸気発生器の主蒸気ライン圧力の低下が継続していることにより、破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断する。

⑥　当直課長は、運転員（当直員）等に健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁の開操作による１次冷却系の減温、減圧及び燃料取替用水タンクへの補給を指示する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室で電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水が健全側蒸気発生器へ注水されていることを確認し、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁の開操作による２次系強制冷却により、１次冷却系統の減温・減圧を行う。

⑧　運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの水源補給を行う。

⑨　当直課長は、加圧器水位及びサブクール度の確保等、非常用炉心冷却設備停止条件を早期に確立し、１次冷却材の漏えい量を抑制するため、運転員（当直員）等に加圧器逃がし弁の開操作による１次冷却系統の減圧を指示する。

⑩　運転員（当直員）等は、中央制御室で高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水が炉心へ注水されていることを確認し、加圧器逃がし弁を開とし、１次冷却系統の減圧を開始する。

⑪　運転員（当直員）等は、破損側蒸気発生器２次側への漏えい量抑制のため、１次冷却材圧力が蓄圧タンク保持圧力になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。

⑫　当直課長は、非常用炉心冷却設備停止条件を満足しているこ

とを確認し、運転員（当直員）等に高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心への注入に切り替え、切替え後、高圧注入ポンプを停止するよう指示する。

⑬　運転員（当直員）等は、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心への注水に切り替え、切替え後、高圧注入ポンプを停止する。

⑭　当直課長は、余熱除去系の運転条件を満足していることを確認し、長期対策も含めて余熱除去系による冷却を行う。

⑮　余熱除去系が使用不能の場合には、運転員（当直員）等は、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心への注水によりフィードアンドブリードを実施する。

⑯　余熱除去系が使用不能の場合の長期対策として、格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が70％以上を確認し、Ｂ格納容器スプレイポンプによる炉心への注水を行う代替再循環に切り替える。

（3）　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（当直員）等２名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等３名、保修対応要員２名により操作を実施する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

1.3.2.6　インターフェイスシステムLOCA発生時の手順

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するための早期の１次冷却系統の減温・減圧及び保有水量を確保するための炉心への注水が必要となる。

主蒸気逃がし弁による減温・減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で漏えい量を抑制するとともに、破損箇所を早期に発見し隔離することで、１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいを停止するための手順を整備する。

また、早期に破断箇所を隔離できない場合においても、主蒸気逃がし弁による減温・減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却系統を減圧することにより１次冷却材の漏えい量を抑制する。

専用工具により破断箇所隔離を行う弁の操作場所及びアクセスルートはインターフェイスシステムLOCAにより漏えいが発生する機器とは別の区画とし、溢水影響がないようにする。

化学体積制御系から１次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいした場合は、加圧器水位低下に伴い抽出隔離弁が自動にて閉となるため漏えいは停止する。

化学体積制御系から１次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいした場合においても、インターフェイスシステムLOCAと同様の徴候を示すが、対応手順は設計基準事故の運転手順として整備する。

(1)　手順着手の判断基準

１次冷却材圧力及び加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により余熱除去系への漏えいによるインターフェイスシステムLOCAの発生を判断した場合。

(2)　操作手順

インターフェイスシステムLOCA発生時の手順の概要は以下のとおり。7.1.8　格納容器バイパスの第7.1.8.1図に概略系統図、第7.1.8.7図にタイムチャート、第7.1.8.4図に対応手順のフローチャートを示す。

①　当直課長は、原子炉の自動停止を確認するとともに、非常用炉心冷却設備作動信号の発信及び高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動起動を確認する。

②　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器外で余熱除去系への漏えいによるインターフェイスシステムLOCAの発生を判断し、運転員（当直員）等及び保修対応要員に破損箇所の隔離及び燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

③　運転員（当直員）等及び保修対応要員は、中央制御室及び現場で１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの補給準備を開始する。

④　運転員（当直員）等は、中央制御室で余熱除去ポンプを全台停止する。また、中央制御室及び現場で燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系の隔離を行う。１次冷却系の保有水量低下を抑制するために、１次冷却系と余熱除去系の隔離を行う。

⑤　当直課長は、余熱除去系の隔離操作後に１次冷却材圧力を確認する。１次冷却材圧力の低下が継続していることにより、余熱除去系の破損箇所の隔離失敗と判断し、運転員（当直員）等に主蒸気逃がし弁開による１次冷却系統の減温・減圧及び燃料取替用水タンクへの補給を指示する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認し、主蒸気逃がし弁を開操作する。１次冷却材圧力及び１次冷却材高温側温度（広域）等により、１次冷却系が減温・減圧できていることを確認する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの水源補給を行う。

⑧　当直課長は、加圧器水位及びサブクール度の確保等、非常用炉心冷却設備停止条件を早期に確立し、１次冷却材の漏えい量を抑制するため、運転員（当直員）等に加圧器逃がし弁の開操作による１次冷却系統の減圧を指示する。

⑨　運転員（当直員）等は、中央制御室で高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水が炉心へ注水されていることを確認し、１次冷却材圧力を確認しながら加圧器逃がし弁を開操作し、１次冷却系統を減圧する。

⑩　運転員（当直員）等は、中央制御室で非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認した場合又は１次冷却材圧力が約0.6MPa[gage]まで低下した場合は、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

⑪　当直課長は、非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、運転員（当直員）等に高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心への注水に切り替え、切替え後、高圧注入ポンプを停止するよう指示する。

⑫　運転員（当直員）等は、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心への注水に切り替え、切替え後、高圧注入ポンプを停止する。

⑬　運転員（当直員）等は、中央制御室で余熱除去系の運転条件を満足していることを確認し、長期対策も含めて健全側の余熱除去系による１次冷却材の冷却を行う。

⑭　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材圧力が余熱除去系配管の最高使用圧力以下となれば、破損側余熱除去系の弁を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系からの漏えいを停止する。

(3)　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（当直員）等３名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等５名、保修対応要員２名により操作を実施する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

なお、インターフェイスシステムLOCA発生時において、現場での隔離操作は円滑に作業できるように、アクセスルートを確保している。また、インターフェイスシステムLOCA発生時、漏えいした水の

滞留、高温の水及び蒸気による雰囲気温度の上昇、放射線量の上昇が想定されるが、現場での隔離操作は操作場所の環境性等を考慮して、漏えいの影響を受けない場所で専用工具を用いて遠隔操作により行う。専用工具は速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。

また、インターフェイスシステムLOCAの漏えい場所特定は、原子炉補助建屋内の各部屋が分離されているため、漏水検知器、監視カメラ及び火災報知器により参考情報の入手及び原子炉補助建屋の状況を確認する。なお、インターフェイスシステムLOCA発生時において原子炉補助建屋内に漏えいし、最下階に溜まった水については、事故収束後、十分な時間が経過した後の復旧作業として、排水用の可搬型ポンプにて燃料取替用水タンクへ移送する。

第1.3.1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

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
フロントライン系故障時	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク＊2 主蒸気逃がし弁	1次系のフィードアンドブリード＊3	加圧器逃がし弁	重大事故等対処設備	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順（二部兆候ベース：運転員（当直員）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
			高圧注入ポンプ＊6			
			燃料取替用水タンク			
	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク＊2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動主給水ポンプ＊3	多様性拡張設備		
			可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3			
			復水タンク			
			蒸気発生器			
			中間受槽＊4			
			燃料油貯蔵タンク＊5			
			タンクローリ＊5			
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	タービンバイパス弁＊3	多様性拡張設備		
	加圧器逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ＊6	重大事故等対処設備	SGTR時破損S／G減圧継続時の対応手順（一部事象ベース：運転員（当直員）等）等	
			タービン動補助給水ポンプ			
			蒸気発生器			
			復水タンク			
			電動主給水ポンプ＊3	多様性拡張設備		
			可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3			
			復水タンク			
			蒸気発生器			
			中間受槽＊4			
			燃料油貯蔵タンク＊5			
			タンクローリ＊5			
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備		
			タービンバイパス弁＊3	多様性拡張設備		
		加圧器補助スプレイ	加圧器補助スプレイ弁			
			充てんポンプ＊6			

＊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：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

＊3：手順は「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」にて整備する。

＊4：中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
なお、蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注入する場合は、S／Gブローダウンラインにより排水を行う。

＊5：可搬型ディーゼル注入ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

＊6：ディーゼル発電機等により給電する。

第1.3.2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

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
サポート系故障時	タービン動補助給水ポンプ ・常設直流電源系統喪失	ポンプの機能回復	・タービン動補助給水ポンプ（蒸気加減弁付）（手動）＊2 ・タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）＊2	重大事故等対処設備	全交流動力電源喪失の対応手順（二部事象ベース：運転員（当直員）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
			・可搬型バッテリ（タービン動補助給水ポンプ補助（非常用）油ポンプ用）＊2 ・タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁（手動）＊2	多様性拡張設備		
	電動補助給水ポンプ ・全交流動力電源喪失		大容量空冷式発電機＊3	重大事故等対処設備		
	主蒸気逃がし弁 ・全交流動力電源喪失 ・常設直流電源系統喪失	弁の機能回復	主蒸気逃がし弁（手動）＊2			
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）＊2	多様性拡張設備		
	加圧器逃がし弁 ・全交流動力電源喪失 ・常設直流電源系統喪失		窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）	重大事故等対処設備	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順（三部：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順
			可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）			

＊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：手順は「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」にて整備する。

＊3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第1.3.3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

（高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止）

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
高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止	－	加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧	加圧器逃がし弁	重大事故等対処設備	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順（二部：運転員（当直員）等及び保修対応要員）	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順

＊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。

第1.3.4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

（蒸気発生器伝熱管破損、インターフェイスシステムLOCA発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
蒸気発生器伝熱管破損	－	1次冷却系の減圧	・タービン動補助給水ポンプ ・電動補助給水ポンプ＊2 ・復水タンク ・蒸気発生器 ・主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備	SGTR時破損S/G減圧継続時の対応手順（二部事象ベース：運転員（当直員）等）	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
			・高圧注入ポンプ＊2 ・燃料取替用水タンク ・加圧器逃がし弁			
インターフェイスシステムLOCA	－	1次冷却系の減圧	・タービン動補助給水ポンプ ・電動補助給水ポンプ＊2 ・復水タンク ・蒸気発生器 ・主蒸気逃がし弁		インターフェイスシステムLOCAの対応手順（二部事象ベース：運転員（当直員）等）	
			・高圧注入ポンプ＊2 ・燃料取替用水タンク ・加圧器逃がし弁			
		1次冷却材の漏えい量抑制	余熱除去ポンプ入口弁			

＊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：ディーゼル発電機等により給電する。

第 1.3.5 表　重大事故等対処に係る監視計器

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

監視計器一覧（１／６）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要と
なる監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.3.2.1　フロントライン系故障時の手順等</td></tr>
<tr><td rowspan="2">(1)　１次系のフィードアンドブリード</td><td>判断基準</td><td colspan="2" rowspan="2">「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td>操作</td></tr>
<tr><td colspan="4">1.3.2.1　フロントライン系故障時の手順等
(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="5">a.　電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</td><td rowspan="5">判断基準</td><td rowspan="3">蒸気発生器除熱機能</td><td>・蒸気発生器広域水位計</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器狭域水位計</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>原子炉容器内の圧力</td><td>・１次冷却材圧力計</td></tr>
<tr><td>水源</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">b.　電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</td><td>判断基準</td><td colspan="2" rowspan="2">「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td>操作</td></tr>
<tr><td rowspan="2">c.　可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水</td><td>判断基準</td><td colspan="2" rowspan="2">「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td>操作</td></tr>
</table>

監視計器一覧（２／６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.1　フロントライン系故障時の手順等 (3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
a.　主蒸気逃がし弁による蒸気放出	判断基準	原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
b.　タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		
1.3.2.1　フロントライン系故障時の手順等			
(4) 加圧器補助スプレイ弁による減圧	判断基準	原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内への注水量	・充てん水流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
			・体積制御タンク水位計

監視計器一覧（３／６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.2　サポート系故障時の手順等 (1) ポンプの機能回復			
a.　手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準 操作		「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」にて整備する。
b.　可搬型バッテリ（補助油ポンプ用）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準 操作		「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」にて整備する。
c.　大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復	判断基準 操作		「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」にて整備する。
1.3.2.2　サポート系故障時の手順等 (2) 弁の機能回復			
a.　現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準 操作		「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」にて整備する。
b.　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準 操作		「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」にて整備する。

監視計器一覧（４／６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.2　サポート系故障時の手順等 (2) 弁の機能回復			
c.　窒素ボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		補機監視機能	・制御用空気供給母管圧力計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		加圧器逃がし弁動作監視機能	・加圧器逃がし弁出口温度計
			・加圧器逃がしタンク圧力計
			・加圧器逃がしタンク水位計
			・加圧器逃がしタンク温度計
d.　可搬型バッテリによる加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	電源	・Ａ、Ｂ直流電源電圧計
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		加圧器逃がし弁動作監視機能	・加圧器逃がし弁出口温度計
			・加圧器逃がしタンク圧力計
			・加圧器逃がしタンク水位計
			・加圧器逃がしタンク温度計
1.3.2.4　炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順			
－	判断基準	原子炉容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	原子炉容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		加圧器逃がし弁動作監視機能	・加圧器逃がし弁出口温度計
			・加圧器逃がしタンク圧力計
			・加圧器逃がしタンク水位計
			・加圧器逃がしタンク温度計

監視計器一覧（５／６）

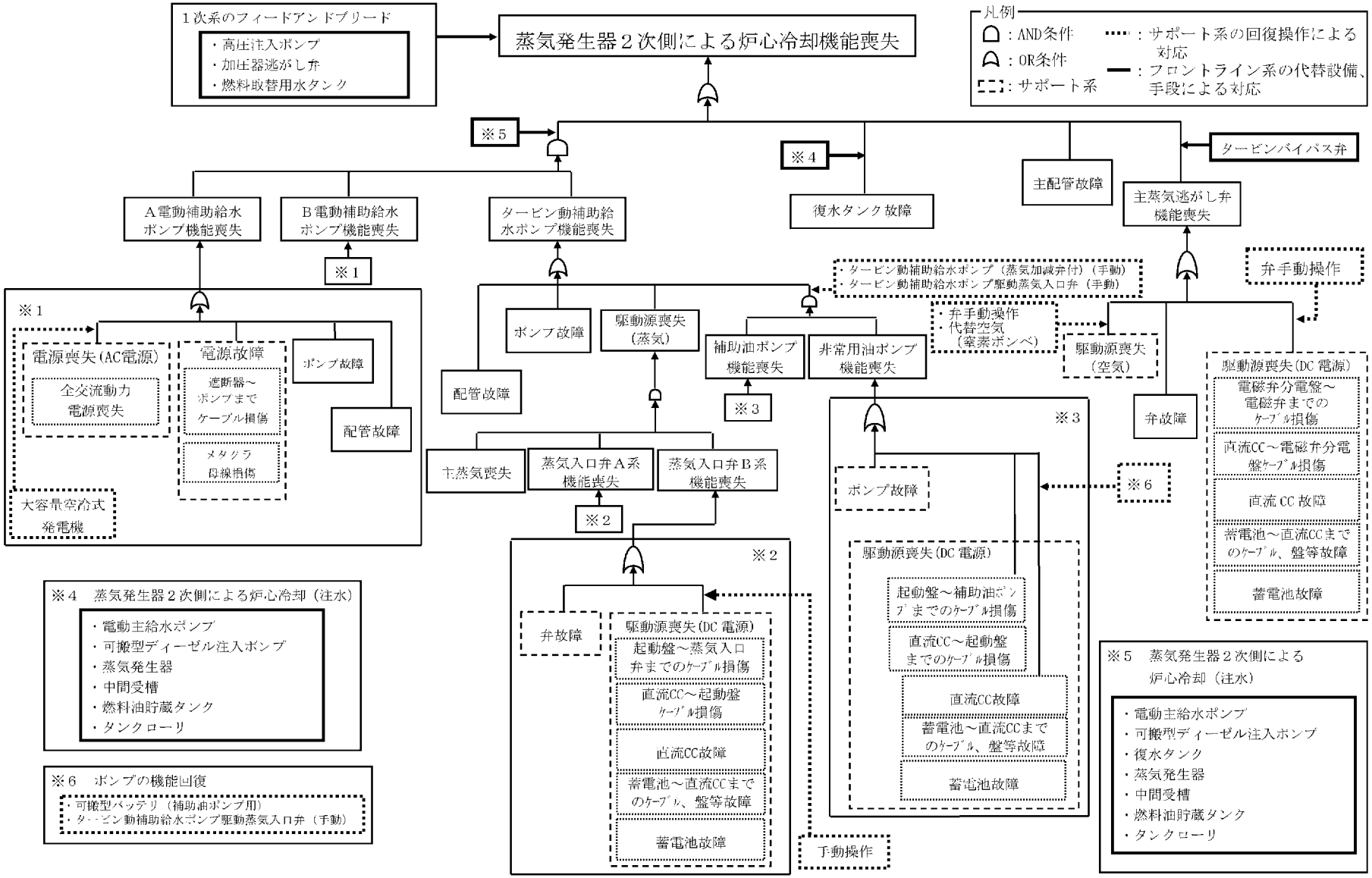
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.5　蒸気発生器伝熱管破損発生時の手順			
－	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		蒸気発生器細管漏洩監視	・復水器排気ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・高感度型主蒸気管モニタ
		蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器狭域水位計
			・蒸気発生器広域水位計
			・主蒸気ライン圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器内の圧力	・加圧器圧力計
	操作	蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・補助給水流量計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・蒸気発生器広域水位計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
			・サブクール度(CRT)
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計(広域)
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計
		水源	・ほう酸タンク水位計
			・燃料取替用水補助タンク水位計
			・復水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計

監視計器一覧（６／６）

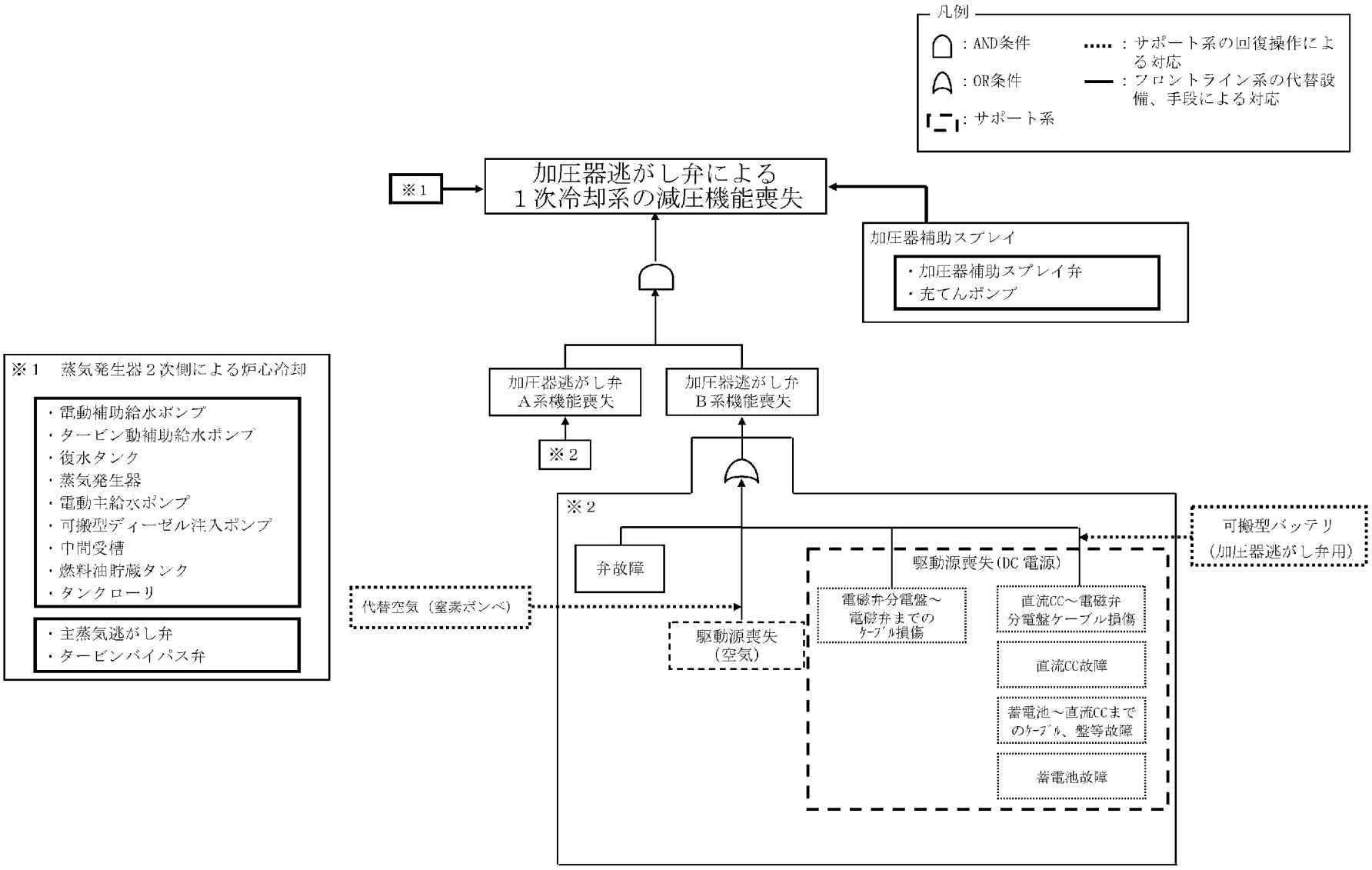
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.6　インターフェイスシステムLOCA発生時の手順			
－	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
			・加圧器圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
			・格納容器内温度計（SA）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
		原子炉補助建屋内の放射線量率	・排気筒ガスモニタ
		蒸気発生器細管漏洩監視	・復水器排気ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・高感度型主蒸気管モニタ
		蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器狭域水位計
			・蒸気発生器広域水位計
			・主蒸気ライン圧力計
		漏洩監視	・補助建屋サンプタンク水位計
			・安全補機室排気ガスモニタ
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
	操作	原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
			・サブクール度(CRT)
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		蒸気発生器除熱機能	・補助給水流量計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・主蒸気ライン圧力計
		原子炉容器内への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
			・充てん水流量計
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・燃料取替用水補助タンク水位計
			・復水タンク水位計

第 1.3.6 表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

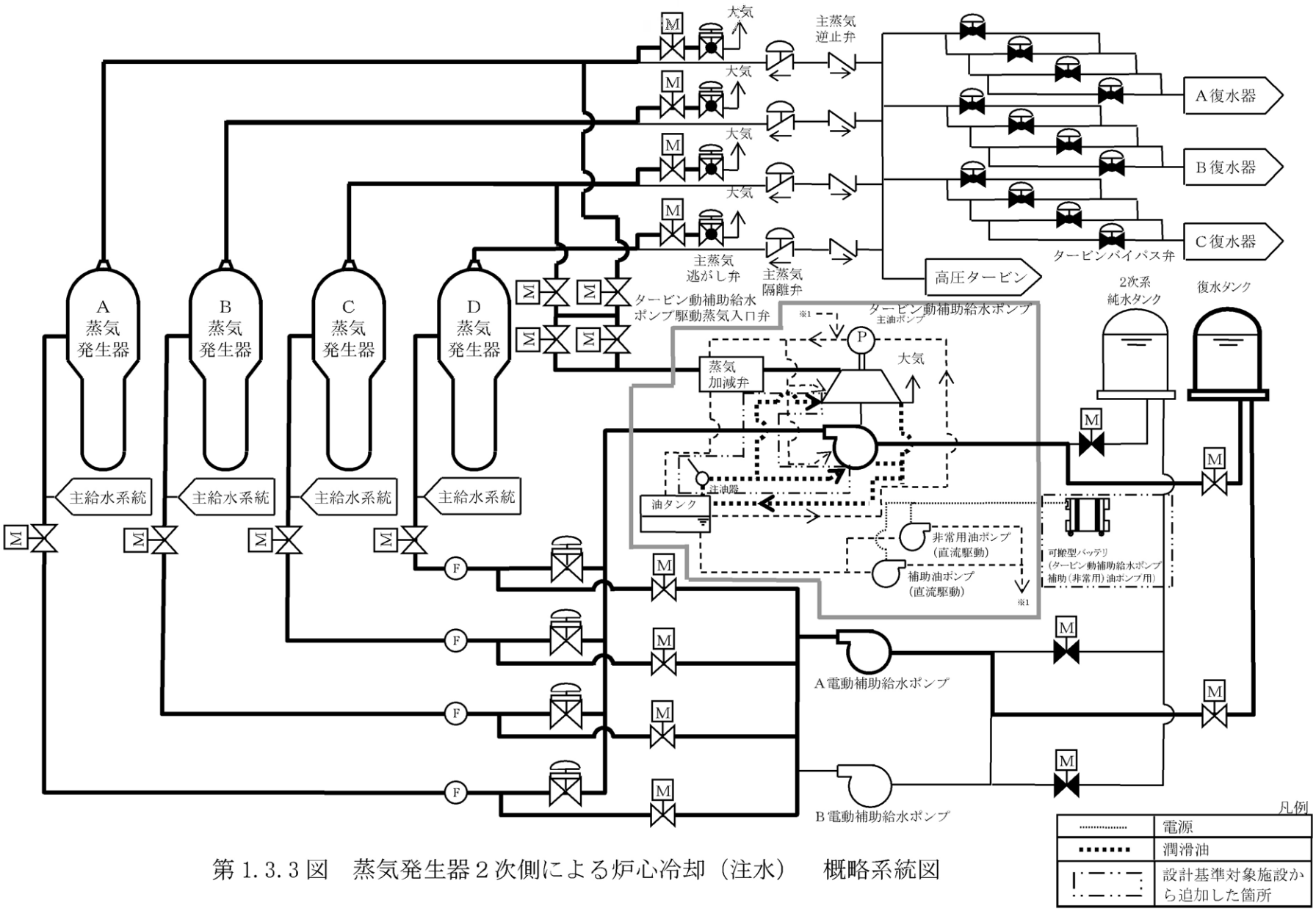
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.3】 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	主蒸気逃がし弁	A直流コントロールセンタ
		B直流コントロールセンタ
	加圧器逃がし弁	A直流コントロールセンタ
		B直流コントロールセンタ
	高圧注入ポンプ	4-3C 非常用高圧母線
		4-3D 非常用高圧母線
	電動補助給水ポンプ	4-3C 非常用高圧母線
		4-3D 非常用高圧母線



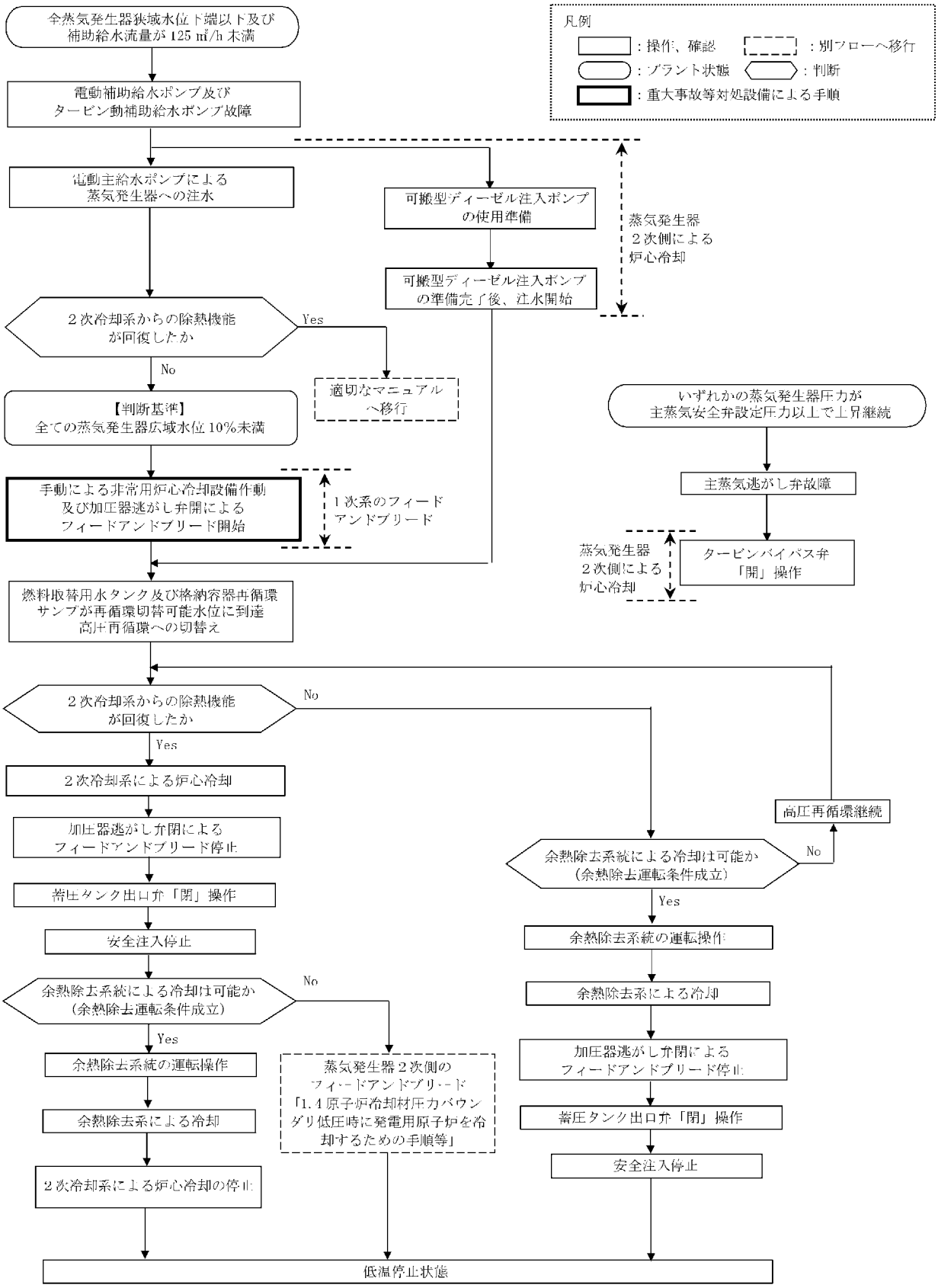
第 1.3.1 図　機能喪失原因対策分析（2 次冷却系からの除熱機能喪失）



第1.3.2図　機能喪失原因対策分析（加圧器逃がし弁による減圧機能喪失）

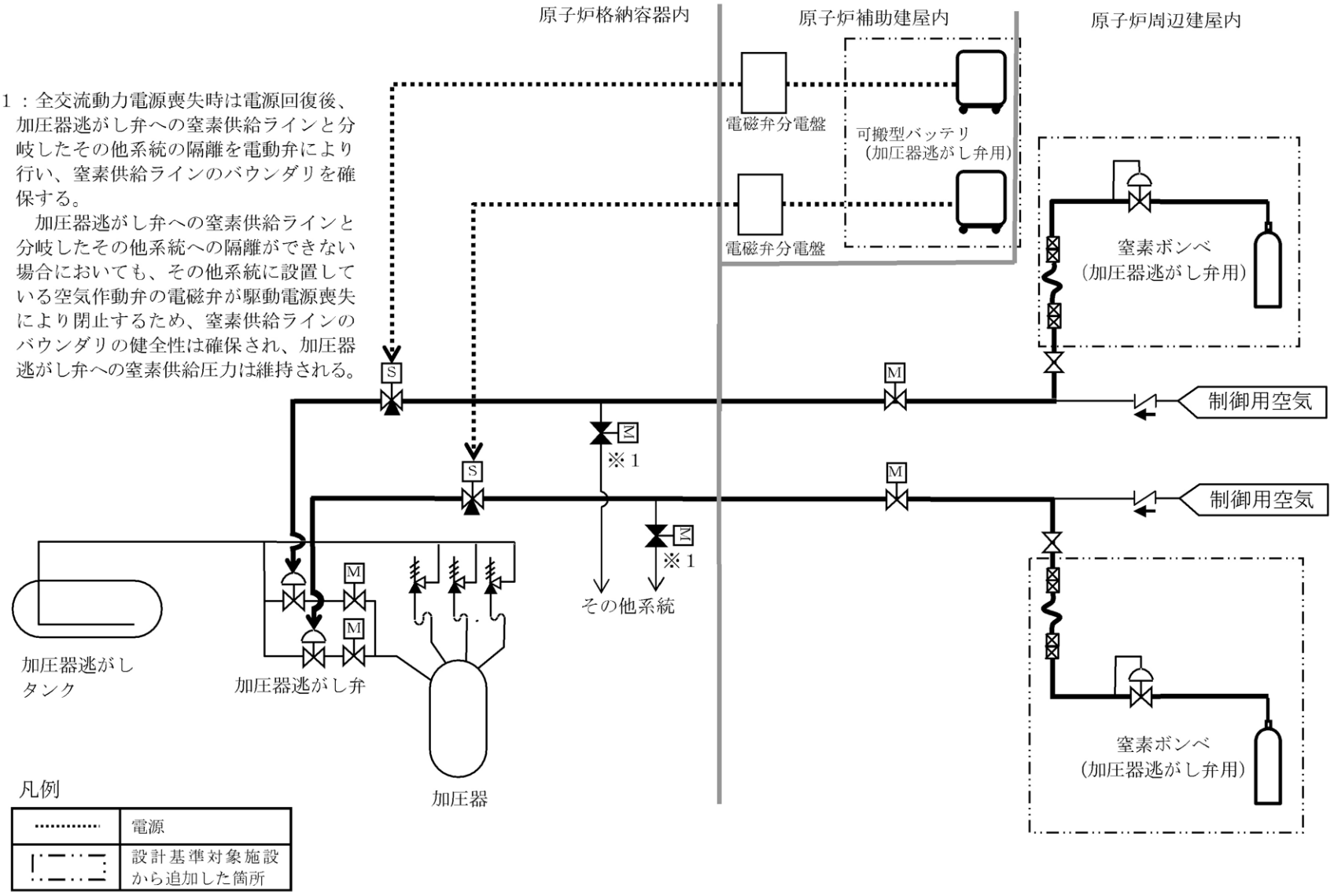


第 1.3.3 図　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）　概略系統図

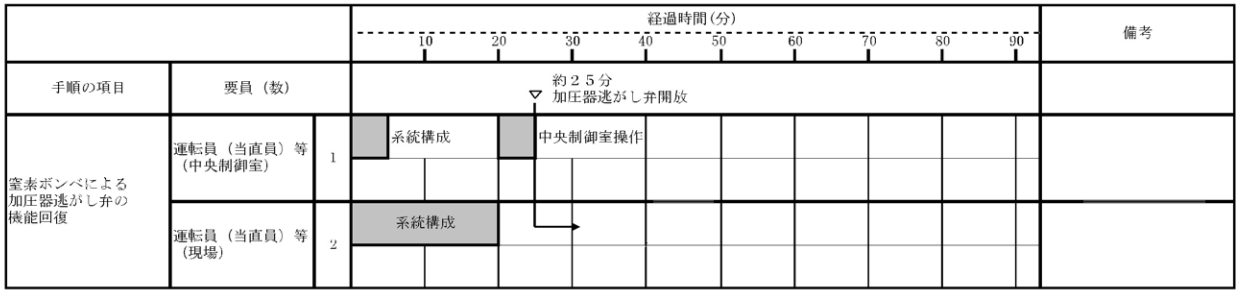


第1.3.4図　２次冷却系からの除熱機能喪失に対する対応手順

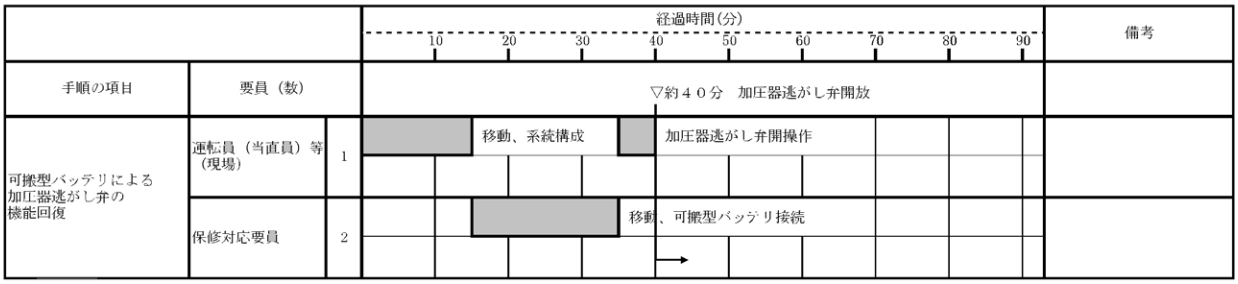
（フロントライン系故障時）



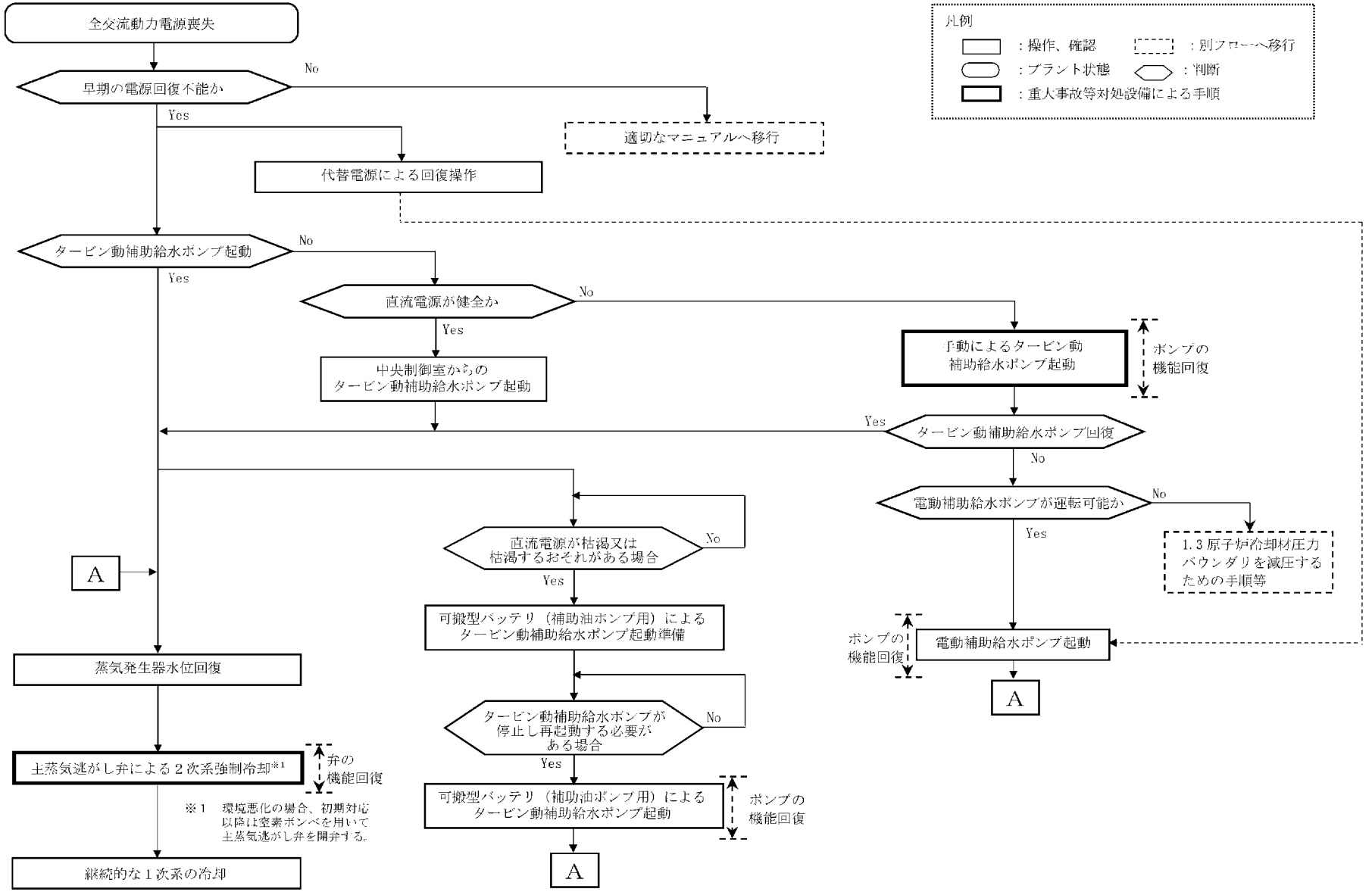
第 1.3.5 図　窒素ボンベ及び可搬型バッテリによる加圧器逃がし弁の機能回復　概略系統図



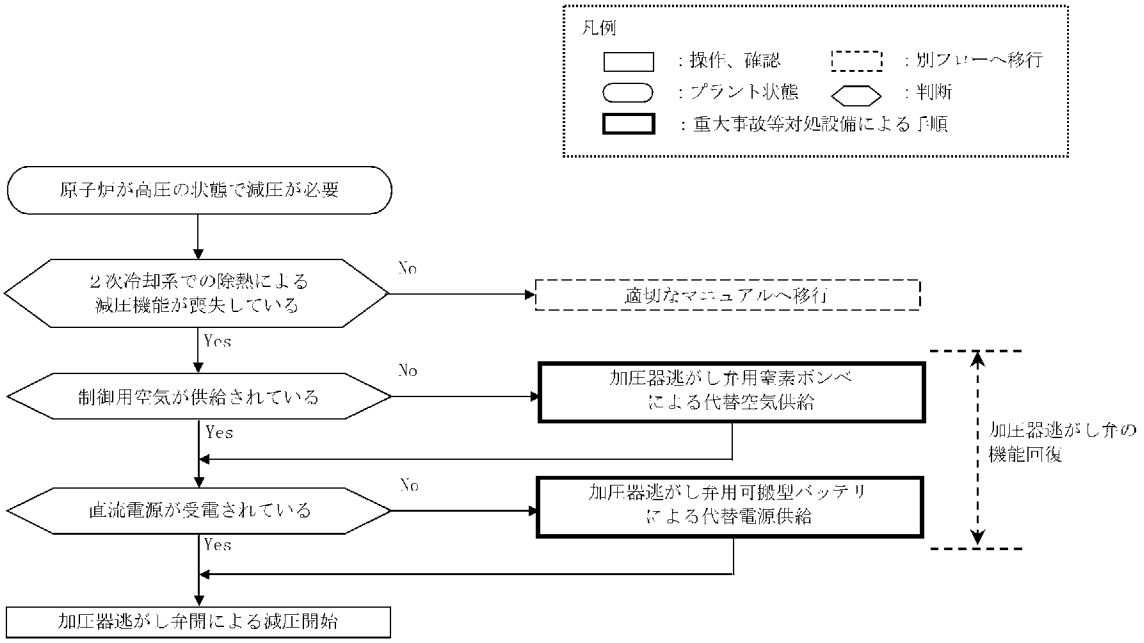
第1.3.6図　窒素ボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復タイムチャート



第1.3.7図　可搬型バッテリによる加圧器逃がし弁の機能回復タイムチャート

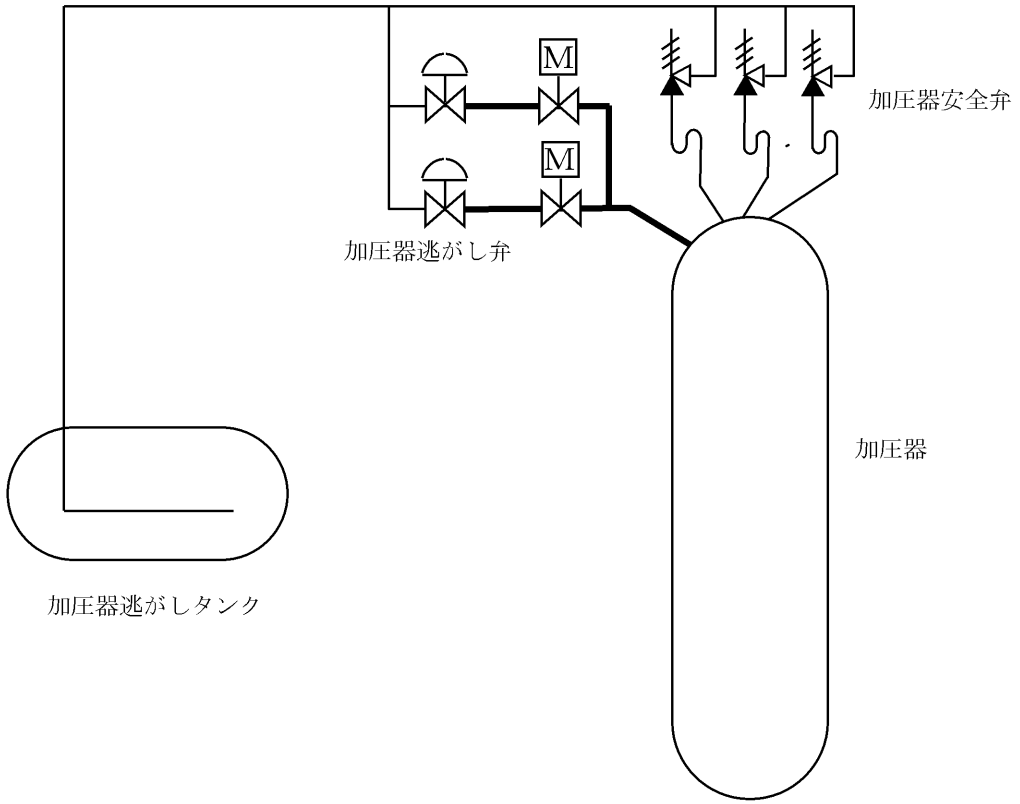


第 1.3.8 図　２次冷却系からの除熱の機能喪失に対する対応手順（サポート系故障時）

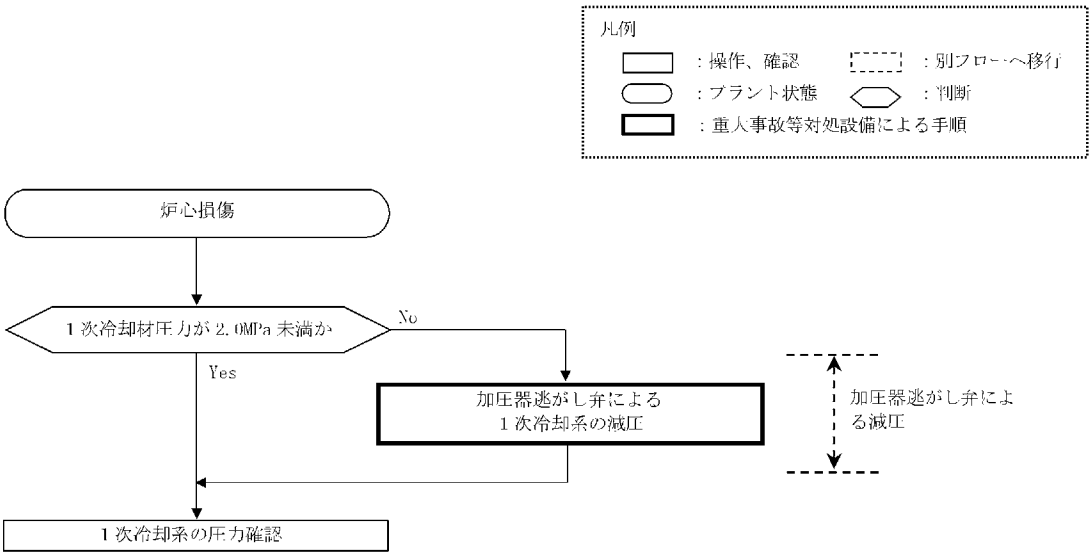


第1.3.9図　加圧器逃がし弁の機能喪失に対する対応手順

（サポート系故障）



第 1.3.10 図　加圧器逃がし弁による 1 次冷却系統の減圧　概略系統図



第1.3.11図　加圧器逃がし弁による1次冷却系統の減圧

（高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止）

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
1.4.2　重大事故等時の手順等
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合
(1)　フロントライン系故障時の手順等
a.　炉心注入
(a) 充てんポンプによる炉心注入
b.　代替炉心注入
(a) Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入
(b) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
(c) 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入
(d) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入
c.　代替再循環
(a) Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環
(b) AM用代替再循環ポンプによる代替再循環
d.　再循環

(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環

e. 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候が見られた場合の手順

f. その他の手順項目にて考慮する手順

g. 優先順位

(2) サポート系故障時の手順等

a. 代替炉心注入

(a) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入

(b) A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入

(c) B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入

(d) B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入

(e) ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入

(f) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入

b. 代替再循環

(a) 全交流動力電源喪失事象と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合

i. B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環

(b) 1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合

i. A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環

ii. B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環

c. その他の手順項目にて考慮する手順

d. 優先順位

(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等

1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合

(1)　フロントライン系故障時の手順等

a.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(c) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

b.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

c.　蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

(2)　サポート系故障時の手順等

a.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(b) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

b.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復

(b) 窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

c.　蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

(3)　その他の手順項目にて考慮する手順

(4)　優先順位

1.4.2.3　運転停止中の場合

(1)　フロントライン系故障時の手順等

a.　炉心注入

(a) 充てんポンプによる炉心注入

(b) 高圧注入ポンプによる炉心注入

b. 代替炉心注入

(a) 燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入

(b) B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入

(c) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入

(d) 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入

(e) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入

c. 代替再循環

(a) B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環

(b) AM用代替再循環ポンプによる代替再循環

d. 再循環

(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環

e. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(c) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

f. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

g. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード

h. その他の手順項目にて考慮する手順

i. 優先順位

(2) サポート系故障時の手順等

a. 代替炉心注入

(a) 燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入

(b) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入

(c) A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入

(d) B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入

(e) B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入

(f) ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入

(g) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入

b. 代替再循環

(a) 運転停止中において全交流動力電源喪失事象が発生した場合

ⅰ. B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環

(b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合

ⅰ. A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環

ⅱ. B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環

c. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(b) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

d. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復

（b）窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

e.　蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

f.　その他の手順項目にて考慮する手順

g.　優先順位

（3）　原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順等

1.4.2.4　原子炉格納容器隔離弁の閉止

1.4.2.5　燃料の補給手順等

（1）　可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車への燃料補給

1.4.2.6　復旧に係る手順等

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

＜要求事項＞

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

【解釈】

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

（１）原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却

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

（２）復旧

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

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、以下のとおりである。

１次冷却材喪失事象が発生して１次冷却系統の保有水量を確保する必要がある場合に非常用炉心冷却設備を用いて燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する冷却機能。また、長期的な原子炉の冷却として、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切替えた後の再循環運転による冷却機能。

１次冷却材喪失事象が発生していない場合又は運転停止中に余熱除去設備を用いた崩壊熱除去機能。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備しており、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

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧状態にある場合には、以下の冷却機能により原子炉を冷却する必要がある。

なお、選定にあたり１次冷却系統の保有水量により原子炉の冷却手段が異なるため、１次冷却材喪失事象が発生している場合、１次冷却材喪失事象が発生していない場合、運転停止中に分けて整理する。

１次冷却材喪失事象が発生した場合に、１次冷却系統の保有水量を確保し、原子炉の冷却機能を有する設計基準事故対処設備として、高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び燃料取替用水タンクを設置する。また、１次冷却材喪失事象後の再循環運転による原子炉の冷却機能を有する設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、格納容器再循環サンプ外隔離弁及び格納容器再循環サンプスクリーンを設置する。

１次冷却材喪失事象が発生していない場合に、余熱除去運転により原子炉の冷却機能を有する設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置する。

運転停止中において、原子炉の冷却機能を有する設計基準事故対処設備として余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置する。

なお、本条項での運転停止中とは１次冷却材温度 177℃未満、１次冷却材圧力 2.7MPa［gage］以下で余熱除去設備により原子炉を冷却している期間（すべての燃料が原子炉格納容器の外にある場合を除く。）とする。

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、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.4.1図～第1.4.6図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

また、1次冷却材喪失事象後、炉心が溶融し溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合において、原子炉格納容器の破損を防止する対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、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。

※1　多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

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

(2)　対応手段と設備の選定の結果

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討及び審査基準、基準規則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と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.4.1表～第1.4.7表に示す。

a.　１次冷却材喪失事象が発生している場合

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非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、燃料取替用水タンク、余熱除去冷却器又は格納容器再循環サンプ外隔離弁の故障を想定する。また、格納容器再循環サンプスクリーンの閉塞を想定する。

サポート系故障として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。

さらに、炉心溶融後、溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合を想定する。

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

ｉ．　対応手段

非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する機能が喪失した場合は、炉心注入、代替炉心注入※2により原子炉を冷却する手段がある。

炉心注入に使用する設備は以下のとおり。

・　充てんポンプ

・　燃料取替用水タンク

代替炉心注入に使用する設備は以下のとおり。

・　B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）
・　常設電動注入ポンプ
・　燃料取替用水タンク
・　復水タンク
・　電動消火ポンプ
・　ディーゼル消火ポンプ
・　原水タンク
・　消防自動車
・　防火水槽
・　可搬型ディーゼル注入ポンプ
・　中間受槽
・　燃料油貯蔵タンク
・　タンクローリ

※２　代替炉心注入：充てんポンプ及び非常用炉心冷却設備による炉心注入ができない場合に、その代替手段として炉心へ注水する手段をいう。また、自己冷却又は空調用冷水を使用した代替補機冷却による炉心注水時も同様。

再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する機能が喪失した場合は、代替再循環※３、再

循環により原子炉を冷却する手段がある。

代替再循環に使用する設備は以下のとおり。

・　Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）

・　格納容器再循環サンプ

・　格納容器再循環サンプスクリーン

・　Ｂ格納容器スプレイ冷却器

・　AM用代替再循環ポンプ

※３　代替再循環：非常用炉心冷却設備による再循環により原子炉の冷却ができない場合に、その代替手段として原子炉を冷却する手段をいう。また、空調用冷水又は海水を使用した代替補機冷却による冷却時も同様。

再循環に使用する設備は以下のとおり。

・　高圧注入ポンプ

・　格納容器再循環サンプ

・　格納容器再循環サンプスクリーン

再循環運転中に格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合又は格納容器再循環サンプ外隔離弁が故障した場合は、炉心注入、代替炉心注入、代替再循環により炉心へ注水する手段がある。

炉心注入に使用する設備は以下のとおり。

・　高圧注入ポンプ

・　充てんポンプ

・　燃料取替用水タンク

代替炉心注入に使用する設備は「非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する機能が喪失した場合の代替炉心注入」に使用する設備と同様。

代替再循環に使用する設備は以下のとおり。

・　AM用代替再循環ポンプ

ⅱ．　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炉心注入に使用する設備のうち、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクは重大事故等対処設備として位置づける。

代替炉心注入に使用する設備のうち、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）、常設電動注入ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、可搬型ディーゼル注入ポンプ、中間受槽、燃料油貯蔵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。

代替再循環に使用する設備のうち、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン及びＢ格納容器スプレイ冷却器は重大事故等対処設備として位置づける。

再循環に使用する設備のうち、高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは重大事

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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、非常用炉心冷却設備の故障等により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する冷却機能及び再循環運転による冷却機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、原水タンク、消防自動車、防火水槽

電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、消防自動車、防火水槽は消火を目的として配備し、原水タンクは消火水源としても使用するが、火災が発生していなければ代替手段として有効である。

・ AM用代替再循環ポンプ

原子炉停止４時間後の崩壊熱除去に必要な容量しか有さないが、代替手段として有効である。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

ｉ． 対応手段

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

による燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する機能が喪失した場合は、代替炉心注入により原子炉を冷却する手段がある。

代替炉心注入に使用する設備は以下のとおり。

- 常設電動注入ポンプ
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）
- Ｂ充てんポンプ（自己冷却）
- Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）
- ディーゼル消火ポンプ
- 原水タンク
- 消防自動車
- 防火水槽
- 可搬型ディーゼル注入ポンプ
- 中間受槽
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリ

再循環運転中に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する機能が喪失した場合は、代替再循環により原子炉を冷却する手段がある。

代替再循環に使用する設備は以下のとおり。

・　Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）
・　Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）
・　移動式大容量ポンプ車
・　燃料油貯蔵タンク
・　タンクローリ
・　格納容器再循環サンプ
・　格納容器再循環サンプスクリーン

ⅱ．　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代替炉心注入に使用する設備のうち、常設電動注入ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）、可搬型ディーゼル注入ポンプ、中間受槽、燃料油貯蔵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。

代替再循環に使用する設備のうち、Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）、移動式大容量ポンプ車、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーン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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により非常用炉心冷却設備による燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する冷却機能及び再循環運転による冷却機能が喪失した場合においても、原子炉を冷

却できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）、燃料取替用水タンク

余熱除去ポンプの補機冷却水供給のために用いる空調用冷水系は耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、空調用冷水系が健全であれば代替手段として有効である。

・　ディーゼル消火ポンプ、原水タンク、消防自動車、防火水槽

ディーゼル消火ポンプ、消防自動車、防火水槽は消火を目的として配備し、原水タンクは消火水源としても使用するが、火災が発生していなければ代替手段として有効である。

・　Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSS タイライン使用）、燃料取替用水タンク

自己冷却式で使用した場合、再循環運転時には格納容器再循環サンプ内の高温水がモータに流れ込むため使用できない。原子炉補機冷却水系の一部を使用するため、原子炉補機冷却水系が汚染する可能性もあり、また、重大事故等対処設備である常設電動注入ポンプのバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるので系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段

として有効である。

(c) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の対応手段及び設備

ⅰ. 対応手段

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、原子炉容器に溶融デブリが残存する場合は、原子炉格納容器水張り（格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイ）により残存溶融デブリを冷却する手段がある。

原子炉格納容器水張り（格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイ）に使用する設備は以下のとおり。

- 格納容器スプレイポンプ
- 常設電動注入ポンプ
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ
- 原水タンク
- 消防自動車
- 防火水槽
- 可搬型ディーゼル注入ポンプ
- 中間受槽
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリ

ⅱ．　重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則で要求される原子炉格納容器水張りに使用する設備のうち、格納容器スプレイポンプ、常設電動注入ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクは重大事故等対処設備として位置づける。

以上の重大事故等対処設備により、原子炉容器に残存溶融デブリが存在する場合においても、残存溶融デブリを冷却できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、原水タンク、消防自動車、防火水槽

電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、消防自動車、防火水槽は消火を目的として配備し、原水タンクは消火水源としても使用するが、火災が発生していなければ代替手段として有効である。

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ、中間受槽、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ

可搬型ホース及びポンプ車等の運搬、接続作業に時間を要するため、常設設備と比べて短時間での確実な注水を担保することは困難であるが、水源を特定しない代替手段として有効である。

b.　１次冷却材喪失事象が発生していない場合

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余熱除去設備である余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器の故障を想定する。

また、サポート系故障として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

ｉ．　対応手段

余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）、蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより１次冷却材を冷却する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・　電動補助給水ポンプ
・　タービン動補助給水ポンプ
・　復水タンク
・　蒸気発生器
・　電動主給水ポンプ
・　可搬型ディーゼル注入ポンプ
・　中間受槽
・　燃料油貯蔵タンク
・　タンクローリ

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

- 主蒸気逃がし弁
- タービンバイパス弁

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードに使用する設備は以下のとおり。

- 電動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 可搬型ディーゼル注入ポンプ
- 中間受槽
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリ

ⅱ．　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蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備のうち、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器は重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁は重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードに使用する設

備のうち、電動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、余熱除去設備の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、２次冷却系からの除熱機能により１次冷却材を冷却できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　電動主給水ポンプ、蒸気発生器

電動主給水ポンプは耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、常用電源及び２次冷却系統の設備が健全であれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、中間受槽、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ

可搬型ホース及びポンプ車等の運搬、接続作業に時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、水源を特定しない代替手段として有効である。

・　タービンバイパス弁

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、常用電源及び復水器真空が健全であれば、主蒸気逃がし

弁の代替手段として有効である。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 対応手段

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）、蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより1次冷却材を冷却する手段がある。

蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- タービン動補助給水ポンプ
- 電動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 可搬型ディーゼル注入ポンプ
- 中間受槽
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリ

蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

- 主蒸気逃がし弁（手動）
- 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードに使用する設備は以下のとおり。

- 電動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 可搬型ディーゼル注入ポンプ
- 中間受槽
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリ

ⅱ．　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蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器は重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（手動）は重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードに使用する設備のうち、電動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、２次冷却系からの除熱機能により１次冷却材を冷却できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、中間受槽、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ

可搬型ホース及びポンプ車等の運搬、接続作業に時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、水源を特定しない代替手段として有効である。

・　窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

使用できる時間に制限があるものの、現場の環境が悪化した場合でも中央制御室から遠隔操作が可能となり、運転員（当直員）等の被ばく低減となる。

c.　運転停止中の場合

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余熱除去設備である余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器の故障を想定する。

また、サポート系故障として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

ⅰ． 対応手段

余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、炉心注入、代替炉心注入により原子炉を冷却する手段がある。

炉心注入に使用する設備は以下のとおり。

- 充てんポンプ
- 高圧注入ポンプ
- 燃料取替用水タンク

代替炉心注入に使用する設備は以下のとおり。

- 燃料取替用水タンク（重力注入）
- Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）
- 常設電動注入ポンプ
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ
- 原水タンク
- 消防自動車
- 防火水槽
- 可搬型ディーゼル注入ポンプ
- 中間受槽
- 燃料油貯蔵タンク

・　タンクローリ

再循環運転中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、代替再循環、再循環により原子炉を冷却する手段がある。

代替再循環に使用する設備は以下のとおり。

・　Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）

・　格納容器再循環サンプ

・　格納容器再循環サンプスクリーン

・　Ｂ格納容器スプレイ冷却器

・　AM用代替再循環ポンプ

再循環に使用する設備は以下のとおり。

・　高圧注入ポンプ

・　格納容器再循環サンプ

・　格納容器再循環サンプスクリーン

余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合において２次冷却系からの除熱が可能な場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）、蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより１次冷却材を冷却する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備

は以下のとおり。

- 電動補助給水ポンプ
- タービン動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 電動主給水ポンプ
- 可搬型ディーゼル注入ポンプ
- 中間受槽
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリ

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

- 主蒸気逃がし弁
- タービンバイパス弁

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードに使用する設備は以下のとおり。

- 電動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 可搬型ディーゼル注入ポンプ
- 中間受槽
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリ

ⅱ．　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炉心注入に使用する設備のうち、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクは重大事故等対処設備として位置づける。

代替炉心注入に使用する設備のうち、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）、常設電動注入ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、可搬型ディーゼル注入ポンプ、中間受槽、燃料油貯蔵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。

代替再循環に使用する設備のうち、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン及びＢ格納容器スプレイ冷却器は重大事故等対処設備として位置づける。

再循環に使用する設備のうち、高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備のうち、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器は重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁は重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードに使用する設

備のうち、電動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、余熱除去設備の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 燃料取替用水タンク（重力注入）

プラント状況により燃料取替用水タンクの水頭圧が1次冷却材圧力を下回り、炉心へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、代替手段として有効である。

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、原水タンク、消防自動車、防火水槽

電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、消防自動車、防火水槽は消火を目的として配備し、原水タンクは消火水源としても使用するが、火災が発生していなければ代替手段として有効である。

・ AM用代替再循環ポンプ

原子炉停止4時間後の崩壊熱除去に必要な容量しか有さないが、代替手段として有効である。

・　電動主給水ポンプ、蒸気発生器

電動主給水ポンプは耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、常用電源及び２次冷却系の設備が健全であれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、中間受槽、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ（蒸気発生器への注水に使用する設備）

可搬型ホース及びポンプ車等の運搬、接続作業に時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、水源を特定しない代替手段として有効である。

・　タービンバイパス弁

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、常用電源及び復水器真空が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

ｉ．　対応手段

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失した場合は、代替炉心注入により原子炉を冷却する手段がある。

代替炉心注入に使用する設備は以下のとおり。

・　燃料取替用水タンク（重力注入）

・　常設電動注入ポンプ
・　燃料取替用水タンク
・　復水タンク
・　Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）
・　Ｂ充てんポンプ（自己冷却）
・　Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）
・　ディーゼル消火ポンプ
・　原水タンク
・　消防自動車
・　防火水槽
・　可搬型ディーゼル注入ポンプ
・　中間受槽
・　燃料油貯蔵タンク
・　タンクローリ

再循環運転中に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失した場合は、代替再循環により原子炉を冷却する手段がある

代替再循環に使用する設備は以下のとおり。

・　Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）
・　Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）
・　移動式大容量ポンプ車
・　燃料油貯蔵タンク

・　タンクローリ
・　格納容器再循環サンプ
・　格納容器再循環サンプスクリーン

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）、蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・　タービン動補助給水ポンプ
・　電動補助給水ポンプ
・　復水タンク
・　蒸気発生器
・　可搬型ディーゼル注入ポンプ
・　中間受槽
・　燃料油貯蔵タンク
・　タンクローリ

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

・　主蒸気逃がし弁（手動）
・　窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードに使用する設備は以下のとおり。

- 電動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 可搬型ディーゼル注入ポンプ
- 中間受槽
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリ

ⅱ．　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代替炉心注入に使用する設備のうち、常設電動注入ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）、可搬型ディーゼル注入ポンプ、中間受槽、燃料油貯蔵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。

代替再循環に使用する設備のうち、Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）、移動式大容量ポンプ車、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器は重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（手動）は重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードに使用する設備のうち、電動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器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すべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。

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、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　燃料取替用水タンク（重力注入）

　プラント状況により燃料取替用水タンクの水頭圧が１次冷却材圧力を下回り、炉心へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、代替手段として有効である。

・　Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）、燃料取替用水タンク

　余熱除去ポンプの補機冷却水供給のために用いる空調用冷水系は耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、空調用冷水系が健全であれば代替手段として有

効である。

・　ディーゼル消火ポンプ、原水タンク、消防自動車、防火水槽

ディーゼル消火ポンプ、消防自動車、防火水槽は消火を目的として配備し、原水タンクは消火水源としても使用するが、火災が発生していなければ代替手段として有効である。

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、中間受槽、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ（蒸気発生器への注水に使用する設備）

可搬型ホース及びポンプ車等の運搬、接続作業に時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、水源を特定しない代替手段として有効である。

・　B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）、燃料取替用水タンク

自己冷却式で使用した場合、再循環運転時には格納容器再循環サンプ内の高温水がモータに流れ込むため使用できない。原子炉補機冷却水系の一部を使用するため、原子炉補機冷却水系が汚染する可能性もあり、また、重大事故等対処設備である常設電動注入ポンプのバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるので系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段として有効である。

・　窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

使用できる時間に制限があるものの、現場の環境が悪化した場合でも中央制御室から遠隔操作が可能となり、運転員（当直員）等の被ばく低減となる。

d. 手 順 等

上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順及び復旧に必要な手順を整備する。

これらの手順については、運転員（当直員）等※4及び保修対応要員※5の対応として、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等に定める（第1.4.1表～第1.4.7表）。

事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.4.8表、第1.4.9表）。

※4 運転員（当直員）等：運転員（当直員）及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

※5 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。

1.4.2　重大事故等時の手順等

1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合

(1)　フロントライン系故障時の手順等

a.　炉心注入

(a) 充てんポンプによる炉心注入

１次冷却材喪失事象発生後、非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により炉心へ注水する機能が喪失した場合、充てんポンプによる炉心注入を行う。

系統構成を行い、燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注入を高圧注入ポンプ流量及び余熱除去流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

充てんポンプによる炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.7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（当直員）等に充てんポンプによる炉心注入の系統構成を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室で安全注入信号及び格納容器隔離信号をリセットする。

③　運転員（当直員）等は、中央制御室で充てんラインの系統構成を行う。

④　当直課長は、充てんポンプによる炉心への注水が可能となれば、運転員（当直員）等に注水開始を指示する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で充てんポンプを起動し、充てんライン流量制御弁を開とするとともに、充てん水流量により原子炉への注水流量が確保されたことを確認する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあること及び充てん水流量等により充てんポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器水位により１次系保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、充てんライン流量制御弁にて注水流量を調整する。

ⅲ．　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(当直員)等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b. 代替炉心注入

(a) B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入

1次冷却材喪失事象発生後、非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により炉心へ注水する機能が喪失した場合、B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入を行う。

系統構成を行い、燃料取替用水タンク水をB格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）により炉心へ注水する手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注入を高圧注入ポンプ流量及び余熱除去流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ. 操作手順

B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.8図に、タイムチャートを第1.4.9図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等にB格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入の系統構成を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室でB格納容器スプ

レイポンプが起動している場合は停止するとともに、中央制御室及び現場でＢ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）起動準備のための系統構成を行う。

③　運転員（当直員）等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉止状態を確認した後に、RHRS-CSSタイラインに設置された手動弁を開とする。

④　当直課長は、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による炉心への注水が可能となれば、運転員（当直員）等に注水開始を指示する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室でＢ格納容器スプレイポンプを起動し、Ｂ余熱除去流量等により炉心への注水が確保されたことを確認する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあること及びＢ余熱除去流量等によりＢ格納容器スプレイポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器水位により１次系保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場でRHRS-CSSタイラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

ⅲ．　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(当直員)等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２

名により操作を実施する。代替炉心注入開始までの所要時間は約20分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(b) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入

１次冷却材喪失事象発生後、非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により炉心へ注水する機能が喪失した場合において、B格納容器スプレイポンプ(RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入ができない場合、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入を行う。

系統構成を行い、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

常設電動注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入をB余熱除去流量等で確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

常設電動注入ポンプによる代替炉心注入手順の概要は以下

のとおり。概略系統図を第1.4.10図に、タイムチャートを第1.4.11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（当直員）等及び保修対応要員に常設電動注入ポンプによる代替炉心注入の準備作業と系統構成を指示する。

② 保修対応要員は、現場で燃料取替用水タンク側のディスタンスピースを閉止用から通水用に取り替える。

③ 運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で常設電動注入ポンプによる代替炉心注入の系統構成を行うとともにＡ格納容器スプレイライン外隔離弁及びＢ余熱除去冷却器出口外隔離弁の動作確認を実施する。

④ 運転員（当直員）等は、現場で常設電動注入ポンプの給電元を非常用高圧母線側に切り替える。

⑤ 当直課長は、常設電動注入ポンプの準備が完了すれば、運転員（当直員）等に炉心への注水操作を指示する。

⑥ 運転員（当直員）等は、現場で常設電動注入ポンプを起動する。

⑦ 運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあること及びAM用消火水積算流量等により常設電動注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑧ 運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器水位により１次系保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で常設電動注入ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流

量を調整する。

iii．　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(当直員)等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等３名及び保修対応要員２名により作業を実施する。代替炉心注入開始までの所要時間は約１時間15分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

ディスタンスピース取替えについては、一般的なフランジ接続部におけるガスケット取替作業と同等であり容易に作業できる。また、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。室温は通常運転状態と同程度である。

（c）電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入

１次冷却材喪失事象発生後、非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により炉心へ注水する機能が喪失した場合において、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入ができない場合、電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ（以下「消火ポンプ」という。）又は消防自動車による代替炉心注入を行う。

原水タンクを水源とし、消火ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

また、消火ポンプが使用できない場合に、淡水(原水タンク、

防火水槽、八田浦貯水池）又は海水を消防自動車により炉心へ注水する手順を整備する。消防自動車の水源は、淡水を貯蔵する原水タンク、防火水槽又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

ただし、消火ポンプ及び消防自動車は、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．　電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注入

（ⅰ）手順着手の判断基準

常設電動注入ポンプによる代替炉心注入をAM用消火水積算流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な原水タンクの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

消火ポンプによる代替炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.12図に、タイムチャートを第1.4.13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（当直員）等に消火ポンプによる代替炉心注入の系統構成を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で消火ポンプによる代替炉心注入の系統構成を行う。

③　当直課長は、消火ポンプの準備が完了すれば、運転員（当直員）等に炉心への注水操作を指示する。

④　運転員（当直員）等は、中央制御室で消火ポンプを起動し、AM用消火水ラインの電動弁を開とし炉心への注水を開始する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあること及びAM用消火水積算流量等により消火ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器水位により１次系保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場でRHRS-CSSタイラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

（iii）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（当直員）等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等１名により作業を実施する。代替炉心注入開始までの所要時間は約25分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルート確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。屋内作業の室温は通常運転状態と同程度である。

ⅱ．　消防自動車による代替炉心注入

（ⅰ）手順着手の判断基準

消火ポンプによる代替炉心注入ができない場合。

（ⅱ）操作手順

消防自動車による代替炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.12図に、タイムチャートを第1.4.13図に示す。

①　当直課長と緊急時対策本部は連携を密にし、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等及び専属自衛消防隊に消防自動車による代替炉心注入の準備作業と系統構成を指示する。

②　専属自衛消防隊は、可搬型ホースの布設及び接続、消防自動車の設置による代替炉心注入準備を行う。

③　運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で消防自動車による代替炉心注入の系統構成を行う。

④　当直課長は、消防自動車による代替炉心注入の準備が完了すれば、運転員（当直員）等及び専属自衛消防隊に炉心への注水操作を指示する。

⑤　運転員（当直員）等及び専属自衛消防隊は、中央制御室及び現場で消防自動車による炉心への注水を開始する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあるこ

とを継続して確認する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器水位により１次系保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場でRHRS-CSSタイラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

（iii）操作の成立性

上記の中央制御室対応は運転員（当直員）等１名、現場対応は運転員（当直員）等１名及び専属自衛消防隊８名により作業を実施する。代替炉心注入開始までの所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。可搬型ホース布設、接続作業については、速やかに作業ができるように所定の保管場所に可搬型ホースを配備する。屋内作業の室温は通常運転状態と同程度である。

(d) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入

１次冷却材喪失事象発生後、非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により炉心へ注水する機能が喪失した場合において、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSSタイライン使用）による代替炉心注入ができない場合、可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入を行う。

中間受槽を水源とし、淡水又は海水を可搬型ディーゼル注入

ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

中間受槽への供給は、淡水を貯蔵する２次系純水タンク、原水タンク又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSSタイライン使用）による代替炉心注入をＢ余熱除去流量等で確認できない場合。

ⅱ．　操作手順

可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.14図に、タイムチャートを第1.4.15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（当直員）等及び保修対応要員に可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入の準備作業と系統構成を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入の系統構成を実施する。

③　保修対応要員は、可搬型ディーゼル注入ポンプの保管場所へ移動し、現場で使用工具及び可搬型ホースをフォークリフトによりトラックへ積み込む。あわせて、取水用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、中間受槽を所定の場所へ運搬する。

④　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプ、

中間受槽の設置及び可搬型ホース等の接続を実施する。

⑤　保修対応要員は、現場で中間受槽へ水張りを実施する。

⑥　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプの水張りを実施する。

⑦　当直課長は、可搬型ディーゼル注入ポンプの準備が完了し、他の注水手段がなければ、運転員（当直員）等及び保修対応要員に炉心への注水操作を指示する。

⑧　保修対応要員は、現場で可搬型ディーゼル注入ポンプを起動し、炉心への注水を開始する。

⑨　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあること及びAM用消火水積算流量等により可搬型ディーゼル注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑩　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器水位により１次系保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場でRHRS-CSSタイラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

⑪　保修対応要員は、可搬型ディーゼル注入ポンプの運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における燃料補給間隔を目安に燃料補給を実施する。

ⅲ．　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(当直員)等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２

名及び保修対応要員13名により作業を実施する。代替炉心注入までの所要時間は約５時間20分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

可搬型ホース布設、接続作業については、速やかに作業ができるように可搬型ディーゼル注入ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。屋内作業の室温は通常運転状態と同程度である。

c. 代替再循環

(a) Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環

再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する機能が喪失した場合、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環により炉心注水を行う。

系統構成を行い、格納容器再循環サンプ水をＢ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）及びＢ格納容器スプレイ冷却器を用いた代替再循環により炉心へ注水する手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプを用いた再循環運転による炉心注水を余熱除去流量等にて確認できない場合に、再循環運転を行うため

に必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.16図に、タイムチャートを第1.4.17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（当直員）等にＢ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）を用いた代替再循環による炉心注水操作の系統構成を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室でＢ格納容器スプレイポンプが起動している場合は停止する。

③　運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場でRHRS－CSSタイラインを使用した系統構成を行う。

④　運転員（当直員）等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉止状態を確認した後に、RHRS-CSSタイラインに設置された手動弁を開とする。

⑤　当直課長は、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）を用いた代替再循環による炉心注水の準備が完了すれば、運転員（当直員）等に炉心への注水操作を指示する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室でＢ格納容器スプレイポンプを起動し、代替再循環による炉心への注水を開始し、Ｂ余熱除去流量等により炉心への注水が確保されたことを確認する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあること及びＢ余熱除去流量等によりＢ格納容器スプレイポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

iii．　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(当直員)等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２名により操作を実施する。代替再循環開始までの所要時間は約15分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(b) AM用代替再循環ポンプによる代替再循環

再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する機能が喪失し、さらに、高圧注入ポンプによる炉心への注水が実施できない場合は、AM用代替再循環ポンプによる代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

系統構成を行い、AM用代替再循環ポンプによる代替再循環により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

なお、崩壊熱の減少に伴いAM用代替再循環ポンプの容量で対

応可能となる原子炉停止後４時間が経過するまでは高圧注入ポンプ等により炉心への注水を確保する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

高圧注入ポンプによる炉心への注水を高圧注入ポンプ流量等で確認できない場合に、再循環運転を行うために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

AM用代替再循環ポンプによる代替再循環手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.18図に、タイムチャートを第1.4.19図に示す。

格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器内の冷却に関する手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等にAM用代替再循環ポンプによる代替再循環の系統構成を指示する。

② 運転員（当直員）等は、現場でAM用代替再循環ポンプ用冷却水ラインの電動弁の電源を投入する。

③ 運転員（当直員）等は、中央制御室でAM用代替再循環ポンプ用冷却水ラインの電動弁を開弁し原子炉補機冷却水の通水を開始する。

④ 運転員（当直員）等は、中央制御室でAM用代替再循環ポンプ起動前の系統構成を実施する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材圧力と原子炉格納容器圧力との差を確認し、AM用代替再循環ポンプによる代替再循環運転が可能であることを確認する。

⑥　当直課長は、AM用代替再循環ポンプによる代替再循環の系統構成が完了し、原子炉停止後４時間以上経過したことを確認すれば、運転員（当直員）等に炉心への注水操作を指示する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室でAM用代替再循環ポンプを起動する。

⑧　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあることを確認する。

⑨　運転員（当直員）等は、中央制御室で格納容器再循環サンプ水位、１次冷却材圧力と原子炉格納容器圧力との差及び１次冷却材高温側温度（広域）等にて原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

ⅲ．　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(当直員)等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２名により操作を実施する。代替再循環開始までの所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度

である。

d. 再循環

(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環

再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する機能が喪失し、さらに、B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）及びB格納容器スプレイ冷却器による炉心への注水が実施できない場合は、高圧注入ポンプによる高圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

系統構成を行い、格納容器再循環サンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環により炉心へ注入するとともに、設計基準事故対処設備である格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

なお、格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による炉心注水をB余熱除去流量等により確認できない場合に、再循環運転を行うために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

高圧注入ポンプを用いた高圧再循環による炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.20図に示す。

格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器による原子炉格納容器内の冷却に関する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器内の冷却に関する手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等に高圧注入ポンプによる高圧再循環の系統構成を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室で高圧注入系の運転状態を確認した後に、高圧注入ポンプミニマムフロー弁を閉とする。

③ 運転員（当直員）等は、中央制御室で格納容器再循環サンプ外隔離弁を開とする。

④ 当直課長は、高圧注入ポンプを用いた高圧再循環による炉心注水操作準備が完了すれば、運転員（当直員）等に炉心注水開始を指示する。

⑤ 運転員（当直員）等は、中央制御室で高圧注入ポンプを起動又は運転確認をする。

⑥ 運転員（当直員）等は、中央制御室で高圧注入ポンプ流量等により炉心へ注水されていることを確認する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあること及び高圧注入ポンプ流量等により高圧注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

iii．　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(当直員)等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

e.　格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候が見られた場合の手順

設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプを用いた再循環運転又は重大事故等対処設備であるＢ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）を用いた代替再循環運転により炉心への注水を行っている際に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候が見られた場合、炉心注入又は代替炉心注入により原子炉冷却機能を維持するための操作を行う。

格納容器スプレイポンプを停止するとともに原子炉格納容器内の冷却のため、格納容器内自然対流冷却を行う。あわせて、キャビテーション防止のため各ポンプを停止し、余熱除去ポンプ１台による再循環運転での炉心注水を行う。余熱除去ポンプ１台での再循環運転が実施できない場合は、高圧注入ポンプ１台による高圧再循環運転での炉心注水を行う。高圧注入ポンプ１台での再循

環運転ができない場合は、燃料取替用水タンクを水源とし、燃料取替用水タンクへの補給を行いながら高圧注入ポンプ１台にて炉心へ注水する。燃料取替用水タンクへの補給が不能であれば、充てんポンプによる炉心への注水を行う手順を整備する。

格納容器再循環サンプスクリーンについては、海外で発生した格納容器再循環サンプスクリーン閉塞対策として、必要な設備の対策を行っており閉塞することは考えにくいものの、閉塞が発生した場合に備え対応する。

(a) 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプによる再循環運転又はＢ格納容器スプレイポンプ(RHRS - CSSタイライン使用）による代替再循環運転で炉心注水を行っている場合において、格納容器再循環サンプ水位低下、各ポンプの流量低下、各ポンプ出入口圧力及び電動機電流の変動又は低下により格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候を確認した場合。

(b) 操作手順

格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候が見られた場合の手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.7図、第1.4.21図に、対応手順のフローチャートを第1.4.22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（当直員）等に格納容器再循環サンプスクリーンに閉塞の徴候が見られた場合の対応処置の開始を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室で格納容器再循環サンプ又は燃料取替用水タンクを水源として運転している格納容器スプレイポンプを停止する。

③ 運転員（当直員）等は、中央制御室で原子炉格納容器の圧力上昇緩和のため、主蒸気逃がし弁を開とし２次冷却系からの除熱機能により１次冷却材の冷却を行う。

④ 運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で原子炉補機冷却水系統の窒素加圧操作を実施し、窒素加圧が完了すれば格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を行う。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（392kPa[gage]）以上となれば常設電動注入ポンプ等により代替格納容器スプレイを実施する。

⑤ 運転員（当直員）等は、燃料取替用水タンクの水量確保のため、中央制御室及び現場で使用済燃料ピット、１次系純水タンク及びほう酸タンク、燃料取替用水補助タンク又は復水タンクを水源とし燃料取替用水タンクへの補給を行う。

⑥ 運転員（当直員）等は、低圧再循環機能を回復させるため、余熱除去ポンプ１台を除き、他の高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを停止する。また、余熱除去ポンプがキャビテーションを起こさない範囲で流量を低下させる。

⑦ 運転員（当直員）等は、余熱除去ポンプ１台による再循環運転での炉心注水に失敗した場合、余熱除去ポンプを停止し、高圧注入ポンプ１台による再循環運転での炉心注水

を行う。

⑧　運転員（当直員）等は、格納容器再循環サンプスクリーン閉塞により高圧注入ポンプのキャビテーションが発生し、高圧注入ポンプ１台による高圧再循環での炉心への注水失敗を高圧注入ポンプ流量等で確認した場合は、中央制御室で燃料取替用水タンクを水源とした高圧注入ポンプ１台による炉心への注水を行う。高圧注入ポンプが使用できない場合は燃料取替用水タンクを水源とした充てんポンプによる炉心への注水を行う。充てんポンプによる炉心への注水ができない場合は、代替炉心注入を実施する。

⑨　運転員（当直員）等は、燃料取替用水タンクの水位を確認し､燃料取替用水タンク水位が３％以下となった場合は、燃料取替用水タンクを水源とするすべてのポンプを停止する。

⑩　運転員（当直員）等は、燃料取替用水タンクへの補給状況を確認し、補給に成功している場合は、燃料取替用水タンク水位が３％以下とならないように、高圧注入ポンプ等を断続運転し炉心注水を継続する。

⑪　運転員（当直員）等は、燃料取替用水タンクへの補給が不能の場合は、体積制御タンクへ原子炉補給水系による補給を実施し、充てんポンプ１台による炉心注水を行う。

⑫　運転員（当直員）等は、炉心への注水量が、原子炉格納容器内の重要機器及び重要計器を水没させない上限の高さ（約4,000m^3）まで注水されたことを原子炉格納容器水位監視装置等により確認すれば炉心への注水を停止する。

⑬　運転員（当直員）等は、原子炉停止後４時間以上経過していれば、中央制御室で１次冷却材圧力と原子炉格納容器圧力との差を確認し、AM用代替再循環ポンプによる代替再循環での炉心注水を行うとともに、高圧注入ポンプ、充てんポンプ又は代替炉心注入による炉心への注水を停止する。

（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（当直員）等２名で実施する。現場対応は１ユニット当たり格納容器内自然対流冷却を運転員（当直員）等２名と保修対応要員２名、燃料取替用水タンクへの補給操作を運転員（当直員）等２名と保修対応要員２名により操作を実施する。

f.　その他の手順項目にて考慮する手順

水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇時等に関する手順及び可搬型ディーゼル注入ポンプにより炉心へ注水する際の中間受槽への供給に関する手順は「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

１次冷却材喪失事象（大破断）に伴い、炉心が損傷した場合の原子炉格納容器下部への注水に関する手順は「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」にて整備する。

原子炉格納容器内の冷却に関する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

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。

g. 優先順位

１次冷却材喪失事象時に、非常用炉心冷却設備による原子炉冷却機能が喪失している場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

炉心への注水は中央制御室での操作により速やかに起動できることから、充てんポンプによる炉心への注水を実施する。充てんポンプによる炉心注入と並行して、代替炉心注入による炉心への注水を実施する。

Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）と常設電動注入ポンプによる代替炉心注入手段の優先順位は、準備時間の短いＢ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）を優先し、それができない場合に常設電動注入ポンプを使用する。

常設設備による炉心への注水ができない場合は、消火ポンプを使用する。この場合、常用電源があれば電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。また、消火ポンプが使用できない場合は消防自動車により炉心へ注水する。なお、構内で重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生している場合には、消火用として配備している消火ポンプ及び消防自動車は消火活動を優先して実施する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは、使用準備に時間を要することから、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）が使用できない場合に、あらかじめ可搬型ディーゼル注入ポンプ等の運搬、設置及び接続の準備を行い、多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ炉心への注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は中間受槽を使用する。中

間受槽への供給は、淡水（２次系純水タンク、原水タンク、八田浦貯水池）を用いる手段を優先し、それができない場合には海水を用いる。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.23図に示す。

１次冷却材喪失事象時に、余熱除去設備の再循環運転による原子炉冷却機能が喪失した場合の冷却手段を以下に示す。

余熱除去ポンプの故障等により余熱除去設備の再循環運転が不能であれば、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）及びＢ格納容器スプレイ冷却器を用いた代替再循環を実施する。

Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環ができない場合は、高圧注入ポンプによる高圧再循環により炉心へ注水するとともに、格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する。

また、格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。

Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環及び高圧注入ポンプによる高圧再循環ができない場合は、原子炉停止後４時間以上経過したことを確認し、AM用代替

再循環ポンプを使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.24図に示す。

(2) サポート系故障時の手順等

a. 代替炉心注入

(a) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA）と全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水ができない場合、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入を行う。

系統構成を行い、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

常設電動注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

また、対応途中で事象が進展し、炉心損傷と判断すれば、常設電動注入ポンプの注水先を格納容器スプレイラインへ変更し、代替格納容器スプレイを行うとともに、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を行う。

ｉ. 手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できず、10分以内に１次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下しない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水供給母管流量等により確認できず、10分以内に１次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下しない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

常設電動注入ポンプによる代替炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.10図に、タイムチャートを第1.4.11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（当直員）等及び保修対応要員に常設電動注入ポンプによる代替炉心注入の準備作業と系統構成を指示する。

②　保修対応要員は、現場で燃料取替用水タンク側のディスタンスピースを閉止用から通水用に取り替える。

③　運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で保修対応要員によるディスタンスピース取替え作業と並行して、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入の系統構成を行うとともにＡ格納容器スプレイライン外隔離弁及びＢ余熱除去冷却器出口外隔離弁の動作確認を実施する。

④　当直課長は、常設電動注入ポンプの注入可能となれば、運転員（当直員）等に炉心への注水操作を指示する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で常設電動注入ポンプを起動する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあること及

びAM用消火水積算流量等により常設電動注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器水位により１次系保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で常設電動注入ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

iii．　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(当直員)等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２名と保修対応要員２名により作業を実施する。代替炉心注入開始までの所要時間は約１時間15分と想定する。

なお、運転停止中に全交流動力電源が喪失した場合は、中央制御室対応を１ユニット当たり運転員（当直員）等１名、現場対応を１ユニット当たり運転員（当直員）等４名と保修対応要員２名により作業を実施する。代替炉心注入開始までの所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

ディスタンスピース取替えについては、一般的なフランジ接続部におけるガスケット取替作業と同等であり容易に作業できる。また、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(b) Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA又は漏えい規模が大きいLOCA）と原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水ができない場合、Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入を行う。

空調用冷水系が健全な場合、系統構成を行い、空調用冷水系により余熱除去ポンプの補機冷却水を確保し、燃料取替用水タンク水をＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）により炉心へ注水する手順を整備する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

原子炉補機冷却機能喪失時に、常設電動注入ポンプによる炉心への注水をAM用消火水積算流量等により確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）の起動操作は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。概略系統図を第1.4.25図に示す。

なお、空調用冷水系による代替補機冷却に関する手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

ⅲ．　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(当直員)等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(c) Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA）と全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、常設電動注入ポンプによる炉心注水ができない場合、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を行う。

１次冷却材喪失事象（漏えい規模が大きいLOCA）と全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水ができない場合、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を行う。

なお、１次冷却材喪失事象（漏えい規模が大きいLOCA）は、10分以内に１次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下する場合である。

系統構成を行い、燃料取替用水タンク水をＢ充てんポンプ(自己冷却）により炉心へ注水する手順を整備する。

Ｂ充てんポンプ(自己冷却)起動に当たっては、代替電源(交流）の負荷容量を確認して起動する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非

常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保され、以下の状態となった場合。

- 10分以内に１次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下しない場合に、常設電動注入ポンプの準備作業が完了した場合。
- 10分以内に１次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下した場合。

原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水供給母管流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保され、以下の状態となった場合。

- 10分以内に１次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下しない場合に、常設電動注入ポンプの準備作業が完了した場合。
- 10分以内に１次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下した場合。

ii．　操作手順

Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.26図に、タイムチャートを第1.4.27図に示す。

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等及び保修対応要員にＢ充てんポンプ（自己冷却）

による代替炉心注入の準備作業と系統構成を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で安全注入系の弁及びＢ充てんポンプ（自己冷却）の原子炉補機冷却水系を隔離する。

③ 保修対応要員は、現場でディスタンスピースを閉止用から通水用に取り替える。

④ 運転員（当直員）等は、ディスタンスピース取替え完了後に、現場で化学体積制御系統の弁を操作しＢ充てんポンプ（自己冷却）冷却水の系統構成を実施する。

⑤ 当直課長は、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入の準備が完了すれば、運転員（当直員）等に炉心への注水操作を指示する。

⑥ 運転員（当直員）等は、中央制御室でＢ充てんポンプ（自己冷却）を起動する。

⑦ 運転員（当直員）等は、中央制御室と連絡を密にし、現場で自己冷却ラインの流量調整を行う。

⑧ 運転員（当直員）等は、中央制御室と連絡を密にし、現場で充てんライン流量制御弁バイパスラインに設置された手動弁により充てん水流量を調整し、１次冷却系統の保有水量を回復させる。

⑨ 運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態であること及び充てん水流量等によりＢ充てんポンプ（自己冷却）の運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑩ 運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器水位によ

り１次系保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で充てんライン流量制御弁バイパスラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

ⅲ．　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(当直員)等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２名と保修対応要員２名により作業を実施する。代替炉心注入開始までの所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、可搬型照明、通信設備を整備する。ディスタンスピース取替えについては、一般的なフランジ接続作業と同等であり容易に作業できる。また、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転状態と同程度である。

（d）Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA又は漏えい規模が大きいLOCA）と全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）により炉心へ注水ができない場合、Ｂ格納容器スプレイポンプ(自己冷却)（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入を行う。

系統構成を行い、燃料取替用水タンク水をＢ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）により炉心へ注水する手順を整備する。

Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）起動に当たっては、代替電源（交流）の負荷容量を確認して起動する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA又は漏えい規模が大きいLOCA）において、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を充てん水流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.28図に、タイムチャートを第1.4.29図に示す。

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等及び保修対応要員にＢ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入の準備作業と系統構成を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場で安全注入系の弁及びＢ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）の

原子炉補機冷却水系を隔離する。

③　保修対応要員は、現場でディスタンスピースを閉止用から通水用に取り替える。

④　運転員（当直員）等は、ディスタンスピース取替え完了後に、現場で自己冷却ラインの系統構成を行う。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室及び現場でＢ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入の系統構成を行う。

⑥　当直課長は、Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）を使用した炉心注水の準備が完了すれば、運転員（当直員）等に炉心への注水操作を指示する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室でＢ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）を起動する。

⑧　運転員（当直員）等は、中央制御室と連絡を密にし、現場で自己冷却ラインの流量調整を行う。

⑨　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態であること及びＢ余熱除去流量等によりＢ格納容器スプレイポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑩　運転員（当直員）等は、中央制御室で加圧器水位により１次系保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場でRHRS-CSSタイラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

ⅲ．　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(当直員)等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２名及び保修対応要員２名により操作を実施する。代替炉心注入開始までの所要時間は約50分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。ディスタンスピースの取替えについては、一般的なフランジ接続作業と同等であり容易に作業できる。また、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転状態と同程度である。

（e）ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA又は漏えい規模が大きいLOCA）と全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入ができない場合、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入を行う。

原水タンクを水源とし、ディーゼル消火ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

また、ディーゼル消火ポンプが使用できない場合に、淡水(原水タンク、防火水槽、八田浦貯水池）又は海水を消防自動車により炉心へ注水する手順を整備する。消防自動車の水源は、淡

水を貯蔵する原水タンク、防火水槽又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

ただし、ディーゼル消火ポンプ及び消防自動車は、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．　ディーゼル消火ポンプによる代替炉心注入

（ⅰ）手順着手の判断基準

B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入をB余熱除去流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な原水タンクの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.4.2.1（1）b.（c）ⅰ.（ⅱ）と同様。

ⅱ．　消防自動車による代替炉心注入

（ⅰ）手順着手の判断基準

ディーゼル消火ポンプによる代替炉心注入ができない場合。

（ⅱ）操作手順

1.4.2.1（1）b.（c）ⅱ.（ⅱ）と同様。

（f）可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA又は漏えい規模が大きいLOCA）と全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入ができない場合、可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入を行う。

中間受槽を水源とし、淡水又は海水を可搬型ディーゼル注入ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

中間受槽への供給は、淡水を貯蔵する２次系純水タンク、原水タンク又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA）が発生した場合に、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入をAM用消火水積算流量等により確認できない場合。

１次冷却材喪失事象（漏えい規模が大きいLOCA）が発生した場合に、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を充てん水流量等により確認できない場合。

ⅱ．　操作手順

1.4.2.1（1）b.（d）ⅱ.と同様。

b. 代替再循環

(a) 全交流動力電源喪失事象と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合

i. B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環

1次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA又は漏えい規模が大きいLOCA）と全交流動力電源喪失が同時に発生した場合において、移動式大容量ポンプ車による補機冷却水が確保され、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプ水が確保された場合、B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

系統構成を行い、移動式大容量ポンプ車から海水供給によるB高圧注入ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をB高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

B高圧注入ポンプ（海水冷却）起動に当たっては、代替電源（交流）の負荷容量を確認して起動する。

（i）手順着手の判断基準

移動式大容量ポンプ車による補機冷却水が確保され、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプ水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）の起動操作は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。高圧注入ポンプによる代替再循環の手順については1.4.2.1（1）d.（a）ⅱ.と同様である。概略系統図を第1.4.30図に示す。

なお、移動式大容量ポンプ車からＢ高圧注入ポンプへ海水供給による代替補機冷却に関する手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に関する手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

（b）１次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合

ⅰ．　Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA又は漏えい規模が大きいLOCA）と原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプ水が確保された場合、Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）を用いた代替再循環による原子炉冷却及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

空調用冷水系が健全な場合、系統構成を行い、空調用冷水系により余熱除去ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容

器再循環ユニットによる原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水供給母管流量等で確認できず、空調用冷水による補機冷却水が確保されている場合に、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプ水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）の起動操作は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。概略系統図を第1.4.31図に示す。

なお、空調用冷水系による代替補機冷却に関する手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に関する手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

（ⅲ）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（当直員）等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

ⅱ．　Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環

１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA又は漏えい規模が大きいLOCA）と原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生し、Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環が使用できない場合に、移動式大容量ポンプ車による補機冷却水が確保され、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプ水が確保された場合、Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

系統構成を行い、移動式大容量ポンプ車から海水供給によるＢ高圧注入ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をＢ高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環を余熱除去流量等で確認できず、移動式大容量ポンプ車による補機冷却水が確保されている場合に、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプ水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）の起動操作は、中央制御

室で通常の運転操作により対応する。高圧注入ポンプによる高圧再循環運転の手順については1.4.2.1(1)d.(a)ⅱ.と同様である。概略系統図を第1.4.30図に示す。

なお、移動式大容量ポンプ車からB高圧注入ポンプへ海水供給による代替補機冷却に関する手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に関する手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

c. その他の手順項目にて考慮する手順

1次冷却材喪失事象（大破断）に伴い、炉心が損傷した場合の原子炉格納容器下部への注水に関する手順は「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」にて整備する。

原子炉格納容器内の冷却に関する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

全交流動力電源喪失時の代替電源確保に関する手順は「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇時等に関する手順及び可搬型ディーゼル注入ポンプにより炉心へ注水する際の中間受槽への供給に関する手順は「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

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。

d. 優先順位

全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象（RCPシールLOCA）が同時に発生した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

大容量空冷式発電機等から電源回復後、注水流量が大きく、使用準備時間が早い常設電動注入ポンプを使用する。次に高揚程であるＢ充てんポンプ（自己冷却）を使用する。

Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による炉心への注水ができない場合は、Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）を使用する。

常設設備による炉心への注水ができない場合は、ディーゼル消火ポンプを使用する。ディーゼル消火ポンプが使用できない場合は、消防自動車を使用する。なお、構内で重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生している場合には、消火用として配備しているディーゼル消火ポンプ及び消防自動車は、消火活動を優先して実施する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは使用準備に時間を要することから、常設電動注入ポンプが使用できない場合に、あらかじめ可搬型ディーゼル注入ポンプ等の運搬、設置及び接続の準備を行い、多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ炉心への注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水（２次系純水タンク、原水タンク、八田浦貯水池）を用いる手段を優先し、それができない場合には海水を用いる。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要

な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用する。

全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象（漏えい規模が大きいLOCA）が同時に発生した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

10分以内に１次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下した場合は、炉心の損傷が避けられないため、常設電動注入ポンプを原子炉格納容器へのスプレイに使用することから、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による炉心への注水を実施する。Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による炉心への注水ができない場合は、Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）を使用する。

常設設備による炉心への注水ができない場合は、ディーゼル消火ポンプを使用する。ディーゼル消火ポンプが使用できない場合は、消防自動車を使用する。なお、構内で重大事故等対処するために消火が必要な火災が発生している場合には、消火用として配備しているディーゼル消火ポンプ及び消防自動車は、消火活動を優先して実施する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは使用準備に時間を要することから、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）が使用できない場合に、あらかじめ可搬型ディーゼル注入ポンプ等の運搬、設置及び接続の準備を行い、多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ炉心への注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は中間受槽を使用する。中

間受槽への供給は、淡水（２次系純水タンク、原水タンク、八田浦貯水池）を用いる手段を優先し、それができない場合には海水を用いる。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用する。

原子炉補機冷却機能喪失時は上記手段に加えて、空調用冷水系を使用したＡ余熱除去ポンプにより炉心へ注水する手段がある。Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）は常設電動注入ポンプによる代替炉心注入ができない場合に使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.32図に示す。

全交流動力電源喪失時において再循環運転を行う場合、移動式大容量ポンプ車から海水供給によるＢ高圧注入ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をＢ高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う。

原子炉補機冷却機能喪失時において再循環運転を行う場合、使用準備時間が早いＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）を用いた代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う。Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環ができない場合は、移動式大容量ポンプ車から海水供給によるＢ高圧注入ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をＢ高

圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.33図に示す。

(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、溶融炉心は原子炉容器を破損し原子炉格納容器下部に落下するが、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティに注水することで溶融炉心を冷却する。

原子炉容器に溶融デブリが残存した場合、その溶融デブリ量が多ければ、自身の崩壊熱により原子炉下部キャビティに溶融落下するため、原子炉容器に溶融デブリが残存することは考えにくいが、原子炉容器に残存溶融デブリが存在することを想定し、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる残存溶融デブリを冷却（原子炉格納容器水張り）する手順を整備する。

なお、炉心損傷後の原子炉格納容器の減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa[gage]低下すれば原子炉格納容器へのスプレイを一旦停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止することとする。また、水素濃度は、可搬型格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行い、測定による水素濃度が８vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。なお、可搬型格納容器水素濃度計測装置により水素濃度を監視する手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」にて整備する。原子炉格納容器

内圧力は格納容器圧力計又はAM用格納容器圧力計により監視するが、これらの計器が故障等により監視できない場合においては、原子炉格納容器内温度を監視することで圧力と飽和温度の関係から原子炉格納容器内圧力を推定する。

格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイを実施する際は、1次冷却系統の圧力を監視する。1次冷却系統の圧力が原子炉格納容器内の圧力より高い場合は、溶融デブリの冷却が阻害される場合があるため、加圧器逃がし弁を開操作し原子炉容器内と原子炉格納容器を均圧させる。

原子炉格納容器内への注水量は、原子炉格納容器水位監視装置、AM用消火水積算流量計、B格納容器スプレイ流量積算流量計、燃料取替用水タンク水位の収支により注水量を把握する。

残存デブリの影響を防止するための原子炉格納容器への注水量は、残存溶融デブリを冷却し原子炉格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない上限の高さ（約4,000m^3）までとする。

格納容器スプレイに使用した水が、ほう酸水と海水の混合水の場合でも、海水にも中性子吸収効果が見込まれるため、再臨界に至る可能性は低いが、無制御な臨界状態に至ることを避けるため、注水に当たっては可能な限りほう酸水を用いる。

なお、炉心が損傷した場合において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に加え格納容器スプレイポンプによる再循環運転を行う場合は、格納容器圧力及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）等により、原子炉格納容器圧力の推移及び炉心損傷度合いを監視し、再循環運転を実施した場合の原子炉格納容器圧力低減効果、ポンプ及び配管の周辺線量上昇による被ばく等

の影響を評価し、実施可否を検討する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉格納容器内圧力及び温度の上昇又は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）用）の温度差の変化により原子炉格納容器内が過熱状態である場合。

b. 操作手順

格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる残存溶融デブリの冷却(原子炉格納容器水張り)手順の概要は以下のとおり。手順内の格納容器スプレイの手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」、代替格納容器スプレイの手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。概略系統図を第1.4.34図、第1.4.35図に、対応手順のフローチャートを第1.4.36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（当直員）等に原子炉格納容器への注水を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室で格納容器再循環ユニットにより格納容器内自然対流冷却が実施されていることを確認する。

③ 運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却系統の圧力を継続的に監視し、原子炉格納容器内の圧力より高い場合は、加圧器逃がし弁により減圧する。

④ 運転員（当直員）等は、中央制御室で原子炉格納容器内圧力を監視し、最高使用圧力に到達すれば、原子炉格納容器へ

の注水を開始する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa[gage]低下したことを確認すれば格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイを停止する。その後、最高使用圧力（392kPa[gage]）となれば格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイを再開する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室で原子炉格納容器内圧力、温度により原子炉格納容器内が減圧、冷却されていることを継続的に監視する。

⑦　運転員（当直員）等は、原子炉格納容器への注水量が、残存溶融デブリを冷却し原子炉格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない上限の高さ（約4,000m^3）まで注水されたことを原子炉格納容器水位監視装置等により確認すれば格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイを停止する。

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（当直員）等１名で操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合

(1)　フロントライン系故障時の手順等

a.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

１次冷却材喪失事象が発生していない場合に、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、２次冷却系からの除熱が可能な場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）による蒸気発生器への注水を行う。

復水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去流量等により確認できない場合に、蒸気発生器への注水に必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。概略系統図を第1.4.37図に示す。

ⅲ．　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(当直員)

等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

本対応は、「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」にて整備する。

(c) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

本対応は、「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」にて整備する。

b. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

１次冷却材喪失事象が発生していない場合に、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、２次冷却系からの除熱が可能な場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）である主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う。

補助給水流量により蒸気発生器への注水が確保されている場合において、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器からの蒸気放出を行うことで、２次冷却系からの除熱をする手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去流量等に

より確認できない場合において、蒸気発生器へ注水されていることを補助給水流量等により確認できた場合。

ⅱ．　操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室で通常の運転操作により対応する。概略系統図を第1.4.37図に示す。

ⅲ．　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(当直員)等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

本対応は、「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」にて整備する。

c．　蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

１次冷却材喪失事象が発生していない場合に、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要となれば、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

復水タンク水等を電動補助給水ポンプ等により蒸気発生器へ注水し、主蒸気管ドレンラインにて排水する手順を整備する。

排水はタービン建屋排水ピットに滞留させ、水質を確認し排出

する。

(a) 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去流量等により確認できない場合において、低温停止に移行する場合。

(b) 操作手順

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.38図に、タイムチャートを第1.4.39図に示す。

① 当直課長は、作業着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等に電動補助給水ポンプ等による蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードの系統構成を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室で電動補助給水ポンプ等から蒸気発生器へ注水されていることを蒸気発生器水位や補助給水流量により確認する。

③ 運転員（当直員）等は、主蒸気管ドレンラインの排水経路の系統構成を行い、排水先をタービン建屋排水ピットとする。

④ 運転員（当直員）等は、中央制御室で補助給水流量を調整する。なお、電源がない場合は、現場で補助給水流量を調整する。

⑤ 運転員（当直員）等は、中央制御室で蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより、１次冷却材高温側温度（広域）等にて１次冷却材が冷却状態にあることを確認す

る。

⑥　運転員（当直員）等は、現場で蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード水がタービン建屋排水ピットに滞留していることを確認する。

⑦　当直課長は、交流動力電源が回復した後、水質を確認した上で海水へ放出することを指示する。

（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（当直員）等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等２名により操作を実施する。蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード開始までの所要時間は約１時間10分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(2)　サポート系故障時の手順等

a.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

（a）タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

１次冷却材喪失事象が発生していない場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、２次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。

復水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する手順を整備する。

全交流動力電源喪失時の電動補助給水ポンプの機能回復に関する手順は「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」にて整備する。

ⅰ． 手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合に、蒸気発生器への注水に必要な復水タンク水位が確保されている場合。

原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水供給母管流量等により確認できない場合に、蒸気発生器への注水に必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ． 操作手順

1.4.2.2（1）a.（a）ⅱ.と同様。

（b）可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

本対応は、「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」にて整備する。

b. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

（a）現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復

１次冷却材喪失事象が発生していない場合において、全交流

動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、２次冷却系からの除熱が可能な場合、現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復を行う。

補助給水流量により蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、２次冷却系からの除熱をする手順を整備する。

本対応は、「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」にて整備する。

(b) 窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

本対応は、「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」にて整備する。

c. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

１次冷却材喪失事象が発生していない場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要となれば、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

復水タンク水等を電動補助給水ポンプ等により蒸気発生器へ注水し、主蒸気管ドレンラインにて排水する手順を整備する。

排水はタービン建屋排水ピットに滞留させ、水質を確認し排出する。

本対応は、1.4.2.2(1)c. と同様。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

全交流動力電源喪失時の代替電源確保に関する手順等は「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇時等に関する手順は「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

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。

(4) 優先順位

１次冷却材喪失事象が発生していない場合に、フロントライン系又はサポート系故障により原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

蒸気発生器が使用可能であれば、蒸気発生器への注水を優先し、注水が確保されれば蒸気放出を実施し、２次冷却系からの除熱機能による１次冷却材の冷却を行う。

蒸気発生器への注水については補助給水ポンプを用い、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプが使用できない場合は常用電源が健全であれば電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水操作を行う。

常設設備による蒸気発生器への注水ができない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプを使用する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは使用準備に時間を要することから、

補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に、あらかじめ準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は復水タンクを優先して使用し、使用できない場合は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水（２次系純水タンク、原水タンク、八田浦貯水池）を用いる手段を優先し、それができない場合には海水を用いる。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用する。

蒸気放出については主蒸気逃がし弁を用い、主蒸気逃がし弁が使用できない場合は、２次冷却系の設備が運転中であり、復水器の真空が維持されていれば、タービンバイパス弁を用いる。また、全交流動力電源喪失時等により主蒸気逃がし弁が中央制御室から操作できない場合は、現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復により主蒸気逃がし弁を開とし１次冷却材の冷却を行う。ただし、蒸気発生器伝熱管破損により現場の環境が悪化した場合、初期対応は現場で主蒸気逃がし弁開操作を行い、初期対応以降は窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

また、主蒸気管室が高温である場合は、初期対応より窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要な場合は、蒸気発生器２次側

のフィードアンドブリードを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.40図、第1.4.41図に示す。

1.4.2.3　運転停止中の場合

運転停止中とは、１次冷却材温度177℃未満、１次冷却材圧力2.7MPa[gage]以下で余熱除去設備により原子炉を冷却している期間（すべての燃料が原子炉格納容器の外にある場合を除く。）とする。

運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により余熱除去設備が使用できない場合において、１次冷却系統が満水状態であれば、２次冷却系からの除熱による１次冷却材の冷却により、原子炉の冷却に期待する。

１次冷却系統に開口部（加圧器逃がし弁、加圧器安全弁取り外し中）がある状態であれば、蒸散による原子炉の冷却に期待する。

運転停止中におけるミッドループ運転中とは、燃料を取出す前に１次冷却系統を水抜きし、１次冷却材配管中心付近（ノズルセンタ）まで低下させた状態をいう。

なお、原子炉キャビティが高水位の状態においては、燃料取替用水タンクから炉心へ注水する水量は限定されるが、原子炉キャビティに保有水があることから、早期に炉心へ注水する必要はない。蒸散に伴う１次冷却系統の保有水量低下後は、格納容器再循環サンプに水位があることを確認し、再循環運転を実施する。

また、原子炉格納容器への蒸散に伴い、原子炉格納容器内の環境が悪化することから、原子炉格納容器内の作業員を退避させる。

これらの対応手順を以下に示す。

運転停止中の炉心注入手段については、常設電動注入ポンプ等によ

る炉心への注水のほか、蓄圧タンクによる炉心注入が考えられるが、作業者の安全に配慮する必要があることから、蓄圧タンクの炉心注入は実施しない。

(1) フロントライン系故障時の手順等

a. 炉心注入

(a) 充てんポンプによる炉心注入

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、充てんポンプによる炉心注入を行う。

燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ. 操作手順

1.4.2.1 (1) a. (a) ⅱ. と同様。

(b) 高圧注入ポンプによる炉心注入

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合において、充てんポンプによる炉心注入ができない場合、高圧注入ポンプによる炉心注入

を行う。

燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

充てんポンプによる炉心への注水を充てん水流量等で確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

高圧注入ポンプによる炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.21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（当直員）等に高圧注入ポンプによる炉心注入の系統構成を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室で高圧注入ラインの系統構成を行う。

③　当直課長は、高圧注入ポンプによる炉心への注水が可能となれば、運転員（当直員）等に注水開始を指示する。

④　運転員（当直員）等は、中央制御室で高圧注入ポンプを起動し、炉心への注水を開始するとともに、燃料取替用RCS水位等により１次冷却系統の保有水量が確保されたことを確認する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉が冷却状態にあること及

び高圧注入ポンプ流量等により高圧注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。また、冷却状態が維持できない場合は、溢水させ１次冷却系統のフィードアンドブリードを行う。ただし、１次冷却系統のフィードアンドブリードを行う場合は、原子炉格納容器内作業員の安全確保のため退避させ、原子炉格納容器エアロック閉止後に実施する。

iii．　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(当直員)等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b．　代替炉心注入

(a) 燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入

運転停止中のミッドループ運転中において、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、高圧注入ポンプによる炉心注入ができない場合、燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入を行う。

系統構成を行い、燃料取替用水タンク水の水頭圧を利用して炉心へ注水する手順を整備する。

なお、燃料取替用水タンクの重力注入は燃料取替用水タンクの水頭圧を利用するため、燃料取替用水タンクの水位が低下した場合は、重力注入を停止する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

高圧注入ポンプによる炉心注入を高圧注入ポンプ流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.42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（当直員）等に燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入の系統構成を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室で燃料取替用水タンクからの重力注入に必要な系統構成を行う。

③　当直課長は、炉心への注水が可能となれば、運転員（当直員）等に炉心への注水開始を指示する。

④　運転員（当直員）等は、中央制御室で余熱除去冷却器出口ラインの弁を開弁し、余熱除去冷却器バイパス流量制御弁を調整し、燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入を開始する。注水開始後、中央制御室で余熱除去流量等により炉心への注水が確保されたことを確認する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で燃料取替用RCS水位等により１次冷却系統の保有水量が確保されたことを確認し、１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉の冷却状態に異常がないことを継続して確認する。

ⅲ．　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(当直員)等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(b) Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、高圧注入ポンプによる炉心注入ができない場合、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入を行う。

燃料取替用水タンク水をＢ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）により炉心へ注水する手順を整備する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

高圧注入ポンプによる炉心注入を高圧注入ポンプ流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

1.4.2.1（1）b.（a）ⅱ.と同様。

(c) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等に

より崩壊熱除去機能が喪失し、B格納容器スプレイポンプ(RHRS-CSSタイライン使用)による代替炉心注入ができない場合、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入を行う。

燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

常設電動注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

本対応は、1.4.2.1(1)b.(b)と同様。

(d) 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、常設電動注入ポンプによる炉心への注水ができない場合、消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入を行う。

原水タンクを水源とし、消火ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

また、消火ポンプが使用できない場合に、淡水(原水タンク、防火水槽、八田浦貯水池)又は海水を消防自動車により炉心へ注水する手順を整備する。消防自動車の水源は、淡水を貯蔵する原水タンク、防火水槽又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

ただし、消火ポンプ及び消防自動車は、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生していないことを確認して使用する。

本対応は、1.4.2.1（1）b.（c）と同様。

（e）可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、B格納容器スプレイポンプ(RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入ができない場合、可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入を行う。

中間受槽を水源とし、淡水又は海水を可搬型ディーゼル注入ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

中間受槽への供給は、淡水を貯蔵する２次系純水タンク、原水タンク又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

本対応は、1.4.2.1（1）b.（d）と同様。

c. 代替再循環

（a）B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環での炉心注水を行う。

系統構成を行い、格納容器再循環サンプ水をB格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）及びB格納容器スプレイ冷却器を用いた再循環運転により炉心へ注水する手順を整備する。

本対応は、1.4.2.1（1）c.（a）と同様。

（b）AM用代替再循環ポンプによる代替再循環

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、高圧注入ポンプによる炉心への注水が実施できない場合、AM用代替再循環ポンプによる代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

系統構成を行い、AM用代替再循環ポンプによる代替再循環により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

本対応は、1.4.2.1（1）c.（b）と同様。

d. 再循環

（a）高圧注入ポンプによる高圧再循環

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による炉心への注水が実施できない場合、高圧注入ポンプによる高圧再循環及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

系統構成を行い、格納容器再循環サンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環により炉心へ注入するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

なお、格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、設計基準事故対処設備である格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

本対応は、1.4.2.1（1）d.（a）と同様。

e. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

（a）電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、２次冷却系からの除熱が可能な場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）である補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。

復水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプについては、主蒸気ライン圧力が0.2MPa以上であれば使用可能である。

本対応は、1.4.2.2（1）a.（a）と同様。

（b）電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

本対応は、「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」にて整備する。

（c）可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

本対応は、「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」にて整備する。

f. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、２次冷却系からの除熱が可能な場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）である主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う。

補助給水流量により蒸気発生器への注水が確保されている場合において、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器からの蒸気放出を行うことで、蒸気発生器２次側による炉心冷却をする手順を整備する。

本対応は、1.4.2.2（1）b.（a）と同様。

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

本対応は、「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」にて整備する。

g. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要な場合は、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

復水タンク水等を電動補助給水ポンプ等により蒸気発生器へ注水し、主蒸気管ドレンラインにて排水する手順を整備する。

排水はタービン建屋排水ピットに滞留させ、水質を確認し排出する。

本対応は、1.4.2.2（1）c.と同様。

h. その他の手順項目にて考慮する手順

水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇時等に関する手順は「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

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。

i. 優先順位

運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

運転停止中に崩壊熱除去機能が喪失した場合は、原子炉格納容器からの作業員の退避指示を行い、原子炉格納容器の隔離を行う。

原子炉格納容器隔離弁閉止後に、蒸気発生器による冷却が可能であれば蒸気発生器２次側による炉心冷却を優先する。

蒸気放出については主蒸気逃がし弁を用い、主蒸気逃がし弁が使用できない場合はタービンバイパス弁が使用可能であればタービンバイパス弁を用いる。蒸気発生器への注水については補助給水ポンプを用い、補助給水ポンプのうち、電源系統が健全であれば電動補助給水ポンプを優先して使用する。電動補助給水ポンプが使用できない場合はタービン動補助給水ポンプを使用する。ただし、タービン動補助給水ポンプは運転停止中の崩壊熱が多く、

蒸気発生器が熱除去のために使用可能な期間でしか使用できない。電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプが使用できない場合は電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。

常設設備による蒸気発生器への注水ができない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプを使用する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に、あらかじめ準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は復水タンクを優先して使用し、使用できない場合は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水（２次系純水タンク、原水タンク、八田浦貯水池）を用いる手段を優先し、それができない場合には海水を用いる。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却の冷却効果がなくなり低温停止に移行する場合は、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

蒸気発生器による冷却ができない場合は、炉心への注水操作を実施する。常設設備の炉心注入として、中央制御室で操作可能である充てんポンプ、高圧注入ポンプによる炉心注入操作を行う。優先順位は系統構成の容易な充てんポンプを優先し、充てんポン

プによる炉心注入が実施できない場合、高圧注入ポンプによる炉心注入を実施する。

高圧注入ポンプによる炉心注入が実施できない場合、中央制御室で操作可能である燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入を行う。

上記の中央制御室で操作可能な手段がなくなれば、B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入を実施する。B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入が実施できない場合は、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入を実施する。

常設設備による炉心への注水ができない場合は、消火ポンプを使用する。この場合、常用電源があれば電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。また、消火ポンプが使用できない場合は消防自動車により炉心へ注水する。なお、構内で重大事故等対処するために消火が必要な火災が発生している場合には、消火用として配備している消火ポンプ及び消防自動車は、消火活動を優先して実施する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは、使用準備に時間を要することから、B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）が使用できない場合に、あらかじめ可搬型ディーゼル注入ポンプ等の運搬、設置及び接続の準備を行い、多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ炉心への注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水（２次系純水タンク、原水タンク、八田浦貯水池）を用いる手段を優先し、それができない場合には海水

を用いる。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用する。

炉心注入又は代替炉心注入により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水し、格納容器再循環サンプ水位が確保された後、格納容器再循環サンプに水源を切替えて再循環運転を実施する場合の優先順位を以下に示す。

余熱除去ポンプの故障等により余熱除去設備の再循環運転が不能であれば、Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）及びＢ格納容器スプレイ冷却器を用いた代替再循環を行う。代替再循環ができない場合は、高圧注入ポンプによる高圧再循環により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。

また、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却ができない場合は、格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する。

Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSSタイライン使用）による代替再循環及び高圧注入ポンプによる高圧再循環運転ができない場合は、AM用代替再循環ポンプを使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.43図に示す。

(2)　サポート系故障時の手順等

a.　代替炉心注入

(a) 燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入を行う。

燃料取替用水タンク水の水頭圧を利用して炉心へ注水する手順を整備する。

ただし、全交流動力電源喪失時においては現場での手動操作となり、流量調整等の制御が困難であることから、原子炉格納容器内作業員の安全確保のため退避させ、原子炉格納容器エアロック閉止後に実施する。

なお、燃料取替用水タンクの重力注入は燃料取替用水タンクの水頭圧を利用するため、燃料取替用水タンクの水位が低下した場合には、重力注入を停止する。

ⅰ.　手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合で、燃料取替用水タンク水位が確保されている場合。

原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水供給母管流量等により確認できない場合において、余熱除去ポンプによる炉心注入を余熱除去流量等により確認できない場合で、燃料取

替用水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

原子炉補機冷却機能喪失時の燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入手順の概要は、1.4.2.3(1)b.(a)ⅱ.と同様。

全交流動力電源喪失時の燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.42図に、タイムチャートを第1.4.44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（当直員）等に燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入の系統構成を指示する。

②　運転員（当直員）等は、現場で燃料取替用水タンクからの重力注入に必要な系統構成を行う。

③　当直課長は、炉心への注水が可能となれば、運転員（当直員）等に炉心への注水開始を指示する。

④　運転員（当直員）等は、現場で余熱除去ポンプ燃料取替用水タンク側入口電動弁を調整開し、燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入を開始する。注水開始後、中央制御室で余熱除去流量等により、炉心への注水が確保されたことを確認する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で燃料取替用RCS水位等により１次冷却系統の保有水量が確保されたことを確認し、１次冷却材高温側温度（広域）等により原子炉の冷却状態に異常がないことを継続して確認する。

ⅲ．　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（当直員）等１名により操作を実施する。代替炉心注入開始までの所要時間は約20分と想定する。

円滑に作業が実施できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

（b）常設電動注入ポンプによる代替炉心注入

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合は、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入を行う。

燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

常設電動注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合に、燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水供給母管流量等により確認できない場合において、余熱除去ポンプによる炉

心注水を余熱除去流量等により確認できない場合に、燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

1.4.2.1（2）a.（a）ⅱ.と同様。

（c）Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入

運転停止中において、原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入を行う。

系統構成を行い、空調用冷水設備により余熱除去ポンプの補機冷却水を確保し、燃料取替用水タンク水をＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）により炉心へ注水する手順を整備する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

常設電動注入ポンプによる炉心への注水をAM用消火水積算流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

1.4.2.1（2）a.（b）ⅱ.と同様。

（d）Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入

運転停止中において、全交流動力電源喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、常設電動注入ポンプによる

代替炉心注入ができない場合、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を行う。

運転停止中において、原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入ができない場合、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を行う。

燃料取替用水タンク水をB充てんポンプ（自己冷却）により炉心へ注水する手順を整備する。

B充てんポンプ（自己冷却）起動に当たっては、代替電源（交流）の負荷容量を確認して起動する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入をAM用消火水積算流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

原子炉補機冷却機能喪失時に、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入を余熱除去流量等により確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

1.4.2.1（2）a.（c）ⅱ.と同様。

(e) B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入ができない場合、B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入を行う。

燃料取替用水タンク水をB格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）により炉心へ注水する手順を整備する。

B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）起動に当たっては、代替電源（交流）の負荷容量を確認して起動する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

B充てんポンプ（自己冷却）による炉心への注水を充てん水流量等で確認できない場合に、炉心へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

1.4.2.1（2）a.（d）ⅱ.と同様。

(f) ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、

B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入ができない場合、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入を行う。

原水タンクを水源とし、ディーゼル消火ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

また、ディーゼル消火ポンプが使用できない場合に、淡水（原水タンク、防火水槽、八田浦貯水池）又は海水を消防自動車により炉心へ注水する手順を整備する。消防自動車の水源は、淡水を貯蔵する原水タンク、防火水槽又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

ただし、ディーゼル消火ポンプ及び消防自動車は、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生していないことを確認して使用する。

本対応は、1.4.2.1（2）a.（e）と同様。

（g）可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入ができない場合、可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入を行う。

中間受槽を水源とし、淡水又は海水を可搬型ディーゼル注入ポンプにより炉心へ注水する手順を整備する。

中間受槽への供給は、淡水を貯蔵する２次系純水タンク、原水タンク又は八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

常設電動注入ポンプによる炉心への注水をAM用消火水積算流量等により確認できない場合。

ⅱ．　操作手順

1.4.2.1（1）b.（d）ⅱ.と同様。

b.　代替再循環

(a) 運転停止中において全交流動力電源喪失事象が発生した場合

ⅰ．　B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環

運転停止中において、全交流動力電源喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

系統構成を行い、移動式大容量ポンプ車からの海水供給によるB高圧注入ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をB高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

B高圧注入ポンプ（海水冷却）起動に当たっては、代替電源（交流）の負荷容量を確認して起動する。

本対応は、1.4.2.1（2）b.（a）ⅰ．と同様。

(b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合

ⅰ． Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環

運転停止中において、原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

系統構成を行い、空調用冷水設備により余熱除去ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

本対応は、1.4.2.1（2）b.（b）ⅰ．と同様。

ⅱ． Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環

運転停止中において、原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

系統構成を行い、移動式大容量ポンプ車から海水供給によるＢ高圧注入ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をＢ高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却

により原子炉格納容器内を冷却する手順を整備する。

本対応は、1.4.2.1（2）b.（b）ⅱ．と同様。

c．　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

（a）タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、２次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。

復水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する手順を整備する。

全交流動力電源喪失時の電動補助給水ポンプの機能回復に関する手順は「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」にて整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプについては、主蒸気ライン圧力が0.2MPa以上であれば使用可能である。

ⅰ．　手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合で、復水タンク水位が確保されている場合。

原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水供給母管流量等により確認できない場合において、余熱除去ポンプによる炉

心注水を余熱除去流量等により確認できない場合で、復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．　操作手順

1.4.2.2（1）a.（a）ⅱ.と同様。

（b）可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水

本対応は、「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」にて整備する。

d.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

（a）現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、２次冷却系からの除熱が可能な場合、現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復を行う。

補助給水流量により蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、２次冷却系からの除熱をする手順を整備する。

本対応は、「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」にて整備する。

（b）窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

本対応は、「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」にて整備する。

e.　蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要となれば、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

復水タンク水等を電動補助給水ポンプ等により蒸気発生器へ注水し、主蒸気管ドレンラインにて排水する手順を整備する。

排水はタービン建屋排水ピットに滞留させ、水質を確認し排出する。

本対応は、1.4.2.2（1）c.と同様。

f.　その他の手順項目にて考慮する手順

全交流動力電源喪失時の代替電源確保に関する手順は「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇時等に関する手順は「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

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。

g.　優先順位

運転停止中にサポート系の故障により崩壊熱除去機能が喪失した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

運転停止中に全交流動力電源が喪失した場合は、大容量空冷式発電機からの受電準備をするとともに、原子炉格納容器からの作業員の退避指示を行い、原子炉格納容器の隔離を行う。

原子炉格納容器隔離弁閉止後に、蒸気発生器による冷却が可能であれば、蒸気発生器２次側による炉心冷却を優先する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却として、蒸気放出については現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁の開操作を行う。ただし、蒸気発生器伝熱管破損により現場の環境が悪化した場合、初期対応は現場で主蒸気逃がし弁開操作を行い、初期対応以降は窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

主蒸気管室が高温である場合は、初期対応より窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

蒸気発生器への注水については、補助給水ポンプによる注水を優先する。補助給水ポンプのうち、大容量空冷式発電機からの受電が完了していれば、電動補助給水ポンプを優先して使用する。電動補助給水ポンプが使用できない場合はタービン動補助給水ポンプを使用する。ただし、タービン動補助給水ポンプは運転停止中の崩壊熱が多い運転停止時の前半の期間でしか使用できない。

常設設備による蒸気発生器への注水ができない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプを使用する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に、あらかじめ準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は復水タンクを優先して使用し、使用できない場合は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水（２次系純水タンク、原水タンク、八田浦貯水池）を用いる手段を優先し、それができない場合には海水を用いる。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用する。

２次冷却系からの除熱による１次冷却材の冷却効果もなくなり低温停止に移行する場合は、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

蒸気発生器による冷却ができない場合は、炉心への注水操作を実施する。まず、燃料取替用水タンクによる重力注入による代替炉心注入を行う。燃料取替用水タンクによる重力注入は多様性拡張設備であるが、電源回復しない場合でも注水が可能であるため優先して使用する。ただし、全交流動力電源喪失時においては現場での手動操作となり、流量調整等の制御が困難であることから、安全確保のため原子炉格納容器内作業員を退避させ、原子炉格納容器エアロックを閉止した後に実施する。

大容量空冷式発電機から受電後は、常設電動注入ポンプ、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）、Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入を行う。各操作の優先順位は、現場での系統構成が容易な常設電動注入ポンプによる代替炉心注入を優先する。常設電動注入ポンプによる代替

炉心注入ができない場合は、Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を行い、それができない場合は、Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSSタイライン使用）による代替炉心注入を行う。

常設設備による炉心への注水ができない場合は、ディーゼル消火ポンプを使用する。ディーゼル消火ポンプが使用できない場合は、消防自動車を使用する。なお、構内で重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生している場合には、消火用として配備しているディーゼル消火ポンプ及び消防自動車は、消火活動を優先して実施する。

可搬型ディーゼル注入ポンプは使用準備に時間を要することから、常設電動注入ポンプが使用できない場合に、あらかじめ可搬型ディーゼル注入ポンプ等の運搬、設置及び接続の準備を行い、多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ原子炉への注水を行う。

可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水（２次系純水タンク、原水タンク、八田浦貯水池）を用いる手段を優先し、それができない場合には海水を用いる。淡水の優先順位は、設備が健全であれば２次系純水タンクを優先して使用し、重大事故等を対処するために消火が必要な火災が発生しておらず、２次系純水タンクが破損等により使用できなければ、原水タンクを使用する。２次系純水タンク及び原水タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用する。

また、原子炉補機冷却機能喪失時は上記手段に加えて空調用冷水設備を使用したＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉

心注入の手段がある。Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）は常設電動注入ポンプによる代替炉心注入ができない場合に使用し、Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入が使用できなければ、全交流動力電源喪失時と同様の優先順位の手段にて対応する。

代替炉心注入により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水し、格納容器再循環サンプ水位が確保された後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて再循環運転を実施する場合の優先順位を以下に示す。

移動式大容量ポンプ車から海水供給によるＢ高圧注入ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をＢ高圧注入ポンプ(海水冷却)による代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車からの海水供給により、格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。

また、原子炉補機冷却機能喪失時は、Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車からの海水供給により、格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環ができない場合、Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環により炉心へ注水する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.45図に示す。

(3)　原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順等

運転停止中において、全交流動力電源喪失等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合又は１次冷却材が流出した場

合に、燃料取替用水タンク水を充てんポンプ等にて炉心へ注水し開放中の加圧器安全弁から原子炉格納容器内へ蒸散させることにより原子炉を冷却する。この場合は、原子炉格納容器内の雰囲気悪化から原子炉格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。

また、運転停止中に１次冷却材の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束が上昇した場合は、原子炉格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。

なお、運転停止中のミッドループ運転期間外の作業員の退避については、原子炉容器に燃料を装荷した状態で、かつ、１次冷却系統に開口部がある期間は運転停止中のミッドループ運転中と同じ管理を行う。

a.　手順着手の判断基準

余熱除去ポンプによる炉心注入を余熱除去流量等により確認できない場合又は格納容器再循環サンプ水位等により１次冷却材の流出を確認した場合。

運転停止中に１次冷却材の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束の上昇により中性子源領域炉停止時中性子束高警報が発信した場合。

b.　操作手順

原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.4.46図に示す。

①　当直課長は、作業着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等に原子炉格納容器内の作業員に対し退避を促すよう指

示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室にてエバキュエーションアラーム又はページング装置により原子炉格納容器内の作業員へ退避を指示する。

③ 運転員（当直員）等は、原子炉格納容器内を巡視し、原子炉格納容器内に作業員が残っていないことを確認するとともに、放射線管理員を通じて出入管理システムの照合結果を確認する。ミッドループ運転中においては、あわせてエアロック入口付近の入域者名表示を確認することで、原子炉格納容器内作業者の退域を確認する。

④ 運転員（当直員）等は、原子炉格納容器エアロックを閉止する。

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（当直員）等1名、現場対応は1ユニット当たり運転員（当直員）等2名により行う。原子炉格納容器エアロック閉止完了までの所要時間は約35分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

1.4.2.4 原子炉格納容器隔離弁の閉止

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合において、1次冷却材ポンプシール部への封水注水機能及びサーマルバ

リアの冷却機能が喪失した場合、１次冷却材ポンプシール部から原子炉格納容器外への１次冷却材の漏えい防止のため、１次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。

１次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の原子炉格納容器隔離弁を閉止する手順を整備する。

(1)　手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合。

原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水供給母管流量等により確認できない場合。

(2)　操作手順

全交流動力電源喪失時において、大容量空冷式発電機により電源が確保されれば、中央制御室で１次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁を閉止し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信する場合は、作動する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。

なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。

原子炉補機冷却機能喪失時においては、中央制御室にて１次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁、原子炉格納容器隔離弁を閉止する。

タイムチャートを第1.4.47図に示す。

(3) 操作の成立性

隔離弁等の電源が回復しない場合は、現場対応は1ユニット当たり運転員（当直員）等4名により操作を実施する。原子炉格納容器隔離弁の閉止までの所要時間は約50分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

隔離操作については、1次冷却材ポンプシール部から原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えい防止のため、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁を優先して閉止する。

1.4.2.5 燃料の補給手順等

(1) 可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車への燃料補給

可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車を運転した場合、可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車へ燃料補給を行う。

燃料油貯蔵タンクからタンクローリへ燃料を吸入し、可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車へ燃料を補給する手順を整備する。

また、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として、「1.11使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」、「1.14電源の確保に関する手順等」及び「1.18緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料も含め、燃料油貯蔵タンクの油量を356kℓ 以上に

管理する。

a.　手順着手の判断基準

可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車の燃料が規定油量以上あることを確認し、運転を開始した後、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間※6に達した場合。

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

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ：運転開始後直ちに（その後約2時間40分ごとに補給）

・　移動式大容量ポンプ車：運転開始後約1時間30分以内（その後約4時間30分ごとに補給）

b.　操作手順

可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車への燃料補給の手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.4.48図に、タイムチャートを第1.4.49図に示す。

①　緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、保修対応要員に可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車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可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車への燃料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の近傍に移動させ、燃料の吸入を実施する。

④　保修対応要員は、タンクローリを可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車の近傍に移動させ、燃料の補給を実施する。

⑤　保修対応要員は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に、以降③、④を繰り返し、燃料補給を実施する。

c.　操作の成立性

上記の現場対応は保修対応要員２名により作業を実施する。燃料補給完了までの所要時間は、可搬型ディーゼル注入ポンプは約１時間55分、移動式大容量ポンプ車は約２時間５分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

可搬型ディーゼル注入ポンプの定格負荷運転時の燃料消費率は、約180.3ℓ／hである。燃料補給しない場合、起動から枯渇までの時間は約２時間20分と想定しており、枯渇までに燃料補給を実施する。移動式大容量ポンプ車の定格負荷運転時の燃料消費率は、約207 ℓ／hである。起動から枯渇までの時間は約４時間と想定しており、枯渇までに燃料補給を実施する。

1.4.2.6　復旧に係る手順等

全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源から設計基準事故対処設備に給電し、起動及び十分な期間の運転を継続させる。また、水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇等のおそれがある場合は、代替水源により水を供給する。

全交流動力電源喪失時の代替電源確保に関する手順は「1.14電源の

確保に関する手順等」にて整備する。

水源（復水タンク又は燃料取替用水タンク）の枯渇時等に関する手順は「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

余熱除去ポンプの故障等により余熱除去設備が使用できない場合は、余熱除去設備の復旧を継続して実施する。低温停止に移行する場合に、余熱除去設備が復旧していない場合は、余熱除去設備の復旧を継続して実施し、余熱除去設備が復旧しない場合は、1.4.2.2（1）c.に示す蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより低温停止に移行する。

全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合は、1.4.2.1（2）サポート系故障時で示した手順で対応する。また、運転停止中に全交流動力電源喪失が発生した場合は、1.4.2.3（2）サポート系故障時で示した手順で対応する。

第 1.4.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

（運転中の１次冷却材喪失事象時におけるフロントライン系故障時）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
１次冷却材喪失事象が発生している場合	フロントライン系故障時	余熱除去ポンプ 高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク＊2	注入炉心	充てんポンプ＊3	重大事故等対処設備	原子炉の冷却が脅かされた場合の手順（二部兆候ベース：運転員（当直員）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
				燃料取替用水タンク			
			代替炉心注入（a）	B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSS タイライン使用）＊3			
				常設電動注入ポンプ＊3			
				燃料取替用水タンク			
				復水タンク			
				電動消火ポンプ	多様性拡張設備		
				ディーゼル消火ポンプ			
				原水タンク			
				消防自動車			
				防火水槽			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ	重大事故等対処設備		
				中間受槽＊4			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
		余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	代替再循環	B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSS タイライン使用）＊3	重大事故等対処設備	１次冷却材喪失時に再循環運転が不能となった場合の手順（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）	
				格納容器再循環サンプ			
				格納容器再循環サンプスクリーン			
				B格納容器スプレイ冷却器			
				AM 用代替再循環ポンプ＊3＊6	多様性拡張設備		
			再循環＊5＊6	高圧注入ポンプ＊3	重大事故等対処設備		
				格納容器再循環サンプ			
				格納容器再循環サンプスクリーン			
		格納容器再循環サンプ スクリーン 格納容器再循環サンプ外隔離弁	炉心注入＊6	高圧注入ポンプ＊3	重大事故等対処設備		
				充てんポンプ＊3			
				燃料取替用水タンク			
			代替炉心注入＊6	（a） 余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク機能喪失時の対応手段のうち代替炉心注入に用いる設備と同様。			
			代替再循環	AM 用代替再循環ポンプ＊3＊6	多様性拡張設備		

＊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：燃料取替用水タンクの破損、枯渇時の手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

＊３：ディーゼル発電機等により給電する。

＊４：中間受槽への供給は、淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

＊５：格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器で格納容器内の冷却を行う。手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

＊６：格納容器再循環ユニットで格納容器内の冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

第 1.4.2 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

（運転中の１次冷却材喪失事象時におけるサポート系故障時）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
１次冷却材喪失事象が発生している場合	サポート系故障時	全交流動力電源＊2	代替炉心注入（a）	常設電動注入ポンプ	重大事故等対処設備	全交流動力電源喪失時の対応手順（二部事象ベース：運転員（当直員）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
				燃料取替用水タンク			
				復水タンク			
				Ｂ充てんポンプ（自己冷却）			
				Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSS タイライン使用）	多様性拡張設備		
				燃料取替用水タンク			
				ディーゼル消火ポンプ			
				原水タンク			
				消防自動車			
				防火水槽			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ	重大事故等対処設備		
				中間受槽＊3			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
			代替再循環＊4（b）	Ｂ高圧注入ポンプ（海水冷却）＊5			
				移動式大容量ポンプ車			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
				格納容器再循環サンプ			
				格納容器再循環サンプスクリーン			
		原子炉補機冷却水系	代替炉心注入	（a） 全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替炉心注入に用いる設備と同様。		原子炉補機冷却機能が喪失した場合の手順（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	
				Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）＊5	多様性拡張設備		
			代替再循環＊4	（b） 全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替再循環に用いる設備と同様。		１次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合の手順（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	
				Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）＊5	多様性拡張設備		

＊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：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

＊３：中間受槽への供給は、淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

＊４：格納容器再循環ユニットで格納容器内の冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

＊５：空調用冷水及び海水による代替補機冷却の手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第 1.4.3 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

（溶融デブリが原子炉容器内に残存する場合）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
1次冷却材喪失事象が発生している場合	溶融デブリが原子炉容器に残存する場合	—	原子炉格納容器水張り（格納容器スプレイ、代替格納容器スプレイ）＊4	格納容器スプレイポンプ＊2	重大事故等対処設備	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順（二部：運転員（当直員）等及び保修対応要員）	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順
				常設電動注入ポンプ＊2			
				燃料取替用水タンク			
				復水タンク			
				電動消火ポンプ	多様性拡張設備		
				ディーゼル消火ポンプ			
				原水タンク			
				消防自動車			
				防火水槽			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ			
				中間受槽＊3			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			

＊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：ディーゼル発電機等により給電する。

＊3：中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

＊4：格納容器再循環ユニットで格納容器内の冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

第 1.4.4 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（運転中の１次冷却材喪失事象が発生していない場合のフロントライン系故障時）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
1次冷却材喪失事象が発生していない場合	フロントライン系故障時	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ＊2	重大事故等対処設備	原子炉停止中における余熱除去機能が喪失した場合の手順（二部停止中：運転員（当直員）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
				タービン動補助給水ポンプ			
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				電動主給水ポンプ＊3	多様性拡張設備		
				可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3			
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				中間受槽＊4			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備		
				タービンバイパス弁＊3	多様性拡張設備		
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ＊2＊5	重大事故等対処設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3＊5	多様性拡張設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				中間受槽＊4			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			

＊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：ディーゼル発電機等により給電する。

＊3：蒸気発生器へ注水する手順は「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」にて整備する。

＊4：中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
なお、蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注入する場合は、S／Gブローダウンにより排水を行う。

＊5：蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用する。

第 1.4.5 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（運転中の１次冷却材喪失事象が発生していない場合のサポート系故障時）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
1次冷却材喪失事象が発生していない場合	サポート系故障時	全交流動力電源＊2 原子炉補機冷却水系	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	タービン動補助給水ポンプ	重大事故等対処設備	原子炉停止中における全交流動力電源が喪失した場合の手順（一部停止中：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	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
				電動補助給水ポンプ			
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3	多様性拡張設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				中間受槽＊4			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（手動）＊3	重大事故等対処設備		
				窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）＊3	多様性拡張設備		
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ＊5	重大事故等対処設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3＊5	多様性拡張設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				中間受槽＊4			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			

＊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：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

＊3：蒸気発生器へ注水する手順は「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」にて整備する。

＊4：中間受槽への供給は、淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
なお、蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注入する場合は、S／Gブローダウンにより排水を行う。

＊5：蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用する。

第 1.4.6 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
（運転停止中のフロントライン系故障時）（１／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
運転停止中の場合	フロントライン系故障時	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	炉心注入	充てんポンプ＊2	重大事故等対処設備	原子炉停止中における余熱除去機能が喪失した場合の手順（一部停止中：運転員（当直員）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
				高圧注入ポンプ＊2			
				燃料取替用水タンク			
			代替炉心注入	燃料取替用水タンク（重力注入）	多様性拡張設備		
				B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSS タイライン使用）＊2	重大事故等対処設備		
				常設電動注入ポンプ＊2			
				燃料取替用水タンク			
				復水タンク			
				電動消火ポンプ	多様性拡張設備		
				ディーゼル消火ポンプ			
				原水タンク			
				消防自動車			
				防火水槽			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ	重大事故等対処設備		
				中間受槽＊3			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
			代替再循環	B格納容器スプレイポンプ（RHRS－CSS タイライン使用）＊2	重大事故等対処設備		
				格納容器再循環サンプ			
				格納容器再循環サンプスクリーン			
				B格納容器スプレイ冷却器			
				AM用代替再循環ポンプ＊2＊4	多様性拡張設備		
			再循環＊4＊5	高圧注入ポンプ＊2	重大事故等対処設備		
				格納容器再循環サンプ			
				格納容器再循環サンプスクリーン			

＊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：ディーゼル発電機等により給電する。
＊3：中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
＊4：格納容器再循環ユニットで格納容器内の冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
＊5：格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器で格納容器内の冷却を行う。手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

第 1.4.6 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
（運転停止中のフロントライン系故障時）（２／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
運転停止中の場合	フロントライン系故障時	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ＊2	重大事故等対処設備	原子炉停止中における余熱除去機能が喪失した場合の手順（一部停止中：運転員（当直員）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
				タービン動補助給水ポンプ			
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				電動主給水ポンプ＊3	多様性拡張設備		
				可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3			
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				中間受槽＊4			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備		
				タービンバイパス弁＊3	多様性拡張設備		
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ＊2＊5	重大事故等対処設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3＊5	多様性拡張設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				中間受槽＊4			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			

＊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：ディーゼル発電機等により給電する。
＊3：蒸気発生器へ注水する手順は「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」にて整備する。
＊4：中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
なお、蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注入する場合は、S／Gブローダウンにより排水を行う。
＊5：蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用する。

第 1.4.7 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（運転停止中のサポート系故障時）（１／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
運転停止中の場合	サポート系故障時	全交流動力電源＊2	代替炉心注入（c）	燃料取替用水タンク（重力注入）	多様性拡張設備	原子炉停止中における全交流動力電源が喪失した場合の手順（二部停止中：運転員（当直員）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
				常設電動注入ポンプ	重大事故等対処設備		
				燃料取替用水タンク			
				復水タンク			
				B充てんポンプ（自己冷却）			
				B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS－CSS タイライン使用）	多様性拡張設備		
				燃料取替用水タンク			
				ディーゼル消火ポンプ			
				原水タンク			
				消防自動車			
				防火水槽			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ	重大事故等対処設備		
				中間受槽＊3			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
			代替再循環＊4（d）	B高圧注入ポンプ（海水冷却）＊5	重大事故等対処設備		
				移動式大容量ポンプ車			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
				格納容器再循環サンプ			
				格納容器再循環サンプスクリーン			
		原子炉補機冷却水系	代替炉心注入	（c）運転停止中の全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替炉心注入に用いる設備と同様。		原子炉停止中における原子炉補機冷却機能が喪失した場合の手順（二部停止中：運転員（当直員）等及び保修対応要員）	
				A余熱除去ポンプ（空調用冷水）＊5	多様性拡張設備		
			代替再循環＊4	（d）運転停止中の全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替再循環に用いる設備と同様。			
				A余熱除去ポンプ（空調用冷水）＊5	多様性拡張設備		

＊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：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

＊3：中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

＊4：格納容器再循環ユニットで格納容器内の冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

＊5：空調用冷水及び海水による代替補機冷却の手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第 1.4.7 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
（運転停止中のサポート系故障時）（２／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
運転停止中の場合	サポート系故障時	全交流動力電源＊2 原子炉補機冷却水系	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	タービン動補助給水ポンプ	重大事故等対処設備	原子炉停止中における全交流動力電源が喪失した場合の手順（二部停止中：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	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
				電動補助給水ポンプ			
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3	多様性拡張設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				中間受槽＊4			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（手動）＊3	重大事故等対処設備		
				窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）＊3	多様性拡張設備		
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ＊5	重大事故等対処設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				可搬型ディーゼル注入ポンプ＊3＊5	多様性拡張設備		
				復水タンク			
				蒸気発生器			
				中間受槽＊4			
				燃料油貯蔵タンク			
				タンクローリ			

＊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：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

＊3：蒸気発生器へ注水する手順は「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」にて整備する。

＊4：中間受槽への供給は淡水若しくは海水を使用する。手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
なお、蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注入する場合は、S／Gブローダウンにより排水を行う。

＊5：蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用する。

第 1.4.8 表　重大事故等対処に係る監視計器

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

監視計器一覧（1／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　1次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系故障時の手順等 a. 炉心注入			
(a) 充てんポンプによる炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域）
			・1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
			・余熱除去流量計
		補機監視機能	・高圧注入ポンプ出口圧力計
			・高圧注入ポンプ電流計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域）
			・1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・充てん水流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・充てんポンプ出口圧力計
			・充てんポンプ電流計

監視計器一覧（２／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系故障時の手順等 b. 代替炉心注入			
(a) Ｂ格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS タイライン使用）による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
			・余熱除去流量計
		補機監視機能	・高圧注入ポンプ出口圧力計
			・高圧注入ポンプ電流計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・Ｂ余熱除去流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・Ｂ格納容器スプレイポンプ出口圧力計
			・Ｂ格納容器スプレイポンプ電流計

監視計器一覧（３／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 b. 代替炉心注入			
(b)　常設電動注入ポンプによる代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・Ｂ余熱除去流量計
		補機監視機能	・Ｂ格納容器スプレイポンプ出口圧力計
			・Ｂ格納容器スプレイポンプ電流計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・AM 用消火水積算流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
		電源	・4-3C 母線電圧計
			・3-3C1 母線電圧計
			・大容量空冷式発電機電圧計、電力計、周波数計
(c)　電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・AM 用消火水積算流量計
		補機監視機能	・常設電動注入ポンプ出口圧力計
		水源	・原水タンク水位計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・AM 用消火水積算流量計
		水源	・原水タンク水位計

監視計器一覧（４／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 b. 代替炉心注入			
(d) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・Ｂ余熱除去流量計
		補機監視機能	・Ｂ格納容器スプレイポンプ出口圧力計
			・Ｂ格納容器スプレイポンプ電流計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・AM 用消火水積算流量計

監視計器一覧（５／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 c.　代替再循環			
(a)　B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS タイライン使用）による代替再循環	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・B余熱除去流量計
		補機監視機能	・B格納容器スプレイポンプ出口圧力計
			・B格納容器スプレイポンプ電流計
(b) AM 用代替再循環ポンプによる代替再循環	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・高圧注入ポンプ出口圧力計
			・高圧注入ポンプ電流計
	操作	最終ヒートシンクの確保	・AM 用原子炉補機冷却水サージタンク圧力計
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）

監視計器一覧（６／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 d.　再循環			
(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・Ｂ余熱除去流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・Ｂ格納容器スプレイポンプ出口圧力計
			・Ｂ格納容器スプレイポンプ電流計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
		補機監視機能	・高圧注入ポンプ出口圧力計
			・高圧注入ポンプ電流計

監視計器一覧（７／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等			
e.　格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候が見られた場合の手順	判断基準	原子炉容器への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
			・格納容器スプレイ流量計
			・余熱除去流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・高圧注入ポンプ出口圧力計
			・高圧注入ポンプ入口圧力計
			・高圧注入ポンプ電流計
			・格納容器スプレイポンプ出口圧力計
			・格納容器スプレイポンプ入口圧力計
			・格納容器スプレイポンプ電流計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ入口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計

監視計器一覧（８／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等			
e.　格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候が見られた場合の手順	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・格納容器スプレイ流量計
			・高圧注入ポンプ流量計
			・充てん水流量計
			・余熱除去流量計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
			・格納容器内温度計（SA）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位監視装置
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
			・燃料取替用水補助タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・使用済燃料ピット水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・体積制御タンク水位計
			・復水タンク水位計
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・蒸気発生器広域水位計
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
		最終ヒートシンクの確保	・AM 用原子炉補機冷却水サージタンク圧力計
			・Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニット冷却水流量計

監視計器一覧（９／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2)　サポート系故障時の手順等 a.　代替炉心注入			
(a)　常設電動注入ポンプによる代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器への注水量	・蓄圧タンク圧力計
			・蓄圧タンク水位計
		電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、Ｂ、Ｃ、Ｄ母線電圧計
		最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水供給母管流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	1.4.2.1（1）b.（b）ⅱ.と同様。	
(b)　Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入	判断基準	最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水供給母管流量計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・AM 用消火水積算流量計
		補機監視機能	・常設電動注入ポンプ出口圧力計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。	

監視計器一覧（10／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2)　サポート系故障時の手順等 a.　代替炉心注入			
(c)　Ｂ充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器への注水量	・AM用消火水積算流量計
			・Ａ余熱除去流量計
			・蓄圧タンク圧力計
			・蓄圧タンク水位計
		補機監視機能	・Ａ余熱除去ポンプ出口圧力計
			・Ａ余熱除去ポンプ電流計
			・常設電動注入ポンプ出口圧力計
		電源	・500kV玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び220kV予備電源線電圧計
			・4-3A、Ｂ、Ｃ、Ｄ母線電圧計
		最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水供給母管流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・充てん水流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・Ｂ充てんポンプ出口圧力計
			・Ｂ充てんポンプ電流計
		補機冷却	・Ｂ充てんポンプ油冷却器及び封水冷却器冷却水流量計
			・Ｂ充てんポンプ電動機冷却水流量計

監視計器一覧（11／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2)　サポート系故障時の手順等 a.　代替炉心注入			
(d) Ｂ格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS タイライン使用）による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・充てん水流量計
		補機監視機能	・Ｂ充てんポンプ出口圧力計
			・Ｂ充てんポンプ電流計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・Ｂ余熱除去流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・Ｂ格納容器スプレイポンプ出口圧力計
			・Ｂ格納容器スプレイポンプ電流計
		補機冷却	・Ｂ格納容器スプレイポンプ電動機冷却水流量計
			・Ｂ格納容器スプレイポンプ冷却水流量計
(e) ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・Ｂ余熱除去流量計
		水源	・原水タンク水位計
		補機冷却	・Ｂ格納容器スプレイポンプ出口圧力計
			・Ｂ格納容器スプレイポンプ電流計
	操作	1.4.2.1（1）b.（c）と同様。	

監視計器一覧（12／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　1次冷却材喪失事象が発生している場合 (2)　サポート系故障時の手順等 a.　代替炉心注入			
(f) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域）
			・1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器への注水量	・AM用消火水積算流量計
			・充てん水流量計
		補機機能監視	・常設電動注入ポンプ出口圧力計
			・B充てんポンプ出口圧力計
			・B充てんポンプ電流計
	操作	1.4.2.1 (1) b. (d) ⅱ. と同様。	
1.4.2.1　1次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系故障時の手順等 b.　代替再循環 (a)　全交流動力電源喪失事象と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合			
ⅰ.　B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環	判断基準	原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機冷却水	・B高圧注入ポンプ電動機冷却水流量計
			・B高圧注入ポンプ冷却水流量
	操作	1.4.2.1 (1) d. (a) と同様。 移動式大容量ポンプ車からB高圧注入ポンプへ海水供給による代替補機冷却に関する手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に関する手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。	

監視計器一覧（13／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　1次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系故障時の手順等 b.　代替再循環 (b)　1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合			
ⅰ．　A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替再循環	判断基準	原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水供給母管流量計
	操作	空調用冷水系統による代替補機冷却に関する手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に関する手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。	
ⅱ．　B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環	判断基準	原子炉容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域）
			・1次冷却材低温側温度計（広域）
		補機冷却水	・B高圧注入ポンプ電動機冷却水流量計
			・B高圧注入ポンプ冷却水流量計
		原子炉容器への注水量	・A余熱除去流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・A余熱除去ポンプ出口圧力計
			・A余熱除去ポンプ電流計
	操作	1.4.2.1（1）d.（a）と同様。 移動式大容量ポンプ車からB高圧注入ポンプへ海水供給による代替補機冷却に関する手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に関する手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。	

監視計器一覧（14／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　1次冷却材喪失事象が発生している場合			
(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等	判断基準	原子炉容器内の温度	・炉心出口温度
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
			・格納容器内温度計（SA）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・AM用格納容器圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度計(SA)
	操作	原子炉格納容器への注水量	・格納容器スプレイ流量計
			・AM用消火水積算流量計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
			・格納容器内温度計（SA）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・AM用格納容器圧力計
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位監視装置
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・AM用原子炉補機冷却水サージタンク圧力計
		原子炉格納容器の冷却	・Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニット冷却水流量計
		最終ヒートシンクの確保	・格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度計(SA)

監視計器一覧（15／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 a.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
(a)　電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域） ・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		水源	・復水タンク水位計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計 ・余熱除去ポンプ電流計
	操作	—	
(b)　電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		
(c)　可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		

監視計器一覧（16／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 b.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
(a)　主蒸気逃がし弁による蒸気放出	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器狭域水位計
			・蒸気発生器広域水位計
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
	操作	—	
(b)　タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		
1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等			
c.　蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		蒸気発生器除熱機能	・主蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・蒸気発生器広域水位計
			・補助給水流量計
		水源	・復水タンク水位計

監視計器一覧（17／33）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要と
なる監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合
(2)　サポート系故障時の手順等
a.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="8">(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</td><td rowspan="7">判断基準</td><td rowspan="2">原子炉容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側温度計（広域）</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側温度計（広域）</td></tr>
<tr><td>水源</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最終ヒートシンク確保</td><td>・原子炉補機冷却水供給母管流量計</td></tr>
<tr><td>・原子炉補機冷却水母管圧力計</td></tr>
<tr><td>・原子炉補機冷却水サージタンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">電源</td><td>・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計</td></tr>
<tr><td>・4-3A、B、C、D母線電圧計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">1.4.2.2（1）a.（a）ⅱ.と同様。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">(b) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水</td><td>判断基準</td><td colspan="2" rowspan="2">「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td>操作</td></tr>
</table>

監視計器一覧（18／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合 (2)　サポート系故障時の手順等 b.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
(a)　現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		
(b)　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		
1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合 (2)　サポート系故障時の手順等			
c.　蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	1.4.2.2（1）c.と同様。	
	操作		

監視計器一覧（19／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 a.　炉心注入			
(a)　充てんポンプによる炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.4.2.1（1）a.（a）ⅱ.と同様。	
(b) 高圧注入ポンプによる炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
			・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・充てん水流量計
		補機監視機能	・充てんポンプ出口圧力計
			・充てんポンプ電流計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
			・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・高圧注入ポンプ電流計
			・高圧注入ポンプ出口圧力計

監視計器一覧（20／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 b.　代替炉心注入			
(a)　燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・高圧注入ポンプ電流計
			・高圧注入ポンプ出口圧力計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
			・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
(b)　B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS タイライン使用）による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
			・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・高圧注入ポンプ流量計
		補機監視機能	・高圧注入ポンプ電流計
			・高圧注入ポンプ出口圧力計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.4.2.1（1）b.（a）ⅱ.と同様。	

監視計器一覧（21／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 b.　代替炉心注入			
(c)　常設電動注入ポンプによる代替炉心注入	判断基準	1.4.2.1（1）b.（b）と同様。	
	操作		
(d)　電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入	判断基準	1.4.2.1（1）b.（c）と同様。	
	操作		
(e)　可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入	判断基準	1.4.2.1（1）b.（d）と同様。	
	操作		

監視計器一覧（22／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 c.　代替再循環			
(a) B格納容器スプレイポンプ(RHRS-CSS タイライン使用)による代替再循環	判断基準	1.4.2.1 (1) c. (a) と同様。	
	操作		
(b) AM用代替再循環ポンプによる代替再循環	判断基準	1.4.2.1 (1) c. (b) と同様。	
	操作		
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 d.　再循環			
(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環	判断基準	1.4.2.1 (1) d. (a) と同様。	
	操作		

監視計器一覧（23／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 e.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
(a)　電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	1.4.2.2（1）a.（a）と同様。	
	操作		
(b)　電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		
(c)　可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		

監視計器一覧（24／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等 f. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
(a)　主蒸気逃がし弁による蒸気放出	判断基準	1.4.2.2（1）b.（a）と同様。	
	操作		
(b)　タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1)　フロントライン系故障時の手順等			
g.　蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	1.4.2.2（1）c.と同様。	
	操作		

監視計器一覧（25／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2)　サポート系故障時の手順等 a.　代替炉心注入			
(a)　燃料取替用水タンクからの重力注入による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
		最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水供給母管流量計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
		電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、B、C、D母線電圧計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
			・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（26／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2)　サポート系故障時の手順等 a.　代替炉心注入			
(b)　常設電動注入ポンプによる代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
		最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水供給母管流量計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
		電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、B、C、D母線電圧計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	1.4.2.1（2）a.（a）ⅱ.と同様。	
(c)　A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
			・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・AM 用消火水積算流量計
		最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水供給母管流量計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
		補機監視機能	・常設電動注入ポンプ出口圧力計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.4.2.1（2）a.（b）ⅱ.と同様。	

監視計器一覧（27／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2)　サポート系故障時の手順等 a.　代替炉心注入			
(d)　B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
			・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・Ａ余熱除去流量計
			・AM 用消火水積算流量計
		補機監視機能	・Ａ余熱除去ポンプ出口圧力計
			・Ａ余熱除去ポンプ電流計
			・常設電動注入ポンプ出口圧力計
		最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水供給母管流量計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
		電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、B、C、D母線電圧計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.4.2.1（2）a.（c）ⅱ.と同様。	
(e)　B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS タイライン使用）による代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
			・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・充てん水流量計
		補機監視機能	・Ｂ充てんポンプ電流計
		補機冷却	・Ｂ充てんポンプ油冷却器及び封水冷却器冷却水流量計
			・Ｂ充てんポンプ電動機冷却水流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.4.2.1（2）a.（d）ⅱ.と同様。	

監視計器一覧（28／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2)　サポート系故障時の手順等 a.　代替炉心注入			
(f) ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入	判断基準	1.4.2.1 (2) a. (e) と同様。	
	操作		
(g) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
			・燃料取替用 RCS 水位計
		原子炉容器への注水量	・AM 用消火水積算流量計
		補機監視機能	・常設電動注入ポンプ出口圧力計
	操作	1.4.2.1 (1) b. (d) ⅱ. と同様。	

監視計器一覧（29／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2)　サポート系故障時の手順等 b.　代替再循環 (a) 運転停止中において全交流動力電源喪失事象が発生した場合			
ⅰ．　B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環	判断基準	1.4.2.1 (2) b. (a) ⅰ.と同様。	
	操作		
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2)　サポート系故障時の手順等 b.　代替再循環 (b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合			
ⅰ．　A余熱除去ポンプ(空調用冷水)による代替再循環	判断基準	1.4.2.1 (2) b. (b) ⅰ.と同様。	
	操作		
ⅰ．　B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環	判断基準	1.4.2.1 (2) b. (b) ⅱ.と同様。	
	操作		

監視計器一覧（30／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2)　サポート系故障時の手順等 c.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
		水源	・復水タンク水位計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
		最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水供給母管流量計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
		電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、B、C、D母線電圧計
	操作	1.4.2.2（1）a.（a）ⅱ.と同様。	
(b) 可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		

監視計器一覧（31／33）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2)　サポート系故障時の手順等 d.　蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
(a)　現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		
(b)　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	「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」にて整備する。	
	操作		
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2)　サポート系故障時の手順等			
e.　蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	1.4.2.2（1）c.と同様。	
	操作		

監視計器一覧（32／33）

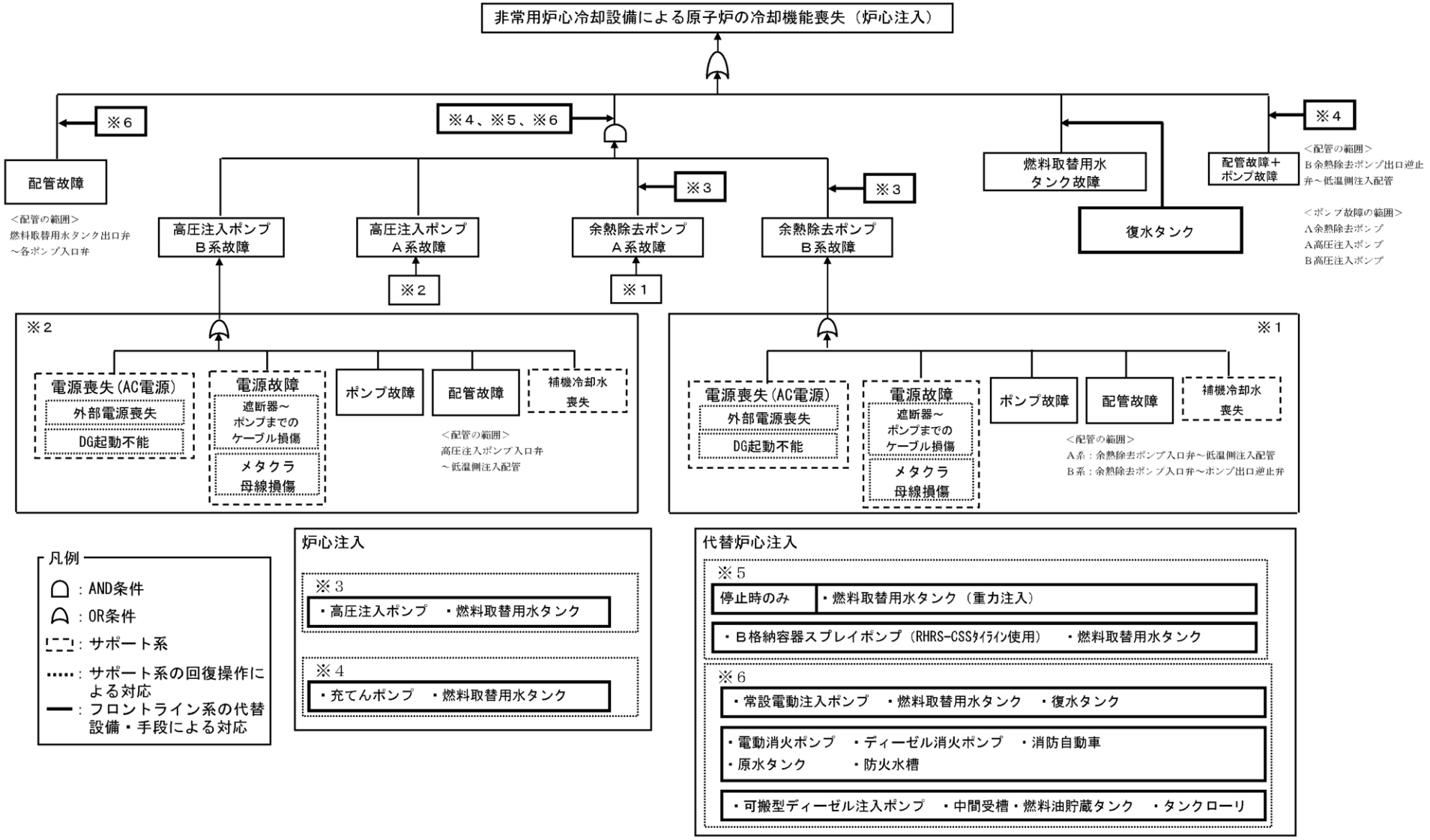
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合			
(3)　原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順等	判断基準	信号	・中性子源領域炉停止時中性子束高警報
		原子炉出力	・中性子源領域中性子束計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉容器への注水量	・余熱除去流量計
			・原子炉補給水補給流量制御器
			・原子炉補給水補給流量積算器
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
			・格納容器内温度計（SA）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器ガスモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ電流計
		電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、B、C、D母線電圧計
		漏えい監視	・格納容器サンプ水位計
			・凝縮液量測定装置水位計
			・格納容器再循環サンプ水位計（狭域）
	操作	—	—

監視計器一覧（33／33）

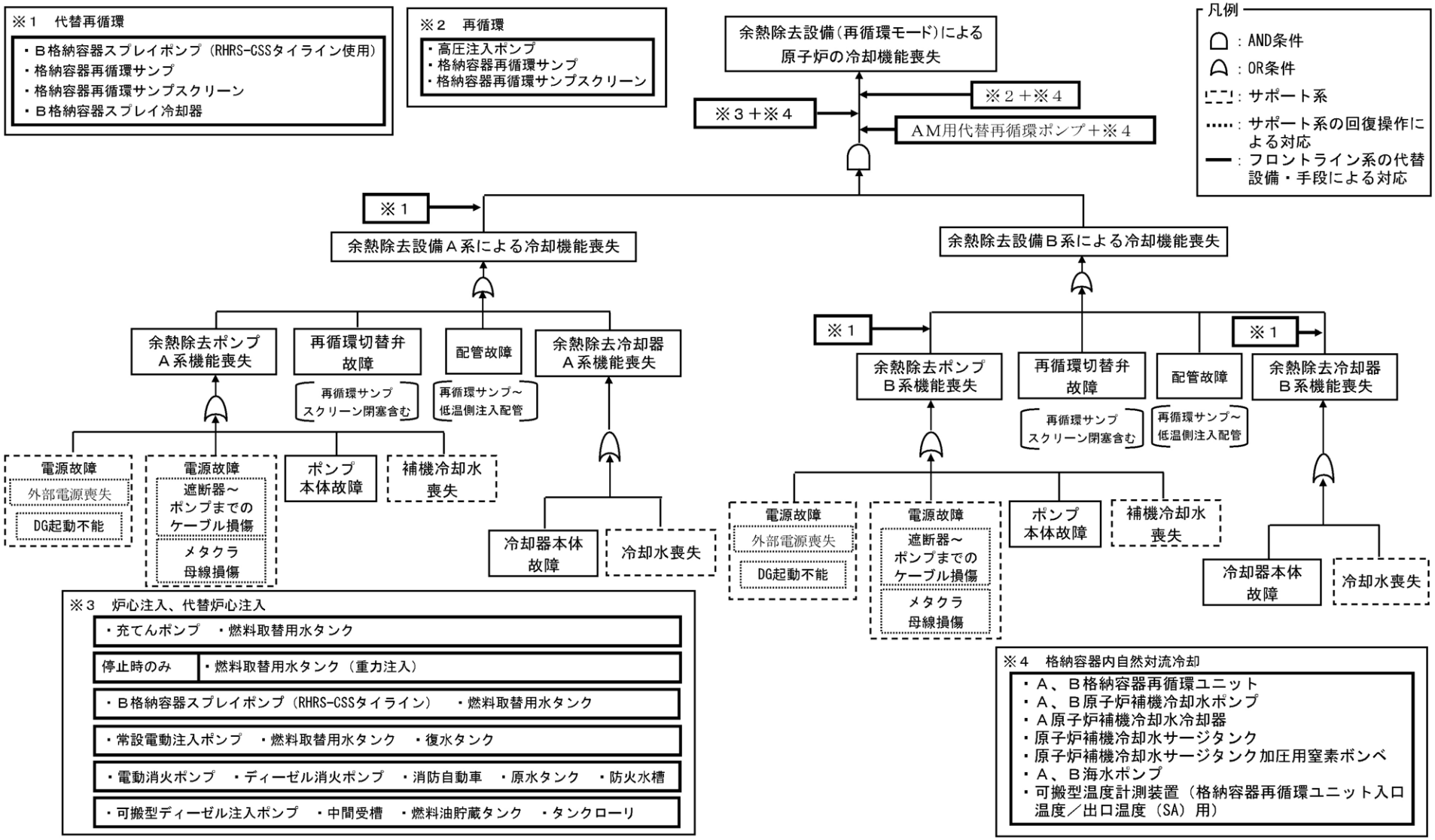
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.4　原子炉格納容器隔離弁の閉止			
原子炉格納容器隔離弁の閉止	判断基準	最終ヒートシンク確保	・原子炉補機冷却水供給母管流量計
			・原子炉補機冷却水母管圧力計
			・原子炉補機冷却水サージタンク水位計
		電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、B、C、D母線電圧計
	操作	—	

第 1.4.9 表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

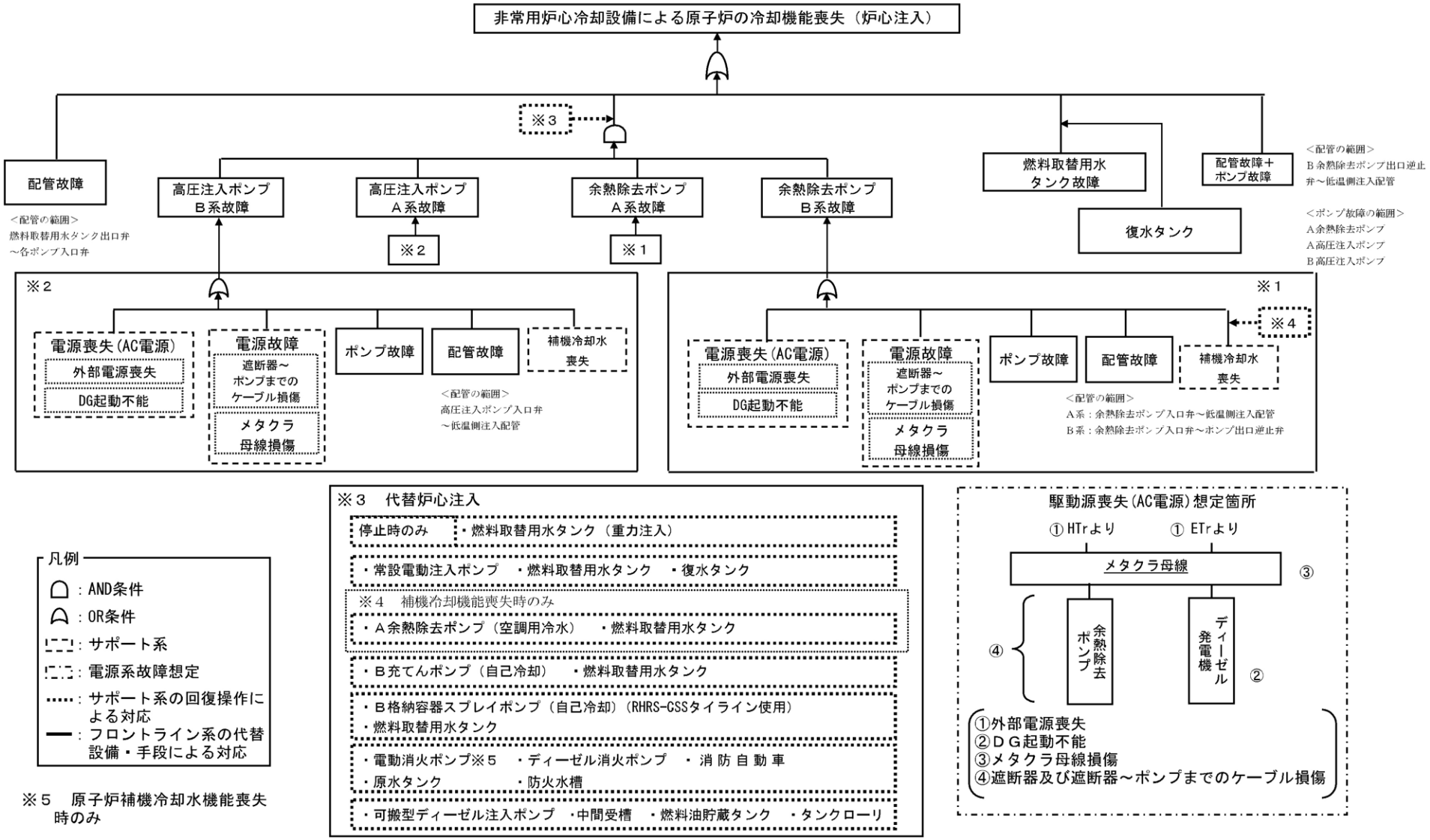
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.4】 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	常設電動注入ポンプ	大容量空冷式発電機
		3-3C1 非常用低圧母線
	充てんポンプ	4-3C 非常用高圧母線
		4-3D 非常用高圧母線
	高圧注入ポンプ	4-3C 非常用高圧母線
		4-3D 非常用高圧母線
	B格納容器スプレイポンプ	4-3D 非常用高圧母線
	電動補助給水ポンプ	4-3C 非常用高圧母線
		4-3D 非常用高圧母線
	主蒸気逃がし弁	A直流コントロールセンタ
		B直流コントロールセンタ



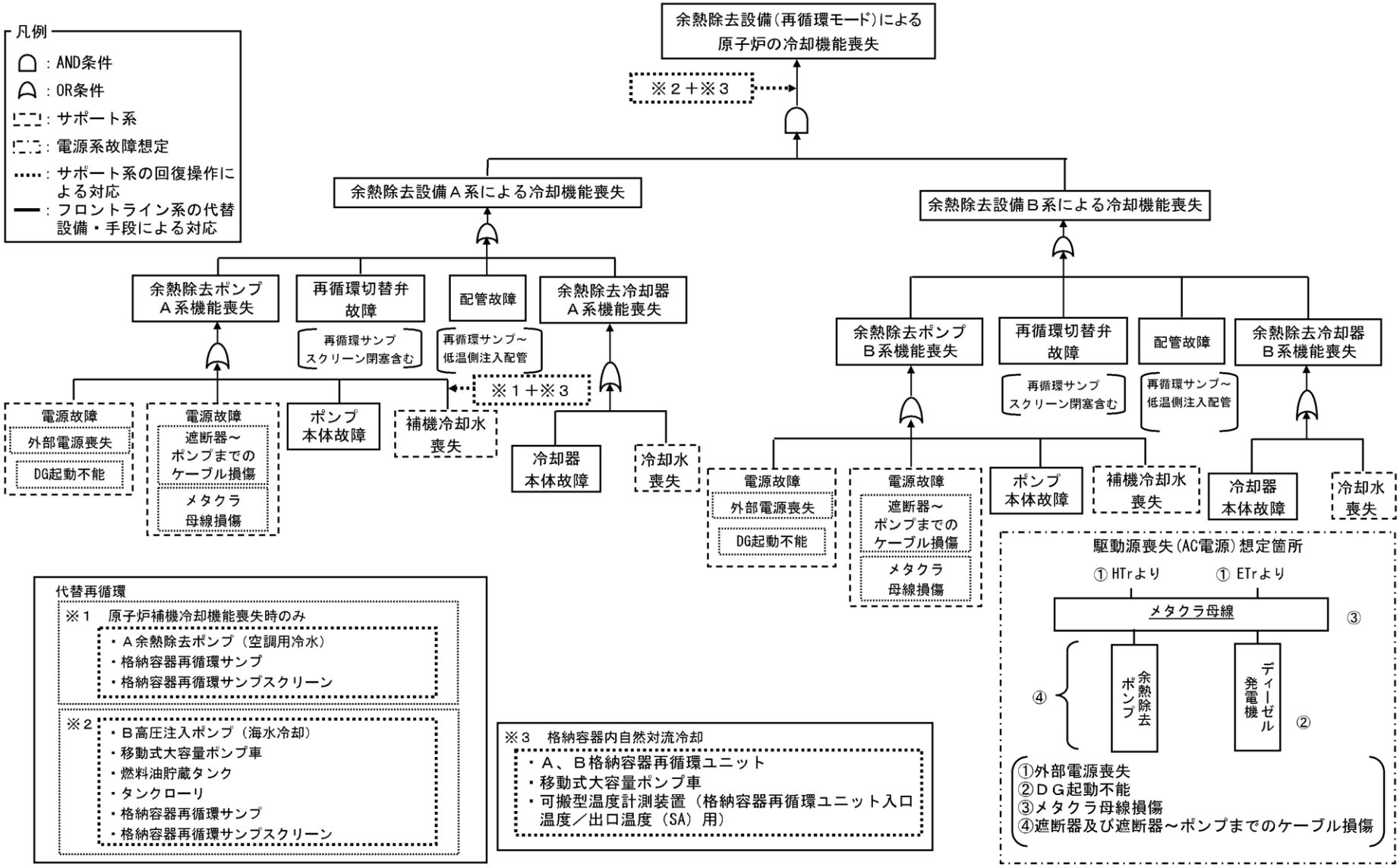
第 1.4.1 図　機能喪失原因対策分析〔1 次冷却材喪失あり（炉心注入）：フロントライン系故障〕



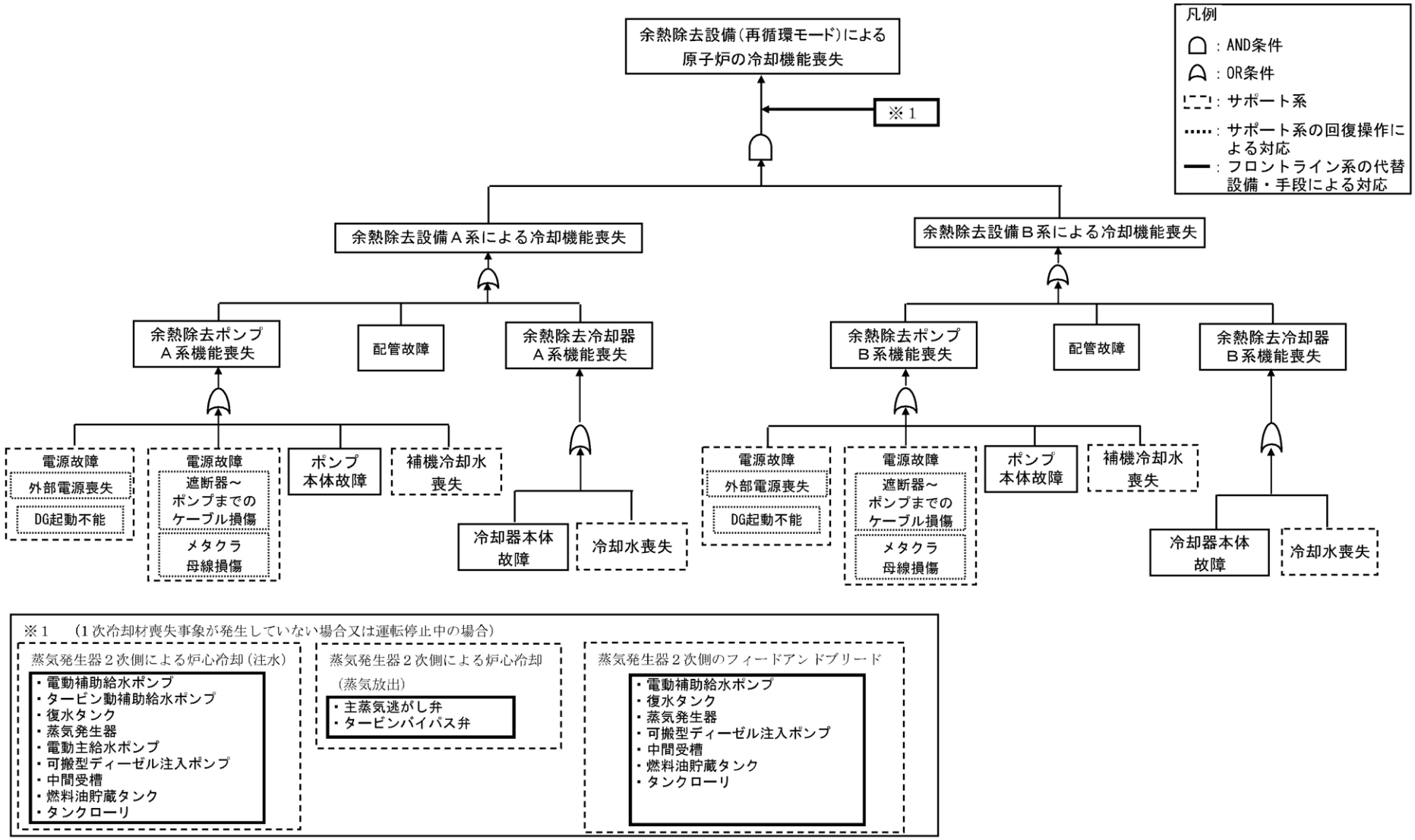
第 1.4.2 図　機能喪失原因対策分析〔1 次冷却材喪失あり（再循環）：フロントライン系故障〕



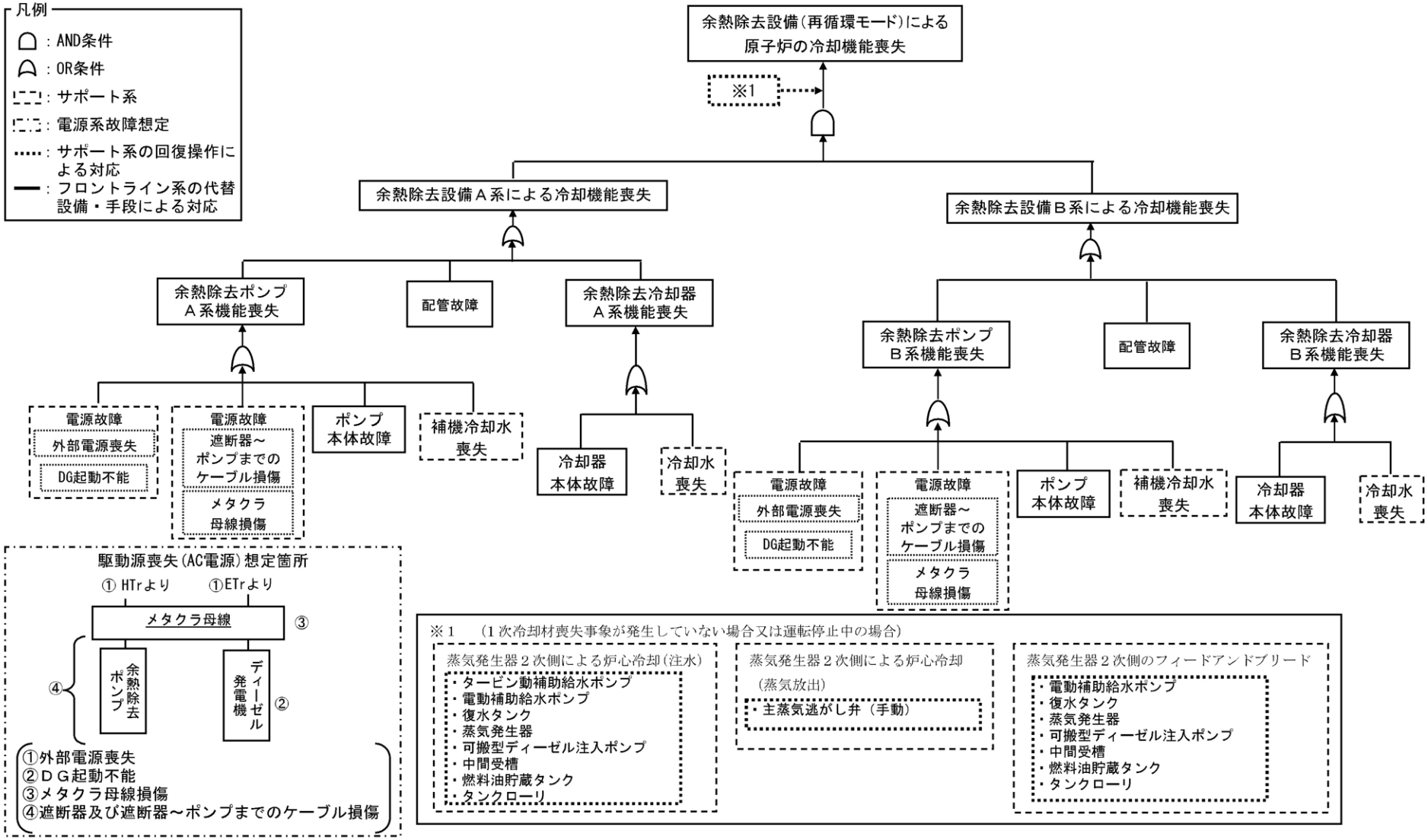
第 1.4.3 図　機能喪失原因対策分析〔１次冷却材喪失あり（炉心注入）：サポート系故障〕



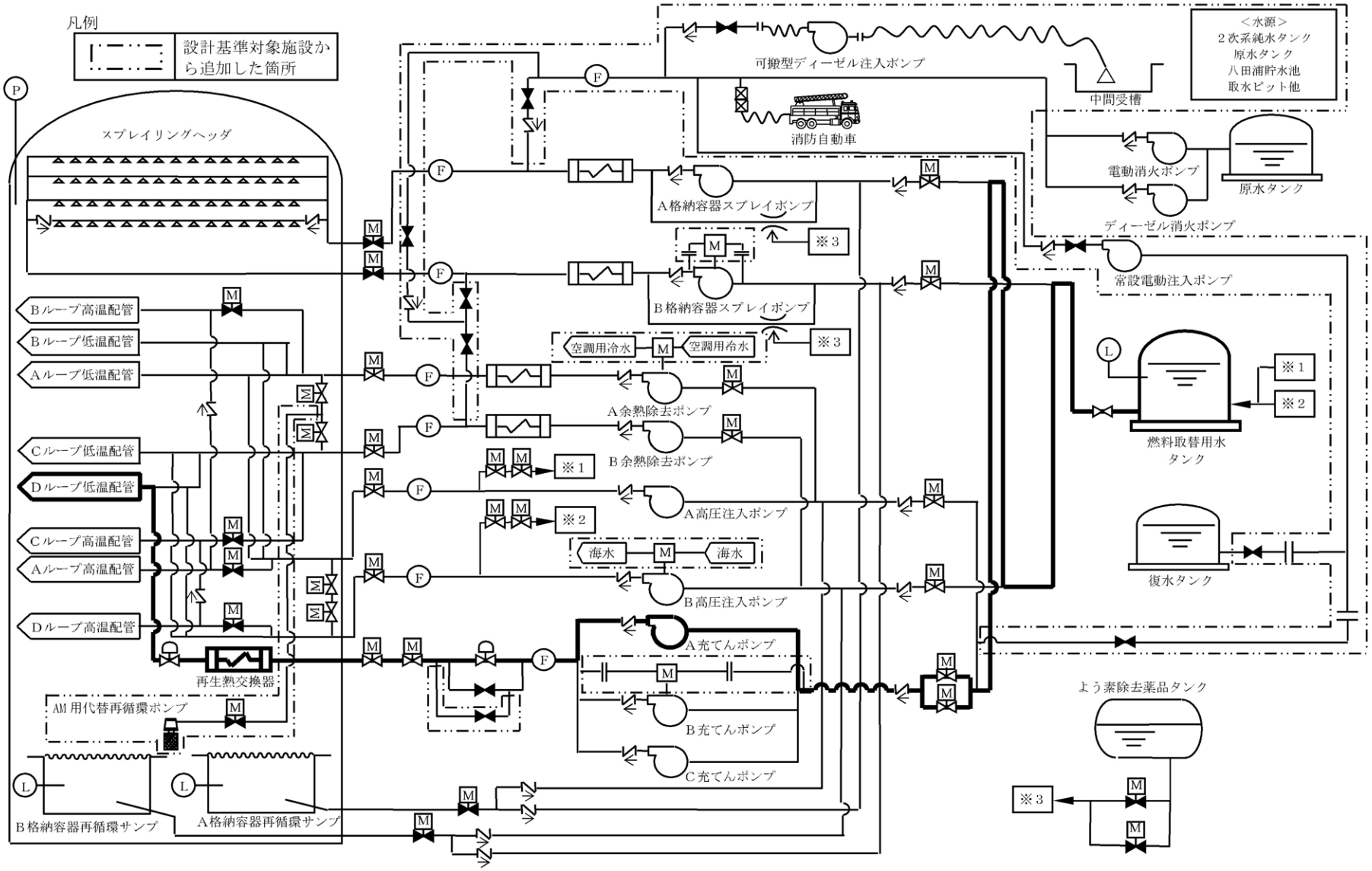
第 1.4.4 図　機能喪失原因対策分析〔１次冷却材喪失あり（再循環）：サポート系故障〕



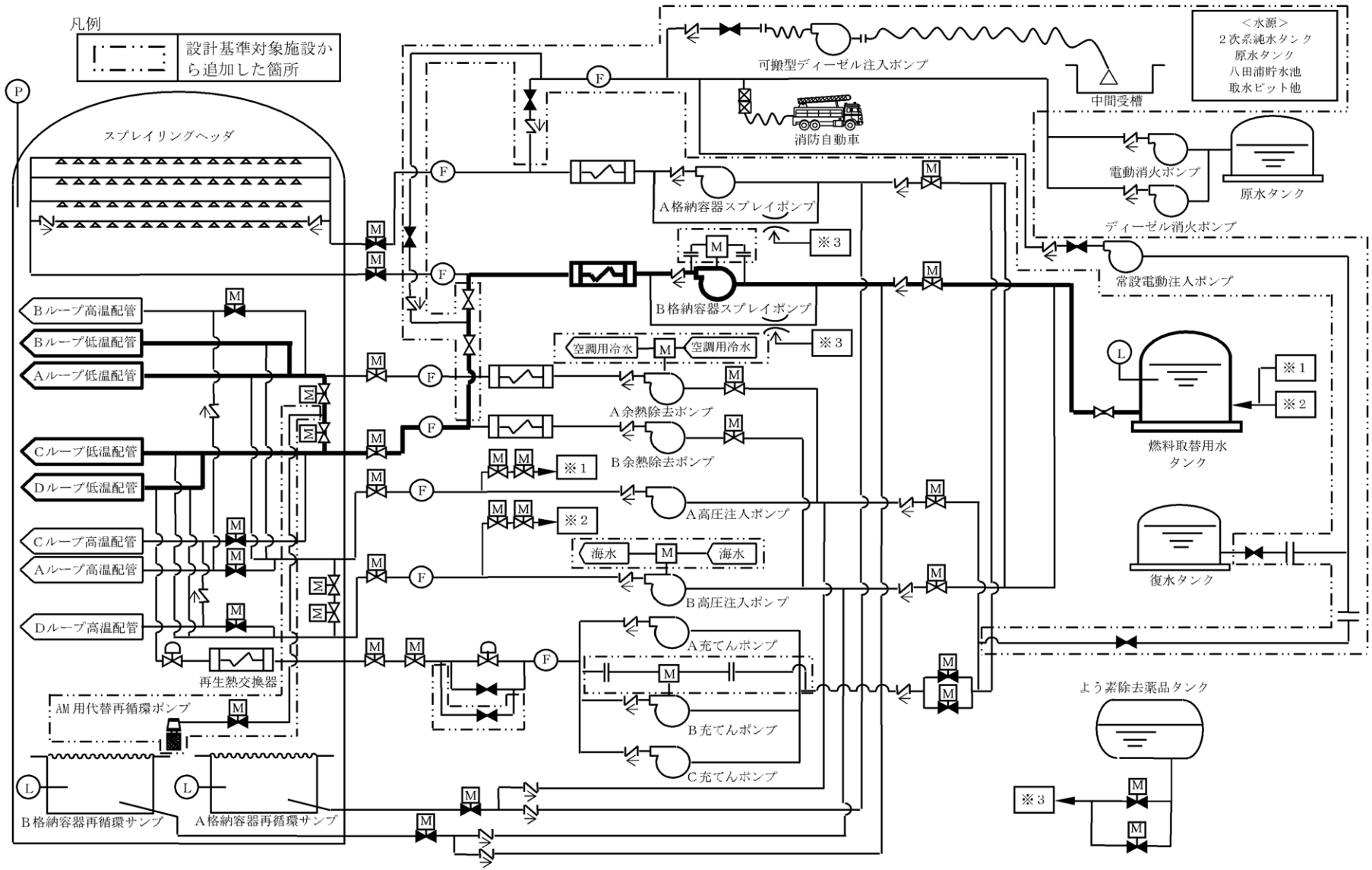
第 1.4.5 図　機能喪失原因対策分析〔1 次冷却材喪失なし：フロントライン系故障〕



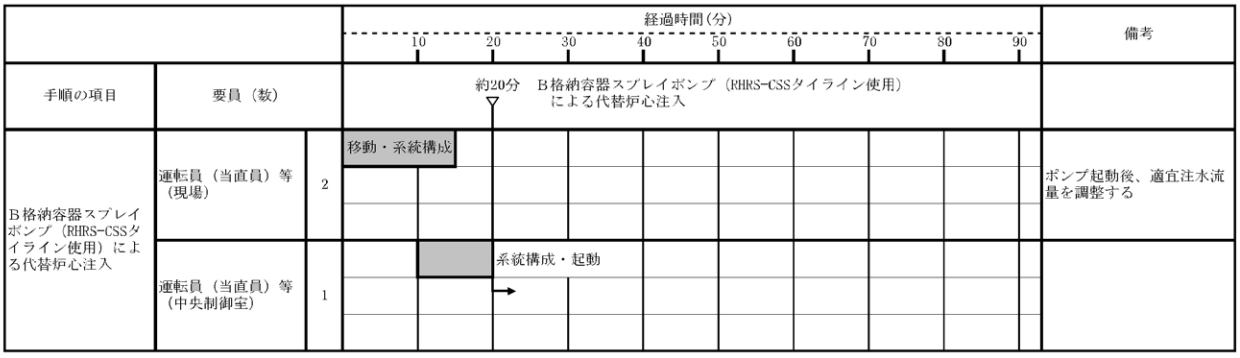
第 1.4.6 図　機能喪失原因対策分析（1次冷却材喪失なし：サポート系故障）



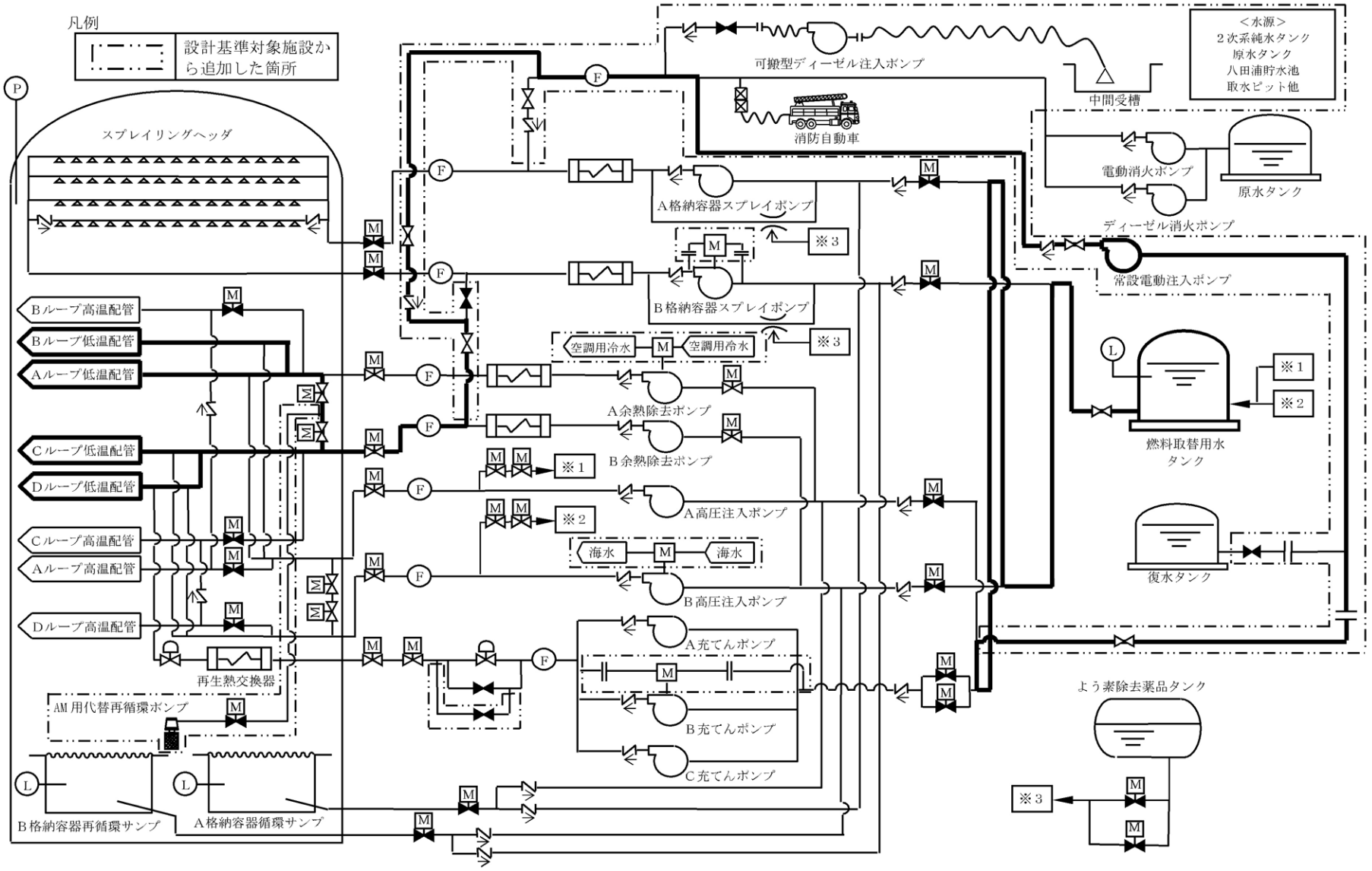
第 1.4.7 図　充てんポンプによる炉心注入　概略系統図



第 1.4.8 図　B 格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS タイライン使用）による代替炉心注入　概略系統図

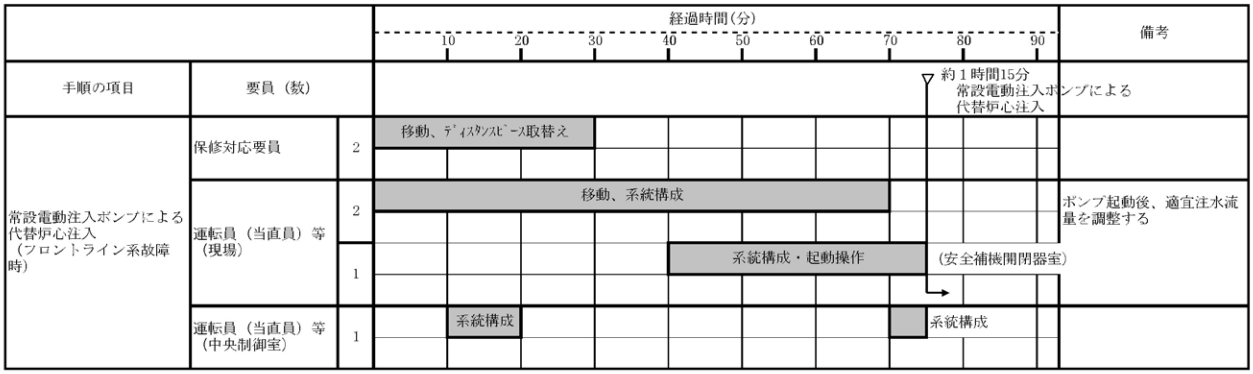


第1.4.9図　B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSSタイライン使用）による代替炉心注入　タイムチャート

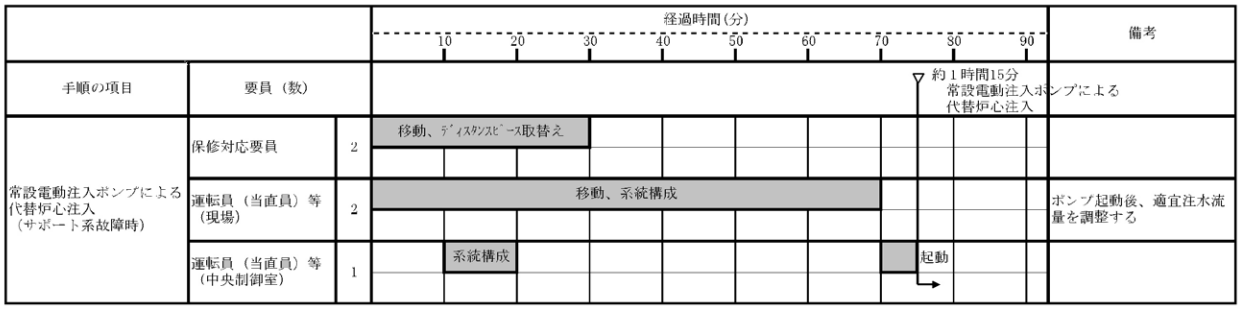


第 1.4.10 図　常設電動注入ポンプによる代替炉心注入　概略系統図

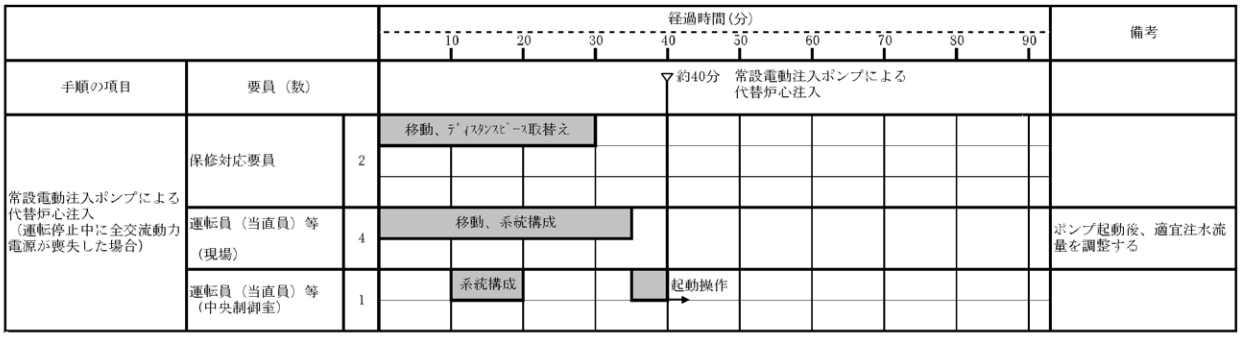
○フロントライン系故障時（運転員（当直員）等（現場）３名で系統構成する場合）



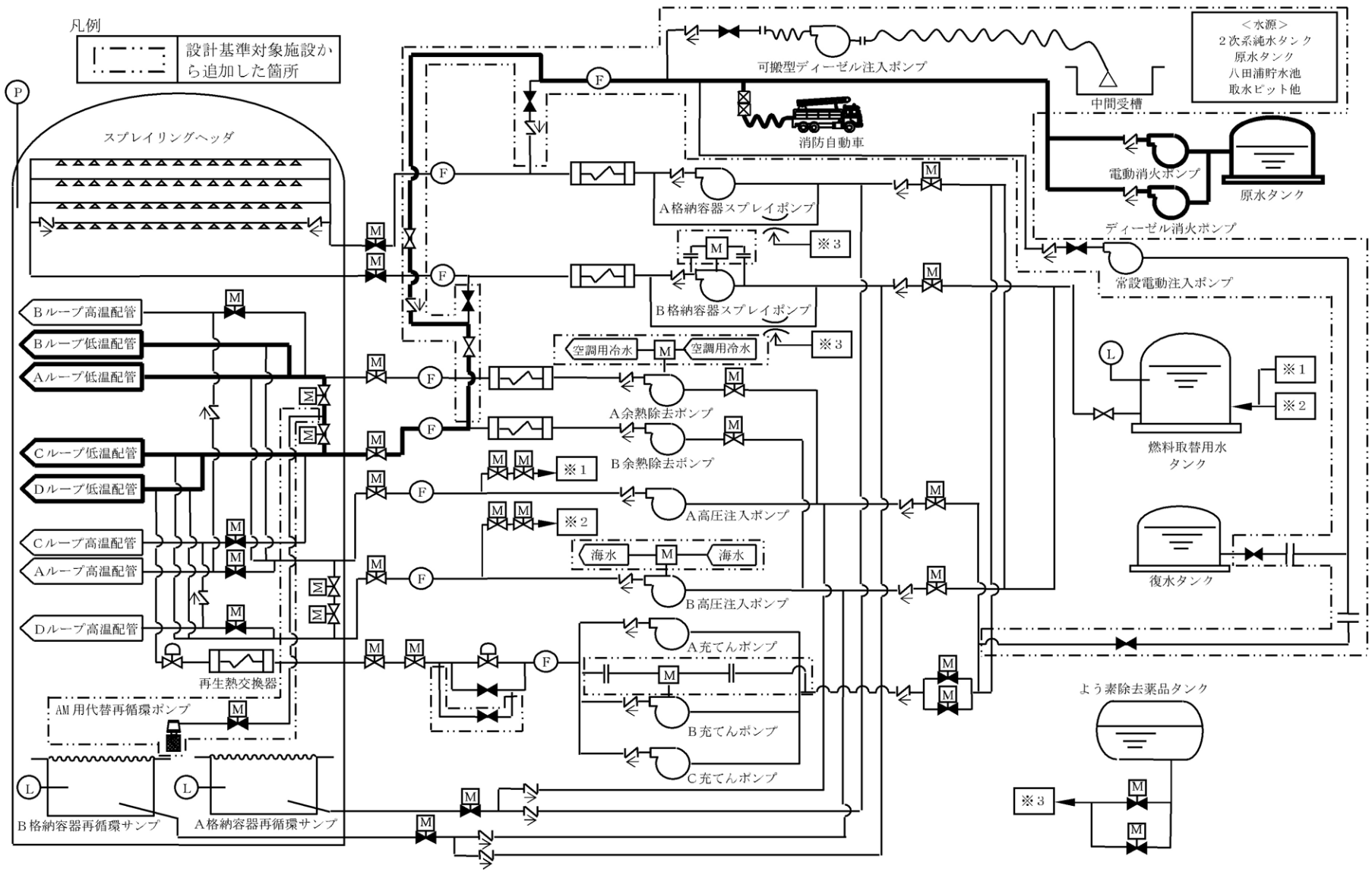
○サポート系故障時（運転員（当直員）等（現場）２名で系統構成する場合）



○運転停止中に全交流動力電源が喪失した場合（運転員（当直員）等（現場）４名で系統構成する場合）

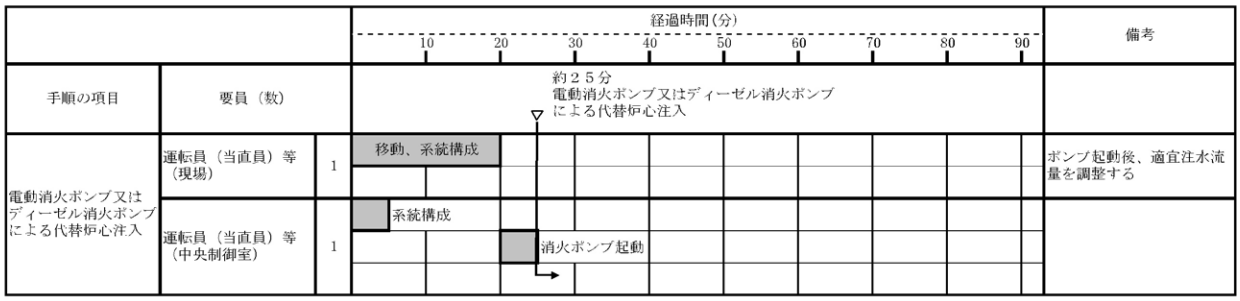


第1.4.11図　常設電動注入ポンプによる代替炉心注入　タイムチャート

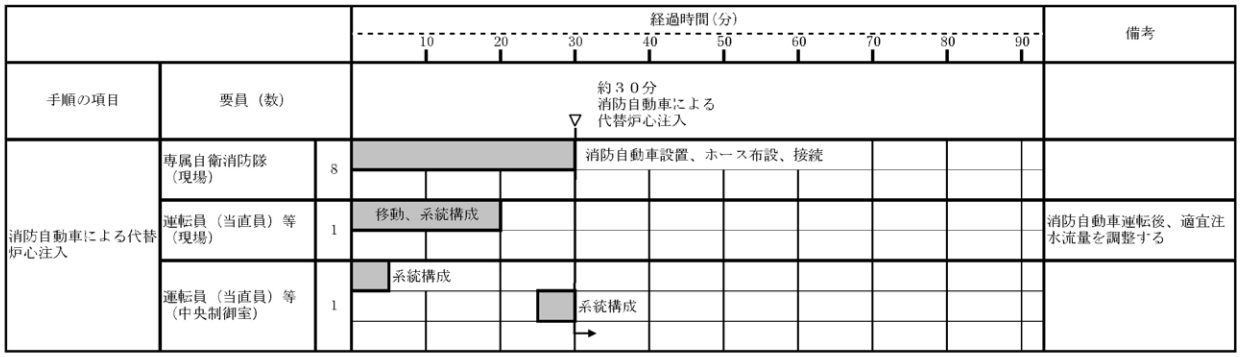


第 1.4.12 図　電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入　概略系統図

○電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注入



○消防自動車による代替炉心注入



第1.4.13図　電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ又は消防自動車による代替炉心注入　タイムチャート