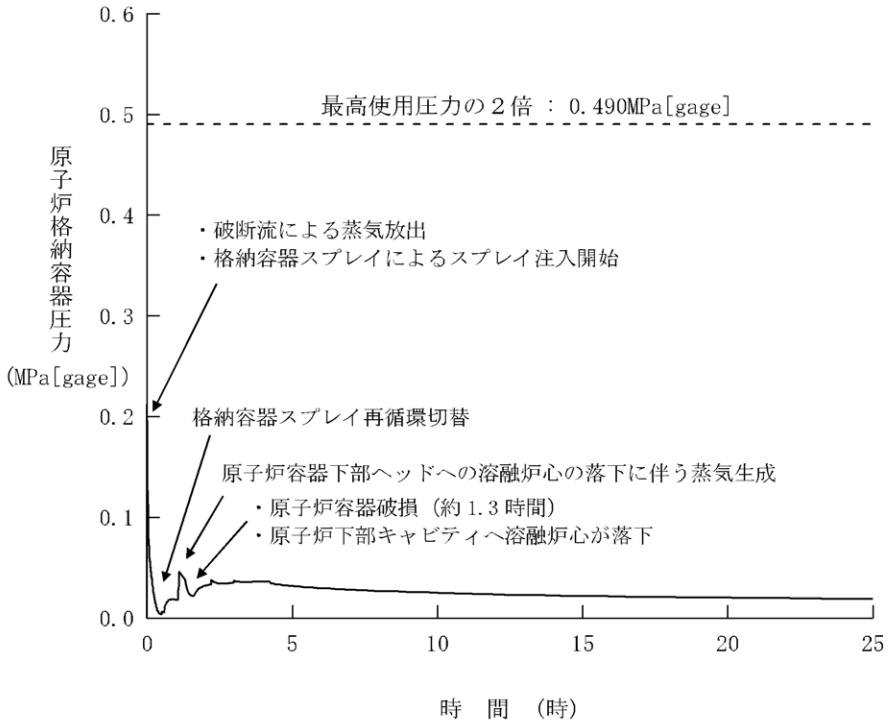
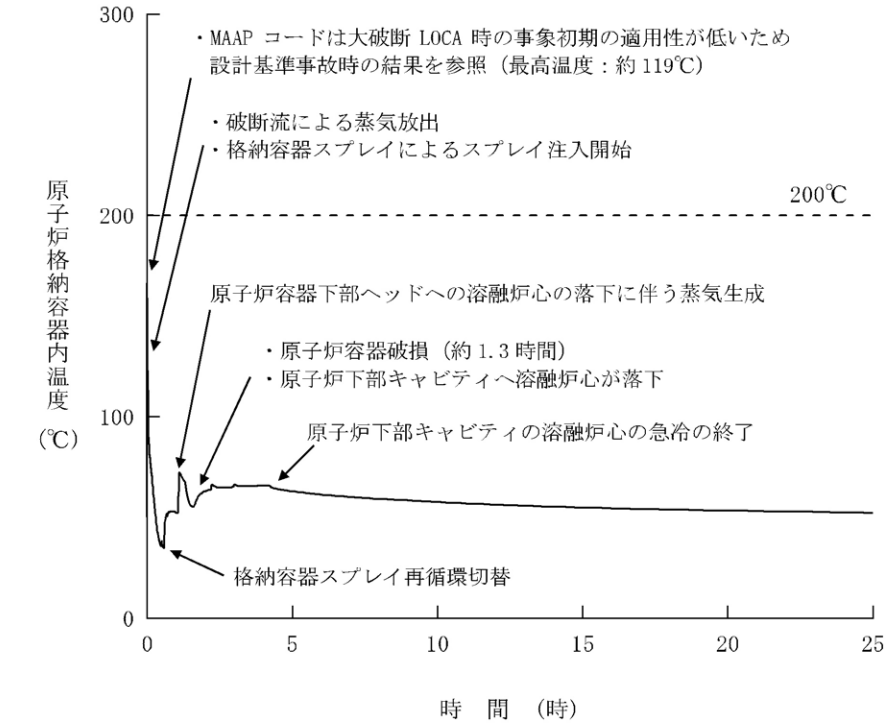
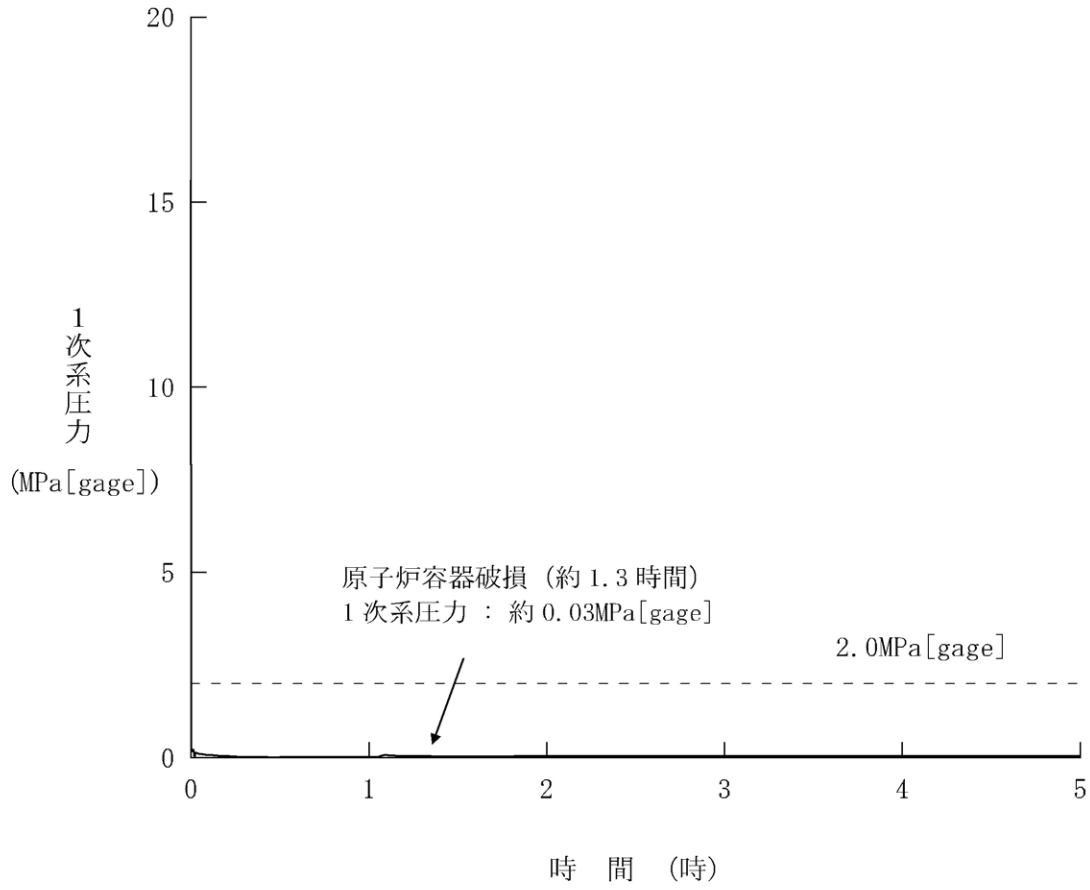


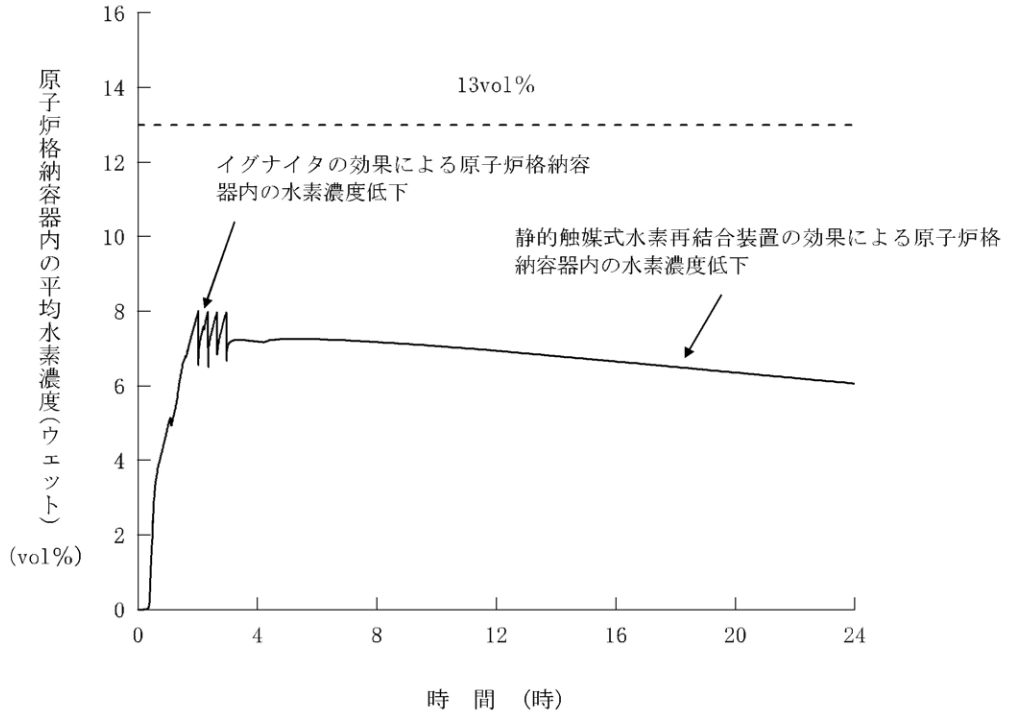
第 7.2.4.12 図　原子炉格納容器圧力の推移



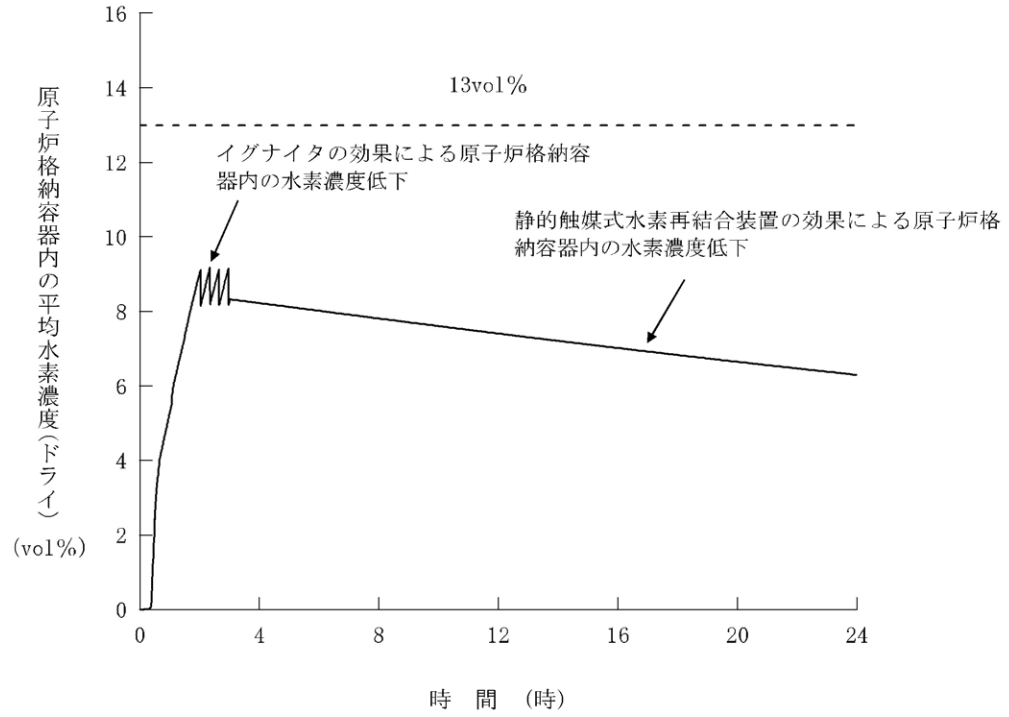
第 7.2.4.13 図　原子炉格納容器内温度の推移



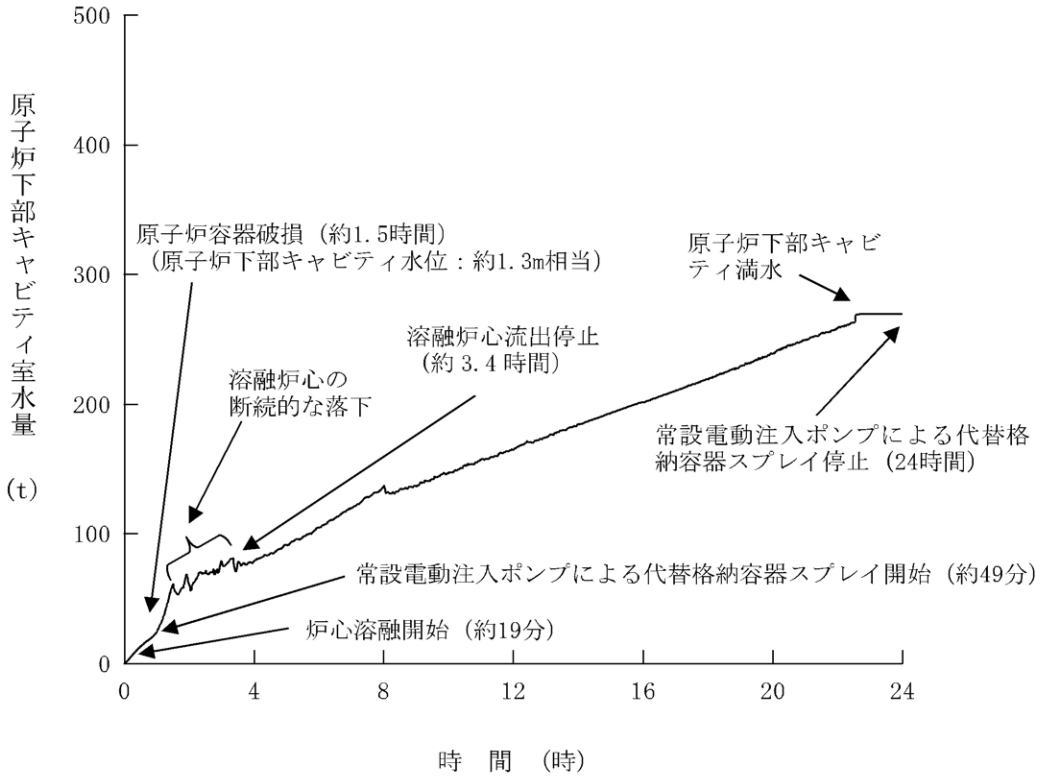
第 7.2.4.14 図　1 次系圧力の推移



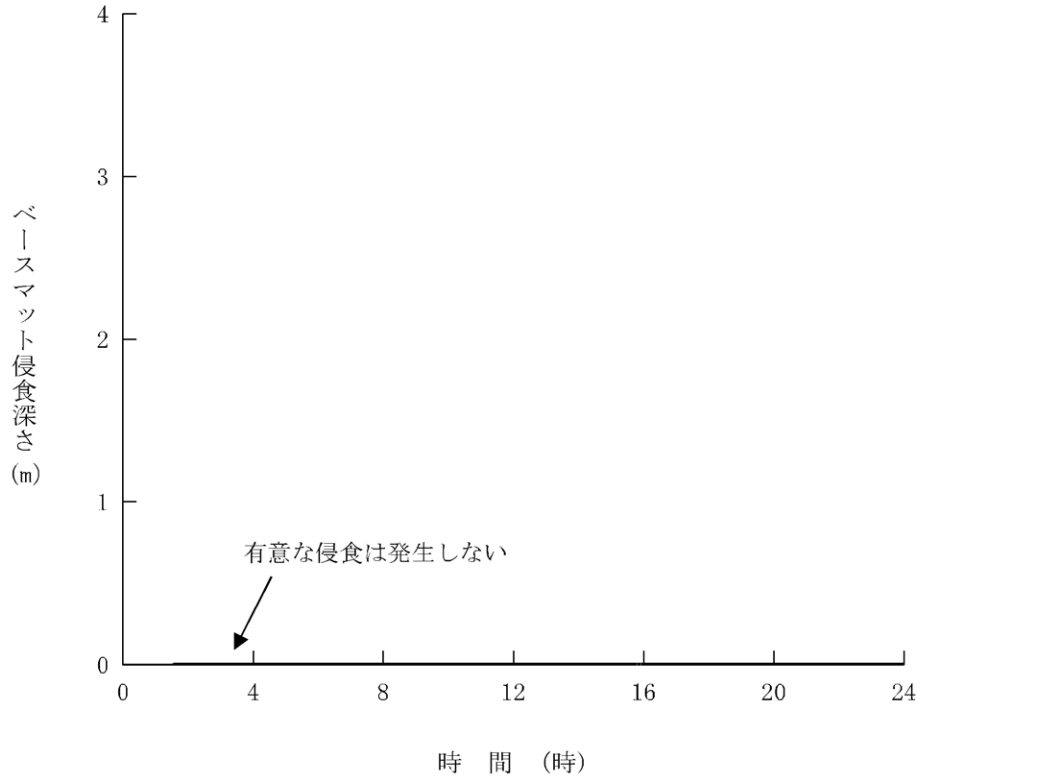
第 7.2.4.15 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ウェット）の推移
（イグナイタの効果に期待する場合）



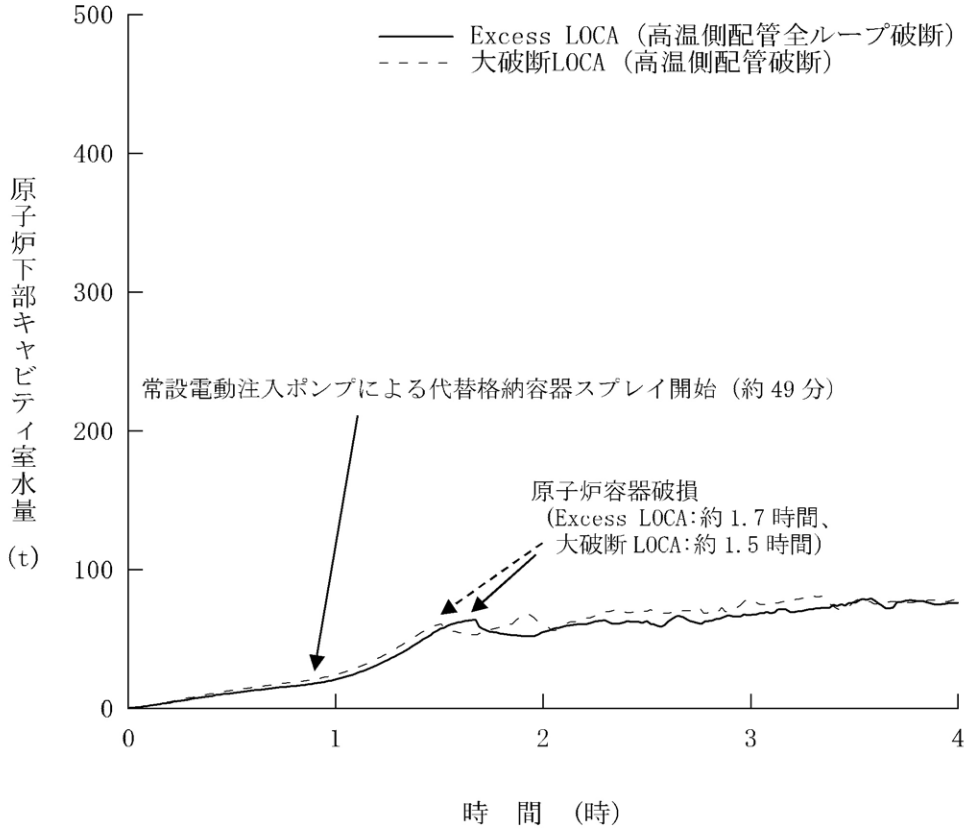
第 7.2.4.16 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ドライ）の推移
（イグナイタの効果に期待する場合）



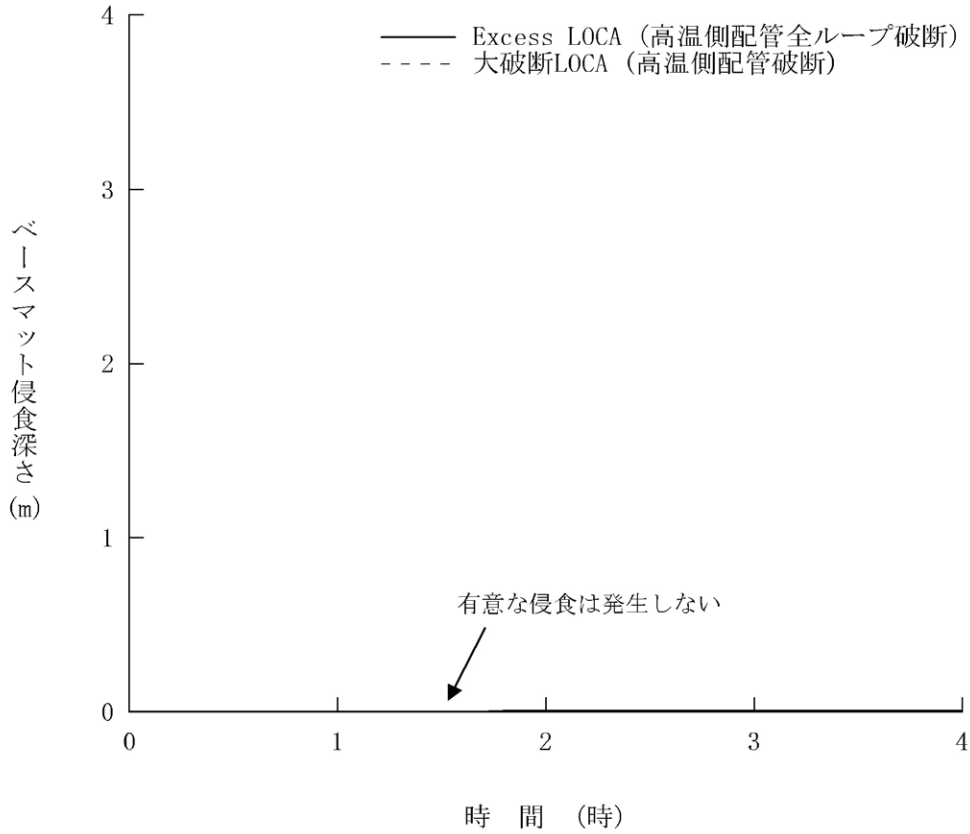
第 7.2.5.1 図　原子炉下部キャビティ室水量の推移



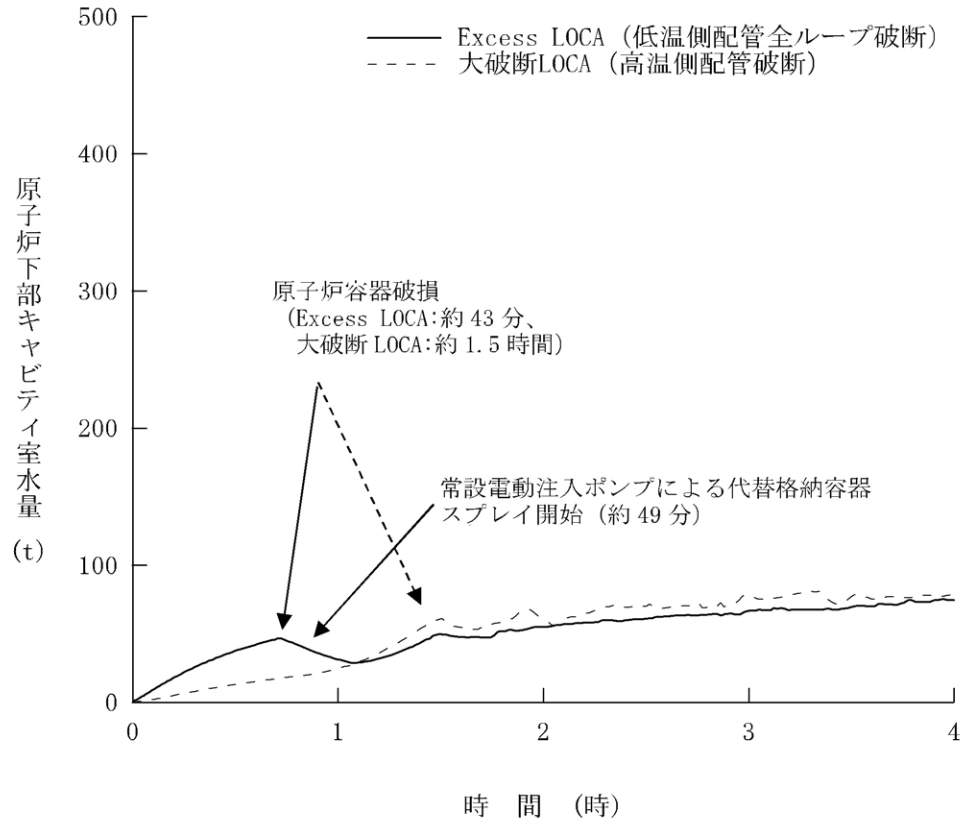
第 7.2.5.2 図　ベースマット侵食深さの推移



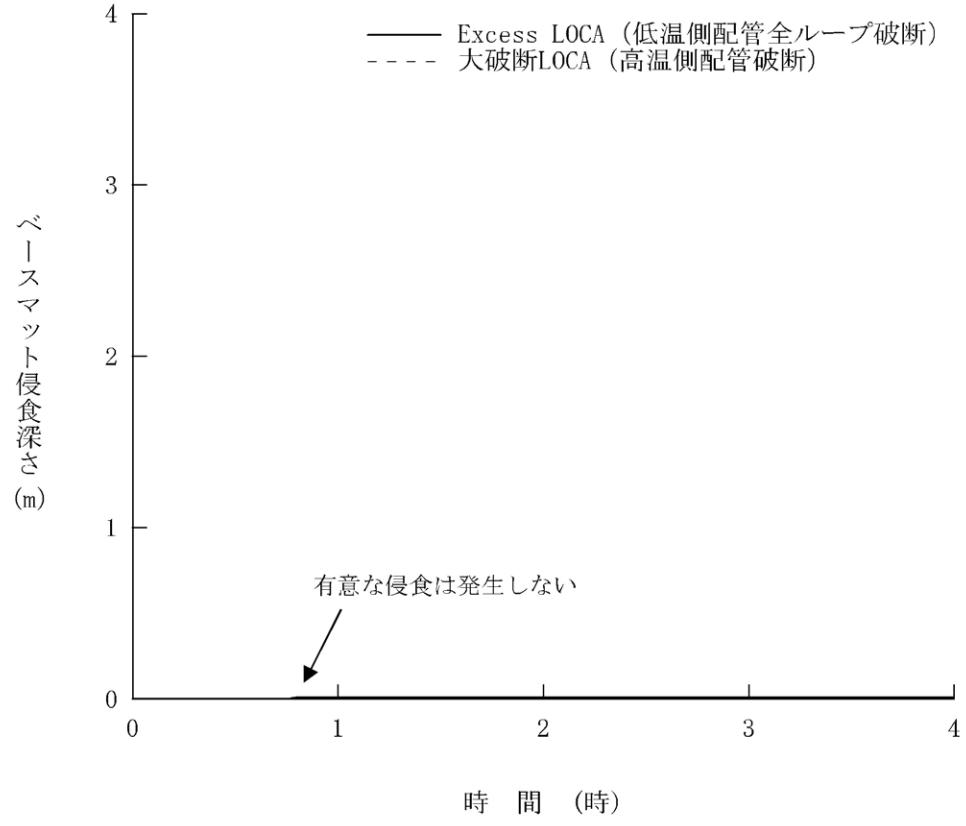
第 7.2.5.3 図　原子炉下部キャビティ室水量の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）



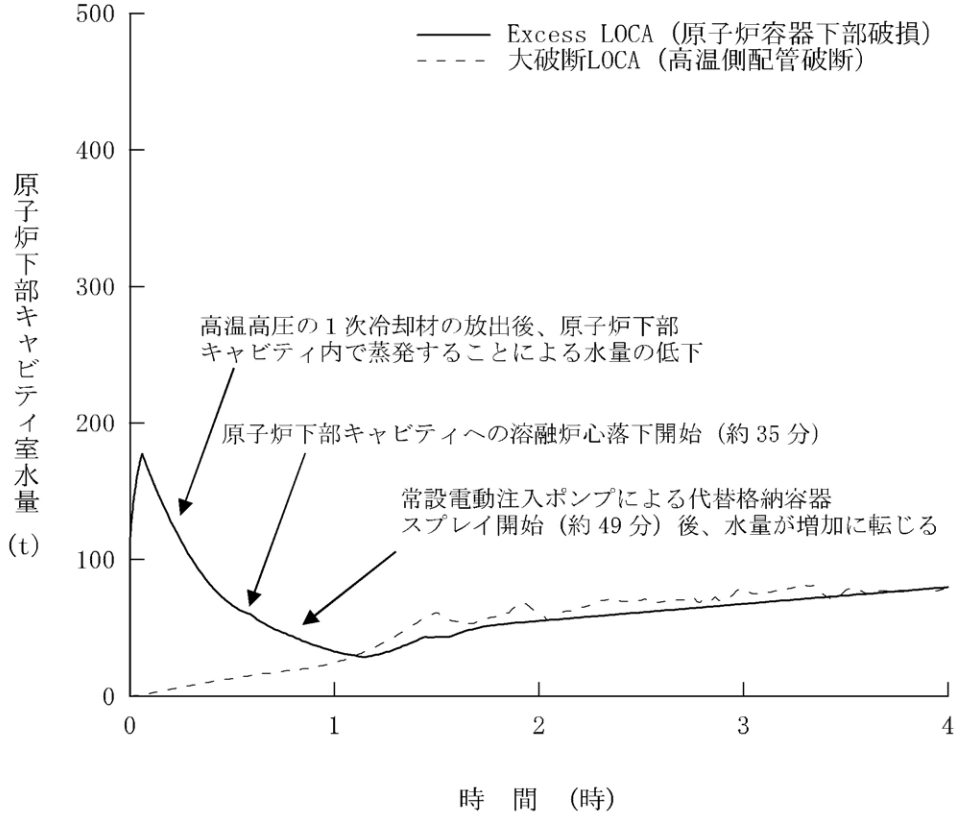
第 7.2.5.4 図　ベースマット侵食深さの推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）



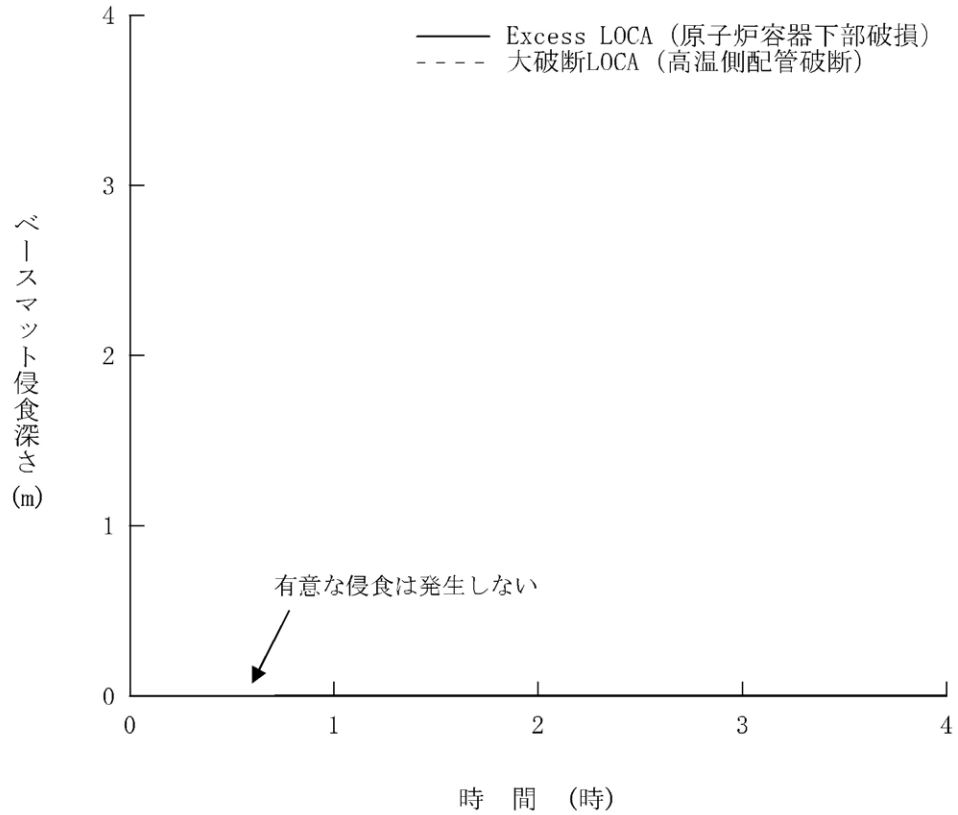
第7.2.5.5図　原子炉下部キャビティ室水量の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）



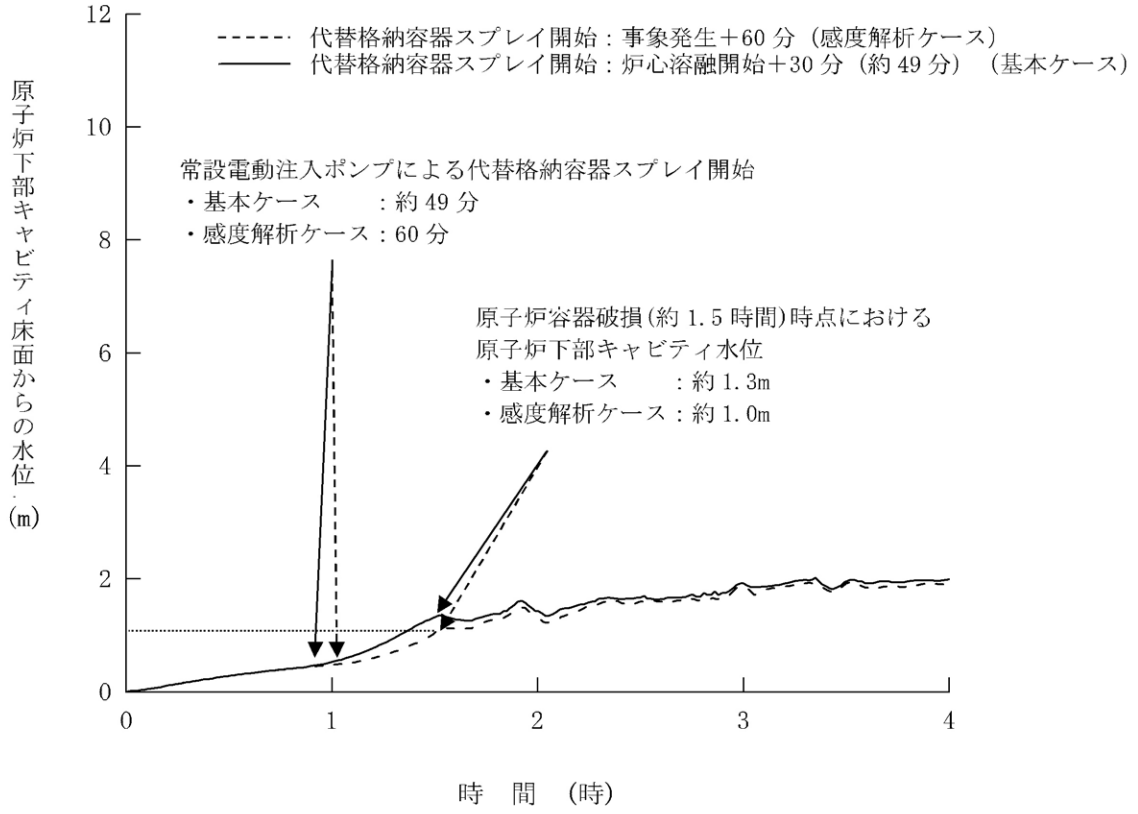
第7.2.5.6図　ベースマット侵食深さの推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）



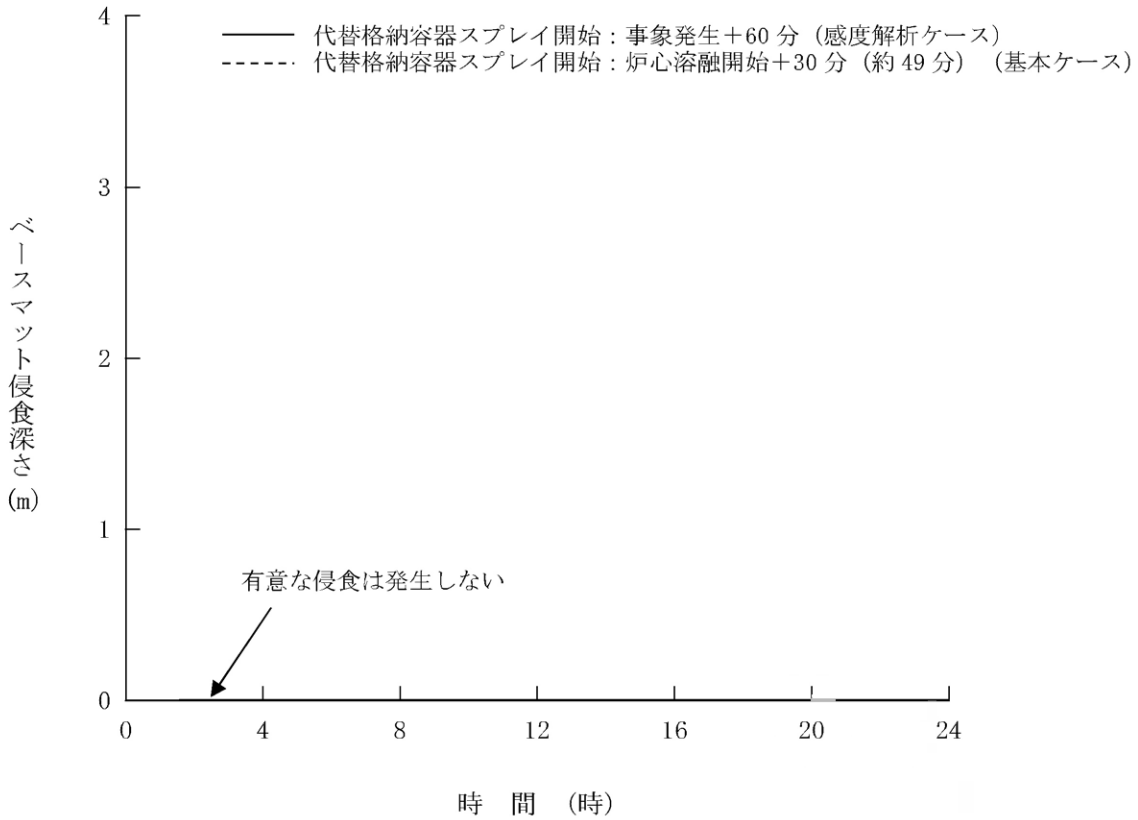
第 7.2.5.7 図　原子炉下部キャビティ室水量の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



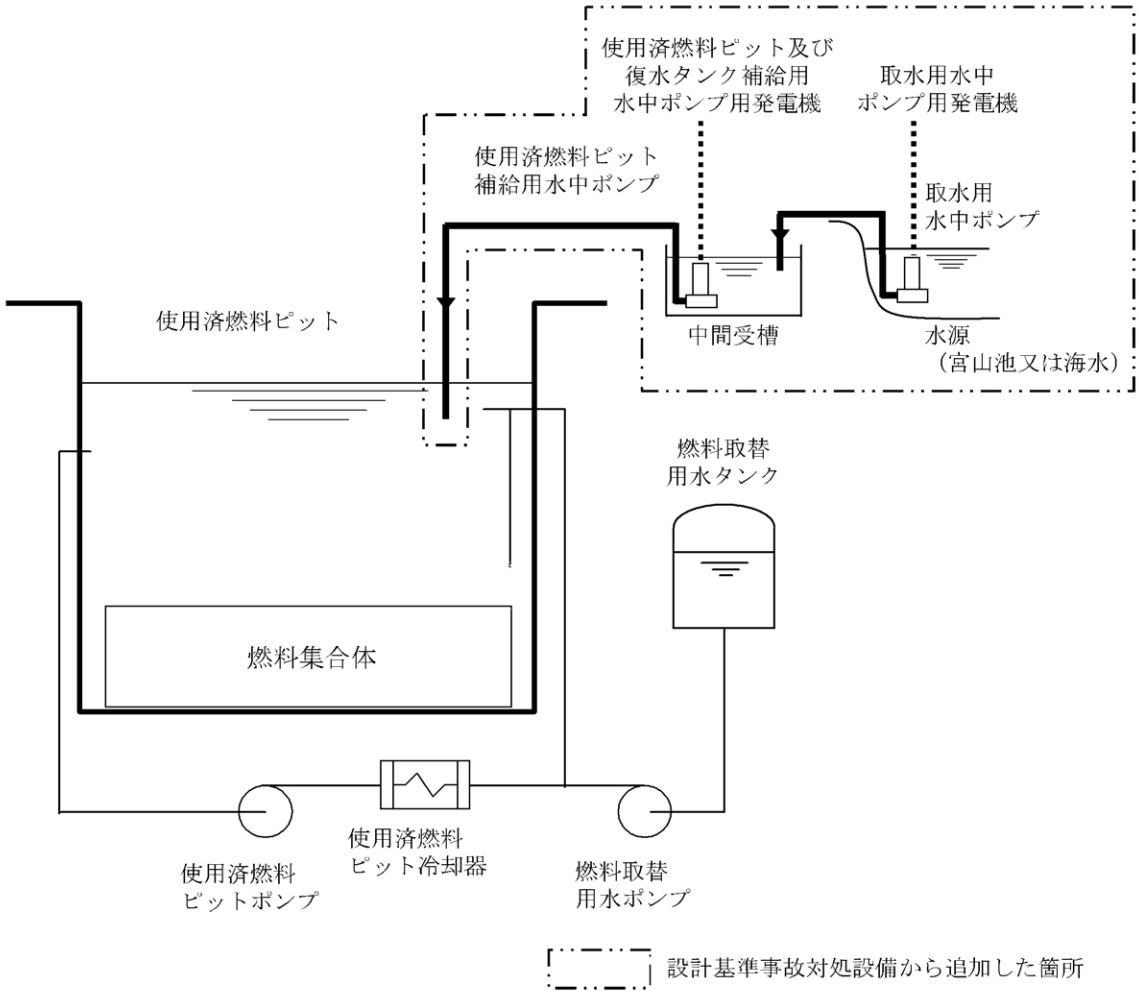
第 7.2.5.8 図　ベースマット侵食深さの推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



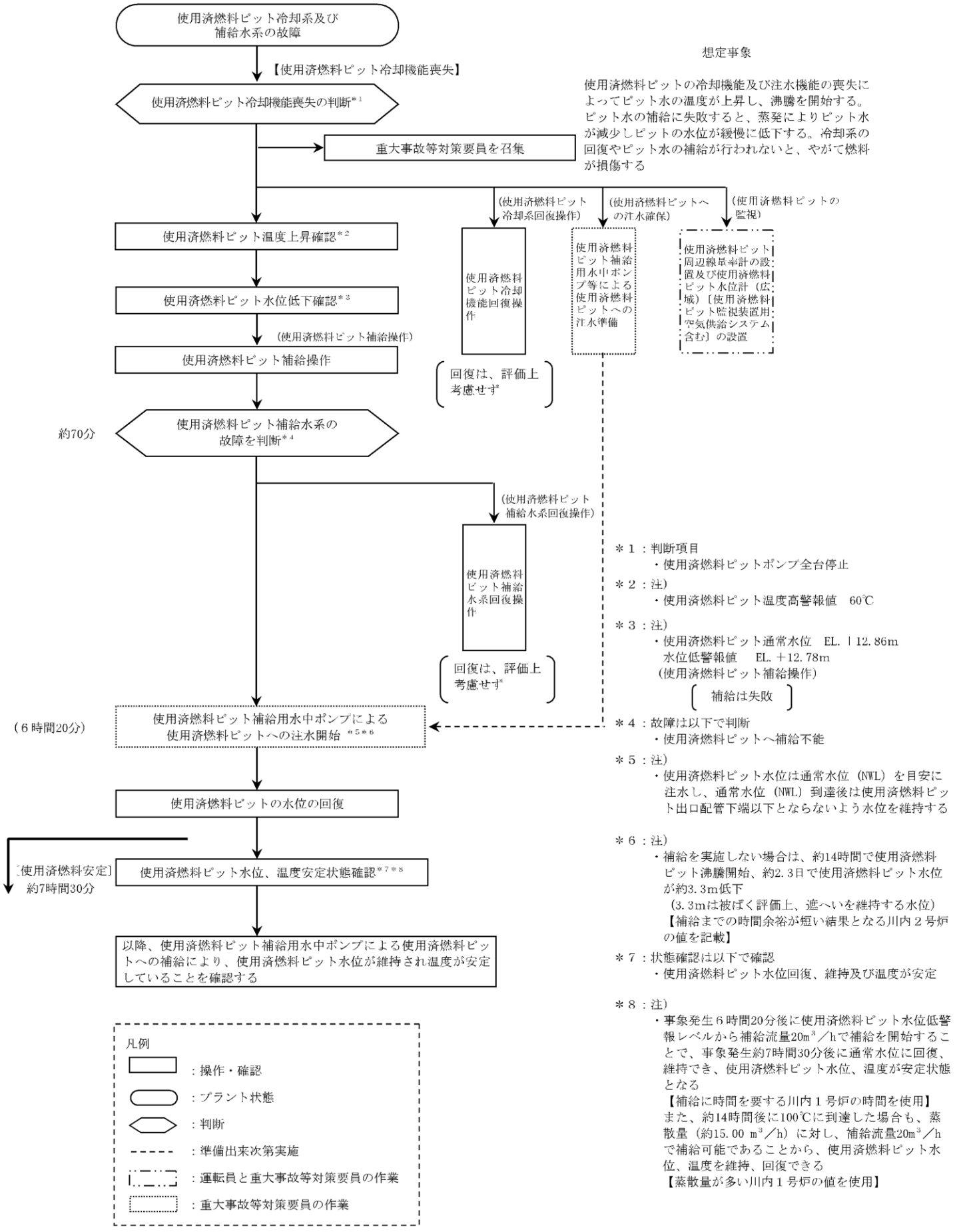
第 7.2.5.9 図　原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）



第 7.2.5.10 図　ベースマット侵食深さの推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）



第7.3.1.1図　想定事故１の重大事故等対策の概略系統図



＊1：判断項目
・使用済燃料ピットポンプ全台停止

＊2：注）
・使用済燃料ピット温度高警報値　60℃

＊3：注）
・使用済燃料ピット通常水位　EL.－12.86m
水位低警報値　EL.＋12.78m
（使用済燃料ピット補給操作）
〔補給は失敗〕

＊4：故障は以下で判断
・使用済燃料ピットへ補給不能

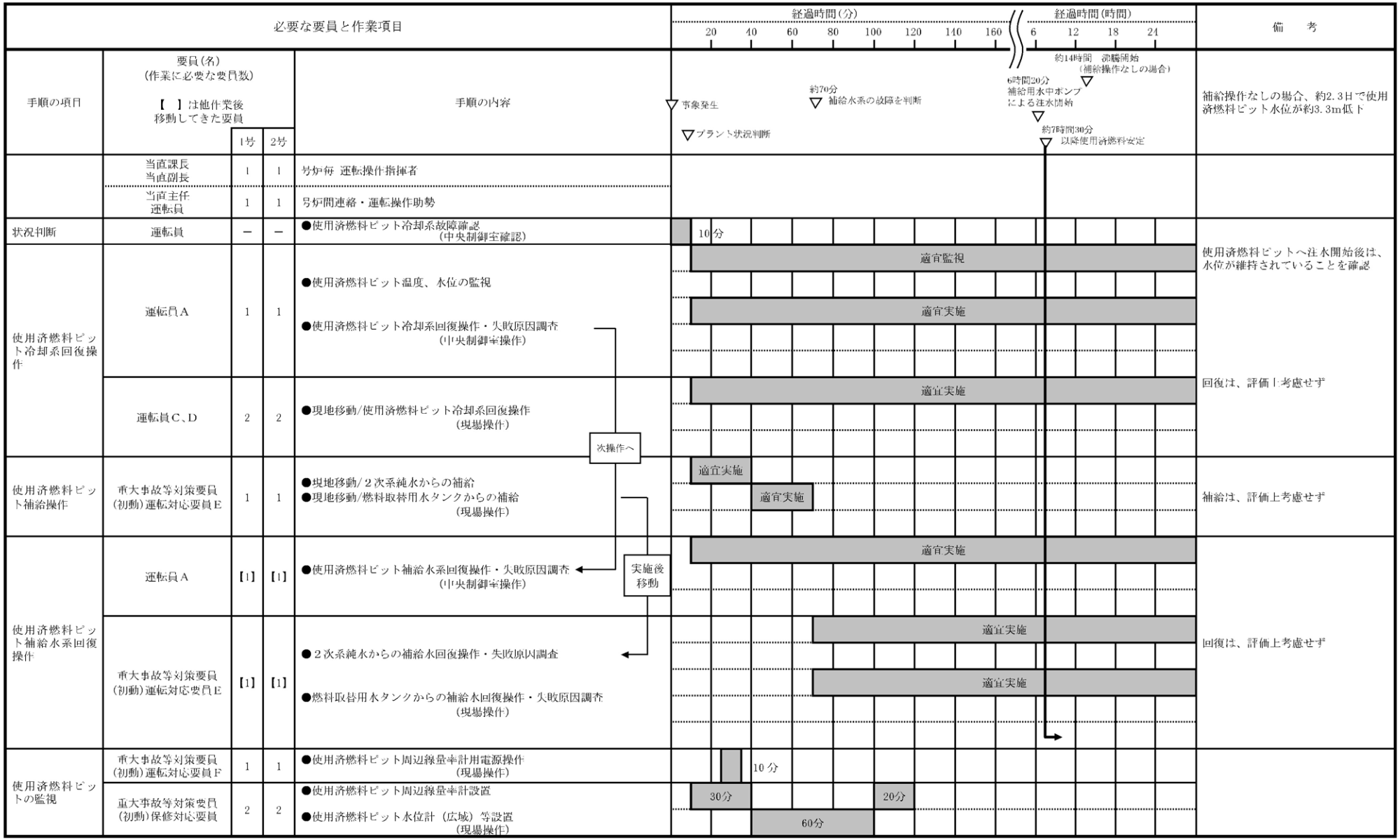
＊5：注）
・使用済燃料ピット水位は通常水位（NWL）を目安に注水し、通常水位（NWL）到達後は使用済燃料ピット出口配管下端以下とならないよう水位を維持する

＊6：注）
・補給を実施しない場合は、約14時間で使用済燃料ピット沸騰開始、約2.3日で使用済燃料ピット水位が約3.3m低下
（3.3mは被ばく評価上、遮へいを維持する水位）
【補給までの時間余裕が短い結果となる川内２号炉の値を記載】

＊7：状態確認は以下で確認
・使用済燃料ピット水位回復、維持及び温度が安定

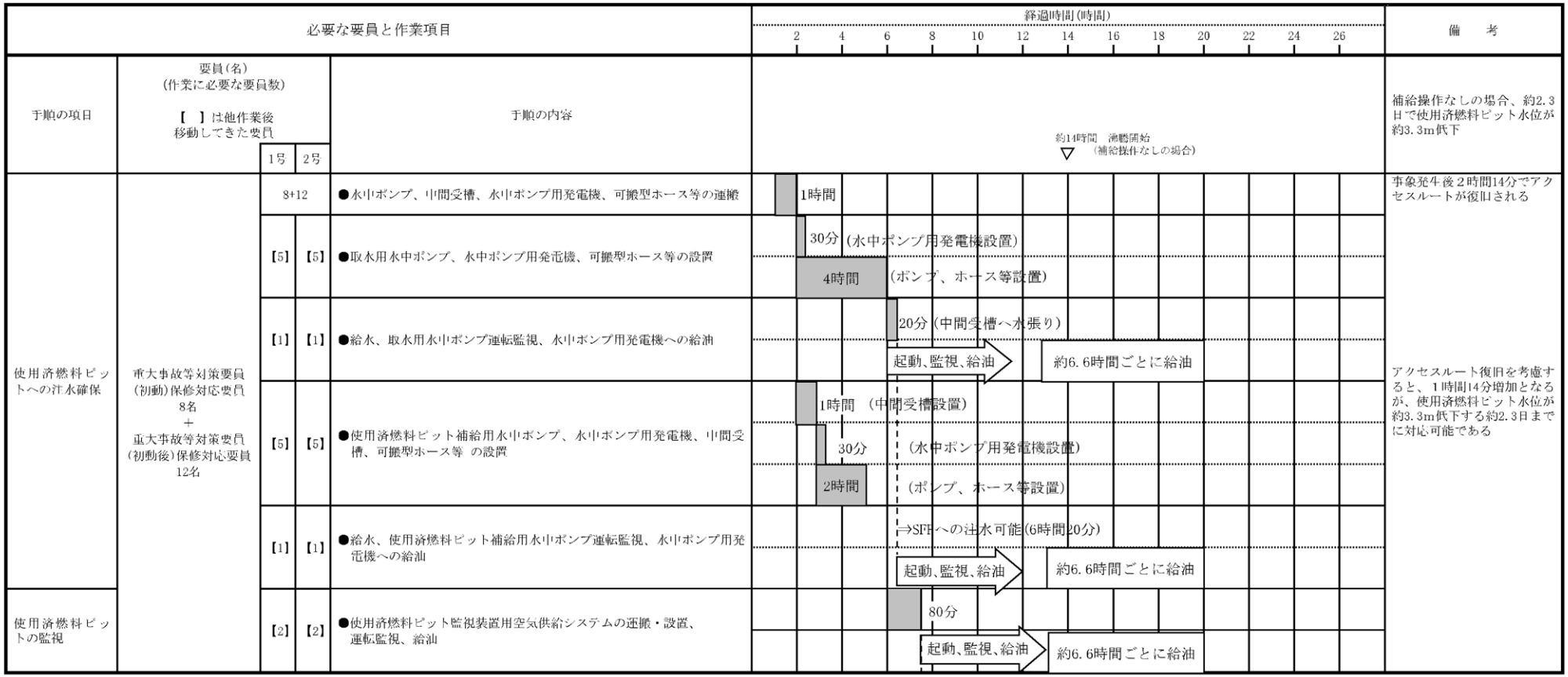
＊8：注）
・事象発生６時間20分後に使用済燃料ピット水位低警報レベルから補給流量20m^3／hで補給を開始することで、事象発生約7時間30分後に通常水位に回復、維持でき、使用済燃料ピット水位、温度が安定状態となる
【補給に時間を要する川内１号炉の時間を使用】
また、約14時間後に100℃に到達した場合も、蒸散量（約15.00 m^3／h）に対し、補給流量20m^3／hで補給可能であることから、使用済燃料ピット水位、温度を維持、回復できる
【蒸散量が多い川内１号炉の値を使用】

第 7.3.1.2 図　想定事故１「使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障」の対応手順の概要
（想定事故１の事象進展）



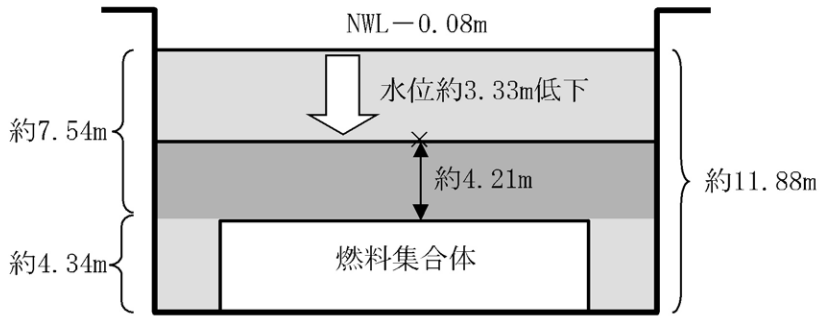
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第7.3.1.3図　想定事故1（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）の作業と所要時間（1／2）



・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載

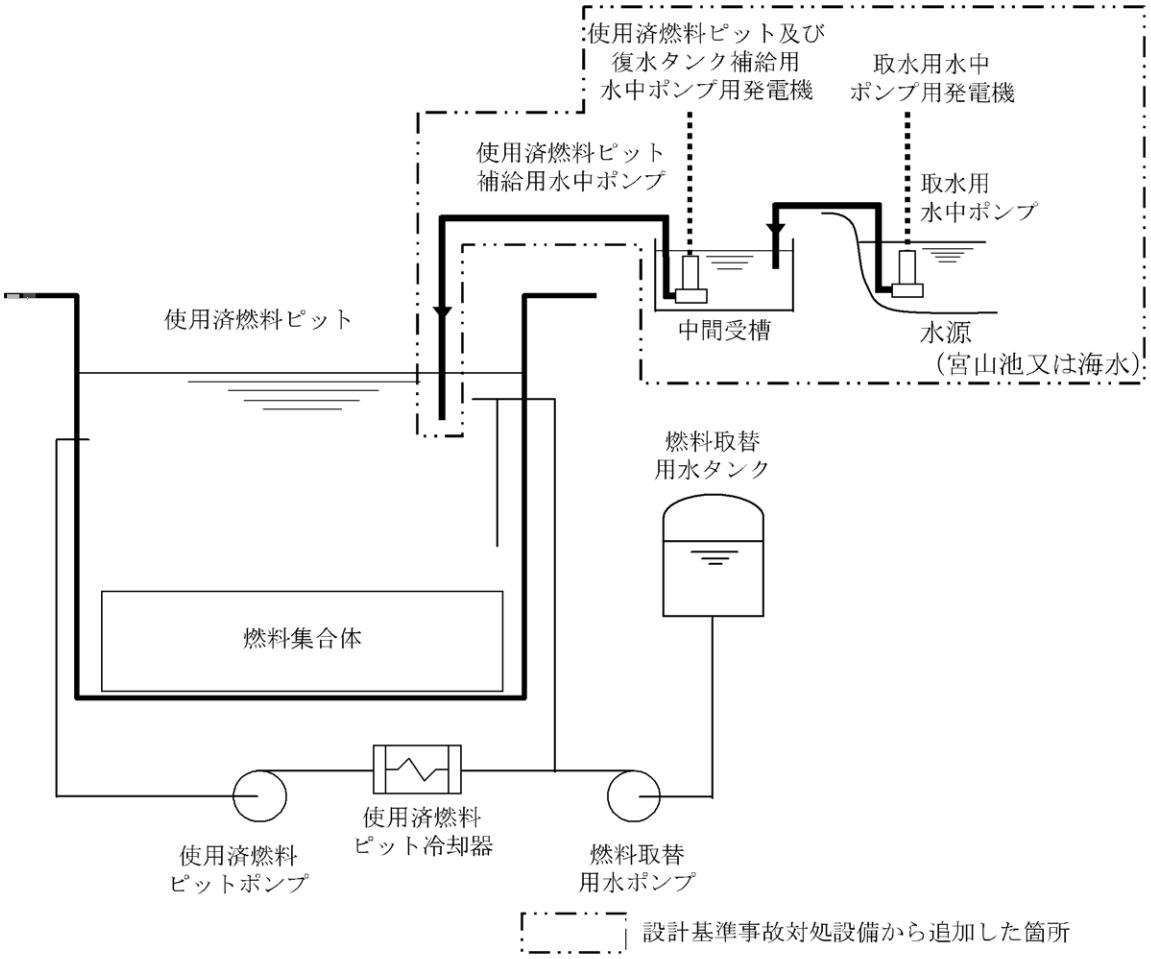
第 7.3.1.3 図　想定事故１（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）の作業と所要時間（2／2）



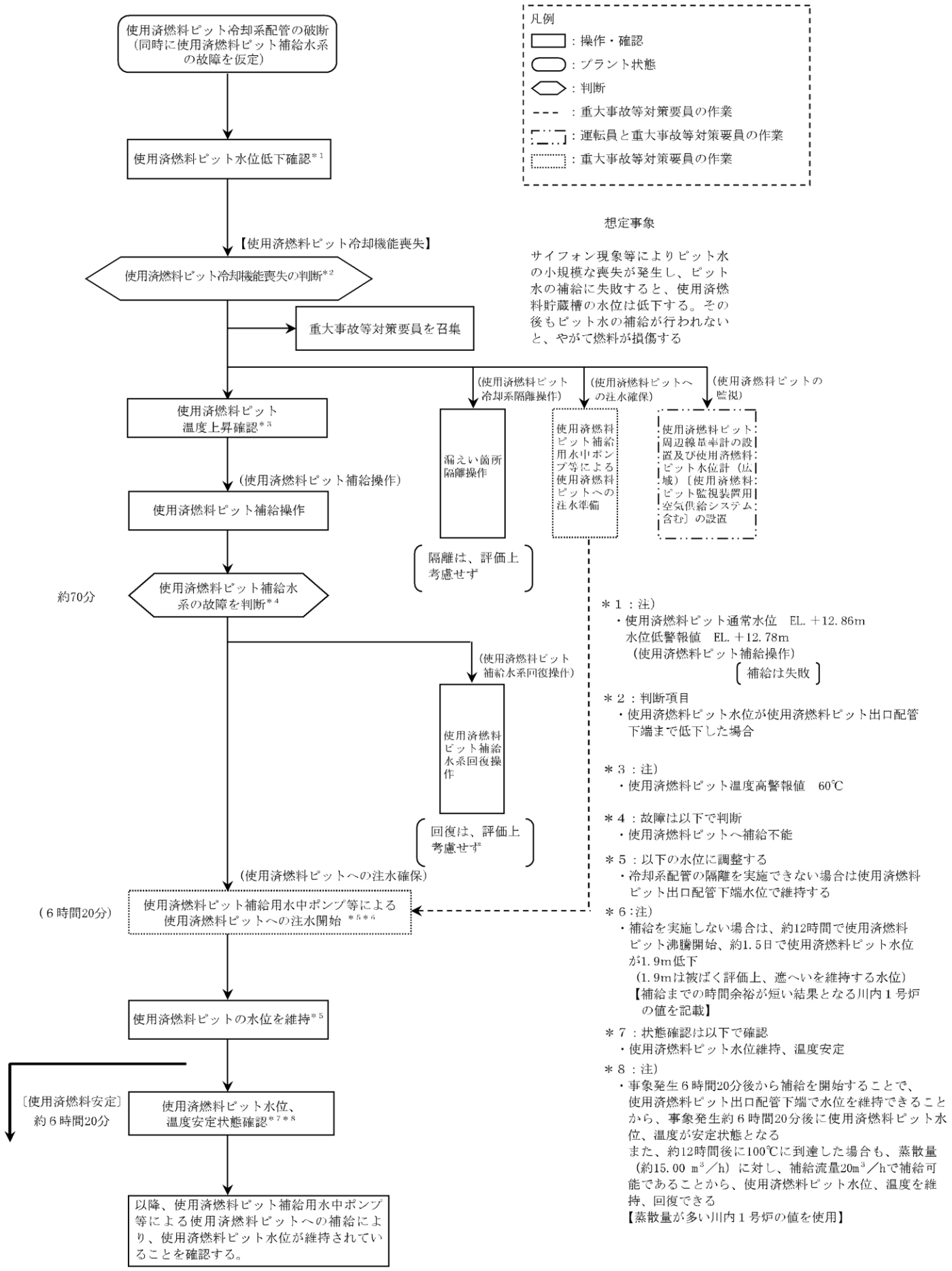
使用済燃料ピット水位概略図

	評　価　結　果
①　3.3m分の評価水量	－
Ａピット	約308.5m^3
Ｂピット	約308.5m^3
計	約617m^3
②　使用済燃料ピット崩壊熱による使用済燃料ピット水の蒸散率	約14.32m^3／h
③　沸騰開始から蒸発により3.3m水位が低下する時間（①／②）	約1.7日間
④　事象発生から使用済燃料ピットが沸騰するまでの時間	約14時間
合計（③＋④）	約2.3日間

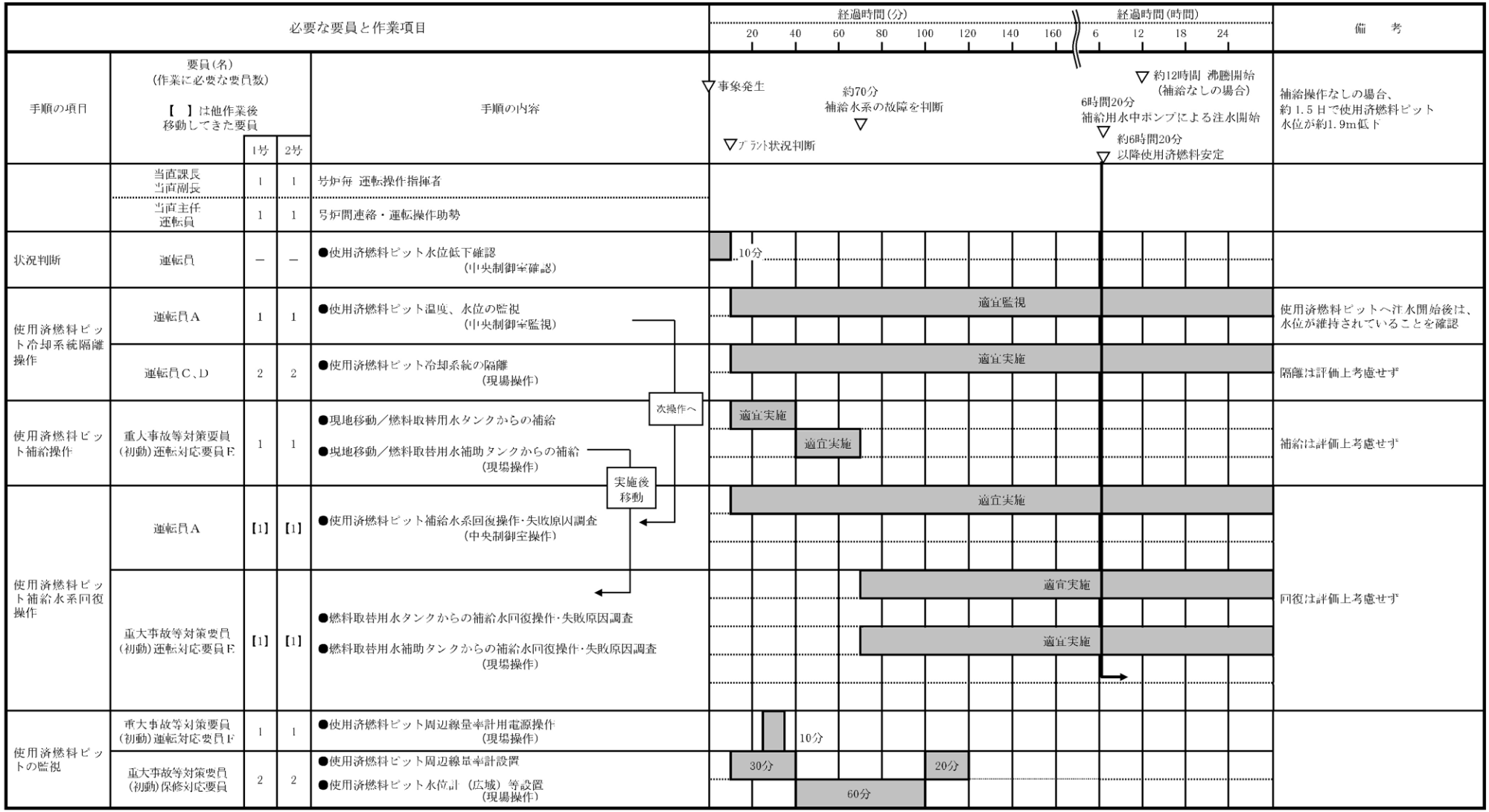
第 7.3.1.4 図　使用済燃料ピット水位低下時間評価結果



第 7.3.2.1 図　想定事故２の重大事故等対策の概略系統図



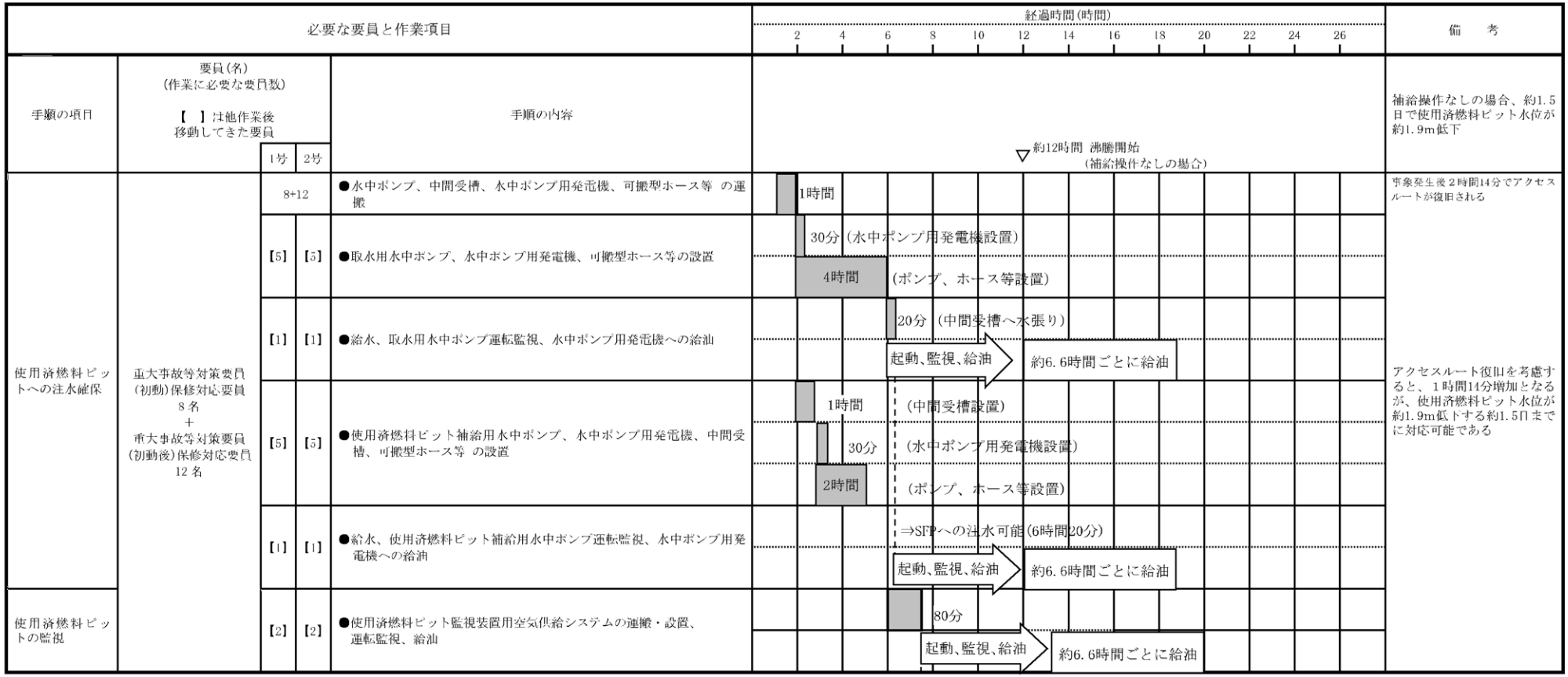
第 7.3.2.2 図　想定事故２「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」の対応手順の概要
（想定事故２の事象進展）



・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又は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）

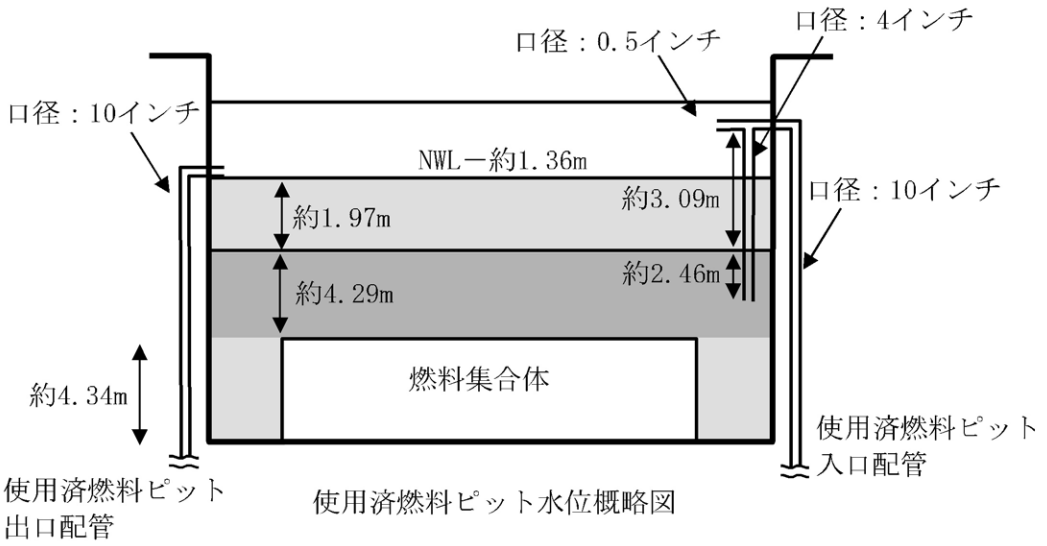
・緊急時対策本部要員は４名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第 7.3.2.3 図　想定事故２（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）における作業と所要時間（1／2）



・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載

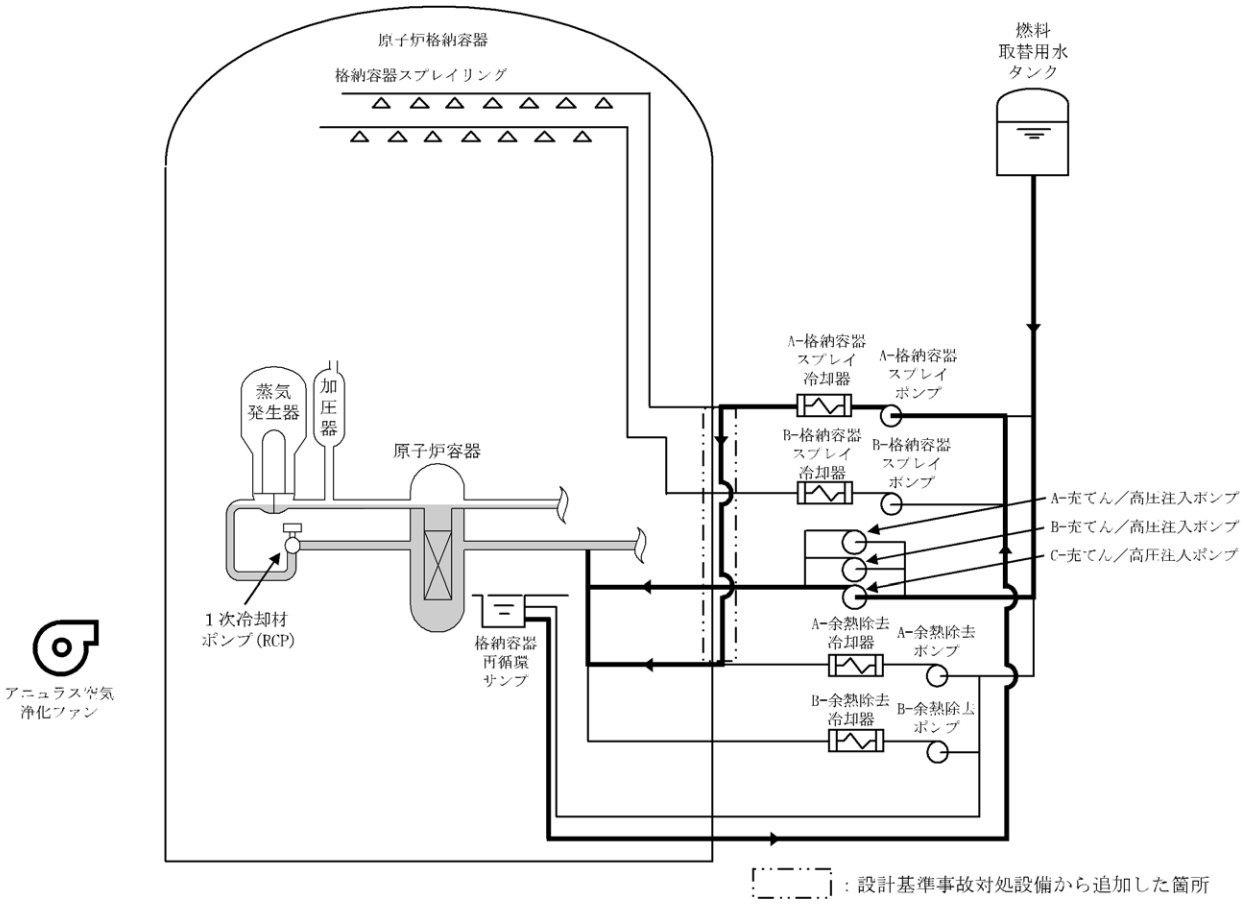
第 7.3.2.3 図　想定事故２（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）における作業と所要時間（2／2）



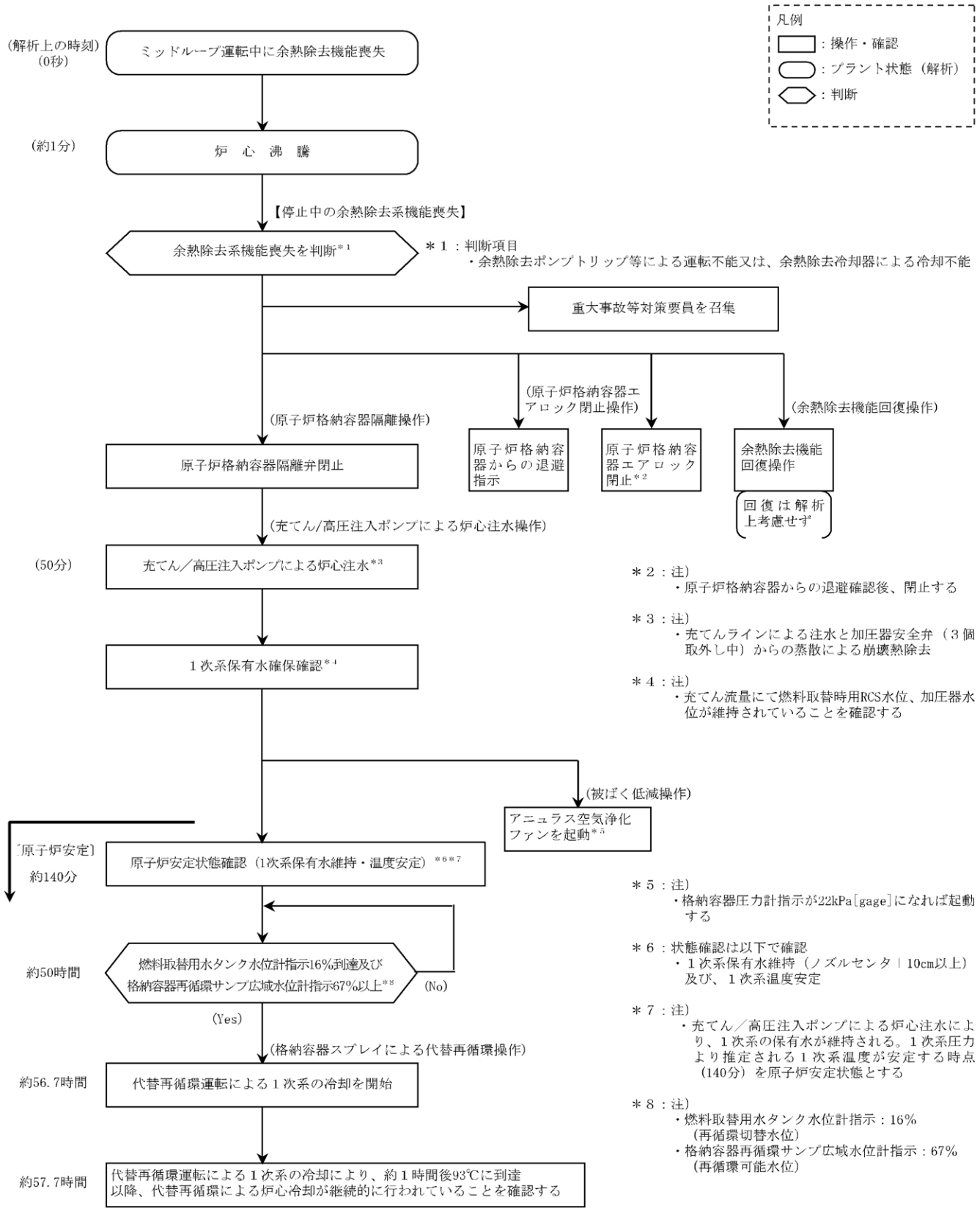
使用済燃料ピット水位概略図

	評　価　結　果
①　1.9m分の評価水量	－
Ａピット	約182.1m^3
Ｂピット	約201.9m^3
計	約384m^3
②　使用済燃料ピット崩壊熱による使用済燃料ピット水の蒸散率	約15.00m^3／h
③　沸騰開始から蒸発により1.9m水位が低下する時間（①／②）	約1.0日間
④　事象発生から使用済燃料ピットが沸騰するまでの時間	約12時間
合計（③＋④）	約1.5日間

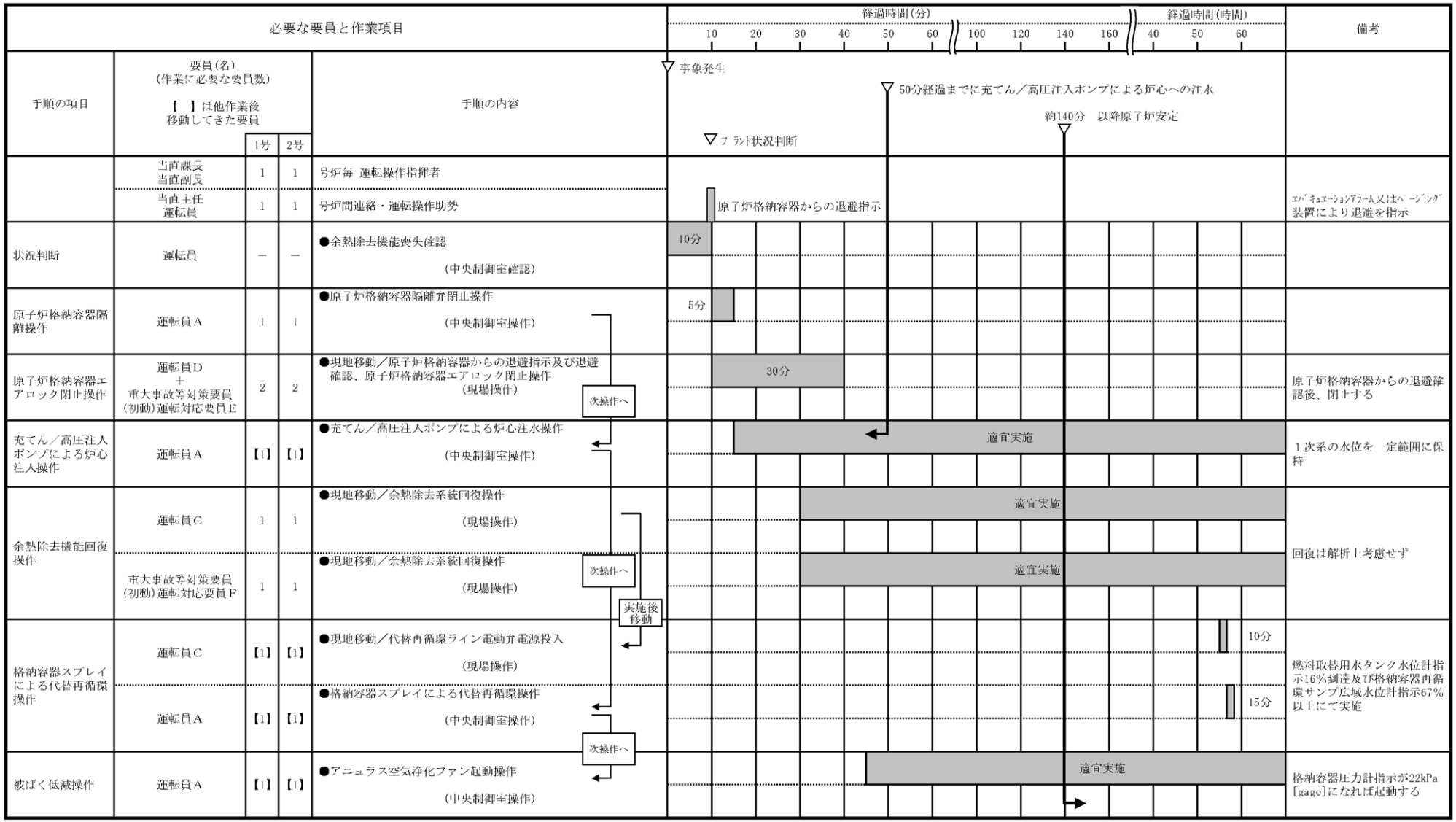
第 7.3.2.4 図　使用済燃料ピット水位低下時間評価結果



第 7.4.1.1 図　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時の重大事故等対策の概略系統図

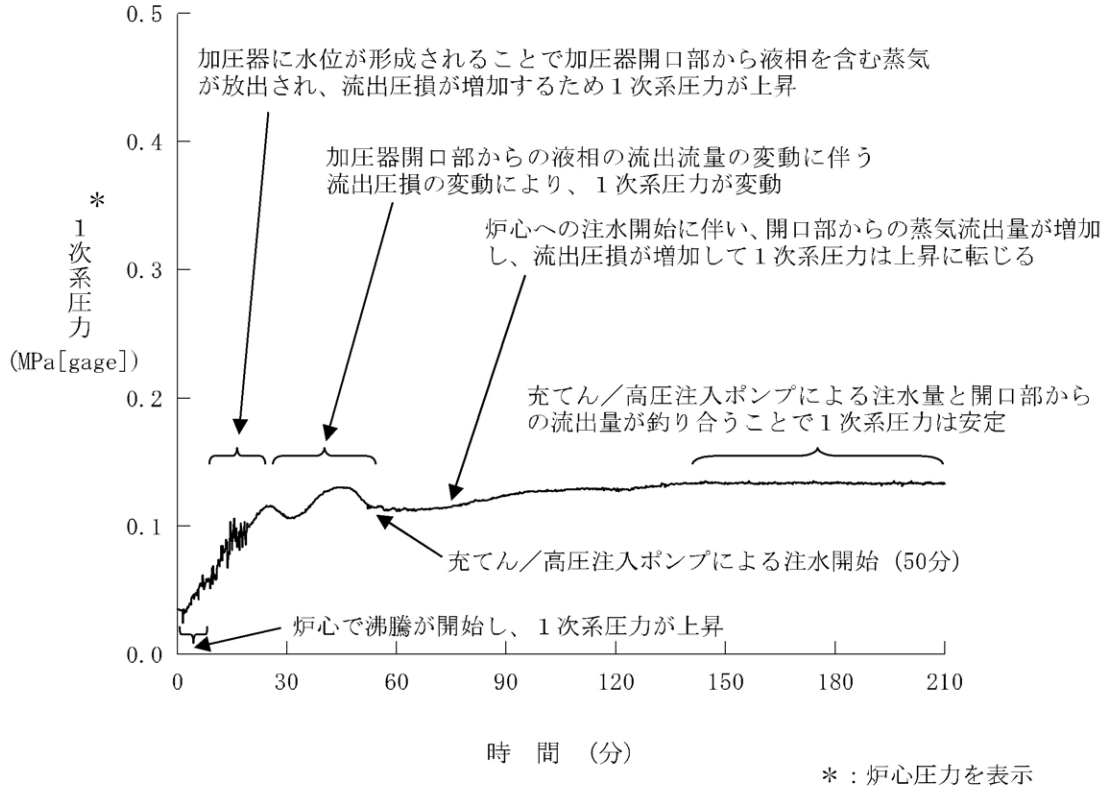


第 7.4.1.2 図　事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）

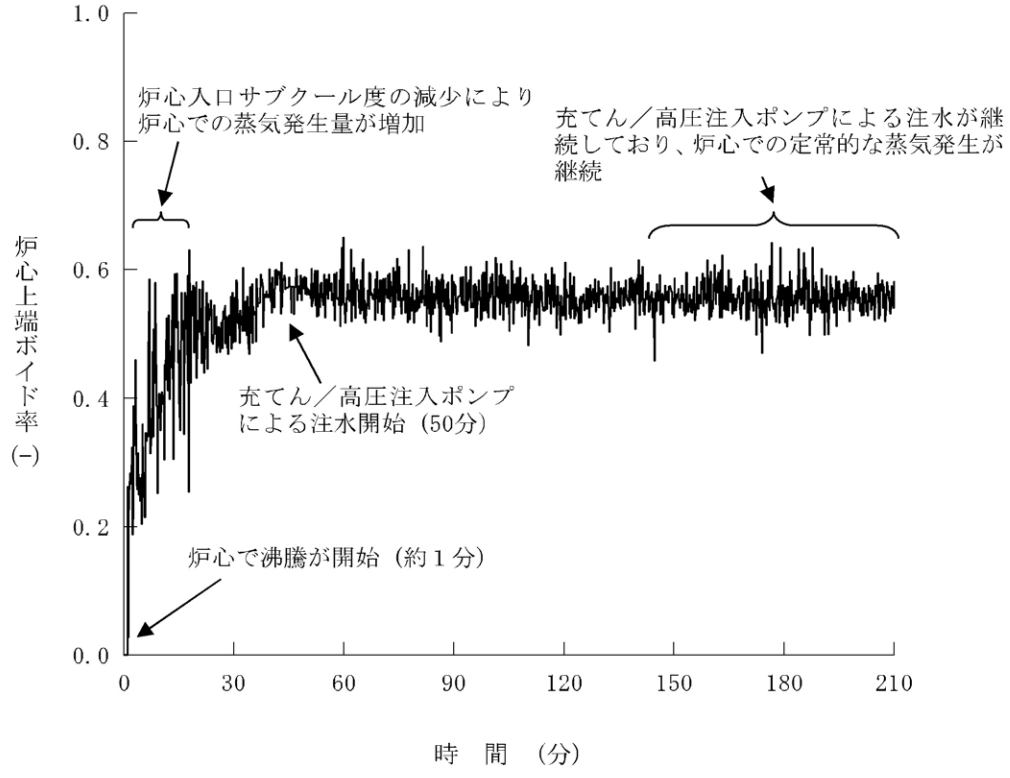


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

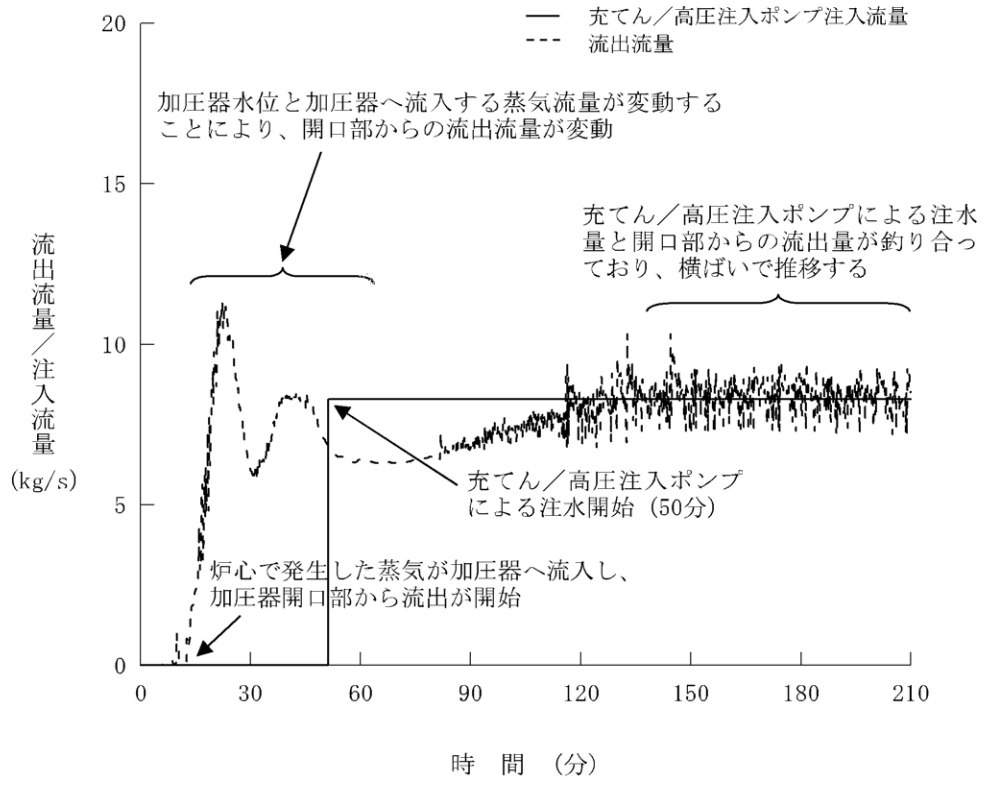
第7.4.1.3図　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時
（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）の作業と所要時間



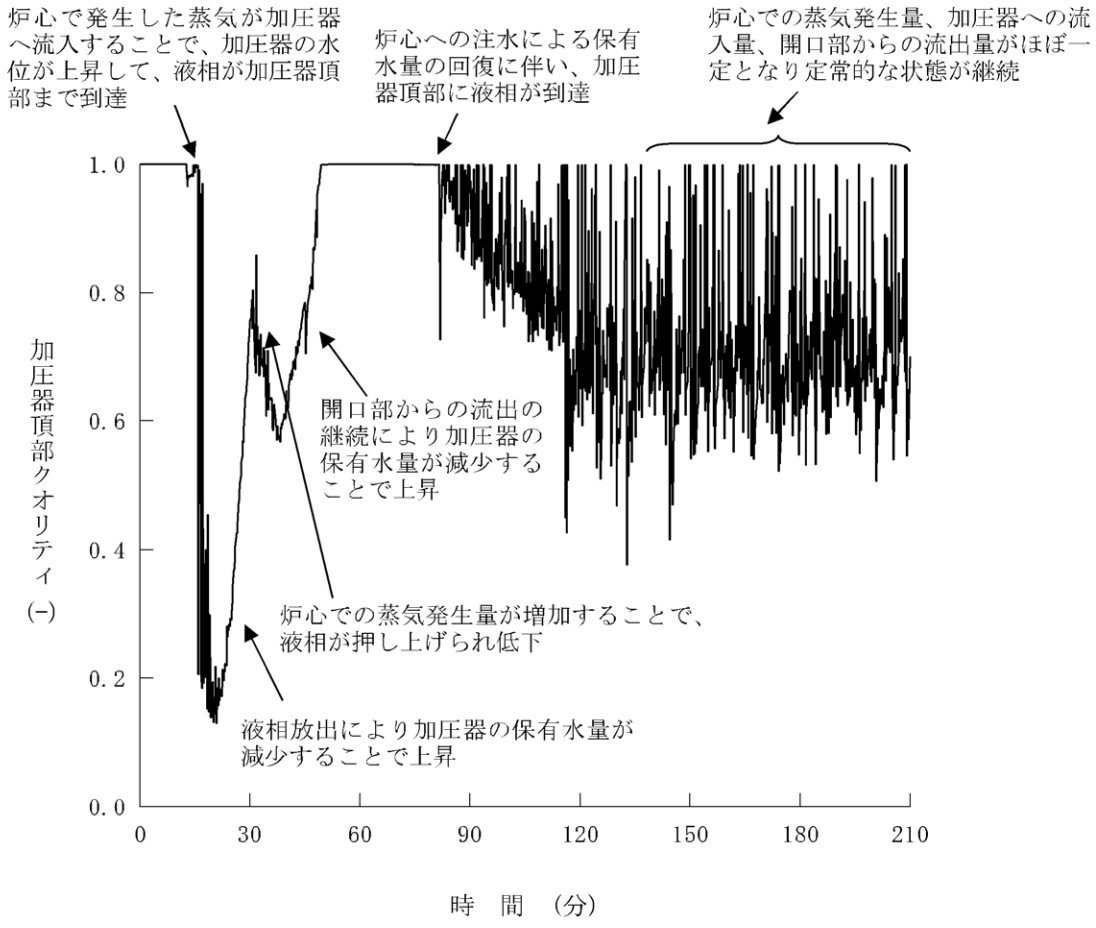
第 7.4.1.4 図　１次系圧力の推移



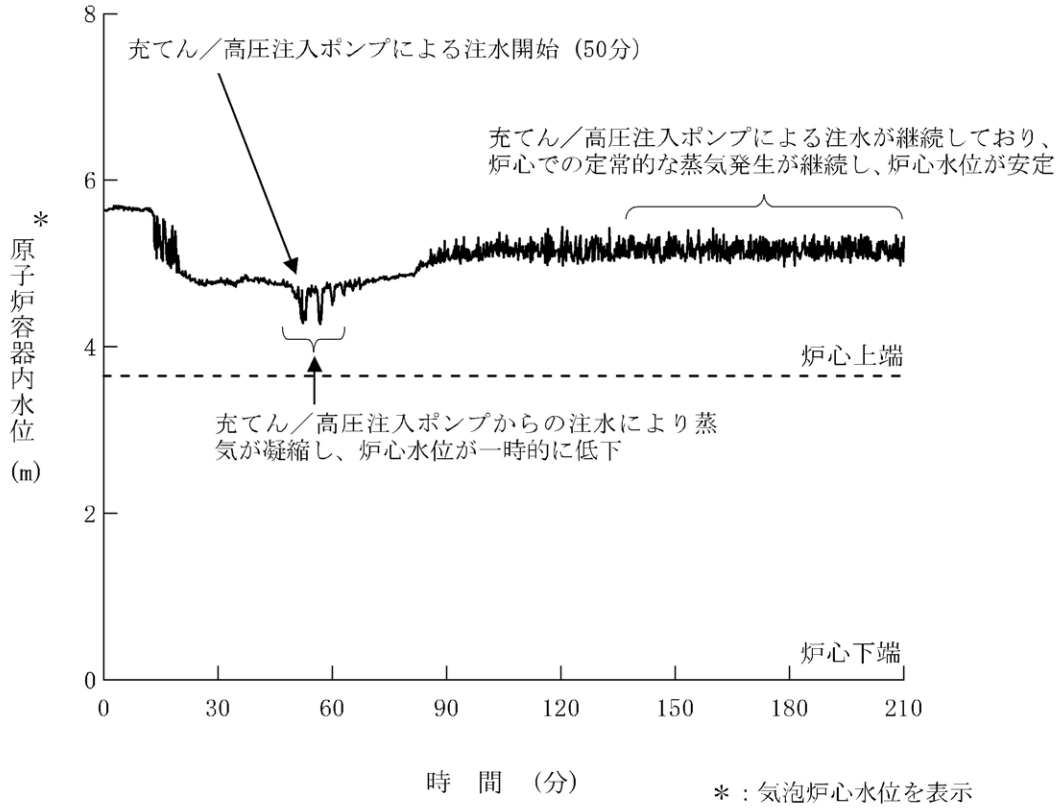
第 7.4.1.5 図　炉心上端ボイド率の推移



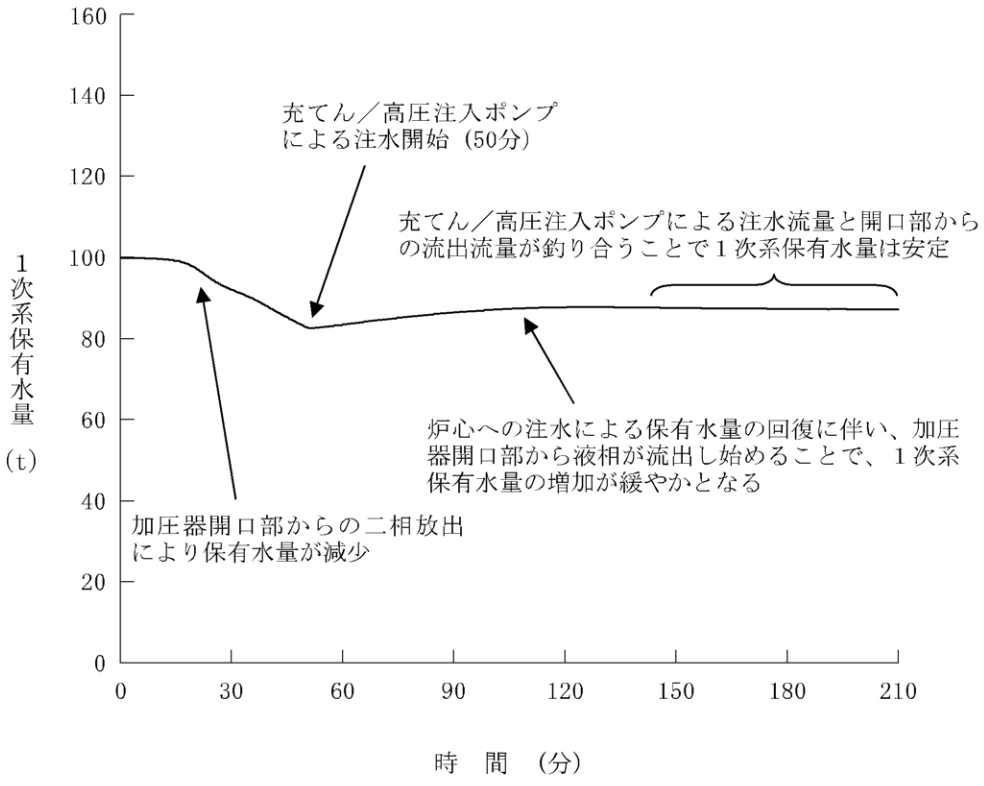
第 7.4.1.6 図　開口部からの流出流量と注入流量の推移



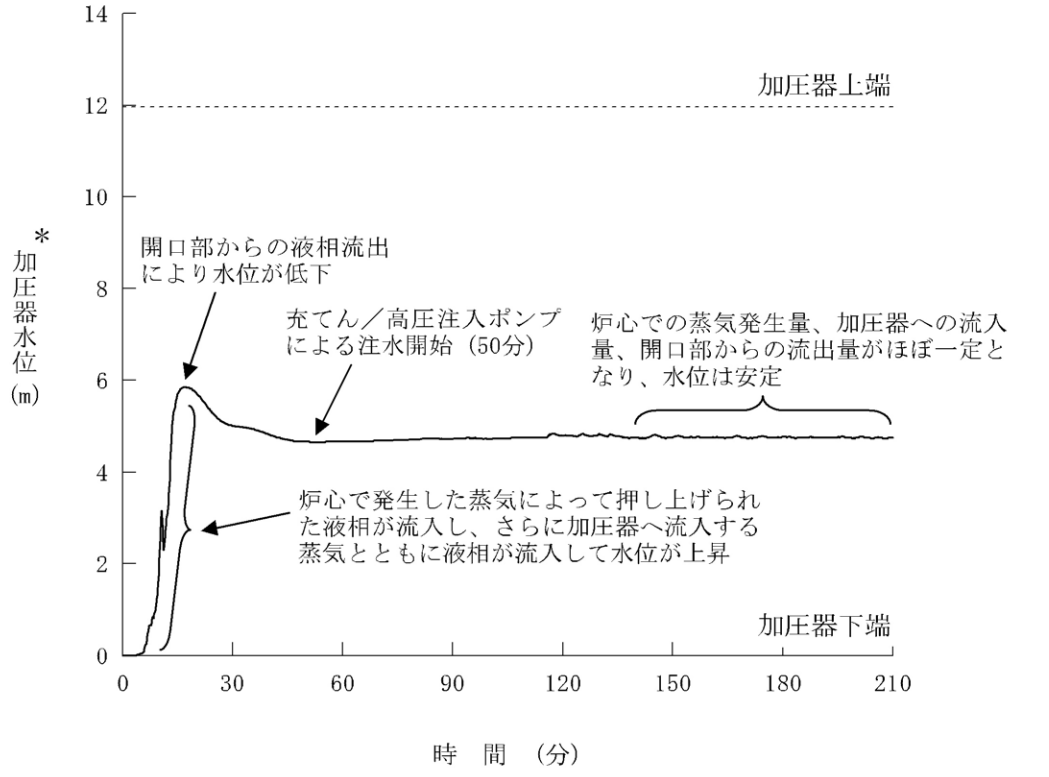
第 7.4.1.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



第7.4.1.8図　原子炉容器内水位の推移

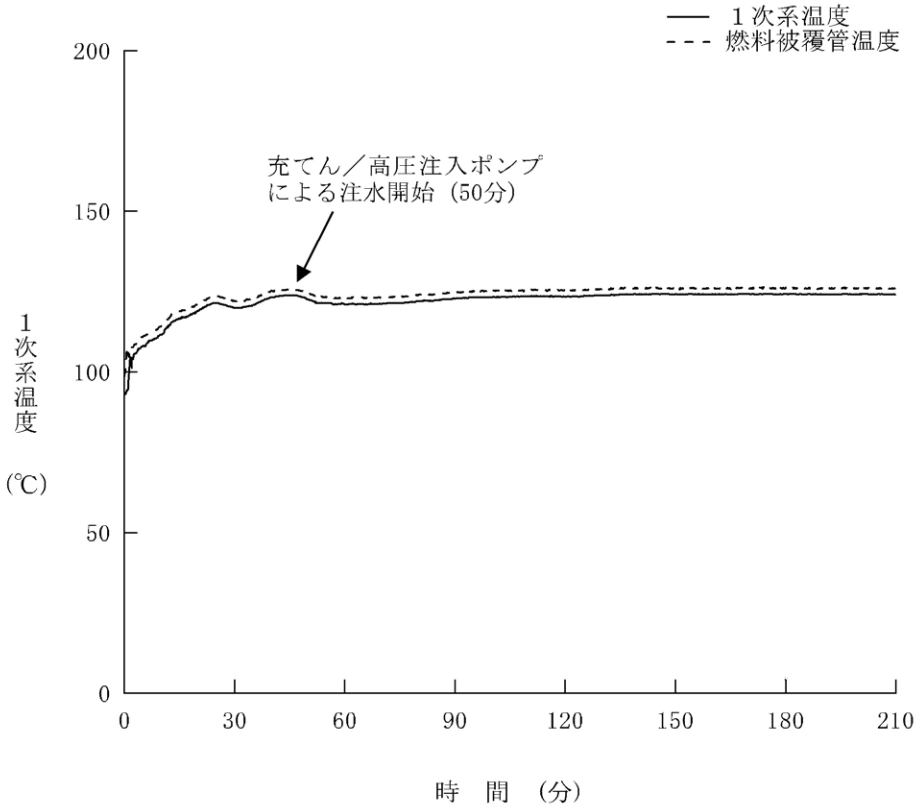


第7.4.1.9図　１次系保有水量の推移

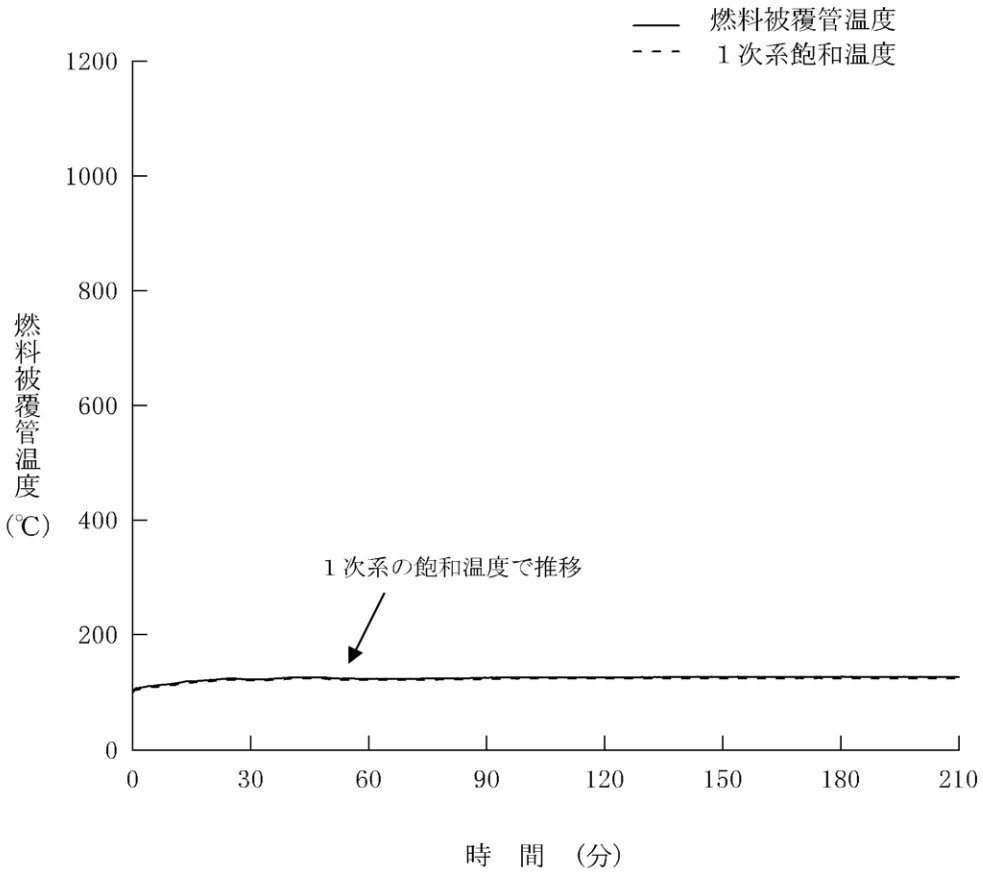


＊：加圧器下端から上端までのコラプス水位を表示

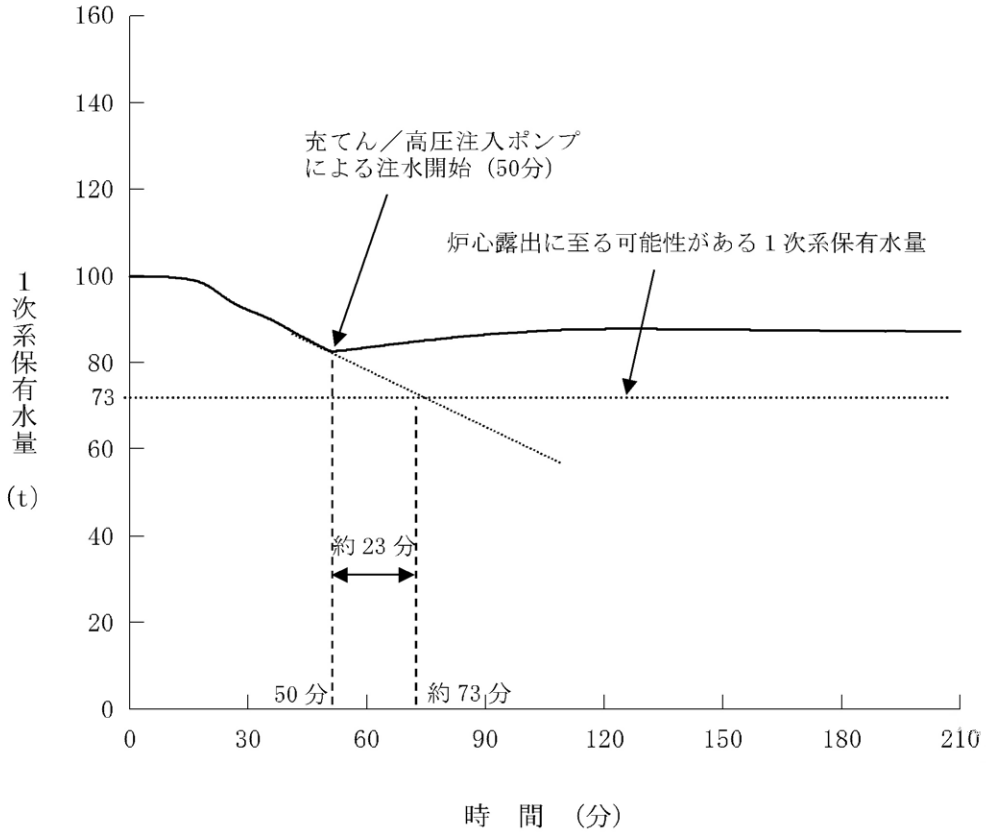
第 7.4.1.10 図　加圧器水位の推移



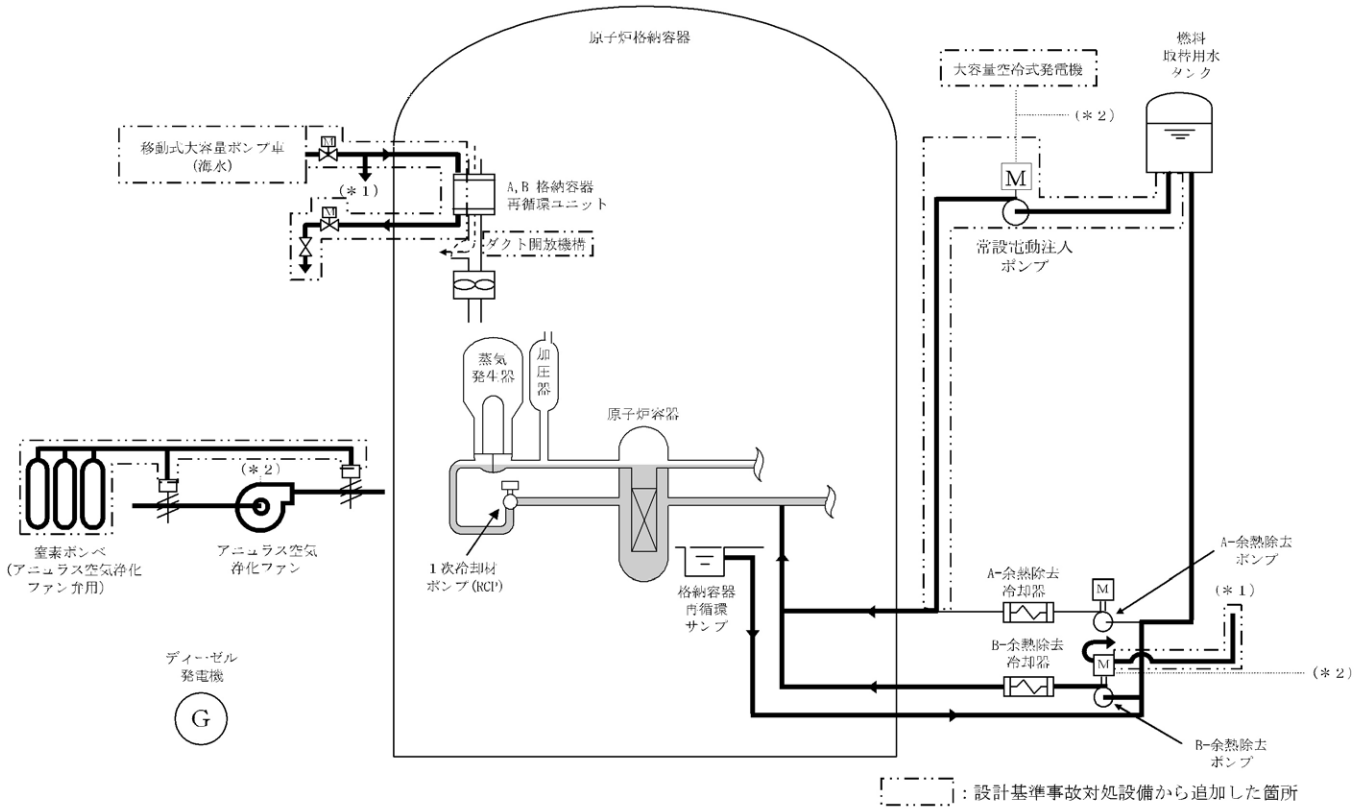
第 7.4.1.11 図　１次系温度の推移



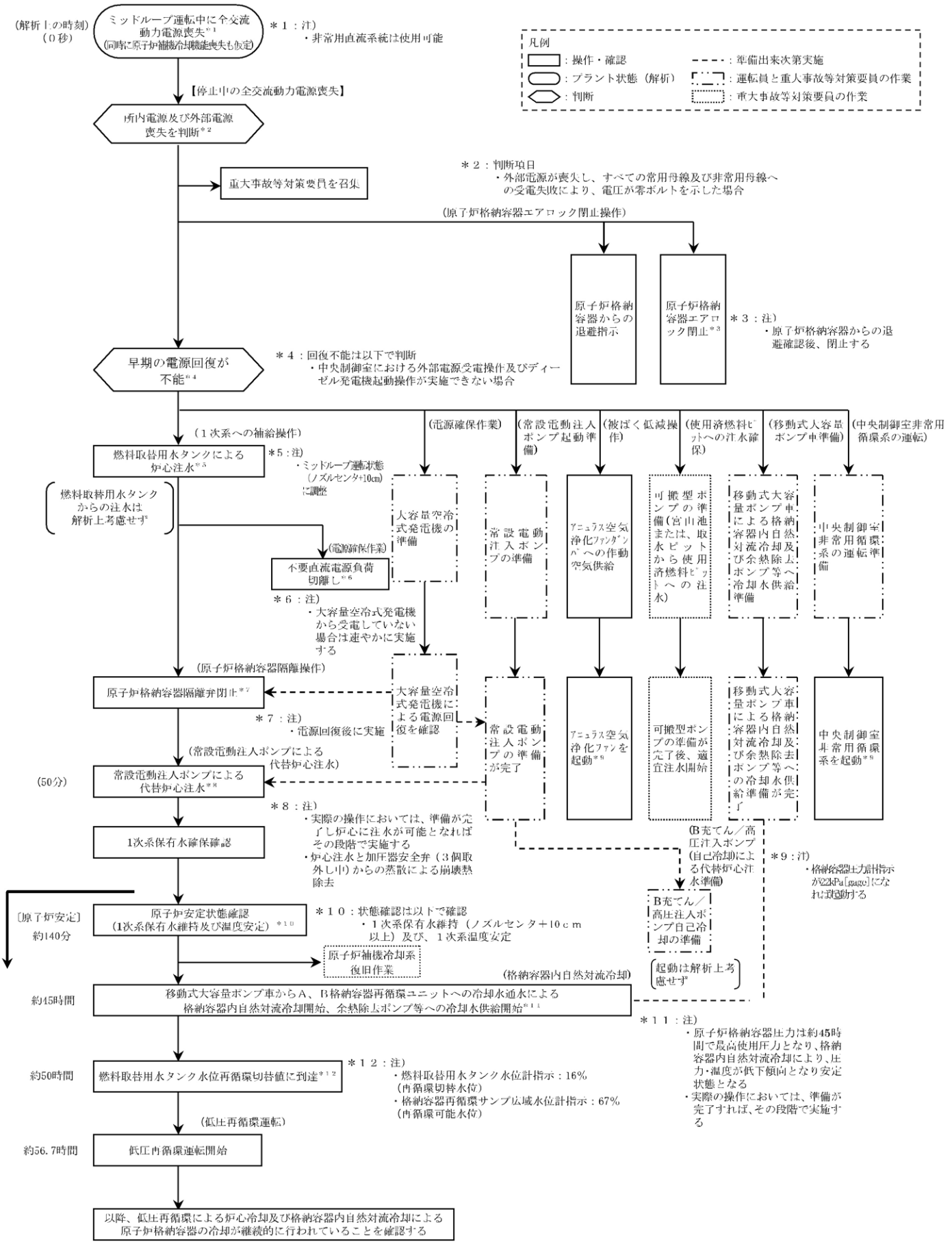
第7.4.1.12図　燃料被覆管温度の推移



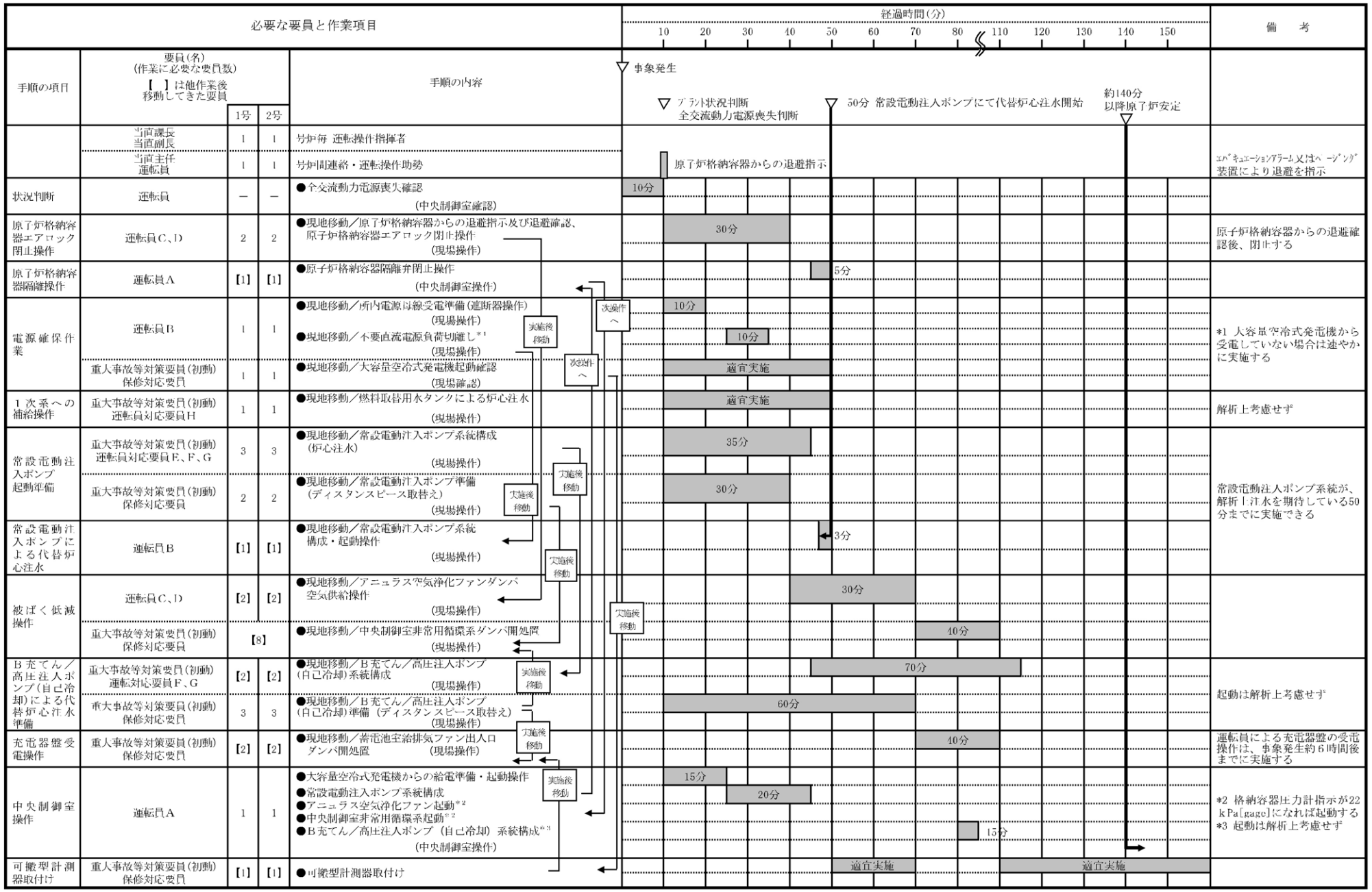
第 7.4.1.13 図　１次系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）



第 7.4.2.1 図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図

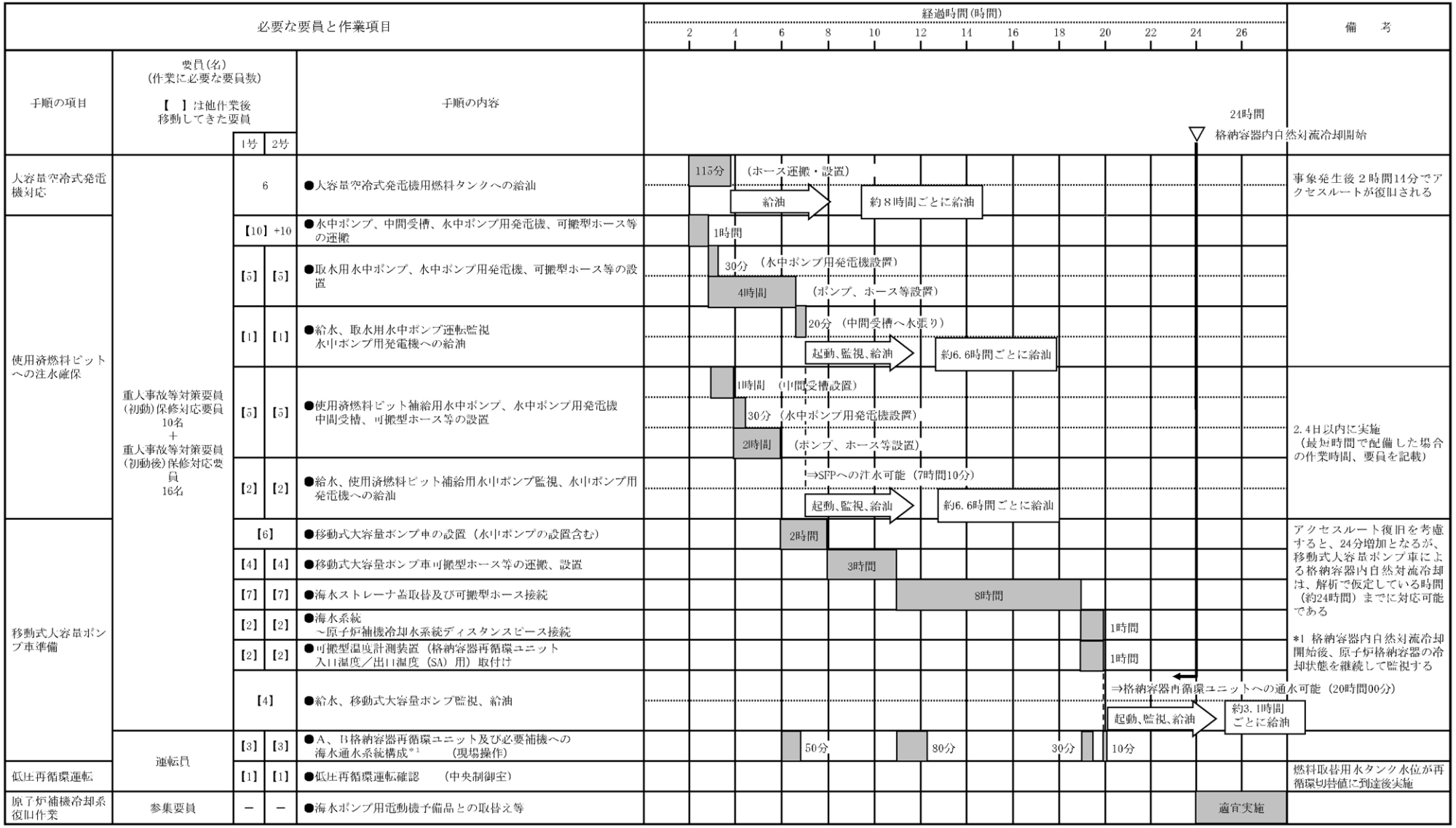


第7.4.2.2図　事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）



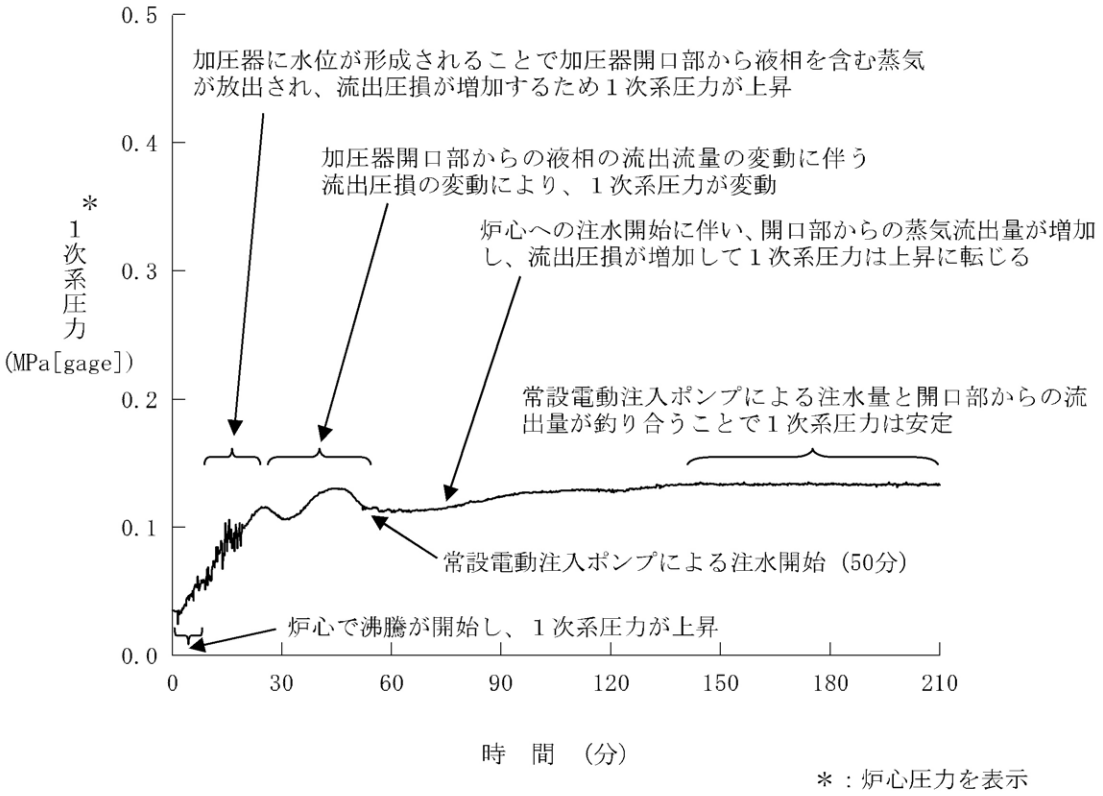
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第7.4.2.3図　全交流動力電源喪失時（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電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）の作業と所要時間（1／2）

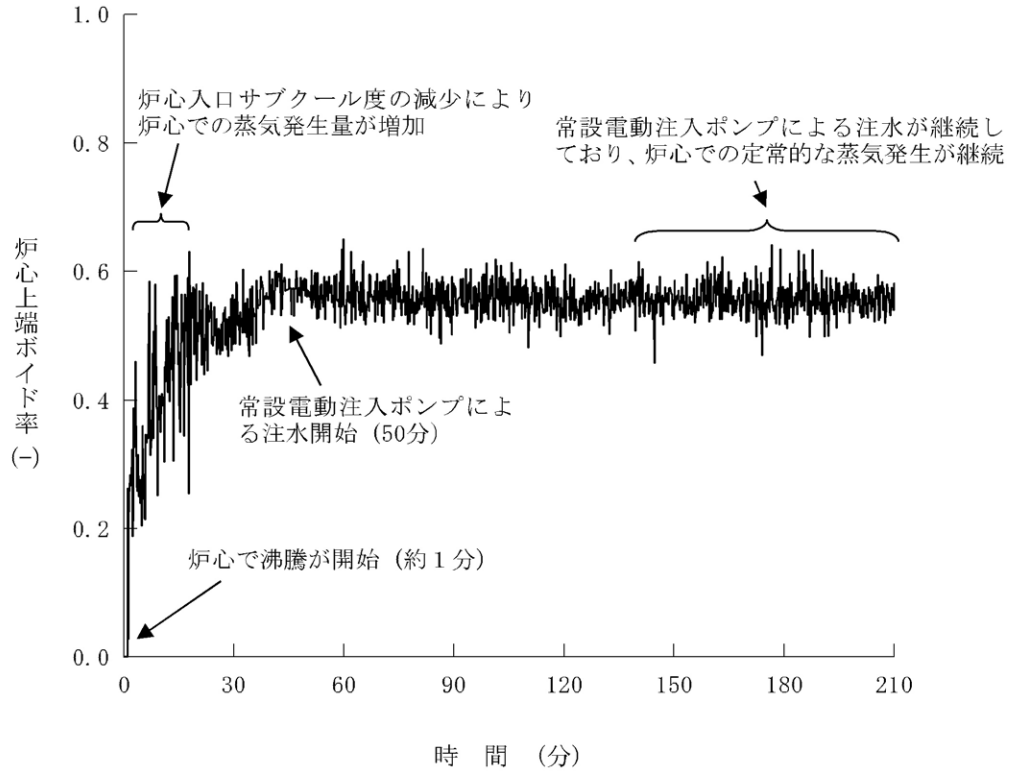


・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載
・移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続口を2ヶ所(海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側)設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、布設距離は長くなるもののホース展張回収車により容易に布設可能であり、またラプチャーディスクのフランジ取替が、海水ストレーナ蓋取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間に包括されることから、海水ストレーナ側の接続を記載
・上記対応の他、緊急時対策所(指揮所)又は緊急時対策所(緊急時対策棟内)の電源確保対応者：4名(重大事故等対策要員(初動後)保修対応要員のうち4名が対応)
・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後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

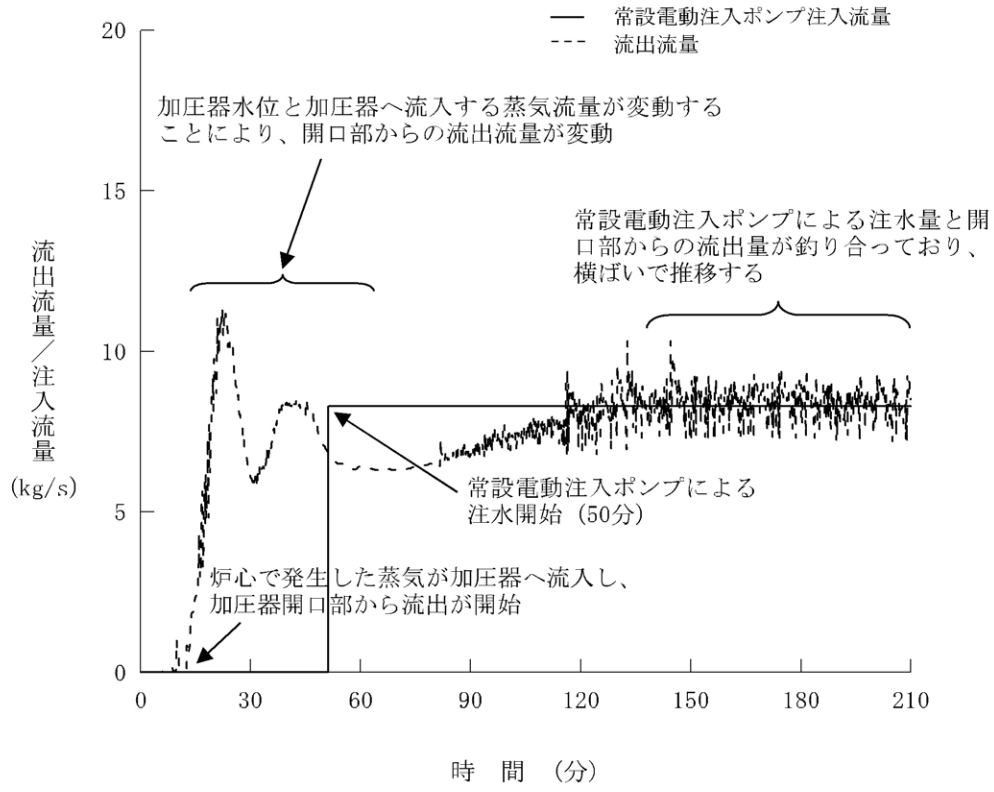
第7.4.2.3図　全交流動力電源喪失時(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)の作業と所要時間(2／2)



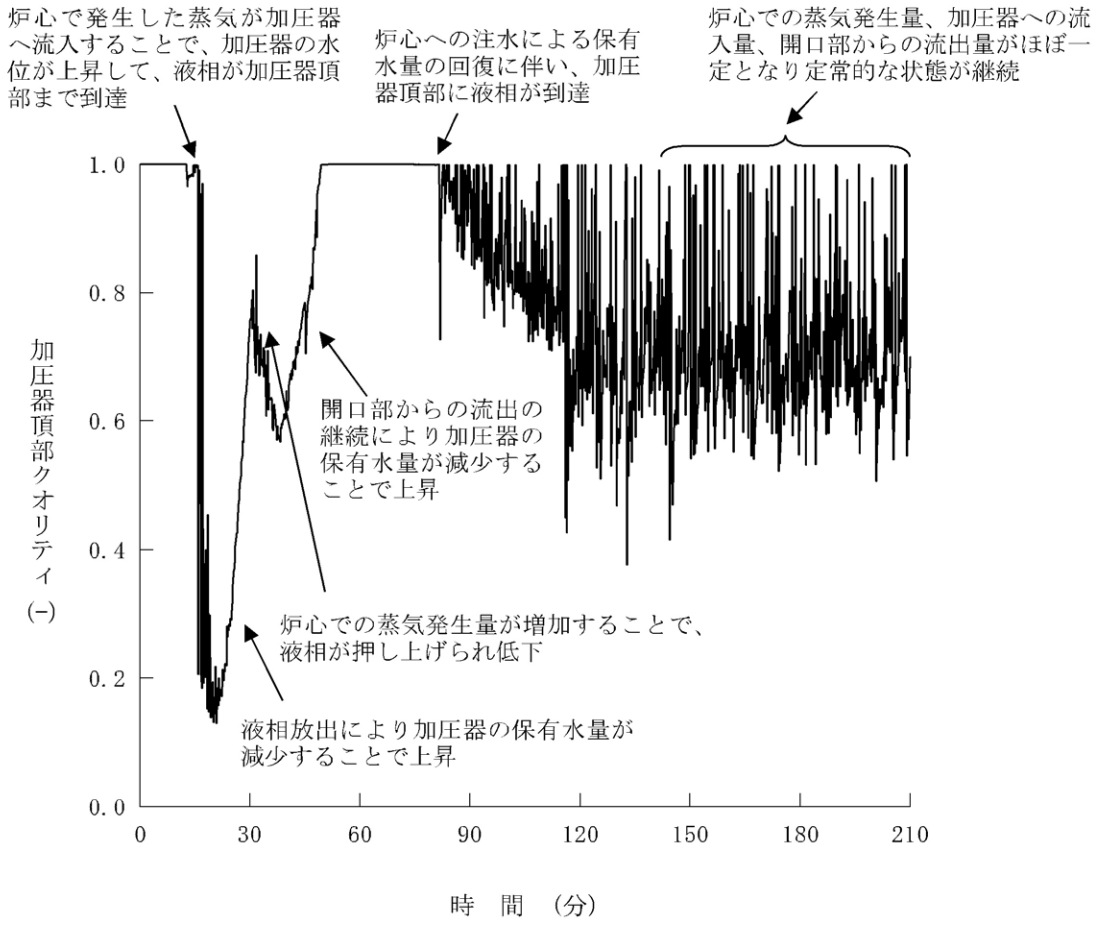
第 7.4.2.4 図　１次系圧力の推移



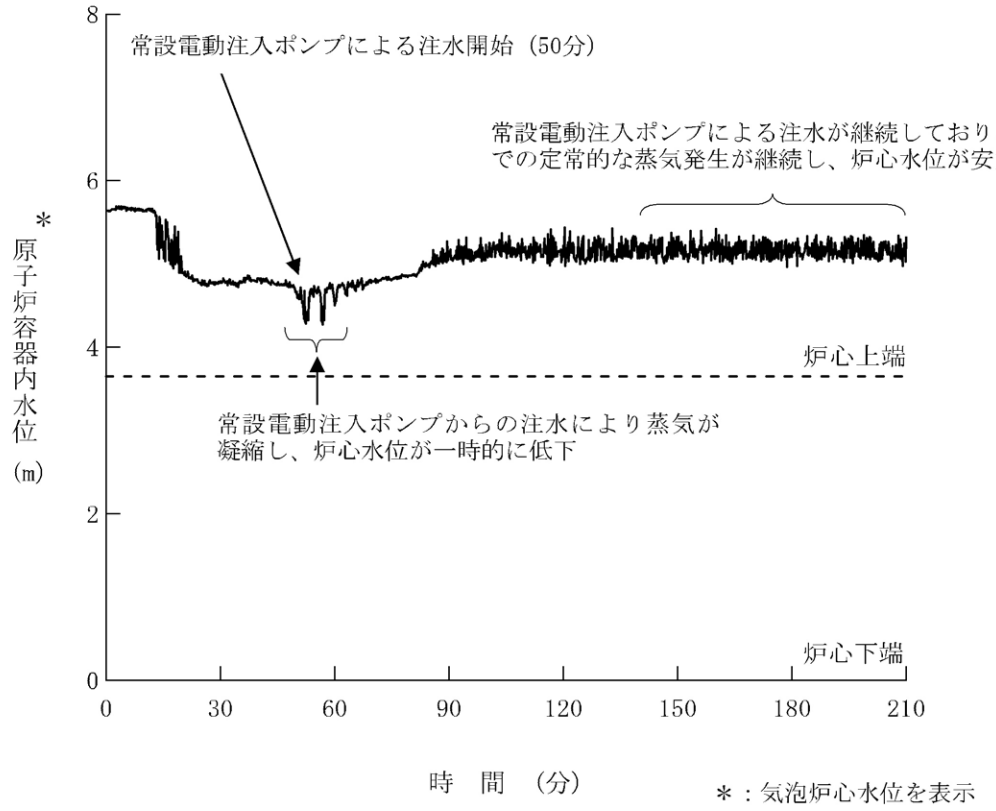
第 7.4.2.5 図　炉心上端ボイド率の推移



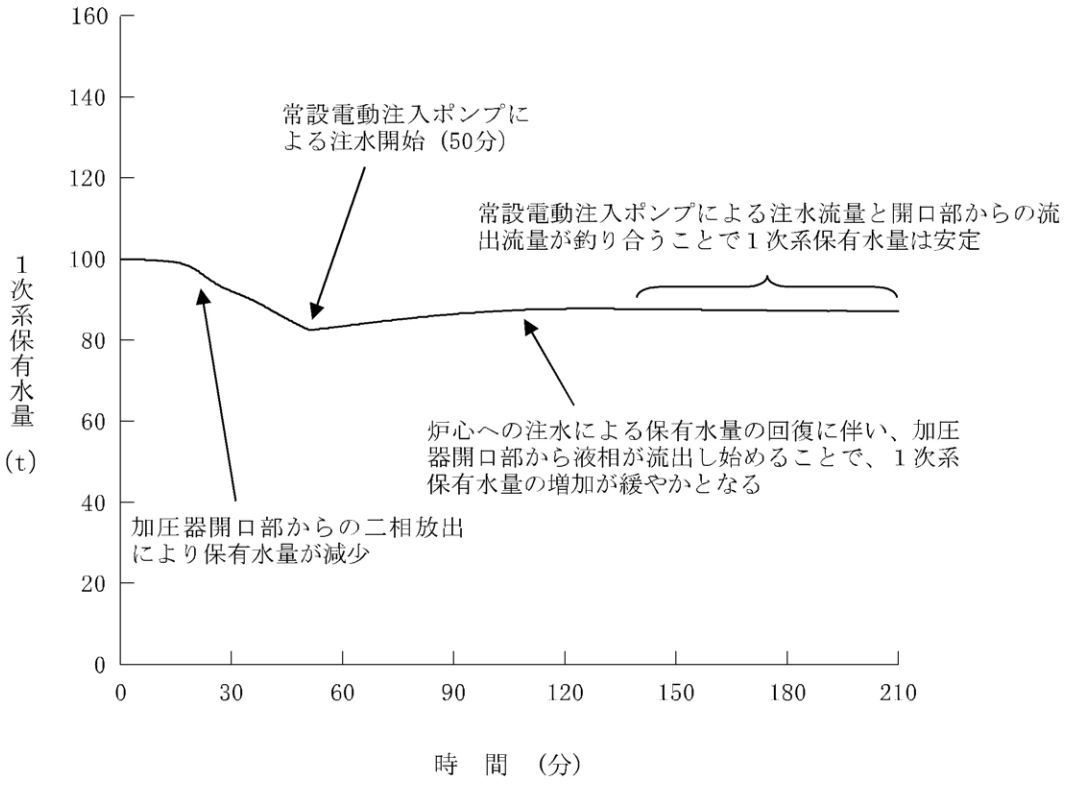
第 7.4.2.6 図　開口部からの流出流量と注入流量の推移



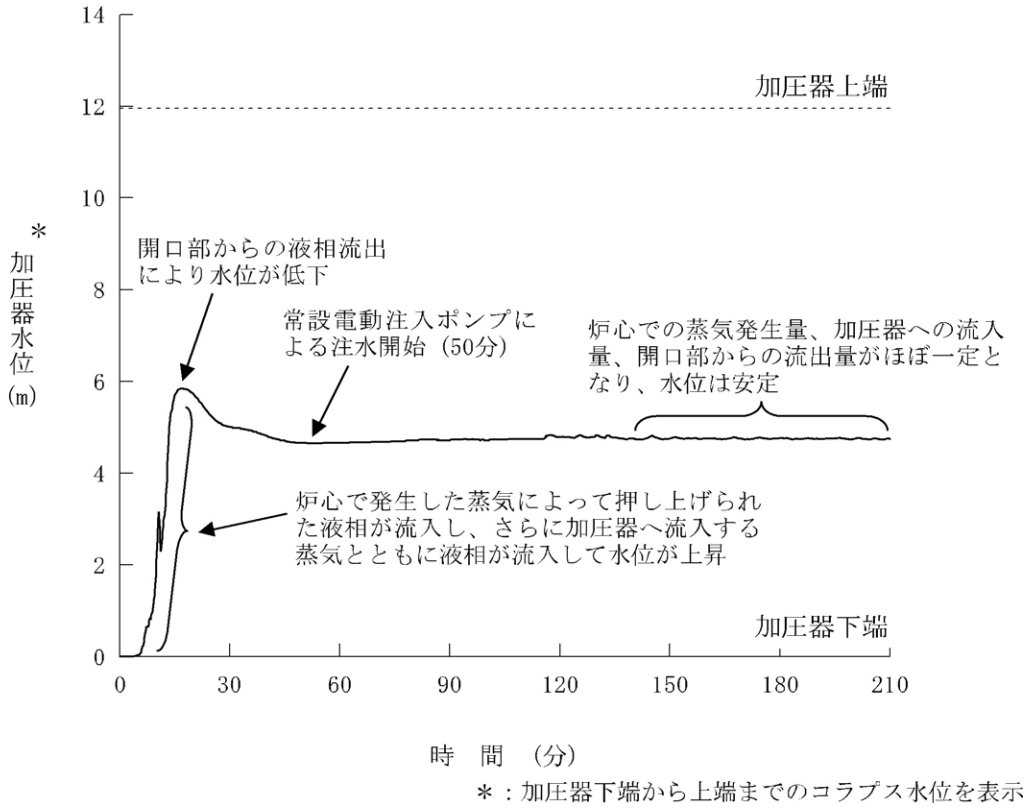
第 7.4.2.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



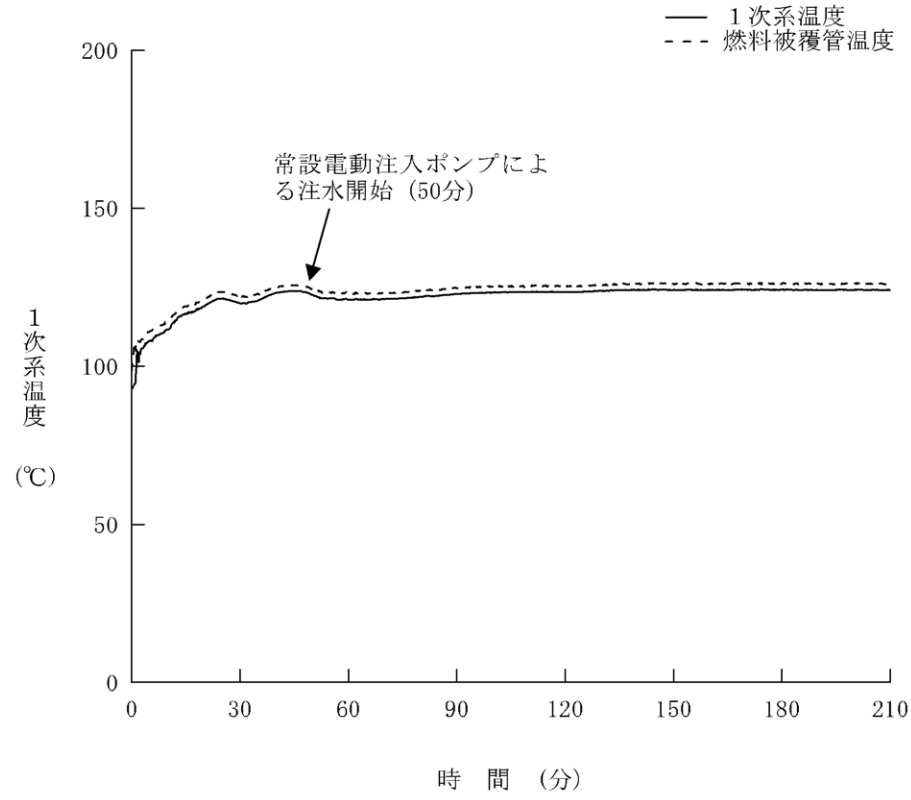
第7.4.2.8図　原子炉容器内水位の推移



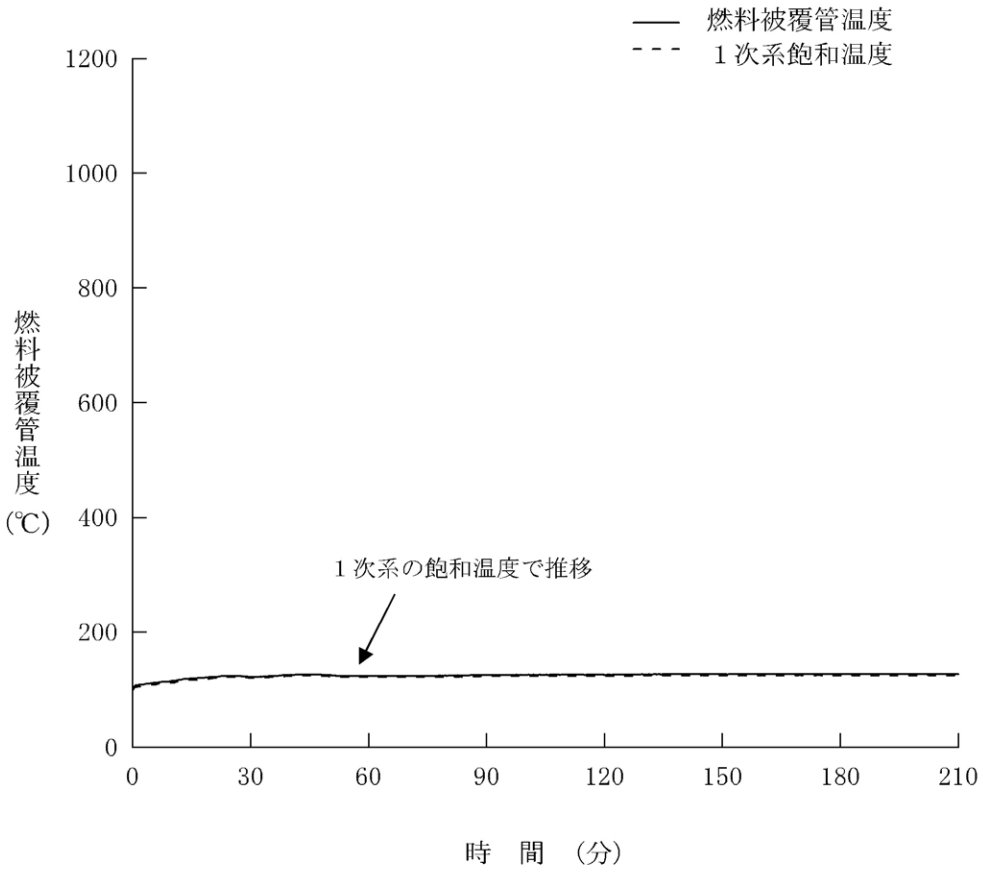
第 7.4.2.9 図　１次系保有水量の推移



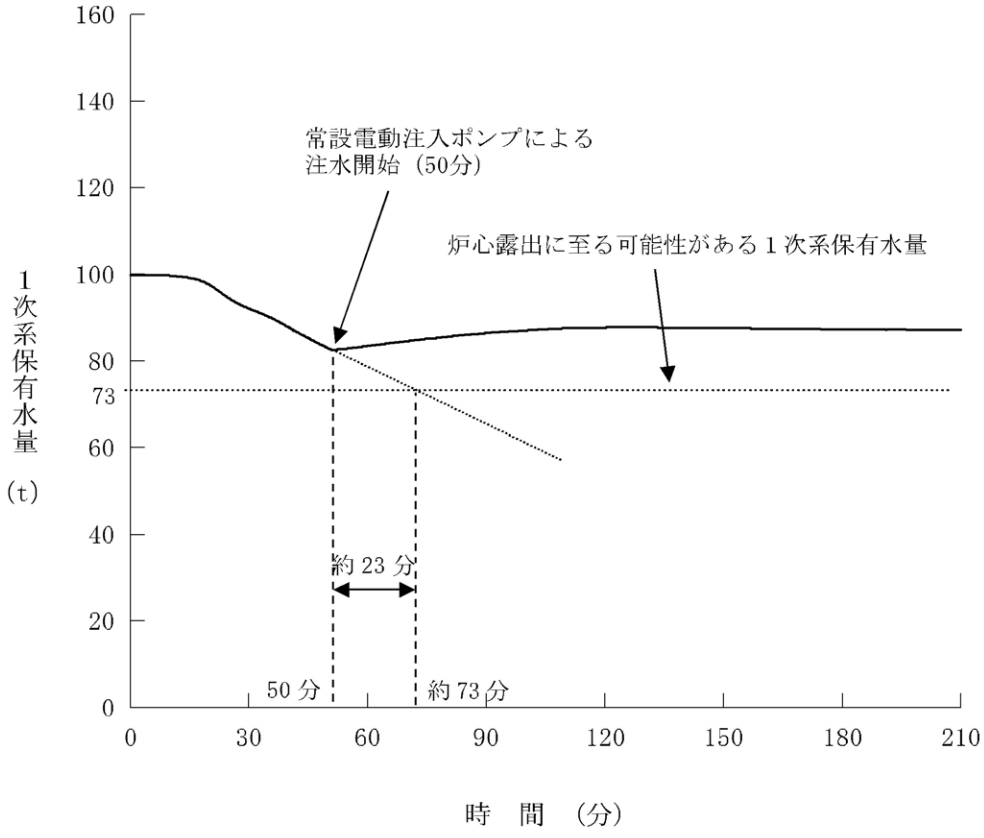
第 7.4.2.10 図　加圧器水位の推移



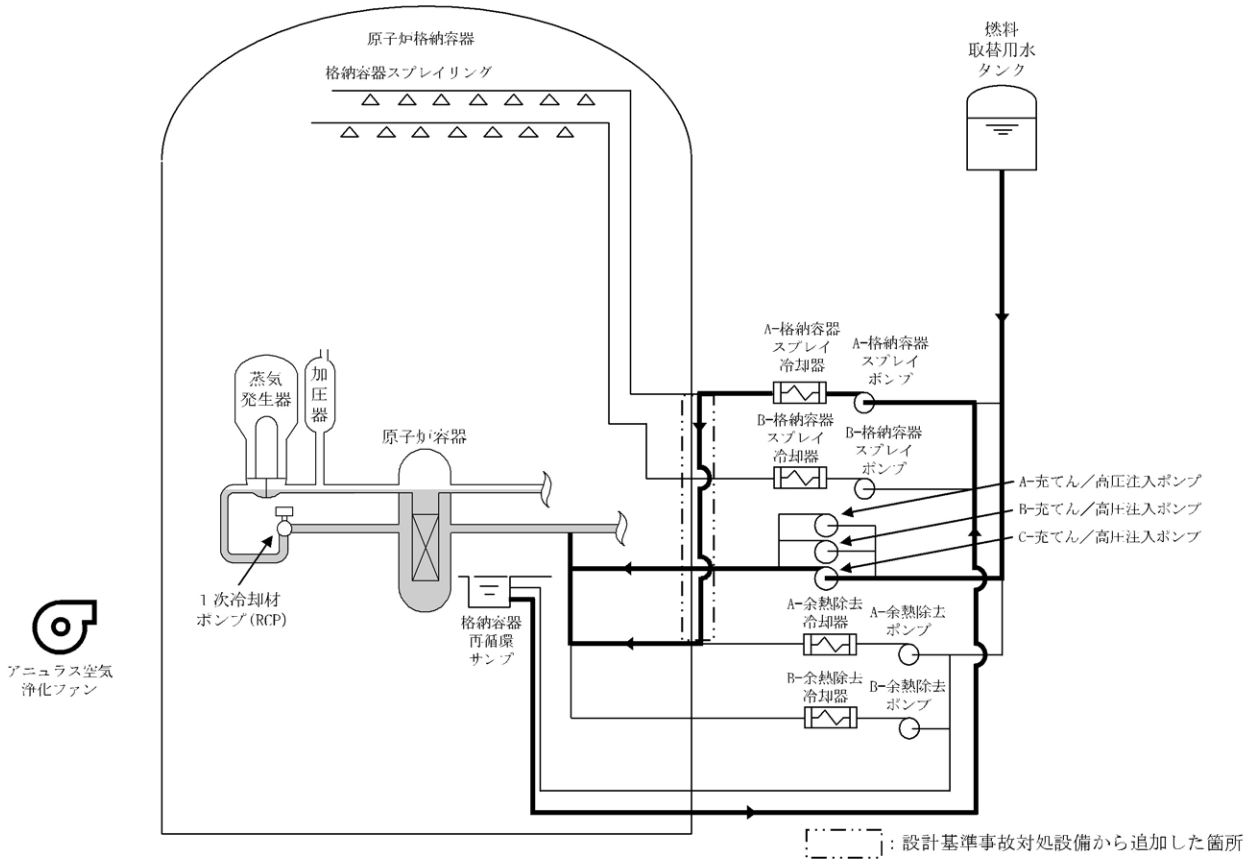
第 7.4.2.11 図　1 次系温度の推移



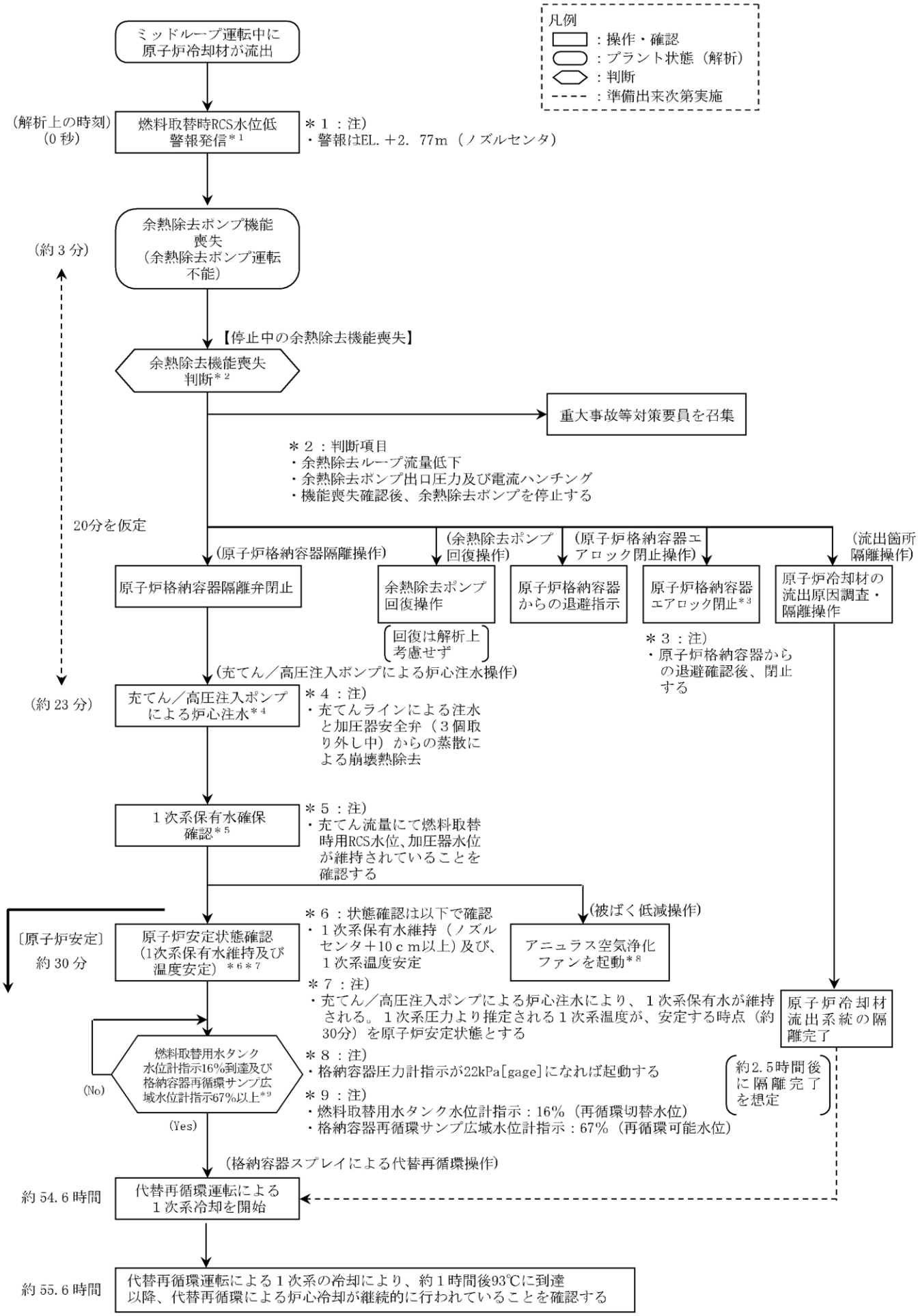
第7.4.2.12図　燃料被覆管温度の推移



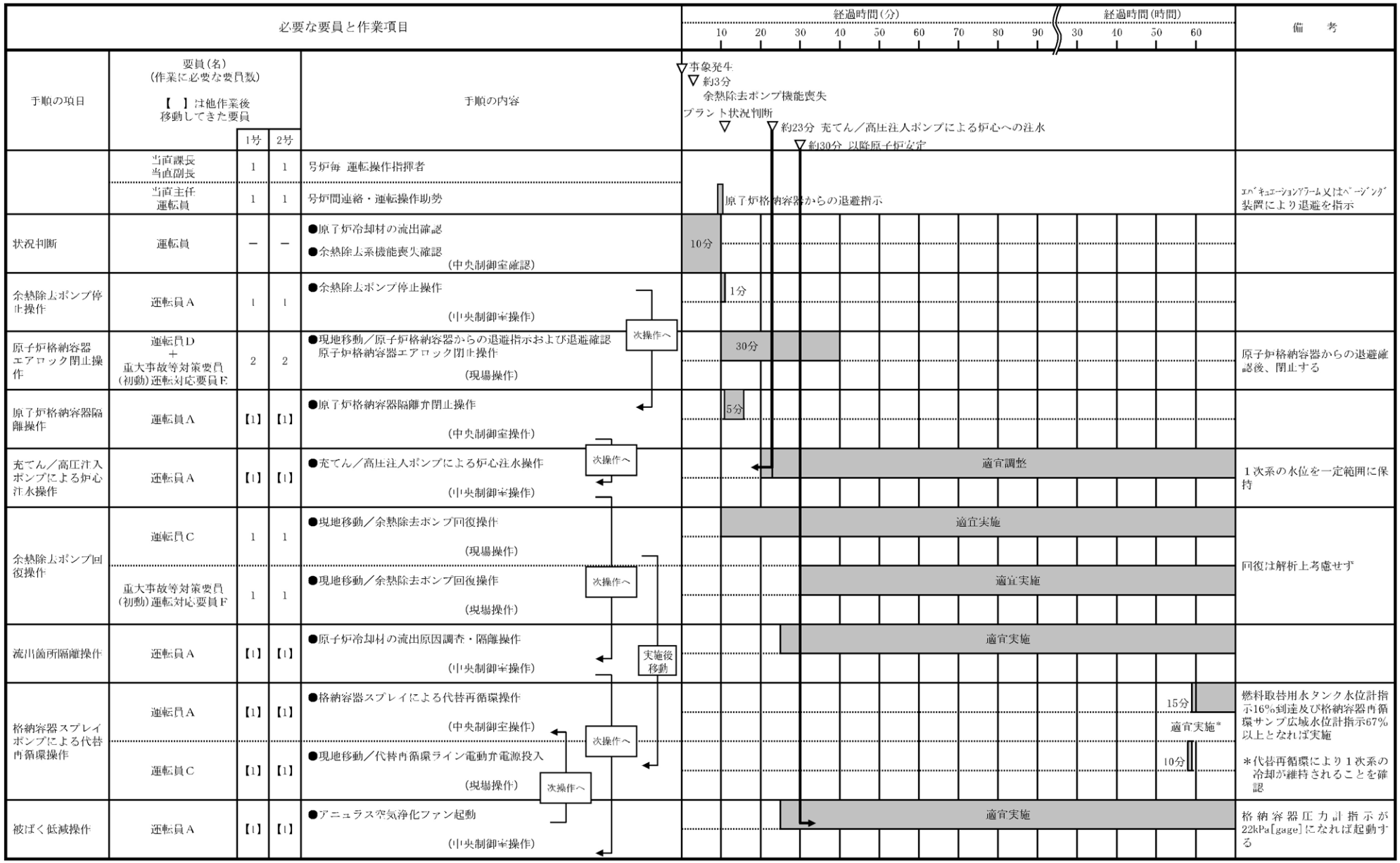
第 7.4.2.13 図　１次系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）



第 7.4.3.1 図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図

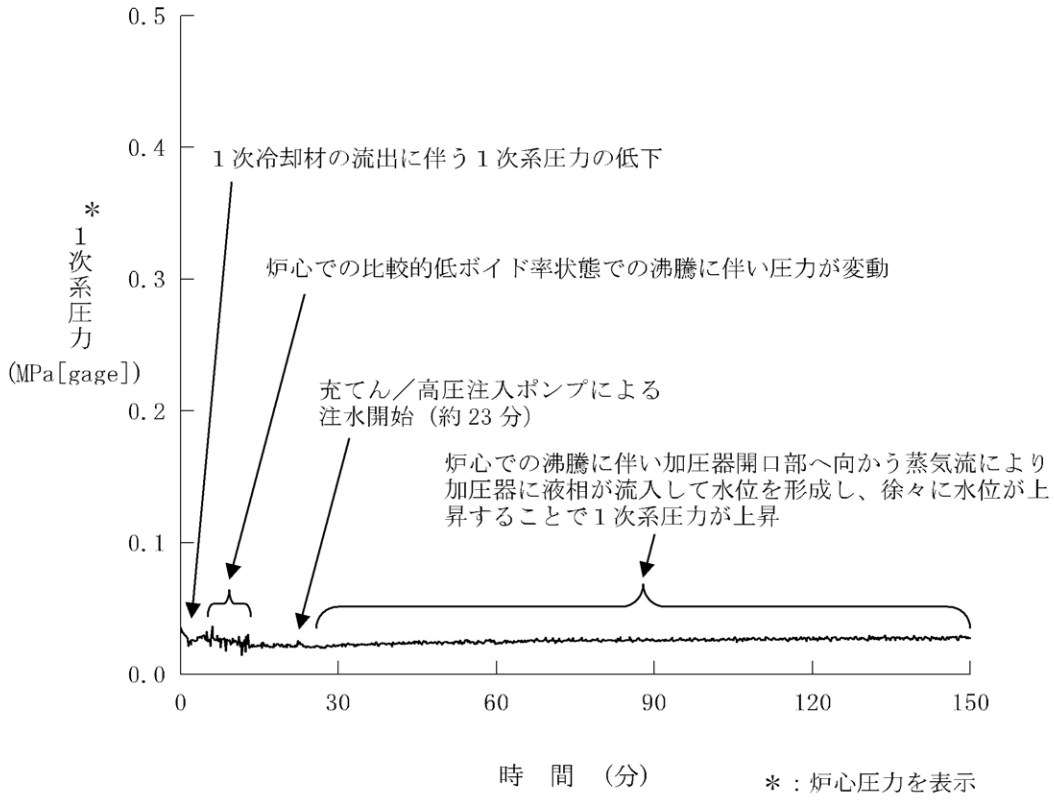


第7.4.3.2図　事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展）

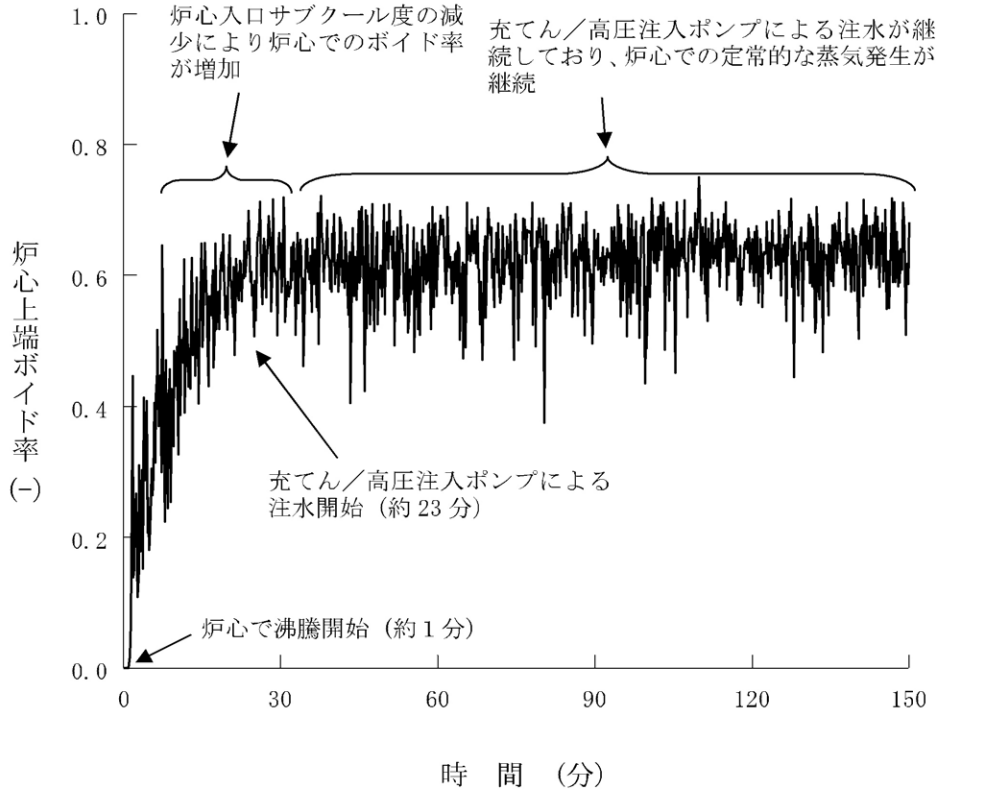


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は４名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

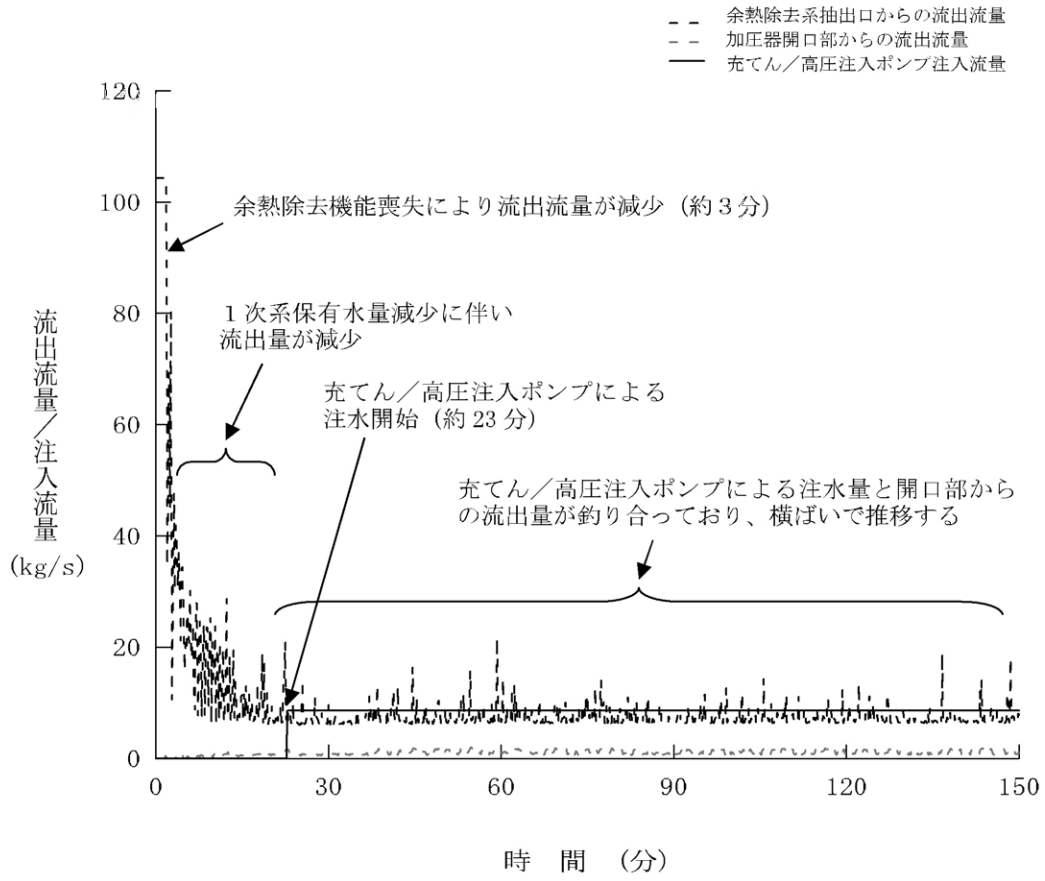
第 7.4.3.3 図　原子炉冷却材の流出時（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）の作業と所要時間



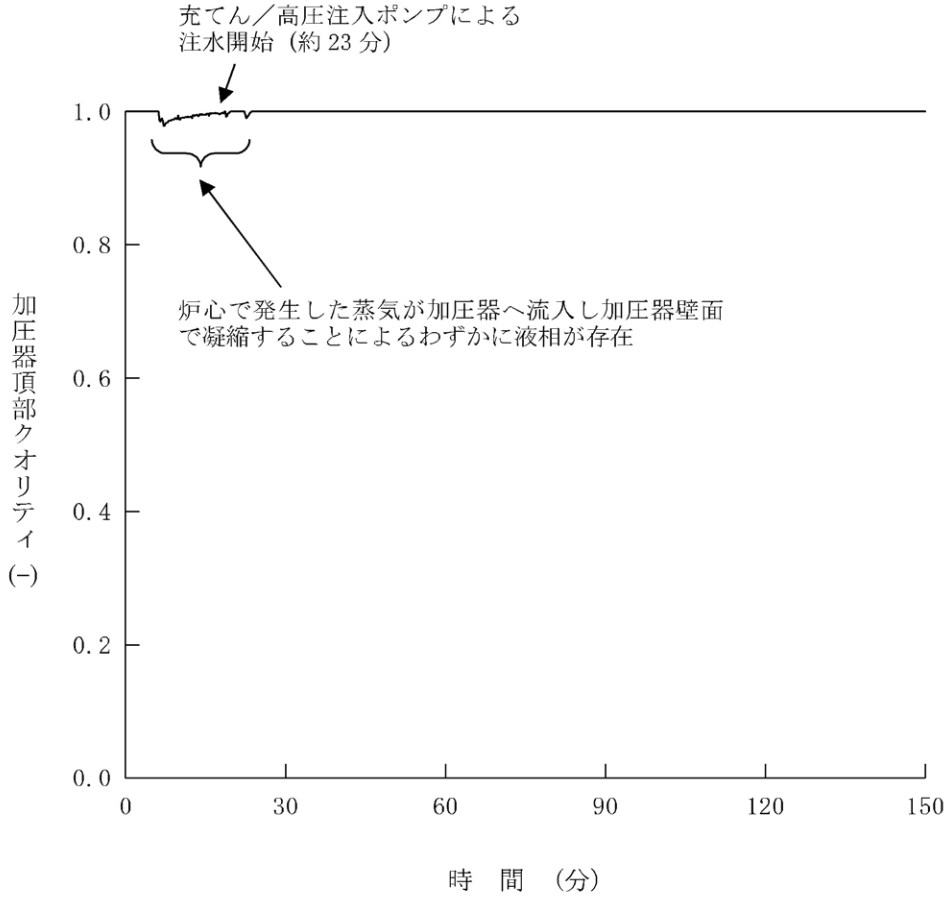
第 7.4.3.4 図　1 次系圧力の推移



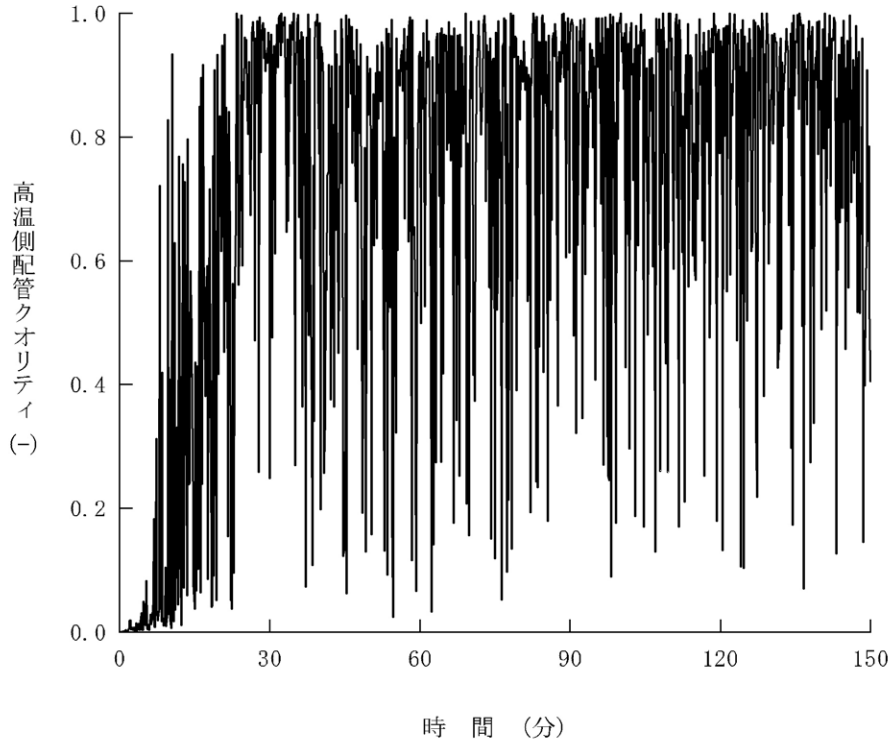
第 7.4.3.5 図　炉心上端ボイド率の推移



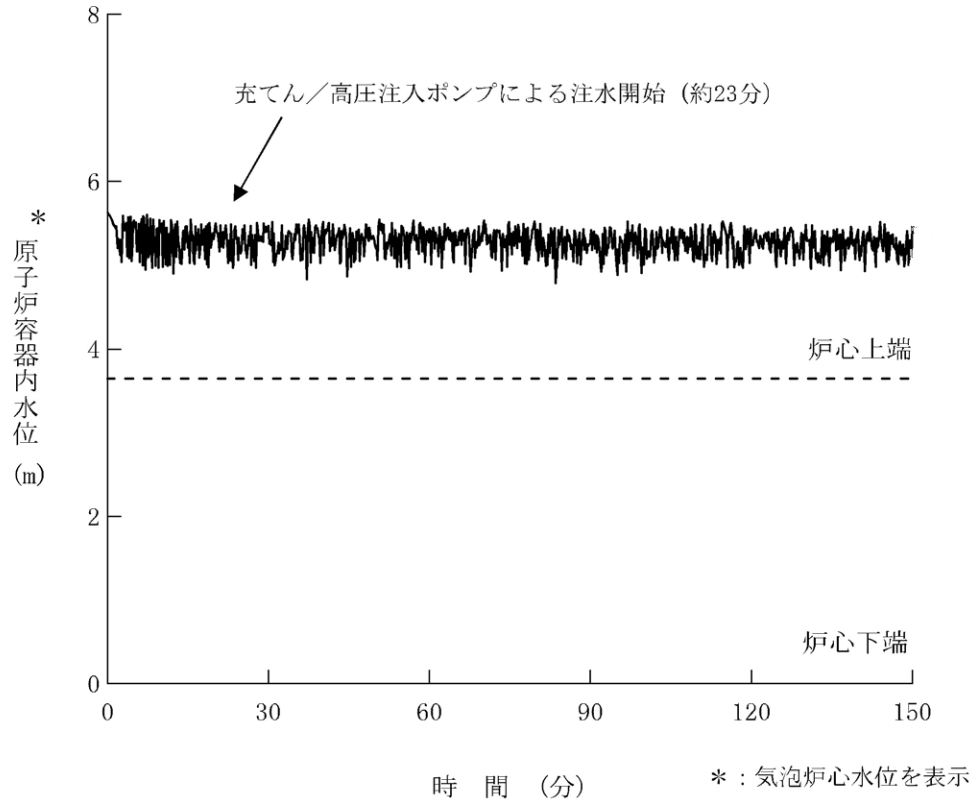
第 7.4.3.6 図　開口部からの流出流量と注入流量の推移



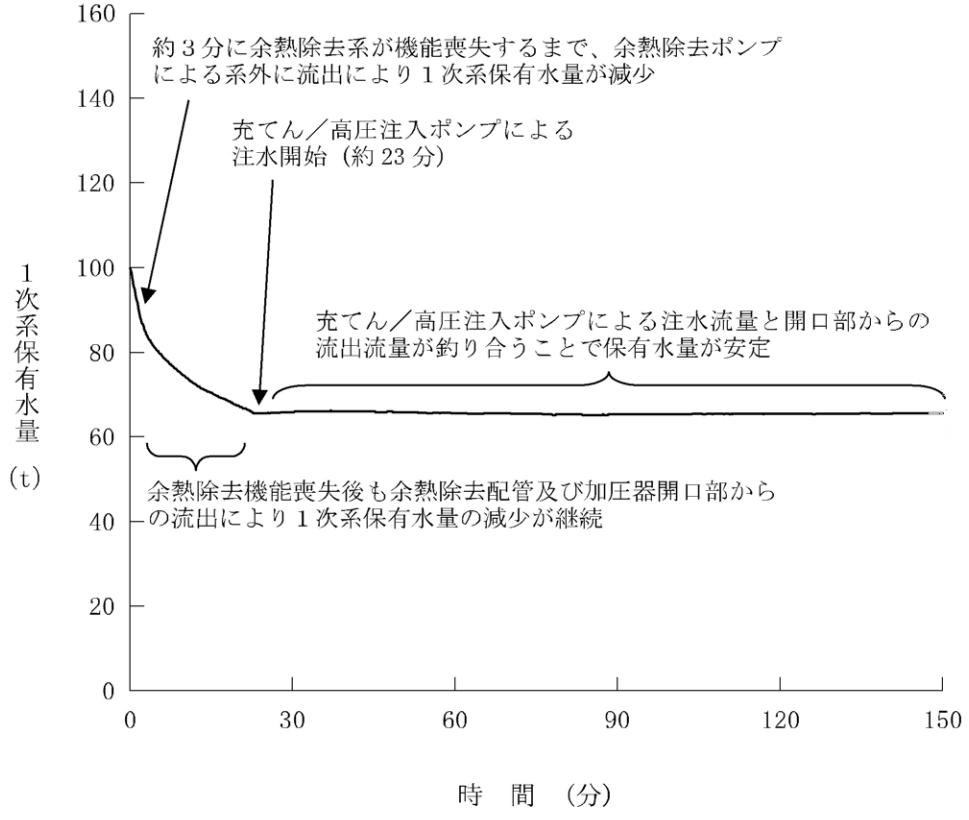
第 7.4.3.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



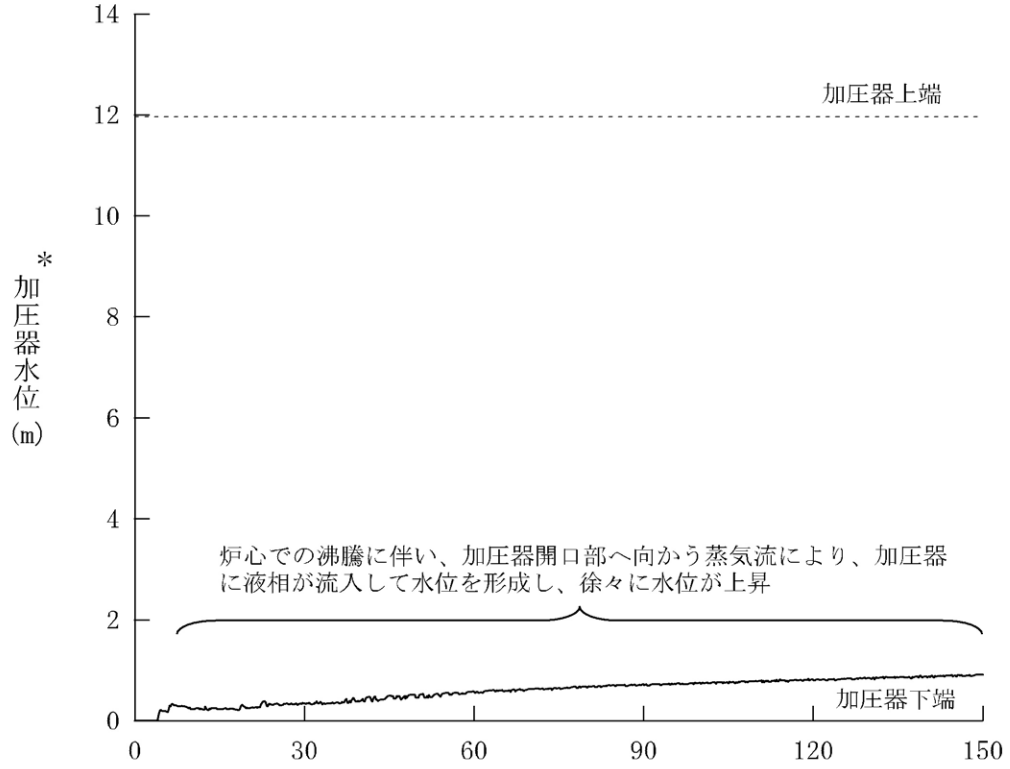
第 7.4.3.8 図　高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移



第 7.4.3.9 図　原子炉容器内水位の推移

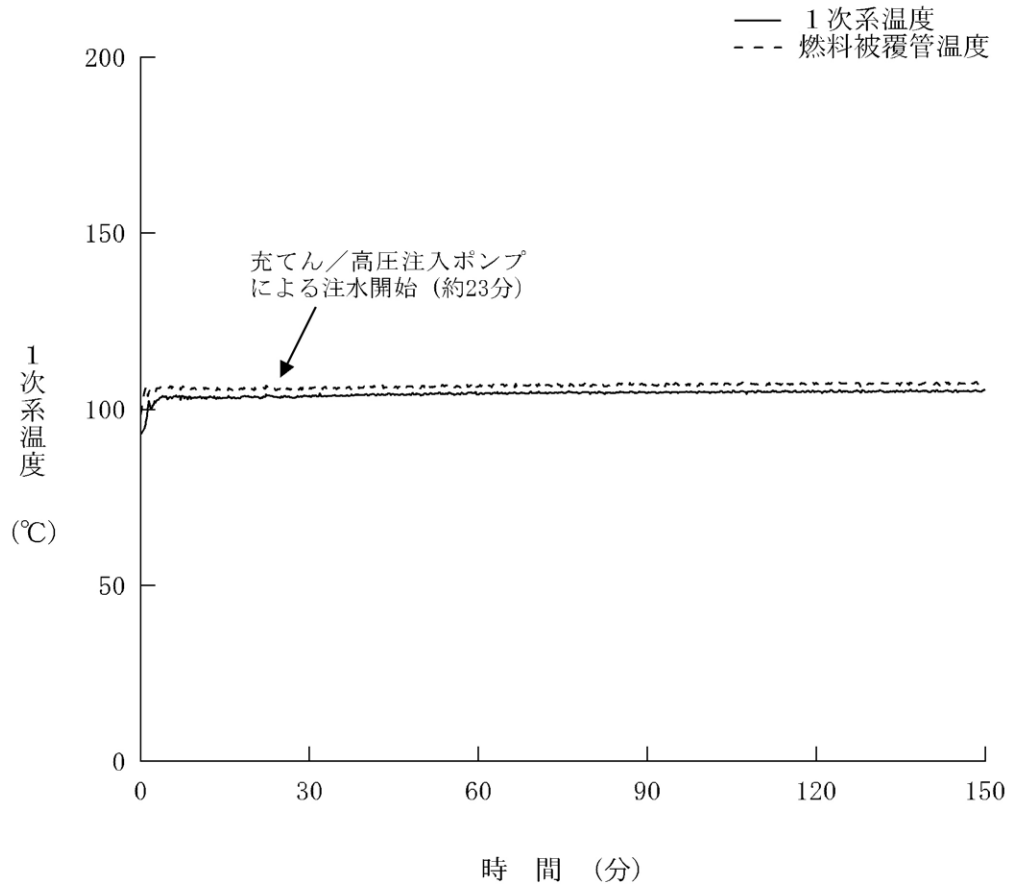


第 7.4.3.10 図　１次系保有水量の推移

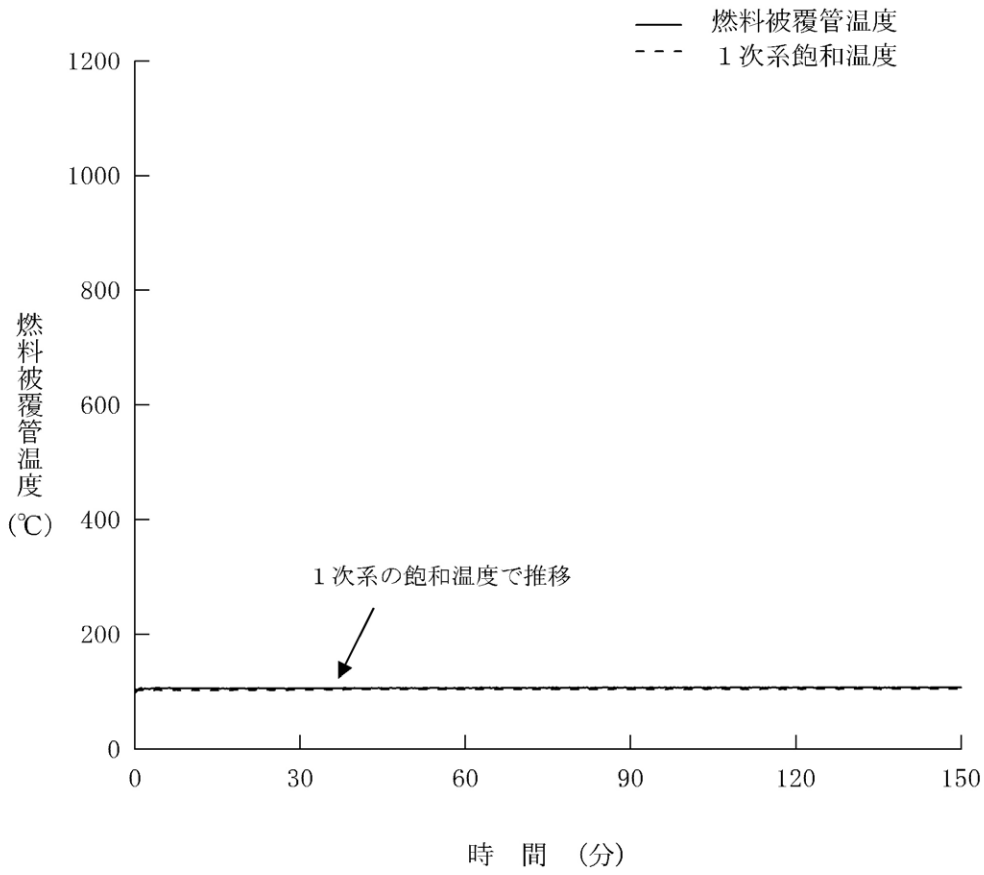


＊：加圧器下端から上端までのコラプス水位を表示

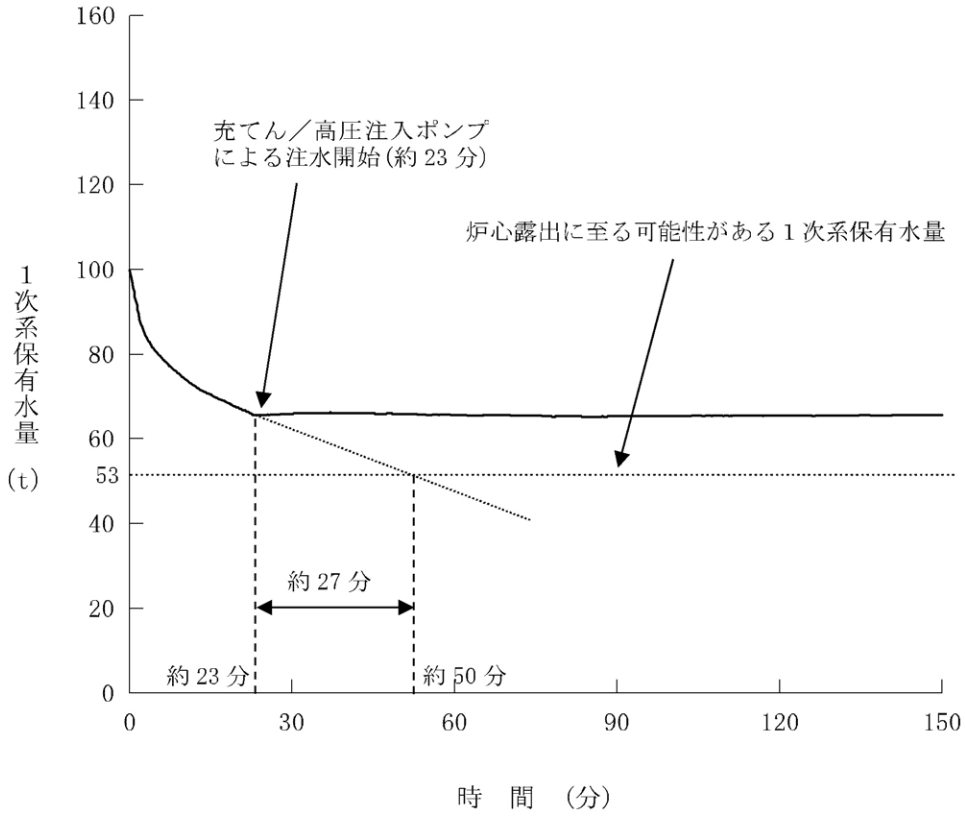
第 7.4.3.11 図　加圧器水位の推移



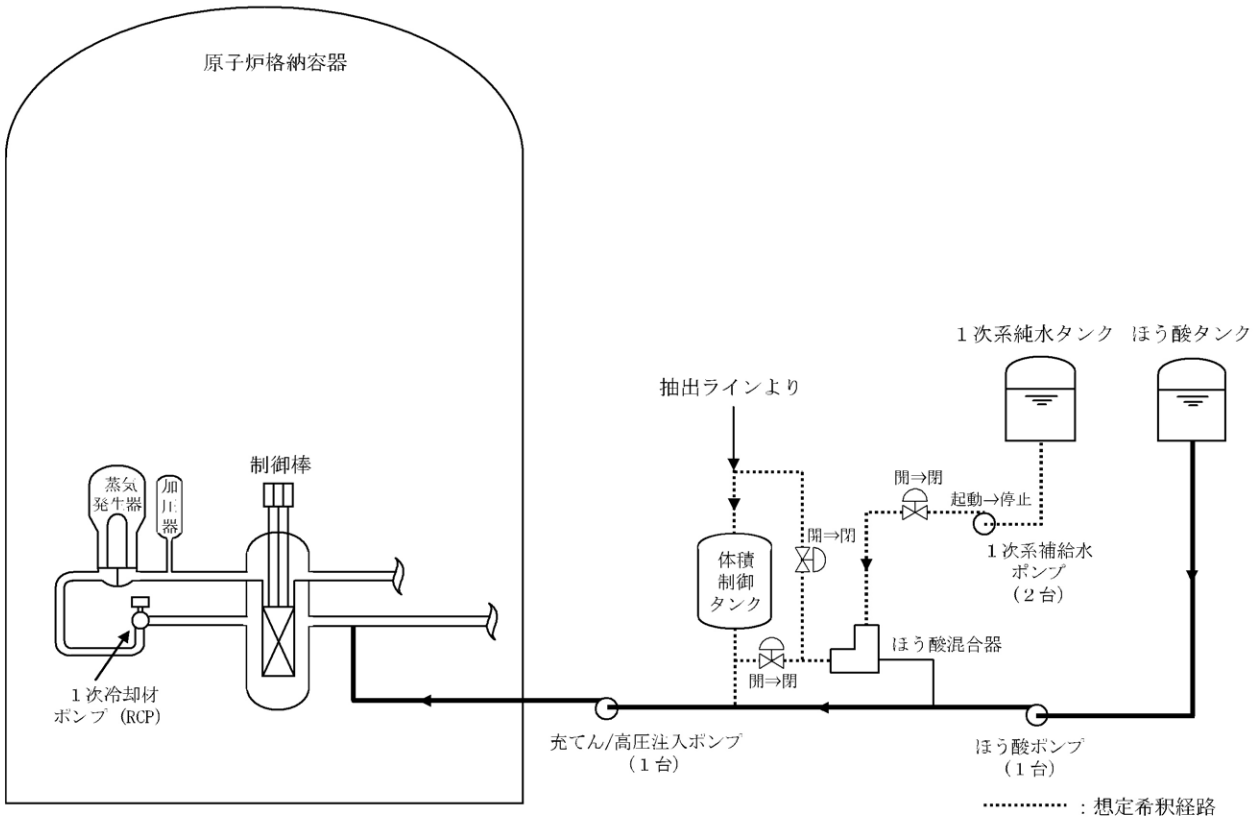
第 7.4.3.12 図　1 次系温度の推移



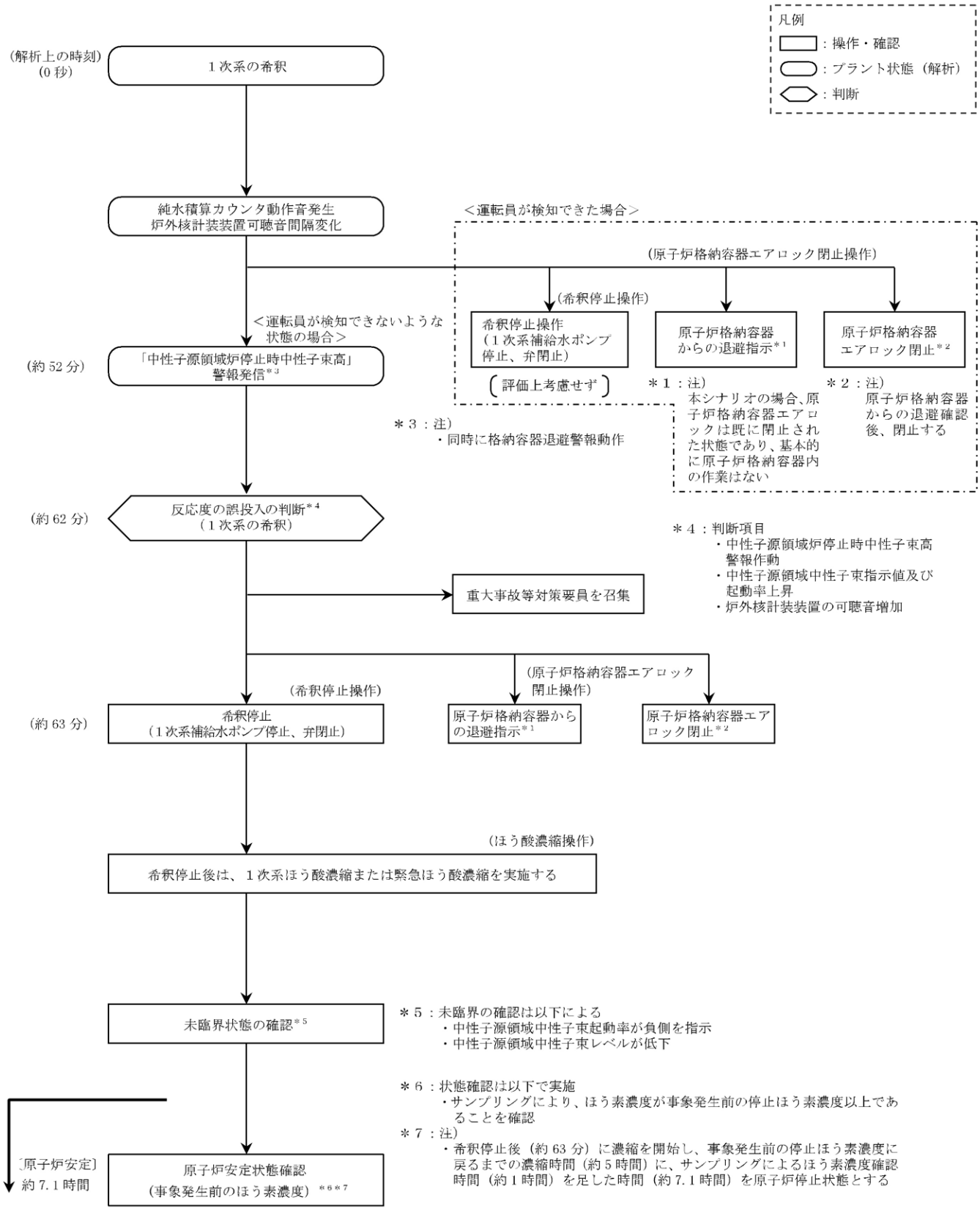
第 7.4.3.13 図　燃料被覆管温度の推移



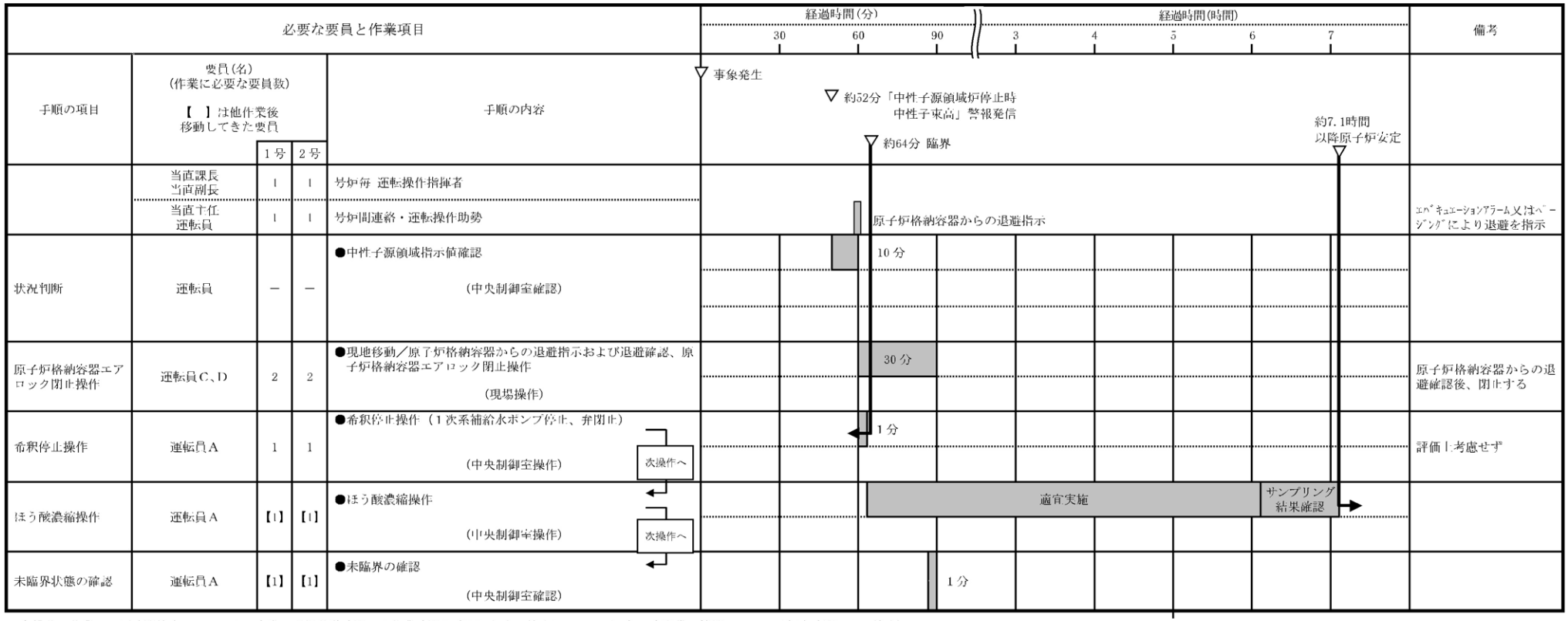
第 7.4.3.14 図　１次系保有水量の推移(炉心注水操作開始の時間余裕確認)



第 7.4.4.1 図　反応度の誤投入時の重大事故等対策の概略系統図



第 7.4.4.2 図　事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「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又は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は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第7.4.4.3図　反応度の誤投入時（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）の作業と所要時間

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 52 分
臨　　界	警報発信後、約 12 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

以下については、１号炉と同様の記載のため１号炉を参照のこと。

追　　補

（添付書類十）

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

（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

追補１

本資料のうち、枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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
a.　フロントライン系故障時の対応手段及び設備
b.　手　順　等
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停止させるための設計基準事故対処設備は、原子炉核計装、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、発電用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により原子炉トリップが必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉安全保護盤、原子炉保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器を設置している。

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：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第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、原子炉安全保護盤、原子炉保護系プロセス計装、原子炉核計装、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、基準規則からの要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備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（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（ATWS緩和設備）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。

自動での原子炉出力抑制で使用する設備は以下のとおり。

・　多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）
・　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
・　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
・　ほう酸ポンプ
・　急速ほう酸補給弁
・　ほう酸タンク
・　充てん／高圧注入ポンプ

中央制御室から原子炉トリップスイッチ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(ATWS緩和設備)が作動しない場合は、中央制御室からの手動操作により、ター

ビン手動トリップ及び補助給水ポンプ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。

手動での原子炉出力抑制で使用する設備は以下のとおり。

- タービン非常停止操作スイッチ
- 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
- 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
- ほう酸ポンプ
- 急速ほう酸補給弁
- ほう酸タンク
- 充てん／高圧注入ポンプ

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に、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、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却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
- 急速ほう酸補給弁

・　ほう酸タンク

・　充てん／高圧注入ポンプ

・　ほう酸注入タンク

・　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位置づける。

自動での原子炉出力抑制で使用する設備のうち、多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）、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、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位置づける。

手動での原子炉出力抑制で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、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いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

ほう酸水注入に使用する設備のうち、ほう酸ポンプ、急速ほう酸補給弁、ほう酸タンク、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクはいずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、原子炉が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ため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づけ

る。あわせて、その理由を示す。

・　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（電動発電機出力遮断器スイッチ）及び原子炉トリップ遮断器スイッチ

耐震性がないものの、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、原子炉を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

制御棒全挿入完了までは時間を要するものの、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。

・　タービン非常停止操作スイッチ

耐震性がないものの、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。

また、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）。

これらの手順は、運転員等※2及び保修対応要員※3の対応として原子炉未臨界維持する手順に定める（第1.1.1表）。

※２　運転員等:運転員及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

※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。

1.1.2　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、中央制御室から手動にて原子炉を緊急停止する手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

原子炉自動トリップ失敗を原子炉トリップ遮断器等により確認し、原子炉出力が５％以上又は中間領域起動率が正となった場合。

b.　操作手順

原子炉手動トリップ操作の手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、制御棒炉底位置表示灯点灯及び原子炉出力の低下により確認する。タイムチャートを第1.1.3図に示す。

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に原子炉手動トリップ操作を指示する。

②　運転員等は、中央制御室での原子炉トリップスイッチにより、原子炉トリップを行う。

③　運転員等は、②の操作に失敗した場合、中央制御室での所内常用母線440V遮断器２台の開放操作により、電動発電機２台の電源を遮断する。

④　運転員等は、③の操作に失敗した場合、中央制御室での制御棒手動操作により、制御棒を原子炉へ挿入する。

⑤　運転員等は、④の操作と並行して、現場で電動発電機出力

遮断器２台の開放操作を行う。

⑥　運転員等は、⑤の操作に失敗した場合、現場で原子炉トリップ遮断器２台を開放する。

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等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員等１名で行う。

②及び③の中央制御室操作の所要時間は約３分と想定し、⑤及び⑥の現場での遮断器開放操作を含めた所要時間は約18分と想定する。円滑に操作できるように移動経路を確保し、可搬型照明や通信設備等を整備する。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）

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（ATWS緩和設備）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順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

原子炉トリップ設定値に到達し、原子炉トリップ遮断器故障等による原子炉自動トリップに失敗したことを確認した場合において、「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

多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)の作動確認手順の概要は以

下のとおり。概略系統を第1.1.2図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)の作動状況の確認を指示する。

② 運転員等は、中央制御室での監視によりタービントリップの動作、主蒸気隔離弁の閉止を確認するとともに、全ての補助給水ポンプが自動起動し補助給水流量が確立していることを確認する。

③ 運転員等は、中央制御室での監視により１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。

④ 運転員等は、中央制御室にて加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により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、格納容器圧力及び温度の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動作により１次冷却材温度が安定していることを確認する。

⑤ 運転員等は、緊急ほう酸注入操作を実施する。緊急ほう酸注入操作は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、１ユニット当たり運転員等１名で実施する。原子炉トリップ失敗を踏まえて、多様化自動作動設備

(ATWS緩和設備)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(ATWS緩和設備)の作動を確認することとする。

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(ATWS緩和設備)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。

(3) 原子炉出力抑制（手動）

中央制御室から原子炉トリップスイッチ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(ATWS緩和設備)が作動しない場合、中央制御室からの手動操作によりタービン手動トリップ、主蒸気隔離弁の閉止及び補助給水ポンプの起動を行う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順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

中央制御室から原子炉トリップスイッチ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(ATWS緩和設備)が作動しない場合。

b. 操作手順

タービン手動トリップ及び補助給水流量確保の手順は以下のとおり。概略系統を第1.1.2図に、タイムチャートを第1.1.3図に示

す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等にタービン手動トリップ、主蒸気隔離弁閉及び補助給水流量確保を指示する。

② 運転員等は、中央制御室でタービン手動トリップ操作を行い、タービン主要弁（MSV、GV、ICV、RSV）の閉によりタービントリップを確認する。

③ 運転員等は、②によるタービントリップに失敗した場合は、中央制御室より主蒸気隔離弁を手動閉止するとともに主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。

④ 運転員等は、中央制御室で電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプを手動起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。

⑤ 運転員等は、中央制御室での監視により、１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室にて加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により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、格納容器圧力及び温度の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動作により１次冷却材温度が安定していることを確認する。

⑦ 運転員等は、緊急ほう酸注入操作を実施する。緊急ほう酸

注入操作は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、１ユニット当たり運転員等１名で実施し、所要時間は約３分と想定する。

(4) ほう酸水注入

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に、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又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水の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する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

手動による原子炉緊急停止の失敗を原子炉トリップ遮断器等により確認し、原子炉出力が５％以上又は中間領域起動率が正であり、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。概略系統を第1.1.4図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等にほう酸タンクを用いた緊急ほう酸注入操作の準備と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で充てん／高圧注入ポンプの起動

を確認し、緊急ほう酸注入のための系統構成を実施する。

③　運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプを起動し、急速ほう酸補給弁を開とし、ほう酸急速注入ライン流量計により原子炉へほう酸注入が行われていることを確認する。その後、出力領域中性子束計により原子炉出力が低下すること及び中間領域起動率計により未臨界状態へ移行していることを確認する。

④　ほう酸ポンプの故障等により急速ほう酸補給ラインが使用できない場合は、代替手段として、充てん／高圧注入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、ほう酸注入タンク出入口弁の開にて安全注入ラインでのほう酸注入を開始し、燃料取替用水タンクよりほう酸注入タンクを経由してほう酸水を原子炉へ注入する。

安全注入ラインが使用できない場合は、充てんラインより充てん／高圧注入ポンプを使用して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉へ注入する。

⑤　運転員等は、中央制御室でほう酸希釈ラインを隔離する。

⑥　運転員等は、中央制御室でほう酸タンクの水位より、ほう酸注入量及び１次系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注入を継続する。なお、緊急ほう酸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注入を継続する。

⑦　運転員等は、サンプリングの結果により、１次系のほう素濃度が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等1名で実施し、ほう酸水注入開始までの所要時間は約5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。)

交流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次系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次系の降温、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℃以下となれば、余熱除去系に切替え、炉心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

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は、中央制御室から速やかに操作が可能である原子炉トリップスイッチ(制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む)により手動にて原子炉の緊急停止操作を行う。蒸気発生器水位異常低信号による多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ(制御棒駆動装置電源遮断

及び制御棒手動挿入操作を含む)により手動にて原子炉の緊急停止操作を行い、その後、多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)の作動状況の確認を行う。

中央制御室から原子炉トリップスイッチ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(ATWS緩和設備)が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制行う。

原子炉トリップに失敗し、原子炉の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又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。

ただし、原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉トリップに成功した場合は、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1.1.5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	原子炉安全保護盤 原子炉保護系 プロセス計装 原子炉核計装	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 原子炉安全保護盤 原子炉保護系 プロセス計装 原子炉核計装	原子炉出力抑制（自動）	多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備） （蒸気発生器水位異常低による ・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 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 緊急ほう酸注入（ⓐ）	重大事故等対処設備		
		原子炉出力抑制（手動）	タービン非常停止操作スイッチ（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 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 緊急ほう酸注入（ⓐ）	重大事故等対処設備		
		ほう酸水注入	ほう酸ポンプ＊３ 急速ほう酸補給弁＊３ ほう酸タンク 充てん／高圧注入ポンプ＊３ （ⓐ（緊急ほう酸注入））	重大事故等対処設備		
			充てん／高圧注入ポンプ＊３ ほう酸注入タンク 燃料取替用水タンク			
			充てん／高圧注入ポンプ＊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
			・中間領域中性子束起動率計
			・中性子源領域中性子束起動率計
	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	・3-1A、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
			・中間領域中性子束起動率計
			・中性子源領域中性子束起動率計

監視計器一覧（２／４）

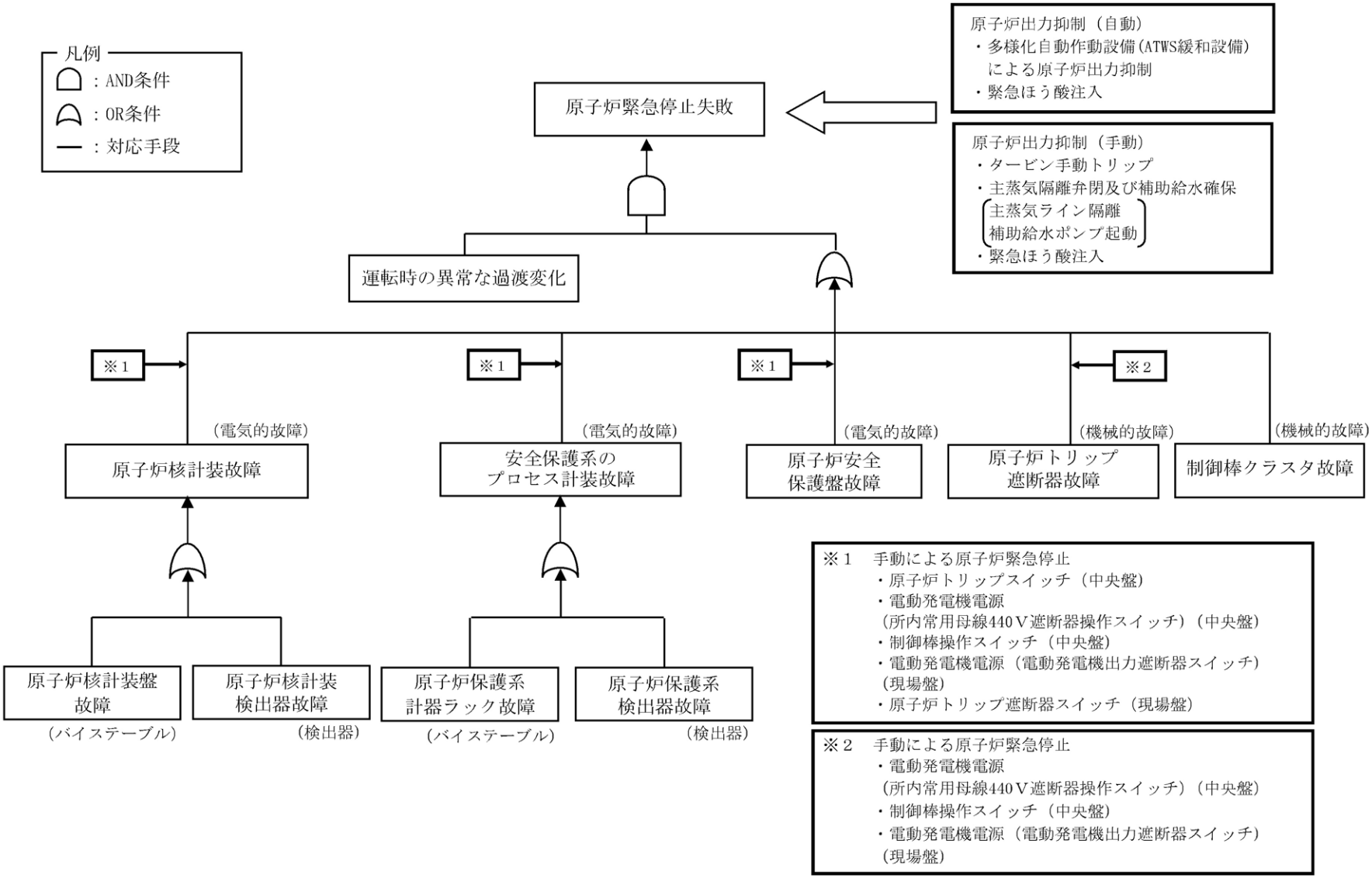
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1 フロントライン系故障時の手順等			
(2) 原子炉出力抑制（自動）	判断基準	プラント停止状態	・原子炉トリップ遮断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域中性子束起動率計
			・中性子源領域中性子束起動率計
		信号	・多様化自動作動設備作動警報
	操作	プラント停止状態	・EH 遮断油圧計
			・弁表示灯（EH）
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領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

監視計器一覧（３／４）

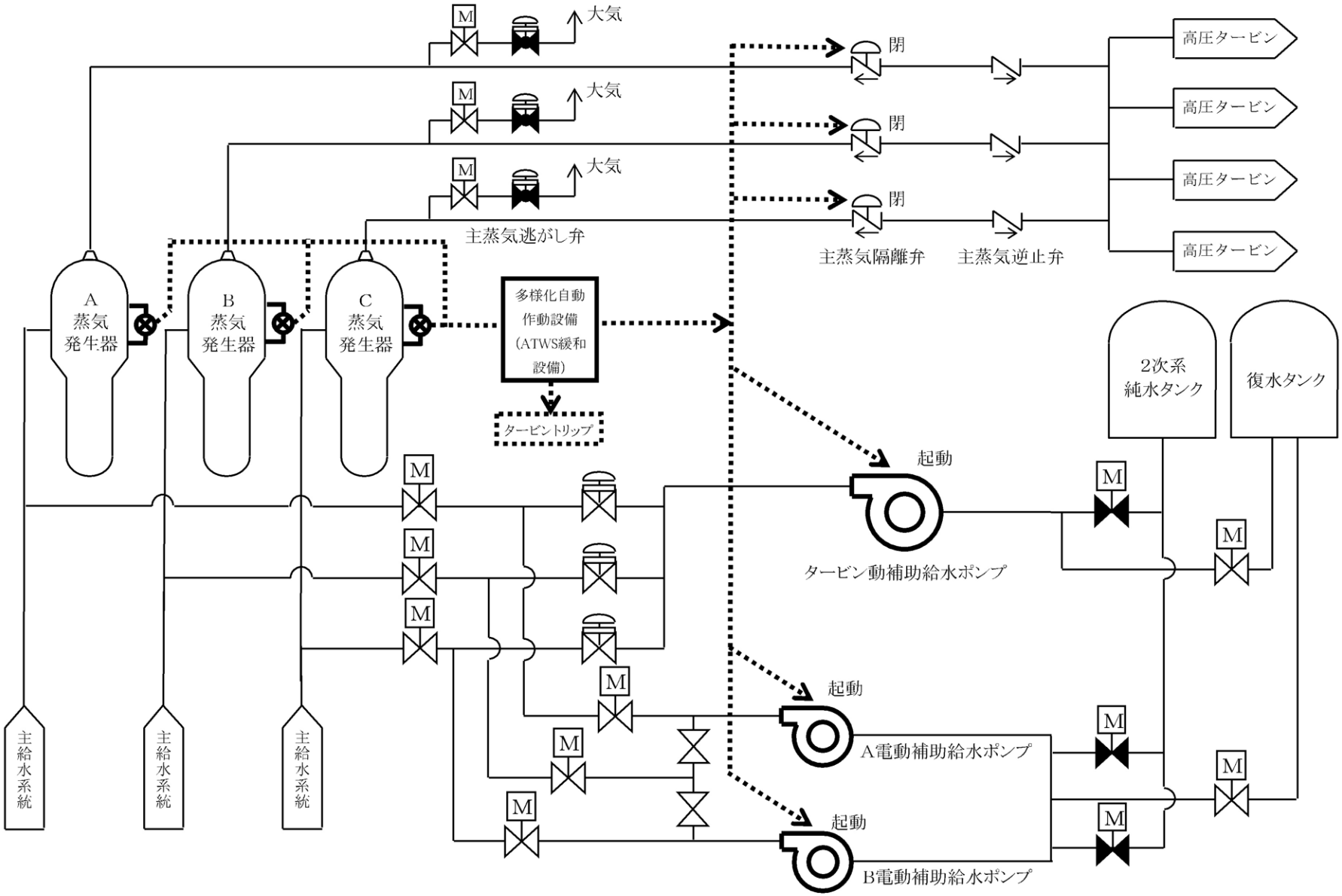
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1 フロントライン系故障時の手順等			
(3) 原子炉出力抑制（手動）	判断基準	プラント停止状態	・EH 遮断油圧計
			・弁表示灯（EH）
		信号	・多様化自動作動設備作動警報
		蒸気発生器除熱機能	・蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
	操作	プラント停止状態	・EH 遮断油圧計
			・弁表示灯（EH）
		原子炉出力	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域中性子束起動率計
			・中性子源領域中性子束起動率計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力
		蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てんライン流量計
			・ほう酸急速注入ライン流量計

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
			・中間領域中性子束起動率計
			・中性子源領域中性子束起動率計
		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
			・中間領域中性子束起動率計
			・中性子源領域中性子束起動率計
			・可聴計数率計（可聴音）
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てんライン流量計
			・ほう酸急速注入ライン流量計
			・ほう酸注入ライン流量計
			・原子炉補給水流量制御器
			・原子炉補給水流量積算制御器
		—	・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　原子炉出力抑制　概略系統

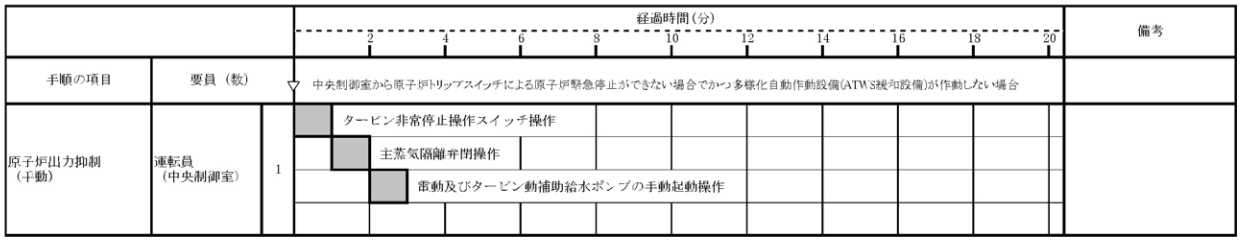
（1）手動による原子炉緊急停止



（2）原子炉出力抑制（自動）



（3）原子炉出力抑制（手動）

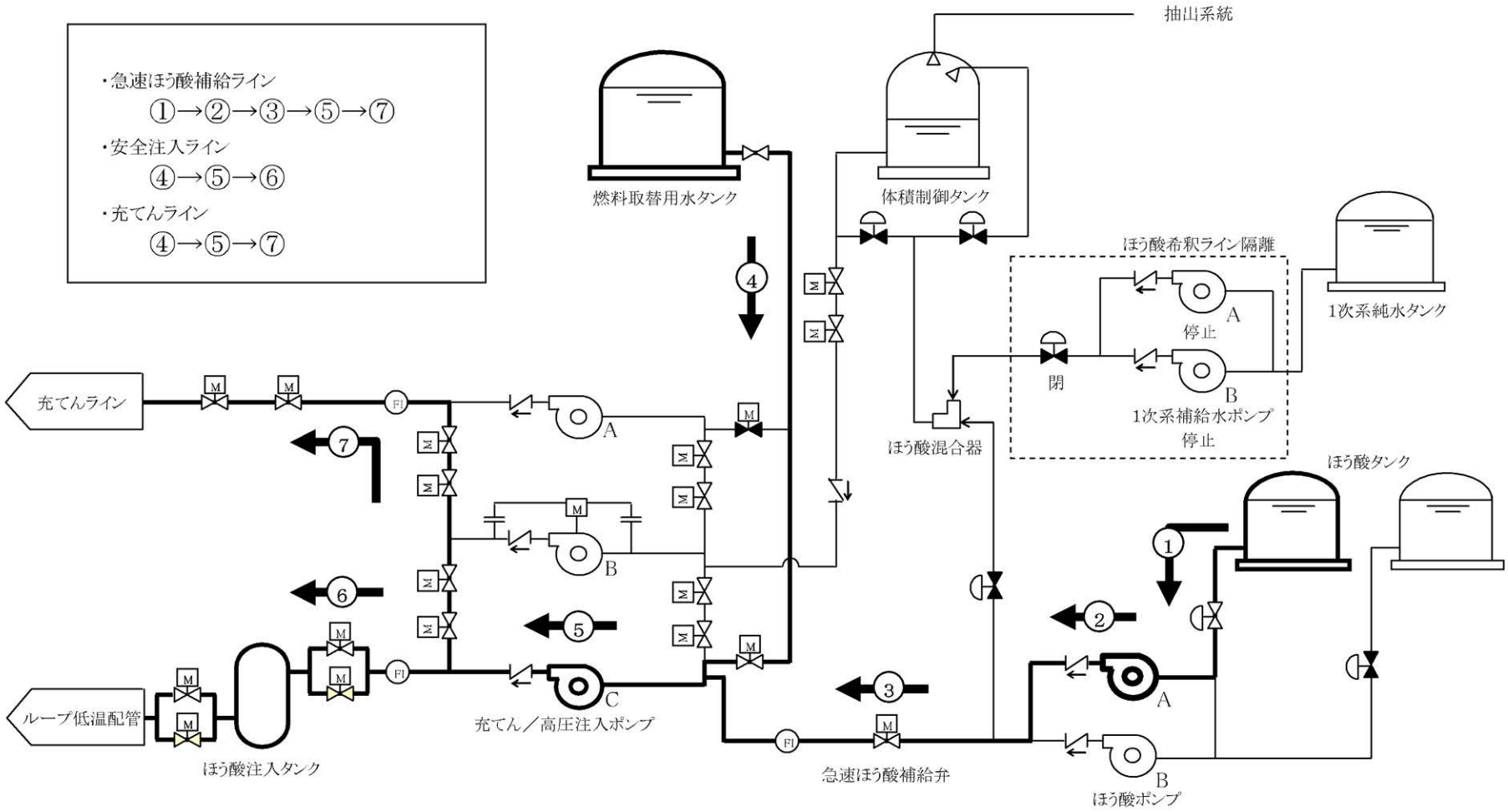


（4）ほう酸水注入

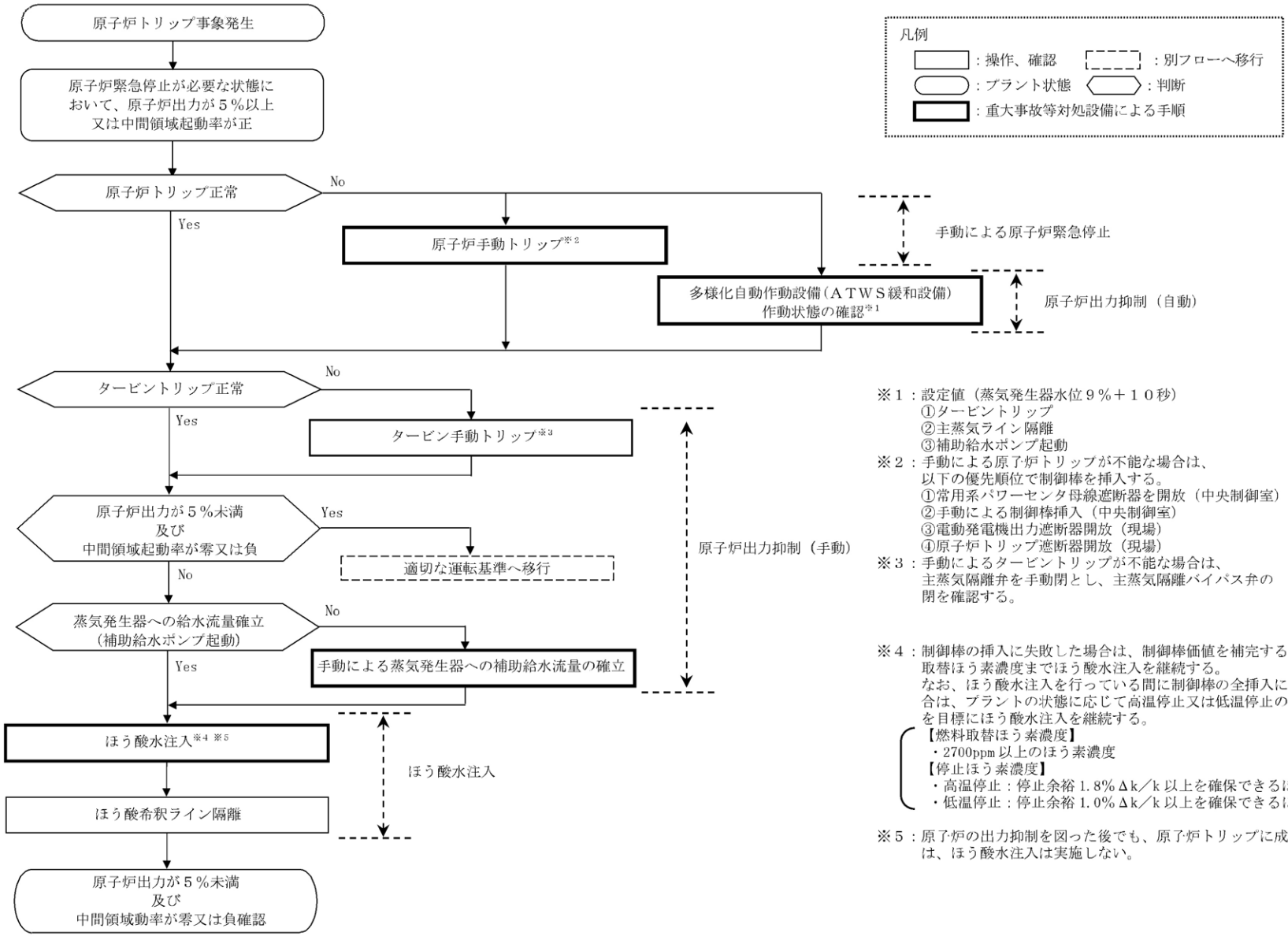


※濃縮時間（例）：0ppmから1,750ppmまで濃縮するには約1.1時間を要する。
（ほう酸タンク：21,000ppm、緊急ほう酸流量：17t/h）

第1.1.3図　原子炉停止機能喪失時の操作手順　タイムチャート



第1.1.4図　ほう酸水注入　概略系統



※１：設定値（蒸気発生器水位９％＋１０秒）
①タービントリップ
②主蒸気ライン隔離
③補助給水ポンプ起動

※２：手動による原子炉トリップが不能な場合は、以下の優先順位で制御棒を挿入する。
①常用系パワーセンタ母線遮断器を開放（中央制御室）
②手動による制御棒挿入（中央制御室）
③電動発電機出力遮断器開放（現場）
④原子炉トリップ遮断器開放（現場）

※３：手動によるタービントリップが不能な場合は、主蒸気隔離弁を手動閉とし、主蒸気隔離バイパス弁の閉を確認する。

※４：制御棒の挿入に失敗した場合は、制御棒価値を補完するため、燃料取替ほう素濃度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。
【燃料取替ほう素濃度】
・2700ppm 以上のほう素濃度
【停止ほう素濃度】
・高温停止：停止余裕 1.8％Δk／k 以上を確保できるほう素濃度
・低温停止：停止余裕 1.0％Δk／k 以上を確保できるほう素濃度

※５：原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉トリップに成功した場合は、ほう酸水注入は実施しない。

第 1.1.5 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
a.　フロントライン系故障時の対応手段及び設備
b.　サポート系故障時の対応手段及び設備
c.　監視及び制御の対応手段及び設備
d.　手　順　等
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.　電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張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
c.　海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給
(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.　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

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、炉心の著しい損傷を防止するため、２次冷却系の除熱機能により１次冷却材を冷却する必要がある。２次冷却系の除熱機能により１次冷却材を冷却するための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している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、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：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

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

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、蒸気発生器２次側による炉心の冷却に使用する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又は直流電源喪失を想定する。

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炉心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で使用する設備は以下のとおり。

・　充てん／高圧注入ポンプ
・　加圧器逃がし弁
・　燃料取替用水タンク

・　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、常用系設備を使用して蒸気発生器２次側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）に使用する常用系設備は以下のとおり。

・　電動主給水ポンプ

・　蒸気発生器水張ポンプ

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ

・　復水タンク

・　燃料油貯蔵タンク

・　タンクローリ

蒸気発生器２次側への注水設備である復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合、海水ポンプ等を使用して蒸気発生器２次側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。

・　Ａ、Ｂ海水ポンプ

・　電動補助給水ポンプ

・　タービン動補助給水ポンプ

蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁故障時は、常用系設備を使用して蒸気発生器２次側の蒸気放出を行

う手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する常用系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で使用する充てん／高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水タンク、余熱除去ポンプ、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。また、海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給で使用するＡ、Ｂ海水ポンプ、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプは重大事故等対処設備として位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する全ての設備が使用できない場合においても、炉心を冷却できるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプ

常用系電源が健全であれば、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、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８時間の時間を要し、蒸気発生器ドライアウトまでには間に合わないが、補助給水ポンプの代替手段として２次冷

却系による長期的な事故収束手段として有効である。

・　タービンバイパス弁

常用系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

蒸気発生器２次側への注水手段である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場でのタービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁手動操作の手段がある。

また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、代替電源を供給する手段がある。

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入口弁（手動）

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

蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、主蒸気逃がし弁の機能を回復させるため、現場での手動操作又は窒素ボンベによる機能回復の手段がある。

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を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁（手動）は重大事故等対処設備と位置づける。

電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段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位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち主蒸気逃がし弁（手動）は、機能回復のため現場において窒素ボンベを接続するのと同等以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するものとして、重大事故等対処設備と位置づける。

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

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は直流電源が喪失しても炉心を冷却するために必要な補機を回復できるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

使用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、運転員等の

負担軽減となる。

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、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。また、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）。

これらの手順は、運転員等※2及び保修対応要員※3の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.2.1表）。

※２　運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

※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

２次冷却系の除熱機能が喪失した場合に、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁による原子炉格納容器内部への原子炉冷却材を放出する操作を組み合わせた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順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により蒸気発生器水位が低下し、全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指示値が10％未満）になった場合に、原子炉へ注入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

充てん／高圧注入ポンプ等により１次系のフィードアンドブリードを行う手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.2.2図 に示す。

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に１次系のフィードアンドブリードの開始を指示する。

②　運転員等は、中央制御室で安全注入信号を手動発信させ、充てん／高圧注入ポンプ２台を起動し、ほう酸注入ライン流量等により、１次冷却系へ注入していることを確認する。

③　運転員等は、中央制御室で加圧器の全ヒータの切を確認し、加圧器逃がし弁２台を全開とする。１次冷却材圧力等により、１次冷却系が減圧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等により原子炉が冷却状態にあることを確認する。仮に、充てん／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。

④　運転員等は、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。

⑤　運転員等は、中央制御室で可搬型ディーゼル注入ポンプ等による蒸気発生器での除熱状態を蒸気発生器狭域水位等で確認する。

【２次冷却系の除熱機能が回復した場合（⑤より）】

⑥　運転員等は、２次冷却系の除熱機能が回復した場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始し、１次冷却材高温側温度等により炉心の冷却状態を確認する。

⑦　運転員等は、中央制御室で蓄圧注入系の注入状況を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。

⑧　運転員等は、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とともに、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。

⑨　運転員等は余熱除去運転のため、中央制御室で１次冷却材

高温側温度等にて、１次冷却材温度177℃以下、１次冷却材圧力2.7MPa[gage]以下及び余熱除去系統が健全であることを確認する。

【余熱除去系統が使用可能の場合（２次冷却系の除熱機能が回復した場合：⑨より）】

⑩　運転員等は余熱除去系統が健全である場合、余熱除去系統による炉心冷却操作を開始する。

⑪　運転員等は、余熱除去系統による炉心冷却が開始されたことを確認し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を停止する。

⑫　運転員等は、余熱除去系統による炉心冷却状態を１次冷却材高温側温度等により確認し、低温停止状態とする。

【余熱除去系統が使用不能の場合（２次冷却系の除熱機能が回復した場合：⑨より）】

⑩　運転員等は、余熱除去系統が使用できない場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却を効果がなくなるまで継続する。

⑪　運転員等は、蒸気発生器２次側による炉心冷却の効果がなくなったことを１次冷却材高温側温度等により確認した場合、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。

⑫　運転員等は、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却状態を１次冷却材高温側温度等により確認し、低温停止状態とする。

【２次冷却系の除熱機能が回復しない場合（⑤より）】

⑥　運転員等は余熱除去運転のため、中央制御室で１次冷却材高温側温度等にて、１次冷却材温度177℃以下、１次冷却材圧力2.7MPa[gage]以下及び余熱除去系統が健全であることを

確認する。

⑦　運転員等は余熱除去系統が健全である場合は、余熱除去系統による炉心冷却操作を開始する。

余熱除去系統が使用できない場合は、余熱除去系統又は2次冷却系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。

⑧　運転員等は、中央制御室で蓄圧注入系の注入状況を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。

⑨　運転員等は、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とともに、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　運転員等は、余熱除去系統による炉心冷却状態を1次冷却材高温側温度等により確認し、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等1名で実施する。補助給水系の不調等を踏まえて蒸気発生器水位、圧力を継続的に監視することから、全ての蒸気発生器の広域水位が10%未満となれば、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る。

なお、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値を示すことになるが、高温状態における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. 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合に、常用系設備である電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプにより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

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により所内常用母線が受電され、２次冷却系の設備が運転中である場合。

(b) 操作手順

電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプによる注水操作は、中央制御室での遠隔起動が可能であり、通常の運転操作により対応する。

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

補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプが使用できない場合に、可搬型ディーゼル注入ポンプにより復水タンク水等を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

水源について、復水タンクが使用不能な場合、中間受槽を使用し、中間受槽への供給は淡水である２次系純水タンク、ろ過水貯蔵タンク又は宮山池から、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、蒸気発生器への注水が喪失した場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

c.　海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給

復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、海水をＡ、Ｂ海水ポンプから補助給水ポンプへ直接供給し、蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

ただし、可搬型ディーゼル注入ポンプの準備が完了し、淡水が使用可能な場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生

器への注水を優先する。

海水を蒸気発生器へ注水する場合、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

復水タンク及び2次系純水タンクが使用できない場合、交流電源が健全で、A、B海水ポンプが起動している場合。

(b) 操作手順

海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.2.3図に、タイムチャートを第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等及び保修対応要員に海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給の開始を指示する。

② 保修対応要員は、海水ポンプ出口ラインと補助給水ポンプ入口ライン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 運転員等は、保修対応要員にディスタンスピースの取替えが完了したことを確認し、海水ポンプ出口ラインと補助給水ポンプ入口ラインの通水のための系統構成を行い、補助給水ポンプへ供給を実施する。

④ 運転員等は、海水ポンプの電流等により、海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給が実施されていることを確

認する。

⑤　当直課長は、電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合に、運転員等に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開始を指示する。

⑥　運転員等は、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを起動する。

⑦　運転員等は、中央制御室での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実施できていることを確認する。

⑧　運転員等は、中央制御室にて蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば、中央制御室にてタービン動補助給水出口流量制御弁を操作し蒸気発生器水位を調整する。

⑨　運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計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により蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

⑩　運転員等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度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。

（c）操作の成立性

上記の中央制御室対応は１ユニット当たり運転員等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員等２名及び保修対応要員２名で実施し、所要時間は、約43分と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通

信設備等を整備する。ディスタンスピース取替え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。

周囲温度は外気温と同程度である。

(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

蒸気放出経路の故障による2次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。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開操作も可能であることから、その機能の全てを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. 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の蒸気放出ができない場合に、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弁し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が主蒸気ライン圧力等にて確認できない場合において、外部電源により所内常用母線が受電され、2次冷却系の設備が運転中であり復水器の真空度が維持されている場合。

(b) 操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(4)　その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンク、燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の対応手順、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給油に関する手順は「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」に整備する。

(5)　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。

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、電動主給水ポンプ、蒸気発生器水張ポンプ及び可搬型ディーゼル注入ポンプを使用する。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蒸気発生器水張ポンプを使用する。

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、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注水手段を失った場合に準備を開始し、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による蒸気発生器注水操作の水源は、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。中間受槽の供給は、淡水を用いる手段を優先し、それができ

ない場合は海水を用いる。

また、蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、水源を復水タンクから２次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる給水を優先する。２次系純水タンクも使用できない場合は、電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる給水を優先し、次にＡ、Ｂ海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給による給水を行う。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､復水タンクが使用できない場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ使用する。ただし、準備が整った際に淡水からの注水が可能であればＡ、Ｂ海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給よりも優先して使用する。

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器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次冷却系の除熱機能の回復を優先し、２次冷却系の除熱機能が回復しない場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉注入と加圧器逃がし弁開による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1.2.5図､第1.2.6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

直流電源喪失時にタービン動補助給水ポンプを駆動するために必要な蒸気入口弁の駆動源が喪失する。タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場でタービン動補助給水ポンプの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する。

また、全交流動力電源喪失時は、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、代替交流電源により交流電源を確保し、電動補助給水ポンプを起動する。

a. 手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

直流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必要な場合、現場でタービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を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り替え、中間受槽から復水タンクへの供給及びＡ、Ｂ海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給により水源を確保し、高圧再循環運転、余熱除去系統又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる炉心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出口流量制御弁を調整し、封水戻りライン逃がし弁吹き止まりを考慮した圧力にて保持する。

(a) 手順着手の判断基準

直流電源喪失時において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて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が必要で復水タンク等の水源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は以下のとおり。概略系統を第1.2.7図に、タイムチャートを第1.2.8図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、手動によるタービン動補助給水ポンプ起動前の系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場にて手動による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 当直課長は、運転員等に蒸気入口弁手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動操作開始を指示する。

④ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁の開操作によりタービン動補助給水ポンプを起動する。

⑤ 運転員等は、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。

⑥ 運転員等は、現場でのタービン動補助給水ポンプ出口圧力の監視及び中央制御室での補助給水流量等の監視により、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実施できていることを確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室にて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等と連絡を密にし、現場にてタービン動補助給水出口流量制御弁を手動により操作し蒸気発生器水位を調整する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計等により蒸

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蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

⑨　運転員等は、中央制御室で１次冷却材高温側温度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。

（c）操作の成立性

上記の中央制御室対応は１ユニット当たり運転員等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員等２名により作業を実施し、所要時間は約15分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。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が、運転員等はヘッドフォン型の遮音装置を着用し、通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。室温は通常運転状態と同程度である。

なお、タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁は手動ハンドルにより容易に操作できる。

b.　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、大容量空冷式発電機により非常用高圧母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、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り替え、中間受槽から復水タンクへの供給及びＡ、Ｂ海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給により水源を確保し、高圧再循環運転又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

による炉心冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク等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は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(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

主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉止するとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合に現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却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、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。1次冷却材喪失が発生した場合、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、蒸気発生器伝熱管の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

主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室から開操作ができないことを蒸気ライン圧力等にて確認できた場合において、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

b. 窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合に、窒素ボンベ(主蒸気逃がし弁用)により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作するための手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気／主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

(3)　その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンクから２次系純水タンクへの切替手順及び中間受槽から復水タンクへの供給手順は「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」に整備する。

(4)　優先順位

サポート系故障時に、以上の手段を用いて２次冷却系の除熱機能を回復する手段の優先順位を以下に示す。

全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、直流電源が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプの現場手動によるタービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁の開操作にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行う。大容量空冷式発電機からの給電により非常用高圧母線が復旧すれば、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２次側へ注水を行う。

補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動に

より開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、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の減少が早まるため、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、現場での人力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又は主蒸気／主給水配管破断時等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。

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過熱による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。

以上の対応手順のフローチャートを第1.2.9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の給電を確認し起動する。その手順は1.2.2.2（1）b.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。通常、電動補助給水ポンプの水源は復水タンクであるが、復水タンクから２次系純水タンクへの切り替え、中間受槽から復水タンクへの供給及びＡ、Ｂ海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給により水源を確保し、高圧再循環運転又は蒸気発生器２次側のフィー

ドアンドブリードによる炉心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次冷却材の保有水を加圧器水位計、蒸気発生器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2次側による炉心冷却のために起動した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

蒸気発生器水位が低下した場合において、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　運転員等は、現場及び中央制御室で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　運転員等は、現場及び中央制御室での補助給水流量等の監視により、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施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等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員等１名により作業を実施する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員等はヘッドフォン型の遮音装置を着用し、通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。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入する場合において、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

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入する場合に、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

蒸気発生器2次側による炉心冷却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2次側による炉心冷却を行う場合において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合。

b. 操作手順

操作手順は、1.2.2.1(2)c.(b)⑧、1.2.2.2(1)a.(b)⑨及び「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

加圧器水位の水位制御に関する手順は「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。

蒸気発生器水位の水位制御に関する手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

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	充てん／高圧注入ポンプ＊9	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			
			余熱除去ポンプ＊9＊10			
			余熱除去冷却器＊10			
	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		
			蒸気発生器水張ポンプ			
			可搬型ディーゼル注入ポンプ＊4＊6			
			復水タンク			
			燃料油貯蔵タンク＊7			
			タンクローリ＊7			
	復水タンク		A、B海水ポンプ＊9＊11	重大事故等対処設備		
			電動補助給水ポンプ＊9＊11			
			タービン動補助給水ポンプ＊11			
	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	多様性拡張設備		
サポート系故障時	タービン動補助給水ポンプ ・全交流動力電源喪失 ・直流電源の喪失	ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁(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：運転員等 及び保修対応要員）	
	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＊8			
	主蒸気逃がし弁 ・全交流動力電源喪失 ・直流電源の喪失	弁の機能回復	主蒸気逃がし弁（手動）＊4			
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）＊4	多様性拡張設備		
－	－	推定、監視及び制御	加圧器水位計＊3＊5	重大事故等対処設備		
			蒸気発生器広域水位計＊3＊4			
			蒸気発生器狭域水位計＊3＊4			
			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：直流電源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「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
＊5：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。
＊6：可搬型ディーゼル注入ポンプの水源は中間受槽を経由する場合、淡水若しくは海水を注水する。
　　なお、蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は、S／Gブローダウンラインにより排水を行う。
＊7：可搬型ディーゼル注入ポンプの燃料補給に使用する。燃料補給の手順は、「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。
＊8：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
＊9：ディーゼル発電機等により給電する。
＊10：1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。
＊11：蒸気発生器へ海水を長時間注水する場合は、S／Gブローダウンラインにより排水を行う。

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（１／４）

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
1.2.2.1　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
			・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	・安全注入動作警報
		原子炉圧力容器内の温度	・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
		原子炉圧力容器内の圧力	・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
		原子炉圧力容器内の水位	・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広域水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・ほう酸注入ライン流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
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.　電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	電源	・500kV 川内原子力線 1L、2L 電圧計、220kV 新鹿児島線 1L、2L 電圧計及び 220kV 川内原子力連絡線 1L、2L 電圧計
			・4-1A、B1、B2 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

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
1.2.2.1　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）			
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	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」に整備する。	
c.　海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給	判断基準	水源	・復水タンク水位計
		電源	・4-1Ｃ、Ｄ母線電圧計
		補機監視機能	・海水ポンプ電流計
	操作	補機監視機能	・海水ポンプ電流計
		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
(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	電源	・500kV 川内原子力線 1L、2L 電圧計、220kV 新鹿児島線 1L、2L 電圧計及び 220kV 川内原子力連絡線 1L、2L 電圧計
			・4-1A、B1、B2 母線電圧計
		原子炉圧力容器内の温度	・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	・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
			・復水器真空計
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
		原子炉圧力容器内の温度	・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）

監視計器一覧（３／４）

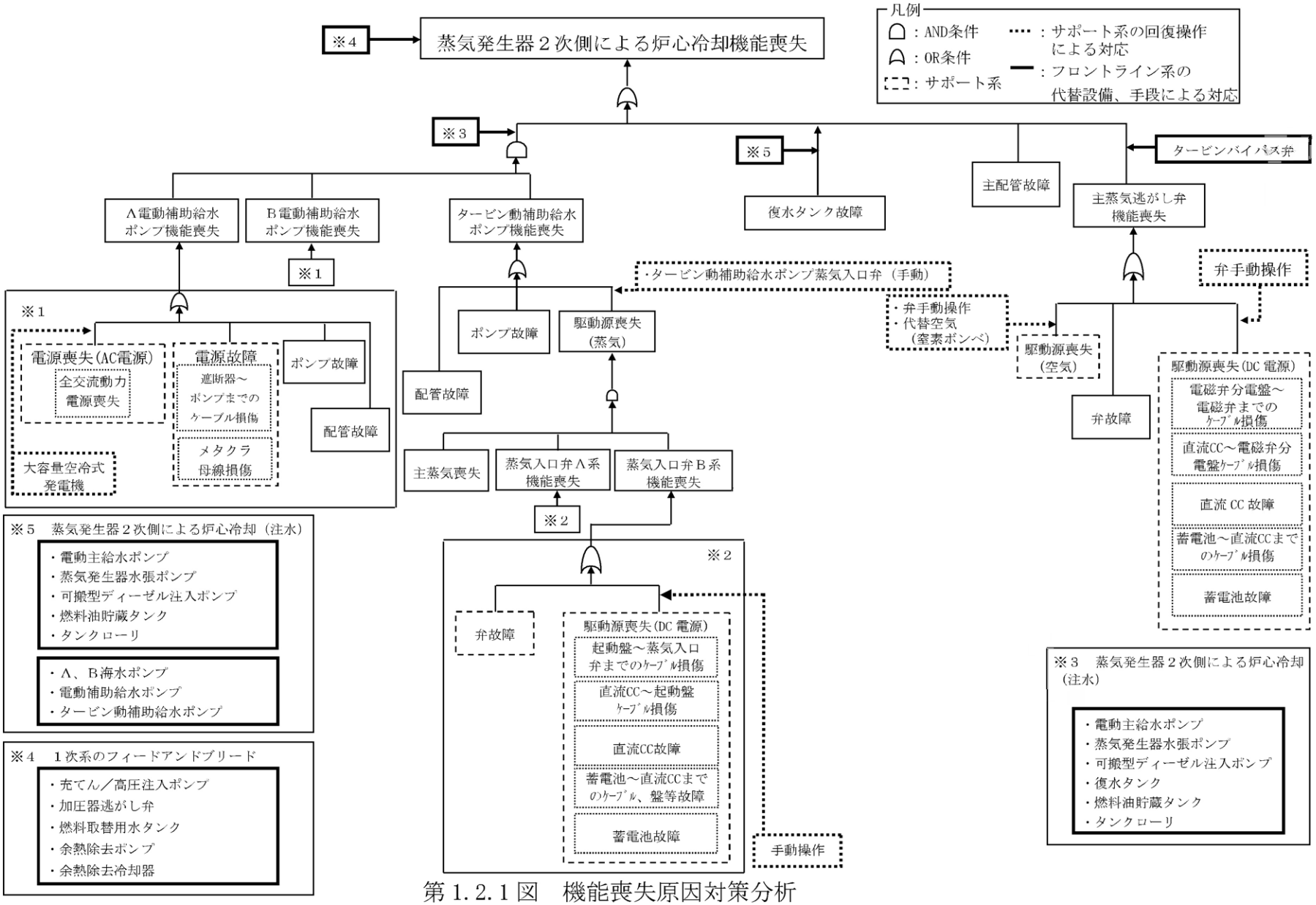
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.2　サポート系故障時の手順等 (1) ポンプの機能回復			
b.　大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	電源	・4-1C、D母線電圧計
			・大容量空冷式発電機　電圧計、電力計、周波数計（重大事故等対処用制御盤）
		水源	・復水タンク水位計
	操作	「1.14　電源の確保に関する手順等」に整備する。	
1.2.2.2　サポート系故障時の手順等 (2) 弁の機能回復			
a.　現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・蒸気ライン圧力計
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
			・補助給水流量計
	操作	「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」に整備する。	
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	補機監視機能	・制御用空気圧縮機出口ヘッダ圧力計
		蒸気発生器除熱機能	・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
		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
	操作	「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」に整備する。	

監視計器一覧（４／４）

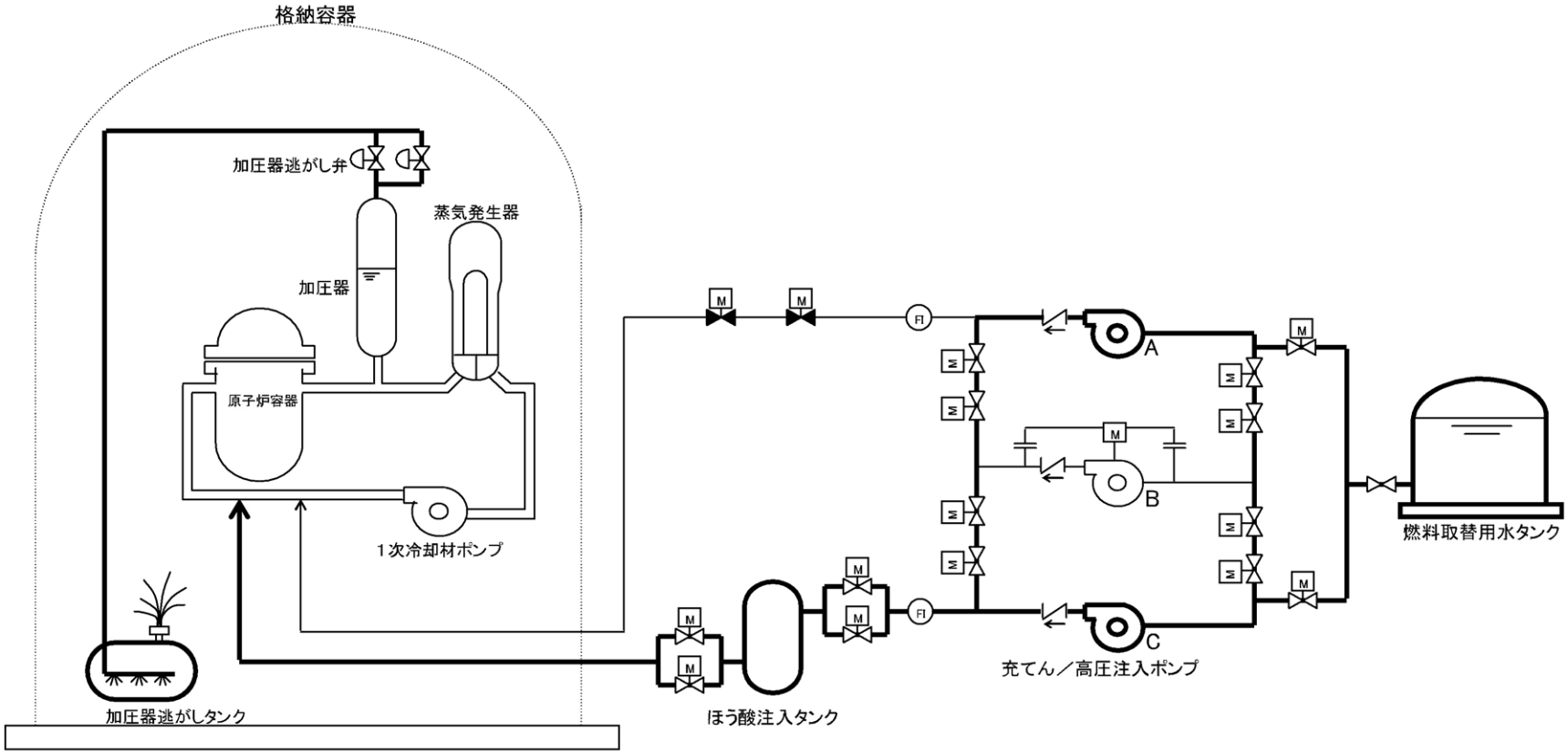
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.4　監視及び制御			
(1)　加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定	判断基準	「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。	
	操作	「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。	
(2)　補助給水ポンプの作動状況確認	判断基準	蒸気発生器除熱機能	・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
	操作	蒸気発生器除熱機能	・補助給水流量計
			・復水タンク
			・蒸気発生器広域水位計
			・蒸気発生器狭域水位計
(3)　加圧器水位（原子炉水位）の制御	判断基準	電源	・500kV 川内原子力線 1L、2L 電圧計、220kV 新鹿児島線 1L、2L 電圧計及び 220kV 川内原子力連絡線 1L、2L 電圧計
			・4-1A、B1、B2、C、D 母線電圧計
		原子炉圧力容器内の圧力	・加圧器圧力計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去ループ流量計
			・SA 用低圧炉心注入及びスプレイ積算流量計
	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	電源	・500kV 川内原子力線 1L、2L 電圧計、220kV 新鹿児島線 1L、2L 電圧計及び 220kV 川内原子力連絡線 1L、2L 電圧計
			・4-1A、B1、B2、C、D 母線電圧計
		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
			・蒸気ライン圧力計
		原子炉圧力容器内の温度	・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	「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」に整備する。	

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

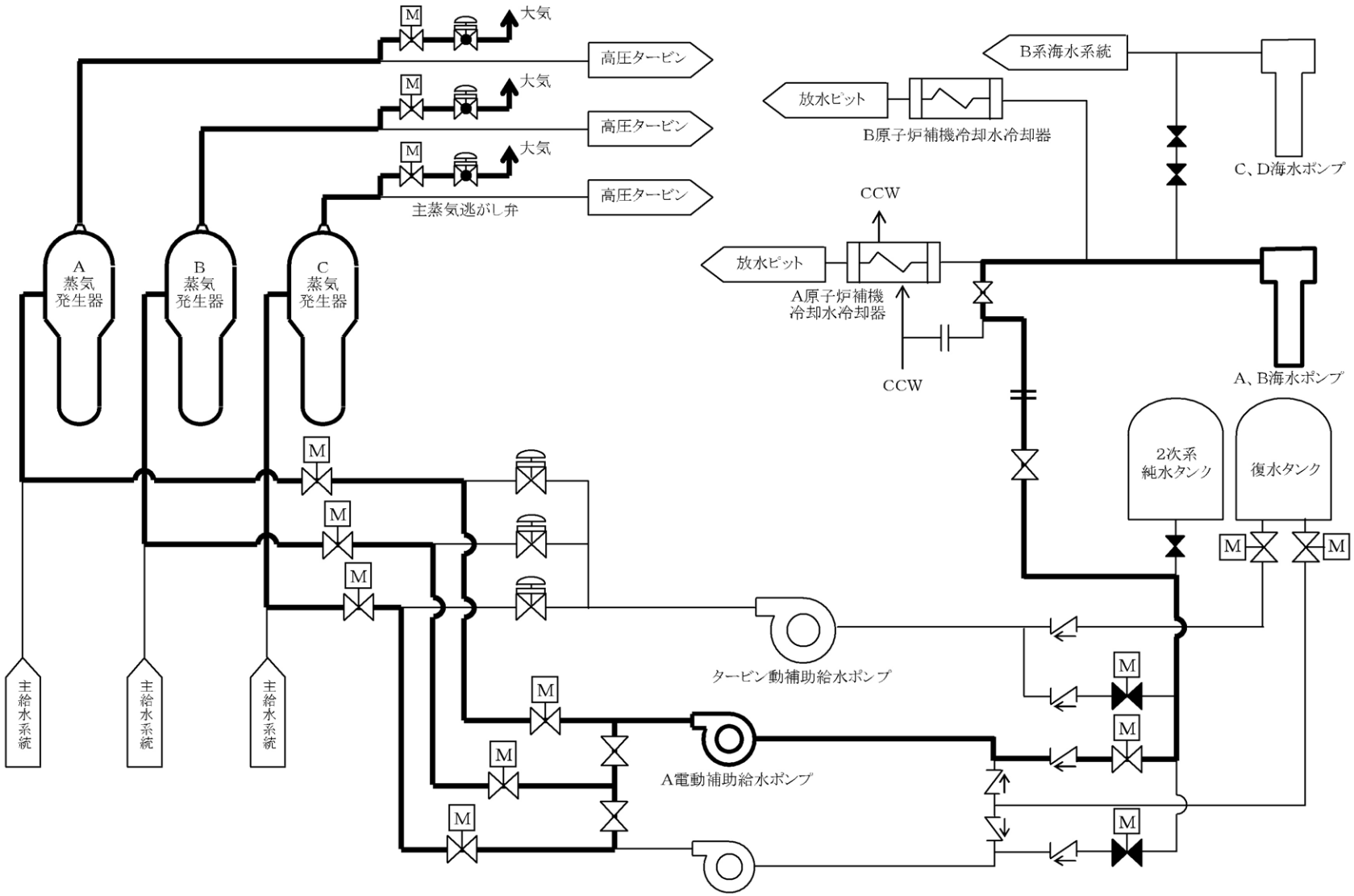
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.2】 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	電動補助給水ポンプ	4-1C 非常用高圧母線
		4-1D 非常用高圧母線
	充てん／高圧注入ポンプ	4-1C 非常用高圧母線
		4-1D 非常用高圧母線
	Ａ、Ｂ海水ポンプ	4-1C 非常用高圧母線
	余熱除去ポンプ	4-1C 非常用高圧母線
		4-1D 非常用高圧母線
	加圧器逃がし弁	Ａ直流コントロールセンタ
		Ｂ直流コントロールセンタ



第 1.2.1 図　機能喪失原因対策分析

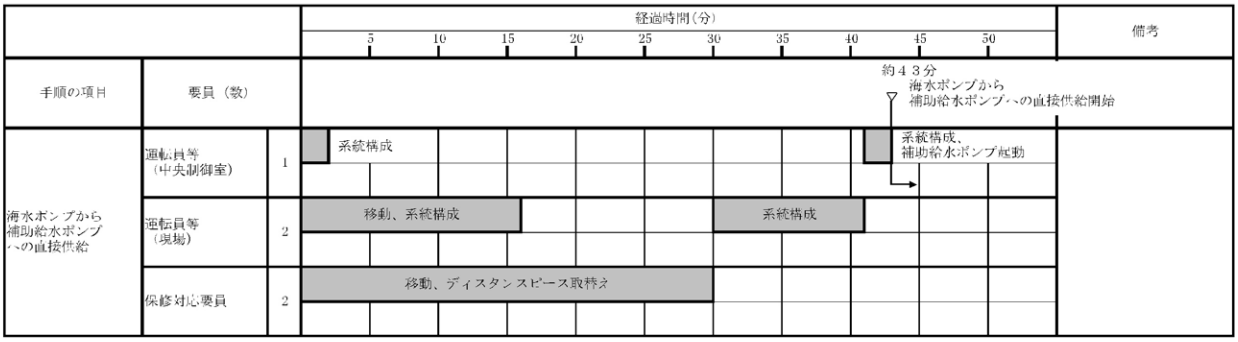


第 1.2.2 図　1 次系のフィードアンドブリード　概略系統

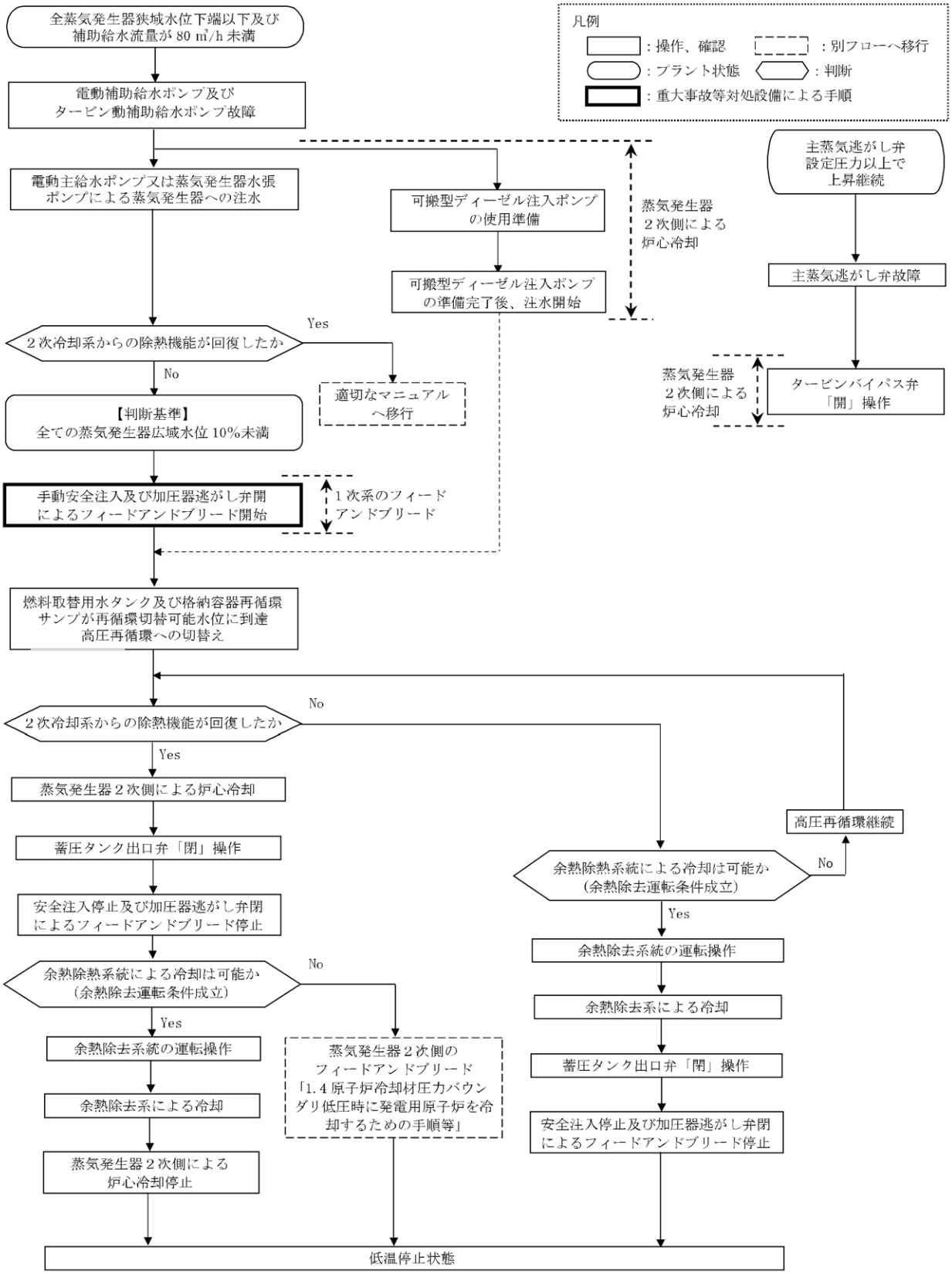


第 1.2.3 図　海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給　概略系統

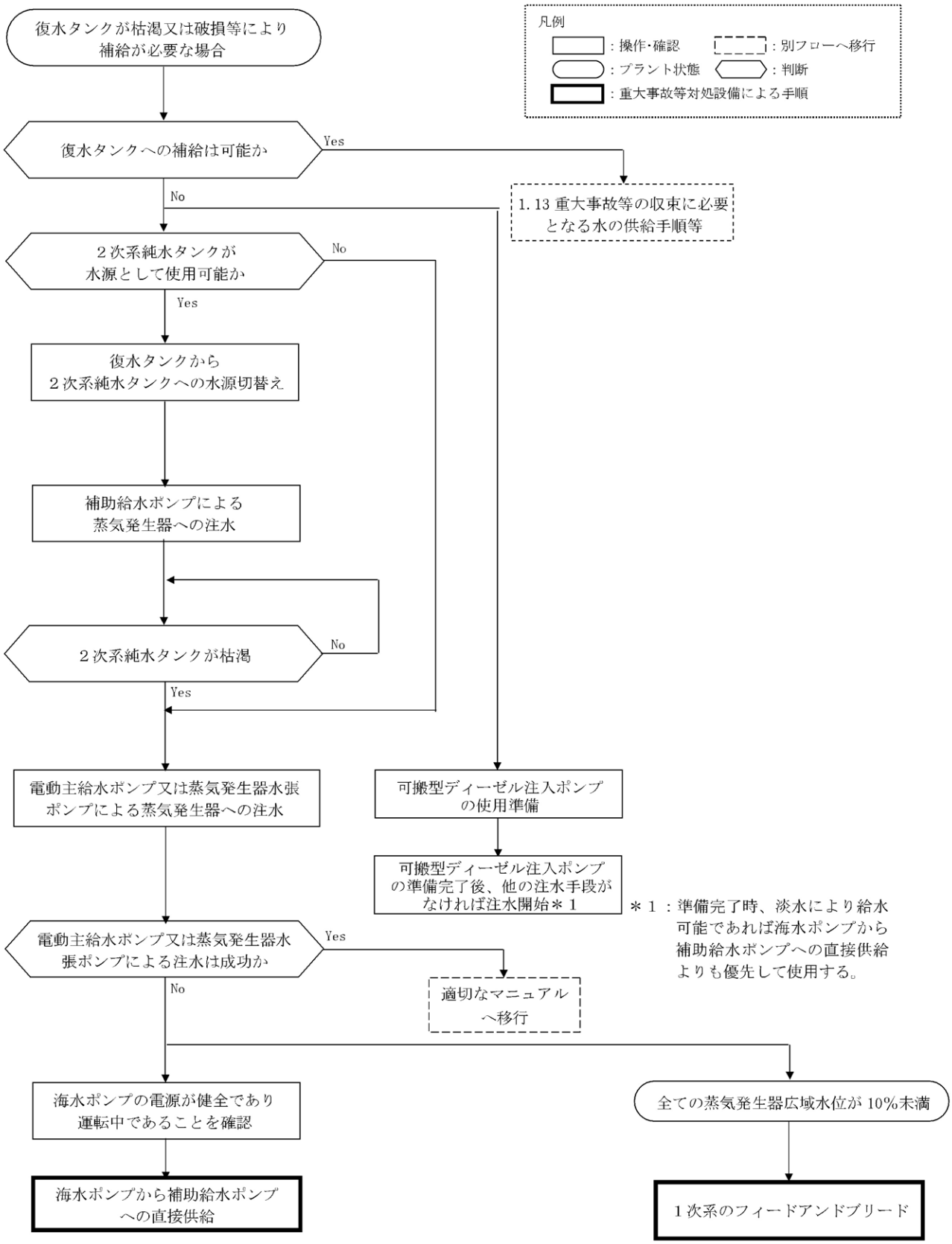
（A電動補助給水ポンプを使用する場合）



第 1.2.4 図　海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給
タイムチャート

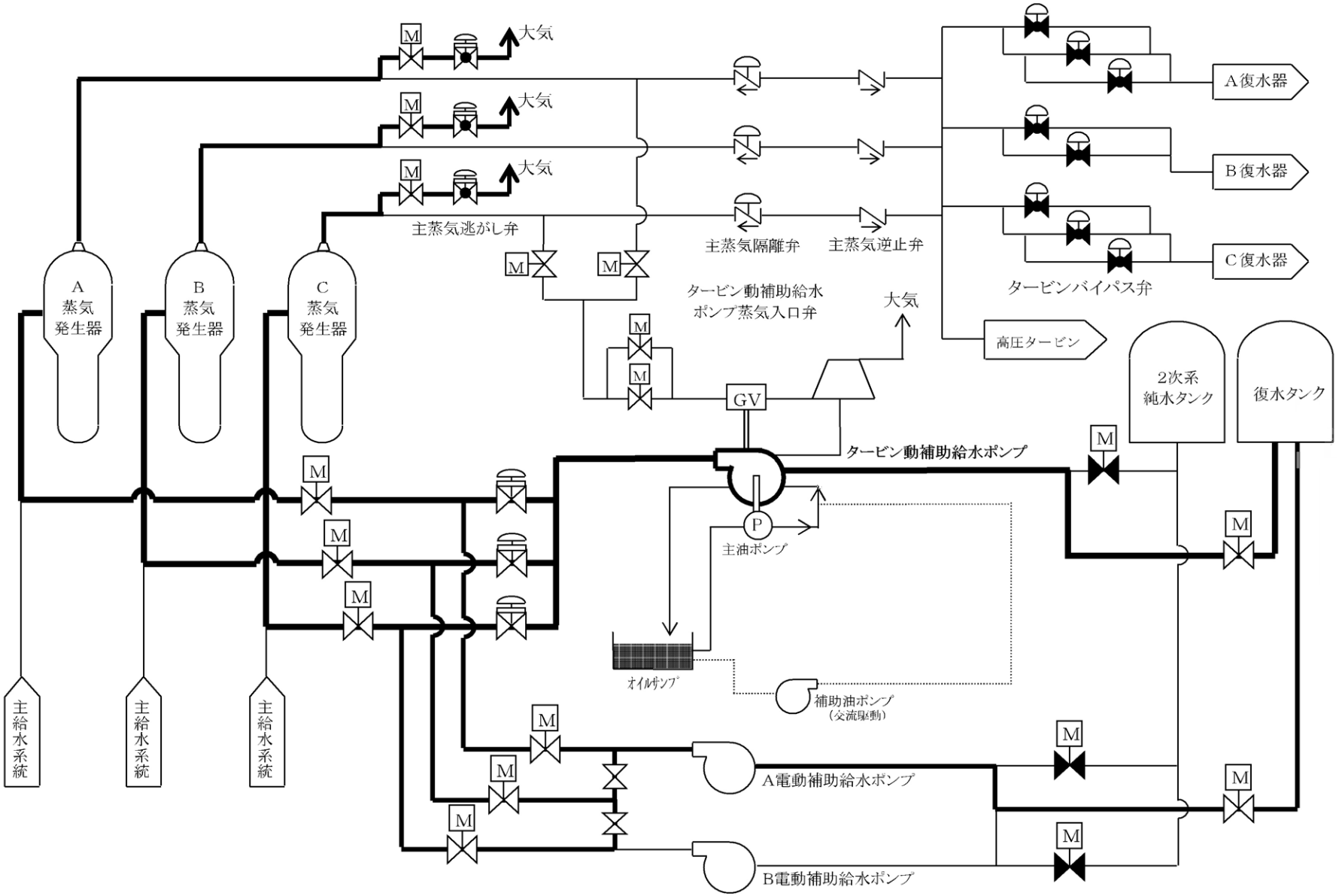


第1.2.5図　蒸気発生器２次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順
（フロントライン系故障時）

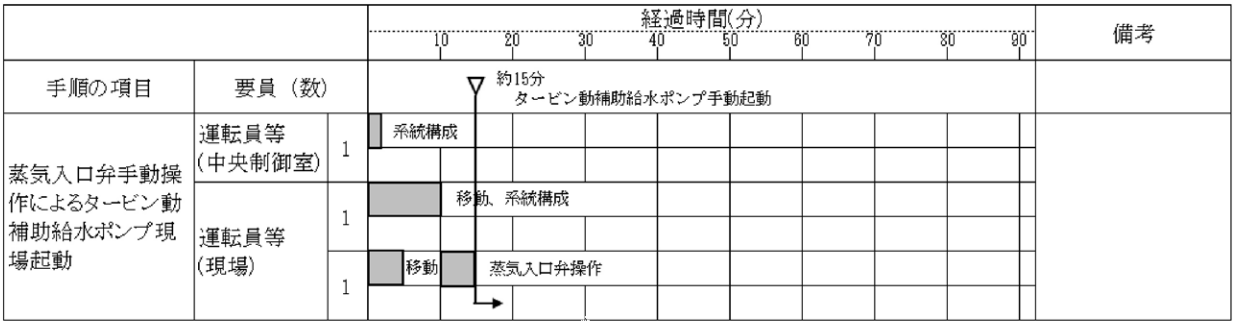


第1.2.6図　復水タンク破損時に対する対応手順

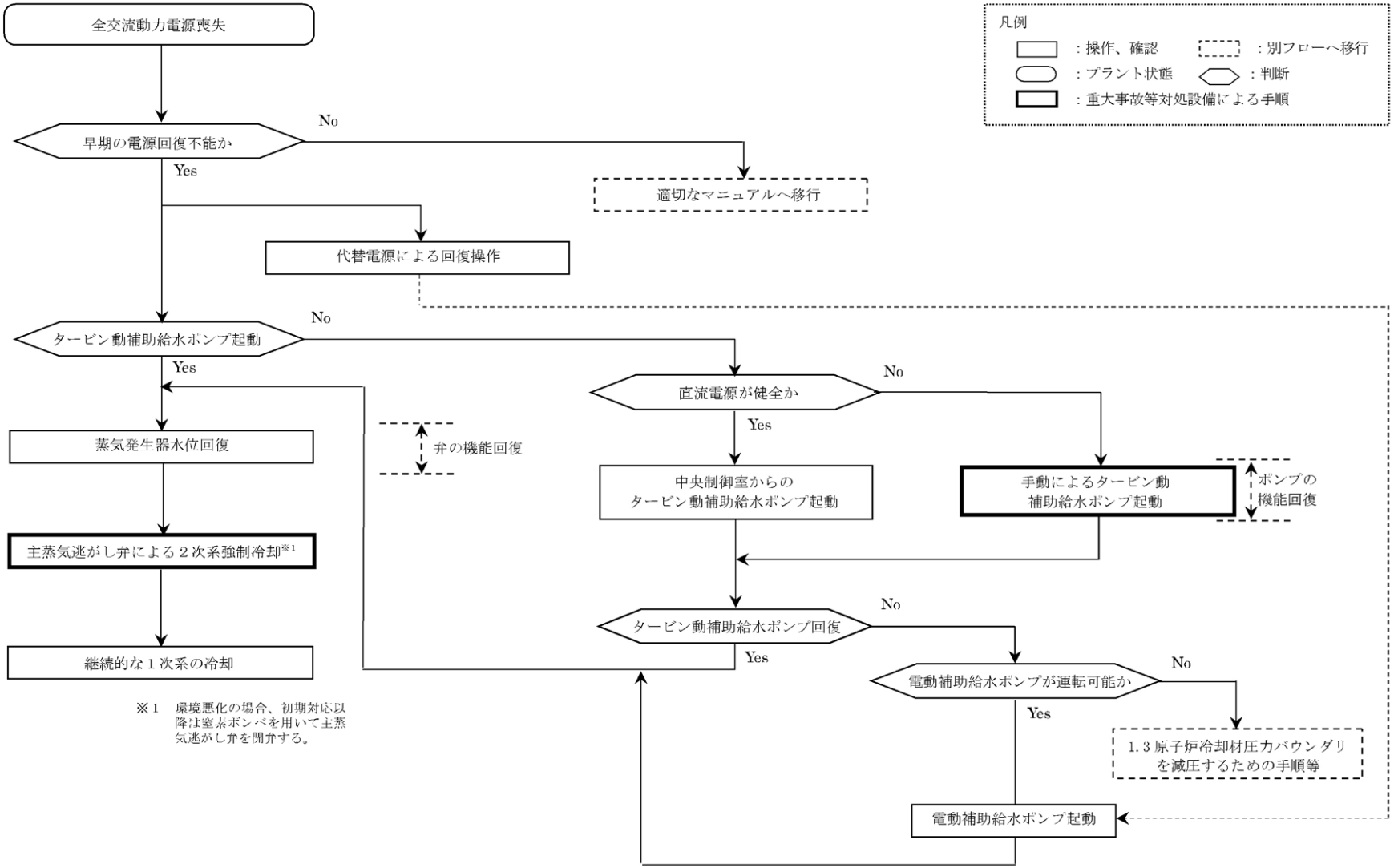
（フロントライン系故障時）



第1.2.7図　手動によるタービン動補助給水ポンプ機能回復　概略系統



第1.2.8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1.2.9図　蒸気発生器２次側による炉心冷却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
a.　フロントライン系故障時の対応手段及び設備
b.　サポート系故障時の対応手段及び設備
c.　炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器内雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備
d.　蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備
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
f.　手　順　等
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.　電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張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
d.　海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給
(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

(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

1.3.3　復旧に係る手順

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

1.3.5　蒸気発生器伝熱管破損発生時の手順

1.3.6　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次冷却系の除熱による減圧機能又は加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧する機能である。なお、加圧器逃がし弁による減圧は、２次冷却系の除熱によりサブクール度を確保した上で実施する。２次冷却系の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注入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。

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次系を均圧することで冷却材の漏

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共に、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で冷却材の漏えいを抑制する。

なお、どちらの事象も隔離できない場合は、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冷却材の漏えいを抑制する。

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。

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

炉心の著しい損傷を防止するため原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態にある場合には、１次冷却系の減圧が必要である。１次冷却系を減圧するための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、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、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内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発生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：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下

「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第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、フロントライン系の故障として、蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する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直流電源喪失を想定する。

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

蒸気発生器２次側への注水設備及び蒸気放出設備の故障等により蒸気発生器２次側による炉心の冷却ができない場合は、１次系のフィードアンドブリードにより炉心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で使用する設備は以下のとおり。

・　加圧器逃がし弁

・　充てん／高圧注入ポンプ

・　燃料取替用水タンク

蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用系設備を使用して蒸気発生器２次側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）に使用する常用系設備は以下のとおり。

・　電動主給水ポンプ

・　蒸気発生器水張ポンプ

・　可搬型ディーゼル注入ポンプ

・　復水タンク

・　燃料油貯蔵タンク

・　タンクローリ

蒸気発生器２次側への注水設備である復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合、海水ポンプ等を使用して蒸気発生器２次側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。

・　Ａ、Ｂ海水ポンプ

・　電動補助給水ポンプ

・　タービン動補助給水ポンプ

蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の故障は、常用系設備を使用して蒸気発生器２次側の蒸気放出を行う手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する常用系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は、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次冷却材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
・　電動主給水ポンプ
・　蒸気発生器水張ポンプ
・　可搬型ディーゼル注入ポンプ
・　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／高圧注入ポンプ

（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充てん／高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁及び燃料取替用水タンクは重大事故等対処設備と位置づける。

海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給で使用するＡ、Ｂ海水ポンプ、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプは重大事故等対処設備として位置づける。

蒸気発生器２次側への注水に使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び復水タンクは重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器２次側の蒸気放出に使用する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全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、加圧器逃がし弁故障時又は蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する全ての設備が使用できない場合においても、１次冷却材の減圧を可能とするため、以下の設備は多様性拡張設備と位置付ける。あわせて、その理由を示す。

・　電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプ

常用系電源が健全であれば、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、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８時間の時間を要し、蒸気発生器ドライアウトまでには間に合わないが、補助給水ポンプの代替手段として２次冷却系による長期的な事故収束手段として有効である。

・　タービンバイパス弁

常用系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／高圧注入ポンプ

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、充てん／高圧注入ポンプ起動により１次系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

蒸気発生器２次側への注水手段であるタービン動補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、蒸気入口弁（手動）により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、１次冷却材の減圧を行う手段がある。

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入口弁（手動）

蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、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ことで、１次冷却材の減圧を行う手段がある。

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）

また、主蒸気逃がし弁が作動可能な環境条件を明確にする。

１次冷却材の減圧設備である加圧器逃がし弁の機能が喪失した場合は、窒素ボンベ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ことで、１次冷却材の減圧を行う手段がある。

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）

また、加圧器逃がし弁が作動可能な環境条件を明確にする。

(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を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁（手動）は重大事故等対処設備と位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（手動）は、機能回復のため現場において窒素ボンベを接続するのと同等以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するものとして、重大事故等対処設備と位置づける。

加圧器逃がし弁の機能を回復させる手段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位置づける。

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

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は直流電源が喪失しても１次冷却材を減圧するために必要な補機を回復できるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）

使用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、運転員等の負担軽減となる。

c.　炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器内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内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

冷却材を減圧する手段がある。

1次系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、加圧器逃がし弁を重大事故等対処設備と位置づける。

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、破損蒸気発生器を隔離できない場合、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次冷却材を減圧する手段がある。

1次系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

・　主蒸気逃がし弁

・　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、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を重大事故等対処設備と位置づける。

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、漏えい箇所を隔離できない場合、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、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により１次冷却材を減圧する手段がある。

１次系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

・　主蒸気逃がし弁

・　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、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を重大事故等対処設備と位置づける。

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。また、事故時に監視に必要な手順及び給電が必要となる設備を整備する（第1.3.5表、第1.3.6表）。

これらの手順は、運転員等※2及び保修対応要員※3の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.3.1表～第1.3.4表参照）。

※２　運転員等　：運転員及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

※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

蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能が喪失した場合に、加圧器逃がし弁を用いて１次冷却系を減圧する手順を整備する。この手順は１次系のフィードアンドブリードであり、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注入し、原子炉の冷却を確保してから加圧器逃がし弁を開とする。

a.　手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により蒸気発生器水位が低下し、全ての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器水位広域水位計指示値が10％未満）になった場合において、原子炉へ注入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。

b.　操作手順

操作手順は、「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。

(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に、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１

次冷却系の減圧を行うため、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。この時、補助給水ポンプが運転していなければ、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却材の減圧のため、中央制御室から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

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の喪失を１次冷却材圧力等により確認した場合において、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されていない場合で、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

補助給水ポンプによる注水操作は、中央制御室での遠隔起動が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用出来ない場合に、常用系設備である電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプにより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

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認でき

ない場合において、外部電源により所内常用母線が受電され、２次冷却系の設備が運転中である場合。

(b) 操作手順

電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプによる注水操作は、中央制御室での遠隔起動が可能であり、通常の運転操作により対応する。

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

補助給水ポンプが使用できず、更に電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプが使用出来ない場合に、可搬型ディーゼル注入ポンプにより復水タンク水等を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

水源について、復水タンクが使用不能な場合、中間受槽を使用し、中間受槽への供給は淡水である２次系純水タンク、ろ過水貯蔵タンク又は宮山池から、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（宮山池）を蒸気発生器へ注水する場合、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

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合において、蒸気発生器への注水流量が喪失した場合。

(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。概略系統を第1.3.3図に、タイムチャートを第1.3.4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、使用工具及び可搬型ホースをフォークリフトによりユニック車へ積み込む。

③ 保修対応要員は、現場にて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 運転員等は、中央制御室及び現場で、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、他の系統と連絡する弁について系統構成を行う。

⑤ 運転員等及び保修対応要員は、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、運転員等及び保修対応要員に対し、蒸気発生器への注水が可能となり、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、可搬型ディーゼル注入ポンプを現場で起動する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計の指示上昇や補助給水ラインに設置された流量計等により、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。

⑨　運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計により蒸気発生器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　運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計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により蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

⑪　運転員等は、中央制御室で１次冷却材温度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。

⑫　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給油間隔を目安に燃料の給油を実施する。（燃料を給油しない場合、可搬型ディーゼル注入ポンプは約2.3時間の運転が可能。）

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、使用工具及び可搬型ホースをフォークリフトによりユニック車へ積み込む。あわせて、取水用水中ポン

プ、取水用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、現場にて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　運転員等は、中央制御室及び現場で、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、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、取水用水中ポンプ（２次系純水タンク、ろ過水貯蔵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、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、運転員等及び保修対応要員に対し、蒸気発生器への注水が可能となり、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、可搬型ディーゼル注入ポンプを現場で起動する。

⑨　運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計の指示上昇や補助給水ラインに設置された流量計等により、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　運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計により蒸気発生器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　運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計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により蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

⑫　運転員等は、中央制御室で１次冷却材温度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。

⑬　保修対応要員は、可搬型ディーゼル注入ポンプ、取水用水中ポンプ及び取水用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給油間隔を目安に燃料の給油を実施する。（燃料を給油しない場合、可搬型ディーゼル注入ポンプは約2.3時間、取水用水中ポンプ用発電機は約7.5時間の運転が可能。）

（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等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員等２名及び保修対応要員12名により作業を実施し、所要時間については約８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等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員等１名及び保修対応要員22名により作業を実施し、所要時間については約８時間と想定する。

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

る。

d. 海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給

復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧を行うため、海水をＡ、Ｂ海水ポンプから補助給水ポンプへ直接供給し、蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

ただし、可搬型ディーゼル注入ポンプの準備が完了し、淡水が使用可能な場合は、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優先する。

(a) 手順着手の判断基準

復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合に、交流電源が健全で、Ａ、Ｂ海水ポンプが起動している場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「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。

対応手順のフローチャートを第1.3.6図に示す。

(3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

蒸気放出経路の故障による２次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は、多重化及び多様化していること、主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから、その機能が全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。

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の破損がないことを確認後実施する。１次冷却材喪失の場合、蒸気発生器伝熱管の破損は、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、蒸気発生器伝熱管の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.　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は、主蒸気逃がし弁の開を確認し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧が開始していることを確認する。主蒸気逃がし弁が開弁していなければ中央制御室にて開弁し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

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の喪失を１次冷却材圧力等により確認した場合において、補助給水流量等により、蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室での遠隔起動が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. 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の蒸気放出ができない場合に、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弁し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が主蒸気ライン圧力等にて確認できない場合において、外部電源により所内常用母線が受電され、2次冷却系の設備が運転中であり復水器の真空度が維持されている場合。

(b) 操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(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に、加圧器補助スプレイ弁を中央制御室にて開弁し減圧を行う手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

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減圧機能喪失を１次冷却材圧力等にて確認した場合において、充てん／高圧注入ポンプ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、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(5)　その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンクの枯渇時の補給手順、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補給手順は「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。

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。

蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた減圧時の蒸気発生器への注水は、重大事故等対処設備である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、駆動用の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、代替電源からの給電時は、燃料消費量の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。

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、電動主給水ポンプ、蒸気発生器水張ポンプ及び可搬型ディーゼル注入ポンプを使用する。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蒸気発生器水張ポンプを使用する。

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。中間受槽の供給は、淡水を用いる手段を優先し、それができない場合は海水を注入する。

また、蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、水源を復水タンクから２次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる給水を優先する。２次系純水タンクも使用できない場合は、電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる給水を優先し、次にＡ、Ｂ海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給による給水を行う。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、復水タンクが使用できない場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ使用する。ただし、準備が整った際に淡水からの注水が可能であればＡ、Ｂ海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給よりも優先して使用する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた減圧時の蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である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。

上記手段による、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧を優先して使用し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉注入と加圧器逃がし弁開による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次側により炉心冷却していることを確認するとともに、加圧器補助スプレイを用いて１次冷却系の減圧を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.3.5、1.3.6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

直流電源喪失時にタービン動補助給水ポンプを駆動するために必要な蒸気入口弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復するために、現場でタービン動補助給水ポンプの蒸気入口弁を開操作する。

a.　手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

直流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必要な場合、現場でタービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を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

直流電源喪失時において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて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が必要で復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「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。

(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、駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉止するとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合に現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気／主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初期対応としては現場にて確実に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。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室から開操作できないことを主蒸気ライン圧力等にて確認した場合において、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(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。概略系統を第1.3.7図に、タイムチャートを第1.3.8図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に蒸気発生器２次側による炉心冷却操作開始を指示する。

② 運転員等は、中央制御室にて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実施できていることを確認する。

③ 当直課長は、主蒸気隔離を実施した時点から継続して蒸気発生器伝熱管破損がないことを蒸気発生器水位及び圧力により確認する。

④ 運転員等は、現場にて主蒸気逃がし弁の手動により開操作し、２次系強制冷却を開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室にて蒸気発生器の圧力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

却材圧力及び１次冷却材温度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。また、必要により、現場にて手動による主蒸気逃がし弁の開度調整を実施する。

⑥　運転員等は、中央制御室にて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等と連絡を密にし、現場にてタービン動補助給水ポンプ出口流量制御弁を手動により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等３名にて作業を実施し、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、移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。主蒸気配管室は蒸気の流れにより騒音が発生するが、運転員等はヘッドフォン型の遮音装置を着用し、通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。室温は通常運転状態と同程度であり操作が必要となる場合、運転員等が現場に留まって対応する。

b.　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作するための手順を整備する。

（a）手順着手の判断基準

蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気／主給水配管破断等によ

り現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合。

(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。概略系統を第1.3.9図に、タイムチャートを第1.3.10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 運転員等は、中央制御室で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制御弁の制御器出力を現場弁開度に合わせる。

③ 運転員等は、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。

④ 運転員等は、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0.60MPa[gage]※1に調整する。

⑤ 運転員等は中央制御室にて主蒸気逃がし弁の開度調整操作により1次冷却材圧力及び1次冷却材温度を調整し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

※1: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0.57MPa[gage]に余裕を見て0.60MPa[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等１名、現場対応は、１ユニット当たり運転員等１名により作業を実施し、所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明や通信設備等を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

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源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により制御用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作が不能となる。加圧器逃がし弁本体は、弁の構造上、現場で人力により操作を行うことができないため、加圧器逃がし弁の機能回復（駆動用空気回復）として、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による１次冷却系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、想定される重大事故等が発生した場合の原子炉格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に作動する※２容量及び圧力のボンベを配備している。 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する。

※２　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0.50MPa[gage]及び有効性評価における原子炉容器破損前の格納容器内最高圧力約0.21MPa[gage]を考慮し、余

裕を見て0.78MPa[gage]とする。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失時において、1次冷却材圧力等により加圧器逃がし弁を中央制御室から操作する必要がある場合。

(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。概略系統を第1.3.11図に、タイムチャートを第1.3.12図に示す。

① 当直課長は手順着手の判断基準に基づき、運転員等に窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁への窒素供給の準備作業と系統構成を指示する。

② 運転員等は、現場で窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）の使用準備を行い、窒素を供給するための系統構成を行う。

③ 運転員等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉止を確認後、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）より窒素を供給し、加圧器逃がし弁の空気供給配管に充気する。

④ 現場運転員等は空気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中央制御室運転員等に開始を指示する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開として減圧を開始し、1次冷却材圧力により原子炉冷却材圧力バウ

ンダリが減圧していることを確認する。

（c）操作の成立性

上記の対応は、中央制御室対応は１ユニットあたり運転員等１名、現場対応は１ユニットあたり運転員等３名にて作業を実施し、所要時間は約35分間と想定する。

円滑に操作できるように、移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。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、直流電源が喪失した場合は、電磁弁が作動せず開操作が不能となる。また、加圧器逃がし弁本体は弁の構造上、現場で人力により操作を行うことができない。そのため、加圧器逃がし弁機能回復（直流電源喪失）として、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により直流電源を供給し、中央制御室からの操作による１次冷却系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

直流電源喪失時において、１次冷却材圧力等により加圧器逃がし弁開弁が必要である場合。

（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。概略系統を第1.3.13図に、タイムチャートを

第1.3.14図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき緊急時対策本部と連携を密にするとともに、運転員等及び保修対応要員に加圧器逃がし弁への可搬型バッテリ(加圧器逃がし弁用)による電源供給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 保修対応要員は可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給を開始する。

⑤ 当直課長は、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給が完了し、加圧器逃がし弁による減圧が可能となれば、中央制御室運転員等に開始を指示する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開として減圧を開始し、１次冷却材圧力により原子炉冷却材圧力バウンダリが減圧し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等１名、保修対応要員１名にて作業を実施し、所要時間は約25分間と想定する。

円滑に操作できるように、移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。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

原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に直流電源が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプの現場手動によるタービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁の開操作にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行う。補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。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の減少が早まるため、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又は主蒸気／主給水配管破断時等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。

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過熱による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、制御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）により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)により代替電源供給作業を行う。上記の作業については、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､制御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1.3.15図、第1.3.16図に示す。

1.3.3　復旧に係る手順

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中央制御室からの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。

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」に整備する。

1.3.4　炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器内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内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次冷却系を減圧する。

(1)　手順着手の判断基準

炉心損傷時、１次冷却材圧力が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内雰囲気直接加熱を防止する手順は以下のとおり。対応手順のフローチャートを第1.3.17図に示す。

①　当直課長は、炉心出口温度及び格納容器内高レンジエリアモニタの指示値により、炉心が損傷したことを確認する。

②　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に加圧器逃がし弁による１次系の減圧を指示する。

③　運転員等は中央制御室で１次系の圧力を確認し、2.0MPa[gage]以上である場合、加圧器逃がし弁を開とし１次系の減圧を開始する。

④　運転員等は、中央制御室で１次系の圧力が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等１名で実施する。

1.3.5　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次冷却系の減温、減圧を行う必要がある。

破損蒸気発生器を１次冷却材圧力、蒸気発生器の圧力、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、破損蒸気発生器を隔離する。

破損蒸気発生器の隔離完了後、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作及び加圧器逃がし弁による減圧操作で１次系と２次系を均圧することで、１次冷却材の蒸気発生器２次側への漏えいを抑制する。

全交流動力電源喪失発生時においては、高感度型主蒸気管モニタ等による監視が不能となる場合、破損蒸気発生器は１次冷却材圧力及び蒸気発生器の圧力、水位の指示値により判断することが可能である。

また、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。

（1）　手順着手の判断基準

１次冷却材圧力の低下及び破損蒸気発生器水位、圧力の上昇等により蒸気発生器伝熱管破損発生と判断した場合。

また、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器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した場合。

(2) 操作手順

蒸気発生器伝熱管破損時に破損蒸気発生器の減圧が継続した場合の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.18図に、対応手順のフローチャートを第1.3.19図に示す。

① 当直課長は、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による高圧注入系、低圧注入系及び電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。

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、運転員等に破損側蒸気発生器の隔離を指示する。

③ 運転員等は、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及び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、運転員等は現場にて主蒸気隔離弁の増し締め操作を実施する。

④ 当直課長は、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損蒸気発生器圧力を確認する。破損側蒸気発生器の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し、運転員等に健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開操作による１次系の減温、減圧開始を指示する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で健全側主蒸気逃がし弁開による２次系強制冷却を開始する。

⑥ 運転員等は、中央制御室と現場で１次系純水タンク、ほう酸タンク、使用済燃料ピット及び燃料取替用水補助タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの補給を開始する。

⑦ 当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立し、１次系から

の漏えい量を抑制するため、運転員等に１次系の減圧を指示する。

⑧　運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開とし、１次系の減圧を開始する。

⑨　運転員等は、破損蒸気発生器２次側への漏えい量抑制のため、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

⑩　当直課長は、安全注入停止条件を確認し、運転員等に充てん／高圧注入ポンプによる注入を安全注入から充てんによる原子炉への注入に切り替えるよう指示する。

⑪　運転員等は、安全注入から充てんによる原子炉への注入に切替えを行う。

⑫　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。

（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等２名、現場対応は１ユニット当たり運転員等３名で実施する。対応要員については、運転員等を20名確保しており対応可能である。

1.3.6　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、原子炉格納容器外へ１次冷却材の漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するための早期の１次冷却材の減温、減圧及び保有水量を確保するための原子炉への注入が必要となる。

原子炉格納容器外への１次冷却材の漏えいを停止するため、破損箇所

を早期に発見し隔離する。

隔離できない場合、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。

低温停止状態に移行するにあたり、余熱除去系統により炉心の冷却が困難であれば、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより炉心を冷却する。

化学体積制御系統から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対象として整備している。

（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

格納容器外で１次冷却材の漏えいが生じた場合の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.20図に、対応手順のフローチャートを第1.3.21図に示す。

①　当直課長は、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による高圧注入系、低圧注入系及び電動補助給水ポンプ等の自動動作を確認する。

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、運転員等に破損箇所の隔離等を指示する。

③　運転員等は、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統の隔離を行う。１次冷却材系の保有水量低下を抑制するために、１次冷却材系と余熱除去系の隔離を行う。

④　運転員等は、中央制御室及び現場で１次系純水タンク、ほう酸タンク及び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を行う。

⑤　当直課長は、余熱除去系統の破損箇所の隔離ができない場合、運転員等に主蒸気逃がし弁開による１次冷却系の減温、減圧を指示する。

⑥　運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁を開とする。１次冷却材圧力及び１次冷却材温度により、１次冷却系が減温、減圧できていることを確認する。

⑦　当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立すること及び１次系から漏えい量を抑制するため、運転員等に加圧器逃がし弁開による１次冷却系の減圧を指示する。

⑧　運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開とする。１次冷却材圧力により、１次冷却系が減圧できていることを確認する。

⑨　運転員等は、１次系圧力約0.6MPa[gage]に下がった場合又は安全注入停止条件が満足していることを確認した場合は、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

⑩　運転員等は、中央制御室で安全注入停止条件を満足している

ことを確認し、充てん／高圧注入ポンプによる注入を安全注入から充てんによる炉心注入に切り替える。

⑪　運転員等は、現場で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。

⑫　運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁及び電動補助給水ポンプにより、蒸気発生器を用いた冷却が可能であることを確認し、長期対策も含めて蒸気発生器による２次系強制冷却を行う。

（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等２名、現場対応は１ユニット当たり運転員等４名で実施する。対応要員については、運転員等を20名確保しており対応可能である。

インターフェイスシステムLOCA発生時、現場での隔離操作はアクセスルート及び操作場所の環境性等を考慮して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に操作場所近傍に配備する。

専用工具による操作場所及び操作場所への通路部を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のフロアよりも上層階とし、溢水影響がないようにする。室温は漏えいの影響を受けないことから通常運転状態と同程度である。

原子炉補助建屋内に漏えいし、原子炉補助建屋最下層に溜まった水については、雰囲気温度及び放射線量が十分低下した後に、排水用の可搬型ポンプを設置し、使用済燃料ピット水タンクへ移送することとしている。

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ことが可能である。

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
			充てん／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	多様性拡張設備		
			蒸気発生器水張ポンプ			
			可搬型ディーゼル注入ポンプ＊4			
			復水タンク			
			燃料油貯蔵タンク＊5			
			タンクローリ＊5			
	復水タンク		A、B海水ポンプ＊6＊7	重大事故等対処設備		
			電動補助給水ポンプ＊6＊7			
			タービン動補助給水ポンプ＊7			
	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	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等（二部兆候ベース：運転員等）	
			タービン動補助給水ポンプ			
			復水タンク			
			電動主給水ポンプ	多様性拡張設備		
			蒸気発生器水張ポンプ			
			可搬型ディーゼル注入ポンプ＊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	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／高圧注入ポンプ			

＊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：可搬型ディーゼル注入ポンプは、中間受槽を経由する場合は、淡水若しくは海水を注入する。
なお、蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は、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。燃料補給の手順は、「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。

＊6：ディーゼル発電機等により給電する。

＊7：蒸気発生器へ海水を長時間注水する場合は、S／Gブローダウンラインにより排水を行う。

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 ・全交流動力電源喪失 ・直流電源喪失	ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁（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（二部兆候ベース：運転員等及び保修対応要員）	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順
	主蒸気逃がし弁 ・全交流動力電源喪失 ・直流電源喪失	弁の機能回復	主蒸気逃がし弁（手動）	重大事故等対処設備		
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁用）	多様性拡張設備		
	加圧器逃がし弁 ・全交流動力電源喪失 ・直流電源喪失		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運転手順（三部：運転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
			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。

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内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内雰囲気直接加熱防止	－	加圧器逃がし弁による1次冷却系統の減圧	加圧器逃がし弁	重大事故等対処設備	炉心が損傷した後の格納容器破損防止を行うための手順（三部：運転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次冷却系統の減圧	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（二部兆候ベース：運転員等）	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
			加圧器逃がし弁			
インターフェイスシステムLOCA	－		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（二部兆候ベース：運転員等）	
			加圧器逃がし弁			

＊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。

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（１／７）

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手順等			
(1)　１次系のフィードアンドブリード	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・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	・蒸気発生器広域水位計
			・補助給水流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
	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」に整備する。	
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）			
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	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
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		水源	・復水タンク水位計
b.　電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	電源	・500kV 川内原子力線 1L、2L 電圧計及び 220kV 新鹿児島線電圧計
			・4-1A、B1、B2 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
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	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	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
		蒸気発生器除熱機能	・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（２／７）

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 (2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
d.　海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給	判断基準	水源	・復水タンク水位計
		電源	・4-1C、D母線電圧計
		補機監視機能	・海水ポンプ電流計
	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」に整備する	
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	原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		蒸気発生器除熱機能	・蒸気ライン圧力計
			・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
b.　タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	電源	・500kV 川内原子力線 1L、2L 電圧計及び 220kV 新鹿児島線電圧計
			・4-1A、B1、B2 母線電圧計
		蒸気発生器除熱機能	・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
			・復水器真空計
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	原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てんライン流量計
		水源	・燃料取替用水タンク水位計
			・体積制御タンク水位計
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	電源	・Ａ、Ｂ直流電源電圧計
		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	「1．2　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」に整備する	

監視計器一覧（３／７）

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			
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	・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	・制御用空気圧縮機出口ヘッダ圧力計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・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）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
			・加圧器圧力計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		蒸気発生器除熱機能	・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
		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

監視計器一覧（４／７）

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			
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	原子炉圧力容器内の温度	・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）
		原子炉圧力容器内の圧力	・加圧器圧力計
			・１次冷却材圧力計
		補機監視機能	・制御用空気圧縮機出口ヘッダ圧力計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		蒸気発生器除熱機能	・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
			・主蒸気流量計
			・補助給水流量計
		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
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・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）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		蒸気発生器除熱機能	・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（５／７）

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	原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		補機監視機能	・制御用空気圧縮機出口ヘッダ圧力計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・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）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
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
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
	操作	補機監視機能	・加圧器逃がし弁 CS 表示灯
		原子炉圧力容器内の温度	・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）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
1.3.4　炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器内雰囲気直接加熱を防止する手順			
－	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・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Ｂ（高レンジ）
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・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Ｂ（高レンジ）

監視計器一覧（６／７）

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
1.3.5　蒸気発生器伝熱管破損発生時の手順			
－	判断基準	信号	・安全注入動作警報
		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
		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
			・蒸気ライン圧力計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の圧力	・加圧器圧力計
	操作	蒸気発生器除熱機能	・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
		原子炉圧力容器内の温度	・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）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計＊１
		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

＊１：通常時使用する計器

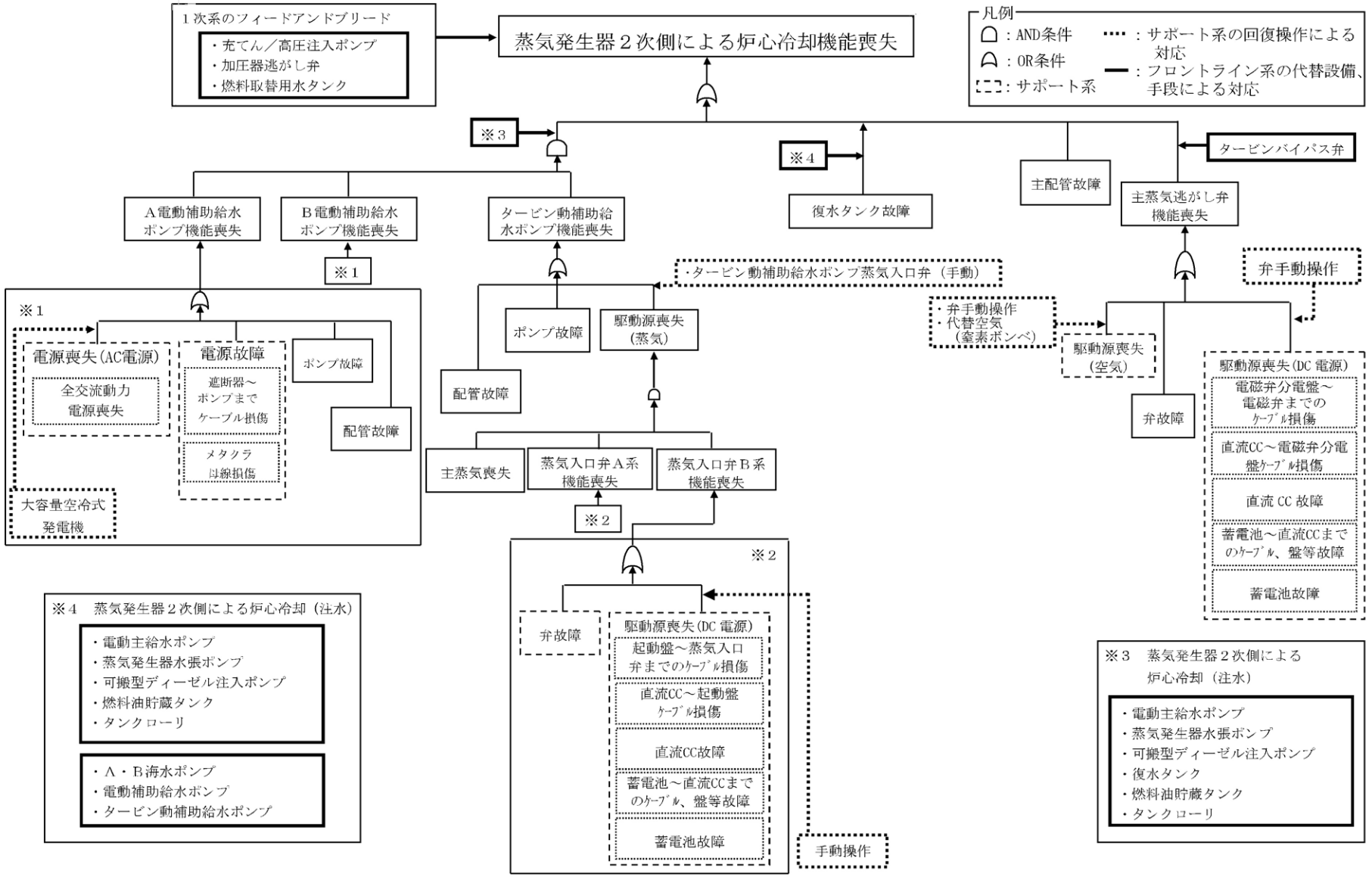
監視計器一覧（７／７）

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
1.3.6　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	・安全注入動作警報
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		漏洩監視	・補助建屋サンプタンク水位計
		原子炉補助建屋内の放射線量率	・補助建屋排気筒ガスモニタ
		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
		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
			・蒸気ライン圧力計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
	操作	原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の温度	・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）
		原子炉圧力容器内の圧力	・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
			・蒸気ライン圧力計
		原子炉圧力容器内への注水量	・ほう酸注入ライン流量計
			・充てんライン流量計
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計＊１
		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

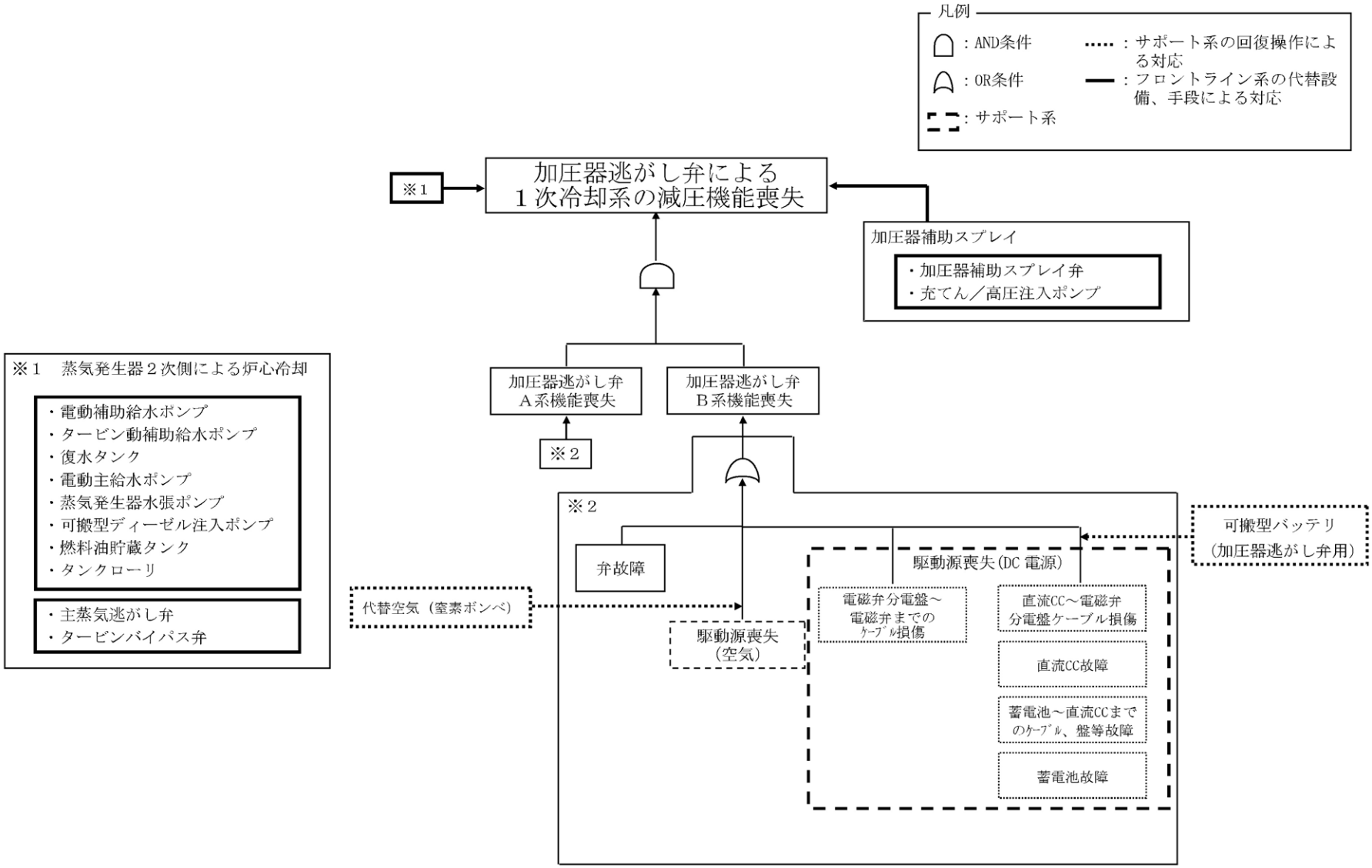
＊１：通常時使用する計器

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

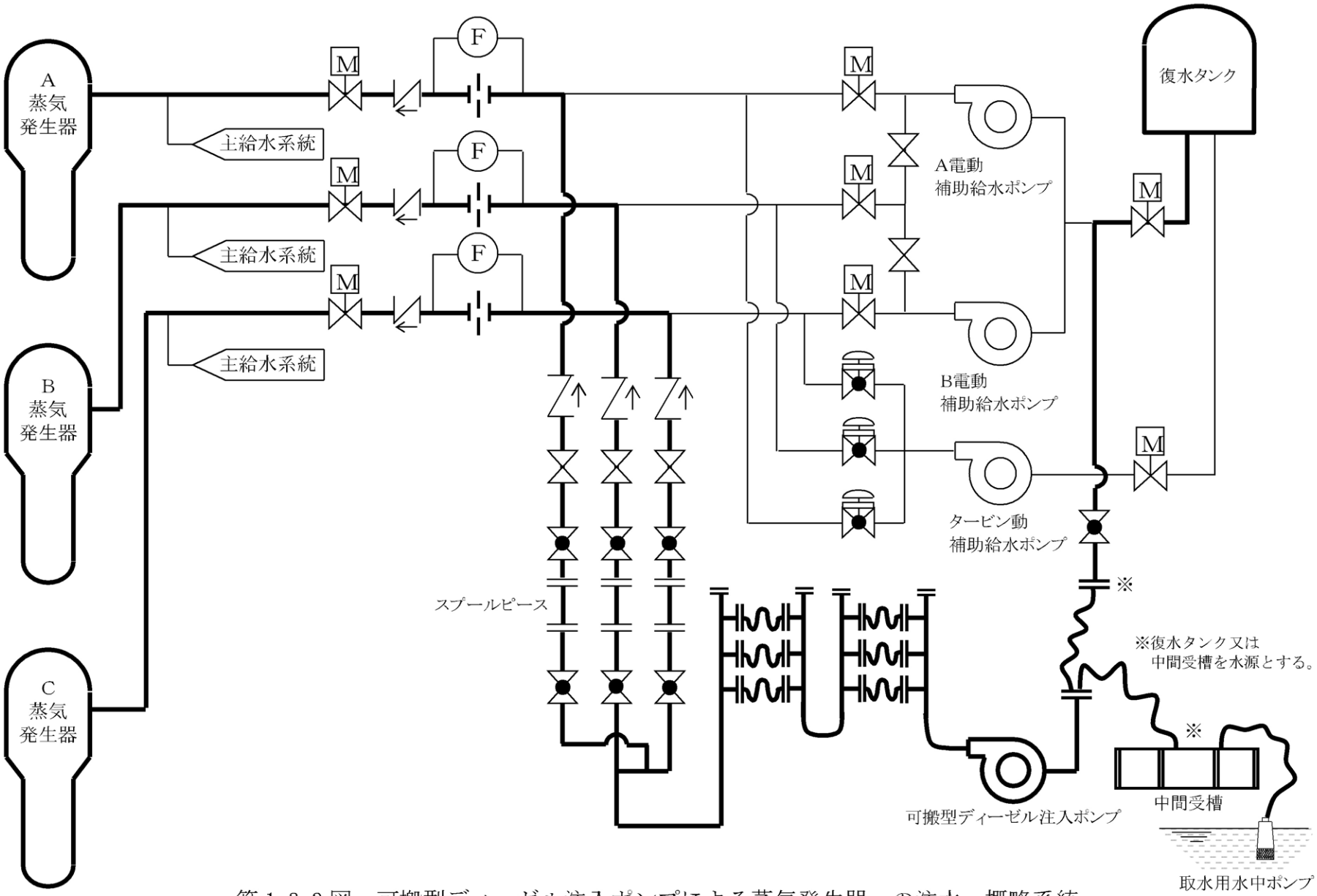
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.3】 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	主蒸気逃がし弁	A直流コントロールセンタ
		B直流コントロールセンタ
	加圧器逃がし弁	A直流コントロールセンタ
		B直流コントロールセンタ
	A、B海水ポンプ	4-1C 非常用高圧母線
	充てん／高圧注入ポンプ	4-1C 非常用高圧母線
		4-1D 非常用高圧母線
	電動補助給水ポンプ	4-1C 非常用高圧母線
		4-1D 非常用高圧母線



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）

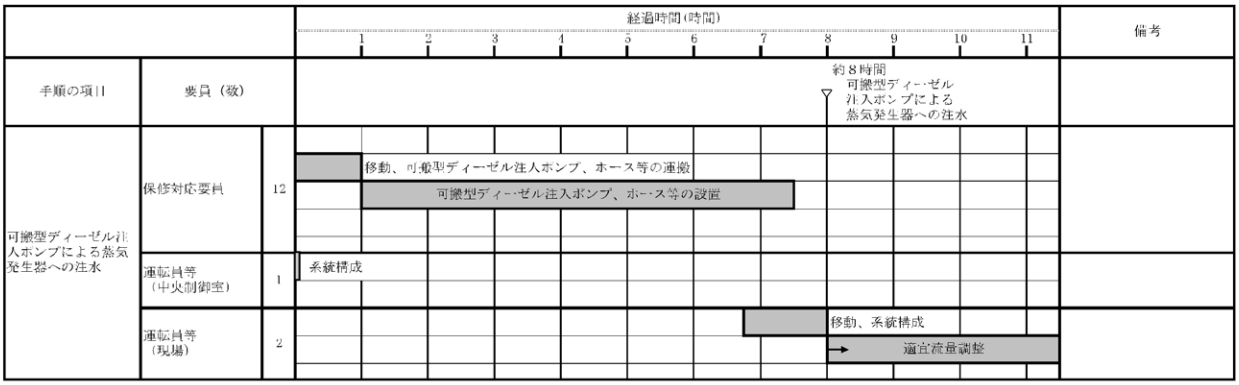


第1.3.2図　機能喪失原因対策分析（加圧器逃がし弁による減圧機能喪失）

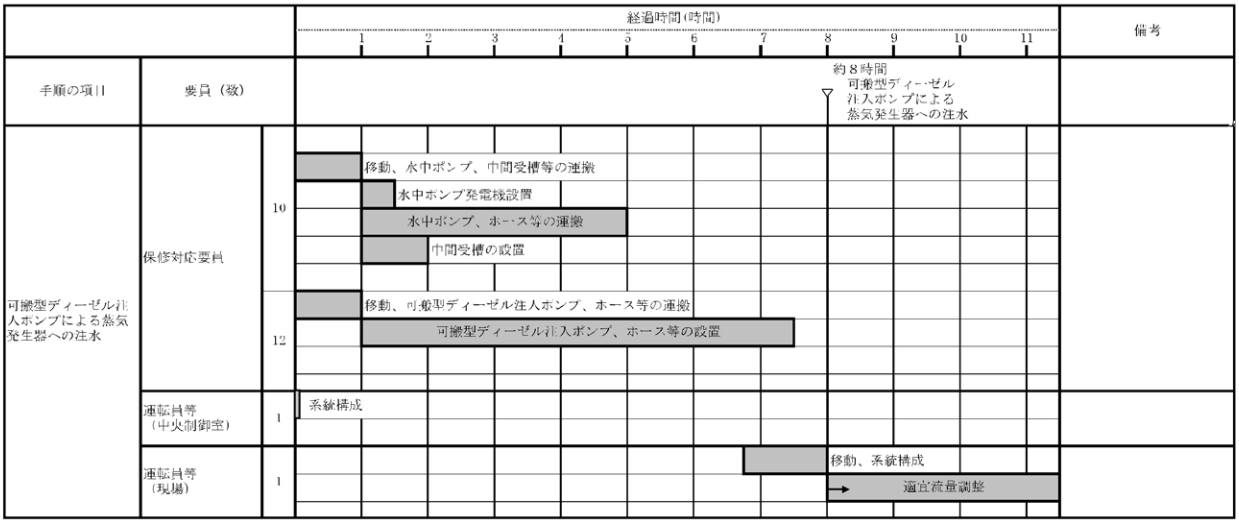


第 1.3.3 図　可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への注水　概略系統

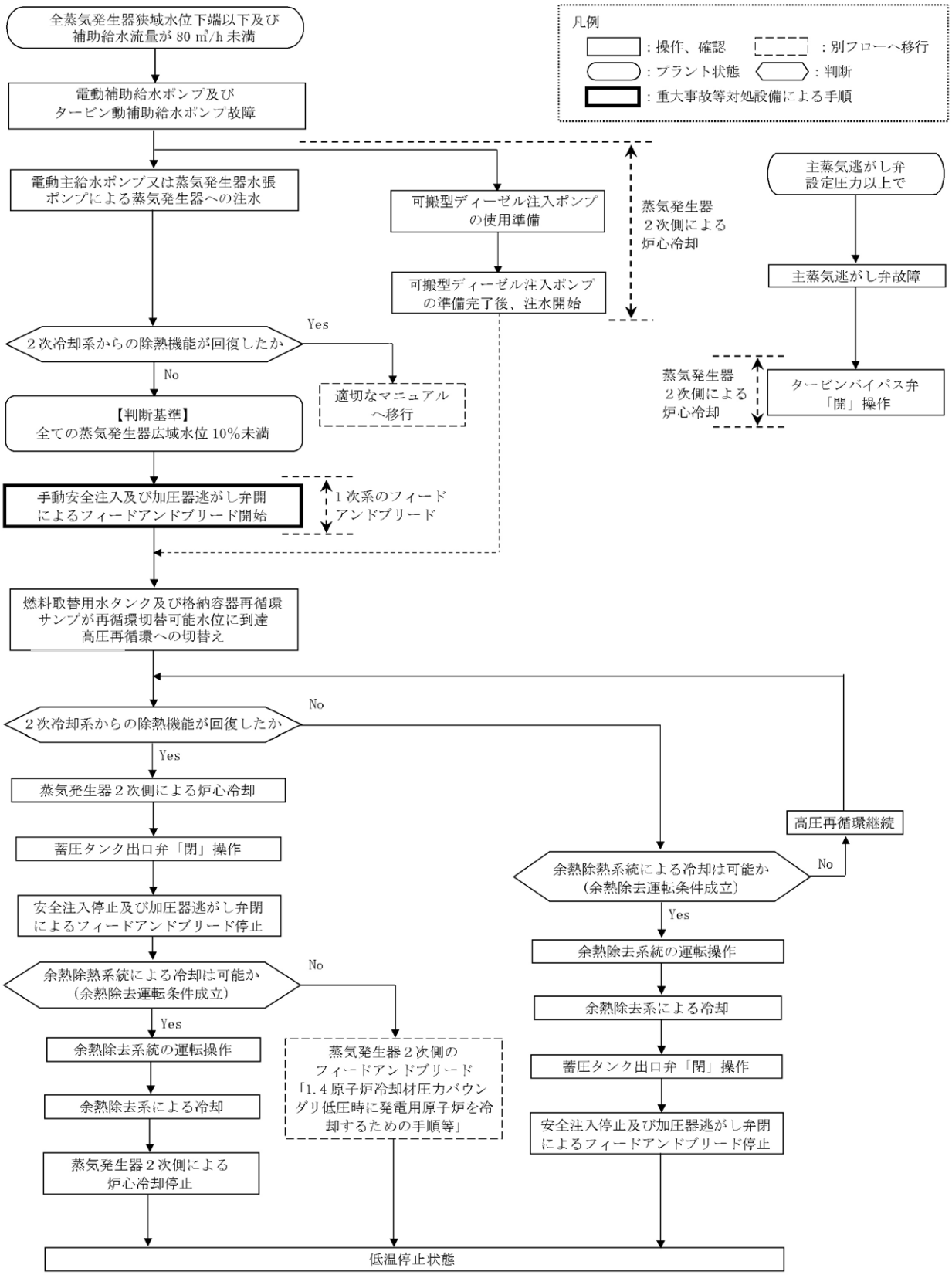
○復水タンクを水源とする場合



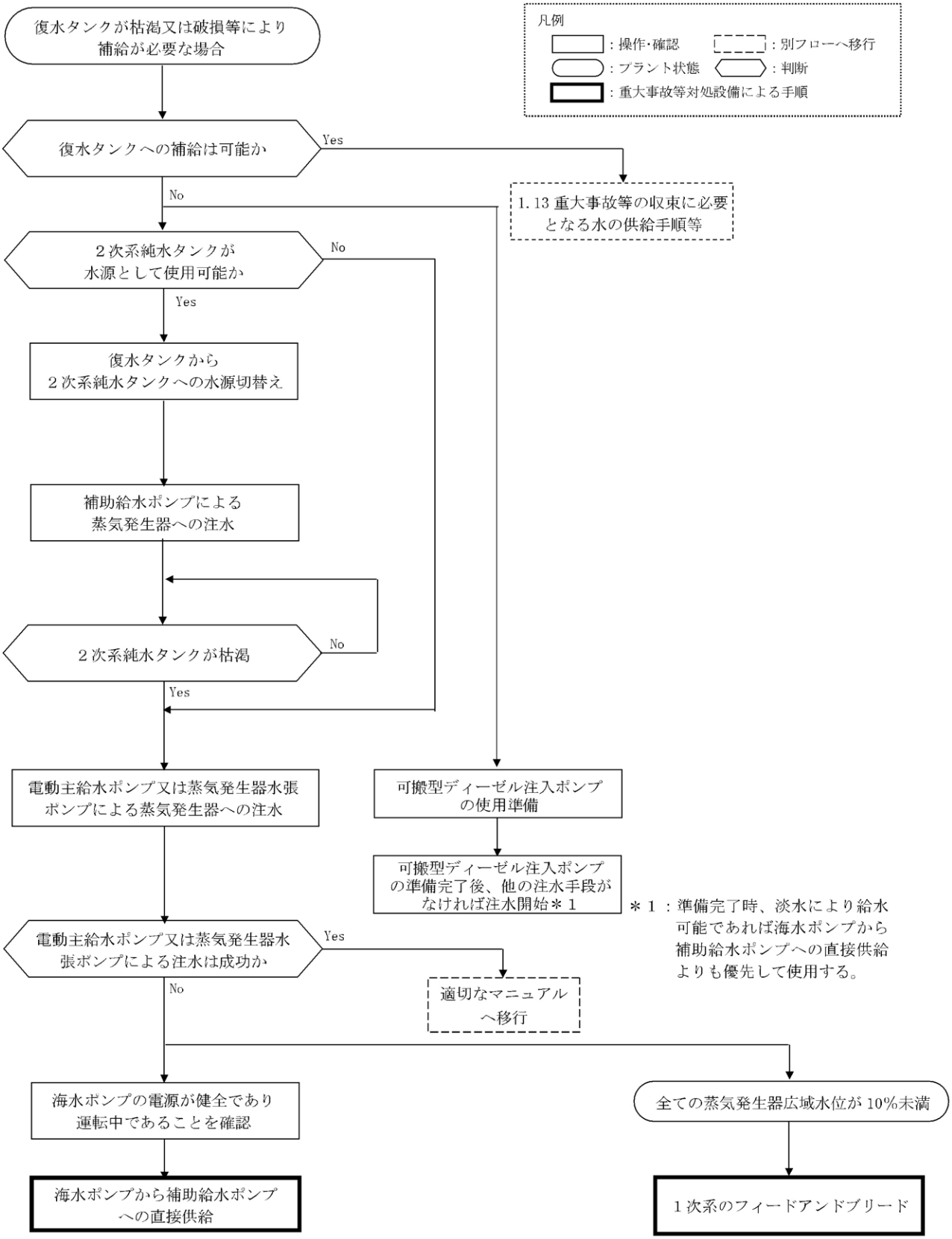
○中間受槽を水源とする場合



第1.3.4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

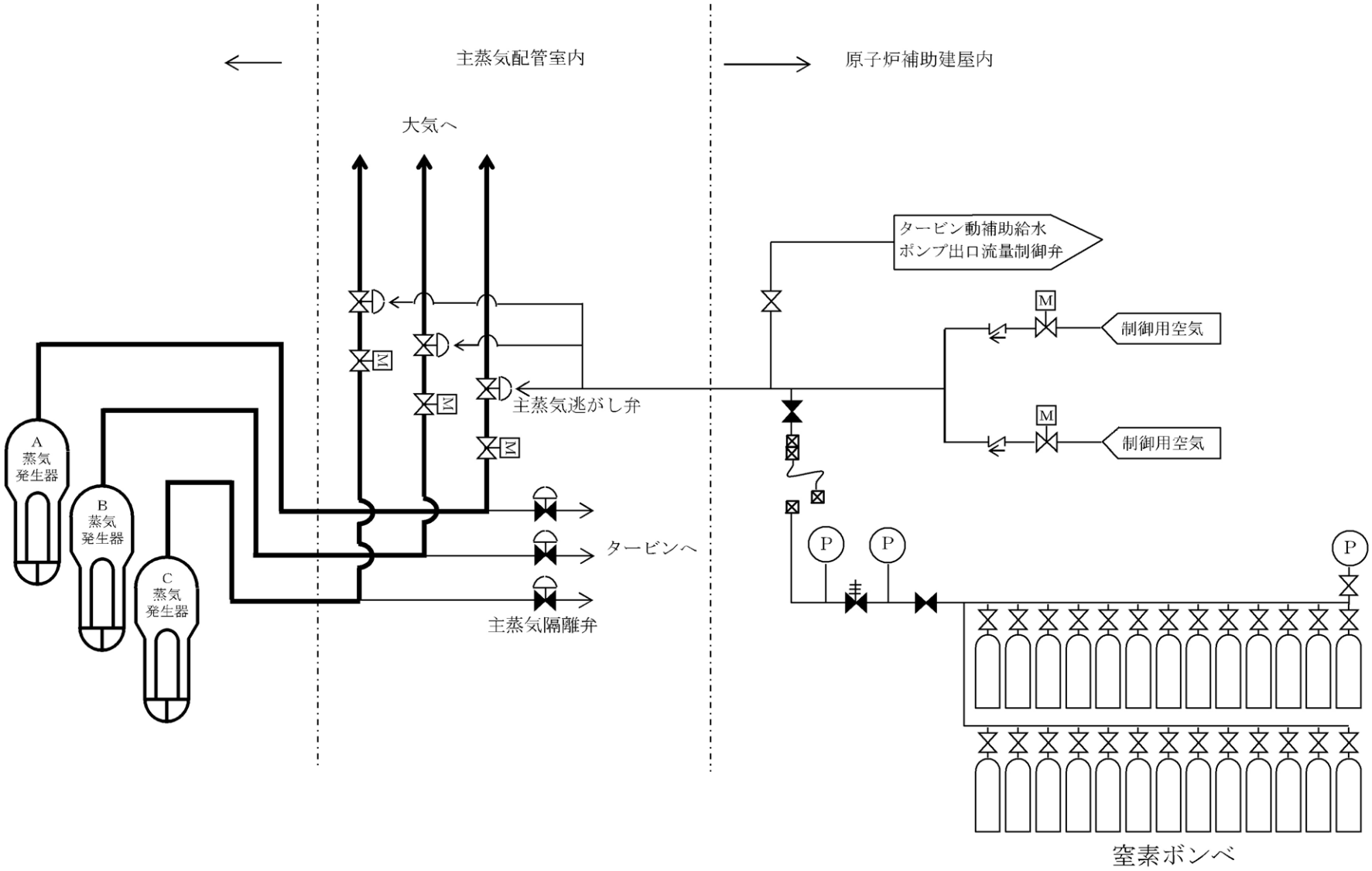


第1.3.5図　蒸気発生器２次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順
（フロントライン系故障時）

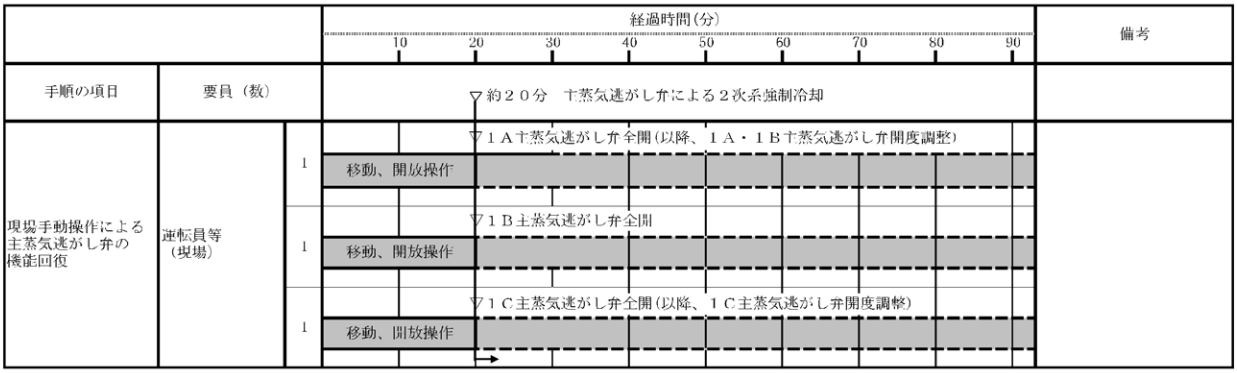


第1.3.6図　復水タンク破損時に対する対応手順

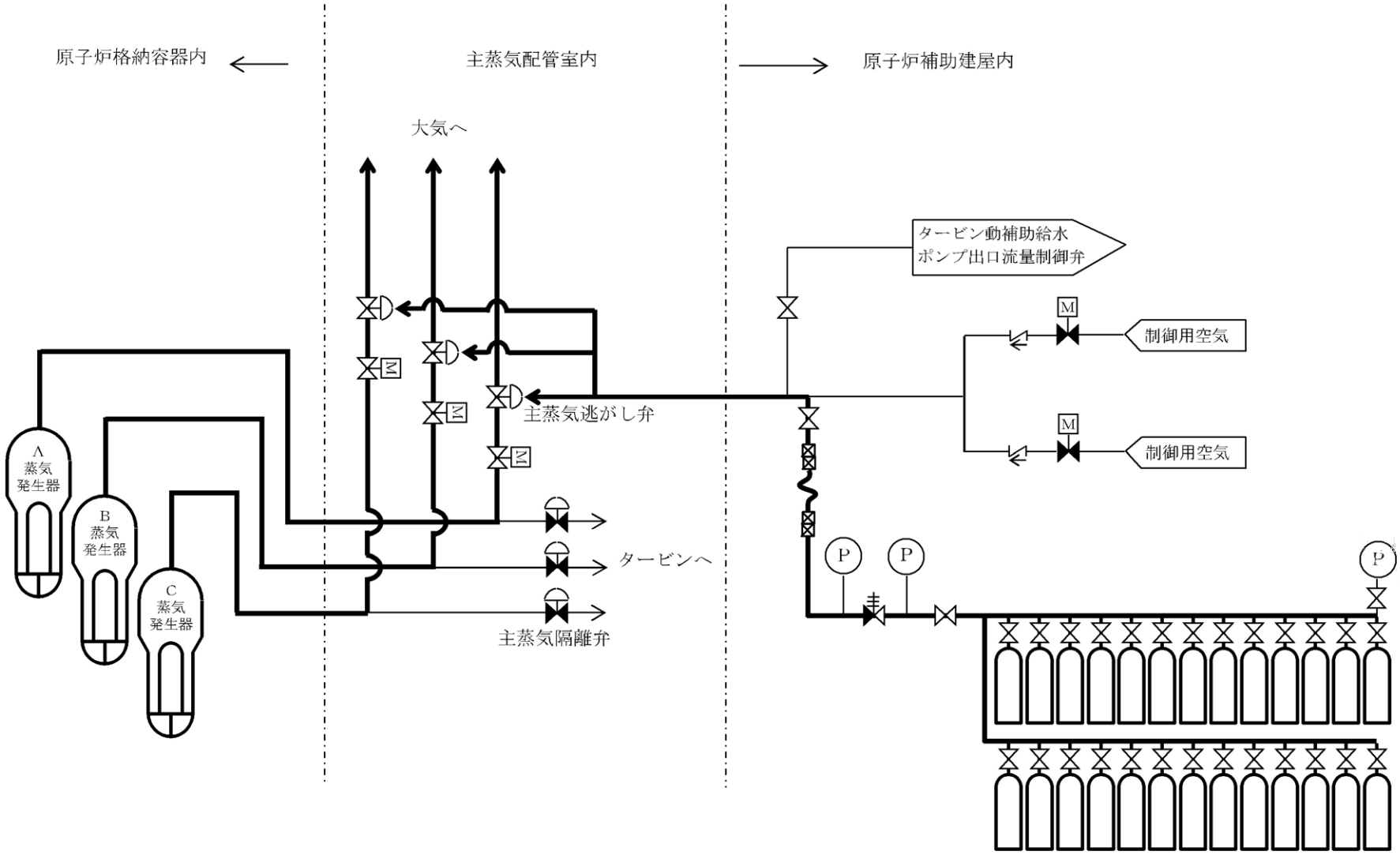
（フロントライン系故障時）



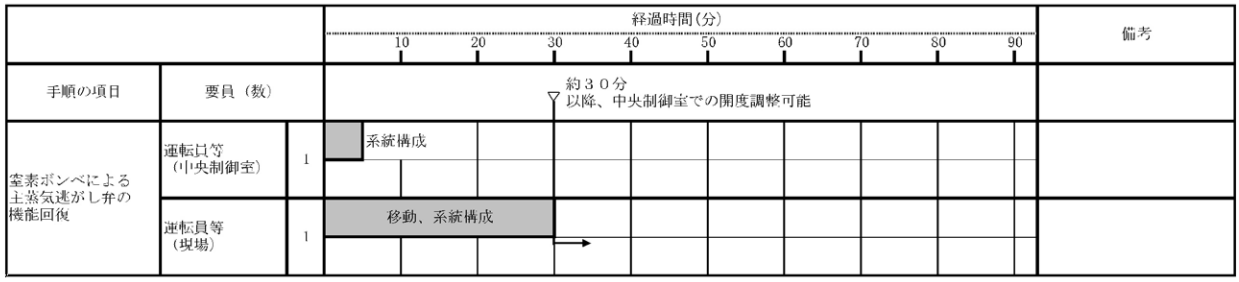
第 1.3.7 図　現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復　概略系統



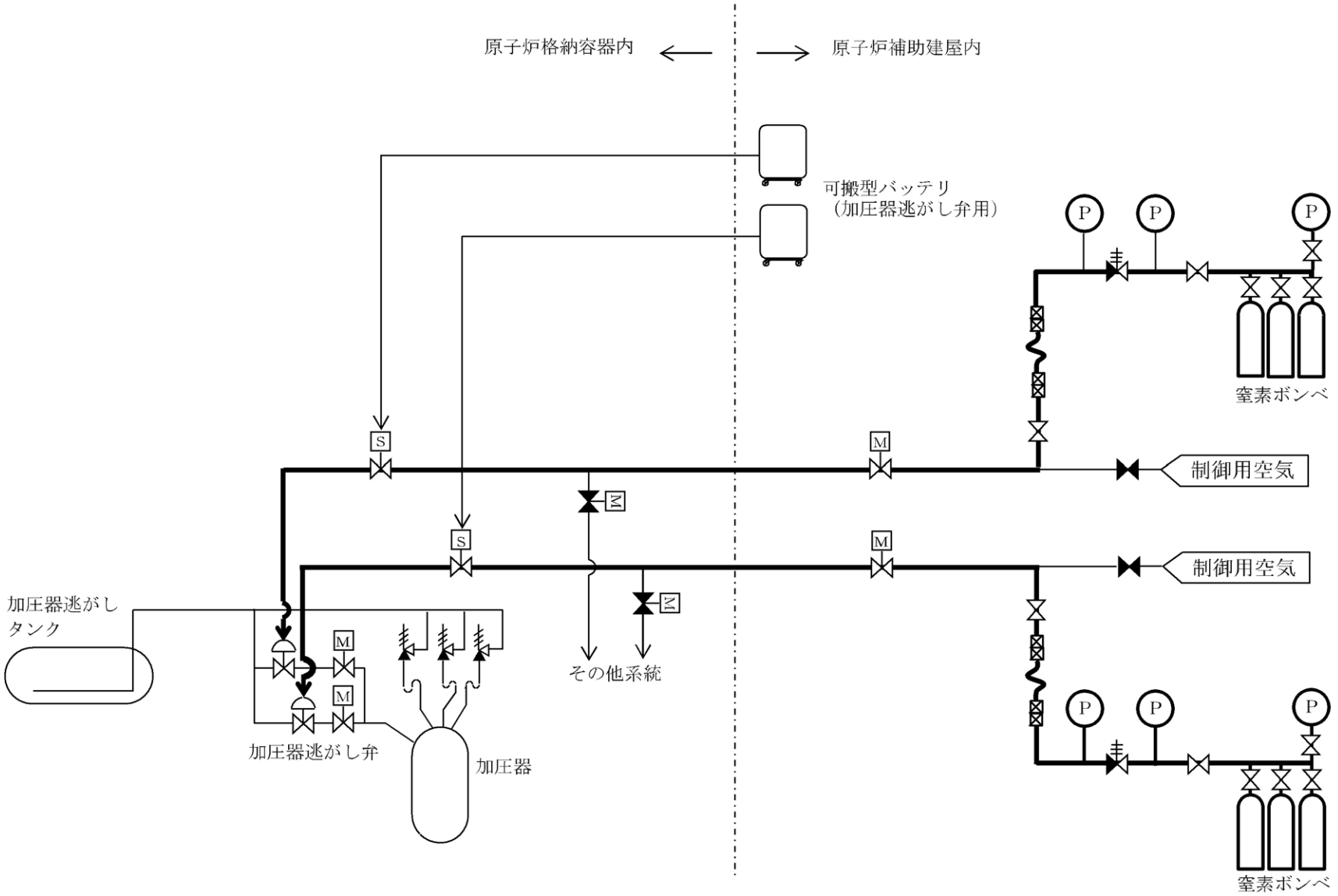
第1.3.8図　現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復タイムチャート



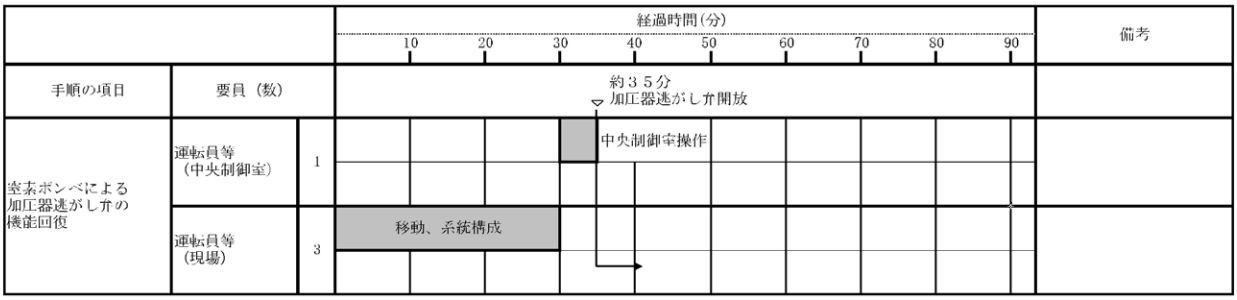
第 1.3.9 図　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復　概略系統



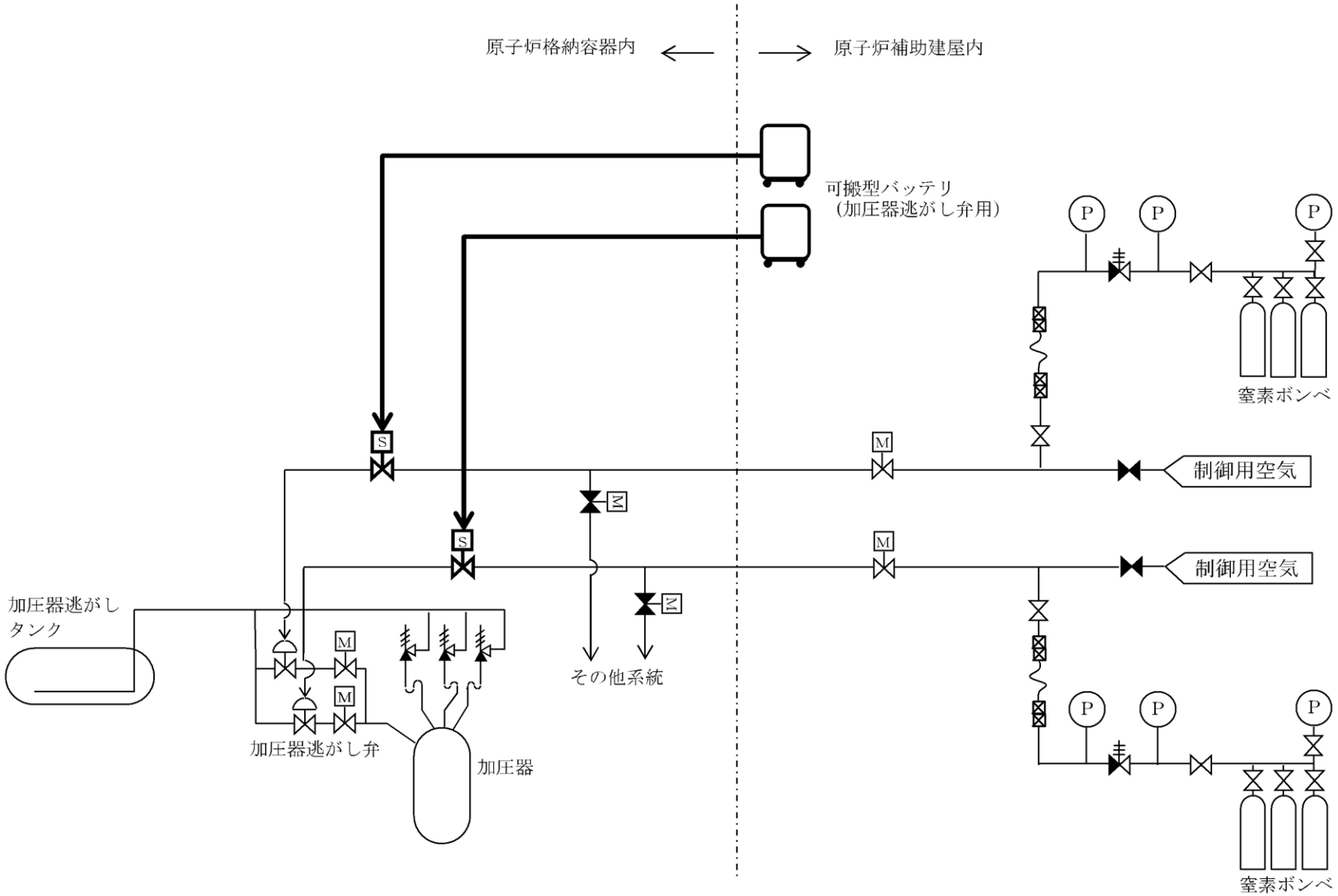
第1.3.10図　窒素ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復タイムチャート



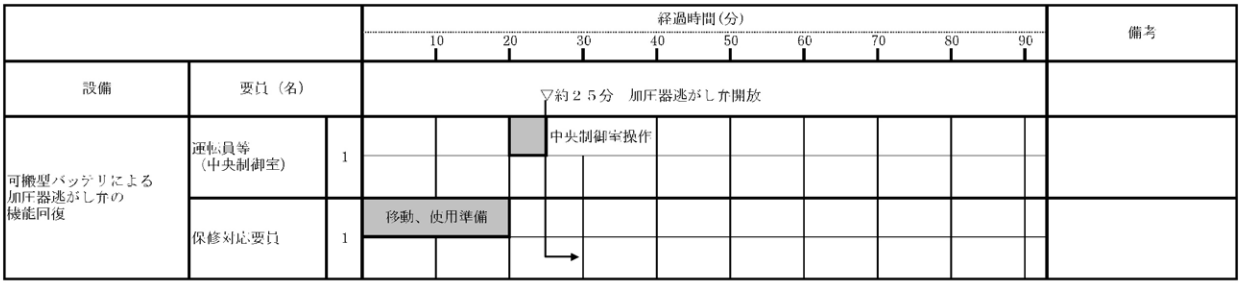
第 1.3.11 図　窒素ボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復　概略系統



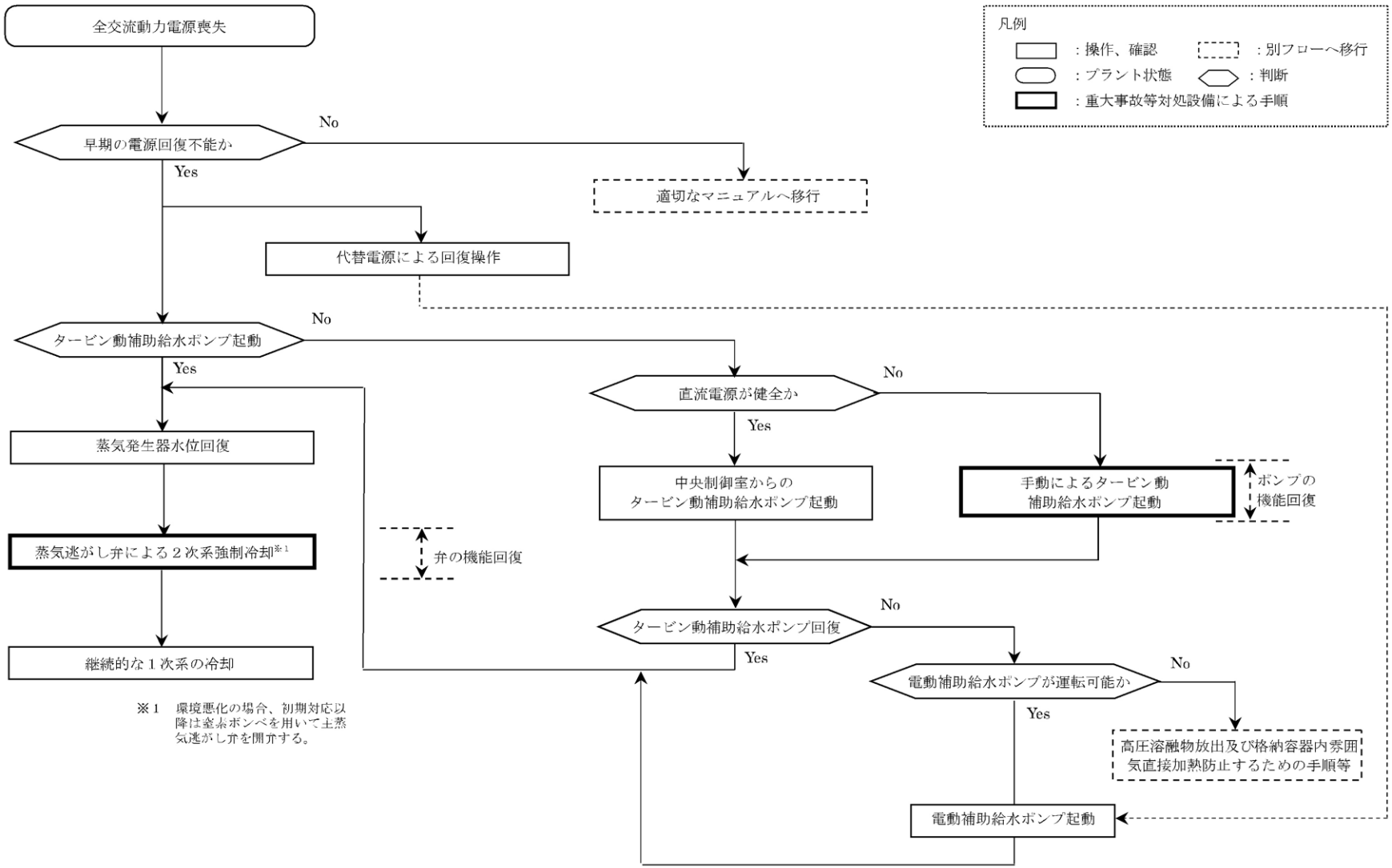
第1.3.12図　窒素ボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復タイムチャート



第 1.3.13 図　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



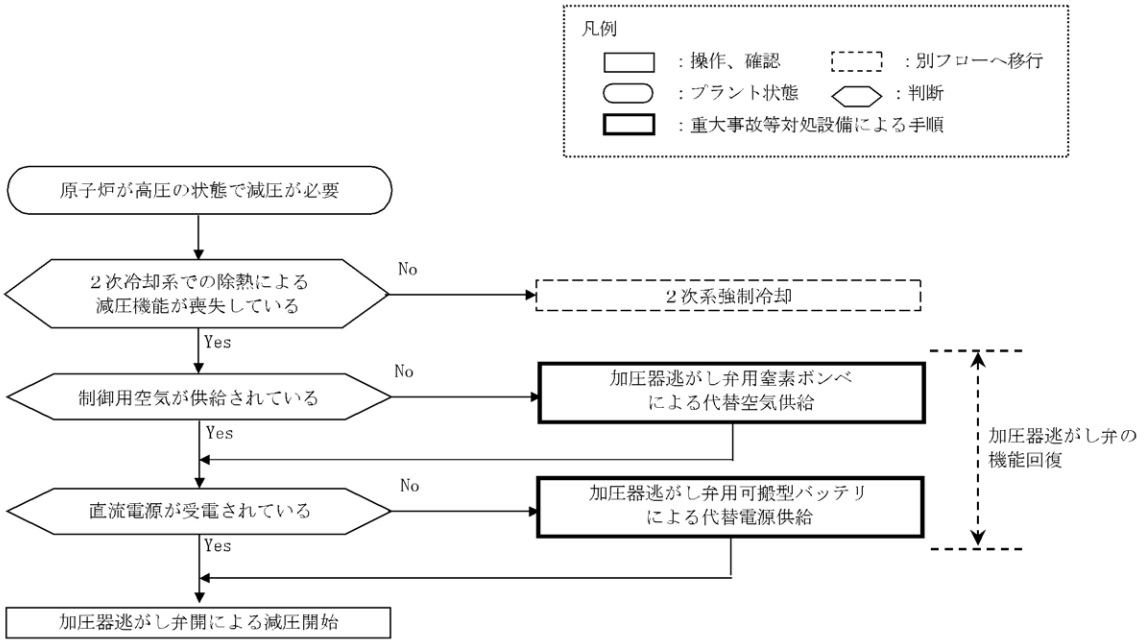
第1.3.14図　可搬型バッテリによる加圧器逃がし弁の機能回復タイムチャート



※１　環境悪化の場合、初期対応以降は窒素ボンベを用いて主蒸気逃がし弁を開弁する。

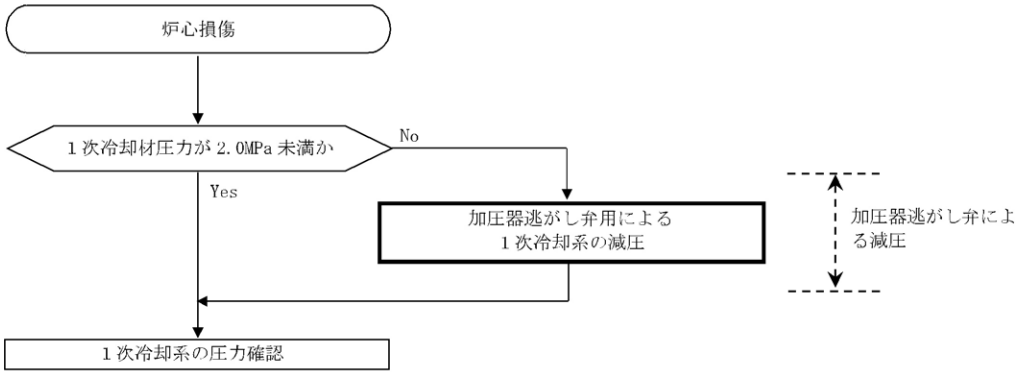
第 1.3.15 図　蒸気発生器２次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順

（サポート系故障時）



第1.3.16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1.3.17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内雰囲気直接加熱防止）