

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

大津波警報発令時の原子炉停止操作等について

< 目 次 >

1. 大津波警報発令時の原子炉停止の考え方と対応.....	1.0.8-1
2. 体制の整備	1.0.8-1
3. その他	1.0.8-1
(1) 海水ポンプの防護対策.....	1.0.8-1
(2) 建屋の浸水防護対策.....	1.0.8-2
(3) 基準津波を超える津波に対する対策.....	1.0.8-2
第1表 津波警報・注意報の種類について.....	1.0.8-3
第1図 気象庁が定める津波予報区.....	1.0.8-4

柏崎刈羽原子力発電所では、自然災害等の影響によりプラントの原子炉安全に影響を及ぼす可能性がある事象（以下「前兆事象」という。）について、前兆事象として把握ができるか、重大事故等を引き起こす可能性があるかを考慮して、設備の安全機能の維持並びに事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき、前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備している。

本資料では、前兆事象を確認した時点での事前対応の 1 例として「大津波警報」発令時の対応について示す。

1. 大津波警報発令時の原子炉停止の考え方と対応

柏崎刈羽原子力発電所では安全対策を幾重にも講じているものの、津波の対応については、プラントが被災して機器・電源が使用不能になることを想定し、被災前にプラントを停止するとともに、燃料の崩壊熱を除去することで、炉心損傷に至るまでの時間を延長し、被災後の対応時間に余裕を持たせることが重要である。

津波の規模と発電所への影響として、引き波による除熱喪失のリスクがあること、また、発電所近くが震源の場合、発生した津波の波高等確認する時間的余裕がないことや発電所遠方の津波では、波高等の予測精度が低下する可能性があること等を考慮し、対応に必要な時間余裕の確保の観点から、気象庁が定めている津波予報区のうち、第1図に示す発電所を含む区域である「新潟県上中下越」区域に対し、第1表に示す発表基準に従い気象庁から大津波警報が発令された場合、具体的な予想波高の発表を待たず、発電用原子炉を停止する。

また、所員の高台への避難及び水密扉の閉止確認を行い、津波監視カメラ及び取水槽水位計による津波の継続監視を行う。

2. 体制の整備

大津波警報が発令された場合、原子力警戒態勢を発令し、緊急時対策要員を非常召集することにより、速やかに重大事故等対策を実施できる体制を整える。

なお、作業を実施する際は、津波を考慮して、安全なルートを選定する。

3. その他

柏崎刈羽原子力発電所における基準津波の遡上波による発電所遡上域の最高水位は T.M.S.L.+8.3m と評価しており、敷地高さ（T.M.S.L.+12.0m）までは到達しないものの津波に対し、以下の対策を講じている。

(1) 海水ポンプの防護対策

海水ポンプが設置されているタービン建屋海水熱交換器区域は、取水路、放水路等の経路から津波の流入を防止する観点で、浸水防止設備（取水槽閉止板）を設置する。

(2) 建屋の浸水防護対策

タービン建屋内で地震により循環水配管が破損し、津波が流入することを想定し、浸水防止設備（水密扉）の設置や境界部の配管貫通部の止水対策を実施することにより、浸水防護重点化範囲（原子炉建屋、タービン建屋海水熱交換器区域等）への浸水を防止する。

水密扉は原則閉運用としており、更に開放時に現場でブザー等による注意喚起を行い閉止忘れ防止を図っている。なお、資機材の運搬や作業に伴い、水密扉を連続開放する必要がある場合は、大津波警報の情報が得られ次第、速やかに扉を閉める運用としている。

また、水密扉の開閉状態が確認できる監視設備を設置しており、開状態の水密扉があった場合、運転員はその状況を速やかに認知し、閉することが可能である。

これ以外にも、海水貯留堰を設置することにより、引き波時において、原子炉補機冷却海水ポンプによる原子炉補機冷却に必要な海水を確保し、原子炉補機冷却海水ポンプの機能を保持する。さらに、津波監視カメラ及び取水槽水位計による津波の監視を継続する。

(3) 基準津波を超える津波に対する対策

基準津波を超える津波に対しても、防潮堤(T. M. S. L. +15.0m)の設置、原子炉建屋、タービン建屋等の水密化、特に重要な安全機能を有する施設を内包する重要区画の水密化、排水設備の設置等、更なる信頼性向上の観点から自主的な対策を実施している。

第1表 津波警報・注意報の種類について

種類	発生基準	発表される津波の高さ		想定される被害と取るべき行動
		数値での発表 (津波の高さ予想の区分)	巨大地震の 場合の発表	
大津波警報	予想される津波の高さが高いところで3mを超える場合。	10m超 (10m<予想高さ)	巨大	木造家屋が全壊・流失し、人は津波による流れに巻き込まれます。 沿岸部や川沿いにいる人は、ただちに高台や避難ビルなど安全な場所へ避難してください。
		10m (5m<予想高さ≤10m)		
		5m (3m<予想高さ≤5m)		
津波警報	予想される津波の高さが高いところで1mを超え、3m以下の場合。	3m (1m<予想高さ≤3m)	高い	標高の低いところでは津波が襲い、浸水被害が発生します。人は津波による流れに巻き込まれます。 沿岸部や川沿いにいる人は、ただちに高台や避難ビルなど安全な場所へ避難してください。
津波注意報	予想される津波の高さが高いところで0.2m以上、1m以下の場合であって、津波による災害のおそれがある場合。	1m (0.2m≤予想高さ≤1m)	(表記しない)	海の中では人は速い流れに巻き込まれ、また、養殖いかだが流失し小型船舶が転覆します。 海の中にいる人はただちに海から上がって、海岸から離れてください。

出典：気象庁ホームページ「津波警報・注意報、津波情報、津波予報について」



出典：気象庁ホームページ「津波予報区について」

第1図 気象庁が定める津波予報区

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

重大事故等対策の対処に係る 教育及び訓練について

< 目 次 >

1. 基本となる教育	1.0.9-1
2. 運転員の教育及び訓練	1.0.9-5
3. 当直（運転員）を除く実施組織に対する教育及び訓練	1.0.9-5
4. 支援組織に対する教育及び訓練	1.0.9-5
5. 教育及び訓練計画の頻度の考え方	1.0.9-6
6. 教育及び訓練の効果の確認についての整理	1.0.9-6
7. 実務経験によるプラント設備への習熟	1.0.9-7
8. 自衛消防隊（当社社員以外）の教育及び訓練参加について	1.0.9-7
9. 本社の緊急時対策要員の教育及び訓練について	1.0.9-8
第1表 重大事故等対策に関する教育及び訓練（運転員の主な教育内容）	1.0.9-9
第2表 重大事故等対策に関する教育及び訓練（実施組織（運転員を除く）の主な教育内容）	1.0.9-11
第3表 重大事故等対策に関する教育及び訓練（支援組織の主な教育内容）	1.0.9-12
第4表 重大事故等対策に関する主な訓練	1.0.9-13
第5表 教育及び訓練計画の頻度の考え方について	1.0.9-19
第6表 重大事故等に対処する要員の力量管理について	1.0.9-20
第7表 プラント設備の習熟のための保守点検活動	1.0.9-21
補足1 要員の力量評価及び教育訓練の有効性評価について	1.0.9-22
補足2 社外評価に対するフィードバックについて	1.0.9-24
補足3 全交流動力電源喪失（SBO）環境下における 操作項目の訓練実績について	1.0.9-25

重大事故等に対処する要員（緊急時対策要員、運転員及び自衛消防隊を含む全体をいう）は、常日頃から重大事故等時の対応のための教育及び訓練を実施することにより、事故対応に必要な力量の習得を行い、当該事故等時においても的確な判断のもと、平常心をもって適切な対応操作が行えるように準備している。また、当該の教育及び訓練については、保安規定及び保安規定に基づく社内マニュアルに基づいて実施しており、事故時操作の知識・技術の向上に努めている。

福島第一原子力発電所の事故以降は、事故の教訓を踏まえ、緊急安全対策として整備してきた全交流動力電源喪失時における初動活動の訓練も継続的に実施してきている。具体的には、給水確保・電源確保の訓練、がれき撤去のための訓練等を必要な時間内に成立することの確認も含め、継続的に実施している。

これらの教育及び訓練は、必要な資機材の運搬、操作手順に従い行うことを基本とし、更に各機器の取り扱いの習熟化を図っている。

新規基準として新たに要求された重大事故等対策に係る教育及び訓練については、保安規定及び保安規定に基づく社内マニュアルに適切に定め、知識・技能の向上を図るために定められた頻度、内容で実施し、必要に応じて手順等の改善を図り実効性を高めていくこととしており、教育及び訓練の状況は以下のとおりである。

また、教育及び訓練の結果を評価し、継続的改善を図っていくこととし、各項で参照する表に記載の教育及び訓練についても、今後必要な改善、見直しを行っていくものである。

なお、発電所対策本部の構成は添付資料1.0.10にて定義の通りで、自衛消防隊は緊急時対策要員と同等の教育及び訓練を実施するが、自衛消防隊のうち協力企業社員については業務委託契約に基づき実施する。

1. 基本となる教育（第1，2，3，4表参照）

（1）基本教育（第1，2，3表参照）

a. 防災教育

緊急事態応急対策等、原子力防災対策活動に関する知識を深めるための教育を実施している。

- ・「原子力防災組織及び活動に関する知識」

緊急時対策要員に対して、発電所内外で行われる活動を踏まえて、各自が実施すべき活動を教育する。

- ・「放射線防護に関する知識」

緊急時対策要員のうち技術系所員に対して、放射線の人体に及ぼす影響、放射線の測定と防護等に関する教育を実施する。

- ・「放射線及び放射性物質の測定方法並びに機器を含む防災対策上の諸設備に関する知識」

緊急時対策要員のうち保安班の要員に対して、測定対象に応じた放射線測定器の特徴及びその原理、放射線測定器の取扱に関する教育を実施する。

b. アクシデントマネジメント教育

アクシデントマネジメントに関する教育については、実施組織となる当直（運転員）への教育については勿論であるが、技術支援組織として重大事故等時に中央制御室での対応をバックアップする緊急時対策要員及び実施組織として現場で活動する緊急時対策要員の知識レベルの向上を図ることも重要である。そのため、重大事故等時のプラントの挙動に関する知識の向上を図るとともに、要員の役割に応じて定期的に知識ベースの理解向上を図る。具体的には、教育内容に応じて以下のとおり基礎的知識、応用的知識に分かれ、それぞれ対象者を設定している。

- ・基礎的知識：アクシデントマネジメントに関する基礎的知識
- ・応用的知識：事故時のプラント挙動、プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識

(2) 原子力防災訓練

保安規定に定める非常事態に対処するための総合的な訓練として、原子力防災訓練を実施している。原子力防災訓練の具体的な要領は、原子力災害対策特別措置法に基づき定めている柏崎刈羽原子力発電所原子力事業者防災業務計画に従い実施している。

原子力防災訓練は、原子力防災管理者の指揮のもと、原子力防災組織が原子力災害発生時に有効に機能することを確認するために実施する。また、訓練項目ごとに訓練対象者の力量向上のために実施する個別訓練、各個別訓練を組み合わせ組織全体として活動を行う総合訓練があり、それぞれ計画に基づいて実施する。

訓練においては、重大事故等対策における中央制御室での操作及び動作状況確認等の短時間で実施できる操作以外の作業や操作について、必要な要員数及び想定時間にて対応できるよう、教育及び訓練により効率的かつ確実に実施できるようになっていることを確認する。

なお、重大事故等対策に使用する資機材・手順書については、担当箇所にて適切に管理しており、訓練の実施に当たっては、これらの資機材及び手順書を用いて実施し、訓練から得られた改善点等を適宜反映することとしている。

原子力防災訓練の具体的な内容について、以下に示す。

a. 個別訓練（第4表参照）

新規基準で示される重大事故等対策における技術的能力審査基準に対応する各手順に対する力量の維持、向上を図るために実施する事項を第4表に整理している。

発電用原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型重大事故等

対処設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に、実施組織の要員に対し、重大事故等対策に関する教育として手順の内容理解（作業の目的、事故シーケンスとの関係等）や資機材の取り扱い方法等の習得を図るため個別訓練等を計画的に繰り返し実施する。

個別訓練は、現場操作の指揮、発電所緊急時対策本部との連絡等を行う指揮者、現場操作等を行う担当者等のチームで行い、各人の事故対応能力の向上、役割分担の確認等を行う。また、力量評価者を置き、原子力災害発生時に対応できるよう確実に力量が確保されていることを、定期的に評価する。訓練は、訓練ごとの訓練対象者全員が原則として実際の設備、活動場所で行うこととするが、実際の設備を使用するとプラントに影響を及ぼす場合（例：実際の充電中の電源盤への電源ケーブルの接続を実施すると、電気事故、感電が発生する。）は、訓練設備を用いた訓練を実施する。

なお、運転員についても上記に準じた訓練、評価を実施し、第4表の訓練頻度については運転員の習熟等を踏まえ適宜見直しを行う。

- (a) 訓練内容は、様々な場合を想定し実施する。活動エリアの放射線量の上昇が予測される場合には放射線防護具（不織布カバーオール、全面マスク）を装着して活動を行う等、悪条件（高線量下、夜間、悪天候（降雨、降雪、強風等）及び照明機能低下等）を想定し、必要な防護具等を着用した訓練も実施する。

これらの訓練内容を網羅的に盛り込んだ教育訓練内容を設定することにより、円滑かつ確実な災害対策活動が実施できる要員を継続的に確保することとしている。今後も悪条件（高線量下、夜間、悪天候（降雨、降雪、強風等）及び照明機能低下等）を想定し、必要な防護具等を着用した訓練を取り入れた上で計画的に訓練を行い、重大事故等対処に係る保安規定変更が施行され運用が開始されるまでには、必要な訓練対象者に対し訓練が実施され力量が確保されている状態に体制整備を実施する。

- (b) アクシデントマネジメント訓練により、アクシデントマネジメントガイドを使用して、事故状況の把握、事象進展防止・影響緩和策の判断を実施し、発電所緊急時対策本部が中央制御室の運転員を支援できることを確認している。また、緊急事態支援組織対応訓練、通報訓練、緊急被ばく医療訓練、モニタリング訓練、避難誘導訓練により、各要素の活動が確実に実施できることを確認するとともに、これらを組み合わせ実施する総合訓練において、重大事故の発生を想定した場合においても発電所緊急時対策本部が総合的に機能することを確認している。

b. 総合訓練

組織全体としての力量向上を図るために発電所は年1回以上総合訓練を実施する。各個別訓練を組み合わせ、組織内各班の情報連携や組織全体の運営が適切に行えるかどうかの検証を行う。本社等と行う総合訓練においては、当社経営層も参加し、発電

所緊急時対策本部における活動の指揮命令及び情報収集，中央制御室を模擬したシミュレータによる運転員と発電所緊急時対策本部との情報連携，並びに他の災害対策本部等との連携についての活動訓練を実施することにより，原子力災害発生時における発電所と本社等のコミュニケーションの強化を図っている。

また，総合訓練では，適宜，原子力防災センターや自治体等への情報提供等の連携や，原子力事業所災害対策支援拠点の立ち上げ，他の原子力事業者との連携（協力要請等），社外への情報提供（模擬記者会見訓練）等にも取り組んでいる。具体的には，原子力防災センターへ実際に対応要員を派遣し，プラントの情報収集や原子力防災センターからの情報を社内に共有する訓練や，自治体関係者へプラントの情報を直接説明するために人員を派遣し説明を行う訓練，原子力事業所災害対策支援拠点へ実際に派遣される要員自らが拠点を立ち上げる訓練，他の原子力事業者への連携では発電所が発災した場合の支援本部幹事事業者である東北電力株式会社へ実際に協力要請を行う連携訓練，本社等において社外へのプラントの状況の説明等を行う模擬記者会見訓練等を行なっている。

総合訓練に使用する事故シナリオは，炉心損傷等の重大事故を想定したシナリオを用いて発電所緊急時対策本部の各活動との連携が確実に実施できていることを，全体を通して確認している。

また，2プラント同時被災時の対応等，複数号炉同時被災のシナリオも取り込み，発電所緊急時対策本部の各活動が輻輳しないことも確認している。

訓練に当たっては，事象進展に応じて訓練者が対応手段を判断していくシナリオ非提示型の訓練を実施し，対応能力を強化するとともに，これまでも地震及び津波による外部電源喪失だけでなく，様々な自然災害（竜巻，台風，雷，高潮等）や外部事象，宿直体制等の各事故シーケンスに対応して実施しており，今後も計画的に実施する。

保安規定に定める非常事態に対処するための総合的な訓練として，原子力防災訓練（緊急時演習）を実施している。原子力防災訓練（緊急時演習）は，原子力災害対策特別措置法に基づき定めている柏崎刈羽原子力発電所原子力事業者防災業務計画に従い，総合訓練の一環として年1回実施している。

（3）その他の教育及び訓練

日本原子力発電株式会社内に設置されている原子力緊急事態支援組織（以下「緊急時支援組織」という。）に対する協力要請等の対応訓練を年1回実施し，緊急時支援組織への出動要請，資機材の搬入及び資機材を使用した操作訓練を実際に行うことにより，対応手順及び操作手順の習熟を図る。さらに緊急時支援組織に緊急時対策要員を定期的に派遣し，遠隔操作が可能なロボットの操作訓練及び保守訓練等を行い操作の習熟を図っている。

2. 運転員の教育及び訓練（第1，4表参照）

運転員に対する教育及び訓練については、机上教育にて重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため、重大事故時の物理挙動やプラント挙動等の教育を実施する。また、知識の向上と実効性を確認するため、自社のシミュレータ又はBWR運転訓練センターにてシミュレーション可能な範囲において、対応操作訓練を実施する。

第1表に示すシミュレータ訓練は、従来からの設計基準事象ベース、設計基準外事象ベースの訓練に加え、国内外で発生したトラブル対応訓練、中越沖地震の教訓を反映した地震を起因とした複合事象の対応訓練、福島第一原子力発電所の事故の教訓から全交流動力電源喪失を想定した対応訓練等、原子力安全の達成には運転員の技術的能力の向上が重要であるとの観点から随時拡充し、実施している。また、重大事故が発生したときの対応力を養成するため、手順に従った監視、操作において判断に用いる監視計器の故障や動作すべき機器の不動作等、多岐にわたる機器の故障を模擬し、関連パラメータによる事象判断能力、代替手段による復旧対応能力等の運転操作の対応能力向上を図っている。今後も重大事故等時に適切に対応できるよう、シミュレータ訓練を計画的に実施していく。

また、中央制御室ごとにおける同一直の運転員で連携訓練を定期的実施することで、事故時に当直長、当直副長の指揮のもとに、チームワークを発揮して発電用原子炉施設の安全を確保できるように、指示、命令系統の徹底、各自の事故対応能力の向上、役割分担の再確認等を行っている。

さらに、運転員は緊急時に緊急時対策要員の対応操作をバックアップできるように電源車及び可搬型代替注水ポンプ（消防車）の運転や接続の訓練を実施している。

3. 当直（運転員）を除く実施組織に対する教育及び訓練（第2，4表参照）

緊急時対策要員のうち当直（運転員）を除く実施組織の要員に対する教育及び訓練については、机上教育にて重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため、役割に応じてアクシデントマネジメントの概要について教育するとともに、重大事故時の物理挙動やプラント挙動等の教育を実施する。

これら基本となる教育を踏まえ、発電用原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に、手順や資機材の取り扱い方法等の個別訓練を、年1回以上実施する。また、実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための総合訓練を年1回以上実施する。

4. 支援組織に対する教育及び訓練（第3，4表参照）

緊急時対策要員のうち支援組織の要員に対する教育及び訓練については、机上教育にて支援組織の位置付け、実施組織との連携及び資機材等に関する教育に加え、役割に応

じた個別訓練を実施する。また、実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための総合訓練を年1回以上実施する。

5. 教育及び訓練計画の頻度の考え方（第5表参照）

各要員に対し必要な教育及び訓練を年1回以上実施し、教育及び訓練の有効性評価を行い、力量の維持及び向上が図れる実施頻度への見直しを実施する。

- ・ 各要員が力量の維持及び向上を図るためには、各要員の役割に応じた教育及び訓練を受ける必要がある。各要員の役割に応じた教育及び訓練を計画的に繰り返すことにより、各手順を習熟し、力量の維持及び向上を図る。
- ・ 各要員の力量評価の結果に基づき教育及び訓練の有効性評価を行い、年1回の実施頻度では力量の維持が困難と判断される教育及び訓練については、年2回以上の実施頻度に見直す。

有効性評価の結果、現状、実施頻度を年2回以上としている訓練の例は、次のとおり。

- ・ 瓦礫撤去訓練（2回／年）
- ・ 電源車、ガスタービン発電機（GTG）操作訓練（2回／年）
- ・ ケーブル接続訓練（2回／年）
- ・ 可搬型代替注水ポンプ（消防車）による連結送水訓練（2回／年）

6. 教育及び訓練の効果の確認についての整理（第6表参照）

各要員が必要な教育及び訓練を計画的に実施し、力量の維持・向上が図られていることを確認することにより、教育及び訓練内容が適切であることを確認する。力量を有していると確認された要員は、管理リストへの反映により管理している。各要員に必要な力量の維持・向上が図られていない場合は、教育及び訓練内容の改善を速やかに実施する。

（1）要員の力量管理並びに教育及び訓練の有効性評価

教育及び訓練の効果については、各要員が必要な教育及び訓練を計画的に実施し、力量の維持及び向上が図られていることをもって確認する。

- ・ 各要員が社内マニュアルに従い、確実に教育及び訓練を実施していることの確認を行う。
- ・ 各要員の力量の評価は、教育の履歴及び訓練における対応操作の評価結果で行い、各要員の力量の維持及び向上が図られていることを確認する。あわせて、必要な力量を有した要員を確保できているか確認することにより教育及び訓練の有効性評価を行う。
- ・ 教育及び訓練の有効性評価は、教育及び訓練計画書へ反映する。

(2) 対応能力の向上

総合訓練における評価の信頼性向上を図るため、WANO（世界原子力発電事業者協会）の「パフォーマンス目標と基準」の評価項目を取り入れた緊急時対策本部要員の訓練評価シートを整備している。訓練参加者以外の者を評価者として配置し、評価者が訓練評価シートを用いて訓練参加者の対応状況を確認、評価する。総合訓練実施後は、訓練参加者及び評価者で訓練を振り返り、反省点、課題等を集約する等、訓練の実施結果を確認し、その中から改善が必要な事項を抽出し、手順、資機材、教育及び訓練計画への反映を行う。また、WANOピアレビュー、IAEA（国際原子力機関）のOSART（運転安全調査団）等社外機関を招き、教育及び訓練を含む取り組みについて、社外の視点での客観的な評価も取り入れている。

7. 実務経験によるプラント設備の習熟（第7表参照）

運転員及び緊急時対策要員のうち保全部員は、計画的に実施する教育及び訓練の他、日常業務に応じた実務経験を通じてプラント設備の習熟を図っている。

運転員は、通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき、設備の巡視点検、定例試験及び運転に必要な操作を行うことにより、普段から、設備についての習熟を図る。

緊急時対策要員のうち保全部員は、設備の点検において、保守実施方法をまとめた社内マニュアルに基づき、現場にて、巡視点検、分解機器の状況確認、組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに、施工要領書の内容確認及び作業工程検討等の保守点検活動を行うことにより、普段から、設備についての習熟を図る。また、技能訓練施設にてポンプ、弁設備の分解点検、調整、部品交換等の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。

なお、予備品を用いた補機冷却系ポンプ電動機の復旧作業は、協力企業の支援による実施としているが、本復旧作業は事故収束後のプラント安定状態を継続する上で有効であることから、直営訓練等を通じて復旧手順の整備や作業内容把握、技能訓練施設において予備品の類似機器を用いた分解点検や組立作業訓練等を通じて現場技能向上への取り組みを継続的に実施する。

8. 自衛消防隊（当社社員以外）の教育及び訓練参加について

自衛消防隊のうち、協力企業社員は、個別に締結している業務委託契約に基づいて必要な教育及び訓練を行うこととし、当社が作成した計画に従い、必要な教育を受け、当社が実施する個別訓練及び総合訓練に参加することにより、必要な力量の維持・向上を図る。

9. 本社の緊急時対策要員の教育及び訓練について

本社の緊急時対策要員に対しては、原子力防災対策活動及び重大事故等の現象について理解するための教育を行う。また、発電所緊急時対策本部への支援、社内外の情報収集及び災害状況の把握、情報発信、関係組織への連絡等、本社の活動に関する訓練を役割に応じて行い、必要な力量の維持・向上を図る。

第1表 重大事故等対策に関する教育及び訓練（運転員の主な教育内容）（1／2）

教育名	目的	内容	対象者	時間・頻度
異常時対応訓練 (指揮, 状況判断)	異常時に指揮者として適切な指揮, 状況判断ができるよう, 異常時操作の対応(判断・指揮命令)及び, 警報発生時の監視項目について理解する。	<ul style="list-style-type: none"> ・異常時操作の対応(判断, 指揮命令含む) ・警報発生時の監視項目 	当直長, 当直副長	3年間で30時間以上 (他の項目も含む)
異常時対応訓練 (中央制御室内対応)	異常時に中央制御室において適切な処置がとれるように, 警報発生時の対応及び異常時操作の対応について理解する。 役割に応じた活動に要する資機材等に関する知識を習得する。	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉の起動停止に関する操作と監視項目 ・各設備の運転操作と監視項目 ・警報発生時の対応操作(中央制御室) ・異常時操作の対応(中央制御室) 	当直長, 当直副長, 当直主任, 当直副主任, 主機操作員	
異常時対応訓練 (現場機器対応)	異常時に現場において適切な処置がとれるように, 警報発生時の対応及び異常時操作の対応について理解する。	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉の起動停止の概要 ・各設備の運転操作の概要(現場操作) ・警報発生時の対応操作(現場操作) ・異常時操作の対応(現場操作) 	当直長, 当直副長, 当直主任, 当直副主任, 主機操作員, 補機操作員	
シミュレータ訓練Ⅰ (連携訓練)	異常事象対応時(設計基準外事象含む)の連携措置の万全を図る。	<ul style="list-style-type: none"> ・運転操作の連携訓練 【重大事故等の対応を含む】 ※	当直長, 当直副長, 当直主任, 当直副主任, 主機操作員, 補機操作員	3年間で15時間以上
シミュレータ訓練Ⅱ	警報発生時及び異常事象時(設計基準外事象含む)対応の万全を図る。	<ul style="list-style-type: none"> ・起動停止・異常時・警報発生時対応訓練 【重大事故等の対応を含む】 ※	当直主任, 当直副主任, 主機操作員	3年間で9時間以上
シミュレータ訓練Ⅲ	警報発生時及び異常事象時(設計基準外事象含む)対応の万全を図る。	<ul style="list-style-type: none"> ・起動停止, 異常時・警報発生時の対応・判断・指揮命令訓練 【重大事故等の対応を含む】 ※	当直長, 当直副長	3年間で9時間以上

※: 福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ, 充実強化した内容

第1表 重大事故等対策に関する教育及び訓練（運転員の主な教育内容）（2／2）

教育名	目的	内容	対象者	時間・頻度
アクシデントマネジメント教育（基礎的知識）	アクシデントマネジメントに関する基礎的知識を習得する。	<ul style="list-style-type: none"> ・アクシデントマネジメントの概要 ・津波アクシデントマネジメントの概要 ※ 	当直長，当直副長，当直主任， 当直副主任，主機操作員， 補機操作員	1回／年
アクシデントマネジメント教育（応用的知識）	事故時のプラント挙動，プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識を習得する。	<ul style="list-style-type: none"> ・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動 ・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位 	当直長，当直副長	1回／年
防災教育	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所員として必要な基礎知識を理解する。 ・原子力災害に関する知識を習得し，原子力防災活動の円滑な実施に資する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・原災法及び関係法令の概要 ・原子力事業者防災業務計画の概要 ・防災体制，防災組織及び活動 ・防災関係設備 ・緊急時活動レベル（EAL）※ 	実施組織 (役割に応じた項目)	1回／年

※：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容

第2表 重大事故等対策に関する教育及び訓練（実施組織（運転員を除く）の主な教育内容）

教育名	目的	内容	対象者	頻度
アクシデントマネジメント教育（基礎的知識）	アクシデントマネジメントに関する基礎的知識の習得	<ul style="list-style-type: none"> ・アクシデントマネジメントの概要 ・津波アクシデントマネジメントの概要 ※ 	実施組織 （自衛消防隊を除く）	1回/年
アクシデントマネジメント教育（応用的知識）	事故時のプラント挙動、プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識の習得	<ul style="list-style-type: none"> ・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動 ・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位 	実施組織 （統括、班長）	1回/年
防災教育	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所員として必要な基礎知識の理解 ・原子力災害に関する知識を習得し、原子力防災活動の円滑な実施に資する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・原災法及び関係法令の概要 ・原子力事業者防災業務計画の概要 ・防災体制、防災組織及び活動 ・防災関係設備 ・発電所設備概要 ・緊急時活動レベル（EAL）※ 	実施組織 （役割に応じた項目）	1回/年
総合訓練	想定した原子力災害への対応、各機能や組織間の連携等、組織があらかじめ定められた機能を発揮できることを確認する。	<ul style="list-style-type: none"> ・各機能班の活動 ・各機能班の連携 ・本部の意思決定 ・本社本部との連携 <p>【重大事故等を想定し、上記を実施】※</p>	緊急時対策要員	1回/年

※：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ、充実強化した内容

第3表 重大事故等対策に関する教育及び訓練（支援組織の主な教育内容）

教育名	目的	内容	対象者	頻度
アクシデントマネジメント教育（基礎的知識）	アクシデントマネジメントに関する基礎的知識の習得	<ul style="list-style-type: none"> ・アクシデントマネジメントの概要 ・津波アクシデントマネジメントの概要 ※ 	技術支援組織、 運営支援組織（広報班、立地班、 通報班）	1回／年
アクシデントマネジメント教育（応用的知識）	事故時のプラント挙動、プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識の習得	<ul style="list-style-type: none"> ・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動 ・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位 	技術支援組織 （統括、班長、要員（計画班））	1回／年
防災教育	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所員として必要な基礎知識の理解 ・原子力災害に関する知識を習得し、原子力防災活動の円滑な実施に資する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・原災法及び関係法令の概要 ・原子力事業者防災業務計画の概要 ・防災体制、防災組織及び活動 ・防災関係設備 ・緊急時活動レベル（EAL）※ 	技術支援組織、運営支援組織 （役割に応じた項目）	1回／年
総合訓練	想定した原子力災害への対応、各機能や組織間の連携等、組織があらかじめ定められた機能を発揮できることを確認する。	<ul style="list-style-type: none"> ・各機能班の活動 ・各機能班の連携 ・本部の意思決定 ・本社本部との連携 <p>【重大事故等を想定し、上記を実施】※</p>	緊急時対策要員	1回／年
その他訓練	あらかじめ定められた機能を発揮できるようにするために資機材操作を含めて行い、機能ごとの対応能力向上を図る。	<ul style="list-style-type: none"> ・通報訓練 ・モニタリング訓練 ・避難誘導訓練 ・原子力災害医療訓練 	<ul style="list-style-type: none"> 運営支援組織（通報班） 技術支援組織（保安班） 運営支援組織（総務班） 運営支援組織（総務班）、 技術支援組織（保安班） 	1回／年

※：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ、充実強化した内容

第4表 重大事故等対策に関する主な訓練（1／6）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	個別訓練名称及び頻度
電源確保	GTGによる給電	○多様なハザード対応手順 ・「第二 GTG による荒浜側緊急用 M/C 受電」 ・「第二 GTG による大湊側緊急用 M/C 受電」	復旧班員	・ガスタービン発電機車(GTG 車)操作訓練:2回/年 ・緊急用 M/C 受電訓練:1回/年
	電源車による給電	○多様なハザード対応手順 ①「電源車による荒浜側緊急用 M/C 受電」 ②「電源車による給電(動力変圧器 7C-1 接続)」 ②「電源車による給電(AM 用動力変圧器接続)」 ②「電源車による給電(緊急用電源切替箱 7A 接続)」	復旧班員	①②電源車操作訓練:2回/年 ①緊急用 M/C 受電訓練:1回/年 ②P/C 受電訓練:2回/年 ①②ケーブル接続訓練:2回/年
	緊急用M/Cからの受電	○AM 設備別操作手順書 ・「緊急用M/CからM/C 7C・7Dへの電路構成」	運転員	・緊急用M/CからM/C 7C・7Dへの電路構成:1回/年
	号機間融通	○AM 設備別操作手順書 ・「D/G (A) (B) による他号炉への電力融通」	運転員	・D/G (A) (B) による他号炉への電力融通:1回/年
		○多様なハザード対応手順 ・「各号炉 D/G(A)(B)による緊急用 M/C 受電から各号炉への送電」	復旧班員	・緊急用 M/C 受電訓練:1回/年
GTG, 電源車への燃料補給	○多様なハザード対応手順 ①「非常用D/G軽油タンクからタンクローリへの給油」 ②「タンクローリから各機器等への給油」	復旧班員	①非常用D/G軽油タンクからの補給訓練:2回/年 ②軽油地下タンクからの補給訓練:2回/年	

第4表 重大事故等対策に関する主な訓練（2／6）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	個別訓練名称及び頻度
炉心損傷緩和	高圧の原子炉への注入操作	○AM 設備別操作手順書 ①「HPAC 現場起動」 ②「RCIC現場起動」 ③「HPCF緊急注水」 ④「CRDによる原子炉注水」 ⑤「SLCポンプによる原子炉注水」	運転員	①HPAC現場起動:1回/年 ②RCIC現場起動:1回/年 ③HPCF緊急注水:1回/年 ④CRDによる原子炉注水:1回/年 ⑤SLCポンプによる原子炉注水:1回/年
	原子炉の減圧	○AM 設備別操作手順書 ①「SRV駆動源確保」 ②「バッテリーによるSRV開放(多重伝送盤)」	運転員	①SRV駆動源確保:1回/年 ②バッテリーによるSRV開放(多重伝送盤):1回/年
	低圧の原子炉への注入操作	○AM 設備別操作手順書 ①「RHRによる原子炉注水」 ②「MUWCによる原子炉注水」 ③「消火ポンプによる原子炉注水」 ④「消防車による原子炉注水」	運転員	①RHRによる原子炉注水:1回/年 ②MUWCによる原子炉注水:1回/年 ③消火ポンプによる原子炉注水:1回/年 ④消防車による原子炉注水:1回/年
		○多様なハザード対応手順 ・「消防車による送水(原子炉注水)」	復旧班員	・消防車による注水訓練:1回/年 ・消防車による連結送水訓練:2回/年
	最終ヒートシンクへの熱輸送	○AM 設備別操作手順書 ①「RHRによる原子炉除熱」 ②「代替Hxによる補機冷却水確保」	運転員	①RHRによる原子炉除熱:1回/年 ②代替Hxによる補機冷却水確保:1回/年
		○多様なハザード対応手順 ①「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」 ②「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 ③「大容量送水車による補機冷却水確保」	復旧班員	①②③代替 Hx による補機冷却水確保訓練(下記訓練の総称) ・資機材移動・配置訓練:1回/年 ・代替 Hx 車移動訓練:1回/年 ・ホース接続訓練:1回/年 ・ケーブル接続訓練:1回/年 ・代替 RSW ポンプ設置訓練:1回/年 ・電源車訓練:2回/年

第4表 重大事故等対策に関する主な訓練（3／6）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	個別訓練名称及び頻度
格納容器破損防止	格納容器内の冷却・減圧	○AM 設備別操作手順書 ①「MUWC による PCV スプレイ」 ②「消火ポンプによるPCVスプレイ」 ③「消防車によるPCVスプレイ」 ④「PCVベント(フィルタベント使用)」 ⑤「PCVベント(耐圧強化ライン使用)」 ⑥「PCVベント弁駆動源確保[予備ボンベ]」	運転員	①MUWC による PCV スプレイ:1回/年 ②消火ポンプによるPCVスプレイ:1回/年 ③消防車によるPCVスプレイ:1回/年 ④PCVベント(フィルタベント使用):1回/年 ⑤PCVベント(耐圧強化ライン使用):1回/年 ⑥PCVベント弁駆動源確保[予備ボンベ]:1回/年
		○多様なハザード対応手順 ①「フィルタベント水位調整(水張り)」 ②「フィルタベント水位調整(水抜き)」 ③「フィルタベント停止後の N ₂ パージ」	復旧班員	①消防車による注水訓練:1回/年 ①消防車による連結送水訓練:2回/年 ①②フィルタベント水位調整:1回/年 ③フィルタベント N ₂ パージ:1回/年
	水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止	○多様なハザード対応手順 ①「消防車による送水(原子炉ウエル注水)」 ②「原子炉建屋トップベント」	復旧班員	①消防車による注水:1回/年 ①消防車による連結送水:2回/年 ②トップベント設備他開放訓練:1回/年
使用済燃料プール水位維持及び燃料損傷緩和	使用済燃料プールへの注水	○AM 設備別操作手順書 ①「RHRによるSFP注水」 ②「SPCUによるSFP注水」 ③「MUWCによるSFP注水」 ④「消火ポンプによるSFP注水」 ⑤「消防車によるSFP注水」	運転員	①RHRによるSFP注水:1回/年 ②SPCUによるSFP注水:1回/年 ③MUWCによるSFP注水:1回/年 ④消火ポンプによるSFP注水:1回/年 ⑤消防車によるSFP注水:1回/年
		○多様なハザード対応手順 ・「消防車による送水(SFP 常設スプレイ)」 ・「消防車による送水(SFP 可搬型スプレイ)」	復旧班員	・消防車による注水訓練:1回/年 ・消防車による連結送水訓練:2回/年
	使用済燃料プールへのスプレイ	○多様なハザード対応手順 ・「消防車による送水(SFP 常設スプレイ)」 ・「消防車による送水(SFP 可搬型スプレイ)」	復旧班員	・消防車による注水訓練:1回/年 ・消防車による連結送水訓練:2回/年

第4表 重大事故等対策に関する主な訓練（4／6）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	個別訓練名称及び頻度
放射性物質放出緩和	発電所外への放射性物質の拡散抑制	○多様なハザード対応手順 ①「大容量放水車及び放水砲による大気への拡散抑制」 ②「汚濁防止膜による海洋への拡散抑制」 ③「放射性物質吸着材による海洋への拡散抑制」	復旧班員	① 大容量送水車による放水訓練:2回/年 ②シルトフェンス運搬訓練:1回/年 ②シルトフェンス組み立て・送り出し・展開訓練:1回/年 ③放射性物質吸着材設置訓練:1回/年
		○多様なハザード対応手順書 ①「初期対応における延焼防止処置」 ②「航空機燃料火災への対応」	自衛消防隊 復旧班員	① 消防車操法訓練:1回/年 ① 高所放水車連結訓練:1回/年 ②大容量送水車による放水訓練:2回/年
水源確保	防火水槽への補給	○多様なハザード対応手順 ①「貯水池から大湊側防火水槽への補給」 ②「大湊側淡水タンクから防火水槽への補給」 ③「大容量送水車による防火水槽への海水補給」 ③「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる防火水槽への海水補給」 ④「消防車による防火水槽への海水補給」	復旧班員	①②貯水池から大湊側への送水訓練【日勤対応時】:1回/年 ①②貯水池から大湊側への送水訓練【宿直対応時】:1回/年 ①②貯水池から大湊側及び荒浜側への送水訓練【送水ホース交換】:1回/年 ③代替 Hx による補機冷却水確保訓練:1回/年 ④消防車による注水訓練:1回/年 ④消防車による連結送水訓練:2回/年
	送水	○多様なハザード対応手順 ・「消防車による送水(原子炉注水)」 ・「消防車による送水(格納容器スプレー)」 ・「消防車による送水(デブリ冷却)」 ・「消防車による送水(原子炉ウェル注水)」 ・「消防車による送水(SFP 常設スプレー)」 ・「消防車による送水(SFP 可搬型スプレー)」	復旧班員	・消防車による注水訓練:1回/年 ・消防車による連結送水訓練:2回/年
	CSPへの補給	○多様なハザード対応手順 ①「消防車による CSP への補給(淡水/海水)」 ②「大湊側純水移送ポンプ電源確保」	復旧班員	①消防車による注水訓練:1回/年 ①消防車による連結送水訓練:2回/年 ②エンジン発電機移動訓練:1回/年 ②CVケーブル接続訓練:1回/年

第4表 重大事故等対策に関する主な訓練（5／6）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	個別訓練名称及び頻度
その他対策	アクセスルートの確保	○多様なハザード対応手順 ①「状況確認とアクセスルート確保」 ②「段差復旧・陥没箇所復旧」 ③「瓦礫除去」	復旧班員	①②③瓦礫撤去範囲重機走行(ホイールローダ):2回/年 ①②③瓦礫撤去(ホイールローダ):2回/年 ①②③道路段差復旧(ホイールローダ):2回/年
	事故時の計装	○多様なハザード対応手順 ・「重要監視計器復旧」	復旧班員	・SFP水位計及び監視パラメータのデジタルレコーダへの接続訓練:1回/年
	中央制御室の居住性の確保	○AM 設備別操作手順書 ・「可搬型陽圧化空調機による中央制御室待避室陽圧化」	運転員	・可搬型陽圧化空調機による中央制御室待避室陽圧化:1回/年
		○保安班運用ガイド ・「緊急時出入管理所の設営」	保安班員	・緊急時対策所等チェンジングプレース設営訓練:1回/年
	緊急時対策所の居住性の確保	○保安班運用ガイド ①「チェンジングエリアの設営」 ②「可搬空調の設置」	保安班員	①緊急時対策所等チェンジングプレース設営訓練:1回/年 ②可搬型陽圧化空調の設置訓練:1回/年
		○総務班運用ガイド ・「緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順」	総務班員	・酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定訓練:1回/年
		○号機班運用ガイド ・「プラント状況収集・共有手順」	号機班員	・プラント状況収集・共有訓練:1回/年

第4表 重大事故等対策に関する主な訓練（6／6）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	個別訓練名称及び頻度
その他対策	緊急時対策所の居住性の確保	<p>○多様なハザード対応手順</p> <p>①「非常用D/G軽油タンクからタンクローリへの給油」</p> <p>②「タンクローリから各機器等への給油」</p> <p>③「5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬式発電機起動」</p> <p>④「5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬式発電機の切替」</p> <p>⑤「5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬式発電機燃料タンクへの燃料給油」</p>	復旧班員	<p>①⑤非常用D/G軽油タンクからの補給訓練:2回/年</p> <p>②⑤軽油地下タンクからの補給訓練:2回/年</p> <p>③④可搬式発電機操作訓練:1回/年</p>
	環境モニタリング	<p>○保安班運用ガイド</p> <p>①「緊急時構内モニタリング」</p> <p>②「小型船舶による海上モニタリング」</p> <p>③「モニタリングポストの電源確保」</p>	保安班員	<p>①放射線観測車による緊急時測定訓練:1回/年</p> <p>①緊急時構内モニタリング代替測定訓練:1回/年</p> <p>②小型船舶による海上モニタリング訓練:1回/年</p> <p>③モニタリングポスト発電機起動訓練:1回/年</p>
	気象条件の測定	<p>○保安班運用ガイド</p> <p>・「可搬型気象観測装置測定」</p>	保安班員	<p>・可搬型気象観測設備取扱訓練:1回/年</p>

第5表 教育及び訓練計画の頻度の考え方について

項目	頻度	教育訓練の方針	教育訓練の内容
教育訓練の計画	1回/年	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉施設保安規定に基づく社内マニュアルで計画の策定方針を規定する。 	<ul style="list-style-type: none"> 重大事故等対策に関する知識向上のための教育訓練等
個別訓練	1回/年	<ul style="list-style-type: none"> 各要員に対し必要な教育及び訓練項目を年1回以上実施し、評価することにより、力量が維持されていることを確認する。 各要員が力量の維持及び向上を図るためには、各要員の役割に応じた教育及び訓練を受ける必要がある。各要員の役割に応じた教育及び訓練を計画的に繰り返すことにより、各手順を習熟し、力量の維持及び向上を図る。 	<ul style="list-style-type: none"> 給水活動及び電源復旧活動等の各項目の教育・訓練（消防車による注水訓練、緊急用 M/C 受電訓練、緊急時構内モニタリング代替測定訓練他）
	2回以上/年	<ul style="list-style-type: none"> 各要員の力量評価の結果に基づき教育及び訓練の有効性評価を行い、年1回の実施頻度では力量の維持が困難と判断される教育又は訓練については、年2回以上の実施頻度に見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 給水活動及び電源復旧活動等の各項目の教育・訓練（有効性評価の結果、現状、実施頻度を年2回以上としている訓練の例は次のとおり） （瓦礫撤去（2回/年）、電源車・GTG 操作（2回/年）、ケーブル接続（2回/年）、消防車による連結送水（2回/年））
総合訓練	1回以上/年	<ul style="list-style-type: none"> 想定した原子力災害への対応、各機能や組織間の連携等、組織が予め定められた機能を発揮できることを総合的に確認する訓練を年1回以上実施し、評価することにより、緊急時対応要員の実効性等を確認する。 	<ul style="list-style-type: none"> 緊急時対応要員の实効性等を総合的に確認。

第6表 重大事故等に対処する要員の力量管理について

要員	必要な作業	必要な力量	主要な教育・訓練	主要な効果（力量）の確認方法
緊急時対策要員 ・本部長，各統括及び 技術スタッフ	○発電所における災害対策活動の実施	○事故状況の把握 ○対応判断 ○適確な指揮 ○各班との連携	○アクシデントマネジメント 教育 ○防災教育 ○総合訓練	○防災教育の実施状況，総合訓練の結果から効果（力量）の確認を行う。
緊急時対策要員 ・上記以外の要員	○発電所における災害対策活動の実施 （統括／班長指示による） ○関係箇所への情報提供 ○各班要員の活動状況把握	○所掌内容の理解 ○対策本部との情報共有 ○各班との連携		
運転員	○事故状況の把握 ○事故拡大防止に必要な運転上の措置 ○除熱機能等確保に伴う措置	○確実なプラント状況把握 ○運転操作 ○事故対応手順の理解	○アクシデントマネジメント 教育 ○防災教育 ○総合訓練 ○シミュレータ訓練	○事故を収束できること，適切に作業を実施できることをシミュレータ訓練の結果，防災教育等の実施状況から効果（力量）の確認を行う。
実施組織	○復旧対策の実施 ・資機材の移動，電源車による給電， 原子炉への注水，使用済燃料プール への注水等 ○消火活動	○個別手順の理解 ○資機材の取り扱い ○配置場所の把握	○アクシデントマネジメント 教育 ○防災教育 ○総合訓練 ○各班機能に応じた個別訓練	○必要な活動ができることを各班機能に応じた個別訓練の結果，総合訓練の結果，防災教育の実施状況から効果（力量）の確認を行う。
支援組織	○事故拡大防止対策の検討 ○資材の調達及び輸送 ○放射線・放射能の状況把握 ○社外関係機関への通報・連絡	○事故状況の把握 ○各班との情報共有 ○個別手順の理解 ○資機材の取り扱い	○アクシデントマネジメント 教育 ○防災教育 ○総合訓練 ○各班機能に応じた個別訓練	○防災教育の実施状況，個別訓練の結果から効果（力量）の確認を行う。

第7表 プラント設備への習熟のための保守点検活動

対象者	主な活動	保守点検活動の内容（例）	社内マニュアル
入社1年目 原子力技術系社員 （全員）	現場実習	<ul style="list-style-type: none"> 入社後、原子力発電所の基礎知識を学んだ後、発電所の当直にて、現場を中心に巡視点検（実習）、系統・設備の現場トレース、運転操作OJT等を受け、現場実習を受ける。その後、引き続き当直業務に就く場合と、保全等の業務に就く場合があり、各職場で現場業務を実施。 	教育及び訓練基本マニュアル
運転員	巡視点検	<ul style="list-style-type: none"> 巡視点検を1回以上／直で実施。 必要により簡易な保守を実施。 	運転管理基本マニュアル
	運転操作	<ul style="list-style-type: none"> プラント起動又は停止時の運転操作及び機器の状態確認 非常用炉心冷却設備等の定期的な起動試験に係る運転操作及び機器の状態確認 	運転管理基本マニュアル
保全部員	保守管理	<ul style="list-style-type: none"> 設備ごとに担当者を定め、プラント運転中の定期的な巡視、及びプラント起動停止時や試運転時に立会い、異常有無等の状態を確認。 設備不具合時等に設備の状況を把握し、原因の特定及び復旧方針を策定。デジタル制御装置については、不具合基板を特定し基板取替作業を実施。 	保守管理基本マニュアル
	工事管理 （調達管理）	<ul style="list-style-type: none"> 各設備の定期的な保守点検工事、あるいは修繕工事等において、当社立会のホールドポイントを定めて、設備ごとの担当者が分解点検等の現場に立会い、設備の健全性確認を行うとともに、作業の安全管理等を実施。 	保守管理基本マニュアル 調達管理基本マニュアル
	教育訓練	<ul style="list-style-type: none"> 保全部配属後、技能訓練施設において、基本的な設備（制御弁、ポンプ、モータ、手動弁、遮断器、検出器、伝送器、制御器等）の分解点検や組立て及び点検調整等の実習トレーニングを行い、現場技能を習得。 また、OJTを主体に専門知識の習得を図ることで、技術に堪能な人材を早期に育成。 	教育及び訓練基本マニュアル

要員の力量評価及び教育訓練の有効性評価について

1. 要員の力量評価

各要員の力量評価は、訓練における対応状況をあらかじめ定めた力量水準に照らして行う。具体的には、訓練ごとに設定した判定基準を満たした訓練を有効なものとし、その訓練における各要員の対応状況を評価する。評価は、当該訓練で既に力量を有している者を評価者として配置し、評価者が評価対象の要員の対応状況を確認し、第2表に示す力量水準に照らして力量レベルを判定する。（第1、2表参照）

なお、判定基準を満たさなかった訓練については、判定基準を満たすまで訓練を行う。

第1表 力量評価の例

訓練実施日時		平成〇年〇月〇日 〇時〇分～〇時〇分	
NO	訓練内容〔上段〕	所要時間(分)	
	判定基準(目標値)〔下段〕		
①	高圧ケーブルM/C接続訓練	50	
	70分以内に完了(60分)		
②	低圧ケーブルMCC接続訓練	45	
	70分以内に完了(60分)		
要員名 個人力量評価	指揮者	東電太郎	合格
	担当者	東電次郎	優
		東電三郎	可
		東電四郎	良
評価者	東京雷太		

第2表 力量レベルと力量水準の例

力量レベル	力量水準
指揮者	<ul style="list-style-type: none"> 訓練手順書の指揮者の業務に精通し、作業班の指揮・統括ができる。 本部と連絡を取りながら、現場進捗状況の説明ができる。 本部と連絡を取りながら、プラント状況の理解ができる。
担当者 優	作業手順に精通し、自立的に、速やかに作業が実施できる技量を持っている。
担当者 良	手順書を確認しながらであれば、作業を自立的に実施可能である。
担当者 可	一人ではできないが、指示を受けながら作業が実施可能である。
担当者 不可	指示された作業ができない。

2. 教育訓練の有効性評価

教育訓練の有効性は、個別訓練ごとに必要人数を満たしているか否かを確認することで評価する。具体的には、各要員の力量評価の結果を訓練ごとに集約し、必要な力量を有した要員を確保できているか確認することにより行う。(第3表参照) その結果、必要な力量を有した要員が確保できていない場合には、教育訓練の実施頻度、内容等を見直す。

第3表 教育訓練の有効性評価の例

個別訓練項目	力量レベル	必要人数 ①	力量保持者数 ②	余裕人数 ②-①
消防車による注 水訓練	指揮者	21	48	27
	担当者 (優又は良)	49	122	73

社外評価に対するフィードバックについて

2015年6月29日から2015年7月13日にかけて、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉を対象に受審した国際原子力機関（IAEA）による運転安全評価レビューを具体例に、社外評価に対するフィードバックについて示す。

今回の社外評価では、運営面を中心とする有益な推奨を6件、提案を9件頂き、より高い水準の安全レベルを目指すために重要な課題であると認識した。指摘事項に対しては、発電所が中心となり本社と連携しレビュー直後から速やかに対策の検討を開始し、既に展開中のものもあり、今後、全てのレビュー内容を着実に反映していくこととしている。発電所内では定期的に進捗を確認するとともに、本社は発電所の対応状況を確認し、必要に応じて支援を行う。

また、今後、フォローアップレビューを受けることにより、当社の改善の進捗を確認いただく予定です。なお、今回の社外評価における主な指摘事項と当社の対応方針を下記の第1表に示す。

第1表 IAEA 運転安全評価レビューにおける指摘事項と対応方針（抜粋）

評価	指摘事項	対応方針
推奨	発電所構内において、安全手袋や安全帯の装着方法について、更なる周知・徹底が望まれる。	作業安全ルール全体に対して、リスクに見合う基準を明確にする。
	緊急時計画及び手順について、文書化が完了していない。	<ul style="list-style-type: none"> ・警戒事態及び原子力緊急事態が発生した場合の基本的な対応計画を作成するとともに、各機能班の対応手順を明確にした個別手順を作成する。 ・緊急時における対応計画や個別手順を基に、引き続き計画的に訓練を実施する。(手順書整備後適宜実施)
提案	自衛消防隊が火災現場に到着するまでに、原子炉建屋入口にてエスコート（運転員）を待つ必要があり、目標時間の達成が困難になっている。	自衛消防隊が最短で火災現場へ到着するために、エスコートとの合流箇所を見直した上で訓練を実施し、改善を進める。
	放射線管理区域外への汚染物品の持ち出しや身体汚染の管理に改善の余地がある。	作業時、汚染区域出口に汚染検査員を常時配置し、作業員と物品の汚染検査を行う（従来は物品のみ）。

全交流動力電源喪失（SBO）環境下における操作項目の訓練実績について

1. 訓練実績

有効性評価シナリオにおける操作項目及び全交流動力電源喪失（以下、SBO という）時に期待している操作項目について、平成 28 年度の訓練実績を第 1 表、第 2 表に記載する。

これら訓練は操作項目に応じて、

- ・手順書を用いた机上確認
- ・シミュレータを用いた通常時の運転操作や事故対応操作の訓練
- ・中央制御室及び現場にて、操作員が手順に従い対応する訓練（実際に操作出来ない弁については、当該弁の前で模擬操作等を行い訓練）

により対応している。

2. SBO時を想定した訓練について

建屋内には可搬型照明設備を設置しているため、SBO時の対応操作への影響はないと考えるが、SBO時に操作場所が暗所となる場合を想定したSBO環境下の訓練についても、計画的に実施している。

建屋内操作場所のSBO環境下の模擬は、プラント運転中では安全確保上難しいことから、プラント停止中に実施する訓練として位置づけている。また、操作場所の照明消灯等により暗所を模擬し、暗所でも操作対象弁が分かるよう反射テープや蛍光マーカーを施した弁の模擬操作訓練を行う等、実践的な訓練を行うことで、運転員の力量向上に努めている。

なお、屋外の対応操作については、夜間、荒天等様々な環境においても対応ができるよう、悪条件を想定した訓練を行っている。

3. その他

これまでは対応操作の習熟のため、単一の対応操作訓練を中心に行っていたが、今後の訓練においては、当該対応操作が設備不具合等により失敗することを想定し、1つの対応操作がうまく行かなかった場合であっても、次の対応操作に移行することを考慮した複合的な対応操作訓練を実施する。

第1表 有効性評価シナリオにおける操作項目の訓練実績(平成28年度※1)

作業項目	作業内容(有効性評価シナリオ)	操作要員 (操作場所)	訓練名称、対応手順書等	訓練内容	訓練頻度	平成28年度 訓練実績		備考
						実績頻度	参考 実績回数 (訓練時の実績操作時間) ^{※2}	
MUWCポンプによる原子炉注水	低圧代替注水系(常設)準備操作(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)③-1-3 MUWCポンプによる原子炉注水	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得 ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。 ・起動前確認(電源確認等) ・MUWCによる原子炉注水(ラインナップ、注水操作) ※実操作ができない機器の操作(ポンプ起動、弁の開閉等)は、模擬操作で実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回(5分~21分30秒)	-
	低圧代替注水系(常設)準備操作(中央制御室)	運転員 (中央制御室)						
	低圧代替注水系(常設)準備操作(現場)	運転員 (現場)						
消防車による原子炉注水	低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水 準備操作(現場)	運転員 (現場)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)③-1-5 消防車による原子炉注水	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得 ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。 ・起動前確認(電源確認等) ・消防車からのホース接続口ラインナップ ・原子炉注水ラインナップ ※実操作ができない機器の操作(ポンプ起動、弁の開閉等)は、模擬操作で実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回(16分~40分40秒)	-
	低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水 準備操作(緊急時対策要員)	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) 消防車による送水(原子炉注水)	消防ホースを展開して接続口への接続する実技訓練を実施。 淡水貯水池にて、消防車を連結させ淡水放水を行う実技訓練を実施。	1回/年	1回/年以上実施	58回(30分以内)	-
RHRポンプによる原子炉注水	残留熱除去系 起動操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)③-1-1 RHR(A)による原子炉注水 (AM設備別操作手順書)③-1-2 RHR(B)による原子炉注水	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。(全手順) ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練(③-1-2)を実施。 ・起動前確認(電源確認、冷却水確保確認等) ・S/P~原子炉までのラインナップ ・封水ポンプ起動 ※実操作ができない機器の操作(ポンプ起動、弁の開閉等)は、模擬操作で実施。 ※③-1-1については、操作対象機器を手順記載順に確認を実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回(5分~26分20秒)	-
	残留熱除去系(低圧注水モード) 起動操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】	訓練シナリオに応じた対応操作で訓練	1回/年・班	-	-	通常のプラント操作または事故対応操作のため、個別の操作訓練は行わず、シミュレータのチーム連携訓練に包含して訓練を実施
	低圧注水モードから 低圧代替注水系(常設)切替	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】					
RCICポンプによる原子炉注水	原子炉隔離時冷却系 注水操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】	訓練シナリオに応じた対応操作で実施	1回/年・班	-	-	通常のプラント操作または事故対応操作のため、個別の操作訓練は行わず、シミュレータのチーム連携訓練に包含して訓練を実施
HPACによる原子炉注水	高圧代替注水系起動操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)③-2-1 HPAC現場起動	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得 ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。 ・監視計器復旧 ・注水ラインナップ ・HPAC起動、注水 ※実操作ができない機器の操作(ポンプ起動、弁の開閉等)は、模擬操作で実施。 ※K6はHPAC本体未設置のため、机上のみ実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	5回(41分~50分)	-
MUWCポンプによる格納容器スプレ イ	代替格納容器スプレ冷却系 準備操作(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)⑤-2 MUWCによるPCVスプレ	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得 ※本手順の操作は、③-1-3 MUWCによる原子炉注水手順とほぼ同じことから、③-1-3の手順を代表し実施。(手順相互の差異については机上および操作対象機器の確認を実施)	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	-	-
	代替格納容器スプレ冷却系 準備操作(現場)	運転員 (現場)						
RHRポンプによるS/Cクーリング	残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 起動準備	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)⑩-1 RHR(A)によるS/P除熱 (AM設備別操作手順書)⑩-2 RHR(B)によるS/P除熱	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得 ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練(⑩-2)を実施。 ・起動前確認 ・ラインナップ ※実操作ができない機器の操作(ポンプ起動、弁の開閉等)は、模擬操作で実施。 ※⑩-1については、操作対象機器を手順記載順に確認を実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回(7分~16分)	-
	残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 起動操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】	訓練シナリオに応じた対応操作で実施	1回/年・班	-	-	通常のプラント操作または事故対応操作のため、個別の操作訓練は行わず、シミュレータのチーム連携訓練に包含して訓練を実施
	残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード操作	運転員 (中央制御室)						
RHRポンプによるSHC	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統構成(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)⑨-1 RHR(A)による原子炉除熱 (AM設備別操作手順書)⑨-2 RHR(B)による原子炉除熱	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得 ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練(⑨-2)を実施。 ・起動前確認 ・ラインナップ ※実操作ができない機器の操作(ポンプ起動、弁の開閉等)は、模擬操作で実施。 ※⑨-1については、操作対象機器を手順記載順に確認を実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回(16分~63分)	-
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統構成(現場)	運転員 (現場)						
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)起動操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】	訓練シナリオに応じた対応操作で実施	1回/年・班	-	-	通常のプラント操作または事故対応操作のため、個別の操作訓練は行わず、シミュレータのチーム連携訓練に包含して訓練を実施
	原子炉停止時冷却モード 起動準備	運転員 (中央制御室)						

作業項目	作業内容(有効性評価シナリオ)	操作要員 (操作場所)	訓練名称、対応する手順書等	訓練内容	訓練頻度	平成28年度 訓練実績		備考
						実績頻度	参考 実績回数 ^{※2} (訓練時の実績操作時間)	
ATWS一連対応	自動減圧系 自動起動阻止	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】 (事故時運転操作手順書(微候ベース)):「反応度制御」	訓練シナリオに応じた対応操作で実施	1回/年・班	-	-	通常のプラント操作または事故対応操作のため、個別の操作訓練は行わず、シミュレータのチーム連携訓練に包含して訓練を実施
	残留熱除去系 運転モード切替	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】 (事故時運転操作手順書(微候ベース)):「反応度制御」					
	ほう酸水注入系 起動操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】 (事故時運転操作手順書(微候ベース)):「反応度制御」					
	原子炉水位調整操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】 (事故時運転操作手順書(微候ベース)):「反応度制御」					
原子炉減圧操作	原子炉急減圧操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】 (事故時運転操作手順書(微候ベース)):「反応度制御」	訓練シナリオに応じた対応操作で実施	1回/年・班	-	-	通常のプラント操作または事故対応操作のため、個別の操作訓練は行わず、シミュレータのチーム連携訓練に包含して訓練を実施
	原子炉減圧操作	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練:シミュレータチーム連携訓練】 (事故時運転操作手順書(微候ベース)):「反応度制御」					
ISLOCA対応	高圧炉心注水系からの漏えい停止操作(現場操作)	運転員 (現場)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (事故時運転操作手順書(微候ベース)):「原子炉建屋制御」等	・HPCF注入弁隔離操作(移動、弁手動閉操作(模擬)) ・耐熱服、オキシゼム等の放射線保護具装着	1回/年・班	-	-	高圧炉心注水系からの漏えい停止操作訓練については、平成29年度より訓練を実施予定
RHRミニフロー弁戻開放対応	原子炉ウエル水位低下調査/隔離操作(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 原子炉ウエル水位低下調査/隔離操作訓練	・原子炉ウエル水位低下調査(状況把握、対応指示等) ・原子炉ウエル水位低下原因の除去(RHRミニマムフロー弁隔離操作:模擬操作)	1回/年・班	-	-	原子炉ウエル水位低下調査/隔離操作訓練については、平成29年度より訓練を実施予定
	原子炉ウエル水位低下調査/隔離操作(現場)	運転員 (現場)		・原子炉ウエル水位低下調査(現場への移動・弁状態確認、電源盤への移動) ・原子炉ウエル水位低下原因の除去(RHRミニマムフロー弁電源復旧操作:模擬操作)				
格納容器ベント操作	格納容器ベント準備操作(ベントバウンダリ構成)	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)④-4.炉心損傷前PCVベント(フィルタベント使用(S/C)) (AM設備別操作手順書)④-5.炉心損傷後PCVベント(耐圧強化ライン使用(S/C)) (AM設備別操作手順書)④-6.炉心損傷前PCVベント(フィルタベント使用(D/W)) (AM設備別操作手順書)④-7.炉心損傷前PCVベント(耐圧強化ライン使用(D/W)) (AM設備別操作手順書)④-8.炉心損傷後PCVベント(フィルタベント使用(S/C)) (AM設備別操作手順書)④-9.炉心損傷後PCVベント(耐圧強化ライン使用(S/C)) (AM設備別操作手順書)④-10.炉心損傷後PCVベント(フィルタベント使用(D/W)) (AM設備別操作手順書)④-11.炉心損傷後PCVベント(耐圧強化ライン使用(D/W)) (AM設備別操作手順書)④-12.PCVベント(遠隔操作可能弁開閉操作) (AM設備別操作手順書)④-13.PCVベント弁駆動源確保(予備ポンベ)	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。(全手順) ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。 実施手順:④-4、④-5、④-8、④-12、④-13 ※その他の手順については、対応機器の現場確認を実施。 ・準備(操作前確認) ・電源確保 ・ラインナップ ・ベント開始、停止 ・遠隔操作可能弁の開閉操作(一部の班については工事に伴い未実施) ・予備ポンベ交換(S/Cベント弁駆動用にて実施) ※実操作ができない機器の操作(弁の開閉等)は、模擬操作で実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	④-4:5回(28分20秒~39分) ④-5:5回(30分~69分) ④-8:5回(55分~104分15秒) ④-12:2回 (弁操作10分~45分) ④-13:5回(S/Cベント駆動用にて実施)(16分30秒~34分)	-
	格納容器ベント準備操作(ベントバウンダリ構成)	運転員 (現場)						
	格納容器ベント準備操作(ベントライン構成)	運転員 (現場)						
	格納容器ベント操作	運転員 (中央制御室)						
	格納容器ベント操作(現場)	運転員 (現場)						
	格納容器ベント停止操作	運転員 (現場)						
FCVS対応操作	格納容器ベント準備操作(排水ポンプ水張り)	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り	訓練計画策定中 (設備完成後に訓練実施予定)				
	フィルタ装置水位調整	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) フィルタベント水位調整(水張り) 【個別訓練】 多様なハザード対応手順 フィルタベント水位調整(水抜き)					
	フィルタ装置pH測定	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) フィルタ装置スクラバpH測定					
	フィルタ装置薬液補給	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) フィルタ装置薬液補給					
	ドレン移送ラインN2バージ	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) ドレン移送ラインN2バージ					
水源確保	淡水貯水池から大浸側防火水槽への補給準備	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) 貯水池から大浸側防火水槽への補給	淡水貯水池から大浸側防火水槽への送水する実技訓練を実施(宿直体制)。	1回/年	1回/年以上実施	6回(1時間以内)	-
	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による防火水槽から復水貯蔵槽への補給	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) 消防車によるCSPへの補給(淡水/海水)	淡水貯水池から大浸側防火水槽への送水する実技訓練を実施(日勤体制)。	1回/年	1回/年以上実施	4回(1時間以内)	
給油作業	燃料給油準備(可搬型代替注水ポンプ(A-2級))	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) タンクローリーから各機器等への給油	①非常用D/G軽油タンクからローリー車へ補給を行う模擬操作を実施。 ②非常用D/G軽油タンクへローリー車へ補給するためのフランジを接続する模擬操作を実施。	①1回/半期 ②1回/年	①1回/半期以上実施 ②1回/年以上実施	①59回(10分以内) ②35回(20分以内)	-
	燃料給油準備(第一GTG)	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) タンクローリーから各機器等への給油					-
	燃料給油準備(電源車・大容量送水車(熱交換器ユニット用))	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) タンクローリーから各機器等への給油					-

作業項目	作業内容(有効性評価シナリオ)	操作要員 (操作場所)	訓練名称、対応する手順書等	訓練内容	訓練頻度	平成28年度 訓練実績		備考					
						実績頻度	参考 実績回数 ^{※2} (訓練時の実績操作時間)						
GTG対応(運転中)	常設代替交流電源設備 準備操作(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)①-1-1.緊急用M/CからM/C7C・7Dへの電路構成 (AM設備別操作手順書)①-1-2.大浸倒緊急用M/CからM/C7C・7Dへの電路構成 (AM設備別操作手順書)①-1-6.第一GTG又は電源車からAM用MCCへの電路構成 (AM設備別操作手順書)①-1-7.緊急用M/CからAM用MCCへの電路構成 (AM設備別操作手順書)①-1-8.大浸倒緊急用M/CからAM用MCCへの電路構成 (AM設備別操作手順書)①-2.第一ガスタービン発電機起動 (AM設備別操作手順書)①-3-1.M/C7C・7D受電	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。(全手順) ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。 実施手順:①-3-1 ※その他の手順については、操作対象機器未設置のため本年度訓練は机上のみ実施 ・M/C 7C, 7D受電準備 ・M/C 7C, 7D受電 ・電源相回転確認(C系, D系) ※実操作ができない機器の操作(電源盤操作等)は、模擬操作で実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回 ・C系受電準備(10分~26分) ・C系受電(3分~14分) ・D系受電準備(5分~41分) ・D系受電(5分~27分)	-					
	常設代替交流電源設備 準備操作(第一GTG)	運転員 (中央制御室)											
	常設代替交流電源設備 準備操作(各M/C系列)	運転員 (現場)											
	常設代替交流電源設備による受電操作	運転員 (現場)											
GTG対応(運転中) ※大LOCA専用(実カベース)	常設代替交流電源設備 準備操作(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	「GTG対応(運転中)」の項の実績に同じ										
	常設代替交流電源設備 準備操作(第一GTG)	運転員 (中央制御室)											
	常設代替交流電源設備 準備操作(各M/C系列)	運転員 (現場)											
	常設代替交流電源設備による受電操作	運転員 (現場)											
GTG対応(停止時)	常設代替交流電源設備 準備操作(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	「GTG対応(運転中)」の項の実績に同じ										
	常設代替交流電源設備 準備操作(第一GTG)	運転員 (中央制御室)											
	常設代替交流電源設備 準備操作(各M/C系列)	運転員 (現場)											
	常設代替交流電源設備による受電操作	運転員 (現場)											
RCIC直流電源確保	所内蓄電式直流電源設備切替操作(A→A-2)	運転員 (現場)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)①-7.直流125V蓄電池切替(7A, 7A-2, AM用)	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。 ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。 実施手順:①-7 ・切替前準備 ・直流125V蓄電池7A→直流125V蓄電池7A-2への受電切替 ・直流125V主母線盤7A負荷抑制 ・直流125V蓄電池7A-2→AM用直流125V蓄電池への受電切替 ※実操作ができない機器の操作(電源盤操作等)は、模擬操作で実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回 ・7A⇒7A-2(9分~26分) ・7A負荷抑制(8分~47分) ・7A-2⇒AM(7分~37分)	-					
	所内蓄電式直流電源設備切替操作(A-2→AM用)	運転員 (現場)											
遮断器制御電源確保	直流125V主母線盤A受電準備	運転員 (現場)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)①-8.直流125V充電器盤7A受電	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。 ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。 実施手順:①-8 ・受電前確認 ・C/B計測制御電源区域(A)送・排風機起動 ・直流125V充電器盤7A受電(優先1, 2, 3) ・蓄電池しゃ断器開放 投入 ※実操作ができない機器の操作(電源盤操作等)は、模擬操作で実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回(27分~57分)	-					
	直流125V主母線盤A受電操作	運転員 (現場)											
代替原子炉補機冷却系	代替原子炉補機冷却系 準備操作(現場)	運転員 (現場)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)⑧-3.代替HxIによる補機冷却水(A)確保 (AM設備別操作手順書)⑧-4.代替HxIによる補機冷却水(B)確保	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。(全手順) ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。 ※⑧-3については、対応機器の現場確認を実施。 実施手順:⑧-4 ・RCW系ラインナップ ・CAMS電源確保 ※実操作ができない機器の操作(弁操作, 電源盤操作等)は、模擬操作で実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回(140分~238分)	-					
	代替原子炉補機冷却系 準備操作(現場)	運転員 (現場)											
	代替原子炉補機冷却系 準備操作(緊急時対策要員)	緊急時対策要員 (現場)							代替熱交換器専用の資機材を高台から移動し配置する実技訓練を実施。	1回/年	-	-	代替HxIによる補機冷却水確保については、平成29年3月に訓練を実施予定。
									代替熱交換器車の補機冷却水用ホースを接続する実技訓練を実施。	1回/年	-	-	代替HxIによる補機冷却水確保については、平成29年3月に訓練を実施予定。
									代替原子炉補機冷却水ポンプ用の変圧器を移動し配置する実技訓練を実施。	1回/年	-	-	代替HxIによる補機冷却水確保については、平成29年3月に訓練を実施予定。
									代替原子炉補機冷却水ポンプ用の電源ケーブルを接続する実技訓練を実施。	1回/年	-	-	代替HxIによる補機冷却水確保については、平成29年3月に訓練を実施予定。
代替熱交換器の冷却用海水を送水するための大容量送水車を高台から移動して配備する実技訓練を実施。	1回/年	-	-	代替HxIによる補機冷却水確保については、平成29年3月に訓練を実施予定。									
代替原子炉補機冷却水ポンプ用の電源車を起動する実技訓練を実施。	2回/年	2回/年以上実施	56回(50分以内)	-									

作業項目	作業内容(有効性評価シナリオ)	操作要員 (操作場所)	訓練名称、対応する手順書等	訓練内容	訓練頻度	平成28年度 訓練実績		備考	
						実績頻度	参考 実績回数 ^{※2} (訓練時の実績操作時間)		
代替循環冷却系運転	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成1)(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)⑩-6.代替循環冷却系によるPCV内の減圧及び除熱	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。 ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。 ・起動前確認 ・水源切替準備 ・循環冷却運転開始 (原子炉注水・格納容器スプレイ) (下部D/W注水・格納容器スプレイ) ※実操作ができない機器の操作(弁操作、電源盤操作等)は、模擬操作で実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	5回(69分~218分)	-	
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成2)(中央制御室)	運転員 (中央制御室)							
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成1)(現場)	運転員 (現場)							
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成2)(現場1)	運転員 (現場)							
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成2)(現場2)	運転員 (現場)							
	低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水 (中央制御室)	運転員 (中央制御室)							
	代替循環冷却運転開始	運転員 (中央制御室)							
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水 (緊急時対策要員)	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) 消防車による送水(原子炉注水)	「消防車による原子炉注水」の項の実績に同じ						
SBO後のCAMS再起動	原子炉格納容器内水素・酸素濃度計(CAMS)再起動	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)⑧-3.代替Hxによる補機冷却水(A)確保 (AM設備別操作手順書)⑧-4.代替Hxによる補機冷却水(B)確保	代替原子炉補機冷却系の項で実施している中において ・CAMS電源確保 を実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	-	-	
下部ベデスタル注水	格納容器下部注水系準備操作(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)⑩-1.MUWCIによる下部D/W注水 (AM設備別操作手順書)⑩-2.消火ポンプによる下部D/W注水 (AM設備別操作手順書)⑩-3.消防車による下部D/W注水	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。(⑩-1、⑩-2) ②中央制御室および現場にて、各操作員が手順に従い実技訓練を実施。(⑩-2) (⑩-2) ・起動前確認 ・消火ポンプ起動 ・消火ポンプによるベデスタル注水ラインナップ ※実操作ができない機器の操作(弁操作、電源盤操作等)は、模擬操作で実施。 ※⑩-1、⑩-3については、平成29年度より訓練実施予定	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	⑩-2:10回(19分~37分45秒)	MUWC、消防車による下部D/W注水については、平成29年度より訓練を実施予定	
	格納容器下部注水系準備操作(現場)	運転員 (現場)							
SFP漏えい対応	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による使用済燃料プールへの補給準備(常設スプレイライン使用)	緊急時対策要員 (現場)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) 消防車による送水(SFP常設スプレイ)	「消防車による原子炉注水」の項の実績に同じ					
	使用済燃料プール漏えい箇所隔離(中央制御室)	運転員 (中央制御室)	【個別訓練】 (多様なハザード対応手順) 消防車による送水(SFP可搬型スプレイ)	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。 ②技能訓練施設の原子炉模擬設備の模擬燃料プールにて、ステンレス銅板を使用した漏洩緩和訓練を行う(※平成29年度より訓練実施予定)	1回/年・班	-	-	漏えい緩和訓練については、平成29年度より訓練を実施予定	
	使用済燃料プール漏えい箇所隔離(現場)	運転員 (現場)							

※1: 訓練実績は平成29年2月末時点での集計結果。
 ※2: 平成28年度の訓練は最新手順を用いていない訓練を含むため、実績回数(訓練時の実績操作時間)は参考として記載。
 なお、今後の検討結果を手順に反映し、平成29年度は最新の手順を用いて訓練を行う予定。

第2表 有効性評価シナリオ外でSBO時に期待している操作項目の訓練実績(平成28年度^{※1})

作業項目	作業内容(有効性評価シナリオ)	操作要員 (操作場所)	訓練名称、対応する手順書等	訓練内容	訓練頻度	平成28年度 訓練実績		備考
						実績頻度	参考 実績回数 ^{※2} (訓練時の実績操作時間)	
【SBO】 RCIC現場起動	-	運転員 (現場)	【運転員教育・訓練(標準訓練):安全対策設備訓練】 (AM設備別操作手順書)③-2-2.RCIC現場起動	①AM設備別操作手順書を使用し、対応手順を机上で習得。 ②手順書に従い、中操・現場にて訓練を実施(模擬操作含む) ・可搬式原子炉水位計接続 ・RCIC起動前ラインナップ ・RCIC起動、注水 ※実際に操作できない機器(弁・電源等)については、模擬操作にて実施。	1回/年・班	1回/年・班 以上実施	10回(62分30秒~119分)	-

※1: 訓練実績は平成29年2月末時点での集計結果。
 ※2: 平成28年度の訓練は最新手順を用いていない訓練を含むため、実績回数(訓練時の実績操作時間)は参考として記載。
 なお、今後の検討結果を手順に反映し、平成29年度は最新の手順を用いて訓練を行う予定。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

添付資料 1.0.10

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

重大事故等時の体制について

< 目 次 >

1.	重大事故等対策に係る体制の概要.....	1.0.10-1
	(1) 体制の特徴	1.0.10-1
	(2) 重大事故等に対処する要員の確保に関する基本的な考え方.....	1.0.10-2
	(3) 重大事故等対策における判断者及び操作者について.....	1.0.10-2
	a. 判断者の明確化	1.0.10-2
	b. 操作者の明確化	1.0.10-3
2.	柏崎刈羽原子力発電所における重大事故等対策に係る体制について.....	1.0.10-3
	(1) 発電所対策本部の体制概要.....	1.0.10-3
	a. 発電所長の役割	1.0.10-3
	b. 発電所対策本部の構成	1.0.10-3
	c. 緊急時対策要員が活動する施設	1.0.10-5
	(2) 発電所対策本部の要員参集.....	1.0.10-6
	a. 運転員	1.0.10-6
	b. 発電所内に常駐している緊急時対策要員	1.0.10-7
	c. 発電所外から発電所に参集する緊急時対策要員	1.0.10-8
	(3) 通報連絡	1.0.10-9
	(4) 発電所対策本部内における各機能班との情報共有について.....	1.0.10-9
	a. プラント状況、重大事故等への対応状況の情報共有	1.0.10-9
	b. 指示・命令、報告	1.0.10-10
	c. 本社対策本部間との情報共有	1.0.10-10
	(5) 交替要員の考え方.....	1.0.10-10
3.	発電所外における重大事故等対策に係る体制について.....	1.0.10-11
	(1) 本社対策本部	1.0.10-11
	a. 本社対策本部の体制概要	1.0.10-11
	b. 本社対策本部設置までの流れ	1.0.10-13
	c. 広報活動	1.0.10-13
	(2) 原子力事業所災害対策支援拠点.....	1.0.10-13
	(3) 中長期的な体制.....	1.0.10-14
	第1表 態勢の区分と緊急時活動レベル (EAL)	1.0.10-15
	第2表 本部長不在時の代行順位.....	1.0.10-16
	第1図 柏崎刈羽原子力発電所 原子力防災組織 体制図 (第2次緊急時態勢・ 参集要員召集後 (6号及び7号炉とも運転中の場合))	1.0.10-17
	第2図 柏崎刈羽原子力発電所 原子力防災組織 体制図	

	(夜間及び休日 (6号及び7号炉とも運転中の場合))	1.0.10-18
第3図	柏崎刈羽原子力発電所 原子力防災組織 体制図 (ブルーム通過時)	1.0.10-19
第4図	中央制御室運転員の体制 (6号及び7号炉運転中の場合)	1.0.10-20
第5図	中央制御室運転員の体制 (6号炉運転中, 7号炉停止中の場合)	1.0.10-21
第6図	中央制御室運転員の体制 (6号及び7号炉停止中の場合)	1.0.10-22
第7図	発電所における態勢発令と緊急時対策要員の非常召集	1.0.10-23
第8図	自動呼出・安否確認システムによる非常召集連絡	1.0.10-24
第9図	重大事故等発生からの緊急時対策要員の動き (6号及び7号炉対応要員)	1.0.10-25
第10図	緊急時対策要員の非常召集の流れ	1.0.10-26
第11図	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所 (対策本部) における各機能班, 本社緊急時対策本部との情報共有イメージ	1.0.10-27
第12図	重大事故等時の支援体制 (概要)	1.0.10-28
第13図	本社対策本部の構成	1.0.10-29
第14図	本社における態勢発令と緊急時対策要員の非常召集	1.0.10-30
第15図	全面緊急事態時の情報発信体制	1.0.10-31
第16図	本社対策本部及び原子力事業所災害対策支援拠点の構成	1.0.10-32
別紙1	福島第一原子力発電所事故を踏まえた原子力防災組織の見直しについて	1.0.10-33
別紙2	柏崎刈羽原子力発電所における緊急時対策本部体制と指揮命令及び情報の流れ	1.0.10-42
別紙3	自衛消防隊の体制について	1.0.10-51
別紙4	重大事故等時における緊急時対策要員の動き	1.0.10-58
別紙5	緊急時対策所における主要な資機材一覧	1.0.10-59
別紙6	緊急時対策要員による通報連絡について	1.0.10-60
別紙7	原子力事業所災害対策支援拠点について	1.0.10-61
別紙8	発電所構外からの要員の参集について	1.0.10-63
補足1	有効性評価シナリオと要員参集の整合性について	1.0.10-72
補足2	当直副長による操作員への操作指示/確認手順について	1.0.10-74
補足3	発電所が締結している医療協定について	1.0.10-75

1. 重大事故等対策に係る体制の概要

発電所において、重大事故等を起因とする原子力災害が発生するおそれがある場合、又は発生した場合に、事故原因の除去、原子力災害の拡大の防止、その他必要な活動を円滑に行うため、原子力防災管理者（発電所長）は、事象に応じて原子力警戒態勢、第1次、第2次緊急時態勢を発令し、発電所長を本部長とする原子力警戒本部又は緊急時対策本部（以下「発電所対策本部」という。）を設置する。（第1表）

また、発電所における原子力警戒態勢又は緊急時態勢の発令を受けた本社は、本社原子力警戒態勢又は本社緊急時態勢を発令し、本社に原子力警戒本部又は緊急時対策本部（以下「本社対策本部」という。）を設置する。

発電用原子炉施設に異常が発生し、その状況が原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）第10条第1項に基づく特定事象である場合の通報、態勢の発令、対策本部の設置等については、原災法第7条に基づき作成している柏崎刈羽原子力発電所原子力事業者防災業務計画（以下「防災業務計画」という。）に定めている。

防災業務計画には、発電所対策本部の設置、原子力防災要員を含む緊急時対策要員を置くこと、並びにこれを支援するため本社対策本部を設置することを規定している。これらの組織により全社（全社とは、東京電力ホールディングス株式会社及び各事業子会社（東京電力フェUEL&パワー株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社、東京電力エナジーパートナー株式会社）のことをいい以下同様とする。）として原子力災害事前対策、緊急事態応急対策及び原子力災害中長期対策を実施できるようにしておくことで、原災法第3条で求められる原子力事業者の責務を果たしている。

以下に具体的な重大事故等時の体制について示す。

(1) 体制の特徴

当社は、福島第一原子力発電所事故から得られた課題から原子力防災組織に適用すべき必要要件を定め、米国における非常事態対応のために標準化されたIncident Command System(ICS)を参考に、重大事故等の中期的な対応が必要となる場合及び発電所の複数の原子炉施設で同時に重大事故等が発生した場合に対応できるよう、原子力防災組織を構築している。（別紙1）

発電所における原子力防災組織は、その基本的な機能として、①意思決定・指揮、②情報収集・計画立案、③現場対応、④対外対応、⑤ロジスティック・リソース管理を有しており、①の責任者として本部長が当たり、②～⑤の機能ごとに責任者として「統括」を置いている。さらに、「統括」の下に機能班を配置し、それぞれの機能班に「班長」を置いている。

原子力防災組織の活動に当たり、各機能の責任者は情報収集を進め、それらの結果を踏まえ当面の活動目標を設定する（目標設定会議の開催）。

あらかじめ定める要領等に記載された手順の範囲内において、本部長の権限は各統

括又は各班長に委譲されており、各統括及び各班長は上位職の指示を待つことなく、自律的に活動する。

②～⑤の機能を担う必要要員規模は対応すべき事故の様相、また事故の進展や収束の状況により異なるが、プルーム通過の前・中・後でも要員の規模を拡大・縮小しながら円滑な対応が可能な組織設計となっている。

(2) 重大事故等に対処する要員の確保に関する基本的な考え方

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において重大事故等が発生した場合でも速やかに対策を行えるよう、発電所内に必要な重大事故等に対処する要員である運転員、緊急時対策要員及び自衛消防隊を常時確保する。

重大事故等の対応で、高線量下における対応が必要な場合においても、社員で対応できるよう重大事故等に対処する要員を確保する。

病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、所定の重大事故等に対処する要員に欠員が生じた場合は、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）を含め重大事故等に対処する要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた重大事故等に対処する要員の体制に係る管理を行う。

緊急時対策要員の補充の見込みが立たない場合は、原子炉停止等の措置を実施し、確保できる重大事故等に対処する要員で、安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

また、あらかじめ定めた連絡体制に基づき、夜間及び休日を含めて必要な緊急時対策要員を非常召集できるよう、定期的に連絡訓練を実施する。

(3) 重大事故等対策における判断者及び操作者について

a. 判断者の明確化

重大事故等対策の判断は全て発電所にて行うこととし、本社対策本部は全社大での体制にて、発電所で実施される対策活動の支援を行う。

運転員が使用する手順書（以下「運転操作手順書」という。）に従い実施される事故時のプラント対応の判断は、事故発生号炉の当直副長が行う。

一方、発電所対策本部で実施される対応の判断は、緊急時対策要員が使用する手順書（以下「緊急時対策本部用手順書」という。）上で役割分担に応じて定める責任者が行う。

プラントの同時発災時等において複数号炉での対応が必要な事象が発生した場合、運転操作手順書に従い実施される事故時のプラント対応の判断は、事故発生号炉の当直副長が行い、発電所対策本部は各プラントの状況（号機班）や使用可能な設備（復旧班）、事象の進展（計画班・保安班）等の状況について目標設定会議等で共有し、本部長が対応すべき優先順位の最終的な判断を行う。

b. 操作者の明確化

各種手順書は、運転員が使用する運転操作手順書と発電所緊急時対策要員が使用する緊急時対策本部用手順書と、使用主体によって整備している。

ただし、使用目的によっては、相互の手順の完遂により機能を達成する可能性があることから、重大事故等対処設備の操作に当たっては、中央制御室と発電所対策本部の間で緊密な情報共有を図りながら行うこととする。

2. 柏崎刈羽原子力発電所における重大事故等対策に係る体制について

(1) 発電所対策本部の体制概要

a. 発電所長の役割

発電所長は、発電所対策本部の本部長として統括管理を行い、責任を持って、原子力防災の活動方針の決定を行う。なお、発電所長が不在の場合又は欠けた場合は、あらかじめ定めた順位に従い、副原子力防災管理者がその職務を代行する。(第2表)

b. 発電所対策本部の構成

(a) 発電所対策本部

発電所対策本部は、実施組織及び支援組織に区分される。さらに支援組織は、技術支援組織及び運営支援組織に区分される。

実施組織は、重大事故等対策を実施する責任者として号機統括を配置し、号機統括のもと、号機班、当直（運転員）、復旧班及び自衛消防隊で構成する。

支援組織のうち技術支援組織は、復旧計画の戦略立案及び発電所内外の放射能の状況把握等を行う責任者として計画・情報統括を配置し、計画・情報統括のもと、計画班及び保安班で構成する。

支援組織のうち運営支援組織は、対外対応を行う責任者として対外対応統括及び発電所対策本部の運営を支援する責任者として総務統括を配置し、対外対応統括のもと、通報班及び立地・広報班で構成し、総務統括のもと、資材班及び総務班で構成する。

各班及び当直にはそれぞれ責任者である班長、当直副長を配置する。

統括及び班長が欠けた場合は、同じ機能を担務する下位の要員が代行するか又は上位の職位の要員が下位の職位の要員の職務を兼務することとし、具体的な代行者の配置については上位の職位の要員が決定することをあらかじめ定める。

当直副長が欠けた場合は、当直長が当直副長の職務を兼務することをあらかじめ定める。

<実施組織>

- 号機統括：対象号炉に関する事故の影響緩和・拡大防止に関わるプラント設備の
運転操作への助言，可搬型設備を用いた対応，不具合設備の復旧の統括
- 号機班：当直からの重要パラメータ及び常設設備の状況の入手，対策本部へイン
プット，事故対応手段の選定に関する当直のサポート，当直からの支援要請
に関する号機統括への助言
- 当直（運転員）：重要パラメータ及び常設設備の状況把握と操作，中央制御室内監
視・操作の実施，事故の影響緩和，拡大防止に関わるプラントの運転操作
- 復旧班：事故の影響緩和・拡大防止に関わる可搬型設備の準備と操作，可搬型設
備の準備状況の把握，号機統括へインプット，不具合設備の復旧の実施
- 自衛消防隊：火災発生時における消火活動

<技術支援組織>

- 計画・情報統括：事故対応方針の立案，プラントパラメータ等の把握とプラント
状態の予測，本部長への技術的進言・助言（重大事故等対処設備等，構内設
備の活用）
- 計画班：事故対応に必要な情報（パラメータ，常設設備の状況・可搬型設備の準
備状況等）の収集，プラント状態の進展予測・評価，プラント状態の進展予
測・評価結果の事故対応方針への反映，アクシデントマネジメントの専門知
識に関する計画・情報統括のサポート
- 保安班：発電所内外の放射線・放射能の状況把握，影響範囲の評価，被ばく管理，
汚染拡大防止措置に関する緊急時対策要員への指示，影響範囲の評価に基づ
く対応方針に関する計画・情報統括への助言，放射線の影響の専門知識に関
する計画・情報統括のサポート

<運営支援組織>

- 対外対応統括：対外対応活動の統括，対外対応情報の収集，本部長へインプット
- 通報班：対外関係機関へ通報連絡
- 立地・広報班：自治体派遣者の活動状況把握とサポート，マスコミ対応者への支
援
- 総務統括：発電所対策本部の運営支援の統括
- 資材班：資材の調達及び輸送に関する一元管理，原子力緊急事態支援組織からの
資機材受入調整
- 総務班：要員の呼集，参集状況の把握，対策本部へインプット，食料・被服の調
達，宿泊関係の手配，医療活動，所内の警備指示，一般入所者の避難指示，
物的防護施設の運用指示等

柏崎刈羽原子力発電所における緊急時対策本部体制と指揮命令及び情報の流れについて別紙2に記す。また、発電所原子力防災組織（緊急時対策要員、運転員及び自衛消防隊）の体制について第1図～第3図に、中央制御室の運転員の体制を第4図～第6図に、自衛消防隊の体制について別紙3に記す。

(b) 発電所対策本部設置までの流れ

発電所において、警戒事象（その時点では公衆への放射線による影響やそのおそれがある事象）が発生した場合、発電所長はただちに原子力警戒態勢を、特定事象又は原災法第15条第1項に該当する事象が発生した場合、発電所長はただちに緊急時態勢を発令するとともに本社原子力運営管理部長へ報告する。

発電所総務班長は、発電所対策本部を設置するため、発電所緊急時対策要員を非常召集する。（第7図）

発電所長は、発電所における緊急時態勢を発令した場合、速やかに発電所対策本部を設置する。

c. 緊急時対策要員が活動する施設

重大事故等が発生した場合において、発電所対策本部における実施組織及び支援組織が関係箇所との連携を図り迅速な対応により事故対応を円滑に実施するために、以下の施設及び設備を整備する。これらは、重大事故等時において、初期に使用する施設及び設備であり、これらの施設又は設備を使用することによって発電用原子炉の状態を確認し、必要な所内外各所へ通報連絡を行い、また重大事故等対処のため夜間においても速やかに現場へ移動する。なお、これらは重大事故等への対応における各班、要員数を踏まえ数量を決定し、原子力防災訓練において、適切に活動を実施できる数量であることを確認している。（別紙4、別紙5）

(a) 支援組織の活動に必要な施設及び設備

重大事故等対応に必要なプラントのパラメータを確認するための安全パラメータ表示システム（SPDS）、発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備（テレビ会議システム、IP-電話機、IP-FAX）、衛星電話設備、無線連絡設備等を備えた5号炉原子炉建屋内緊急時対策所を整備する。

(b) 実施組織の活動に必要な施設及び設備

中央制御室、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所及び現場との連携を図るため、携帯型音声呼出電話設備、無線連絡設備、衛星電話設備等を整備する。また、電源が喪

失し照明が消灯した場合でも、迅速な現場への移動、操作及び作業を実施し、作業内容及び現場状況の情報共有を実施できるよう可搬型照明設備を整備する。

(2) 発電所対策本部の要員参集

平日の勤務時間帯に原子力警戒態勢又は緊急時態勢が発令された場合、電話、送受信器等にて発電所構内の緊急時対策要員に対して非常召集を行い、発電所対策本部を設置した上で活動を実施する。柏崎刈羽原子力発電所では、中長期的な対応も交替できるよう運転員以外の発電所員についてもほぼ全員（約850名）が緊急時対策要員であることから、平日の勤務時間帯での要員確保は可能である。

夜間及び休日に原子力警戒態勢又は緊急時態勢が発令された場合、発電所対策本部体制が構築されるまでの間については、運転員及び発電所内に常駐している緊急時対策要員を主体とした初動体制を確立し、迅速な対応を図る。

また、平日勤務時間帯、夜間及び休日いずれの場合においても、緊急時対策所で初動態勢時に対応する要員は、対応者（執務できない場合の交替者を含む）を明確にした上で、5号炉定検事務室又はその近傍及び第二企業センター又はその近傍で分散して執務若しくは宿泊することとし、非常召集時は5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に参集する。

以下、発電所構内の要員数が少なくなる夜間及び休日における緊急時態勢発令時の体制について記載する。

a. 運転員

6号及び7号炉について、中央制御室の運転員は、当直長、当直副長、当直主任、現場支援担当、当直副主任、主機操作員及び補機操作員の計18名／直を配置している。（第4図）

1プラント運転中、1プラント運転停止中^{※1}については、運転員を13名（第5図）とし、また2プラント運転停止中については、運転員を10名（第6図）とする。

※1 原子炉の状態が冷温停止（原子炉冷却材温度が100℃未満）及び燃料交換の期間

重大事故時には事故発生号炉の当直副長が、重大事故等対策に係る運転操作に関する指揮・命令・判断を行い、中央制御室で運転操作を行う運転員及び現場で対応する運転員は、当直副長指示のもと重大事故等対策の対応を行うために整備された手順書に従い事故対応を行う。

複数号炉の同時被災時においても、号炉ごとの運転操作指揮を指揮・命令・判断に関して必要な力量を有している^{※2}当直副長が行い、号炉ごとに運転操作に係る情報収集や事故対策の検討等を行うことにより、情報の混乱や指揮命令が遅れることの

ない体制とする。

※2 「指揮・命令に関して必要な力量を有している」とは、BWR運転訓練センターにおいて、指揮命令、状況判断等について習得する上級初期訓練、及び重大事故等への拡大を防ぐ取り組み、炉心損傷後の対応、状況判断を含む予測について習得するSA（上級）訓練を受講していることを言う。

当直長は適宜、発電所対策本部の号機班長と連携しプラント対応操作の状況を報告する。

また、号炉ごとの当直主任及び主機操作員は中央制御室内のプラント操作・監視、現場操作の指示を行い、現場支援担当・当直副主任・補機操作員は2名以上が1組で号炉ごとの現場操作を行う。

なお、運転員の勤務形態は、通常サイクル5班2交替で運用しており、重大事故等時においても、中長期での運転操作等の対応に支障が出ることがないように、通常時と同様の勤務形態を継続することとしていること及び重大事故の対応に当たっては号炉ごとに完結できるよう、号炉ごとに中央制御室運転員2名、現場運転員4名（2人1組で2チーム）の体制を整えていること、また作業に当たり被ばく線量が集中しないよう配慮する運用としていることから、特定の運転員に作業負荷や被ばく線量が集中することはない。

また、柏崎刈羽原子力発電所1～5号炉には22名の運転員が当直業務を行っており、発電所に緊急事態勢が発令された場合、必要に応じて速やかに各号炉の使用済燃料プールに保管されている燃料に対する必要な措置を実施することにより、複数号炉の同時被災の場合にも適切に対応できる。具体的には、使用済燃料プール水位の監視を実施するとともに、スロッシングや使用済燃料プールの損傷による水位低下に対し、常設設備等を使用した冷却水補給操作等の必要な措置を実施する。使用済燃料プールへ注水する操作については、復旧班（1～5号炉）が当たる。

b. 発電所内に常駐している緊急時対策要員

夜間及び休日には、発電所内に常駐している緊急時対策所にて6号及び7号炉の対応を行う要員28名（意思決定・指揮を行う要員4名、実施組織として現場対応を行う要員12名、技術支援組織として情報収集・計画立案を行う要員5名、運営支援組織として対外対応を行う要員5名及びロジスティック・リソース管理を行う要員2名）、現場で対応を行う復旧班要員14名（注水隊4名、送水隊2名、電源隊6名、瓦礫隊2名）、チェン징エリアの設営等を行う保安班要員2名の合計44名（1～7号炉の対応を行う必要な要員は合計50名）を非常召集し、発電所対策本部の初動体制を確立するとともに、各要員は任務に応じた対応を行う。（第2図）

なお、6号及び7号炉の対応を行う緊急時対策要員合計44名（1～7号炉の対応を行う必要な要員は合計50名）が発電所内に常駐しており、重大事故等時においても、中長期での緊急時対策所や現場での対応に支障が出ることがないように、緊急時対策

要員は交替で対応可能な人員を確保していること及び重大事故等の対応に当たっては作業ごとに対応可能な要員を確保し、対応する手順において役割と分担を明確化していること、また、作業に当たり被ばく線量が集中しないよう配慮する運用としていることから、特定の現場要員に作業負荷や被ばく線量が集中することはない。

c. 発電所外から発電所に参集する緊急時対策要員

(a) 非常召集の流れ

夜間及び休日に重大事故等が発生した場合に、発電所外にいる緊急時対策要員を速やかに非常召集するため、「自動呼出・安否確認システム」、「通信連絡手段」等を活用し、要員の非常召集を行う。(第8図)

新潟県内で震度6弱以上の地震が発生した場合には、非常召集連絡がなくても自発的に発電所に参集する。

地震等により家族、自宅等が被災した場合や自治体からの避難指示等が出された場合は、家族の身の安全を確保した上で参集する。

集合場所は、基本的には柏崎エネルギーホール又は刈羽寮とするが、発電所の状況が入手できる場合は、直接発電所へ参集可能とする。

柏崎エネルギーホール又は刈羽寮に参集した要員は、発電所対策本部と非常召集に係る以下の確認、調整を行い、発電所に集団で移動する。(第10図)

(b) 非常召集となる要員

発電所対策本部（全体体制）については、発電所員約1,120名のうち、約900名（平成29年4月現在）が柏崎市又は刈羽村に在住しており、数時間で相当数の要員の非常召集が可能である。(別紙8)

なお、夜間及び休日において、重大事故等が発生した場合の緊急時対策要員の参集動向（所在場所（準備時間を含む）～集合場所（情報収集時間を含む）～発電所までの参集に要する時間）を評価した結果、要員の参集手段が徒歩移動のみを想定した場合かつ、年末年始やゴールデンウィーク等の大型連休であっても、5時間30分以内に参集可能な要員は半数以上（350名以上）と考えられることから、事象発生から10時間以内に外部から発電所へ参集する6号及び7号炉の対応を行うために必要な緊急時対策要員^{※3}（106名（発電所全体で114名））は確保可能であることを確認した。

また、事象発生から10時間以内の重大事故等時の対応においては、発電所内に常時確保する44名の緊急時対策要員により対応が可能であるが、早期に班長以下の要員数が約2倍となれば、より迅速・多様な重大事故等への対処が可能と考えられる。このため、徒歩参集、要員自身の被災、過酷な天候、道路の被害等を考慮し、事象発生から約6時間を目処に、外部から発電所に参集する40名の緊急時対策

要員^{※3}を確保する。

※3 要員数については、今後の訓練等の結果により人数を見直す可能性がある。

非常召集により参集した要員の中から状況に応じて必要要員を確保し、夜間及び休日の体制から緊急時態勢の体制に移行する。なお、残りの要員については交替要員として待機させる。

(3) 通報連絡

原子力警戒態勢又は緊急時態勢が発令された場合の通報連絡は通報班が行うが、夜間及び休日の場合、発電所に常駐している緊急時対策要員のうち5名（対外対応統括、通報班、立地・広報班）並びに本社通報対応者3名で行うものとし、内閣総理大臣、原子力規制委員会、新潟県知事、柏崎市長、刈羽村長及びその他定められた通報連絡先に、所定の様式によりFAXを用いて一斉送信することにより、複数地点への連絡を迅速に行う体制とする。（別紙6）

- a. 内閣総理大臣、原子力規制委員会、新潟県知事、柏崎市長及び刈羽村長に対しては、電話でFAXの着信の確認を行うとともに、その他通報連絡先へもFAXを送信した旨を連絡する。
- b. その後、緊急時対策要員の召集で、参集した通報班の要員確保により、更なる時間短縮を図る。

(4) 発電所対策本部内における各機能班との情報共有について

発電所対策本部内における各機能班、本社対策本部間との基本的な情報共有方法は以下のとおりである。今後の訓練等で有効性を確認し適宜見直していく。（第11図）

- a. プラント状況、重大事故等への対応状況の情報共有
 - ①号機班が安全パラメータ表示システム（SPDS）及び通信連絡設備を用い、当直長又は当直副長からプラント状況を逐次入手し、ホワイトボード等に記載するとともに、主要な情報について発電所対策本部全体に共有するため発話する。
 - ②計画班は、情報共有ツールをもとにプラントパラメータを確認し、状況把握、今後の進展予測、中期的な対応・戦略を検討する。
 - ③各機能班は、適宜、入手したプラント状況、周辺状況、重大事故等への対応状況をホワイトボード等に記載するとともに、適宜OA機器（パーソナルコンピュータ等）内の共通様式に入力することで、対策本部内の全要員、本社対策本部との情報共有を図る。

- ④号機統括は、配下の各機能班の発話、情報共有ツールをもとに全体の状況把握、今後の進展予測・戦略検討に努めるとともに、定期的に配下の各班長を召集して、プラント状況、今後の対応方針について説明し、状況認識、対応方針を共する。
- ⑤本部長は定期的に各統括と対外対応を含む対応戦略等を協議し、その結果を本部席から対策本部内の全要員に向けて発話し、全体の共有を図る。
- ⑥号機班を中心に、本部長、各統括の発話内容をOA機器内の共通様式に入力し、発信情報、意思決定、指示事項等の情報を更新することにより、情報共有を図る。

b. 指示・命令、報告

- ①各機能班は各々の責任と権限があらかじめ定められており、本部席での発話や他の機能班から直接聴取、OA機器内の共通様式からの情報に基づき、自律的に自班の業務に関する検討・対応を行うとともに、その対応状況をホワイトボード等への記載、並びにOA機器内の共通様式に入力することで、対策本部内の情報共有を図る。また、重要な情報について上司である統括へ報告するが、無用な発話、統括への報告・連絡・相談で対策本部内の情報共有を阻害しないように配慮している。
- ②各統括は、配下の各班長から報告を受け、各班長に指示・命令を行うとともに、重要な情報について、適宜本部席で発話することで情報共有する。
- ③本部長は、各統括からの発話、報告を受け、適宜指示・命令を出す。
- ④号機班を中心に、本部長、各統括の指示・命令、報告、発話内容をOA機器内の共通様式に入力することで、本部対策内の全要員、本社対策本部との情報共有を図る。

c. 本社対策本部との情報共有

発電所対策本部と本社対策本部の情報共有は通信連絡設備、OA機器内の共有様式を用いて行う。

(5) 交替要員の考え方

平日の勤務時間帯に原子力警戒態勢又は緊急時態勢が発令された場合、電話、送受話器等にて発電所構内の緊急時対策要員及び発電用原子炉主任技術者に対して非常召集を行う。

夜間及び休日の場合、発電所内に宿直している運転員18名及び緊急時対策要員の初動要員44名（主要な統括・班長を含む。）にて初期対応を実施する（第2図）。それ以外の緊急時対策要員は、自動呼出・安否確認システムにより非常召集される（第8図）。（(2) 発電所対策本部の要員参集 c. 発電所外から発電所に参集する緊急時対策要員 参照）

6号及び7号炉の発電用原子炉主任技術者については、重大事故等の発生連絡を受けた後、速やかに発電所対策本部に駆けつけられるよう、早期に非常召集が可能なエリア（柏崎市若しくは刈羽村）にそれぞれ1名待機させる。

発電用原子炉主任技術者は、非常召集中であっても通信連絡設備（衛星電話設備（可搬型）等）を携行することにより、発電所対策本部からプラントの状況、対策の状況等の情報連絡が受けられるとともに自ら確認することができる。

また、初動後の交替についても考慮し、主要な統括・班長、6号及び7号炉の発電用原子炉主任技術者の交替要員についても、発電所への参集が可能となるよう配慮する。

平日の勤務時間帯、夜間及び休日の場合いずれの場合も、時間の経過とともに必要とする人員（106名：第1図）以上が集まることから、長期的対応に備え、対応者と待機者を人選する。（第9図、別紙8）

必要人数を発電所に残し、残りは発電所外（原子力事業所災害対策支援拠点、自宅等）で待機し、基本的に12時間（目途）ごとに発電所外で待機している要員と交替することで長期的な対応にも対処可能な体制を構築する。

なお、プルーム通過時においても対応する必要がある活動に対し、緊急時対策所に交替要員を確保した必要最小限の体制（主要な統括・班長、6号及び7号炉の発電用原子炉主任技術者をそれぞれ2名確保）を構築する（第3図）。

3. 発電所外における重大事故等対策に係る体制について

発電所において原子力警戒態勢又は緊急時態勢の発令を受けた場合、発電所における重大事故等対策に係る活動を支援する体制を構築する。（第12図）

以下に発電所外における体制について示す。

(1) 本社対策本部

a. 本社対策本部の体制概要

(a) 社長の役割

社長は、本社対策本部の本部長として統括管理を行い、全社大での体制にて原子力災害対策活動を実施するため本社対策本部長としてその職務を行う。なお、社長が不在の場合は、あらかじめ定めた順位に従い、本社対策本部の副本部長がその職務を代行する。

(b) 本社対策本部の構成

本社対策本部は、原子力部門のみでなく他部門も含めた全社大での体制にて、重大事故等の拡大防止を図り、事故により放射性物質を環境に放出することを防止するために、特に中長期の対応について発電所対策本部の活動を支援することとし、事故進展評価及び放射線管理に関する支援の他、発電所対策本部が事故対

応に専念できるよう発電所対策本部が必要とする資機材や人員の手配・輸送，社内外の情報収集及び災害状況の把握，報道機関への情報発信，原子力緊急事態支援組織等関係機関への連絡，原子力事業所災害対策支援拠点の選定・運営，他の原子力事業者等への応援要請やプラントメーカー等からの対策支援対応等，技術面・運用面で支援する体制を整備する。（第13図）

復旧統括：発電所事故対応作業の支援統括

復旧班：発電所の復旧方法の検討，立案及び発電所への助言等

計画・情報統括：プラント情報や放射線に関する情報，事故進展評価等の統括

情報班：事故状況，対応状況の把握及び本社対策本部内での情報共有，一元管理等

計画班：事故状況の把握，進展評価，環境への影響評価，発電所の復旧計画の策定支援等

保安班：放射性物質の放出量評価，周辺環境への影響の予測・評価，放射線管理用資機材の配備，発電所関係者の線量管理等の支援等

対外対応統括：対外対応活動の統括

情報発信に関して社会的感性に基づいた本部長への提言

官庁連絡班：原子力規制庁等の関係官庁への通報連絡及び官庁への情報提供と質問対応等

広報班：広報活動における全社統一方針と戦略の策定及びプレス対応（プレス文，QA作成含む）等

立地班：発電所の立地地域対応の支援，自治体・緊急事態応急対策等拠点施設（以下「オフサイトセンター」という。）への情報提供，自治体・オフサイトセンターからの要望対応等

総務統括：発電所復旧要員が的確に復旧活動を行うための支援の統括

通信班：社内外関係各所との通信連絡設備について復旧・確保の支援等

総務班：本社対策要員の非常召集，発電所対策要員の職場環境の整備，人員輸送手段の確保等

厚生班：本社対策本部における食料・被服の調達及び宿泊関係の手配，発電所対策要員の食料・被服の調達支援，現地医療体制整備支援等

資材班：発電所の復旧活動に必要な資機材の調達，適切な箇所への搬送等

支援統括：発電所の復旧に向けた支援拠点や支援の受入の統括

後方支援拠点班：原子力事業所災害対策支援拠点の立ち上げ・運営，同拠点における社外関係機関（自衛隊，消防，警察等）との情報連絡等

支接受入調整班：官庁（自衛隊，消防，警察等）への支援要請・調整の窓口等

電力支接受入班：事業者間協力協定に基づく他原子力事業者からの支接受入調整，

原子力緊急事態支援組織からの支援受入調整等

b. 本社対策本部設置までの流れ

発電所において、警戒事象が発生した場合、発電所長はただちに原子力警戒態勢を、特定事象又は原災法第15条第1項に該当する事象が発生した場合、発電所長はただちに緊急時態勢を発令するとともに本社原子力運営管理部長へ報告する。

報告を受けた本社原子力運営管理部長はただちに社長に報告し、社長は本社における原子力警戒態勢又は緊急時態勢を発令する。

本社原子力運営管理部長から連絡を受けた本社総務班長は、本社対策本部を設置するため、本社緊急時対策要員を非常召集する。(第14図)

社長は、本社における原子力警戒態勢又は緊急時態勢を発令した場合、速やかに原子力施設事態即応センターに本社対策本部を設置する。

なお、夜間及び休日において、本社対策本部体制が構築されるまでの間については、本社近傍で待機している原子力部門の宿直者3名にて初期対応を行うが、事象の規模に応じて、他部門の宿直者(10名程度)の応援を含めた体制で初動対応を行う。

c. 広報活動

原子力災害発生時における広報活動については、原災法第16条第1項に基づき設置される原子力災害対策本部(全面緊急事態時の場合)と連携することとしており、原子力規制庁緊急時対応センター(ERC)及びオフサイトセンターとの情報発信体制を構築し、本社対策本部にて対応を行う。(第15図)

また、近隣住民を含めた広範囲の住民からの問い合わせについては、相談窓口等で対応を行い、記者会見情報等についてはホームページ等を活用し、情報発信する。

(2) 原子力事業所災害対策支援拠点

発電所構内には、7日間外部支援なしに災害対応が可能な資機材として、必要な数量の食料、飲料水、防護具類(不織布カバーオール、ゴム手袋、全面マスク等)、燃料を配備している。

また、発電所において緊急時態勢が発令された場合、発電所外からの支援体制として、以下のとおり原子力事業所災害対策支援拠点を整備している。

社長は、発電所における重大事故等対策に係る活動を支援するために、原災法第10条通報後、原子力事業所災害対策支援拠点の設営を本社支援統括に指示する。

本社支援統括は、あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を考慮した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定する。(別紙7)

後方支援拠点班長は、原子力事業所災害対策支援拠点へ必要な要員を派遣するとともに、原子力事業所災害対策支援拠点を運営し、発電所における重大事故等対策に係る活動を支援する。

原子力事業所災害対策支援拠点へ派遣された要員は、現場責任者の指揮の下、各チームの役割に基づき活動を行う。(第16図)

また、事態の長期化による作業員等の増員に伴って増加する放射線管理業務等を行うための追加要員(24時間対応及び交替要員含む)については、全社大からの支援要員で対応することを基本とする。

(3) 中長期的な体制

重大事故等発生後の中長期的な対応が必要になる場合に備えて、本社対策本部が中心となって社内外の関係各所と連携し、適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

具体的には、プラントメーカー(株式会社東芝、日立GEニュークリア・エナジー株式会社)及び協力会社等から重大事故等時に現場操作対応等を実施する人員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や設備の補修に必要な予備品等の供給及び人員の派遣等について、協議及び合意の上、支援計画を定め、「柏崎刈羽原子力発電所における原子力防災組織の発足時の事態收拾活動への協力」に係る協定を締結し、重大事故等時に必要な支援が受けられる体制を整備している。

第1表 態勢の区分と緊急時活動レベル (EAL)

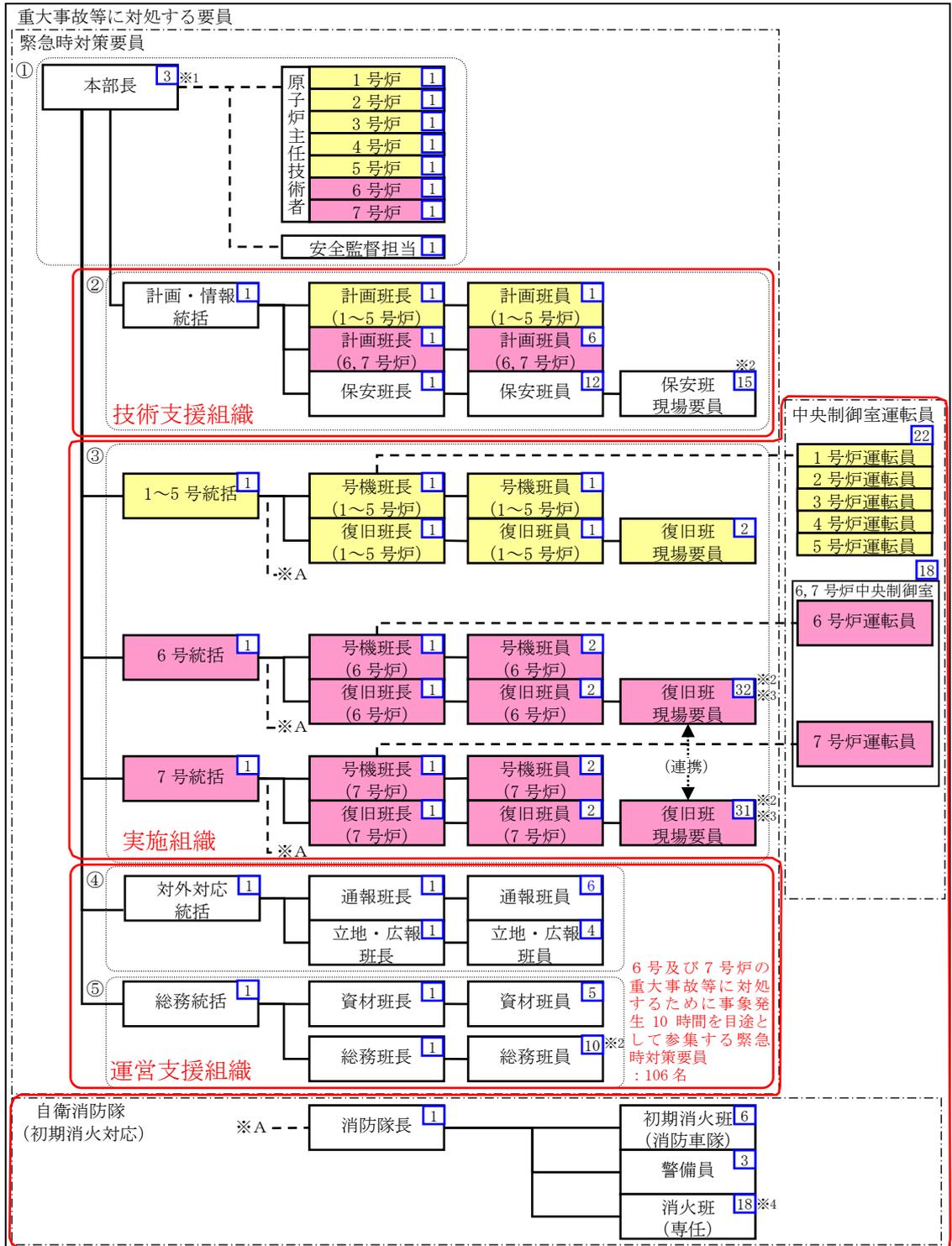
態勢	緊急事態区分	異常・緊急時の情勢	施設の状況	事象の種類
原子力警戒態勢	警戒事態	<ul style="list-style-type: none"> ○ 原子力防災管理者（発電所長）が、警戒事象（右の事象の種類参照）の発生について連絡を受け、又は自ら発見したとき。 ○ 原子力規制委員会から、警戒事態とする旨の連絡があったとき。 ○ 新潟県、柏崎市又は刈羽村から災害警戒本部又は災害対策本部（対策本部体制）を設置する旨の連絡があったとき。 	その時点では公衆への放射線による影響やそのおそれが緊急のものではないが、原子力施設における異常事象の発生又は、そのおそれがある状態が発生	<ul style="list-style-type: none"> (AL11) 原子炉停止機能の異常のおそれ (AL21) 原子炉冷却材の漏えい (AL22) 原子炉給水機能の喪失 (AL23) 原子炉除熱機能の一部喪失 (AL25) 全交流電源喪失のおそれ (AL29) 停止中の原子炉冷却機能の一部喪失 (AL30) 使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失のおそれ (AL42) 単一障壁の喪失又は喪失可能性 (AL51) 原子炉制御室他の機能喪失のおそれ (AL52) 所内外通信連絡機能の一部喪失 (AL53) 重要区域での火災・溢水による安全機能の一部喪失のおそれ ○ 外的事象（自然災害） <ul style="list-style-type: none"> ・大地震の発生、大津波警報の発令、竜巻等の発生 ○ 外的事象 <ul style="list-style-type: none"> ・原子力規制委員会の警戒本部設置 ○ その他原子力施設の重要な故障等 <ul style="list-style-type: none"> ・原子力防災管理者が警戒を必要と認める原子炉施設の重要な故障等
第1次緊急時態勢	施設敷地緊急事態（原災法第10条事象）	<ul style="list-style-type: none"> ○ 原子力防災管理者（発電所長）が、特定事象（右の事象の種類参照）の発生について通報を受け、又は自ら発見したとき。 	原子力施設において、公衆に放射線による影響をもたらす可能性のある事象が発生	<ul style="list-style-type: none"> (SE01) 敷地境界付近の放射線量の上昇 (SE02) 通常放出経路での気体放射性物質の放出 (SE03) 通常放出経路での液体放射性物質の放出 (SE04) 火災爆発等による管理区域外での放射線の放出 (SE05) 火災爆発等による管理区域外での放射性物質の放出 (SE06) 施設内（原子炉外）臨界事故のおそれ (SE21) 原子炉冷却材漏えいによる非常用炉心冷却装置作動 (SE22) 原子炉注水機能喪失のおそれ (SE23) 残留熱除去機能の喪失 (SE25) 全交流電源の30分以上喪失 (SE27) 直流電源の部分喪失 (SE29) 停止中の原子炉冷却機能の喪失 (SE30) 使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失 (SE41) 格納容器健全性喪失のおそれ (SE42) 2つの障壁の喪失又は喪失可能性 (SE43) 原子炉格納容器圧力逃がし装置の使用 (SE51) 原子炉制御室の一部の機能喪失・警報喪失 (SE52) 所内外通信連絡機能のすべての喪失 (SE53) 火災・溢水による安全機能の一部喪失 (SE55) 防護措置の準備及び一部実施が必要な事象の発生
第2次緊急時態勢	全面緊急事態（原災法第15条事象）	<ul style="list-style-type: none"> ○ 原子力防災管理者（発電所長）が、原災法第15条第1項に該当する事象（右の事象の種類参照）の発生について通報を受け、又は自ら発見したとき、若しくは内閣総理大臣が原災法第15条第2項に基づく原子力緊急事態宣言を行ったとき。 ○ 新潟県、柏崎市又は刈羽村から災害警戒本部又は災害対策本部（緊急時体制）を設置する旨の連絡があったとき。 	原子力施設において、公衆に放射線による影響をもたらす可能性が高い事象が発生	<ul style="list-style-type: none"> (GE01) 敷地境界付近の放射線量の上昇 (GE02) 通常放出経路での気体放射性物質の放出 (GE03) 通常放出経路での液体放射性物質の放出 (GE04) 火災爆発等による管理区域外での放射線の異常放出 (GE05) 火災爆発等による管理区域外での放射性物質の異常放出 (GE06) 施設内（原子炉外）での臨界事故 (GE11) 原子炉停止機能の異常 (GE21) 原子炉冷却材漏えい時における非常用炉心冷却装置による注水不能 (GE22) 原子炉注水機能の喪失 (GE23) 残留熱除去機能喪失後の圧力制御機能喪失 (GE25) 全交流電源の1時間以上喪失 (GE27) 全直流電源の5分以上喪失 (GE28) 炉心損傷の検出 (GE29) 停止中の原子炉冷却機能の完全喪失 (GE30) 使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失・放射線放出 (GE41) 格納容器圧力の異常上昇 (GE42) 2つの障壁喪失及び1つの障壁の喪失又は喪失可能性 (GE51) 原子炉制御室の機能喪失・警報喪失 (GE55) 住民の避難を開始する必要がある事象発生

※EAL : Emergency Action Level AL : Alert SE : Site area Emergency GE : General Emergency

第2表 本部長不在時の代行順位

代行順位	役職
1	原子力安全センター所長
2	ユニット所長(5～7号炉)
3	ユニット所長(1～4号炉)
4	副所長(技術系所員)
5	防災安全部長
6	第二運転管理部長
7	第二保全部長
8	第一運転管理部長
9	第一保全部長
10	第二運転管理部運転管理担当
11	第二保全部保全担当
12	第一運転管理部運転管理担当
13	第一保全部保全担当

※：役職については、組織見直し等により変更される場合がある。



※1 本部付含む。 ①: 意思決定・指揮 合計: 232名

※2 班員については役割に応じたチームを編成する。 ②: 情報収集・計画立案

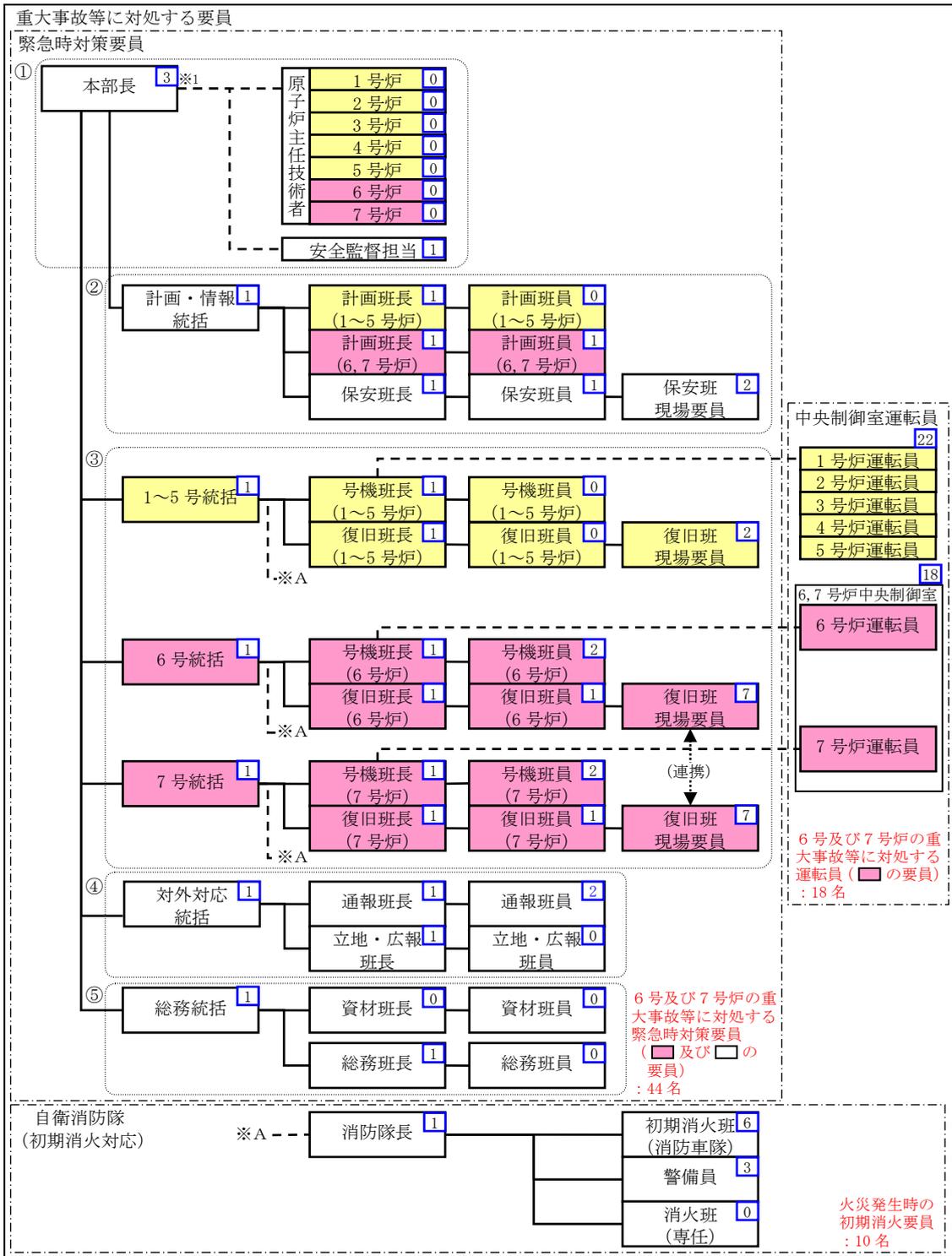
※3 復旧班現場要員は、6号及び7号炉の共用設備の対応を行う現場対応要員も含まれおり、いずれかに所属させていることから人数が異なっている。 ③: 現場対応

④: 対外対応

⑤: ロジスティック・リソース管理

※4 消火班は、火災の規模に応じ召集する。

第1図 柏崎刈羽原子力発電所 原子力防災組織 体制図
(第2次緊急時態勢・参集要員召集後 (6号及び7号炉とも運転中の場合))



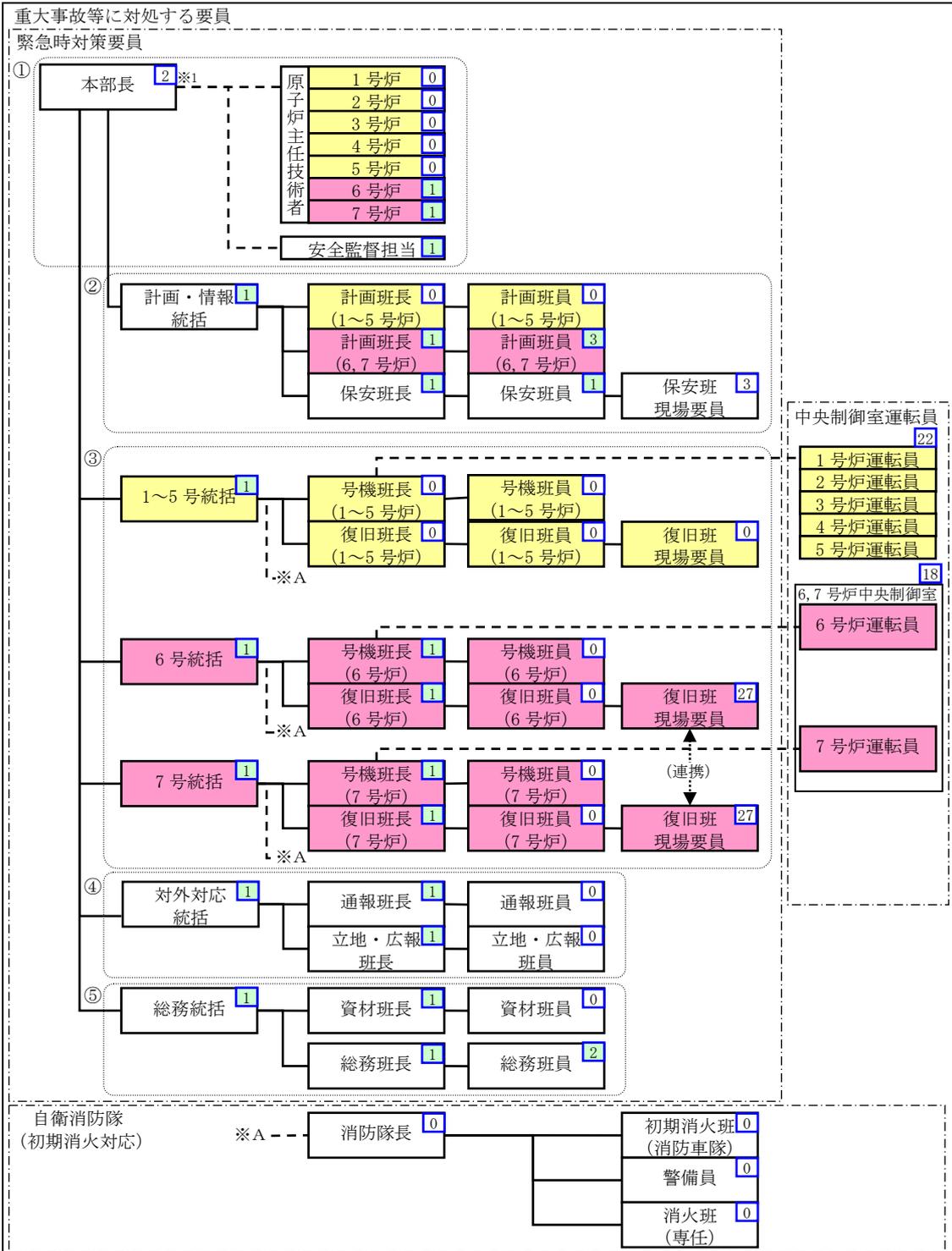
※1 本部付含む。

- 黄色 : 1~5号炉対応要員
- ピンク : 6号又は7号炉対応要員
- 白 : 1~7号炉共通対応要員
- 青 : は人数を示す

- ① : 意思決定・指揮
- ② : 情報収集・計画立案
- ③ : 現場対応
- ④ : 対外対応
- ⑤ : ロジスティック・リソース管理

合計 : 100名
(6号及び7号炉の重大事故等に対処する要員 : 72名)

第2図 柏崎刈羽原子力発電所 原子力防災組織 体制図
(夜間及び休日 (6号及び7号炉とも運転中の場合))

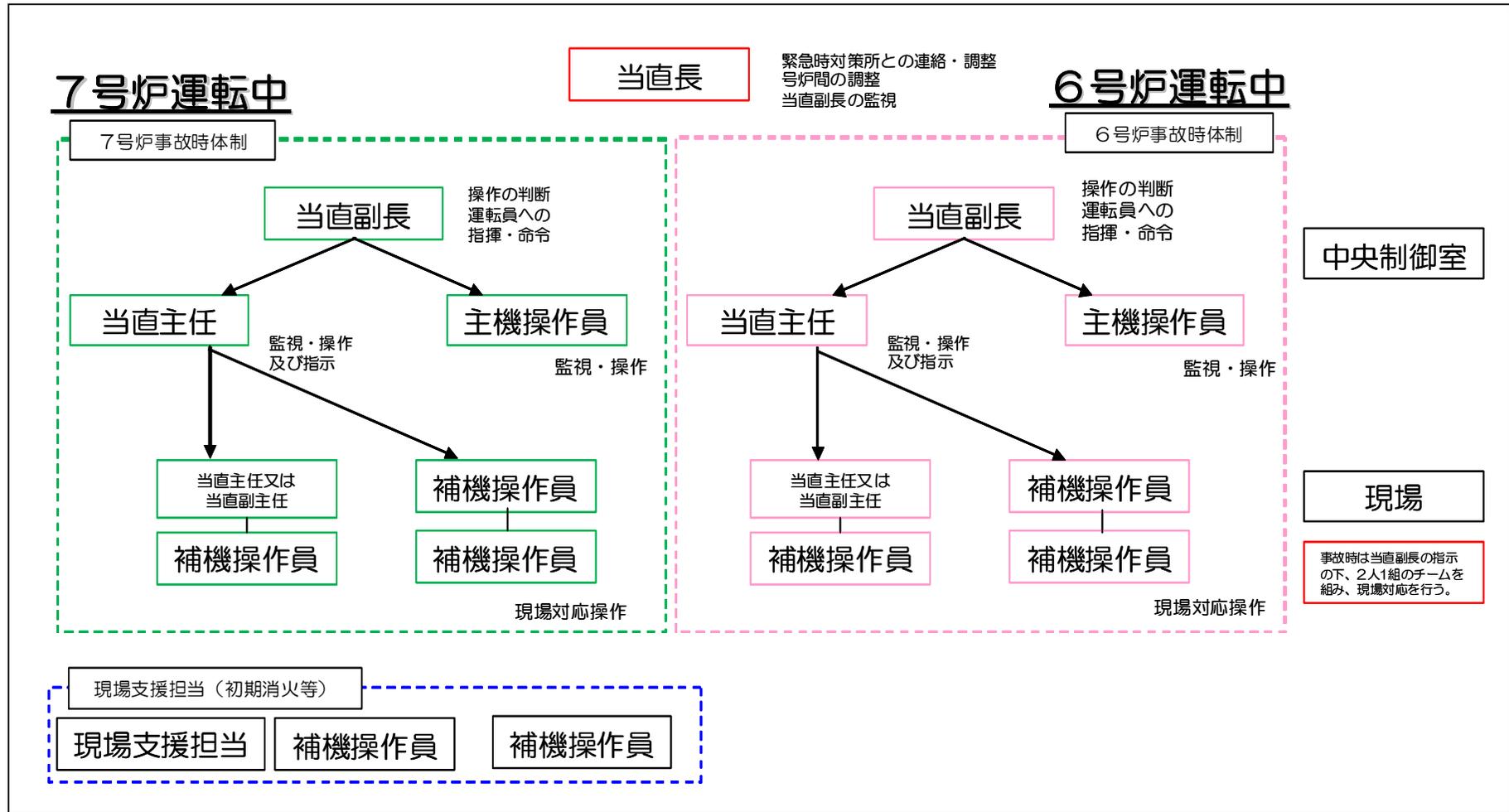


※1 本部付含む。

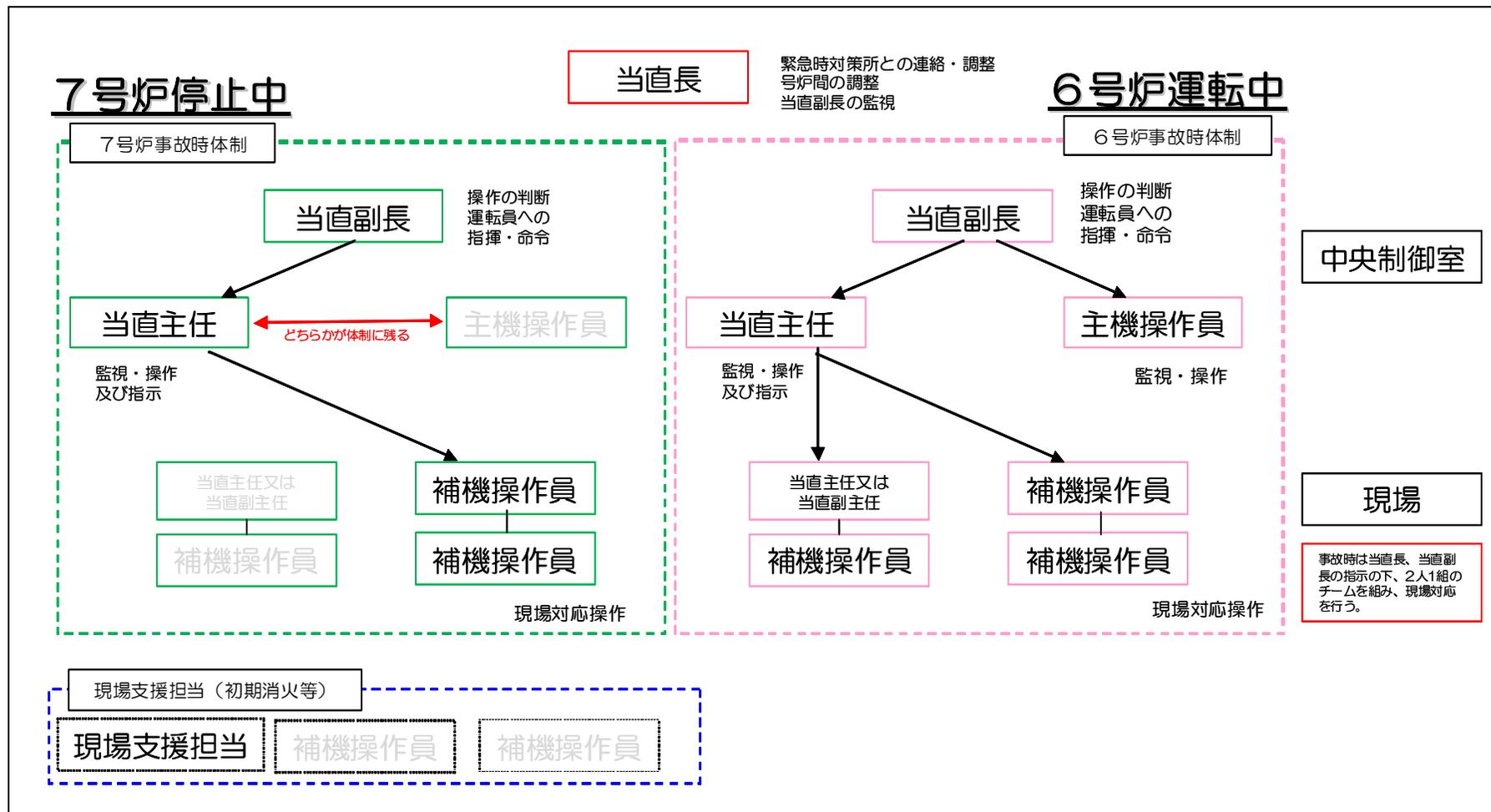
- : 1~5号炉対応要員
- : 6号又は7号炉対応要員
- : 1~7号炉共通対応要員
- : は人数を示す
- : は交替要員あり
- ① : 意思決定・指揮
- ② : 情報収集・計画立案
- ③ : 現場対応
- ④ : 対外対応
- ⑤ : ロジスティック・リソース管理

合計 : 151名
(発電所内に留まる人数。
交替要員27名を含む。)

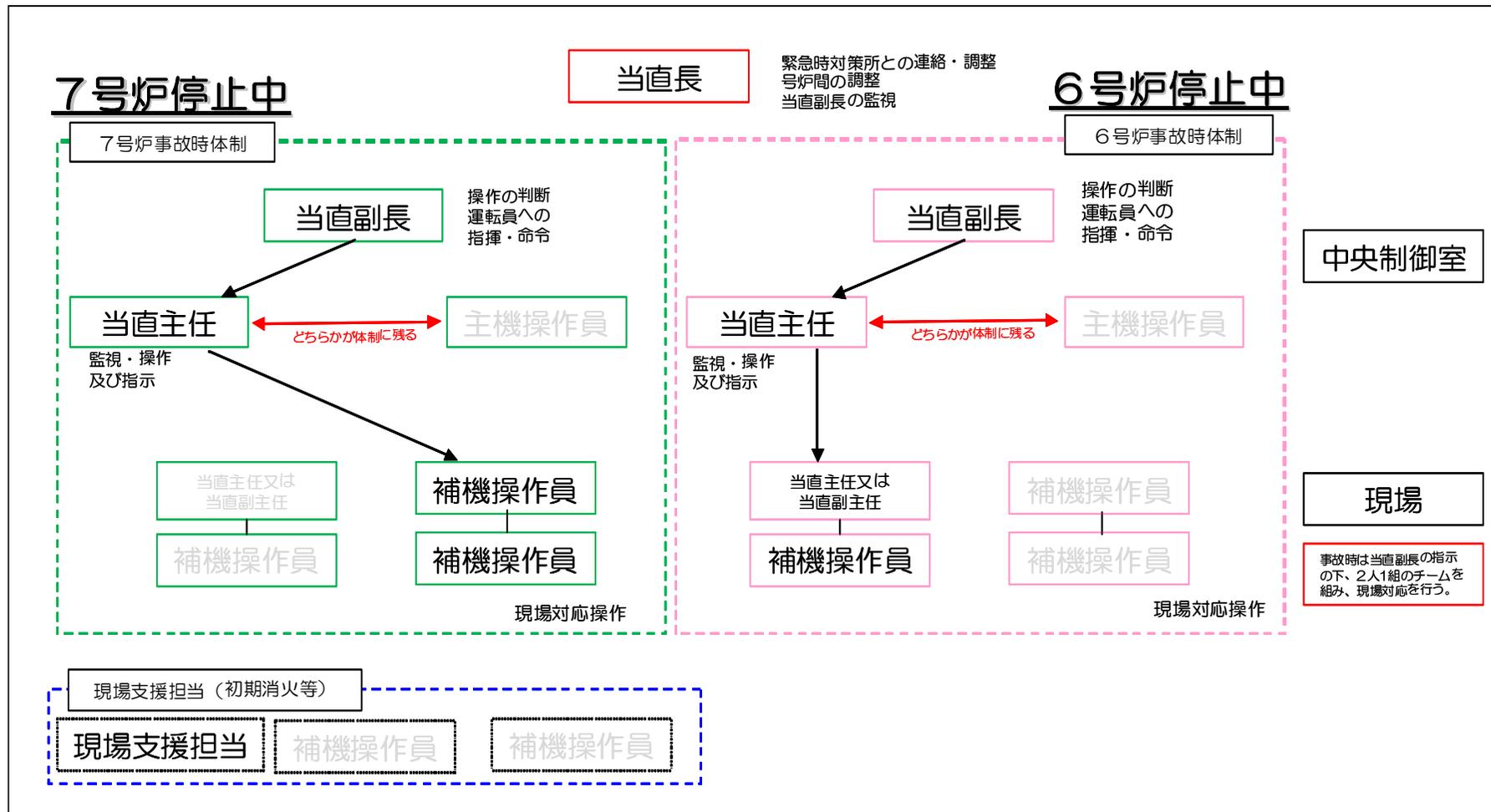
第3図 柏崎刈羽原子力発電所 原子力防災組織 体制図
(ブルーム通過時)



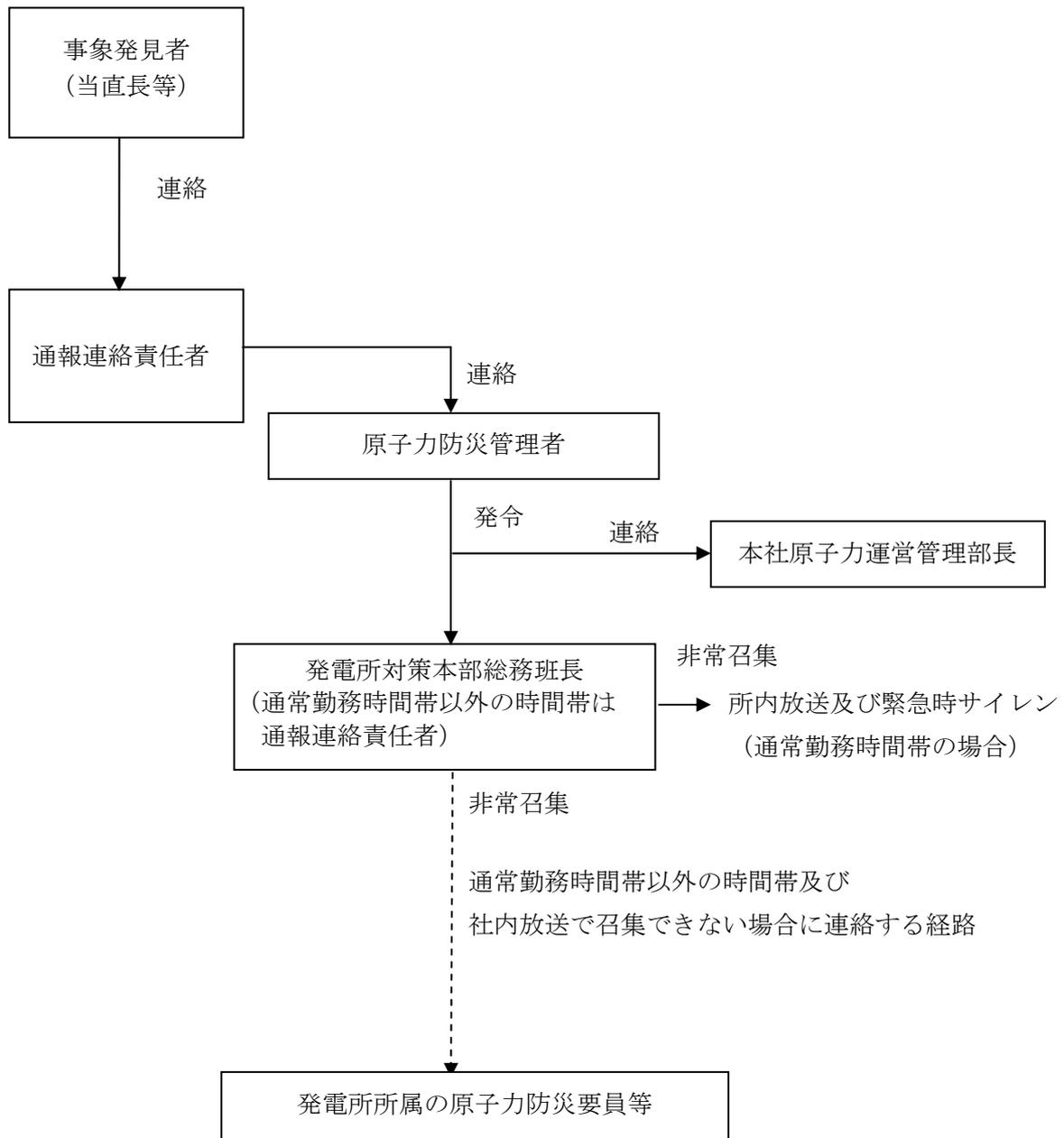
第4図 中央制御室運転員の体制 (6号及び7号炉運転中の場合)



第5図 中央制御室運転員の体制（6号炉運転中、7号炉停止中の場合）

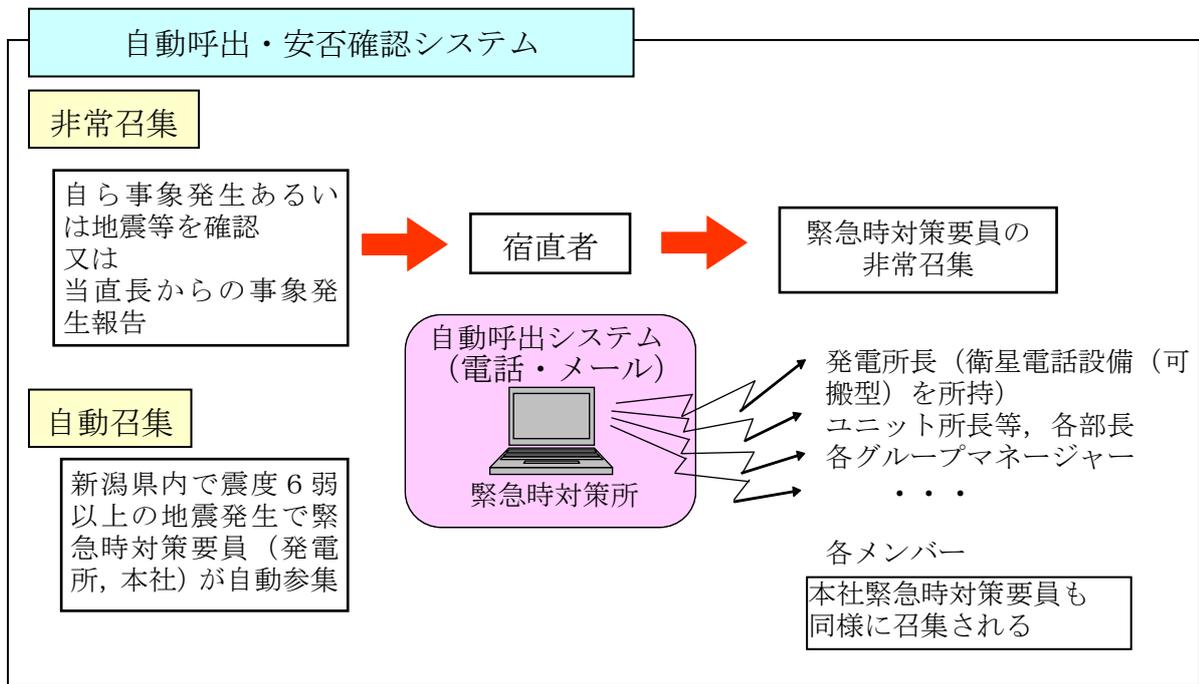


第6図 中央制御室運転員の体制 (6号及び7号炉停止中の場合)

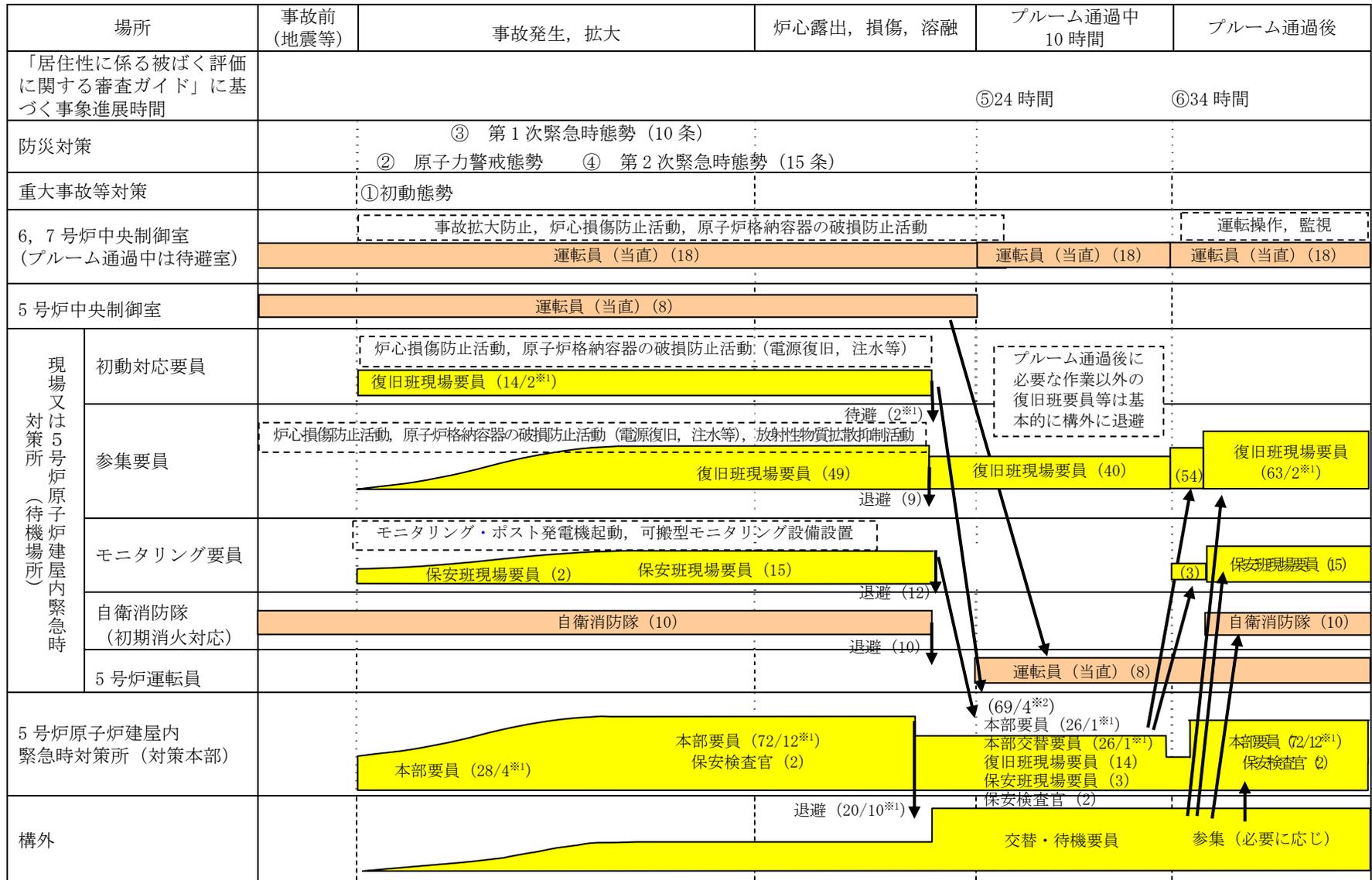


※ 原子力警戒事態発令の場合、「発電所対策本部」は「発電所警戒本部」に読み替える。

第7図 発電所における態勢発令と緊急時対策要員の非常召集



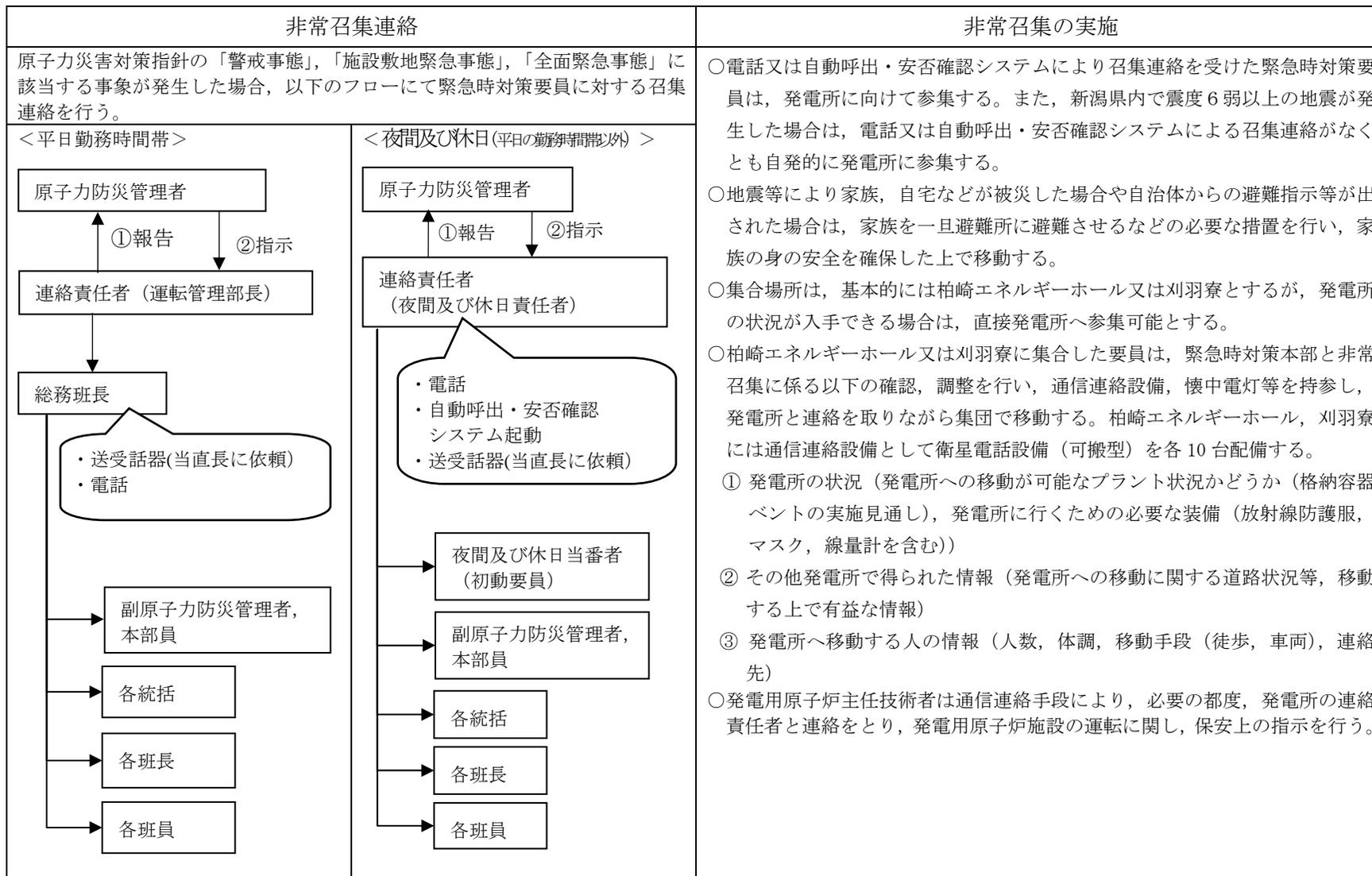
第8図 自動呼出・安否確認システムによる非常召集連絡



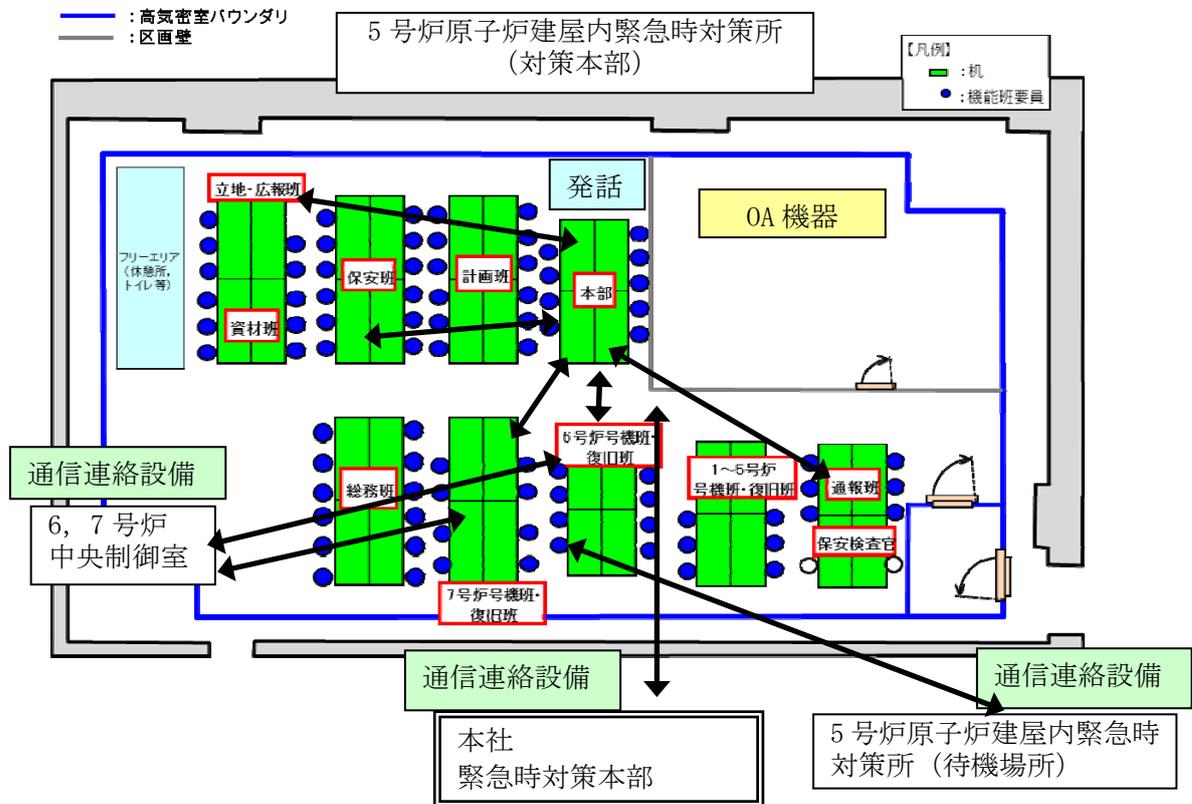
※要員数については, 今後の訓練等の結果により人数を見直す可能性がある。

※1: 1~5号炉に係る対応要員, ※2: 1~5号炉に係る対応要員及び保安検査官の人数

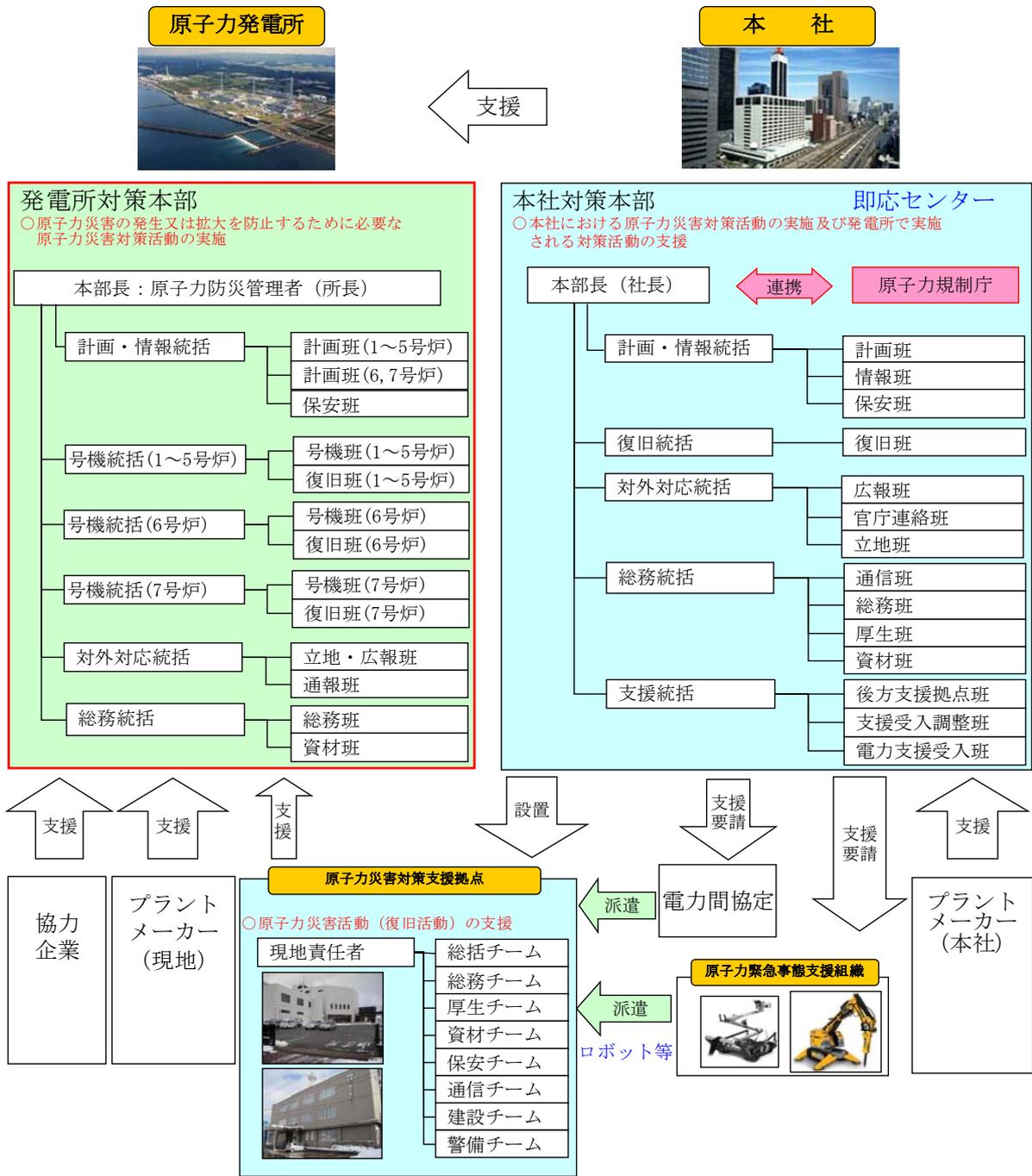
第9図 重大事故等発生からの緊急時対策要員の動き (6号及び7号炉対応要員)



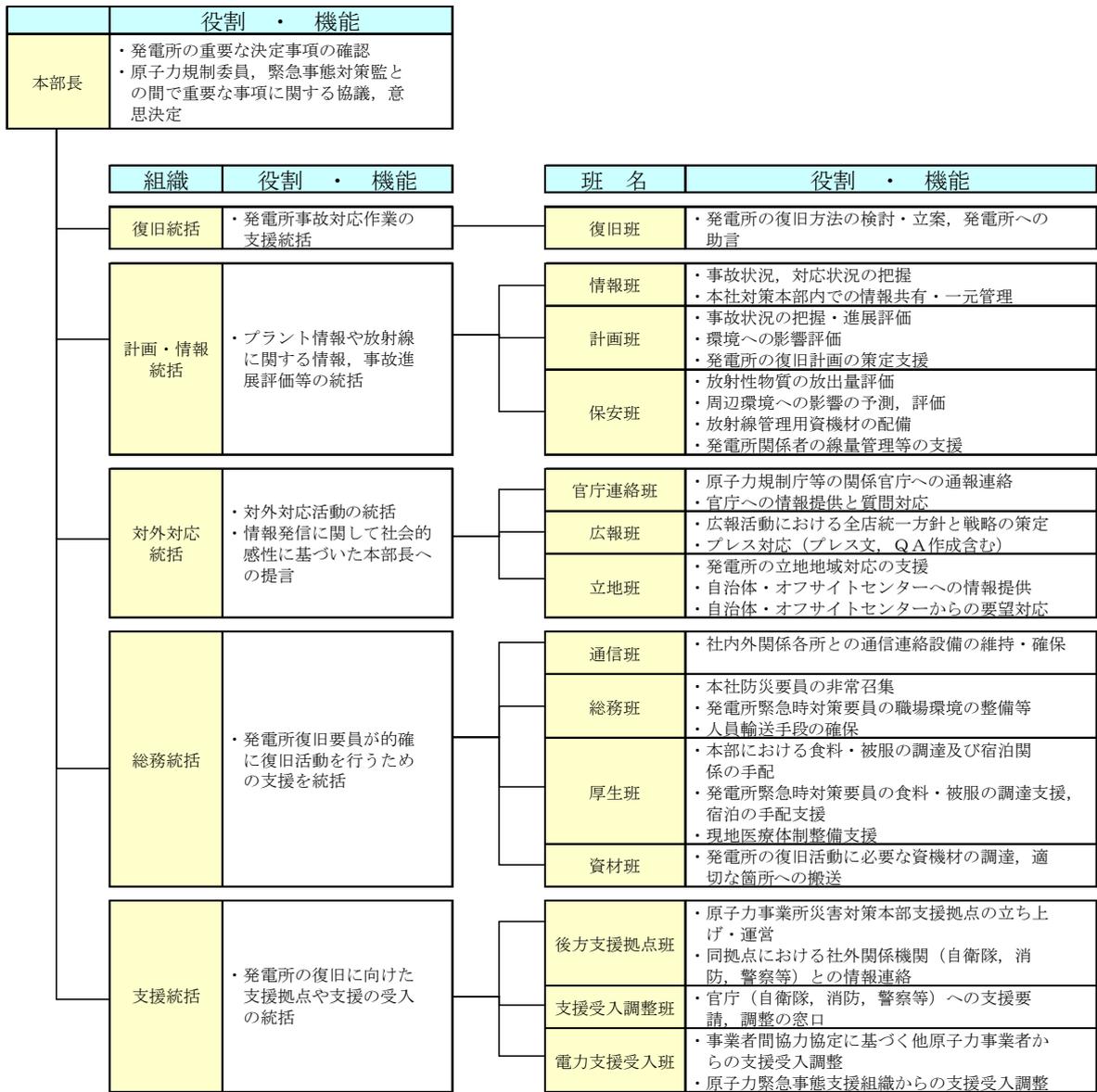
第10図 緊急時対策要員の非常召集の流れ



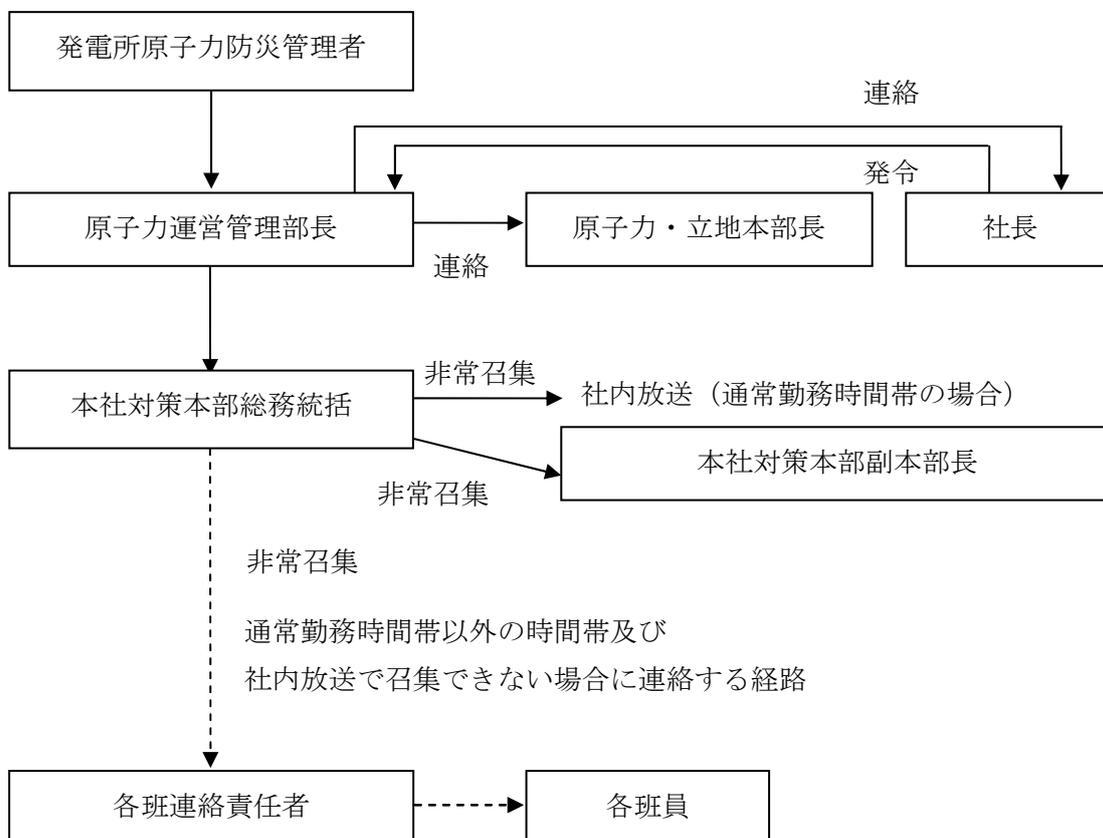
第 11 図 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所 (対策本部) における
 各機能班, 本社緊急時対策本部との情報共有イメージ



第 12 図 重大事故等時の支援体制（概要）



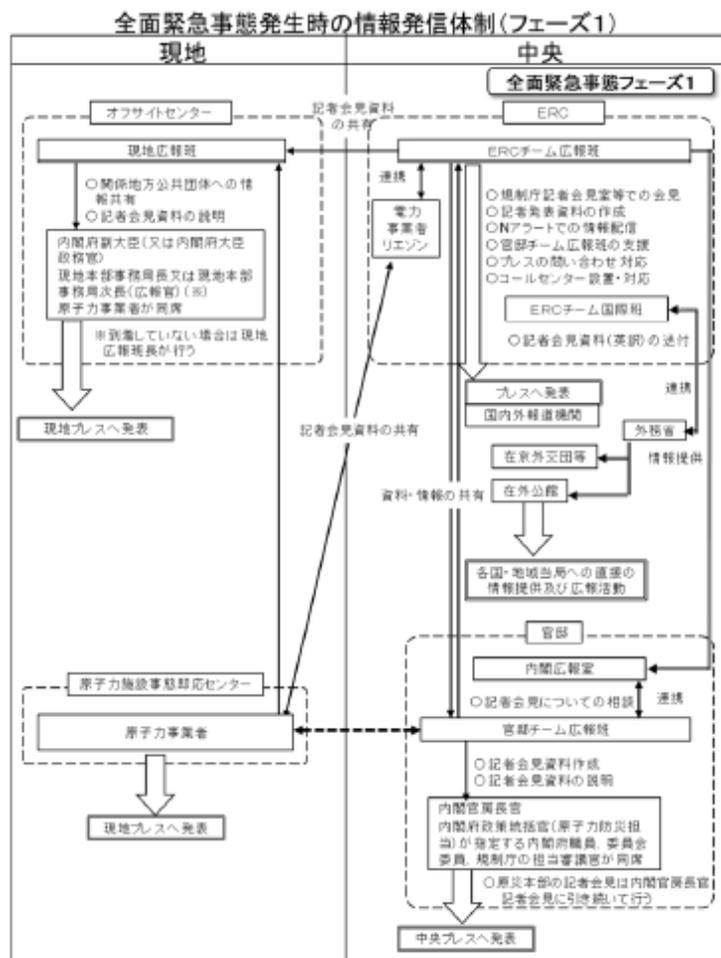
第 13 図 本社対策本部の構成



※ 原子力警戒事態発令の場合、「本社対策本部」は「本社警戒本部」に読み替える。

第 14 図 本社における態勢発令と緊急時対策要員の非常召集

(例) 全面緊急事態時の情報発信体制（フェーズ1：原子力緊急事態宣言後の初期の対応段階）



【中央，現地，原子力事業者の情報発信体制，役割分担】

①迅速かつ適切な広報活動を行うため，初動段階の事故情報等に関する中央での記者会見については原則として官邸に一元化。

官邸での記者会見に向けた情報収集及び記者会見の準備については，内閣府政策統括官（原子力防災担当）が指定する内閣府（原子力防災担当）職員及び規制庁長官が指定する規制庁職員の統括の下，官邸チーム広報班その他の官邸チーム主要機能班（プラント班，放射線班，住民安全班等），関係省庁，原子力事業者等が連携。

②オフサイトセンターでの情報発信に関しては，内閣府副大臣（又は内閣府大臣政務官）及び現地本部事務局長又は現地本部事務局長次長（広報官）（現地に到着していない場合は，現地広報班長）等が必要に応じて記者会見を行うものとする。その際，事故の詳細等に関する説明のため，原子力事業者に対応を要請。

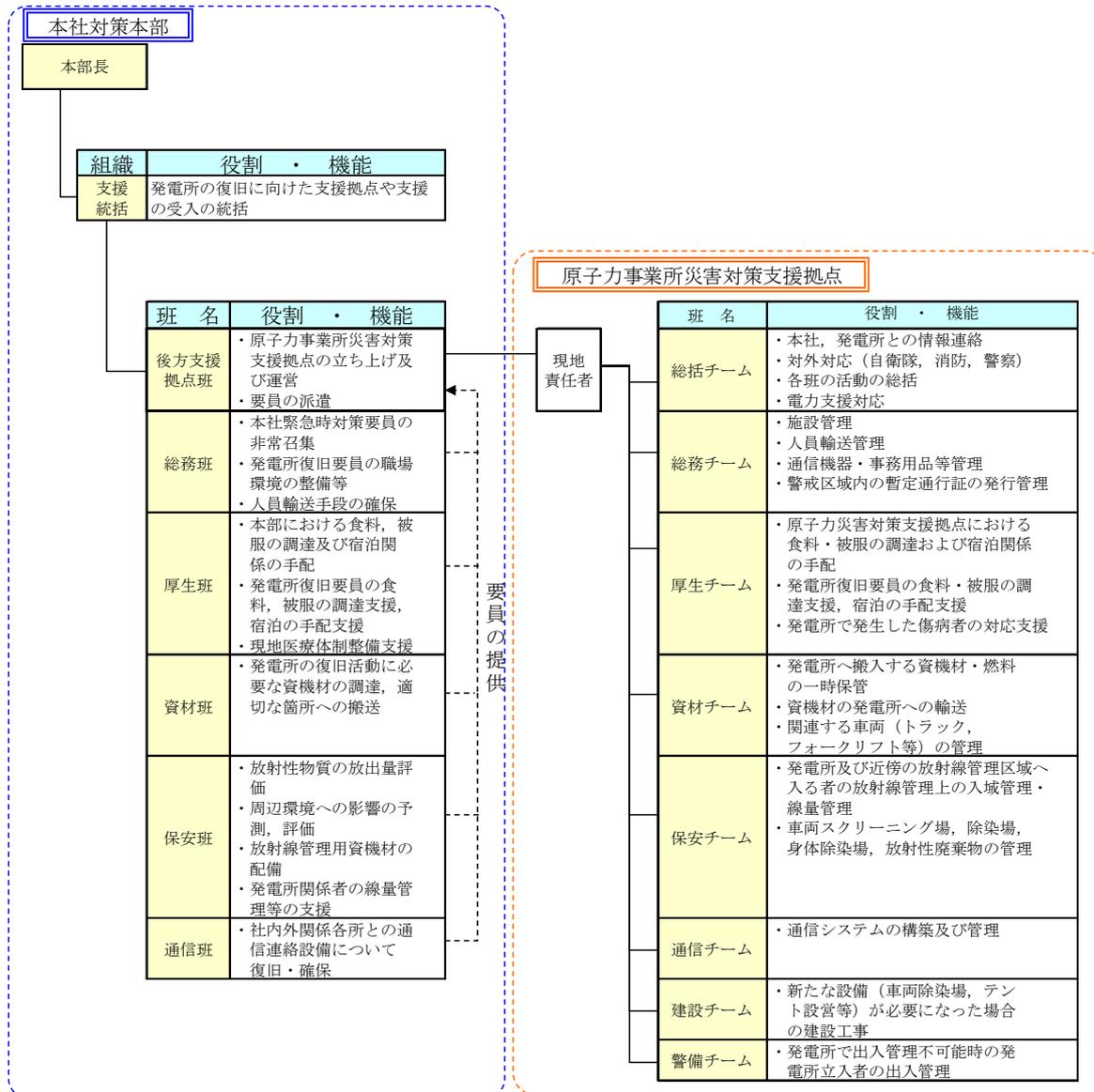
③原子力事業所における情報発信に関しては，原子力事業者と連携して，特に必要とされる時は，規制庁長官が指定する規制庁職員が，記者会見を行うものとする。その記者会見の情報については，官邸チーム広報班及びERCチーム広報班に共有。

また，フェーズの進展に応じて地方公共団体・住民等とコミュニケーションをとって作業を進める。

1.0.10-31

(原子力災害対策マニュアル：原子力防災会議幹事会 平成 28 年 12 月 7 日一部改訂から抜粋)

第 15 図 全面緊急事態時の情報発信体制



第 16 図 本社対策本部及び原子力事業所災害対策支援拠点の構成

福島第一原子力発電所事故を踏まえた原子力防災組織の見直しについて

(1) 福島第一原子力発電所事故対応の課題と必要要件

a. 福島第一原子力発電所事故対応の課題

当社福島第一原子力発電所事故対応では発電所対策本部の指揮命令が混乱し、迅速・的確な意思決定ができなかったが、緊急時活動や体制面における課題及び、それぞれの課題に対する必要要件を第1表に示す。

第1表 福島第一原子力発電所事故対応の課題と必要要件

課 題*	必要要件
自然災害と同時に関り得る複数原子炉施設の同時被災を想定した備えが十分でなかった。	①複数施設の同時被災、中長期的な対応を考慮した要員体制を構築する。
事故の状況や進展が個別の号炉ごとに異なるにもかかわらず、従前の機能班単位で活動した。	②号機班を設け号炉単位に連絡体制を密にする。
中央制御室と発電所対策本部間、発電所対策本部と本社対策本部間において機器の動作状況を正しく共有できなかった。	③中央制御室と発電所対策本部間の通信連絡設備を強化する。
	④情報共有ツールの活用により情報共有を図る。
発電所長が全ての班(12班)を管理するフラットな体制で緊急時対応を行っていたため、あらゆる情報が発電所対策本部の本部長に報告され、情報が輻輳し混乱した。	⑤発電所長が直接監督する人数を減らす。(監督限界の設定)
	④情報共有ツールを活用し、情報共有することにより、本部における発話を制限する。
発電所長からの権限委譲が適切でなく、ほとんどの判断を発電所長が行う体制となっていた。	⑥発電所長の権限を下部組織に委譲する。
本来復旧活動を最優先で実施しなくてはならない発電所の要員が、対外的な広報や通報の最終的な確認者となり、復旧活動と対外情報発信活動の両立を求められた。	⑦対外対応を専属化し、発電所長の対外発信や広報の権限を委譲する。
	⑧対外対応活動を本社対策本部に一元化する。
公表の遅延、情報の齟齬、関係者間での情報共有の不足等が生じ、事故時の対外公表・情報伝達が不十分だった。	④情報共有ツールの活用により情報共有を図る。
	⑦対外対応を専属化し、発電所長の対外発信や広報の権限を委譲する。
本社対策本部が、発電所対策本部に事故対応に対する細かい指示や命令、コメントを出し、発電所長の判断を超えて外部の意見を優先したことで、発電所対策本部の指揮命令系統を混乱させた。	⑨現場決定権は発電所対策本部に与え本社対策本部は支援に徹する。
	⑩指揮命令系統を明確化し、それ以外の者からの指示には従わない。
官邸から発電所長へ直接連絡が入り、発電所対策本部を混乱させた。	⑪外部からの問合せ対応は本社対策本部が行い、外部からの発電所への直接介入を防止する。

課 題※	必要要件
緊急時対応に必要な作業を当社社員が自ら持つべき技術として設定していなかったことから、作業を自ら迅速に実行できなかった。	⑫外部からの支援に頼らずに当社社員が自ら対応できるように可搬型代替注水ポンプやホイールローダ等をあらかじめ配備し、運転操作を習得する。
地震・津波による発電所内外の被害と放射性物質による屋外の汚染により、事故収束対応のための資機材の迅速な輸送、受け渡しができなかった。	⑬後方支援拠点となる原子力事業所災害対策支援拠点を速やかに立ち上げられるよう、拠点を整備し、あらかじめ派遣する人員を決める。
	⑬汚染エリアでの輸送にも従事できるよう、輸送部隊に放射線教育を実施する。
本社は、資材の迅速な準備、輸送、受け渡しで十分な支援ができなかった。	⑬本社は、災害発生後、発電所が必要としている資機材を迅速に送ることができるよう、調達・輸送面に関する運用を手順化する。
通常の管理区域以上の状態が屋外にまで拡大したため、放射線管理員が不足した。	⑫社員に対して放射線放射線計測器の取扱研修を行い、放射線管理補助員を育成する。

※ 当社の「社内事故調報告書（福島原子力事故調査報告書）」や、「福島原子力事故の総括および原子力安全改革プラン」以外にも、以下に示すような報告書が公表されており、これらの中には当社が取り組むべき有益な提言が含まれていると認識している。

- ・ 東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会 最終報告（政府事故調）
- ・ 東京電力福島原子力発電所事故調査委員会報告書（国会事故調）
- ・ 東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見について（原子力安全・保安院）
- ・ 「福島第一」事故検証プロジェクト最終報告書（大前研一）
- ・ Lessons Learned from the Nuclear Accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Station (INPO)
- ・ 福島原発事故独立検証委員会 調査・検証報告書（民間事故調）

b. 原子力防災組織に必要な要件の整理

柏崎刈羽原子力発電所及び本社の原子力防災組織は、福島第一原子力発電所での課題を踏まえ、発電所の複数の原子炉施設で同時に重大事故等が発生した場合及び重大事故等の中期的な対応が必要となる場合でも対応できるようにするため、当社の原子力防災組織へ反映すべき必要要件及び要件適用の考え方を第2表に整理した。

第2表 当社原子力防災組織へ反映すべき必要要件及び要件適用の考え方

必要要件*		当社の原子力防災組織への要件適用の考え方
組織構造上の要件	①複数施設同時被災，中長期的な対応ができる体制の構築	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所対策本部要員を増強。 ・交替して中長期的な対応を実施。
	②中央制御室ごとの連絡体制の構築	<ul style="list-style-type: none"> ・号機班の設置。 (プラント状況の様相・規模に応じて縮小・拡張する)
	⑤監督限界の設定	<ul style="list-style-type: none"> ・指示命令が混乱しないよう，現場指揮官を頂点に，直属の部下は最大7名以下に収まる構造を大原則とする。 ・原子力防災組織に必要な機能を以下の5つに定義し，統括を新規に設置。
	⑦対外対応の専属化	<ol style="list-style-type: none"> 1. 意思決定・指揮 2. 対外対応 3. 情報収集と計画立案 4. 現場対応 5. ロジスティック，リソース管理 <ul style="list-style-type: none"> ・対外対応に関する責任者や専属の対応者の配置。
組織運営上の要件	⑨現場決定権を発電所長に与える。	<ul style="list-style-type: none"> ・最終的な対応責任は現場指揮官に与え，現場第一線で活動する者以外は，たとえ上位職位・上位職者であっても現場のサポートに徹する役割とする。 ・必要な役割や対応について，あらかじめ本部長の権限を統括に委譲することで，自発的な対応を行えるようにする。 ・本社から発電所への介入は行わない。
	⑥発電所長の権限を下部組織に委譲	
	⑩指揮命令系統の明確化	
	⑧対外対応活動を本社対策本部に一本化	<ul style="list-style-type: none"> ・本社対策本部に対外対応に関する責任者と専属の対応者を配置し，広報，情報発信を一本化する。 ・外部からの問合せは全て本社が行い，発電所への直接介入を防止する。
	⑪外部からの対応の本社一元化	
	④情報共有ツールの活用	<ul style="list-style-type: none"> ・縦割りの指示命令系統による情報伝達に齟齬がでないよう，全組織で同一の情報を共有するための情報伝達・収集様式（テンプレート）の統一や情報共有のツールを活用する。 ・これに伴い，本部における発話を制限する。（情報錯綜の防止）
	⑫現場力の強化	<ul style="list-style-type: none"> ・外部からの支援に頼らずに当社社員が自ら対応できるように可搬型代替注水ポンプやホイールローダ等をあらかじめ配備し，運転操作を習得。 ・放射線管理補助員を育成する。
⑬発電所支援体制の構築	<ul style="list-style-type: none"> ・後方支援拠点となる原子力事業所災害対策支援拠点を速やかに立ち上げられるよう，拠点を整備し，あらかじめ派遣する人員を決める。 ・輸送を行う協力企業に放射線教育を実施する。 ・本社は，災害発生後，発電所が必要としている資機材を迅速に送ることができるよう，調達・輸送面に関する運用を手順化する。 	

第1表における対応策③は設備対策のため，本表には記載せず。

なお、当社の原子力防災組織へ反映すべき必要な要件の整理に当たり、弾力性をもった運用が可能である、米国の消防、警察、軍等の災害現場・事件現場等における標準化された現場指揮に関するマネジメントシステム [ICS¹ (Incident Command System)] を参考にしている。ICS の主な特徴を第 3 表に示す。また、ICS における災害対策本部活動サイクルを第 1 図に示す。

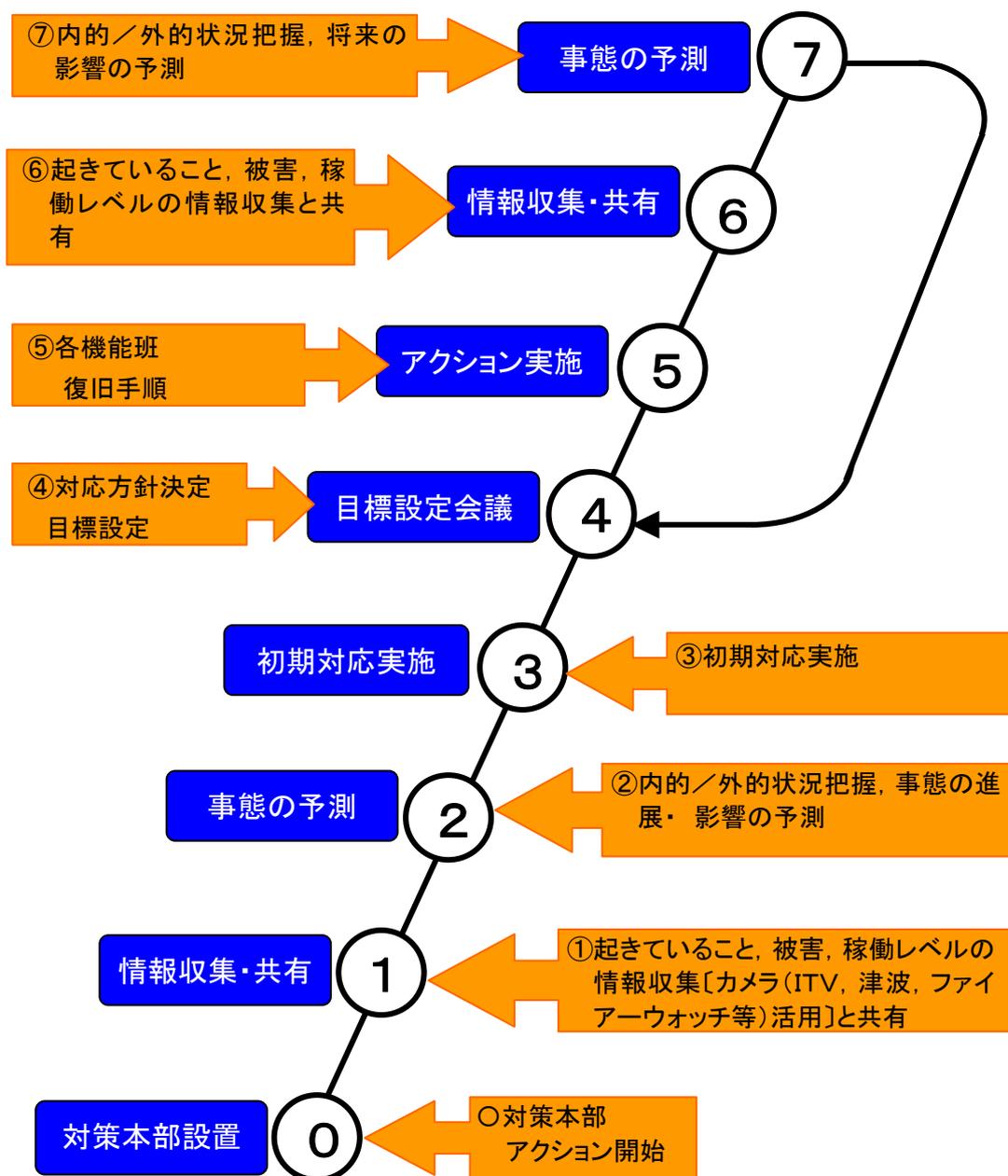
第 3 表 ICS の主な特徴

特 徴	対応する要件※
<p>・災害規模に応じて拡大・縮小可能な組織構造</p> <p>基本的な機能として、Command (指揮), Operation (現場対応), Planning (情報収集と計画立案), Logistics (リソース管理), Finance/Administration (経理, 総務) がある。可能であれば現場指揮官が全てを実施しても構わないが、対応規模等、必要に応じ独立した班を組織する。規模の拡大に応じ、組織階層構造を深くする形で組織を拡張する。</p>	① ② ⑤
<p>・監督限界の設定 (3~7 名程度まで)</p> <p>Incident Commander (現場指揮官) を頂点に、直属の部下は 3~7 名の範囲で収まる構造を大原則とする。本構造の持つ意味は、一人の人間が緊急時に直接指揮命令を下せる範囲は経験的に 7 名まで (望ましくは 5 名まで) であることに由来している。</p>	⑤
<p>・直属の上司の命令のみに従う指揮命令系統の明確化</p> <p>自分の直属の組織長からブリーフィングを受けて各組織のミッションと自分の役割を確実に理解する。善意であっても、誰の指示も受けず勝手に動いてはならない。反対に、指揮命令系統上にいない人物からの指示で動くこともしてはならない。</p>	⑩
<p>・決定権を現場指揮官に与える役割分担の明確化</p> <p>最終的な対応責任は現場指揮官に与え、たとえ上位組織・上位職者であっても周辺はそのサポートに徹する役割を分担する (米国の場合、たとえ大統領であっても現場指揮官に命令することはできない)。</p>	⑥ ⑨
<p>・全組織レベルでの情報共有を効率的に行うための様式やツールの活用</p> <p>縦割りの指揮命令系統による情報伝達の齟齬を補うために、全組織で同一の情報を共有するための情報伝達・収集様式の統一や情報共有のためのツールを活用する。</p>	④
<p>・技量や要件の明確化と維持のための教育・訓練の徹底</p> <p>日本の組織体制では、役職や年次による役割分担が一般的だが、ICS では各役割のミッションを明確にし、そこにつく者の技量や要件を明示、それを満たすための教育/訓練を課すことで「その職務を果たすことができる者」がその役職に就く運用となっている。</p>	⑫
<p>・現場指揮官をサポートする指揮専属スタッフの配置</p> <p>現場指揮官の意思決定をサポートする役割を持つ指揮専属スタッフを設けることができる。(指揮専属スタッフは、現場指揮官に変わって意思決定は行わない立場であるが、与えられた役割に対し部門横断的な活動を行うことができる点で現場指揮官と各機能班の指揮命令系統とは異なった特徴を有している。)</p>	—

※ 対応する要件のうち、③は設備対策のため、⑦、⑧、⑩、⑬は、ICS の特徴に整理できないため、上表に記載していない。なお、⑦、⑧、⑩は対外対応機能を分離し、本社広報、情報発信を一本化することで対応。⑬については本社に発電所支援機能を独立させ強化することで対応。(詳細は次ページ以降参照)

¹ 参考文献：

- ・「3.11以降の日本の危機管理を問う」(神奈川大学法学研究所叢書 27) 務台俊介編著、レオ・ボスナー/小池貞利/熊丸由布治著 発行所：(株)晃洋書房 2013.1.30 初版
- ・21st Century FEMA Study Course:-Introduction to Incident Command System, ICS-100, National Incident Management System (NIMS), Command and Management (ICS-100.b)/FEMA/2011.6
- ・「緊急時総合調整システム Incident Command System (ICS) 基本ガイドブック」永田高志/石井正三/長谷川学/寺谷俊康/水野浩利/深見真希/レオ・ボスナー著 発行元：公益社団法人日本医師会 2014.6.20 初版



※緊急時統合調整システム Incident Command System(ICS)
基本ガイドブック (日本医師会) 参照

第1図 ICSにおける災害対策本部活動サイクル*

ICS は上記の特徴から、たとえ想定を超えるような事態を迎えても、柔軟に対応し事態を収拾することを目的とした弾力性を持ったシステムであり、当社の原子力防災組織へ反映すべき必要な要件におおむね合致していると考えている。

(2) 具体的な改善策

当社の原子力防災組織の具体的な改善策について以下に記す。

a. 組織構造上の特徴

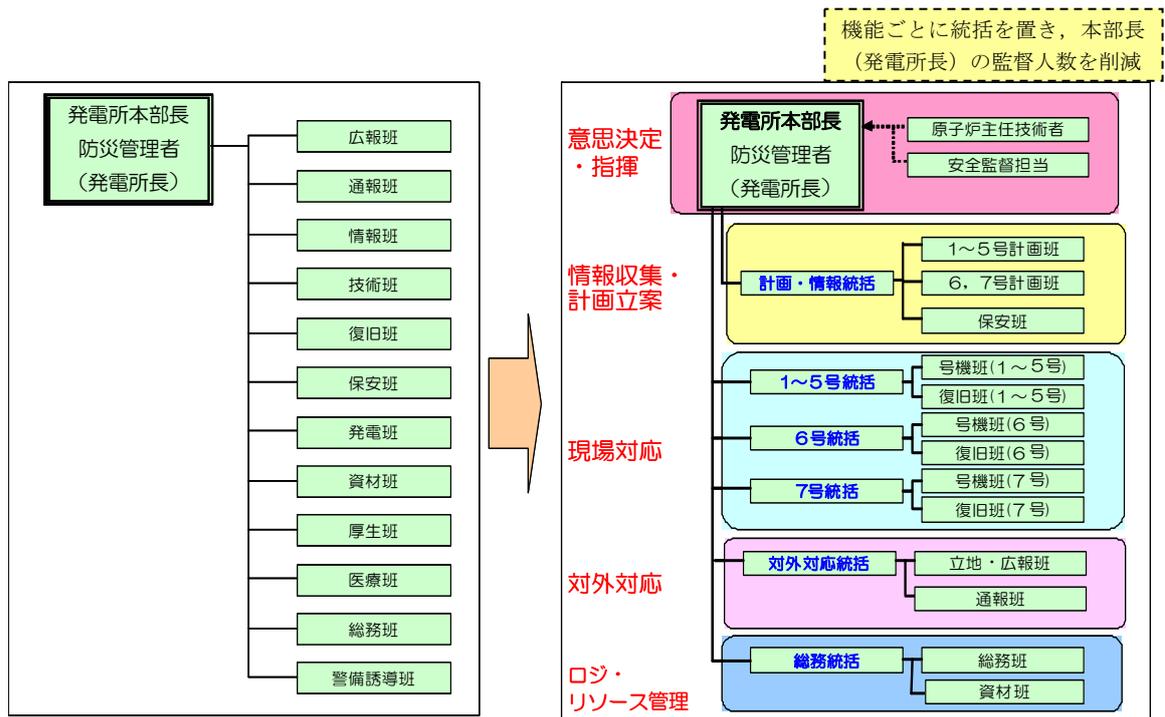
- 基本的な機能として5つの役割にグルーピング。
- 指揮命令が混乱しないよう、また、監督限界を考慮し、指揮官（本部長）の直属の部下（統括）を7名以下、統括の直属の部下（各班の班長）も7名以下となるよう組織を構成（発電所 第2図，本社 第3図）。班員についても役割に応じたチーム編成とすることで、班長以下の指揮命令系統にも監督限界を配慮（例：総務班の場合は、厚生チーム、警備チーム、医療チーム、総務チーム等、役割ごとに分類）。
- 号機班は、プラント状況の様相・規模に応じて縮小、拡張可能なよう号炉ごとに配置。（第2図）
- ロジスティック機能を計画立案、現場対応機能から分離。
- 対外対応に関する責任者として対外対応統括を配置。
- 社外対応を行う要所となるポジションにはリスクコミュニケーターを配置。
- 現場指揮官の意思決定をサポートする役割を持つ指揮専属スタッフとして安全監督担当を配置。現場の安全性について、指揮官（本部長）に助言を行うとともに、現場作業員の安全性を確保するために協働し、緊急時対策要員の安全確保に努める役割を担う。安全監督担当は、部門横断的な活動を行うことができる点で本部長、統括と各班長の指揮命令系統とは異なった位置づけとなっており、現場作業員の安全性確保に関し、各統括・班長に対して是正を促すことができる。

b. 組織運営上の特徴

- 指揮命令系統上にいない人物からの指示で動くことがないようにする。
- 最終的な対応責任は発電所対策本部にあり、重大事故等時における本社対策本部の役割は、事故の収束に向けた発電所対策本部の活動の支援に徹すること、現地の発電所長からの支援要請に基づいて活動することを原則とし、事故対応に対する細かい指示や命令、コメントの発信を行わない。
- 必要な役割や対応について、あらかじめ本部長の権限を委譲することで、各統括や班長が自発的な対応を行えるようにする。
- 発電所の被災状況や、プラントの状況を共有する社内情報共有ツール（チャット、COP（Common Operational Picture））を整備することにより、発電所や本社等の関係者に電話や紙による情報共有に加え、より円滑に情報を共有できるような環境を整備する。（第4図）
- TV会議で共有すべき情報は、全員で共有すべき情報に限定する等、発話内容を制限することで、適切な意思決定、指揮命令を行える環境を整備する。
- 発電所対策本部と本社対策本部間の情報共有は、TV会議システム、社内情報共有ツ

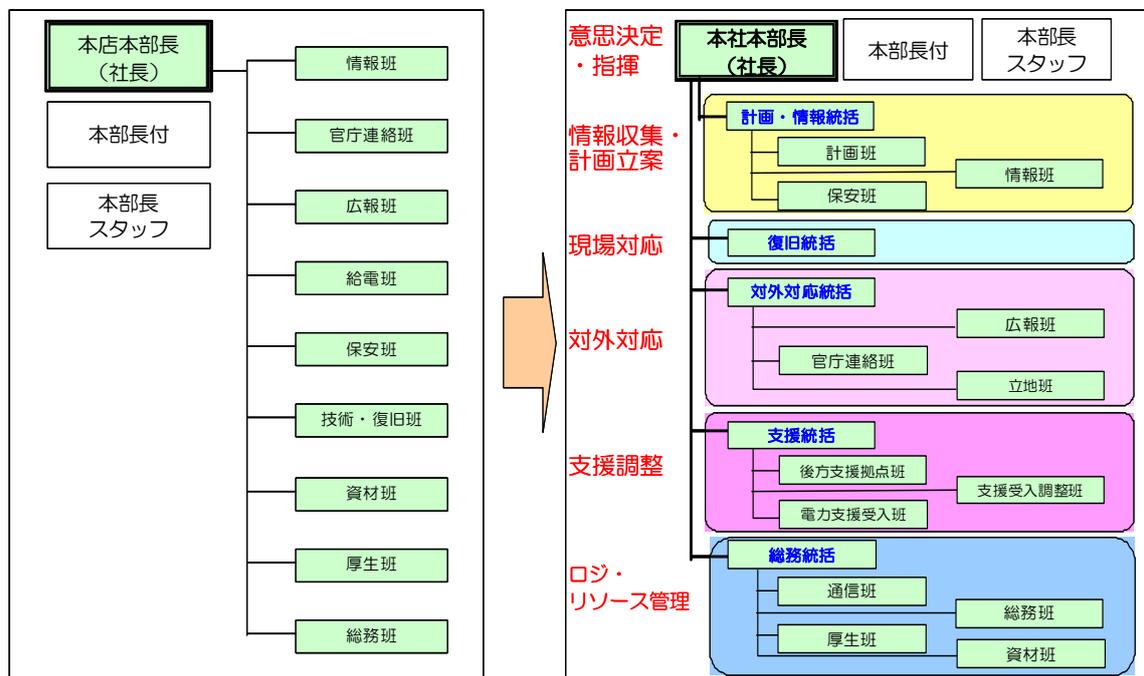
ールとあわせて、同じミッションを持つ総括、班長間で通信連絡設備を使用し、連絡、情報共有を行う。

- 外部からの支援に頼らずに当社社員が自ら対応できるように可搬型代替注水ポンプやホイールローダ等をあらかじめ配備し、運転操作を習得。
- 本社は、後方支援拠点となる原子力事業所災害対策支援拠点を速やかに立ち上げられるよう、拠点を整備し、あらかじめ派遣する人員を選定。
- 本社は、災害発生後、発電所が必要としている資機材を迅速に送ることができるよう、調達・輸送面に関する運用をあらかじめ手順化。

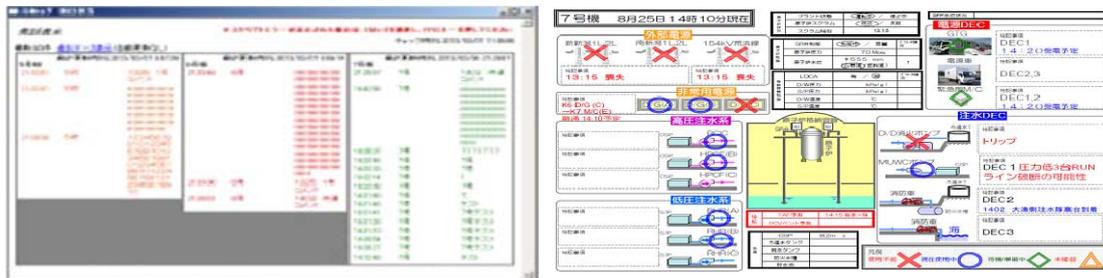


第2図 柏崎刈羽原子力発電所の原子力防災組織の改善

号機班は、号炉ごとに配置



第3図 本社の原子力防災組織の改善



社内情報共有ツール（チャット）

社内情報共有ツール（COP）

※ 緊急時組織の運用については、訓練を通じて改善を図っていることから、今後変更となる可能性がある。

第4図 社内情報共有ツール

(3) 改善後の効果について

原子力防災組織を改善したことにより、以下の効果があると考えている。

- 指示命令系統が機能ごとに明確になる。
- 管理スパンが設定されたことにより、指揮者（特に本部長）の負担が低減され、指揮者は、プラント状況等を客観的に俯瞰し、指示が出せるようになる。
- 本部長から各統括に権限が委譲され、各統括の指示の下、各機能班が自律的に自班の業務に対する検討・対応を行うことができるようになる。
- 運用や情報共有ツール等を改善することにより、発電所対策本部、各機能班のみならず、本社との情報共有がスムーズに行えるようになる。

訓練シナリオを様々に変えながら訓練を繰り返すことで、技量の維持・向上を図るとともに、原子力災害は初期段階における状況把握と即応性が重要であることから、それらを中心に更なる改善を加えることにより、実践力を高めることが可能になると考えている。また、複数プラント同時事故に対応するブラインド訓練（訓練員に事前にシナリオを知らせない訓練）を継続することにより、重大事故等時のマネジメント力と組織力が向上していくものと考えている。



発電所緊急時対策本部（本部長）

第5図 柏崎刈羽原子力発電所の原子力防災訓練の様子

柏崎刈羽原子力発電所における緊急時対策本部体制と指揮命令及び情報の流れ

当社は福島第一原子力発電所の事故から得られた教訓を踏まえ、事故以降、原子力防災組織の見直しを進めてきている。具体的には、緊急時訓練を繰り返し実施して見直しを重ね、実効的な組織を目指して継続的な改善を行っているところである。

こうした取り組みを経て現在柏崎刈羽原子力発電所において組織している緊急時対策本部の体制について、以下に説明する。

1. 基本的な考え方

柏崎刈羽原子力発電所の原子力防災組織を第1図に示す。

緊急時対策本部の体制の構築に伴う基本的な考え方は以下のとおり。

・機能ごとの整理

まず基本的な機能を以下の4つに整理し、機能ごとに責任者として「統括」を配置する。

さらに「統括」の下に機能班を配置する。

- (1) 情報収集・計画立案
- (2) 現場対応
- (3) 対外対応
- (4) ロジスティック・リソース管理

これらの統括の上に、組織全体を統括し、意思決定、指揮を行う「本部長」を置く。

このように役割、機能を明確に整理するとともに、階層化によって管理スパンを適正な範囲に制限する。

・権限委譲と自律的活動

あらかじめ定める要領等に記載された手順の範囲内において、本部長の権限は各統括、班長に委譲されており、各統括、班長は上位職の指示を待つことなく、自律的に活動する。なお、各統括、班長が権限を持つ作業が人身安全を脅かす状態となる場合においては、本部長へ作業の可否判断を求めることとする。

・戦略の策定と対応方針の確認

計画・情報統括は、本部長のブレーンとして事故対応の戦略を立案し、本部長に進言する。また、こうした視点から対応実施組織が行う事故対応の方向性の妥当性を常に確認し、必要に応じて是正を助言する。

・申請号炉と長期停止号炉の分離

号炉ごとに行う現場対応については、申請号炉である6号及び7号炉と長期停止号炉である1～5号炉に対応する組織を分離する。

・申請号炉の復旧操作対応

申請号炉である6号及び7号炉については、万一の両プラント同時被災の場合の輻輳する状況にも適切に対応できるようにするため、各号炉を統括する者をそれぞれに置き（「6号統括」と「7号統括」）、統括以下、号炉ごとに独立した組織とすることで、要員が担当号炉に専念できる体制とする。

- ・ 本部長の管理スパン

以上のように統括を配置すると、本部長は1～7号炉の現場の対応について、1～5号統括、6号統括、7号統括の3名を管理することになる。

本部長は各統括に基本的な役割を委譲していることから、3名の統括を通じて全号炉の管理をするが、プラントが事前の想定を超えた状況になり、2基を超えるプラントで本部長が統括に対して直接の指示を行う必要が生じた場合には、本部長の判断により、本部長が指名した者と本部長が役割を分割し、それぞれの担当号炉を分けて管理する。(第2図)

- ・ 発電所全体に亘る活動

発電所全体を所管する自衛消防隊は、火災の発生箇所、状況に応じて、1～5号統括、6号統括、7号統括のいずれかの指揮下で活動する。

また、発電所全体を所管する保安班は、計画・情報統括配下に配置する。

2. 役割・機能（ミッション）

緊急時対策本部における各職位の役割・機能（ミッション）を、第1表に示す。

この中で、特に緊急時にプラントの復旧操作を担当する号機班と復旧班及び号機統括の役割・機能について、以下のとおり補足する。

○号機班： プラント設備に関する運転操作について、当直による実際の対応を確認する。

この運転操作には、常設設備を用いた対応まで含む。

これらの運転操作の実施については、本部長から当直副長にその実施権限が委譲されているため、号機班から特段の指示がなくても、当直が手順にしたがって自律的に実施し、号機班へは実施の報告が上がって来ることになる。万一、当直の対応に疑義がある場合には、号機班長は当直に助言する。

○復旧班： 設備や機能の復旧や、可搬型設備を用いた対応を実施する。

これらの対応の実施については、復旧班にその実施権限が委譲されているため、復旧班が手順にしたがって自律的に準備し、号機統括へ状況の報告を行う。

○号機統括： 当直及び号機班と復旧班の実施するプラント復旧操作に関する報告を踏まえて、担当号炉における復旧活動の責任者として当該活動を統括する。

なお、あらかじめ決められた範囲での復旧操作については当直及び復旧班にその実施権限が委譲されているため、号機統括は万一对応に疑義がある場合には是正の指示を行う。

また、当該号炉の火災の場合には、自衛消防隊の指揮を行う。

3. 指揮命令及び情報の流れについて

緊急時対策本部において、指揮命令は基本的に本部長を頭に、階層構造の上位から下位に向かってなされる。一方、下位から上位へは、実施事項等が報告される。これとは別に、常に横方向の情報共有が行われ、例えば同じ号炉の号機班と復旧班等、連携が必要な班の間には常に綿密な情報の共有がなされる。

なお、あらかじめ定めた手順の範囲内において、本部長の権限は各統括、班長に委譲されているため、その範囲であれば特に本部長や統括からの指示は要しない。複数号炉にまたがる対応や、あらかじめ定めた手順を超えるような場合には、本部長や統括が判断を行い、各班に実施の指示を行う。

以上のような指揮命令及び情報の流れについて、具合例として以下の2つのケースの場合を示す。

(ケース1) 可搬型代替注水ポンプによる6号炉への注水(定められた手順で対応が可能な場合の例:第3図)

- ・復旧班長(6号炉)の指示の下、6号復旧班が自律的に可搬型代替注水ポンプによる送水を準備、開始する。
- ・復旧班長(6号炉)は、6号統括に状況を報告するとともに号機班(6号炉)にも情報を共有する。
- ・6号炉当直副長の指示の下、当直が自律的に原子炉压力容器への注水ラインを構成する。
- ・号機班長(6号炉)は、6号統括に状況を報告するとともに復旧班(6号炉)にも情報を共有する。
- ・号機班長(6号炉)は復旧班から共有された情報をもとに、原子炉压力容器への注水の準備ができたことを当直に連絡する。
- ・当直は原子炉压力容器への注水を開始する。
- ・号機班長(6号炉)は6号統括に、原子炉压力容器への注水開始を報告する。

(ケース2) 複数個所の火災発生(自衛消防隊の指揮権が委譲される場合の例:第4図)

- ・6号炉での火災消火のため、6号統括が自分の指揮下に入るよう自衛消防隊に命じ出動を指示する。
- ・自衛消防隊が6号炉で活動中に1号炉で火災発生。1号炉当直副長は初期消火班にて対応する。
- ・両火災の対応の優先度について1~5号統括と6号統括を中心に本部にて協議し、本部長の判断にて「6号炉での消火活動の継続」を決定する。
- ・6号炉消火後、6号統括は、自衛消防隊に1号炉へ移動するよう指示し、自衛消防隊の指揮権を1~5号統括に委譲する。
- ・自衛消防隊は1~5号統括の指揮の下、1号炉の消火活動を実施する。

4. その他

(1) 夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の体制

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）については、上述した体制をベースに、特に初動対応に必要な要員を中心に宿直体制をとり、常に必要な要員数を確保することによって事故に対処できるようにする。その後に順次参集する要員によって徐々に体制を拡大していく。

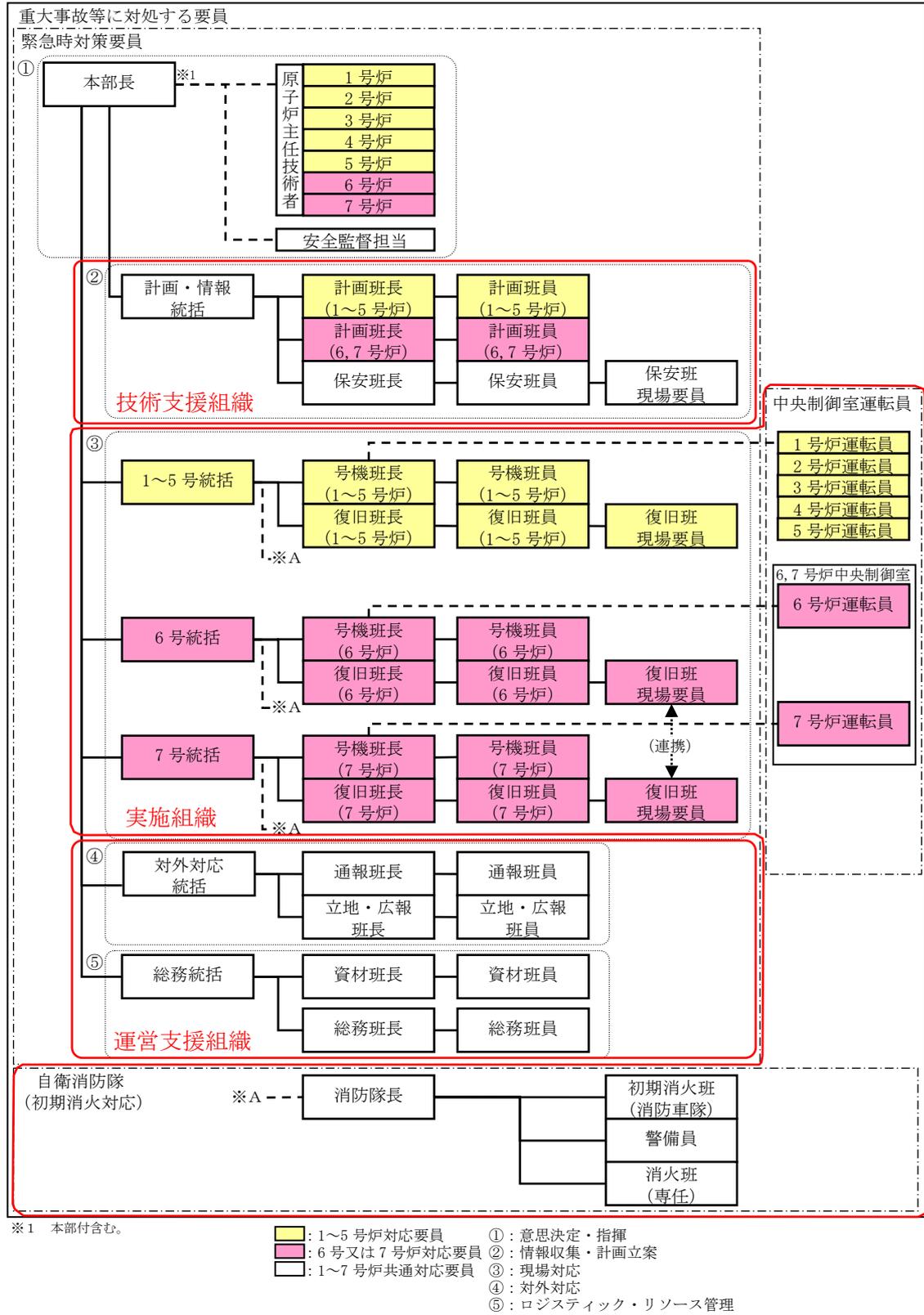
(2) 要員が負傷した際等の代行の考え方

特に夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において万一何らかの理由で要員が負傷する等により役割が実行できなくなった場合には、平日の勤務時間帯のように十分なバックアップ要員がないことが考えられる。こうした場合には、同じ機能を担務する下位の職位の要員が代行するか又は上位の職位の要員が下位の職位の要員の職務を兼務する（例：復旧班長が負傷した場合は復旧班副班長が代行するか又は統括が兼務する）。

具体的な代行者の選定については、上位職の者（例えば班長の代行者については統括）が決定する。

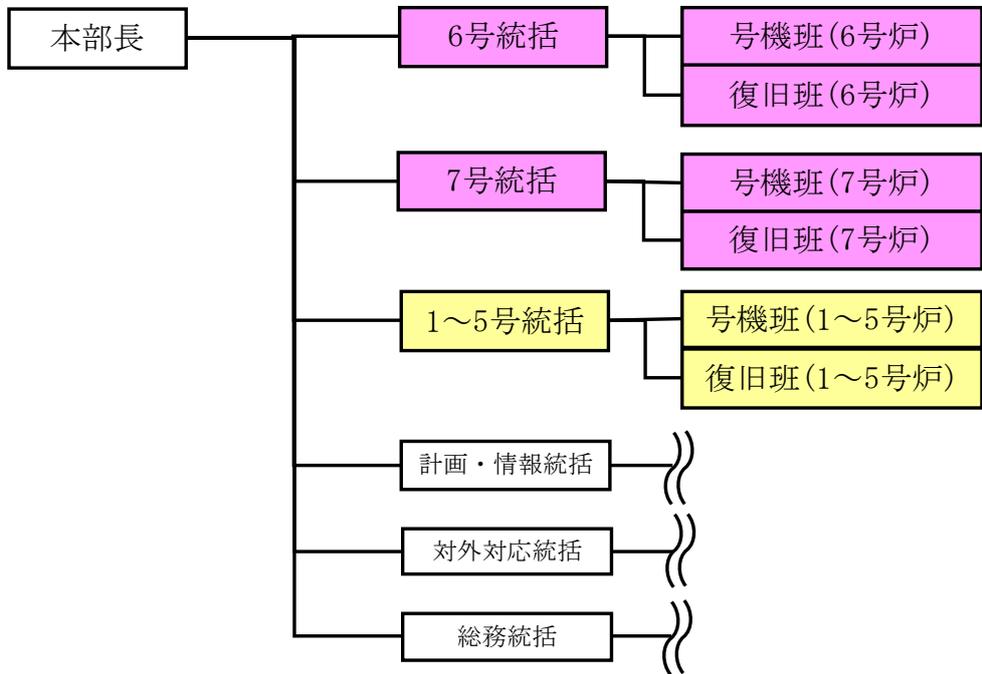
第1表 各職位のミッション

職 位	ミ ッ シ ョ ン
本部長	<ul style="list-style-type: none"> ・ 防災態勢の発令，変更の決定 ・ 緊急時対策本部（以下「対策本部」という。）の指揮・統括 ・ 重要な事項の意思決定
原子炉主任技術者	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉安全に関する保安の監督，本部長への助言
安全監督担当	<ul style="list-style-type: none"> ・ 人身安全に関する安全の監督，本部長への助言
計画・情報統括	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事故対応方針の立案 ・ プラントパラメータ等の把握とプラント状態の予測 ・ 本部長への技術的進言・助言（重大事故等対処設備等，構内設備の活用）
計画班	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事故対応に必要な情報（パラメータ，常設設備の状況・可搬型設備の準備状況等）の収集，プラント状態の進展予測・評価 ・ プラント状態の進展予測・評価結果の事故対応方針への反映 ・ アクシデントマネジメントの専門知識に関する計画・情報統括のサポート
保安班	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電所内外の放射線・放射能の状況把握，影響範囲の評価 ・ 被ばく管理，汚染拡大防止措置に関する緊急時対策要員への指示 ・ 影響範囲の評価に基づく対応方針に関する計画・情報統括への助言 ・ 放射線の影響の専門知識に関する計画・情報統括のサポート
号機統括	<ul style="list-style-type: none"> ・ 対象号炉に関する事故の影響緩和・拡大防止に関わるプラント設備の運転操作への助言，可搬型設備を用いた対応，不具合設備の復旧の統括
号機班	<ul style="list-style-type: none"> ・ 当直からの重要パラメータ及び常設設備の状況の入手，対策本部へインプット ・ 事故対応手段の選定に関する当直のサポート ・ 当直からの支援要請に関する号機統括への助言
当 直（運転員）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 重要パラメータ及び常設設備の状況把握と操作 ・ 中央制御室内監視・操作の実施 ・ 事故の影響緩和，拡大防止に関わるプラントの運転操作
復旧班	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事故の影響緩和・拡大防止に関わる可搬型設備の準備と操作 ・ 可搬型設備の準備状況の把握，号機統括へインプット ・ 不具合設備の復旧の実施
自衛消防隊	<ul style="list-style-type: none"> ・ 初期消火活動（消防車隊）
対外対応統括	<ul style="list-style-type: none"> ・ 対外対応活動の統括 ・ 対外対応情報の収集，本部長へインプット
通報班	<ul style="list-style-type: none"> ・ 社外関係機関への通報連絡
立地・広報班	<ul style="list-style-type: none"> ・ 自治体派遣者の活動状況把握とサポート ・ マスコミ対応者への支援
総務統括	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電所対策本部の運営支援の統括
資材班	<ul style="list-style-type: none"> ・ 資材の調達及び輸送に関する一元管理 ・ 原子力緊急事態支援組織からの資機材受入調整
総務班	<ul style="list-style-type: none"> ・ 要員の呼集，参集状況の把握，対策本部へインプット ・ 食料・被服の調達 ・ 宿泊関係の手配 ・ 医療活動 ・ 所内の警備指示 ・ 一般入所者の避難指示 ・ 物的防護施設の運用指示 ・ 他の班に属さない事項

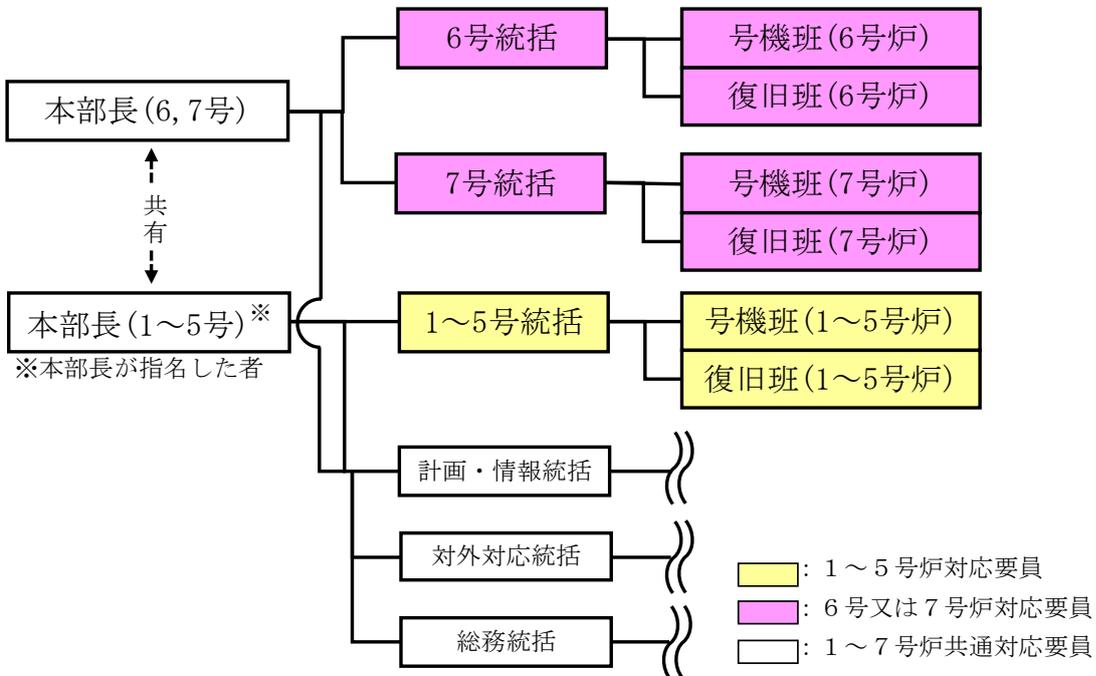


第1図 柏崎刈羽原子力発電所 原子力防災組織 体制図

基本的な緊急時対策本部の体制

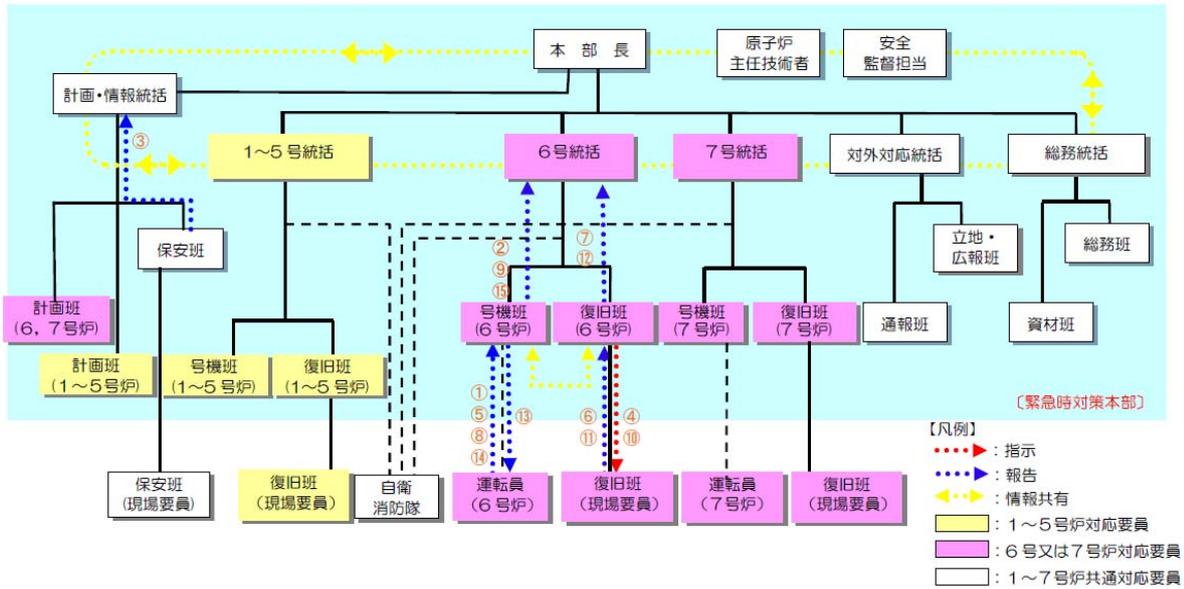


プラントが事前の想定を超え、2基を超えるプラントで本部長が統括に対して直接の指示を行う必要が生じた場合の体制

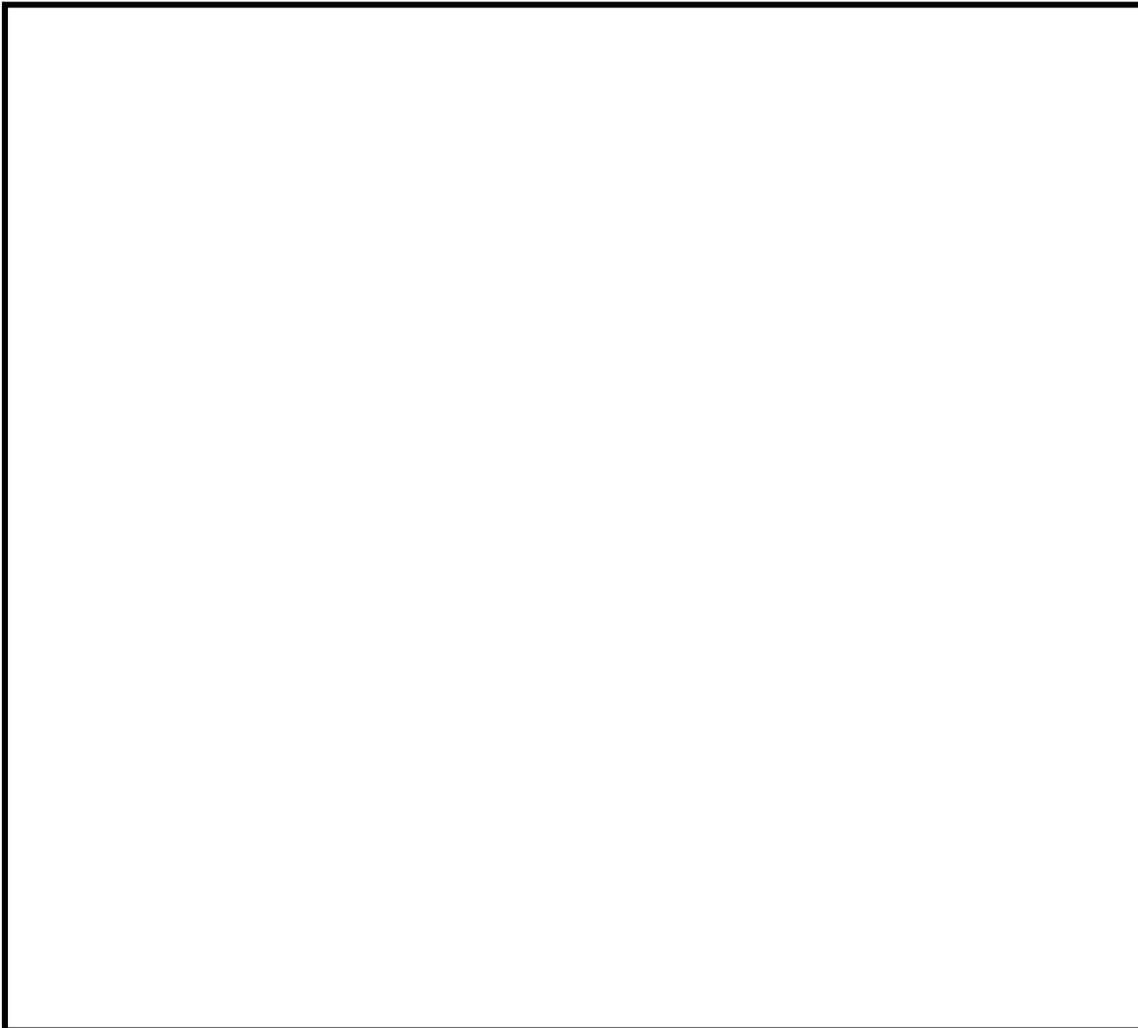


第2図 柏崎刈羽原子力発電所 緊急時対策本部体制 (概要)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

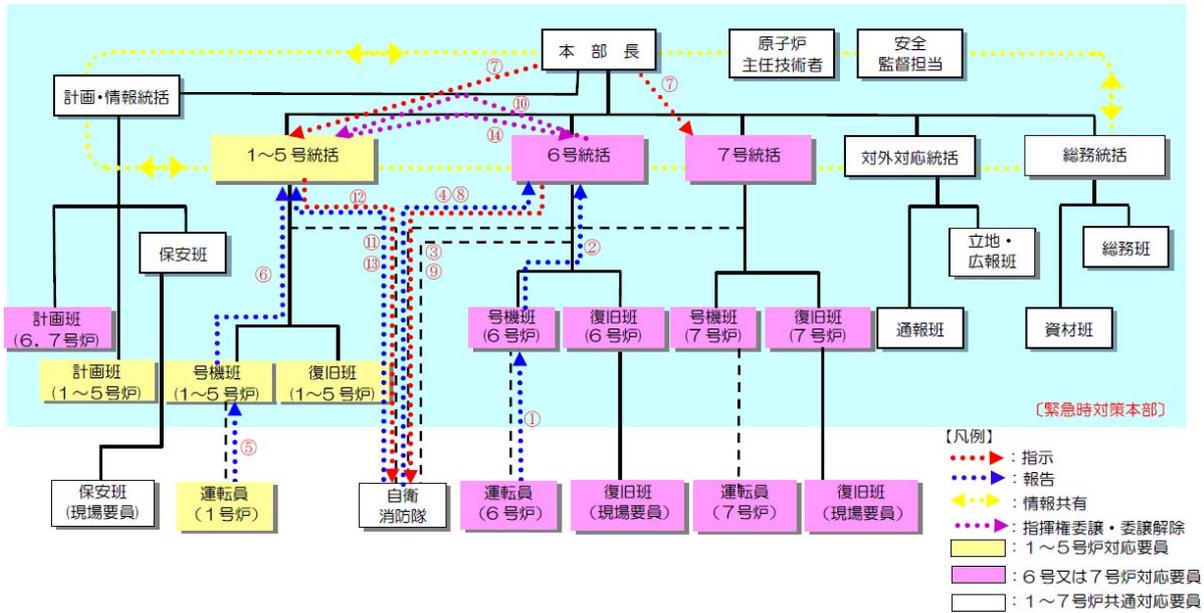


指示・命令の流れ (例：可搬型代替注水ポンプによる6号炉への注水が必要となった場合)

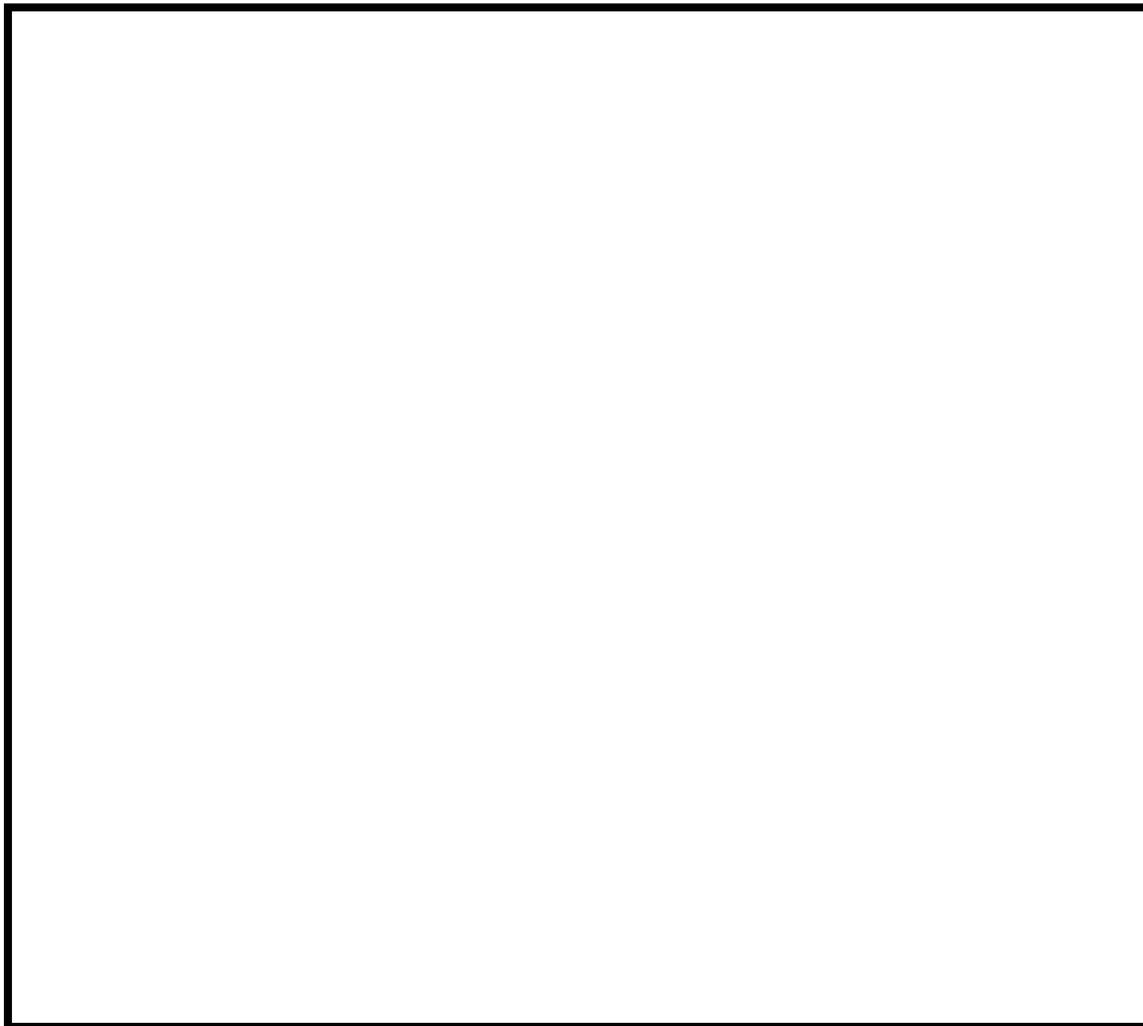


第3図 可搬型代替注水ポンプによる6号炉への注水が必要になった場合の情報の流れ(例)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



指示・命令の流れ (例：6号炉で火災が発生し、その後1号炉で火災が発生した場合)



第4図 火災発生時（2箇所の場合）の対応と情報の流れ(例)

自衛消防隊の体制について

1. 自衛消防隊の体制

自衛消防隊の体制を第1表に記す。

火災が発生した際、発電所内に常駐している消防隊長及び初期消火班による初期消火活動が行われる。その後、参集した消火班も加わった自衛消防体制が構築される。

第1表 自衛消防隊編成表（現場指揮本部）

構成	所属等		役割	
消防隊長 (1)	平日の勤務時間帯：①防災安全GM ②防災安全担当 ③運転管理担当 夜間及び休日：自衛消防隊専属の宿直者		①現場指揮本部の責任者 ②消火活動全体の指揮 ③当直長への消火活動の情報提供・プラント情報の共有 ④公設消防窓口（プラント状況・消火活動の情報提供）	
初期消火班 (15) (16) ^{※1}	当直長(1) ^{※2}	1号炉[1] 2号炉[1] 3号炉[1] 4号炉[1] 5号炉[1] 6,7号炉[1]	計 6名	①公設消防への通報（発電関連設備） ②運転員（初期消火要員）への初期消火指示 ③プラントの情報提供、消防活動の情報共有 （当直長は現場での消火活動のメンバーには属さない）
	運転員(3) ^{※2}	1号炉[3] 2号炉[2] ^{※3} 3号炉[2] ^{※3} 4号炉[2] ^{※3} 5号炉[2] ^{※4} 6,7号炉[3](4) ^{※5}	計 14名	①屋内・屋外での消火活動（発電関連設備） ②当該現場での消火戦略検討・指揮（現場支援担当又は当直主任） ③火災発生場所での消火活動の指揮（現場支援担当又は当直主任） ④火災発生現場（建屋内）への公設消防誘導・説明
	正門警備員(2) ^{※6}			①屋内・屋外での消火活動（その他区域） ②火災発生現場（構内全域）への公設消防誘導
	放射線測定要員・放射線測定当番(2)			放射線量測定
	消防車隊	防護・副防護本部警備員(1) 委託員(6)	指揮者から消防車隊への指示伝達係 屋内・屋外での消火活動	
消火班 (30)	副班長：専任(2)，兼任可(1) 班員：専任(16)，兼務可(11) (専任) 消火専任の要員 (兼務) 機能班との兼務可		【参集状況に応じ、現場にて副班長が役割分担を指名】 ●消火係 ①消火活動（消火器・屋外消火栓等の使用） ●現場整理・資機材搬送係 ①現場交通整理（公設消防車両の誘導） ②火災現場保存（関係者以外の立入規制含む） ③消火活動資機材の運搬（現場指揮本部機材含む） ●情報係 ①発電所本部への情報連絡 ②火災現場での情報収集・記録 ●救護係 ①負傷者の救護 ②総務班医療係到着までの介護	

() 内は人数

※1：1～5号炉は各号炉15名で構成。6,7号炉は通常15名，6,7号炉同時火災では16名で構成。

※2：発電関連設備での火災発生時が対象，[]内は各号炉の初期消火要員。

※3：単独火災発生時は1号炉初期消火要員1名を補充。

※4：単独火災発生時は6,7号炉初期消火要員1名を補充。

※5：6,7号炉のいずれか一方の号炉の火災では3名で活動。6,7号炉同時火災では運転員1名を補充し4名で活動。

※6：初期消火班の正門警備員(2)は、発電所周辺警備を行うために正門警備所（防火帯外側）に常駐しており、森林火災発生時には、公設消防を火災現場に誘導する。なお、火災の影響がおよぶ場合には安全な場所へ待避する。

用語の定義

・発電関連設備

周辺防護区域内において、原子力発電所の運転等に直接関係する建物（原子炉建屋等）、防護区域外であっては水処理建屋、154kV変電所、66kV開閉所、給水建屋等の運転員の巡視区域の建物等をいう。

・その他区域

発電関連設備以外で、発電所敷地内にある当社所有の建物（事務本館、免震重要棟、防護本部、副防護本部、サービスホール、技能訓練棟、原子炉保修訓練棟、予備品倉庫（大湊）、発電倉庫（大湊）等）、高台保管場所、森林、伐採木仮置き場等をいう。

2. 6号及び7号炉の重大事故発生時における複数同時火災時の対応

緊急時対応中に6号及び7号炉で火災が発生し同時に消火活動が必要になった場合の対応について示す。6号及び7号炉の同時火災については、6号及び7号炉のそれぞれの建屋本館内部（6号及び7号炉で計2箇所）での火災（以下「内部火災」という。）のケースと、発電所敷地内での火災（以下「外部火災」という。）が2箇所が発生したケースの2ケースを示す。

2-1. 内部火災の場合

(1) 前提条件

- ・緊急時対応の最中に、6号及び7号炉で原因の特定されない同時火災を想定する。
- ・火災の発生防止対策、感知・消火対策を実施していることから、初期消火要員が対応する火災は、原子炉建屋、タービン建屋等の可燃物が少ない火災区域で発生し消火器で短時間に消火できる規模の火災を想定する。
- ・緊急時対応において、運転員の現場操作に際して消火活動が必要な火災に対しては、運転員の一部を活用する。
- ・原子炉の運転状態として、6号及び7号炉共に運転中、片方運転・片方停止、両方停止を想定し、各運転状態における運転員の人数を前提とする。

(2) 内部火災での対応及び体制

6号及び7号炉での同時火災に対する対応フローを第1図に、初期消火要員の体制を第2図に、運転員の体制を第3図～第5図に示す。

当直長は、火災の状況を含めプラント状況の把握や緊急時対策本部との連絡を行っていることから、初期消火活動の指示と現場指揮本部設置までの活動の指揮を執る。消防隊長は、号機統括の指示を受け、速やかに現場指揮本部を設置するとともに、設置後は消火活動の指揮を執る。指揮権の委譲の際には、当直長と現場指揮者から状況説明を受ける。その後は、現場指揮者から直接的、間接的に適宜状況報告を受け両方の火災対応の指揮を執るとともに、緊急時対策本部との連絡を行う。

消火体制については、6号及び7号炉同時火災発生に対応するために、初期消火要員として選任されている運転員、消防車隊員（委託）で2班を編成する。初期消火要員に選任されている運転員は原子炉の運転状態に依らず通常3名（運転中は専任、1ないし2プラント停止中は1名専任2名兼任）であることから、他の運転員1名を初期消火要員に充て、1班当たり運転員2名、消防車隊3名の計5名で初期消火活動を行う。

なお、建屋内での火災発生に対して、原子炉の高温停止及び低温停止を達成し維持するた

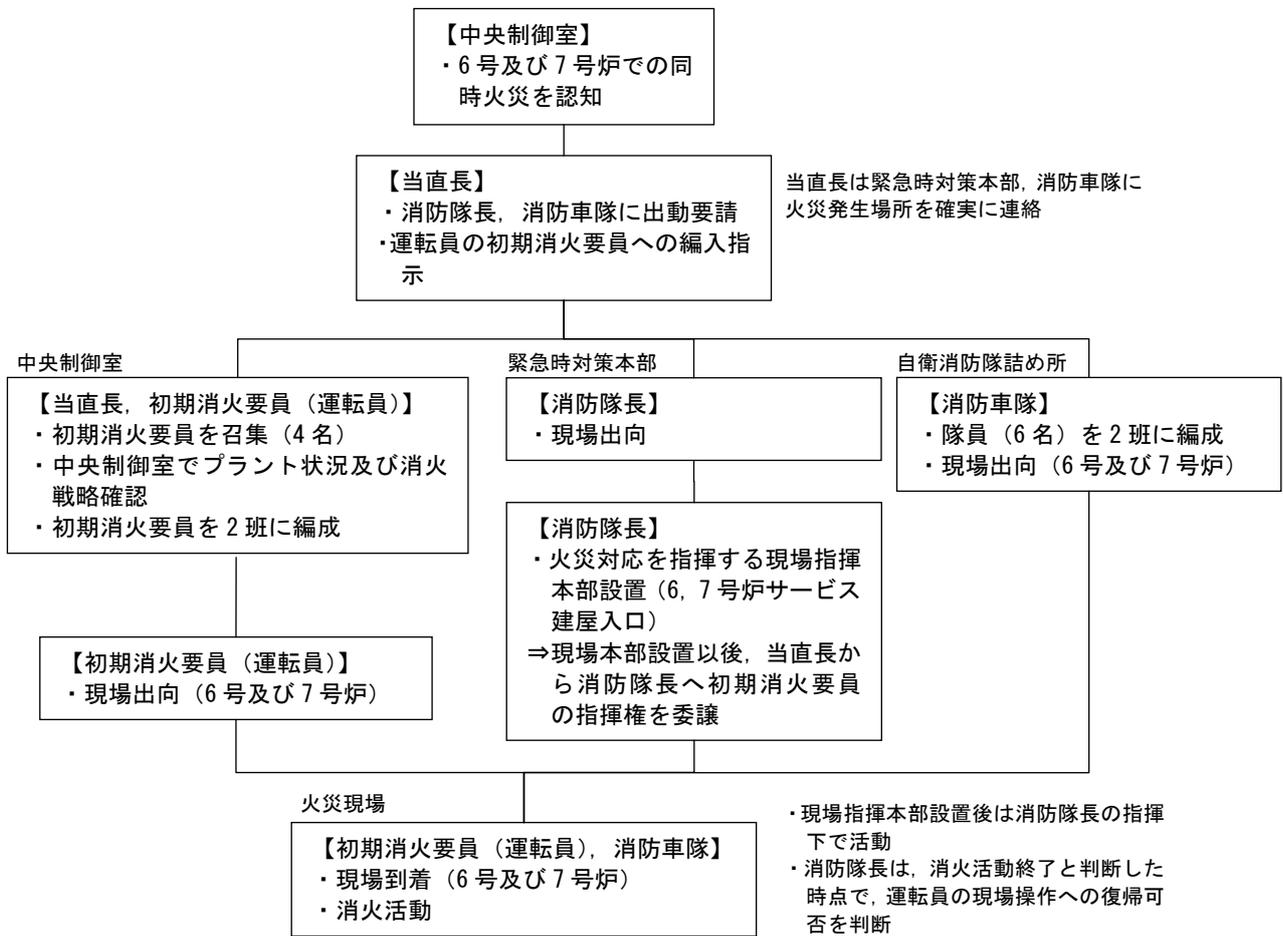
めの安全機能を有する構築物, 系統及び機器を設置する区域で煙充満や放射線の影響により消火活動が困難となる区域は, 固定式消火設備を設置する設計としており, 当該火災区域での火災発生に対して初期消火隊員に依存することなく, 速やかな消火活動が可能である。

よって, プラントの運転状態に依らず緊急時対応中の6号及び7号炉の同時火災に対して, プラント当たり1班5名の初期消火要員で十分に消火活動が可能で, その活動も短時間であることから, 初期消火要員に充てた運転員は, 消火活動後速やかに現場操作対応を行うことが可能であり, 緊急時対応に支障を及ぼすことはない。

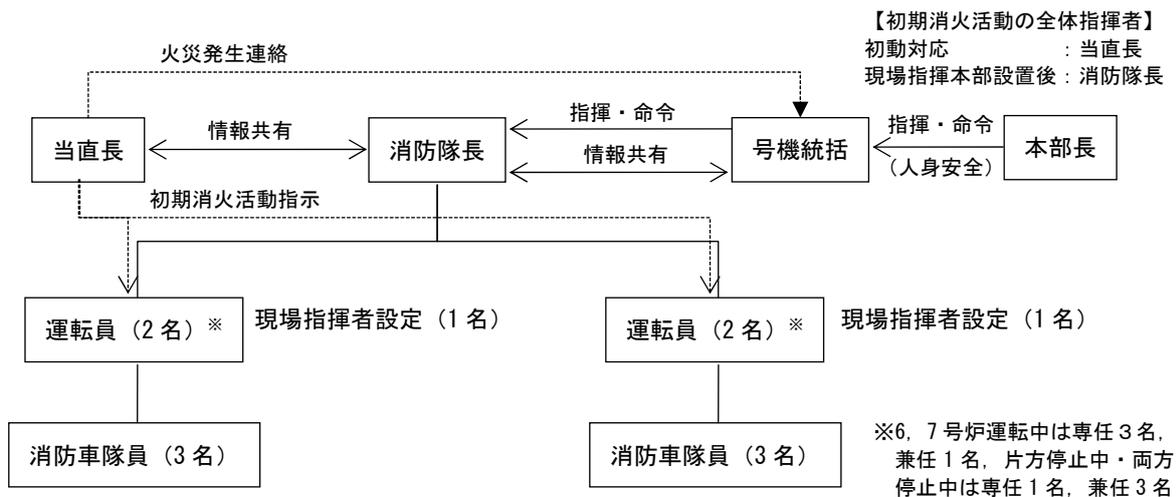
ただし, 原子力警戒態勢又は緊急時態勢が発令され号機統括が設置された場合には, 消防隊長は, 消火活動を優先すべき号機統括の指揮・命令のもと初期消火班の初期消火活動を指示する。

なお, 号機統括, 消防隊長が権限を持つ作業が人身安全を脅かす状態となる場合においては, 本部長へ作業の可否判断を求めることとする。

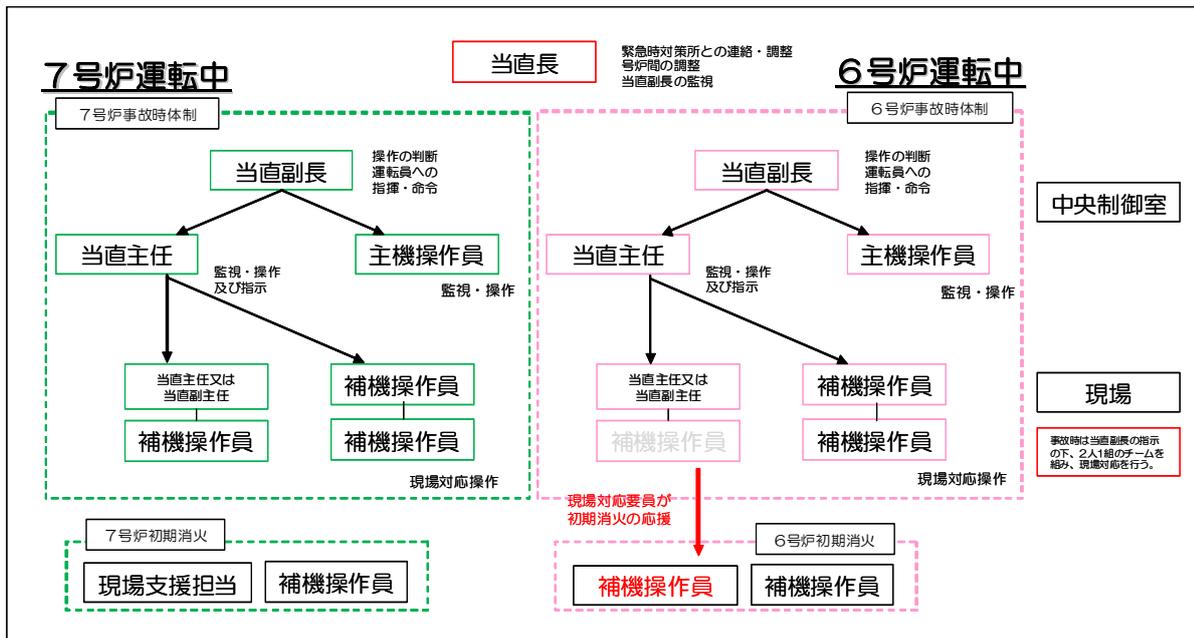
本運用については, 火災防護計画の関連文書に定める。



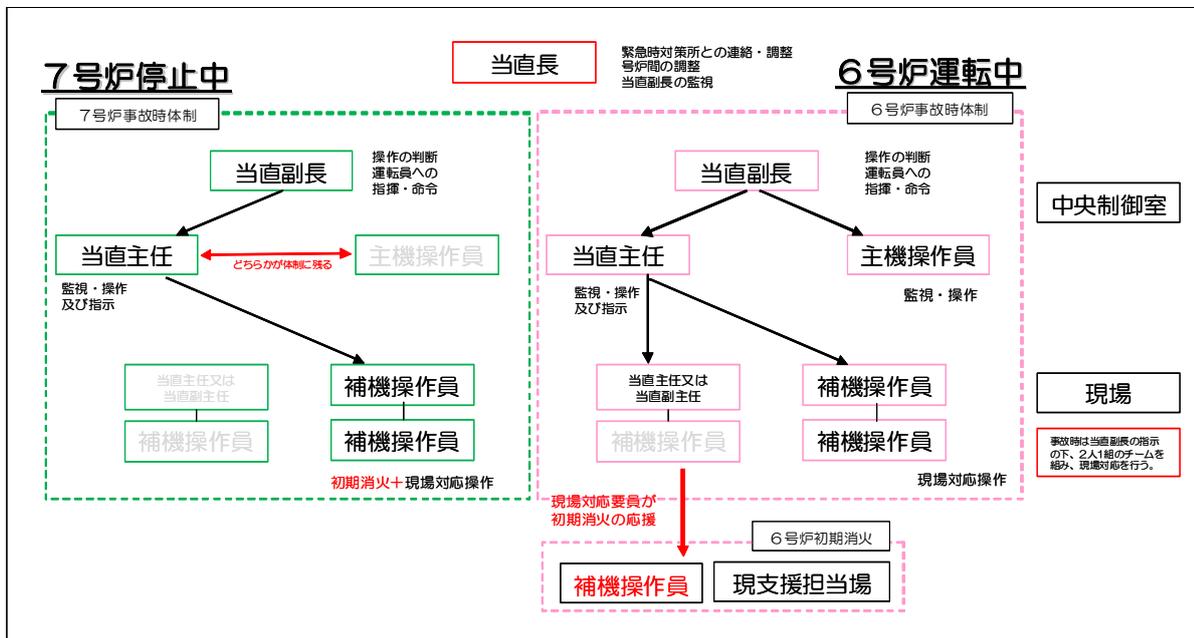
第1図 建屋内部での同時火災に対する対応フロー



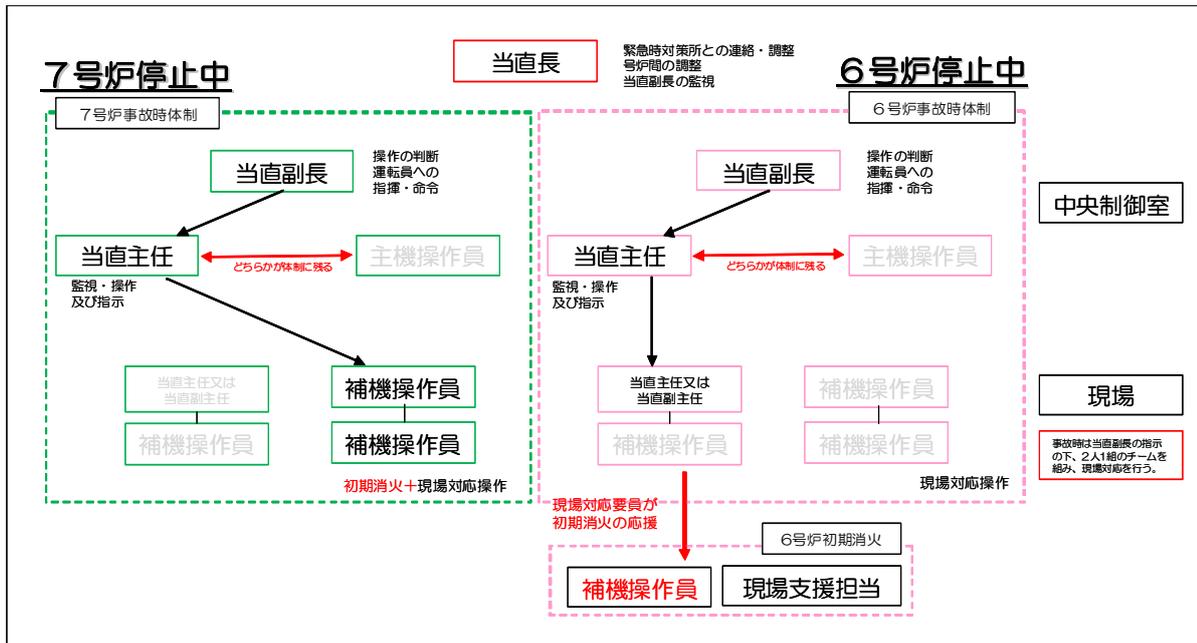
第2図 6号及び7号炉同時火災（内部火災）発生時の初期消火体制



第3図 6号及び7号炉事故及び火災対応時の運転体制について (6号及び7号炉とも運転中の場合)



第4図 6号及び7号炉事故及び火災対応時の運転体制について (6号炉運転中、7号炉停止中の場合)



第5図 6号及び7号炉事故及び火災対応時の運転体制について
(6号及び7号炉いずれも停止中の場合)

2-2. 外部火災の場合

(1) 前提条件

- ・外部火災として、緊急時対応中に発電所敷地内で現場操作を妨げるような火災が同時に2箇所で発生することを想定する。
- ・消火活動は化学消防車，ポンプ車の組合せにより，消火活動を行う。
- ・化学消防車の操作は，消防車隊が行う。
- ・復旧班の現場操作に際して消火活動が必要な火災に対しては，消防車の操作が可能な復旧班現場要員を活用する。

(2) 外部火災での対応及び体制

6号及び7号炉での同時火災に対する対応フローを第6図に，初期消火要員の体制を第7図に示す。

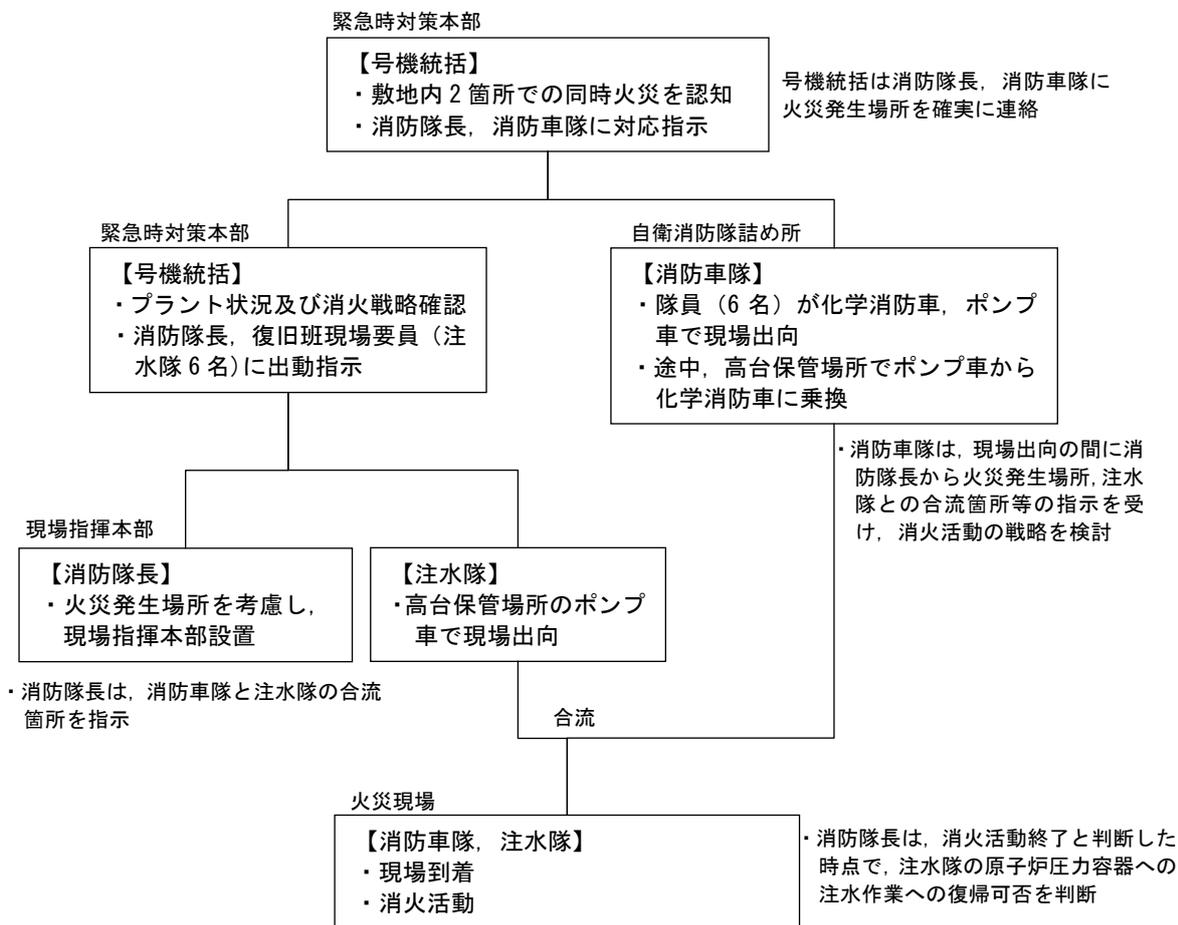
外部火災における消火活動は，消防隊長が指揮を執る。通常，敷地内の1箇所の火災発生に対しては，火災対応のため常時待機している消防車隊員6名で十分対応可能であるが，復旧班の現場操作に際して消火活動が必要な敷地内2箇所の同時火災が発生した場合には，消防車隊員に加え復旧班現場要員（6号及び7号炉各7名）から注水隊員6名を充て，消火活動を行う。

実際の放水活動は，化学消防車とポンプ車の組合せで行うことから，1班当たり消防車隊3名，注水隊員3名で2班を編成し，2箇所に分かれて消火活動を行う。その際，消防車隊3名は化学消防車の操作，注水隊はポンプ車の操作を行う。

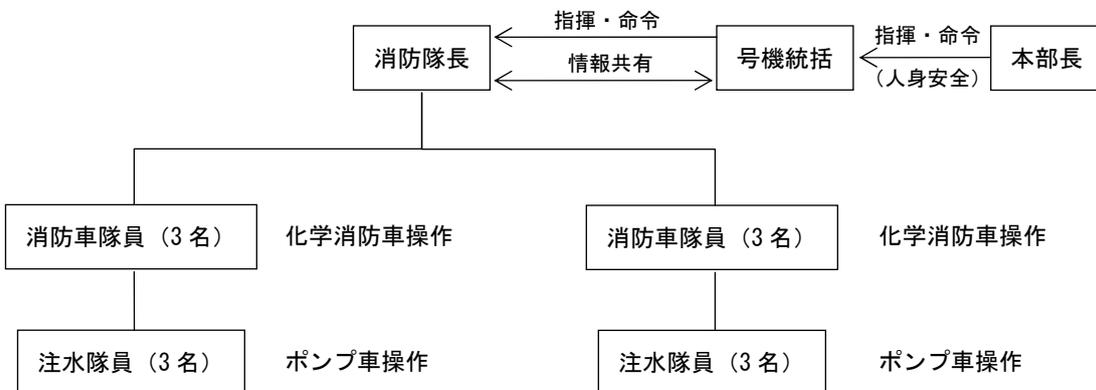
一方，初期消火活動に充てられた注水隊員は本来緊急時の原子炉圧力容器への注水対応を行うため，消火活動が終了とした時点で，消防隊長の判断により速やかに原子炉圧力容器へ

の注水作業に戻ることをとする。

本運用については、火災防護計画の関連文書に定める。



第 6 図 発電所敷地内での同時火災に対する対応フロー



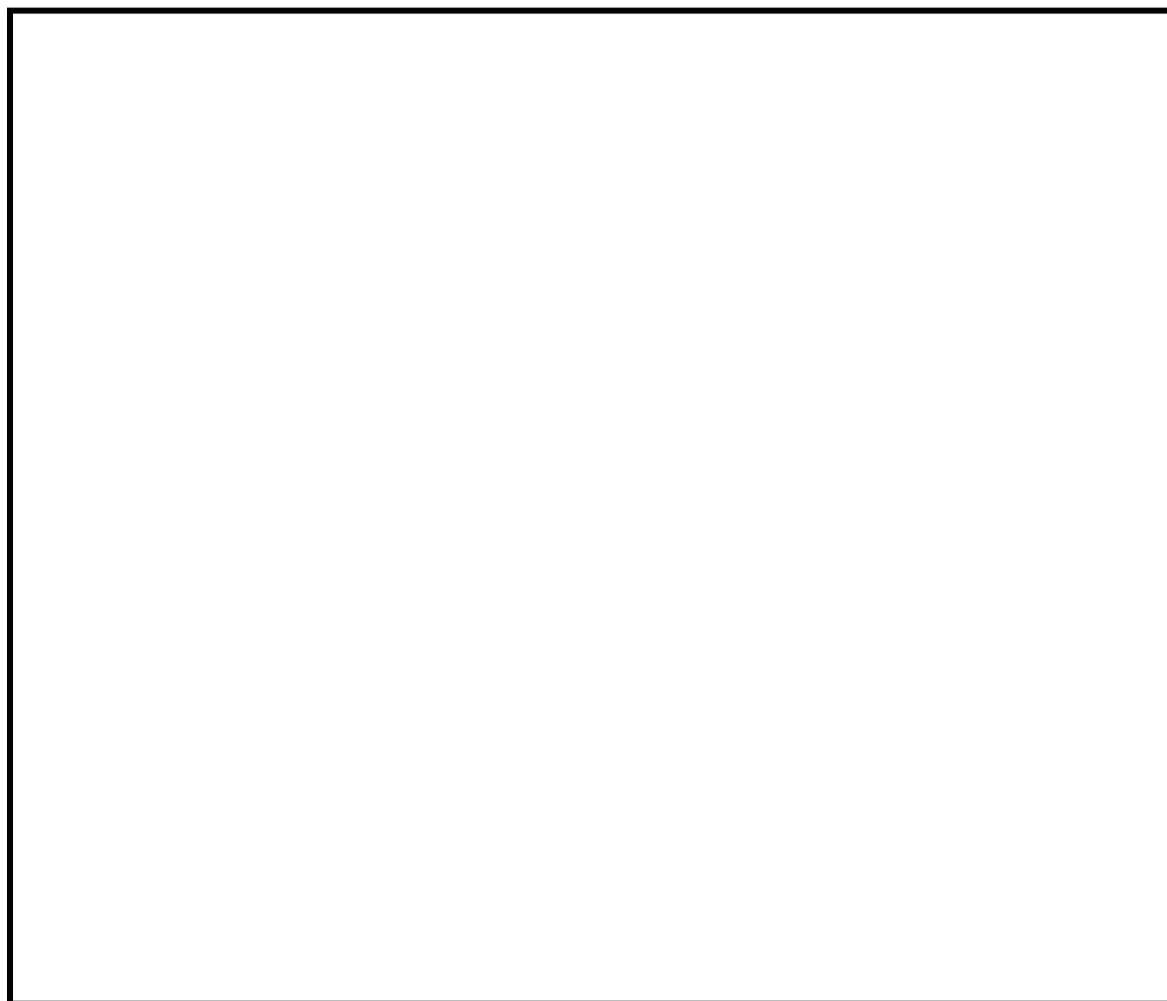
第 7 図 緊急時における敷地内の同時火災発生時の初期消火体制

重大事故等時における緊急時対策要員の動き

重大事故等時における緊急時対策要員の動きについては以下のとおり。

- 平日勤務時間帯における緊急時対策所で初動態勢時に対応する要員（本部要員，現場要員）は，平日勤務時間における対応者（執務できない場合の交替者を含む）を明確にした上で，5号炉定検事務室又はその近傍，及び第二企業センター又はその近傍で分散して執務しており，召集連絡を受けた場合は，速やかに5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に集合する。
- 夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）中における緊急時対策所で初動態勢時に対応する要員（本部要員，現場要員）は，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）中における対応者を明確にした上で，5号炉定検事務室又はその近傍，及び第二企業センター又はその近傍で分散して執務及び宿泊しており，召集連絡を受けた場合は，速やかに5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に集合する。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第1図 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所，5号炉定検事務室，第二企業センターの位置関係

緊急時対策所における主要な資機材一覧

緊急時対策所に配備している主要な資機材については以下のとおり。

5号炉原子炉建屋内緊急時対策所

○通信連絡設備

通信種別	主要設備		数量※1
発電所内外	衛星電話設備	衛星電話設備（常設）	9台
		衛星電話設備（可搬型）	15台
発電所内	電力保安通信用電話設備	固定電話機	19台
		FAX	2台
	送受信器	ハンドセット	2台
		スピーカー	2台
	無線連絡設備	無線連絡設備（常設）	4台
		無線連絡設備（可搬型）	90台
	携帯型音声呼出電話設備	携帯型音声呼出電話機	6台
		中継用ケーブルドラム	2台
発電所外	統合原子力 防災ネット ワークを用いた 通信連絡設備	テレビ会議システム（衛星系・有線系 共用）	1式
		IP-電話機（有線系）	4台
		IP-電話機（衛星系）	2台
		IP-FAX（有線系）	1台
		IP-FAX（衛星系）	1台
	衛星電話設備（社内向）	衛星社内電話機	4台
		テレビ会議システム（社内向）	1式
	テレビ会議システム	テレビ会議システム（社内向）	1式
	専用電話設備	専用電話設備（自治体他向）	7台

※1：予備を含む（今後、訓練等で見直しを行う）

○必要な情報を把握できる設備

通信種別	主要設備	数量
発電所内外	安全パラメータ表示システム（SPDS）	1式
	データ伝送設備	1式

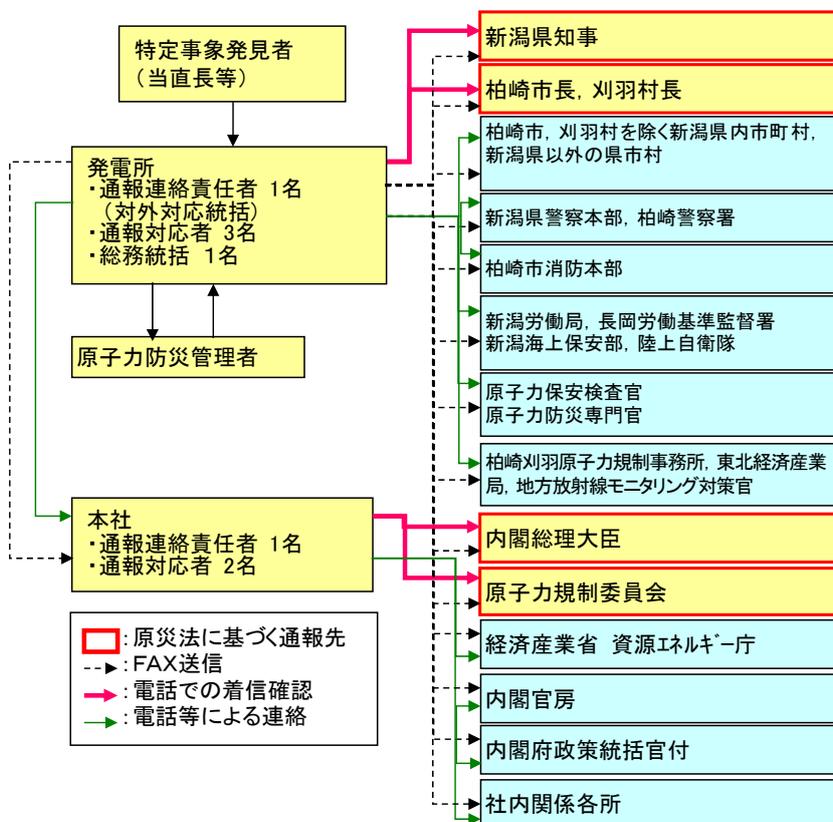
○可搬型照明設備

品名	数量
ヘッドライト	100個
ランタンプライムLEDライト	60個

緊急時対策要員による通報連絡について

重大事故等が発生した場合、発電所の通報連絡責任者が、内閣総理大臣、原子力規制委員会、新潟県知事、柏崎市長及び刈羽村長並びにその他定められた通報連絡先への通報連絡を FAX を用いて一斉送信するとともに、通報連絡後の総合原子力防災ネットワークの情報連絡の管理を一括して実施する。

- ① 発電所の通報連絡責任者は、特定事象等発見者から事象発生連絡を受けた場合は、原子力防災管理者へ報告するとともに、他の通報対応者と協力し通報連絡を実施する。
- ② 重大事故等（原子力災害対策特別措置法第 10 条第 1 項に基づく通報すべき事象等）が発生した場合の通報連絡は、内閣総理大臣、原子力規制委員会、新潟県知事、柏崎市長及び刈羽村長及びその他定められた通報連絡先に、FAX を用いて一斉送信することで、効率化を図る。
- ③ 内閣総理大臣、原子力規制委員会、新潟県知事、柏崎市長及び刈羽村長に対しては、電話で FAX の着信の確認を行うとともに、その他通報連絡先へも FAX を送信した旨を連絡する。
- ④ これらの連絡は、発電所対策本部の通報連絡者（5 名）と本社対策本部の通報連絡者（3 名）が分担して行うことにより時間短縮を図る。
- ⑤ その後、緊急時対策要員の召集で、参集した通報班の要員確保により、更なる時間短縮を図る。
- ⑥ 発電所から通報連絡ができない場合は、本社から通報先に FAX を用いて通報連絡を行う。
- ⑦ 原子力規制庁への情報連絡は、統合原子力防災ネットワークを活用する。
- ⑧ 通報連絡後の主要連絡は、本社が内閣府（内閣総理大臣）、原子力規制庁（原子力規制委員会）の対応を行い、発電所が新潟県、柏崎市、刈羽村の対応等を行う。
- ⑨ 通報連絡の体制、要領については、手順書を整備し運用を行う。



第 1 図 原子力災害対策特別措置法第 10 条第 1 項等に基づく通報連絡経路

原子力事業所災害対策支援拠点について

柏崎エネルギーホール

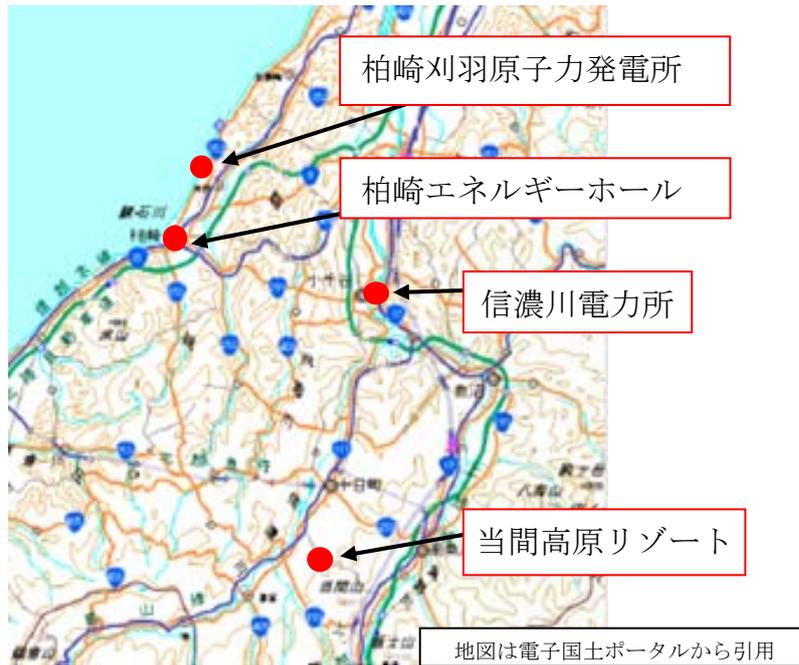
所在地	新潟県柏崎市駅前 2 丁目 2-30
発電所からの方位, 距離	南南西 約 8 k m
敷地面積	約 3,000m ²
非常用電源	・非常用ディーゼル発電機 50kVA
非常用通信機器	・電話 (有線系, 衛星系) ・FAX (有線系)
その他	消耗品等 (食料, 飲料水等) は信濃川電力所備蓄品を搬入

信濃川電力所

所在地	新潟県小千谷市千谷川 1-5-10
発電所からの方位, 距離	南東 約 23 k m
敷地面積	約 3,800m ²
非常用電源	・非常用ディーゼル発電機 75kVA ・備蓄燃料: 2 日分を備蓄
非常用通信機器	・電話 (有線系, 衛星系) ・FAX (有線系)
その他	消耗品等 (食料, 飲料水等) は備蓄

当間高原リゾート (休憩・仮泊, 資機材置き場機能のみ)

所在地	新潟県十日町市珠川
発電所からの方位, 距離	南南東 約 44 k m
敷地面積	約 350 万m ²
非常用電源	・非常用ディーゼル発電機 300kVA (本館), 210kVA (新別館)
非常用通信機器	・電話 (有線系, 衛星系)
その他	消耗品等 (食料, 飲料水等) は信濃川電力所備蓄品を搬入, その後, 最寄りの小売店から調達

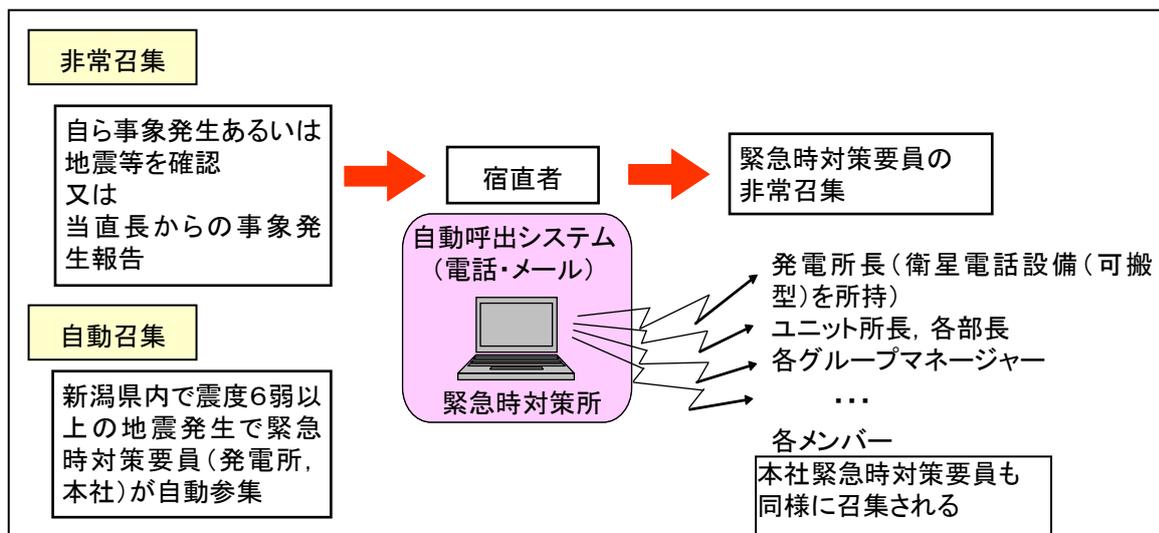


第 1 図 原子力事業所及び原子力事業所災害対策支援拠点の位置

発電所構外からの要員の参集について

1. 要員の召集の流れ

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合に、発電所外にいる緊急時対策要員を速やかに非常召集するため、「自動呼出・安否確認システム」、「通信連絡手段」等を活用し、要員の非常召集及び情報提供を行う。（第1図）



第1図 自動呼出・安否確認システムによる非常召集連絡

新潟県内で震度6弱以上の地震が発生した場合には、非常召集連絡がなくても自発的に参集する。

地震等により家族、自宅等が被災した場合や自治体からの避難指示等が出された場合は、家族の身の安全を確保した上で参集する。

集合場所は、基本的には柏崎エネルギーホール又は刈羽寮（第2図）とするが、発電所の状況が入手できる場合は、直接発電所へ参集可能とする。

柏崎エネルギーホール又は刈羽寮に集合した要員は、緊急時対策本部と非常召集に係る以下の確認、調整を行い、通信連絡設備、懐中電灯等を持参し、発電所と連絡を取りながら集団で移動する。柏崎エネルギーホール、刈羽寮には通信連絡設備として衛星電話設備（可搬型）を各10台配備する。

- ①発電所の状況（発電所への移動が可能なプラント状況かどうか（格納容器ベントの実施見通し）、発電所に行くための必要な装備（放射線防護服、マスク、線量計を含む））
- ②その他発電所で得られた情報（発電所への移動に関する道路状況等、移動する上で有益な情報）
- ③発電所へ移動する人の情報（人数、体調、移動手段（徒歩、車両）、連絡先）

発電用原子炉主任技術者は通信連絡手段により、必要の都度、発電所の連絡責任者と連絡をとり、発電用原子炉施設の運転に関し、保安上の指示を行う。



第2図 柏崎刈羽原子力発電所とその周辺

2. 緊急時対策要員の所在について

発電所員の約8割（第1表）が居住している柏崎市街地，刈羽村の大半は，柏崎刈羽原子力発電所から半径10km圏内（第2図）に位置しており，社員寮についても半径10km圏内に設置されている。

第1表 居住地別の発電所員数（平成29年4月時点）

居住地	柏崎市	刈羽村	その他地域
居住者数	820名 (73%)	81名 (7%)	223名 (20%)

3. 発電所構外からの要員の参集ルート

(1) 概要

柏崎市，刈羽村からの要員参集ルートについては，第3図に示すとおりであり，要員参集ルートの障害要因としては，比較的に平坦な土地であることから土砂災害の影響は少なく，地震による橋の崩壊，津波による参集ルートの浸水が考えられる。

地震による橋梁の崩落については，要員参集ルート上の橋梁が崩落等により通行ができなくなった場合でも，迂回ルートが複数存在することから，参集は可能である。また，木造建

物の密集地域はなくアクセスに支障はない。なお、地震による参集ルート上の主要な橋梁への影響については、平成 19 年新潟県中越沖地震においても、橋梁本体の損傷による構造安全性に著しい影響のあるような損傷は見られず^(※1)、実際に徒歩による通行に支障はなかった。

新潟県が実施した広域避難シミュレーション^(※2)によれば、大規模な地震が発生により、発電所で重大事故等が発生した場合、住民避難のため発電所の南西の海側ルートに交通渋滞が発生しやすいという結果が得られている。交通集中によるアクセス性への影響回避のため、参集ルートとしては可能な限り避けることとし、複数ある参集ルートから適切なルートを選定する。

津波浸水時については、アクセス性への影響を未然に回避するため、大津波警報発生時には基準津波が襲来した際に浸水が予想されるルート（第 3 図に図示した海沿いルート）は使用しないこととし、これ以外の参集ルートを使用して参集することとする。

(※1) 参考文献：2007 年新潟県中越沖地震の被害とその特徴／小長井一男（東京大学教授生産技術研究所）
他

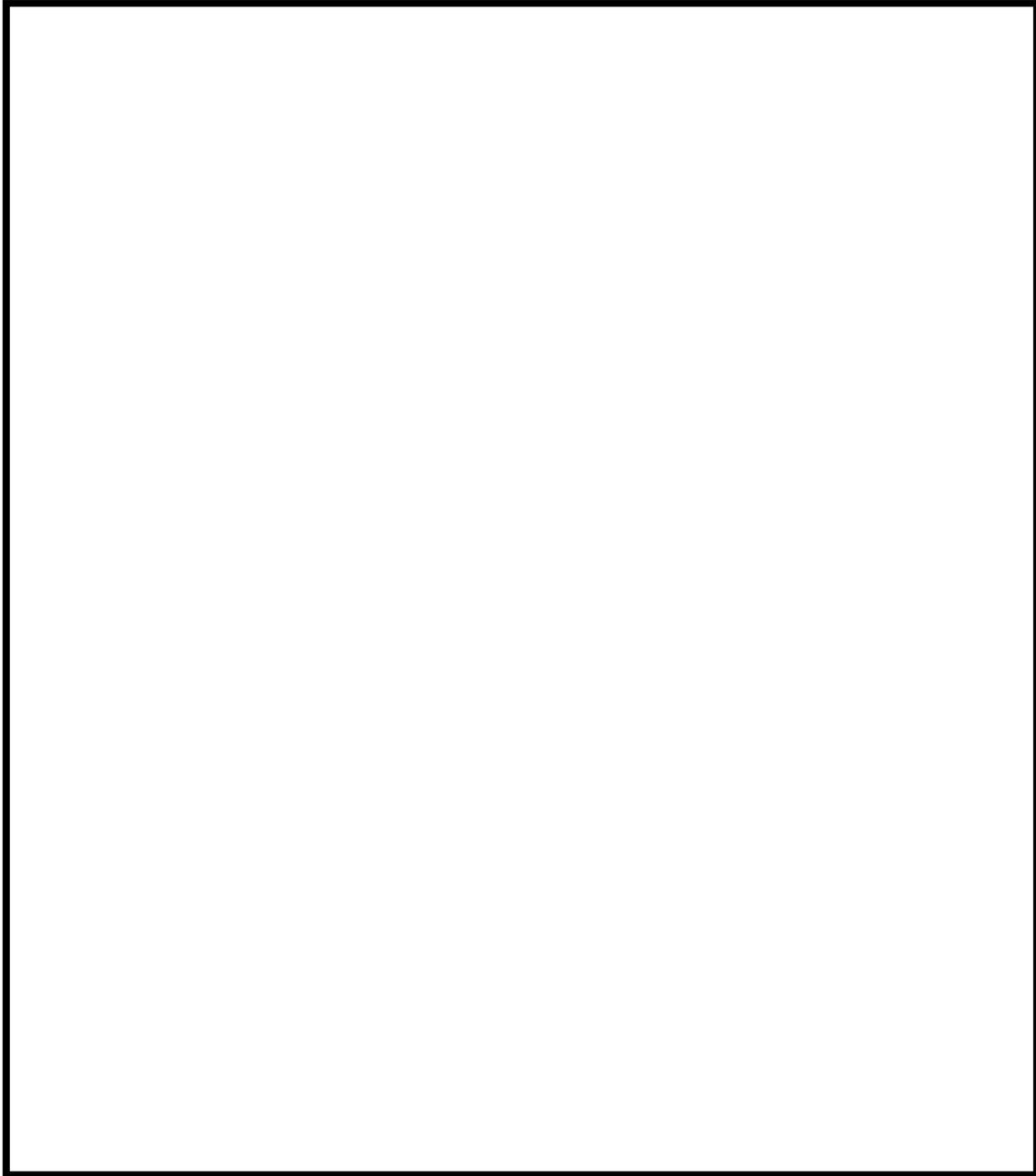
国土技術政策研究所資料 No. 439，土木研究所資料 No. 4086，建築研究資料 No. 112「平成 19 年（2007 年）新潟県中越沖地震被害調査報告」

(※2) 参考文献：新潟県殿向け「平成 26 年度新潟県広域避難時間推計業務」～最終報告書～
BGS-BX-140147 平成 26 年 8 月 三菱重工業株式会社

<http://www.pref.niigata.lg.jp/genshiryoku/1356794481823.html>

(2) 津波による影響が考えられる場合の参集ルート

柏崎市津波ハザードマップによると、柏崎市中心部から発電所までの要員参集ルートへの影響はほとんど見られない（川岸で数十 cm 程度）が、大津波警報発生は、津波による影響を想定し海側や鯖石川の河口付近を避けたルートにより参集する。（第 3 図）



第3図 柏崎市，刈羽村からの要員参集ルート

(3) 住民避難が行われている場合の参集について

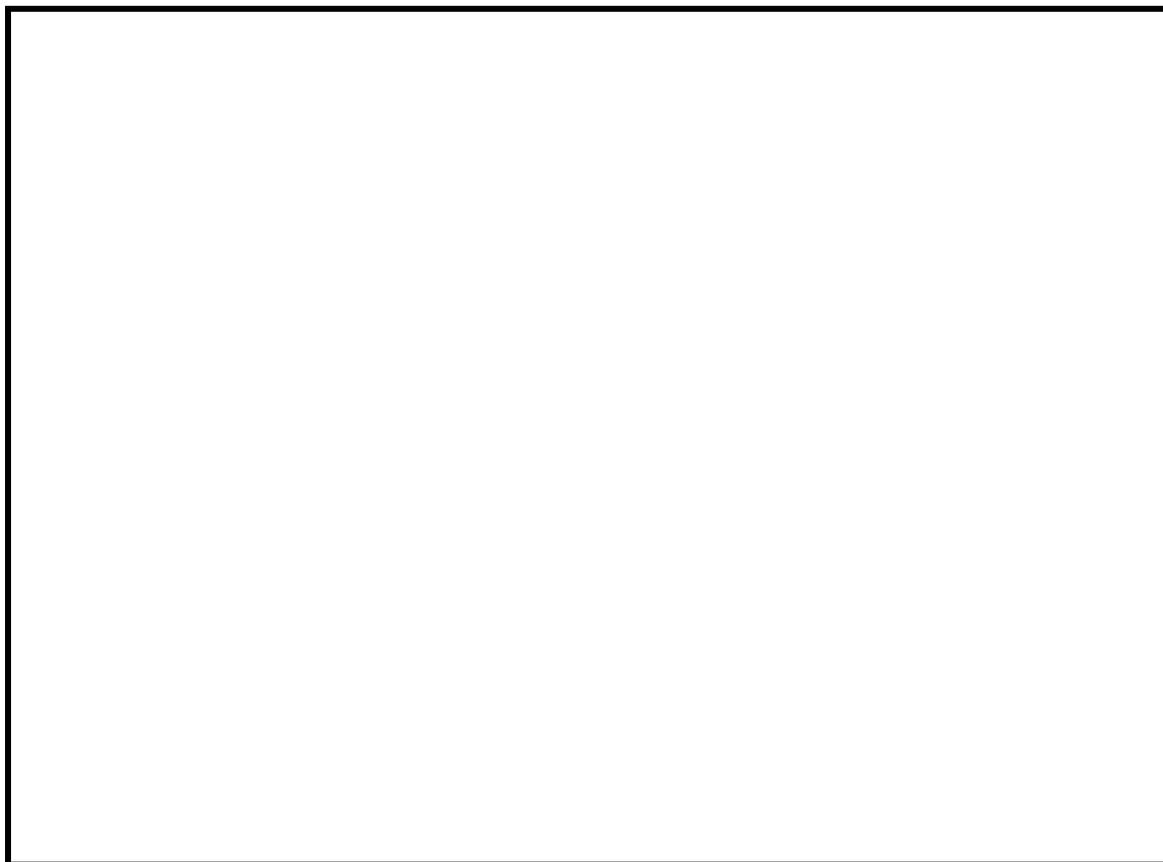
全面緊急事態に該当する事象が発生し，住民避難が開始している場合，住民の避難方向と逆方向に要員が移動することが想定される。

発電所へ参集する要員は，原則，住民避難に影響のないよう行動し，自動車による参集ができないような場合は，自動車を避難に支障のない場所に停止した上で，徒歩や自転車により参集する。

4. 発電所構内への参集ルート

発電所敷地外から発電所構内への参集ルートは、通常の正門を通過するルートに加え迂回ルートを確認している。(第4図)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第4図 発電所構内への参集ルート

5. 夜間及び休日における要員参集について

(1) 要員の想定参集時間

第1表及び第2図に示すとおり、要員の大多数は発電所から半径10km圏内に居住していることから、仮に発電所から10km地点に所在する要員が、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において直接徒歩移動で参集する場合であっても、参集時間は約3時間30分と考えられる。また、大地震等が発生している状況では要員の自宅が被災する可能性もあるため、出発までの準備時間が約1時間必要であると仮定した場合であっても、発電所への参集時間は約4時間30分と考えられる。

さらに、要員集合場所（柏崎エネルギーホール又は刈羽寮）に立寄り、情報収集を行った上で参集することから、集合場所に立寄るために遠回りする時間を1時間、情報収集する場合の時間を30分必要であると仮定した場合であっても、発電所から10kmに所在する要員は、約6時間で発電所に参集可能であると考えられる。

(2) 要員参集調査

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において、重大事故等が発生した場合の緊急時対策要員の参集動向（所在場所（準備時間を含む）～集合場所（情報収集時間を含む）～発電所までの参集に要する時間）を評価した結果、要員の参集手段が徒歩移動のみを想定した場合かつ、年末年始やゴールデンウィーク等の大型連休であっても、5時間30分以内に参集可能な要員は350名以上と考えられる。

なお、自動車等の移動手段が使用可能な場合は、より多くの要員が早期に参集することが期待できる。

※ 必要な要員数については、今後の訓練等の結果により人数を見直す可能性がある。

<参考：要員参集調査による評価>

○夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において、重大事故等が発生した場合の緊急時対策要員の参集動向をより具体的に把握するため、「平日夜間」「休日日中」「休日夜間」「大型連休（シルバーウィーク※）日中」「大型連休（シルバーウィーク※）夜間」の5ケースにおいて緊急呼び出しがかかった場合を想定し、その時々における要員の所在場所（自宅、発電所、それ以外の場所の場合は最寄りの集合場所までの移動時間を回答）を調査することで、参集状況の評価。

○要員集合場所（柏崎エネルギーホール又は刈羽寮）での情報収集時間30分を考慮（第5図）。

※ 要員参集調査時期が2015年9月であり大型連休の対象をシルバーウィークとした。



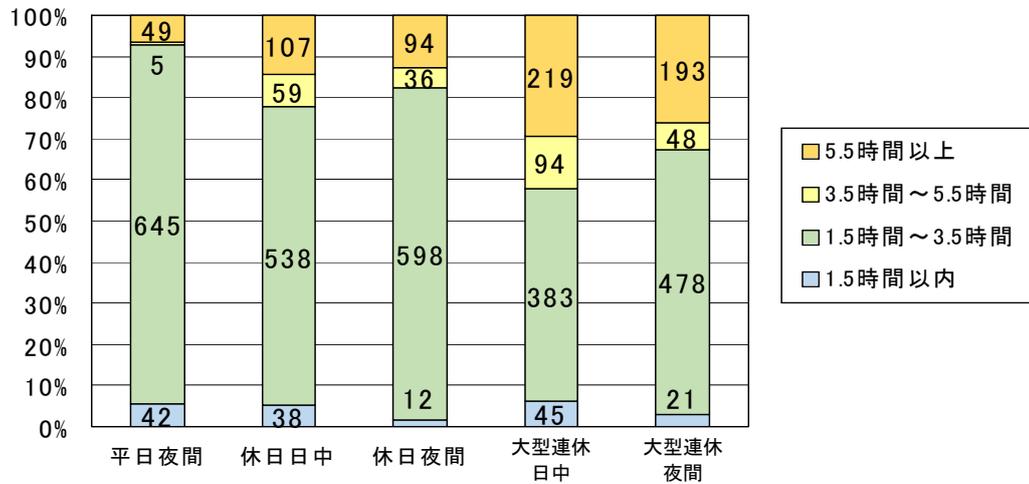
第5図 要員参集の流れについて (イメージ)

a. 車が使える場合 (第6図)

- 3時間30分以内に約8割の要員が参集可能な場所にいることを確認した。(大型連休は除く)
- 大型連休でも、3時間30分以内に約6割の要員が参集可能な場所にいる。

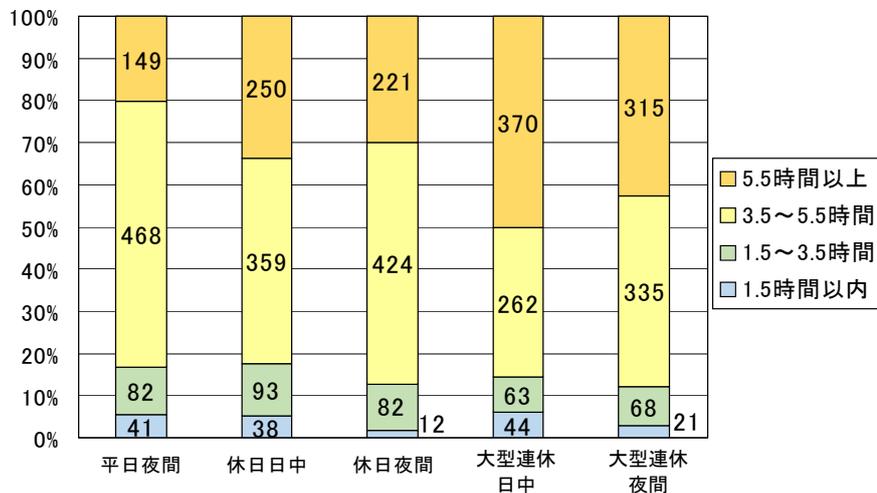
b. 徒歩移動のみの場合 (第7図)

- 車を使用した場合に比べ要員参集のタイミングが遅くなるが、7割程度の要員は、5時間30分以内に参集可能な場所にいることを確認した。(大型連休は除く)
- 通常の休日と大型連休を比較すると、大型連休には約2割多い要員が柏崎刈羽地域近傍から不在(徒歩5時間30分以上)となるが、5時間30分以内で参集可能な要員は約半数。



- ※ 各所在場所から集合場所（柏崎エネルギーホール，刈羽寮）までの移動に要する時間を回答してもらい，その時間に以下の数値を加えて算出。
- ・自宅からの参集の場合，出発までの準備時間：30分
 - ・集合場所での情報収集時間：30分
 - ・集合場所から発電所への移動時間：30分

第6図 要員参集シミュレーション結果（車でアクセス可能）



- ※ 出発までの準備時間を考慮の上，天候が良好な状況を想定し，集合場所を経由した場合の発電所（5号炉原子炉建屋内緊急時対策所）までの移動距離 1時間以内（～3km），1～3時間（3～10km），3～5時間（10～17km），5時間以上（17km～）により算出。
- ※ 集合場所での情報収集時間の30分を考慮した。
- ※ 自宅以外からの参集の場合，各所在場所から参集に要する時間を回答。

第7図 要員参集シミュレーション結果（徒歩移動のみ）

(3) 参集要員の確保

(1) 要員の想定参集時間、及び(2) 要員参集調査から、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）かつ、参集手段が徒歩移動のみを想定した場合であっても、発電所構外の緊急時対策要員は事象発生から約 6 時間で発電所に参集可能と考えられること、また、年末年始やゴールデンウィーク等の大型連休に重大事故等が発生した場合であっても、5 時間 30 分以内に参集可能な緊急時対策要員は 350 名以上と考えられることから、事象発生から 10 時間以内に外部から発電所へ参集する 6 号及び 7 号炉の対応を行うために必要な緊急時対策要員※（106 名（1～7 号炉の対応を行う必要な要員は合計 114 名））は確保可能であることを確認した。

また、事象発生から 10 時間以内の重大事故等時の対応においては、発電所内に常時確保する 44 名の緊急時対策要員により対応が可能であるが、早期に班長以下の要員数が約 2 倍となれば、より迅速・多様な重大事故等への対処が可能と考えられる。このため、徒歩参集、要員自身の被災、過酷な天候及び道路の被害等を考慮し、事象発生から約 6 時間を目処に、外部から発電所に参集する 40 名の緊急時対策要員※を確保する。

※ 要員数については、今後の訓練等の結果により人数を見直す可能性がある。

有効性評価シナリオと要員参集の整合性について

添付資料 1.0.10（重大事故等時の体制）第 1 表「態勢の区分と緊急時活動レベル(EAL)」に示すとおり、発電所及び本社では、原子力警戒態勢又は第 1 次、第 2 次緊急時態勢の発令により、緊急時対策要員を非常召集することとしている。

ここでは、非常召集により発電所外から発電所に参集する要員に期待する有効性評価シナリオを抽出し、緊急時対策要員を非常召集するきっかけとなる事態がどのタイミングで発生するかを確認することで、有効性評価の説明と要員参集のタイミングが整合しているか確認した。

第 1 表に示す 12 のシナリオが該当し、参集要員で対応する現場作業は以下の 4 つが該当する。

- ・代替原子炉補機冷却系準備操作（代替熱交換器車等の資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り作業）
- ・低圧代替注水系（可搬型）準備操作（代替循環冷却運転への切替えのための復水移送ポンプの一時的な停止に伴う、可搬型代替注水ポンプによる原子炉圧力容器への注水準備及び注水作業）
- ・格納容器ベント準備操作（フィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り））
- ・格納容器ベント操作（フィルタ装置水位調整、フィルタ装置 pH 測定、フィルタ薬液補給）

いずれの有効性評価シナリオにおいても、事象発生初期（発生と同時に又は 15 分後）に原子力警戒態勢を発令する事態になることを確認した。

有効性評価シナリオ上、要員参集に要する時間は事象発生から 10 時間後以降と想定しているが、この値は保守的に設定したものである。

有効性評価シナリオ「停止中の全交流動力電源喪失」では、事象発生から原子力警戒態勢を発令する事態になるまでの時間が 15 分あるものの、事象発生から 10 時間後の作業開始に支障を及ぼすものではないと考える。

また、停止号炉の影響（添付資料 1.0.16）を考慮した場合、参集要員で対応する現場作業は、以下の 2 つが該当する。

- ・停止号炉への使用済燃料プールへの可搬型代替注水ポンプによる注水
- ・燃料給油作業（6 号及び 7 号炉に対する燃料給油作業は宿直している緊急時対策要員にて対応）

想定するシナリオは「停止中の全交流動力電源喪失」であり、事象発生から原子力警戒態勢を発令する事態になるまでの時間が 15 分あるものの、事象発生から 10 時間後以降から適宜行う作業に支障を及ぼすものではないと考える。

なお、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において、重大事故等が発生した場合の緊急時対策要員の参集動向を評価した結果、要員の参集手段が徒歩移動のみを想定した場合かつ、年末年始やゴールデンウィーク等の大型連休であっても、5時間30分以内に参集可能な要員は半数以上（350名以上）と評価している。（添付資料1.0.10（重大事故等時の体制）別紙8 発電所構外からの要員の参集について 参照）

第1表 有効性評価シナリオと要員参集の整合性確認結果

有効性評価シナリオ	参集要員に期待する作業	要員参集のトリガーとなる有効性シナリオの時間と緊急時活動レベル（EAL）の事象	有効性評価上の時間	
			事象発生～EAL 発出	参集要員による作業開始までの時間
全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋非常用ディーゼル発電機喪失）	代替原子炉補機冷却系準備操作（13名/号炉）	外部電源喪失による原子炉への給水機能の喪失 →EAL AL22（原子炉給水機能の喪失）※1	0分 （同タイミング）	事象発生から10時間後
	格納容器ベント操作（10名/号炉）			事象発生から16時間後
全交流動力電源喪失（同上）＋原子炉隔離時冷却系機能喪失	代替原子炉補機冷却系準備操作（13名/号炉）			事象発生から10時間後
	格納容器ベント操作（10名/号炉）			事象発生から16時間後
全交流動力電源喪失（同上）＋直流電源喪失	代替原子炉補機冷却系準備操作（13名/号炉）			事象発生から10時間後
	格納容器ベント操作（10名/号炉）			事象発生から16時間後
全交流動力電源喪失（同上）＋主蒸気逃がし安全弁再閉失敗	格納容器ベント操作（10名/号炉）			事象発生から18時間後
	代替原子炉補機冷却系準備操作（13名/号炉）			事象発生から10時間後
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	代替原子炉補機冷却系準備操作（13名/号炉）			事象発生から10時間後
冷却材喪失事故時注水機能喪失	格納容器ベント操作（10名/号炉）			事象発生から17時間後
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	格納容器ベント操作（10名/号炉）			事象発生から22時間後
高圧・低圧注水機能喪失	格納容器ベント操作（10名/号炉）			事象発生から17時間後
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	代替原子炉補機冷却系準備操作（13名/号炉）			事象発生から10時間後
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却を使用する場合）	代替原子炉補機冷却系準備操作（13名/号炉）			事象発生から10時間後
	可搬型代替注水系準備操作（5名/号炉）			事象発生から16時間後
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （格納容器ベントを実施する場合）	格納容器ベント準備操作（2名/号炉）	事象発生から36時間後		
	格納容器ベント操作（8名/号炉）	事象発生から38時間後		
停止中の全交流動力電源喪失	代替原子炉補機冷却系準備操作（13名/号炉）	全交流動力電源喪失15分経過→EAL AL25（全交流電源の15分以上喪失）※1	15分	事象発生から10時間後

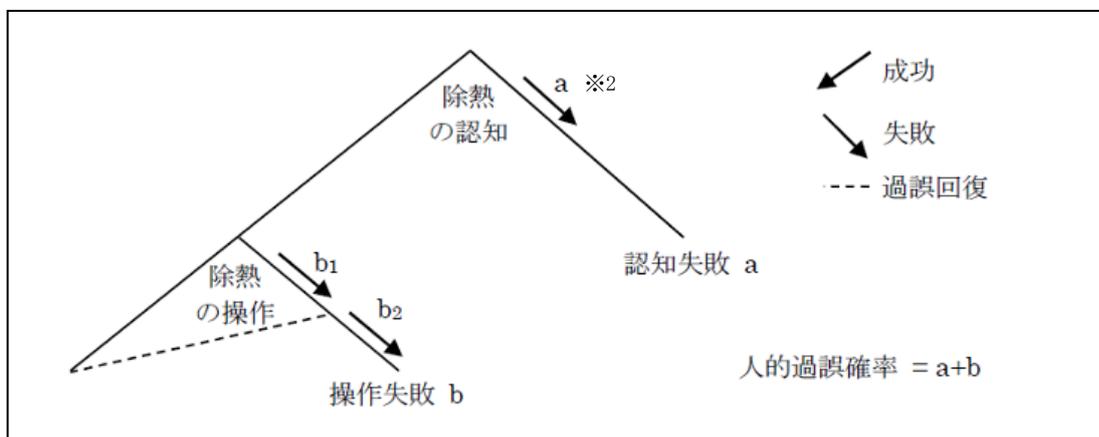
※1 添付資料1.0.10（重大事故等時の体制）第1表「態勢の区分と緊急時活動レベル（EAL）」参照

当直副長による操作員への操作指示／確認手順について

運転員の事故時における対応は、「当直副長」による「操作員」への操作指示がなされ、「操作員」による操作がなされる。(2人による対応)

一方、確率論的リスク評価^{※1}では、以下のとおり人間信頼性評価 (HRA ツリー) にて評価を行っている。

人間信頼性評価 (HRA) ツリーを用いた定量評価
(ATWS 収束後の RHR による原子炉格納容器除熱の例)



人的過誤確率では、操作員の認知失敗や操作失敗があったとしても、1名の指示者の確認により是正がなされる評価手法を採用している。

以上により、実際の運転員による操作と、確率論的リスク評価で用いた評価手法は、整合が取れている。

※1 第 244 回 審査会合 資料 3-2-1 確率論的リスク評価について (補足説明資料) (指摘事項に対する回答) ピアレビュー推奨事項等を踏まえた PRA の評価条件見直し結果 HRA データシート 参照

※2 認知失敗の過誤回復については、THERP の標準診断曲線時にて既に考慮されているため HRA ツリーとして人的過誤の分岐を設定しない (チームとしての認知の失敗確率が適用される)

発電所が締結している医療協定について

柏崎刈羽原子力発電所では、自然災害等が複合的に発生した場合等を想定し、より多くの医療機関で汚染傷病者を診療いただけるように体制を整備しておくことが必要であると考えている。

現時点で、柏崎総合医療センター、新潟労災病院の他、新潟県内にある 5 か所の病院(合計 7 病院)と放射性物質による汚染を伴う傷病者の診療に関する覚書を締結しており、汚染傷病者の受け入れ体制を確保している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

重大事故等時の発電用原子炉主任技術者の役割 について

< 目 次 >

1. 発電用原子炉主任技術者の選任.....	1.0.11-1
2. 発電用原子炉主任技術者の職務等.....	1.0.11-1
3. 重大事故等対策における発電用原子炉主任技術者の役割.....	1.0.11-2

1. 発電用原子炉主任技術者の選任

- (1) 原子力・立地本部長は、発電用原子炉主任技術者及び代行者を、発電用原子炉主任技術者免状を有する者であって、次の業務に通算して3年以上従事した経験を有する者の中から選任する。
 - a. 原子炉施設の工事又は保守管理に関する業務
 - b. 原子炉の運転に関する業務
 - c. 原子炉施設の設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務
 - d. 原子炉に使用する燃料体の設計又は管理に関する業務
- (2) 発電用原子炉主任技術者は原子炉毎に選任する。
- (3) 発電用原子炉主任技術者及び代行者は特別管理職とする。
- (4) 発電用原子炉主任技術者のうち少なくとも1名は部長以上に相当する者とし、発電用原子炉主任技術者の職務を専任する。
- (5) (4)項以外の発電用原子炉主任技術者については、原子力安全センターの職務を兼務できる。
- (6) (5)項の発電用原子炉主任技術者については、自らの担当している号炉について発電用原子炉主任技術者の職務と原子力安全センターの職務が重複する場合には、発電用原子炉主任技術者としての職務を優先し、原子力安全センターの職務については、上位職の者が実施する。
- (7) 発電用原子炉主任技術者が職務を遂行できない場合は、代行者と交代する。ただし、職務を遂行できない期間が長期にわたる場合は、(1)項から(5)項に基づき、改めて発電用原子炉主任技術者を選任する。
- (8) これらの体制を整備していても、万一、発電用原子炉主任技術者及び代行者が不在となった場合は、原子炉主任技術者の資格を有している者を常に把握していることから、速やかに発電用原子炉主任技術者を選任し、選任後30日以内に原子力規制委員会へ届け出る。

2. 発電用原子炉主任技術者の職務等

- (1) 発電用原子炉主任技術者は、原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実に行うことを任務とし、次の職務を遂行する。
 - a. 原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示する。
 - b. 保安規定に定める事項について、原子力・立地本部長又は所長の承認に先立ち確認する。
 - c. 保安規定に定める各職位からの報告内容等を確認する。
 - d. 保安規定に定める記録の内容を確認する。

- e. 保安規定に定める報告（第 121 条第 1 項）を受けた場合は、自らの責任で確認した正確な情報に基づき、社長に直接報告する。
 - f. 保安の監督状況について、定期的に及び必要に応じて社長に直接報告する。
 - g. 原子力発電保安委員会及び原子力発電保安運営委員会に少なくとも 1 名が必ず出席する。
 - h. その他、原子炉施設の運転に関する保安の監督に必要な職務を行う。
- (2) 原子炉施設の運転に従事する者（所長を含む。）は、発電用原子炉主任技術者がその保安のためにする指示に従う。
- (3) 発電用原子炉主任技術者は、自らの原子炉施設の保安活動を効果的に実施するため、所内会議（原子力発電保安運営委員会、発電所上層部によるミーティング等）への参加、現場パトロールを通じて、発電所の情報収集を行う。また、電気主任技術者及びボイラー・タービン主任技術者と、意思疎通を図るため、定期的に及び必要に応じて相互の職務について情報交換する。

3. 重大事故等対策における発電用原子炉主任技術者の役割

- (1) 発電用原子炉主任技術者は、平常時のみではなく、重大事故等が発生した場合においても、原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行うことを任務とする。
- a. 重大事故等が発生した場合の発電所の緊急時対策本部（以下、「発電所対策本部」という。）において、発電用原子炉主任技術者の職務に支障をきたすことがないように、独立性を確保して配置する。
 - b. 6号及び7号炉の発電用原子炉主任技術者は、6号及び7号炉同時被災時は、号炉ごとの保安の監督を誠実かつ最優先に行う。
 - c. 発電用原子炉主任技術者は、重大事故等時において、原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、発電所対策本部の本部長（所長）は、その指示等を踏まえ方針を決定する。
 - (a) 発電用原子炉主任技術者は、発電所対策本部等から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は事象緩和に関し、保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行う。
 - (b) 発電用原子炉主任技術者は、保安上必要な場合の指示を行うに当たって、他号炉の発電用原子炉主任技術者、発電所対策本部の要員及び本社の緊急時対策本部の要員等から意見を求めることができる。
- (2) 発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改訂）に当たり、保安上必要な事項等について確認を行う。
- a. 発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改訂）における保安上必要な事項等について確認を行っている。このため、運転員及び発電所対策本部の要員等が手順書どおりに重大事故等対策の対応を行う場合には、発電用

原子炉主任技術者からの指示等を受けることなく対応可能である。

- (3) 発電用原子炉主任技術者は、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合、発生連絡を受けた後、発電所対策本部に非常召集し、原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行う。
- a. 発電用原子炉主任技術者が、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において、重大事故等の発生連絡を受けた後、発電所に非常召集できる体制、運用を整備する。
- (a) 重大事故等の発生連絡を受けた後、速やかに発電所対策本部に駆けつけられるよう、早期に非常召集が可能なエリア（柏崎市若しくは刈羽村）に6号及び7号炉の発電用原子炉主任技術者をそれぞれ1名待機させる。
- (b) 6号及び7号炉の発電用原子炉主任技術者に加え、その代行可能者も確保する。
- b. 発電用原子炉主任技術者は、非常召集中であっても通信連絡設備（衛星電話設備（可搬型）等）を携行することにより、発電所対策要員からプラントの状況、対策の状況等の情報連絡が受けられるとともに自ら確認することができる。
- なお、通信連絡設備（衛星電話設備（可搬型）等）の整備は、技術の進歩に応じて、都度改善を行う。
- c. 発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改訂）における保安上必要な事項等についてあらかじめ確認していることから、定められた手順書と異なった対応が必要となった場合であっても、必要の都度、プラントの状況等を把握し、原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示等を行うことができる。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

福島第一原子力発電所の事故教訓を
踏まえた対応について

< 目 次 >

1. はじめに	1. 0. 12-1
2. 福島第一原子力発電所における事故対応の運用面の問題点及び対策	1. 0. 12-1
(1) 手順書の整備	1. 0. 12-2
(2) 教育・訓練	1. 0. 12-2
a. 訓練内容の改善	1. 0. 12-2
b. 緊急時対応力の強化	1. 0. 12-3
c. 現場力の強化	1. 0. 12-4
(3) 緊急時組織の運用	1. 0. 12-7
a. 体制の混乱と情報の輻輳の改善	1. 0. 12-7
b. 放射線管理上の強化	1. 0. 12-12
c. 資機材調達の強化	1. 0. 12-13
d. 本社緊急時対策本部の役割の明確化	1. 0. 12-15
e. 対外情報発信の改善	1. 0. 12-16
(4) 現場の運用面	1. 0. 12-17

1. はじめに

当社は、福島第一原子力発電所の事故前後の状況について事実関係を詳細に調査した結果を、「福島原子力事故調査報告書」¹としてとりまとめた。

その後、当社の原子力改革の取り組みについて、国内外の専門家・有識者が外部の視点で監視・監督し、その結果を取締役に報告・提言する役割をもつ、「原子力改革監視委員会」の監督の下、福島原子力事故の技術面での原因分析に加えて事故の背景となった組織的な原因についても分析を進めた。その結果について「福島原子力事故の総括および原子力安全改革プラン」²としてとりまとめた。

その後も、四半期ごとに原子力安全改革プランの進捗状況としてとりまとめ³しており、福島第一原子力発電所の事故教訓を踏まえ、継続的に改善を図っている。

2. 福島第一原子力発電所における事故対応の運用面の問題点及び対策

当社福島第一原子力発電所事故における問題点や教訓については、事故当事者として様々な知見が得られており、重大事故等対処設備の整備強化等の設備面の対策だけではなく、重大事故等対処設備の活用のための手順書の整備、教育・訓練、組織、運用の強化等の運用面での対策を講じている。

本資料では、当社福島第一原子力発電所事故における運用面の問題点及び対策の状況について説明する。

なお、当社の「福島原子力事故調査報告書」や、「福島原子力事故の総括および原子力安全改革プラン」以外にも、報告書が公表されており、これらの中には当社が取り組むべき有益な提言が含まれていると認識している。以下の報告書に記載された運用面の提言についても網羅されていることを確認している。

- 東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会 最終報告（政府事故調）
- 東京電力福島原子力発電所事故調査委員会報告書（国会事故調）
- 東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見について（原子力安全・保安院）
- 「福島第一」事故検証プロジェクト最終報告書（大前研一）
- Lessons Learned from the Nuclear Accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Station（INPO）
- 福島原発事故独立検証委員会 調査・検証報告書（民間事故調）

¹ 平成 24 年 6 月 20 日公表「福島原子力事故調査報告書」

² 平成 25 年 3 月 29 日公表「福島原子力事故の総括および原子力安全改革プラン」

³ 平成 25 年度から、四半期ごとに原子力安全改革プランの進捗状況を取りまとめ公表している。

平成 25 年度分は平成 25 年 7 月 26 日、11 月 1 日、平成 26 年 2 月 3 日、5 月 1 日公表。

平成 26 年度分は平成 26 年 8 月 1 日、11 月 5 日、平成 27 年 2 月 3 日、3 月 30 日公表。

平成 27 年度分は平成 27 年 8 月 11 日、11 月 20 日、平成 28 年 2 月 9 日、5 月 30 日公表。

平成 28 年度分は平成 28 年 8 月 2 日、11 月 2 日、平成 29 年 2 月 10 日、5 月 10 日公表。

また、その後に出された各報告書についても、適宜確認を行い、当社が取り組むべき有益な提言について対応を行うこととしている。

(1) 手順書の整備

第1表 手順書の整備に関する課題と対応

	課題	対応
1	○全電源喪失状態となった場合の非常用復水器（IC）の操作，その後の確認作業についてのマニュアルがなく，系統確認や運転操作に対し迅速に対応できていなかった。	○全電源喪失時の手順を整備し，重大事故等にも対応できる手順を整備する。
2	○事故時の運転手順書は電源があることを前提としていたものであり，事故時の徴候ベースの手順書からシビアアクシデント手順書への移行も電源があることを前提とした計器パラメータ管理であったため，全電源喪失等の事態では機能できない実効性に欠いたものであった。	○電源機能が喪失した場合でも，重要なパラメータについては確認できるよう可搬型の計測器を使用したパラメータの確認手順を整備する。

(2) 教育・訓練

a. 訓練内容の改善

第2表 訓練内容に関する課題と対応

	課題	対応
1	○(株)BWR 運転訓練センターにおけるシビアアクシデント事故対応の教育・訓練は，直流電源が確保され中央制御室の制御盤が使える前提であり，直流電源が喪失した条件でのシビアアクシデント事故は対象としていなかった。また，(株)BWR 運転訓練センターでの教育訓練はシビアアクシデント事故対応の内容を「説明できる」ことが目標の机上教育に留まっており，実効性のある訓練となっていなかった。	○直流電源が喪失した状態等を模擬したシビアアクシデント事故対応のシミュレータ訓練及び重大事故等対処設備を使用した実効性のある訓練を行う。

b. 緊急時対応力の強化

第3表 緊急時対応力の強化に関する課題と対応

	課題	対応
1	○福島第一原子力発電所事故前は、過酷事故は起こらないとの思い込みから、訓練計画が不十分であり、防災訓練（総合訓練）が1年に1回の形式的なものとなっていた。	○訓練参加者に対して、事前に訓練シナリオを伝えない訓練を実施することにより、実効的な緊急時対応力の向上に努めている。

<主な実績>

・発電所における訓練実績

総合訓練：56回（平成25年1月（新しい組織導入）～平成29年3月末の累計）

個別訓練：16,110回（平成29年3月末までの累計）（以降に記載する訓練を含む）



総合訓練風景（発電所対策本部）

c. 現場力の強化

第4表 現場力の強化に関する課題と対応

	課題	対応
1	○緊急時対応に必要な作業を当社社員が自ら持つべき技術として設定していなかったことから、作業を自ら迅速に実行できなかった。	○緊急時対応を業務の柱の一つとして位置づけ、機器の復旧や重機の操作等の個人の鍛錬から、自治体との総合訓練まで、各階層で日常的に繰り返し、対応力の向上に努力している。 ○外部からの支援に頼らずに当社社員が自ら対応できるように可搬型代替注水ポンプ（消防車）やホイールローダ等をあらかじめ配備し、運転操作を習得している。 ○事故時に要求される特殊技量（重機の操作等）を有した要員を確保するために、大型自動車・けん引・重機等の免許等について社員の資格取得を進めている。また、資格所有者の管理を実施している。 ○マスク着用等、様々な環境を想定した現場の対応訓練を実施している。

<主な実績>

- ・代替交流電源設備（常設・可搬型）による電源の確保

非常用電源設備が使えない場合に速やかに電源を確保するため、高台保管場所に常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機車）及び可搬型代替交流電源設備（電源車）を配備し、起動操作、電源ケーブル接続訓練を定期的に行っている（訓練実績：384回（ガスタービン発電機車）、580回（電源車）（平成29年3月末までの累計））。

また、代替交流電源設備に不具合が発生することもあり得ると考え、そのときの故障箇所特定及び修理対応の訓練も行っている。



代替交流電源設備（ガスタービン発電機車、電源車）の接続訓練

- ・発電用原子炉及び使用済燃料プールへの注水

全交流動力電源が喪失した場合においても発電用原子炉や使用済燃料プールに注水（放水）ができるよう、可搬型代替注水ポンプ（消防車）を高台に配備し、注水（放水）及びホース接続訓練を定期的に行っている（訓練実績：1,016回（平成29年3月末までの累計））。



注水用ホース接続訓練

- ・重機によるがれき撤去

地震や津波により散乱したがれきや積雪が復旧活動の障害となることを想定し、重機によるがれき撤去訓練を定期的に行っている（訓練実績：4,428回（平成29年3月末までの累計））。



重機による障害物の撤去訓練

- ・発電用原子炉及び使用済燃料プールの冷却

発電用原子炉や使用済燃料プールの安定冷却に既設冷却設備が使えない場合に備えて、代替の除熱設備を配備し、プラント近接への車両設置，配管接続訓練を定期的に行っている（訓練実績：586回(平成29年3月末までの累計)）。



代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニット等の接続訓練

- ・可搬型重大事故等対処設備への給油

可搬型重大事故等対処設備（電源車，可搬型代替注水ポンプ（消防車）等）の燃料を6号及び7号炉軽油タンク（2,040kL）から補給することとしており，タンクローリーを配備し，タンクローリーへの補給，タンクローリーから可搬型重大事故等対処設備への給油訓練を定期的に行っている（訓練実績：581回（平成29年3月末までの累計））。



可搬型重大事故等対処設備への給油

(3) 緊急時組織の運用

当社福島第一原子力発電所事故対応では発電所対策本部の指揮命令が混乱し、迅速・的確な意思決定ができなかったが、緊急時活動や体制面における課題及び改善策について、以下のように行っている。

a. 体制の混乱と情報の輻輳の改善

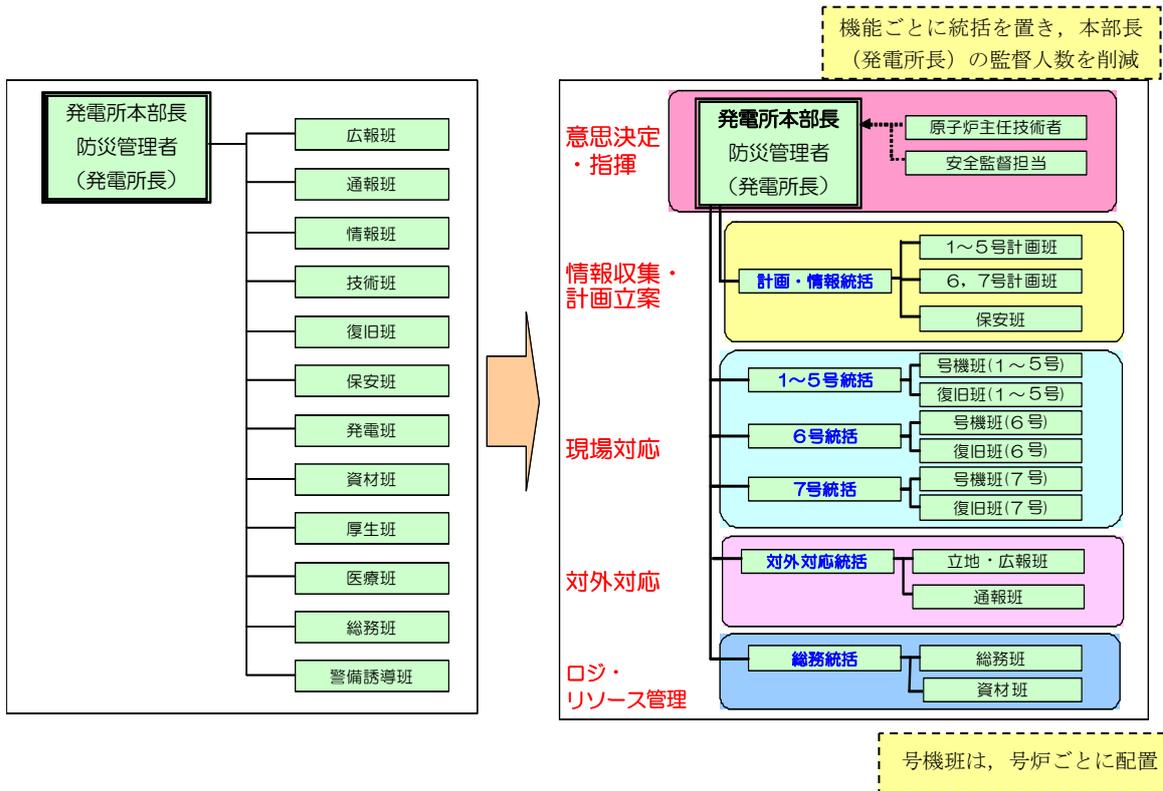
第 5-1 表 緊急時組織の組織構造上の課題と対応

	課題	対応
1	○自然災害と同時に起こり得る複数原子炉施設の同時被災を想定した備えが十分でなかった。	○号機班を設け号炉単位に連絡体制を密にする。 ○ロジスティック機能を計画立案, 現場対応機能から分離するとともに, 対外対応に関する責任者として対外対応統括を配置することにより, 作業員が作業に専念できる環境を整備する。
2	○発電所対策本部においては, 過酷事故及び複数号炉の同時被災を処理するには組織上の無理 (監督限界数の超過等) があった。	○指示命令が混乱しないよう, 現場指揮官を頂点に, 直属の部下は最大 7 名以下に収まる構造を大原則とし, 原子力防災組織に必要な機能を以下の 5 つに定義する。 ①意思決定・指揮 ②対外対応 ③情報収集・計画立案 ④現場対応 ⑤ロジスティック・リソース管理 ①の責任者として本部長 (発電所長) があたり, ②~⑤の機能ごとに責任者として「統括」を配置する。(第 1 図, 第 2 図) ○発電所長が直接監督する人数を減らす。(監督限界の設定)
3	○発電所長が全ての班 (12 班) を管理するフラットな体制で緊急時対応を行なっていたため, あらゆる情報が発電所対策本部の本部長 (発電所長) に報告され, 情報が輻輳し混	○指示命令が混乱しないよう, 現場指揮官を頂点に, 直属の部下は最大 7 名以下に収まる構造を大原則とし, 原子力防災組織に必要な機能を以下の 5 つに定義する。 ①意思決定・指揮 ②対外対応

	課題	対応
	乱した。(第1図)	<ul style="list-style-type: none"> ③情報収集・計画立案 ④現場対応 ⑤ロジスティック・リソース管理 ①の責任者として本部長（発電所長）があたり、②～⑤の機能ごとに責任者として「統括」を配置する。(第1図, 第2図) ○発電所長が直接監督する人数を減らす。(監督限界の設定)
4	○予断を許さない状況の中で通常の事故対応と同様に全員で対処し、要員ローテーションについては、要員の増強等に応じて、各班等の自主的な判断で行われていた。	<ul style="list-style-type: none"> ○緊急時対策要員を増強し、交替で対応できるようにする。 ○本部長、統括、班長について、複数名の人員を配置することで、長期間に及んでも交替で対応することができ、常により最適な判断が下せるようにする。
5	○情報を伝送する機器や通信設備にも期待できない中で、プラント状態や安全上重要な設備の系統状態を正確に伝達することは非常に困難だった。	○号機班を設け号炉単位に連絡体制を密にする。
6	○事故の状況や進展が個別の号炉ごとに異なるにもかかわらず、従前の機能班単位で活動した。	<ul style="list-style-type: none"> ○号機班を設け号炉単位に連絡体制を密にする。 ○指示命令が混乱しないよう、現場指揮官を頂点に、直属の部下は最大7名以下に収まる構造を大原則とし、原子力防災組織に必要な機能を以下の5つに定義する。 <ul style="list-style-type: none"> ①意思決定・指揮 ②対外対応 ③情報収集・計画立案 ④現場対応 ⑤ロジスティック・リソース管理 ①の責任者として本部長（発電所長）があたり、②～⑤の機能ごとに責任者として「統括」を配置する。(第1図, 第2図)

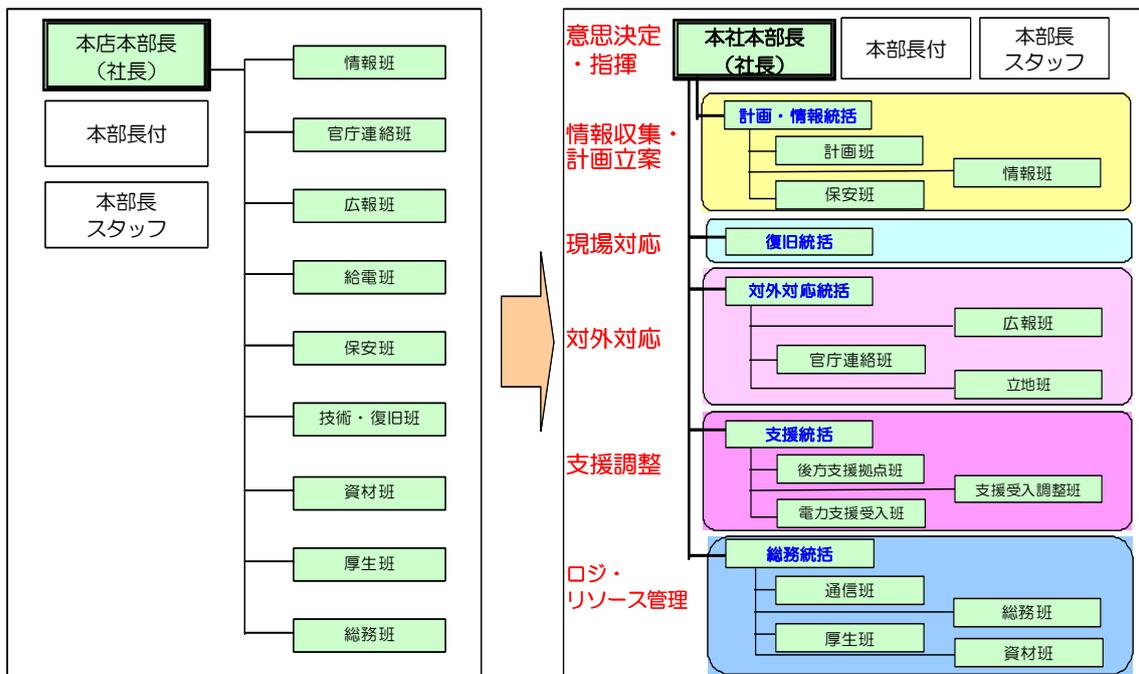
第 5-2 表 緊急時組織の組織運営上の課題と対応

	課題	対応
1	<p>○発電所緊急時対策本部（以下発電所対策本部）の幹部メンバーは、各号炉の必要な復旧活動の計画とその対応状況の把握に追われ、落ち着いて考える余裕がなかった。</p>	<p>○TV会議で共有すべき情報は、全員で共有すべき情報に限定する等、発話内容を制限することで、適切な意思決定、指揮命令を行える環境を整備する。</p> <p>○発電所の被災状況や、プラントの状況について、縦割りの指示命令系統による情報伝達に齟齬がでないよう、全組織で同一の情報を共有する社内情報共有ツール（チャット、COP（Common Operational Picture））を整備することにより、発電所や本社等の関係者に電話や紙による情報共有に加え、より円滑に情報を共有できるような環境を整備する。（第3図）</p>
2	<p>○発電所長からの権限委譲が適切でなく、ほとんどの判断を発電所長が行う体制となっていた。</p>	<p>○必要な役割や対応について、あらかじめ本部長の権限を統括に委譲することで、統括や班長が自発的な対応を行えるようにする。</p>
3	<p>○官邸から発電所長へ直接連絡が入り、発電所対策本部を混乱させた。</p>	<p>○外部からの問合せ対応は本社対策本部が行い、外部からの発電所への直接介入を防止することで、発電所対策本部が事故収束対応に専念できる環境を整備する。</p>



※ 緊急時組織の運用については、訓練を通じて改善を図っていることから、今後変更となる可能性がある。

第1図 柏崎刈羽原子力発電所の原子力防災組織の改善



※ 緊急時組織の運用については、訓練を通じて改善を図っていることから、今後変更となる可能性がある。

第2図 本社の原子力防災組織の改善



社内情報共有ツール（チャット）

社内情報共有ツール（COP）

※ 緊急時組織の運用については、訓練を通じて改善を図っていることから、今後変更となる可能性がある。

第3図 社内情報共有ツール

[改善後の効果について]

原子力防災組織を改善したことにより、以下の効果があると考えている。

- 指示命令系統が機能ごとに明確になる。
- 管理スパンが設定されたことにより、指揮者（特に本部長）の負担が低減され、指揮者は、プラント状況等を客観的に俯瞰し、指示が出せるようになる。
- 本部長から各統括に権限が委譲され、各統括の指示の下、各機能班が自律的に自班の業務に対する検討・対応を行うことができるようになる。
- 運用や情報共有ツール等を改善することにより、発電所対策本部、各機能班のみならず、本社との情報共有がスムーズに行えるようになる。

訓練シナリオを様々に変えながら訓練を繰り返すことで、技量の維持・向上を図るとともに、原子力災害は初期段階における状況把握と即応性が重要であることから、それらを中心に更なる改善を加えることにより、実践力を高めることが可能になると考えている。また、複数号炉の同時事故に対応するブラインド訓練（訓練員に事前にシナリオを知らせない訓練）を継続することにより、重大事故等時のマネジメント力と組織力が向上していくものと考えている。

b. 放射線管理上の強化

第6表 放射線管理に関する課題と対応

	課題	対応
1	○事故時モニタリング設備の故障により放射線管理に支障をきたした。	○モニタリング設備の増強及び可搬型モニタリングポストの設置に必要な緊急時対策要員を確保する。
2	○通常の管理区域以上の状態が屋外にまで拡大したため、放射線管理員が不足した。	○社員に対して放射線計測器の取扱研修を行い、放射線管理補助員（モニタリングの要員）を育成する。
3	○津波による影響で、保有していた個人線量計（電子式線量計）が使用できなくなり、線量集計等に労力を要した。	○5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に個人線量計（電子式線量計及びガラスバッジ）を配備する。
4	○放射性物質の放出に伴い、通常の入退域管理が困難になったため、出入管理拠点の整備に労力を要した。	○5号炉原子炉建屋内緊急時対策所入口にチェンジアラを設置し、外部から放射性物質を持ち込まない環境を整備するとともに、総合訓練時に設置訓練を行う。

c. 資機材調達の強化

第7表 資機材調達に関する課題と対応

	課題	対応
1	○過酷事故や複数号炉の同時被災を想定した資機材の準備が不十分であった。	○発電所内における資機材の備蓄を進める。 ○発電所への燃料輸送がスムーズに行えるよう、石油販売会社と協定を締結した。
2	○衣食住の環境に支障を来し、また、トイレが不足した。	○簡易トイレを確保する。 ○飲食料及び生活食品は、発電所で適切な備蓄量を確保するとともに、被災地域外から安定的に物資供給が行われるよう、非常時においても物資を供給できるよう、社外関係企業との連携を強化する。
3	○過酷事故は起こらないとの思い込みから、必要な資機材の備えが不足した。	○物資や人員の輸送がスムーズに行えるよう、大型自動車・けん引等の免許等について社員の資格取得を進めている。また、資格所有者の管理を実施している。 ○飲食料及び生活食品は、発電所で適切な備蓄量を確保するとともに、被災地域外から安定的に物資供給が行われるよう、非常時においても物資を供給できるよう、社外関係企業との連携を強化する。 ○後方支援拠点となる原子力事業所災害対策支援拠点（柏崎エネルギーホール、信濃川電力所）を速やかに立ち上げられるよう、拠点を整備し、あらかじめ派遣する人員を決めておく（本社、発電所、新潟本部の要員から選任）。 ○実際に原子力事業所災害対策支援拠点（柏崎エネルギーホール、信濃川電力所）を立ち上げる訓練を適宜実施する。 ○外部組織である原子力緊急事態支援組織との連携を図る訓練を行い、同組織からの資機材（ロボット）の迅速な輸送に関する訓練を適宜実施する。
4	○放射性物質による屋外汚染とそれに伴う被ばくの	○物流の専門の会社と物資の輸送に関する協定を結ぶとともに、汚染エリアでの輸送にも従事で

	課題	対応
	問題等が資機材輸送の阻害要因となった。	きるよう、輸送部隊に放射線教育を実施する。
5	○本社は、資材の迅速な準備、輸送、受け渡しで十分な支援ができなかった。	<p>○本社は、発電所の被災状況に応じて、必要となる資機材等の支援物資を円滑に調達、輸送できるよう訓練を行うとともに、必要な対応の手順を作成する。</p> <p>○後方支援拠点となる原子力事業所災害対策支援拠点（柏崎エネルギーホール、信濃川電力所）を速やかに立ち上げられるよう、拠点を整備し、あらかじめ派遣する人員を決めておく（本社、発電所、新潟本部の要員から選任）。</p> <p>○実際に原子力事業所災害対策支援拠点（柏崎エネルギーホール、信濃川電力所）を立ち上げる訓練を適宜実施する。</p>



原子力事業所災害対策支援拠点（柏崎エネルギーホール）での訓練状況<資機材運搬>



原子力事業所災害対策支援拠点（信濃川電力所）での訓練状況<スクリーニング>



物資調達・支援に関する個別訓練の状況（本社）

d. 本社緊急時対策本部の役割の明確化

第 8 表 本社緊急時対策本部に関する課題と対応

	課題	対応
1	○本社緊急時対策本部(本社対策本部)は、外部からの問い合わせや指示を調整できず、発電所対策本部を混乱させた。	○重大事故等時における本社対策本部の役割は、事故の収束に向けた発電所対策本部の活動の支援に徹することとする。
2	○本社対策本部が、発電所対策本部に事故対応に対する細かい指示や命令、コメントを出し、発電所長の判断を超えて外部の意見を優先したことで、発電所対策本部の指揮命令系統を混乱させた。	○重大事故等時における本社対策本部の役割は、事故の収束に向けた発電所対策本部の活動の支援に徹することとする。 ○事故対応に対する細かい指示や命令、コメントの発信を行わない。 ○現地の発電所長からの支援要請に基づいて支援活動を行うことを基本とするが、発電所の被災状況に応じて、発電所からの支援要請を待たずに、必要な資機材や人員の輸送をスムーズに行うための手順の整備や訓練を実施する。
3	○官邸から発電所長へ直接連絡が入り、発電所対策本部を混乱させた。	○福島第一原子力発電所事故対応時のような、外部から直接、発電所長に問い合わせが入り発電所長が対応を強いられたり、外部からの問い合わせを発電所対策本部が回答準備したりする事態とならないよう、本社対策本部は情報を捌く役割を果たす。



本社対策本部の訓練

e. 対外情報発信の改善

第9表 対外情報発信に関する課題と対応

	課題	対応
1	<p>○本来復旧活動を最優先で実施しなくてはならない役割の要員が、対外的な広報や通報の最終的な確認者となり、復旧活動と対外情報発信活動の両立を求められた。</p>	<p>○緊急時における情報収集活動と広報・通報対応が、復旧活動の妨げとなることのないよう、発電所から発信されたプラントの状況を共有する社内情報共有ツール（チャット、COP（Common Operational Picture））や、通報連絡用紙の情報等、迅速に把握・共有できる社内情報を最大限活用し、公表する仕組みとする。（紙や電話等で確認する場合もあるが、復旧活動の妨げにならないよう最大限配慮する。）</p> <p>○緊急時組織に対外対応に関する責任者として発電所、本社ともに対外対応統括を配置する。</p> <p>○通報連絡については、当初は発電所長の責任で発信するが、その権限を発電所の対外対応統括に委譲し、事前に定めた通報連絡のルールにしたがって実施する運用に変更する。（福島第一原子力発電所の事故対応のように、発電所対策本部で発電所長及び各班長の了解を得る作業は実施しない。）</p> <p>○一定規模以上の事故の際には、広報対応は発電所から切り離し、本社対策本部で一元的に対応することとし、発電所対策本部は事故の収束に専念する体制とする。</p>
2	<p>○公表の遅延、情報の齟齬、関係者間での情報共有の不足等が生じ、事故時の対外公表・情報伝達が不十分だった。</p>	<p>○社外対応を行う要所となるポジションにはリスクコミュニケーションを配置し、本社で記者会見等の対応をできるようにする。</p> <p>○ホームページの活用によるプラントパラメータ等の公開、インターネットの積極的活用による記者会見の中継等、迅速な情報公開に努める。</p> <p>○オフサイトセンターや関係自治体の対策本部へ発電所や本社の要員を派遣し、パソコンやスマートフォン、タブレット等のツールを活用した情報提供を行う等、社外への情報発信を改善する。</p> <p>○訓練時にリスクコミュニケーションによる模擬記者会見や対外対応のシナリオを盛り込んだ訓練を実施する。</p>



本社でのリスクコミュニケーターによる模擬記者会見



オフサイトセンターでの社外対応訓練

(4) 現場の運用面

第 10 表 現場の運用面に関する課題と対応

	課題	対応
1	○電源喪失によって、中央制御室での計装の監視、制御といった中央制御機能、発電所内の照明、ホットライン以外の通信連絡設備を失ったことにより、有効なツールや手順書もない中での現場の運転員による臨機の判断、対応に依拠せざるを得ず、手探りの状態での事故対応となった。	○中央制御室の機能を確保するために、LED ヘッドライト及びランタン等の照明を確保することにより、実効的に活動できるように整備を行う。 ○発電所内における中央制御室や現場間での通信連絡設備として、送受話器（ページング）、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備、無線連絡設備、衛星電話設備等を確保する。



中央制御室における照明の確保（例）

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

緊急時対策要員の作業時における 装備について

< 目 次 >

1. 初動対応時における放射線防護具類の選定.....	1. 0. 13-1
2. 初動対応時における装備.....	1. 0. 13-2
3. 放射線防護具類等の着用等による個別操作時間への影響について.....	1. 0. 13-5
(1) 操作場所までの移動経路について	1. 0. 13-5
(2) 操作場所の状況設定について	1. 0. 13-5
(3) 作業環境による個別操作時間への影響評価.....	1. 0. 13-5

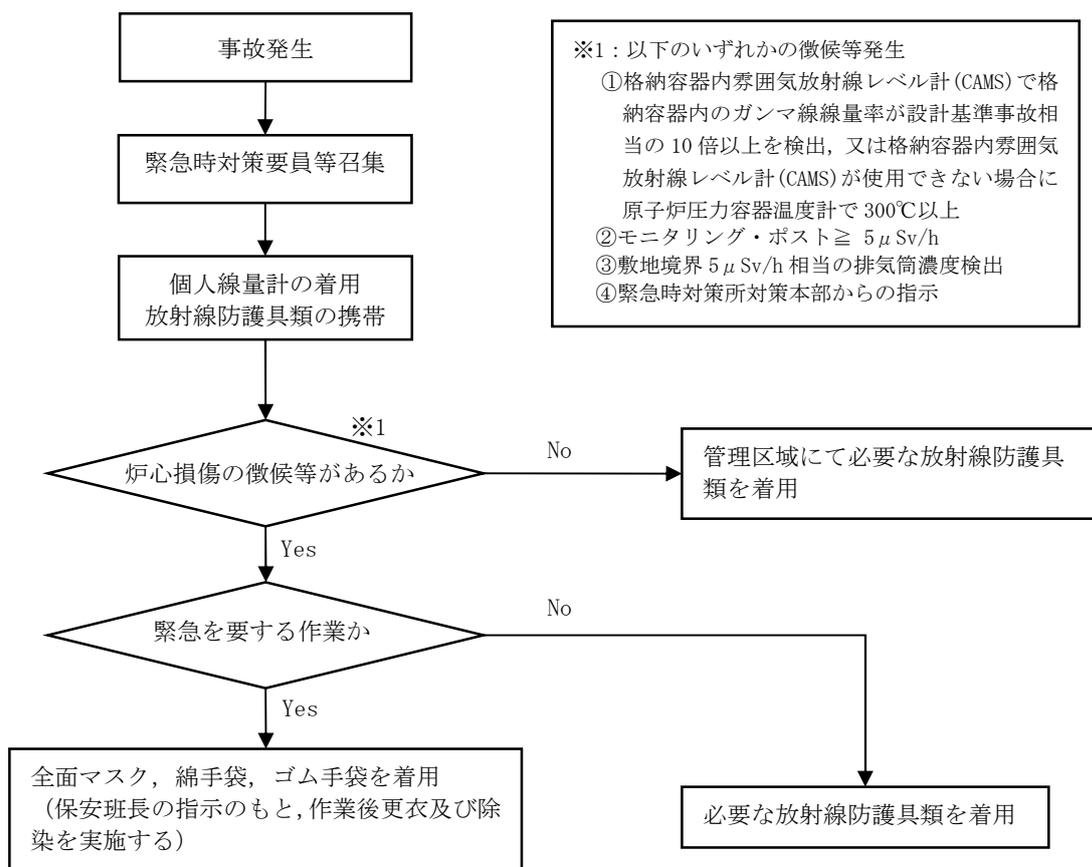
重大事故等発生時における現場作業では、作業環境が悪化していることが予想され、緊急時対策要員及び運転員等（以下「緊急時対策要員等」という。）は、作業環境に応じ第1表のとおり、必要な装備を着用する。また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所等との連絡手段の確保のため、通信連絡設備等の重大事故等対処設備を携行し使用する。

特に初動対応においては、作業環境の調査を待たずに作業を実施するため、適切な装備の選定が必要となる。

初動対応時における緊急時対策要員等の放射線防護具類については、以下のとおり整備している。また、初動対応時における適切な放射線防護具類の選定については、保安班長が判断し、着用を指示する。

1. 初動対応時における放射線防護具類の選定

重大事故等時は事故対応に緊急性を要すること、通常時とは汚染が懸念される区域も異なること等から、通常の放射線防護具類の着用基準ではなく、作業環境及び緊急性等に応じて合理的かつ効果的な放射線防護具類を使用することで、被ばく線量を低減する。



第1図 放射線防護具の選定方法

2. 初動対応時における装備

- 必要な放射線防護具類は、保安班長が着用について判断した場合に速やかに着用できるように、常時、中央制御室及び5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に必要数を保管している。
- 緊急時対策要員等は、召集後、ガラスバッチを着用する。
- 緊急時対策要員等のうち現場作業を行う要員については、初動対応時から個人線量計（電子式線量計）を着用することにより、緊急時対策要員等の外部被ばく線量を適切に管理することが可能である。なお、作業現場に向かう際には、放射線防護具類を携帯する。
- 炉心損傷の徴候がある場合には、放射性物質の放出が予想されることから、保安班長が適切な放射線防護具類を判断し、緊急時対策要員等に着用を指示する。指示を受けた緊急時対策要員等は指示された放射線防護具類を着用する。
- 炉心損傷の徴候がある場合、かつ、汚染防護服を着用する時間もない緊急を要する作業を実施する場合には、保安班長の指示の下、緊急時対策要員等は全面マスク、綿手袋、ゴム手袋を着用して作業を実施する。なお、身体汚染が発生した場合には、作業後に更衣及び除染を実施する。
- 高線量対応防護服（タングステンベスト）は、重量があることから、移動を伴う作業においては作業時間の増加に伴い被ばく線量が増加するため、原則着用しない。
- 管理区域内で内部溢水が起こっている場所や雨天時に作業を行う場合には、アノラック、汚染作業用長靴、胴長靴等を追加で着用する。

（第1表、第2図参照）

第1表 緊急時対策要員等の初動対応時における装備

名称	着用基準	
	炉心損傷の徴候あり	炉心損傷の徴候なし
ガラスバッチ	現場作業を行っていない間も含め必ず着用	同左
個人線量計（電子式線量計）	必ず着用	同左
綿手袋，ゴム手袋	必ず着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
汚染防護服 （不織布カバーオール）	緊急を要する作業を除き着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
アノラック，汚染作業用長靴， 胴長靴	湿潤作業を行う場合に着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある湿潤作業を行う場合に着用
高線量対応防護服 （タングステンベスト）	移動を伴わない高放射線量下での作業を行う場合に着用	同左
全面マスク （電動ファン付き全面マスクを含む）	必ず着用	管理区域内で内部被ばくのおそれがある場合に着用
セルフエアセット	酸欠等のおそれがある場合着用	同左
酸素呼吸器	酸欠等のおそれがある場合着用	同左



ガラスバッチ



個人線量計
(電子式線量計)



不織布カバーオール



アノラック



汚染作業用長靴



洞長靴



高線量対応防護服



全面マスク



セルフエアセット
(株式会社重松製作所 HP から)



酸素呼吸器

第2図 放射線防護具類

3. 放射線防護具類等の着用等による個別操作時間への影響について

緊急時対策要員等の個別操作時間については、訓練実績等に基づく現場への移動時間と現場での操作時間により算出している。

移動時間については、重大事故等を考慮して設定されたアクセスルートによる現場への移動時間を測定しており、操作時間については、重大事故等を考慮した操作場所の状況（現場の状態、温度、湿度、照度及び放射線量）を仮定し、放射線防護具類等の着用時間を考慮の上、操作時間を算出している。

ここでは、放射線防護具類着用等の作業環境による個別操作時間への影響について評価する。

(1) 操作場所までの移動経路について

- a. アクセスルートとして設定したルートを移動経路とする。
- b. 全交流動力電源喪失等により、建屋照明等が使用できず、建屋内が暗い状況を考慮する。
- c. 炉心損傷の兆候がある場合には、放射線防護具類を着用して現場へ移動することを考慮する。

(2) 操作場所の状況設定について

- a. 地震等を想定しても操作スペースは確保可能とする。
- b. 作業場所は照明のない暗い状況での作業を考慮する。
- c. 炉心損傷の兆候がある場合には、放射線防護具類を着用して作業することを考慮する。

(3) 作業環境による個別操作時間への影響評価

操作時間に影響を与える作業環境を考慮し、「放射線防護具類を着用した状態での作業」、「暗所での作業」、「通信環境」について評価した結果、作業環境による個別操作時間への影響がないことを確認した。

a. 放射線防護具類を着用した状態での作業評価

炉心損傷の兆候がある場合には、放射線防護具類を着用して現場操作を実施することから、放射線防護具類を着用した状態での作業について評価を実施した。

(a) 評価条件

初動作業時における放射線防護具類は、「2. 初動対応時における装備」に基づき、放射線防護具類（全面マスク、汚染防護服等）を着用した上で、通常時との作業性を比較する。

(b) 評価結果

放射線防護具類を着用しない状態での作業と比較すると、全面マスクにより視界が若干狭くなること及び全面マスクにより作業状況報告等を伝達する際には少し大きな声を出す必要があることが確認されたが、放射線防護具類を着用した状態であっても、個別操作時間に有意な影響がないことを確認した。(第3図参照)

なお、通常の全面マスクよりも容易に声を伝えることが可能な伝声器付き全面マスクについても導入し、訓練を行っている。



第3図 放射線防護具類を着用した状態での作業状況

b. 暗所での作業評価

全交流動力電源喪失等により建屋照明等が使用できない状況を想定し、暗所での作業性について評価を実施した。なお、中央制御室等にヘッドライト、懐中電灯、LEDライト等が配備されている。(第2表, 第4図参照)

(a) 評価条件

暗所作業の成立性を確認するため、可搬型照明(ヘッドライト)を使用して操作を実施する。(第5図参照)

(b) 評価結果

ヘッドライト等の可搬型照明を使用することにより、操作を行うために必要な明るさは十分確保されるため、個別操作時間に有意な影響がないことを確認した。

なお、より容易に操作が可能となるよう、建屋内の作業エリア、アクセスルートには、バッテリー内蔵型の照明が設置されている。(第6図参照)

第2表 可搬型照明

名称	電源種別	数量※	保管場所※
乾電池内蔵型照明（ヘッドライト（ヘルメット装着用））	乾電池	100個 （運転員全員に配備）	中央制御室
		50個 （原子力防災組織の初動態勢時に5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に参集する要員のうち5号炉定検事務室又はその近傍で執務及び宿泊する要員22名＋予備28個）	5号炉定検事務室又はその近傍に設置する執務場所又は宿泊場所
		50個 （原子力防災組織の初動態勢時に5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に参集する要員のうち第二企業センター又はその近傍で執務及び宿泊する要員29名＋予備21個）	第二企業センター又はその近傍に設置する執務場所又は宿泊場所
懐中電灯	乾電池	20個 （現場対応10名分＋予備10個）	中央制御室
		4個 （管理区域で懐中電灯が使用不可能時の予備）	現場控室
		30個 （原子力防災組織の初動態勢時に5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に参集する要員のうち5号炉定検事務室又はその近傍で執務及び宿泊する要員22名＋予備8個）	5号炉定検事務室又はその近傍に設置する執務場所又は宿泊場所
		50個 （原子力防災組織の初動態勢時に5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に参集する要員のうち第二企業センター又はその近傍で執務及び宿泊する要員29名＋予備21個）	第二企業センター又はその近傍に設置する執務場所又は宿泊場所
		70個 （保安班、復旧班、自衛消防隊の現場要員90名（5号炉定検事務室又はその近傍の執務又は宿泊場所に配備する30個と合わせた100個で対応））	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（対策本部）
乾電池内蔵型照明（ランタンタイプLEDライト）	乾電池	20個 （中央制御室対応として中央制御室主盤エリア5個＋中央制御室裏盤エリア10個＋中央制御室待避室2個＋予備3個）	中央制御室
		60個 （5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）6個＋5号炉原子炉建屋内アクセスルート44個＋予備10個）	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（対策本部）
乾電池内蔵型照明（三脚タイプLEDライト）	乾電池	4個 （当直主任席2個＋主機操作員席2個）	中央制御室
LEDライト（フロアライト）	内蔵蓄電池	4個 （非常用ガス処理系配管の補修用2個＋予備2個）	大湊側高台保管場所
発電機付投光器	発電機	19台 （復旧班の夜間屋外作業用19個）	荒浜側及び大湊側高台保管場所

※数量、保管場所については、今後の検討により変更となる可能性がある。



乾電池内蔵型照明
(ヘッドライト (ヘルメット装着用))



乾電池内蔵型照明
(ランタンタイプLEDライト)



LEDライト
(フロアライト)



懐中電灯



乾電池内蔵型照明
(三脚タイプLEDライト)



発電機付投光器

第4図 可搬型照明



通常状態



可搬型照明を使用した状態での作業

第5図 可搬型照明を使用した状態での作業状況



第6図 バッテリー内蔵型の照明

c. 通信環境の評価

(a) 評価条件

中央制御室，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所，及び現場間での通信連手段として，送受話器（警報装置を含む），電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備，無線連絡設備及び衛星電話設備等の通信連絡設備を整備している。（第7図参照）

(b) 評価結果

重大事故等が発生した場合であっても，整備している通信連絡設備により，通常時と同等の通信環境が保持可能であり，個別操作時間に有意な影響はないと評価する。また，炉心損傷の兆候がある場合には，放射線防護具類（全面マスク）を着用し，作業状況報告等のための通話を実施するが，着用しない状況より大きな声を出す必要があるものの通話可能であり，個別操作時間に有意な影響がないことを確認している。

なお，通常の全面マスクよりも容易に声を伝えることが可能な伝声器付き全面マスクについても導入し，訓練を行っている。



送受話器
（警報装置を含む）



電力保安通信用電話設備
（PHS端末）



携帯型音声呼出電話設備
（携帯型音声呼出電話機）



無線連絡設備（可搬型）



衛星電話設備（可搬型）

第7図 通信連絡設備

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表

技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

< 目 次 >

表 1. 技術的能力対応手段と有効性評価比較表・・・・・・・・・・・・・・・・1.0.14-1
表 2. 技術的能力対応手段と運転手順等比較表・・・・・・・・・・・・・・・・1.0.14-7

表1 技術的能力対応手段と有効性評価比較表

項目	対応手段	事故シナリオグループ等																												
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故									運転中の原子炉における重大事故									使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故								
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	(外部電源喪失+D/G喪失) 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G喪失)	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G喪失) +RCIC失敗	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G喪失) +直流電源喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G喪失) +SRV再開失敗	(取水機能が喪失した場合) 崩壊熱除去系が故障した場合	崩壊熱除去機能喪失 残留熱除去系が故障した場合	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	(インターフェイスシステムLOCA)	格納容器バイパス	格納容器を介した静荷 代替循環冷却を使用する場合	代替循環冷却を使用しない場合 (格納容器過圧・過温破損)	格納容器過圧・過温による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	格納容器雰囲気直接加熱 高圧溶融物放出	原子炉圧力容器外の 溶融燃料・冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入				
1.1	原子炉手動スクラム																													
	代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入																													
	原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制																													
	自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止																													
	ほう酸水注入																													
	制御棒手動挿入（水圧挿入，電動挿入）																													
	制御棒自動挿入（電動挿入）																													
1.2	原子炉水位低下による原子炉出力抑制																													
	中央制御室からの高圧代替注水系起動	○	○	○	●	●	○	○	○	○	○					○	○		○											
	現場手動操作による高圧代替注水系起動																													
	現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動																													
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																													
	可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																													
	直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電																													
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水																													
	制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水	○	○									○					○	○		○										
高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水			○			○	○																							
原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）				●		●	●	●	●		●																			
高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）																														
1.3	減圧の自動化		●																											
	手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）																													
	手動操作による減圧（タービンバイパス弁の手動操作による減圧）																													
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放																													
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放																													
	代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放																													
	高圧窒素ガスポンプによる逃がし安全弁駆動源確保																													
	代替直流電源設備による復旧（逃がし安全弁復旧）																													
	代替交流電源設備による復旧（逃がし安全弁復旧）																													
	炉心損傷時における高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順															●	●			●										
インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手順												●																		

1.0.14-1

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表

- ：有効性評価で解析上考慮している
- ：有効性評価で解析上考慮していない

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		事故シナリオグループ等																																
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故										運転中の原子炉における重大事故							使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故													
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	外部電源喪失+D/G喪失 (外部電源喪失+D/G喪失) 全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G喪失) +R C I C失敗	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G喪失) +直流電源喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G喪失) +S R V再開失敗	(取水機能が喪失した場合) 崩壊熱除去系が故障した場合	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	(インターフェースシステムLOCA)	格納容器バイパス	格納容器過圧・過温破損 代替循環冷却を使用する場合	格納容器過圧・過温破損 代替循環冷却を使用しない場合	格納容器雰囲気直接加熱 高圧溶融物放出	溶融燃料冷却材相互作用	原子炉圧力容器外の 水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入									
項目	対応手段																																	
1.4	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●						
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○						
	消火系による原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○					
	残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水			●	●	●	●	●																										
	低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却																																	
	消火系による残存溶融炉心の冷却																																	
	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水/海水）																																	
	残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱																											●	●					
	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）		●																										●	●				
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱（設計基準拡張）		●									○																	●	●					
1.5	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●									●																							
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）			●	●	●	●																											
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●									●																							
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）			●	●	●	●																											
	代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保			●	●	●	●	●																						●				
	大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保																																	
	原子炉補機冷却系による補機冷却水確保（設計基準拡張）		●								●	●	●	●			●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
1.6	代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレィ	●		○	○	○		●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●													
	消火系による原子炉格納容器内へのスプレィ	○		○	○	○	○	○	○	○																								
	代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレィ（淡水/海水）	○		○	○	○	●	○	○		○																							
	残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレィ			●	●	●	○																											
	残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プールの除熱			●	●	●	●	●																										
	ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱														○	○			○															
	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレィ（設計基準拡張）																																	
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱（設計基準拡張）		●								●	●																							
1.7	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱											○	●	○	○	○	○																	
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）																																	
	可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給																																	
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												●	○	●	●	●	●	●															
	代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保												●	○	●	●	●	●	●															
	格納容器内pH制御												○	○	○	○	○	○																

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		事故シナリオグループ等																										
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故										運転中の原子炉における重大事故					使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故									
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系が故障した場合	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	格納容器過圧・過温破損 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却を使用する場合	格納容器過圧・過温破損 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却を使用しない場合	格納容器雰囲気直接加熱 高圧溶融物放出	原子炉圧力容器外の 溶融燃料・冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入		
項目	対応手段																											
1.8	格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水															●	●		●									
	格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水/海水）															○	○		○									
	消火系による原子炉格納容器下部への注水															○	○		○									
	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水													●	●				●									
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）													●	○	○	○	○	●	○								
	消火系による原子炉圧力容器への注水													○	○	○	○	○	○	○								
	高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水															○	○		○									
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入																											
	制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水															○	○		○									
高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水																												
1.9	発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化																		●									
	可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給																											
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出													○					○									
	耐圧強化ベント系 (W/W) による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出													○					○									
	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御																											
1.10	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視													●	●	●	●	●	●									
	静的触媒式水素再結合器による水素濃度の上昇抑制																											
	原子炉建屋内の水素濃度監視																											
	格納容器頂部注水系による原子炉ウェルへの注水（淡水/海水）													○	○				○									
	サブプレッションプール浄化系による原子炉ウェルへの注水																											
1.11	原子炉建屋トップベント																											
	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水（淡水/海水）																				●	●						
	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水（淡水/海水）																				○	○						
	消火系による使用済燃料プールへの注水																				○	○						
	サイフォン現象による使用済燃料プール水漏えい発生時の漏えい抑制																					●						
	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水/海水）																											
	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水/海水）																											
	使用済燃料プール漏えい緩和																											
使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置起動																												
代替交流電源設備を使用した燃料プール冷却浄化系による使用済燃料プールの除熱				○	○	○	○	○							○	○		○							○	○	○	

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		事故シナリオグループ等																										
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故										運転中の原子炉における重大事故							使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故							
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +RCIC失敗	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +直流電源喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +SRV再開失敗	(取水機能喪失した場合)	(残留熱除去系が故障した場合)	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	(インターフェイシステムLOCA)	格納容器バイパス	格納容器過圧・過温破損 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却を使用する場合	代替循環冷却を使用しない場合	格納容器過圧・過温による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	格納容器雰囲気直接加熱 高圧溶融物放出	溶融燃料冷却材相互作用	原子炉圧力容器外の 水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入	
項目	対応手段																											
1.12	大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制																											
	放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制																											
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制																											
	化学消防自動車単独又は高所放水車等による泡消火																											
	大容量送水車（原子炉建屋放水設備用），放水砲，泡原液搬送車及び泡原液混合装置による航空機燃料火災への泡消火																											
1.13	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○	●	●	●	●	●	●	●	○	●					○	○			○							
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への注水	●		●	●	●		●			●	●	●	●					●						●			
	復水貯蔵槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却	●		○	○	○		●	●		●	●	●	●	●	●		●	●	●	●							
	復水貯蔵槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水																●	●			●							
	復水貯蔵槽を水源とした原子炉ウェルへの注水																											
	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時のサブプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水			●			●	●	●	●		●																
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のサブプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●	●	●																		●		●
	サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内の除熱		●	●	●	●	●	●		●		●																
	サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の除熱													●	○	●	●	●	●									
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のろ過水タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	○		○	○	○		○			○			○	○	○	○	○	○							○		
	ろ過水タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○		○	○		○																	
	ろ過水タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水																○	○			○							
	ろ過水タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																						○	○				
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の防火水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水	○		○	○	○	○	○			○			○	○	○	○	○	○							○		
	防火水槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○	○	○			○																	
	防火水槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水																○	○			○							
	防火水槽を水源とした原子炉ウェルへの注水																											
	防火水槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ																						○	○				
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の淡水貯水池を水源とした原子炉圧力容器への注水	○		○	○	○	●	○			○			●	○	○	○	●	○							○		
	淡水貯水池を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○	●	○			○																	
	淡水貯水池を水源とした原子炉格納容器下部への注水																○	○			○							
	淡水貯水池を水源とした原子炉ウェルへの注水														○	○					○							
淡水貯水池を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ																						●	●					
原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の海を水源とした原子炉圧力容器への注水																												
海を水源とした原子炉格納容器内の冷却																												
海を水源とした原子炉格納容器下部への注水																												
海を水源とした原子炉ウェルへの注水																												
海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ																						○	○					

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		事故シナリオグループ等																								
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故										運転中の原子炉における重大事故						使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故						
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G喪失)	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系が故障した場合	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	(インターフェイスシステムLOCA)	格納容器バイパス	格納容器過圧・過温破損 代替循環冷却を使用する場合	格納容器過圧・過温破損 代替循環冷却を使用しない場合	格納容器雰囲気直接加熱 高圧溶融物放出	溶融燃料-冷却材相互作用	原子炉圧力容器外の 水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入				
項目	対応手段																									
1.13	海を水源とした最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送																									
	海を水源とした大気への拡散抑制																									
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火																									
	ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入									●																
	可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給（淡水/海水）	●	●	●	●			●	●		●		●	●	●	●	●	●	●							
	純水補給水系（仮設発電機使用）による復水貯蔵槽への補給	○	○	○	○			○	○		○		○	○	○	○	○	○	○							
	淡水貯水池から防火水槽への補給	○	○	○	○			○	○		○		○	○	○	○	○	○	○							
	淡水タンクから防火水槽への補給	○	○	○	○			○	○		○		○	○	○	○	○	○	○							
	海から防火水槽への補給																									
	淡水貯水池から淡水タンクへの補給	○	○	○	○			○	○		○		○	○	○	○	○	○	○							
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の水源切替え			●							○															
淡水から海水への切替え																										
1.14	第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機又は電源車によるM/C C系及びM/C D系受電			●	●	●	●	●					●	●				●						●		
	電源車によるP/C C系及びP/C D系受電			○	○	○	○	○					○	○				○						○		
	号炉間電力融通ケーブルによる電力融通																									
	所内蓄電式直流電源設備による給電			●	●	●	●	●					●	●				●						●		
	可搬型直流電源設備による給電																									
	直流給電車による直流125V主母線盤Aへの給電																									
	AM用直流125V蓄電池による直流125V主母線盤A受電																									
	常設直流電源喪失時の直流125V主母線盤B受電																									
	低圧電源号炉間融通による直流125V主母線盤A又はB受電																									
	第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機，号炉間電力融通ケーブル又は電源車によるAM用MCC受電																									
	軽油タンクからタンクローリへの補給	●	●	●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
タンクローリから各機器等への給油	●	●	●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
非常用交流電源設備による給電（設計基準拡張）											●	●			●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	
非常用直流電源設備による給電（設計基準拡張）			●										○	○										○		
1.15	計器の故障時に状態を把握するための手段（他チャンネルによる計測，代替パラメータによる推定）												●	●				●								
	計器の計測範囲を超えた場合の手段（他チャンネルによる計測，代替パラメータによる推定，可搬型計測器による計測）																									
	計器電源が喪失した場合の手段（蓄電池，代替電源（交流，直流）からの給電）			●	●	●	●	●					●	●				●						●		
	計器電源が喪失した場合の手段（可搬型計測器による計測又は監視）																									
	パラメータを記録する手段																									

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	事故シーケンスグループ等																																													
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故									運転中の原子炉における重大事故									使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故																										
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+R C I C失敗	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再開失敗	(取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	(インターフェイスシステムLOCA)	格納容器バイパス	格納容器冷却使用しない場合	格納容器過圧・過温破損	格納容器過圧・過温破損	代替循環冷却を使用しない場合	格納容器雰囲気直接加熱	高圧溶融物放出	溶融燃料 冷却材相互作用	原子炉圧力容器外の水素燃焼	原子炉圧力容器との相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入																			
1.16	中央制御室換気空調系設備の運転手順等												○	○						○																											
	中央制御室待避室の準備手順												○	○							○																										
	中央制御室の照明を確保する手順												○	○							○																										
	中央制御室の酸素ガス及び二酸化炭素ガスの濃度測定と濃度管理手順																																														
	中央制御室待避室の照明を確保する手順														○																																
	中央制御室待避室の酸素ガス及び二酸化炭素ガスの濃度測定と濃度管理手順														○																																
	中央制御室待避室データ表示装置によるプラントパラメータ等の監視手順																																														
	チェンジングエリアの設置及び運用手順																																														
	非常用ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順														●	●	●	●	●	●	●																										

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表

●: 有効性評価で解析上考慮している
○: 有効性評価で解析上考慮していない

表2 技術的能力対応手段と運転手順等比較表

技術的能力対応手段と運転手順等 比較表		EOP													SOP			停止時EOP								緊急時対策本部運営要領	AM設備別操作手順書	多様なハザード対応手順	備考								
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D/W温度制御	S/P温度制御	S/P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	SFP水位・温度制御	水位回復	急速減圧	水位不明	交流/直流電源供給回復	EOP/SOPインターフェイス	RPV制御	PCV制御	R/B制御	停止時反応度制御	RPVヘッドオン/プールの閉	RPVヘッドオフ/プールの閉	放	放					放	放	放	放	放	放	放	放
1.1	原子炉手動スクラム	●	●				●	●	●								●			●																	
	代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入	●	●														●			●																	
	原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制	●	●																																		
	自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止		●																																		
	ほう酸水注入		●														●			●																	
	制御棒手動挿入（水压挿入，電動挿入）		●														●			●																	
	制御棒自動挿入（電動挿入）																																				
	原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制		●																																		
1.2	高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却	●	●	●	●								●	●		●	●		●																		
	高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却		●	●	●							●	●			●	●		●																		
	原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却		●	●	●							●	●			●	●		●																		
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電														●																						
	可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電														●																						
	直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電														●																						
	ほう酸水注入系による進展抑制		●	●	●	●				●	●	●	●			●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
	制御棒駆動系による進展抑制		●	●	●	●				●	●	●	●			●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
	高圧炉心注水系緊急注水による進展抑制		●	●	●	●				●	●	●	●			●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却（設計基準拡張）	●	●	●	●							●	●			●	●		●																		
高圧炉心注水系による発電用原子炉の冷却（設計基準拡張）	●	●	●	●	●				●	●	●	●			●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
1.3	減圧の自動化																																			L-1が10分継続しRHRポンプ運転中の場合に自動で作動	
	手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）	●	●		●	●				●		●	●				●		●																		
	手動操作による減圧（タービンバイパス弁の手動操作による減圧）	●	●		●	●				●		●	●																								
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復		●		●	●							●	●			●		●																		●
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復		●		●	●							●	●			●		●																		●
	代替逃がし安全弁駆動装置による減圧		●		●	●							●	●			●		●																		●
	高圧窒素ガス供給系による窒素ガス確保		●		●	●							●	●			●		●																		●
	代替直流電源設備による復旧															●																					●
	代替交流電源設備による復旧															●																					●
	炉心損傷時における高圧熔融物放出/格納容器券囲気直接加熱の防止																●																				
インターフェイスシステムLOCA発生時の対応									●																												

1.0.14-7

技術的能力対応手段と運転手順等 比較表		EOP														SOP			停止時EOP									緊急時対策本部運営要領	AM設備別操作手順書	多様なハザード対応手順	備考	
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D/W温度制御	S/P温度制御	S/P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	SFP水位・温度制御	水位回復	急速減圧	水位不明	交流/直流電源供給回復	EOP/SOPインターフェイス	RPV制御	PCV制御	R/B制御	停止時反応度制御	「RPVヘッドオン/フルゲート閉/PCV閉」時	「RPVヘッドオン/フルゲート閉/PCV閉」時	「RPVヘッドオフ/フルゲート開/PCV開」時	「RPVヘッドオフ/フルゲート開/PCV開」時	「RPVヘッドオン/フルゲート閉/PCV開」時	「RPVヘッドオン/フルゲート閉/PCV閉」時					「RPVヘッドオフ/フルゲート開/PCV閉」時
項目	対応手段																															
1.13	海を水源とした原子炉ウエルへの注水																●													●	●	
	海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ										●								●	●	●	●	●	●	●					●	●	
	海を水源とした最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			●	●
	海を水源とした大気への拡散抑制																		●												●	
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火																			●											●	
	ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入		●	●	●	●					●		●	●	●		●	●		●	●	●	●	●	●	●	●			●		
	可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給		○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○	○	○		○	○	○	○	○	○			●	●	
	純水補給水系（仮設発電機使用）による復水貯蔵槽への補給		○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○	○	○		○	○	○	○	○	○			●	●	
	淡水貯水池から防火水槽への補給																														●	
	淡水タンクから防火水槽への補給																														●	
	海から防火水槽への補給																														●	
	淡水貯水池から淡水タンクへの補給																														●	
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の水源切替え		○	○	○	○				○		○	○	○		○	○		○		○	○	○	○	○	○						
淡水から海水への切替え				○	○	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○		○		○	○	○	○	○	○					●		
1.14	常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備によるM/Cへの給電															●	●										●		●	●		
	可搬型代替交流電源設備によるP/Cへの給電															●	●										●		●	●		
	号炉間電力融通ケーブルによるM/Cへの給電															●	●										●		●	●		
	所内蓄電式直流電源設備による給電															●											●		●			
	可搬型直流電源設備による給電															●											●		●	●		
	直流給電車による直流125V主母線盤Aへの給電															●											●		●	●		
	AM用直流125V蓄電池による直流125V主母線盤A受電															●											●		●			
	代替交流電源設備又は号炉間電力融通ケーブルによる直流125V主母線盤B受電															●											●		●			
	低圧電源融通による直流125V主母線盤A又はB受電															●											●		●			
	常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備、号炉間電力融通ケーブル又は可搬型代替交流電源設備によるAM用MCC受電															●	●										●		●	●		
	軽油タンクからタンクローリへの補給																													●		
タンクローリによる給油対象設備への給油																													●			
非常用交流電源設備による給電（設計基準拡張）															●											●						
非常用直流電源設備による給電（設計基準拡張）															●											●						

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

原子炉格納容器の長期にわたる 状態維持に係る体制の整備について

＜ 目 次 ＞

1. 考慮すべき事項	1.0.15-1
2. 原子炉格納容器の冷却手段.....	1.0.15-3
(1) 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉における格納容器除熱手段について.....	1.0.15-3
(2) 代替循環冷却系の長期運転及び不具合等を想定した対策について.....	1.0.15-4
3. 作業環境の線量低減対策の対応例について.....	1.0.15-8
(1) 循環冷却時の線量低減の対応について.....	1.0.15-8
(2) 汚染水発生時の対応について.....	1.0.15-10
4. 残留熱除去系の復旧方法について.....	1.0.15-11
(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について.....	1.0.15-11
(2) 残留熱除去系の復旧手順について.....	1.0.15-11
5. 可搬型格納容器除熱システムによる格納容器除熱等の長期安定冷却手段について	1.0.15-20
5.1 可搬型格納容器除熱システムによる格納容器除熱について.....	1.0.15-21
(1) 可搬型格納容器除熱システムの概要について.....	1.0.15-21
(2) 作業に伴う被ばく線量について.....	1.0.15-22
(3) フランジ部からの漏えい発生時の対応について.....	1.0.15-24
5.2 可搬熱交換器によるサプレッションプール浄化系を用いた格納容器除熱について	1.0.15-24
(1) 可搬熱交換器によるサプレッションプール浄化系を用いた格納容器除熱の概要に ついて	1.0.15-24
(2) 作業に伴う被ばく線量について.....	1.0.15-27
(3) フランジ部からの漏えい発生時の対応について.....	1.0.15-27
5.3 代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱について	1.0.15-28
(1) 代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱の概要につ いて	1.0.15-28
6. 外部からの支援について.....	1.0.15-30
参考資料1：福島第一原子力発電所で導入した汚染水処理対策について	1.0.15-31

重大事故等への対応操作や作業は、事故形態によっては長期間にわたることが予想されるため、あらかじめ長期対応への体制整備や作業環境の維持、改善等について、準備しておくことが望ましい。

柏崎刈羽原子力発電所原子力事業者防災業務計画では、原子力災害事後対策として「防災基本計画 第12編 原子力災害対策編」（中央防災会議）に定める災害復旧対策についての計画として復旧計画を策定し、当該計画に基づき速やかに復旧対策を実施する旨を規定している。

復旧計画に定めるべき事項は以下のとおり。

- ・原子炉施設の損傷状況及び汚染状況の把握
- ・原子炉施設の除染の実施
- ・原子炉施設損傷部の修理及び改造の実施
- ・放射性物質の追加放出の防止 等

発電所対策本部は、召集した緊急時対策要員により、復旧計画に基づき災害発生後の中長期対応を行う。また本社対策本部が中心となって、社内外の関係各所と連携し、適切かつ効果的な復旧対策を検討できる体制を整備する。

1. 考慮すべき事項

- (1) 格納容器過圧破損・過温破損事象等においては、代替循環冷却系及び格納容器ベントにより長期的な格納容器除熱が可能であることを有効性評価において確認している。
- (2) 代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことで、格納容器圧力は、原子炉格納容器の最高使用圧力を下回る状態で長期的に維持することが可能となる。サブプレッション・チェンバ・プール温度が原子炉格納容器の最高使用温度に近い状態で長期にわたり継続するが、格納容器温度については、原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能が維持される 150℃を下回っている。また、代替循環冷却系の運転に使用するサブプレッション・チェンバからの吸込配管の温度は設計温度を十分に下回っているとともに、復水移送ポンプの予備機確保、同ポンプ及び操作が必要となる電動弁（原子炉及び原子炉格納容器内への注水量の調節弁）の駆動電源多様化による冗長性確保、系統配管の耐震健全性確認による信頼性確保を行っている。このため、代替循環冷却系の設備全体として十分な信頼性を有していると考えているが、長期運転及び設備不具合の発生等を想定した対策の検討が必要である。
- (3) 炉心損傷後に代替循環冷却運転を実施することに対しては、現場の作業環境への影響として、建屋内の環境線量が上昇することにより、代替循環冷却運転後の機器の復旧

等が困難になることが予想される。

- (4) 代替循環冷却系により格納容器除熱を実施することにより、長期的に原子炉格納容器の圧力・温度を安定状態に保つことができることを解析にて確認しているものの、最終的には残留熱除去系の復旧が必要である。
- (5) 原子炉格納容器の圧力・温度を低く安定状態を保つためには、代替循環冷却系及び残留熱除去系が有効な手段であるが、ともに残留熱除去系熱交換器を用いており、この残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の除熱手段の検討が必要である。
- (6) 重大事故等時の中長期的な対応については、プラントメーカーとの協力協定を締結し、事故収束に向けた対策立案等必要な支援を受けられる体制の確立が必要である。

以上を踏まえ、(1)、(2)の詳細検討として「2. 原子炉格納容器の冷却手段」において、重要事故シーケンスにおける原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段を整理する。

また、(3)、(4)、(5)の検討結果を「3. 作業環境の線量低減対策の対応例について」「4. 残留熱除去系の復旧方法について」及び「5. 可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱等の長期安定冷却手段について」にそれぞれとりまとめる。

(6)について「6. 外部からの支援について」にて示す。

2. 原子炉格納容器の冷却手段

(1) 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉における格納容器除熱手段について

福島第一原子力発電所の事故を踏まえ，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では多様な格納容器除熱手段を整備しており，その設備の有効性について有効性評価において確認している。

第1表に格納容器除熱手段を示す。また，第1-1図，第1-2図，第1-3図及び第1-4図に格納容器除熱手段の概要図を示す。

第1表に示すとおり，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では多くの原子炉格納容器バウンダリが確保される除熱手段を有しており，原子炉格納容器バウンダリの維持はできないものの格納容器ベントの実施による格納容器除熱も可能であり，多様性を有している。

第 1 表 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉における格納容器除熱手段

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の除熱手段			
原子炉格納容器バウンダリが確保される除熱手段	代替循環冷却系		○
	代替原子炉補機冷却系		○
	残留熱除去系 (A)		△
	残留熱除去系 (B)		△
	残留熱除去系 (C)		△
	ドライウェル冷却系，原子炉冷却材浄化系，制御棒駆動系を組み合わせた格納容器除熱(※)		△
原子炉格納容器バウンダリが維持されない除熱手段	格納容器ベント	格納容器圧力逃がし装置	○
		耐圧強化ベント系	○

○：有効性評価で期待する設備

△：有効性評価で期待しないものの設備復旧等により使用可能

※ 残留熱除去系 (B) 吸込配管及び原子炉冷却材浄化系ボトムドレン配管破断の原子炉冷却材喪失事故 (LOCA) 時は使用不能

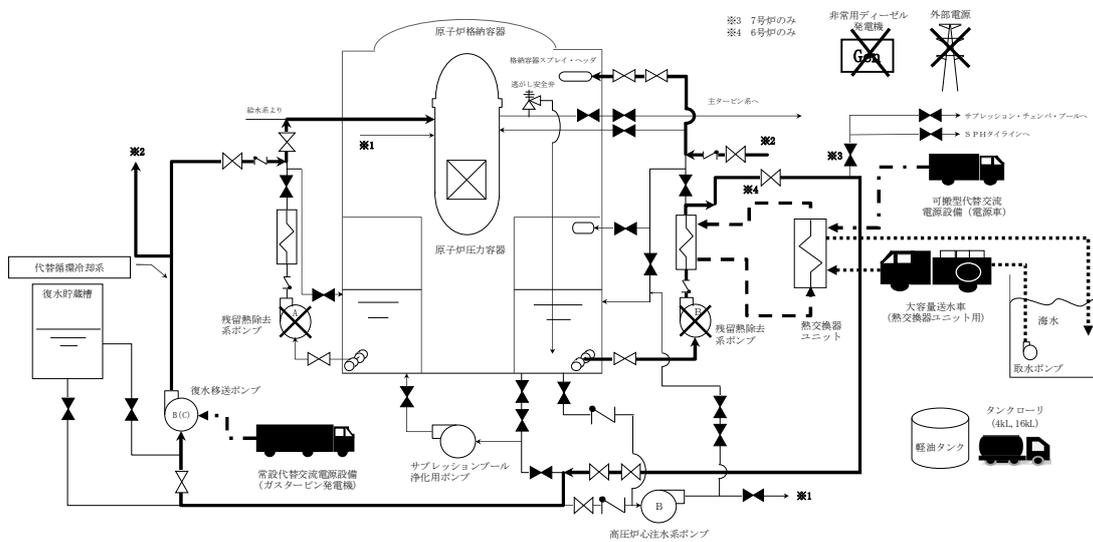
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

(2) 代替循環冷却系の長期運転及び不具合等を想定した対策について

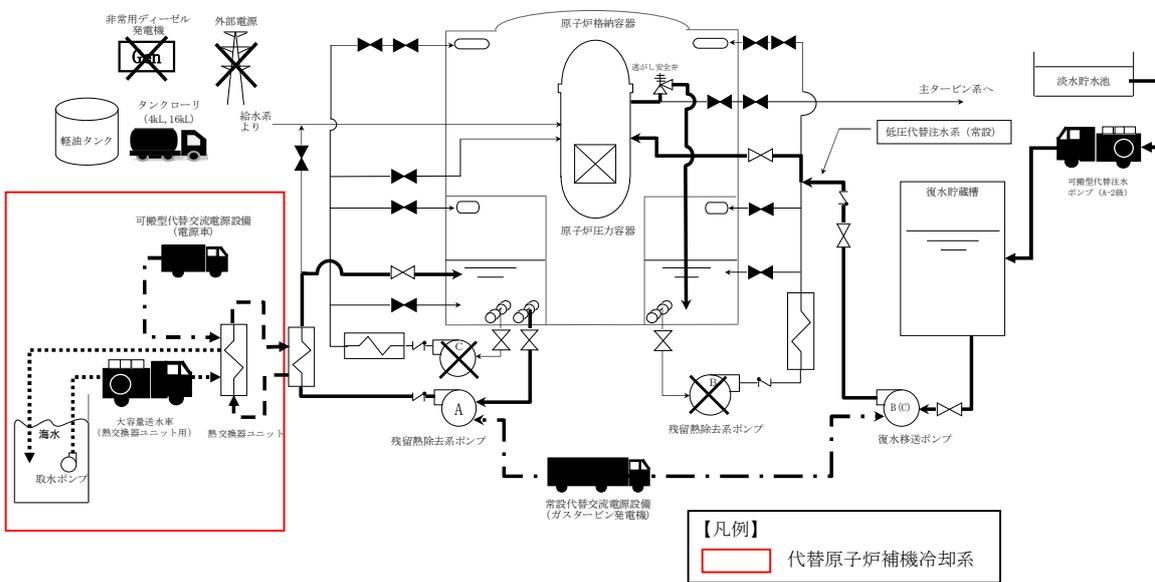
代替循環冷却系を運転する場合には、サプレッション・チェンバ・プール水を水源として原子炉及び原子炉格納容器内に冷却水を循環させることとなるため、系統水が流れる配管が高線量となる。配管表面での線量は、事故後90日間の積算線量で [] と評価しており、これを考慮し、系統に使用するポンプのメカニカルシール部やポンプ電動機、電動弁の駆動部等について、耐放射線性が確保されたものを使用する。

また、事故後のサプレッション・チェンバ内には異物が流入する可能性があるが、サプレッション・チェンバからの吸込部には、大型のストレーナが設置されており、系統内に異物が流入することによるポンプ等の機器の損傷を防止する系統構成となっている。なお、ストレーナは、サプレッション・チェンバの底面から約1mの高さに設置されており、底面に沈降する異物を大量に吸上げることはないと考えているが、万一、ストレーナに異物が付着し、閉塞した場合を考慮し、外部水源から洗浄用水を供給（可搬型代替注水ポンプによる淡水供給）することにより、ストレーナの逆洗を行うことが可能な設備構成としている（第2図参照）。

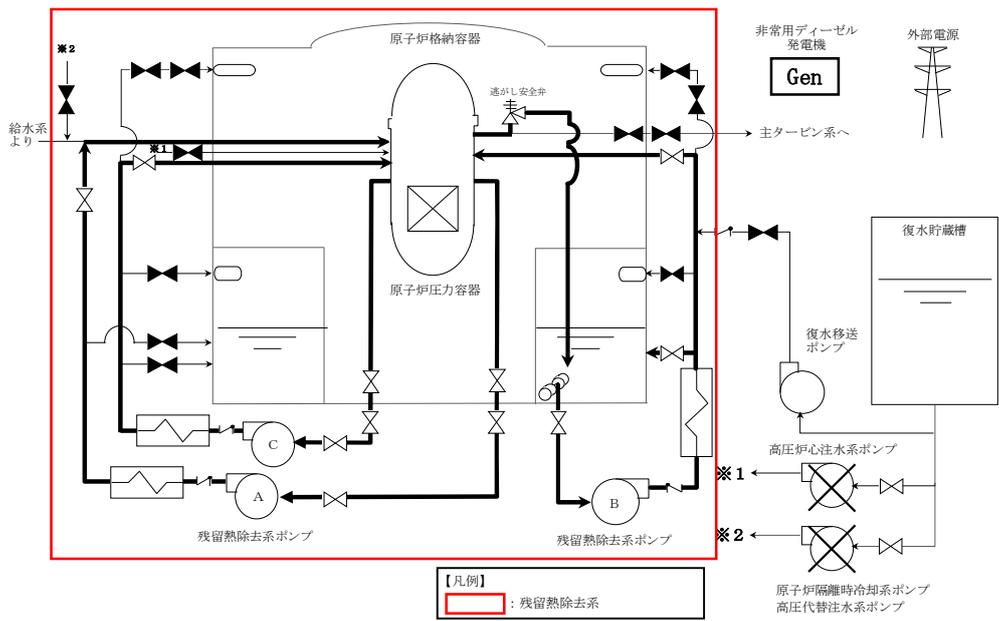
なお、炉心損傷に至る重大事故等発生後に代替循環冷却系が使用できない場合の除熱手段は「5. 可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱等の長期安定冷却手段について」に示す。



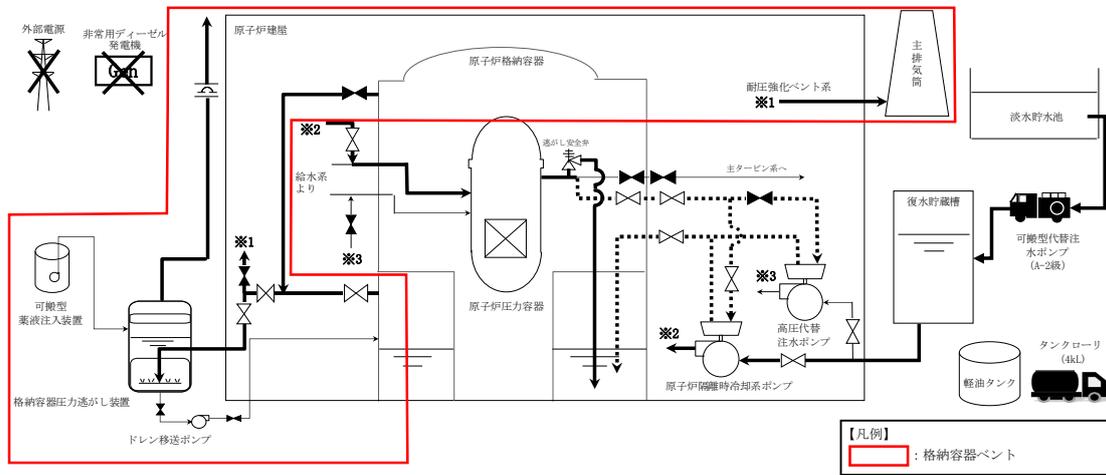
第 1-1 図 代替循環冷却系 系統概要図



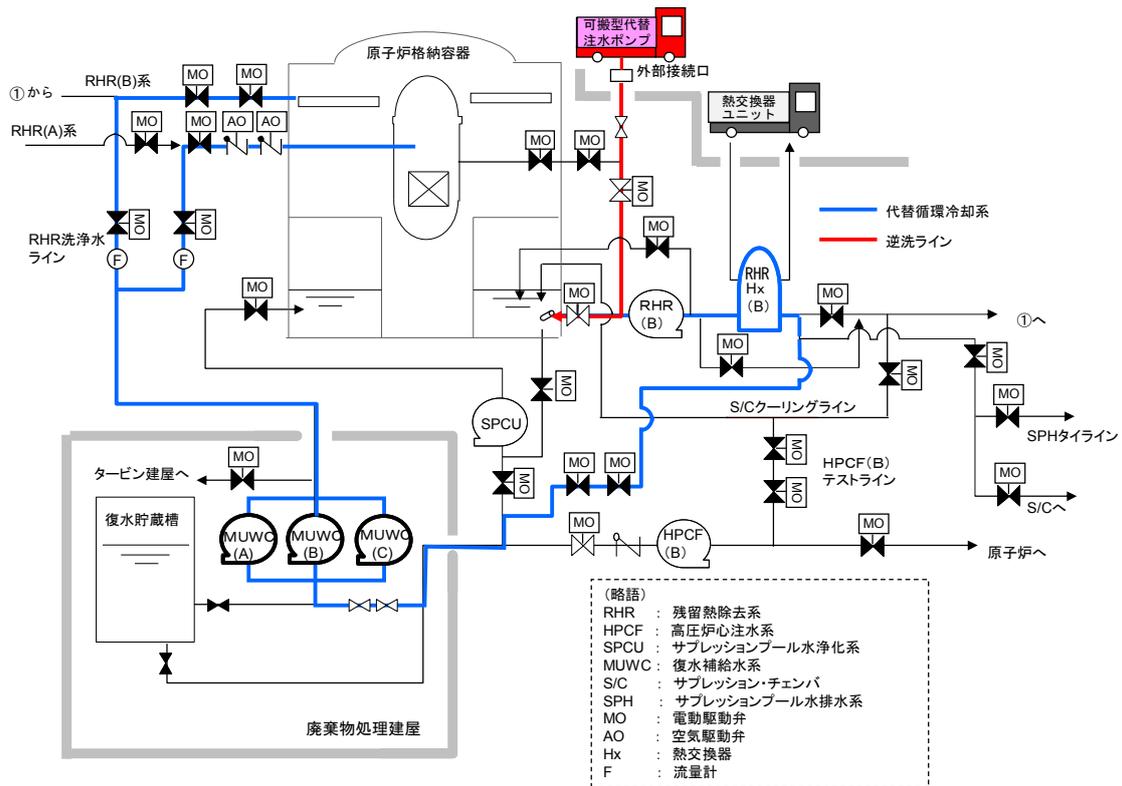
第 1-2 図 代替原子炉補機冷却系 系統概要図



第 1-3 図 残留熱除去系 系統概要図



第 1-4 図 格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系 系統概要図



第2図 残留熱除去系吸込ストレーナ逆洗操作時の系統構成

3. 作業環境の線量低減対策の対応例について

(1) 循環冷却時の線量低減の対応について

代替循環冷却系は、残留熱除去系による冷却機能を喪失した場合に使用する系統である。このため、代替循環冷却系は、残留熱除去系が復旧するまでの期間に運転することを想定している。このため、代替循環冷却系の運転によって放射線量が上昇した環境下における残留熱除去系の復旧作業の概要を示す。

代替循環冷却系では、サブプレッション・チェンバからのプール水の吸込み及び原子炉格納容器内へのスプレーとして、残留熱除去系のB系を使用することを想定（原子炉圧力容器への注水はA系を想定）している。このため、残留熱除去系の復旧に際しては、代替循環冷却系の影響を受ける可能性が最も低いC系を復旧することを想定する。

代替循環冷却系の運転に使用する残留熱除去系のB系（一部はA系）の配管については、復旧作業の実施に先立ち、外部水源から洗浄用水を系統内に供給（可搬型代替注水ポンプによる淡水供給）することにより、系統全体のフラッシングを行うことが可能な設備構成としている。これにより、配管内の系統水に含まれる放射性物質を、可能な限りサブプレッション・チェンバに送水することにより、放射線量を低減させることが可能である。

また、残留熱除去系の復旧において、復旧作業が必要と想定されるポンプ室へアクセスできることが重要であり、原子炉建屋地下3階の残留熱除去系（C）ポンプ室又は原子炉建屋地下2階の残留熱除去系（C）ポンプ室上部ハッチにアクセスできる必要がある。

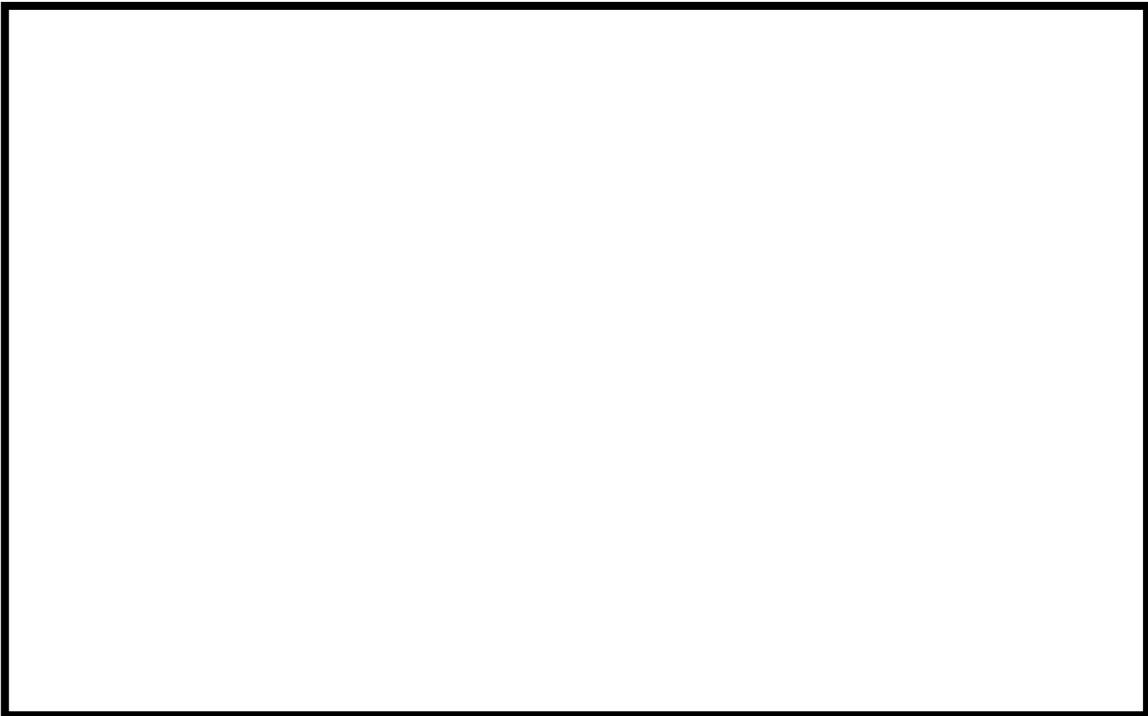
6号炉については、第3図に示すとおり、代替循環冷却系の運転により高線量となる配管は、残留熱除去系（C）ポンプ室及び同上部ハッチ付近から離れており、ポンプ室及び同上部ハッチ付近にアクセス可能である。

一方、7号炉については、第4図に示すとおり、代替循環冷却系の運転により高線量となる配管は、残留熱除去系（C）ポンプ室からは離れているが、同上部ハッチ付近に存在する。この場所における放射線量は、評価の結果、線量が高いケースとして代替循環冷却系の運転開始後30日間経過した場合には となる。このため、同上部ハッチ近傍には、放射線防護対策として、福島第一原子力発電所の事故収束作業において使用した実績を有する移動式遮蔽体を用いて線量の低減を図る。線量評価の一例として、第5図に示す移動式遮蔽体を用いた場合には、線量を に低減することができる。さらに、復旧作業時には、適切な放射線防護対策を行うことにより、線量による影響を低減させた上で復旧作業を行う。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第 3 図 機器配置図 (6 号炉原子炉建屋地下 3 階及び地下 2 階)



第 4 図 機器配置図 (7 号炉原子炉建屋地下 3 階及び地下 2 階)



第5図 7号炉 残留熱除去系 (C) ポンプ室上部ハッチへのアクセスに必要な
放射線防護対策

(2) 汚染水発生時の対応について

重大事故等時に放射性物質を含んだ汚染水が発生した場合においても、福島第一原子力発電所における経験や知見を活用した汚染水処理装置の設置等の対策を行うとともに、プラントメーカーの協力を得ながら対応する。

(参考資料1 参照)

4. 残留熱除去系の復旧方法について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが、予備品の活用や発電所外からの支援等を考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。

残留熱除去系の復旧に当たり、原子炉補機冷却海水系、原子炉補機冷却系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる。また、原子炉補機冷却海水ポンプ電動機及び原子炉補機冷却水ポンプ電動機の予備品を重大事故により同時に影響を受けない場所に保管している。(詳細は添付資料1.0.3「予備品等の確保及び保管場所について」参照)

また、防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていること、さらに、改良型沸騰水型軽水炉の残留熱除去系は3系統あることから、福島第一原子力発電所事故のように複数の残留熱除去系が浸水により同時に機能喪失することはない。

なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。

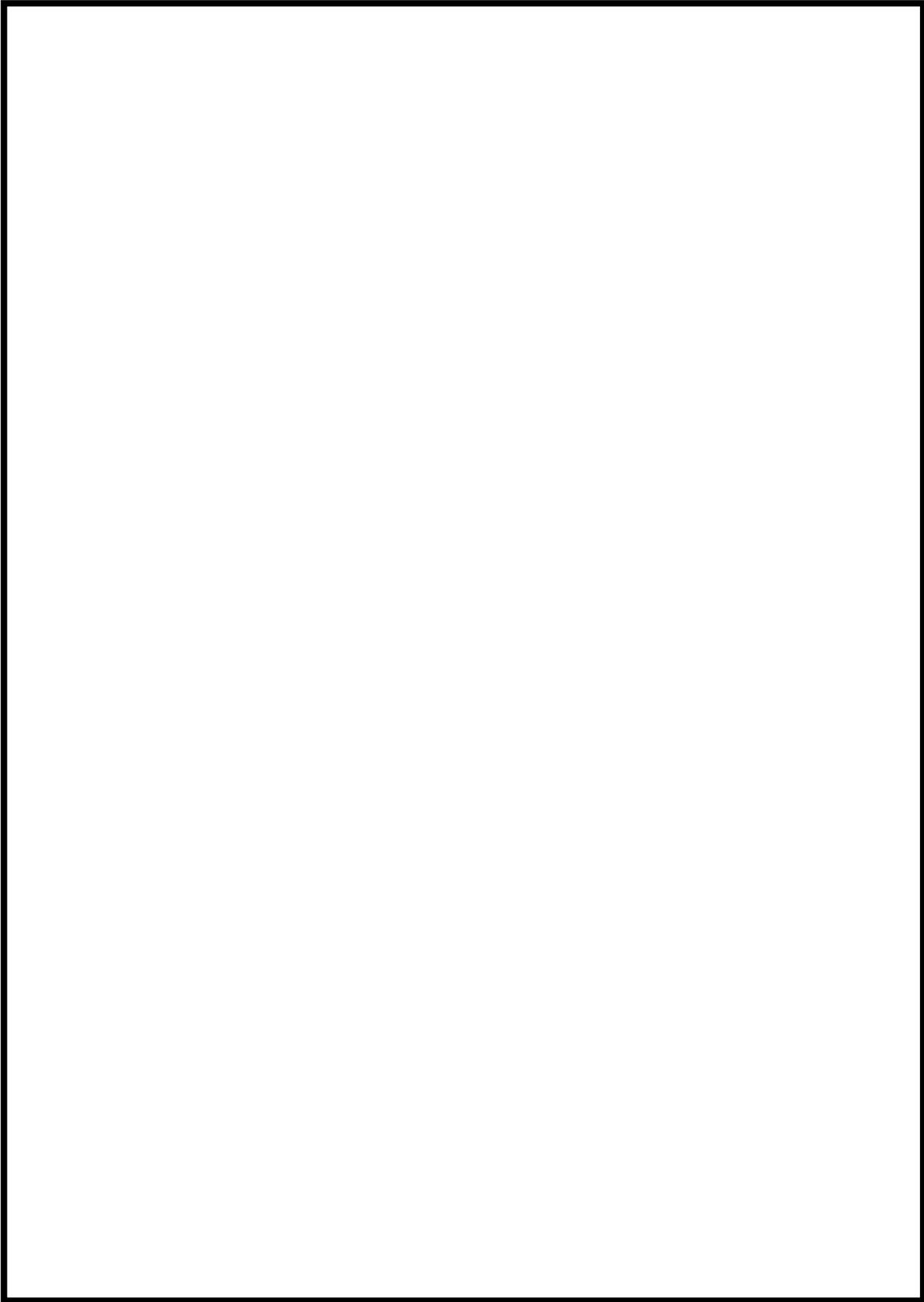
(2) 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は原子炉格納容器の破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、運転員及び緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備している。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」、又は「代替対策」のいずれかを選択する。

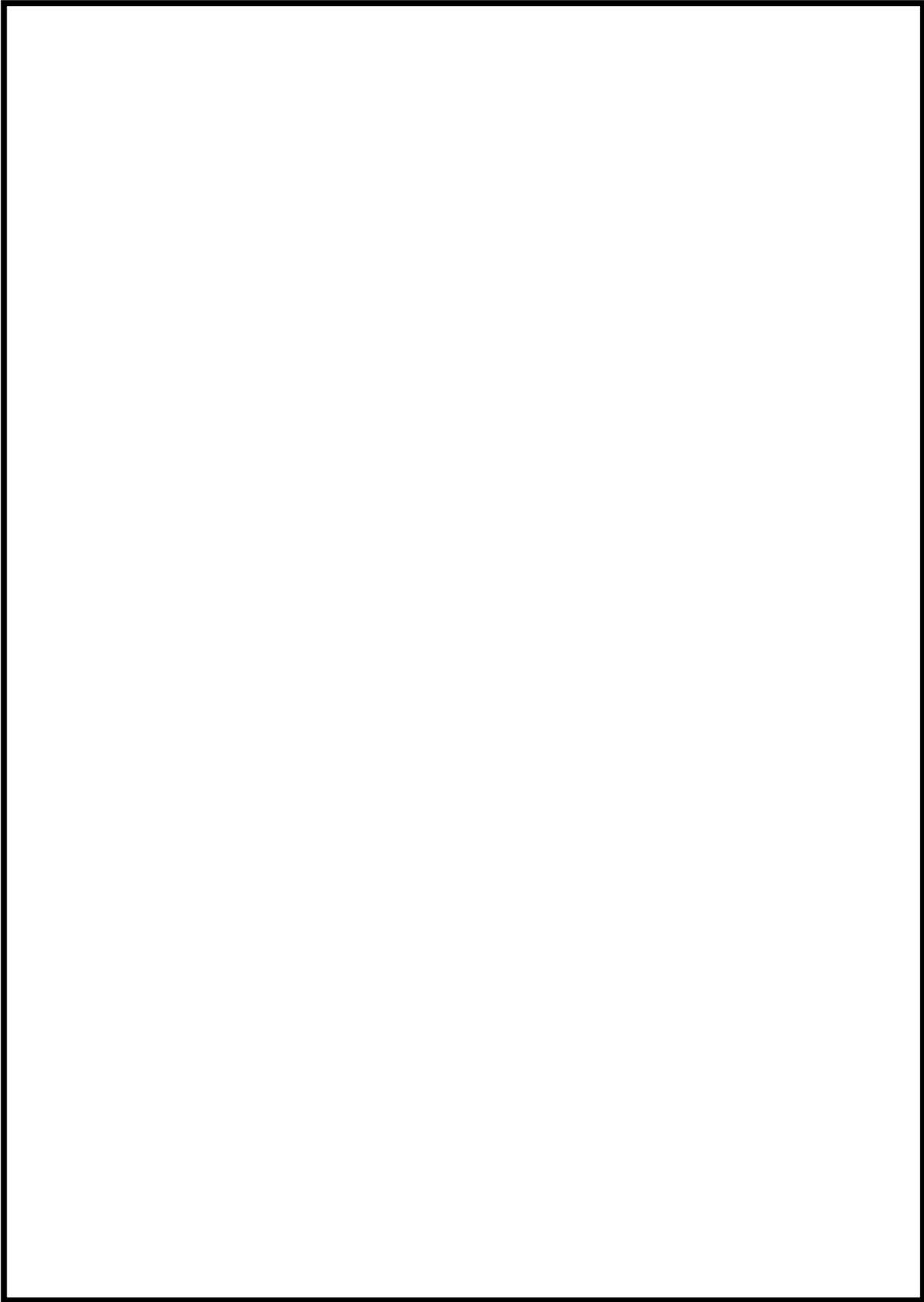
具体的には、故障個所の特定と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順にて復旧する。第6図に、手順書の記載例を示す。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



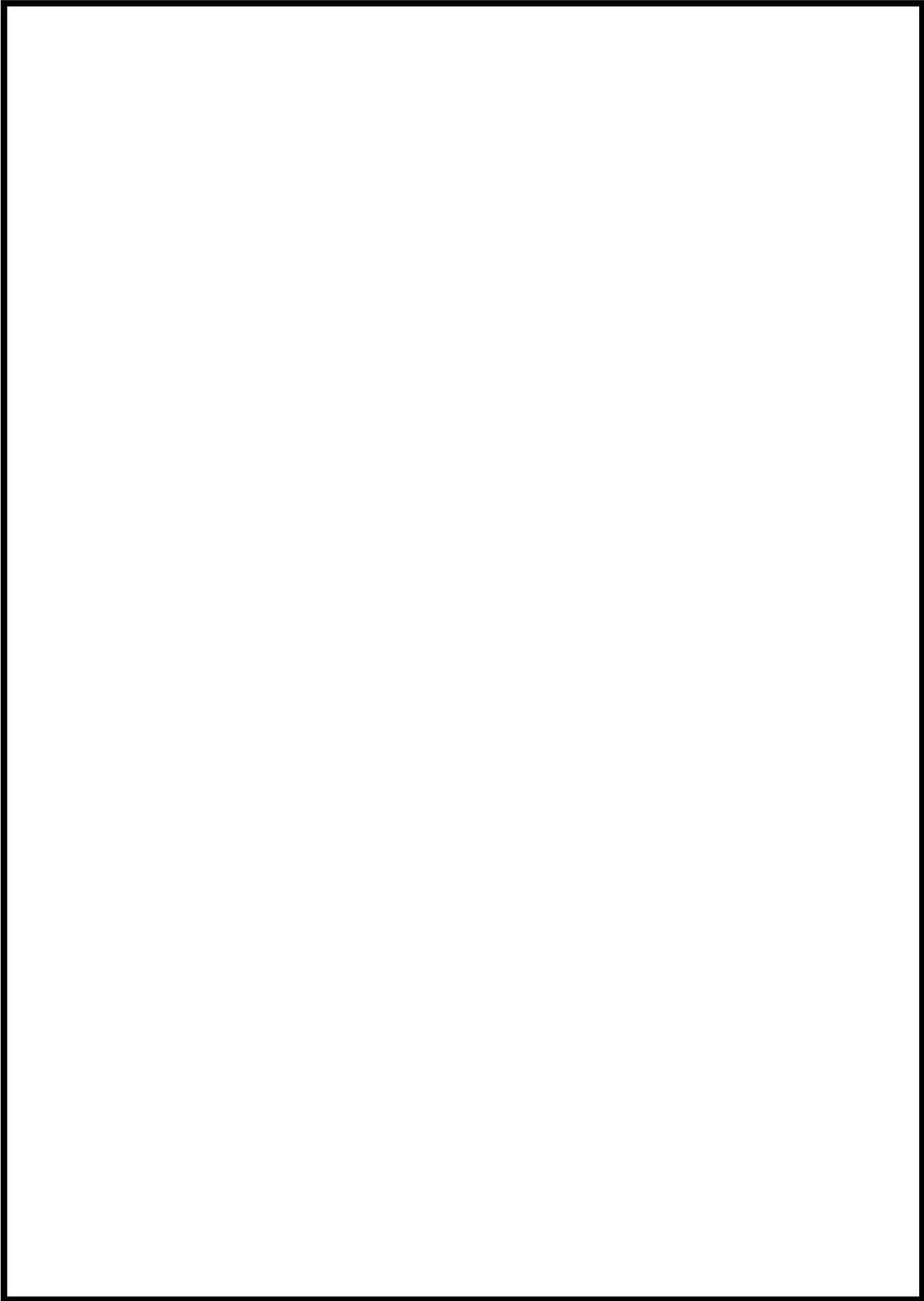
第 6 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



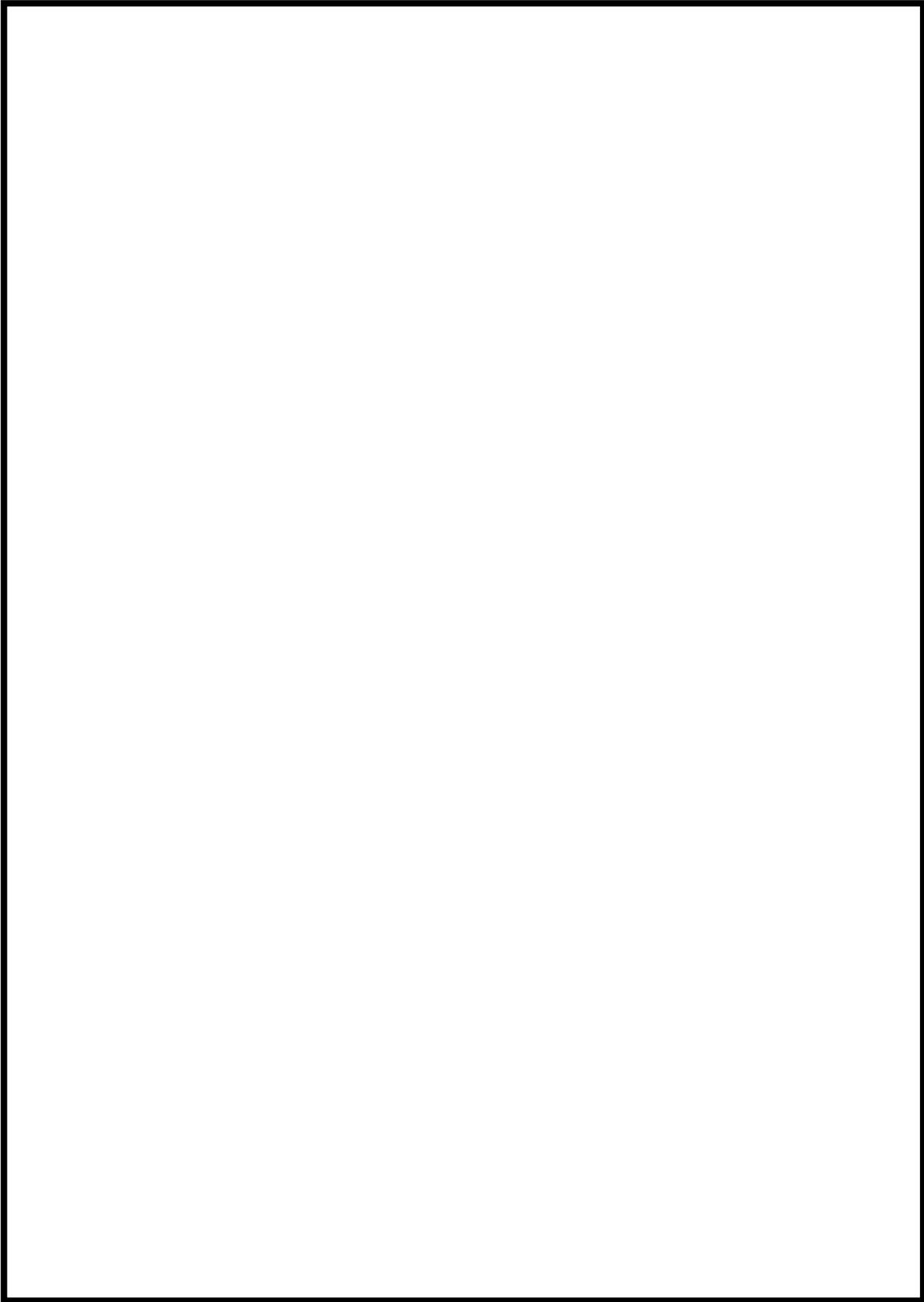
第 6 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



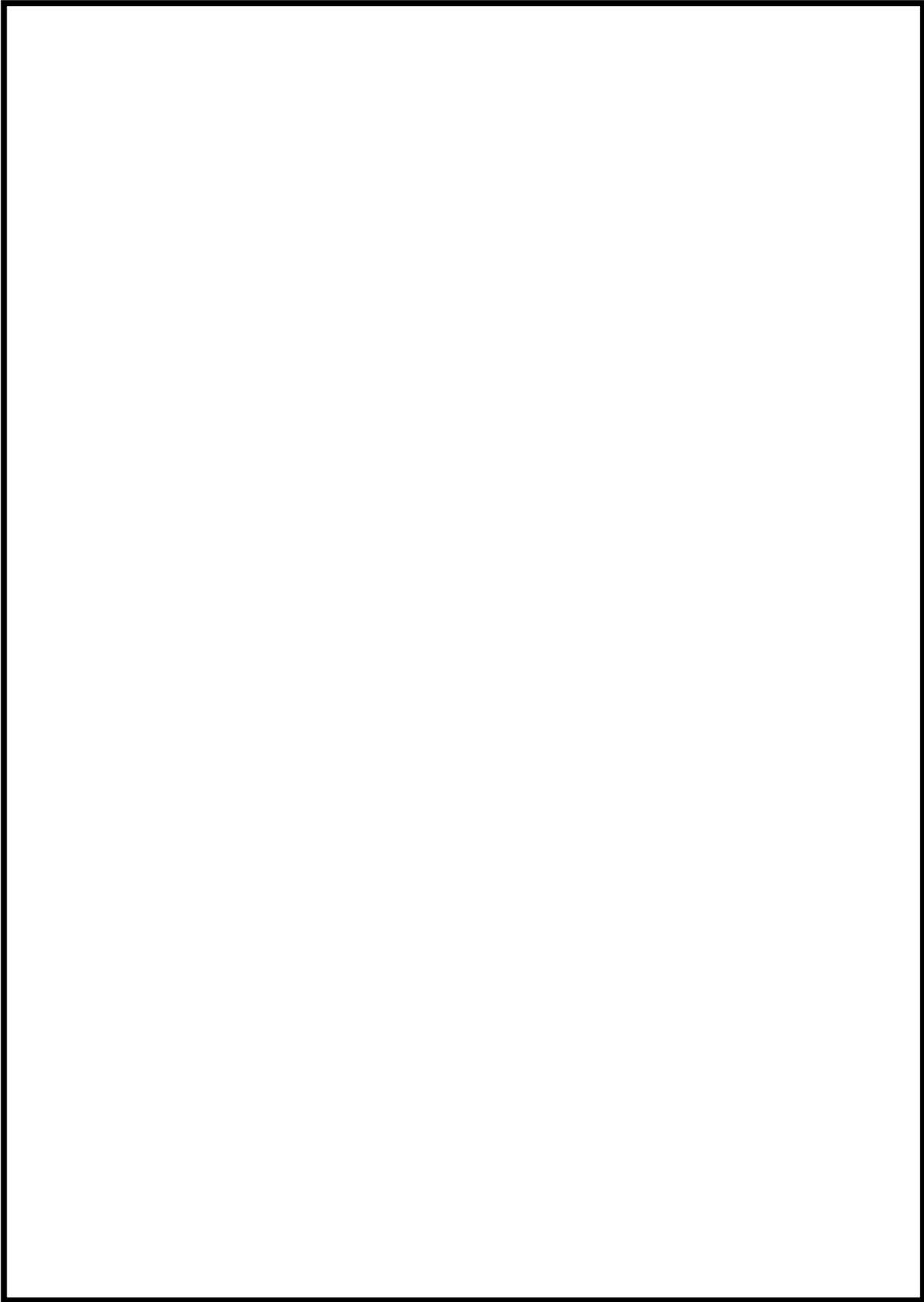
第 6 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



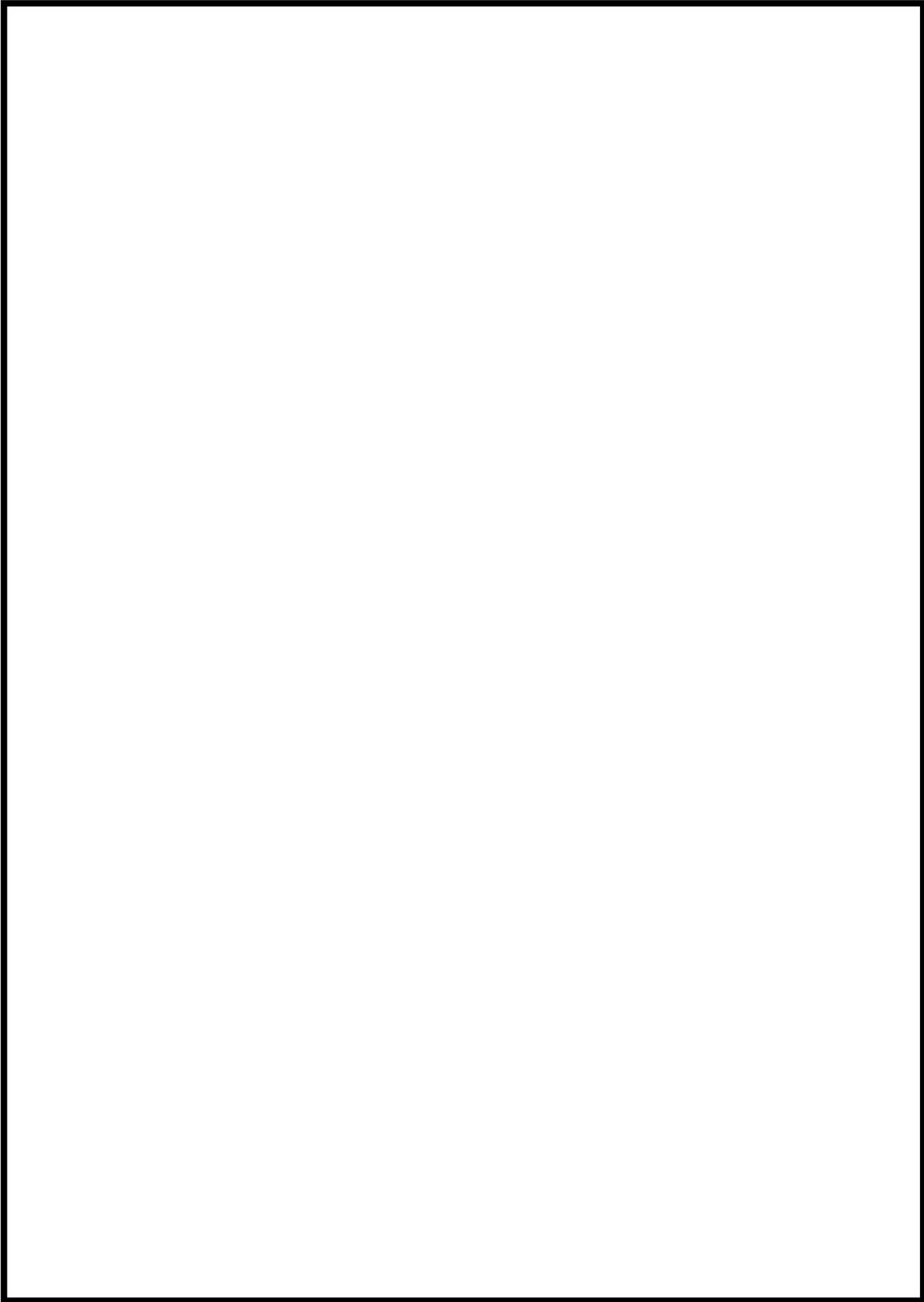
第 6 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



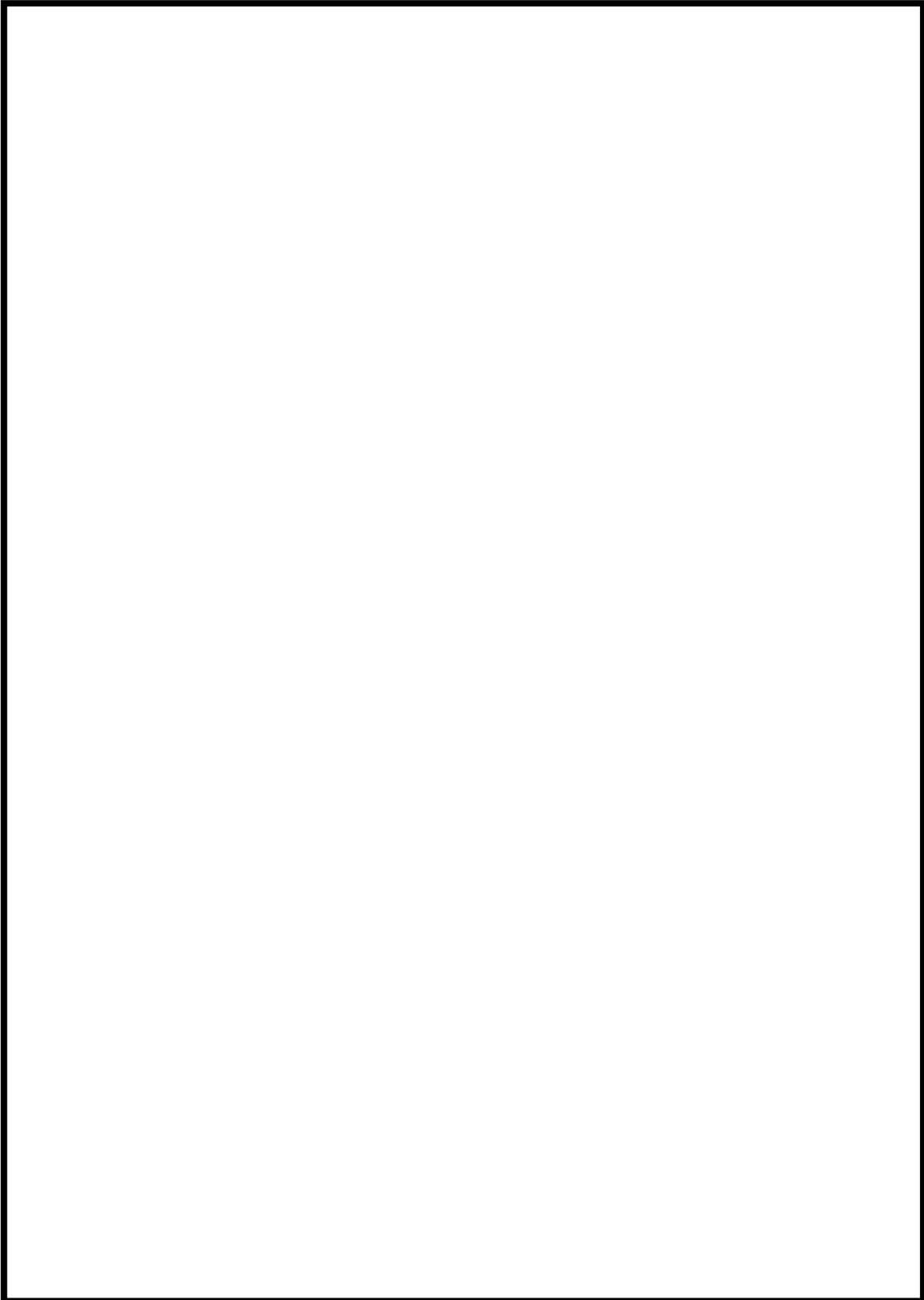
第 6 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



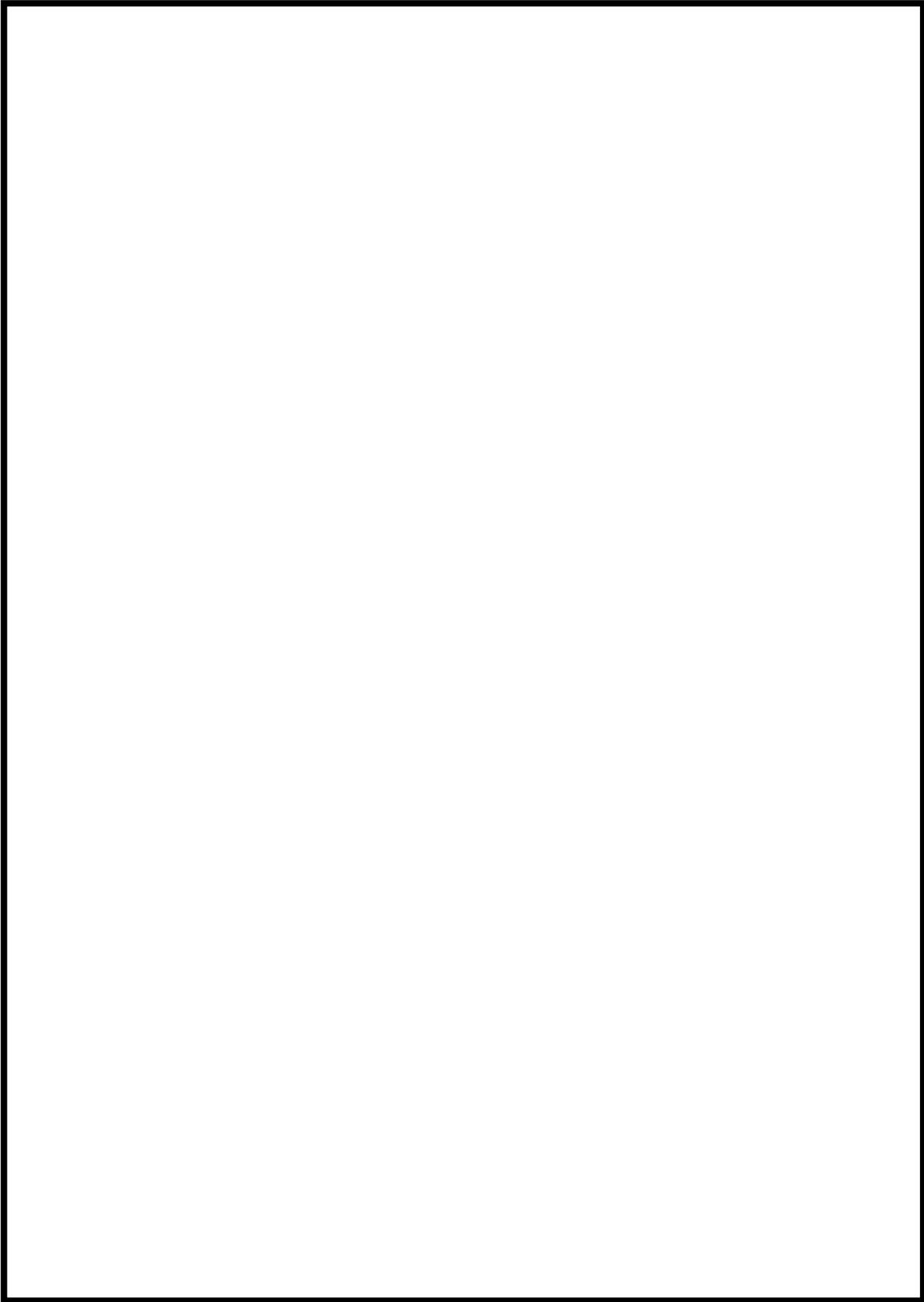
第 6 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (6/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第 6 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (7/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第 6 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (8/8)

5. 可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱等の長期安定冷却手段について

残留熱除去系の機能が長期間回復できない場合、可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いた除熱手段である「5.1 可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱について」を構築する。既設設備である残留熱除去系の使用を優先するが、復旧が困難な場合は可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱を実施する。

また、これに加え、「5.2 可搬熱交換器によるサブプレッションプール浄化系を用いた格納容器除熱について」を格納容器除熱手段として構築する。

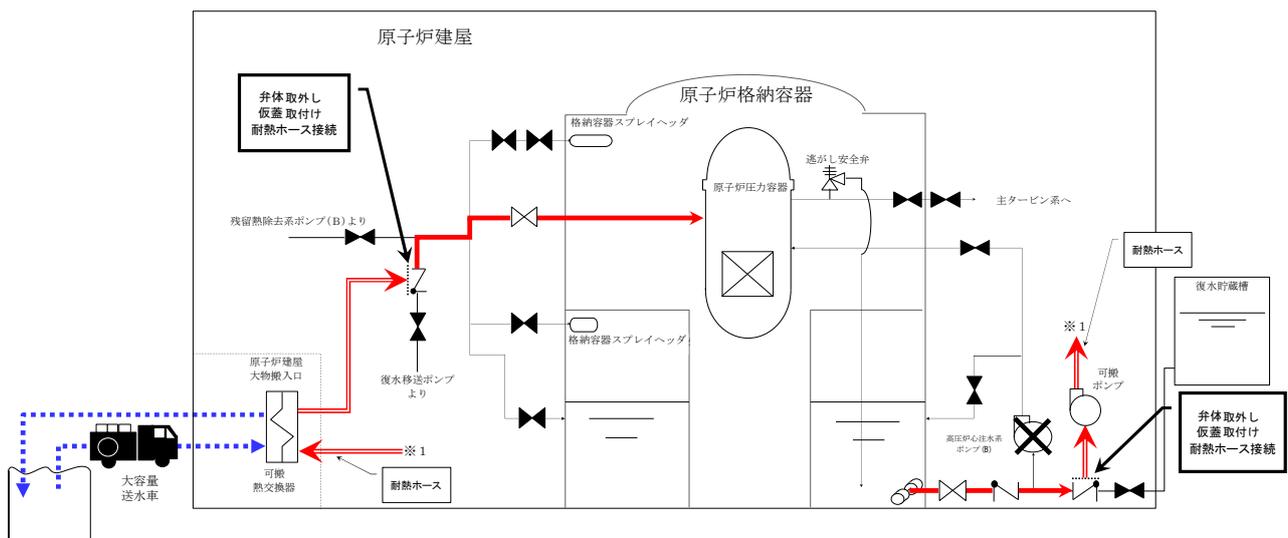
なお、これらに加え原子炉格納容器を直接除熱することはできないが原子炉圧力容器を除熱することにより間接的に原子炉格納容器を除熱する「5.3 代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱について」を構築する。

5.1 可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱について

(1) 可搬型格納容器除熱系統の概要について

重大事故等が発生した後、格納容器ベントによる格納容器除熱を実施している場合、残留熱除去系を補修し、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを復旧する。また、残留熱除去系の復旧が困難な場合に可搬設備等により構成される可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱を構築する。第7図に可搬型格納容器除熱系統の系統概要図を示す。可搬型格納容器除熱系統は、高压炉心注水系配管から耐熱ホース・可搬ポンプを用いて可搬熱交換器にサプレッション・チェンバ・プール水を供給・除熱し残留熱除去系の原子炉注水ラインで原子炉圧力容器に注水するライン構成である。可搬設備を運搬・設置する等の作業があるが、長納期品を事前に準備しておくことにより、1ヵ月程度で系統を構築することが可能であると考えられる。

可搬型格納容器除熱系統について、可搬ポンプの吸込み箇所は、高压炉心注水系ポンプの吸込配管にある「高压炉心注水系復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)」とし、耐熱ホースで接続する構成とする。可搬ポンプの吐出については、耐熱ホースを用いて原子炉建屋大物搬入口に設置する可搬熱交換器と接続する構成とし、可搬熱交換器の出口側については残留熱除去系の原子炉注水配管にある「残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)」と耐熱ホースで連結する構成とする。これらの構成で、可搬ポンプによりサプレッション・チェンバ・プール水を可搬熱交換器に送水し、そこで除熱した水を原子炉圧力容器に注水する系統を構築する。なお、可搬熱交換器の二次系については、大容量送水車により海水を通水できる構成とする。



第7図 可搬型格納容器除熱系統 系統概要図

(2) 作業に伴う被ばく線量について

炉心損傷により発生する汚染水はサブプレッション・チェンバ・プール内にあるが、高圧炉心注水系ポンプ(B)及び高圧炉心注水系復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)はサブプレッション・チェンバ側隔離弁により常時隔離されているため直接汚染水に接することはない。また、残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)は復水貯蔵槽を水源とする復水補給水系の水で満たされているため直接汚染水に接することはない。

第8図に示される高圧炉心注水系ポンプ(B)室内における高圧炉心注水系復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)付近の雰囲気線量は、原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率上昇及び線源配管からの直接線による線量率上昇により約 26.1mSv/h となる。

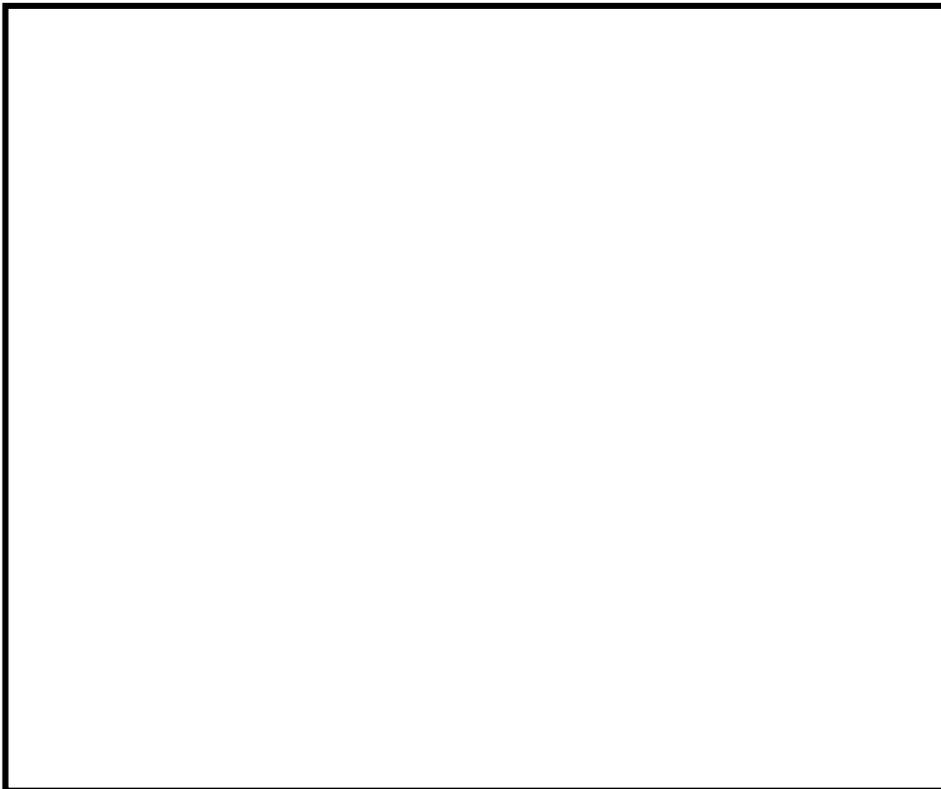
第9図に示されるB系弁室内における残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)付近の雰囲気線量は、原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率上昇により約 12.8mSv/h となる。

原子炉建屋大物搬入口における可搬熱交換器配備箇所の雰囲気線量は、原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率上昇により約 21.7mSv/h となる。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第8図 原子炉建屋地下3階 機器配置図 (7号炉の例)



第9図 原子炉建屋地上1階 機器配置図 (7号炉の例)

(3) フランジ部からの漏えい発生時の対応について

系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は、直ちに可搬ポンプを停止し復水移送ポンプからの非汚染水によりフラッシングを実施する。

フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後、増し締め等の補修作業を実施する。

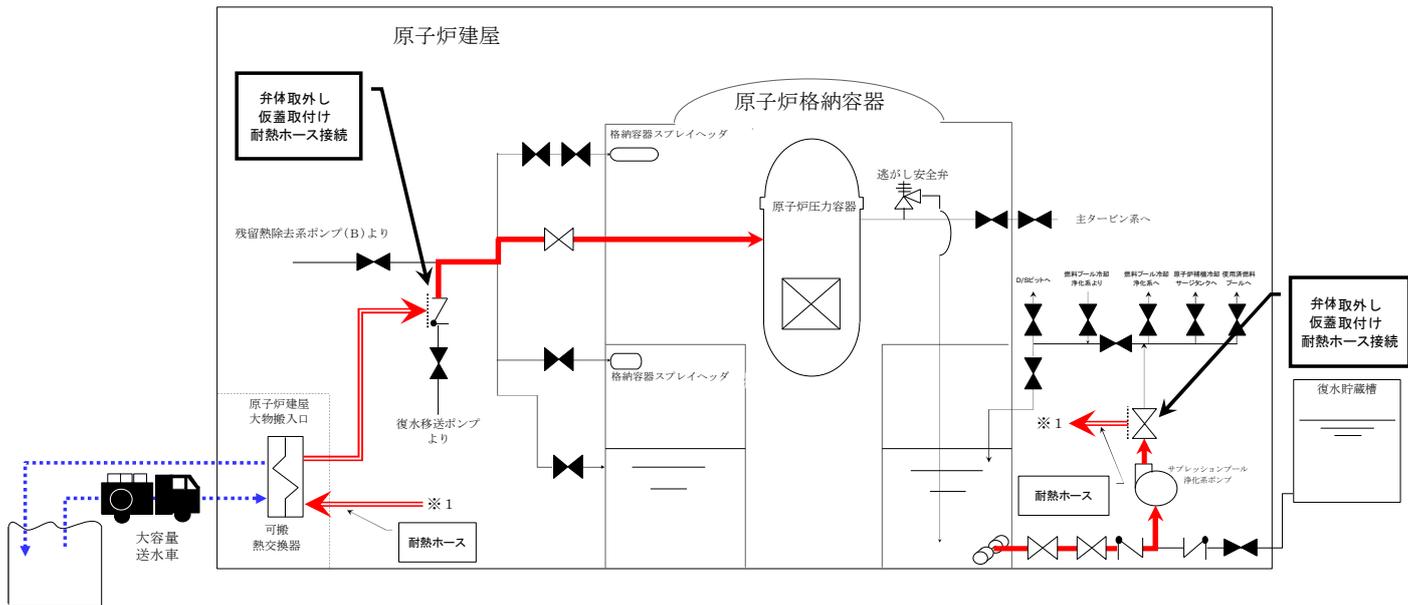
5.2 可搬熱交換器によるサブプレッションプール浄化系を用いた格納容器除熱について

(1) 可搬熱交換器によるサブプレッションプール浄化系を用いた格納容器除熱の概要について

格納容器ベントによる格納容器除熱を実施している場合、残留熱除去系による格納容器除熱機能の回復を実施する。残留熱除去系の機能を長期間回復できない場合、可搬型格納容器除熱系統に加え、サブプレッション・チェンバ・プール水を水源として運転可能なサブプレッションプール浄化系ポンプを使用する除熱系統を構築する。第10図にサブプレッションプール浄化系ポンプによる格納容器除熱系統の系統概要図を示す。除熱設備として可搬熱交換器を使用し、残留熱除去系から原子炉压力容器へ注水し循環することにより除熱する。

「サブプレッションプール浄化系ポンプ吐出弁」に耐熱ホースを接続し、原子炉建屋大物搬入口に設置する可搬熱交換器と接続する構成とする。可搬熱交換器の出口側については残留熱除去系の原子炉注水配管にある「残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)」と耐熱ホースで連結する構成とする。これらの構成で、サブプレッションプール浄化系ポンプによりサブプレッション・チェンバ・プール水を可搬熱交換器に送水し、そこで除熱した水を原子炉压力容器に注水する系統を構築する。なお、可搬熱交換器の二次系については、大容量送水車により海水を通水できる構成とする。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

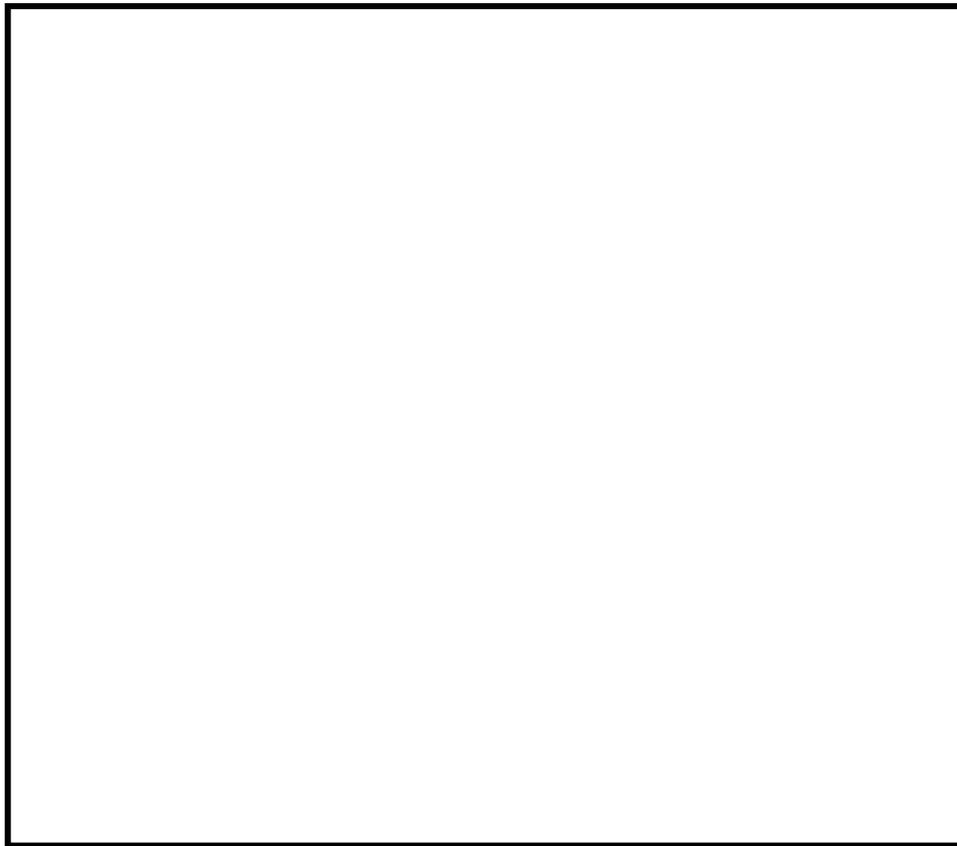


第 10 図 サプレッションプール浄化系ポンプによる格納容器除熱系統 系統概要図



第 11 図 原子炉建屋地下 3 階 機器配置図 (7 号炉の例)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第 12 図 原子炉建屋地上 1 階 機器配置図 (7 号炉の例)

(2) 作業に伴う被ばく線量について

炉心損傷により発生する汚染水はサブプレッション・チェンバ内にあるが、サブプレッションプール浄化系ポンプ及びサブプレッションプール浄化系ポンプ吐出弁はサブプレッション・チェンバ側隔離弁 2 個により隔離されているため直接汚染水に接することはない。また、残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)は復水貯蔵槽を水源とする復水補給水系の水で満たされているため直接汚染水に接することはない。

第 11 図に示されるサブプレッションプール浄化系ポンプ室内におけるサブプレッションプール浄化系ポンプ吐出弁付近の雰囲気線量は、原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率上昇により約 22.8mSv/h となる。

第 12 図に示される B 系弁室内における残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)付近の雰囲気線量は、原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率上昇により約 12.8mSv/h となる。

原子炉建屋大物搬入口における可搬熱交換器配備箇所の雰囲気線量は、原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率上昇により約 21.7mSv/h となる。

(3) フランジ部からの漏えい発生時の対応について

システムのフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は、直ちにサブプレッションプール浄化系ポンプを停止し復水移送ポンプからの非汚染水によりフラッシングを実施する。

フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後、増し締め等の補修作業を実施する。

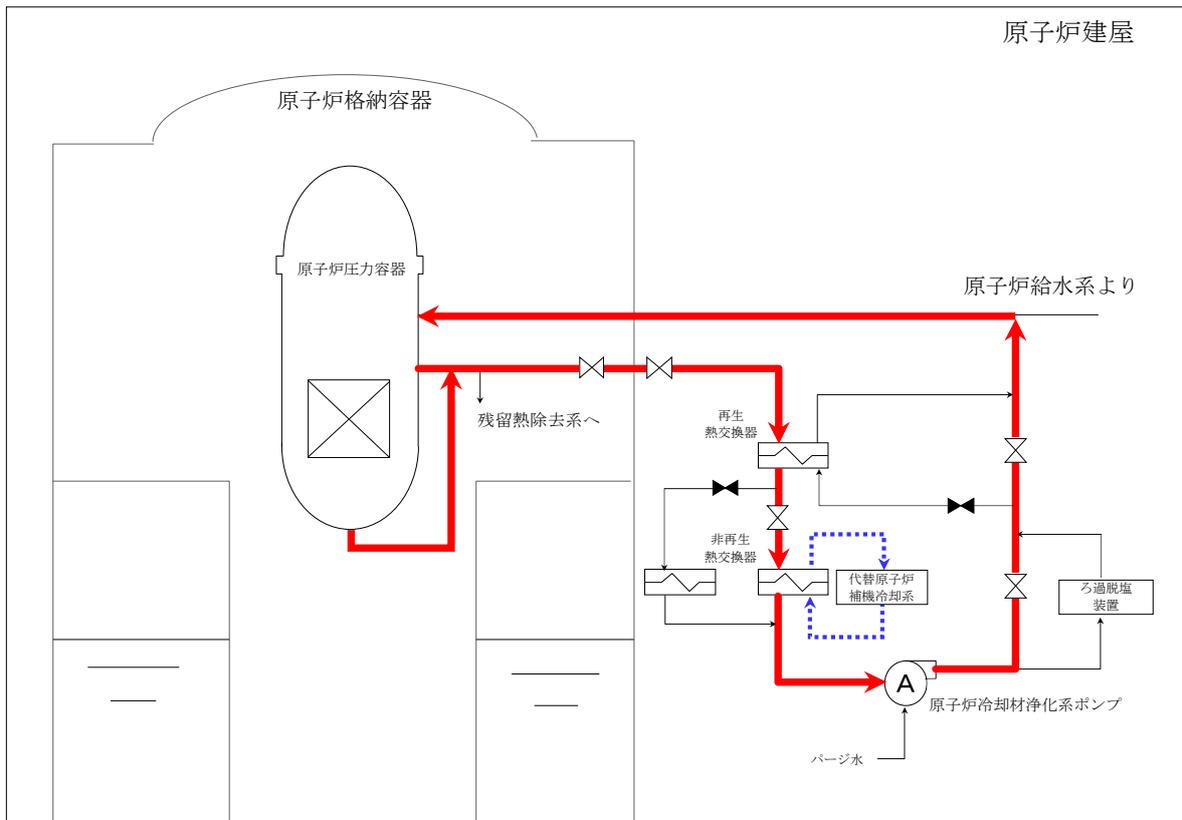
5.3 代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱について

(1) 代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱の概要について

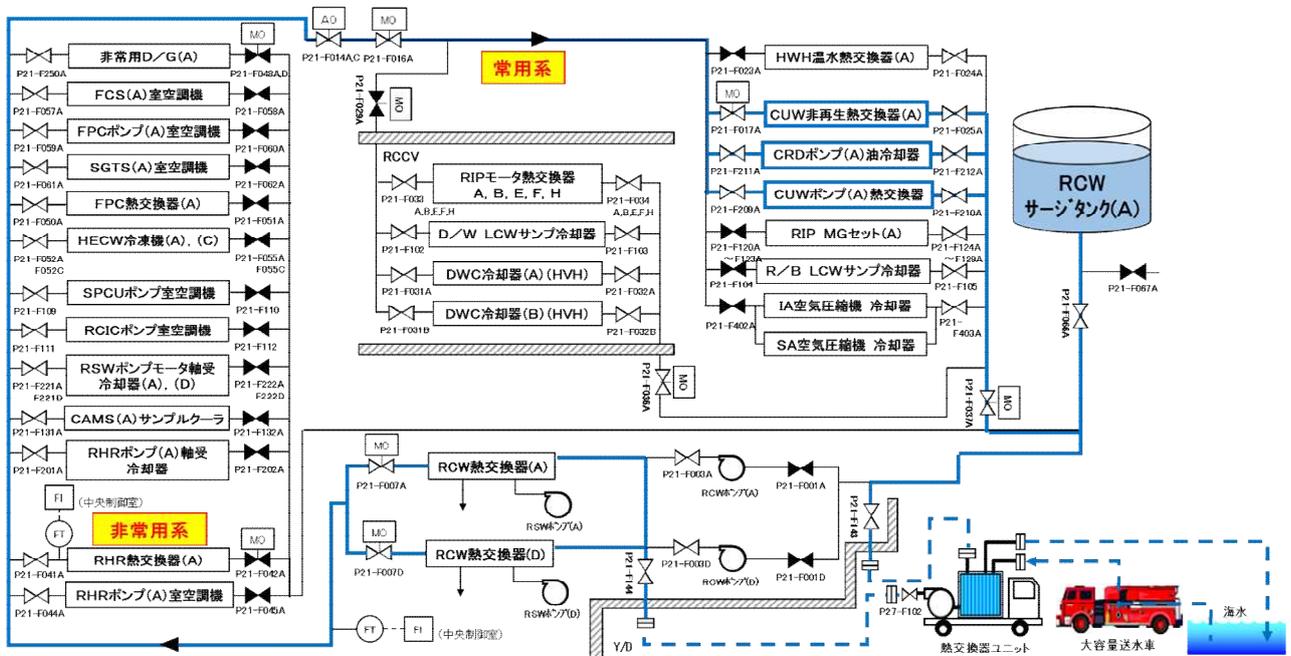
原子炉冷却材浄化系は通常運転中に原子炉冷却材の浄化を行う系統であり、重大事故等時に原子炉水位の低下（レベル2）により隔離状態になる。また、通常は原子炉補機冷却系を冷却水として用いているが、本除熱手段では代替原子炉補機冷却系を用いることで冷却水を確保する。耐熱ホース等は原子炉冷却材浄化系では使用する必要がなく、手動弁による系統構成のみで運転可能である。第13図及び第14図に代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱の系統概要図を示す。

原子炉冷却材浄化系は原子炉圧力容器が水源であり、原子炉冷却材浄化系ポンプの吸込み圧力を確保するため原子炉水位が吸込配管である原子炉停止時冷却モードの取り出し配管高さ以上（事故時は原子炉水位低「レベル3」以上を目安とするが、原子炉圧力が低下している場合は原子炉水位「通常運転水位」以上としている。）に十分に確保されていることが必要である。そのため、大LOCA事象のように原子炉水位を十分に確保できない場合は運転することができない。

さらに、原子炉冷却材浄化系ポンプは電動機とポンプが一体型のキャンドモータポンプであるため、通常運転中は制御棒駆動系から電動機に清浄なページ水を供給しており、この原子炉除熱運転時も同様に制御棒駆動系からのページ水が必要となる。制御棒駆動系からのページ水供給が不可能な場合は、復水補給水系等による代替ページ水を供給する手段を整えることにより原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱を実施することができる。



第 13 図 代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱
系統概要図



第 14 図 代替原子炉補機冷却系（原子炉冷却材浄化系除熱ライン）
系統概要図（7号炉の例）

6. 外部からの支援について

重大事故等時における外部からの支援については、プラントメーカー(株式会社東芝、日立GEニュークリア・エナジー株式会社)及び協力会社等から重大事故等時に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や設備の補修に必要な予備品等の供給及び緊急時対策要員の派遣等について、協議・合意の上、「柏崎刈羽原子力発電所における原子力防災組織の発足時の事態収拾活動への協力」に係る覚書等を締結し、重大事故等時に必要な支援が受けられる体制を整備している。

覚書では平時から連絡体制を構築し、緊急時における原子力発電所安全確保のため緊急時対応を支援すること等が記載されている。

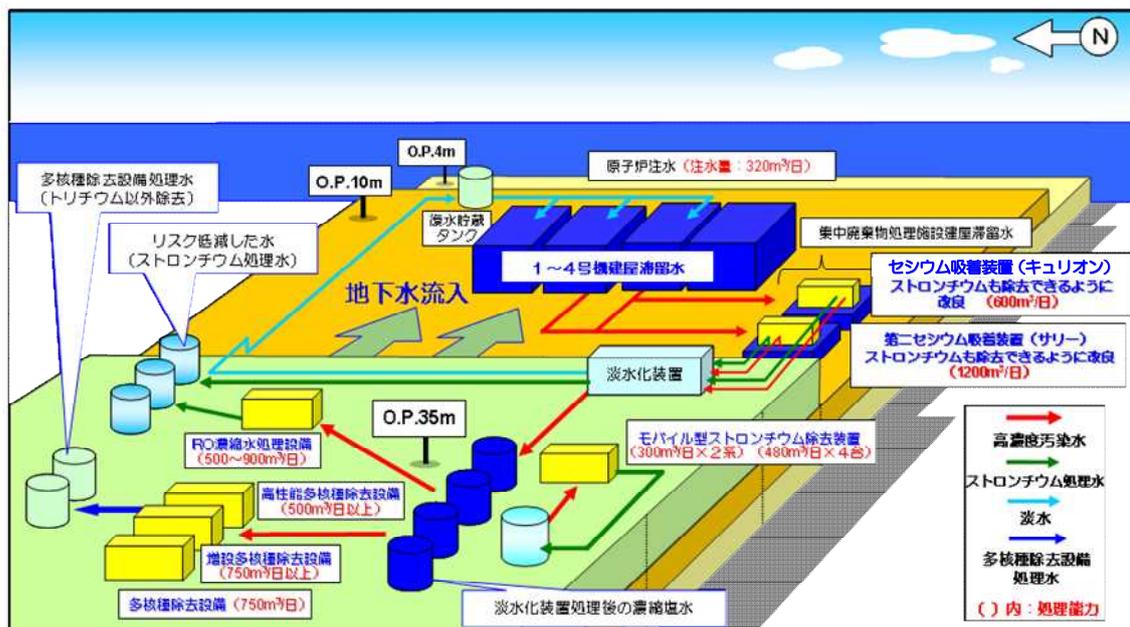
外部からの支援に関する詳細な説明は、添付資料 1.0.4「外部からの支援について」にて示す。

以上

参考資料 1：福島第一原子力発電所で導入した汚染水処理対策について

福島第一原子力発電所では、汚染水対策として様々な汚染水処理設備を設置、運用することによる多様な対策により、汚染水のリスク低減を図っている。

福島第一原子力発電所で用いている汚染水処理設備及び水の流れについて、第 1 図に示す。



第 1 図 福島第一原子力発電所 汚染水処理設備及び水の流れについて

1. 福島第一原子力発電所 汚染水処理設備について

福島第一原子力発電所では、以下の汚染水処理設備が稼働している。

セシウム除去装置 (ストロンチウムも除去可能な設備)

多核種除去設備 (62 核種を告示濃度限度未満※にすることが可能)

ストロンチウム除去装置

以下に、福島第一原子力発電所で運用している汚染水処理設備について概要を示す。

※ 告示濃度限度未満とは「東京電力株式会社福島第一原子力発電所原子炉施設の保安及び特定核燃料物質の防護に関して必要な事項を定める告示」で定められた濃度未満であることを意味する。

(1) セシウム吸着装置

設備概要

除去能力：

- ・ Cs 吸着運転時

放射性セシウムを 1/1,000～1/100,000 程度に低減する。(設計目標値)

- ・ Cs/Sr 同時吸着運転時

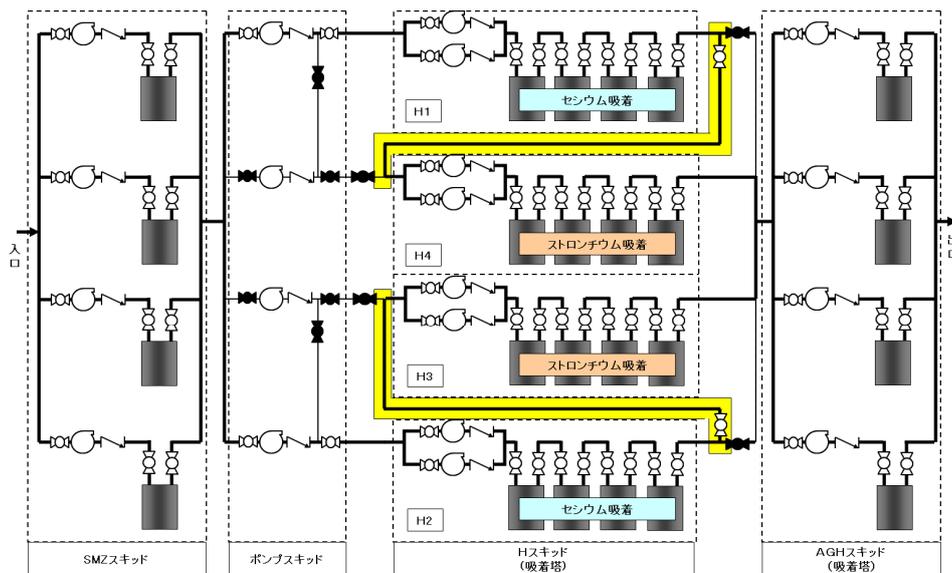
放射性セシウムを 1/1,000～1/100,000 程度に低減する。(設計目標値)

放射性ストロンチウムを 1/10～1/1,000 程度に低減する。(設計目標値)

処理能力：1,200m³/日 (4 系列：Cs 吸着運転)

600m³/日 (2 系列：Cs/Sr 同時吸着運転)

設備の状況



■ : Cs/Sr同時吸着用配管



吸着塔

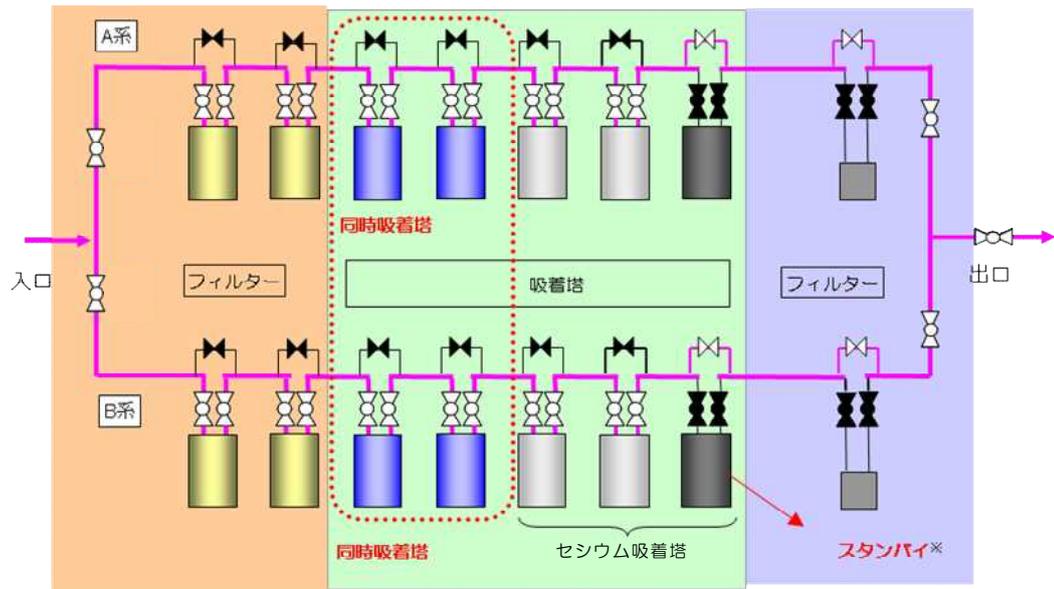
(2) 第二セシウム吸着装置

設備概要

除去能力：放射性セシウムを 1/10,000～1/1,000,000 に低減する。（設計目標値）

処理能力：1,200m³/日

設備の状況



※ 水質の変動に備えてセシウム吸着塔 1 塔をスタンバイとする。



吸着塔

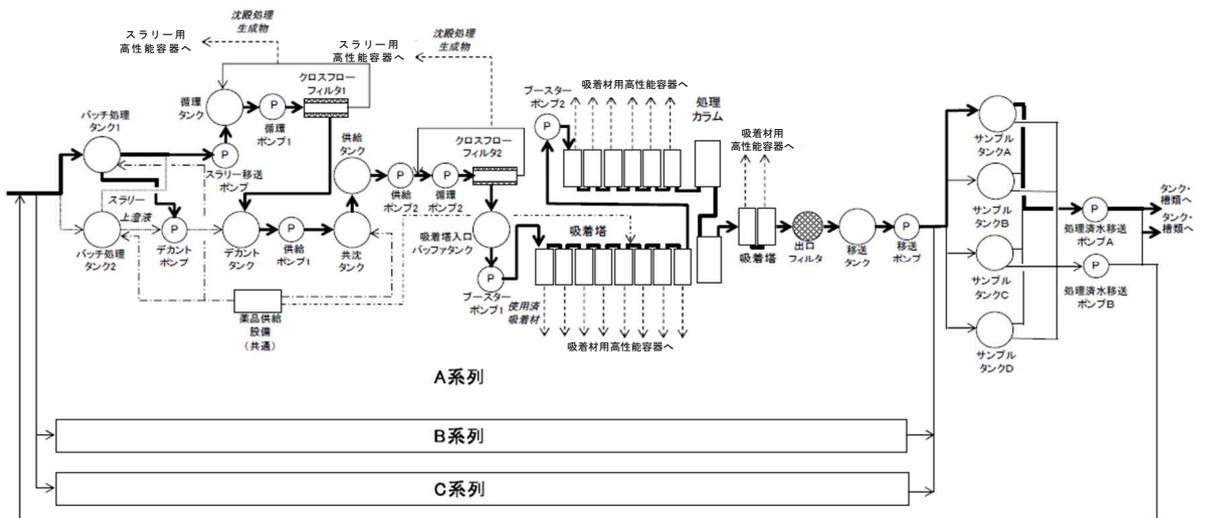
(3) 多核種除去設備

設備概要

除去能力：62 核種を告示濃度限度未満にする。

処理能力：250m³／日×3 系列

設備の状況



高性能容器



建屋内全景

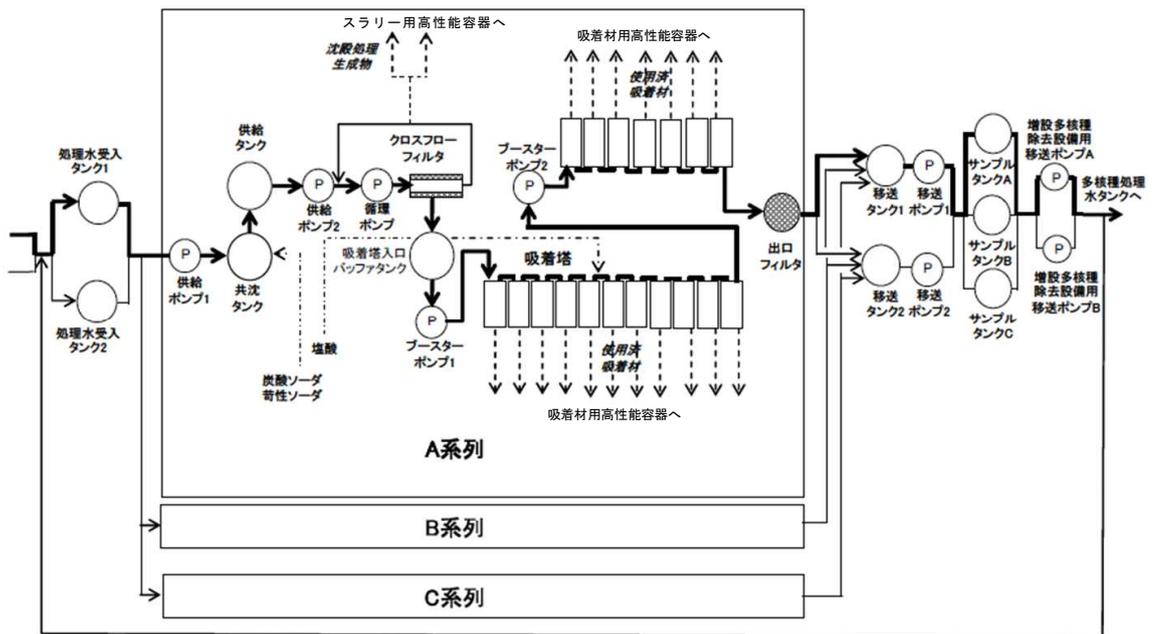
(4) 増設多核種除去設備

設備概要

除去能力：62 核種を告示濃度限度未満にする。

処理能力：250m³／日以上×3 系列

設備の状況



クロスフローフィルタ・
高性能容器



吸着塔

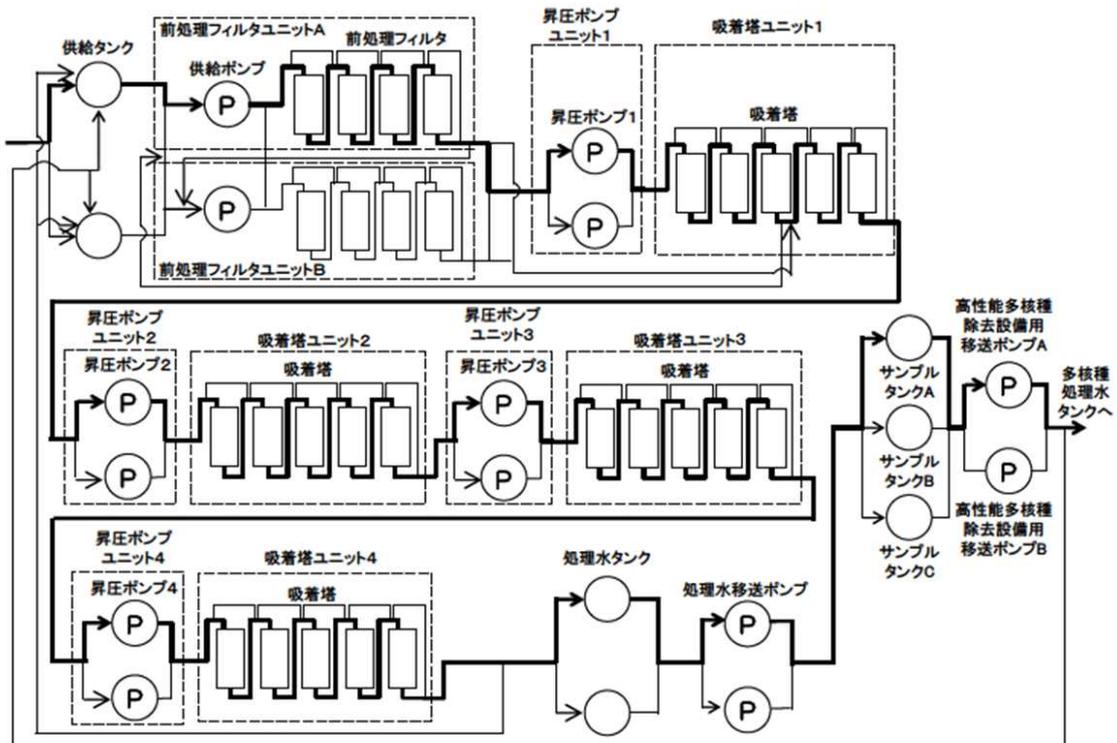
(5) 高性能多核種除去設備

設備概要

除去能力：処理済水に含まれる放射性核種（トリチウム除く）を告示濃度限度未満にする。

処理能力：500m³/日以上

設備の状況



吸着塔



処理水タンク・供給タンク

(6) モバイル型ストロンチウム除去装置, 第二モバイル型ストロンチウム除去装置
設備概要

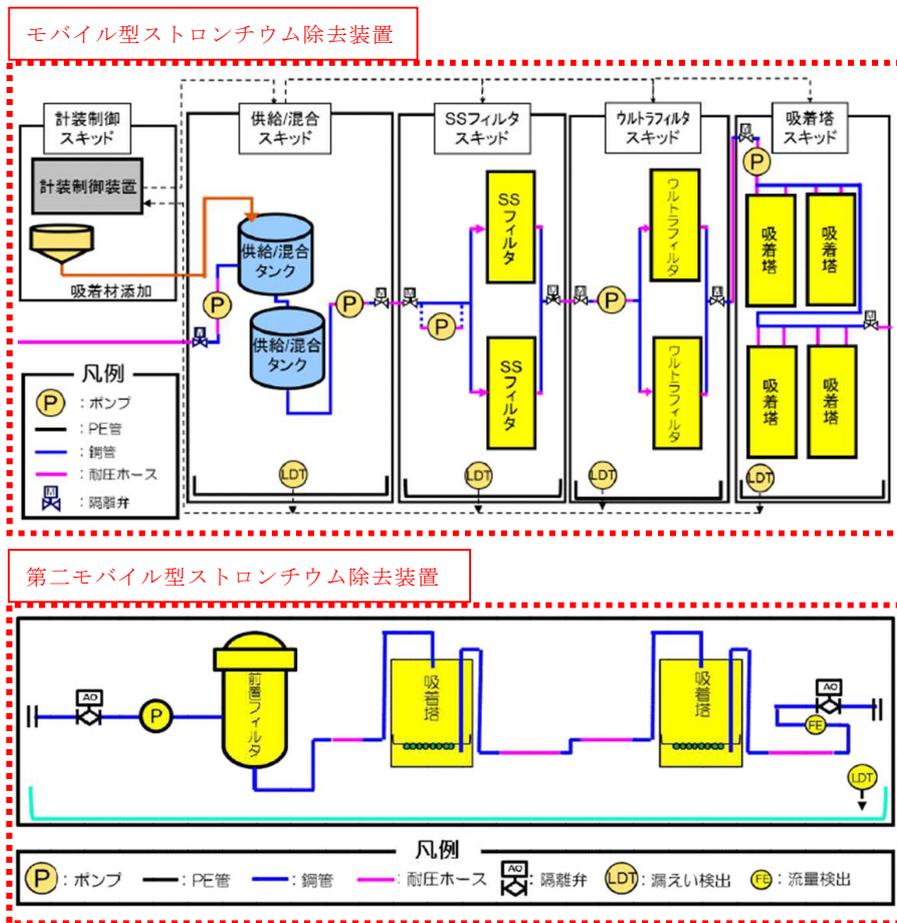
除去能力：放射性ストロンチウムを 1/10～1/1,000 へ低減。(目標値)

処理能力：モバイル型ストロンチウム除去装置 300m³/日×2系

第二モバイル型ストロンチウム除去装置 480m³/日×4台

可搬型の設備であり, 移動することが可能。

設備の状況



ウルトラフィルタ



吸着塔

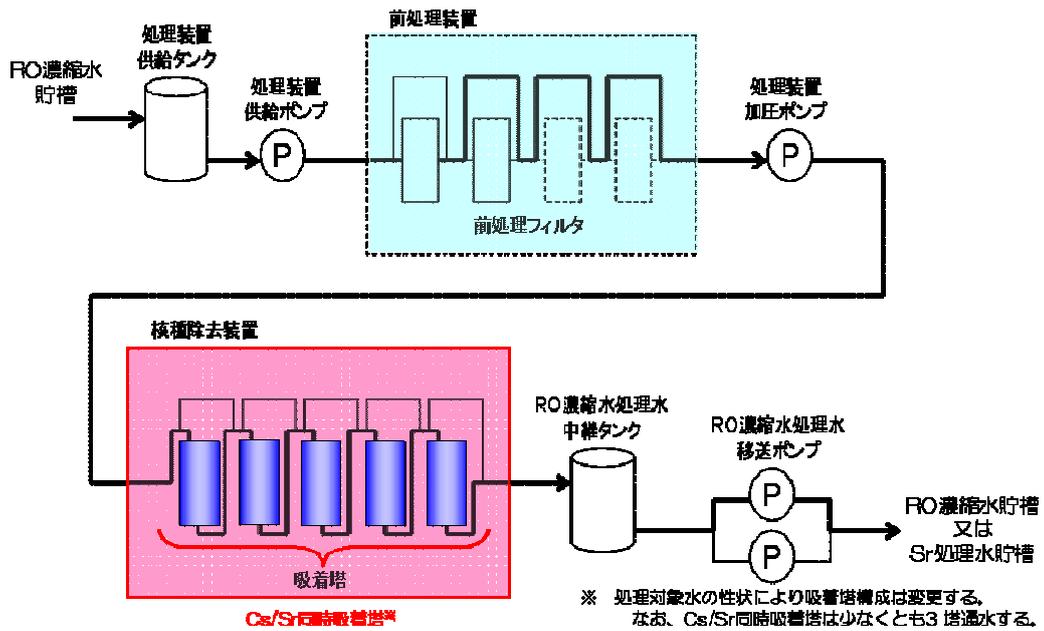
(7) RO濃縮水処理設備（本設備は、RO濃縮水の処理完了に伴い廃止済）

設備概要

除去能力：放射性ストロンチウムを1/100～1/1,000へ低減。

処理能力：500～900m³/日

設備の状況



前処理装置



セシウム・ストロンチウム同時吸着塔

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

添付資料 1.0.16

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

重大事故等時における 停止号炉の影響について

< 目 次 >

1.	1～4号炉（荒浜側）及び5号炉（大湊側）周辺の屋外設備の損傷による影響	1.0.16-1
	(1) 地震等の自然現象での設備の損傷による直接的な影響	1.0.16-1
	(2) 危険物タンク等の損傷に伴う火災による影響	1.0.16-2
	(3) 屋外タンクの損傷に伴う溢水による影響	1.0.16-2
	(4) 薬品タンクの損傷に伴う影響	1.0.16-2
2.	同時被災時に必要な要員及び資源の十分性	1.0.16-2
	(1) 想定する重大事故等	1.0.16-2
	(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理	1.0.16-3
	(3) 評価結果	1.0.16-3
	a. 必要な要員の評価	1.0.16-3
	b. 必要な資源の評価	1.0.16-3
	(4) 6号及び7号炉の重大事故等時対応への影響について	1.0.16-6
3.	他号炉における高線量場発生による6号及び7号炉対応への影響	1.0.16-6
	(1) 想定する高線量場発生	1.0.16-6
	(2) 6号及び7号炉対応への影響	1.0.16-6
4.	まとめ	1.0.16-8
第1表	想定する各号炉の状態	1.0.16-9
第2表	同時被災時の1～5号炉の対応操作，6号及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作，必要な要員及び資源	1.0.16-10
第3表	各号炉に必要な水量（平成26年10月時点での崩壊熱により計算）	1.0.16-11
第4表	1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数	1.0.16-12
第1図	柏崎刈羽原子力発電所におけるアクセスルート	1.0.16-13
第2図	1～5号炉における各作業と所要時間	1.0.16-14
第3図	線量率の概略とアクセスルート	1.0.16-15
第4図	線量率の概略分布（5～7号炉周辺）	1.0.16-16
【参考】	使用済燃料プール水瞬時全喪失時の使用済燃料の冷却性について	1.0.16-17

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉運転中に重大事故等が発生した場合、他号炉、6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員、資源について整理する。

柏崎刈羽原子力発電所 1～5 号炉は、停止状態にあり、各号炉で保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。

そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が必要となり、6 号及び 7 号炉への対応に必要な要員及び資源の充分性に影響を与えるおそれがある。また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により、6 号及び 7 号炉への対応が阻害されるおそれもある。

また、1～5 号炉周辺施設が、地震等の自然現象等により設備が損傷し 6 号及び 7 号炉の重大事故等対策へ与える影響を考慮する必要がある。

以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時における、1～5 号炉周辺の屋外設備の損傷による影響、必要な要員及び資源の充分性を確認するとともに、他号炉における高線量場の発生を前提として 6 号及び 7 号炉の重大事故等時対応の成立性を確認する。

また、6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールを含めた事故対応においても当該号炉の要員及び資源が十分であることを併せて確認する。

1. 1～4 号炉（荒浜側）及び 5 号炉（大湊側）周辺の屋外設備の損傷による影響

第 1 図に示すとおり第二企業センター又はその近傍に設置する執務場所又は宿泊場所から 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所へのアクセス性を確保する必要がある。

また、5 号炉周辺についても、第 1 図に示すとおり 6 号及び 7 号炉の重大事故等対策を行うためのアクセスルートを 5～7 号炉周辺に設定している。

当該アクセスルートへの影響については、1.0.2「可搬型重大事故等対処設備 保管場所及びアクセスルートについて」において以下を考慮している。

- ・地震等の自然現象での設備の損傷による直接的な影響
- ・危険物タンク等の損傷に伴う火災による影響
- ・屋外タンクの損傷に伴う溢水による影響
- ・薬品タンクの損傷による影響

(1) 地震等の自然現象での設備の損傷による直接的な影響

1～4 号炉周辺施設とアクセスルートは、離隔を有しており直接的な影響はない。

5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所が設置されている 5 号炉原子炉建屋は、地震等の自然現象での設備の損傷による直接的な影響はなく、6 号及び 7 号炉の重大事故等対策に影響はない。

5 号炉周辺において、雑固体廃棄物焼却設備建屋（大湊側）及び補助ボイラー建屋が地震によりアクセスルートへの影響を想定しているが、7 号炉側からの迂回が可能であ

り、6号及び7号炉の重大事故等対策に影響はない。

(2) 危険物タンク等の損傷に伴う火災による影響

6号及び7号炉施設に対しては、外部火災影響評価において、火災源として発電所敷地内の全ての屋外地上部に設置された危険物貯蔵施設（消防法で定められた指定数量以上を貯蔵していると想定した場合）を考慮し影響がない設計とする。

1～4号炉周辺では、アクセスルートと離隔距離を有しており直接的な影響はない。

また、5号炉周辺において、変圧器及び建物内からの火災の影響を想定しているが、7号炉側からの迂回が可能、若しくは自衛消防隊による消火活動が可能であり、6号及び7号炉の重大事故等対策に影響はない。

(3) 屋外タンクの損傷に伴う溢水による影響

1～4号炉周辺、5～7号炉周辺いずれも、タンクからの溢水影響を評価しており、周辺の空地が平坦かつ広大であり、周辺の道路上及び排水設備を自然流下し、拡散することからアクセスルートへの影響はない。

(4) 薬品タンクの損傷に伴う影響

1～4号炉周辺、5～7号炉周辺のアクセスルート近傍において、屋外に設置されている運用中の薬品タンクは液化窒素貯槽のみであり、漏えいした場合であっても外気中に拡散することから、漏えいによる影響は限定的である。

2. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、柏崎刈羽原子力発電所1～7号炉について、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングの発生を想定する。なお、1～5号炉の使用済燃料プールにおいて、全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能と考えられるため、必要な要員及び資源を検討する本事象では、使用済燃料プールへの注水実施が必要となるスロッシングの発生を想定した。

また、不測の事態を想定し、1～5号炉のうち、いずれか1つの号炉において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお、水源評価に際しては1～5号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

6号及び7号炉について、有効性評価の各シナリオのうち、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。

第1表に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して、7日間の対応に必要な要員、必要な資源、6号及び7号炉の対応への影響を確認する。

(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理

「(1)想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員及び7日間の対応に必要となる資源について，第2表及び第2図のとおり整理する。

(3) 評価結果

1～5号炉にて「(1)想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び資源についての評価結果を以下に示す。

a. 必要な要員の評価

重大事故等時に必要な1～5号炉の対応操作，6号及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作については，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，自衛消防隊，緊急時対策要員，10時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。

b. 必要な資源の評価

(a) 水源

6号及び7号炉において，水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）代替循環冷却を使用しない場合」を想定すると，原子炉への注水及び格納容器内にスプレイを実施するため，7日間で号炉あたり約7,400m³の水が必要となる（6号及び7号炉で約14,800m³）。また，第3表に示すとおり，6号及び7号炉における使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの回復，水位維持）は，7日間の対応を考慮すると，約2,529m³の水が必要となる（6号及び7号炉で合計約17,329m³）。

6号及び7号炉における水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有しているため，原子炉及び使用済燃料プールの対応に必要な水源は確保可能である（6号及び7号炉で合計約21,400m³）。

1～5号炉において，スロッシングによる水位低下の発生後に，遮蔽に必要な高さまで水位を回復させ，蒸発による水位低下を防止するための必要な水量は7日間の対応を考慮すると，約5,896m³となる。

1～5号炉における水源として，第3表に示す各号炉の必要な水量を各号炉の復水貯蔵槽，ろ過水タンク，純水タンク及びサプレッション・チェンバのプールにて確保する運用であることから，6号及び7号炉における水源を用いなくても1～5号炉の7日間の対応が可能である^{*1}。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約180m³であり，各防火水槽及びろ過水タンクに各必要な水量が確保されるため，6号及び7号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。

なお、1～5号炉においても、使用済燃料プール水がサイフォン現象により流出する場合に備え、6号及び7号炉と同様のサイフォンブレイク孔を設け、サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。

また、スロッシングによる水位低下により、線量率が上昇し原子炉建屋最上階での使用済燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え、消火系、常設代替交流電源設備又は電源車により給電した残留熱除去系、復水補給水系、燃料プール補給水系等、当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。さらに、あらかじめ注水用ホースを設置することで、原子炉建屋最上階での注水操作が可能な設計としている。

1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は第4表に示すとおりである。常設代替交流電源設備は発電所全体で4台保有しており、6号及び7号炉での重大事故等の対応に必要な台数は2台であるため、予備機を1～5号炉での対応で使用することも可能である。また、電源車を用いることで復水補給水系、燃料プール補給水系等への給電も実施可能である。

※1 使用済燃料プール（原子炉ウェル及びD/Sピットを含む）の通常水位までの回復を想定した場合、1～5号炉においては、内部火災に対する消火活動に必要な水量と合わせ、合計約10,792m³の水が必要となる（1～7号炉で合計約13,321m³）。

したがって、使用済燃料プールの通常水位までの回復及び運転中の原子炉での事故対応を想定すると、1～7号炉にて合計約28,121m³の水が必要である。しかし、6号及び7号炉の復水貯蔵槽及び淡水貯水池における保有水は約21,400m³であり、1～5号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク、サプレッション・チェンバ・プール等の確保される保有水量は約5,800m³以上である（合計約27,200m³以上）。これらの合計量は、6号及び7号炉の重大事故等対応及び1～5号炉の内部火災（7日間で5箇所）への対応を実施した上で、1～5号炉の使用済燃料プール（原子炉ウェル及びD/Sピットを含む）の水位を通常水位から約0.5m下の水位まで回復させ、その後、7日間の水位維持が可能となる水量である。7日以降については十分時間余裕があるため、外部からの水源供給や支援等にも期待できることから、1～5号炉の使用済燃料プールの水位を通常水位まで回復させることが可能である。

(b) 燃料（軽油）

6号及び7号炉において、軽油の使用量が最も多い「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」を想定すると、非常用ディーゼル発電機（3台／号炉あたり）の7日間の運転継続に号炉あたり約753kL^{※2}、復水貯蔵槽補給用可搬型代替注水ポン

プ (A-2 級) (4 台/号炉あたり) の 7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL, 代替原子炉補機冷却系専用の電源車 (2 台/号炉あたり) の 7 日間の運転継続に号炉あたり約 37kL^{※2}, 代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用) の 7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。また, 6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールへの注水には, 使用済燃料プール代替注水系 (可搬型) の可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (6 号及び 7 号炉で 8 台) の 7 日間の運転継続に約 30kL が必要となる^{※3}。加えて, 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機の 7 日間運転継続は約 13kL^{※2} の軽油が必要となる (6 号及び 7 号炉での事故対応, 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機にて使用する軽油:合計約 1,674kL)。

6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL (6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL) の軽油を保有しており, これらの使用が可能であることから, 6 号及び 7 号炉の原子炉及び使用済燃料プールの事故対応, 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機への電源供給について, 7 日間の対応は可能である。

1~5 号炉の使用済燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として, 保守的に最大負荷で非常用ディーゼル発電機 (2 台/号炉あたり) が起動した場合を想定しており (「(1)想定する重大事故等」では常設代替交流電源設備及び可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の軽油を上回る保守的な想定), 7 日間で号炉あたりの必要な軽油は約 632kL となる (1~5 号炉で合計約 3,160kL)。なお, 1~5 号炉における使用済燃料プールへの注水と, 内部火災が発生した号炉における消火活動に対して, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (注水と消火でそれぞれ 1 台) の 7 日間の運転継続に約 22kL が必要となる。

1~5 号炉の各軽油タンクにて約 632kL (1~5 号炉合計 約 3,160kL) の軽油を保有しており, これらの使用が可能であることから, 1~5 号炉の使用済燃料プールの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について, 6 号及び 7 号炉における軽油を使用しなくても 7 日間の対応は可能である。

※2 保守的に事象発生直後から運転を想定し, 燃費は最大負荷時を想定。

※3 使用済燃料プールへの必要な補給量は小さく時間余裕も長いことから, 復水貯蔵槽の補給に使用している可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) を用いて注水を実施することも可能であるが, 軽油の消費量の計算においては保守的に復水貯蔵槽の補給に使用している可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) とは別の可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) を用いて使用済燃料プールへの補給を行うことを想定する。

(c) 電源

常設代替交流電源設備，電源車等による電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。なお，常設代替交流電源設備，電源車等による給電ができない場合に備え，デジタルレコーダ接続等の手順を用意している。

(4) 6号及び7号炉の重大事故等時対応への影響について

「(3)評価結果」に示すとおり，重大事故等時に必要となる対応操作は，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，自衛消防隊，緊急時対策要員及び10時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから，6号及び7号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

6号及び7号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能であり，また，1～5号炉の各資源にて1～5号炉の使用済燃料プール及び内部火災における7日間の対応が可能である。

以上のことから，1～5号炉に重大事故等が発生した場合にも，6号及び7号炉の重大事故等時の対応への影響はない。

3. 他号炉における高線量場発生による6号及び7号炉対応への影響

(1) 想定する高線量場発生

6号及び7号炉への対応に必要な5号炉原子炉建屋内緊急時対策所における活動，及び重大事故等対策に関する作業，アクセスルートの移動による現場の線量率を評価する際において，1～5号炉の状態は放射線遮蔽の観点で厳しい使用済燃料プールの全保有水喪失を想定する。

1～5号炉の使用済燃料プールで全保有水が喪失した場合の現場線量率の概略を第3図に示す。

(2) 6号及び7号炉対応への影響

a. 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所における活動への影響

5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に最も近い5号炉の使用済燃料プールにおいて，高線量場が発生した場合の5号炉原子炉建屋内緊急時対策所での線量率の評価結果は，以下の資料で示すとおり6号及び7号炉の重大事故等時対応に影響するものではない。

・61条 緊急時対策所（補足説明資料）

61-10 緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価について

添付資料12 「使用済燃料プール等の燃料等による影響について」

b. 屋外作業への影響

6号及び7号炉対応に関する屋外作業としては、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集等のアクセスや、6号及び7号炉の重大事故等への対応作業がある。第4図に、5号炉で高線量場が発生した場合の線量率の概略分布を示す。

(a) 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集及び保管場所への移動による影響

5号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集については、第二企業センター又はその近傍に設置する執務場所又は宿泊場所からのアクセスルートにおける周辺斜面の崩落、敷地下斜面のすべりを考慮した徒歩の総移動時間は約25分であり、各エリアでの移動時間及び第3図の現場線量率の関係より移動にかかる被ばく線量は約2mSvとなる。

また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所から荒浜側高台保管場所及び大湊側高台保管場所への移動等における被ばく線量の一例として、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所から荒浜側高台保管場所（保守性を考慮し最も1～4号炉寄りの場所）への移動を考える。周辺斜面の崩落、敷地下斜面のすべりを考慮した場合、徒歩での総移動時間は約30分であり、各エリアでの移動時間及び第3図の現場線量率の関係より移動にかかる被ばく線量は約3mSvとなる。

なお、線量率の高いエリアは限られることから、これらを極力避けることにより、被ばく線量を抑えることができる。また、徒歩での移動に比べ車両で移動した場合は総移動時間及び被ばく線量はより小さくなる。

よって、高線量場の発生を含め、1～5号炉に重大事故等が発生した場合であっても、6号及び7号炉の重大事故等への対応作業のためのアクセスは可能であり、重大事故等時における活動が可能である。

(b) 6号及び7号炉の重大事故等への対応作業への影響

6号及び7号炉の重大事故等への対応作業のうち、比較的時間を要する操作として代替原子炉補機冷却系の準備操作（資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り）を想定しているが、5号炉の使用済燃料プールに近い6号炉での当該操作場所での線量率は、第4図に示すとおり約8.2mSv/hとなる。なお、図中の現場線量率は5号炉の使用済燃料プール内の線源からの影響を示しており、1～4号炉の使用済燃料プール内の線源からの影響は本作業場所と1km程度離れていることからほぼ無視できるものである。

当該操作の想定操作時間は10時間であること、及びこの想定操作時間には当該操作場所への移動時間が含まれていること、あるいは参集要員による操作要員の

交代も可能であることから、重大事故等時における活動が可能である。

4. まとめ

「1. 1～4 号炉（荒浜側）及び 5 号炉（大湊側）周辺の屋外設備の損傷による影響」、
「2. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「3. 他号炉における高線量場発生
による 6 号及び 7 号炉対応への影響」に示すとおり、高線量場の発生を含め、1～5 号炉
に重大事故等が発生した場合にも、6 号及び 7 号炉の重大事故等の対応は可能である。

第1表 想定する各号炉の状態

項目	6号及び7号炉	1～5号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」 	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生※3 ・内部火災※4
水源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）代替循環冷却系を使用しない場合」 	
燃料	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」 	
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」 	

- ※1 サイフォン現象による漏えいは、各号炉（1～7号炉）のサイフォン発生防止用の逆止弁及びサイフオンブレイク孔により停止される。したがって、この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため、使用済燃料プールからの漏えいは、スロッシングによる漏えいを想定する。
- ※2 燃料については消費量の観点から非常用ディーゼル発電機の運転継続を想定する。
- ※3 使用済燃料プールへの注水が必要となるスロッシングの発生を想定する。
- ※4 6号及び7号炉は火災防護措置が強化されることから、1～5号炉での内部火災の発生を想定する。また、1～5号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングと同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は、5号炉（1～5号炉）分の消費を想定する。

第2表 同時被災時の1～5号炉の対応操作, 6号及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作, 必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
非常用ディーゼル発電機等の現場確認, 直流電源の負荷制限	非常用ディーゼル発電機等の現場の状態確認及び直流電源の長時間供給のための負荷制限を実施する	運転員	—
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し, 当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	自衛消防隊 (運転員を含む)	○水源 180m ³ (36m ³ /号炉×5 (1～5号炉)) ○燃料 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) : 約 4kL (21L/h×24h×7日×1台) 又は ディーゼル駆動消火ポンプ : 約 6kL (32L/h×24h×7日×1台)
各注水系 (復水補給水系, 燃料プール補給水系, 消火系, 可搬型代替注水ポンプ (A-2級)) による使用済燃料プールへの注水	各注水系による使用済燃料プールへの給水を行い, 使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	運転員及び 10時間以降の発電所外からの参集要員	○水源 (詳細は第3表参照) 1号炉 : 約 280m ³ 2号炉 : 約 1,401m ³ 3号炉 : 約 1,425m ³ 4号炉 : 約 1,366m ³ 5号炉 : 約 1,424m ³ 6号炉 : 約 8,654m ³ 7号炉 : 約 8,675m ³ ※6号及び7号炉については有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用しない場合」で想定している水源も含む ○燃料 1～5号炉 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) : 約 18kL (21L/h×24h×7日×5台) 6号及び7号炉 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) : 約 30kL (21L/h×24h×7日×4台/号炉)
常設代替交流電源設備等による給電	常設代替交流電源設備等による給電・受電操作を実施する	緊急時対策要員及び運転員	○燃料 非常用ディーゼル発電機 : 約 3,160kL (1,879L/h×24h×7日×10台) ※全交流動力電源喪失のため, 実際は常設代替交流電源設備で給電することになるが, 燃料消費量を保守的に見積もる観点から, 非常用ディーゼル発電機 (2台/号炉) の運転を想定
燃料給油作業	常設代替交流電源設備及び可搬型代替注水ポンプ (A-2級) に給油を行う	緊急時対策要員	—

第3表 各号炉に必要な水量（平成26年10月時点での崩壊熱により計算）

	KK1		KK2		KK3		KK4		KK5		KK6		KK7	
	停止中		停止中		停止中		停止中		停止中		運転中		運転中	
	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP								
炉心燃料	全燃料取り出し		装荷済		装荷済									
原子炉開放状態	開放（プールゲート開放）		未開放（プールゲート閉）		未開放（プールゲート閉）									
水位	ウェル満水（オーバーフロー水位）		通常運転水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転水位								
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		各重要事故シークエンスによる	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失	各重要事故シークエンスによる	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失								
スロッシング溢水量※1[m ³]	710		710		710		710		710			690		710
65℃到達までの時間[hour]	38		42		35		45		33			15		15
100℃到達までの時間[hour]	91		100		85		107		80			36		36
必要な注水量①※2[m ³ @168h]	84		52		76		43		103			564		565
事故発生からTAF到達までの時間[hour]	336		471		396		492		398			248		245
通常運転水位（オーバーフロー水位）から必要な遮へい水位までの水位差※2[m]	4.0		1.7		1.7		1.7		1.7			2.1		2.1
必要な注水量②※2[m ³ @168h]	280		1,401		1,425		1,366		1,424			767		786
必要な注水量③※2[m ³ @168h]	1,956		2,172		2,196		2,115		2,173			1,254		1,275

※1 1～5号炉の溢水量は、6号及び7号炉の評価結果に基づきスロッシングによる溢水量を設定（1～5号炉の使用済燃料プールは6号及び7号炉に比べて保有水量やプール表面積が小さいため溢水量は少なくなると考えられる）。また、必要な注水量は原子炉開放状態（プールゲート開放状態）を考慮して評価。

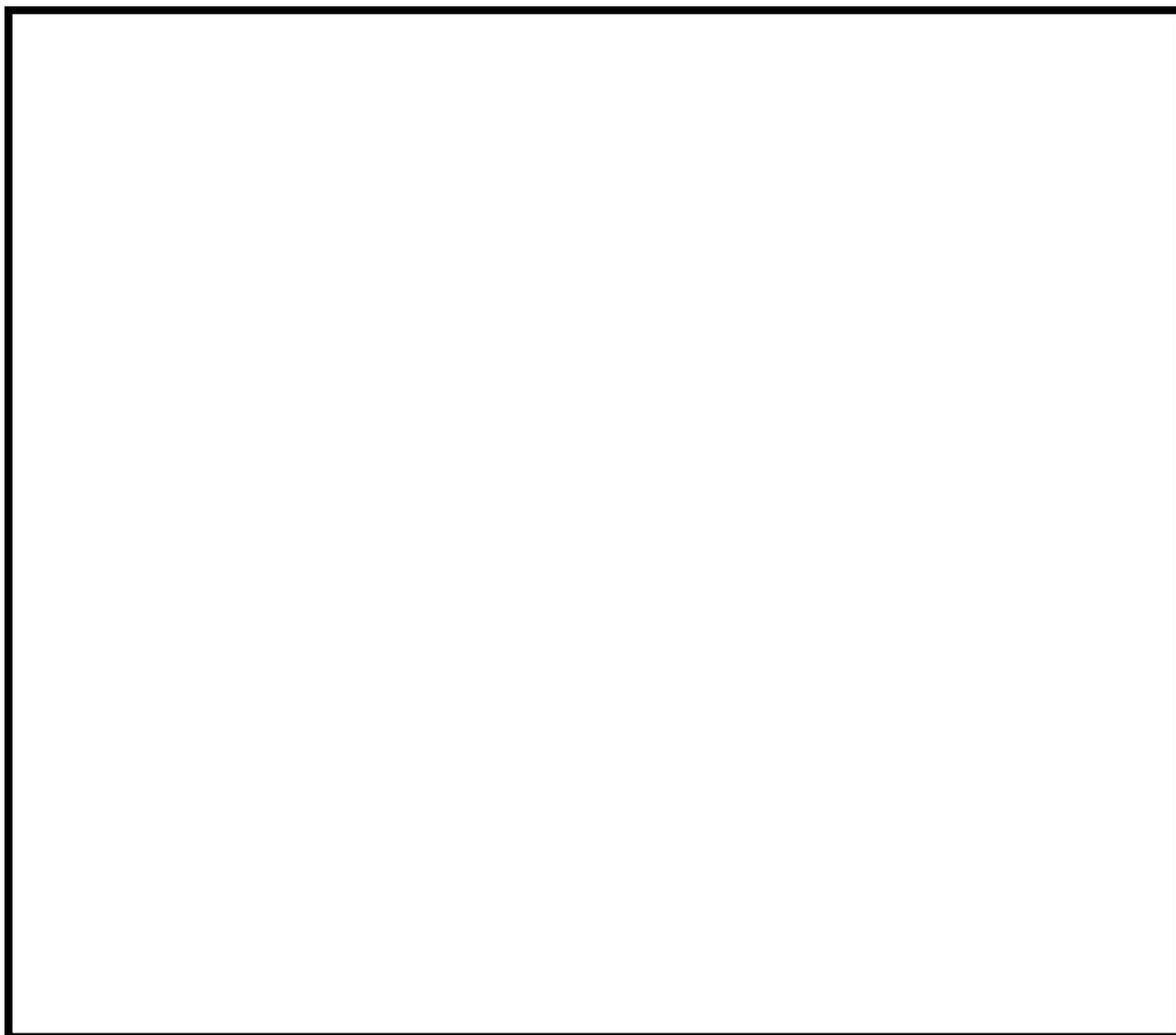
※2 「必要な注水量①」：蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」：必要な遮蔽水位（原子炉建屋最上階のフロアでの現場の線量率が10mSv/h以下となる水位（遮蔽水位の計算に用いた各号炉の線源の強度は保守的な6号及び7号炉の線源強度を参照）まで回復させ、その後の水位維持に必要な注水量（使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮）。「必要な注水量③」：通常水位までの回復及びその後の水位維持に必要な注水量（使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮）。

第4表 1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数

		1号炉	2号炉	3号炉	4号炉	5号炉	共通	備考
注水設備	残留熱除去系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	—	全交流動力電源喪失時は常設代替交流電源設備による給電を実施することで使用可能電源負荷を考慮して、複数の同時運転は実施せず、順次注水操作を実施する
	復水補給水系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	—	全交流動力電源喪失時は常設代替交流電源設備又は電源車による給電を実施することで使用可能
	燃料プール補給水系	2 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	—	全交流動力電源喪失時は常設代替交流電源設備又は電源車による給電を実施することで使用可能
	消火系 (ディーゼル駆動ポンプ)	1	1号炉と共通	1号炉と共通	1号炉と共通	1	—	1～4号炉は共通の消火ポンプを使用 5～7号炉は共通の消火ポンプを使用 十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
	可搬型代替注水ポンプ (A-2級)	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
給電設備	常設代替交流電源設備	—	—	—	—	—	4台のうち、6号及び7号炉で用いなかったものを使用することも可能	6号及び7号炉の対応には第一ガスタービン発電機2台のみで対応可能であるため、残りの第二ガスタービン発電機2台を使用可能
	電源車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第1図 柏崎刈羽原子力発電所におけるアクセスルート

号機	実施箇所・必要人員数				操作項目	経過時間（時間）										備考								
						1	2	3	8	9	10	11	12	13	14		15							
					▽ 事故発生																			
					▽ 直流電源の負荷制限作業開始 ▽ 増設代替交流電源設備による受電																			
					▽ 参集要員による作業開始																			
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング」を想定する号炉	2人 A, B	—	—	—	プラント状況判断	10分																		
	(1~2人) A, (B)	—	—	—	プラント監視 (給電不可能な場合等：デジタルレコーダ接続等による計器監視)																			
	隣接プラントの火災時において応援が必要な際は1名となる	—	—	—	非常用ディーゼル発電機の現場確認 直流電源の負荷制限	50分																		
	—	2人 C, D	—	—	非常用ディーゼル発電機 機能回復 (解析上考慮せず)																		対応可能な要員により、対応する	
	—	(2人) C, D	—	—	復水補給水系や燃料プール補給水系、消火系によるSFP給水																			
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング並びに火災発生」を想定する号炉	(2人) C, D	—	参集要員にて対応 ^{※2}	—	消防車によるSFP給水 (復水補給水系等の給水が不可能な場合)																		6,7号炉の作業を優先に適宜実施	
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング並びに火災発生」を想定する号炉	2~3人 a, b, (e)	—	—	—	プラント状況判断	10分																		
	(1人) a	—	—	—	プラント監視 (給電不可能な場合等：デジタルレコーダ接続等による計器監視)																			
	(1人)	2人 ^{※3} o, d	—	—	火災現場確認	30分																		
	—	(2人) ^{※3} o, d	—	—	自衛消防隊を現場誘導	10分																		
	(1人)	(1~2人) o, (d)	—	自衛消防隊にて対応	消火活動																			
	—	(2人) 隣接プラントからの応援が必要な際は応援に期待 b, e (又は B)	—	—	非常用ディーゼル発電機の現場確認 直流電源の負荷制限	50分																		50分（隣接プラントからの応援が必要な際は応援が到着してから50分）
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機 機能回復 (解析上考慮せず)																			対応可能な要員により、対応する
	(1人)	(2人) b, d (又は o, B)	—	—	復水補給水系や燃料プール補給水系、消火系による燃料プール給水																			
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング並びに火災発生」を想定する号炉	(1人)	(2人) b, d (又は o, B)	参集要員にて対応 ^{※2}	—	消防車による燃料プール給水 (復水補給水系等の給水が不可能な場合)																			6,7号炉の作業を優先に適宜実施
共通	—	(2人) C, D (又は b, o, B)	緊急時対策要員にて対応	—	常設代替交流電源設備による給電・受電																			6/7号炉の給電を実施後適宜実施
	—	—	参集要員にて対応	—	燃料給油作業																			

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

※1 当直長を含む人数。

※2 図中は参集要員のみに期待した場合を示す。なお、1~5号における現場の緊急時対策要員として夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても常駐要員が2名が確保されている。

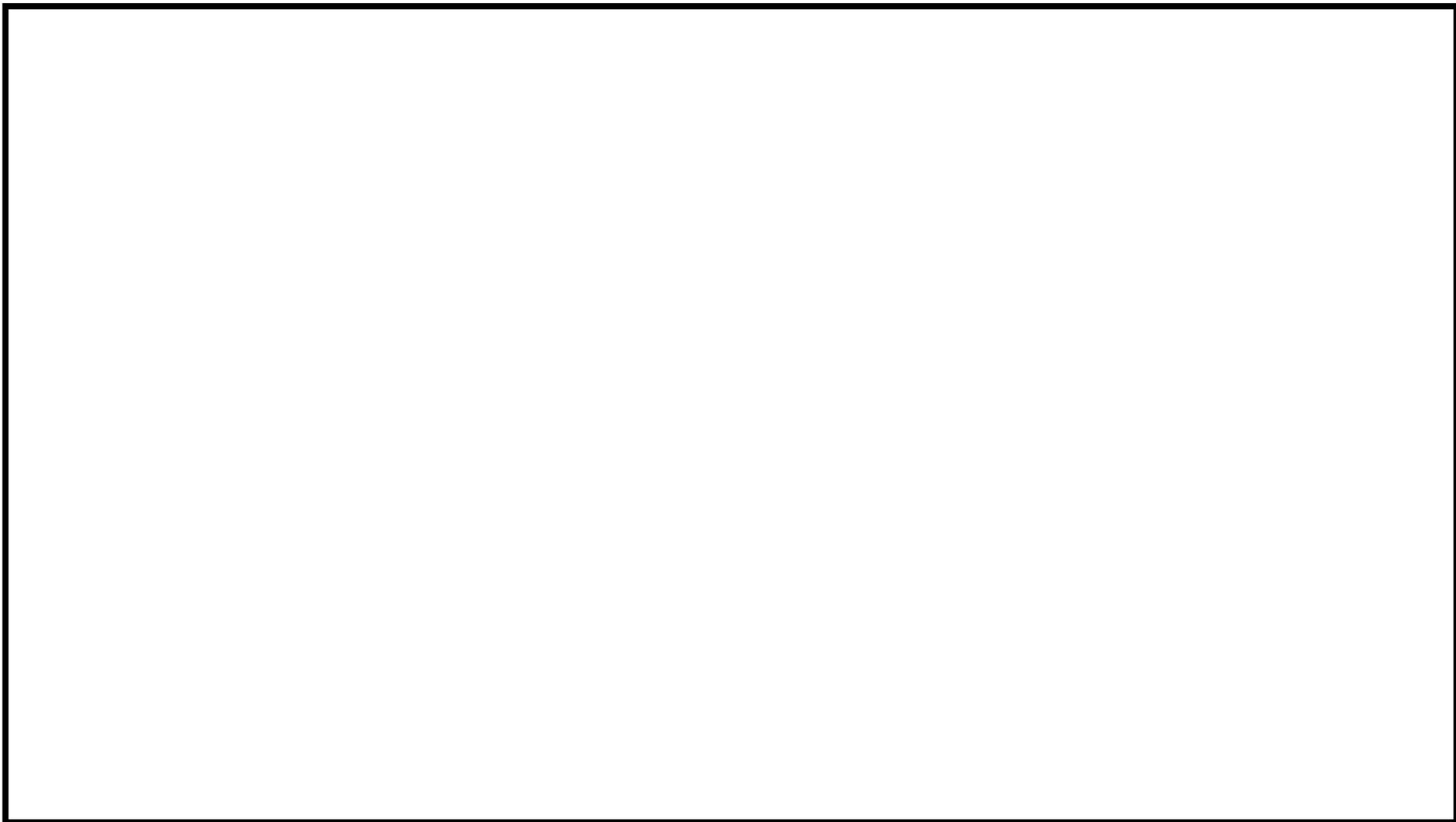
※3 SA 事象と火災が発生した際の初期消火の体制については平成28年1月現在のものを示す。

なお、6号及び7号炉において原子炉運転中を想定した場合、原子炉側と使用済燃料プール側との重大事故等対応の重量も考えられるが、運転中に使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから(第3表参照)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となり、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。また号炉状態の監視においても、原子炉側で期待している運転員が併せて使用済燃料プール側を監視できるため、現在の想定する要員での対応が可能である。

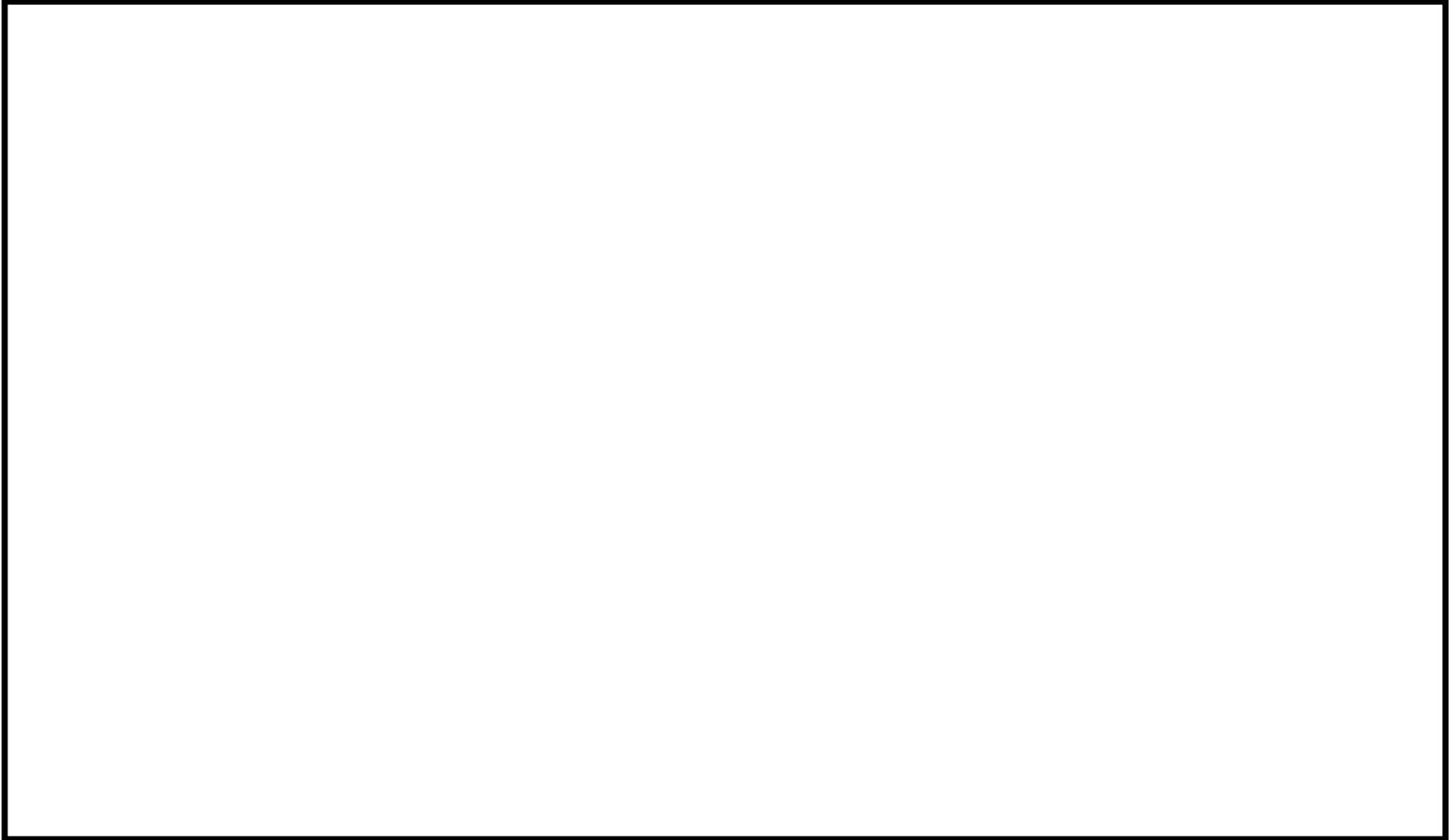
また、時間差で発生する複数の内部火災に対しては、自衛消防隊が火災現場を都度移動することにより、現在の想定する要員での対応が可能である。

第2図 1~5号炉における各作業と所要時間

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第3図 線量率の概略とアクセスルート



第4図 線量率の概略分布 (5~7号炉周辺)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

【参考】使用済燃料プール水瞬時全喪失時の使用済燃料の冷却性について

使用済燃料プールの保有水が全喪失した場合であっても、崩壊熱量が小さいときには、露出した使用済燃料が、空気の自然対流により冷却維持が可能と考えられる。

これらの検討は、建屋が損壊している福島第一原子力発電所4号炉の燃料プールの状態（大気開放）を想定した評価^{※1,2}や原子炉建屋最上階を考慮した評価^{※3}が実施されている。

ここでは、より自然対流の空気冷却が厳しくなる原子炉建屋最上階についても考慮した評価について示す。

原子炉建屋最上階を考慮した評価

電力中央研究所による使用済燃料プールの事故時の過渡解析^{※3}によると、使用済燃料プールにおいて全保有水喪失が発生しても、使用済燃料プール内の全崩壊熱が約1MW以下の場合、気相の自然循環冷却と使用済燃料プール壁への輻射伝熱により被覆管の健全性は維持されるとしている（参考第1図、参考第2図）。

なお、本解析モデルでは、ヒートシンクとして設定している使用済燃料プールの天井部分は、使用済燃料プール床面積と同じ断面積で模擬しており、実際の原子炉建屋最上階に比べて非常に小さく、建屋からの放熱の観点からは保守的な設定となっている。また、空調設備には期待していない。使用済燃料ラックについては高密度型燃料ラックをモデル化しており、燃料間ピッチは1～5号炉のラックと比較し、同等若しくは保守的となっている。

現在の1～5号炉における使用済燃料プール内の燃料集合体の全崩壊熱及び1体当たりの崩壊熱は、参考第1表に示すとおり、各号炉とも1MW未満と低く、評価での想定より建屋の壁面の除熱を多く考慮できることから、使用済燃料は空気の自然対流による冷却でも健全性が維持されるものと考えられる。

※1: Analysis of Fuel Heat-up in a Spent Fuel Pool during a LOCA 平成24年7月24日, JNES

「使用済燃料プール瞬時LOCA時の燃料被覆管温度の解析」

東京電力(株)福島第一原子力発電所事故に関する技術ワークショップ

※2: Detailed analysis of the accident progression of Units 1 to 3 by using MAAP code 平成24年7月23日, 東京電力株式会社

「1F-4の使用済燃料プール瞬時LOCA時(LOCA)及び冷却機能喪失時の蒸発による水位低下(Non-LOCA)発生によるPCT(MAAP)」

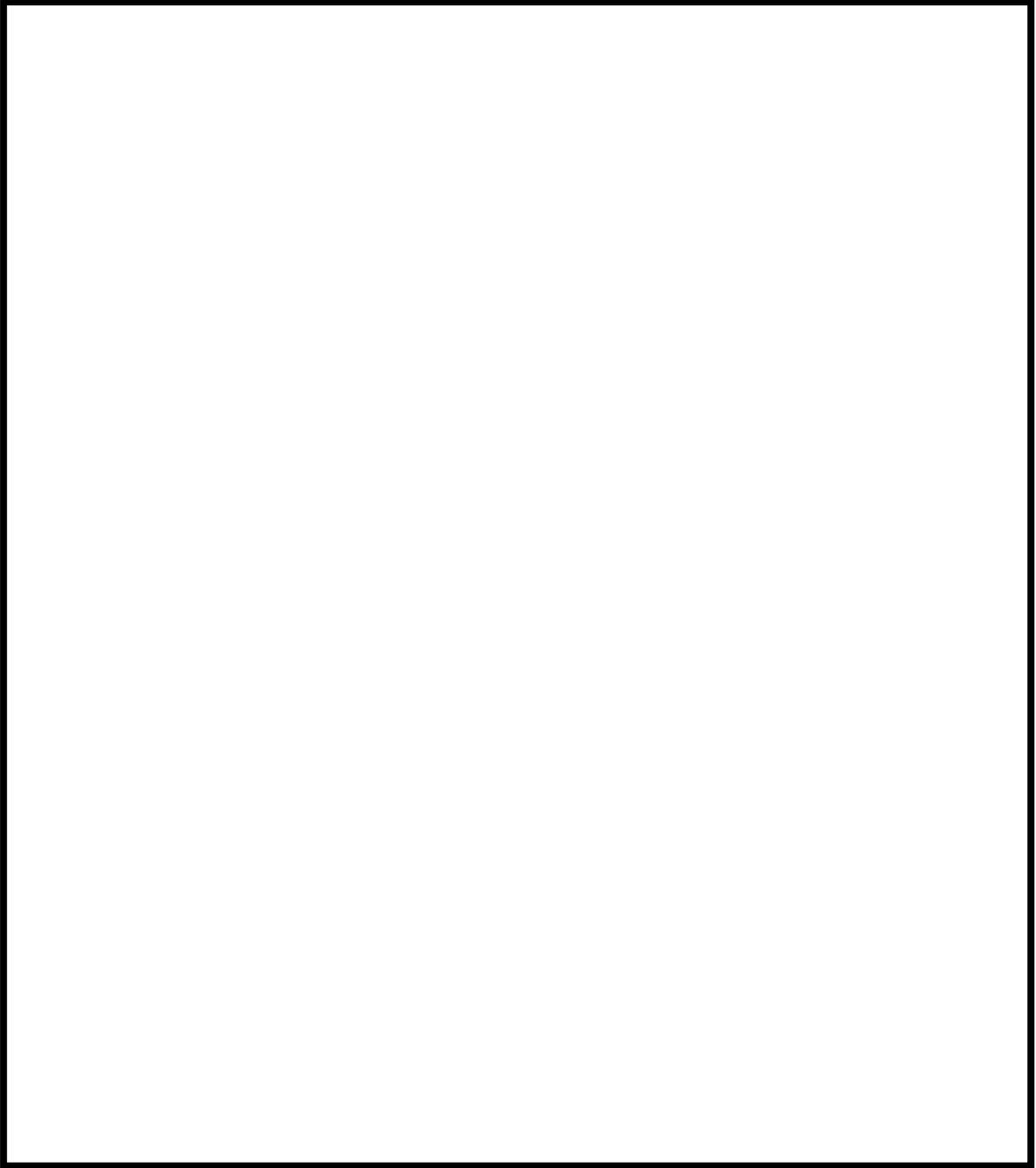
※3: 使用済燃料プールの事故時冷却特性評価—MAAPコードを用いた冷却機能及び冷却材喪失事故解析—(研究報告:L12007) 平成25年5月, 電力中央研究所

参考第 1 表 使用済燃料の崩壊熱の比較

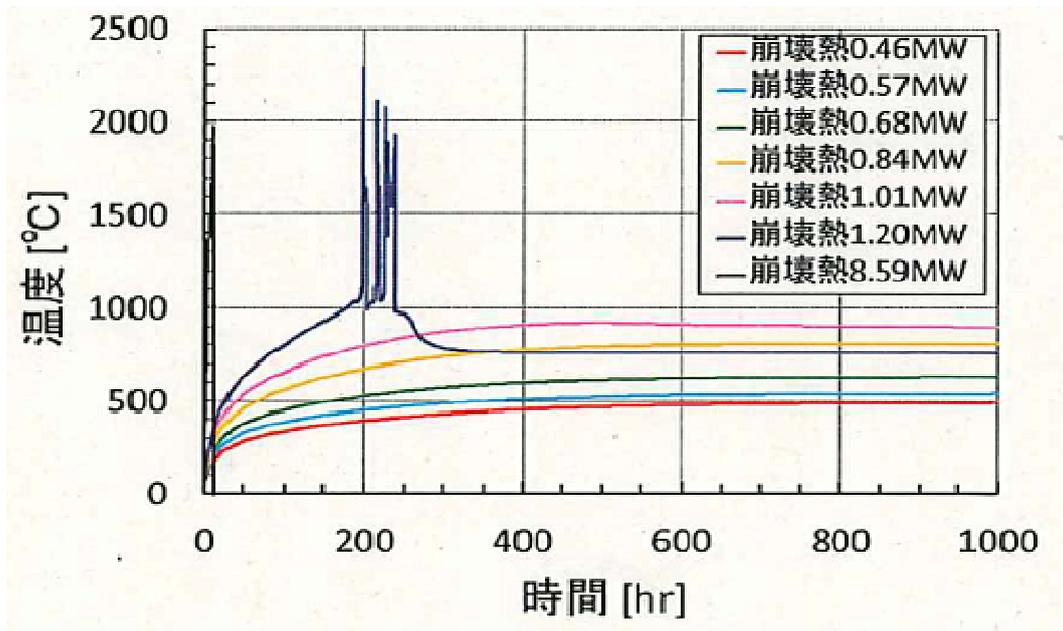
項目	解析 ケース	1号炉	2号炉	3号炉	4号炉	5号炉	備考
全崩壊熱 (MW)	1.01	約 0.7	約 0.5	約 0.5	約 0.4	約 0.7	1～5号炉： 平成 27 年 1 月時点※
集合体 1 体当 り (kW)	0.84	約 0.5	約 0.3	約 0.6	約 0.3	約 0.5	1～5号炉： 平成 27 年 1 月時点※

※評価時点で原子炉圧力容器内にあった燃料は使用済燃料プールにあるものとする

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



参考第 1 図 解析モデル



参考第 2 図 崩壊熱を変化させた時の燃料チャンネル最高温度の比較（プール水瞬時全量喪失を仮定）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

< 目 次 >

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 原子炉緊急停止

(b) 原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制

(c) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止

(d) ほう酸水注入

(e) 制御棒挿入

(f) 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制

(g) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.1.2 重大事故等時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) EOP「スクラム」（原子炉出力）

(2) EOP「反応度制御」

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料 1.1.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.1.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.1.3 原子炉自動スクラム設定値リスト

添付資料 1.1.4 解釈一覧

1. 操作手順の解釈一覧

2. 各号炉の弁番号及び弁名称一覧

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ぬ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、原子炉緊急停止系である。

こ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するための対処設

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発電用原子炉の緊急停止が必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉緊急停止系を設置している。

こ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、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第 1.1.1 図）。

重大事故等対処設備のほかに、設計基準事故対処設備による対応手段並びに柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{*1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第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、設計基準事故対処設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果，運転時の異常な過度変化時にフロントライン系故障として，原子炉緊急停止系の故障を想定する。サポート系故障（電源喪失）は，原子炉緊急停止系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から選定した対応手段及び審査基準，基準規則からの要求により選定した対応手段と，その対応に使用する重大事故等対処設備，設計基準事故対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備，設計基準事故対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.1.1 表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 原子炉緊急停止

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 ATWS が発生した場合に，原子炉手動スクラム又は代替制御棒挿入機能による制御棒の緊急挿入により，発電用原子炉を緊急停止する手段がある。

i. 原子炉手動スクラム

中央制御室からの原子炉手動スクラム操作により発電用原子炉を緊急停止する。

原子炉手動スクラム操作により発電用原子炉を緊急停止する設備は以下のとおり。

- ・手動スクラムボタン
- ・原子炉モードスイッチ「停止」
- ・制御棒
- ・制御棒駆動機構（水圧駆動）
- ・制御棒駆動系配管
- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット

ii. 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入

代替制御棒挿入機能は、原子炉圧力高又は原子炉水位低（レベル 2）の信号により作動し、自動で制御棒を緊急挿入する。また、上記「i. 原子炉手動スクラム」の対応手段を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は、中央制御室からの手動操作により代替制御棒挿入機能を作動させて制御棒を緊急挿入する。

代替制御棒挿入機能により制御棒を緊急挿入する設備は以下のとおり。

- ・ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）
- ・制御棒
- ・制御棒駆動機構（水圧駆動）
- ・制御棒駆動系配管
- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット

- ・非常用交流電源設備

(b) 原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制

ATWS が発生した場合に，代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能又は原子炉冷却材再循環ポンプの手動停止操作により，原子炉出力を抑制する手段がある。

代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能は，原子炉圧力高又は原子炉水位低（レベル 3）の信号により 4 台，原子炉水位低（レベル 2）の信号により残り 6 台の原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させて原子炉出力を抑制する。原子炉冷却材再循環ポンプが自動で停止しない場合は，中央制御室からの手動操作により原子炉冷却材再循環ポンプを停止し，原子炉出力を抑制する。

原子炉冷却材再循環ポンプの停止により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。

- ・ ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）
- ・ 非常用交流電源設備

(c) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止

ATWS が発生した場合に，自動減圧系の起動阻止スイッチにより自動減圧系及び代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）による自動減圧を阻止し，発電用原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子

炉出力の急上昇を防止する手段がある。

自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉出力の急上昇を防止する設備は以下のとおり。

- ・自動減圧系の起動阻止スイッチ
- ・非常用交流電源設備

(d) ほう酸水注入

ATWS が発生した場合に、ほう酸水を注入することにより発電用原子炉を未臨界にする手段がある。

上記「(b) 原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」の対応手段により原子炉出力を抑制した後、中央制御室からの手動操作により十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入系を起動し、ほう酸水を注入することで発電用原子炉を未臨界にする。

ほう酸水注入系を起動させる判断基準は、ATWS 発生直後に行う原子炉冷却材再循環ポンプの停止操作及び自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止操作の実施後とする。これにより、ATWS 発生時は、不安定な出力振動の発生の有無にかかわらずほう酸水注入系を起動させることとしている。

ほう酸水注入により発電用原子炉を未臨界にする設備は以下のとおり。

- ・ほう酸水注入系ポンプ
- ・ほう酸水注入系貯蔵タンク
- ・ほう酸水注入系配管・弁

- ・ 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 非常用交流電源設備

(e) 制御棒挿入

ATWS が発生した場合に，上記「(a) 原子炉緊急停止」の対応手段を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は，自動又は手動操作により制御棒を挿入する手段がある。

i . 制御棒自動挿入

原子炉スクラム信号又は代替制御棒挿入機能作動信号が発信されたにもかかわらず全制御棒が緊急挿入しなかった場合においても，電動駆動にて全制御棒を自動で全挿入する。

電動駆動にて制御棒を自動で挿入する設備は以下のとおり。

- ・ ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）
- ・ 制御棒
- ・ 制御棒駆動機構（電動駆動）
- ・ 非常用交流電源設備

ii . 制御棒手動挿入

中央制御室でのスクラムテストスイッチ及び原子炉緊急停止系電源スイッチの操作，中央制御室からの手動操

作による制御棒電動挿入により制御棒を挿入する。

水圧駆動にて制御棒を手動で挿入する設備は以下のとおり。

- ・スクラムテストスイッチ
- ・原子炉緊急停止系電源スイッチ
- ・制御棒
- ・制御棒駆動機構（水圧駆動）
- ・制御棒駆動系配管
- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット

制御棒を手動で電動挿入する設備は以下のとおり。

- ・制御棒操作監視系
- ・制御棒
- ・制御棒駆動機構（電動駆動）
- ・非常用交流電源設備

(f) 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制

ATWS が発生した場合に，原子炉圧力容器内の水位を低下させることにより原子炉出力を抑制する手段がある。

上記「(b) 原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」の対応手段を実施しても，原子炉出力が高い場合又は発電用原子炉が隔離状態である場合は，中央制御室からの手動操作にて原子炉圧力容器内の水位（原子炉冷却材の自然循環に必要な水頭圧）を低下させることにより，原子炉冷却材の自然循環量を減少させ，発電用原子炉内の

ボイド率を上昇させて原子炉出力を抑制する。

原子炉圧力容器内の水位低下操作により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。

- ・ 給水制御系
- ・ 給水系（電動駆動原子炉給水ポンプ）
- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 高圧炉心注水系

(g) 重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉緊急停止で使用する設備のうち、ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）、制御棒、制御棒駆動機構（水圧駆動）、制御棒駆動系配管及び制御棒駆動系水圧制御ユニットは重大事故等対処設備として位置付ける。また、非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制で使用する設備のうち、ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）は重大事故等対処設備として位置付ける。また、非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止で使用する設備のうち、自動減圧系の起動阻止スイッチは重大事故等対処設備として位置付ける。また、非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

ほう酸水注入で使用する設備のうち，ほう酸水注入系ポンプ，ほう酸水注入系貯蔵タンク，ほう酸水注入系配管・弁，高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ及び原子炉压力容器は重大事故等対処設備として位置付ける。また，非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

（添付資料 1.1.1）

以上の重大事故等対処設備により，発電用原子炉を緊急に停止できない場合においても原子炉出力を抑制し，発電用原子炉を未臨界にすることができる。

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

- ・手動スクラムボタン，原子炉モードスイッチ「停止」

運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に，手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり，主スクラム回路を共有しているため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

- ・スクラムテストスイッチ

全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、当該スイッチを操作することで制御棒の緊急挿入が可能であることから、制御棒を挿入する手段として有効である。

- ・原子炉緊急停止系電源スイッチ

原子炉緊急停止系の監視及び操作はできなくなるものの、当該電源スイッチを操作し、スクラムパイロット弁電磁コイルの電源を遮断することで、制御棒の緊急挿入が可能であることから、制御棒を挿入する手段として有効である。

- ・制御棒駆動機構（電動駆動）、制御棒操作監視系

全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、スクラムテストスイッチ若しくは原子炉緊急停止系電源スイッチの操作が完了するまでの間、又はこれらの操作が実施できない場合に、制御棒を自動又は手動にて電動駆動で挿入する手段として有効である。

- ・原子炉圧力容器内の水位低下操作で使用する設備

耐震性がないものの、常用電源が健全であれば給水系（電動駆動原子炉給水ポンプ）による原子炉圧力容器への給水量の調整により原子炉圧力容器内の水位を低下できることから、原子炉出力を抑制する手段として有効である。なお、原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水が行われている場合は、これらによる原子炉圧力容器内の水位制御を優先する。

b. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，ATWS 時における運転員による一連の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下「EOP」という。）に定める（第 1.1.1 表）。

また，重大事故等時に監視が必要となる計器についても整理する（第 1.1.2 表）。

1.1.2 重大事故等時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) EOP「スクラム」（原子炉出力）

運転時の異常な過渡変化時において、原子炉自動スクラム信号が発信した場合又は原子炉手動スクラム操作を実施した場合は、原子炉スクラムの成否を確認するとともに、原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替えることにより原子炉スクラムを確実にする。

a. 手順着手の判断基準

原子炉自動スクラム信号が発信した場合又は原子炉手動スクラム操作をした場合。

b. 操作手順

EOP「スクラム」（原子炉出力）における操作手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、全制御棒全挿入ランプの点灯及び原子炉出力の低下により確認する。手順の対応フローを第 1.1.2 図に、タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に原子炉スクラム状況の確認を指示する。原子炉スクラムが成功していない場合は、原子炉手動スクラム操作及び手動による代替制御棒挿入操作を指示する。

②中央制御室運転員 A は、スクラム警報の発生の有無、制御棒の挿入状態及び原子炉出力の低下の状況を状態

表示にて確認する。

- ③中央制御室運転員 A は，原子炉スクラムが成功していない場合は，原子炉手動スクラム操作及び手動による代替制御棒挿入操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A は，原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える。
- ⑤当直副長は，上記④の操作を実施しても全制御棒全挿入とならず，未挿入の制御棒がペアロッド 1 組又は制御棒 1 本よりも多い場合は，ATWS と判断し，中央制御室運転員に EOP「反応度制御」への移行を指示する。

c. 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから EOP「反応度制御」への移行まで 1 分以内で可能である。

(2) EOP「反応度制御」

ATWS 発生時に，発電用原子炉を安全に停止させる。

a. 手順着手の判断基準

EOP「スクラム」(原子炉出力)の操作を実施しても，ペアロッド 1 組又は制御棒 1 本よりも多くの制御棒が未挿入の場合。

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

b. 操作手順

EOP「反応度制御」における操作手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、全制御棒全挿入ランプの点灯及び原子炉出力の低下により確認する。手順の対応フローを第 1.1.4 図に、概要図を第 1.1.5 図に、タイムチャートを第 1.1.6 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作、並びに自動減圧系及び代替自動減圧系の自動起動阻止操作を指示する。
- ②中央制御室運転員 A は、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による原子炉冷却材再循環ポンプの自動停止状況を状態表示にて確認する。代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能が作動していない場合又は作動したにもかかわらず原子炉冷却材再循環ポンプが停止しない場合は、手動操作により停止していない原子炉冷却材再循環ポンプを停止する。
- ③中央制御室運転員 A は、自動減圧系及び代替自動減圧系の自動起動阻止操作を実施する。
- ④当直副長は、原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作、並びに自動減圧系及び代替自動減圧系の自動起動阻止操作が完了したことを確認し、中央制御室運転員にほう酸水注入系の起動操作、原子炉圧力容器内の水位低下操作及び制御棒の挿入操作を

同時に行うことを指示する。同時に行うことが不可能な場合は、ほう酸水注入系の起動操作、原子炉压力容器内の水位低下操作、制御棒の挿入操作の順で優先させる。

⑤中央制御室運転員 A は、ほう酸水注入系ポンプ (A) 又は (B) の起動操作（ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「ポンプ A」位置（B 系を起動する場合は「ポンプ B」位置）にすることで、ほう酸水注入系ポンプ吸込弁及びほう酸水注入系注入弁が全開となり、ほう酸水注入系ポンプが起動し、原子炉压力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施し、併せて、ほう酸水注入系タンク液位指示値の低下、平均出力領域モニタ指示値及び起動領域モニタ指示値の低下を確認する。

⑥中央制御室運転員 A は、原子炉出力が 60% 以上の場合又は発電用原子炉が隔離状態である場合は、給水系（電動駆動原子炉給水ポンプ）、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉压力容器への注水量を減少させ、原子炉压力容器内の水位を低下させることで原子炉出力を 3% 以下に維持する。

原子炉出力を 3% 以下に維持できない場合は、原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 1.5）以上に維持するよう原子炉压力容器内の水位低下操作を実施する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は、以下の操作により制御棒を挿入する。

- ・原子炉手動スクラム操作
- ・手動操作による代替制御棒挿入機能の作動
- ・スクラムテストスイッチの操作
- ・原子炉緊急停止系電源スイッチの操作
- ・制御棒手動挿入操作(制御棒自動挿入が作動しない場合)

⑧当直副長は、上記⑦の操作を実施中に制御棒をペアロード1組以下まで挿入完了した場合又は未挿入の制御棒を16ステップ以下(0ステップが全挿入位置、200ステップが全引抜き位置)まで挿入完了した場合は、中央制御室運転員にほう酸水注入系の停止を指示する。

制御棒を挿入できなかった場合は、ほう酸水の全量注入完了を確認し、中央制御室運転員にほう酸水注入系の停止を指示する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからの各操作の所要時間は以下のとおり。

- ・原子炉冷却材再循環ポンプ手動停止 : 1分以内
- ・自動減圧系、代替自動減圧系の自動起動阻止 : 1分以内
- ・ほう酸水注入開始 : 1分以内
- ・原子炉圧力容器内の水位低下操作開始 : 1分以内
- ・制御棒挿入操作開始 : 2分以内

- ・スクラムテストスイッチ操作完了 : 約 7 分
- ・原子炉緊急停止系電源スイッチ操作完了 : 約 10 分

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.1.7 図に示す。

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べき状況にもかかわらず、全制御棒が発電用原子炉へ全挿入されない場合、EOP「スクラム」（原子炉出力）に従い、中央制御室から速やかに操作が可能である手動スクラムボタンの操作、手動による代替制御棒挿入操作及び原子炉モードスイッチの「停止」位置への切替え操作により、発電用原子炉を緊急停止させる。

手動スクラムボタンの操作、手動による代替制御棒挿入操作及び原子炉モードスイッチの「停止」位置への切替え操作を実施しても発電用原子炉の緊急停止ができない場合は、原子炉停止機能喪失と判断する。EOP「反応度制御」に従い、原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作、並びに自動減圧系及び代替自動減圧系の自動起動阻止操作を行うとともに、発電用原子炉を未臨界にするため、ほう酸水注入系を速やかに起動させる。

また、原子炉出力を抑制するため、原子炉压力容器内の水位低下操作を行う。

さらに、制御棒挿入により発電用原子炉を未臨界にするため、スクラム弁の開閉状態に合わせた操作により全制御棒挿入

操作を行う。

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

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。

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

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/2)

(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	対処設備		手順書	
フロントライン系故障時	原子炉緊急停止系	スクラム 原子炉手動	手動スクラムボタン ※1 原子炉モードスイッチ「停止」 ※1 制御棒 制御棒駆動機構 (水圧駆動) 制御棒駆動系配管 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「スクラム」(原子炉出力)	
				代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入		ATWS 緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 (水圧駆動) 制御棒駆動系配管 制御棒駆動系水圧制御ユニット
			非常用交流電源設備			重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
		原子炉冷却材再循環ポンプ停止による 原子炉出力抑制	ATWS 緩和設備 (代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能) ※2	重大事故等 対処設備		事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「反応度制御」
				非常用交流電源設備		
		原子炉出力急上昇防止 自動減圧系の起動阻止スイッチによる	自動減圧系の起動阻止スイッチ	重大事故等 対処設備		
				非常用交流電源設備		

※1: 発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に, 手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり, 重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2: 自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

※3: 制御棒自動挿入は, 運転員による操作不要の制御棒挿入機能である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/2）

（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	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	原子炉緊急停止系	ほう酸水注入	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「反応度制御」
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	
		制御棒自動挿入 （電動挿入）	ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）※2 制御棒 制御棒駆動機構（電動駆動） 非常用交流電源設備	自主対策設備	— ※3
		制御棒手動挿入 （水圧挿入）	スクラムテストスイッチ 原子炉緊急停止系電源スイッチ 制御棒 制御棒駆動機構（水圧駆動） 制御棒駆動系配管 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「反応度制御」
		制御棒手動挿入 （電動挿入）	制御棒操作監視系 制御棒 制御棒駆動機構（電動駆動） 非常用交流電源設備	自主対策設備	
		原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制	給水制御系 給水系（電動駆動原子炉給水ポンプ） 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系	自主対策設備	

※1：発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に，手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり，重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

※3：制御棒自動挿入は，運転員による操作不要の制御棒挿入機能である。

第 1.1.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/2)

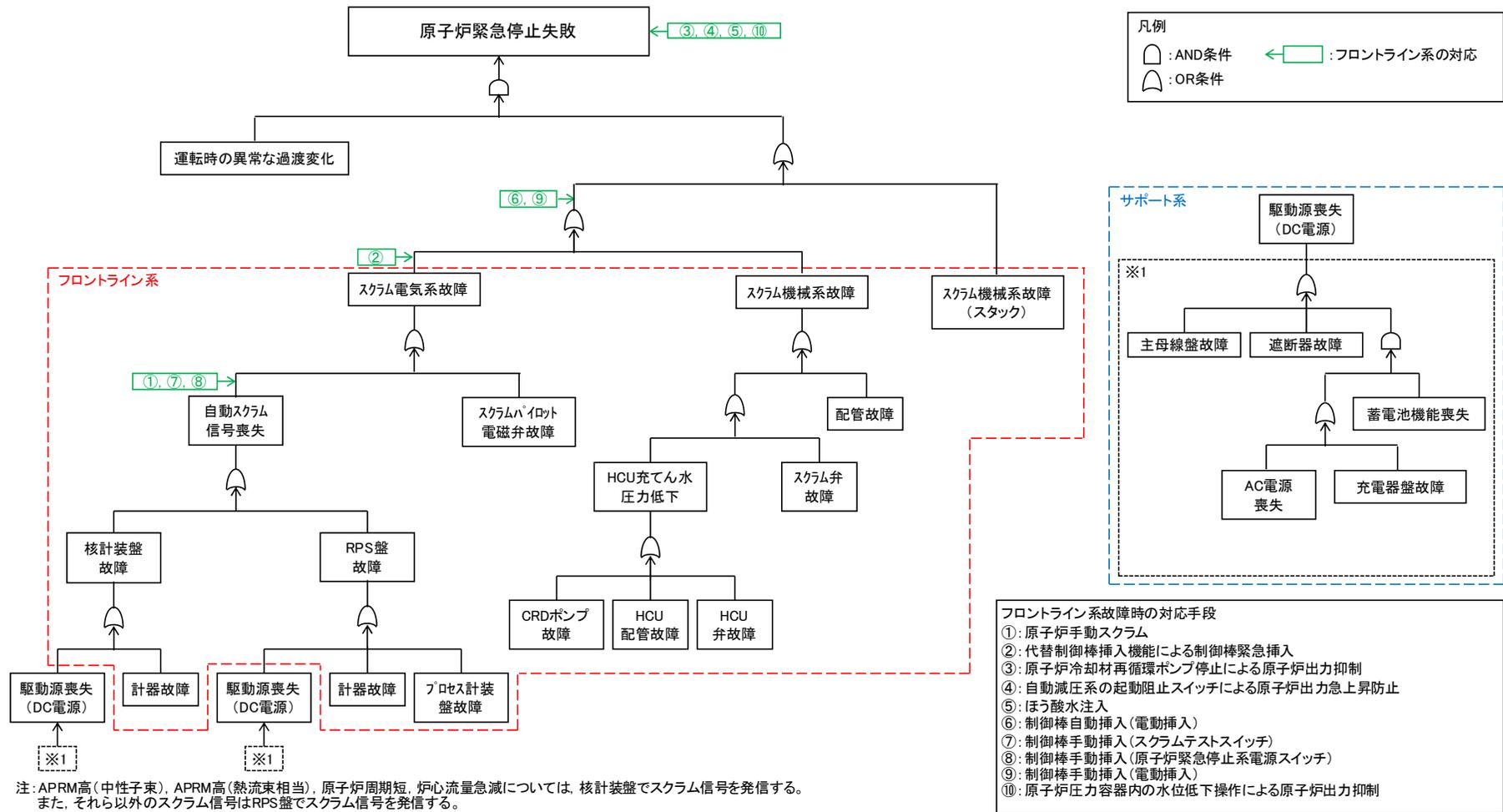
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)EOP「スクラム」(原子炉出力)			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「スクラム」(原子炉出力) 原子炉手動スクラム	判断基準	スクラム発生の有無	スクラム警報
		スクラム要素	原子炉自動スクラムに至るパラメータの変化 ※1
		プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「スクラム」(原子炉出力) 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入 (手動)	操作	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ
			起動領域モニタ

※1：原子炉自動スクラム信号の設定値については、添付資料 1.1.3 参照。

監視計器一覧 (2/2)

対応手段	重大事故等の対応に 必要となる監視項目		監視パラメータ (計器)
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)EOP「反応度制御」			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「反応度制御」 原子炉冷却材再循環ポンプ停止による 原子炉出力抑制 (手動)	判断基準	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
		操作	RIP-ASD 受電遮断器開放状態 原子炉冷却材再循環ポンプ運転状態 原子炉出力
	判断基準	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「反応度制御」 自動減圧系の起動阻止スイッチによる 原子炉出力急上昇防止	操作	ADS 及び SA-ADS 起動阻止状態	ADS 及び SA-ADS 起動阻止状態表示灯
	操作	未臨界の維持又は監視 原子炉冷却材浄化系運転状態	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 ほう酸水注入系タンク液位 原子炉冷却材浄化系隔離弁表示灯
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「反応度制御」 原子炉圧力容器内の水位低下操作による 原子炉出力抑制	操作	原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
		原子炉隔離状態の有無	主蒸気隔離弁開閉表示灯
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 高压炉心注水系 (B) 系統流量 高压炉心注水系 (C) 系統流量
	補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力 原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力 原子炉隔離時冷却系タービン回転速度 高压炉心注水系ポンプ (B) 吐出圧力 高压炉心注水系ポンプ (C) 吐出圧力	
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「反応度制御」 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急 挿入 (手動)	操作	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「反応度制御」 制御棒手動挿入	操作	プラント停止状態	スクラム弁開閉表示 全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ

※1: 原子炉自動スクラム信号の設定値については、添付資料 1.1.3 参照。



第 1.1.1 図 機能喪失原因対策分析

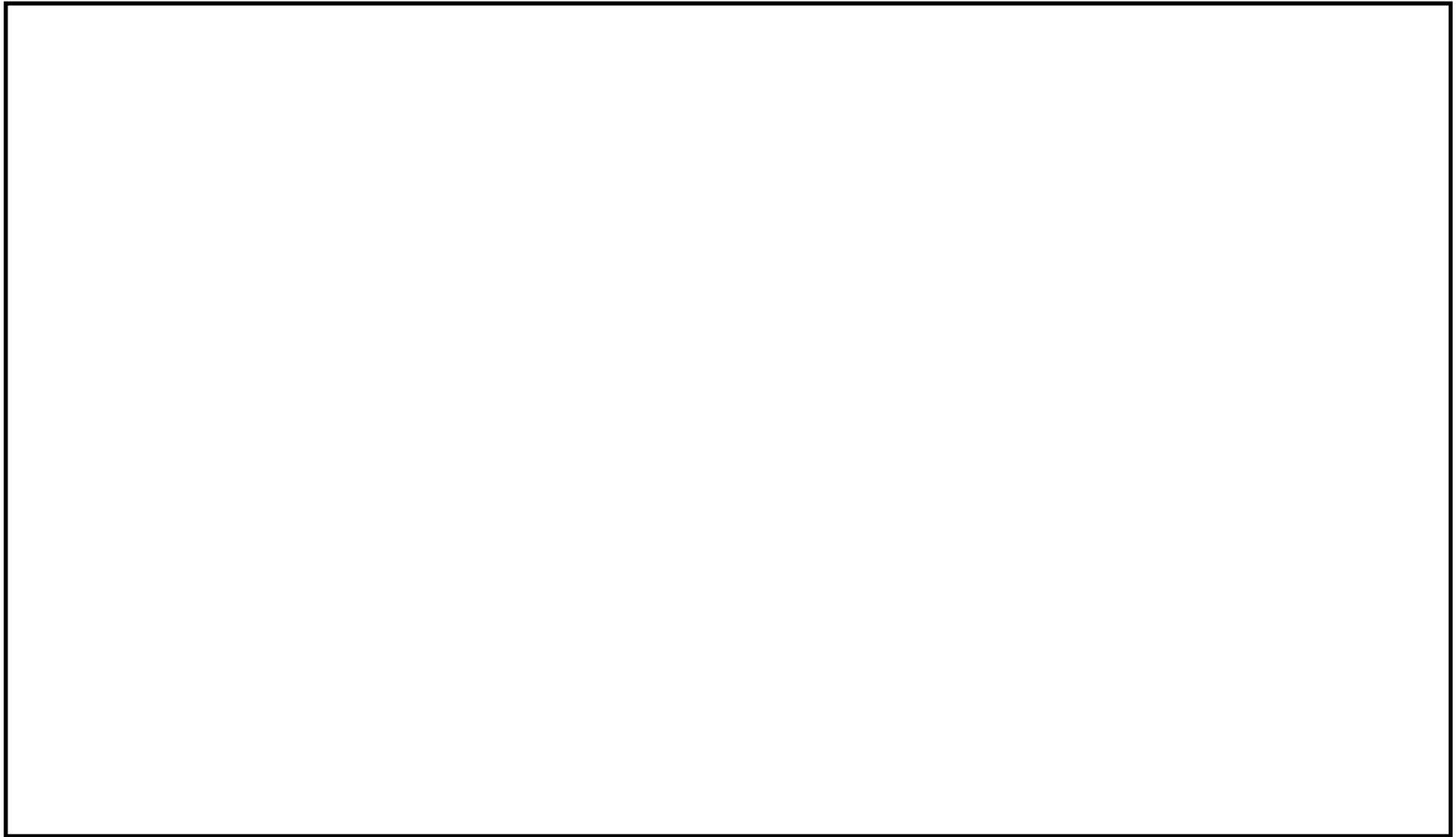
凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

フロントライン系、サポート系の整理、故障の想定・対応手段

故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8		
原子炉緊急停止失敗	運転時の異常な過渡変化 ORIによる原子炉停止機能喪失	スクラム機械系故障(スタック)	配管故障							
			スクラム機械系故障	スクラム弁故障						
				HCU機能喪失	HCU弁故障					
		HCU配管故障								
		スクラム電気系故障	スクラムパイロット電磁弁故障	HCU充てん水圧力低下						
				CRDポンプ故障						
			自動スクラム信号喪失	RPS盤故障	プロセス計装盤故障					
					計器故障					
				核計装盤故障	駆動源喪失(DC電源)					
					計器故障					
		駆動源喪失(DC電源)								

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」をもとに、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

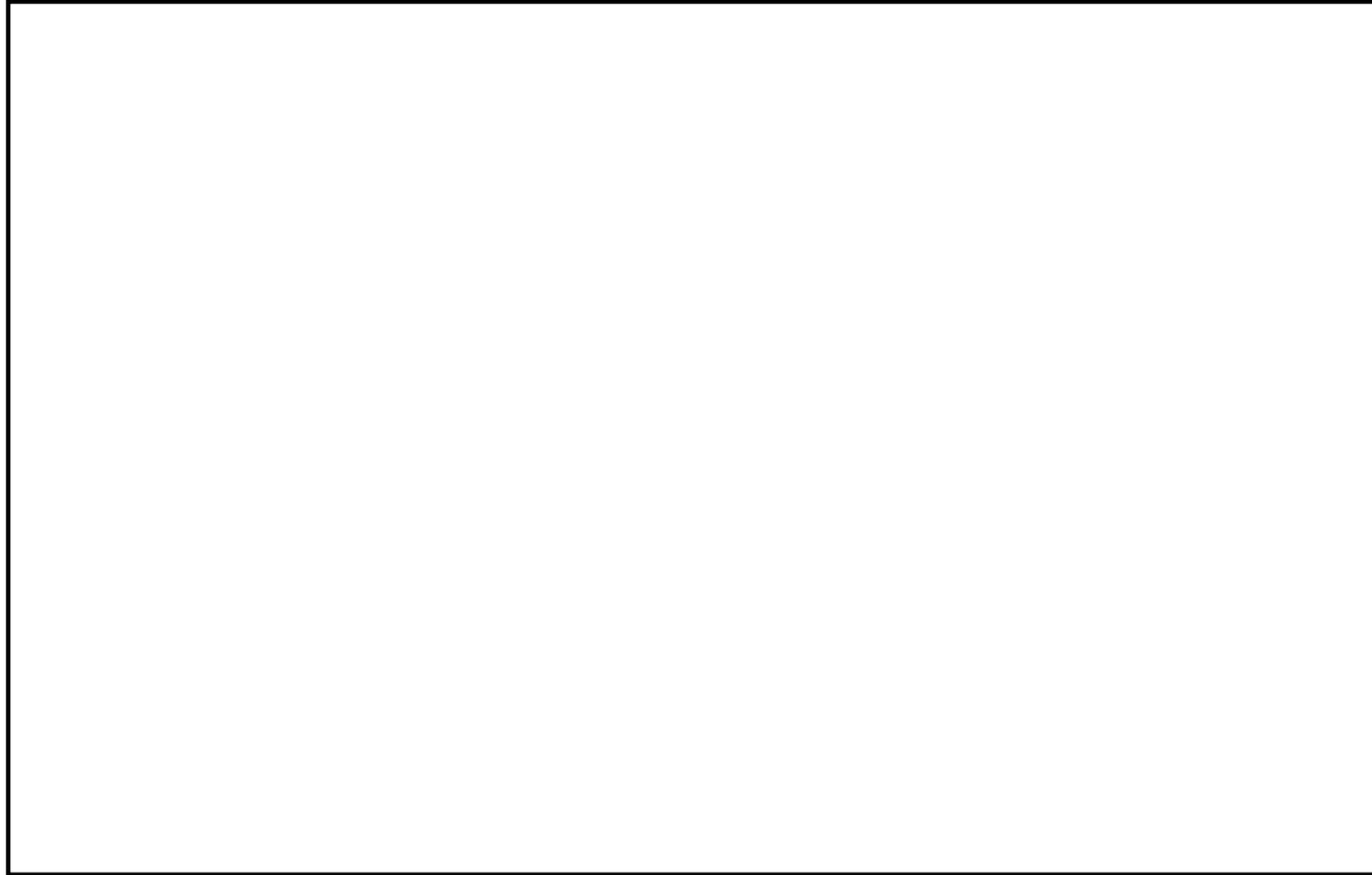
第 1.1.1 図 機能喪失原因対策分析（補足）



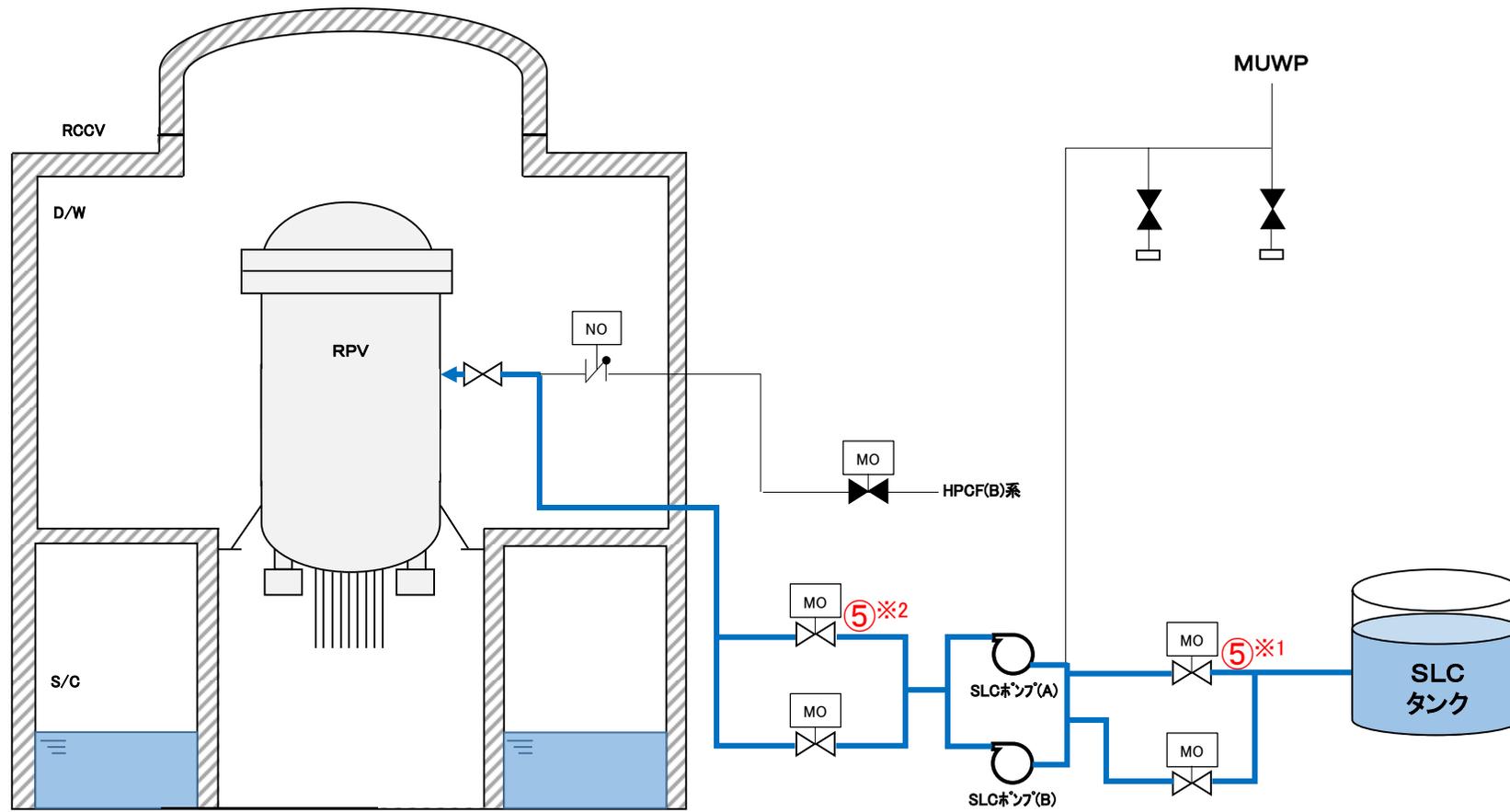
第 1.1.2 図 EOP「スクラム」における発電用原子炉の緊急停止対応フロー

			経過時間(分)															備考				
			1	2	3																	
手順の項目	要員(数)		▽事象発生 60秒 EOP「反応度制御」へ移行																			
EOP「スクラム」	中央制御室運転員A	1	スクラム成否の確認																			
			手動スクラム、手動による代替制御棒挿入																			
			原子炉モードスイッチ「停止」位置切替え																			
			全制御棒全挿入状況確認																			
			制御棒挿入状況確認(制御棒1本又はベアロッド1組よりも多くの制御棒が未挿入)																			
			EOP 原子炉制御「反応度制御」へ移行																			
			→																			

第 1.1.3 図 EOP「スクラム」における発電用原子炉の緊急停止対応 タイムチャート



第 1.1.4 図 EOP「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応フロー



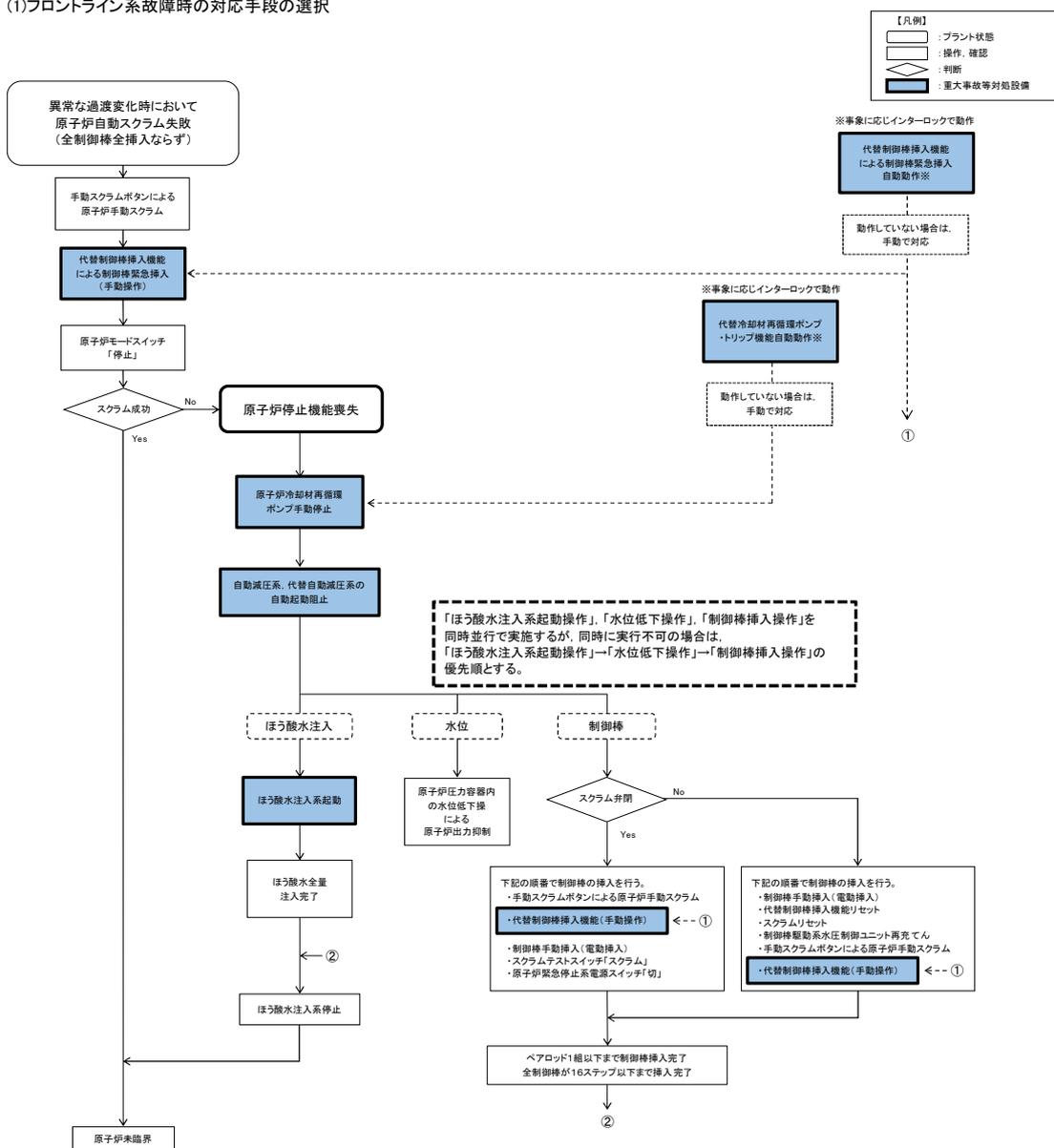
操作手順	弁名称
⑤※1	ほう酸水注入系ポンプ吸込弁
⑤※2	ほう酸水注入系注入弁

第 1.1.5 図 ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入 概要図

		経過時間(分)										備考						
		1	2	6	7	8	9	10										
手順の項目	要員(数)	EOP「スクラム」より導入																
EOP「反応度制御」	中央制御室運転員A	1	原子炉冷却材再循環ポンプ停止															
			自動減圧系、代替自動減圧系の自動起動阻止															
			ほう酸水注入系起動(制御棒をベアロッド1組以下まで若しくは未挿入の制御棒を16ステップ以下まで挿入完了、又はほう酸水全量注入完了まで運転継続)															
			原子炉圧力容器内の水位低下操作(出力3%以下を維持する。維持できない場合は、原子炉水位低(レベル1.5)以上に維持)															
			原子炉手動スクラム															
	中央制御室運転員B	1	手動による代替制御棒挿入															
			制御棒電動挿入(制御棒をベアロッド1組以下まで若しくは16ステップ以下まで挿入完了するまで継続)															
			スクラムテストスイッチによる制御棒手動挿入															
			原子炉緊急停止系電源スイッチによる制御棒電動挿入															

第 1.1.6 図 EOP「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応 タイムチャート

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択



第 1.1.7 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (1/3)

技術的能力審査基準 (1.1)	番号	設置許可基準規則 (44条)	技術基準規則 (59条)	番号
<p>【本文】 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。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、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設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、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設備を施設しなければならない。</p>	⑥
<p>【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ただけ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ただけ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。</p>	-	<p>【解釈】 1 第44条に規定する「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」とは、発電用原子炉が緊急停止していただけ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ただけないことが推定される場合のことをいう。 2 第44条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第59条に規定する「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」とは、発電用原子炉が緊急停止していただけ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ただけないことが推定される場合のことをいう。 2 第59条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	-
<p>(1) 沸騰型原子炉(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。</p>	②	<p>(1) BWR a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路 (ARI) を整備すること。</p>	<p>(1) BWR a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路 (ARI) を整備すること。</p>	⑦
<p>(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。</p>	③	<p>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が発生するおそれがある場合」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を自動で停止させる装置を整備すること。</p>	<p>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が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。</p>	⑧
<p>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。</p>	④	<p>c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。</p>	<p>c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。</p>	⑨
<p>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。</p>	⑤	<p>(2) 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が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。</p>	<p>(2) 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が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。</p>	-
<p>(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。</p>	-	<p>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が発生するおそれがある場合」には、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設備を整備すること。</p>	<p>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が発生するおそれがある場合」には、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設備を整備すること。</p>	-
<p>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。</p>	-			-

※1 発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に、手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2 自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2/3）

 : 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策											
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考						
代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入	ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能） ※2	既設	① ② ⑥ ⑦	原子炉手動スクラム	手動スクラムボタン ※1	常設	1分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照						
	制御棒	既設			原子炉モードスイッチ「停止」 ※1	常設									
	制御棒駆動機構（水圧駆動）	既設			制御棒	常設									
	制御棒駆動系配管	既設			制御棒駆動機構（水圧駆動）	常設									
	制御棒駆動系水圧制御ユニット	既設			制御棒駆動系配管	常設									
	非常用交流電源設備	既設			制御棒駆動系水圧制御ユニット	常設									
	-	-			-	制御棒自動挿入（電動挿入）				ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能） ※2	常設	-	（自動で作動）	-	自主対策とする理由は本文参照
										制御棒	常設				
										制御棒駆動機構（電動駆動）	常設				
				制御棒手動挿入（水圧挿入）		-	-	-	スクラムテストスイッチ	常設	7分	-	1名	自主対策とする理由は本文参照	
									制御棒	常設					
									制御棒駆動機構（水圧駆動）	常設					
									制御棒駆動系配管	常設					
									制御棒駆動系水圧制御ユニット	常設					
									原子炉緊急停止系電源スイッチ	常設					
				制御棒手動挿入（電動挿入）		-	-	-	制御棒	常設	10分	-	1名	自主対策とする理由は本文参照	
									制御棒駆動機構（水圧駆動）	常設					
									制御棒駆動系配管	常設					
									制御棒駆動系水圧制御ユニット	常設					
				制御棒手動挿入（電動挿入）		-	-	-	制御棒操作監視系	常設	-	（2分以内に開始し，継続）	1名	自主対策とする理由は本文参照	
									制御棒	常設					
	制御棒駆動機構（電動駆動）	常設													
	非常用交流電源設備	常設													

※1 発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に、手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2 自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/3)

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

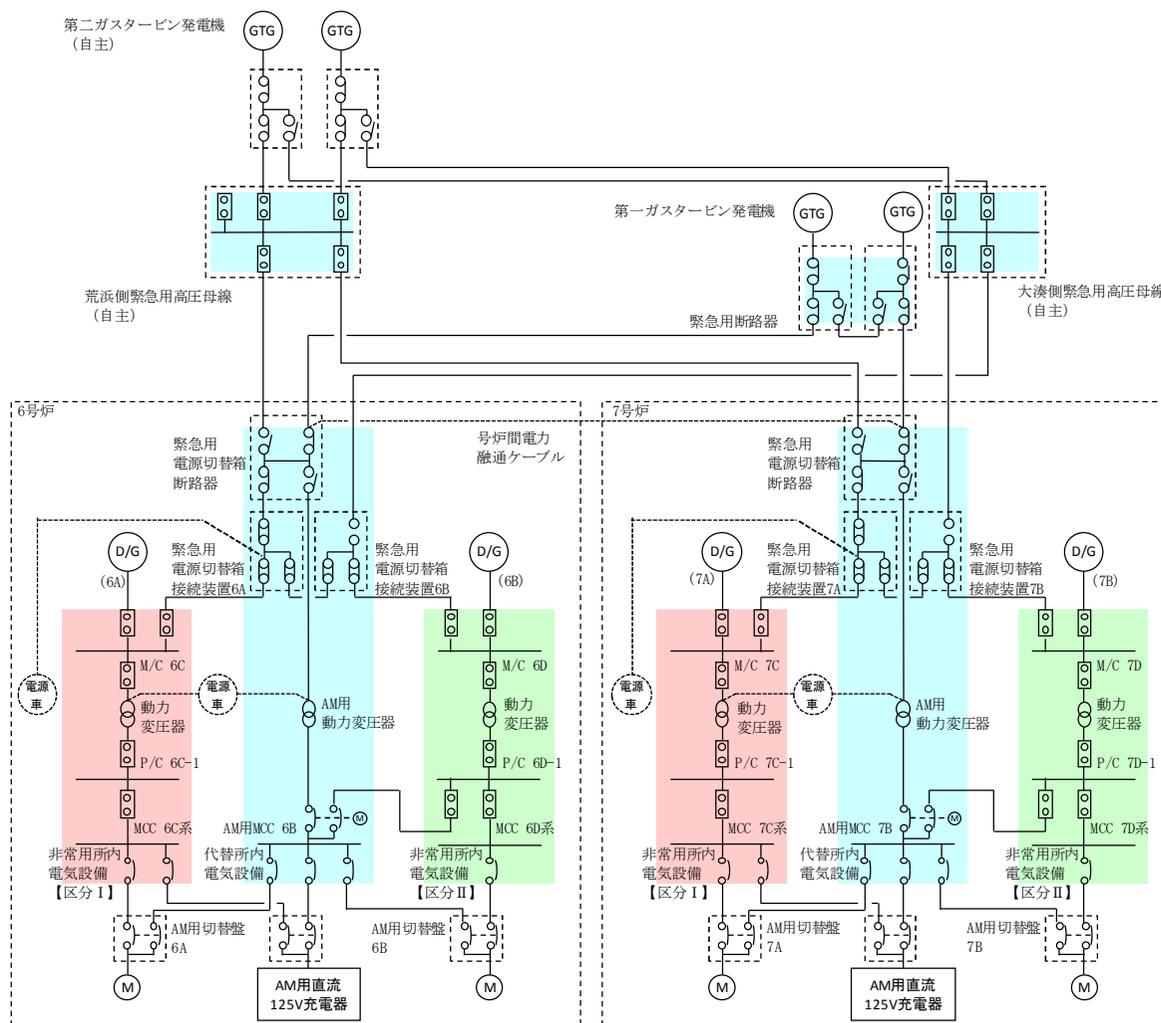
重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策						
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考	
原子炉停止による ポンプ出力抑制	ATWS緩和設備 (代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能) ※2	既設	① ③ ⑥ ⑧	水原子炉 原子炉低圧出力抑制による	給水制御系	常設	-	(1分以内に開始し、継続)	1名	自主対策とする理由は本文参照
	給水系 (電動駆動原子炉給水ポンプ)	常設								
	原子炉隔離時冷却系	常設								
	高圧炉心注水系	常設								
	-	-								
スイッチによる 出力急上昇防止	自動減圧系の起動阻止スイッチ	既設 新設	① ⑥	-	-	-	-	-	-	-
	非常用交流電源設備	既設								
	-	-								
ほう酸水注入	ほう酸水注入系ポンプ	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	-	-	-	-	-	-	-
	ほう酸水注入系貯蔵タンク	既設								
	ほう酸水注入系配管・弁	既設								
	高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ	既設								
	原子炉圧力容器	既設								
	非常用交流電源設備	既設								

※1 発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に、手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2 自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.1.2

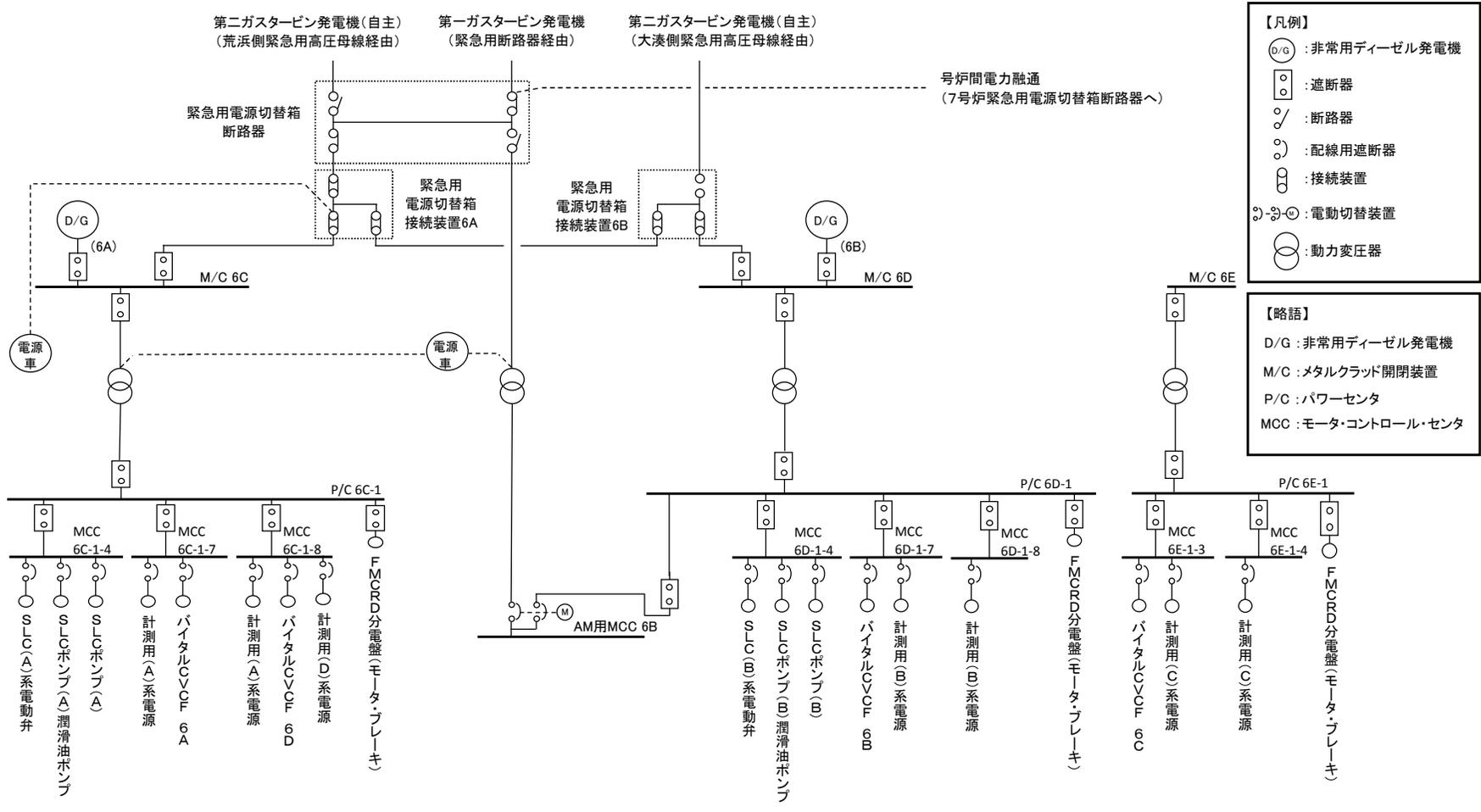


※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

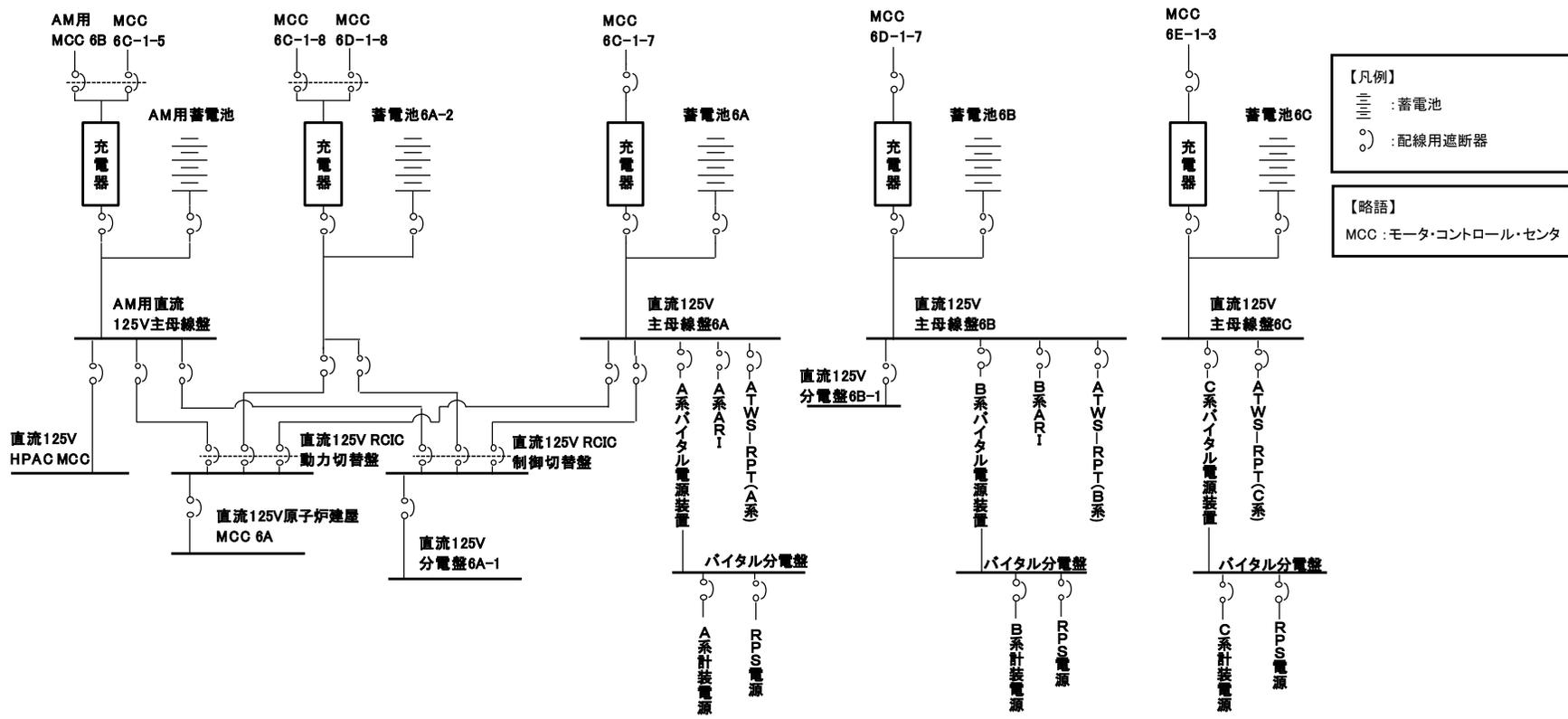
- 【凡例】
- GTG : ガスタービン発電機
 - D/G : 非常用ディーゼル発電機
 - : 遮断器
 - : 断路器
 - : 配線用遮断器
 - : 接続装置
 - : 電動切替装置
 - : 切替装置

- 【略語】
- D/G : 非常用ディーゼル発電機
 - M/C : メタルクラッド開閉装置
 - P/C : パワーセンタ
 - MCC : モータ・コントロール・センタ

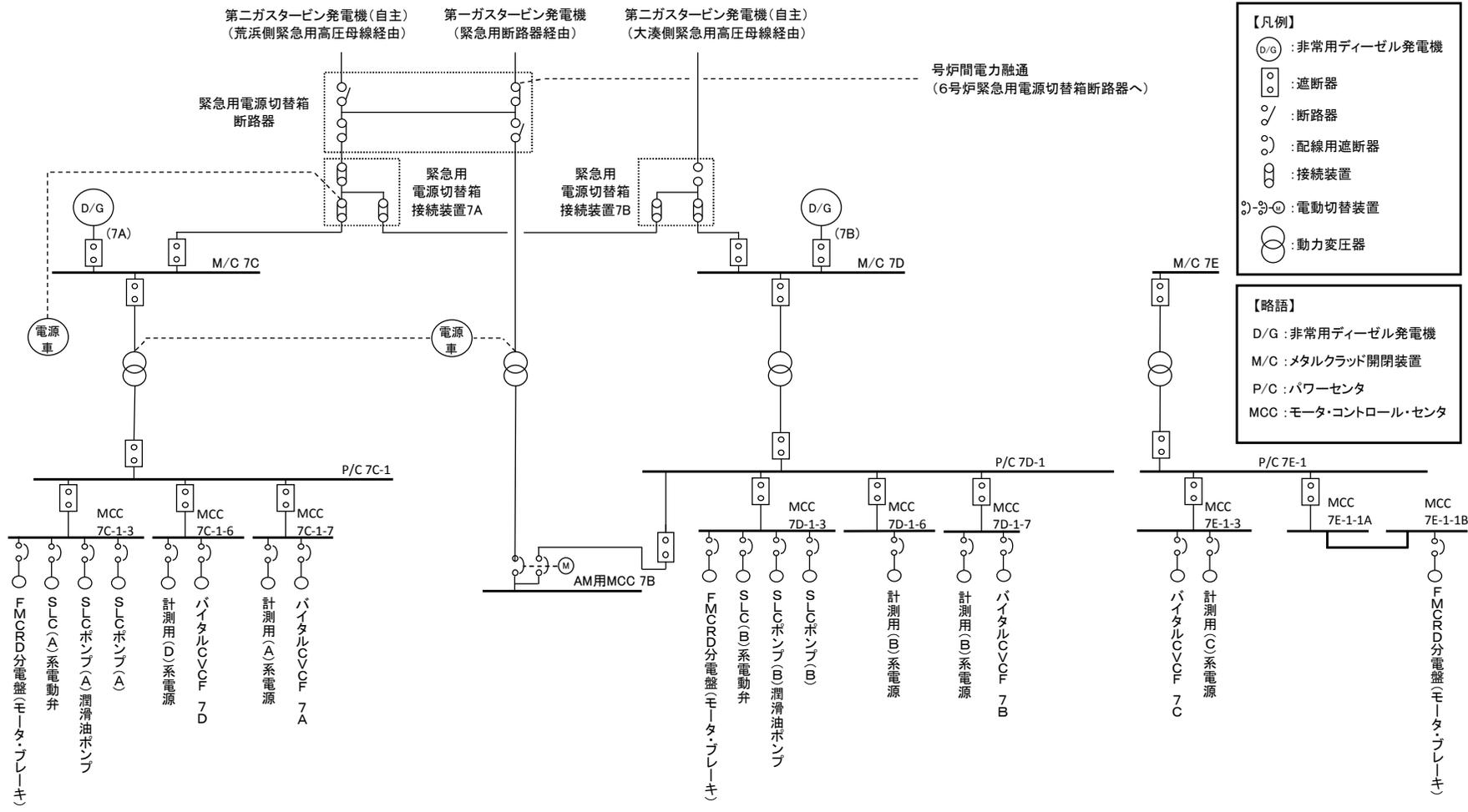
第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



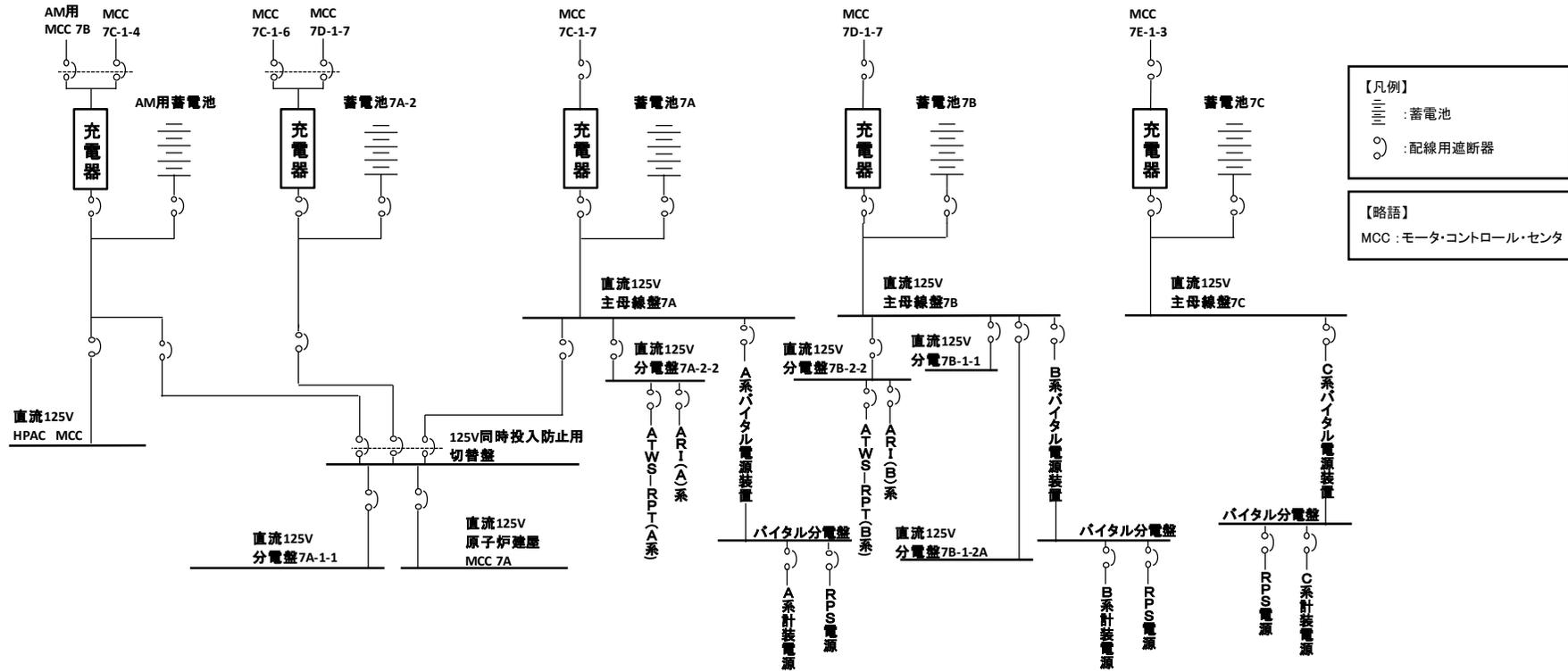
第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



第3図 6号炉 電源構成図 (直流電源)

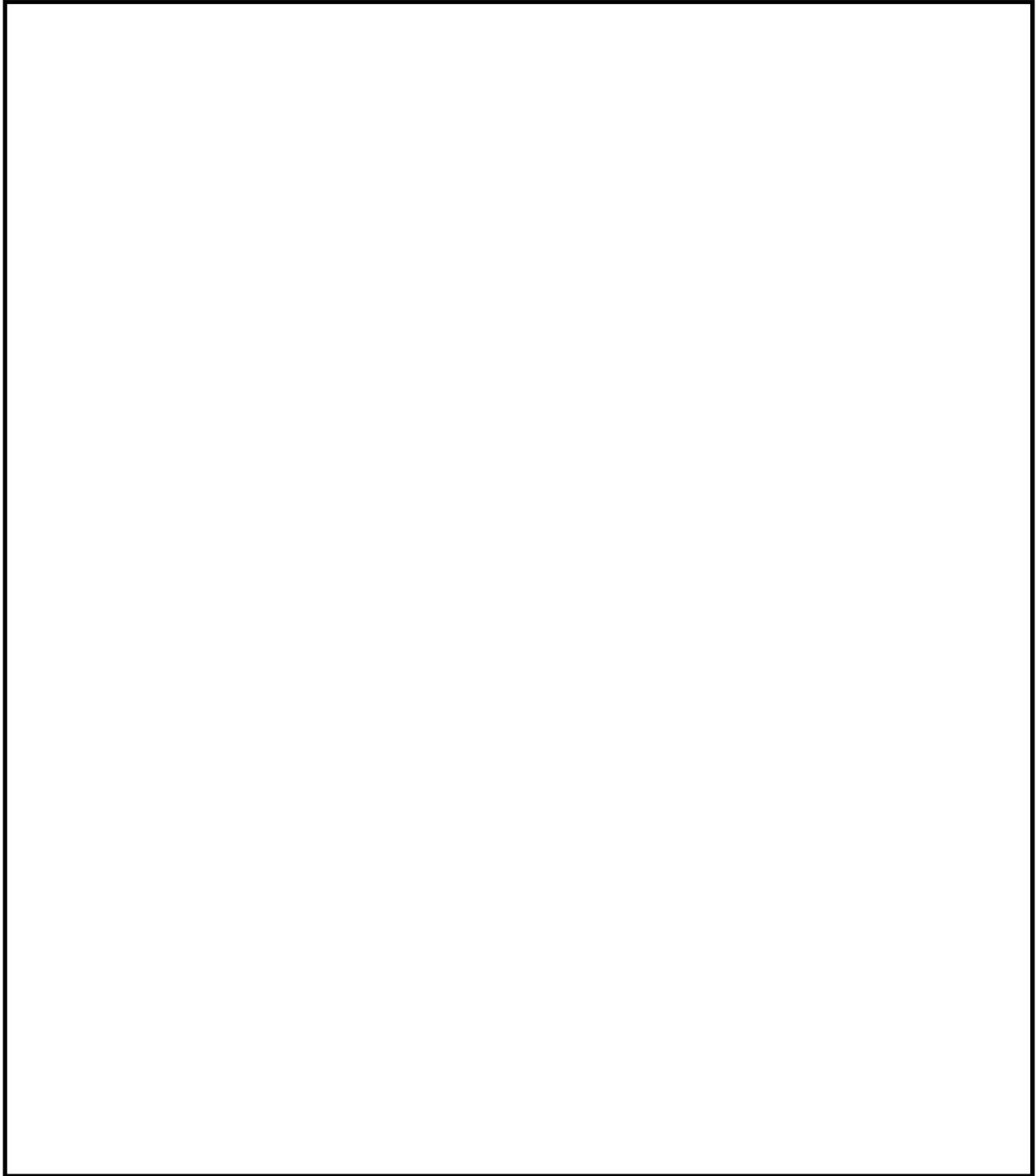


第4図 7号炉 電源構成図 (交流電源)



第5図 7号炉 電源構成図 (直流電源)

原子炉自動スクラム設定値リスト



解釈一覧
 操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容	解釈
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(2)EOP「反応度制御」	ほう酸水注入系タンク液位指示値の低下	ほう酸水注入系タンク液位指示値が容量換算で <input type="checkbox"/> 以下
		ほう酸水の全量注入完了	ほう酸水注入系タンク液位指示値が容量換算で <input type="checkbox"/>

各号炉の弁番号及び弁名称一覧

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
ほう酸水注入系ポンプ吸込弁	C41-M0-F001A/B	SLCポンプ吸込弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	C41-M0-F001A/B	SLCポンプ吸込弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
ほう酸水注入系注入弁	C41-M0-F006A/B	ほう酸水注入弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	C41-M0-F006A/B	SLCほう酸水注入弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)

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

< 目 次 >

1.2.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却

(b) 復旧

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備

(a) 重大事故等の進展抑制

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 手順等

1.2.2 重大事故等時の手順

1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水
 - a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動
 - b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動
 - (2) 重大事故等時の対応手段の選択
- 1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順
- (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水
 - a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動
 - (2) 復旧
 - a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
 - b. 可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
 - c. 直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電
 - (3) 重大事故等時の対応手段の選択
- 1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順
- (1) 重大事故等の進展抑制
 - a. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水
 - b. 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水
 - c. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水
 - (2) 重大事故等時の対応手段の選択
- 1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順
- (1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水
 - (2) 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水
- 1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料 1.2.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.2.2 対応手順として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.2.3 重大事故対策の成立性

1. 現場手動操作による高圧代替注水系起動
2. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動
3. 現場手動操作による高圧代替注水系又は原子炉
隔離時冷却系起動における可搬式原子炉水位計
接続
4. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう
酸水注入及び注水

添付資料 1.2.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 各号炉の弁番号及び弁名称一覧

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

【要求事項】

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

【解釈】

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

(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（RCIC）若しくは非常用復水器（BWRの場合）又はタービン動補助給水ポンプ（PWRの場合）（以下「RCIC等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。

a) 可搬型重大事故防止設備

i) 現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等）を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記（1）b）i）の人力による措置が容易に行える場合を除く。

b) 現場操作

- i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC 等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。

※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。

c) 監視及び制御

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

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

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

(2) 復旧

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

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

(3) 重大事故等の進展抑制

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

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、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、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による冷却機能である。

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において、発電用原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第 1.2.1 図）。

また、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を監視及び制御する対応手段及び重大事故等対処設備、重大事故等の進展を抑制するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{※1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により，技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく，設置許可基準規則第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，自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心注水系が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 高圧炉心注水系配管・弁
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 直流 125V 蓄電池 A
- ・ 直流 125V 充電器 A

また，上記直流 125V 充電器 A への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・非常用交流電源設備

高圧炉心注水系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・高圧炉心注水系ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・サプレッション・チェンバ
- ・高圧炉心注水系配管・弁・ストレーナ・スパージャ
- ・復水補給水系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・非常用交流電源設備

機能喪失原因対策分析の結果，フロントライン系故障として，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の故障を想定する。また，サポート系故障として，全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失を想定する。

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

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順に

ついでの関係を図 1.2.1 表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却

設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。

中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。

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

i. 高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却

中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧代替注水系ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁

- ・ 高圧代替注水系（注水系）配管・弁
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 高圧炉心注水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ）
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 可搬型直流電源設備

また，上記常設代替直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備

なお，6号炉の注水配管は直接給水系に接続するが，7号炉の注水配管は残留熱除去系配管を経由して給水系に接続する。

ii. 高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却

現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧代替注水系ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁

- ・主蒸気系配管・弁
- ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・高圧代替注水系（注水系）配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ）
- ・給水系配管・弁・スパーージャ
- ・原子炉圧力容器

なお、6号炉の注水配管は直接給水系に接続するが、7号炉の注水配管は残留熱除去系配管を経由して給水系に接続する。

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

高圧代替注水系の中央制御室からの操作及び現場操作による発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち、高圧代替注水系ポンプ、復水貯蔵槽、高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁、主蒸気系配管・弁、原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁、高圧代替注水系（注水系）配管・弁、復水補給水系配管・弁、高圧炉心注水系配管・弁、残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ）、給水系配管・弁・スパーージャ、原子炉圧力容器、常設代替直流電源設備、可搬型直流電源設備、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設

備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料 1.2.1)

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。

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

- ・ 第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための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) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却

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

る。

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

i．原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却

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

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・サプレッション・チェンバ
- ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・主蒸気系配管・弁
- ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・復水補給水系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器

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

手段がある。

排水設備による排水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 水中ポンプ
- ・ ホース
- ・ 仮設発電機
- ・ 燃料補給設備

(b) 復旧

全交流動力電源が喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内蓄電式直流電源設備により給電している場合は，所内蓄電式直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に代替交流電源設備，可搬型直流電源設備及び直流給電車により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保する手段がある。

i. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

常設代替交流電源設備，第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を受電し，原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁

- ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・復水補給水系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・所内蓄電式直流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

なお、代替交流電源設備へ燃料を補給し、復水貯蔵槽へ水を補給することにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

ii. 可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

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

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・サプレッション・チェンバ

- ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・主蒸気系配管・弁
- ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・復水補給水系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・所内蓄電式直流電源設備
- ・可搬型直流電源設備

なお，可搬型直流電源設備へ燃料を補給し，復水貯蔵槽へ水を補給することにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

iii. 直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電

直流給電車により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・サプレッション・チェンバ
- ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁

- ・主蒸気系配管・弁
- ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・復水補給水系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・給水系配管・弁・スパーージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・所内蓄電式直流電源設備
- ・直流給電車及び電源車

なお，直流給電車へ接続する電源車へ燃料を補給し，復水貯蔵槽へ水を補給することにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち，復水貯蔵槽，サブプレッション・チェンバ及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備として位置付ける。また，原子炉隔離時冷却系ポンプ，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ，復水補給水系配管・弁，高圧炉心注水系配管・弁及び給水系配管・弁・スパーージャは重大事故等対処設備（設計基準拡

張)として位置付ける。

復旧にて使用する設備のうち、復水貯蔵槽，サプレッション・チェンバ，原子炉圧力容器，所内蓄電式直流電源設備，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，原子炉隔離時冷却系ポンプ，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ，復水補給水系配管・弁，高圧炉心注水系配管・弁及び給水系配管・弁・スパーージャは重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

(添付資料 1.2.1)

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

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

- ・排水設備

排水を行わなかった場合においても，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウ

ンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することができるが，排水が可能であれば原子炉隔離時冷却系の運転継続時間を延長できることから，原子炉隔離時冷却系の機能を維持する手段として有効である。

- ・ 第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが，常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから，健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・ 直流給電車

給電開始までに時間を要するが，給電が可能であれば原子炉隔離時冷却系の運転に必要な直流電源を確保できることから，発電用原子炉を冷却するための直流電源を確保する手段として有効である。

- c. 監視及び制御

- (a) 監視及び制御

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

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

る。

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

監視及び制御に使用する設備（監視計器）は以下のとおり。

高圧代替注水系（中央制御室起動時）の監視計器

- ・ 原子炉水位（狭帯域，広帯域，燃料域，SA）
- ・ 原子炉圧力
- ・ 原子炉圧力（SA）
- ・ 高圧代替注水系系統流量
- ・ 復水貯蔵槽水位
- ・ 復水貯蔵槽水位（SA）

高圧代替注水系（現場起動時）の監視計器

- ・ 原子炉水位（狭帯域，広帯域，燃料域，SA）
- ・ 可搬式原子炉水位計
- ・ 高圧代替注水系ポンプ吐出圧力
- ・ 高圧代替注水系タービン入口圧力
- ・ 高圧代替注水系タービン排気圧力
- ・ 高圧代替注水系ポンプ吸込圧力

原子炉隔離時冷却系（現場起動時）の監視計器

- ・ 原子炉水位（狭帯域，広帯域，燃料域，SA）
- ・ 可搬式原子炉水位計
- ・ 原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力
- ・可搬型回転計

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

監視及び制御にて使用する設備のうち，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA），原子炉圧力，原子炉圧力（SA），高圧代替注水系系統流量及び復水貯蔵槽水位（SA）は重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの選定した設備は，審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料 1.2.1）

以上の重大事故等対処設備を用いて原子炉圧力容器内の水位及び高圧代替注水系の作動状況を監視することにより，発電用原子炉を冷却するために必要な監視及び制御ができる。

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

- ・原子炉水位（狭帯域），復水貯蔵槽水位，高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系の現場起動時に使用する現場監視計器

高圧代替注水系の操作盤は中央制御室裏盤に設置されており，高圧代替注水系を中央制御室裏盤から起動した際は，中央制御室表盤に設置されている原子炉水

位（狭帯域）及び復水貯蔵槽水位は監視に適さないが，複数の計器で監視する手段としては有効である。なお，高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系の現場起動時に使用する現場監視計器は，中央制御室での監視はできないため重大事故等対処設備としては位置付けていないが，耐震性は有しており，現場起動時に原子炉圧力容器内の水位の監視及び制御を行う手段として有効である。

d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備

(a) 重大事故等の進展抑制

高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器内の水位が維持できない場合は，重大事故等の進展を抑制するため，ほう酸水注入系，制御棒駆動系及び高圧炉心注水系により原子炉圧力容器へ注水する手段がある。

i. ほう酸水注入系による進展抑制

ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源としたほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を実施する。

さらに，復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系貯蔵タンクに水を補給することで，ほう酸水注入系貯蔵タンクを使用したほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水を継続する。

また，復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系テ

ストタンクに水を補給することで、ほう酸水注入系テストタンクを使用したほう酸水注入系による原子炉压力容器への注水も可能である。

ほう酸水注入系により原子炉压力容器へほう酸水を注入する設備及び注水する設備は以下のとおり。

- ・ほう酸水注入系ポンプ
- ・ほう酸水注入系貯蔵タンク
- ・ほう酸水注入系テストタンク
- ・ほう酸水注入系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ
- ・復水補給水系
- ・消火系
- ・純水補給水系
- ・原子炉压力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

ii. 制御棒駆動系による進展抑制

復水貯蔵槽を水源とした制御棒駆動系による原子炉压力容器への注水を実施する。

制御棒駆動系により原子炉压力容器へ注水する設備は以下のとおり。

- ・制御棒駆動水ポンプ
- ・復水貯蔵槽

- ・制御棒駆動系配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備

iii. 高圧炉心注水系緊急注水による進展抑制

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで高圧炉心注水系を一定時間運転し、復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への緊急注水を実施する。

高圧炉心注水系により原子炉圧力容器へ緊急注水する設備は以下のとおり。

- ・高圧炉心注水系ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ
- ・復水補給水系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

ほう酸水注入系による進展抑制で使用する設備のうち、ほう酸水注入系ポンプ、ほう酸水注入系貯蔵タンク、ほう

酸水注入系配管・弁， 高圧炉心注水系配管・弁・スパー
ジャ， 原子炉圧力容器， 常設代替交流電源設備及び可搬型代
替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの選定した設備は， 審査基準及び基準規則に要求
される設備が全て網羅されている。

(添付資料 1.2.1)

以上の重大事故等対処設備により， 原子炉冷却材圧力バ
ウンダリ高圧時における注水機能が喪失した場合において
も， 重大事故等の進展を抑制することができる。

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

- ・ ほう酸水注入系（原子炉圧力容器へ注水する場合）

発電用原子炉を冷却するための十分な注水量が確保
できず， 加えてほう酸水注入系貯蔵タンク及びほう酸
水注入系テストタンクへの補給ラインの耐震性が確保
されていないが， 復水補給水系等を水源としてほう酸
水注入系貯蔵タンク又はほう酸水注入系テストタンク
に水を補給することができれば， ほう酸水注入系によ
る原子炉圧力容器への注水が可能となることから， 原
子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時における重大事故等
の進展を抑制する手段として有効である。

- ・ 制御棒駆動系

発電用原子炉を冷却するための十分な注水量が確保
できず， 加えて耐震性が確保されていないが， 原子炉

冷却材圧力バウンダリ高圧時における重大事故等の進展を抑制する手段として有効である。

- ・ 高圧炉心注水系

モータの冷却水がない状態での運転となるため運転時間に制限があり，十分な期間の運転継続はできないが，原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時における重大事故等の進展を抑制する手段として有効である。

- ・ 第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが，常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから，健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- e. 手順等

上記「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」及び「d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下「EOP」という。），AM 設備別操作手順書及び多様なハザード対応手順に定める（第 1.2.1 表）。

また，重大事故等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）。
(添付資料 1.2.2)

1.2.2 重大事故等時の手順

1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水

a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

給水・復水系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が故障により使用できない場合は，中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し，復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

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

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

(a) 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

(b) 操作手順

中央制御室からの高圧代替注水系起動手順の概要は以下

のとおり。手順の対応フローを第1.2.2図及び第1.2.3図に、概要図を第1.2.4図に、タイムチャートを第1.2.5図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に中央制御室からの高圧代替注水系起動の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員A及びBは、中央制御室からの高圧代替注水系起動に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

③中央制御室運転員A及びBは、中央制御室からの高圧代替注水系起動の系統構成として、高圧代替注水系注入弁の全開操作を実施し、当直副長に中央制御室からの高圧代替注水系起動の準備完了を報告する。

なお、高圧代替注水系の駆動蒸気を確保するため原子炉隔離時冷却系の駆動蒸気ラインを隔離する必要がある場合は、原子炉隔離時冷却系過酷事故時蒸気止め弁を全閉とする。

④当直副長は、中央制御室運転員に中央制御室からの高圧代替注水系起動及び原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑤中央制御室運転員A及びBは、高圧代替注水系タービン止め弁を全開操作することにより高圧代替注水系を起動し、原子炉圧力容器への注水を開始する。

⑥中央制御室運転員A及びBは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを高圧代替注水系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し当直副

長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水開始まで15分以内で可能である。

b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

給水・復水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が故障により使用できない場合において、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し、復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持するように原子炉水位（狭帯域、広帯域、燃料域、SA）及び可搬式原子炉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。

原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については

「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で，中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合。

(b) 操作手順

現場手動操作による高圧代替注水系起動手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2.2図及び第1.2.3図に，概要図を第1.2.4図に，タイムチャートを第1.2.6図に示す。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に現場手動操作による高圧代替注水系起動の準備開始を指示する。
- ②現場運転員E及びFは，原子炉圧力容器内の水位を確認するため，原子炉建屋地上1階北西通路（管理区域）の可搬式原子炉水位計の接続を実施し，当直副長に原子炉圧力容器内の水位を報告する。
- ③現場運転員C及びDは，高圧代替注水系の駆動蒸気圧力が確保されていることを原子炉建屋地下3階原子炉隔離時冷却系ポンプ室（管理区域）の原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が規定値以上であることにより確認する。

④現場運転員C及びDは、現場手動操作による高圧代替注水系起動の系統構成として、高圧代替注水系注入弁を現場操作のハンドルにて全開操作し、当直副長に高圧代替注水系現場起動による原子炉压力容器への注水の準備完了を報告する。

なお、高圧代替注水系の駆動蒸気を確保するため原子炉隔離時冷却系の駆動蒸気ラインを隔離する必要がある場合は、原子炉隔離時冷却系過酷事故時蒸気止め弁を全閉とする。

⑤当直副長は、現場運転員に現場手動操作による高圧代替注水系起動及び原子炉压力容器への注水開始を指示する。また、中央制御室運転員に原子炉压力容器内の水位の監視を指示する。

⑥現場運転員C及びDは、高圧代替注水系タービン止め弁を現場操作のハンドルにて全開操作することにより高圧代替注水系を起動し、原子炉压力容器への注水を開始する。また、原子炉建屋地下2階高圧代替注水系ポンプ室（管理区域）の現場監視計器により高圧代替注水系の作動状況を確認し、現場運転員E及びFに作動状況に異常がないことを報告する。

⑦現場運転員E及びFは、原子炉压力容器への注水が開始されたことを原子炉建屋地上1階北西通路（管理区域）の可搬式原子炉水位計指示値の上昇により確認し、作動状況に異常がないことを当直副長に報告するとともに、高圧代替注水系タービン止め弁を現場操作のハンドルにて操作することにより原子炉水位低

(レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で原子炉圧力容器内の水位を制御する。なお、可搬式原子炉水位計による監視ができない場合は、中央制御室運転員の指示に基づき、原子炉圧力容器内の水位を制御する。

⑧中央制御室運転員Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。

⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水開始まで約40分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.2.3-1, 1.2.3-3)

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2.18図に示す。

給水・復水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子

炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系が故障により使用できない場合は、中央制御室からの操作により高压代替注水系を起動し原子炉压力容器へ注水する。

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

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

1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順

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

a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系による原子炉压力容器への注水ができず、中央制御室からの操作及び現場での人力による弁の操作により高压代替注水系を起動できない場合、又は高压代替注水系により原子炉压力容器内の水位を維持できない場合は、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、復水貯蔵槽を水源とした原子炉压力容器への注水を実施する。

なお、発電用原子炉を冷却するために原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持するように原子炉水位（狭帯域、広帯域、燃料域、SA）及び可搬式原子炉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。

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

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

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により中央制御室からの操作による原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系での原子炉圧力容器への注水ができない場合において、中央制御室からの操作及び現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）以上に維持できない場合。

(b) 操作手順

現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.2.2 図及び第 1.2.3 図に、概要図を第 1.2.7 図、第 1.2.8 図に、タイム

チャートを第 1.2.9 図に示す。

[現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動（運転員操作）]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長の依頼に基づき、緊急時対策本部に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動にて発生する排水の処理を依頼する。
- ③現場運転員E及びFは、原子炉圧力容器内の水位を確認するため、原子炉建屋地下1階北西通路（管理区域）の可搬式原子炉水位計の接続を実施し、当直副長に原子炉圧力容器内の水位を報告する。
- ④現場運転員C及びDは、原子炉隔離時冷却系の駆動蒸気圧力が確保されていることを原子炉建屋地下3階原子炉隔離時冷却系ポンプ室（管理区域）の原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が規定値以上であることにより確認する。
- ⑤現場運転員C及びDは、原子炉隔離時冷却系タービン及びポンプに使用している潤滑油冷却器の冷却水を確保するため、原子炉隔離時冷却系冷却水ライン止め弁、原子炉隔離時冷却系真空タンクドレン弁、原子炉隔離時冷却系真空タンク水位検出配管ドレン弁及び原子炉隔離時冷却系セパレータドレン弁の全開操作を実施し、当直副長に原子炉隔離時冷却系の冷却水確保完了を報告する。

- ⑥現場運転員C及びDは、現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の系統構成として、原子炉隔離時冷却系注入弁を現場操作用のハンドルにて全開操作するとともに、原子炉隔離時冷却系タービングランド部からの蒸気漏えいに備え防護具（酸素呼吸器及び耐熱服）を装着（現場運転員E及びFはこれを補助する）し、当直副長に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の準備完了を報告する。
- ⑦当直副長は、現場運転員に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動及び原子炉圧力容器への注水開始を指示する。また、中央制御室運転員に原子炉圧力容器内の水位の監視を指示する。
- ⑧現場運転員C及びDは、原子炉隔離時冷却系タービン止め弁を現場操作用のハンドルにて徐々に開操作することにより原子炉隔離時冷却系を起動し、原子炉隔離時冷却系タービンの回転数を可搬型回転計にて確認しながら規定回転数に調整する。また、原子炉建屋地下3階原子炉隔離時冷却系ポンプ室（管理区域）の現場監視計器により原子炉隔離時冷却系の作動状況を確認し、現場運転員E及びFに作動状況に異常がないことを報告する。
- ⑨現場運転員E及びFは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを原子炉建屋地下1階北西通路（管理区域）の可搬式原子炉水位計指示値の上昇により確認し、作動状況に異常がないことを当直副長に報告するとともに、原子炉隔離時冷却系過酷事故時蒸気止め弁

を現場操作用のハンドルにて操作することにより原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で原子炉圧力容器内の水位を制御する。なお、可搬式原子炉水位計による監視ができない場合は、中央制御室運転員の指示に基づき、原子炉圧力容器内の水位を制御する。

- ⑩中央制御室運転員Aは、原子炉圧力容器への注水が始まったことを原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。
- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

[原子炉隔離時冷却系排水処理（緊急時対策要員操作）]

- ①緊急時対策本部は、緊急時対策要員に排水処理を指示する。
- ②緊急時対策要員は、排水処理に必要な発電機、制御盤、水中ポンプ、電源ケーブル、ホース及びホース用吐出弁（吊り具含む）の準備を行い、6号及び7号炉サービス建屋屋外入口まで移動する。
- ③緊急時対策要員は、防護扉を開放する。
- ④緊急時対策要員は、防護扉手前に発電機を設置、6号及び7号炉廃棄物処理建屋地上1階（管理区域）に制御盤を設置、原子炉建屋地下3階残留熱除去系ポンプ室(A)内（管理区域）の高電導度廃液系サンプ(A)に水中ポンプを設置、6号及び7号炉コントロール建屋地上1

階（管理区域）に電源ケーブル及びホースを搬入する。

- ⑤ 緊急時対策要員は，発電機－制御盤間及び制御盤－水中ポンプ間の電源ケーブルを敷設し，制御盤及び水中ポンプ各端子へ電源ケーブルを接続する。
- ⑥ 緊急時対策要員は，原子炉建屋地下3階残留熱除去系(A)ポンプ室水密扉及び高電導度廃液系サンプ(D)室扉を開放し固縛する。
- ⑦ 緊急時対策要員は，水中ポンプの吐出側にホースを接続し，接続したホースを原子炉建屋地下3階高電導度廃液系サンプ(D)室内（管理区域）の高電導度廃液系サンプ(D)まで敷設する。また，吐出口にホース用吐出弁を取付け固縛する。
- ⑧ 緊急時対策要員は，発電機を起動させるため，発電機本体から起動操作を行い発電機を起動させる。
- ⑨ 緊急時対策要員は，水中ポンプを起動させるため，制御盤から起動操作を行い水中ポンプを起動させ，高電導度廃液系サンプ(D)へ送水を開始する。
- ⑩ 緊急時対策要員は，水中ポンプの運転状態を制御盤の状態表示にて確認する。
- ⑪ 緊急時対策要員は，排水処理を開始したことを緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員1名，

現場運転員4名及び緊急時対策要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水開始まで約90分、緊急時対策要員による排水処理開始まで約180分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具（酸素呼吸器及び耐熱服）、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

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

（添付資料1.2.3-2, 1.2.3-3）

（2）復旧

a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内蓄電式直流電源設備の蓄電池（直流125V蓄電池A、直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池）が枯渇する前に常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を受電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して

原子炉圧力容器へ注水する。

なお、全交流動力電源の喪失により残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が機能喪失している場合、原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水が必要な間は原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵槽とする。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流125V蓄電池A、直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備が使用可能な場合。

(b) 操作手順

代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(c) 操作の成立性

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

b. 可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内蓄電式直流電源設備の蓄電池（直

流125V蓄電池A，直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池）が枯渇する前に可搬型直流電源設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉压力容器へ注水する。

なお，全交流動力電源の喪失により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が機能喪失している場合，原子炉隔離時冷却系による原子炉压力容器への注水が必要な間は原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵槽とする。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時，原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流125V蓄電池A，直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で，代替交流電源設備により直流電源を確保できない場合。

(b) 操作手順

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

(c) 操作の成立性

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

c. 直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電

全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内蓄電式直流電源設備の蓄電池（直流125V蓄電池A、直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池）が枯渇する前に直流給電車により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。

なお、全交流動力電源の喪失により残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が機能喪失している場合、原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水が必要な間は原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵槽とする。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流125V蓄電池A、直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備により直流電源を確保できない場合。

(b) 操作手順

直流給電車に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(c) 操作の成立性

直流給電車に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保

に関する手順等」にて整理する。

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2.18図に示す。

a. 全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合の対応

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

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

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

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

b. 全交流動力電源のみ喪失した場合の対応

全交流動力電源が喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内蓄電式直流電源設備により

給電している場合は，所内蓄電式直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に常設代替交流電源設備，第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を受電し，原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。

代替交流電源設備による給電ができない場合は，可搬型直流電源設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。

代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備による給電ができない場合は，直流給電車により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。

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

1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順

(1) 重大事故等の進展抑制

- a. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水

高圧炉心注水系の機能喪失時又は全交流動力電源喪失時において，高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は，ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源としたほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を実施

する。

さらに、復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系貯蔵タンクに補給することで、ほう酸水注入系貯蔵タンクを使用したほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水を継続する。

また、復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系テストタンクに補給することで、ほう酸水注入系テストタンクを使用したほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水も可能である。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であり、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で、ほう酸水注入系が使用可能な場合。

(b) 操作手順

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.10図に、タイムチャートを第1.2.11図に示す。

[ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入]

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入の準備開始を指示する。

②現場運転員E及びFは、ほう酸水注入系による原子炉圧

力容器へのほう酸水注入に必要なポンプ及び電動弁の電源の受電操作を実施する。

- ③中央制御室運転員A及びBは，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入に必要なポンプ及び電動弁の電源が確保されたこと並びに監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機又は電源車の負荷容量確認を依頼し，ほう酸水注入系が使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは，ほう酸水注入系ポンプの吸込圧力を確保するため，復水移送ポンプが運転中であり，復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは，ほう酸水注入系ポンプ(A)又は(B)の起動操作（ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「ポンプA」位置（B系を起動する場合は「ポンプB」位置）にすることで，ほう酸水注入系ポンプ吸込弁及びほう酸水注入系注入弁が全開となり，ほう酸水注入系ポンプが起動し，原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施する。
- ⑦現場運転員C及びDは，原子炉建屋地上3階ほう酸水注入系貯蔵タンク室（管理区域）にて，原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始されたことをほう酸水タンク液位指示値の低下により確認し，当直副長に報告する。

[ほう酸水注入系貯蔵タンクを使用した原子炉圧力容器への継続注水]

- ⑧当直副長は、原子炉圧力容器への継続注水が必要と判断した場合は、運転員にほう酸水注入系による原子炉圧力容器への継続注水の準備開始を指示する。

※ [ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入] の準備と併せて実施する。

- ⑨現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系貯蔵タンクを使用した原子炉圧力容器への継続注水の系統構成として、ホースを接続（復水補給水系～純水補給水系の間）し、復水補給水系積算計出口ドレン弁、復水補給水系積算計出口ベントライン接続口止め弁、純水補給水系ほう酸水注入系ポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁及び純水補給水系MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁の全開操作を実施する。

- ⑩現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系封水供給弁及びほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁の全閉並びにほう酸水注入系ほう酸水貯蔵タンク補給水元弁の全開操作実施後、当直副長にほう酸水注入系貯蔵タンクを使用した原子炉圧力容器への継続注水の準備完了を報告する。

- ⑪当直副長は、運転員にほう酸水注入系貯蔵タンクを使用した原子炉圧力容器への継続注水の開始を指示する。

- ⑫現場操作員C及びDは、ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁を調整開とし、ほう酸水注入系貯蔵タンクに補給する。
- ⑬現場運転員C及びDは、復水移送ポンプの水源確保として、復水移送ポンプ吸込ラインの切替え操作（復水補給水系常/非常用連絡1次，2次止め弁の全開操作）を実施する。
- ⑭当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

[ほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉圧力容器への注水]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ②現場運転員E及びFは、ほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ及び電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ及び電動弁の電源が確保されたこと並びに監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機又は電源車の負荷容量確認を依頼し、ほう酸水注

入系が使用可能か確認する。

- ⑤中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系ポンプ吸込圧力確保のため、復水移送ポンプが運転中であり、復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑥現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉圧力容器への注水の系統構成として、ホースを接続（復水補給水系～純水補給水系の間）し、復水補給水系積算計出口ドレン弁、復水補給水系積算計出口ベントライン接続口止め弁、純水補給水系ほう酸水注入系ポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁及び純水補給水系MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁の全開操作を実施する。
- ⑦現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系封水供給弁及びほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁の全閉並びにほう酸水注入系テストタンク出口弁の全開操作完了後、当直副長にほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉圧力容器への注水の準備完了を報告する。
- ⑧当直副長は、運転員にほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。
- ⑨現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系注入弁(A)又は(B)の全開操作を実施した後、ほう酸水注入ポンプ(A)又は(B)を起動する。原子炉建屋地上3階ほう酸水注入系貯蔵タンク室（管理区域）にて、ほう酸水注入ポンプ出口圧力指示値の上昇を確認後、速やかにほう酸水

注入系テストタンク純水供給元弁を調整開とし、ほう酸水注入系テストタンクに補給する。

⑩中央制御室運転員A及びBは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを原子炉水位指示値及び復水貯蔵槽水位指示値により確認し、当直副長に報告する。

⑪現場運転員C及びDは、復水移送ポンプの水源確保として、復水移送ポンプ吸込ラインの切替え操作（復水補給水系常/非常用連絡1次，2次止め弁の全開操作）を実施する。

⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作のうち、ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉圧力容器へのほう酸水注入開始まで約20分で可能である。

さらに、復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系貯蔵タンクに補給し、原子炉圧力容器へ継続注水する場合は、1ユニット当たり現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉圧力容器への継続注水準備完了まで約65分で可能である。

また、復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系テストタンクに補給し、原子炉圧力容器へ注水する場合は、1

ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員4名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから原子炉圧力容器への注水開始まで約75分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.2.3-4）

b. 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水

高圧炉心注水系の機能喪失時又は全交流動力電源喪失時において，高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は，原子炉補機冷却系により冷却水を確保し，復水貯蔵槽を水源とした制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態であり，高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で，制御棒駆動系が使用可能な場合。

(b) 操作手順

制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2.2図及び第

1.2.3図に、概要図を第1.2.12図に、タイムチャートを第1.2.13図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、制御棒駆動系の起動に必要なポンプ、監視計器の電源及び冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、制御棒駆動系が使用可能か確認する。
- ④当直副長は、中央制御室運転員に制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、制御棒駆動水ポンプ(A)の起動操作を実施し、制御棒駆動水ポンプ(A)が起動したことを確認する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを制御棒駆動系系統流量指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。
- ⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合、作業開始

を判断してから制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水開始まで約20分で可能である。

c. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水

全交流動力電源喪失時において、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により高圧炉心注水系の電源を確保することで高圧炉心注水系を冷却水がない状態で一定時間運転し、復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への緊急注水を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態であり、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備による非常用高圧母線D系への給電が可能となった場合。

(b) 操作手順

高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2.2図及び第1.2.3図に、概要図を第1.2.14図に、タイムチャートを第1.2.15図に示す。

※高圧炉心注水系ポンプを冷却水がない状態で運転する場合の許容時間が定められており、高圧炉心注水系が

ンプ起動から運転許容時間を経過する前に停止し、高圧炉心注水系の機能を温存させる。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に高圧炉心注水系による原子炉压力容器への緊急注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、高圧炉心注水系による原子炉压力容器への緊急注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、高圧炉心注水系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、高圧炉心注水系ポンプ(B)の起動操作を実施し、高圧炉心注水系ポンプ(B)吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認するとともに、当直副長に高圧炉心注水系による原子炉压力容器への緊急注水の準備完了を報告する。
- ⑤当直副長は、中央制御室運転員に高圧炉心注水系による原子炉压力容器への緊急注水の開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、高圧炉心注水系注入弁(B)を全開として原子炉压力容器への緊急注水を開始する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、原子炉压力容器への緊急注水が開始されたことを原子炉水位指示値の上昇及び高圧炉心注水系(B)系統流量指示値の上昇により確認

し、当直副長に報告する。

⑧当直副長は、高圧炉心注水系ポンプの運転許可時間を経過する前に、中央制御室運転員に高圧炉心注水系ポンプ(B)を停止するよう指示する。

⑨中央制御室運転員A及びBは、高圧炉心注水系注入弁(B)を全閉とし、高圧炉心注水系ポンプ(B)を停止する。

⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水開始まで約25分で可能である。

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2.18図に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は、常設代替交流電源設備等により非常用高圧母線の電源を確保し、高圧炉心注水系が健全であれば、高圧炉心注水系を冷却水がない状態で一定時間運転（緊急注水）することで重大事故等の進展を抑制する。高圧炉心注水系が使用できない場合は、原子炉補機冷

却系により冷却水を確保できれば制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水を実施する。原子炉補機冷却系により冷却水を確保できない場合，又は常設代替交流電源等により非常用高圧母線の電源が確保できず，可搬型代替交流電源設備により電源を確保した場合は，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水を実施する。制御棒駆動系及びほう酸水注入系は発電用原子炉を冷却するには十分な注水量を確保できないが，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，重大事故等の進展抑制として使用する。

なお，ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へ注水する際の水源は，通常時の補給にて使用する純水補給水系が使用できない場合は，復水補給水系又は消火系から補給する。

1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水

原子炉隔離時冷却系が健全な場合は，自動起動信号（原子炉水位低（レベル2若しくはレベル1.5）又はドライウエル圧力高）による作動，又は中央制御室からの手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し，復水貯蔵槽又はサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

原子炉隔離時冷却系の第一水源は復水貯蔵槽であり，LOCA信号（原子炉水位低（レベル1.5）又はドライウエル圧力高）かつサプレッション・チェンバ・プールの水位高信号の入力により第二水源であるサプレッション・チェンバに自動で切り替わる。残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却

モード) が機能喪失している場合、サプレッション・チェンバ・プール水の温度が上昇することを考慮し、原子炉隔離時冷却系の確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵槽に手動で切り替える。

いずれの切替えにおいても、運転中の原子炉隔離時冷却系を停止することなく水源切替えが可能である。

なお、事前にサプレッション・チェンバ・プール水の温度が原子炉隔離時冷却系の設計温度を超えると想定された場合は、原子炉隔離時冷却系の水源切替スイッチを「CSP」位置にすることで、原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵槽に保持する。

a. 手順着手の判断基準

給水・復水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

b. 操作手順

原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.2.16 図に示す。

[原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル2若しくはレベル1.5）又はドライウエル圧力高）によ

り原子炉隔離時冷却系タービン止め弁，原子炉隔離時冷却系注入弁及び原子炉隔離時冷却系冷却水ライン止め弁が全開し，原子炉隔離時冷却系が起動したことを確認する。

③中央制御室運転員A及びBは，原子炉圧力容器への注水が始まったことを原子炉隔離時冷却系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し当直副長に報告するとともに，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

[原子炉隔離時冷却系の水源切替え（サブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽の場合）]

①当直副長は，中央制御室運転員にサブプレッション・チェンバ・プール水の温度が原子炉隔離時冷却系の設計温度を超える前に原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ切り替え，その後の原子炉隔離時冷却系の運転状態に異常がないことを確認するよう指示する。

②中央制御室運転員A及びBは，原子炉隔離時冷却系の水源切替スイッチを「CSP」位置にすることで，原子炉隔離時冷却系復水貯蔵槽側吸込弁が全開，その後，原子炉隔離時冷却系サブプレッション・チェンバ・プール側吸込隔離弁が全閉し，水源がサブプレッション・チェ

ンバから復水貯蔵槽へ切り替わることを確認する。また、水源切替え後における原子炉隔離時冷却系の運転状態に異常がないことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて操作を実施する。操作スイッチによる中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(2) 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水

高圧炉心注水系が健全な場合は、自動起動信号（原子炉水位低（レベル1.5）又はドライウエル圧力高）による作動、又は中央制御室からの手動操作により高圧炉心注水系を起動し、復水貯蔵槽又はサブプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

高圧炉心注水系の第一水源は復水貯蔵槽であり、サブプレッション・チェンバ・プールの水位高信号の入力により第二水源であるサブプレッション・チェンバに自動で切り替わる。残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が機能喪失している場合、サブプレッション・チェンバ・プール水の温度が上昇することを考慮し、高圧炉心注水系の確実な運転継続を確保する観点から、高圧炉心注水系の水源を復水貯蔵槽に手動で切り替える。

いずれの切替えにおいても、運転中の高圧炉心注水系を停止することなく水源切替えが可能である。

なお、事前にサプレッション・チェンバ・プール水の温度が高圧炉心注水系の設計温度を超えると想定された場合は、高圧炉心注水系の水源切替スイッチを「CSP」位置にすることで、高圧炉心注水系の水源を復水貯蔵槽に保持する。

a. 手順着手の判断基準

給水・復水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉压力容器への注水ができず、原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

b. 操作手順

高圧炉心注水系による原子炉压力容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.17図に示す。

[高圧炉心注水系による原子炉压力容器への注水]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に高圧炉心注水系による原子炉压力容器への注水開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル1.5）又はドライウエル圧力高）により高圧炉心注水系ポンプが起動し、高圧炉心注水系注入弁が全開となったことを確認する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、原子炉压力容器への注水が開始されたことを高圧炉心注水系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し当直副長に報告するとともに、原子炉压力容器内の水位を原

子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

- ④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

[高圧炉心注水系の水源切替え（サブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽の場合）]

- ①当直副長は，中央制御室運転員にサブプレッション・チェンバ・プール水の温度が高圧炉心注水系の設計温度を超える前に高圧炉心注水系の水源をサブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ切り替え，その後の高圧炉心注水系の運転状態に異常がないことを確認するよう指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは，高圧炉心注水系の水源切替スイッチを「CSP」位置にすることで，高圧炉心注水系復水貯蔵槽側吸込弁が全開，その後，高圧炉心注水系サブプレッション・チェンバ・プール側吸込隔離弁が全閉し，水源がサブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ切り替わることを確認する。また，水源切替え後における高圧炉心注水系の運転状態に異常がないことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて操作を実施する。操作スイッチに

よる中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

高圧代替注水系，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系ポンプ，ほう酸水注入系ポンプ，制御棒駆動水ポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備，第二代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備への燃料補給手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

復水貯蔵槽への水の補給手順については「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。

原子炉水位の監視又は推定に係る計装設備に関する手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

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

対応手段，対処設備，手順書一覧（1/6）

（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	—	原子炉隔離時冷却系による 発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ ストレーナ 復水補給水系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 非常用交流電源設備 ※1	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等
			復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 直流 125V 蓄電池 A 直流 125V 充電器 A	重大事故等 対処設備	
			高圧炉心注水系ポンプ 高圧炉心注水系配管・弁・ストレーナ・ス パージャ 復水補給水系配管・弁 原子炉補機冷却系 非常用交流電源設備 ※1	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	
		復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器	重大事故等 対処設備		

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/6）

（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	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系	高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 復水補給水系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ） 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 ※1 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1	重大事故等対処設備
			第二代替交流電源設備 ※1	自主対策設備
		高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 復水補給水系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ） 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備
				事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「HPAC 現場起動」

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (3/6)

(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	対処設備	手順書		
サポート系故障時	全交流動力電源 常設直流電源系統	原子炉隔離時冷却系 による発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ ストレーナ 復水補給水系配管・弁 高压炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「RCIC 現場起動」 多様なハザード対応手順 「RCIC 現場起動（排水処理）」	
			復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉压力容器	重大事故等 対処設備		
			水中ポンプ ホース 仮設発電機 燃料補給設備 ※1	自主対策 設備		
	全交流動力電源	代替交流電源設備による 原子炉隔離時冷却系への給電	原子炉隔離時冷却系ポンプ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ ストレーナ 復水補給水系配管・弁 高压炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)		— ※1
			復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉压力容器 所内蓄電式直流電源設備 ※1 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1	重大事故等 対処設備		
			第二代替交流電源設備 ※1	自主対策 設備		
全交流動力電源	可搬型直流電源設備による 原子炉隔離時冷却系への給電	原子炉隔離時冷却系ポンプ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ ストレーナ 復水補給水系配管・弁 高压炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)			
		復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉压力容器 所内蓄電式直流電源設備 ※1 可搬型直流電源設備 ※1	重大事故等 対処設備			

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4/6）

（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	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源	原子炉隔離時冷却系への給電 直流給電車による	原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ ストレーナ 復水補給水系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 所内蓄電式直流電源設備 ※1 直流給電車及び電源車 ※1	自主対策設備	－ ※1

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5/6）

（監視及び制御）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書	
監視及び制御	—	高圧代替注水系（中央制御室起動時） の監視計器	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等
			原子炉水位（狭帯域） 復水貯蔵槽水位	自主対策設備	
		高圧代替注水系（現場起動時） の監視計器	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA）	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 「HPAC現場起動」
			原子炉水位（狭帯域） 可搬式原子炉水位計 高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 高圧代替注水系タービン入口圧力 高圧代替注水系タービン排気圧力 高圧代替注水系ポンプ吸込圧力	自主対策設備	
		原子炉隔離時冷却系（現場起動時） の監視計器	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA）	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 「RCIC現場起動」
			原子炉水位（狭帯域） 可搬式原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力 可搬型回転計	自主対策設備	

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6/6）

（重大事故等の進展抑制）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
重大事故等の進展抑制	—	進展抑制（ほう酸水注入によるほう酸水注入系による）	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 「SLCポンプによる原子炉注水」
			第二代替交流電源設備 ※1	自主対策設備	
		進展抑制（注水）	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系テストタンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ 復水補給水系 消火系 純水補給水系 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ※1 第二代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1	自主対策設備	
		制御棒駆動系による進展抑制	制御棒駆動水ポンプ 復水貯蔵槽 制御棒駆動系配管・弁 復水補給水系配管・弁 原子炉压力容器 原子炉補機冷却系 常設代替交流電源設備 ※1 第二代替交流電源設備 ※1	自主対策設備	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 「CRDによる原子炉注水」
		高圧炉心注水系緊急注水による進展抑制	高圧炉心注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ 復水補給水系配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ※1 第二代替交流電源設備 ※1	自主対策設備	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 「HPCF緊急注水」

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 1.2.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/5)

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)		
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水				
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等	判断基準	電源	AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	
		原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量	
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
	事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「HPAC 現場起動」	判断基準	電源	AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
			原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
			水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)
操作		原子炉圧力容器内の水位	可搬式原子炉水位計	
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力 高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 高圧代替注水系タービン入口圧力 高圧代替注水系タービン排気圧力 高圧代替注水系ポンプ吸込圧力	
1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水				
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「RCIC 現場起動」 多様なハザード対応手順 「RCIC 現場起動 (排水処理)」		判断基準	電源	直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 充電器盤 A-2 蓄電池電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
			原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
	水源の確保		復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	可搬式原子炉水位計	
		補機監視機能	可搬型回転計 原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力	

監視計器一覧 (2/5)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ (計器)	
1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順 (1) 重大事故等の進展抑制				
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「SLC ポンプによる原子炉注水」	判断基準	電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) ろ過水タンク水位 純水タンク水位	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	
		補機監視機能	ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ (A) 吐出圧力 復水移送ポンプ (B) 吐出圧力 復水移送ポンプ (C) 吐出圧力	
	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「CRD による原子炉注水」	判断基準	電源	M/C C 電圧 P/C C-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧
			原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
			補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量
水源の確保			復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
操作		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	
		原子炉圧力容器への注水量	制御棒駆動系系統流量	
		補機監視機能	制御棒駆動系充てん水ライン圧力	
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	

監視計器一覧 (3/5)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順 (1) 重大事故等の進展抑制		
事故時運転転作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「HPCF 緊急注水」	判断基準	電源 M/C D 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)
	操作	原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器への注水流量 高压炉心注水系 (B) 系統流量
		補機監視機能 高压炉心注水系ポンプ (B) 吐出圧力
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)

監視計器一覧 (4/5)

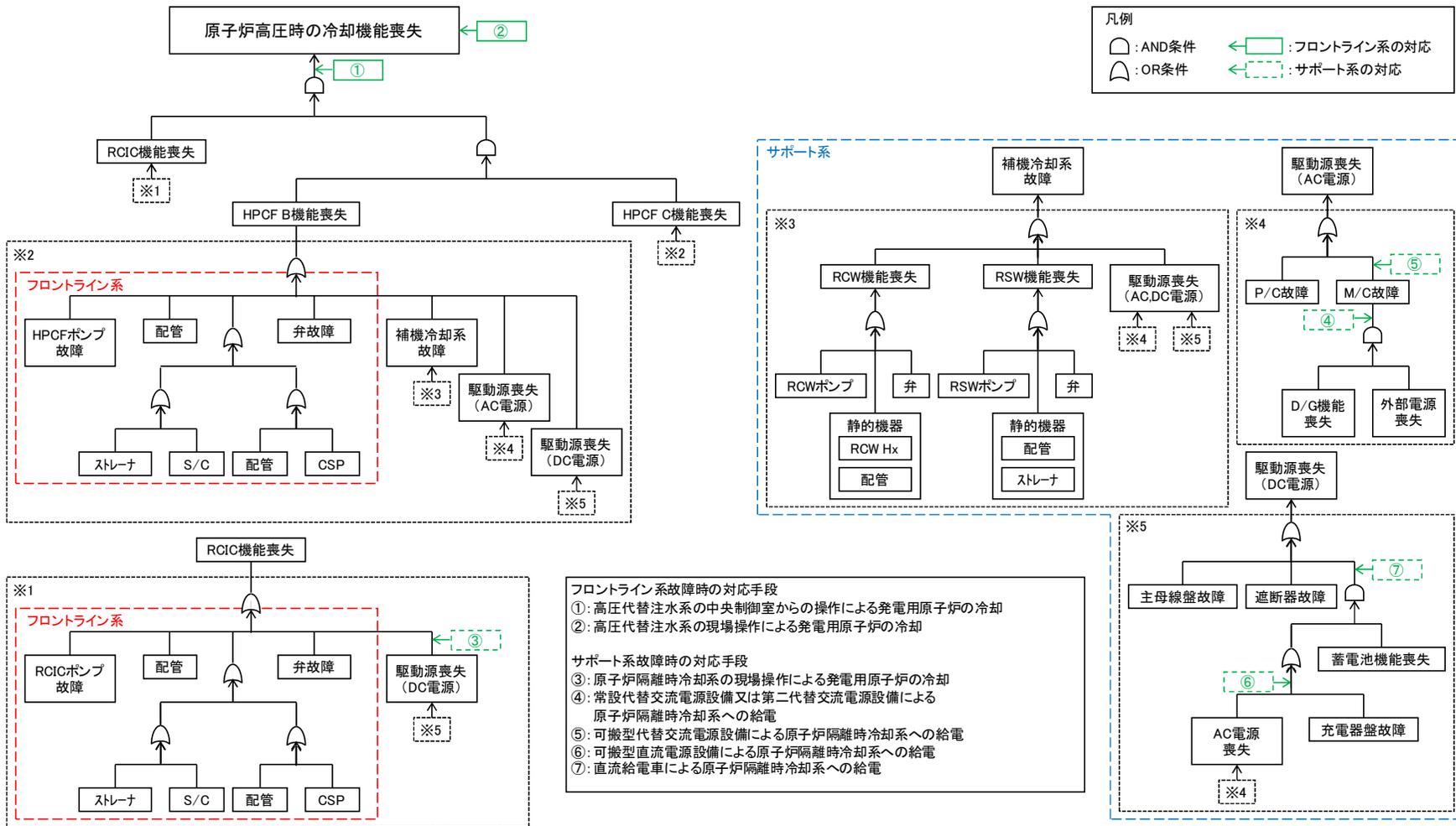
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.2.2.4 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1)原子炉隔離時冷却系による原子炉压力容器への注水			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等	判断 基準	電源	直流 125V 主母線盤 A 電圧
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) サブプレッション・チェンバ・プール水位
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉压力容器への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力 原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力 原子炉隔離時冷却系タービン回転速度
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) サブプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧(5/5)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.2.2.4 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (2) 高压炉心注水系による原子炉压力容器への注水		
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等	判断基準	電源 M/C D 電圧 M/C E 電圧 P/C D-1 電圧 P/C E-1 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 主母線盤 C 電圧
		原子炉压力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) サプレッション・チェンバ・プール水位
	操作	原子炉压力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉压力容器への注水量 高压炉心注水系 (B) 系統流量 高压炉心注水系 (C) 系統流量
		補機監視機能 高压炉心注水系ポンプ (B) 吐出圧力 高压炉心注水系ポンプ (C) 吐出圧力
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) サプレッション・チェンバ・プール水位

第 1.2.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	<p>高圧代替注水系弁</p>	<p>常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備</p> <p>AM 用直流 125V</p>
	<p>原子炉隔離時冷却系弁</p>	<p>所内蓄電式直流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 可搬型直流電源設備</p> <p>直流 125V A 系 直流 125V A-2 系 AM 用直流 125V</p>
	<p>ほう酸水注入系ポンプ・弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備</p> <p>MCC C 系 MCC D 系</p>
	<p>中央制御室監視計器類</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備</p> <p>計測用 A 系 計測用 B 系</p>



第 1.2.1 図 機能喪失原因対策分析

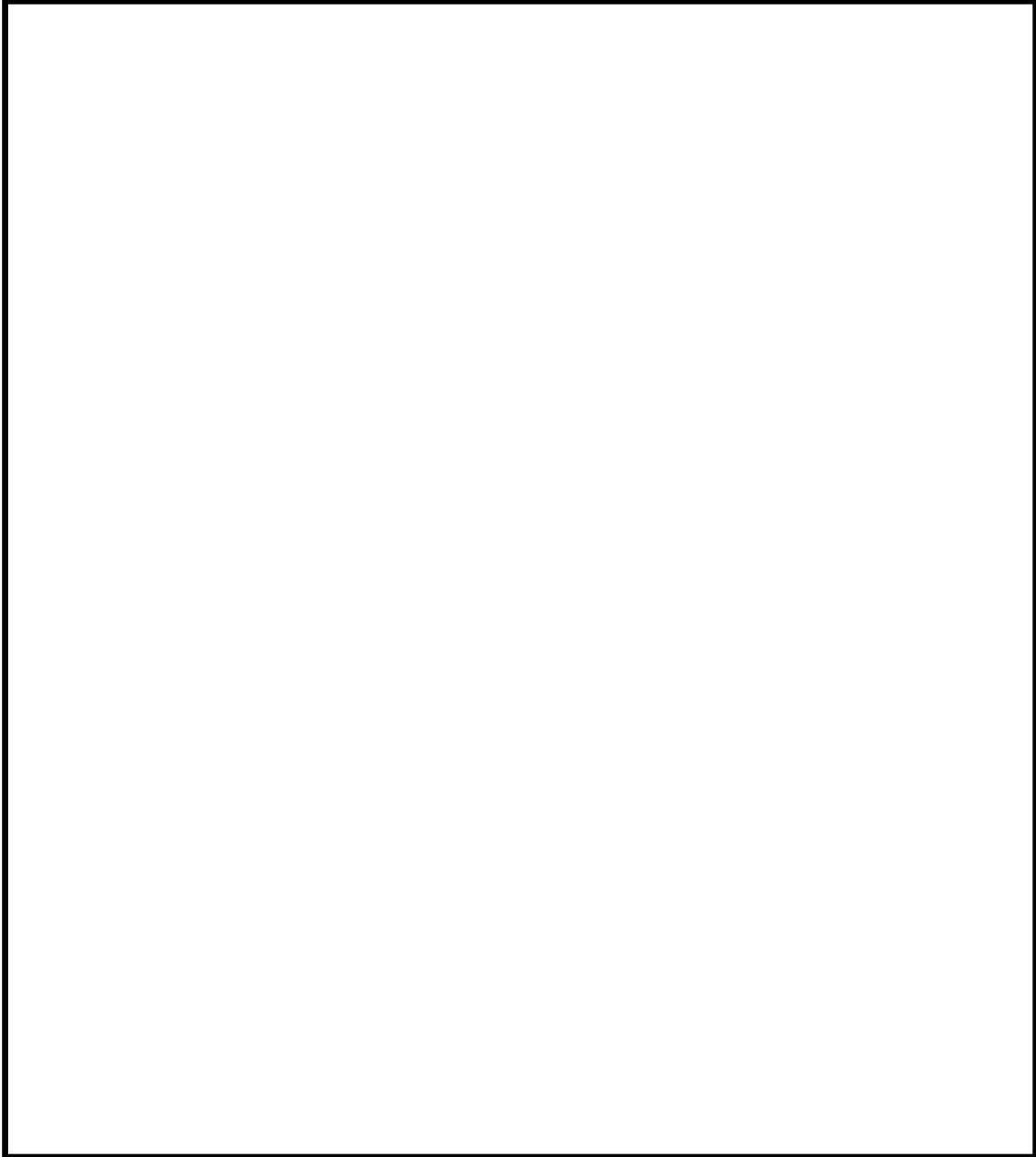
凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

フロントライン系, サポート系の整理, 故障の想定・対応手段

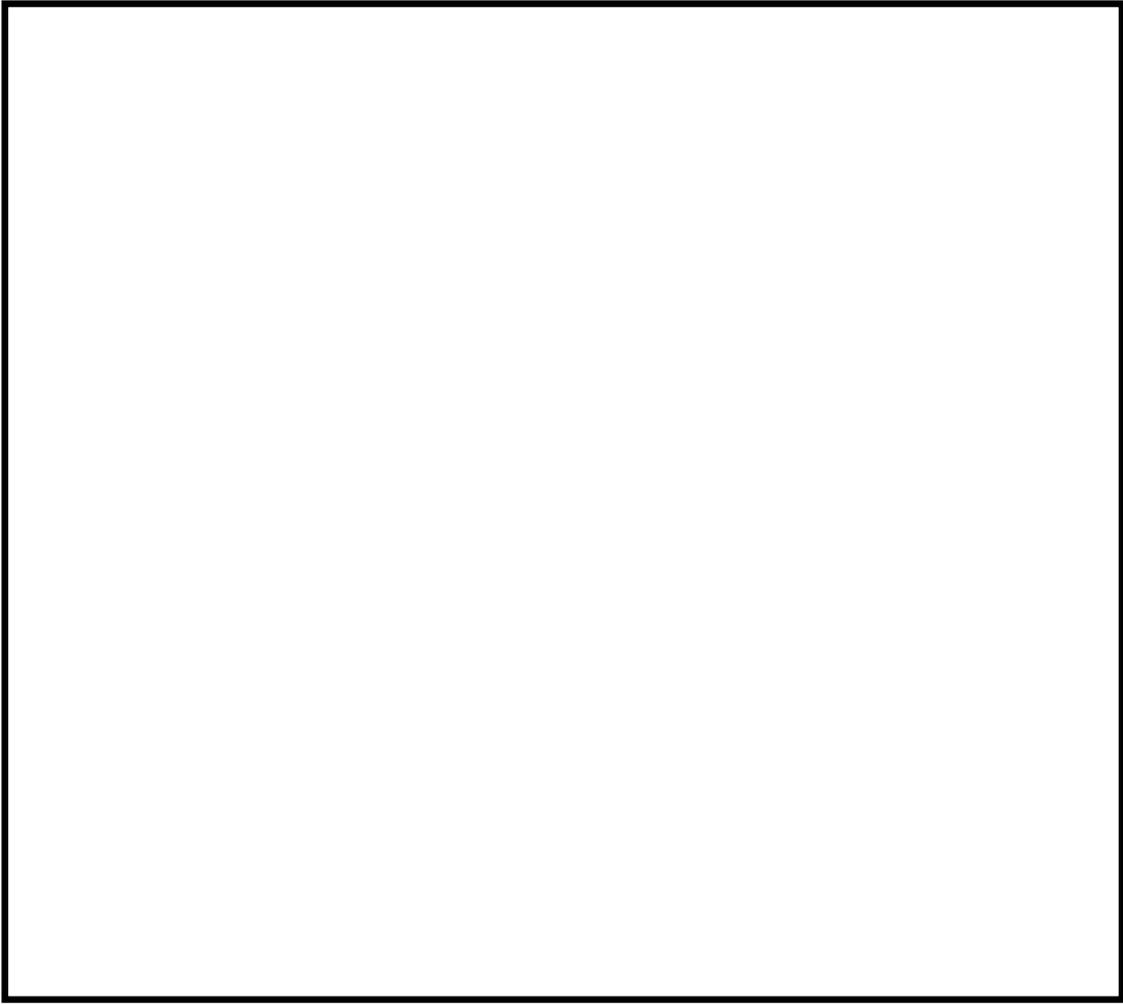
故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8	
原子炉高压時の冷却機能喪失	HPCF B機能喪失	HPCFポンプB故障							
		弁故障							
		静的機器故障	配管						
			水源	CSP水源	CSP				
				S/C水源	S/C	ストレーナ			
		補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ					
				弁					
				静的機器故障	RCW Hx				
				配管					
			RSW機能喪失	RSWポンプ					
				弁					
		駆動源喪失 (AC,DC電源)		P/C故障					
			M/C故障	D/G機能喪失					
			外部電源喪失						
			主母線盤故障						
			遮断器故障						
			蓄電池機能喪失						
	駆動源喪失 (AC電源)		P/C故障						
			M/C故障	D/G機能喪失					
			外部電源喪失						
			主母線盤故障						
			遮断器故障						
			蓄電池機能喪失						
	駆動源喪失 (DC電源)		直流電源供給機能喪失						
		充電器機能喪失							
		AC電源喪失							
		P/C故障							
		M/C故障	D/G機能喪失						
		外部電源喪失							
HPCF C機能喪失	HPCFポンプC故障								
		弁故障							
		配管							
	静的機器故障	水源	CSP水源	CSP					
			S/C水源	S/C	ストレーナ				
	補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ						
			弁						
			静的機器故障	RCW Hx					
			配管						
		RSW機能喪失	RSWポンプ						
			弁						
駆動源喪失 (AC,DC電源)		P/C故障							
		M/C故障	D/G機能喪失						
		外部電源喪失							
		主母線盤故障							
		遮断器故障							
		蓄電池機能喪失							
駆動源喪失 (AC電源)		P/C故障							
		M/C故障	D/G機能喪失						
		外部電源喪失							
		主母線盤故障							
		遮断器故障							
		蓄電池機能喪失							
駆動源喪失 (DC電源)		直流電源供給機能喪失							
		充電器機能喪失							
		AC電源喪失							
		P/C故障							
		M/C故障	D/G機能喪失						
		外部電源喪失							
RCIC機能喪失	RCICポンプ故障								
	弁故障								
	配管								
	静的機器故障	水源	CSP水源	CSP					
			S/C水源	S/C	ストレーナ				
駆動源喪失 (DC電源)		主母線盤故障							
		遮断器故障							
		蓄電池機能喪失							
	直流電源供給機能喪失								
	充電器機能喪失								
	AC電源喪失								
	P/C故障								
	M/C故障	D/G機能喪失							
	外部電源喪失								

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」をもとに、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

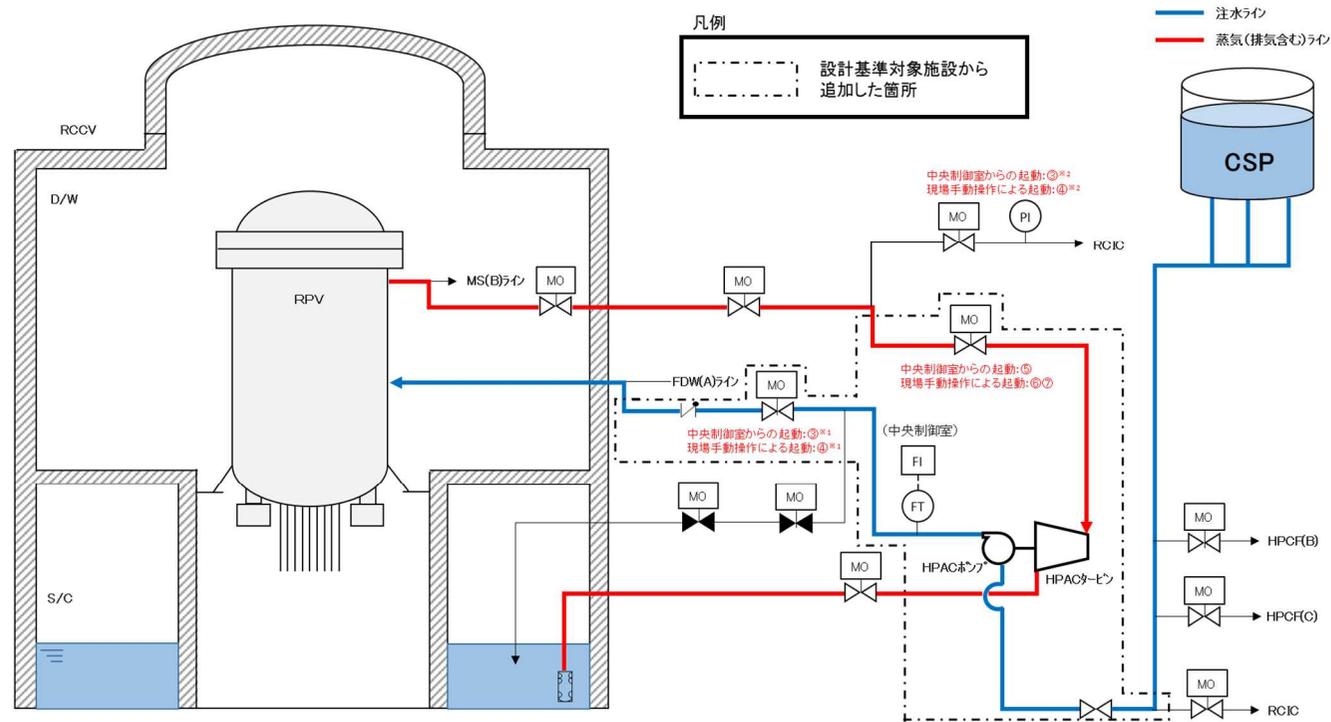
第 1.2.1 図 機能喪失原因対策分析 (補足)



第 1.2.2 図 EOP「水位確保」における対応フロー



第 1.2.3 図 EOP「水位回復」における対応フロー



操作手順	弁名称
中央制御室からの起動:③※ ¹	高圧代替注水系注入弁
現場手動操作による起動:④※ ¹	
中央制御室からの起動:③※ ²	原子炉隔離時冷却系過酷事故時蒸気止め弁
現場手動操作による起動:④※ ²	
中央制御室からの起動:⑤	高圧代替注水系タービン止め弁
現場手動操作による起動:⑥⑦	

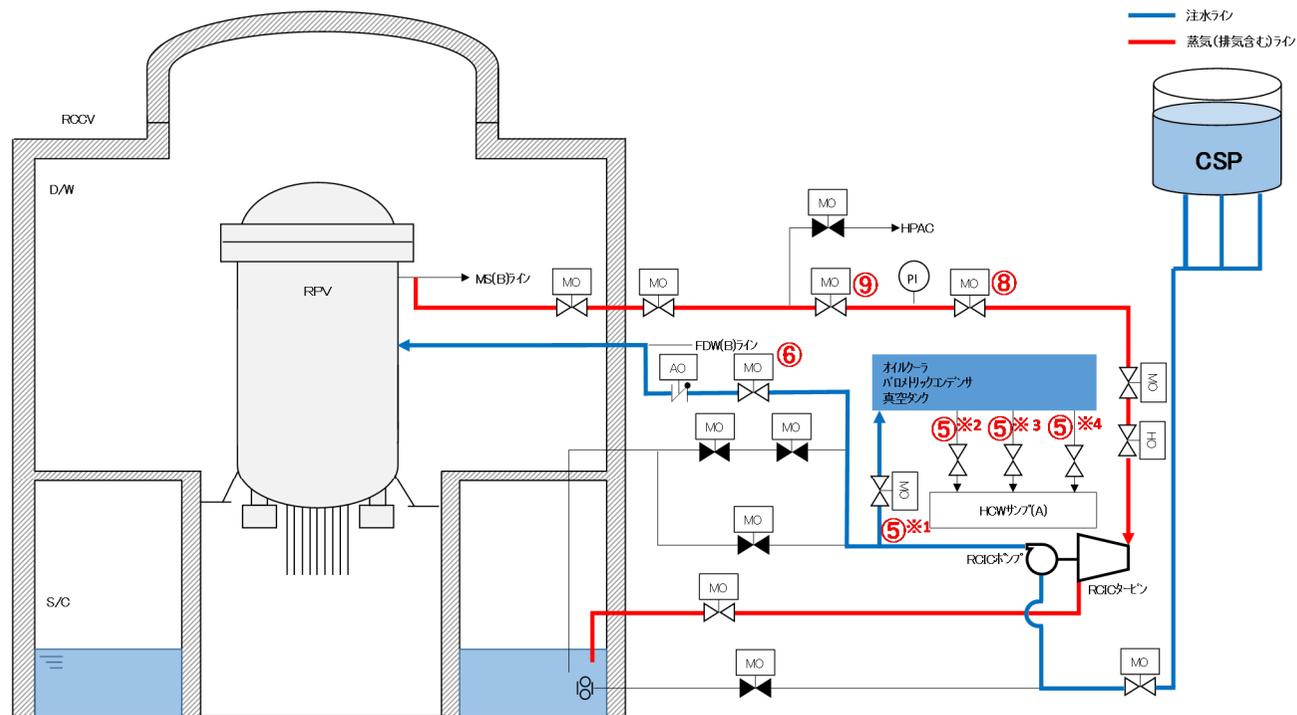
第 1.2.4 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動，現場手動操作による高圧代替注水系起動 概要図

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70							
手順の項目	要員(数)	15分 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水開始													
中央制御室からの 高圧代替注水系起動	中央制御室運転員 A, B	2	電源確認												
			系統構成, 起動, 注水開始												
			→												

第 1.2.5 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動 タイムチャート

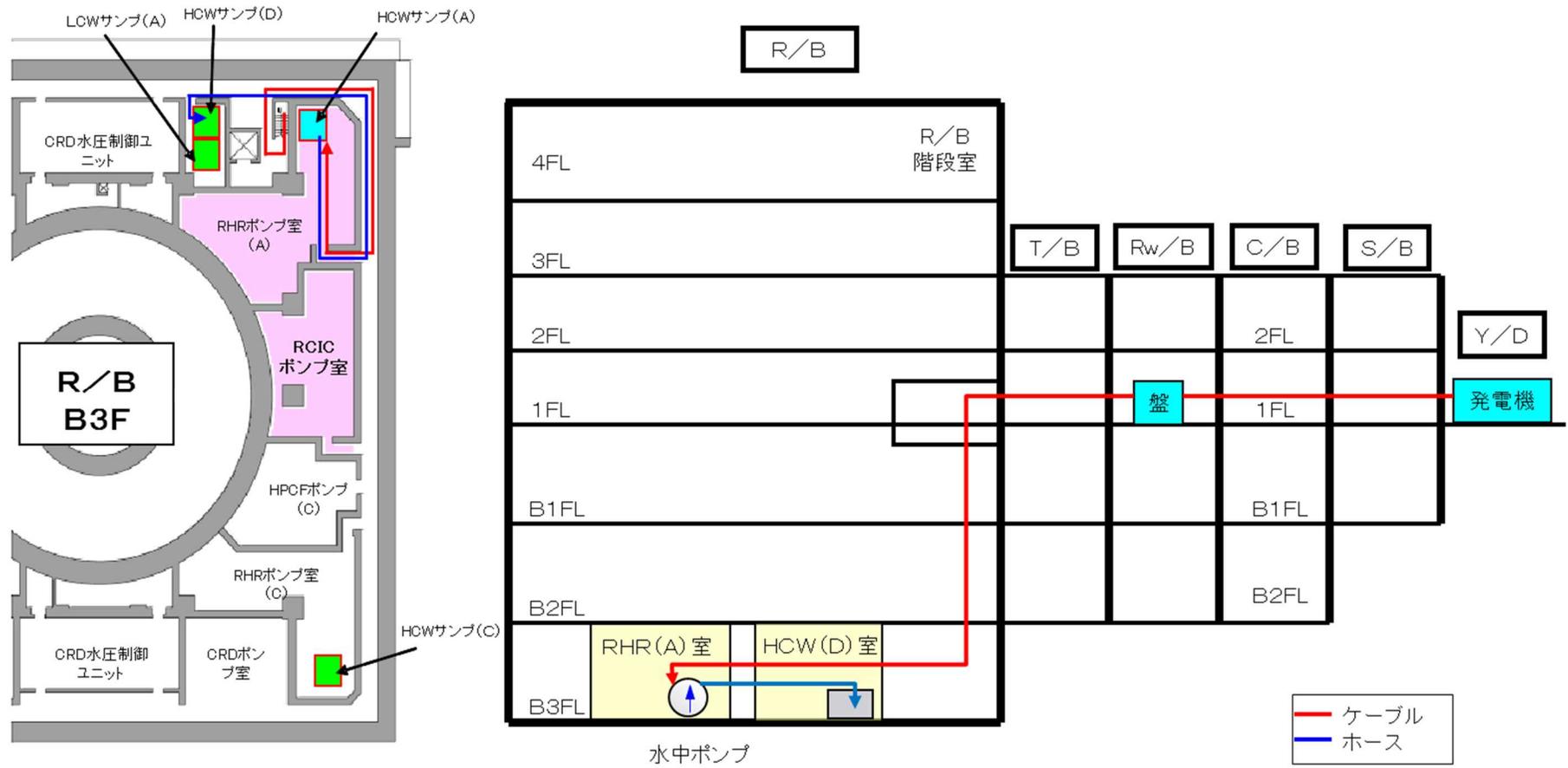
		経過時間(分)												備考	
		20	40	60	80	100	120	140							
手順の項目	要員(数)	40分 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水開始													
現場手動操作による 高圧代替注水系起動	中央制御室運転員 A	1	通信連絡設備準備												
			移動, 系統構成			} 原子炉水位監視									
	現場運転員 C, D	2	移動, 系統構成												
			起動, 注水開始												
	現場運転員 E, F	2	移動, 原子炉水位計接続												
			移動, 原子炉水位計接続			} 原子炉水位監視(可搬式原子炉水位計)及び原子炉水位制御									

第 1.2.6 図 現場手動操作による高圧代替注水系起動 タイムチャート

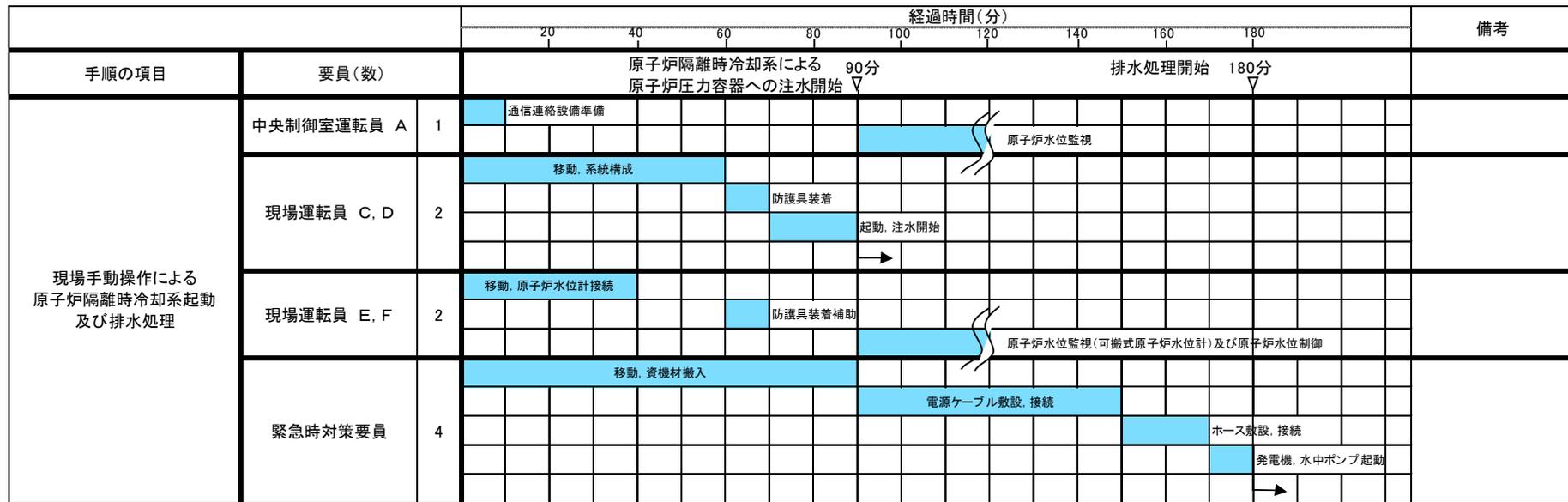


操作手順	弁名称
⑤※1	原子炉隔離時冷却系冷却水ライン止め弁
⑤※2	原子炉隔離時冷却系真空タンクドレン弁
⑤※3	原子炉隔離時冷却系真空タンク水位検出配管ドレン弁
⑤※4	原子炉隔離時冷却系セパレータドレン弁
⑥	原子炉隔離時冷却系注入弁
⑧	原子炉隔離時冷却系タービン止め弁
⑨	原子炉隔離時冷却系過酷事故時蒸気止め弁

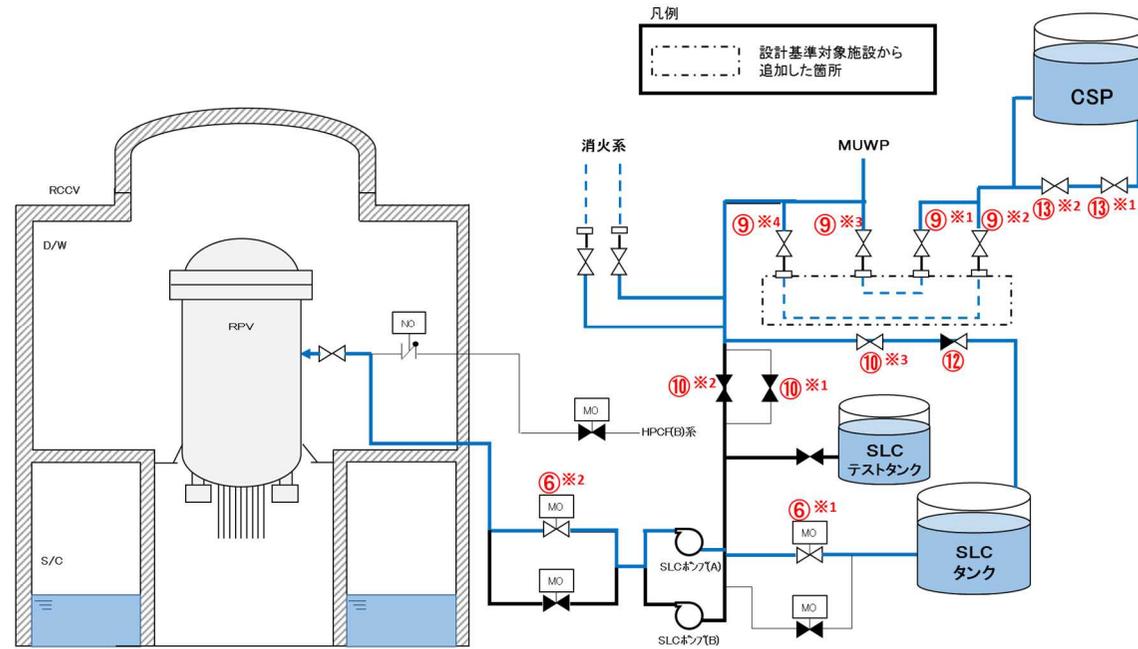
第 1.2.7 図 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動 概要図



第 1.2.8 図 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動（排水処理） 概要図

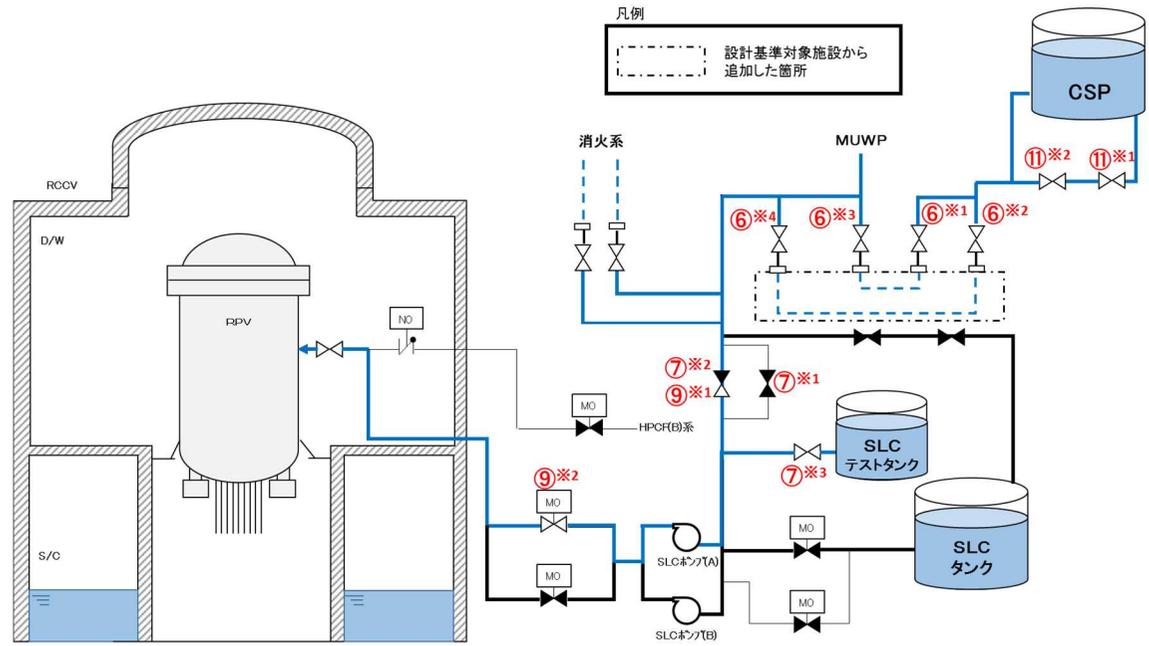


第 1.2.9 図 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動及び排水処理 タイムチャート



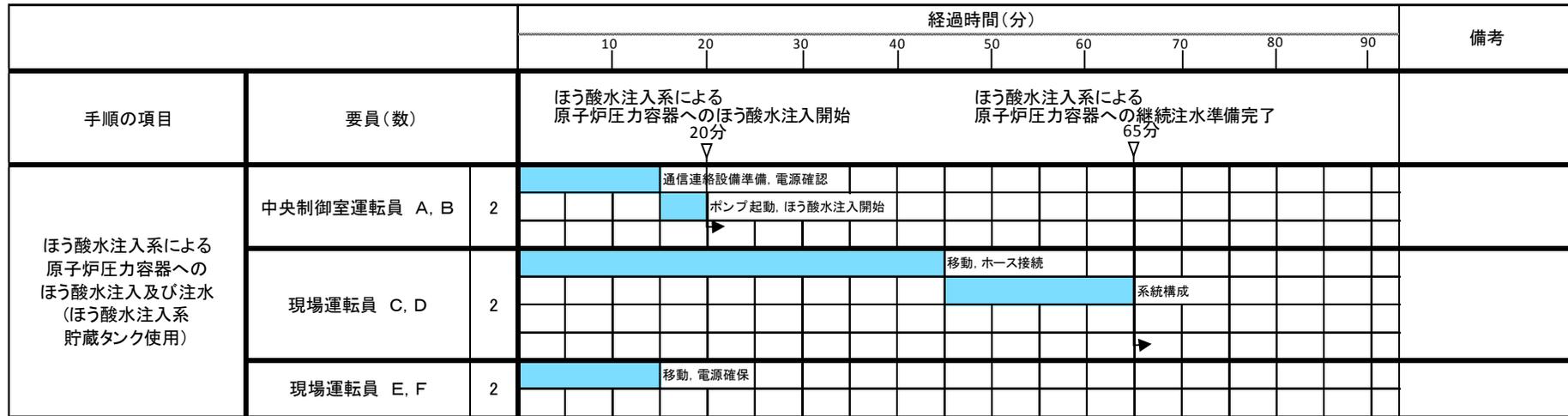
操作手順	弁名称
⑥※1	ほう酸水注入系ポンプ吸込弁
⑥※2	ほう酸水注入系注入弁
⑨※1	復水補給水系積算計出口ドレン弁
⑨※2	復水補給水系積算計出口ベントライン接続口止め弁
⑨※3	純水補給水系ほう酸水注入系ポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁
⑨※4	純水補給水系MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁
⑩※1	ほう酸水注入系封水供給弁
⑩※2	ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁
⑩※3	ほう酸水注入系ほう酸水貯蔵タンク補給水元弁
⑫	ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁
⑬※1	復水補給水系常/非常用連絡1次止め弁
⑬※2	復水補給水系常/非常用連絡2次止め弁

第 1.2.10 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水
(ほう酸水注入系貯蔵タンク使用) 概要図 (1/2)

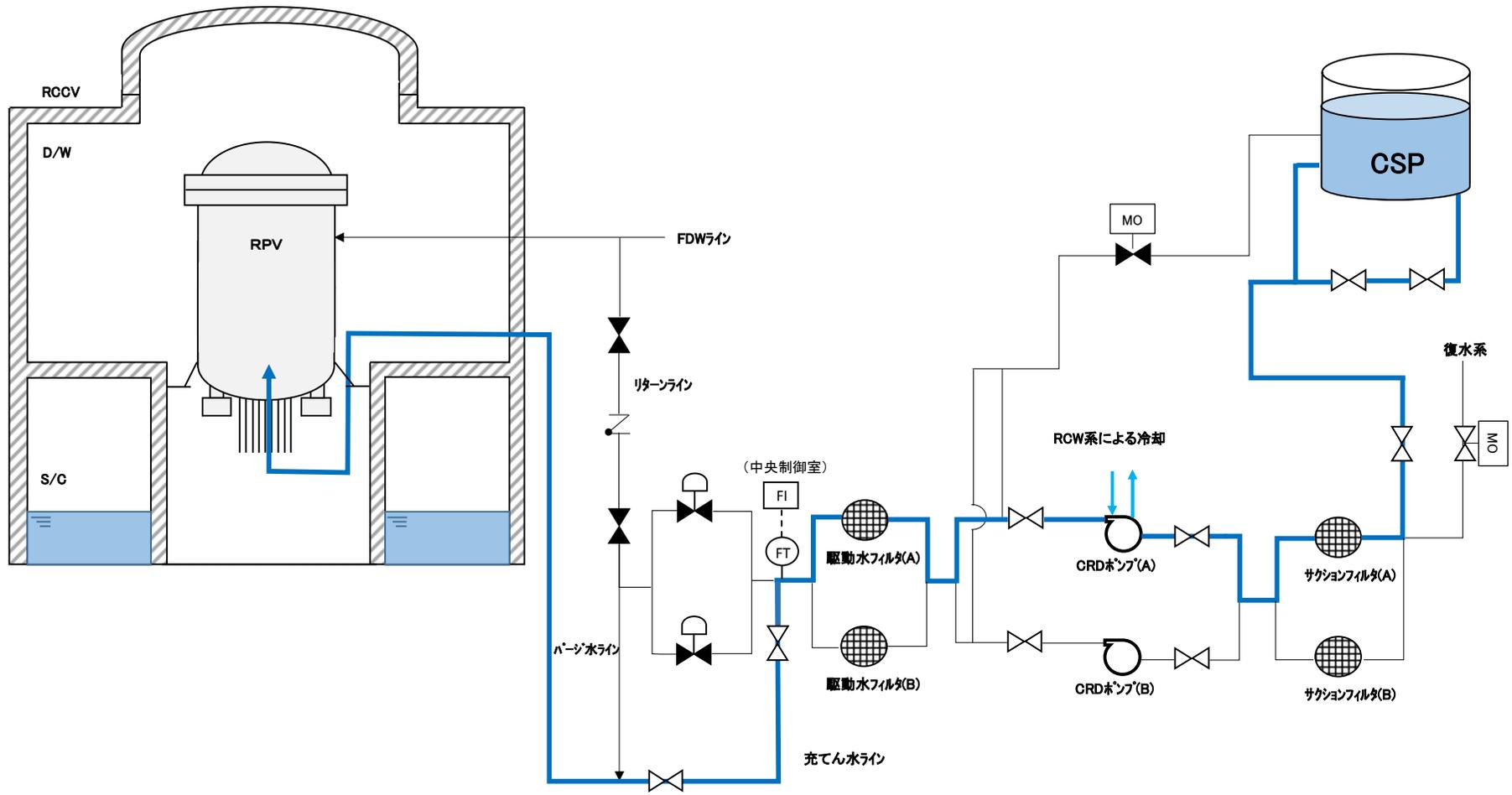


操作手順	弁名称
⑥*1	復水補給水系積算計出口ドレン弁
⑥*2	復水補給水系積算計出口ベントライン接続口止め弁
⑥*3	純水補給水系ほう酸水注入系ポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁
⑥*4	純水補給水系MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁
⑦*1	ほう酸水注入系封水供給弁
⑦*2⑨*1	ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁
⑦*3	ほう酸水注入系テストタンク出口弁
⑨*2	ほう酸水注入系注入弁
⑪*1	復水補給水系常/非常用連絡1次止め弁
⑪*2	復水補給水系常/非常用連絡2次止め弁

第 1.2.10 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水
 (ほう酸水注入系テストタンク使用) 概要図 (2/2)



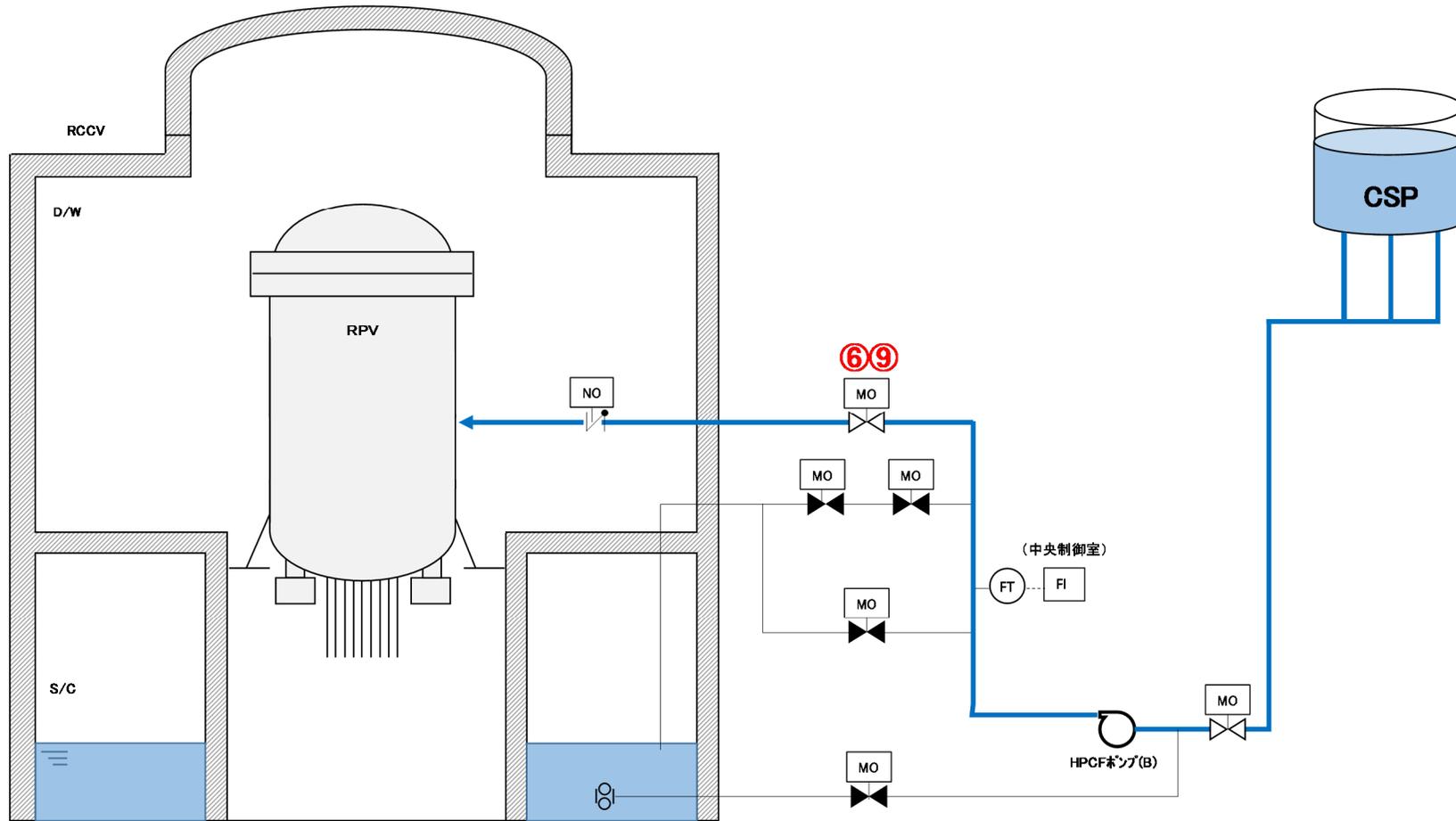
第 1.2.11 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水 タイムチャート



第 1.2.12 図 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水 概要図

		経過時間(分)														備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80								
手順の項目	要員(数)	20分 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水開始 ▽															
制御棒駆動系による 原子炉圧力容器への注水	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認														
			冷却水確保確認														
			ポンプ起動, 注水開始														
			▶														

第 1.2.13 図 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水 タイムチャート

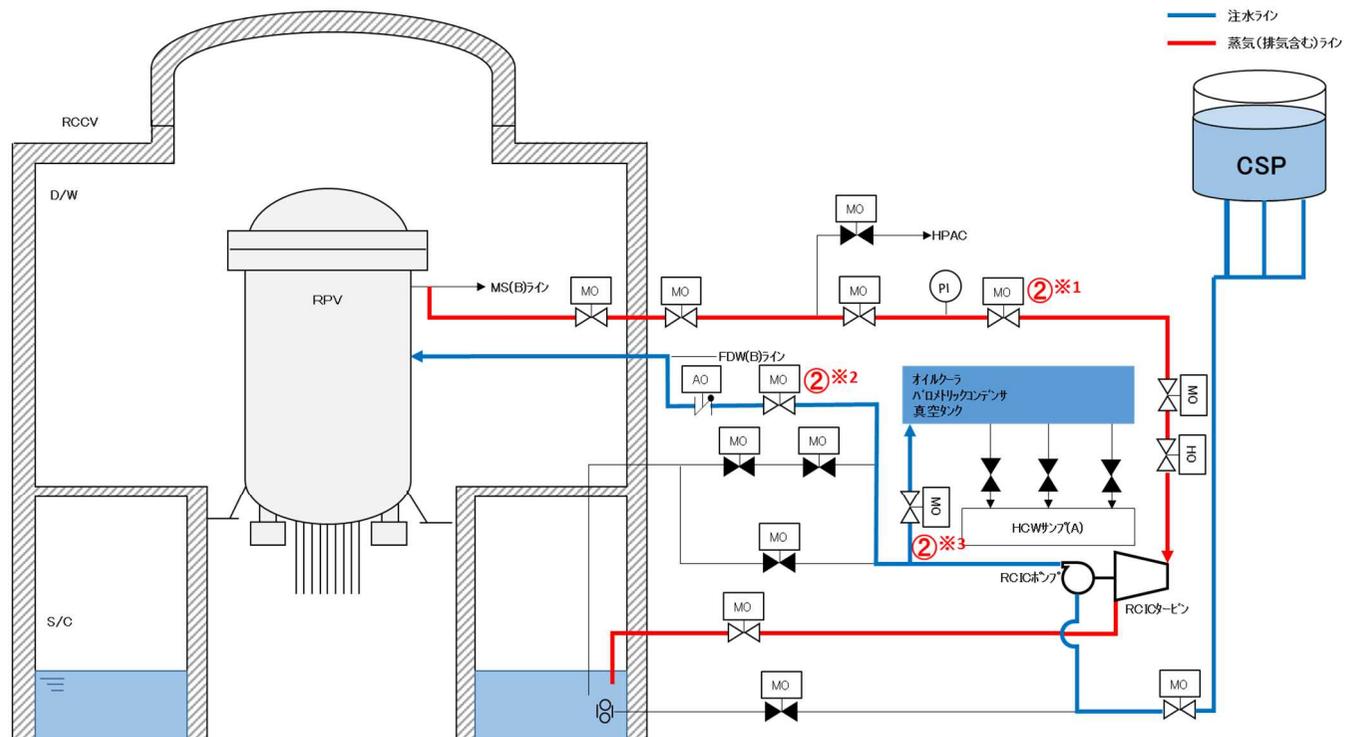


操作手順	弁名称
⑥⑨	高圧炉心注水系注入弁(B)

第 1.2.14 図 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水 概要図

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	25分 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水開始 ▽													
高圧炉心注水系による 原子炉圧力容器への 緊急注水	中央制御室運転員 A, B 2	通信連絡設備準備, 電源確認													※高圧炉心注水系ポンプ起動後, 運転許容時間を経過する前に停止する。
		系統構成													
		ポンプ起動 ※													
		注水開始													
		▶													

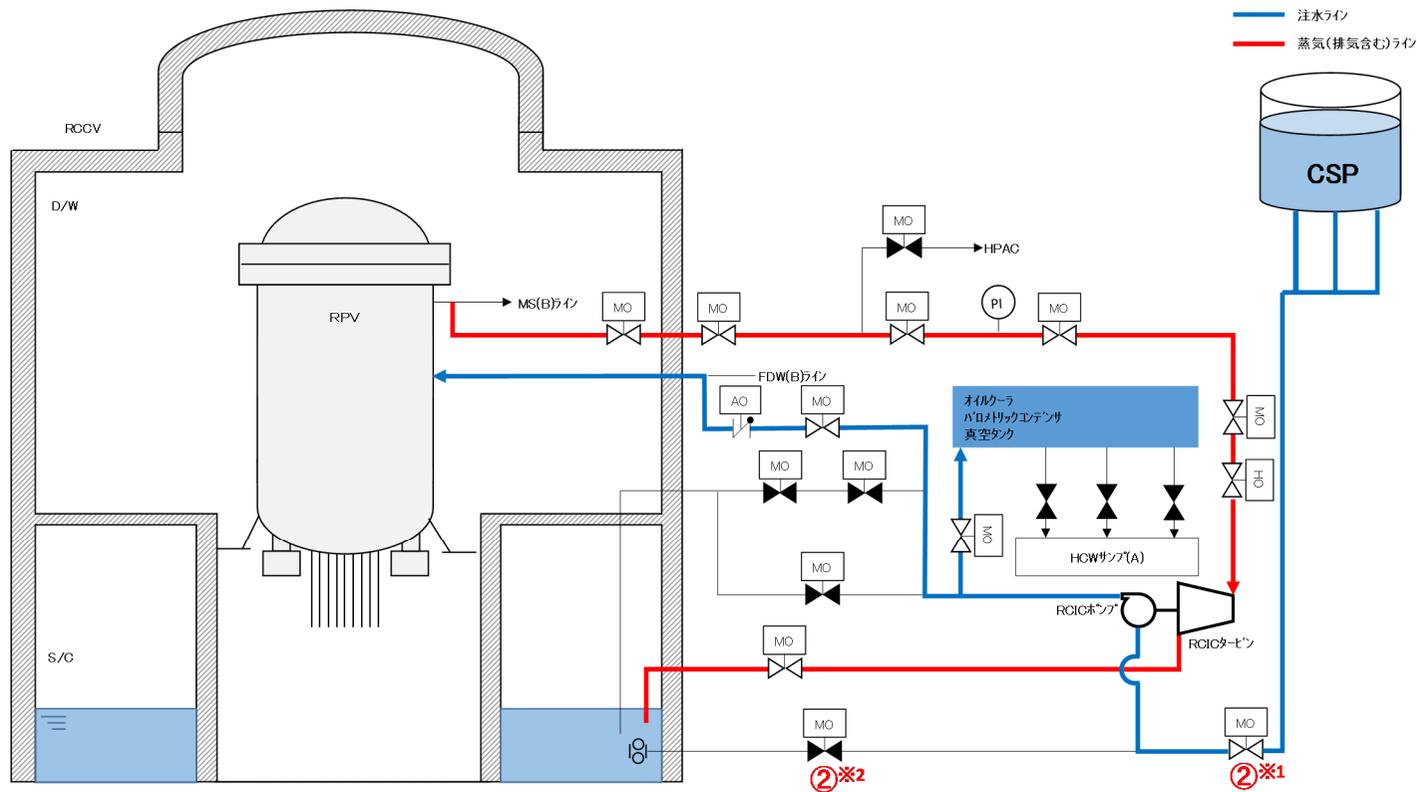
第 1.2.15 図 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水 タイムチャート



操作手順	弁名称
②※1	原子炉隔離時冷却系タービン止め弁
②※2	原子炉隔離時冷却系注入弁
②※3	原子炉隔離時冷却系冷却水ライン止め弁

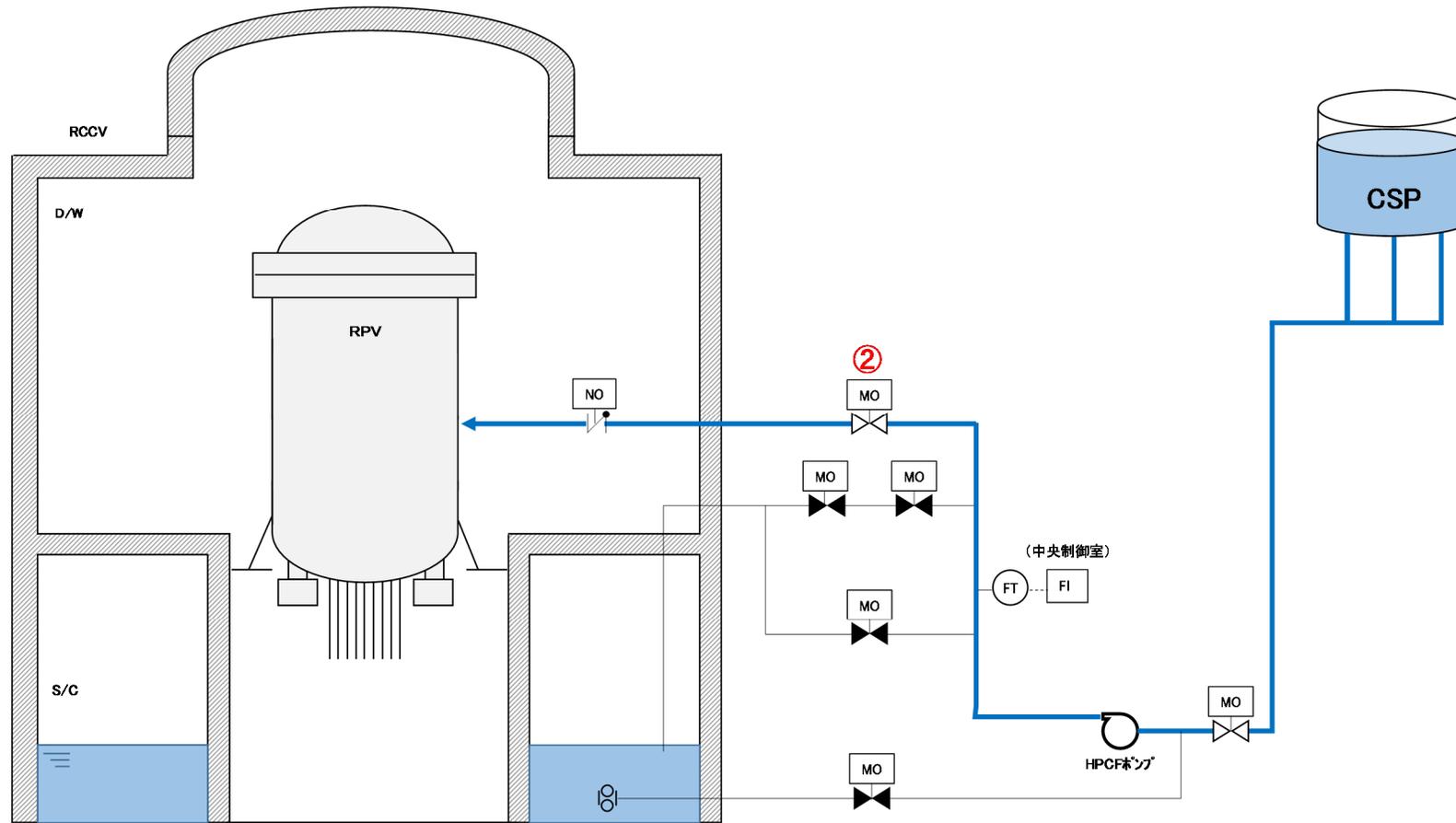
第 1.2.16 図 原子炉隔離時冷却系による原子炉压力容器への注水 概要図 (1/2)

(原子炉隔離時冷却系による原子炉压力容器への注水)



操作手順	弁名称
②※1	原子炉隔離時冷却系復水貯蔵槽側吸込弁
②※2	原子炉隔離時冷却系サプレッション・チェンバ・プール側吸込隔離弁

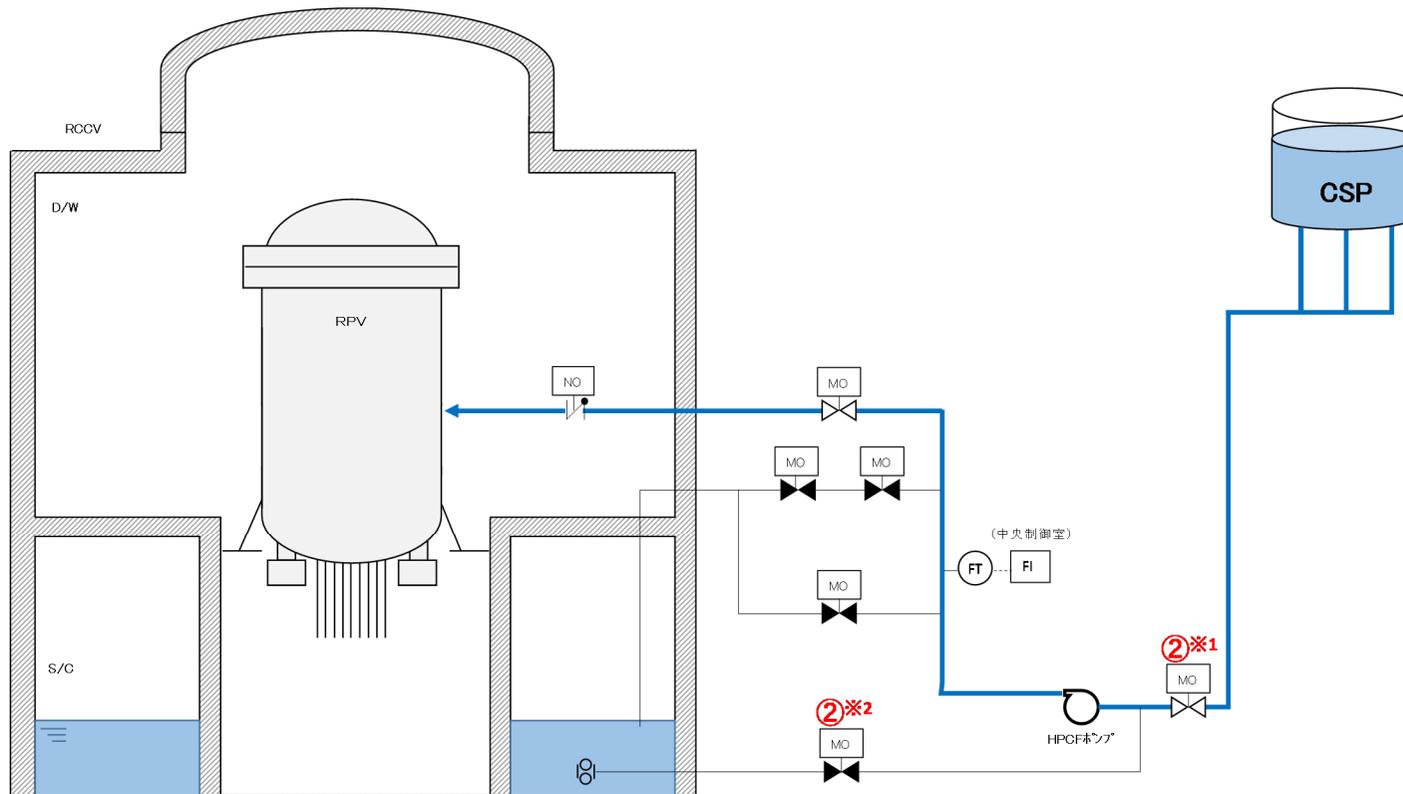
第 1.2.16 図 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水 概要図 (2/2)
 (原子炉隔離時冷却系の水源切替え (サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽))



操作手順	弁名称
②	高压炉心注水系注入弁

第 1.2.17 図 高压炉心注水系による原子炉压力容器への注水 概要図 (1/2)

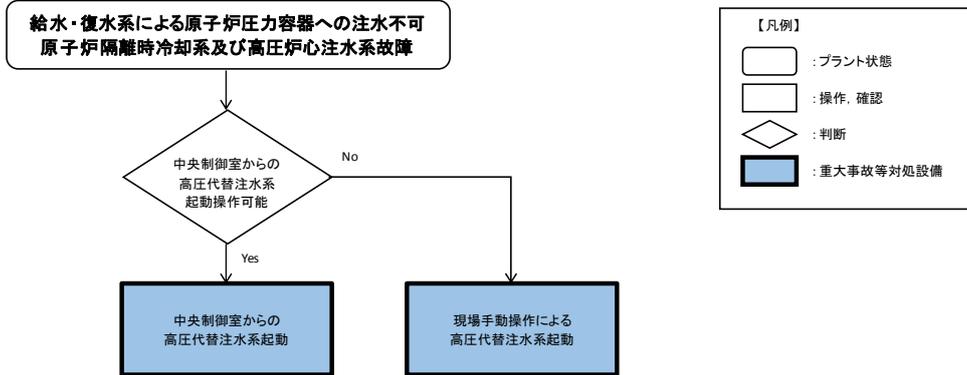
(高压炉心注水系による原子炉压力容器への注水)



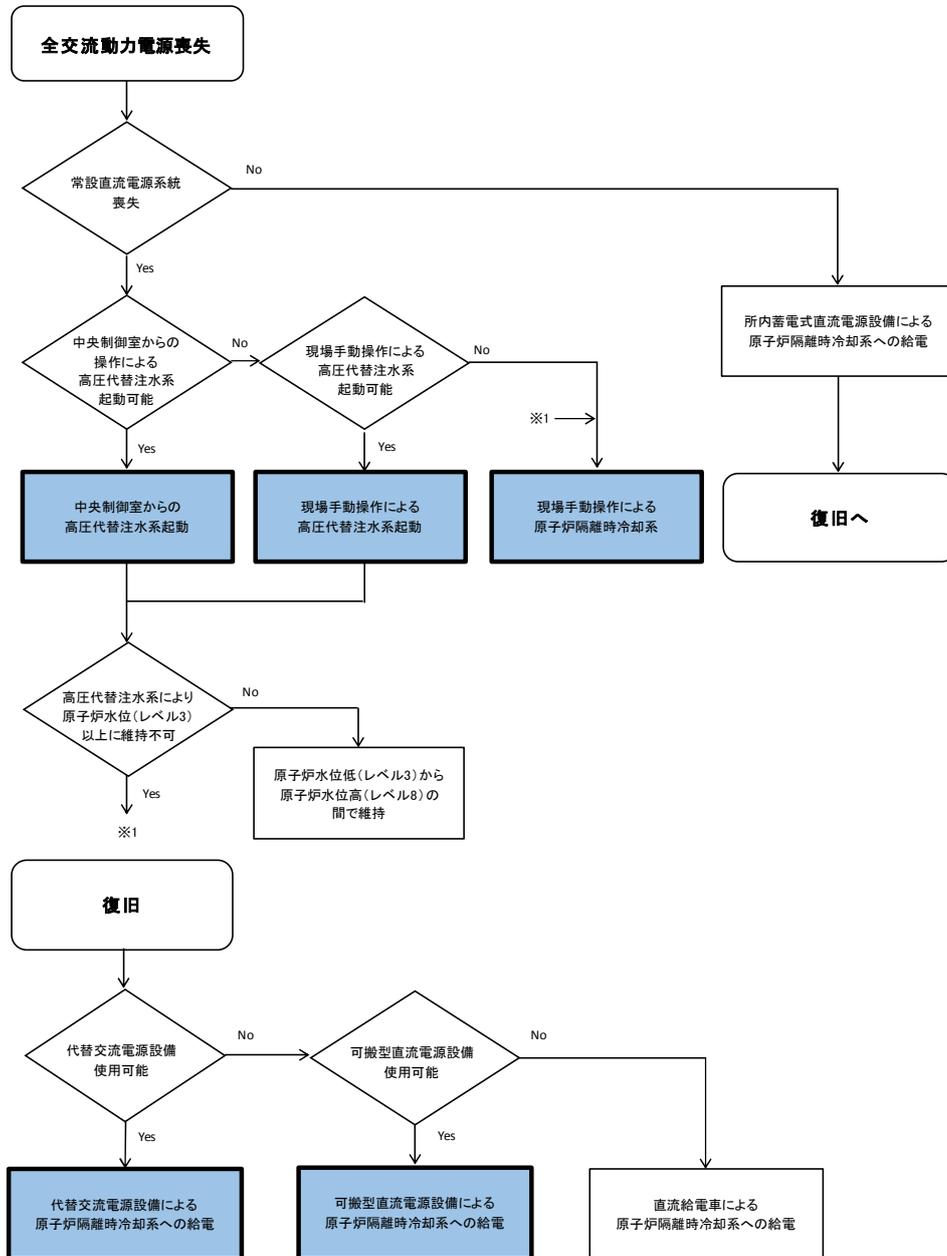
操作手順	弁名称
②※1	高圧炉心注水系復水貯蔵槽側吸込弁
②※2	高圧炉心注水系サプレッション・チェンバ・プール側吸込隔離弁

第 1.2.17 図 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水 概要図 (2/2)
 (高圧炉心注水系の水源切替え (サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽))

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択

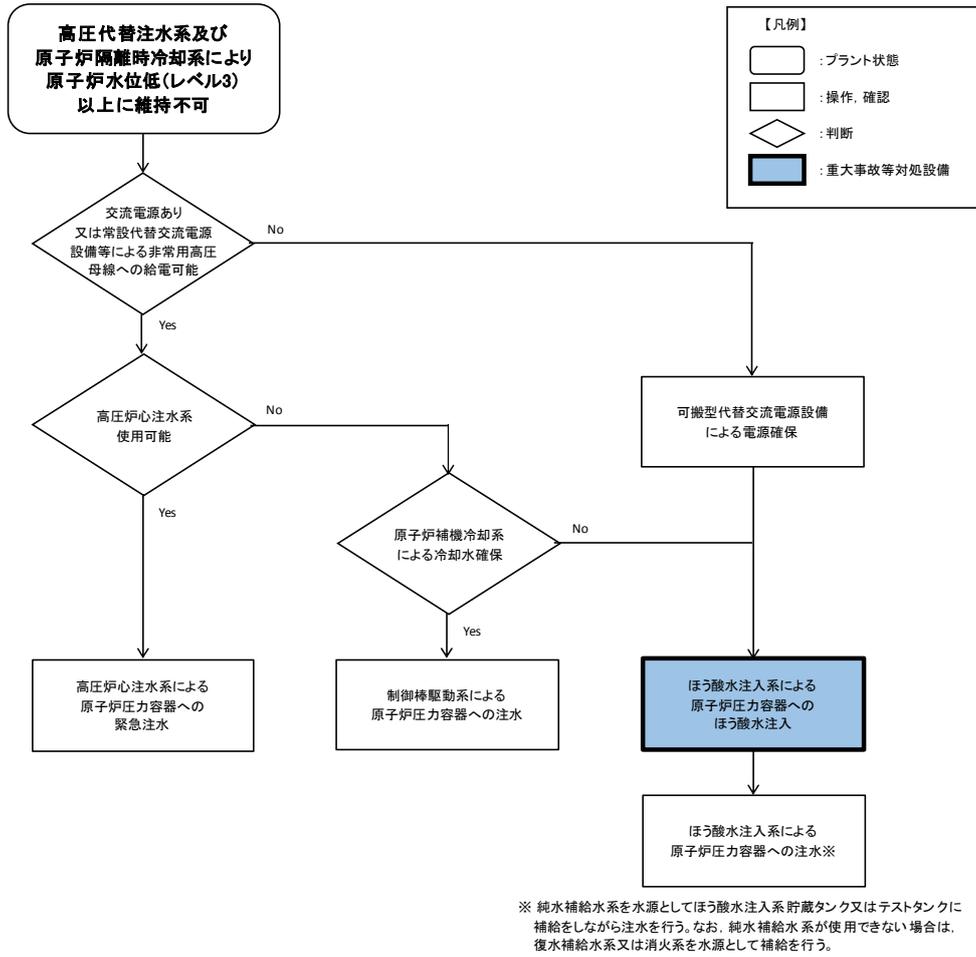


(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.2.18 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/2)

(3) 重大事故等の進展抑制時の対応手段の選択



第 1.2.18 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/2)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/6)

技術的能力審査基準 (1.2)	番号	設置許可基準規則 (45条)	技術基準規則 (60条)	番号
<p>【本文】 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压の状態であって、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。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、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設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、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設備を施設しなければならない。</p>	⑨
<p>【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。</p>	—	<p>【解釈】 1 第45条に規定する「発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第60条に規定する「発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(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。</p>	②	<p>(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設備を整備すること。</p>	<p>(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設備を整備すること。</p>	⑩
<p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備(可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等)を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等(手順及び装備等)を整備すること。ただし、下記(1) b) i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p>	—	<p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備(可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等)を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う可搬型重大事故防止設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。</p>	<p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備(可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等)を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う可搬型重大事故防止設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。</p>	—
<p>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。</p>	③	<p>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※の運転継続を行うために必要な設備を整備すること。 ※：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。</p>	<p>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※の運転継続を行うために必要な設備を整備すること。 ※：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。</p>	⑪
<p>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。</p>	④			
<p>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。</p>	⑤			
<p>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。</p>	⑥			
<p>(2) 復旧 a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態において、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)</p>	⑦			
<p>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)</p>	—			
<p>(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)</p>	⑧			

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2/6）

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑨	-	-	-	-	-	-
	復水貯蔵槽	既設							
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁	既設							
	主蒸気系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ	既設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁	既設							
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	直流125V蓄電池A	既設							
	直流125V充電器A	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
高圧炉心注水系による発電用原子炉の冷却	高圧炉心注水系ポンプ	既設	① ⑨	-	-	-	-	-	-
	復水貯蔵槽	既設							
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ	既設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉補機冷却系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/6)

■ : 重大事故等対処設備

□ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉冷却	高圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ⑨ ⑩	-	-	-	-	-	-
	復水貯蔵槽	既設							
	高圧代替注水系 (蒸気系) 配管・弁	新設							
	主蒸気系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	既設							
	高圧代替注水系 (注水系) 配管・弁	新設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁	既設							
	残留熱除去系配管・弁 (7号炉のみ)	既設							
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替直流電源設備	新設							
	可搬型直流電源設備	新設							
常設代替交流電源設備	新設								
第二代替交流電源設備	新設								
可搬型代替交流電源設備	新設								
高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉冷却	高圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ③ ⑨ ⑩ ⑪	-	-	-	-	-	-
	復水貯蔵槽	既設							
	高圧代替注水系 (蒸気系) 配管・弁	新設							
	主蒸気系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	既設							
	高圧代替注水系 (注水系) 配管・弁	新設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁	既設							
	残留熱除去系配管・弁 (7号炉のみ)	既設							
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設							
原子炉圧力容器	既設								
原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ② ③ ⑨ ⑩ ⑪	-	-	-	-	-	-
	復水貯蔵槽	既設							
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	既設							
	主蒸気系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (注水系) 配管・弁・ストレーナ	既設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁	既設							
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	水中ポンプ	新設							
	ホース	新設							
	仮設発電機	新設							
燃料補給設備	既設 新設								

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (4/6)

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
(代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電・可搬型代替交流電源設備)	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑦ ⑨	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電(第二代替交流電源設備)	原子炉隔離時冷却系ポンプ	常設	※1	※1	自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			復水貯蔵槽	常設			
	サブプレッション・チェンバ	既設			サブプレッション・チェンバ	常設			
	原子炉隔離時冷却系(蒸気系)配管・弁	既設			原子炉隔離時冷却系(蒸気系)配管・弁	常設			
	主蒸気系配管・弁	既設			主蒸気系配管・弁	常設			
	原子炉隔離時冷却系(注水系)配管・弁・ストレーナ	既設			原子炉隔離時冷却系(注水系)配管・弁・ストレーナ	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設			復水補給水系配管・弁	常設			
	高圧炉心注水系配管・弁	既設			高圧炉心注水系配管・弁	常設			
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設			給水系配管・弁・スパーージャ	常設			
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設			
	所内蓄電式直流電源設備	既設 新設			所内蓄電式直流電源設備	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			-	-			
原子炉隔離時冷却系による原子炉隔離時冷却系への給電	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑦ ⑨	直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電	原子炉隔離時冷却系ポンプ	常設	※1	※1	自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			復水貯蔵槽	常設			
	サブプレッション・チェンバ	既設			サブプレッション・チェンバ	常設			
	原子炉隔離時冷却系(蒸気系)配管・弁	既設			原子炉隔離時冷却系(蒸気系)配管・弁	常設			
	主蒸気系配管・弁	既設			主蒸気系配管・弁	常設			
	原子炉隔離時冷却系(注水系)配管・弁・ストレーナ	既設			原子炉隔離時冷却系(注水系)配管・弁・ストレーナ	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設			復水補給水系配管・弁	常設			
	高圧炉心注水系配管・弁	既設			高圧炉心注水系配管・弁	常設			
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設			給水系配管・弁・スパーージャ	常設			
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設			
	所内蓄電式直流電源設備	既設 新設			所内蓄電式直流電源設備	常設			
	可搬型直流電源設備	新設			直流給電車及び電源車	可搬			

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (5/6)

■ : 重大事故等対処設備

□ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
高圧代替注水系の監視計器 (中央制御室起動時)	原子炉水位 (狭帯域)	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	-	-	-	-	-	-
	原子炉水位 (広帯域)	既設							
	原子炉水位 (燃料域)	既設							
	原子炉水位 (SA)	新設							
	原子炉圧力	既設							
	原子炉圧力 (SA)	新設							
	高圧代替注水系系統流量	新設							
	復水貯蔵槽水位	既設							
	復水貯蔵槽水位 (SA)	新設							
	高圧代替注水系の監視計器 (現場起動時)	原子炉水位 (狭帯域)							
原子炉水位 (広帯域)		既設							
原子炉水位 (燃料域)		既設							
原子炉水位 (SA)		新設							
可搬式原子炉水位計		新設							
高圧代替注水系ポンプ吐出圧力		新設							
高圧代替注水系タービン入口圧力		新設							
高圧代替注水系タービン排気圧力		新設							
高圧代替注水系ポンプ吸込圧力		新設							
原子炉隔離時冷却系の監視計器 (現場起動時)		原子炉水位 (狭帯域)							
	原子炉水位 (広帯域)	既設							
	原子炉水位 (燃料域)	既設							
	原子炉水位 (SA)	新設							
	可搬式原子炉水位計	新設							
	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力	既設							
	原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力	既設							
	可搬型回転計	新設							

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (6/6)

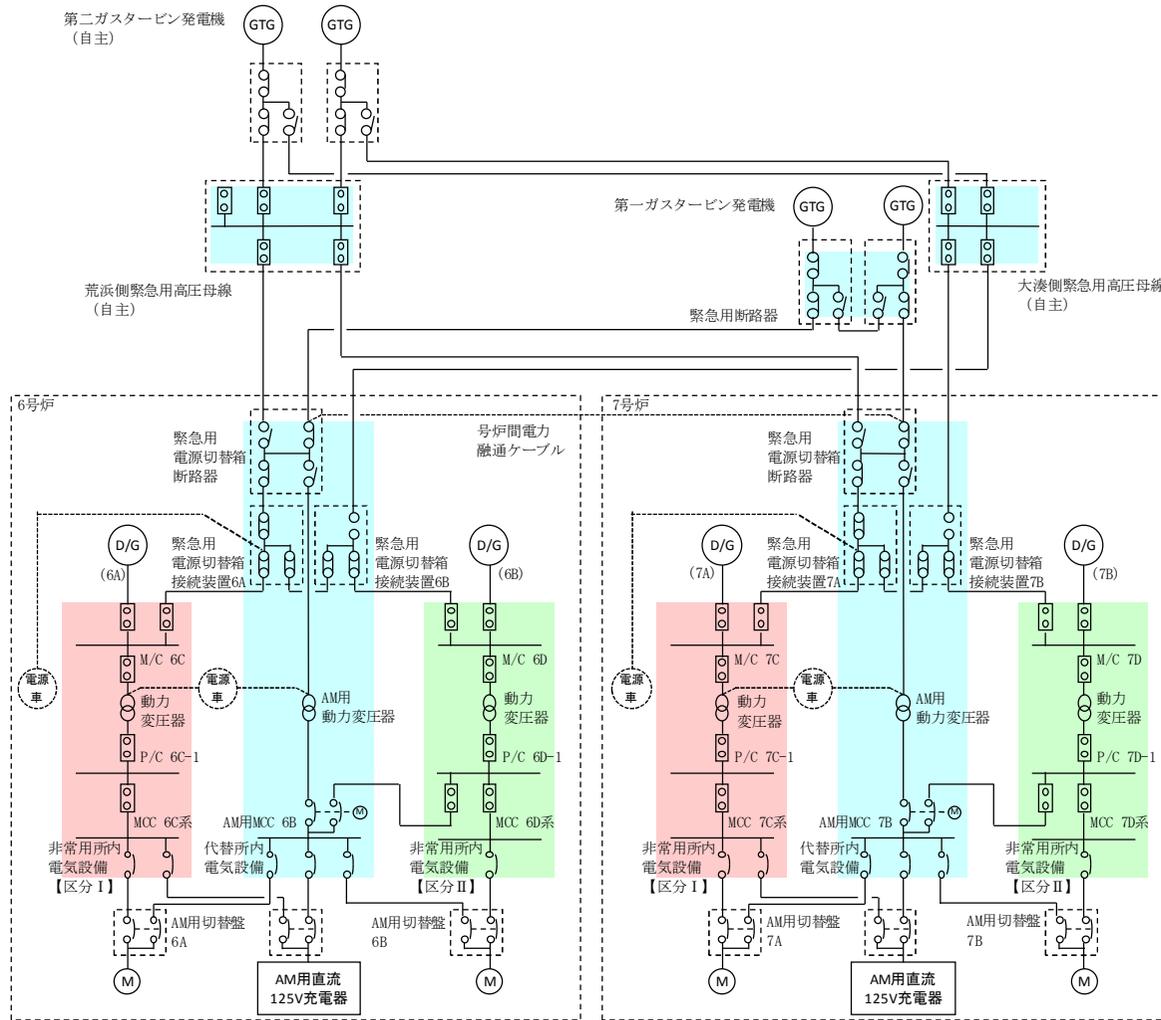
: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
ほう酸水注入系による進展抑制(ほう酸水注入)	ほう酸水注入系ポンプ	既設	① ⑧ ⑨	ほう酸水注入系による進展抑制(注水)	ほう酸水注入系ポンプ	常設	(ほう酸水注入系貯蔵タンクを使用した原子炉压力容器への継続注水準備) 65分	(ほう酸水注入系貯蔵タンクを使用した原子炉压力容器への継続注水準備) 2名	自主対策とする理由は本文参照
	ほう酸水注入系貯蔵タンク	既設			ほう酸水注入系貯蔵タンク	常設			
	ほう酸水注入系配管・弁	既設			ほう酸水注入系テストタンク	常設			
	高压炉心注水系配管・弁・スパージャ	既設			ほう酸水注入系配管・弁	常設			
	原子炉压力容器	既設			高压炉心注水系配管・弁・スパージャ	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			復水補給水系	常設			
	第二代代替交流電源設備	新設			消火系	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			純水補給水系	常設			
					原子炉压力容器	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			
		可搬型代替交流電源設備	可搬						
			(ほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉压力容器への注水) 75分	(ほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉压力容器への注水) 6名					
			20分	2名	自主対策とする理由は本文参照				
		制御棒駆動系による進展抑制				制御棒駆動水ポンプ	常設		
						復水貯蔵槽	常設		
						制御棒駆動系配管・弁	常設		
						復水補給水系配管・弁	常設		
						原子炉压力容器	常設		
						原子炉補機冷却系	常設		
			常設代替交流電源設備	常設					
		第二代代替交流電源設備	常設						
		高压炉心注水系抑制注水による	25分	2名	自主対策とする理由は本文参照				
						高压炉心注水系ポンプ	常設		
						復水貯蔵槽	常設		
						高压炉心注水系配管・弁・スパージャ	常設		
						復水補給水系配管・弁	常設		
						原子炉压力容器	常設		
		常設代替交流電源設備	常設						
		第二代代替交流電源設備	常設						

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手順として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.2.2

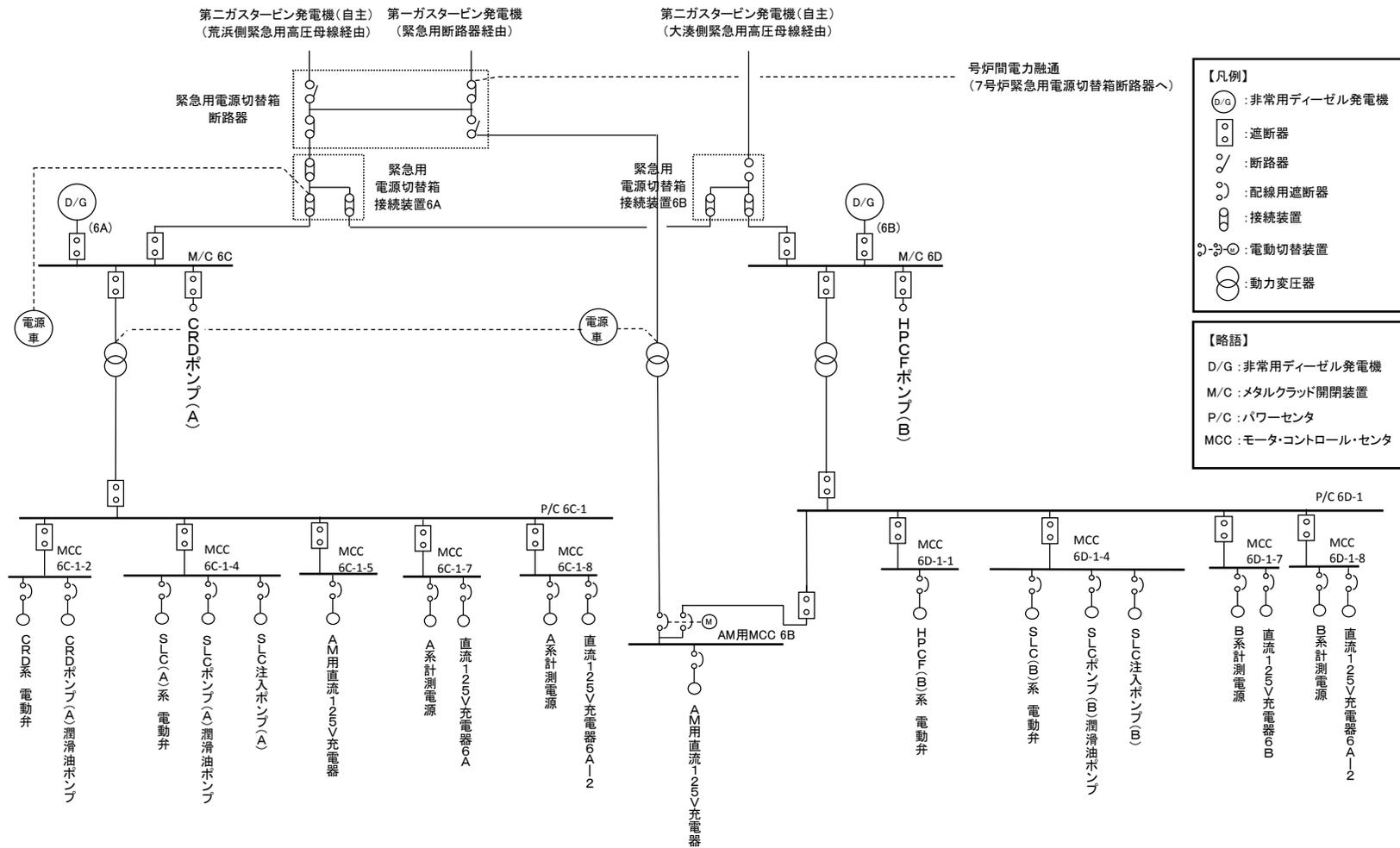


※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

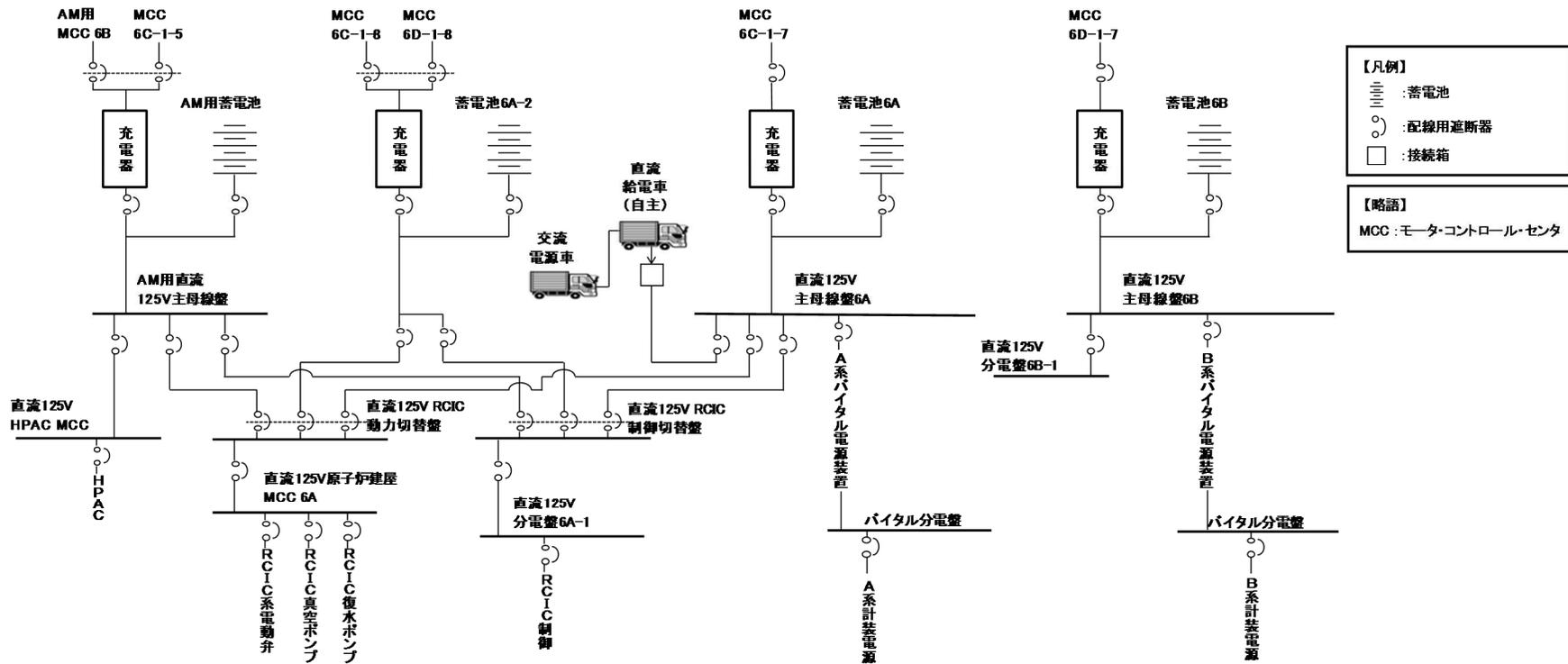
- 【凡例】
- : ガスタービン発電機
 - : 非常用ディーゼル発電機
 - : 遮断器
 - : 断路器
 - : 配線用遮断器
 - : 接続装置
 - : 電動切替装置
 - : 切替装置

- 【略語】
- D/G : 非常用ディーゼル発電機
 - M/C : メタルクラッド開閉装置
 - P/C : パワーセンタ
 - MCC : モータ・コントロール・センタ

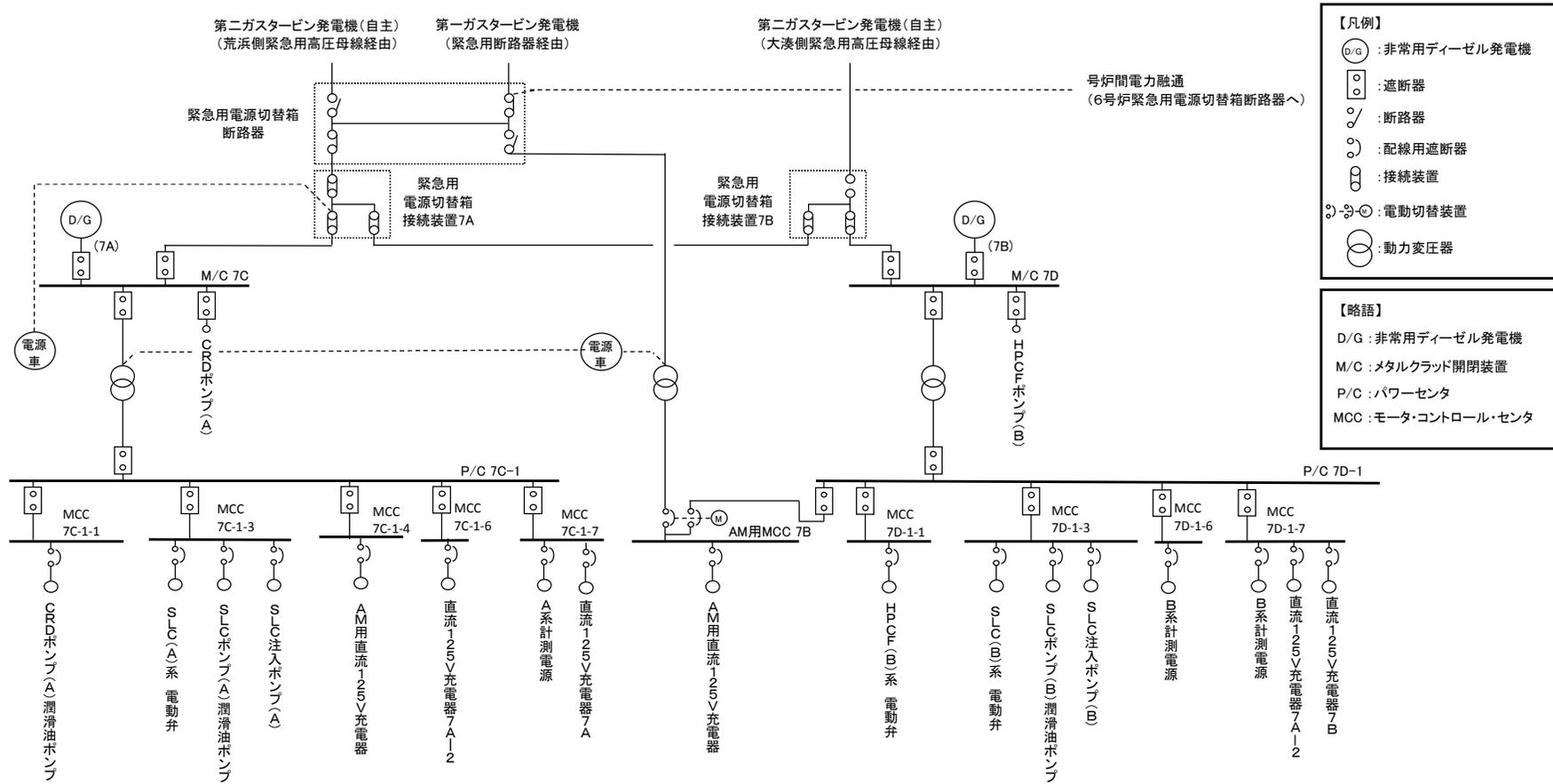
第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



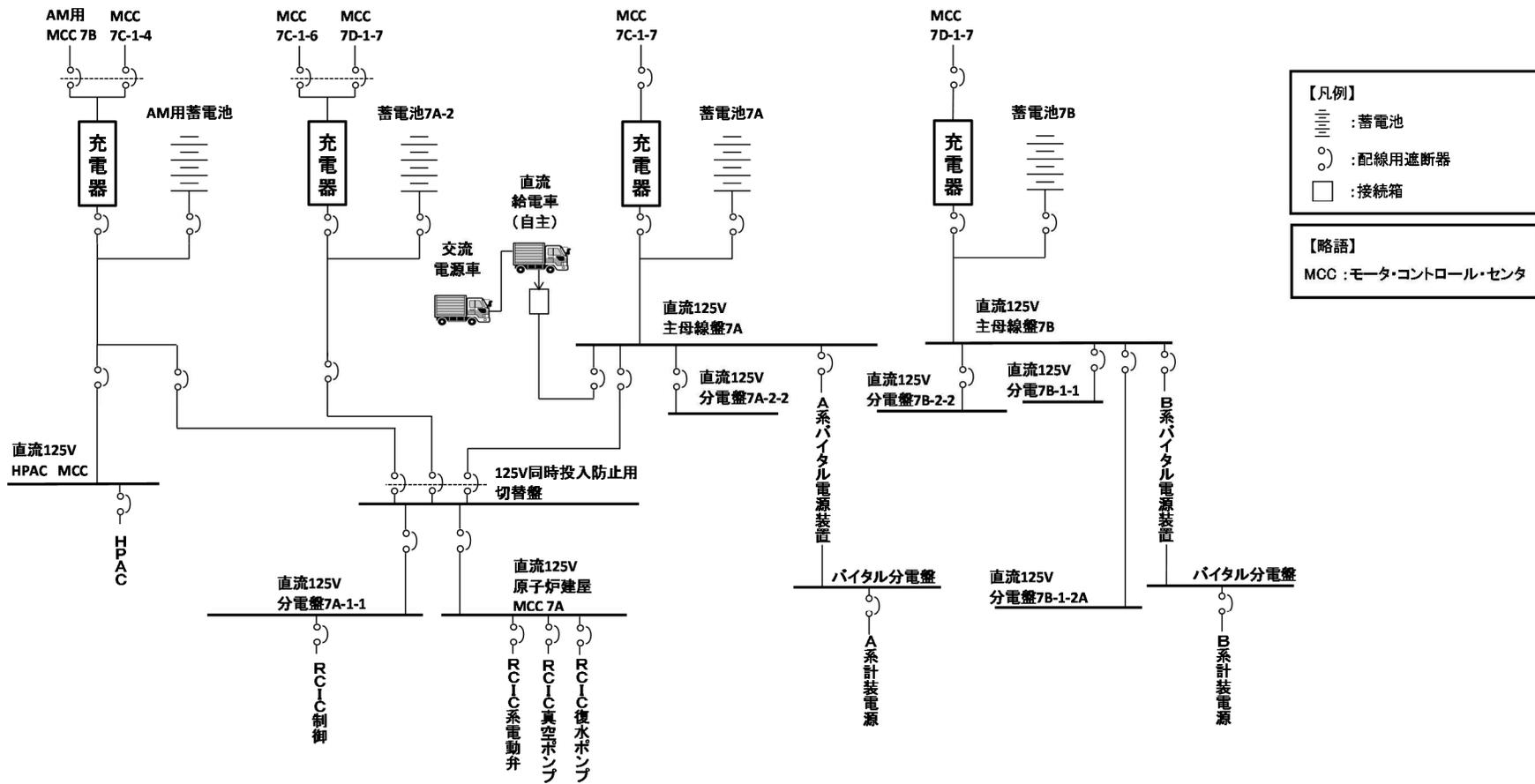
第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



第3図 6号炉 電源構成図 (直流電源)



第4図 7号炉 電源構成図 (交流電源)



第5図 7号炉 電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

(1) 高圧代替注水系現場起動

a. 操作概要

給水・復水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が故障により使用できない場合において、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し、復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上1階，地下1階，地下2階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

高圧代替注水系現場起動のうち、現場での高圧代替注水系の系統構成及びタービン起動操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :40分（実績時間:35分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の手操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制

御室に連絡する。



系統構成



高圧代替注水系
起動操作

2. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

(1) 原子炉隔離時冷却系現場起動

a. 操作概要

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

b. 作業場所

原子炉建屋 地上1階，地下1階，地下3階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

原子炉隔離時冷却系現場起動のうち、現場での原子炉隔離時冷却系系統構成及びタービン起動操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :90分（実績時間:80分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、懐中電灯をバックアップとして携行している。

直流電源喪失時に原子炉隔離時冷却系を運転するとタービングラウンド部から蒸気が漏えいするため、原子炉隔離時冷却系ポンプ室に現場運転員が入室するのは原子炉隔離時冷却系起動時のみとし、その後速やかに退室する手順とする。したがって、原子炉隔離時冷却系ポンプ室入室時の蒸気漏えいに伴う環境温度の上昇による運転員への影響はないものと考えており、防護具（酸素呼吸器及び耐熱服）を確実に装着することにより本操作が可能である。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

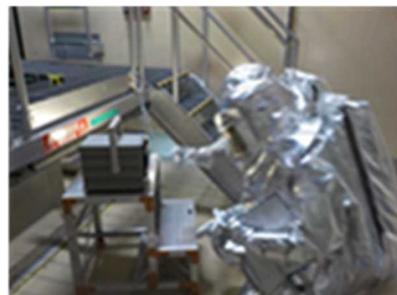
連絡手段: 通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



原子炉隔離時冷却系
起動操作



回転数確認



原子炉水位確認

(2) 原子炉隔離時冷却系現場起動時の排水処理

a. 操作概要

原子炉隔離時冷却系の現場起動にて発生する水は、原子炉隔離時冷却系ポンプ室の機器ファンネルを経由して残留熱除去系ポンプ室(A)にある高電導度廃液系サンプ(A)に排出される。しかし、全交流動力電源喪失時は高電導度廃液系サンプ(A)の常設ポンプが運転できないため、仮設の水中ポンプを用いて排水を汲み上げることで、原子炉隔離時冷却系ポンプ本体が水没することを防止する。

b. 作業場所

サービス建屋 屋外
廃棄物処理建屋 地上1階（管理区域）
原子炉建屋 地下3階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

原子炉隔離時冷却系現場起動時における排水処理に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:4名（緊急時対策要員4名）
想定時間 :180分（実績時間:166分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :廃棄物処理建屋地上1階に配置する制御盤からの起動操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受信器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

e. 排水が滞留することの影響について

常設直流電源系統が健全である場合は、原子炉隔離時冷却系タービン及びポンプの潤滑油を冷却するため、原子炉隔離時冷却系ポンプの吐出側より冷却水を潤滑油冷却器に供給し、復水ポンプにより、この冷却水を原子炉隔離時冷却系ポンプの吸込側に戻している。常設直流電源系統喪失時は、復水ポンプの電源が喪失しているため、原子炉隔離時冷却系を現場にて起動する場合は、真空タンクドレン弁等を開操作し、潤滑油冷却器の冷却水を高電導度廃液系サンプ(A)に排水しながら原子炉隔離時冷却系を運転する必要がある。この排水を仮設の水中ポンプで処理しなかった場合、原子炉隔離時冷却系ポンプ室に排水が滞留し、原子炉隔離時冷却系が水没することになる。

したがって、排水の発生量、高電導度廃液系サンプ(A)の体積、原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び残留熱除去系ポンプ室(A)の面積等から保守的に一般的な機器が影響を受けないとされる機器のベースまで排水が滞留する時間を評価した。

その結果、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(24時間)に対して、原子炉隔離時冷却系を起動してから約30時間まで排水の影響を受けずに運転を継続できることを確認した。



発電機設置状況



制御盤設置状況



水中ポンプ設置状況

3. 現場手動操作による高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系起動における可搬式原子炉水位計接続

(1) 可搬式原子炉水位計接続

a. 操作概要

現場手動操作による高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系の起動操作において、現場での原子炉圧力容器内の水位監視のため可搬式原子炉水位計を接続する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 1 階，地下 1 階，地下 3 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

現場手動操作による高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系起動のうち、可搬式原子炉水位計の接続に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2 名（現場運転員 2 名）

想定時間 :40 分（実績時間:37 分）

（実績時間は、原子炉建屋地下 3 階の可搬式原子炉水位計使用時の実績時間である。原子炉建屋地上 1 階及び地下 1 階の可搬式原子炉水位計は設置工事中のため実績時間なし。）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :一般的な端子操作とコネクタ接続であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



水位計接続



水位計接続

4. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水

(1) 現場での系統構成，注水操作

a. 操作概要

高圧炉心注水系の機能喪失又は全交流動力電源喪失時において，高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水が行えるよう，系統構成（ほう酸水注入系テストタンク使用の場合は現場での注水操作を含む）を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上3階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水のうち，現場での系統構成，注水操作に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間：ほう酸水注入系貯蔵タンクを使用した原子炉圧力容器への継続注水の場合65分（実績時間：62分）

ほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉圧力容器への注水の場合75分（実績時間：72分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施

している。

ホース接続はカップラ接続であり容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受信器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



ホース接続

(2) 受電操作

a. 操作概要

ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水を行う際、注水に必要なポンプ及び電動弁の電源を確保する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水のうち、現場での受電操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :15分（実績時間:12分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常受電操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順	判断基準記載内容	解釈	
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1) 高压代替注水系による原子炉圧力容器への注水 a. 中央制御室からの高压代替注水系起動	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉水位 (狭帯域) にて原子炉水位低 (レベル3)
	b. 現場手動操作による高压代替注水系起動	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉水位 (狭帯域) にて原子炉水位低 (レベル3)
1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水 a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉水位 (狭帯域) にて原子炉水位低 (レベル3)
	1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順	(1) 重大事故等の進展抑制 a. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水	原子炉水位低 (レベル3)
1.2.2.4 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順	b. 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉水位 (狭帯域) にて原子炉水位低 (レベル3)
	c. 高压炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉水位 (狭帯域) にて原子炉水位低 (レベル3)
	(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉水位 (狭帯域) にて原子炉水位低 (レベル3)
	(2) 高压炉心注水系による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉水位 (狭帯域) にて原子炉水位低 (レベル3)

操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容		解釈
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1) 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水	a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動	高圧代替注水系系統流量指示値の上昇	高圧代替注水系系統流量指示値が182m ³ /h程度まで上昇
		b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が規定値以上	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が [] 以上
1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水	a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が規定値以上	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が [] 以上
			原子炉隔離時冷却系タービンの回転数を可搬型回転計にて確認しながら規定回転数に調整	原子炉隔離時冷却系タービンの回転数を可搬型回転計にて確認しながら [] に調整
1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順	(1) 重大事故等の進展抑制	a. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水	復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上	復水移送ポンプ吐出圧力指示値が [] 以上
			ホースを接続（復水補給水系～純水補給水系の間）	ホースを接続（P13-F571～P11-F126間及びP13-F570～P11-F134間）
		b. 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水	制御棒駆動系系統流量指示値の上昇	制御棒駆動系系統流量指示値が [] に上昇
			c. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水	高圧炉心注水系ポンプを冷却水がない状態で運転する場合の許容時間が定められており、高圧炉心注水系ポンプ起動から運転許容時間を経過する前に停止し、高圧炉心注水系の機能を温存させる。
		高圧炉心注水系ポンプ(B)吐出圧力指示値が規定値以上		高圧炉心注水系ポンプ(B)吐出圧力指示値が [] 以上
		高圧炉心注水系(B)系統流量指示値の上昇	高圧炉心注水系(B)系統流量指示値が上昇（～727m ³ /h）	
高圧炉心注水系ポンプの運転許容時間を経過する前に、中央制御室運転員に高圧炉心注水系ポンプ(B)を停止するよう指示する。	高圧炉心注水系ポンプ起動から [] を経過する前に、中央制御室運転員に高圧炉心注水系ポンプ(B)を停止するよう指示する。			
1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順	(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水		原子炉隔離時冷却系系統流量指示値の上昇	原子炉隔離時冷却系系統流量指示値が182m ³ /h程度まで上昇
	(2) 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水		高圧炉心注水系系統流量指示値の上昇	高圧炉心注水系系統流量指示値が上昇（～727m ³ /h）

各号炉の弁番号及び弁名称一覧

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
高压代替注水系注入弁	E61-M0-F003	HPAC系注入弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階RHR(A)弁室(管理区域)	E61-M0-F004	HPAC 注入弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階西側通路(管理区域)
高压代替注水系タービン止め弁	E51-M0-F080	HPACタービン止め弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階RHR(A)弁室(管理区域)	E51-M0-F065	RCIC HPACタービン止め弁	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(A)弁室(管理区域)
原子炉隔離時冷却系過熱事故時蒸気止め弁	E51-M0-F071	RCIC系重大事故時蒸気止め弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階RHR(A)弁室(管理区域)	E51-M0-F034	RCIC 過熱事故時蒸気止め弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階RHR(A)弁室(管理区域)
原子炉隔離時冷却系冷却水ライン止め弁	E51-M0-F012	RCIC系冷却水ライン止め弁	中央制御室 原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)	E51-F012	RCIC冷却水ライン止め弁	中央制御室 原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)
原子炉隔離時冷却系真空タンクドレン弁	E51-F518	RCIC真空タンクドレン弁	原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)	E51-F652	RCIC 真空タンクドレン弁	原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)
原子炉隔離時冷却系真空タンク水位検出配管ドレン弁	E51-F511	RCIC潤滑油冷却器出口ドレン弁	原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)	E51-F653	RCIC 真空タンク水位検出配管ドレン	原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)
原子炉隔離時冷却系セパレータドレン弁	E51-F519	RCIC真空ポンプ吐出セパレータドレン弁	原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)	E51-F655	RCIC セパレータドレン弁	原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)
原子炉隔離時冷却系注入弁	E51-M0-F004	RCIC系注入弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階RHR(A)弁室(管理区域)	E51-M0-F004	RCIC注入弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階RHR(A)弁室(管理区域)
ほう酸水注入系ポンプ吸込弁	C41-M0-F001A/B	SLCポンプ吸込弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	C41-M0-F001A/B	SLCポンプ吸込弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
ほう酸水注入系注入弁	C41-M0-F006A/B	ほう酸水注入弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	C41-M0-F006A/B	SLCほう酸水注入弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
復水補給水系積算計出口ドレン弁	P13-F064	使用済燃料貯蔵プール入口管接続口止め弁	原子炉建屋3階南側通路(管理区域)	P13-F570	MUWP FQ-023出口ドレンライン接続口止め弁	原子炉建屋3階南側通路(管理区域)
復水補給水系積算計出口ベントライン接続口止め弁	-	-	-	P13-F570	MUWP FQ-023出口ベントライン接続口止め弁	原子炉建屋3階南側通路(管理区域)
純水補給水系ほう酸水注入系ポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁	P11-F131	ほう酸水貯蔵タンク純水入口管接続口止め弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	P11-F126	MUWP SLCポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
純水補給水系MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁	-	-	-	P11-F134	MUWP MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁	原子炉建屋3階MSIV-SRVラッピング室(管理区域)
ほう酸水注入系封水供給弁	C41-F017	SLC系封水弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	C41-F017	SLC封水供給弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
ほう酸水注入系スタタンク純水供給元弁	C41-F016	SLC系スタタンク純水供給元弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	C41-F016	SLC補給水止め弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
ほう酸水注入系ほう酸水貯蔵タンク補給水元弁	C41-F018	SLCタンク水張り入口第一弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	C41-F018	SLCほう酸水貯蔵タンク補給水元弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁	C41-F019	SLCタンク水張り入口第二弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	C41-F019	SLC貯蔵タンク補給水入口弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
復水補給水系常/非常用連絡管1次、2次止め弁	P13-F011 P13-F012	復水貯蔵槽常用、非常用給水管連絡ライン第一止め弁 復水貯蔵槽常用、非常用給水管連絡ライン第二止め弁	廃棄物処理建屋地下3階MUWCポンプ室(管理区域)	P13-F019 P13-F020	MUWC常/非常用連絡管1次止め弁 MUWC常/非常用連絡管2次止め弁	廃棄物処理建屋地下3階MUWCポンプ室(管理区域)
ほう酸水注入系スタタンク出口弁	C41-F009	SLC系スタタンク出口弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	C41-F009	SLC系スタタンク出口弁	原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
高压炉心注水系注入弁(B)	E22-M0-F003B	HPCF系注入隔離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室(管理区域)	E22-M0-F003B	HPCF注入隔離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室(管理区域)
原子炉隔離時冷却系復水貯蔵槽側吸込弁	E51-M0-F001	RCIC系CSP側吸込弁	中央制御室 原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)	E51-M0-F001	RCIC系CSP側吸込弁	中央制御室 原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)
原子炉隔離時冷却系サブプレッション・チェンバ・プール側吸込隔離弁	E51-M0-F006	RCIC系S/P側吸込隔離弁	中央制御室 原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)	E51-M0-F006	RCIC系S/P側吸込隔離弁	中央制御室 原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)
原子炉隔離時冷却系タービン止め弁	E51-M0-F037	RCIC系タービン止め弁	中央制御室 原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)	E51-M0-F037	RCIC系タービン止め弁	中央制御室 原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)
高压炉心注水系注入弁	E22-M0-F003B/C	HPCF系注入隔離弁(B)/(C)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室/(C)弁室(管理区域)	E22-M0-F003B/C	HPCF系注入隔離弁(B)/(C)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室/(C)弁室(管理区域)
高压炉心注水系復水貯蔵槽側吸込弁	E22-M0-F001B/C	HPCF系CSP側吸込弁(B)/(C)	中央制御室 原子炉建屋地下3階HPCF(B)ポンプ室/(C)ポンプ室(管理区域)	E22-M0-F001B/C	HPCF系CSP側吸込弁(B)/(C)	中央制御室 原子炉建屋地下3階HPCF(B)ポンプ室/(C)ポンプ室(管理区域)
高压炉心注水系サブプレッション・チェンバ・プール側吸込隔離弁	E22-M0-F006B/C	HPCF系S/P側吸込隔離弁(B)/(C)	中央制御室 原子炉建屋地下3階HPCF(B)ポンプ室/(C)ポンプ室(管理区域)	E22-M0-F006B/C	HPCF系S/P側吸込隔離弁(B)/(C)	中央制御室 原子炉建屋地下3階HPCF(B)ポンプ室/(C)ポンプ室(管理区域)

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

(a) 代替減圧

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 常設直流電源系統喪失時の減圧

(b) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧

(c) 逃がし安全弁が作動可能な環境条件

(d) 復旧

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a) 炉心損傷時における高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の防止

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. 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) インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 手順等

1.3.2 重大事故等時の手順

1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 代替減圧
 - a. 手動操作による減圧
- (2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

- (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧
 - a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放
 - b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放
 - c. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放
- (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧
 - a. 高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保
- (3) 復旧
 - a. 代替直流電源設備による復旧
 - b. 代替交流電源設備による復旧
- (4) 重大事故等時の対応手段の選択

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

1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順

- (1) EOP「原子炉建屋制御」

1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料 1.3.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.3.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.3.3 重大事故対策の成立性
1. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放
 2. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放
 3. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放
 4. 高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保
 5. インターフェイスシステム LOCA 発生時の漏えい停止操作（高圧炉心注水系の場合）
- 添付資料 1.3.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の概要図
- 添付資料 1.3.5 インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について
- 添付資料 1.3.6 インターフェイスシステム LOCA 発生時の検知手段について
- 添付資料 1.3.7 低圧代替注水系（常設）のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系注水準備完了にて発電用原子炉を急速減圧する条件及び理由について
- 添付資料 1.3.8 解釈一覧
1. 判断基準の解釈一覧
 2. 操作手順の解釈一覧
 3. 各号炉の弁番号及び弁名称一覧

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ポンペを整備すること。

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、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による自動減圧機能 (以下「自動減圧系」という。) 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、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

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の損傷箇所を隔離することで原子炉冷却材の漏えいを抑制す

る。なお，損傷箇所の隔離ができない場合は，逃がし安全弁による減圧で原子炉冷却材の漏えいを抑制することとしており，これらの手順等について説明する。

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態にある場合は、発電用原子炉の減圧が必要である。発電用原子炉の減圧をするための設計基準事故対応設備として自動減圧系を設置している。

この設計基準事故対応設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対応設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対応設備を選定する（第 1.3.1 図）。

また、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損の防止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応設備を選定する。

重大事故等対応設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{※1}を選定する。

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

選定した重大事故等対応設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十六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、自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、自動減圧系の故障を想定する。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（常設直流電源若しくは常設直流電源系統）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から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.3.1 表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 代替減圧

設計基準事故対処設備である自動減圧系の故障により発電用原子炉の減圧ができない場合は、減圧の自動化又は中央制御室からの手動操作により発電用原子炉を減圧する手段がある。

i. 減圧の自動化

原子炉水位低（レベル 1）到達 10 分後及び残留熱除去

系ポンプ運転（低圧注水モード）の場合に、代替自動減圧機能により発電用原子炉を自動で減圧する。なお、「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」における EOP「反応度制御」対応操作中は、発電用原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止するため、以下に記す「自動減圧系の起動阻止スイッチ」により自動減圧系の作動を阻止する。

代替自動減圧機能による減圧の自動化で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）
- ・自動減圧系の起動阻止スイッチ
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き C, H, N, T の 4 個）
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・非常用交流電源設備

ii. 手動操作による減圧

中央制御室からの手動操作により逃がし弁機能用電磁弁又は自動減圧機能用電磁弁を作動させ、アキュムレータに蓄圧された窒素ガスを逃がし安全弁に供給することにより逃がし安全弁を開放し、発電用原子炉を減圧する。また、主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用電源が健全で、復水器の真空状態が維持できていれば、中央制御室からの手動操作によりタービンバイパス弁を開

操作し，発電用原子炉を減圧する。

逃がし安全弁の手動操作による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・所内蓄電式直流電源設備
- ・可搬型直流電源設備

また，上記所内蓄電式直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

タービンバイパス弁の手動操作による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・タービンバイパス弁
- ・タービン制御系

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替減圧で使用する設備のうち，代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能），自動減圧系の起動阻止スイッチ，逃がし安全弁，主蒸気系配管・クエンチャ，自動減圧機能

用アキュムレータ，逃がし弁機能用アキュムレータ，所内蓄電式直流電源設備，可搬型直流電源設備，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

（添付資料 1.3.1）

以上の重大事故等対処設備により，設計基準事故対処設備である自動減圧系が故障した場合においても，発電用原子炉を減圧することができる。

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

- ・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが，常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから，健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・タービンバイパス弁，タービン制御系

炉心損傷前において，主蒸気隔離弁が全開状態であり，かつ常用電源が健全で，復水器の真空状態が維持できていれば，逃がし安全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) 常設直流電源系統喪失時の減圧

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し、発電用原子炉の減圧ができない場合は、可搬型直流電源設備又は逃がし安全弁用可搬型蓄電池により逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

また、逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が確保できない場合においても、代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

i. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復

可搬型直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。なお、可搬型直流電源設備による直流電源の供給準備が整うまでの期間は、常設代替直流電源設備にて逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型直流電源設備

- ・ AM 用切替装置（SRV）
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能なし）
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 逃がし弁機能用アキュムレータ

ii. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 逃がし安全弁用可搬型蓄電池
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ

iii. 代替逃がし安全弁駆動装置による減圧

代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を開放して発電用原子炉を減圧する。

代替逃がし安全弁駆動装置による減圧で使用する設備

は以下のとおり。

- ・ 高圧窒素ガス供給系（代替逃がし安全弁駆動装置）
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能なし D, E, K, U の 4 個）
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ

(b) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧

逃がし安全弁の作動に必要な逃がし弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合は、高圧窒素ガス供給系により逃がし安全弁の駆動源を確保し、逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

i. 高圧窒素ガス供給系による窒素ガス確保

逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給源を不活性ガス系から高圧窒素ガス供給系に切り替えることで窒素ガスを確保し、発電用原子炉を減圧する。また、逃がし安全弁の駆動源を高圧窒素ガス供給系から供給している期間において、逃がし安全弁の作動に伴い窒素ガスの圧力が低下した場合は、予備の高圧窒素ガスポンベに切り替えることで窒素ガスを確保し、発電用原子炉を減圧する。

高圧窒素ガス供給系による窒素ガス確保で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧窒素ガスポンベ
- ・ 高圧窒素ガス供給系配管・弁

- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・逃がし弁機能用アキュムレータ

(c) 逃がし安全弁が作動可能な環境条件

想定される重大事故等時の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給圧力を調整可能な設計としている。

i. 逃がし安全弁の背圧対策

想定される重大事故等時の環境条件を考慮して、原子炉格納容器内の圧力が設計圧力の2倍の状態（620kPa[gage]）となった場合においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう、あらかじめ供給圧力を設定する。

逃がし安全弁の背圧対策として、窒素ガスの供給圧力を調整するために使用する設備は以下のとおり。

- ・高圧窒素ガスポンペ
- ・高圧窒素ガス供給系配管・弁

(d) 復旧

全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合は、代替電源により逃がし安全弁の機能を復旧させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

i. 代替直流電源設備による復旧

代替直流電源設備（可搬型直流電源設備又は直流給電車）により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

代替直流電源設備による復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型直流電源設備
- ・直流給電車及び電源車

ii. 代替交流電源設備による復旧

常設代替交流電源設備，第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を受電し，逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

代替交流電源設備による復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

常設直流電源系統喪失時の減圧で使用する設備のうち，可搬型直流電源設備，AM用切替装置（SRV），常設代替直流電源設備，逃がし安全弁，主蒸気系配管・クエンチャ，逃

がし弁機能用アキュムレータ，逃がし安全弁用可搬型蓄電池及び自動減圧機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置付ける。

逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧で使用する設備のうち，高圧窒素ガスボンベ，高圧窒素ガス供給系配管・弁，自動減圧機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置付ける。

逃がし安全弁が作動可能な環境条件で使用する設備のうち，高圧窒素ガスボンベ及び高圧窒素ガス供給系配管・弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

復旧で使用する設備のうち，可搬型直流電源設備，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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

(添付資料 1.3.1)

以上の重大事故等対処設備により，全交流動力電源喪失又は直流電源喪失が発生した場合においても，発電用原子炉を減圧することができる。

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

- ・高圧窒素ガス供給系（代替逃がし安全弁駆動装置）

現状の設備では系統構成（フランジ取外し，ホース取付け）を原子炉建屋原子炉区域で実施しなければならず，事象の進展によってはアクセス困難となる可能性があるが，逃がし安全弁を作動させる手段として有効である。

- 直流給電車

給電開始までに時間を要するが，給電が可能であれば逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保できることから，発電用原子炉を減圧するための直流電源を確保する手段として有効である。

- 第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが，常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから，健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- c. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

- (a) 炉心損傷時における高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の防止

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態である場合において，高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため，逃がし安全弁の手動操作により発電用原子炉を減圧する手段がある。

高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の防止で使用す

る設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉格納容器の破損の防止で使用する設備のうち、逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャ、逃がし弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置付ける。

以上の重大事故等対処設備により、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態である場合においても、発電用原子炉を減圧することで、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止することができる。

d. 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) インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応

インターフェイスシステム LOCA 発生時に、漏えい箇所の隔離操作を実施するものの隔離できない場合、原子炉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、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧するとともに、弁の隔離操作により原子炉冷却材の漏えい箇所を隔離する手段があ

る。

また，原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいし原子炉建屋原子炉区域内の圧力が上昇した場合において，原子炉建屋ブローアウトパネルが開放することで，原子炉建屋原子炉区域内の圧力上昇を抑制し，環境を改善する手段がある。

なお，原子炉建屋ブローアウトパネルは開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による開放操作は必要としない。

インターフェイスシステム LOCA 発生時における発電用原子炉の減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・タービンバイパス弁
- ・タービン制御系

インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離で使用する設備は以下のとおり。

- ・高圧炉心注水系注入隔離弁

インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域内の圧力上昇抑制及び環境改善で使用する設備は以下のとおり。

・原子炉建屋ブローアウトパネル

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

インターフェイスシステム LOCA 発生時における発電用原子炉の減圧で使用する設備のうち、逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャ、逃がし弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置付ける。

インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離で使用する高圧炉心注水系注入隔離弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域内の圧力上昇抑制及び環境改善で使用する原子炉建屋ブローアウトパネルは重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料 1.3.1)

以上の重大事故等対処設備により、インターフェイスシステム LOCA が発生した場合においても、発電用原子炉を減圧することで、原子炉冷却材の原子炉格納容器外への漏えいを抑制することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あ

わせて、その理由を示す。

- ・タービンバイパス弁，タービン制御系

主蒸気隔離弁が全開状態であり，かつ常用電源が健全で，復水器の真空状態が維持できていれば，発電用原子炉を減圧する手段として有効である。

e. 手順等

上記「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. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備」及び「d. 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」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下「EOP」という。），事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）及びAM 設備別操作手順書に定める（第 1.3.1 表）。

また，重大事故等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理する（第 1.3.2 表，第 1.3.3 表）。

（添付資料 1.3.2）

1.3.2 重大事故等時の手順

1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 代替減圧

a. 手動操作による減圧

発電用原子炉の冷温停止への移行又は低圧注水系を使用した注水への移行を目的として、逃がし安全弁又はタービンバイパス弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

また、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損防止を目的として、逃がし安全弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

(a) 手順着手の判断基準

i. 発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

- ・復水器が使用可能であり、タービンバイパス弁の開操作が可能な場合
- ・復水器が使用不可能であるが、逃がし安全弁の開操作が可能な場合

ii. 急速減圧の場合

- ・低圧注水系 1 系以上又は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上若しくは代替注水系 2 系以上の起動^{*1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保され、逃がし

安全弁の開操作が可能な場合

- ・逃がし安全弁が使用できない場合は，復水器が使用可能で，タービンバイパス弁の開操作が可能な場合

iii. 炉心損傷後の減圧の場合

[低圧注水手段がある場合]

- ・高圧注水系は使用できないが，低圧注水系 1 系^{※2}以上が使用可能である場合で，逃がし安全弁の開操作が可能な場合

[注水手段がない場合]

- ・原子炉圧力容器への注水手段が確保できず，原子炉圧力容器内の水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置）に到達した場合で，逃がし安全弁の開操作が可能な場合

※1: 「低圧注水系 1 系以上又は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上若しくは代替注水系 2 系以上の起動」とは，原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心注水系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び給水・復水系のうち 1 系以上起動すること，また，それができない場合は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上起動，若しくは低圧代替注水系（常設），消火系及び低圧代替注水系（可搬型）のうち 2 系以上起動することをいう。

なお，原子炉格納容器パラメータ又は原子炉圧力容器内の水位が規定値に到達した場合は，低圧代替注水系（常設）のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系のみ
の起動であっても発電用原子炉の減圧を行う。

（添付資料 1.3.7）

※2: 「低圧注水系 1 系」とは，残留熱除去系（低圧注水モード），給水・復水系，低圧代替注水系（常設），消火系又は低圧代替注水系（可搬型）のいずれか 1 系をいう。

(b) 操作手順

逃がし安全弁又はタービンバイパス弁を使用した手動操作による減圧手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.3.2 図，第 1.3.3 図及び第 1.3.4 図に示す。

[タービンバイパス弁による減圧]

- ① 当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員にタービンバイパス弁を手動で開操作し，発電用原子炉を減圧するよう指示する。
- ②^a 判断基準 i : 発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合
中央制御室運転員 A は，原子炉冷却材温度変化率が 55°C/h を超えないようにタービンバイパス弁を手動で開閉操作し，発電用原子炉を減圧する。
- ②^b 判断基準 ii : 急速減圧の場合
中央制御室運転員 A は，タービンバイパス弁を手動で

開操作し，発電用原子炉の急速減圧を行う。

[逃がし安全弁による減圧]

- ① 当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に逃がし安全弁を手動で開操作し，発電用原子炉を減圧するよう指示する。
- ②^a 判断基準 i：発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合
中央制御室運転員 A は，原子炉冷却材温度変化率が $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を超えないように逃がし安全弁を手動で開閉操作し，発電用原子炉を減圧する。
- ②^b 判断基準 ii：急速減圧の場合
中央制御室運転員 A は，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）8 個を手動で開操作し，発電用原子炉の急速減圧を行う。
逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を 8 個開放できない場合は，自動減圧機能を有する逃がし安全弁とそれ以外の逃がし安全弁を合わせて 8 個開放する。
- ②^c 判断基準 iii：炉心損傷後の減圧の場合
中央制御室運転員 A は，逃がし安全弁（自動減圧機能付き又は逃がし弁機能）2 個を手動で開操作し，発電用原子炉を減圧する。
- ③ 中央制御室運転員 A は，サブプレッション・チェンバ・プール水の温度上昇防止のため，残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による

サプレッション・チェンバ・プール水の除熱を行う。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員 1 名で対応が可能である。

作業開始を判断してから手動操作による減圧を開始するまでの所要時間は下記のとおり。

- ・タービンバイパス弁による減圧：1 分以内
- ・逃がし安全弁による減圧：1 分以内

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.3.16 図に示す。

自動減圧系機能喪失により逃がし安全弁が作動しない場合，低圧注水系，低圧代替注水系（常設）又は代替注水系による原子炉圧力容器への注水準備が完了し，復水器が使用可能であればタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧する。復水器が使用不可能であれば逃がし安全弁により発電用原子炉を減圧する。また，原子炉水位低（レベル 1）到達 10 分後及び残留熱除去系ポンプ運転（低圧注水モード）の場合は，代替自動減圧機能が自動で作動し発電用原子炉を減圧する。

1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧

- a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を開放して発電用原子炉を減圧する。なお、可搬型直流電源設備による直流電源の供給準備が整うまでの期間は、常設代替直流電源設備にて逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については、中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室（管理区域）にて確認が可能であるため、いずれかの計器で確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、以下の条件が全て成立した場合。

- ・炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は、低圧注水系1系以上又は低圧代替注水系（常設）のポンプ2台以上若しくは代替注水系2系以上の起動^{*1}により原子炉圧力

容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系 1 系^{※2}以上が使用可能である場合、又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置）に到達した場合。

- ・逃がし安全弁（自動減圧機能なし）作動用の窒素ガスが確保されている場合。
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の作動に必要な直流電源を常設代替直流電源設備から給電可能な場合。

※1: 「低圧注水系 1 系以上又は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上若しくは代替注水系 2 系以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心注水系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び給水・復水系のうち 1 系以上起動すること、また、それができない場合は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上起動、若しくは低圧代替注水系（常設）、消火系及び低圧代替注水系（可搬型）のうち 2 系以上起動することをいう。

なお、原子炉格納容器パラメータ又は原子炉圧力容器内の水位が規定値に到達した場合は、低圧代替注水系（常設）のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系のみでの起動であっても発電用原子炉の減圧を行う。

(添付資料 1.3.7)

※2: 「低圧注水系 1 系」とは、残留熱除去系（低圧注水モード）、給水・復水系、低圧代替注水系（常設）、消火系又は低圧代替注水系（可搬型）のいずれか 1 系をいう。

(b) 操作手順

可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.3.3 図に、概要図を第 1.3.5 図に、タイムチャートを第 1.3.6 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に可搬型直流電源設備による直流電源の復旧を依頼する。
- ③当直副長は、可搬型直流電源設備による直流電源の復旧が完了するまでの間、逃がし安全弁により発電用原子炉を減圧するため、運転員に常設代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放の準備開始を指示する。

[逃がし安全弁の駆動源（電源）確保及び開放操作]

- ④^a [中央制御室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する

場合]

中央制御室運転員 A 及び B は、中央制御室の ATWS/RPT 盤に原子炉圧力（可搬計測器）を接続し、原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員 C 及び D は、原子炉建屋地下 1 階計装ラック室（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

- ⑤^a 中央制御室運転員 A 及び B は、中央制御室の AM 用切替装置（SRV）で、125V DC 分電盤側の逃がし安全弁用供給電源 NFB を開放し、125V AM 分電盤側の逃がし安全弁用供給電源 NFB を投入し、当直副長に常設代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放の準備完了を報告する。
- ⑥^a 当直副長は、中央制御室運転員に常設代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放を指示する。
- ⑦^a 当直副長は、中央制御室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は中央制御室運転員に、現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は現場運転員に発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑧^a 中央制御室運転員 A 及び B は、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を手動で開操作し、発電用原子炉の減圧を開始する。
- ⑨^a [中央制御室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する

場合]

中央制御室運転員 A 及び B は，発電用原子炉の減圧が開始されたことを中央制御室の ATWS/RPT 盤に接続した原子炉圧力（可搬計測器）指示値の低下により確認し，当直副長並びに現場運転員 C，D，E 及び F に報告するとともに，原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員 C 及び D は，発電用原子炉の減圧が開始されたことを原子炉建屋地下 1 階計装ラック室（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）指示値の低下により確認し，当直副長並びに現場運転員 E 及び F に報告するとともに，原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

⑩^a 中央制御室運転員 A 及び B，又は現場運転員 C 及び D は，原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し，当直副長に発電用原子炉の減圧が完了したことを報告する。

[逃がし安全弁の開保持用の駆動源（高圧窒素ガス）確保操作]

④^b 現場運転員 C 及び D は，常設代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放の系統構成として，高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の全閉操作を実施する。

なお、高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の操作場所は原子炉建屋原子炉区域であり、事象の進展によりアクセス困難となった場合は、全閉操作は実施しない。

⑤^b 現場運転員 E 及び F は、常設代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放の系統構成として、高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)，(B)の全開操作及び高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)，(B)供給弁の全開操作を実施する。

⑥^b 現場運転員 E 及び F は、原子炉建屋地上 4 階北西通路、南西通路にて、窒素ガスボンベ出口圧力指示値が規定値以上であることを確認し、高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)，(B)供給弁の全閉操作を実施する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）、現場運転員 4 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから常設代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放まで約 35 分で可能である。

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

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が

開始できるよう，使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.3.3-1)

b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合，現場多重伝送盤にて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については，中央制御室又は原子炉建屋地下 1 階計装ラック室（管理区域）にて確認が可能であるため，いずれかの計器で確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において，以下の条件が全て成立した場合。

- ・ 炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は，低圧注水系 1 系以上又は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上若しくは代替注水系 2 系以上の起動^{*1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は，高圧注水系が使用できない

場合で、低圧注水系 1 系^{※2}以上が使用可能である場合、又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置）に到達した場合。

- ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）作動用の窒素ガスが確保されている場合。

※1: 「低圧注水系 1 系以上又は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上若しくは代替注水系 2 系以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心注水系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び給水・復水系のうち 1 系以上起動すること、また、それができない場合は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上起動、若しくは低圧代替注水系（常設）、消火系及び低圧代替注水系（可搬型）のうち 2 系以上起動することをいう。

なお、原子炉格納容器パラメータ又は原子炉圧力容器内の水位が規定値に到達した場合は、低圧代替注水系（常設）のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系のみでの起動であっても発電用原子炉の減圧を行う。

（添付資料 1.3.7）

※2: 「低圧注水系 1 系」とは、残留熱除去系（低圧注水モード）、給水・復水系、低圧代替注水系（常設）、消火系又は低圧代替注水系（可搬型）のいずれ

れか 1 系をいう。

(b) 操作手順

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.3.3 図に，概要図を第 1.3.7 図に，タイムチャートを第 1.3.8 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放の準備開始を指示する。

② [中央制御室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

中央制御室運転員 A 及び B は，中央制御室の ATWS/RPT 盤に原子炉圧力（可搬計測器）を接続し，原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員 C 及び D は，原子炉建屋地下 1 階計装ラック室（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

③現場運転員 C 及び D は，逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放の系統構成として，高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の全閉操作を実施する。

なお，高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の操作場所は原子炉建屋原子炉区域であり，事象の進展

によりアクセス困難となった場合は、全閉操作は実施しない。

- ④現場運転員 E 及び F は、逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放の系統構成として、高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)，(B)の全開操作及び高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)，(B)供給弁の全開操作を実施する。
- ⑤現場運転員 E 及び F は、原子炉建屋地上 4 階北西通路、南西通路にて、窒素ガスポンベ出口圧力指示値が規定値以上であり、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の駆動源が確保されていることを確認する。
- ⑥現場運転員 E 及び F は、多重伝送現場盤内の逃がし安全弁（自動減圧機能付き）作動回路に、逃がし安全弁用可搬型蓄電池及び仮設ケーブルを接続し、当直副長に逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放の準備完了を報告する。
- ⑦当直副長は、現場運転員に逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の開放を指示する。
- ⑧当直副長は、中央制御室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は中央制御室運転員に、現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は現場運転員に発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑨現場運転員 E 及び F は、多重伝送現場盤に接続した逃がし安全弁用可搬型蓄電池の操作により逃がし安全弁

(自動減圧機能付き)を開放し、発電用原子炉の減圧を開始する。

⑩ [中央制御室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

中央制御室運転員 A 及び B は、発電用原子炉の減圧が開始されたことを中央制御室の ATWS/RPT 盤に接続した原子炉圧力(可搬計測器)指示値の低下により確認し、当直副長並びに現場運転員 C, D, E 及び F に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員 C 及び D は、発電用原子炉の減圧が開始されたことを原子炉建屋地下 1 階計装ラック室(管理区域)の原子炉圧力(現場計器)指示値の低下により確認し、当直副長並びに現場運転員 E 及び F に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

⑪ 現場運転員 E 及び F は、原子炉建屋地上 4 階北西通路、南西通路にて、窒素ガスボンベ出口圧力指示値が規定値以上であることを確認し、高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)、(B)供給弁の全閉操作を実施する。

⑫ 中央制御室運転員 A 及び B、又は現場運転員 C 及び D は、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、当直副長に発電用

原子炉の減圧が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）、現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放まで約55分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.3.3-2）

c. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁（自動減圧機能なし D, E, K 又は U）の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし D, E, K 又は U）を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については、中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室（管理区域）にて確認が可能であるため、いずれかの計器で確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において，以下の条件が全て成立した場合。

- ・ 低圧注水系 1 系以上又は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上若しくは代替注水系 2 系以上の起動^{※1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能なし）作動用の窒素ガスが確保されている場合。

※1: 「低圧注水系 1 系以上又は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上若しくは代替注水系 2 系以上の起動」とは，原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心注水系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び給水・復水系のうち 1 系以上起動すること，また，それができない場合は低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上起動，若しくは低圧代替注水系（常設），消火系及び低圧代替注水系（可搬型）のうち 2 系以上起動することをいう。

なお，原子炉格納容器パラメータ又は原子炉圧力容器内の水位が規定値に到達した場合は，低圧代替注水系（常設）のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系のみ

の起動であっても発電用原子炉の減圧を行う。

(添付資料 1.3.7)

(b) 操作手順 (A系使用の例)

代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁 (自動減圧機能なし) 開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.3.3 図に、概要図を第 1.3.9 図に、タイムチャートを第 1.3.10 図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁 (自動減圧機能なし) 開放の準備開始を指示する。

② [中央制御室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

中央制御室運転員 A 及び B は、中央制御室の ATWS/RPT 盤に原子炉圧力 (可搬計測器) を接続し、原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員 C 及び D は、原子炉建屋地下 1 階計装ラック室 (管理区域) の原子炉圧力 (現場計器) にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

③現場運転員 C 及び D は、代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁 (自動減圧機能なし) 開放の系統構成として、代替逃がし安全弁駆動装置のホース接続用フランジへ仮設ホースを接続し、高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス供給弁後弁 (A)、高圧窒素ガス供

給系重大事故時用窒素ガス PCV 第一隔離弁 (A) 及び高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス PCV 第二隔離弁 (A) の全開操作を実施する。

④現場運転員 E 及び F は、代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放の系統構成として、高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス排気止め弁 (A) の全閉操作を実施し、当直副長に代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放の準備完了を報告する。

⑤当直副長は、現場運転員に代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の開放を指示する。

⑥当直副長は、中央制御室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は中央制御室運転員に、現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は現場運転員に発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。

⑦現場運転員 E 及び F は、高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス (A) 供給弁を開操作し、発電用原子炉の減圧を開始する。

⑧ [中央制御室にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

中央制御室運転員 A 及び B は、発電用原子炉の減圧が開始されたことを中央制御室の ATWS/RPT 盤に接続した原子炉圧力（可搬計測器）指示値の低下により確認し、当直副長並びに現場運転員 C, D, E 及び F に報告

するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

[現場にて原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合]

現場運転員 C 及び D は、発電用原子炉の減圧が開始されたことを原子炉建屋地下 1 階計装ラック室（管理区域）の原子炉圧力（現場計器）指示値の低下により確認し、当直副長並びに現場運転員 E 及び F に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

⑨ 中央制御室運転員 A 及び B、又は現場運転員 C 及び D は、原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、当直副長に発電用原子炉の減圧が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）、現場運転員 4 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放まで約 40 分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.3.3-3)

(2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧

a. 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保

不活性ガス系からの窒素ガスの供給が喪失し，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給圧力が低下した場合，供給源を高圧窒素ガスポンベに切り替えて逃がし安全弁の駆動源を確保する。

また，高圧窒素ガスポンベから供給している期間において，高圧窒素ガス供給系出口のポンベ圧力が低下した場合，高圧窒素ガスポンベ（待機側）へ切り替え，使用済みの高圧窒素ガスポンベを予備の高圧窒素ガスポンベと取り替える。

(a) 手順着手の判断基準

[不活性ガス系から高圧窒素ガス供給系への切替え]

高圧窒素ガス供給系ドライウェル入口圧力低警報が発生した場合。

[高圧窒素ガスポンベの切替え及び取替え]

高圧窒素ガスポンベから逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において，高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報が発生した場合。

(b) 操作手順

高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.3.11 図に，タイムチャートを第 1.3.12 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に

高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保の開始を指示する。

②中央制御室運転員 A 及び B は，高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス (A)，(B) 供給弁の操作スイッチを全閉位置から全開位置とし，高圧窒素ガスポンベによる供給に切り替わることを高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁 (A)，(B) の全閉及び高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス (A)，(B) 供給弁の全開により確認する。あわせて，高圧窒素ガス供給系 ADS 入口圧力指示値が規定値以上であることを確認し，高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁 (A)，(B) の操作スイッチを自動位置から全開位置とし当直副長に報告する。なお，電源が確保できない場合，現場運転員 C 及び D は，手動操作にて高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の全閉操作を実施し，高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁 (A)，(B) 及び高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス (A)，(B) 供給弁の全開操作を実施する。

③当直副長は，高圧窒素ガスポンベから逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において，高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報が発生した場合，現場運転員に高圧窒素ガスポンベ（待機側）への切替え及び使用済みの高圧窒素ガスポンベの取替えを指示する。

④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策

本部に新たに高圧窒素ガスポンベの確保を依頼する。

- ⑤現場運転員 C, D, E 及び F は, 高圧窒素ガスポンベを使用側から待機側へ切り替える。
- ⑥現場運転員 C, D, E 及び F は, 予備ボンベラックに配備している高圧窒素ガスポンベと使用済みの高圧窒素ガスポンベを取り替える。
- ⑦現場運転員 C 及び D は, 高圧窒素ガスポンベを取り替え後, 高圧窒素ガス供給ラインのリークチェックを実施し, 当直副長に高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

作業開始を判断してから, 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保完了までの必要な要員及び所要時間は以下のとおり。

- ・高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保

中央制御室運転員 2 名 (操作者及び確認者), 現場運転員 2 名にて作業を実施した場合は約 20 分で可能である。

- ・高圧窒素ガスポンベ (待機側) への切替え及び使用済み高圧窒素ガスポンベの取替えによる逃がし安全弁駆動源確保

現場運転員 4 名にて作業を実施した場合は約 60 分で可能である。

円滑に作業できるように, 移動経路を確保し, 防護具,

照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.3.3-4)

(3) 復旧

a. 代替直流電源設備による復旧

常設直流電源喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合，代替直流電源設備により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失により，直流 125V 主母線 (A) 系及び (B) 系の電圧喪失を確認した場合において，可搬型直流電源設備又は直流給電車いずれかの設備からの給電が可能な場合。

(b) 操作手順

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

逃がし安全弁は，中央制御室から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。

(c) 操作の成立性

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

また、逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名にて作業を実施した場合、可搬型直流電源設備又は直流給電車いずれかの設備による直流電源の復旧が完了してから逃がし安全弁の開放まで約 1 分で可能である。

b. 代替交流電源設備による復旧

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、代替交流電源設備により充電器を受電し、逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、直流 125V 主母線 (A) 系及び (B) 系の電圧喪失を確認した場合において、常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備いずれかの設備からの給電が可能な場合。

(b) 操作手順

代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

逃がし安全弁は、中央制御室から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。

(c) 操作の成立性

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

また、逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、代替交流電源設備による直流電源の復旧が完了してから逃がし安全弁の開放まで約1分で可能である。

(4) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.3.16図に示す。

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、可搬型直流電源設備（給電準備が完了するまでの間は常設代替直流電源設備を使用）若しくは逃がし安全弁用可搬型蓄電池により直流電源を確保して逃がし安全弁を作動させるか、又は代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する。

常設直流電源喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、可搬型直流電源設備又は直流給電車により直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失した場合、常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を充電し、直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

逃がし安全弁作動用窒素ガスの喪失により逃がし安全弁が作

動しない場合，高圧窒素ガス供給系の高圧窒素ガスポンベにより窒素ガスを確保し，逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する。

なお，逃がし安全弁の背圧対策として，想定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう，あらかじめ窒素ガスの供給圧力を調整している。

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

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において，高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため，逃がし安全弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

原子炉格納容器の破損を防止するための手動操作による発電用原子炉の減圧手順については「1.3.2.1(1)a. 手動操作による減圧」にて整備する。

1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順

(1) EOP「原子炉建屋制御」

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原子炉冷却材の漏えいが生じる。したがって，原子炉格納容器外への漏えいを停止するための破断箇所の隔離，保有水を確保するための原子炉圧力容器への注水が必要となる。

破断箇所の特定又は隔離ができない場合は、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧することで、原子炉建屋への原子炉冷却材の漏えいを抑制し、破断箇所の隔離を行う。

a. 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却系の吐出圧力上昇、原子炉建屋内の温度上昇若しくはエリア放射線モニタの指示値上昇等漏えいが予測されるパラメータの変化、又は漏えい関連警報の発生によりインターフェイスシステム LOCA の発生を判断した場合。

b. 操作手順

EOP「原子炉建屋制御」における操作手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.3.13 図及び第 1.3.14 図に、タイムチャートを第 1.3.15 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、インターフェイスシステム LOCA の発生を判断し、中央制御室運転員に原子炉手動スクラムの実施並びに破断箇所の特定及び隔離を指示する。
- ②中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉手動スクラムを実施する。また、発生した警報及びパラメータの変化から、破断箇所の特定及び中央制御室からの遠隔操作による隔離を実施する。
- ③当直副長は、破断箇所の特定及び中央制御室からの遠隔操作による隔離を実施できない場合は、中央制御室

運転員に非常用ガス処理系の起動操作，及び低圧注水系 2 系以上又は代替注水系の起動操作を指示する。

④ 中央制御室運転員 A 及び B は，非常用ガス処理系の起動操作，及び低圧注水系 2 系以上又は代替注水系の起動操作を実施する。

⑤ 当直副長は，非常用ガス処理系の起動，及び低圧注水系 2 系以上又は代替注水系の起動後，運転員に発電用原子炉の減圧操作，原子炉水位低下操作及び原子炉建屋環境悪化（建屋温度，建屋圧力，建屋放射線量）抑制操作の開始を指示する。

⑥^a 復水器使用可能の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉の急速減圧を行い，大気圧まで減圧することで，原子炉建屋への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。

⑥^b 復水器使用不可能の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，逃がし安全弁により発電用原子炉の急速減圧を行い，減圧完了圧力まで減圧することで，原子炉建屋への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。

⑦ 中央制御室運転員 A 及び B は，低圧注水系 2 系以上又は代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 1）から原子炉水位低（レベル 1.5）の間で維持する。

⑧ 中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉区域換気空調系

排気放射線モニタ指示値及び燃料取替エリア排気放射線モニタ指示値が制限値以下の場合，原子炉区域・タービン区域換気空調系の起動操作を実施し，原子炉建屋環境（建屋温度，建屋圧力，建屋放射線量）の悪化を抑制する。

⑨現場運転員 C 及び D は，中央制御室からの遠隔操作により破断箇所を隔離できない場合は，蒸気漏えいに備え防護具（酸素呼吸器及び耐熱服）を装着し（現場運転員 E 及び F は装着補助を行う），原子炉建屋（管理区域）にて隔離弁を全閉することで原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいを停止する。

⑩中央制御室運転員 A 及び B は，各種監視パラメータの変化から破断箇所の隔離が成功していることを確認し，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑪中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を起動し，発電用原子炉からの除熱を行う。

c. 操作の成立性

上記の操作のうち，中央制御室からの隔離操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合，インターフェイスシステム LOCA 発生から破断箇所の隔離完了まで 15 分以内で可能である。

中央制御室からの隔離操作を実施ができない場合の現場で

の隔離操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、インターフェイスシステム LOCA 発生から破断箇所の隔離完了まで約 240 分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具（酸素呼吸器及び耐熱服）、照明及び通信連絡設備を整備する。

[中央制御室からの遠隔隔離操作の成立性]

インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性のある操作は、定例試験として実施する非常用炉心冷却系電動弁手動開閉試験における原子炉注入弁の手動開閉操作である。

上記試験を行う際は、系統圧力を監視し上昇傾向にならないことを確認しながら操作し、系統圧力が上昇傾向になった場合は速やかに原子炉注入弁の閉操作を実施することとしている。しかし、隔離弁の隔離失敗等により系統圧力が異常に上昇し、低圧設計部分の過圧を示す警報及び漏えい関連警報が発生した場合は、同試験を実施していた非常用炉心冷却系でインターフェイスシステム LOCA が発生していると判断することで漏えい箇所及び隔離すべき遠隔操作弁の特定が容易となり、中央制御室からの遠隔隔離操作を速やかに行うことが可能である。

[現場での隔離操作の成立性]

隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルートの環

境を考慮しても，現場での隔離操作は可能である。

[溢水の影響]

隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルートは，インターフェイスシステム LOCA により漏えいが発生する機器よりも上層階に位置し，溢水の影響を受けない。

[インターフェイスシステム LOCA の検知について]

インターフェイスシステム LOCA 発生時は，原子炉格納容器内外のパラメータ等によりインターフェイスシステム LOCA と判断する。非常用炉心冷却系ポンプ設置室は原子炉建屋内において各部屋が分離されているため，床漏えい検出器，監視カメラ及び火災報知器により，漏えい箇所を特定するための参考情報の入手並びに原子炉建屋の状況確認が可能である。

(添付資料 1.3.3-5, 1.3.4, 1.3.5, 1.3.6)

1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

逃がし安全弁，中央制御室監視計器類への電源供給手順及び可搬型代替直流電源設備，常設代替交流電源設備，第二代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 1.3.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/4)

(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	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	自動減圧系	減圧の自動化	代替自動減圧ロジック (代替自動減圧機能) 自動減圧系の起動阻止スイッチ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き C, H, N, T の 4 個) 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等 対処設備	※1, ※2
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
		手動操作による減圧 (逃がし安全弁)	逃がし安全弁 主蒸気系配管・クエンチャ 逃がし弁機能用アキュムレータ 自動減圧機能用アキュムレータ 所内蓄電式直流電源設備 ※3 可搬型直流電源設備 ※3 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「減圧冷却」 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」
			第二代替交流電源設備 ※3	自主対策 設備	
		手動操作による減圧 (タービンバイパス弁)	タービンバイパス弁 タービン制御系	自主対策 設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「減圧冷却」 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」

※1: 代替自動減圧機能は、運転員による操作不要の減圧機能である。

※2: 自動減圧系の起動阻止スイッチの手順は「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」にて整備する。

※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4: 想定される重大事故等時の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作用させることができるよう、あらかじめ供給圧力を設定している。

※5: 原子炉建屋ブローアウトパネルは、開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり、運転員による操作は不要である。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/4)

(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	対処設備	手順書
サポート系故障時	常設直流電源系統	可搬型直流電源設備による 逃がし安全弁機能回復	可搬型直流電源設備 ※3 AM用切替装置 (SRV) 常設代替直流電源設備 逃がし安全弁 (自動減圧機能なし) 主蒸気系配管・クエンチャ 逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等 対処設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM設備別操作手順書 「AM用切替装置又はバッテリーによるSRV開放」
		逃がし安全弁用可搬型蓄電池 による逃がし安全弁機能回復	逃がし安全弁用可搬型蓄電池 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等 対処設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM設備別操作手順書 「AM用切替装置又はバッテリーによるSRV開放」
		代替逃がし安全弁 駆動装置による減圧	高圧窒素ガス供給系(代替逃がし安全弁駆動装置) 逃がし安全弁 (自動減圧機能なし D, E, K, Uの4個) 主蒸気系配管・クエンチャ	自主対策設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM設備別操作手順書 「代替SRV駆動装置によるSRV開放」
	高圧窒素ガス供給系による 窒素ガス確保	高圧窒素ガスポンペ 高圧窒素ガス供給系配管・弁 自動減圧機能用アキュムレータ 逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等 対処設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM設備別操作手順書 「SRV駆動源確保」	

※1:代替自動減圧機能は、運転員による操作不要の減圧機能である。

※2:自動減圧系の起動阻止スイッチの手順は「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」にて整備する。

※3:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4:想定される重大事故等時の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう、あらかじめ供給圧力を設定している。

※5:原子炉建屋ブローアウトパネルは、開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり、運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3/4）

（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	対処設備	手順書
サポート系故障時	—	逃がし安全弁の背圧対策	高圧窒素ガスポンベ 高圧窒素ガス供給系配管・弁	重大事故等 対処設備
	全交流動力電源 常設直流電源	代替直流電源設備による復旧	可搬型直流電源設備 ※3	重大事故等 対処設備
			直流給電車及び電源車 ※3	自主対策 設備
		代替交流電源設備による復旧	常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3	重大事故等 対処設備
第二代替交流電源設備 ※3	自主対策 設備			
				— ※4
				— ※3

※1: 代替自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2: 自動減圧系の起動阻止スイッチの手順は「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」にて整備する。

※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4: 想定される重大事故等時の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう，あらかじめ供給圧力を設定している。

※5: 原子炉建屋ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4/4）

（原子炉格納容器の破損防止，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	対処設備	手順書	
原子炉格納容器の破損防止	—	高圧溶融物放出 / 格納容器 雰囲気直接加熱の防止	逃がし安全弁 主蒸気系配管・クエンチャ 逃がし弁機能用アキュムレータ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備 事故時運転操作手順書 （シビアアクシデント） 「RPV 制御」	
インターフェイスシステム LOCA 発生時	—	発電用原子炉の減圧	逃がし安全弁 主蒸気系配管・クエンチャ 逃がし弁機能用アキュムレータ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書 （微候ベース） 「原子炉建屋制御」等 事故時運転操作手順書 （シビアアクシデント） 「R/B 制御」
			タービンバイパス弁 タービン制御系	自主対策設備	
		原子炉冷却材の 漏えい箇所の隔離	高圧炉心注水系注入隔離弁	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	
		原子炉建屋原子炉区域内の 圧力上昇抑制及び環境改善	原子炉建屋ブローアウトパネル ※5	重大事故等対処設備	

※1:代替自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2:自動減圧系の起動阻止スイッチの手順は「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」にて整備する。

※3:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4:想定される重大事故等時の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう，あらかじめ供給圧力を設定している。

※5:原子炉建屋ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

第 1.3.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/6)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)		
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧				
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「減圧冷却」	判断基準	補機監視機能	高压炉心注水系ポンプ(B) 吐出圧力 高压炉心注水系ポンプ(C) 吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(C) 吐出圧力 RFP 吐出ヘッド圧力 復水器器内圧力	
		操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
			原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
			原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
			原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ・プール水温度
			補機監視機能	復水器器内圧力
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「急速減圧」	判断基準	補機監視機能	高压炉心注水系ポンプ(B) 吐出圧力 高压炉心注水系ポンプ(C) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(C) 吐出圧力 RFP 吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A) 吐出圧力 復水移送ポンプ(B) 吐出圧力 復水移送ポンプ(C) 吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力 復水器器内圧力	
		操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
			原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
			原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
			原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ・プール水温度
			補機監視機能	復水器器内圧力

監視計器一覧 (2/6)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧			
事故時運転転換手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」	判断基準	補機監視機能	残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (C) 吐出圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ (A) 吐出圧力 復水移送ポンプ (B) 吐出圧力 復水移送ポンプ (C) 吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度

監視計器一覧 (3/6)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧		
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM 設備別操作手順書 「AM 用切替装置又はバッテリーによる SRV 開放」	判断基準	電源 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 充電器盤 A-2 蓄電池電圧
		補機監視機能 高圧窒素ガス供給系 ADS (A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS (B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ (A) 吐出圧力 復水移送ポンプ (B) 吐出圧力 復水移送ポンプ (C) 吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (可搬計測器) 原子炉圧力 (現場計器)
		補機監視機能 高圧窒素ガス供給系 ADS (A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS (B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM 設備別操作手順書 「AM 用切替装置又はバッテリーによる SRV 開放」	判断基準	電源 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 充電器盤 A-2 蓄電池電圧
		補機監視機能 高圧窒素ガス供給系 ADS (A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS (B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ (A) 吐出圧力 復水移送ポンプ (B) 吐出圧力 復水移送ポンプ (C) 吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (可搬計測器) 原子炉圧力 (現場計器)
		補機監視機能 高圧窒素ガス供給系 ADS (A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS (B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力

監視計器一覧 (4/6)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧			
事故時運転転換手順書 (徴候ベース) AM 設備別操作手順書 「代替 SRV 駆動装置による SRV 開放」	判断基準	電源 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 充電器盤 A-2 蓄電池電圧	
		補機監視機能	SRV 緊急時強制操作作用窒素ガスポンベ(A) 出口圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガスポンベ(B) 出口圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガス(A) 圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガス(B) 圧力 残留熱除去系ポンプ(A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B) 吐出圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A) 吐出圧力 復水移送ポンプ(B) 吐出圧力 復水移送ポンプ(C) 吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (可搬計測器) 原子炉圧力 (現場計器)	
		補機監視機能	SRV 緊急時強制操作作用窒素ガスポンベ(A) 出口圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガスポンベ(B) 出口圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガス(A) 圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガス(B) 圧力
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧			
事故時運転転換手順書 (徴候ベース) AM 設備別操作手順書 「SRV 駆動源確保」	判断基準	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 ドライウェル入口圧力低警報 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ出口圧力低警報
	操作	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 ADS(A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS(B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ(A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ(B) 出口圧力

監視計器一覧 (5/6)

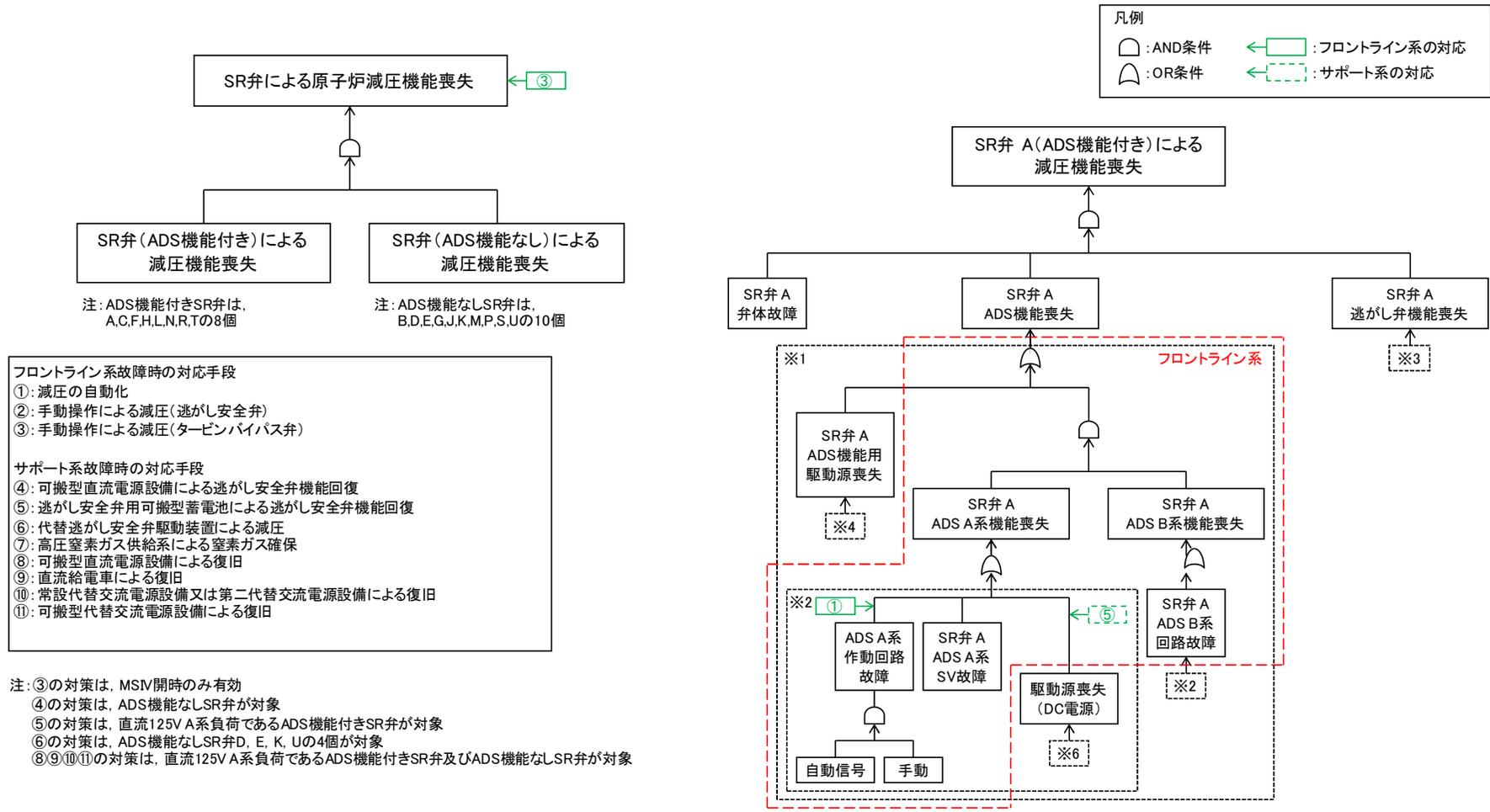
手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順			
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「原子炉建屋制御」等 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「R/B 制御」	判断基準	格納容器バイパスの監視 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) ドライウェル雰囲気温度 残留熱除去系ポンプ(A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(C) 吐出圧力 高圧炉心注水系ポンプ(B) 吐出圧力 高圧炉心注水系ポンプ(C) 吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 RHR ポンプ室雰囲気温度 RCIC ポンプ室雰囲気温度 RCIC 機器室雰囲気温度 エリア放射線モニタ	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) ドライウェル雰囲気温度 残留熱除去系ポンプ(A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(C) 吐出圧力 高圧炉心注水系ポンプ(B) 吐出圧力 高圧炉心注水系ポンプ(C) 吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 RHR ポンプ室雰囲気温度 RCIC ポンプ室雰囲気温度 RCIC 機器室雰囲気温度 エリア放射線モニタ
		補機監視機能	ドライウェルサンプル水位
	漏えい関連警報	RHR ポンプ(A) 室床漏えい RHR ポンプ(B) 室床漏えい RHR ポンプ(C) 室床漏えい HPCF (B) ポンプ室床漏えい HPCF (C) ポンプ室床漏えい RCIC ポンプ室床漏えい RCIC 蒸気管圧力低 RCIC 蒸気管流量大 CUW 差流量大	
	操作	格納容器バイパスの監視	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 残留熱除去系ポンプ(A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(C) 吐出圧力 高圧炉心注水系ポンプ(B) 吐出圧力 高圧炉心注水系ポンプ(C) 吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 RHR ポンプ室雰囲気温度 RCIC ポンプ室雰囲気温度 RCIC 機器室雰囲気温度 エリア放射線モニタ プロセス放射線モニタ ・原子炉区域換気空調系排気放射線モニタ ・燃料取替エリア排気放射線モニタ

監視計器一覧 (6/6)

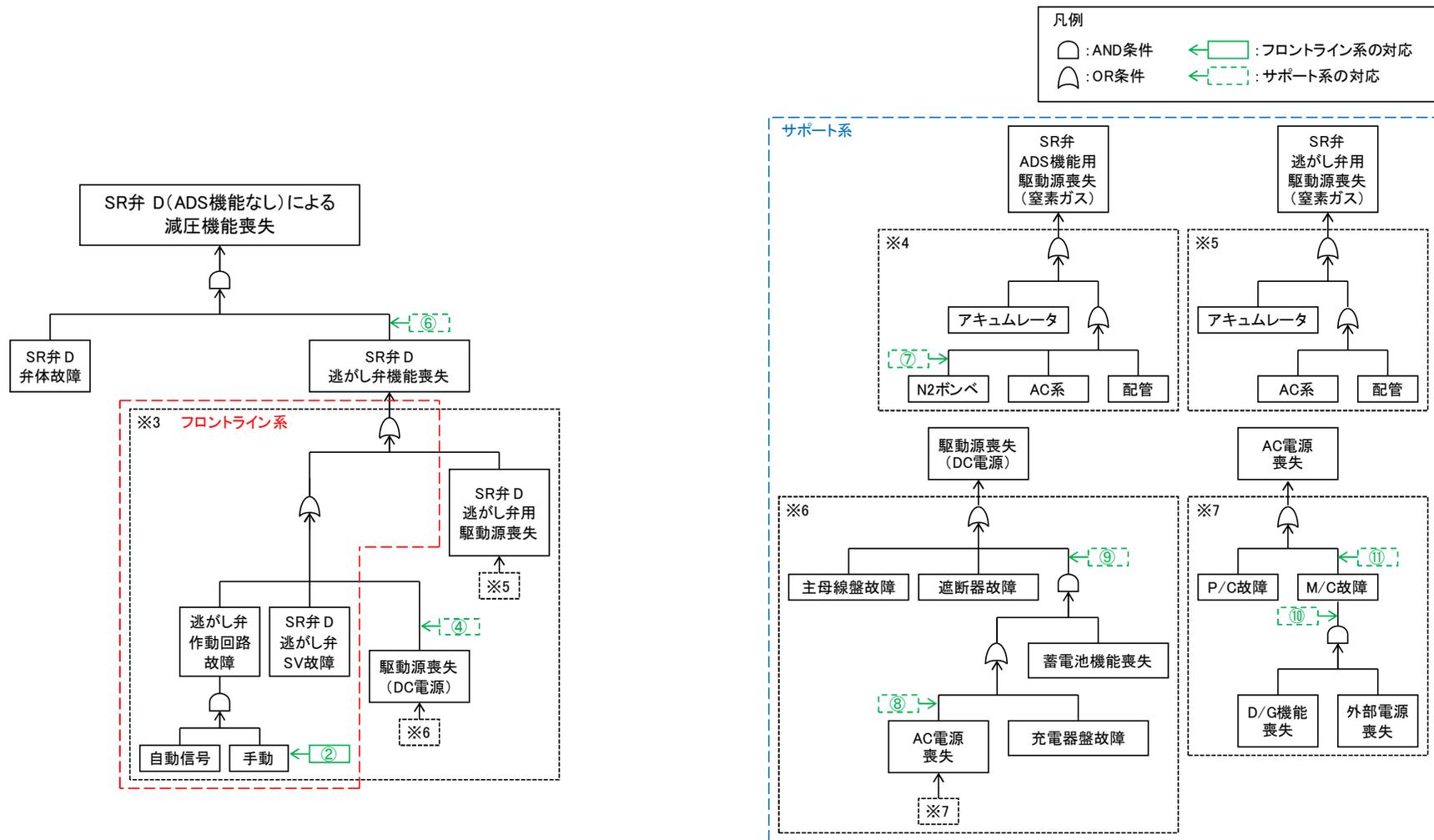
手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「原子炉建屋制御」等 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「R/B 制御」	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 高圧炉心注水系 (B) 系統流量 高圧炉心注水系 (C) 系統流量	
	補機監視機能	残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (C) 吐出圧力 高圧炉心注水系ポンプ (B) 吐出圧力 高圧炉心注水系ポンプ (C) 吐出圧力	
	水源の確保	サプレッション・チェンバ・プール水位 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ・プール水温度	
	操作	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (C) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却海水系ポンプ (A) 吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ (B) 吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ (C) 吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ (D) 吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ (E) 吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ (F) 吐出圧力
		補機監視機能	復水器器内圧力

第 1.3.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	逃がし安全弁	所内蓄電式直流電源設備 可搬型直流電源設備 逃がし安全弁用可搬型蓄電池 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 直流 125V A 系 直流 125V A-2 系 直流 125V B 系 AM 用直流 125V
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A 系電源 計測用 B 系電源



第 1.3.1 図 機能喪失原因対策分析 (1/2)



第 1.3.1 図 機能喪失原因対策分析 (2/2)

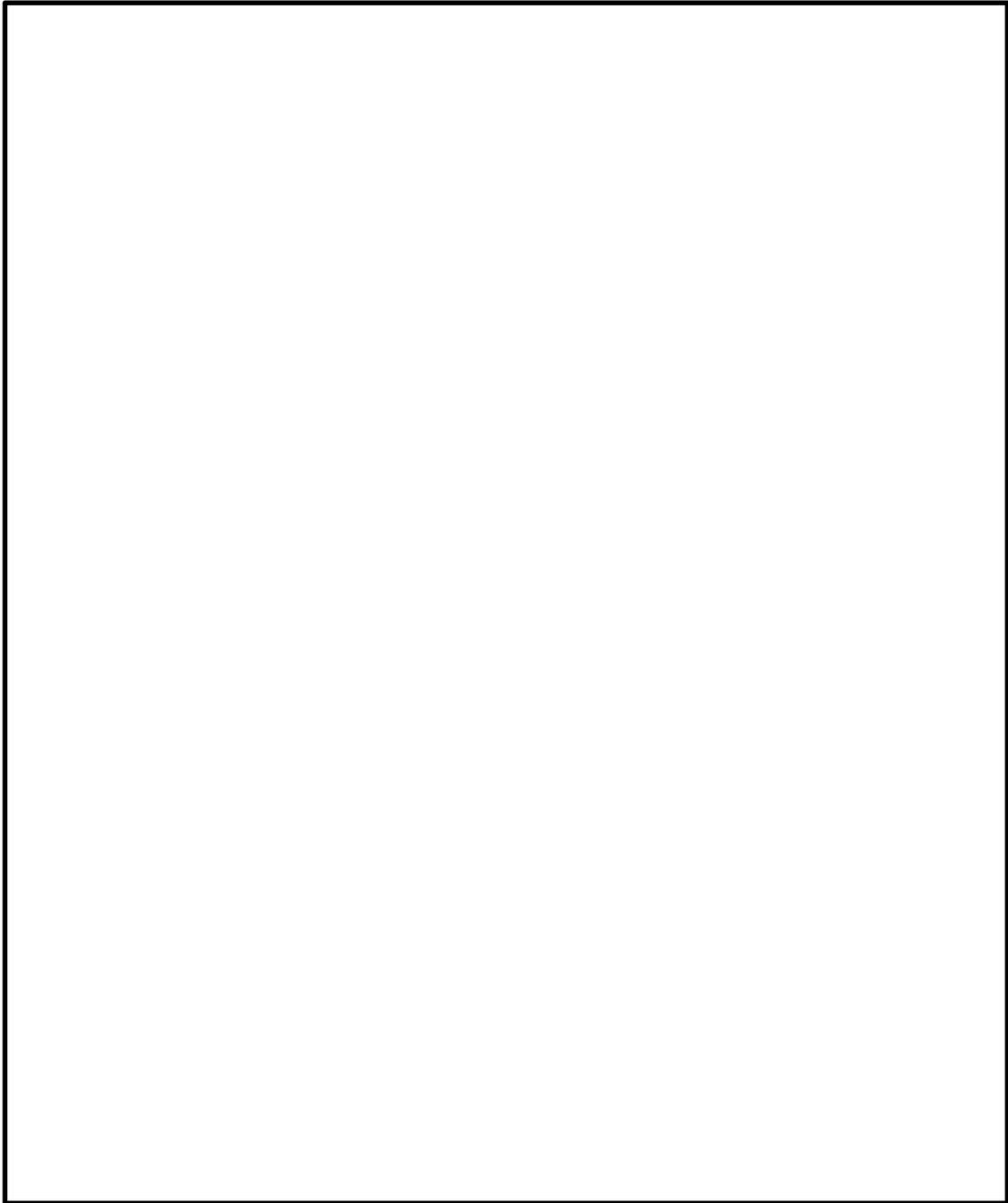
凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

フロントライン系, サポート系の整理, 故障の想定・対応手段

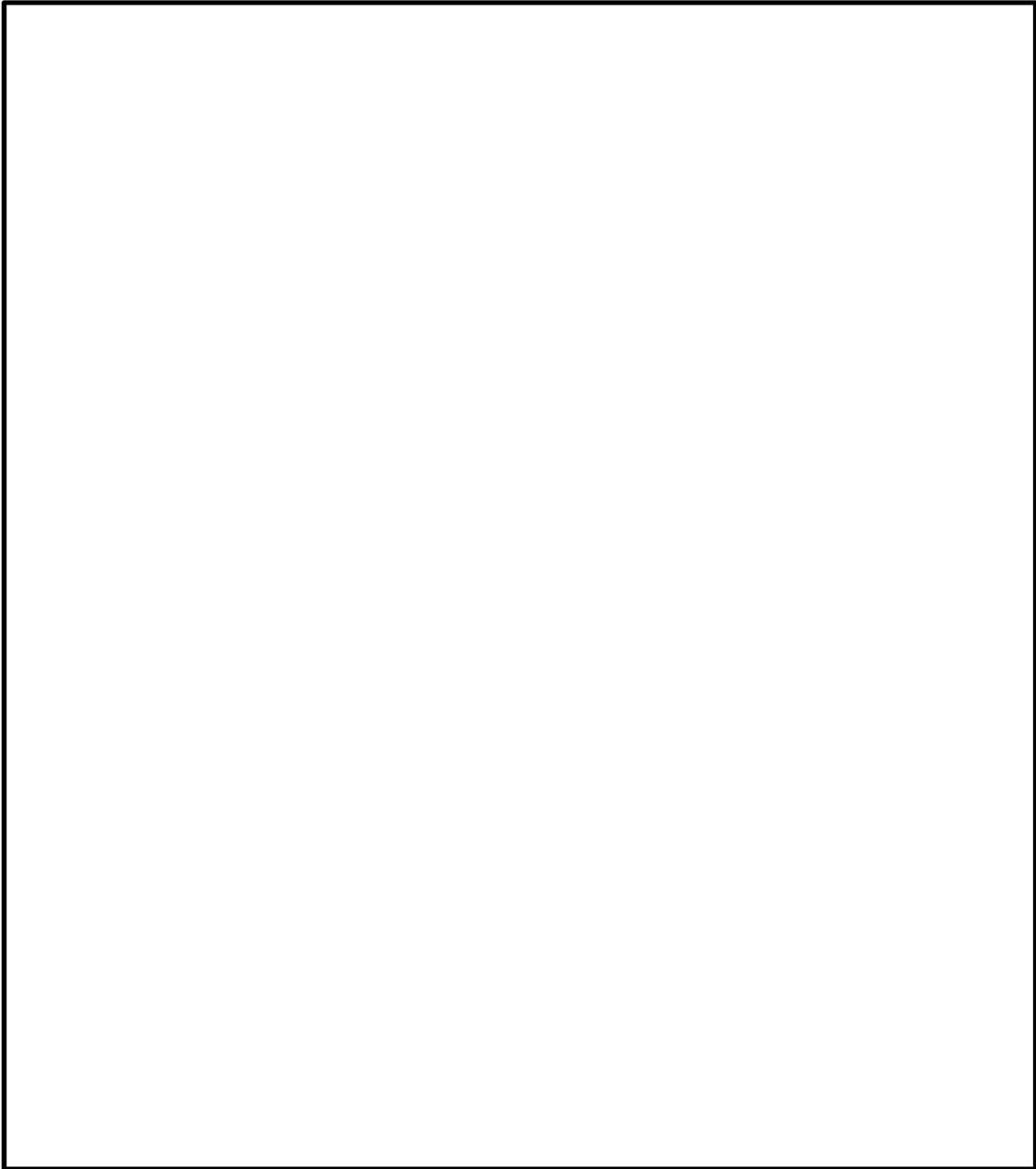
故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8	故障要因9				
SR弁による原子炉減圧機能喪失	SR弁 (ADS機能付き) による減圧機能喪失	SR弁本体故障											
			ADS A系機能喪失	ADS A系作動回路故障	ADS A系自動信号								
					ADS A系手動								
				ADS A系電磁弁故障									
				ADS A系駆動電源喪失 (DC電源)	主母線盤故障								
					遮断器故障								
		蓄電池機能喪失											
		ADS B系機能喪失	ADS B系作動回路故障	ADS B系自動信号									
				ADS B系手動									
			ADS B系電磁弁故障										
			ADS B系駆動電源喪失 (DC電源)	主母線盤故障									
				遮断器故障									
	蓄電池機能喪失												
	ADS機能喪失	ADS機能用駆動源喪失 (窒素ガス)	アキュムレータ	窒素ガスボンベ									
			HPIN (非常用) 機能喪失	AC系配管									
		逃がし弁機能喪失	逃がし弁作動回路故障	自動信号									
				手動									
			逃がし弁電磁弁故障										
		SR弁 (ADS機能なし) による減圧機能喪失	逃がし弁機能喪失	ADS機能用駆動源喪失 (窒素ガス)	アキュムレータ	窒素ガスボンベ							
					HPIN (常用) 機能喪失	AC系配管							
	逃がし弁駆動電源喪失 (DC電源)			主母線盤故障									
				遮断器故障									
				蓄電池機能喪失									
逃がし弁用駆動源喪失 (窒素ガス)	直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	充電器盤故障										
		AC電源喪失	M/C故障	P/C故障									
				M/C故障	D/G機能喪失	外部電源喪失							

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」をもとに、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND 条件、OR 条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

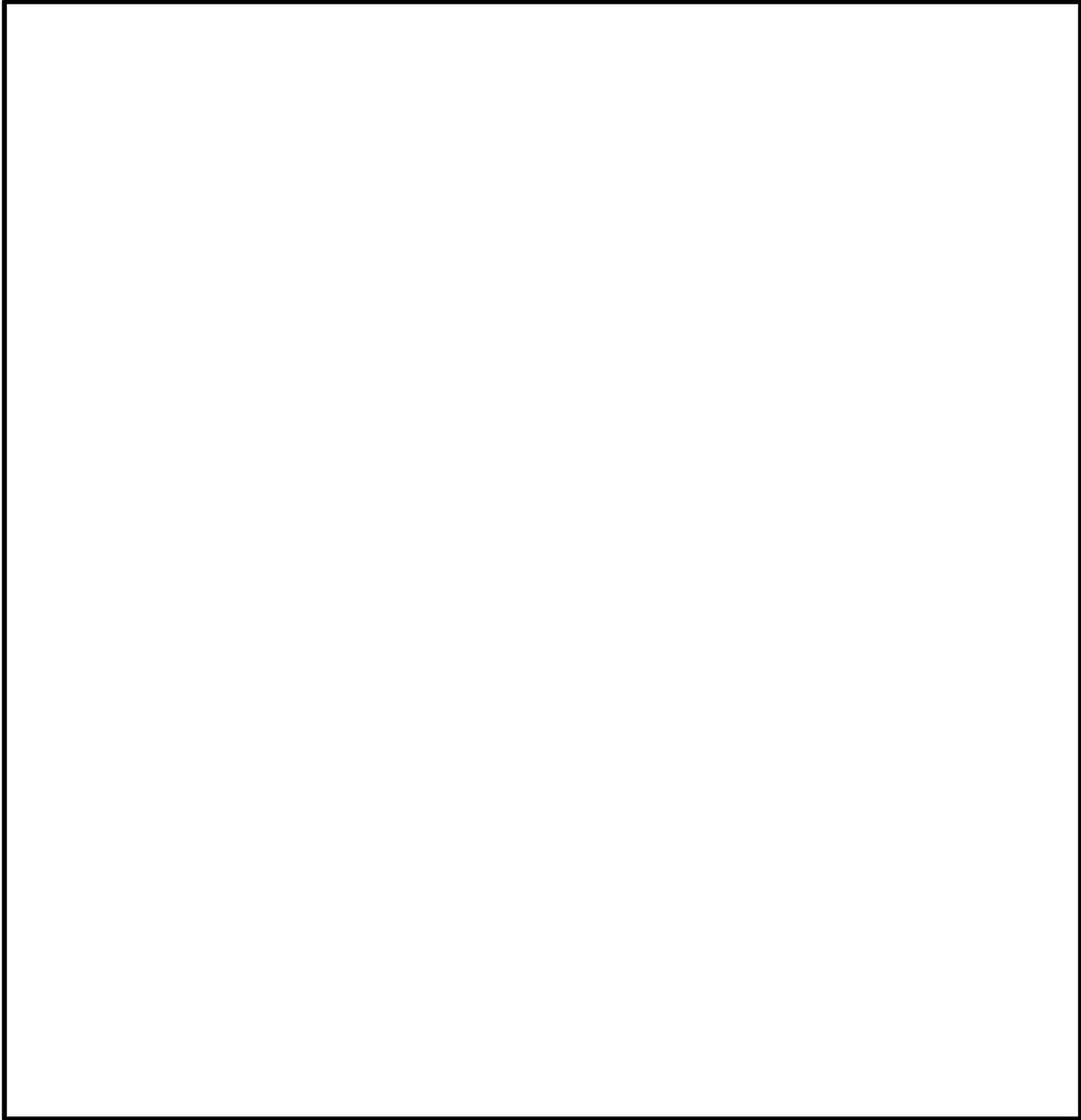
第 1.3.1 図 機能喪失原因対策分析 (補足)



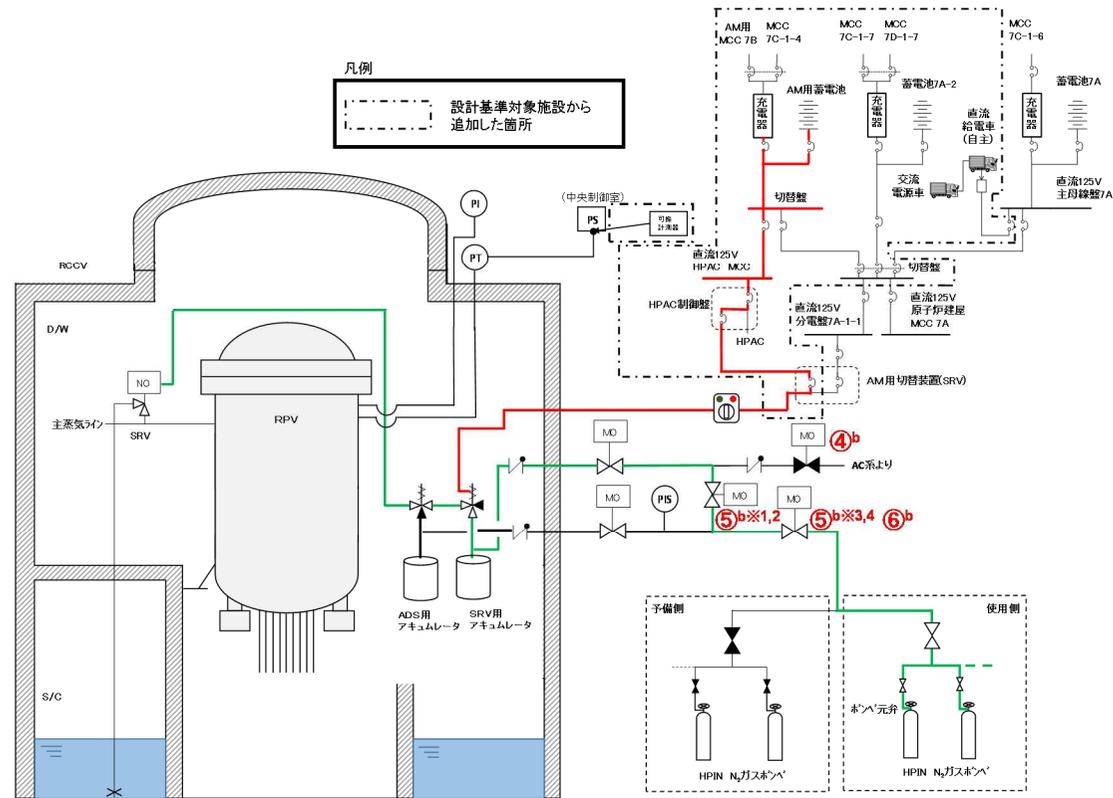
第 1.3.2 図 EOP「減圧冷却」における対応フロー



第 1.3.3 図 EOP「急速減圧」における対応フロー

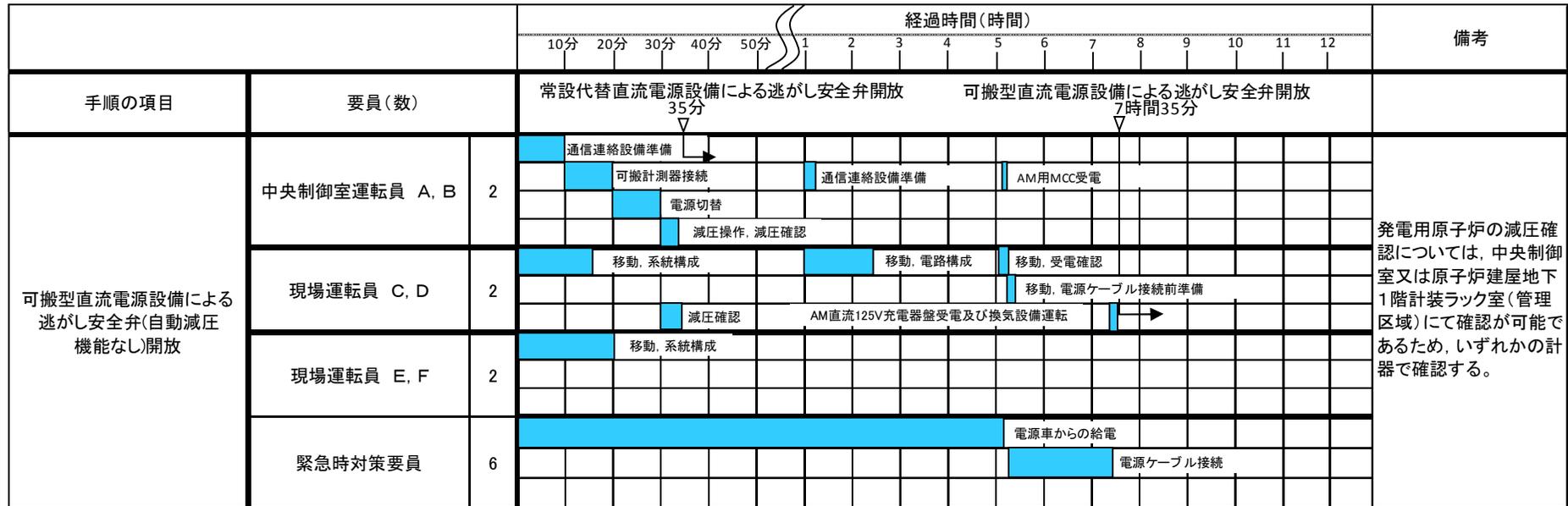


第 1.3.4 図 SOP「RPV 制御」、SOP「R/B 制御」における対応フロー



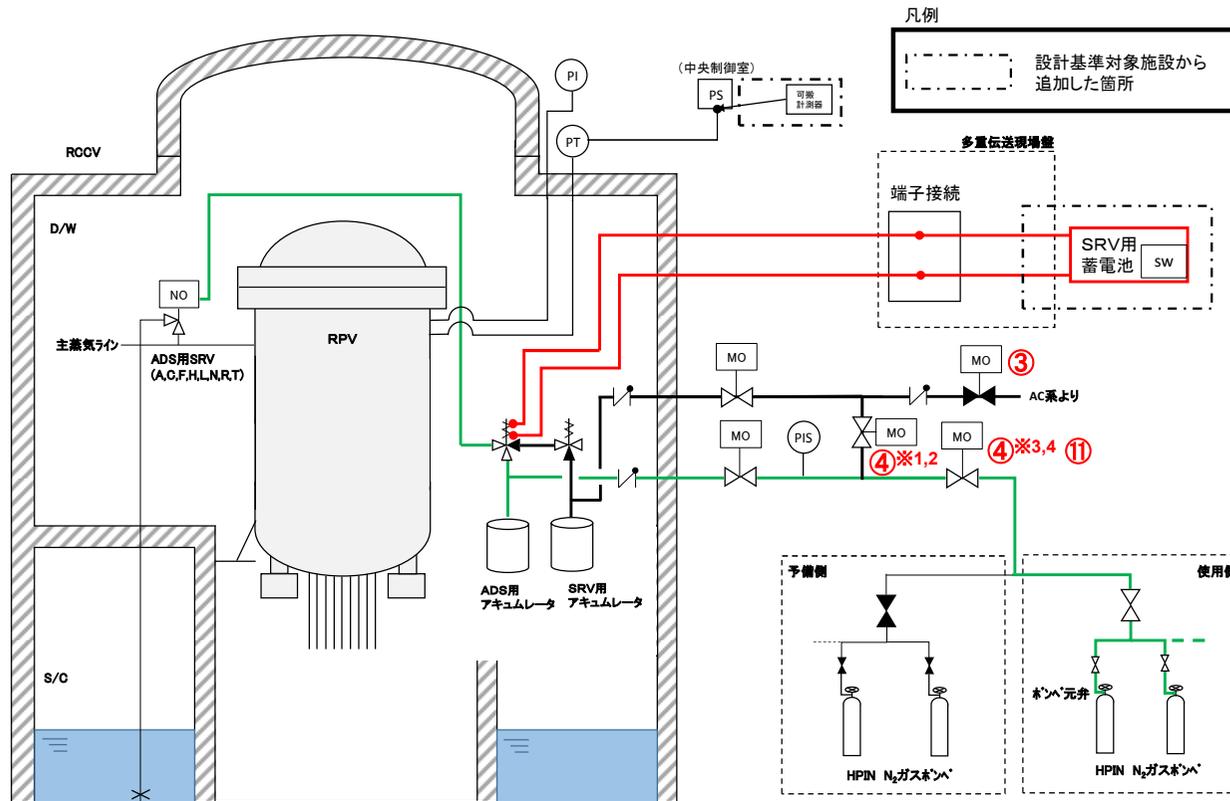
操作手順	弁名称
④ ^b	高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁
⑤ ^b ※1	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)
⑤ ^b ※2	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(B)
⑤ ^b ※3⑥ ^b	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)供給弁
⑤ ^b ※4⑥ ^b	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(B)供給弁

第 1.3.5 図 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放 概要図



第 1.3.6 図 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁 (自動減圧機能なし) 開放 タイムチャート

発電用原子炉の減圧確認については、中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で確認する。

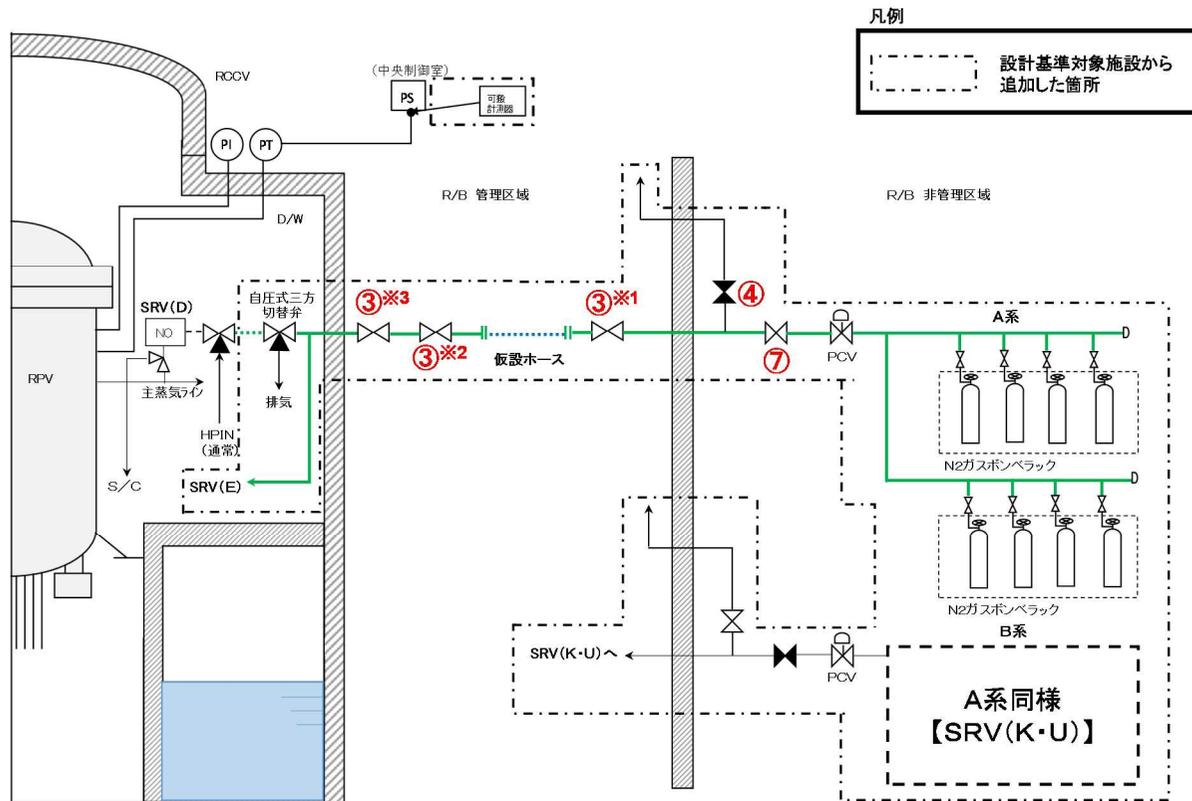


操作手順	弁名称
③	高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁
④※1	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)
④※2	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(B)
④※3⑪	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)供給弁
④※4⑪	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(B)供給弁

第 1.3.7 図 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放 概要図

		経過時間(分)												備考				
		10	20	30	40	50	60	70										
手順の項目	要員(数)	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁開放 55分																
逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放	中央制御室運転員 A, B	2	電源確認, 通信連絡設備準備														発電用原子炉の減圧確認については, 中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)にて確認が可能であるため, いずれかの計器で確認する。	
			可搬計測器接続															
	現場運転員 C, D	2	移動, 系統構成															
			可搬型蓄電池, ケーブル接続															
	現場運転員 E, F	2	移動, 系統構成															
			減圧操作開始															

第 1.3.8 図 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放 タイムチャート

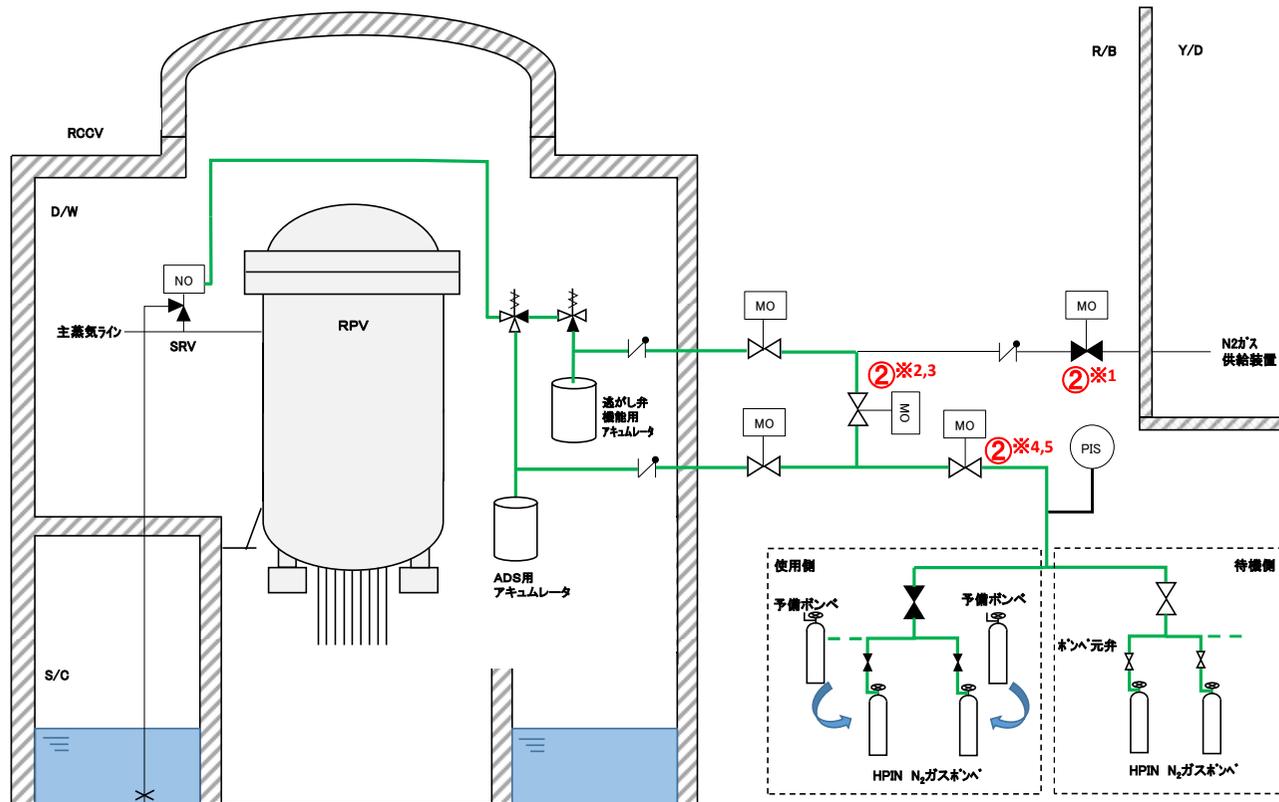


操作手順	弁名称
③*1	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス供給弁後弁(A)
③*2	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第二隔離弁(A)
③*3	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第一隔離弁(A)
④	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス排気止め弁(A)
⑦	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス(A)供給弁

第 1.3.9 図 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放 概要図

		経過時間(分)												備考			
		10	20	30	40	50	60	70	80								
手順の項目	要員(数)	40分 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁開放															
代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備														発電用原子炉の減圧確認については、中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で確認する。
			可搬計測器接続														
		減圧確認															
	現場運転員 C, D	2	移動														
			仮設ホース取付け, 系統構成														
		減圧確認															
	現場運転員 E, F	2	移動														
			系統構成, 減圧操作開始														

第 1.3.10 図 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁 (自動減圧機能なし) 開放 タイムチャート



操作手順	弁名称
②※1	高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁
②※2	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)
②※3	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(B)
②※4	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)供給弁
②※5	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(B)供給弁

第 1.3.11 図 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保 概要図

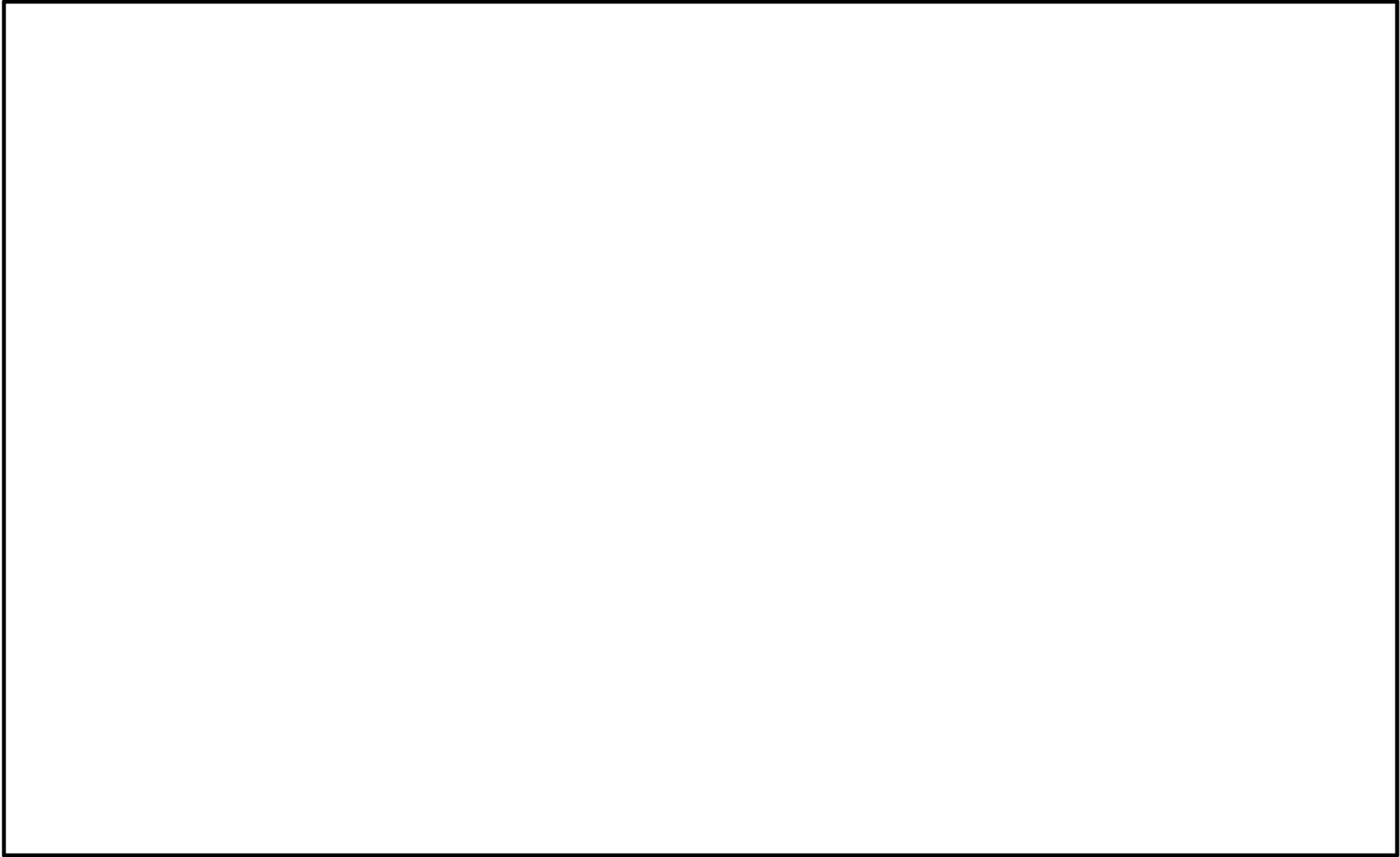
		経過時間(分)												備考
		10	20	30	40	50	60	70						
手順の項目	要員(数)	▼ドライウエル入口圧力低警報発生 20分 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保												
高圧窒素ガスポンベによる 逃がし安全弁駆動源確保 (不活性ガス系から高圧窒素 ガス供給系への切替え)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備											
	現場運転員 C, D	2		窒素ガス供給確認										
				移動, ライン切替										

		経過時間(分)												備考
		10	20	30	40	50	60	70						
手順の項目	要員(数)	▼窒素ガスポンベ出口圧力低警報発生 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保 60分												
高圧窒素ガスポンベによる 逃がし安全弁駆動源確保 (高圧窒素ガスポンベの 切替え及び取替え)	現場運転員 C, D	2	移動, ポンベ切替え											
	現場運転員 E, F	2		移動, ポンベ切替え										

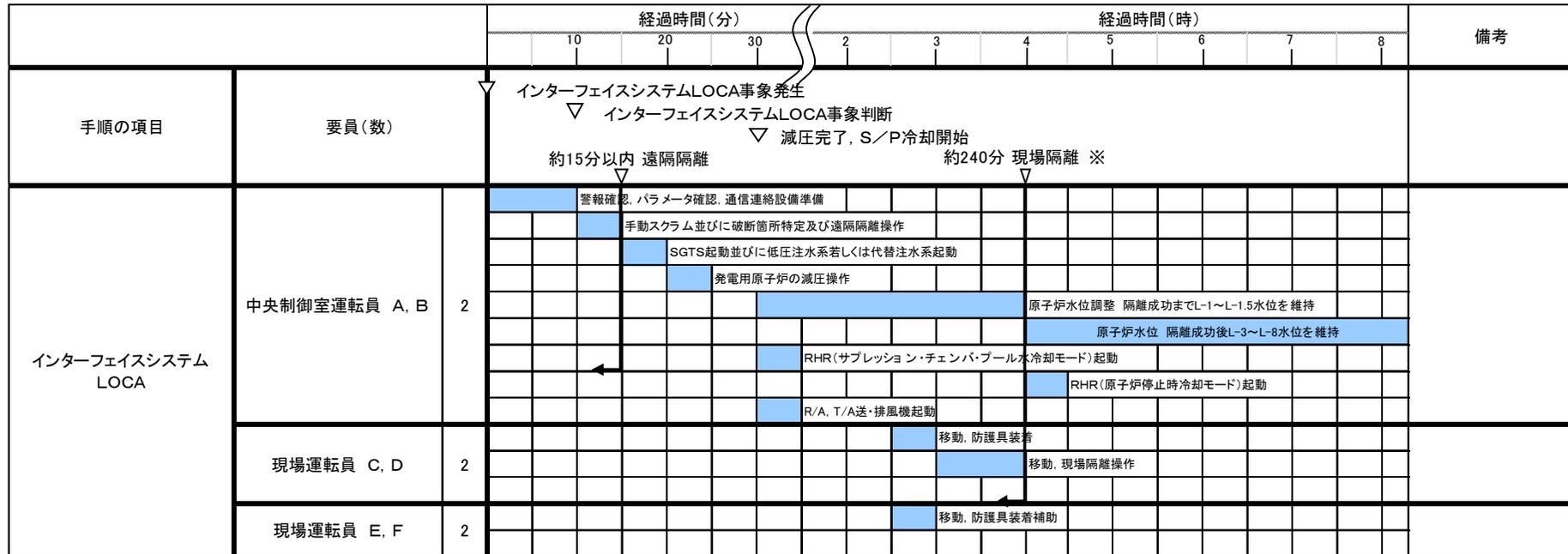
第 1.3.12 図 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保 タイムチャート



第 1.3.13 図 EOP「スクラム」におけるインターフェイスシステム LOCA
発生時の対応フロー



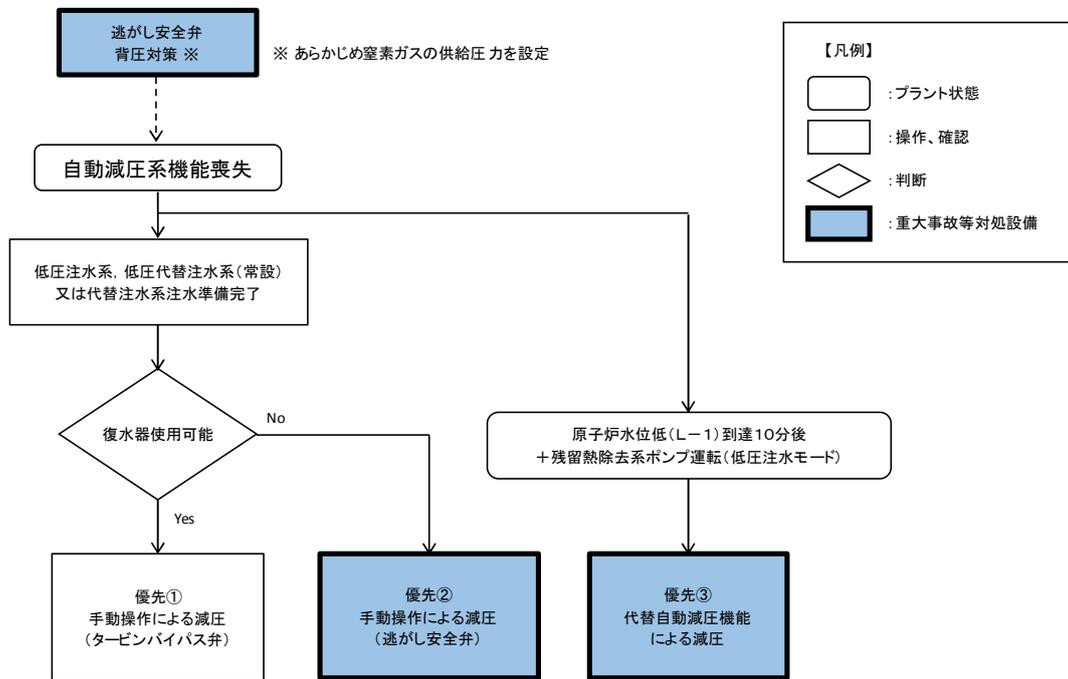
第 1.3.14 図 EOP「原子炉建屋制御」におけるインターフェイスシステム LOCA 発生時の対応フロー



※ 破断の規模によっては, 現場での隔離操作の所要時間は240分以内となる。

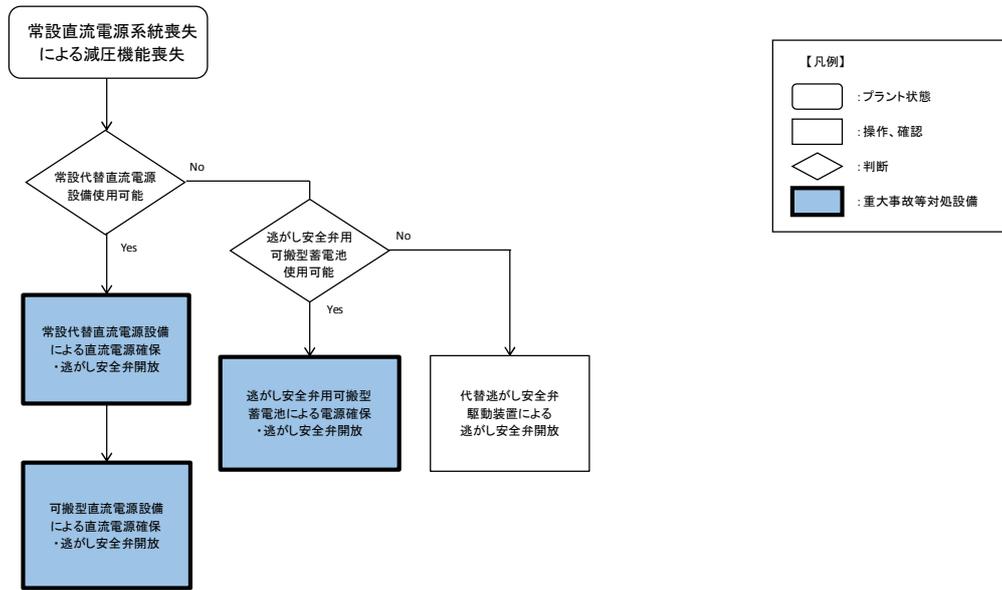
第 1.3.15 図 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応 タイムチャート
(中央制御室からの遠隔操作による破断箇所の隔離ができない場合)

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択

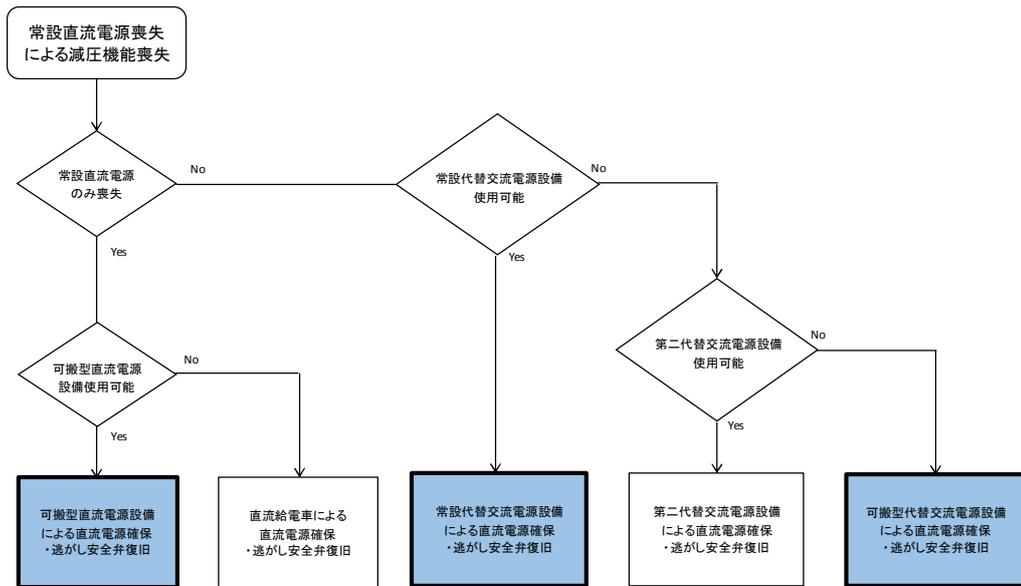


第 1. 3. 16 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/2)

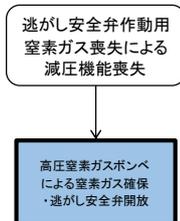
(2) サポート系故障時の対応手段の選択(1/3)



(2) サポート系故障時の対応手段の選択(2/3)



(2) サポート系故障時の対応手段の選択(3/3)



第 1.3.16 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/2)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/3)

技術的能力審査基準 (1.3)	番号	設置許可基準規則 (46条)	技術基準規則 (61条)	番号
<p>【本文】 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压の状態であって、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。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、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設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、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設備を施設しなければならない。</p>	⑦
<p>【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。</p>	—	<p>【解釈】 1 第46条に規定する「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設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第61条に規定する「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設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(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））を動作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。</p>	②	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を動作させる減圧自動化ロジックを設けること（BWRの場合）。</p>	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を動作させる減圧自動化ロジックを設けること（BWRの場合）。</p>	⑧
<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を動作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ポンペを整備すること。</p>	③	<p>(2) 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も、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））を動作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、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	<p>(2) 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も、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））を動作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、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	⑨
<p>c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。</p>	④	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を動作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ポンペを配備すること。</p>	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を動作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ポンペを配備すること。</p>	⑩
<p>(2) 復旧 a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を動作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。</p>	⑤	<p>c) 減圧用の弁は、想定される重大事故等が発生した場合の環境条件において確実に作動すること。</p>	<p>c) 減圧用の弁は、想定される重大事故等が発生した場合の環境条件において確実に作動すること。</p>	⑪
<p>(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、加圧器逃がし弁を動作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）</p>	—			
<p>(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）を動作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。</p>	⑥			

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/3)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
減圧の自動化	代替自動減圧ロジック (代替自動減圧機能)	新設	① ⑦ ⑧	-	-	-	-	-	-
	自動減圧系の起動阻止 スイッチ	既設 新設							
	逃がし安全弁 (自動減 圧機能付きC, H, N, Tの4 個)	既設							
	主蒸気系配管・クエン チャ	既設							
	自動減圧機能用アキュ ムレータ	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
(逃がし安全弁) 手動操作による減圧	逃がし安全弁	既設	① ⑦	(タービン操作による減 圧) タービンバイパス弁	タービンバイパス弁	常設	1分	1名	自主対策とする 理由は本文 参照
	主蒸気系配管・クエン チャ	既設			タービン制御系	常設			
	逃がし弁機能用アキュ ムレータ	既設			-	-			
	自動減圧機能用アキュ ムレータ	既設							
	所内蓄電式直流電源設 備	既設 新設							
	可搬型直流電源設備	新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	第二代替交流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設 備	新設							
可搬型直 流電源設 備による 逃がし安 全弁機能 回復	可搬型直流電源設備	新設	① ② ⑦ ⑨	代替逃がし安全弁駆 動装置による減 圧	高圧窒素ガス供給系 (代替逃がし安全弁駆 動装置)	常設	40分	6名	自主対策とする 理由は本文 参照
	AM用切替装置 (SRV)	新設			逃がし安全弁 (自動減 圧機能なし)	常設			
	常設代替直流電源設備	新設			主蒸気系配管・クエン チャ	常設			
	逃がし安全弁 (自動減 圧機能なし)	既設			-	-			
	主蒸気系配管・クエン チャ	既設							
	逃がし弁機能用アキュ ムレータ	既設							
逃がし安 全弁機能 回復 可搬型 蓄電池に よる逃が し	逃がし安全弁用可搬型 蓄電池	新設	① ② ⑦ ⑨	-	-	-	-	-	-
	逃がし安全弁 (自動減 圧機能付き)	既設							
	主蒸気系配管・クエン チャ	既設							
	自動減圧機能用アキュ ムレータ	既設							
窒素高 圧系に よる窒 素ガス 確保	高圧窒素ガスポンペ	既設 新設	① ③ ⑦ ⑩	-	-	-	-	-	-
	高圧窒素ガス供給系配 管・弁	既設							
	自動減圧機能用アキュ ムレータ	既設							
	逃がし弁機能用アキュ ムレータ	既設							

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/3)

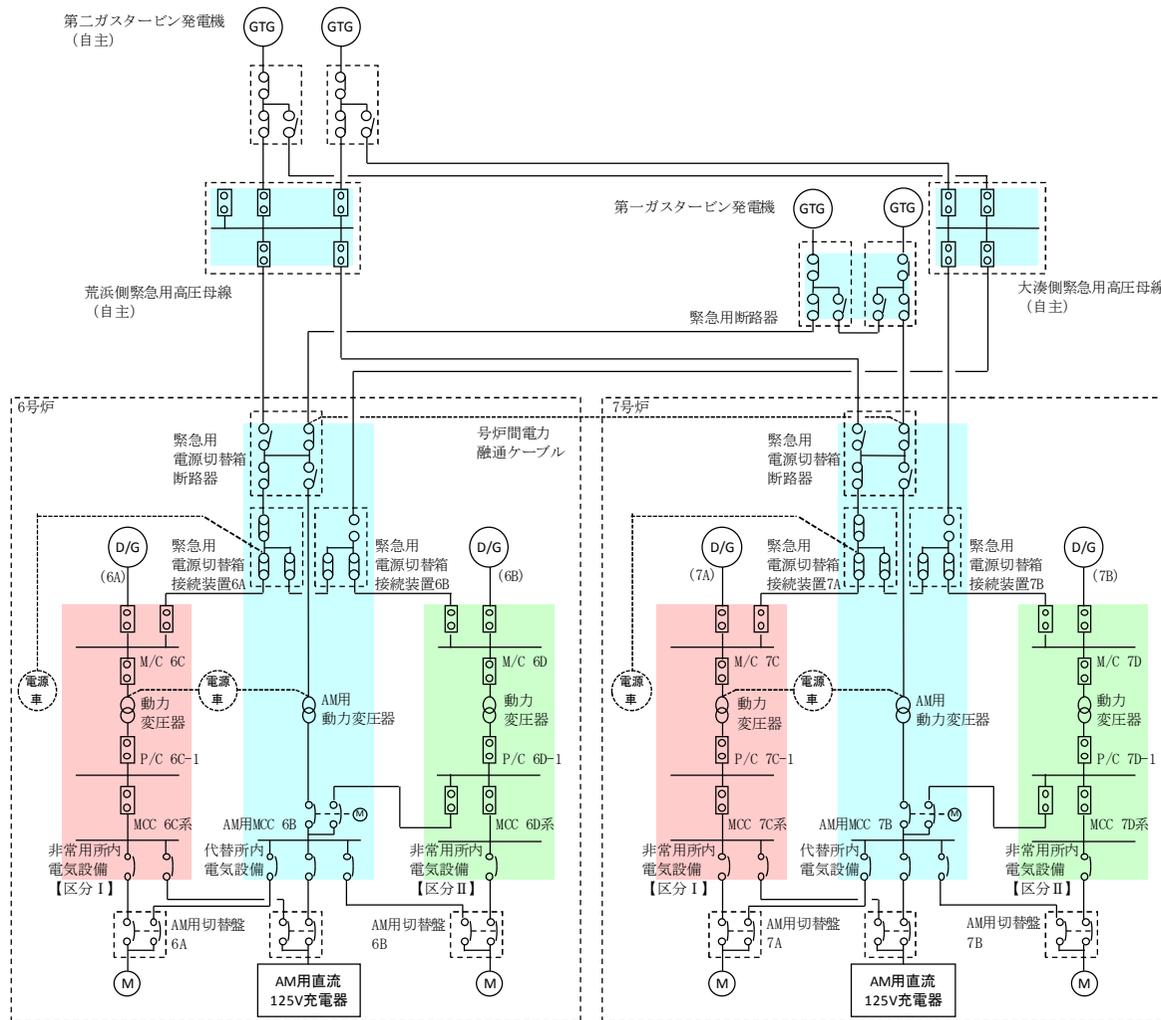
■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
安全弁の 逃がし 装置の 背圧対策	高圧窒素ガスポンペ	既設 新設	① ④ ⑦ ⑩	-	-	-	-	-	-
	高圧窒素ガス供給系配管・弁	既設							
代替直流電源 設備による 復旧	可搬型直流電源設備	新設	① ⑤ ⑦	に直流供給電 車による復旧車	直流給電車及び電源車	可搬	※1	※1	自主対策とする理由は本文参照
	-	-			-				
代替交流電源 設備による 復旧	常設代替交流電源設備	新設	① ⑤ ⑦	代替交流電源 設備による 復旧	第二代替交流電源設備	常設	※1	※1	自主対策とする理由は本文参照
	可搬型代替交流電源設備	新設			-				
格納容器融 接加熱の防 止	逃がし安全弁	既設	① ⑦	-	-	-	-	-	-
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設							
	逃がし弁機能用アキュムレータ	既設							
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設							
TEMLOCA発生時 (インターフ ェイスシス の減圧)	逃がし安全弁	既設	① ⑥ ⑦	TEMLOCA発生時 (インターフ ェイスシス の減圧)	タービンバイパス弁	常設	1分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設			タービン制御系	常設			
	逃がし弁機能用アキュムレータ	既設			-				
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設							
	-	-							
システムLOCA発生時 (原子炉冷却材の漏れ 箇所)	原子炉心注水系注入隔離弁	既設	① ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-
	-	-							
システムLOCA発生時 (原子炉建屋圧力上昇 抑制及び環境改善)	原子炉建屋ブローアウトパネル	既設	① ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.3.2



※本単線結線図は、今後の検討結果により変更となる可能性がある

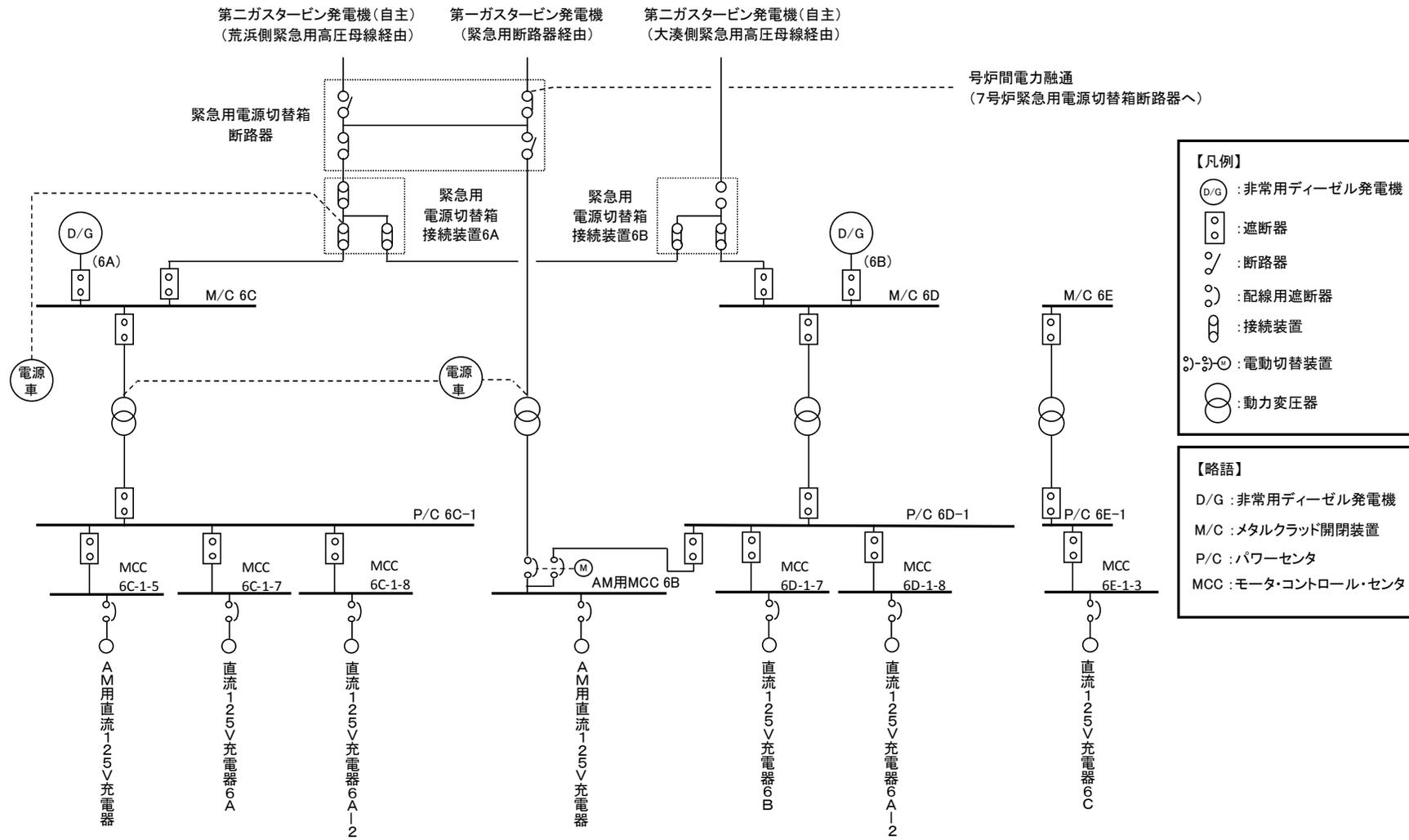
【凡例】

- : ガスタービン発電機
- : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- : 断路器
- : 配線用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 切替装置

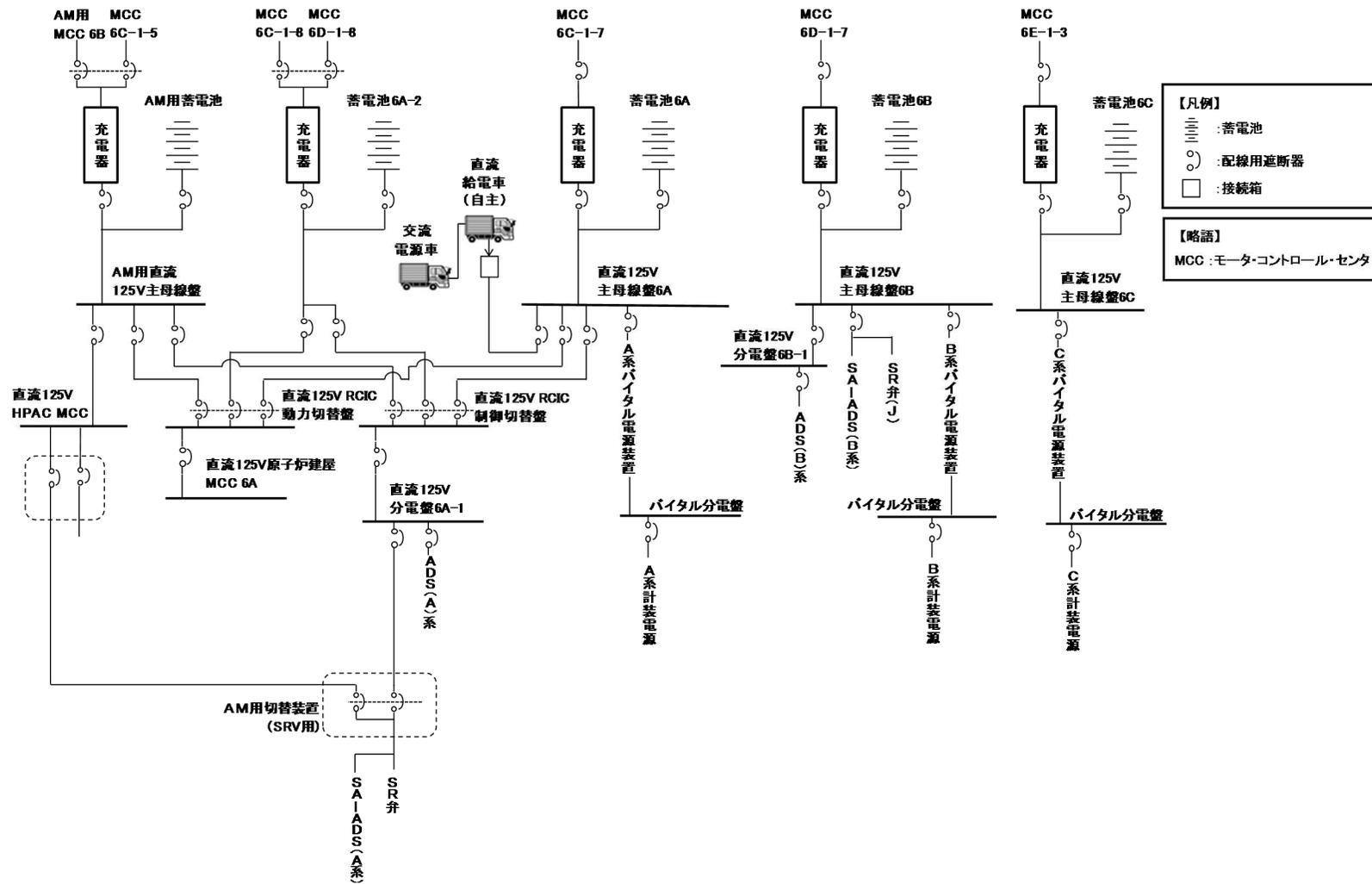
【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルクラッド開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロールセンタ

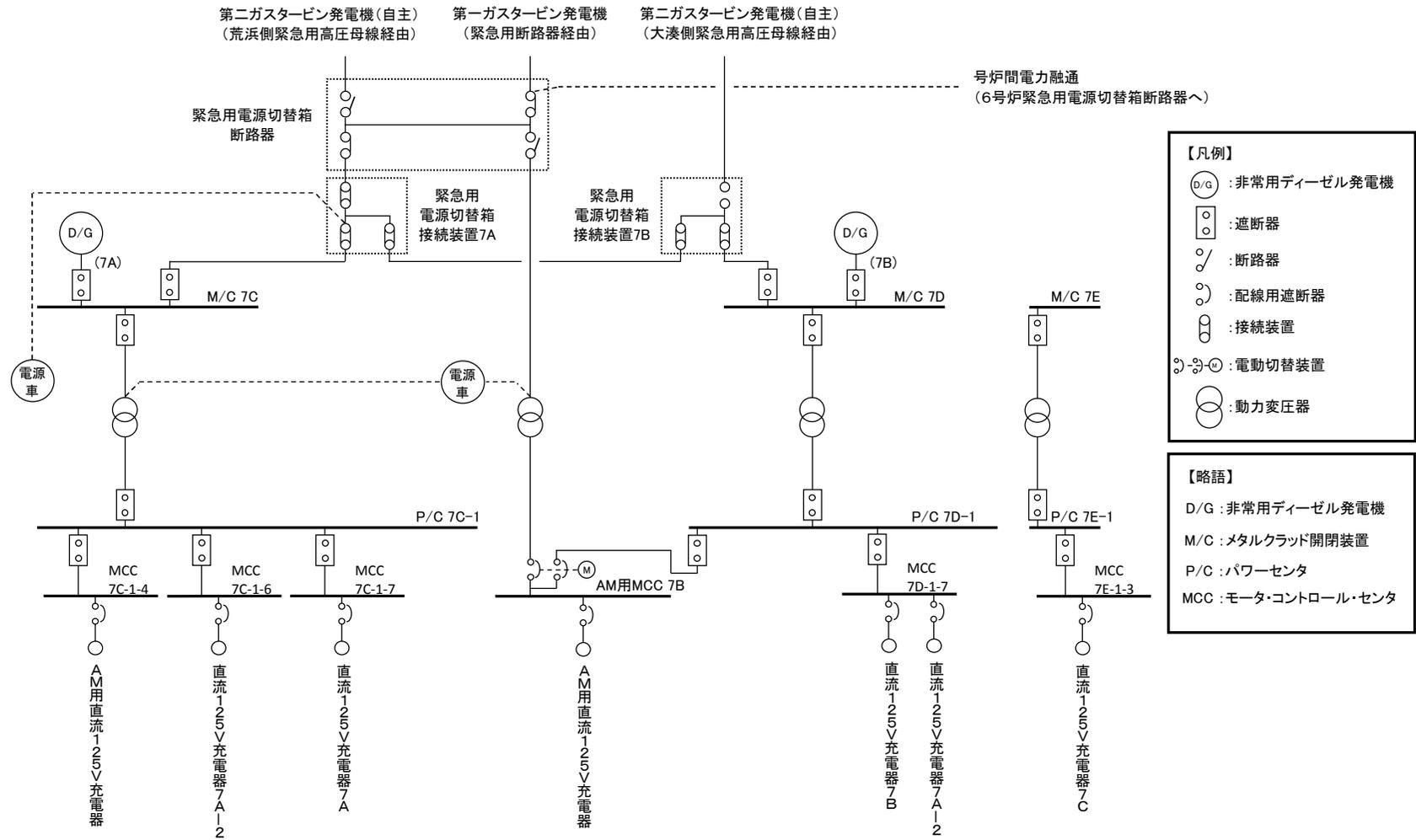
第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



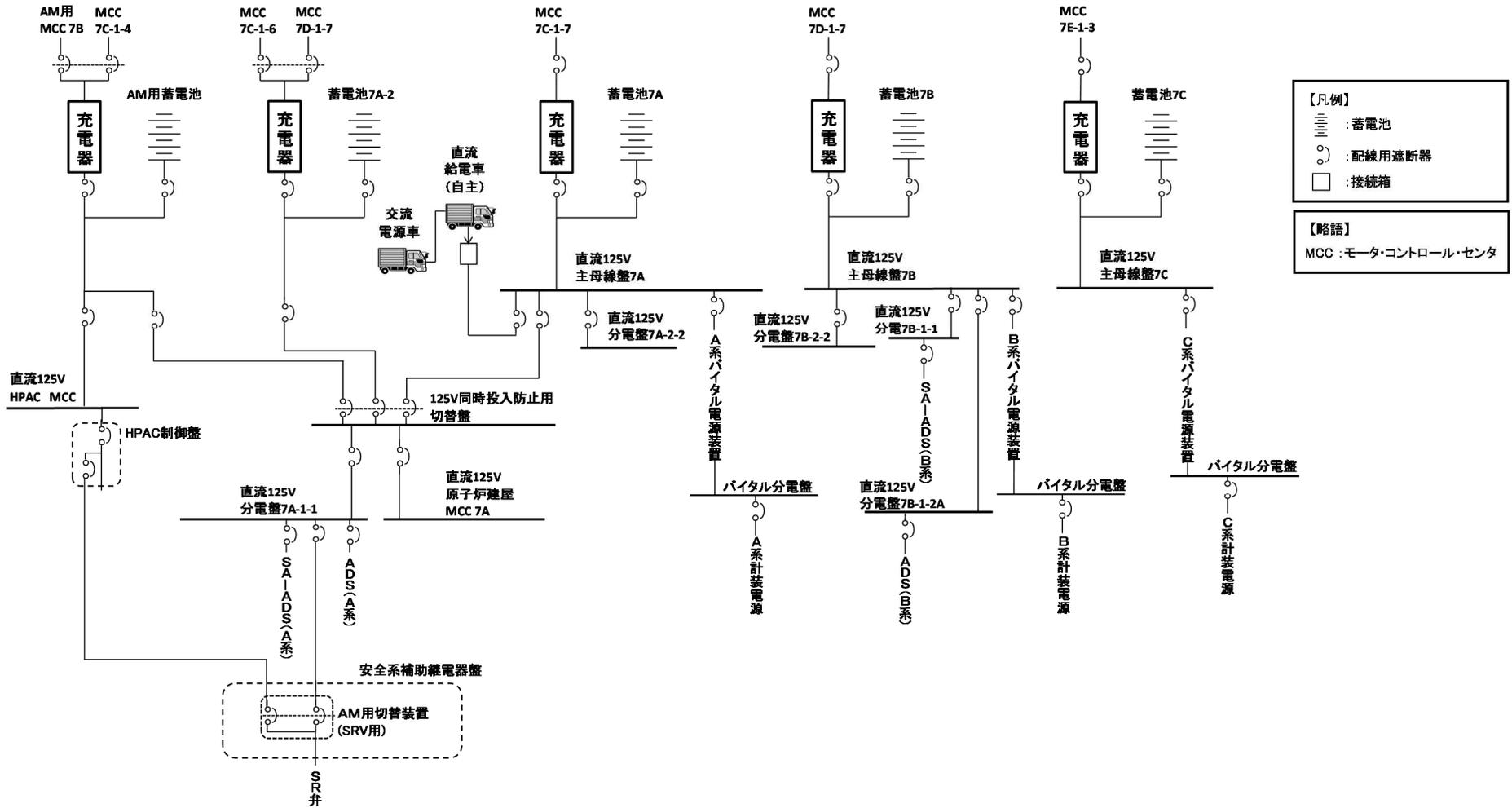
第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



第3図 6号炉 電源構成図 (直流電源)



第4図 7号炉 電源構成図 (交流電源)



【凡例】
 : 蓄電池
 : 配線用遮断器
 : 接続箱

【略語】
 MCC : モーター・コントロール・センタ

第5図 7号炉 電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放

a. 操作概要

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を開放して発電用原子炉を減圧する。なお、可搬型直流電源設備による直流電源の供給準備が整うまでの期間は、常設代替直流電源設備にて逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の作動に必要な直流電源を確保する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 4 階，地下 1 階（非管理区域）

原子炉建屋 地下 1 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放に必要な要員数，時間については「1.14 電源の確保に関する手順等」に整理する。

また，常設代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放（現場での減圧状況の確認を含む）に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:4 名（現場運転員 4 名）

想定時間 :35 分（実績時間:28 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックア

ップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



系統構成



減圧状況の確認（現場）

2. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放

a. 操作概要

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、現場多重伝送盤にて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の機能を回復させて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開放する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 4 階，地下 1 階（非管理区域）

原子炉建屋 地下 1 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放（現場での減圧状況の確認を含む）に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:4 名（現場運転員 4 名）

想定時間 :55 分（実績時間:44 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

逃がし安全弁用可搬型蓄電池接続においても，通常の端子操作であり，容易に接続が可能である。

操作に必要な資機材（逃がし安全弁用可搬型蓄電池，仮設ケーブル）は減圧操作場所近傍に配備している。

連絡手段：通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



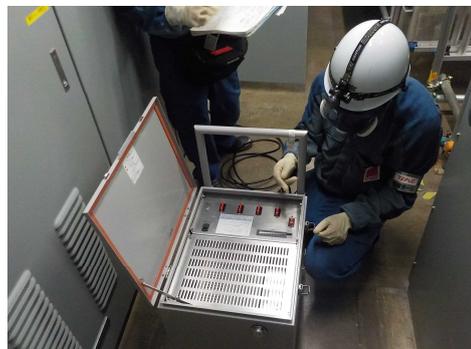
系統構成



減圧状況の確認（現場）



逃がし安全弁用可搬型蓄電池運搬



逃がし安全弁用可搬型蓄電池接続

3. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放

a. 操作概要

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁（自動減圧機能なし D, E, K 又は U）の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし D, E, K 又は U）を開放する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下 1 階（非管理区域）
原子炉建屋 地上 1 階，地下 1 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放（現場での減圧状況の確認を含む）に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:4 名（現場運転員 4 名）
想定時間 :40 分（実績時間:38 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

操作に必要な資機材（仮設ホース，ガスケット）は系統構成操作場所近傍に配備している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音

声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



仮設ホース接続



仮設ホース

4. 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保

(1) 高圧窒素ガスポンベによる窒素ガス供給のためのライン切替え

a. 操作概要

高圧窒素ガス供給系ドライウェル入口圧力低警報が発生し、逃がし安全弁の駆動源を確保する必要がある場合において、電動弁の電源が確保できず中央制御室の操作スイッチにて窒素ガスの供給ラインを高圧窒素ガスポンベ側へ切り替えることができない場合、現場での弁の手動操作にて窒素ガスの供給ラインを切り替える。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 4 階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保のうち、高圧窒素ガスポンベによる供給のためのライン切替えに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2 名（現場運転員 2 名）

想定時間 :20 分（実績時間:13 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

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

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

(2) 高圧窒素ガスボンベ（待機側）への切替え及び使用済み高圧窒素ガスボンベの取替え

a. 操作概要

発電用原子炉の減圧操作中及び減圧完了後の逃がし安全弁開保持期間中に、逃がし安全弁作動用の高圧窒素ガス供給系出口のボンベ圧力低警報が発生した場合、高圧窒素ガスボンベ（待機側）への切替え及び使用済みボンベの取替えを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 4 階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保のうち、高圧窒素ガスボンベ（待機側）への切替え及び使用済み高圧窒素ガスボンベの取替えに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:4 名（現場運転員 4 名）

想定時間 :60 分（実績時間:59 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

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

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常のボンベ切替え・取替え操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制

御室に連絡する。



窒素ガスポンベ取替え



窒素ガスポンベ運搬

5. インターフェイスシステム LOCA 発生時の漏えい停止操作（高圧炉心注水系の場合）

a. 操作概要

インターフェイスシステム LOCA 発生時は、原子炉格納容器外への漏えいを停止するための破断箇所の隔離が必要となる。破断箇所の特定又は隔離ができない場合は、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧し、原子炉建屋への原子炉冷却材の漏えいを抑制する。その後は発電用原子炉を冷温停止状態に移行させ、破断箇所の隔離操作を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 1 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

インターフェイスシステム LOCA 発生時の高圧炉心注水系からの漏えい停止操作のうち、防護具装着、原子炉建屋内における隔離操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:4 名（現場運転員 4 名）

想定時間 :90 分（実績時間:60 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:現場環境（温度、湿度、圧力）が改善された状態での操作であり、酸素呼吸器及び耐熱服を確実に装着することにより事故環境下においても作業可能である。

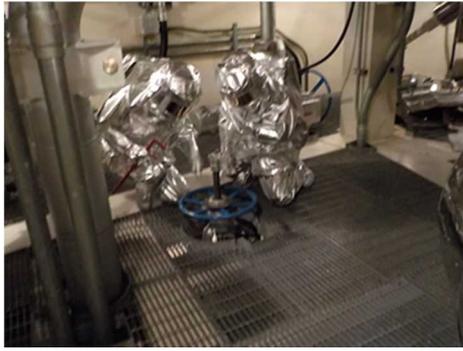
移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



現場手動弁隔離操作
(防護具着用)



耐熱服

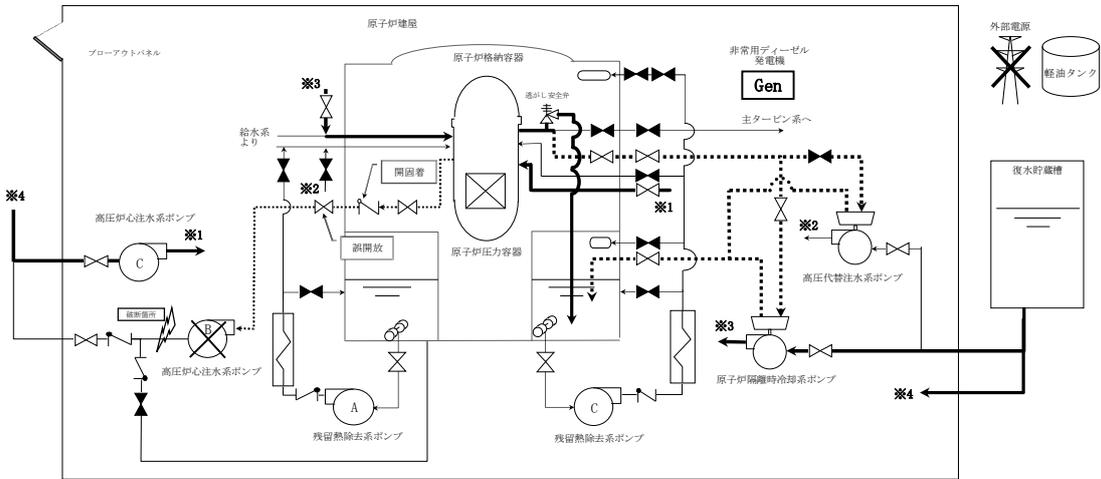


酸素呼吸器

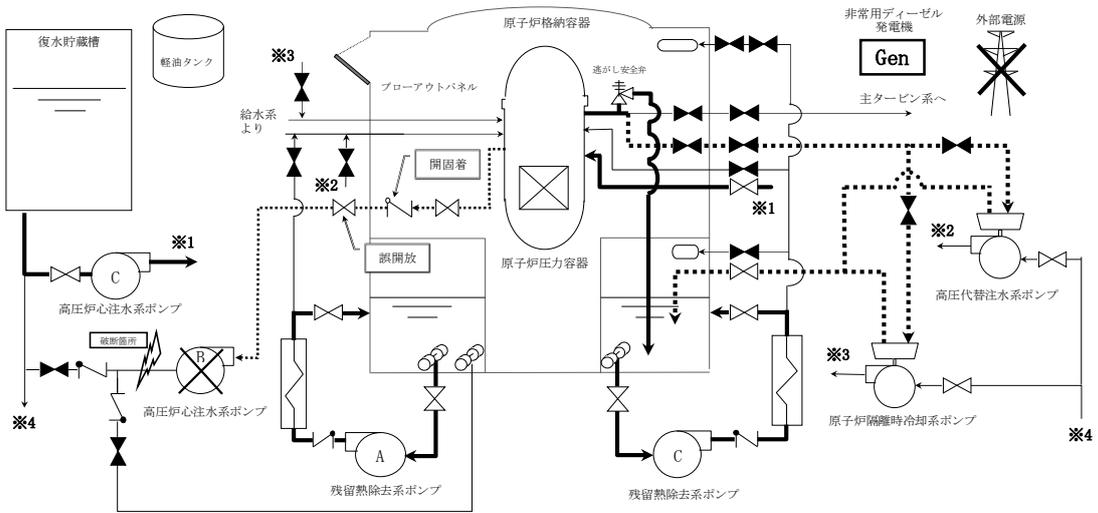


防護具装着状態

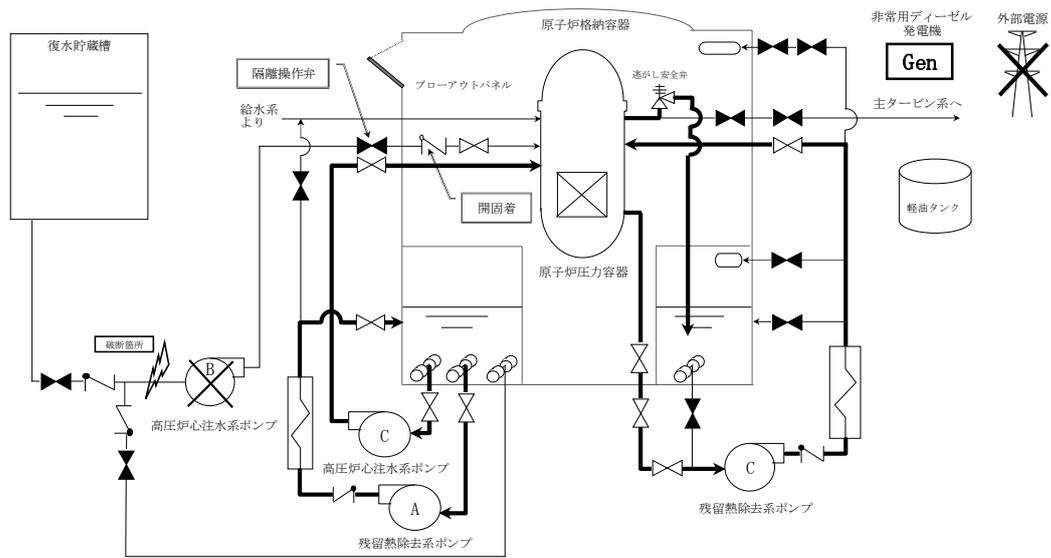
インターフェイスシステム LOCA 発生時の概要図



第 1 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策の概要図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策の概要図 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 3 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策の概要図 (3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管としている。ここでは、高圧炉心注水系の低圧設計部となっている配管、弁及び計装設備の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行い、破断面積の評価及びインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境への影響について評価する。

(1) インターフェイスシステム LOCA における破断面積の設定

高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて、原子炉注入逆止弁が故障により開固着し、原子炉注入電動弁が誤操作又は誤動作した場合、高圧炉心注水系の低圧設計のポンプ吸込配管の過圧を想定しても、その漏えい面積は 1cm^2 を超えることはない。

そこで、インターフェイスシステム LOCA における破断面積は、保守的な想定とはなるがフランジ部の漏えい面積として保守的に約 10cm^2 を想定することとする。

(2) 現場の想定

・評価の想定と事故進展解析

ここでは、破断面積約 10cm^2 のインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境（原子炉建屋内）に着眼し評価を行った。評価条件を第 1 表に示す。また、評価に使用する原子炉建屋のノード分割モデルを第 1 図に示す。

事象進展解析（MAAP）の実施に際して主要な仮定を以下に示す。

前提条件：事象発生と同時に外部電源喪失し原子炉スクラム，
インターフェイスシステム LOCA 時破断面積約 10cm^2 ，
健全側高圧炉心注水系による注入

事象進展：弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作（連続開）
（この時内側テストブルチェックも同時に機能喪失（全開））
・状況判断の開始（弁の開閉状態確認，HPCF 室漏えい検出，ポンプ吐出圧力，エリアモニタ指示値上昇）

原子炉水位 L2 到達：原子炉隔離時冷却系の自動起動

事象発生約 15 分後：急速減圧

原子炉水位 L1.5 到達：高圧炉心注水系の自動起動

事象発生約 4 時間後：インターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離

・評価の結果

○温度・湿度・圧力の想定

主要なパラメータの時間変化を第2図から第4図に示す。

原子炉建屋内の温度は、事象発生直後は上昇するものの15分後に原子炉減圧した後は低下する。また、弁隔離操作のためにアクセスする弁室の温度も同様に、原子炉減圧操作後に低下した後、約38℃程度で推移する。湿度については破断箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの、原子炉減圧及び破断箇所隔離操作を実施することで、事象発生約4時間以降低下する傾向にある。圧力については破断直後に上昇するもののブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。

○冷却材漏えいによる影響

破断面積約10cm²のインターフェイスシステムLOCAに伴う原子炉建屋内への原子炉内及び復水貯蔵槽からの漏えい量は、原子炉圧力容器及び復水貯蔵槽からの流出量を考慮しても最大で約200m³/hであり、高圧炉心注入ポンプ吸込弁または復水貯蔵槽側吸込弁の閉止や原子炉水位を漏えい配管の高さ付近で維持することでさらに漏えい量を少なくすることができる。

破断した系統の区分と他区分の非常用炉心冷却系が機能喪失に至る約1,800m³（浸水高さ約2.5m）に到達するには9時間以上の十分な時間余裕がある。

○現場の線量率の想定について

・評価の想定

原子炉格納容器バウンダリが喪失することで、原子炉圧力容器から直接的に放射性物質が原子炉建屋原子炉区域内に放出される。

漏えいした冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で現場の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は現行許認可と同じものを想定し（詳細は第2表、第3表参照）、全希ガス漏えい率（f値）については、近年の運転実績データの最大値である3.7×10⁸Bq/sを採用して評価する。なお、現行許認可ベースのf値はこの値にさらに一桁余裕を見た10倍の値である。これに伴い、原子炉建屋内へ放出される放射性物質量は、許認可評価のMSLBA（主蒸気管破断事故）時に追加放出される放射性物質量の1/10となる。なお、冷却材中に存在する放射性物質量は、追加放出量の数%程度であり大きな影響はない。また、現場作業の被ばくにおいては、防護具（酸素呼吸器等）を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とした。

・評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}} \cdot E_{\gamma} \cdot \{1 - e^{-\mu \cdot R}\} \cdot 3600$$

ここで、

D : 放射線量率 (Gy/h)

6.2×10^{-14} : サブマージョンモデルによる換算係数 $\left(\frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}}\right)$

Q_{γ} : 原子炉区域内放射エネルギー (Bq) : γ 線実効エネルギー 0.5MeV
換算値)

$V_{R/B}$: 原子炉区域内気相部容積 (86,000m³)

E_{γ} : γ 線エネルギー (0.5MeV/dis)

μ : 空気に対する γ 線のエネルギー吸収係数 ($3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$)

R : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m)

V_{OF} : 評価対象エリア (原子炉建屋地上1階) の容積 (2,500m³)

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_{OF}}{2 \cdot \pi}}$$

・評価の結果

評価結果を第5図に示す。外部被ばくは最大でも約15mSv/h程度であり、時間減衰によってその線量率も低下するため、線量率の上昇が現場操作や期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお、事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部がブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるが、中央制御室換気空調系の換気口的位置はブルームの広がりを取り込みにくい箇所であり、中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる(第6図)。さらに、これらの事故時においては原子炉区域排気放射能高の信号により中央制御室換気空調系が非常時運転モード(循環運転)となるため、中操にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

(3) 現場の隔離操作

現場での高圧炉心注水隔離弁の隔離操作が必要となった場合、運転員は床漏えい検知器やサンプポンプの起動頻度増加等により現場状態を把握するとともに、換気空調系による換気や破断からの蒸気の漏えいの低減(原子炉減圧や原子炉停止時冷却(実施可能な際において))等を行うことで現場環境の

改善を行う。

現場の温度は3時間程度で約38°C程度まで低下することから、酸素呼吸器及び耐熱服等の防護装備の着用を実施することで現場での隔離操作は実施可能である。

(4)まとめ

(2)、(3)で示した評価結果より、破断面積約10cm²のインターフェイスシステム LOCA 発生による現場の温度上昇は小さく(3時間程度で約38°C程度)、また、現場線量率についても15mSv/h以下であることから現場操作の妨げとならず、また設備の機能も維持される。

したがって、炉心損傷防止対策として期待している原子炉隔離時冷却系による炉心冷却、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の機能も維持可能である。

第1表 破断面積約 10cm² のインターフェイスシステム LOCA 時における
評価条件

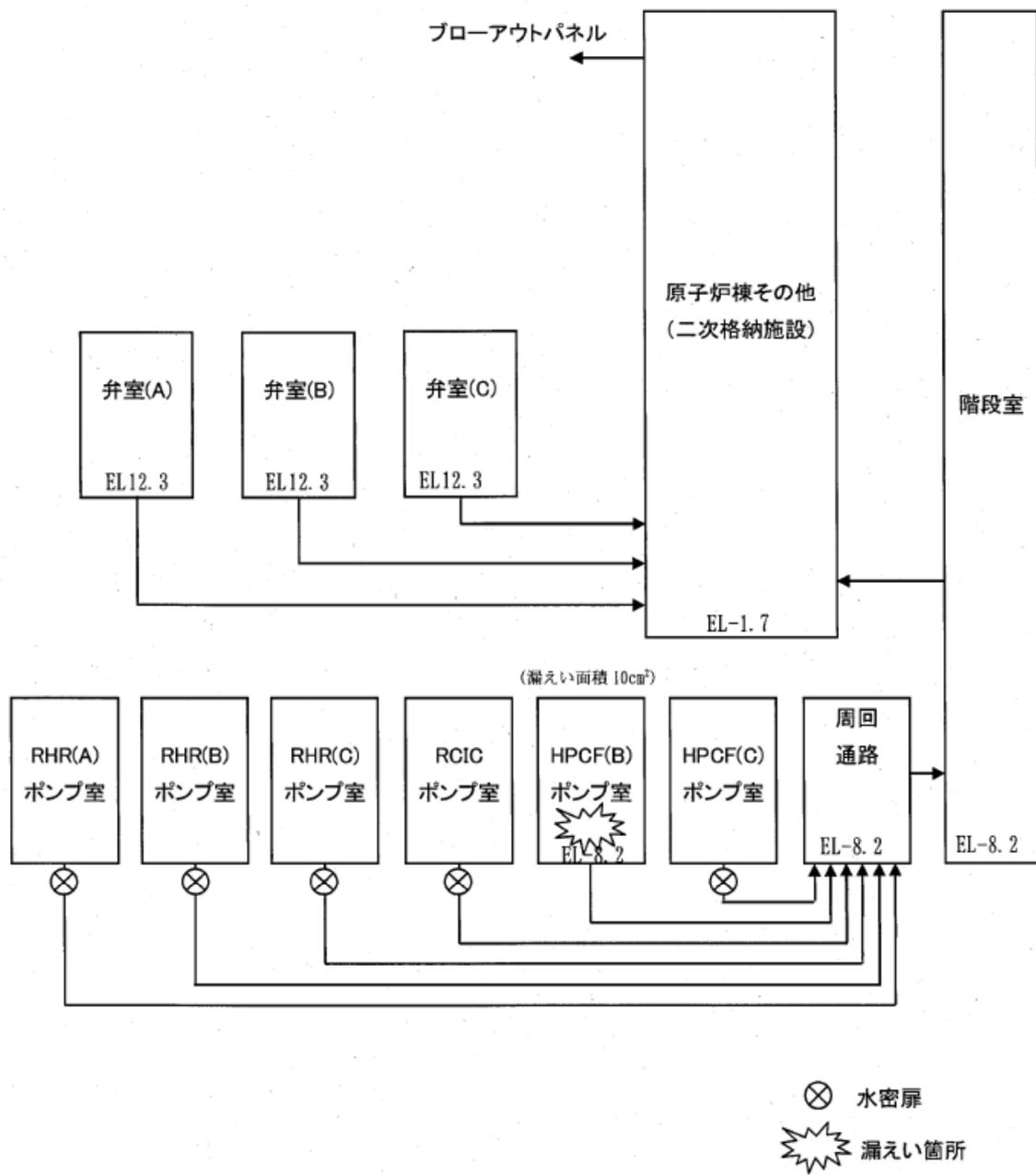
項目	内容	根拠
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから設定
漏えい箇所	高圧炉心注水 (B) ポンプ室	漏えいを想定した高圧炉心注水系の低圧設計部 (計装設備やフランジ部等) の設置場所
漏えい面積	高圧炉心冷却系配管 : 約 10cm ² (1.0×10 ⁻³ m ²)	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値
事故シナリオ	原子炉水位 L2 到達時点で、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始	インターロック設定値
	事象発生 15 分後に手動減圧 (逃がし安全弁 8 個)	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定
	水位回復後は崩壊熱除去相当の注水を実施し破断配管の高さにて水位制御	漏えい量低減のために実施する操作を想定
	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は急速減圧後に実施 (事象発生 20 分後)	減圧実施によるサプレッション・チェンバのプール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	事象発生約 4 時間後にインターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定
原子炉建屋への流出経路条件	原子炉格納容器及び原子炉建屋からの漏えいなし	保守的に考慮しない
評価コード	MAAP 4	—
原子炉建屋モデル	分割モデル	現実的な伝播経路を想定
原子炉建屋壁からの放熱	考慮しない	保守的に考慮しない
原子炉スクラム	事象発生とともにスクラム	事象発生とともに外部電源喪失し、原子炉スクラムすることを想定
主蒸気隔離弁	原子炉水位 L1.5 にて自動閉	インターロック設定値
高圧炉心注水系の水源	復水貯蔵槽	高圧炉心注水系設計条件
復水貯蔵槽の水温	0~12 時間 : 50°C 12~24 時間 : 45°C 24 時間以降 : 40°C	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
ブローアウトパネル開放圧力	3.4kPa [gage]	ブローアウトパネル設定値

第2表 評価条件 (f 値, 追加放出量)

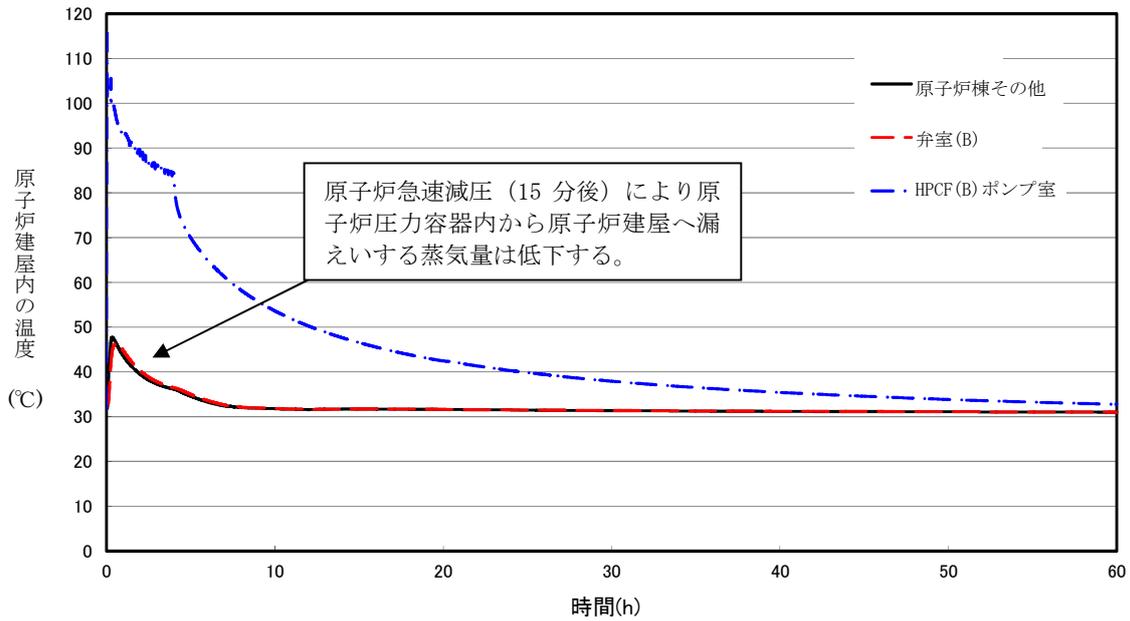
項目	評価ケース	現行許認可ベース (参考)
f 値	3.7×10 ⁸ Bq/s (現行許認可の 1/10)	3.7×10 ⁹ Bq/s
追加放出量 (Bq) (γ 線 0.5MeV 換算値)	2.28×10 ¹⁴	2.28×10 ¹⁵

第3表 インターフェイスシステム LOCA 時の追加放出量

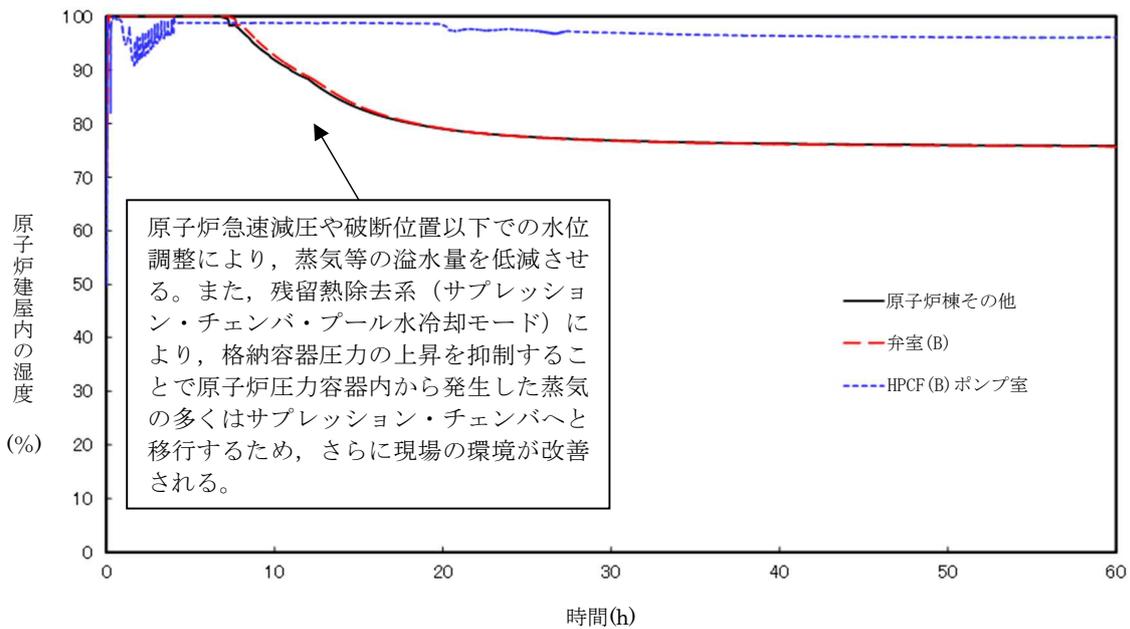
核種	収率 (%)	崩壊定数 (d ⁻¹)	γ 線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.75	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	—	—	—	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.95	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.04	5.82E-02	0.02	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.25	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス 合計	—	—	—	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 +希ガス	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14



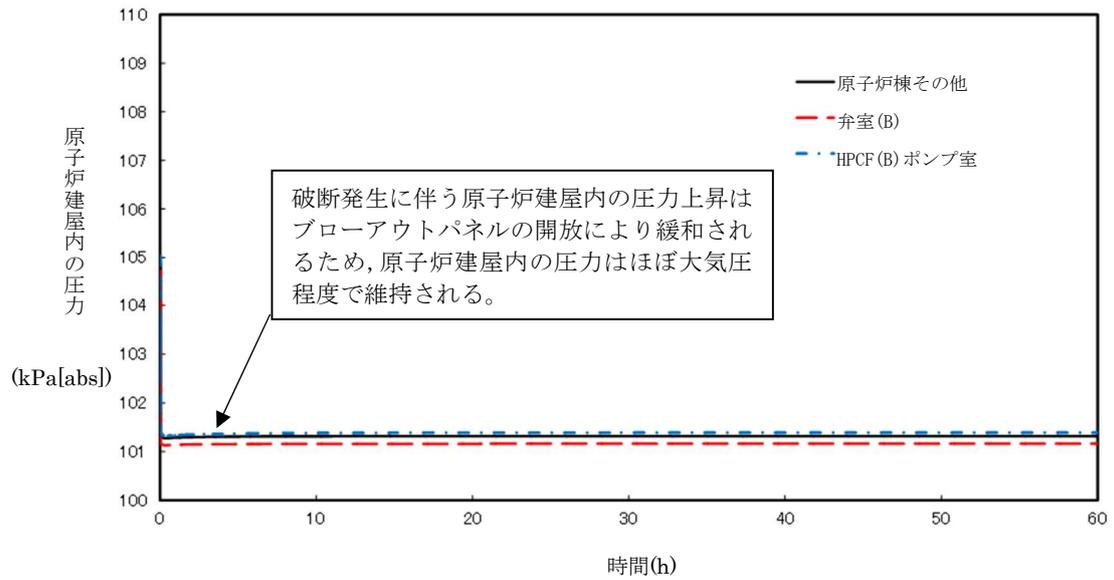
第1図 インターフェイスシステム LOCA における
原子炉建屋ノード分割モデル



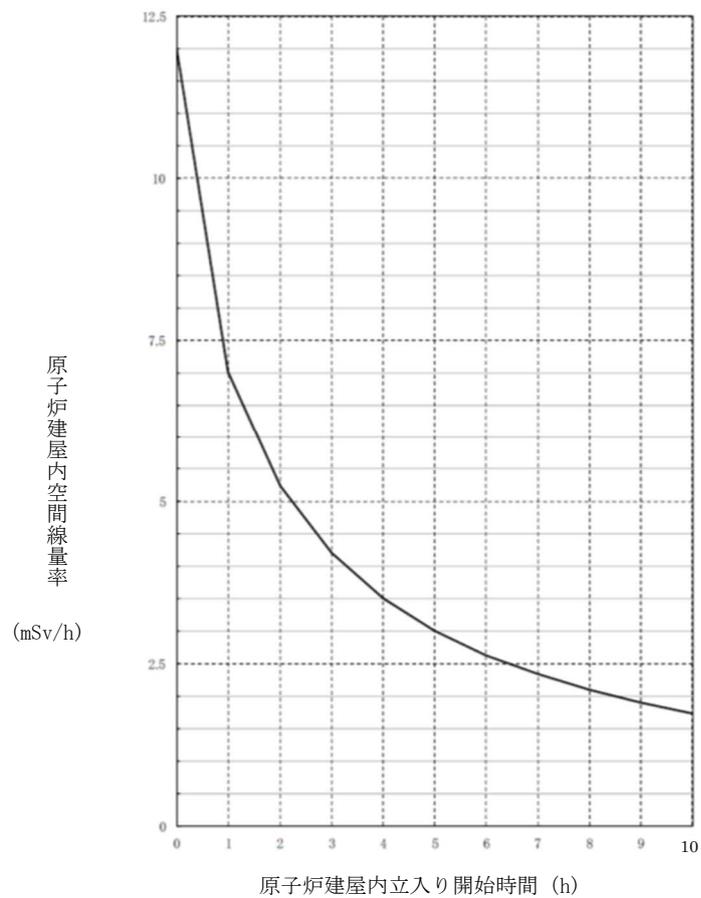
第 2 図 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)



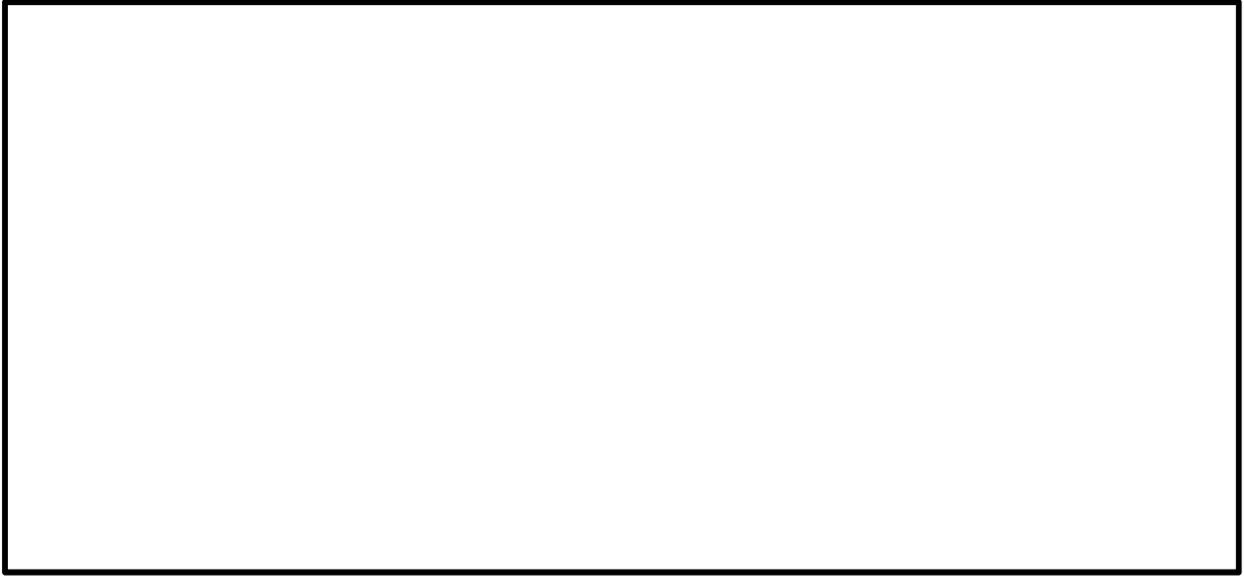
第 3 図 原子炉建屋内の湿度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)



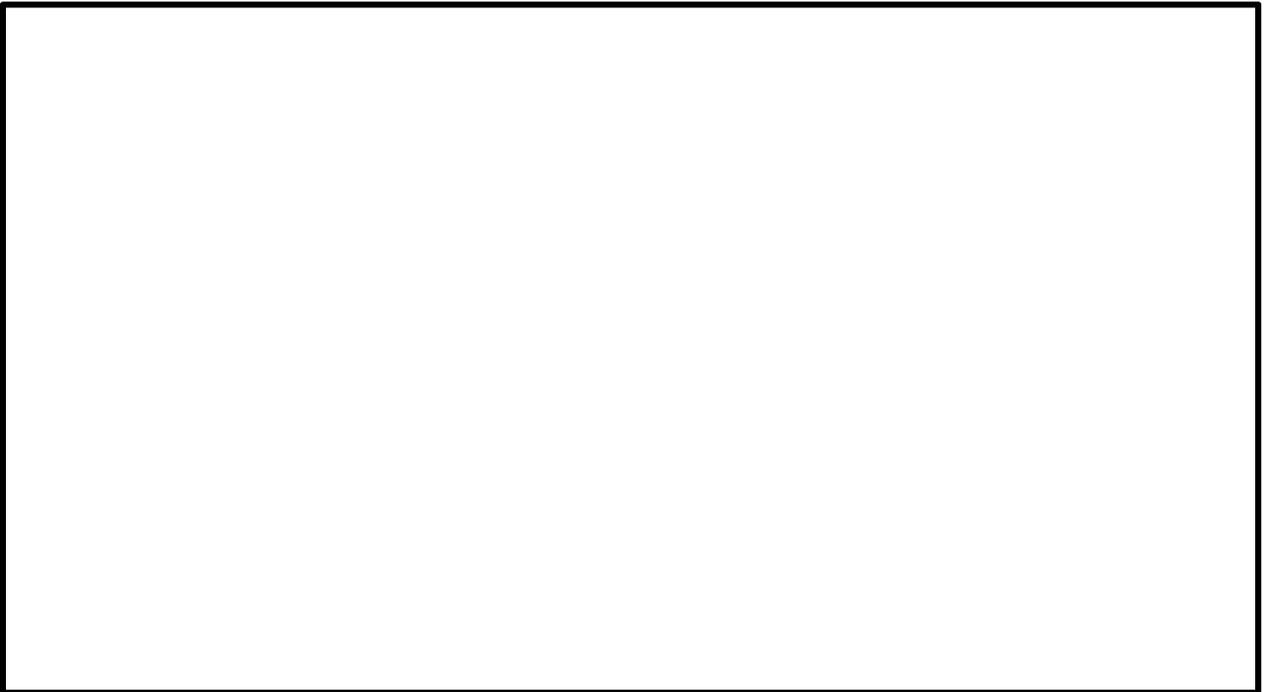
第 4 図 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)



第 5 図 原子炉建屋内立入り開始時間と線量率の関係 (インターフェイスシステム LOCA)



(a) 平面図



(b) 断面図

第 6 図 原子炉建屋/中央制御室の配置と換気口・ブローアウトパネルの
位置関係 (インターフェイスシステム LOCA)

インターフェイスシステム LOCA 発生時の検知手段について

(1) インターフェイスシステム LOCA 発生時の判断方法について

第 1 表にインターフェイスシステム LOCA と原子炉格納容器内での LOCA によるパラメータの挙動を示す。インターフェイスシステム LOCA と原子炉格納容器内での LOCA は、どちらも原子炉冷却材の漏えい事象であるが、漏えい箇所が原子炉格納容器の内側か外側かという点で異なる。このため、原子炉圧力、原子炉水位といった原子炉冷却材一次バウンダリ内のパラメータは同様の挙動を示すが、プロセス放射線モニタや格納容器圧力といった原子炉格納容器内外のパラメータに相違が表れるので、容易にインターフェイスシステム LOCA と判別することができる。

第 1 表 インターフェイスシステム LOCA と原子炉格納容器内での LOCA 発生時のパラメータの比較

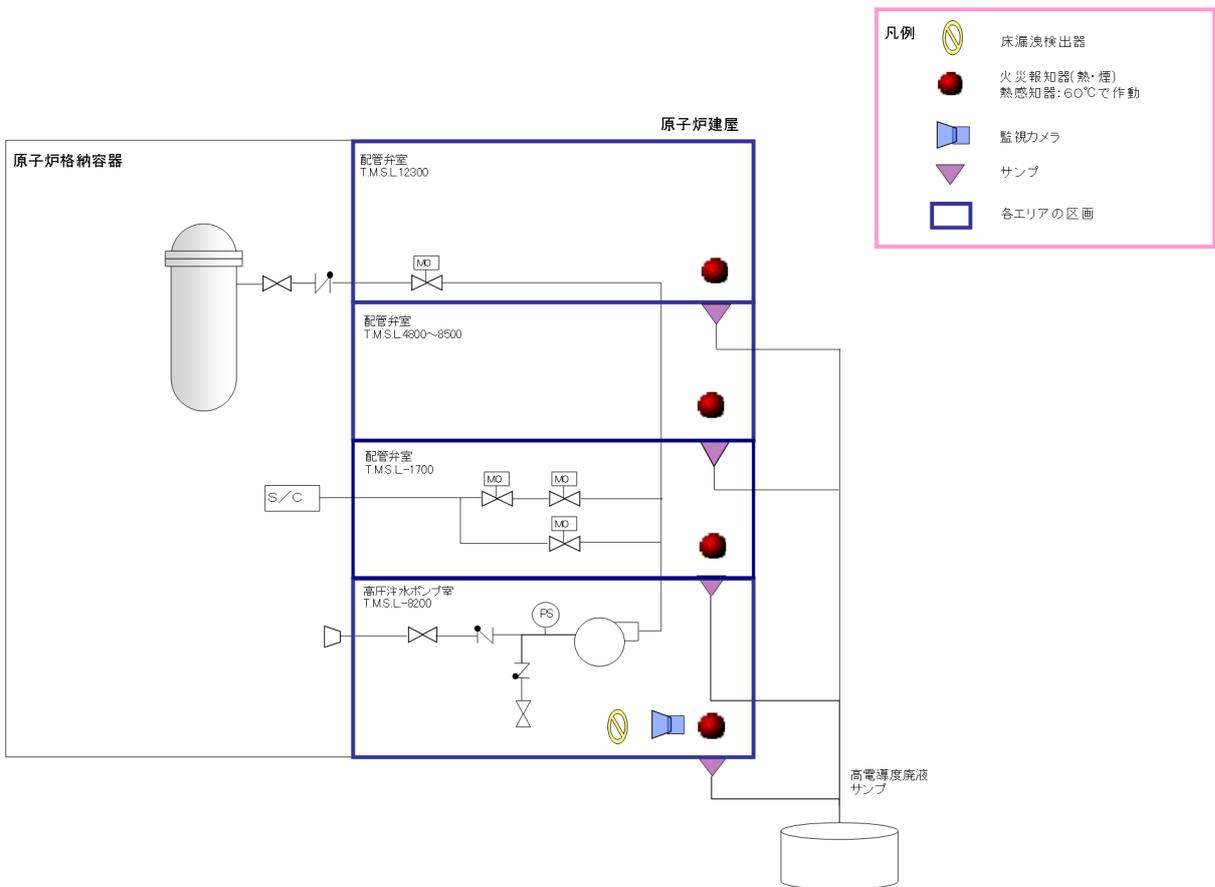
	各パラメータ	インターフェイスシステム LOCA	原子炉格納容器内 での LOCA
原子炉圧力容器 パラメータ	原子炉水位	変動 ^{※1}	変動 ^{※1}
	原子炉圧力	変動 ^{※1}	変動 ^{※1}
原子炉格納容器 パラメータ	格納容器圧力	変化なし ^{※2}	上昇
	格納容器温度	変化なし ^{※2}	上昇
	D/W サンプ液位	変化なし	上昇
原子炉格納容器 外 パラメータ	非常用炉心冷却系系統圧力	低下	変化なし
	原子炉建屋サンプポンプ運転回数	増加 ^{※1}	変化なし
	原子炉建屋放射線モニタ	上昇	変動なし

※1：漏えい量により変動しない場合がある。

※2：原子炉隔離時冷却系の動作，ドライウェル冷却系の停止等，インターフェイスシステム LOCA 以外の要因で変動する可能性がある。

(2) インターフェイスシステム LOCA 発生時の漏えい場所（エリア）の特定方法について

高圧炉心注水系を例として関連機器の設置場所を第 1 図に示す。インターフェイスシステム LOCA 発生時は，各部屋が分離されていることから，床漏えい検出器及び火災報知器により漏えい場所（エリア）の特定が可能である。また，監視カメラの情報も漏えい場所（エリア）特定の情報とすることが可能である。



第 1 図 高圧炉心注水系関連の機器が設置されている部屋の概要図（7号炉の例）

低圧代替注水系（常設）のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系注水準備完了にて発電用原子炉を急速減圧する条件及び理由について

発電用原子炉を急速減圧する際は、低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台又は代替注水系 2 系による原子炉圧力容器への注水準備完了を基本とするが、以下のケースにおいては原子炉圧力容器への注水準備が完了している系統が低圧代替注水系（常設）のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系のみであっても発電用原子炉の急速減圧操作を実施する。

なお、注水設備については、低圧代替注水系（常設）の場合、起動しているポンプの台数を基準としているが、代替注水系の場合、低圧代替注水系（常設）と比較して信頼性の点で劣ることから注水可能な系統数を基準としている。

(1) 原子炉水位が規定値に到達した場合

【判断基準】

高圧注水系の不調等により原子炉圧力容器内の水位が規定値（レベル 1）まで低下した場合は、炉心損傷の防止又は著しい炉心損傷の抑制を目的として、原子炉圧力容器への注水準備が完了している系統が低圧代替注水系（常設）のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

有効性評価においては、給水・復水系の全喪失、並びに高圧及び低圧注水機能の喪失により原子炉水位が低下した場合において、原子炉圧力容器内の水位が規定値（レベル 1）に到達した段階で急速減圧を実施しているが、急速減圧に先立ち、注水可能な設備として低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台が準備できた場合を想定している。

この場合、低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台で原子炉圧力容器への注水を開始することにより、炉心損傷を防止できることが確認されている。

一方、急速減圧に先立ち、注水可能な設備として低圧代替注水系（常設）のポンプ 1 台のみが準備できた場合や低圧代替注水系（常設）以外の代替注水系の 1 系のみが準備できた場合において、原子炉圧力容器内の水位が規定値（レベル 1）に到達した段階で急速減圧を実施した場合、炉心損傷の防止はできないが、著しい炉心損傷の抑制が期待できる。

特に発電用原子炉の停止からの経過時間が長くなるほど、崩壊熱が小さく、原子炉圧力容器内の水位を維持するために必要となる注水量が少なくな

ることから、著しい炉心損傷の抑制効果は大きい。

(2) 原子炉格納容器パラメータが規定値に到達した場合

・ S/C 圧力制限に到達した場合

【判断基準】

S/C 圧力が設計限界圧力 (310kPa[gage]) に接近した場合は、原子炉圧力容器への注水準備が完了している系統が低圧代替注水系 (常設) のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

LOCA 発生時においても、ブローダウン経路が健全であれば、原子炉エネルギー (蒸気) はベント管を介して直接 S/P へ放出され、そのエネルギーが S/P で凝縮されることにより S/C 圧力制限値 (180kPa[gage]) 以下に収まる設計である。しかし、真空破壊弁等にバイパスリークが生じている場合は、原子炉エネルギーが S/P で凝縮されずに原子炉格納容器内へ直接放出されるため、原子炉格納容器内の圧力が S/C 圧力制限値以上に上昇する。さらに S/C 圧力が設計限界圧力 (310kPa[gage]) を超えた場合、原子炉格納容器が損傷するおそれがある。

したがって、急速減圧操作を実施することで、逃がし安全弁を通して原子炉エネルギーを直接 S/P へ導き、S/P でそのエネルギーを凝縮させることにより、S/C 圧力の上昇を抑制する。

・ 格納容器空間部温度制限に到達した場合

【判断基準】

格納容器空間部温度が制限 (171℃) に接近した場合は、原子炉格納容器の損傷を防止することを目的として、原子炉圧力容器への注水準備が完了している系統が低圧代替注水系 (常設) のポンプ 1 台又は代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

LOCA が発生すると、原子炉エネルギー (高温水、蒸気) が原子炉圧力容器から原子炉格納容器内へ放出され、格納容器空間部温度が上昇する。格納容器空間部温度が上昇して高温となった場合、D/W スプレー操作等にて原子炉格納容器の減圧及び温度上昇の抑制を試みるが、それでもなお格納容器空間部温度が上昇して設計温度 (171℃) を超えた場合、原子炉格納容器が損傷するおそれがある。

したがって、急速減圧操作を実施することで、逃がし安全弁を通して原子炉エネルギーを直接S/Pへ導き、S/Pでそのエネルギーを凝縮させることにより、格納容器空間部温度の上昇を抑制するとともに、原子炉圧力容器へ注水を促し、炉心の冷却を行う。

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈	
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1)代替減圧	a. 手動操作による減圧	復水器が使用可能 復水器真空度がMSIV閉設定値(復水器器内圧力にて [])以下に維持可能な状態	
			タービンバイパス弁の開操作が可能 タービン制御油圧力が確立(主タービン高圧制御油圧力にて圧力低警報 [] 以上)している状態	
			復水器が使用不可能 MSIV開不能又はタービンバイパス弁が動作不能, 又は復水器真空度がMSIV閉設定値(復水器器内圧力にて [])以下に維持不可能な状態	
			逃がし安全弁の開操作が可能 逃がし安全弁作動用窒素ガスが確保(高圧窒素ガス供給系ADS入口圧力にて圧力低警報 [] 以上)され, かつ作動電磁弁が正常(電磁弁電源断警報なし)な状態	
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1)常設直流電源系統喪失時の減圧	a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放	逃がし安全弁(自動減圧機能なし)作動用の窒素ガスが確保されている場合 高圧窒素ガス供給系出口のポンペ圧力が低警報設定値 ([]) 以上確保されている場合	
		b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)作動用の窒素ガスが確保されている場合 高圧窒素ガス供給系出口のポンペ圧力が低警報設定値 ([]) 以上確保されている場合	
		c. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放	逃がし安全弁(自動減圧機能なし)作動用の窒素ガスが確保されている場合 SRV 緊急時強制操作用窒素ガスポンベ出口圧力が ([]) 以上確保されている場合	
	(2)逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧	a. 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保	高圧窒素ガス供給系ドライウエル入口圧力低警報が発生した場合 高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報が発生した場合	高圧窒素ガス供給系ドライウエル入口圧力低警報 ([] 以下)が発生した場合 高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報 ([] 以下)が発生した場合

操作手順の解釈一覧

手順	操作手順記載内容	解釈	
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧	a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放	ATWS/RPT盤 H11-P654 原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで 原子炉圧力容器内の圧力が0.34MPaに到達するまで
			窒素ガスポンベ出口圧力指示値が規定値以上 窒素ガスポンベ出口圧力指示値が [] 以上
		b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放	ATWS/RPT盤 H11-P654 窒素ガスポンベ出口圧力指示値が規定値以上 窒素ガスポンベ出口圧力指示値が [] 以上 多重伝送現場盤 H23-P001A-2 原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで 原子炉圧力容器内の圧力が0.34MPaに到達するまで
		c. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放	ATWS/RPT盤 H11-P654 原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで 原子炉圧力容器内の圧力が0.34MPaに到達するまで
	(2) 逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧	a. 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保	高圧窒素ガス供給系ADS入口圧力指示値が規定値 高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報 高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報 [] 以上 [] 以下
	1.3.2.4 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手順	(1) EOP「原子炉建屋制御」	減圧完了圧力まで減圧することで 0.34MPaまで減圧することで

各号炉の弁番号及び弁名称一覧

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁	P54-M0-F003	HPIN常用N2供給元弁	中央制御室 原子炉建屋4階北西通路 (非管理区域)	P54-M0-F203	HPIN常用窒素ガス供給止弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階北東通路 (管理区域)
高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)、(B)	P54-M0-F027A/B	HPIN常用非常用窒素ガス連絡弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋4階北西通路/南西通路 (非管理区域)	P54-M0-F012A/B	HPIN常用非常用窒素ガス連絡弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋4階北西通路/南西通路 (非管理区域)
高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)、(B)供給弁	P54-M0-F018A/B	HPIN非常用窒素ガス供給元弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋4階北西通路/南西通路 (非管理区域)	P54-M0-F003A/B	HPIN非常用窒素ガス(A)/(B)供給弁	中央制御室 原子炉建屋4階北西通路/南西通路 (非管理区域)
高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス供給弁後弁(A)	P54-F036A	HPIN緊急時代替供給ライン 窒素ガス供給弁後弁(A)	原子炉建屋2階北側通路 (管理区域)	P54-F405A	HPIN 重大事故時用窒素ガス供給弁後弁(A)	原子炉建屋1階北西電気へネ室 (管理区域)
高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第一隔離弁(A)	P54-F038A	HPIN緊急時代替供給ライン 第一隔離弁(A)	原子炉建屋2階北側通路 (管理区域)	P54-F407A	HPIN 重大事故時用窒素ガスPCV第一隔離弁(A)	原子炉建屋1階北西電気へネ室 (管理区域)
高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第二隔離弁(A)	P54-F037A	HPIN緊急時代替供給ライン 第二隔離弁(A)	原子炉建屋2階北側通路 (管理区域)	P54-F406A	HPIN 重大事故時用窒素ガスPCV第二隔離弁(A)	原子炉建屋1階北西電気へネ室 (管理区域)
高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス排気止め弁(A)	P54-F042A	HPIN緊急時代替供給ライン 窒素ガス排気出口弁(A)	原子炉建屋2階北側通路 (非管理区域)	P54-F410A	HPIN 重大事故時用窒素ガス排気止め弁(A)	原子炉建屋地下1階北側通路 (非管理区域)
高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス(A)供給弁	P54-F034A	HPIN緊急時代替供給ライン 圧力調整弁後弁(A)	原子炉建屋2階北側通路 (非管理区域)	P54-F403A	HPIN 重大事故時用窒素ガス(A)供給弁	原子炉建屋地下1階北側通路 (非管理区域)

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

< 目 次 >

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

(c) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 手順等

1.4.2 重大事故等時の手順

1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 低圧代替注水

(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）

(c) 消火系による原子炉圧力容器への注水

b. 重大事故等時の対応手段の選択

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

b. 重大事故等時の対応手段の選択

(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順

a. 低圧代替注水

(a) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却

(b) 消火系による残存溶融炉心の冷却

(c) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水/海水）

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水

(2) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱

1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料 1.4.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.4.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.4.3 重大事故対策の成立性

1. 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水
2. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）
3. 残留熱除去系(C)注入配管使用による原子炉圧力容器への注水
4. 高圧炉心注水系(C)注入配管使用による原子炉圧力容器への注水
5. 消火系による原子炉圧力容器への注水
6. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱
7. 残留熱除去系注入配管使用による原子炉圧力容器への注水（全交流動力電源喪失時）
8. 高圧炉心注水系注入配管使用による原子炉圧力容器への注水（全交流動力電源喪失時）

添付資料 1.4.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 各号炉の弁番号及び弁名称一覧

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

【要求事項】

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

【解釈】

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

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却

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

(2) 復旧

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

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（低圧注水モード）による冷却機能である。

また、発電用原子炉停止中において、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、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、発電用原子炉を冷却し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の設計基準事故対処設備として残留熱除去系（低圧注水モード）を設置している。

発電用原子炉停止中において、発電用原子炉内の崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.4.1図）。

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

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{※1}を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況に

よっては、事故対応に有効な設備。

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

(2) 対応手段と設備の選定の結果

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（低圧注水モード又は原子炉停止時冷却モード）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（低圧注水モード）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 非常用交流電源設備

なお、残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管に含むこととする。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 非常用交流電源設備

機能喪失原因対策分析の結果，フロントライン系故障として，残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）の故障を想定する。また，サポート系故障として，全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障を想定する。

さらに，炉心熔融後，熔融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合を想定する。

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

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.4.1 表に整理する。

a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び消火系により発電用原子炉を冷却する手段がある。

(i) 低圧代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却

低圧代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 復水移送ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備

(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却

却

低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・防火水槽
- ・淡水貯水池
- ・ホース・接続口
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉压力容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

なお、低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水

する方法がある。

(iii) 消火系による発電用原子炉の冷却

消火系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水タンク
- ・消火系配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧代替注水で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵槽、復水補給水系配管・弁、残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ、残留熱除去系(A)配管・弁、給水系配管・弁・スパージャ、高圧炉心注水系配管・

弁，原子炉压力容器，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備，可搬型代替注水ポンプ（A-2級），ホース・接続口及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。防火水槽及び淡水貯水池は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

（添付資料 1.4.1）

以上の重大事故等対処設備により，設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）が故障した場合においても，発電用原子炉を冷却することができる。

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

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが，復水移送ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同等の機能（流量）を有することから，重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合

において、発電用原子炉を冷却する手段として有効である。

- ・ 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ， 高圧炉心注水系(B)及び(C)配管・弁・スパージャ^{※1}

当該配管を用いた注水手段は使用に制限（原子炉圧力容器への注水流量が少ない，注水流量の監視ができない，現場での系統構成が必要）があるが，残留熱除去系(A)及び(B)配管から注水ができない場合において，発電用原子炉を冷却する手段として有効である。

※1：高圧炉心注水系配管・弁・スパージャのうち，復水移送ポンプの吸込ライン（復水貯蔵槽下部の非常用ライン）の配管・弁は重大事故等対処設備であるが，原子炉圧力容器への注水ラインの配管・弁・スパージャは自主対策設備として位置付ける。

- ・ 第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが，常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから，健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により，設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注

水モード) による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで残留熱除去系(低圧注水モード)を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。

常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備及び代替原子炉補機冷却系へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系(低圧注水モード)を十分な期間、運転継続することが可能である。

また、発電用原子炉停止後は発電用原子炉からの除熱を長期的に行うため、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)に移行する。残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)については、「b. (b) i. 復旧」にて整理する。

(i) 代替交流電源設備による残留熱除去系(低圧注水モード)の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系(低圧注水モード)の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ

- ・原子炉圧力容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・代替原子炉補機冷却系
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備

なお、残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管に含むこととする。

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

復旧で使用する設備のうち、サプレッション・チェンバ、原子炉圧力容器、代替原子炉補機冷却系及び常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また、残留熱除去系ポンプ、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパージャ、給水系配管・弁・スパージャ及び原子炉補機冷却系は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

（添付資料 1.4.1）

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。

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

- ・ 第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- (c) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段及び設備

- i . 低圧代替注水

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、原子炉圧力容器内に溶融炉心が残存する場合は、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び消火系により残存した溶融炉心を冷却する手段がある。

- (i) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却

低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 復水移送ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ

- ・ 高压炉心注水系配管・弁
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備

(ii) 低压代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却

低压代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・ 防火水槽
- ・ 淡水貯水池
- ・ ホース・接続口
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備
- ・ 燃料補給設備

なお、低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。

(iii) 消火系による残存溶融炉心の冷却

消火系による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水タンク
- ・消火系配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧代替注水で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵槽、復水補給水系配管・弁、残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ、残留熱除去系(A)配管・弁、給水系配管・弁・スパージャ、高圧炉心注水系配管・弁、原子炉压力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、代替所内電気設備、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、ホース・接続口及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。防火水槽及び淡水貯水池は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料 1.4.1）

以上の重大事故等対処設備により、熔融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合においても、残存した熔融炉心を冷却することができる。

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

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水タンク、消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、復水移送ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同等の機能（流量）を有することから、重大事故等へ対処するために

消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、残存した熔融炉心を冷却する手段として有効である。

・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

b. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び消火系により発電用原子炉を冷却する手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は、「a.(a) i. 低圧代替注水」で選定した設備と同様である。

以上の設備により、発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。

常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備及び代替原子炉補機冷却系へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を十分な期間、運転継続することが可能である。

(i) 代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スパージャ

- ・給水系配管・弁・スパーージャ
- ・原子炉補機冷却系
- ・代替原子炉補機冷却系
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

復旧で使用する設備のうち，原子炉圧力容器，代替原子炉補機冷却系及び常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，残留熱除去系ポンプ，残留熱除去系熱交換器，残留熱除去系配管・弁・スパーージャ，給水系配管・弁・スパーージャ及び原子炉補機冷却系は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

（添付資料 1.4.1）

以上の重大事故等対処設備により，全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系が故障した場合においても，発電用原子炉からの除熱を行うことができる。

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

- ・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

c. 手順等

上記「a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備」及び「b. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下「EOP」という。）、事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）、事故時運転操作手順書（停止時徴候ベース）（以下「停止時 EOP」という。）、AM 設備別操作手順書及び多様なハザード対応手順に定める（第 1.4.1 表）。

また、重大事故等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理する（第 1.4.2 表，第 1.4.3 表）。

（添付資料 1.4.2）

1.4.2 重大事故等時の手順

1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 低圧代替注水

給水・復水系，高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができず，残留熱除去系（低圧注水モード）が故障により使用できない場合は，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型）及び消火系による原子炉圧力容器への代替注水を同時並行で準備する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合は，上記代替注水手段のうちポンプ 1 台以上を起動し，注水のための系統構成が完了した時点で，その手段による原子炉圧力容器への注水を開始する。

また，原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は，低圧代替注水系（常設）のポンプ 2 台以上又は上記代替注水手段のうち 2 系以上を起動し，注水のための系統構成が完了した時点で，逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧を実施し，原子炉圧力容器への注水を開始する。原子炉圧力容器への注水に使用する手段は，準備が完了した代替注水手段のうち，低圧代替注水系（常設），消火系，低圧代替注水系（可搬型）の順で選択する。

なお，原子炉圧力容器内の水位が不明になる等，発電用原子炉を満水にする必要がある場合は，上記注水手段及び代替注水手段のうち使用できる手段にて原子炉圧力容器へ注水する。

(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

i. 手順着手の判断基準

給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）以上に維持できない場合において，低圧代替注水系（常設）及び注入配管が使用可能な場合※1。

※1:設備に異常がなく，電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

ii. 操作手順

低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.4.2 図及び第 1.4.4 図に，概要図を第 1.4.7 図に，タイムチャートを第 1.4.8 図から第 1.4.11 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。

②中央制御室運転員 A 及び B は，低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策

本部に第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機又は電源車の負荷容量確認を依頼し，低圧代替注水系（常設）が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員 A 及び B は，復水補給水系バイパス流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。

⑤中央制御室運転員 A 及び B は，復水移送ポンプ（2 台）の起動操作を実施し，復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系注入弁 (B) の全開操作を実施する。

⑥^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系注入弁 (A) の全開操作を実施する。

⑥^c 残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系注入弁 (C) の全開操作を実施する。

なお，電源が確保できない場合，現場運転員 C 及び D は残留熱除去系注入弁 (C) の現場での手動全開操作を実施する。

⑥^d 高圧炉心注水系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，高圧炉心注水系注入弁 (B) の全開操作を実施する。

⑥^e 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、高圧炉心注水系注入弁 (C) の全開操作を実施する。

なお、電源が確保できない場合、現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系注入弁 (C) の現場での手動全開操作を実施する。

⑦ 当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力が復水移送ポンプの吐出圧力以下であることを確認後、運転員に低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑧^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系洗浄水弁 (B) の全開操作を実施する。

⑧^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系洗浄水弁 (A) の全開操作を実施する。

⑧^c 残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系洗浄水弁 (C) の全開操作を実施する。

⑧^d 高圧炉心注水系 (B) 注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (B) の全開操作を実施する。

⑧^e 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (C) の全開操作を実施する。

⑨^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間，原子炉格納容器内にスプレーする場合は，残留熱除去系注入弁(B)を全閉後，残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)を全開してスプレーを実施する。

⑨^b 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑨^c 残留熱除去系(C)，高圧炉心注水系(B)又は高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉圧力容器への注水が始まったことを原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高

(レベル 8) の間で維持する。

⑩現場運転員 C 及び D は，復水移送ポンプの水源確保として復水移送ポンプ吸込ラインの切替え操作（復水補給水系常/非常用連絡 1 次，2 次止め弁の全開操作）を実施する。

⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

iii. 操作の成立性

残留熱除去系 (B) 又は残留熱除去系 (A) の注入配管を使用した低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始までの所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合：12 分以内

残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合：12 分以内

残留熱除去系 (C)，高圧炉心注水系 (B) 又は高圧炉心注水系 (C) の注入配管を使用した低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始までの所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合：約 40 分

高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合:約 25 分

高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合:約 30 分

その後、現場運転員 2 名にて復水移送ポンプの水源確保操作を実施した場合、15 分以内で可能である。

なお、プラント停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員 1 名にて作業を実施する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.4.3-1, 1.4.3-3, 1.4.3-4)

(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）

i. 手順着手の判断基準

給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）以上に維持できない場合において、低圧代替注水系（可搬型）及び注入配管が使用可能な場合^{※1}。

※1:設備に異常がなく、燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合。

ii. 操作手順

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.4.2 図及び第 1.4.4 図に、概要図を第 1.4.12 図及び第 1.4.18 図に、タイムチャートを第 1.4.13 図から第 1.4.17 図及び第 1.4.19 図に示す。

[交流電源が確保されている場合]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備のため、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備及びホース接続を依頼する。
- ③中央制御室運転員 A 及び B は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、復水補給水系バイパス流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑤現場運転員 C 及び D は、MUWC 接続口内側隔離弁(B)又は MUWC 接続口内側隔離弁(A)のどちらかを選択し全開操作を実施する（当該弁は遠隔手動弁操作設備のためリンク機構を取り外し、弁操作を行う）。

なお、上記の送水ライン以外にも、原子炉建屋原子炉

区域にて接続口から復水補給水系配管までホースを敷設し送水するラインがある。

⑥^a 残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (C) の全開操作を実施する。

なお、電源が確保できない場合、現場運転員 C 及び D は残留熱除去系注入弁 (C) の現場での手動全開操作を実施する。

⑥^b 高圧炉心注水系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、高圧炉心注水系注入弁 (B) の全開操作を実施する。

⑥^c 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、高圧炉心注水系注入弁 (C) の全開操作を実施する。

なお、電源が確保できない場合、現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系注入弁 (C) の現場での手動全開操作を実施する。

⑦^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (B) の全開操作及び原子炉圧力指示値が可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の吐出圧力以下であることを確認後、残留熱除去系洗浄水弁 (B) の全開操作を実施する。

⑦^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (A) の全開操作及び原子炉圧力指示値が可搬型代替注水ポ

ンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、
残留熱除去系洗浄水弁(A)の全開操作を実施する。

⑦^c 残留熱除去系(C)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力指示値が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、現場運転員 C 及び D は残留熱除去系洗浄水弁(C)の全開操作を実施する。

⑦^d 高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力指示値が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、現場運転員 C 及び D は高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)の全開操作を実施する。

⑦^e 高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力指示値が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、現場運転員 C 及び D は高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)の全開操作を実施する。

⑧ 緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備及びホース接続を行い、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水準備完了を緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑨ 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員が選択した送水ラインからの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水開始を緊急時対策本部に依頼する。

⑩ 当直副長は、中央制御室運転員に低圧代替注水系（可

搬型) による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。

- ⑪ 緊急時対策要員は，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）起動後，運転員が選択した送水ラインから送水するため，MUWC 接続口外側隔離弁 1(B)，2(B) 又は MUWC 接続口外側隔離弁 1(A)，2(A) のどちらかの全開操作を実施し，送水開始について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

- ⑫^a 残留熱除去系(B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間，原子炉格納容器内にスプレーする場合は，残留熱除去系注入弁(B)を全閉後，残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)を全開してスプレーを実施する。

- ⑫^b 残留熱除去系(A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇に

より確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑫° 残留熱除去系(C)， 高圧炉心注水系(B)又は高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力容器への注水が始まったことを原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑬ 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が始まったことを緊急時対策本部に報告する。

[全交流動力電源が喪失している場合]

① 当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。

② 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備のため、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の起動及び送水準備を依頼する。

③ 中央制御室運転員 A は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。

④現場運転員 C 及び D は、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系原子炉建屋復水積算計バイパス弁の全閉操作を実施する。

⑤現場運転員 C 及び D は、MUWC 接続口内側隔離弁(B)又は MUWC 接続口内側隔離弁(A)のどちらかを選択し全開操作を実施する（当該弁は遠隔手動弁操作設備のためリンク機構を取り外し、弁操作を行う）。

なお、上記の送水ライン以外にも、原子炉建屋原子炉区域にて接続口から復水補給水系配管までホースを敷設し送水するラインがある。

⑥^a 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系注入弁(B)の全開操作を実施する。

⑥^b 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系注入弁(A)の全開操作を実施する。

⑥^c 残留熱除去系(C)注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系注入弁(C)の全開操作を実施する。

⑥^d 高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系注入弁(B)の全開操作を実施する。

⑥^e 高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系注入弁(C)の全開操作を実施する。

- ⑦当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、現場運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ⑧^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合
現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系洗浄水弁 (B) の全開操作を実施する。
- ⑧^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合
現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系洗浄水弁 (A) の全開操作を実施する。
- ⑧^c 残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合
現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系洗浄水弁 (C) の全開操作を実施する。
- ⑧^d 高圧炉心注水系 (B) 注入配管使用の場合
現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (B) の全開操作を実施する。
- ⑧^e 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用の場合
現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (C) の全開操作を実施する。
- ⑨緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備及びホース接続を行い、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水準備完了を緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員が選択した送水ラインからの可搬型代替注水ポンプ（A-2

級) による送水開始を緊急時対策本部に依頼する。

⑪ 当直副長は，中央制御室運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。

⑫ 緊急時対策要員は，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）起動後，運転員が選択した送水ラインから送水するため，MUWC 接続口外側隔離弁 1(B)，2(B) 又は MUWC 接続口外側隔離弁 1(A)，2(A) のどちらかの全開操作を実施し，送水開始について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑬^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A は，原子炉圧力容器への注水が開始されたことを復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。現場運転員 C 及び D は，中央制御室運転員の指示に基づき原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑬^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A は，原子炉圧力容器への注水が開始されたことを復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。現場運転員 C 及び D は，中央制御室運転員の指示に基づき原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レ

ベル 8) の間で維持する。

- ⑬^c 残留熱除去系 (C) 及び高圧炉心注水系 (B), (C) 注入配管
使用の場合

中央制御室運転員 A は, 原子炉圧力容器への注水が開始されたことを原子炉水位指示値の上昇により確認し, 当直副長に報告する。現場運転員 C 及び D は, 中央制御室運転員の指示に基づき原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。

- ⑭ 当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水操作のうち, 運転員が実施する原子炉建屋での各注入配管の系統構成を, 交流電源が確保されている場合は 1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名 (操作者及び確認者) 及び現場運転員 2 名にて, 全交流動力電源が喪失している場合は 1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合の所要時間は以下のとおり。

[交流電源が確保されている場合]

残留熱除去系 (A) (B) 注入配管使用の場合 : 約 25 分

残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合 : 約 65 分

高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合 : 約 30 分

高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合 : 約 55 分

[全交流動力電源が喪失している場合]

残留熱除去系(A)注入配管使用の場合 : 約 95 分

残留熱除去系(B)(C)注入配管使用の場合 : 約 85 分

高圧炉心注水系(B)(C)注入配管使用の場合 : 約 75 分

また、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水操作のうち、緊急時対策要員が実施する屋外での可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水操作に必要な 1 ユニット当たりの要員数及び所要時間は以下のとおり。

[防火水槽を水源とした送水]

緊急時対策要員 3 名にて実施した場合 : 約 125 分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）]

緊急時対策要員 4 名にて実施した場合 : 約 140 分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）]

緊急時対策要員 6 名にて実施した場合 : 約 330 分

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水操作は、作業開始を判断してから低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水開始まで約 330 分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.4.3-2，1.4.3-3，1.4.3-4，
1.4.3-7，1.4.3-8）

(c) 消火系による原子炉圧力容器への注水

i. 手順着手の判断基準

給水・復水系，非常用炉心冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）以上に維持できない場合において，消火系及び注入配管が使用可能な場合^{※1}。ただし，重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1: 設備に異常がなく，燃料及び水源（ろ過水タンク）が確保されている場合。

ii. 操作手順

消火系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.4.2 図及び第 1.4.4 図に，概要図を第 1.4.20 図に，タイムチャートを第 1.4.21 図から第 1.4.24 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に消火系による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に消火系による原子炉圧力容器への注水準備のため，ディーゼル駆動消火ポンプの起動を依頼する。

③^a 残留熱除去系(B)又は残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は，消火系による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。

③^b 残留熱除去系(C)，高圧炉心注水系(B)又は高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合

現場運転員 E 及び F は，消火系による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。

④中央制御室運転員 A 及び B は，消火系による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑤中央制御室運転員 A 及び B は，復水補給水系バイパス流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。

⑥ 中央制御室運転員 A 及び B は、消火系による原子炉圧力容器への注水の系統構成として、復水補給水系消火系第 1, 第 2 連絡弁の全開操作を実施する。

⑦^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (B) の全開操作を実施する。

⑦^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (A) の全開操作を実施する。

⑦^c 残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (C) の全開操作を実施する。

なお、電源が確保できない場合、現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系注入弁 (C) の現場での手動全開操作を実施する。

⑦^d 高圧炉心注水系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、高圧炉心注水系注入弁 (B) の全開操作を実施する。

⑦^e 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、高圧炉心注水系注入弁 (C) の全開操作を実施する。

なお、電源が確保できない場合、現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系注入弁 (C) の現場での手動全開操作を実施する。

⑧ 5 号炉運転員は、ディーゼル駆動消火ポンプの起動完了

を緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による原子炉圧力容器への注水開始を緊急時対策本部に報告する。

⑩当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力がディーゼル駆動消火ポンプの吐出圧力以下であることを確認後、運転員に消火系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑪^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系洗浄水弁 (B) の全開操作を実施する。

⑪^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系洗浄水弁 (A) の全開操作を実施する。

⑪^c 残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系洗浄水弁 (C) の全開操作を実施する。

⑪^d 高圧炉心注水系 (B) 注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (B) の全開操作を実施する。

⑪^e 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用の場合

現場運転員 C 及び D は、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (C) の全開操作を実施する。

⑫^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレーする場合は、残留熱除去系注入弁(B)を全閉後、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)を全開してスプレーを実施する。

⑫^b 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑫^c 残留熱除去系(C)， 高圧炉心注水系(B)又は高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力容器への注水が始まったことを原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高

(レベル 8) の間で維持する。

- ⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による原子炉圧力容器への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

残留熱除去系(B)又は残留熱除去系(A)の注入配管を使用した消火系による原子炉圧力容器への注水操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名(操作者及び確認者)、現場運転員2名及び5号炉運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで約30分で可能である。

残留熱除去系(C)の注入配管を使用した消火系による原子炉圧力容器への注水操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名(操作者及び確認者)、現場運転員4名及び5号炉運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで約40分で可能である。

高圧炉心注水系(B)又は高圧炉心注水系(C)の注入配管を使用した消火系による原子炉圧力容器への注水操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名(操作者及び確認者)、現場運転員4名及び5号炉運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで約30分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護

具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.4.3-3, 1.4.3-4, 1.4.3-5)

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.4.32 図に示す。

外部電源，代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合，復水貯蔵槽が使用可能であれば低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水する。復水貯蔵槽が使用できない場合，消火系又は低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。

交流電源が確保できない場合，現場での手動操作により系統構成を実施し，消火系又は低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。

なお，消火系による原子炉圧力容器への注水は，発電所構内（大湊側）で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及びろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

低圧代替注水を実施する際の注入配管の選択は，中央制御室からの操作が可能であって，注水流量が多いものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：残留熱除去系(B)注入配管（中央制御室からの操作が可能）

優先②：残留熱除去系(A)注入配管（中央制御室からの操作

が可能)

優先③：残留熱除去系(C)注入配管

優先④：高圧炉心注水系(B)注入配管

優先⑤：高圧炉心注水系(C)注入配管

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により残留熱除去系の電源を復旧し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（低圧注水モード）にて原子炉圧力容器へ注水する。

なお、常設代替交流電源設備及び第二代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

i. 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線C系又はD系の受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水モード）が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合。

※1:設備に異常がなく，電源，補機冷却水及び水源（サプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

ii. 操作手順

残留熱除去系(B)（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系(A)（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水手順も同様）。概要図を第1.4.25図に，タイムチャートを第1.4.26図に示す。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に残留熱除去系(B)（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系(B)（低圧注水モード）の起動に必要なポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていること，並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，残留熱除去系(B)（低圧注水モード）が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系ポンプ(B)の起動操作を実施し，残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認後，当直副長に残留熱除去系(B)（低圧注水モード）による原子炉圧力

容器への注水準備完了を報告する。

⑤当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去系ポンプ(B)の吐出圧力以下であることを確認後、中央制御室運転員に、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑥中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁(B)を全開として原子炉圧力容器への注水を開始する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系(B)系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレーする場合は、残留熱除去系注入弁(B)を全閉後、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)を全開してスプレーを実施する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水開始まで 15 分以内で可能であ

る。

なお、プラント停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員 1 名にて作業を実施する。

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.4.32 図に示す。

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉压力容器へ注水する。原子炉補機冷却系の運転ができない場合、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉压力容器へ注水するが、代替原子炉補機冷却系の設置に時間を要することから、低圧代替注水系（常設）等による原子炉压力容器への注水を並行して実施する。

発電用原子炉停止後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱を実施する。

(3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手順

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、溶融炉心が原子炉压力容器を破損し原子炉格納容器下部へ落下した場合、格納容器下部注水系により原子炉格納容器下部へ注水することで落下した溶融炉心を冷却するが、原子炉压力容器内に溶融炉心が残存した場合は、低圧代替注水により原子炉压力容器

へ注水することで残存した溶融炉心を冷却し，原子炉圧力容器から原子炉格納容器への放熱を抑制する。

a. 低圧代替注水

(a) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却

i. 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において，低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水が可能な場合^{※2}。

※1:「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子炉圧力指示値の低下，格納容器内圧力指示値の上昇，ドライウェル雰囲気温度指示値の上昇により確認する。

※2:原子炉格納容器内へのスプレイ及び原子炉格納容器下部への注水に必要な流量（140m³/h，35～70 m³/h）が確保され，更に低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器への注水に必要な流量（30m³/h）が確保できる場合。

なお，十分な注水流量が確保できない場合には溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する。

ii. 操作手順

低圧代替注水系(常設)による残存溶融炉心の冷却については、「(1) a. (a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水」の操作手順のうち、残留熱除去系(B)注入配管及び残留熱除去系(A)注入配管を使用した手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第 1.4.6 図に示す。また、概要図は第 1.4.7 図、タイムチャートは第 1.4.8 図と同様である。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名(操作者及び確認者)にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水開始までの所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系(B)注入配管使用の場合:12 分以内

残留熱除去系(A)注入配管使用の場合:12 分以内

その後、現場運転員 2 名にて復水移送ポンプの水源確保操作を実施した場合、15 分以内で可能である。

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

(添付資料 1.4.3-1)

(b) 消火系による残存溶融炉心の冷却

i. 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}によ

り原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系（常設）が使用できず、消火系による原子炉圧力容器への注水が可能な場合^{*2}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1:「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力指示値の低下、格納容器内圧力指示値の上昇、ドライウェル雰囲気温度指示値の上昇により確認する。

※2:原子炉格納容器内へのスプレイ及び原子炉格納容器下部への注水に必要な流量（140m³/h、35～70 m³/h）が確保され、更に消火系により原子炉圧力容器への注水に必要な流量（30m³/h）が確保できる場合。

なお、十分な注水流量が確保できない場合は溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する。

ii. 操作手順

消火系による残存溶融炉心の冷却については、「(1)a.(c) 消火系による原子炉圧力容器への注水」の操作手順のうち、残留熱除去系(B)注入配管又は残留熱除去系(A)注入配管を使用した手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4.6図に示す。また、概要図は第1.4.20図、タイムチャートは第1.4.21図と同様

である。

iii. 操作の成立性

残留熱除去系(B)又は残留熱除去系(A)の注入配管を使用した消火系による原子炉圧力容器への注水操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名(操作者及び確認者)、現場運転員2名及び5号炉運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで約30分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.4.3-5)

(c) 低圧代替注水系(可搬型)による残存溶融炉心の冷却 (淡水/海水)

i. 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{*1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系(常設)及び消火系が使用できず、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水が可能な場合^{*2}。

※1:「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」

は、原子炉圧力指示値の低下、格納容器内圧力指

示値の上昇，ドライウェル雰囲気温度指示値の上昇により確認する。

※2:原子炉格納容器内へのスプレイ及び原子炉格納容器下部への注水に必要な流量（ $140\text{m}^3/\text{h}$ ， $35\sim 70\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保され，更に低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器への注水に必要な流量（ $30\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保できる場合。

なお，十分な注水流量が確保できない場合は溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する。

ii. 操作手順

低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却については，「(1)a.(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）」の操作手順（交流電源が確保されている場合）のうち，残留熱除去系(B)注入配管又は残留熱除去系(A)注入配管を使用した手順と同様。ただし，MUWC 接続口内側隔離弁の操作については，リンク機構を取り外さず，MUWC 接続口内側隔離弁(B)の場合は屋外（緊急時対策要員）にて，MUWC 接続口内側隔離弁(A)の場合は非管理区域（運転員）にて遠隔手動弁操作設備を使用して行う。

なお，手順の対応フローを第 1.4.6 図に示す。また，概要図は第 1.4.12 図，タイムチャートは第 1.4.17 図及び第 1.4.27 図に示す。

iii. 操作の成立性

低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却操作のうち，運転員が実施する原子炉建屋での各注入配管の系統構成を1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて作業を実施した場合の所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系(A)(B)注入配管使用の場合：約20分

また，低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却操作のうち，緊急時対策要員が実施する屋外での低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却操作に必要な1ユニット当たりの要員数及び所要時間は以下のとおり。

[防火水槽を水源とした送水]

緊急時対策要員3名にて実施した場合：約125分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）]

緊急時対策要員4名にて実施した場合：約140分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）]

緊急時対策要員6名にて実施した場合：約330分

低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却操作は，作業開始を判断してから低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却開始まで約330分

で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.4.3-2）

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.4.32 図に示す。

代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合，復水貯蔵槽が使用可能であれば低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水し，残存した熔融炉心を冷却する。復水貯蔵槽が使用できない場合，消火系又は低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水し，残存した熔融炉心を冷却する。

なお，消火系による原子炉圧力容器へ注水は，発電所構内（大湊側）で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及びろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

低圧代替注水を実施する際の注入配管の選択は、注水流量が多いものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：残留熱除去系(B)注入配管

優先②：残留熱除去系(A)注入配管

1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

発電用原子炉停止中に低圧注水系が機能喪失した場合の対応手順については「1.4.2.1(1)a.(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水」、「1.4.2.1(1)a.(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）」及び「1.4.2.1(1)a.(c) 消火系による原子炉圧力容器への注水」の対応手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第 1.4.5 図に示す。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により残留熱除去系の電源を復旧し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて発電用原子炉からの除熱を実施する。

なお、常設代替交流電源設備及び第二代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

i. 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線 C 系又は D 系の受電が完了し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が使用可能な状態^{*1}に復旧された場合。

※1:設備に異常がなく、電源及び補機冷却水が確保されており、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持され、かつ原子炉圧力指示値が規定値以下の状態。

ii. 操作手順

残留熱除去系(B)（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系(A)（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱手順も同様）。概要図を第 1.4.28 図に、タイムチャートを第 1.4.29 図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に残留熱除去系(B)（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱準備開始を指示する。

- ②中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系(B) (原子炉停止時冷却モード) の起動に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに補機冷却水が確保されていること、原子炉水位指示値が原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持されていること、原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下であることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、残留熱除去系(B) (原子炉停止時冷却モード) が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系(B) (原子炉停止時冷却モード) による発電用原子炉からの除熱の系統構成として、残留熱除去系ポンプ S/P 水吸込隔離弁(B)、残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)を全閉、残留熱除去系停止時冷却内側、外側隔離弁(B)、残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)、残留熱除去系注入弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑤現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系封水ポンプ(B)吸込弁、残留熱除去系封水ポンプ(B)吐出弁、残留熱除去系封水ポンプ(B)最小流量吐出弁の全閉操作を実施する。
- ⑥現場運転員 E 及び F は、残留熱除去系封水ポンプ(B)及び残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)の MCC 電源「切」

操作を実施する。

- ⑦中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系(B)（原子炉停止時冷却モード）運転の準備完了を当直副長に報告する。
- ⑧当直副長は，中央制御室運転員に残留熱除去系(B)（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱開始を指示する。
- ⑨中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系ポンプ(B)の起動操作を実施し，残留熱除去系ポンプ(B)の吐出圧力が上昇したことを残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力にて確認後，残留熱除去系熱交換器出口弁(B)を調整開し，発電用原子炉からの除熱を開始する。
- ⑩中央制御室運転員 A 及び B は，発電用原子炉からの除熱が開始されたことを残留熱除去系(B)系統流量指示値の上昇及び残留熱除去系(B)熱交換器入口温度指示値の低下により確認し，当直副長に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 4 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱開始まで 20 分以内で可能である。

なお，プラント停止中の運転員の体制においては，中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員 1

名にて作業を実施する。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.4.3-6)

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.4.32 図に示す。

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合，原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により発電用原子炉からの除熱を実施する。原子炉補機冷却系の運転ができない場合，代替原子炉補機冷却系を設置し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により発電用原子炉からの除熱を実施するが，代替原子炉補機冷却系の設置に時間を要することから，低圧代替注水系（常設）等による原子炉压力容器への注水を並行して実施する。

1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉压力容器への注水

残留熱除去系が健全な場合は，自動起動（原子炉水位低（レベル 1）又はドライウェル圧力高）による作動，又は中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（低圧注水モード）を起

動し、サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

a. 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）以上に維持できない場合。

b. 操作手順

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.4.30 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。

②中央制御室運転員 A 及び B は，中央制御室からの手動起動操作，又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル 1）又はドライウェル圧力高）により残留熱除去系ポンプが起動し，残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上となったことを確認後，当直副長に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。

③当直副長は，原子炉圧力容器内の圧力が規定圧力以下となったことを確認後，中央制御室運転員に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注

水開始を指示する。

④中央制御室運転員 A 及び B は，中央制御室からの手動操作，又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル 1）及び原子炉圧力低，又はドライウェル圧力高及び原子炉圧力低）により残留熱除去系注入弁が全開となったことを確認する。

⑤中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間，原子炉格納容器内にスプレーする場合は，残留熱除去系注入弁を全閉後，残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁を全開してスプレーを実施する。

c. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて操作を実施する。操作スイッチによる中央制御室からの遠隔操作であるため，速やかに対応できる。

(2) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱

残留熱除去系が健全な場合は，中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を起動し，発電用原子炉からの除熱を実施する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持され，かつ原子炉圧力指示値が規定値以下の場合。

b. 操作手順

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4.31図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱準備開始を指示する。

②中央制御室運転員A及びBは，原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持されていること，原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下であることを確認する。

③中央制御室運転員A及びBは，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱の系

統構成として、残留熱除去系ポンプ S/P 水吸込隔離弁、残留熱除去系最小流量バイパス弁を全閉、残留熱除去系停止時冷却内側、外側隔離弁、残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁、残留熱除去系注入弁の全開操作を実施する。

④現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系封水ポンプ吸込弁、残留熱除去系封水ポンプ吐出弁、残留熱除去系封水ポンプ最小流量吐出弁の全閉操作を実施する。

⑤現場運転員 E 及び F は、残留熱除去系封水ポンプ及び残留熱除去系最小流量バイパス弁の MCC 電源「切」操作を実施する。

⑥中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の準備完了を当直副長に報告する。

⑦当直副長は、中央制御室運転員に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱開始を指示する。

⑧中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系ポンプの起動操作を実施し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が上昇したことを確認後、残留熱除去系熱交換器出口弁を調整開し、発電用原子炉からの除熱を開始する。

⑨中央制御室運転員 A 及び B は、発電用原子炉からの除熱が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び残留熱除去系熱交換器入口温度指示値の低下により確認し、当直副長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員4名にて操作を実施した場合，操作開始を判断してから残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱開始まで20分以内で可能である。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.4.3-6）

1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱除去系への代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順は，「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

復水貯蔵槽，防火水槽及びろ過水タンクへの水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水手順については，「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

復水移送ポンプ，残留熱除去系ポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機，電源車，ディーゼル駆動消火ポンプ，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 1.4.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順

対応手段，対応設備，手順書一覧（1/8）

（重大事故等対応設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書			
重大事故等対応設備 （設計基準拡張）	—	残留熱除去系（低圧注水モード） による発電用原子炉の冷却	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレナー・スパージャ ※6 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉補機冷却系 ※3 非常用交流電源設備 ※2	重大事故等対応設備 （設計基準拡張）	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等		
			サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器			重大事故等 対応設備	
		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・スパージャ 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉補機冷却系 ※3 非常用交流電源設備 ※2	重大事故等対応設備 （設計基準拡張）		重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「減圧冷却」等 事故時運転操作手順書（停止時微候ベース） 「SFP 原子炉水位・温度制御」
			原子炉圧力容器				

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4:復水移送ポンプの吸込ライン(復水貯蔵槽下部の非常用ライン)の配管・弁が対象

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※6:残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管に含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/8）

（発電用原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書		
フロントライン系故障時	残留熱除去系（低圧注水モード）	低圧代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系配管・弁 ※4 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 「MUWCによる原子炉注水」	
			非常用交流電源設備 ※2	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）		
			残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備		
		低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） ホース・接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備		事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（原子炉注水）」※1
			非常用交流電源設備 ※2	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）		
			防火水槽 ※1, ※5 淡水貯水池 ※1, ※5 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備		

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4:復水移送ポンプの吸込ライン(復水貯蔵槽下部の非常用ライン)の配管・弁が対象

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※6:残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3/8）

（発電用原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（低圧注水モード）	消火系による発電用原子炉の冷却	デーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク ※1 消火系配管・弁 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ 原子炉压力容器 非常用交流電源設備 ※2 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	自主対策設備 事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 「消火ポンプによる原子炉注水」

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4:復水移送ポンプの吸込ライン(復水貯蔵槽下部の非常用ライン)の配管・弁が対象

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※6:残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4/8）

（発電用原子炉運転中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧	サブプレッション・チェンバ 原子炉压力容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「RHR (A) による原子炉注水」 「RHR (B) による原子炉注水」
			残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパージャ ※6 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉補機冷却系 ※3	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策 設備	

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4:復水移送ポンプの吸込ライン（復水貯蔵槽下部の非常用ライン）の配管・弁が対象

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※6:残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧（5/8）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	—	低圧代替注水系（常設）による 残存溶融炉心の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系配管・弁 ※4 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備	事故時運転転換手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 AM設備別操作手順書 「MUWCによる原子炉注水」
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
		低圧代替注水系（可搬型）による 残存溶融炉心の冷却	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） ホース・接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転転換手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 AM設備別操作手順書 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（原子炉注水）」※1
			防水水槽 ※1, ※5 淡水貯水池 ※1, ※5 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
		消火系による 残存溶融炉心の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク ※1 消火系配管・弁 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転転換手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 AM設備別操作手順書 「消火ポンプによる原子炉注水」

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4:復水移送ポンプの吸込ライン（復水貯蔵槽下部の非常用ライン）の配管・弁が対象

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※6:残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6/8）

（発電用原子炉停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書		
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	（低圧代替注水系（常設））による発電用原子炉の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系配管・弁 ※4 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（停止時微候ベース） 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「MUWCによる原子炉注水」	
			非常用交流電源設備 ※2			重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
			残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備		
		（低圧代替注水系（可搬型））による発電用原子炉の冷却	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） ホース・接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備		事故時運転操作手順書（停止時微候ベース） 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（原子炉注水）」※1
			非常用交流電源設備 ※2			
			防火水槽 ※1, ※5 淡水貯水池 ※1, ※5 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備		

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4:復水移送ポンプの吸込ライン（復水貯蔵槽下部の非常用ライン）の配管・弁が対象

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※6:残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧（7/8）

（発電用原子炉停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	消火系による発電用原子炉の冷却	デーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク ※1 消火系配管・弁 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備 ※2 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	自主対策設備 事故時運転操作手順書（停止時徴候ベース） 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる原子炉注水」

※1: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。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4:復水移送ポンプの吸込ライン（復水貯蔵槽下部の非常用ライン）の配管・弁が対象

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※6:残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

対応手段，対処設備，手順書一覧（8/8）

（発電用原子炉停止中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	代替交流電源設備による残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）の復旧	原子炉圧力容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書（停止時徴候ベース） 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「RHR (A) による原子炉除熱」 「RHR (B) による原子炉除熱」
			残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・スパーージャ 給水系配管・弁・スパーージャ 原子炉補機冷却系 ※3	重大事故等 対処設備 （設計基準拡張）	
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策 設備	

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4:復水移送ポンプの吸込ライン（復水貯蔵槽下部の非常用ライン）の配管・弁が対象

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※6:残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

第 1.4.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/9)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)																		
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水																				
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「MUWC による原子炉注水」	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="614 544 662 1270" rowspan="6">判断基準</td> <td data-bbox="662 544 928 651">原子炉圧力容器内の水位</td> <td data-bbox="928 544 1361 651">原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 651 928 824">電源</td> <td data-bbox="928 651 1361 824">M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 824 928 875">水源の確保</td> <td data-bbox="928 824 1361 875">復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="614 875 662 1270" rowspan="5">操作</td> <td data-bbox="662 875 928 985">原子炉圧力容器内の水位</td> <td data-bbox="928 875 1361 985">原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 985 928 1050">原子炉圧力容器内の圧力</td> <td data-bbox="928 985 1361 1050">原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 1050 928 1108">原子炉圧力容器への注水量</td> <td data-bbox="928 1050 1361 1108">復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 1108 928 1218">補機監視機能</td> <td data-bbox="928 1108 1361 1218">復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A) 吐出圧力 復水移送ポンプ(B) 吐出圧力 復水移送ポンプ(C) 吐出圧力</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 1218 928 1270">水源の確保</td> <td data-bbox="928 1218 1361 1270">復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)</td> </tr> </table>	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧	水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)	補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A) 吐出圧力 復水移送ポンプ(B) 吐出圧力 復水移送ポンプ(C) 吐出圧力	水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
判断基準	原子炉圧力容器内の水位		原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)																	
	電源		M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧																	
	水源の確保		復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)																	
	操作		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)																
			原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)																
		原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)																	
補機監視機能		復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A) 吐出圧力 復水移送ポンプ(B) 吐出圧力 復水移送ポンプ(C) 吐出圧力																		
水源の確保		復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)																		
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水 (原子炉注水)」	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="614 1270 662 1957" rowspan="6">判断基準</td> <td data-bbox="662 1270 928 1379">原子炉圧力容器内の水位</td> <td data-bbox="928 1270 1361 1379">原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 1379 928 1541">電源</td> <td data-bbox="928 1379 1361 1541">M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 1541 928 1646">水源の確保</td> <td data-bbox="928 1541 1361 1646">復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) 防火水槽 淡水貯水池</td> </tr> <tr> <td data-bbox="614 1646 662 1957" rowspan="5">操作</td> <td data-bbox="662 1646 928 1756">原子炉圧力容器内の水位</td> <td data-bbox="928 1646 1361 1756">原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 1756 928 1807">原子炉圧力容器内の圧力</td> <td data-bbox="928 1756 1361 1807">原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 1807 928 1865">原子炉圧力容器への注水量</td> <td data-bbox="928 1807 1361 1865">復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 1865 928 1904">補機監視機能</td> <td data-bbox="928 1865 1361 1904">可搬型代替注水ポンプ吐出圧力</td> </tr> <tr> <td data-bbox="662 1904 928 1957">水源の確保</td> <td data-bbox="928 1904 1361 1957">防火水槽 淡水貯水池</td> </tr> </table>	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧	水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) 防火水槽 淡水貯水池	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)	補機監視機能	可搬型代替注水ポンプ吐出圧力	水源の確保	防火水槽 淡水貯水池	
判断基準	原子炉圧力容器内の水位		原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)																	
	電源		M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧																	
	水源の確保		復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) 防火水槽 淡水貯水池																	
	操作		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)																
			原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)																
		原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)																	
補機監視機能		可搬型代替注水ポンプ吐出圧力																		
水源の確保		防火水槽 淡水貯水池																		

監視計器一覧 (2/9)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる原子炉注水」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) ろ過水タンク水位
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確保	ろ過水タンク水位

監視計器一覧 (3/9)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「RHR (A) による原子炉注水」 「RHR (B) による原子炉注水」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口冷却水流量
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	サプレッション・チェンバ・プール水位
		操作	原子炉压力容器内の水位
	原子炉压力容器内の圧力		原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
	原子炉压力容器への注水量		残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量
	補機監視機能		残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力
	水源の確保		サプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧 (4/9)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水			
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 AM 設備別操作手順書 「MUWC による原子炉注水」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
	水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出圧力 (A) 復水移送ポンプ吐出圧力 (B) 復水移送ポンプ吐出圧力 (C)
水源の確保		復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	

監視計器一覧 (5/9)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水		
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる原子炉注水」	判断基準	原子炉压力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) ろ過水タンク水位
	操作	原子炉压力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器への注水量 復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)
		補機監視機能 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確保 ろ過水タンク水位

監視計器一覧 (6/9)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水		
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水 (原子炉注水)」	判断基準	原子炉压力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
	水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) 防火水槽 淡水貯水池	
	操作	原子炉压力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器への注水量 復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)
		補機監視機能 可搬型代替注水ポンプ吐出圧力
水源の確保 防火水槽 淡水貯水池		

監視計器一覧 (7/9)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
事故時運転転換手順書 (停止時徴候ベース) 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「RHR (A) による原子炉除熱」 「RHR (B) による原子炉除熱」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口温度 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口温度
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口冷却水流量
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度

監視計器一覧 (8/9)

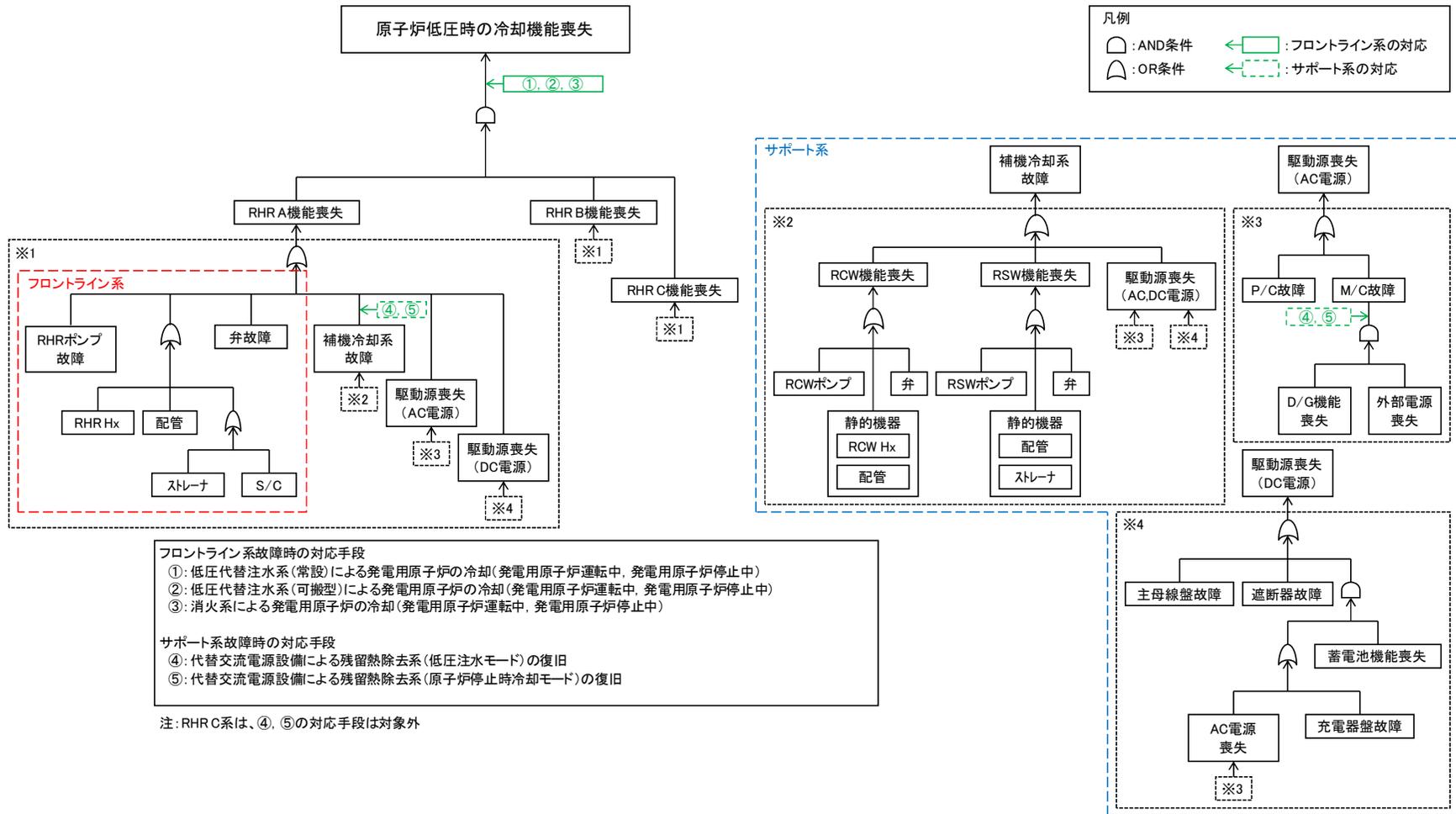
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水		
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等	判断基準	原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		補機監視機能 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (C) 熱交換器入口冷却水流量
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 M/C E 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 P/C E-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 主母線盤 C 電圧
		水源の確保 サブプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器への注水量 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量
		補機監視機能 残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (C) 吐出圧力
		水源の確保 サブプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧 (9/9)

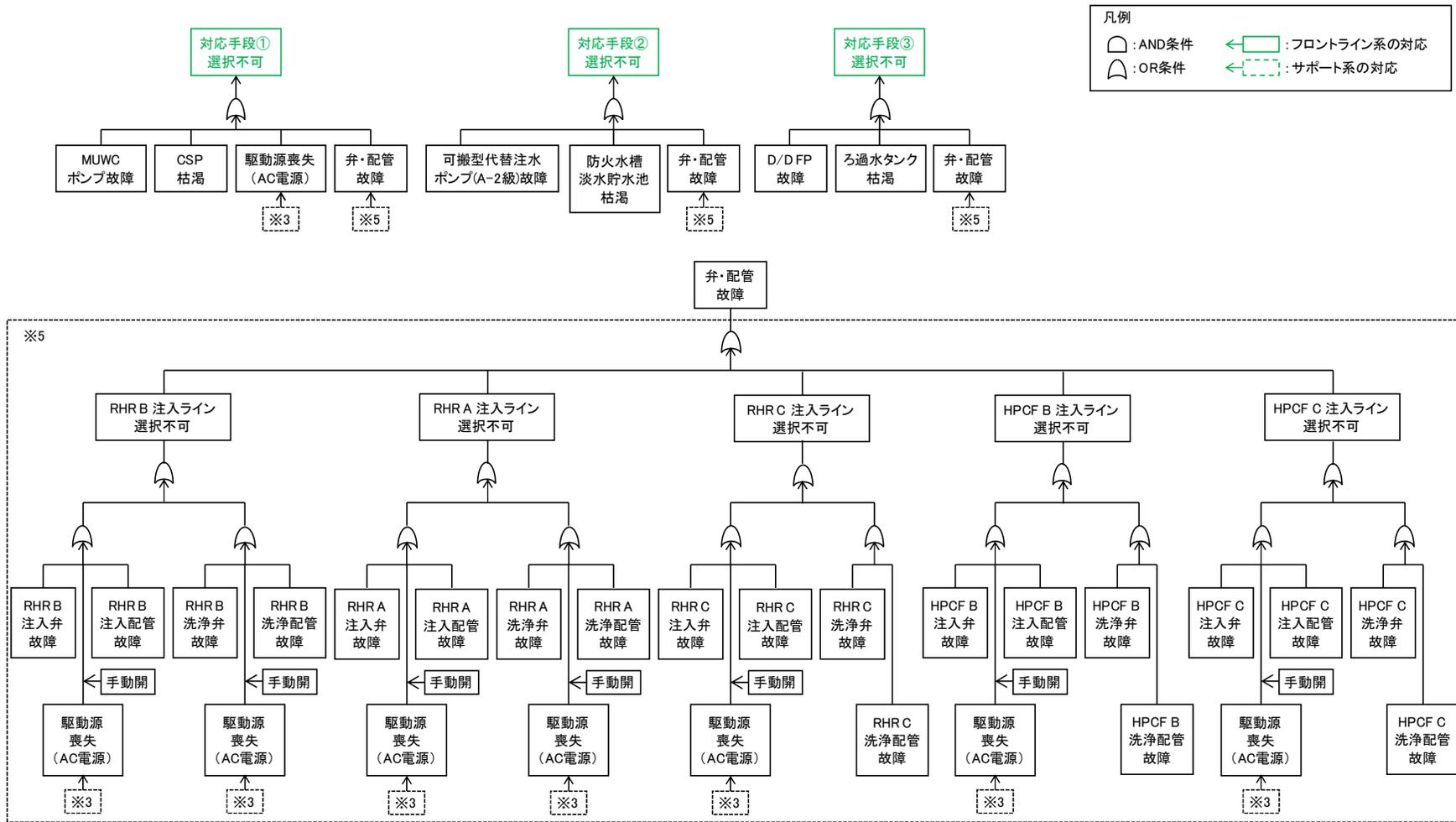
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順 (2) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱			
事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「減圧冷却」等 事故時運転操作手順書（停止時徴候ベース） 「SFP 原子炉水位・温度制御」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 残留熱除去系(A) 熱交換器入口温度 残留熱除去系(B) 熱交換器入口温度 残留熱除去系(C) 熱交換器入口温度
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系(A) 系統流量 原子炉補機冷却水系(B) 系統流量 原子炉補機冷却水系(C) 系統流量 残留熱除去系(A) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系(B) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系(C) 熱交換器入口冷却水流量
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 M/C E 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 P/C E-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 主母線盤 C 電圧
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器(A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器(B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器(C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器(A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器(B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器(C) 出口温度 残留熱除去系(A) 系統流量 残留熱除去系(B) 系統流量 残留熱除去系(C) 系統流量 原子炉補機冷却水系(A) 系統流量 原子炉補機冷却水系(B) 系統流量 原子炉補機冷却水系(C) 系統流量 残留熱除去系(A) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系(B) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系(C) 熱交換器入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器(A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器(B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器(C) 出口冷却水温度

第 1.4.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	復水移送ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 AM用MCC
	復水補給水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 (6号炉のみ) AM用MCC
	残留熱除去系ポンプ	常設代替交流電源設備 M/C C系 M/C D系
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 AM用MCC
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用A系電源 計測用B系電源



第 1.4.1 図 機能喪失原因対策分析 (1/2)



第 1.4.1 図 機能喪失原因対策分析 (2/2)

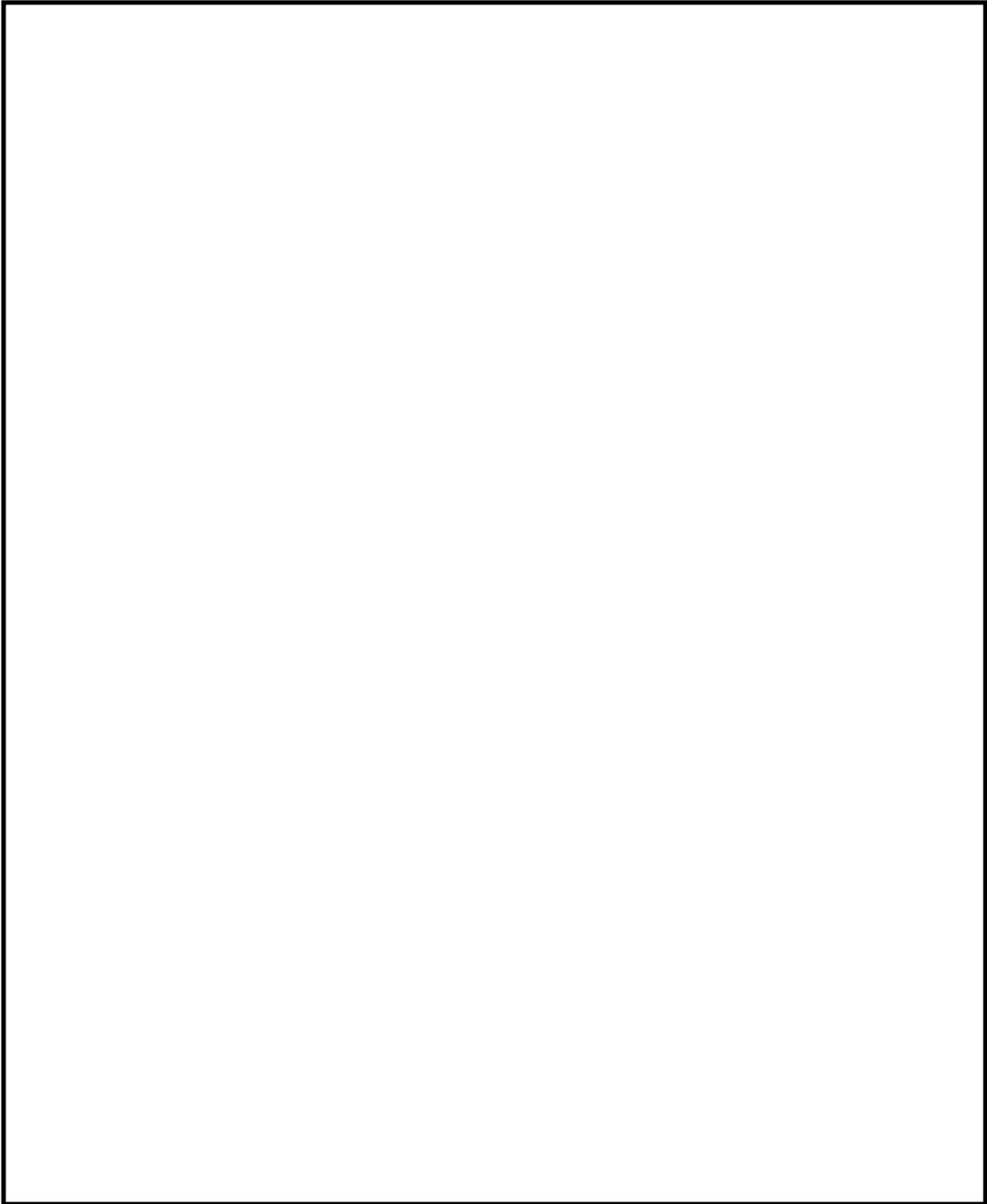
凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

フロントライン系、サポート系の整理、故障の想定・対応手段

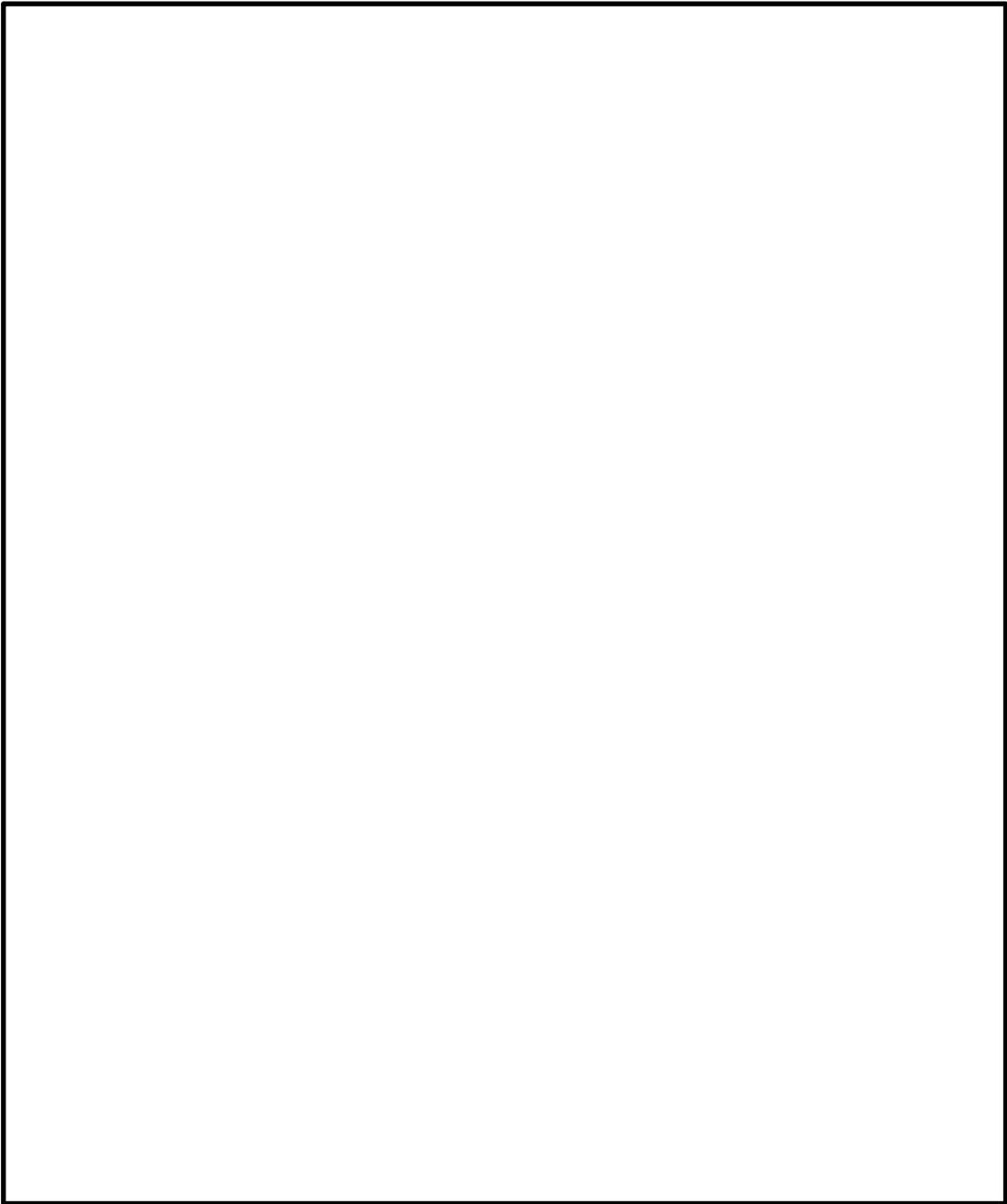
故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8	
低圧注水系機能喪失	RHR A機能喪失 ※1	RHRポンプ故障 弁故障							
		静的機器故障	RHR Hx 配管						
			水源	S/C ストレーナ					
		補機冷却系故障 ※2	RCW機能喪失	RCWポンプ 弁					
				静的機器故障	RCW Hx 配管				
			RSW機能喪失	RSWポンプ 弁					
				静的機器故障	配管 ストレーナ				
		駆動源喪失 (AC, DC 電源)	※3同様 ※4同様						
		駆動源喪失 (AC電 源) ※3	P/C故障						
			M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失					
	駆動源喪失 (DC電 源) ※4		主母線盤故障 遮断器故障						
		蓄電池機能喪失 充電器機能喪失	充電器盤故障 AC電源喪失				※3同様		
	RHR B機能喪失	※1同様							
	RHR C機能喪失	※1同様							

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」をもとに、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

第 1.4.1 図 機能喪失原因対策分析（補足）



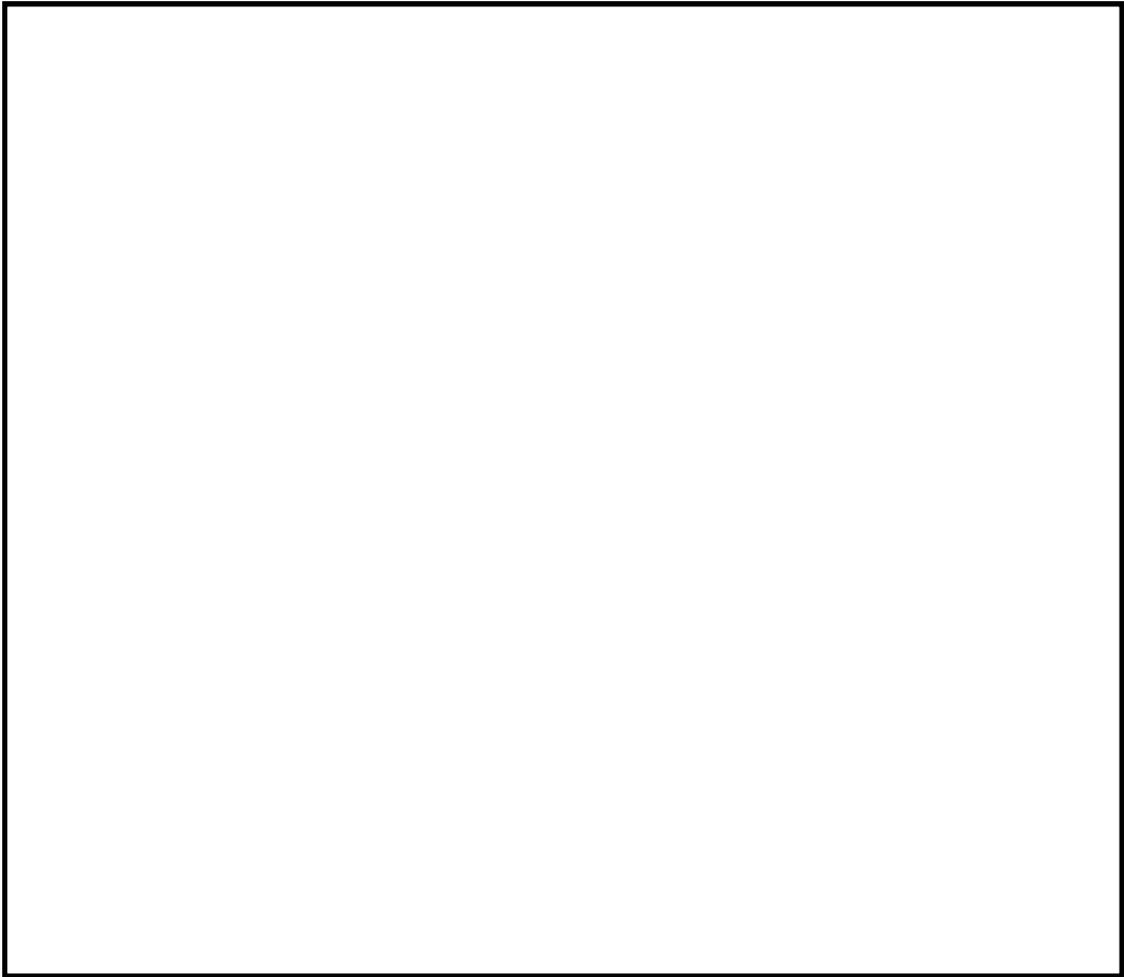
第 1.4.2 図 EOP「水位確保」における対応フロー



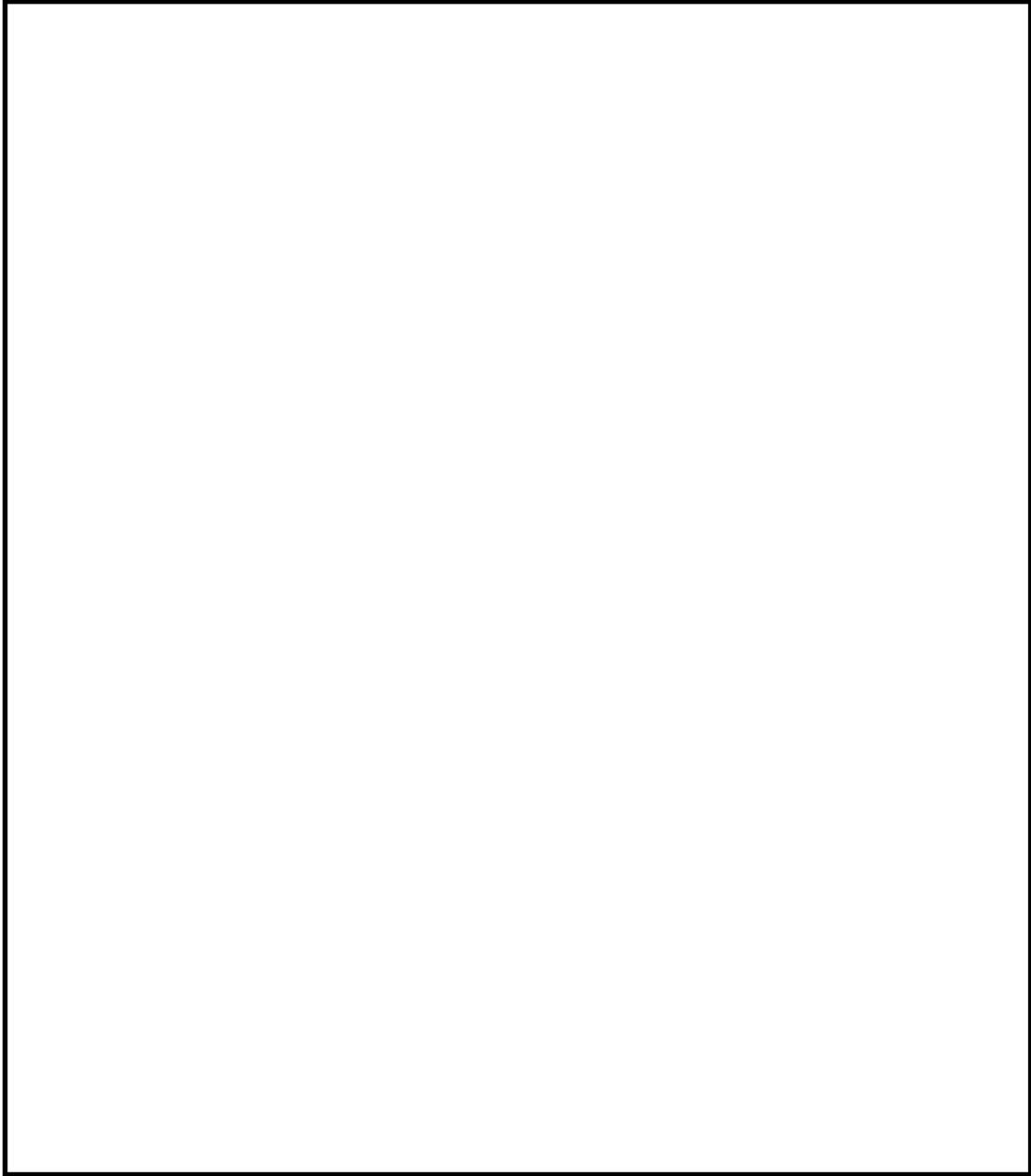
第 1.4.3 図 EOP「減圧冷却」における対応フロー



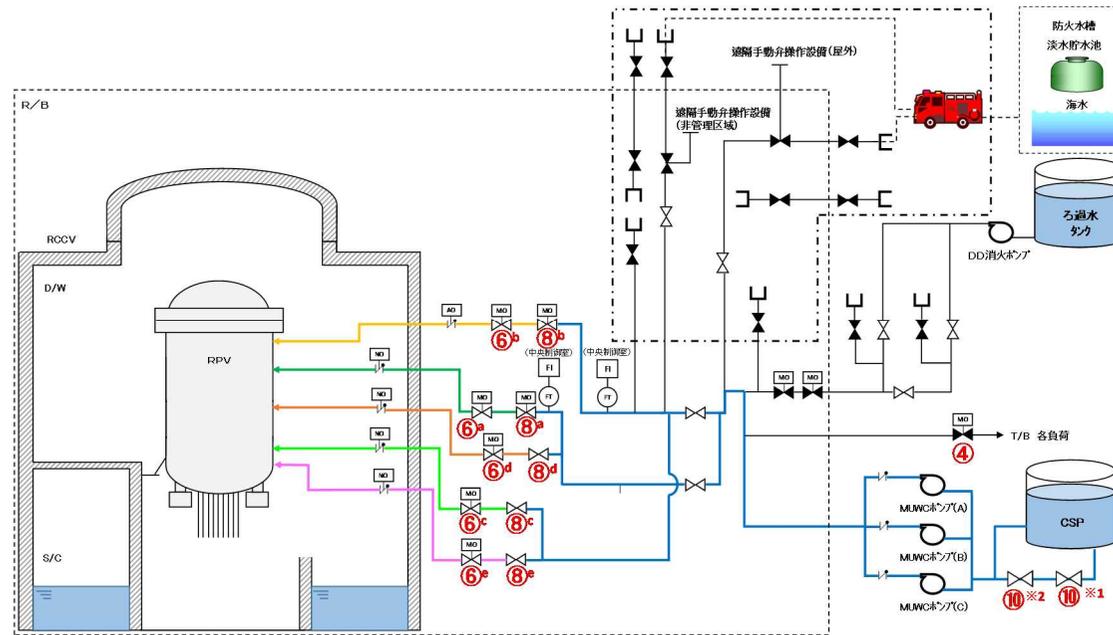
第 1.4.4 図 EOP「水位回復」における対応フロー



第 1. 4. 5 図 停止時 EOP「SFP 原子炉水位・温度制御」における対応フロー



第 1.4.6 図 SOP「RPV 制御」における対応フロー



操作手順	弁名称
④	タービン建屋負荷遮断弁
⑥ ^a	残留熱除去系注入弁(B)
⑥ ^b	残留熱除去系注入弁(A)
⑥ ^c	残留熱除去系注入弁(C)
⑥ ^d	高圧炉心注水系注入弁(B)
⑥ ^e	高圧炉心注水系注入弁(C)
⑧ ^a	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑧ ^b	残留熱除去系洗浄水弁(A)
⑧ ^c	残留熱除去系洗浄水弁(C)
⑧ ^d	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑧ ^e	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)
⑩ ^{*1}	復水補給水系常/非常用連絡1次止め弁
⑩ ^{*2}	復水補給水系常/非常用連絡2次止め弁

凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.4.7 図 低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水 概要図

		経過時間(分)																				備考	
		5	10	15	20	25																	
手順の項目	要員(数)	低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水 12分																					
低圧代替注水系(常設)による 原子炉压力容器への注水 (残留熱除去系(A)又は(B) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認																				
			バイパス流防止処置, ポンプ起動																				
			系統構成																				
			注水開始, 注水状況確認																				
	→																						
	現場運転員 C, D	2	移動, CSP水源確保																				

第 1.4.8 図 低圧代替注水系 (常設) による原子炉压力容器への注水 (残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用)
タイムチャート

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80										
手順の項目	要員(数)	40分 低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 ▽																	
低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系(C)注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認																
			バイパス流防止処置, ポンプ起動																
	現場運転員 C, D	2																	

第 1.4.9 図 低圧代替注水系 (常設) による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系(C)注入配管使用)

タイムチャート

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80										
手順の項目	要員(数)	25分 低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水																	
低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水 (高圧炉心注水系(B)注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認																
			バイパス流防止処置, ポンプ起動																
			系統構成																
			注水状況確認																
	現場運転員 C, D	2	移動																
			注水弁開操作																
			移動, CSP水源確保																

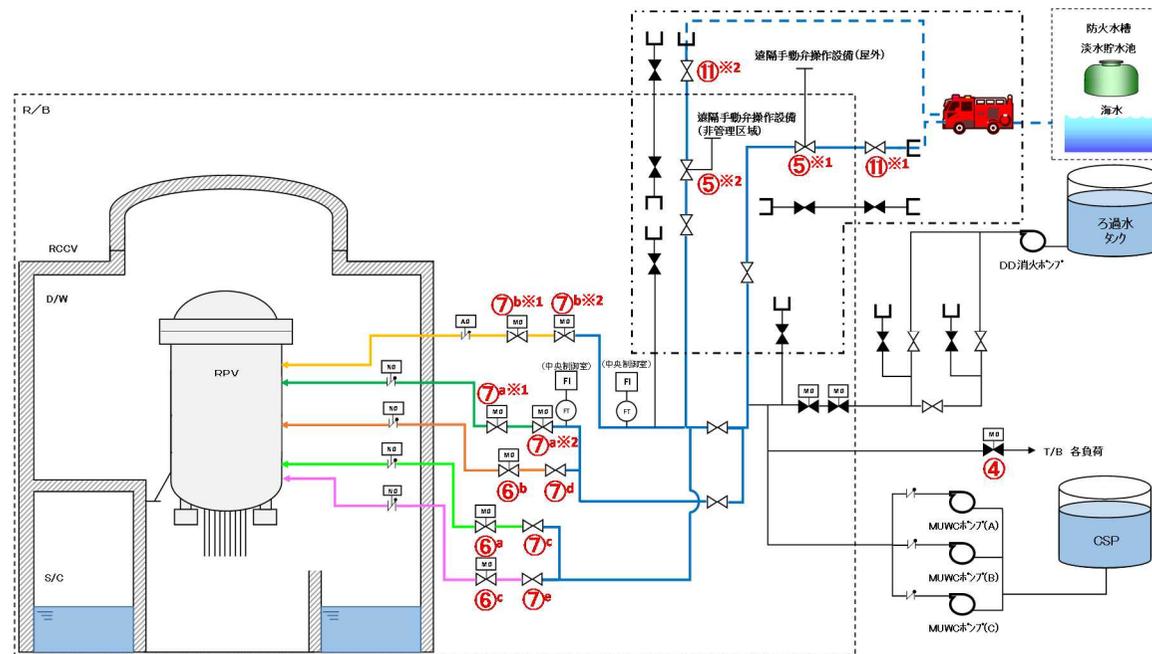
第 1.4.10 図 低圧代替注水系 (常設) による原子炉压力容器への注水 (高圧炉心注水系(B)注入配管使用)

タイムチャート

		経過時間(分)																備考
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	30分 低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水																
低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水 (高圧炉心注水系(C)注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認															
			バイパス流防止処置, ホレブ起動															
		注水状況確認																
	現場運転員 C, D	2	移動, 系統構成															
			注入隔離弁開操作															
			移動, CSP水源確保															

第 1.4.11 図 低圧代替注水系 (常設) による原子炉压力容器への注水 (高圧炉心注水系(C)注入配管使用)

タイムチャート



操作手順	弁名称
④	タービン建屋負荷遮断弁
⑤ ^{※1}	MUWC接続口内側隔離弁(B)
⑤ ^{※2}	MUWC接続口内側隔離弁(A)
⑥ ^a	残留熱除去系注入弁(C)
⑥ ^b	高圧炉心注水系注入弁(B)
⑥ ^c	高圧炉心注水系注入弁(C)
⑦ ^{※1}	残留熱除去系注入弁(B)
⑦ ^{※2}	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑦ ^{※1}	残留熱除去系注入弁(A)
⑦ ^{※2}	残留熱除去系洗浄水弁(A)
⑦ ^c	残留熱除去系洗浄水弁(C)
⑦ ^d	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑦ ^e	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)
⑪ ^{※1}	MUWC接続口外側隔離弁1(B), MUWC接続口外側隔離弁2(B)
⑪ ^{※2}	MUWC接続口外側隔離弁1(A), MUWC接続口外側隔離弁2(A)

凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.4.12 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水） 概要図
 （交流電源が確保されている場合）

			経過時間(分)												備考				
			10	20	30	40	50	60	70	80	90								
手順の項目	要員(数)		系統構成完了 25分																
低圧代替注水系(可搬型) による原子炉压力容器への注水 (残留熱除去系(A)又は(B) 注入配管使用) [交流電源が確保されている場合]	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認																
			バイパス流防止措置, 系統構成																
	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備リンク機構の取外し, 系統構成(管理区域)																
			→																

第 1.4.13 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水/海水）
 （残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用）（系統構成）タイムチャート
 （交流電源が確保されている場合）

			経過時間(分)												備考				
			10	20	30	40	50	60	70	80	90								
手順の項目	要員(数)		系統構成完了 65分																
低圧代替注水系(可搬型) による原子炉压力容器への注水 (残留熱除去系(C) 注入配管使用) [交流電源が確保されている場合]	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認																
			バイパス流防止措置, 系統構成																
	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備リンク機構の取外し, 系統構成(管理区域)																
			系統構成(注入弁, 洗浄水弁開操作含む)																

第 1.4.14 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水/海水）
 （残留熱除去系(C)注入配管使用）（系統構成）タイムチャート
 （交流電源が確保されている場合）

			経過時間(分)												備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90				
手順の項目	要員(数)		系統構成完了 30分 ▽												
低圧代替注水系(可搬型) による原子炉压力容器への注水 (高圧炉心注水系(B) 注入配管使用) [交流電源が確保されている場合]	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認			システム構成									
	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備リンク機構の取外し, システム構成(管理区域)			システム構成									

第 1.4.15 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水/海水）
 （高圧炉心注水系(B)注入配管使用）（システム構成）タイムチャート
 （交流電源が確保されている場合）

			経過時間(分)												備考			
			10	20	30	40	50	60	70	80	90							
手順の項目	要員(数)		系統構成完了 55分															
低圧代替注水系(可搬型) による原子炉压力容器への注水 (高圧炉心注水系(C) 注入配管使用) [交流電源が確保されている場合]	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認															
			バイパス流防止措置, 系統構成															
	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備リンク機構の取外し, 系統構成(管理区域)															
			系統構成(注入弁, 洗浄水弁開操作含む)															

第 1.4.16 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水/海水）
 （高圧炉心注水系(C)注入配管使用）（系統構成）タイムチャート
 （交流電源が確保されている場合）

		経過時間(分)												備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
手順の項目	要員(数)	防火水槽を水源とした可搬型代替注水ポンプによる送水 125分 ※1												
可搬型代替注水ポンプによる送水 [防火水槽を水源とした場合]	緊急時対策要員 3※1	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜高台保管場所移動 ※2												
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台の健全性確認												
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台移動～配置												
		送水準備												
		送水												

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用した場合は、緊急時対策要員2名で105分以内で可能である。

※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

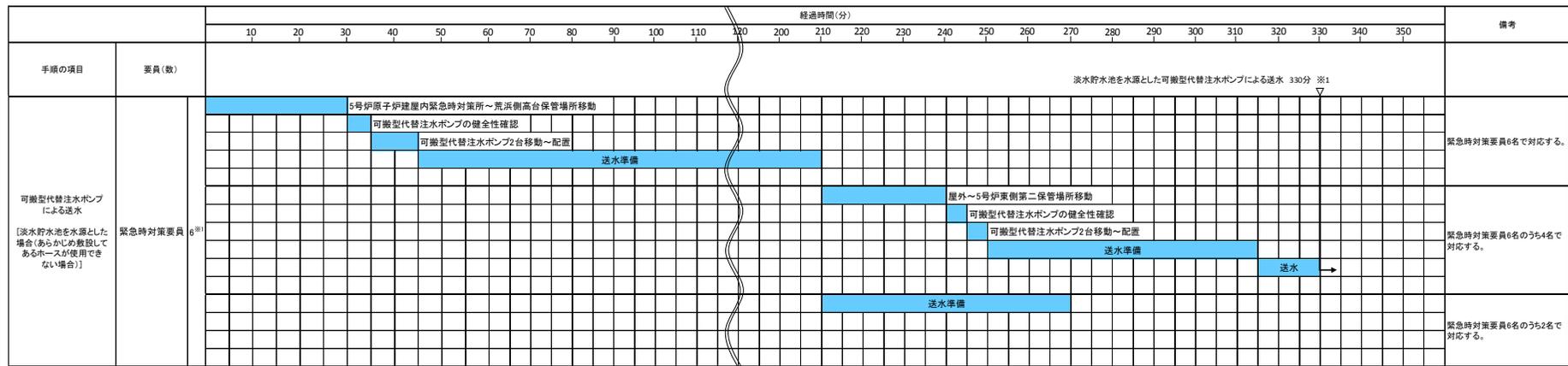
		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130
手順の項目	要員(数)	淡水貯水池を水源とした可搬型代替注水ポンプによる送水 140分 ※1													
可搬型代替注水ポンプによる送水 [淡水貯水池を水源とした場合 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)]	緊急時対策要員 2	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜側高台保管場所移動※2													
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動～淡水貯水池移動													
		貯水池出口弁「開」													
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動～配置、送水ライン張り及び健全性確認													
		送水ホース及び消防ホース接続継手接続													
		送水													
緊急時対策要員 2	緊急時対策要員 2	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜側高台保管場所移動※2													
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台の健全性確認													
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)2台移動～配置													
		送水準備													
		送水													

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用した場合は、約120分で可能である。

※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

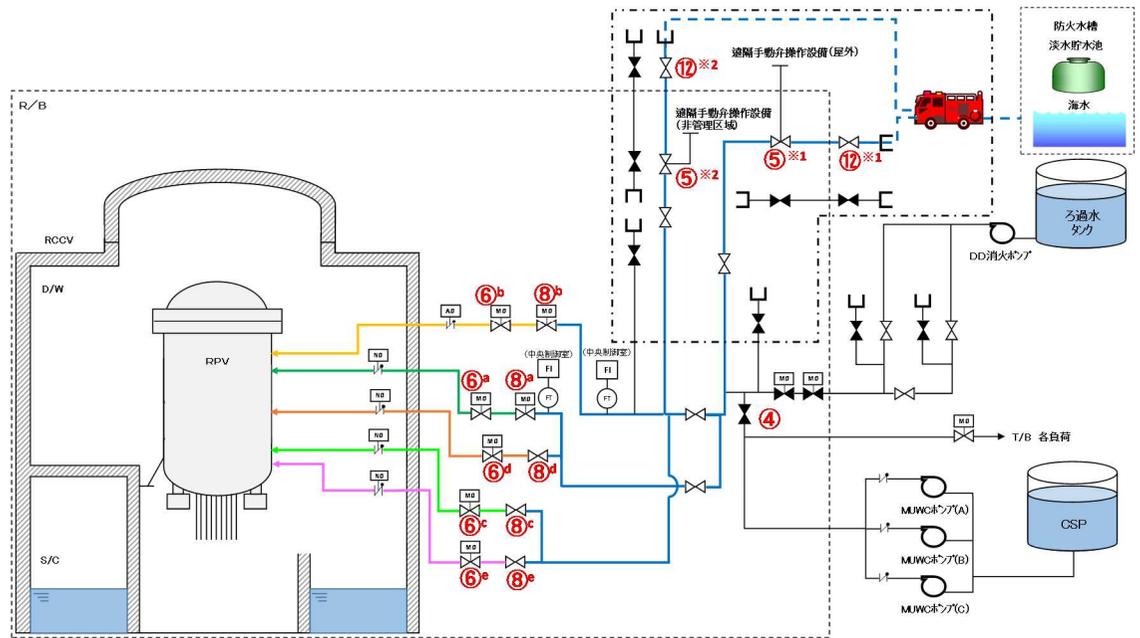
第 1.4.17 図 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水(淡水/海水)

(可搬型代替注水ポンプによる送水) タイムチャート (1/2)



※1 緊急時対策要員6名で2ユニット分を対応した場合、6号炉への送水開始まで約330分、7号炉への送水開始まで約345分で可能である。
 緊急時対策要員10名で2ユニット分を対応した場合、6号炉及び7号炉への送水開始まで約225分で可能である。

第 1. 4. 17 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水/海水）
 （可搬型代替注水ポンプによる送水）タイムチャート（2/2）



操作手順	弁名称
④	復水補給水系原子炉建屋復水積算バイパス弁
⑤※1	MUWC接続口内側隔離弁(B)
⑤※2	MUWC接続口内側隔離弁(A)
⑥ ^a	残留熱除去系注入弁(B)
⑥ ^b	残留熱除去系注入弁(A)
⑥ ^c	残留熱除去系注入弁(C)
⑥ ^d	高圧炉心注水系注入弁(B)
⑥ ^e	高圧炉心注水系注入弁(C)
⑧ ^a	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑧ ^b	残留熱除去系洗浄水弁(A)
⑧ ^c	残留熱除去系洗浄水弁(C)
⑧ ^d	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑧ ^e	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)
⑫※1	MUWC接続口外側隔離弁1(B), MUWC接続口外側隔離弁2(B)
⑫※2	MUWC接続口外側隔離弁1(A), MUWC接続口外側隔離弁2(A)

凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.4.18 図 低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水/海水） 概要図
 （全交流動力電源が喪失している場合）

		経過時間(分)													備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130		
手順の項目	要員(数)	系統構成完了 95分														
低压代替注水系(可搬型) による原子炉压力容器への注水 [全交流動力電源が喪失している場合]	中央制御室運転員 A	1	通信連絡設備準備, 電源確認													
	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備リンク機構の取外し, 系統構成(管理区域) バイパス流防止措置 系統構成(注入弁, 洗浄水弁開操作含む) ※3													

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用した場合は、緊急時対策要員3名で105分以内で可能である。

※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

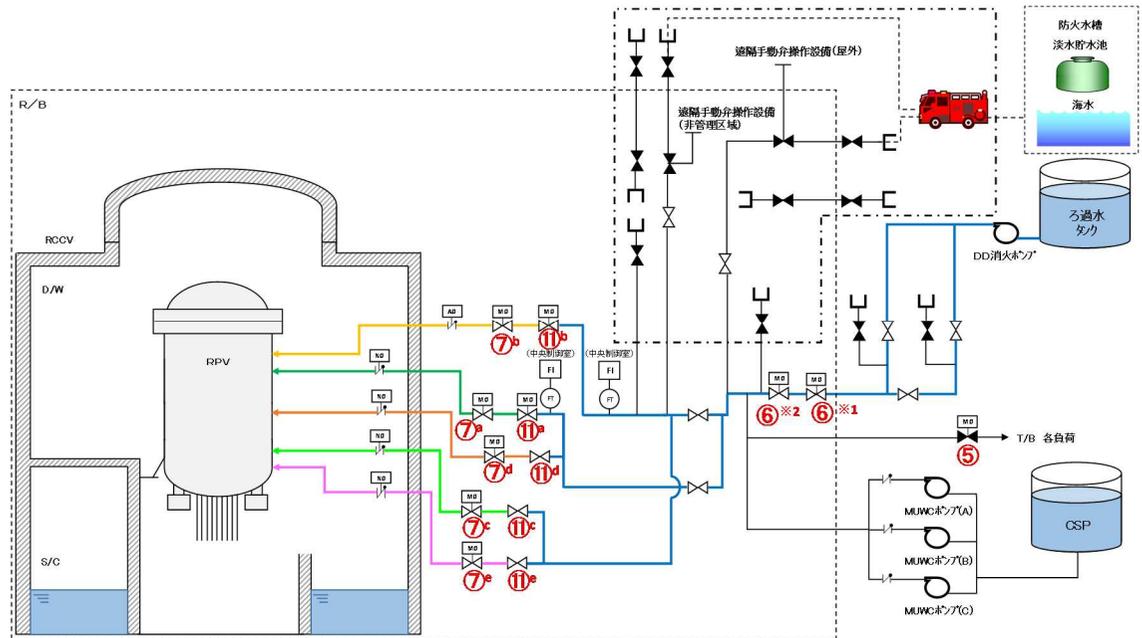
※3 各注水配管の系統構成(注入弁, 洗浄水弁開操作含む)に要する時間は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系(A)注入配管を使用する場合は、約50分で可能である。
- ・ 残留熱除去系(B)(C)注入配管を使用する場合は、約40分で可能である。
- ・ 高压炉心注水系(B)(C)注入配管を使用する場合は、約30分で可能である。

第 1.4.19 図 低压代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水(淡水/海水)

(系統構成) タイムチャート

(全交流動力電源が喪失している場合)



操作手順	弁名称
⑤	タービン建屋負荷遮断弁
⑥※1	復水補給水系消火系第1連絡弁
⑥※2	復水補給水系消火系第2連絡弁
⑦ ^a	残留熱除去系注入弁(B)
⑦ ^b	残留熱除去系注入弁(A)
⑦ ^c	残留熱除去系注入弁(C)
⑦ ^d	高圧炉心注水系注入弁(B)
⑦ ^e	高圧炉心注水系注入弁(C)
⑪ ^a	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑪ ^b	残留熱除去系洗浄水弁(A)
⑪ ^c	残留熱除去系洗浄水弁(C)
⑪ ^d	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑪ ^e	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)

凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.4.20 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図

		経過時間(分)												備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80							
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉压力容器への注水														
消火系による原子炉压力容器への注水 (残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確保確認													
			系統構成, バイパス流防止処置													
			注水開始, 注水状況確認													
	現場運転員 C, D	2	電源確保													
			消火ポンプ起動													

第 1.4.21 図 消火系による原子炉压力容器への注水 (残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用)

タイムチャート

		経過時間(分)										備考						
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	40分 消火系による原子炉圧力容器への注水																
消火系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系(C)注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確保確認															
			バイパス流防止処置, 系統構成															
			注水状況確認															
	現場運転員 C, D	2	移動系統構成															
			注水開始															
			→															
	現場運転員 E, F	2	電源確保															
	5号炉運転員	2	消火ポンプ起動															

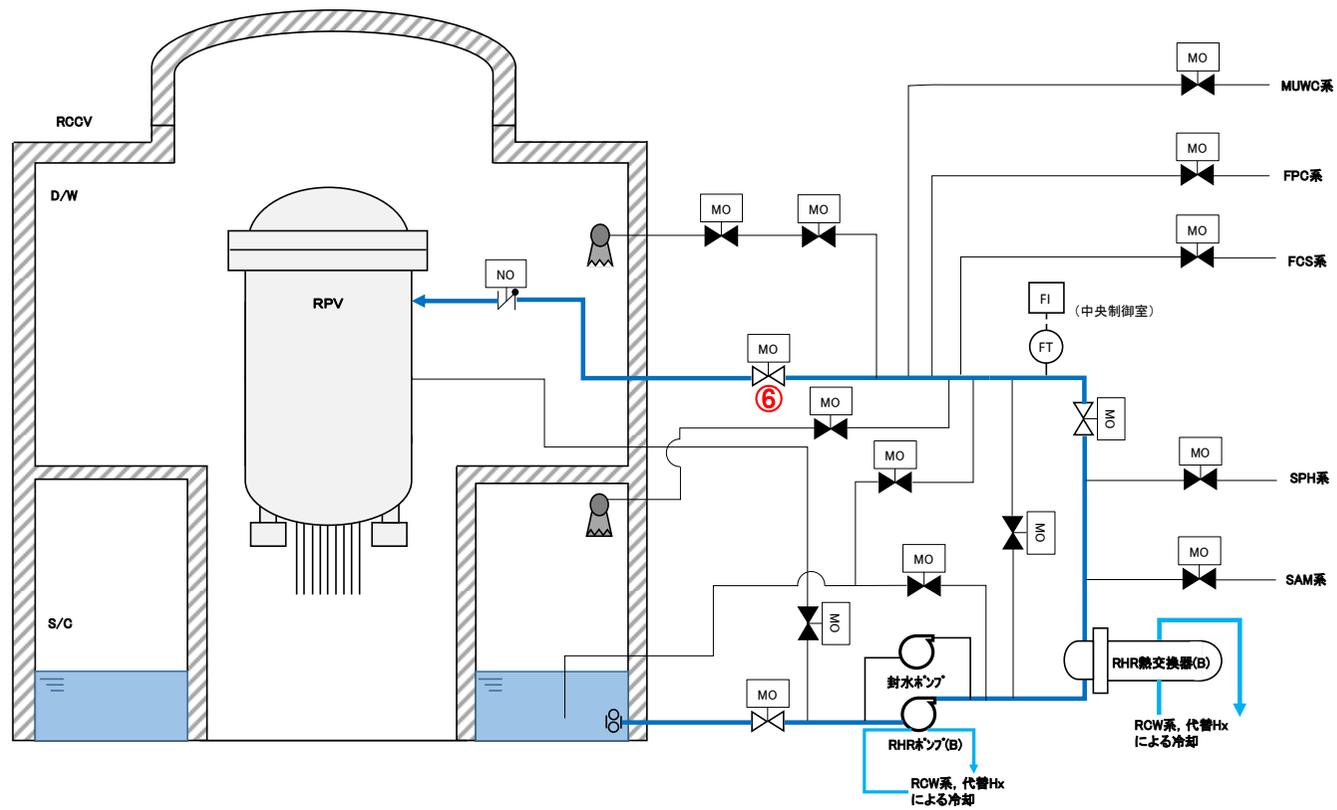
第 1.4.22 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 (残留熱除去系(C)注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉压力容器への注水													
消火系による原子炉压力容器への注水 (高压炉心注水系(B) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確保確認												
			バイパス流防止処置, 系統構成												
			注水状況確認												
	現場運転員 C, D	2	移動												
			注水開始												
	現場運転員 E, F	2	電源確保												
	5号炉運転員	2	消火ポンプ起動												

第 1.4.23 図 消火系による原子炉压力容器への注水 (高压炉心注水系(B) 注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉圧力容器への注水													
消火系による原子炉圧力容器への注水 (高圧炉心注水系(C) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確保確認												
			バイパス流防止処置, 系統構成												
			注水状況確認												
	現場運転員 C, D	2	移動, 系統構成												
			注水開始												
	現場運転員 E, F	2	電源確保												
	5号炉運転員	2	消火ポンプ起動												

第 1.4.24 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 (高圧炉心注水系(C) 注入配管使用) タイムチャート



操作手順	弁名称
⑥	残留熱除去系注入弁(B)

第 1.4.25 図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図

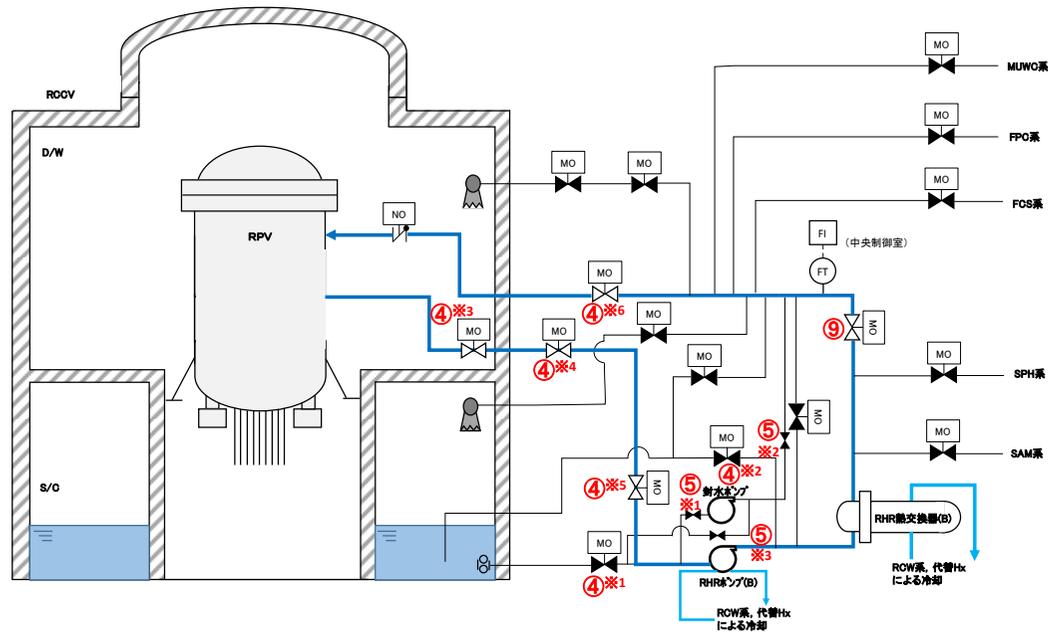
		経過時間(分)														備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	15分 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水																
残留熱除去系電源復旧後の 原子炉圧力容器への注水	中央制御室運転員 A, B	2	電源確認															
			系統構成, ポンプ起動															

第 1.4.26 図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート

		経過時間(分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90			
手順の項目	要員(数)	系統構成完了 20分											
低圧代替注水系(可搬型)による 残存溶融炉心の冷却 (残留熱除去系(A)又は(B) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認										
			バイパス流防止措置, 系統構成										
	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備による系統構成(非管理区域)										
			→										

第 1.4.27 図 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水/海水）

（残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用）（系統構成）タイムチャート

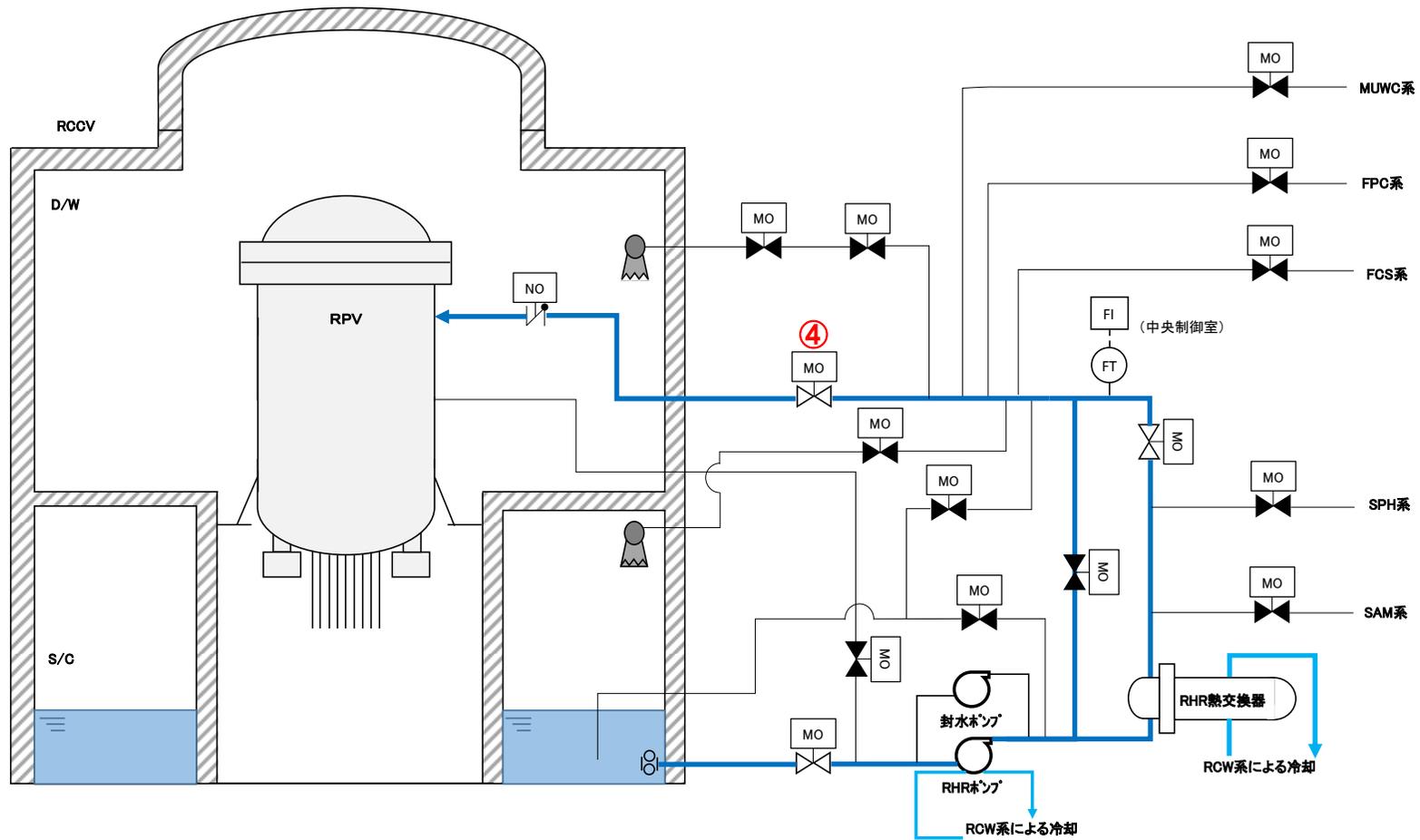


操作手順	弁名称
④※1	残留熱除去系ポンプS/P水吸込隔離弁(B)
④※2	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)
④※3	残留熱除去系停止時冷却内側隔離弁(B)
④※4	残留熱除去系停止時冷却外側隔離弁(B)
④※5	残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)
④※6	残留熱除去系注入弁(B)
⑤※1	残留熱除去系封水ポンプ(B)吸込弁
⑤※2	残留熱除去系封水ポンプ(B)吐出弁
⑤※3	残留熱除去系封水ポンプ(B)最小流量吐出弁
⑨	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)

第 1.4.28 図 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 概要図

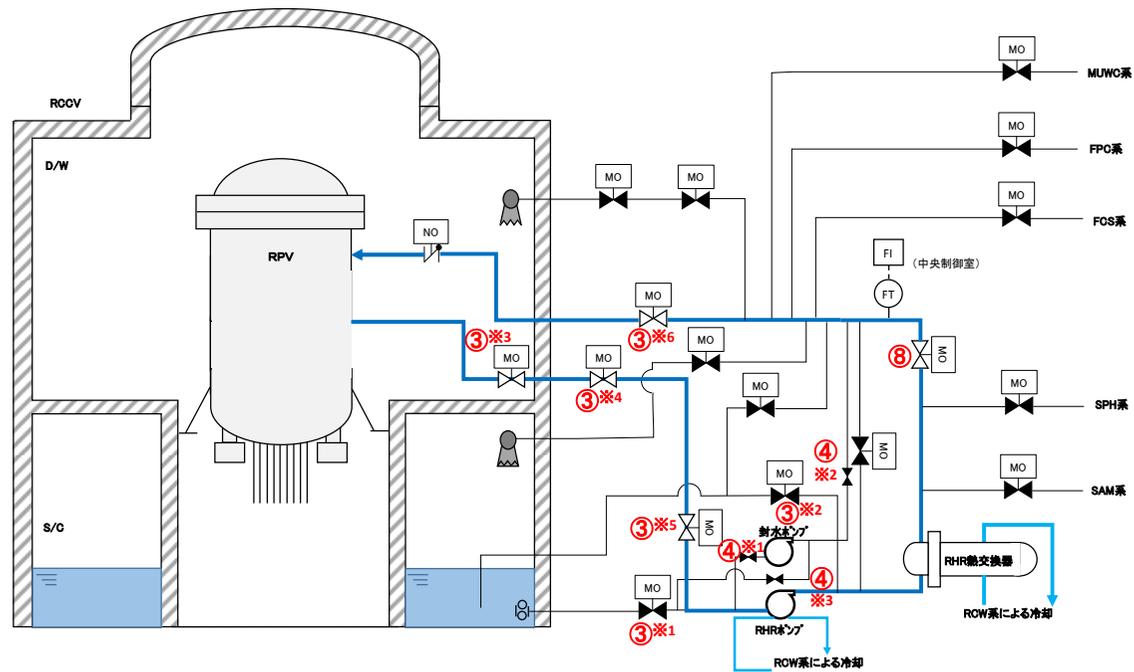
		経過時間(分)										備考										
		10	20	30	40	50	60	70	80													
手順の項目	要員(数)	20分 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 ▽																				
残留熱除去系電源復旧後の 発電用原子炉からの除熱	中央制御室運転員 A, B	2	電源確認, 通信連絡設備準備																			
			系統構成, ポンプ起動																			
	現場運転員 C, D	2	移動																			
			系統構成																			
	現場運転員 E, F	2	移動																			
			電源開放(封水ポンプ, 最小流量バイパス弁)																			

第 1.4.29 図 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 タイムチャート



操作手順	弁名称
④	残留熱除去系注入弁

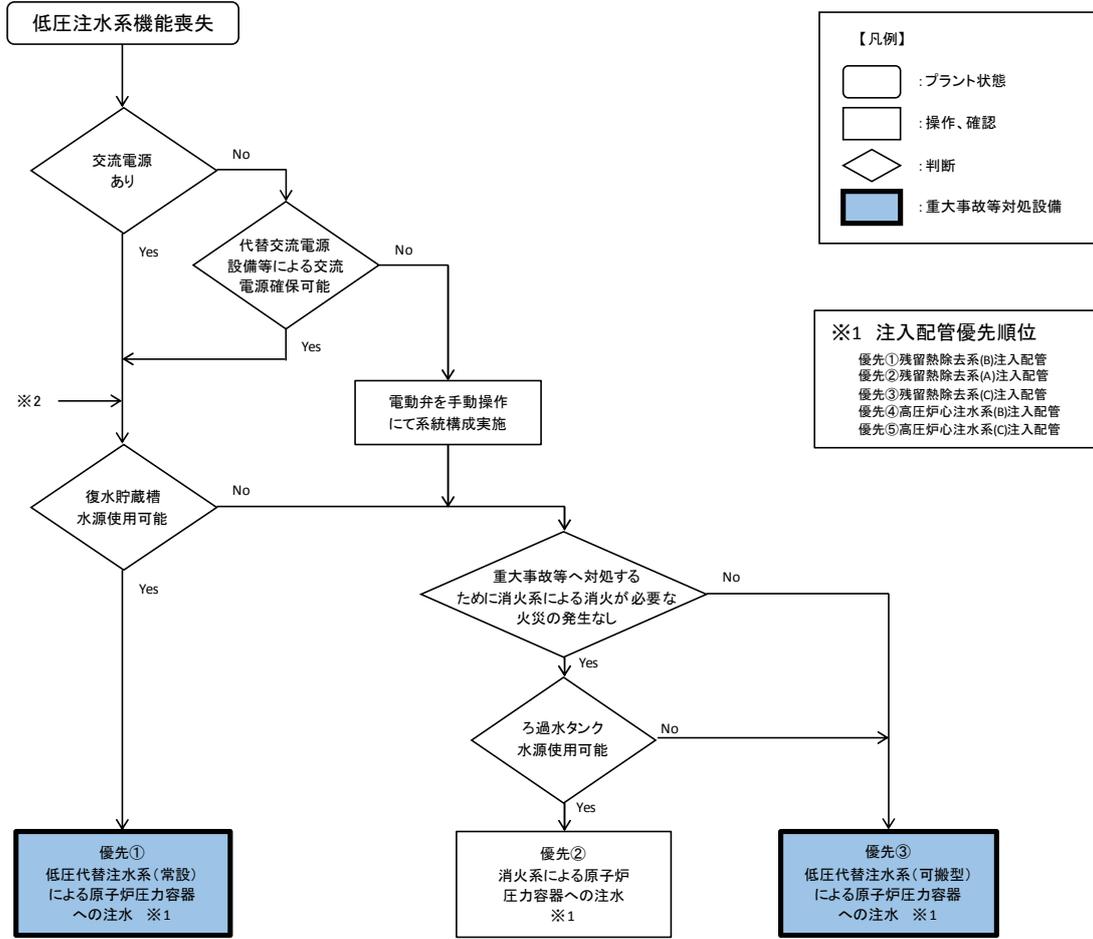
第 1.4.30 図 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水



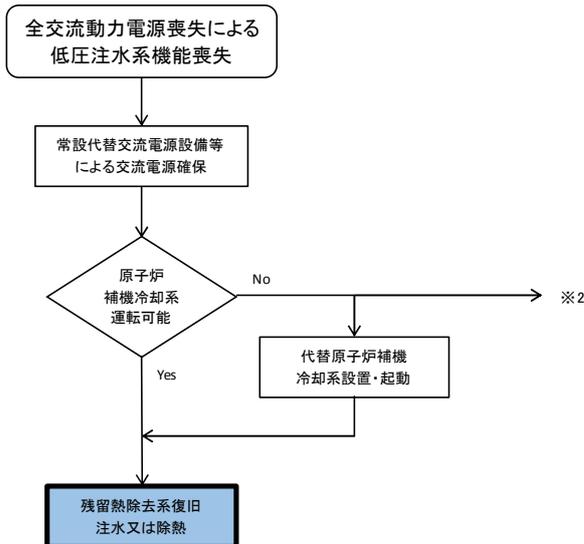
操作手順	弁名称
③※1	残留熱除去系ポンプS/P水吸込隔離弁
③※2	残留熱除去系最小流量バイパス弁
③※3	残留熱除去系停止時冷却内側隔離弁
③※4	残留熱除去系停止時冷却外側隔離弁
③※5	残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁
③※6	残留熱除去系注入弁
④※1	残留熱除去系封水ポンプ吸込弁
④※2	残留熱除去系封水ポンプ吐出弁
④※3	残留熱除去系封水ポンプ最小流量吐出弁
⑧	残留熱除去系熱交換器出口弁

第 1.4.31 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択

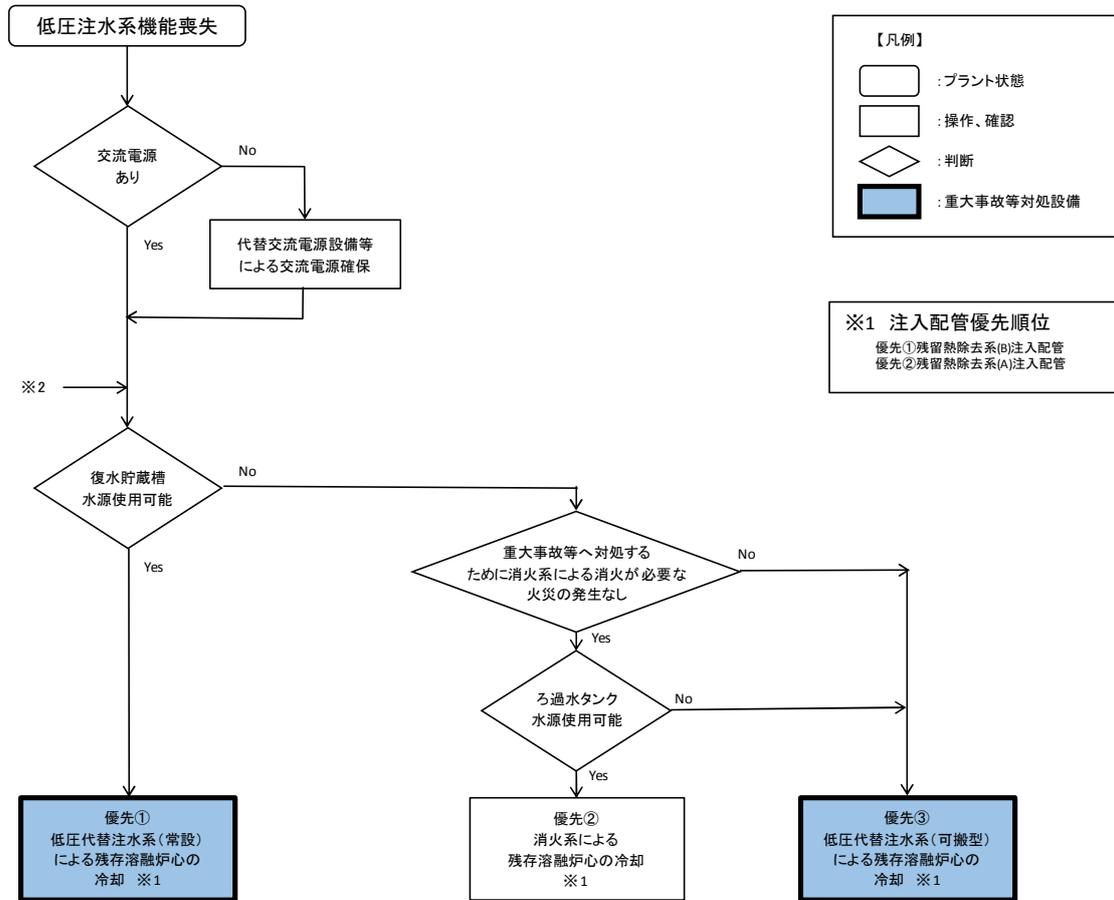


(2)サポート系故障時の対応手段の選択



第 1. 4. 32 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/2)

(3)溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段の選択



第 1.4.32 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/2)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/5)

技術的能力審査基準 (1.4)	番号	設置許可基準規則 (47条)	技術基準規則 (62条)	番号
【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	①	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を施設しなければならない。	④
【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	—	【解釈】 1 第47条に規定する「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設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	【解釈】 1 第62条に規定する「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設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	—
(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却	②	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	⑤
a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。		b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。	b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。	⑥
(2) 復旧	③	c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	⑦
a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。				

■ : 重大事故等対処設備 □ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
残留熱除去系 (低圧注水モード) による発電用原子炉の冷却	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	—	—	—	—	—	—
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレナ・スパージャ ※3	既設							
	給水系配管・弁・スパージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉補機冷却系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
冷却モード) からの冷却 (原子炉停止時) による発電用	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	—	—	—	—	—	—
	原子炉圧力容器	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	残留熱除去系配管・弁・スパージャ	既設							
	給水系配管・弁・スパージャ	既設							
	原子炉補機冷却系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							

※1: 復水移送ポンプの吸込ライン (復水貯蔵槽下部の非常用ライン) の配管・弁が対象

※2: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

※3: 残留熱除去系 (低圧注水モード) は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (2/5)

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策										
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考					
低圧代替注水系(常設)による発電用原子炉の冷却	復水移送ポンプ	既設	① ④ ⑥ ⑦	低圧代替注水系(常設)による発電用原子炉の冷却	復水移送ポンプ	常設	-	-	自主対策とする理由は本文参照					
	復水貯蔵槽	既設			復水貯蔵槽	常設								
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			復水補給水系配管・弁	常設								
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	既設			残留熱除去系(C)配管・弁・スパーージャ	常設	40分	4名						
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設			高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパーージャ	常設	25分	4名						
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設			高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパーージャ	常設	30分	4名						
	高圧炉心注水系配管・弁 ※1	既設			高圧炉心注水系配管・弁 ※1	常設	-	-						
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設								
	非常用交流電源設備	既設			非常用交流電源設備	常設								
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設								
	第二代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設								
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬								
	代替所内電気設備	既設 新設			代替所内電気設備	常設	-	-						
	① ④ ⑥ ⑦	低圧代替注水系(常設)による発電用原子炉の冷却			① ④ ⑥ ⑦	消火系による発電用原子炉の冷却				ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	-	-	自主対策とする理由は本文参照
										ろ過水タンク	常設			
										消火系配管・弁	常設			
										復水補給水系配管・弁	常設	30分	6名	
			残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	常設										
			残留熱除去系(A)配管・弁	常設					30分	6名				
			給水系配管・弁・スパーージャ	常設										
			残留熱除去系(C)配管・弁・スパーージャ	常設					40分	8名				
高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパーージャ			常設	30分					8名					
高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパーージャ			常設	30分					8名					
原子炉圧力容器			常設	-					-					
非常用交流電源設備			常設											
常設代替交流電源設備			常設											
第二代替交流電源設備			常設											
可搬型代替交流電源設備	可搬													
代替所内電気設備	常設													
燃料補給設備	常設 可搬													

※1: 復水移送ポンプの吸込ライン(復水貯蔵槽下部の非常用ライン)の配管・弁が対象

※2: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源(措置)

※3: 残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず, 熱交換器は流路としてのみ用いるため, 配管に含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/5)

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
低圧代替注水系 (可搬型) による発電用原子炉の冷却	可搬型代替注水ポンプ (A-2級)	新設	① ② ④ ⑤ ⑦	低圧代替注水系 (可搬型) による発電用原子炉の冷却	可搬型代替注水ポンプ (A-2級)	可搬	(防火水槽を水源とした場合) 交流電源が確保されている場合 125分 全交流動力電源が喪失している場合 125分 淡水貯水池を水源とした場合の時間は本文参照	(防火水槽を水源とした場合) 交流電源が確保されている場合 7名 全交流動力電源が喪失している場合 6名	自主対策とする理由は本文参照
	防火水槽 ※2	新設			防火水槽	常設			
	淡水貯水池 ※2	新設			淡水貯水池	常設			
	ホース・接続口	新設			ホース・接続口	可搬			
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			復水補給水系配管・弁	常設			
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ	既設			残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ	常設			
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設			高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ	常設			
	給水系配管・弁・スパージャ	既設			高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ	常設			
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設			
	非常用交流電源設備	既設			非常用交流電源設備	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	第二代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	代替所内電気設備	既設 新設			代替所内電気設備	常設			
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬			
除去系 (低圧注水モード) の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	① ③ ④	除去系 (低圧注水モード) の復旧	残留熱除去系ポンプ	常設	15分	2名	自主対策とする理由は本文参照
	サブプレッション・チェンバ	既設			サブプレッション・チェンバ	常設			
	残留熱除去系配管・弁・ストレナ・スパージャ ※3	既設			残留熱除去系配管・弁・ストレナ・スパージャ ※3	常設			
	給水系配管・弁・スパージャ	既設			給水系配管・弁・スパージャ	常設			
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設			
	原子炉補機冷却系	既設			原子炉補機冷却系	常設			
	代替原子炉補機冷却系	新設			代替原子炉補機冷却系	可搬			
	常設代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			

- ※1: 復水移送ポンプの吸込ライン (復水貯蔵槽下部の非常用ライン) の配管・弁が対象
- ※2: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)
- ※3: 残留熱除去系 (低圧注水モード) は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4/5）

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却	復水移送ポンプ	既設	① ④	消火系による残存溶融炉心の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	-	-	自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			ろ過水タンク	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			消火系配管・弁	常設			
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	既設			復水補給水系配管・弁	常設			
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設			残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	常設	30分	6名	
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設			残留熱除去系(A)配管・弁	常設	30分	6名	
	高圧炉心注水系配管・弁 ※1	既設			給水系配管・弁・スパーージャ	常設			
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設	-	-	
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	第二代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	代替所内電気設備	既設 新設			代替所内電気設備	常設			
	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)	新設			燃料補給設備	常設 可搬			
防火水槽 ※2	新設								
低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却	淡水貯水池 ※2	新設							
ホース・接続口	新設								
復水補給水系配管・弁	既設 新設								
残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	既設	① ④							
残留熱除去系(A)配管・弁	既設								
給水系配管・弁・スパーージャ	既設								
原子炉圧力容器	既設								
常設代替交流電源設備	新設								
第二代替交流電源設備	新設								
可搬型代替交流電源設備	新設								
代替所内電気設備	既設 新設								
燃料補給設備	既設 新設								

※1：復水移送ポンプの吸込ライン（復水貯蔵槽下部の非常用ライン）の配管・弁が対象
 ※2：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）
 ※3：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5/5）

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
残留代替 冷却除去 モード（ 電源設備 の子炉に よる 停止時	残留熱除去系ポンプ	既設	① ③ ④	残留代替 冷却除去 モード（ 電源設備 の子炉に よる 停止時	残留熱除去系ポンプ	常設	20分	6名	自主対策とする 理由は本文 参照
	原子炉压力容器	既設			原子炉压力容器	常設			
	残留熱除去系熱交換器	既設			残留熱除去系熱交換器	常設			
	残留熱除去系配管・弁・スパーージャ	既設			残留熱除去系配管・弁・スパーージャ	常設			
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設			給水系配管・弁・スパーージャ	常設			
	原子炉補機冷却系	既設			原子炉補機冷却系	常設			
	代替原子炉補機冷却系	新設			代替原子炉補機冷却系	可搬			
	常設代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			

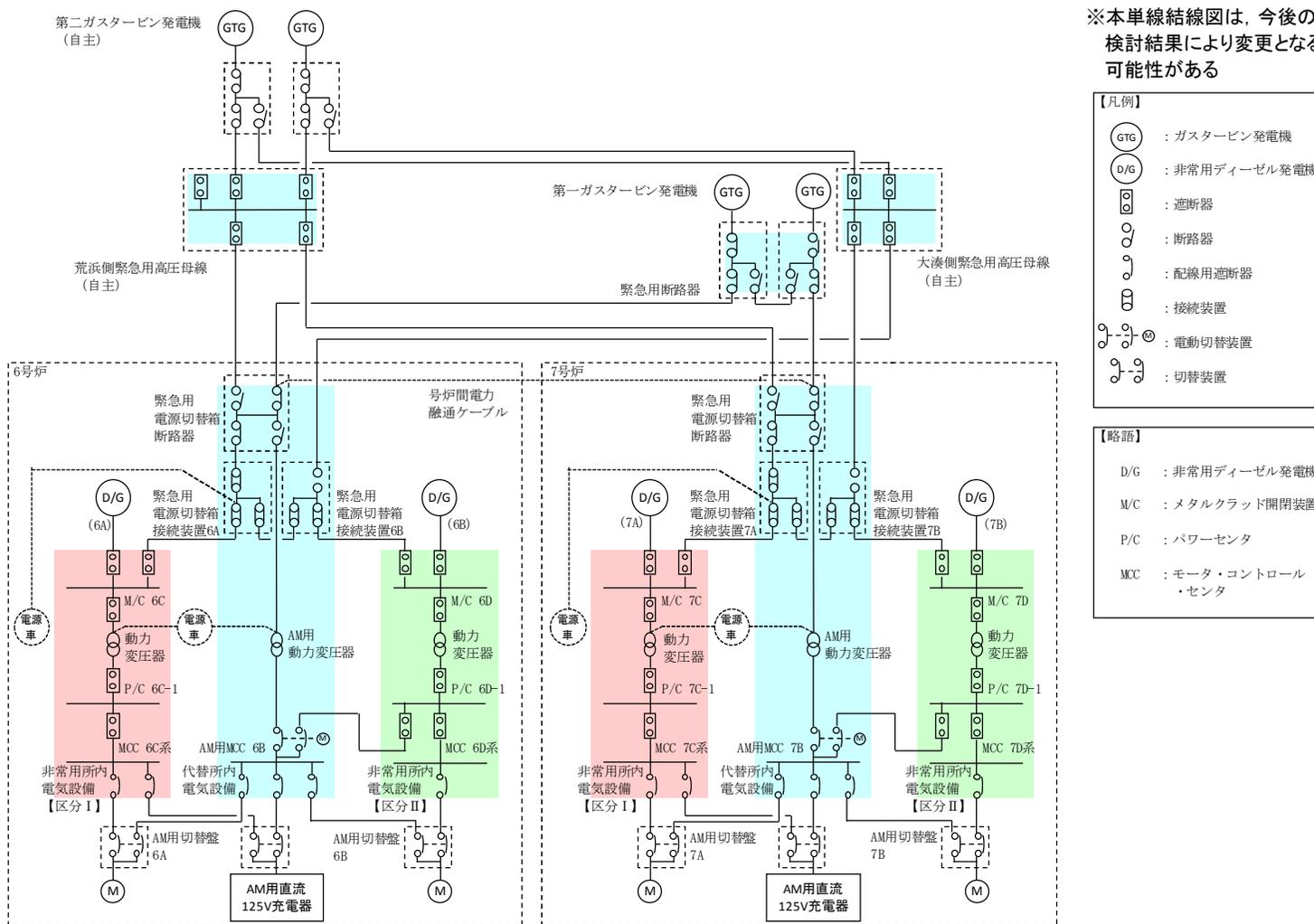
※1：復水移送ポンプの吸込ライン（復水貯蔵槽下部の非常用ライン）の配管・弁が対象

※2：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

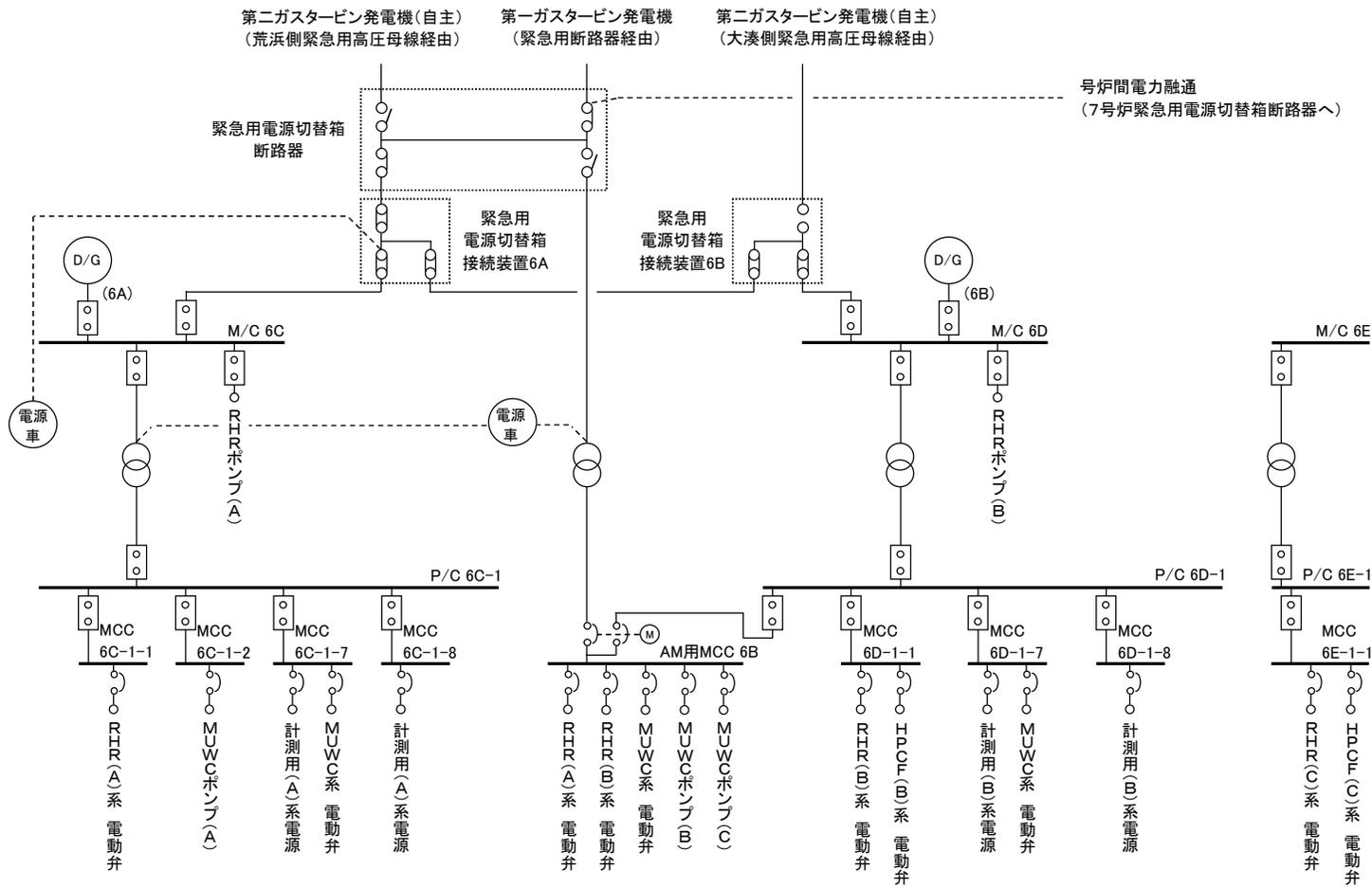
※3：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.4.2



第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



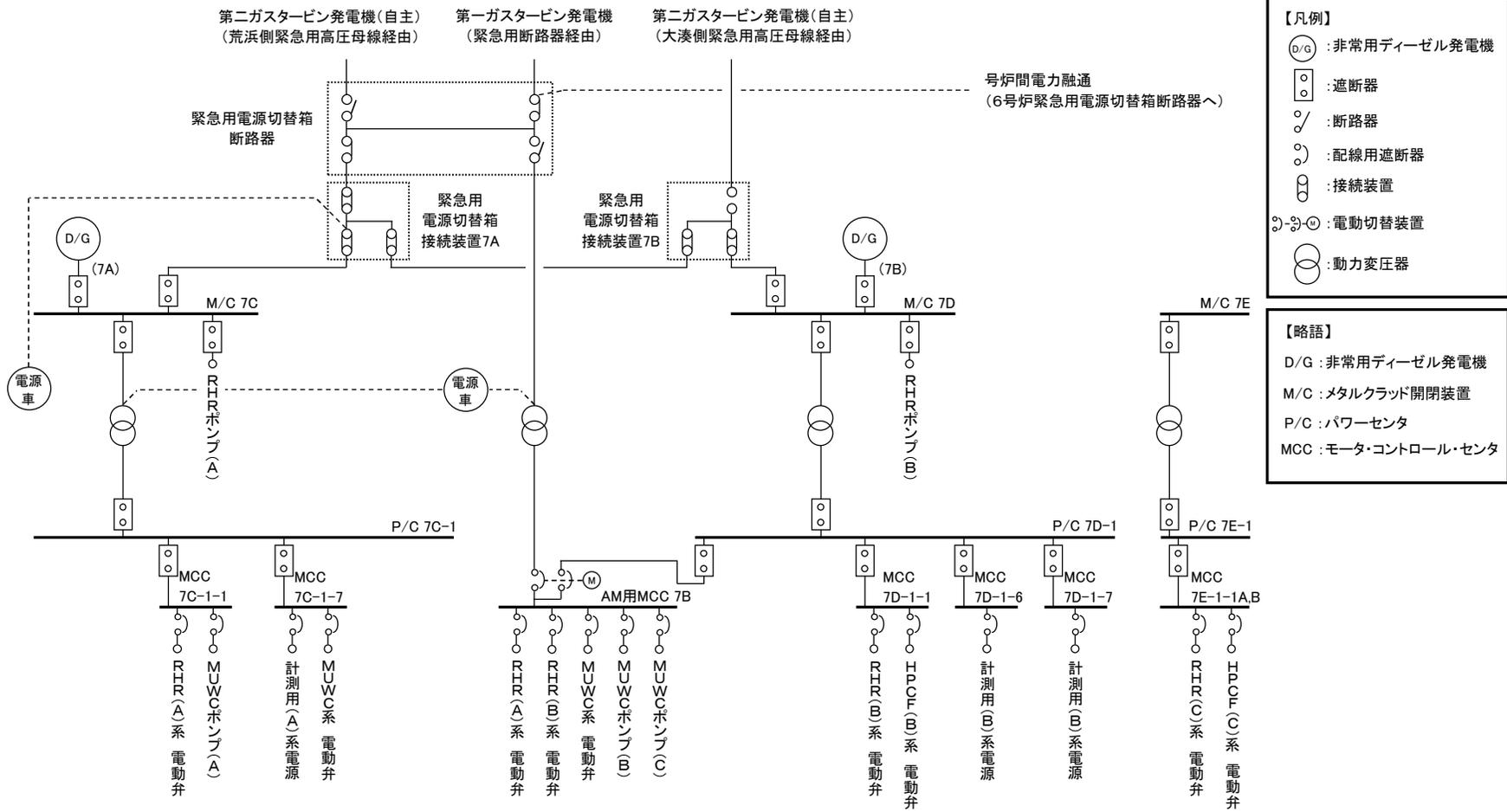
【凡例】

- : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- : 断路器
- : 配線用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 動力変圧器

【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルクラッド開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロール・センタ

第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



第3図 7号炉 電源構成図 (交流電源)

重大事故対策の成立性

1. 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

(1) 復水貯蔵槽水源確保

a. 操作概要

復水貯蔵槽を水源として復水移送ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する際に、ポンプの吸込ラインを通常のラインから復水貯蔵槽下部からのラインに切り替えることにより水源を確保する。

b. 作業場所

廃棄物処理建屋 地下3階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

復水貯蔵槽水源確保に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :15分（実績時間:14分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



反射テープ



復水移送ポンプ吸込ライン切替え

2. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）

(1) 遠隔手動弁操作設備を使用しない場合の系統構成

a. 操作概要

低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する際の系統構成として MUWC 接続口内側隔離弁(B) 又は MUWC 接続口内側隔離弁(A) を全開するため、管理区域にて遠隔手動弁操作設備のリンク機構を取り外し、弁操作を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 2 階，地上 1 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

遠隔手動弁操作設備の取外し及び取外し後の弁操作に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:2 名（現場運転員 2 名）

想定時間 :25 分（実績時間:10 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :一般工具を使用した簡易な操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



遠隔手動弁操作設備のリンク機構



リンク機構の取外し操作



(系統構成)

リンク機構の取外し後に、
ハンドルを取り付け、弁操作

(2) 遠隔手動弁操作設備を使用する場合の系統構成

a. 操作概要

低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する際の系統構成としてMUWC接続口内側隔離弁(A)を全開するため、非管理区域にて遠隔手動弁操作設備を使用して弁操作を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上2階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

遠隔手動弁操作設備を使用した弁操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :20分（実績時間:15分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

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

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :一般工具を使用した簡易な操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

(3) 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水準備及び送水

a. 操作概要

緊急時対策本部は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、接続口（ホース接続箇所）及び水源を選定し、送水ルートを決する。

現場では、指示された送水ルートを確保した上で、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により送水する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋周辺、防火水槽周辺、淡水貯水池周辺）

c. 必要要員数及び時間

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水のうち、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数：「防火水槽を水源とした場合」

3名（緊急時対策要員3名）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」

4名（緊急時対策要員4名）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」

6名（緊急時対策要員6名）

想定時間：「防火水槽を水源とした場合」

125分（実績時間なし）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」

140分（実績時間なし）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」

330分（実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明・ヘッドライト、懐中電灯及びLED多機能ライトにより、夜間における作業性を確保している。

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

移動経路：車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト、懐中電灯及びLED多機能ライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 : 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) からのホースの接続は, 汎用の結合金具 (オス・メス) であり, 容易に実施可能である。また, 作業エリア周辺には, 支障となる設備はなく, 十分な作業スペースを確保している。

連絡手段: 通信連絡設備 (送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備) のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。



[防火水槽を水源とした場合]
防火水槽への吸管投入



[淡水貯水池を水源とした場合]
ホースと可搬型代替注水ポンプ
吸管との接続



ホースを建屋接続口まで敷設

3. 残留熱除去系(C) 注入配管使用による原子炉压力容器への注水

(1) 現場での系統構成

a. 操作概要

低圧代替注水系（常設）等による注水が行えるよう、手動にて残留熱除去系注入弁(C)及び残留熱除去系洗浄水弁(C)を全開し、系統構成を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上1階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水（残留熱除去系(C) 注入配管使用）のうち、現場での系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :40分（実績時間:37分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



系統構成



現場での注水操作

4. 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用による原子炉压力容器への注水

(1) 現場での系統構成, 注水操作

a. 操作概要

低圧代替注水系 (常設) 等による注水が行えるよう, 手動にて高圧炉心注水系注入弁 (C) 及び高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (C) を全開し, 系統構成及び注水操作を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 1 階 (管理区域)

c. 必要要員数及び時間

低圧代替注水系 (常設) による原子炉压力容器への注水のうち, 現場での系統構成及び注水操作に必要な要員数, 時間は以下のとおり。

必要要員数: 2 名 (現場運転員 2 名)

想定時間 : 30 分 (実績時間: 26 分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

操作は汚染の可能性を考慮し防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋) を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また, ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり, 容易に実施可能である。

操作対象弁には, 暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備 (送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備) のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



系統構成



現場での注水操作

5. 消火系による原子炉圧力容器への注水

(1) 受電操作

a. 操作概要

消火系による原子炉圧力容器への注水の系統構成のために電源を確保する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階（非管理区域）

コントロール建屋 地下1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

消火系による原子炉圧力容器への注水のうち、現場での受電操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :20分（実績時間:18分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

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

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の受電操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

6. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱

a. 操作概要

残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて発電用原子炉からの除熱を実施するため、残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードの現場での系統構成及びそれに必要な電源開放操作を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下3階（管理区域）

原子炉建屋 地下1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱のうち、現場での系統構成及び電源開放操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:4名（現場運転員4名）

想定時間：系統構成 15分（実績時間:14分）

電源開放 15分（実績時間:12分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

電源開放操作においても通常操作であるため、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



系統構成

7. 残留熱除去系注入配管使用による原子炉压力容器への注水（全交流動力電源喪失時）

(1) 系統構成

a. 操作概要

全交流動力電源喪失時において、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水が行えるよう、手動にて復水補給水系原子炉建屋復水積算計バイパス弁を全閉（復水補給水系バイパス流防止措置）、残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁を全開し、系統構成を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 1 階（管理区域）

原子炉建屋 地下 2 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

低圧代替注水系（可搬型）による残留熱除去系注入配管を使用した原子炉压力容器への注水のうち、現場での系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2 名（現場運転員 2 名）

想定時間：「残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合」
95 分（実績時間:92 分）

「残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合」
85 分（実績時間:82 分）

「残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合」
85 分（実績時間:82 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバツ

クアッパとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



復水補給水系バイパス流防止措置



系統構成



現場での注水操作（残留熱除去系
(A)，(B)注入配管使用の場合）



現場での注水操作（残留熱除去系
(C)注入配管使用の場合）

8. 高圧炉心注水系注入配管使用による原子炉压力容器への注水（全交流動力電源喪失時）

(1) 系統構成

a. 操作概要

全交流動力電源喪失時において、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水が行えるよう、手動にて復水補給水系原子炉建屋復水積算計バイパス弁を全閉（復水補給水系バイパス流防止措置）、高圧炉心注水系注入弁及び高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁を全開し、系統構成を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 1 階（管理区域）

原子炉建屋 地下 2 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

低圧代替注水系（可搬型）による高圧炉心注水系注入配管を使用した原子炉压力容器への注水のうち、現場での系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2 名（現場運転員 2 名）

想定時間 :75 分（実績時間:66 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



復水補給水系バイパス流防止措置



系統構成



現場での注水操作

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

	手順		判断基準記載内容	解釈
1. 4. 2. 1 発電用原子炉 運転中における対応手順 a. 低圧代替注水	(1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
		(b) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水(淡水/海水)	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
		(c) 消火系による原子炉压力容器への注水	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
	(3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水系(常設)による残存溶融炉心の冷却	溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する	原子炉格納容器下部への初期水張りが完了している場合は、原子炉压力容器への注水により原子炉压力容器内に残存した溶融炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口から原子炉格納容器下部へ落下することにより原子炉格納容器下部の溶融炉心も冷却できる。原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器下部への注水により原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を優先する。
		(b) 消火系による残存溶融炉心の冷却	溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する	原子炉格納容器下部への初期水張りが完了している場合は、原子炉压力容器への注水により原子炉压力容器内に残存した溶融炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口から原子炉格納容器下部へ落下することにより原子炉格納容器下部の溶融炉心も冷却できる。原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器下部への注水により原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を優先する。
(c) 低圧代替注水系(可搬型)による残存溶融炉心の冷却		溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する	原子炉格納容器下部への初期水張りが完了している場合は、原子炉压力容器への注水により原子炉压力容器内に残存した溶融炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口から原子炉格納容器下部へ落下することにより原子炉格納容器下部の溶融炉心も冷却できる。原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器下部への注水により原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を優先する。	
1. 4. 2. 2 発電用原子炉 停止中における対応手順 a. 復旧	(2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	原子炉圧力指示値が規定値以下	原子炉圧力指示値が <input type="text"/> 以下
1. 4. 2. 3 重大事故等対 処設備(設計基準拡張) による対応手順	(1) 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉压力容器への注水		原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
	(2) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱		原子炉圧力指示値が規定値以下	原子炉圧力指示値が <input type="text"/> 以下

操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容		解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	(1)フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水	復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上	復水移送ポンプ吐出圧力指示値が [] 以上
			原子炉压力容器内の圧力が復水移送ポンプの吐出圧力以下であること	原子炉压力容器内の圧力が [] 以下であること
			復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値の上昇	復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値が300m ³ /h程度まで上昇
			復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値の上昇	復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値が [] 程度まで上昇
		(b) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水(淡水/海水)	原子炉圧力指示値が可搬型代替注水ポンプの吐出圧力以下であること	原子炉圧力指示値が [] 以下であること
			(c) 消火系による原子炉压力容器への注水	原子炉压力容器内の圧力がディーゼル駆動消火ポンプの吐出圧力以下であること
	復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値の上昇			復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値が [] 程度まで上昇
		復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値の上昇	復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値が [] 程度まで上昇	
	(2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉压力容器への注水	残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力指示値が規定値以上であること	残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力指示値が [] 以上であること
			原子炉压力容器内の圧力が残留熱除去系ポンプ(B)の吐出圧力以下であること	原子炉压力容器内の圧力が [] 以下であること
残留熱除去系(B)系統流量指示値の上昇			残留熱除去系(B)系統流量指示値が954m ³ /h程度まで上昇	
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順 a. 復旧	(2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下	原子炉圧力指示値が [] 以下
			残留熱除去系(B)系統流量指示値の上昇	残留熱除去系(B)系統流量指示値が954m ³ /h程度まで上昇
1.4.2.3 重大事故等対処設備(設計基準拡張)による対応手順	(1) 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉压力容器への注水	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上となったこと	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が [] 以上となったこと	
		原子炉压力容器内の圧力が規定圧力以下となったこと	原子炉压力容器内の圧力が [] 以下となったこと	
	(2) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が954m ³ /h程度まで上昇	
		原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下	原子炉圧力指示値が [] 以下	
	残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が954m ³ /h程度まで上昇		

各号炉の弁番号及び弁名称一覧 (1/2)

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F150	T/B負荷遮断弁	中央制御室 廃棄物処理建屋地下2階配管スペース (管理区域)	P13-M0-F029	MUWC T/B負荷遮断弁	中央制御室 廃棄物処理建屋地下3階南側配管スペース (管理区域)
残留熱除去系注入弁 (B)	E11-M0-F005B	RHR注入弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)	E11-M0-F005B	RHR注入隔離弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)
残留熱除去系注入弁 (A)	E11-M0-F005A	RHR注入弁 (A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室 (管理区域)	E11-M0-F005A	RHR注入弁 (A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室 (管理区域)
残留熱除去系注入弁 (C)	E11-M0-F005C	RHR注入弁 (C)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (C) 弁室 (管理区域)	E11-M0-F005C	RHR注入隔離弁 (C)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (C) 弁室 (管理区域)
高圧炉心注水系注入弁 (B)	E22-M0-F003B	HPCF系注入隔離弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)	E22-M0-F003B	HPCF系注入隔離弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)
高圧炉心注水系注入弁 (C)	E22-M0-F003C	HPCF系注入隔離弁 (C)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (C) 弁室 (管理区域)	E22-M0-F003C	HPCF系注入隔離弁 (C)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (C) 弁室 (管理区域)
残留熱除去系洗浄弁 (B)	E11-M0-F032B	RHR系LPFL注入ライン洗浄弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)	E11-M0-F032B	RHR注入ライン洗浄水止め弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)
残留熱除去系洗浄弁 (A)	E11-M0-F032A	RHR系LPFL注入ライン洗浄弁 (A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室 (管理区域)	E11-M0-F032A	RHR注入ライン洗浄水止め弁 (A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室 (管理区域)
残留熱除去系洗浄弁 (C)	E11-F032C	RHR系LPFL注入ライン洗浄弁 (C)	原子炉建屋1階北側通路 (管理区域)	E11-F032C	RHR注入ライン洗浄水止め弁 (C)	原子炉建屋1階北側通路 (管理区域)
高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (B)	E22-F016B	HPCF系洗浄弁 (B)	原子炉建屋2階南側通路 (管理区域)	E22-F016B	HPCF洗浄用補給水止め弁 (B)	原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)
高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (C)	E22-F016C	HPCF系洗浄弁 (C)	原子炉建屋2階北側通路 (管理区域)	E22-F016C	HPCF洗浄用補給水止め弁 (C)	原子炉建屋1階RHR (C) 弁室 (管理区域)
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B)	E11-M0-F017B	RHR系格納容器冷却流量調節弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)	E11-M0-F017B	RHR格納容器冷却流量調節弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B)	E11-M0-F018B	RHR系格納容器冷却ライン隔離弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)	E11-M0-F018B	RHR格納容器冷却ライン隔離弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)
復水補給水系常/非常用連絡1次, 2次止め弁	P13-F011 P13-F012	復水貯蔵槽常用, 非常用給水管連絡ライン 第一止め弁 復水貯蔵槽常用, 非常用給水管連絡ライン 第二止め弁	廃棄物処理建屋地下3階MUWCポンプ室 (管理区域)	P13-F019 P13-F020	MUWC常/非常用連絡管1次止め弁 MUWC常/非常用連絡管2次止め弁	廃棄物処理建屋地下3階MUWCポンプ室 (管理区域)
MUWC接続口内側隔離弁 (B)	P13-F131	RHR (A) 経由R/B東側外壁外部注水接続端第 二止め弁	原子炉建屋1階FCS室 (管理区域) 遠隔手動弁操作設備: 屋外	P13-F137	MUWC 建屋内南側外部送水ライン止め弁1	原子炉建屋1階南側通路 (管理区域) 遠隔手動弁操作設備: 屋外
MUWC接続口内側隔離弁 (A)	P13-F135	RHR (B) 経由R/B南側外壁外部注水接続端第 二止め弁	原子炉建屋2階南側通路 (管理区域) 遠隔手動弁操作設備: 原子炉建屋2階南側通路 (非管理区域)	P13-F133	MUWC 建屋内北側外部送水ライン止め弁1	原子炉建屋2階北側通路 (管理区域) 遠隔手動弁操作設備: 原子炉建屋2階北側通路 (非管理区域)
MUWC接続口外側隔離弁1 (B), 2 (B)	P13-F130 P13-F138	RHR (A) 経由R/B東側外壁外部注水接続端第 一止め弁 (1) RHR (A) 経由R/B東側外壁外部注水接続端第 一止め弁 (2)	屋外	P13-F136 P13-F141	MUWC 建屋外南側外部送水ライン止め弁1 MUWC 建屋外南側外部送水ライン止め弁2	屋外
MUWC接続口外側隔離弁1 (A), 2 (A)	P13-F134 P13-F139	RHR (B) 経由R/B南側外壁外部注水接続端第 一止め弁 (1) RHR (B) 経由R/B南側外壁外部注水接続端第 一止め弁 (2)	屋外	P13-F132 P13-F140	MUWC 建屋外北側外部送水ライン止め弁1 MUWC 建屋外北側外部送水ライン止め弁2	屋外
復水補給水系消火系第1, 第2連絡弁	P13-M0-F066 P13-M0-F067	FP系第1連絡弁 FP系第2連絡弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階西側通路 (管理区域)	P13-M0-F090 P13-M0-F091	MUWC FP系第一連絡弁 MUWC FP系第二連絡弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階東側通路 (管理区域)
残留熱除去系ポンプS/P水吸込隔離弁 (B)	E11-M0-F001B	RHRポンプS/P水吸込隔離弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)	E11-M0-F001B	RHRポンプS/P水吸込隔離弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)
残留熱除去系最小流量バイパス弁 (B)	E11-M0-F021B	RHR系最小流量バイパス弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階RHR (B) 弁室 (管理区域)	E11-M0-F021B	RHR最小流量バイパス弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階RHR (B) 弁室 (管理区域)
残留熱除去系停止時冷却内側, 外側隔離弁 (B)	E11-M0-F010B E11-M0-F011B	RHR系停止時冷却内側隔離弁 (B) RHR系停止時冷却外側隔離弁 (B)	中央制御室 中央制御室/原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)	E11-M0-F010B E11-M0-F011B	RHR停止時冷却内側隔離弁 (B) RHR停止時冷却外側隔離弁 (B)	中央制御室 中央制御室/原子炉建屋1階RHR (B) 弁室 (管理区域)
残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁 (B)	E11-M0-F012B	RHRポンプ炉水吸込弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)	E11-M0-F012B	RHRポンプ炉水吸込弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)
残留熱除去系封水ポンプ (B) 吸込弁	E11-F022B	RHR系封水ポンプ吸込弁 (B)	原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)	E11-F022B	RHR封水ポンプ (B) 吸込弁	原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)
残留熱除去系封水ポンプ (B) 吐出弁	E11-F024B	RHR系封水ポンプ吐出弁 (B)	原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)	E11-F024B	RHR封水ポンプ (B) 吐出弁	原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)
残留熱除去系封水ポンプ (B) 最小流量吐出弁	E11-F025B	RHR系封水ポンプ最小流量吐出弁 (B)	原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)	E11-F025B	RHR封水ポンプ (B) 最小流量吐出弁	原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)
残留熱除去系熱交換器出口弁 (B)	E11-M0-F004B	RHR系熱交換器出口弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)	E11-M0-F004B	RHR熱交換器出口弁 (B)	中央制御室 原子炉建屋地下3階RHR (B) ボンプ室 (管理区域)

各号炉の弁番号及び弁名称一覧 (2/2)

統一名称	6号炉		7号炉	
	弁番号	弁名称	弁番号	弁名称
残留熱除去系注入弁	E11-M0-F005A/B/C	RHR注入弁(A)/(B)/(C)	E11-M0-F005A/B/C	RHR注入弁(A)/RHR注入隔離弁(B)/(C)
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁	E11-M0-F017B/C	RHR系格納容器冷却流量調節弁(B)/(C)	E11-M0-F017B/C	RHR系格納容器冷却流量調節弁(B)/(C)
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁	E11-M0-F018B/C	RHR系格納容器冷却ライン隔離弁(B)/(C)	E11-M0-F018B/C	RHR系格納容器冷却ライン隔離弁(B)/(C)
残留熱除去系ポンプS/P水吸込隔離弁	E11-M0-F001A/B/C	RHRポンプS/P水吸込隔離弁(A)/(B)/(C)	E11-M0-F001A/B/C	RHRポンプS/P水吸込隔離弁(A)/(B)/(C)
残留熱除去系最小流量バイパス弁	E11-M0-F021A/B/C	RHR系最小流量バイパス弁(A)/(B)/(C)	E11-M0-F021A/B/C	RHR系最小流量バイパス弁(A)/(B)/(C)
残留熱除去系停止時冷却内側、外側隔離弁	E11-M0-F010A/B/C E11-M0-F011A/B/C	RHR系停止時冷却内側隔離弁(A)/(B)/(C) RHR系停止時冷却外側隔離弁(A)/(B)/(C)	E11-M0-F010A/B/C E11-M0-F011A/B/C	RHR停止時冷却内側隔離弁(A)/(B)/(C) RHR停止時冷却外側隔離弁(A)/(B)/(C)
残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁	E11-M0-F012A/B/C	RHRポンプ炉水吸込弁(A)/(B)/(C)	E11-M0-F012A/B/C	RHRポンプ炉水吸込弁(A)/(B)/(C)
残留熱除去系封水ポンプ吸込弁	E11-F022A/B/C	RHR系封水ポンプ吸込弁(A)/(B)/(C)	E11-F022A/B/C	RHR封水ポンプ(A)/(B)/(C)吸込弁
残留熱除去系封水ポンプ吐出弁	E11-F024A/B/C	RHR系封水入口弁(A)/(B)/(C)	E11-F024A/B/C	RHR封水ポンプ(A)/(B)/(C)吐出弁
残留熱除去系封水ポンプ最小流量吐出弁	E11-F025A/B/C	RHR系封水ポンプ最小流量バイパス弁(A)/(B)/(C)	E11-F025A/B/C	RHR封水ポンプ(A)/(B)/(C)最小流量吐出弁
残留熱除去系熱交換器出口弁	E11-M0-F004A/B/C	RHR系熱交換器出口弁(A)/(B)/(C)	E11-M0-F004A/B/C	RHR熱交換器出口弁(A)/(B)/(C)
復水補給系原子炉建屋復水積算計バイパス弁	P13-F053	R/B復水積算流量計バイパス弁	P13-F062	MUWC FQT-021バイパス弁

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

< 目 次 >

1.5.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
 - a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備
 - (a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送
 - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
 - b. サポート系故障時の対応手段及び設備
 - (a) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送
 - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
 - c. 手順等

1.5.2 重大事故等時の手順

1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流電源が健全である場合）
 - a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
 - b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
- (2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）
 - a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

- b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(現場操作)

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送

- a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保
- b. 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.5.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保

1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料 1.5.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.5.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.5.3 重大事故対策の成立性
1. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
 2. 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンプ）
 3. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り
 4. フィルタ装置水位調整（水張り）
 5. フィルタ装置水位調整（水抜き）
 6. 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ
 7. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整
 8. ドレン移送ライン窒素ガスパージ
 9. ドレンタンク水抜き
 10. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
 11. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保
 12. 熱交換器ユニットによる補機冷却水確保
 13. 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保
- 添付資料 1.5.4 解釈一覧
1. 判断基準の解釈一覧
 2. 操作手順の解釈一覧

3. 各号炉の弁番号及び弁名称一覧

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送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 「最終ヒートシンクへ熱を輸送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と同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 炉心損傷防止

a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWR においては、サプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク（UHS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。

また、PWR においては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード），原子炉補機冷却系による冷却機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため，最終ヒートシンクへ熱を輸送するための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。

1.5.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）、原子炉補機冷却系を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第 1.5.1 図）。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以

下「審査基準」という。)だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条(以下「基準規則」という。)の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

重大事故等対処設備(設計基準拡張)である残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード)が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)

この対応手段及び設備は、「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」における「残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱」にて整理する。

残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード)による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)
- ・残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)

これらの対応手段及び設備は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱」及び「残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ」にて整理する。

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である原子炉補機冷却系が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

原子炉補機冷却系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉補機冷却海水ポンプ
- ・ 原子炉補機冷却水ポンプ
- ・ 原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ
- ・ 原子炉補機冷却系サージタンク
- ・ 原子炉補機冷却水系熱交換器
- ・ 海水貯留堰
- ・ スクリーン室
- ・ 取水路
- ・ 補機冷却用海水取水路
- ・ 補機冷却用海水取水槽
- ・ 非常用交流電源設備

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェ

ンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード)の故障を想定する。また、サポート系故障として、原子炉補機冷却系の故障又は全交流動力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から選定した対応手段及び審査基準，基準規則からの要求により選定した対応手段と，その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.5.1 表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送

i. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は，格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。

この対応手段及び設備は，「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 格納容器圧力逃がし装置
- ・ フィルタ装置スクラバ水補給設備

ii. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は，耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 耐圧強化ベント系（W/W）配管・弁
- ・ 耐圧強化ベント系（D/W）配管・弁
- ・ 遠隔手動弁操作設備
- ・ 遠隔空気駆動弁操作作用ボンベ
- ・ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁
- ・ 原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊弁を含む）
- ・ 不活性ガス系配管・弁
- ・ 非常用ガス処理系配管・弁
- ・ 主排気筒（内筒）

- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 可搬型直流電源設備

格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。

優先①：格納容器圧力逃がし装置によるウェットウェルベント（以下「W/W ベント」という。）

優先②：格納容器圧力逃がし装置によるドライウェルベント（以下「D/W ベント」という。）

優先③：耐圧強化ベント系による W/W ベント

優先④：耐圧強化ベント系による D/W ベント

iii. 現場操作

格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の隔離弁（空気駆動弁，電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合，隔離弁を遠隔で手動操作することで最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。なお，隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは原子炉建屋内の原子炉区域外とする。

格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の現場操作で使用する設備は以下のとおり。

- ・遠隔手動弁操作設備
- ・遠隔空気駆動弁作用ポンベ
- ・遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち、格納容器圧力逃がし装置は重大事故等対処設備として位置付ける。

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち、耐圧強化ベント系（W/W）配管・弁、耐圧強化ベント系（D/W）配管・弁、遠隔手動弁操作設備、遠隔空気駆動弁作用ポンベ、遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁、原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ、真空破壊弁を含む）、不活性ガス系配管・弁、非常用ガス処理系配管・弁、主排気筒（内筒）、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、代替所内電気設備、常設代替直流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

現場操作で使用する設備のうち、遠隔手動弁操作設備、遠隔空気駆動弁作用ポンベ及び遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

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

(添付資料 1.5.1)

以上の重大事故等対処設備により，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）の使用が不可能な場合においても最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。

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

- ・フィルタ装置スクラバ水補給設備

有効性評価の条件下において，格納容器圧力逃がし装置を使用する場合，事故発生後7日間は，外部からのスクラバ水を補給しなくてもフィルタ装置内に必要となるスクラバ水を保有することができる。

その後の安定状態において，スクラバ水が低下した場合，本設備を用いて外部からスクラバ水を補給することで格納容器圧力逃がし装置の機能を維持できることから，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止対策として有効である。

- ・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが，常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから，健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な電源を確保するための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) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送

i. 代替原子炉補機冷却系による除熱

設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却系が故障等又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、代替原子炉補機冷却系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。

代替原子炉補機冷却系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 熱交換器ユニット
- ・ 大容量送水車（熱交換器ユニット用）
- ・ 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ
- ・ ホース
- ・ 原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 海水貯留堰
- ・ スクリーン室
- ・ 取水路
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

代替原子炉補機冷却系と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。

残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）
- ・ 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）
- ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備

ii. 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる除熱

上記「1.5.1(2)b.(a) i. 代替原子炉補機冷却系による除熱」の代替原子炉補機冷却系が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプにより原子炉補機冷却系へ直接海水を送水する手段がある。

大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ

- ・ 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ
- ・ ホース
- ・ 原子炉補機冷却系配管・弁
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 海水貯留堰
- ・ スクリーン室
- ・ 取水路
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 移動式変圧器
- ・ 燃料補給設備

大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプと併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

なお，全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は，常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。

残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）
- ・ 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）

- ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替原子炉補機冷却系による除熱で使用する設備のうち、熱交換器ユニット、大容量送水車（熱交換器ユニット用）、代替原子炉補機冷却海水ストレーナ、ホース、原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク、残留熱除去系熱交換器、海水貯留堰、スクリーン室、取水路、可搬型代替交流電源設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

代替原子炉補機冷却系と併せて使用する設備のうち、常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

（添付資料 1.5.1）

以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止できる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有

効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ（移動式変圧器を含む）

原子炉補機冷却系の淡水側に直接海水を送水することから、熱交換器の破損や配管の腐食が発生する可能性があるが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）と併せて使用することで最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段として有効である。

- ・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

c. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」及び「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下「EOP」という。）、AM 設備別操作手順書及び多様なハザード対応手順に定める（第 1.5.1 表）。

また，重大事故等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理する（第 1.5.2 表，第 1.5.3 表）。

（添付資料 1.5.2）

1.5.2 重大事故等時の手順

1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流電源が健全である場合）

a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

格納容器ベント実施中において、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁又は二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを一旦停止する。また、残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復した場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。

(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷^{※1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa[gage]）以下に維持できない場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、

設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

ii. 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを第 1.5.3 図に，概要図を第 1.5.4 図に，タイムチャートを第 1.5.5 図及び第 1.5.6 図に示す。

[W/W ベントの場合（D/W ベントの場合，手順⑧以外は同様）]

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限（ベントライン-1m）以下であることを確認し，格納容器圧力逃がし装置によるウェットウェル（以下「W/W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はドライウェル（以下「D/W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。
- ②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。

- ③現場運転員 C 及び D は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと，及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は，FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント前の確認として，不活性ガス系（以下「AC 系」という。）隔離信号が発生している場合は，格納容器補助盤にて，AC 系隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑦中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント前の系統構成として，非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し，非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口 U シール隔離弁の全閉操作，並びに耐圧強化ベント弁，非常用ガス処理系第一隔離弁，換気空調系第一隔離弁，非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉，及びフィルタ装置入口弁の全開を確認する。
- ⑧^a W/W ベントの場合
- 中央制御室運転員 A 及び B は，一次隔離弁（サプレッション

ョン・チェンバ側) 操作用空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し, 一次隔離弁 (サブレッション・チェンバ側) の全開操作を実施する。

⑧^bD/W ベントの場合

中央制御室運転員 A 及び B は, 一次隔離弁 (ドライウエル側) 操作用空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し, 一次隔離弁 (ドライウエル側) の全開操作を実施する。

⑨現場運転員 C 及び D は, 格納容器ベント前の系統構成として, フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とし, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑩当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑪当直副長は, 原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い, 当直長に報告する。また, 当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を, 緊急時対策本部に報告する。

⑫当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。

⑬当直副長は, 格納容器ベント開始圧力 (310kPa[gage]) に到達する時間, 原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し, 中央制御室運転員に格納容器ベント開始を指示す

る。

- ⑭中央制御室運転員 A 及び B は，二次隔離弁を調整開（流路面積約 70%開）とし，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は，二次隔離弁バイパス弁を調整開（流路面積約 70%開）とし，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

なお，原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は，二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。

- ⑮中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下及びフィルタ装置入口圧力指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

- ⑯中央制御室運転員 A 及び B は，FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値を確認し，水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また，当直長は，フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

- ⑰中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント開始後，炉心損傷を判断した場合は，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウェル側）の全閉操作を実施する。なお，一次隔離弁の全閉操作ができない場合は，二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施

する。

残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後に二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約40分で可能である。

（添付資料 1.5.3-1）

(b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ボンベ）

残留熱除去系の機能が喪失し、格納容器圧力逃がし装置により大気を最終ヒートシンクとして熱を輸送する場合、空気駆動弁である一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）を全開とし、格納容器ベントラインを構成する必要がある。通常の駆動空気供給源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下では遠隔空気駆動弁操作用ボンベが駆動源となる。常設ボンベの残量が減少した場合に、常設ボンベと予備ボンベを交換することで、一次隔離弁の駆動圧力を

確保する。

i. 手順着手の判断基準

格納容器圧力逃がし装置の系統構成及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施中、各隔離弁の駆動源である遠隔空気駆動弁操作用ポンベの残量が減少した場合。

ii. 操作手順

原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンベ）の手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.5.7 図に、タイムチャートを第 1.5.8 図に示す。

[一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）遠隔空気駆動弁操作用ポンベ交換]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、現場運転員に一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）遠隔空気駆動弁操作用ポンベを、使用済みポンベから予備ポンベへの交換を指示する。
- ②現場運転員 C 及び D は、予備ポンベを予備ポンベラックから運搬する。
- ③現場運転員 C 及び D は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気ポンベ出口弁及びポンベ本体の弁を全閉とし、使用中ポンベを取り外し、予備ポンベを接続する。

- ④現場運転員 C 及び D は，ポンベ本体の弁を全開とし，ポンベ接続部から一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作用空気ポンベ出口弁までのリークチェックを実施する。
- ⑤現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作用空気ポンベ出口弁を全開にする。
- ⑥現場運転員 C 及び D は，使用済みポンベをポンベラックへ収納する。
- ⑦現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）遠隔空気駆動弁操作用ポンベの交換完了を当直副長に報告する。
- ⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，予備ポンベの確保を緊急時対策本部に依頼する。

[一次隔離弁（ドライウエル側）遠隔空気駆動弁操作用ポンベ交換]

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，現場運転員に一次隔離弁（ドライウエル側）遠隔空気駆動弁操作用ポンベを，使用済みポンベから予備ポンベへの交換を指示する。
- ②現場運転員 C 及び D は，予備ポンベを予備ポンベラックから運搬する。
- ③現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気ポンベ出口弁及びポンベ本体の弁を全閉とし，使用中ポンベを取り外し，予備ポンベを接続する。

- ④現場運転員 C 及び D は，ポンベ本体の弁を全開とし，ポンベ接続部から一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気ポンベ出口弁までのリークチェックを実施する。
- ⑤現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気ポンベ出口弁を全開にする。
- ⑥現場運転員 C 及び D は，使用済みポンベをポンベラックへ収納する。
- ⑦現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（ドライウエル側）遠隔空気駆動弁操作用ポンベの交換完了を当直副長に報告する。
- ⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，予備ポンベの確保を緊急時対策本部に依頼する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからポンベ交換終了まで約 45 分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。また，速やかに作業を開始できるよう，使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.5.3-2）

(c) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置の水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

i. 手順着手の判断基準

残留熱除去系の機能が喪失した場合。

ii. 操作手順

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りの手順は以下のとおり。概要図を第 1.5.9 図に、タイムチャートを第 1.5.10 図に示す。

- ①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へドレン移送ポンプ水張りを指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁を全開操作し、フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を開操作することで系統内のエア抜きを実施し、エア抜き完了後、FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を全閉する。
- ③緊急時対策要員は、ドレン移送ポンプ水張りの完了を緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからフィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りの完了まで45分以内で可能である。なお，屋外における本操作は，格納容器ベント実施前の操作であることから，作業エリアの環境による作業性への影響はない。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料 1.5.3-3)

(d) フィルタ装置水位調整（水張り）

フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に，フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

i. 手順着手の判断基準

フィルタ装置の水位が通常水位を下回ると判断した場合。

ii. 操作手順

フィルタ装置水位調整（水張り）手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.11図に，タイムチャートを第1.5.12図に示す。

- ①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水張り）の準備開始を指示する。
- ②^a 防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合（淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）
- 緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を配備し、防火水槽又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）へ、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）からフィルタ装置補給水接続口へそれぞれ送水ホースを接続し、フィルタ装置水位調整（水張り）の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ②^b 事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプを使用した水張りの場合（淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）
- 緊急時対策要員は、事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ（A-2級）からフィルタベント装置補給水接続口へホースを接続し、フィルタ装置水位調整（水張り）の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ③緊急時対策本部は、緊急時対策要員にフィルタ装置水位調整（水張り）の開始を指示する。
- ④緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）起

動と FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置への給水が開始されたことを、フィルタベント遮蔽壁附室の FCVS 計器ラックにて、フィルタ装置水位指示値の上昇により確認し、給水開始を緊急時対策本部に報告する。

⑤緊急時対策要員は、フィルタ装置水位指示値が規定水位に到達したことを確認し、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）停止及び FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全閉操作、フィルタ装置補給水接続口送水ホースの取外し操作を実施する。

⑥緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタ装置水位調整（水張り）の完了を報告する。

iii. 操作の成立性

防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開したフィルタ装置水位調整（水張り）操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員 2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制～可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による注水開始まで約 65 分、フィルタ装置水位調整（水張り）完了まで約 125 分で可能である。

淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開したフィルタ装置水位調整（水張り）（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）操作は、1 ユニット当たり緊急時対

策要員 6 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定期間～可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による注水開始まで約 65 分、フィルタ装置水位調整（水張り）完了まで約 125 分で可能である。

また、事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を使用したフィルタ装置水位調整（水張り）（淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）操作は、1 ユニット当たり、緊急時対策要員 6 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ位置（A-2 級）と送水ルートの確認～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による注水開始まで約 95 分、フィルタ装置水位調整（水張り）完了まで約 155 分で可能である。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

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

（添付資料 1.5.3-4）

(e) フィルタ装置水位調整（水抜き）

格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガ

スが格納容器圧力逃がし装置の配管内及びフィルタ装置内で凝縮し，その凝縮水がフィルタ装置に溜まることでフィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合，又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合はフィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。

i．手順着手の判断基準

フィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合，又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合。

ii．操作手順

フィルタ装置水位調整（水抜き）手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.5.13 図に，タイムチャートを第 1.5.14 図に示す。

- ①緊急時対策本部は，手順着手の判断基準に基づき，緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水抜き）の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策要員は，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全開操作し，原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後，フィルタベント遮蔽壁南側

(屋外)にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開とする。また、フィルタベント遮蔽壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることを FCVS 現場制御盤のドレン移送ポンプ運転状態ランプにより確認する。

- ③緊急時対策要員は、フィルタ装置水位調整（水抜き）系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。
- ④緊急時対策本部は、緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水抜き）の開始を指示する。
- ⑤緊急時対策要員は、ドレン移送ポンプ A 又は B の起動及びポンプ起動後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増し開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し、フィルタ装置からの排水が開始されたことをフィルタベント遮蔽壁附室 FCVS 計器ラックのフィルタ装置水位指示値の低下により確認し、フィルタ装置水位調整（水抜き）が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。
- ⑥緊急時対策要員は、フィルタ装置水位指示値が通常水位に到達したことを確認し、ドレン移送ポンプを停止し、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作する。

⑦緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタ装置水位調整（水抜き）の完了を報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置水位調整（水抜き）完了まで約150分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

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

(添付資料 1.5.3-5)

(f) 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、フィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

i. 手順着手の判断基準

格納容器圧力逃がし装置の停止を判断した場合。

ii. 操作手順

格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.5.15 図に，タイムチャートを第 1.5.16 図に示す。

- ①緊急時対策本部は，手順着手の判断に基づき，当直長に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ前の系統構成を開始するよう指示するとともに，緊急時対策要員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシの準備の開始を指示する。
- ②当直副長は，中央制御室運転員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ前の系統構成の開始を指示する。
- ③中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ前の系統構成として，一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側），一次隔離弁（ドライウエル側）及び耐圧強化ベント弁の全開確認，並びにフィルタ装置入口弁の全開確認後，二次隔離弁を全開とし，格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ準備完了を当直副長に報告する。二次隔離弁の開操作ができない場合は，二次隔離弁バイパス弁を全開とする。また，中央制御室からの操作以外の手段として，遠隔手動弁操作設備による操作にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。

- ④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ前の系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑤緊急時対策要員は、原子炉建屋非管理区域内サンプリングラックにて、フィルタ装置の水素濃度測定のため、系統構成及び工具準備、サンプリングポンプの起動を実施する。また、原子炉建屋外壁南側（屋外）へ可搬型窒素供給装置を配備し送気ホースを接続口へ取り付け、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑥緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。
- ⑦緊急時対策要員は、原子炉建屋外壁南側（屋外）にて、FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N₂ パージ用元弁の開操作により窒素ガスの注入を実施する。
- ⑧緊急時対策要員は、サンプリングポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑨緊急時対策本部は、可搬型窒素供給装置からの窒素注入の完了及びサンプリングポンプの起動完了を当直長に連絡するとともに、フィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の監視を依頼する。
- ⑩当直副長は、中央制御室運転員にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度を監視するよう指示する。
- ⑪中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置入口圧力指示値によりフィルタ装置入口配管内の圧力が正圧であることを確認する。また、フィルタ装置水

素濃度指示値により水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し，窒素ガス注入完了を当直副長に報告する。

⑫当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へ窒素ガス注入完了を報告する。

⑬緊急時対策本部は，緊急時対策要員へ窒素ガス注入の停止操作を指示する。

⑭当直副長は，中央制御室運転員へフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を指示する。また，緊急時対策要員は，原子炉建屋外壁南側（屋外）にて FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N₂ パージ用元弁の全閉操作を実施し，窒素ガスの注入停止を緊急時対策本部に報告する。

⑮中央制御室運転員 A 及び B は，窒素ガスの注入停止後のフィルタ装置入口圧力指示値及びフィルタ装置水素濃度指示値が窒素ガス注入完了時の指示値と差異が発生しないことを継続的に監視する。

⑯当直長は，当直副長からの依頼に基づき，フィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視をもって格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの完了を緊急時対策本部に報告する。

⑰当直副長は，窒素ガスパージの完了後の系統構成を開始するよう中央制御室運転員に指示する。

⑱中央制御室運転員 A 及び B は，窒素ガスパージの完了後の系統構成として，二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス

弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉する手段がある。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ完了まで約270分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

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

(添付資料 1.5.3-6)

(g) フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

フィルタ装置水位調整（水抜き）によりスクラバ水に含まれる薬液が排水されることでスクラバ水の pH が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

i. 手順着手の判断基準

フィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断し、排水を行った場合。

ii. 操作手順

フィルタ装置スクラバ水 pH 調整の手順は以下のとおり。
概要図を第 1.5.17 図に、タイムチャートを第 1.5.18 図に示す。

- ①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へスクラバ水の pH 測定及び薬液補給の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策本部は、当直長にスクラバ水の pH 値及び水位を確認するよう依頼する。
- ③緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）へ薬液補給用としてコンプレッサー、ホース接続、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、フィルタベント遮蔽壁附室にて、系統構成のためフィルタベント装置 pH 入口止め弁、フィルタベント装置 pH 出口止め弁の全開操作を実施する。
- ④緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、薬液補給のため FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全開操作し、補給用ポンプを起動、所定量の薬液を補給するとともに、補給用ポンプの起動を緊急時対策本部に報告する。
- ⑤緊急時対策本部は、当直長にスクラバ水の pH 値及び水位を確認するよう依頼する。
- ⑥当直副長は、スクラバ水の pH 値及び水位を確認するよう

中央制御室運転員に指示する。

- ⑦中央制御室運転員 A は，FCVS 制御盤のフィルタ装置スクラバ水の pH 指示値によりスクラバ水の pH 値が規定値であることを確認し，薬液補給の完了を当直副長に報告する。当直長は，当直副長からの依頼に基づき，pH 値と水位を緊急時対策本部に報告する。
- ⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，薬液補給の完了を緊急時対策本部に報告する。緊急時対策本部は緊急時対策要員に pH 測定の停止を指示する。
- ⑨緊急時対策要員は，FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全閉操作の後，pH 計サンプリングポンプを停止し，フィルタベント装置 pH 入口止め弁，フィルタベント装置 pH 出口止め弁を全閉操作し，緊急時対策本部へスクラバ水 pH 調整作業の完了を報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 6 名にて作業を実施した場合，作業開始の判断をしてから格納容器圧力逃がし装置スクラバ水 pH 調整完了まで約 85 分で可能である。なお，炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから，本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く，作業は可能である。

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

(添付資料 1.5.3-7)

(h) ドレン移送ライン窒素ガスパージ

フィルタ装置水位調整（水抜き）後，フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防止するため，窒素ガスによるパージを実施し，排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

i. 手順着手の判断基準

フィルタ装置水位調整（水抜き）完了後又はドレンタンク水抜き完了後。

ii. 操作手順

ドレン移送ライン窒素ガスパージの概要は以下のとおり。概要図を第 1.5.19 図に，タイムチャートを第 1.5.20 図に示す。

- ①緊急時対策本部は，手順着手の判断基準に基づき，緊急時対策要員へドレン移送ライン窒素ガスパージの準備開始を指示する。
- ②緊急時対策要員は，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて，可搬型窒素供給装置を配置し，排水ライン接続口に可搬型窒素供給装置からの送気ホースを接続する。
FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を開操作し，原子炉建屋外壁東側（屋外）にて，FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側

止め弁を全開操作し、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

③緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。

④緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、FCVS フィルタベント装置ドレンライン N₂ パージ用元弁を全開操作し、窒素ガスの注入を開始する。

⑤緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレンライン N₂ パージ用元弁を全閉操作し、窒素ガスの注入を停止した後、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全開操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作し、ドレン移送ポンプ出口ライン配管内が正圧で維持されていることをドレン移送ライン圧力指示値により確認し、ドレン移送ライン窒素ガスパージが完了したことを緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員 2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからドレン移送ライン窒素ガスパージ完了まで約 155 分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

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

(添付資料 1.5.3-8)

(i) ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は，よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。

i. 手順着手の判断基準

ドレンタンクが水位高に到達すると判断した場合。

ii. 操作手順

ドレンタンク水抜きの概要は以下のとおり。概要図を第 1.5.21 図に，タイムチャートを第 1.5.22 図に示す。

- ①緊急時対策本部は，手順着手の判断基準に基づき，緊急時対策要員にドレンタンク水抜きを指示する。
- ②緊急時対策要員は，フィルタベント遮蔽壁附室にてドレン移送ポンプの電源が確保されていることを FCVS 現場制御盤ドレン移送ポンプ運転状態ランプにより確認し，FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全閉とする。フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を全開，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全

開操作し，原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開とし，ドレン移送ポンプを起動した後，FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増し開操作により，ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し，ドレンタンク内の水をサブプレッション・チェンバへ排水し，排水開始を緊急時対策本部に報告する。

- ③緊急時対策要員は，フィルタベント遮蔽壁附室 FCVS 計器ラックのドレンタンク水位指示値にて排水による水位の低下を確認し，ドレン移送ポンプを停止した後，フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を全閉，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁，FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し，原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作，フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開とし，ドレンタンク水抜きのを完了を緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり緊急時対策要員 2 名に

て作業を実施した場合、作業開始を判断してからドレンタンク水抜き完了まで約 80 分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

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

(添付資料 1.5.3-9)

b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

格納容器ベント実施中において、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁又は二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを一旦停止する。また、残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復した場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。

(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷^{*1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力

(279kPa[gage]) 以下に維持できない場合で、格納容器圧

力逃がし装置が機能喪失^{※2}した場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

ii. 操作手順

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5.3図に、概要図を第1.5.23図に、タイムチャートを第1.5.24図及び第1.5.25図に示す。

[W/W ベントの場合（D/W ベントの場合、手順①以外は同様）]

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限（ベントライン-1m）以下であることを確認し、耐圧強化ベント系によるW/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール

水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。

- ②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，耐圧強化ベント系による除熱準備開始を緊急時対策本部に報告する。
- ③現場運転員C及びDは，耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは，耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと，及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは，格納容器ベント前の確認として，AC系隔離信号が発生している場合は，格納容器補助盤にて，AC系隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは，格納容器ベント前の系統構成として，非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し，非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁の全閉操作，並びに非常用ガス処理系第一隔離弁，換気空調系第一隔離弁，非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉確認を実施する。
- ⑦現場運転員C及びDは，フィルタ装置入口弁操作用空気ポンベ出口弁を全開とすることで，フィルタ装置入口弁の駆動源を確保し，当直副長に報告する。
- ⑧中央制御室運転員A及びBは，格納容器ベント前の系統構成として，フィルタ装置入口弁の全閉操作を実施す

る。

現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備によりフィルタ装置入口弁の全閉操作を実施する。

⑨現場運転員 C 及び D は、耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁を全開とすることで、耐圧強化ベント弁の駆動源を確保し、当直副長に報告する。

⑩中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント弁の全開操作を実施する。

⑪^a W/W ベントの場合

中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント前の系統構成として、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）の全開操作を実施する。

⑪^b D/W ベントの場合

中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント前の系統構成として、一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、一次隔離弁（ドライウエル側）の全開操作を実施する。

⑫中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑭当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集

を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。

⑮当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を緊急時対策本部に報告する。

⑯当直副長は、格納容器ベント開始圧力（310kPa[gage]）に到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、中央制御室運転員に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。

⑰中央制御室運転員 A 及び B は、二次隔離弁を調整開（流路面積約 70%開）とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を調整開（流路面積約 70%開）とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。

なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。

⑱中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑲中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント開始後、

炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。なお、一次隔離弁の全閉操作ができない場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、耐圧強化ベント系を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約55分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.5.3-10）

(b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンペ）

残留熱除去系の機能が喪失し、耐圧強化ベント系により大

気を最終ヒートシンクとして熱を輸送する場合，空気駆動弁である一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）及び耐圧強化ベント弁を全開とし，格納容器ベントラインを構成する必要がある，通常の駆動空気供給源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下では遠隔空気駆動弁操作ポンベが駆動源となる。常設ポンベの残量が減少した場合に，常設ポンベと予備ポンベを交換することで，一次隔離弁及び耐圧強化ベント弁の駆動圧力を確保する。

i. 手順着手の判断基準

耐圧強化ベント系の系統構成及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施中，各隔離弁の駆動源である遠隔空気駆動弁操作ポンベの残量が減少した場合。

ii. 操作手順

原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンベ）の手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.5.7 図に，タイムチャートを第 1.5.8 図に示す。

[一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）遠隔空気駆動弁操作ポンベ交換]

操作手順については，「1.5.2.1(1)a.(b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンベ）」の操作手順と同様である。

[一次隔離弁（ドライウエル側）遠隔空気駆動弁操作用ポンベ交換]

操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンベ）」の操作手順と同様である。

[耐圧強化ベント弁遠隔空気駆動弁操作用ポンベ交換]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、現場運転員に耐圧強化ベント弁遠隔空気駆動弁操作用ポンベを、使用済みポンベから予備ポンベへの交換を指示する。
- ②現場運転員 C 及び D は、予備ポンベを予備ポンベラックから運搬する。
- ③現場運転員 C 及び D は、耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁及びポンベ本体の弁を全閉とし、使用中のポンベを取り外し、予備ポンベを接続する。
- ④現場運転員 C 及び D は、ポンベ本体の弁を全開とし、ポンベ接続部から耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁までのリークチェックを実施する。
- ⑤現場運転員 C 及び D は、耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁を全開にする。
- ⑥現場運転員 C 及び D は、使用済みポンベをポンベラックへ収納する。
- ⑦現場運転員 C 及び D は、耐圧強化ベント弁遠隔空気駆動弁操作用ポンベの交換終了を当直副長に報告する。

⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、予備ボンベの確保を緊急時対策本部に依頼する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからボンベ交換終了まで約45分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業を開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.5.3-2)

(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）

a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

格納容器ベント実施中において、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁又は二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを一旦停止する。また、残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復した場合は、一

次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。

なお、全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行うとともに原子炉建屋原子炉区域の系統構成は事前に着手する。

(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

i. 手順着手の判断基準

[原子炉建屋原子炉区域の系統構成]

全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合。

[格納容器ベント準備]

炉心損傷^{※1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa[gage]）以下に維持できない場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル

（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

ii. 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを第 1.5.3 図に、概要図を第 1.5.26 図に、タイムチャートを第 1.5.27 図及び第 1.5.28 図に示す。

[W/W ベントの場合 (D/W ベントの場合, 手順⑨以外は同様)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉建屋原子炉区域の系統構成を現場運転員に指示する。
- ②現場運転員 E 及び F は、非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口 U シール隔離弁の全閉操作を実施する。
- ③当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限 (ベントライン-1m) 以下であることを確認し、格納容器圧力逃がし装置による W/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する (原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合は D/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。
- ④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保さ

れていることを状態表示にて確認する。

⑥中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント弁、非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉、並びにフィルタ装置入口弁の全開を確認する。

⑧現場運転員 E 及び F は、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系第一隔離弁及び換気空調系第一隔離弁の全閉を確認する。

⑨^a W/W ベントの場合

現場運転員 C 及び D は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁を現場で手動開し、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）逆操作用空気排気側止め弁を全閉、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁及び一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、一次隔離

弁（サプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。

⑨^bD/W ベントの場合

現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（ドライウエル側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また，遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として，直流電源が健全である場合は，一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁を現場で手動開し，一次隔離弁（ドライウエル側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（ドライウエル側）逆操作用空気排気側止め弁を全閉，一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁及び一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し，一次隔離弁（ドライウエル側）を全開する手段がある。

⑩現場運転員 C 及び D は，フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とし，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑫当直副長は，原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い，当直長に報告する。また，当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を，緊急時対策本部に報告する。

⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。

⑭当直副長は、格納容器ベント開始圧力（310kPa[gage]）に到達する時間、弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。

⑮現場運転員 C 及び D は、二次隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開（流路面積約 70%開）とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開（流路面積約 70%開）とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。

⑯中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下及びフィルタ装置入口圧力指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑰中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直

副長に報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

- ⑱中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。

残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後に二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。

- ⑲ [格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合]

現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。なお、一次隔離弁の全閉操作ができない場合は、遠隔手動弁操作設備により二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

[残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合]

現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後に二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約70分で可能である。

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

遠隔手動弁操作設備の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。

また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED照明を配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行する。

室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.5.3-1)

(b) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置の水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(c) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」の操作手順と同様である。

(c) フィルタ装置水位調整（水張り）

フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(d) フィルタ装置水位調整（水張り）」の操作手順と同様である。

(d) フィルタ装置水位調整（水抜き）

格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器圧力逃がし装置の配管内及びフィルタ装置内で凝縮し、その凝縮水がフィルタ装置に溜まることでフィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合、又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合はフィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、代替交流電源設備から受電可能である。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(e) フィルタ装置水位調整（水抜き）」の操作手順と同様である。

(e) 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、フィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることによ

り、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(f) 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。

(f) フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

フィルタ装置水位調整（水抜き）によりスクラバ水に含まれる薬液が排水されることでスクラバ水の pH が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(g) フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」の操作手順と同様である。

(g) ドレン移送ライン窒素ガスパージ

フィルタ装置水位調整（水抜き）後は、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防止するため、窒素ガスによるパージを実施し、排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(h) ドレン移送ライン窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。

(h) ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源

は、代替交流電源設備から受電可能である。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(i) ドレンタンク水抜き」の操作手順と同様である。

b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(現場操作)

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

格納容器ベント実施中において、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁又は二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを一旦停止する。また、残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復した場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。

なお、全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行うとともに原子炉建屋原子炉区域の系統構成は事前に着手する。

(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(現場操作)

i. 手順着手の判断基準

[原子炉建屋原子炉区域の系統構成]

全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合。

[格納容器ベント準備]

炉心損傷^{※1}前において，原子炉格納容器内の冷却を実施しても，原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa[gage]）以下に維持できない場合で，格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※2}した場合。

※1:「炉心損傷」は，格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは，設備に故障が発生した場合。

ii. 操作手順

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5.3図に，概要図を第1.5.29図に，タイムチャートを第1.5.30図及び第1.5.31図に示す。

[W/Wベントの場合（D/Wベントの場合，手順⑩以外は同様）]

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，原子炉建屋原子炉区域の系統構成を現場運転員に指示する。

- ②現場運転員 E 及び F は，非常用ガス処理系フィルタ装置
出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口 U シール隔離弁の
全閉操作を実施する。
- ③当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，原子炉格納
容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位
外部水源注水制限（ベントライン-1m）以下であることを
確認し，耐圧強化ベント系による W/W 側からの格納容器
ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（原子炉
格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール
水位外部水源注水制限を越えている場合は D/W 側からの
格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。
- ④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，耐圧強化ベン
ト系による除熱準備開始を緊急時対策本部に報告する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は，耐圧強化ベント系による
格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されてい
ることを状態表示にて確認する。
- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント前の系統
構成として非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系
第二隔離弁の全閉を確認する。
- ⑦現場運転員 E 及び F は，格納容器ベント前の系統構成と
して，非常用ガス処理系第一隔離弁，換気空調系第一隔
離弁の全閉を確認する。
- ⑧現場運転員 C 及び D は，格納容器ベント前の系統構成と
して，フィルタ装置入口弁を遠隔手動弁操作設備による
操作で全閉とする。また，遠隔手動弁操作設備による操

作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、フィルタ装置入口弁の駆動空気を確保し、フィルタ装置入口弁を中央制御室の操作により全閉する手段がある。更にフィルタ装置入口弁逆操作空気排気側止め弁を全閉、フィルタ装置入口弁操作空気ポンベ出口弁及びフィルタ装置入口弁操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、フィルタ装置入口弁を全閉する手段がある。

⑨現場運転員 C 及び D は、耐圧強化ベント弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、耐圧強化ベント弁の駆動空気を確保し、耐圧強化ベント弁を中央制御室の操作により全開する手段がある。更に耐圧強化ベント弁逆操作空気排気側止め弁を全閉、耐圧強化ベント弁操作空気ポンベ出口弁及び耐圧強化ベント弁操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、耐圧強化ベント弁を全開する手段がある。

⑩^a W/W ベントの場合

現場運転員 C 及び D は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作空気供給弁を現場で手動開し、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）

を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）逆操作空気排気側止め弁を全閉，一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作空気供給弁及び一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し，一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。

⑩^b D/W ベントの場合

現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（ドライウエル側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また，遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として，直流電源が健全である場合は，一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気供給弁を現場で手動開し，一次隔離弁（ドライウエル側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（ドライウエル側）逆操作空気排気側止め弁を全閉，一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気供給弁及び一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し，一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。

⑪ 中央制御室運転員 A 及び B は，耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑫ 当直長は，当直副長からの依頼に基づき，耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部

に報告する。

⑬当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。

⑭当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を緊急時対策本部に報告する。

⑮当直副長は、格納容器ベント開始圧力（310kPa[gage]）に到達する時間、弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。

⑯現場運転員 C 及び D は、二次隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開（流路面積約 70%開）とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開（流路面積約 70%開）とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。

なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。

⑰中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始

されたことを緊急時対策本部に報告する。

- ⑱ 中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。

残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、耐圧強化ベント系を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。

- ⑲ [格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合]

現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。なお、一次隔離弁の全閉操作ができない場合は、遠隔手動弁操作設備により二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

[残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、耐圧強化ベント系を停止できると判断した場合]

現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで135分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.5.3-10）

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5.37図に示す。

残留熱除去系が機能喪失した場合は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の除熱を実施する。格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は耐圧強化ベント系により原子炉格納容器内の除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。

なお、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/Wを経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、

D/W を経由してフィルタ装置を通る経路を第二優先とする。

1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送

a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保

原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱、原子炉格納容器内の除熱及び使用済燃料プールの除熱ができなくなるため、代替原子炉補機冷却系を用いた補機冷却水確保のため、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を供給する。

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉補機冷却系の故障又は全交流動力電源の喪失により原子炉補機冷却系を使用できない場合。

(b) 操作手順

代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第 1.5.2 図に、概要図を第 1.5.32 図

に、タイムチャートを第 1.5.33 図に示す。

i. 運転員操作

(本手順は A 系使用の場合であり、B 系使用時については手順⑦を除いて同様である。)

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の準備のため、熱交換器ユニットの配備及び主配管（可搬型）の接続を依頼する。
- ③現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第 1.5.32 図参照)
- ⑥現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第 1.5.32 図参照)

⑦^a 現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第 1.5.32 図参照)

⑦^b B 系使用時は、熱交換器ユニットの繋ぎ込み箇所が、原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁の後になるため、原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁については系統構成対象外とする。(A 系使用時は、原子炉補機冷却水系熱交換器 (A/D) 冷却水出口弁の前に繋ぎこむ)

⑧ 緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保のための熱交換器ユニットの配備及び主配管(可搬型)の接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑨ 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。

⑩ 緊急時対策要員は、熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプを起動し、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

ii. 緊急時対策要員操作 (補機冷却水供給)

① 緊急時対策要員は、緊急時対策本部から荒浜側又は大湊側高台資機材置場へ移動する。

② 緊急時対策要員は、熱交換器ユニット、大容量送水車

(熱交換器ユニット用)等の健全性確認を行う。

- ③緊急時対策要員は、熱交換器ユニット、大容量送水車
(熱交換器ユニット用)等を荒浜側又は大湊側高台資機
材置場からタービン建屋近傍屋外に移動させる。
- ④緊急時対策要員は、可搬型の主配管(淡水用ホース及び
海水用ホース)の敷設及び接続を行う。
- ⑤緊急時対策要員は、電源ケーブルの敷設及び接続を行
う。
- ⑥緊急時対策要員は、熱交換器ユニット等の淡水側の水張
りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。
- ⑦緊急時対策要員は、中央制御室運転員 A 及び B と連絡を
密にし、熱交換器ユニット等の淡水側の水張りのため代
替冷却水供給止め弁の開操作を行う。
- ⑧緊急時対策要員は、熱交換器ユニット等の淡水側の水張
り範囲内におけるベント弁の開操作及び代替冷却水戻り
止め弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。
- ⑨緊急時対策要員は、淡水側の水張り範囲内において漏え
いのないことを確認する。
- ⑩緊急時対策要員は、可搬型代替交流電源設備の起動操作
を行う。
- ⑪緊急時対策要員は、熱交換器ユニット等の海水側の水張
りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。
- ⑫緊急時対策要員は、熱交換器ユニット等の海水側の水張
りのため大容量送水車(熱交換器ユニット用)を起動さ
せる。

- ⑬緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。
- ⑭緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。
- ⑮緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に熱交換器ユニットによる補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。
- ⑯緊急時対策要員は、中央制御室運転員 A 及び B と連絡を密にし、熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプを起動し、補機冷却水の供給を行う。
- ⑰緊急時対策要員は、熱交換器ユニット出口流量調整弁の開操作を行い、代替 RCW ポンプ吐出圧力指示値が規定値となるよう開度を調整する。
- ⑱緊急時対策要員は、熱交換器ユニット及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転状態を継続して監視する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員13名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約4時間15分、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約9時間で可能である。

なお、炉心の著しい損傷が発生した場合において代替原子炉補機冷却系を設置する場合、作業時の被ばくによる影響を

低減するため、緊急時対策要員を2班体制とし、交替して対応する。

プラント停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員1名にて作業を実施する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.5.3-11, 1.5.3-12)

b. 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保

原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した除熱戦略ができなくなるため、代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を確保するが、代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットが機能喪失した場合は、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプにより、原子炉補機冷却系に海水を注入することで補機冷却水を供給する。

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、目的に応じた運転モードで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）を起動し、最終ヒートシンク

(海) へ熱を輸送する。

(a) 手順着手の判断基準

[大容量送水車（熱交換器ユニット用）使用の場合]

代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットが機能喪失した場合。

[代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合]

代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットが機能喪失した場合で、大容量送水車（熱交換器ユニット用）が故障等により使用できない場合。

(b) 操作手順

大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.5.2 図に、概要図を第 1.5.34 図に、タイムチャートを第 1.5.35 図に示す。

i. 運転員操作 [大容量送水車（熱交換器ユニット用）使用の場合]

（本手順は A 系使用の場合であり、B 系使用時については手順⑦を除いて同様である。また、代替原子炉補機冷却海水ポンプを使用した場合においても操作手順は同様である。）

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確

保の準備開始を指示する。

- ②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保の準備として，大容量送水車（熱交換器ユニット用）の配備，ホースの接続を依頼する。
- ③現場運転員 C 及び D は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと，及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し，当直副長に報告する。（第 1.5.34 図参照）
- ⑥現場運転員 C 及び D は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し，当直副長に報告する。（第 1.5.34 図参照）
- ⑦^a現場運転員 C 及び D は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し，当直副長に報告する。（第 1.5.34 図参照）
- ⑦^bB 系使用時は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）の繋ぎ込み箇所が，原子炉補機冷却水系熱交換器（B/E）冷却水出口弁の後になるため，原子炉補機冷却水系熱交換

器（B/E）冷却水出口弁については系統構成対象外とする。（A系使用時は，原子炉補機冷却水系熱交換器（A/D）冷却水出口弁の前に繋ぎこむ）

⑧緊急時対策要員は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保のための大容量送水車（熱交換器ユニット用）の配備，主配管（可搬型）の接続完了について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑨当直長は，当直副長からの依頼に基づき，大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。

⑩緊急時対策要員は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

ii. 緊急時対策要員操作

[大容量送水車（熱交換器ユニット用）使用の場合]

①緊急時対策要員は，緊急時対策本部から荒浜側又は大湊側高台資機材置場へ移動する。

②緊急時対策要員は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）等の健全性確認を行う。

③緊急時対策要員は，大容量送水車（熱交換器ユニット用）を荒浜側又は大湊側高台資機材置場からタービン建屋近傍屋外に移動させる。

- ④緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。
- ⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。
- ⑥緊急時対策要員は、中央制御室運転員 A 及び B と連絡を密にし、大容量送水車（熱交換器ユニット用）を起動し、補機冷却水の供給を行う。
- ⑦緊急時対策要員は、大容量送水車（熱交換器ユニット用）の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。
- ⑧緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいのないことを確認する。
- ⑨緊急時対策要員は、大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転状態を継続して監視する。

[代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合]

- ①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から荒浜側又は大湊側高台資機材置場へ移動する。
- ②緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却海水ポンプ等の健全性確認を行う。
- ③緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却海水ポンプ等を荒浜側又は大湊側高台資機材置場からタービン建屋近傍屋外に移動させる。
- ④緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。
- ⑤緊急時対策要員は、電源ケーブルの敷設及び接続を行

う。

- ⑥緊急時対策要員は，可搬型代替交流電源設備の起動操作を行う。
- ⑦緊急時対策要員は，緊急時対策本部及び当直長に代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。
- ⑧緊急時対策要員は，中央制御室運転員 A 及び B と連絡を密にし，代替原子炉補機冷却海水ポンプを起動し，補機冷却水の供給を行う。
- ⑨緊急時対策要員は，代替原子炉補機冷却海水ポンプの吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。
- ⑩緊急時対策要員は，ホース等の海水通水範囲について漏えいのないことを確認する。
- ⑪緊急時対策要員は，代替原子炉補機冷却海水ポンプの運転状態を継続して監視する。

(c) 操作の成立性

[大容量送水車（熱交換器ユニット用）使用の場合]

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者），現場運転員2名及び緊急時対策要員8名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから運転員による系統構成完了まで約4時間15分，緊急時対策要員による大容量送水車（熱交換器ユニット用）を使用した補機冷却水供給開始まで約5時間で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照

明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.5.3-13)

[代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合]

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）、現場運転員2名及び緊急時対策要員11名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員による系統構成完了まで約4時間15分、緊急時対策要員による代替原子炉補機冷却海水ポンプ)を使用した補機冷却水供給開始まで約7時間で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料 1.5.3-13)

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5.37図に示す。

原子炉補機冷却系が機能喪失した場合は、代替原子炉補機冷却系により海へ熱を輸送する手段を確保し、残留熱除去系を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。

代替原子炉補機冷却系が故障等により熱を輸送できない場合は、大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷

却海水ポンプにより原子炉補機冷却系へ直接海水を送水し，残留熱除去系を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。

1.5.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保

原子炉補機冷却系が健全な場合は，自動起動信号による作動，又は中央制御室からの手動操作により原子炉補機冷却系を起動し，原子炉補機冷却系による補機冷却水確保を行う。

a. 手順着手の判断基準

残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。

b. 操作手順

原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.5.36 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に原子炉補機冷却系による補機冷却水確保開始を指示する。

②中央制御室運転員 A 及び B は，中央制御室からの手動起動操作，又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル 1）又はドライウェル圧力高）により待機中の原子炉補機冷却海水ポンプ及び原子炉補機冷却水ポンプの起動，並びに原子炉補機冷却系熱交換器冷却水出口弁及び残留熱除

去系熱交換器冷却水出口弁の全開を確認する。

- ③中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉補機冷却系による補機冷却水確保が開始されたことを原子炉補機冷却系系統流量指示値の上昇及び残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量指示値の上昇により確認し当直副長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて操作を実施する。操作スイッチによる中央制御室からの遠隔操作であるため，速やかに対応できる。

1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

格納容器圧力逃がし装置を用いた原子炉格納容器内の除熱手順は，「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

残留熱除去系ポンプ，電動弁，中央制御室監視計器類への電源供給手順及び電源車への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）手順については，「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。

残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）手順については，「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

第 1.5.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧 (1/5)

(重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	—	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1 による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P 温度制御」等
		モード及び格納容器スプレイ冷却モード) ※2 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) ※2 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) ※2	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) ※2 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) ※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P 温度制御」 「PCV 圧力制御」等

※1: 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。

※2: 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。

※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/5）

（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
重大事故等 対処設備 （設計基準拡張）	—	原子炉補機冷却系による除熱	原子炉補機冷却海水ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ 原子炉補機冷却系サージタンク 原子炉補機冷却水系熱交換器 補機冷却用海水取水路 補機冷却用海水取水槽 非常用交流電源設備 ※3	重大事故等 対処設備 （設計基準拡張）	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「S/P 温度制御」等
			海水貯留堰 スクリーン室 取水路	重大事故等 対処設備	

※1: 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。

※2: 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。

※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (3/5)

(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	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）	格納容器圧力逃がし装置による 原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用 (S/C)）」 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用 (D/W)）」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整（水張り）」 「フィルタベント水位調整（水抜き）」 「フィルタベント停止後の N ₂ パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N ₂ パージ」 「ドレンタンク水抜き」
			フィルタ装置スクラバ水補給設備		自主対策設備
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱 耐圧強化ベント系による	耐圧強化ベント系 (W/W) 配管・弁 耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁 遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作作用ポンプ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ、真空破壊弁を含む） 不活性ガス系配管・弁 非常用ガス処理系配管・弁 主排気筒（内筒） 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 代替所内電気設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント（耐圧強化ライン使用 (S/C)）」 「炉心損傷前 PCV ベント（耐圧強化ライン使用 (D/W)）」
			第二代替交流電源設備※3		自主対策設備

※1: 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。

※2: 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。

※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4/5）

（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	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード） 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作ポンプ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁	重大事故等対処設備 事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用（S/C）」 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用（D/W）」 「炉心損傷前 PCV ベント（耐圧強化ライン使用（S/C）」 「炉心損傷前 PCV ベント（耐圧強化ライン使用（D/W）」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整（水張り）」 「フィルタベント水位調整（水抜き）」 「フィルタベント停止後の N ₂ パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N ₂ パージ」 「ドレンタンク水抜き」

※1: 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。

※2: 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。

※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5/5）

（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応設備	対応手段	対応設備	手順書
サポート系故障時	原子炉補機冷却系 全交流動力電源	代替原子炉補機冷却系による除熱	熱交換器ユニット 大容量送水車（熱交換器ユニット用） 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ ホース 原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク 残留熱除去系熱交換器 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対応設備 AM設備別操作手順書 「代替 Hx による補機冷却水（A）確保」 「代替 Hx による補機冷却水（B）確保」 多様なハザード対応手順 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」
			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※1 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）※2	重大事故等対応設備 （設計基準拡張）
			第二代替交流電源設備※3	自主対策設備
		代替原子炉補機冷却海水ポンプによる除熱 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ ホース 原子炉補機冷却系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※1 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）※2 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 常設代替交流電源設備※3 第二代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 移動式変圧器 燃料補給設備※3	自主対策設備 事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「S/P 温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替 Hx による補機冷却水（A）確保」 「代替 Hx による補機冷却水（B）確保」 多様なハザード対応手順 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 「大容量送水車による補機冷却水確保」	

※1: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。

※2: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。

※3:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 1.5.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
事故時運転転作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用 直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ

監視計器一覧 (2/8)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準	—	
	操作	—	
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水張り)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水抜き)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタバント停止後の N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置スクラバ水 pH
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ライン N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準	補機監視機能	ドレンタンク水位
	操作	補機監視機能	ドレンタンク水位

監視計器一覧 (3/8)

	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時運転転換手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ

監視計器一覧 (4/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)		
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ

監視計器一覧 (5/8)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準	—	
	操作	—	
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水張り)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水抜き)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタバント停止後の N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置スクラバ水 pH
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ライン N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準	補機監視機能	ドレンタンク水位
	操作	補機監視機能	ドレンタンク水位

監視計器一覧 (6/8)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ气体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ气体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ

監視計器一覧 (7/8)

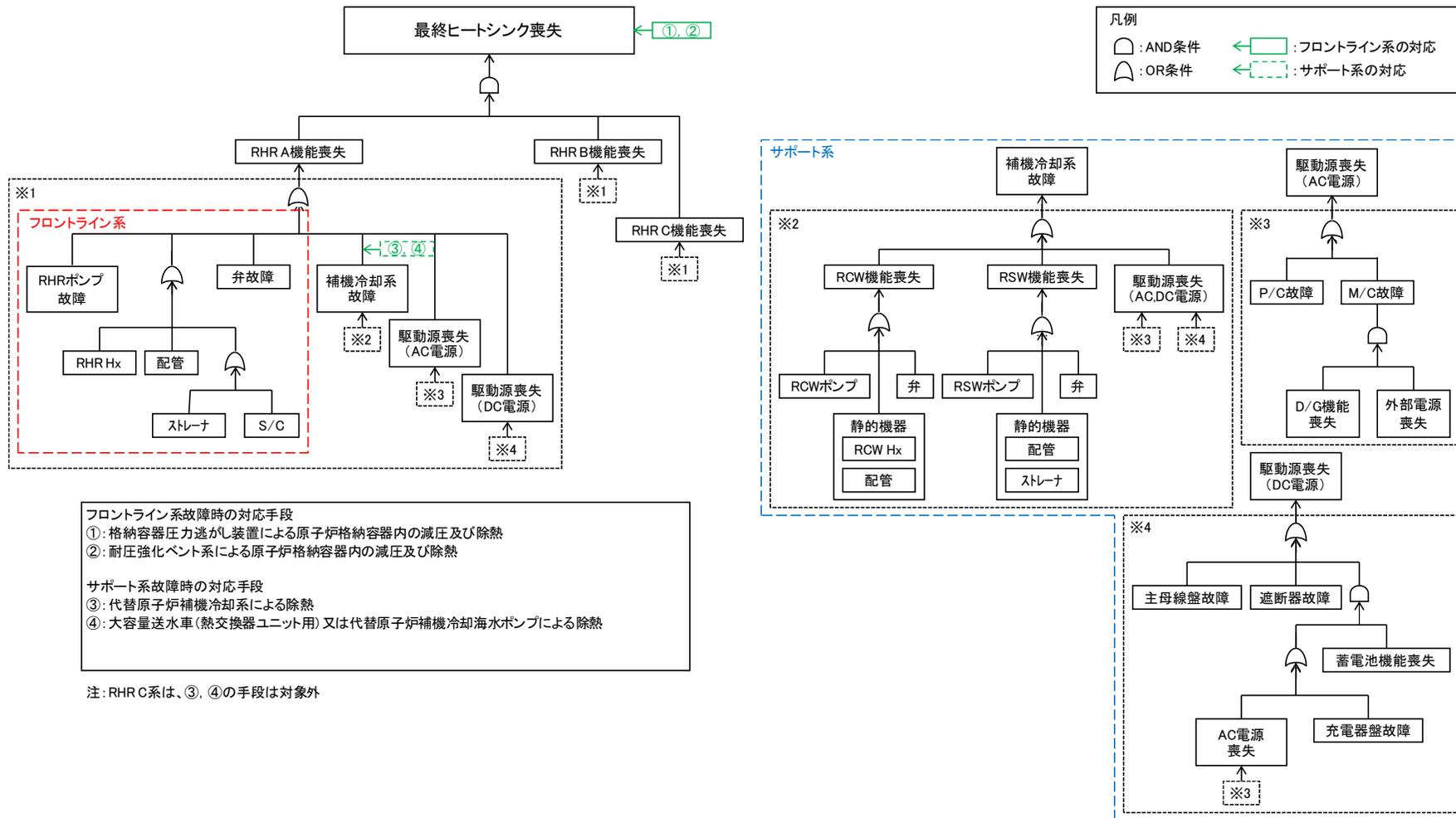
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 b. 大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「S/P 温度制御」等 AM 設備別操作手順書 「代替 Hx による補機冷却水 (A) 確保」 「代替 Hx による補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	RCW サージタンク水位 (A) 水位 RCW サージタンク水位 (B) 水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量
		補機監視機能	代替 RCW ユニット入口温度 代替 RCW ポンプ (A) 吸込圧力 代替 RCW ポンプ (B) 吸込圧力 代替 RCW ポンプ (A) 吐出圧力 代替 RCW ポンプ (B) 吐出圧力 代替 RSW ポンプ出口圧力 大容量送水車吐出圧力
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「S/P 温度制御」等 AM 設備別操作手順書 「代替 Hx による補機冷却水 (A) 確保」 「代替 Hx による補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 「大容量送水車による補機冷却水確保」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
	操作	最終ヒートシンクの確保	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量
		補機監視機能	大容量送水車吐出圧力

監視計器一覧 (8/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「S/P 温度制御」等	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		水源の確保	RCW サージタンク水位 (A) 水位 RCW サージタンク水位 (B) 水位 RCW サージタンク水位 (C) 水位
	操作	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (C) 出口冷却水温度

第 1.5.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p>	格納容器圧力逃がし装置	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 AM 用 MCC AM 用直流 125V
	不活性ガス系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 MCC C 系 AM 用 MCC 直流 125V B 系 AM 用直流 125V
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系
	代替原子炉補機冷却系（熱交換器ユニット）	可搬型代替交流電源設備 代替原子炉補機冷却系（熱交換器ユニット）
	原子炉補機冷却系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 AM 用 MCC
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A 系電源 計測用 B 系電源



第 1.5.1 図 機能喪失原因対策分析

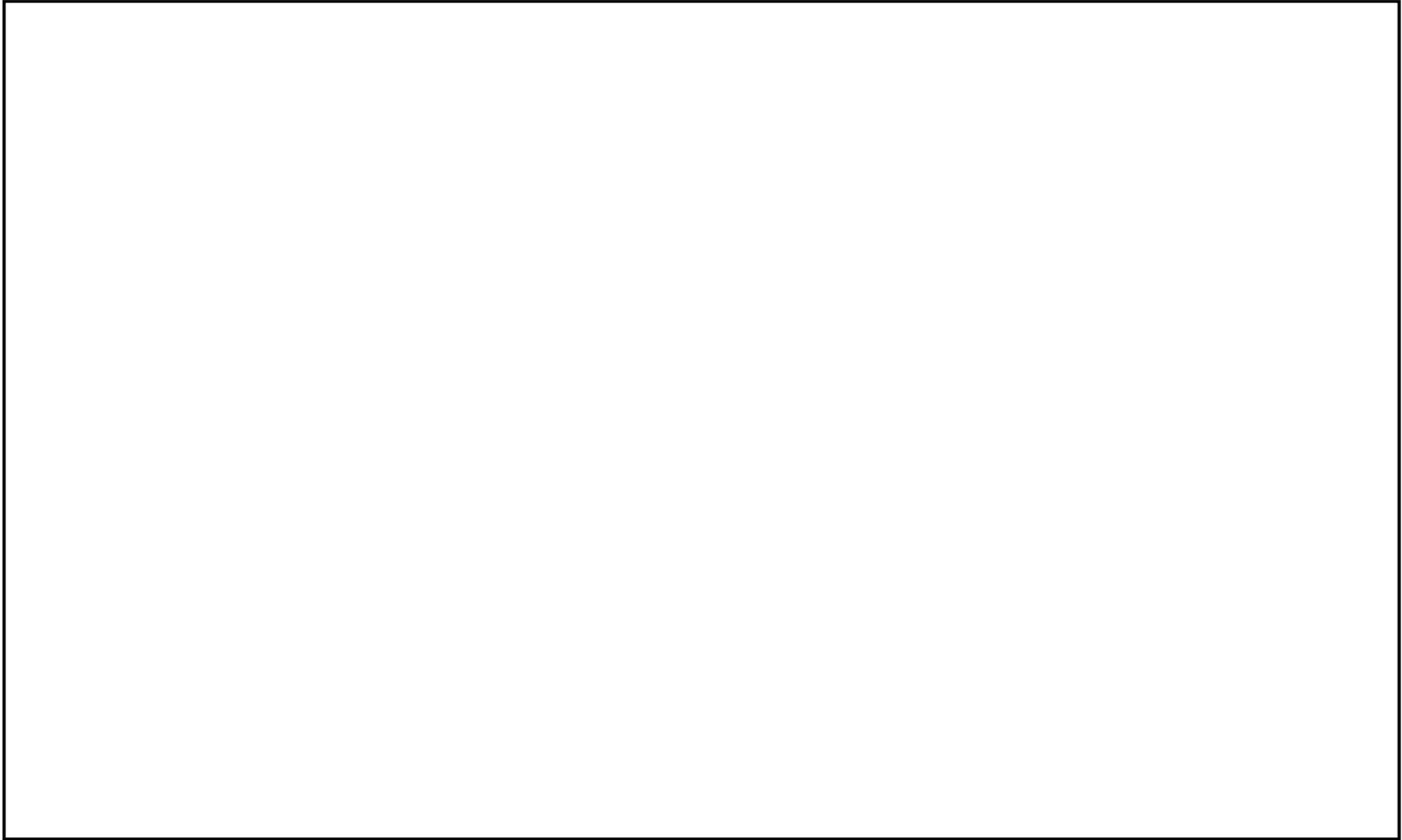
凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

フロントライン系、サポート系の整理、故障の想定・対応手段

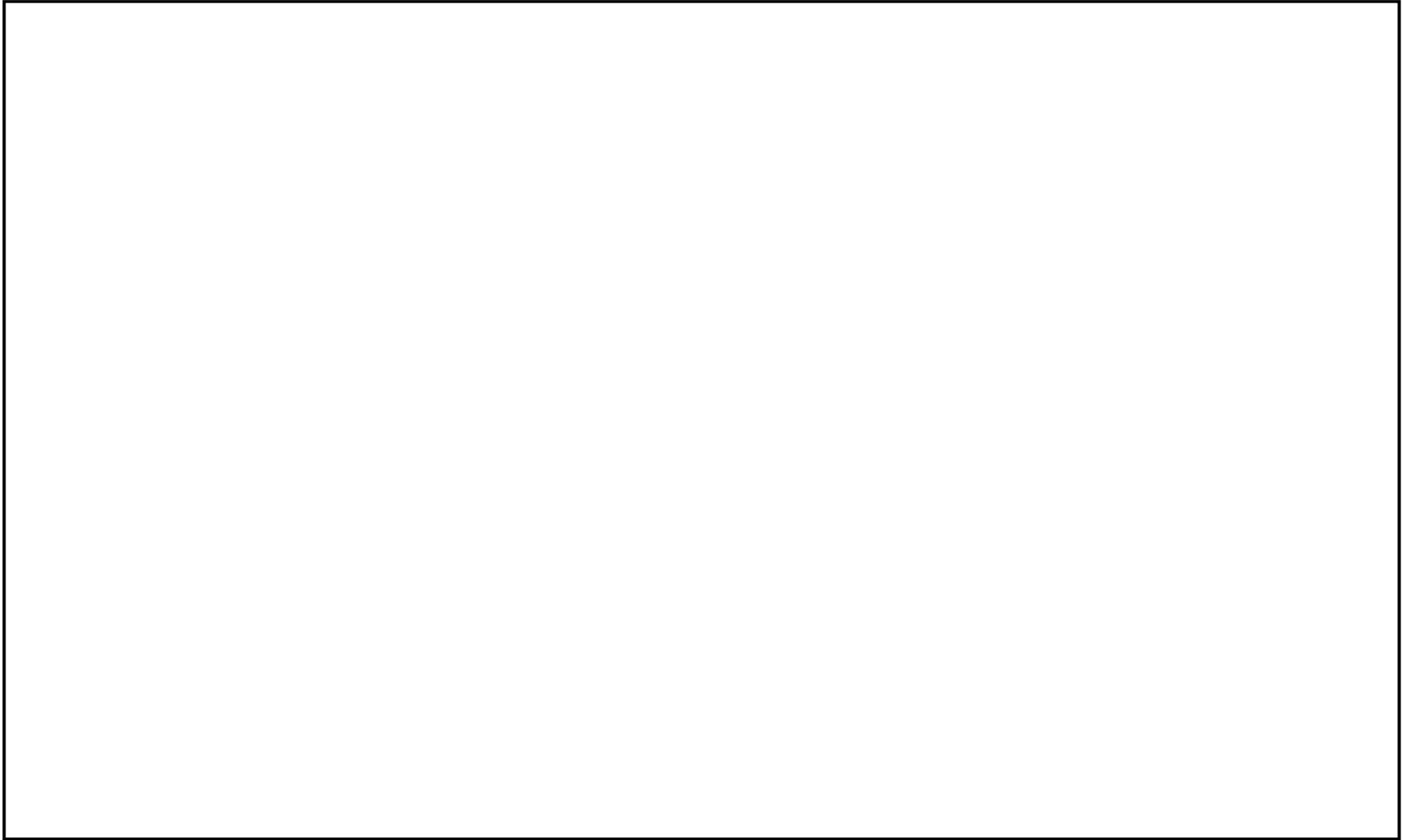
故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8		
最終ヒートシンク喪失	RHR A機能喪失	RHRポンプA故障 弁故障								
		静的機器故障	RHR Hx(A) 配管							
			水源	S/C ストレーナ						
		補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ 弁						
				静的機器故障	RCW Hx 配管					
			RSW機能喪失	RSWポンプ 弁						
				静的機器故障	配管 ストレーナ					
			駆動源喪失 (AC/DC電源)	P/C故障						
				M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失					
		駆動源喪失(AC電源)	主母線盤故障 遮断器故障							
			蓄電池機能喪失							
		駆動源喪失(DC電源)	直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失						
	充電器機能喪失		AC電源喪失							
	RHR B機能喪失	RHRポンプB故障 弁故障								
		静的機器故障	RHR Hx(B) 配管							
			水源	S/C ストレーナ						
		補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ 弁						
				静的機器故障	RCW Hx 配管					
			RSW機能喪失	RSWポンプ 弁						
				静的機器故障	配管 ストレーナ					
			駆動源喪失 (AC/DC電源)	P/C故障						
				M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失					
		駆動源喪失(AC電源)	主母線盤故障 遮断器故障							
			蓄電池機能喪失							
駆動源喪失(DC電源)		直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失							
	充電器機能喪失	AC電源喪失								
最終ヒートシンク喪失	RHRポンプC故障 弁故障									
	静的機器故障	RHR Hx(C) 配管								
		水源	S/C ストレーナ							
	補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ 弁							
			静的機器故障	RCW Hx 配管						
		RSW機能喪失	RSWポンプ 弁							
			静的機器故障	配管 ストレーナ						
		駆動源喪失 (AC/DC電源)	P/C故障							
			M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失						
	駆動源喪失(AC電源)	主母線盤故障 遮断器故障								
		蓄電池機能喪失								
	駆動源喪失(DC電源)	直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失							
充電器機能喪失		AC電源喪失								

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」をもとに、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

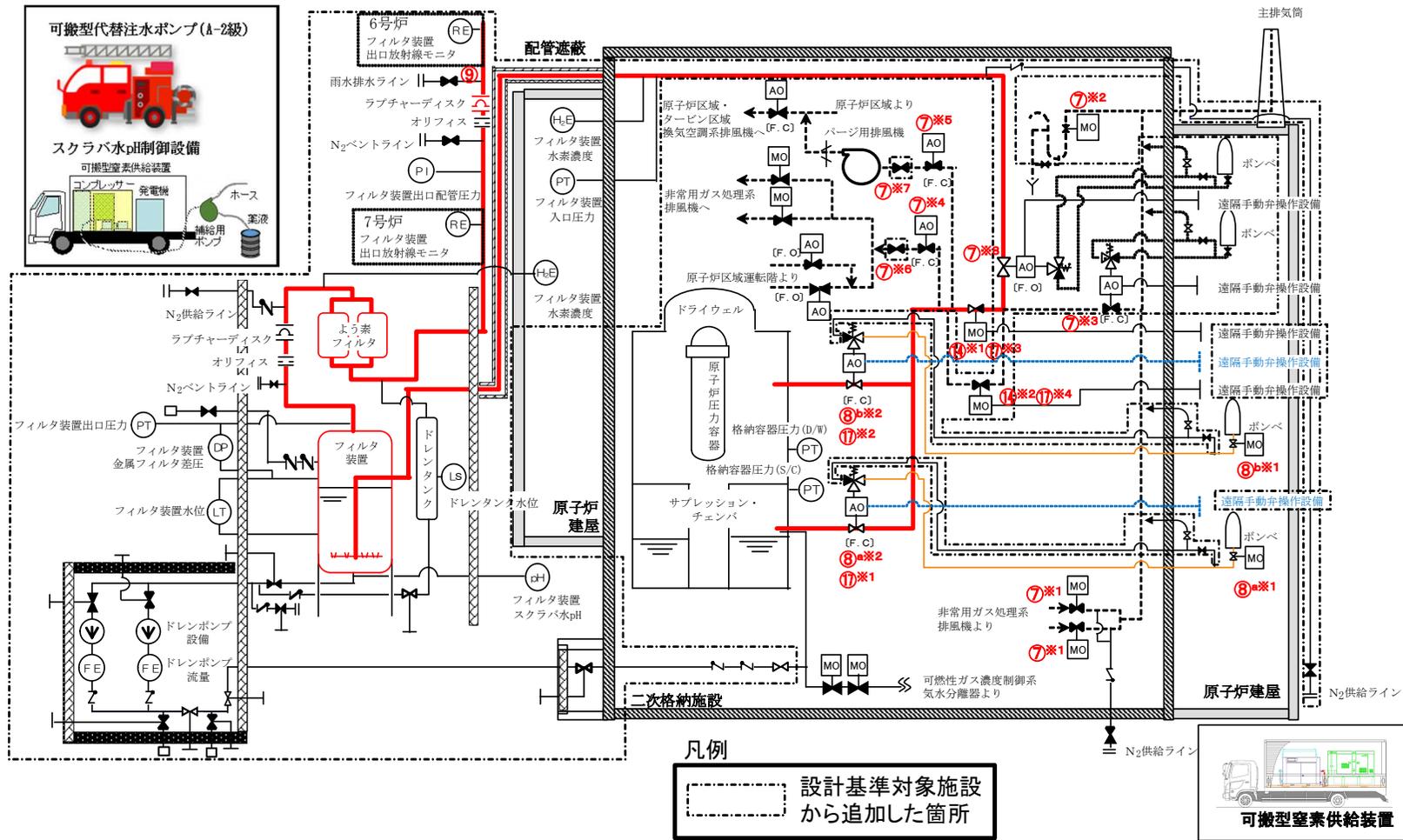
第 1.5.1 図 機能喪失原因対策分析（補足）



第 1.5.2 図 EOP「S/P 温度制御」における対応フロー



第 1.5.3 図 EOP「PCV 圧力制御」における対応フロー



第 1.5.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
⑦※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
⑦※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑦※3	耐圧強化ベント弁
⑦※4	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦※5	換気空調系第一隔離弁
⑦※6	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦※7	換気空調系第二隔離弁
⑦※8	フィルタ装置入口弁
⑧ ^a ※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑧ ^a ※2 ⑰※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑧ ^b ※1	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気供給弁
⑧ ^b ※2 ⑰※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑭※1 ⑰※3	二次隔離弁
⑨	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑭※2 ⑰※4	二次隔離弁バイパス弁

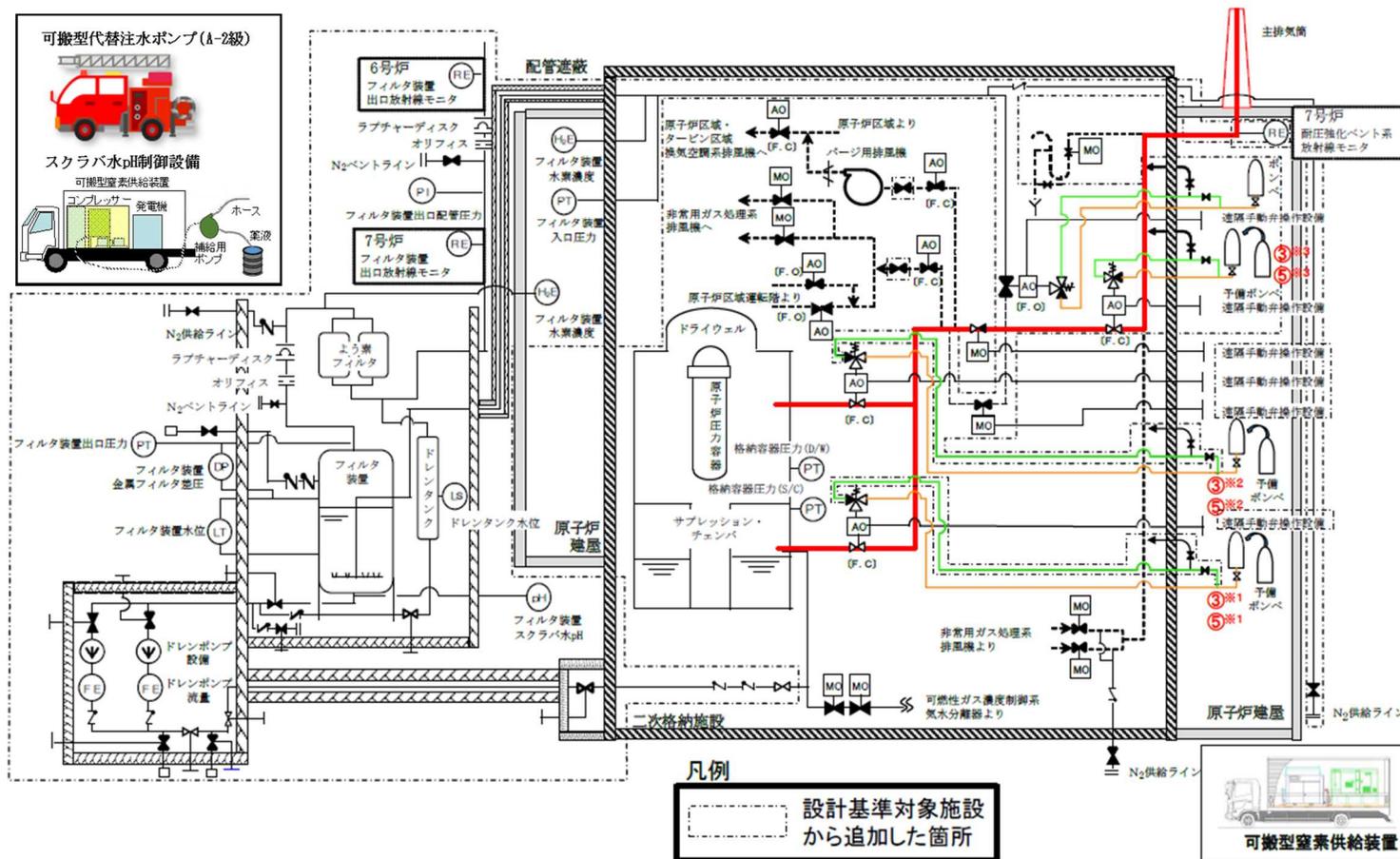
第 1.5.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)



第 1.5.5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(W/W ベントの場合)



第 1.5.6 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(D/W ベントの場合)

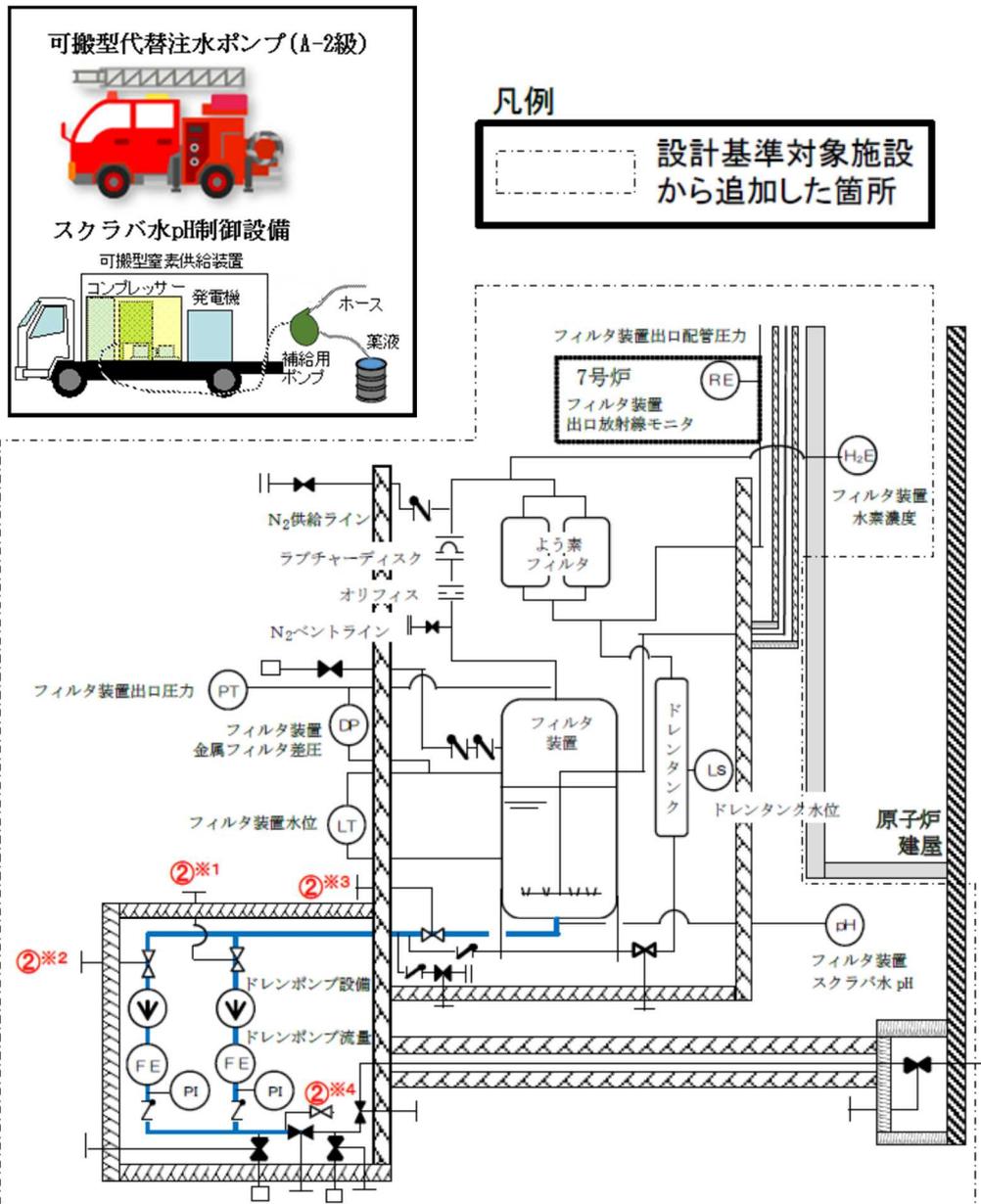


操作手順	弁名称
③※1⑤※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気ポンベ出口弁
③※2⑤※2	一次隔離弁(ドライウェル側)操作用空気ポンベ出口弁
③※3⑤※3	耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁

第 1.5.7 図 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンベ) 概要図

		経過時間(分)																備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90								
手順の項目	要員(数)	原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 45分																
原子炉格納容器ベント弁 駆動源確保	中央制御室運転員A, B	2	系統構成															
	現場運転員C, D	2	移動, ポンベ交換												リークチェック		※時間は1弁のポンベ交換時間 3弁すべてを連続で交換した 場合, 2時間15分	
															→			

第 1.5.8 図 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンベ) タイムチャート

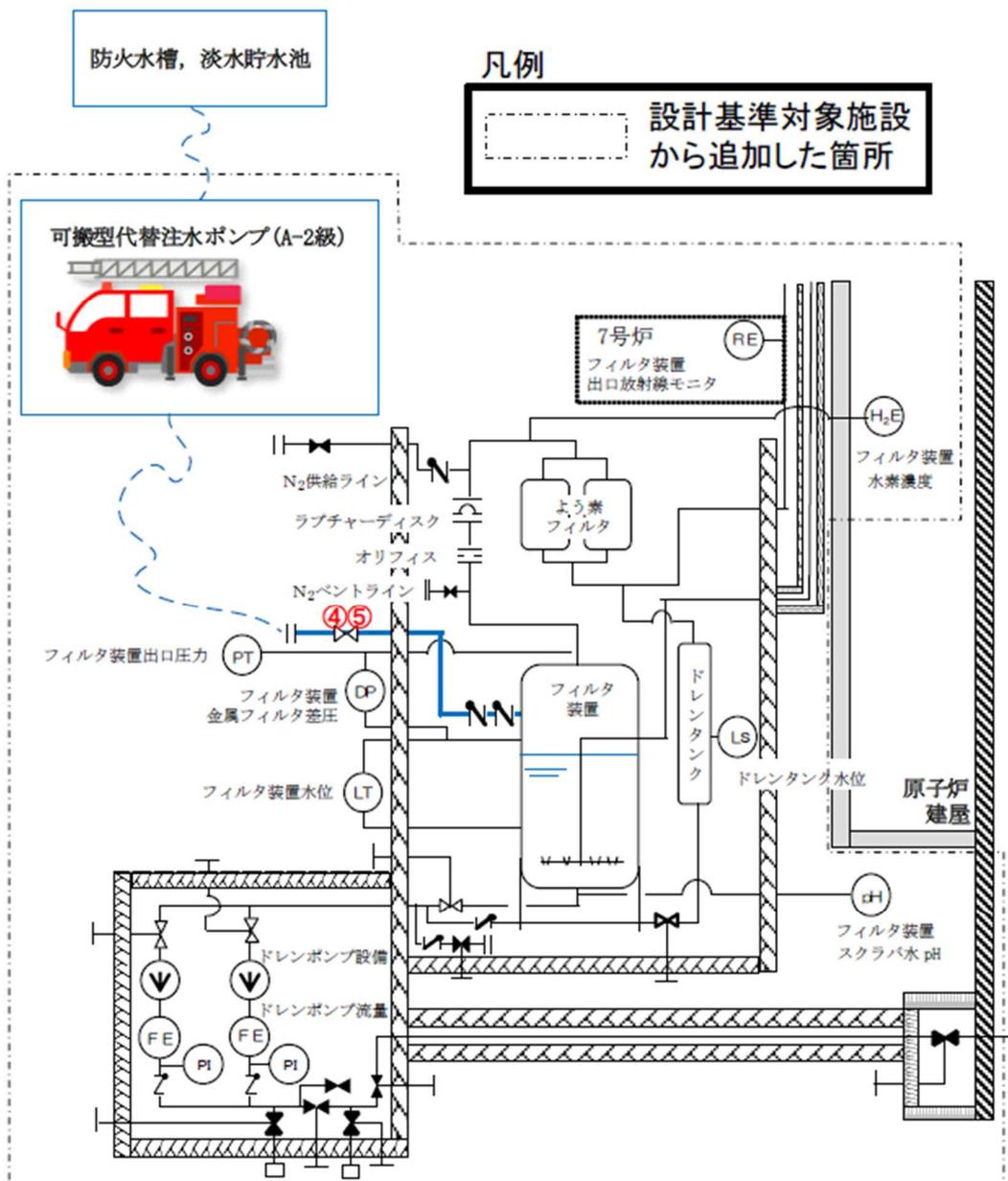


操作手順	弁名称
②※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁A
②※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁B
②※3	FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁
②※4	FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁

第 1.5.9 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り 概要図

		経過時間(分)												備考				
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	45分 水張り完了確認																
フィルタ装置 ドレン移送ポンプ水張り	緊急時対策要員	2	現場移動															
			系統構成(手動弁開操作)															
			系統水張り															
			弁閉操作															
			→ 系統水張り完了															

第 1.5.10 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り タイムチャート



操作手順	弁名称
④⑤	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁

第 1.5.11 図 フィルタ装置水位調整（水張り） 概要図

		経過時間(分)																	備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170			
手順の項目	要員(数)	フィルタ装置水位調整開始(水張り)開始 65分 フィルタ装置水位調整(水張り)完了 125分※1 (水位計指示1000~1500mm)																			
フィルタ装置 水位調整(水張り) [防火水槽を水源とした場合]	緊急時対策要員 2	現場移動※2																			
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台の健全性確認																			
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動~配置																			
		送水準備																			
		フィルタ装置水位監視																			
		水張り完了																			
停止操作																					
フィルタ装置水位調整(水張り)開始																					

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用する場合は、約100分で可能である。

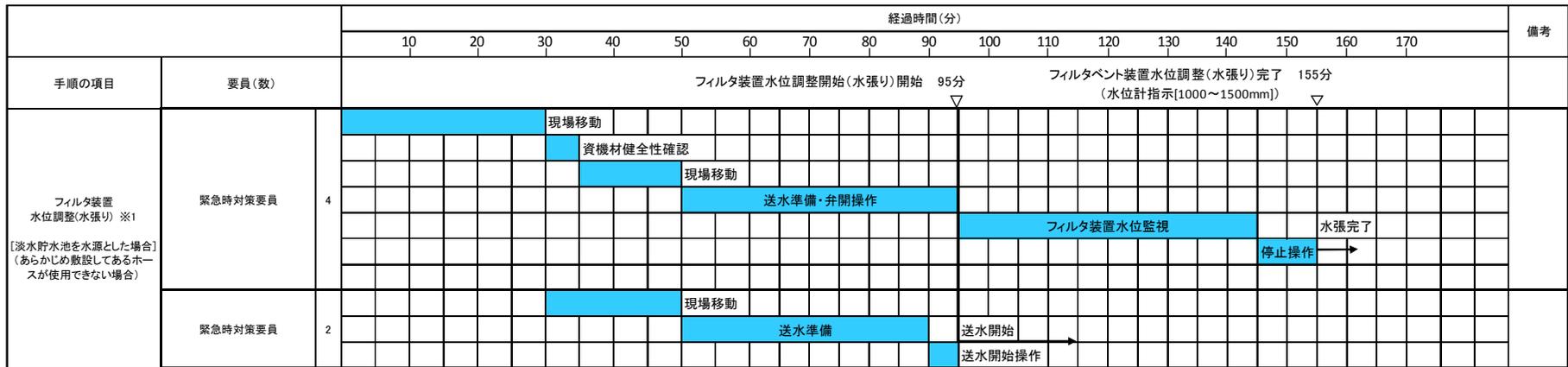
※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (1/3)

		経過時間(分)																備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	
手順の項目	要員(数)	フィルタ装置水位調整開始(水張り)開始 65分 フィルタ装置水位調整(水張り)完了 125分 (水位計指示[1000~1500mm])																
フィルタ装置 水位調整(水張り) [淡水貯水池を水源とした場合] (あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)	緊急時対策要員	4	現場移動		貯水池出口弁「開」		送水ライン水張り、健全性確認、送水ホース及び消防ホース接続継手接続		送水 淡水貯水池を水源とした可搬型代替注水ポンプへの送水開始									
		緊急時対策要員	2	現場移動※		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台の健全性確認		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動～配置		送水準備		フィルタ装置水位監視		水張り完了		停止操作		
			フィルタ装置水位調整(水張り)開始 →															
			フィルタ装置水位調整(水張り)開始 →															
	フィルタ装置水位調整(水張り)開始 →																	
	フィルタ装置水位調整(水張り)開始 →																	
	フィルタ装置水位調整(水張り)開始 →																	

※ 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (2/3)



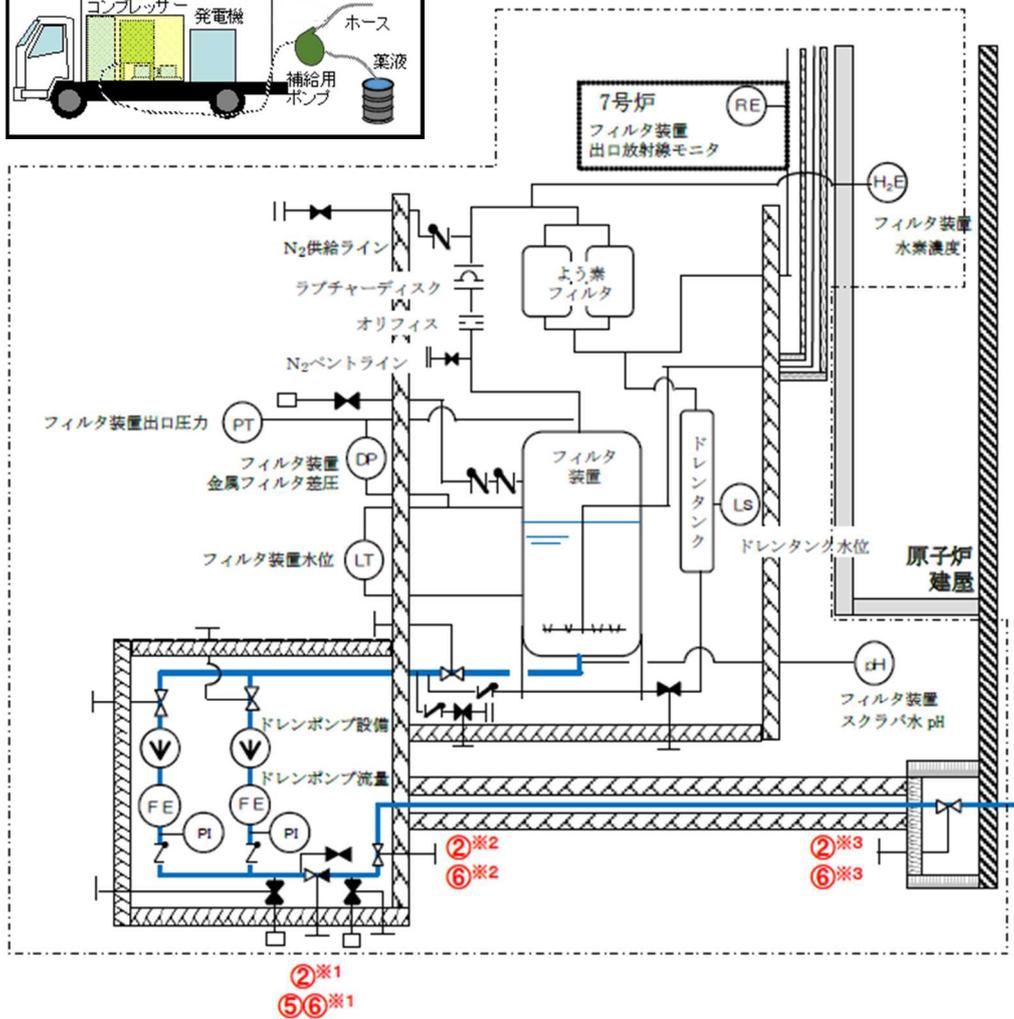
※1 フィルタ装置水位調整(水張り)は、事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用するため、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からフィルタ装置までのホースの敷設のみを行う。

第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整(水張り) タイムチャート(3/3)



凡例

設計基準対象施設から追加した箇所

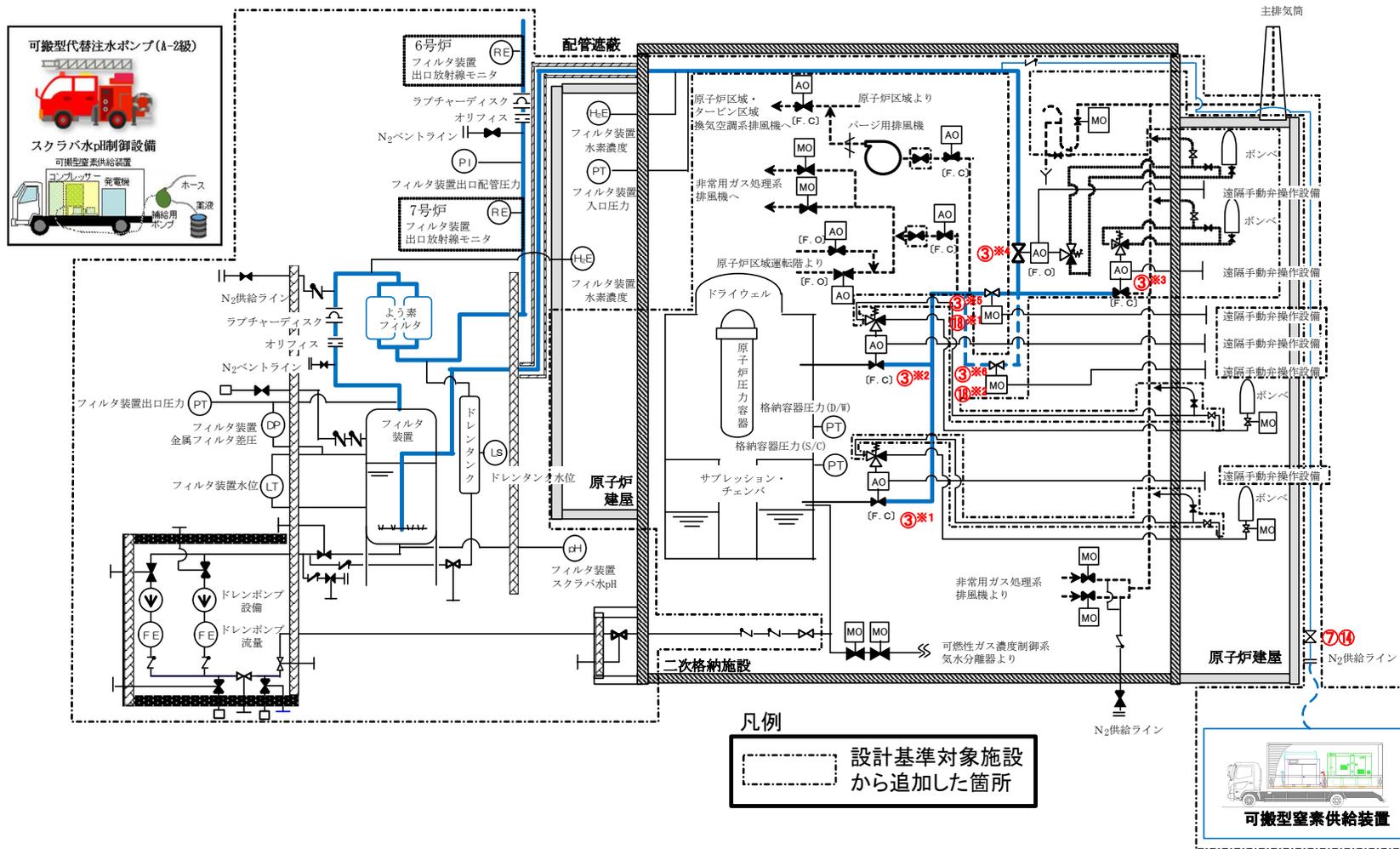


操作手順	弁名称
②※1⑤⑥※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2⑥※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3⑥※3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁

第 1.5.13 図 フィルタ装置水位調整（水抜き） 概要図



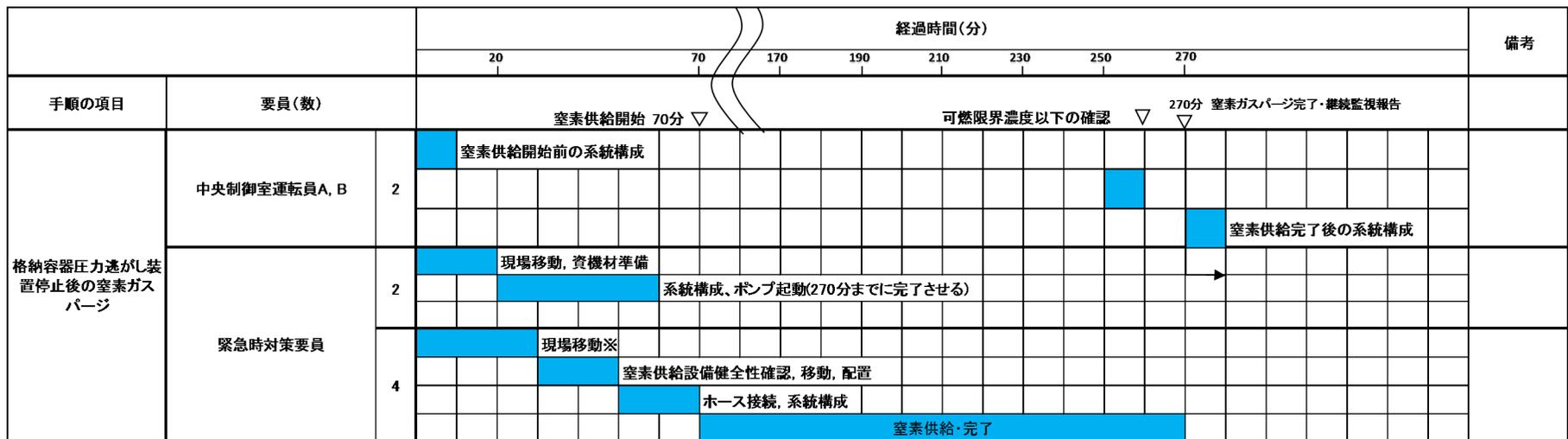
第 1.5.14 図 フィルタ装置水位調整 (水抜き) タイムチャート



第 1.5.15 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
③※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
③※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
③※3	耐圧強化ベント弁
③※4	フィルタ装置入口弁
③※5	二次隔離弁
③※6	二次隔離弁バイパス弁
⑦⑭	FCVS PCVベントラインフィルタベント側N ₂ パージ用元弁

第 1.5.15 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ 概要図 (2/2)

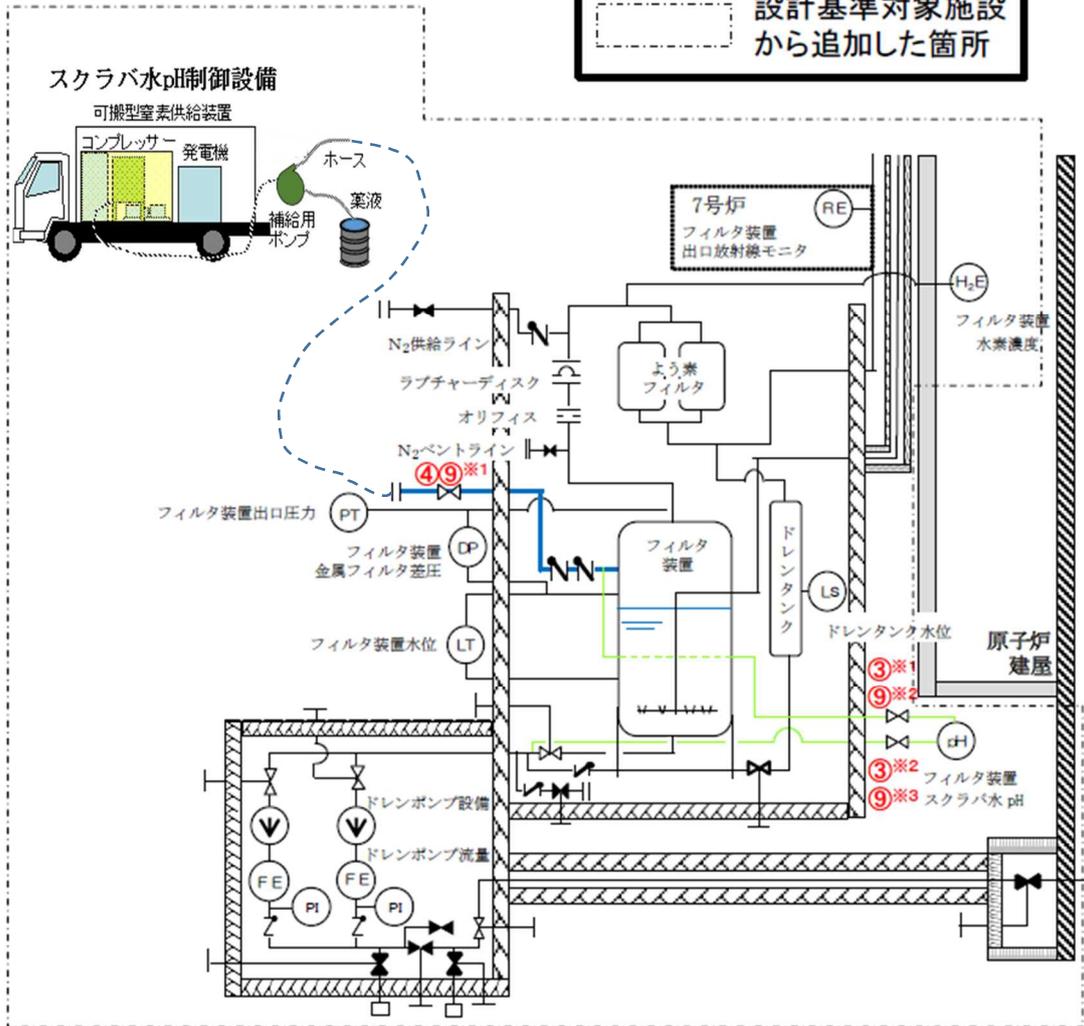


※ 大湊高台保管場所への移動は、20分と想定する。

第 1.5.16 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ タイムチャート

凡例

設計基準対象施設
から追加した箇所



操作手順	弁名称
④⑨※1	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁
③※1⑨※2	フィルタ装置pH入口止め弁
③※2⑨※3	フィルタ装置pH出口止め弁

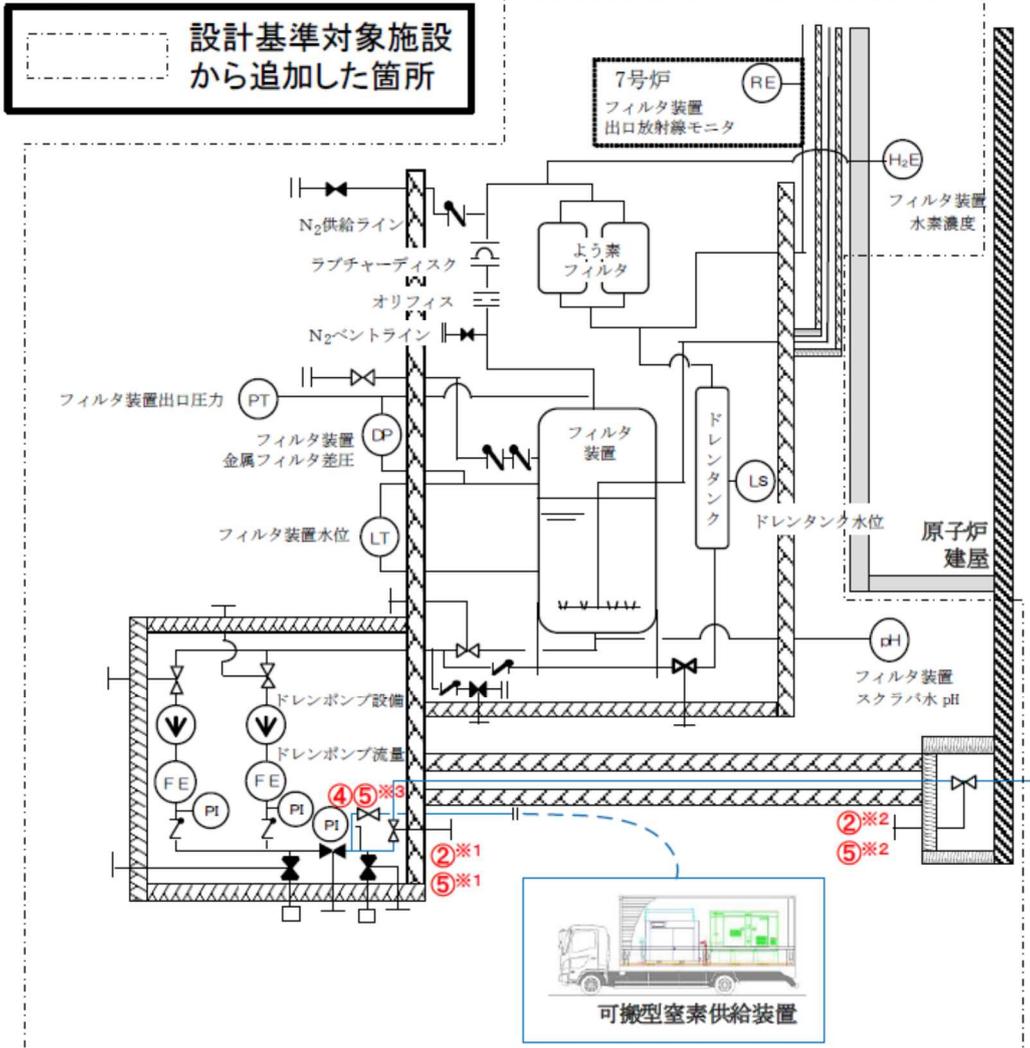
第 1.5.17 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 概要図

		経過時間(分)											備考			
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110				
手順の項目	要員(数)	スクラバ水pH調整完了 85分 補給用ポンプ及びサンプリングポンプ起動														
フィルタ装置 スクラバ水pH調整	中央制御室運転員 A	1													pH値確認	
	緊急時対策要員	2													現場移動	
															系統構成	
		4													現場移動※	
															資機材準備, スクラバ水pH制御設備健全性確認	
															現場移動	
													窒素発生装置暖気運転, 系統構成			
													ホース接続, 薬液注入開始			
													薬液注入開始 → 薬液注入停止操作			
													→ 薬液注入完了			

※ 大湊高台保管場所への移動は, 20分と想定する。

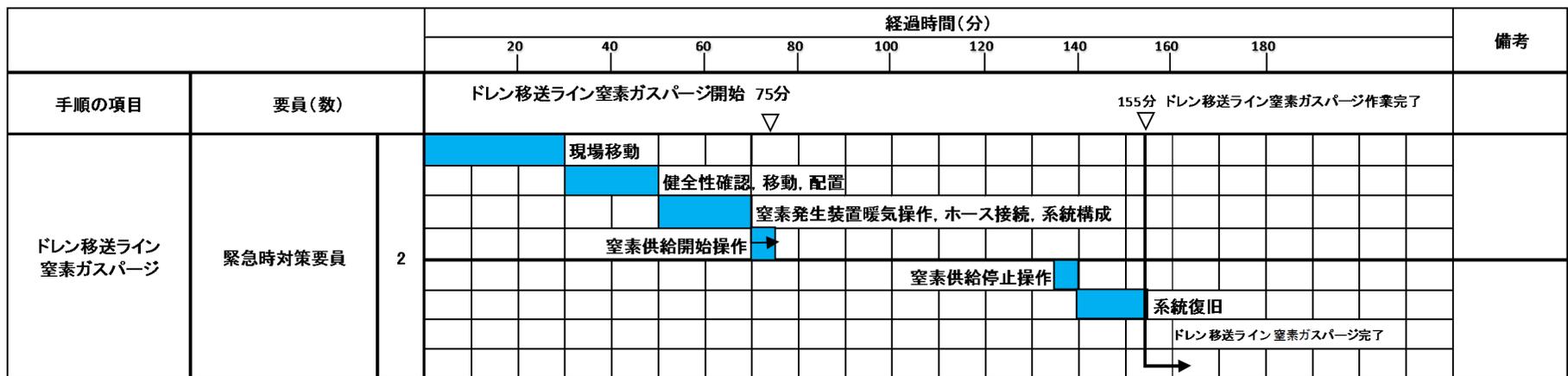
第 1.5.18 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 タイムチャート

凡例



操作手順	弁名称
②※⑤※①	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※②⑤※②	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
④⑤※③	FCVSフィルタベント装置ドレンラインN ₂ パージ用元弁

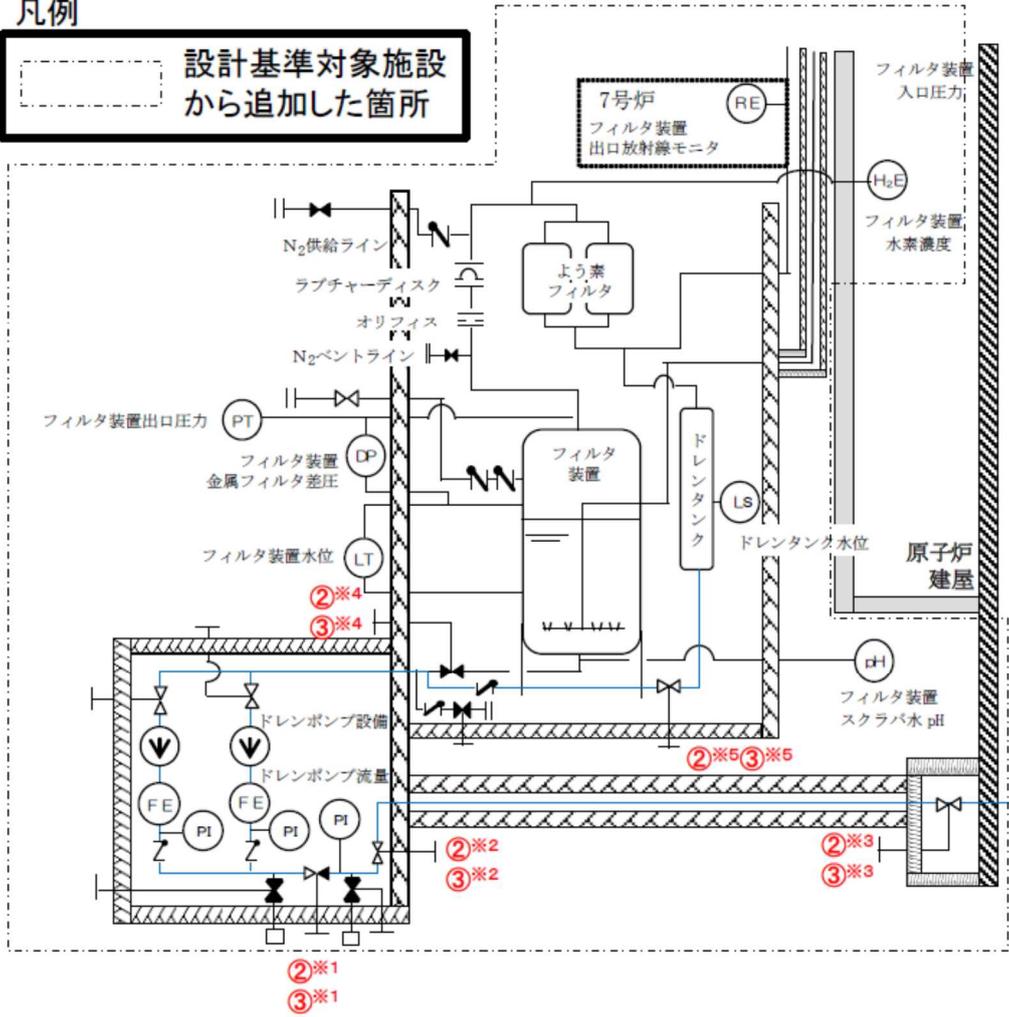
第 1.5.19 図 ドレン移送ライン窒素ガスパージ 概要図



第 1.5.20 図 ドレン移送ライン窒素ガスパーズ タイムチャート

凡例

設計基準対象施設
から追加した箇所

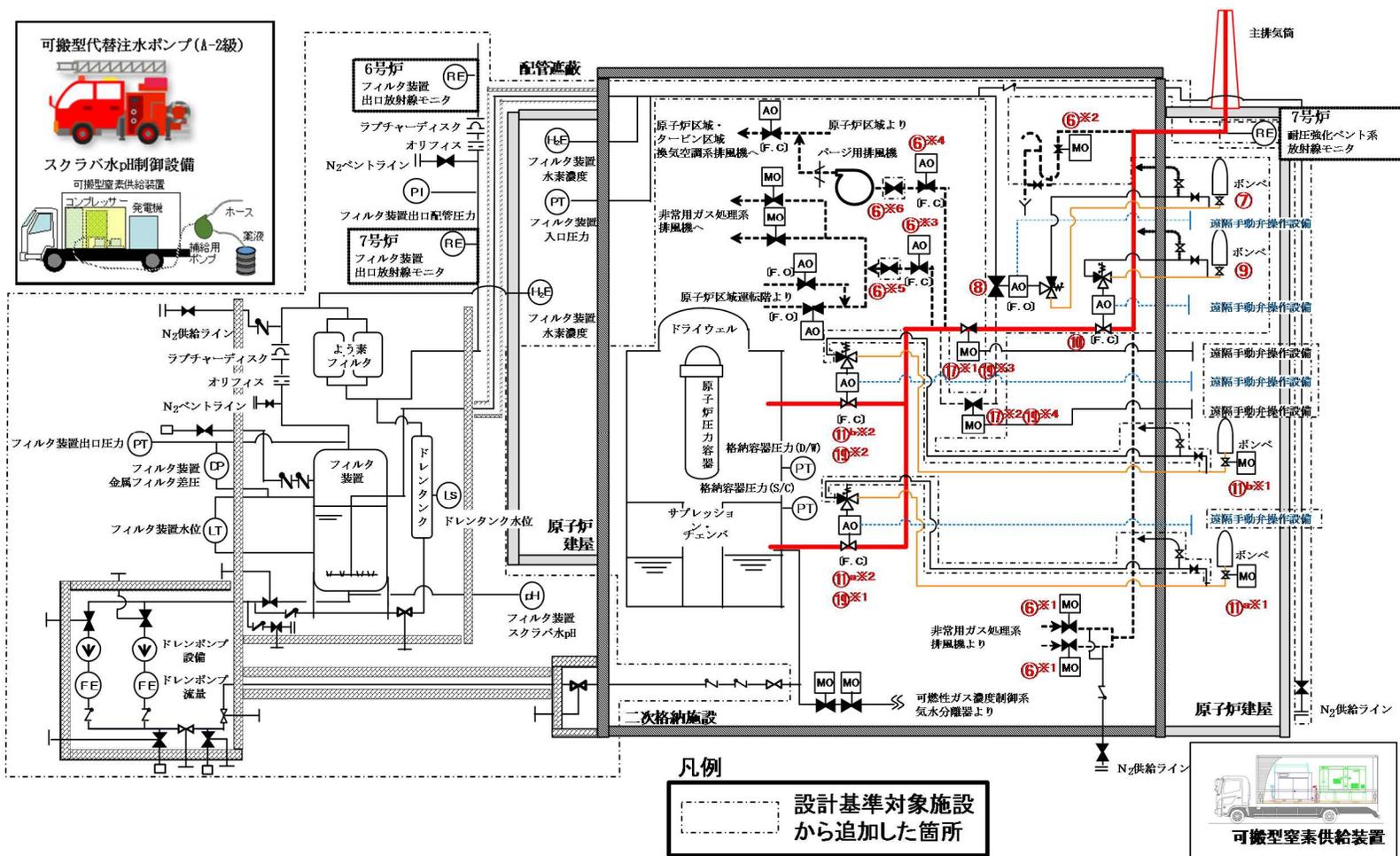


操作手順	弁名称
(2)*1(3)*1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
(2)*2(3)*2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
(2)*3(3)*3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
(2)*4(3)*4	FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁
(2)*5(3)*5	FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁

第 1.5.21 図 ドレンタンク水抜き 概要図

		経過時間(分)												備考								
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120									
手順の項目	要員(数)	ポンプ起動・流量調整 ドレンタンク水抜き開始 ▽ ドレンタンク水抜き作業完了 80分 ▽																				
ドレンタンク 水抜き	緊急時対策要員	2	現場移動																			
			弁開操作, 系統構成																			
			→ 水抜き(水位3000[mm] → 510[mm]) 継続監視																			
			ポンプ停止・弁閉操作																			

第 1.5.22 図 ドレンタンク水抜き タイムチャート



第 1.5.23 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
⑥※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
⑥※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑥※3	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑥※4	換気空調系第一隔離弁
⑥※5	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑥※6	換気空調系第二隔離弁
⑦	フィルタ装置入口弁操作用空気ポンベ出口弁
⑧	フィルタ装置入口弁
⑨	耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁
⑩	耐圧強化ベント弁
⑪a※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑪a※2⑲※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑪b※1	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気供給弁
⑪b※2⑲※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑰※1⑲※3	二次隔離弁
⑰※2⑲※4	二次隔離弁バイパス弁

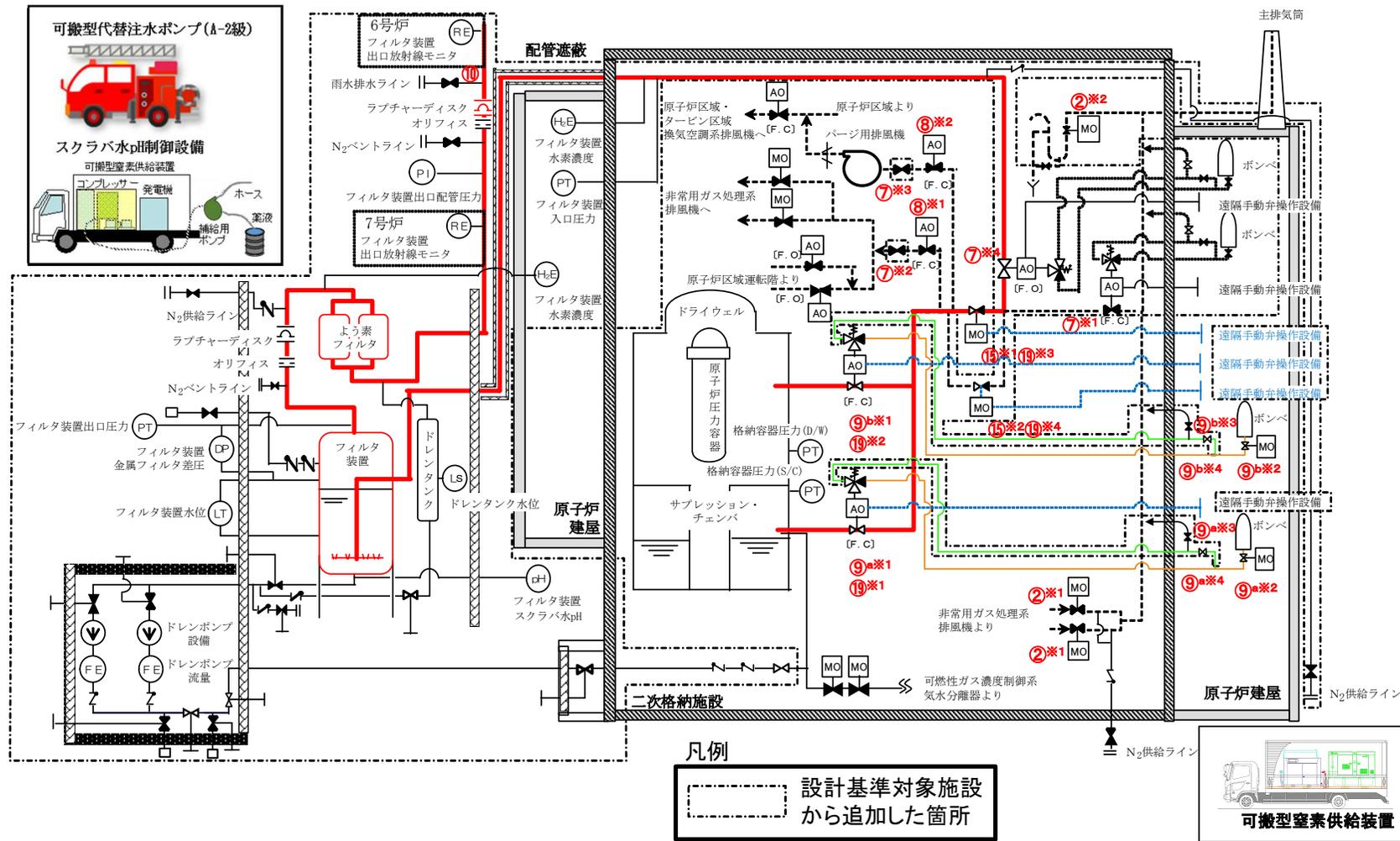
第 1.5.23 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)



第 1.5.24 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(W/W ベントの場合)



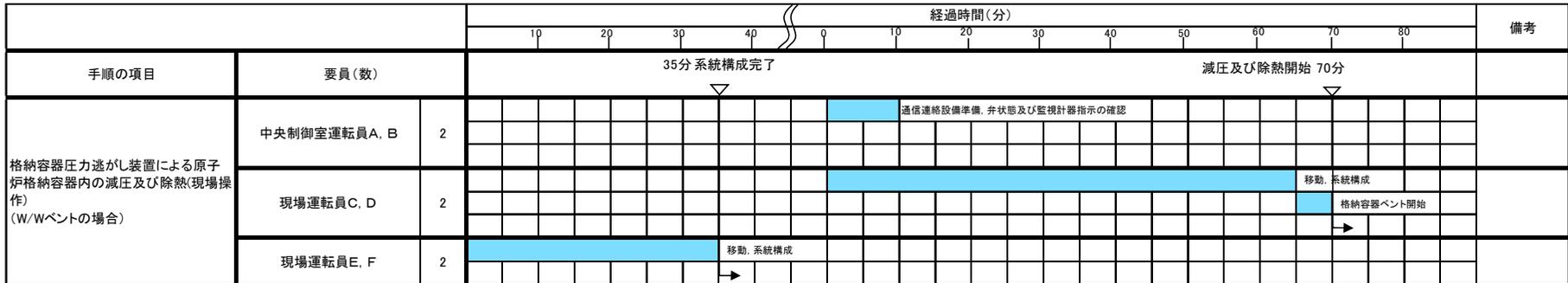
第 1.5.25 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(D/W ベントの場合)



第 1.5.26 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
②※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
②※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑦※1	耐圧強化ベント弁
⑦※2	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦※3	換気空調系第二隔離弁
⑦※4	フィルタ装置入口弁
⑧※1	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑧※2	換気空調系第一隔離弁
⑨ ^a ※1 ①⑨※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑨ ^a ※2	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑨ ^a ※3	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)逆操作用空気排気側止め弁
⑨ ^a ※4	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気排気側止め弁
⑨ ^b ※1 ①⑨※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑨ ^b ※2	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気供給弁
⑨ ^b ※3	一次隔離弁(ドライウエル側)逆操作用空気排気側止め弁
⑨ ^b ※4	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気排気側止め弁
⑩	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑮※1 ①⑨※3	二次隔離弁
⑮※2 ①⑨※4	二次隔離弁パイパス弁

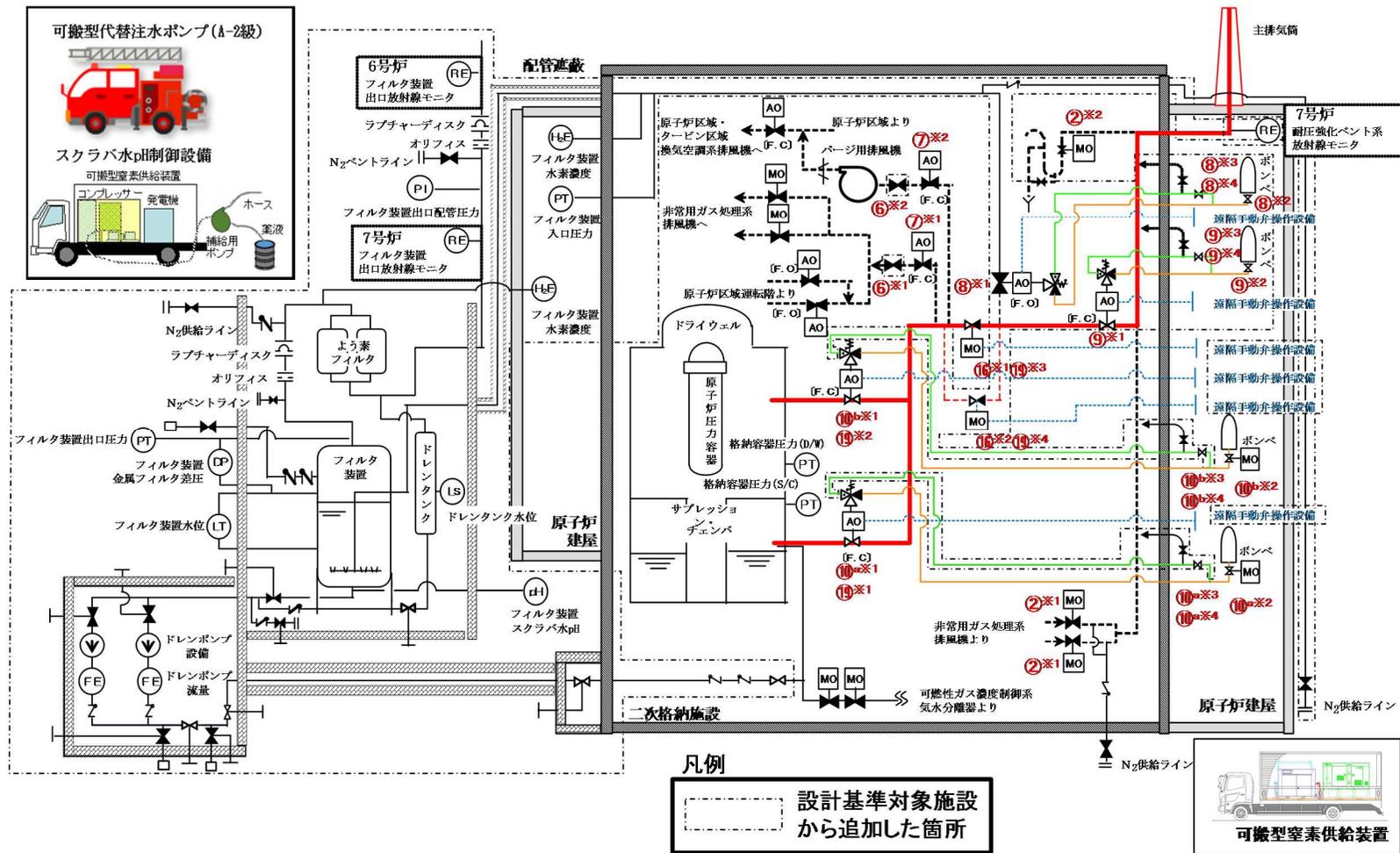
第 1.5.26 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）



第 1.5.27 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート
（W/W ベントの場合）



第 1.5.28 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート
（D/W ベントの場合）



第 1.5.29 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
②※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
②※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑥※1	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑥※2	換気空調系第二隔離弁
⑦※1	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦※2	換気空調系第一隔離弁
⑧※1	フィルタ装置入口弁
⑧※2	フィルタ装置入口弁操作用空気ポンベ出口弁
⑧※3	フィルタ装置入口弁逆操作用空気排気側止め弁
⑧※4	フィルタ装置入口弁操作用空気排気側止め弁
⑨※1	耐圧強化ベント弁
⑨※2	耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁
⑨※3	耐圧強化ベント弁逆操作用空気排気側止め弁
⑨※4	耐圧強化ベント弁操作用空気排気側止め弁
⑩ ^a ※1⑰※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑩ ^a ※2	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑩ ^a ※3	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)逆操作用空気排気側止め弁
⑩ ^a ※4	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気排気側止め弁
⑩ ^b ※1⑰※2	一次隔離弁(ドライウェル側)
⑩ ^b ※2	一次隔離弁(ドライウェル側)操作用空気供給弁
⑩ ^b ※3	一次隔離弁(ドライウェル側)逆操作用空気排気側止め弁
⑩ ^b ※4	一次隔離弁(ドライウェル側)操作用空気排気側止め弁
⑰※1⑰※3	二次隔離弁
⑰※2⑰※4	二次隔離弁バイパス弁

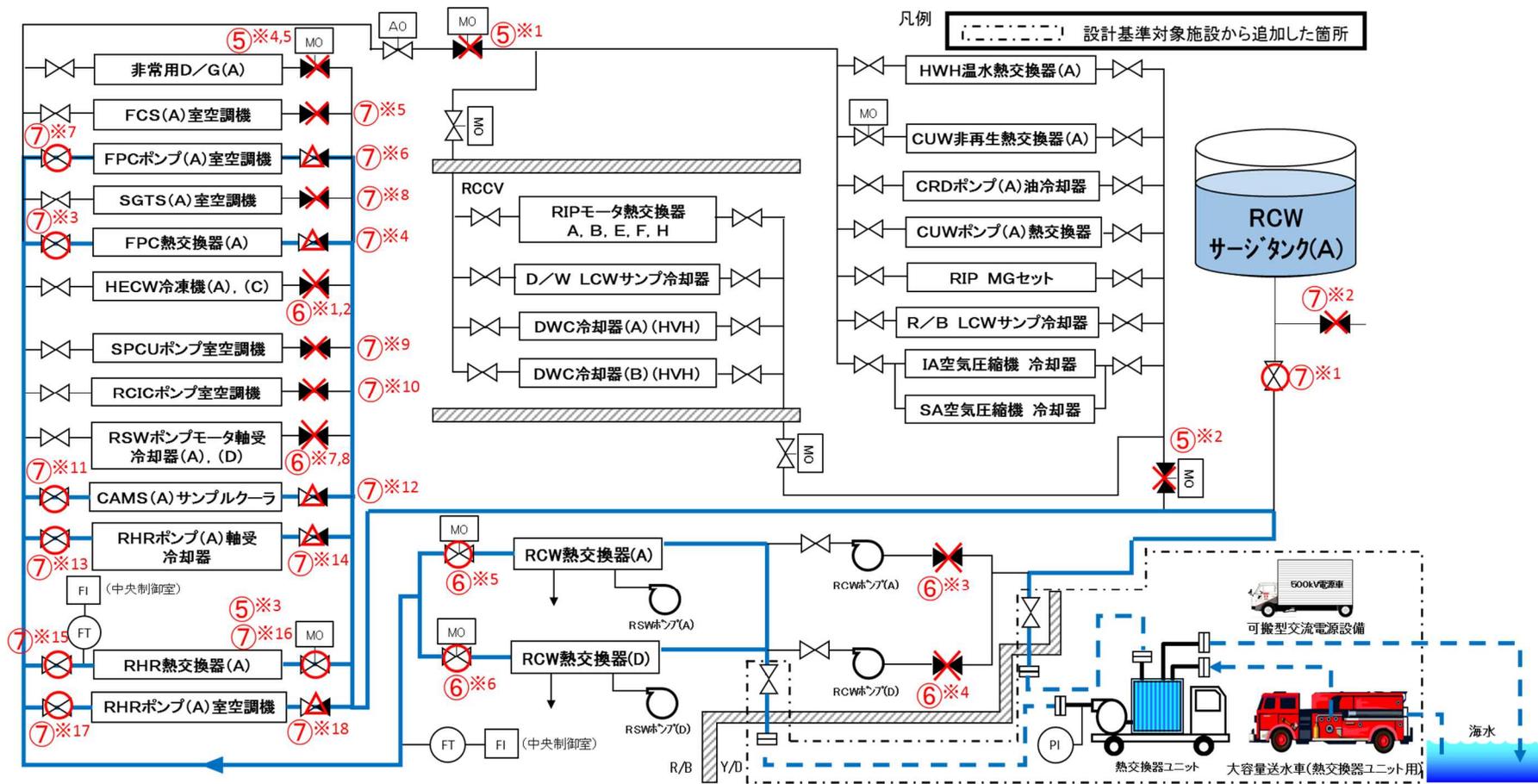
第 1. 5. 29 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）



第 1.5.30 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート
(W/W ベントの場合)



第 1.5.31 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート
(D/W ベントの場合)



第 1.5.32 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図 (1/2)

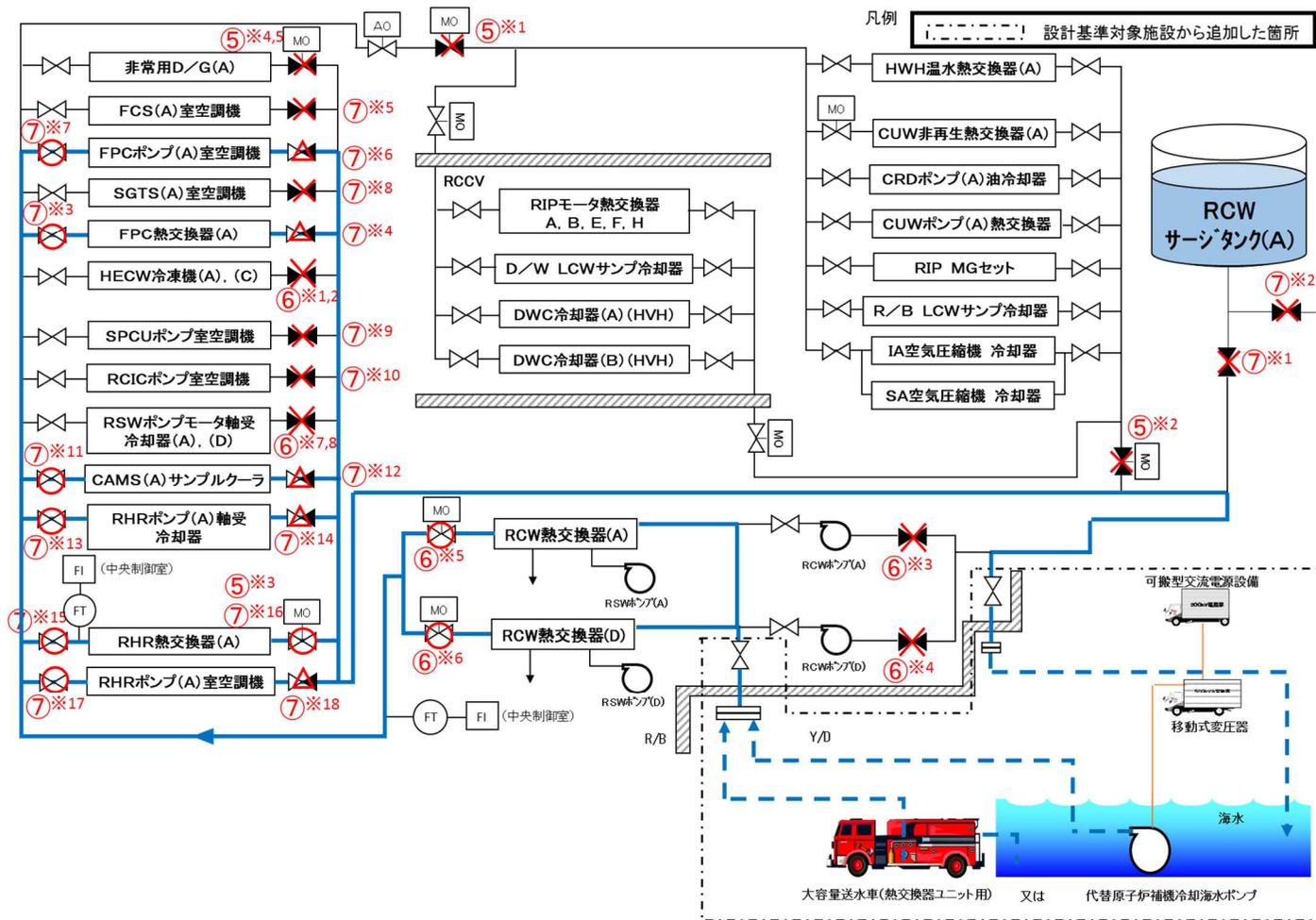
操作手順	弁名称
⑤※1	常用冷却水供給側分離弁(A)
⑤※2	常用冷却水戻り側分離弁(A)
⑤※3⑦※16	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※4	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(A)
⑤※5	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(D)
⑥※1	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(A)冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(C)冷却水温度調節弁後弁
⑥※3	原子炉補機冷却水系ポンプ(A)吸込弁
⑥※4	原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁
⑥※5	原子炉補機冷却水系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑥※6	原子炉補機冷却水系熱交換器(D)冷却水出口弁
⑥※7	原子炉補機冷却海水ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※8	原子炉補機冷却海水ポンプ(D)電動機軸受出口弁
⑦※1	原子炉補機冷却水系サージタンク(A)出口弁
⑦※2	サージタンク(A)換気空調補機非常用冷却水系側出口弁
⑦※3	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※4	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※5	可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※6	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※7	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※8	非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※9	サプレッションプール浄化系ポンプ室空調機出口弁
⑦※10	原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※11	格納容器雰囲気モニタラック(A)入口弁
⑦※12	格納容器雰囲気モニタラック(A)出口弁
⑦※13	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※14	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※15	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水入口弁
⑦※17	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※18	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

第 1. 5. 32 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図 (2/2)

		経過時間(時間)										備考			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
手順の項目	要員(数)	系統構成完了 4時間15分				代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 9時間									
代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保	中央制御室運転員A, B 2	通信連絡設備準備, 系統構成													
	現場運転員C, D 2	移動, 電源確保													
		系統構成													
	緊急時対策要員 13 ^{※1}	大容量送水車(熱交換器ユニット用), 熱交換器ユニット他移動													
		主配管(可搬型)等の接続													
		補機冷却水の供給, 流量調整													

※1 炉心の著しい損傷が発生した場合において代替原子炉補機冷却系を設置する場合、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を2班体制とし、交替して対応する。

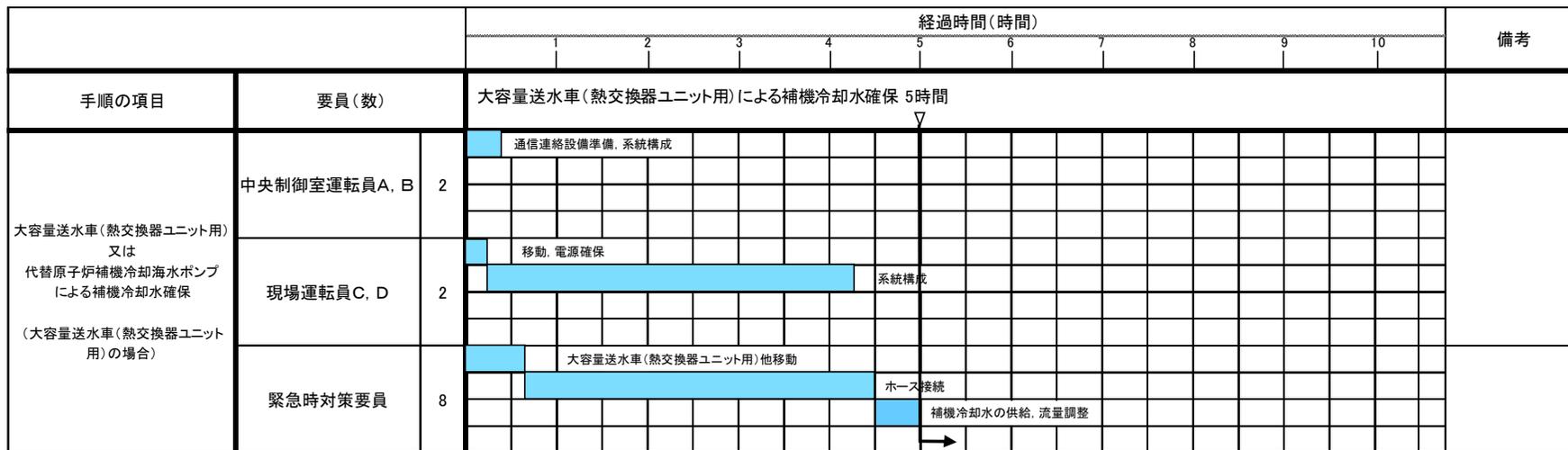
第 1.5.33 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート



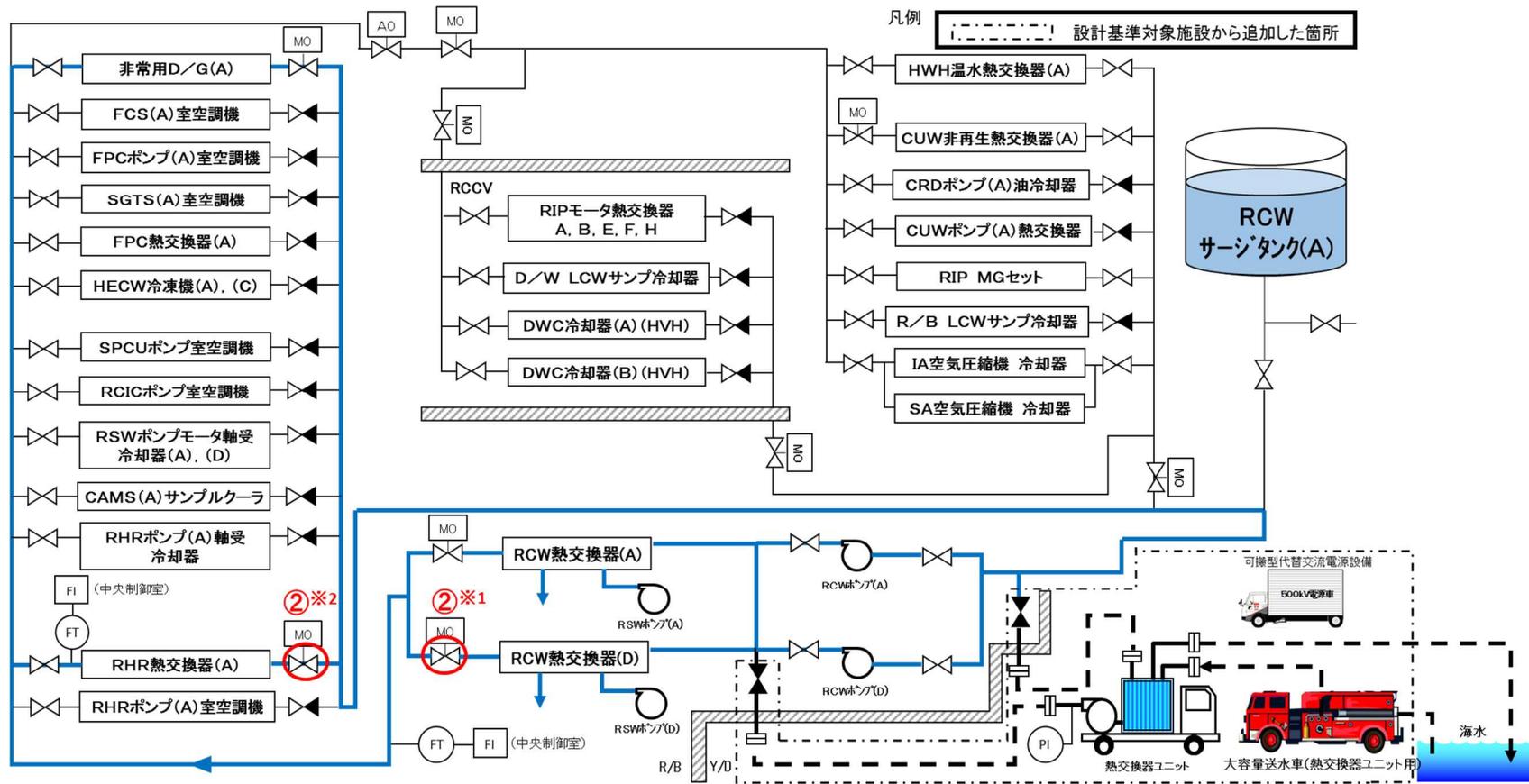
第 1.5.34 図 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
⑤※1	常用冷却水供給側分離弁(A)
⑤※2	常用冷却水戻り側分離弁(A)
⑤※3⑦※16	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※4	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(A)
⑤※5	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(D)
⑥※1	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(A)冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(C)冷却水温度調節弁後弁
⑥※3	原子炉補機冷却水系ポンプ(A)吸込弁
⑥※4	原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁
⑥※5	原子炉補機冷却水系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑥※6	原子炉補機冷却水系熱交換器(D)冷却水出口弁
⑥※7	原子炉補機冷却海水ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※8	原子炉補機冷却海水ポンプ(D)電動機軸受出口弁
⑦※1	原子炉補機冷却水系サージタンク(A)出口弁
⑦※2	サージタンク(A)換気空調補機非常用冷却水系側出口弁
⑦※3	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※4	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※5	可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※6	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※7	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※8	非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※9	サプレッションプール浄化系ポンプ室空調機出口弁
⑦※10	原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※11	格納容器雰囲気モニタラック(A)入口弁
⑦※12	格納容器雰囲気モニタラック(A)出口弁
⑦※13	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※14	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※15	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水入口弁
⑦※17	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※18	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

第 1.5.34 図 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機
冷却海水ポンプによる補機冷却水確保概要図（2/2）



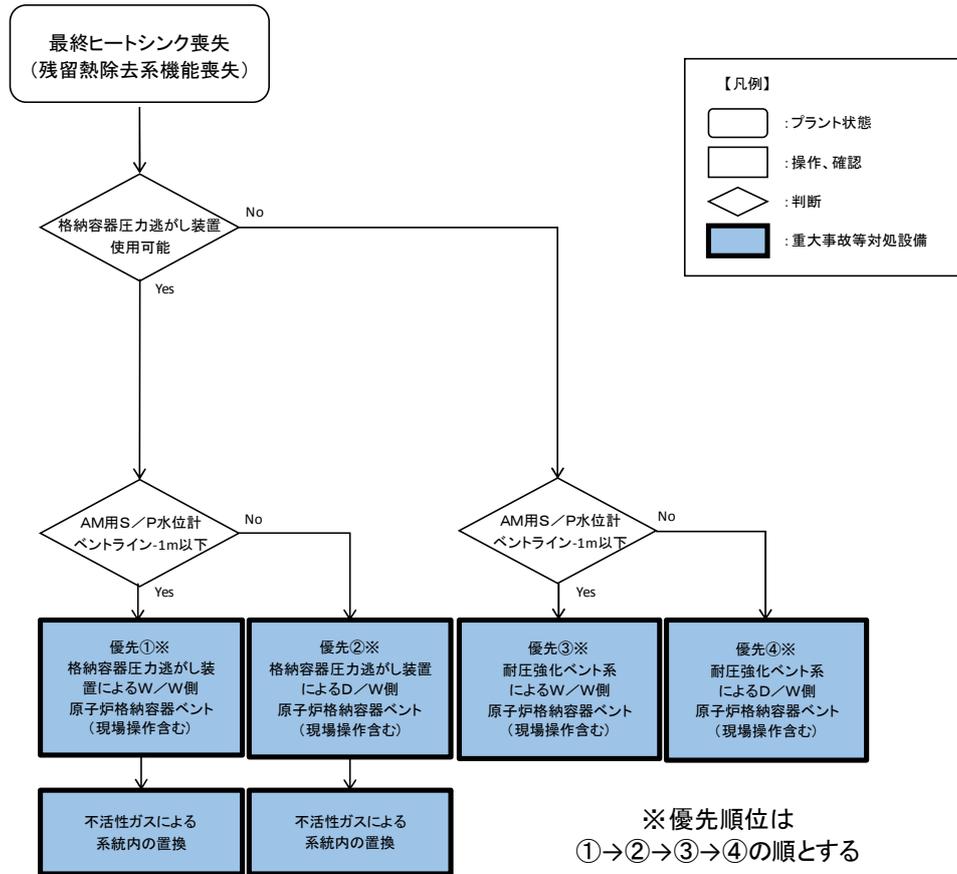
第 1.5.35 図 大容量送水車(熱交換器ユニット用)又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる
補機冷却水確保 タイムチャート



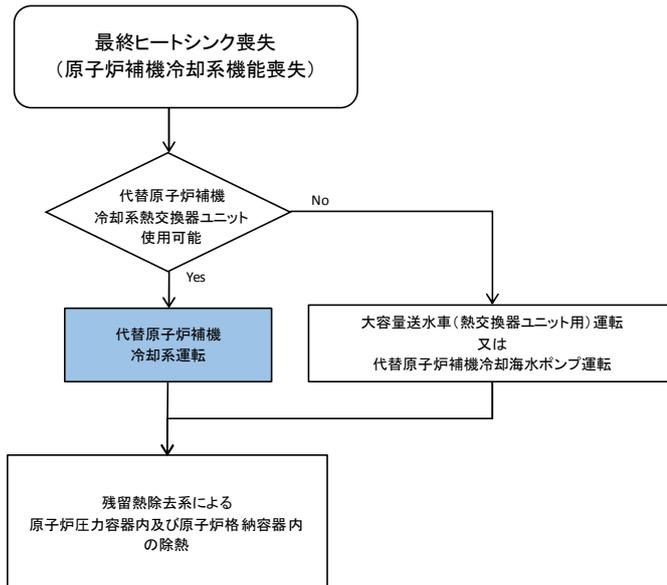
操作手順	弁名称
②※1	原子炉補機冷却系熱交換器冷却水出口弁
②※2	残留熱除去系熱交換器冷却水出口弁

第 1.5.36 図 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択



(2)サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.5.37 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/4)

技術的能力審査基準 (1.5)	番号	設置許可基準規則 (48条)	技術基準規則 (63条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送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。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	③
<p>【解釈】 1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送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。</p>	—	<p>【解釈】 1 第48条に規定する「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第63条に規定する「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 炉心損傷防止 a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク(UHS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p>	②	<p>a) 炉心の著しい損傷等を防止するため、重大事故防止設備を整備すること。</p> <p>b) 重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p> <p>c) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンクシステム(UHSS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> <p>d) 格納容器圧力逃がし装置を整備する場合は、本規程第50条1b)に準ずること。また、その使用に際しては、敷地境界での線量評価を行うこと。</p>	<p>a) 炉心の著しい損傷等を防止するため、重大事故防止設備を整備すること。</p> <p>b) 重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p> <p>c) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンクシステム(UHSS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> <p>d) 格納容器圧力逃がし装置を整備する場合は、本規程第65条1b)に準ずること。また、その使用に際しては、敷地境界での線量評価を行うこと。</p>	④
				⑤
				⑥
				⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/4)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
下) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	既設	① ③	-	-	-	-	-	-
	-	-							
プール水冷却モード)による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)	既設	① ③	-	-	-	-	-	-
	残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)	既設							
原子炉補機冷却系による除熱	原子炉補機冷却海水ポンプ	既設	① ③	-	-	-	-	-	-
	原子炉補機冷却水ポンプ	既設							
	原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ	既設							
	原子炉補機冷却系サージタンク	既設							
	原子炉補機冷却水系熱交換器	既設							
	補機冷却用海水取水路	既設							
	補機冷却用海水取水槽	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	海水貯留堰	新設							
	スクリーン室	既設							
	取水路	既設							

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/4)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
原子炉格納容器圧力逃がし装置による 原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-
	フィルタ装置スクラバ水補給設備	新設							
	-	-							
耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	耐圧強化ベント系 (W/W) 配管・弁	既設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	-	-	-	-	-	-
	耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁	既設							
	遠隔手動弁操作設備	新設							
	遠隔空気駆動弁操作ポンプ	既設							
	遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁	既設							
	原子炉格納容器 (サブレーション・チェンバ、真空破壊弁を含む)	既設							
	不活性ガス系配管・弁	既設							
	非常用ガス処理系配管・弁	既設							
	主排気筒 (内筒)	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	第二代替交流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	代替所内電気設備	既設							
	常設代替直流電源設備	新設							
可搬型直流電源設備	新設								
現場操作	遠隔手動弁操作設備	新設	①② ③④ ⑤⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-
	遠隔空気駆動弁操作ポンプ	既設							
	遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁	既設							

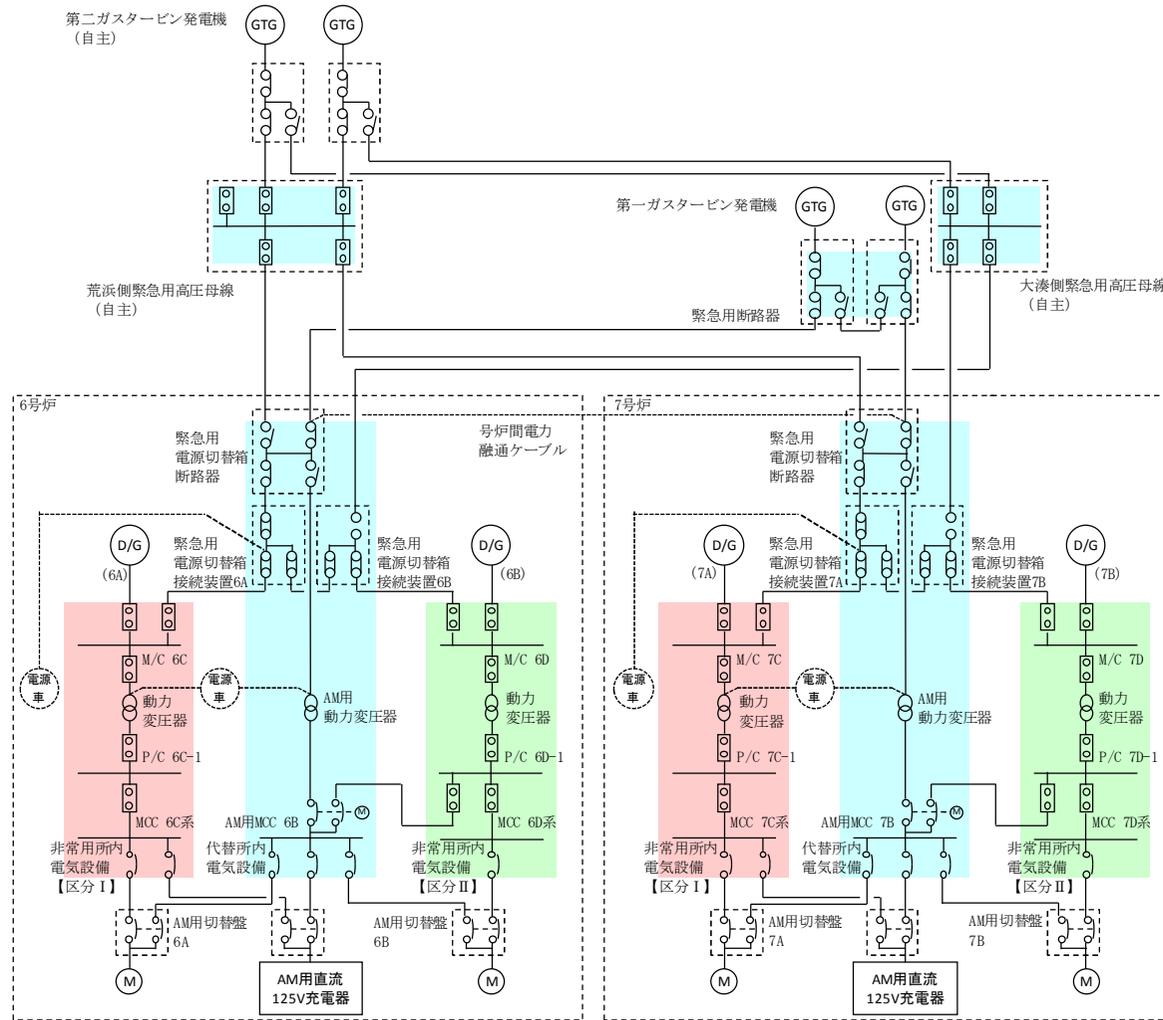
審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4/4）

■ : 重大事故等対処設備 □ : 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
代替原子炉補機冷却系による除熱	熱交換器ユニット	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	代 大 替 容 原 量 子 送 炉 水 補 車 機 (熱 換 交 海 換 水 器 ポ ャ ン プ に よ る 除 熱 は	大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ	可搬	大容量送水車（熱交換器ユニット用）の場合 5時間	大容量送水車（熱交換器ユニット用）の場合 12名	自主対策とする理由は本文参照
	大容量送水車（熱交換器ユニット用）	新設			代替原子炉補機冷却海水ストレーナ	可搬			
	代替原子炉補機冷却海水ストレーナ	新設			ホース	可搬			
	ホース	新設			原子炉補機冷却系配管・弁	常設			
	原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク	既設			残留熱除去系熱交換器	常設			
	残留熱除去系熱交換器	既設			海水貯留堰	常設			
	海水貯留堰	新設			スクリーン室	常設			
	スクリーン室	既設			取水路	常設			
	取水路	既設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	可搬型代替交流電源設備	新設			移動式変圧器	可搬			
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬			
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	既設			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	常設			
	残留熱除去系（サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード）	既設			残留熱除去系（サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード）	常設			
	残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）	既設			残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	第二代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			

対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.5.2

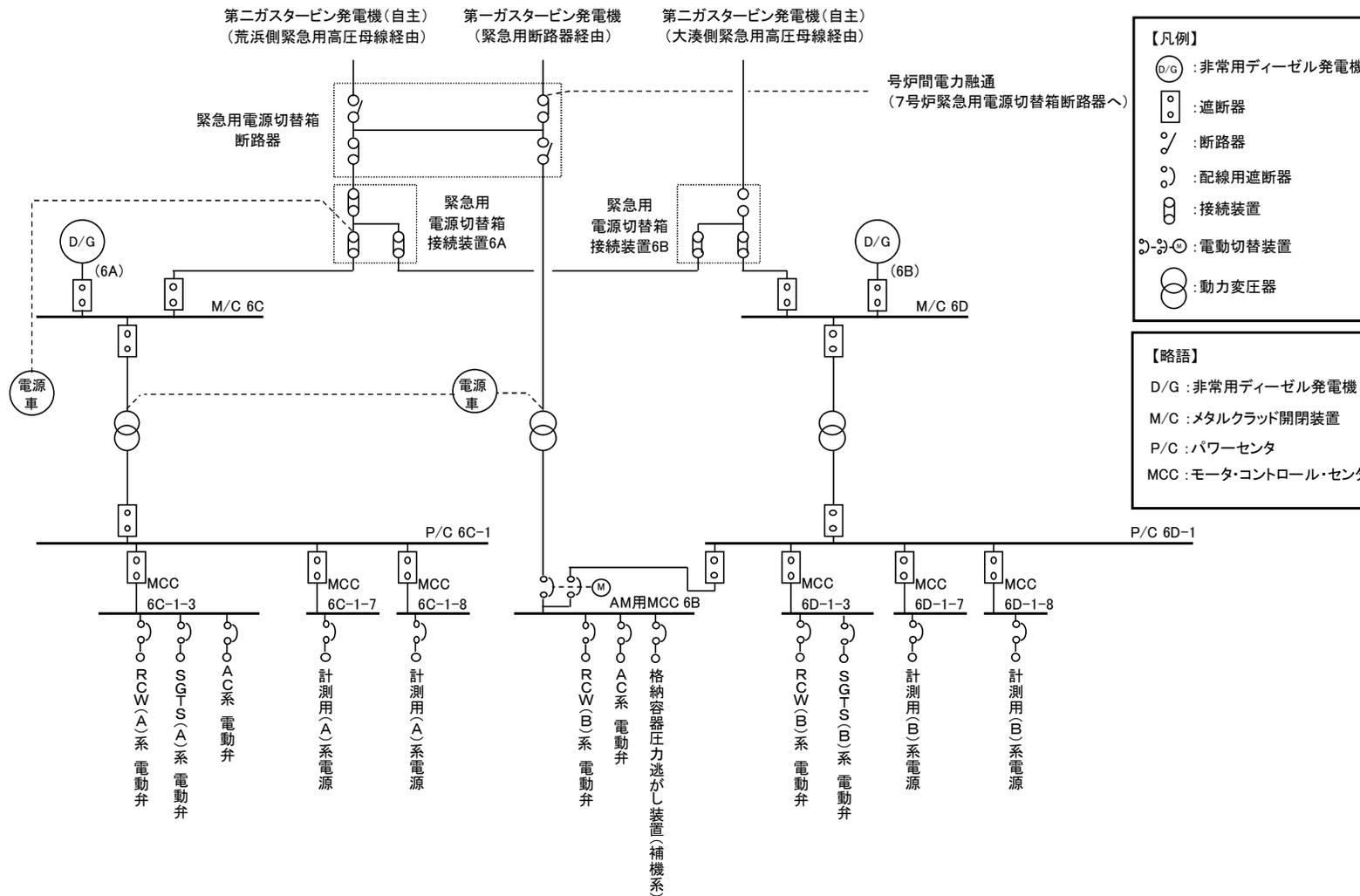


※本単線結線図は、今後の検討結果により変更となる可能性がある

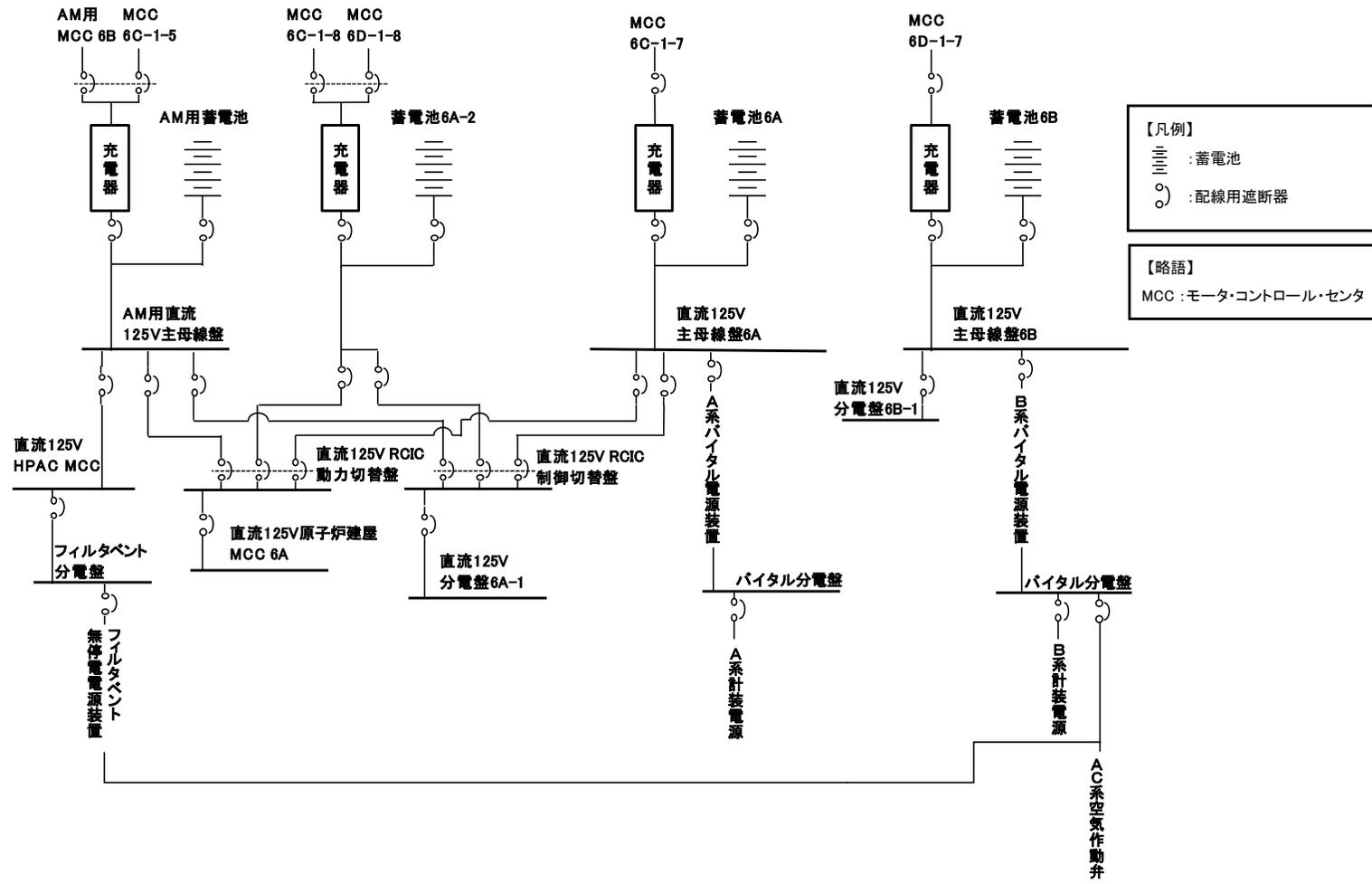
- 【凡例】
- : ガスタービン発電機
 - : 非常用ディーゼル発電機
 - : 遮断器
 - : 断路器
 - : 配線用遮断器
 - : 接続装置
 - : 電動切替装置
 - : 切替装置

- 【略語】
- D/G : 非常用ディーゼル発電機
 - M/C : メタルクラッド開閉装置
 - P/C : パワーセンタ
 - MCC : モータ・コントロールセンタ

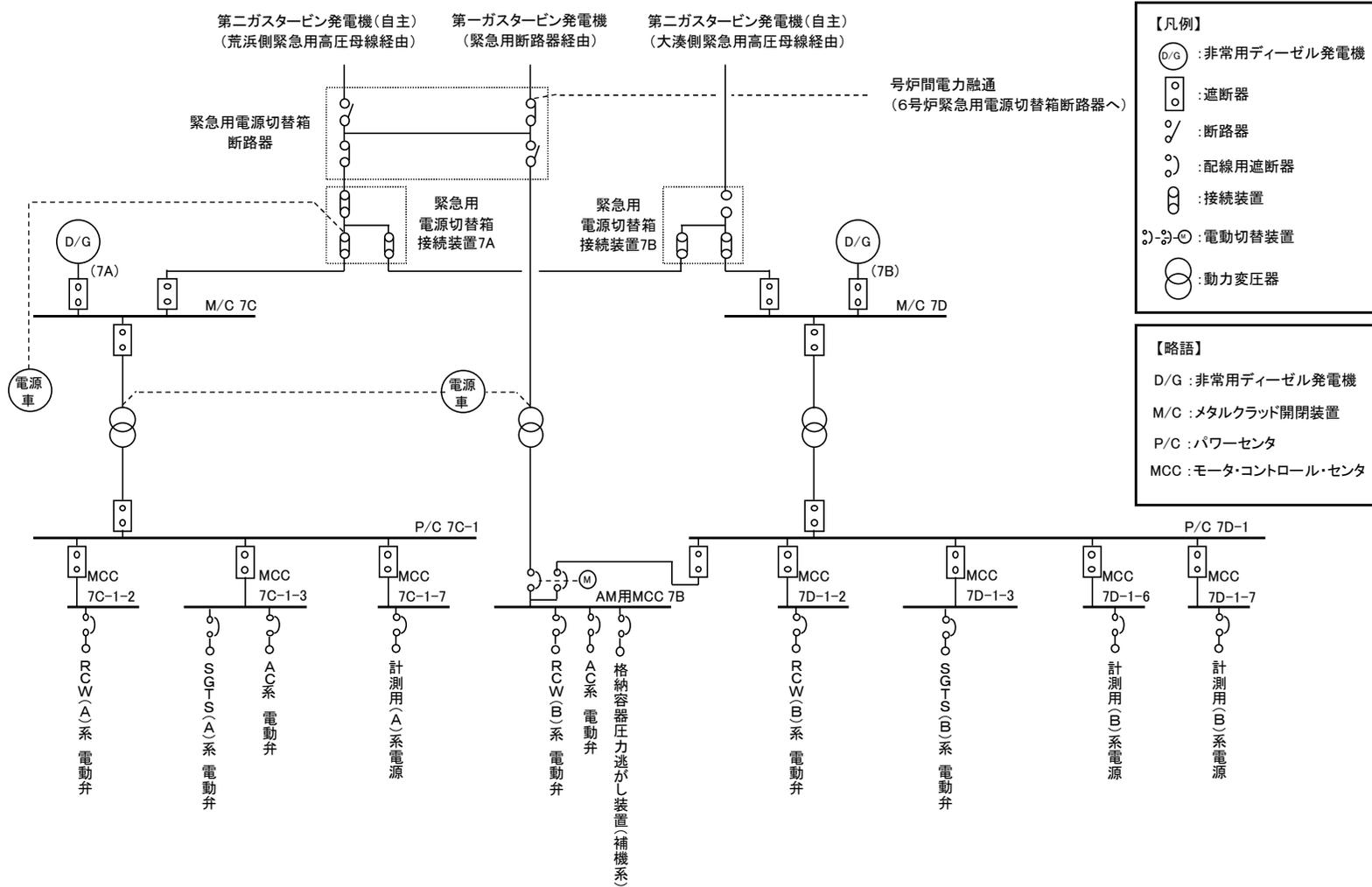
第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



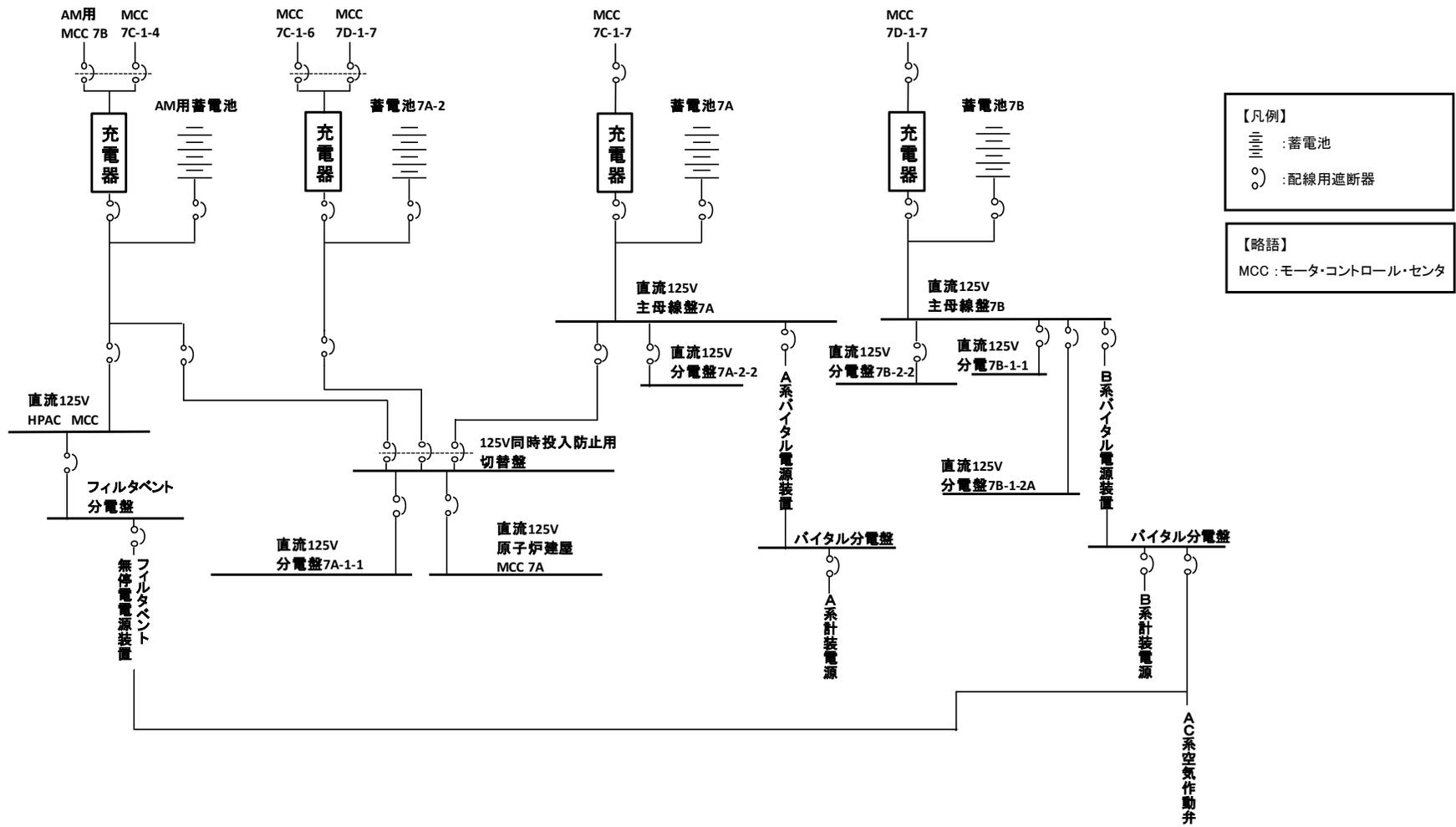
第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



第3図 6号炉 電源構成図 (直流電源)



第4図 7号炉 電源構成図 (交流電源)



第5図 7号炉 電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1) 交流電源確立時

a. 操作概要

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作に必要な電動弁の電源確保及び系統構成を行う。

b. 作業場所

電源確保	原子炉建屋	地下 1 階(非管理区域)
系統構成	原子炉建屋	低層階屋上(非管理区域)

c. 必要要員数及び時間

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱のうち、電源確保及び系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2 名(現場運転員 2 名)

想定時間 :電源確保 20 分(実績時間:18 分)

系統構成(原子炉建屋内の原子炉区域外)15 分(実績時間:12 分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

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

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作及び受電操作であり、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型

音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認



系統構成

(2) 全交流動力電源喪失時

a. 操作概要

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作を現場にて行う。全交流動力電源喪失時は遠隔手動弁操作設備の操作により系統構成を行う。

b. 作業場所

系統構成	原子炉建屋	地上 4 階，地上 3 階（管理区域）
系統構成	原子炉建屋	低層階屋上，地上中 3 階（非管理区域）
W/W ベント	原子炉建屋	地下 1 階（非管理区域）
D/W ベント	原子炉建屋	地上 2 階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱のうち、現場での系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:4 名（現場運転員 4 名）

想定時間：系統構成（原子炉建屋原子炉区域） 35 分

（原子炉建屋内の原子炉区域外） 65 分[※]

※遠隔手動弁操作設備による操作の実績時間は以下の通りである。

（実績時間：一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）の全開操作を実施する場合 21 分）

（実績時間：一次隔離弁（ドライウエル側）の全開操作を実施する場合 17 分）

遠隔手動弁操作設備による格納容器ベント操作 5 分

（実績時間：二次隔離弁の全開 2 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚

染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し，遠隔手動弁操作設備エリアは，原子炉建屋内の原子炉区域外に設置している。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり，容易に実施可能である。遠隔手動弁操作設備の操作についても，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



系統構成（遠隔手動弁操作設備）



系統構成



格納容器ベント操作
(遠隔手動弁操作設備)

2. 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンペ）

a. 操作概要

格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系により大気を最終ヒートシンクとして熱を輸送する場合、空気駆動弁である一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウェル側）及び耐圧強化ベント弁を全開とし、格納容器ベントラインを構成する必要がある。通常の駆動空気供給源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下では遠隔空気駆動弁操作ポンベが駆動源となる。常設ポンベの残量が減少した場合に、常設ポンベと予備ポンベを交換することで、一次隔離弁及び耐圧強化ベント弁の駆動圧力を確保する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上3階，地上2階，地下1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンベ）に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :45分（実績時間:32分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常のポンベ切替え・交換操作であり，容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



予備ポンベ交換



ポンベ取り付け

3. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

a. 操作概要

格納容器ベント操作中におけるフィルタ装置の水位調整のため、フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（緊急時対策要員2名）

想定時間 :45分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :通常の弁操作であり、操作に必要な工具はなく、容易に実施可能である。

また、遠隔手動弁操作設備による弁操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備）のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

4. フィルタ装置水位調整（水張り）

a. 操作概要

格納容器ベント操作時又は格納容器ベント停止時に想定されるフィルタ装置の水位変動に対し、フィルタ装置機能維持のため、フィルタ装置の水張りによるフィルタ装置の水位調整を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

フィルタ装置水位調整（水張り）に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数：「防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合」2名（緊急時対策要員2名）

「淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」6名（緊急時対策要員6名）

「他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプを使用した水張りの場合（淡水貯水池を水源とし，あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」6名（緊急時対策要員6名）

想定時間：「防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合」125分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

「淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」125分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

「他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプを使用した水張りの場合（淡水貯水池を水源とし，あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」155分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明・ヘッドライト，懐中電灯及びLED多機能ライトにより，夜間における作業性を確保している。また，操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基

本的には個人線量計，ガラスバッチ，帽子，綿手袋，ゴム手袋，靴下，汚染区域用靴となるが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール，アノラック，全面マスク，チャコールフィルタ，セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト，懐中電灯及び LED 多機能ライトを携帯しており，夜間においても接近可能である。

また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性：送水ホースの接続は，汎用の結合金具（オス・メス）であり，容易に実施可能であり，必要な工具はない。

また，弁の開閉操作についても，必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段：通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

5. フィルタ装置水位調整（水抜き）

a. 操作概要

格納容器ベント操作時又は格納容器ベント停止時に想定されるフィルタ装置の水位変動に対し、フィルタ装置機能維持のため水抜きによる水位調整を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

フィルタ装置水位調整（水抜き）に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（緊急時対策要員2名）

想定時間 :150分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している。また，操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計，ガラスバッチ，帽子，綿手袋，ゴム手袋，靴下，汚染区域用靴となるが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール，アノラック，全面マスク，チャコールフィルタ，セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路:ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，夜間においても接近可能である。

また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :通常の弁操作，ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため，容易に実施可能である。また，作業に必要な工具はない。作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースがある。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

6. 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズ

a. 操作概要

格納容器ベント停止後は、配管内に残留する水素ガスによる燃焼防止と、残留蒸気凝縮による配管内の負圧防止のため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパーズを実施する。

窒素ガスの供給は可搬型窒素供給装置にて行い、当該装置を格納容器圧力逃がし装置にホースで接続し、窒素供給弁を操作することでパーズを行う。

また、格納容器ベントライン水素サンプリングラックのサンプリングポンプを起動させ、窒素ガスパーズ中の配管内の水素濃度を測定する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側（屋外）

原子炉建屋 地上3階 南側通路（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:6名（緊急時対策要員6名）

想定時間 :270分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :送気ホースの接続は、汎用の結合金具（オス・メス）であり、

容易に実施可能であり，操作に必要な工具はない。

また，弁の開閉操作についても，必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースがある。

連絡手段：通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。



窒素ガスパージ操作

7. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

a. 操作概要

フィルタ装置水位調整（水抜き）によりスクラバ水に含まれる薬液が排水されることでスクラバ水の pH が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

薬液補給は可搬型薬液補給装置にて行い、当該装置を格納容器圧力逃がし装置にホースで接続し、補給を行う。

また、pH サンプリングポンプを起動させ、スクラバ水の pH 値を確認する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

フィルタ装置スクラバ水 pH 調整に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:6 名（緊急時対策要員 6 名）

想定時間 :85 分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :ホースの接続は、汎用の結合金具（オス・メス）であり、容易に実施可能である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。本操作で必要となる工具は、コンプレッサー、補給ポンプ等とともに作業エリア近傍（フィルタベント遮蔽壁内（附室））に配備する。

連絡手段:通信連絡設備（送受信器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

8. ドレン移送ライン窒素ガスパーズ

a. 操作概要

フィルタ装置水位調整（水抜き）及びドレンタンク水抜き後は、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防止するため、フィルタ装置排水ラインの窒素ガスによるパーズを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

ドレン移送ラインの窒素ガスパーズに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（緊急時対策要員2名）

想定時間 :155分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :送気ホースの接続は、汎用の結合金具（オス・メス）であり、容易に実施可能であり、操作に必要な工具はない。

また、弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話

設備，無線連絡設備)のうち，使用可能な設備により，緊急時
対策本部及び中央制御室に連絡する。

9. ドレンタンク水抜き

a. 操作概要

ドレンタンクが水位高に達した場合、よう素フィルタの機能維持のため、ドレン移送ポンプを使用してドレンタンク内の凝縮水を排水する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

ドレンタンク水抜きに必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（緊急時対策要員2名）

想定時間 :80分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:ヘッドライト及び懐中電灯により，夜間における作業性を確保している。また，操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計，ガラスバッチ，帽子，綿手袋，ゴム手袋，靴下，汚染区域用靴となるが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール，アノラック，全面マスク，チャコールフィルタ，セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路:ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，夜間においても接近可能である。

また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :通常の弁操作，ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため，容易に実施可能である。また，操作に必要な工具はない。作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースがある。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

10. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1) 交流電源確立時

a. 操作概要

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要な電動弁の電源確保及び現場での系統構成を行う。

b. 作業場所

電源確保	原子炉建屋	地下1階（非管理区域）
系統構成	原子炉建屋	地上3階，地上中3階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱のうち，電源確保及び系統構成に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間：電源確保 20分(実績時間:18分)

系統構成(原子炉建屋内の原子炉区域外)30分(実績時間:23分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における操作性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

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

現場運転員の放射線防護を考慮し，遠隔手動弁操作設備エリアは，原子炉建屋内の原子炉区域外に設置している。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作及び受電操作であり，容易に実施可能である。遠隔手動弁操作設備の操作についても，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。

る。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認



系統構成

(2) 全交流動力電源喪失時

a. 操作概要

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の系統構成を全交流動力電源喪失時は遠隔手動弁操作設備の操作により行う。

なお、空気駆動弁の操作手段として、ボンベからの駆動空気を電磁弁排気ポートへ供給することで空気駆動弁を操作することができる。

b. 作業場所

系統構成	原子炉建屋	地上 4 階，地上 3 階（管理区域）
	原子炉建屋	地上中 3 階，地上 3 階（非管理区域）
W/W ベント	原子炉建屋	地下 1 階（非管理区域）
D/W ベント	原子炉建屋	地上 2 階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱のうち、現場系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数: 4 名（現場運転員 4 名）

想定時間 : 系統構成（原子炉建屋原子炉区域） 35 分
（原子炉建屋内の原子炉区域外）

120 分（40 分/1 弁）※

遠隔手動弁操作設備による格納容器ベント操作 5 分

（実績時間：二次隔離弁の全開 2 分）

※遠隔手動弁操作設備による操作の実績時間は以下の通りである。

（実績時間：一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）の全開操作を実施する場合 21 分）

（実績時間：一次隔離弁（ドライウエル側）の全開操作を実施する場合 17 分）

（フィルタ装置入口弁の全閉: 設備設置工事のため実績時間なし）

（耐圧強化ベント弁の全開: 設備設置工事のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建

屋内常用照明消灯時における操作性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、原子炉建屋内の原子炉区域外に設置している。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

遠隔手動弁操作設備の操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



系統構成（遠隔手動弁操作設備）



格納容器ベント操作
（遠隔手動弁操作設備）

11. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保

a. 操作概要

代替原子炉補機冷却系を用いた冷却水確保のため、現場にて原子炉補機冷却系の系統構成を行う。

また、本操作は管理区域及び非管理区域での操作を同要員が行う想定としている。

b. 作業場所

原子炉建屋（管理及び非管理区域）

タービン建屋海水熱交換器エリア（非管理区域）

コントロール建屋（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保（系統構成）に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :4時間15分（実績時間:4時間）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音

声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



冷却水確保 (系統構成)



冷却水確保 (系統構成)

12. 熱交換器ユニットによる補機冷却水確保

a. 操作概要

代替原子炉補機冷却系（熱交換器ユニット，大容量送水車（熱交換器ユニット用），電源車等）を用いて冷却水供給を行う。

b. 作業場所

タービン建屋近傍（屋外）

c. 必要要員数及び時間

熱交換器ユニットによる補機冷却水確保に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数：13名（緊急時対策要員）

想定時間：9時間（実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：バッテリー内蔵型 LED 照明及びヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している。

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

移動経路：車両のヘッドライトのほか，バッテリー内蔵型 LED 照明及びヘッドライトを携行しており，夜間においても接近可能である。また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性：各種ホースの接続は，汎用の結合金具であり，容易に実施可能である。

作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段：通信連絡設備（送受信器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。



熱交換器ユニット設置作業



熱交換器ユニット設置

13. 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保

a. 操作概要

大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水の供給を行う。

b. 作業場所

タービン建屋近傍（屋外）

c. 必要要員数及び時間

大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数：「大容量送水車（熱交換器ユニット用）を使用する場合」

8名（緊急時対策要員）

「代替原子炉補機冷却海水ポンプを使用する場合」

11名（緊急時対策要員）

想定時間：「大容量送水車（熱交換器ユニット用）を使用する場合」

5時間（実績時間なし）

「代替原子炉補機冷却海水ポンプを使用する場合」

7時間（実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：バッテリー内蔵型 LED 照明及びヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している。

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

移動経路：車両のヘッドライトのほか，バッテリー内蔵型 LED 照明及びヘッドライトを携行しており，夜間においても接近可能である。また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性：各種ホースの接続は，汎用の結合金具（オス・メス）であり，容易に実施可能である。作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段：通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時

対策本部に連絡する。



大容量送水車（熱交換器ユニット用）

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク(大気)への代替熱輸送(交流電源が健全である場合)	a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保(予備ポンペ)	空気ポンペの残量が減少 操作用空気減圧弁一次側圧力にて <input type="text"/> 以下
		(d) フィルタ装置水位調整(水張り)	フィルタ装置の水位が通常水位を下回ると判断した場合 フィルタ装置の水位が1000mm(通常水位)を下回ると判断した場合
		(e) フィルタ装置水位調整(水抜き)	フィルタ装置の水位が上限水位に到達,又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合 フィルタ装置の水位が 2200mm に到達,又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が <input type="text"/> に到達すると判断した場合
		(g) フィルタ装置スクラバ水 pH調整	フィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断し,排水を行った場合 フィルタ装置の水位が2200mmに到達すると判断し,排水を行った場合
		(h) ドレン移送ライン窒素ガスパージ	ドレンタンク水抜き完了後 FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の「全閉」操作完了後
		(i) ドレンタンク水抜き	ドレンタンクが水位高に到達すると判断した場合 ドレンタンクの水位が 3000mm に到達すると判断した場合

操作手順の解釈一覧

手順	操作手順記載内容	解釈
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク(大気)への代替熱輸送(交流電源が健全である場合)	a.格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 フィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内 解釈 フィルタ装置水位指示値が1000~1500mm
	(d) フィルタ装置水位調整(水張り)	規定水位 通常水位範囲内である1000mm~1500mm
	(e) フィルタ装置水位調整(水抜き)	ポンプ吐出側流量を必要流量に調整 通常水位に到達したこと ポンプ吐出側流量を約10m ³ /hに調整 1000mmに到達したこと
	(f) 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ	水素濃度が許容濃度以下 水素濃度が2%以下
	(g) フィルタ装置スクラバ水pH調整	所定量の薬液 pHが規定値
	(i) ドレンタンク水抜き	ポンプ吐出側流量を必要流量に調整 ポンプ吐出側流量を約10m ³ /hに調整
	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)最終ヒートシンク(大気)への代替熱輸送(全交流動力電源喪失時の場合)	a.格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作)
(c) フィルタ装置水位調整(水張り)		フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前 フィルタ装置の水位が1000mmを下回り500mmに到達する前
(d) フィルタ装置水位調整(水抜き)		フィルタ装置の水位が上限水位に到達 フィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達 フィルタ装置の水位が2200mmに到達 フィルタ装置金属フィルタの差圧が [] に到達
(f) フィルタ装置スクラバ水pH調整		pHが規定値 []
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク(海)への代替熱輸送	a.代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 ii.緊急時対策要員操作(補機冷却水供給)	代替RCWポンプ吐出圧力指示値が規定値となるよう開度を調整する 代替RCWポンプの流量-揚程曲線から規定流量となるよう調整する
1.5.2.3 重大事故等対処設備(設計基準拡張)による対応手順 (1)原子炉補機冷却系による補機冷却水確保		原子炉補機冷却系系統流量指示値の上昇 原子炉補機冷却系系統流量指示値が [] 程度まで 残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量指示値の上昇 残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量指示値が [] 程度まで

各号炉の弁番号及び弁名称一覧 (1/3)

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
非常用ガス処理系第二隔離弁	T22-F040	SGTS側PCVベント用隔離弁後弁	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)	T22-F040	SGTS側PCVベント用隔離弁後弁	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
換気空調系第二隔離弁	U41-F050	HVAC側PCVベント用隔離弁後弁	中央制御室 原子炉建屋3階南東通路(管理区域)	U41-F050	HVAC側PCVベント用隔離弁後弁	中央制御室 原子炉建屋3階南東通路(管理区域)
非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁	T22-M0-F004A/B	SGTSフィルタ装置出口弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SGTS室(管理区域)	T22-M0-F004A/B	SGTSフィルタ装置出口弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SGTS室(管理区域)
非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁	T22-M0-F511	SGTS出口ドレン弁	中央制御室 原子炉建屋3階SGTS室(管理区域)	T22-M0-F511	SGTS出口Uシール元弁	中央制御室 原子炉建屋4階SGTS配管室(管理区域)
耐圧強化ベント弁	T61-A0-F002	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域)	T61-A0-F002	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋中3階EMCRD制御室(非管理区域)
非常用ガス処理系第一隔離弁	T31-A0-F020	SGTS側PCVベント用隔離弁	中央制御室 原子炉建屋3階南東通路(管理区域)	T31-A0-F020	AC SGTS側PCVベント用隔離弁	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
換気空調系第一隔離弁	T31-A0-F021	HVAC側PCVベント用隔離弁	中央制御室 原子炉建屋3階南東通路(管理区域)	T31-A0-F021	AC HVAC側PCVベント用隔離弁	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室(管理区域)
フィルタ装置入口弁	T61-A0-F001	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域)	T61-A0-F001	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋中3階EMCRD制御室(非管理区域)
一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側) 操作用空気供給弁	T31-M0-F047	S/Cベント弁操作用空気供給弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階南側通路(非管理区域)	T31-M0-F092	AC S/Cベント弁操作用空気供給弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階南側通路(非管理区域)
一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)	T31-A0-F022	S/Cベント用出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋地下1階B系非常用電気品室(非管理区域)	T31-A0-F022	AC S/Cベント用出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋地下1階NSDサンプ(B)室(非管理区域)
一次隔離弁(ドライウェル側) 操作用空気供給弁	T31-M0-F045	D/Wベント弁操作用空気供給弁	中央制御室 原子炉建屋2階南側通路(非管理区域)	T31-M0-F082	AC D/Wベント弁操作用空気供給弁	中央制御室 原子炉建屋2階南側通路(非管理区域)
一次隔離弁(ドライウェル側)	T31-A0-F019	D/Wベント用出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋2階DG(B)制御室(非管理区域)	T31-A0-F019	AC D/Wベント用出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋2階DG(B)制御室(非管理区域)
二次隔離弁	T31-M0-F070	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域)	T31-M0-F070	AC PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備; 原子炉建屋中3階DG(B)/Z送風機室(非管理区域)
一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側) 操作用空気ボンベ出口弁	T31-F052	S/Cベント弁操作用空気供給ボンベ弁	原子炉建屋地下1階南側通路(非管理区域)	T31-F090	AC S/Cベント弁操作用空気ボンベ出口弁	原子炉建屋地下1階南側通路(非管理区域)
一次隔離弁(ドライウェル側) 操作用空気ボンベ出口弁	T31-F050	D/Wベント弁操作用空気供給ボンベ弁	原子炉建屋2階南側通路(非管理区域)	T31-F080	AC D/Wベント弁操作用空気ボンベ出口弁	原子炉建屋2階南側通路(非管理区域)
フィルタベント大気放出ライン ドレン弁	T61-F503	フィルタベント大気放出ライン ドレン弁	原子炉建屋屋上階南側(非管理区域)	T61-F503	フィルタベント大気放出ライン ドレン弁	原子炉建屋屋上階南側(非管理区域)
FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁	T61-F502A/B	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁(A)/(B)	フィルタベント遮断壁南側(屋外)	T61-F502A/B	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁(A)/(B)	フィルタベント遮断壁南側(屋外)
FCVSフィルタベント装置 遮断壁内側ドレン弁	T61-F501	FCVSフィルタベント装置 遮へい壁内側ドレン弁	フィルタベント遮断壁附室	T61-F501	FCVSフィルタベント装置 遮へい壁内側ドレン弁	フィルタベント遮断壁附室
FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁	T61-F212	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプテストライン止め弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)	T61-F212	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプテストライン止め弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)
FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁	T61-F102	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)	T61-F102	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)
FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁	T61-F210	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)	T61-F210	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)
FCVSフィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁	T61-F211	FCVSフィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁	原子炉建屋外壁東側(屋外)	T61-F211	FCVSフィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁	原子炉建屋外壁東側(屋外)
FCVSフィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁	T61-F209	FCVSフィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)	T61-F209	FCVSフィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)
FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N ₂ バージ用元弁	T61-F205	FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N ₂ バージ用元弁	原子炉建屋外壁南側(屋外)	T61-F205	FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N ₂ バージ用元弁	原子炉建屋外壁南側(屋外)
フィルタベント装置出入口止め弁	T61-F715	FCVSフィルタベント装置計出入口止め弁	フィルタベント遮断壁附室	T61-F715	FCVSフィルタベント装置計出入口止め弁	フィルタベント遮断壁附室
フィルタベント装置出入口止め弁	T61-F716	FCVSフィルタベント装置計出入口止め弁	フィルタベント遮断壁附室	T61-F716	FCVSフィルタベント装置計出入口止め弁	フィルタベント遮断壁附室
FCVSフィルタベント装置ドレンラインN ₂ バージ用元弁	T61-F213	FCVSフィルタベント装置ドレンラインN ₂ バージ用元弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)	T61-F213	FCVSフィルタベント装置ドレンラインN ₂ バージ用元弁	フィルタベント遮断壁南側(屋外)

各号炉の弁番号及び弁名称一覧 (2/3)

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁	T61-F521	FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁	フィルタベント遮断壁附室	T61-F521	FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁	フィルタベント遮断壁附室
フィルタ装置入口弁操作作用空気ボンベ出口弁	T61-F060	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作作用空気ボンベ出口弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F060	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作作用空気ボンベ出口弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
フィルタ装置入口弁逆操作作用空気排気側止め弁	T61-F712	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁逆操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F712	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁逆操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
フィルタ装置入口弁操作作用空気排気側止め弁	T61-F068	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F068	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
耐圧強化ベント弁操作作用空気ボンベ出口弁	T61-F064	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作作用空気ボンベ出口弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F064	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作作用空気ボンベ出口弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
耐圧強化ベント弁逆操作作用空気排気側止め弁	T61-F713	PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F713	PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
耐圧強化ベント弁操作作用空気排気側止め弁	T61-F069	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F069	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 操作作用空気排気側止め弁	T31-F062	S/Cベント弁操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋地下1階南側通路 (非管理区域)	T31-F099	S/Cベント弁操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋地下1階南側通路 (非管理区域)
一次隔離弁 (ドライウェル側) 操作作用空気排気側止め弁	T31-F061	D/Wベント弁操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋2階南側通路 (非管理区域)	T31-F098	D/Wベント弁操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋2階南側通路 (非管理区域)
一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 逆操作作用空気排気側止め弁	T31-F803	S/Cベント弁逆操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋地下1階南側通路 (非管理区域)	T31-F779	S/Cベント弁逆操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋地下1階南側通路 (非管理区域)
一次隔離弁 (ドライウェル側) 逆操作作用空気排気側止め弁	T31-F802	D/Wベント弁逆操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋2階南側通路 (非管理区域)	T31-F778	D/Wベント弁逆操作作用空気排気側止め弁	原子炉建屋2階南側通路 (非管理区域)
二次隔離弁パイパス弁	T31-M0-F072	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁パイパス弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備：原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T31-M0-F072	AC PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁パイパス弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備：原子炉建屋中3階FRCR0制御盤室 (非管理区域)
代替冷却水供給止め弁	P21-F266	RCW代替冷却系供給ライン北側接続口隔離弁(A)	タービン建屋1階レイダウ西側 (非管理区域)	P21-F144	RCW代替冷却水供給止め弁(A)	タービン建屋1階レイダウ西側 (非管理区域)
代替冷却水戻り止め弁	P21-F267	RCW代替冷却系戻りライン北側接続口隔離弁	タービン建屋1階レイダウ西側 (非管理区域)	P21-F143	RCW代替冷却水戻り止め弁(A)	タービン建屋1階レイダウ西側 (非管理区域)
熱交換器ユニット出口流量調整弁	P27-F1002	代替RCWユニット出口流量調整弁	熱交換器ユニット内	P27-F1002	代替RCWユニット出口流量調整弁	熱交換器ユニット内
原子炉補機冷却系熱交換器(B/E)冷却水出口弁	P21-M0-F004B/E	RCW熱交換器(B)/(E)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(B)ポンプ室 (非管理区域)	P21-M0-F007B/E	RCW熱交換器(B)/(E)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(B)ポンプ室 (非管理区域)
A系使用時は、原子炉補機冷却系熱交換器(A/D)冷却水出口弁	P21-M0-F004A/D	RCW熱交換器(A)/(D)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室 (非管理区域)	P21-M0-F007A/D	RCW熱交換器(A)/(D)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室 (非管理区域)
原子炉補機冷却系熱交換器冷却水出口弁	P21-M0-F004A/D	RCW熱交換器(A)/(D)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室 (非管理区域)	P21-M0-F007A/D	RCW熱交換器(A)/(D)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室 (非管理区域)
	P21-M0-F004B/E	RCW熱交換器(B)/(E)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(B)ポンプ室 (非管理区域)	P21-M0-F007B/E	RCW熱交換器(B)/(E)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(B)ポンプ室 (非管理区域)
	P21-M0-F004C/F	RCW熱交換器(C)/(F)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下2階RCW(C)ポンプ室 (非管理区域)	P21-M0-F007C/F	RCW熱交換器(C)/(F)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下2階RCW(C)ポンプ室 (非管理区域)
残留熱除去系熱交換器冷却水出口弁	P21-M0-F013A	RHR熱交換器(A)冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西通路 (管理区域)	P21-M0-F042A	RCW RHR熱交換器(A)冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西通路 (管理区域)
	P21-M0-F013B	RHR熱交換器(B)冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路 (管理区域)	P21-M0-F042B	RCW RHR熱交換器(B)冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路 (管理区域)
	P21-M0-F013C	RHR熱交換器(C)冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階北側通路 (管理区域)	P21-M0-F042C	RCW RHR熱交換器(C)冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階北側通路 (管理区域)

各号炉の弁番号及び弁名称一覧 (3/3)

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
常用冷却水供給側分離弁(A)	P21-M0-F074A	RCW常用冷却水供給側分離弁(A)	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西通路(管理区域)	P21-M0-F016A	RCW常用冷却水供給側分離弁(A)	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西側通路(管理区域)
常用冷却水戻り側分離弁(A)	P21-M0-F082A	RCW常用冷却水戻り側分離弁(A)	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西通路(管理区域)	P21-M0-F037A	RCW常用冷却水戻り側分離弁(A)	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西側通路(管理区域)
残留熱除去系熱交換器(A)冷却水出口弁	P21-M0-F013A	RHR熱交換器(A)冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西通路(管理区域)	P21-M0-F042A	RCW RHR熱交換器冷却水出口弁(A)	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西通路(管理区域)
非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(A)	P21-M0-F055A	非常用D/G(A)冷却水出口弁(A)	中央制御室 原子炉建屋1階北側通路(管理区域)	P21-M0-F048A	RCW非常用D/G(A)冷却水出口弁(A)	中央制御室 原子炉建屋2階北側通路(非管理区域)
非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(D)	P21-M0-F055D	非常用D/G(A)冷却水出口弁(D)	中央制御室 原子炉建屋1階北側通路(管理区域)	P21-M0-F048D	RCW非常用D/G(A)冷却水出口弁(D)	中央制御室 原子炉建屋2階北側通路(非管理区域)
換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(A)冷却水温度調節弁後弁	P21-F028A	HECW冷凍機(A)冷却水出口弁	コントロール建屋地下2階HECW室(非管理区域)	P21-F055A	RCW HECW冷凍機(A)冷却水温度調節弁後弁	コントロール建屋地下2階HECW室(非管理区域)
換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(C)冷却水温度調節弁後弁	P21-F028C	HECW冷凍機(C)冷却水出口弁	コントロール建屋地下2階HECW室(非管理区域)	P21-F055C	RCW HECW冷凍機(C)冷却水温度調節弁後弁	コントロール建屋地下2階HECW室(非管理区域)
原子炉補機冷却水系ポンプ(A)吸込弁	P21-F015A	RCWポンプ(A)吸込弁	タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)	P21-F001A	RCWポンプ(A)吸込弁	タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)
原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁	P21-F015D	RCWポンプ(D)吸込弁	タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)	P21-F001D	RCWポンプ(D)吸込弁	タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)
原子炉補機冷却水系熱交換器(A)冷却水出口弁	P21-M0-F004A	RCW熱交換器(A)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)	P21-M0-F007A	RCW熱交換器(A)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)
原子炉補機冷却水系熱交換器(D)冷却水出口弁	P21-M0-F004D	RCW熱交換器(D)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)	P21-M0-F007D	RCW熱交換器(D)冷却水出口弁	中央制御室 タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)
原子炉補機冷却海水ポンプ(A)電動機軸受出口弁	-	-	-	P21-F222A	RCW RSWポンプ(A)電動機軸受出口弁	タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)
原子炉補機冷却海水ポンプ(D)電動機軸受出口弁	-	-	-	P21-F222D	RCW RSWポンプ(D)電動機軸受出口弁	タービン建屋地下1階RCW(A)ポンプ室(非管理区域)
原子炉補機冷却水系サージタンク(A)出口弁	P21-F016A	RCWサージタンク(A)出口弁	原子炉建屋4階北側通路(非管理区域)	P21-F066A	RCWサージタンク(A)出口弁	原子炉建屋1階北側通路(管理区域)
サージタンク(A)換気空調補機非常用冷却水系側出口弁	P21-F053A	HECW降水管(A)クイーン止め弁	原子炉建屋4階北側通路(非管理区域)	P21-F067A	RCWサージタンク(A)RCW側出口弁	原子炉建屋2階北西通路(管理区域)
燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁	P21-F029A	FPC熱交換器(A)冷却水入口弁	原子炉建屋2階FPC熱交換器室(管理区域)	P21-F050A	RCW FPC熱交換器(A)入口弁	原子炉建屋2階南西通路(管理区域)
燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁	P21-F030A	FPC熱交換器(A)冷却水出口弁	原子炉建屋2階FPC熱交換器室(管理区域)	P21-F051A	RCW FPC熱交換器(A)出口弁	原子炉建屋2階南西通路(管理区域)
可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁	P21-F038A	FCS(A)室空調機冷却水出口弁	原子炉建屋1階FCS室(管理区域)	P21-F058A	RCW FCS室空調機(A)出口弁	原子炉建屋1階FCS室(管理区域)
燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁	P21-F032A	FPCポンプ(A)室空調機冷却水出口弁	原子炉建屋2階南西通路(管理区域)	P21-F060A	RCW FPCポンプ室空調機(A)出口弁	原子炉建屋2階南西通路(管理区域)
燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁	P21-F031A	FPCポンプ(A)室空調機冷却水入口弁	原子炉建屋2階南西通路(管理区域)	P21-F059A	RCW FPCポンプ室空調機(A)入口弁	原子炉建屋2階南西通路(管理区域)
非常用刃ス処理系室空調機(A)出口弁	P21-F036A	SGTS室(A)室空調機冷却水出口弁	原子炉建屋3階SGTS室(管理区域)	P21-082A	RCW SGTS室空調機(A)出口弁	原子炉建屋3階SGTS室(管理区域)
サブレンジンブル浄化系ポンプ室空調機出口弁	P21-F070	SPCUポンプ室空調機冷却水出口弁	原子炉建屋地下3階SPCUポンプ室(管理区域)	P21-F110	RCW SPCUポンプ室空調機出口弁	原子炉建屋地下3階SPCUポンプ室(管理区域)
原子炉隔離熱冷却系ポンプ室空調機出口弁	P21-F046	RCICポンプ室空調機冷却水出口弁	原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)	P21-F112	RCW RCICポンプ室空調機出口弁	原子炉建屋地下3階RCICポンプ・タービン室(管理区域)
格納容器雰囲気モニタラック(A)入口弁	P21-F033A	CAMS冷却器(A)冷却水入口弁	原子炉建屋中3階CAMS(A)室(管理区域)	P21-F131A	RCW 格納容器雰囲気モニタラック(A)入口弁	原子炉建屋中3階CAMS(A)室(管理区域)
格納容器雰囲気モニタラック(A)出口弁	P21-F034A	CAMS冷却器(A)冷却水出口弁	原子炉建屋中3階CAMS(A)室(管理区域)	P21-F132A	RCW 格納容器雰囲気モニタラック(A)出口弁	原子炉建屋中3階CAMS(A)室(管理区域)
残留熱除去系ポンプ(A)冷却水入口弁	P21-F041A	RHRポンプ(A)モータ軸受冷却器冷却水入口弁	原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室(管理区域)	P21-F201A	RCW RHRポンプ(A)冷却水入口弁	原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室(管理区域)
残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁	P21-F042A	RHRポンプ(A)モータ軸受冷却器冷却水出口弁	原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室(管理区域)	P21-F202A	RCW RHRポンプ(A)冷却水出口弁	原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室(管理区域)
残留熱除去系熱交換器(A)冷却水入口弁	P21-F012A	RHR熱交換器(A)冷却水入口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西通路(管理区域)	P21-F041A	RCW RHR熱交換器(A)入口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階北西通路(管理区域)
残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁	P21-F039A	RHRポンプ(A)室空調機冷却水入口弁	原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室(管理区域)	P21-F044A	RCW RHRポンプ室空調機(A)入口弁	原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室(管理区域)
残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁	P21-F040A	RHRポンプ(A)室空調機冷却水出口弁	原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室(管理区域)	P21-F045A	RCW RHRポンプ室空調機(A)出口弁	原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室(管理区域)

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

< 目 次 >

1.6.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 代替格納容器スプレイ

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 代替格納容器スプレイ

ii. 格納容器代替除熱

iii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 手順等

1.6.2 重大事故等時の手順

1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

(b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）

b. 重大事故等時の対応手段の選択

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プールの除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

(b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）

b. 格納容器代替除熱

(a) ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

c. 重大事故等時の対応手段の選択

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレ
イ

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・チェンバ・
プールの除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉
格納容器内へのスプレイ

(2) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モ
ード）によるサプレッション・チェンバ・プールの除熱

1.6.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料 1.6.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.6.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.6.3 重大事故対策の成立性

1. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による
原子炉格納容器内へのスプレイ
2. 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ
3. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）によ
る原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海
水）
4. ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内
の代替除熱
5. 残留熱除去系(B)配管使用による原子炉格納容
器内へのスプレイ（全交流動力電源喪失時）

添付資料 1.6.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 各号炉の弁番号及び弁名称一覧

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

【要求事項】

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

【解釈】

- 1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - (1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等
 - a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。
 - (2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷

却等

- a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能は、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による冷却機能である。

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、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備を整備している。

また、炉心の著しい損傷が発生した場合においても原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる対処設備を整備している。

ここでは、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.6.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる必要がある。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる必要がある。原子炉格納容器内を冷却するための設計基準事故対応設備として、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を設置している。

これらの設計基準事故対応設備が健全であれば、これらを重大事故等対応設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対応に用いるが、設計基準事故対応設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対応設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対応設備を選定する（第 1.6.1 図）。

重大事故等対応設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{※1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により，技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく，設置許可基準規則第四十九条及び技術基準規則第六十四条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに，自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

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

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 格納容器スプレイ・ヘッド
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 非常用交流電源設備

残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 非常用交流電源設備

機能喪失原因対策分析の結果，フロントライン系故障として，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の故障を想定する。また，サポート系故障として，全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障を想定する。

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

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.6.1 表に整理する。

- a. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備
 - (a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備
 - i. 代替格納容器スプレイ

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器ス

プレイ冷却モード)の故障により原子炉格納容器内の除熱ができない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)、消火系及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

(i)代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器内の冷却

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

- ・復水移送ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁
- ・格納容器スプレイ・ヘッド
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・原子炉格納容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

(ii)消火系による原子炉格納容器内の冷却

消火系による原子炉格納容器内の冷却で使用する設

備は以下のとおり。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水タンク
- ・消火系配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁
- ・格納容器スプレイ・ヘッド
- ・原子炉格納容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

(iii) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却

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

- ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・防火水槽
- ・淡水貯水池
- ・ホース・接続口
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁

- ・格納容器スプレイ・ヘッド
- ・原子炉格納容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

なお，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は，防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく，海水も利用できる。また，淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は，淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と，そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替格納容器スプレイで使用する設備のうち，復水移送ポンプ，復水貯蔵槽，復水補給水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁，格納容器スプレイ・ヘッド，高圧炉心注水系配管・弁，原子炉格納容器，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備，可搬型代替注水ポンプ（A-2級），ホース・接続口及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。防火

水槽及び淡水貯水池は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

（添付資料 1.6.1）

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が故障した場合においても、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。

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

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、復水移送ポンプと同等の機能（流量）を有することから、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、原子炉格納容器内を冷却する手段として有効である。

- ・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設

備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は、「(a) i. 代替格納容器スプレイ」の手段に加え、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を復旧し、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

(i) 代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系ポンプ

- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 格納容器スプレイ・ヘッド
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 代替原子炉補機冷却系
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備

(ii) 代替交流電源設備による残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の復旧
代替交流電源設備による残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 代替原子炉補機冷却系
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

復旧で使用する設備のうち，サブプレッション・チェンバ，格納容器スプレイ・ヘッド，原子炉格納容器，代替原子炉補機冷却系及び常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，残留熱除去系ポンプ，残留熱除去系熱交換器，残留熱除去系配管・弁・ストレーナ及び原子炉補機冷却系は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

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

（添付資料 1.6.1）

以上の重大事故等対処設備により，全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系が故障した場合においても，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。

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

・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが，常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから，健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

b. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の故障により原子炉格納容器内の除熱ができない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、消火系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手段がある。

なお、原子炉圧力容器の破損前に代替格納容器スプレイを実施することで、原子炉格納容器内の温度上昇を抑制し、逃がし安全弁の環境条件を緩和することができる。ただし、本操作を実施しない場合であっても、評価上、原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間、逃がし安全弁は発電用原子炉の減圧機能を維持できる。

これらの対応手段で使用する設備は、「a. (a) i. 代替格納容器スプレイ」で選定した設備と同様である。

ii. 格納容器代替除熱

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで原子炉補機冷却系を復旧し、ドライウェル冷却系により原子炉格納容器内の除熱を行う手段がある。

(i) ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替
除熱

ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替
除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ドライウェル冷却系送風機
- ・ドライウェル冷却系冷却器
- ・原子炉補機冷却系
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備

iii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替格納容器スプレイで使用する設備において、重大
事故等対処設備の位置付けは、「a. (a) ii. 重大事故等
対処設備と自主対策設備」と同様である。

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

(添付資料 1.6.1)

以上の重大事故等対処設備により、炉心の著しい損傷
が発生した場合において、設計基準事故対処設備である
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が故障し
た場合においても、原子炉格納容器内の圧力及び温度並
びに放射性物質の濃度を低下させることができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応
に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付け

る。あわせて、その理由を示す。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが，復水移送ポンプと同等の機能（流量）を有することから，重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において，原子炉格納容器内を冷却する手段として有効である。

- ・ドライウエル冷却系

耐震性は確保されておらず，除熱量は小さいが，常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により原子炉補機冷却系を復旧し，原子炉格納容器内への冷却水通水及びドライウエル冷却系送風機の起動が可能である場合，原子炉格納容器内を除熱する手段として有効である。

また，ドライウエル冷却系送風機が停止している場合においても，冷却水の通水を継続することにより，ドライウエル冷却系冷却器のコイル表面で蒸気を凝縮し，原子炉格納容器内の圧力上昇を緩和することが可能である。

- ・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが，常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから，健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により，設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が使用できない場合は，「(a) i. 代替格納容器スプレイ」の手段に加え，常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し，原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を復旧し，原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は，「a. (b) i. 復旧」で選定した設備と同様である。

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

復旧で使用する設備において，重大事故等対処設備，重大事故等対処設備（設計基準拡張）及び自主対策設備の位置付けは，「a. (b) ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備」と同様である。

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

網羅されている。

(添付資料 1.6.1)

以上の重大事故等対処設備により，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により使用できない場合においても，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を復旧し，原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させることができる。

c. 手順等

上記「a. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備」及び「b. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下「EOP」という。），事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。），AM設備別操作手順書及び多様なハザード対応手順に定める（第 1.6.1 表）。

また，重大事故等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理する（第 1.6.2 表，第 1.6.3 表）。

(添付資料 1.6.2)

1.6.2 重大事故等時の手順

1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が故障により使用できない場合は，復水貯蔵槽を水源とした代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように，スプレイ流量の調整又はスプレイの起動/停止を行う。

i. 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合において，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合^{※1}で，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。

※1:設備に異常がなく，電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

※2:「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは，格納容器内圧力（D/W），格納容器

内圧力 (S/C) , ドライウェル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が, 原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準 (第 1.6.4 表) に達した場合。

ii. 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.6.2 図から第 1.6.5 図に, 概要図を第 1.6.7 図に, タイムチャートを第 1.6.8 図に示す。

- ①当直副長は, 手順着手の判断基準に基づき, 中央制御室運転員に代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員 A 及び B は, 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なポンプ, 電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, 緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機, 第二ガスタービン発電機又は電源車の負荷容量確認を依頼し, 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は, 復水補給水系バイパス流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実

施する。

- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は，復水移送ポンプの起動操作を実施し，復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑥当直副長は，原子炉格納容器内のスプレイ先を第 1.6.4 表に基づきドライウェル又はサプレッション・チェンバ・プールを選択し，中央制御室運転員に系統構成開始を指示する。

- ⑦^aドライウェルスプレイ（以下「D/W スプレイ」という。）の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として，残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作を実施し，当直副長に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

- ⑦^bサプレッション・チェンバ・プールスプレイ（以下「S/P スプレイ」という。）の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として，残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁(B)の全開操作を実施し，当直副長に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

- ⑧当直副長は、運転員に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始を指示する。
- ⑨中央制御室運転員 A 及び B は、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）指示値が $140\text{m}^3/\text{h}$ となるよう残留熱除去系洗浄水弁 (B) を調整開とし、原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。
- ⑩中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

なお、格納容器内圧力 (D/W) , サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第 1.6.4 表）に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、格納容器内圧力 (D/W) , 格納容器内圧力 (S/C) , ドライウエル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第 1.6.4 表）に再度到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※S/P スプレイから D/W スプレイへの切替えが必要となった場合は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B) 及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁

(B)の全開操作を実施後，残留熱除去系 S/P スプレ
イ注入隔離弁(B)の全閉操作を実施する。

※D/W スプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要
となった場合は，残留熱除去系注入弁(B)の全開
操作を実施後，残留熱除去系格納容器冷却流量調節
弁(B)及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁
(B)の全閉操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水す
る。

⑪現場運転員 C 及び D は，復水移送ポンプの水源確保と
して，復水移送ポンプ吸込ラインの切替え操作（復水
補給水系常/非常用連絡 1 次，2 次止め弁の全開操作）
を実施する。

⑫当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策
本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名
（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合，作業開
始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで 25 分以内
で可能である。その後，現場運転員 2 名にて復水移送ポン
プの水源確保を実施した場合，15 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護
具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転
時と同程度である。

(b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が故障により使用できず，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は，ろ過水タンクを水源とした消火系により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように，スプレイ流量の調整又はスプレイの起動/停止を行う。

i. 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイができず，消火系が使用可能な場合^{※1}で，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。ただし，重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1:設備に異常がなく，燃料及び水源（ろ過水タンク）が確保されている場合。

※2:「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは，格納容器内圧力（D/W），格納容器内圧力（S/C），ドライウェル雰囲気温度，サプレ

ッション・チェンバ気体温度又はサブレーション・チェンバ・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第 1.6.4 表）に達した場合。

ii. 操作手順

消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.6.2 図から第 1.6.5 図に，概要図を第 1.6.9 図に，タイムチャートを第 1.6.10 図に示す。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。
- ②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備のため，ディーゼル駆動消火ポンプの起動を依頼する。
- ③現場運転員 C 及び D は，消火系による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は，消火系による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は，復水補給水系バイパス

流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全開操作を実施する。

⑥当直副長は、原子炉格納容器内のスプレイ先を第 1.6.4 表に基づきドライウェル又はサプレッション・チェンバ・プールを選択し、中央制御室運転員に系統構成開始を指示する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は、消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、復水補給水系消火系第 1, 第 2 連絡弁の全開操作を実施する。

⑧^aD/W スプレイの場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B) 及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) の全開操作を実施し、当直副長に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑧^bS/P スプレイの場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁 (B) の全開操作を実施し、当直副長に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑨5 号炉運転員は、ディーゼル駆動消火ポンプの起動完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始を緊急時対策本

部に報告する。

- ⑪ 当直副長は，中央制御室運転員に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始を指示する。
- ⑫ 中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系洗浄水弁 (B) を全開とし，原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。
- ⑬ 中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇，原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し，当直副長に報告する。

なお，格納容器内圧力 (D/W) ， サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準 (第 1.6.4 表) に到達した場合は，原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後，格納容器内圧力 (D/W) ， 格納容器内圧力 (S/C) ， ドライウエル雰囲気温度，サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準 (第 1.6.4 表) に再度到達した場合は，原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※S/P スプレイから D/W スプレイへの切替えが必要となった場合は，残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B) 及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁

(B)の全開操作を実施後，残留熱除去系 S/P スプレ
イ注入隔離弁(B)の全閉操作を実施する。

※D/W スプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要
となった場合は，残留熱除去系注入弁(B)の全開
操作を実施後，残留熱除去系格納容器冷却流量調節
弁(B)及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁
(B)の全閉操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水す
る。

⑭当直長は，当直副長からの依頼に基づき，消火系によ
る原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを
緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名
(操作者及び確認者)，現場運転員2名及び5号炉運転員
2名にて作業を実施し，作業開始を判断してから消火系に
よる原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで約30分で可
能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護
具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転
時と同程度である。

(添付資料 1.6.3-2)

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格
納容器内へのスプレイ（淡水/海水）

残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）が故障により使用できず，代替格納容器スプレー冷却系（常設）及び消火系により原子炉格納容器内にスプレーできない場合は，代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレーする。

スプレー作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように，スプレー流量の調整又はスプレーの起動/停止を行う。

なお，本手順はプラント状況や周辺の現場状況により可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の接続先を複数ある接続口から任意に選択できる構成としている。

i. 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード），代替格納容器スプレー冷却系（常設）及び消火系による原子炉格納容器内へのスプレーができない場合において，代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）が使用可能な場合^{※1}で，原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達した場合^{※2}。

※1:設備に異常がなく，燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合。

※2:「原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達」とは，格納容器内圧力（D/W），格納容器内圧力（S/C），ドライウェル雰囲気温度，サプレ

ッション・チェンバ気体温度又はサブレーション・チェンバ・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第 1.6.4 表）に達した場合。

ii. 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.6.2 図から第 1.6.5 図に，概要図を第 1.6.11 図及び第 1.6.14 図に，タイムチャートを第 1.6.12 図，第 1.6.13 図及び第 1.6.15 図に示す。

[交流電源が確保されている場合]

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。
- ②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備のため，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備及びホース接続を依頼する。
- ③中央制御室運転員 A 及び B は，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は，復水補給水系バイパス

流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全開操作を実施する。

- ⑤現場運転員 C 及び D は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、MUWC 接続口内側隔離弁 (B) 又は MUWC 接続口内側隔離弁 (A) のどちらかを選択し全開操作を実施する（当該弁は遠隔手動弁操作設備のためリンク機構を取り外し、弁操作を行う）。

なお、上記の送水ライン以外にも、原子炉建屋原子炉区域にて接続口から復水補給水系配管までホースを敷設し送水するラインがある。

- ⑥当直副長は、原子炉格納容器内のスプレイ先を第 1.6.4 表に基づきドライウェル又はサプレッション・チェンバ・プールを選択し、中央制御室運転員に系統構成開始を指示する。

- ⑦^aD/W スプレイの場合

中央制御室運転員 A 及び B は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) 及び残留熱除去系洗浄水弁 (B) の全開操作を実施し、当直副長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

- ⑦^bS/P スプレイの場合

中央制御室運転員 A 及び B は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁 (B) 及び残留熱除去系洗浄水弁 (B) の全開操作を実施する。

- ⑧ 緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備及びホース接続を行い、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水準備完了を緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑨ 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員が選択した送水ラインからの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水開始を緊急時対策本部に依頼する。
- ⑩ 当直副長は、中央制御室運転員に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの確認を指示する。
- ⑪ 緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）起動後、運転員が選択した送水ラインから送水するため、MUWC 接続口外側隔離弁 1(B), 2(B) 又は MUWC 接続口外側隔離弁 1(A), 2(A) のどちらかの全開操作を実施し、送水開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑫ 中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当

直副長に報告する。

なお、格納容器内圧力 (D/W) , サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準 (第 1.6.4 表) に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、格納容器内圧力 (D/W) , 格納容器内圧力 (S/C) , ドライウェル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準 (第 1.6.4 表) に再度到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※S/P スプレイから D/W スプレイへの切替えが必要となった場合は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B) 及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) の全開操作を実施後、残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁 (B) の全閉操作を実施する。

※D/W スプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は、残留熱除去系注入弁 (B) の全開操作を実施後、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B) 及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) の全閉操作を実施し、原子炉圧力容器へ注水する。

⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) よる原子炉格納容器内へ

のスプレイが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

[全交流動力電源が喪失している場合]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備のため、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備及びホース接続を依頼する。
- ③中央制御室運転員 A は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。
- ④当直副長は、原子炉格納容器内のスプレイ先を第 1.6.4 表に基づきドライウェル又はサプレッション・チェンバ・プールを選択し、現場運転員に系統構成開始を指示する。
- ⑤現場運転員 C 及び D は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、MUWC 接続口内側隔離弁 (B) 又は MUWC 接続口内側隔離弁 (A) のどちらかを選択し全開操作を実施する（当該弁は遠隔手動弁操作設備のためリンク機構を

取り外し，弁操作を行う）。

なお，上記の送水ライン以外にも，原子炉建屋原子炉区域にて接続口から復水補給水系配管までホースを敷設し送水するラインがある。

- ⑥現場運転員 C 及び D は，復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系原子炉建屋復水積算計バイパス弁の全閉操作を実施する。

- ⑦^aD/W スプレイの場合

現場運転員 C 及び D は，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として，残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B)，残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) 及び残留熱除去系洗浄水弁 (B) の全開操作を実施し，当直副長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

- ⑦^bS/P スプレイの場合

現場運転員 C 及び D は，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として，残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁 (B) 及び残留熱除去系洗浄水弁 (B) の全開操作を実施し，当直副長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

- ⑧緊急時対策要員は，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備及びホース接続を行い，可搬型代替注水ポンプ

(A-2 級) による送水準備完了を緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員が選択した送水ラインから可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による送水開始を緊急時対策本部に依頼する。

⑩当直副長は、中央制御室運転員に代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイの確認を指示する。

⑪緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 起動後、運転員が選択した送水ラインから送水するため、MUWC 接続口外側隔離弁 1(B), 2(B) 又は MUWC 接続口外側隔離弁 1(A), 2(A) のどちらかの全開操作を実施し、送水開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑫中央制御室運転員 A は、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

なお、格納容器内圧力 (D/W) , サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準 (第 1.6.4 表) に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを停止するよう現場運転員に指示する。その後、格納容器内圧力 (D/W) , 格納容器内圧

力 (S/C) , ドライウェル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が, 原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準 (第 1.6.4 表) に再度到達した場合は, 原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※S/P スプレイから D/W スプレイへの切替えが必要となった場合は, 残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B) 及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) の全開操作を実施後, 残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁 (B) の全閉操作を実施する。

※D/W スプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は, 残留熱除去系注入弁 (B) の全開操作を実施後, 残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B) 及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) の全閉操作を実施し, 原子炉圧力容器へ注水する。

⑬ 当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち, 運転員が実施する原子炉建屋での系統構成を, 交流電源が確保され

ている場合は 1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて、全交流動力電源が喪失している場合は 1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合の所要時間は以下のとおり。

交流電源が確保されている場合 : 約 25 分

全交流動力電源が喪失している場合 : 約 100 分

また、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち、緊急時対策要員が実施する屋外での可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水操作に必要な 1 ユニット当たりの要員数及び所要時間は以下のとおり。

[防火水槽を水源とした送水]

緊急時対策要員 3 名にて実施した場合 : 約 125 分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）]

緊急時対策要員 4 名にて実施した場合 : 約 140 分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）]

緊急時対策要員 6 名にて実施した場合 : 約 330 分

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作は、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による

原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで約 330 分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.6.3-3，1.6.3-5）

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.6.26 図に示す。

外部電源，代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合，復水貯蔵槽が使用可能であれば代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。復水貯蔵槽が使用できない場合，消火系又は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

交流電源が確保できない場合，現場での手動操作により系統構成を実施し，消火系又は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

なお、消火系による原子炉格納容器内へのスプレーは、発電所構内（大湊側）で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及びろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレー

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレーができない場合は、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により残留熱除去系の電源を復旧し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）にて原子炉格納容器内にスプレーする。

スプレー作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレー流量の調整又はスプレーの起動/停止を行う。

なお、常設代替交流電源設備及び第二代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

i. 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線D系の受電が完了し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合で，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。

※1:設備に異常がなく，電源，補機冷却水及び水源（サブプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

※2:「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは，格納容器内圧力（D/W），格納容器内圧力（S/C），ドライウェル雰囲気温度，サブプレッション・チェンバ気体温度又はサブプレッション・チェンバ・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6.4表）に達した場合。

ii. 操作手順

残留熱除去系(B)（格納容器スプレイ冷却モード）電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.6.2図から第1.6.5図に，概要図を第1.6.16図に，タイムチャートを第1.6.17図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に残留熱除去系(B)（格納容器スプレイ冷却モ

ード) による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系(B) (格納容器スプレイ冷却モード) の起動に必要なポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていること，並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，残留熱除去系(B) (格納容器スプレイ冷却モード) が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系ポンプ(B) の起動操作を実施し，残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認後，当直副長に残留熱除去系(B) (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑤当直副長は，原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準(第 1.6.4 表)に基づき原子炉格納容器内のスプレイ先を選択し，中央制御室運転員に残留熱除去系(B) (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器内へのスプレイの開始を指示する。

⑥^aD/W スプレイの場合

中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作を実施し，残留熱除去系

格納容器冷却流量調節弁(B)を調整開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑥^bS/P スプレイの場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁(B)を全開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認し、当直副長に報告する。

なお、格納容器内圧力 (D/W) , サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準 (第 1.6.4 表) に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、格納容器内圧力 (D/W) , 格納容器内圧力 (S/C) , ドライウェル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準 (第 1.6.4 表) に再度到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B), 残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)及び残留熱除去系 S/P スプ

レイ注入隔離弁(B)の全閉操作を実施後、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作を実施し、原子炉圧力容器へ注水する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて作業を実施し、作業開始を判断してから残留熱除去系(B)（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで15分以内で可能である。

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・チェンバ・プールの除熱

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）（以下「残留熱除去系（S/P冷却モード）」という。）によるサプレッション・チェンバ・プールの除熱ができない場合は、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により残留熱除去系の電源を復旧し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（S/P冷却モード）にてサプレッション・チェンバ・プールの除熱を実施する。

なお、常設代替交流電源設備及び第二代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

i. 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線 C 系又は D 系の受電が完了し，残留熱除去系（S/P 冷却モード）が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合。

※1:設備に異常がなく，電源，補機冷却水及び水源（サプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

ii. 操作手順

残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・チェンバ・プールの除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.6.4 図に，概要図を第 1.6.18 図に，タイムチャートを第 1.6.19 図に示す。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に残留熱除去系(A)（S/P 冷却モード）によるサプレッション・チェンバ・プールの除熱の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系(A)（S/P 冷却モード）の起動に必要なポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていること，並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策

本部に第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，残留熱除去系ポンプ(A)及び残留熱除去系封水ポンプ(A)が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系ポンプ(A)の起動操作を実施する。

⑤中央制御室運転員 A 及び B は，当直副長に残留熱除去系(A) (S/P 冷却モード) によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱の準備完了を報告する。

⑥当直副長は，中央制御室運転員に残留熱除去系(A) (S/P 冷却モード) によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱開始を指示する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系試験用調節弁(A)を調整開とし，原子炉格納容器への注水量の上昇及びサブプレッション・チェンバ・プール水の温度の低下によりサブプレッション・チェンバ・プールの除熱が開始されたことを確認する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて作業を実施し，作業開始を判断してから残留熱除去系(A) (S/P 冷却モード) によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱開始まで 15 分以内で可能である。

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.6.26 図に示す。

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合，原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード及び S/P 冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施する。原子炉補機冷却系の運転ができない場合，代替原子炉補機冷却系を設置し，残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード及び S/P 冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施するが，代替原子炉補機冷却系の設置に時間を要することから，代替格納容器スプレー冷却系（常設）等による原子炉格納容器内へのスプレーを並行して実施する。

1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 代替格納容器スプレー

(a) 代替格納容器スプレー冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレー

炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）が故障により使用できない場合は，復水貯蔵槽を水源とした代替格納容器スプレー冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレーする。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による格納容器スプレイができず，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合^{※2}で，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:設備に異常がなく，電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

※3:「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは，格納容器内圧力（D/W），格納容器内圧力（S/C），ドライウェル雰囲気温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6.5表）に達した場合。

ii. 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイについては，「1.6.2.1(1)a.(a)

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。ただし、スプレイの停止、再開及び流量は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第 1.6.5 表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第 1.6.6 図に示す。また、概要図は第 1.6.7 図、タイムチャートは第 1.6.8 図と同様である。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで 25 分以内で可能である。その後、現場運転員 2 名にて復水移送ポンプの水源確保を実施した場合、15 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が故障により使用できず、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は、ろ過水タンクを水源

とした消火系により原子炉格納容器内にスプレーする。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）及び代替格納容器スプレー冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレーができず、消火系が使用可能な場合^{※2}で、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達した場合^{※3}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2: 設備に異常がなく、燃料及び水源（ろ過水タンク）が確保されている場合。

※3: 「原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力（D/W）、格納容器内圧力（S/C）、ドライウェル雰囲気温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第1.6.5表）に達した場合。

ii. 操作手順

消火系による原子炉格納容器内へのスプレイについては、「1.6.2.1(1)a.(b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。ただし、スプレイの停止、再開及び流量は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6.5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6.6図に示す。また、概要図は第1.6.9図、タイムチャートは第1.6.10図と同様である。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）、現場運転員2名及び5号炉運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで約30分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去

系（格納容器スプレイ冷却モード）が故障により使用できず，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び消火系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

なお，本手順はプラント状況や周辺の現場状況により可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の接続先を複数ある接続口から任意に選択できる構成としている。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード），代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び消火系による原子炉格納容器内へのスプレイができず，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}で，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※2: 設備に異常がなく，燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合。

※3: 「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力 (D/W) , 格納容器内圧力 (S/C) , ドライウェル雰囲気温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準 (第 1.6.5 表) に達した場合。

ii. 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイについては、「1.6.2.1(1)a.(c) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ (淡水/海水)」の操作手順のうち、[交流電源が確保されている場合] の操作手順と同様である。ただし、MUWC 接続口内側隔離弁の操作については、リンク機構を取り外さず、MUWC 接続口内側隔離弁 (B) の場合は屋外 (緊急時対策要員) にて、MUWC 接続口内側隔離弁 (A) の場合は非管理区域 (運転員) にて遠隔手動弁操作設備を使用して行う。また、スプレイの停止、再開及び流量は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準 (第 1.6.5 表) に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第 1.6.6 図に、概要図は第 1.6.11 図に、タイムチャートは第 1.6.13 図及び第 1.6.20 図に示す。

iii. 操作の成立性

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち，運転員が実施する原子炉建屋での系統構成を1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて作業を実施した場合の所要時間は約20分である。

また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち，緊急時対策要員が実施する屋外での代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作に必要な1ユニット当たりの要員数及び所要時間は以下のとおり。

[防火水槽を水源とした送水]

緊急時対策要員3名にて実施した場合：約125分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）]

緊急時対策要員4名にて実施した場合：約140分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）]

緊急時対策要員6名にて実施した場合：約330分

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作は，作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による

原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで約 330 分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.6.3-3）

b. 格納容器代替除熱

(a) ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）等による原子炉格納容器内へのスプレイ及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の復旧ができず，原子炉格納容器からの除熱手段がない場合に，常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により原子炉補機冷却系の電源を復旧し，原子炉格納容器内へ冷却水通水後，ドライウェル冷却系送風機を起動して原子炉格納容器内の除熱を行う。

ドライウェル冷却系送風機を停止状態としても，原子炉格納容器内の冷却水の通水を継続することで，ドライウェル冷却系冷却器コイル表面で蒸気を凝縮し，原子炉格納容

器内の圧力の上昇を緩和する。

なお、常設代替交流電源設備及び第二代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

i. 手順着手の判断基準

発電用原子炉の注水機能が喪失し、代替格納容器スプレイ及び残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱ができず、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により原子炉補機冷却系が復旧可能である場合。

ii. 操作手順

ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.6.6 図に、概要図を第 1.6.21 図及び第 1.6.22 図に、タイムチャートを第 1.6.23 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に
ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱の準備開始を指示する。
- ②現場運転員 C 及び D は、ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱に必要な送風機、電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員 A 及び B は、ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱に必要な送風機、電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確

保されていることを状態表示にて確認する。

- ④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，ドライウエル冷却系が使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は，ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱の系統構成前準備として，ESF 盤区分 I 及び区分 II にて隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑥当直副長は，中央制御室運転員にドライウエル冷却系の冷却水通水開始を指示する。
- ⑦中央制御室運転員 A 及び B は，ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱の系統構成（冷却水通水操作）として，原子炉補機冷却系格納容器外側供給隔離弁 (A)，(B)，外側戻り隔離弁 (A)，(B) 及び内側戻り隔離弁 (A)，(B) の全開操作を実施し，原子炉補機冷却水系系統流量指示値の上昇を確認し，当直副長に報告する。
- ⑧中央制御室運転員 A 及び B は，ドライウエル冷却系送風機起動前準備として，常用換気空調系盤にてリレー引抜きにより，起動阻止隔離信号を除外する。
- ⑨当直副長は，中央制御室運転員にドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱の開始を指示する。
- ⑩中央制御室運転員 A 及び B は，ドライウエル冷却系送

風機(A)，(B)及び(C)の起動操作を実施し，原子炉格納容器内の圧力の上昇率が緩和することを確認する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱開始まで約45分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.6.3-4)

c. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.6.26図に示す。

外部電源，代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合，復水貯蔵槽が使用可能であれば代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。復水貯蔵槽が使用できない場合，消火系又は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

なお，消火系による原子炉格納容器内へのスプレイは，発電所構内（大湊側）で重大事故等へ対処するために消火系に

よる消火が必要な火災が発生していないこと及びろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

外部電源，常設代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合，原子炉補機冷却系を復旧し，原子炉格納容器内への冷却水通水及びドライウエル冷却系送風機の起動による原子炉格納容器内の除熱を実施する。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレ イ

炉心の著しい損傷が発生した場合において，全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は，常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により残留熱除去系の電源を復旧し，原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）にて原子炉格納容器内にスプレイする。

なお，常設代替交流電源設備及び第二代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において，常設代替交流電

源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線 D 系の受電が完了し，残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合で，原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※2: 設備に異常がなく，電源，補機冷却水及び水源（サブプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

※3: 「原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達」とは，格納容器内圧力（D/W）又は格納容器内圧力（S/C）指示値が，原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第 1.6.5 表）に達した場合。

ii. 操作手順

残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内の除熱については，「1.6.2.1(2)a.(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレー」の操作手順と同様

である。ただし、スプレイの停止及び再開は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第 1.6.5 表）に到達した場合に行う。

なお、手順の対応フローを第 1.6.6 図に示す。また、概要図は第 1.6.16 図、タイムチャートは第 1.6.17 図と同様である。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて作業を実施し、作業開始を判断してから残留熱除去系(B)（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで 15 分以内で可能である。

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

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プールの除熱

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系の故障により、残留熱除去系（S/P 冷却モード）によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱ができない場合は、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により残留熱除去系の電源を復旧し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（S/P 冷却モード）にてサブプレッション・チェンバ・プールの除

熱を実施する。

なお、常設代替交流電源設備及び第二代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線 C 系又は D 系の受電が完了し、残留熱除去系（S/P 冷却モード）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※2: 設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（サブプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

ii. 操作手順

残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プールの除熱については、「1.6.2.1(2)a.(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プー

ルの除熱」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第 1.6.6 図に示す。また、概要図は第 1.6.18 図、タイムチャートは第 1.6.19 図と同様である。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて作業を実施し、作業開始を判断してから残留熱除去系(A)（S/P 冷却モード）によるサプレッション・チェンバ・プールの除熱開始まで 15 分以内で可能である。

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.6.26 図に示す。

常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード及び S/P 冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施する。原子炉補機冷却系の運転ができない場合、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード及び S/P 冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施するが、代替原子炉補機冷却系の設置に時間を要することから、代替格納容器スプレー冷却系（常設）等による原子炉格納容器内へのスプレーを並行して実施する。

1.6.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が健全な場合は、中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）を起動し、サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

スプレイ作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレイ流量の調整又はスプレイの起動/停止を行う。

a. 手順着手の判断基準

原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※1}。

※1: 「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力（D/W），格納容器内圧力（S/C），ドライウェル雰囲気温度，サブプレッション・チェンバ気体温度又はサブプレッション・チェンバ・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第 1.6.4 表）に達した場合。

b. 操作手順

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。概要

図を第 1.6.24 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系ポンプの起動操作を実施し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認後、当直副長に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ③当直副長は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第 1.6.4 表）に基づき原子炉格納容器内のスプレイ先を選択し、中央制御室運転員に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイの開始を指示する。
- ④^aD/W スプレイの場合
中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁の全開操作を実施し、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁を調整開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。
- ④^bS/P スプレイの場合
中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁を全開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器内への

スプレーが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認し，当直副長に報告する。

なお，格納容器内圧力（D/W），サブプレッション・チェンバ気体温度又はサブプレッション・チェンバ・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレー停止の判断基準（第 1.6.4 表）に到達した場合は，原子炉格納容器内へのスプレーを停止する。その後，格納容器内圧力（D/W），格納容器内圧力（S/C），ドライウェル雰囲気温度，サブプレッション・チェンバ気体温度又はサブプレッション・チェンバ・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第 1.6.4 表）に再度到達した場合は，原子炉格納容器内へのスプレーを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレー実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は，残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁，残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁及び残留熱除去系 S/P スプレー注入隔離弁の全閉操作を実施後，残留熱除去系注入弁の全開操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水する。

c. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため，速やかに対応できる。

(2) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）によるサプレッション・チェンバ・プールの除熱

残留熱除去系（S/P 冷却モード）が健全な場合は，中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（S/P 冷却モード）を起動し，サプレッション・チェンバ・プールの除熱を実施する。

a. 手順着手の判断基準

下記のいずれかの状態に該当した場合。

- ・逃がし安全弁開固着
- ・サプレッション・チェンバ・プール水の温度が規定温度以上
- ・サプレッション・チェンバの気体温度が規定温度以上

b. 操作手順

残留熱除去系（S/P 冷却モード）によるサプレッション・チェンバ・プールの除熱手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.6.25 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に残留熱除去系（S/P 冷却モード）によるサプレッション・チェンバ・プールの除熱の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系ポンプの起動操作を実施する。

③中央制御室運転員 A 及び B は，当直副長に残留熱除去

系（S/P 冷却モード）によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱の準備完了を報告する。

④当直副長は、中央制御室運転員に残留熱除去系（S/P 冷却モード）によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱の開始を指示する。

⑤中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系試験用調節弁を調整開とし、原子炉格納容器への注水量の上昇及びサブプレッション・チェンバ・プール水の温度の低下によりサブプレッション・チェンバ・プールの除熱が開始されたことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

1.6.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱除去系への代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

復水貯蔵槽、防火水槽及びろ過水タンクへの水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水手順については、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

復水移送ポンプ、残留熱除去系ポンプ、電動弁及び中央制御室

監視計器類への電源供給手順並びに第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機，電源車，ディーゼル駆動消火ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 1.6.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対処手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/7)

(重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対処手段	対処設備	手順書	
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系 ※1 非常用交流電源設備 ※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等
			サプレッション・チェンバ 格納容器スプレイ・ヘッド 原子炉格納容器	重大事故等対処設備	
		残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プールの除熱) によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系 ※1 非常用交流電源設備 ※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「S/P 温度制御」等
			サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器	重大事故等対処設備	

※1:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※4:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/7）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）	代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による 原子炉格納容器内の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※3 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 格納容器スプレィ・ヘッダ 高圧炉心注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備 重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「PCV 圧力制御」等 AM 設備別操作手順書 「MUWC による PCV スプレィ」
			非常用交流電源設備 ※2		
		第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備		
		原子炉格納容器内の冷却 消火系による	ディーゼル駆動消火ポンプろ過水タンク ※3 消火系配管・弁 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 格納容器スプレィ・ヘッダ 原子炉格納容器 非常用交流電源設備 ※2 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「PCV 圧力制御」等 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる PCV スプレィ」

※1:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の水の供給手順等」にて整備する。

※4:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（3/7）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（格納容器 スプレー冷却モード）	代替格納容器 原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） ホース・接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 格納容器スプレー・ヘッド 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「PCV 圧力制御」等 AM 設備別操作手順書 「消防車による PCV スプレー」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（格納容器スプレー）」※1
			非常用交流電源設備 ※2	重大事故等 対処設備 （設計基準拡張）	
			防火水槽 ※3, ※4 淡水貯水池 ※3, ※4 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策 設備	

※1:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

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

※4:「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（4/7）

（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書		
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の復旧	サブプレッション・チェンバ 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※1 常設代替交流電源設備 ※2	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「PCV 圧力制御」等 AM 設備別操作手順書 「RHR (B) による PCV スプレイ」	
			残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系 ※1	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）		
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策 設備		
		代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の復旧	サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※1 常設代替交流電源設備 ※2	重大事故等 対処設備		事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「S/P 温度制御」等 AM 設備別操作手順書 「RHR (A) による S/P 除熱」 「RHR (B) による S/P 除熱」
			残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系 ※1	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）		
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策 設備		

※1:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

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

※4:「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（5/7）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）	代替格納容器スプレー冷却系（常設）による 原子炉格納容器内の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※3 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 格納容器スプレー・ヘッダ 高圧炉心注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 「PCV制御」 AM設備別操作手順書 「MUWCによるPCVスプレー」
			非常用交流電源設備 ※2		
		第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備		
		原子炉格納容器内の冷却 消火系による	ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク ※3 消火系配管・弁 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 格納容器スプレー・ヘッダ 原子炉格納容器 非常用交流電源設備 ※2 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 「PCV制御」 AM設備別操作手順書 「消火ポンプによるPCVスプレー」

※1:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※4:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（6/7）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）	代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） ホース・接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 格納容器スプレー・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 「PCV制御」 AM設備別操作手順書 「消防車によるPCVスプレー」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（格納容器スプレー）」※1
			非常用交流電源設備 ※2		
		防火水槽 ※3，※4 淡水貯水池 ※3，※4 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備		
		原子炉格納容器内の代替除熱 ドライウエル冷却系による	ドライウエル冷却系送風機 ドライウエル冷却系冷却器 原子炉補機冷却系 ※1 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 「PCV制御」 AM設備別操作手順書 「DWクーラ代替除熱（RCW-A系）」 「DWクーラ代替除熱（RCW-B系）」

※1:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※4:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段、対処設備、手順書一覧 (7/7)

(炉心損傷後のサポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	代替交流電源設備による残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)の復旧	サブプレッション・チェンバ 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※1 常設代替交流電源設備 ※2	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「RHR (B) による PCV スプレイ」
			残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系 ※1	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策 設備	
			代替交流電源設備による残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・ブール水冷却モード)の復旧	重大事故等 対処設備	
		サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※1 常設代替交流電源設備 ※2	重大事故等 対処設備		
		残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系 ※1	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)		
		第二代替交流電源設備 ※2	自主対策 設備		

※1:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※4:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源 (措置)

第 1.6.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/14)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ		
事故時運転転換手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」等 AM 設備別操作手順書 「MUWC による PCV スプレイ」	判断基準	原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)
	操作	原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水量)
		補機監視機能 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ (A) 吐出圧力 復水移送ポンプ (B) 吐出圧力 復水移送ポンプ (C) 吐出圧力
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)

監視計器一覧 (2/14)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる PCV スプレイ」	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) ろ過水タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確保	ろ過水タンク水位

監視計器一覧 (3/14)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等 AM 設備別操作手順書 「消防車による PCV スプレイ」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水 (格納容器スプレイ)」	判断基準	原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) 防火水槽 淡水貯水池
	操作	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)
		補機監視機能	可搬型代替注水ポンプ吐出圧力
		水源の確保	防火水槽 淡水貯水池

監視計器一覧 (4/14)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等 AM 設備別操作手順書 「RHR (B) による PCV スプレィ」	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口冷却水流量
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器への注水量	残留熱除去系 (B) 系統流量
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力
原子炉格納容器内の水位		サブプレッション・チェンバ・プール水位	

監視計器一覧 (5/14)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
事故時運転転換手順書 (徴候ベース) 「S/P 温度制御」等 AM 設備別操作手順書 「RHR (A) による S/P 除熱」 「RHR (B) による S/P 除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧 (6/14)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1)フロントライン系故障時の対応手順 a.代替格納容器スプレイ		
事故時運転転作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「MUWC による PCV スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 ・原子炉圧力容器下鏡部温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ气体温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)
	操作	原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ气体温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水量)
		補機監視機能 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A) 吐出圧力 復水移送ポンプ(B) 吐出圧力 復水移送ポンプ(C) 吐出圧力
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)

監視計器一覧 (7/14)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ		
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる PCV スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 ・ 原子炉圧力容器下鏡部温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) ろ過水タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)
		補機監視機能 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確保 ろ過水タンク水位

監視計器一覧(8/14)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ		
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による PCV スプレイ」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水 (格納容器スプレイ)」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 ・ 原子炉圧力容器下鏡部温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) 防火水槽 淡水貯水池
	操作	原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)
		補機監視機能 可搬型代替注水ポンプ吐出圧力
		水源の確保 防火水槽 淡水貯水池

監視計器一覧 (9/14)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 b. 格納容器代替除熱			
事故時運転転換手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「DW クーラ代替除熱 (RCW-A 系)」 「DW クーラ代替除熱 (RCW-B 系)」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 原子炉格納容器内の温度	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度	
	補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量	
	操作		

監視計器一覧 (10/14)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧		
事故時運転転換手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「RHR(B)による PCV スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		補機監視機能 原子炉補機冷却水系(B)系統流量 残留熱除去系熱交換器(B)入口冷却水流量
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度
		原子炉格納容器への注水量 残留熱除去系(B)系統流量
		補機監視機能 残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧 (11/14)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
事故時運転転操作手順書 (シビアアクシデント) AM 設備別操作手順書 「RHR (A) による S/P 除熱」 「RHR (B) による S/P 除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ・プール水温度
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧 (12/14)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却モード) による原子炉格納容器内へのスプレィ			
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口冷却水流量
		電源	M/C D 電圧 M/C E 電圧 P/C D-1 電圧 P/C E-1 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 主母線盤 C 電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度
		原子炉格納容器への注水量	残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (C) 吐出圧力
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧 (13/14)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.6.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (2) 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱		
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「S/P 温度制御」等	判断 基準	原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 M/C E 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 P/C E-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 主母線盤 C 電圧
		最終ヒートシンクの確保 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (C) 出口冷却水温度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧 (14/14)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.6.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (2) 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) によるサブプレッション・チェンバ・プールの除熱		
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「S/P 温度制御」等	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ・プール水温度
	補機監視機能	残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (C) 吐出圧力
	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (C) 出口冷却水温度
	原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位

第 1.6.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.6】 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</p>	復水移送ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 AM用MCC
	復水補給水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 (6号炉のみ) AM用MCC
	残留熱除去系ポンプ	常設代替交流電源設備 M/C C系 M/C D系
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 AM用MCC
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用A系電源 計測用B系電源

第 1.6.4 表 原子炉格納容器内へのスプレイ起動，停止の判断基準

(炉心の著しい損傷を防止するための対応)

	スプレイ起動の判断基準		代替格納容器 スプレイ	RHRによる スプレイ	スプレイ停止の判断基準	
炉心の著しい損傷を防止するための対応	P C V 圧力制御	格納容器内圧力(D/W)指示値が13.7kPa[gage]以上で，原子炉水位指示値が-2880mm以下を経験した場合	D/W S/P	D/W S/P	圧力制御・ 温度制御・ 水位制御	以下のいずれかの条件でスプレイを停止する。 ・格納容器内圧力(D/W)指示値が13.7kPa[gage]以下まで低下した場合 ・サブプレッション・チェンバ気体温度指示値が□以下まで低下した場合 ・サブプレッション・チェンバ・プール水位指示値が14.0m ^{※2} 以上の場合
		格納容器内圧力(S/C)指示値が13.7kPa[gage]以上の場合	—	S/P		
		格納容器内圧力(S/C)指示値が□以上の場合	D/W ^{※3} S/P ^{※3}	D/W S/P		
	S D / / P W 温度制御	ドライウェル雰囲気温度指示値が□に到達し，格納容器内圧力(D/W)指示値が13.7kPa[gage]以上の場合	D/W ^{※4}	D/W		
		サブプレッション・チェンバ気体温度指示値が□以上の場合	S/P ^{※5}	S/P		
	水位制御 ※1	サブプレッション・チェンバ・プール水位指示値が7.2m ^{※2} 以上で，格納容器内圧力(D/W)指示値が13.7kPa[gage]以上の場合	D/W ^{※6}	D/W		

※1：LOCA時，真空破壊弁の機能喪失前に格納容器圧力を低下させ，D/WとS/Pの圧力を平衡にする。

※2：S/P底面からの水位。

※3：原子炉格納容器外からの注水によるS/P水位上昇を抑制するため，代替格納容器スプレイの場合は180kPa[gage]で実施する。

※4：原子炉格納容器外からの注水によるS/P水位上昇を抑制するため，代替格納容器スプレイの場合は171℃で実施する。

※5：原子炉格納容器外からの注水によるS/P水位上昇を抑制するため，代替格納容器スプレイの場合は104℃で実施する。

※6：原子炉格納容器外からの注水によるS/P水位上昇を抑制するため，代替格納容器スプレイの場合は□で実施する。

第 1.6.5 表 原子炉格納容器内へのスプレイ起動，停止の判断基準

(原子炉格納容器の破損を防止するための対応)

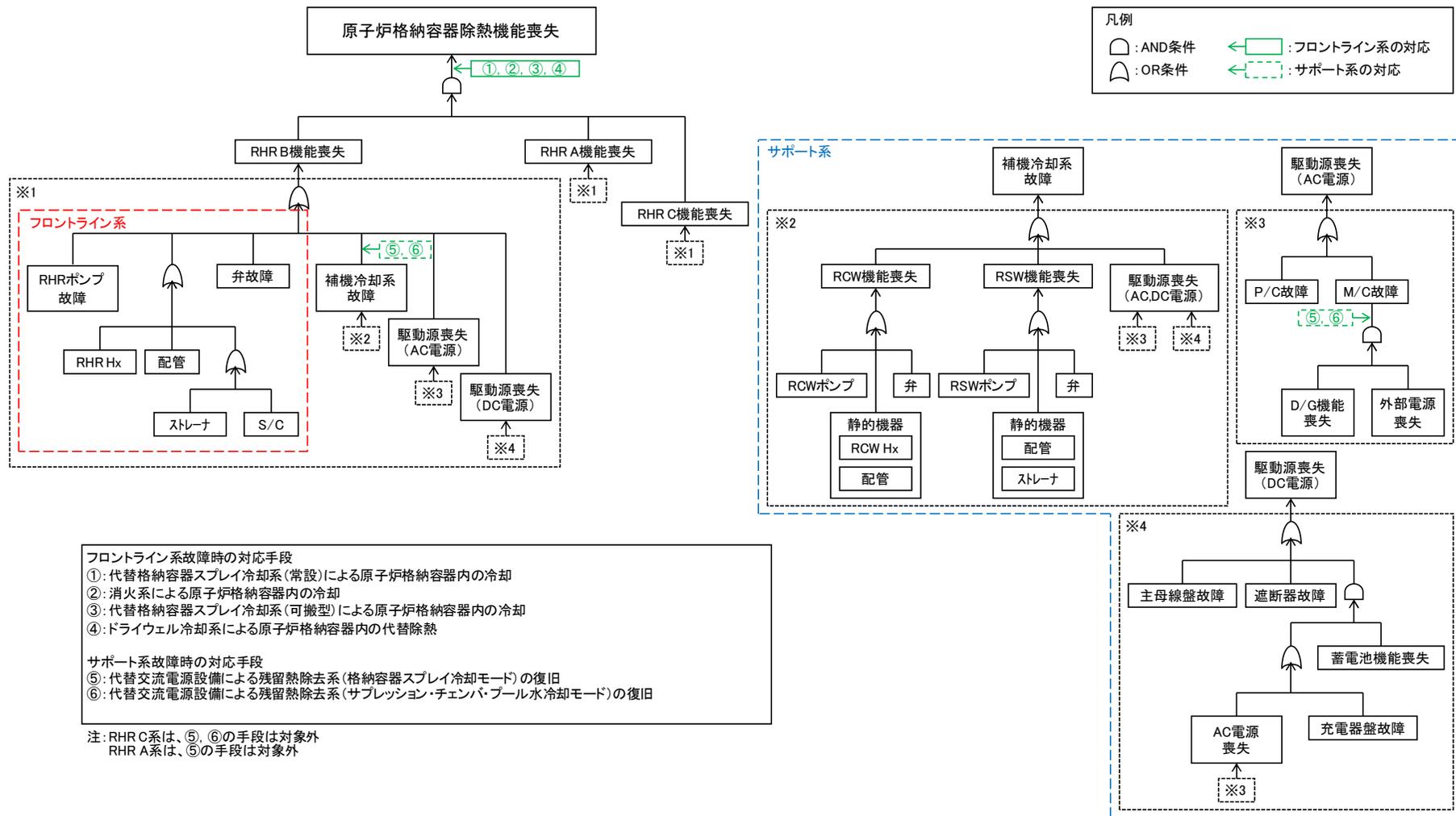
	スプレイ起動の判断基準			圧力容器 破損前	圧力容器 破損後	スプレイ停止の判断基準			スプレイ流量 (m ³ /h)
	原子炉格納容器の破損を防止するための対応	代替格納容器	格納容器内圧力(D/W) 又は格納容器内圧力(S/C) 指示値が465kPa[gage] 以上の場合※2	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P	代替格納容器	格納容器内圧力(D/W) 又は格納容器内圧力(S/C) 指示値が390kPa[gage] 以下の場合※2	140	
原子炉格納容器の破損を防止するための対応	P C V 制 御	代替格納容器	ドライウエル雰囲気温度 指示値が190℃以上の場合	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P	P C V 制 御	代替格納容器	サブプレッション・チェン パ・プール水位指示値が □※3に到達した場合	140
		R S H P R に よ る	格納容器内圧力(D/W) 又は格納容器内圧力(S/C) 指示値が180kPa[gage] 以上の場合	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P		R S H P R に よ る	格納容器内圧力(D/W) 又は格納容器内圧力(S/C) 指示値が 13.7kPa[gage] 以下の場合	140
		原子炉抑制する格納容器の過温を ※1	P C V 制 御	代替格納容器	原子炉压力容器下部温度 指示値が300℃に到達した 場合		D/W	—	P C V 制 御

①，②は優先順位を示す。

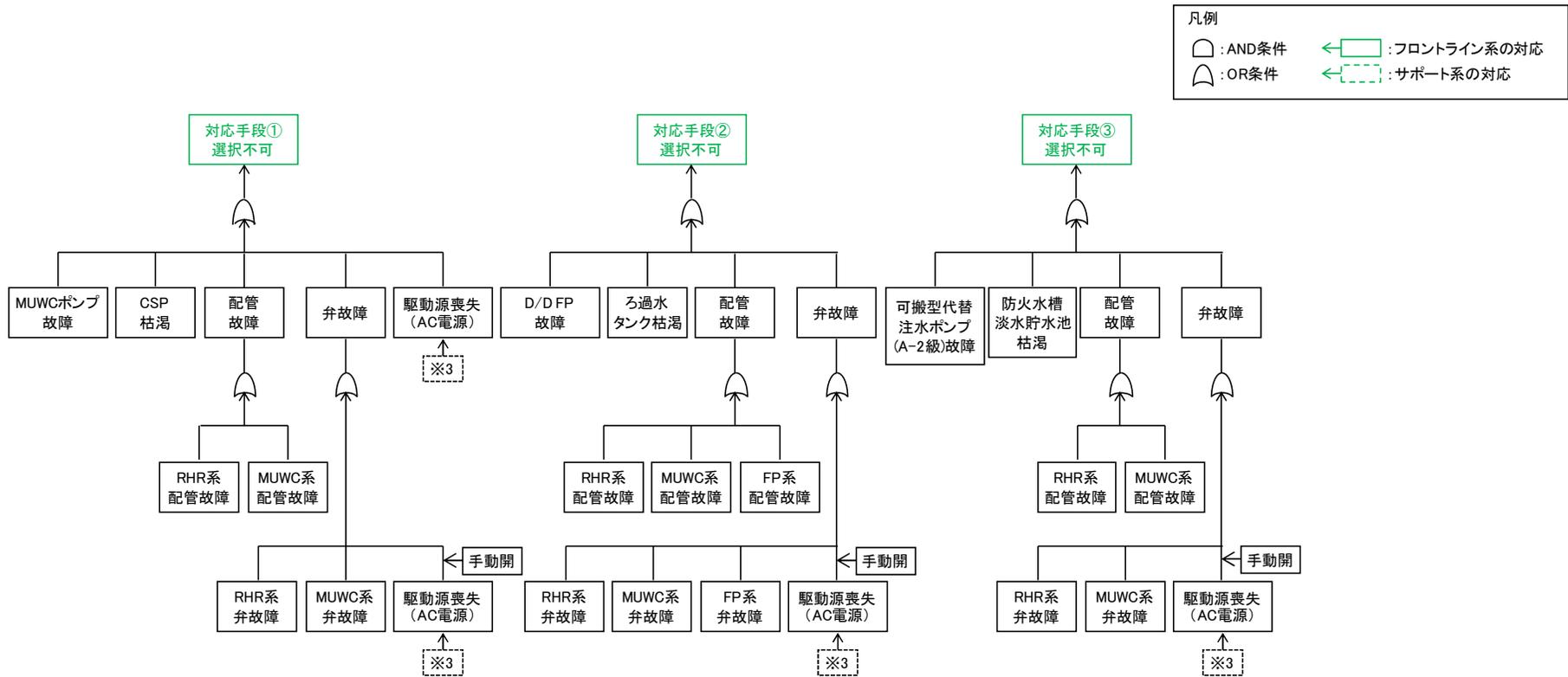
※1：原子炉压力容器破損前に本操作を実施することで，格納容器温度の上昇を抑制し，逃がし安全弁の環境条件を緩和することができる。ただし，本操作をしない場合であっても，評価上，原子炉压力容器底部が破損に至るまでの間，逃がし安全弁は発電用原子炉の減圧機能を維持できる。

※2：外部からの注水を抑制する観点から間欠スプレイとする。

※3：S/P底面からの水位。



第 1.6.1 図 機能喪失原因対策分析 (1/2)



第 1.6.1 図 機能喪失原因対策分析 (2/2)

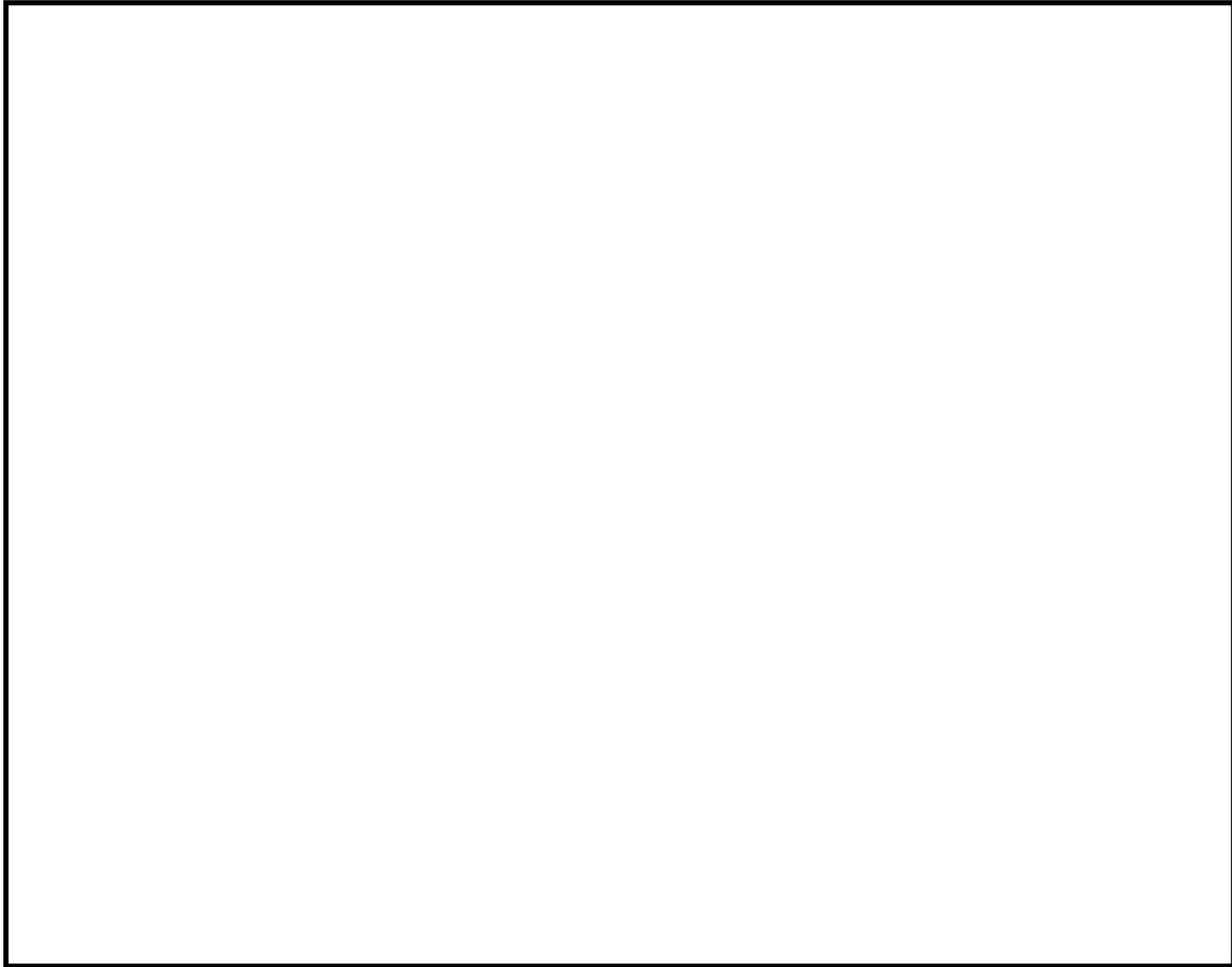
凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

フロントライン系, サポート系の整理, 故障の想定・対応手段

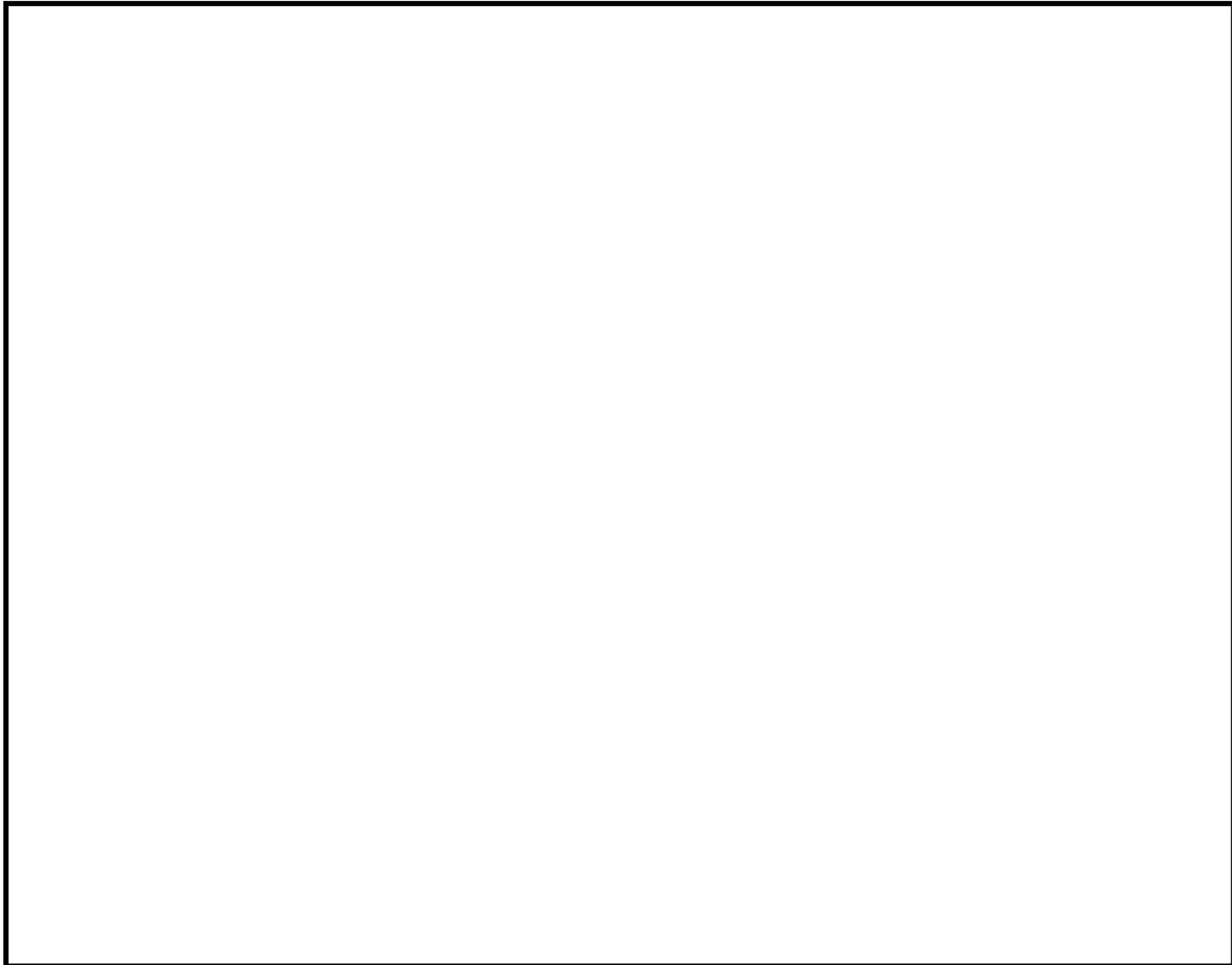
故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8		
原子炉格納容器除熱機能喪失	RHR A機能喪失(※5)	RHRポンプ故障								
		弁故障								
		静的機器故障	RHR Hx					※5 RHR A系については格納容器スプレイモード対象外		
			配管							
			水源	S/C ストレーナ						
		補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ 弁						
			※2	静的機器故障	RCW Hx 配管					
				RSW機能喪失	RSWポンプ 弁					
			駆動源喪失(AC, DC電源)	※3同様 ※4同様						
		駆動源喪失(AC電源)	※3	P/C故障						
				M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失					
		駆動源喪失(DC電源)	※4	主母線盤故障						
				遮断器故障						
				蓄電池機能喪失						
				直流電源供給機能喪失						
		充電器機能喪失								
		AC電源喪失	※3同様							
RHR B機能喪失	※1同様									
RHR C機能喪失	※1同様									

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」をもとに、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND 条件, OR 条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

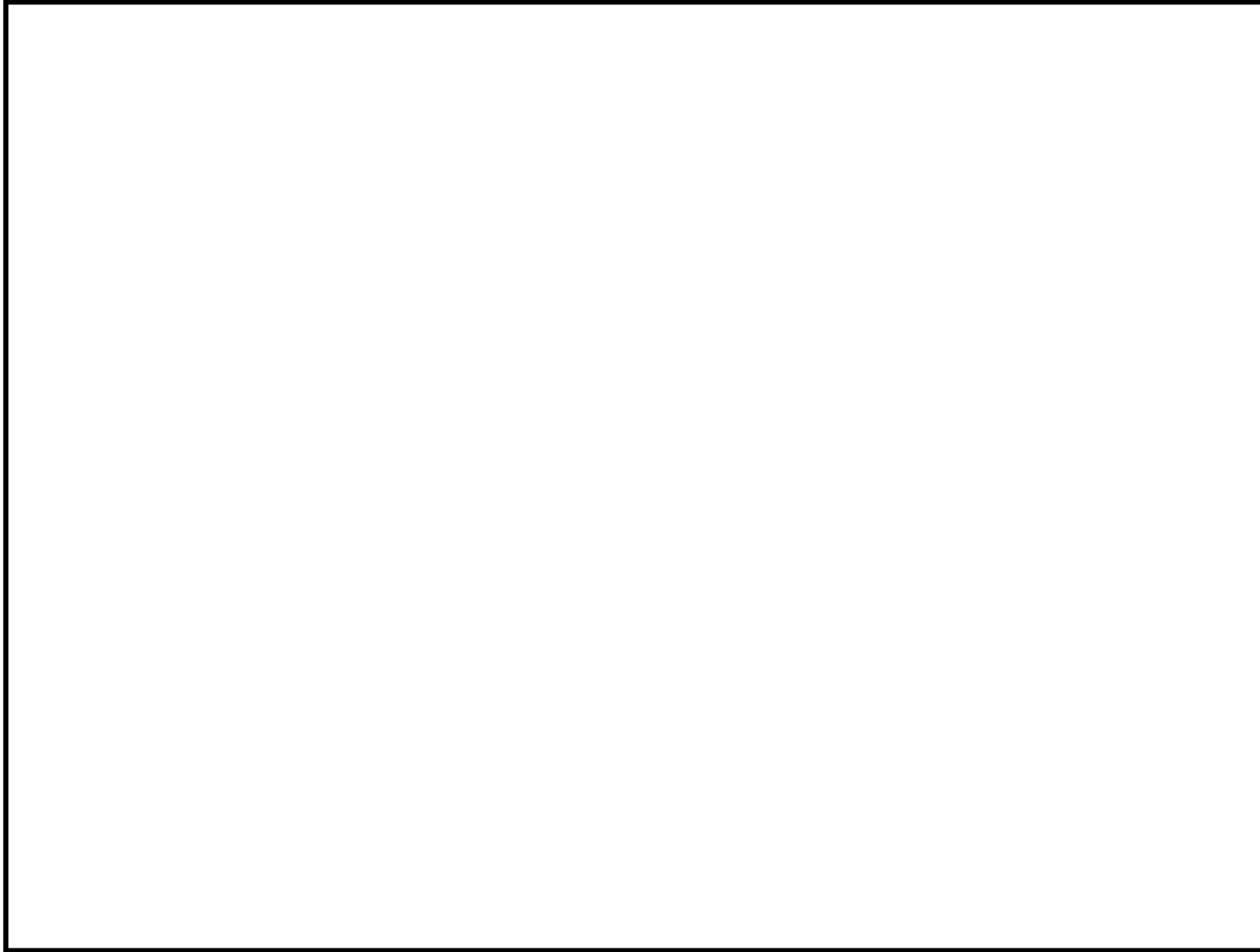
第 1.6.1 図 機能喪失原因対策分析 (補足)



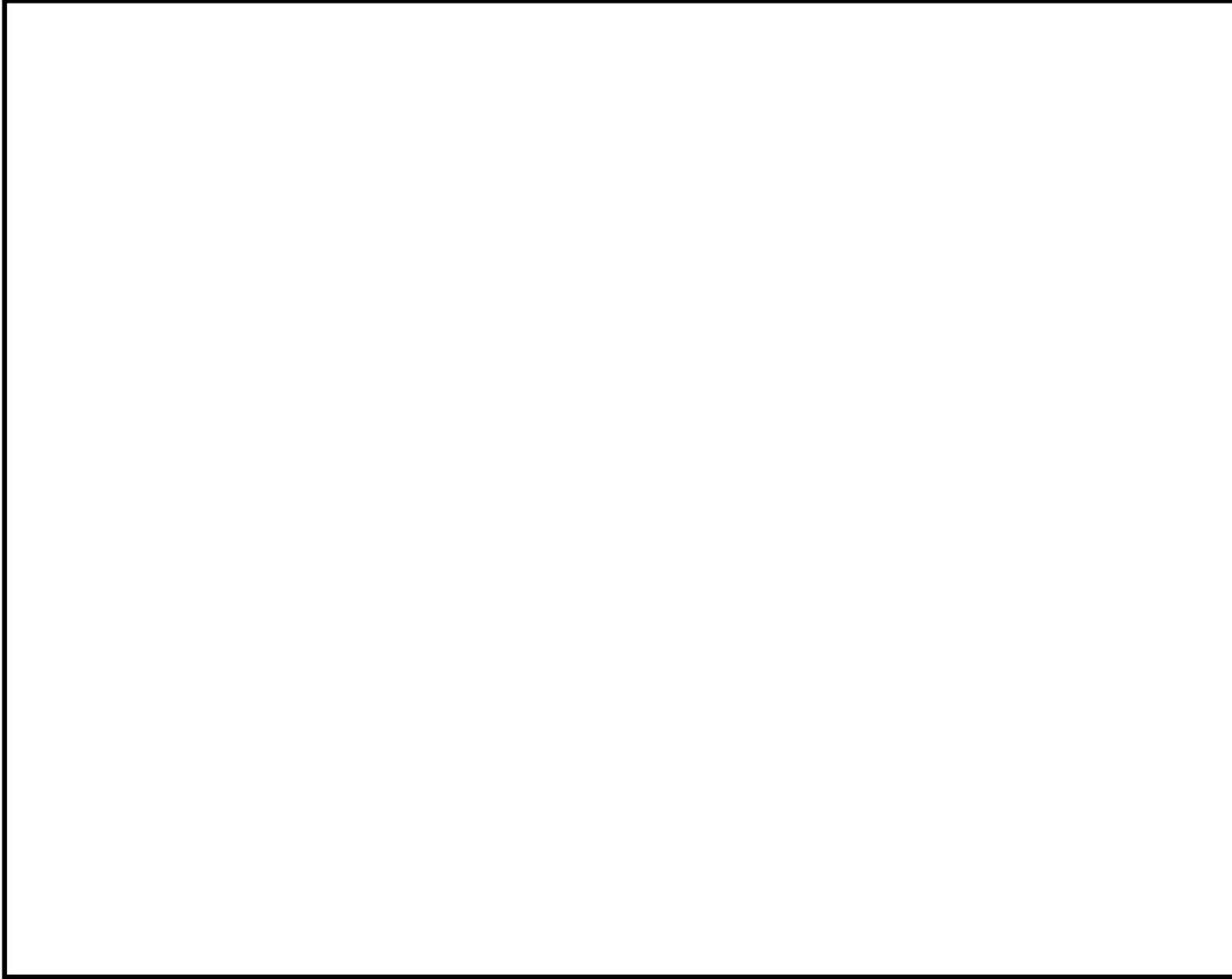
第 1.6.2 図 EOP「PCV 圧力制御」における対応フロー



第 1.6.3 図 EOP「D/W 温度制御」における対応フロー



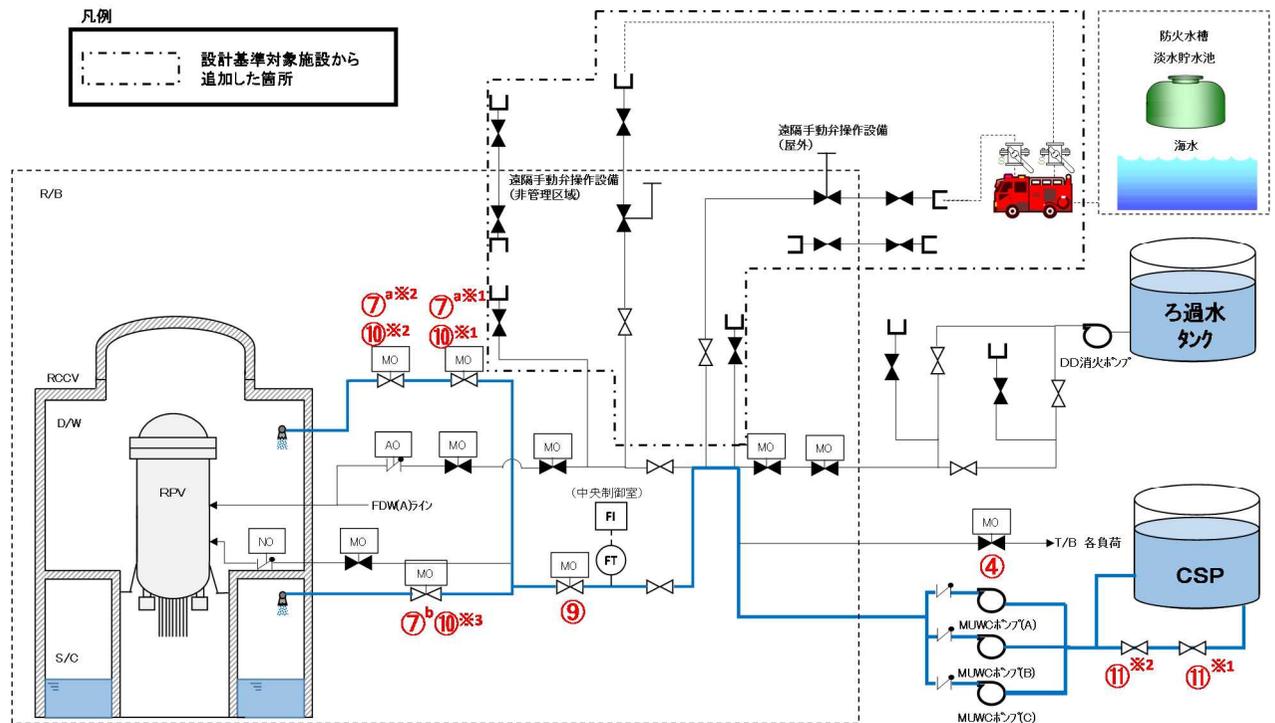
第 1.6.4 図 EOP「S/P 温度制御」における対応フロー



第 1.6.5 図 EOP「S/P 水位制御」における対応フロー



第 1.6.6 図 SOP「RPV 制御」，SOP「PCV 制御」における対応フロー

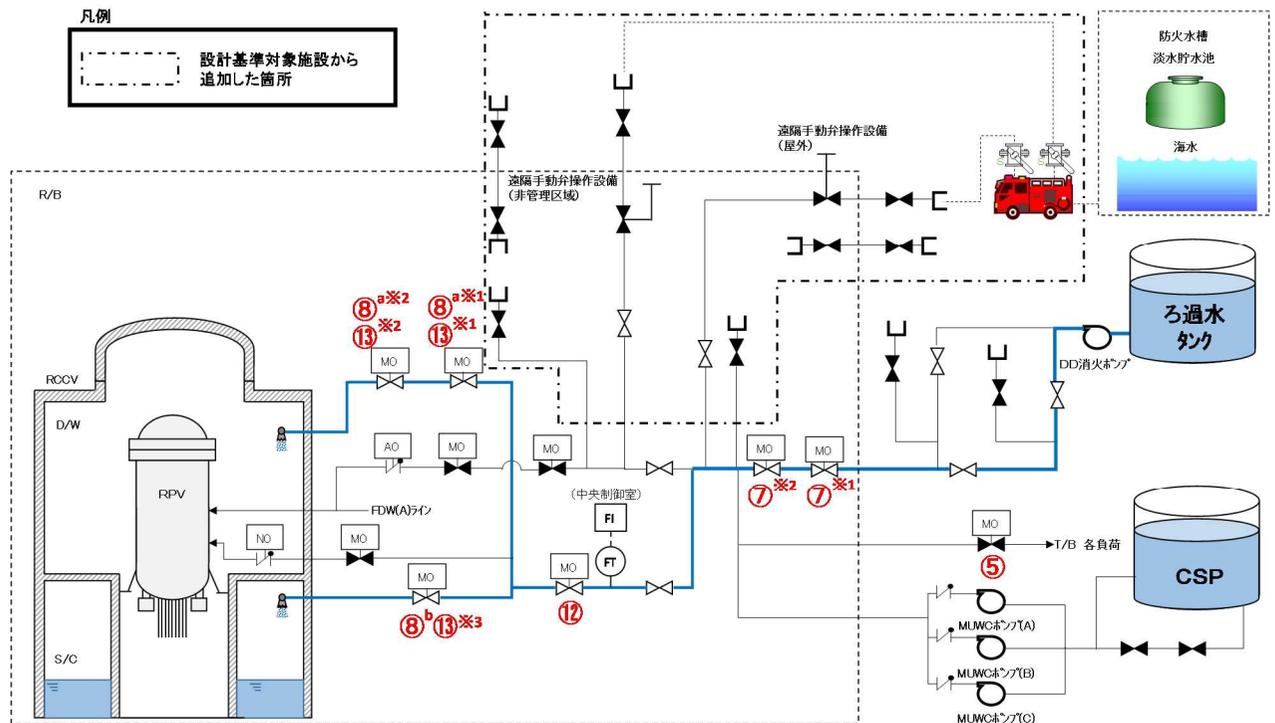


操作手順	弁名称
④	タービン建屋負荷遮断弁
⑦ ^a *2 ⑩ ^a *1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑦ ^a *2 ⑩ ^a *2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑦ ^b *3 ⑩ ^b *3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑨	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑪ ^{*1}	復水補給水系常/非常用連絡1次止め弁
⑪ ^{*2}	復水補給水系常/非常用連絡2次止め弁

第 1.6.7 図 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80										
手順の項目	要員(数)	25分 代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による ▽ 原子炉格納容器内へのスプレイ																	
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)による 原子炉格納容器内へのスプレイ	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認																
			バイパス流防止処置, ポンプ起動																
			系統構成																
			スプレイ開始																
	現場運転員 C, D	2	移動, CSP水源確保																

第 1.6.8 図 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート

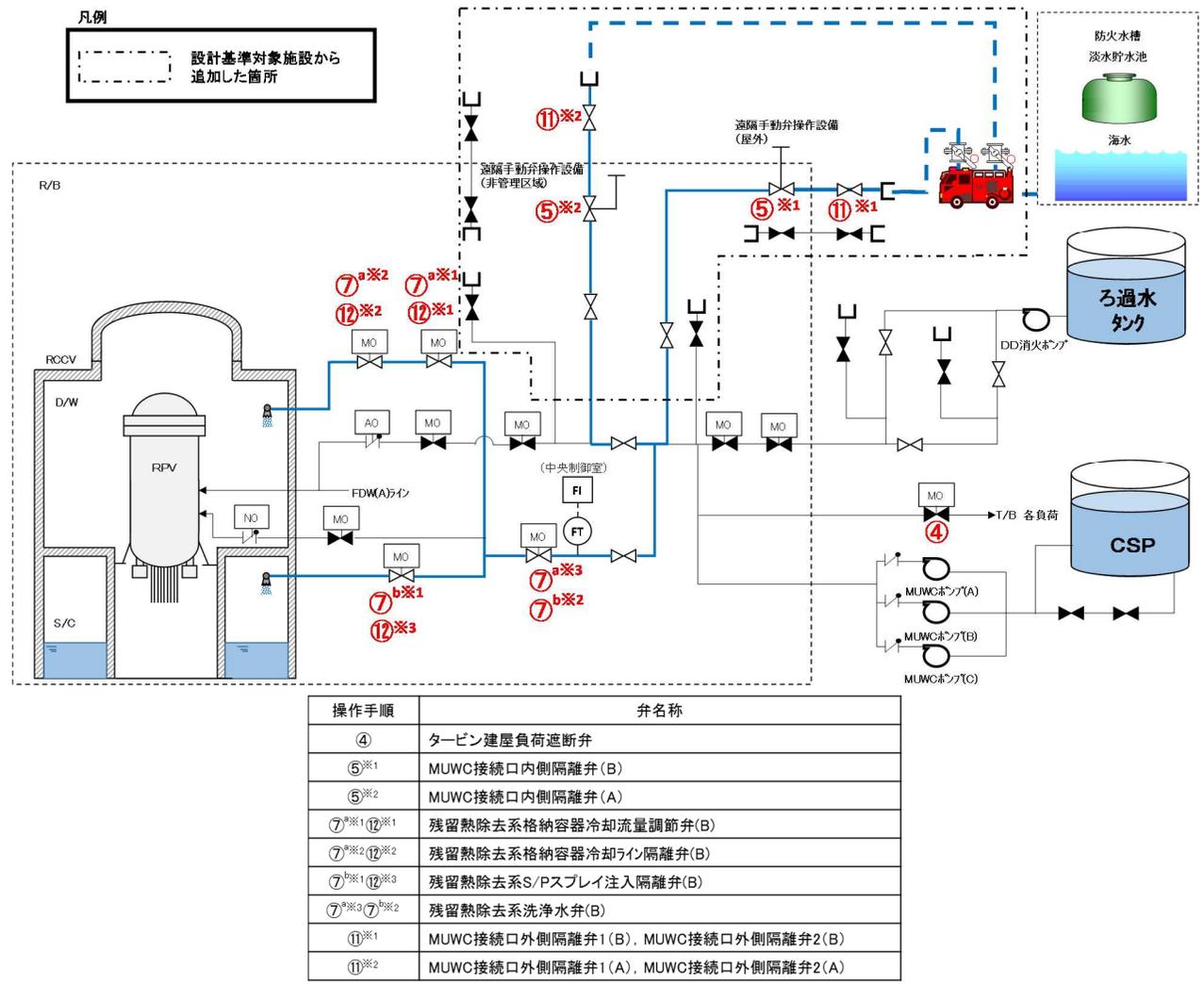


操作手順	弁名称
⑤	タービン建屋負荷遮断弁
⑦※1	復水補給水系消火系第1連絡弁
⑦※2	復水補給水系消火系第2連絡弁
⑧ ^a ※1 ⑬※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑧ ^a ※2 ⑬※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑧ ^b ⑬※3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑫	残留熱除去系洗浄水弁(B)

第 1.6.9 図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図

		経過時間(分)																備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	10	20	30	40	50	60	70	80	
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ																
消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確保確認															
			バイパス流防止処置, 系統構成															
	スプレイ開始																	
	→																	
現場運転員 C, D	2	電源確保																
5号炉運転員	2	消火ポンプ起動																

第 1.6.10 図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート



第 1.6.11 図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水） 概要図（交流電源が確保されている場合）

			経過時間(分)												備考			
			10	20	30	40	50	60	70	80	90							
手順の項目	要員(数)		系統構成完了 25分															
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)による 原子炉格納容器内への スプレイ(淡水/海水)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認															
			バイパス流防止措置, 系統構成															
[交流電源が確保 されている場合]	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備リンク機構の取外し, 系統構成(管理区域)															
			→															

第 1.6.12 図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）

（系統構成）タイムチャート

（交流電源が確保されている場合）

		経過時間(分)													備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130		
手順の項目	要員(数)	防火水槽を水源とした可搬型代替注水ポンプによる送水 125分 ※1														
可搬型代替注水ポンプによる送水 [防火水槽を水源とした場合]	緊急時対策要員	3※1	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜高台保管場所移動 ※2													
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台の健全性確認													
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台移動～配置													
			送水準備													
		送水														

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用した場合は、緊急時対策要員2名で105分以内で可能である。

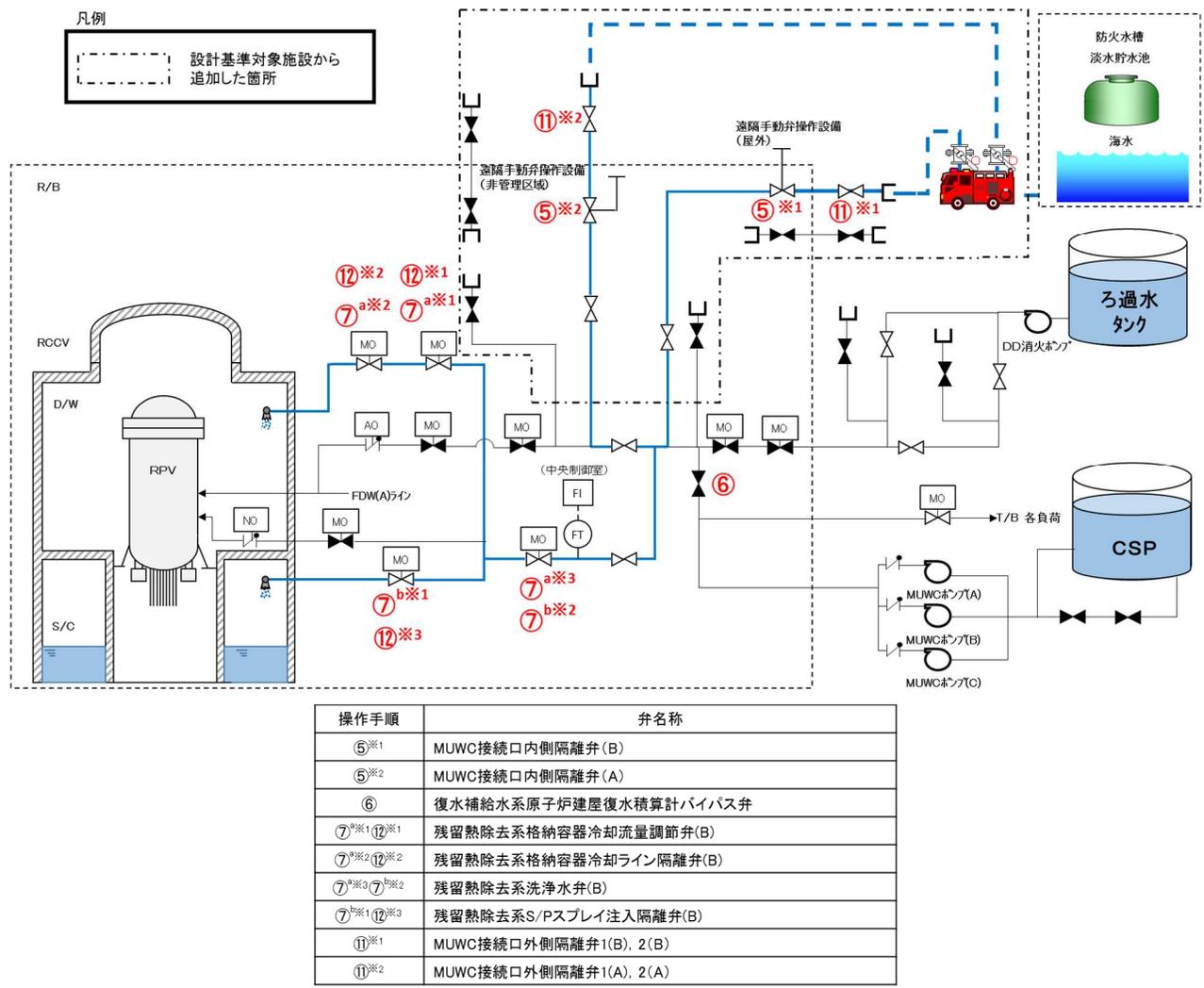
※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

		経過時間(分)													備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130		140
手順の項目	要員(数)	淡水貯水池を水源とした可搬型代替注水ポンプによる送水 140分 ※1														
可搬型代替注水ポンプによる送水 [淡水貯水池を水源とした場合 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)]	緊急時対策要員	2	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜側高台保管場所移動※2													
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動～淡水貯水池移動													
			貯水池出口弁「開」													
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動～配置、送水ライン水張り及び健全性確認													
		送水ホース及び消防ホース接続継手接続														
		送水														
緊急時対策要員	2	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜側高台保管場所移動※2														
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台の健全性確認														
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)2台移動～配置														
		送水準備														
		送水														

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用した場合は、約120分で可能である。

※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

第 1.6.13 図 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水)
(可搬型代替注水ポンプによる送水) タイムチャート(1/2)



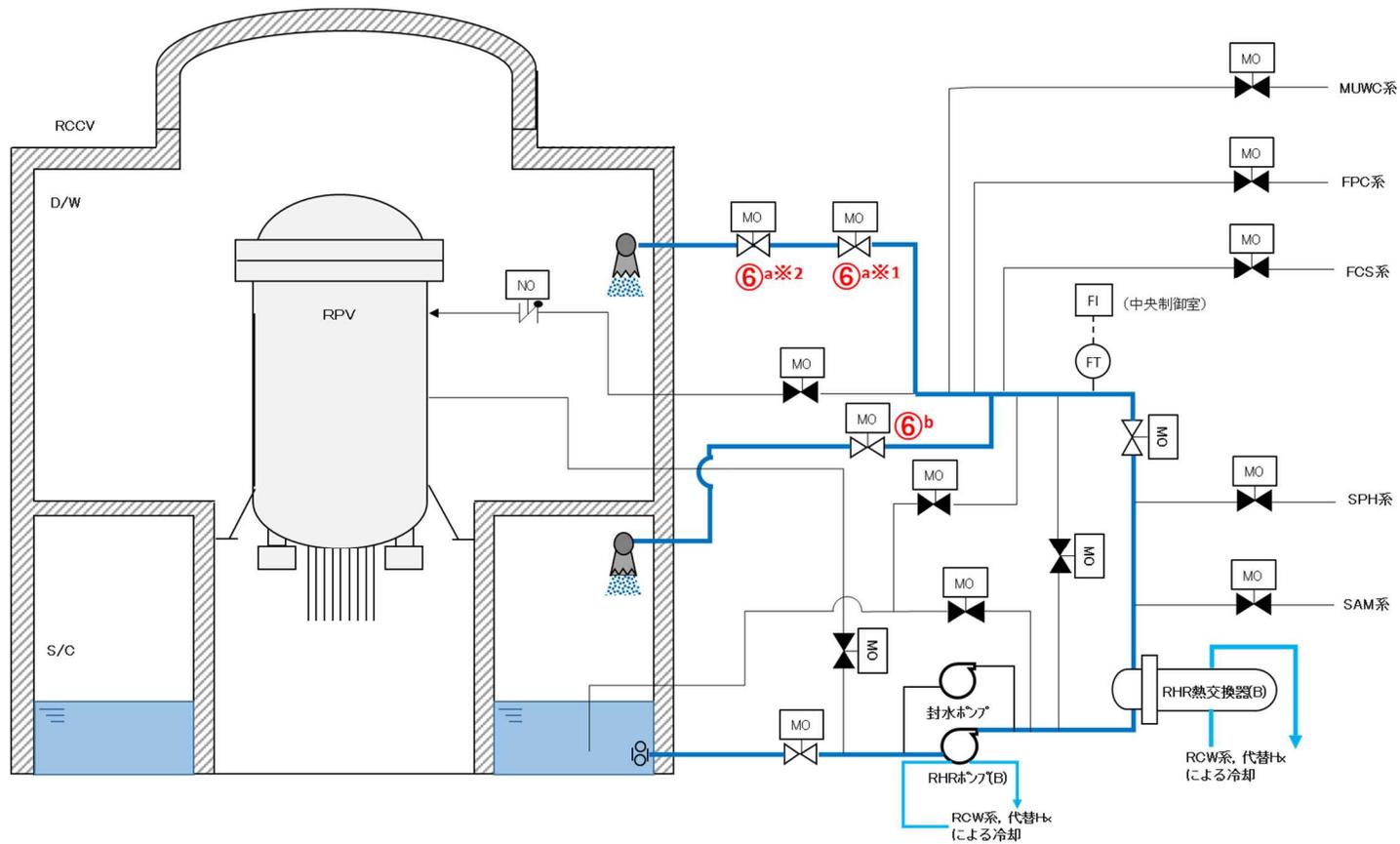
第 1.6.14 図 代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレー（淡水/海水） 概要図（全交流動力電源が喪失している場合）

		経過時間(分)														備考			
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110							
手順の項目	要員(数)	系統構成完了 100分 ▽																	
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) [全交流動力電源が喪失している場合]	中央制御室運転員 A	1	通信連絡設備準備, 電源確認																
	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備リンク機構の取外し, 系統構成(管理区域)				バイパス流防止措置		系統構成(スプレイ隔離弁, 洗浄水弁開操作含む)						→				

第 1.6.15 図 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ (淡水/海水)

(系統構成) タイムチャート

(全交流動力電源が喪失している場合)

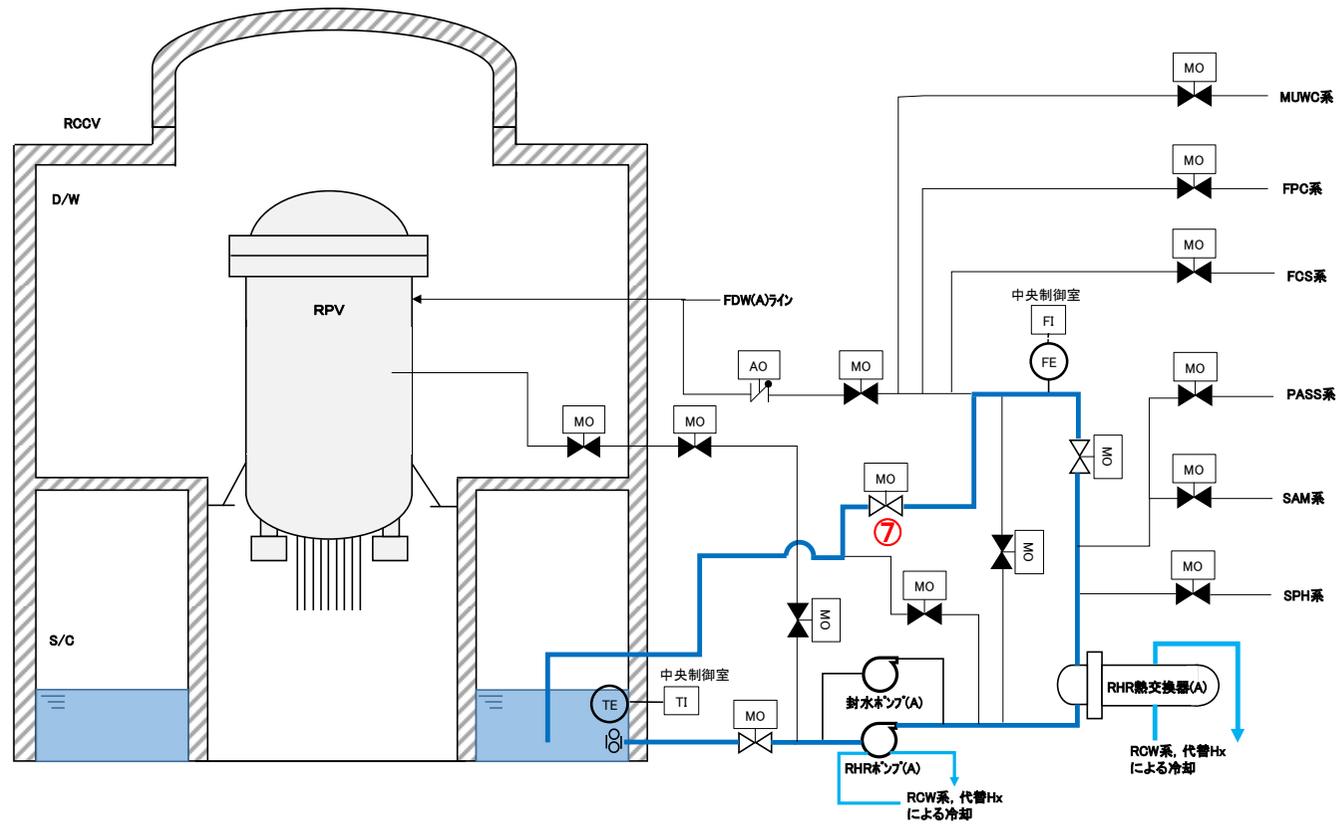


操作手順	弁名称
⑥ _a *1	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑥ _a *2	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑥ _b	残留熱除去系S/プレイ注入隔離弁(B)

第 1.6.16 図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図

			経過時間(分)												備考			
			10	20	30	40	50	60	70									
手順の項目	要員(数)		15分 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ															
残留熱除去系電源復旧後の 原子炉格納容器内へのスプレイ	中央制御室運転員 A, B	2																

第 1.6.17 図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート



操作手順	弁名称
⑦	残留熱除去系試験用調節弁(A)

第 1.6.18 図 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・チェンバ・プールの除熱 概要図

		経過時間(分)														備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80								
手順の項目	要員(数)	15分 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プールの除熱															
残留熱除去系電源復旧後の サブプレッション・チェンバ ・プールの除熱	中央制御室運転員 A, B	2	<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 100%; height: 15px; background-color: #e0f0ff; border: 1px solid black;"></div> <div style="margin-left: 5px;">電源確保確認</div> </div>														
			<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 100%; height: 15px; background-color: #e0f0ff; border: 1px solid black;"></div> <div style="margin-left: 5px;">系統構成, ポンプ起動</div> </div>														
			<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 100%; height: 15px; background-color: #e0f0ff; border: 1px solid black;"></div> <div style="margin-left: 5px;">→</div> </div>														

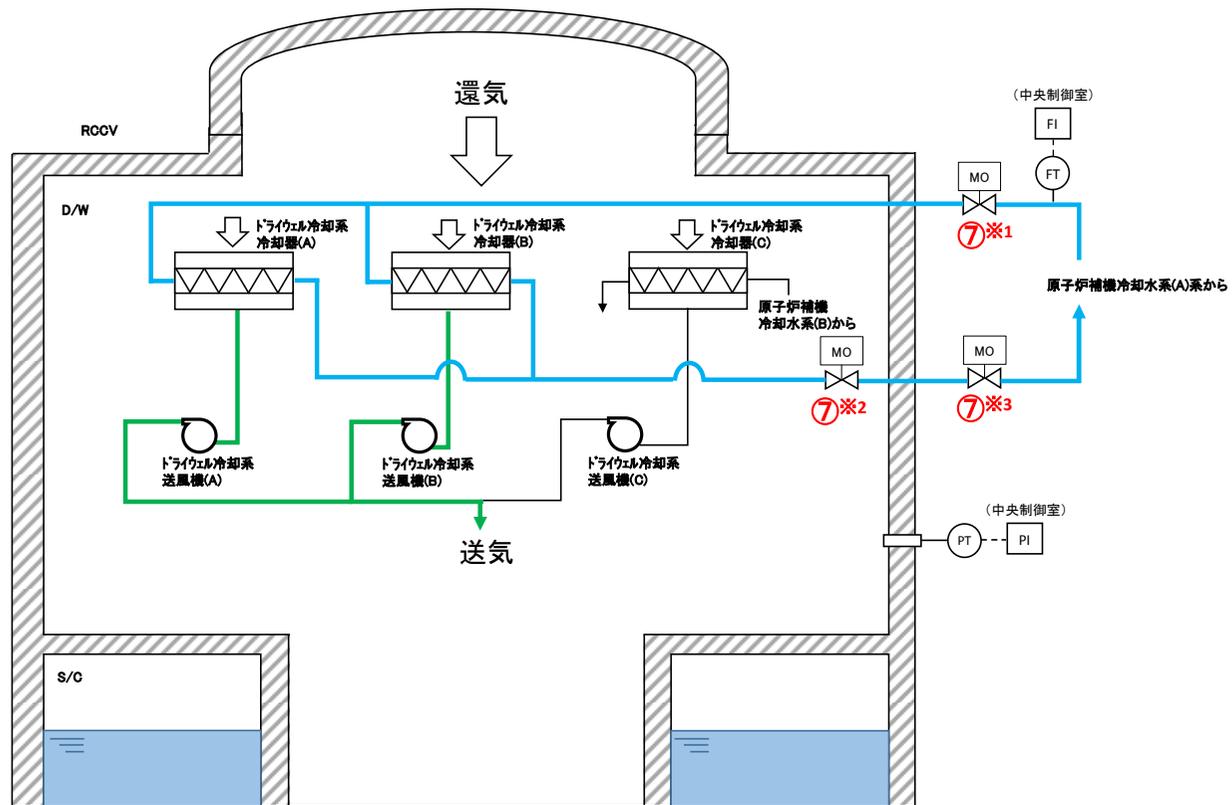
第 1.6.19 図 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プールの除熱 タイムチャート

		経過時間(分)										備考													
		10	20	30	40	50	60	70	80	90															
手順の項目	要員(数)	系統構成完了 20分																							
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)による原子炉格納容器 内へのスプレイ(淡水/海水)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認																						
			バイパス流防止措置, 系統構成																						
[炉心の著しい損傷が発生した 場合]	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備による系統構成(非管理区域)																						

第 1.6.20 図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）

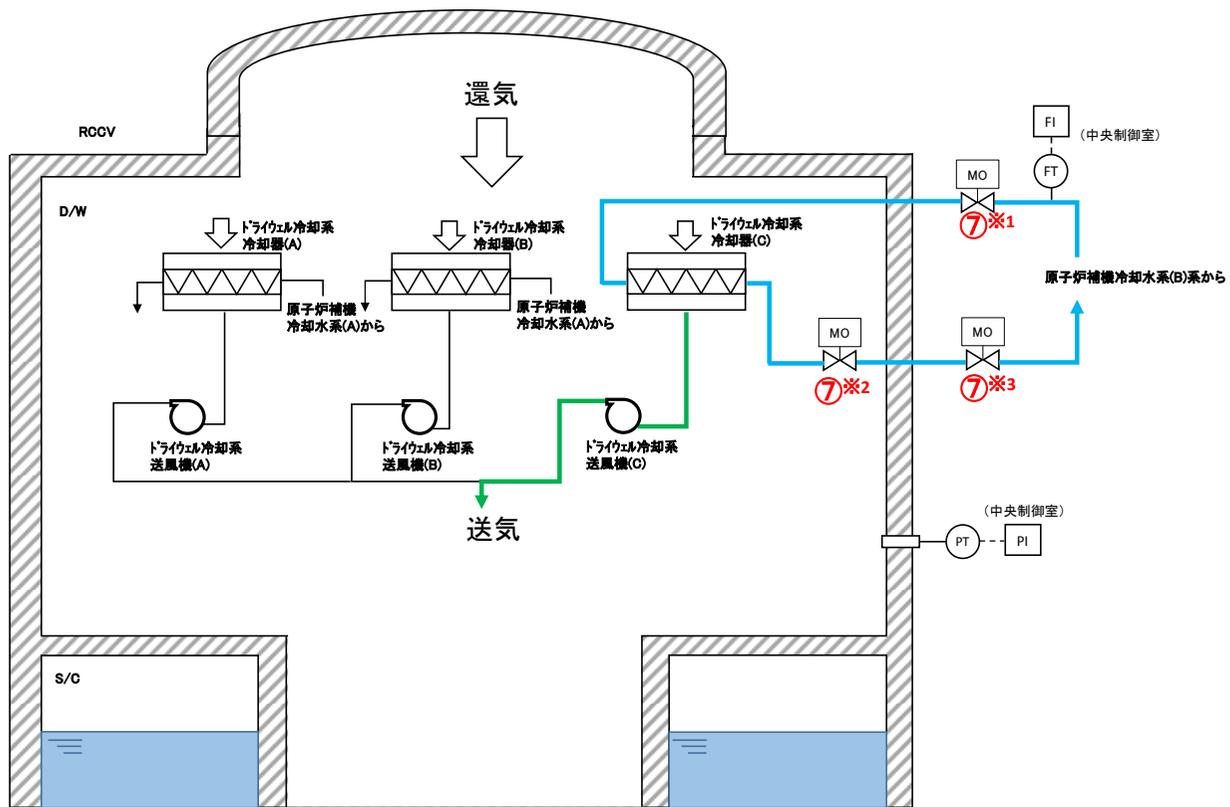
（系統構成）タイムチャート

（炉心の著しい損傷が発生した場合）



操作手順	弁名称
⑦※1	原子炉補機冷却系格納容器外側供給隔離弁(A)
⑦※2	原子炉補機冷却系格納容器内側戻り隔離弁(A)
⑦※3	原子炉補機冷却系格納容器外側戻り隔離弁(A)

第 1.6.21 図 ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱 概要図 (原子炉補機冷却(A))

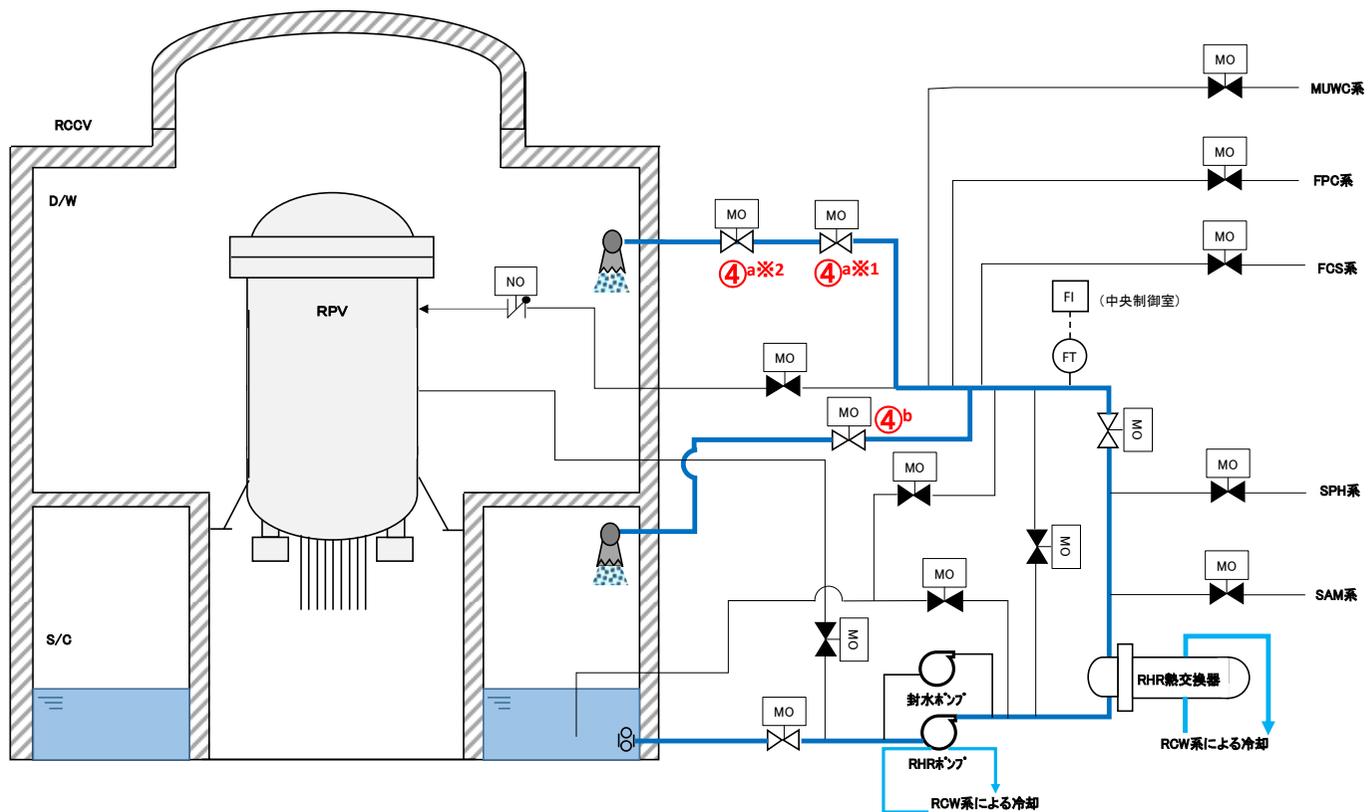


操作手順	弁名称
⑦※1	原子炉補機冷却系格納容器外側供給隔離弁(B)
⑦※2	原子炉補機冷却系格納容器内側戻り隔離弁(B)
⑦※3	原子炉補機冷却系格納容器外側戻り隔離弁(B)

第 1.6.22 図 ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱 概要図 (原子炉補機冷却(B))

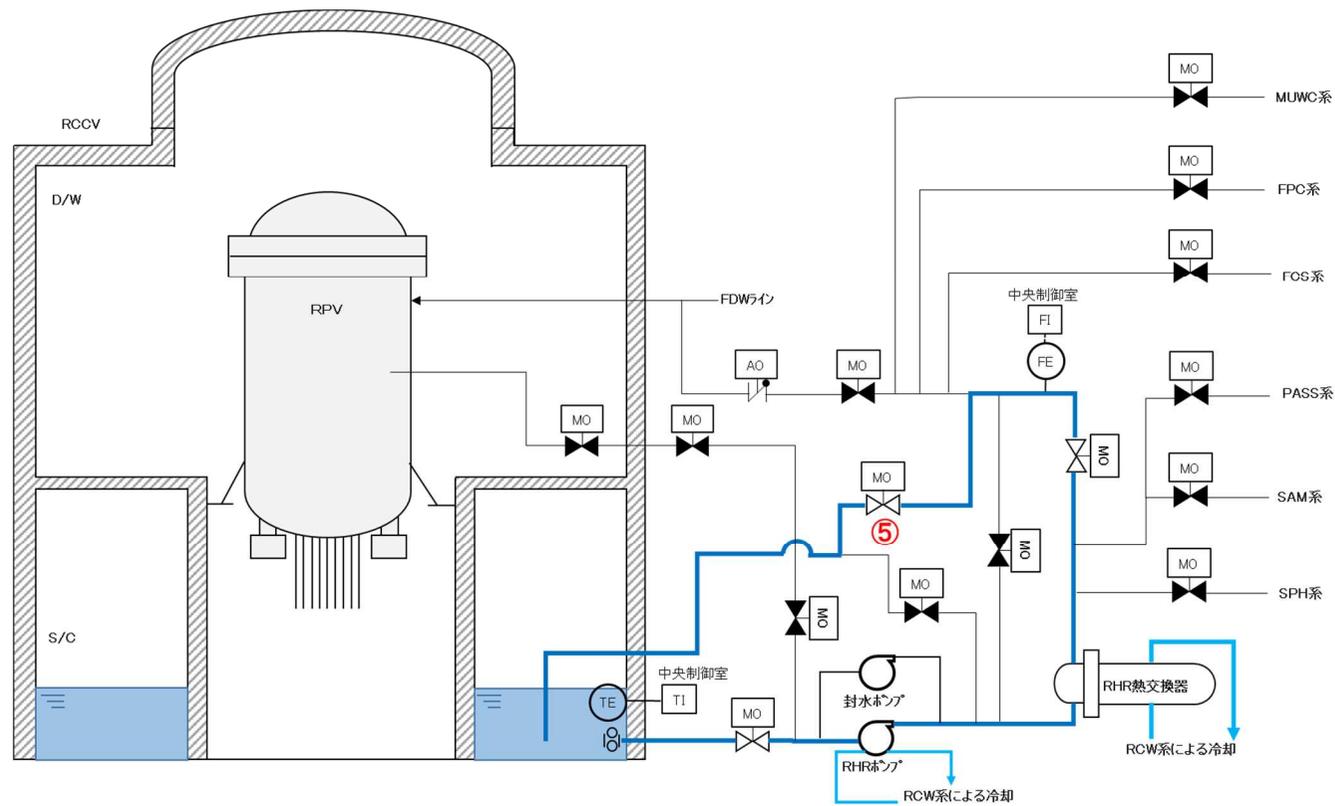
		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱 45分													
ドライウエル冷却系による 原子炉格納容器内の代替除熱	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確保確認												
			隔離信号除外[RCW(A)及び(B)使用]												
	ドライウエル送風機(A)(B)(C)起動														
	電源確保														
	現場運転員 C, D	2													

第 1.6.23 図 ドライウエル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱 タイムチャート



操作手順	弁名称
④ _a *1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁
④ _a *2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁
④ _b	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁

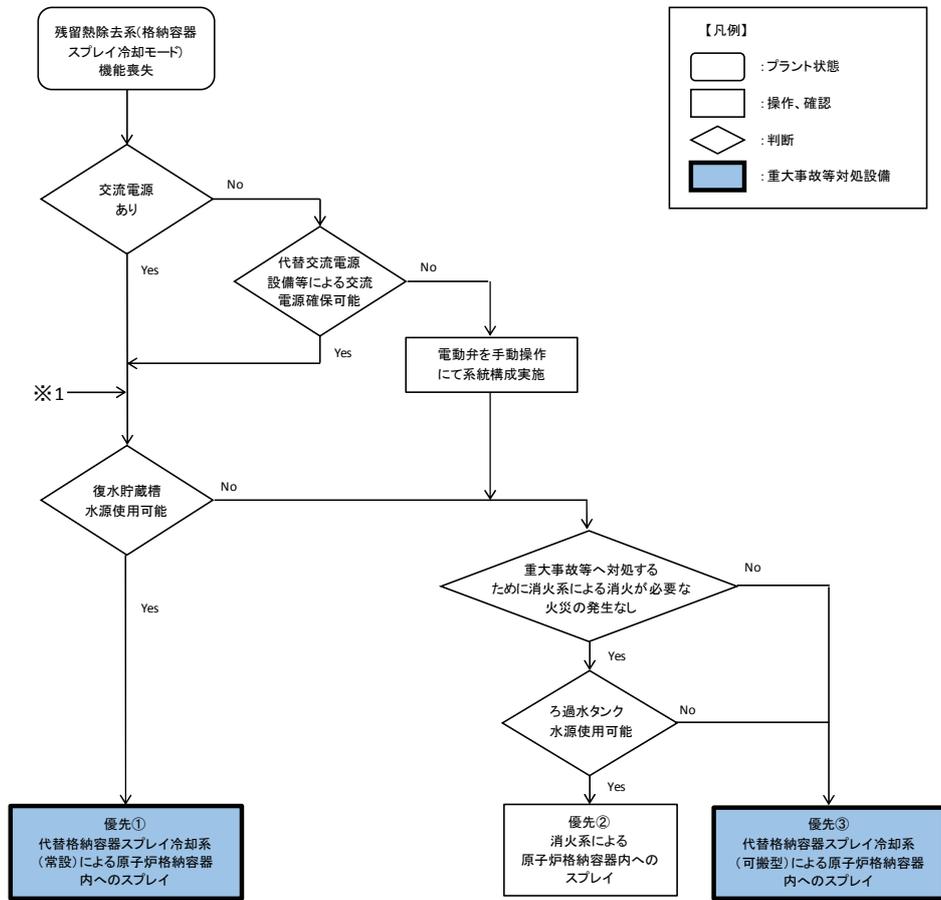
第 1.6.24 図 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図



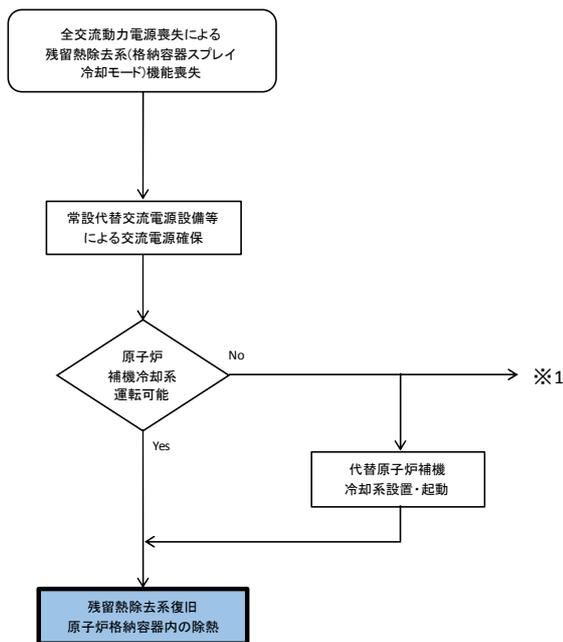
操作手順	弁名称
⑤	残留熱除去系試験用調節弁

第 1.6.25 図 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による
サプレッション・チェンバ・プールの除熱 概要図

炉心の著しい損傷防止のための対応手段
 (1)フロントライン故障時の対応手段の選択



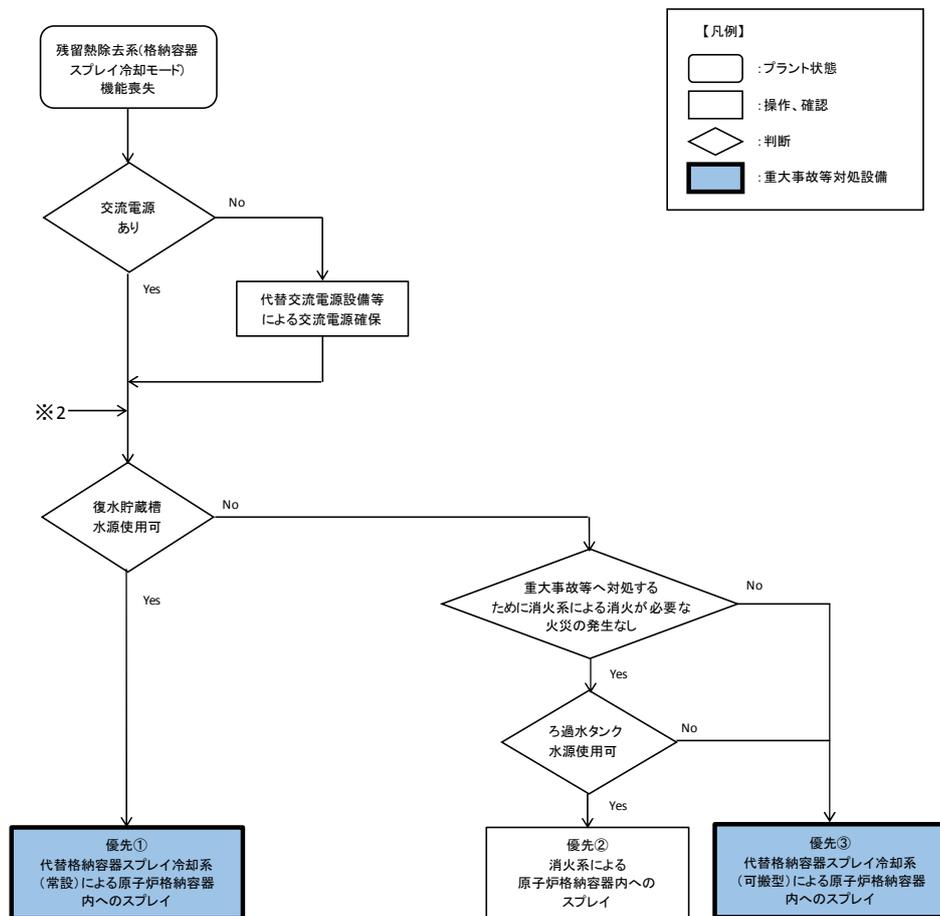
(2)サポート系故障時の対応手段の選択



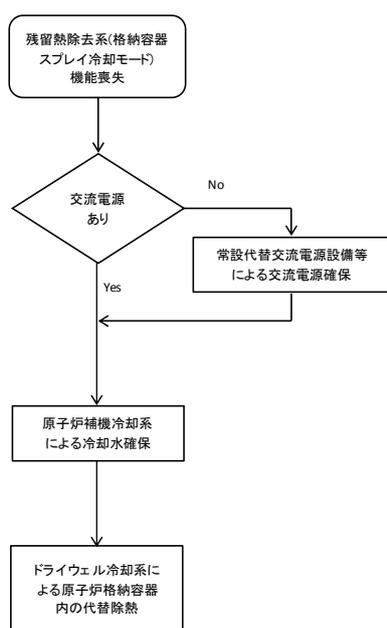
第 1.6.26 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/3)

原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段

(1) フロントライン故障時の対応手段の選択(1/2)

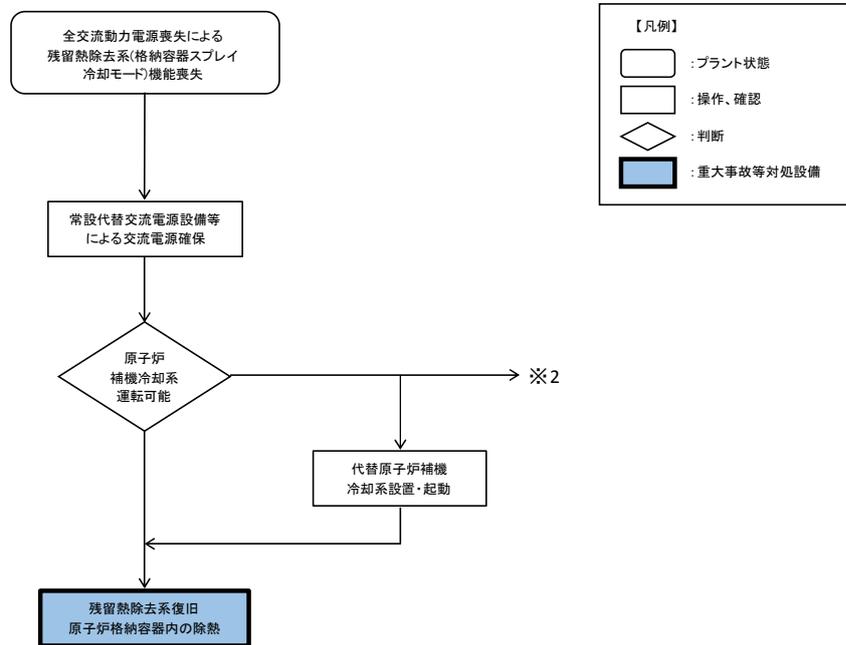


(1) フロントライン故障時の対応手段の選択(2/2)



第 1.6.26 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/3)

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.6.26 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/3)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（1/4）

技術的能力審査基準（1.6）	番号	設置許可基準規則（49条）	技術基準規則（64条）	番号
<p>【本文】</p> <p>1 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>2 発電用原子炉設置者は、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】</p> <p>発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p> <p>2 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】</p> <p>発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を施設しなければならない。</p> <p>2 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備を施設しなければならない。</p>	④
<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>(1) 重大事故等対処設備</p> <p>a) 設計基準事故対処設備の格納容器スプレイ注水設備（ポンプ又は水源）が機能喪失しているものとして、格納容器スプレイ代替注水設備を配備すること。</p>	<p>(1) 重大事故等対処設備</p> <p>a) 設計基準事故対処設備の格納容器スプレイ注水設備（ポンプ又は水源）が機能喪失しているものとして、格納容器スプレイ代替注水設備を配備すること。</p>	⑤
<p>(2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	③	<p>b) 上記 a) の格納容器スプレイ代替注水設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p> <p>(2) 兼用</p> <p>a) 第1項の炉心損傷防止目的の設備と第2項の格納容器破損防止目的の設備は、同一設備であってもよい。</p>	<p>b) 上記 a) の格納容器スプレイ代替注水設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p> <p>(2) 兼用</p> <p>a) 第1項の炉心損傷防止目的の設備と第2項の格納容器破損防止目的の設備は、同一設備であってもよい。</p>	⑥

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2/4）

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設							
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
レバ・プレシジョン・チェンバール水冷却モードによるサブプレッション・チェンバールの除熱	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	-	-							

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3/4）

■：重大事故等対処設備 □：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
代替格納容器スプレイ冷却系（常設） による原子炉格納容器内の冷却	復水移送ポンプ	既設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	消火系による原子炉格納容器内の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	30分	6名	自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			ろ過水タンク	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			消火系配管・弁	常設			
	残留熱除去系配管・弁	既設			復水補給水系配管・弁	常設			
	格納容器スプレイ・ヘッド	既設			残留熱除去系配管・弁	常設			
	高圧炉心注水系配管・弁	既設			格納容器スプレイ・ヘッド	常設			
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設			
	非常用交流電源設備	既設			非常用交流電源設備	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	第二代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
代替所内電気設備	既設 新設	代替所内電気設備	常設						
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） による原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	燃料補給設備	常設 可搬	-	-	-	-
	防火水槽 ※1	新設							
	淡水貯水池 ※1	新設							
	ホース・接続口	新設							
	復水補給水系配管・弁	既設 新設							
	残留熱除去系配管・弁	既設							
	格納容器スプレイ・ヘッド	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	第二代替交流電源設備	新設							
可搬型代替交流電源設備	新設								
代替所内電気設備	既設 新設								
燃料補給設備	既設 新設								
-	-	-	-	ドライウエル冷却系送風機	常設	45分	4名	自主対策とする理由は本文参照	
				ドライウエル冷却系冷却器	常設				
				原子炉補機冷却系	常設				
				常設代替交流電源設備	常設				
				第二代替交流電源設備	常設				

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4/4）

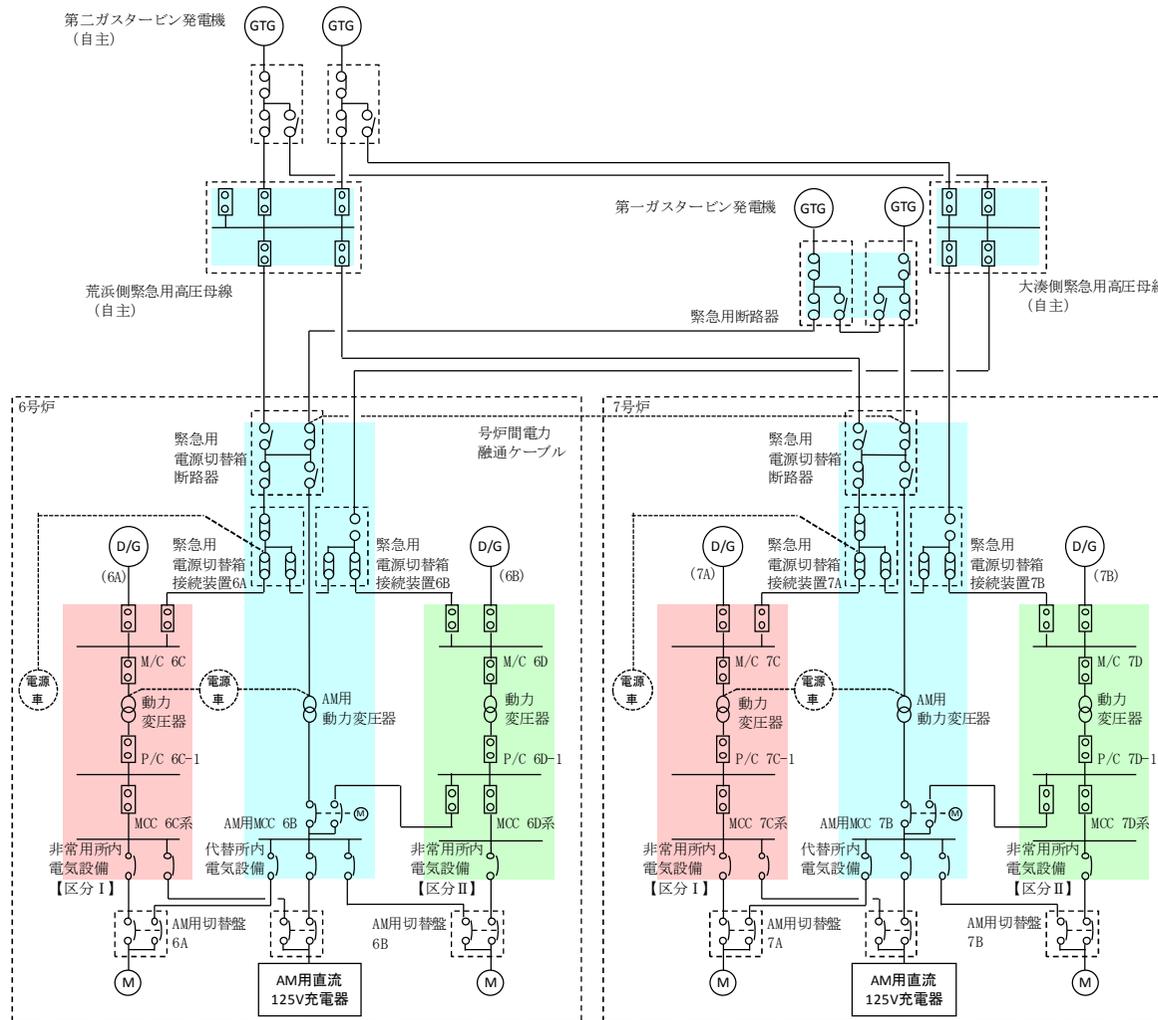
：重大事故等対処設備 ：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
残留熱除去系（格納容器の復旧）の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	残留熱除去系（格納容器の復旧）の復旧	残留熱除去系ポンプ	常設	15分	2名	自主対策とする理由は本文参照
	サブプレッション・チェンバ	既設			サブプレッション・チェンバ	常設			
	残留熱除去系熱交換器	既設			残留熱除去系熱交換器	常設			
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設			残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	常設			
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設			格納容器スプレイ・ヘッダ	常設			
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設			
	原子炉補機冷却系	既設			原子炉補機冷却系	常設			
	代替原子炉補機冷却系	新設			代替原子炉補機冷却系	可搬			
	常設代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			
代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ）の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ）の復旧	残留熱除去系ポンプ	常設	15分	2名	自主対策とする理由は本文参照
	サブプレッション・チェンバ	既設			サブプレッション・チェンバ	常設			
	残留熱除去系熱交換器	既設			残留熱除去系熱交換器	常設			
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設			残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	常設			
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設			
	原子炉補機冷却系	既設			原子炉補機冷却系	常設			
	代替原子炉補機冷却系	新設			代替原子炉補機冷却系	可搬			
	常設代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			

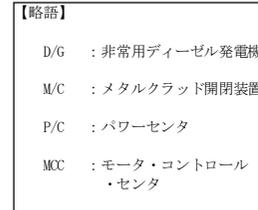
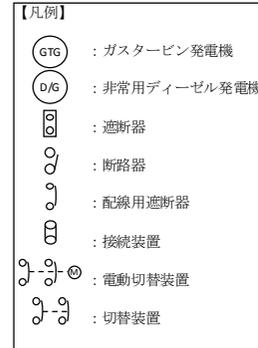
※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段として選定した設備の電源構成図

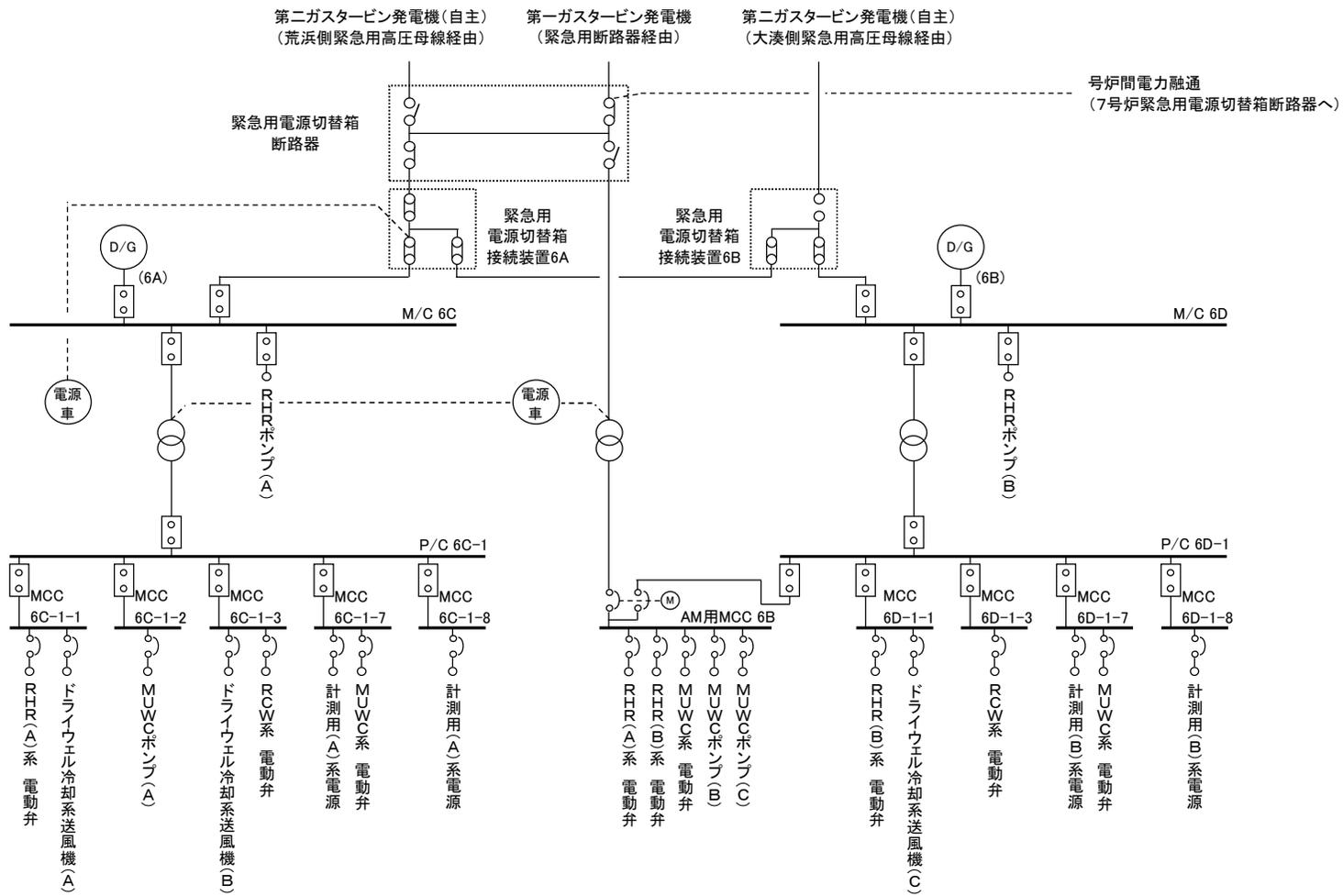
添付資料 1.6.2



※本単線結線図は、今後の検討結果により変更となる可能性がある



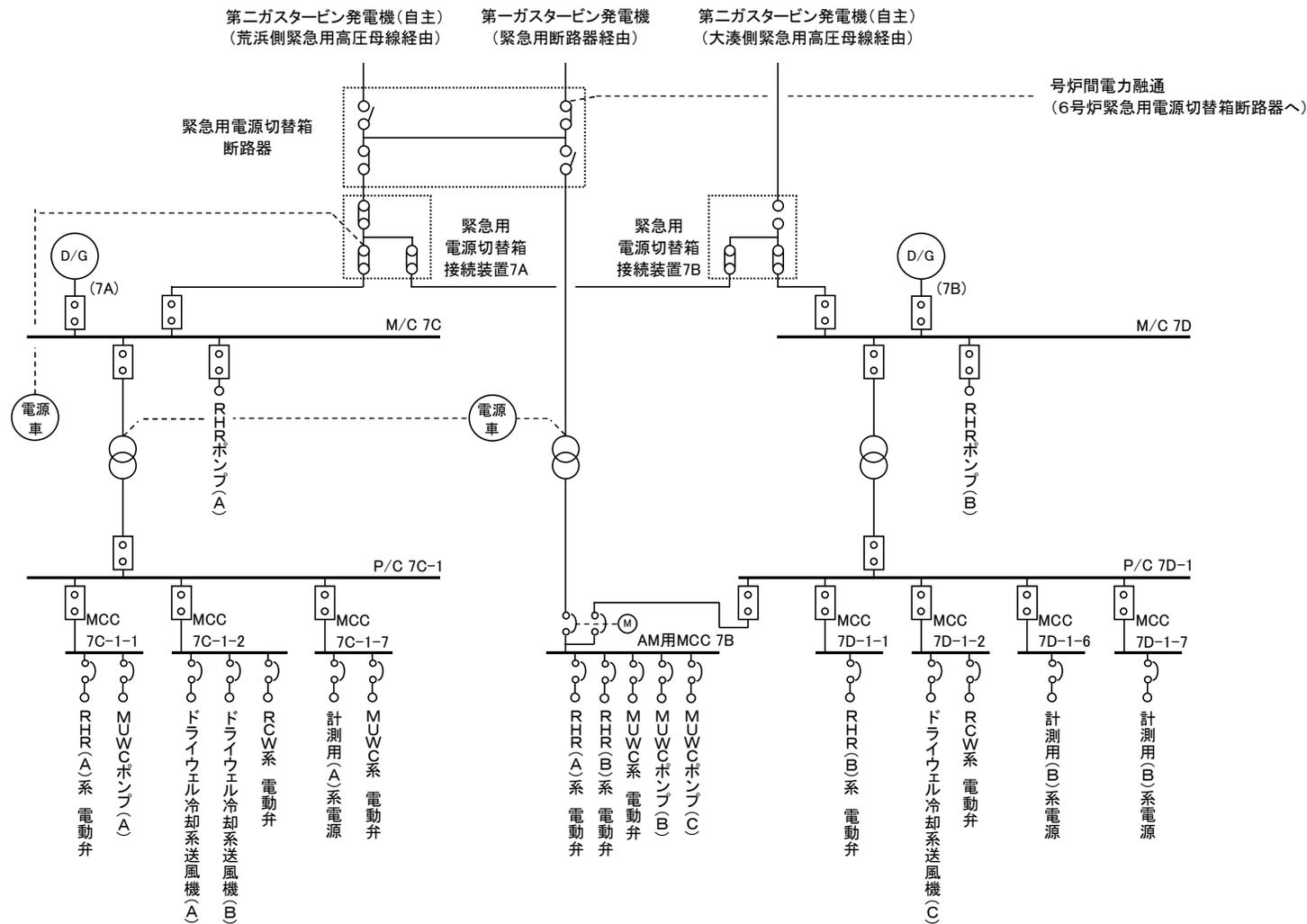
第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



- 【凡例】
- : 非常用ディーゼル発電機
 - : 遮断器
 - : 断路器
 - : 配線用遮断器
 - : 接続装置
 - : 電動切替装置
 - : 動力変圧器

- 【略語】
- D/G : 非常用ディーゼル発電機
 - M/C : メタルクラッド開閉装置
 - P/C : パワーセンタ
 - MCC : モータ・コントロール・センタ

第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



【凡例】

- :非常用ディーゼル発電機
- :遮断器
- :断路器
- :配線用遮断器
- :接続装置
- :電動切替装置
- :動力変圧器

【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルクラッド開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロール・センタ

第3図 7号炉 電源構成図 (交流電源)

重大事故対策の成立性

1. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

(1) 復水貯蔵槽水源確保

a. 操作概要

復水貯蔵槽を水源として復水移送ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイを行う際に、ポンプの吸込ラインを通常のラインから復水貯蔵槽下部からのラインに切り替えることにより水源を確保する。

b. 作業場所

廃棄物処理建屋 地下3階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

復水貯蔵槽水源確保に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :15分（実績時間:14分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



反射テープ



復水移送ポンプ吸込ライン切替え

2. 消火系による原子炉格納容器内へのスプレー

(1) 受電操作

a. 操作概要

消火系による原子炉格納容器内へのスプレーの系統構成のために電源を確保する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階（非管理区域）

コントロール建屋 地下1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

消火系による原子炉格納容器内へのスプレーのうち、系統構成のための受電操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :20分（実績時間:18分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の受電操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

3. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）

(1) 遠隔手動弁操作設備を使用しない場合の系統構成

a. 操作概要

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内へスプレイする際の系統構成として MUWC 接続口内側隔離弁(B) 又は MUWC 接続口内側隔離弁(A) を全開するため、管理区域にて遠隔手動弁操作設備のリンク機構を取り外し、弁操作を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 2 階，地上 1 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

遠隔手動弁操作設備の取外し及び取外し後の弁操作に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数: 2 名（現場運転員 2 名）

想定時間 : 25 分（実績時間: 10 分）

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 一般工具を使用した簡易な操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



遠隔手動弁操作設備のリンク機構



リンク機構の取外し操作



(系統構成)

リンク機構の取外し後に、
ハンドルを取り付け、弁操作

(2) 遠隔手動弁操作設備を使用する場合の系統構成

a. 操作概要

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内へスプレイする際の系統構成として MUWC 接続口内側隔離弁(A)を全開するため、非管理区域にて遠隔手動弁操作設備を使用して弁操作を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 2 階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

遠隔手動弁操作設備を使用した弁操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2 名（現場運転員 2 名）

想定時間 :20 分（実績時間:15 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

放射性物質が放出される可能性があることから、操作は防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :一般工具を使用した簡易な操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

(3) 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水準備及び送水

a. 操作概要

緊急時対策本部は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイが必要な状況において、接続口（ホース接続箇所）及び水源を選定し、送水ルートを決める。

現場では、指示された送水ルートを確認した上で、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により送水する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋周辺、防火水槽周辺、淡水貯水池周辺）

c. 必要要員数及び時間

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイのうち、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数：「防火水槽を水源とした場合」

3名（緊急時対策要員3名）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」

4名（緊急時対策要員4名）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」

6名（緊急時対策要員6名）

想定時間：「防火水槽を水源とした場合」

3名の場合 125分（実績時間なし）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」

140分（実績時間なし）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」

330分（実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明・ヘッドライト、懐中電灯及びLED多機能ライトにより、夜間における作業性を確保している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト、懐中電灯及びLED多機能ライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：可搬型代替注水ポンプ（A-2級）からのホースの接続は、汎用の結合金具（オス・メス）であり、容易に実施可能で

ある。また，作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。
連絡手段：通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。



[防火水槽を水源とした場合]
防火水槽への吸管投入



[淡水貯水池を水源とした場合]
ホースと可搬型代替注水ポンプ
吸管との接続



ホースを建屋接続口まで敷設

4. ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

(1) 受電操作

a. 操作概要

原子炉格納容器内へ冷却水通水後、ドライウェル冷却系送風機を起動して原子炉格納容器内を除熱するために必要となる電源を確保する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱のうち、原子炉格納容器内への冷却水通水、ドライウェル冷却系送風機起動のための受電操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :30分（実績時間:24分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内照明消灯時における操作性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の受電操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

5. 残留熱除去系(B)配管使用による原子炉格納容器内へのスプレイ（全交流動力電源喪失時）

(1) 系統構成

a. 操作概要

全交流動力電源喪失時において、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）又は消火系による原子炉格納容器内へのスプレイが行えるよう、手動にて復水補給水系原子炉建屋復水積算計バイパス弁を全閉（復水補給水系バイパス流防止措置）、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)及び残留熱除去系洗浄水弁(B)を全開とし、系統構成を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 1 階（管理区域）

原子炉建屋 地下 2 階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイのうち、現場での系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2 名（現場運転員 2 名）

想定時間 :100 分（実績時間:95 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常弁操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯

型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



復水補給水系バイパス流防止措置



系統構成



系統構成

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈
1.6.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順	(2) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）によるプレッション・チェンバ・プールの除熱	サブプレッション・チェンバ・プール水の温度が規定温度以上	サブプレッション・チェンバ・プール水の温度が35℃以上
		サブプレッション・チェンバの気体温度が規定温度以上	サブプレッション・チェンバの気体温度が49℃以上

操作手順の解釈一覧

手順	操作手順記載内容	解釈		
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ	(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ 復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上	復水移送ポンプ吐出圧力指示値が [] 以上	
	(2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ	残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力指示値が規定値以上	残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力指示値が [] 以上
		(b) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プールの除熱	原子炉格納容器への注水量の上昇	残留熱除去系(A)系統流量指示値が [] 程度まで上昇
1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順 b. 格納容器代替除熱	(a) ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱	ESF盤区分Ⅰ及び区分Ⅱ	(区分Ⅰ) H11-P662-1 (区分Ⅱ) H11-P662-2
		原子炉補機冷却水系系統流量指示値の上昇	原子炉補機冷却水系系統流量指示値が最大 [] まで上昇	
		常用換気空調系盤	H11-P678-1	
1.6.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順	(1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が [] 以上	

各号炉の弁番号及び弁名称一覧

統一名称	6号炉		7号炉	
	弁番号	弁名称	弁番号	弁名称
タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F150	T/B負荷遮断弁	P13-M0-F029	MUWC T/B負荷遮断弁
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B)	E11-M0-F017B	RHR系格納容器冷却流量調節弁 (B)	E11-M0-F017B	RHR格納容器冷却流量調節弁 (B)
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B)	E11-M0-F018B	RHR系格納容器冷却ライン隔離弁 (B)	E11-M0-F018B	RHR格納容器冷却ライン隔離弁 (B)
残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁 (B)	E11-M0-F019B	RHR系S/Pスプレイ注入隔離弁 (B)	E11-M0-F019B	RHR/S/Pスプレイ注入隔離弁 (B)
残留熱除去系洗浄水弁 (B)	E11-M0-F032B	RHR系LPFL注入ライン洗浄弁 (B)	E11-M0-F032B	RHR注入ライン洗浄水止め弁 (B)
残留熱除去系注入弁 (B)	E11-M0-F005B	RHR注入弁 (B)	E11-M0-F005B	RHR注入隔離弁 (B)
復水補給水系常/非常用連絡1次、2次止め弁	P13-F011 P13-F012	復水貯蔵槽常用、非常用給水管連絡ライン 第一止め弁 復水貯蔵槽常用、非常用給水管連絡ライン 第二止め弁	P13-F019 P13-F020	MUWC常/非常用連絡管1次止め弁 MUWC常/非常用連絡管2次止め弁
復水補給水系消火系第1、第2連絡弁	P13-M0-F066 P13-M0-F067	FP系第1連絡弁 FP系第2連絡弁	P13-M0-F090 P13-M0-F091	MUWC FP系第一連絡弁 MUWC FP系第二連絡弁
MUWC接続口内側隔離弁 (B)	P13-F131	RHR(A) 経由R/B東側外壁外部注水接続端第 二止め弁	P13-F137	MUWC 建屋内南側外部送水ライン止め弁1
MUWC接続口内側隔離弁 (A)	P13-F135	RHR(B) 経由R/B南側外壁外部注水接続端第 二止め弁	P13-F133	MUWC 建屋内北側外部送水ライン止め弁 1
MUWC接続口外側隔離弁1(B)、2(B)	P13-F130 P13-F138	RHR(A) 経由R/B東側外壁外部注水接続端第 一止め弁 (1) RHR(A) 経由R/B東側外壁外部注水接続端第 一止め弁 (2)	P13-F136 P13-F141	MUWC 建屋外南側外部送水ライン止め弁 1 MUWC 建屋外南側外部送水ライン止め弁 2
MUWC接続口外側隔離弁1(A)、2(A)	P13-F134 P13-F139	RHR(B) 経由R/B南側外壁外部注水接続端第 一止め弁 (1) RHR(B) 経由R/B南側外壁外部注水接続端第 一止め弁 (2)	P13-F132 P13-F140	MUWC 建屋外北側外部送水ライン止め弁 1 MUWC 建屋外北側外部送水ライン止め弁 2
残留熱除去系試験用調節弁 (A)	E11-M0-F008A	RHR系試験用調節弁 (A)	E11-M0-F008A	RHR試験用調節弁 (A)
原子炉補機冷却系格納容器外側供給隔離弁 (A)、(B)	P21-M0-F075A/B	RCW PCV出入口外側隔離弁 (A)/(B)	P21-M0-F029A/B	RCWPCV外側供給隔離弁 (A)/(B)
外側戻り隔離弁 (A)、(B)	P21-M0-F081A/B	RCW PCV出入口外側隔離弁 (A)/(B)	P21-M0-F036A/B	RCWPCV外側戻り隔離弁 (A)/(B)
内側戻り隔離弁 (A)、(B)	P21-M0-F080A/B	RCW PCV内側戻り隔離弁 (A)/(B)	P21-M0-F035A/B	RCWPCV内側戻り隔離弁 (A)/(B)
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁	E11-M0-F018B/C	RHR系格納容器冷却ライン隔離弁 (B)/(C)	E11-M0-F018B/C	RHR系格納容器冷却ライン隔離弁 (B)/(C)
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁	E11-M0-F017B/C	RHR系格納容器冷却流量調節弁 (B)/(C)	E11-M0-F017B/C	RHR系格納容器冷却流量調節弁 (B)/(C)
残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁	E11-M0-F019B/C	RHR系S/Pスプレイ注入隔離弁 (B)/(C)	E11-M0-F019B/C	RHR系S/Pスプレイ注入隔離弁 (B)/(C)
残留熱除去系注入弁	E11-M0-F005A/B/C	RHR注入弁 (A)/(B)/(C)	E11-M0-F005A/B/C	RHR注入弁 (A)/RHR注入隔離弁 (B)/(C)
残留熱除去系試験用調節弁	E11-M0-F008A/B/C	RHR系試験用調節弁 (A)/(B)/(C)	E11-M0-F008A/B/C	RHR系試験用調節弁 (A)/(B)/(C)
復水補給水系原子炉建屋復水積算計バイパス弁	P13-F063	R/B復水積算流量計バイパス弁	P13-F062	MUWC FQT-021バイパス弁

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

< 目 次 >

1.7.1 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. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備

(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(b) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(c) 格納容器内 pH 制御

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.7.2 重大事故等時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順

(1) 交流電源が健全である場合の対応手順

a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

b. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

c. 格納容器内 pH 制御

d. 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給

(2) 全交流動力電源喪失時の対応手順

a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び

除熱（現場操作）

- 1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順
- 1.7.2.3 重大事故等時の対応手段の選択

添付資料 1.7.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.7.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.7.3 重大事故対策の成立性

1. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
2. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り
3. フィルタ装置水位調整（水張り）
4. フィルタ装置水位調整（水抜き）
5. 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ
6. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整
7. ドレン移送ライン窒素ガスパージ
8. ドレンタンク水抜き
9. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
10. 格納容器内 pH 制御

添付資料 1.7.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 各号炉の弁番号及び弁名称一覧

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 原子炉格納容器の過圧破損の防止

a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットにより、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

(2) 悪影響防止

a) 格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する手順等を整備すること。

(3) 現場操作等

a) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。

b) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策がなされていること。

c) 隔離弁の駆動源が喪失した場合においても、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を操作できるように、必要な資機材を近傍に配備する等の措置を講じること。

(4) 放射線防護

a) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させ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。

1.7.1 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内へ流出した高温の冷却材及び熔融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気により，原子炉格納容器内の圧力及び温度が上昇し，原子炉格納容器の過圧破損に至るおそれがある。

原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

なお，設備の選定に当たっては，様々な条件下での事故対処を想定し，全交流動力電源の喪失を考慮する。

重大事故等対処設備のほかに，柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により，技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく，設置許可基準規則第五十条及び技術基準規則第六十五条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに，自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

全交流動力電源が喪失した場合に使用可能な対応手段と設備を選定する。ただし，全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源設備により給電する。

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段と，その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.7.1 表に整理する。

a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備

(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・フィルタ装置
- ・よう素フィルタ
- ・ラブチャーディスク
- ・ドレン移送ポンプ

- ・ドレンタンク
- ・遠隔手動弁操作設備
- ・遠隔空気駆動弁操作ポンベ
- ・可搬型窒素供給装置
- ・スクラバ水 pH 制御設備
- ・フィルタベント遮蔽壁
- ・配管遮蔽
- ・不活性ガス系配管・弁
- ・耐圧強化ベント系配管・弁
- ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁
- ・遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁
- ・ホース・接続口
- ・原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ，真空破壊弁を含む）
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型直流電源設備

格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。

優先①：格納容器圧力逃がし装置によるウェットウェルベント（以下「W/W ベント」という。）

優先②：格納容器圧力逃がし装置によるドライウェルベント（以下「D/W ベント」という。）

格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置の性能を維持するために、フィルタ装置スクラバ水補給設備により格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置へスクラバ水を補給する手段がある。

フィルタ装置スクラバ水補給設備によるフィルタ装置へのスクラバ水の補給で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）
- ・ホース・接続口
- ・防火水槽
- ・淡水貯水池

なお、フィルタ装置スクラバ水補給設備は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水を利用する。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。

ii. 現場操作

格納容器圧力逃がし装置の隔離弁（空気駆動弁，電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合，隔離弁を遠隔で手動操作することで原子炉格納容器の圧力及び温度を低

下させる手段がある。放射線防護対策として、隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは原子炉建屋内の原子炉区域外とする。

格納容器圧力逃がし装置の現場操作で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 遠隔手動弁操作設備
- ・ 遠隔空気駆動弁操作用ポンペ
- ・ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁

iii. 不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換

排気中に含まれる可燃性ガスによる爆発を防ぐため、格納容器圧力逃がし装置の系統内を不活性ガス（窒素ガス）で置換する手段がある。

不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型窒素供給装置
- ・ ホース・接続口

iv. 原子炉格納容器負圧破損の防止

格納容器圧力逃がし装置の使用後に格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器の負圧破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力を監視し、規定の圧力に到達した時点で格納容器スプレイを停止する手順を定めている。格納容器スプレイについては、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整理する。

また、中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬型格納容器窒素供給設備により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する手段がある。

可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器の負圧破損の防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型大容量窒素供給装置
- ・ホース
- ・可燃性ガス濃度制御系配管・弁

(b) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、代替循環冷却系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。放射線防護対策として、現場での系統構成は代替循環冷却系の運転開始前に行い、代替循環冷却系の起動及びその後の流量調整等の操作については中央制御室から操作を行う。

なお、代替循環冷却系運転後長期における系統廻りの線量低減対策として、可搬型代替注水ポンプを使用した外部注水により系統水を入れ替えることでフラッシングが可能である。

代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で

使用する設備は以下のとおり。

- ・ 復水移送ポンプ
- ・ 代替原子炉補機冷却系
- ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 防火水槽
- ・ 淡水貯水池
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 高圧炉心注水系配管・弁
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 格納容器スプレイ・ヘッド
- ・ ホース
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備
- ・ 燃料補給設備

(c) 格納容器内 pH 制御

格納容器圧力逃がし装置を使用する際、格納容器 pH 制御設備による薬液注入により原子炉格納容器内が酸性化することを防止し、サプレッション・チェンバのプール水中によう素

を保持することで、よう素の放出量を低減する手段がある。

格納容器 pH 制御設備による薬液注入で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・格納容器下部注水系（常設）
- ・格納容器 pH 制御設備

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち、フィルタ装置、よう素フィルタ、ラプチャーディスク、ドレン移送ポンプ、ドレンタンク、遠隔手動弁操作設備、遠隔空気駆動弁操作ポンベ、可搬型窒素供給装置、スクラバ水 pH 制御設備、フィルタベント遮蔽壁、配管遮蔽、不活性ガス系配管・弁、耐圧強化ベント系配管・弁、格納容器圧力逃がし装置配管・弁、遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁、ホース・接続口、原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ、真空破壊弁を含む）、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、代替所内電気設備、常設代替直流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

現場操作で使用する設備のうち、遠隔手動弁操作設備、遠隔空気駆動弁操作ポンベ及び遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換で使用する設備のうち、可搬型窒素供給装置及びホース・接続口は重大事

故等対処設備として位置付ける。

代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、代替原子炉補機冷却系、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、サブプレッション・チェンバ、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ、高圧炉心注水系配管・弁、復水補給水系配管・弁、給水系配管・弁・スパーージャ、格納容器スプレイ・ヘッド、ホース、原子炉圧力容器、原子炉格納容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、代替所内電気設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。防火水槽及び淡水貯水池は

「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料 1.7.1）

以上の重大事故等対処設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。

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

- ・フィルタ装置スクラバ水補給設備

有効性評価の条件下において、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合、事故発生後7日間は、外部からのスクラバ水を補給しなくてもフィルタ装置内に必要となる

スクラバ水を保有することができる。

その後の安定状態において、スクラバ水が低下した場合、本設備を用いて外部からスクラバ水を補給することで格納容器圧力逃がし装置の機能を維持できることから、原子炉格納容器の過圧破損防止対策として有効である。

- ・ 格納容器内 pH 制御で使用する設備

重大事故等対処設備であるよう素フィルタにより中央制御室の被ばく低減効果が一定程度得られており、復水移送ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、格納容器下部注水系（常設）の運転に併せて原子炉格納容器内に薬剤を注入することで原子炉格納容器外に放出されるよう素の放出量を低減する手段は更なるよう素低減対策として有効である。

- ・ 可搬型格納容器窒素供給設備

有効性評価における原子炉格納容器内の圧力評価により、事故発生後 7 日間は窒素ガスを供給しなくても原子炉格納容器が負圧破損に至る可能性はない。

その後の安定状態において、サプレッション・チェンバ・プール水の温度が低下し、原子炉格納容器内で発生する水蒸気が減少した場合においても、本設備を用いて原子炉格納容器へ窒素ガスを供給することで原子炉格納容器内の負圧化を回避できることから、原子炉格納容器の負圧破損防止対策として有効である。

- ・ 第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

b. 手順等

上記「a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）、AM 設備別操作手順書及び多様なハザード対応手順に定める（第 1.7.1 表）。

また、重大事故等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理する（第 1.7.2 表，第 1.7.3 表）。

（添付資料 1.7.2）

1.7.2 重大事故等時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順

(1) 交流電源が健全である場合の対応手順

- a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系の機能が喪失した場合、及び代替循環冷却系の運転が期待できない場合は、サプレッション・チェンバ・プール水以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため、サプレッション・チェンバ・プール水位が上昇するが、外部水源注水制限値に到達した場合は、このスプレイを停止するため、原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制できる見込みがなくなることから、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施し、原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内でジルコニウム-水反応により発生した水素ガスが原子炉建屋に漏えいする可能性があることから、燃料取替床天井付近の水素濃度、非常用ガス処理系吸込配管付近の水素濃度及び燃料取替床以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置の出入口温度の監視を行い、原子炉建屋内において異常な水素ガスの漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素ガスを排出することで、原子炉建屋への水素ガスの漏えいを防止する。

なお、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減させるため、運転員は待避室へ待避

しプラントパラメータを継続して監視する。

格納容器ベント実施中において、可燃性ガス濃度制御系及び残留熱除去系が復旧した場合、又は代替循環冷却系の運転により原子炉格納容器内の除熱機能が開始された場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。

(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、炉心の著しい損傷の緩和及び原子炉格納容器の破損防止のために必要な操作が完了した場合^{※2}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合、又は原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は、これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし、発電用原子炉の冷却ができない場合、

又は原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ii. 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.7.1 図に、概要図を第 1.7.2 図に、タイムチャートを第 1.7.3 図及び第 1.7.4 図に示す。

[W/W ベントの場合 (D/W ベントの場合、手順⑬以外は同様)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限 (ベントライン-1m) 以下であることを確認し、格納容器圧力逃がし装置によりウェットウェル (以下「W/W」という。) 側から格納容器ベント実施の準備を開始するよう運転員に指示する (原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はドライウェル (以下「D/W」という。) 側からの格納容器ベント実施の準備を開始するよう指示する)。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③現場運転員 C 及び D は、格納容器圧力逃がし装置による

格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。

- ④中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと，及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は，FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント前の確認として，不活性ガス系（以下「AC 系」という。）隔離信号が発生している場合は，格納容器補助盤にて，AC 系隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑦中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント前の系統構成として，非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し，非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口 U シール隔離弁の全閉操作，並びに耐圧強化ベント弁，非常用ガス処理系第一隔離弁，換気空調系第一隔離弁，非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉，及びフィルタ装置入口弁の全開を確認後，二次隔離弁を調整開（流路面積約 50%開）とし，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。二次隔離弁の開操作ができない場合は，二次隔離弁バイパス弁

を調整開（流路面積約 50%開）とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑧現場運転員 C 及び D は、格納容器ベント前の系統構成として、フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位、並びに原子炉建屋内の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位、並びに原子炉建屋内の水素濃度に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。

⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。

⑫当直副長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。

- ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サブプレッション・チェンバ・プール水位が「真空破壊弁高さ」に到達した場合。
- ・燃料取替床天井付近の水素濃度が 2.2vol%に到達した場合。

⑬^a W/W ベントの場合

中央制御室運転員 A 及び B は，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）の全開操作により，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開状態を保持させる。

⑬^b D/W ベントの場合

中央制御室運転員 A 及び B は，一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し，一次隔離弁（ドライウエル側）の全開操作により，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（ドライウエル側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開状態を保持させる。

⑭ 中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを，格納容器内圧力指示値の低下又は原子炉建屋水素濃度指示値が安定若しくは低下，フィルタ装置入口圧力指示値の上昇，フィルタ装置出口放射線モニタ指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑮ 中央制御室運転員 A 及び B は，FCVS 制御盤にてフィルタ

装置水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑯中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント開始後、可燃性ガス濃度制御系及び残留熱除去系の復旧、又は代替循環冷却系の運転により原子炉格納容器内の除熱が開始され格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全開保持状態を遠隔手動弁操作設備により解除するよう現場運転員に指示する

⑰現場運転員 C 及び D は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開保持状態を解除する。

⑱中央制御室運転員 A 及び B は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約 40 分で可能である。原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始後、現場運転員 2 名にて一次隔離弁を遠隔手動弁操作設備によ

る操作で全開状態を保持させた場合、約 40 分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.7.3-1)

(b) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置の水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

i. 手順着手の判断基準

残留熱除去系の機能が喪失した場合、又は炉心損傷を判断した場合^{※1}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

ii. 操作手順

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りの手順は以下のと

おり。

概要図を第 1.7.5 図に，タイムチャートを第 1.7.6 図に示す。

- ①緊急時対策本部は，手順着手の判断基準に基づき，緊急時対策要員へドレン移送ポンプ水張りを指示する。
- ②緊急時対策要員は，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて，FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁を全開操作し，フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を開操作することで系統内のエア抜きを実施し，エア抜き完了後，FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を全閉する。
- ③緊急時対策要員は，ドレン移送ポンプ水張りの完了を緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり緊急時対策要員 2 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからフィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りは 45 分以内で可能である。なお，屋外における本操作は，格納容器ベント実施前の操作であることから，作業エリアの環境による作業性への影響はない。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料 1.7.3-2)

(c) フィルタ装置水位調整（水張り）

フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に，フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

i. 手順着手の判断基準

フィルタ装置の水位が通常水位を下回ると判断した場合。

ii. 操作手順

フィルタ装置水位調整（水張り）手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.7.7 図に，タイムチャートを第 1.7.8 図に示す。

- ①緊急時対策本部は，手順着手の判断基準に基づき，緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水張り）の準備開始を指示する。
- ②^a防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合（淡水貯水池を水源とし，あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）

緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を配備し、防火水槽又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）へ、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）からフィルタ装置補給水接続口へそれぞれ送水ホースを接続し、フィルタ装置水位調整（水張り）の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

②^b 事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプを使用した水張りの場合（淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）

緊急時対策要員は、事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ（A-2級）からフィルタベント装置補給水接続口へホースを接続し、フィルタ装置水位調整（水張り）の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

③ 緊急時対策本部は、緊急時対策要員にフィルタ装置水位調整（水張り）の開始を指示する。

④ 緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）起動と FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置への給水が開始されたことを、フィルタベント遮蔽壁附室の FCVS 計器ラックにて、フィルタ装置水位指示値の上昇により確認し、給水開始を緊急時対策本部に報告する。

⑤ 緊急時対策要員は、当直長にフィルタ装置の水位を監視するよう依頼する。

⑥ 当直副長は、フィルタ装置の水位を監視するよう中央制

御室運転員に指示する。

- ⑦中央制御室運転員 A は，中央制御室にて水位を継続監視し，規定水位に到達したことを当直副長に報告する。
- ⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）停止操作を依頼する。
- ⑨緊急時対策本部は，緊急時対策要員へ可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）停止操作を指示する。
- ⑩緊急時対策要員は，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）停止及び FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全閉操作，フィルタ装置補給水接続口送水ホースの取外し操作を実施する。
- ⑪緊急時対策要員は，緊急時対策本部にフィルタ装置水位調整（水張り）の完了を報告する。

iii. 操作の成立性

防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開したフィルタ装置水位調整（水張り）操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 6 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制～可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による注水開始まで約 65 分，フィルタ装置水位調整（水張り）完了まで約 125 分で可能である。

淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開したフィル

タ装置水位調整（水張り）（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員10名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制～可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による注水開始まで約65分、フィルタ装置水位調整（水張り）完了まで約125分で可能である。

また、事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を使用したフィルタ装置水位調整（水張り）（淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）操作は、1ユニット当たり、中央制御室運転員1名（確認者）及び緊急時対策要員10名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ位置（A-2級）と送水ルートの確認～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による注水開始まで約95分、フィルタ装置水位調整（水張り）完了まで約155分で可能である。

なお、屋外における本操作は格納容器ベント実施後の短期間において、フィルタ装置水の蒸発によるフィルタ装置の水位低下は評価上想定されないため、フィルタ装置水位調整（水張り）操作を実施することはないと考えられるが、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を交替して対応することで、作業可能である。

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

(添付資料 1.7.3-3)

(d) フィルタ装置水位調整（水抜き）

格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器圧力逃がし装置の配管内及びフィルタ装置内で凝縮し，その凝縮水がフィルタ装置に溜まることでフィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合，又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合はフィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。

i. 手順着手の判断基準

フィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合，又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合。

ii. 操作手順

フィルタ装置水位調整（水抜き）手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.7.9 図に，タイムチャートを第 1.7.10 図に示す。

①緊急時対策本部は，手順着手の判断基準に基づき，緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水抜き）の準備開

始を指示する。

- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全開操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開とする。また、フィルタベント遮蔽壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることを FCVS 現場制御盤のドレン移送ポンプ運転状態ランプにより確認する。
- ③緊急時対策要員は、フィルタ装置水位調整（水抜き）系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。
- ④緊急時対策本部は、緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水抜き）の開始を指示する。
- ⑤緊急時対策要員は、ドレン移送ポンプ A 又は B の起動及びポンプ起動後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増し開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し、フィルタ装置からの排水が開始されたことをフィルタベント遮蔽壁附室 FCVS 計器ラックのフィルタ装置水位指示値の低下により確認し、フィルタ装置水位調整（水抜き）が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。
- ⑥緊急時対策本部は、当直長にフィルタ装置の水位を監視するよう依頼する。

- ⑦当直副長は、フィルタ装置の水位を監視するよう中央制御室運転員に指示する。
- ⑧中央制御室運転員 A は、中央制御室にて水位を継続監視し、通常水位に到達したことを当直副長に報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部にドレン移送ポンプ停止操作を依頼する。
- ⑩緊急時対策本部は、緊急時対策要員へドレン移送ポンプ停止操作を指示する。
- ⑪緊急時対策要員は、ドレン移送ポンプを停止し、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作する。
- ⑫緊急時対策要員は、緊急時対策本部にフィルタ装置水位調整（水抜き）の完了を報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員10名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置水位調整（水抜き）完了まで約130分で可能である。なお、屋外における本操作は、格納容器ベント実施から25時間後以降に行うことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下し

ており、また、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を交替して対応することで、作業可能である。

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

(添付資料 1.7.3-4)

(e) 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、フィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

i. 手順着手の判断基準

格納容器圧力逃がし装置の停止を判断した場合。

ii. 操作手順

格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの概要は以下のとおり。概要図を第 1.7.11 図に、タイムチャートを第 1.7.12 図に示す。

① 緊急時対策本部は、手順着手の判断に基づき、当直長に

格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ前の系統構成を開始するよう指示するとともに、緊急時対策要員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシの準備の開始を指示する。

②当直副長は、中央制御室運転員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ前の系統構成の開始を指示する。

③中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ前の系統構成として、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）、一次隔離弁（ドライウエル側）及び耐圧強化ベント弁の全閉確認、並びにフィルタ装置入口弁の全開確認後、二次隔離弁を全開とし、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ準備完了を当直副長に報告する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を全開とする。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。

④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ前の系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。

⑤緊急時対策要員は、原子炉建屋非管理区域内サンプリングラックにて、フィルタ装置の水素濃度測定のため、系統構成及び工具準備、サンプリングポンプ起動を実施する。また、原子炉建屋外壁南側（屋外）へ可搬型窒素供

給装置を配備し送気ホースを接続口へ取り付け、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

- ⑥緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。
- ⑦緊急時対策要員は、原子炉建屋外壁南側（屋外）にて、FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N₂ パージ用元弁の開操作により窒素ガスの注入を実施する。
- ⑧緊急時対策要員は、サンプリングポンプ起動の完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑨緊急時対策本部は、可搬型窒素供給装置からの窒素ガス注入の完了及びサンプリングポンプ起動の完了を当直長に連絡するとともに、フィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の監視を依頼する。
- ⑩当直副長は、中央制御室運転員にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度を監視するよう指示する。
- ⑪中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置入口圧力指示値によりフィルタ装置入口配管内の圧力が正圧であることを確認する。また、フィルタ装置水素濃度指示値により水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、窒素ガス注入完了を当直副長に報告する。
- ⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に窒素ガス注入完了を報告する。
- ⑬緊急時対策本部は、緊急時対策要員へ窒素ガス注入の停止操作を指示するとともに、当直長にフィルタ装置の入

口圧力及び水素濃度の継続監視を指示する。

- ⑭当直副長は、中央制御室運転員へフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を指示する。また、緊急時対策要員は、原子炉建屋外壁南側（屋外）にて FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N₂ パージ用元弁の全閉操作を実施し、窒素ガスの注入停止を緊急時対策本部に報告する。
- ⑮中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガスの注入停止後のフィルタ装置入口圧力指示値及びフィルタ装置水素濃度指示値が窒素ガス注入完了時の指示値と差異が発生しないことを継続的に監視する。
- ⑯当直長は、当直副長からの依頼に基づき、フィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視をもって格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑰当直副長は、窒素ガスパージの完了後の系統構成を開始するよう中央制御室運転員に指示する。
- ⑱中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガスパージの完了後の系統構成として、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉する手段がある。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ完了まで約270分で可能である。なお、屋外における本操作は、格納容器ベント停止後の操作であることから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しており、また、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を交替して対応することで、作業可能である。

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

（添付資料 1.7.3-5）

(f) フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

フィルタ装置水位調整（水抜き）によりスクラバ水に含まれる薬液が排水されることでスクラバ水の pH が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

i. 手順着手の判断基準

排気ガスの凝縮水により、フィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断し、排水を行った場合。

ii. 操作手順

フィルタ装置スクラバ水 pH 調整の手順は以下のとおり。概要図を第 1.7.13 図に、タイムチャートを第 1.7.14 図に

示す。

- ①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へスクラバ水の pH 測定及び薬液補給の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）へ薬液補給用としてコンプレッサー、ホース、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、フィルタベント遮蔽壁附室にて、系統構成のためフィルタベント装置 pH 入口止め弁、フィルタベント装置 pH 出口止め弁を全開操作した後 pH 計サンプルポンプを起動させ、サンプルポンプの起動を緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ③緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、薬液補給のため FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全開操作し、補給用ポンプを起動、所定量の薬液を補給するとともに、補給用ポンプの起動を緊急時対策本部に報告する。
- ④緊急時対策本部は、当直長にスクラバ水の pH 値及び水位を確認するよう依頼する。
- ⑤当直副長は、スクラバ水の pH 値及び水位を確認するよう中央制御室運転員に指示する。
- ⑥中央制御室運転員 A は、FCVS 制御盤のスクラバ水 pH 指示値により確認した pH 値及びフィルタ装置水位指示値により確認した水位を当直副長に報告する。当直長は、当

直副長からの依頼に基づき、pH値と水位を緊急時対策本部に報告する。

⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、薬液補給の完了を緊急時対策本部に報告する。緊急時対策本部は緊急時対策要員にpH測定を停止を指示する。

⑧緊急時対策要員は、FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁を全閉操作の後、pH計サンプリングポンプを停止、フィルタベント装置pH入口止め弁及びフィルタベント装置pH出口止め弁を全閉操作し、緊急時対策本部にスクラバ水pH調整作業の完了を報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員10名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置スクラバ水pH調整完了まで約85分で可能である。なお、屋外における本操作は、格納容器ベント実施から25時間後以降に行うことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しており、また、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を交替して対応することで、作業可能である。

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

(添付資料 1.7.3-6)

(g) ドレン移送ライン窒素ガスパーズ

フィルタ装置水位調整（水抜き）後，フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防止するため，窒素ガスによるパーズを実施し，排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

i. 手順着手の判断基準

フィルタ装置水位調整（水抜き）完了後又はドレンタンク水抜き完了後。

ii. 操作手順

ドレン移送ライン窒素ガスパーズ手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.7.15 図に，タイムチャートを第 1.7.16 図に示す。

- ①緊急時対策本部は，手順着手の判断基準に基づき，緊急時対策要員へドレン移送ライン窒素ガスパーズの準備開始を指示する。
- ②緊急時対策要員は，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて，可搬型窒素供給装置を配置し，排水ライン接続口に可搬型窒素供給装置からの送気ホースを接続する。
FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を開操作し，原子炉建屋外壁東側（屋外）にて，FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作し，窒素ガス注入の準備完了を緊急時

対策本部に報告する。

- ③緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。
- ④緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、FCVS フィルタベント装置ドレンライン N₂ パージ用元弁を全開操作し、窒素ガスの注入を開始する。
- ⑤緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレンライン N₂ パージ用元弁を全閉操作し、窒素ガスの注入を停止した後、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作し、ドレン移送ポンプ出口ライン配管内が正圧で維持されていることをドレン移送ライン圧力指示値により 確認し、ドレン移送ライン窒素ガスパージが完了したことを緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員 8 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからドレン移送ライン窒素ガスパージ完了まで約 130 分で可能である。なお、屋外における本操作は、格納容器ベント実施から 25 時間後以降に行うことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しており、また、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を交替し

て対応することで、作業可能である。

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

(添付資料 1.7.3-7)

(h) ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。

i. 手順着手の判断基準

ドレンタンクが水位高に到達すると判断した場合。

ii. 操作手順

ドレンタンク水抜きの概要は以下のとおり。概要図を第 1.7.17 図に、タイムチャートを第 1.7.18 図に示す。

- ①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員にドレンタンク水抜きを指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁附室にてドレン移送ポンプの電源が確保されていることを FCVS 現場制御盤のドレン移送ポンプ運転状態ランプにより確認し、FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備による操作にて全閉とする。フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を全開、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）に

て FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全開，原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開とし，ドレン移送ポンプを起動した後，FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増し開操作により，ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し，ドレンタンク内の水をサプレッション・チェンバへ排水し，排水開始を緊急時対策本部に報告する。

- ③緊急時対策本部は，当直長にドレンタンクの水位を確認するよう依頼する。
- ④当直副長は，ドレンタンクの水位を確認するよう中央制御室運転員に指示する。
- ⑤中央制御室運転員 A は，中央制御室にて水位を継続監視し，規定水位に到達したことを当直副長に報告する。
- ⑥当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にドレン移送ポンプ停止操作を依頼する。
- ⑦緊急時対策本部は，緊急時対策要員へドレン移送ポンプ停止操作を指示する。
- ⑧緊急時対策要員は，フィルタベント遮蔽壁附室 FCVS 計器ラックのドレンタンク水位指示値にて排水による水位の低下を確認し，ドレン移送ポンプ A 又は B を停止した後，フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント

装置ドレンタンク出口止め弁を全閉，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁，FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し，原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作，フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備による操作にて全開とし，ドレンタンク水抜きのを完了を緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 4 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからドレンタンク水抜き完了まで約 80 分で可能である。なお，屋外における本操作は，格納容器ベント実施から 25 時間後以降に行うことから，大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しており，また，作業時の被ばくによる影響を低減するため，緊急時対策要員を交替して対応することで，作業可能である。

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

（添付資料 1.7.3-8）

b. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において、復水補給水系を用いた代替循環冷却系の運転により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

(a) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系の復旧に見込みがなく^{※2}原子炉格納容器内の除熱が困難な状況で、以下の条件が全て成立した場合。

- ・復水補給水系が使用可能^{※3}であること。
- ・代替原子炉補機冷却系による冷却水供給が可能であること。
- ・原子炉格納容器内の酸素濃度が4vol%以下^{※4}であること。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:設備に故障が発生した場合、又は駆動に必要な電源若しくは補機冷却水が確保できない場合。

※3:設備に異常がなく、電源及び水源（サプレッション・チェンバ）が確保されている場合。

※4: ドライウェル側のドライ条件の酸素濃度を確認する。格納容器内酸素濃度（CAMS）にて 4vol%以下を確認できない場合は，外部水源によるドライウェルスプレーを継続し，格納容器ベント操作に移行する。

ii. 操作手順

代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。

原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレーを実施する場合は，残留熱除去系（A）注入配管使用による原子炉圧力容器への注水と残留熱除去系（B）スプレー配管使用によるドライウェルスプレー（以下「D/W スプレー」という。）を同時に実施する手順とし，前提条件として復水貯蔵槽を水源とした残留熱除去系（B）スプレー配管使用による D/W スプレー中とする。

また，原子炉圧力容器への注水ができない状況において，原子炉圧力容器の破損を判断した場合は，原子炉格納容器下部への注水と残留熱除去系（B）スプレー配管使用による D/W スプレーを同時に実施する手順とし，前提条件として復水貯蔵槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水及び残留熱除去系（B）スプレー配管使用による D/W スプレー中とする。

手順の対応フローは第 1.7.1 図に，概要図を第 1.7.19 図に，タイムチャートを第 1.7.20 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員 A 及び B は、代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要なポンプ・電動弁及び監視計器の電源，冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機又は電源車の負荷容量を確認し，復水補給水系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器補助盤にて復水補給水系バイパス流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉確認を実施する。
- ⑤現場運転員 C 及び D は，復水移送ポンプ水源切替え準備のため，復水補給水系復水貯蔵槽出口弁，高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一，第二元弁，復水移送ポンプミニマムフロー逆止弁後弁，復水補給水系制御棒駆動系駆動水供給元弁を全閉とし，復水補給水系常／非常用連絡 1 次，2 次止め弁の全開確認を実施する。
- ⑥^a原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合
- 現場運転員 E 及び F は，電動弁操作盤にて代替循環冷却系の系統構成を実施する。（残留熱除去系熱交換器出口弁（A），サプレッションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸

込弁，残留熱除去系最小流量バイパス弁（B），残留熱除去系熱交換器出口弁（B），残留熱除去系 S/P スプレー注入隔離弁（B）の全閉，及び残留熱除去系注入弁（A）の全開操作を実施する。）

⑥^b 原子炉格納容器下部への注水及び原子炉格納容器内へのスプレーを実施する場合

現場運転員 E 及び F は，電動弁操作盤にて代替循環冷却系の系統構成を実施する。（サプレッションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁，残留熱除去系最小流量バイパス弁（B），残留熱除去系熱交換器出口弁（B），残留熱除去系 S/P スプレー注入隔離弁（B）の全閉操作を実施する。）

⑦ 中央制御室運転員 A 及び B は，代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備完了を当直副長に報告する。

⑧ 当直副長は，運転員に代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始を指示する。

⑨ 中央制御室運転員 A 及び B は，復水移送ポンプを停止後，残留熱除去系洗浄水弁（B）を全閉とし，現場運転員 C 及び D へ連絡する。

⑩ 現場運転員 C 及び D は，高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口元弁を全閉とし，当直副長に報告する。

⑪ 現場運転員 E 及び F は，当直副長からの指示により，残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁及び残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁の全開操作を実施する。

⑫^a 原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合（⑫^a～⑮^a）

中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系洗浄水弁（B）を調整開とした後に復水移送ポンプを起動し，速やかに残留熱除去系洗浄水弁（A）及び残留熱除去系洗浄水弁（B）を開として代替循環冷却系の運転を開始する。

⑬^a 中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇，復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認する。あわせて，原子炉格納容器内へのスプレイが始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）指示値の上昇，並びに格納容器内圧力指示値及び格納容器内温度指示値の低下により確認し，当直副長に報告する。

⑭^a 当直長は，当直副長からの依頼に基づき，代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイが始まったことを緊急時対策本部に報告する。

⑮^a 当直副長は，原子炉圧力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力を継続監視し，残留熱除去系洗浄水弁（A）及び残留熱除去系洗浄水弁（B）にて適宜，原子炉圧力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう中央制御室運転員に指示する。

また，状況により残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁

(B) , 残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) を全閉, 残留熱除去系 S/P スプレー注入隔離弁 (B) を全開とすることで, D/W スプレーからサプレッション・チェンバ・プールスプレー (以下「S/P スプレー」という。) へ切り替える。

⑫^b 原子炉格納容器下部への注水及び原子炉格納容器内へのスプレーを実施する場合 (⑫^b～⑬^b)

中央制御室運転員 A 及び B は, 下部ドライウエル注水ライン隔離弁の全開操作を実施する。

⑬^b 中央制御室運転員 A 及び B は, 残留熱除去系洗浄水弁 (B) を調整開とした後に復水移送ポンプを起動し, 速やかに下部ドライウエル注水流量調節弁及び残留熱除去系洗浄水弁 (B) を開として代替循環冷却系の運転を開始する。

⑭^b 中央制御室運転員 A 及び B は, 原子炉格納容器下部への注水が始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇, 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量) 指示値の上昇により確認する。あわせて, 原子炉格納容器内へのスプレーが始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇, 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 指示値の上昇, 並びに格納容器内圧力指示値及び格納容器内温度指示値の低下により確認し, 当直副長に報告する。

⑮^b 当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, 代替循環冷却

系による原子炉格納容器内へのスプレイ及び原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

- ⑩^b 当直副長は、原子炉格納容器内の圧力を継続監視し、残留熱除去系洗浄水弁（B）にて適宜、原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう中央制御室運転員に指示する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員4名にて作業を実施し、作業開始を判断してから代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約90分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.7.3-9）

- (b) 代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保

炉心の著しい損傷が発生し、原子炉格納容器の過圧破損を防止するために代替循環冷却系の運転を実施する場合、代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を確保し、代替循環冷却系で使用する残留熱除去系熱交換器（B）及び代替循環冷却系の運転可否の判断で使用する格納容器内酸素濃度（CAMS）へ供給する。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、代替循環冷却系設備を使用する場合。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

ii. 操作手順

代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7.1図に、概要図を第1.7.21図に、タイムチャートを第1.7.22図に示す。

代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットの手順については、「1.5.2.2(1)a. 代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保」の操作手順と同様である。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。

②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保の準備

備のため、熱交換器ユニットの配備及び主配管（可搬型）の接続を依頼する。

- ③現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第 1.7.21 図参照）
- ⑥現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第 1.7.21 図参照）
- ⑦緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保のための熱交換器ユニットの配備及び主配管（可搬型）の接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。
- ⑨緊急時対策要員は、熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプを起動し、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告す

る。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）、現場運転員2名及び緊急時対策要員13名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約1時間55分、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約9時間で可能である。

なお、炉心の著しい損傷が発生した場合において代替原子炉補機冷却系を設置する場合、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を2班体制とし、交替して対応する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.5.3-13)

c. 格納容器内 pH 制御

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内のケーブル被覆材に含まれる塩素等の酸性物質の発生により、サプレッション・チェンバ・プール水が酸性化する。サプレッション・チェンバ・プール水が酸性化すると、サプレッシ

ョン・チェンバ・プール水に含まれる粒子状よう素が元素状よう素に変わり，その後有機よう素となる。これにより格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時に外部への放射性物質の放出量が増加することとなる。

格納容器ベント時の放射性物質の系外放出量を低減させるために，復水移送ポンプ吸込配管に薬液（水酸化ナトリウム）を注入し，格納容器スプレイ配管から原子炉格納容器内に注入することで，サブプレッション・チェンバ・プール水の酸性化を防止し格納容器ベント時の放射性物質の系外放出を低減する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において，復水補給水系が使用可能な場合^{※2}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:設備に異常がなく，電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

(b) 操作手順

格納容器内 pH 制御の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.7.1 図に，概要図を第 1.7.23 図に，タイムチャート

を第 1.7.24 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に復水補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ、原子炉格納容器下部への注水及び格納容器内 pH 制御のため、薬液注入の開始を指示する。
- ②中央制御室運転員 A 及び B は、復水移送ポンプが運転中であることを確認し、S/P スプレイの系統構成のため残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁 (B) を全開にする。
- ③現場運転員 C 及び D は、廃棄物処理建屋地上 2 階レイダウエリア (管理区域) にて、薬液タンク水位指示値により薬液量が必要量以上確保されていることを確認し、当直副長に報告する。また、復水移送ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。
- ④現場運転員 C 及び D は、薬液注入の系統構成のため、復水移送ポンプ吸込配管注入弁を全開にする。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、薬液注入準備完了を確認した後に、復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 指示値が規定値となるように残留熱除去系洗浄水弁 (B) を調整開し、S/P スプレイを開始する。S/P スプレイの開始を当直副長に報告するとともに、現場運転員 C 及び D へ薬液注入操作を指示する。
- ⑥現場運転員 C 及び D は、S/P スプレイが開始されたことを中央制御室運転員 A 及び B に確認し、薬液の復水貯蔵槽への混入を防止するため復水補給水系ポンプミニマムフロー戻り弁の全閉操作を実施する。

- ⑦現場運転員 C 及び D は、薬液注入タンク出口弁の全開操作を実施し、薬液注入が開始されたことを廃棄物処理建屋地上 2 階レイダウンエリア（管理区域）にて、薬液タンク水位指示値の低下により確認する。
- ⑧現場運転員 C 及び D は、廃棄物処理建屋地上 2 階レイダウンエリア（管理区域）にて、規定量の薬液が注入されたことを薬液タンク水位にて確認後、薬液注入タンク出口弁の全閉操作を実施し薬液注入を停止する。また、薬液注入を停止した旨を当直副長に報告する。
- ⑨中央制御室運転員 A 及び B は、S/P スプレイから D/W スプレイに切替えることを当直副長に報告するとともに、現場運転員 C 及び D へ連絡する。
- ⑩中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁（B）の全開操作後、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁（B）の全開操作を実施する。
- ⑪中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系 S/P スプレイ注入隔離弁（B）の全閉操作を実施する。
- ⑫中央制御室運転員 A 及び B は、S/P スプレイから D/W スプレイに切替えが完了したことを、当直副長に報告するとともに現場運転員 C 及び D へ薬液注入操作を指示する。
- ⑬現場運転員 C 及び D は、薬液注入タンク出口弁の全開操作を実施し、薬液注入が開始されたことを廃棄物処理建屋地上 2 階レイダウンエリア（管理区域）にて、薬液タンク水位指示値の低下により確認する。

- ⑭現場運転員 C 及び D は、廃棄物処理建屋地上 2 階レイダ
ウンエリア（管理区域）にて、規定量の薬液が注入され
たことを薬液タンク水位にて確認後、薬液注入タンク出
口弁の全閉操作を実施し薬液注入を停止する。また、薬
液注入を停止した旨を当直副長に報告する。
- ⑮中央制御室運転員 A 及び B は、D/W スプレイから原子炉
格納容器下部への注水に切替えることを当直副長に報告
するとともに、現場運転員 C 及び D へ連絡する。
- ⑯中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器下部への
注水の系統構成のため、下部ドライウェル注水ライン隔
離弁を全開とする。
- ⑰中央制御室運転員 A 及び B は、復水補給水系流量（格納
容器下部注水流量）指示値が規定値となるように下部ド
ライウェル注水流量調節弁を調整開し、原子炉格納容器
下部への注水を開始する。
- ⑱中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系洗浄水弁
（B）、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁（B）、及
び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁（B）の全閉操
作を実施する。
- ⑲中央制御室運転員 A 及び B は、D/W スプレイから原子炉
格納容器下部への注水に切替えが完了したことを、当直
副長に報告するとともに現場運転員 C 及び D へ薬液注入
操作を指示する。
- ⑳現場運転員 C 及び D は、薬液注入タンク出口弁の全開操
作を実施し、薬液注入が開始されたことを廃棄物処理建

屋地上 2 階レイダウンエリア（管理区域）にて，薬液タンク水位指示値の低下により確認する。

②現場運転員 C 及び D は，廃棄物処理建屋地上 2 階レイダウンエリア（管理区域）にて，規定量の薬液が注入されたことを薬液タンク水位にて確認後，薬液注入タンク出口弁の全閉操作を実施し薬液注入を停止する。また，薬液注入を停止した旨を当直副長に報告する。

②現場運転員 C 及び D は，復水補給水系ポンプミニマムフロー戻り弁の全開操作を実施する。

③中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器下部水位にて+2m（総注水量 180m³）となったら下部ドライウェル注水流量調節弁，下部ドライウェル注水ライン隔離弁の全閉操作を実施する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから格納容器内 pH 制御のための薬液注入開始までの所要時間は以下のとおり。

- ・原子炉格納容器内へのスプレイ（S/P）による薬液注入開始まで約 30 分で可能である。
- ・原子炉格納容器内へのスプレイ（D/W）による薬液注入開始まで約 65 分で可能である。
- ・原子炉格納容器下部への注水による薬液注入開始まで約 100 分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.7.3-10)

d. 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給

中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬型格納容器窒素供給設備により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器内の除熱を開始した場合^{※2}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※2:格納容器ベントによる原子炉格納容器内の除熱を開始した場合。

(b) 操作手順

可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給の手順は以下のとおり。概要図を第 1.7.25 図に、タイムチャートを第 1.7.26 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給のための可搬型格納容器窒素供給設備の準備を依頼する。
- ③緊急時対策本部は、緊急時対策要員に可搬型格納容器窒素供給設備の準備を指示する。
- ④現場運転員 C 及び D は、可搬型格納容器窒素供給設備を接続するための準備作業を実施する。
- ⑤緊急時対策要員は、原子炉建屋近傍に可搬型格納容器窒素供給設備を移動させる。
- ⑥緊急時対策要員は、可燃性ガス濃度制御系配管に可搬型格納容器窒素供給設備を接続する。
- ⑦緊急時対策要員は、可搬型大容量窒素供給装置を起動する。
- ⑧緊急時対策要員は、窒素ガス供給ユニット D/W 側止め弁又は窒素ガス供給ユニット S/C 側止め弁を全開し、原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑨当直副長は、サプレッション・チェンバ・プール水温度指示値が 104℃になる前に、中央制御室運転員に原子炉

格納容器への窒素ガス供給を開始するよう指示する。

- ⑩中央制御室運転員 A 及び B は，可燃性ガス濃度制御系入口第一，第二隔離弁又は可燃性ガス濃度制御系出口第一，第二隔離弁を全開し，窒素ガスを原子炉格納容器に供給する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者），現場運転員 2 名及び緊急時対策要員 16 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始まで約 8 時間で可能である。

なお，本操作は，格納容器ベント後に時間が経過した後の操作であることから，大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため，作業可能である。

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

(2) 全交流動力電源喪失時の対応手順

- a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系の機能が喪失した場合及び代替循環冷却系の運転が期待できない場合は，サプレッション・チェンバ・プール水以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため，サブ

レッション・チェンバ・プール水位が上昇するが、外部水源注水制限値に到達した場合は、このスプレイを停止するため、原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制できる見込みがなくなることから、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施し、原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内でジルコニウム-水反応により発生した水素ガスが原子炉建屋に漏えいする可能性があることから、燃料取替床天井付近の水素濃度、非常用ガス処理系吸込配管付近の水素濃度及び燃料取替床以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置の出入口温度の監視を行い、原子炉建屋内において異常な水素ガスの漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素ガスを排出することで、原子炉建屋への水素ガスの漏えいを防止する。

なお、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、ブルームの影響による被ばくを低減させるため、運転員は待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

格納容器ベント実施中において、可燃性ガス濃度制御系及び残留熱除去系が復旧した場合、又は代替循環冷却系の運転により原子炉格納容器内の除熱が開始された場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。

なお、全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行うとともに原子炉建屋原子炉区域の系統構成は事前に着手する。

(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

i. 手順着手の判断基準

[原子炉建屋原子炉区域の系統構成]

全交流動力電源喪失時に，早期の電源復旧が見込めない場合。

[格納容器ベント準備]

炉心損傷を判断した場合^{※1}において，炉心の著しい損傷の緩和及び原子炉格納容器の破損防止のために必要な操作が完了した場合^{※2}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合，又は原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は，これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし，発電用原子炉の冷却ができない場合，又は原子炉格納容器内の冷却ができない場合は，速やかに格納容器ベントの準備を開始

する。

ii. 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.7.1 図に，概要図を第 1.7.27 図に，タイムチャートを第 1.7.28 図及び第 1.7.29 図に示す。

[W/W ベントの場合（D/W ベントの場合，手順⑭以外は同様）]

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，原子炉建屋原子炉区域の系統構成を現場運転員に指示する。
- ②現場運転員 E 及び F は，非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口 U シール隔離弁の全閉操作を実施する。
- ③当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，原子炉格納容器内の水位がサブプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限（ベントライン-1m）以下であることを確認し，格納容器圧力逃がし装置により W/W 側から格納容器ベント実施の準備を開始するよう運転員に指示する（原子炉格納容器内の水位がサブプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合は D/W 側からの格納容器ベント実施の準備を開始するよう指示する）。
- ④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本

部に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。

⑤中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑥中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント前の系統構成として非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉を確認する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。

⑧現場運転員 C 及び D は、フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とする。また、耐圧強化ベント弁の全閉を遠隔手動弁操作設備の開度指示にて確認し、二次隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開（流路面積約 50% 開）とする。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開（流路面積約 50% 開）とする。

⑨中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑪当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位、並びに

原子炉建屋内の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力及び水位、並びに原子炉建屋内の水素濃度に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。

⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。

⑬当直副長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。

- ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サブプレッション・チェンバ・プール水位が「真空破壊弁高さ」に到達した場合。
- ・燃料取替床天井付近の水素濃度が 2.2vol% に到達した場合。

⑭^a W/W ベントの場合

現場運転員 C 及び D は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

⑭^b D/W ベントの場合

現場運転員 C 及び D は、一次隔離弁（ドライウエル側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント操作を開始する。

⑮中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを、格納容器内

圧力指示値の低下又は原子炉建屋水素濃度指示値が安定若しくは低下，フィルタ装置入口圧力指示値の上昇，フィルタ装置出口放射線モニタ指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑩中央制御室運転員 A 及び B は，FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値を確認し，水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また，当直長は，フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑪中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント開始後，可燃性ガス濃度制御系及び残留熱除去系の復旧，又は代替循環冷却系の運転により原子炉格納容器内の除熱が開始され格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合は，一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉，その後に二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備により全閉するよう現場運転員に指示する。

⑫現場運転員 C 及び D は，一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉，その後に二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名

(操作者及び確認者)及び現場運転員4名にて作業を実施し、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約70分で可能である。

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

遠隔手動弁操作設備の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。

また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED照明を配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行する。

室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.7.3-1)

(b) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置の水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a.(b) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」の操作手順と同様である。

(c) フィルタ装置水位調整 (水張り)

フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達す

る前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a.(c) フィルタ装置水位調整（水張り）」の操作手順と同様である。

(d) フィルタ装置水位調整（水抜き）

格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器圧力逃がし装置の配管内及びフィルタ装置内で凝縮し、その凝縮水がフィルタ装置に溜まることでフィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合、又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合はフィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、代替交流電源設備から受電可能である。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a.(d) フィルタ装置水位調整（水抜き）」の操作手順と同様である。

(e) 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、フィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a.(e) 格納容器
圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズ」の操作手順と同様
である。

(f) フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

フィルタ装置水位調整（水抜き）によりスクラバ水に含ま
れる薬液が排水されることでスクラバ水の pH が規定値よりも
低くなることを防止するため薬液を補給する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a.(f) フィルタ
装置スクラバ水 pH 調整」の操作手順と同様である。

(g) ドレン移送ライン窒素ガスパーズ

フィルタ装置水位調整（水抜き）後は、フィルタ装置排水
ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防
止するため、窒素ガスによるパーズを実施し、排水ラインの
残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a.(g) ドレン移
送ライン窒素ガスパーズ」の操作手順と同様である。

(h) ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタ
の機能維持のため排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源
は、代替交流電源設備から受電可能である。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a.(h) ドレンタ
ンク水抜き」の操作手順と同様である。

1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

復水移送ポンプ，電動弁，中央制御室監視計器類への電源供給手順及び代替交流電源設備への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

残留熱除去系又は代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による減圧及び除熱の手順については，「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。

代替循環冷却系への代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順については，「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

水源から接続口までの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水手順については，「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

原子炉建屋内の水素濃度監視手順については，「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」にて整備する。

1.7.2.3 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.7.30 図に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によるスプレイを実施しながら原子炉格納容器の圧力及び温度の監視を行うとともに，格納容器ベント操作に備え，格納容器 pH 制御装置による薬液の注入を行う。

代替原子炉補機冷却系の設置が完了し、代替循環冷却系が起動できる場合は、代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

また、原子炉压力容器の破損を判断した後に代替循環冷却系が起動できる場合は、代替循環冷却系による原子炉格納容器下部への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

代替循環冷却系が起動できない場合は、格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントによる減圧を行う。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。

なお、格納容器圧力逃がし装置を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できる W/W を経由する経路を第一優先とする。W/W ベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/W を経由してフィルタ装置を通る経路を第二優先とする。

代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱又は格納容器ベント実施後は、残留熱除去系の復旧を行い、長期的な原子炉格納容器内の除熱を実施する。

第 1.7.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（1/3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	フィルタ装置 よう素フィルタ ラブチャーディスク ドレン移送ポンプ ドレンタンク 遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作用ポンプ 可搬型窒素供給装置 スクラバ水 pH 制御設備 フィルタベント遮蔽壁 配管遮蔽 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁 ホース・接続口 原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ、真空破壊弁を含む） 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 代替所内電気設備 ※3 常設代替直流電源設備 ※3 可搬型直流電源設備 ※3	重大事故等対処設備 事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「PCV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷後 PCV ベント（フィルタベント使用（S/C）」 「炉心損傷後 PCV ベント（フィルタベント使用（D/W）」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整（水張り）」 「フィルタベント水位調整（水抜き）」 「フィルタベント停止後の N ₂ パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N ₂ パージ」 「ドレンタンク水抜き」
			可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） ※5 防火水槽 ※5, ※6 淡水貯水池 ※5, ※6 ホース・接続口 第二代替交流電源設備 ※3	自主対策設備

※1: 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。

※2: 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4: 手順は「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。

※5: 手順は「1.13 重大事故等の取束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※6: 「1.13 重大事故等の取束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作用ボンベ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁	重大事故等対処設備 事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「PCV制御」 「R/B制御」 AM設備別操作手順書 「炉心損傷後PCVベント（フィルタベント使用（S/C）」 「炉心損傷後PCVベント（フィルタベント使用（D/W）」
	—	不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換	可搬型窒素供給装置 ホース・接続口	重大事故等対処設備 多様なハザード対応手順 「フィルタベント停止後のN ₂ パージ」
	—	原子炉格納容器負圧破損の防止	可搬型大容量窒素供給装置 ホース 可燃性ガス濃度制御系配管・弁	自主対策設備 多様なハザード対応手順 「可搬型格納容器窒素供給設備によるPCV窒素供給」

- ※1: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。
- ※2:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
- ※3:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
- ※4:手順は「1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。
- ※5:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。
- ※6:「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（3/3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	復水移送ポンプ 代替原子炉補機冷却系 ※2 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） ※5 サプレッション・チェンバ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 高压炉心注水系配管・弁 復水補給水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 格納容器スプレイ・ヘッド ホース 原子炉压力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 代替所内電気設備 ※3 燃料補給設備 ※3	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「PCV制御」 AM設備別操作手順書 「代替循環冷却系によるPCV内の減圧及び除熱」
			防火水槽 ※5, ※6 淡水貯水池 ※5, ※6 第二代替交流電源設備 ※3		
		格納容器内pH制御	代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ※1 格納容器下部注水系（常設） ※4 格納容器pH制御設備	自主対策設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「PCV制御」 AM設備別操作手順書 「炉心損傷後格納容器薬品注入」

- ※1: 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。
- ※2: 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
- ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
- ※4: 手順は「1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。
- ※5: 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
- ※6: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

第 1.7.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
事故時運転転作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷後 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷後 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉建屋内の水素濃度 原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋地上 4 階 静的触媒式水素再結合器 動作監視装置
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧

監視計器一覧 (2/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
事故時運転転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷後 PCV バント (フィルタバント使用 (S/C))」 「炉心損傷後 PCV バント (フィルタバント使用 (D/W))」	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉建屋内の水素濃度 原子炉建屋水素濃度 ・ 原子炉建屋地上 4 階 ・ 原子炉建屋地上 2 階 ・ 原子炉建屋地下 1 階 ・ 原子炉建屋地下 2 階
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		補機監視機能 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ

監視計器一覧 (3/7)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準	—
	操作	—
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水張り)」	判断基準	補機監視機能
	操作	補機監視機能
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水抜き)」	判断基準	補機監視機能
	操作	補機監視機能
多様なハザード対応手順 「フィルタバント停止後の N ₂ バージ」	判断基準	—
	操作	補機監視機能
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」	判断基準	—
	操作	補機監視機能
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ライン N ₂ バージ」	判断基準	—
	操作	補機監視機能
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準	補機監視機能
	操作	補機監視機能

監視計器一覧 (4/7)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順 b. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「代替循環冷却系による PCV 内の減圧及び除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度
		水源の確保 サプレッション・チェンバ・プール水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 格納容器下部水位
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)
		最終ヒートシンクの確保 サプレッション・チェンバ・プール水温度 復水補給水系温度 (代替循環冷却) 復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度
		補機監視機能 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ (B) 吐出圧力 復水移送ポンプ (C) 吐出圧力

監視計器一覧 (5/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順 c. 格納容器内 pH 制御			
事故時運転転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷後格納容器薬品注入」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 原子炉圧力容器内の温度	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C) 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)
	操作	原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器下部水位
		補機監視機能	薬液タンク水位 サプレッションプール水 pH
		1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順 d. 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給	
	多様なハザード対応手順 「可搬型格納容器窒素供給設備による PCV 窒素供給」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率
原子炉圧力容器内の温度			原子炉圧力容器温度
操作		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ・プール水温度

監視計器一覧 (6/7)

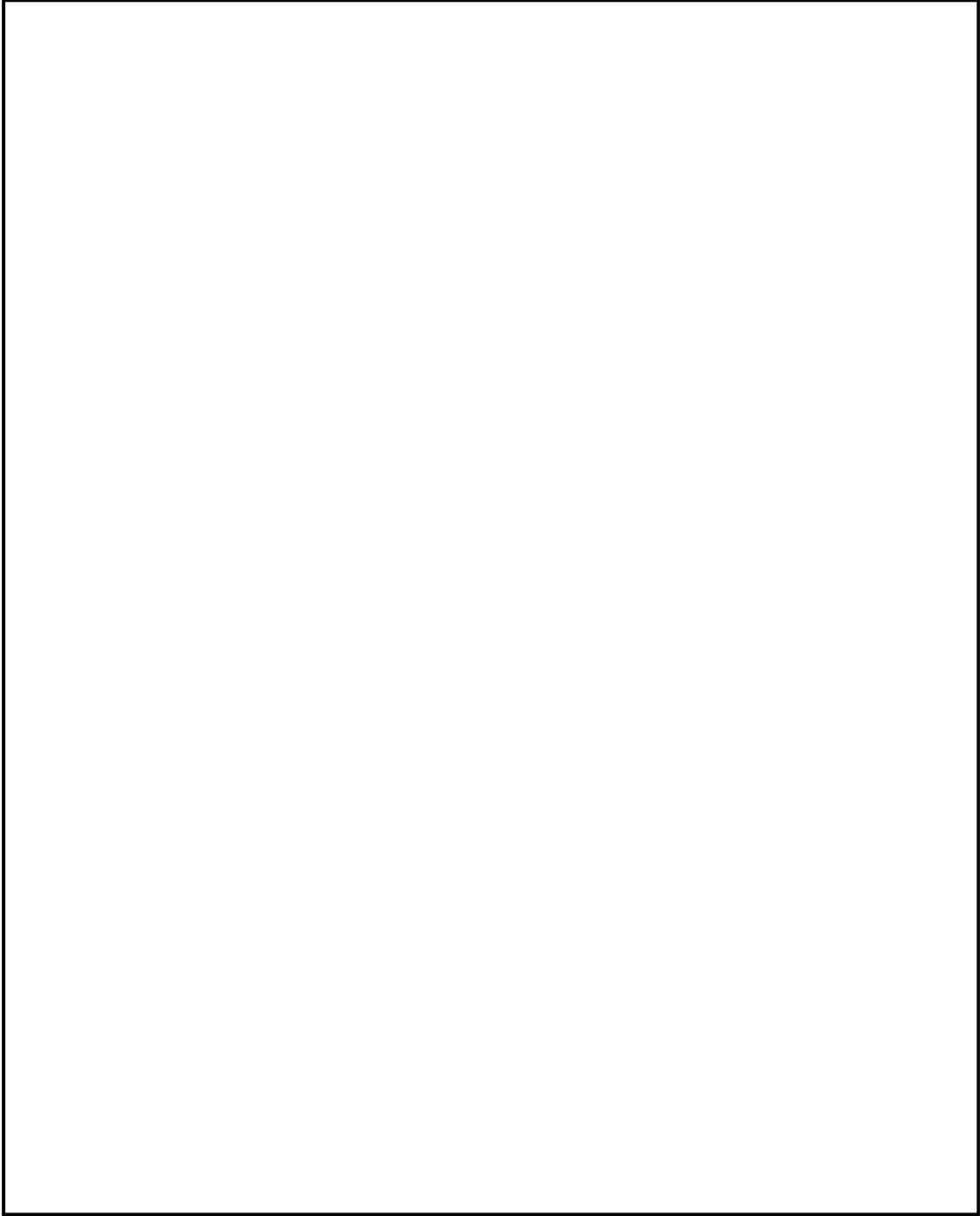
手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)		
事故時運転転作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷後 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷後 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉建屋内の水素濃度 原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋地上 4 階 静的触媒式水素再結合器 動作監視装置
	操作	電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
		原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉建屋内の水素濃度 原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋地上 4 階 ・原子炉建屋地上 2 階 ・原子炉建屋地下 1 階 ・原子炉建屋地下 2 階
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
補機監視機能 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ		

監視計器一覧 (7/7)

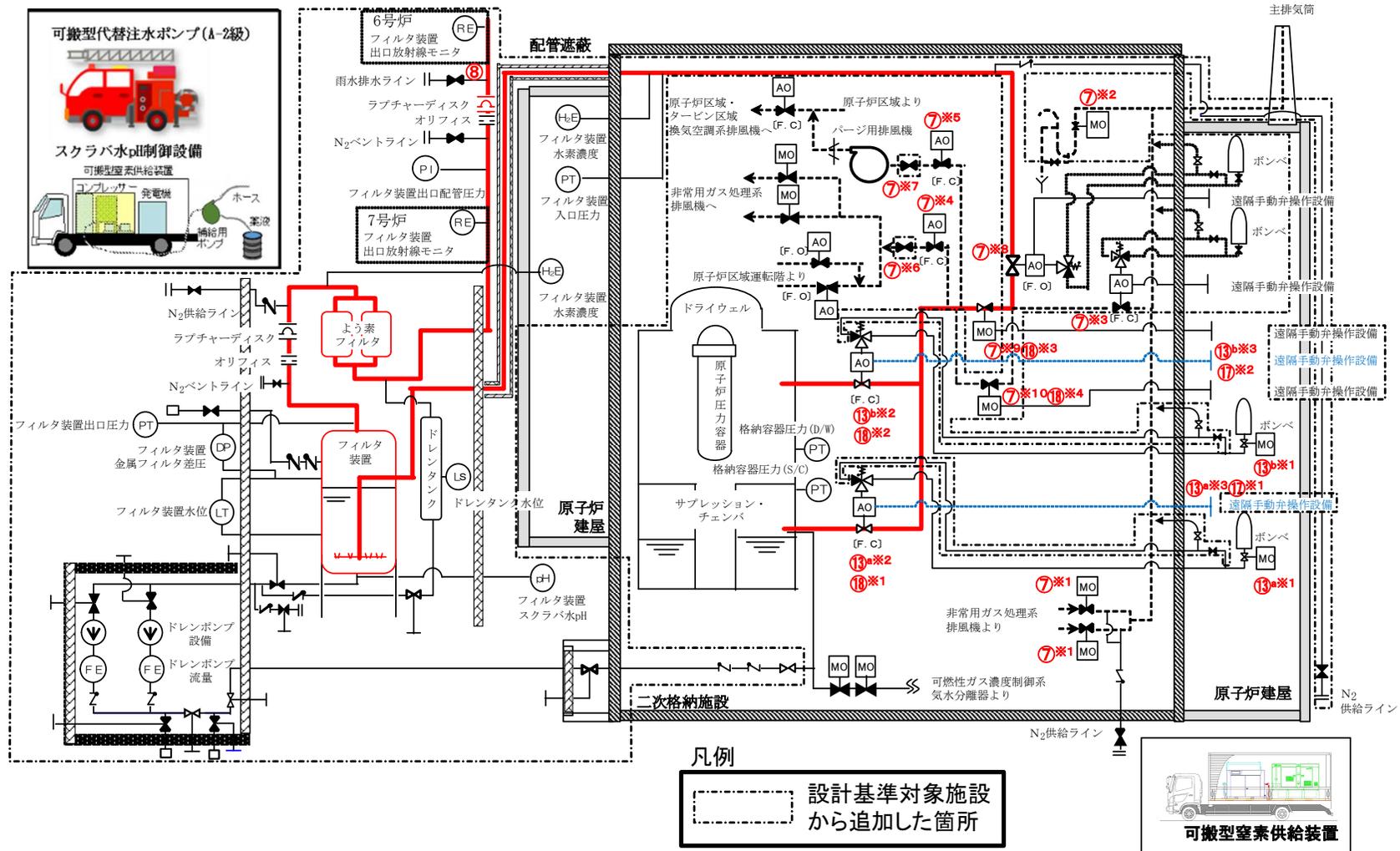
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)		
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準	-
	操作	-
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水張り)」	判断基準	補機監視機能
	操作	フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水抜き)」	判断基準	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧
	操作	フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタバント停止後の N ₂ バージ」	判断基準	-
	操作	フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」	判断基準	-
	操作	フィルタ装置スクラバ水 pH
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ライン N ₂ バージ」	判断基準	-
	操作	ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準	ドレンタンク水位
	操作	ドレンタンク水位

第 1.7.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.7】 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等</p>	格納容器圧力逃がし装置	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 AM 用 MCC AM 用直流 125V
	不活性ガス系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 MCC C 系 AM 用 MCC 直流 125V B 系 AM 用直流 125V
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系
	復水移送ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 AM 用 MCC
	復水補給水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 AM 用 MCC
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 AM 用 MCC
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A 系電源 計測用 B 系電源



第 1.7.1 図 SOP「PCV 制御」，SOP「R/B 制御」における対応フロー



第 1.7.2 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
⑦※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
⑦※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑦※3	耐圧強化ベント弁
⑦※4	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦※5	換気空調系第一隔離弁
⑦※6	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦※7	換気空調系第二隔離弁
⑦※8	フィルタ装置入口弁
⑦※9⑱※3	二次隔離弁
⑦※10⑱※4	二次隔離弁バイパス弁
⑧	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑬ ^a ※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑬ ^a ※2⑱※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)
⑬ ^a ※3⑰※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)遠隔手動弁操作設備
⑬ ^b ※1	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気供給弁
⑬ ^b ※2⑱※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑬ ^b ※3⑰※2	一次隔離弁(ドライウエル側)遠隔手動弁操作設備

第 1.7.2 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)

		経過時間(分)												備考
		10	20	30	40	50	60	70	80					
手順の項目	要員(数)	減圧及び除熱開始 40分												
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/Wベントの場合)	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認											電源を復旧しながら 系統構成を行う。
			系統構成											
				格納容器ベント開始										
				移動, 電源確保										
現場運転員C, D	2	移動, 系統構成												
		W/Wベント弁 遠隔手動弁操作設備による全開状態の保持操作												

第 1.7.3 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(W/W ベントの場合)

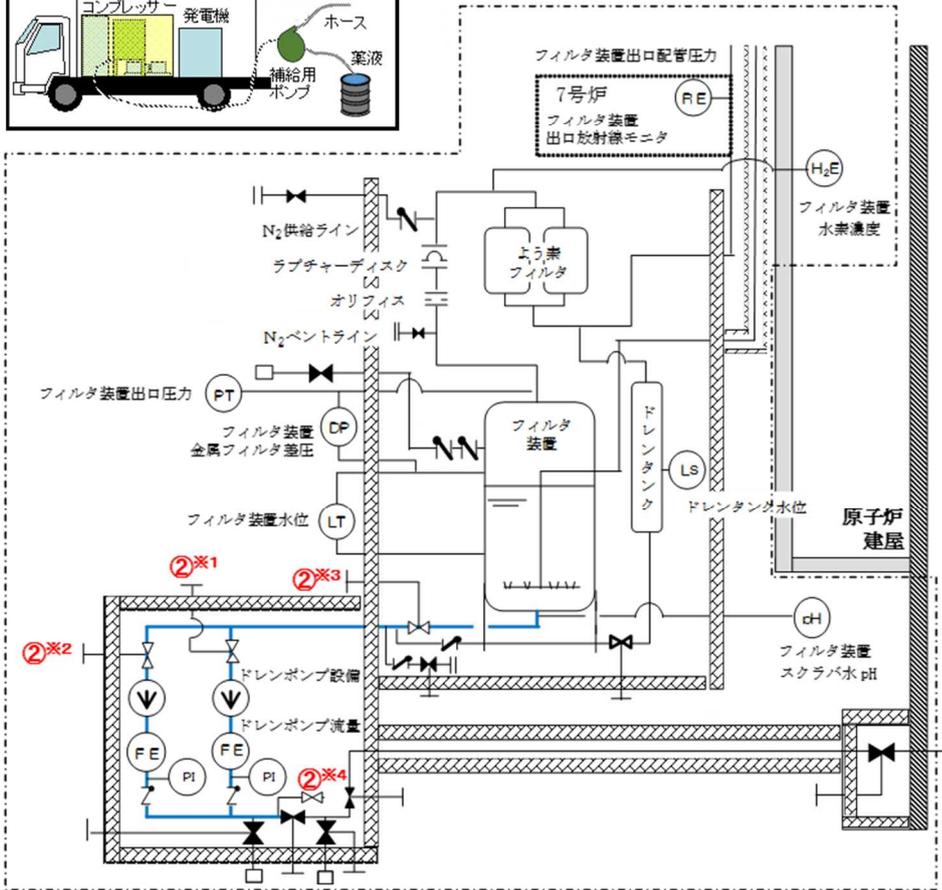
		経過時間(分)												備考
		10	20	30	40	50	60	70	80					
手順の項目	要員(数)	減圧及び除熱開始 40分												
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (D/Wベントの場合)	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認											電源を復旧しながら 系統構成を行う。
			系統構成											
				格納容器ベント開始										
				移動, 電源確保										
現場運転員C, D	2	移動, 系統構成												
		W/Wベント弁 遠隔手動弁操作設備による全開状態の保持操作												

第 1.7.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(D/W ベントの場合)



凡例

設計基準対象施設
から追加した箇所

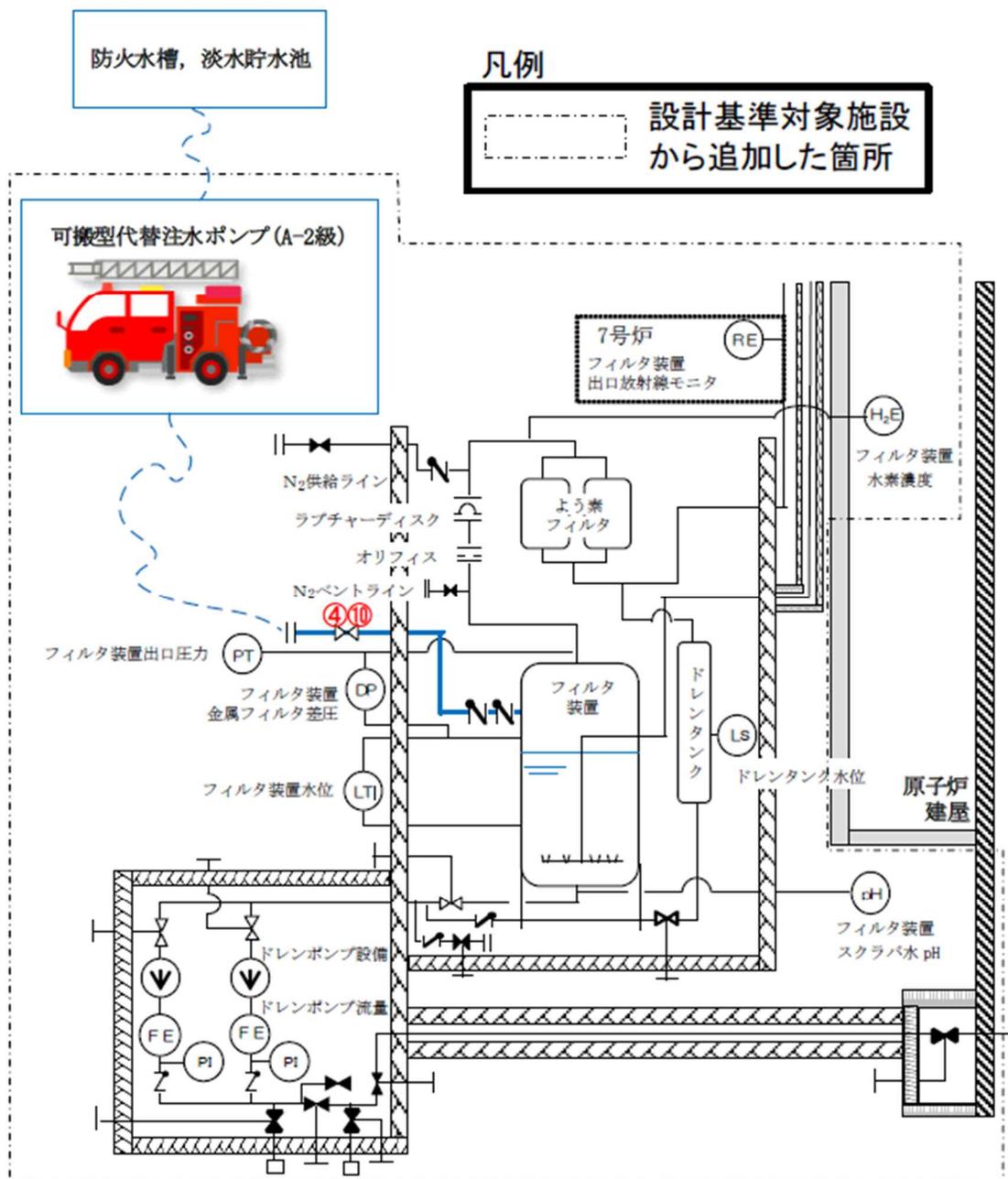


操作手順	弁名称
②※1	FCVSフィルタバント装置ドレン移送ポンプ入口弁A
②※2	FCVSフィルタバント装置ドレン移送ポンプ入口弁B
②※3	FCVSフィルタバント装置遮蔽壁内側ドレン弁
②※4	FCVSフィルタバント装置移送ポンプテストライン止め弁

第 1.7.5 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り 概要図

		経過時間(分)												備考				
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	45分 水張り完了確認																
フィルタ装置 ドレン移送ポンプ水張り	緊急時対策要員	2	現場移動															
			系統構成(手動弁開操作)															
			系統水張り															
			弁閉操作															
			→ 系統水張り完了															

第 1.7.6 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り タイムチャート



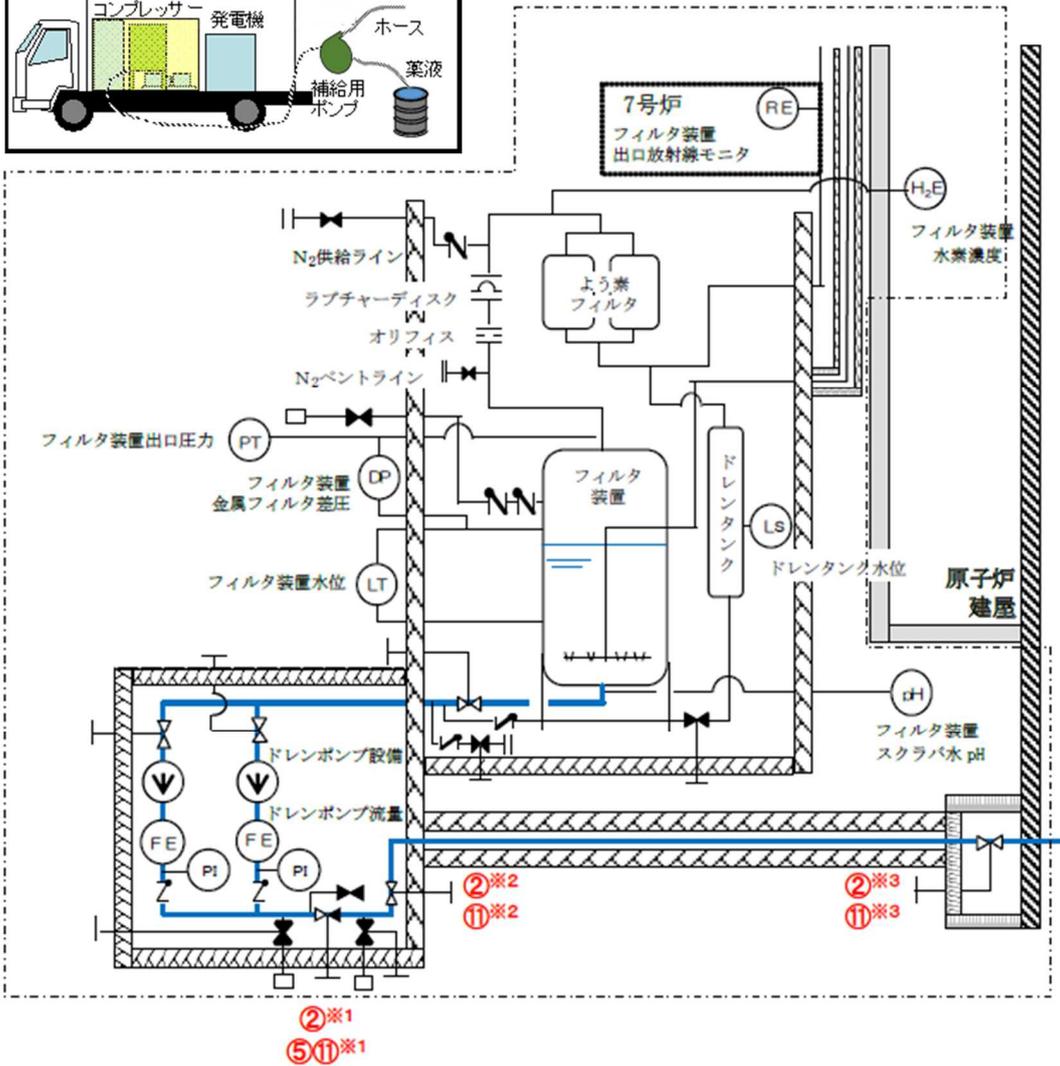
操作手順	弁名称
④⑩	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁

第 1.7.7 図 フィルタ装置水位調整（水張り） 概要図



凡例

設計基準対象施設
から追加した箇所

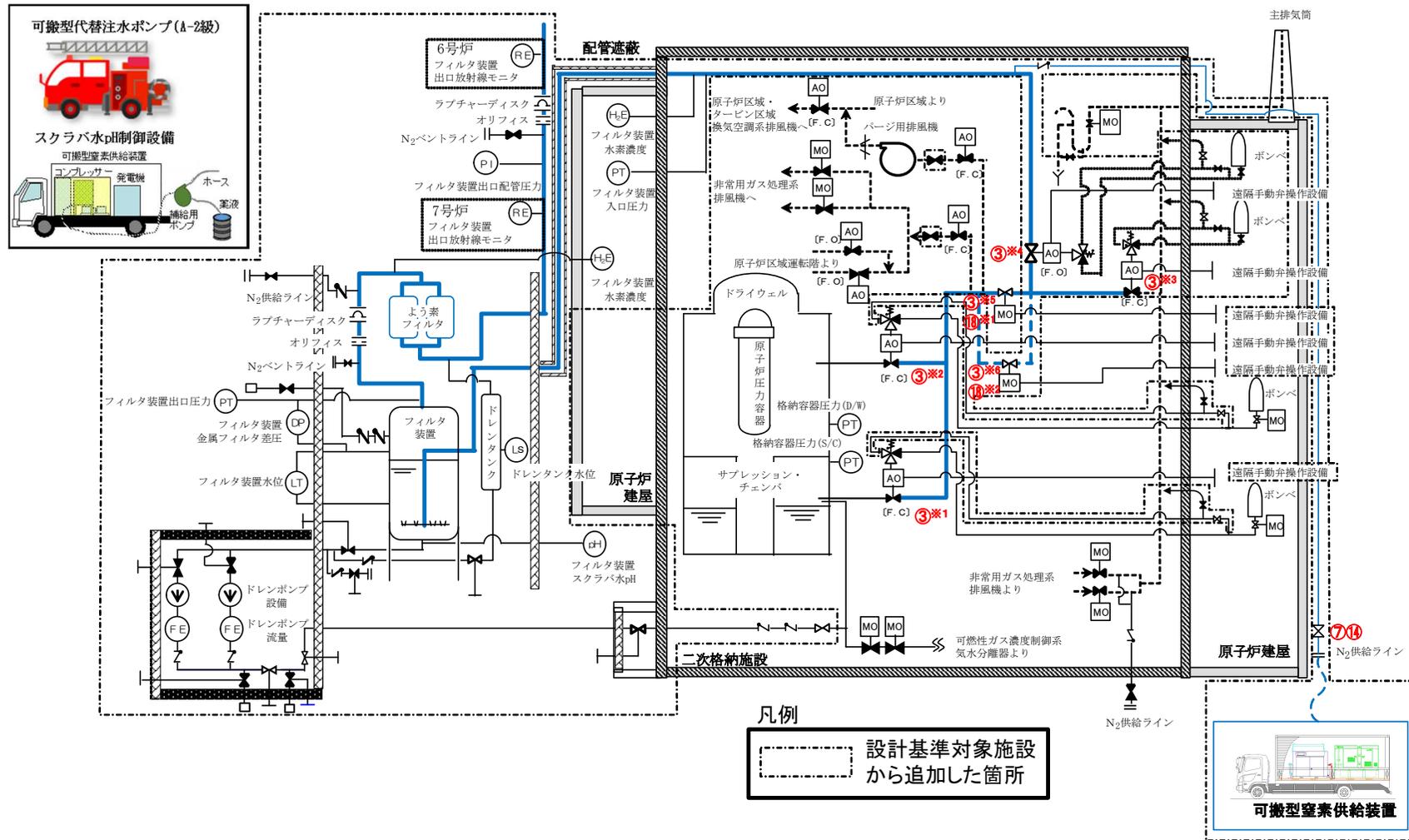


操作手順	弁名称
②※1 ⑤⑪※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2 ⑪※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3 ⑪※3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁

第 1.7.9 図 フィルタ装置水位調整（水抜き） 概要図



第 1.7.10 図 フィルタ装置水位調整 (水抜き) タイムチャート



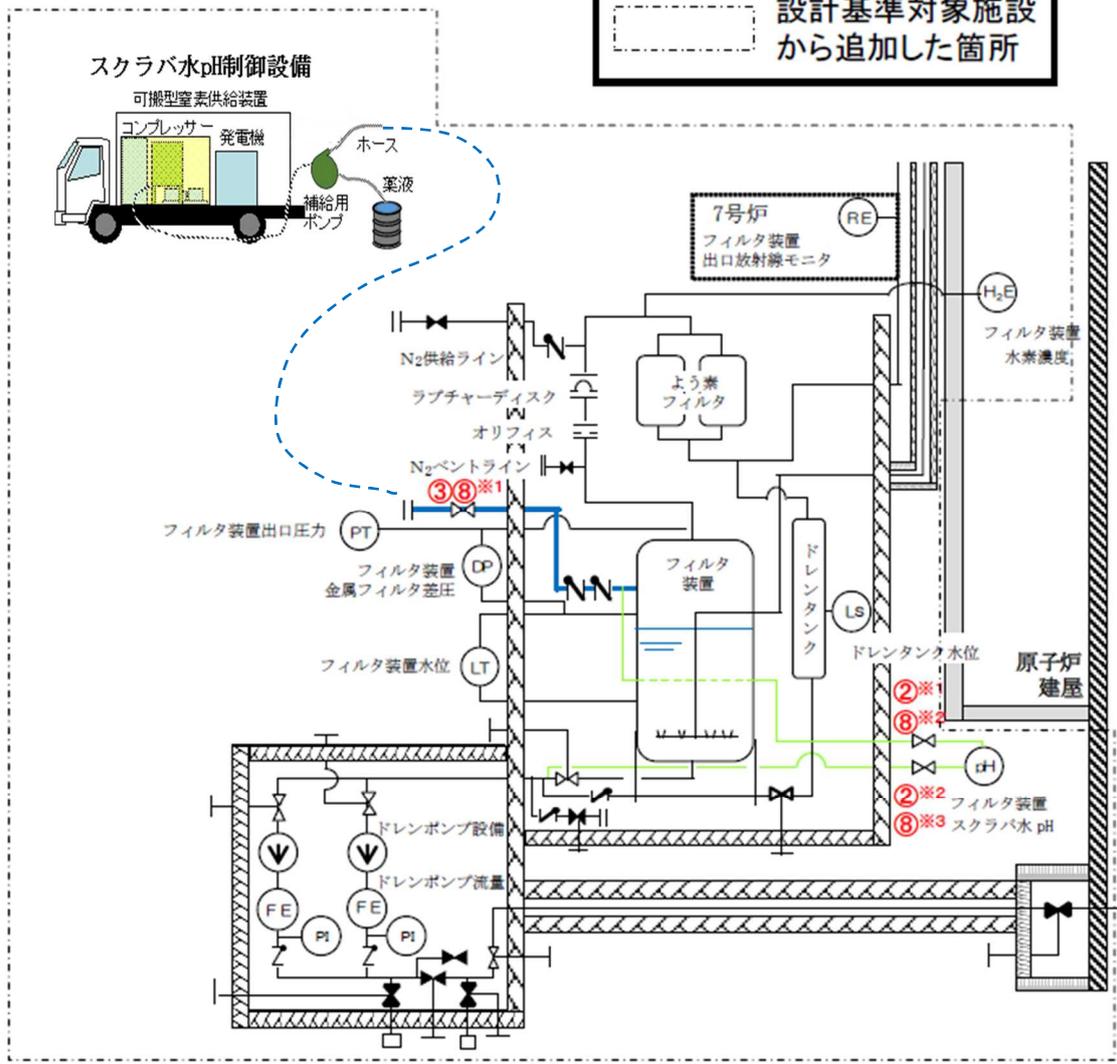
第 1.7.11 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
③※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
③※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
③※3	耐圧強化ベント弁
③※4	フィルタ装置入口弁
③※5	二次隔離弁
③※6	二次隔離弁バイパス弁
⑦⑭	FCVS PCVベントラインフィルタベント側N ₂ パージ用元弁

第 1.7.11 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ 概要図 (2/2)

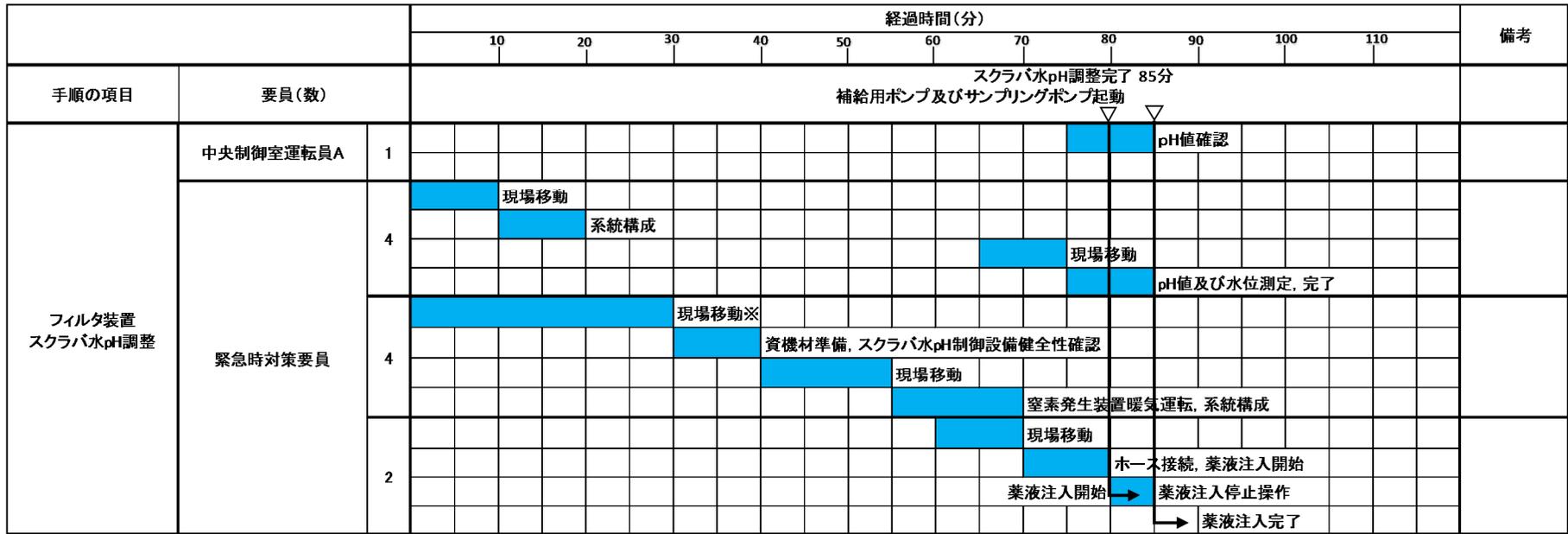
凡例

設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称
③⑧※1	FCVSフィルタバント装置給水ライン元弁
②※1⑧※2	フィルタバント装置pH入口止め弁
②※2⑧※3	フィルタバント装置pH出口止め弁

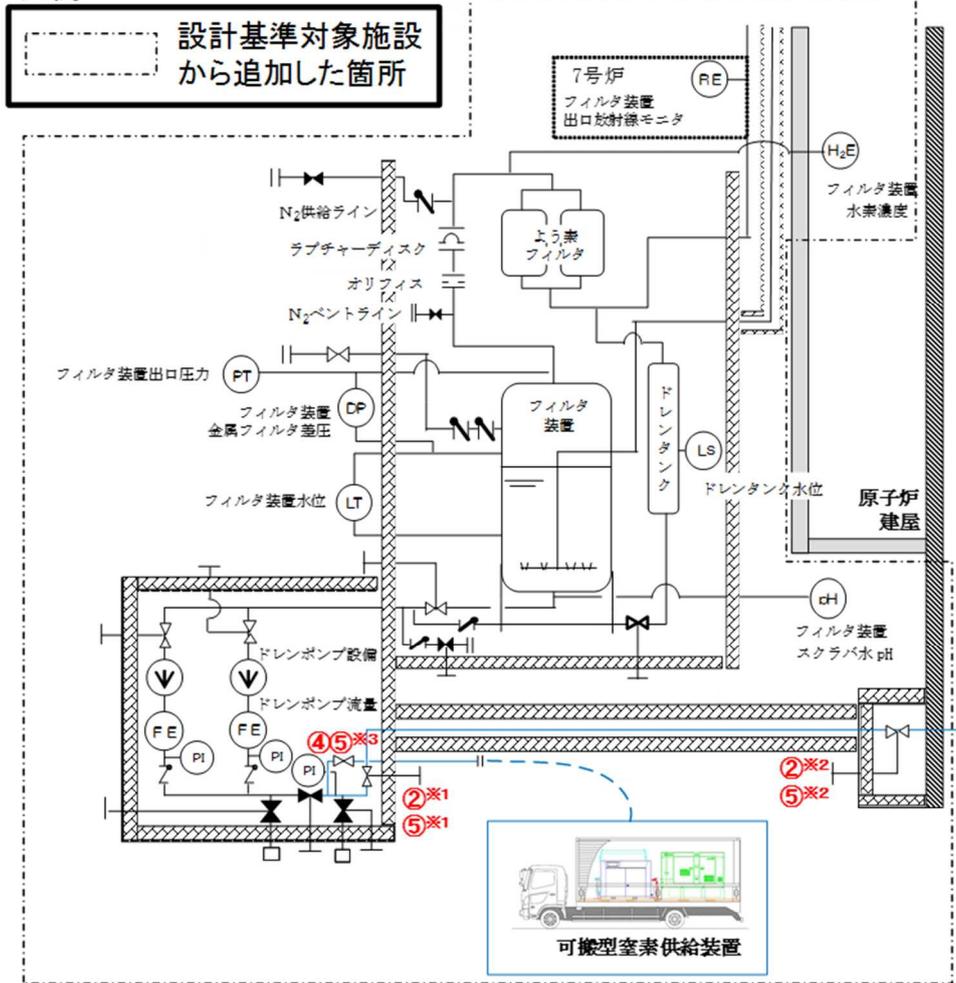
第 1.7.13 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 概要図



※ 大湊高台保管場所への移動は, 20分と想定する。

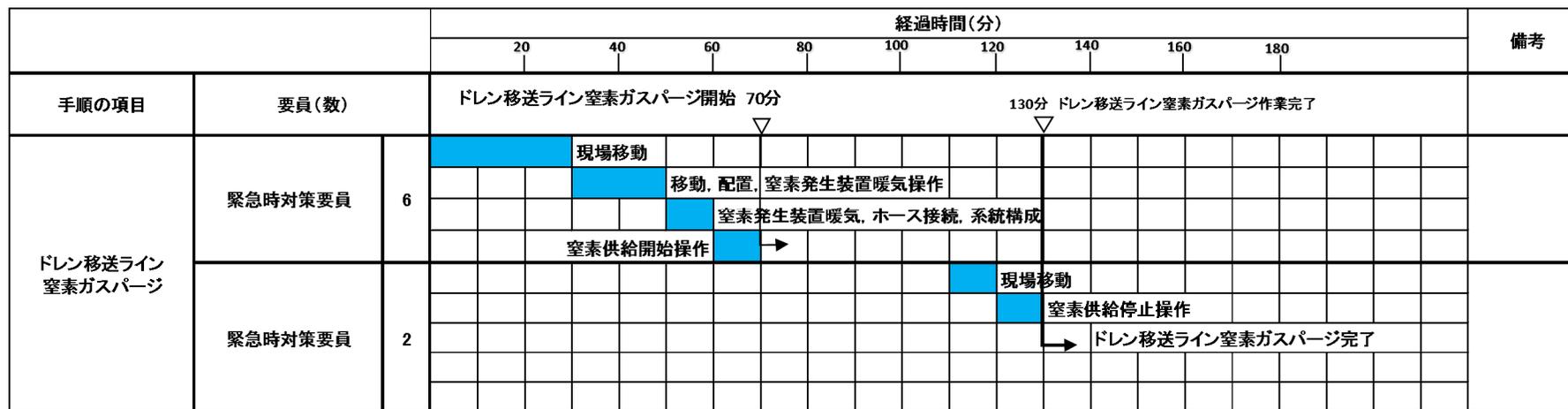
第 1.7.14 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 タイムチャート

凡例



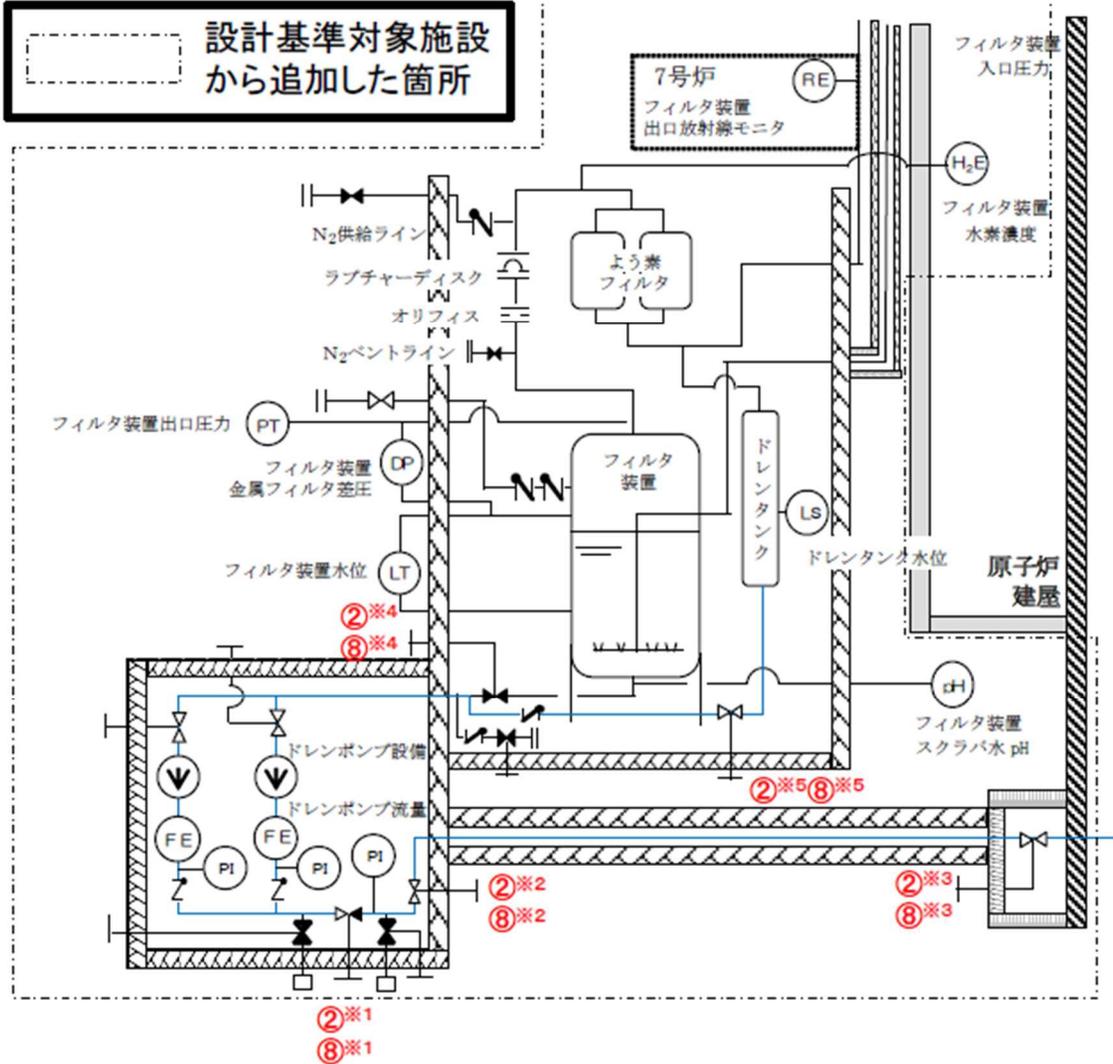
操作手順	弁名称
②*1⑤*1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②*2⑤*2	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
④⑤*3	FCVSフィルタベント装置ドレンラインN ₂ パージ用元弁

第 1.7.15 図 ドレン移送ライン窒素ガスパージ 概要図



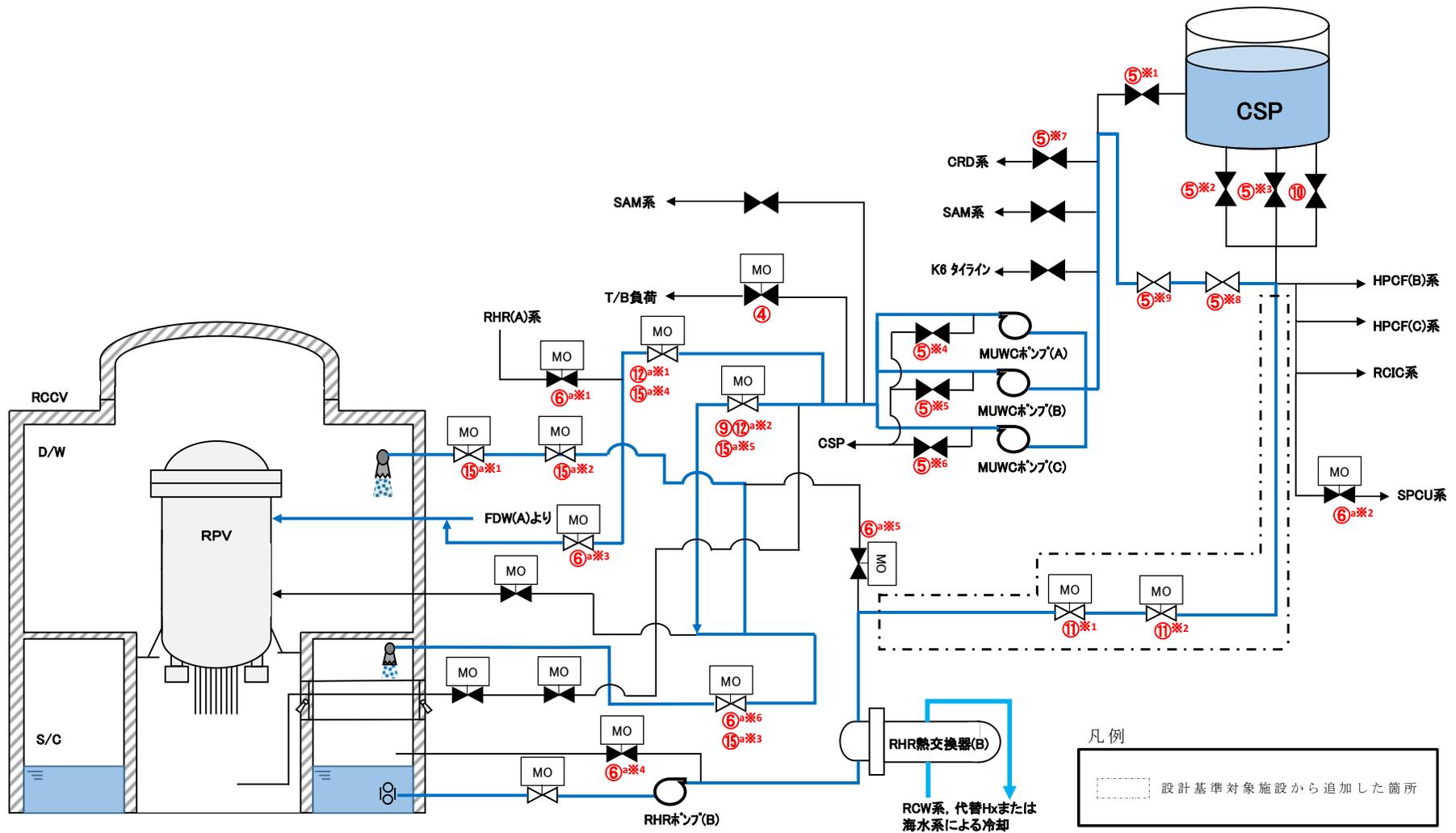
第 1.7.16 図 ドレン移送ライン窒素ガスパーズ タイムチャート

凡例



操作手順	弁名称
②※1⑧※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2⑧※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3⑧※3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
②※4⑧※4	FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁
②※5⑧※5	FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁

第 1.7.17 図 ドレンタンク水抜き 概要図



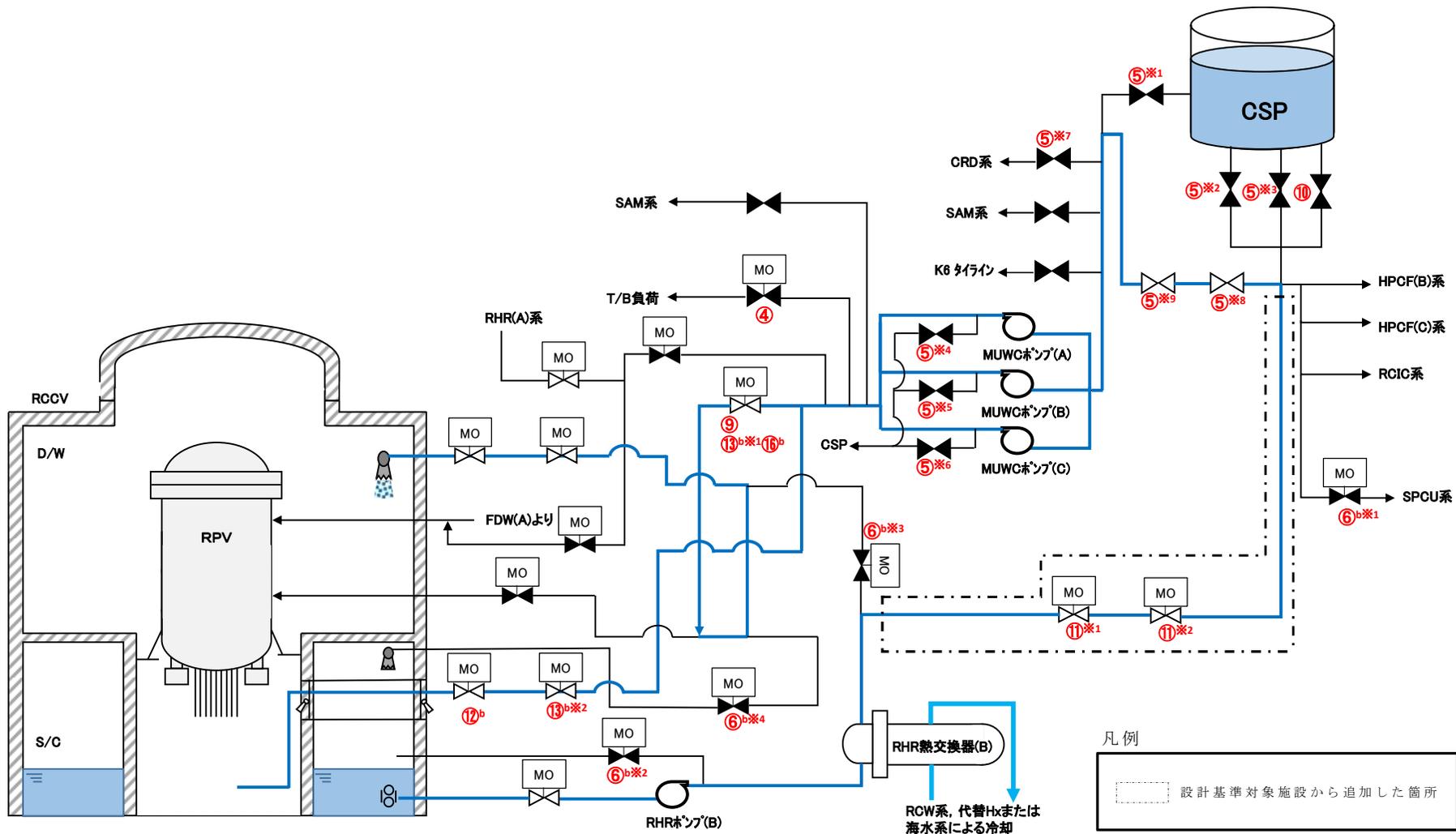
第 1.7.19 図 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/4)

(原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレーを実施する場合)

操作手順	弁名称
④	タービン建屋負荷遮断弁
⑤※1	復水補給水系復水貯蔵槽出口弁
⑤※2	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一元弁
⑤※3	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第二元弁
⑤※4	復水移送ポンプ(A)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※5	復水移送ポンプ(B)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※6	復水移送ポンプ(C)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※7	復水補給水系制御棒駆動系駆動水供給元弁
⑤※8	復水補給水系常/非常用連絡1次止め弁
⑤※9	復水補給水系常/非常用連絡2次止め弁
⑥ ^a ※1	残留熱除去系熱交換器出口弁(A)
⑥ ^a ※2	サブプレッションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁
⑥ ^a ※3	残留熱除去系注入弁(A)
⑥ ^a ※4	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)
⑥ ^a ※5	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)
⑩	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口元弁
⑪※1	残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁
⑪※2	残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁
⑮ ^a ※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑮ ^a ※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑥ ^a ※6⑮ ^a ※3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑰ ^a ※1⑮ ^a ※4	残留熱除去系洗浄水弁(A)
⑨⑰ ^a ※2⑮ ^a ※5	残留熱除去系 洗浄水弁(B)

第 1. 7. 19 図 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/4)

(原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合)



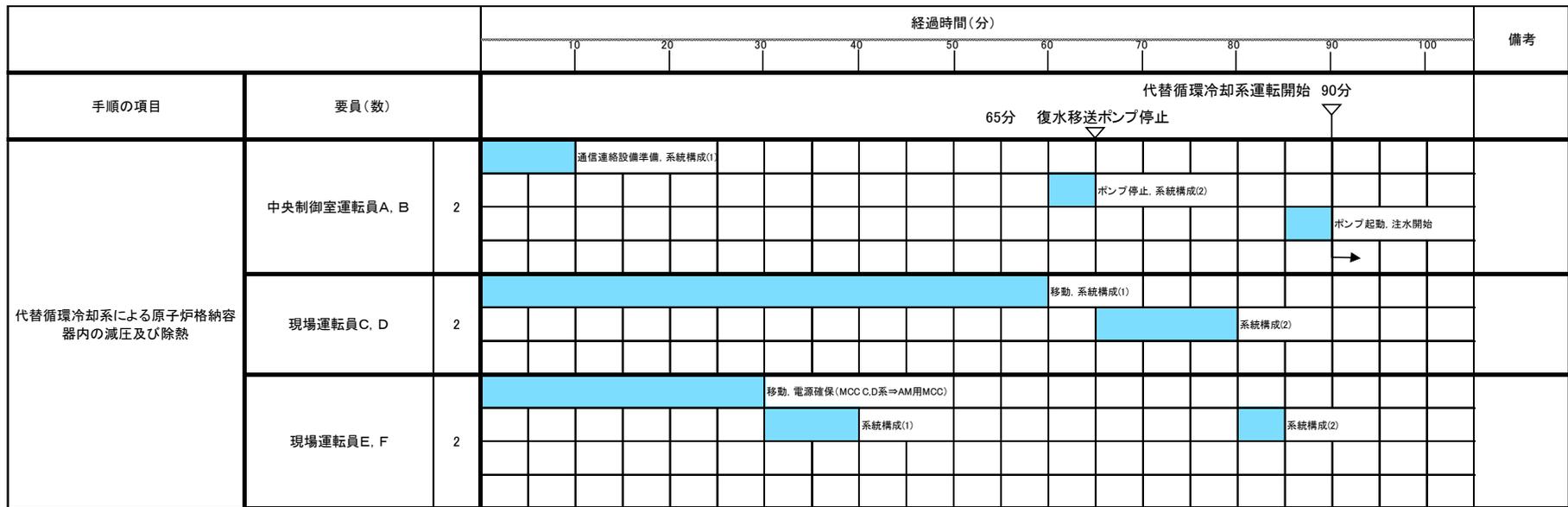
第 1.7.19 図 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (3/4)

(原子炉格納容器下部への注水及び原子炉格納容器内へのスプレーを実施する場合)

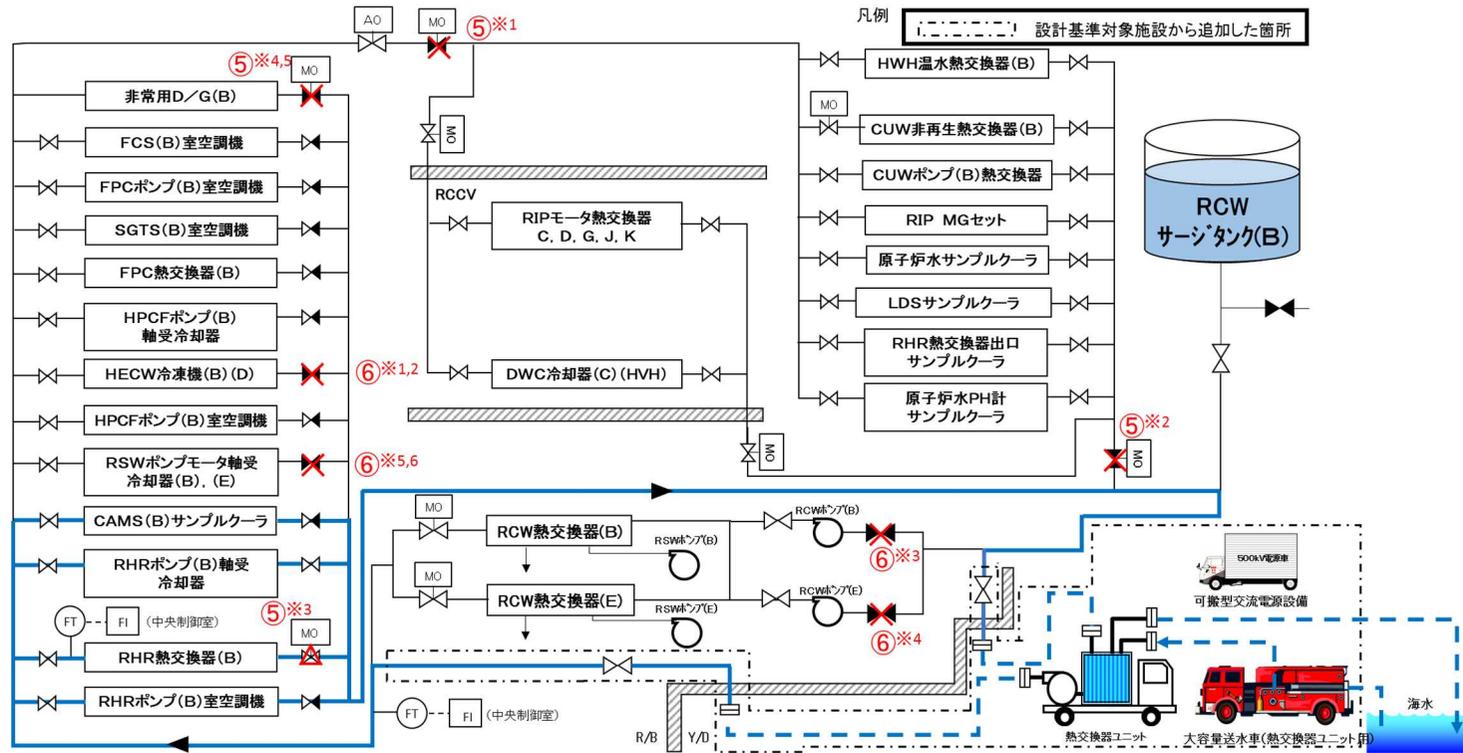
操作手順	弁名称
④	タービン建屋負荷遮断弁
⑤※1	復水補給水系復水貯蔵槽出口弁
⑤※2	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一元弁
⑤※3	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第二元弁
⑤※4	復水移送ポンプ(A)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※5	復水移送ポンプ(B)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※6	復水移送ポンプ(C)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※7	復水補給水系制御棒駆動系駆動水供給元弁
⑤※8	復水補給水系常/非常用連絡1次止め弁
⑤※9	復水補給水系常/非常用連絡2次止め弁
⑥ ^b ※1	サプレッションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁
⑥ ^b ※2	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)
⑥ ^b ※3	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)
⑥ ^b ※4	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑩	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口元弁
⑪※1	残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁
⑪※2	残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁
⑫ ^b	下部ドライウェル注水ライン隔離弁
⑬ ^b ※2	下部ドライウェル注水流量調節弁
⑨⑬ ^b ※1⑯ ^b	残留熱除去系洗浄水弁(B)

第 1.7.19 図 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (4/4)

(原子炉格納容器下部への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合)



第 1.7.20 図 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート



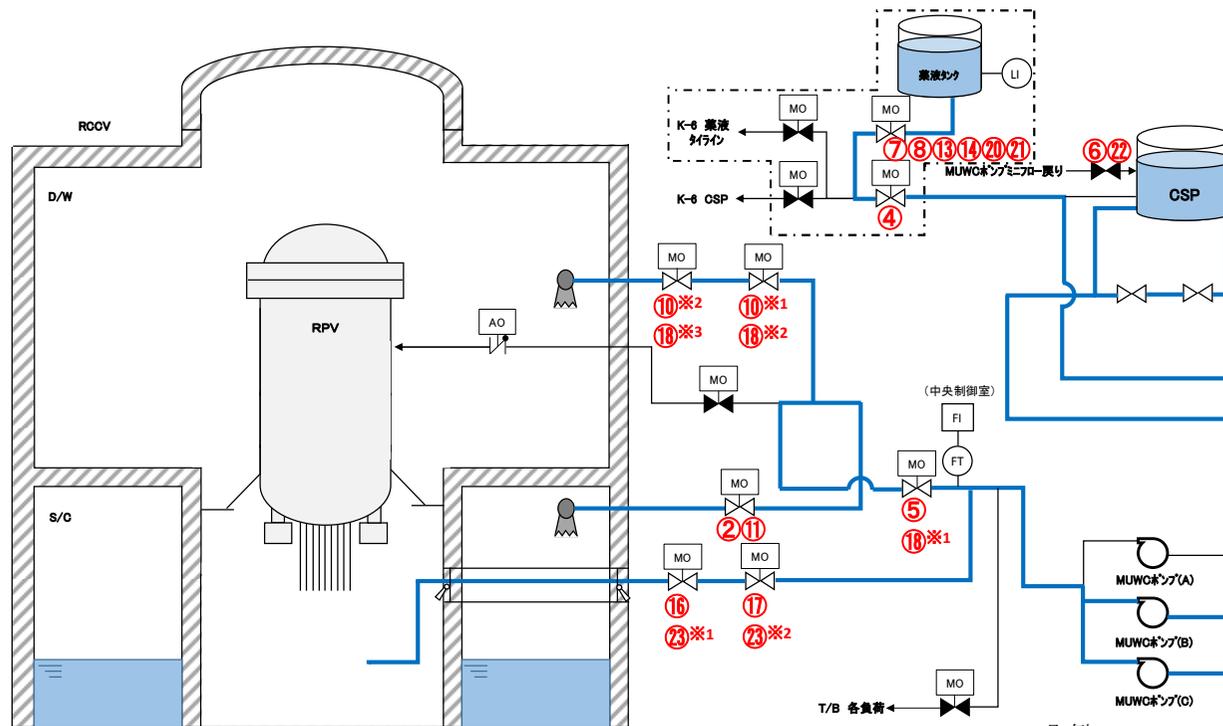
操作手順	弁名称
⑤*1	常用冷却水供給側分離弁(B)
⑤*2	常用冷却水戻り側分離弁(B)
⑤*3	残留熱除去系熱交換器(B)冷却水出口弁
⑤*4	非常用ディーゼル発電機(B)冷却水出口弁(B)
⑤*5	非常用ディーゼル発電機(B)冷却水出口弁(E)
⑥*1	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(B)冷却水温度調節弁後弁
⑥*2	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(D)冷却水温度調節弁後弁
⑥*3	原子炉補機冷却水系ポンプ(B)吸込弁
⑥*4	原子炉補機冷却水系ポンプ(E)吸込弁
⑥*5	原子炉補機冷却海水ポンプ(B)電動機軸受出口弁
⑥*6	原子炉補機冷却海水ポンプ(E)電動機軸受出口弁

第 1.7.21 図 代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図

		経過時間(時間)										備考													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10														
手順の項目	要員(数)	代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給 9時間 ▽																							
代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 系統構成																						
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保(15分)		系統構成(1時間40分)																				
	緊急時対策要員	13 ^{※1}	大容量送水車(熱交換器ユニット用), 熱交換器ユニット他移動																						
													主配管(可搬型)等の接続												
													補機冷却水の供給, 流量調整												
													→												

※1 炉心の著しい損傷が発生した場合において代替原子炉補機冷却系を設置する場合、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を2班体制とし、交替して対応する。

第 1.7.22 図 代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート



凡例

設計基準対象施設から追加した箇所

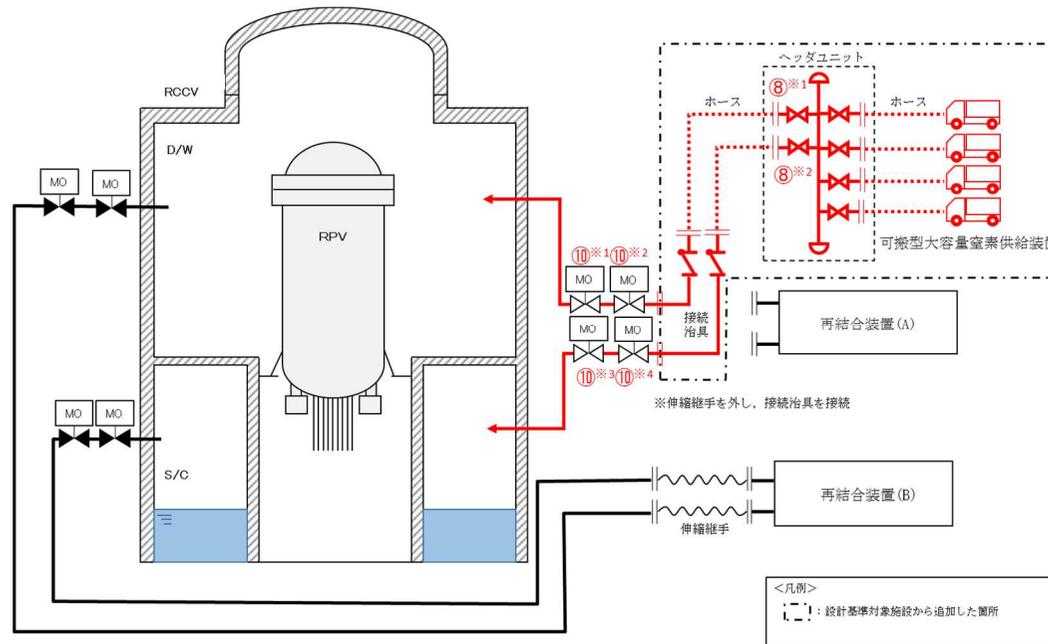
操作手順	弁名称
②⑪	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
④	復水移送ポンプ吸込配管注入弁
⑤⑱※1	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑦⑧⑬⑭⑳㉑	薬液注入タンク出口弁
⑥㉒	復水補給水系ポンプミナムフロー戻り弁
⑩※1⑩※2	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑩※2⑩※3	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑰⑳※1	下部ドライウエル注水ライン隔離弁
⑰⑳※2	下部ドライウエル注水流量調節弁

第 1.7.23 図 格納容器内 pH 制御 概要図

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		
手順の項目	要員(数)	S/Pへの薬液注入開始 30分 (薬液注入完了 35分) ▽ D/Wへの薬液注入開始 65分※3 (薬液注入完了 70分) ▽ 原子炉格納容器下部への薬液注入開始 100分※3 (薬液注入完了 105分) ▽													
格納容器内pH制御	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 系統状態確認												
			系統構成(S/Pスプレイ)												
			S/Pスプレイ ※1												
			系統構成(S/Pスプレイ→D/Wスプレイへの切替)												
			D/Wスプレイ ※1												
			系統構成(D/Wスプレイ→原子炉格納容器下部注水への切替)												
			原子炉格納容器下部注水 ※2												
	現場運転員C, D	2	移動, 系統構成												
			S/Pへの薬液注入 開始												
			D/Wへの薬液注入 開始												
			原子炉格納容器下部への薬液注入 開始												
			S/Pへの薬液注入 停止												
			D/Wへの薬液注入 停止												
			原子炉格納容器下部への薬液注入 停止												

- ※1 薬液注入完了後は、配管フラッシングのため、スプレイを20分間実施する。
- ※2 薬液注入完了後は、格納容器下部水位が+2m（総注水量180m³）となるまで注水を継続する。
- ※3 薬液注入箇所を選択し実施する場合それぞれ30分で可能。

第 1.7.24 図 格納容器内 pH 制御 タイムチャート



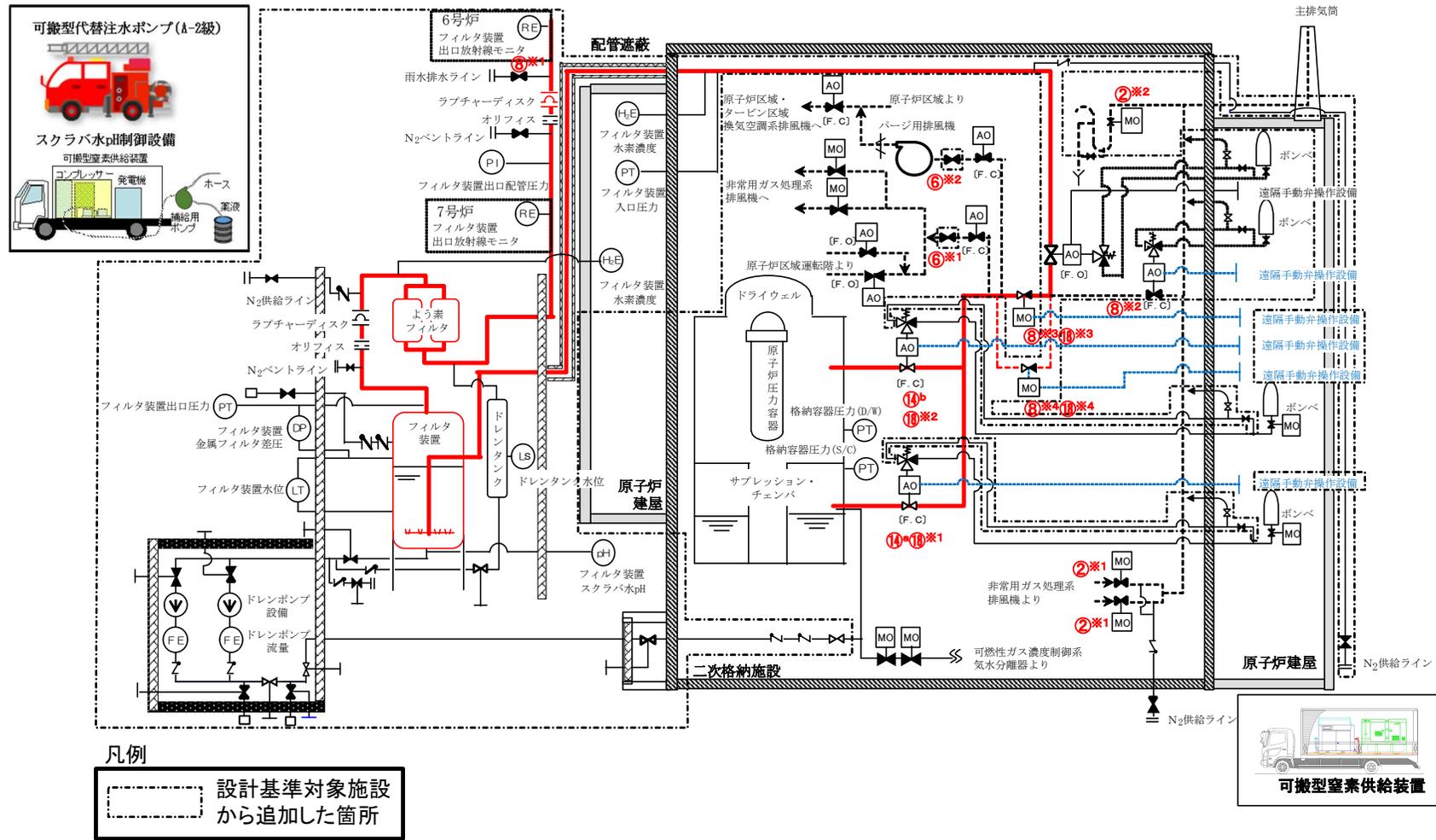
操作手順	弁名称
⑧※1	窒素ガス供給ユニットD/W側止め弁
⑧※2	窒素ガス供給ユニットS/C側止め弁
⑩※1	可燃性ガス濃度制御系入口第一隔離弁
⑩※2	可燃性ガス濃度制御系入口第二隔離弁
⑩※3	可燃性ガス濃度制御系出口第一隔離弁
⑩※4	可燃性ガス濃度制御系出口第二隔離弁

第 1.7.25 図 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給 概要図

		経過時間(時間)																		備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9										
手順の項目	要員(数)	可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始 8時間																		
可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給	中央制御室運転員	2	通信連絡設備準備、弁状態及び監視計器指示の確認															弁操作、窒素ガス供給開始		
	現場運転員	2	移動、通信連絡設備準備			系統構成、接続準備														
	緊急時対策要員 (荒浜側高台保管場所の可搬型格納容器窒素供給設備使用の場合)	16	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜高台移動※1			可搬型大容量窒素供給装置4台の健全性確認及び資機材準備														
			可搬型大容量窒素供給装置4台の移動～配置			建屋外系統構成(ホース・ヘッドユニット接続、可搬型大容量窒素供給装置暖気)												建屋内系統構成(メタルホース取外し、接続治具フランジ接続)		
		接続部健全性確認																		

※1 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する

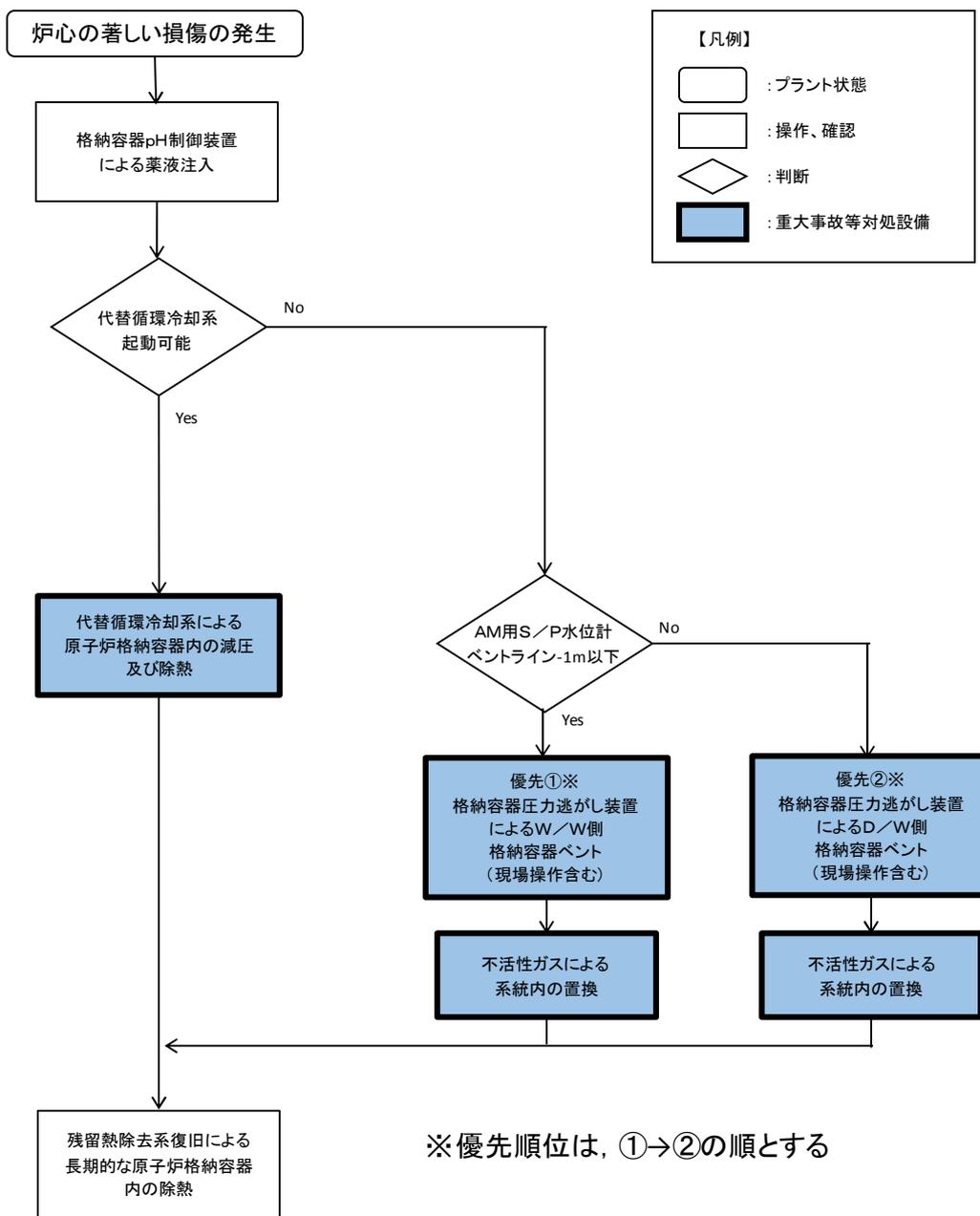
第 1.7.26 図 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート



第 1.7.27 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
② ^{※1}	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
② ^{※2}	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑥ ^{※1}	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑥ ^{※2}	換気空調系第二隔離弁
⑧ ^{※1}	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑧ ^{※2}	耐圧強化ベント弁
⑧ ^{※3} ⑩ ^{※3}	二次隔離弁
⑧ ^{※4} ⑩ ^{※4}	二次隔離弁バイパス弁
⑭ ^a ⑰ ^{※1}	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)
⑭ ^b ⑰ ^{※2}	一次隔離弁(ドライウエル側)

第 1.7.27 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）



第 1.7.30 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/4)

技術的能力審査基準 (1.7)	番号	設置許可基準規則 (50条)	技術基準規則 (65条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑧
<p>【解釈】 1 「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」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。</p>	—	<p>【解釈】 1 第50条に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第65条に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 原子炉格納容器の過圧破損の防止 a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットにより、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>a) 格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p>	<p>a) 格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p>	⑨
<p>(2) 悪影響防止 a) 格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する手順等を整備すること。</p>	③	<p>b) 上記 a) の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減するものであること。</p>	<p>b) 上記 a) の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減するものであること。</p>	⑩
<p>(3) 現場操作等 a) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。</p>	④	<p>ii) 格納容器圧力逃がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられていること。</p>	<p>ii) 格納容器圧力逃がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられていること。</p>	⑪
<p>b) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。</p>	⑤	<p>iii) 格納容器圧力逃がし装置の配管等は、他の系統・機器（例えばSGTS）や他号機の格納容器圧力逃がし装置等と共用しないこと。ただし、他への悪影響がない場合を除く。</p>	<p>iii) 格納容器圧力逃がし装置の配管等は、他の系統・機器（例えばSGTS）や他号機の格納容器圧力逃がし装置等と共用しないこと。ただし、他への悪影響がない場合を除く。</p>	⑫
<p>c) 隔離弁の駆動源が喪失した場合においても、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を操作できるよう、必要な資機材を近傍に配備する等の措置を講じること。</p>	⑥	<p>iv) また、格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する設備を整備すること。</p>	<p>iv) また、格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する設備を整備すること。</p>	⑬
<p>(4) 放射線防護 a) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。</p>	⑦	<p>v) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。</p>	<p>v) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。</p>	⑭
		<p>vi) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。</p>	<p>vi) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。</p>	⑮
		<p>vii) ラブチャーディスクを使用する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならないよう、十分に低い圧力に設定されたラブチャーディスク（原子炉格納容器の隔離機能を目的としたものではなく、例えば、配管の窒素充填を目的としたもの）を使用する場合又はラブチャーディスクを強制的に手で破壊する装置を設置する場合を除く。</p>	<p>vii) ラブチャーディスクを使用する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならないよう、十分に低い圧力に設定されたラブチャーディスク（原子炉格納容器の隔離機能を目的としたものではなく、例えば、配管の窒素充填を目的としたもの）を使用する場合又はラブチャーディスクを強制的に手で破壊する装置を設置する場合を除く。</p>	⑯
		<p>viii) 格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも溶融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されていること。</p>	<p>viii) 格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも溶融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されていること。</p>	⑰
		<p>ix) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。</p>	<p>ix) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。</p>	⑱

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/4)

: 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	フィルタ装置	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦ ⑧ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑱	-	-	-	-	-	-
	よう素フィルタ	新設							
	ラブチャーディスク	新設							
	ドレン移送ポンプ	新設							
	ドレンタンク	新設							
	遠隔手動弁操作設備	新設							
	遠隔空気駆動弁操作ポンベ	既設 新設							
	可搬型窒素供給装置	新設							
	スクラバ水pH制御設備	新設							
	フィルタベント遮蔽壁	新設							
	配管遮蔽	新設							
	不活性ガス系配管・弁	既設							
	耐圧強化ベント系配管・弁	既設 新設							
	格納容器圧力逃がし装置配管・弁	新設							
	遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁	既設 新設							
	ホース・接続口	新設							
	原子炉格納容器（サブレーション・チェンバ、真空破壊弁を含む）	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	代替所内電気設備	既設 新設							
	常設代替直流電源設備	新設							
	可搬型直流電源設備	新設							
	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	新設							
	防火水槽 ※1	新設							
淡水貯水池 ※1	新設								
ホース・接続口	新設								
第二代替交流電源設備	新設								

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/4)

: 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
現場 操作	遠隔手動弁操作設備	新設	①④ ⑤⑥ ⑧⑩ ⑮	-	-	-	-	-	-
	遠隔空気駆動弁操作 ポンペ	既設 新設							
	遠隔空気駆動弁操作設 備配管・弁	既設 新設							
不 活 性 ガ ス 系 統 内 の 置 換	可搬型窒素供給装置	新設	⑧ ⑩	-	-	-	-	-	-
	ホース・接続口	新設							
	-	-							
-	-	-	-	負原 圧子 破 損 格 の 納 防 容 止 器	可搬型大容量窒素供給 装置	可搬	8時間	20名	自主対策とす る理由は本文 参照
				ホース	可搬				
				可燃性ガス濃度制御系 配管・弁	常設				
				-	-				

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」 【解釈】 1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4/4）

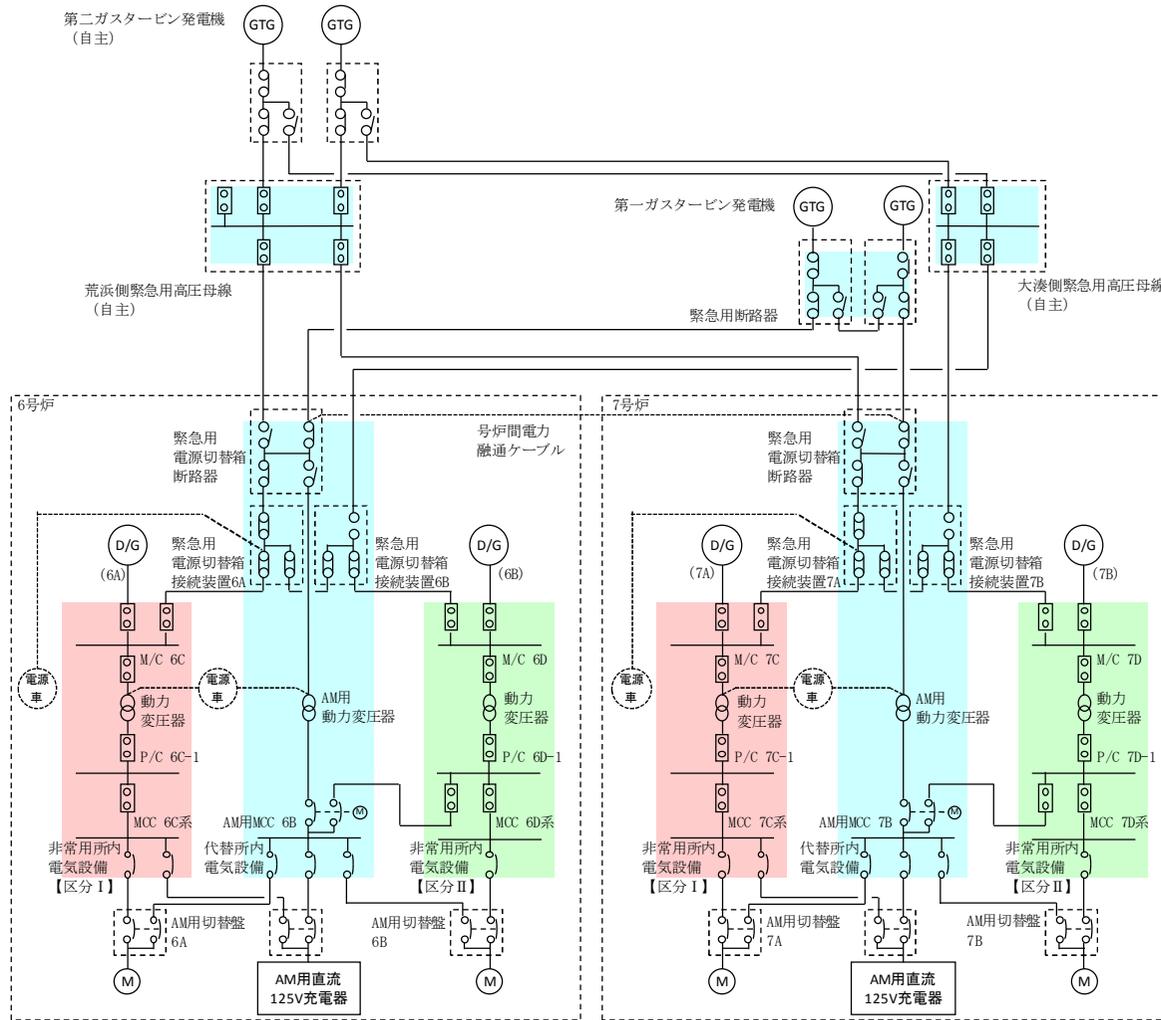
: 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	復水移送ポンプ	既設	① ② ⑧ ⑨	-	-	-	-	-	-
	代替原子炉補機冷却系	新設							
	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	新設							
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁	既設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	給水系配管・弁・スパージャ	既設							
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設							
	ホース	新設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	代替所内電気設備	既設 新設							
	燃料補給設備	既設 新設							
	防火水槽 ※1	新設							
	淡水貯水池 ※1	新設							
第二代替交流電源設備	新設								
-	-	-	-	格納容器内PH制御	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	常設	S/Pへの薬液注入開始まで30分	4名	自主対策とする理由は本文参照
					格納容器下部注水系（常設）	常設			
					格納容器pH制御設備	常設			
							D/Wへの薬液注入開始まで65分		
							原子炉格納容器下部への薬液注入開始まで100分		

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.7.2



※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

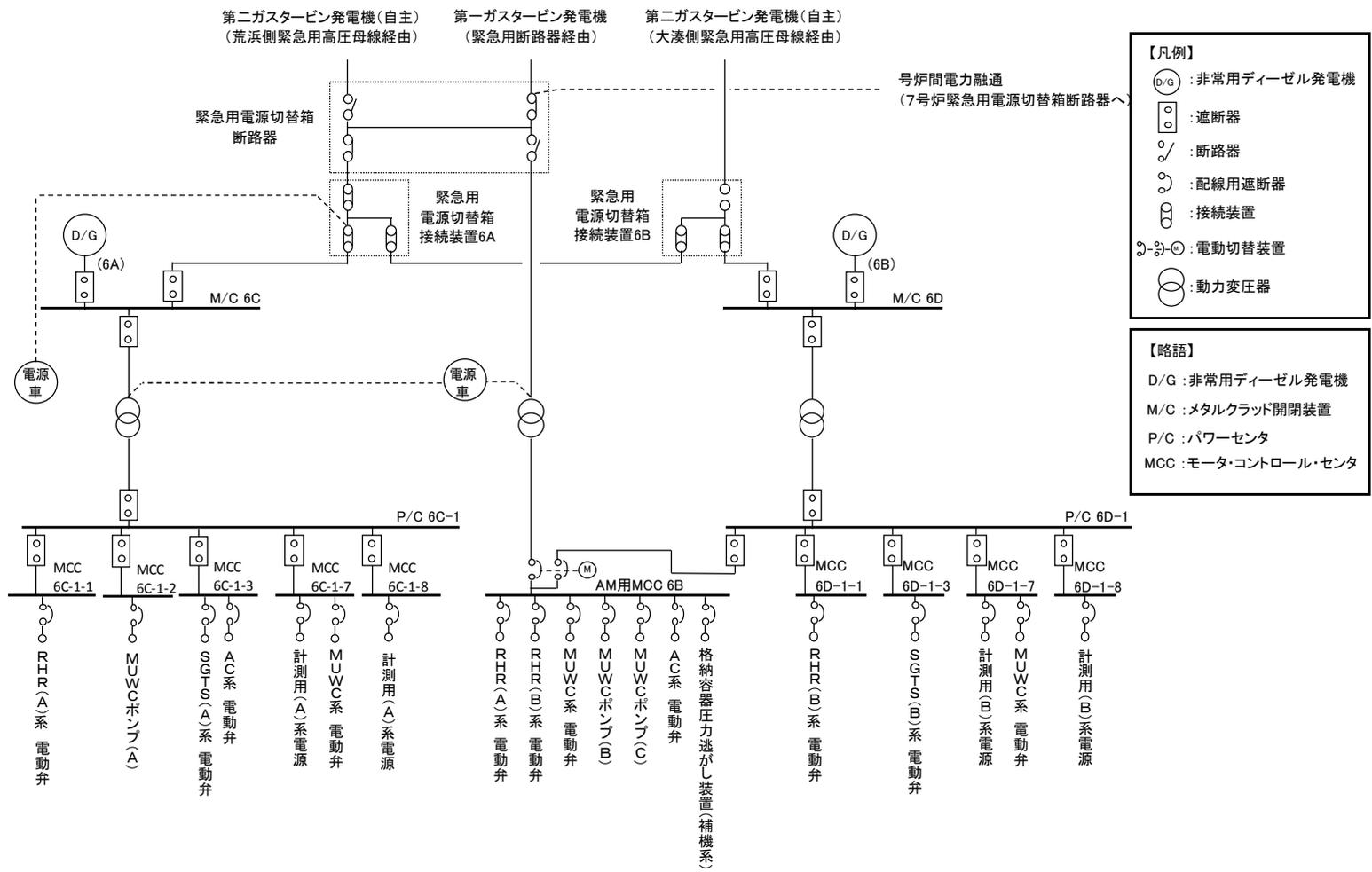
【凡例】

- : ガスタービン発電機
- : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- : 断路器
- : 配線用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 切替装置

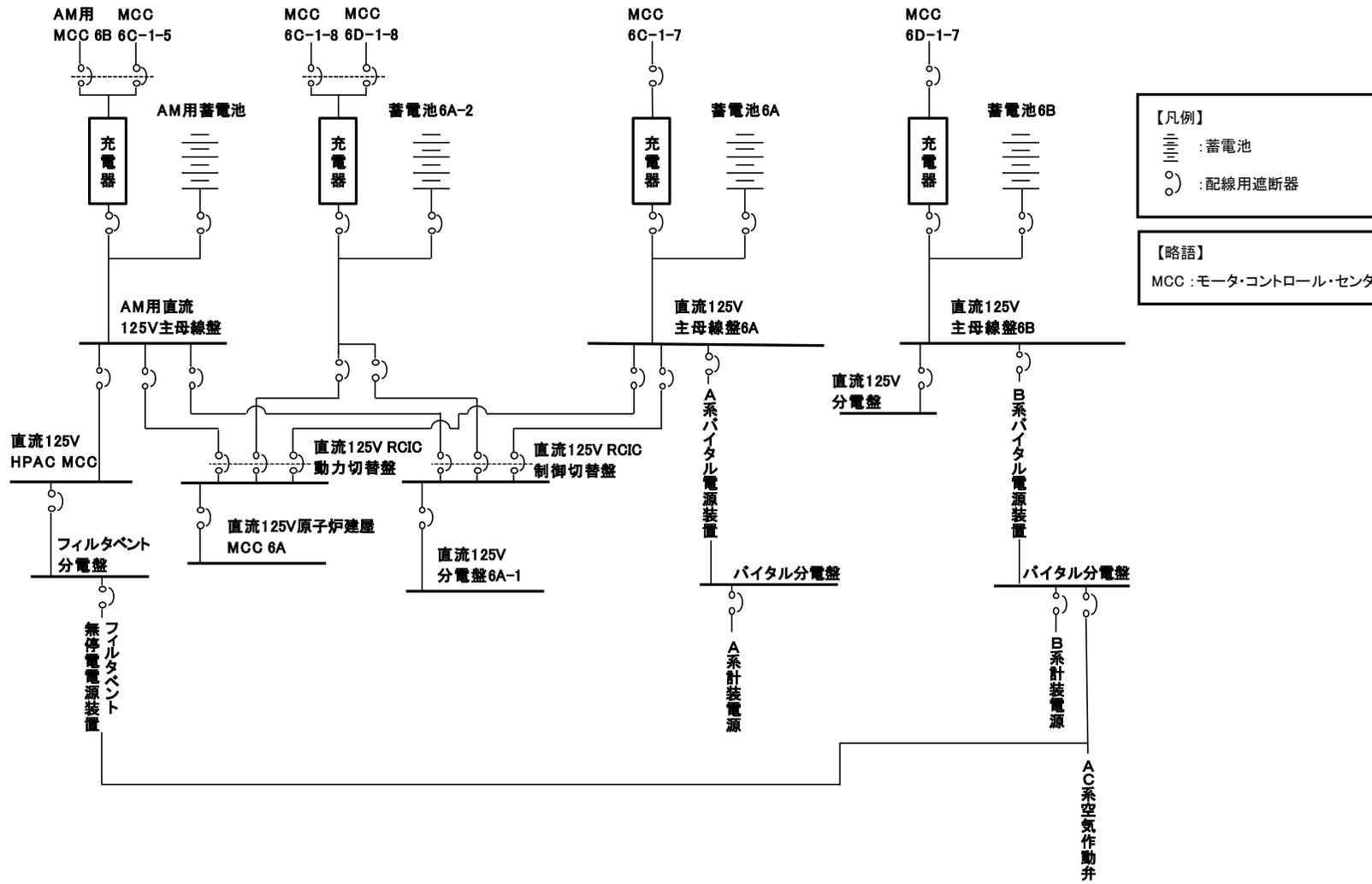
【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルクラッド開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロール・センタ

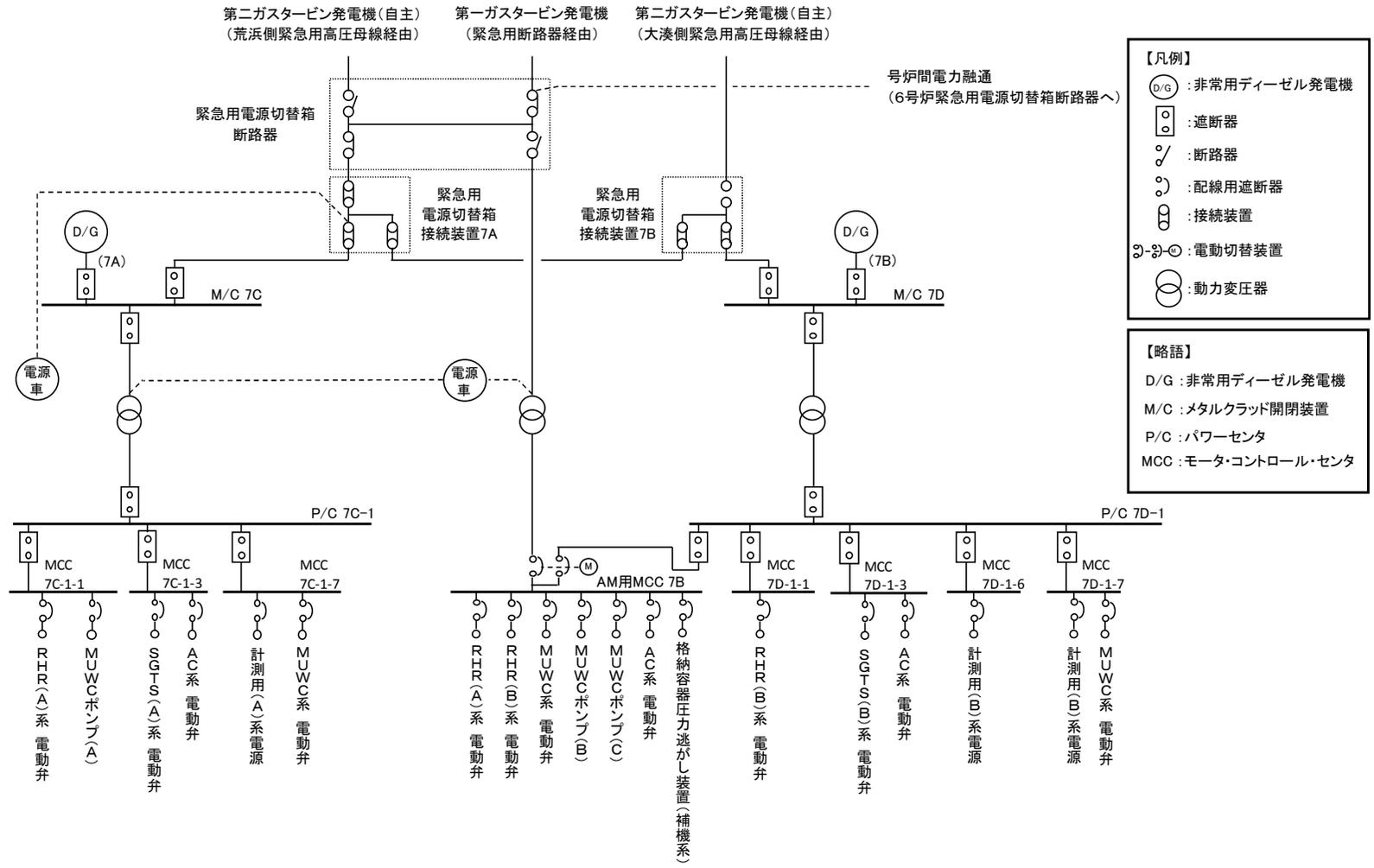
第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



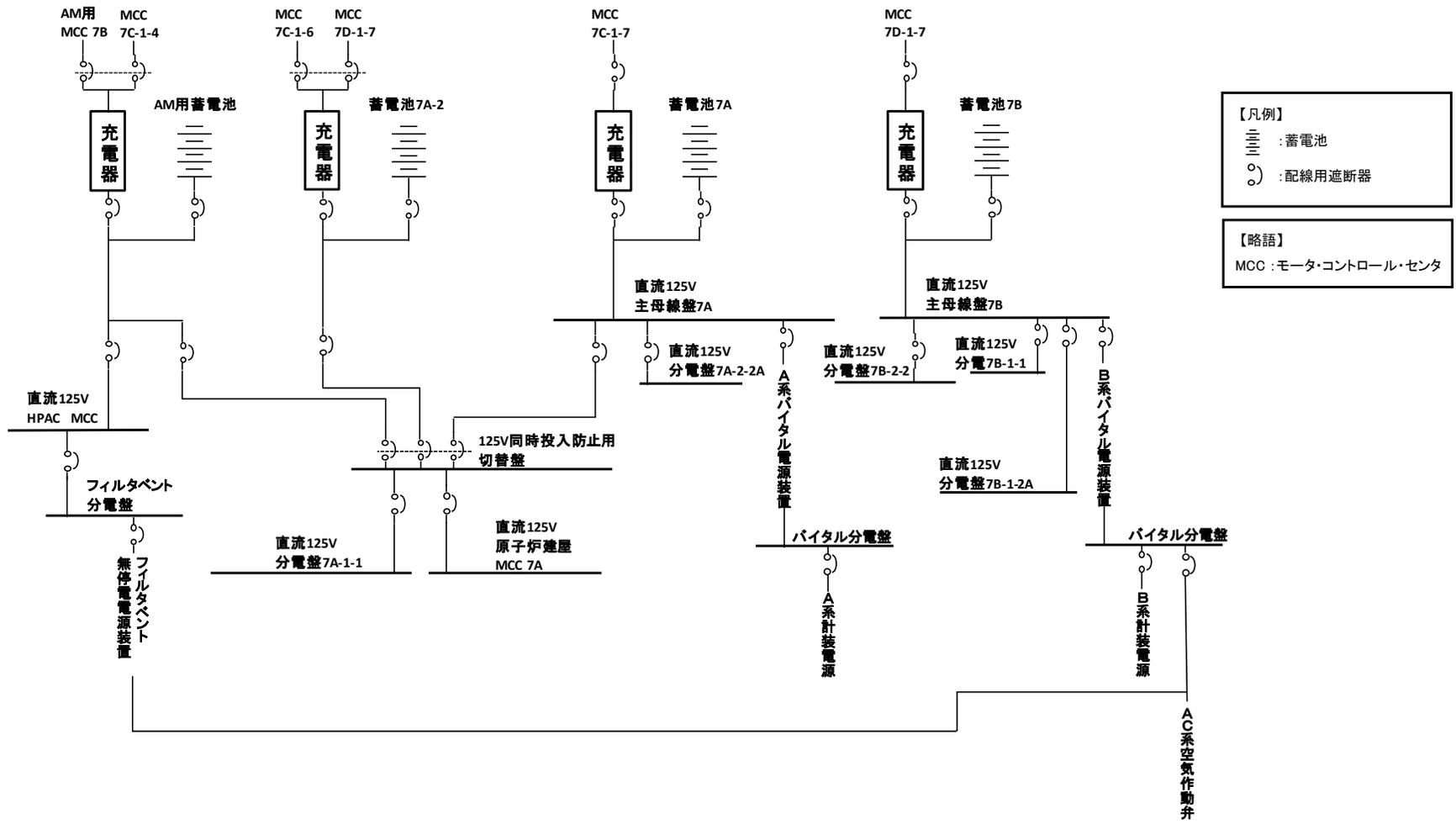
第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



第3図 6号炉 電源構成図 (直流電源)



第4図 7号炉 電源構成図 (交流電源)



第5図 7号炉 電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1) 交流電源確立時

a. 操作概要

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作に必要な電動弁の電源確保及び格納容器ベント開始前の系統構成を行う。

中央制御室からの操作により格納容器ベントが開始された後、遠隔手動弁操作設備の操作により一次隔離弁を全開状態に保持させる。

b. 作業場所

電源確保	原子炉建屋	地下 1 階 (非管理区域)
系統構成	原子炉建屋	低層階屋上 (非管理区域)
W/W ベント	原子炉建屋	地下 1 階 (非管理区域)
D/W ベント	原子炉建屋	地上 2 階 (非管理区域)

c. 必要要員数及び時間

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱のうち、電源確保、格納容器ベント開始前の系統構成及び格納容器ベントが開始された後の系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数: 2 名 (現場運転員 2 名)

想定時間 : 電源確保 20 分 (実績時間: 18 分)

系統構成 (格納容器ベント開始前) 15 分 (実績時間: 12 分)

系統構成 (格納容器ベント開始後) 40 分

(実績時間: 一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) の全開操作を実施する場合 21 分)

(実績時間: 一次隔離弁 (ドライウエル側) の全開操作を実施する場合 17 分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行してい

る。

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、原子炉建屋内の原子炉区域外に設置している。また、格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常を受電操作であるため、容易に実施可能である。

遠隔手動弁操作設備の操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認



系統構成（格納容器ベント開始前）



系統構成（格納容器ベント開始後）

(2) 全交流動力電源喪失時

a. 操作概要

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の系統構成を全交流動力電源喪失時は遠隔手動弁操作設備の操作により行う。

なお、空気駆動弁の操作手段として、ボンベからの駆動空気を電磁弁排気ポートへ供給することで空気駆動弁を操作することができる。

b. 作業場所

系統構成	原子炉建屋	地上 4 階，地上 3 階（管理区域）
系統構成	原子炉建屋	低層階屋上，地上中 3 階（非管理区域）
W/W ベント	原子炉建屋	地下 1 階（非管理区域）
D/W ベント	原子炉建屋	地上 2 階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱のうち、現場の系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

なお、W/W ベントに必要な時間、D/W ベントに必要な時間は同一時間とする。

必要要員数:4 名（現場運転員 4 名）

想定時間：系統構成（原子炉建屋原子炉区域） 35 分

（原子炉建屋内の原子炉区域外）

30 分（実績時間:25 分）

遠隔手動弁操作設備による格納容器ベント操作 40 分

（実績時間：一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）の全開操作を実施する場合 21 分）

（実績時間：一次隔離弁（ドライウエル側）の全開操作を実施する場合 17 分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリ

アは、原子炉建屋内の原子炉区域外に設置している。また、格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 遠隔手動弁操作設備の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



系統構成



系統構成（遠隔手動弁操作設備）



ベント操作（遠隔手動弁操作設備）

2. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

a. 操作概要

格納容器ベント操作中におけるフィルタ装置の水位調整のため、フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（緊急時対策要員2名）

想定時間 :45分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :通常の弁操作であり、操作に必要な工具はなく、容易に実施可能である。

また、遠隔手動弁操作設備による弁操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備）のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

3. フィルタ装置水位調整（水張り）

a. 操作概要

格納容器ベント操作時又は格納容器ベント停止時に想定されるフィルタ装置の水位変動に対し、フィルタ装置機能維持のため、フィルタ装置の水張りによるフィルタ装置の水位調整を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

フィルタ装置水位調整（水張り）に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数：「防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合」6名（緊急時対策要員6名）

「淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」10名（緊急時対策要員10名）

「他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプを使用した水張りの場合（淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」10名（緊急時対策要員10名）

想定時間：「防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合」125分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

「淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」125分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

「他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプを使用した水張りの場合（淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」155分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明・ヘッドライト，懐中電灯及びLED多機能ライトにより，夜間における作業性を確保している。また，操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基

本的には個人線量計，ガラスバッチ，帽子，綿手袋，ゴム手袋，靴下，汚染区域用靴となるが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール，アノラック，全面マスク，チャコールフィルタ，セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト，懐中電灯及び LED 多機能ライトを携帯しており，夜間においても接近可能である。

また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性：送水ホースの接続は，汎用の結合金具（オス・メス）であり，容易に実施可能であり，必要な工具はない。

また，弁の開閉操作についても，必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段：通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

4. フィルタ装置水位調整（水抜き）

a. 操作概要

格納容器ベント操作時又は格納容器ベント停止時に想定されるフィルタ装置の水位変動に対し、フィルタ装置機能維持のため水抜きによる水位調整を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

フィルタ装置水位調整（水抜き）に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数: 10名（緊急時対策要員 10名）

想定時間 : 130分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境: ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路: ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 : 通常の弁操作、ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に実施可能である。また、作業に必要な工具はない。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段: 通信連絡設備（送受信器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備）のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

5. 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズ

a. 操作概要

格納容器ベント停止後は、配管内に残留する水素ガスによる燃焼防止と、残留蒸気凝縮による配管内の負圧防止のため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパーズを実施する。

窒素ガスの供給は可搬型窒素供給装置にて行い、当該装置を格納容器圧力逃がし装置にホースで接続し、窒素供給弁を操作することでパーズを行う。

また、格納容器ベントライン水素サンプリングラックのサンプリングポンプを起動させ、窒素ガスパーズ中の配管内の水素濃度を測定する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南側側（屋外）

原子炉建屋 地上3階 南側通路（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:6名（緊急時対策要員6名）

想定時間 :270分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :送気ホースの接続は、汎用の結合金具（オス・メス）であり、

容易に実施可能であり，操作に必要な工具はない。

また，弁の開閉操作についても，必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースがある。

連絡手段：通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。



窒素ガスパージ操作

6. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

a. 操作概要

フィルタ装置水位調整（水抜き）によりスクラバ水に含まれる薬液が排水されることでスクラバ水の pH が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

薬液補給は可搬型薬液補給装置にて行い、当該装置を格納容器圧力逃がし装置にホースで接続し、補給を行う。

また、pH サンプリングポンプを起動させ、スクラバ水の pH 値を確認する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

フィルタ装置スクラバ水 pH 調整に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:10 名（緊急時対策要員 10 名）

想定時間 :85 分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :ホースの接続は、汎用の結合金具（オス・メス）であり、容易に実施可能である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。本操作で必要となる工具は、コンプレッサー、補給ポンプ等とともに作業エリア近傍（フィルタベント遮蔽壁内（附室））に配備する。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

7. ドレン移送ライン窒素ガスパーズ

a. 操作概要

フィルタ装置水位調整（水抜き）及びドレンタンク水抜き後は、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防止するため、フィルタ装置排水ラインの窒素ガスによるパーズを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

ドレン移送ラインの窒素ガスパーズに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:8名（緊急時対策要員8名）

想定時間 :130分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :送気ホースの接続は、汎用の結合金具（オス・メス）であり、容易に実施可能であり、操作に必要な工具はない。

また、弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の開閉操作と同様である。

作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話

設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

8. ドレンタンク水抜き

a. 操作概要

ドレンタンクが水位高に達した場合、よう素フィルタの機能維持のため、ドレン移送ポンプを使用してドレンタンク内の凝縮水を排水する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側 フィルタベント遮蔽壁周辺（屋外）

c. 必要要員数及び時間

ドレンタンク水抜きに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:4名（緊急時対策要員4名）

想定時間 :80分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境:ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセット等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路:ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性 :通常の弁操作、ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に実施可能である。また、操作に必要な工具はない。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備）のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

9. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

a. 操作概要

代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備として、電動弁操作盤による系統構成、復水補給水水源を復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバ・プールへ切り替えることにより水源を確保する。復水移送ポンプ停止前の操作を系統構成 (1)、停止後の操作を系統構成 (2) とする。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 3 階 (非管理区域)
 廃棄物処理建屋 地下 3 階 (管理区域)

c. 必要要員数および時間

代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱のうち、系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数: 4 名 (現場運転員 4 名)

想定時間 : 系統構成 (1) 管理区域 60 分 (実績時間: 54 分)

非管理区域 40 分 (設備設置工事中のため実績時間なし)

系統構成 (2) 管理区域 15 分 (実績時間: 15 分)

非管理区域 5 分 (設備設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋) を装備して作業を行う。管理区域においても汚染の可能性を考慮し防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋) を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

また操作はすべて原子炉建屋内の原子炉区域外である。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。



復水貯蔵槽出口ライン隔離



復水移送ポンプミニフローライン隔離

10. 格納容器内 pH 制御

a. 操作概要

復水移送ポンプ吸込配管に薬液（水酸化ナトリウム）を注入し、格納容器スプレー配管から原子炉格納容器内に注入することで、サブプレッション・チェンバ・プール水の酸性化を防止し格納容器ベント時の放射性物質の系外放出を低減させる。

b. 作業場所

廃棄物処理建屋 地下3階，地上2階（管理区域）

c. 必要要員数および時間

格納容器内 pH 制御に必要な要員数（4名）、時間（原子炉格納容器内へのスプレー（S/P）による薬液注入開始：30分，原子炉格納容器内へのスプレー（D/W）による薬液注入開始：65分，原子炉格納容器下部への注水による薬液注入開始：100分）*のうち，系統構成に必要な要員数，時間は以下のとおり。

※薬液注入箇所を選択し，実施した場合それぞれ 30 分。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間：系統構成 25分（当該設備は設置工事中のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

また操作はすべて原子炉建屋内の原子炉区域外である。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音

声呼出電話設備)のうち,使用可能な設備により,緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順	判断基準記載内容	解釈		
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)交流電源が健全である場合の対応手順	a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(c) フィルタ装置水位調整 (水張り)	フィルタ装置の水位が通常水位を下回ると判断した場合	フィルタ装置の水位が1000mm(通常水位)を下回ると判断した場合
		(d) フィルタ装置水位調整 (水抜き)	フィルタ装置の水位が上限水位に到達, 又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合	フィルタ装置の水位が 2200mmに到達, 又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が <input type="text"/> に到達すると判断した場合
		(f) フィルタ装置スクラパ水pH調整	フィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断し, 排水を行った場合	フィルタ装置の水位が2200mmに到達すると判断し, 排水を行った場合
		(g) ドレン移送ライン窒素ガスパージ	ドレンタンク水抜き完了後	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の「全閉」操作完了後
		(h) ドレンタンク水抜き	ドレンタンクが水位高に到達すると判断した場合	ドレンタンクの水位が 3000mmに到達すると判断した場合

操作手順の解釈一覧 (1/2)

手順	操作手順記載内容	解釈	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順	a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 フィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内 解釈 フィルタ装置水位指示値が1000～1500mm	
	(c) フィルタ装置水位調整 (水張り)	規定水位 通常水位範囲内である1000～1500mm	
	(d) フィルタ装置水位調整 (水抜き)	ポンプ吐出側流量を必要流量に調整 通常水位に到達したこと ポンプ吐出側流量を約10m ³ /hに調整 1000mmに到達したこと	
	(e) 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ	酸素濃度が許容濃度以下 酸素濃度が2%以下	
	(f) フィルタ装置スクラバ水pH調整	所定量の薬液 pHが規定値	
	(h) ドレンタンク水抜き	ポンプ吐出側流量を必要流量に調整 規定水位に到達したこと ポンプ吐出側流量を約10m ³ /hに調整 510mmに到達したこと	
	1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順	b. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認 原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇([] 以上)、復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値の上昇(～90m ³ /h)及び原子炉水位指示値の上昇により確認
			原子炉格納容器内へのスプレイが始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値の上昇、並びに格納容器内圧力指示値及び格納容器内温度指示値の低下により確認 原子炉格納容器内へのスプレイが始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇([] 以上)、復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値の上昇(～140m ³ /h)、並びに格納容器内圧力指示値及び格納容器内温度指示値の低下により確認
原子炉格納容器下部への注水されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)指示値の上昇により確認 原子炉格納容器下部への注水されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇([] 以上)、復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)指示値の上昇(～50m ³ /h)により確認			
原子炉格納容器内へのスプレイが始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値の上昇、並びに格納容器内圧力指示値及び格納容器内温度指示値の低下により確認 原子炉格納容器内へのスプレイが始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇([] 以上)、復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値の上昇(～140m ³ /h)、並びに格納容器内圧力指示値及び格納容器内温度指示値の低下により確認			
c. 格納容器内pH制御	復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値が規定値となるように 復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)指示値が規定値となるように	復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値にて140m ³ /hになるように	
	規定量の薬液が注入されたことを薬液タンク水位にて確認後	(6号炉) [] 注入されたことを薬液タンク水位にて確認後 (7号炉) [] 注入されたことを薬液タンク水位にて確認後	
	復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)指示値が規定値となるように	復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)指示値が90m ³ /hとなるように	

操作手順の解釈一覧 (2/2)

手順	手順	操作手順記載内容	解釈
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順	a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作)	(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作)	フィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内 フィルタ装置水位指示値が1000～1500mm
		(c) フィルタ装置水位調整(水張り)	フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前 フィルタ装置の水位が1000mmを下回り500mmに到達する前
		(d) フィルタ装置水位調整(水抜き)	フィルタ装置の水位が上限水位に到達 フィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達
		(f) フィルタ装置スクラバ水pH調整	pHが規定値 []
			[]

各号炉の弁番号及び弁名称一覧 (1/3)

統一名称	6号炉		7号炉	
	弁番号	弁名称	弁番号	弁名称
非常用ガス処理系第二隔離弁	T22-F040	SGTS側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	SGTS側PCVベント用隔離弁後弁
換気空調系第二隔離弁	U41-F050	HVAC側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	HVAC側PCVベント用隔離弁後弁
非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁	T22-M0-F004A/B	SGTSフィルタ装置出口弁(A)/(B)	T22-M0-F004A/B	SGTSフィルタ装置出口弁(A)/(B)
非常用ガス処理系出口リターン隔離弁	T22-M0-F511	SGTS出口ドレン弁	T22-M0-F511	SGTS出口リターン弁
耐圧強化ベント弁	T61-A0-F002	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
非常用ガス処理系第一隔離弁	T31-A0-F020	SGTS側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020	AC SGTS側PCVベント用隔離弁
換気空調系第一隔離弁	T31-A0-F021	HVAC側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021	AC HVAC側PCVベント用隔離弁
二次隔離弁	T31-M0-F070	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	AC PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側) 操作用空気供給弁	T31-M0-F047	S/Cベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F092	AC S/Cベント弁操作用空気供給弁
一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)	T31-A0-F022	S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	AC S/Cベント用出口隔離弁
一次隔離弁(ドライウェル側) 操作用空気供給弁	T31-M0-F045	D/Wベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F082	AC D/Wベント弁操作用空気供給弁
一次隔離弁(ドライウェル側)	T31-A0-F019	D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	AC D/Wベント用出口隔離弁
フィルタ装置入口弁	T61-A0-F001	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	T61-A0-F001	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁
フィルタベント大気放出ライン ドレン弁	T61-F503	フィルタベント大気放出ライン ドレン弁	T61-F503	フィルタベント大気放出ライン ドレン弁
FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁	T61-F502A/B	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁(A)/(B)	T61-F502A/B	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁(A)/(B)
FCVSフィルタベント装置遮断壁内側ドレン弁	T61-F501	FCVSフィルタベント装置 遮へい壁内側ドレン弁	T61-F501	FCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁
FCVSフィルタベント装置移送ポンプアストライン止め弁	T61-F212	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプアストライン止め弁	T61-F212	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプアストライン止め弁
FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁	T61-F102	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁	T61-F102	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁
FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁	T61-F210	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁	T61-F210	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁	T61-F211	FCVSフィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁	T61-F211	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁	T61-F209	FCVSフィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁	T61-F209	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N ₂ バージ用元弁	T61-F205	FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N ₂ バージ用元弁	T61-F205	FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N ₂ バージ用元弁
フィルタベント装置出入口止め弁	T61-F715	FCVSフィルタベント装置出入口止め弁	T61-F715	FCVSフィルタベント装置出入口止め弁
フィルタベント装置出入口止め弁	T61-F716	FCVSフィルタベント装置出入口止め弁	T61-F716	FCVSフィルタベント装置出入口止め弁
FCVSフィルタベント装置ドレンラインN ₂ バージ用元弁	T61-F213	FCVSフィルタベント装置ドレンラインN ₂ バージ用元弁	T61-F213	FCVSフィルタベント装置ドレンラインN ₂ バージ用元弁
FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁	T61-F521	FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁	T61-F521	FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁

各号炉の弁番号及び弁名称一覧 (2/3)

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F150	I/B負荷遮断弁	中央制御室 廃棄物処理建屋地下2階配管スペース (管理区域)	P13-M0-F029	MWVC I/B負荷遮断弁	中央制御室 廃棄物処理建屋地下3階南側配管スペース (管理区域)
復水補給水系復水貯蔵槽出口弁	E23-F009	復水貯蔵槽常用給水管止め弁	遠隔手動弁操作設備: 廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)	P13-F001	MWVC復水貯蔵槽出口弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)
高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一、第二弁	E22-F021 E22-F022	HPCF系CSPH出口第一弁 HPCF系CSPH出口第二弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)	E22-F028 E22-F029	HPCF系CSPH出口第一弁 HPCF系CSPH出口第二弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)
復水移送ポンプミニマムフロー逆止弁後弁	P13-F017A/B/C	復水移送ポンプ(A)/(B)/(C)最小流量出口弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)	P13-F008A/B/C	MWVC復水移送ポンプ(A)/(B)/(C)ミニマムフロー逆止弁後弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)
復水補給水系制御駆動系駆動水供給弁	P13-F010	CRD復水入口弁	遠隔手動弁操作設備: 廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)	P13-F021	MWCCRB駆動水供給弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)
復水補給水系常/非常用連絡1次、2次止め弁	P13-F011 P13-F012	復水貯蔵槽常用、非常用給水管連絡ライン第一止め弁 復水貯蔵槽常用、非常用給水管連絡ライン第二止め弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)	P13-F019 P13-F020	MWVC常/非常用連絡管1次止め弁 MWVC常/非常用連絡管2次止め弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)
残留熱除去系熱交換器出口弁(A)	E11-M0-F004A	RHR系熱交換器出口弁(A)	中央制御室 原子炉建屋3階北側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室 (管理区域)	E11-M0-F004A	RHR熱交換器出口弁(A)	中央制御室 原子炉建屋3階北側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階RHR(A)ポンプ室 (管理区域)
サプレッションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁	G51-M0-F009	SPCU系CSP側吸込弁	中央制御室 原子炉建屋3階北側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階SPCUポンプ室 (管理区域)	G51-M0-F010	SPCUCSP側吸込弁	中央制御室 原子炉建屋3階北側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階SPCUポンプ室 (管理区域)
残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)	E11-M0-F021B	RHR系最小流量バイパス弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下2階RHR(B)弁室 (管理区域)	E11-M0-F021B	RHR最小流量バイパス弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下2階RHR(B)弁室 (管理区域)
残留熱除去系熱交換器出口弁(B)	E11-M0-F004B	RHR系熱交換器出口弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階RHR(B)ポンプ室 (管理区域)	E11-M0-F004B	RHR熱交換器出口弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階RHR(B)ポンプ室 (管理区域)
残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B	RHR系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下1階RHR(B)弁室 (管理区域)	E11-M0-F019B	RHR/S/Pスプレイ注入隔離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下1階RHR(B)弁室 (管理区域)
残留熱除去系注入弁(A)	E11-M0-F005A	RHR注入弁(A)	中央制御室 原子炉建屋3階北側通路(非管理区域) 原子炉建屋1階MSトンネル室 (管理区域)	E11-M0-F005A	RHR注入弁(A)	中央制御室 原子炉建屋3階北側通路(非管理区域) 原子炉建屋1階MSトンネル室 (管理区域)
残留熱除去系洗浄弁(A)	E11-M0-F032A	RHR系LPL注入ライン洗浄弁(A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室 (管理区域)	E11-M0-F032A	RHR注入ライン洗浄水止め弁(A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室 (管理区域)
残留熱除去系洗浄弁(B)	E11-M0-F032B	RHR系LPL注入ライン洗浄弁(B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室 (管理区域)	E11-M0-F032B	RHR注入ライン洗浄水止め弁(B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室 (管理区域)
高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口弁第三弁	E22-F023	HPCF系CSPH出口第三弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)	E22-F030	HPCF系CSPH出口第三弁	廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)
残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁	E11-M0-F070	RHR系HPCF系第一止め弁	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階HPCF(B)ポンプ室 (管理区域)	E11-M0-F061	RHR系HPCF系第一止め弁	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階HPCF(B)ポンプ室 (管理区域)
残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁	E11-M0-F071	RHR系HPCF系第二止め弁	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階HPCF(B)ポンプ室 (管理区域)	E11-M0-F062	RHR系HPCF系第二止め弁	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下3階HPCF(B)ポンプ室 (管理区域)
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B	RHR系格納容器冷却流量調節弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋1階RHR(B)弁室 (管理区域)	E11-M0-F017B	RHR格納容器冷却流量調節弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋1階RHR(B)弁室 (管理区域)
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B	RHR系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋1階RHR(B)弁室 (管理区域)	E11-M0-F018B	RHR格納容器冷却ライン隔離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋1階RHR(B)弁室 (管理区域)
下部ドライウェル注水ライン隔離弁	P13-M0-F031	ベダスタル注水用復水隔離弁	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下1階東側通路 (管理区域)	P13-M0-F095	MWVC下部ドライウェル注水ライン隔離弁	中央制御室 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下2階南東通路 (管理区域)
下部ドライウェル注水流量調節弁	P13-M0-F028	ベダスタル注水用復水流量調節弁	中央制御室 原子炉建屋3階北側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下1階東側通路 (管理区域)	P13-M0-F094	MWVC下部ドライウェル注水流量調節弁	中央制御室 原子炉建屋3階北側通路(非管理区域) 原子炉建屋地下2階南東通路 (管理区域)
復水移送ポンプ吸込配管注入弁	P13-M0-F1020	復水移送ポンプ吸込連絡弁前弁	中央制御室 廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)	P13-M0-F142	格納容器pH制御系統隔離弁	中央制御室 廃棄物処理建屋地下3階MWCポンプ室 (管理区域)
復水補給水系ポンプミニマムフロー戻り弁	P13-F018	復水貯蔵槽復水移送ポンプ最小流量戻り弁	廃棄物処理建屋2階復水貯蔵槽弁室 (管理区域)	P13-F009	MWVC復水移送ポンプミニマムフロー戻り弁	廃棄物処理建屋2階復水貯蔵槽弁室 (管理区域)
薬液注入タンク出口弁	P16-M0-F002	格納容器pH制御タンク出口弁	中央制御室 廃棄物処理建屋2階レイダウエンリア (管理区域)	P16-M0-F002	格納容器pH制御タンク出口弁	中央制御室 廃棄物処理建屋2階レイダウエンリア (管理区域)
二次隔離弁バイパス弁	T31-M0-F072	AC耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備: 原子炉建屋3階南側通路(非管理区域)	T31-M0-F072	AC耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁	中央制御室 遠隔手動弁操作設備: 原子炉建屋3階FMC/R制御室 (非管理区域)
可燃性ガス濃度制御系入口第一隔離弁	T49-M0-F001A/B	FCS入口第一隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋2階格納容器所員用エアロック (管理区域)	T49-M0-F001A/B	FCS入口第一隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋1階南側通路 (管理区域)
可燃性ガス濃度制御系入口第二隔離弁	T49-M0-F003A/B	FCS入口第二隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋2階格納容器所員用エアロック (管理区域)	T49-M0-F003A/B	FCS入口第二隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋1階南側通路 (管理区域)
可燃性ガス濃度制御系出口第一隔離弁	T49-M0-F008A/B	FCS出口第一隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南東通路 (管理区域)	T49-M0-F008A/B	FCS出口第一隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路 (管理区域)
可燃性ガス濃度制御系出口第二隔離弁	T49-M0-F007A/B	FCS出口第二隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南東通路 (管理区域)	T49-M0-F007A/B	FCS出口第二隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路 (管理区域)

各号炉の弁番号及び弁名称一覧 (3/3)

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
常用冷却水供給側分離弁(B)	P21-M0-F074B	RCW常用冷却水供給側分離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路(管理区域)	P21-M0-F016B	RCW常用冷却水供給側分離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路(管理区域)
常用冷却水戻り側分離弁(B)	P21-M0-F082B	RCW常用冷却水戻り側分離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路(管理区域)	P21-M0-F037B	RCW常用冷却水戻り側分離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路(管理区域)
残留熱除去系熱交換器(B)冷却水出口弁	P21-M0-F013B	RHR熱交換器(B)冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路(管理区域)	P21-M0-F042B	RCW RHR熱交換器冷却水出口弁(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路(管理区域)
非常用ディーゼル発電機(B)冷却水出口弁(B)	P21-M0-F055B	非常用D/G(B)冷却水出口弁(B)	中央制御室 原子炉建屋地下1階東側通路(管理区域)	P21-M0-F048B	RCW非常用D/G(B)冷却水出口弁(B)	中央制御室 原子炉建屋2階南側通路(非管理区域)
非常用ディーゼル発電機(B)冷却水出口弁(E)	P21-M0-F055E	非常用D/G(B)冷却水出口弁(E)	中央制御室 原子炉建屋地下1階東側通路(管理区域)	P21-M0-F048E	RCW非常用D/G(B)冷却水出口弁(E)	中央制御室 原子炉建屋2階南側通路(非管理区域)
換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(B)冷却水温度調節弁後弁	P21-F028B	HECW冷凍機(B)冷却水出口弁	コントロール建屋地下2階HECW室(非管理区域)	P21-F055B	RCW HECW冷凍機(B)冷却水温度調節弁後弁	コントロール建屋地下2階HECW室(非管理区域)
換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(D)冷却水温度調節弁後弁	P21-F028D	HECW冷凍機(D)冷却水出口弁	コントロール建屋地下2階HECW室(非管理区域)	P21-F055D	RCW HECW冷凍機(D)冷却水温度調節弁後弁	コントロール建屋地下2階HECW室(非管理区域)
原子炉補機冷却水系ポンプ(B)吸込弁	P21-F015B	RCWポンプ(B)吸込弁	タービン建屋地下1階RCW(B)ポンプ室(非管理区域)	P21-F001B	RCWポンプ(B)吸込弁	タービン建屋地下1階RCW(B)ポンプ室(非管理区域)
原子炉補機冷却水系ポンプ(F)吸込弁	P21-F015F	RCWポンプ(F)吸込弁	タービン建屋地下1階RCW(F)ポンプ室(非管理区域)	P21-F001F	RCWポンプ(F)吸込弁	タービン建屋地下1階RCW(F)ポンプ室(非管理区域)
原子炉補機冷却海水ポンプ(B)電動機軸受出口弁	-	-	-	P21-F222B	RCW RSWポンプ(B)電動機軸受出口弁	タービン建屋地下1階RCW(B)ポンプ室(非管理区域)
原子炉補機冷却海水ポンプ(E)電動機軸受出口弁	-	-	-	P21-F222E	RCW RSWポンプ(E)電動機軸受出口弁	タービン建屋地下1階RCW(B)ポンプ室(非管理区域)

1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等

< 目 次 >

1.8.1 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. 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手段及び設備

(a) 格納容器下部注水

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手段及び設備

(a) 原子炉圧力容器への注水

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 手順等

1.8.2 重大事故等時の手順

1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手順

(1) 格納容器下部注水

a. 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水

b. 格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水/海水）

c. 消火系による原子炉格納容器下部への注水

1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順

(1) 原子炉圧力容器への注水

- a. 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水
- b. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水
（淡水/海水）
- c. 消火系による原子炉圧力容器への注水
- d. 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水
- e. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入
- f. 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水
- g. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水

1.8.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

1.8.2.4 重大事故等時の対応手段の選択

- 添付資料 1.8.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.8.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.8.3 重大事故対策の成立性
1. 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水
 2. 格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水/海水）
 3. 格納容器下部注水系（常設若しくは可搬型）又は消火系による原子炉格納容器下部への注水（受電操作）
 4. 格納容器下部注水と低圧代替注水の組み合わせについて
- 添付資料 1.8.4 解釈一覧
1. 判断基準の解釈一覧
 2. 操作手順の解釈一覧
 3. 各号炉の弁番号及び弁名称一覧

1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心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、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、熔融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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 「熔融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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。

なお、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却は、熔融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び熔融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。

(1) 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却

- a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(2) 熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止

- a) 熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、熔融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）を抑制すること及び熔融炉心の原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止することにより原子炉格納容器の破損を防止するため、熔融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する対処設備を整備している。

また、熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する対処設備を整備している。

ここでは、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.8.1 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、MCCI による原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却する必要がある。

また、熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する必要がある。

原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却及び熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

なお、対応手段の選定は電源の有無に依存しないことから、交流電源を確保するための対応手段を含めることとする。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十一条及び技術基準規則第六十六条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

全交流動力電源が喪失した場合に使用可能な対応手段と設備を選定する。ただし，全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源設備により給電する。

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段と，その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.8.1 表に整理する。

a. 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手段及び設備

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器の破損に至る可能性がある場合，あらかじめ原子炉格納容器下部に注水しておくことで，原子炉圧力容器が破損に至った場合においても，原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却性を向上させ，MCCI の抑制及び熔融炉心の原子炉格納容器バウンダリへの接触防止を図る。

また，原子炉圧力容器破損後は原子炉格納容器下部に注水を継続することで，原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冠水冷却し，MCCI の抑制及び熔融炉心の原子炉格納容器バウンダリへの接触防止を図る。

さらに，原子炉格納容器下部への注水に併せてコリウムシールドを設置することで，原子炉格納容器下部へ落下した熔融炉心がドライウエル高電導度廃液サンプル及びドライウエル

低電導度廃液サンプルへ流入することを防止し、サンプル底面のコンクリートの浸食を抑制する。

(a) 格納容器下部注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却するため、原子炉格納容器下部へ注水する手段がある。

i. 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水

格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・復水移送ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・復水補給水系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・原子炉格納容器
- ・コリウムシールド
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備

ii. 格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水

格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・防火水槽
- ・淡水貯水池
- ・ホース・接続口
- ・復水補給水系配管・弁
- ・原子炉格納容器
- ・コリウムシールド
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

なお、格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。

iii. 消火系による原子炉格納容器下部への注水

消火系による原子炉格納容器下部への注水で使用する

設備は以下のとおり。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水タンク
- ・消火系配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・原子炉格納容器
- ・コリウムシールド
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器下部注水で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵槽、復水補給水系配管・弁、高圧炉心注水系配管・弁、原子炉格納容器、コリウムシールド、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、代替所内電気設備、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、ホース・接続口及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。防火水槽及び淡水貯水池は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料 1.8.1)

以上の重大事故等対処設備により原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却することができる。

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

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、復水移送ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同等の機能（流量）を有することから、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却する手段として有効である。

- ・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- b. 熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手段及び設備

- (a) 原子炉圧力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原

子炉压力容器へ注水する手段がある。

i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水

低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 復水移送ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 高圧炉心注水系配管・弁
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 第二代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 代替所内電気設備

ii. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・ 防火水槽
- ・ 淡水貯水池

- ・ホース・接続口
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

なお，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水は，防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく，海水も利用できる。また，淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は，淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と，そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。

iii. 消火系による原子炉圧力容器への注水

消火系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水タンク
- ・消火系配管・弁

- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スパージャ
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料補給設備

iv. 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水

高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・高圧代替注水系ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁
- ・主蒸気系配管・弁
- ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・高圧代替注水系（注水系）配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ）
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子圧力容器
- ・常設代替直流電源設備

- ・可搬型直流電源設備

また，上記常設代替直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

なお，6号炉の注水配管は直接給水系に接続するが，7号炉の注水配管は残留熱除去系配管を経由して給水系に接続する。

v. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入で使用する設備は以下のとおり。

- ・ほう酸水注入系ポンプ
- ・ほう酸水注入系貯蔵タンク
- ・ほう酸水注入系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

vi. 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水

制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・制御棒駆動水ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・制御棒駆動系配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備

vii. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水

高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・高圧炉心注水系ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ
- ・復水補給水系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・第二代替交流電源設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

で使用する設備のうち，復水移送ポンプ，復水貯蔵槽，復水補給水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁・スパーージャ，給水系配管・弁・スパーージャ，高圧炉心注水系配管・弁，原子炉圧力容器，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備及び代替所内電気設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水で使用する設備のうち，可搬型代替注水ポンプ（A-2級），ホース・接続口，復水補給水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁・スパーージャ，給水系配管・弁・スパーージャ，原子炉圧力容器，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。防火水槽及び淡水貯水池は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備のうち，高圧代替注水系ポンプ，復水貯蔵槽，高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，高圧代替注水系（注水系）配管・弁，復水補給水系配管・弁，高圧炉心注水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ），給水系配管・弁・スパーージャ，原子炉圧力容器，常設代替直流電源設備，可搬型直流電源設備，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置

付ける。

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入で使用する設備のうち、ほう酸水注入系ポンプ、ほう酸水注入系貯蔵タンク、ほう酸水注入系配管・弁、高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料 1.8.1)

以上の重大事故等対処設備により溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止し、原子炉圧力容器内に残存した溶融炉心を冷却することができる。

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

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、復水移送ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同等の機能（流量）を有することから、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、原子炉圧力容器への注水手段として有効である。

- ・制御棒駆動系

発電用原子炉を冷却するための十分な注水量が確保できず，加えて耐震性が確保されていないが，原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉圧力容器下部に落下した熔融炉心を冷却し，熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段として有効である。

- ・ 高圧炉心注水系

モータの冷却水がない状態での運転となるため運転時間に制限があり，十分な期間の運転継続はできないが，原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時における原子炉圧力容器への注水手段として有効である。

- ・ 第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが，常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから，健全性が確認できた場合において，重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

c. 手順等

上記「a. 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手段及び設備」及び「b. 熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。），AM 設備別操作手順書及び多様なハザード対応手

順に定める（第 1.8.1 表）。

また，重大事故等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理する（第 1.8.2 表，第 1.8.3 表）。

（添付資料 1.8.2）

1.8.2 重大事故等時の手順

1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための 対応手順

(1) 格納容器下部注水

- a. 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため格納容器下部注水系（常設）により原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において、あらかじめ原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冠水冷却するため、原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は、原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサプレッション・チェンバ・プールの水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当の流量とする。

(a) 手順着手の判断基準

[原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準]

損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、格納容器下部注水系（常設）が使用可能な場合^{※2}。

[原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準]

原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、格納容器下部注水系（常設）が使用可能な場合^{※2}。

※1:「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が300℃に達した場合。

※2:設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

※3:「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加により確認する。

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

(b) 操作手順

格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.8.1図に、概要図を第1.8.3図に、タイムチャートを第1.8.4図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下

部への注水の準備開始を指示する。

- ②現場運転員 E 及び F は、格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機又は電源車の負荷容量確認を依頼し、格納容器下部注水系（常設）が使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、復水補給水系バイパス流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は、復水移送ポンプの起動操作を実施し、復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑦中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として、下部ドライウェル注水ライン隔離弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。
- ⑧当直副長は、運転員に格納容器下部注水系（常設）に

よる原子炉格納容器下部への注水開始を指示する。

⑨^a 原子炉格納容器下部への初期水張りの場合

中央制御室運転員 A 及び B は，下部ドライウエル注水流量調節弁の全開操作を実施し，復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）指示値の上昇（90m³/h 程度）により注水されたことを確認し，当直副長に報告する。

なお，格納容器下部水位にて+2m（総注水量 180m³）到達後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

⑨^b 原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，下部ドライウエル注水流量調節弁を開とし，崩壊熱除去に必要な注水流量（35～70m³/h）に調整し，注水を継続する。

⑩ 現場運転員 C 及び D は，復水移送ポンプの水源確保として復水移送ポンプ吸込ラインの切替え操作（復水補給水系常/非常用連絡 1 次，2 次止め弁の全開操作）を実施する。

⑪ 当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから原子炉格納容器下部へ

の初期水張り開始を確認するまで 35 分以内で可能である。
その後、現場運転員 2 名にて復水移送ポンプの水源確保を
実施した場合、15 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、
照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同
程度である。

(添付資料 1.8.3-1, 1.8.3-3)

b. 格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部
への注水（淡水/海水）

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器下部
注水系（常設）及び消火系による原子炉格納容器下部への注
水機能が喪失した場合、原子炉格納容器の破損を防止するた
め格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器の下
部に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性
がある場合において、あらかじめ原子炉格納容器下部への初
期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、原子炉格納容器の下部に
落下した熔融炉心を冠水冷却するため、原子炉格納容器下部
への注水を継続する。その際の注水流量は、原子炉格納容器
内の減圧及び除熱操作時にサプレッション・チェンバ・プールの
水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当の
流量とする。

なお、本手順はプラント状況や周辺の現場状況により復水

補給水系外部接続口及び消火系連結送水口を任意に選択できる構成としている。

(a) 手順着手の判断基準

[原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準]

損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、格納容器下部注水系（常設）及び消火系による原子炉格納容器下部への注水ができず、格納容器下部注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}。

[原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準]

原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、格納容器下部注水系（常設）、消火系による原子炉格納容器下部への注水ができず、格納容器下部注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}。

※1: 「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃に達した場合。

※2: 設備に異常がなく、燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合。

※3: 「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加により確認する。

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

(b) 操作手順

格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.8.1図に、概要図を第1.8.5図に、タイムチャートを第1.8.6図及び第1.8.7図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水準備のため、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備及びホース接続を依頼する。
- ③現場運転員C及びDは、格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流

防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。

⑥^aMUWC 接続口内側隔離弁(B)を使用する場合

緊急時対策要員は、格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として、屋外にて MUWC 接続口内側隔離弁(B)の全開操作（遠隔手動弁操作設備による操作）を実施する。

⑥^bMUWC 接続口内側隔離弁(A)を使用する場合

現場運転員 C 及び D は、格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として、非管理区域にて MUWC 接続口内側隔離弁(A)の全開操作（遠隔手動弁操作設備による操作）を実施する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として、下部ドライウエル注水流量調節弁、下部ドライウエル注水ライン隔離弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。

⑧緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備及び緊急時対策要員又は運転員が選択した送水ラインへのホース接続を行い、格納容器下部注水系（可搬型）による送水準備完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策

要員又は運転員が選択した送水ラインからの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水開始を緊急時対策本部に依頼する。

⑩ 当直副長は、中央制御室運転員に格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の確認を指示する。

⑪ 緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）起動後、緊急時対策要員又は運転員が選択した送水ラインから送水するため、MUWC 接続口外側隔離弁 1(B), 2(B)又は MUWC 接続口外側隔離弁 1(A), 2(A)のどちらかの全開操作を実施し、送水開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑫ 中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。

⑬^a 原子炉格納容器下部への初期水張りの場合

当直長は、当直副長の依頼に基づき、格納容器下部水位にて+2m（総注水量 180m³）到達後、原子炉格納容器下部への注水の停止を緊急時対策本部に依頼する。

⑬^b 原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水の場合

当直長は、当直副長の依頼に基づき、崩壊熱除去に必要な注水流量（35～70m³/h）を可搬型代替注水ポンプ

(A-2 級) にて継続して送水するよう緊急時対策本部に依頼する。

(c) 操作の成立性

格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作のうち，運転員が実施する原子炉建屋での系統構成を 1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合に必要な時間は約 35 分である。

また，格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作のうち，緊急時対策要員が実施する屋外での格納容器下部注水系（可搬型）による送水操作に必要な 1 ユニット当たりの要員数及び所要時間は以下のとおり。

[防火水槽を水源とした送水]

緊急時対策要員 3 名にて実施した場合：約 125 分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）]

緊急時対策要員 4 名にて実施した場合：約 140 分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）]

緊急時対策要員 6 名にて実施した場合：約 330 分

格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作は，作業開始を判断してから原子炉格納容

器下部への初期水張り開始を確認するまで約 330 分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.8.3-2, 1.8.3-3）

c. 消火系による原子炉格納容器下部への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、ろ過水タンクを水源とした消火系により原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において、あらかじめ原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心を冠水冷却するため、原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は、原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサプレッション・チェンバ・プールの水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当の

流量とする。

(a) 手順着手の判断基準

[原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準]

損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水ができず、消火系が使用可能な場合^{※2}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

[原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準]

原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水ができず、消火系が使用可能な場合^{※2}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1: 「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃に達した場合。

※2: 設備に異常がなく、燃料及び水源（ろ過水タンク）が確保されている場合。

※3: 「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数

増加により確認する。

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

(b) 操作手順

消火系による原子炉格納容器下部への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.8.1 図に、概要図を第 1.8.8 図に、タイムチャートを第 1.8.9 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火系による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に消火系による原子炉格納容器下部への注水準備のため、ディーゼル駆動消火ポンプの起動を依頼する。
- ③現場運転員 C 及び D は、消火系による原子炉格納容器下部への注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、消火系による原子炉格納容器下部への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、復水補給水系バイパス

流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全開操作を実施する。

- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は，消火系による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として，復水補給水系消火系第 1，第 2 連絡弁の全開操作及び下部ドライウエル注水ライン隔離弁の全開操作を実施し，当直副長に消火系による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。
- ⑦5 号炉運転員は，ディーゼル駆動消火ポンプの起動完了について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，消火系による原子炉格納容器下部への注水開始を緊急時対策本部に報告する。
- ⑨当直副長は中央制御室運転員に消火系による原子炉格納容器下部への注水開始を指示する。
- ⑩^a 原子炉格納容器下部への初期水張りの場合
中央制御室運転員 A 及び B は，下部ドライウエル注水流量調節弁の全開操作を実施し，復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）指示値の上昇（ $90\text{m}^3/\text{h}$ 程度）により注水されたことを確認し，当直副長に報告する。
なお，格納容器下部水位にて $+2\text{m}$ （総注水量 180m^3 ）到達後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。
- ⑩^b 原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水

の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，下部ドライウエル注水流量調節弁を開とし，崩壊熱除去に必要な注水流量（35～70m³/h）に調整し，注水を継続する。

- ⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，消火系による原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者），現場運転員 2 名及び 5 号炉運転員 2 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから原子炉格納容器下部への初期水張り開始を確認するまで約 30 分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.8.3-3）

1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順

(1) 原子炉圧力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため原子炉圧力容器へ注水する。また，十分な炉心の冷却ができず原子炉圧力容器下部へ

溶融炉心が移動した場合でも原子炉圧力容器へ注水することにより原子炉圧力容器の破損遅延又は防止を図る。

a. 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失時，給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，常設代替交流電源設備，第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により低圧代替注水系（常設）の電源を確保し，原子炉圧力容器へ注水する。

なお，注水を行う際は，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により，給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において，低圧代替注水系（常設）が使用可能な場合^{※1}。

※1:設備に異常がなく，常設代替交流電源設備，第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され，かつ水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

(b) 操作手順

低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.8.2 図

に、概要図を第 1.8.10 図に、タイムチャートを第 1.8.11 図に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員 A 及び B は、低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機又は電源車の負荷容量確認を依頼し、低圧代替注水系（常設）が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、復水補給水系バイパス流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、復水移送ポンプ（2 台）の起動操作を実施し、復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
- ⑥^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合
中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (B) の全開操作を実施する。
- ⑥^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合
中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (A) の全開操作を実施する。

⑦当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力が復水移送ポンプの吐出圧力以下であることを確認後、運転員に低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑧^a 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系洗浄水弁(B)の全開操作を実施する。

⑧^b 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系洗浄水弁(A)の全開操作を実施する。

⑨^a 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑨^b 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR A系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑩現場運転員 C 及び D は、復水移送ポンプの水源確保とし

て復水移送ポンプ吸込ラインの切替え操作（復水補給水系常/非常用連絡 1 次，2 次止め弁の開操作）を実施する。

⑩当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始まで残留熱除去系(B)又は残留熱除去系(A)のいずれの注入配管を使用した場合においても約 12 分で可能である。その後，現場運転員 2 名にて復水移送ポンプの水源確保を実施した場合，15 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

b. 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水
(淡水/海水)

全交流動力電源喪失時，低圧代替注水系（常設）及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお，注水を行う際は，ほう酸水注入系による原子炉圧力

容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により，低圧代替注水系（常設）及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において，低圧代替注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※1}。

※1:設備に異常がなく，常設代替交流電源設備，第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され，かつ燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合。

(b) 操作手順

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.8.2図に，概要図を第1.8.12図に，タイムチャートを第1.8.13図及び第1.8.14図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備のため，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備及びホース接続を依頼する。

③中央制御室運転員 A 及び B は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

④中央制御室運転員 A 及び B は、復水補給水系バイパス流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。

⑤^aMUWC 接続口内側隔離弁(B)を使用する場合

緊急時対策要員は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の系統構成として、屋外にて MUWC 接続口内側隔離弁(B)の全開操作（遠隔手動弁操作設備による操作）を実施する。

⑤^bMUWC 接続口内側隔離弁(A)を使用する場合

現場運転員 C 及び D は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の系統構成として、非管理区域にて MUWC 接続口内側隔離弁(A)の全開操作（遠隔手動弁操作設備による操作）を実施する。

⑥^a 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁(B)の全開操作及び原子炉圧力指示値が可搬型代替注水ポンプの吐出圧力以下であることを確認後、残留熱除去系洗浄水弁(B)の全開操作を実施する。

⑥^b 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁(A)の全開操作及び原子炉圧力指示値が可搬型代替注水ポ

ンプの吐出圧力以下であることを確認後，残留熱除去系洗浄水弁(A)の全開操作を実施する。

⑦緊急時対策要員は，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備及び緊急時対策要員又は運転員が選択した送水ラインへのホース接続を行い，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水準備完了を緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策要員又は運転員が選択した送水ラインからの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水開始を緊急時対策本部に依頼する。

⑨当直副長は，中央制御室運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。

⑩緊急時対策要員は，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）起動後，緊急時対策要員又は運転員が選択した送水ラインから送水するため，MUWC 接続口外側隔離弁 1(B)，2(B)又は MUWC 接続口外側隔離弁 1(A)，2(A)のどちらかの全開操作を実施し，送水開始について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑪^a 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇に

より確認し，当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑪^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

⑫ 当直長は，当直副長からの依頼に基づき，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が始まったことを緊急時対策本部に報告する。

(c) 操作の成立性

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水操作のうち，運転員が実施する原子炉建屋での各注入配管の系統構成を 1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合の所要時間は約 20 分である。

また，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水操作のうち，緊急時対策要員が実施する屋外での低圧代替注水系（可搬型）による送水操作に必要な 1 ユニット当たりの要員数及び所要時間は以下のとおり。

[防火水槽を水源とした送水]

緊急時対策要員 3 名にて実施した場合：約 125 分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）]

緊急時対策要員 4 名にて実施した場合：約 140 分

[淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）]

緊急時対策要員 6 名にて実施した場合：約 330 分

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水操作は，作業開始を判断してから低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始まで約 330 分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

c. 消火系による原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失時，低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，消火系による原子

炉圧力容器への注水を実施する。

なお、注水を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、消火系が使用可能な場合^{*1}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ燃料及び水源（ろ過水タンク）が確保されている場合。

(b) 操作手順

消火系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.8.2 図に、概要図を第 1.8.15 図に、タイムチャートを第 1.8.16 図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に消火系による原子炉圧力容器への注水準備のた

- め、ディーゼル駆動消火ポンプの起動を依頼する。
- ③現場運転員 C 及び D は、消火系による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、消火系による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、復水補給水系バイパス流防止としてタービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は、消火系による原子炉圧力容器への注水の系統構成として、復水補給水系消火系第 1, 第 2 連絡弁の全開操作を実施する。
- ⑦^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合
中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (B) の全開操作を実施する。
- ⑦^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合
中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系注入弁 (A) の全開操作を実施する。
- ⑧5 号炉運転員は、ディーゼル駆動消火ポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による原子炉圧力容器への注水開始を緊急時対策本部に報告する。

⑩当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力がディーゼル駆動消火ポンプの吐出圧力以下であることを確認後、中央制御室運転員に消火系による原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。

⑪^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系洗浄水弁 (B) の全開操作を実施する。

⑪^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系洗浄水弁 (A) の全開操作を実施する。

⑫^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。

⑫^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉圧力容器への注水が始まったことを復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。

⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系によ

る原子炉圧力容器への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者），現場運転員 2 名及び 5 号炉運転員 2 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで残留熱除去系 (B) 又は残留熱除去系 (A) のいずれの注入配管を使用した場合においても約 30 分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

d. 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失時，原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，常設代替直流電源設備又は可搬型直流電源設備により高圧代替注水系の電源を確保し，原子炉圧力容器へ注水する。

なお，注水を行う際は，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により，原子炉圧力容器への高圧注

水機能が喪失した場合において、高圧代替注水系が使用可能な場合^{※1}。

※1:設備に異常がなく、原子炉圧力指示値が規定値以上ある場合において、常設代替直流電源設備又は可搬型直流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

(b) 操作手順

高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水については、「1.2.2.1(1)a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動」の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水開始まで15分以内で可能である。

- e. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入
損傷炉心へ注水する場合、ほう酸水注入系によるほう酸水の注入を並行して実施する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、損傷炉心へ注水する
場合で、ほう酸水注入系が使用可能な場合^{※2}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で原子炉格
納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当の
ガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器
内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合
に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備、第二代
替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により
注水に必要な電源が確保され、かつ水源（ほう酸水
注入系貯蔵タンク）が確保されている場合。

(b) 操作手順

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入
手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.8.2
図に、概要図を第1.8.17図に、タイムチャートを第
1.8.18図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注
入の準備開始を指示する。

②現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系による原子炉
圧力容器へのほう酸水注入に必要なポンプ及び電動弁
の電源の受電操作を実施する。

③中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系による

原子炉圧力容器へのほう酸水注入に必要なポンプ及び電動弁の電源が確保されたこと並びに監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機又は電源車の負荷容量確認を依頼し，ほう酸水注入系が使用可能か確認する。

⑤中央制御室運転員 A 及び B は，ほう酸水注入系ポンプ (A) 又は (B) の起動操作（ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「ポンプ A」位置（B 系を起動する場合は「ポンプ B」位置）にすることで，ほう酸水注入系ポンプ吸込弁及びほう酸水注入系注入弁が全開となり，ほう酸水注入系ポンプが起動し，原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施し，発電用原子炉が未臨界であることを継続して監視する。

⑥当直副長は，ほう酸水注入系ポンプの運転時間によりほう酸水注入系貯蔵タンクの液位を推定し，ほう酸水の全量注入完了を確認後，中央制御室運転員にほう酸水注入系ポンプの停止を指示する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は，ほう酸水注入系ポンプを停止し，当直副長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1 ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施

した場合，作業開始を判断してからほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入開始まで約 20 分で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

f. 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失時，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系及び高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により制御棒駆動系の電源を確保し，原子炉圧力容器の下部への注水を実施することで，原子炉圧力容器の下部に落下した熔融炉心を冷却し，原子炉圧力容器の破損の進展を抑制する。

なお，注水を行う際は，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により，原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において，制御棒駆動系が使用可能な場合^{※1}。

※1:設備に異常がなく，常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保さ

れ，かつ補機冷却水及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

(b) 操作手順

制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水については，「1.2.2.3(1)b. 制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

上記の現場操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水開始まで約20分で可能である。

g. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水

全交流動力電源喪失時において，原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により高圧炉心注水系の電源を確保することで高圧炉心注水系を冷却水がない状態で一定時間運転し，復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への緊急注水を実施する。

なお，注水を行う際は，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により，原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において，高圧炉心注水系が使用可能な場合^{※1}。

※1:設備に異常がなく，常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され，かつ水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

(b) 操作手順

高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水については，「1.2.2.3(1)c. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水」の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水開始まで約25分で可能である。

1.8.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

復水貯蔵槽，防火水槽及びろ過水タンクへの水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による送水手順については，「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

復水移送ポンプ， 高圧代替注水系， ほう酸水注入系ポンプ， 制御棒駆動水ポンプ， 高圧炉心注水系ポンプ， 電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに第一ガスタービン発電機， 第二ガスタービン発電機， 電源車， ディーゼル駆動消火ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

1.8.2.4 重大事故等時の対応手段の選択

(1) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.8.19 図に示す。

代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合，復水貯蔵槽が使用可能であれば格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水（初期水張り）を実施する。復水貯蔵槽が使用できない場合，消火系又は格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（初期水張り）を実施する。また，原子炉圧力容器が破損し，原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心を冠水冷却する場合においても，初期水張りを実施する際と同様の順で対応手段を選択し，原子炉格納容器下部へ注水する。

なお，消火系による原子炉格納容器下部への注水は，発電所構内（大湊側）で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及びろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための
対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.8.19 図に示す。

代替交流電源設備により交流電源が確保できるまでは、交流電源を必要としない高圧代替注水系により原子炉圧力容器へ注水し、代替交流電源設備により交流電源が確保できた段階で、高圧代替注水系に併せてほう酸水注入系によるほう酸水注入及び制御棒駆動系による原子炉圧力容器への注水を行う。また、低圧代替注水系の運転が可能となり発電用原子炉の減圧が完了するまでの期間は、高圧代替注水系により原子炉圧力容器への注水を継続するが、高圧代替注水系が使用できなくなった場合は高圧炉心注水系により原子炉圧力容器へ緊急注水する。

発電用原子炉の減圧が完了し、復水貯蔵槽が使用可能であれば低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水する。復水貯蔵槽が使用できない場合、消火系又は低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。その際も併せてほう酸水注入系によるほう酸水注入を行う。

なお、消火系による原子炉圧力容器への注水は、発電所構内（大湊側）で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないことが確認できた場合に実施する。

低圧代替注水を実施する際の注入配管の選択は、中央制御室からの操作が可能であって、注水流量が多いものを優先して使

用する。

溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のために原子炉圧力容器へ注水を実施している際，損傷炉心の冷却が未達成と判断した場合は，原子炉格納容器下部への注水操作を開始する。

第 1.8.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧 (1/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	-	格納容器下部注水系（常設）による 原子炉格納容器下部への注水	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁 原子炉格納容器 コリウムシールド 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 AM 設備別操作手順書 「MUWC による下部 D/W 注水」
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
		格納容器下部注水系（可搬型）による 原子炉格納容器下部への注水	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） ホース・接続口 復水補給水系配管・弁 原子炉格納容器 コリウムシールド 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による下部 D/W 注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（デブリ冷却）」
			防火水槽 ※1，※4 淡水貯水池 ※1，※4 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
		原子炉格納容器下部への注水 消火系による	ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク ※1 消火系配管・弁 復水補給水系配管・弁 原子炉格納容器 コリウムシールド 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる下部 D/W 注水」

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

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3: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:「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段、対処設備、手順書一覧 (2/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	—	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スパージャ 給水系配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備	重大事故等対処設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「MUC による原子炉注水」
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） ホース・接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スパージャ 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（デブリ冷却）」
			防火水槽 ※1, ※4 淡水貯水池 ※1, ※4 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
		原子炉圧力容器による消火系による注水	ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク ※1 消火系配管・弁 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スパージャ 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 代替所内電気設備 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる原子炉注水」

※1: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。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3: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:「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（3/3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	—	原子炉圧力容器への注水 高圧代替注水系による	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 復水補給水系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ） 給水系配管・弁・スパーージャ 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備 ※2 可搬型直流電源設備 ※2 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 「R/B制御」 ※3
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
		原子炉圧力容器へのほう酸水注入	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 「R/B制御」 AM設備別操作手順書 「SLCポンプによるほう酸水注入」
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
原子炉圧力容器への注水 制御棒駆動系による	制御棒駆動水ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 制御棒駆動系配管・弁 復水補給水系配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却系 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 「R/B制御」 AM設備別操作手順書 「CRDによる原子炉注水」 ※3		
	原子炉圧力容器への緊急注水 高圧炉心注水系による	高圧炉心注水系ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ 復水補給水系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	事故時運転転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV制御」 「R/B制御」 AM設備別操作手順書 「HPCF緊急注水」 ※3	

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3: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:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 1.8.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/7)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) 格納容器下部注水		
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 AM 設備別操作手順書 「MUWC による下部 D/W 注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 ・ 原子炉圧力容器下鏡部温度
		原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		制御棒の位置 制御棒操作監視系
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)
	操作	原子炉格納容器内の温度 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水位 格納容器下部水位
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)
		補機監視機能 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ (A) 吐出圧力 復水移送ポンプ (B) 吐出圧力 復水移送ポンプ (C) 吐出圧力
		水源の確保 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)

監視計器一覧 (2/7)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) 格納容器下部注水			
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による下部 D/W 注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水 (デブリ冷却)」	判断 基準	原子炉格納容器内の放射線量 率 原子炉圧力容器内の温度	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉圧力容器温度 ・ 原子炉圧力容器下鏡部温度
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		制御棒の位置	制御棒操作監視系
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) 防火水槽 淡水貯水池
		操作	原子炉格納容器内の温度
	原子炉格納容器内の水位		格納容器下部水位
	原子炉格納容器への注水量		復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)
	補機監視機能		可搬型代替注水ポンプ吐出圧力
	水源の確保		防火水槽 淡水貯水池

監視計器一覧 (3/7)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)		
1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) 格納容器下部注水				
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる下部 D/W 注水」	判断 基準	原子炉格納容器内の放射線量率 原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の圧力 原子炉格納容器内の圧力 原子炉格納容器内の温度 原子炉格納容器内の水素濃度 制御棒の位置 電源 水源の確保		
		格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)		
		原子炉圧力容器温度 ・原子炉圧力容器下鏡部温度		
		原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)		
		原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)		
		格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)		
		ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度		
		格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)		
		制御棒操作監視系		
		M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧		
		復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) ろ過水タンク水位		
		操作	原子炉格納容器内の温度 原子炉格納容器内の水位 原子炉格納容器への注水量 補機監視機能 水源の確保	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
			格納容器下部水位	
			復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)	
			ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力	
			ろ過水タンク水位	

監視計器一覧 (4/7)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)		
1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水				
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「MWC による原子炉注水」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧	
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	
		原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)	
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出圧力 (A) 復水移送ポンプ吐出圧力 (B) 復水移送ポンプ吐出圧力 (C)	
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水 (デブリ冷却)」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
			電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
水源の確保			復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) 防火水槽 淡水貯水池	
操作		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	
		原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)	
		補機監視機能	可搬型代替注水ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	防火水槽 淡水貯水池	

監視計器一覧 (5/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)		
1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水				
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる原子炉注水」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧	
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) ろ過水タンク水位	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	
		原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)	
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	ろ過水タンク水位	
	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
			原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
電源			AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧	
水源の確保			復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
操作		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	
		原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量	
		補機監視機能	高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 高圧代替注水系タービン入口圧力 高圧代替注水系タービン排気圧力 高圧代替注水系ポンプ吸込圧力	
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	

監視計器一覧 (6/7)

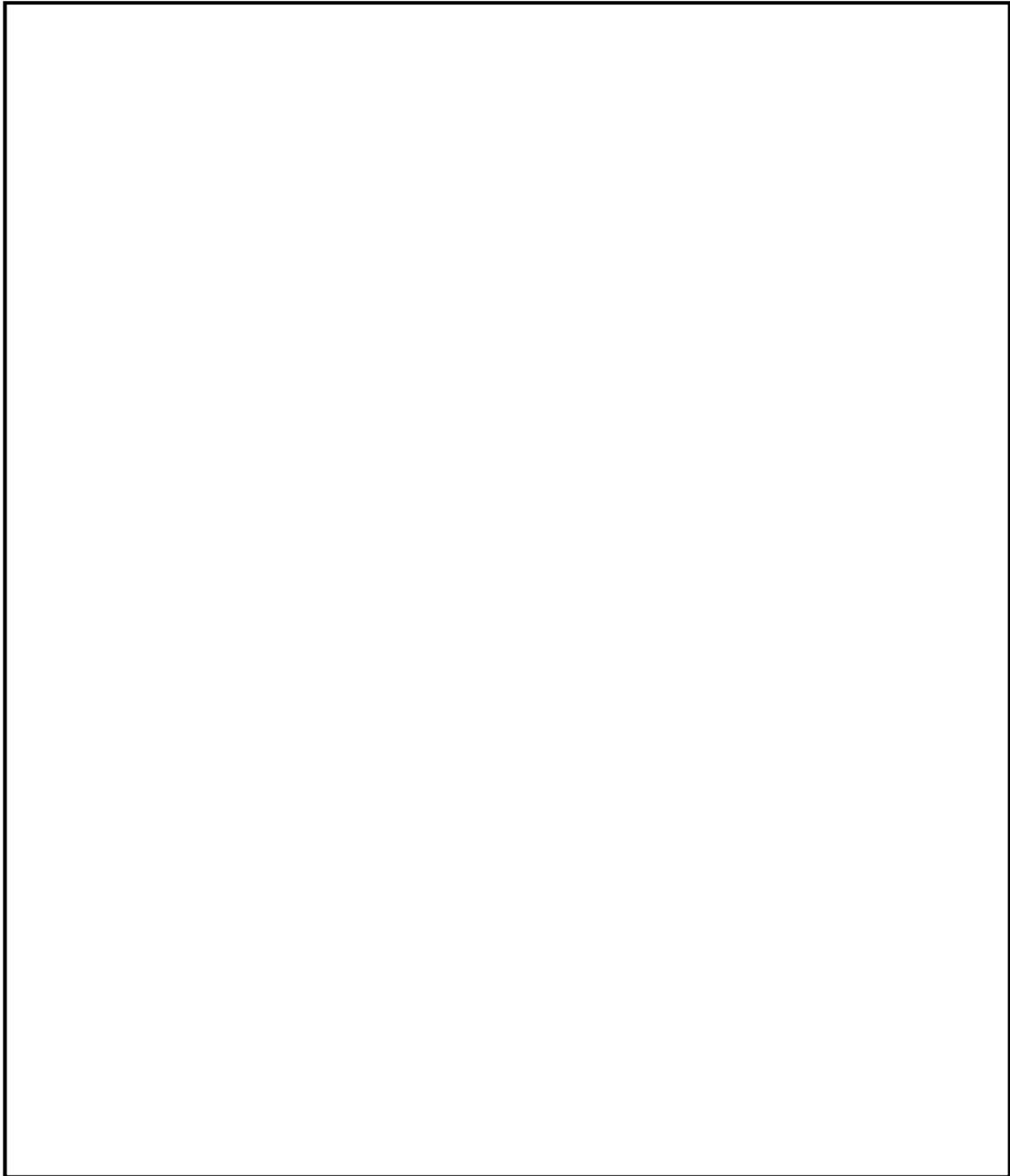
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)																						
1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水																								
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「SLC ポンプによるほう酸水注入」	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="611 443 667 1030" rowspan="4">判断基準</td> <td data-bbox="667 443 927 555">原子炉格納容器内の放射線量率</td> <td data-bbox="927 443 1355 555">格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 555 927 589">原子炉圧力容器内の温度</td> <td data-bbox="927 555 1355 589">原子炉圧力容器温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 589 927 701">原子炉圧力容器内の水位</td> <td data-bbox="927 589 1355 701">原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 701 927 857">電源</td> <td data-bbox="927 701 1355 857">M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧</td> </tr> <tr> <td data-bbox="611 857 667 1030" rowspan="2">操作</td> <td data-bbox="667 857 927 969">原子炉圧力容器内の水位</td> <td data-bbox="927 857 1355 969">原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 969 927 1030">原子炉圧力容器内の圧力</td> <td data-bbox="927 969 1355 1030">原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)</td> </tr> </table>	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)									
判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率		格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)																					
	原子炉圧力容器内の温度		原子炉圧力容器温度																					
	原子炉圧力容器内の水位		原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)																					
	電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧																						
操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)																						
	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)																						
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「CRD による原子炉注水」	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="611 1030 667 1350" rowspan="4">判断基準</td> <td data-bbox="667 1030 927 1142">原子炉圧力容器内の水位</td> <td data-bbox="927 1030 1355 1142">原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 1142 927 1243">電源</td> <td data-bbox="927 1142 1355 1243">M/C C 電圧 P/C C-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 1243 927 1288">補機監視機能</td> <td data-bbox="927 1243 1355 1288">原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 1288 927 1350">水源の確保</td> <td data-bbox="927 1288 1355 1350">復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="611 1350 667 1722" rowspan="6">操作</td> <td data-bbox="667 1350 927 1462">原子炉圧力容器内の水位</td> <td data-bbox="927 1350 1355 1462">原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 1462 927 1507">原子炉圧力容器内の圧力</td> <td data-bbox="927 1462 1355 1507">原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 1507 927 1574">原子炉圧力容器内の温度</td> <td data-bbox="927 1507 1355 1574">原子炉圧力容器温度 ・ 原子炉圧力容器下鏡部温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 1574 927 1641">原子炉圧力容器への注水量</td> <td data-bbox="927 1574 1355 1641">制御棒駆動系系統流量</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 1641 927 1686">補機監視機能</td> <td data-bbox="927 1641 1355 1686">制御棒駆動系充てん水ライン圧力</td> </tr> <tr> <td data-bbox="667 1686 927 1722">水源の確保</td> <td data-bbox="927 1686 1355 1722">復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)</td> </tr> </table>	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	電源	M/C C 電圧 P/C C-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧	補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量	水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ・ 原子炉圧力容器下鏡部温度	原子炉圧力容器への注水量	制御棒駆動系系統流量	補機監視機能	制御棒駆動系充てん水ライン圧力	水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)	
判断基準	原子炉圧力容器内の水位		原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)																					
	電源		M/C C 電圧 P/C C-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧																					
	補機監視機能		原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量																					
	水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)																						
操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)																						
	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)																						
	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ・ 原子炉圧力容器下鏡部温度																						
	原子炉圧力容器への注水量	制御棒駆動系系統流量																						
	補機監視機能	制御棒駆動系充てん水ライン圧力																						
	水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)																						

監視計器一覧 (7/7)

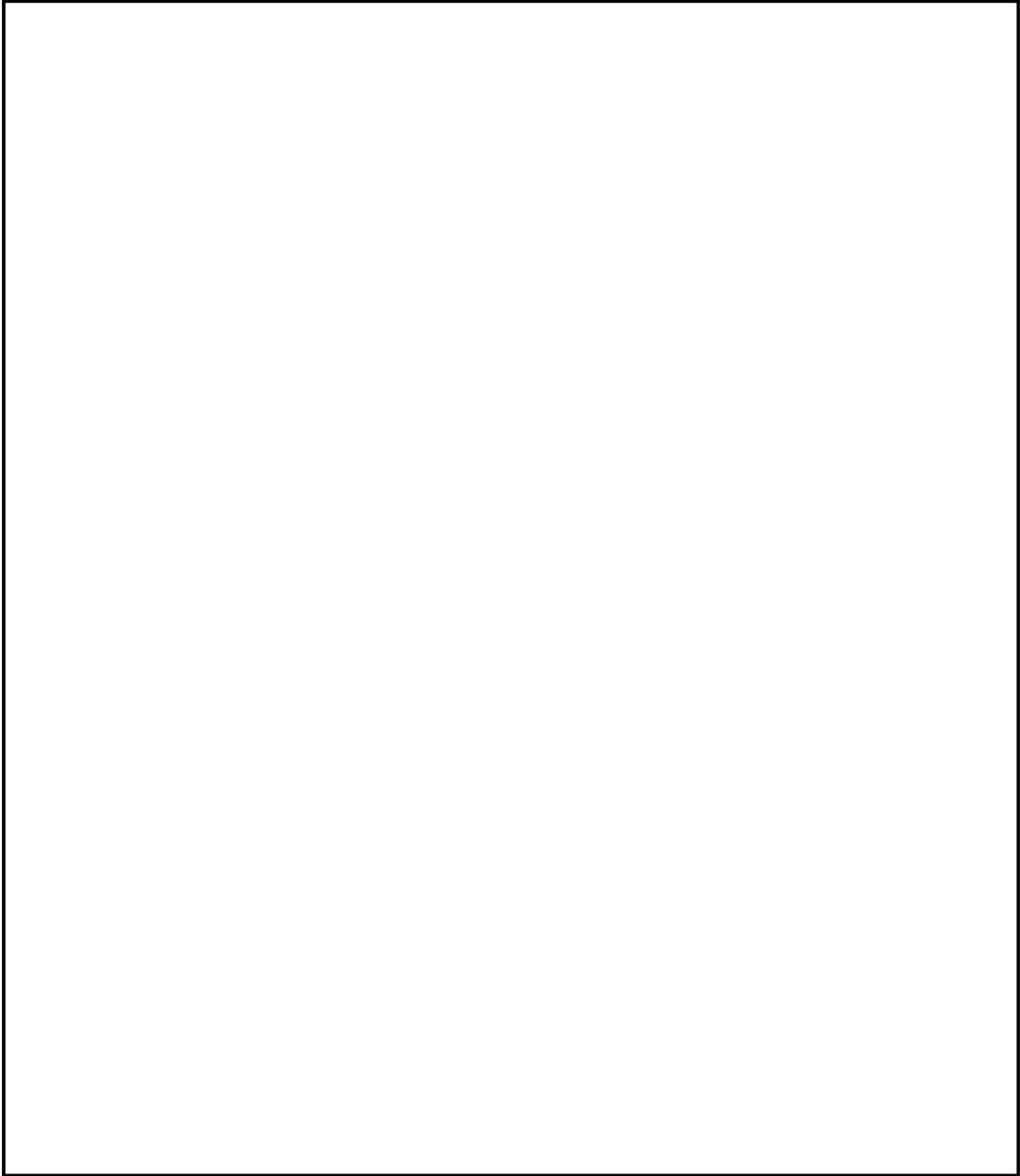
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水			
事故時運転転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「HPCF 緊急注水」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		電源	M/C D 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器への注水量	高压炉心注水系 (B) 系統流量
		補機監視機能	高压炉心注水系ポンプ (B) 吐出圧力
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)

第 1.8.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

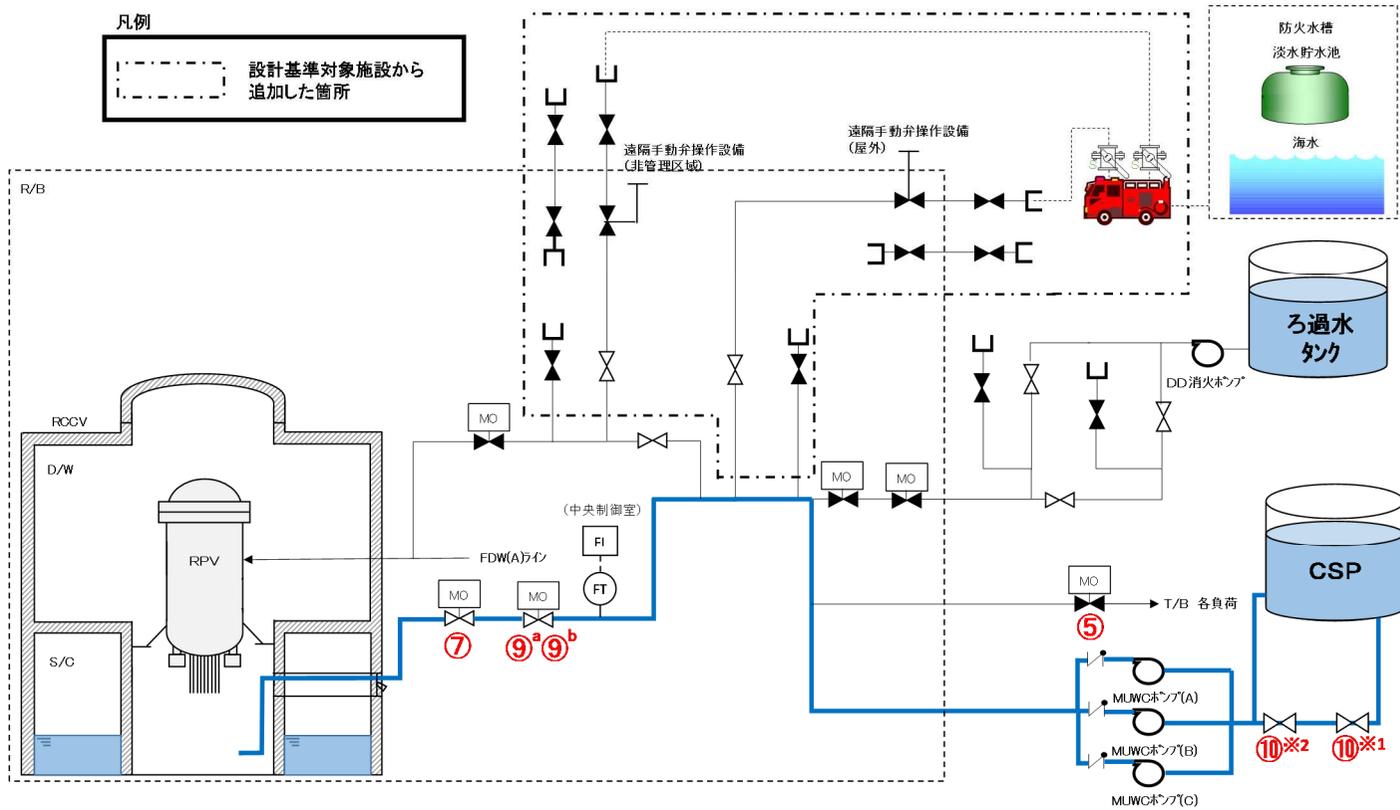
対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.8】 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等</p>	復水移送ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 AM 用 MCC
	復水補給水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 AM 用 MCC
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 AM 用 MCC
	高圧代替注水系弁	常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 AM 用直流 125V
	ほう酸水注入系ポンプ・弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A 系電源 計測用 B 系電源



第 1.8.1 図 SOP「RPV 制御」における対応フロー

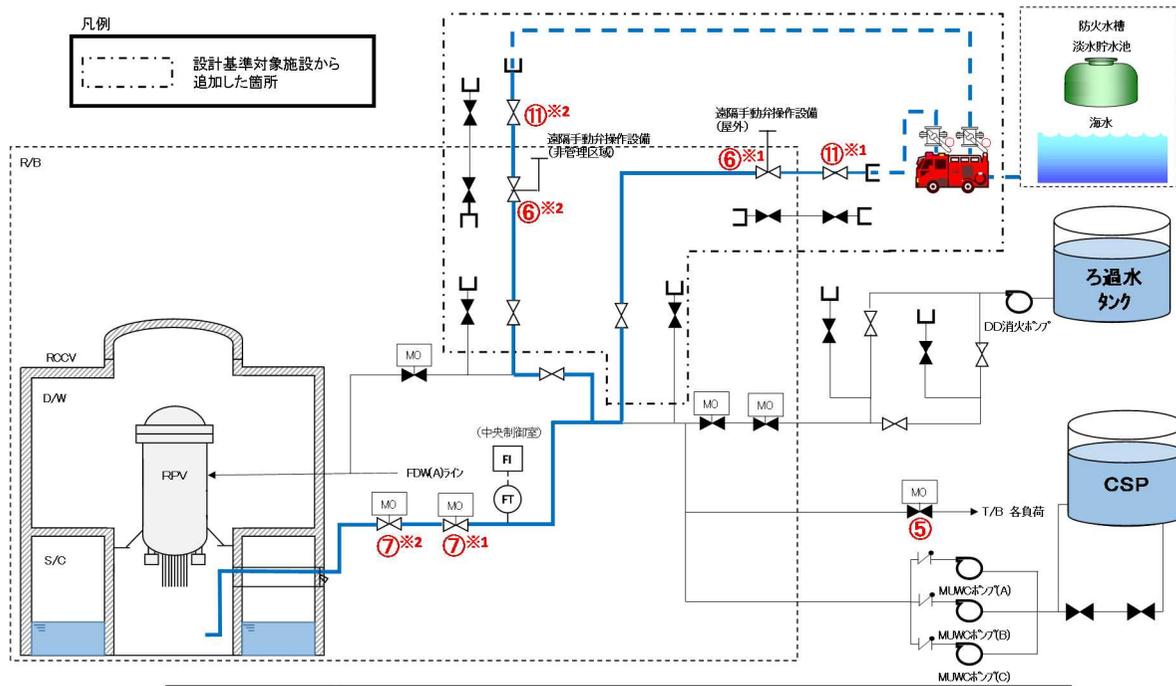


第 1.8.2 図 SOP「RPV 制御」、SOP「R/B 制御」における対応フロー



操作手順	弁名称
⑤	タービン建屋負荷遮断弁
⑦	下部ドライウェル注水ライン隔離弁
⑨ ^a ⑨ ^b	下部ドライウェル注水流量調節弁
⑩ ^{*1}	復水補給水系常/非常用連絡1次止め弁
⑩ ^{*2}	復水補給水系常/非常用連絡2次止め弁

第 1.8.3 図 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水 概要図

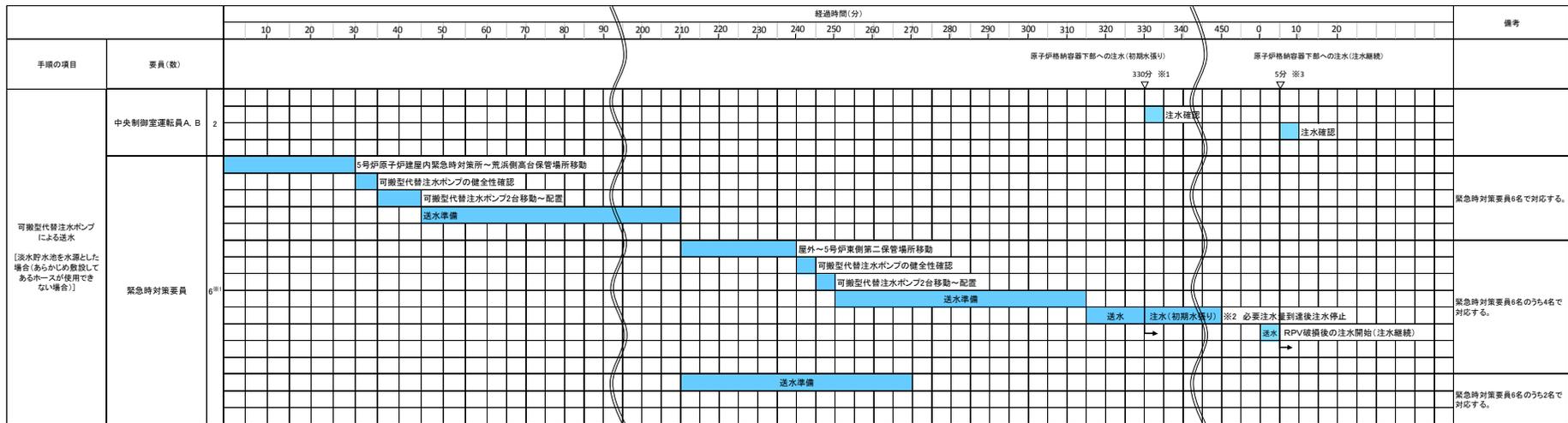


操作手順	弁名称
⑤	タービン建屋負荷遮断弁
⑥*1	MUWC接続口内側隔離弁(B)
⑥*2	MUWC接続口内側隔離弁(A)
⑦*1	下部ドライウェル注水流量調節弁
⑦*2	下部ドライウェル注水ライン隔離弁
⑪*1	MUWC接続口外側隔離弁1(B), MUWC接続口外側隔離弁2(B)
⑪*2	MUWC接続口外側隔離弁1(A), MUWC接続口外側隔離弁2(A)

第 1.8.5 図 格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水/海水） 概要図

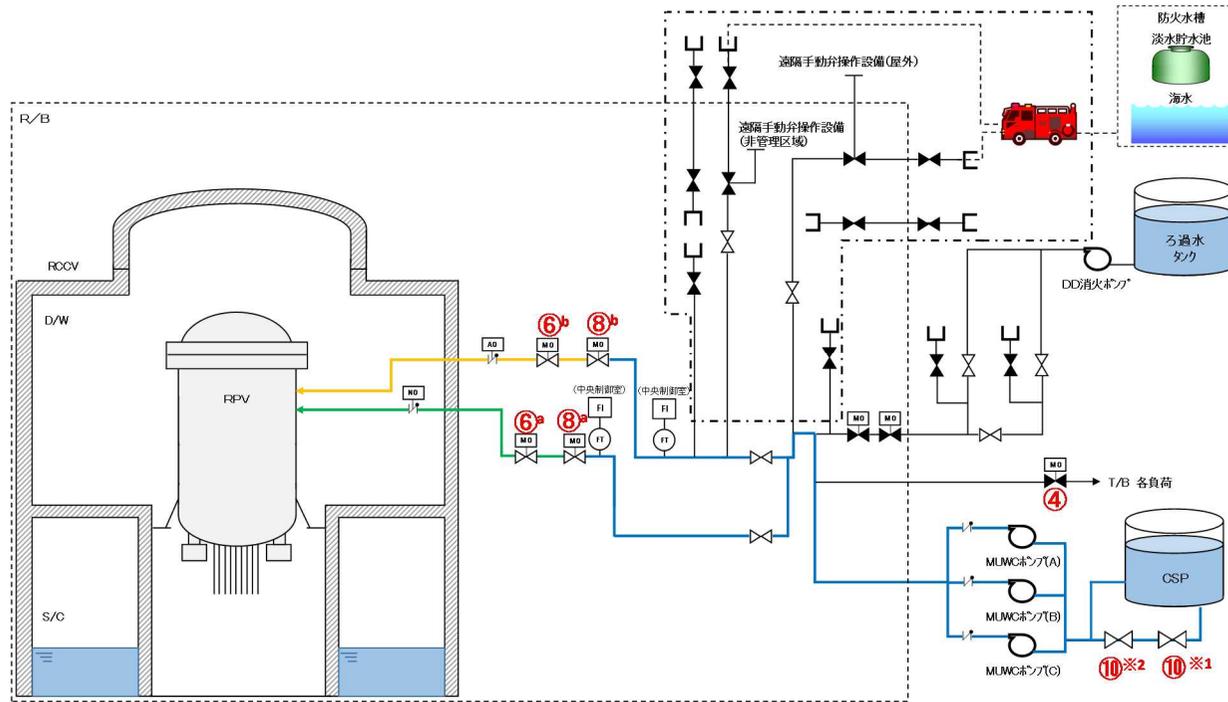
		経過時間(分)														備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90						
手順の項目	要員(数)	系統構成完了 35分														
格納容器下部注水系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水(淡水/海水)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確保													
			バイパス流防止措置, 系統構成													
	現場運転員 C, D	2	移動, 電源確保													
			移動, 遠隔手動弁操作設備による系統構成(非管理区域)													

第 1.8.6 図 格納容器下部注水系 (可搬型) による原子炉格納容器下部への注水 (淡水/海水)
(系統構成) タイムチャート



※1 緊急時対策要員6名で2ユニット分を対応した場合、6号炉への送水開始まで約330分、7号炉への送水開始まで約345分で可能である。
 緊急時対策要員10名で2ユニット分を対応した場合、6号炉及び7号炉への送水開始まで約225分で可能である。
 ※2 90m³/hにて120分注水。
 ※3 R P V破損が確認されてから注水開始までの時間。

第 1.8.7 図 格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水/海水）
 （可搬型代替注水ポンプによる送水）タイムチャート（3/3）



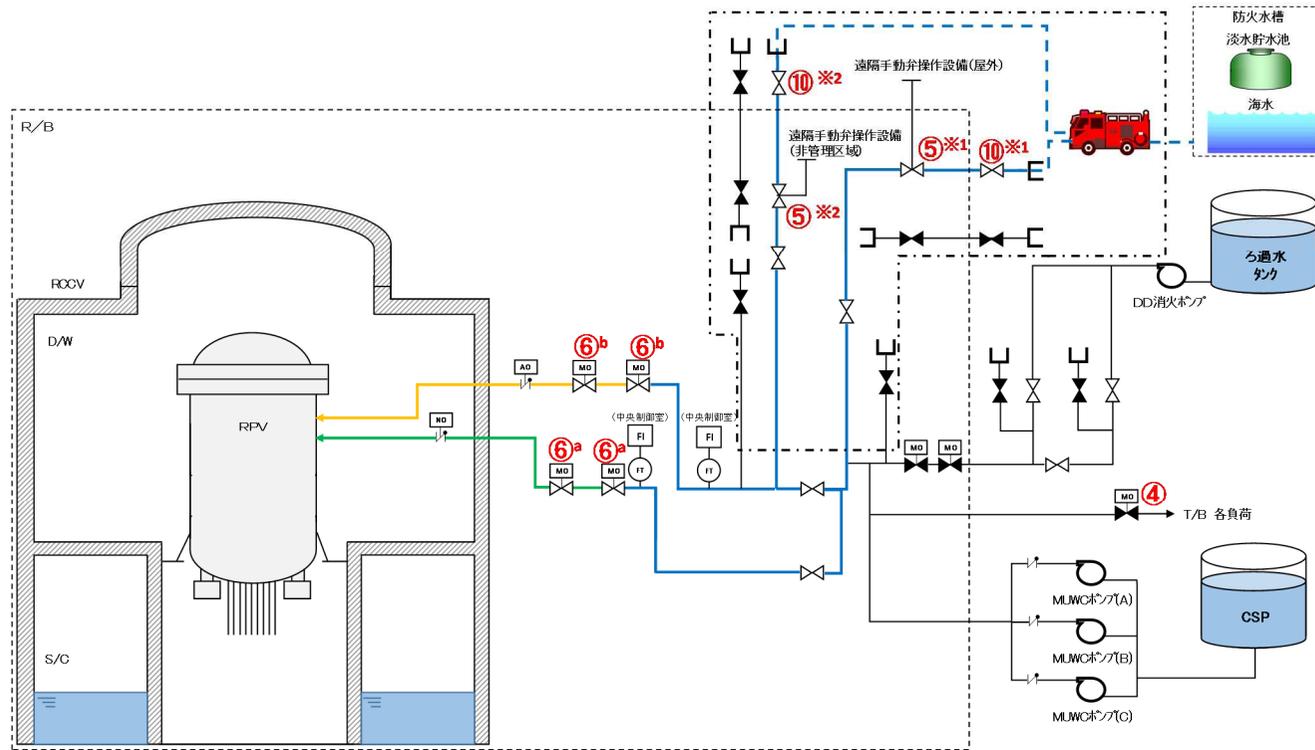
操作手順	弁名称
④	タービン建屋負荷遮断弁
⑥ ^a	残留熱除去系注入弁(B)
⑥ ^b	残留熱除去系注入弁(A)
⑧ ^a	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑧ ^b	残留熱除去系洗浄水弁(A)
⑩ ^{※1}	復水補給水系常/非常用連絡1次止め弁
⑩ ^{※2}	復水補給水系常/非常用連絡2次止め弁

凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.8.10 図 低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水 概要図

		経過時間(分)												備考	
		5	10	15	20	25									
手順の項目	要員(数)	低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水 12分													
低圧代替注水系(常設)による 原子炉压力容器への注水 (残留熱除去系(A)又は(B) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2													
	現場運転員 C, D	2													

第 1.8.11 図 低圧代替注水系 (常設) による原子炉压力容器への注水 タイムチャート



操作手順	弁名称
④	タービン建屋負荷遮断弁
⑤※1	MUWC接続口内側隔離弁(B)
⑤※2	MUWC接続口内側隔離弁(A)
⑥ ^a	残留熱除去系注入弁(B)
⑥ ^a	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑥ ^b	残留熱除去系注入弁(A)
⑥ ^b	残留熱除去系洗浄水弁(A)
⑩※1	MUWC接続口外側隔離弁1(B), MUWC接続口外側隔離弁2(B)
⑩※2	MUWC接続口外側隔離弁1(A), MUWC接続口外側隔離弁2(A)

凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.8.12 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水/海水） 概要図

		経過時間(分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90			
手順の項目	要員(数)	系統構成完了 20分											
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水 (残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認										
			バイパス流防止措置, 系統構成										
	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備による系統構成(非管理区域)										

第 1.8.13 図 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水(淡水/海水)
(系統構成) タイムチャート

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130
手順の項目	要員(数)	防火水槽を水源とした可搬型代替注水ポンプによる送水 125分 ※1													
可搬型代替注水ポンプによる送水 [防火水槽を水源とした場合]	緊急時対策要員	3 ^{※1}	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜高台保管場所移動 ※2												
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台の健全性確認												
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台移動～配置												
			送水準備												
			送水												

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用した場合は, 緊急時対策要員2名で105分以内で可能である。

※2 5号炉東側第二保管場所への移動は, 10分と想定する。

第 1.8.14 図 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水(淡水/海水)
(可搬型代替注水ポンプによる送水) タイムチャート(1/3)

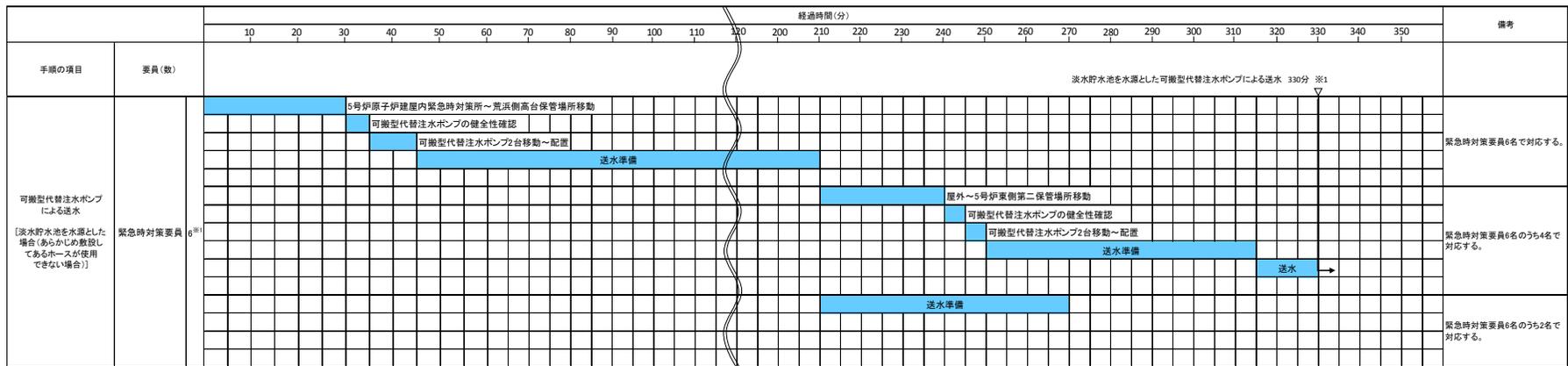
		経過時間(分)														備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140		
手順の項目	要員(数)	淡水貯水池を水源とした可搬型代替注水ポンプによる送水 140分 ※1															
可搬型代替注水ポンプによる送水 [淡水貯水池を水源とした場合 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)]	緊急時対策要員	2	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜側高台保管場所移動※2														
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動～淡水貯水池移動														
			貯水池出口弁「開」														
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動～配置、送水ライン水張り及び健全性確認														
			送水ホース及び消防ホース接続継手接続														
	送水																
	緊急時対策要員	2	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜側高台保管場所移動※2														
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台の健全性確認														
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)2台移動～配置														
			送水準備														
送水																	

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用した場合は、約120分で可能である。

※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

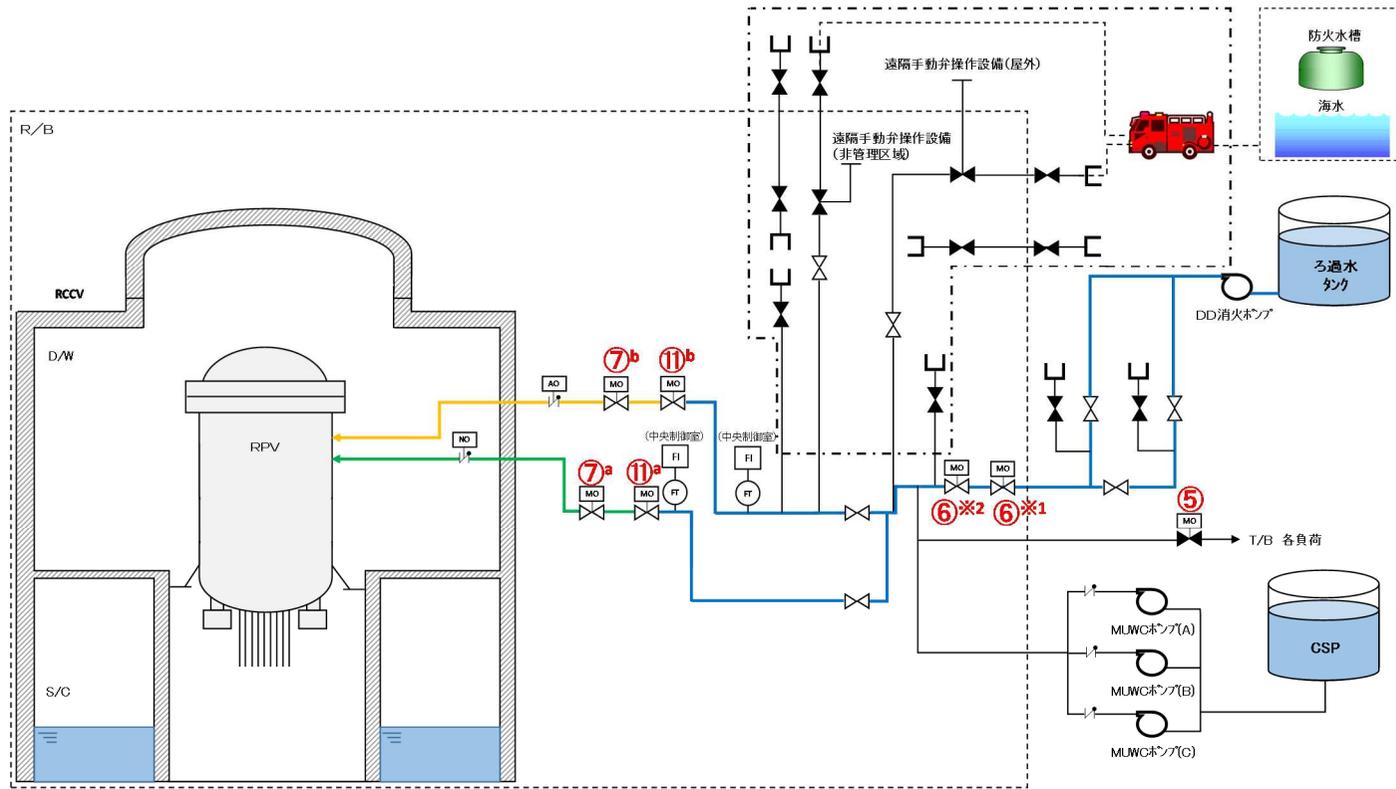
第 1.8.14 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水/海水）

（可搬型代替注水ポンプによる送水）タイムチャート（2/3）



※1 緊急時対策要員6名で2ユニット分を対応した場合、6号炉への送水開始まで約330分、7号炉への送水開始まで約345分で可能である。
緊急時対策要員10名で2ユニット分を対応した場合、6号炉及び7号炉への送水開始まで約225分で可能である。

第 1.8.14 図 低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水/海水）
（可搬型代替注水ポンプによる送水）タイムチャート（3/3）



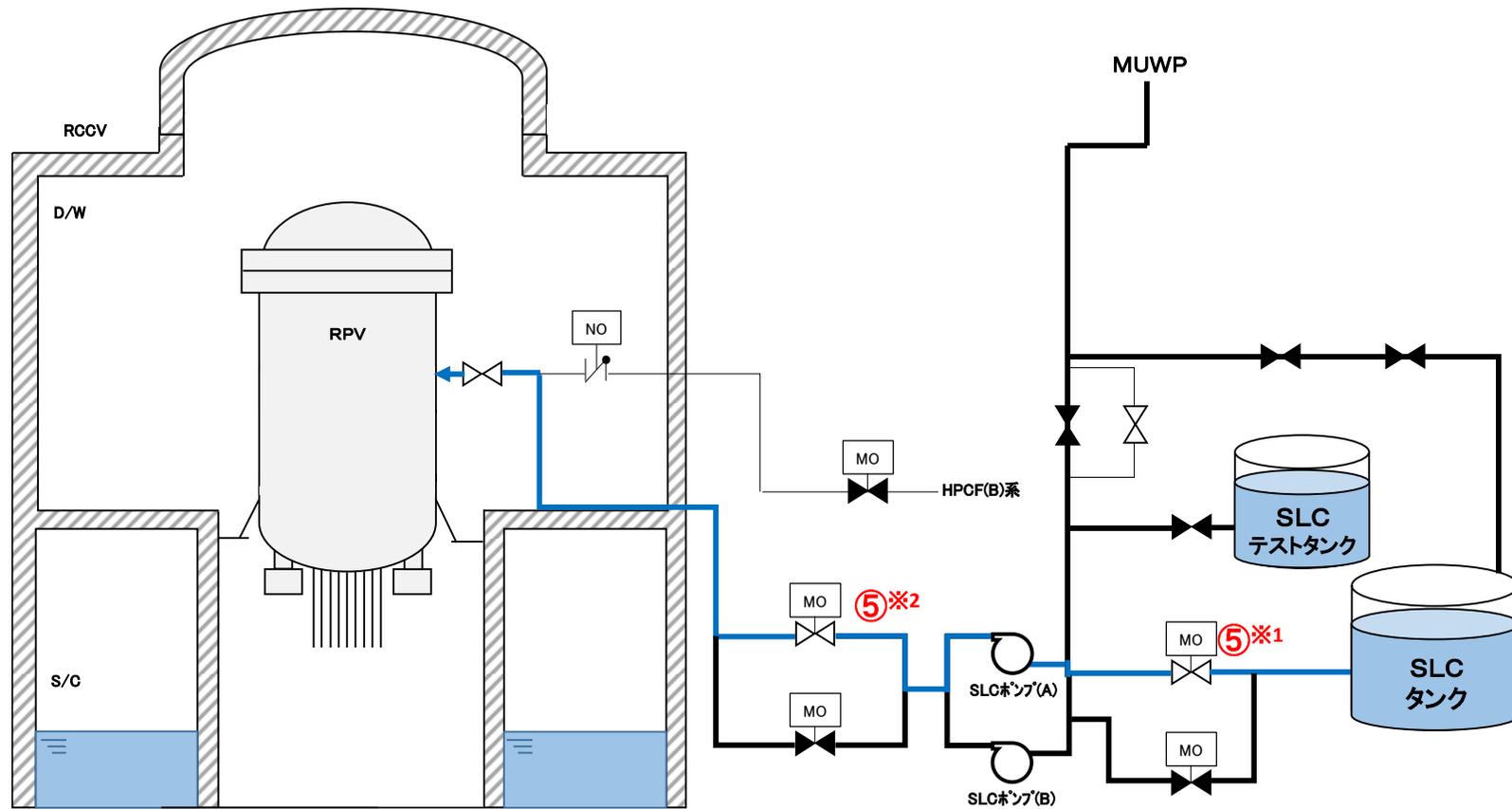
操作手順	弁名称
⑤	タービン建屋負荷遮断弁
⑥※1	復水補給水系消火系第1連絡弁
⑥※2	復水補給水系消火系第2連絡弁
⑦ ^a	残留熱除去系注入弁(B)
⑦ ^b	残留熱除去系注入弁(A)
⑪ ^a	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑪ ^b	残留熱除去系洗浄水弁(A)

凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.8.15 図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉压力容器への注水													
消火系による原子炉压力容器への注水 (残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確保確認												
			系統構成, バイパス流防止処置												
			注水開始, 注水状況確認												
	現場運転員 C, D	2	電源確保												
	5号炉運転員	2	消火ポンプ起動												

第 1.8.16 図 消火系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート



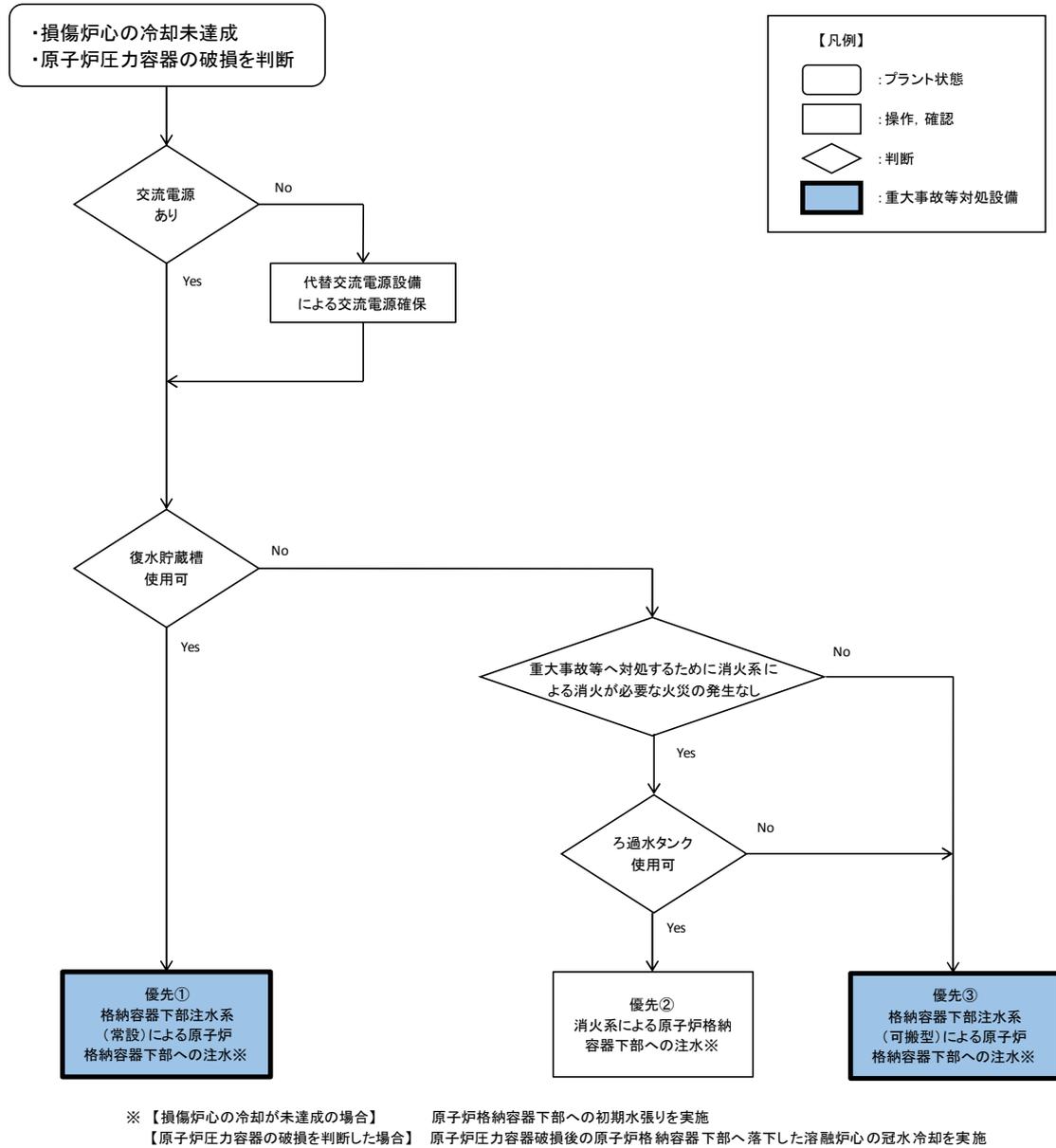
操作手順	弁名称
⑤※2	ほう酸水注入系注入弁(A)
⑤※1	ほう酸水注入系ポンプ吸込弁(A)

第 1.8.17 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入 概要図

			経過時間(分)												備考			
			10	20	30	40	50	60	70	80	90							
手順の項目	要員(数)		20分 ほう酸水注入系によるほう酸水注入開始 ▽															
ほう酸水注入系による 原子炉圧力容器への ほう酸水注入 (ほう酸水貯蔵タンク使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認															
			ポンプ起動, ほう酸水注入開始															
	現場運転員 C, D	2	移動, 電源確保															

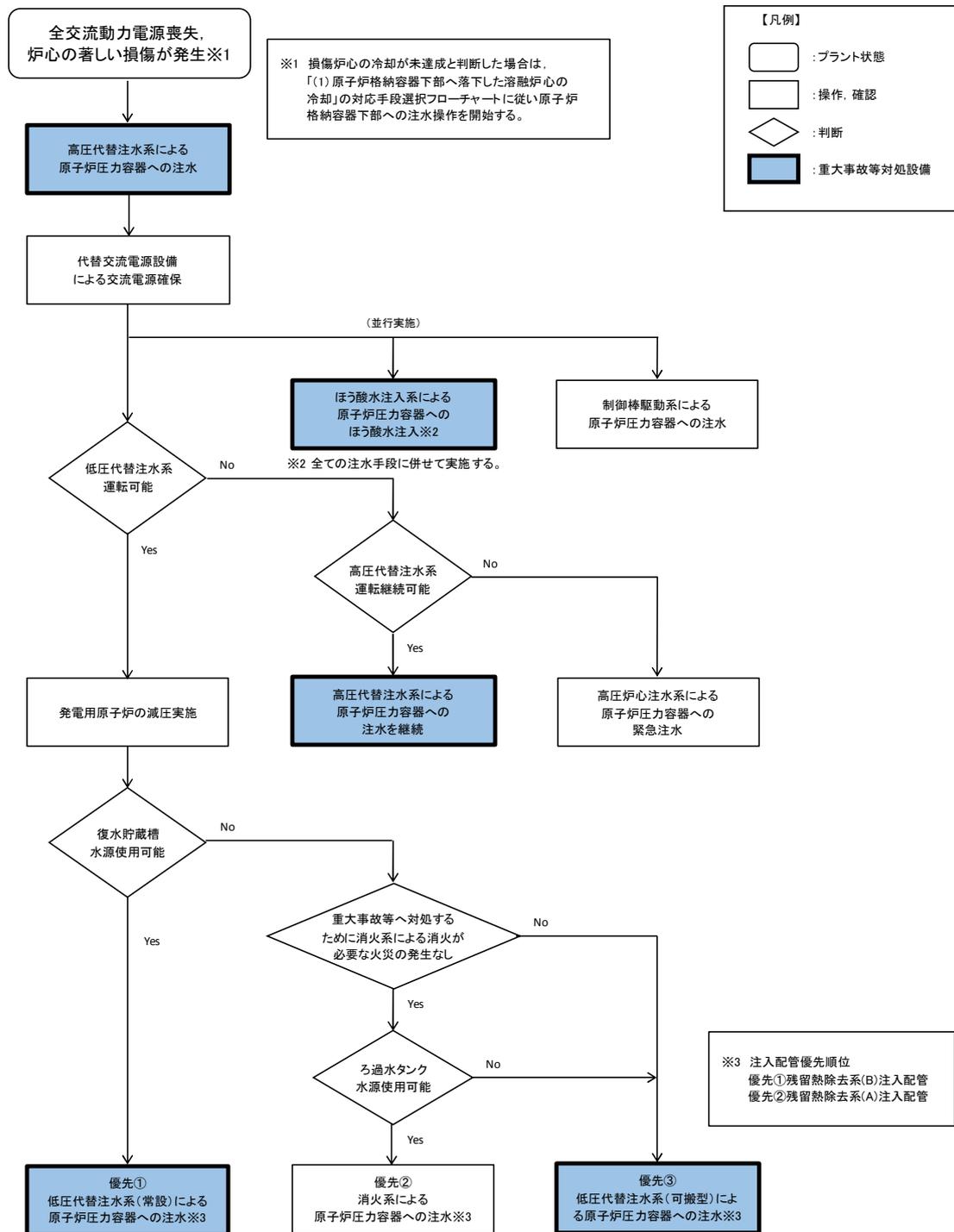
第 1.8.18 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入 タイムチャート

(1) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却



第 1.8.19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/2)

(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止



第 1.8.19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/2)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/3)

技術的能力審査基準 (1.8)	番号	設置許可基準規則 (51条)	技術基準規則 (66条)	番号
【本文】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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。	①	【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備を施設しなければならない。	④
【解釈】 1 「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心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。 なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウダリに接触することを防止するために行われるものである。	—	【解釈】 1 第51条に規定する「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウダリに接触することを防止するために行われるものである。	【解釈】 第66条に規定する「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウダリに接触することを防止するために行われるものである。	—
(1) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却 a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。	②	a) 原子炉格納容器下部注水設備を設置すること。原子炉格納容器下部注水設備とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 原子炉格納容器下部注水設備 (ポンプ車及び耐圧ホース等)を整備すること。(可搬型原子炉格納容器下部注水設備の場合は、接続する建屋内の流路をあらかじめ敷設すること。)	a) 原子炉格納容器下部注水設備を設置すること。原子炉格納容器下部注水設備とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 原子炉格納容器下部注水設備 (ポンプ車及び耐圧ホース等)を整備すること。 (可搬型の原子炉格納容器下部注水設備の場合は、接続する建屋内の流路をあらかじめ敷設すること。)	⑤
(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止 a) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備すること。	③	ii) 原子炉格納容器下部注水設備は、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。(ただし、建屋内の構造上の流路及び配管を除く。) b) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。	ii) 原子炉格納容器下部注水設備は、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。(ただし、建屋内の構造上の流路及び配管を除く。) b) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。	⑥ ⑦

■ : 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
格納容器下部注水系(常設)による注水	復水移送ポンプ	既設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	消火系による原子炉格納容器下部への注水	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	30分	6名	自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			ろ過水タンク	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設			消火系配管・弁	常設			
	高圧炉心注水系配管・弁	既設			復水補給水系配管・弁	常設			
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設			
	コリウムシールド	新設			コリウムシールド	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	第二代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	代替所内電気設備	既設			代替所内電気設備	常設			
格納容器下部注水系(可搬型)による注水	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	燃料補給設備	常設 可搬	30分	6名	自主対策とする理由は本文参照	
	防火水槽 ※1	新設							
	淡水貯水池 ※1	新設							
	ホース・接続口	新設							
	復水補給水系配管・弁	既設 新設							
	原子炉格納容器	既設							
	コリウムシールド	新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
第二代替交流電源設備	新設								
可搬型代替交流電源設備	新設								
代替所内電気設備	既設 新設								
燃料補給設備	既設 新設								

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源 (措置)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/3)

重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策							
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考		
低圧代替注水系（常設）による 原子炉圧力容器への注水	復水移送ポンプ	既設	① ③ ④	消火系による 原子炉圧力容器への注水	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	30分	6名	自主対策とする理由は本文参照		
	復水貯蔵槽	既設			ろ過水タンク	常設					
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			消火系配管・弁	常設					
	残留熱除去系配管・弁・スパーージャ	既設			復水補給水系配管・弁	常設					
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設			残留熱除去系配管・弁・スパーージャ	常設					
	高圧炉心注水系配管・弁	既設			給水系配管・弁・スパーージャ	常設					
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設					
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設					
	第二代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設					
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬					
	代替所内電気設備	既設 新設			代替所内電気設備	常設					
	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	新設			燃料補給設備	常設 可搬					
	低圧代替注水系（可搬型）による 原子炉圧力容器への注水	防火水槽 ※1			新設	① ③ ④				-	-
淡水貯水池 ※1		新設									
ホース・接続口		新設									
復水補給水系配管・弁		既設 新設									
残留熱除去系配管・弁・スパーージャ		既設									
給水系配管・弁・スパーージャ		既設									
原子炉圧力容器		既設									
常設代替交流電源設備		新設									
第二代替交流電源設備		新設									
可搬型代替交流電源設備		新設									
代替所内電気設備		既設 新設									
燃料補給設備		既設 新設									
高圧代替注水系による 原子炉圧力容器への注水		高圧代替注水系ポンプ	新設	① ③ ④	原子制御棒駆動系による 原子炉圧力容器への注水		制御棒駆動水ポンプ	常設	20分		
	復水貯蔵槽	既設	復水貯蔵槽			常設					
	高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁	新設	制御棒駆動系配管・弁			常設					
	主蒸気系配管・弁	既設	復水補給水系配管・弁			常設					
	原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁	既設	原子炉圧力容器			常設					
	高圧代替注水系（注水系）配管・弁	新設	原子炉補機冷却系			常設					
	復水補給水系配管・弁	既設	常設代替交流電源設備			常設					
	高圧炉心注水系配管・弁	既設	第二代替交流電源設備			常設					
	原子炉圧力容器への注水	残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ）	既設		① ③ ④	高圧炉心注水系による 原子炉圧力容器への緊急注水	高圧炉心注水系ポンプ	常設	25分	2名	自主対策とする理由は本文参照
		給水系配管・弁・スパーージャ	既設				復水貯蔵槽	常設			
		原子炉圧力容器	既設				高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ	常設			
		常設代替直流電源設備	新設				復水補給水系配管・弁	常設			
		可搬型直流電源設備	新設				原子炉圧力容器	常設			
常設代替交流電源設備	新設	常設代替交流電源設備	常設								
第二代替交流電源設備	新設	第二代替交流電源設備	常設								
可搬型代替交流電源設備	新設	-	-	-							

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/3)

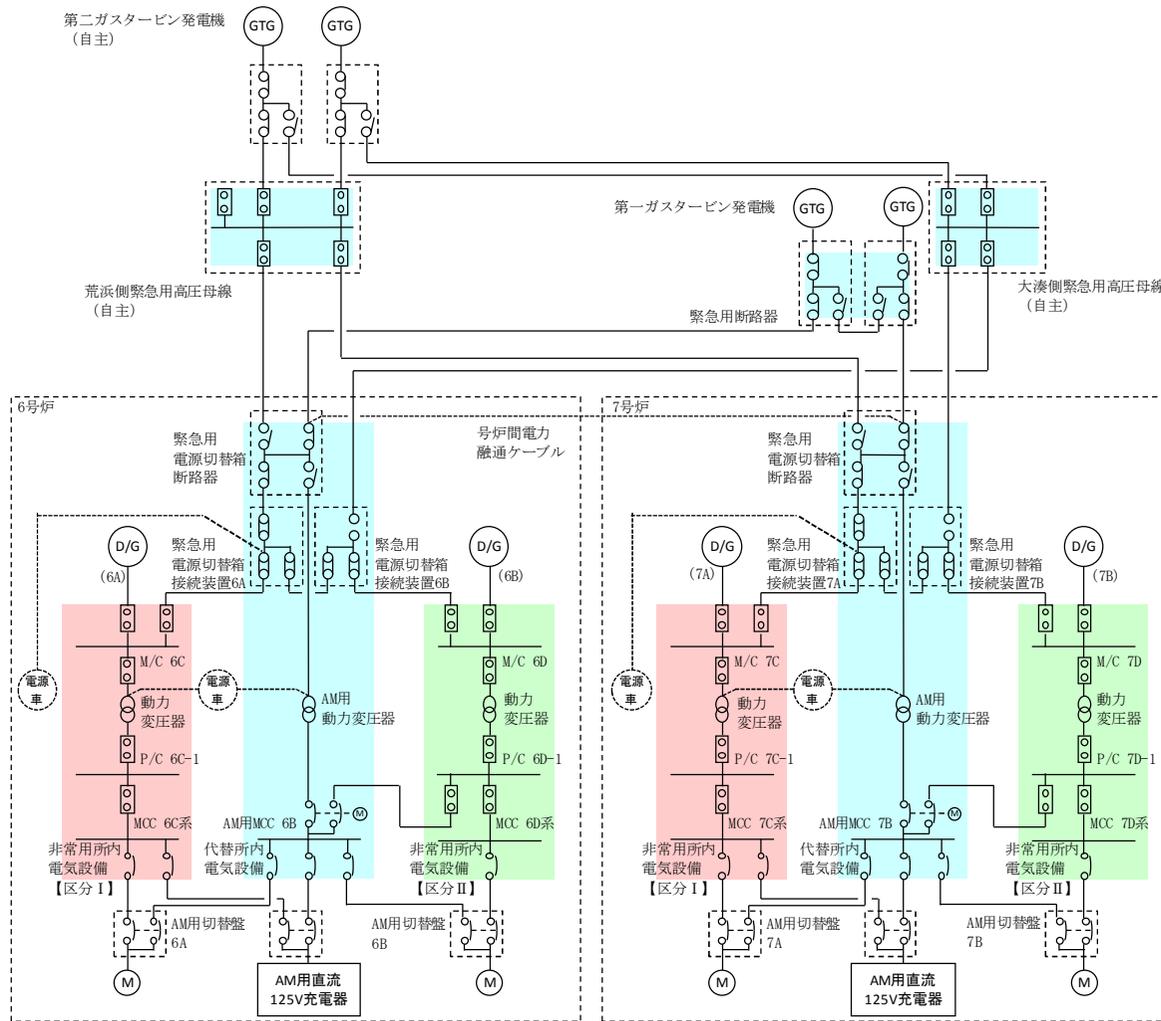
: 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
原子炉 圧力容器へのほう酸水注入系によるほう酸水注入	ほう酸水注入系ポンプ	既設	① ③ ④	-	-	-	-	-	-
	ほう酸水注入系貯蔵タンク	既設							
	ほう酸水注入系配管・弁	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	第二代代替交流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源 (措置)

対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.8.2



※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

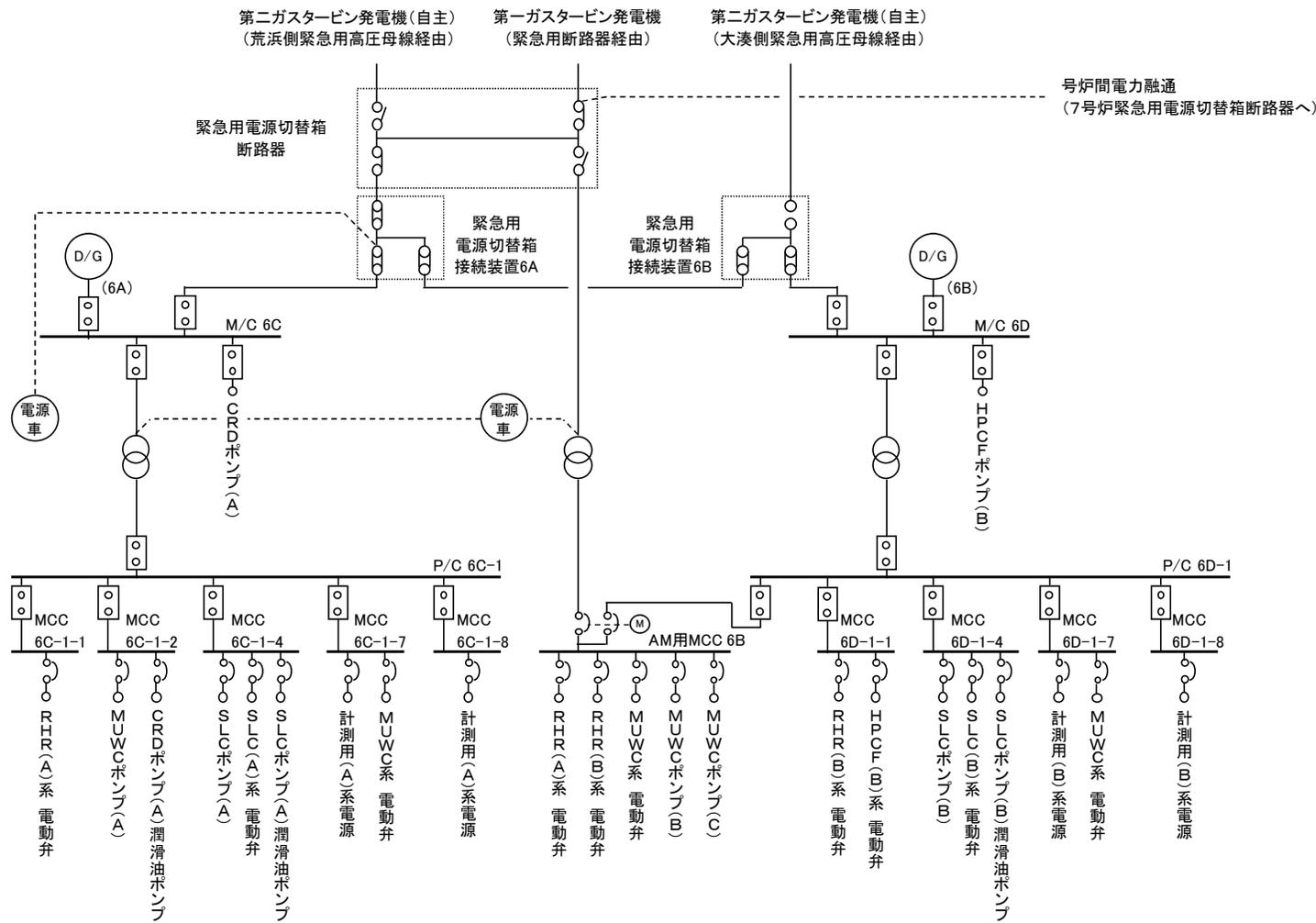
【凡例】

- : ガスタービン発電機
- : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- : 緊急用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 切替装置

【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルクラッド開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロール・センタ

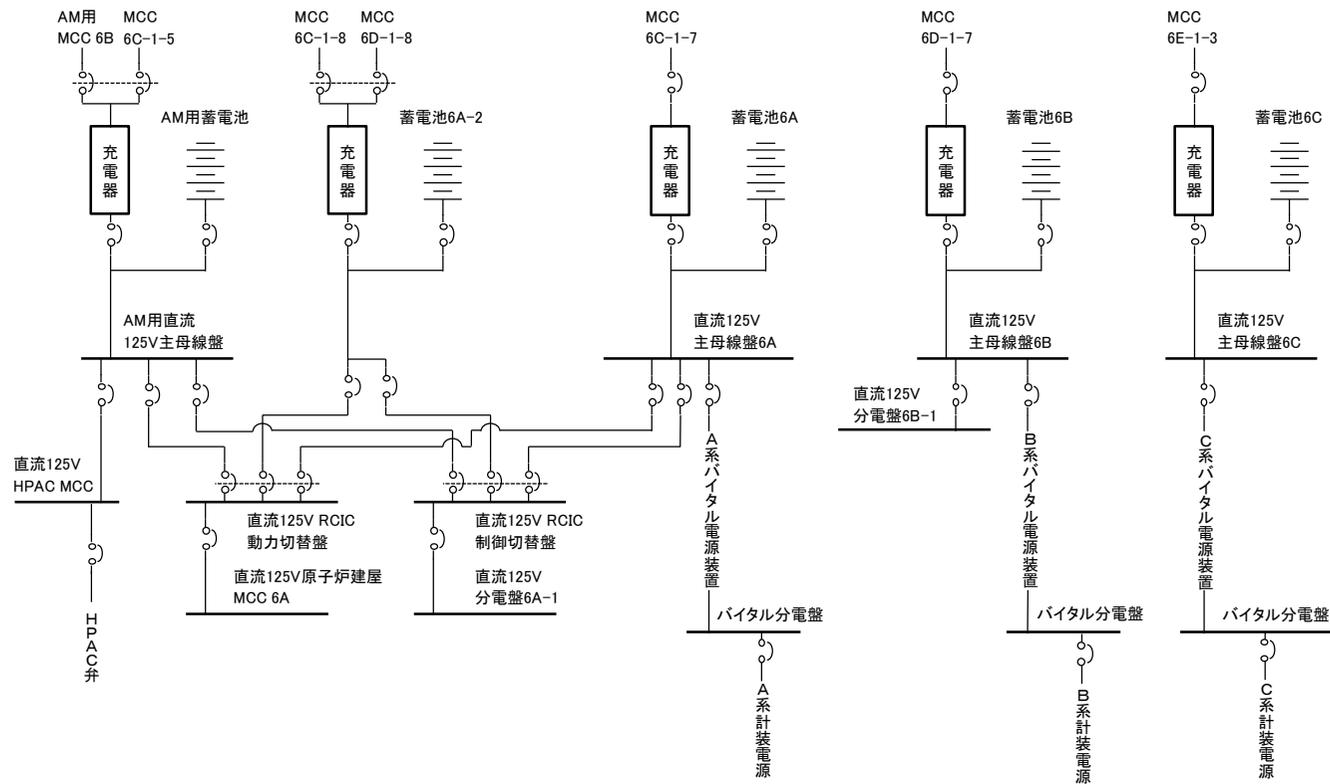
第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



- 【凡例】**
- : 非常用ディーゼル発電機
 - : 遮断器
 - : 断路器
 - : 配線用遮断器
 - : 接続装置
 - : 電動切替装置
 - : 動力変圧器

- 【略語】**
- D/G : 非常用ディーゼル発電機
 - M/C : メタルクラッド開閉装置
 - P/C : パワーセンタ
 - MCC : モーターコントロールセンタ

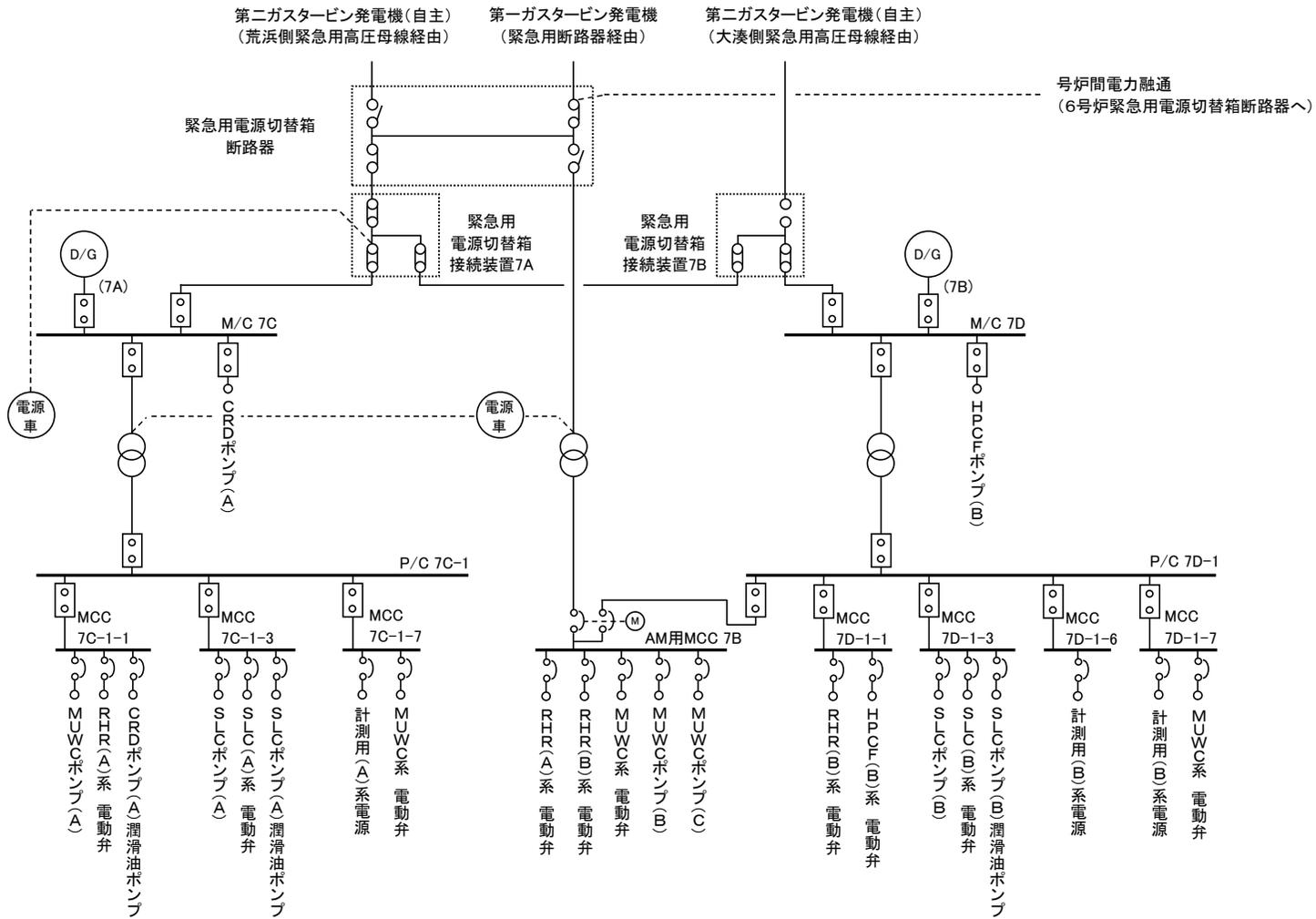
第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



【凡例】
 :蓄電池
 :配線用遮断器

【略語】
MCC :モータ・コントロール・センタ

第3図 6号炉 電源構成図 (直流電源)



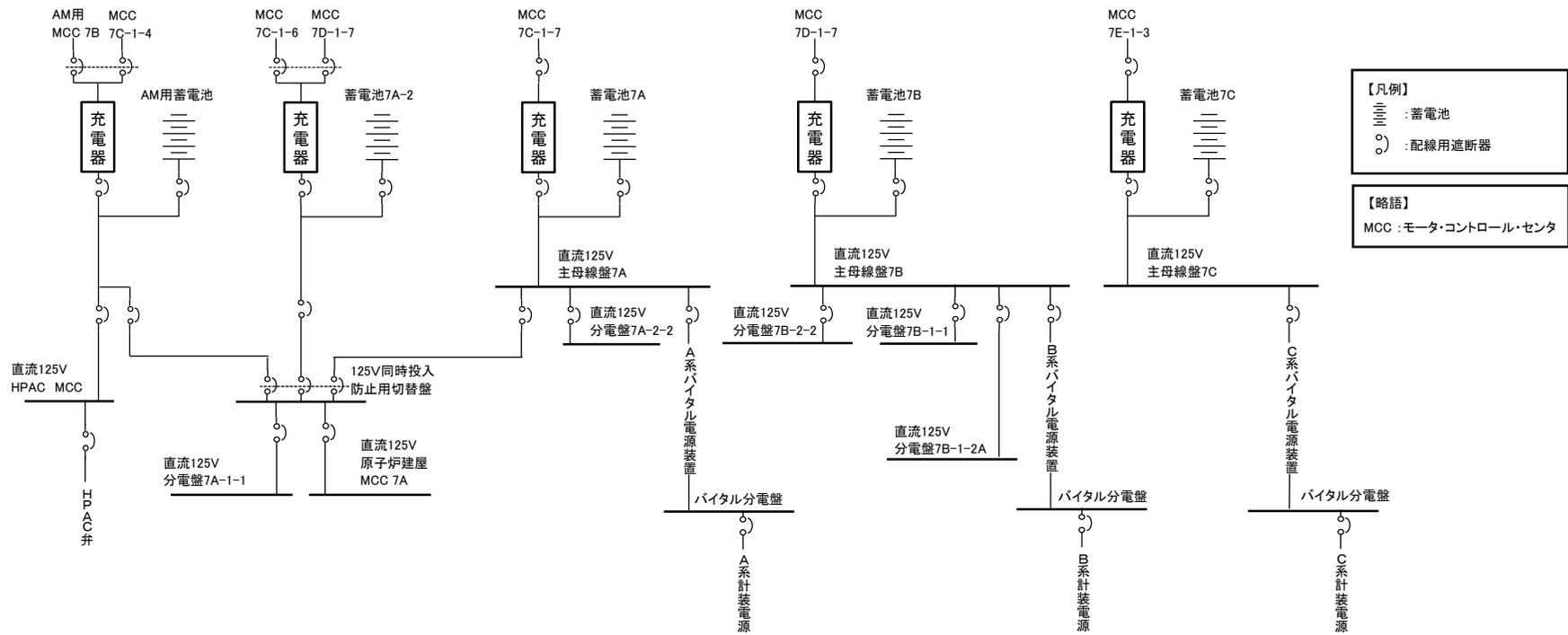
【凡例】

- : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- : 断路器
- : 配線用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 動力変圧器

【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルクラッド開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロール・センタ

第4図 7号炉 電源構成図 (交流電源)



第5図 7号炉 電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水

(1) 復水貯蔵槽水源確保

a. 操作概要

復水貯蔵槽を水源として復水移送ポンプにより原子炉格納容器下部へ注水する際に、ポンプの吸込ラインを通常のラインから復水貯蔵槽下部からのラインに切り替えることにより水源を確保する。

b. 作業場所

廃棄物処理建屋 地下3階（管理区域）

c. 必要要員数及び時間

復水貯蔵槽水源確保に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数：2名（現場運転員2名）

想定時間：15分（実績時間：14分）

d. 操作の成立性について

作業環境：バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路：バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段：通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



反射テープ



復水移送ポンプ吸込ライン切替え

2. 格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水/海水）

(1) 遠隔手動弁操作設備を使用する場合の系統構成

a. 操作概要

格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する際の系統構成として MUWC 接続口内側隔離弁 (A) を全開するため、非管理区域にて遠隔手動弁操作設備を使用して弁操作を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 2 階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

遠隔手動弁操作設備を使用した弁操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数: 2 名（現場運転員 2 名）

想定時間 : 20 分（実績時間: 15 分）

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

放射性物質が放出される可能性があることから、操作は防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 一般工具を使用した簡易な操作であり、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

(2) 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水準備及び送水

a. 操作概要

緊急時対策本部は、格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水が必要な状況において、接続口（ホース接続箇所）及び水源を選定し、送水ルートを決する。

現場では、指示された送水ルートを確保した上で、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により送水する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋周辺、防火水槽周辺、淡水貯水池周辺）

c. 必要要員数及び時間

格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水のうち、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数：「防火水槽を水源とした場合」

3 名（緊急時対策要員 3 名）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」

4 名（緊急時対策要員 4 名）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」

6 名（緊急時対策要員 6 名）

想定時間：「防火水槽を水源とした場合」

3 名の場合 125 分（実績時間なし）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）」

140 分（実績時間なし）

「淡水貯水池を水源とした場合（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）」

330 分（実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明・ヘッドライト、懐中電灯及び LED 多機能ライトにより、夜間における作業性を確保している。

放射性物質の放出に備え、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか、ヘッドライト、懐中電灯及び LED 多機能ライトを携行しており、夜間においても接近可能である。

また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性：可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）からのホースの接続は、汎用の結合金具（オス・メス）であり、容易に実施可能である。また、作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十

分な作業スペースを確保している。
連絡手段:通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。



[防火水槽を水源とした場合]
防火水槽への吸管投入



[淡水貯水池を水源とした場合]
ホースと可搬型代替注水ポンプ
吸管との接続



ホースを建屋接続口まで敷設

3. 格納容器下部注水系（常設若しくは可搬型）又は消火系による原子炉格納容器下部への注水（受電操作）

a. 操作概要

格納容器下部注水系（常設若しくは可搬型）又は消火系による原子炉格納容器下部への注水の系統構成のために電源を確保する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階（非管理区域）

コントロール建屋 地下1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び時間

格納容器下部注水系（常設若しくは可搬型）又は消火系による原子炉格納容器下部への注水のうち、現場での受電操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名（現場運転員2名）

想定時間 :20分（実績時間:18分）

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作ではあるが、放射性物質の放出に備え、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常受電操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

4. 格納容器下部注水と低圧代替注水の組み合わせについて

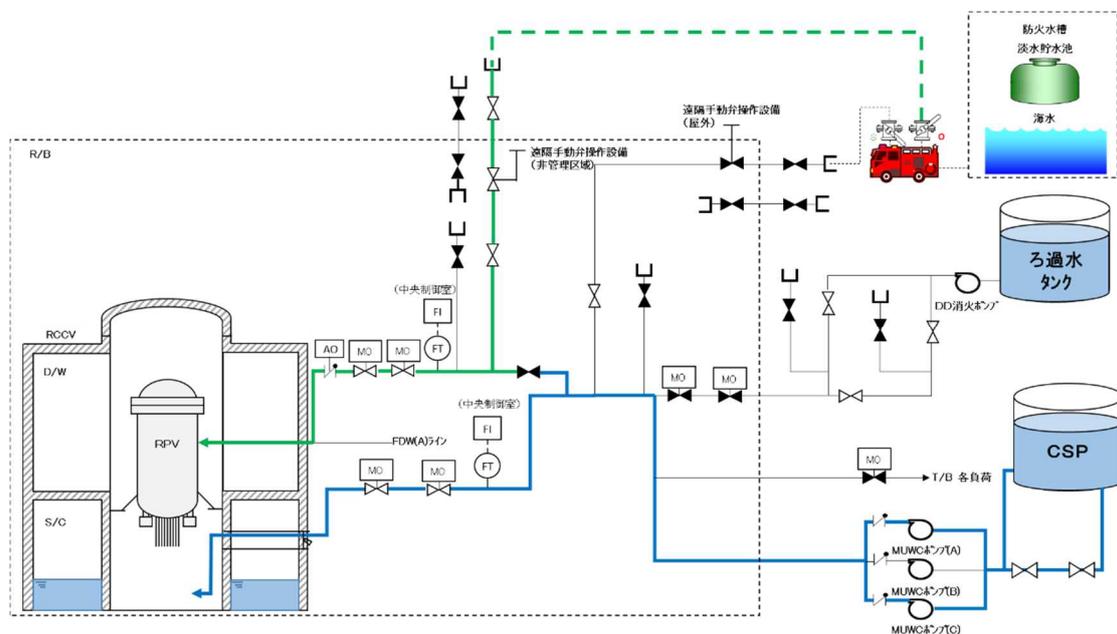
復水移送ポンプ，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）にて原子炉格納容器下部への注水が実施できるが，同時に原子炉圧力容器への低圧代替注水も実施可能である。

以下に，これらの代替設備を使用した原子炉格納容器下部への注水と原子炉圧力容器への注水の同時操作について記す。

事故後，電源が復旧可能であれば復水移送ポンプによる原子炉格納容器下部への注水と原子炉圧力容器への注水を実施する。

残留熱除去系(A)注入配管から原子炉圧力容器への注水を継続しながら，復水補給水系の注水配管から原子炉格納容器下部への注水を並行して実施することができる。

可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉圧力容器への注水準備が完了後，原子炉圧力容器への注水を復水移送ポンプから可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）へ切り替え，原子炉格納容器下部への注水は復水移送ポンプにて継続して実施する。これにより，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉圧力容器への注水（緑ライン）と復水移送ポンプによる原子炉格納容器下部への注水（青ライン）を組み合わせると同時に並行的に実施することが可能である。



第 1 図 復水移送ポンプによる原子炉格納容器下部への注水及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉圧力容器への注水

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容		解釈
1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順	(1)原子炉压力容器への注水	d. 高压代替注水系による原子炉压力容器への注水	原子炉圧力指示値が規定値以上	原子炉圧力指示値が <input type="text"/> 以上

操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容	解釈		
1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手順	(1) 格納容器下部注水	a. 格納容器下部注水系(常設)による原子炉格納容器下部への注水	復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上 復水移送ポンプ吐出圧力指示値が [] 以上		
1.8.2.2 熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順	(1) 原子炉圧力容器への注水	a. 低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水	復水移送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上 原子炉圧力容器内の圧力が復水移送ポンプの吐出圧力以下	復水移送ポンプ吐出圧力指示値が [] 以上 原子炉圧力容器内の圧力が [] 以下	
			復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値の上昇	復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値が300m ³ /h程度まで上昇	
			復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値の上昇	復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値が [] 程度まで上昇	
		b. 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水(淡水/海水)	原子炉圧力指示値が可搬型代替注水ポンプの吐出圧力以下	原子炉圧力指示値が [] 以下	
			c. 消火系による原子炉圧力容器への注水	原子炉圧力容器内の圧力がディーゼル駆動消火ポンプの吐出圧力以下	原子炉圧力容器内の圧力が [] 以下
				復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値の上昇	復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値が [] 程度まで上昇
復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値の上昇	復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値が [] 程度まで上昇				

各号炉の弁番号及び弁名称一覧

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F150	T/B負荷遮断弁	中央制御室 廃棄物処理建屋地下2階配管スペース（管理区域）	P13-M0-F029	MUWC T/B負荷遮断弁	中央制御室 廃棄物処理建屋地下3階南側配管スペース（管理区域）
下部ドライウエル注水ライン隔離弁	P13-M0-F031	ベデスタル注水用復水隔離弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階東側通路（管理区域）	P13-M0-F095	MUWC下部ドライウエル注水ライン隔離弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階南東通路（管理区域）
下部ドライウエル注水流量調節弁	P13-M0-F028	ベデスタル注水用復水流量調節弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階東側通路（管理区域）	P13-M0-F094	MUWC下部ドライウエル注水流量調節弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階南東通路（管理区域）
復水補給水系常/非常用連絡1次、2次止め弁	P13-F011 P13-F012	復水貯蔵槽常用、非常用給水管連絡ライン 第一止め弁 復水貯蔵槽常用、非常用給水管連絡ライン 第二止め弁	廃棄物処理建屋地下3階MUWCポンプ室（管理区域）	P13-F019 P13-F020	MUWC常/非常用連絡管1次止め弁 MUWC常/非常用連絡管2次止め弁	廃棄物処理建屋地下3階MUWCポンプ室（管理区域）
MUWC接続口内側隔離弁(B)	P13-F131	RHR(A) 経由R/B東側外壁外部注水接続端第 二止め弁	原子炉建屋1階FCS室（管理区域） 遠隔手動弁操作設備:屋外	P13-F137	MUWC 建屋内南側外部送水ライン止め弁1	原子炉建屋1階南側通路（管理区域） 遠隔手動弁操作設備:屋外
MUWC接続口内側隔離弁(A)	P13-F135	RHR(B) 経由R/B南側外壁外部注水接続端第 二止め弁	原子炉建屋2階南側通路（管理区域） 遠隔手動弁操作設備:原子炉建屋2階南側通路（非管理区域）	P13-F133	MUWC 建屋内北側外部送水ライン止め弁1	原子炉建屋2階北側通路（管理区域） 遠隔手動弁操作設備:原子炉建屋2階北側通路（非管理区域）
MUWC接続口外側隔離弁1(B)、2(B)	P13-F130 P13-F138	RHR(A) 経由R/B東側外壁外部注水接続端第 一止め弁(1) RHR(A) 経由R/B東側外壁外部注水接続端第 一止め弁(2)	屋外	P13-F136 P13-F141	MUWC 建屋外南側外部送水ライン止め弁1 MUWC 建屋外南側外部送水ライン止め弁2	屋外
MUWC接続口外側隔離弁1(A)、2(A)	P13-F134 P13-F139	RHR(B) 経由R/B南側外壁外部注水接続端第 一止め弁(1) RHR(B) 経由R/B南側外壁外部注水接続端第 二止め弁(2)	屋外	P13-F132 P13-F140	MUWC 建屋外北側外部送水ライン止め弁1 MUWC 建屋外北側外部送水ライン止め弁2	屋外
復水補給水系消火系第1、第2連絡弁	P13-M0-F066 P13-M0-F067	FP系第1連絡弁 FP系第2連絡弁	中央制御室 原子炉建屋地下2階西側通路（管理区域）	P13-M0-F090 P13-M0-F091	MUWC FP系第一連絡弁 MUWC FP系第二連絡弁	中央制御室 原子炉建屋地下1階東側通路（管理区域）
残留熱除去系注入弁(B)	E11-M0-F005B	RHR注入弁(B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室（管理区域）	E11-M0-F005B	RHR注入隔離弁(B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室（管理区域）
残留熱除去系注入弁(A)	E11-M0-F005A	RHR注入弁(A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室（管理区域）	E11-M0-F005A	RHR注入弁(A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室（管理区域）
残留熱除去系洗浄弁(B)	E11-M0-F032B	RHR系LPFL注入ライン洗浄弁(B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室（管理区域）	E11-M0-F032B	RHR注入ライン洗浄水止め弁(B)	中央制御室 原子炉建屋1階RHR(B)弁室（管理区域）
残留熱除去系洗浄弁(A)	E11-M0-F032A	RHR系LPFL注入ライン洗浄弁(A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室（管理区域）	E11-M0-F032A	RHR注入ライン洗浄水止め弁(A)	中央制御室 原子炉建屋1階MSトンネル室（管理区域）
ほう酸水注入系ポンプ吸込弁	C41-M0-F001A/B	SLCポンプ吸込弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室（管理区域）	C41-M0-F001A/B	SLCポンプ吸込弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室（管理区域）
ほう酸水注入系注入弁	C41-M0-F006A/B	ほう酸水注入弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室（管理区域）	C41-M0-F006A/B	SLCほう酸水注入弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋3階SLC貯蔵タンク室（管理区域）

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

< 目 次 >

1.9.1 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. 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

(b) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

(c) 水素濃度及び酸素濃度の監視

(d) 代替電源による必要な設備への給電

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.9.2 重大事故等時の手順

1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順

(1) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

a. 発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化

b. 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒

素ガス供給

(2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

- a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出
- b. 耐圧強化ベント系(W/W)による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出
- c. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御

(3) 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

- a. 格納容器内水素濃度(SA)による原子炉格納容器内の水素濃度監視
- b. 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

1.9.2.2 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電する手順

1.9.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

1.9.2.4 重大事故等時の対応手段の選択

添付資料 1.9.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.9.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.9.3 重大事故対策の成立性

1. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出
2. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出
3. 可燃性ガス濃度制御系の電源確保
4. 格納容器内雰囲気計装の電源確保
5. 耐圧強化ラインの窒素ガスパージ

添付資料 1.9.4 解釈一覧

1. 操作手順の解釈一覧
2. 各号炉の弁番号及び弁名称一覧

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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 「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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) BWR

a) 原子炉格納容器内の不活性化により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(2) PWRのうち必要な原子炉

a) 水素濃度制御設備により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(3) BWR及びPWR共通

a) 原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な

場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。

b) 炉心の著しい損傷後、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスが、原子炉格納容器内に放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため、水素濃度制御を行う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。

1.9.1 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム－水反応により短期的に発生する水素ガス及び水の放射線分解により発生する水素ガス及び酸素ガスの水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための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ほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十二条及び技術基準規則第六十七条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.9.1 表に整理する。

a. 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内は、不活性ガス（窒素ガス）置換により原子炉格納容器内雰囲気の不活性化した状態になっている。

原子炉格納容器内の不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・不活性ガス系

また、中長期的に原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減させるため、可搬型格納容器窒素供給設備により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する手段がある。

この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「原子炉格納容器負圧破損の防止」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器水素爆発防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型格納容器窒素供給設備

(b) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素
爆発防止

i. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器内の
水素ガス及び酸素ガスの排出

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解により原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスを、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系により原子炉格納容器外に排出することにより、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段がある。

これらの対応手段及び設備は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」における「耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」及び「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 格納容器圧力逃がし装置
- ・ フィルタ装置出口放射線モニタ
- ・ フィルタ装置水素濃度

耐圧強化ベント系 (W/W) による原子炉格納容器内の水

素ガス及び酸素ガスの排出で使用する設備は以下のとおり。

- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 耐圧強化ベント系 (W/W)
- ・ 可搬型窒素供給装置
- ・ ホース・接続口
- ・ 耐圧強化ベント系放射線モニタ
- ・ フィルタ装置水素濃度

ii. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解により原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃性ガス濃度制御系により低減し、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段がある。

可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロワ
- ・ 可燃性ガス濃度制御系再結合装置
- ・ 可燃性ガス濃度制御系配管・弁
- ・ 残留熱除去系

(c) 水素濃度及び酸素濃度の監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウ

ムー水反応及び水の放射線分解により原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスの濃度を測定し，監視する手段がある。

i．格納容器内水素濃度(SA)による原子炉格納容器内の水素濃度監視

原子炉格納容器内において変動する可能性のある範囲にわたり水素濃度を測定する設備は以下のとおり。

- ・格納容器内水素濃度(SA)

ii．格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

原子炉格納容器内の水素燃焼の可能性を把握するのに十分な計測範囲で水素濃度及び酸素濃度を測定する設備は以下のとおり。

- ・格納容器内水素濃度
- ・格納容器内酸素濃度

(d) 代替電源による必要な設備への給電

上記「(b)炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止」や「(c)水素濃度及び酸素濃度の監視」で使用する設備について，全交流動力電源又は直流電源喪失時に，代替電源設備から給電する手段がある。

代替電源設備による必要な設備への給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備

- ・ 第二代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 可搬型直流電源設備
- ・ 代替所内電気設備

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出で使用する設備のうち、格納容器圧力逃がし装置、サプレッション・チェンバ、耐圧強化ベント系（W/W）、フィルタ装置出口放射線モニタ、フィルタ装置水素濃度、可搬型窒素供給装置、ホース・接続口及び耐圧強化ベント系放射線モニタは重大事故等対処設備として位置付ける。

水素濃度及び酸素濃度の監視で使用する設備のうち、格納容器内水素濃度(SA)、格納容器内水素濃度及び格納容器内酸素濃度は重大事故等対処設備として位置付ける。

代替電源による必要な設備への給電で使用する設備のうち、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型直流電源設備及び代替所内電気設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料 1.9.1)

以上の重大事故等対処設備により、水素爆発による原子

炉格納容器の破損を防止することができる。

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

- ・可燃性ガス濃度制御系

炉心損傷による大量の水素ガスが発生するような状況下では，可燃性ガス濃度制御系の処理能力を超える水素ガスが発生することから，可燃性ガス濃度制御系による水素ガスの処理には期待できず，また原子炉格納容器圧力の上昇に伴い可燃性ガス濃度制御系の使用に制限がかかるが，格納容器ベント又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力を可燃性ガス濃度制御系運転可能圧力まで低下し，かつ電源復旧等により設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系を運転することが可能であれば，中長期的な格納容器内水素対策として有効である。

- ・可搬型格納容器窒素供給設備

発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガスで置換しているため，炉心損傷に伴い水素ガスが発生した場合においても，事故発生直後に酸素濃度が可燃限界に至ることはない。

有効性評価における原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度評価により，事故発生後7日間は原子炉格納容器への窒素ガス供給は不要であるが，その後の安定状態において，本設備を用いて原子炉格納容器へ窒素ガスを

供給することで原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減できることから、水素爆発による原子炉格納容器の破損防止対策として有効である。

・第二代替交流電源設備

耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

なお、原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止として使用する設備である不活性ガス系は、発電用原子炉運転中に原子炉格納容器内を常時不活性化する手段として使用する設計基準対象施設であり、重大事故等時に使用するものではないため、重大事故等対処設備とは位置付けない。

b. 手順等

上記「a. 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）、AM 設備別操作手順書及び多様なハザード対応手順に定める（第 1.9.1 表）。

また、重大事故等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理する（第 1.9.2 表，第 1.9.3 表）。

（添付資料 1.9.2）

1.9.2 重大事故等時の手順

1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための 対応手順

(1) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防 止

a. 発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解で発生する水素ガスにより、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉起動時に原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素ガス）により置換し、発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気の不活性化した状態を維持する。

これらの操作は、重大事故等時に対応するものではなく通常の運転操作により対応する。

b. 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒 素ガス供給

中長期的に原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減させるため、可搬型格納容器窒素供給設備により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、原子炉格納容器内の除熱を開始した場合^{*2}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:代替循環冷却系又は残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱を開始した場合。

(b) 操作手順

可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給の手順は以下のとおり。概要図を第1.9.2図に，タイムチャートを第1.9.3図に示す。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備開始を指示する。
- ②当直長は，当直副長の依頼に基づき，緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給のための可搬型格納容器窒素供給設備の準備を依頼する。
- ③緊急時対策本部は，緊急時対策要員に可搬型格納容器窒素供給設備の準備を指示する。
- ④現場運転員C及びDは，可搬型格納容器窒素供給設備を接続するための準備作業を実施する。
- ⑤緊急時対策要員は，原子炉建屋近傍に可搬型格納容器窒素供給設備を移動させる。
- ⑥緊急時対策要員は，可燃性ガス濃度制御系配管に可搬

型格納容器窒素供給設備を接続する。

⑦緊急時対策要員は，可搬型大容量窒素供給装置を起動する。

⑧緊急時対策要員は，窒素ガス供給ユニット D/W 側止め弁又は窒素ガス供給ユニット S/C 側止め弁を全開し，原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑨当直副長は，格納容器ベントによる水素ガス及び酸素ガスの排出を実施した場合，又はサプレッション・チェンバ・プール水温度指示値が 104℃以下になる前に，中央制御室運転員に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始するよう指示する。

⑩中央制御室運転員 A 及び B は，可燃性ガス濃度制御系入口第一，第二隔離弁又は可燃性ガス濃度制御系出口第一，第二隔離弁を全開し，窒素ガスを原子炉格納容器に供給する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者），現場運転員 2 名及び緊急時対策要員 16 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始まで約 8 時間で可能である。

なお，本操作は，格納容器ベント後に時間が経過した後

の操作であることから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため、作業可能である。

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

(2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

炉心の著しい損傷が発生した場合、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合、格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器ベント操作により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

なお、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減させるため、運転員は待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

格納容器ベント停止後、再度原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が上昇する場合は、格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器ベント操作を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、炉心の著しい損傷

の緩和及び原子炉格納容器の破損防止のために必要な操作が完了した場合^{※2}。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2: 炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合、又は原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレーを実施する必要がある場合は、これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし、発電用原子炉の冷却ができない場合、又は原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

(b) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.9.1図に、概要図を第1.9.4図に、タイムチャートを第1.9.5図に示す。

なお、格納容器圧力逃がし装置補機類の操作手順は

「1.7.2.1(1)a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて整備する。また、原子炉格

格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンペ）の操作手順は「1.5.2.1 (1) a. (b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンペ）」にて整備する。

ウェットウェルベント（以下「W/W ベント」という。）の場合（ドライウェルベント（以下「D/W ベント」という。）の場合、手順⑫以外は同様）

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサブプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限（ベントライン-1m）以下であることを確認し、格納容器圧力逃がし装置によるウェットウェル（以下「W/W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（原子炉格納容器内の水位がサブプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はドライウェル（以下「D/W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③現場運転員 C 及び D は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保

されたこと，及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑤中央制御室運転員 A 及び B は，FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。

⑥中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント前の確認として，不活性ガス系（以下「AC 系」という。）隔離信号が発生している場合は，格納容器補助盤にて，AC 系隔離信号の除外操作を実施する。

⑦中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント前の系統構成として，非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し，非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口 U シール隔離弁の全閉操作，並びに耐圧強化ベント弁，非常用ガス処理系第一隔離弁，換気空調系第一隔離弁，非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉，及びフィルタ装置入口弁の全開確認後，二次隔離弁を調整開（流路面積約 50%開）とし，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。二次隔離弁の開操作ができない場合は，二次隔離弁バイパス弁を調整開（流路面積約 50%開）とし，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑧現場運転員 C 及び D は，格納容器ベント前の系統構成

として、フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑩当直副長は、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を適宜確認し、当直長に報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。

⑪当直副長は、原子炉格納容器内の酸素濃度が 4.0vol%に到達したことを確認し、運転員に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。

⑫^a W/W ベントの場合

中央制御室運転員 A 及び B は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）の全開操作により、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。更に一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）逆操作用空気排気側止め弁を全閉、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁及び一次隔離弁（サプレッシ

ョン・チェンバ側) 操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。

⑫^b D/W ベントの場合

中央制御室運転員 A 及び B は，一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し，一次隔離弁（ドライウエル側）の全開操作により，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。また，中央制御室からの操作以外の手段として，遠隔手動弁操作設備による操作にて一次隔離弁（ドライウエル側）を全開する手段がある。更に一次隔離弁（ドライウエル側）逆操作用空気排気側止め弁を全閉，一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁及び一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し，一次隔離弁（ドライウエル側）を全開する手段がある。

⑬ 中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを，格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値の低下，フィルタ装置出口放射線モニタ指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑭ 中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑮ 中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値の低下傾向が確認できない状態となった場合、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。再度原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が上昇する場合は、格納容器圧力逃がし装置を使用し格納容器ベントを実施する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出開始まで約 40 分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.9.3-1)

b. 耐圧強化ベント系（W/W）による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し，ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認され，格納容器圧力逃がし装置の機能が喪失した場合に，耐圧強化ベント系を使用した格納容器ベント操作により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

なお，耐圧強化ベント系を使用する場合は，プルームの影響による被ばくを低減させるため，運転員は待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

格納容器ベント停止後，再度原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が上昇する場合は，耐圧強化ベント系を使用した格納容器ベント操作を実施する。

(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において，炉心の著しい損傷の緩和及び原子炉格納容器の破損防止のために必要な操作が完了した場合^{※2}で格納容器圧力逃がし装置が使用できず^{※3}，耐圧強化ベント系が使用可能な場合。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で原子炉格

納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2: 炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合、又は原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は、これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし、発電用原子炉の冷却ができない場合、又は原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

※3: 「格納容器圧力逃がし装置が使用できない」とは、設備に故障が発生した場合。

ii. 操作手順

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.9.1図に、概要図を第1.9.6図に、タイムチャートを第1.9.7図に示す。

なお、原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンベ）の操作手順は「1.5.2.1 (1) b. (b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンベ）」にて整備する。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限（ベントライン-1m）以下であることを確認し、耐圧強化ベント系による W/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備開始を緊急時対策本部に報告するとともに、緊急時対策要員による耐圧強化ラインの窒素ガスパージ中であることの確認を行う。
- ③現場運転員 C 及び D は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し、非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口 U シール隔離弁の全閉操作、並びに非常用ガス処理系第一隔離弁、換気空調系第一隔離弁、非

常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉確認を実施する。

- ⑥現場運転員 C 及び D は、フィルタ装置入口弁操作用空気ポンベ出口弁を全開とすることで、フィルタ装置入口弁の駆動源を確保し、当直副長に報告する。
- ⑦現場運転員 C 及び D は、耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁を全開とすることで、耐圧強化ベント弁の駆動源を確保し、当直副長に報告する。
- ⑧中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による格納容器ベント前の系統構成として、フィルタ装置入口弁の全閉操作を実施する。現場運転員 C 及び D は、遠隔手動操作設備によりフィルタ装置入口弁の全閉操作を実施する。また、中央制御室及び遠隔手動弁操作設備からの操作以外の手段として、フィルタ装置入口弁逆操作用空気排気側止め弁を全閉、フィルタ装置入口弁操作用空気ポンベ出口弁及びフィルタ装置入口弁操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、フィルタ装置入口弁を全閉する手段がある。
- ⑨中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント弁を全開とする。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて耐圧強化ベント弁を全開する手段がある。更に耐圧強化ベント弁逆操作用空気排気側止め弁を全閉、耐圧強化

ベント弁操作用空気ポンベ出口弁及び耐圧強化ベント弁操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し，耐圧強化ベント弁を全開する手段がある。

- ⑩中央制御室運転員 A 及び B は，二次隔離弁を調整開（弁開度約 20%開）とする。開度指示は現場運転員 C 及び D にて確認する。二次隔離弁の開操作ができない場合は，二次隔離弁バイパス弁を調整開（弁開度約 20%開）とする。
- ⑪中央制御室運転員 A 及び B は，耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。
- ⑫当直長は，当直副長からの依頼に基づき，耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ⑬当直副長は，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を適宜確認し，当直長に報告する。また，当直長は原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度に関する情報を，緊急時対策本部に報告する。
- ⑭当直長は，当直副長からの依頼に基づき，耐圧強化ベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。
- ⑮当直副長は，原子炉格納容器内の酸素濃度が 4.0vol%に到達したこと，及び原子炉格納容器内の圧力が規定圧力以下であることを確認し，運転員に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。

⑩中央制御室運転員 A 及び B は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）の全開操作により、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。更に一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）逆操作用空気排気側止め弁を全閉、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁及び一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。

⑪中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを、格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値の低下、耐圧強化ベント系放射線モニタ指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑫中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値の低下傾向が確認できない状態となった場合、一次隔離弁（サブプレシ

ョン・チェンバ側)の全閉,その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。再度原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が上昇する場合は,耐圧強化ベント系を使用し格納容器ベントを実施する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は,1ユニット当たり中央制御室運転員2名(操作者及び確認者)及び現場運転員2名にて作業を実施した場合,作業開始を判断してから耐圧強化ベント系による水素ガス及び酸素ガス排出開始まで約55分で可能である。

円滑に作業できるように,移動経路を確保し,防護具,照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.9.3-2)

(b) 耐圧強化ラインの窒素ガスパーシ

炉心の著しい損傷が発生し,耐圧強化ベント系により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出を実施する際,耐圧強化ベントライン主排気筒側の大気開放されたラインに対してあらかじめ窒素ガスパーシを実施することにより,系統内の酸素濃度を可燃限界以下に保ち,水素爆発を防止する。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷後，代替循環冷却系を長期使用し原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇を確認した場合。

ii. 操作手順

耐圧強化ラインの窒素ガスパーズ手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.9.8 図に，タイムチャートを第 1.9.9 図に示す。

- ①緊急時対策本部は，手順着手の判断基準に基づき，緊急時対策要員に耐圧強化ベント系の窒素ガスパーズを指示する。
- ②緊急時対策要員は，荒浜/大湊資機材置き場にて，可搬型窒素供給装置の健全性を確認するとともに，タービン建屋西側大物搬入口前(屋外)に可搬型窒素供給装置を配備する。
- ③緊急時対策要員は，タービン建屋-原子炉建屋連絡通路南西側(原子炉建屋内の原子炉区域外)にて，可搬型窒素供給装置からの送気ホースを接続口へ取付操作を実施する。また，非常用ガス処理系モニタ室通路(原子炉建屋内の原子炉区域外)にて，耐圧強化ベント系 N₂パーズ用元弁（原子炉建屋内の原子炉区域外）及び耐圧強化ベント系 N₂パーズ用元弁（タービン建屋側）の開操作を実施した後，窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

④緊急時対策本部は，緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。

⑤緊急時対策要員は，可搬型窒素供給装置より窒素ガスの注入を開始し，耐圧強化ベント系への窒素ガスパーズの開始を緊急時対策本部に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり緊急時対策要員4名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから耐圧強化ラインの窒素ガスパーズ完了まで約6時間で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.9.3-5)

c. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御

炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合，可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水素濃度の抑制を行う。

なお，可燃性ガス濃度制御系の運転に際しては，原子炉格納容器内の圧力を可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力(105kPa[gage])以下に維持する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器内の水素濃度が 5vol%以下で、可燃性ガス濃度制御系が使用可能な場合^{※2}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※2:原子炉格納容器内の圧力が 105kPa[gage](可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力)以下であり、設備に異常がなく、電源、残留熱除去系から供給される冷却水(サブプレッション・チェンバ・プール水)が確保されている場合。

(b) 操作手順

可燃性ガス濃度制御系(A)による原子炉格納容器内の水素濃度制御手順の概要は以下のとおり。(可燃性ガス濃度制御系(B)による原子炉格納容器内の水素濃度制御手順も同様)手順の対応フローを第 1.9.1 図に、概要図を第 1.9.10 図に、タイムチャートを第 1.9.11 図に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に可燃性ガス濃度制御系(A)による原子炉格納容器内の水

素濃度制御の準備開始を指示する。

- ②現場運転員 C 及び D は，可燃性ガス濃度制御系 (A) による原子炉格納容器内の水素濃度制御に必要なブロワ，ヒータ及び電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員 A 及び B は，可燃性ガス濃度制御系 (A) による原子炉格納容器内の水素濃度制御に必要なブロワ，ヒータ，電動弁の電源が確保されたこと，及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へ第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機又は電源車の負荷容量確認を依頼し，可燃性ガス濃度制御系が使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は，残留熱除去系 (A) (サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード) が運転中であり，可燃性ガス濃度制御系 (A) 冷却器への冷却水供給が可能であることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は，可燃性ガス濃度制御系 (A) 起動準備として，可燃性ガス濃度制御系 (A) 隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑦中央制御室運転員 A 及び B は，可燃性ガス濃度制御系室を二次格納施設として負圧管理とするため，可燃性ガス濃度制御系室連絡弁を「全開」とし，当直副長に可燃性ガス濃度制御系の起動準備完了を報告する。
- ⑧当直副長は，原子炉格納容器内の圧力が可燃性ガス濃

度制御系運転時の制限圧力(105kPa[gage])以下であることを確認し，中央制御室運転員に可燃性ガス濃度制御系の起動操作を指示する。

- ⑨ 中央制御室運転員 A 及び B は，可燃性ガス濃度制御系 (A) の起動操作を実施し，可燃性ガス濃度制御系入口ガス流量指示値，ブロワ吸込ガス流量指示値，ブロワ吸込圧力指示値の上昇後，系統が安定に運転していることを確認する。
- ⑩ 中央制御室運転員 A 及び B は，可燃性ガス濃度制御系ヒータが正常に動作していることを加熱管表面温度指示値及び再結合器表面温度指示値の上昇により確認し，予熱運転が開始したことを確認する。
- ⑪ 中央制御室運転員 A 及び B は，可燃性ガス濃度制御系起動後 3 時間以内に可燃性ガス濃度制御系の予熱運転が完了することを確認し，その後再結合器内ガス温度指示値が規定値で安定し温度制御されることを確認する。
- ⑫ 中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値から可燃性ガス濃度制御系の吸引流量と再循環流量の調整を実施する。
- ⑬ 中央制御室運転員 A 及び B は，可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御が行われていることを格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値が低下することにより確認し，当直副長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて作業を実施し、作業開始判断から可燃性ガス濃度制御系起動まで約30分で可能である。また、可燃性ガス濃度制御系起動後、再結合運転開始までの予熱時間は3時間以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.9.3-3)

(3) 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

a. 格納容器内水素濃度(SA)による原子炉格納容器内の水素濃度監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解で原子炉格納容器内に発生する水素ガスの濃度を格納容器内水素濃度(SA)により監視する。

なお、格納容器内水素濃度(SA)は、通常時から常時監視が可能である。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガ

ンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器内
雰囲気放射線レベル (CAMS) が使用できない場合に原
子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

(b) 操作手順

格納容器内水素濃度 (SA) による原子炉格納容器内の水素
濃度監視手順の概要は以下のとおり。

① 当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に
格納容器内水素濃度 (SA) による原子炉格納容器内の水
素濃度の監視を指示する。

② 中央制御室運転員 A 又は B は，格納容器内水素濃度
(SA) による原子炉格納容器内の水素濃度の監視を強化
する。また，全交流動力電源又は直流電源が喪失した
場合は，代替電源設備から給電されていることを確認
後，格納容器内水素濃度 (SA) による原子炉格納容器内
の水素濃度の監視を強化する。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応は運転員 1 名により確認を実施す
る。運転員による準備や起動操作はない。

b. 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度
及び酸素濃度の監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム
-水反応及び水の放射線分解で原子炉格納容器内に発生する

水素ガス及び酸素ガスを格納容器内水素濃度及び格納容器内酸素濃度により監視する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、格納容器内雰囲気計装が使用可能な場合^{※2}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2:設備に異常がなく、電源及び補機冷却水が確保されている場合。

(b) 操作手順

格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.9.1図に、概要図を第1.9.12図に、タイムチャートを第1.9.13図に示す。

なお、格納容器内雰囲気計装は、重大事故等時には代替交流電源設備からの給電により電源を確保し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保した後、計測を開始する。

代替交流電源設備からの電源供給手順については、

「1.14.2.1(1) a. 第一ガスタービン発電機、第二ガスター

ビン発電機又は電源車による M/C C 系及び M/C D 系受電」
手順にて対応する。

代替原子炉補機冷却系による冷却水確保手順については、「1.5.2.2(1)a.代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保」手順にて対応する。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測準備開始を指示する。
- ②現場運転員 C 及び D は、格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測に必要なサンプリングポンプ、電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測に必要なサンプリングポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること、並びに冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の測定が開始されたことを確認し、当直副長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて作業を実施し、作業開始を判断してから格納容器内雰囲気計装の計測

開始まで約 25 分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.9.3-4)

1.9.2.2 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電する手順

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に、水素爆発による原子炉格納容器破損を防止するために使用する設備へ代替電源設備により給電する手順を整備する。

代替電源設備により給電する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

1.9.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

中央制御室監視計器類への電源供給手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

1.9.2.4 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.9.14 図に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合は、格納容器内雰囲気計装により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を、格納容器内水素濃度(SA)により原子炉格納容器内の水素濃度を監視する。

原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合において、原子炉格納容器内の圧力を可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力以下に維持可能で、原子炉格納容器内の水素濃度が規定値以下の場合は、可燃性ガス濃度制御系を起動し、原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを再結合させることで、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度が可燃限界へ到達することを防止する。

可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度の抑制ができず、原子炉格納容器内の酸素濃度が規定値に到達した場合は、格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出することで、水素爆発の発生を防止する。格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は耐圧強化ベント系により原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出することで、水素爆発の発生を防止する。

なお、格納容器圧力逃がし装置を用いて、原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できる W/W を経由する経路を第一優先とする。W/W ベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/W を経由してフィルタ装置を通る経路を第二優先とする。

発電用原子炉起動時には、原子炉格納容器内の空気を窒素ガスにより置換し、発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内雰囲気の不活性化した状態を維持することで、原子炉格納容器内の気体の組成が可燃限界に至ることを防ぎ、原子炉格納容器内における水

素爆発の発生を防止している。

第 1.9.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧 (1/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	—	原子炉格納容器内不活性化による 原子炉格納容器水素爆発防止	不活性ガス系 ※1	— ※5	— ※1
			可搬型格納容器窒素供給設備	自主対策設備	多様なハザード対応手順 「可搬型格納容器窒素供給設備による PCV 窒素供給」
	—	原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 格納容器圧力逃がし装置等による	格納容器圧力逃がし装置 ※2, ※3 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置水素濃度	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「PCV 水素・酸素ガス放出（フィルタバント使用（S/C）」 「PCV 水素・酸素ガス放出（フィルタバント使用（D/W）」 「PCV 水素・酸素ガス放出（耐圧強化ライン使用（S/C）」 「PCV 水素・酸素ガス放出（耐圧強化ライン使用（D/W）」
			サブプレッション・チェンバ 耐圧強化バント系（W/W） ※3 可搬型窒素供給装置 ホース・接続口 耐圧強化バント系放射線モニタ フィルタ装置水素濃度	重大事故等 対処設備	多様なハザード対応手順 「耐圧強化バント系 N ₂ バージ」

※1: 発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を不活性ガス系により常時不活性化している。

※2: 格納容器圧力逃がし装置補機類の手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

※3: 原子炉格納容器バント弁駆動源確保（予備ポンペ）の手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※5: 不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/2）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	—	可燃性ガス濃度制御系による 原子炉格納容器内の水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系再結合器プロロ 可燃性ガス濃度制御系再結合装置 可燃性ガス濃度制御系配管・弁 残留熱除去系	自主対策設備 事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「PCV制御」 AM設備別操作手順書 「FCS(A)による格納容器水素制御」 「FCS(B)による格納容器水素制御」	
	—	水素濃度及び酸素濃度の監視	格納容器内水素濃度 (SA)	重大事故等対処設備 事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「PCV制御」	
	—		格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度	重大事故等対処設備 事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「PCV制御」 AM設備別操作手順書 「代替 Hx による補機冷却水 (A) 確保」 「代替 Hx による補機冷却水 (B) 確保」	
	—	代替電源による 必要な設備への給電	常設代替交流電源設備 ※4 可搬型代替交流電源設備 ※4 常設代替直流電源設備 ※4 可搬型直流電源設備 ※4 代替所内電気設備 ※4	重大事故等 対処設備	— ※4
	—		第二代替交流電源設備 ※4	自主対策 設備	

※1: 発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を不活性ガス系により常時不活性化している。

※2: 格納容器圧力逃がし装置補機類の手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

※3: 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ポンペ）の手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※4: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※5: 不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

第 1.9.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/3)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 b. 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
多様なハザード対応手順 「可搬型格納容器窒素供給設備によるPCV 窒素供給」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)	
	操作	—	
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 b. 耐圧強化バント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出			
事故時運転転換手順書(シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「PCV 水素・酸素ガス放出(フィルタバント使用(S/C))」 「PCV 水素・酸素ガス放出(フィルタバント使用(D/W))」 「PCV 水素・酸素ガス放出(耐圧強化ライン使用(S/C))」 「PCV 水素・酸素ガス放出(耐圧強化ライン使用(D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
		操作	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
			原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)
原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位		
原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度		
原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)		
原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度		
最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ 耐圧強化バント系放射線モニタ		

監視計器一覧(2/3)

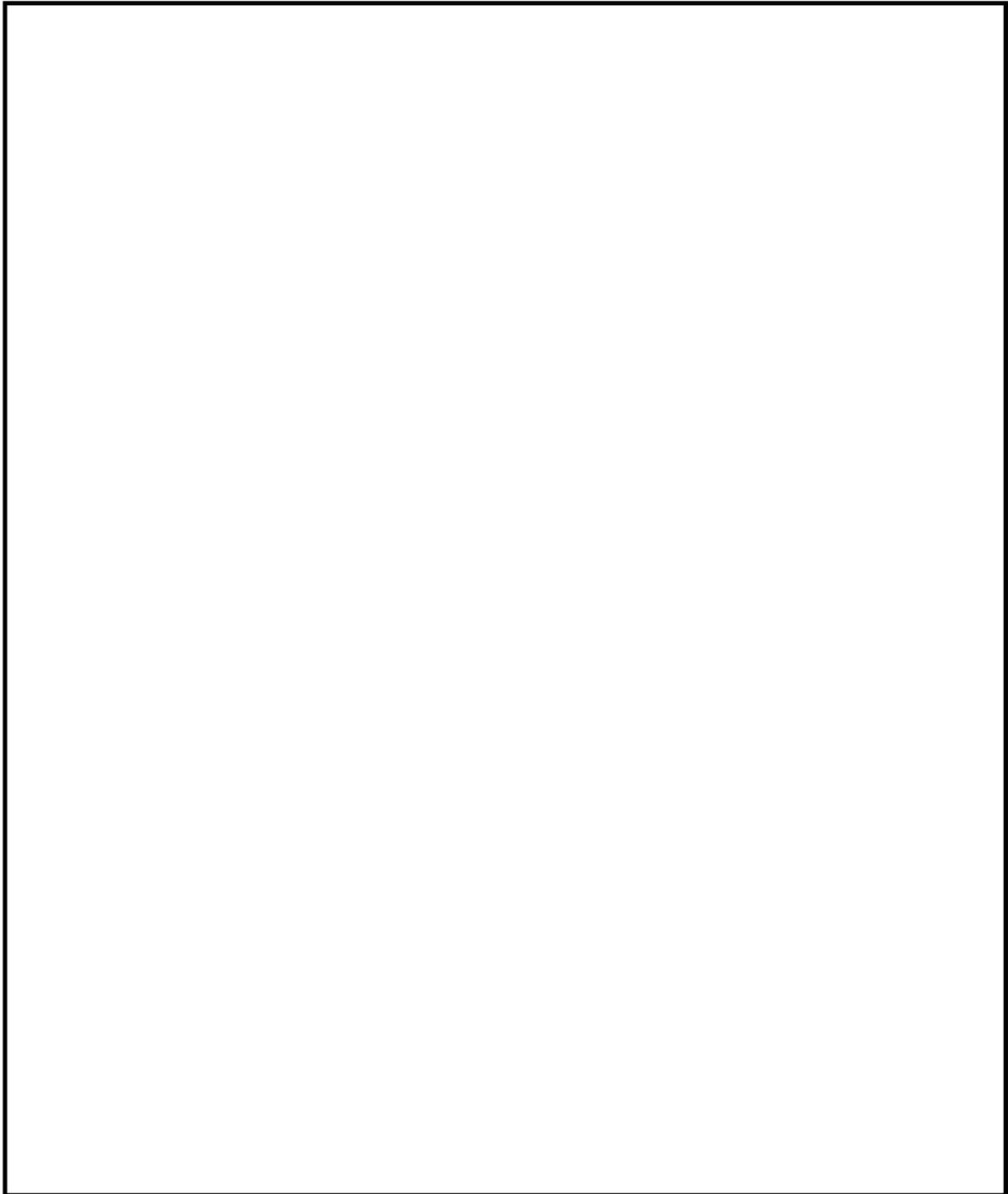
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止 c. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御			
事故時運転転操作手順書(シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「FCS (A) による格納容器水素制御」 「FCS (B) による格納容器水素制御」	判断基準	原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)	
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度	
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)	
		原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)	
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度	
		原子炉格納容器内の温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度	
		最終ヒートシンクの確保 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度	
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧	
		操作	原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
			原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)			
原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度			
補機監視機能 可燃性ガス濃度制御系 (A) (B) 入口ガス流量 プロワ (A) (B) 吸込ガス流量 プロワ (A) (B) 吸込圧力 加熱管 (A) (B) 内ガス温度 加熱管 (A) (B) 出口ガス温度 加熱管 (A) (B) 表面温度 再結合器 (A) (B) 内ガス温度 再結合器 (A) (B) 表面温度			

監視計器一覧(3/3)

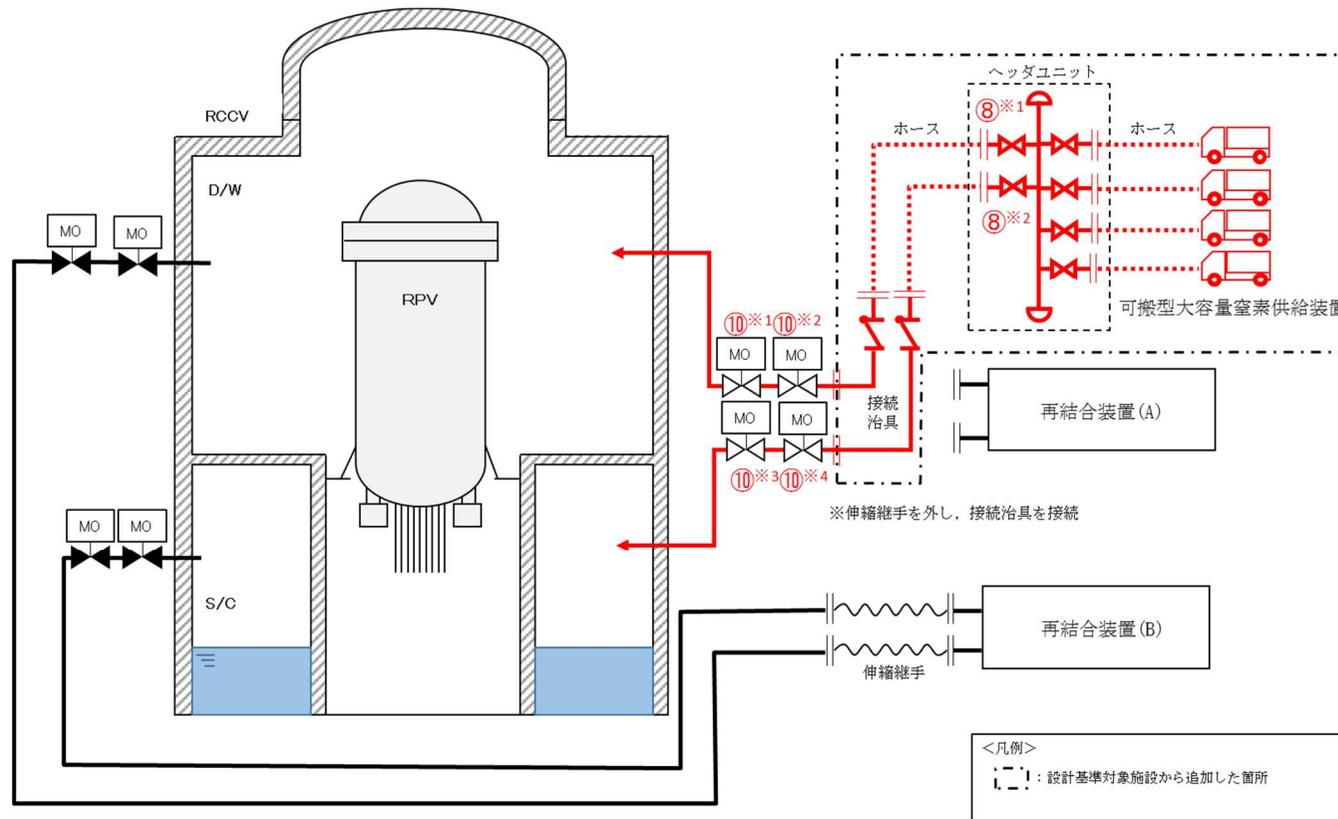
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (3) 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 a. 格納容器内水素濃度(SA)による原子炉格納容器内の水素濃度監視			
事故時運転転操作手順書(シビアアクシデント) 「PCV 制御」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)	
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度	
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度(SA)	
		電源 AM用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧	
操作	原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度(SA)		
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (3) 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 b. 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視			
事故時運転転操作手順書(シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「代替 Hx による補機冷却水(A) 確保」 「代替 Hx による補機冷却水(B) 確保」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)	
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度	
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B)	
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度	
	電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧		
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B)	
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度	
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)	
最終ヒートシンクの確保 原子炉補機冷却水系(A) 系統流量 原子炉補機冷却水系(B) 系統流量 原子炉補機冷却水系熱交換器(A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器(B) 出口冷却水温度			

第 1.9.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.9】 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等</p>	格納容器圧力逃がし装置	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 AM 用 MCC AM 用直流 125V
	不活性ガス系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 MCC C 系 AM 用 MCC 直流 125V B 系 AM 用直流 125V
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系
	フィルタ装置水素濃度	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 AM 用直流 125V
	フィルタ装置出口放射線モニタ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 AM 用直流 125V
	耐圧強化ベント系放射線モニタ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 AM 用直流 125V
	水素濃度及び酸素濃度監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 AM 用直流 125V
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A 系電源 計測用 B 系電源



第 1.9.1 図 SOP「PCV 制御」における対応フロー



操作手順	弁名称
⑧※1	窒素ガス供給ユニットD/W側止め弁
⑧※2	窒素ガス供給ユニットS/C側止め弁
⑩※1	可燃性ガス濃度制御系入口第一隔離弁
⑩※2	可燃性ガス濃度制御系入口第二隔離弁
⑩※3	可燃性ガス濃度制御系出口第一隔離弁
⑩※4	可燃性ガス濃度制御系出口第二隔離弁

第 1.9.2 図 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給 概要図

		経過時間(時間)																		備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9										
手順の項目	要員(数)	可搬型格納容器室素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始 8時間																		
可搬型格納容器室素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給	中央制御室運転員	2	通信連絡設備準備, 弁状態及び監視計器指示の確認															弁操作, 窒素供給開始		
	現場運転員	2	移動, 通信連絡設備準備			系統構成, 接続準備														
	緊急時対策要員 (荒浜側高台保管場所の可搬型格納容器室素供給設備使用の場合)	16	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜高台移動※1			可搬型大容量窒素供給装置4台の健全性確認及び資機材準備														
			可搬型大容量窒素供給装置4台の移動～配置			建屋外系統構成(ホース・ヘッドユニット接続, 可搬型大容量窒素供給装置暖気)						建屋内系統構成(メタルホース取外し, 接続治具フランジ接続)								
																		接続部健全性確認		

※1 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する

第 1.9.3 図 可搬型格納容器室素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート

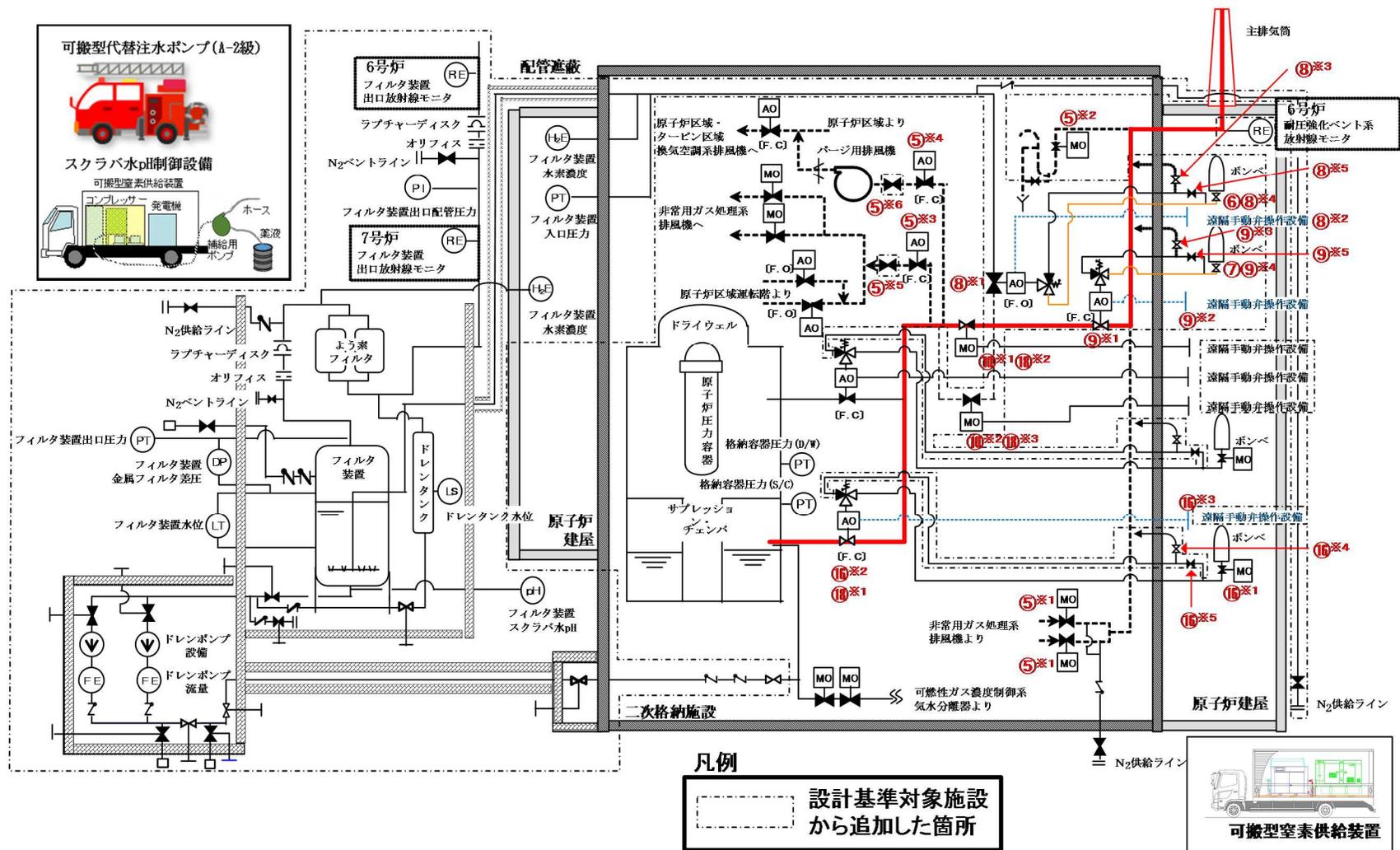
操作手順	弁名称
⑦※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁(A) (B)
⑦※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑦※3	耐圧強化ベント弁
⑦※4	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦※5	換気空調系第一隔離弁
⑦※6	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦※7	換気空調系第二隔離弁
⑦※8	フィルタ装置入口弁
⑦※9⑮※3	二次隔離弁
⑦※10⑮※4	二次隔離弁バイパス弁
⑧	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑫ ^a ※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側) 操作用空気供給弁
⑫ ^a ※2⑮※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)
⑫ ^a ※3	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側) 遠隔手動弁操作設備
⑫ ^a ※4	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側) 逆操作用空気排気側止め弁
⑫ ^a ※5	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側) 操作用空気排気側止め弁
⑫ ^b ※1	一次隔離弁(ドライウエル側) 操作用空気供給弁
⑫ ^b ※2⑮※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑫ ^b ※3	一次隔離弁(ドライウエル側) 遠隔手動弁操作設備
⑫ ^b ※4	一次隔離弁(ドライウエル側) 逆操作用空気排気側止め弁
⑫ ^b ※5	一次隔離弁(ドライウエル側) 操作用空気排気側止め弁

第 1.9.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出 概要図(2/2)

		経過時間(分)																備考
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	水素ガス及び酸素ガス排出開始 40分																
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 (W/Wベントの場合)	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認			▽											電源を復旧しながら系統構成を行う。	
			系統構成				格納容器ベント開始											
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保			→												
			移動, 系統構成															

		経過時間(分)																備考
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	水素ガス及び酸素ガス排出開始 40分																
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 (D/Wベントの場合)	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認			▽											電源を復旧しながら系統構成を行う。	
			系統構成				格納容器ベント開始											
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保			→												
			移動, 系統構成															

第 1.9.5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出 タイムチャート



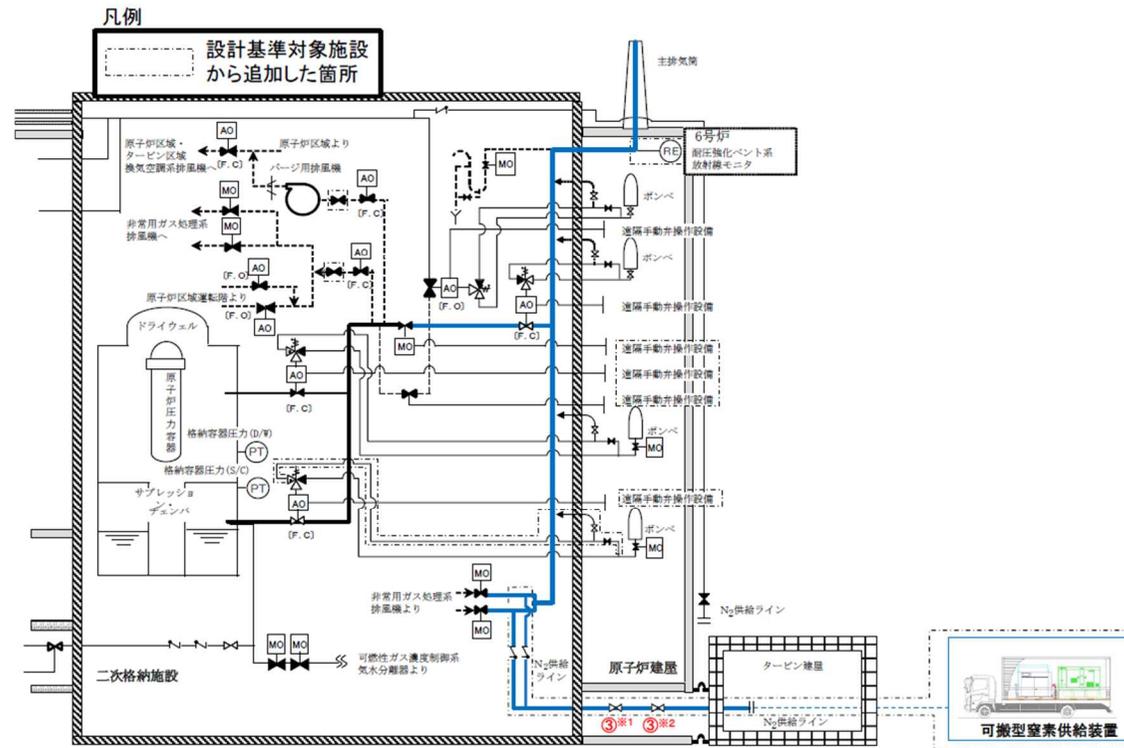
第 1.9.6 図 耐圧強化ベント系 (W/W) による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
⑤※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁(A) (B)
⑤※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑤※3	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑤※4	換気空調系第一隔離弁
⑤※5	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑤※6	換気空調系第二隔離弁
⑥⑧※4	フィルタ装置入口弁操作空気ポンベ出口弁
⑦⑨※4	耐圧強化ベント弁操作空気ポンベ出口弁
⑧※1	フィルタ装置入口弁
⑧※2	フィルタ装置入口弁遠隔手動弁操作設備
⑧※3	フィルタ装置入口弁逆操作空気排気側止め弁
⑧※5	フィルタ装置入口弁操作空気排気側止め弁
⑨※1	耐圧強化ベント弁
⑨※2	耐圧強化ベント弁遠隔手動弁操作設備
⑨※3	耐圧強化ベント弁逆操作空気排気側止め弁
⑨※5	耐圧強化ベント弁操作空気排気側止め弁
⑩※1⑩※2	二次隔離弁
⑩※2⑩※3	二次隔離弁バイパス弁
⑯※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)操作空気供給弁
⑯※2⑯※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)
⑯※3	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)遠隔手動弁操作設備
⑯※4	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)逆操作空気排気側止め弁
⑯※5	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)操作空気排気側止め弁

第 1.9.6 図 耐圧強化ベント系 (W/W) による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 概要図 (2/2)

手順の項目		要員(数)		経過時間(分)																備考
				10	20	30	40	50	60	70	80									
耐圧強化ベント系(W/W)による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出		中央制御室運転員A, B	2	水素ガス及び酸素ガス排出開始 55分																電源を復旧しながら系統構成を行う。
				通信連絡設備準備, 電源確認																
		系統構成																		
		格納容器ベント開始																		
		現場運転員C, D	2	移動, 電源確保																
				移動, 系統構成																

第 1.9.7 図 耐圧強化ベント系 (W/W) による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 タイムチャート



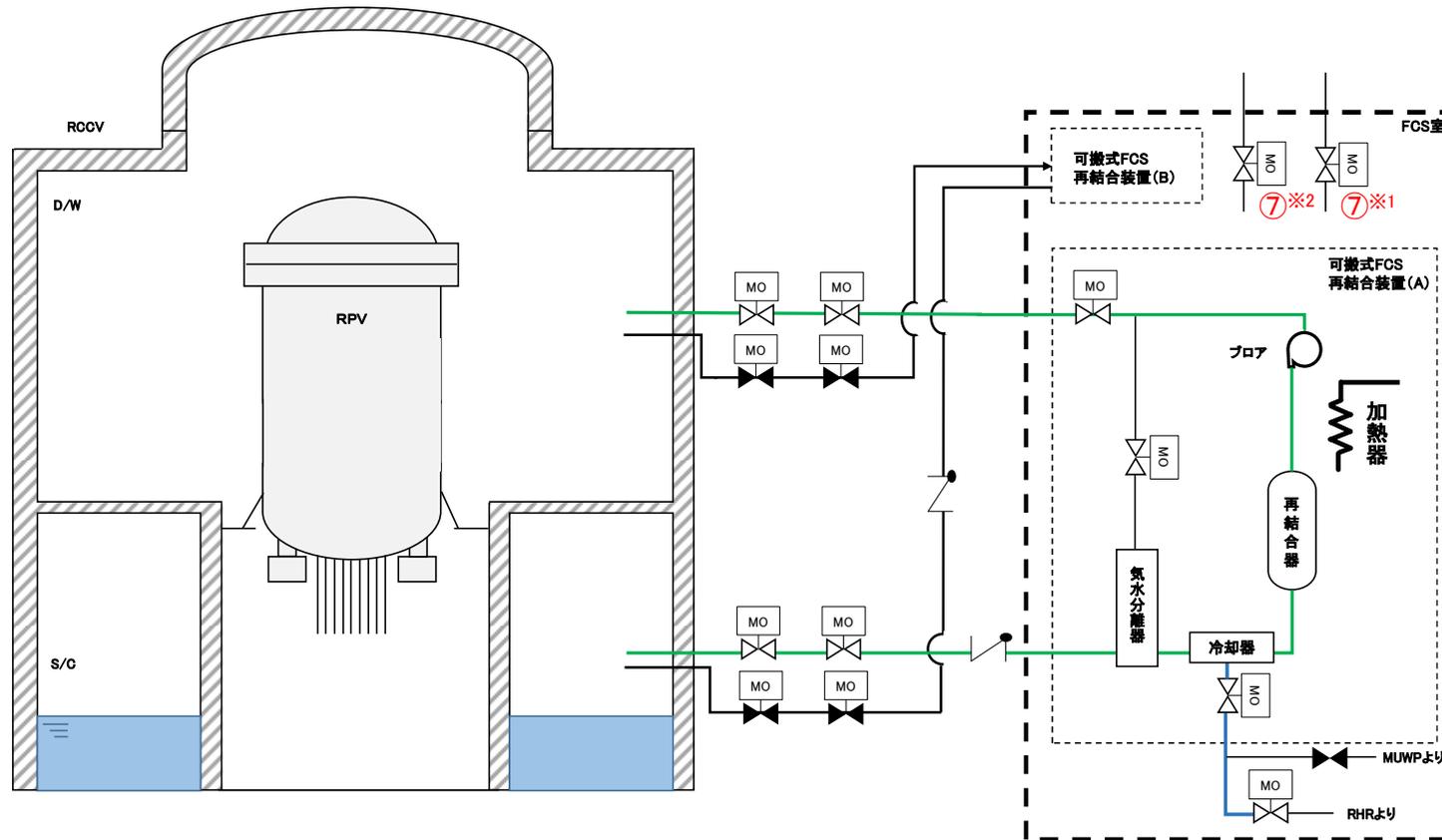
操作手順	弁名称
③※1	耐圧強化ベント系N ₂ パージ用元弁(二次格納施設側)
③※2	耐圧強化ベント系N ₂ パージ用元弁(タービン建屋側)

第 1.9.8 図 耐圧強化ラインの窒素ガスパージ 概要図

		経過時間(分)												備考
		10	20	30	40	50	60							
手順の項目	要員(数)	可搬型窒素供給装置健全性確認(荒浜高台置場) 耐圧強化ラインの窒素ガスパージ作業完了 約6時間												
耐圧強化ラインの窒素ガスパージ	2	現場移動												
		窒素供給設備健全性確認, 移動, 配置												
		カプラ接続, 系統構成												
	2	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所~タービン建屋-原子炉建屋連絡通路移動												
		ホース接続												
		窒素供給開始[5時間~※1]												

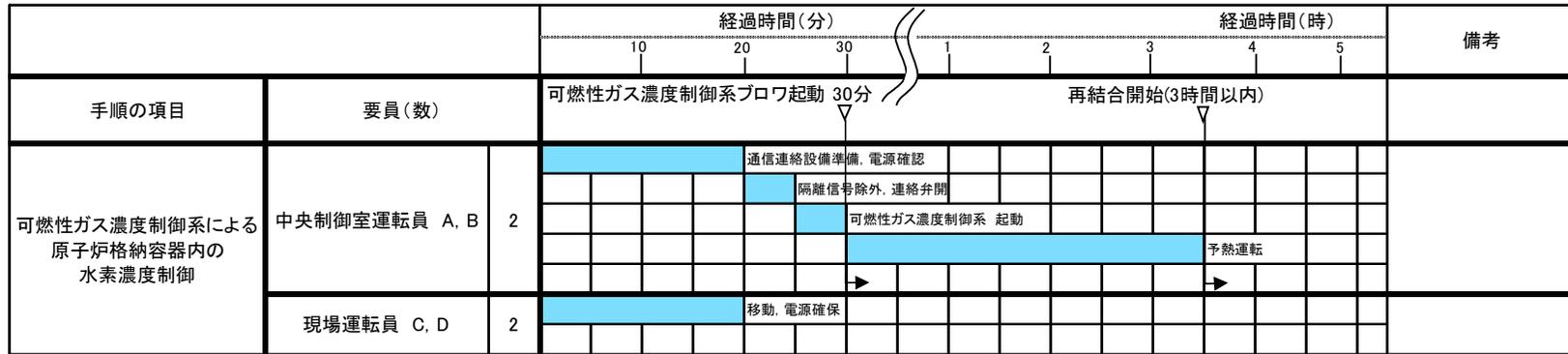
※1：窒素供給については継続的に供給する。

第 1.9.9 図 耐圧強化ラインの窒素ガスパージ タイムチャート

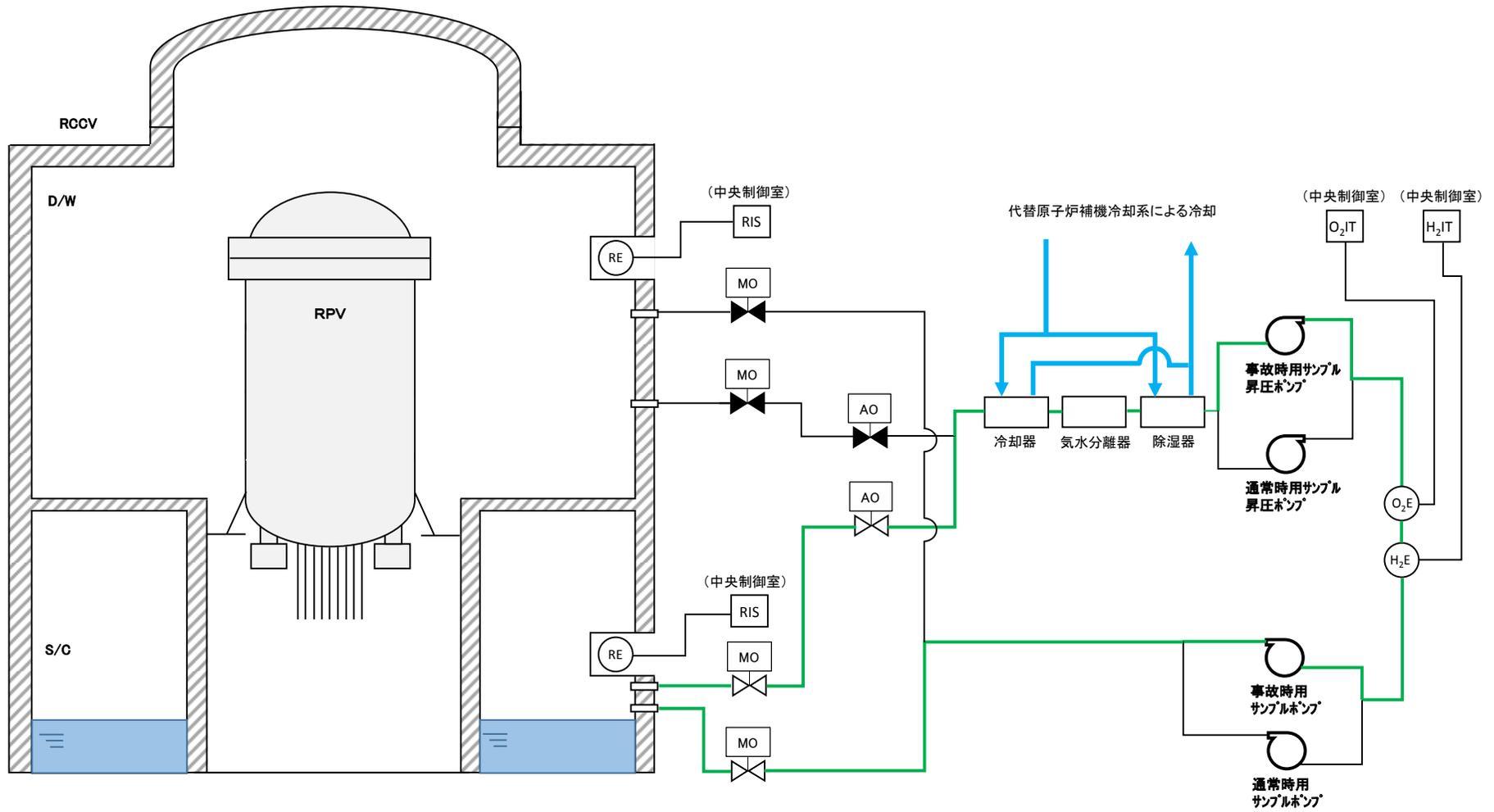


操作手順	弁名称
⑦※1	可燃性ガス濃度制御系室連絡弁(A)
⑦※2	可燃性ガス濃度制御系室連絡弁(B)

第 1.9.10 図 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御 概要図



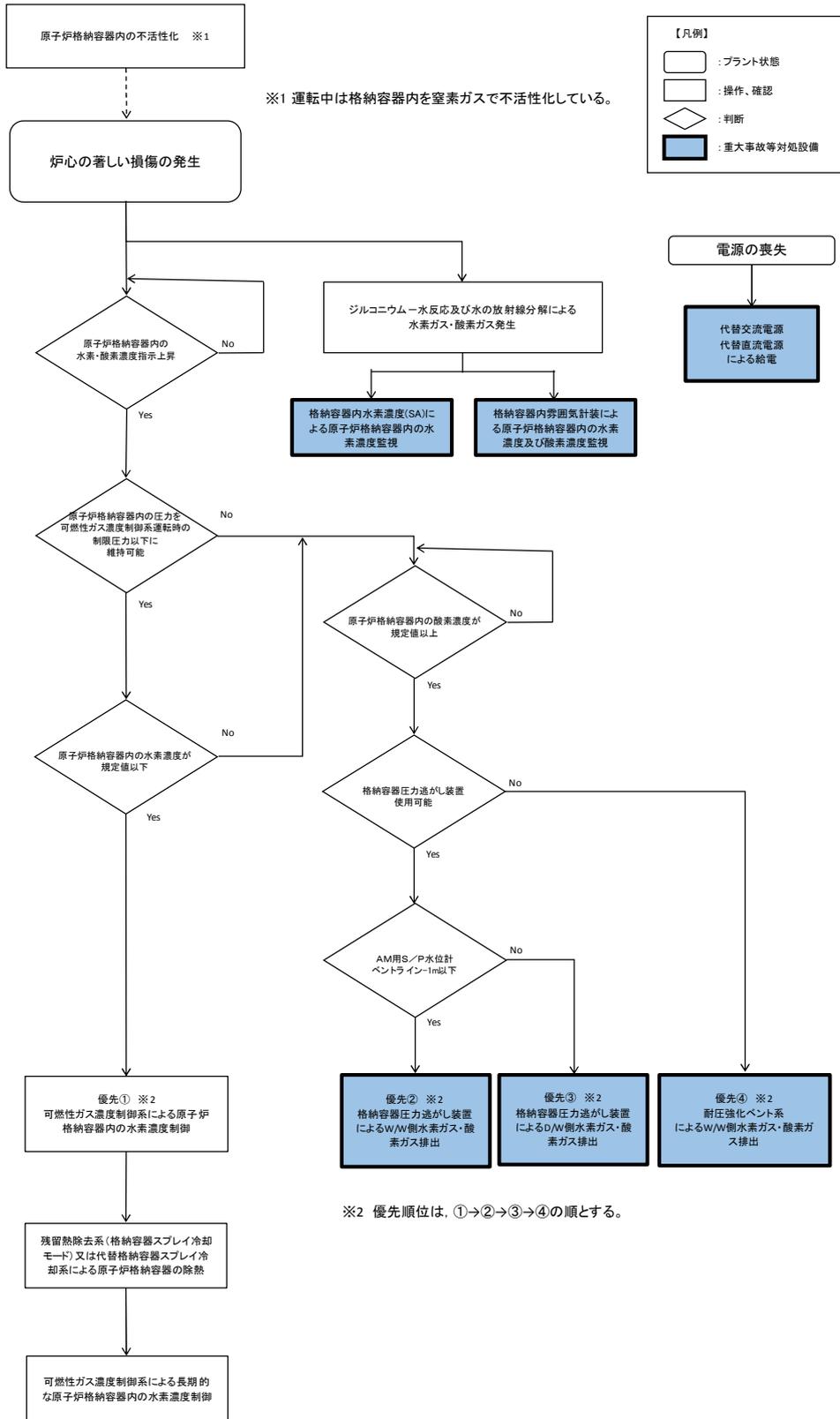
第 1.9.11 図 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御 タイムチャート



第 1.9.12 図 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 概要図

		経過時間(分)										備考			
		10	20	30	40	50	60								
手順の項目	要員(数)	25分 格納容器内雰囲気計装による監視開始													
格納容器内雰囲気計装による 原子炉格納容器内の 水素濃度及び酸素濃度の監視	中央制御室運転員 A, B	2	通信連絡設備準備, 冷却水確保確認												
			電源確認												
					起動確認, 計測開始										
	現場運転員 C, D		2	移動, 電源確保											

第 1.9.13 図 格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 タイムチャート



第 1.9.14 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/2)

技術的能力審査基準 (1.9)	番号	設置許可基準規則 (52条)	技術基準規則 (67条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑤
<p>【解釈】 1 「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止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。</p>	—	<p>【解釈】 1 第52条に規定する「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第67条に規定する「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) BWR a) 原子炉格納容器内の不活性化により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。</p>	② ※1	<p><BWR> a) 原子炉格納容器内を不活性化すること。</p>	<p><BWR> a) 原子炉格納容器内を不活性化すること。</p>	⑥ ※1
<p>(2) PWR のうち必要な原子炉 a) 水素濃度制御設備により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。</p>	—	<p><PWR のうち必要な原子炉> b) 水素濃度制御設備を設置すること。</p>	<p><PWR のうち必要な原子炉> b) 水素濃度制御設備を設置すること。</p>	—
<p>(3) BWR 及びPWR 共通 a) 水素ガスを原子炉格納容器外に排出する場合には、排出経路での水素爆発を防止すること、放射性物質の低減設備、水素及び放射性物質濃度測定装置を設けること。</p>	—	<p><BWR 及びPWR 共通> c) 水素ガスを原子炉格納容器外に排出する場合には、排出経路での水素爆発を防止すること、放射性物質の低減設備、水素及び放射性物質濃度測定装置を設けること。</p>	<p><BWR 及びPWR 共通> c) 水素ガスを原子炉格納容器外に排出する場合には、排出経路での水素爆発を防止すること、放射性物質の低減設備、水素及び放射性物質濃度測定装置を設けること。</p>	⑦
<p>b) 炉心の著しい損傷後、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。</p>	③	<p>d) 炉心の著しい損傷時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる監視設備を設置すること。</p>	<p>d) 炉心の著しい損傷時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる監視設備を設置すること。</p>	⑧
	④	<p>e) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	<p>e) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	⑨

- ※1：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を不活性ガス系にて窒素ガスで置換しているため、炉心損傷に伴い水素ガスが発生した場合においても、事故発生直後に酸素濃度が可燃限界に至ることはない。
有効性評価における原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度評価により、事故発生後7日間は原子炉格納容器への窒素ガス供給は不要である。
- ※2：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を不活性ガス系により常時不活性化している。
不活性ガス系は設計基準対象施設であり、重大事故等時に使用するものではないため、重大事故等対処設備とは位置付けない。
- ※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/2)

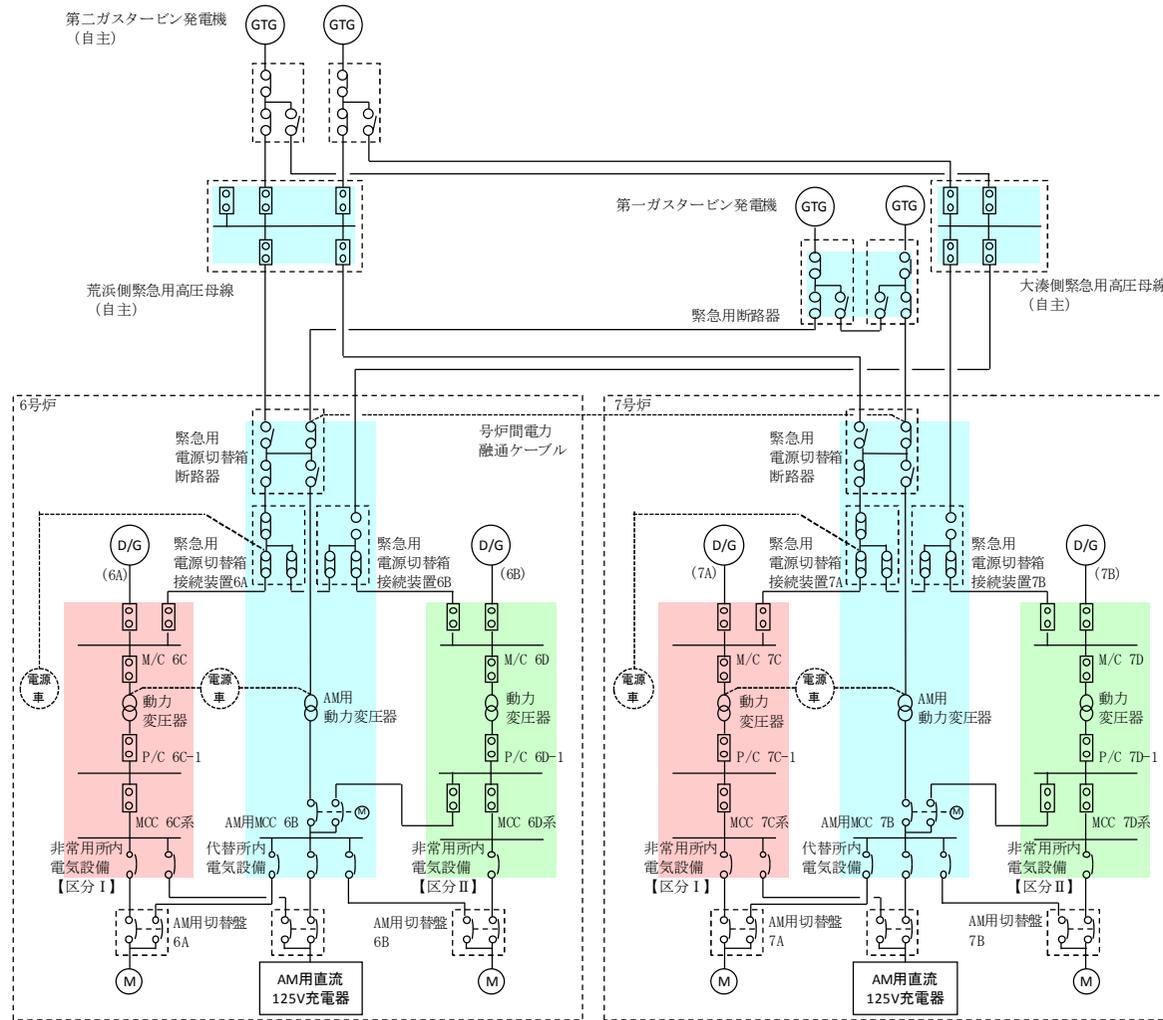
: 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
性原子炉格納容器による水素爆発防止格納活	不活性ガス系 ※2	既設	① ② ⑤ ⑥	性原子炉格納容器による水素爆発防止格納活	可搬型格納容器窒素供給設備	可搬	8時間	20名	自主対策とする理由は本文参照
	-	-			-				
原子炉格納容器内圧力逃がし装置等の排出ガス及び	格納容器圧力逃がし装置	新設	① ④ ⑤ ⑦	原子炉可燃性格納容器内濃度の制御系による御	可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロワ	常設	30分	4名	自主対策とする理由は本文参照
	フィルタ装置出口放射線モニタ	新設			可燃性ガス濃度制御系再結合装置	常設			
	フィルタ装置水素濃度	新設			可燃性ガス濃度制御系配管・弁	常設			
	サブプレッション・チェンバ	既設	残留熱除去系		常設				
	耐圧強化ベント系(W/W)	既設	-		-				
	可搬型窒素供給装置	新設	-		-				
	ホース・接続口	新設	-		-				
	耐圧強化ベント系放射線モニタ	新設	-		-				
酸素濃度の監視	格納容器内水素濃度(SA)	新設	① ⑤ ⑧	-	-	-	-	-	-
	格納容器内水素濃度	既設		-	-	-	-	-	-
	格納容器内酸素濃度	既設		-	-	-	-	-	-
代替電源への給電必要な	常設代替交流電源設備	新設	① ③ ⑤ ⑨	代替電源への給電必要な	第二代替交流電源設備	常設	※3	※3	自主対策とする理由は本文参照
	可搬型代替交流電源設備	新設			-	-			
	常設代替直流電源設備	新設			-	-			
	可搬型直流電源設備	新設			-	-			
	代替所内電気設備	新設			-	-			

- ※1: 発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を不活性ガス系にて窒素ガスで置換しているため、炉心損傷に伴い水素ガスが発生した場合においても、事故発生直後に酸素濃度が可燃限界に至ることはない。
有効性評価における原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度評価により、事故発生後7日間は原子炉格納容器への窒素ガス供給は不要である。
- ※2: 発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を不活性ガス系により常時不活性化している。
不活性ガス系は設計基準対象施設であり、重大事故等時に使用するものではないため、重大事故等対処設備とは位置付けない。
- ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.9.2

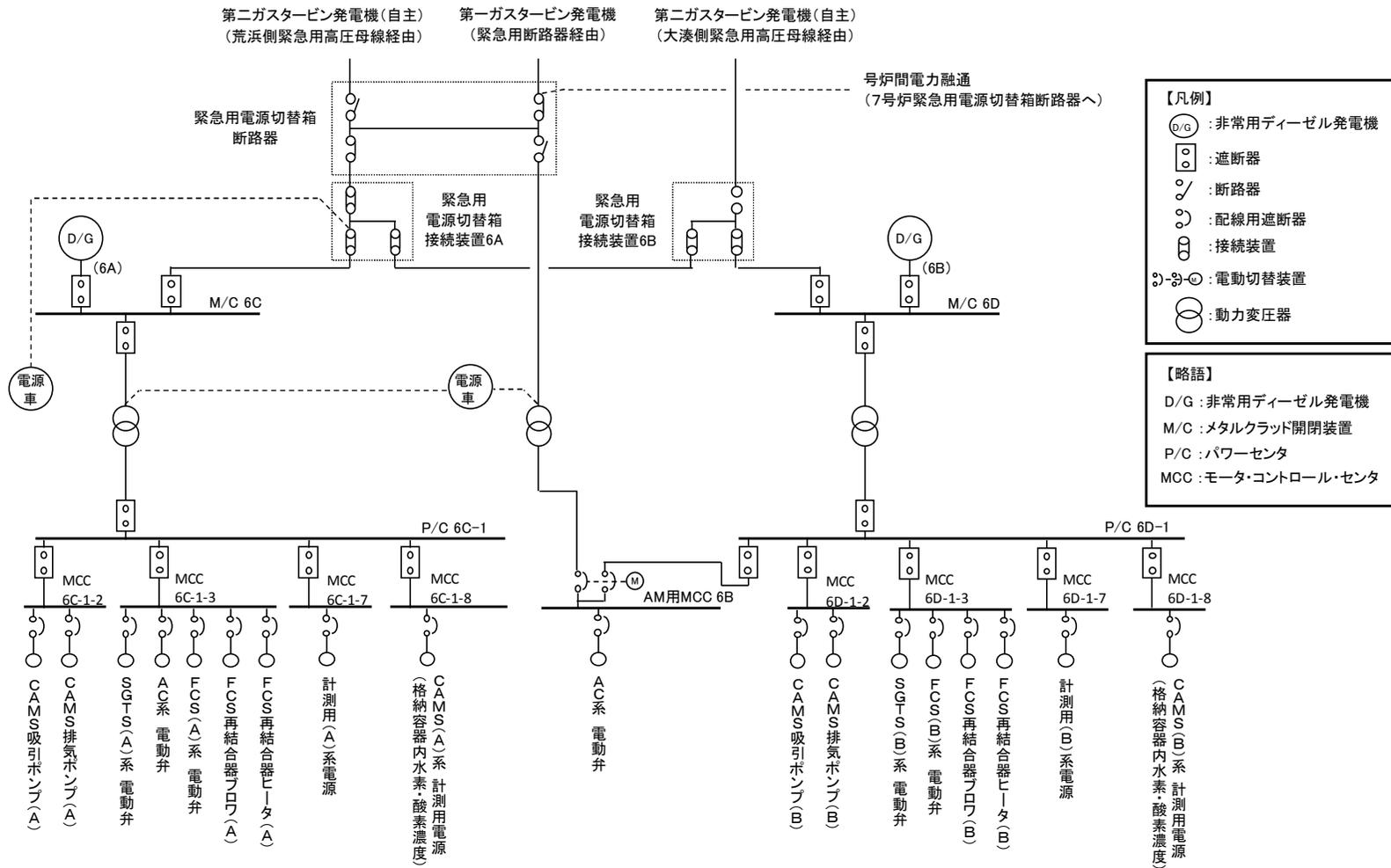


※本単線結線図は、今後の検討結果により変更となる可能性がある

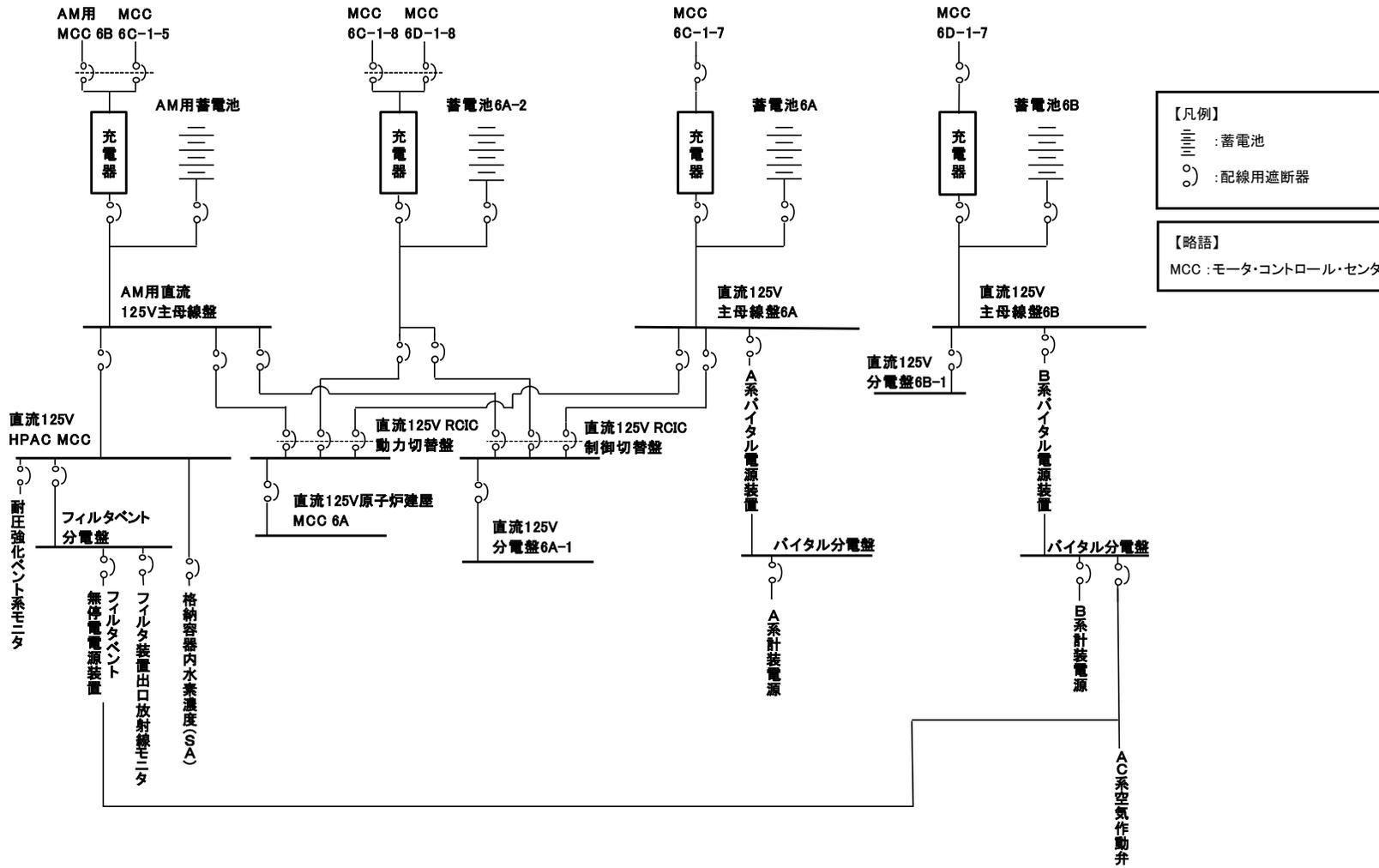
- 【凡例】
- : ガスタービン発電機
 - : 非常用ディーゼル発電機
 - : 遮断器
 - : 断路器
 - : 配線用遮断器
 - : 接続装置
 - : 電動切替装置
 - : 切替装置

- 【略語】
- D/G : 非常用ディーゼル発電機
 - M/C : メタルクラッド開閉装置
 - P/C : パワーセンタ
 - MCC : モータ・コントロールセンタ

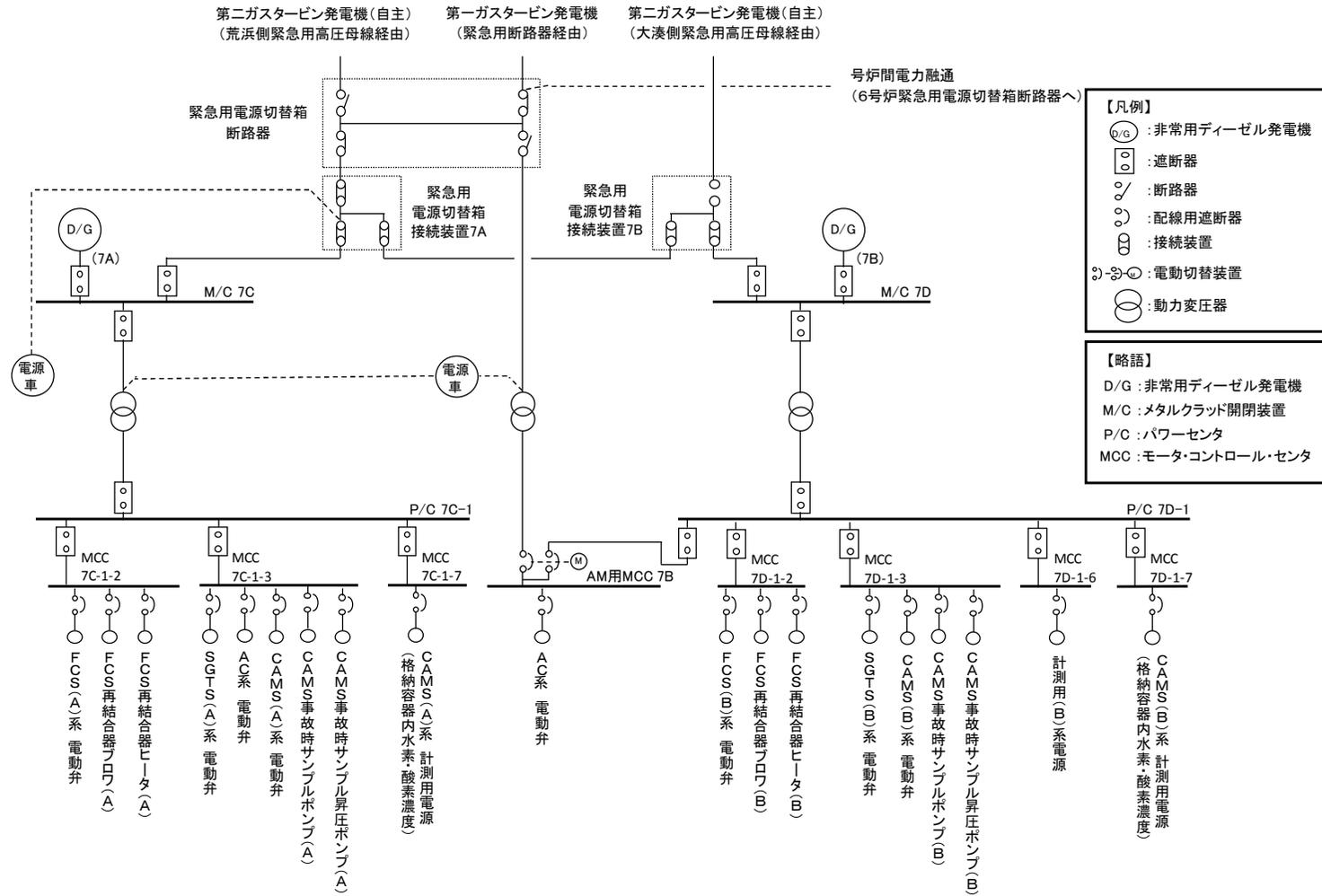
第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



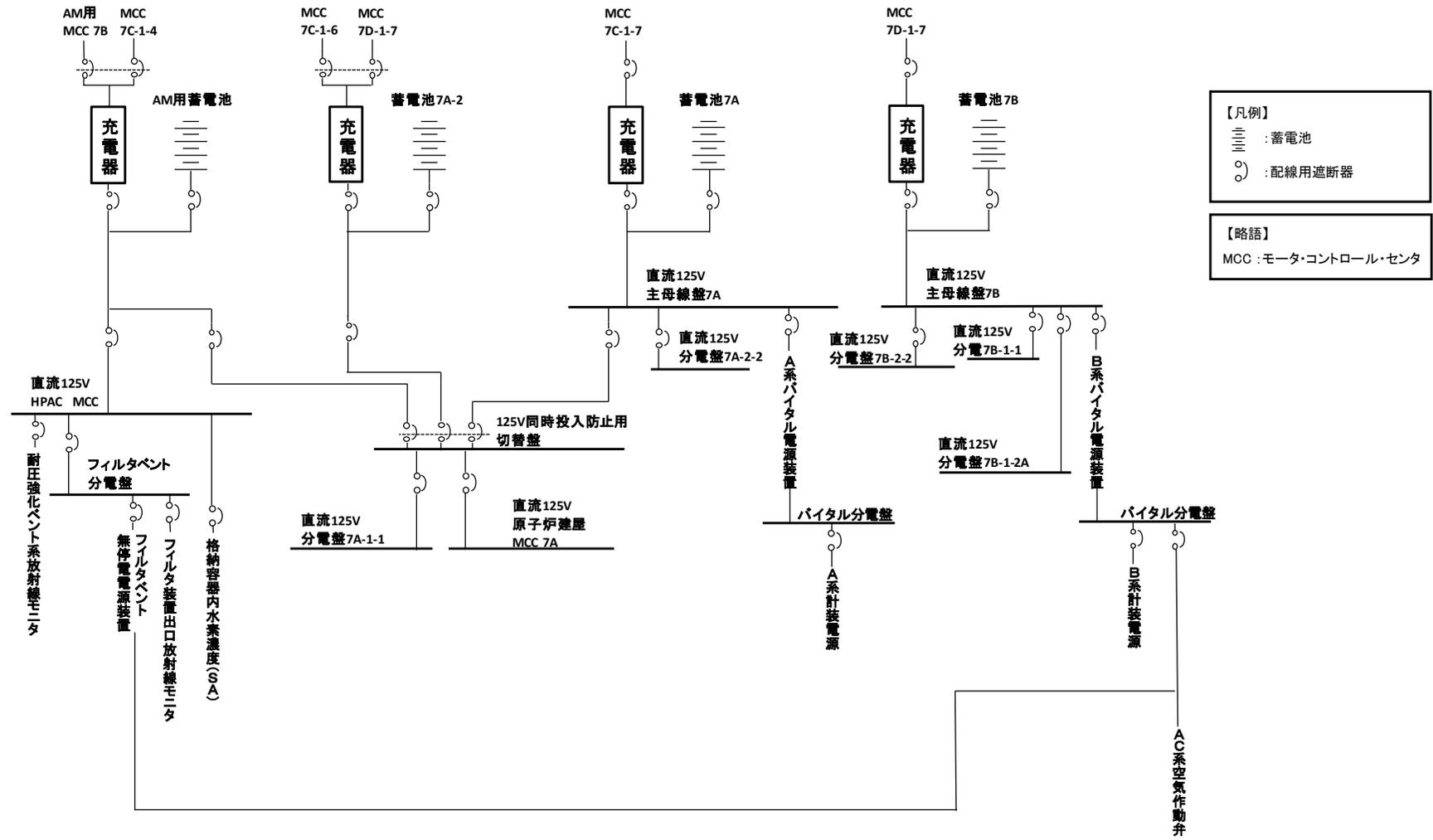
第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



第3図 6号炉 電源構成図 (直流電源)



第4図 7号炉 電源構成図 (交流電源)



第5図 7号炉 電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

a. 操作概要

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出に必要な電動弁の電源確保及び現場での系統構成を行う。

b. 作業場所

電源確保	原子炉建屋	地下1階(非管理区域)
系統構成	原子炉建屋	低層階屋上(非管理区域)

c. 必要要員数及び時間

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出のうち、電源確保及び系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名(現場運転員2名)

想定時間 :電源確保 20分(実績時間:18分)

系統構成(原子炉建屋内の原子炉区域外)15分(実績時間:12分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、原子炉建屋内の原子炉区域外に設置している。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の受電操作であり, 容易に実施可能である。
遠隔手動弁操作設備の操作についても, 操作に必要な工具はなく通常の手操作と同様であるため, 容易に実施可能である。
操作対象弁には, 暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認



系統構成

2. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

a. 操作概要

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出に必要な電動弁の電源確保及び現場での系統構成を行う。

b. 作業場所

電源確保	原子炉建屋	地下 1 階 (非管理区域)
系統構成	原子炉建屋	地上 3 階, 地上中 3 階 (非管理区域)

c. 必要要員数及び時間

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出のうち、電源確保及び系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数: 2 名 (現場運転員 2 名)

想定時間 : 電源確保 20 分 (実績時間: 18 分)

系統構成 (原子炉建屋内の原子炉区域外) 30 分 (実績時間: 23 分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における操作性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋) を装備又は携行して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、原子炉建屋内の原子炉区域外に設置している。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作及び受電操作であり、容易に実施可能である。

遠隔手動弁操作設備の操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備 (送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備) のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認



系統構成

3. 可燃性ガス濃度制御系の電源確保

a. 操作概要

可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御の系統構成のために電源の受電操作を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

c. 必要要員数及び時間

可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御のうち、電源確保に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2名(現場運転員2名)

想定時間 :20分(実績時間:18分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内照明消灯時における操作性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常受電操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

4. 格納容器内雰囲気計装の電源確保

a. 操作概要

代替原子炉補機冷却系により冷却水が確保されていることの確認及び代替交流電源設備からの給電を確認後、格納容器内雰囲気計装電源の受電操作を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

c. 必要要員数及び時間

格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視のうち、電源確保に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:2人(現場運転員2名)

想定時間 :20分(実績時間:19分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常受電操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

5. 耐圧強化ラインの窒素ガスパーズ

a. 操作概要

炉心の著しい損傷が発生し、耐圧強化ベント系により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出を実施する際、耐圧強化ベントライン主排気筒側の大気開放されたラインに対してあらかじめ窒素ガスパーズを実施することにより、系統内の酸素濃度を可燃限界以下に保ち、水素爆発を防止する。

b. 作業場所

タービン建屋 西側大物搬入口前(屋外)
 タービン建屋 地上1階 原子炉建屋連絡通路南西側(管理区域)
 原子炉建屋 地上1階 非常用ガス処理系モニタ室通路(管理区域)

c. 必要要員数及び時間

耐圧強化ラインの窒素ガスパーズに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数:4人(緊急時対策要員4名)

想定時間 :6時間(実績時間:当該設備は設置工事中のため
 実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフウェアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明及びヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。
 アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :送気ホースの接続は、汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に実施可能であり、操作に必要な工具はない。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音

声呼出電話設備)のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。

解釈一覧
 操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容		解釈
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順	(2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止	a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	フィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内	フィルタ装置水位指示値が1000～1500mm
			原子炉格納容器内の酸素濃度が規定値	原子炉格納容器内の酸素濃度が <input type="text"/>
		b. 耐圧強化ベント系(W/W)による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	原子炉格納容器内の圧力が規定圧力以下	原子炉格納容器内の圧力が <input type="text"/> 以下
			原子炉格納容器内の酸素濃度が規定値	原子炉格納容器内の酸素濃度が <input type="text"/>
	c. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系の予熱運転が完了	再結合器内ガス温度指示値が <input type="text"/> に到達し、予熱運転が完了	
		再結合器内ガス温度指示値が規定値	再結合器内ガス温度指示値が <input type="text"/>	

各号炉の弁番号及び弁名称一覧(1/2)

統一名称	6号炉		7号炉	
	弁番号	弁名称	弁番号	弁名称
非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁	T22-M0-F004A/B	SGTSフィルタ装置出口弁(A)/(B)	T22-M0-F004A/B	SGTSフィルタ装置出口弁(A)/(B)
非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁	T22-M0-F511	SGTS出口ドレン弁	T22-M0-F511	SGTS出口Uシール元弁
耐圧強化ベント弁	T61-A0-F002	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
非常用ガス処理系第一隔離弁	T31-A0-F020	SGTS側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020	AC SGTS側PCVベント用隔離弁
換気空調系第一隔離弁	T31-A0-F021	HVAC側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021	AC HVAC側PCVベント用隔離弁
非常用ガス処理系第二隔離弁	T22-F040	SGTS側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	SGTS側PCVベント用隔離弁後弁
換気空調系第二隔離弁	U41-F050	HVAC側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	HVAC側PCVベント用隔離弁後弁
フィルタ装置入口弁	T61-A0-F001	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	T61-A0-F001	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁
二次隔離弁	T31-M0-F070	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	AC PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)	T31-A0-F022	S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	AC S/Cベント用出口隔離弁
一次隔離弁(ドライウェル側)	T31-A0-F019	D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	AC D/Wベント用出口隔離弁
フィルタ装置入口弁操作用空気ボンベ出口弁	T61-F060	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作用空気ボンベ出口弁	T61-F060	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作用空気ボンベ出口弁
耐圧強化ベント弁操作用空気ボンベ出口弁	T61-F064	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作用空気ボンベ出口弁	T61-F064	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作用空気ボンベ出口弁
耐圧強化ベント系N ₂ バージ用元弁(二次格納施設側)	T22-F201	耐圧強化ベント系N ₂ バージ用元弁(二次格納施設側)	T22-F201	耐圧強化ベント系N ₂ バージ用元弁(二次格納施設側)
耐圧強化ベント系N ₂ バージ用元弁(タービン建屋側)	T22-F200	耐圧強化ベント系N ₂ バージ用元弁(タービン建屋側)	T22-F200	耐圧強化ベント系N ₂ バージ用元弁(タービン建屋側)
可燃性ガス濃度制御系室連絡弁	U41-M0-F105A/B	FCS室連絡弁(A)/(B)	U41-M0-F105A/B	FCS室連絡弁(A)/(B)
一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気供給弁	T31-M0-F047	S/Cベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F092	AC S/Cベント弁操作用空気供給弁
一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気排気側止め弁	T31-F062	S/Cベント弁操作用空気排気側止め弁	T31-F099	S/Cベント弁操作用空気排気側止め弁
一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)逆操作用空気排気側止め弁	T31-F803	S/Cベント弁逆操作用空気排気側止め弁	T31-F779	S/Cベント弁逆操作用空気排気側止め弁
一次隔離弁(ドライウェル側)操作用空気供給弁	T31-M0-F045	D/Wベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F082	AC D/Wベント弁操作用空気供給弁
一次隔離弁(ドライウェル側)操作用空気排気側止め弁	T31-F061	D/Wベント弁操作用空気排気側止め弁	T31-F098	D/Wベント弁操作用空気排気側止め弁
一次隔離弁(ドライウェル側)逆操作用空気排気側止め弁	T31-F802	D/Wベント弁逆操作用空気排気側止め弁	T31-F778	D/Wベント弁逆操作用空気排気側止め弁
二次隔離弁バイパス弁	T31-M0-F072	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁	T31-M0-F072	AC PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁

各号炉の弁番号及び弁名称一覧(2/2)

統一名称	6号炉			7号炉		
	弁番号	弁名称	操作場所	弁番号	弁名称	操作場所
フィルタ装置入口弁逆操作用空気排気制止弁	T61-F712	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁 逆操作用空気排気制止弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F712	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁 逆操作用空気排気制止弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
フィルタ装置入口弁操作用空気排気制止弁	T61-F068	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁 操作用空気排気制止弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F068	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁 操作用空気排気制止弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
耐圧強化ベント弁逆操作用空気排気制止弁	T61-F713	PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作用 空気排気制止弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F713	PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作用 空気排気制止弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
耐圧強化ベント弁操作用空気排気制止弁	T61-F069	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作用空 気排気制止弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)	T61-F069	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作用空 気排気制止弁	原子炉建屋3階南側通路 (非管理区域)
フィルタベント大気放出ライン ドレン弁	T61-F503	フィルタベント大気放出ライン ドレン弁	原子炉建屋屋上階南側 (非管理区域)	T61-F503	フィルタベント大気放出ライン ドレン弁	原子炉建屋屋上階南側 (非管理区域)
可燃性ガス濃度制御系入口第一隔離弁	T49-M0-F001A/B	FCS入口第一隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋2階格納容器所員用エアロック (管理区域)	T49-M0-F001A/B	FCS入口第一隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋1階南側通路 (管理区域)
可燃性ガス濃度制御系入口第二隔離弁	T49-M0-F003A/B	FCS入口第二隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋2階格納容器所員用エアロック (管理区域)	T49-M0-F003A/B	FCS入口第二隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋1階南側通路 (管理区域)
可燃性ガス濃度制御系出口第一隔離弁	T49-M0-F008A/B	FCS出口第一隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南東通路 (管理区域)	T49-M0-F008A/B	FCS出口第一隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路 (管理区域)
可燃性ガス濃度制御系出口第二隔離弁	T49-M0-F007A/B	FCS出口第二隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南東通路 (管理区域)	T49-M0-F007A/B	FCS出口第二隔離弁(A)/(B)	中央制御室 原子炉建屋地下2階南側通路 (管理区域)