

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。

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉審査資料	
資料番号	KK67-0056 改16
提出年月日	平成28年12月19日

## 柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

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

平成28年12月

東京電力ホールディングス株式会社

## 1. 重大事故等対策

- 1. 0 重大事故等対策における共通事項
- 1. 1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等
- 1. 2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等
- 1. 3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等
- 1. 4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等
- 1. 5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等
- 1. 6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等
- 1. 7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等
- 1. 8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等
- 1. 9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等
- 1. 10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等
- 1. 11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等
- 1. 12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等
- 1. 13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等
- 1. 14 電源の確保に関する手順等
- 1. 15 事故時の計装に関する手順等
- 1. 16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等
- 1. 17 監視測定等に関する手順等
- 1. 18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等
- 1. 19 通信連絡に関する手順等

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

- 2. 1 可搬型設備等による対応



## 重大事故等発生時及び大規模損壊発生時の対処に係る基本方針

### 【要求事項】

発電用原子炉施設において、重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。以下同じ。）若しくは重大事故（以下「重大事故等」と総称する。）が発生した場合又は大規模な自然災害若しくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊が発生した場合における当該事故等に対処するために必要な体制の整備に関し、原子炉等規制法第43条の3の24第1項の規定に基づく保安規定等において、以下の項目が規定される方針であることを確認すること。

なお、申請内容の一部が本要求事項に適合しない場合であっても、その理由が妥当なものであれば、これを排除するものではない。

### 【要求事項の解釈】

要求事項の規定については、以下のとおり解釈する。

なお、本項においては、要求事項を満たすために必要な措置のうち、手順等の整備が中心となるものを例示したものである。重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力には、以下の解釈において規定する内容に加え、設置許可基準規則に基づいて整備される設備の運用手順等についても当然含まれるものであり、これらを含めて手順書等が適切に整備されなければならない。

また、以下の要求事項を満足する技術的内容は、本解釈に限定されるものではなく、要求事項に照らして十分な保安水準が達成できる技術的根拠があれば、要求事項に適合するものと判断する。

福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえた重大事故等対策の設備強化等の対策に加え、重大事故に至るおそれがある事故若しくは重大事故が発生した場合又は大規模な自然災害若しくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊が発生した場合における以下の重大事故等対処設備に係る事項、復旧作業に係る事項、支援に係る事項及び手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備を考慮し当該事故等に対処するために必要な手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備等運用面での対策を行う。

「1. 重大事故等対策」について手順を整備し、重大事故等の対応を実施する。「2. 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「2. 1 可搬型設備等による対応」は「1. 重大事故等対策」の対応手順を基に、大規模な損壊が発生した場合の様々な状況においても、事象進展の抑制及び緩和を行うための手順を整備し、大規模な損壊が発生した場合の対応を実施する。

また、重大事故等又は大規模損壊に対処しえる体制においても技術的能力を維持管理していくために必要な事項を、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置については、技術的能力の審査基準で規定する内容に加え、設置許可基準規則に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮し、適切に整備する。整備する手順書については「重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力 1.1 から 1.19」にて補足する。

1. 重大事故等対策

1. 0 重大事故等対策における共通事項

< 目 次 >

1. 0. 1 重大事故等への対応に係る基本的な考え方	1. 0-1
(1) 重大事故等対処設備に係る事項	1. 0-1
a. 切り替えの容易性	1. 0-1
b. アクセスルートの確保	1. 0-1
(2) 復旧作業に係る事項	1. 0-1
a. 予備品等の確保	1. 0-1
b. 保管場所	1. 0-2
c. アクセスルートの確保	1. 0-2
(3) 支援に係る事項	1. 0-2
(4) 手順書の整備, 教育・訓練の実施及び体制の整備	1. 0-2
a. 手順書の整備	1. 0-2
b. 教育及び訓練の実施	1. 0-3
c. 体制の整備	1. 0-3
1. 0. 2 共通事項	1. 0-4
(1) 重大事故等対処設備に係る事項	1. 0-4
a. 切り替えの容易性	1. 0-4
b. アクセスルートの確保	1. 0-4
(2) 復旧作業に係る事項	1. 0-8
a. 予備品等の確保	1. 0-8
b. 保管場所	1. 0-9
c. アクセスルートの確保	1. 0-9
(3) 支援に係る事項	1. 0-10
(4) 手順書の整備, 教育及び訓練の実施並びに体制の整備	1. 0-13
a. 手順書の整備	1. 0-13
b. 教育及び訓練の実施	1. 0-17
c. 体制の整備	1. 0-22

< 添付資料 目次 >

添付資料 1.0.1	本来の用途以外の用途として使用する重大事故等に対処するための設備に係る切り替えの容易性について
添付資料 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
添付資料 1.0.3	予備品等の確保及び保管場所について
添付資料 1.0.4	外部からの支援について
添付資料 1.0.5	重大事故等への対応に係る文書体系
添付資料 1.0.6	重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について
添付資料 1.0.7	有効性評価における重大事故対応時の手順について
添付資料 1.0.8	大津波警報発令時の原子炉停止操作等について
添付資料 1.0.9	重大事故等の対処に係る教育及び訓練について
添付資料 1.0.10	重大事故等発生時の体制について
添付資料 1.0.11	重大事故等発生時の発電用原子炉主任技術者の役割について
添付資料 1.0.12	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
添付資料 1.0.13	緊急時対策要員の作業時における装備について
添付資料 1.0.14	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
添付資料 1.0.15	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
添付資料 1.0.16	重大事故等発生時における停止号炉の影響について

## 1. 0. 1 重大事故等への対応に係る基本的な考え方

### (1) 重大事故等対処設備に係る事項

#### a. 切り替えの容易性

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは、設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に、本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。ただし、本来の機能と同じ目的で使用するために設置している可搬型設備を使用する場合は除く。）として重大事故等に対処するために使用する設備については、通常時に使用する系統から弁操作によりすみやかに切り替えられるようにするとともに、通常時に使用する系統からすみやかに切り替えるために必要な手順等を整備する。

#### b. アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内において、想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するための経路、又は他の設備の被害状況を把握するための経路（以下「アクセスルート」という。）は、**自然現象、発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）（以下「人為事象」という。）、溢水及び火災を想定しても運搬、移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。**

### (2) 復旧作業に係る事項

重大事故等発生時において、重要安全施設の復旧作業を有効かつ効果的に行うため、以下の基本方針に基づき実施する。

#### a. 予備品等の確保

重大事故等発生後の事故対応については、重大事故等対処設備にて実施することにより、事故収束を行う。事故収束を継続させるためには、機能喪失した重要安全施設の機能回復を図ることが有効な手段であるため、以下の方針に基づき重要安全施設の取替可能な機器、部品等の復旧作業を優先的に実施することとし、そのために必要な予備品を確保する。

- ・ 短期的には重大事故等対処設備で対応を行い、その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。
- ・ 単一の重要安全施設の機能を回復することによって、重要安全施設の多数の設備の機能を回復することができ、事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポー

ト系設備を復旧する。

- ・ 復旧作業の実施に当たっては、復旧が困難な設備についても、復旧するための対策を検討し実施することとするが、放射線の影響、その他の作業環境条件の観点  
を踏まえ、復旧作業の成立性が高い設備を復旧する

また、予備品への取替のために必要な資機材等を確保する。

なお、今後も多様な復旧手段の確保、復旧を想定する機器の拡大、その他の有効な復旧対策について継続的な検討を行うとともに、そのために必要な予備品の確保に努める。

また、予備品の取替作業に必要な資機材等として、ガレキ撤去等のためのホイールローダ、夜間の対応を想定した照明機器等及びその他作業環境を想定した資機材を確保する。

#### b. 保管場所

予備品等については、共通要因によって同時に機能が喪失することがないように、当該重要安全施設との位置的分散を考慮した場所に保管する。

#### c. アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、設備の復旧作業のため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、実効性のある運用管理を実施する。

アクセスルートは、自然現象、人為事象、溢水及び火災を想定しても設備の復旧作業に支障がないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

### (3) 支援に係る事項

重大事故等に対して事故収束対応を実施するため、発電所構内で予め用意する重大事故等対処設備、予備品及び燃料等の手段により、事故発生後7日間は事故収束対応が維持できるようにする。

また、関係機関等と予め協議、合意の上、外部からの支援計画を定め、重大事故等発生時の支援の契約を締結し、事故等発生後6日後までに発電所を支援できる体制を整備する。

### (4) 手順書の整備、教育・訓練の実施及び体制の整備

重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう、手順書を整備し、教育及び訓練を実施するとともに、人員を確保する等の必要な体制を整備する。

#### a. 手順書の整備

重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じて重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう手順書を整備する。

また、手順書は使用主体に応じて、運転員が使用する手順書（以下、「運転操作手順書」という。）、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。）を整備する。

b. 教育及び訓練の実施

重大事故等に対処する要員（運転員、緊急時対策要員及び自衛消防隊全体をいう）は、重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため、教育及び訓練を継続的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては、通常時の実務経験を通じて付与される力量を考慮し、事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度、内容で計画的に実施することにより重大事故等に対処する要員の力量の維持及び向上を図る。

c. 体制の整備

発電所において重大事故等対策の実施が必要な状況となった場合には、緊急時態勢を発令し、所長（原子力防災管理者）を本部長とする緊急時対策本部（以下、「発電所対策本部」という。）を設置するとともに、重大事故等対策を実施する。

発電所対策本部は、重大事故等対策を実施する実施組織及びその支援組織から構成されており、それぞれの機能毎に責任者を定め、役割分担を明確にし、効果的な重大事故等対策を実施しえる体制とする。また、複数号炉の同時被災の場合においても、重大事故等対処設備を使用して炉心損傷防止及び原子炉格納容器破損防止の重大事故対策に対応できる体制とする。更に、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すみやかに対策を行うことができるよう、発電所内に必要な要員を常時確保する。

6号及び7号炉の発電用原子炉主任技術者は、独立性を確保して配置し、6号及び7号炉同時被災時には、号炉ごとの保安監督を誠実かつ最優先に行う。また、重大事故等対策の実施に当たり保安上必要な場合は、実施組織（所長を含む。）へ指示を行い、事故の拡大防止又は影響緩和を図る。

発電所において緊急時態勢が発令された場合には、社長は本社における緊急時態勢等を発令し、社長を本部長とする本社緊急時対策本部（以下、「本社対策本部」という。）を原子力施設事態即応センターに設置する。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（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（東京電力フュエル&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。）での体制とし、発電所対策本部が重大事故等対策に専念できるよう支援する。また、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内外の関係各所と連携し、適切かつ効果的な対策を検討できる体制を整備する。

## 1. 0. 2 共通事項

### (1) 重大事故等対処設備

#### ① 切り替えの容易性

##### 【要求事項】

発電用原子炉設置者において、本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあつては、通常時に使用する系統から速やかに切り替え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 アクセスルートの確保

##### 【要求事項】

発電用原子炉設置者において、想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、工場又は事業所（以下「工場等」という。）内の道路及び通路が確保できるよう、実効性のある運用を行う方針であること。

### (1) 重大事故等対処設備に係る事項

#### a. 切り替えの容易性

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは、設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に、本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。ただし、本来の機能と同じ目的で使用するために設置している可搬型設備を使用する場合は除く。）として重大事故等に対処するために使用する設備については、通常時に使用する系統から弁操作等によりすみやかに切り替えられるよう、必要な手順等を整備するとともに、確実に行えるよう訓練を実施する。

（添付資料 1. 0. 1）

#### b. アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう以下の実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内において、アクセスルートは、**自然現象、人為事象、溢水及び火災を想定しても運搬、移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。**

屋内及び屋外アクセスルートは、想定される自然現象に対して地震、津波、風（台



風)、竜巻、積雪、低温、落雷、火山による降灰、森林火災、降水及び生物学的事象を、人為事象に対して火災・爆発、航空機落下及び有毒ガスを考慮する。また、重大事故等時の高線量下環境を考慮する。

想定される自然現象のうち、落雷及び生物学的事象については、直接の影響はない。

可搬型重大事故等対処設備の保管場所については、設計基準事故対処設備等の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図る。また、屋外の可搬型重大事故等対処設備は防火帯の内側の複数箇所に分散して保管する。

#### (a) 屋外アクセスルート

重大事故等が発生した場合、事故収束に迅速に対応するため、屋外の可搬型重大事故等対処設備の保管場所から使用場所まで運搬するアクセスルートの状況確認、取水ポイントの状況確認、ホース敷設ルートの状況確認を行い、合わせて、軽油タンク、常設代替交流電源設備、その他屋外設備の被害状況の把握を行う。

屋外アクセスルートに対する想定される自然現象のうち、地震による影響(周辺構造物等の損壊、周辺斜面の崩壊及び道路面のすべり、不等沈下)、風(台風)及び竜巻による飛来物、積雪、火山による降灰を想定し、複数のアクセスルートの中から状況を確認し、早期に復旧可能なアクセスルートを確認するため、障害物を除去可能なホイールローダを保管、使用し、それを運転できる緊急時対策要員を確保する。

また、地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対しては、道路上への自然流下も考慮した上で、溢水による通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確認する。

津波の影響については、基準津波による遡上域最大水位よりも高い位置にアクセスルートを確認する。

屋外アクセスルートは、想定される自然現象のうち森林火災、人為事象のうち火災・爆発、航空機落下及び有毒ガスに対して、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確認する。

屋外アクセスルートの周辺構造物等の損壊による障害物については、ホイールローダによる撤去あるいは複数のアクセスルートによる迂回を行う。

屋外アクセスルートは、地震の影響による周辺斜面の崩壊や道路面のすべりで崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ホイールローダによる崩壊箇所の仮復旧を行い、通行性を確保する。

不等沈下による通行に支障がある段差の発生が想定される箇所においては、迂回する又は碎石による段差解消対策により対処する。

アクセスルート上の風(台風)及び竜巻による飛来物、積雪、火山による降灰については、ホイールローダによる撤去を行う。なお、想定を上回る積雪、火山によ

る降灰が発生した場合は、除雪、除灰の頻度を増加させることにより対処する。また、低温及び積雪に対して、道路については融雪剤を配備し、車両については走行可能なタイヤの装着により通行性を確保する。

屋外のアクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備を行い、移動時及び作業時の状況に応じて着用する。夜間及び停電時の確実な運搬や移動のため可搬型照明装置を配備する。また、現場との通信連絡手段を確保する。

柏崎刈羽原子力発電所の[免震重要棟内緊急時対策所](#)は6号及び7号炉との距離が長く、緊急時対策要員にとって緊急時対策所から現場まで移動距離があるという発電所特有の特徴がある。

[免震重要棟内緊急時対策所](#)と6号及び7号炉の距離がある点について、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が緊急時対策所にとどまる点に着目すると放射線被ばく上有効であるが、移動に車両が使用できない場合、要員の現場への移動や現場からの待避に時間がかかることになる。このため、重大事故等対処時において、万一、気象状況の急変、爆発等の不測の事態が発生した場合に現場要員が待避できるよう、[5号炉原子炉建屋内緊急時対策所](#)もしくは6号及び7号炉近傍に複数の一時待避場所（5号炉海水熱交換器建屋、大湊側ディーゼル駆動消火ポンプ建屋、地下電気洞道（大湊側）、大湊側出入管理建屋）を設定することで現場要員の安全性向上を図る。なお、現場要員は、車両により[免震重要棟内緊急時対策所](#)へ待避することを基本とするが、徒歩による移動も考慮し、地上での待避と比較し放射線影響に対して一定の効果が期待できる地下電気洞道を使用した徒歩のアクセスルートなど複数のアクセスルートを確保する。

#### (b) 屋内アクセスルート

重大事故等が発生した場合において、屋内の現場操作場所までのアクセスルートの状況確認を行い、合わせて、その他屋内設備の被害状況の把握を行う。

屋内アクセスルートは、地震、津波、その他自然現象による影響（風（台風）、竜巻、積雪、低温、落雷、火山による降灰、森林火災、降水、生物学的事象）及び人為事象（火災・爆発、[航空機落下及び有毒ガス](#)）に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する。

屋内アクセスルートは、重大事故等が発生した場合において必要となる現場操作を実施する場所まで移動可能なルートを選定する。また、地震時に通行が阻害されないように、通行性確保対策として、アクセスルート上の資機材を固縛、転倒防止対策及び火災の発生防止対策により通行に支障をきたさない措置を講じる。万一通行が阻害される場合は迂回する又は乗り越える。

溢水等に対して、アクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具を着用する。

屋内のアクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備を行い、移動時及び作業時の状況に応じて着用する。停電時及び夜間時においては、確実に運搬、

移動ができるように、可搬型照明を配備する。また、現場との連絡手段を確保し、作業環境を考慮する。

(添付資料 1.0.2)

(2) 復旧作業

① 予備品等の確保

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、重要安全施設（設置許可基準規則第2条第9号に規定する重要安全施設をいう。）の取替え可能な機器及び部品等について、適切な予備品及び予備品への取替のために必要な機材等を確保する方針であること。

【解釈】

- 1 「適切な予備品及び予備品への取替のために必要な機材等」とは、気象条件等を考慮した機材、ガレキ撤去等のための重機及び夜間対応を想定した照明機器等を含むこと。

② 保管場所

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、上記予備品等を、外部事象の影響を受けにくい場所に、位置的分散などを考慮して保管する方針であること。

③ アクセスルート

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、想定される重大事故等が発生した場合において、設備の復旧作業のため、工場等内の道路及び通路が確保できるよう、実効性のある運用管理を行う方針であること。

(2) 復旧作業に係る事項

重大事故等発生時において、重要安全施設の復旧作業を有効かつ効果的に行うため、以下の基本方針に基づき実施する。

a. 予備品等の確保

重大事故等発生後の事故対応については、重大事故等対処設備にて実施することにより、事故収束を行う。

事故収束を継続させるためには、機能喪失した重要安全施設の機能回復を図ることが有効な手段であるため、以下の方針に基づき重要安全施設の取替可能な機器、部品等の復旧作業を優先的に実施することとし、そのために必要な予備品を確保する。

- ・ 短期的には重大事故等対処設備で対応を行い、その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。
- ・ 単一の重要安全施設の機能を回復することによって、重要安全施設の多数の設備

の機能を回復することができ、事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。

- ・ 復旧作業の実施に当たっては、復旧が困難な設備についても、復旧するための対策を検討し実施することとするが、放射線の影響、その他の作業環境条件の観点から踏まえ、復旧作業の成立性が高い設備を復旧する。

なお、今後も多様な復旧手段の確保、復旧を想定する機器の拡大、その他の有効な復旧対策について継続的な検討を行うとともに、そのために必要な予備品の確保に努める。

また、予備品の取替作業に必要な資機材等として、がれき撤去等のためのホイールローダ、夜間の対応を想定した照明機器等及びその他作業環境を想定した資機材を確保する。

#### b. 保管場所

予備品等については、地震による周辺斜面の崩落、敷地下斜面のすべり、津波による浸水等の外部事象の影響を受けにくい場所に当該重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。

(添付資料 1.0.3, 1.0.13)

#### c. アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、設備の復旧作業のため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

アクセスルートは、自然現象、人為事象、溢水及び火災を想定しても設備の復旧作業に支障がないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する等、「1.0.2(1)b. アクセスルートの確保」と同じ運用管理を実施する。

(添付資料 1.0.2, 1.0.3, 1.0.13)

(3) 支援に係る事項

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、工場等内であらかじめ用意された手段（重大事故等対処設備、予備品及び燃料等）により、事故発生後7日間は事故収束対応を維持できる方針であること。

また、関係機関と協議・合意の上、外部からの支援計画を定める方針であること。さらに、工場等外であらかじめ用意された手段（重大事故等対処設備、予備品及び燃料等）により、事象発生後6日間までに支援を受けられる方針であること。

(3) 支援に係る事項

重大事故等に対して事故収束対応を実施するため、発電所内で予め用意された重大事故等対処設備、予備品及び燃料等の手段により、重大事故等対策を実施し、事故発生後7日間は継続して事故収束対応を維持できるようにする。重大事故等の対応に必要な水源については、淡水源に加え最終的に海水に切り替えることにより水源が枯渇することがないようにする。

事故発生後7日間以降の事故収束対応を維持するため、事故等発生後6日後までに、予め選定している候補施設の中から原子力事業所災害対策支援拠点を選定し、発電所の事故収束対応を維持するために必要な燃料、資機材等を継続的に支援できる体制を整備する。また、発電所内に配備している重大事故等対処設備に不具合があった場合の代替手段、資機材及び燃料を支援できるよう、社内で発電所外に保有している重大事故等対処設備と同種の設備（消防車、電源車等）、食糧その他の消耗品も含めた資機材、予備品及び燃料等について、事象発生後6日後までに支援できる体制を整備する。

プラントメーカー、協力会社及びその他の関係機関とは平時から必要な連絡体制を整備する等協力関係を構築するとともに、予め協議・合意の上、外部からの支援計画を定め、重大事故等発生時の支援の契約を締結し、発電所を支援できる体制を整備する。

重大事故等発生後、当社対策本部が発足し協力体制が整い次第、プラントメーカーからは事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援、協力会社からは事故収束及び復旧対策活動に必要な要員等の支援、燃料及び資機材の輸送支援及び燃料供給会社からは燃料の供給支援を受けられるように支援計画を定める。なお、資機材等の輸送に関しては、専用の輸送車両を常備した運送会社及びヘリコプター運航会社と協力協定を締結し、迅速な物資輸送を可能とするとともに中長期的な物資輸送にも対応できるように支援計画を定める。

原子力災害における原子力事業者間協力協定に基づき、他の原子力事業者からは、要員の派遣、資機材の貸与、環境放射線モニタリングの支援を受けられる他、原子力

緊急事態支援組織からは、被ばく低減のために遠隔操作可能なロボット等の資機材、資機材操作の支援及び提供資機材を活用した事故収束活動に係る助言を受けることができるように支援計画を定める。

(添付資料 1.0.4)

(4) 手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう、あらかじめ手順書を整備し、訓練を行うとともに人員を確保する等の必要な体制の適切な整備が行われているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 手順書の整備は、以下によること。
  - a) 発電用原子炉設置者において、全ての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失、安全系の機器若しくは計測器類の多重故障又は複数号機の同時被災等を想定し、限られた時間の中において、発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策について適切な判断を行うため、必要となる情報の種類、その入手の方法及び判断基準を整理し、まとめる方針であること。
  - b) 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防ぐために最優先すべき操作等の判断基準をあらかじめ明確化する方針であること。  
(ほう酸水注入系（SLCS）、海水及び格納容器圧力逃がし装置の使用を含む。)
  - c) 発電用原子炉設置者において、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針が適切に示されていること。
  - d) 発電用原子炉設置者において、事故の進展状況に応じて具体的な重大事故等対策を実施するための、運転員用及び支援組織用の手順書を適切に定める方針であること。なお、手順書が、事故の進展状況に応じていくつかの種類に分けられる場合は、それらの構成が明確化され、かつ、各手順書相互間の移行基準を明確化する方針であること。
  - e) 発電用原子炉設置者において、具体的な重大事故等対策実施の判断基準として確認される水位、圧力及び温度等の計測可能なパラメータを手順書に明記する方針であること。また、重大事故等対策実施時のパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を、手順書に整理する方針であること。



f) 発電用原子炉設置者において、前兆事象を確認した時点での事前の対応(例えば大津波警報発令時の原子炉停止・冷却操作)等ができる手順を整備する方針であること。

(4) 手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備

重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう，手順書を整備し，教育及び訓練を実施するとともに，人員を確保する等の必要な体制を整備する。

a. 手順書の整備

重大事故等発生時において，事象の種類及び事象の進展に応じて重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう手順書を整備する。

また，手順書は使用主体に応じて，運転員が使用する手順書（以下，「運転操作手順書」という。），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。）を整備する。

(a) 全ての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失，安全系の機器若しくは計測器類の多重故障又は複数号炉の同時被災等の過酷な状態において，限られた時間の中で6号及び7号炉の発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策の適切な判断に必要な情報の種類，その入手の方法及び判断基準を整理し，運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書にまとめる。

発電用原子炉施設の状態の把握が困難な場合にも対処できるよう，パラメータを計測する計器故障時に発電用原子炉施設の状態を把握するための手順，パラメータの把握能力を超えた場合に発電用原子炉施設の状態を把握するための手順及び計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順を運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書に整備する。

(b) 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に，最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるよう，判断基準を明確にした手順を以下のとおり整備する。

原子炉停止機能喪失時においては，迷わずほう酸水注入を行えるよう判断基準を明確にした運転操作手順書を整備する。

炉心の著しい損傷又は原子炉格納容器の破損を防止するために注水する淡水源が枯渇又は使用できない状況においては，設備への悪影響を懸念することなく，迷わず海水注入を行えるよう判断基準を明確にした手順を運転操作手順書に整備する。

原子炉格納容器の破損防止のため、迷わず格納容器圧力逃がし装置等の使用が行えるよう判断基準を明確にした手順を、運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書に整備する。

全交流動力電源喪失時等において、準備に長時間を要する可搬型設備を必要な時期に使用可能とするため、準備に掛かる時間を考慮の上、手順着手の判断基準を明確にした手順を緊急時対策本部用手順書に整備する。

その他、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に必要な各操作については、重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため、手順着手の判断基準を明確にした手順を緊急時対策本部用手順書に整備する。

- (c) 重大事故等対策の実施において、財産（設備等）保護よりも安全を優先するという共通認識を持って行動できるよう、社長は予め方針を示す。

重大事故等発生時の運転操作において、当直副長が躊躇せず指示できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を運転操作手順書に整備する。

重大事故等発生時の発電所緊急時対策本部活動において、重大事故等対策を実施する際に、発電所の緊急時対策本部長は、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針にしたがった判断を実施する。また、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を、緊急時対策本部用手順書に整備する。

- (d) 重大事故等対策時に使用する手順書として、運転員と緊急時対策要員が連携し、事故の進展状況に応じて具体的な重大事故等対策を実施するため、運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書を適切に定める。

運転操作手順書は、重大事故等対策を的確に実施するために、事故の進展状況に応じて、以下のように構成し定める。

- ・警報発生時操作手順書

中央制御室及び現場制御盤に警報が発生した際に、警報発生原因の除去あるいはプラントを安全な状態に維持するために必要な対応操作に使用

- ・事故時運転操作手順書（事象ベース）

単一の故障等で発生する可能性のある異常又は事故が発生した際に、事故の進展を防止するために必要な対応操作に使用

- ・事故時運転操作手順書（徴候ベース）

事故の起因事象を問わず、事故時運転操作手順書（事象ベース）では対処できない複数の設備の故障等による異常又は事故が発生した際に、重大事故への進展を防止するために必要な対応操作に使用

・事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）

事故時運転操作手順書（徴候ベース）で対応する状態から更に事象が進展し炉心損傷に至った際に、事故の拡大を防止し影響を緩和するために必要な対応操作に使用

運転操作手順書は、事故の進展状況に応じて手順書相互間を的確に移行できるよう、移行基準を明確にする。

異常又は事故の発生時、警報発生時操作手順書により初期対応を行う。

事象が進展し、その事象の判断が可能な場合には、予め定めた事故時運転操作手順書（事象ベース）に移行する。

警報発生時操作手順書及び事故時運転操作手順書（事象ベース）で対応中に、事故時運転操作手順書（徴候ベース）の導入条件が成立した場合には、事故時運転操作手順書（徴候ベース）に移行する。

事故時運転操作手順書（徴候ベース）による対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は、事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）に移行する。

発電所緊急時対策本部は、運転員からの要請あるいは発電所緊急時対策本部の判断により、運転員の事故対応の支援を行う。緊急時対策本部用手順書として、事故状況に応じた戦略等を定めた緊急時対策本部運営要領を整備するとともに、現場での重大事故等対策を的確に実施するための必要事項を明確に示した手順を定める。

(e) 重大事故等対策実施の判断基準として確認される水位、圧力、温度等の計測可能なパラメータを整理し、運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書に明記する。

重大事故等に対処するために把握することが必要なパラメータのうち、原子炉施設の状態を直接監視するパラメータ（以下、「主要なパラメータ」という。）を、予め発電用原子炉施設の状態を監視するパラメータの中から選定し、運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書に整理する。

整理にあたっては、耐震性、耐環境性のある計測機器での確認の可否、記録の可否、直流電源喪失時における可搬型計測器による計測可否等の情報を明記する。

重大事故等対策実施時におけるパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を手順書に整理する。

有効性評価等にて整理した有効な情報について、運転員が監視すべきパラメータの選定、状況の把握及び進展予測並びに対応処置の参考情報とし、運転操作手順書に整理する。

また、有効性評価等にて整理した有効な情報について、緊急時対策要員が運転操作を支援するための参考情報とし、緊急時対策本部用手順書に整理する。

- (f) 前兆事象として把握ができるか、重大事故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及び事故の未然防止対策を予め検討しておき、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する。

大津波警報が発令された場合、原則として原子炉を停止し、冷却操作を開始する手順を整備する。また、所員の高台への避難及び扉の閉止を行い、津波監視カメラ及び取水ピット水位計による津波の継続監視を行う手順を整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については、例えば台風進路に想定される場合には、屋外設備の暴風雨対策の強化及び巡視点検を強化する。また、竜巻の発生が予想される場合には、車両の退避又は固縛の実施、建屋の水密扉の閉止状態を確認する等、気象情報の収集、巡視点検の強化及び前兆事象に応じた事故の未然防止の対応を行う手順を整備するとともに、設計基準値を超え、又は設計基準値超えが見込まれると判断した場合、原子炉を停止する手順を整備する。

(添付資料 1.0.5, 1.0.6, 1.0.7, 1.0.8)

**【解釈】**

2 訓練は、以下によること。

- a) 発電用原子炉設置者において、重大事故等対策は幅広い発電用原子炉施設の状態に応じた対策が必要であることを踏まえ、その教育訓練等は重大事故等時の発電用原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできるものとする方針であること。
- b) 発電用原子炉設置者において、重大事故等対策を実施する要員の役割に応じて、定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行うとともに、下記3a)に規定する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演習等を計画する方針であること。
- c) 発電用原子炉設置者において、普段から保守点検活動を自らも行って部品交換等の実務経験を積むことなどにより、発電用原子炉施設及び予備品等について熟知する方針であること。
- d) 発電用原子炉設置者において、高線量下、夜間及び悪天候下等を想定した事故時対応訓練を行う方針であること。
- e) 発電用原子炉設置者において、設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう、普段から保守点検活動等を通じて準備し、及びそれらを用いた事故時対応訓練を行う方針であること。

b. 教育及び訓練の実施

運転員、緊急時対策要員等は、重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じた的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため、教育及び訓練を継続的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては、通常時の実務経験を通じて付与される力量を考慮し、事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度、内容で計画的に実施することにより運転員、緊急時対策要員等の力量の維持及び向上を図る。

教育及び訓練の頻度と力量評価の考え方は、以下のとおりとし、この考え方に基づき教育訓練の計画を定め、実施する。

- ・ 各要員に対し必要な教育及び訓練を年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年1回以上、毎年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回以上実施する。
- ・ 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果的かつ確実に実施する。
- ・ 教育及び訓練の実施結果により、手順、資機材及び体制について改善要否を評価し、必要により手順、資機材の改善、教育及び訓練計画への反映を行い、力量を含む対応能力の向上を図る。

運転員、緊急時対策要員等の対象者については、重大事故等発生時における事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処できるよう、各要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し、計画的に評価することにより力量を付与し、運転開始前までに力量を付与された要員を必要人数配置する。

重大事故等対策活動のための要員を確保するため、以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

計画（P）、実施（D）、評価（C）、改善（A）のプロセスを適切に実施し、PDCAサイクルを回すことで、手順書の改善、体制の改善等の継続的な重大事故等対策の改善を図る。

- (a) 重大事故等対策は、幅広い発電用原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ、重大事故等発生時の発電用原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練等を実施する。

重大事故等が発生した場合にプラント状態を早期に安定な状態に導くための的確な状況把握、確実及び迅速な対応を実施するために必要な知識について、運転員及び緊急時対策要員の役割に応じた、教育及び訓練を定期的実施する。

- (b) 運転員及び緊急時対策要員の各役割に応じて、重大事故等よりも厳しいプラント状態となった場合でも対応できるよう、過酷事故の内容、基本的な対処方法等、定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

現場作業に当たっている緊急時対策要員が、作業に習熟し必要な作業を確実に完了できるよう、運転員（中央制御室及び現場）と連携して一連の活動を行う訓練を計画的に実施する。

重大事故等発生時のプラント状況の把握,的確な対応操作の選択等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演習等を定期的に計画する。

運転員に対しては,知識の向上と手順書の実効性を確認するため,シミュレータ訓練又は模擬訓練を実施する。シミュレータ訓練は,従来からの設計基準事故等に加え,重大事故等に対し適切に対応できるよう計画的に実施する。また,重大事故等が発生した時の対応力を養成するため,手順にしたがった対応中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る。また,福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえ,監視計器が設置されている周囲環境条件の変化により,監視計器が示す値の変化に関する教育及び訓練を実施する。

緊急時対策本部の実施組織の要員に対しては,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の習得を図るための個別訓練を,訓練毎に実施頻度を定めて実施する。個別訓練は,訓練毎の訓練対象者全員が実際の設備又は訓練設備を操作する訓練を実施する。

緊急時対策本部の実施組織及び支援組織の要員に対しては,重大事故等発生時のプラント状況の把握,的確な対応操作の選択,確実な指揮命令の伝達等の一連の発電所対策本部機能,支援組織の位置付け,実施組織との連携及び手順書の構成に関する教育及び訓練を実施する。

- (c) 重大事故等の事故状況下において復旧を迅速に実施するために,発電用原子炉施設及び予備品等について熟知し,普段から保守点検活動を社員自らも行って部品交換等の実務経験を積むことが必要なため,以下の活動を行う。

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社員自らが行う。

緊急時対策要員のうち保全部員は,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行うことにより技能及び知識の向上を図る。更に,設備の点検においては,保守実施方法をまとめた社内マニュアルに基づき,現場に立ち,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社員自らが行う。

緊急時対策要員は,可搬型重大事故等対処設備の設置,配管接続,ケーブルの布設接続,放出される放射性物質の濃度・放射線の量の測定及びアクセスルートの確保,その他の重大事故等対策の資機材を用いた対応訓練を社員自らが行う。

(d) 事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、重大事故等発生時の事象進展により高線量下になる場所を想定し放射線防護具を使用した事故時対応訓練、夜間及び降雨、降雪並びに強風等の悪天候下等を想定した事故時対応訓練を実施する。

(e) 事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう、普段から保守点検活動等を通じて準備し、それらの情報及びマニュアルを用いた事故時対応訓練を行う。

それらの情報及びマニュアルを用いて、事故時対応訓練を行うことで、設備資機材の保管場所、保管状態を把握し、取扱いの習熟を図るとともに、情報及びマニュアルの管理を実施する。

(添付資料 1.0.9, 1.0.12, 1.0.13)



【解釈】

- 3 体制の整備は、以下によること。
- a) 発電用原子炉設置者において、重大事故等対策を実施する実施組織及びその支援組織の役割分担及び責任者などを定め、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する方針であること。
  - b) 実施組織とは、運転員等により構成される重大事故等対策を実施する組織をいう。
  - c) 実施組織は、工場等内の全発電用原子炉施設で同時に重大事故が発生した場合においても対応できる方針であること。
  - d) 支援組織として、実施組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整える運営支援組織等を設ける方針であること。
  - e) 発電用原子炉設置者において、重大事故等対策の実施が必要な状況においては、実施組織及び支援組織を設置する方針であること。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要員が招集されるよう定期的に連絡訓練を実施することにより円滑な要員招集を可能とする方針であること。
  - f) 発電用原子炉設置者において、重大事故等対策の実施組織及び支援組織の機能と支援組織内に設置される各班の機能が明確になっており、それぞれ責任者を配置する方針であること。
  - g) 発電用原子炉設置者において、指揮命令系統を明確化する方針であること。また、指揮者等が欠けた場合に備え、順位を定めて代理者を明確化する方針であること。
  - h) 発電用原子炉設置者において、上記の実施体制が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する方針であること。
  - i) 支援組織は、発電用原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について、適宜工場等の内外の組織へ通報及び連絡を行い、広く情報提供を行う体制を整える方針であること。

- j) 発電用原子炉設置者において、工場等外部からの支援体制を構築する方針であること。
- k) 発電用原子炉設置者において、重大事故等の中長期的な対応が必要となる場合に備えて、適切な対応を検討できる体制を整備する方針であること。

#### c. 体制の整備

重大事故等発生時において重大事故等に対応するための体制として、以下の基本方針に基づき整備する。

- (a) 重大事故等対策を実施する実施組織及びその支援組織の役割分担及び責任者等を定め、効果的な重大事故等対策を実施しえる体制を整備する。

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、原子力災害の拡大防止及びその他の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため、所長（原子力防災管理者）は、事象に応じて原子力警戒態勢、第1次緊急時態勢、第2次緊急時態勢を発令し、要員の非常召集、通報連絡を行い、所長（原子力防災管理者）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。）を設置して対処する。

所長（原子力防災管理者）は、発電所対策本部の本部長として、発電所対策本部の統括管理を行い、責任を持って原子力防災の活動方針を決定する。

発電所対策本部は、重大事故等対策を実施する実施組織、実施組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が事故対策に専念できる環境を整える運営支援組織で編成する。また、発電所対策本部は、通常時の発電所体制下での運転、日常保守点検活動の実施経験を活かし、組織が効果的に重大事故等対策を実施できるよう、専門性及び経験を考慮した機能班で構成する。

当社は、福島第一原子力発電所の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。

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・リソース管理を有しており、①の責任者として本部長（所長）があたり、②～⑤の機能毎に責任者として「統括」を置いている。

本部長（所長）の権限については、予め定める要領等に記載された範囲におい

て、②～⑤の各統括に委譲されており、各統括はその範囲内において自律的に活動することができる。

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。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合の発電所対策本部において、その職務に支障をきたすことがないように、独立性が確保できる配置とし、重大事故等対策における発電用原子炉施設の運転に関し保安監督を誠実かつ、最優先に行うことを任務とする。また、重大事故等対策において、発電用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は、その指示を踏まえ方針を決定する。

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、緊急時対策要員は発電用原子炉主任技術者に対し、通信連絡手段により必要の都度、情報連絡（プラントの状況、対策の状況）を行い、発電用原子炉主任技術者は得られた情報に基づき、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

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、すみ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。

- (b) 実施組織として、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）を含む）及び復旧班を設ける。また、火災発生時には、自衛消防隊が消火活動を行うことで重大事故等対策が円滑に実施できる体制を整備する。

号機統括は、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を行う。

号機班は、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を行う。

当直（運転員）は、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を行う。

復旧班は、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を行う。

自衛消防隊は、火災発生時における消火活動を行う。

- (c) 実施組織は、複数号炉において同時に重大事故が発生した場合においても対応で

きる組織とする。

複数号炉の同時被災時においても、号炉毎の運転操作指揮を指揮・命令に関して必要な力量を有している※当直副長が行い、号炉毎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ようにする。

※「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、号炉毎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組で号炉毎の現場操作を行う。

発電所対策本部は、複数号炉の同時被災の場合において、情報の混乱や指揮命令が遅れることのないよう、号炉ごとに配置された号機統括の指示のもと、対象号炉の事故影響緩和・拡大防止に関わるプラント運転操作への助言や可搬型設備を用いた対応、不具合設備の復旧を行う。

複数号炉の同時被災の場合において、必要な緊急時対策要員を発電所内に常時確保することにより、重大事故等対処設備を使用して6号及び7号炉の炉心損傷防止及び原子炉格納容器破損防止の重大事故等対策を実施するとともに、他号炉の使用済燃料プールの被災対応ができる体制とする。

複数号炉の同時被災の場合において、情報の混乱により通報連絡が遅れることのないよう、通報連絡を行う通報班を設け、原子力災害対策特別措置法に定められた通報連絡先へ円滑に通報連絡を行う体制とする。

6号及び7号炉の同時被災時、予め定めた手順から逸脱するプラント状態に進展するおそれがある場合又は進展した場合、本部長は計画班による事故進展予測を基に優先号炉を決定する。

発電用原子炉主任技術者は、号炉ごとに選任し、担当号炉のプラント状況把握及び事故対策に専念することにより、複数号炉の同時被災を想定した場合においても指示を的確に実施する。

各号炉の発電用原子炉主任技術者は、複数号炉の同時被災時に、号炉ごとの保安監督を誠実かつ、最優先に行う。また、実施組織による重大事故等対策の実施に当たり、発電所対策本部から得られた情報に基づき、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、事故の拡大防止又は影響緩和を図る。

(d) 発電所対策本部には、支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

技術支援組織は、計画・情報統括、計画班及び保安班で構成し、実施組織に対して技術的助言を行う。

計画・情報統括は、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など構内設備の活用）を行う。

計画班は、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を行う。

保安班は、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を行う。

運営支援組織は、対外対応を行う対外対応統括及び通報班、立地・広報班、並びに発電所対策本部の運営を支援する総務統括及び資材班、総務班で構成し、実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整える。

対外対応統括は、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を行う。

通報班は、対外関係機関へ通報・連絡等を行う。

立地・広報班は、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を行う。

総務統括は、発電所対策本部の運営支援の統括を行う。

資材班は、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を行う。

総務班は、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を行う。

(e) 所長（原子力防災管理者）は、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緊急のものではないが、原子力施設等において特定事象又は緊急事態事象に至る可能性のある事象）においては原子力警戒態勢を、また、重大事故等対策の実施が必要な状況においては緊急時態勢を発令し、要員の非常召集、通報連絡を行い、所長（原子力防災管理者）を本部長とする発電所対策本部を設置する。その中に実施組織及び支援組織を設置し重大事故等の対策を実施する。

非常召集する要員への連絡については、自動呼出・安否確認システム又は電話を活用する。なお、地震により通信障害等が発生し、自動呼出・安否確認システム又

は電話を用いて非常召集連絡ができない場合においても、新潟県内で震度6弱以上の地震の発生により発電所に自動参集する体制を整備する。

重大事故等が発生した場合、緊急時対策要員は、免震重要棟内緊急時対策所又は5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に参集し、各要員の任務に応じた対応を行う。

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すみやかに対策を行えるよう、発電所内に必要な要員を常時確保する。

重大事故等が発生した場合にすみやかに対応する要員は、6号及び7号炉の重大事故等に対処する要員として緊急時対策要員44名、運転員18名、火災発生時の初期消火活動に対応するための自衛消防隊10名（消防隊長1名、消防車隊6名、警備員3名）の合計72名（発電所全体で99名）、並びに、事象発生10時間を目途として順次参集し、6号及び7号炉の重大事故等に対処する要員として緊急時対策要員106名を確保する。

1プラント運転中、1プラント運転停止中<sup>※</sup>については、運転員を13名とし、また2プラント運転停止中については、運転員を10名とする。

※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、所定の緊急時対策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）を含め緊急時対策要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた緊急時対策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、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）を含めて必要な要員を非常召集できるように、自動呼出・安否確認システムを用いて定期的に連絡訓練を実施する。

(f) 重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班の機能は、上記(a)項、(b)項及び(d)項のとおり明確にするとともに、責任者として配下の各班の監督責任を有する統括及び対策の実施責任を有する班長を配置する。責任者が負傷するなどにより役割が実行出来ない場合には、同じ機能を担務する下位の職位の要員（副班長等）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、上位職の者が決定する。

(g) 発電所対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに、指揮者である本部長が不在の場合に備え、副原子力防災管理者の中から予め定めた順位で代行者を指定する。また、発電所対策本部の各機能を指揮する統括、班長についても不在の場

合に備え、複数名選任することで代行者を予め明確にする。

当直長が急病等により勤務の継続が困難となった場合は、当直長代務者が中央制御室へ到着するまでの間、運転管理に当たっている当直副長が代務に当たることを予め定めている。

- (h) 発電所緊急時対策要員が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する。

重大事故等が発生した場合において、実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために、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ことが必要なことから、以下の施設及び設備を整備する。

支援組織が、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を含む。）、衛星電話設備及び無線連絡設備を備えた免震重要棟内緊急時対策所及び5号炉原子炉建屋内緊急時対策所を整備する。

実施組織が、中央制御室、免震重要棟内緊急時対策所又は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、無線連絡設備及び衛星電話設備を整備する。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ヘッドライト及びランタン等を整備する。

- (i) 支援組織は、発電用原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について、原子力施設事態即応センターに設置する本社対策本部、国、関係自治体等の発電所内外の組織への通報連絡を実施できるよう、衛星電話設備及び統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備等を配備し、広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

発電用原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況に係る情報は、発電所対策本部の各班の報告をもとに通報班にて一元的に集約管理し、発電所内外で共有するとともに、本社対策本部と発電所対策本部間において、衛星電話設備、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備及び安全パラメータ表示システム（SPDS）等を使用することにより、発電所の状況及び重大事故等対策の実施状況の情報共有を行う。また、本社対策本部との情報共有を密にすることで報道発表、外部からの問い合わせ対応及び関係機関への連絡を本社対策本部で実施し、発電所対策本部が事故対応に専念でき、かつ、発電所内外へ広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

- (j) 重大事故等発生時に、発電所外部からの支援を受けることができるように支援体制を整備する。



発電所において、重大事故等の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、所長（原子力防災管理者）はただちに緊急時態勢等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、本社における緊急時対策要員を非常召集する。

社長は、本社における緊急時態勢を発令した場合、すみ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し、本社対策本部長としてその職務を行う。社長が不在の場合は、予め定めた順位にしたがい、本社対策本部の副本部長がその職務を代行する。

社長は、本社対策本部の設置、運営、統括及び災害対策活動に関する統括管理を行い、副本部長は本部長を補佐する。本社対策本部各班長は本部長が行う災害対策活動を補佐する。

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とし、発電所対策本部が重大事故等対策に専念できるよう技術面及び運用面で支援する。

本社対策本部は、上記(a)項のとおり福島第一原子力発電所の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た体制とすることにより、社長を本部長とした指揮命令系統を明確にし、発電所対策本部が重大事故等対策に専念できる体制を整備する。

復旧統括は、発電所復旧活動の支援の統括を行う。

復旧班は、発電所の復旧方法の検討、立案、発電所への助言等を行う。

計画・情報統括は、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を行う。

情報班は、事故状況、対応状況の把握、本社対策本部内での情報共有、一元管理等を行う。

計画班は、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を行う。

保安班は、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を行う。

対外対応統括は、対外対応の統括を行う。

官庁連絡班は、原子力規制庁等の関係官庁への通報連絡、官庁への情報提供と質問対応を行う。

広報班は、広報活動における全店統一方針と戦略の策定、マスコミ対応、お客さまへの広報等を行う。

立地班は、発電所の立地地域対応の支援、自治体・防災センターへの情報提供、自治体・防災センターからの要望対応等を行う。



総務統括は、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を行う。

通信班は、社内外関係箇所との通信手段について復旧・確保の支援を行う。

総務班は、本社対策本部要員の非常召集、発電所における緊急時対策要員の職場環境の整備、人員輸送手段の確保等を行う。

厚生班は、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、宿泊の手配支援、現地医療体制整備支援等を行う。

資材班は、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を行う。

支援統括は、発電所の復旧に向けた支援拠点や支援の受入の統括を行う。

後方支援拠点班は、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）との情報連絡等を行う。

支援受入調整班は、官庁（自衛隊、消防、警察等）への支援要請、調整の窓口を行う。

電力支援受入班は、事業者間協力協定に基づく他原子力事業者からの支援受入調整、原子力緊急事態支援組織からの支援受入調整等を行う。

社長は、発電所における重大事故等対策の実施を支援するために、原子力災害対策特別措置法第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、予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。

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、拠点を運営し、災害対策支援に必要な資機材等の支援を実施する。

電力支援受入班長は、他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ必要に応じて応援を要請し、支援が受けられる体制を整備する。

- (k) 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、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を役割としている。このため、例えば外部電源喪失時は工務部門と連携し速やかな復旧に努める。また、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は、本社対策本部が中心となり、プラントメーカー、協力会社を含めた社内外の関係各所と連携する等、適切かつ効果的な対応を実施できる体制を整備する。

重大事故等への対応操作や作業が長期間にわたる場合に備えて、機能喪失した設備の部品取替による復旧手段を整備するとともに、動的機器の取替物品を確保する。

また、重大事故等発生時に、機能喪失した設備の保守を実施するための作業環境の線量低減対策や、放射性物質を含んだ汚染水が発生した場合の対応等について、福島第一原子力発電所における経験や知見を踏まえた対策を行うとともに、事象収

東活動を円滑に実施するため、平時から必要な対応を検討できる協力体制を継続して構築する。

(添付資料 1.0.10, 1.0.11, 1.0.15, 1.0.16)

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。

## 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

本来の用途以外の用途として使用する  
重大事故等に対処するための  
設備に係る切り替えの容易性について

< 目 次 >

1.	切り替えの容易性について	1.0.1-1
表 1	本来の用途以外で使用する重大事故等対処設	1.0.1-2
表 2	本来の用途以外で使用する自主対策設備	1.0.1-3
表 3	対応手順の抽出	1.0.1-4
別紙 1	重大事故等に対処するために、本来の用途以外の 用途として使用する設備・系統の対応手順	1.0.1-10

## 1. 切り替えの容易性について

本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備については、通常時に使用する系統から弁操作等により速やかに重大事故時に対処する系統に切り替えるために必要な手順を事故時運転操作手順書に整備する。

本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備としては、復水補給水系、ほう酸水注入系、消火系があり、表 1 に本来の用途以外で使用する重大事故等対処設備を表 2 に本来の用途以外で使用する自主対策設備を示し、表 3 に対応手順の抽出、別紙 1 に操作の概要を示す。

また、通常時に使用する系統から速やかに切り替えるための手順を整備するとともに、当該操作に係る訓練を継続的に実施することにより速やかに切り替えできるよう技能の維持・向上を図る。

表1 本来の用途以外で使用する重大事故等対処設備

設備・系統	本来の用途	本来の用途以外の用途	技術的能力に係る 審査基準の該当項目
復水補給水系 (MUWC)	プラント起動・停止時及び通常 運転時に、プラント構成機器の 中で、復水を必要とする機器へ 復水を供給する。 (復水器への補給水、非常用炉 心冷却系の洗浄水等として使用)	給水系・非常用炉心冷却系が使用 不能な場合に、原子炉を減圧 後に、残留熱除去系洗浄水弁、 注入弁を「開」にして、原子炉 へ注水を行う。	1.4 1.8
		残留熱除去系が使用不能な場 合に、残留熱除去系洗浄水弁、 格納容器スプレイ弁を「開」に して、格納容器へスプレイを行 う。	1.6
		残留熱除去系が使用不能な場 合に、サプレッション・プール を水源とし、残留熱除去系熱交 換器を通して冷却したサプレ ッション・プール水を原子炉へ 注水又は格納容器へスプレイ することで循環冷却を行う。	1.7
		炉心損傷時、原子炉圧力容器が 破損して格納容器下部に放出 される熔融炉心を冷却するた め、格納容器下部専用の注水ラ インの弁を「開」にして、格納 容器下部へ注水を行う。 (注水ラインは復水補給水ラ インの為、他系統の操作はな い)	1.8
ほう酸水 注入系 (SLC)	万一制御棒を炉心に挿入でき ない状態が生じた際に、原子炉 に中性子吸収材を注入すること により、原子炉を定格出力運 転から安全に冷温停止させ、そ の状態を維持する。	高圧注水系及び高圧代替注水 系が使用不能な場合に、復水貯 蔵槽、消火系、純水タンクを水 源として原子炉への注水を行 う	1.2

表 2 本来の用途以外で使用する自主対策設備

設備・系統	本来の用途	本来の用途以外の用途	技術的能力に係る 審査基準の該当項目
消火系 (FP)	ろ過水タンクを水源とし、給水建屋に設置される消火ポンプにより原子炉建屋、廃棄物処理建屋、コントロール建屋、サービス建屋等の屋内消火栓、屋外消火栓及び泡消火設備に消火用水を供給する。	恒設の原子炉注水設備、復水移送ポンプ、消防車が使用不能な場合に、ディーゼル駆動消火ポンプにより、ろ過水タンクを水源として原子炉への注水を行う。	1.4 1.8
		残留熱除去系ポンプ、復水移送ポンプが使用不能な場合に、ディーゼル駆動消火ポンプにより、ろ過水タンクを水源として代替格納容器スプレイを行う。	1.6
		炉心の著しい損傷が発生した場合において、復水移送ポンプ、消防車が使用不能な場合に、原子炉格納容器の損傷を防止するためディーゼル駆動消火ポンプにより、ろ過水タンクを水源として原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心の冷却を行う。	1.8
		恒設の燃料プール代替冷却設備、復水移送ポンプ、消防車が使用不能な場合に、ディーゼル駆動消火ポンプにより、ろ過水タンクを水源として使用済燃料プールへの注水を行う。	1.11

表3 対応手順の抽出

○：本来の用途 ×：本来の用途以外 —：該当なし

No	項目	対応手順	本来の用途 (常設)	本来の用途 (可搬型)
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	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	○	—
		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）	○	—
		原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制	○	—
		ほう酸水注入	○	—
		原子炉水位低下	○	—
1.2	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却	○	—
		高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却	○	—
		原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却	○	—
		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	—	○
		直流電源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	×	—
		制御棒駆動水系による進展抑制	× <sup>※1</sup>	—
		高圧炉心注水系緊急注水	○	—
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	原子炉減圧の自動化	○	—
		手動による原子炉減圧	○	—
		可搬型直流電源設備による減圧	—	○
		逃がし安全弁用可搬型蓄電池による減圧	—	○
		代替逃がし安全弁駆動装置による減圧	○	—
		高圧窒素ガスポンプの切換	○	—
		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）	○	○
		原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧（インターフェイスシステム LOCA 発生時）	○	—

※1 制御棒駆動水系による進展抑制については本来の用途ではないが，切り替え操作が不要のため対象外。



No	項目	対応手順	本来の用途 (常設)	本来の用途 (可搬型)
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 するための手段等	低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却 （原子炉運転中，原子炉停止中）	×	—
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却 （原子炉運転中，原子炉停止中）	—	○
		消火系による原子炉の冷却（原子炉運転中，原子炉停止中）	×	—
		常設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	○	—
		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（可搬型）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	×	—
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送 するための手順等	常設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	○	—
		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	○	—
		代替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	○	—
		耐圧強化ベント系による減圧及び除熱	○	—
		現場操作	○	—
		代替原子炉補機冷却系による除熱	—	○
1.6	原子炉格納容器内の冷却等の ための手順等	代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による除熱	—	○
		代替格納容器スプレー冷却系による冷却（炉心損傷前，炉心損傷後）	×	—
		消火系による冷却（炉心損傷前，炉心損傷後）	×	—
		可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による冷却（炉心損傷前，炉心損傷後）	—	○
		常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード） の復旧（炉心損傷前，炉心損傷後）	○	—
		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・プ ール水冷却モード）の復旧（炉心損傷前，炉心損傷後）	○	—
ドライウェル冷却系による格納容器除熱	○	—		

No	項目	対応手順	本来の用途 (常設)	本来の用途 (可搬型)
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	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	○	—
		代替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	○	—
		不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換	○	—
		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	×	○
		格納容器内 pH 制御	○	—
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	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	—	○
		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	—	○
		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	○	—
		制御棒駆動水系による原子炉圧力容器への注水	× <sup>※2</sup>	—
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	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	○	—
		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	○	—
		可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	○	—
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	格納容器頂部注水系による注水	—	○
		サプレッションプール浄化系による注水	○	—
		原子炉建屋トップベントによる水素ガスの排出	○	—

※2 制御棒駆動水系による原子炉圧力容器への注水については本来の用途ではないが、切り替え操作が不要のため対象外。

No	項目	対応手順	本来の用途 (常設)	本来の用途 (可搬型)
1.11	使用済燃料貯蔵槽の冷却のための手順等	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッダを使用した使用済燃料プールへの注水	—	○
		燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッダを使用した使用済燃料プールへの注水	—	○
		消火系による使用済燃料プールへの注水	×	—
		サイフォン効果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ダを使用した使用済燃料プールへのスプレイ	—	○
		燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッダを使用した使用済燃料プールへのスプレイ	—	○
		使用済燃料プール漏えい緩和	—	○
		大容量送水車及び放水砲による大気への拡散抑制	—	○
		重大事故等発生時における使用済燃料プールの除熱のための対応手段	○	—
1.12	工場外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	大容量送水車及び放水砲による大気への拡散抑制	—	○
		放射性物質吸着材による海洋への拡散抑制	—	○
		汚濁防止膜による海洋への拡散抑制	—	○
		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, 放水砲, 泡原液搬送車及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火	—	○
1.13	重大事故等の収束に必要な水の供給手順等	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	○	—
		海水を利用した防火水槽への補給(海水取水ポンプ, 可搬型代替注水ポンプ)	—	○
		淡水貯水池から淡水タンクへの補給	○	—
		可搬型代替注水ポンプによる送水	—	○
		代替原子炉補機冷却系による除熱	—	○
		大容量送水車及び放水砲による大気への拡散抑制	—	○
		大容量送水車, 放水砲, 泡原液搬送車及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火	—	○

No	項目	対応手順	本来の用途 (常設)	本来の用途 (可搬型)
1.14	電源の確保に関する手順等	常設代替交流電源設備による給電	○	—
		可搬型代替交流電源設備による給電	—	○
		可搬型代替交流電源設備による代替原子炉補機冷却系への給電	—	○
		電力融通による給電	○	○
		所内蓄電式直流電源設備及び常設代替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	—	○
		直流給電車による給電	—	○
		低圧電源融通による給電	○	—
		代替所内電気設備による給電	○	—
		燃料補給設備による給油	—	○
1.15	事故時の計装に関する手順等	他チャンネルによる計測, 代替パラメータによる推定 (計器の故障時)	○	○
		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)	○	○
		蓄電池, 代替電源 (交流, 直流) からの給電	○	○
		可搬型計測器による計測	—	○
		パラメータ記録	○	○
1.16	原子炉制御室の居住性等に関する手順等	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	—	○
		中央制御室の酸素及び二酸化炭素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及び二酸化炭素の濃度測定と濃度監視手順	—	○
		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	—	○
		チェン징エリアの設置及び運用手順	—	○
1.17	監視測定等に関する手順等	放射能観測車による測定	—	○
		可搬型モニタリング・ポストによる測定	—	○
		緊急時構内モニタリング	—	○
		海上モニタリング	—	○
		可搬型気象観測装置による測定	—	○
		モニタリング・ポスト用発電機からの給電	○	—
		モニタリング・ポストのバックグラウンド低減	○	○

No	項目	対応手順	本来の用途 (常設)	本来の用途 (可搬型)
1.18	緊急時対策所の居住性等に関する手順書	免震重要棟内緊急時対策所から3号炉原子炉建屋内緊急時対策所への移動判断並びに移動のための手順	—	—
		免震重要棟内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機運転	○	○
		3号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機運転	○	○
		緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定	—	○
		免震重要棟内緊急時対策所1階(待避室)への移動	—	—
		3号炉原子炉建屋内緊急時対策所(待避室)への移動	—	—
		必要な情報を把握できる設備(SPD S)によるプラントパラメータ等の監視	○	—
		重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備	—	—
		通信連絡に関する手順	○	○
		放射線防護資機材の維持管理等	—	—
		チェン징エリアの設置及び運用	—	—
		緊急時対策所可搬型陽圧化空調機の切替	○	○
		飲料水, 食料の維持管理	—	—
		免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機燃料給油	○	—
		3号炉原子炉建屋内緊急時対策所用電源車による給電	○	—
		3号炉原子炉建屋内緊急時対策所用電源車の切替	○	—
		3号炉原子炉建屋内緊急時対策所用電源車燃料タンクへの燃料給油	○	—
		3号炉原子炉建屋内緊急時対策所用電源車並列運転	○	—
		気象状況の急変, 爆発等の不測の事態が発生した場合における現場要員の待避手順	—	—
		放射性物質が放出した場合における現場要員の待避手順	—	—
1.19	通信連絡に関する手順等	通信連絡をする必要のある場所との通信連絡	○	○
		計測等を行った特に重要なパラメータの共有	○	—
		代替電源設備による通信連絡設備への電源供給	○	—

重大事故等に対処するために、本来の用途以外の用途として使用する設備・系統の対応手順

1. 低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却
2. 代替格納容器スプレイ冷却系による除熱
3. 格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水
4. 復水補給水系を用いた代替循環冷却
5. ほう酸水注入系による進展抑制
6. 消火系による原子炉の冷却
7. 消火系による除熱
8. 消火系による格納容器下部への注水
9. 消火系による燃料プールへの注水

# 1. 低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却

## (1) 操作概要

原子炉冷却材喪失時等において、給水系・非常用炉心冷却系による原子炉注水機能が喪失し、原子炉水位を維持できない場合、復水補給水系を使用した原子炉注水を行う。

- ① 復水補給水系から原子炉圧力容器までの系統構成として、タービン負荷遮断弁（図①）を「閉」し、復水補給水系常／非常用連絡管止め弁（図②），残留熱除去系洗浄水弁（図③）を「開」し、復水移送ポンプ（図④）を起動する。
- ② 原子炉圧力容器を逃がし安全弁（図⑤）にて減圧し、残留熱除去系注入弁（図⑥）を「開」する。
- ③ 原子炉圧力が復水補給水系系統圧力以下にて、原子炉への注水が開始されることを原子炉水位計，原子炉圧力計，復水補給水系系統圧力計，残留熱除去系注入配管流量計にて確認する。

## (2) 操作の容易性について

低圧代替注水系（常設）による原子炉冷却については、現場対応操作が復水補給水系の常／非常用連絡管止め弁（2弁）の「開」操作で、その他の操作と監視計器の確認は中央制御室で対応が可能のため、容易に操作可能である。

I.0.1-11

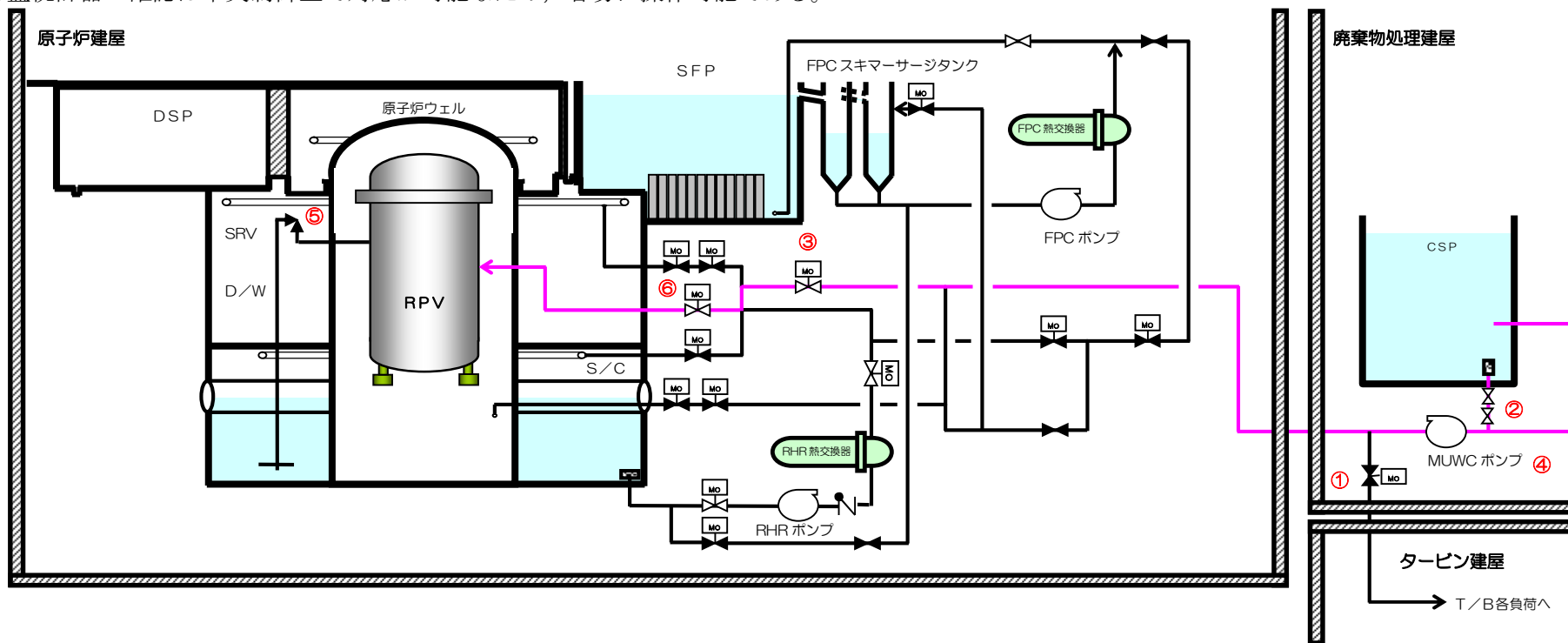


図1 低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却概要図

## 2. 代替格納容器スプレイ冷却系による除熱

### (1) 操作概要

原子炉冷却材喪失時等において、残留熱除去系が使用不能となり格納容器の除熱機能が喪失した場合、復水補給水系を使用した格納容器スプレイを行う。

- ① 復水補給水系から格納容器までの系統構成として、タービン負荷遮断弁 (図①) を「閉」し、復水補給水系常／非常用連絡管止め弁 (図②)、残留熱除去系洗浄水弁 (図③) を「開」し、復水移送ポンプ (図④) を起動する。
- ② 格納容器スプレイ弁 (図⑤) を「開」し、格納容器へのスプレイが開始されたことを格納容器圧力計、復水補給水系系統圧力計、残留熱除去系注入配管流量計にて確認する。

### (2) 操作の容易性について

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器の除熱については、現場対応操作が復水補給水系の常／非常用連絡管止め弁 (2弁) の「開」操作で、その他の操作と監視計器の確認は中央制御室で対応が可能のため、容易に操作可能である。

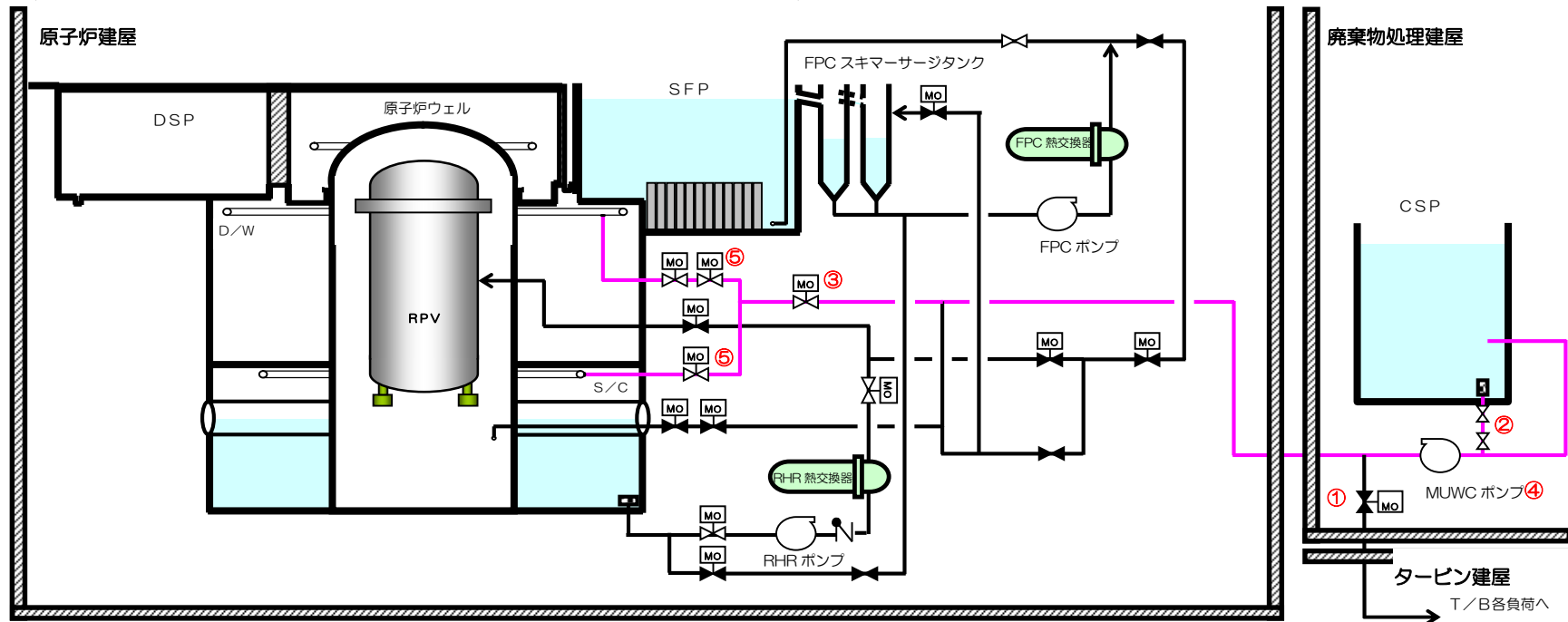


図2 代替格納容器スプレイ冷却系による除熱概要図



### 3. 格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水

#### (1) 操作概要

炉心損傷時、原子炉圧力容器が破損して格納容器下部に放出される溶融炉心を冷却するため、専用の注水ライン弁を「開」とし、復水補給水系による格納容器下部への水張りを行う。

① 復水補給水系から格納容器下部までの系統構成として、タービン負荷遮断弁（図①）を「閉」し、復水補給水系常／非常用連絡管止め弁（図②）を「開」し、復水移送ポンプ（図③）を起動する。

② 格納容器下部注水弁（図④）を「開」とし、格納容器下部への注水が開始されたことを格納容器下部注水流量計、復水補給水系系統圧力計にて確認する。

#### (2) 操作の容易性について

格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水については、現場対応操作が復水補給水系の常／非常用連絡管止め弁（2弁）の「開」操作で、その他の操作と監視計器の確認は中央制御室で対応が可能のため、容易に操作可能である。

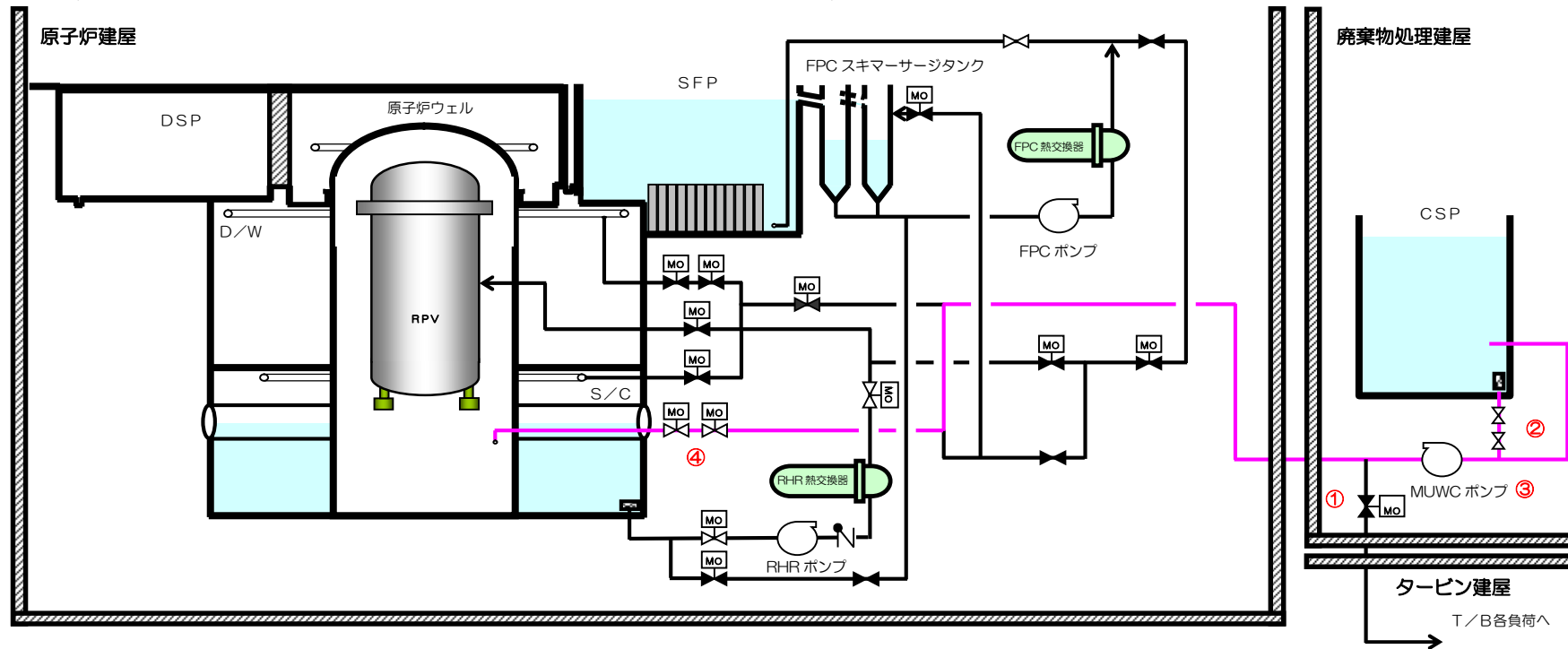


図3 格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水概要図

#### 4. 復水補給水系を用いた代替循環冷却

##### (1) 操作概要

原子炉冷却材喪失時等において、残留熱除去系が使用不能となり格納容器の除熱機能が喪失した場合、サプレッションプールを水源とする復水移送ポンプを使用し、残留熱除去系の配管及び熱交換器を通すことで、格納容器の循環冷却を行う。

- ① 復水補給水系を用いた代替循環冷却の系統構成として、タービン負荷遮断弁（図①）、常／非常用復水貯蔵槽出口弁（図②、③）、復水移送ポンプミニマムフロー弁（A,B,Cポンプに1弁ずつある）（図④）、残留熱除去系熱交換器出口弁（図⑤）を「閉」し、復水補給水系常／非常用連絡管止め弁（図⑥）、残留熱除去系洗浄水弁（図⑦）、残留熱除去系・高圧炉心注水系止め弁（図⑧）を「開」し、復水移送ポンプ（図⑨）を起動する。
- ② 格納容器スプレイ弁を（図⑩）を「開」し、格納容器へのスプレイが開始されたことを格納容器圧力計、復水補給水系圧力計、残留熱除去系注入配管流量計にて確認する。

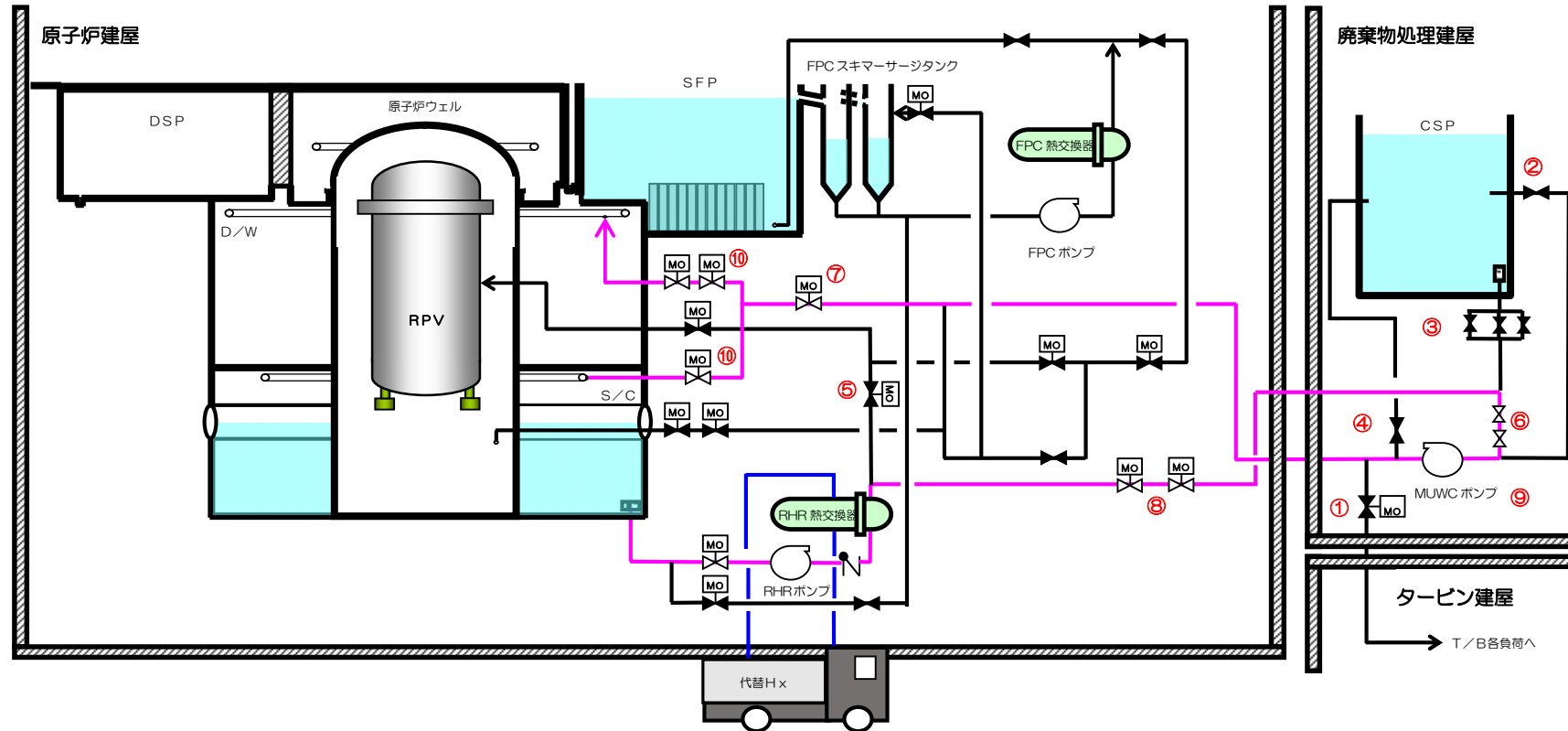


図4 復水補給水系を用いた代替循環冷却概略図

(2) 操作の容易性について

復水補給水系を用いた代替循環冷却については、現場対応操作が復水貯蔵槽出口弁，復水補給水系常／非常用連絡管止め弁，復水移送ポンプミニマムフロー弁の8個弁操作があるが，すべて復水移送ポンプ周りであり，その他の操作と監視計器の確認は中央制御室で対応が可能のため，容易に操作可能である。

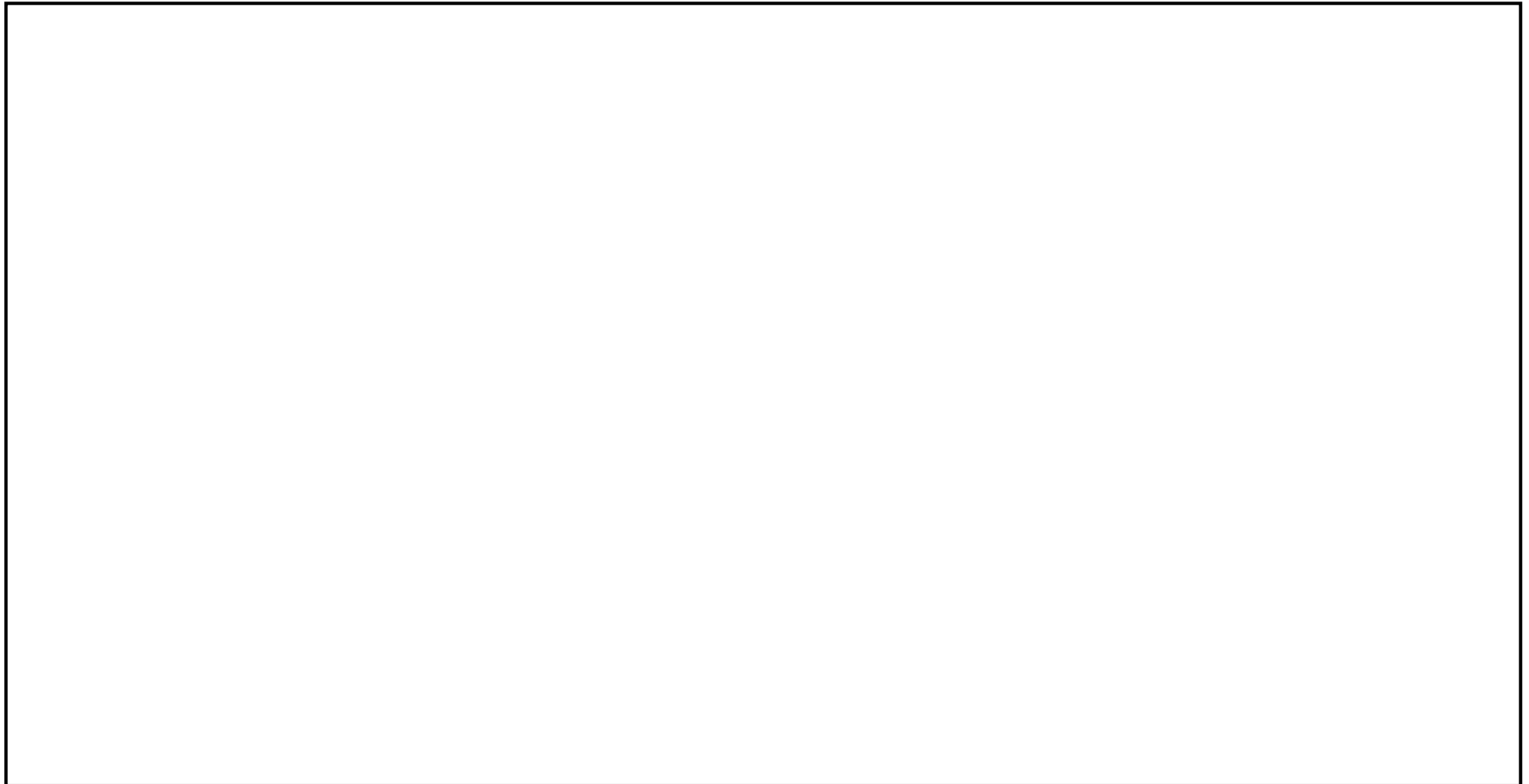


図5 6号炉復水補給水系を用いた代替循環冷却操作時の手動操作弁配置図

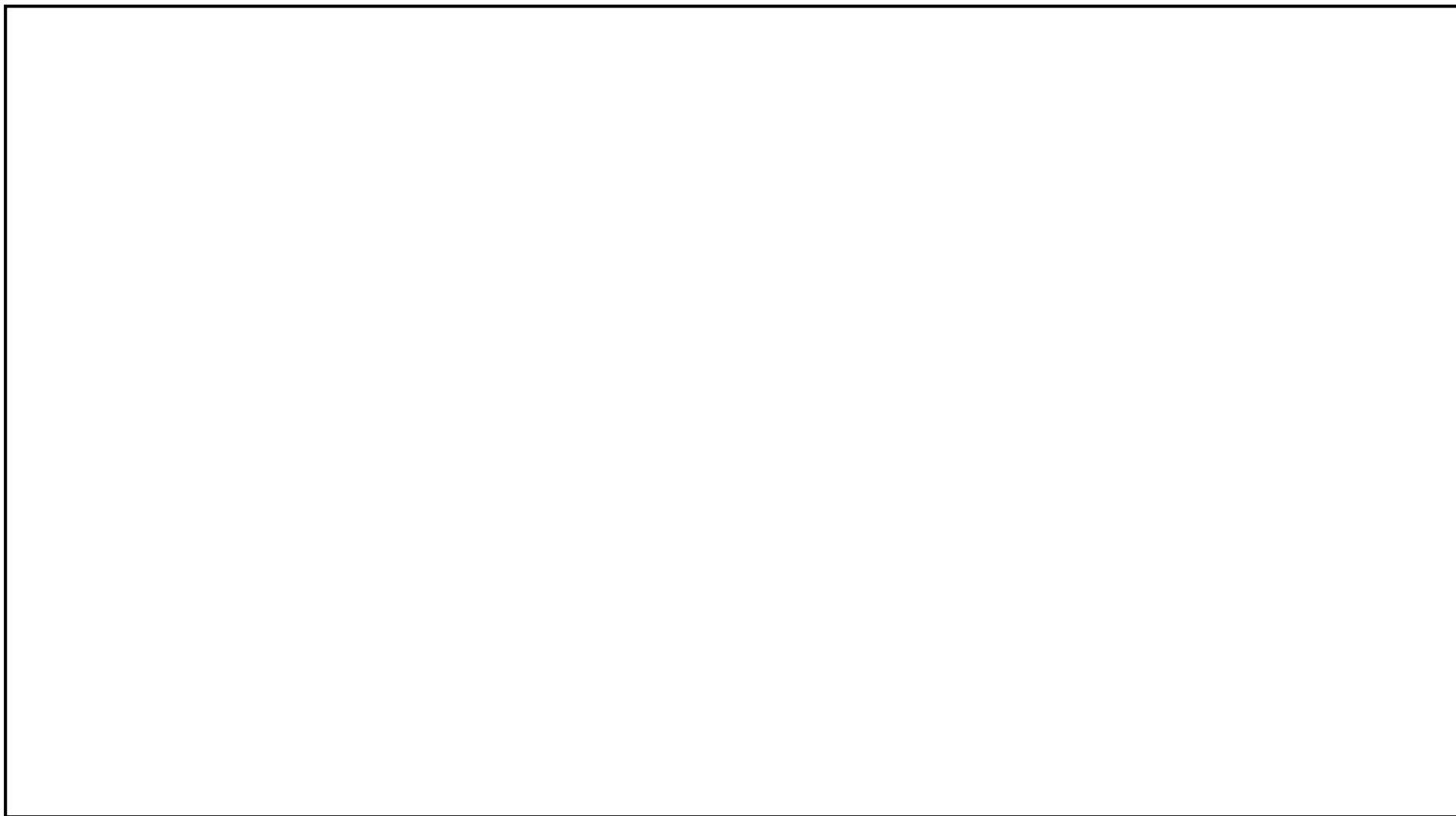


図6 6号炉復水補給水系を用いた代替循環冷却操作時の手動操作弁配置図

1.0.1-17

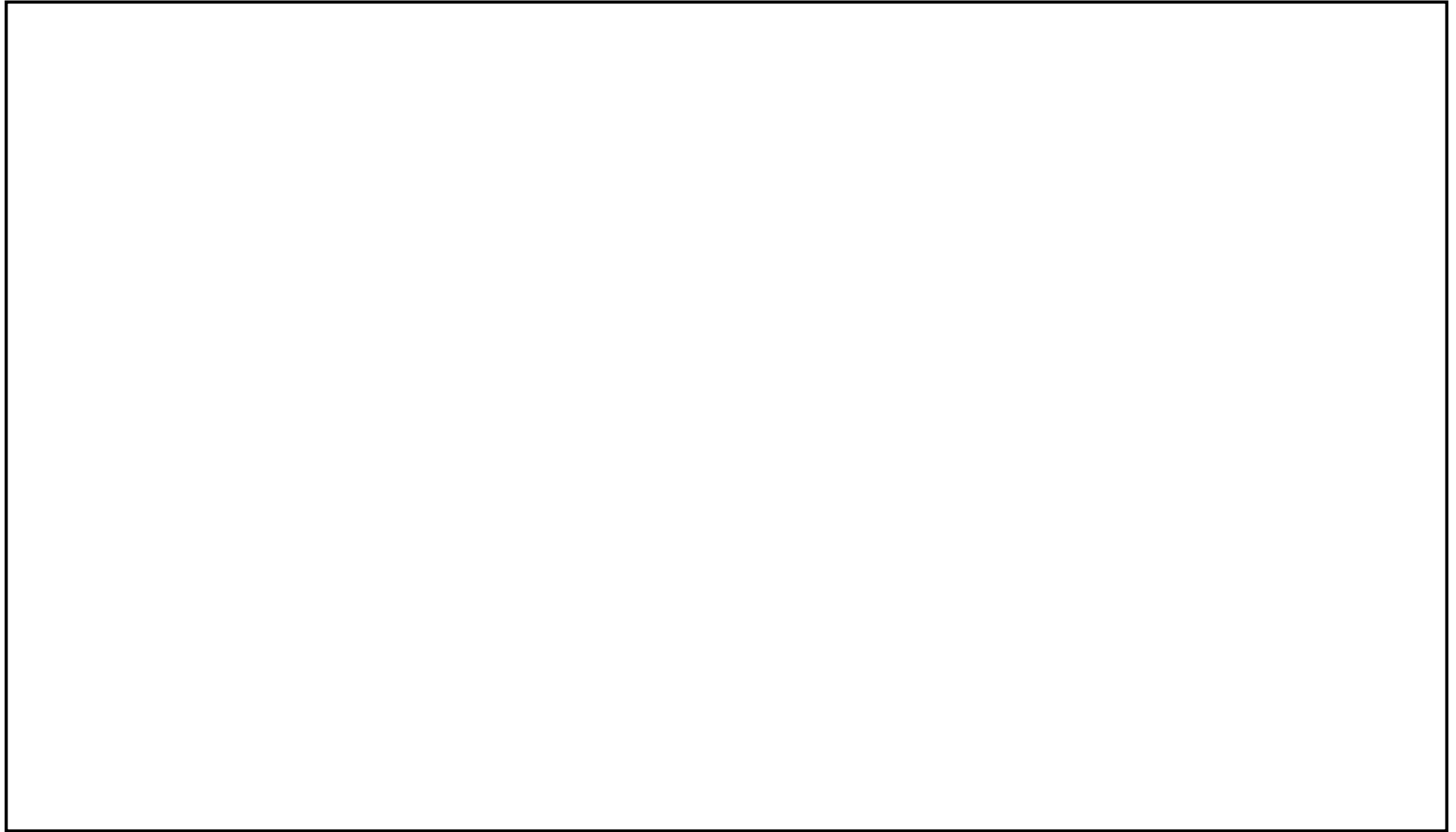


図7 7号炉復水補給水系を用いた代替循環冷却操作時の手動操作弁配置図

## 5. ほう酸水注入系による進展抑制

### (1) 操作概要 (6号炉)

高圧注水系及び高圧代替注水系による原子炉への注水機能が喪失した場合、ほう酸水注入ポンプを使用し、復水貯蔵槽、消火系、純水タンクを水源として原子炉への注水を実施する。(使用する系統は優先順位がある。)

- ① ほう酸水注入系ポンプ (図①) を起動し、ほう酸水注入系ポンプ吸込弁 (図②)、ほう酸水注入系注入弁 (図③) の全開を確認する。
- ② 原子炉への注水が開始されていることを原子炉水位計、ほう酸水注入系ポンプ吐出圧力計にて確認する。
- ③ ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁 (図④) を「全閉」操作する。
- ④-1 純水補給水系を水源としたほう酸水注入系による進展抑制 (優先順位1)  
ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水元弁 (図⑤), ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁 (図⑥) を「開」し、ほう酸水注入系貯蔵タンクの水張りを実施する。
- ④-2 復水貯蔵槽を水源としたほう酸水注入系による進展抑制 (優先順位2)  
復水補給水系と純水補給水系を仮設ホース (図⑦) で接続し、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 (図⑧) を「開」操作し復水補給水系と純水補給水系を接続する。その後、ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水元弁 (図⑤), ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁 (図⑥) を「開」し、ほう酸水注入系貯蔵タンクの水張りを実施する。
- ④-3 消火系を水源としたほう酸水注入系による進展抑制 (優先順位3)  
消火系と純水補給水系を仮設ホース (図⑨) で接続し、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 (図⑧), 消火栓内の弁 (図⑩) を「開」操作し消火系と純水補給水系を接続する。その後、ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水元弁 (図⑤), ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁 (図⑥) を「開」し、ほう酸水注入系貯蔵タンクの水張りを実施する。

1.0.1-18

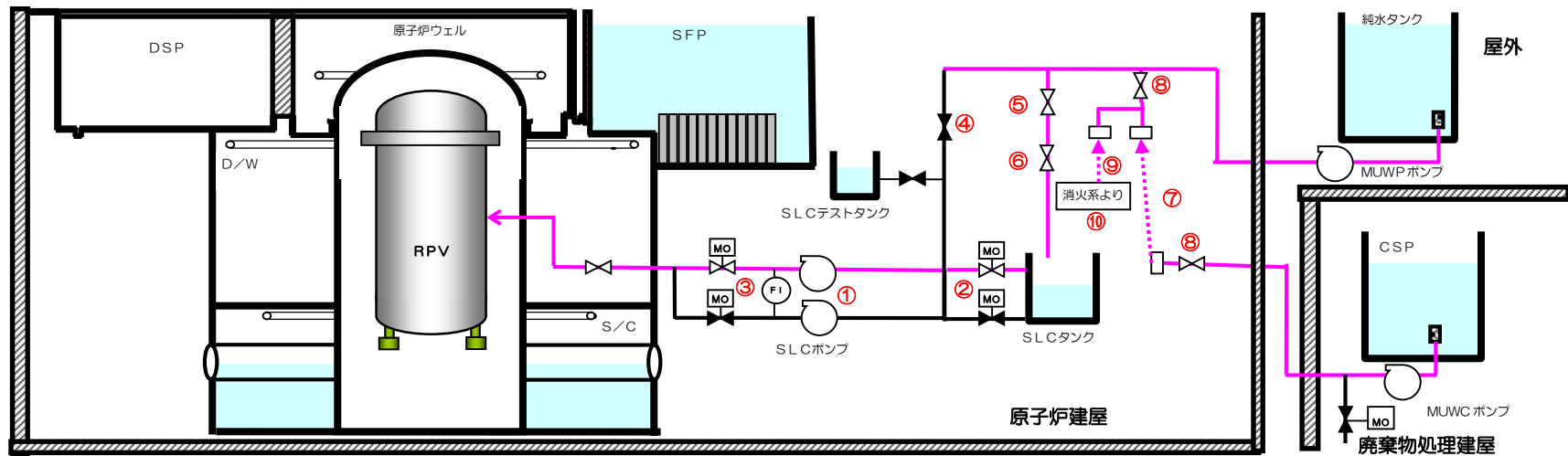


図8 6号炉ほう酸水注入系による進展抑制概略図

(1) 操作概要（7号炉）

高压注水系及び高压代替注水系による原子炉への注水機能が喪失した場合、ほう酸水注入ポンプを使用し、復水貯蔵槽、消火系、純水タンクを水源として原子炉への注水を実施する。（使用する系統は優先順位がある。）

- ① ほう酸水注入系ポンプ（図①）を起動し、ほう酸水注入系ポンプ吸込弁（図②），ほう酸水注入系注入弁（図③）の全開を確認する。
- ② 原子炉への注水が開始されていることを原子炉水位計，ほう酸水注入系ポンプ吐出圧力計にて確認する。
- ③ ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁（図④）を「全閉」操作する。
- ④-1 純水補給水系を水源としたほう酸水注入系による進展抑制（優先順位1）  
ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水元弁（図⑤），ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁（図⑥）を「開」し，ほう酸水注入系貯蔵タンクへの水張りを実施する。
- ④-2 復水貯蔵槽を水源としたほう酸水注入系による進展抑制（優先順位2）  
復水補給水系と純水補給水系を仮設ホース（図⑦）で接続し，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止め弁（図⑧），ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水元弁（図⑤），ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁（図⑥）を「開」し，ほう酸水注入系貯蔵タンクへの水張りを実施する。
- ④-3 消火系を水源としたほう酸水注入系による進展抑制（優先順位3）  
消火系と純水補給水系を仮設ホース（図⑨）で接続し，MUWP CUW/FPCろ過脱塩器エレメント洗浄室前床除染用コネクショ止め弁（図⑩）又はMUWP 原子炉建屋除染パン除染用コネクショ止め弁（図⑪），消火栓内の弁（図⑫）を「開」操作し消火系と純水補給水系を接続する。その後，ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水元弁（図⑤），ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁（図⑥）を「開」し，ほう酸水注入系貯蔵タンクへの水張りを実施する。

1.0.1-19

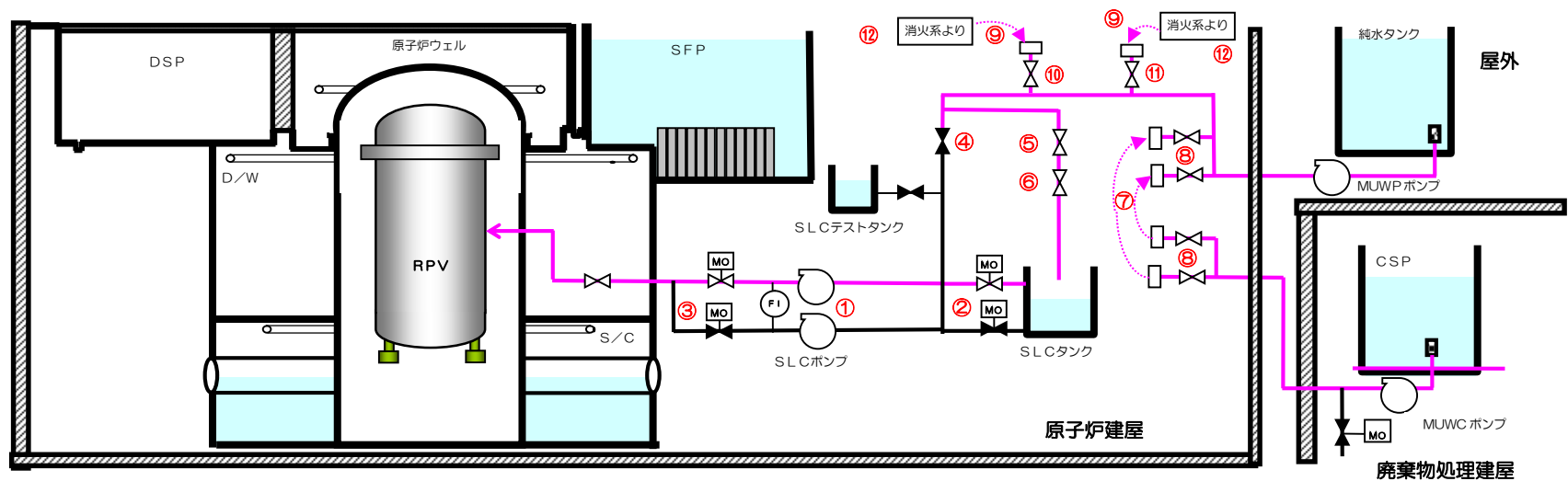


図9 7号炉ほう酸水注入系による進展抑制概略図

(2) 操作の容易性について

純水補給水系と復水補給水系をつなぐ仮設ホースの敷設については、6号及び7号炉ともに同じフロアでの接続であり、容易に接続可能である。さらに仮設ホースの敷設以外の現場対応操作は、ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁の「開」操作だけである。その他の操作と監視計器の確認は中央制御室で対応が可能のため、容易に操作可能である。

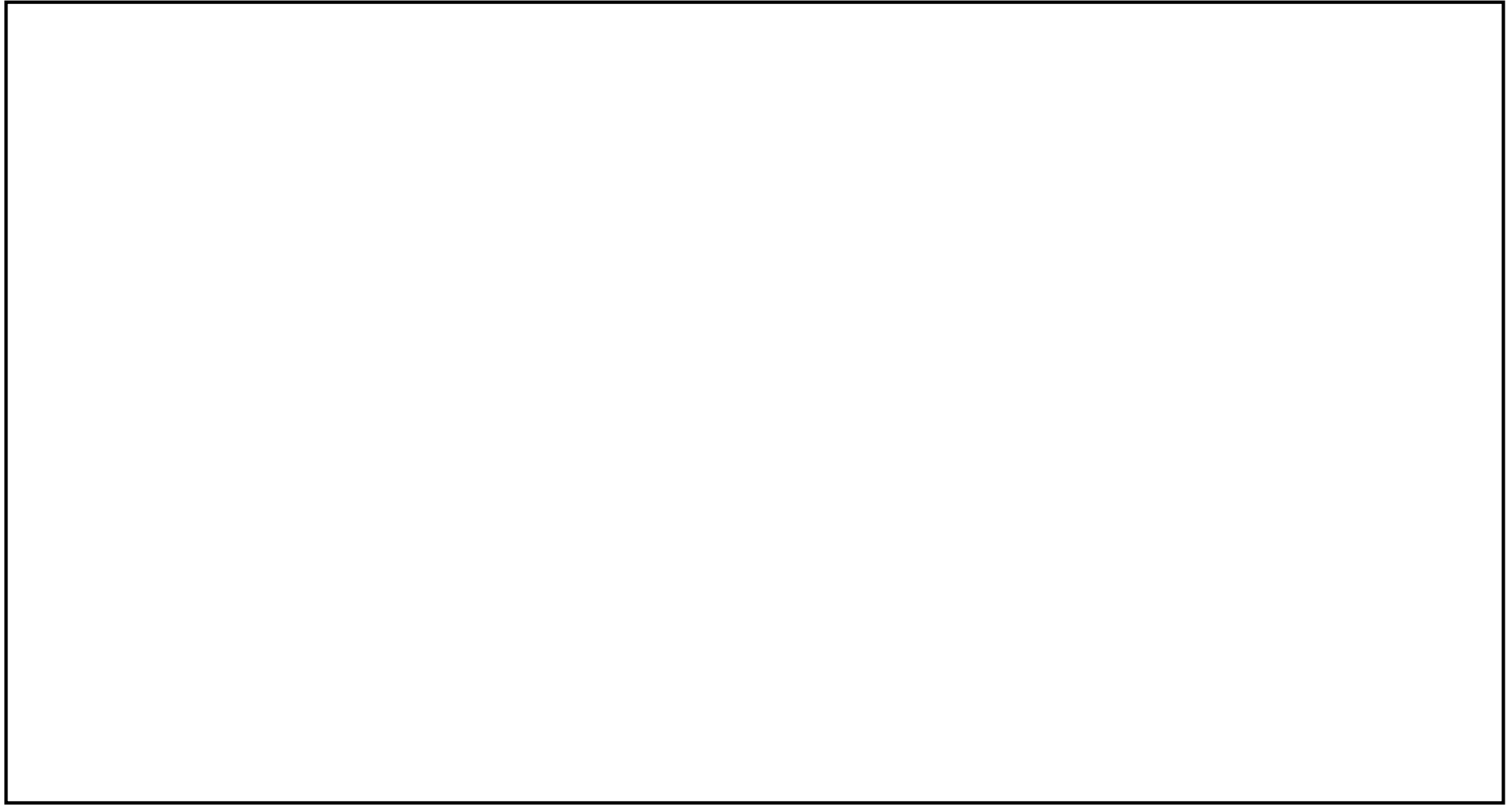


図 1 0 6号炉純水補給水系と復水補給水系の仮設ホース接続図



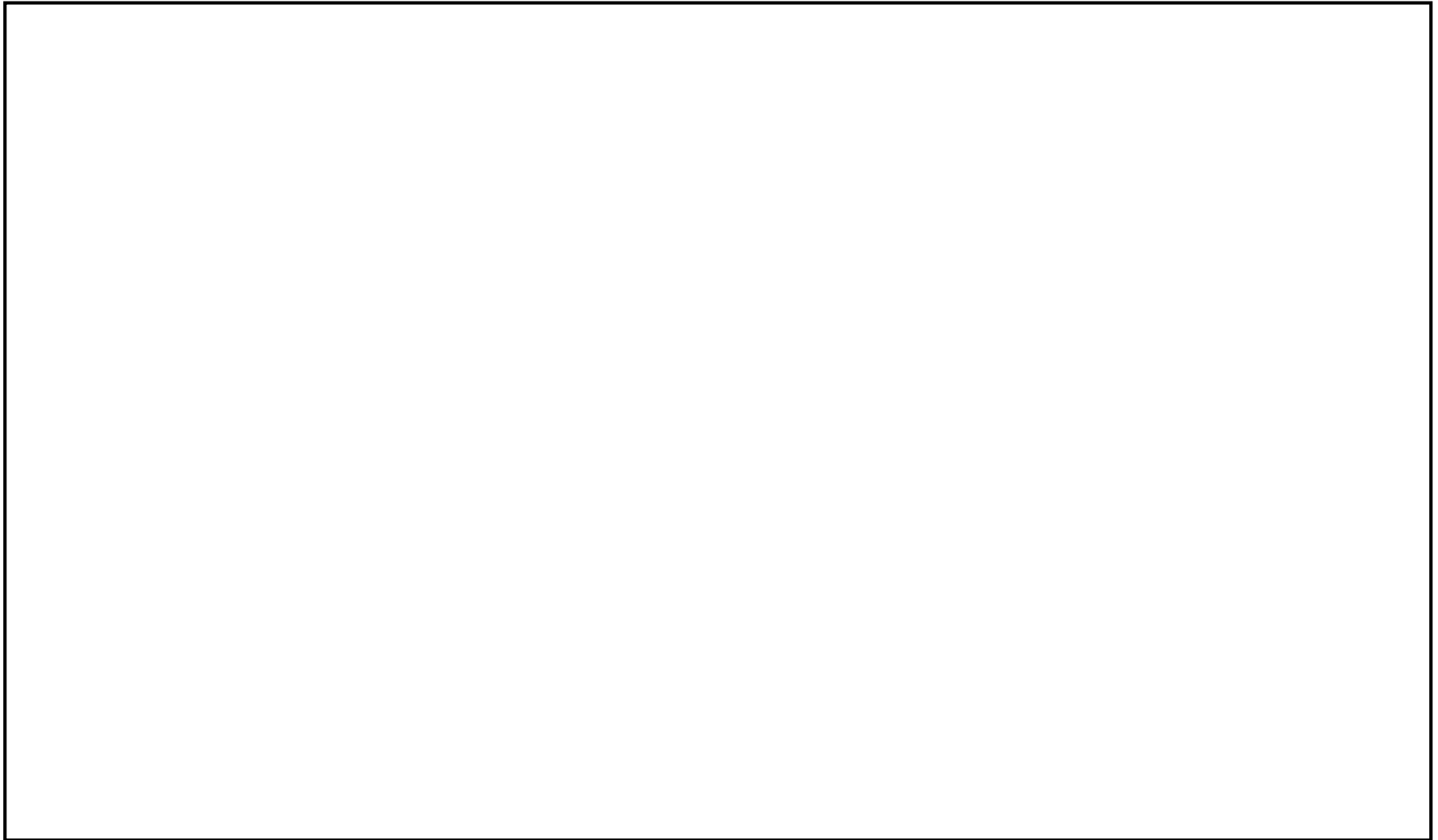


図 1 1 7号炉純水補給水系と復水補給水系の仮設ホース接続図

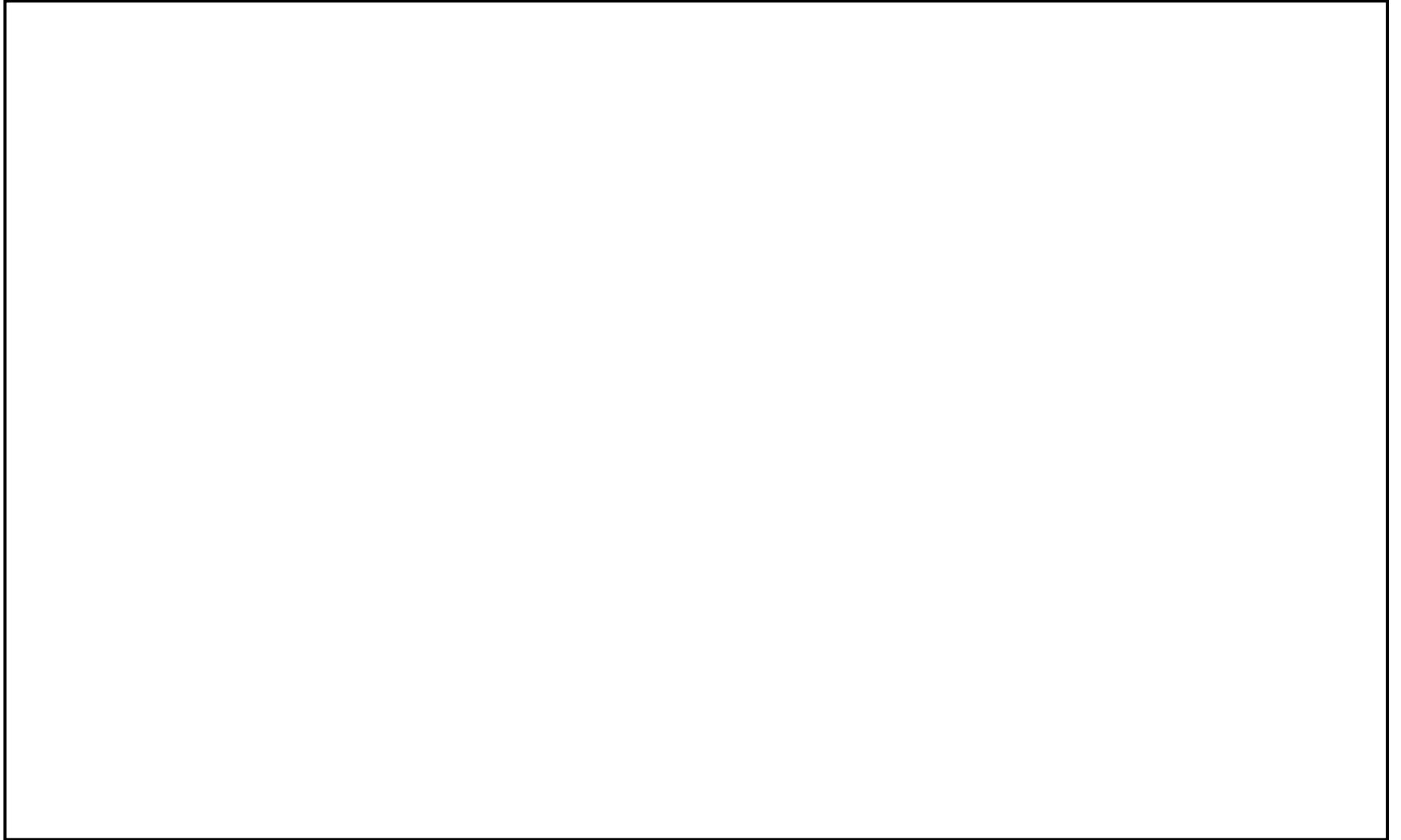


図 1 2 7号炉純水補給水系と消火系の仮設ホース接続図

## 6. 消火系による原子炉の冷却

### (1) 操作概要

原子炉冷却材喪失時等において、給水系・非常用炉心冷却系等による原子炉注水機能が喪失し、原子炉水位を維持できない場合、消火系を使用した原子炉注水を行う。

- ① 消火系から原子炉圧力容器までの系統構成として、タービン負荷遮断弁 (図①) を「閉」し、消火系連絡弁 (図②) , 残留熱除去系洗浄水弁 (図③) を「開」し、ディーゼル駆動消火ポンプ (図④) の起動を緊急時対策本部へ依頼する。
- ② 原子炉圧力容器を逃がし安全弁 (図⑤) にて減圧し、残留熱除去系注入弁 (図⑥) を「開」する。
- ③ 原子炉圧力が消火系統圧力以下にて、原子炉への注水が開始されることを原子炉水位計, 原子炉圧力計, 消火系統圧力計, 残留熱除去系注入配管流量計にて確認する。

### (2) 操作の容易性について

消火系による原子炉の冷却操作と監視計器の確認については、中央制御室で対応が可能のため、容易に操作可能である。

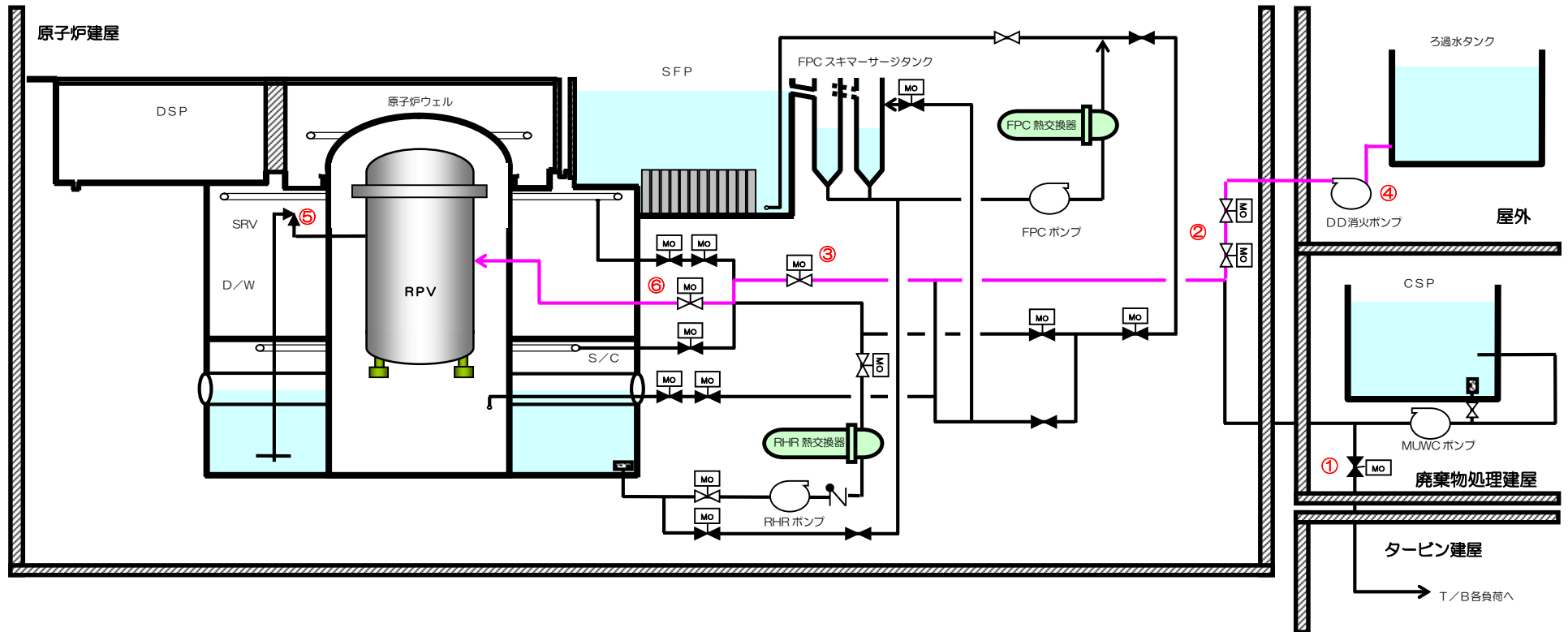


図 1 3 消火系による原子炉の冷却概要図

## 7. 消火系による除熱

### (1) 操作概要

原子炉冷却材喪失時等において、残留熱除去系等が使用不能となる等の格納容器の除熱機能が喪失した場合、消火系を使用した格納容器スプレィを行う。

- ① 消火系から格納容器までの系統構成として、タービン負荷遮断弁（図①）を「閉」し、消火系連絡弁（図②）、残留熱除去系洗浄水弁（図③）を「開」し、ディーゼル駆動消火ポンプ（図④）の起動を緊急時対策本部へ依頼する。
- ② 格納容器スプレィ弁（図⑤）を「開」とし、格納容器へのスプレィが開始されたことを格納容器圧力計、消火系統圧力計、残留熱除去系注入配管流量計にて確認する。

### (2) 操作の容易性について

消火系による格納容器の除熱操作と監視計器の確認については、中央制御室で対応が可能のため、容易に操作可能である。

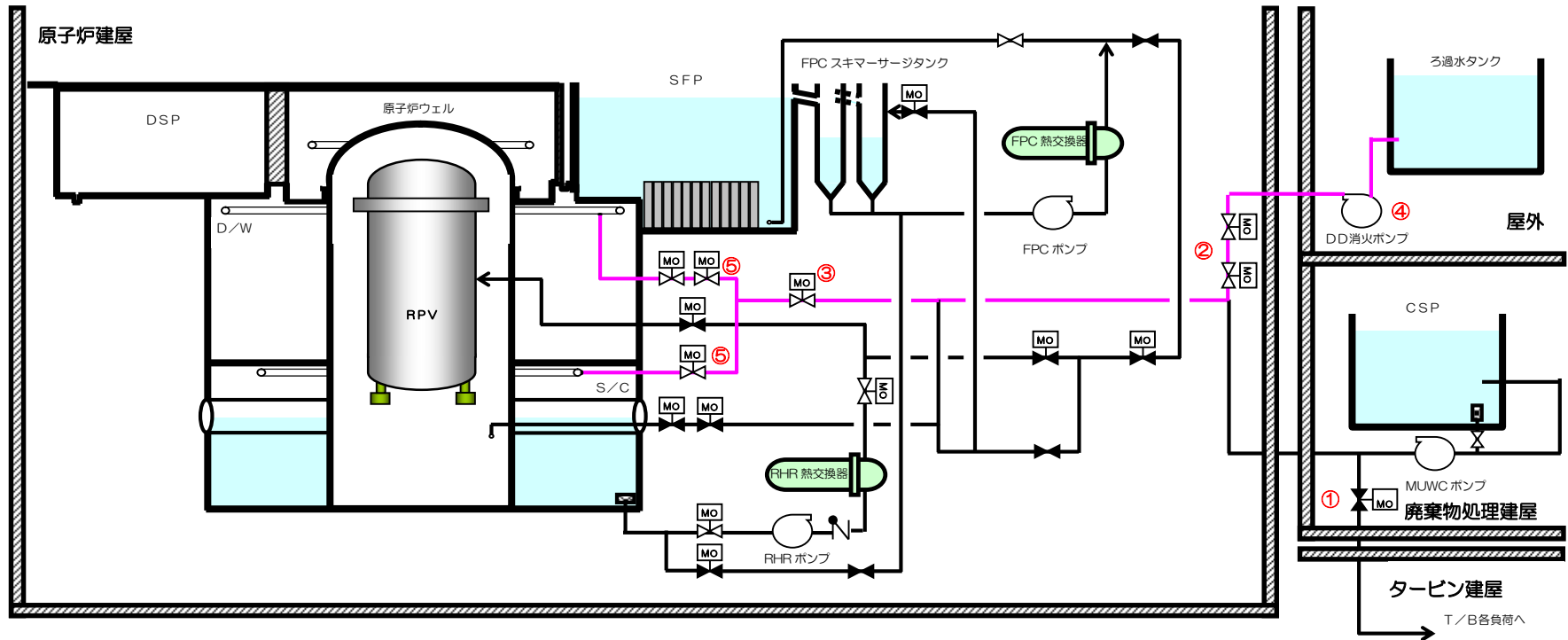


図 1 4 消火系による除熱概要図

8. 消火系による格納容器下部への注水

(1) 操作概要

炉心損傷時、原子炉圧力容器が破損して格納容器下部に放出される熔融炉心を冷却するため、専用の注水ライン弁を「開」とし、消火系による格納容器下部への水張りを行う。

① 消火系から格納容器下部までの系統構成として、タービン負荷遮断弁（図①）を「閉」し、消火系連絡弁（図②）を「開」し、ディーゼル駆動消火ポンプ（図③）の起動を緊急時対策本部へ依頼する。

② 格納容器下部注水弁（図④）を「開」とし、格納容器下部への注水が開始されたことを、格納容器下部注水流量計、格納容器下部温度にて確認する。

(2) 操作の容易性について

消火系による格納容器下部への注水操作と監視計器の確認については、中央制御室で対応が可能のため、容易に操作可能である。

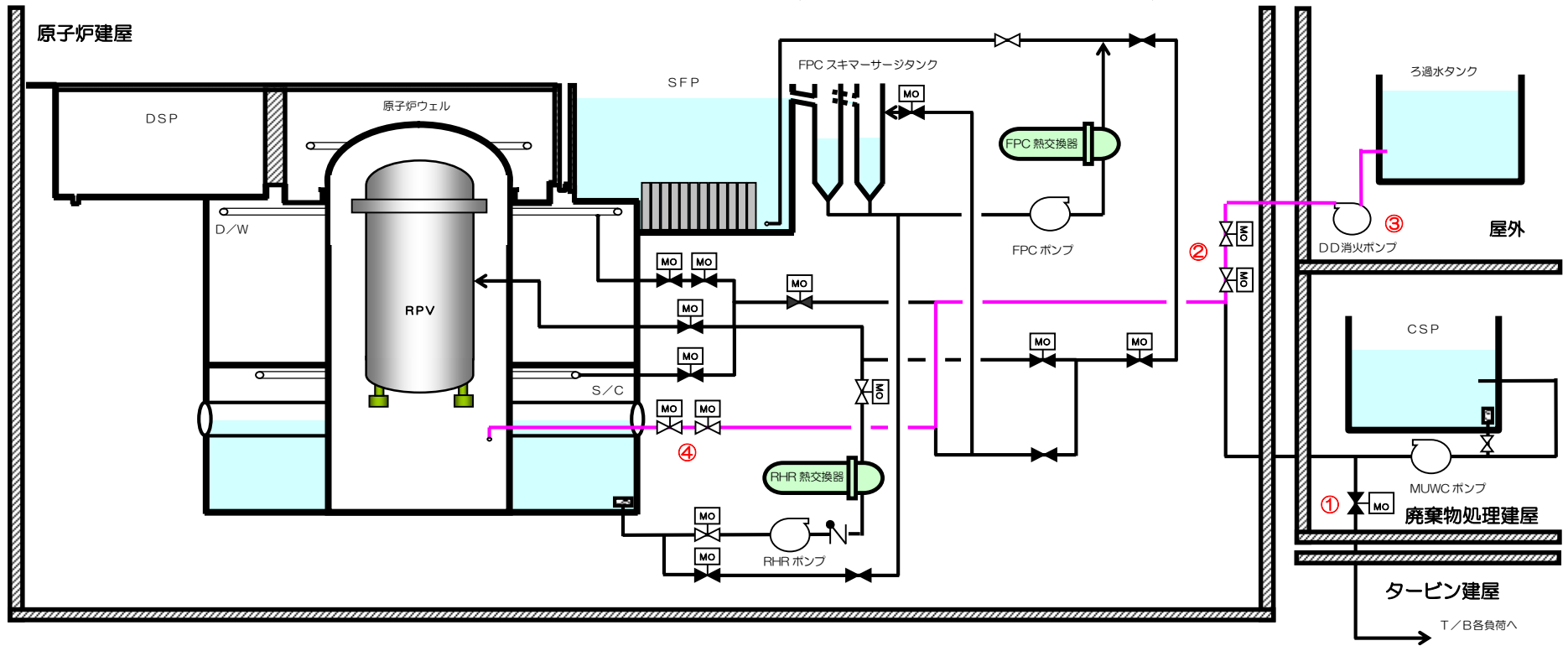


図 1 5 消火系による格納容器下部への注水概要図

## 9. 消火系による燃料プールへの注水

### (1) 操作概要

使用済燃料プール水位が低下し、使用済燃料プールの補給が必要な状態にもかかわらず、サプレッションプール水浄化系、残留熱除去系等が使用不能で使用済燃料プールへの補給ができない場合において、復水補給水系を使用した使用済燃料プール注水を行う。

- ① 消火系から使用済燃料プールまでの系統構成として、タービン負荷遮断弁（図①）を「閉」し、消火系連絡弁（図②）、残留熱除去系洗浄水弁（図③）を「開」し、ディーゼル駆動消火ポンプ（図④）の起動を緊急時対策本部へ依頼する。
- ② 残留熱除去系燃料プール側出口弁（図⑤）を「開」し、使用済燃料プールへ注水されたことを使用済燃料プール水位計、消火系統圧力、残留熱除去系注入配管流量計にて確認する。

### (2) 操作の容易性について

消火系による使用済燃料プールへの注水操作と監視計器の確認については、中央制御室で対応が可能のため、容易に操作可能である。

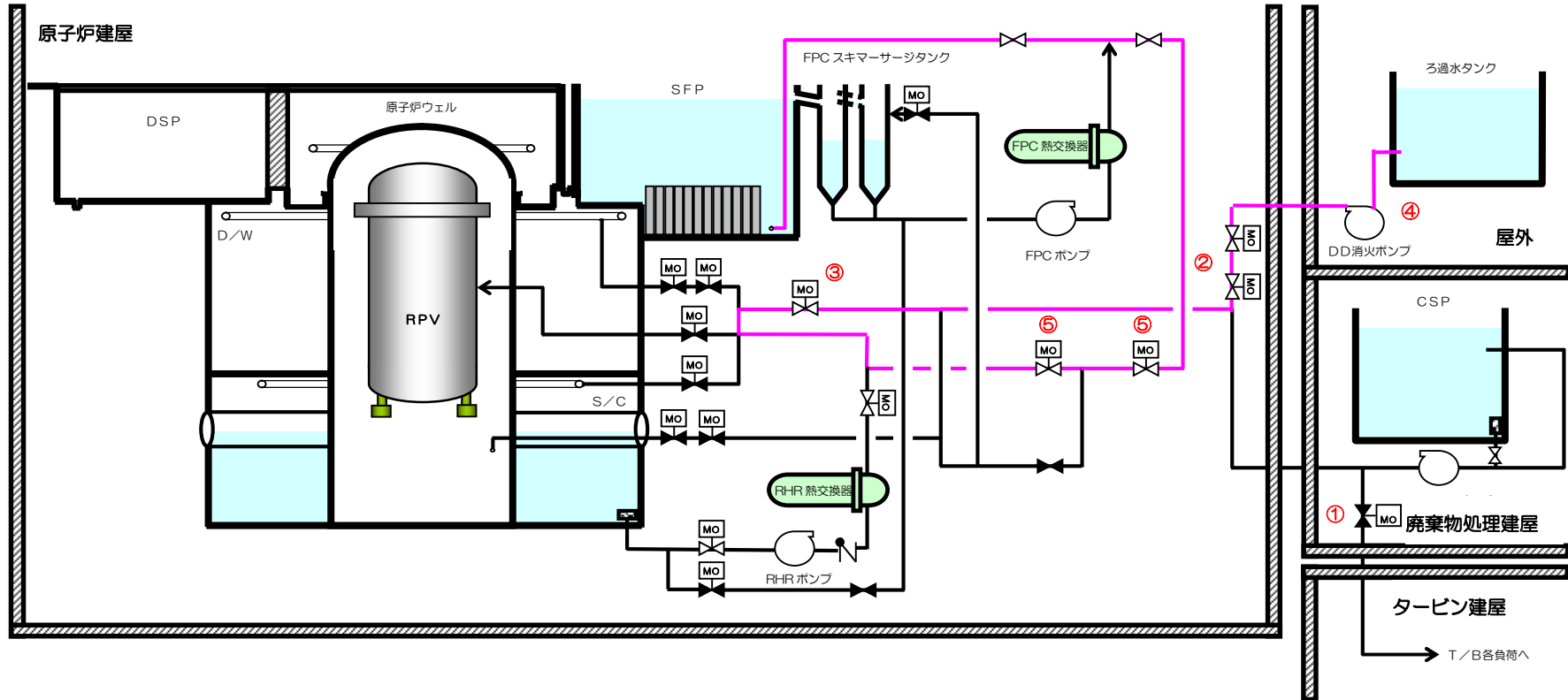


図 1 6 消火系による燃料プールへの注水概要図

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 1.0.3

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

予備品等の確保及び保管場所について

< 目 次 >

1.	重要安全施設.....	1.0.3-1
2.	予備品等の確保.....	1.0.3-1
3.	予備品等の保管場所.....	1.0.3-2
表1	重要安全施設一覧.....	1.0.3-3
表2	予備品及び予備品への取替のために必要な機材.....	1.0.3-5
補足1	予備品の確保等の考え方.....	1.0.3-7



「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」のうち、「1.0 共通事項(2) 復旧作業に係る要求事項 ①予備品等の確保」において、重要安全施設の適切な予備品等を確保することが規定されている。

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」(以下、「設置許可基準規則」という。)第二条において、「重要安全施設とは、安全施設のうち、安全機能の重要度が特に高い安全機能を有するものをいう。」とされている。

また、設置許可基準規則第十二条の解釈において「安全機能を有する系統のうち、安全機能の重要度が特に高い安全機能を有するもの」の機能が示されている。

ここでは、これら重要安全施設のうち、重要安全施設の取替可能な機器及び部品等に対する予備品及び予備品への取替のために必要な機材等の選定及び保管場所について記載する。

## 1. 重要安全施設

上記の設置許可基準規則第十二条の解釈の表に規定された安全機能の重要度が特に高い安全機能に対応する具体的な系統・設備を表1に示す。

## 2. 予備品等の確保

重大事故等発生後の事故対応については、重大事故等対処設備にて実施することにより、事故収束を行う。

事故収束を継続させるためには、機能喪失した重要安全施設の機能回復を図ることが有効な手段であるため、以下の方針に基づき重要安全施設の取替可能な機器、部品等の復旧作業を優先的に実施することとし、そのために必要な予備品を確保する。

- ・ 短期的には重大事故等対処設備で対応を行い、その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。
- ・ 単一の重要安全施設の機能を回復することによって、重要安全施設の多数の設備の機能を回復することができ、事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。
- ・ 復旧作業の実施に当たっては、復旧が困難な設備についても、復旧するための対策を検討し実施することとするが、放射線の影響、その他の作業環境条件の観点を踏まえ、復旧作業の成立性が高い設備を復旧する。

上記の方針に適合する系統としてタービン建屋に設置している設備である原子炉補機冷却海水系ポンプ及び原子炉補機冷却水系ポンプは自然災害の影響を受ける可能性がある

るため対象機器として選定し、予備品として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機器であり、機械的故障と電氣的故障の要因が考えられる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を予備品として確保する。

なお、今後も多様な復旧手段の確保、復旧を想定する機器の拡大、その他の有効な復旧対策について継続的な検討を行うとともに、そのために必要な予備品の確保に努める。

また、予備品の取替作業に必要な資機材等として、がれき撤去等のためのホイールローダ、予備品取替時に使用する重機としてラフタークレーン、夜間の対応を想定した照明機器等及びその他作業環境を想定した資機材を確保する。

### 3. 予備品等の保管場所

予備品等については、地震による周辺斜面の崩落、敷地下斜面のすべり、津波による浸水の外部事象の影響を受けにくい場所に重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。

保管場所については、可搬型重大事故等対処設備と同じであり、保管場所及び屋外アクセスルートの対策概要については、添付 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の「2. 概要（1）保管場所の設定及びアクセスルート」に記載する。

なお、予備品復旧場所へのアクセスルートについては、図 1 に示す複数ルートのうち少なくとも 1 ルート確保されたアクセスルートを使用して、予備品の保管場所から復旧作業場所へ予備品を移動させて復旧する。

また、保管場所及びアクセスルートの点検管理については、添付 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記載している「保管場所及びアクセスルート等の点検状況」と同じ点検管理を実施する。

表1 重要安全施設一覧

安全機能 (設置許可基準規則第12条)	系統・設備
原子炉の緊急停止機能	制御棒及び制御棒駆動系 (制御棒駆動機構/水圧制御ユニット(スクラム機能))
未臨界維持機能	制御棒 ほう酸水注入系
原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	逃がし安全弁 (安全弁としての開機能)
原子炉停止後における除熱のための崩壊熱除去機能	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)
原子炉停止後における除熱のための原子炉が隔離された場合の注水機能	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系
原子炉停止後における除熱のための原子炉が隔離された場合の圧力逃がし機能	逃がし安全弁(手動逃がし機能) 自動減圧系(手動逃がし機能)
事故時の原子炉の状態に応じた炉心冷却のための原子炉内高圧時における注水機能	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系
事故時の原子炉の状態に応じた炉心冷却のための原子炉内低圧時における注水機能	高圧炉心注水系 残留熱除去系(低圧注水モード)
事故時の原子炉の状態に応じた炉心冷却のための原子炉内高圧時における減圧系を作動させる機能	自動減圧系
格納容器内又は放射性物質が格納容器内から漏れ出た場所の雰囲気中の放射性物質の濃度低減機能	非常用ガス処理系
格納容器の冷却機能	原子炉格納容器スプレイ冷却系 (残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード))
格納容器内の可燃性ガス制御機能	可燃性ガス濃度制御系
非常用交流電源から非常用の負荷に対し電力を供給する機能	非常用電源系
非常用直流電源から非常用の負荷に対し電力を供給する機能	直流電源系
非常用の交流電源機能	非常用ディーゼル発電機
非常用の直流電源機能	直流電源系(非常用所内電源)
非常用の計測制御用直流電源機能	計測制御電源系
補機冷却機能	原子炉補機冷却水系 <sup>*</sup>
冷却用海水供給機能	原子炉補機冷却海水系 <sup>*</sup>
原子炉制御室非常用換気空調機能	中央制御室換気空調系
圧縮空気供給機能	駆動用窒素源 (逃がし安全弁への供給, 主蒸気隔離弁への供給)
原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の隔離機能	原子炉圧力容器バウンダリ隔離弁

安全機能 (設置許可基準規則第12条)	系統・設備
原子炉格納容器バウンダリを構成する配管の隔離機能	原子炉格納容器バウンダリ隔離弁
原子炉停止系に対する作動信号(常用系として作動させるものを除く)の発生機能	原子炉緊急停止系の安全保護回路
工学的安全施設に分類される機器若しくは系統に対する作動信号の発生機能	非常用炉心冷却系作動の安全保護回路 主蒸気隔離の安全保護回路 原子炉格納容器隔離の安全保護回路 非常用ガス処理系の安全保護回路
事故時の原子炉の停止状態の把握機能	中性子束(起動領域モニタ) 原子炉スクラム用電磁接触器の状態及び制御棒位置
事故時の炉心冷却状態の把握機能	原子炉水位(広帯域, 燃料域) 原子炉圧力
事故時の放射能閉じこめ状態の把握機能	原子炉格納容器圧力 サプレッション・プール水温度 原子炉格納容器エリア放射線量率
事故時のプラント操作のための情報の把握機能	原子炉圧力 原子炉水位(広帯域, 燃料域) 原子炉格納容器圧力 サプレッション・プール水温度 原子炉格納容器水素濃度 原子炉格納容器酸素濃度 気体廃棄物処理系設備エリア排気放射線モニタ

※ 予備品(表2 1. 予備品)を保管する系統

表2 予備品及び予備品への取替のために必要な機材

1. 予備品

名称	仕様	数量※	保管場所※
原子炉補機冷却海水ポンプ電動機（6号炉用）	三相誘導電動機	1台	大湊側高台保管場所 (T. M. S. L. +35m)
原子炉補機冷却海水ポンプ電動機（7号炉用）	三相誘導電動機	1台	大湊側高台保管場所 (T. M. S. L. +35m)
原子炉補機冷却水ポンプ電動機（6号炉用）	三相誘導電動機	1台	大湊側高台保管場所 (T. M. S. L. +35m)
原子炉補機冷却水ポンプ電動機（7号炉用）	三相誘導電動機	1台	大湊側高台保管場所 (T. M. S. L. +35m)

2. がれき撤去用重機

名称	仕様	数量※	保管場所※
ホイールローダ	バケット 3m <sup>3</sup>	4台	荒浜側高台保管場所 (T. M. S. L. +37m) 及び 大湊側高台保管場所 (T. M. S. L. +35m)
ショベルカー	ZX200-3 バケット 0.7m <sup>3</sup>	2台	荒浜側高台保管場所 (T. M. S. L. +37m) 及び 大湊側高台保管場所 (T. M. S. L. +35m)
ブルドーザ	CAT D3K	1台	荒浜側高台保管場所 (T. M. S. L. +37m)

3. 予備品取替時に使用する重機

名称	仕様	数量※	保管場所※
ラフタークレーン	最大つり上げ荷重 25t	1台	大湊側高台保管場所 (T. M. S. L. +35m)

4. 作業用照明

名称	仕様	数量※	保管場所※
ヘッドライト	乾電池式	24個	作業員に配備
懐中電灯	乾電池式	24個	事務本館又は 初動要員宿泊所
LEDライト (ランタンタイプ)	乾電池式	10個	5号炉原子炉建屋内
LEDライト (三脚タイプ)	乾電池式	10個	免震重要棟内
可搬型照明設備	発電機付投光器	10台	荒浜側高台保管場所 (T. M. S. L. +37m) 及び 大湊側高台保管場所 (T. M. S. L. +35m)

※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。

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。

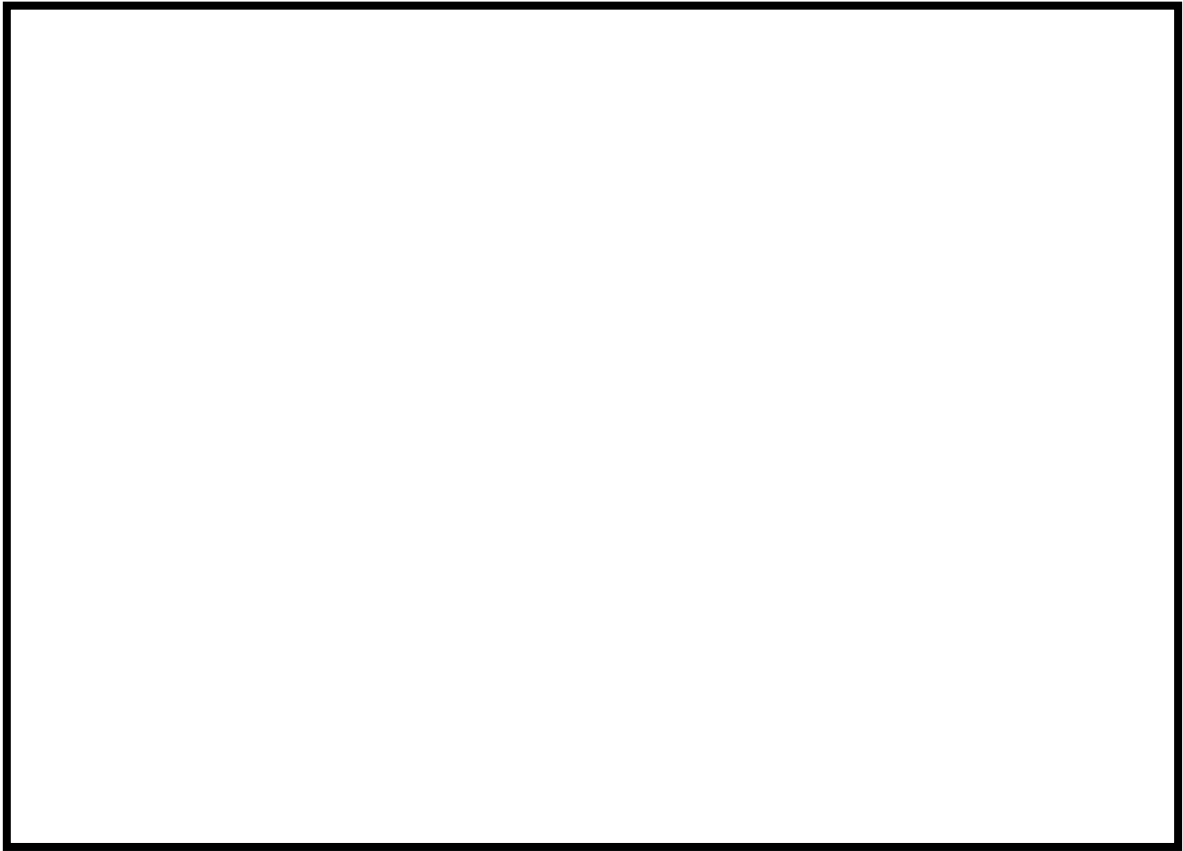


図 1 予備品等の保管場所

## 予備品の確保等の考え方

## 1. 残留熱除去系（RHR）の復旧に関する予備品の確保等について

柏崎刈羽原子力発電所では、アクシデントマネジメント活動の一環として行われる復旧活動に際して、プラントの安全性確保に必要な機能を持つ系統・機器を復旧させる手順を「アクシデントマネジメント復旧の手引き」にて整備している。本手引きには、事故収束を安定的に継続するために有効であるRHR系の復旧手順も盛り込まれており、RHR系（A）、（B）、（C）の全ての除熱能力が喪失あるいは低下した際に、「RHR系異常発生要因フローチャート」により異常のある系統を判断し、「機器別故障原因特定マトリクス」にて故障個所の特定を行い、故障個所に応じた「復旧手順」にて復旧を行う構成としている（図1）。しかしながら、すべての系統・機器の故障モードを網羅して予備品を確保することは効率的ではないので、以下の方針に基づき重要安全施設の取替可能な機器、部品等の復旧作業を優先的に実施することとし、そのために必要な予備品を確保する。

- ・ 短期的には重大事故等対処設備で対応を行い、その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。
- ・ 単一の重要安全施設の機能を回復することによって、重要安全施設の多数の設備の機能を回復することができ、事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。
- ・ 復旧作業の実施にあたっては、放射線の影響、その他の作業環境条件の観点を踏まえ、復旧作業の成立性が高い設備を復旧する。

上記の方針に適合する系統として原子炉補機冷却海水系及び原子炉補機冷却水系を選定し、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機器として、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を予備品として確保する。

なお、RHR系については、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、更にABWRの残留熱除去系は3系統あることから、東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられるが、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. 予備品を用いた復旧作業について

重大事故等発生後の事故対応については、重大事故等対処設備にて対応することにより事故収束を行うことから、必要な作業については当社のみで実施できるようにしている。

一方、予備品を用いた補機冷却系ポンプ電動機の復旧作業は上記に該当せず、協力企業の支援による実施を考えている。しかしながら、本復旧作業は事故収束後のプラントの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していく。



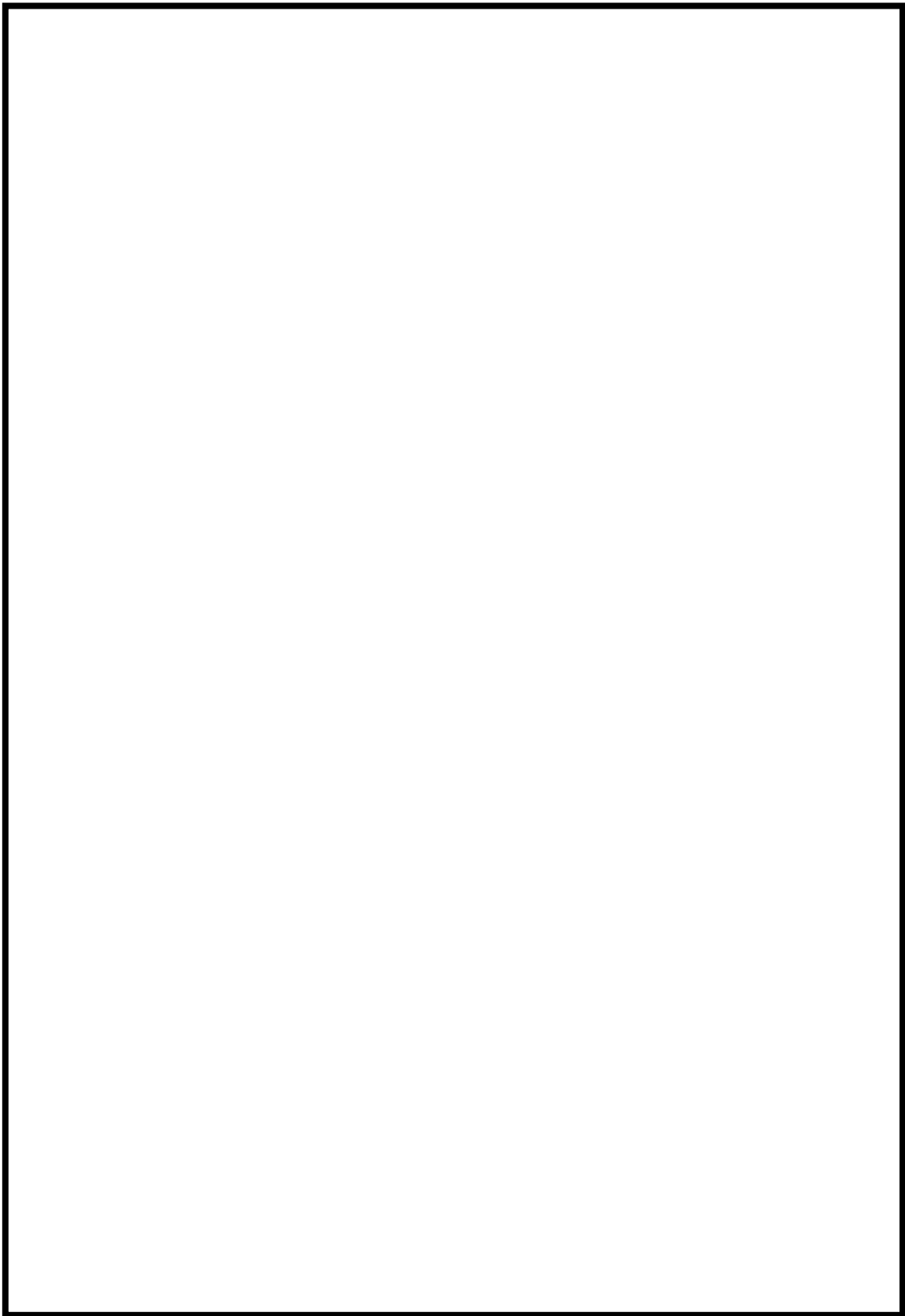


図1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（1 / 6）

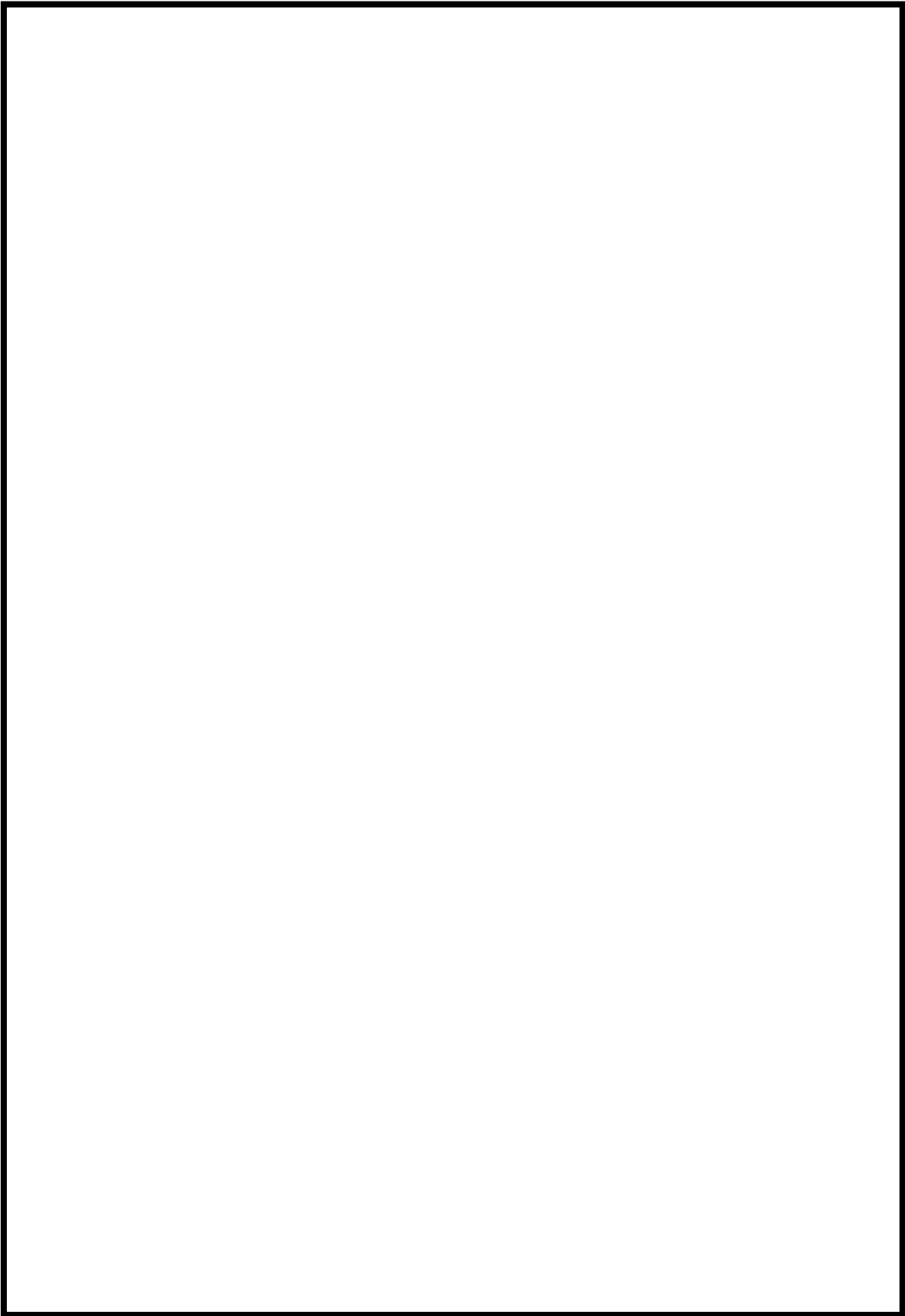


図1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（2／6）

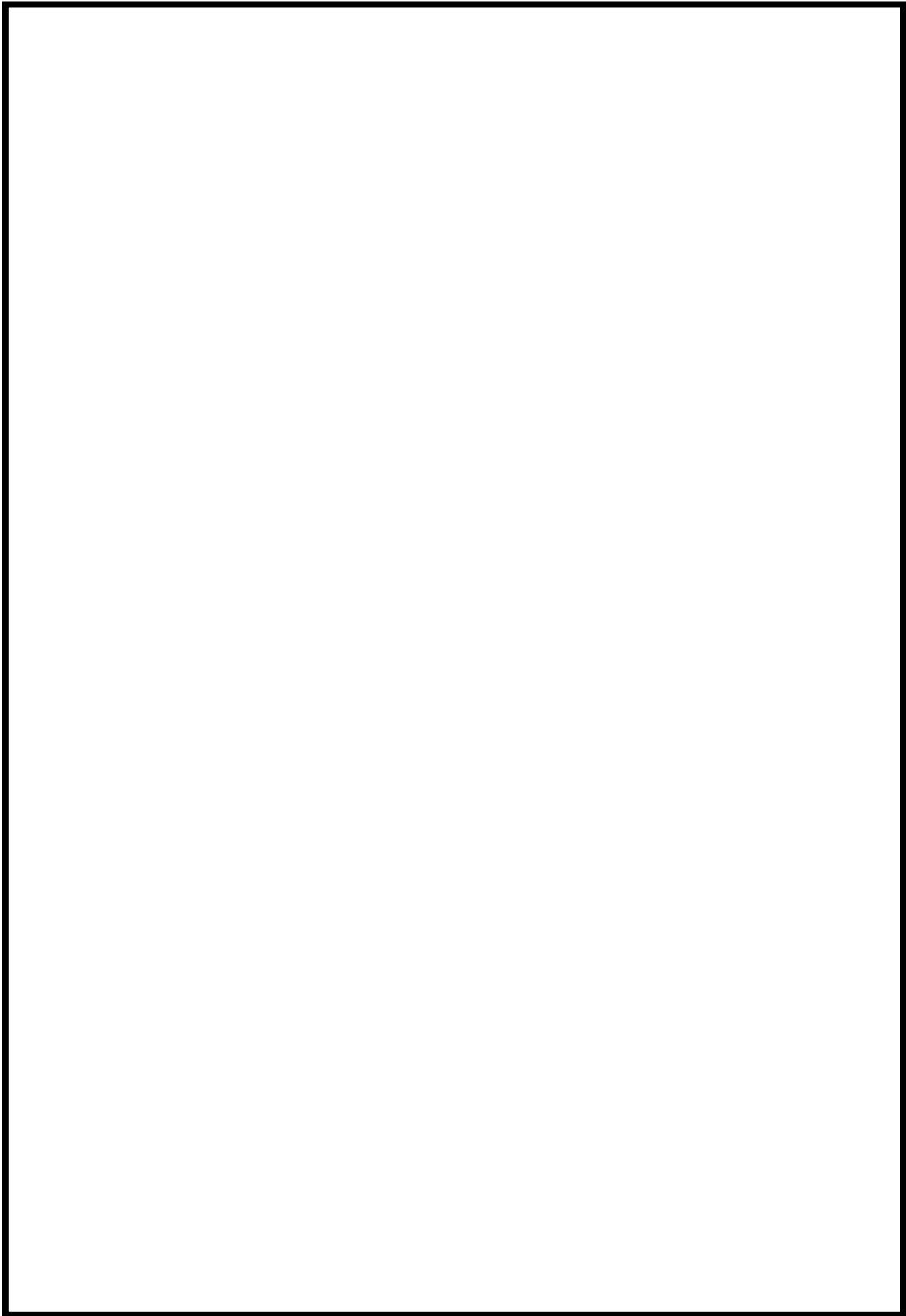


図 1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3 / 6)

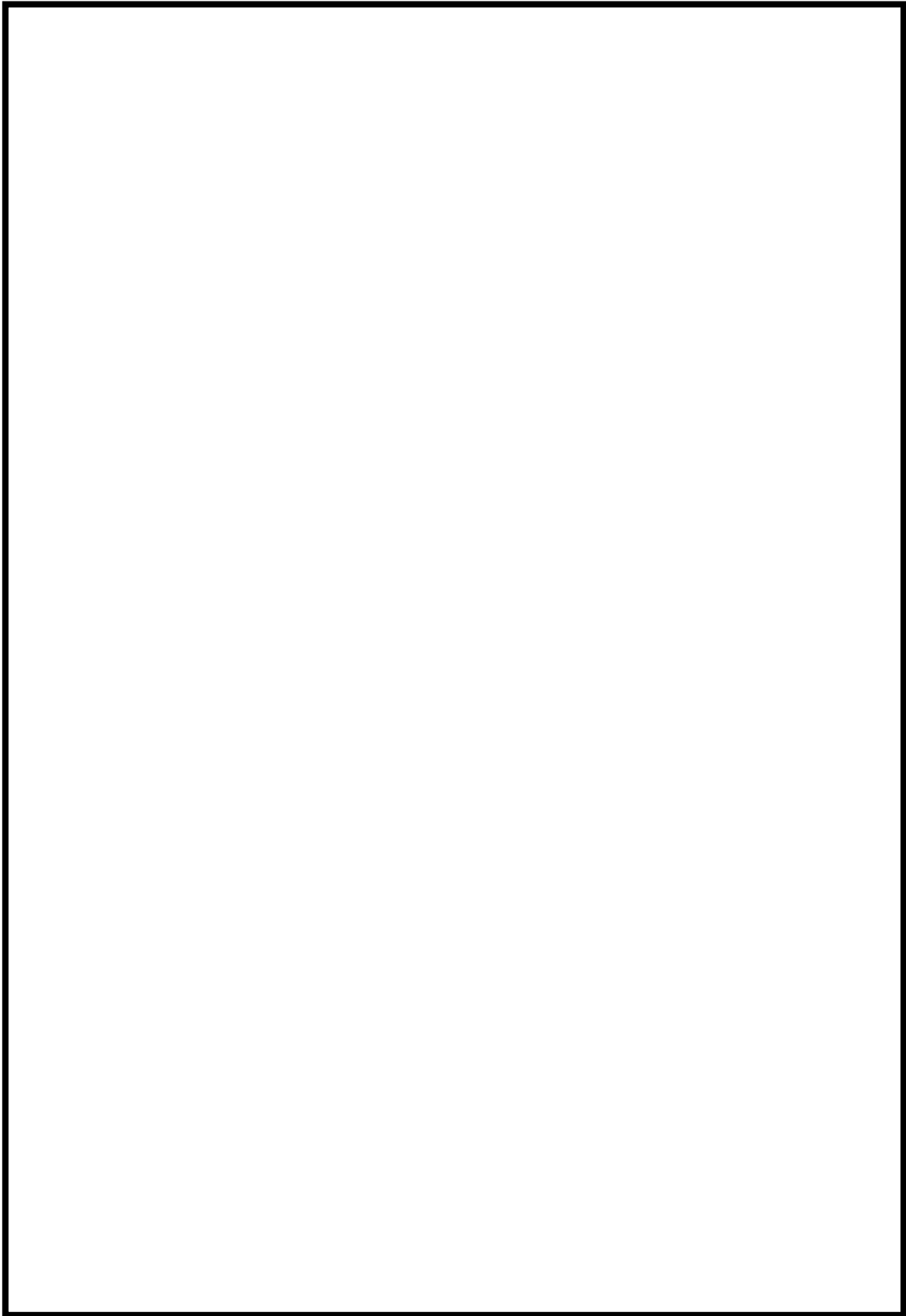


図1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4／6）

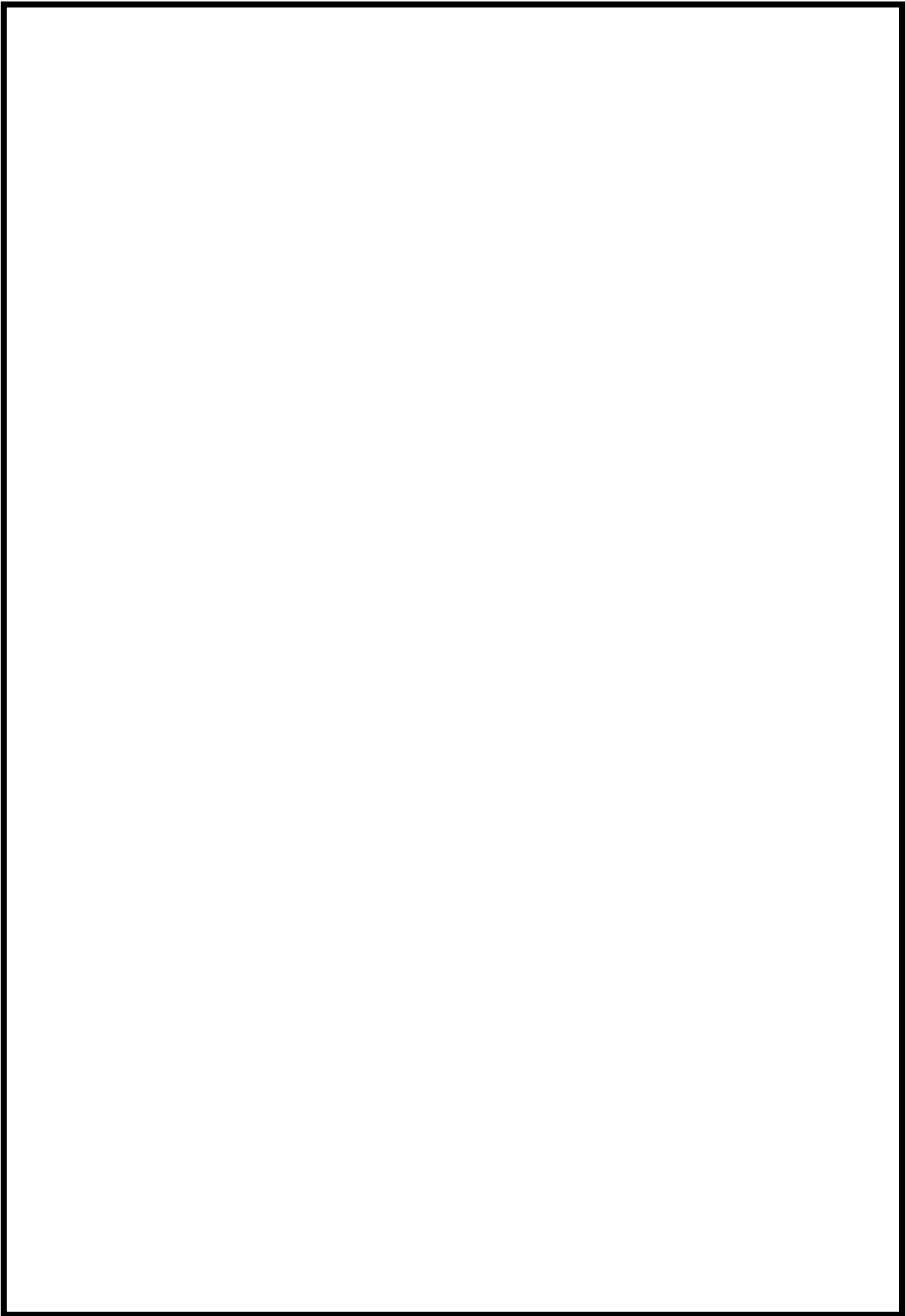


図1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（5／6）

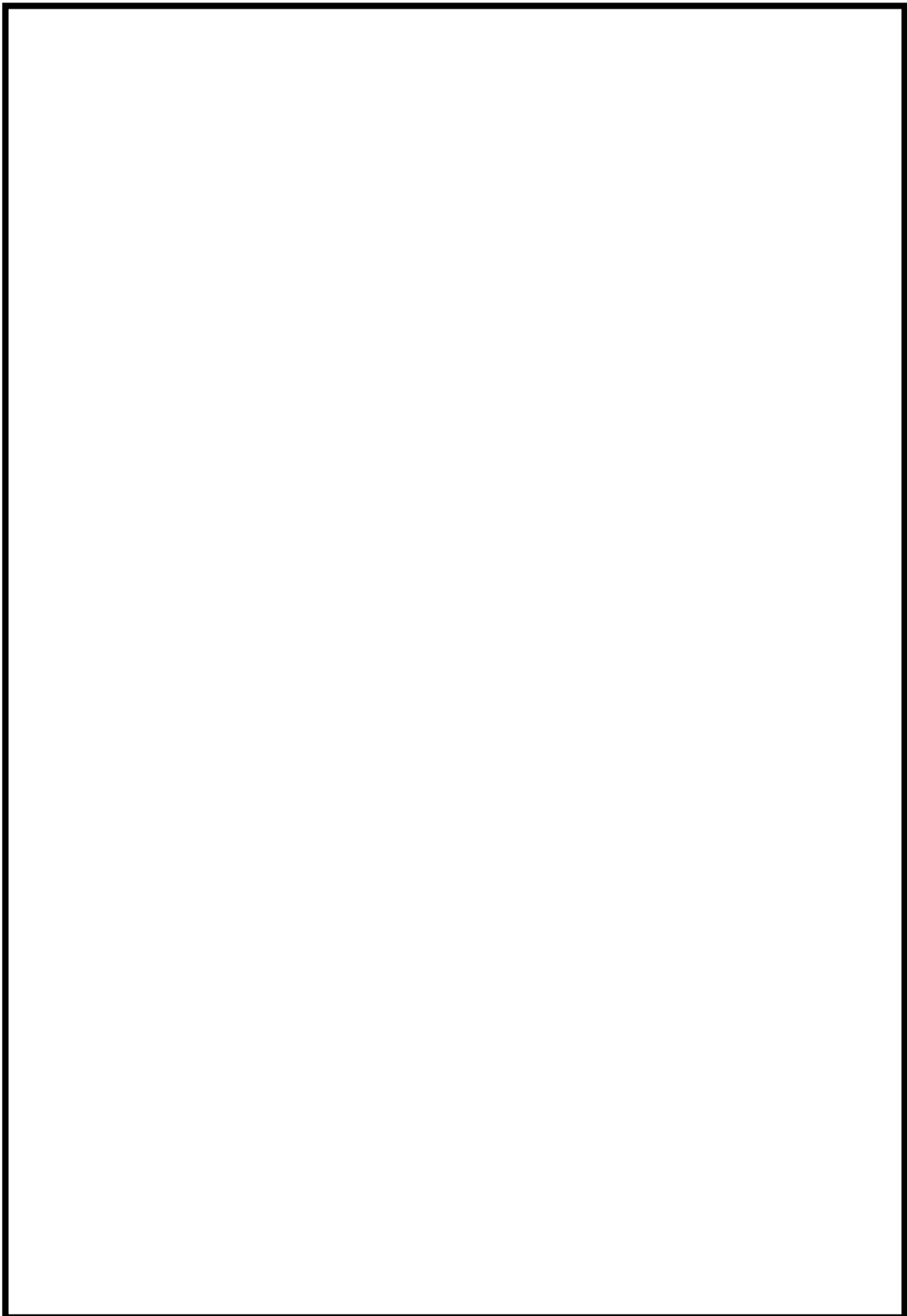


図1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6 / 6）

## 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

### 外部からの支援について

< 目 次 >

1. 事故収束対応を維持するために必要な燃料，資機材.....	1.0.4-1
(1) 重大事故発生後7日間の対応.....	1.0.4-1
(2) 重大事故等発生後7日間以降の対応.....	1.0.4-1
2. プラントメーカー及び協力会社による支援.....	1.0.4-2
(1) プラントメーカーによる支援.....	1.0.4-2
a. 支援体制.....	1.0.4-2
(2) 協力会社による支援.....	1.0.4-3
a. 放射線測定，管理業務等の支援体制.....	1.0.4-3
b. 緊急時に係る設備の修理・復旧等の支援体制.....	1.0.4-3
c. 資機材及び要員運搬に係る支援体制.....	1.0.4-3
d. 燃料調達に係る支援体制.....	1.0.4-4
e. 消火，注水活動に係る支援体制.....	1.0.4-4
3. 原子力事業者による支援.....	1.0.4-4
4. その他組織による支援.....	1.0.4-5
5. 原子力事業所災害対策支援拠点.....	1.0.4-7
表1 発電所構内に確保している燃料（事象発生後7日間の対応）.....	1.0.4-9
表2 放射線防護資機材等（緊急時対策所）.....	1.0.4-10
表3 チェンジングエリア用資機材（緊急時対策所）.....	1.0.4-12
表4 その他資機材等（緊急時対策所）.....	1.0.4-14
表5 原子力災害対策活動で使用する資料（緊急時対策所）.....	1.0.4-16
表6 放射線防護資機材等（中央制御室）.....	1.0.4-17
表7 チェンジングエリア用資機材（中央制御室）.....	1.0.4-19
表8 事業者間協力協定に基づき貸与される原子力防災資機材.....	1.0.4-20
表9 原子力事業所災害対策支援拠点における必要な資機材，通信機器の整備状況等 .....	1.0.4-21
図1 原子力災害発生時における発電所外からの支援体制.....	1.0.4-22
図2 防災組織全体図.....	1.0.4-23
図3 原子力事業所災害対策支援拠点 体制図.....	1.0.4-24
別紙1 原子力事業所災害対策支援拠点について.....	1.0.4-25



## 1. 事故収束対応を維持するために必要な燃料，資機材

### (1) 重大事故発生後 7 日間の対応

柏崎刈羽原子力発電所では，重大事故等が発生した場合において，当該事故等に対処するために予め用意された手段（重大事故等対処設備，予備品及び燃料等）により，事故発生後 7 日間における事故収束対応を実施する。予め用意された手段のうち，重大事故等対処設備については，技術的能力 1.1「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」から 1.19「通信連絡に関する手順等」にて示す。

重大事故等に対処するために必要な燃料とその考え方については，表 1 に示すとおり，外部からの支援なしに事故発生後 7 日間における必要燃料を上回る数量を発電所内に保有している。必要燃料の数量は，重大事故等対処に必要な設備を事故発生後 7 日間連続して運用する条件で算出している。柏崎刈羽原子力発電所では，表 1 に示す必要燃料合計を上回る保有量を，今後も継続して確保する。

放射線管理用資機材及びチェンジングエリア用資機材，その他資機材，原子力災害対策活動で使用する資料の数量とその考え方については，表 2～7 に示すとおり，外部からの支援なしに事故発生後 7 日間の活動に必要な資機材等を緊急時対策所等に配備している。重大事故等発生時において，現場作業では作業環境が悪化していることが予想され，緊急時対策要員等の作業員は環境に応じた放射線防護具を着用する必要がある。このため作業員は，添付資料 1.0.13「緊急時対策要員の作業時における装備について」に示す着用基準に従い，これらの資機材の中から必要なものを装備し，作業を実施する。柏崎刈羽原子力発電所では，表 2～7 に示す免震重要棟内緊急時対策所及び 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所，中央制御室の資機材を，今後も継続して配備する。

重大事故等の対応に必要な水源については，淡水貯水池等の淡水源に加え最終的に海水に切り替えることにより水源が枯渇することがないように手順を整備することとしている。具体的には，技術的能力 1.13「重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて示す。

### (2) 重大事故等発生後 7 日間以降の対応

重大事故等発生後 7 日間以降の事故収束対応を維持するため，重大事故等発生後 6 日後までに，予め選定している候補施設の中から原子力事業所災害対策支援拠点（以下「支援拠点」という。）を選定し，発電所の事故収束対応を維持するために必要な燃料，資機材等を支援できる体制を整備している。また，発電所内に配備している重大事故等対処設備に不具合があった場合の代替手段，資機材及び燃料を支援できるよう，社内で発電所外に保有している重大事故等対処設備と同種の設備（消防車，電源車等），食糧その他の消耗品も含めた資機材，予備品及び燃料等について，継続的な重大事故

等対策を実施できるよう事象発生後6日後までに支援できる体制を整備している。

更に現在、他の原子力事業者と、原子力災害発生時における設備及び資機材の融通に向けた検討を進めており、各社が保有する主な設備及び資機材のデータベースを整備中である。

## 2. プラントメーカ及び協力会社による支援

重大事故等発生時における外部からの支援については、プラントメーカ及び協力会社等から重大事故等発生後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要員の派遣等について、協議・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収拾活動への協力」に係る協定を締結し、重大事故等発生後に必要な支援が受けられる体制を整備している。

また、重大事故時発生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踏まえ、これら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、プラントメーカの協力を得ながら対応する。

### (1) プラントメーカによる支援

重大事故等発生時における当社が実施する事態収拾活動を円滑に実施するため、プラントの状況に応じた事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援を迅速に得られるよう、プラントメーカ（株式会社東芝、日立GEニュークリア・エナジー株式会社）との間で支援体制を整備するとともに、平常時より必要な連絡体制を整備している。また、事故対応が長期に及んだ場合においても交代要員等の継続的に支援を得られる体制としている。

#### a. 支援体制

##### (平時体制)

- ・緊急時の技術支援のため、本社とプラントメーカ社員（部長クラス）と平時より連絡体制を構築。

##### (緊急時体制)

- ・原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）10条第1項又は15条第1項に定める事象が発生した場合に技術支援を要請。
- ・緊急時に状況評価及び復旧対策に関する助言、電気・機械・計装設備、その他の技術的情報を提供等により当社に支援。
- ・中長期対応として、メーカ本社等における2,000名規模（株式会社東芝、日立GEニュークリア・エナジー株式会社それぞれにおいて1,000名規模）の技術支援

体制を構築。

- ・技術支援については，本社対策本部のみならず，必要に応じて発電所対策本部でも実施可能。

## (2) 協力会社による支援

重大事故等発生時における当社が実施する事態收拾活動を円滑に実施するため，事故収束及び復旧対策活動の協力が得られるよう，協力会社9社と支援内容に関する覚書等を締結し，支援体制を整備するとともに，平常時より必要な連絡体制を整備している。

協力会社9社の支援については，重大事故等発生時においても支援を要請できる体制であり，協力会社要員の人命及び身体の安全を最優先にした放射線管理を行う。また，事故対応が長期に及んだ場合においても交代要員等の継続的な派遣を得られる体制としている。

### a. 放射線測定，管理業務等の支援体制

原子力災害発生時における放射線測定，管理業務の実施について，協力会社と覚書を締結している。

### b. 緊急時に係る設備の修理・復旧等の支援体制

原子力災害発生時における，以下に示す設備の修理・復旧等の作業に関する支援協力について協力会社と覚書を締結している。

- (1) 熱交換器建屋の排水作業
- (2) 代替熱交換器による補機冷却水確保
- (3) 土木設備，機械・計装設備の修理，復旧等に関する事項
- (4) クレーンの運転・操作，及びトラックの運転
- (5) 機械・電気・計装設備・通信連絡設備の修理，復旧等に関する事項
- (6) 電源車仮設ケーブル移動作業
- (7) プラント内仮設ケーブル接続作業
- (8) 予備海水ポンプモータへの取替作業
- (9) 現場・事務所の照明等の環境整備に関する作業
- (10) 瓦礫の撤去
- (11) 緊急車両等の通行ルート確保

### c. 資機材及び要員運搬に係る支援体制

柏崎刈羽原子力発電所で原子力災害が発生した場合又は発生のおそれがある場合の陸路による資機材の運搬，空路による資機材及び要員の運搬について，それぞれ

協力企業と協定等を結んでいる。

資機材の輸送にあたっては、陸路による輸送を基本とするが、柏崎刈羽原子力発電所又は原子力災害発生時に設置される支援拠点へのアクセス道路の寸断等により陸路での資機材、要員の運搬が困難な場合には、空路での運搬も実施する。

なお、陸路での輸送については東電物流株式会社、空路での輸送については新日本ヘリコプター株式会社と契約を結んでいる。

ヘリコプターによる空輸を実施する場合には、東京ヘリポート（東京都江東区）に常駐のヘリコプターを優先して使用し、発電所構内のヘリポート間を往復する。発電所近隣のヘリポートとしては、災害時の飛行場外離着陸場として柏崎市内の1か所について、発電所構内のヘリポートとともに新日本ヘリコプターから東京航空局へ飛行場外離着陸許可申請書を提出し、許可を得ている。

#### d. 燃料調達に係る支援体制

柏崎刈羽原子力発電所に重大な災害が発生した場合又は発生のおそれがある場合における燃料調達手段として、当社と取引のある燃料供給会社の油槽所等から燃料供給の契約を締結しており、この一部は寄託契約である。

また、柏崎刈羽原子力発電所内の備蓄及び、近隣からの調達を強化している。

#### e. 消火、注水活動に係る支援体制

柏崎刈羽原子力発電所の構内（建物内含む）で火災が発生した場合の消火、原子炉や使用済燃料プール注水活動、復水貯蔵槽等への水補給に関する活動の支援について協力企業と契約を結んでいる。

なお、消火活動としては平時より、柏崎刈羽原子力発電所内で訓練を実施するとともに、24時間交代勤務体制が取られているため、迅速な初動活動が可能である。

### 3. 原子力事業者による支援

上記のプラントメーカーや協力会社等からの支援の他、原子力事業者で「原子力災害時における原子力事業者間協力協定」を締結し、他の原子力事業者による支援を受けられる体制を整備している。

#### （目的）

国内原子力事業所（事業所外運搬を含む）において、原子力災害が発生した場合、協力事業者が発災事業者に対し、協力要員の派遣、資機材の貸与その他当該緊急事態応急対策の実施に必要な協力を円滑に実施し、原子力災害の拡大防止及び復旧対策に努める。

#### (協力要請)

- ・ 各社の原子力事業者防災業務計画に定める警戒事象が発生した場合、すみやかにその情報を他の原子力事業者に連絡する。
- ・ 原災法第 10 条に基づく通報を実施した場合、ただちに他の協定事業者に協力要員の派遣及び資機材の貸与に係る協力要請を行う。

#### (協力の内容)

協力事業者は、発災事業者からの協力要請に基づき、原子力事業所災害対策が的確かつ円滑に行われるようにするため、以下の措置を講ずる。

- ・ 環境放射線モニタリングに関する協力要員の派遣
- ・ 周辺地域の汚染検査及び汚染除去に関する協力要員の派遣
- ・ 表 8 に示す資機材の貸与 他

#### (支援本部の活動)

- ・ 幹事事業者

発災事業所の場所毎に、予め支援本部幹事事業者、支援本部副幹事事業者を設定している。(当社柏崎刈羽原子力発電所が発災した場合は、それぞれ東北電力株式会社、北陸電力株式会社としている。)

幹事事業者は副幹事事業者と協力し、協力要員及び貸与された資機材の受入と協力に係る業務の基地となる原子力事業所支援本部(以下「支援本部」という。)を設置し、運営する。なお、幹事事業者が被災する等、業務の遂行が困難な場合は、副幹事事業者が幹事事業者の任にあたり、幹事事業者以外の事業者の中から副幹事事業者を選出することとしている。また支援期間が長期化する場合は、幹事事業者、副幹事事業者を交替することができる。

- ・ 支援本部の設置について

当社は、予め支援本部候補地を 3 箇所程度設定している。発災事業者は、協力を要請する際に、候補地の中から支援本部の設置場所を決定し伝える。

支援本部設置後は、緊急事態応急対策等拠点施設(オフサイトセンター)に設置される原子力災害合同対策協議会と連携を取りながら、発災事業者との協議のうえ、各協力事業者に対して具体的な業務の依頼を実施する。

#### 4. その他組織による支援

福島第一原子力発電所の事故対応の教訓を踏まえ、原子力災害が発生した場合に多様かつ高度な災害対応を行うため、平成 25 年 1 月に日本原子力発電株式会社内の組織として原子力緊急事態支援センター(以下「支援センター」という。)を原子力事業者共同

で設置している。支援センターでは、平時から遠隔操作が可能なロボットの操作訓練等を実施しており、当社要員も参加しロボット操作技術等を習得させる等、原子力災害対策活動能力の向上を図っている。

当社を含む原子力事業者と日本原子力発電株式会社との間で締結している、支援センターの共同運営に関する基本協定の内容は以下のとおり。

#### (支援要請)

発災事業者は、原災法第 10 条に基づく通報後、緊急支援組織の支援を必要とするときは支援センターに支援を要請する。

#### (支援の内容)

支援センターは、発災事業者からの支援要請に基づき、支援センター要員の安全が確保される範囲において以下の業務を実施することで、発災事業者の事故収束活動を積極的に支援する。

- ・発災事業者が指定する輸送先のうち、輸送可能な地点までの資機材の輸送。
- ・発災事業者が実施する資機材操作の支援及び提供資機材を活用した事故収束活動に係る助言。
- ・発災事業者からの要請に基づく、追加資機材の確保、輸送の実施。
- ・その他、発災事業者からの要請に基づく事故収束活動に係る支援の実施。

#### (要員)

9名

#### (資機材の提供)

支援センターは、原災法第 10 条に基づく通報をした旨の連絡を発災事業者から受信した場合、発生した事故・災害状況、放射線による影響を考慮し、安全かつ迅速に資機材の供給が可能となるルートを決定し、原則として発災事業者が設置する支援拠点まで、必要な資機材の輸送を行うものとする。

ただし支援拠点の設置状況を踏まえ、その他の輸送先に資機材を輸送する場合は、発災事業者と協議した上で、支援センター要員の安全が確保される範囲及び発災事業者が設定する放射線管理区域境界の外側の範囲内の輸送先に、資機材の輸送を行う。

更に、支援組織の更なる強化を図るため、平成 28 年 3 月を目途に支援センターの機能を拡充し、平成 28 年 12 月 17 日より「美浜原子力緊急事態支援センター」を設置し本格的な運用を開始した。

支援センター強化の概要は以下のとおり。

(事故時)

- ・原子力災害発生時，事故が発生した事業者からの出動要請を受け，要員・資機材を拠点施設から迅速に搬送する。
- ・事故が発生した事業者の指揮の下，協働で遠隔操作可能なロボット等を用いて現場状況の偵察，空間線量率の測定，瓦礫等屋外障害物の除去によるアクセスルートの確保，屋内障害物の除去や機材運搬等を行う。

(平常時)

- ・緊急時の連絡体制（24 時間体制）を確保し，出動計画を整備する。
- ・ロボット等の操作訓練や必要な資機材の調達・維持管理及び訓練等で得られたノウハウや経験に基づく改良を行う。

(要員)

21 名

(資機材)

- ・遠隔操作資機材（小型・中型ロボット，小型・大型無線重機，無線小型ヘリコプター）
- ・現地活動用資機材（放射線防護用資機材，放射線管理・除染用資機材，作業用資機材，一般資機材）
- ・搬送用車両（ワゴン車，大型トラック（重機搬送車用），中型トラック）

5. 原子力事業所災害対策支援拠点

福島第一原子力発電所事故において，発電所外からの支援に係る対応拠点として J ヴィレッジを活用したことを踏まえ，柏崎刈羽原子力発電所においても同様な機能を配置する候補地点を予め選定し，必要な要員及び資機材を確保する。候補地点の選定にあたっては，原子力災害発生時における風向及び放射性物質の放出範囲等を考慮し，柏崎刈羽原子力発電所からの方位，距離（約 20km 圏内外）が異なる地点を複数選定する。

図 1 に，支援拠点の候補地を記した地図を示す。柏崎刈羽原子力発電所原子力事業者防災業務計画においては，柏崎エネルギーホール（新潟県柏崎市），信濃川電力所（新潟県小千谷市），当間高原リゾート（新潟県十日町市。休憩，仮泊，資機材置場のみ）を支援拠点の候補地として定めている。

図 2 に防災組織全体図を，図 3 に支援拠点の体制図を示す。

原災法第 10 条に基づく通報の判断基準に該当する事象が発生した場合、社長は、原子力事業所災害対策の実施を支援するための発電所周辺の拠点として支援拠点の設置を指示する。支援拠点の責任者は、原子力災害の進展状況等を踏まえながら支援活動の準備を実施する。

支援拠点の設置場所及び活動場所を、放射性物質が放出された場合の影響、周囲の道路状況等を踏まえた上で決定し、発電所、本社や関係機関と連携をして、発電所における災害対策活動の支援を実施する。

また、支援拠点で使用する主な原子力関連資機材は本社等にて確保しており、定期的に保守点検を行い、常に使用可能な状態に整備している。(表 9)

なお、資機材の消耗品については、初動 7 日間の対応を可能とする量であり、8 日目以降は、原子力事業者間協力協定に基づく支援物資及び外部からの購入品等に対応する計画としている。



表 1 発電所構内に確保している燃料（事象発生後 7 日間の対応）

プラント状況：6 号及び 7 号炉運転中。 1～5 号炉停止中。

事象：全交流動力電源喪失は 6 号及び 7 号炉を想定。保守的に全ての設備が事象発生直後から燃料を消費するものとして評価。なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 945,336L</b>	6 号及び 7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は <b>約 2,184,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)2 台 起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7 日×3 台=859,320L		
6 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	1 号炉軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	C復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)2 台 起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7 日×3 台=859,320L		
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	2 号炉軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	3 号炉軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	4 号炉軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	5 号炉軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	1～7 号炉軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は <b>約 1,241,944L</b> であり、 7 日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間 免震重要棟ガスタービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7 日=66,360L モニタリング・ポスト用発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7 日×3 台=4,536L		7 日間の 軽油消費量 <b>約 70,896L</b>	

※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は 1 台で足りるが、保守的にガスタービン発電機 3 台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

表2 放射線防護資機材等（緊急時対策所）

○防護具

品名	配備数（6/7号炉共用） <sup>※7</sup>			
	免震重要棟内 緊急時対策所	5号炉原子炉建屋内 緊急時対策所	中央制御室	構内（参考）
不織布カバーオール	1,890着 <sup>※1</sup>	1,890着 <sup>※1</sup>	420着 <sup>※8</sup>	約5,000着
靴下	1,890足 <sup>※1</sup>	1,890足 <sup>※1</sup>	420足 <sup>※8</sup>	約5,000足
帽子	1,890着 <sup>※1</sup>	1,890着 <sup>※1</sup>	420着 <sup>※8</sup>	約5,000着
綿手袋	1,890双 <sup>※1</sup>	1,890双 <sup>※1</sup>	420双 <sup>※8</sup>	約5,000双
ゴム手袋	3,780双 <sup>※2</sup>	3,780双 <sup>※2</sup>	840双 <sup>※9</sup>	約15,000双
全面マスク	810個 <sup>※3</sup>	810個 <sup>※3</sup>	180個 <sup>※10</sup>	約2,000個
チャコールフィルタ	3,780個 <sup>※2</sup>	3,780個 <sup>※2</sup>	840個 <sup>※9</sup>	約5,000個
アノラック	945着 <sup>※4</sup>	945着 <sup>※4</sup>	210着 <sup>※11</sup>	約3,000着
汚染区域用靴	40足 <sup>※5</sup>	40足 <sup>※5</sup>	10足 <sup>※12</sup>	約300足
タングステンベスト	14着 <sup>※6</sup>	14着 <sup>※6</sup>	—	10着
セルフエアセット <sup>※13</sup>	4台	4台	4台	約100台
酸素呼吸器 <sup>※14</sup>	—	—	5台	約20台

※1：180名（1～7号炉対応の緊急時対策要員164名＋自衛消防隊10名＋余裕。以下同様）×7日×1.5倍

※2：※1×2

※3：180名×3日（除染による再使用を考慮）×1.5倍

※4：180名×7日×1.5倍×50%（年間降水日数を考慮）

※5：80名（1～7号炉対応の現場復旧班要員65名＋保安班要員15名）×0.5（現場要員の半数）

※6：14名（プルーム通過時現場復旧班要員14名）

※7：予備を含む（今後、訓練等で見直しを行う）

※8：20名（6/7号炉運転員18名＋余裕）×2交代×7日×1.5倍

※9：※8×2

※10：20名（6/7号炉運転員18名＋余裕）×2交代×3日（除染による再使用を考慮）×1.5倍

※11：20名（6/7号炉運転員18名＋余裕）×2交代×7日×1.5倍×50%（年間降水日数を考慮）

※12：20名（6/7号炉運転員18名＋余裕）×0.5（現場要員の半数）

※13：初期対応用3台＋予備1台

※14：インターフェイスシステムLOCA等対応用4台＋予備1台

・1.5倍の妥当性の確認について

【緊急時対策所】

初動態勢時（1日目）、1～7号炉対応の緊急時対策要員数は164名＋自衛消防隊10名であり、機能班要員84名、現場要員80名及び自衛消防隊10名で構成されている。このうち、本部要員は、緊急時対策所を陽圧化することにより、防護具類を着用する必要がないが、全要員は12時間に1回交代するため、2回の交代分を考慮する。また、現場要員80名は、1日に6回現場に行くことを想定する。自衛消防隊は火災現場には消防服で出向し、防護具類を着用する必要がないため考慮しない。

プルーム通過以降（2日目以降）、1～7号炉対応の緊急時対策要員数は71名であり、機能班要員54名、現場要員17名及び自衛消防隊10名で構成されている。このうち、本部要員は、緊急時対策所を陽圧化することにより、防護具類を着用する必要がないが、全要員は7日目以降に1回交代するため、1回の交代分を考慮する。また、現場要員は1日に6回現場に行くことを想定する。自衛消防隊は火災現場には消防服で出向し、防護具類を着用する必要がないため考慮しない。

174名×2交代＋80名×6回＋71名＋10名＋17名×6回×6日＝1,521着<1,890着

【中央制御室】

要員数 18 名は、運転員（中操）7 名と運転員（現場）11 名で構成されている。このうち、運転員（中操）は、中央制御室内を陽圧化することにより、防護具類を着用する必要がない。ただし、運転員は 2 交代を考慮し、交代時の 1 回着用を想定する。また、運転員（現場）は、1 日に 1 回現場に行くことを想定している。

$$18 \text{ 名} \times 1 \text{ 回} \times 2 \text{ 交代} \times 7 \text{ 日} + 11 \text{ 名} \times 1 \text{ 回} \times 2 \text{ 交代} \times 7 \text{ 日} = 406 \text{ 着} < 420 \text{ 着}$$

上記想定により、重大事故等発生時に、交代等で中央制御室に複数の班がいる場合を考慮しても、初動対応として十分な数量を確保している。

なお、いずれの場合も防護具類が不足する場合は、構内より適宜運搬することにより補充する。

○計測器（被ばく管理，汚染管理）

品名		配備台数（6/7 号炉共用）※6		
		免震重要棟内 緊急時対策所	5 号炉原子炉建屋内 緊急時対策所	中央制御室
個人線量計	電子式線量計	180 台※1	180 台※1	70 台※2
	ガラスバッジ	180 台※1	180 台※1	70 台※2
GM 汚染サーベイメータ		5 台※3	5 台※3	3 台※3
電離箱サーベイメータ		8 台※4	8 台※4	2 台※4
可搬型エアモニタ		4 台※5	4 台※5	3 台※5

※1：180 名（1～7 号炉対応の緊急時対策要員 164 名＋自衛消防隊 10 名＋余裕）

※2：18 名（6 号及び 7 号炉運転員 18 名）＋46 名（引継班，日勤班，作業管理班）＋余裕

※3：チェン징ングエリアにて使用

※4：現場作業時に使用

※5：5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所の 1 台は陽圧化の判断のために重大事故等対処設備として使用する。各エリアにて使用。設置のタイミングは、チェン징ングエリア設営判断と同時（原子力災害特別措置法第 10 条特定事象）

※6：予備を含む（今後，訓練等で見直しを行う）

表3 チェンジングエリア用資機材（緊急時対策所）

○免震重要棟内緊急時対策所チェンジングエリア用資機材

名称	数量（6/7号炉共用）	根拠
エアーテント	1式	チェンジングエリア設営に必要な数量
養生シート	3巻	
バリア	6個	
フェンス	20枚	
粘着マット	4枚	
ヘルメット掛け	1式	
ゴミ箱	14個	
ポリ袋	40枚	
テープ	20巻	
ウエス	2箱	
ウェットティッシュ	10巻	
はさみ	6個	
マジック	2本	
簡易シャワー	1台	
簡易タンク	1台	
トレイ	1個	
バケツ	2個	
可搬型空気浄化装置	2台（予備1台）	
乾電池内蔵型照明	4台（予備1台）	

○5号炉原子炉建屋内緊急時対策所チェンジングエリア用資機材

名称	数量 (6/7号炉共用)	根拠
養生シート	3巻	チェンジングエリア設営に必要な数量
バリア	4個	
フェンス	9枚	
粘着マット	2枚	
ヘルメット掛け	1式	
ポリ袋	25枚	
テープ	5巻	
ウエス	2箱	
ウェットティッシュ	10巻	
はさみ	6個	
マジック	2本	
簡易シャワー	1台	
簡易タンク	1台	
トレイ	1個	
バケツ	2個	
可搬型空気浄化装置	2台 (予備1台)	
乾電池内蔵型照明	2台 (予備1台)	

表4 その他資機材等（緊急時対策所）

○免震重要棟内緊急時対策所

名称	仕様等	容量
酸素濃度計	<ul style="list-style-type: none"> <li>・測定範囲：0～100%</li> <li>・測定精度：±0.5% (0～25.0%) ±3.0% (25.1%以上)</li> <li>・電 源：単3形乾電池4本</li> <li>・検知原理：ガルバニ電池式</li> <li>・管理目標：18%以上（酸素欠乏症防止規則を準拠）</li> </ul>	2台 <sup>※1</sup>
二酸化炭素濃度計	<ul style="list-style-type: none"> <li>・測定範囲：0～10,000ppm</li> <li>・測定精度：±3%FS</li> <li>・電 源：単3形乾電池4本</li> <li>・検知原理：非分散形赤外線式（NDIR）</li> <li>・管理目標：0.5%以下（事務所衛生基準規則を準拠）</li> </ul>	2台 <sup>※1</sup>
一般テレビ （回線，機器）	報道や気象情報等を入手するため，一般テレビ（回線，機器）を配備する。	1式
社内パソコン （回線，機器）	社内情報共有必要な資料・書類等を作成するため，社内用パソコンを配備するとともに，必要なインフラ（社内回線）を整備する。	1式
飲食料	<p>プルーム通過中に免震重要棟1階待避室から退出する必要がないように，余裕数を見込んで1日以上分の食料及び飲料水を1階待避室内に保管する。</p> <p>残りの数量については，免震重要棟1階廊下倉庫に保管することで，必要に応じて取りに行くことが可能である。</p>	3,780食 <sup>※2</sup> 2,520本 <sup>※3</sup> （1.5リットル）
簡易トイレ	プルーム通過中に緊急時対策所から退出する必要がないよう，また，本設のトイレが使用できない場合に備え，簡易トイレを配備する。	1式
よう素剤	初日に2錠，二日目以降は1錠／一日服用する。	1,440錠 <sup>※4</sup>

※1：予備を含む。

※2：180名（1～7号炉対応の緊急時対策要員164名＋自衛消防隊10名＋余裕）×7日×3食

※3：180名（1～7号炉対応の緊急時対策要員164名＋自衛消防隊10名＋余裕）×7日×2本（1.5リットル／本）

※4：180名（1～7号炉対応の緊急時対策要員164名＋自衛消防隊10名＋余裕）

×（初日2錠＋2日目以降1錠／1日×6日）

○5号炉原子炉建屋内緊急時対策所

名称	仕様等	容量
酸素濃度計	<ul style="list-style-type: none"> <li>測定範囲：0～100%</li> <li>測定精度：±0.5% (0～25.0%) ±3.0% (25.1%以上)</li> <li>電源：単3形乾電池4本</li> <li>検知原理：ガルバニ電池式</li> <li>管理目標：18%以上（酸素欠乏症防止規則を準拠）</li> </ul>	2台 <sup>※1</sup>
二酸化炭素濃度計	<ul style="list-style-type: none"> <li>測定範囲：0～10,000ppm</li> <li>測定精度：±3%FS</li> <li>電源：単3形乾電池4本</li> <li>検知原理：非分散形赤外線式（NDIR）</li> <li>管理目標：0.5%以下（事務所衛生基準規則を準拠）</li> </ul>	2台 <sup>※1</sup>
一般テレビ （回線，機器）	報道や気象情報等を入手するため，一般テレビ（回線，機器）を配備する。	1式
社内パソコン （回線，機器）	社内情報共有に必要な資料・書類等を作成するため，社内用パソコンを配備するとともに，必要なインフラ（社内回線）を整備する。	1式
飲食料	<p>プルーム通過中に5号炉原子炉建屋内緊急時対策所から退出する必要があるように，余裕数を見込んで1日分以上の食料及び飲料水を待避室内に保管する。</p> <p>残りの数量については，5号炉原子炉建屋に保管することで，必要に応じて取りに行くことが可能である。</p>	3,780食 <sup>※2</sup> 2,520本 <sup>※3</sup> (1.5リットル)
簡易トイレ	プルーム通過中に緊急時対策所から退出する必要があるよう，また，本設のトイレが使用できない場合に備え，簡易トイレを配備する。	1式
よう素剤	初日に2錠，二日目以降は1錠／一日服用する。	1,440錠 <sup>※4</sup>

※1：予備を含む。

※2：180名（1～7号炉対応の緊急時対策要員164名＋自衛消防隊10名＋余裕）×7日×3食

※3：180名（1～7号炉対応の緊急時対策要員164名＋自衛消防隊10名＋余裕）×7日×2本（1.5リットル／本）

※4：180名（1～7号炉対応の緊急時対策要員164名＋自衛消防隊10名＋余裕）

×（初日2錠＋2日目以降1錠／1日×6日）

表 5 原子力災害対策活動で使用する資料（緊急時対策所）

資 料 名
1. 発電所周辺地図 ① 発電所周辺地域地図 (1/25,000) ② 発電所周辺地域地図 (1/50,000)
2. 発電所周辺航空写真パネル
3. 発電所気象観測データ ① 統計処理データ ② 毎時観測データ
4. 発電所周辺環境モニタリング関連データ ① 空間線量モニタリング設備配置図 ② 環境試料サンプリング位置図 ③ 環境モニタリング測定データ
5. 発電所周辺人口関連データ ① 方位別人口分布図 ② 集落の人口分布図 ③ 市町村人口表
6. 主要系統模式図（各号炉）
7. 原子炉設置（変更）許可申請書（各号炉）
8. 系統図及びプラント配置図 ① 系統図 ② プラント配置図
9. プラント関係プロセス及び放射線計測配置図（各号炉）
10. プラント主要設備概要（各号炉）
11. 原子炉安全保護系ロジック一覧表（各号炉）
12. 規定類 ① 原子炉施設保安規定 ② 原子力事業者防災業務計画
13. 事故時操作基準

免震重要棟内緊急時対策所及び 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所のそれぞれに資料を配備



表6 放射線防護資機材等（中央制御室）

○防護具

品名	配備数（6/7号炉共用） <sup>※7</sup>			
	免震重要棟内 緊急時対策所	5号炉原子炉建屋内 緊急時対策所	中央制御室	構内 (参考)
不織布カバーオール	1,890着 <sup>※1</sup>	1,890着 <sup>※1</sup>	420着 <sup>※8</sup>	約5,000着
靴下	1,890足 <sup>※1</sup>	1,890足 <sup>※1</sup>	420足 <sup>※8</sup>	約5,000足
帽子	1,890着 <sup>※1</sup>	1,890着 <sup>※1</sup>	420着 <sup>※8</sup>	約5,000着
綿手袋	1,890双 <sup>※1</sup>	1,890双 <sup>※1</sup>	420双 <sup>※8</sup>	約5,000双
ゴム手袋	3,780双 <sup>※2</sup>	3,780双 <sup>※2</sup>	840双 <sup>※9</sup>	約15,000双
全面マスク	810個 <sup>※3</sup>	810個 <sup>※3</sup>	180個 <sup>※10</sup>	約2,000個
チャコールフィルタ	3,780個 <sup>※2</sup>	3,780個 <sup>※2</sup>	840個 <sup>※9</sup>	約5,000個
アノラック	945着 <sup>※4</sup>	945着 <sup>※4</sup>	210着 <sup>※11</sup>	約3,000着
汚染区域用靴	40足 <sup>※5</sup>	40足 <sup>※5</sup>	10足 <sup>※12</sup>	約300足
タングステンベスト	14着 <sup>※6</sup>	14着 <sup>※6</sup>	—	10着
セルフエアセット <sup>※13</sup>	4台	4台	4台	約100台
酸素呼吸器 <sup>※14</sup>	—	—	5台	約20台

※1：180名（1～7号炉対応の緊急時対策要員164名+自衛消防隊10名+余裕。以下同様）×7日×1.5倍

※2：※1×2

※3：180名×3日（除染による再使用を考慮）×1.5倍

※4：180名×7日×1.5倍×50%（年間降水日数を考慮）

※5：80名（1～7号炉対応の現場復旧班要員65名+保安班要員15名）×0.5（現場要員の半数）

※6：14名（プルーム通過時現場復旧班要員14名）

※7：予備を含む（今後、訓練等で見直しを行う）

※8：20名（6/7号炉運転員18名+余裕）×2交代×7日×1.5倍

※9：※8×2

※10：20名（6/7号炉運転員18名+余裕）×2交代×3日（除染による再使用を考慮）×1.5倍

※11：20名（6/7号炉運転員18名+余裕）×2交代×7日×1.5倍×50%（年間降水日数を考慮）

※12：20名（6/7号炉運転員18名+余裕）×0.5（現場要員の半数）

※13：初期対応用3台+予備1台

※14：インターフェイスシステムLOCA等対応用4台+予備1台

○計測器（被ばく管理，汚染管理）

品名		配備台数 <sup>※5</sup>
		中央制御室（6/7号炉共用）
個人線量計	電子式線量計	70台 <sup>※1</sup>
	ガラスバッチ	70台 <sup>※1</sup>
GM汚染サーベイメータ		3台 <sup>※2</sup>
電離箱サーベイメータ		2台 <sup>※3</sup>
可搬型エアモニタ		3台 <sup>※4</sup>

※1：20名（6号及び7号炉運転員18名＋余裕）＋46名（引継班，日勤班，作業管理班）＋余裕

※2：中央制御室のモニタリング及びチェンジングエリアにて使用

※3：中央制御室のモニタリングに使用

※4：各エリアにて使用。

設置のタイミングは，チェンジングエリア設営判断と同時（原子力災害特別措置法第10条特定事象）

※5：予備を含む（今後，訓練等で見直しを行う。）

○飲食料等

品名		配備数 <sup>※4</sup>
		中央制御室（6/7号炉共用）
飲食料等		
・食料		420食 <sup>※1</sup>
・飲料水（1.5リットル）		280本 <sup>※2</sup>
簡易トイレ		1式
よう素剤		320錠 <sup>※3</sup>

※1：20名（6号及び7号炉運転員18名＋余裕）×7日×3食

※2：20名（6号及び7号炉運転員18名＋余裕）×7日×2本

※3：20名（6号及び7号炉運転員18名＋余裕）×

（初日2錠＋二日目以降1錠/1日＝8）×2交代

※4：予備を含む（今後，訓練等で見直しを行う。）

表7 チェンジングエリア用資機材（中央制御室）

名称	数量（6/7号炉共用）	根拠
エアーテント	1式	チェンジングエリア設営に必要な数量
養生シート	2巻	
フェンス	4枚	
バリア	2個	
粘着マット	2枚	
ヘルメット掛け	1式	
ポリ袋	20枚	
テープ	2巻	
ウエス	1箱	
ウェットティッシュ	2巻	
はさみ	1個	
マジック	2本	
簡易シャワー	1式	
トレイ	1個	
バケツ	2個	
可搬型空気浄化装置	1台(予備1台)	
乾電池内蔵型照明	2台(予備1台)	

表 8 事業者間協力協定に基づき貸与される原子力防災資機材

項 目
汚染密度測定用サーベイメータ
NaIシンチレーションサーベイメータ
電離箱サーベイメータ
ダストサンプラー
個人線量計（ポケット線量計）
高線量対応防護服
全面マスク
タイベックスーツ
ゴム手袋
遮へい材
放射能測定用車両
Ge半導体式試料放射能測定装置
ホールボディカウンタ
全 $\alpha$ 測定装置
可搬型モニタリングポスト

原子力災害が発生した場合，又は発生するおそれがある場合には，発災事業者からの要請に基づき，必要数量が貸与される。

表9 原子力事業所災害対策支援拠点における必要な資機材，通信機器の整備状況等

原子力事業所災害対策支援拠点に配備する原子力防災関連資機材は以下のとおり。通常は，保管場所に記載されている箇所で保管しているが，原子力事業所災害対策支援拠点を開設する際，持ち込むこととしている。

○通信連絡設備

資機材	数量	保管場所
携帯電話	5台	本社
衛星電話設備（携帯型）	3台	本社
	5台	柏崎エネルギーホール
FAX	2台	信濃川電力所

○計測器

資機材	数量	保管場所
汚染密度測定用サーベイメータ	42台	福島第一原子力発電所及び 福島第二原子力発電所
シンチレーションサーベイメータ	1台	福島第一原子力発電所及び 福島第二原子力発電所
電離箱サーベイメータ	1台	福島第一原子力発電所及び 福島第二原子力発電所
個人線量計	945台	福島第一原子力発電所及び 福島第二原子力発電所

○出入管理

資機材	数量	保管場所
簡易式入退域管理装置	1式	本社

○防護具

資機材	数量	保管場所
保護衣類（タイベック，アノラック，靴カバー，綿帽子，綿手袋，ゴム手袋）	3,300着	福島第一原子力発電所及び 福島第二原子力発電所
保護衣類（全面マスク）	1,100組	福島第一原子力発電所及び 福島第二原子力発電所

○その他

資機材	数量	保管場所
安定ヨウ素剤	1,600錠	本社

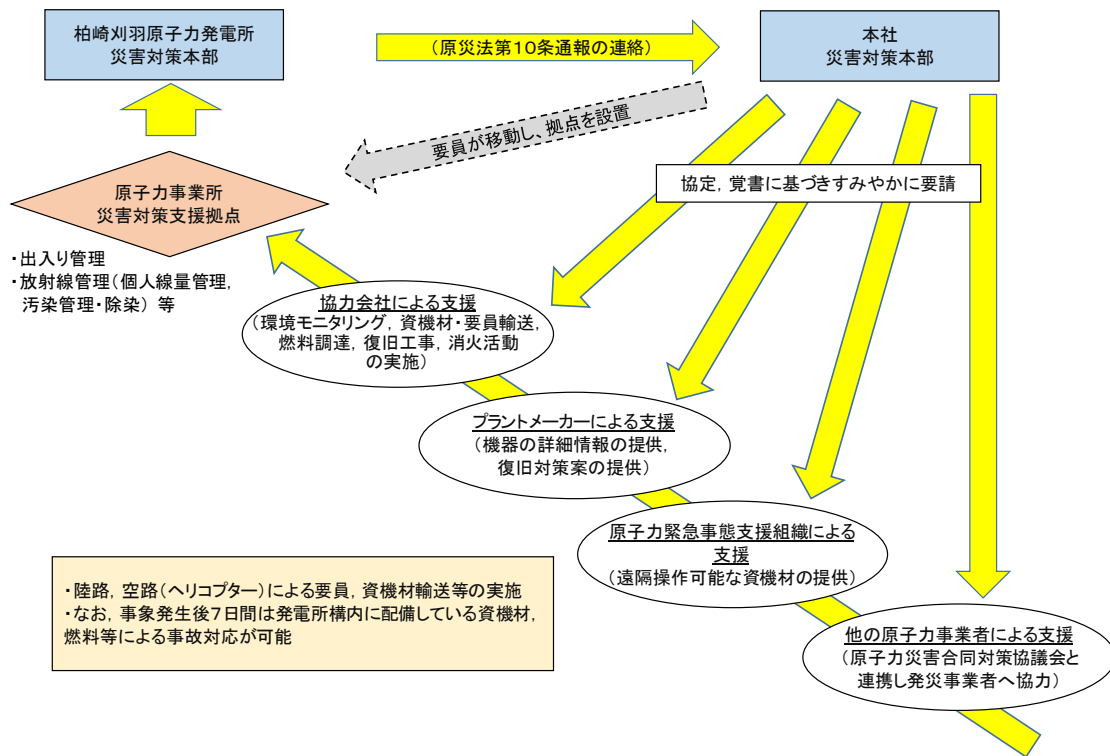


図1 原子力災害発生時における発電所外からの支援体制

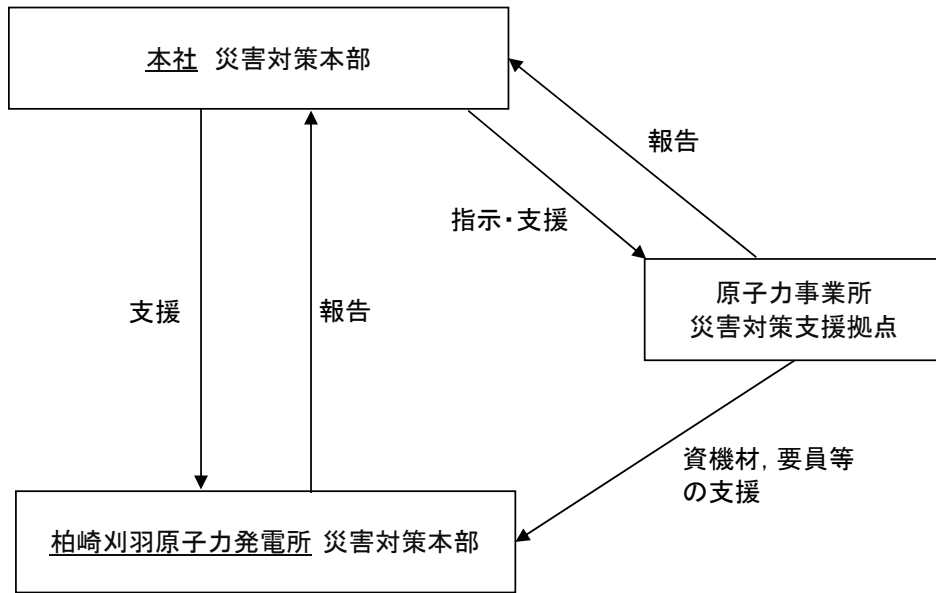


図 2 防災組織全体図

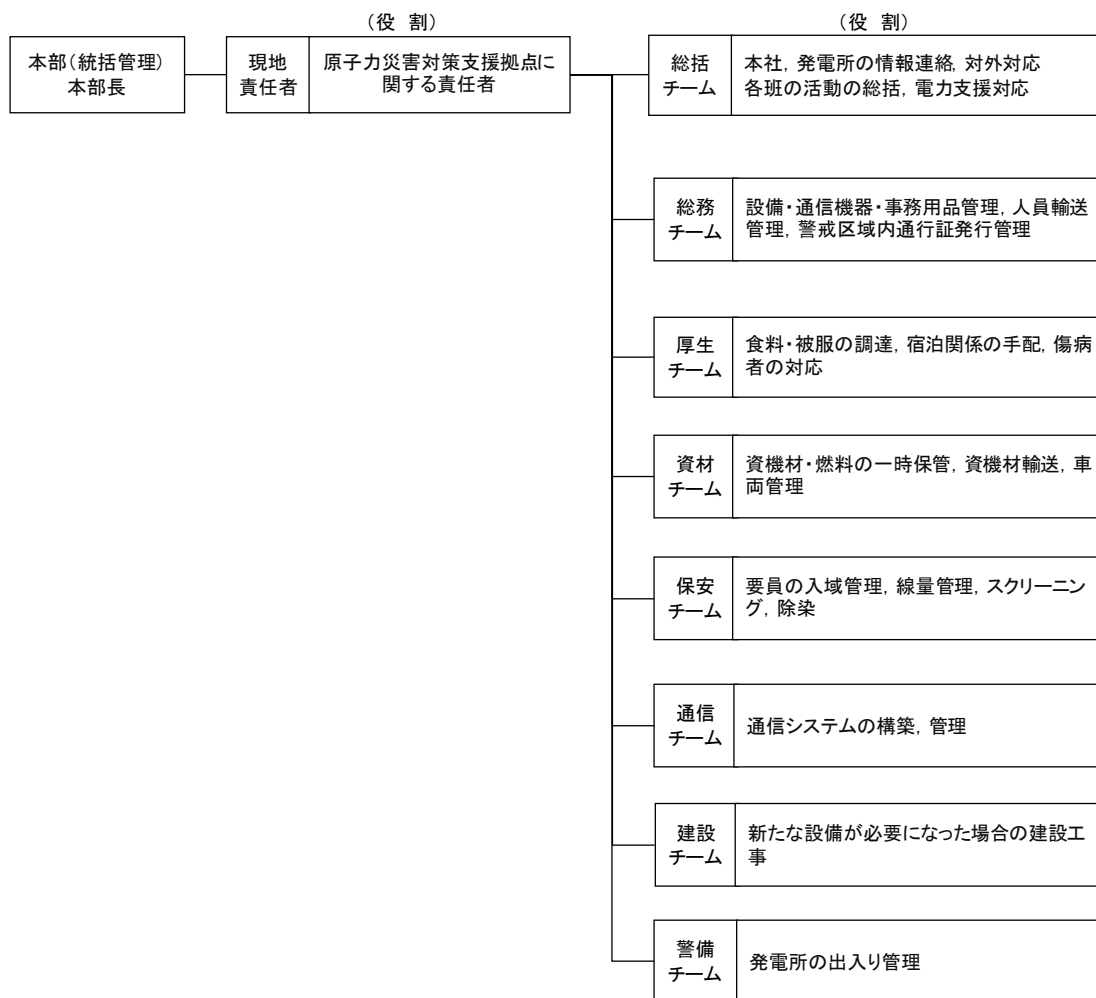


図3 原子力事業所災害対策支援拠点 体制図



別紙 1 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 8km
敷地面積	約 3,000m <sup>2</sup>
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) ・F A X (有線系)
その他	消耗品等 (飲料, 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 23km
敷地面積	約 3,800m <sup>2</sup>
非常用電源	・非常用ディーゼル発電機 75 kVA ・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) ・F A X (有線系)
その他	消耗品等 (飲料, 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 44km
敷地面積	約 350 万m <sup>2</sup>
非常用電源	・非常用ディーゼル発電機 300 kVA (本館), 210 kVA (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 (飲料, 飲料水等) は信濃川電力所備蓄品を搬入, その後, 最寄りの小売店より調達



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

## 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

### 重大事故等への対応に係る文書体系

< 目 次 >

1. 重大事故等への対応に係る文書体系.....	1.0.5-1
表1 実用炉規則各条文と保安規定各条文に対する手順の関係.....	1.0.5-3
図1 品質マネジメントシステム文書体系図（重大事故等発生時等に係る文書） .	1.0.5-4

## 1. 重大事故等への対応に係る文書体系

実用発電用原子炉の設置，運転等に関する規則（以下，「実用炉規則」という。）第 92 条（保安規定）において，重大事故等発生時及び大規模損壊発生時（以下，「重大事故等発生時等」という。）における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備について保安規定に定めることを要求されていることから，柏崎刈羽原子力発電所原子炉施設保安規定（以下，「保安規定」という。）第 108 条の 3（重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備）及び第 108 条の 4（大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備）に以下の内容を新たに規定することとしている。

- ・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な要員の配置
- ・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な要員に対する毎年 1 回以上の教育及び訓練
- ・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な電源車，消防自動車，消火ホース及びその他の資機材の配備
- ・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な事項（炉心の著しい損傷を防止するための対策に関すること，原子炉格納容器の破損を防止するための対策に関すること，使用済燃料貯蔵設備に貯蔵する燃料体の損傷を防止するための対策に関すること，原子炉停止時における燃料体の損傷を防止するための対策に関すること，大規模な火災が発生した場合における消火活動に関すること，炉心の損傷を緩和するための対策に関すること，原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関すること，使用済燃料プールの水位を確保するための対策及び燃料の損傷を緩和するための対策に関すること，放射性物質の放出を低減するための対策に関すること）

当該条文に対する具体的な規定内容については，下部規定（二次文書，三次文書）に以下のとおり展開し，実効的な手順構成となるよう整備している。手順書は，通常時からプラントを運転監視している運転員が事故収束のために用いる手順書と，緊急時対策本部が使用する手順書の二種類に整理している。

運転員が使用する手順書は，保安規定第 14 条（マニュアルの作成）に基づき「警報発生時操作手順書」，「事故時運転操作手順書（事象ベース）」及び「事故時運転操作手順書（徴候ベース）」，保安規定第 110 条（原子力防災資機材等）に基づき「事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）」を作成し，それぞれ具体的な対応を定めている。これらは，図 1 に示すとおり二次文書である「運転管理基本マニュアル」（基本マニュアル）及び「運転操作マニュアル」（業務マニュアル）に繋がる三次文書として整理している。

また、緊急時対策本部が使用する手順書は、保安規定 第 9 章 緊急時の措置（第 108 条～第 117 条）に基づく二次文書「原子力災害対策基本マニュアル」（基本マニュアル）及び「原子力災害応急対策・事後対策マニュアル」（業務マニュアル）に繋がる三次文書として、「アクシデントマネジメントの手引き」、「緊急時対策本部運営要領」及び「多様なハザード対応手順」を定めている。

なお、上記運転員及び緊急時対策本部の要員が必要な力量を確保するために、「教育及び訓練基本マニュアル」及び「保安教育マニュアル」に必要な措置を定めている。

実用炉規則各条文と保安規定各条文に対する手順の関係を表 1 に示す。また、表 1 に示す重大事故等発生時等に係る社内規程類に関する二次及び三次文書の体系を図 1 に示す。

表1 実用炉規則各条文と保安規定各条文に対する手順の関係

実用炉規則	実用炉規則に規定する内容	保安規定	保安規定に規定する内容	社内規程類
第92条第1項 第九号	発電用原子炉施設の運転に関する こと。	第14条	マニュアルの作成	運転管理基本マニュアル
第92条第1項 第十九号	非常の場合に講ずべき処置に関す ること。	第108条 第109条 第110条 第111条 第112条 第113条 第114条 第115条 第116条 第117条	原子力防災組織 原子力防災組織の要員 原子力防災資機材等 通報経路 緊急時演習 通報 緊急時態勢の発令 応急措置 緊急時における活動 緊急時態勢の解除	原子力災害対策基本マニュアル 教育及び訓練基本マニュアル 運転管理基本マニュアル
第92条第1項 第二十二号	重大事故等発生時における発電用 原子炉施設の保全のための活動を 行う体制の整備に関すること。	第108条の3	重大事故等発生時における原 子炉施設の保全のための活動 を行う体制の整備	原子力災害対策基本マニュアル 教育及び訓練基本マニュアル
第92条第1項 第二十三号	大規模損壊発生時における発電用 原子炉施設の保全のための活動を 行う体制の整備に関すること。	第108条の4	大規模損壊時における原子炉 施設の保全のための活動を行 う体制の整備	

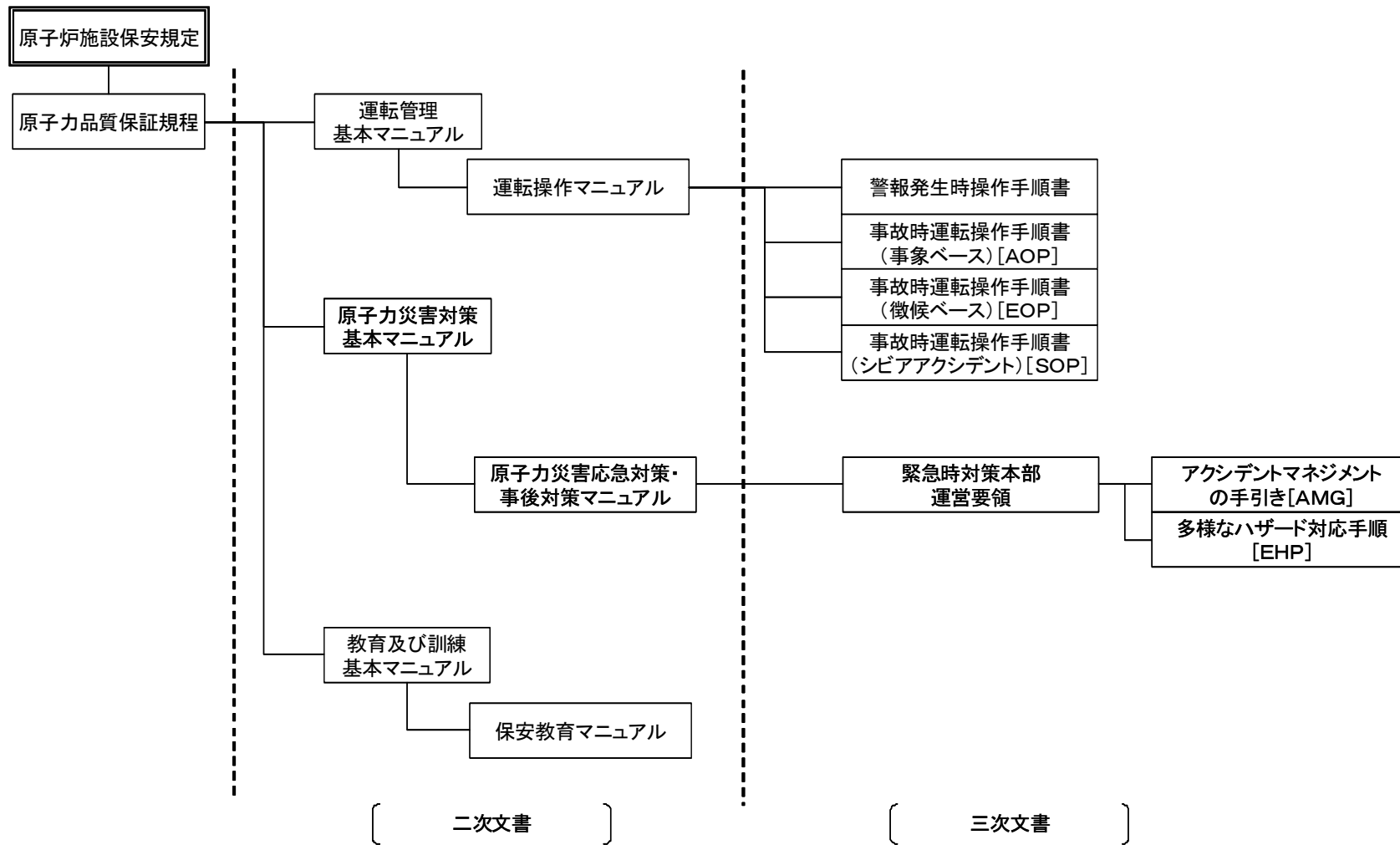


図1 品質マネジメントシステム文書体系図（重大事故等発生時等に係る文書）

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。

## 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について



## 目 次

1. 手順書の体系について.....	1.0.6-1
2. 各種手順書の概要について.....	1.0.6-1
2.1 運転員が使用する手順書.....	1.0.6-1
(1) 警報発生時操作手順書.....	1.0.6-1
(2) 事故時運転操作手順書（事象ベース）.....	1.0.6-2
(3) 事故時運転操作手順書（徴候ベース）.....	1.0.6-2
(4) 事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）.....	1.0.6-3
2.2 発電所対策本部で使用する手順書.....	1.0.6-4
(1) 緊急時対策本部運営要領.....	1.0.6-4
(2) アクシデントマネジメントの手引き.....	1.0.6-4
(3) 多様なハザード対応手順.....	1.0.6-5
2.3 各種手順書の判断者・操作者の明確化.....	1.0.6-5
(1) 判断者の明確化.....	1.0.6-5
(2) 操作者の明確化.....	1.0.6-5
3. 各種手順書の間のつながり，移行基準について.....	1.0.6-5
(1) 警報発生時操作手順書から他の事故手順書への移行.....	1.0.6-6
(2) 事故時運転操作手順書（事象ベース）から他の事故手順書への移行.....	1.0.6-6
(3) 事故時運転操作手順書（徴候ベース）から他の事故手順書への移行.....	1.0.6-6
(4) 緊急時対策本部運営要領の導入.....	1.0.6-6
4. 運転員の対応操作の流れについて.....	1.0.6-7
5. 重大事故時の対応及び手順書の内容について.....	1.0.6-8
添付 1 炉心損傷開始の判断基準について	
別紙 1 AOP「発電所全停」「全交流電源喪失」「全直流電源喪失」対応フロー図	
別紙 2 AOP「発電所全停」「全交流電源喪失」「全直流電源喪失」操作等判断基準一覧	
別紙 3 EOP フローチャート	
別紙 4 EOP 目的及び基本的な考え方	
別紙 5 EOP 操作等判断基準一覧	
別紙 6 EOP AM 設備別操作手順書一覧	
別紙 7 SOP フローチャート	
別紙 8 SOP 目的及び基本的な考え方	
別紙 9 SOP 操作等判断基準一覧	
別紙 10 緊急時対策本部運営要領と主な機能組織ガイド	
別紙 11 多様なハザード対応手順一覧	
別紙 12 EOP/SOP フローチャート凡例	

## 1. 手順書の体系について

柏崎刈羽原子力発電所では、プラントに異常が発生した場合等において、重大事故への進展を防止するため、「警報発生時操作手順書」、「事故時運転操作手順書（事象ベース）」及び「事故時運転操作手順書（徴候ベース）」を整備している。また、重大事故に至る可能性が高い場合あるいは重大事故に進展した場合に備えて「事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）」、「緊急時対策本部運営要領」、「アクシデントマネジメントの手引き」及び「多様なハザード対応手順」を整備する。

事故発生時における対応手順書の機能体系は以下のとおり。

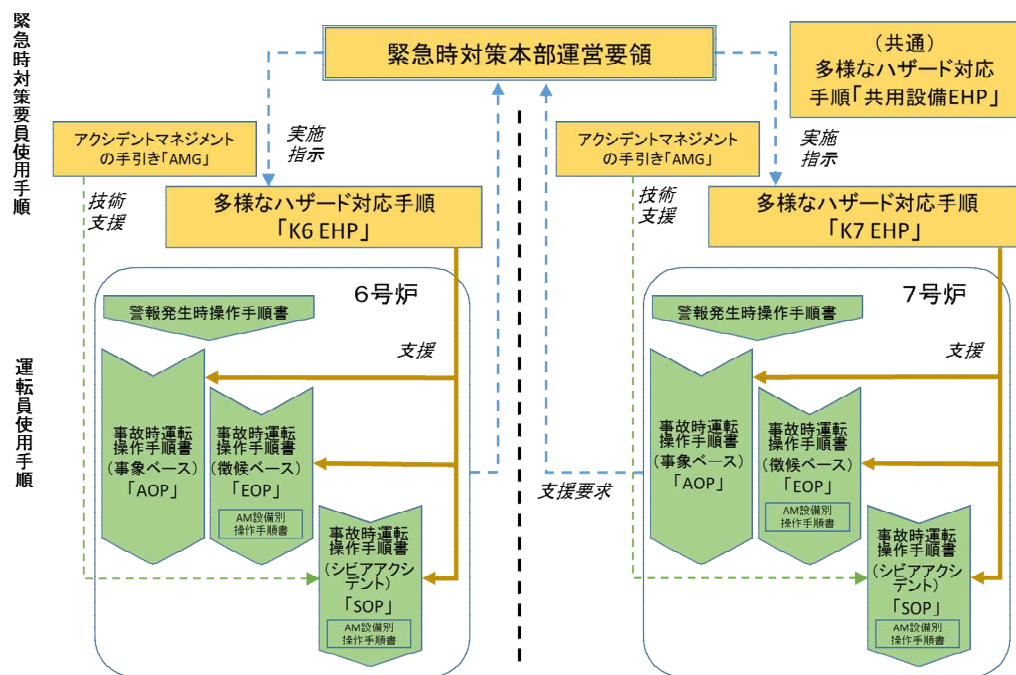


図1 手順書機能体系の概要図

## 2. 各種手順書の概要について

事故手順書は使用主体に応じて、運転員が使用する手順書、緊急時対策要員が使用する手順書に分類して整備する。

以下、運転員及び緊急時対策要員が使用する手順書の概要を示す。

### 2.1 運転員が使用する手順書

#### (1) 警報発生時操作手順書

中央制御室及び現場制御盤に警報が発生した際に、警報発生原因の除去あるいはプラントを安全な状態に維持するために必要な対応操作を定めた手順書。

中央制御室及び現場制御盤の警報発生時及び警報発生には至らないが当該警報に係わる徴候が確認された場合に適用する。

手順書に記載しているパラメータの確認や対応処置等を実施することで、故障・事

故の徴候の把握及び事故の収束・拡大防止を図る。

(2) 事故時運転操作手順書（事象ベース）（以下、「AOP」という。）

単一の故障等で発生する可能性のある異常又は事故が発生した際に、事故の進展を防止するために必要な対応操作を定めた手順書。

主な設計基準内の事故発生時の対応を予め手順化しており、当該手順で対応できると判断した場合に使用し、過渡状態が収束するまでの間適用する。

AOP は、事象毎に事故の想定、操作のポイント、対応フロー図、対応手順等で構成される。

AOP の一例として、全交流動力電源が喪失した時に、電源喪失が継続している間の対応操作を定めた、AOP「発電所全停」「全交流電源喪失」「全直流電源喪失」の対応フロー図及び操作等判断基準一覧を別紙 1, 2 に示す。 (別紙 1, 2)

(3) 事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下、「EOP」という。）

事故の起因事象を問わず、AOP では対処できない複数の設備の故障等による異常又は事故が発生した際に、重大事故への進展を防止するために必要な対応操作を定めた手順書。

観測されるプラントの徴候（パラメータの変化）に応じた対応操作を示した手順書であり、設計基準事故に加え設計基準を超えるような設備の多重故障時等にも適用する。

EOP は、目的に応じて「原子炉制御」、「格納容器制御」、「原子炉建屋制御」、「使用済み燃料プール制御」、「不測事態」及び「EOP/SOP インターフェイス」に分類した各手順を視覚的に認識できるようにした「フローチャート」、多様なハザード対応手順によるプラント対応支援と連携してフローチャート中の操作を実施する際に使用する「EOP AM 設備別操作手順書」により構成される。

また、事故時運転操作手順書には、「EOP AM 設備別操作手順書」が使用可能なタイミングを明示する。

事故時には、原子炉の未臨界維持、炉心損傷防止、格納容器の健全性確保等に関するパラメータを確認し、各手順の導入条件が成立した場合には、その手順に移行し対応処置を実施する。

EOP による対応中は、原子炉制御・格納容器制御・使用済み燃料プール制御等の対応が同時進行する状況を想定して、対応の優先順位を予め定めており、格納容器が破損するおそれがある場合を除き、原子炉側から要求される操作を優先することを原則としている。

各手順のフローチャート、目的及び基本的な考え方及び操作等判断基準一覧を別紙 3, 4, 5 に示すとともに、EOP AM 設備別操作手順書の一覧を別紙 6 に示す。

(別紙 3, 4, 5, 6)

#### 【EOP フローチャート】

##### a. 原子炉制御

目的 : 原子炉未臨界, 炉心損傷防止

手順書: スクラム, 反応度制御, 水位確保, 減圧冷却

##### b. 格納容器制御

目的 : 格納容器の健全性確保

手順書: 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

##### c. 原子炉建屋制御

目的 : 漏えいの拡大防止, 原子炉建屋の健全性確保

手順書: 原子炉建屋制御

##### d. 使用済み燃料プール制御

目的 : 燃料プール内の燃料の損傷防止・緩和

手順書: SFP 水位・温度制御

##### e. 不測事態

目的 : 予期せぬ事象により特殊操作が必要となった場合の対応

手順書: 水位回復, 急速減圧, 水位不明

##### f. EOP/SOP インターフェイス

目的 : SOP への移行判断及び SOP への円滑な移行

手順書: EOP/SOP インターフェイス

#### (4) 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。)

EOP で対応する状態から更に事象が進展し炉心損傷に至った際に, 事故の拡大を防止し影響を緩和するために必要な対応操作を定めた手順書。

炉心が損傷し, 原子炉圧力容器及び格納容器の健全性を脅かす可能性のあるシビアアクシデント事象に適用する。

SOP は, 炉心損傷後に実施すべき対応操作の内容を視覚的に認識できるようにした「フローチャート」, フローチャート中の操作を実施する際に使用する「SOP AM 設備別操作手順書」及び RHR 系の復旧作業が難行する場合に応急的に実施する「RHR 復旧不可能時の対策」にて構成される。

各手順のフローチャート, 目的及び基本的な考え方及び操作等判断基準一覧を別紙 7, 8, 9 に示す。

(別紙 7, 8, 9)

#### 【SOP フローチャート】

AM 操作方針の全体流れ図

注水-1	「損傷炉心への注水」
注水-2	「長期の原子炉水位の確保」
注水-3a	「RPV 破損前の下部 D/W 初期注水」
注水-3b	「RPV 破損後の下部 D/W 注水」
注水-4	「長期の RPV 破損後の注水」
除熱-1	「損傷炉心冷却後の除熱」
除熱-2	「RPV 破損後の除熱」
放出	「PCV 破損防止」
水素	「R/B 水素爆発防止」

## 2.2 発電所対策本部で使用する手順書

### (1) 緊急時対策本部運営要領

重大事故、大規模損壊等が発生した場合、又はそのおそれがある場合に、緊急事態に関する発電所対策本部の責任と権限及び実施事項を定めた要領。

また、発電所対策本部の運営及び各機能班が実施する事項については、本要領の下位に紐付く各機能班のガイドとして定める。

緊急時対策本部運営要領に紐付く主なガイド一覧を別紙 10 に示す。

(別紙 10)

### (2) アクシデントマネジメントの手引き (以下、「AMG」という。)

プラントで発生した事故・故障等が拡大し、炉心損傷に至った際に、事故の進展防止、影響緩和のために実施すべき措置を判断、選択するための情報を定めた要領で、技術支援組織が使用する。

炉心が損傷し、原子炉圧力容器及び格納容器の健全性を脅かす可能性のあるシビアアクシデント事象に適用する。

AMG は、シビアアクシデント時に想定されるプラント状態 (炉心冷却成否、RPV 破損有無等) に応じた操作の全体像を示した「AM ストラテジ選択フローチャート」に基づき注水ストラテジ及び除熱ストラテジが選択され、個別のストラテジにしたがって、「確認ガイド」及び「操作ガイド」を参照して、事故収束へ移行させる構成とする。

技術支援組織は、確認ガイドを用いてプラント状態を可能な限り正確に把握し、操作ガイドに記載された各操作の有効性についてプラントへの影響を含めて判断し、運転員に対する支援活動を実施する。また、SOP で対応しえる事象進展を超えた場合についても、確認ガイド、操作ガイドを用いて事故収束に有効なプラント操作を検討し、運転員に操作内容を指示する。この場合、運転員は、その指示にしたがって操作を実施する。

プラントへの影響を配慮するため、操作実施時のパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目、監視パラメータ等を操作ガイドに整備する。

(3) 多様なハザード対応手順（以下、「EHP」という。）

自然現象や大規模損壊等により、多数の恒設の電源設備・注水設備等が使用できない場合に、運転員のプラント対応に必要な支援を行うため、可搬設備等によるプラント対応支援を定めた手順書で、実施組織（運転員以外）が使用する。

EHP では、原子炉の安全確保を達成するために必要な原子炉注水や原子炉減圧等、別紙に示す機能別に複数の手順を整備する。

また、事故の状態（炉心損傷までの時間余裕、人員確保状況等）に応じて、適切な手順書を選択可能とするため、EHP の各手順を実施するための所要時間、所要人数等、手順実施時に必要な情報を記載する。更に事故時運転操作手順書には EHP が使用可能なタイミングを明示する。

多様なハザード対応手順の一覧を別紙 11 に示す。

(別紙 11)

【EHP で整備する主な機能】

炉心冷却、格納容器機能維持、SFP 冷却、電源確保、状態監視等

2.3 各種手順書の判断者・操作者の明確化

(1) 判断者の明確化

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、緊急時対策本部運営要領上で役割分担に応じて定める責任者が行う。

(2) 操作者の明確化

各種手順書は、運転員が使用するものと緊急時対策要員が使用するものと、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場合があることから、重大事故等対処設備の操作にあたっては、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。

3. 各種手順書の間につながり、移行基準について

各種事故手順書を事故の進展状況に応じて適切に使用可能とするため、手順書間の移行基準を示す。

また、事故対応中は複数の事故手順書を並行して使用することを考慮して、手順書間で対応の優先順位が存在する場合は併せて示す。

(1) 警報発生時操作手順書から他の事故手順書への移行

警報発生時操作手順書に基づく対応において事象が進展した場合は、警報毎の手順書の記載内容に従い、AOP へ移行する。

また、警報発生時操作手順書で対応中にスクラム等の EOP 導入条件が成立した場合は、EOP へ移行する。

(2) 事故時運転操作手順書（事象ベース）から他の事故手順書への移行

AOP 対応中に以下の EOP 導入条件が成立した場合は、EOP へ移行する。

【EOP 導入条件（いずれかに該当した場合）】

- a. 原子炉を手動スクラム、若しくは自動スクラムが発生（スクラム失敗を含む）した場合
- b. EOP における格納容器制御導入条件が成立した場合
- c. EOP における原子炉建屋制御導入条件が成立した場合
- d. EOP における使用済み燃料プール制御導入条件が成立した場合

【EOP 移行後の AOP の使用について】

EOP 導入条件が成立した場合は AOP から EOP へ移行するが、原子炉スクラム時の確認事項、タービン・発電機側の対応操作等、AOP に具体的内容を定めている初動対応については AOP を参照する。

(3) 事故時運転操作手順書（徴候ベース）から他の事故手順書への移行

EOP 対応中に以下の SOP 導入条件が成立した場合、炉心損傷と判断し SOP に移行する。

（添付 1）

【SOP 導入条件】

- a. 原子炉停止後の経過時間と PCV 内  $\gamma$  線線量率の関係から炉心損傷と判断された場合
- b. CAMS が使用不可能の場合、原子炉圧力容器表面温度から炉心損傷と判断された場合

(4) 緊急時対策本部運営要領の導入

発電所において**発電所対策本部**が設置される際に導入される。なお、具体的な操作手順は EHP に記載されているが、複数の使用可能な EHP 手順が存在する場合、以下のような観点から使用可能な手順を対比し、事故対応に適切な手順を選択する。

#### 【EHP 手順選択時の着目点】

- a. EHP の操作完了（機能発揮）までの所要時間の長短
- b. 水源確保・給油等も含めた、機器の機能維持に必要となる対応の要否
- c. 注水圧力・注水流量等、プラントへの効果（炉心冷却効果等）の大小
- d. 操作に伴うプラント設備への悪影響（使用水の水質等）の大小

#### 4. 運転員の対応操作の流れについて

運転中の異常な過渡変化及び事故が発生した場合、運転員は「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の原則に基づきプラント対応操作を実施する。

##### 「止める」の対応

異常や事故発生時に作動する原子炉スクラム信号を確認し、原子炉の停止を確認する。自動で原子炉スクラムしない場合には、手動によるスクラム操作を実施し、原子炉の停止を確認する。

制御棒の挿入と中性子束の低下状況を確認することにより、原子炉の停止を判断する。

##### 「冷やす」の対応

原子炉停止後も炉心では崩壊熱による余熱が発生していることから、この熱を除去するため、給・復水系又は非常用炉心冷却系により原子炉への注水手段を確保する。

原子炉水位を所定の水位（L-3～L-8）に維持することにより、炉心が冷やされていることを判断する。

##### 「閉じ込める」の対応

放射性物質が環境へ放出されていないことを確認する。また、格納容器が隔離されていることを確認することにより、閉じ込めが機能していることを判断する。

これらプラント対応の原則をベースに、運転員は、事故時運転操作手順書を用いて炉心の損傷防止、格納容器破損防止を目的とした対応操作の判断を以下の流れで行う。

異常又は事故の発生時、警報発生時操作手順書により初期対応を行う。

事象が進展し、その事象の判断が可能な場合には、予め定めた AOP に移行し対応を行う。

警報発生時操作手順書及び AOP で対応中に、EOP の導入条件が成立した場合には、EOP に移行し対応を行う。

原子炉スクラムに至る事故が発生した場合、EOP では事故直後の操作として原子炉自動スクラムを確認する。自動スクラムしていない場合は、手動により原子炉をスクラムする。

その後は、原子炉水位、原子炉圧力、タービン・電源の各制御を並行して行うとともに、原子炉の未臨界維持、炉心の冷却確保・損傷防止、原子炉格納容器の健全性確保等の対応



をするため、パラメータ（未臨界性、炉心の冷却機能、原子炉格納容器の健全性）を常に監視し、個別の導入条件が成立すれば、徴候毎に用意した手順に移行する。

EOPによる対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は、SOPに移行し、炉心損傷後の原子炉圧力容器破損防止及び格納容器破損防止のための対応を行う。

また、事故時運転操作手順書に基づく安全確保が不可能、若しくはそのおそれがある場合には、可搬設備等も含めて使用可能な設備を最大限活用した安全確保を行う。当直長は必要に応じて**発電所対策本部**に支援を要請し、EHPによるプラント対応支援を受けた上で引き続き事故収束に向けた対応処置を実施する。

#### 5. 重大事故時の対応及び手順書の内容について

(1) 海水を炉心へ注入する事態等においても、財産保護より安全性を優先するという方針の下、当直副長が迷うことなく判断できるよう、予め原子力発電保安運営委員会で判断基準を承認し、手順書に定める。

(2) 有効性評価で示した重要事故シーケンスは、全て本手順書体系にて対応できるように整備する。併せて、有効性評価で示した判断基準や監視パラメータについても本手順書体系の中で整理する。詳細は添付資料 1.0.7 及び添付資料 1.0.14 に示す。

(3) 重大事故等に対処するために把握することが必要なパラメータのうち、原子炉施設の状態を直接監視するパラメータ（以下、「主要なパラメータ」という。）を整理するとともに、主要なパラメータが故障等により計測不能な場合に、当該パラメータを推定する手順及び可搬型計測器により計測する手順を運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書に整備する。

なお、具体的なパラメータ、監視計器、手順等については、「1.15 事故時の計装に関する手順等」で整理する。

(4) これら手順を有効かつ適切に使用しプラントの状態に応じた対応を行うために、運転員及び**緊急時対策要員**は、常日頃から対応操作について教育及び訓練等を実施し、手順の把握、機器や系統特性の理解及び原子炉の運転に必要な知識等の習得、習熟を図っている。

以上

## 炉心損傷の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が有効燃料頂部（TAF）以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

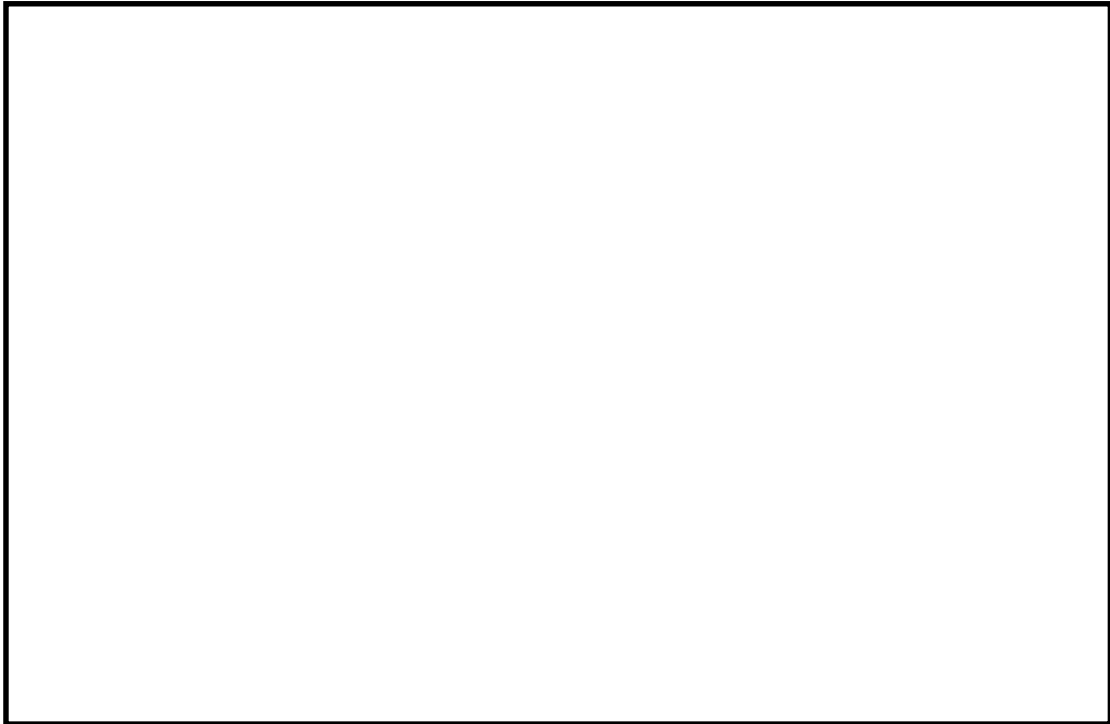
事故時運転操作手順書（徴候ベース）では、原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位が TAF 未満となった際に、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内の $\gamma$ 線線量率の状況を確認し、図 1 に示す設計基準事故相当の $\gamma$ 線線量率の 10 倍を超えた場合を、炉心損傷の判断としている。

炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が、逃がし安全弁等を介して格納容器内に流入する事象進展を捉まえて、格納容器内の $\gamma$ 線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断、及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。

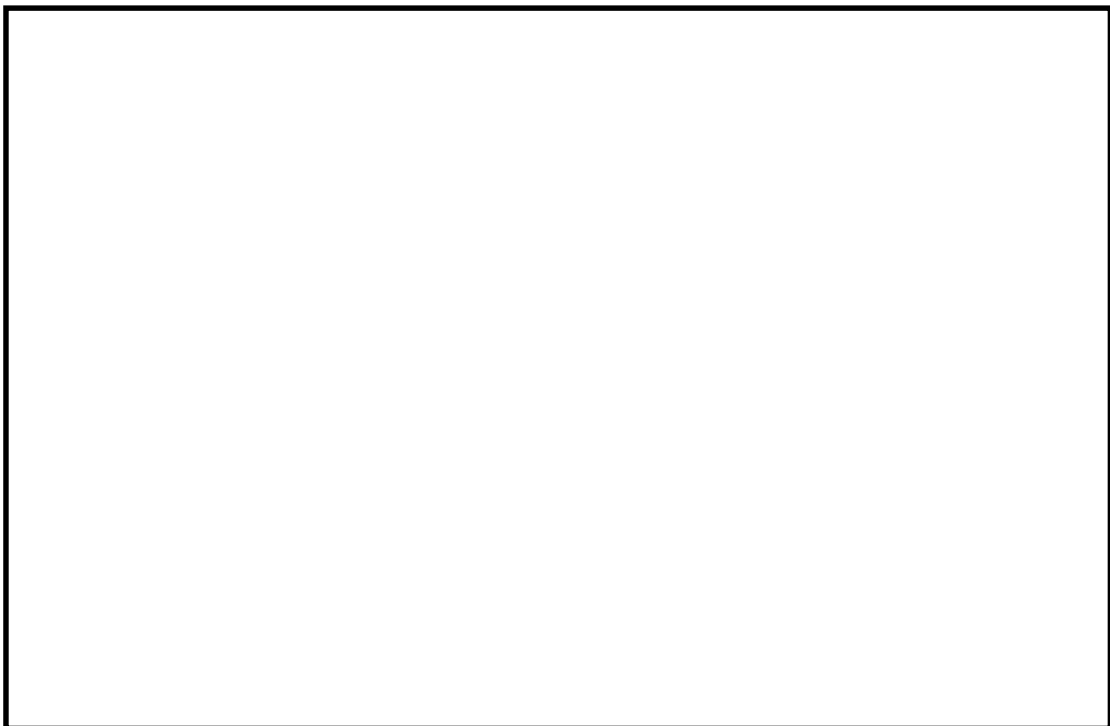
また、福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計、格納容器内雰囲気放射線レベル計等の計器が使用不能となり、炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み、格納容器内雰囲気放射線レベル計に頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており、その結果、格納容器内雰囲気放射線レベル計の使用不能の場合は、「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する方針である。

原子炉圧力容器表面温度は、炉心が冠水している場合には、SRV 動作圧力（安全弁機能の最大 8.20MPa [gage]）における飽和温度約 298℃を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を 300℃以上としている。

なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線レベル計が使用可能な場合は、当該計器にて判断を行う。



(1) ドライウエルの $\gamma$ 線線量率



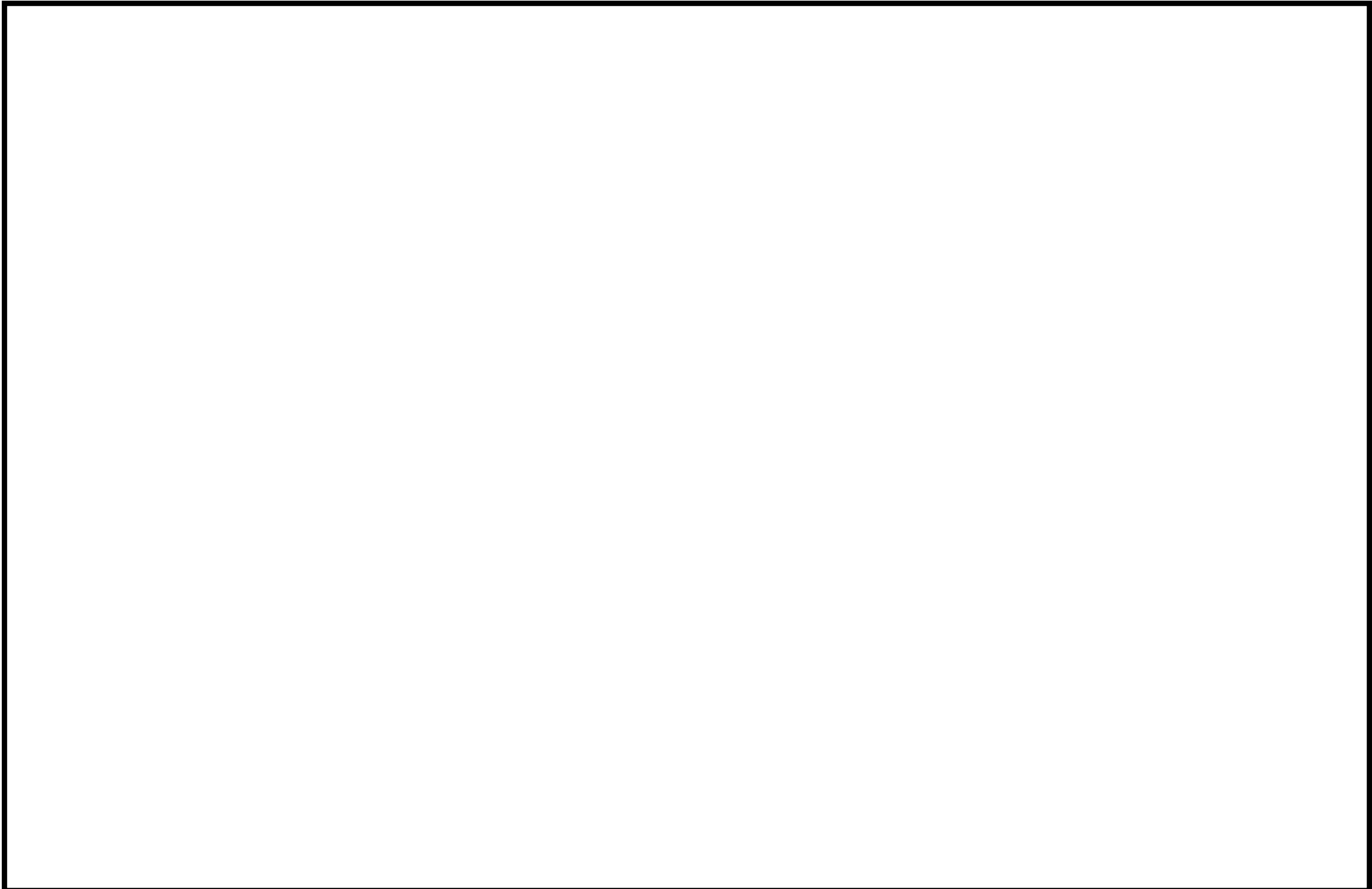
(2) サプレッション・チェンバの $\gamma$ 線線量率

図 1 SOP 導入条件判断図

[発電所全停]

[全交流電源喪失]

[全直流電源喪失]



## AOP 『発電所全停』 『全交流電源喪失』 『全直流電源喪失』 操作等判断基準一覧(7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
発電所全停事故	1-1	D/G 起動、電源確立	・ D/G 起動の有無	
	1-2	D/G 定格出力以内	・ D/G 電力	
	1-3	外部電源復旧	・ 送電電圧 ・ 自号機のプラント状況	
事象発生時操作	2-1	DC 電源正常	・ 125V 主母線盤電圧 ・ 125V 蓄電池電圧 ・ 125V 充電器設備状況	
	2-2	RCIC 起動成功	・ RCIC 起動状況	
	2-3	炉圧上昇	・ 原子炉圧力	
直流 125V(A) 電源確保	2-4	RCIC 正常運転	・ RCIC 起動状況	

## AOP 『発電所全停』 『全交流電源喪失』 『全直流電源喪失』 操作等判断基準一覧(7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
直流 125V(A) 電源 確保	2-5	8 時間以上の停電	・全交流電源喪失からの経過時間	
	2-6	20 時間以上の停電	・全交流電源喪失からの経過時間	
非常用交流電源 復旧	2-7	D/G 又は、外部電源復旧 又は、他ユニット発電機か らの受電	・自号機 D/G 運転状況 ・外部電源状況 ・他ユニット発電機運転状況	
	2-8	他号機 D/G からの受電	・他号機 D/G 運転状況	

R C  
「スクラム(1/2)」  
SH. 1

R C  
「スクラム(2/2)」  
SH. 2



RC/Q  
「反応度制御」  
SH. 3

R C / L  
「水位確保」  
SH. 4

C D  
「減圧冷却」  
SH. 5

PC/P  
「PCV 圧力制御」  
SH. 6

DW/T  
「D/W温度制御」  
SH. 7

S P / T  
「S / P 温度制御」  
SH. 8

S P / L  
「S / P 水位制御」  
SH. 9

PC/H  
「PCV水素濃度制御」  
SH. 10



SC/C

「原子炉建屋制御」

SH. 11

S F / L, T  
「S F P 水位・温度制御」  
SH. 12

C 1  
「水位回復」  
SH. 13

C 2  
「急速減圧」  
SH. 14

C 3  
「水位不明」  
SH. 15

ES / I  
「EOP / SOPインターフェイス」  
SH. 16

## EOP 目的及び基本的な考え方 (7号炉の例)

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
原子炉制御	【スクラム】 (RC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉を停止する。</li> <li>十分な炉心冷却状態を維持する。</li> <li>原子炉を冷温停止状態まで冷却する。</li> <li>格納容器制御・原子炉建屋制御・使用済燃料プール制御への導入条件を監視する。</li> </ul>			
	【反応度制御】 (RC/Q)	<ul style="list-style-type: none"> <li>スクラム不能異常過渡事象発生時に、原子炉を安全に停止させる。</li> </ul>			
	【水位確保】 (RC/L)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位を TAF 以上に回復させ、安定に維持する。</li> </ul>			
	【減圧冷却】 (CD)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位を TAF 以上に維持しつつ、原子炉を減圧し、冷温停止状態へ移行させる。</li> </ul>			

## EOP 目的及び基本的な考え方 (7号炉の例)

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
格納容器制御	【PCV 圧力制御】 (PC/P)	・ PCV 圧力を監視し、制御する。			
	【D/W 温度制御】 (DW/T)	・ D/W の空間温度を監視し、制御する。			
	【S/P 温度制御】 (SP/T)	・ S/P 水温度及び空間部温度を監視し、制御する。			
	【S/P 水位制御】 (SP/L)	・ S/P 水位を監視し、制御する。			
	【PCV 水素濃度制御】 (PC/H)	・ PCV 内の水素及び酸素濃度を監視し、制御する。			
原子炉建屋制御	【原子炉建屋制御】 (SC/C)	・ 原子炉建屋内での一次冷却材漏えい拡大防止、原子炉建屋の健全性確保 ・ 原子炉建屋内外部への放射能放出の制限			
プール燃料制御	【SFP 水位・温度制御】 (SF/L, T)	・ 燃料プール内燃料の損傷防止・緩和			



## EOP 目的及び基本的な考え方 (7号炉の例)

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
不測事態	【水位回復】 (C1)	・原子炉水位を回復する。			
	【急速減圧】 (C2)	・原子炉を速やかに減圧する。			
	【水位不明】 (C3)	・原子炉水位が不明な場合に原子炉の冷却を確保する。			
—	【EOP/SOP インターフェイス】 (ES/I)	・ SOP への移行を円滑にするために初期対応操作を行う。			

## EOP 『スクラム(RC)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉出力	1-1	自動スクラム成功	<ul style="list-style-type: none"> <li>スクラム警報</li> <li>全制御棒挿入状態</li> <li>中性子束「減少」</li> </ul>	
	1-2	全制御棒全挿入	<ul style="list-style-type: none"> <li>全制御棒全挿入ランプ</li> <li>RC&amp;IS FD 表示</li> <li>CRT 表示</li> <li>ブロン(OD-7)</li> <li>スクラムタイミングレコーダ</li> </ul>	
	1-3	ペアロット 1 組又は 1 本の CR が未挿入	<ul style="list-style-type: none"> <li>全制御棒全挿入ランプ</li> <li>RC&amp;IS FD 表示</li> <li>CRT 表示</li> <li>ブロン(OD-7)</li> <li>スクラムタイミングレコーダ</li> </ul>	
原子炉水位	2-1	原子炉水位	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位</li> </ul>	
	2-2	給復水系(H/W 含) 正常	<ul style="list-style-type: none"> <li>給復水系の運転正常</li> <li>ホットウェル水位正常</li> <li>給水制御系正常</li> </ul>	
	2-3	原子炉水位連続監視、調整 L-3～L-8 に維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位</li> </ul>	

## EOP 『スクラム(RC)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉圧力	3-1	MSIV 開	・ MSIV 開閉表示灯	
	3-2	EHC 圧力制御正常	・ TBV の追従状況	
	3-3	復水器使用可能	・ LPCP 正常 ・ CWP 正常 ・ OG 系正常 ・ グラントシール正常(HS 含む)	
	3-4	SRV 開固着なし	・ 原子炉圧力 ・ SRV 開閉表示灯 ・ SRV 排気管の温度	
	3-5	SRV による 原子炉圧力調整	・ 原子炉圧力 ・ SRV 開閉表示灯 ・ SRV 排気管の温度	
タービン・電源	4-1	所内電源有	・ 常用 M/C 母線電圧	
	4-2	MSIV 開	・ MSIV 開閉表示灯	
	4-3	EHC 圧力制御正常	・ TBV の追従状況	
	4-4	復水器使用可能	・ LPCP 正常 ・ CWP 正常 ・ OG 系正常 ・ グラントシール正常(HS 含む)	

## EOP 『スクラム(RC)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
モニタ確認	5-1	モニタ確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ MS モニタ</li> <li>・ スタックモニタ</li> <li>・ SGTS モニタ</li> <li>・ OG モニタ</li> <li>・ LDS モニタ</li> <li>・ モニタリングポスト</li> <li>・ その他放射線モニタ</li> </ul>	
格納容器制御への導入	6-1	D/W 圧力 □ kPa 以上	・ D/W 圧力	
	6-2	D/W HVH 戻り温度 □ °C (局所 □ °C) 以上	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ D/W HVH 戻り温度</li> <li>・ D/W 局所温度</li> </ul>	
	6-3	S/P 水バルク温度 □ °C を超えた場合	・ S/P 水バルク温度	
	6-4	S/P 空間部(局所) 温度 □ °C 以上	・ S/P 空間部(局所) 温度	
	6-5	S/P 水位 □ cm 以上	・ S/P 水位	
		S/P 水位 □ cm 以下	・ S/P 水位	
6-6	MSIV 全閉後 □ 時 間以内に冷温停止 できない場合	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ MSIV 閉時刻</li> <li>・ 炉水温度</li> </ul>		

## EOP 『スクラム(RC)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
使用済燃料プール制御への導入	7-1	「FPC(A)」燃料プール水位低警報が発生	・燃料プール水位低警報発生	
	7-2	燃料プール温度高 □℃以上	・SFP 温度	
原子炉建屋制御への導入	8-1	原子炉建屋内の1次系漏えいを示す警報が発生	・ECCS 系機器室温度・換気差温度上昇 ・LDS 論理作動状況 ・放射線モニタ指示値	
復旧	9-1	MSIV 開	・MSIV 開閉表示灯	
	9-2	MSIV 開可能	・復水器使用可能 ・隔離信号の警報無し	
	9-3	RIP 運転中	・RIP 運転表示灯 ・炉心流量	

## EOP 『反応度制御(RC/Q)』操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
反応度制御 RC/Q	1-1	タービン運転中	<ul style="list-style-type: none"> <li>タービン主要弁の開閉状態</li> <li>タービントリップ警報</li> <li>タービンの回転速度</li> </ul>	
水位	2-1	原子炉出力	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉出力</li> </ul>	
	2-2	原子炉隔離状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>MSIV 開閉状態</li> <li>TBV 開閉状態</li> </ul>	
	2-3	水位 L-2～L-8 に維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位を L-2～L-8</li> </ul>	
圧力	3-1	復水器使用可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>LPCP 正常</li> <li>CWP 正常</li> <li>OG 系正常</li> <li>グランドシール正常(HS 含む)</li> </ul>	
	3-2	MSIV を開し TBV にて炉圧を一定に維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>MSIV 開閉状態</li> <li>TBV 開閉状態</li> <li>原子炉圧力</li> </ul>	

## EOP 『反応度制御 (RC/Q)』 操作等判断基準一覧 (7 号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位低下	4-1	給水を絞り、 炉出力 $\square$ % 以下を 維持する	<ul style="list-style-type: none"> <li>• APRM 指示</li> <li>• 原子炉水位</li> <li>• 原子炉給水制御系</li> </ul>	
	4-2	水位 L-1.5 以上に 維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 原子炉水位</li> <li>• 原子炉給水制御系</li> </ul>	
	4-3	TAF 以上に維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 原子炉水位</li> </ul>	
減圧	5-1	TBV にて減圧し TAF 以上に維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 原子炉圧力</li> <li>• 原子炉水位</li> </ul>	
	5-2	SRV(ADS)3 弁開に して減圧し、TAF 以上に維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 原子炉圧力</li> <li>• 原子炉水位</li> </ul>	
	5-3	SRV(ADS)1 弁ずつ 追加開放し、TAF 以上に維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 原子炉圧力</li> <li>• 原子炉水位</li> </ul>	

## EOP 『反応度制御(RC/Q)』操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
RC/Q 水位不明	6-1	SRV(ADS)3 弁開にて炉心冠水最低圧力まで注水維持	・原子炉圧力 ・原子炉水位	



## EOP 『水位確保(RC/L)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位	1-1	水位 L-3～L-8 維持	・原子炉水位	
	1-2	水位下降中	・原子炉水位	
	1-3	ECCS 系、給復水系 作動せず	・ECCS 系、給復水系の作動状況	
	1-4	TAF 以上維持可能	・原子炉水位	
	1-5	代替注水系 2 系統 以上起動	・代替注水系の起動状況	

## EOP 『減圧冷却(CD)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
減圧	1-1	復水器使用可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ LPCP 正常</li> <li>・ CWP 正常</li> <li>・ OG 系正常</li> <li>・ ゲントシール正常(HS 含む)</li> </ul>	
	1-2	減圧手段選択	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉圧力</li> <li>・ S/P 水温度</li> </ul>	
	1-3	RHR SHC 起動	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RHR の系統状態</li> </ul>	
水位	2-1	水位 TAF～L-8 維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉水位</li> </ul>	

## EOP 『PCV 圧力制御(PC/P)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
PCV 圧力制御	1-1	N <sub>2</sub> または空気漏えいによるか	<ul style="list-style-type: none"> <li>• D/W 酸素濃度</li> <li>• D/W 温度</li> <li>• N<sub>2</sub> 使用量</li> </ul>	
	1-2	L-1 以下経験	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 原子炉水位記録計</li> <li>• L-1 警報経験</li> </ul>	
	1-3	TAF 以上維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 原子炉水位</li> </ul>	
	1-4	S/P 圧力 □~□kPa	• S/P 圧力	
		S/P 圧力 □~□kPa	• S/P 圧力	
		S/P 圧力 □kPa 到達	• S/P 圧力	
		S/P 圧力 □kPa 到達	• S/P 圧力	
1-5	24h 継続	• S/P 圧力 □~□kPa 継続時間		

## EOP 『PCV 圧力制御 (PC/P)』 操作等判断基準一覧 (7 号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉満水	2-1	原子炉水位をできるだけ高く維持	・原子炉水位	
	2-2	□kPa 以下維持可能	・S/P 圧力	

## EOP 『PCV 圧力制御(PC/P)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
PCV ベント	3-1	炉心損傷なし	・ CAMS による $\gamma$ 線線量率	
	3-2	AM 用 S/P 水位 [ ] m 以上	・ AM 用 S/P 水位	
	3-3	フィルターベントにて D/W 側ベント	・ D/W 圧力	
	3-4	フィルターベントにて S/P 側ベント	・ D/W 圧力	
	3-5	フィルターベントにて D/W 側ベント	・ D/W 圧力	
	3-6	耐圧ベントにて S/P 側ベント	・ D/W 圧力	

## EOP 『D/W 温度制御 (DW/T)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目	判断のための確認項目	操作手順	
D/W 温度制御 DW/T	1-1	D/W 局所温度が <input type="checkbox"/> ℃未満	・ D/W 局所温度	
		D/W 局所温度が <input type="checkbox"/> ℃到達	・ D/W 局所温度	
		D/W 局所温度が <input type="checkbox"/> ℃到達	・ D/W 局所温度	
		D/W 局所温度が <input type="checkbox"/> ℃接近	・ D/W 局所温度	
		D/W 局所温度が <input type="checkbox"/> ℃到達	・ D/W 局所温度	
	1-2	D/W 空間部温度制限	・ 原子炉圧力 ・ D/W 空間部温度	
	1-3	D/W スプレー	・ D/W 温度	

## EOP 『S/P 水温度制御(SP/T(W))・S/P 空間部温度制御(SP/T(A))』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
S/P 水温制御 SP/T(W)	1-1	S/P 水温度	・ S/P 水温度	
	1-2	24h 以内に <input type="checkbox"/> ℃以下に維持可能	・ S/P 水温度	
	1-3	S/P 水熱容量制限	・ S/P 水温度 ・ 原子炉圧力	
S/P 空間部温度 制御 SP/T(A)	2-1	温度上昇要因の復旧	・ RCIC 運転 ・ HPAC 運転 ・ SRV 排気管異常 ・ 真空破壊弁開固着	
	2-2	S/P 空間温度	・ S/P 空間温度(局所)	
	2-3	S/P 水温度 <input type="checkbox"/> ℃以上	・ S/P 水温度	
	2-4	S/P 水熱容量制限	・ S/P 水温 ・ 原子炉圧力	

## EOP 『S/P 水位制御 (SP/L(H) (L))』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
S/P 水位制御 SP/L(H)	1-1	S/P 水位 & SRV テールパイプ 制限 曲線	<ul style="list-style-type: none"> <li>• S/P 水位</li> <li>• 原子炉圧力</li> </ul>	
	1-2	24h 以内に <input type="text"/> cm 以下に復 帰	<ul style="list-style-type: none"> <li>• S/P 水位</li> <li>• 原子炉圧力</li> </ul>	
S/P 水位制御 SP/L(L)	2-1	S/P 水位	<ul style="list-style-type: none"> <li>• S/P 水位</li> <li>• S/P 水温度</li> <li>• 原子炉圧力</li> </ul>	
	2-2	24h 以内に <input type="text"/> cm 以上に復 帰	<ul style="list-style-type: none"> <li>• S/P 水位</li> <li>• S/P 水温度</li> <li>• 原子炉圧力</li> </ul>	
	2-3	復水器使用可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LPCP 正常</li> <li>• CWP 正常</li> <li>• OG 系正常</li> <li>• グランドシール正常 (HS 含む)</li> </ul>	



## EOP 『PCV 水素濃度制御(PC/H)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
PCV 水素濃度制御 PC/H	1-1	水素濃度 <input type="checkbox"/> %以上かつ、 酸素濃度 <input type="checkbox"/> %以上	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PCV 水素濃度</li> <li>・ PCV 酸素濃度</li> </ul>	
	1-2	水素濃度 <input type="checkbox"/> %以上	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PCV 水素濃度</li> </ul>	

## EOP 『原子炉建屋制御(SC/C)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉建屋 制御 SC/C	1-1	中央制御室からの 速やかな破断箇所 隔離不可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・漏えい箇所の隔離</li> </ul>	
原子炉圧力	1-2	復水器使用可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・LPCP 正常</li> <li>・CWP 正常</li> <li>・OG 系正常</li> <li>・グランドシール正常(HS 含む)</li> </ul>	
原子炉水位	1-3	復水器で減圧中	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉圧力</li> <li>・原子炉水位</li> </ul>	

## EOP 『SFP 水位・温度制御(SF/L, T)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
SFP 水位制御	1-1	使用済燃料プールオーバーフロー付近維持可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ SFP 水位計</li> <li>・ SFP 温度</li> <li>・ SFP 監視カメラ</li> </ul>	
	1-2	使用済燃料プール燃料貯蔵ラック上端□m以上維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ SFP 水位計</li> <li>・ SFP 温度</li> <li>・ SFP 監視カメラ</li> </ul>	
	1-3	使用済燃料プール燃料貯蔵ラック上端□m以上維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ SFP 水位計</li> <li>・ SFP 温度</li> <li>・ SFP 監視カメラ</li> </ul>	
SFP 温度制御	2-1	燃料プール水温□℃以下維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ SFP 水位計</li> <li>・ SFP 温度</li> <li>・ SFP 監視カメラ</li> </ul>	

## EOP 『水位回復(C1)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位回復 C1	1-1	低圧注水 2 系統以上起動	・低圧注水 2 系統以上の起動状況確認	
	1-2	代替注水系 2 系統以上起動	・代替注水系 2 系統以上の起動状況確認	
	1-3	TAF 以上維持可能	・原子炉水位	
	1-4	水位下降 or 上昇中	・原子炉水位	

## EOP 『水位回復(C1)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位下降中	2-1	炉圧 <input type="text"/> MPa 以上	・原子炉圧力	
	2-2	RCIC 又は HPAC 起動	・RCIC の起動状況 ・HPAC の起動状況	
	2-3	水位上昇中	・原子炉水位	
	2-4	低圧注水系 1 系統以上起動	・低圧注水 1 系統以上の起動状況	
	2-5	代替注水系 2 系統以上起動	・代替注水系 2 系統以上の起動状況	

## EOP 『水位回復(C1)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位上昇中	3-1	RCIC 又は HPAC 作 動中	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RCIC の作動状況</li> <li>・ HPAC の作動状況</li> </ul>	
	3-2	TAF 継続時間	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 最長許容炉心露出時間</li> <li>・ 原子炉停止後の時間</li> <li>・ TAF 継続時間</li> </ul>	
	3-3	低圧注水系 1 系統 以上起動	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 低圧注水系 1 系統以上の起動状況</li> </ul>	
	3-4	代替注水系 2 系統 以上起動	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 代替注水系 2 系統以上の起動状況</li> </ul>	

## EOP 『急速減圧(C2)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
急速減圧 C2	1-1	ADS 全弁順次開放 (ADS8 弁開放)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力</li> <li>ADS の開閉表示</li> <li>開放 SRV 排気管の温度</li> </ul>	
	1-2	ADS+SRV で 8 弁まで追加開放	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力</li> <li>ADS、SRV の開閉表示</li> <li>開放 SRV 排気管の温度</li> </ul>	
	1-3	ADS+SRV2 弁以上開放可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力</li> <li>ADS、SRV の開閉表示</li> <li>開放 SRV 排気管の温度</li> </ul>	
	1-4	代替減圧手段	<ul style="list-style-type: none"> <li>RCIC 蒸気ライン</li> <li>HPAC 蒸気ライン</li> <li>CUW の運転状態</li> <li>MS トレン弁</li> </ul>	
	1-5	減圧不可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力</li> </ul>	
	1-6	水位判明	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位</li> </ul>	
	1-7	水位不明判断曲線	<ul style="list-style-type: none"> <li>D/W 空間部温度</li> <li>原子炉圧力</li> </ul>	

## EOP 『水位不明(C3)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
注水確保	1-1	低圧注水系 1 系統 以上起動	・低圧注水系 1 系統以上の起動状況	
	1-2	RCIC 又は HPAC 起 動	・ RCIC の起動状況 ・ HPAC の起動状況	
	1-3	代替注水系起動	・代替注水系の起動状況	



EOP 『水位不明 (C3)』 操作等判断基準一覧 (7 号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
満水注入	2-1	SRV2 弁以上開	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉圧力</li> <li>・SRV の開閉表示</li> <li>・開放 SRV 排気管の温度</li> </ul>	
	2-2	下記により、原子炉への注水を増加し、差圧を <input type="text"/> MPa 以上にする。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉圧力</li> <li>・S/P 圧力</li> </ul>	

## EOP 『水位不明(C3)』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目	判断のための確認項目	操作手順
満水注入	2-3 開する SRV の数を減らし(最少2弁)、差圧を <input type="text"/> MPa 以上にする。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉圧力</li> <li>・S/P 圧力</li> <li>・SRV の開閉表示</li> <li>・開放 SRV 排気管の温度</li> </ul>	
	2-4 他の代替確認方法にて RPV 満水を確認する。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・開放 SRV 排気管の温度</li> <li>・原子炉圧力</li> </ul>	
	2-5 ADS 弁を 8 弁開として代替注水系を起動し炉水位をできるだけ上昇させる。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉圧力</li> <li>・SRV の開閉表示</li> <li>・開放 SRV 排気管の温度</li> <li>・代替注水系起動状況</li> </ul>	
水位計復旧	3-1 水位判明	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位</li> </ul>	
	3-2 最長許容炉心露出時間内に水位判明	<ul style="list-style-type: none"> <li>・最長許容炉心露出時間</li> <li>・原子炉停止後の時間</li> </ul>	

## EOP 『EOP/SOP インターフェイス』 操作等判断基準一覧(7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
EOP/SOP インターフェイス ES/I	1-1	CAMS 起動確認又は 起動	・ CAMS 運転状況	
	1-2	TAF 以上	・ 原子炉水位	
	1-3	炉心損傷開始確認	・ CAMS $\gamma$ 線線量率 ・ 原子炉停止後の経過時間	
	1-4	RPV 表面温度 300°C (OS) 以上	・ RPV 表面温度	

## EOP AM設備別操作手順書一覧 (7号炉の例)

手順項目		項目概要
電源確保	緊急用M/CによるM/C7C・7D受電	M/C7C・7D電源喪失後、緊急用M/CよりM/C7C・7Dを受電する。
	D/G(A)(B)による緊急用M/Cへの受電	ガスタービン発電機(GTG)による荒浜側緊急用M/C受電が見込めない場合に、大湊側D/G(A)運転中(M/C C系受電中)において、D/G(A)の不要な負荷を切り離し荒浜側緊急用M/Cへの送電を行う。
	中操監視計器類復旧(C系)	ガスタービン発電機(GTG)、電源車によるMCC 7C-1-7受電後、中操監視計器類を復旧する。
	中操監視計器類復旧(D系)	ガスタービン発電機(GTG)、電源車によるMCC 7D-1-7受電後、中操監視計器類を復旧する。
	直流125V充電器盤7A受電	ガスタービン発電機(GTG)、電源車によるMCC 7C-1-6受電後、直流125V充電器盤7Aを受電し直流電源の機能を回復させ、その後、蓄電池室の換気を確保したうえで蓄電池の回復充電を図る。
	直流125V充電器盤7B受電	ガスタービン発電機(GTG)、電源車によるMCC 7D-1-6受電後、直流125V充電器盤7Bを受電し直流電源の機能を回復させ、その後、蓄電池室の換気を確保したうえで蓄電池の回復充電を図る。
	直流125V充電器盤7A-2受電	MCC 7C-1-6又は7D-1-7受電後、AM用直流125V充電器盤を受電し直流電源の機能を回復させる。また、バッテリー室の換気を確保したうえで蓄電池の回復充電を図る。
	AM用直流125V充電器盤受電	ガスタービン発電機(GTG)、電源車によるMCC 7C-1-4又は7D-1-4受電後、AM用直流125V充電器盤を受電し直流電源の機能を回復させ、その後、バッテリー室の換気を確保したうえで蓄電池の回復充電を図る。
	AM用直流125V蓄電池による直流125V主母線盤7A受電	全交流電源喪失、全直流電源喪失時においてAM直流125V蓄電池から直流125V主母線盤7Aへ給電する。
	非常用MCC受電(荒浜側緊急用M/Cからの受電)	緊急用M/Cにより代替所内電気設備を介して低圧代替注水系負荷等(MUWC系・RHR系)に電源供給を行う。
	非常用MCC受電(常設電源車からの受電)	常設電源車により代替所内電気設備を介して低圧代替注水系負荷等(MUWC系・RHR系)に電源供給を行う。
GTG起動	現場にて、第二ガスタービン発電機(GTG)を起動する。	

手順項目		項目概要
制御 反 応 度	SLCポンプによるほう酸水注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により弁の駆動電源を確保し, 原子炉にほう酸水を注入する。
	RHR (A) による原子炉注水	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, RHRポンプ (A) により原子炉へ注水する。
原 子 炉 注 水	RHR (B) による原子炉注水	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, RHRポンプ (B) により原子炉へ注水する。
	MUWCによる原子炉注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し, MUWCポンプにより原子炉へ注水する。
	消火ポンプによる原子炉注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により弁の駆動電源を確保し, ディーゼル駆動消火ポンプにより原子炉へ注水する。
	可搬型代替注水ポンプ (消防車) による原子炉注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により弁の駆動電源を確保し, 防火水槽または海水を水源として, 可搬型代替注水ポンプ (消防車) により原子炉へ注水する。
	CRDによる原子炉注水	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, CRDポンプ (A) により原子炉へ注水する。
	SLCポンプによる注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し, SLCポンプにより原子炉へ注水する。
	RCIC現場起動	可搬式水位計により原子炉水位を監視し, 手動操作によりRCICを起動する。
	HPCF緊急注水	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保し, 補機冷却水が無い状態でHPCFポンプ (B) により原子炉へ注水する。

手順項目		項目概要
原子炉減圧	SRV駆動源確保	SRV駆動用の窒素ガスポンベが交換圧力まで下降した場合に常用側ポンベから予備側ポンベに切替を行う。
	バッテリーによるSRV開放（多重伝送盤）	現場（多重伝送盤）でのバッテリー接続によりSRVを手動開して原子炉減圧する。
	バッテリーによるSRV開放（現場ペネ室）	現場（ペネ室）でのバッテリー接続によりSRVを手動開して原子炉減圧する。
	代替SRV駆動装置によるSRV開放	現場にてN <sub>2</sub> ポンベ圧力によりSRVを開して原子炉減圧する。
格納容器冷却	FCVS（S/C側）：フィルタベント設備使用	炉心損傷前の格納容器フィルタベント設備を使用した格納容器ベント（S/Cベント）を行う。
	FCVS（S/C側）：耐圧強化ライン使用	炉心損傷前の格納容器耐圧強化ラインを使用した格納容器ベント（S/Cベント）を行う。
	FCVS（D/W側）：フィルタベント設備使用	炉心損傷前の格納容器フィルタベント設備を使用した格納容器ベント（D/Wベント）を行う。
	FCVS（D/W側）：耐圧強化ライン使用	炉心損傷前の格納容器耐圧強化ラインを使用した格納容器ベント（D/Wベント）を行う。
	遠隔操作可能弁開閉操作	格納容器ベント時に主要弁が中操操作にて動作できない場合に現場で主要弁を開閉する。
	PCVベント弁駆動源確保 [予備ポンベ]	各PCVベントライン隔離弁駆動用の空気ポンベ圧力が確保できない場合に常用側ポンベから予備側ポンベに切替を行う。

手順項目		項目概要
格納容器冷却	RHR (B)によるPCVスプレイ	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車によりポンプ及び電動弁電源を確保後, ほう酸水濃度を確認し原子炉にほう酸水を注入する。
	MUWCによるPCVスプレイ	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し, MUWCポンプによりPCVスプレイを行う。
	消火ポンプによるPCVスプレイ	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により弁の駆動電源を確保し, ディーゼル駆動消火ポンプによりPCVスプレイを行う。
	可搬型代替注水ポンプ (消防車) によるPCVスプレイ	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により弁の駆動電源を確保し, 防火水槽または海水を水源として, 可搬型代替注水ポンプ (消防車) によりPCVスプレイを行う。
水素対策	FCS (A)による格納容器水素制御	CAMSによる格納容器内水素および酸素濃度監視が可能であり, RHR系又はMUWPにてFCS冷却器への冷却が可能なときFCSを起動する。
	FCS (B)による格納容器水素制御	CAMSによる格納容器内水素および酸素濃度監視が可能であり, RHR系又はMUWPにてFCS冷却器への冷却が可能なときFCSを起動する。
燃料プール注水	RHR (A系) によるSFP注水	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, RHRポンプ (A) によりSFPへ注水する。
	RHR (B系) によるSFP注水	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, RHRポンプ (B) によりSFPへ注水する。
	SPCUによるSFP注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し, SPCUポンプによりSFPへ注水する。
	MUWCによるSFP注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し, MUWCポンプによりSFPへ注水する。
	消火ポンプによるSFP注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により弁の駆動電源を確保し, ディーゼル駆動消火ポンプによりSFPへ注水する。
	可搬型代替注水ポンプ (消防車) によるSFP注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により弁の駆動電源を確保し, 防火水槽または海水を水源として, 可搬型代替注水ポンプ (消防車) によりSFPへ注水する。
	可搬型代替注水ポンプ (消防車) による可搬型SFP注水	可搬型代替注水ポンプ (消防車) および, 可搬型スプレイノズルを使用してSFPスプレイを行う。
可搬型代替注水ポンプ (消防車) によるSFPスプレイ	可搬型代替注水ポンプ (消防車) を使用してSFP補給 (スプレイ) を行う。	

手順項目		項目概要
燃料 プ ール 注 水	MUWCによる原子炉ウエル注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し, MUWCポンプにより原子炉ウエルへ注水する。
	消火ポンプによる原子炉ウエル注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により弁の駆動電源を確保し, ディーゼル駆動消火ポンプにより原子炉ウエルへ注水する。
	可搬型代替注水ポンプ (消防車) による原子炉ウエル注水	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により弁の駆動電源を確保し, 防火水槽または海水を水源として, 可搬型代替注水ポンプ (消防車) から原子炉ウエルに注水する。
補 機 冷 却 水 確 保	恒設RCW (A系) による補機冷却水確保	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保し, 恒設補機冷却水系 (A) により, 原子炉系補機に冷却水を供給する。
	恒設RCW (B系) による補機冷却水確保	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保し, 恒設補機冷却水系 (B) により, 原子炉系補機に冷却水を供給する。
	代替Hx (A系) による補機冷却水確保	代替熱交換器車により原子炉補機冷却水系 (A) を冷却する。
	代替Hx (B系) による補機冷却水確保	代替熱交換器車により原子炉補機冷却水系 (B) を冷却する。
	代替原子炉補機冷却系による補機冷却水 (A系) 確保	代替原子炉補機冷却系ポンプにより, 海水を原子炉補機冷却水系 (A) として供給する。
	代替原子炉補機冷却系による補機冷却水 (B系) 確保	代替原子炉補機冷却系ポンプにより, 海水を原子炉補機冷却水系 (B) として供給する。
除 熱	RHR (A) による原子炉除熱	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, RHR (A) 停止時冷却モードによる原子炉除熱を行う。
	RHR (B) による原子炉除熱	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, RHR (B) 停止時冷却モードによる原子炉除熱を行う。
	CUW (A) による原子炉除熱	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, CUW非再生Hx (A) を用いた原子炉除熱を行う。
	CUW (B) による原子炉除熱	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, CUW非再生Hx (B) を用いた原子炉除熱を行う。
	RHR (A系) によるS/P除熱	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに, 代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し, RHR (A) によりS/Pの除熱を行う。



手順項目		項目概要
除熱	RHR (B系) によるS/P除熱	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに、代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し、RHR (B) によりS/Pの除熱を行う。
	RHR (A系) によるSFP除熱	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに、代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し、RHR (A) によりSFPの除熱を行う。
	RHR (B系) によるSFP除熱	ガスタービン発電機 (GTG) によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに、代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し、RHR (B) によりSFPの除熱を行う。
	FPCによるSFP除熱	ガスタービン発電機 (GTG)、電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに、代替熱交換器車等により補機冷却水を確保し、FPC (A) によりSFPの除熱を行う。
水源確保	MUWPポンプによるCSPへの補給	電源車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し、純水タンクを水源としてMUWPポンプにより復水貯蔵槽へ補給する。
	可搬型代替注水ポンプ (消防車) によるCSPへの補給	可搬型代替注水ポンプ (消防車) により防火水槽または海水を水源として復水貯蔵槽へ補給する。
代器替計	可搬計測器によるパラメータ計測	可搬計測器を使用し、各種パラメータを計測する。

手順項目		項目概要
被ばく防止	MCR空調 (A系) 運転	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により空調機・ダンパの駆動電源を確保し, 再循環運転を行う。またMCR空調の再循環運転では中央制御室内のCO <sub>2</sub> 濃度が上昇し酸素濃度の低下を招くことから「中操隔離時のCO <sub>2</sub> 濃度の推移」を参考に外気取り入れを行いCO <sub>2</sub> 濃度の上昇を緩和する。
	MCR空調 (B系) 運転	ガスタービン発電機 (GTG) , 電源車により空調機・ダンパの駆動電源を確保し, 再循環運転を行う。またMCR空調の再循環運転では中央制御室内のCO <sub>2</sub> 濃度が上昇し酸素濃度の低下を招くことから「中操隔離時のCO <sub>2</sub> 濃度の推移」を参考に外気取り入れを行いCO <sub>2</sub> 濃度の上昇を緩和する。
燃料移送	DG (A) 系燃料移送ポンプ (A) 吸込ライン切替	燃料移送ポンプ (A) の吸込ラインを切替ることにより軽油タンク (B) から燃料デイトank (A) への燃料補給をする。
	DG (B) 系燃料移送ポンプ (B) 吸込ライン切替	燃料移送ポンプ (B) の吸込ラインを切替ることにより軽油タンク (A) から燃料デイトank (B) への燃料補給をする。
	DG (C) 系燃料移送ポンプ (C) 吸込ライン切替	燃料移送ポンプ (C) の吸込ラインを切替ることにより軽油タンク (B) から燃料デイトank (C) への燃料補給をする。
	燃料デイトank (A) への燃料補給	燃料移送ポンプ (B) (C) を使用し, 燃料デイトank (A) への燃料補給する。
	燃料デイトank (B) への燃料補給	燃料移送ポンプ (A) (C) を使用し, 燃料デイトank (B) への燃料補給する。
	燃料デイトank (C) への燃料補給	燃料移送ポンプ (A) (B) を使用し, 燃料デイトank (C) への燃料補給する。

1-1 「AM操作方針の全体流れ図」



1-2 注水-1「損傷炉心への注水」

1-3 注水-2「長期の原子炉水位の確保」

1-4 注水-3a 「RPV破損前の下部D/W初期注水」

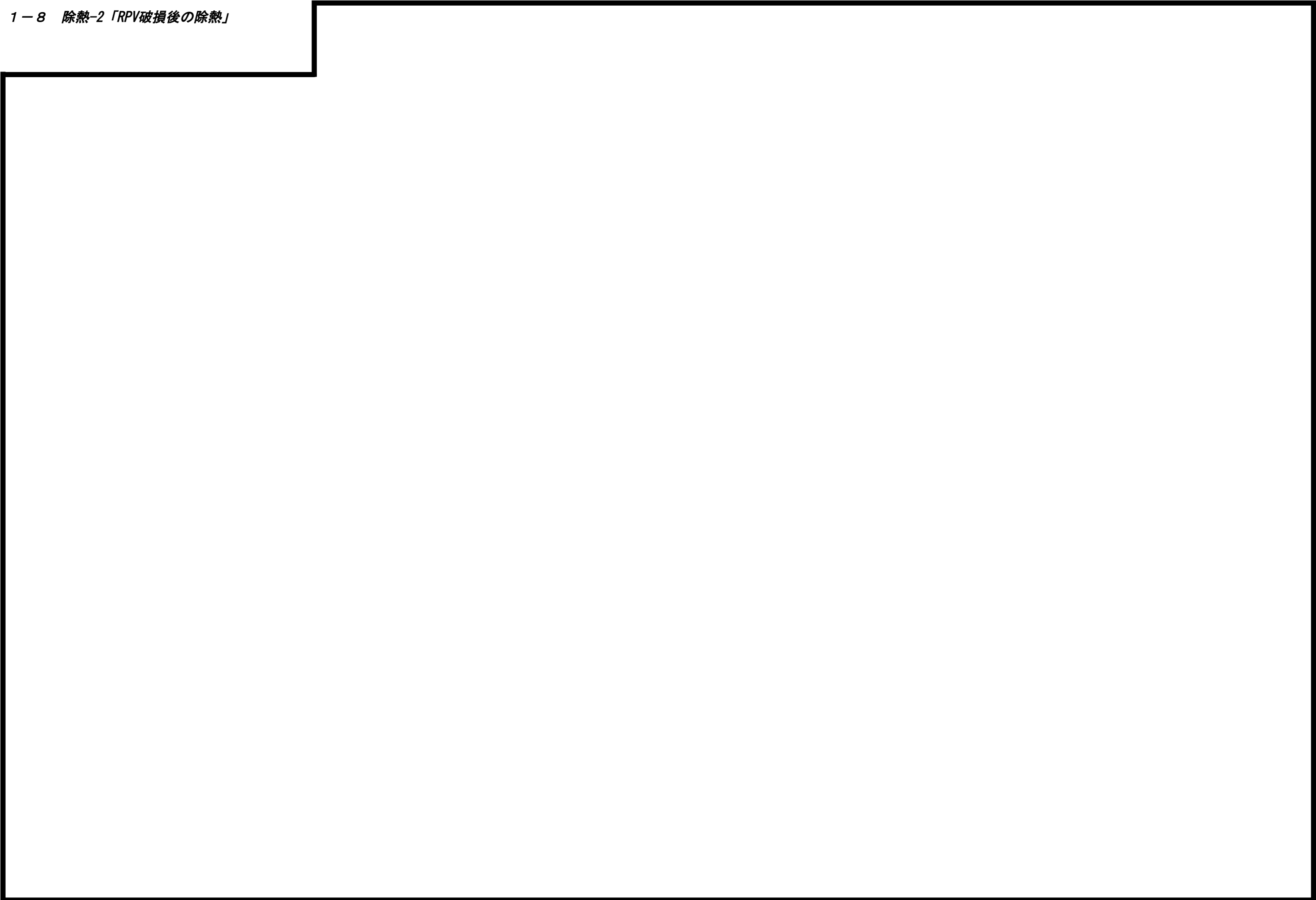
1-5 注水-3b 「RPV破損後の下部D/W注水」

1-6 注水-4「長期のRPV破損後の注水」



1-7 除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」

1-8 除熱-2「RPV破損後の除熱」



1-9 放出「PCV破損防止」

1-10 水素「R/B水素爆発防止」

## SOP 目的及び基本的な考え方 (7号炉の例)

ストラテジ名称	目的	移行条件	基本的な考え方
注水-1 「損傷炉心への注水」	<ul style="list-style-type: none"> <li>炉心損傷後、最初に実施されるストラテジであり、損傷炉心へ注水することによって損傷炉心の冷却を行い、RPVの破損を回避する。</li> </ul>		
注水-2 「長期の原子炉水位の確保」	<ul style="list-style-type: none"> <li>「注水-1」で原子炉水位がTAF以上に回復した場合には、原子炉の水位を長期的に確保する。</li> </ul>		
注水-3a 「RPV破損前の下部D/W初期注水」	<ul style="list-style-type: none"> <li>「注水-1」および「注水-2」において損傷炉心の冷却が確認できず、RPV破損に至る可能性のある場合に、あらかじめ下部D/W床に水を注水することで、放出されるデブリの冷却性向上および、D/W床コンクリートの浸食抑制を図る。</li> </ul>		
注水-3b 「RPV破損後の下部D/W注水」	<ul style="list-style-type: none"> <li>「注水-1」および「注水-2」においてRPVが破損し下部D/Wにデブリが流出した可能性のある場合に、デブリの冷却を行うため下部D/W床へ注水する。</li> </ul>		
注水-4 「長期のRPV破損後の注水」	<ul style="list-style-type: none"> <li>「注水-3b」から、RPV破損後の原子炉への注水を継続することで格納容器への放熱を抑制するとともに、デブリの冷却を行うため下部D/W注水を継続する。</li> </ul>		

## SOP 目的及び基本的な考え方 (7号炉の例)

ストラテジ名称	目的	移行条件	基本的な考え方
除熱-1 「損傷炉心冷却後の除熱」	<ul style="list-style-type: none"> <li>「注水-1」で原子炉水位が TAF 以上に回復した場合に、「注水-2」と並行して格納容器の除熱を行い、格納容器の健全性を維持する。</li> </ul>		
除熱-2 「RPV 破損後の除熱」	<ul style="list-style-type: none"> <li>「注水-3b」において RPV 破損後の下部 D/W 注水が行われた後、「注水-4」と並行して格納容器の除熱を行い、格納容器の健全性を維持する。</li> </ul>		
放出 「PCV 破損防止」	<ul style="list-style-type: none"> <li>「注水-1」導入と同時に導入されるストラテジであり、PCV の健全性を適宜確認する。</li> <li>「注水-2」「注水-4」「除熱-1」「除熱-2」において S/P 水位が外部注水制限に達し、PCV 圧力が上昇し PCV 破損に至る可能性がある場合に、PCV ベントを実施する。また、PCV からの異常な漏えいを認知した場合に、PCV からの漏えい影響を抑制するため PCV ベントを実施する。</li> <li>水素濃度及び酸素濃度を監視し、酸素濃度が 4.6%以上に上昇してきた場合、水素及び酸素を放出することにより PCV 破損を防止する。</li> </ul>		
水素 「R/B 水素爆発防止」	<ul style="list-style-type: none"> <li>「注水-1」導入と同時に導入されるストラテジであり、R/B の水素濃度を監視すると共に、R/B ループベント実施にて R/B の水素爆発を防止する。</li> </ul>		

## SOP 『注水- 1 損傷炉心への注水』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
初期注水	1-1	原子炉圧力 0.49 MPa 未満	・ 原子炉圧力	
	1-2	高圧注水系統使用可能	・ 高圧注水系の作動状況	
	1-3	低圧注水系統使用可能	・ 低圧注水系の作動状況	

## SOP 『注水-1 損傷炉心への注水』操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
初期注水	1-4	原子炉水位の減圧基準水位到達	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位</li> </ul>	
炉心確認	2-1	損傷炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位</li> <li>原子炉への注水量</li> <li>原子炉圧力容器下鏡部表面温度</li> <li>原子炉スクラム後の経過時間</li> </ul>	
	2-2	RPV 健全	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力</li> <li>ドライウエル圧力</li> <li>下部 D/W 雰囲気温度</li> <li>サプレッションプール水温</li> <li>ドライウエル水素濃度</li> <li>原子炉水位</li> <li>制御棒位置の指示値</li> <li>RPV 下鏡部温度の指示値</li> </ul>	
損傷炉心への注水	3-1	D/W 雰囲気温度上昇継続及び除熱設備なし	<ul style="list-style-type: none"> <li>D/W 雰囲気温度</li> <li>除熱設備の有無</li> </ul>	
	3-2	RCW, RSW 起動	<ul style="list-style-type: none"> <li>RCW, RSW の運転状況</li> </ul>	



## SOP 『注水-2 長期の原子炉水位の確保』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
長期の原子炉水位の確保	1-1	原子炉水位確認可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位</li> <li>・原子炉への注水量</li> <li>・注水継続時間</li> </ul>	
	1-2	RHR 使用不可	<ul style="list-style-type: none"> <li>・RHR ポンプ, 主要弁, 制御電源の確認</li> </ul>	
炉心確認	2-1	損傷炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位</li> <li>・原子炉への注水量</li> <li>・原子炉圧力容器下鏡部表面温度</li> <li>・原子炉スクラム後の経過時間</li> </ul>	

## SOP 『注水-2 長期の原子炉水位の確保』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
炉心確認	2-2	RPV 健全	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉圧力</li> <li>・ドライウエル圧力</li> <li>・下部 D/W 雰囲気温度</li> <li>・サプレッションプール水温</li> <li>・ドライウエル水素濃度</li> <li>・原子炉水位</li> <li>・制御棒位置の指示値</li> <li>・RPV 下鏡部温度の指示値</li> </ul>	
	2-3	代替循環冷却移行不可	<ul style="list-style-type: none"> <li>・RHR(B)代替循環に係るラインが健全</li> <li>・RHRx(B)の冷却水に係るラインが健全</li> <li>・MUWC 起動可能</li> </ul>	
	2-4	外部水源注水制限到達	<ul style="list-style-type: none"> <li>・S/P 水位</li> </ul>	
ヒートシンク確保	3-1	RCW, RSW 復旧可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・RCW, RSW 設備状況</li> </ul>	

## SOP 『注水-4 長期の RPV 破損後の注水』 操作等判断基準一覧 (7 号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉注水	1-1	注水確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>注水系統の作動状況</li> </ul>	
長期の RPV 破損後の注水	2-1	RHR 使用不可	<ul style="list-style-type: none"> <li>RHR ポンプ, 主要弁, 制御電源の確認</li> </ul>	
	2-2	代替循環冷却移行不可	<ul style="list-style-type: none"> <li>RHR (B) 代替循環に係るラインが健全</li> <li>RHRx (B) の冷却水に係るラインが健全</li> <li>MUWC 起動可能</li> </ul>	
	2-3	外部水源注水制限	<ul style="list-style-type: none"> <li>S/P 水位</li> </ul>	
	2-4	D/W 雰囲気温度上昇継続及び除熱設備なし	<ul style="list-style-type: none"> <li>D/W 雰囲気温度</li> <li>除熱設備の有無</li> </ul>	
ヒートシンク確保	3-1	RCW, RSW 復旧可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>RCW, RSW 設備状況</li> </ul>	

## SOP 『除熱-1 損傷炉心冷却後の除熱』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	1-1	RHR 使用不可	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RHR ポンプ, 主要弁, 制御電源の確認</li> </ul>	
	1-2	RPV 水位 L-3~L-8 安定	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉水位</li> </ul>	
	1-3	格納容器圧力 465 kPa 以上または格納容器温度 190 °C以上	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PCV 圧力</li> <li>・ PCV 温度</li> </ul>	
	1-4	代替循環冷却移行不可	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RHR (B) 代替循環に係るラインが健全</li> <li>・ RHRx (B) の冷却水に係るラインが健全</li> <li>・ MUWC 起動可能</li> </ul>	
	1-5	FCS 起動可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ FCS プロパ, 主要弁, 制御電源の確認</li> </ul>	
	1-6	RHR による除熱達成	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RHR 系統流量</li> <li>・ RHR 熱交換器入口温度, 出口温度</li> <li>・ D/W 圧力, 雰囲気温度</li> <li>・ S/C 圧力, 雰囲気温度</li> </ul>	

## SOP 『除熱-1 損傷炉心冷却後の除熱』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	1-7	外部水源注水制限到達	・ S/P 水位	
スイッチング	2-1	原子炉水位確認可能	・ 原子炉水位	
	2-2 2-3	ヒートシンク確保	・ RCW, RSW 起動 ・ 代替熱交換器使用	
	2-4	MUWC による除熱達成	・ MUWC 系統流量 ・ 熱交換器入口温度, 出口温度 ・ D/W 圧力, 雰囲気温度 ・ S/C 圧力, 雰囲気温度	

## SOP 『除熱-2 S/P 水源による RPV 破損後除熱』 操作等判断基準一覧 (7 号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
RPV 破損後の除熱	1-1	RHR 使用不可	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RHR ポンプ, 主要弁, 制御電源の確認</li> </ul>	
	1-2	格納容器圧力 465 kPa 以上または格納容器温度 190 °C 以上	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PCV 圧力</li> <li>・ PCV 温度</li> </ul>	
	1-3	代替循環冷却移行不可	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RHR (B) 代替循環に係るラインが健全</li> <li>・ RHRx (B) の冷却水に係るラインが健全</li> <li>・ MUWC 起動可能</li> </ul>	
	1-4	ヒートシンク確保	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RCW, RSW 起動</li> <li>・ 代替熱交換器使用</li> </ul>	
	1-5	FCS 起動可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ FCS プロワ, 主要弁, 制御電源の確認</li> </ul>	
	1-6	RHR による除熱達成	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RHR 系統流量</li> <li>・ RHR 熱交換器入口温度, 出口温度</li> <li>・ D/W 圧力, 雰囲気温度</li> <li>・ S/C 圧力, 雰囲気温度</li> </ul>	
	1-7	外部水源注水制限到達	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ S/P 水位</li> </ul>	

## SOP 『除熱-2 S/P 水源による RPV 破損後除熱』 操作等判断基準一覧 (7 号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
代替循環冷却	2-1	MUWC による除熱達成	<ul style="list-style-type: none"><li>・ MUWC 系統流量</li><li>・ 熱交換器入口温度, 出口温度</li><li>・ D/W 圧力, 雰囲気温度</li><li>・ S/C 圧力, 雰囲気温度</li></ul>	

## SOP 『放出 PCV 破損防止』 操作等判断基準一覧 (7号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
PCV ベント	1-1	RHR もしくは代替循環による除熱達成	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RHR 系統流量</li> <li>・ RHR 熱交換器入口温度, 出口温度</li> <li>・ D/W 圧力, 雰囲気温度, 水位</li> <li>・ S/C 圧力, 雰囲気温度</li> <li>・ S/P 水位, 水温</li> <li>・ R/B 放射能レベル</li> </ul>	
	1-2	水素濃度 < 10%	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ D/W 水素濃度</li> <li>・ S/C 水素濃度</li> </ul>	
	1-3	PCV スプレー停止条件到達	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ D/W 圧力</li> <li>・ S/C 圧力</li> </ul>	
PCV 水素・酸素濃度制御	2-1	CAMS 起動	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ CAMS 運転状況</li> </ul>	
	2-2	FCS 起動可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ FCS 設備状況</li> <li>・ FCS 設備受電状況</li> </ul>	
	2-3	PCV 圧力 FCS 制限圧力以下維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ D/W 圧力</li> <li>・ S/C 圧力</li> </ul>	



## SOP 『放出 PCV 破損防止』 操作等判断基準一覧 (7 号炉の例)

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
PCV 水素・酸素 濃度制御	2-4	FCS 制限圧力以下	・ D/W 圧力 ・ S/C 圧力	
	2-5	PCV 水素・酸素放出 移行条件以下	・ PCV 水素濃度 ・ PCV 酸素濃度	

## 緊急時対策本部運営要領と主な機能組織ガイド

## 【緊急時対策本部運営要領】

発電所において原子力災害指針に基づく事象が発生した場合、原子力警戒態勢の発令を行う事象の対応を行う。本要領は、原子力警戒態勢の発令から解除までの発電所緊急対策組織が実施する基本的な事項について定めたものであり、具体的な実施事項は事象の内容によりそれぞれの各機能組織が定めるガイドを用いて事態の対応並びに進展防止・収束を行う。

ガイド項目	項目概要
緊急時組織活動ガイド	発電所緊急時対策組織が達成すべきの共通目標や組織の体制、緊急事態における組織の運営の基本を定めたガイド。 (例) 緊急時対応の目標、ICS体制
号機班ガイド	当直員との通話またはその他の手段を用いて事故状況を把握するとともに、プラントパラメータを入手して緊急時対策本部で共有するなどの運転員を除いた号機班活動内容を定めたガイド。 (例) タンク水位遠隔監視
復旧班ガイド	復旧班が行う活動のうち、運転員との連携を含まない活動内容を定めたガイド。 (例) 給油計画立案手順、ホイールローダ用遮へい取付手順、照明設置手順 ※電源復旧、水源確保、燃料補給に関する手順は、「多様なハザード対応手順」に定める。
計画班ガイド	事故状況の把握評価および事故影響範囲の推定など計画班の活動を定めたガイド。 (例) 原子炉水位/有効燃料頂部(TAF)到達時間予測、格納容器最高使用圧力(1Pd)到達時間予測
保安班ガイド	放出量評価および評価のためのデータ採取・分析、環境モニタリング、被ばく線量評価および出入り管理所の設置等の放射線に関わる保安班の活動を定めたガイド。 (例) 環境影響評価システムによる評価、モニタリングポスト代替測定、緊急時による出入り管理所の設営
資材班ガイド	資機材の確保、輸送および社外機動力の確保要請等を迅速に対応するための資材班の活動を定めたガイド。 (例) 契約業者からの燃料受け入れ
総務班ガイド	緊急時対策本部の設置、食料調達、医療活動および避難誘導等に関わる総務班の活動を定めたガイド。 (例) 免震棟ガスタービン発電機手動起動手順、緊急時における備蓄食糧に関する対応手順、緊急時対策本部機能の移設手順

## 多様なハザード対応手順一覧(7号炉の例)

手順項目		項目概要
炉心冷却	可搬型直流電源装置による原子炉隔離時冷却系の復旧	代替直流電源設備（常設又は可搬型）を常設直流電源に接続し、原子炉隔離時冷却系の起動に必要な電源を供給することで、原子炉隔離時冷却系により原子炉を冷却する。
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系の復旧	代替交流電源設備（常設又は可搬型）を充電器経由で常設直流電源に接続し、原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系の起動に必要な電源を供給することで、原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系により原子炉を冷却する。
格納容器機能維持	代替原子炉補機冷却系による除熱	代替原子炉補機冷却系によりサブプレッション・プールへ蓄積された熱を最終ヒートシンク（海洋）へ輸送する。
	フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り	原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置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。
	フィルタベント水位調整（水張り）	フィルタ装置水位が「 <input type="text"/> mm（通常水位）※1」を下回り「 <input type="text"/> mm（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。
	フィルタベント水位調整（水抜き）	フィルタ装置水位が「 <input type="text"/> mm（上限水位）」に到達した場合及び金属フィルタ差圧が「 <input type="text"/> kPa」に到達した場合は、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。
	フィルタベント停止後のN2パージ	原子炉格納容器ベント停止後は、配管内に残留する水素による燃焼防止と、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ジを実施する。
	大容量送水車による補機冷却水確保	残留熱除去系等を海水で直接冷却するため、原子炉補機冷却水系の系統構成を行い、大容量送水車を用いて補機冷却水を供給する。
	代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保	代替原子炉補機冷却系を用いた補機冷却水確保のため、原子炉補機冷却水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。
	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による冷却	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）にて格納容器へのスプレイを実施し、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
	格納容器下部注水系（可搬型）によるデブリ冷却	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、格納容器下部注水系（可搬型）にて原子炉格納容器下部へ注水する。
原子炉建屋損傷防止	格納容器頂部注水系による原子炉ウェル注水（淡水/海水）	格納容器の頂部を冷却することで原子炉格納容器から原子炉建屋への水素漏えいを抑制し、原子炉建屋の水素爆発を防止するため、代替淡水源を水源として可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により専用の注水ラインから原子炉ウェルに注水する。
	原子炉建屋トップベント	原子炉建屋内に漏えいした水素がオペレーティングフロア内で成層化した場合、オペレーティングフロア天井部の水素を外部へ排出するため原子炉建屋トップベントを開放し、水素の建屋内滞留を防止する。

## 多様なハザード対応手順一覧(7号炉の例)

手順項目		項目概要
S F P 冷 却	燃料プール代替注水系(可搬型)による常設スプレィヘッドを使用した使用済燃料プールスプレィ(淡水/海水)	使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷を緩和し、臨界を防止するため代替注水系(可搬型)にて使用済燃料プール常設スプレィヘッドによりスプレィする。
	燃料プール代替注水系(可搬型)による可搬型スプレィヘッドを使用した使用済燃料プール注水(淡水/海水)	使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷を緩和し、臨界を防止するため代替注水系(可搬型)にて使用済燃料プール可搬型スプレィヘッドによりスプレィする。
放 射 性 物 質 の 拡 散 を 抑 制	大容量送水車及び放水砲による大気への拡散抑制	原子炉施設外へ放射性物質の拡散を抑制するため大容量送水車、放水砲により原子炉建屋に放水する。
	放射性物質吸着材による海洋への拡散抑制	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損に至った場合において、放水設備の影響により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、放射性物質吸着材により汚染水の海洋への拡散抑制を行う。
	汚濁防止膜による海洋への拡散抑制	使用済燃料プール内燃料体の著しい損傷に至った場合において、放水設備の影響により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定した、汚濁防止膜による汚染水の海洋への拡散範囲抑制を行う。
	化学消防自動車、高所放水車等による泡消火及び延焼防止処置	原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において、化学消防自動車及び水槽付消防ポンプ自動車、高所放水車により初期対応における泡消火及び延焼防止処置を行う。
	大容量送水車、放水砲、泡原液搬送車及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火	原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において、大容量送水車、放水砲、泡原液搬送車及び泡原液混合器による泡消火を行う。
水 源	可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	復水貯蔵槽を水源とした原子炉への注水等の対応を実施している場合に、復水貯蔵槽への補給手段がないと復水貯蔵槽水位は低下し、水源が枯渇するため、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽補給を実施する。
	純水補給水系による復水貯蔵槽への補給	復水貯蔵槽を水源とした原子炉への注水等の対応を実施している場合に、復水貯蔵槽への補給手段がないと復水貯蔵槽水位は低下し、水源が枯渇するため、純水移送ポンプの電源を仮設発電機により確保し、純水補給水系による復水貯蔵槽への補給を実施する。
	淡水貯水池から防火水槽への補給	防火水槽を水源として可搬型代替注水ポンプ(A-2級)より各種注水/補給を行う場合に防火水槽の水が枯渇する前に淡水貯水池の水を防火水槽へ補給する。
	海水を利用した防火水槽への補給	淡水貯水池又は淡水タンク(純水タンク・ろ過水タンク)から防火水槽への補給が不可能となる恐れがある場合に、海水取水ポンプにより海水を防火水槽へ補給する。
	可搬型代替注水ポンプによる防火水槽への海水補給	淡水貯水池又は淡水タンク(純水タンク・ろ過水タンク)から防火水槽への補給が不可能となる恐れがある場合に、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)により海水を防火水槽へ補給する。
	淡水貯水池から淡水タンクへの補給	淡水タンク(純水タンク・ろ過水タンク)を水源として各種注水/補給を行う場合に淡水タンクの水が枯渇する前に淡水貯水池の水を淡水タンクへ補給する。

## 多様なハザード対応手順一覧(7号炉の例)

手順項目		項目概要
電源確保	第二ガスタービン発電機による緊急用 M/C 受電	第二ガスタービン発電機を起動し、緊急用 M/C を受電する。
	電源車による緊急用 M/C 受電	第二ガスタービン発電機が使用できない場合に、電源車を起動し、緊急用 M/C を受電する。
	電源車による P/C 7C-1 及び P/C 7D-1 受電	全交流電源の喪失後、設計ベースの恒設設備及び緊急用 M/C による P/C 7C-1 及び P/C 7D-1 の受電が見込めない場合、可搬型代替交流電源設備[電源車]を所内電源系に繋ぎ込み、必要な非常用電源盤を受電する。
	各号炉非常用ディーゼル発電機による緊急用 M/C 受電	第二ガスタービン発電機、電源車及び健全号炉(6号炉)の非常用ディーゼル発電機から緊急用 M/C 受電不可時、予備号炉間電力融通ケーブルを使用し健全号炉の非常用ディーゼル発電機により緊急用 M/C を受電する。
	可搬型直流電源設備による給電	非常用の常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備が機能喪失した場合に、可搬型直流電源設備により直流電源を必要な機器に給電する。
	直流給電車による直流 125V 主母線盤 7A 給電	非常用の常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備が機能喪失した場合で、かつ可搬型直流電源設備による直流電源の給電が不可の場合に、直流給電車を直流 125V 主母線盤 7A に接続し、直流電源を給電する。
	AM 用 MCC 受電 (電源車からの受電)	非常用所内電気設備 M/C(C) 及び (D) の機能が喪失した場合、可搬型代替交流電源設備から代替所内電気設備へ給電する。
状態監視	重要監視計器復旧	重要パラメータ監視計器は、多重化された直流電源設備を電源としているが、万が一、直流電源喪失に至った場合は、代替監視計器を接続する。
その他	非常用 D/G 軽油タンクからタンクローリーへの給油	全交流電源喪失の際、非常用ディーゼル発電機軽油タンクから車両系設備への給油用タンクローリーに給油する。
	タンクローリーから各機器等への給油	全交流電源喪失の際、原子炉等の冷却を実施するための車両系設備に対して、タンクローリーを用いて燃料の給油を行う。
	アクセスルート確保 (瓦礫除去、段差復旧、陥没箇所復旧)	緊急時対策本部からプラントまでのアクセスルートの健全性を確認し、緊急車両等の通行に支障がある場合は、瓦礫除去、段差復旧および陥没箇所復旧等の必要な対応を行う。
	降雪・降灰対応手順	雪または灰の除去を行う。また、降灰により非常用 D/G 等の給気フィルターが詰まる場合にはフィルターの交換、清掃を行う。

EOP/SOP フローチャート凡例

	記号	説明		記号	説明
1		<ul style="list-style-type: none"> <li>他の制御からの導入 (常に左から入る)</li> <li>○内は矢羽根連携ナンバーを記載</li> </ul>	1 3		<ul style="list-style-type: none"> <li>パラメータ別の移行先</li> </ul>
2		<ul style="list-style-type: none"> <li>他の制御への移行 (常に右へ出る)</li> <li>○内は矢羽根連携ナンバーを記載</li> </ul>	1 4		<ul style="list-style-type: none"> <li>Yになる前に事前に操作、判断</li> <li>Xになる前に事前に操作、判断</li> </ul>
3		<ul style="list-style-type: none"> <li>主制御名称</li> </ul>	1 5		<ul style="list-style-type: none"> <li>操作毎に特記すべき注意書</li> </ul>
4		<ul style="list-style-type: none"> <li>各制御名称</li> </ul>	1 6		<ul style="list-style-type: none"> <li>制御導入条件補足</li> </ul>
5		<ul style="list-style-type: none"> <li>各EOP制御から「スクラム」(RC)へ脱出するための条件</li> <li>条件の内、一つでも満足された場合は「スクラム」(RC)へ脱出する</li> <li>フローシートの上部に置き、指揮者の常時監視項目である</li> </ul>	1 7		<ul style="list-style-type: none"> <li>フローチャート別, 注意事項-1</li> <li>注意事項の解説がある項目については、注意事項の枠内で #4と二重の記載がある</li> </ul>
6		<ul style="list-style-type: none"> <li>「スクラム」(RC)以外の制御へ移行するための条件</li> <li>この条件が成立した場合、他の制御へ移行する</li> <li>フローシートの関係箇所へ置き、指揮者の常時監視項目である</li> </ul>	1 8		<ul style="list-style-type: none"> <li>フローチャート別, 図-1</li> </ul>
7		<ul style="list-style-type: none"> <li>確認</li> </ul>	1 9		<ul style="list-style-type: none"> <li>操作及び確認目的の視認性向上を目的に下線を使用する</li> </ul>
8		<ul style="list-style-type: none"> <li>操作</li> </ul>	2 0		<ul style="list-style-type: none"> <li>各操作ステップ間の連絡線には移行方向を明確にするため三角矢印を適所に用いる</li> </ul>
9		<ul style="list-style-type: none"> <li>TSCの指示によって実施する操作</li> </ul>	2 1		<ul style="list-style-type: none"> <li>各操作ステップ間の連絡線の曲り箇所は、ステップ記号の視認性向上を目的に曲線とする</li> </ul>
1 0		<ul style="list-style-type: none"> <li>操作判断</li> </ul>	2 2		<ul style="list-style-type: none"> <li>各制御又は各ステップ操作、確認等が並行操作であり、且つ優先順位がある場合には、左から優先順位順に記載する</li> </ul>
1 1		<ul style="list-style-type: none"> <li>待ち (監視操作継続)</li> <li>脱出条件又は移行条件が満足されるまで監視操作継続</li> <li>操作が遂行できなければ (NO) 次の操作へ移行する</li> </ul>	2 3		<ul style="list-style-type: none"> <li>操作ステップ内の目的操作、確認等に優先順位がある場合には、丸数字により優先順位を記載する</li> </ul>
1 2		<ul style="list-style-type: none"> <li>判断</li> </ul>			

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。

## 柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉

有効性評価における重大事故対応時の手順について

## 目 次

1. 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
  - 1.1 高圧・低圧注水機能喪失
  - 1.2 高圧注水・減圧機能喪失
  - 1.3 全交流動力電源喪失
  - 1.4 崩壊熱除去機能喪失
    - 1.4.1 取水機能が喪失した場合
    - 1.4.2 残留熱除去系が故障した場合
  - 1.5 原子炉停止機能喪失
  - 1.6 LOCA時注水機能喪失
  - 1.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）
  
2. 重大事故
  - 2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
  - 2.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
  - 2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
  - 2.4 水素燃焼
  - 2.5 格納容器直接接触（シェルアタック） ※対象なし
  - 2.6 熔融炉心・コンクリート相互作用
  
3. 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
  - 3.1 想定事故1
  - 3.2 想定事故2



# 1.1 高圧・低圧注水機能喪失

## 特徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故 (LOCA を除く) の発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

## 基本的な考え方

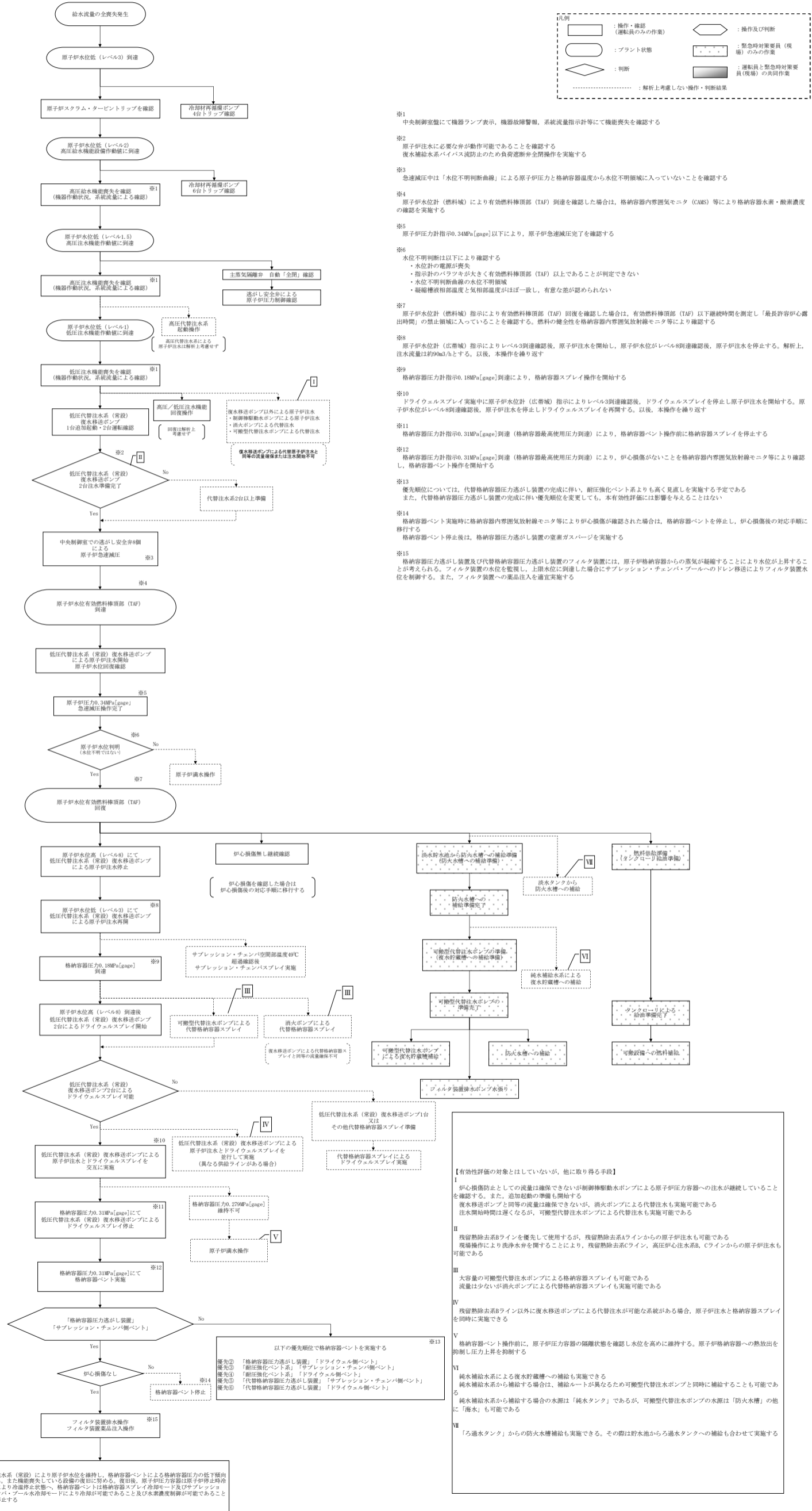
逃がし安全弁の自動開操作により原子炉減圧し、減圧後に低圧代替注水系 (常設) により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。

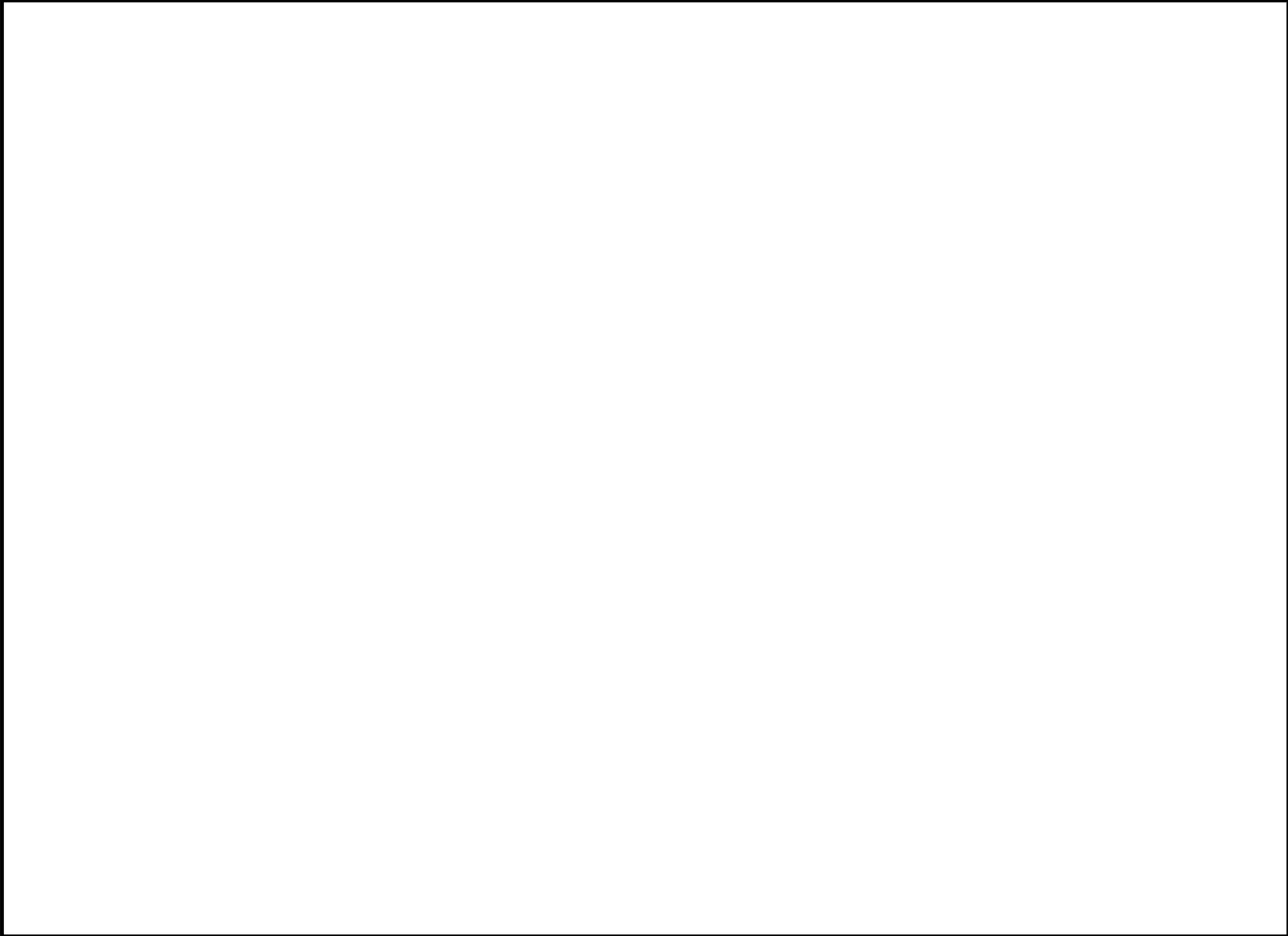
また、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

## 対応手順の概要

- 原子炉スクラム確認
- 高圧・低圧注水機能喪失確認
- 逃がし安全弁による原子炉急速減圧
- 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水
- 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却
- 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

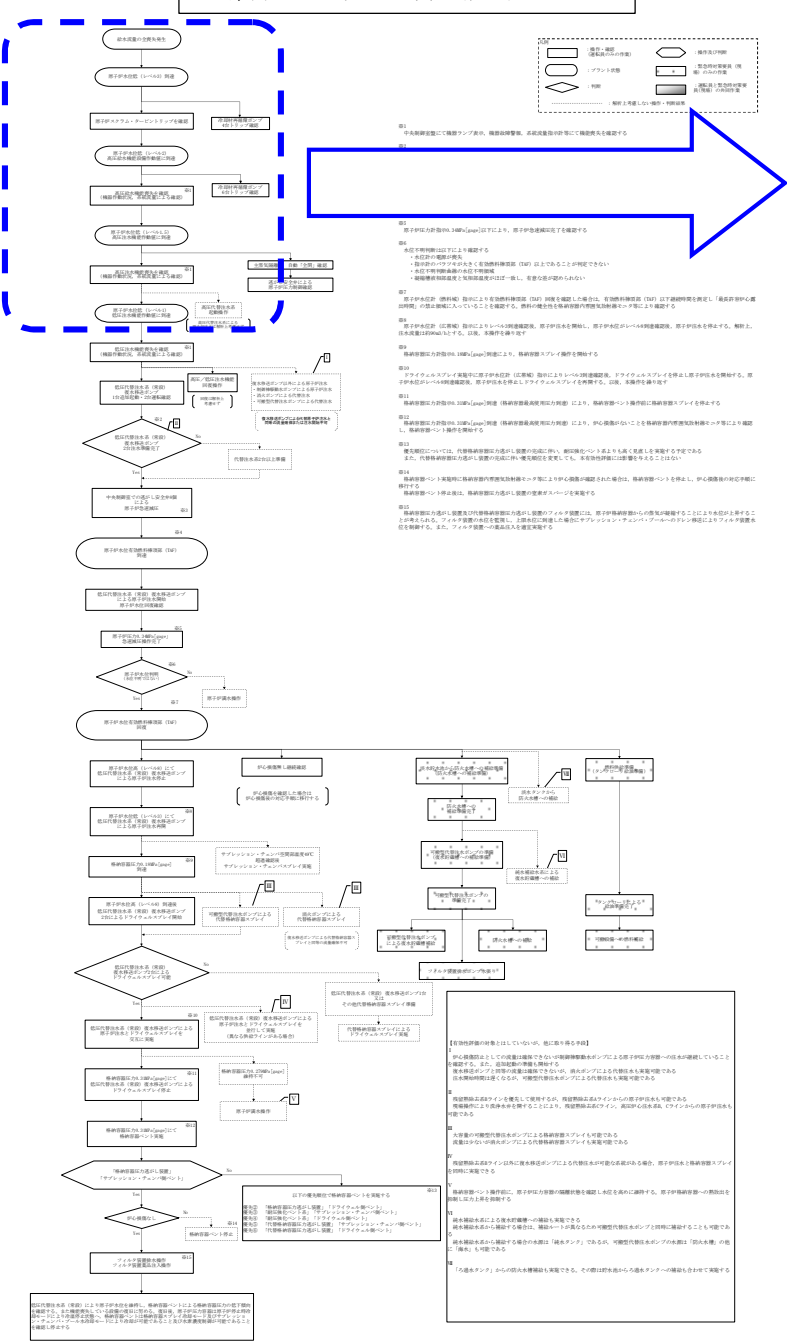
## 解析上の対応手順の概要フロー





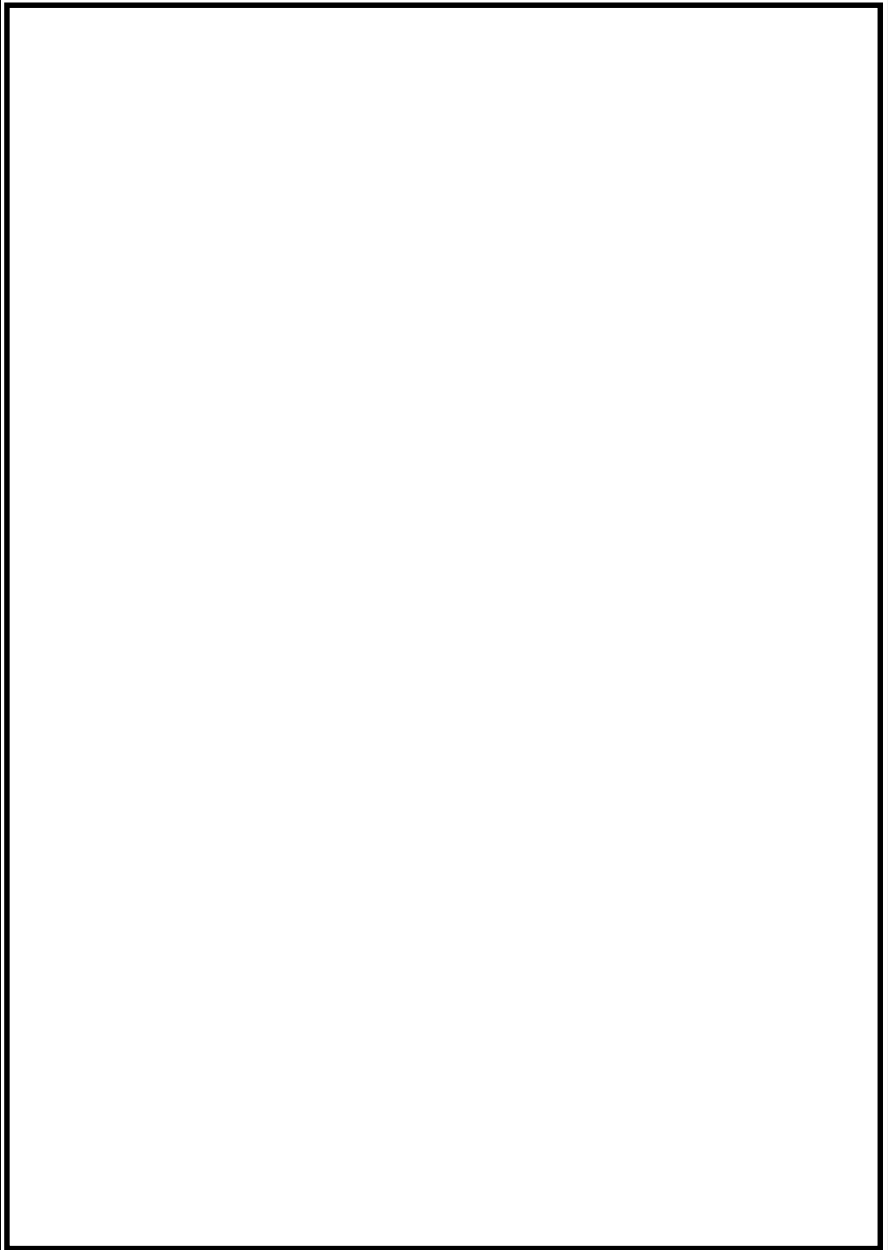


### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 原子炉制御 「スクラム」



### 操作補足事項

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

全給水喪失していることから、原子炉水位レベル2で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、レベル1.5で高圧炉心注水系が自動起動するが、高圧注水機能喪失により、原子炉への注水が不可となる。

**原子炉水位をレベル3～レベル8に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。**

### 多様なハザード対応手順





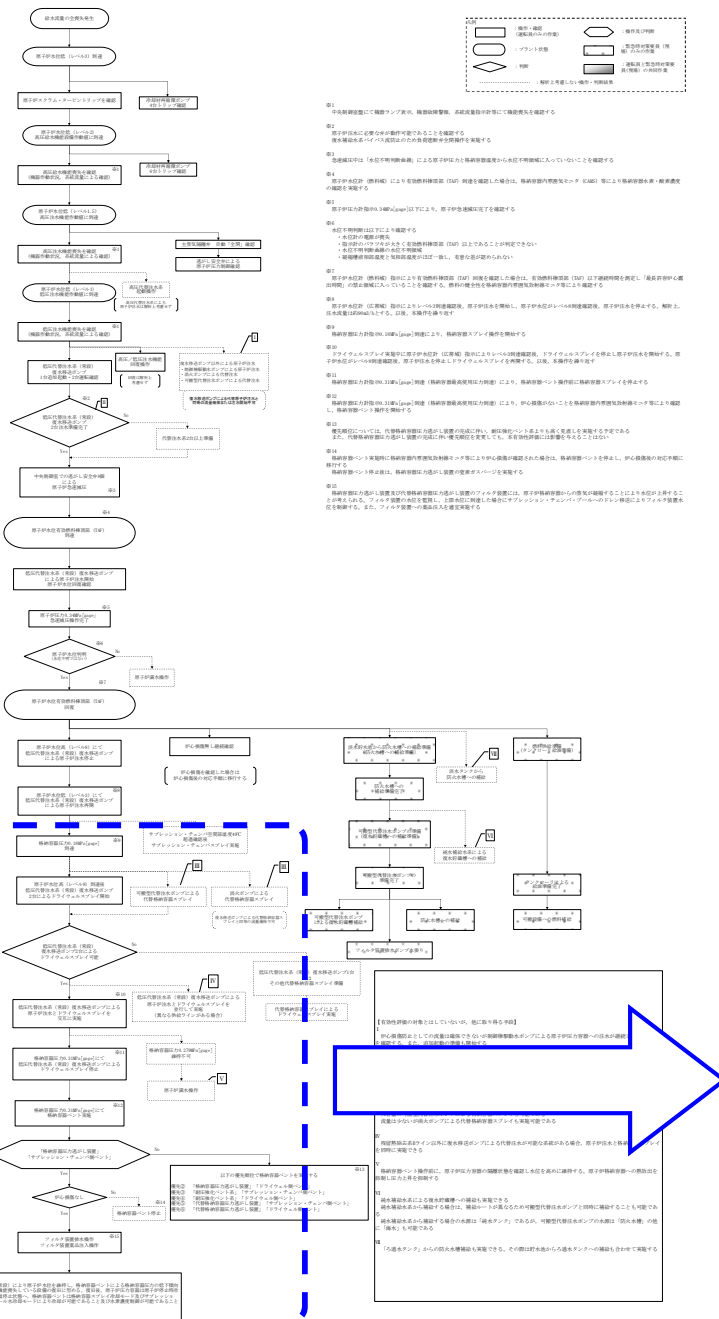








解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」  
格納容器制御 「PCV 圧力制御」



操作補足事項

サブプレッション・プール圧力が 180kPa [gage] に到達したら、低圧代替注水系 (復水移送ポンプ) による原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイ (復水移送ポンプ) を実施する。

以降、原子炉水位がレベル 3 まで低下したら、低圧代替注水系 (復水移送ポンプ) による原子炉注水を再開し、原子炉水位がレベル 8 まで上昇したら、代替格納容器スプレイ (復水移送ポンプ) を再開することを繰り返す。

サブプレッション・プール圧力が 310kPa [gage] に到達したら、格納容器ベントを実施する。

多様なハザード対応要領

## 1.2 高圧注水・減圧機能喪失

### 特徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能が喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

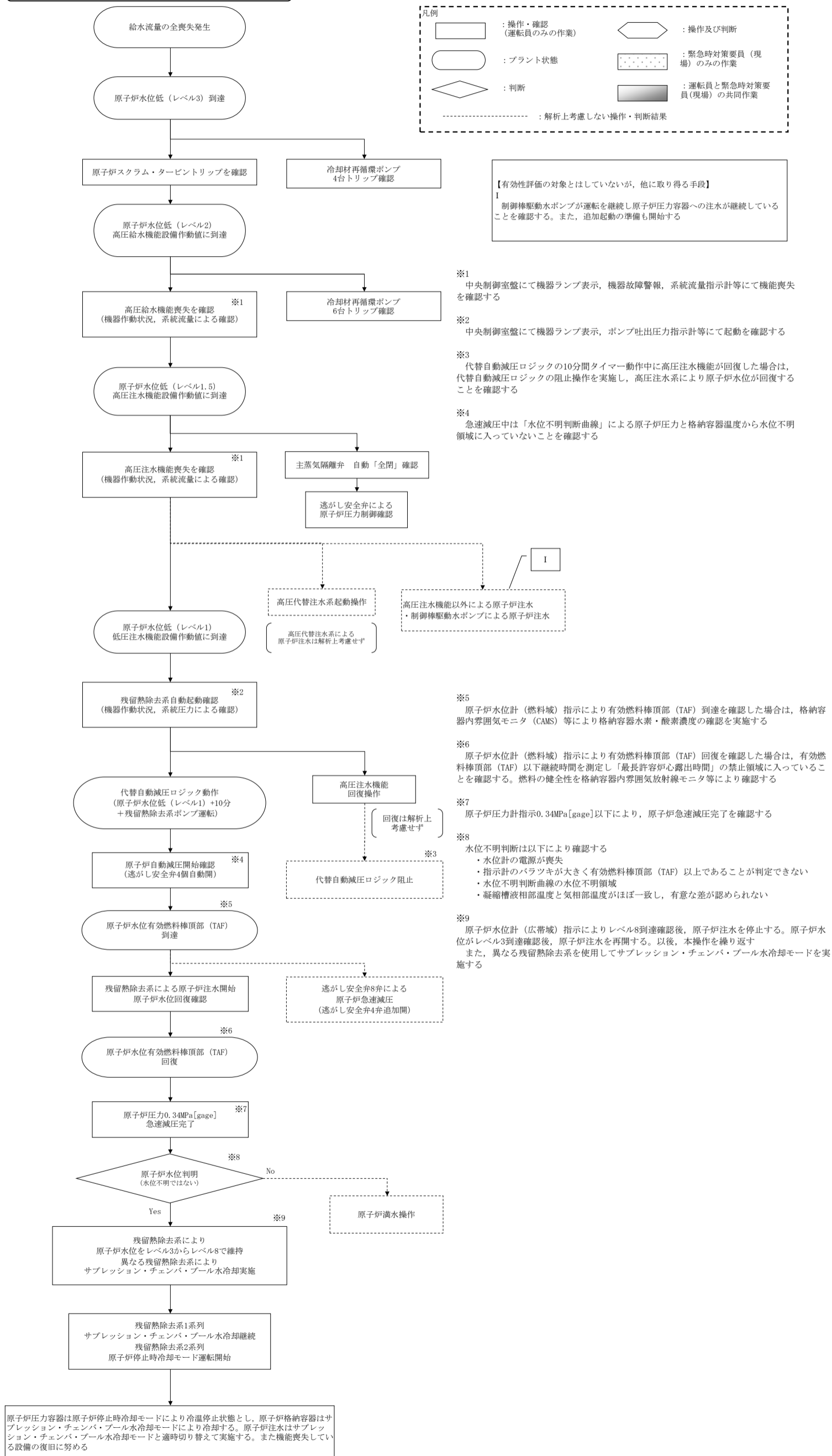
### 基本的な考え方

代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁により原子炉減圧し、減圧後に残留熱除去系(低圧注水モード)により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。

### 対応手順の概要

- 原子炉スクラム確認
- 高圧注水機能喪失確認
- 代替自動減圧ロジック動作確認
- 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水
- 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)運転
- 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転

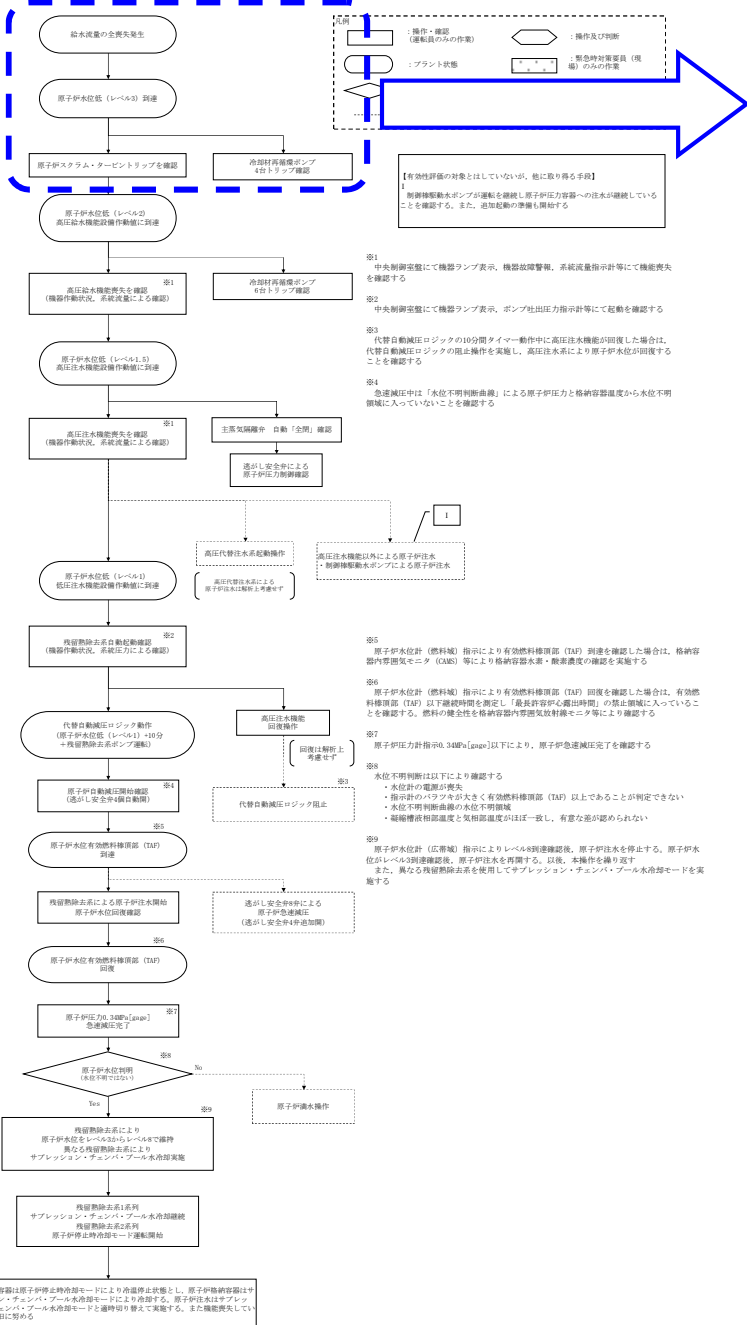
### 解析上の対応手順の概要フロー





# 詳細手順説明

## 解析上の対応手順の概要フロー



## 事故時運転操作手順書

### 事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」 「給水全喪失」



事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」  
「給水全喪失」

このページは、事故時運転操作手順書の「給水全喪失」事象ベースのAOP (Action Plan) を示しています。詳細な手順は右側の「操作補足事項」および「多様なハザード対応手順」を参照してください。

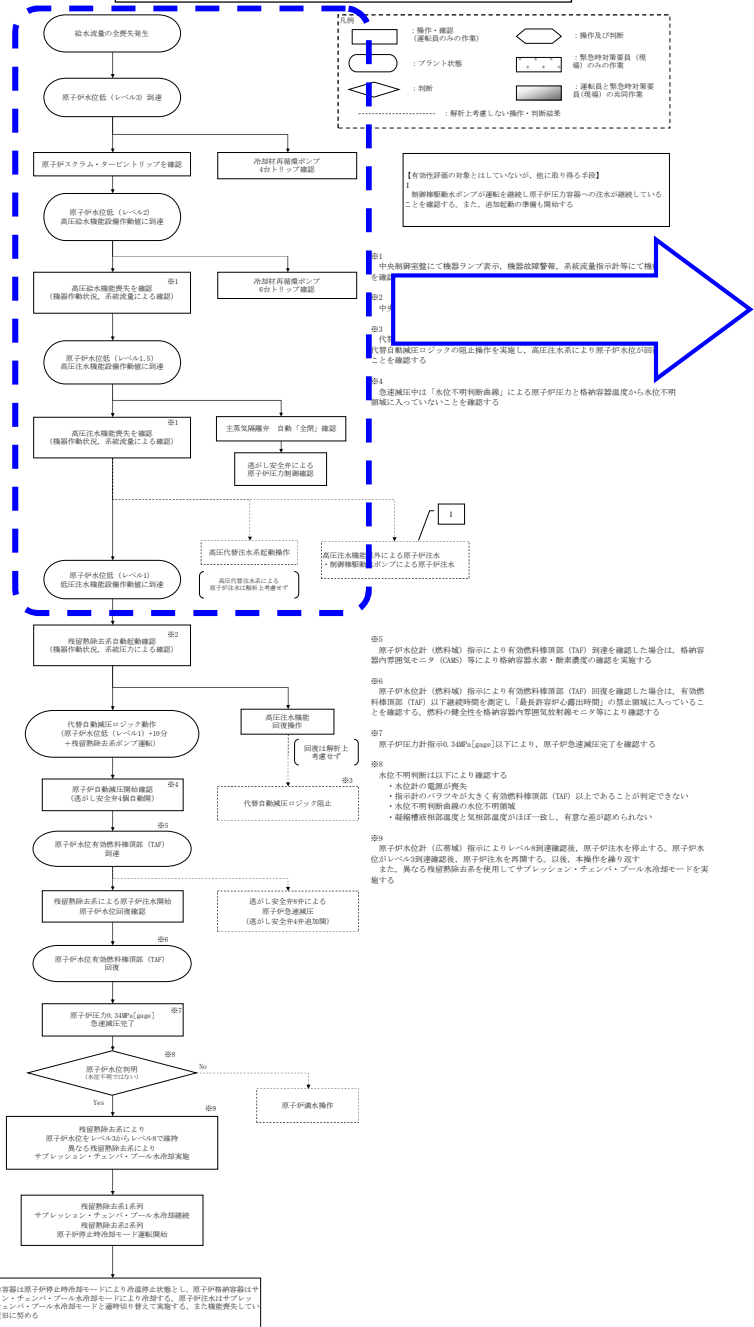
## 操作補足事項

**「給水全喪失」事故発生**  
 AOP「給水全喪失」により対応する。  
 原子炉水位低信号により原子炉スクラムし EOP「スクラム」へ移行して対応する。  
 その他の必要な操作で EOPに記載のない操作は、引き続き AOP「給水全喪失」で対応する。

## 多様なハザード対応手順

このページは、多様なハザード (多岐にわたる危険) に対する対応手順を記載しています。具体的な手順は、このページの下部に示されています。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
原子炉制御 「スクラム」



操作補足事項

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

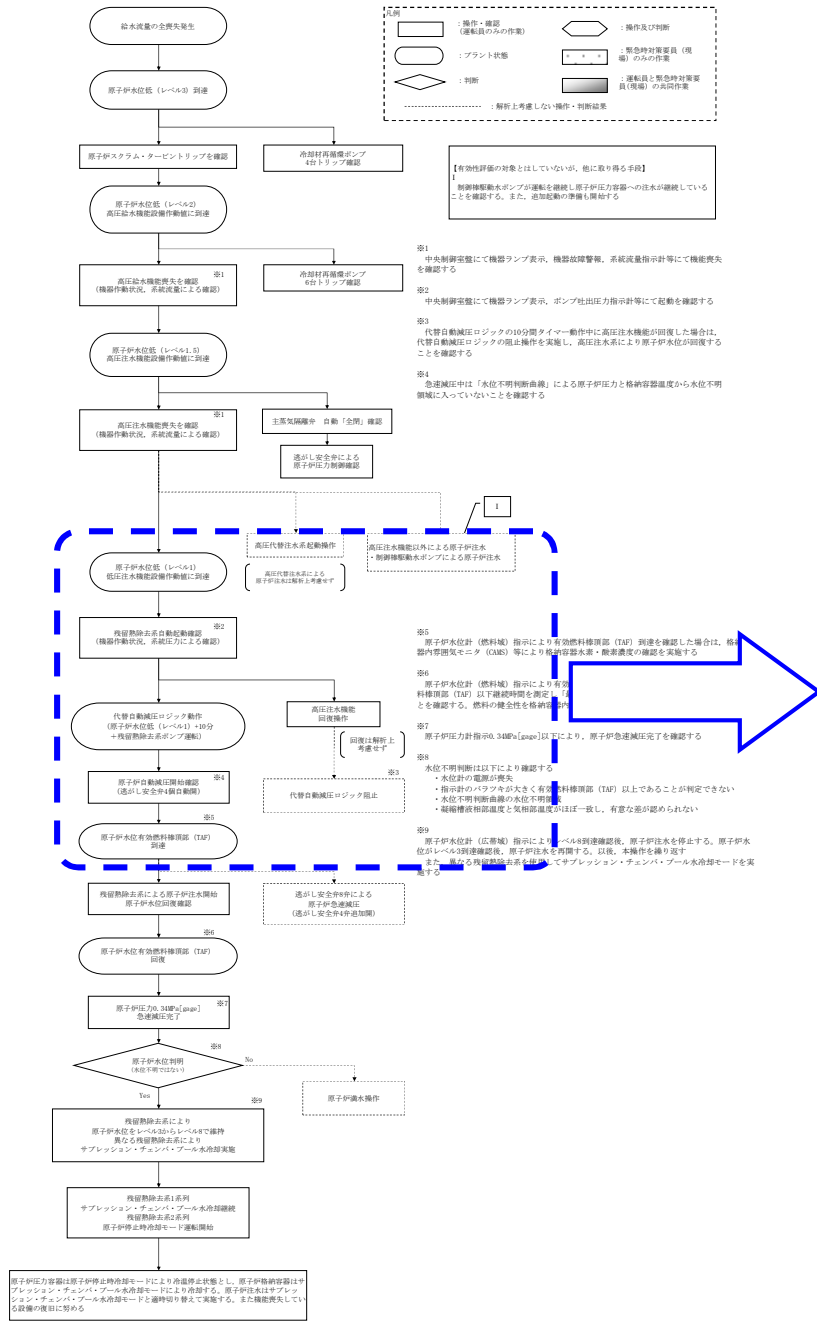
全給水喪失していることから、原子炉水位レベル2で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、レベル1.5で高圧炉心注水系が自動起動するが、高圧注水機能喪失により、原子炉への注水が不可となる。

**原子炉水位をレベル3～レベル8に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。**

多様なハザード対応手順



### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」 原子炉制御 「水位確保」



### 操作補足事項

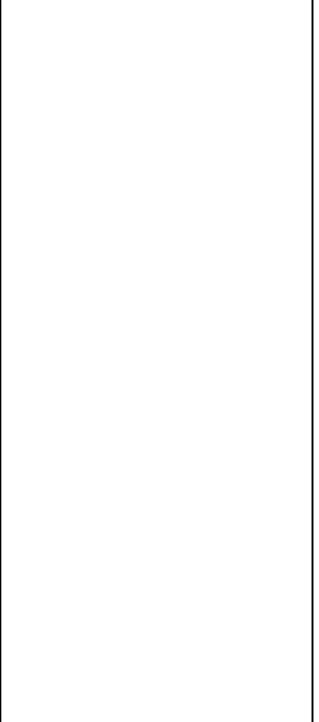
プラント状態を的確に把握し、作動すべきものが作動していない場合は手動作動させる。

全給水喪失及び高圧注水機能喪失により、原子炉への注水ができず、原子炉水位は低下する。

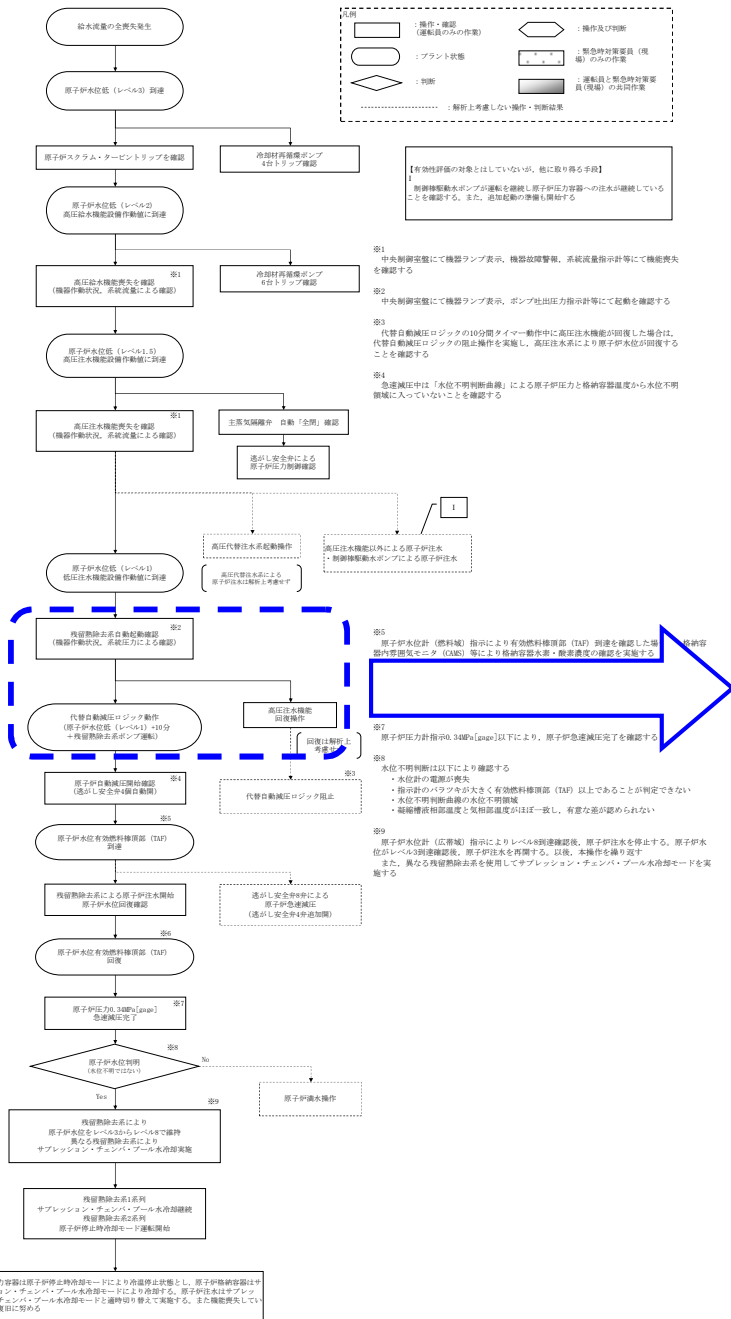
原子炉水位低下により原子炉水位レベル1にて低圧注水系統起動を確認する。

**高圧注水系機能喪失により原子炉水位「有効燃料棒頂部以上維持不可」のため「水位回復」制御へ移行する。**

### 多様なハザード対応手順



### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
不測事態「水位回復」



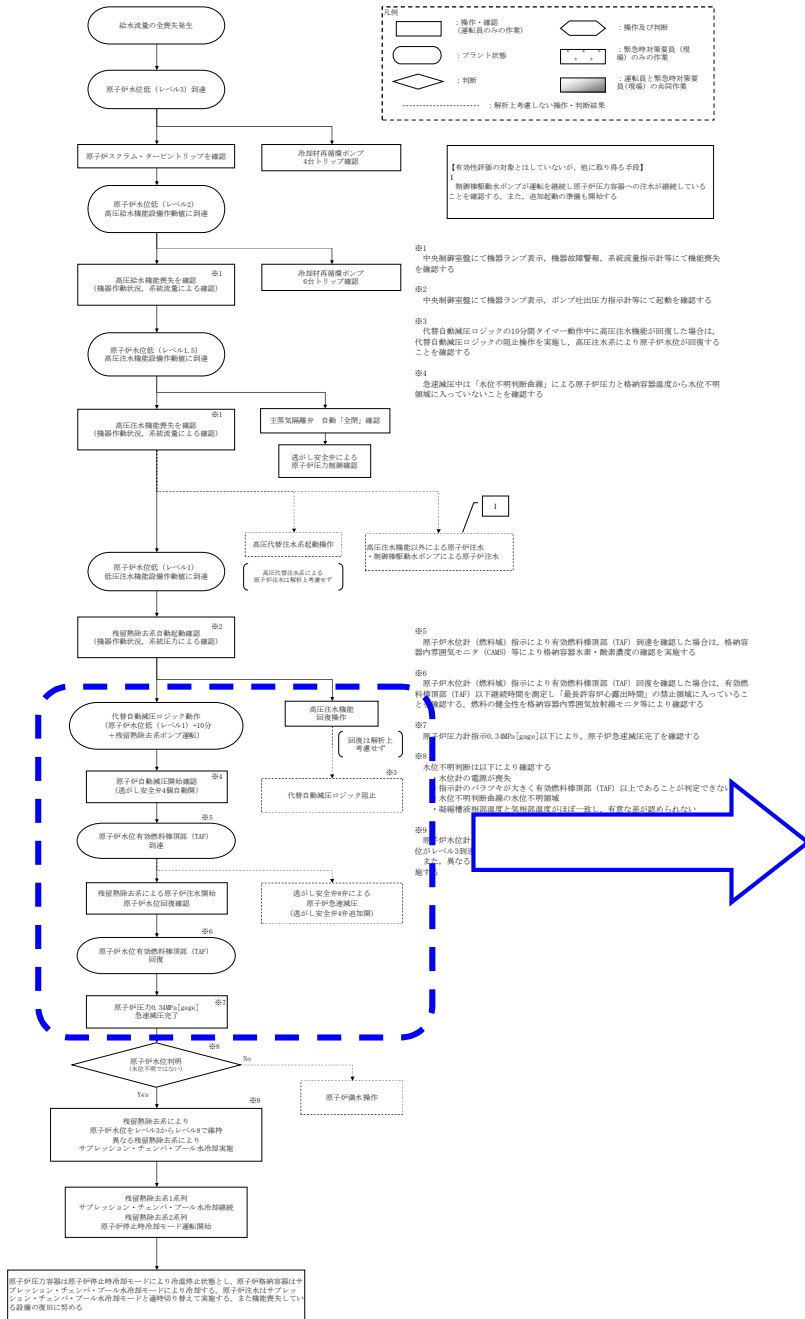
### 操作補足事項

低圧注水系の起動には成功するが、高圧注水系及び減圧機能喪失により原子炉への注水が不可となることから、原子炉水位は低下する。

**低圧注水系 1 系統以上の起動を確認後「急速減圧」制御へ移行する。**

### 多様なハザード対応手順

# 解析上の対応手順の概要フロー



# 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
不測事態 「急速減圧」



This area is reserved for the detailed Emergency Operating Procedure (EOP) for the 'EOP' (徴候ベース) scenario, specifically for the '急速減圧' (Rapid Depressurization) event. The content is currently blank, indicated by a large blue arrow pointing from the summary flowchart on the left.

# 操作補足事項

原子炉水位レベル 1 の状態が 10 分継続し、かつ低圧注水系が起動している場合、重大事故等時の逃がし安全弁作動回路が作動し、逃がし安全弁 4 個による原子炉減圧が開始される。

減圧後は原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から、原子炉水位計が正常であることを確認する。

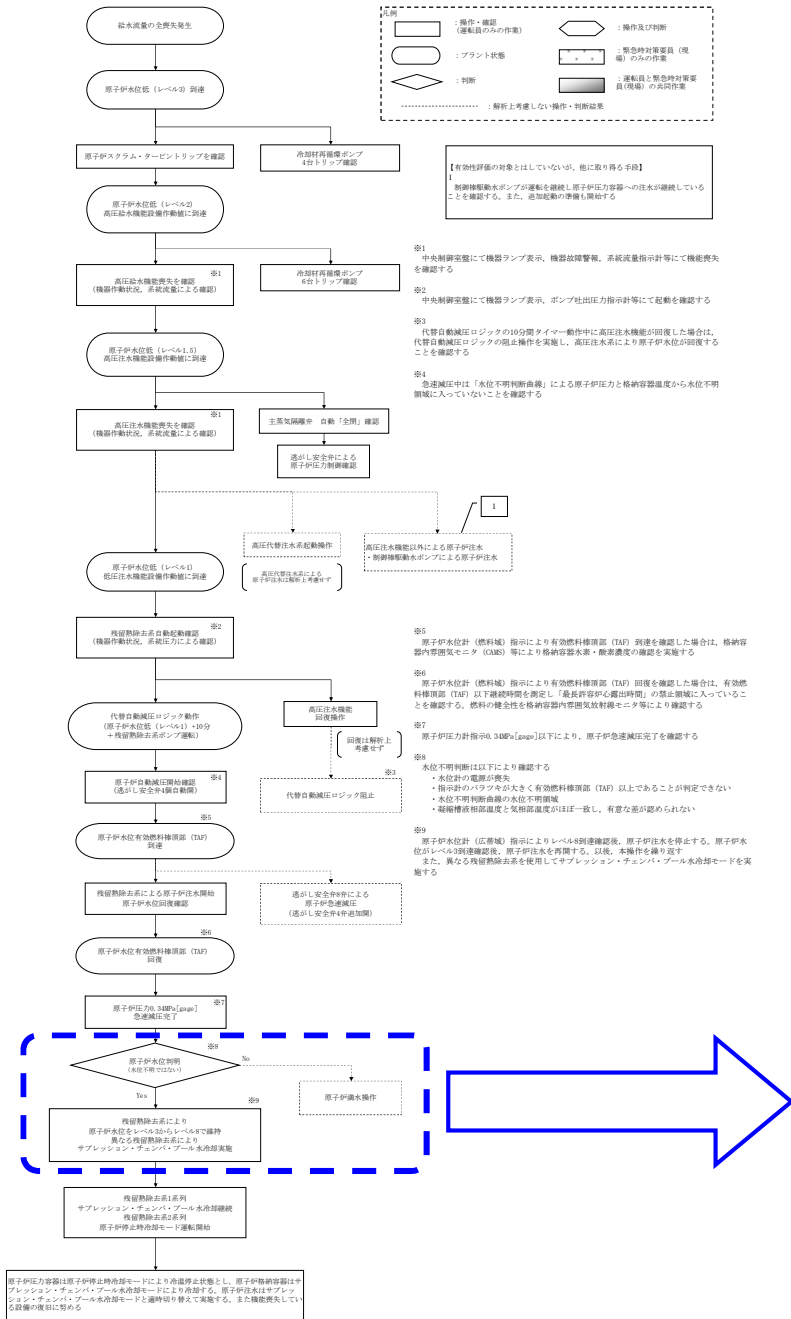
**原子炉水位計正常を確認後「水位確保」制御へ移行する。**

# 多様なハザード対応手順

This area is reserved for the detailed Emergency Operating Procedure (EOP) for various hazard scenarios. The content is currently blank.



### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
不測事態 「水位回復」

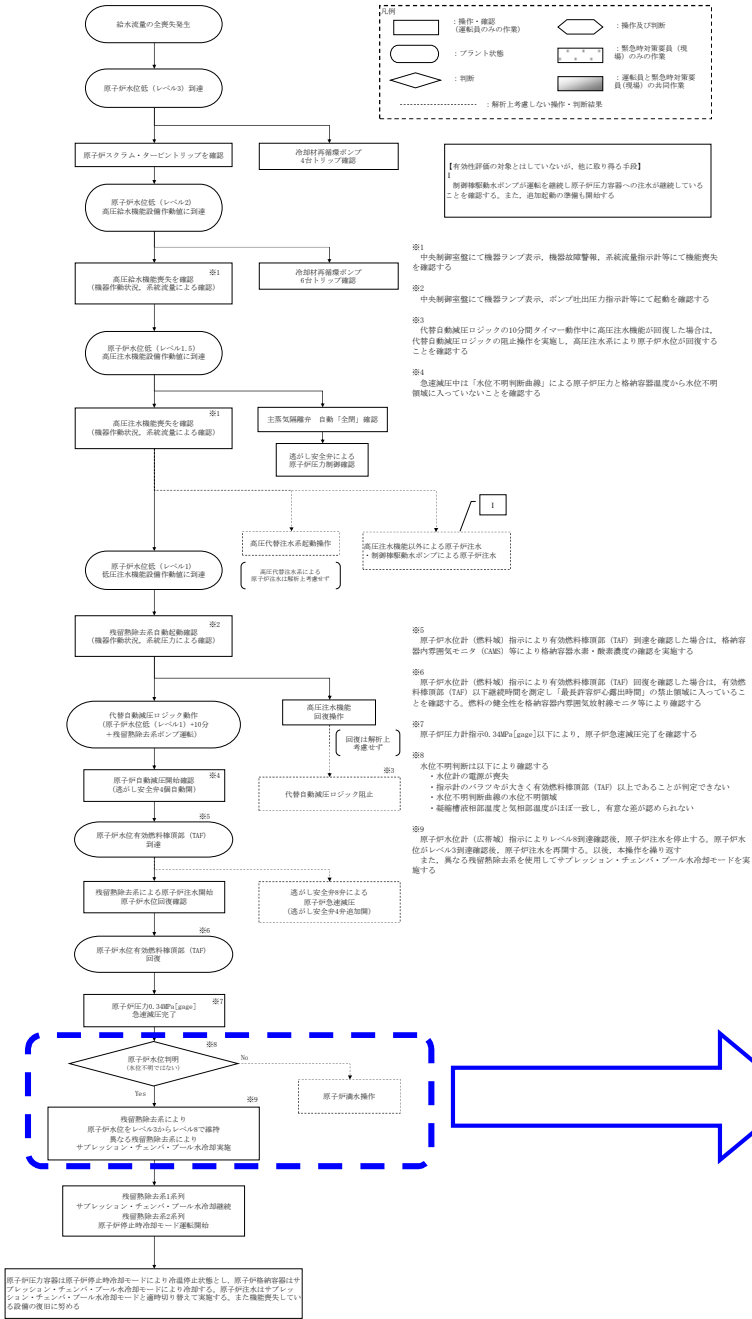


### 操作補足事項

原子炉減圧により低圧注水系統による注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。  
**有効燃料棒頂部以上で安定していることを確認後「水位確保」制御へ移行する。**

### 多様なハザード対応手順

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 原子炉制御 「水位確保」



事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」  
原子炉制御 「水位確保」

この領域は、事故発生時の原子炉水位確保のための操作手順を詳細に記述する。図表形式で、運転員が取るべき具体的な行動、監視すべきパラメータ、およびシステムの状態変化を示す。また、緊急時対応要員 (現場) の役割も明確に定義されている。

#### 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 原子炉制御 「スクラム」

事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」  
原子炉制御 「スクラム」

この領域は、原子炉スクラム発生時の対応手順を詳細に記述する。スクラム発生時の初期対応、スクラム解除の条件、およびスクラム発生後の原子炉制御と冷却システムの動作モード切替に関する手順が示されている。

### 操作補足事項

**低圧注水系統による注水により原子炉水位をレベル 3～レベル 8で維持するように制御する。**

### 多様なハザード対応手順

この領域は、様々なハザード (危険) に対する対応手順を詳細に記述する。例えば、電源喪失、機器故障、または異常な水位変動など、想定外の事態発生時の対応策が示されている。



# 1.3 交流動力電源喪失

## 特徴

全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するもの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

## 基本的な考え方

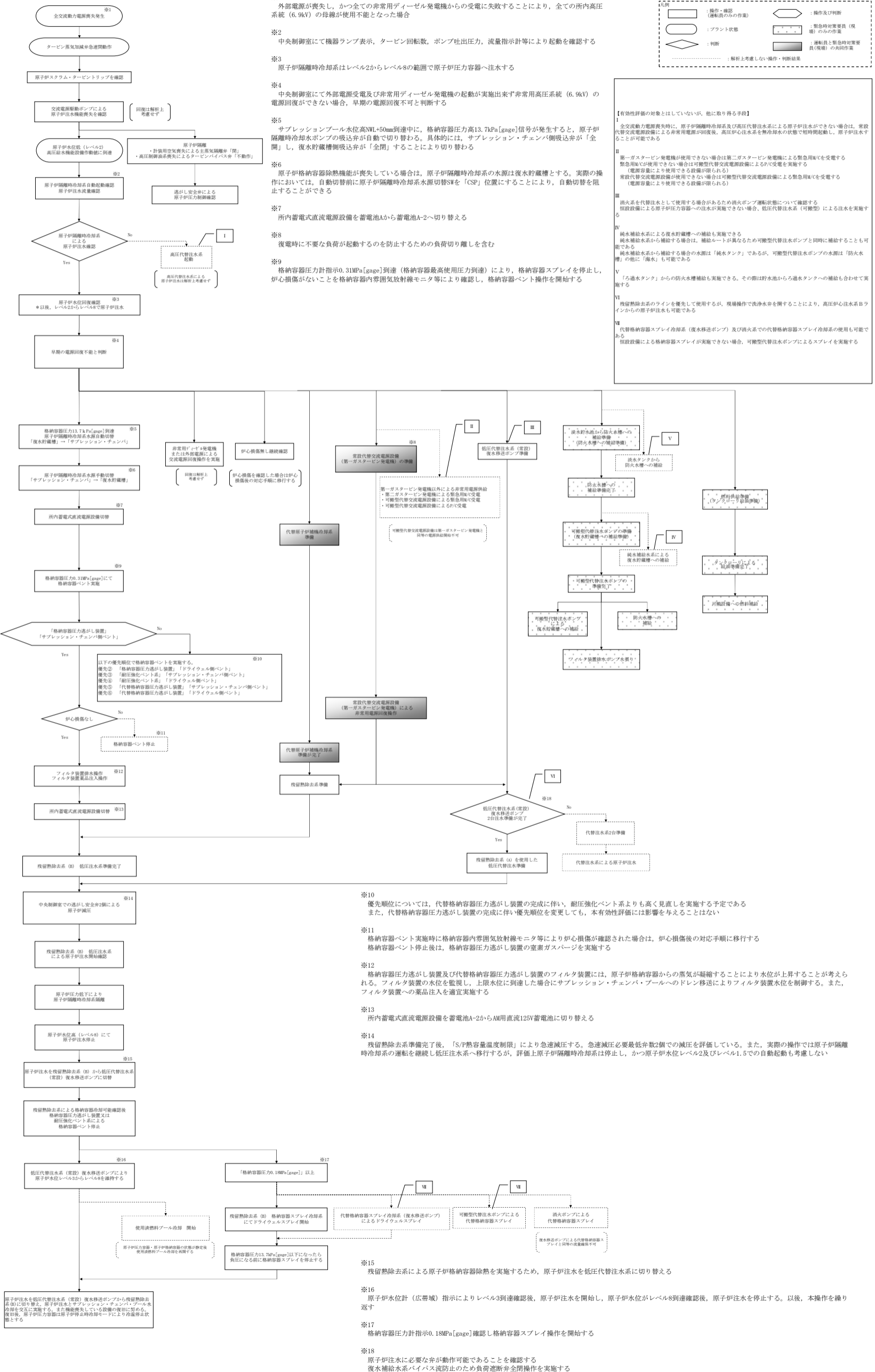
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の自動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって、炉心損傷の防止を図る。また、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置等、耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

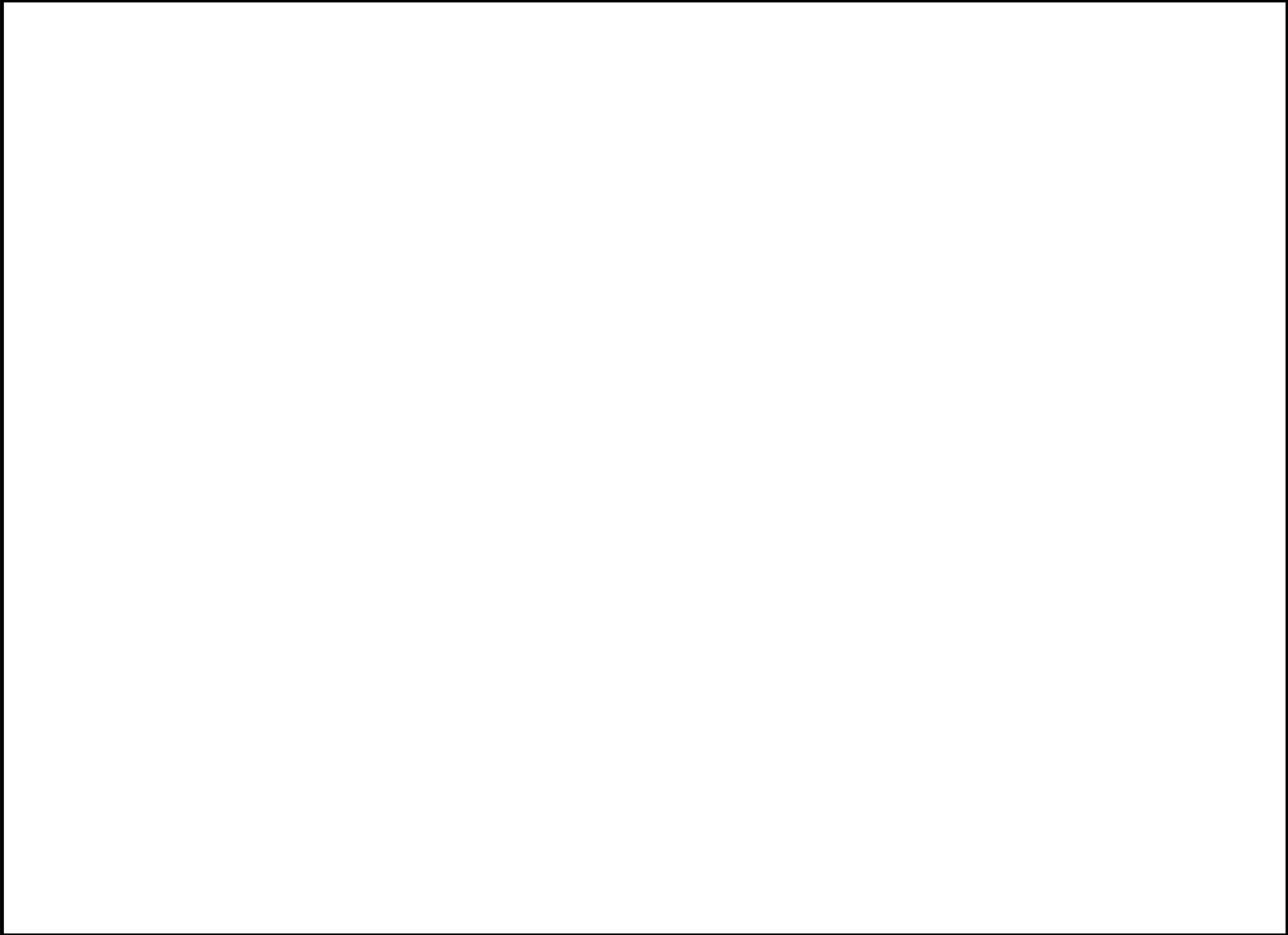
## 対応手順の概要

- a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
- b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
- c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備
- d. 直流電源切替
- e. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱
- f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧
- g. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
- h. 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱
- i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスグループのうち、「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」、「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」、「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」は原子炉圧力容器への注水方法に原子炉隔離時冷却系と高圧代替注水の違いはあるが、手順上同じであることから、「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」を代表して記載する。

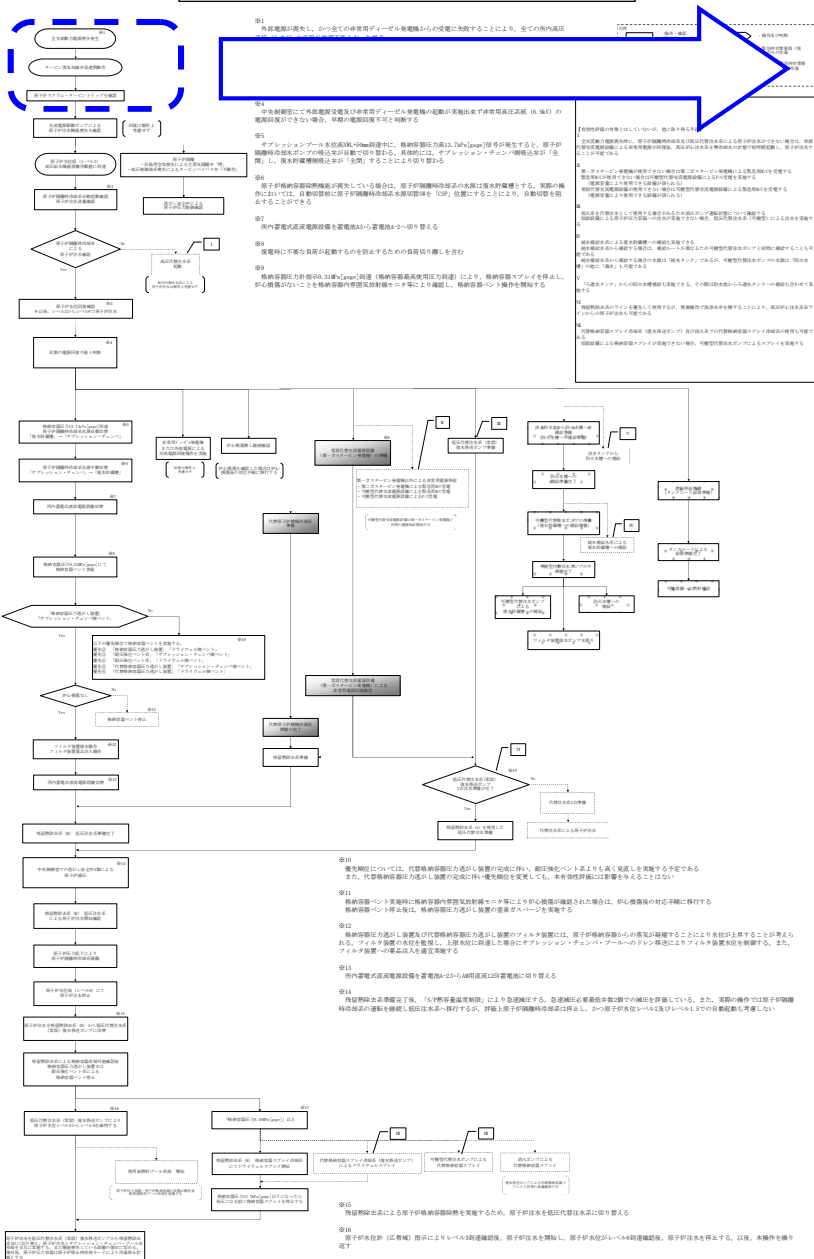
## 解析上の対応手順の概要フロー





# 詳細手順説明

## 解析上の対応手順の概要フロー



## 事故時運転操作手順書

### 事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」 「全交流電源喪失」



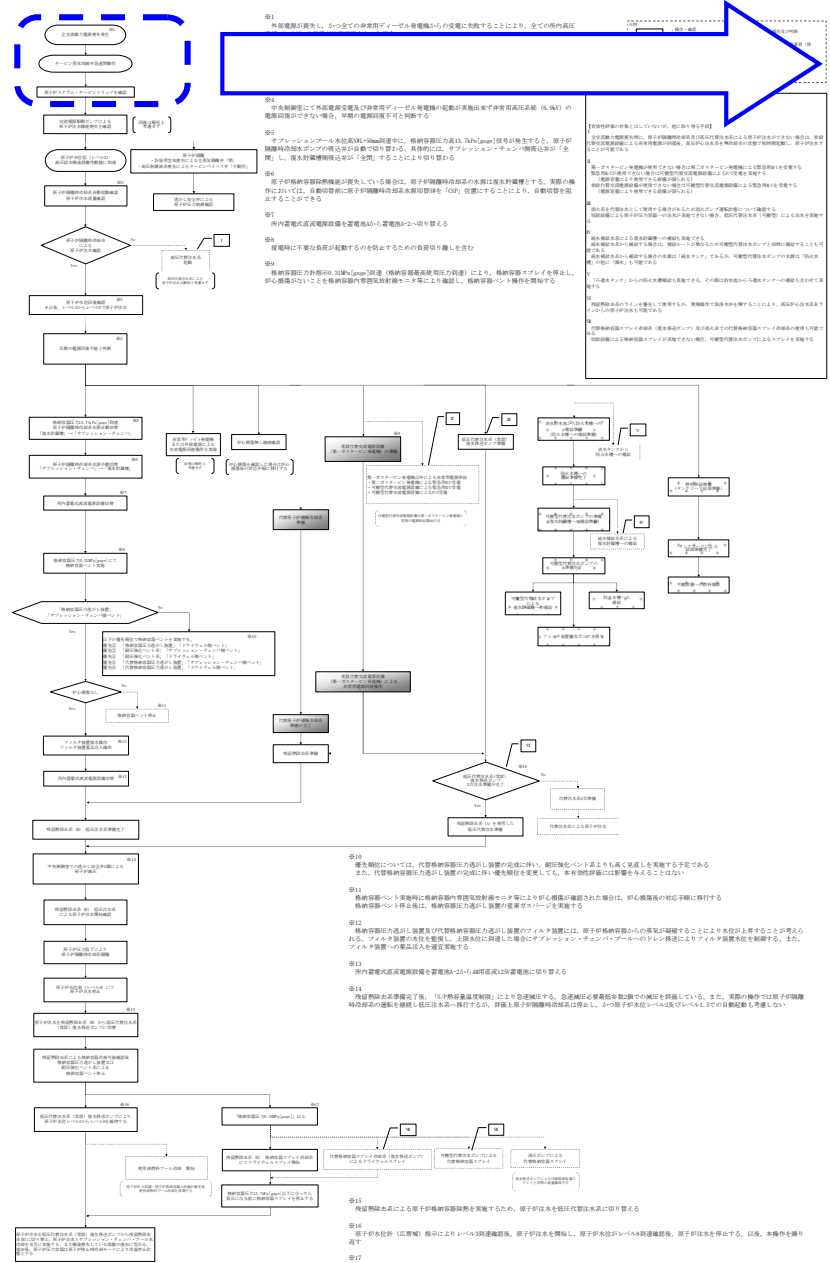
## 操作補足事項

**「外部系統事故」発生**  
AOP「全交流電源喪失」により対応する。  
全交流動力電源喪失により原子炉がスクラムし EOP「スクラム」へ移行して対応する。  
その他の必要な操作で EOPに記載のない操作は、引き続き AOP「全交流電源喪失」で対応する。  
緊急時対策本部へ緊急 M/C 受電・電源車配備等を要請する。

## 多様なハザード対応手順

- GTG による緊急用 M/C 受電
- 代替 Hx による補機冷却水確保
- 消防車による CSP への補給
- 貯水池から防火水槽、淡水タンクへの補給

# 解析上の対応手順の概要フロー



# 事故時運転操作手順書

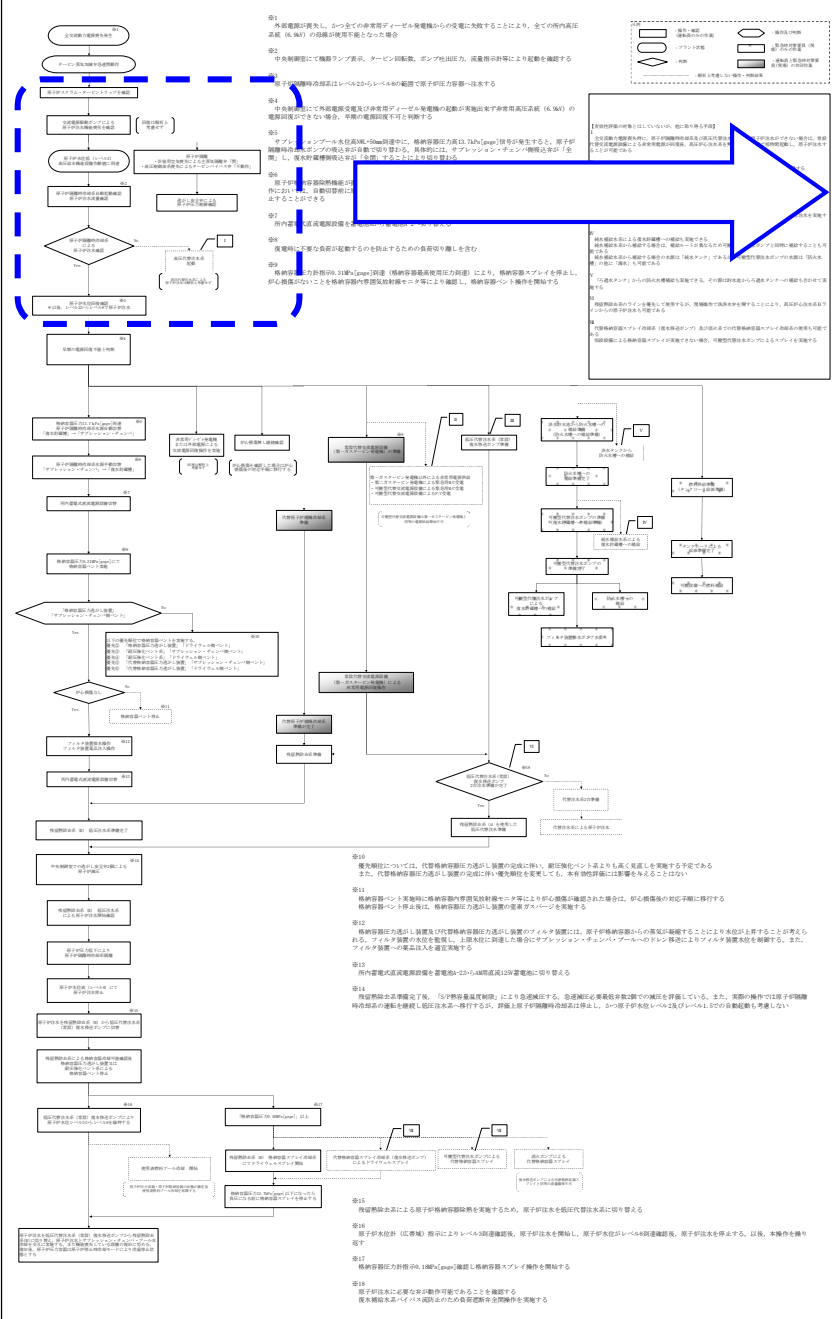
## 事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」 「全交流電源喪失」



# 多様なハザード対応手順

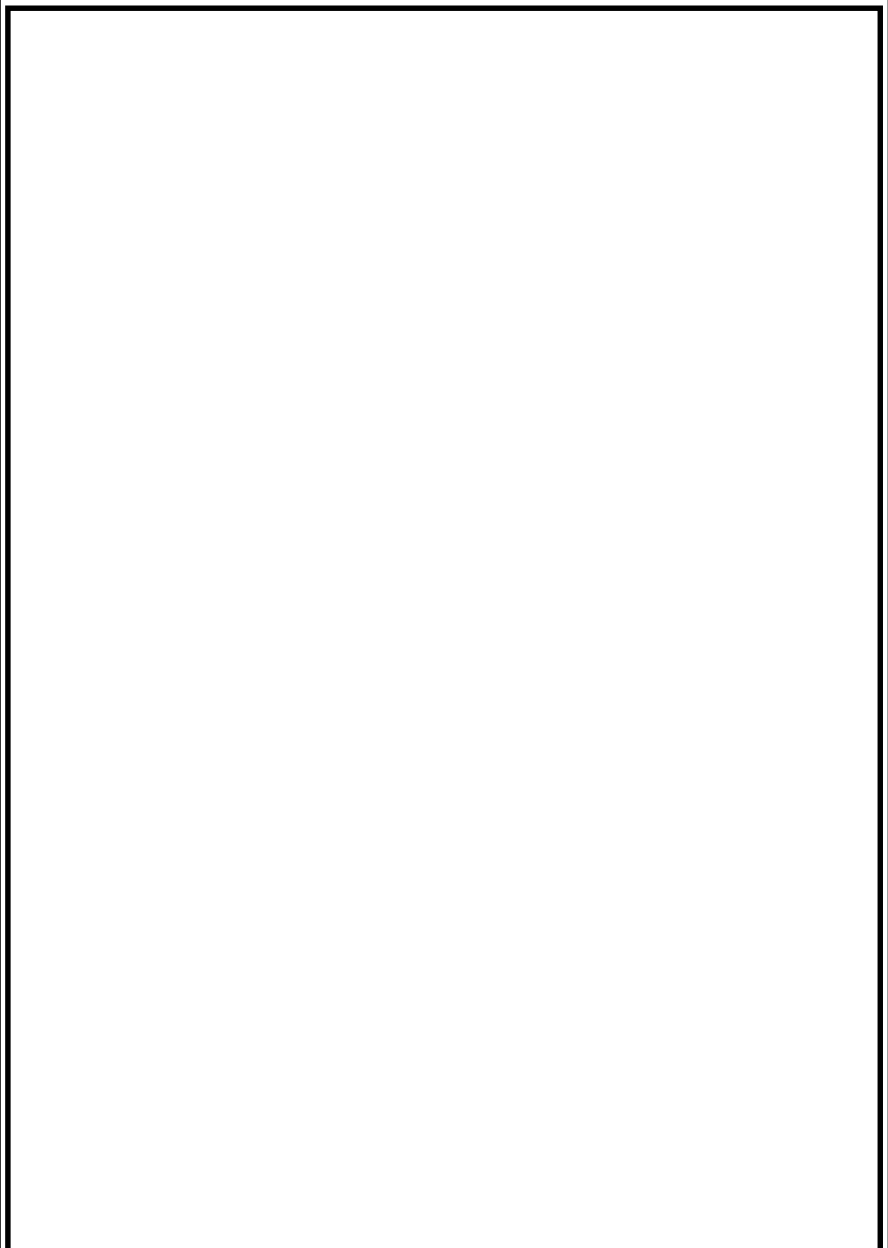
- GTG による緊急用 M/C 受電
- AM
- ・荒浜側緊急用 M/C による M/C7C・7D 受電

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」 原子炉制御「スクラム」



### 操作補足事項

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

原子炉水位は継続して低下し、原子炉水位レベル2で原子炉隔離時冷却系が起動するが、高圧炉心注水系は全交流動力電源喪失のため起動しない。

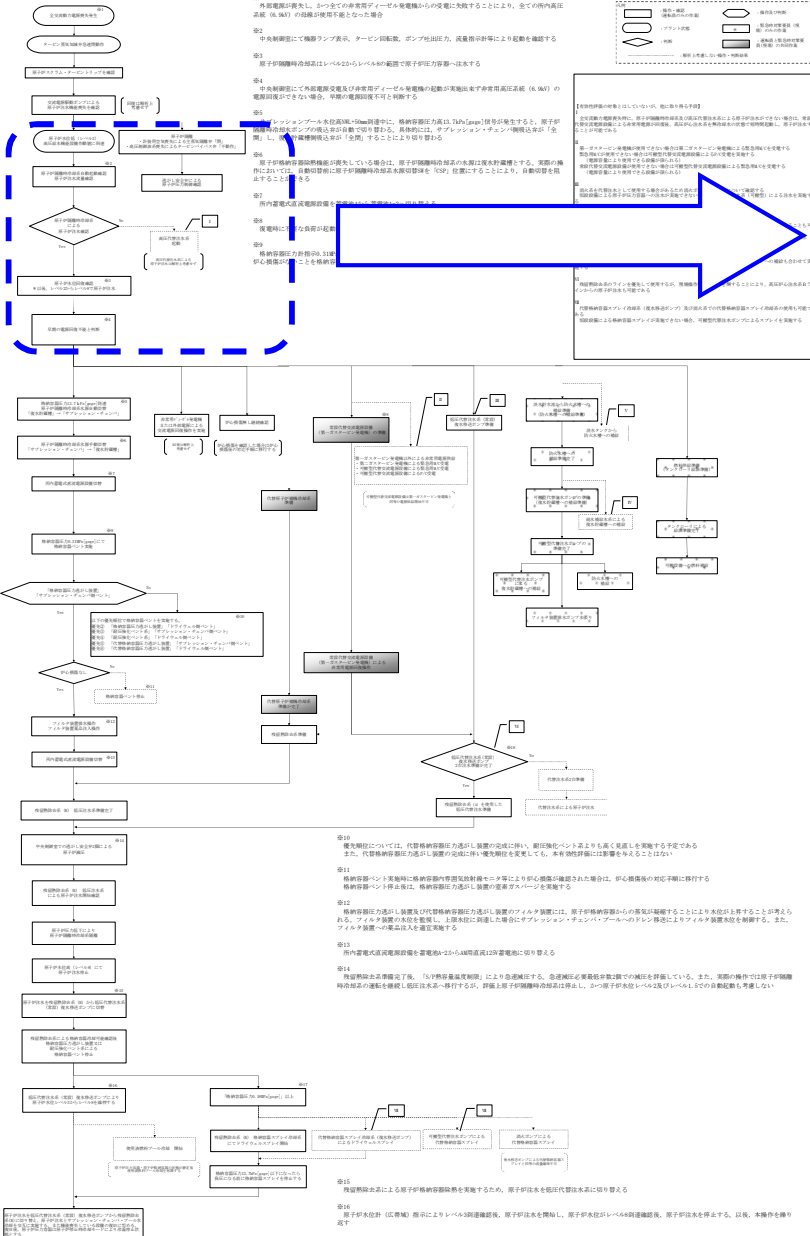
原子炉水位をレベル3～レベル8に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。

### 多様なハザード対応手順

Blank area for additional hazard response procedures.



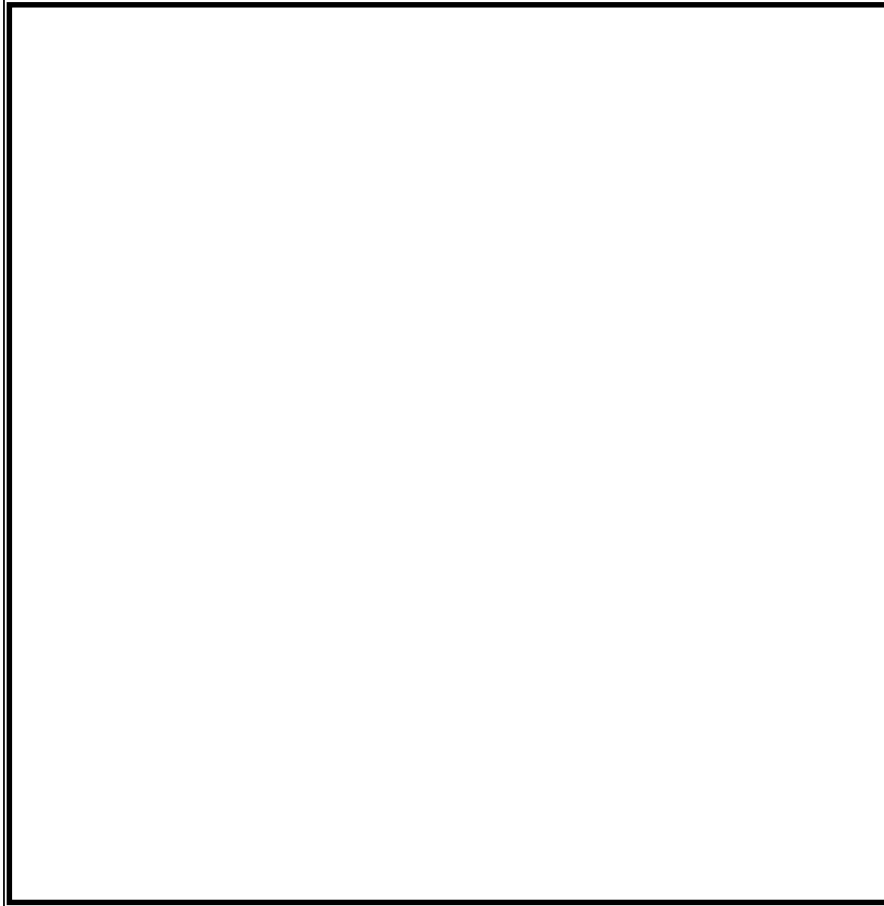
# 解析上の対応手順の概要フロー



# 事故時運転操作手順書



## 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 原子炉制御「水位確保」



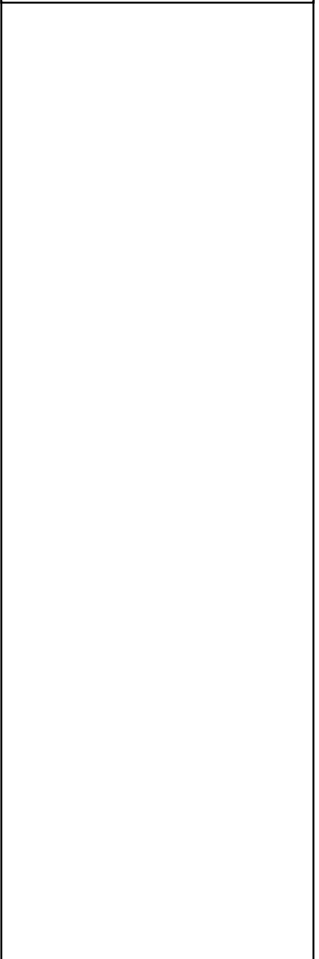
## 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 原子炉制御「スクラム」



# 操作補足事項

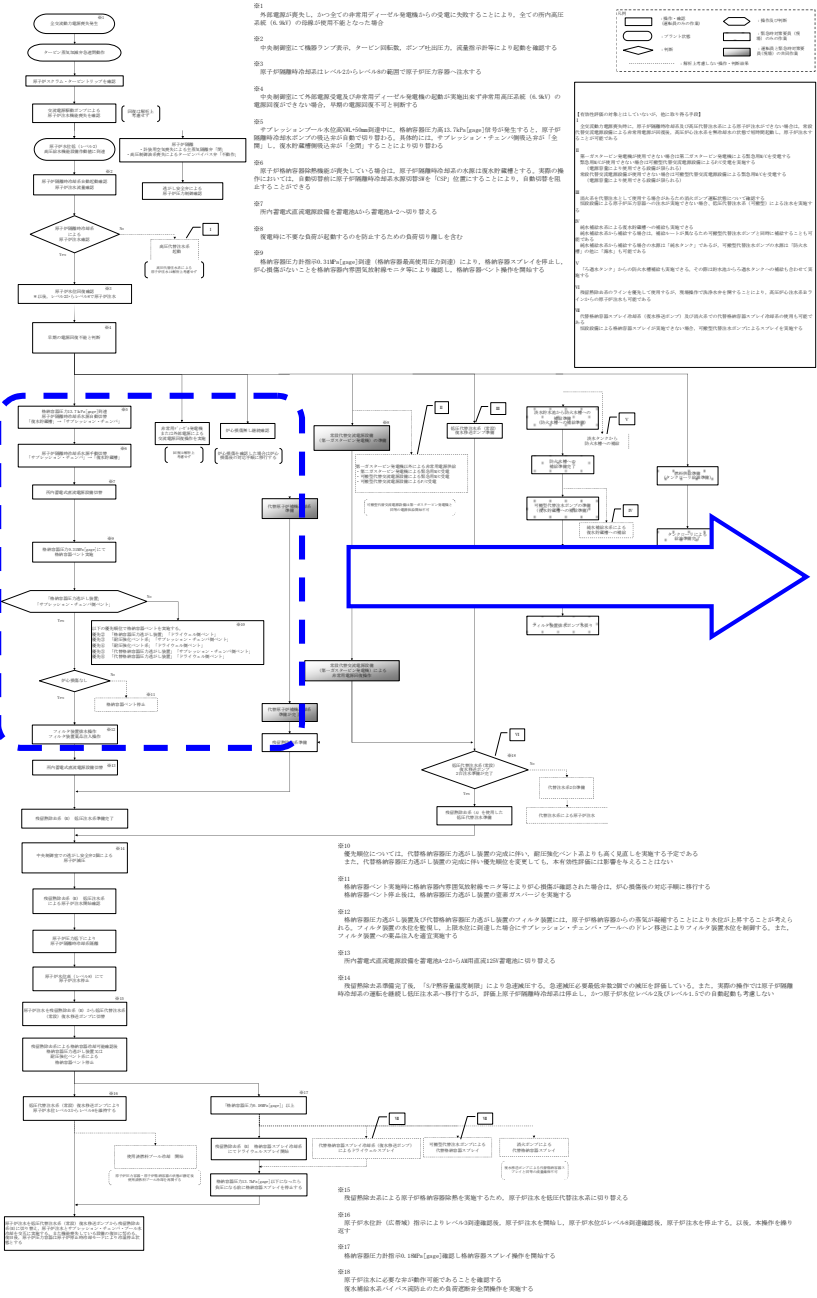
プラント状態を的確に把握し、作動すべきものが作動していない場合は手動作動させる。  
**原子炉隔離時冷却系により原子炉水位をレベル 3～レベル 8 で維持するように制御する。**

# 多様なハザード対応手順



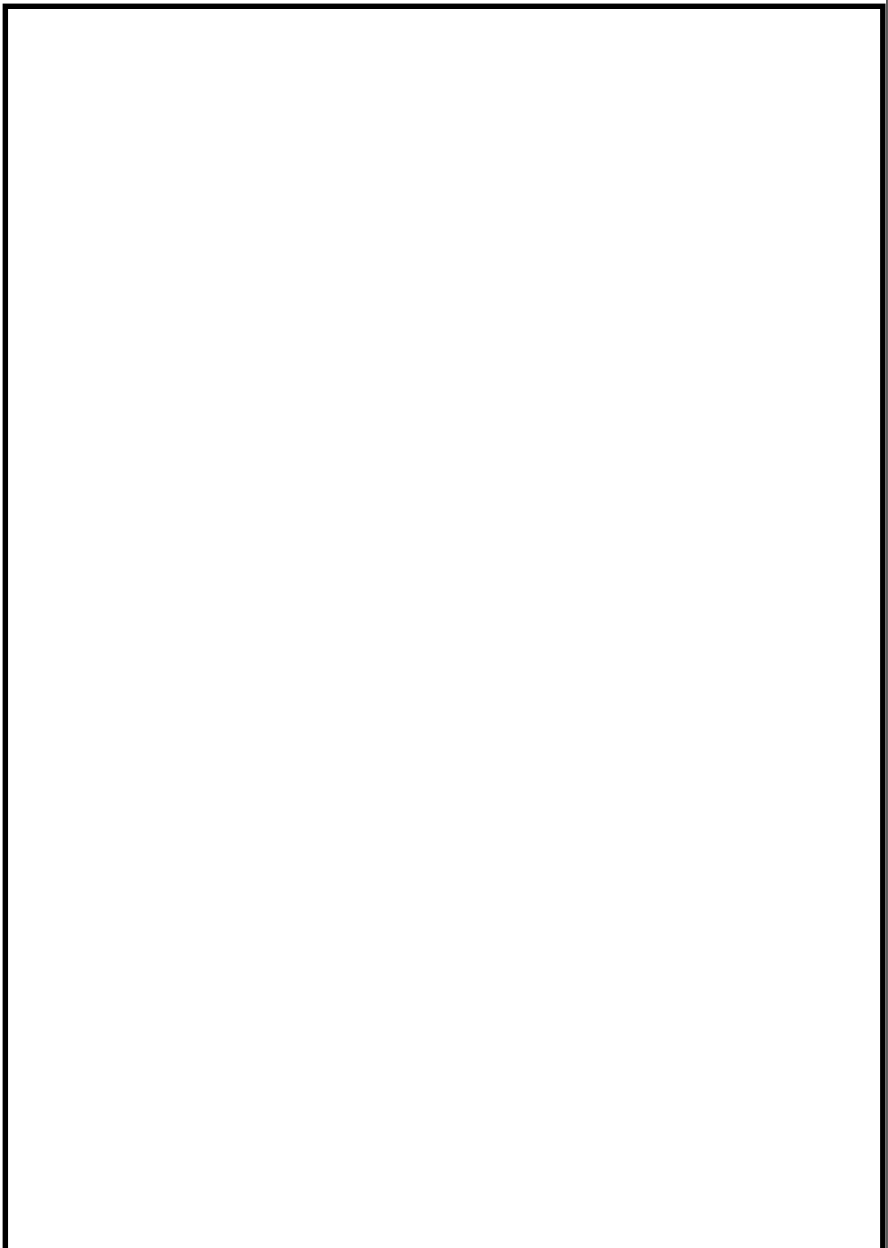


# 解析上の対応手順の概要フロー



# 事故時運転操作手順書

## 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」 格納容器制御 「PCV 圧力制御」

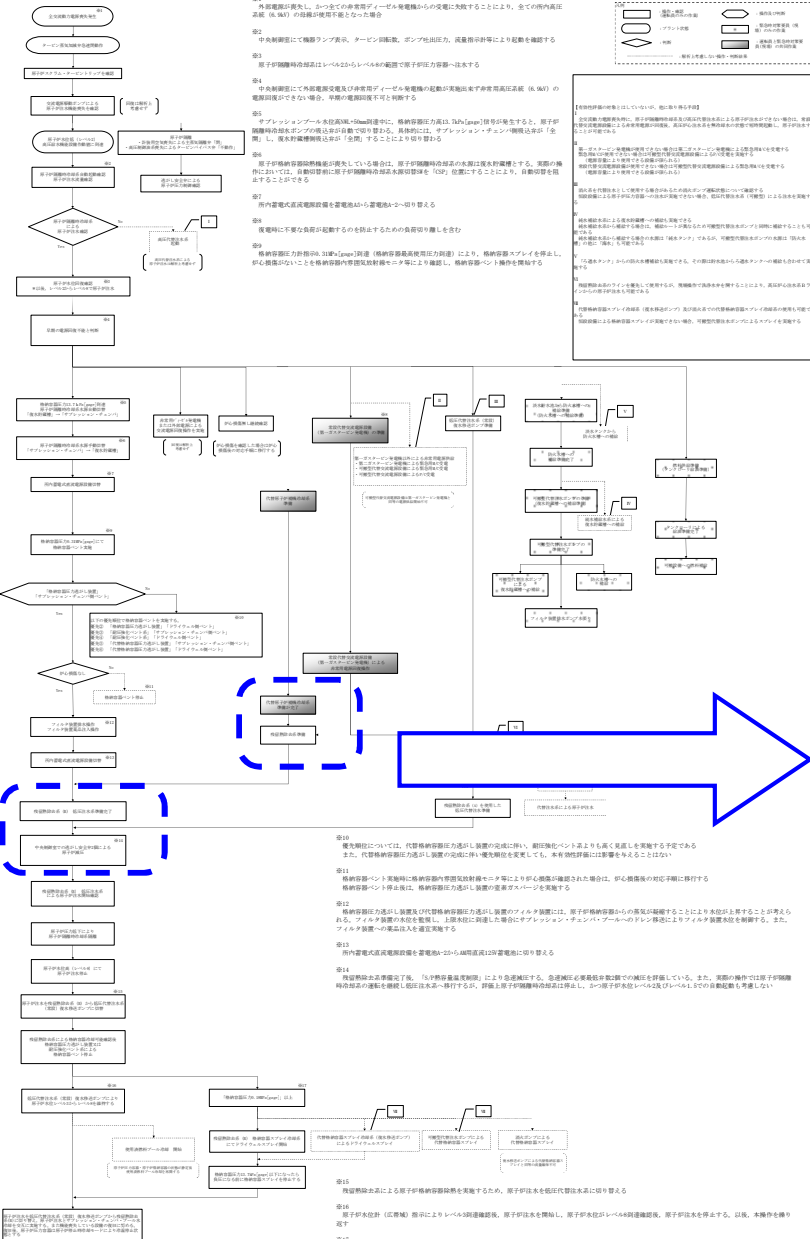


# 操作補足事項

**サブプレッション・プール圧力「310kPa[gage]」到達時、格納容器ベントを実施する。**

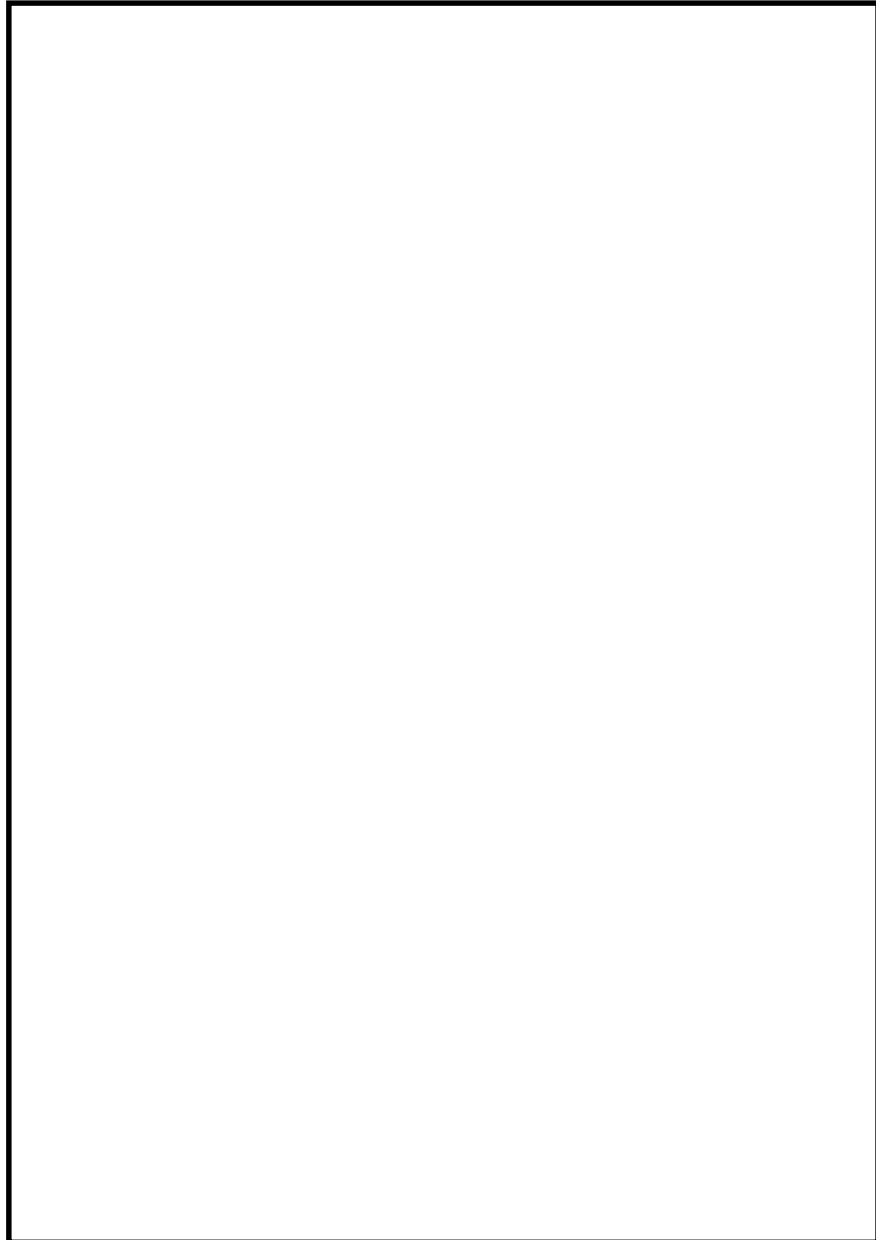
# 多様なハザード対応手順

# 解析上の対応手順の概要フロー



# 事故時運転操作手順書

## 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」 格納容器制御「S/P 温度制御」



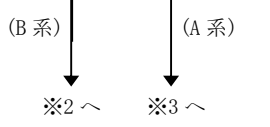
# 操作補足事項

全交流動力電源喪失により、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水の冷却ができないため、サブプレッション・プール水の温度を継続監視する。  
サブプレッション・プールの水温度がサブプレッション・プール水熱容量制限値以上になった場合には、「急速減圧」制御に移行する。

# 多様なハザード対応手順

## 代替 Hx による補機冷却水確保

- (AM)
- ・代替 Hx (A 系) による補機冷却水確保
- ・代替 Hx (B 系) による補機冷却水確保
- ・RHR による S/P 除熱
- ・RHR (B) による PCV スプレー





# 1.4 崩壊熱除去機能喪失

## 1.4.1 取水機能が喪失した場合

### 特徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとれない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。

これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。

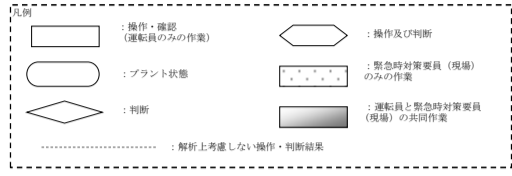
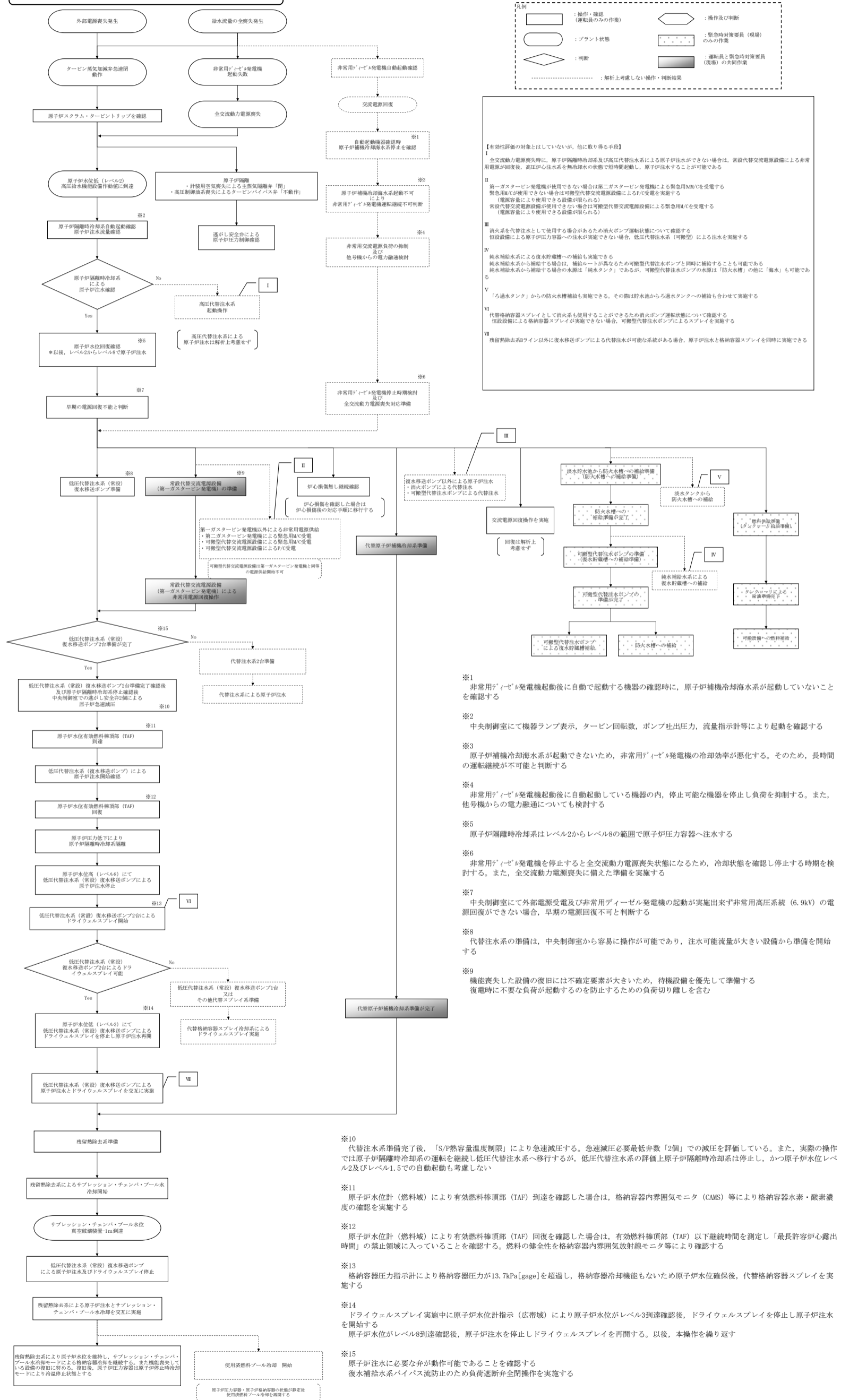
### 基本的な考え方

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の自動開操作により原子炉を減圧し、減圧後に低圧代替注水系(常設)により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

### 対応手順の概要

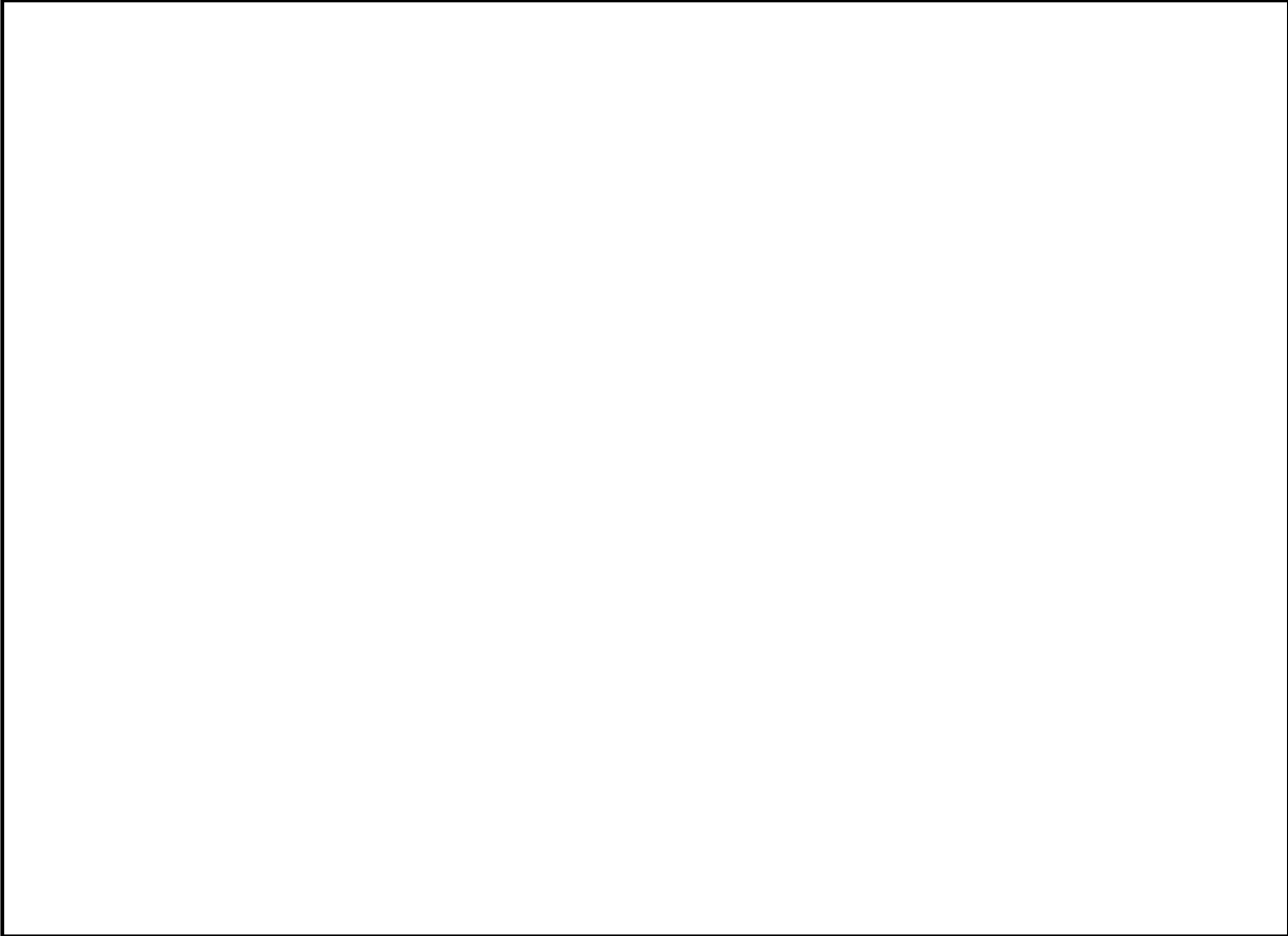
- 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
- 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
- 早期の電源回復不能判断及び対応準備
- 逃がし安全弁による原子炉急速減圧
- 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水
- 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却
- 残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転
- 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水

### 解析上の対応手順の概要フロー



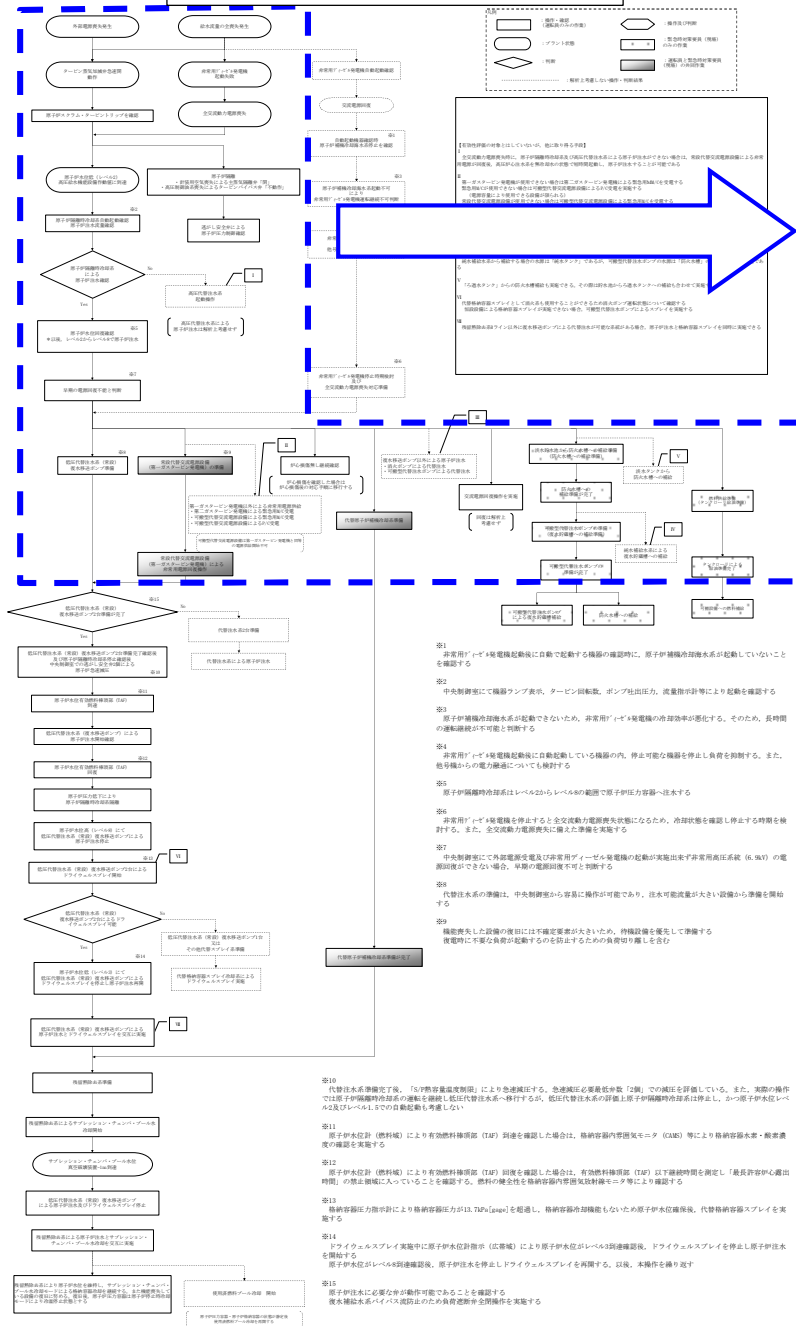
【有効性評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】  
 I 全交流動力電源喪失時に、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉注水ができない場合は、常設代替交流電源設備による非常用電源が回復後、高圧炉心注水系を無冷却水の状態で長時間起動し、原子炉注水することが可能である  
 II 第一ガスタービン発電機が使用できない場合は第二ガスタービン発電機による緊急用M/M/Cを受電する緊急用M/M/Cが使用できない場合は可搬型代替交流電源設備によるM/M/Cを受電する(電容量により使用できる設備に限られる) 常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用M/M/Cを受電する(電容量により使用できる設備に限られる)  
 III 消火系と代替注水として使用する場合は消火ポンプ運転状態について確認する 恒設設備による原子炉圧力容器への注水が実施できない場合、低圧代替注水系(可搬型)による注水を実施する  
 IV 純水補給水系による度水貯蔵槽への補給も実施できる 純水補給水系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である 純水補給水系から補給する場合は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である  
 V 「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からの過水タンクへの補給も合わせて実施する  
 VI 代替格納容器スプレイとして消火系も使用することができるため消火ポンプ運転状態について確認する 恒設設備による格納容器スプレイが実施できない場合、可搬型代替注水ポンプによるスプレイを実施する  
 VII 残留熱除去系Bライン以外に復水移送ポンプによる代替注水が可能となる場合は、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施できる

- ※1 非常用ディーゼル発電機起動後に自動で起動する機器の確認時に、原子炉補機冷却海水系が起動していないことを確認する
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する
- ※3 原子炉補機冷却海水系が起動できないため、非常用ディーゼル発電機の冷却効率が悪化する。そのため、長時間の運転継続が不可能と判断する
- ※4 非常用ディーゼル発電機起動後に自動起動している機器の内、停止可能な機器を停止し負荷を抑制する。また、他号機からの電力融通についても検討する
- ※5 原子炉隔離時冷却系はレベル2からレベル8の範囲で原子炉圧力容器へ注水する
- ※6 非常用ディーゼル発電機を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため、冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また、全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する
- ※7 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する
- ※8 代替注水系の準備は、中央制御室から容易に操作が可能であり、注水可能流量が大きい設備から準備を開始する
- ※9 機能喪失した設備の復旧には不確定要素が大きいため、待機設備を優先して準備する 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む



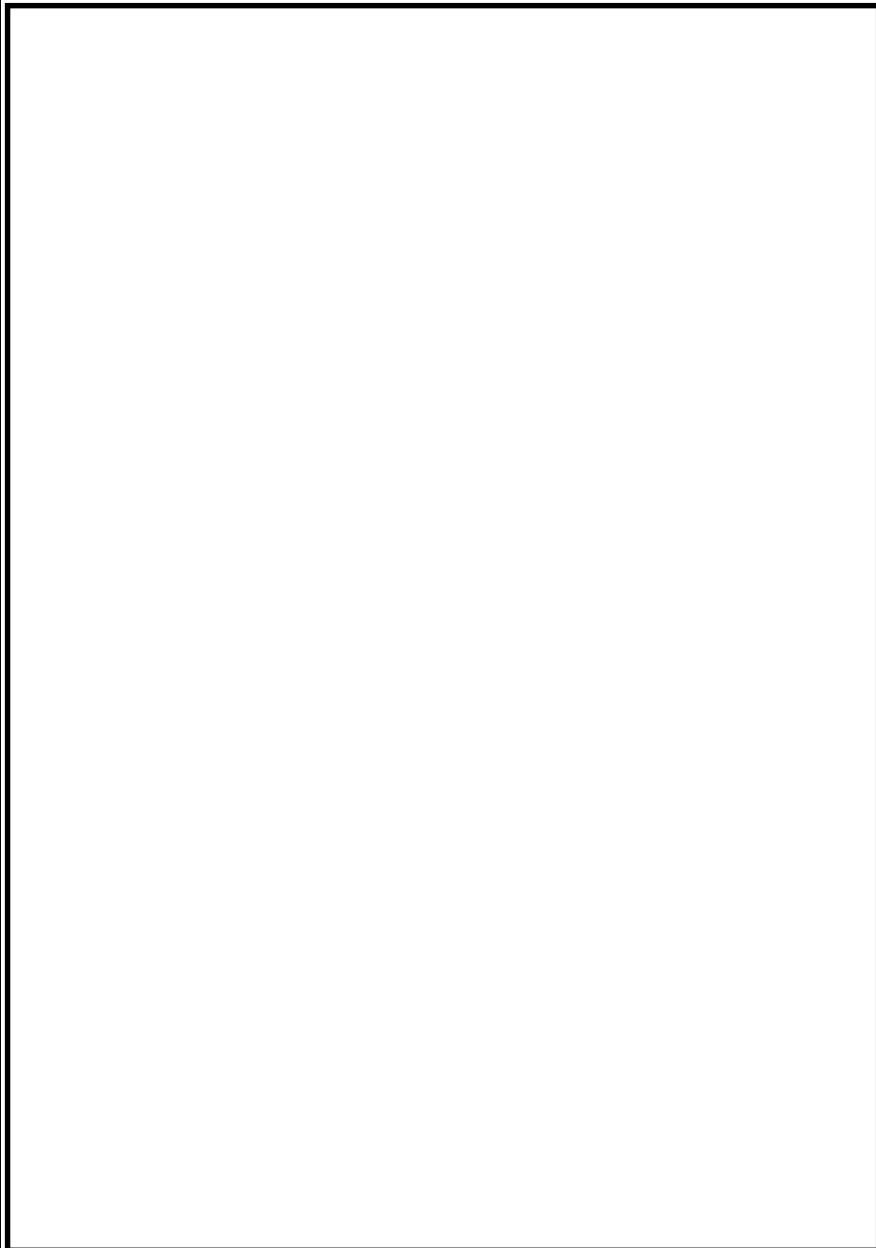
# 詳細手順説明

## 解析上の対応手順の概要フロー



## 事故時運転操作手順書

### 事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」 「全交流電源喪失」



## 操作補足事項

### 「外部系統事故」発生

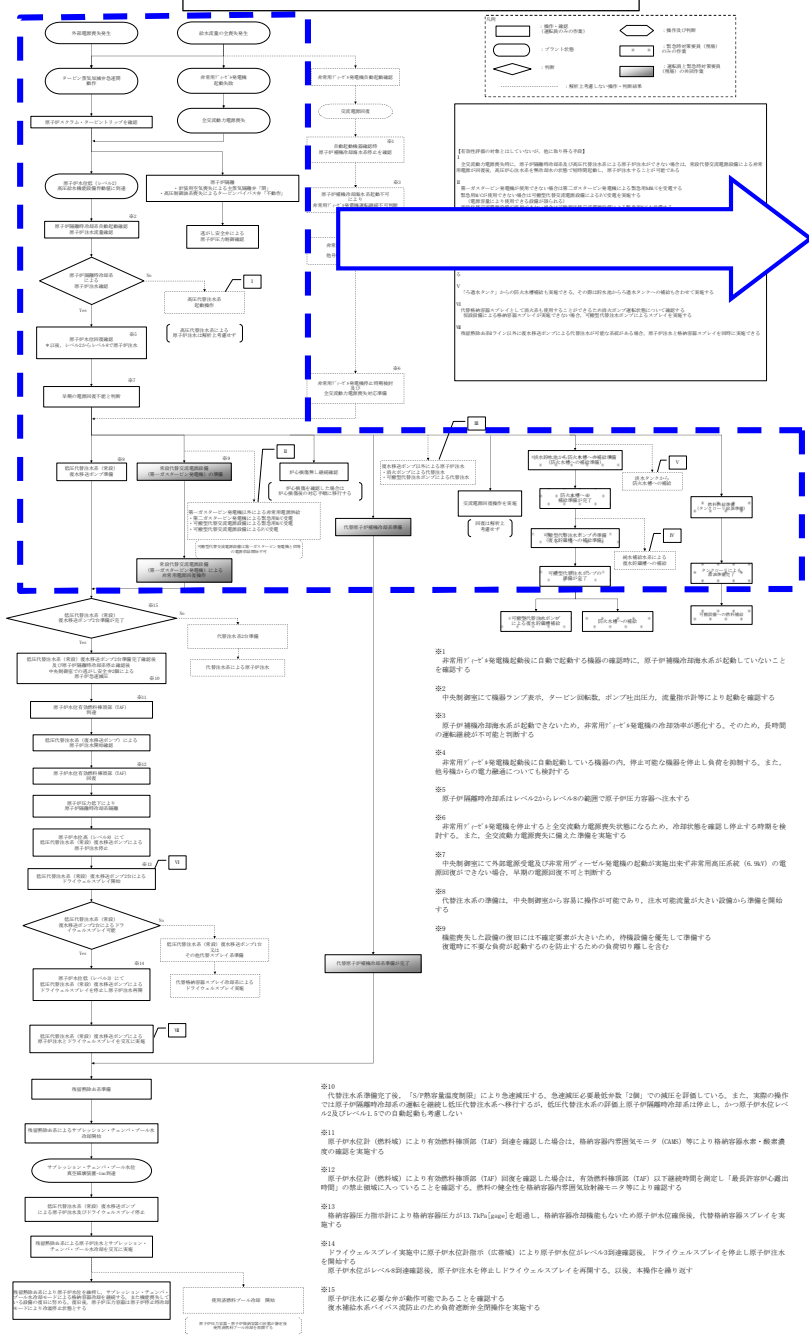
AOP「全交流電源喪失」により対応する。  
全交流動力電源喪失により原子炉がスクラムし EOP「スクラム」へ移行して対応する。  
その他の必要な操作で EOPに記載のない操作は、引き続き AOP「全交流電源喪失」で対応する。  
緊急時対策本部へ緊急 M/C 受電・電源車配備等を要請する。

## 多様なハザード対応手順

- GTG による緊急用 M/C 受電
- 代替 Hx による補機冷却水確保
- 消防車による CSP への補給
- 貯水池から防火水槽、淡水タンクへの補給



解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

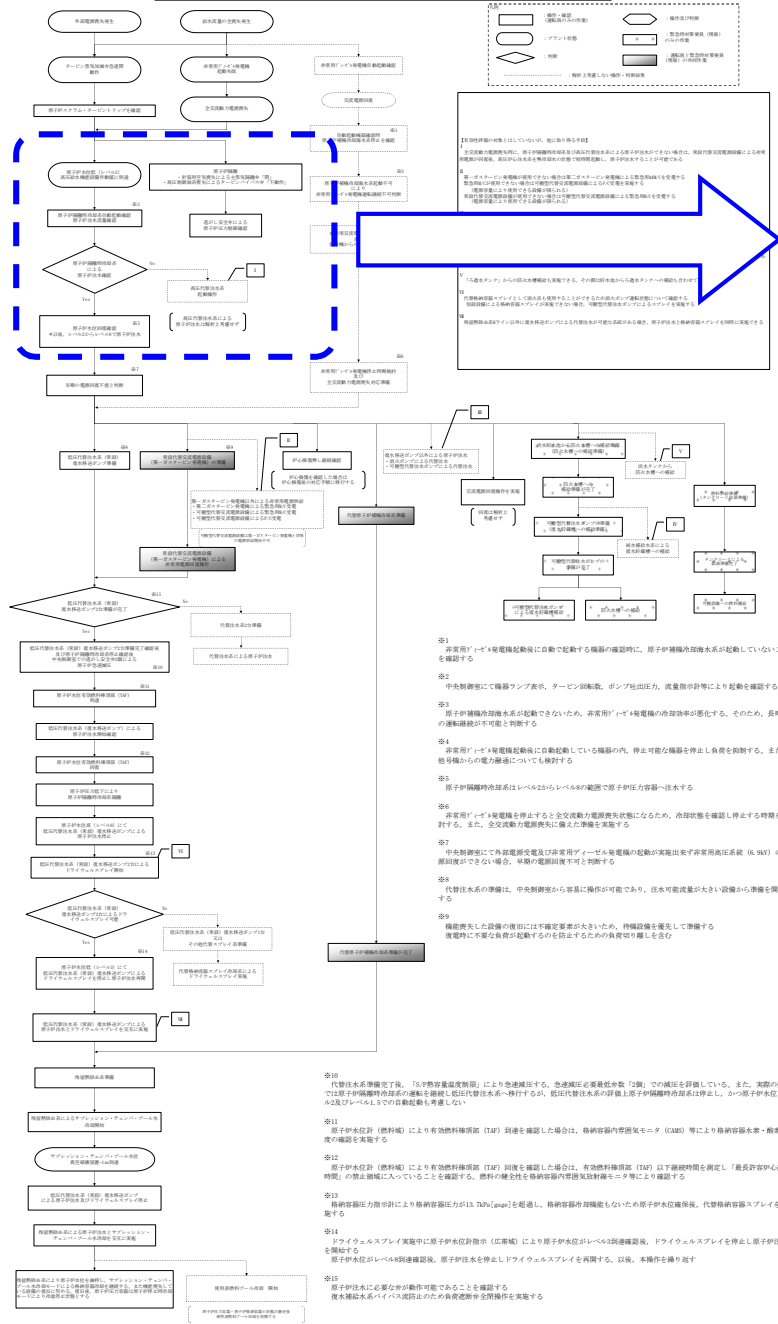
事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「A0P」  
「全交流電源喪失」



多様なハザード対応手順

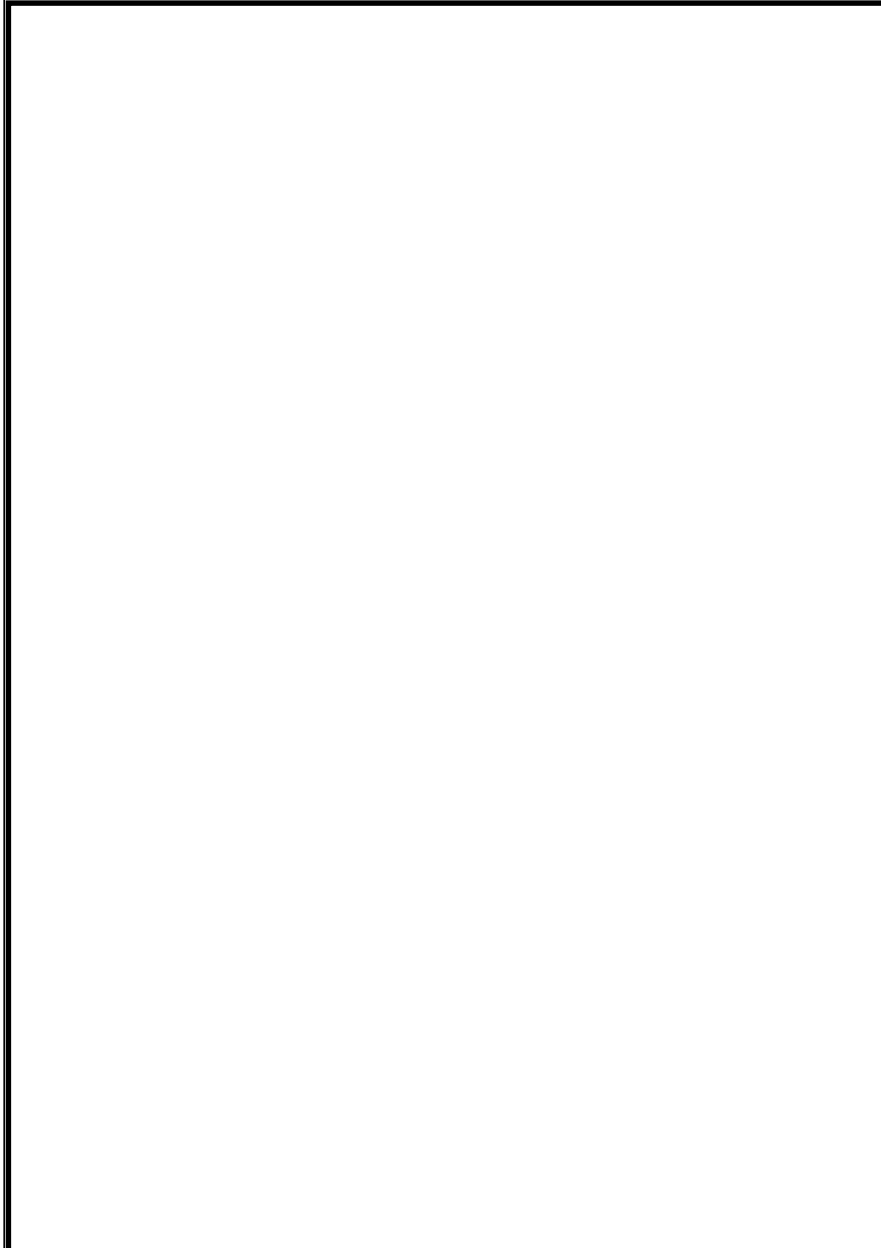
- GTG による緊急用 M/C 受電
- AM
- ・ 荒浜側緊急用 M/C による M/C7C・7D 受電

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

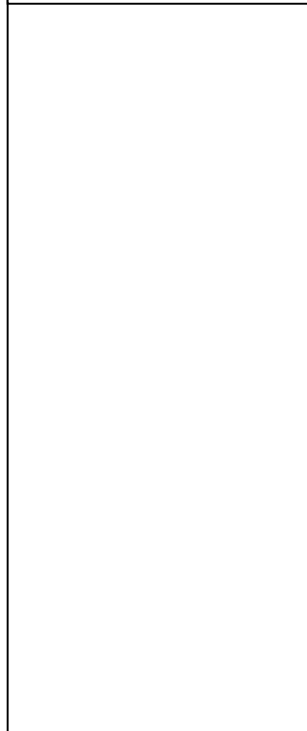
#### 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」 原子炉制御 「スクラム」



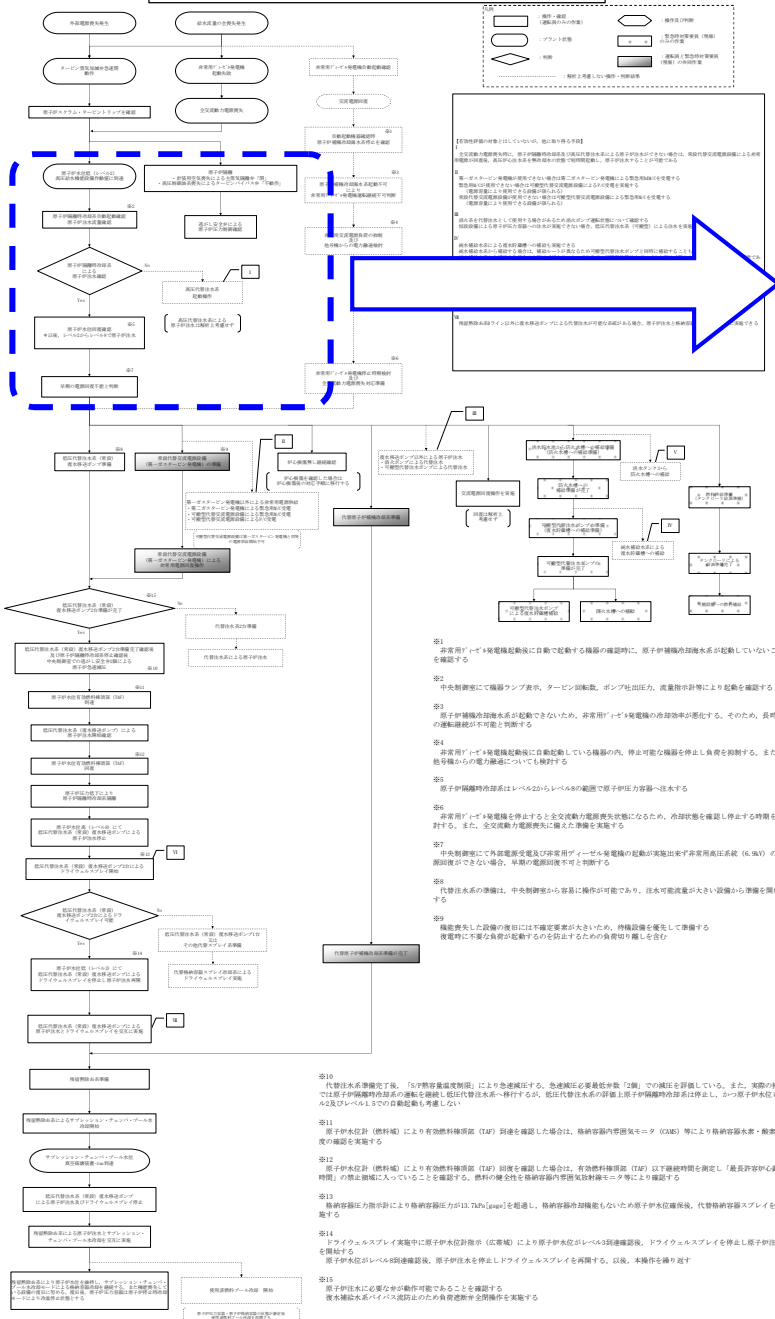
### 操作補足事項

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
**全給水喪失により原子炉スクラム後も原子炉水位は低下し、レベル3～レベル8に維持不可能のため、「水位確保」制御へ移行する。**  
 なお、解析ではRCICの手動起動に期待していない。

### 多様なハザード対応手順

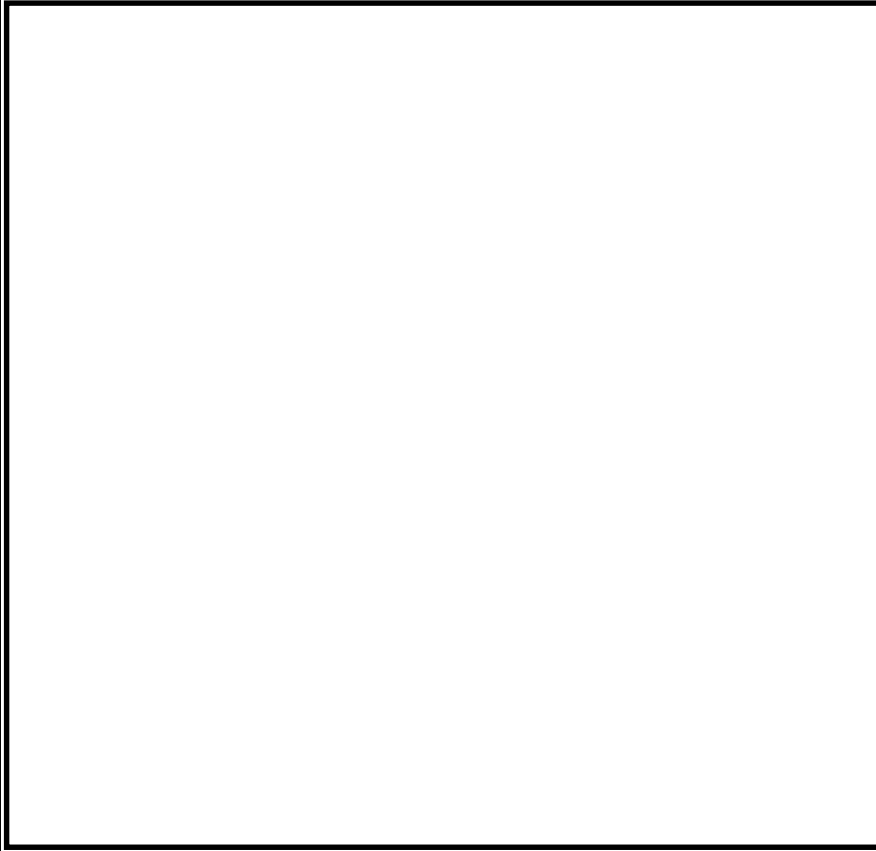


### 解析上の対応手順の概要フロー

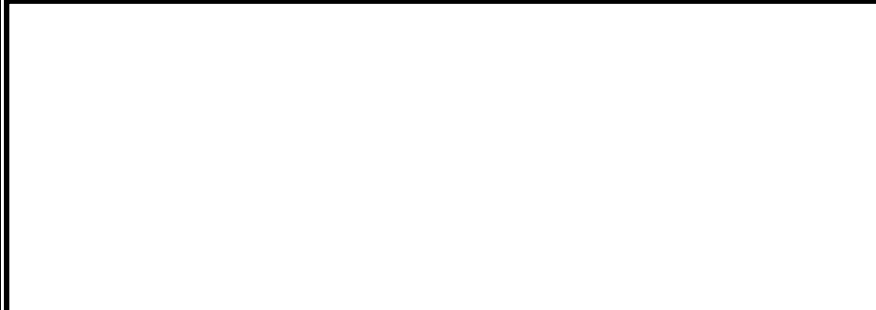


### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 原子炉制御「水位確保」



#### 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 原子炉制御「スクラム」



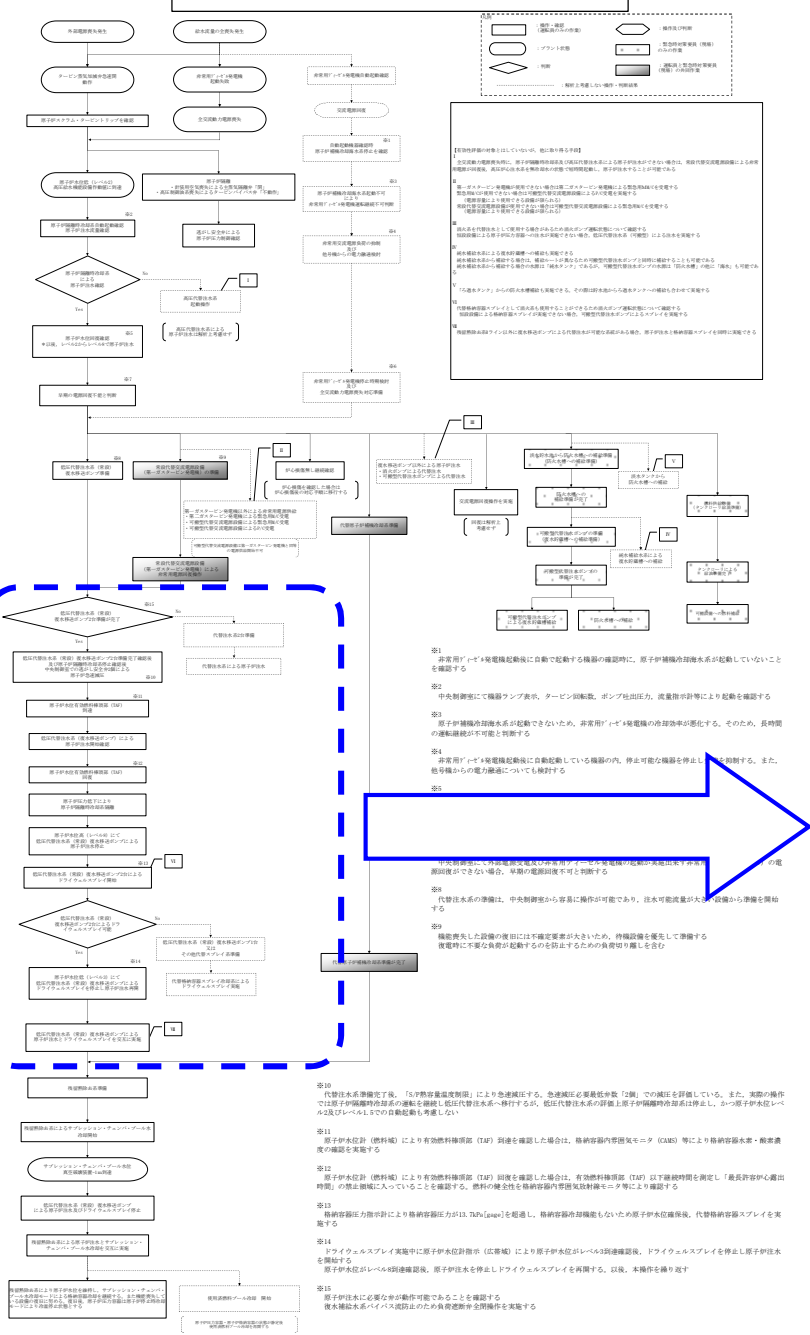
### 操作補足事項

原子炉水位低(レベル 2)にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉隔離時冷却系により注水が開始され、原子炉水位が上昇することを確認する。  
**以降、原子炉水位をレベル 3～レベル 8 で維持するように制御する。**

### 多様なハザード対応手順

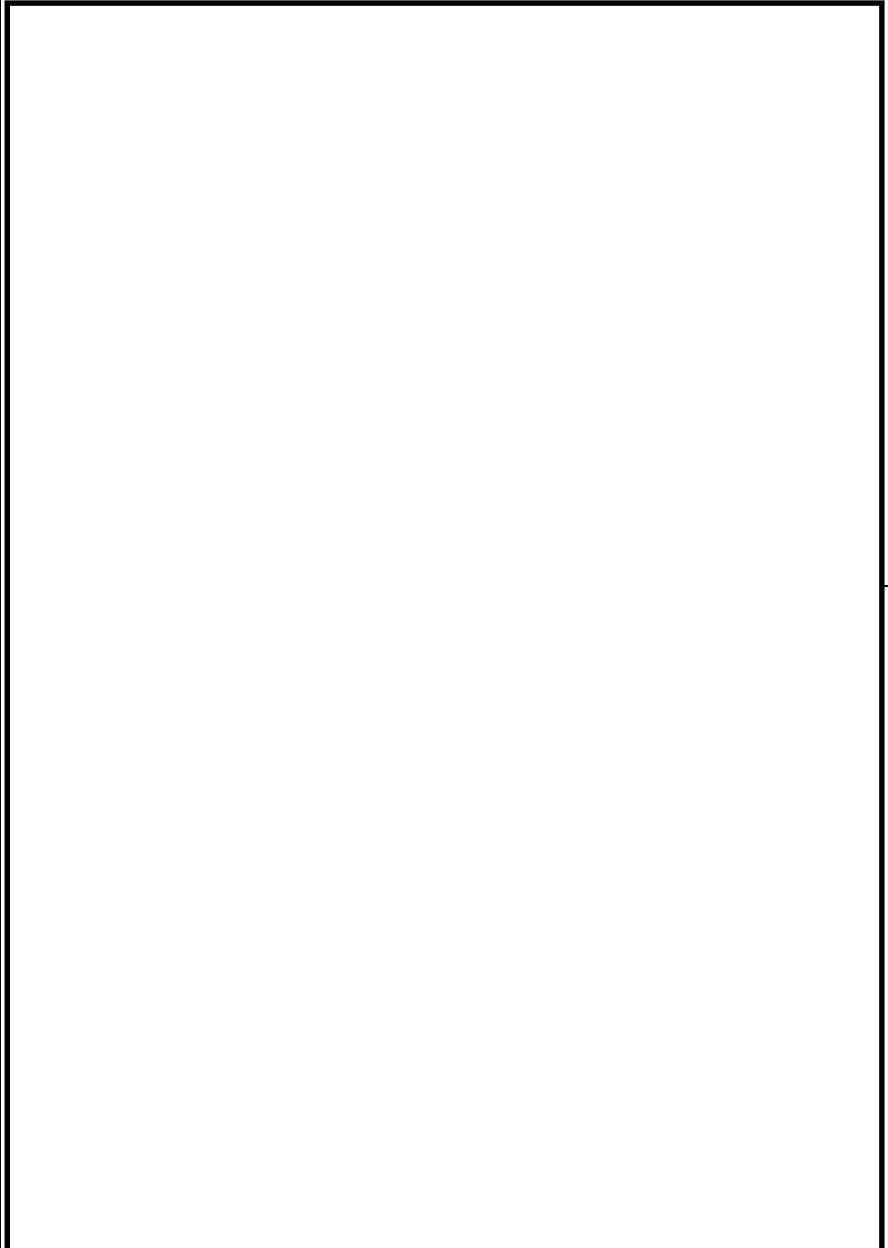


### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」  
不測事態「急速減圧」



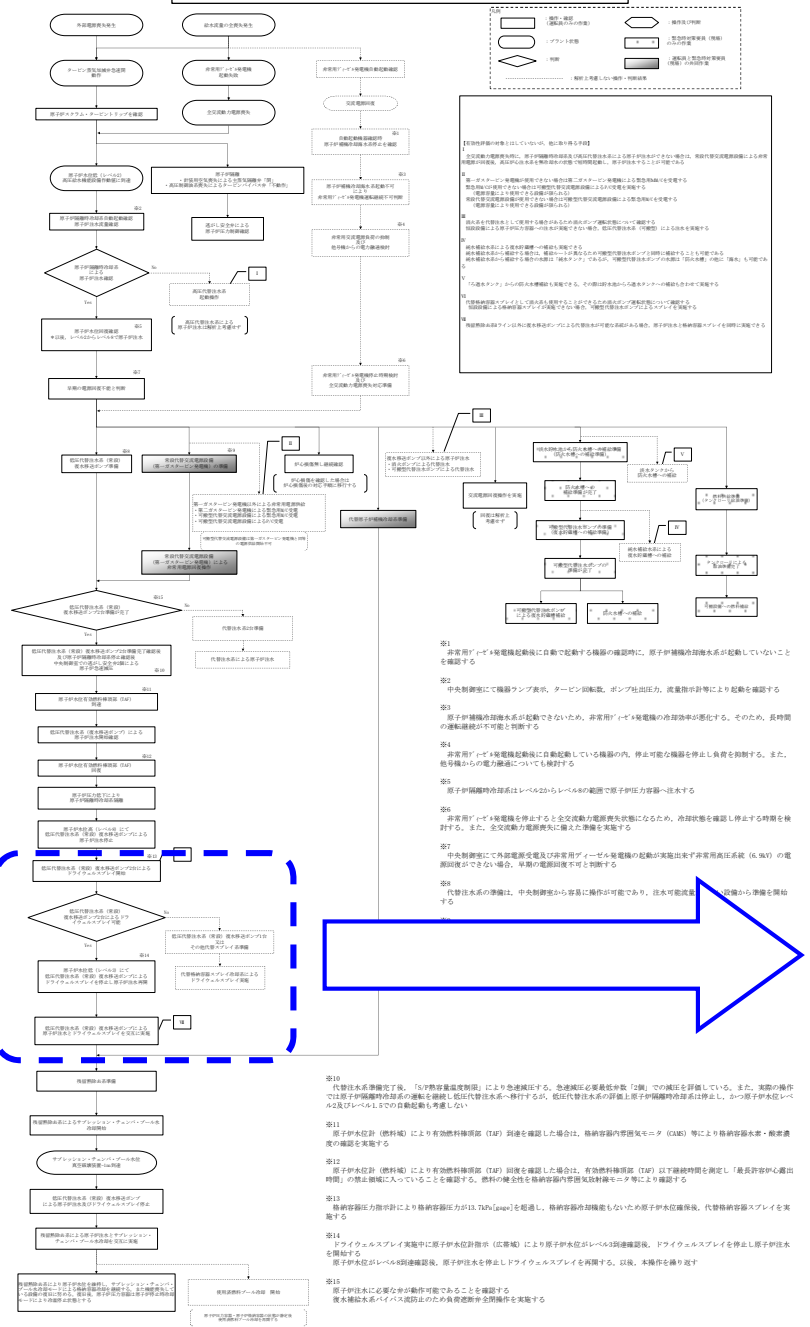
### 操作補足事項

常設代替交流電源設備 (ガスタービン発電機) 等による非常用電源回復後、低压代替注水系 (復水移送ポンプ) が注水可能であることを確認し、逃がし安全弁を順次開放して、原子炉を減圧する。  
原子炉減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認し、低压代替注水系 (復水移送ポンプ) による注水が開始され、原子炉水位が上昇することを確認し、原子炉水位をレベル 3~レベル 8 で維持するように制御する。

### 多様なハザード対応手順

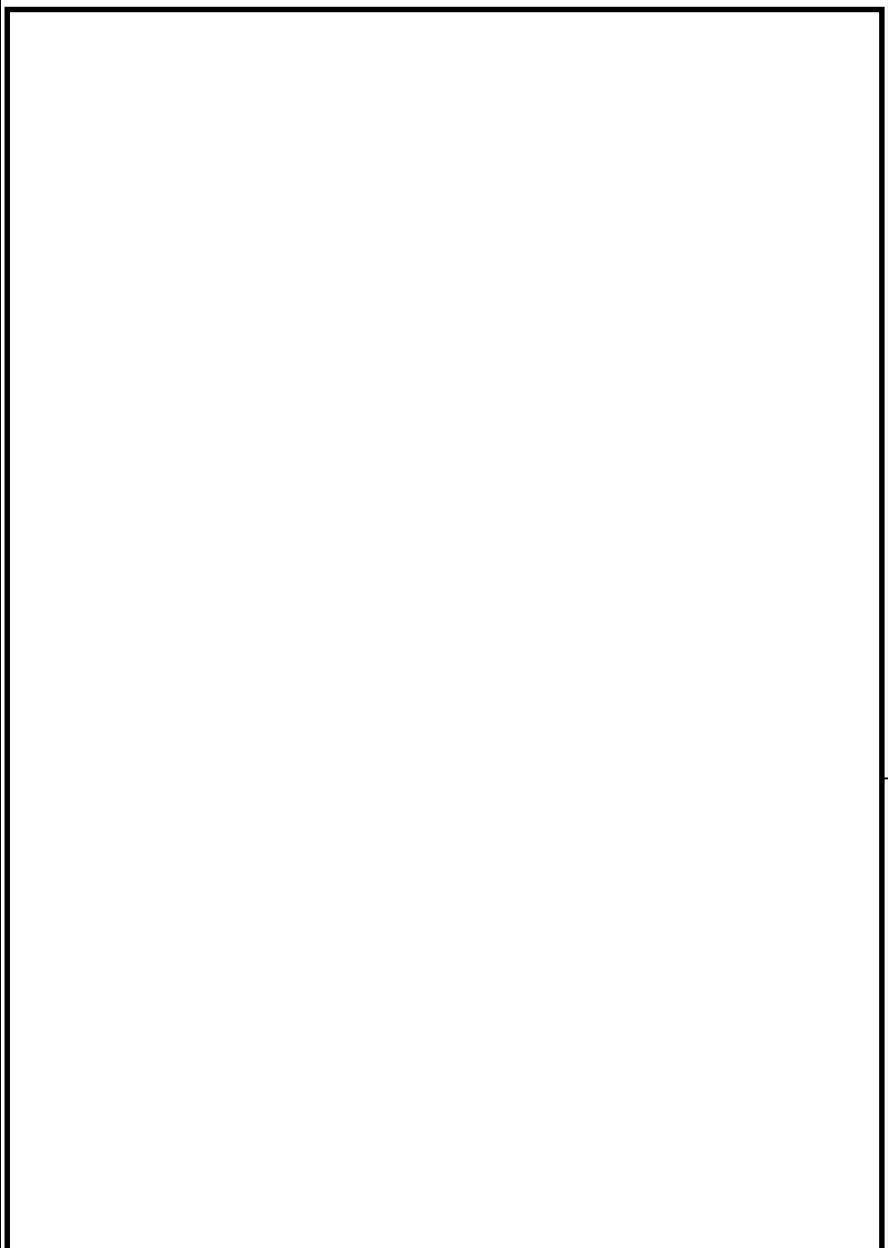
- GTG による緊急用 M/C 受電
- (AM)
- ・荒浜側緊急用 M/C による M/C7C・7D 受電
- ・MUWC による原子炉注水

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」  
格納容器制御「PCV 圧力制御」



### 操作補足事項

格納容器冷却機能がないため、原子炉格納容器の圧力を監視し、原子炉格納容器の圧力に応じた対応操作を実施する。

原子炉水位確保後、代替格納容器スプレィ冷却系（復水移送ポンプ）による代替格納容器スプレィを実施する。

原子炉水位をレベル 3～レベル 8 で維持しながら、低压代替注水系（復水移送ポンプ）による原子炉注水と代替格納容器スプレィ冷却系（復水移送ポンプ）による代替格納容器スプレィを交互に実施する。

### 多様なハザード対応手順

- GTG による緊急用 M/C 受電
- AM
- ・ MUWC による PCV スプレィ
- イ



# 1.4 崩壊熱除去機能喪失

## 1.4.2 残留熱除去系が故障した場合

### 特徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故 (LOCA を除く) の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

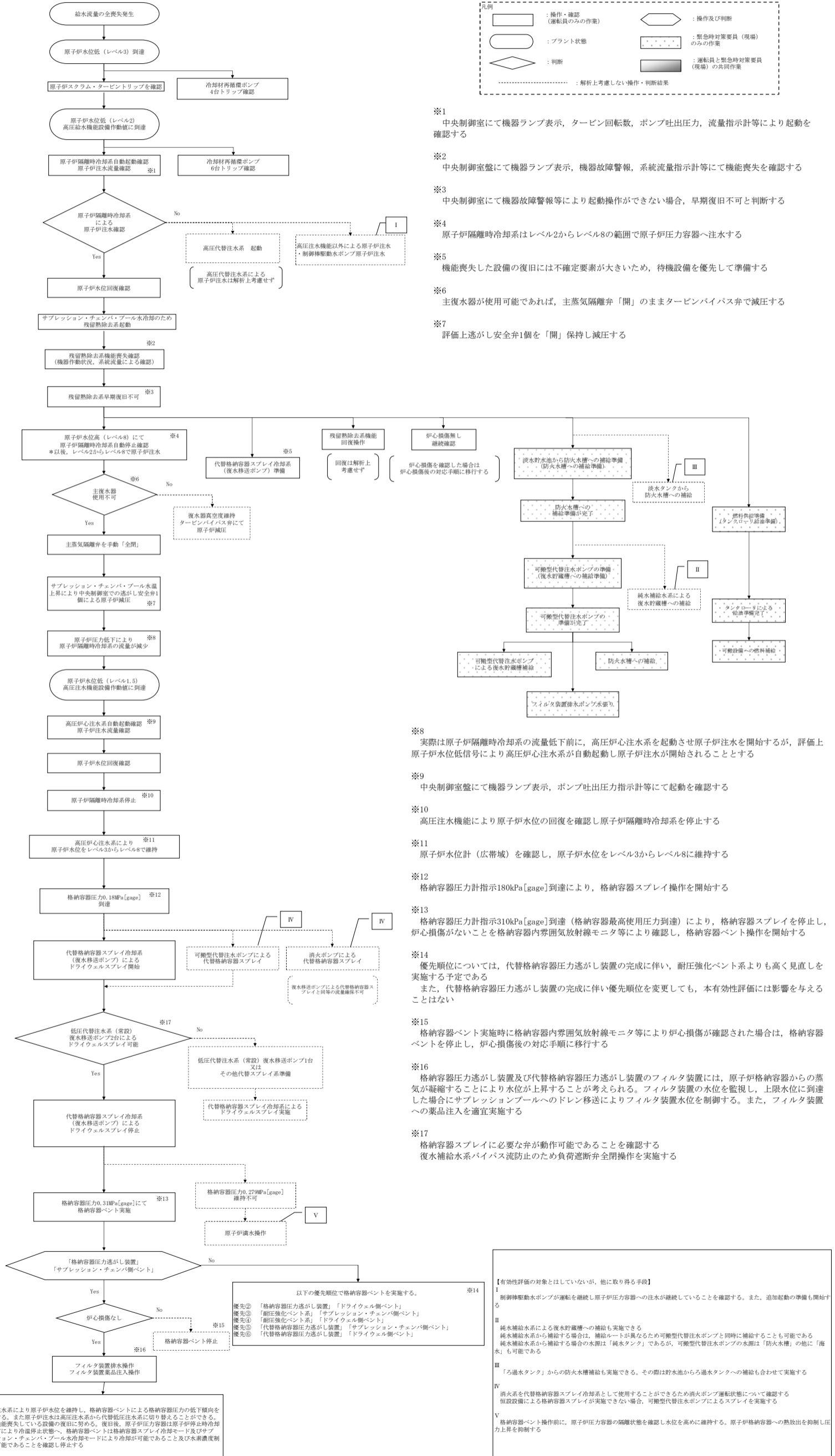
### 基本的な考え方

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等、耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

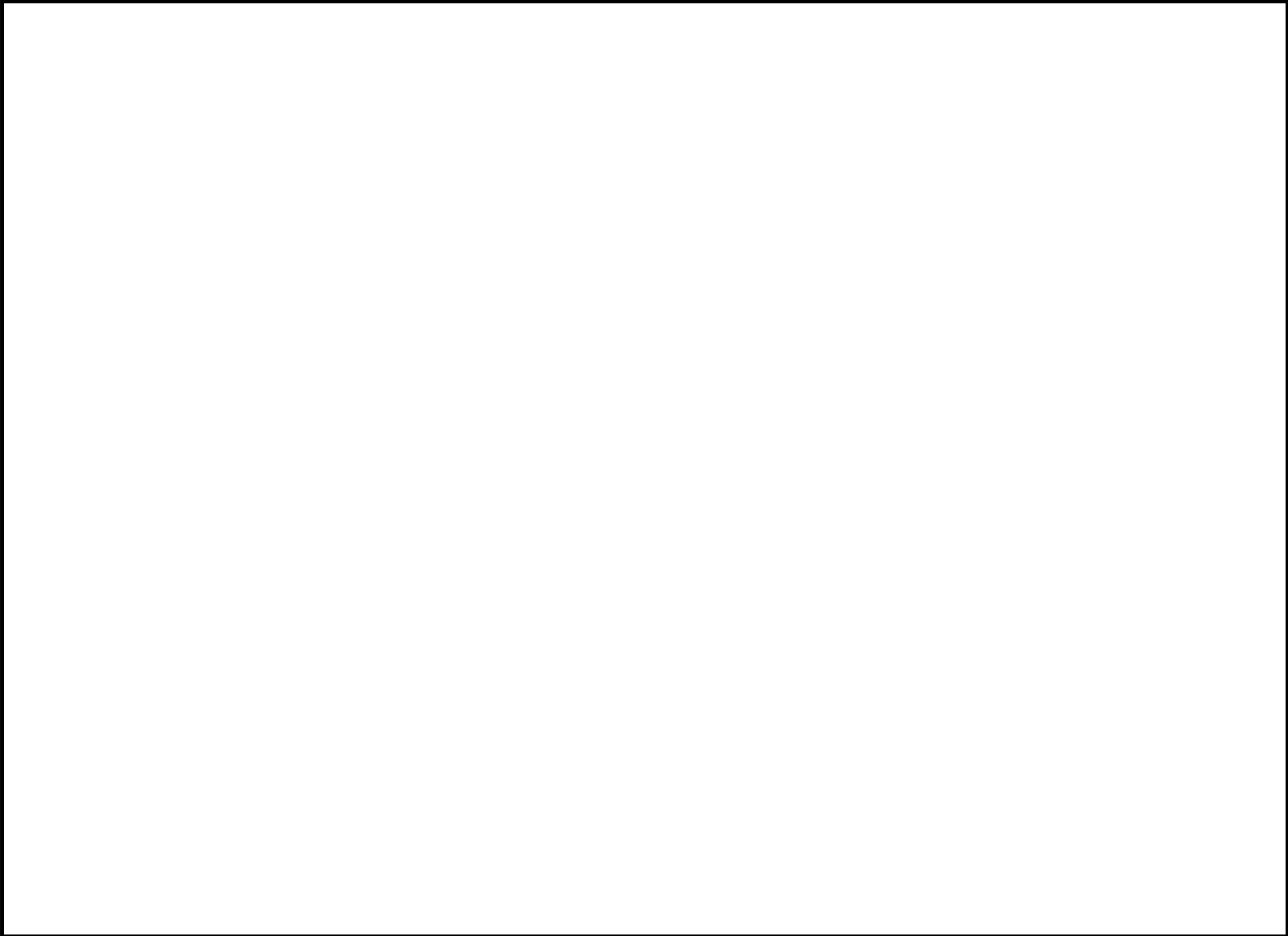
### 対応手順の概要

- 原子炉スクラム確認
- 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
- 残留熱除去系機能喪失確認
- 逃がし安全弁による原子炉減圧
- 高圧炉心注水系による原子炉注水
- 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却
- 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

### 解析上の対応手順の概要フロー

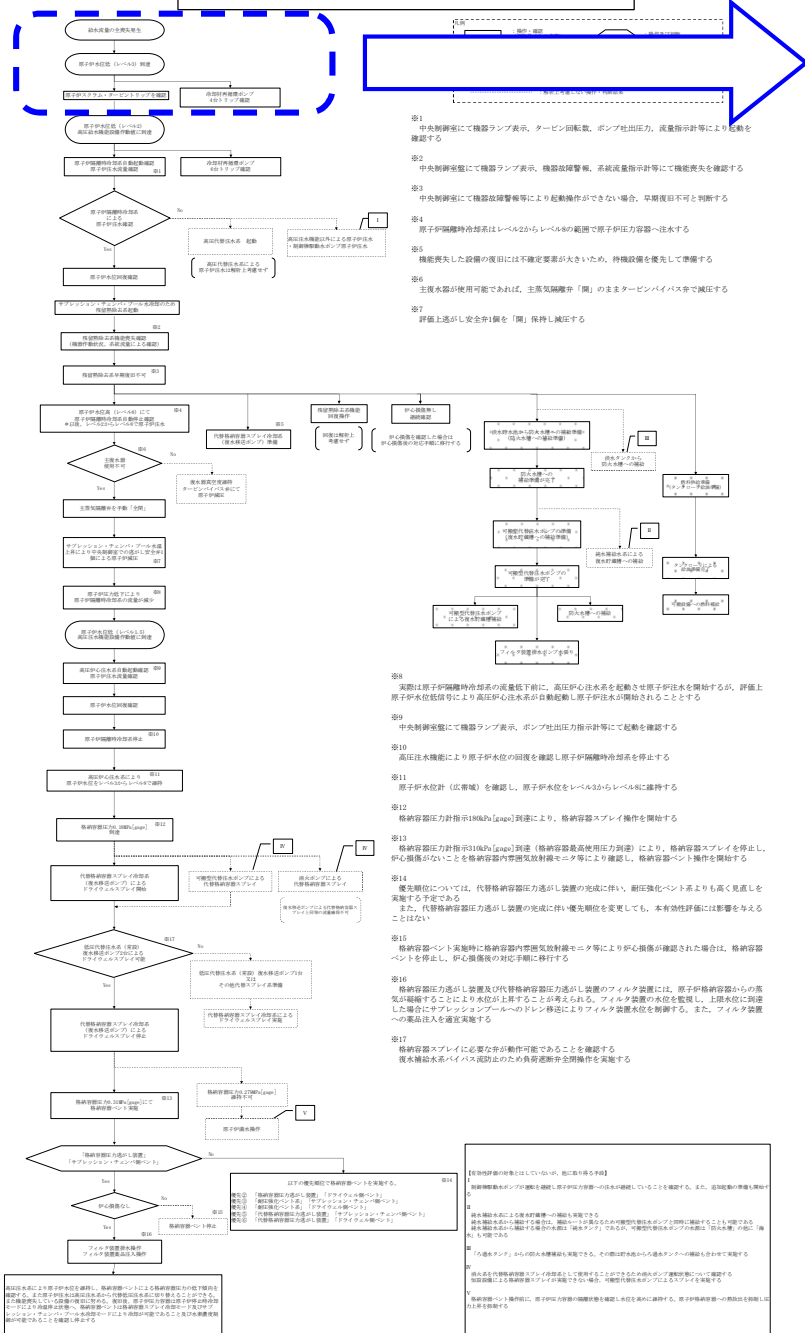






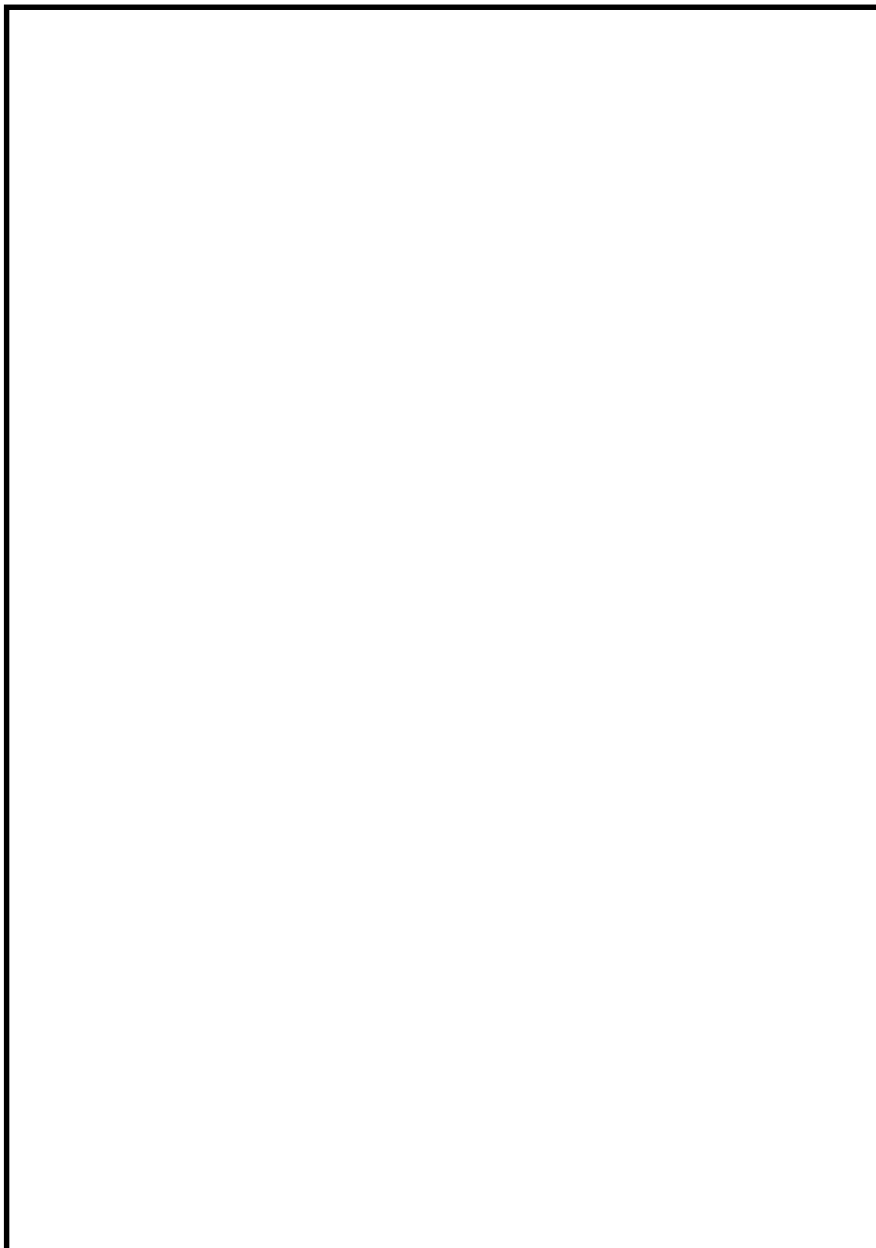
# 詳細手順説明

## 解析上の対応手順の概要フロー



## 事故時運転操作手順書

### 事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」 「給水全喪失」



## 操作補足事項

**「給水全喪失」事故発生**  
AOP「給水全喪失」により対応する。  
原子炉水位低信号により原子炉スクラムし EOP「スクラム」へ移行して対応する。  
その他の必要な操作で EOPに記載のない操作は、引き続き AOP「給水全喪失」で対応する。

## 多様なハザード対応手順

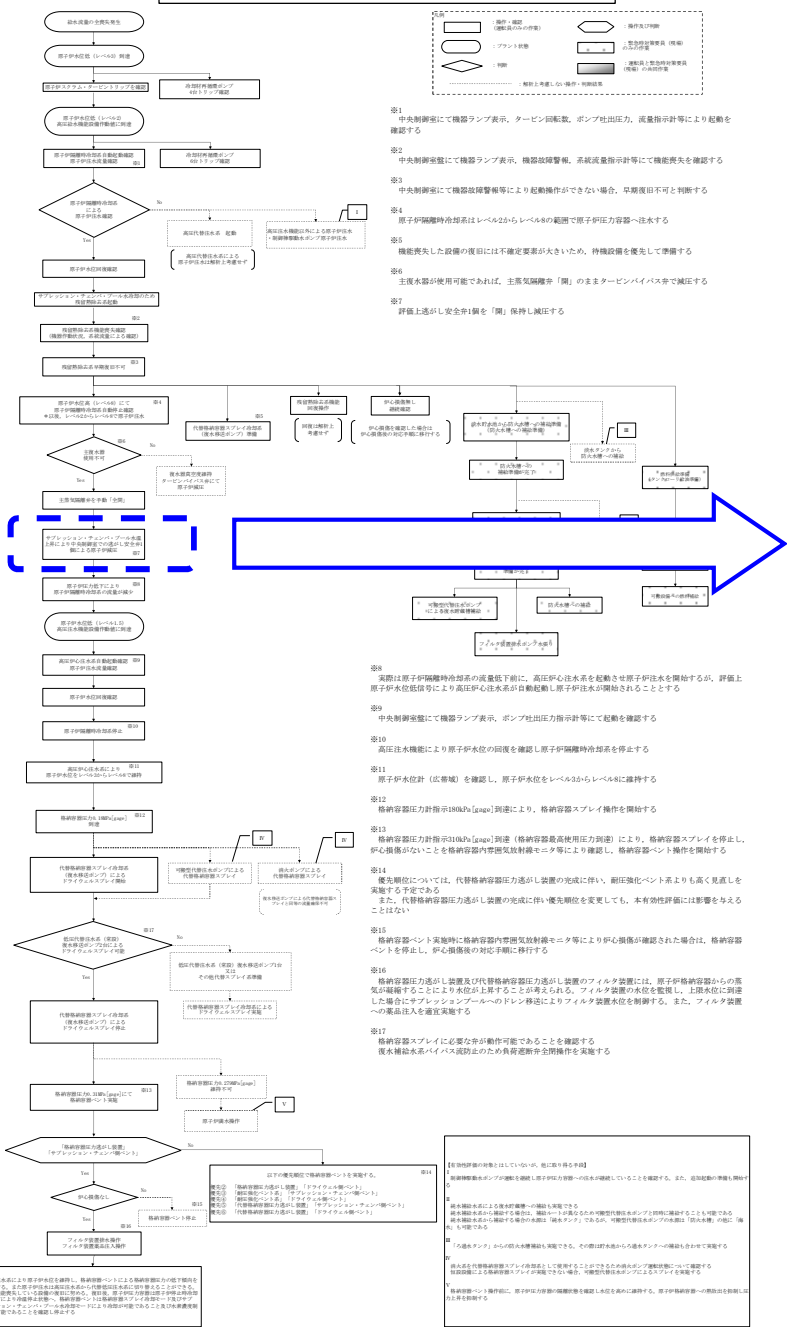
Blank area for additional hazard response procedures.







### 解析上の対応手順の概要フロー

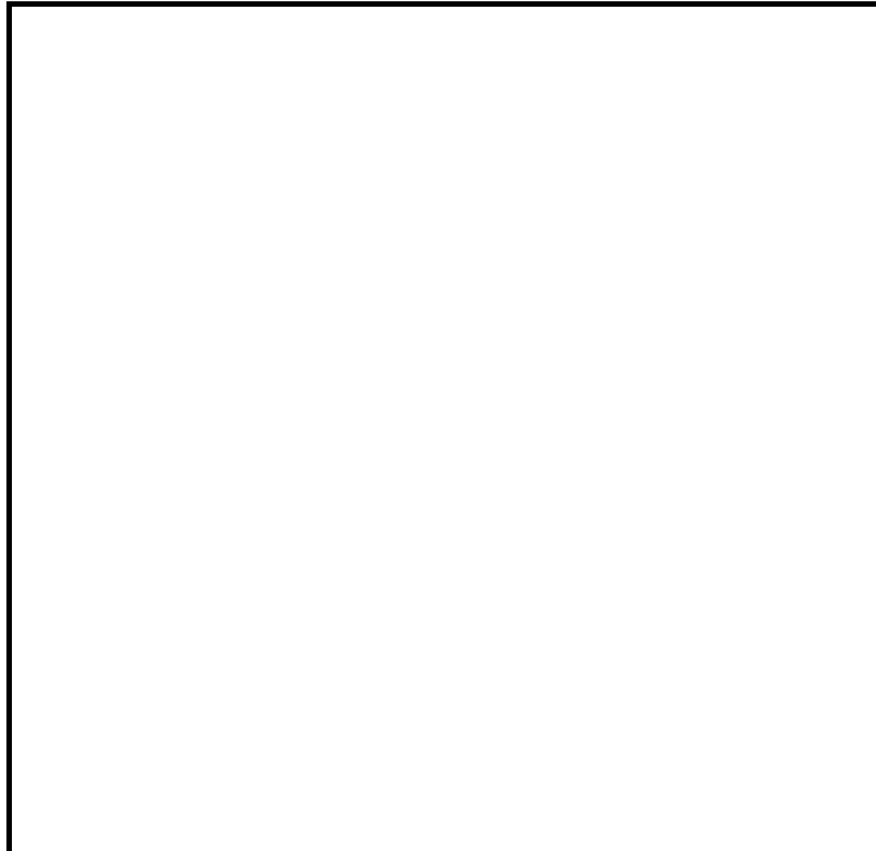


### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 原子炉制御 「スクラム」



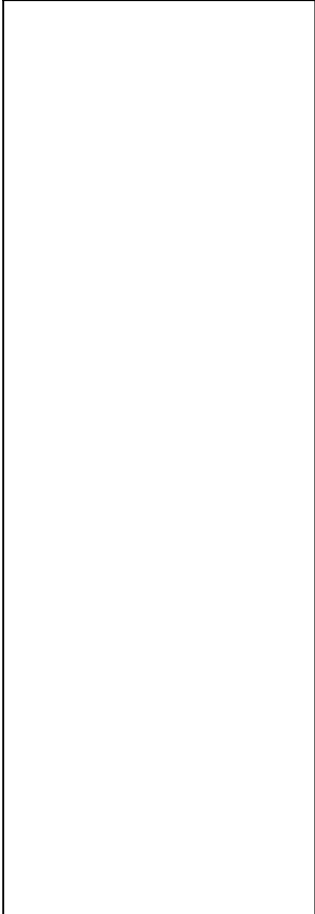
#### 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 格納容器制御 「S/P 温度制御」



### 操作補足事項

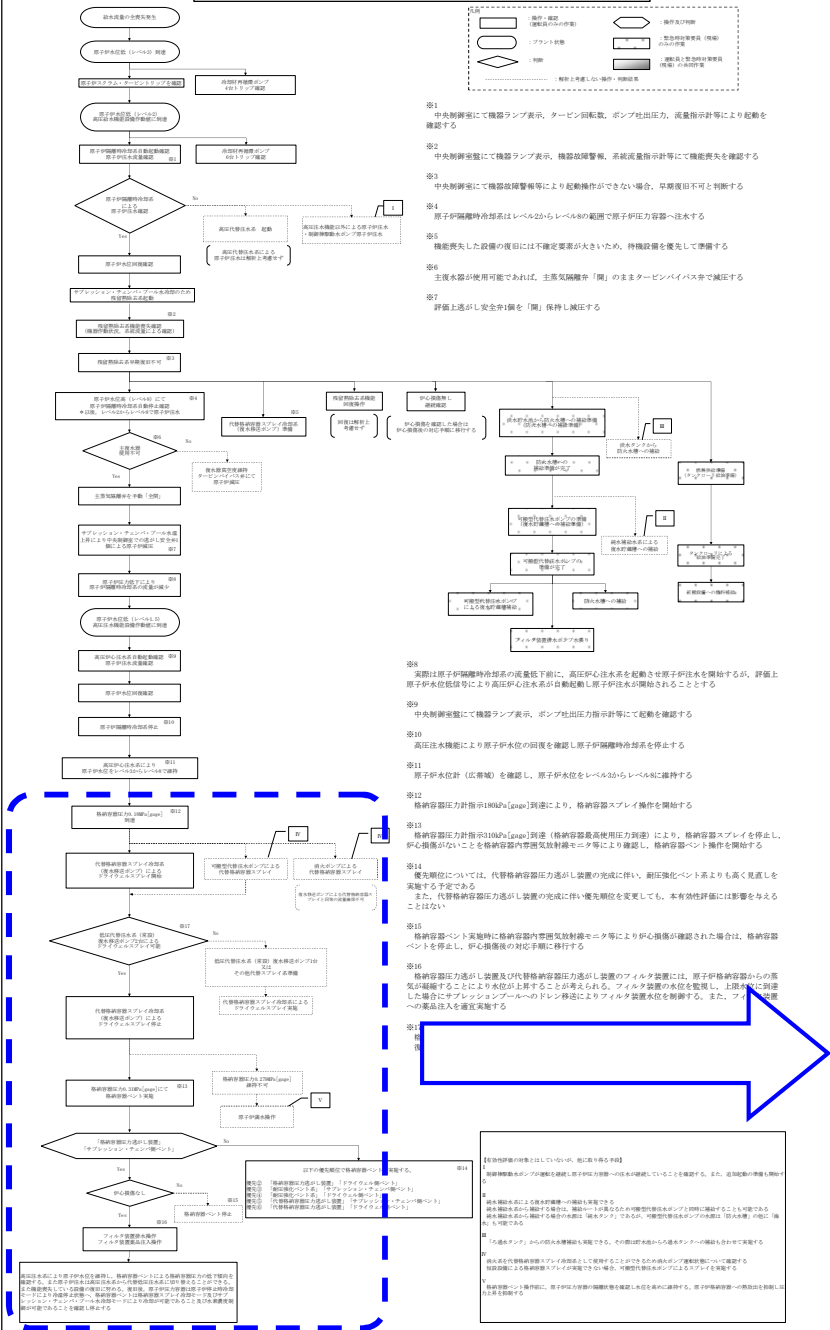
残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却機能が喪失しているため、サブプレッション・プール水温及び圧力が上昇する。  
**サブプレッション・プール水温の平均値が 49℃を超えていることを確認し「減圧冷却」制御に移行する。**

### 多様なハザード対応手順





# 解析上の対応手順の概要フロー



# 事故時運転操作手順書

## 事故時運転操作手順書 (微候ベース)「EOP」 格納容器制御「PCV 圧力制御」



※1 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示等により起動を確認する

※2 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示等にて機能喪失を確認する

※3 中央制御室にて機器故障警報等により起動操作ができない場合、早期復旧不可判断する

※4 原子炉隔離時冷却系レベル2からレベル6の範囲で原子炉圧力容器へ注水する

※5 機能喪失した設備の復旧には不確定要素が大きいため、特種権を優先して準備する

※6 主蒸気器が使用可能であれば、主蒸気隔離弁「開」のままタービンバイパスで減圧する

※7 評価上逃がし安全弁「開」保持し減圧する

※8 実際は原子炉隔離時冷却系の流量低下前、高圧炉心注水系を起動させ原子炉注水を開始するが、評価上原子炉水位検知等により高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始されることとする

※9 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力指示等にて起動を確認する

※10 高圧注水機能により原子炉水位の回復を確認し原子炉隔離時冷却系を停止する

※11 原子炉水位計 (広範囲) を確認し、原子炉水位をレベル3からレベル6に維持する

※12 格納容器圧力計指示190kPa [auge]到達により、格納容器スプレイ作動を開始する

※13 格納容器圧力計指示310kPa [auge]到達 (格納容器最高使用圧力) により、格納容器スプレイを停止し、炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線モニタ等により確認し、格納容器ベントを開始する

※14 優先順位については、代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い、耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である。また、代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い優先順位を変更しても、本有効性評価には影響を及ぼさない

※15 格納容器ベント実施時に格納容器内雰囲気放射線モニタ等により炉心損傷が確認された場合は、格納容器ベントを停止し、炉心損傷後の対応手順に移行する

※16 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には、原子炉格納容器からの蒸気凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限値に到達した場合はタンクアンプレッションアンプレッションポンプへのドレン送込によりフィルタ装置を乾燥する。また、フィルタ装置への蒸気注入を適宜実施する

※17 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※18 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※19 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※20 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※21 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※22 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※23 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※24 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※25 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※26 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※27 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※28 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※29 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※30 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※31 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※32 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※33 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※34 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※35 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※36 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※37 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※38 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※39 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※40 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※41 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※42 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※43 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※44 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※45 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※46 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※47 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※48 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※49 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※50 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※51 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※52 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※53 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※54 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※55 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※56 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※57 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※58 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※59 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※60 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※61 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※62 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※63 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※64 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※65 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※66 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※67 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※68 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※69 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※70 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※71 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※72 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※73 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※74 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※75 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※76 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※77 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※78 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※79 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※80 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※81 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※82 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※83 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※84 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※85 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※86 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※87 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※88 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※89 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※90 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※91 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※92 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※93 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※94 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※95 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※96 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※97 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※98 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※99 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※100 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

### 操作補足事項

残留熱除去系の崩壊熱除去機能が喪失していることから、逃がし安全弁からの排気によりサプレッション・プール圧力が上昇する。

### 多様なハザード対応手順

※17 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※18 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※19 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※20 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※21 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※22 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※23 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※24 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※25 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※26 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※27 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※28 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※29 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※30 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※31 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※32 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※33 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※34 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※35 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※36 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※37 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※38 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※39 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※40 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※41 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※42 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※43 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※44 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※45 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※46 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※47 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※48 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※49 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※50 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※51 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※52 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※53 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※54 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※55 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※56 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※57 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※58 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※59 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※60 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※61 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※62 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※63 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※64 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※65 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※66 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※67 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※68 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※69 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※70 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※71 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※72 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※73 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※74 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※75 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※76 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※77 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※78 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※79 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※80 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※81 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※82 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※83 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※84 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※85 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※86 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※87 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※88 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※89 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※90 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※91 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※92 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※93 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※94 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※95 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※96 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※97 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※98 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

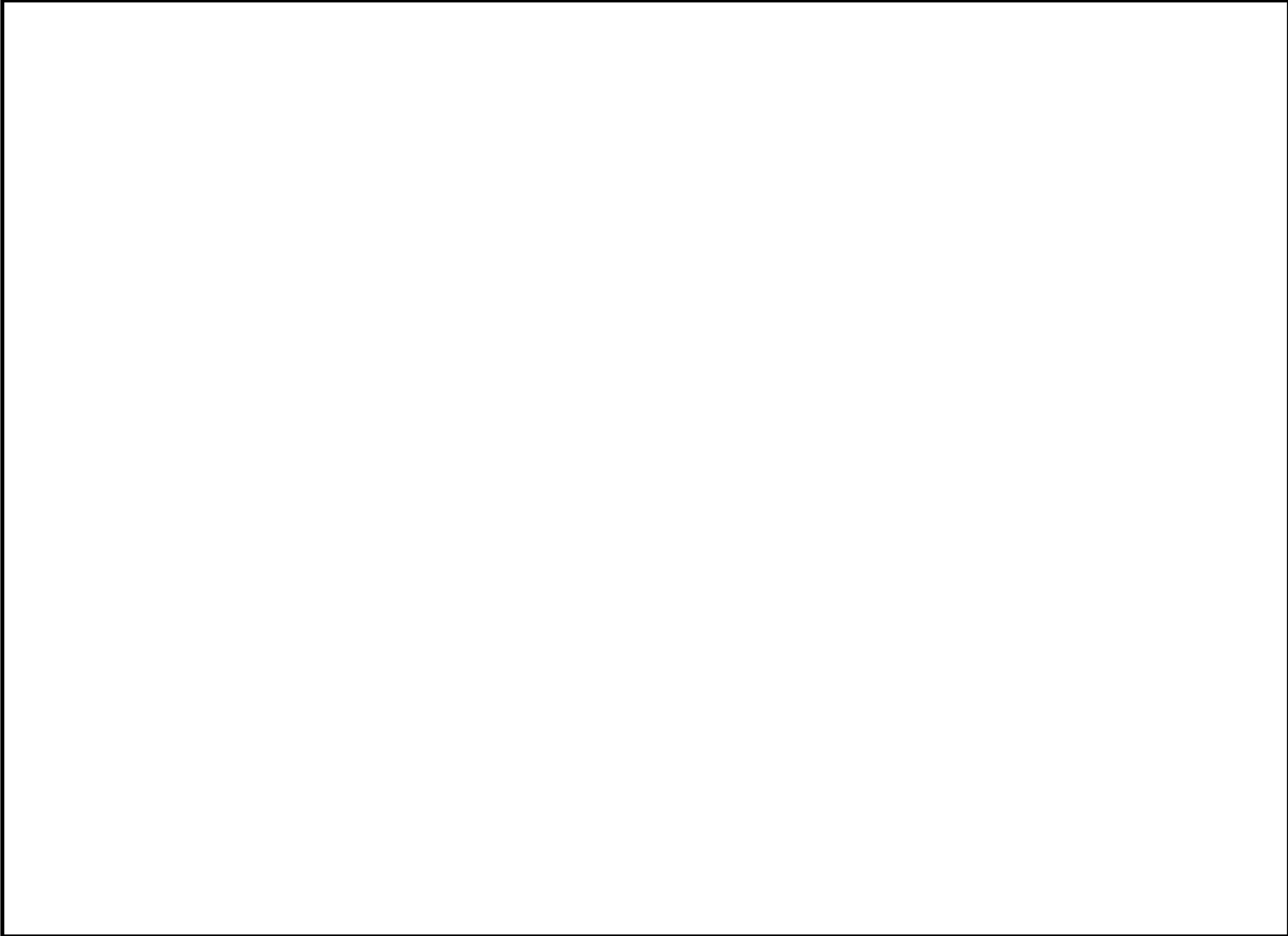
※99 格納容器圧力 (L1+L2) 検査

※100 格納容器圧力 (L1+L2) 検査



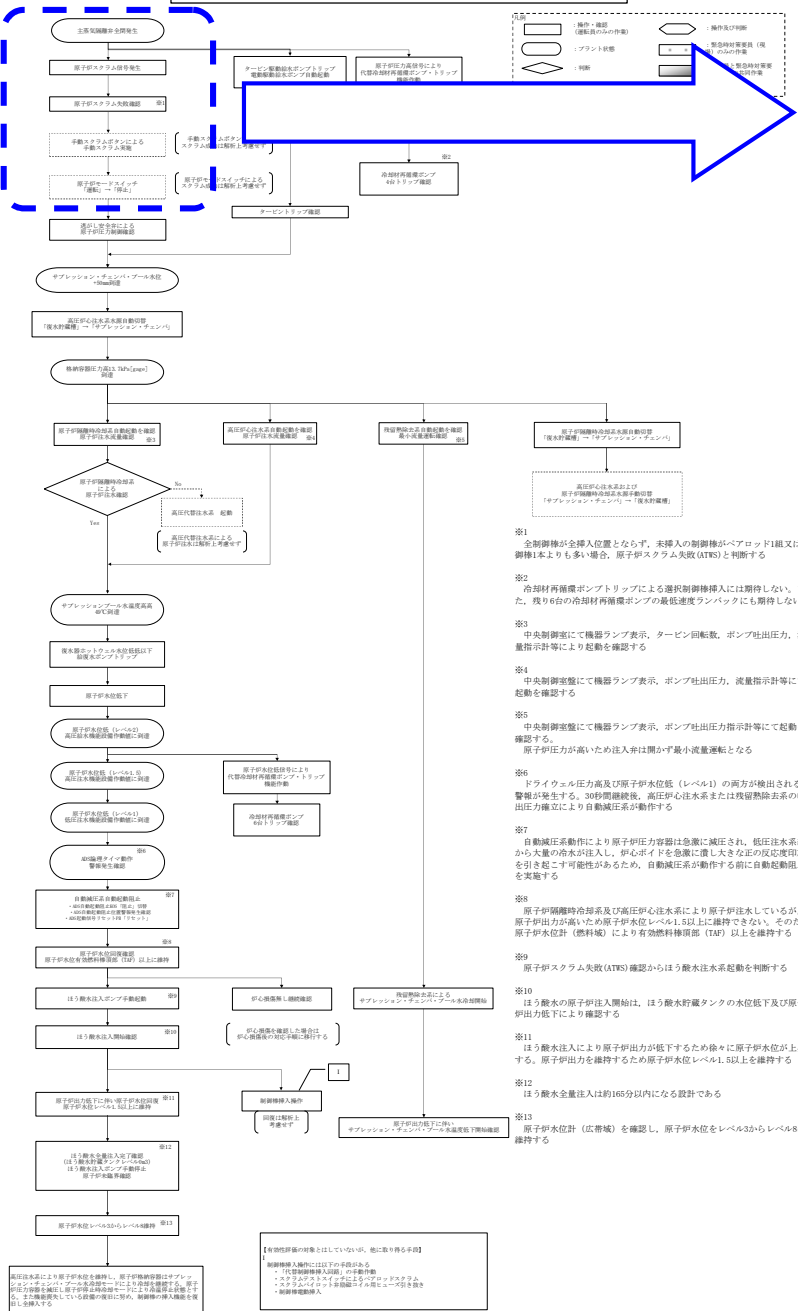








解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
原子炉制御「スクラム」



【作業者の注意】

- ① 操作及び判断
- ② 緊急時対応策 (優先度の作業)
- ③ 予めからの作業
- ④ 緊急時対応策 (優先度の作業)
- ⑤ 予めからの作業
- ⑥ 緊急時対応策 (優先度の作業)
- ⑦ 予めからの作業

① 全制御棒が全挿入位置とならず、未挿入の制御棒がベアロッド1組又は制御棒1本よりも多い場合、原子炉スクラム失敗 (ATS) と判断する

② 各部材再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。また、残り6台の冷却材再循環ポンプの最低速度ランクにも期待しない

③ 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する

④ 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力、流量指示計等にて起動を確認する

⑤ 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する。原子炉圧力が高いため注入開始が最小流量運転となる

⑥ ドライウェル圧力高及び原子炉水位低 (レベル1) の両方が検出されると警報が発せられる。30秒間継続後、高圧炉心注水または残留熱除去系の吐出圧力検出により自動減圧系が動作する

⑦ 自動減圧系動作により原子炉圧力は急激に減圧され、低圧注水系統から大量の冷水が注入し、炉心ポイドを急激に潰し失火な正の反応度増加を引き起こす可能性があるため、自動減圧系が動作する前に自動起動阻止を実施する

⑧ 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉注水しているが、原子炉出力が高いため原子炉水位レベル1.5以上で維持できない。そのため、原子炉水位計 (燃料域) により有効燃料積留量 (TAF) 以上を維持する

⑨ 原子炉スクラム失敗 (ATS) 確認からほう酸水注水系統を判断する

⑩ ほう酸水の原子炉注入開始は、ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する

⑪ ほう酸水注入により原子炉出力が低下するため徐々に原子炉水位が上昇する。原子炉出力を維持するため原子炉水位レベル1.5以上を維持する

⑫ ほう酸水全量注入は約165分以内になる設計である

⑬ 原子炉水位計 (広帯域) を確認し、原子炉水位をレベル5からレベル8以上を維持する

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取られる手段】

- 制御棒挿入動作に低下の可能性がある
- 炉心温度監視 (炉心) 作動確認
- スクラムスクラム発生によるアラームの発生
- スクラム発生時の監視カメラによる炉心監視
- 制御棒挿入

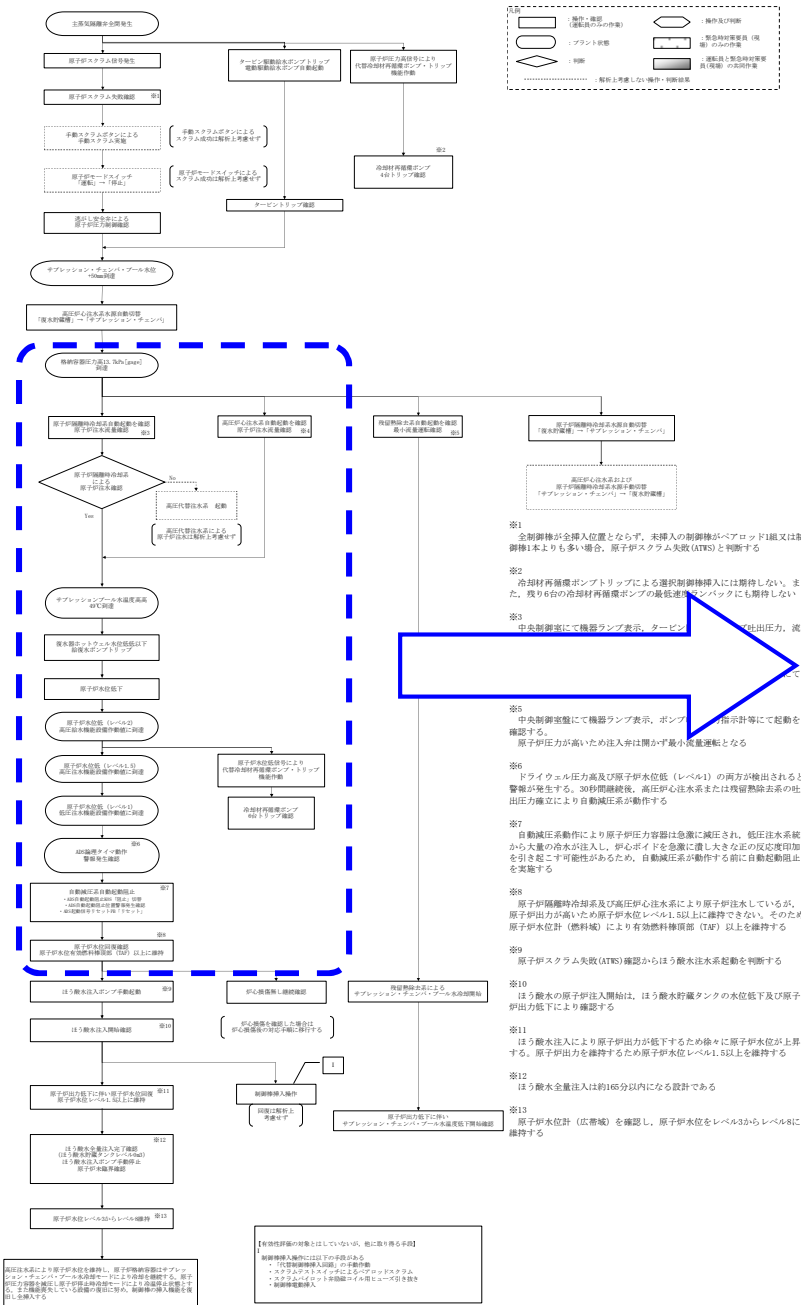
操作補足事項

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。  
**原子炉スクラムに失敗しているため「反応度制御へ」移行する。**  
 また、「格納容器制御導入」を継続監視するが、以降は「反応度制御」を優先する。

多様なハザード対応手順



### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 原子炉制御「反応度制御」



事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」  
原子炉制御「反応度制御」

このページは、原子炉制御「反応度制御」に関する事故時運転操作手順書の詳細な内容を示す領域です。図解の右側には、注釈（注1-13）が記載されており、各ステップの具体的な動作や確認事項を説明しています。また、注13には、原子炉水位をレベル3からレベル8に維持する旨の指示が記されています。

### 操作補足事項

**「水位」操作**  
主蒸気隔離弁の閉止により給水全喪失に至るが、格納容器圧力 13.7kPa [gage]で原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉注水が確保される。原子炉出力が高い場合は、原子炉への注水量を調整し、原子炉水位をレベル 1.5 まで低下させることで、原子炉出力を低下させる。

**「圧力」操作**  
逃がし安全弁にて、原子炉圧力を一定に維持する。

### 多様なハザード対応手順

この領域は、多様なハザードに対する対応手順を記載する予定です。図解の下部には、注13の続きとして、原子炉水位をレベル3からレベル8に維持する旨の指示が記されています。

#### 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 原子炉制御「スクラム」

この領域は、原子炉制御「スクラム」に関する事故時運転操作手順書の詳細な内容を示す領域です。図解の右側には、注釈（注1-13）が記載されており、各ステップの具体的な動作や確認事項を説明しています。また、注13には、原子炉水位をレベル3からレベル8に維持する旨の指示が記されています。

# 1.6 LOCA 時注水機能喪失

## 特徴

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。

このため、破断箇所からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

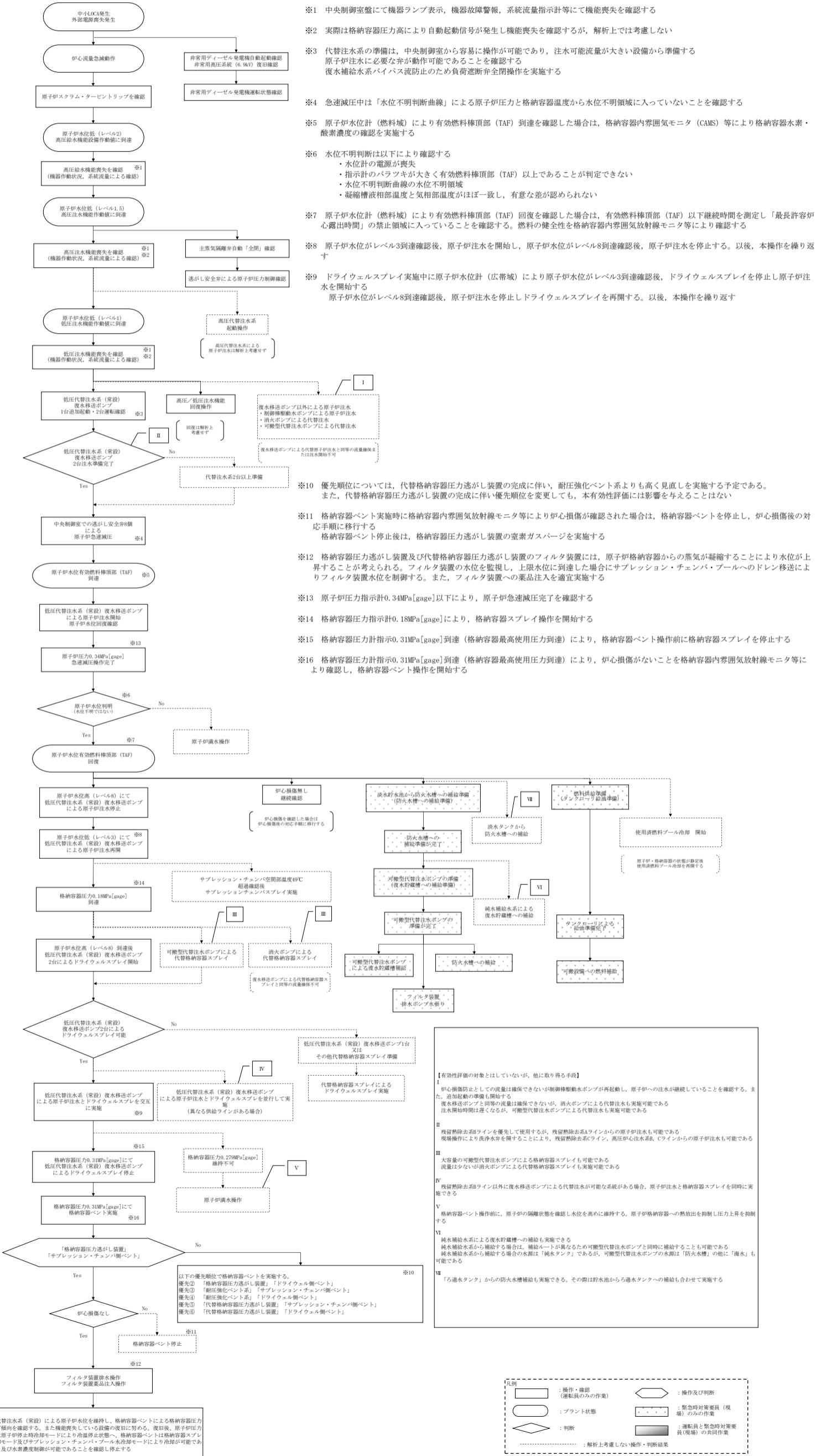
## 基本的な考え方

逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系等及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

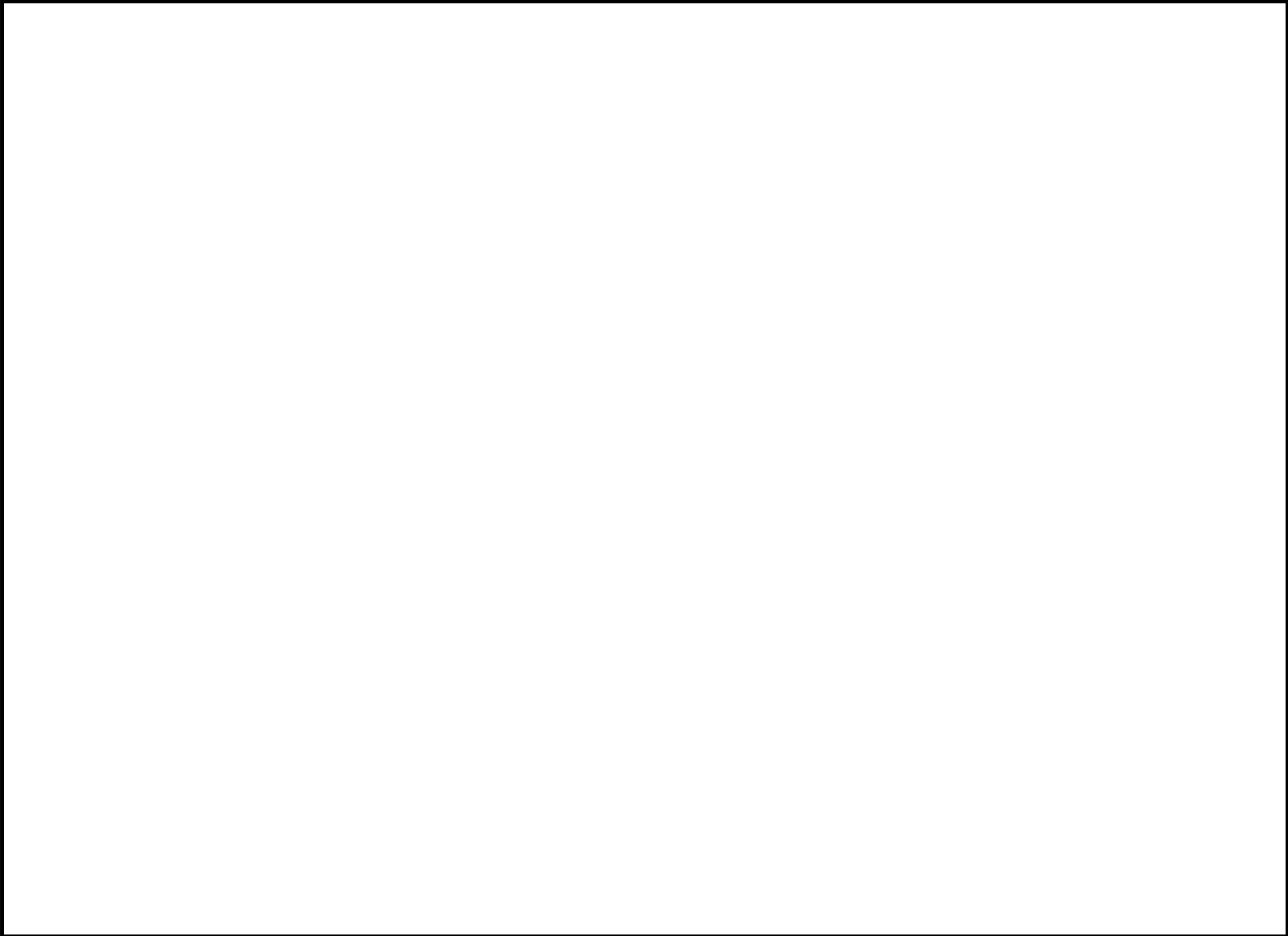
## 対応手順の概要

- 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認
- 高圧・低圧注水機能喪失確認
- 逃がし安全弁による原子炉急速減圧
- 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
- 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却
- 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

## 解析上の対応手順の概要フロー

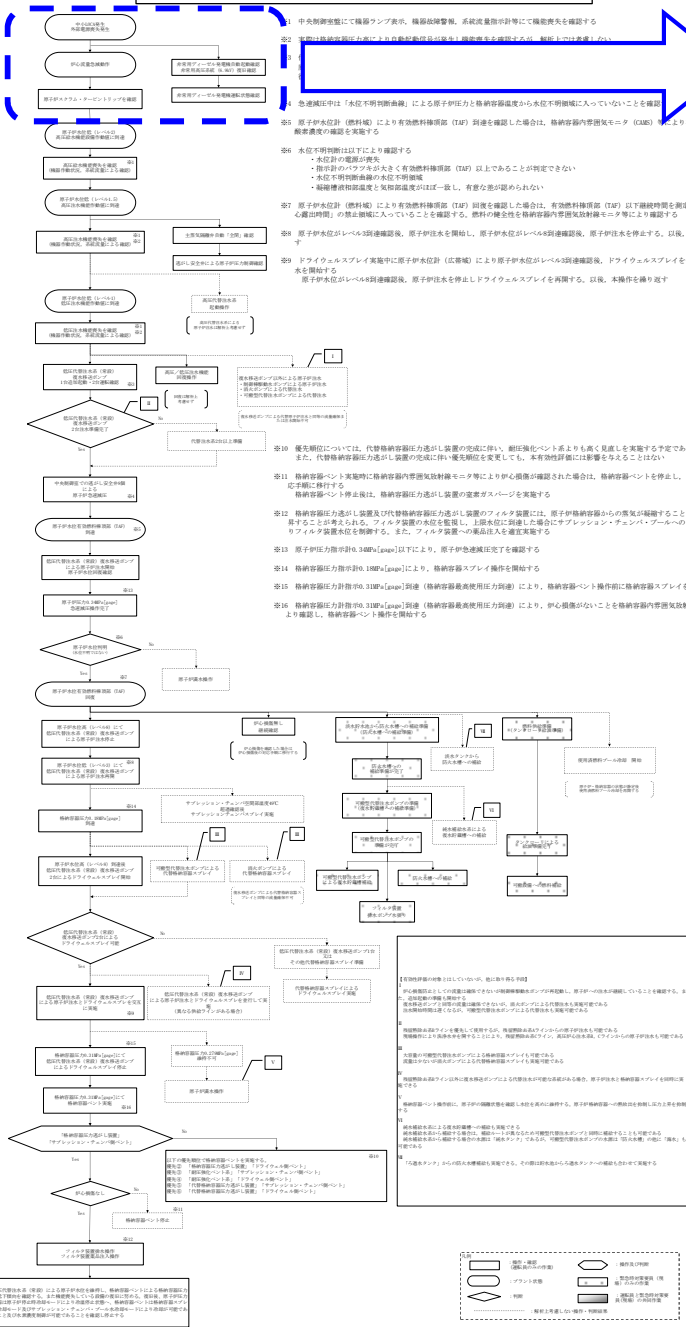




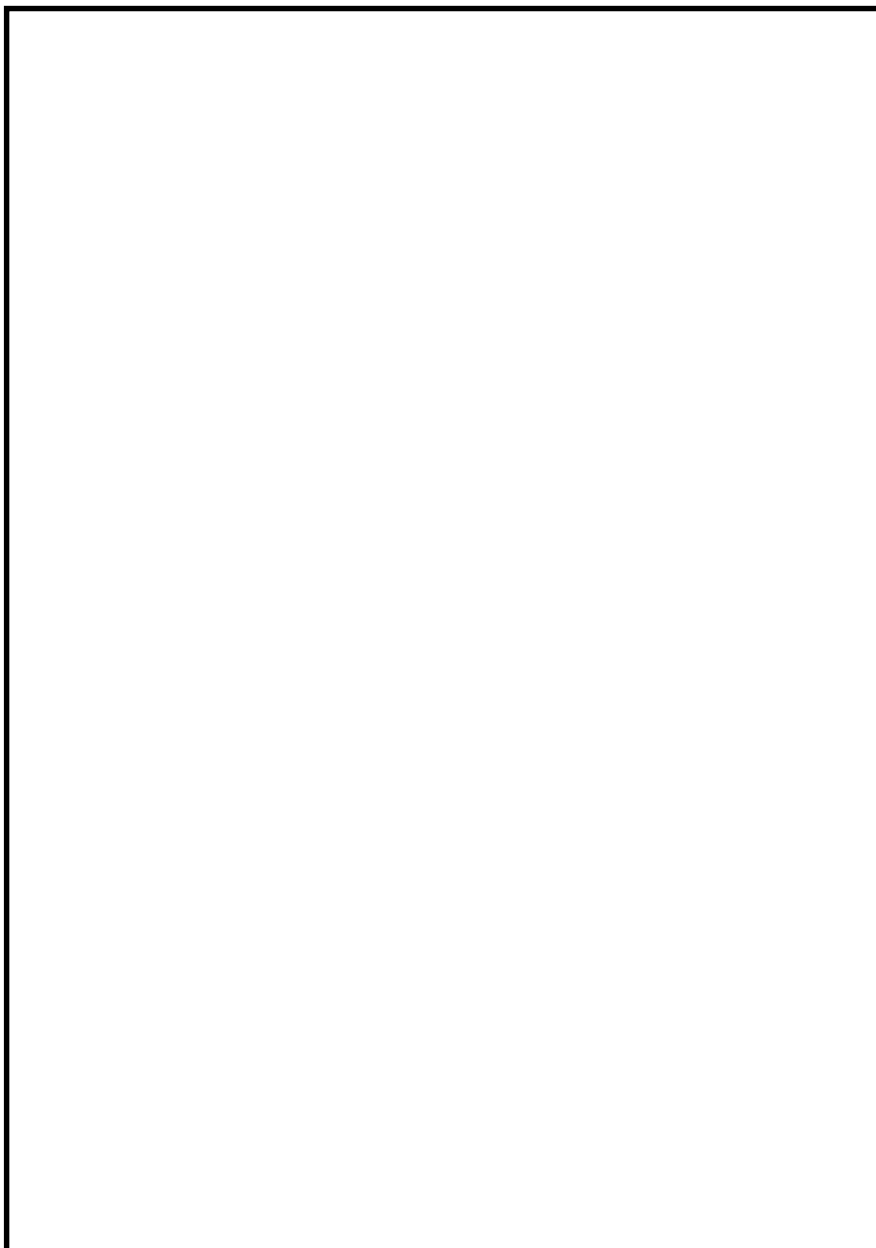


# 詳細手順説明

## 解析上の対応手順の概要フロー



## 事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」 「発電所全停」



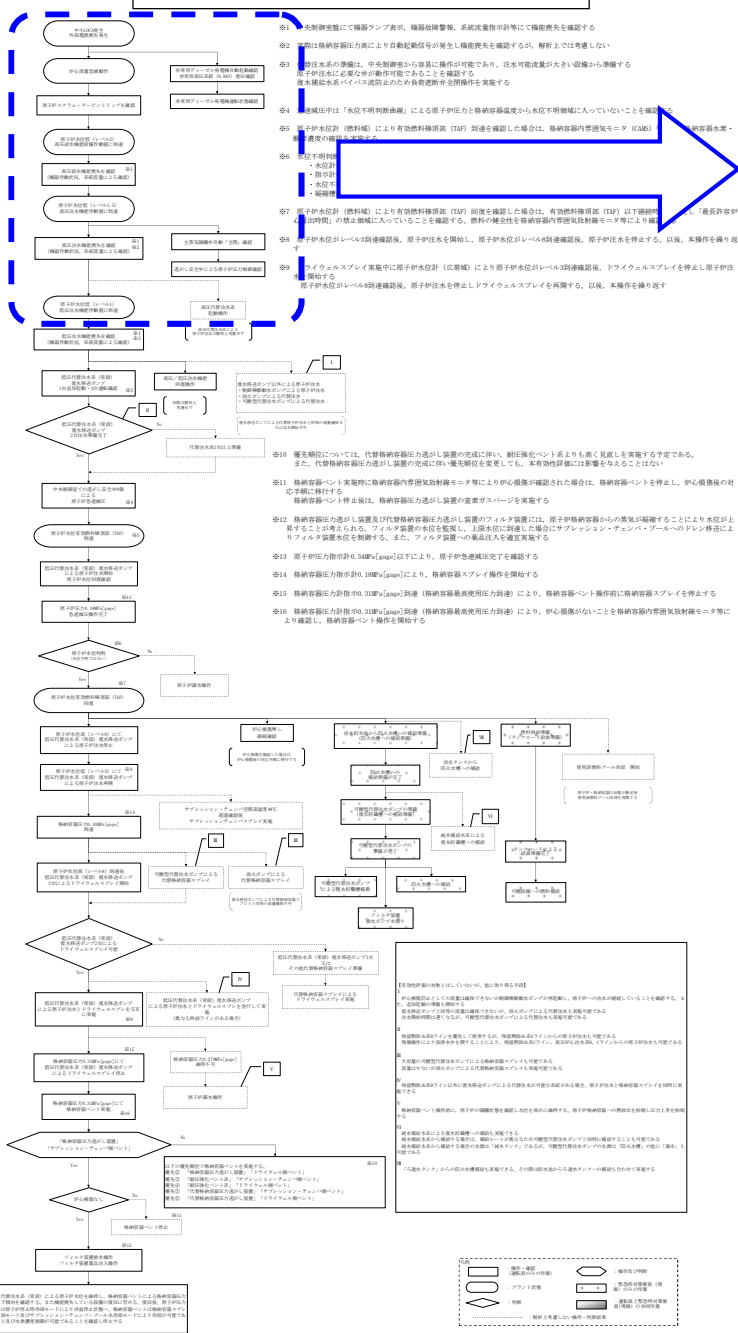
## 操作補足事項

**「中小破断 LOCA、外部電源喪失」事故発生**  
AOP「発電所全停」により対応する。  
発電所全停によりスクラムし EOP へ移行して対応する。  
その他の必要な操作で EOP に記載のない操作は引き続き AOP「発電所全停」事故手順で対応する。

## 多様なハザード対応手順

Blank area for additional hazard response procedures.

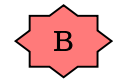
# 解析上の対応手順の概要フロー



- ※1 系統異常にて機能ランプ表示、機能故障警報、系統流量計等にて機能喪失を確認する
- ※2 原子炉格納容器圧力高により自動起動信号が発生し機能喪失を確認するが、解析上では考えない
- ※3 原子炉格納容器圧力高は、中央制御室から容易に操作が可であり、注水可能流量が大きいことから準備する。原子炉注水に必要なが操作可能であることを確認する。原子炉格納容器圧力高の発生は、中央制御室から容易に操作が可であり、注水可能流量が大きいことから準備する。
- ※4 運転中は「水位不明状態」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明状態に入っていないことを確認する
- ※5 原子炉水位計（燃料棒）により有効燃料棒数（BAR）到達を確認した場合は、格納容器内管側気圧モニタ（CGM）の異常を確認する
- ※6 水位不明状態（燃料棒）により、原子炉圧力と格納容器温度から水位不明状態に入っていないことを確認する
- ※7 原子炉水位計（燃料棒）により有効燃料棒数（BAR）到達を確認した場合は、有効燃料棒数（BAR）以下閾値（燃料棒）の禁止進入に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器内管側気圧モニタ等により確認する
- ※8 原子炉水位がレベル3到達後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル4到達後、原子炉注水を停止する。以後、本操作を繰り返す
- ※9 ドライウェルスプレイ実施中に原子炉水位（広帯域）により原子炉水位がレベル3到達後、ドライウェルスプレイを停止し原子炉注水を再開する。原子炉水位がレベル4到達後、原子炉注水を停止しドライウェルスプレイを再開する。以後、本操作を繰り返す
- ※10 優先順位については、代替格納容器圧力逃がし装置の完成に際し、前記レベル2系よりも高層見直しを実施する予定である。また、代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い電圧制御を変更しても、本操作詳細には影響を及ぼすことはない
- ※11 格納容器ベント実施時に格納容器内管側気圧モニタ等により炉心損傷が確認された場合は、格納容器ベントを停止し、炉心損傷の対応手順に移行する
- ※12 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には、原子炉格納容器からの蒸気が漏れることにより水位が上昇することがあるため、「フィルタ装置の水位監視」は「炉心損傷発生時の対応手順」の「炉心損傷発生時の対応手順」の「炉心損傷発生時の対応手順」に移行してフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への蒸気注入を適宜実施する
- ※13 原子炉圧力計が0.3MPa[abs]以上により、原子炉急冷減圧完了を確認する
- ※14 格納容器圧力計が0.3MPa[abs]以上により、格納容器スプレイを開始する
- ※15 格納容器圧力計が0.3MPa[abs]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、格納容器ベント操作に格納容器スプレイを停止する
- ※16 格納容器圧力計が0.3MPa[abs]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、炉心損傷がないことを格納容器内管側気圧モニタ等により確認し、格納容器ベント操作を開始する

# 事故時運転操作手順書

## 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 原子炉制御「スクラム」



### 操作補足事項

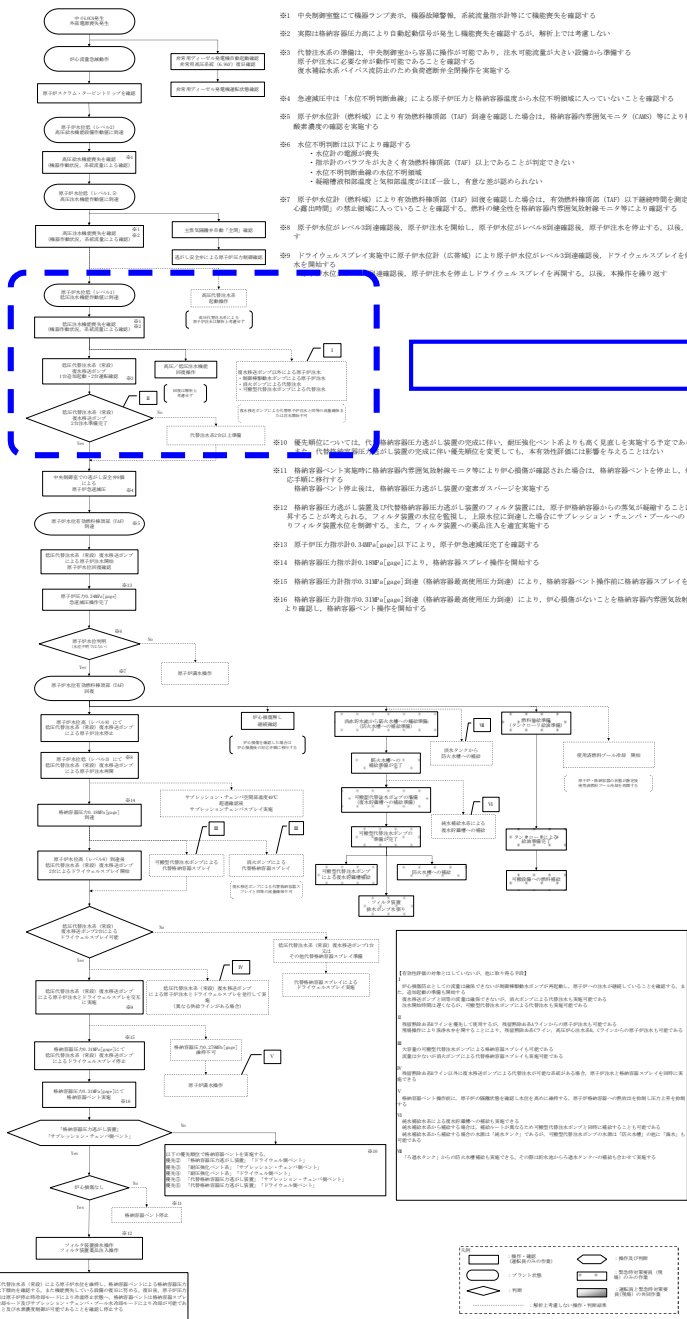
最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

外部電源喪失により、給水機能が喪失していることから、原子炉水位レベル2で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、レベル1.5で高圧炉心注水系が自動起動するが、高圧注水機能喪失により、原子炉への注水が不可となる。

**原子炉水位をレベル3～レベル8に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。**

### 多様なハザード対応手順

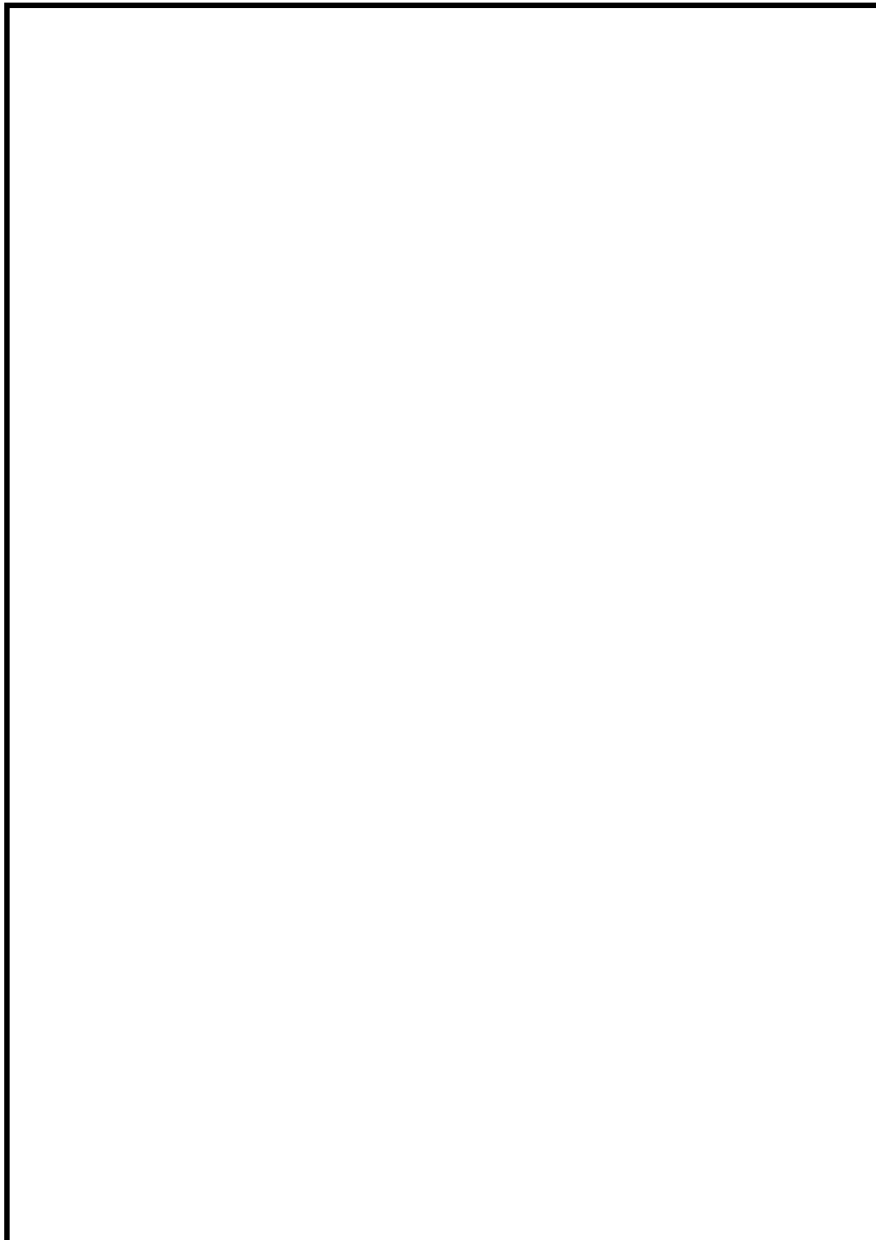
# 解析上の対応手順の概要フロー



- ※1 中央制御室にて稼働ランプ表示、稼働監視警報、系統流量計等にて稼働喪失を確認する
- ※2 実際の稼働容器圧力値により自動起動機身が発生し稼働喪失を確認するが、解析上で考慮しない
- ※3 代替注水系の準備は、中央制御室から容易に操作が可能であり、注水可能流量が大きい設備から準備する  
原子炉注水に必要な設備が動作可能であることを確認する  
低圧代替注水系の1号機が動作可能であることを確認する
- ※4 急減速中は「水位不明判断機能」による原子炉圧力と燃料棒挿入位置から水位不明領域に入っていないことを確認する
- ※5 原子炉水位計（燃料棒）により有効燃料棒挿入（1棒）到達を確認した場合は、燃料棒挿入位置監視ユニット（CAM）等により燃料棒挿入位置・数量確認を実施する
- ※6 水位不明判断は以下により確認する  
・水位計の電源が喪失  
・水位計の出力が失われ大きく有効燃料棒挿入（1棒）以上であることが判定できない  
・水位不明判断機能の水位不明領域  
・燃料棒挿入位置監視ユニットが動作可能であることを確認し、有意な差が認められない
- ※7 原子炉水位計（燃料棒）により有効燃料棒挿入（1棒）到達を確認した場合は、有効燃料棒挿入（1棒）以下で運転中であることを「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料棒の健全性を燃料棒挿入位置監視ユニット等により確認する
- ※8 原子炉水位がレベル3到達後確認、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル3到達後確認、原子炉注水を停止する。以後、本操作を繰り返す
- ※9 ドライウェルスプレイ実装中に原子炉水位計（広帯域）により原子炉水位がレベル3到達後確認、ドライウェルスプレイを停止し原子炉注水を開始する  
水位不明領域に到達後確認、原子炉注水を停止しドライウェルスプレイを再開する。以後、本操作を繰り返す
- ※10 優先順位の低い炉心露出時間監視機能の稼働確認は、燃料棒挿入位置監視ユニットの稼働確認を優先する
- ※11 燃料棒挿入時に燃料棒挿入位置監視ユニット等により炉心露出が確認された場合は、燃料棒挿入を停止し、炉心露出後の対応手順に移行する  
燃料棒挿入位置監視ユニットが稼働確認された場合は、燃料棒挿入位置監視ユニットの稼働確認を優先する
- ※12 燃料棒挿入位置監視ユニットが稼働確認された場合は、燃料棒挿入位置監視ユニットの稼働確認を優先する  
燃料棒挿入位置監視ユニットが稼働確認された場合は、燃料棒挿入位置監視ユニットの稼働確認を優先する
- ※13 原子炉圧力監視計が0.3MPa以下により、原子炉急減速判定したを確認する
- ※14 燃料棒挿入位置監視ユニットが稼働確認された場合は、燃料棒挿入位置監視ユニットの稼働確認を優先する
- ※15 燃料棒挿入位置監視ユニットが稼働確認された場合は、燃料棒挿入位置監視ユニットの稼働確認を優先する
- ※16 燃料棒挿入位置監視ユニットが稼働確認された場合は、燃料棒挿入位置監視ユニットの稼働確認を優先する

# 事故時運転操作手順書

## 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 原子炉制御「水位確保」



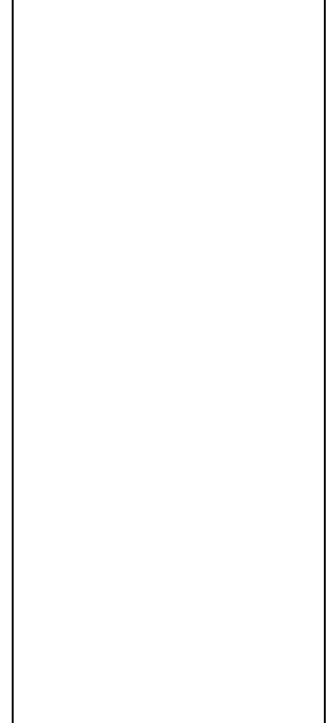
# 操作補足事項

プラント状態を的確に把握し、作動すべきものが作動していない場合は手動作動させる。

ただし、全給水喪失及び高圧・低圧注水機能喪失により、原子炉への注水ができず、原子炉水位をレベル 3～レベル 8 に維持できないことから、代替注水系（復水移送ポンプ）を準備する。

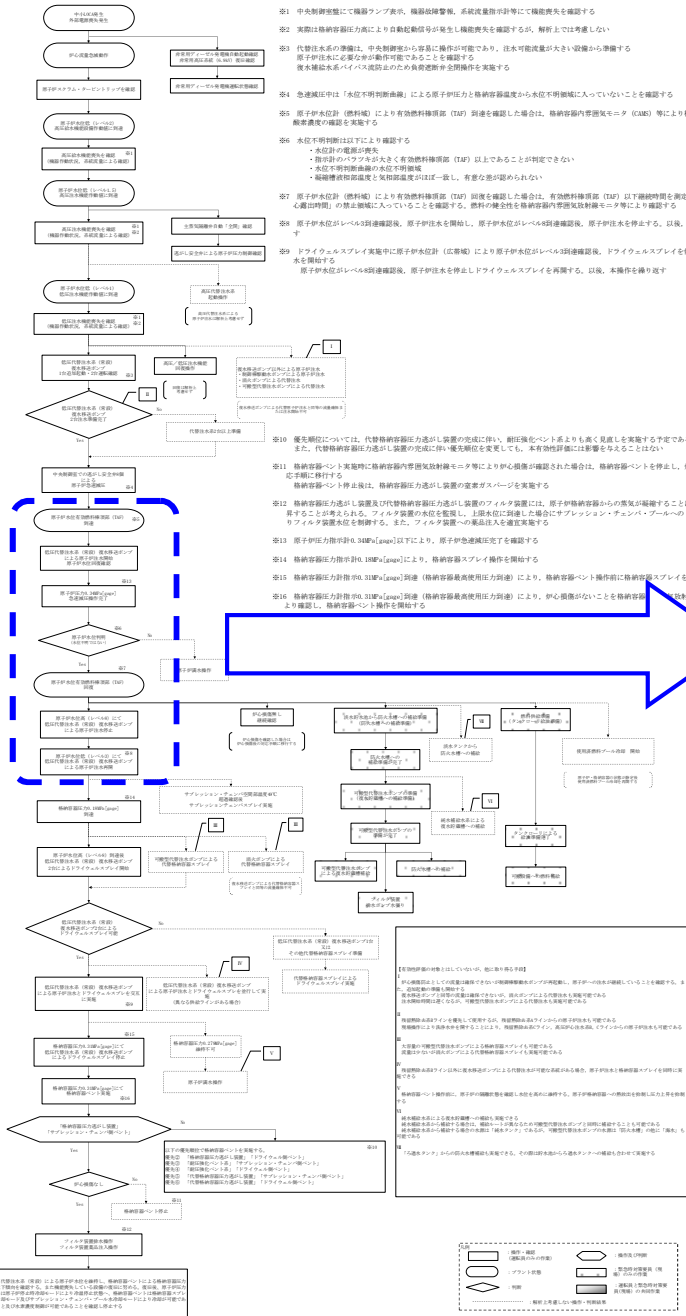
低圧代替注水系（復水移送ポンプ）2 台以上起動を確認し「急速減圧」制御へ移行する。

# 多様なハザード対応手順





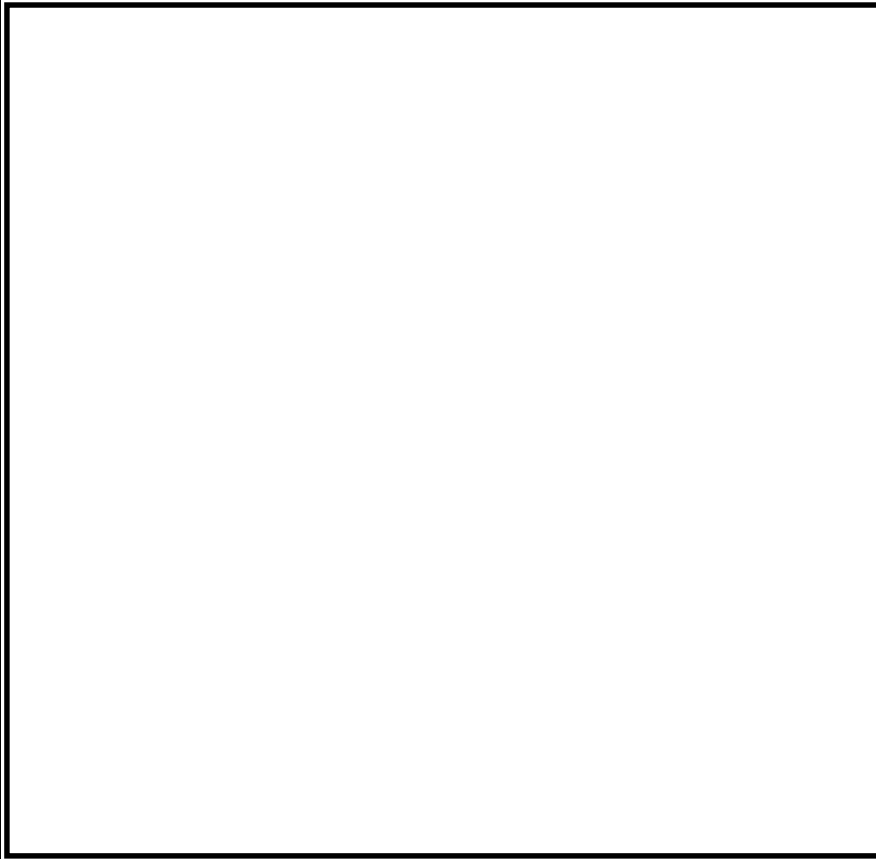
# 解析上の対応手順の概要フロー



- ※1 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量警報等にて機器異常を確認する
- ※2 異常は格納容器圧力高により自動起動発生が疑われ機器異常を確認するが、解析上では考えない
- ※3 代替注水系の準備は、中央制御室から容易に操作が可能であり、注水可能流量が大きい装置から準備する  
原子炉停止に必要な注水設備が動作可能であることを確認する  
低圧代注水系のバイパス配管による注水設備の準備動作を確認する
- ※4 急速減圧中は「水位不明測線範囲」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明領域に入っていないことを確認する
- ※5 原子炉水位計（燃料罐）により有効燃料棒位置（FR）到達を確認した場合は、格納容器内空気監視モニター（ICAM）等により格納容器表裏差高度の確認を実施する
- ※6 水位不明状態は以下により確認する  
・水位計の電源が喪失  
・水位計のパラメータが大きく有効燃料棒位置（FR）以上であることを判定できない  
・水位計電源供給線が水位不明領域  
・水位計電源供給線と監視部温度及び監視部高度が一致し、有意な差が認められない
- ※7 原子炉水位計（燃料罐）により有効燃料棒位置（FR）到着を確認した場合は、有効燃料棒位置（FR）以下測線時間を測定し「最長許容中心測線時間」の基準値に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器内空気監視モニター等により確認する
- ※8 原子炉水位がレベル3到達後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル4到達後、原子炉注水を停止する。以後、本操作を繰り返す
- ※9 ドライウェルスプレイ異常中に原子炉水位計（広帯域）により原子炉水位がレベル3到達後、ドライウェルスプレイを停止し原子炉注水を再開する  
原子炉水位がレベル4到達後、原子炉注水を停止しドライウェルスプレイを再開する。以後、本操作を繰り返す
- ※10 優先順位については、代替格納容器圧力高が装置の完成に伴い、進行中レベルより早く見直しを実施する予定である。また、代替格納容器圧力高が装置の完成に伴い優先順位を変更しても、本有効性には影響を及ぼさない
- ※11 格納容器セントラライズド格納容器内空気監視モニター等により炉心損傷が確認された場合は、格納容器セントラライズドを停止し、炉心損傷後の対応手順に移行する  
格納容器セントラライズド停止後は、格納容器圧力高が装置の定常サブスケールを実施する
- ※12 格納容器圧力高が装置及び代替格納容器圧力高が装置のフィルタ装置には、原子炉格納容器からの蒸気が漏れることにより水位が上昇することがある。フィルタ装置の完成を待たず、1.6層水位到達した場合はサブプレッシャー・チャンピオン・ブローのトリップ停止によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への風量注入を適宜実施する
- ※13 原子炉圧力降率計が3.0MPa[sec]以下により、原子炉急速減圧完了を確認する
- ※14 格納容器圧力降率計が1.0MPa[sec]により、格納容器スプレイ操作を開始する
- ※15 格納容器圧力降率計が0.31MPa[sec]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、格納容器セントラライズド操作に格納容器スプレイを停止する
- ※16 格納容器圧力降率計が0.31MPa[sec]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、炉心損傷がないことを格納容器内空気監視モニター等により確認し、格納容器セントラライズド操作を開始する

# 事故時運転操作手順書

## 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 原子炉制御「水位確保」



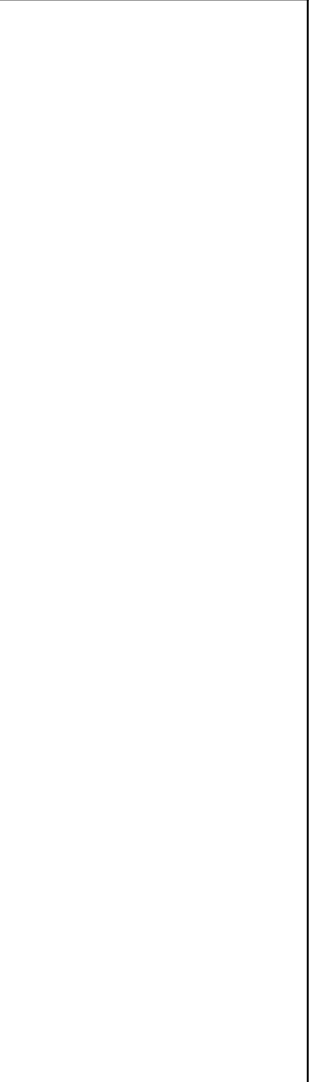
## 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 原子炉制御「スクラム」



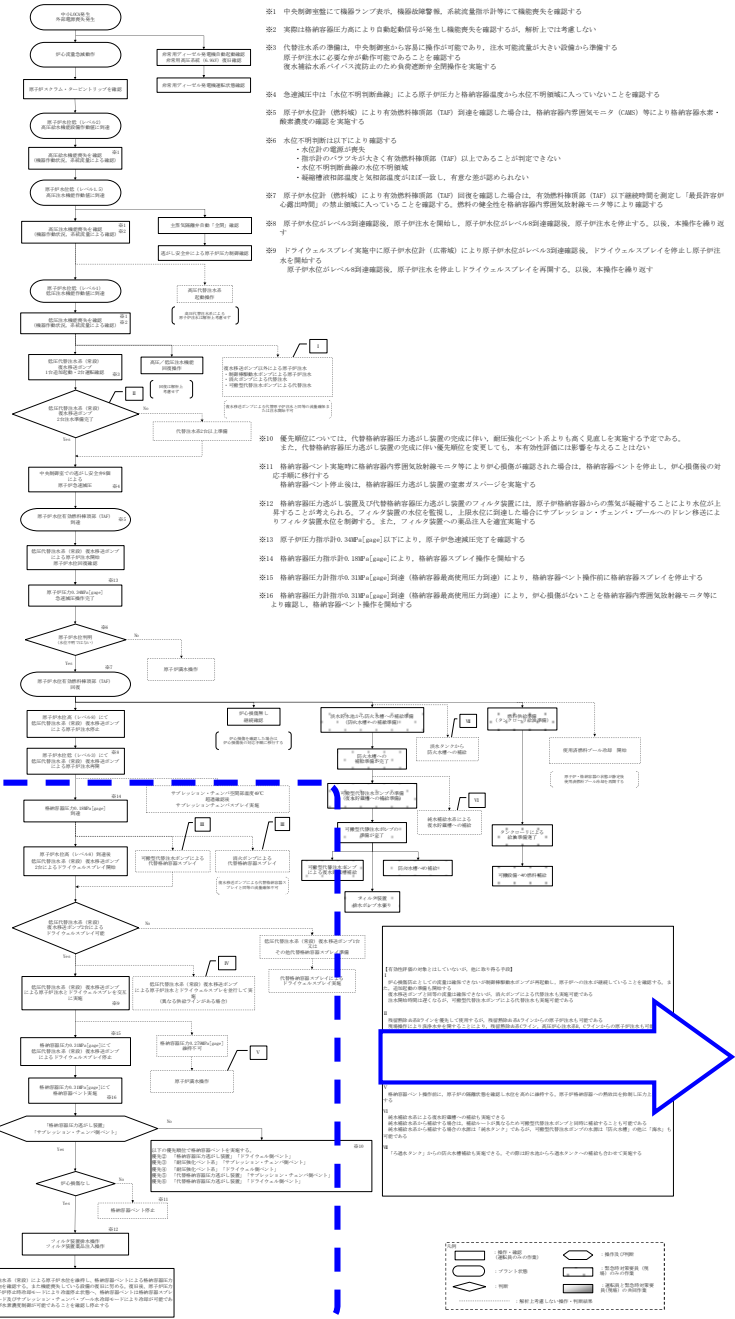
# 操作補足事項

低圧代替注水系（復水移送ポンプ）により、原子炉水位をレベル3～レベル8で維持するように制御する。

# 多様なハザード対応手順



### 解析上の対応手順の概要フロー



- ※1 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量計等にて機器喪失を確認する
- ※2 格納容器圧力低下により自動起動信号が発生し機器喪失を確認するが、解析上では考慮しない
- ※3 代替注水系の確認は、中央制御室から容易に操作可能であり、注水可能流量が大きい装置から準備する  
格納容器圧力低下防止のための負荷調整を完了する
- ※4 色温度減中は「水位不明判断済」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明判断に入っていないことを確認する
- ※5 原子炉水位計（燃料槽）により有効燃料棒損傷（EAF）判別を確認した場合は、格納容器内監視モニター（CAM）等により格納容器水位・格納容器温度を確認する
- ※6 水位不明判断は以下により確認する  
・水位計の設置位置が浅い  
・燃料槽のバツラスが未大きく有効燃料棒損傷（EAF）以上であることが特定できない  
・水位不明判断直前の水位が不明である  
・格納容器格納温度と気泡温度がほぼ一致し、有意な差が認められない
- ※7 原子炉水位計（燃料槽）により有効燃料棒損傷（EAF）判別を確認した場合は、有効燃料棒損傷（EAF）以下継続時間を測定し「最長許容心臓継続時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器内監視放射線モニター等により確認する
- ※8 原子炉水位がレベル3到達確認後、原子炉注水を再開し、原子炉水位がレベル4到達確認後、原子炉注水を停止する。以後、本操作を繰り返す
- ※9 ドライウェルスプレイ実施中に原子炉水位計（広帯域）により原子炉水位がレベル3到達確認後、ドライウェルスプレイを停止し原子炉注水を再開する  
原子炉水位がレベル4到達確認後、原子炉注水を停止しドライウェルスプレイを再開する。以後、本操作を繰り返す

### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 原子炉制御「スクラム」



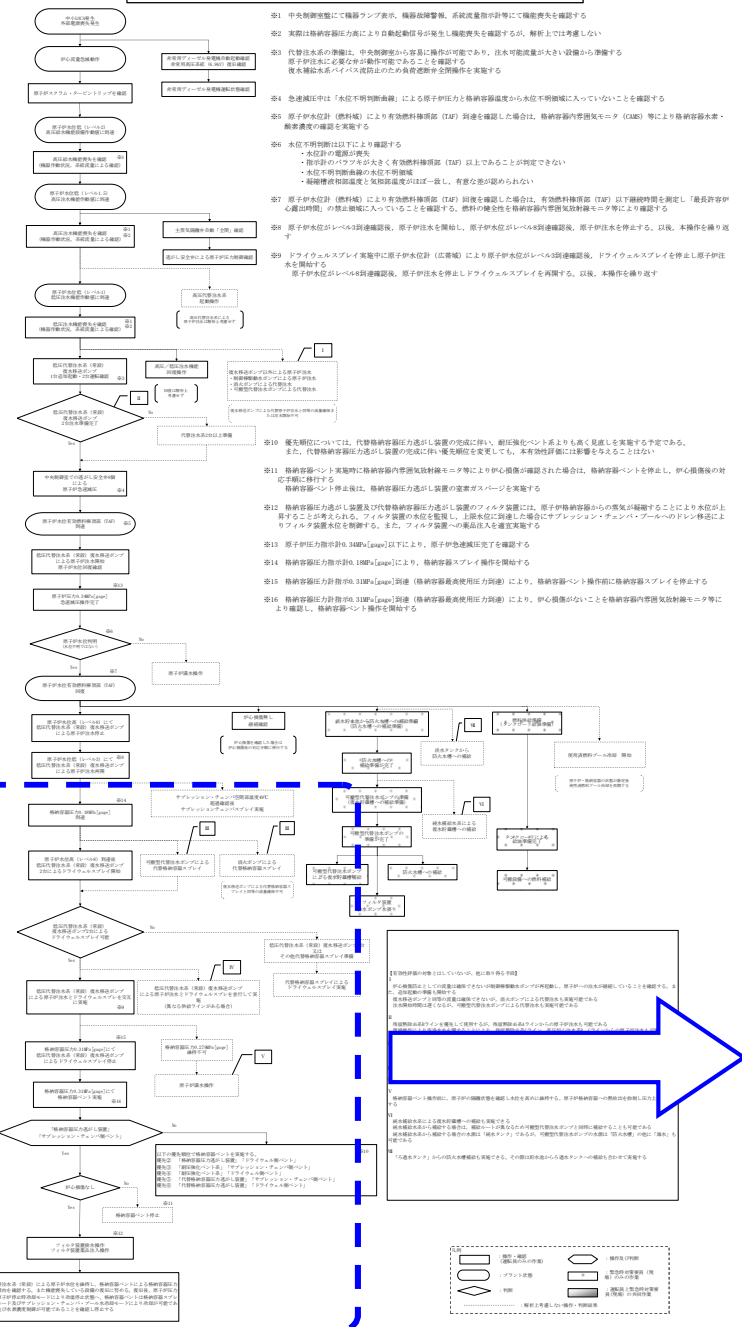
#### 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 格納容器制御「PCV 圧力制御」

### 操作補足事項

低圧注水機能喪失により、残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから、逃がし安全弁からの排気によりサプレッション・プール圧力が上昇する。

### 多様なハザード対応手順

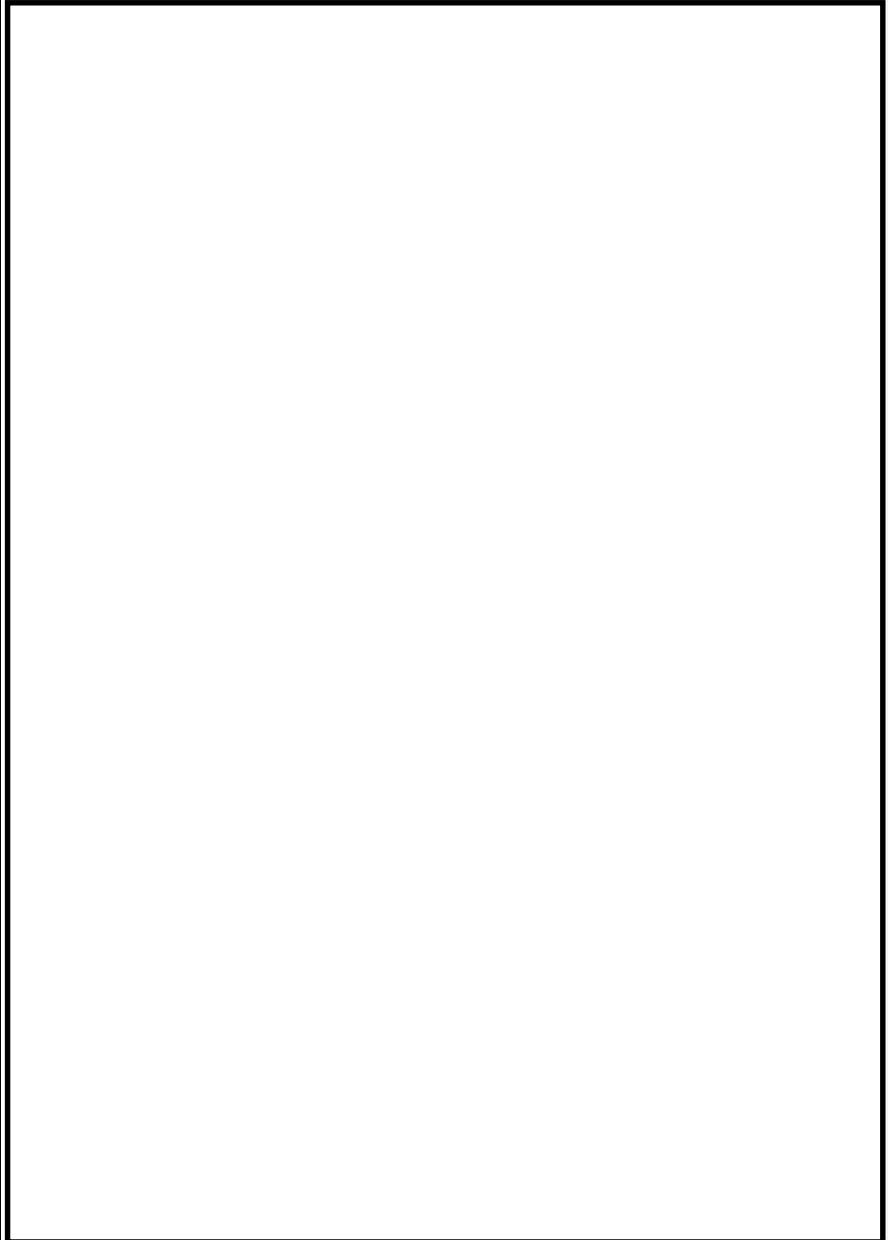
### 解析上の対応手順の概要フロー



- ※1 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統異常警報等にて機器異常を確認する
- ※2 異常に格納容器圧力高により自動起動信号が発生し機能喪失を確認するが、解析上では考慮しない
- ※3 代替注水系の警報は、事故状態から容易に操作が可能であり、注水可能流量が大きい設備から優先する。復水移送系バイパスは既設のため負荷選定も容易に実施可能とする
- ※4 急速減圧は「水位不明状態検出」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明検出に入っていないことを確認する
- ※5 原子炉水位計 (燃料) により有効燃料棒高 (燃料) 到達を確認した場合は、格納容器内蓄気放射線モニタ (CMS) 等により格納容器水・熱中性度の確認を実施する
- ※6 水位不明状態は以下により確認する
  - ・水位計の電源が喪失
  - ・放射計のパワスが小さく有効燃料棒高 (燃料) 以上であることが特定できない
  - ・水位不明状態検出の検定で異常
  - ・凝縮器冷却回路と気相温度がほぼ一致し、有意な差が認められない
- ※7 原子炉水位計 (燃料) により有効燃料棒高 (燃料) 到達を確認した場合は、有効燃料棒高 (燃料) 以下継続時間を測定し「最長許容炉心露出時間」の値と比較していることを確認する。燃料の健全性を格納容器内蓄気放射線モニタ等により確認する
- ※8 原子炉水位がレベル3到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル4到達確認後、原子炉注水を停止する。以後、本操作を繰り返す
- ※9 ドライウェルスプレイ実施中に原子炉水位計 (広範囲) により原子炉水位がレベル4到達確認後、ドライウェルスプレイを停止し原子炉注水を再開する。原子炉水位がレベル4到達確認後、原子炉注水を停止しドライウェルスプレイを再開する。以後、本操作を繰り返す
- ※10 優先順位については、代替格納容器圧力高が装置の完成に待たず、耐圧強化バント系よりも高く見直しを実施する予定である。また、代替格納容器圧力高が装置の完成に伴い優先順位を変更しても、本有状態詳細には影響を及ぼさない
- ※11 格納容器バント実施時に格納容器内蓄気放射線モニタ等により炉心損傷が確認された場合は、格納容器バントを停止し、炉心損傷後の対応順に移行する。格納容器バント停止後は、格納容器圧力高が装置の完成を待たず実施する
- ※12 格納容器圧力高が装置の完成後代替格納容器圧力高が装置の完成後装置の完了が確認された場合は、原子炉格納容器からの高気圧が漏洩することにより水位が上昇することが考えられ、フィルタ装置の水位を監視し、上流水位に到達した場合にサブプレッション・チェンバールームへのドレン移送によりフィルタ装置水位を抑制する。また、フィルタ装置への排水流入を適宜実施する
- ※13 原子炉圧力が0.34MPa[gage]以下となり、原子炉急速減圧を確認する
- ※14 格納容器圧力高が0.34MPa[gage]以上となり、格納容器スプレイ操作を開始する
- ※15 格納容器圧力高が0.33MPa[gage]到達 (格納容器最高使用圧力) により、格納容器バント操作時に格納容器スプレイを停止する
- ※16 格納容器圧力高が0.33MPa[gage]到達 (格納容器最高使用圧力) により、炉心損傷がないことを格納容器内蓄気放射線モニタ等により確認し、格納容器バント操作を開始する

### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」 格納容器制御 「PCV 圧力制御」



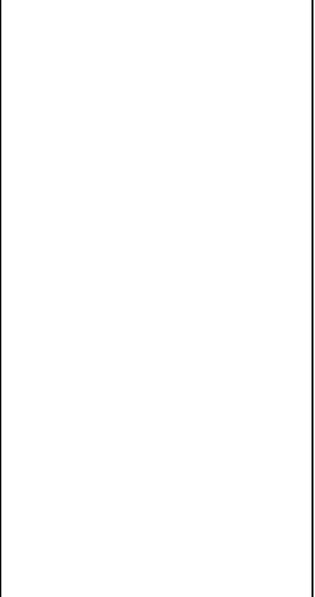
### 操作補足事項

サブプレッション・プール圧力が 180kPa[gage] に到達したら、低圧代替注水系 (復水移送ポンプ) による原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイ (復水移送ポンプ) を実施する。

以降、原子炉水位がレベル 3 まで低下したら、低圧代替注水系 (復水移送ポンプ) による原子炉注水を再開し、原子炉水位がレベル 8 まで上昇したら、代替格納容器スプレイ (復水移送ポンプ) を再開することを繰り返す。

サブプレッション・プール圧力が 310kPa[gage] に到達したら、格納容器バントを実施する。

### 多様なハザード対応手順





# 1.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)

## 特徴

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

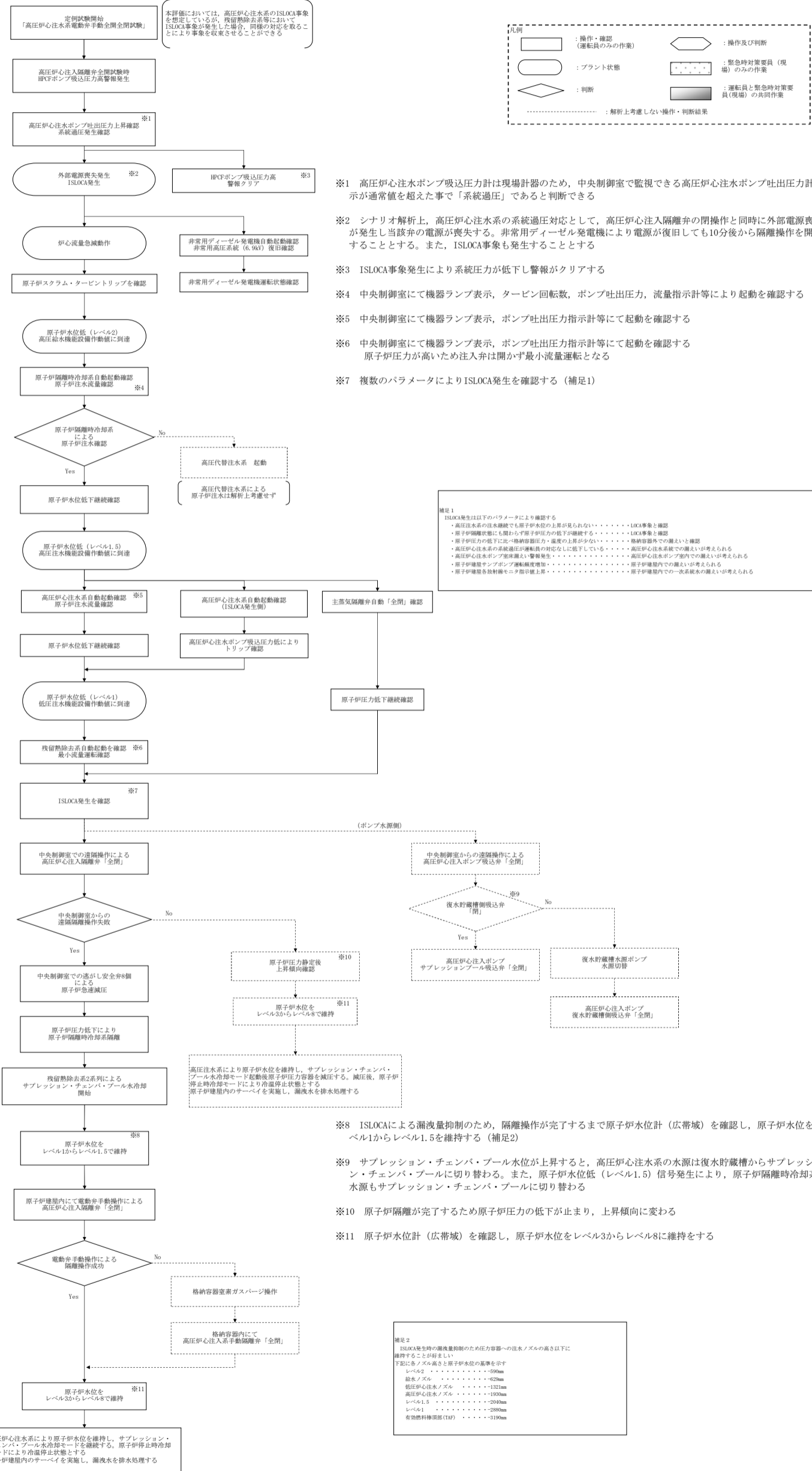
## 基本的な考え方

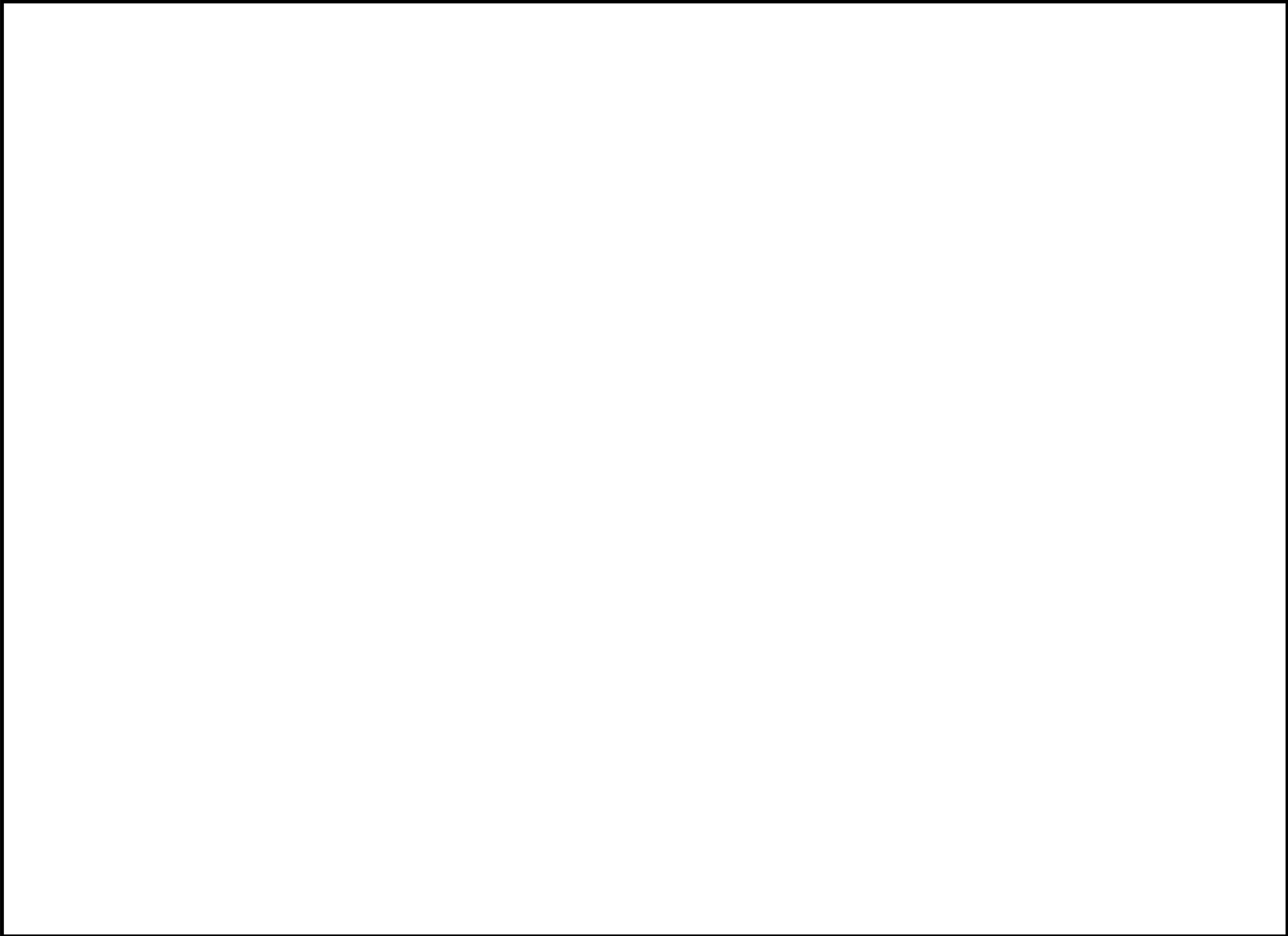
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステム LOCA の発生箇所の隔離によって、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

## 対応手順の概要

- インターフェイスシステム LOCA 発生
- 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認
- 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水
- 中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗
- 逃がし安全弁による原子炉急速減圧
- 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) 運転
- 原子炉水位維持
- 現場操作での高圧炉心注水系隔離操作
- 高圧炉心注水系隔離後の水位維持

## 解析上の対応手順の概要フロー

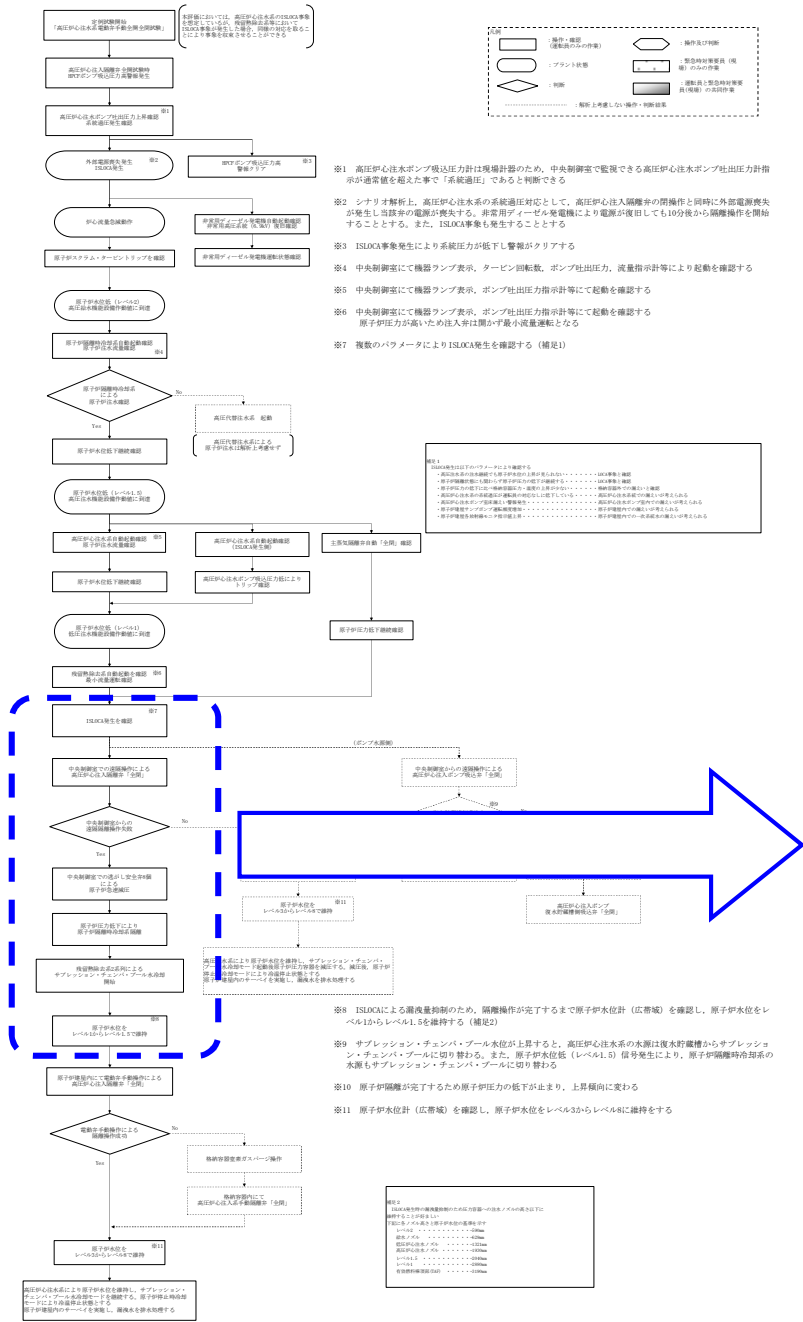






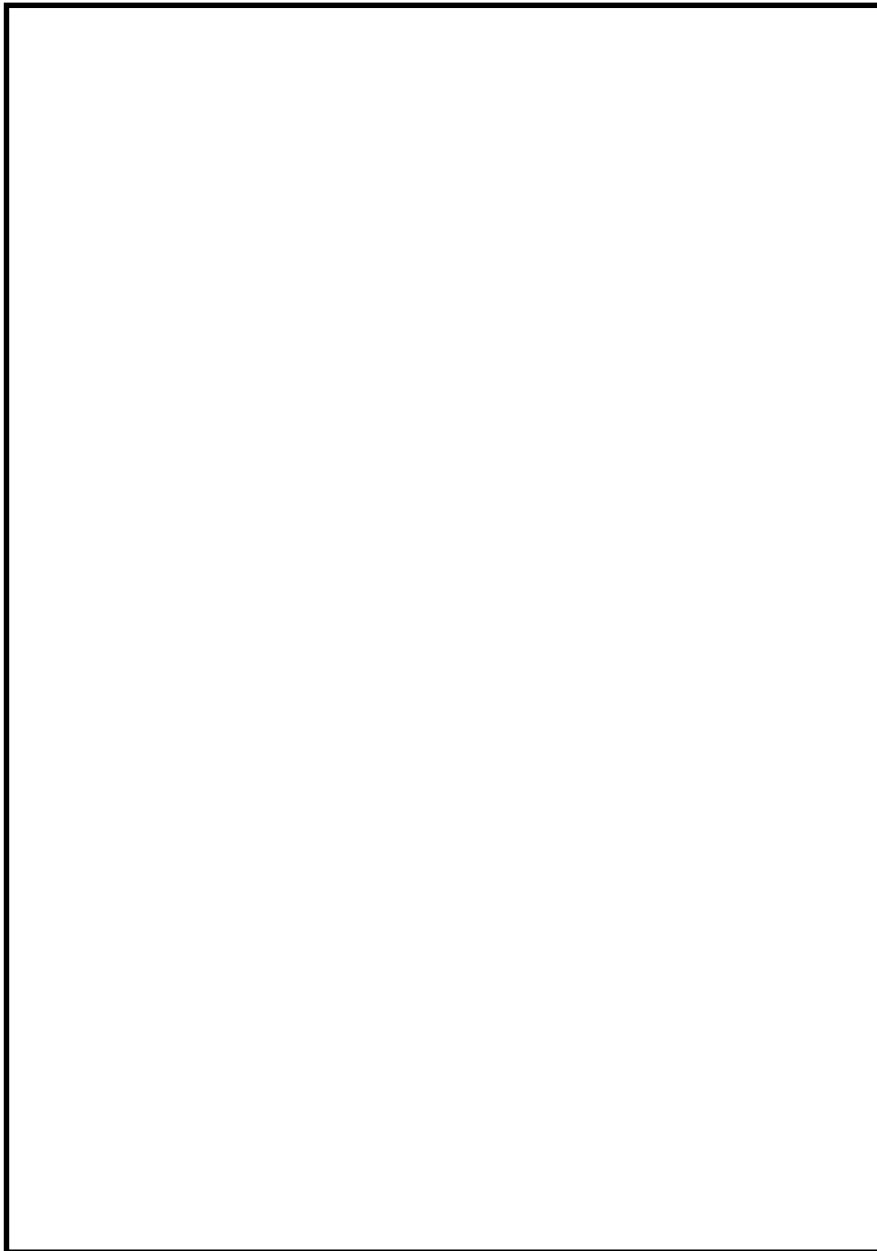


# 解析上の対応手順の概要フロー



# 事故時運転操作手順書

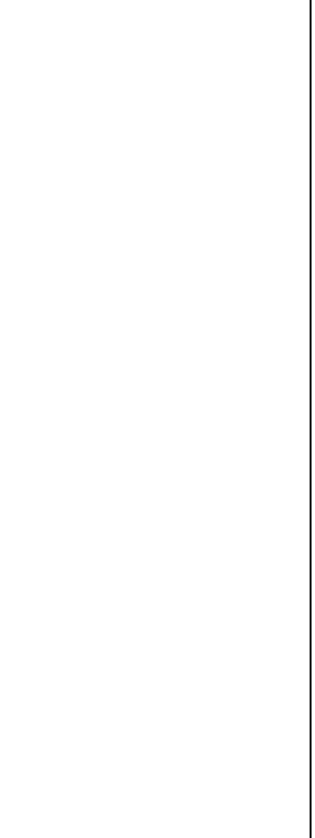
## 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 「原子炉建屋制御」



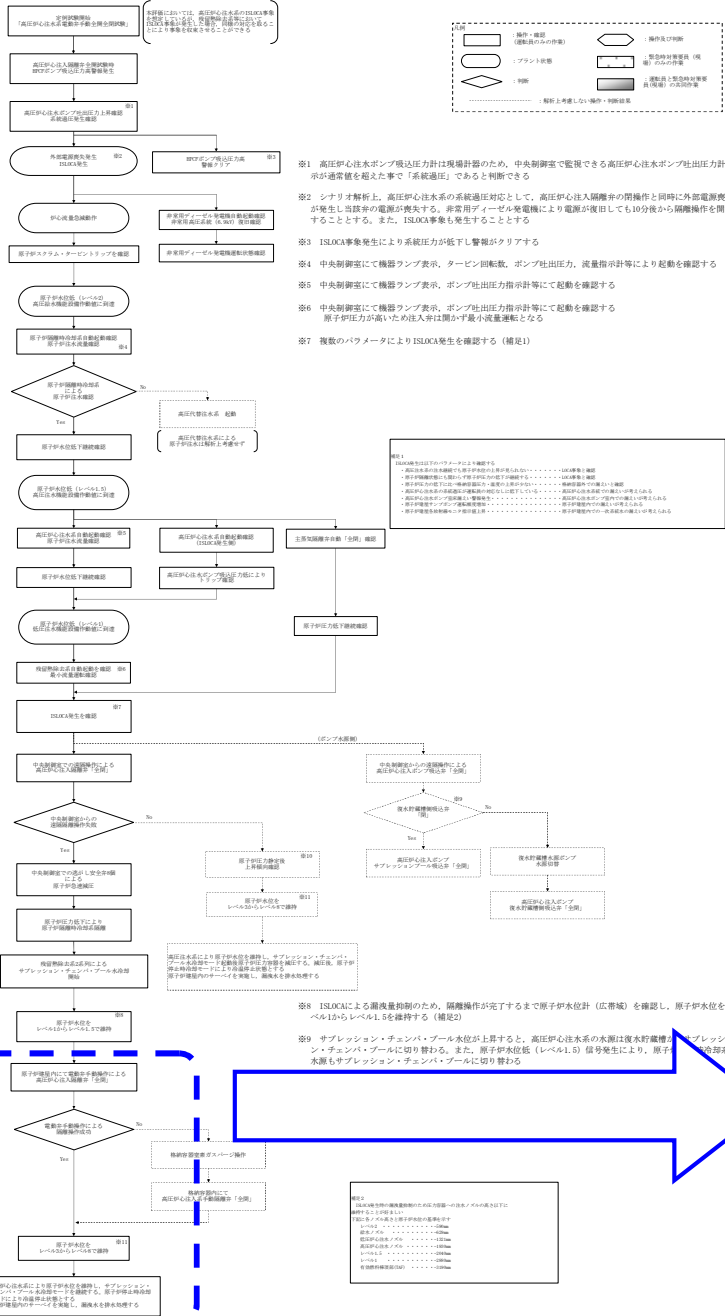
# 操作補足事項

インターフェイス LOCA を判断した場合は、破損箇所を特定し隔離する。  
 速やかな破損箇所の隔離が不能な場合は低圧注水 2 系統又は代替注水系を起動し、原子炉を急速減圧する。  
 原子炉冷却材の流出が継続しているため、原子炉水位をレベル 1~1.5 で維持するように制御する。

# 多様なハザード対応手順

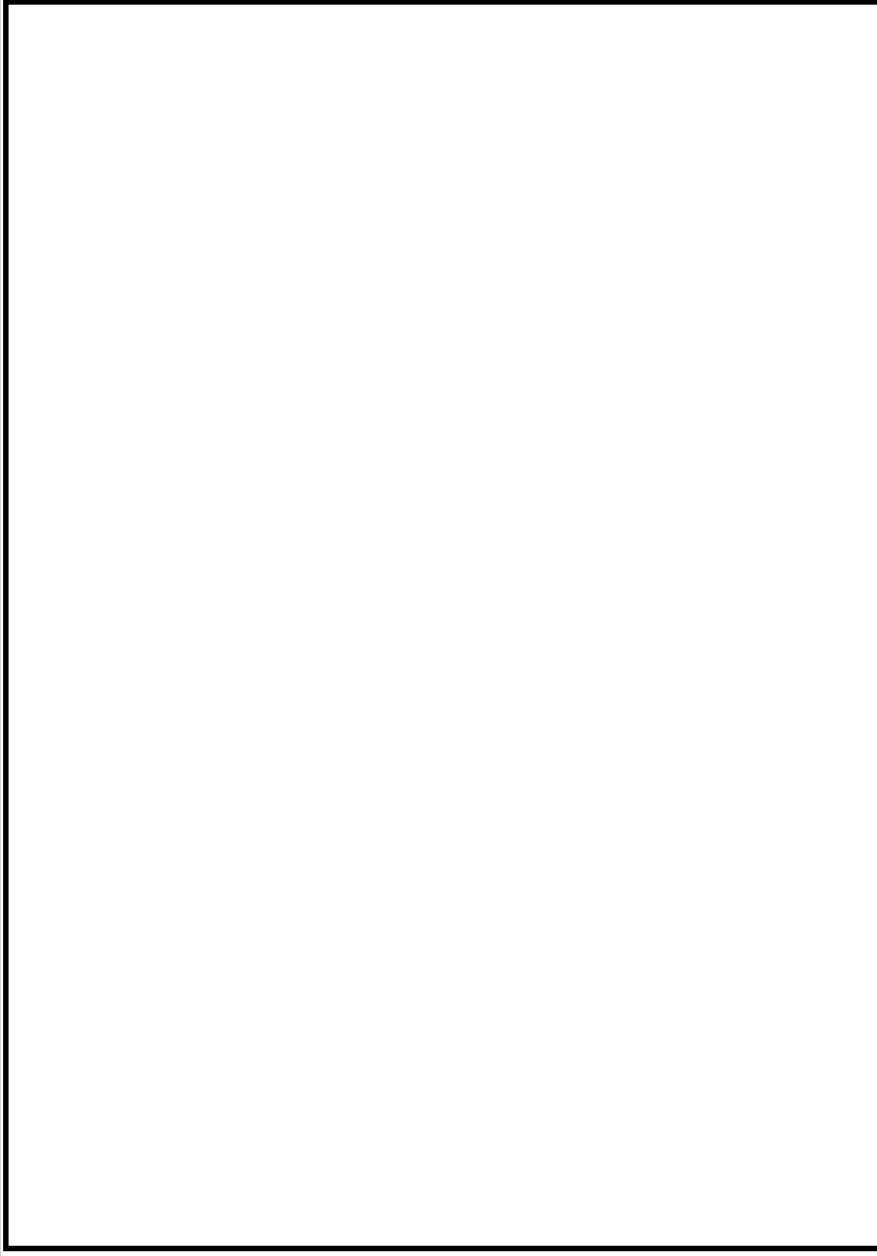


### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

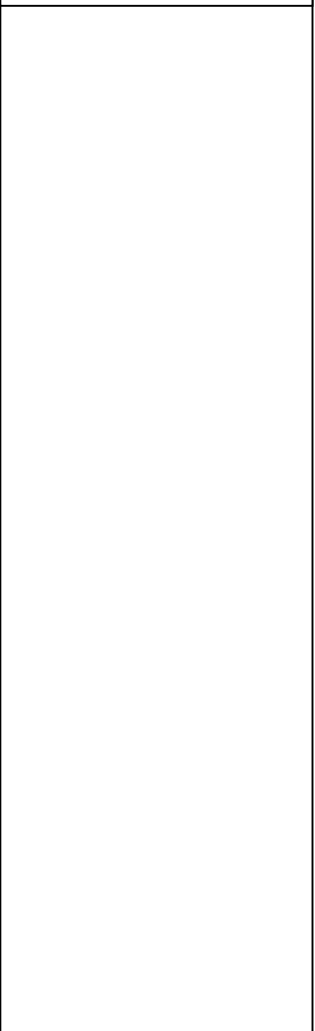
#### 事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」 「原子炉建屋制御」



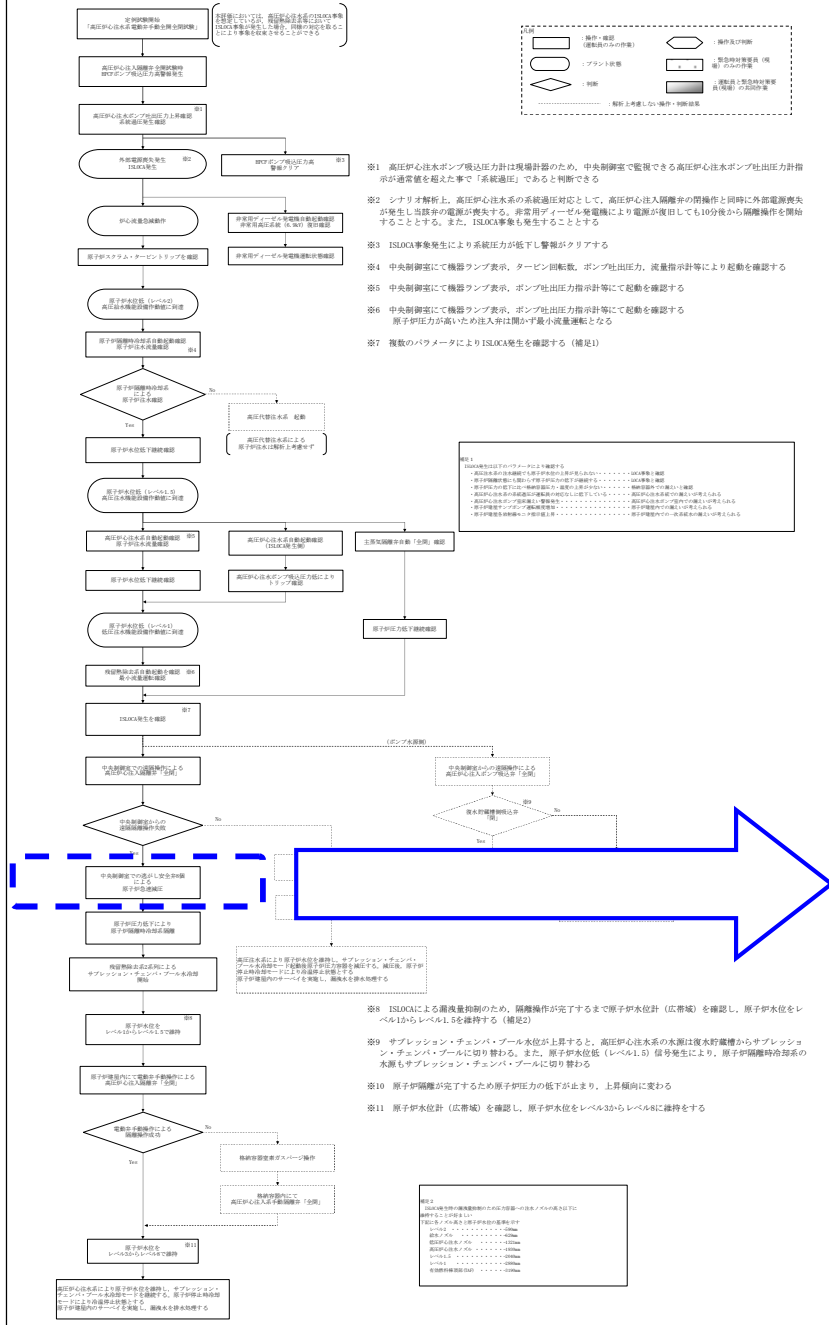
### 操作補足事項

原子炉建屋パラメータの変化から、破損箇所を特定する。破損箇所の隔離操作完了後、原子炉水位をレベル3～レベル8で維持するように制御する。

### 多様なハザード対応手順

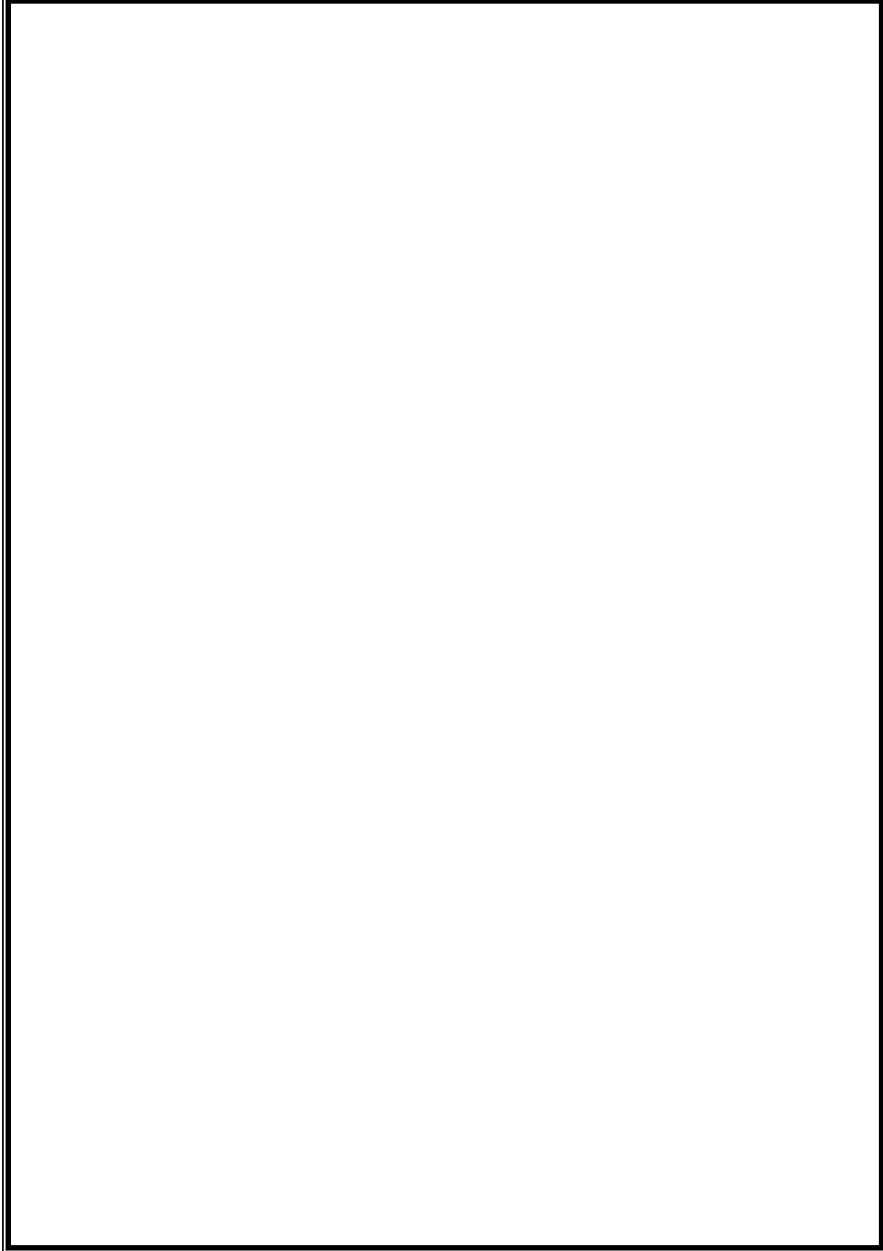


# 解析上の対応手順の概要フロー



# 事故時運転操作手順書

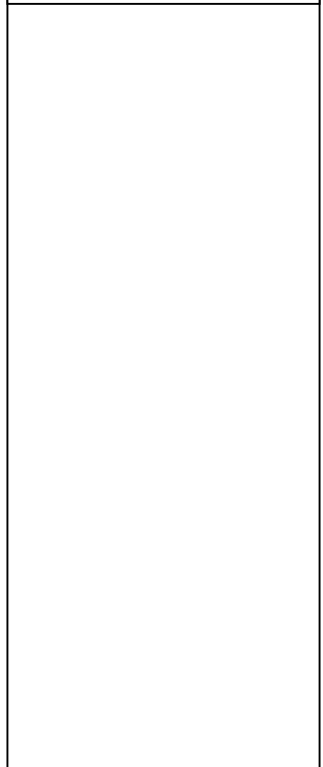
事故時運転操作手順書 (徴候ベース)「EOP」  
不測事態「急速減圧」



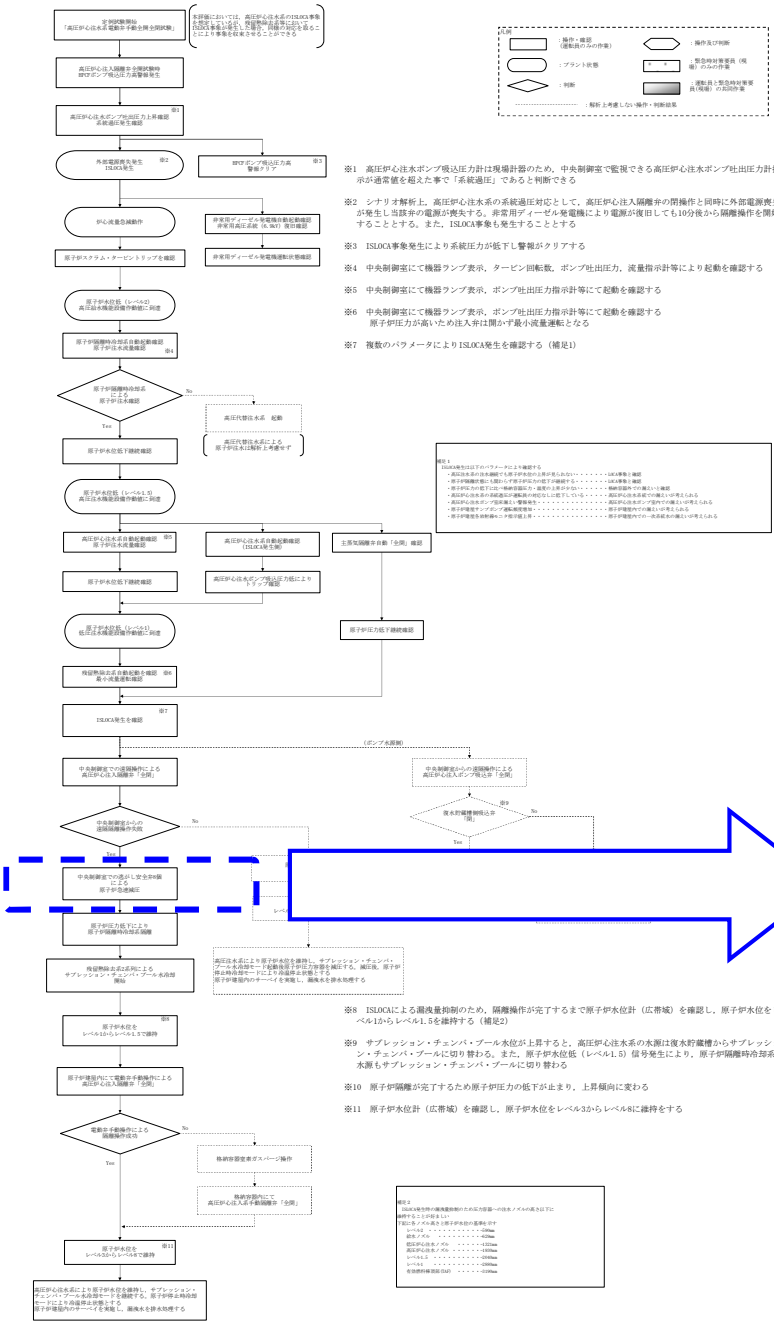
# 操作補足事項

原子炉減圧後に注水可能なシステムが起動していることを確認し、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を全開開放し原子炉を減圧する。

# 多様なハザード対応手順

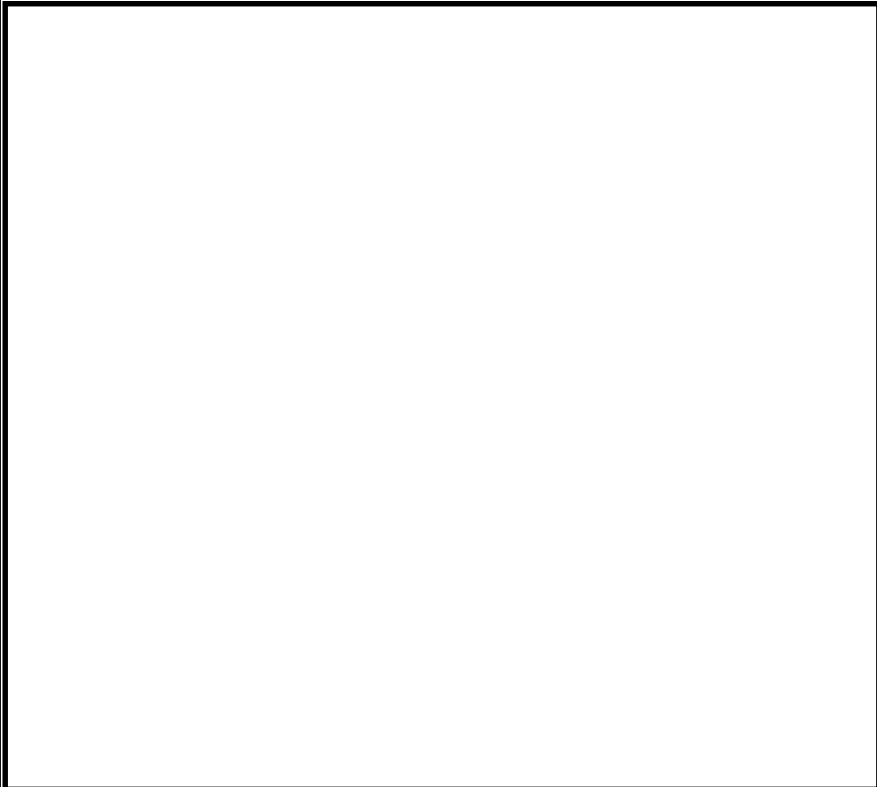


### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 不測事態「急速減圧」



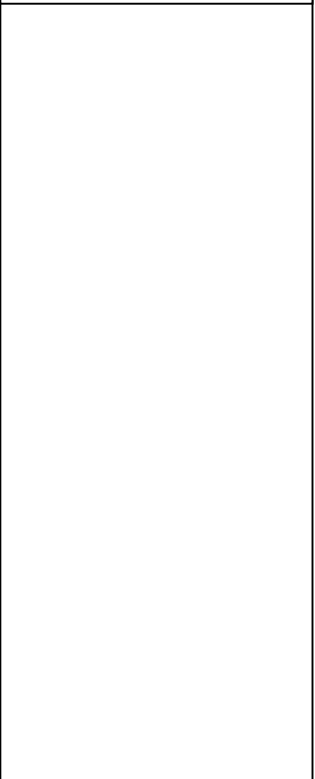
#### 事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」 「原子炉建屋制御」



### 操作補足事項

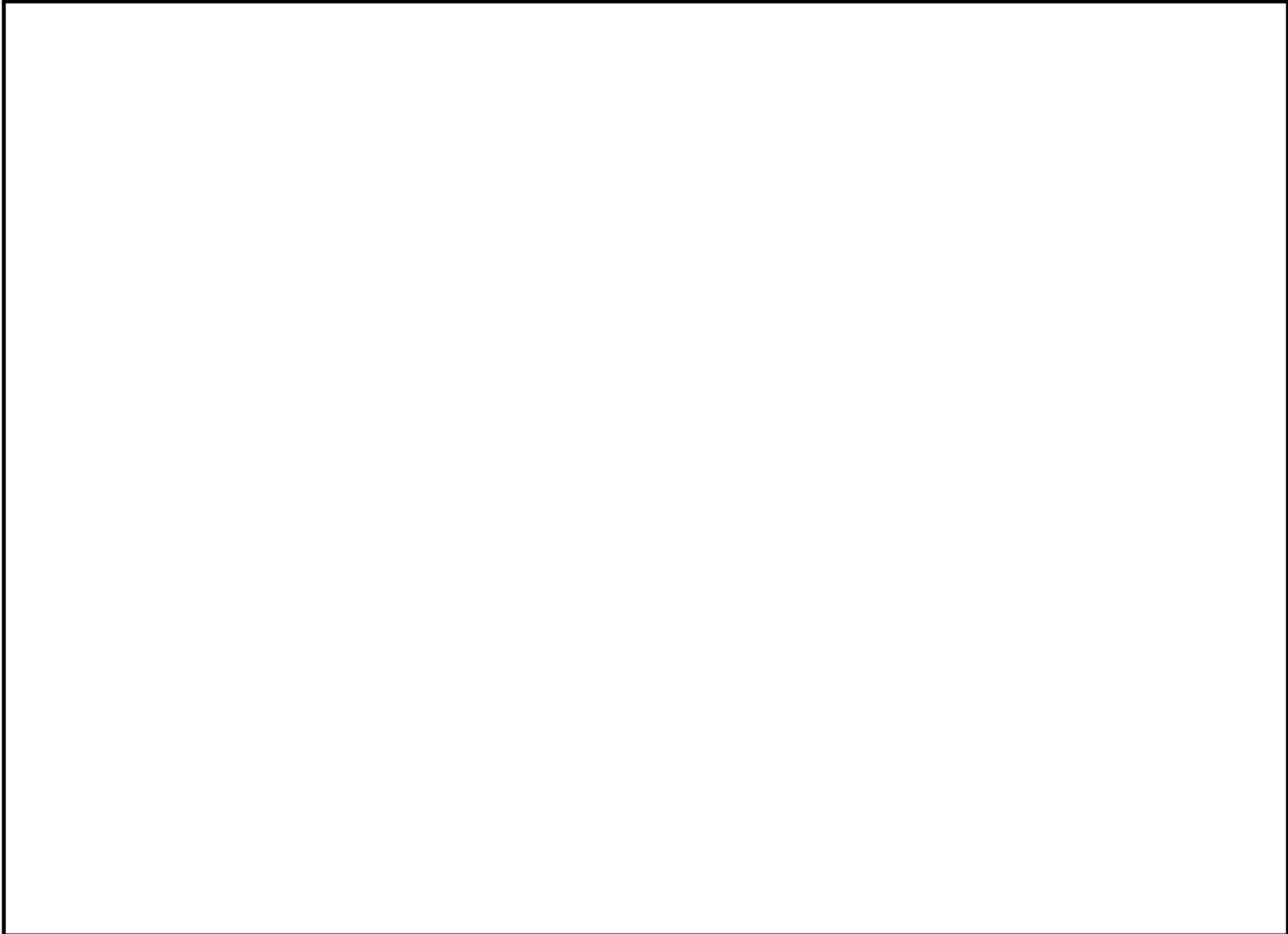
原子炉減圧後に注水可能なシステムが起動していることを確認し、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を全弁開放し原子炉を減圧する。

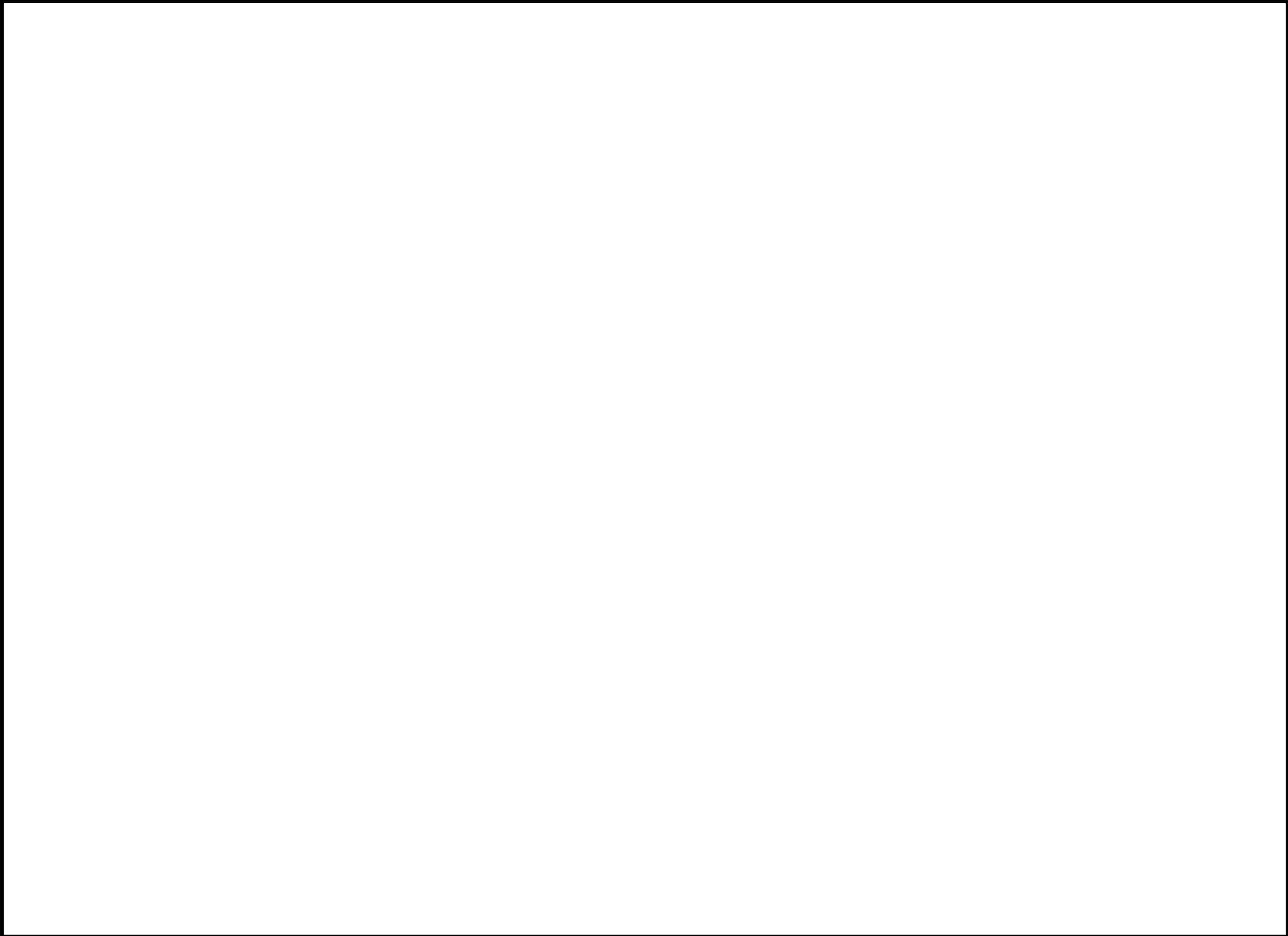
### 多様なハザード対応手順





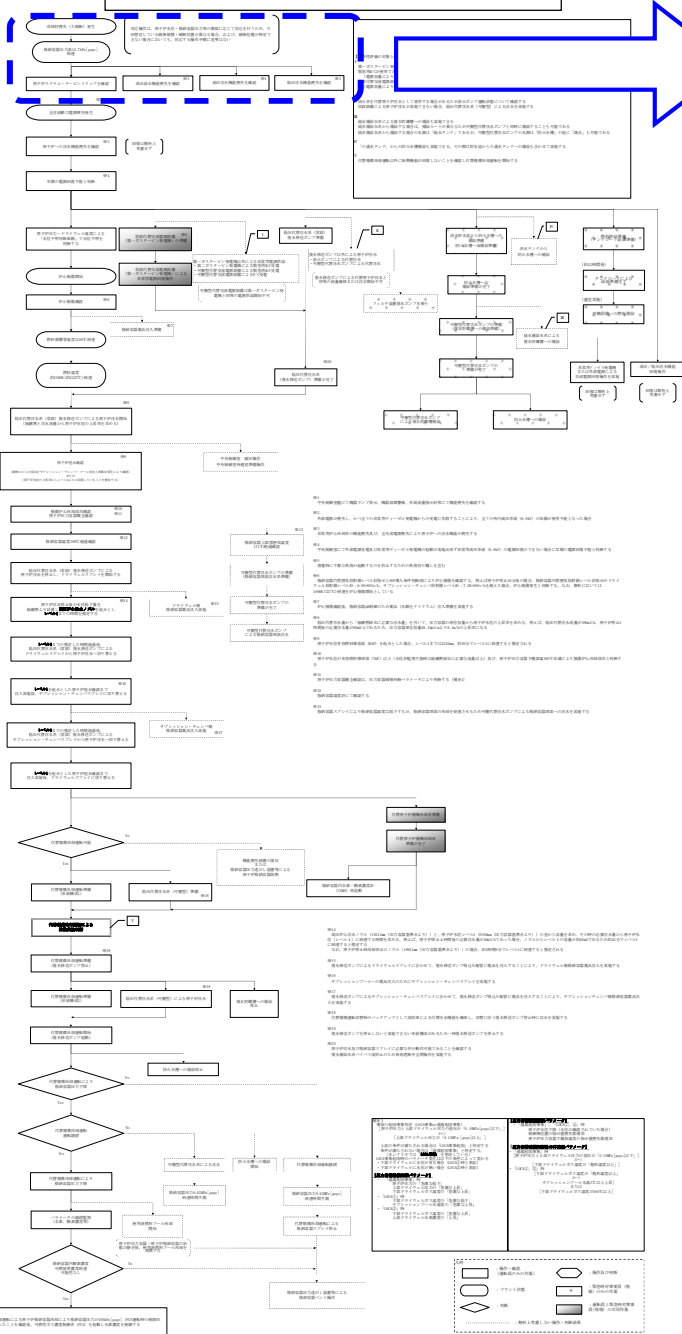






# 詳細手順説明

## 解析上の対応手順の概要フロー



## 事故時運転操作手順書

### 事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」 「冷却材喪失事故」



This section contains the detailed operating procedures for the 'Loss of Coolant Accident' (LOCA) under the 'AOP' (Accident Operating Procedure) framework. It is presented as a large, empty rectangular area, likely intended for the specific step-by-step instructions and diagrams that would follow the general flowchart.

## 操作補足事項

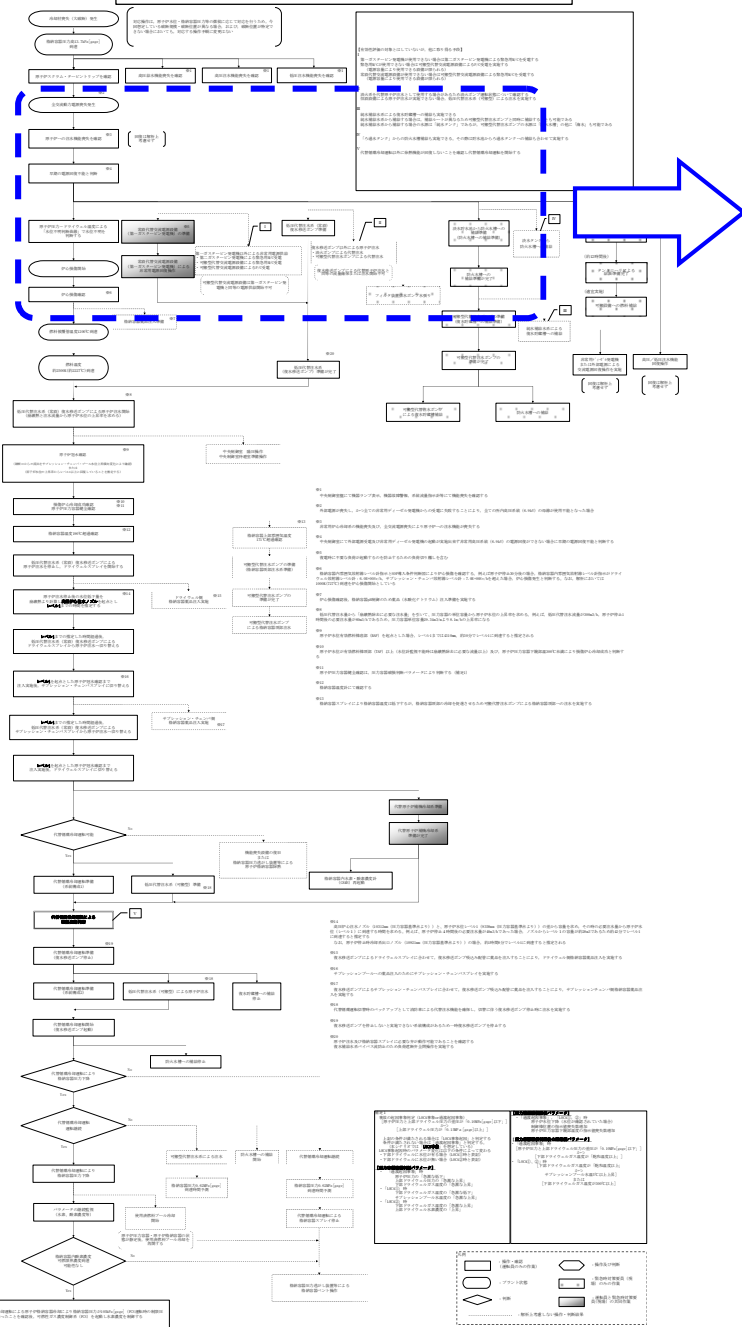
### 「冷却材喪失事故, 外部系統事故」発生

AOP「冷却材喪失事故」「全交流電源喪失」により対応する。

格納容器圧力高により原子炉がスクラムし EOP「スクラム」へ移行して対応するが、その他の必要な操作で EOPに記載のない操作は引き続き AOP「冷却材喪失事故」「全交流電源喪失」で対応する。

## 多様なハザード対応手順

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」  
「全交流電源喪失」



操作補足事項

「外部系統事故」発生  
緊急時対策本部へ緊急 M/C 受電・電源車配備等を要請する。

多様なハザード対応手順

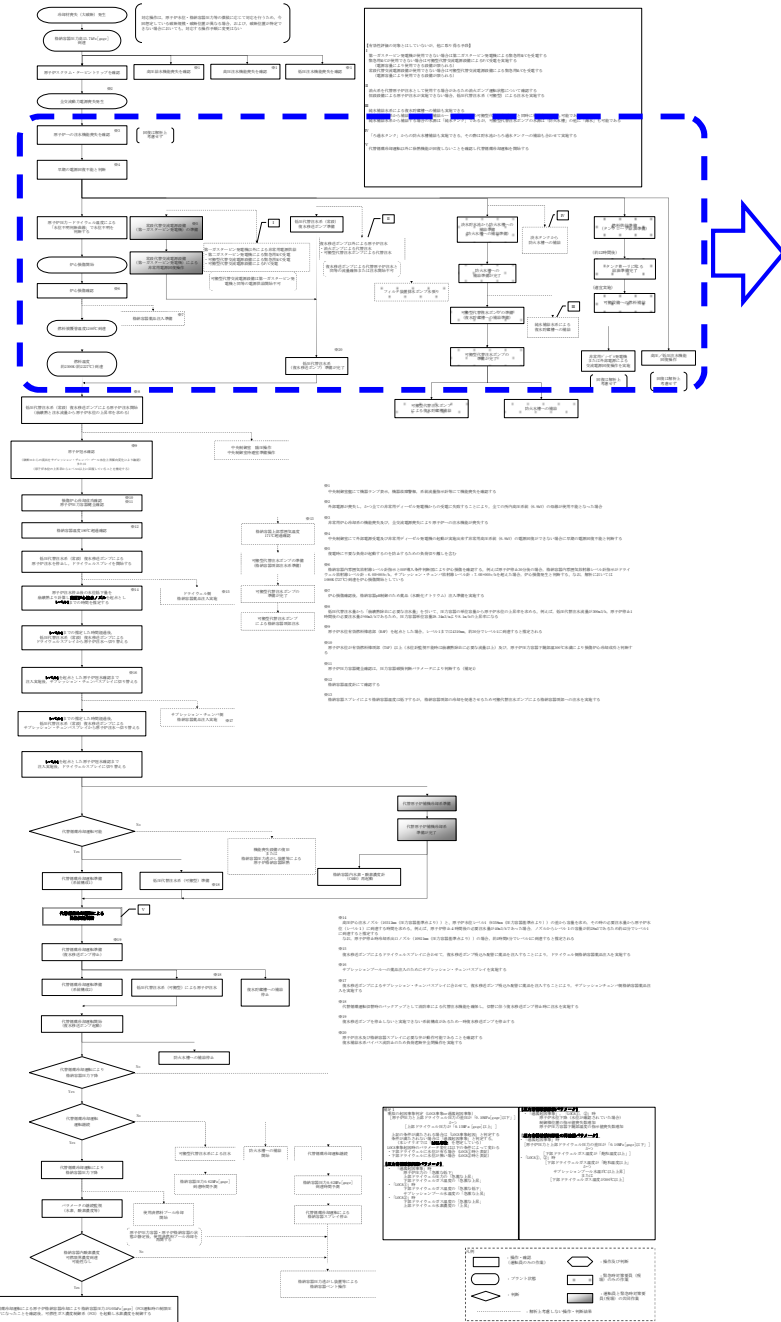
GTG による緊急用 M/C 受電

代替 Hx による補機冷却水確保

消防車による CSP への補給

貯水池から防水水槽、淡水タンクへの補給

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」  
「全交流電源喪失」



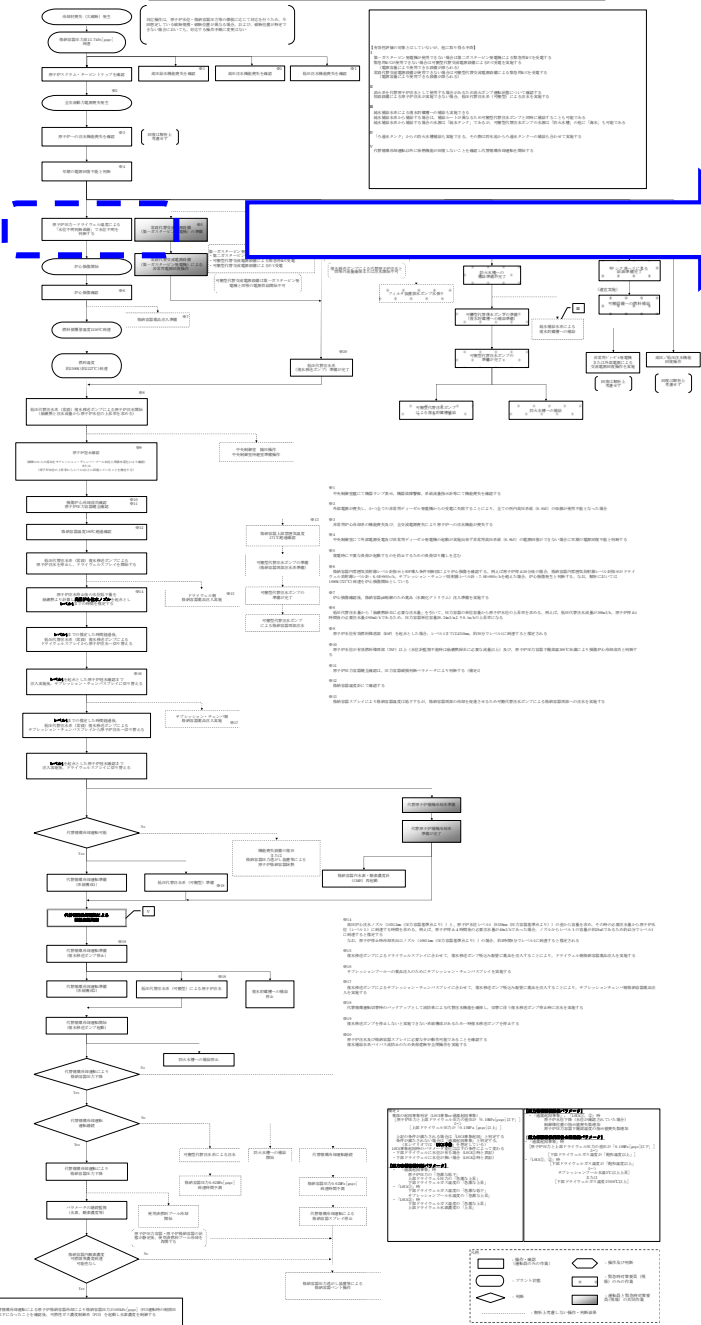
### 多様なハザード対応手順

GTG による緊急用  
M/C 受電

AM

・荒浜側緊急用 M/C による M/C7C・7D 受電

### 解析上の対応手順の概要フロー

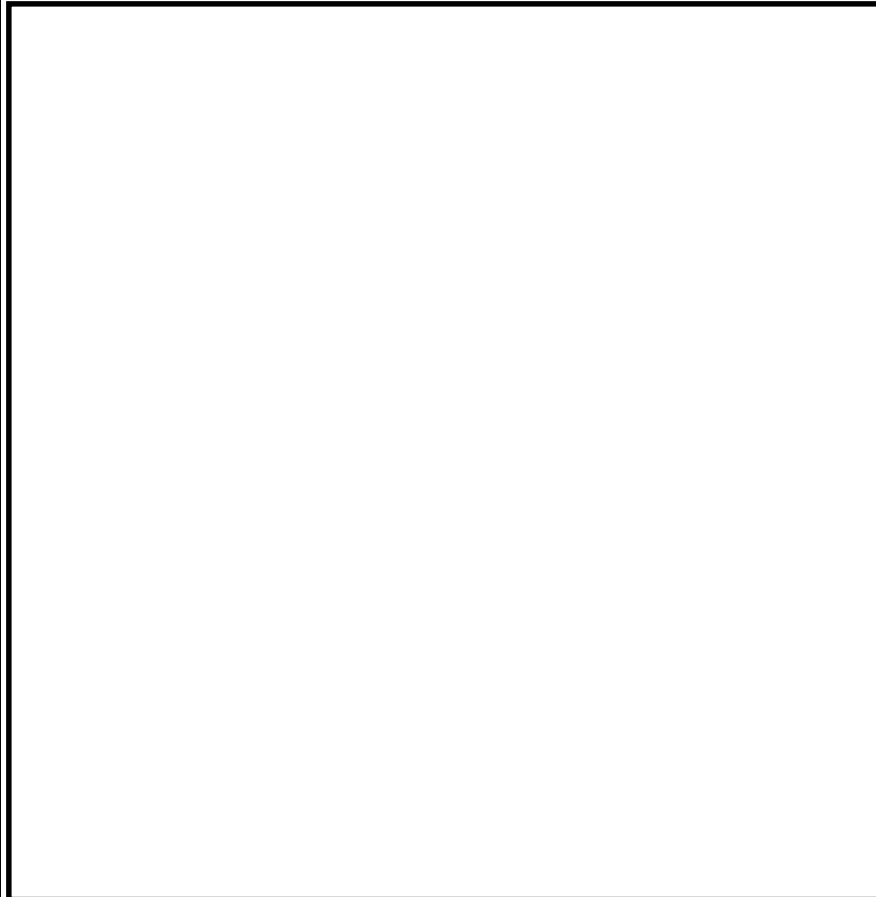


### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
原子炉制御「スクラム」



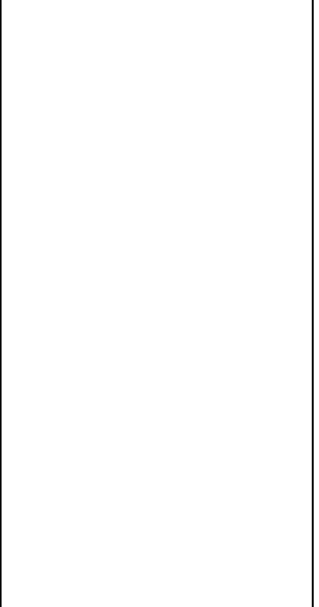
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
格納容器制御「D/W 温度制御」



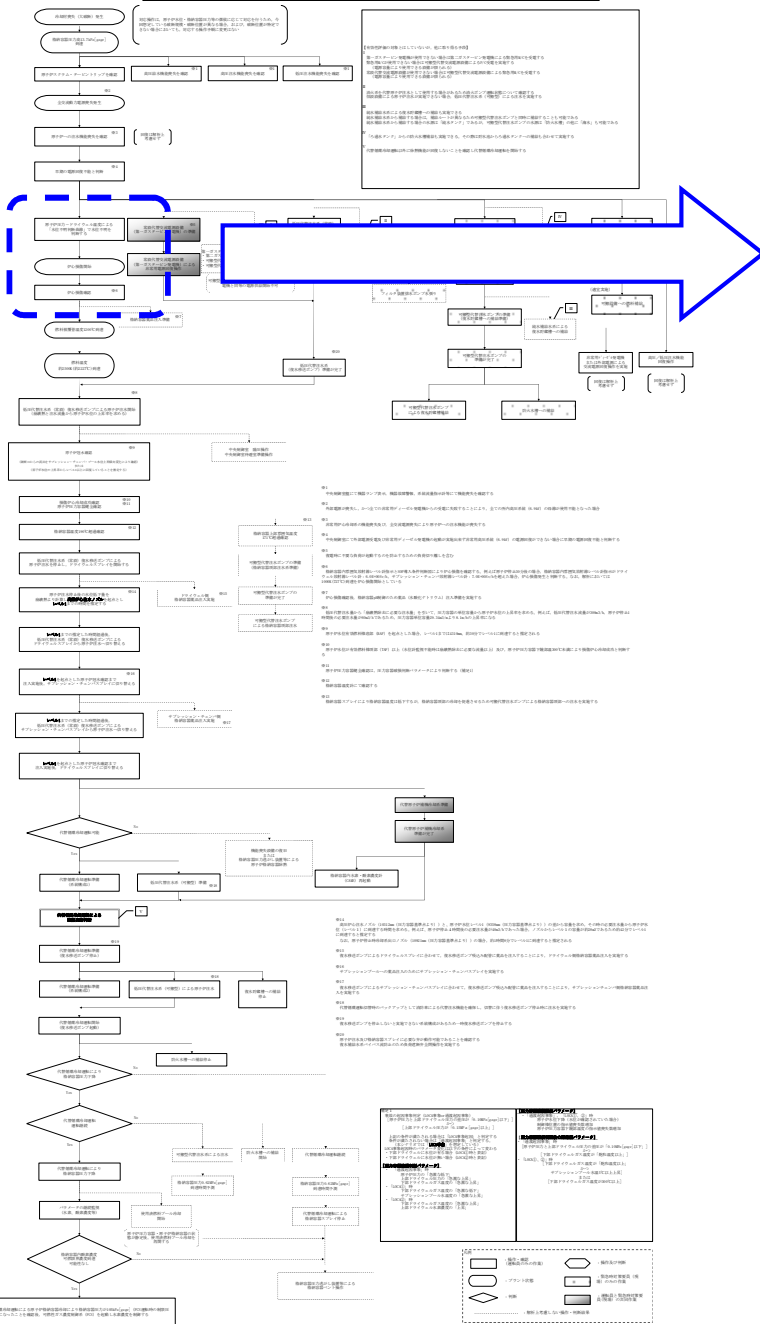
### 操作補足事項

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。また、「格納容器制御導入」を継続監視する。冷却材喪失、全交流動力電源喪失によりドライウェル空間温度が上昇するため、「D/W 温度制御」に移行する。その後、原子炉圧力ドライウェル空間部温度による「水位不明判断曲線」から水位不明を判断する。**水位不明領域に入ったことを確認後、「水位不明」制御へ移行する。**

### 多様なハザード対応手順



### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
不測事態「水位不明」



This area contains the detailed 'EOP' (Emergency Operating Procedure) for the 'Water Level Unknown' (水位不明) event. It is a large, mostly blank space, likely representing the specific operational steps and instructions for the crew to follow during this emergency. The text is too small to be legible in this view.

### 操作補足事項

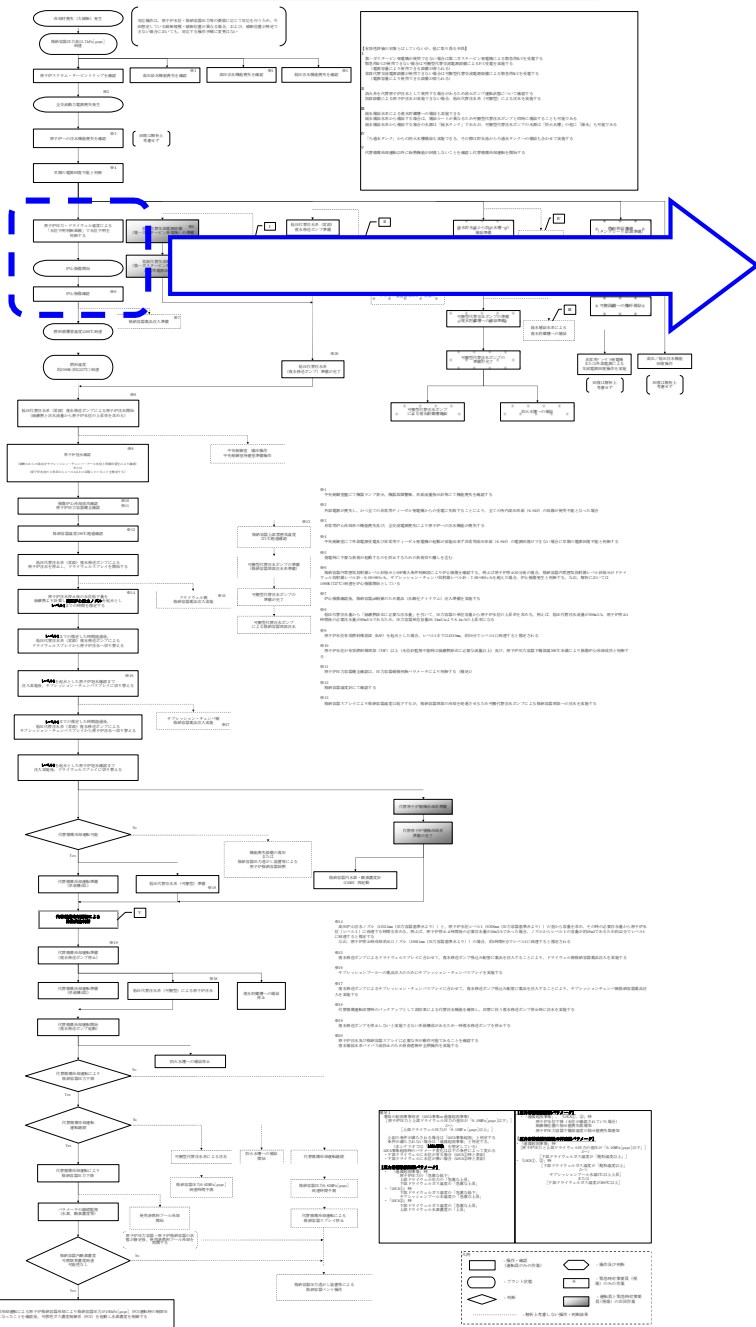
水位不明になった時刻を炉心露出時刻として露出時間の測定を開始する。  
大破断 LOCA により原子炉圧力は急減しているが、非常用炉心冷却系機能喪失および全交流動力電源喪失により原子炉注水が行えない。そのため、原子炉水位は急激に低下する。

### 多様なハザード対応手順

This area is reserved for 'Diverse Hazard Response Procedures' (多様なハザード対応手順). It is currently blank, indicating that specific procedures for other types of hazards are not detailed on this page.



### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
不測事態「水位不明」



事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
不測事態「水位不明」

このページは、事故発生時の運転操作手順書の「EOP」部分の「水位不明」に関する内容を記載している。手順書の本文は、このページの右側の大きな枠内に記載されている。

### 操作補足事項

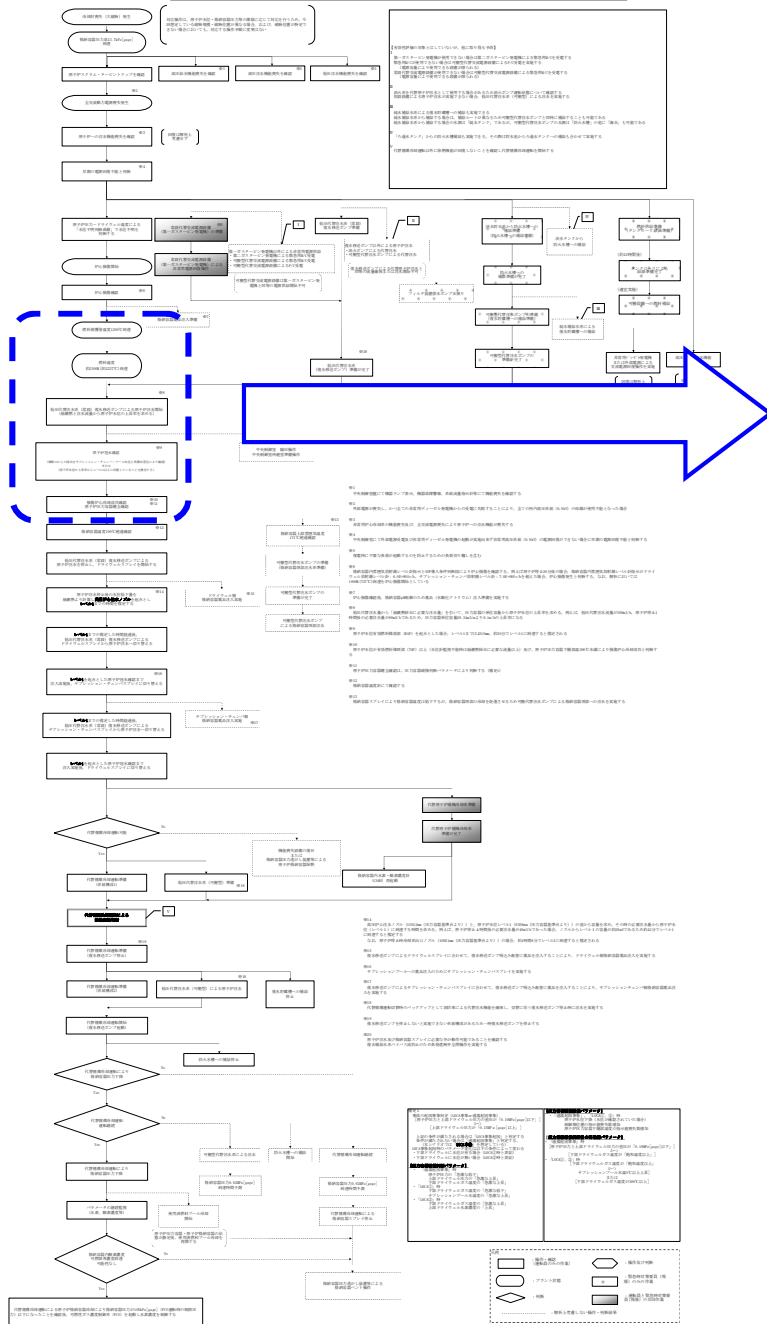
代替注水系を含め原子炉注水機能喪失確認後、「EOP/SOP インターフェイス」に移行する。

### 多様なハザード対応手順

このページは、多様なハザードに対する対応手順を記載している。内容は、原子炉の安全運転を確保するための具体的な操作手順と、発生する可能性のあるリスクの軽減策に関するものである。

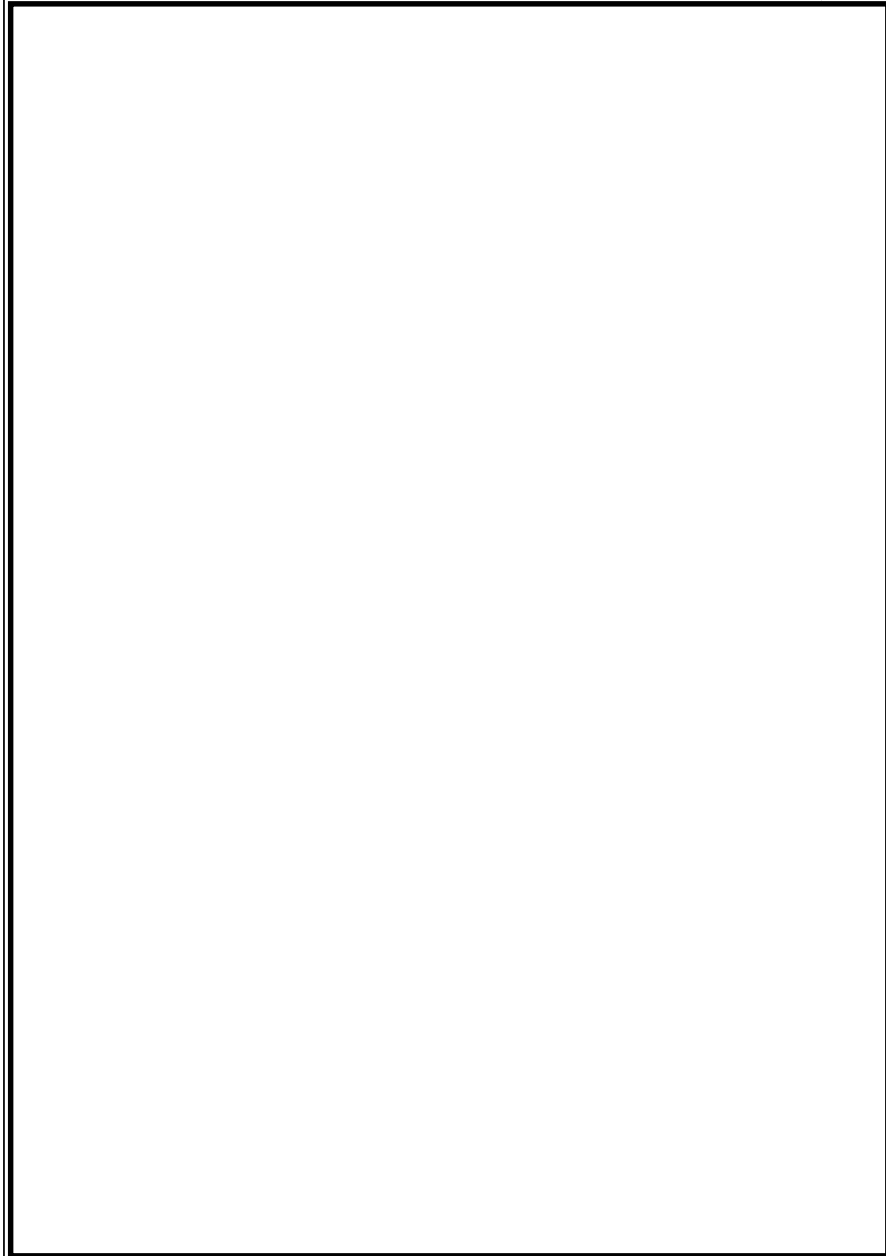


### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント)「SOP」  
注水-1「損傷炉心への注水」



### 操作補足事項

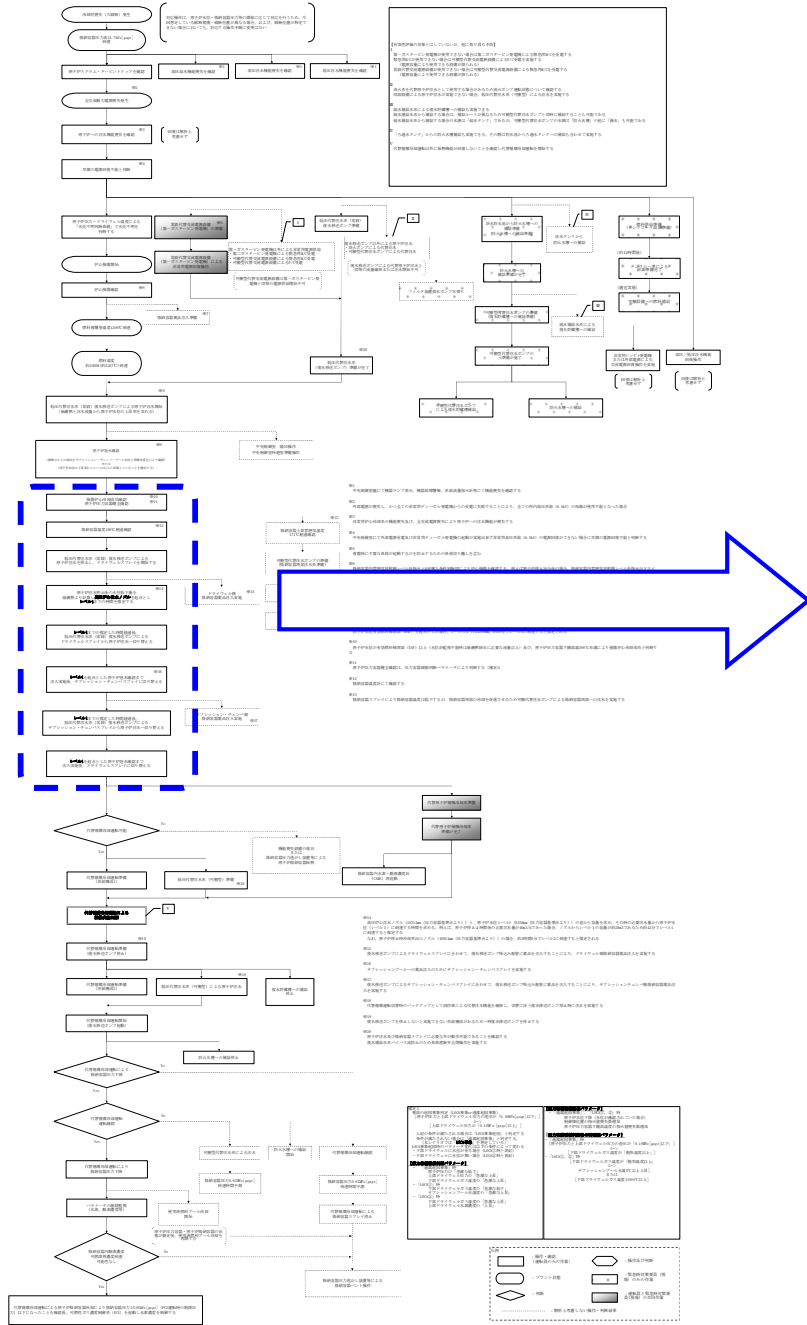
常設代替交流電源設備 (ガスタービン発電機) 等による非常用電源回復後、復水移送ポンプを起動し原子炉へ注水を開始する。  
**損傷炉心の冷却性、原子炉圧力容器の健全性を確認後、注水-2「長期の原子炉水位確保」除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」に移行する。**

### 多様なハザード対応手順

- GTG による緊急用 M/C 受電
- AM
  - ・ 荒浜側緊急用 M/C による M/C7C・7D 受電
  - ・ MUWC による原子炉注水

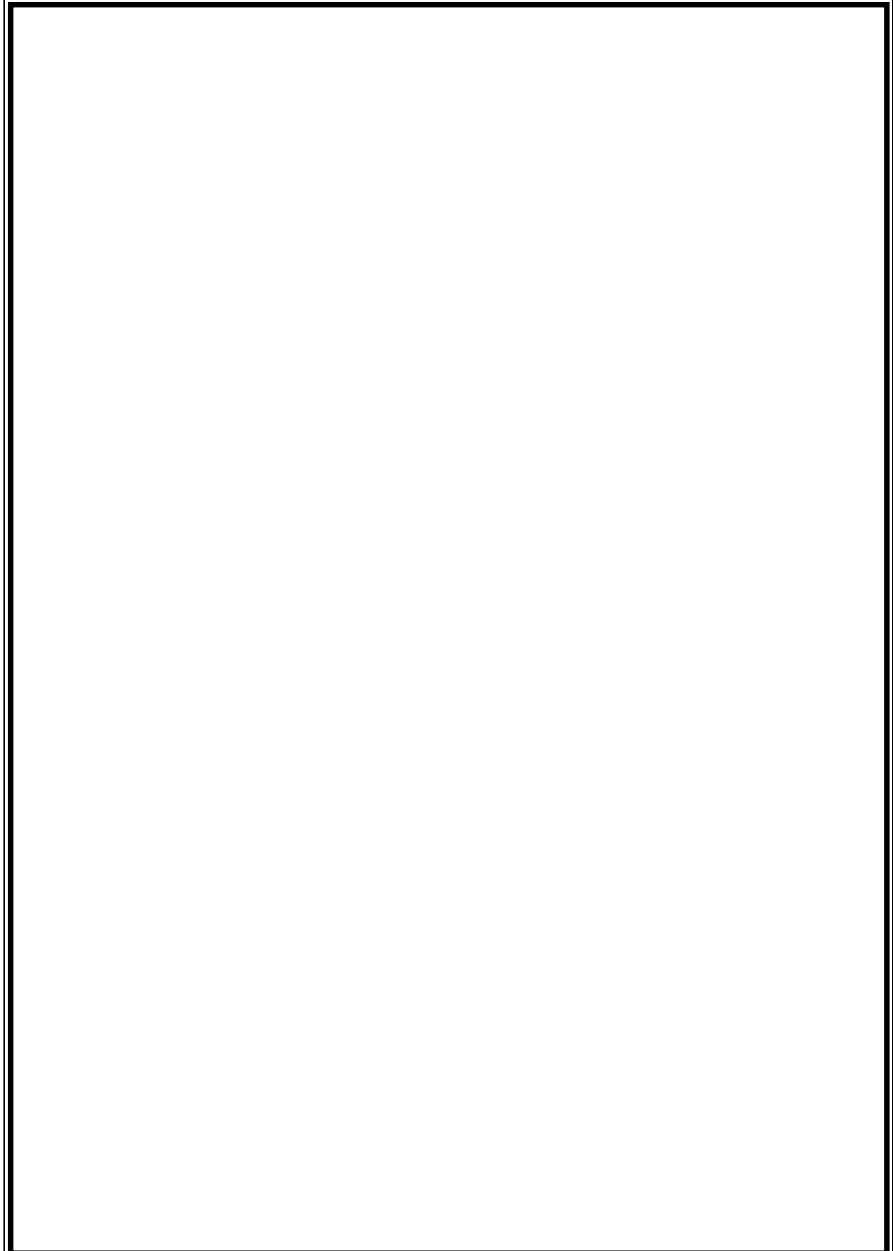
※3 へ

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

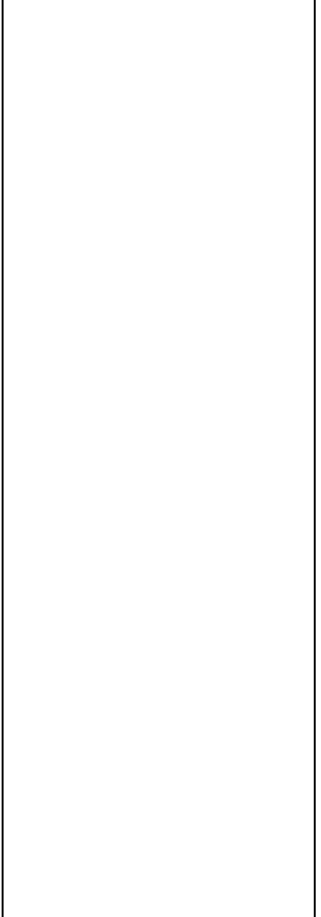
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「SOP」  
注水-2 「長期の原子炉炉水位の確保」



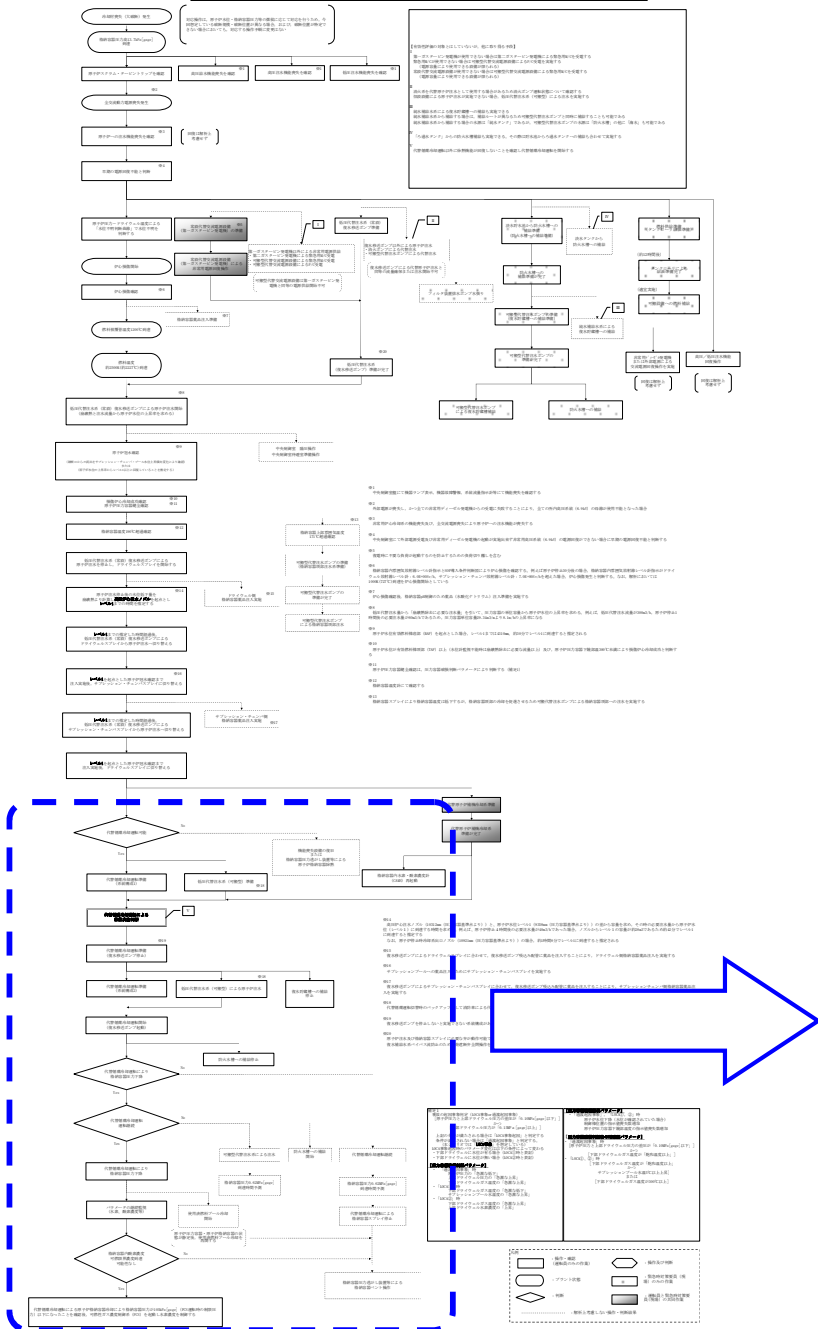
### 操作補足事項

低圧代替注水系 (復水移送ポンプ) による原子炉注水を継続し、炉心を冠水させる。  
(除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」と並行操作)  
**外部水源注水制限に到達した場合、除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」に移行し、格納容器ベントを実施する。**

### 多様なハザード対応手順

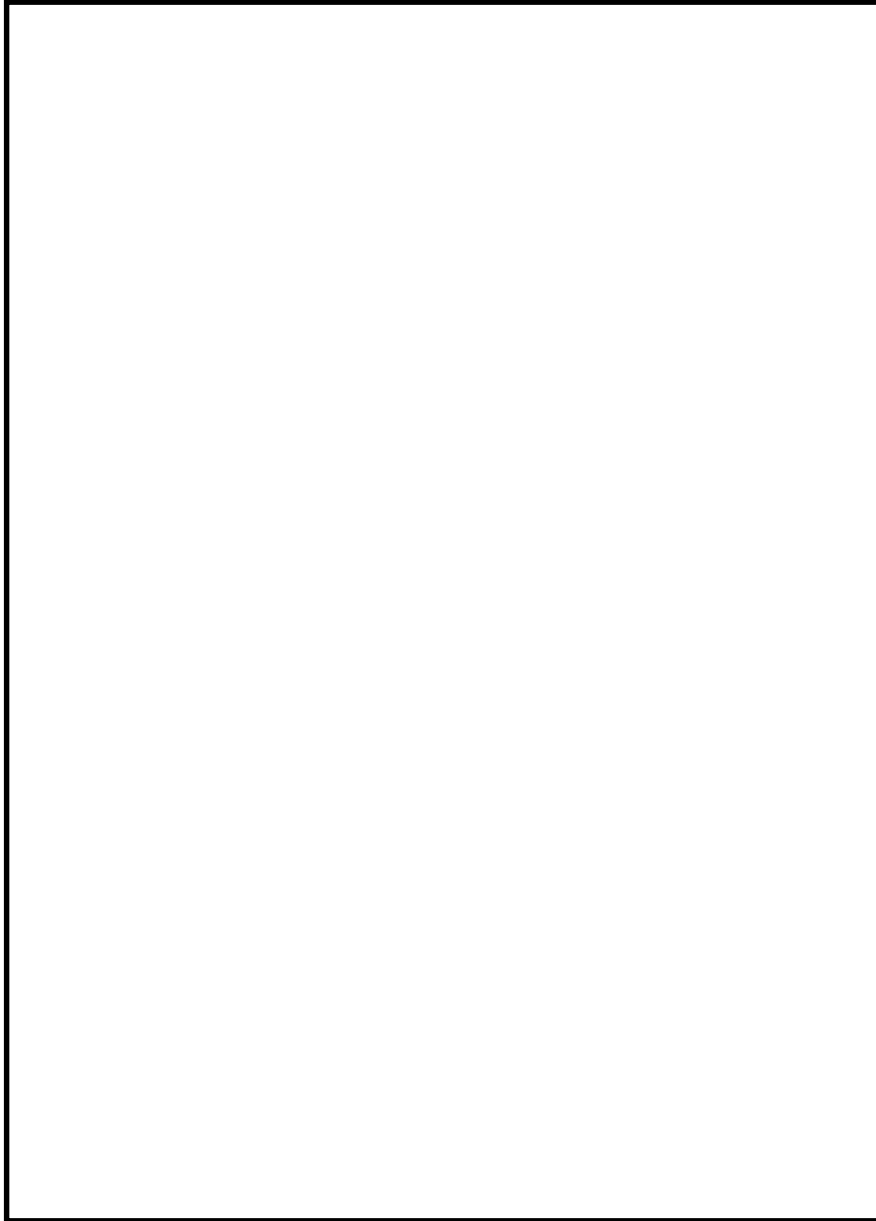


### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「SOP」  
 除熱-1 「損傷炉心冷却後の除熱」  
 ※代替循環冷却を使用する場合



### 操作補足事項

原子炉格納容器温度が 190℃に到達後は、外部水源注水制限に到達するまで代替格納容器スプレイの間欠運転を実施する。この時に格納容器 pH 制御のための薬品注入を実施する。  
 (注水-2「長期の原子炉水位の確保」と並行操作)

なお、原子炉注水と格納容器スプレイの双方へ十分な注水ができない場合には、原子炉注水を優先し、原子炉を冠水を維持できる範囲においては、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを実施する。

代替原子炉補機冷却系の準備が完了し、復水補給水系を用いた代替循環冷却が実施できる場合は、代替循環冷却運転を実施し、原子炉注水および格納容器除熱を開始する。

### 多様なハザード対応手順

GTG による緊急用  
M/C 受電



・MUWC による PCV スプレイ



・S/P pH 調整 (仮称)

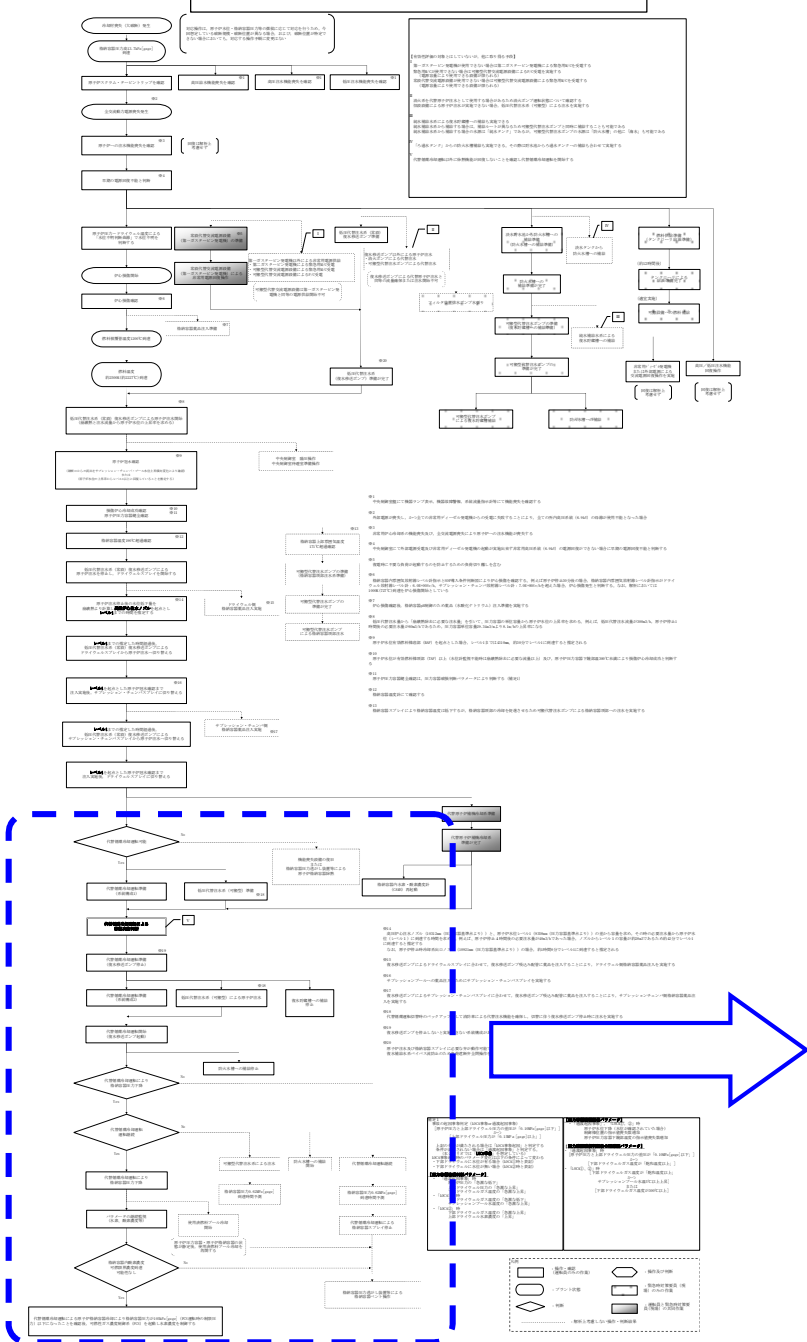
GTG による緊急用  
M/C 受電

代替 Hx による補機冷却  
水確保



復水補給水系を用いた  
代替循環冷却

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「SOP」  
 除熱-1 「損傷炉心冷却後の除熱」  
 ※代替循環冷却を使用しない場合



### 操作補足事項

代替循環冷却が実施できない場合は、代替格納容器スプレイの間欠運転を実施し、外部水源注水制限に到達した場合、外部水源による格納容器スプレイを停止する。

### 多様なハザード対応手順

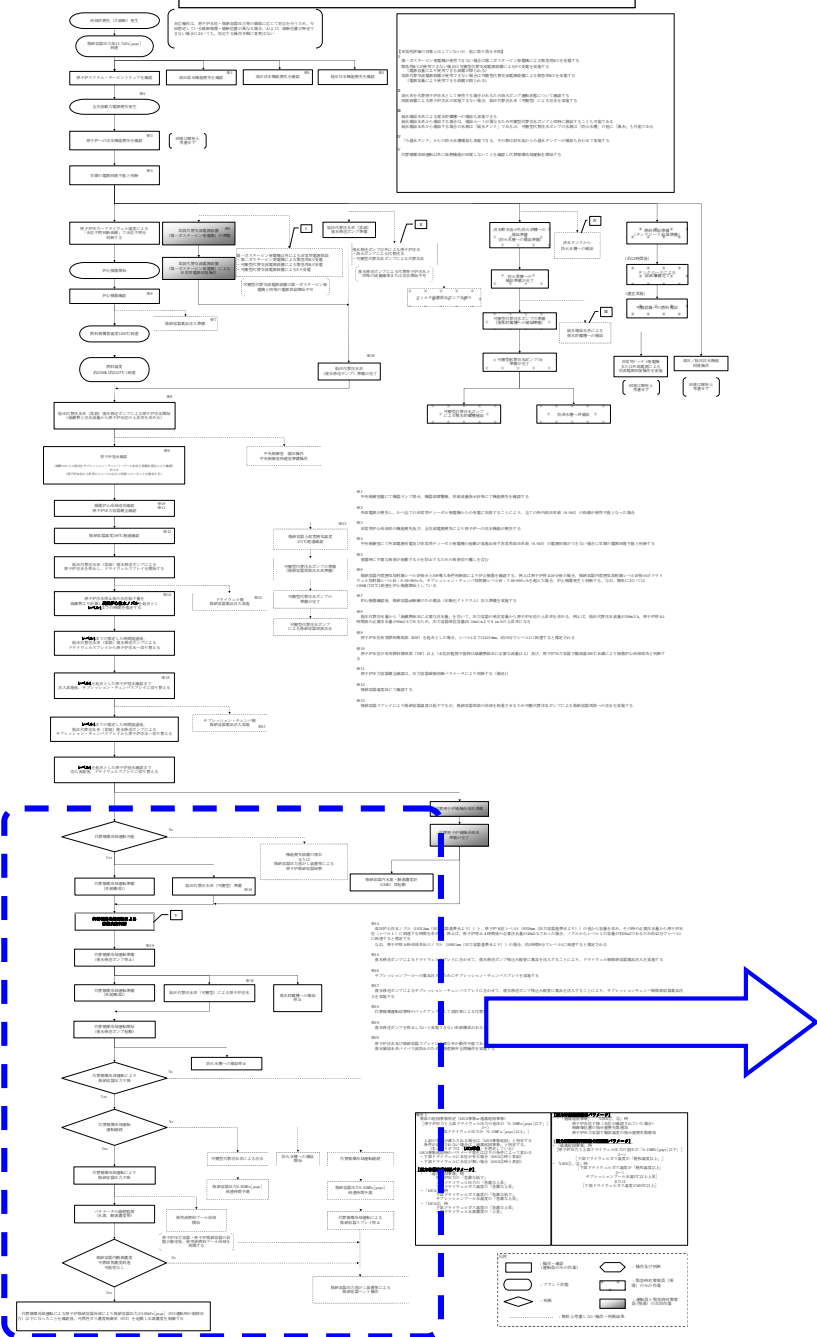
GTGによる緊急用  
M/C 受電

AM

・MUWCによるPCV スプレイ

※5へ

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント)「SOP」  
 放出「PCV 破損防止」  
 ※代替循環冷却を使用しない場合



This area is reserved for the detailed 'SOP' (Standard Operating Procedure) for the severe accident response, specifically for the 'PCV damage prevention' scenario. The content is currently blank.

### 操作補足事項

原子炉格納容器圧力が限界圧力に接近した場合、緊急時対策本部から格納容器ベントの許可を得た後、格納容器ベントを実施する。

### 多様なハザード対応手順

This area is reserved for the response procedures for various hazards. The content is currently blank.



2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱  
 2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用  
 2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

特徴

(2.2) 運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器破損に至る。

(2.3) 運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心と原子炉圧力容器外の原子炉冷却材が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器破損に至る。

(2.5) 運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内へ流れ出し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器下部のコンクリートが浸食され、原子炉格納容器の構造物の支持機能を喪失し、原子炉格納容器の破損に至る。

基本的な考え方

(2.2) 溶融炉心、水蒸気及び水素の急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため、原子炉圧力容器の破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって、原子炉格納容器の破損を防止する。

(2.3) 原子炉格納容器を冷却及び除熱し、溶融炉心から原子炉格納容器下部の原子炉冷却材への伝熱による、水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、溶融炉心の落下後は、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

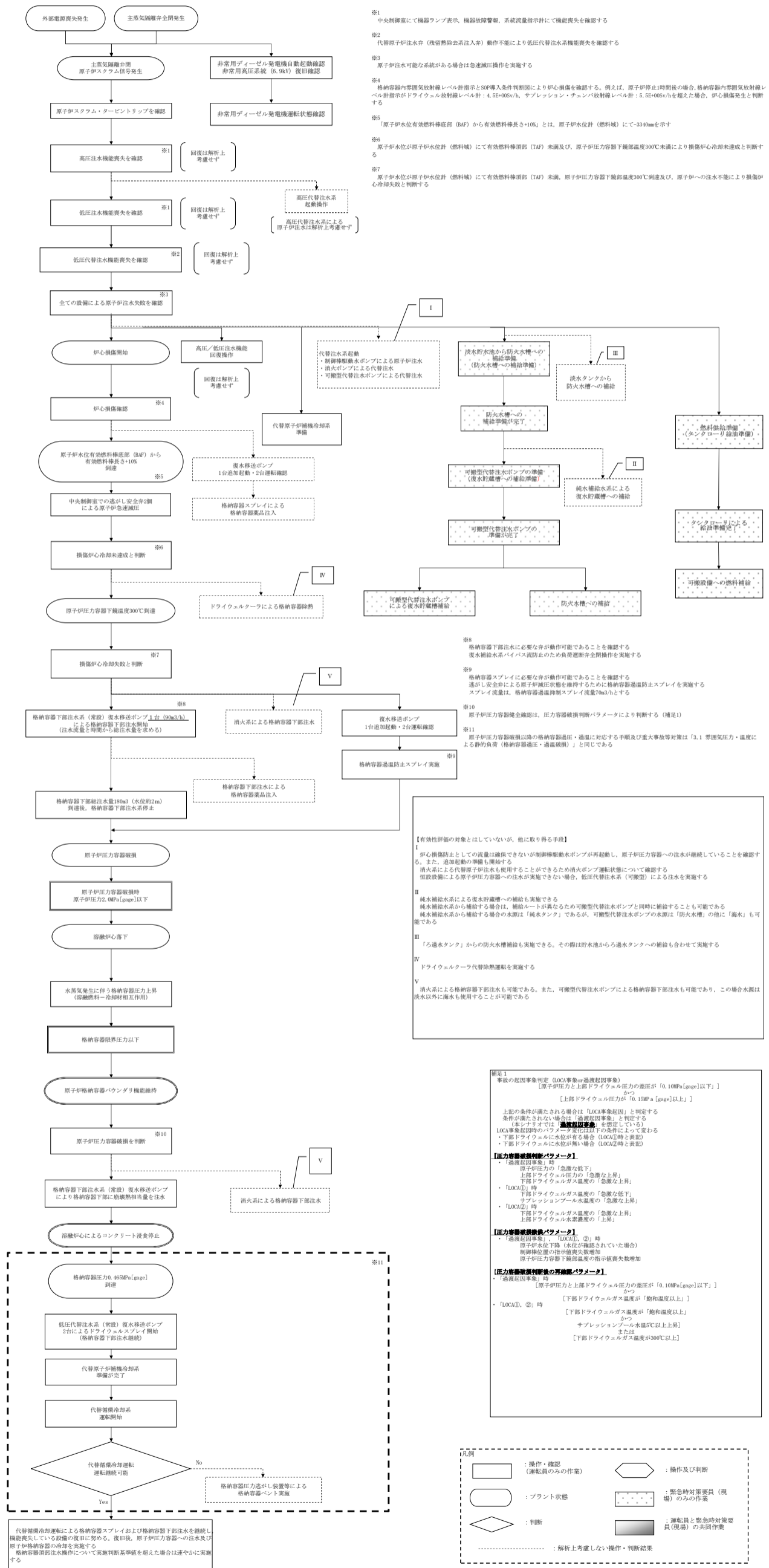
(2.5) 原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下する時点で、原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に十分な原子炉格納容器下部の水位及び水量を確保し、かつ、溶融炉心の落下後は、格納容器下部注水系(常設)によって溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止するとともに、溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生を抑制する。また、溶融炉心の落下後は、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

- 原子炉スクラム確認
- 高圧・低圧注水機能喪失確認
- 炉心損傷確認
- 逃がし安全弁による原子炉手動減圧
- 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却
- 格納容器下部への注水
- 原子炉圧力容器破損確認
- 溶融炉心への注水
- 代替循環冷却による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱

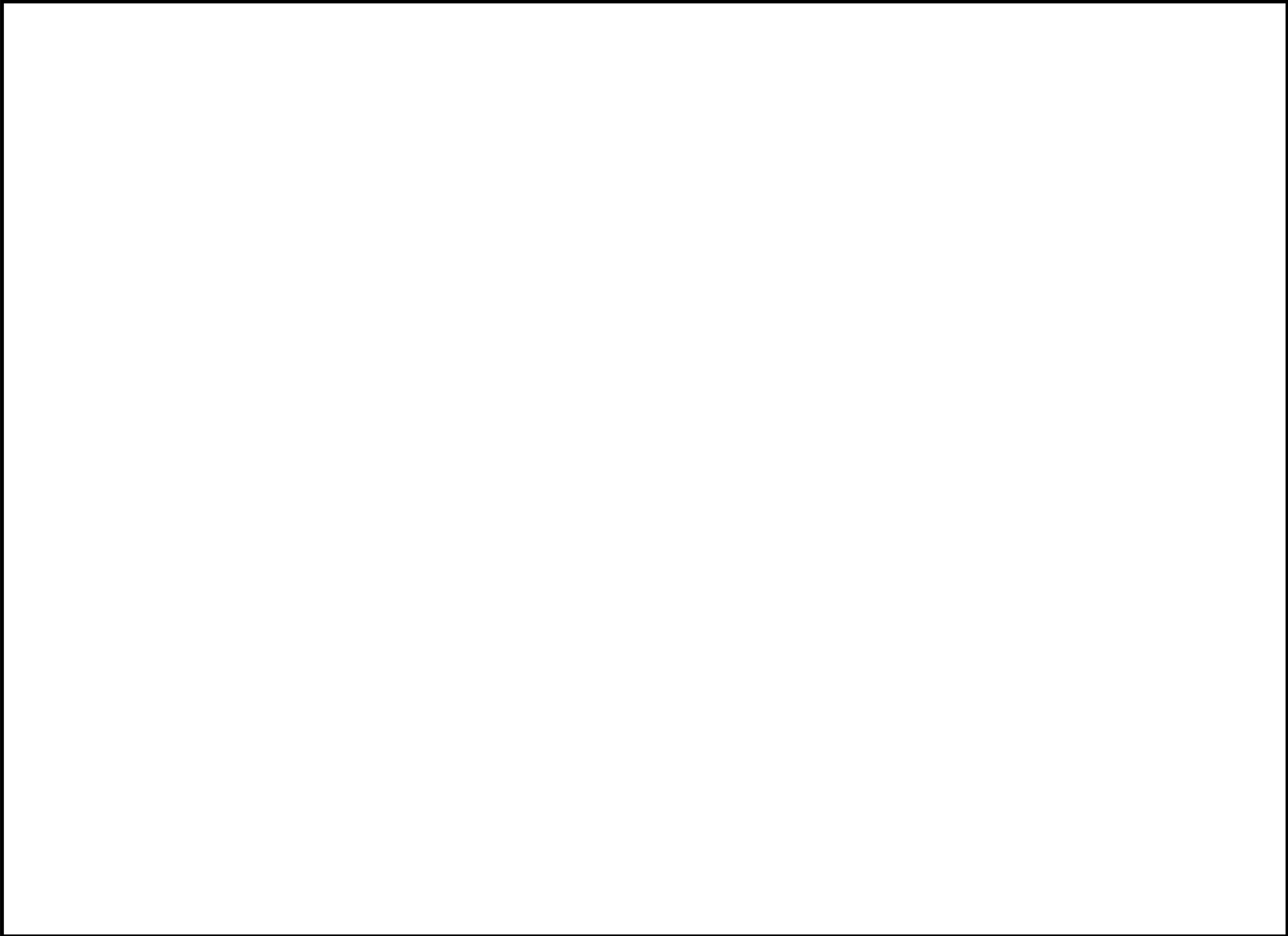
事故シーケンスグループ「原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」は「溶融炉心・コンクリート相互作用」と同じ手順である。

解析上の対応手順の概要フロー



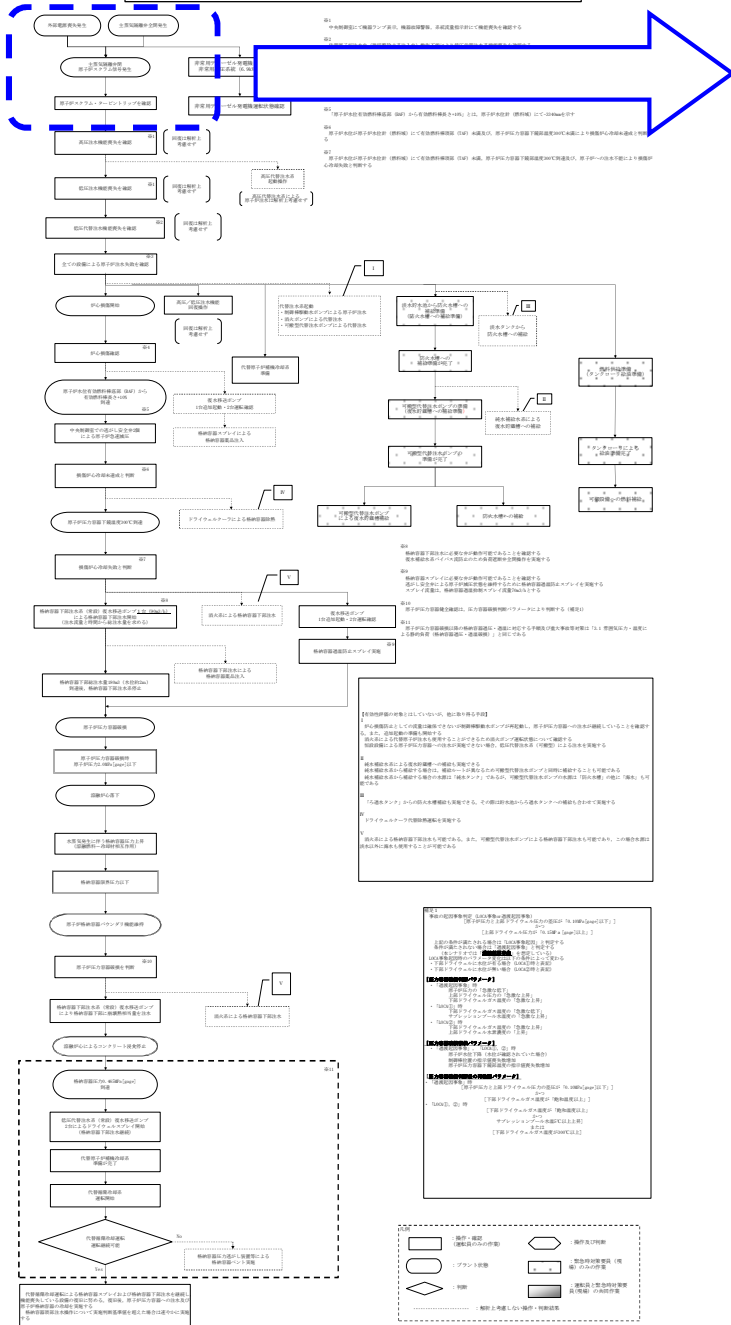






# 詳細手順説明

## 解析上の対応手順の概要フロー



## 事故時運転操作手順書

### 事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」 「給水全喪失」



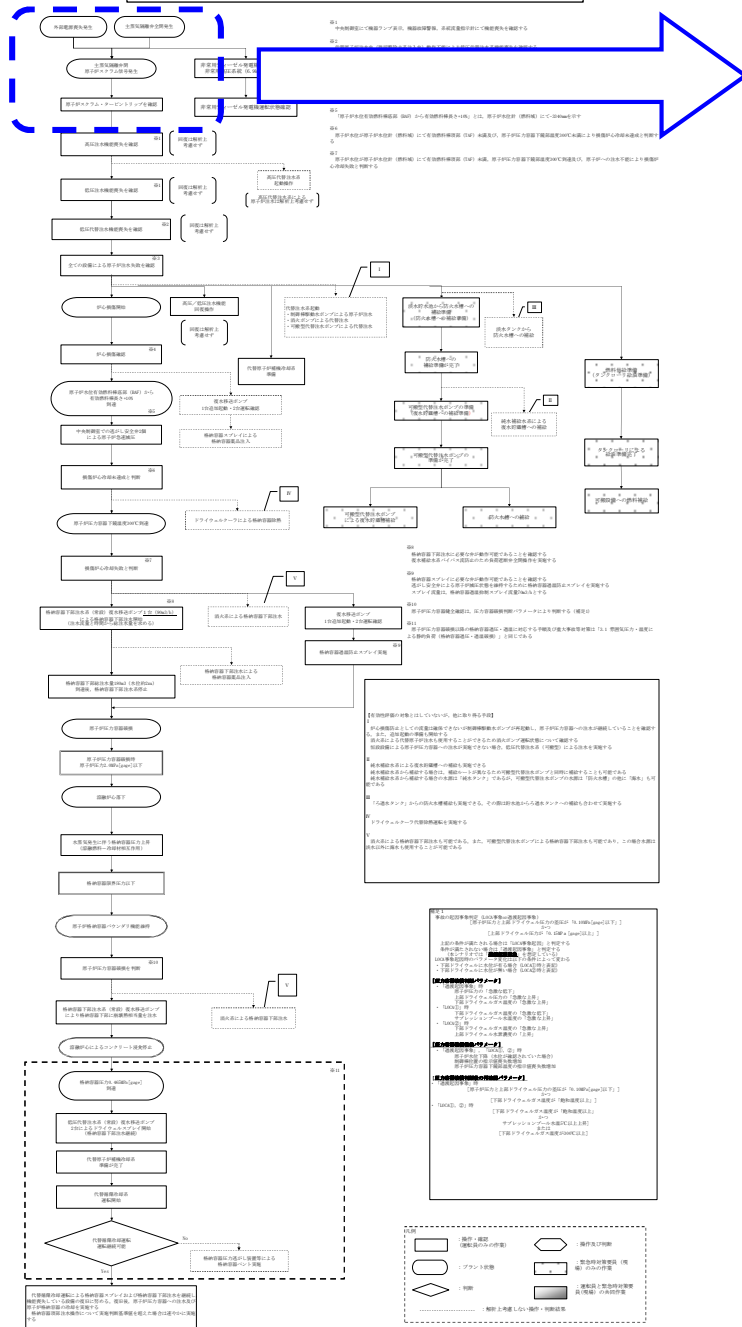
## 操作補足事項

### 「給水全喪失」「原子炉スクラム事故 主蒸気隔離弁 閉」 事故発生

AOPの「給水全喪失」「主蒸気隔離弁 閉」により対応する。  
主蒸気隔離弁閉信号によりスクラムしEOPへ移行して対応する。  
その他の必要な操作でEOPに記載のない操作は引き続きAOP「主蒸気隔離弁 閉」「給水全喪失」事故手順で対応する。

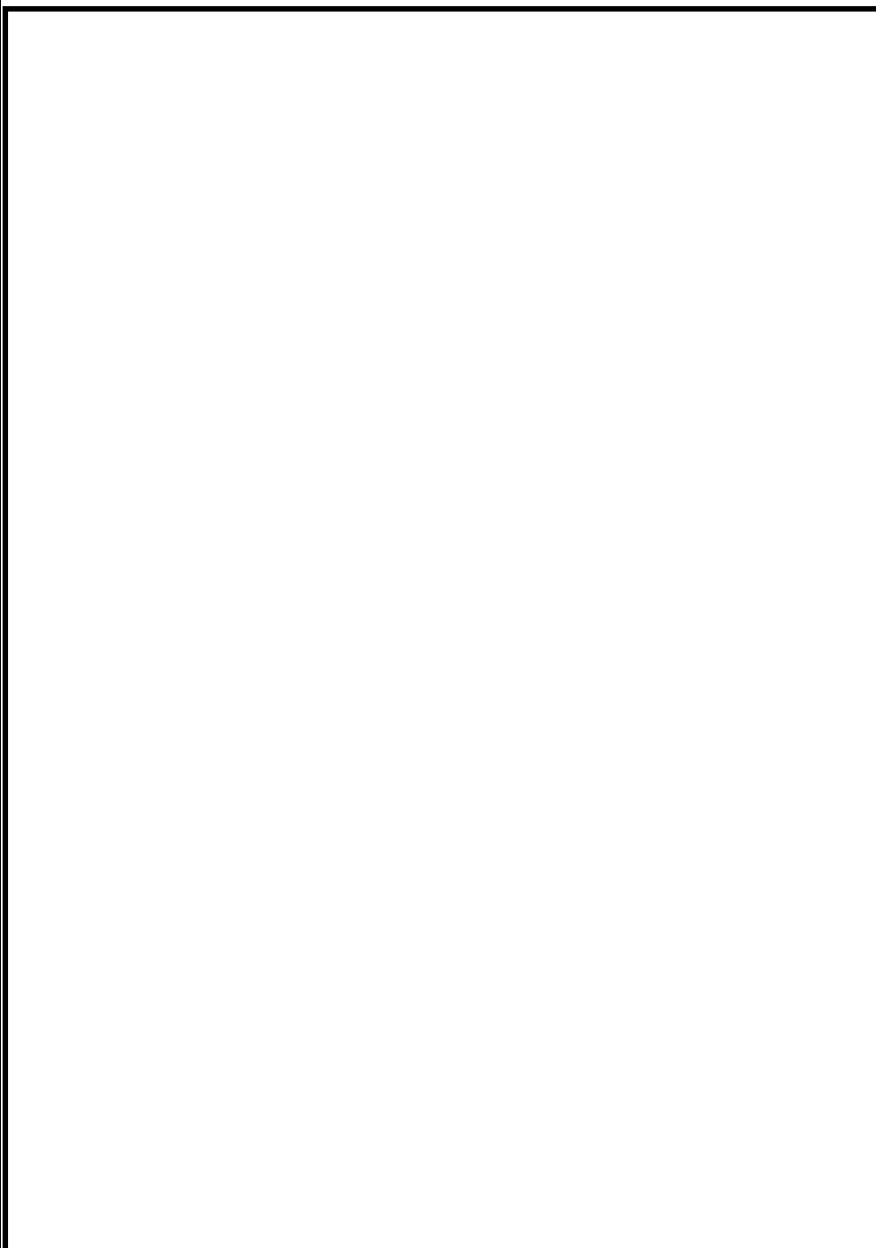
## 多様なハザード対応手順

### 解析上の対応手順の概要フロー

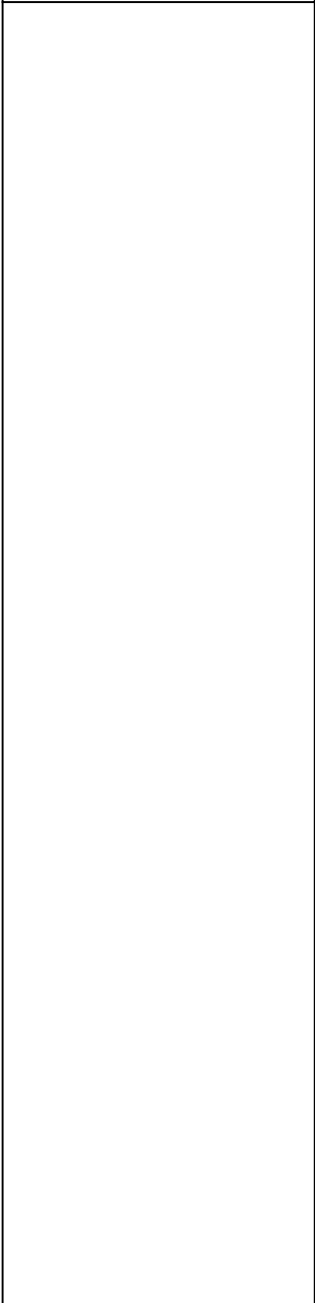


### 事故時運転操作手順書

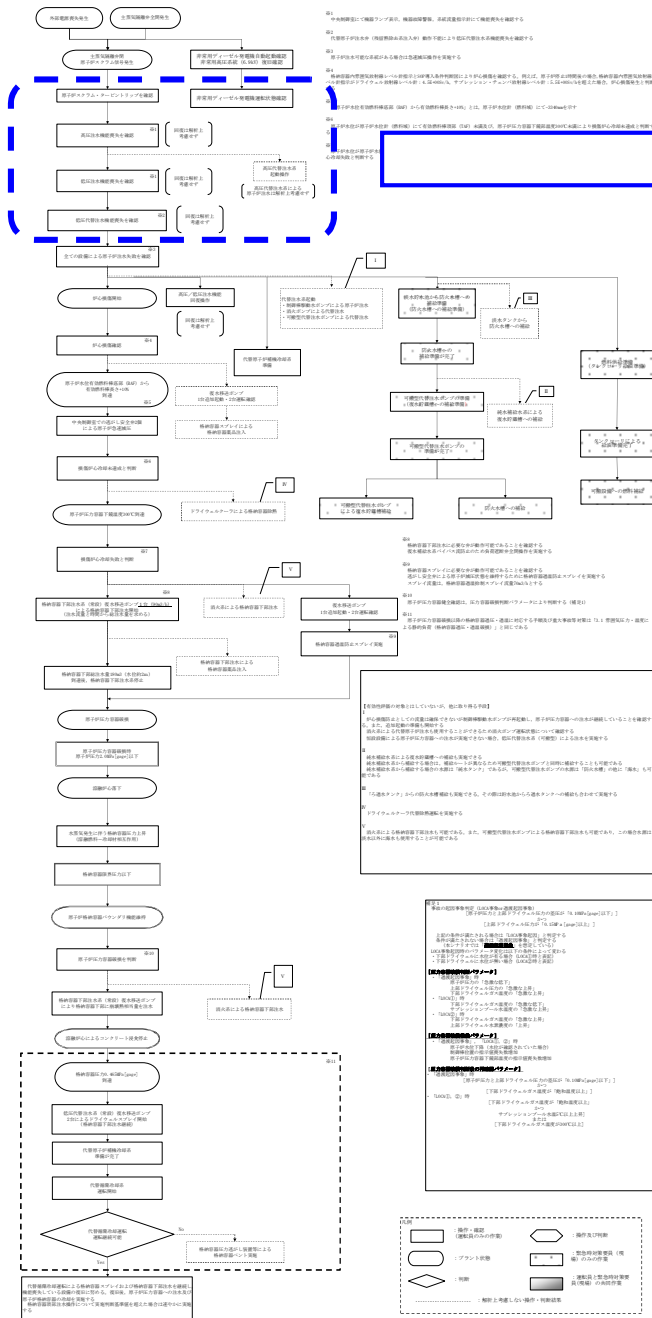
事故時運転操作手順書 (事象ベース) 「AOP」  
「主蒸気隔離弁 閉」



### 多様なハザード対応手順



### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

#### 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」 原子炉制御「スクラム」

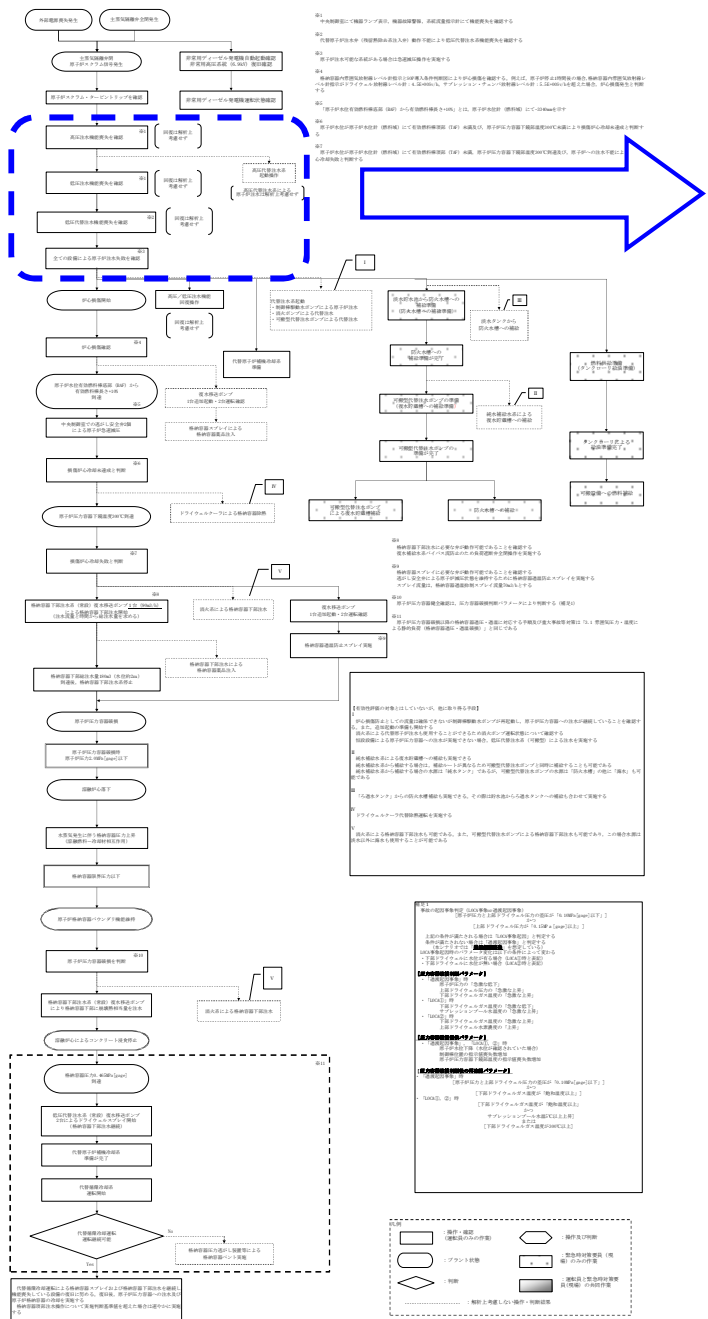


### 操作補足事項

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
**高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位が有効燃料棒頂部以上維持不可のため「水位回復」制御へ移行する。**

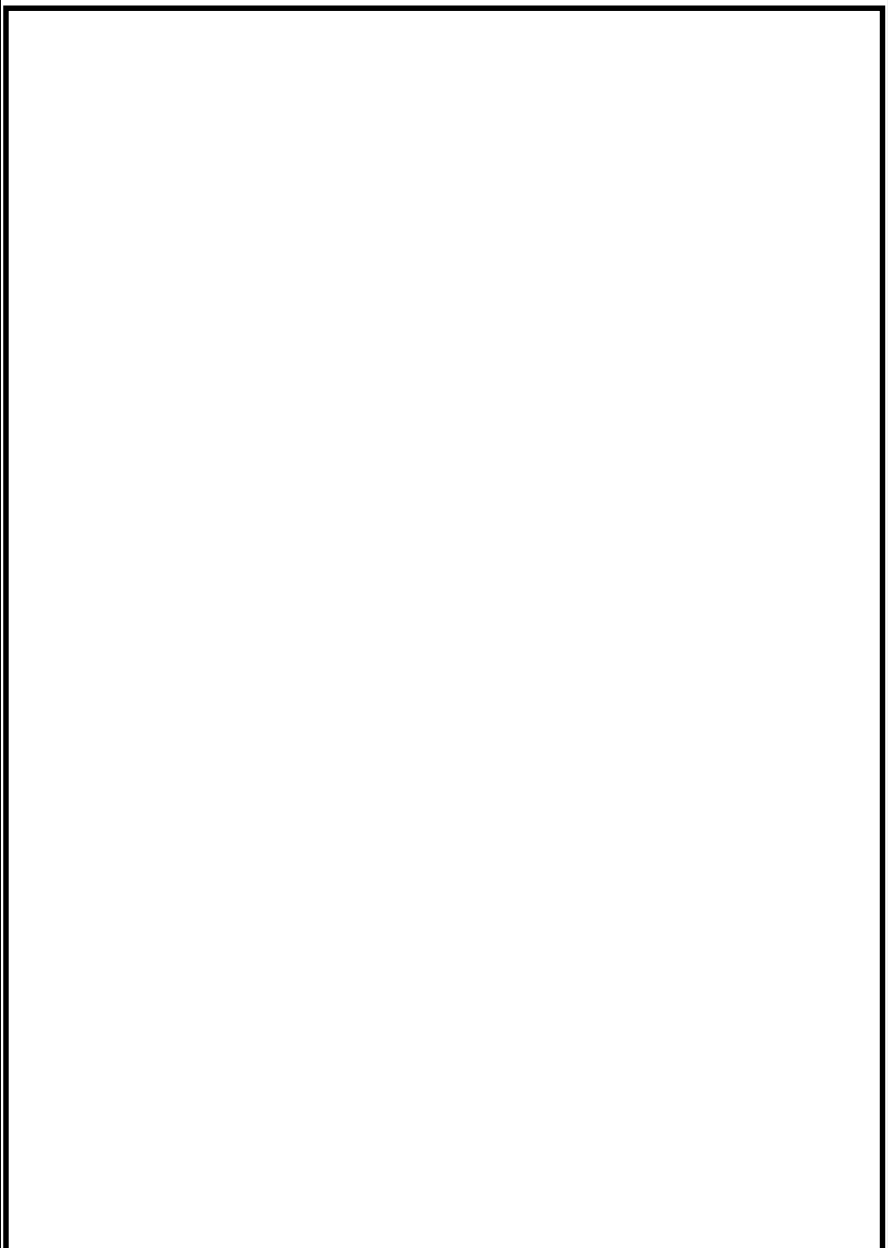
### 多様なハザード対応手順

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「EOP」  
不測事態「水位回復」

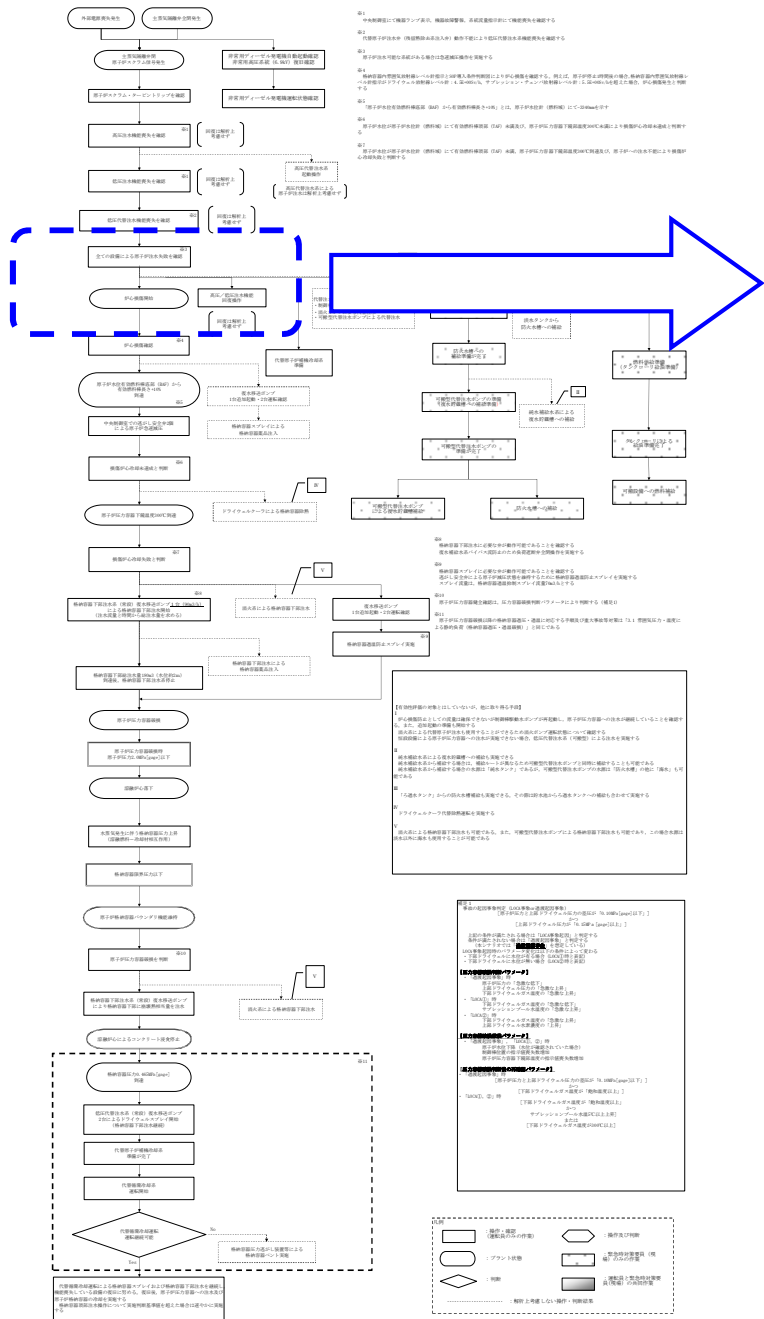


### 操作補足事項

原子炉への注水機能喪失により、炉水位は急減し、燃料が露出する。  
**原子炉注水機能喪失確認後、「EOP/SOP インターフェイス」に移行する。**

### 多様なハザード対応手順

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「EOP」  
ES/I 「EOP/SOP インターフェイス」

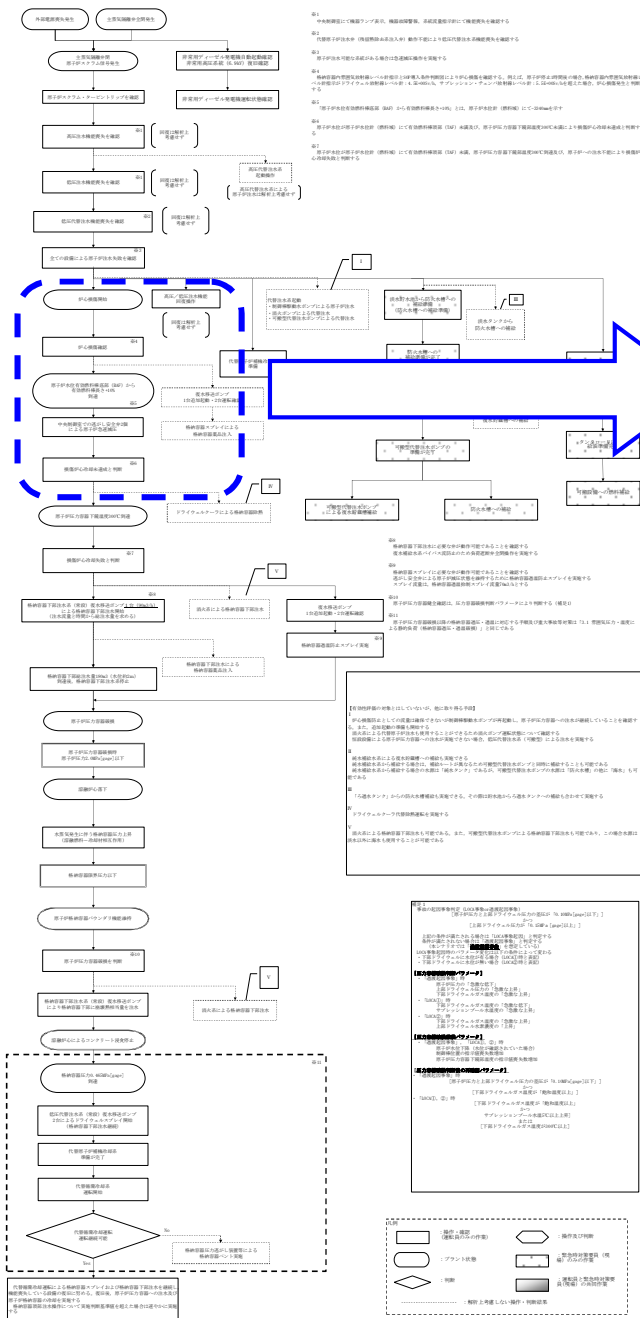


### 操作補足事項

格納容器雰囲気放射線レベルにて、SOP 導入条件判断図により炉心損傷を判断する。  
**損傷確認後、SOP 注入-1「損傷炉心への注水」に移行する。**

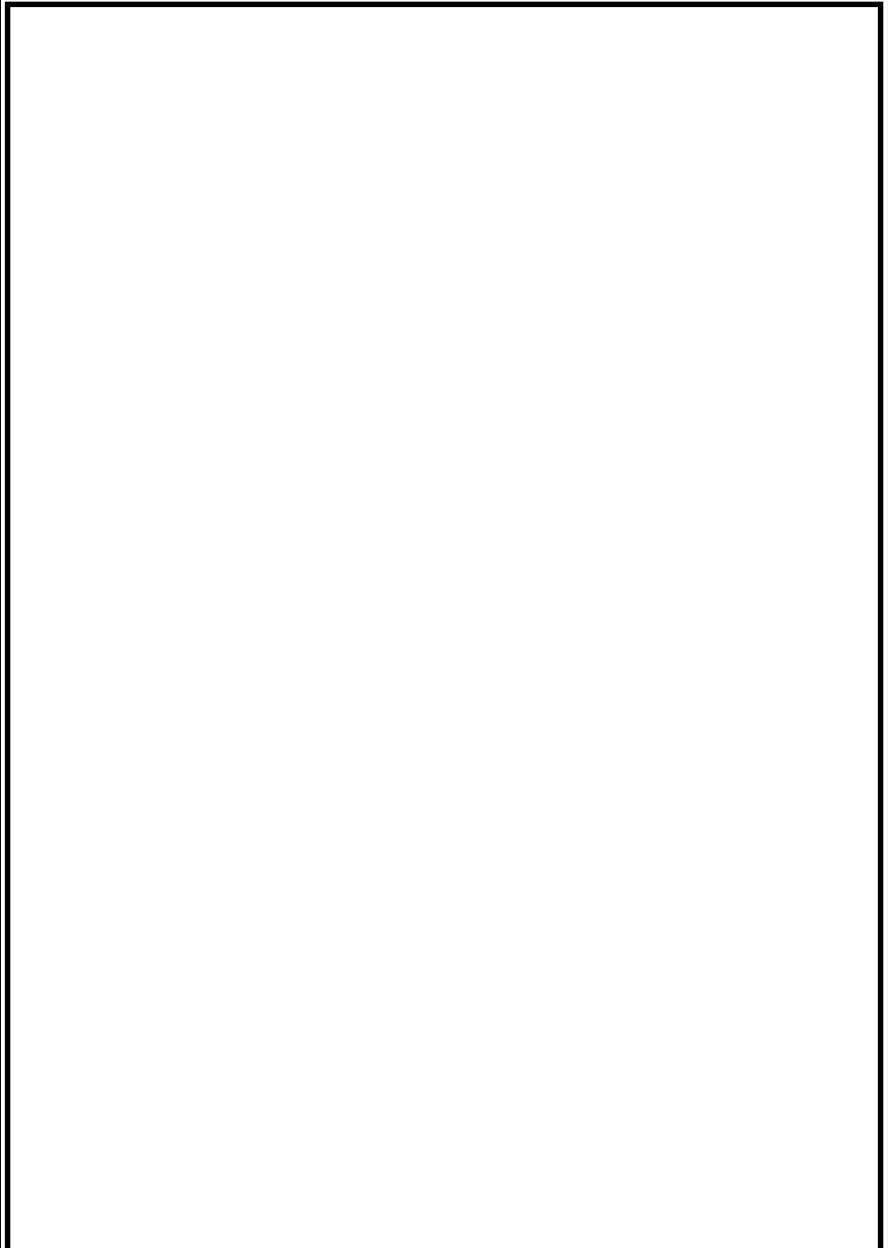
### 多様なハザード対応手順

### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

### 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「SOP」 注水-1 「損傷炉心への注水」



### 操作補足事項

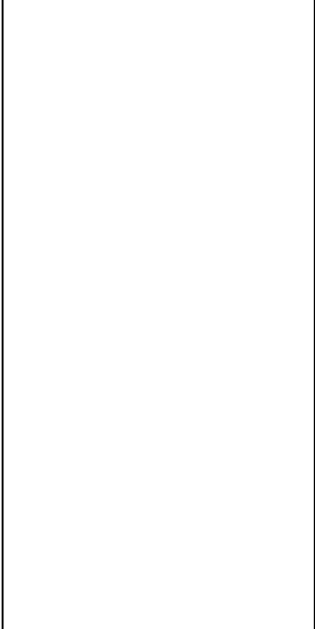
原子炉への注水機能喪失により原子炉水位が「有効燃料棒底部+10%燃料有効長到達」した時点で、逃がし安全弁を開放し減圧を行う。

原子炉減圧後も注水系統がないため、損傷炉心冷却未達成を判断する。※1

**損傷炉心冷却未達成のため、注水-3a「RPV破損前の下部D/W初期注水」に移行する。**

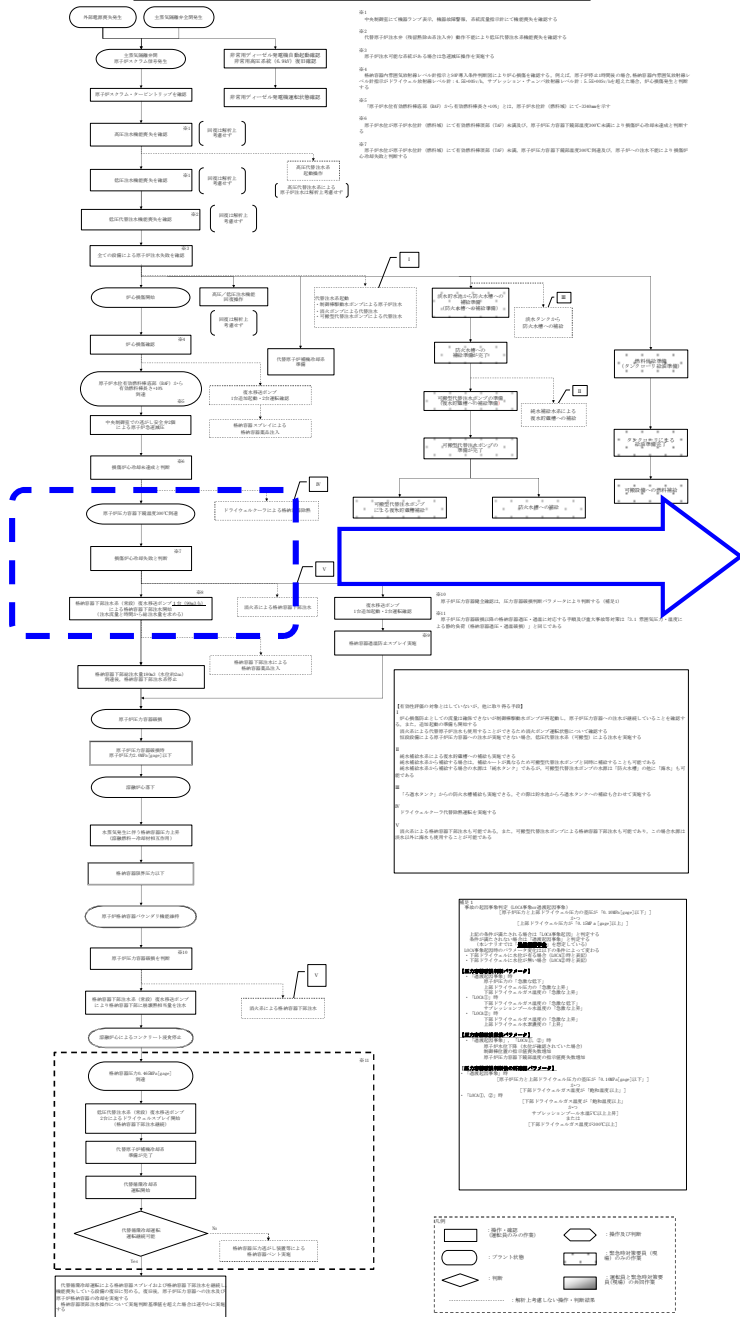
※1 原子炉水位が有効燃料棒頂部未満及び原子炉压力容器下鏡温度「300℃未満」により損傷炉心冷却未達成と判断する。

### 多様なハザード対応手順



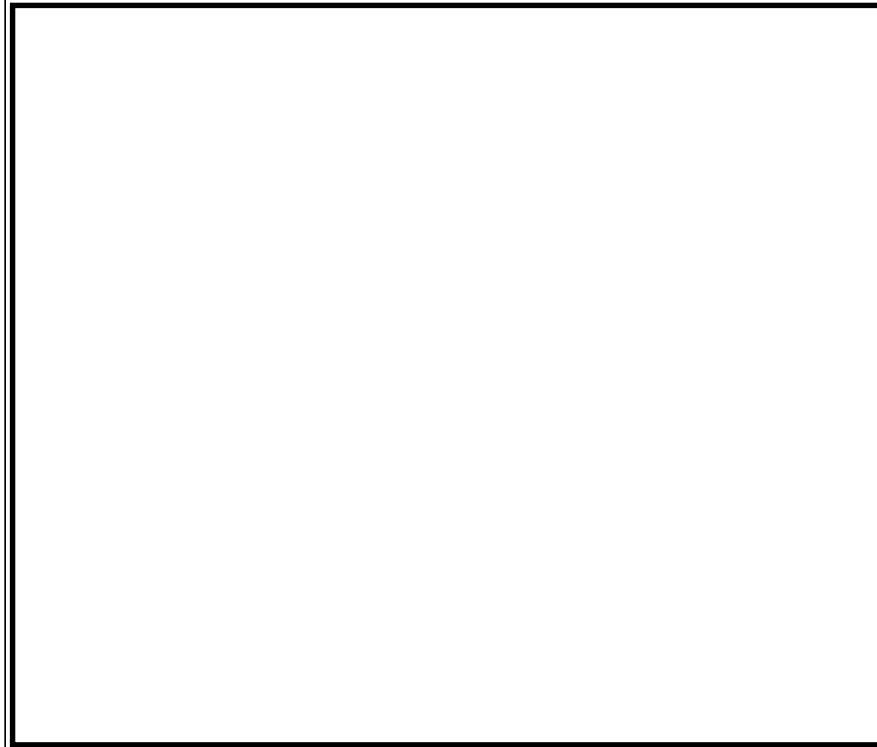


### 解析上の対応手順の概要フロー



### 事故時運転操作手順書

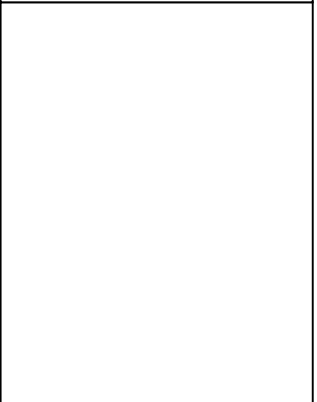
#### 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「SOP」 注水-3a 「RPV 破損前の下部 D/W 初期注水」



### 操作補足事項

原子炉圧力容器下鏡温度「300℃到達」を確認後、格納容器下部注水系（復水移送ポンプ）1台による格納容器下部注水を開始する。総注水量180m<sup>3</sup>到達後、格納容器下部注水を停止する。  
**総注水量 180m<sup>3</sup> 到達後、注水-1「損傷炉心への注水」に移行する。**

### 多様なハザード対応手順



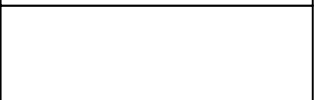
#### 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「SOP」 注水-1 「損傷炉心への注水」



### 操作補足事項

原子炉注水機能喪失しているため、「RPV 破損の判定表」から RPV 破損を判定する。  
**RPV 破損確認後、注水-3b 「RPV 破損後の下部 D/W 注水」に移行する。**

### 多様なハザード対応手順









### 3.1 想定事故 1

#### 特徴

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。

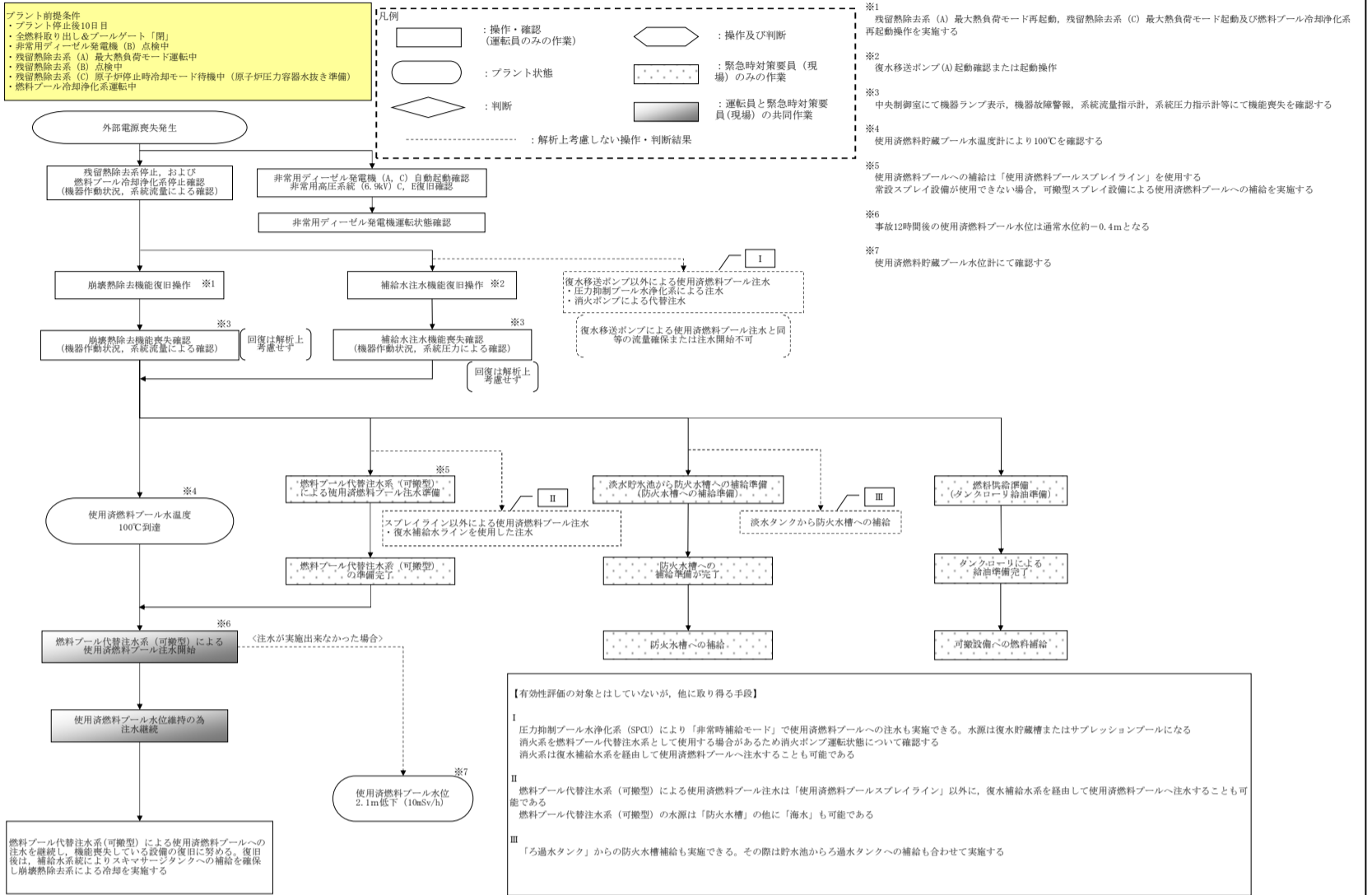
#### 基本的な考え方

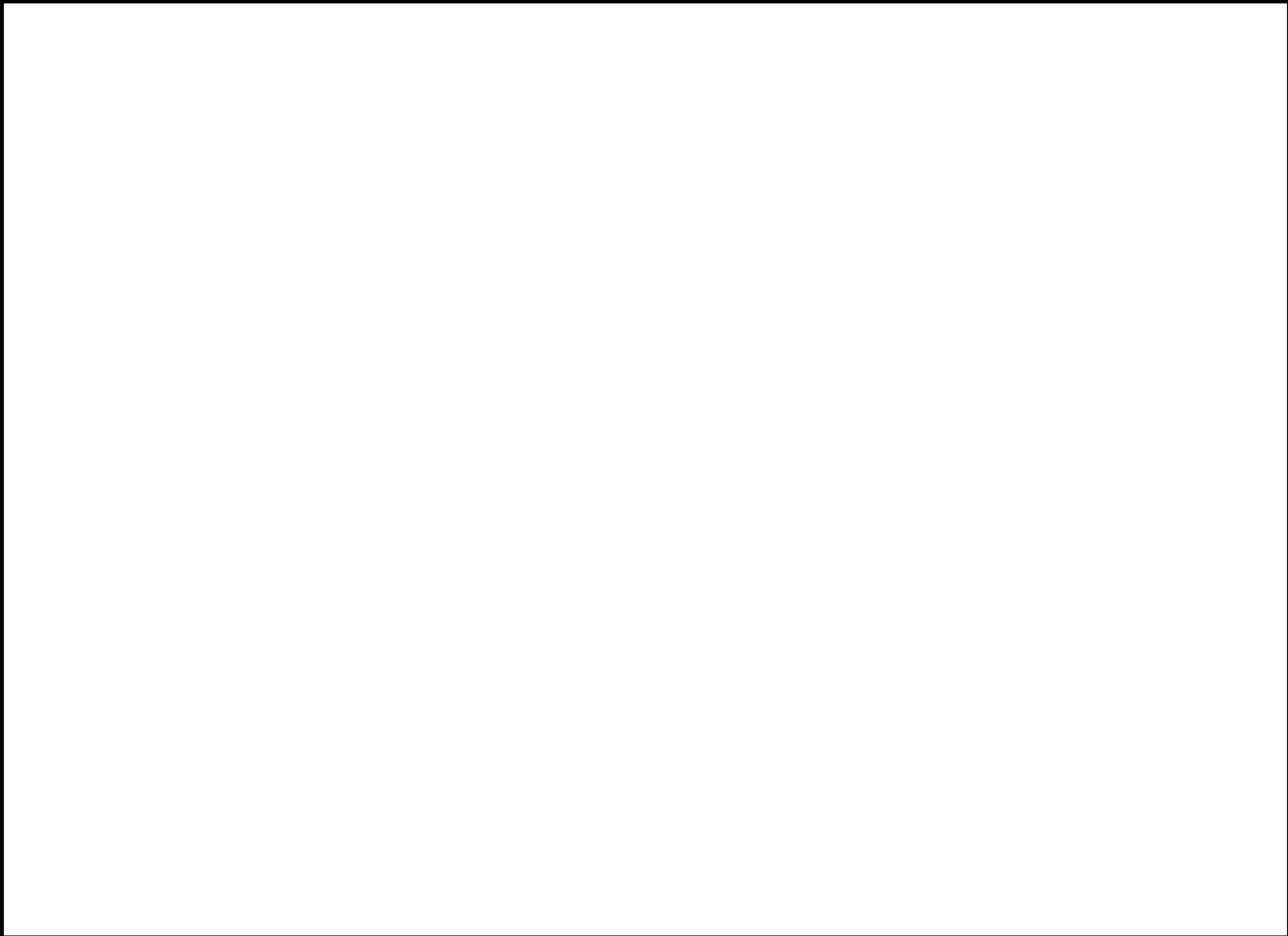
燃料プール代替注水系（可搬型）により使用済燃料プールへ注水することによって、燃料損傷の防止を図る。また、燃料プール代替注水系（可搬型）により使用済燃料プール水位を維持する。

#### 対応手順の概要

- 使用済燃料プールの冷却系機能喪失確認
- 使用済燃料プールの補給水系機能喪失確認
- 燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給

#### 解析上の対応手順の概要フロー







### 3.2 想定事故2

#### 特徴

使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料プール水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。

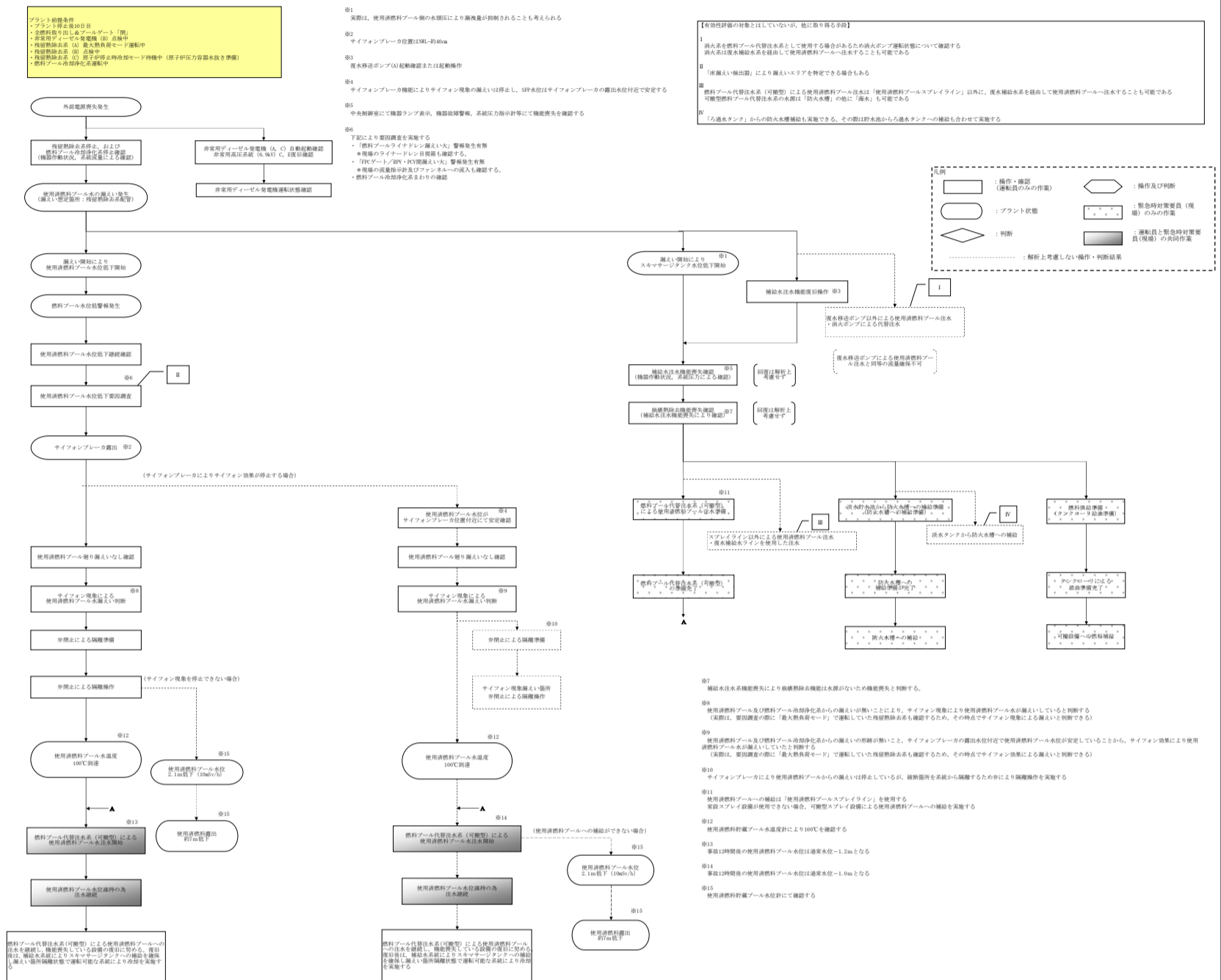
#### 基本的な考え方

使用済燃料プール水の漏えいの停止や、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、燃料プール代替注水系（可搬型）により使用済燃料プール水位を維持する。

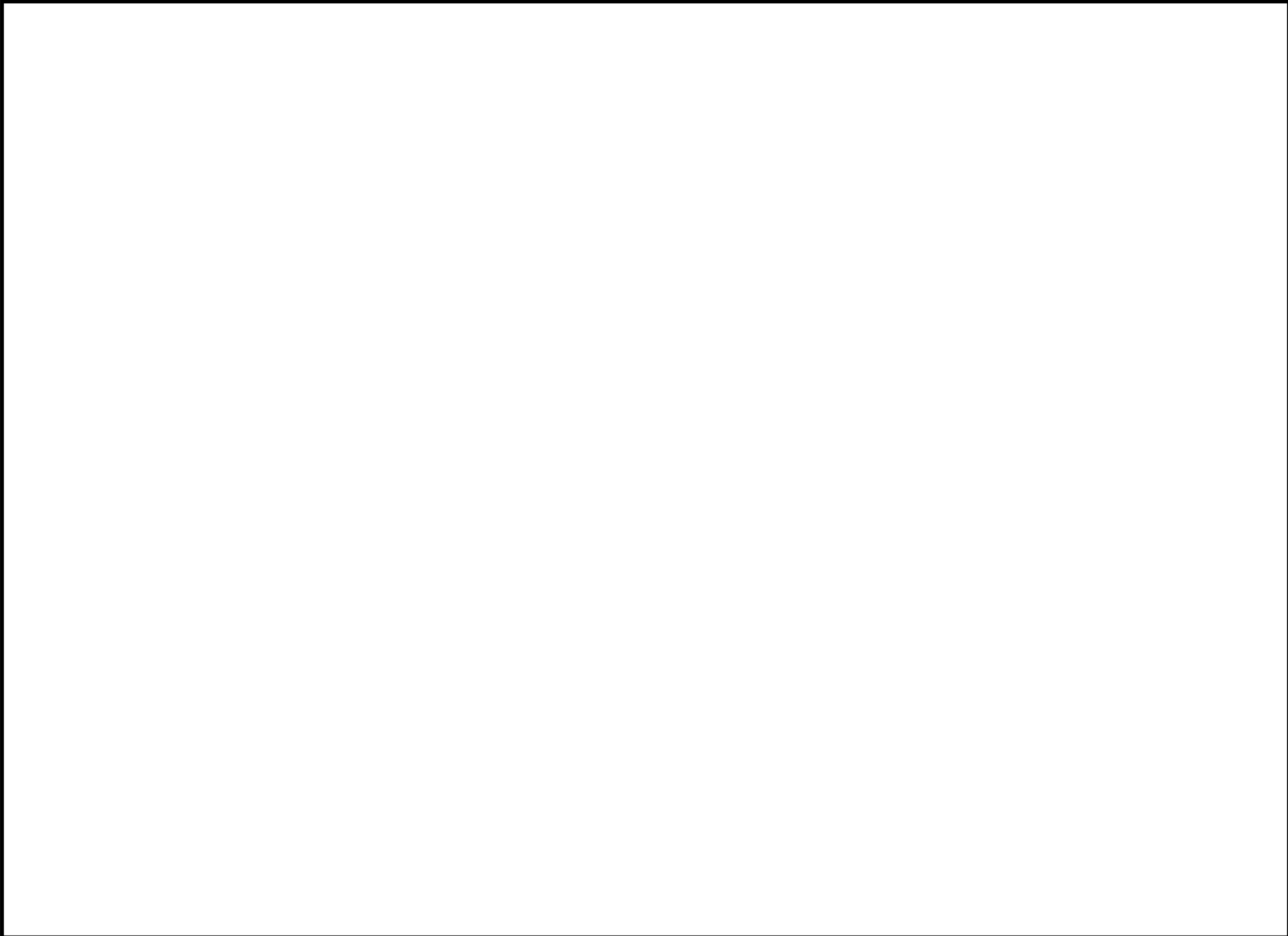
#### 対応手順の概要

- 使用済燃料プール水位低下確認
- 使用済燃料プールの補給水系機能喪失確認
- 使用済燃料プール漏えい箇所の隔離
- 燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給

#### 解析上の対応手順の概要フロー

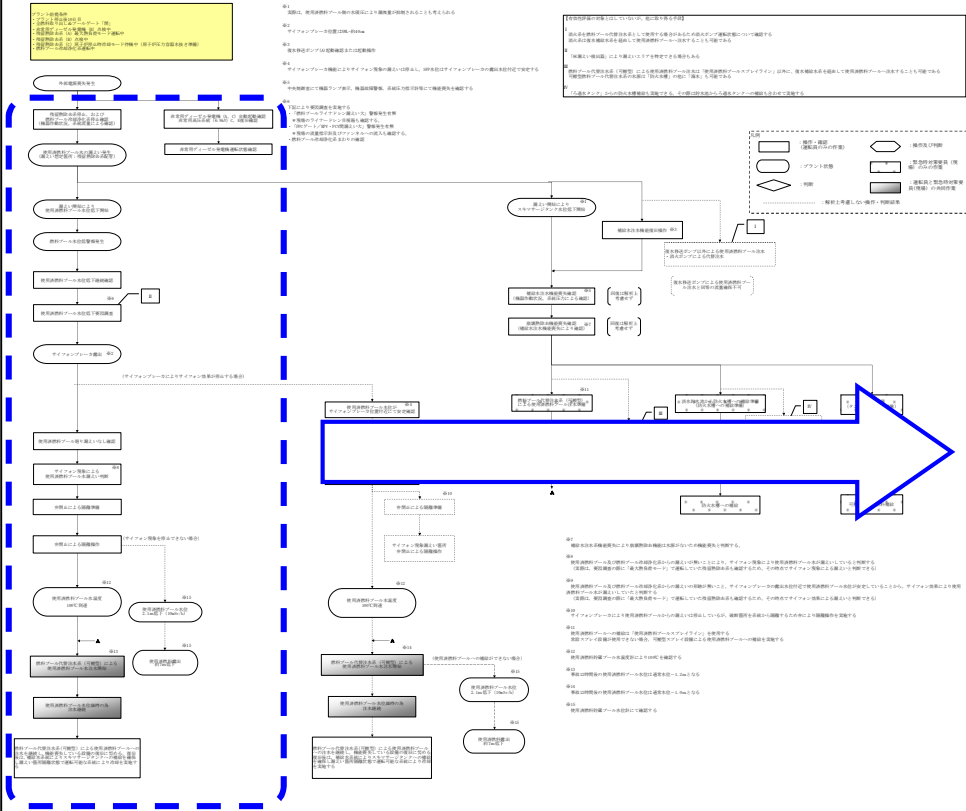






# 詳細手順説明

## 解析上の対応手順の概要フロー

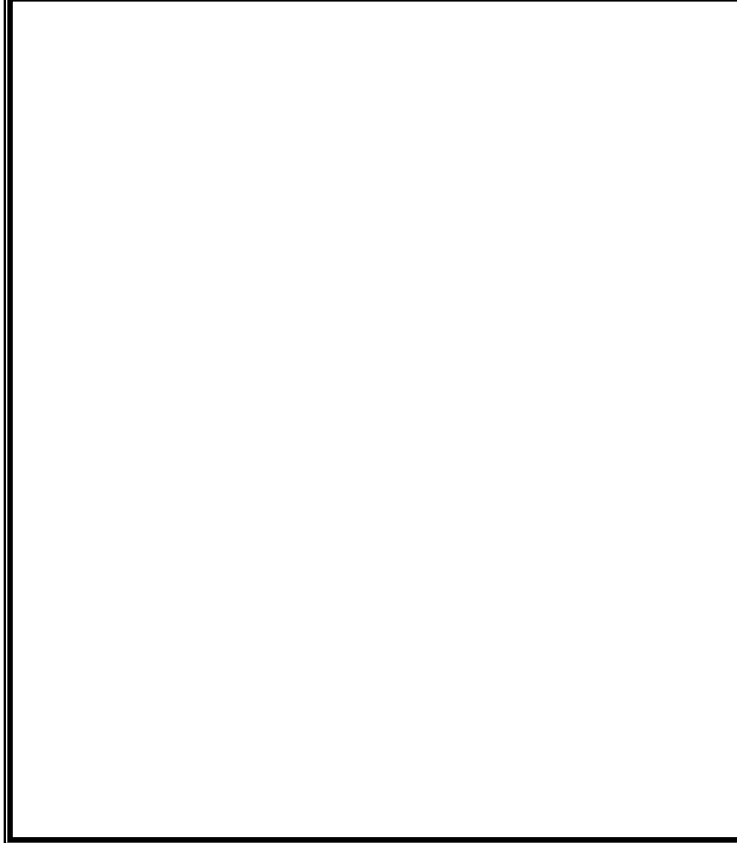


## 事故時運転操作手順書

### 事故時運転操作手順書（徴候ベース）「EOP」 原子炉制御「スクラム」



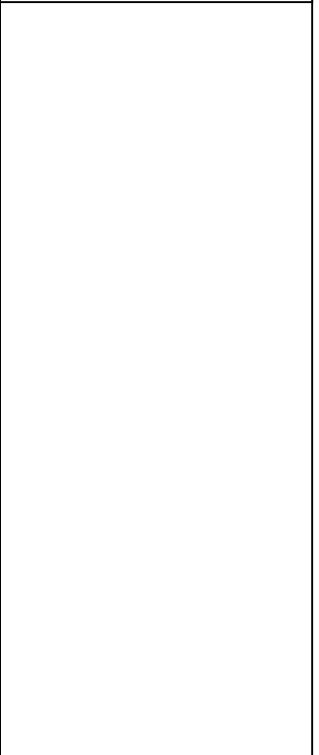
### 事故時運転操作手順書（徴候ベース）「EOP」 使用済燃料プール制御「SFP 水位・温度制御」



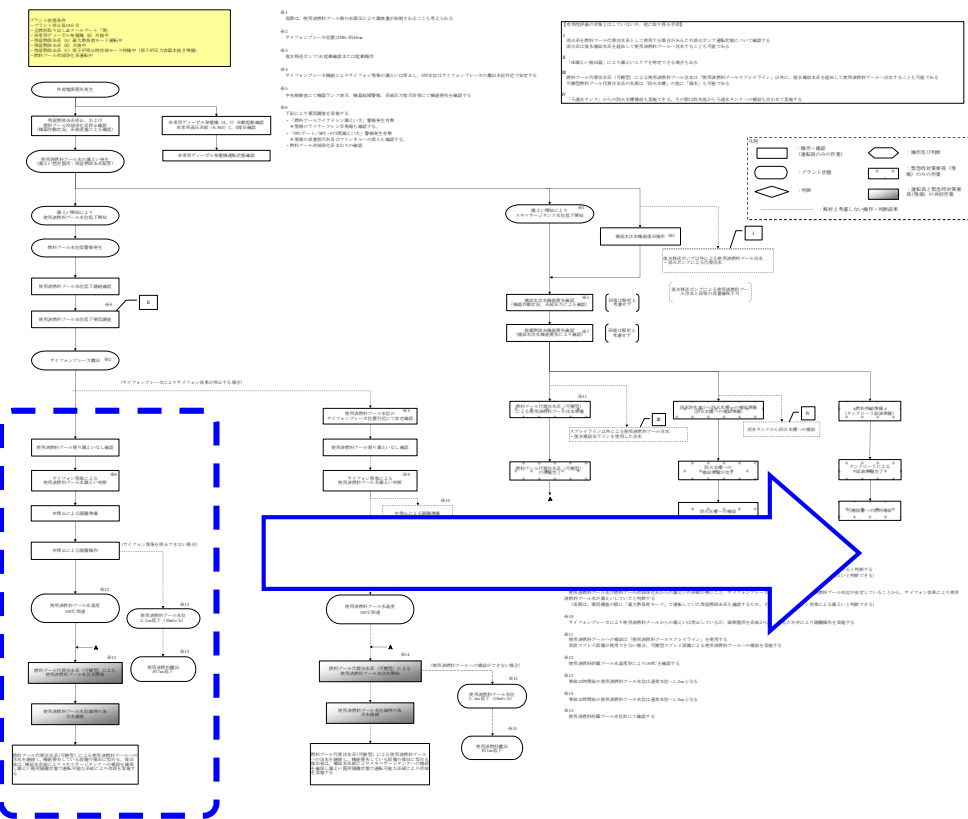
## 操作補足事項

外部電源喪失により、使用済燃料プールの冷却系が停止し、かつ残留熱除去系配管破断が発生し、サイフォン現象により使用済燃料プール水位が低下する。  
燃料プール代替注水系(可搬型)を用いた注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を維持する。

## 多様なハザード対応手順

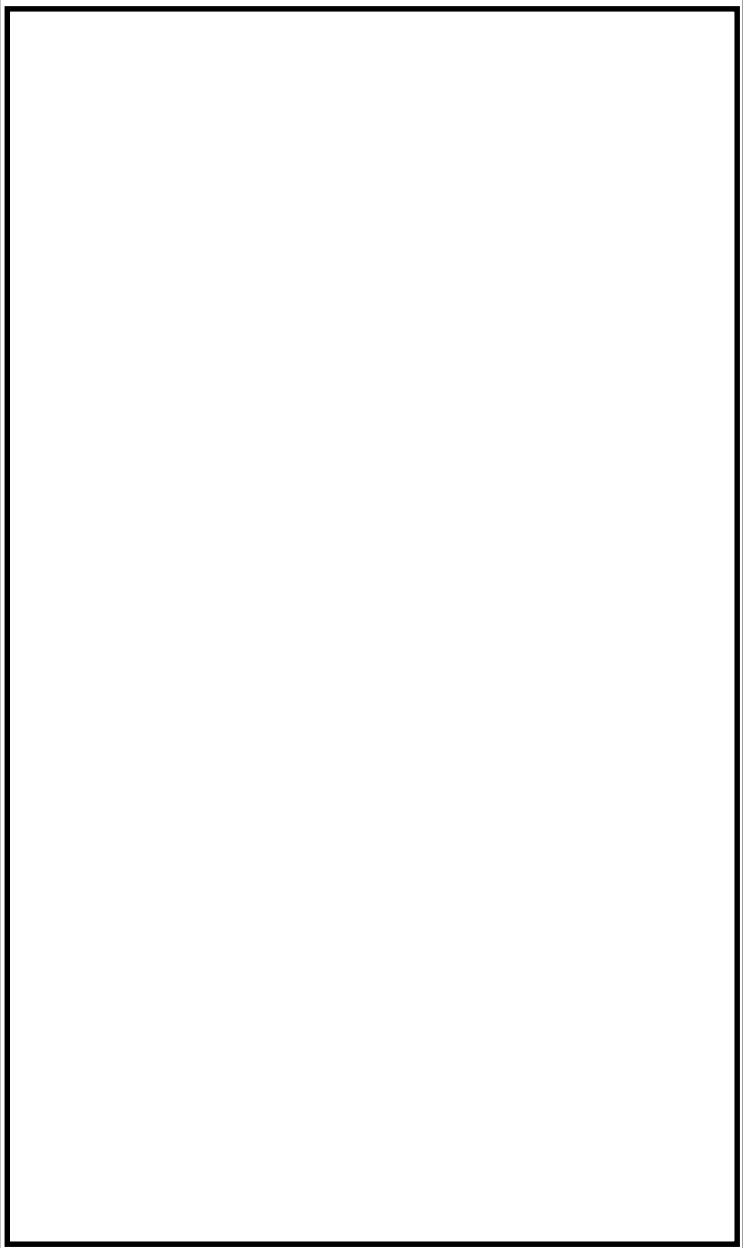


解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

事故時運転操作手順書（微候ベース）「EOP」  
「原子炉建屋制御」



操作補足事項

原子炉建屋パラメータの変化から、破損箇所を特定し、隔離を実施する。

多様なハザード対応手順

## 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
図1 気象庁が定める津波予報区.....	1.0.8-3
図2 津波警報・注意報の種類について.....	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）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予め検討しておき、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、津波に対して防潮堤(T. M. S. L. +15.0m)を設置する等、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、図1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、図2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、原子炉を停止する。

また、所員の高台への避難及び扉の閉鎖を行い、津波監視カメラ及び取水ピット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、緊急時態勢（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、すみ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6号及び7号炉の設計基準上の津波遡上高さは T. M. S. L. +7.5 m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（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。開運用となっている一部の水密扉については、大津波警報の情報が得られ次第、すみ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すみやかに認知し、閉することが可能である。

これ以外にも、貯留堰を設置し、引き波時において、海水ポンプによる補機冷却に必要な海水を確保し、海水ポンプの機能を保持する。更に、津波監視カメラ及び取水ピット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、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。



出典：気象庁ホームページ「津波予報区について」

図1 気象庁が定める津波予報区



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」

図2 津波警報・注意報の種類について

# 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. 運転員の教育及び訓練	1.0.9-1
2. 実施組織（運転員を除く）に対する教育及び訓練	1.0.9-2
3. 支援組織に対する教育及び訓練	1.0.9-5
4. 教育及び訓練計画の頻度の考え方	1.0.9-6
5. 教育及び訓練の効果の確認についての整理	1.0.9-6
6. 実務経験によるプラント設備への習熟	1.0.9-7
7. 自衛消防隊（当社社員以外）の教育訓練参加について	1.0.9-7
8. 本社の緊急時対策要員の教育及び訓練について	1.0.9-7
表1 重大事故等対策に関する教育（運転員の主な教育内容）	1.0.9-8
表2 重大事故等対策に関する教育（実施組織（運転員を除く）の主な教育内容）	1.0.9-10
表3 重大事故等対策に関する教育（支援組織の主な教育内容）	1.0.9-11
表4 重大事故等対策に関する訓練	1.0.9-12
表5 教育及び訓練計画の頻度の考え方について	1.0.9-17
表6 重大事故等に対処する要員の力量管理について	1.0.9-18
表7 プラント設備への習熟のための保守点検活動	1.0.9-19
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	1.0.9-20
補足2 社外評価に対するフィードバックについて	1.0.9-22

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全体をいう）は、常日頃から重大事故等発生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、当該事故等発生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、瓦礫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。

なお、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。

#### 1. 運転員の教育及び訓練（表1、4参照）

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。

表1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、福島第一発電所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、原子力安全へ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、重大事故等が発生した時の対応力を養成するため、手順にしたがった監視、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。今後も重大事故等発生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、同一直の運転員全員で連携訓練を定期的の実施することで、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、各人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。

更に、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消防車の運転や接続の訓練を実施している。

## 2. 実施組織（運転員を除く）に対する教育及び訓練（表2，4参照）

緊急時対策要員のうち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、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、役割に応じて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。

### (1) 基本となる教育（表2参照）

#### 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は、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は、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知識を習得する。

- ・「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は、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知識を習得する。

#### 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シビアアクシデント発生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、重大事故等発生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、担当個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、訓練より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（表4参照）

新規制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表4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年1回以上実施する。

個別訓練は、現場操作の指揮、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、訓練毎の訓練対象者全員が原則と

して実際の設備、活動場所を実施することとするが、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。

- (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（タイベック、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) AM訓練により、アクシデントマネジメントガイドラインを使用して、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て実施する総合訓練において、重大事故等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（年4回以上を目標）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、オフサイト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、

オフサイト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オフサイト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。

訓練にあたっては、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。更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る。

## 3. 支援組織に対する教育及び訓練（表3，4参照）

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。

## 4. 教育及び訓練計画の頻度の考え方（表5参照）



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に見直す。

- ・ 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年1回以上、毎年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（12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）

#### 5. 教育及び訓練の効果の確認についての整理（表6参照）

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すみやかに実施する。

##### （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。合わせて、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。

#### 6. 実務経験によるプラント設備への習熟（表7参照）

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、実務経験を通じてプラント設備へ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、現場に立ち、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。

#### 7. 自衛消防隊（当社社員以外）の教育訓練参加について

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訓練を行うこととしている。このため、自衛消防隊も当社が作成した教育訓練プログラムに従い、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。

#### 8. 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、関係組織への連絡など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。

表1 重大事故等対策に関する教育（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"> <li>・異常時操作の対応(判断, 指揮命令含む)</li> <li>・警報発生時の監視項目</li> </ul>	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の習得	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉の起動停止に関する操作と監視項目</li> <li>・各設備の運転操作と監視項目</li> <li>・警報発生時の対応操作(中央制御室)</li> <li>・異常時操作の対応(中央制御室)</li> </ul>	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"> <li>・原子炉の起動停止の概要</li> <li>・各設備の運転操作の概要(現場操作)</li> <li>・警報発生時の対応操作(現場操作)</li> <li>・異常時操作の対応(現場操作)</li> </ul>	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"> <li>・運転操作の連携訓練</li> </ul> <b>【重大事故等の対応を含む】</b> ※	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"> <li>・起動停止・異常時・警報発生時対応訓練</li> </ul> <b>【重大事故等の対応を含む】</b> ※	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"> <li>・起動停止, 異常時・警報発生時の対応・判断・指揮命令訓練</li> </ul> <b>【重大事故等の対応を含む】</b> ※	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

表1 重大事故等対策に関する教育（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の習得	<ul style="list-style-type: none"> <li>・アクシデントマネジメントの概要</li> <li>・津波アクシデントマネジメントの概要 ※</li> </ul>	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の習得	<ul style="list-style-type: none"> <li>・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動</li> <li>・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位</li> </ul>	当直長，当直副長	1回／年
防災教育	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電所員として必要な基礎知識の理解</li> <li>・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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原災法及び関係法令の概要</li> <li>・原子力事業者防災業務計画の概要</li> <li>・防災体制，防災組織及び活動</li> <li>・防災関係設備</li> <li>・緊急時活動レベル（EAL）※</li> </ul>	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

表2 重大事故等対策に関する教育（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"> <li>・アクシデントマネジメントの概要</li> <li>・津波アクシデントマネジメントの概要 ※</li> </ul>	実施組織	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"> <li>・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動</li> <li>・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位</li> </ul>	実施組織 (統括, 班長)	1回/年
防災教育	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電所員として必要な基礎知識の理解</li> <li>・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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原災法及び関係法令の概要</li> <li>・原子力事業者防災業務計画の概要</li> <li>・防災体制、防災組織及び活動</li> <li>・防災関係設備</li> <li>・発電所設備概要</li> <li>・緊急時活動レベル（EAL）※</li> </ul>	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、組織が予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"> <li>・各機能班の活動</li> <li>・各機能班の連携</li> <li>・本部の意思決定</li> <li>・本社本部との連携</li> </ul> <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

表3 重大事故等対策に関する教育（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"> <li>・アクシデントマネジメントの概要</li> <li>・津波アクシデントマネジメントの概要 ※</li> </ul>	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"> <li>・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動</li> <li>・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位</li> </ul>	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"> <li>・発電所員として必要な基礎知識の理解</li> <li>・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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原災法及び関係法令の概要</li> <li>・原子力事業者防災業務計画の概要</li> <li>・防災体制，防災組織及び活動</li> <li>・防災関係設備</li> <li>・緊急時活動レベル（EAL）※</li> </ul>	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，組織が予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"> <li>・各機能班の活動</li> <li>・各機能班の連携</li> <li>・本部の意思決定</li> <li>・本社本部との連携</li> </ul> <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	予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，機能毎の対応能力向上を図る。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通報訓練</li> <li>・モニタリング訓練</li> <li>・避難誘導訓練</li> <li>・緊急時被ばく医療訓練</li> </ul>	該当者	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

表4 重大事故等対策に関する訓練 (1 / 5)

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 ・「GTG(2台)による荒浜側緊急用M/C受電」 ・「GTG(1台)による荒浜側緊急用M/C受電」	復旧班員	・GTG操作:2回/年 ・緊急用M/C受電:1回/年
	電源車による給電	○多様なハザード対応手順 ・「電源車によるP/C 7C-1受電」	復旧班員	・電源車操作:2回/年 ・P/C受電:1回/年 ・ケーブル接続:2回/年
	緊急用M/Cからの受電	○事故時運転操作手順書(EOP) ・「緊急用M/CによるM/C C・D受電」	運転員	・緊急用M/CによるM/C C・D受電:1回/年
	号機間融通	○事故時運転操作手順書(EOP) ・「D/Gによる緊急用M/Cへの受電」	運転員	・D/Gによる緊急用M/Cへの受電:1回/年
		○多様なハザード対応手順 ・「各号機D/G(A)による荒浜側緊急用M/C受電から各号機への送電」	復旧班員	・緊急用M/C受電: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ーへの給油」 ②「地下軽油タンクからローリーへの給油」 ③「タンクローリー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:1回/年 ①非常用D/G軽油タンクへのフランジ接続:2回/年 ②③軽油地下タンクからの補給:1回/年	



表4 重大事故等対策に関する訓練(2/5)

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	○事故時運転操作手順書(EOP) ①「RCIC現場起動」 ②「HPCF緊急注水」 ③「CRDによる原子炉注水」 ④「SLCポンプによる原子炉注水」	運転員	①RCIC現場起動:1回/年 ②HPCF緊急注水:1回/年 ③CRDによる原子炉注水:1回/年 ④SLCポンプによる原子炉注水:1回/年
	原子炉の減圧	○事故時運転操作手順書(EOP) 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	○事故時運転操作手順書(EOP) 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」	復旧班員	・消防車による注水:1回/年 ・消防車による連結送水:2回/年
	最終ヒートシンクへの熱輸送	○事故時運転操作手順書(EOP) ①「RHRによる原子炉除熱」 ②「熱交換器ユニット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熱交換器ユニットによる補機冷却水確保:1回/年
		○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」	復旧班員	・資機材移動・配置:1回/年 ・代替 Hx 車移動:1回/年 ・ホース接続:1回/年 ・ケーブル接続:1回/年 ・代替 RSW ポンプ設置:1回/年 ・電源車操作:2回/年

表4 重大事故等対策に関する訓練 (3 / 5)

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	○事故時運転操作手順書(EOP) ①「MUWCによるPCVスプレー」 ②「消火ポンプによるPCVスプレー」 ③「消防車によるPCVスプレー」 ④「格納容器フィルタベント」 ⑤「耐圧強化ベント」 ⑥「PCVベント弁駆動源確保[予備ボンベ]」	運転員	①MUWCによるPCVスプレー:1回/年 ②消火ポンプによるPCVスプレー:1回/年 ③消防車によるPCVスプレー:1回/年 ④格納容器フィルタベント:1回/年 ⑤耐圧強化ベント: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 ・「消防車による送水」	復旧班員	・消防車による注水:1回/年 ・消防車による連結送水:2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 ・「消防車による送水」	復旧班員	・消防車による注水:1回/年 ・消防車による連結送水:2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	○事故時運転操作手順書(EOP) 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」	復旧班員	・消防車による注水:1回/年 ・消防車による連結送水:2回/年
	使用済燃料プールへのスプレー	○多様なハザード対応手順 ・「消防車による送水」	復旧班員	・消防車による注水:1回/年 ・消防車による連結送水:2回/年
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 ・「放射線物質放出箇所へのスプレー(淡水/海水)」	復旧班員	・大容量送水設備:1回/年

表4 重大事故等対策に関する訓練（4／5）

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
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「消防車による防火水槽への海水補給」	復旧班員	①貯水池から大湊側への送水:2回/年 ②消防車による注水:1回/年 ②消防車による連結送水:2回/年
	送水	○多様なハザード対応手順 ・「消防車による送水」	復旧班員	・消防車による注水:1回/年 ・消防車による連結送水:2回/年
	CSPへの補給	○多様なハザード対応手順 ・「消防車によるCSPへの補給」	復旧班員	・消防車による注水:1回/年 ・消防車による連結送水:2回/年
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 ・「状況確認とアクセスルート確保」 ・「段差復旧・陥没箇所復旧」 ・「瓦礫除去」	復旧班員	・瓦礫撤去範囲重機走行(ホイールローダ):1回/月 ・瓦礫撤去(ホイールローダ):1回/月 ・道路段差復旧(ホイールローダ):1回/月 ・瓦礫撤去(ショベルカー※):1回/月
	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:2回/年
	中央制御室の居住性の確保	○AM設備別操作手順書 ・「中操場圧化」	運転員	・中操場圧化:1回/年

※ショベルカーは自主対策設備

表4 重大事故等対策に関する訓練（5／5）

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	○緊急時対策本部運営要領 ①「緊急時対策所及び中央制御室のチェンジングエリア設営」 ②「緊急時対策所及び中央制御室の放射線測定」 ③「緊急時対策所機能の移設」 ④「免震棟ガスタービン発電機手動起動手順書」	保安班員	①緊急時対策所及び中央制御室のチェンジングエリア設営:1回/年 ②緊急時対策所及び中央制御室の放射線測定:1回/年
			総務班員	③緊急時対策所機能移設:1回/年 ④対策本部設営:2回/年
	環境モニタリング	○緊急時対策本部運営要領 ①「放射能観測車による測定」 ②「緊急時構内モニタリング」 ③「海上モニタリング」 ④「可搬型モニタリングポストによる測定」 ⑤「モニタリングポスト電源確保」 ⑥「モニタリングポストのバックグラウンド低減」	保安班員	①放射能観測車による測定:1回/年 ②緊急時構内モニタリング:1回/年 ③海上モニタリング:1回/年 ④可搬型モニタリングポストによる測定:1回/年 ⑤モニタリングポスト電源確保:1回/年 ⑥モニタリングポストのバックグラウンド低減:1回/年
	気象条件の測定	○緊急時対策本部運営要領 ・「可搬型代替気象観測装置による測定」	保安班員	・可搬型代替気象観測装置による測定:1回/年
	消火活動	○火災防護計画 ①「初期消火班の連携」 ②「消防車による消火」	自衛消防隊員	①火災対応訓練:1回/年 ②消防車操作訓練:1回/年

表5 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"> <li>原子炉施設保安規定に基づく手順書で計画の策定方針を規定する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>重大事故等対策に関する知識向上のための教育・訓練等</li> </ul>
個別訓練	1回/年	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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, SLC ポンプによる原子炉注水, P/C 受電, 他)</li> </ul>
	2回/年以上	<ul style="list-style-type: none"> <li>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年1回以上、毎年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。</li> <li>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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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 (12 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))</li> </ul>
総合訓練	1回/年以上	<ul style="list-style-type: none"> <li>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、緊急時対策要員の実効性等を確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>緊急時対策要員の实効性等を総合的に確認。</li> </ul>

表6 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。

表7 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"> <li>入社後、原子力発電所の基礎知識を約1ヶ月半学んだ後、発電所の当直にて、3ヶ月間現場実習を受ける。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、現場設備に習熟している。その後、引き続き当直業務に就く場合と、保修等の業務に就く場合があり、各職場で現場業務を実施。</li> </ul>	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"> <li>巡視点検を1回以上／直で実施。</li> <li>必要により簡易な保守を実施。</li> </ul>	運転管理基本マニュアル
	運転操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> <li>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</li> </ul>	運転管理基本マニュアル
保全員	保守管理	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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、設備毎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。</li> </ul>	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"> <li>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、現場技能を習得している。</li> <li>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している。</li> </ul>	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予め定めた力量水準に照らして行う。具体的には、訓練毎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、表2に示す力量水準に照らして力量レベルを判定する。(表1, 2参照) 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。

表1 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	

表2 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"> <li>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。</li> <li>本部と連絡を取りながら、現場進捗状況の説明ができる。</li> <li>本部と連絡を取りながら、プラント状況の理解ができる。</li> </ul>
担当者 優	作業手順に精通し、自立的に、すみ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、個別訓練毎に必要な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毎に集約し、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。(表3参照) 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。

表3 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すみ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、今回のレビュー終了後から約18カ月後の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表に示す。

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"> <li>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。</li> <li>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）</li> </ul>
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）。

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

### 重大事故等発生時の体制について

< 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)	緊急時対策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
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.	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.....	1.0.10-5
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 .....	1.0.10-7
(3)	通報連絡 .....	1.0.10-8
(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 .....	1.0.10-9
c.	本社対策本部間との情報共有 .....	1.0.10-10
(5)	交代要員の考え方.....	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 .....	1.0.10-12
c.	広報活動 .....	1.0.10-12
(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 .....	1.0.10-13
表 1	態勢の区分と緊急時活動レベル (EAL) .....	1.0.10-15
表 2	所長 (原子力防災管理者) 不在時の代行順位.....	1.0.10-16
図 1	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 号炉共運転中の場合)) .....	1.0.10-17
図 2	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 号炉共運転中の場合)) .....	1.0.10-18

図 3	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 (6号及び7号炉共運転中の場合))	1.0.10-19
図 4	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
図 5	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
図 6	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
図 7	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
図 8	重大事故等発生からの緊急時対策要員の動き (6, 7号炉対応要員)	1.0.10-24
図 9	自動呼出・安否確認システムによる非常召集連絡	1.0.10-25
図 10	緊急時対策要員の非常召集の流れ	1.0.10-26
図 11	免震重要棟緊急時対策所 2階対策本部内における各機能班, 本社対策本部との 情報共有イメージ	1.0.10-27
図 12	重大事故等発生時の支援体制 (概要)	1.0.10-28
図 13	本社対策本部の構成	1.0.10-29
図 14	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
図 15	全面緊急事態発生時の情報発信体制	1.0.10-31
図 16	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	重大事故等発生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	1.0.10-61
別紙 7	原子力事業所災害対策支援拠点について	1.0.10-62
別紙 8	発電所構外からの要員の参集について	1.0.10-64
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（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、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。（表1）

また、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。

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（東京電力フュエル&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発生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（所長）があたり、②～⑤の機能毎に責任者として「統括」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）。

予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（所長）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。

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) 緊急時対策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すみやかに対策を行えるよう，発電所内に必要な要員を常時確保する。

また，火災発生時の初期消火活動に対応するため，初期消火活動要員についても発電所に常時確保する。

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，所定の緊急時対策要員に欠員が生じた場合は，夜間及び休日を含め緊急時対策要員の補充を行うとともに，そのような事態に備えた緊急時対策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，予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，緊急時対策本部運営要領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処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，運転員が使用するものと発電所緊急時対策要員が使用するものと，

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あたっては、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. 所長の役割

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、所長が不在の場合は、予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。(表2)

#### 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。更に支援組織は、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)を含む)、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並びに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。

各班にはそれぞれ責任者である班長を配置する。

#### <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など構内設備の活用）

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）の体制について図1～図3に，中央制御室の運転員の体制を図4～図6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，重大事故等の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，所長はただちに緊急時態勢等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。(図7)

所長は、発電所における緊急時態勢を発令した場合、すみ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、重大事故等発生時において、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すみ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, 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)、衛星電話設備及び無線連絡設備等を備えた免震重要棟内緊急時対策所及び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、免震重要棟内緊急時対策所又は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、無線通話設備及び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ヘッドライト及びランタン等を整備する。

(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、サイレン吹鳴、所内放送、ページング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職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、平日の勤務時間中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。

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。(図4)

1プラント運転中、1プラント運転停止中※については、運転員を13名(図5)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(図6)とする。

※ 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

重大事故発生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。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。

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あたっては号炉毎に完結できるよう、号炉毎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21名の運転員が当直業務を行っており、発電所に緊急時態勢が発令された場合、必要に応じてすみ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。また、使用済燃料プールのライナーが損傷し、ライナードレン集合部分においても破断した場合、使用済燃料プールから大量の冷却水漏えいが発生するが、1～5号炉は4年以上運転を停止しており、炉心から使用済燃料プールへ取り出された燃料の崩壊熱は十分に低いことからただちに使用済燃料プールに貯蔵している燃料の著しい損傷により放射性物質が放出されるおそれはない。このため、発電所外から[参集](#)

した要員が1～5号炉の使用済燃料プールへ注水する操作の対応にあたることとする。

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5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4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（電源隊6名，送水隊2名，注水隊4名，給油隊2名）及び放射線測定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。（図2）

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あたっては作業毎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すみ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。（図9）

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。

参集場所は，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。

①発電所の状況，召集人数，必要な装備（放射線防護服，マスク，線量計を含む）

②召集した要員の確認（人数，体調等）

③持参品（通信連絡設備，懐中電灯等）

④天候，災害情報（道路状況含む）等

⑤参集場所（免震重要棟内緊急時対策所，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所）

発電所への参集者に対しては，発電所正門に参集場所となる緊急時対策所を掲示することにより，免震重要棟内緊急時対策所若しくは5号炉原子炉建屋内緊急時対策所のどちらの施設で活動を実施しているかについて周知する。（図10）

(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1,150名のうち，約890名（平成28年12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，シルバーウィーク等の特異日であっても，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，10時間以内に外部から発電所へ参集する6号及び7号炉の対応を行う必要な要員（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。

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発電所対策本部の体制に移行する。なお，残りの要員については交代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，総務統括）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。(図11)

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中央の幹部席に向かって発話する。
- ②計画班は，SPDS 表示装置によりプラントパラメータを監視し，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，情報共有記録を下に全体の状況把握，今後の進展予測・戦略検討に努めるとともに，定期的に配下の各機能班長を召集して，プラント状況，今後の対応方針について説明し，状況認識，対応方針の共有化を図る。
- ⑤本部長は定期的に各統括を召集して，対外対応を含む対応戦略等を協議し，その結果を本部幹部席で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記録・保存し，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予め定められており，幹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，配下の各機能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，適宜本部幹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. 本社対策本部間との情報共有

緊急時対策所対策本部と本社対策本部間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) 交代要員の考え方

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、サイレン吹鳴、所内放送、ページング等にて発電所構内の緊急時対策要員及び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（図2）。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（図9）。（(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、すみ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（衛星電話設備等）を携帯することにより、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、初動後の交代についても考慮し、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代要員についても、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：図1）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（図8、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代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、緊急時対策所に交代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（図3）。

### 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。(図12)

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、予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、運転及び放射線管理に関する支援事項の他、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。(図13)

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

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店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・防災センターへの情報提供，自治体・防災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手段について復旧・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

支援受入調整班：官庁（自衛隊，消防，警察等）への支援要請・調整の窓口等

電力支援受入班：事業者間協力協定に基づく他原子力事業者からの支援受入調整，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，重大事故等の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，所長はただちに緊急時態勢等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。（図14）

社長は，本社における緊急時態勢を発令した場合，すみ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，原子力災害対策特別措置法第16条第1項に基づき設置される原子力災害対策本部（全面緊急事態発生時の場合）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）及び緊急事態応急対策等拠点施設（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。（図15）

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、原子力災害対策特別措置法第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、予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。（図16）

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時間対応及び交代要員含む）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発生後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收拾活動への協力」に係る覚書等を締結し、重大事故等発生後に必要な支援が受けられる体制を整備している。

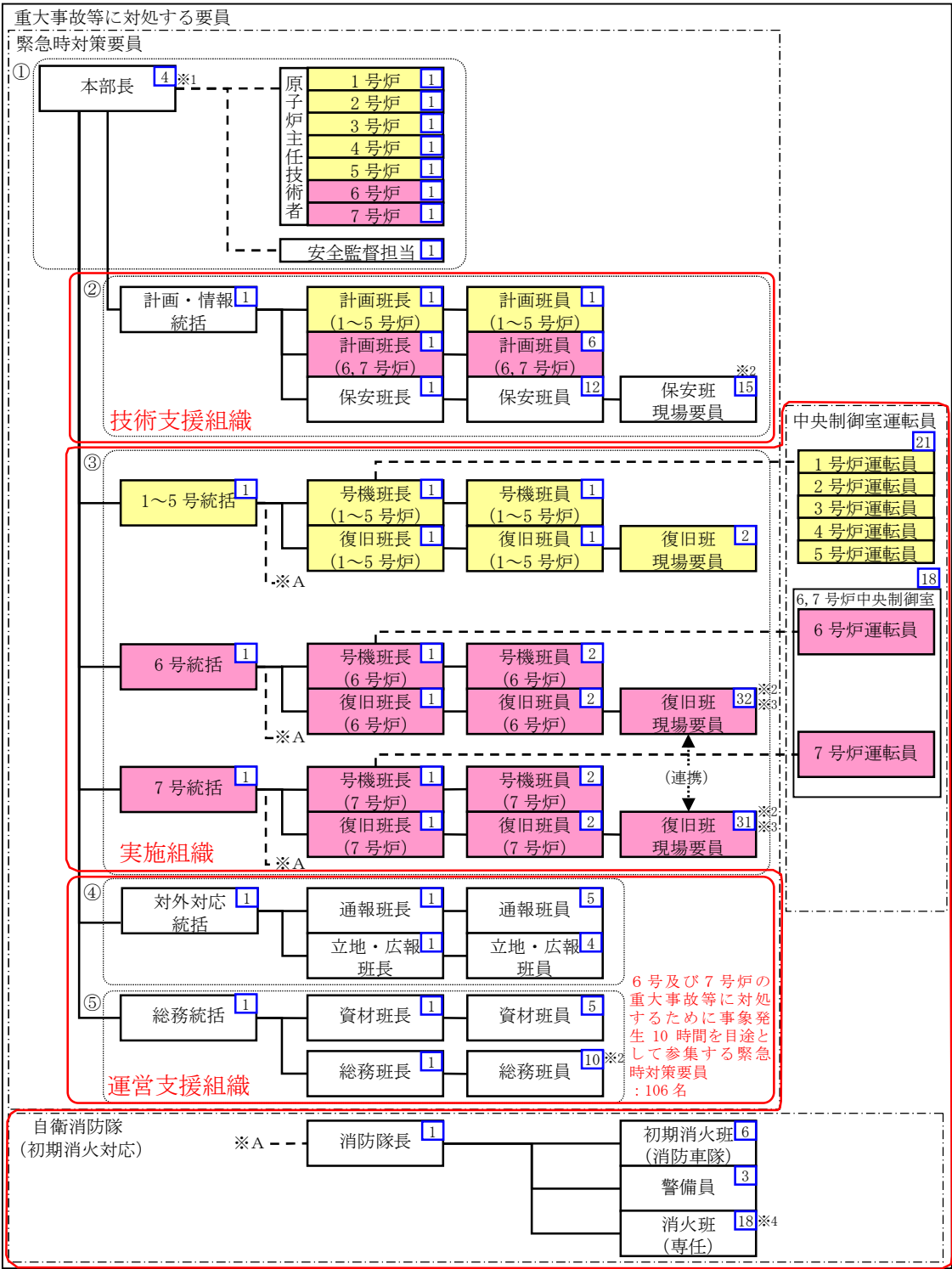
表1 態勢の区分と緊急時活動レベル (EAL)

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"> <li>○ 原子力防災管理者（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。</li> <li>○ 原子力規制委員会より、警戒事態とする旨の連絡があったとき。</li> <li>○ 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。</li> </ul>	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	(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） ・ 大地震の発生、大津波警報の発令、竜巻等の発生 ○ 外的事象 ・ 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 ・ 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"> <li>○ 原子力防災管理者（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。</li> </ul>	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	(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"> <li>○ 原子力防災管理者（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。</li> <li>○ 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。</li> </ul>	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	(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

表2 所長（原子力防災管理者）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（2名）
3	副所長（3名）
4	防災安全部長
5	安全総括部長
6	放射線安全部長
7	運転管理部長（2名）
8	保全部長（2名）
9	総務部長
10	原子力計画部長
11	防災安全グループマネージャー



※1 本部付含む。

※2 班員については役割に応じたチームを編成する。

※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。

※4 消火班は、火災の規模に応じ召集する。

①: 意思決定・指揮

②: 情報収集・計画立案

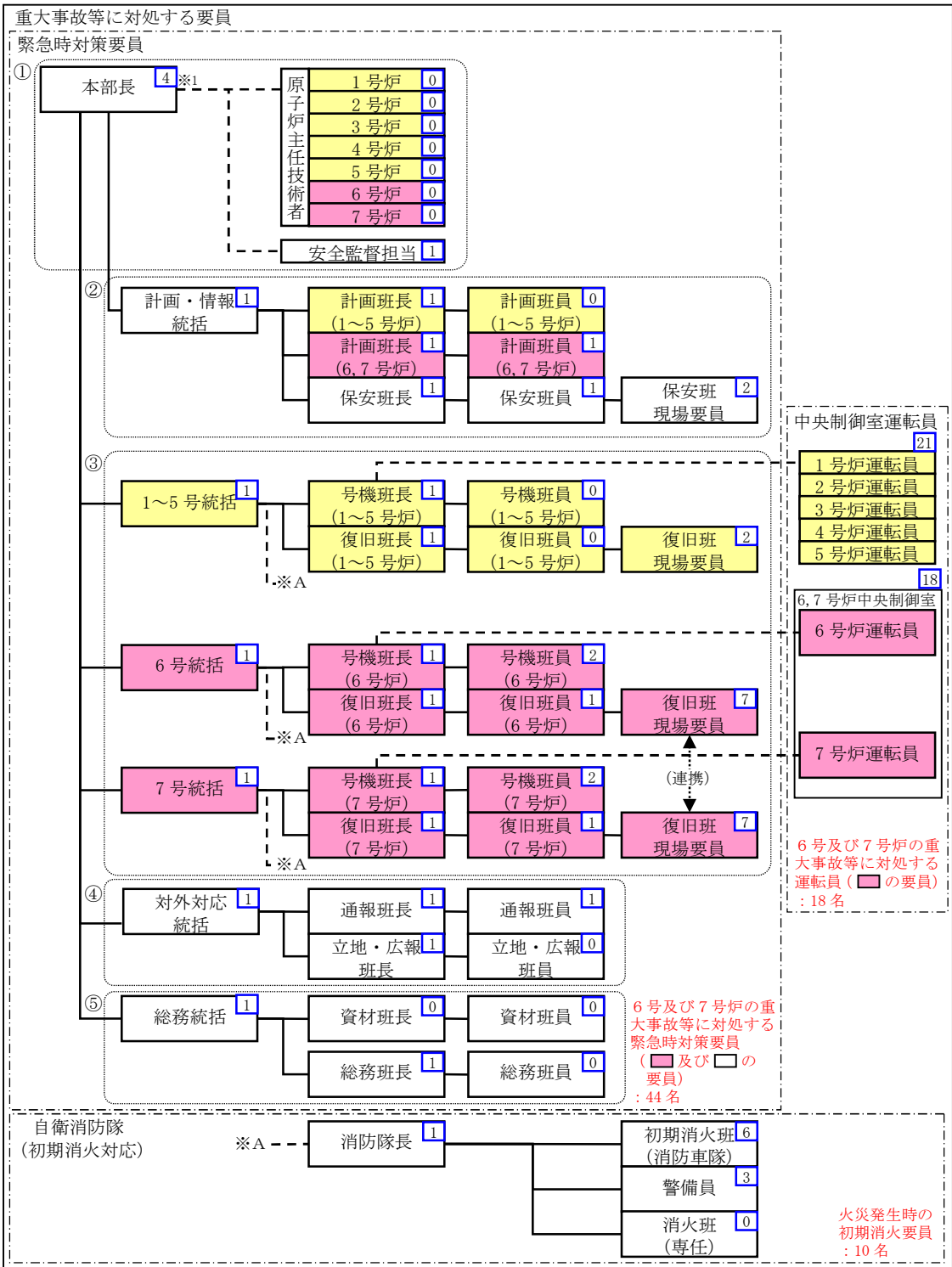
③: 現場対応

④: 対外対応

⑤: ロジスティック・リソース管理

合計: 231名

図1 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号炉共運転中の場合))

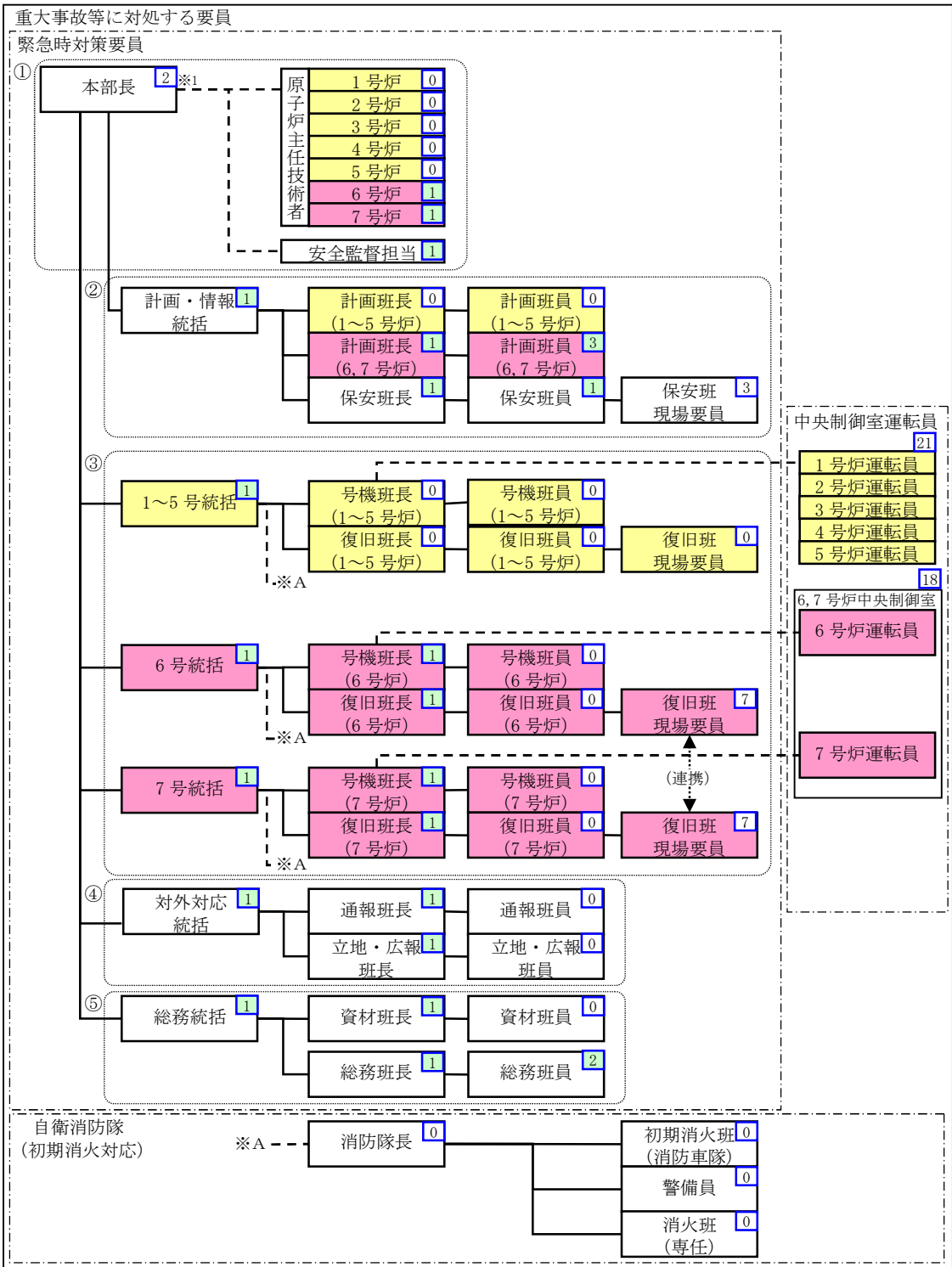


※1 本部付含む。

- : 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
- 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: 99名  
(6号及び7号炉の重大事故等に対処する要員: 72名)

図2 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号炉共運転中の場合))



※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：110名  
(発電所内に留まる人数。  
交替要員27名を含む。)

図3 柏崎刈羽原子力発電所 原子力防災組織 体制図  
(プルーム通過時(6号及び7号炉共運転中の場合))



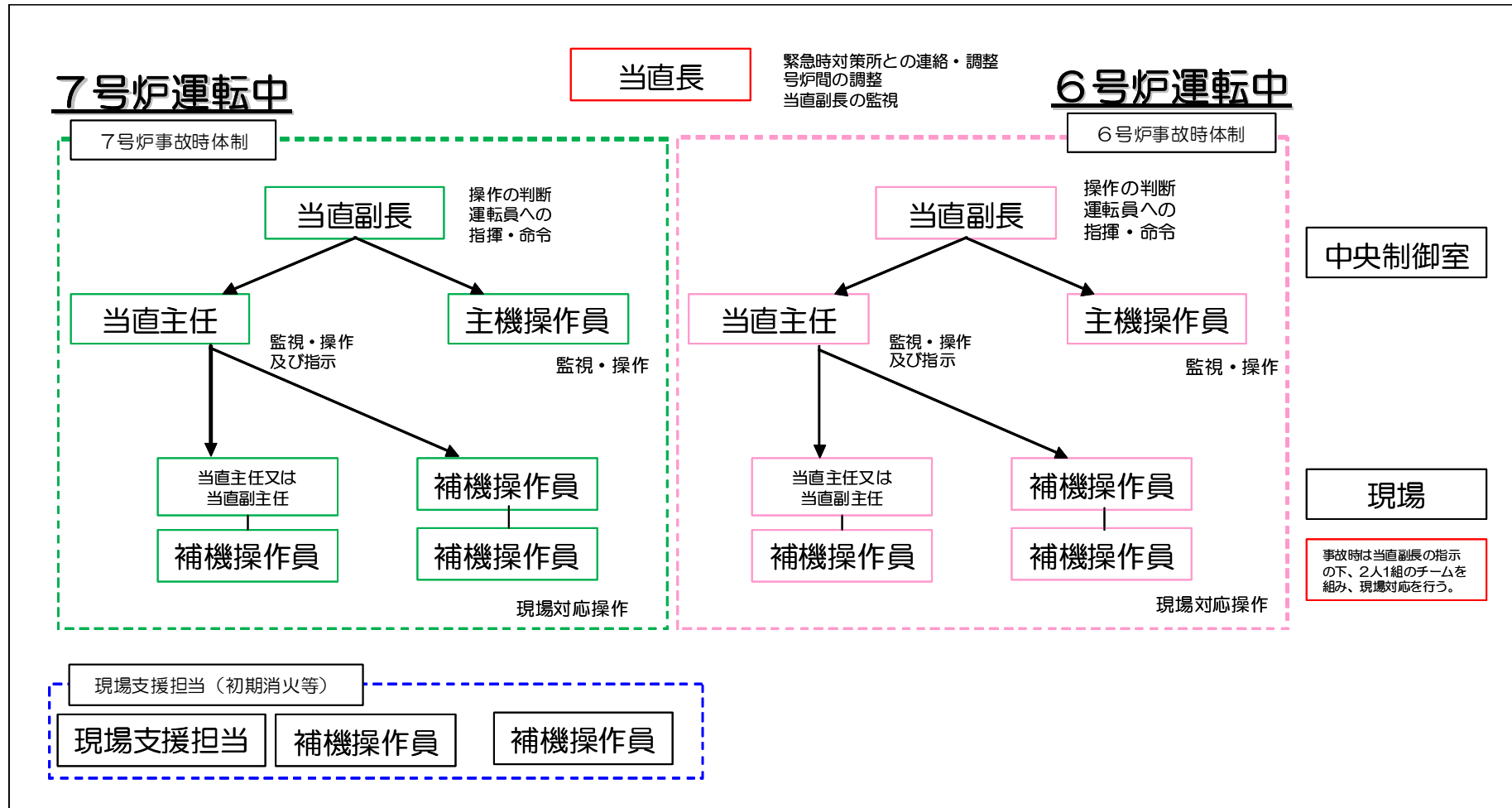


図4 中央制御室運転員の体制（6号及び7号炉運転中の場合）

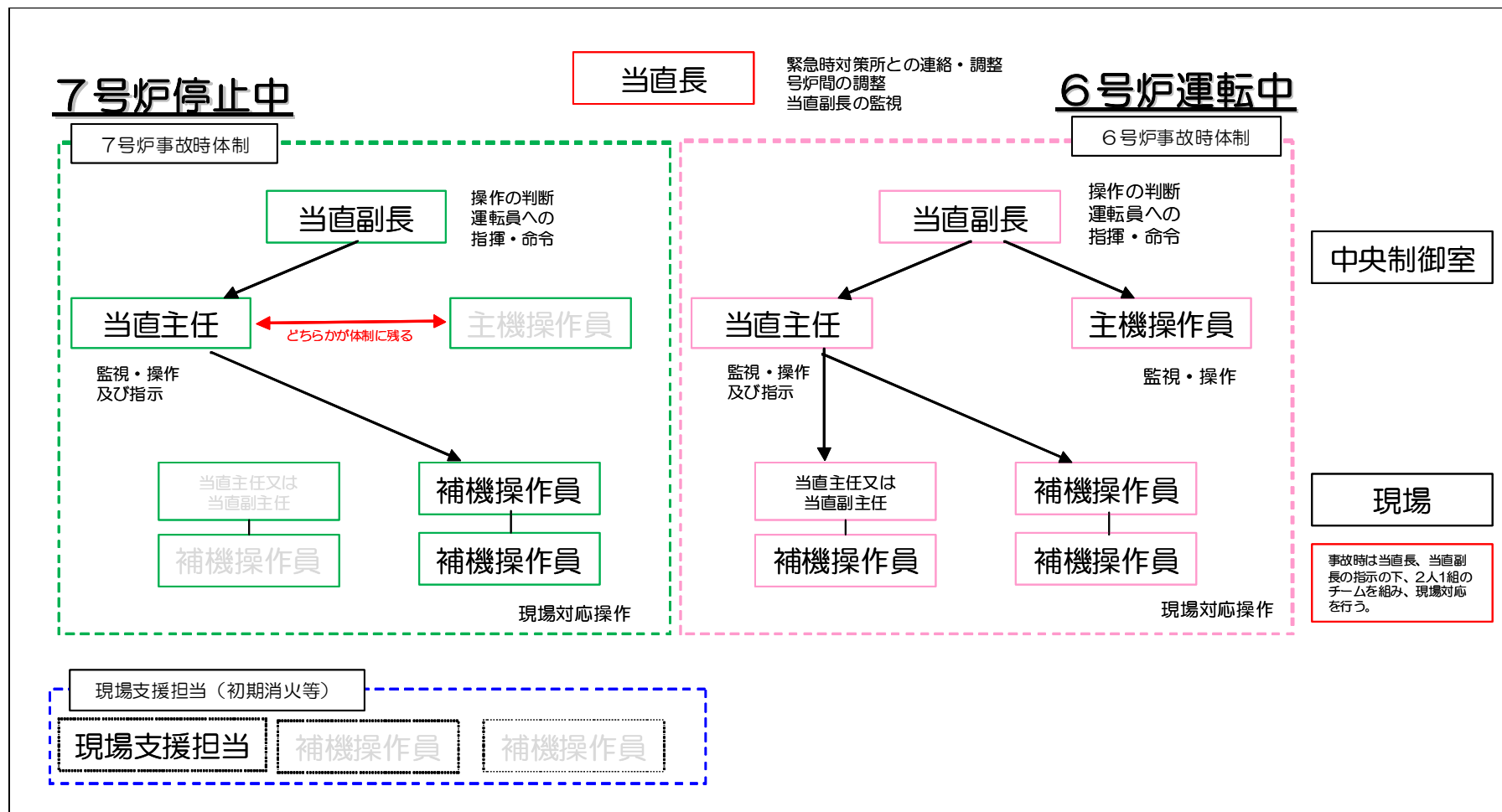


図5 中央制御室運転員の体制（6号炉運転中，7号炉停止中の場合）

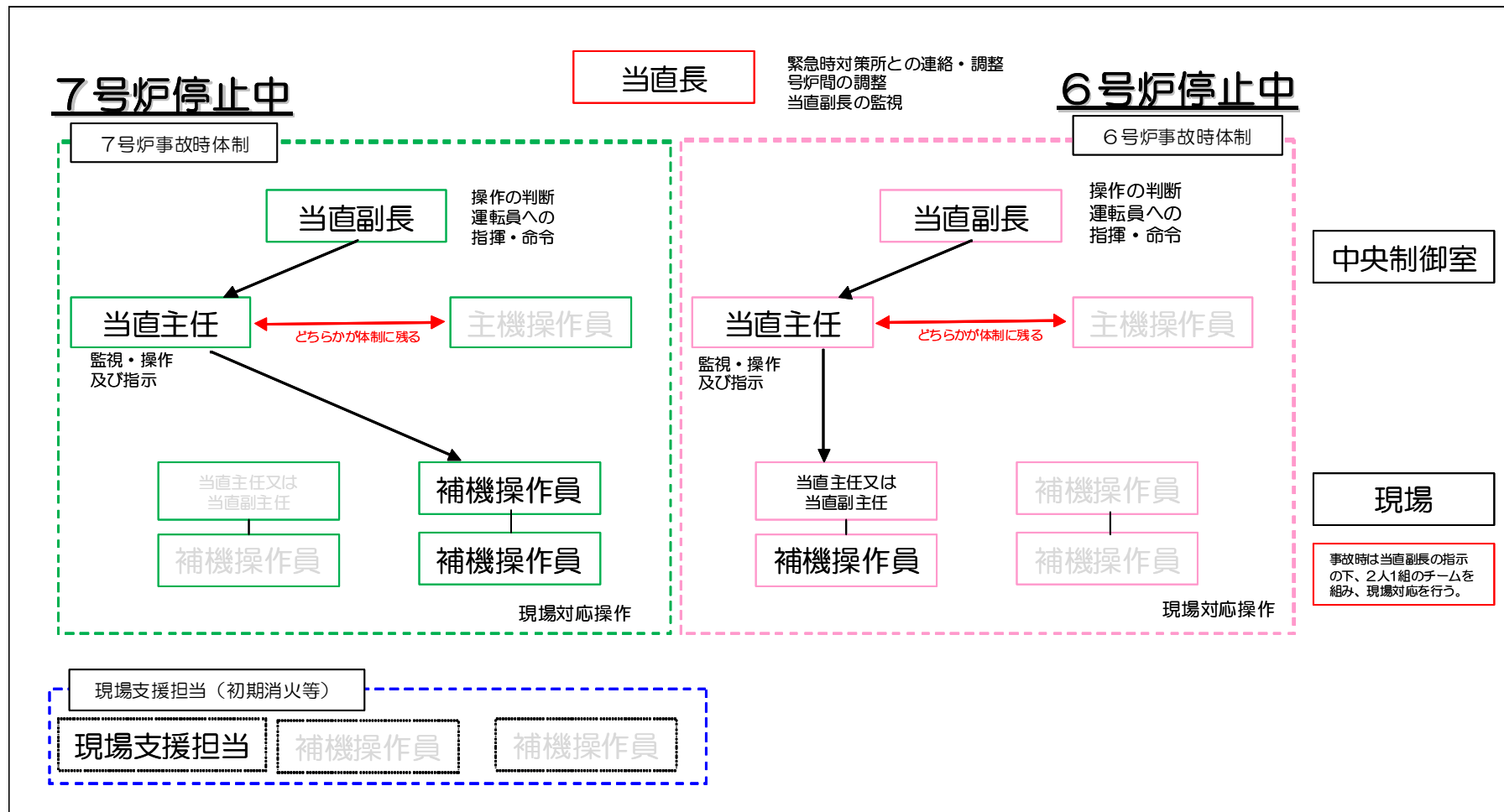
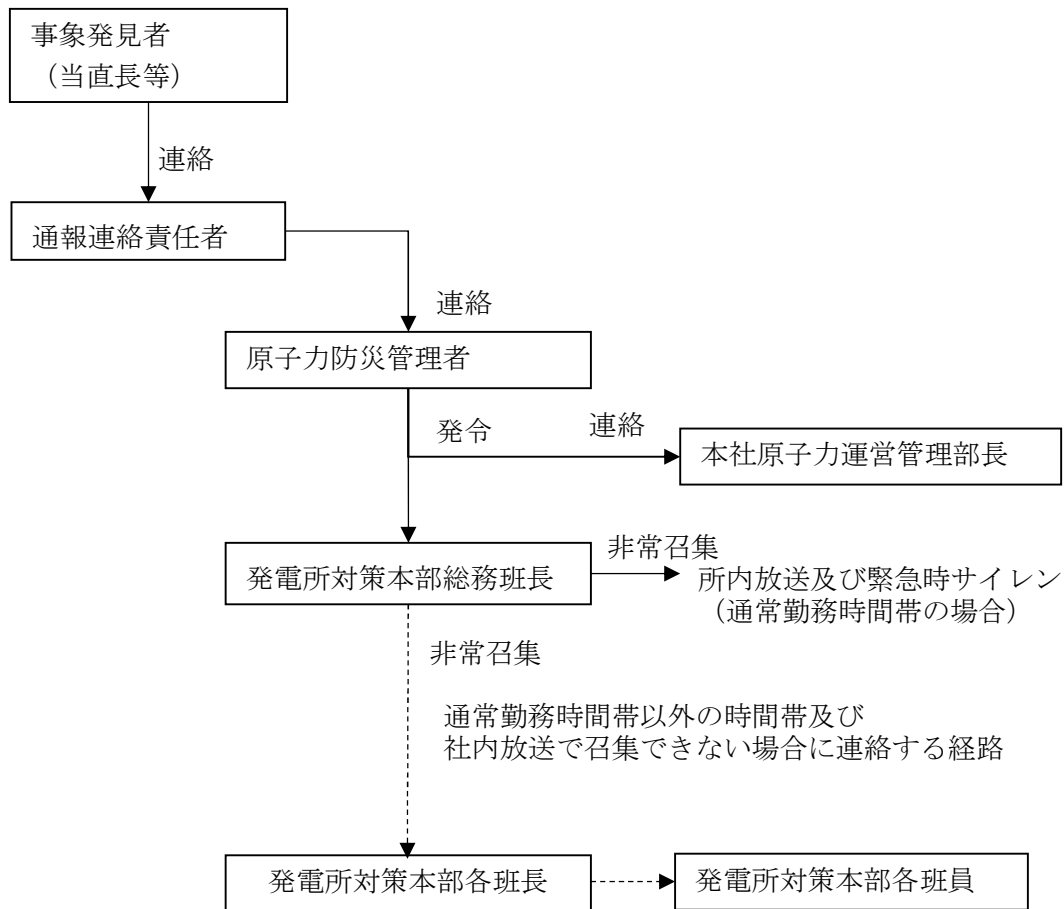
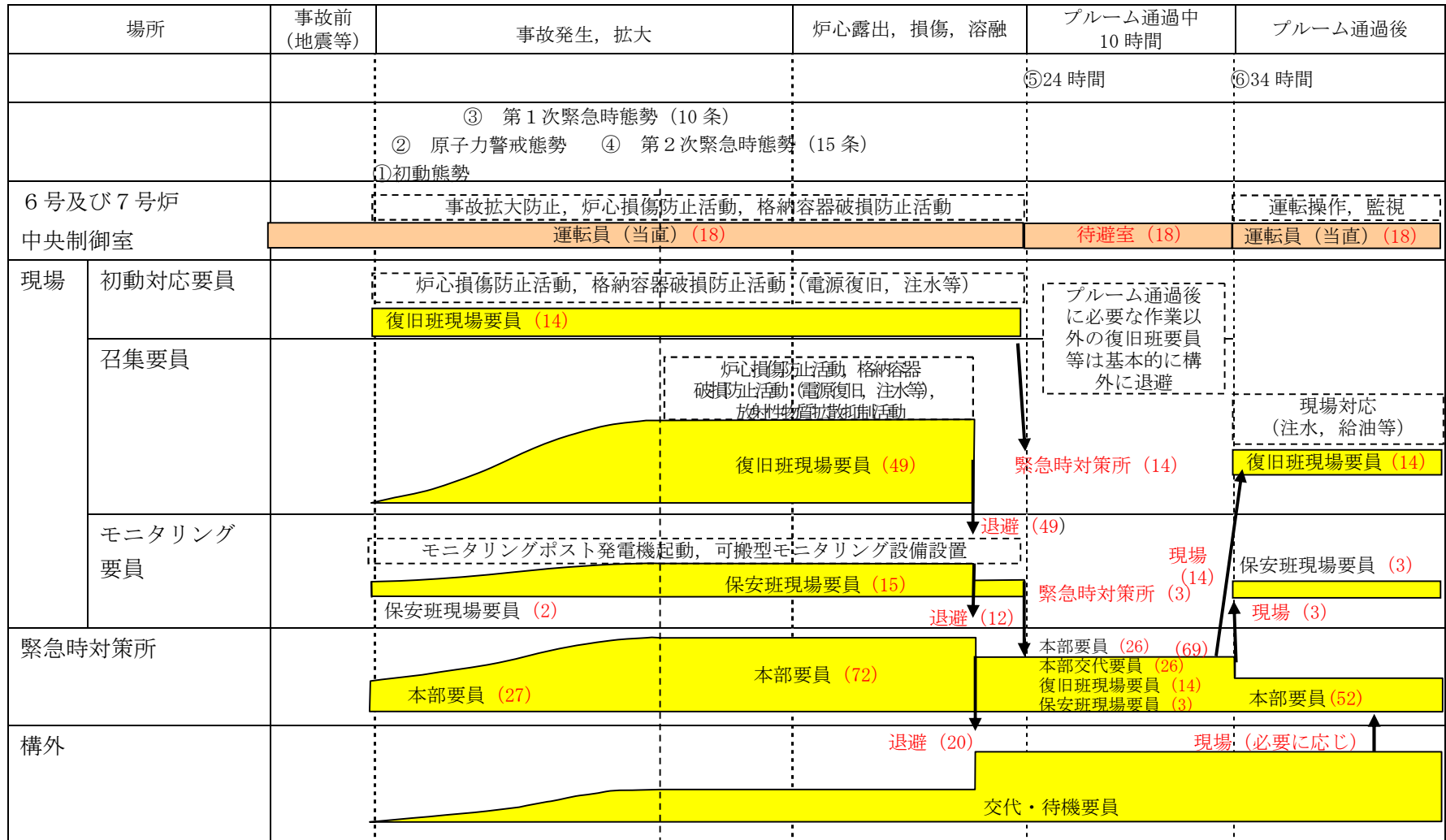


図6 中央制御室運転員の体制（6号及び7号炉停止中の場合）



※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。

図7 発電所における態勢発令と緊急時対策要員の非常召集



※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。

図8 重大事故等発生からの緊急時対策要員の動き (6, 7号炉対応要員)

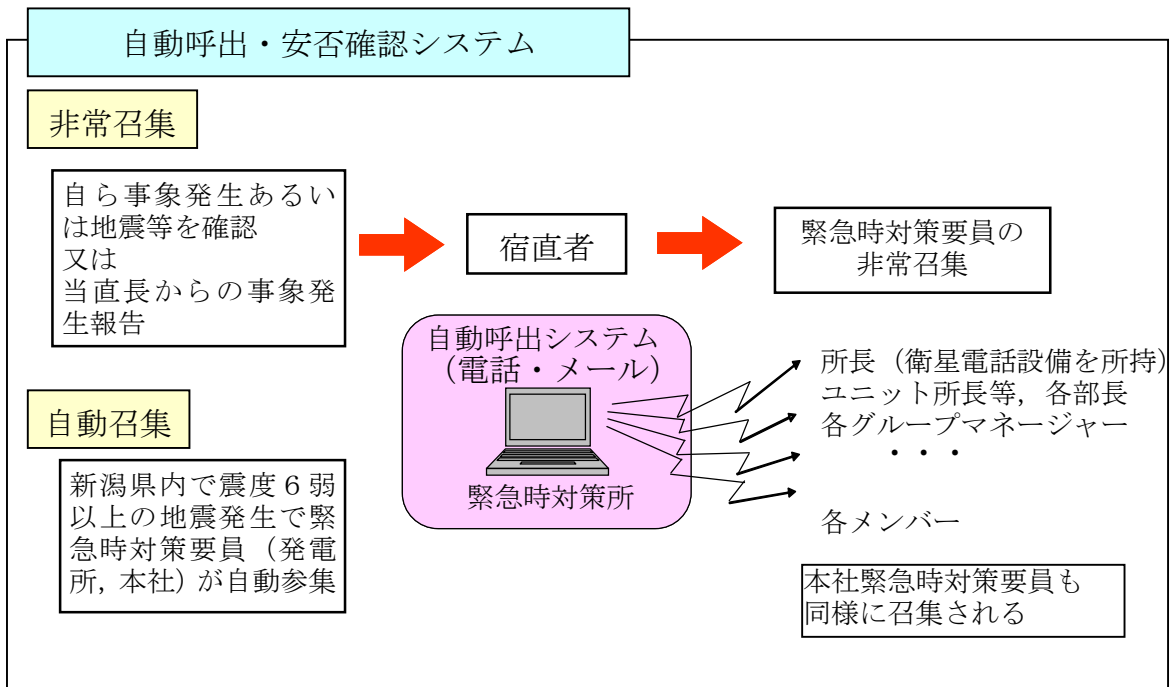


図9 自動呼出・安否確認システムによる非常召集連絡

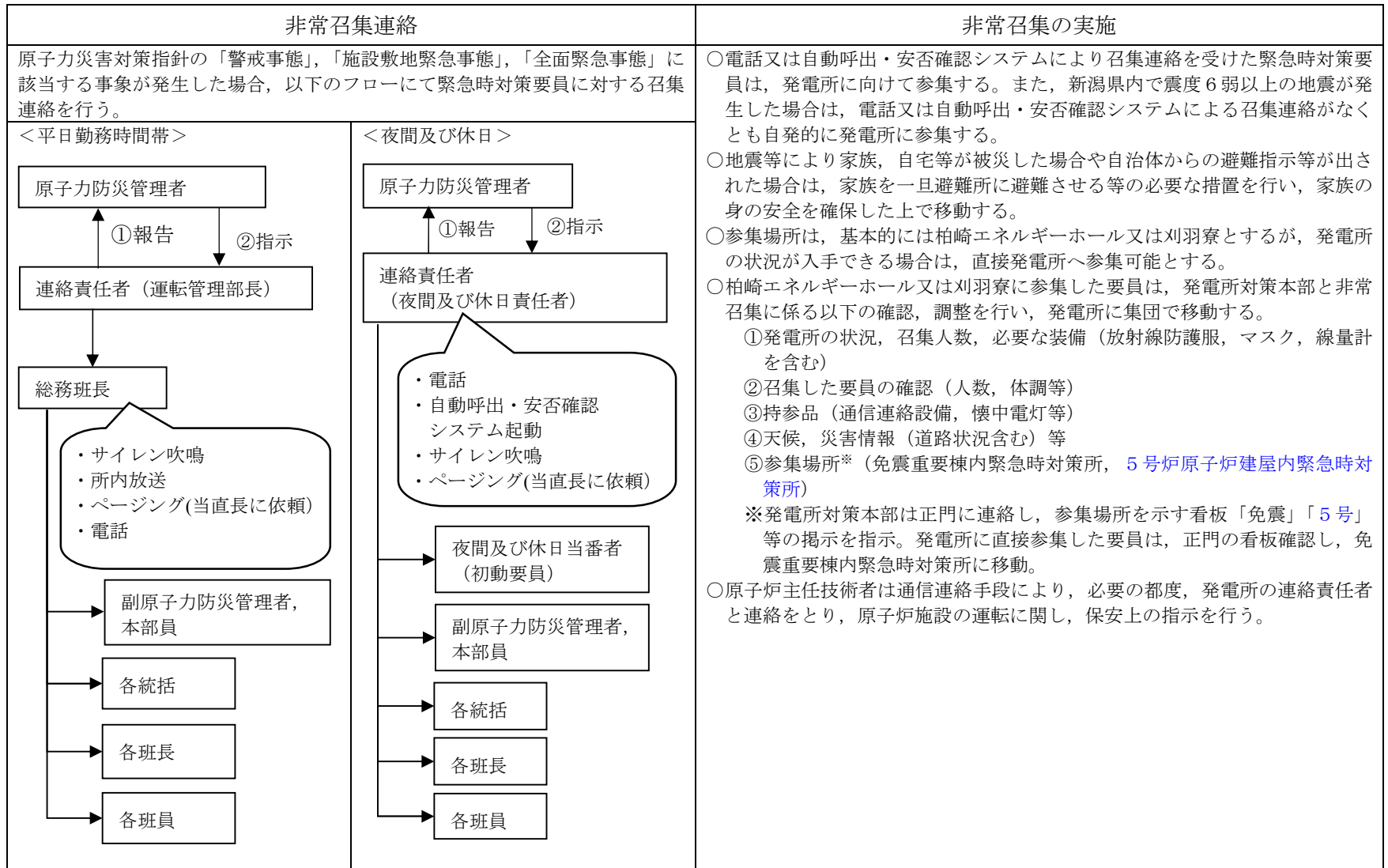


図10 緊急時対策要員の非常召集の流れ

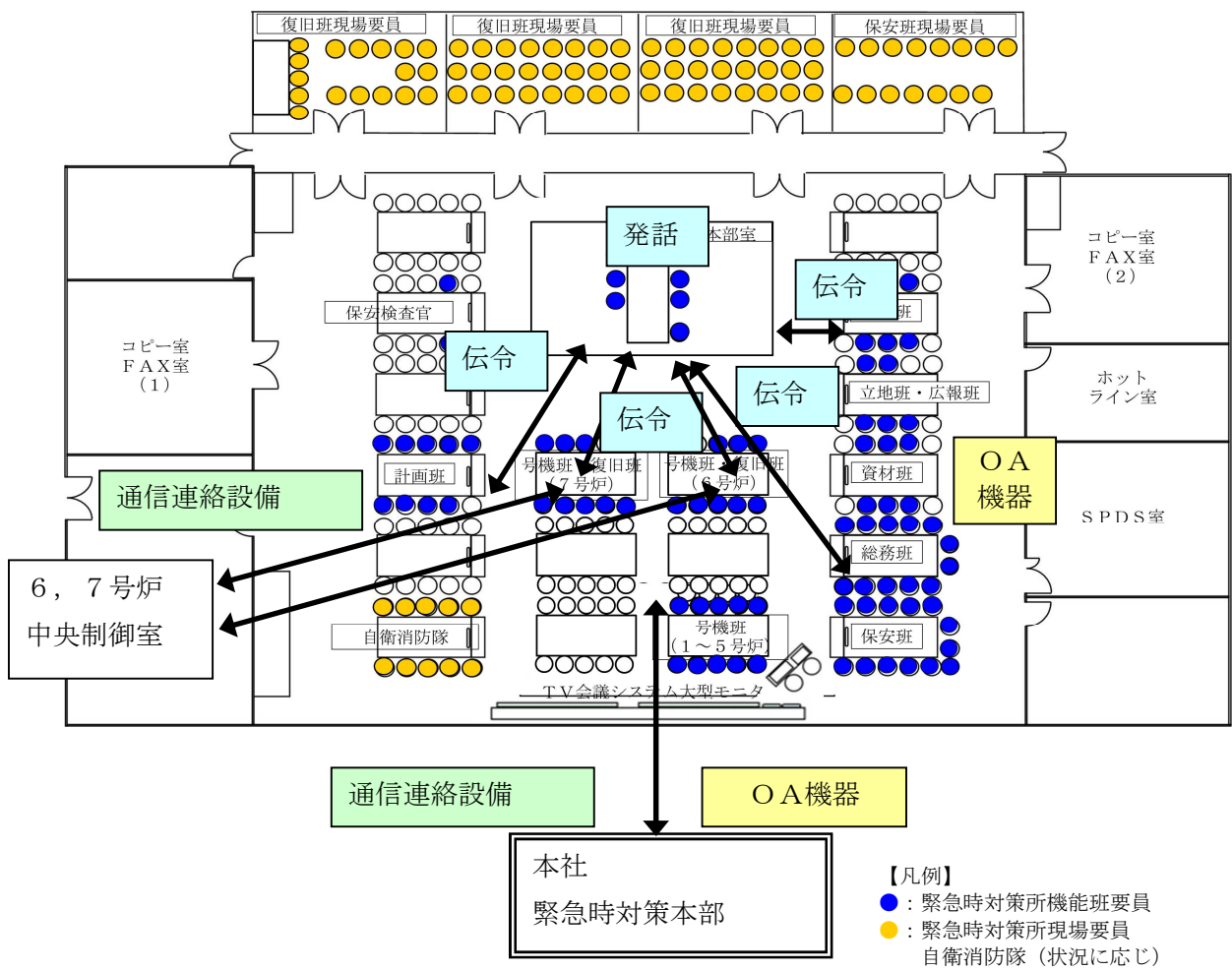


図 1 1 免震重要棟緊急時対策所 2 階対策本部内における各機能班，本社対策本部との  
情報共有イメージ



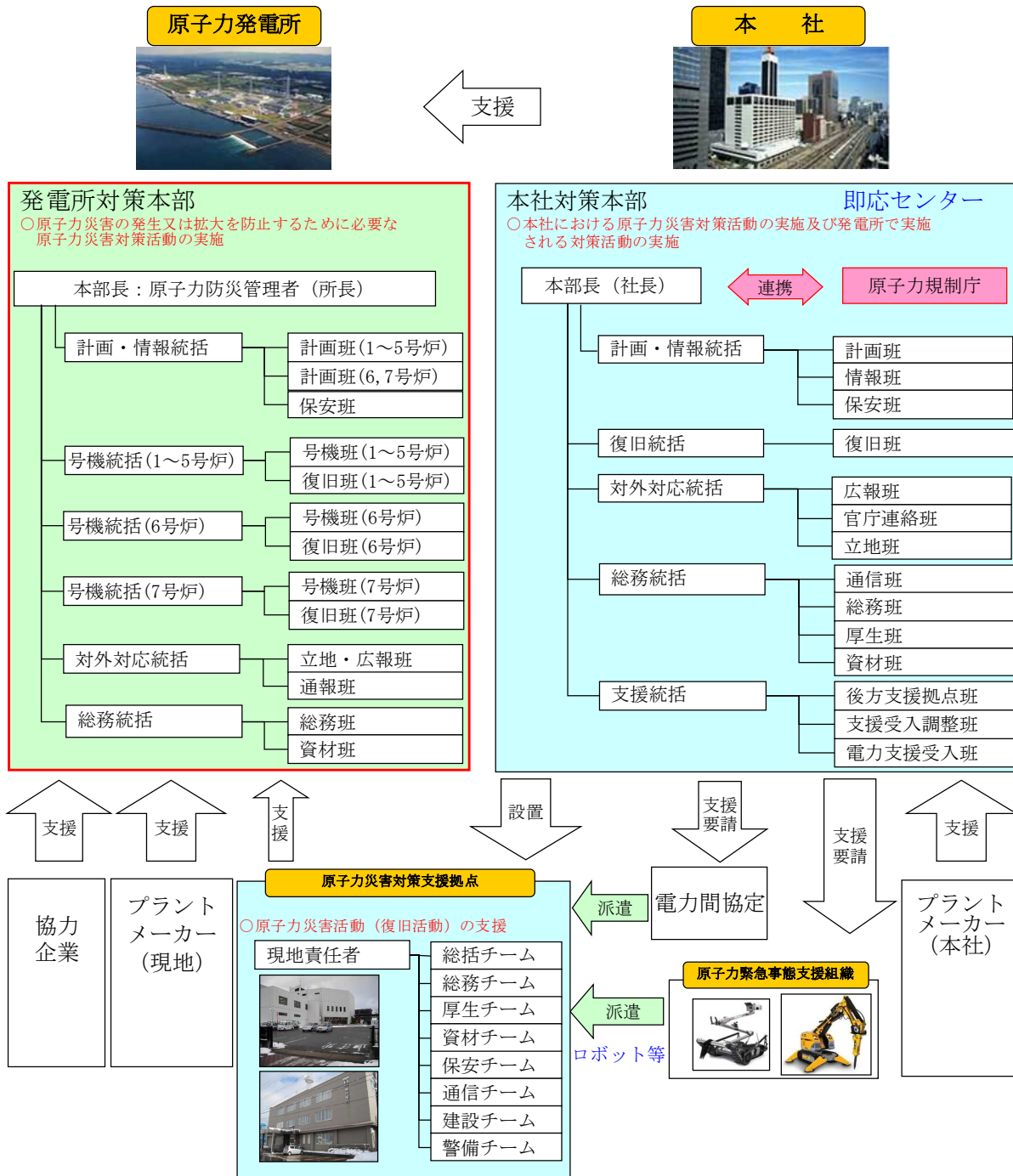
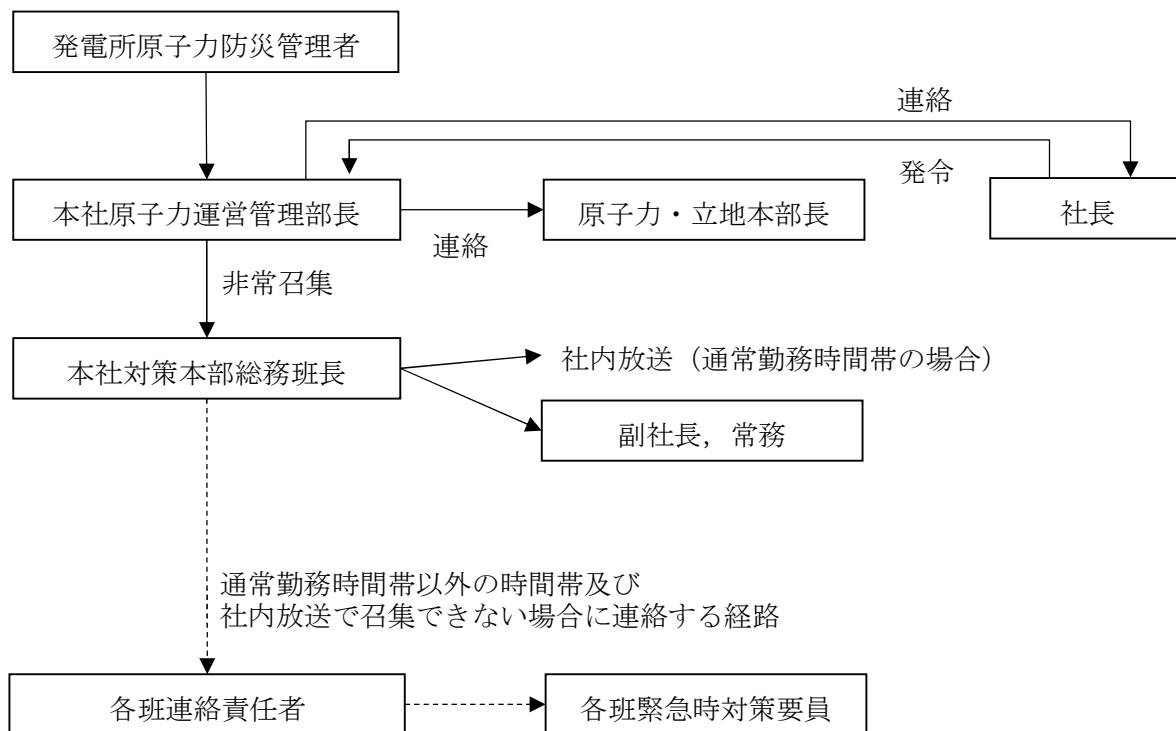


図 1 2 重大事故等発生時の支援体制（概要）



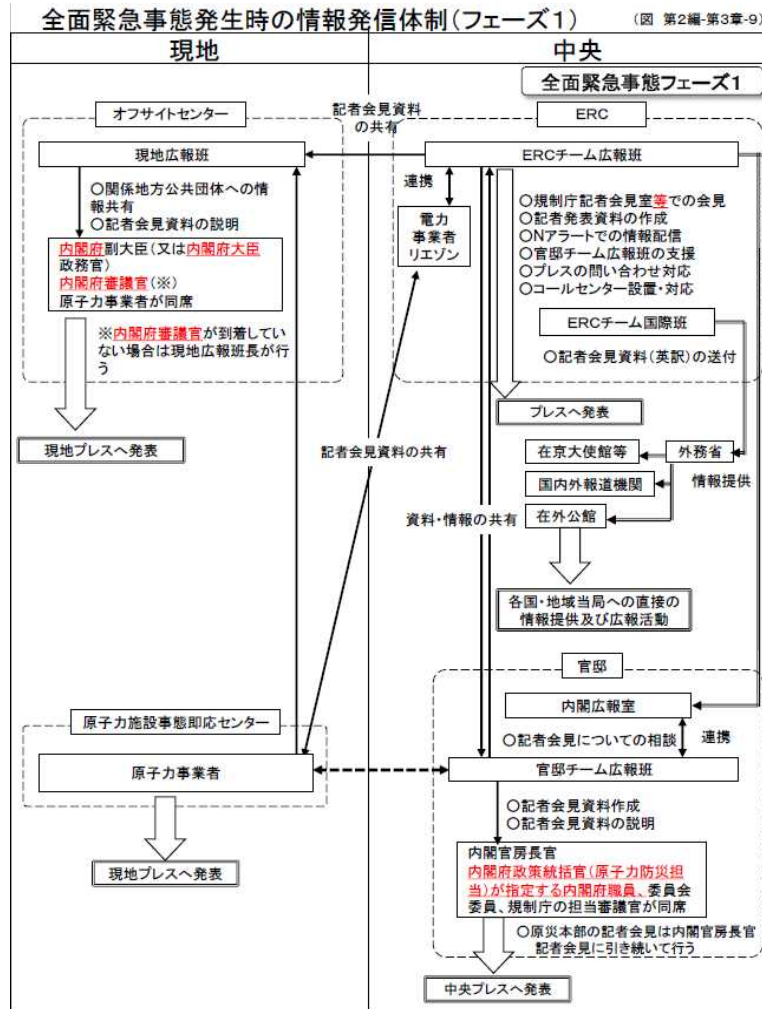
図 1.3 本社対策本部の構成



※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。

図 1 4 本社における態勢発令と緊急時対策要員の非常召集

(例) 全面緊急事態発生時の情報発信体制（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）及び内閣府審議官（原子力防災担当）（又は代理の職員）（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。

(原子力災害対策マニュアル：原子力防災会議幹事会 平成 26 年 10 月 14 日一部改訂より抜粋)

図 1 5 全面緊急事態発生時の情報発信体制

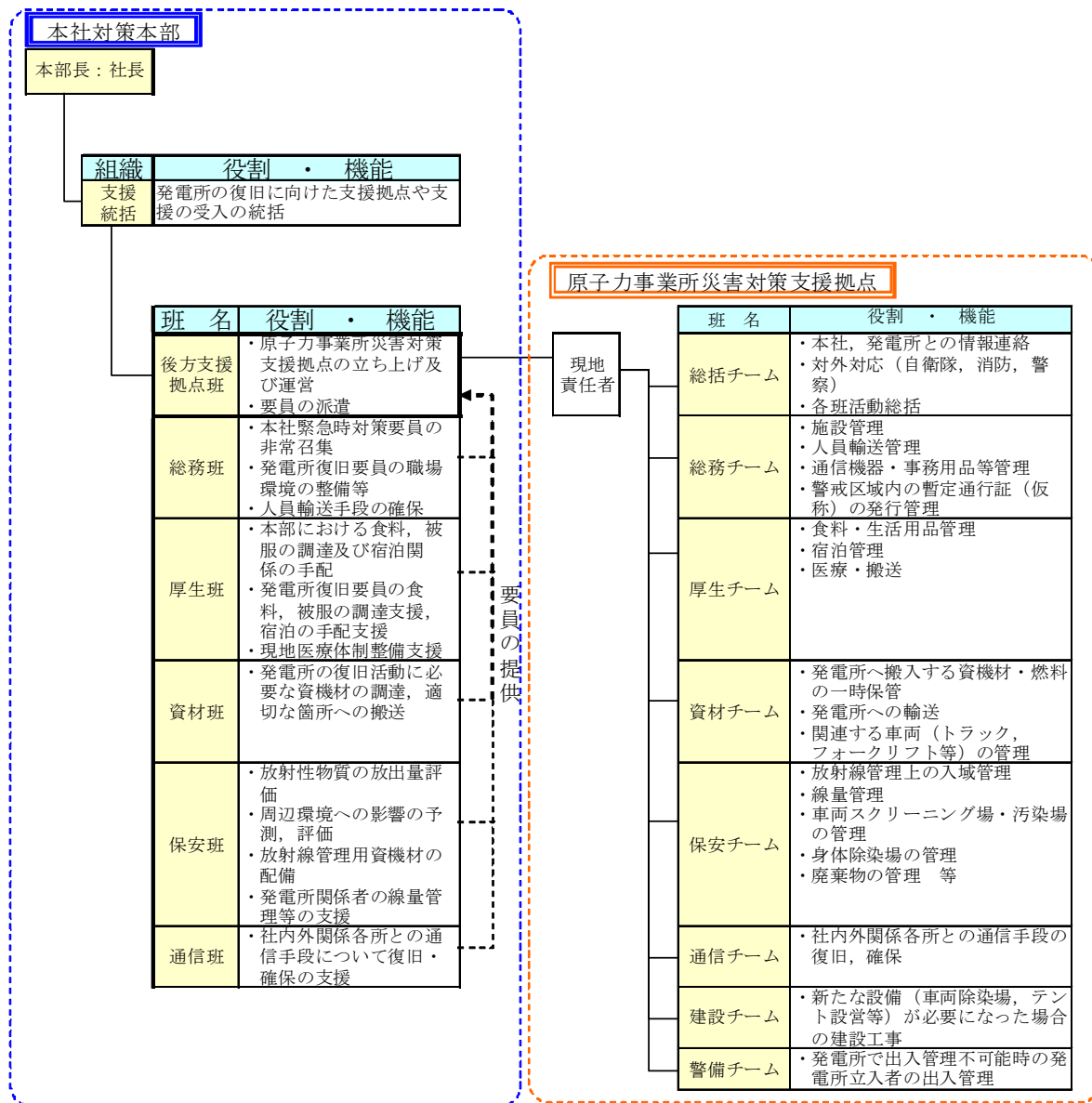


図 1 6 本社対策本部及び原子力事業所災害対策支援拠点の構成

## 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表1に示す。

表1 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え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毎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の間、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共有し、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(発電所長)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消防車やホイールローダ等を予め配備し、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すみやかに立ち上げられるよう、拠点を整備し、予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表2に整理した。

表2 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"> <li>・発電所対策本部要員を増強。</li> <li>・交替して中長期的な対応を実施。</li> </ul>
	②中央制御室毎の連絡体制の構築	<ul style="list-style-type: none"> <li>・号機班の設置。</li> <li>(プラント状況の様相・規模に応じて縮小・拡張する)</li> </ul>
	⑤監督限界の設定	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> <li>・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。</li> </ul>
	⑦対外対応の専属化	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 意思決定・指揮</li> <li>2. 対外対応</li> <li>3. 情報収集と計画立案</li> <li>4. 現場対応</li> <li>5. ロジスティック、リソース管理</li> </ol> <ul style="list-style-type: none"> <li>・対外対応に関する責任者や専属の対応者の配置。</li> </ul>
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"> <li>・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。</li> <li>・必要な役割や対応について、予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。</li> <li>・本社から発電所への介入は行わない。</li> </ul>
	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"> <li>・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。</li> <li>・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。</li> </ul>
	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"> <li>・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。</li> <li>・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)</li> </ul>
	⑫現場力の強化	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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消防車やホイールローダ等を予め配備し、運転操作を習得。</li> <li>・放射線管理補助員を育成する。</li> </ul>
⑬発電所支援体制の構築	<ul style="list-style-type: none"> <li>・後方支援拠点となる原子力事業所災害対策支援拠をすみやかに立ち上げられるよう、拠点を整備し、予め派遣する人員を決める。</li> <li>・輸送を行う協力企業に放射線教育を実施する。</li> <li>・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。</li> </ul>	

表1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 [ICS<sup>1</sup> (Incident Command System)] を参考にしてている。ICSの主な特徴を表3に示す。また、ICSにおける災害対策本部活動サイクルを図1に示す。

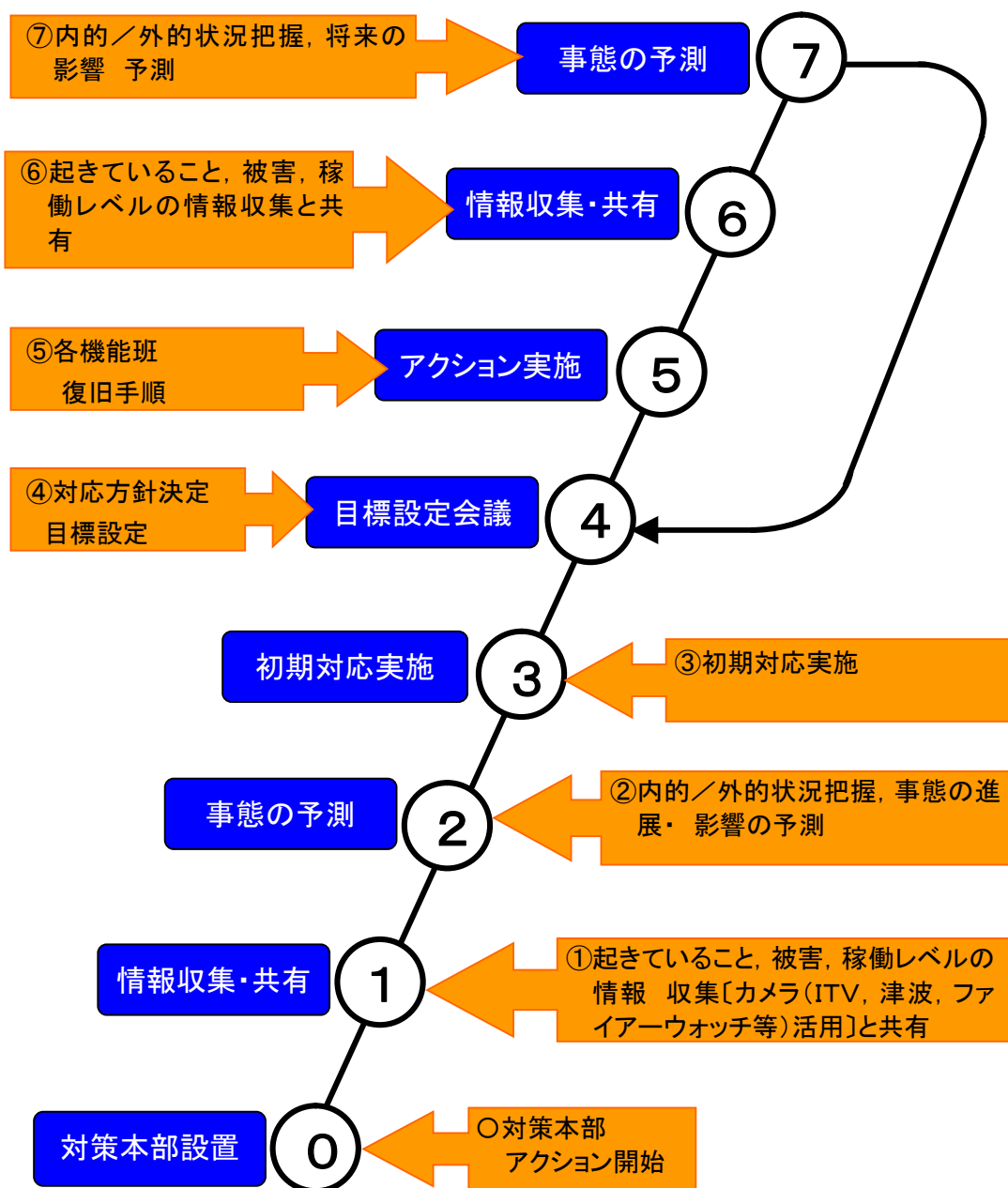
表3 ICSの主な特徴

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あたえ、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

図1 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收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概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 図2，本社 図3）。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、役割毎に分類）。
- 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毎に配置。（図2）
- 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、統括と各機能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、重大事故等発生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、予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。（図4）
- 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

ールと合わせて、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消防車やホイールローダ等を予め配備し、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すみやかに立ち上げられるよう、拠点を整備し、予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予め手順化。

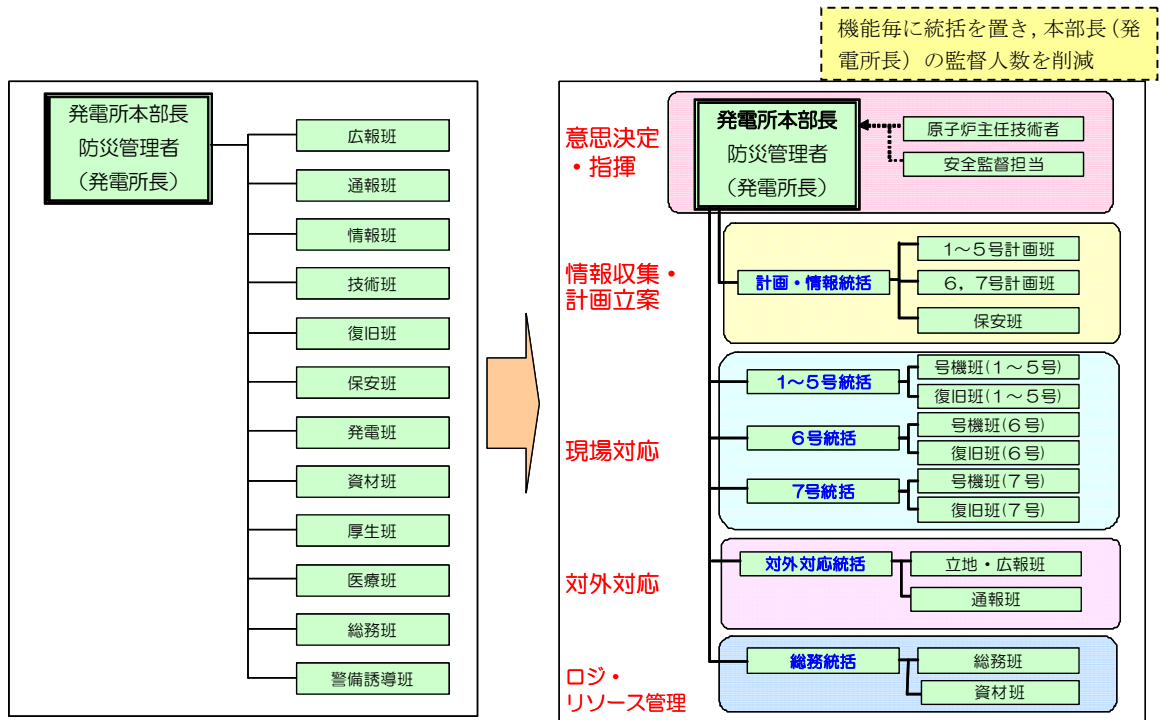


図2 柏崎刈羽原子力発電所の原子力防災組織の改善

号機班は、号炉毎に配置

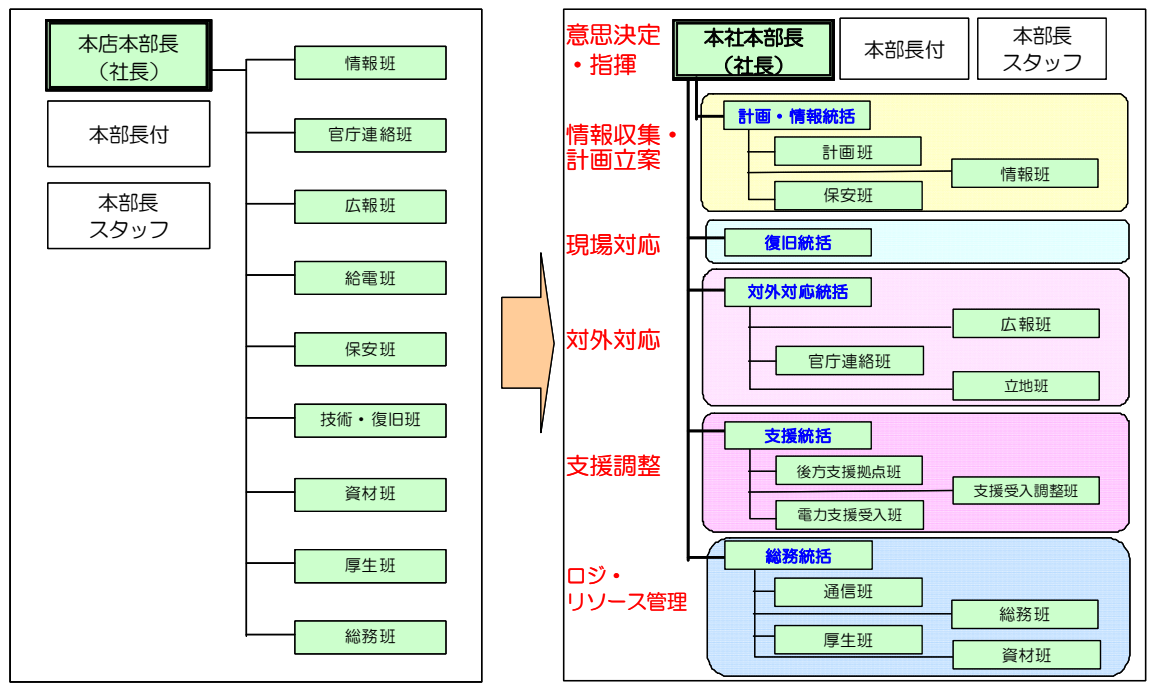
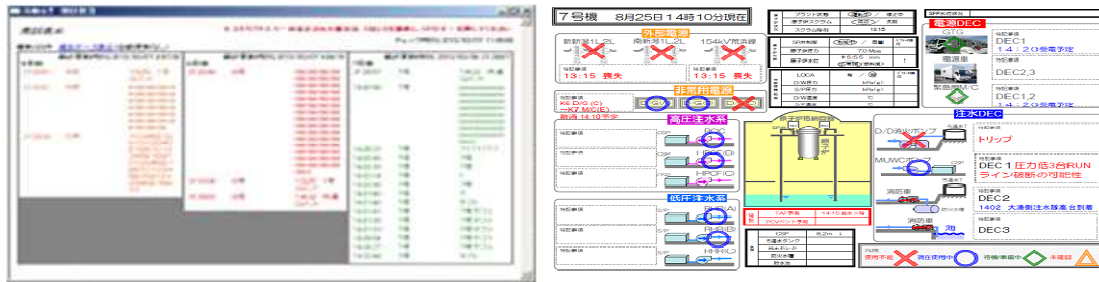


図3 本社の原子力防災組織の改善



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。

図4 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毎に明確になる。
- 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。



図5 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、緊急時体制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緊急時体制を図1に示す。

緊急時体制の構築に伴う基本的な考え方は以下のとおり。

## ・機能毎の整理

まず基本的な機能を以下の4つに整理し、機能毎に責任者として「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（所長）」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

予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。

## ・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

プラント毎に行う現場対応については、申請号炉である6、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、7号炉については、万一の両プラント同時被災の場合の錯綜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、号炉毎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。(図2)

#### ・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)

緊急体制における各職位の役割・機能 (ミッション) を、表1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、以下の通り補足する。

○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無くても、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

緊急時組織において、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など、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、予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ことになる。

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) 消防車による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：図3）

- ・復旧班長（6号炉）の指示の下、6号復旧班が自律的に消防車による送水を準備、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共に号機班（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共に復旧班（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：図4）

- ・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。

### 3. その他

#### (1) 夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の体制

夜間及び休日については、上述した緊急時体制をベースに、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こととなる。

#### (2) 要員が負傷した際の代行の考え方

特に夜間及び休日において万一何らかの理由で要員が負傷するなど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。

表1 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"> <li>・ 防災態勢の発令，変更の決定</li> <li>・ 対策本部の指揮・統括</li> <li>・ 重要な事項の意思決定</li> </ul>
原子炉主任技術者	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉安全に関する保安の監督，本部長への助言</li> </ul>
安全監督担当	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 人身安全に関する安全の監督，本部長への助言</li> </ul>
計画・情報統括	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 事故対応方針の立案</li> <li>・ プラントパラメータ等の把握とプラント状態の予測</li> <li>・ 本部長への技術的進言・助言（重大事故等対処設備など構内設備の活用）</li> </ul>
計画班	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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</li> <li>・ 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</li> <li>・ アクシデントマネジメントの専門知識に関する計画・情報統括へのサポート</li> </ul>
保安班	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 発電所内外の放射線・放射能の状況把握，影響範囲の評価</li> <li>・ 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</li> <li>・ 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</li> <li>・ 放射線の影響の専門知識に関する計画・情報統括へのサポート</li> </ul>
号機統括	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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</li> </ul>
号機班	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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</li> <li>・ 事故対応手段の選定に関する当直のサポート</li> <li>・ 当直からの支援要請に関する号機統括への助言</li> </ul>
当 直（運転員）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 重要パラメータ及び常設設備の状況把握と操作</li> <li>・ 中央制御室内監視・操作の実施</li> <li>・ 事故の影響緩和，拡大防止に関わるプラントの運転操作</li> </ul>
復旧班	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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</li> <li>・ 可搬型設備の準備状況の把握，号機統括へインプット</li> <li>・ 不具合設備の復旧の実施</li> </ul>
自衛消防隊	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 初期消火活動（消防車隊）</li> </ul>
対外対応統括	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 対外対応活動の統括</li> <li>・ 対外対応情報の収集，本部長へインプット</li> </ul>
通報班	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 社外関係機関への通報連絡</li> </ul>
立地・広報班	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 自治体派遣者の活動状況把握とサポート</li> <li>・ マスコミ対応者への支援</li> </ul>
総務統括	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 発電所対策本部の運営支援の統括</li> </ul>
資材班	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 資材の調達及び輸送に関する一元管理</li> <li>・ 原子力緊急事態支援組織からの資機材受入調整</li> </ul>
総務班	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 要員の呼集，参集状況の把握，対策本部へインプット</li> <li>・ 食料・被服の調達</li> <li>・ 宿泊関係の手配</li> <li>・ 医療活動</li> <li>・ 所内の警備指示</li> <li>・ 一般入所者の避難指示</li> <li>・ 物的防護施設の運用指示</li> <li>・ 他の班に属さない事項</li> </ul>

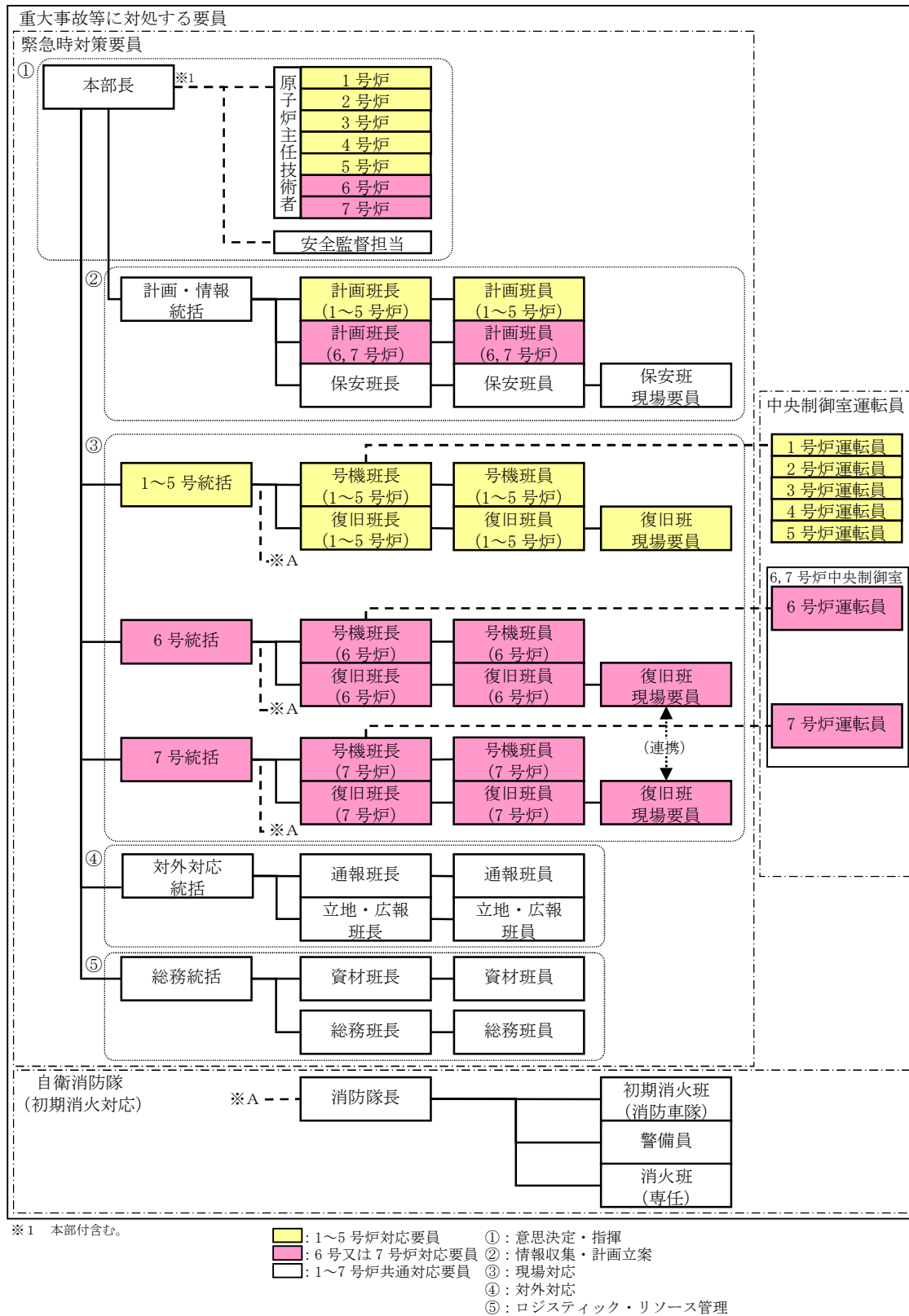


図1 柏崎刈羽原子力発電所 原子力防災組織 体制図

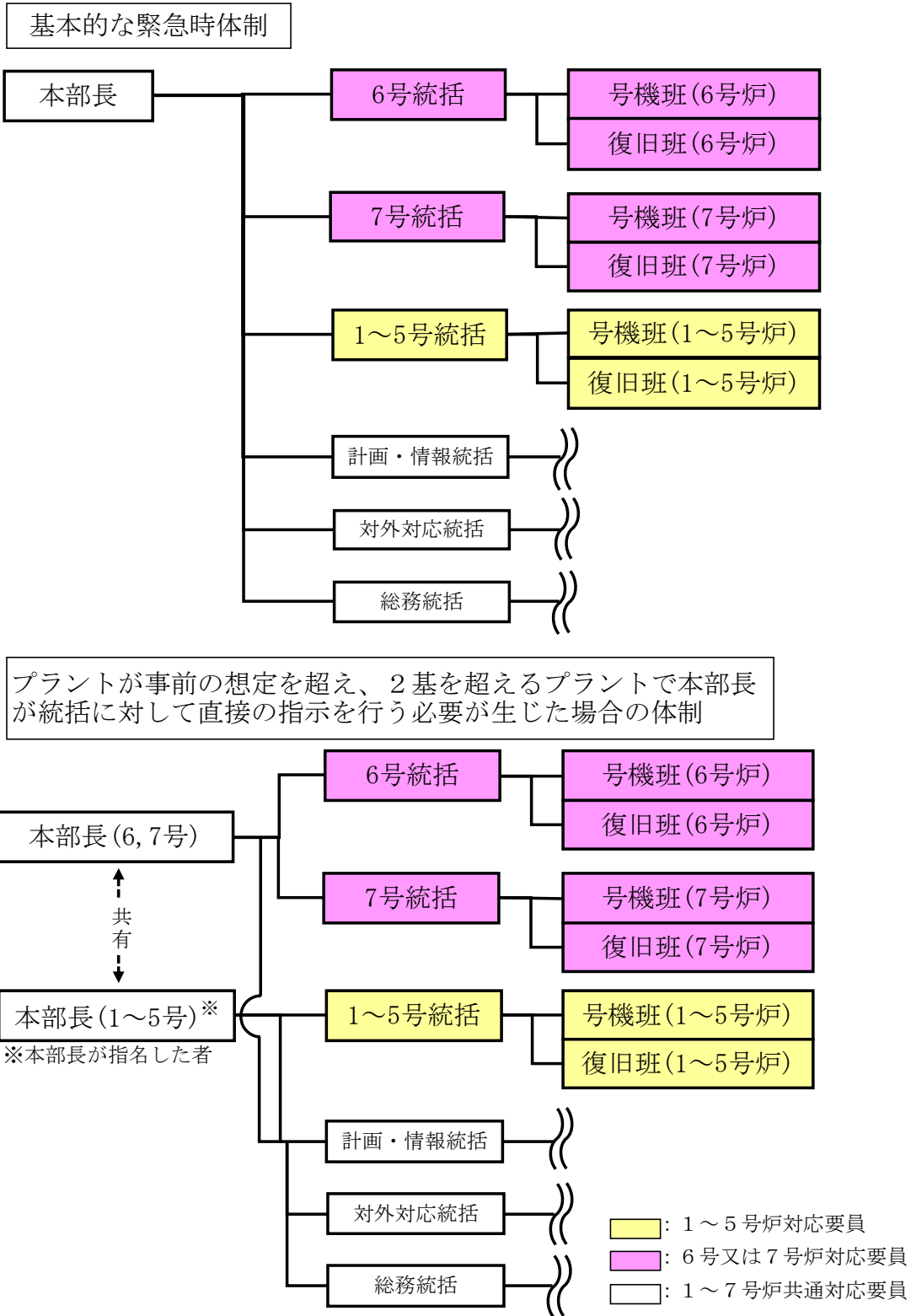
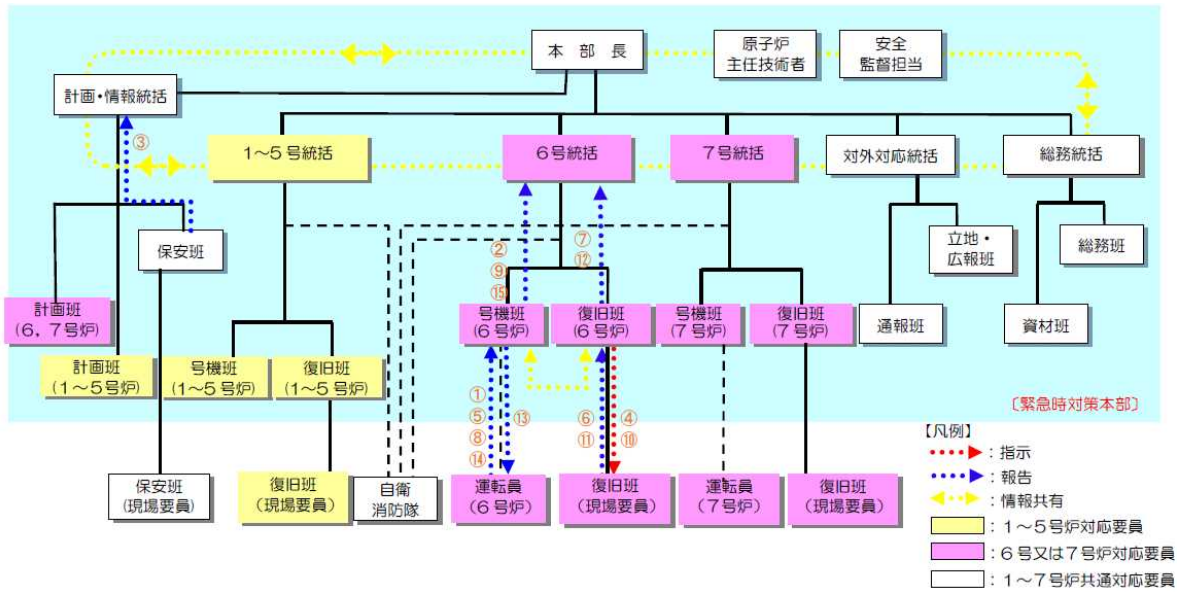


図2 柏崎刈羽原子力発電所 緊急時対策本部体制 (概要)

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：消防車による6号炉への注水が必要となった場合)

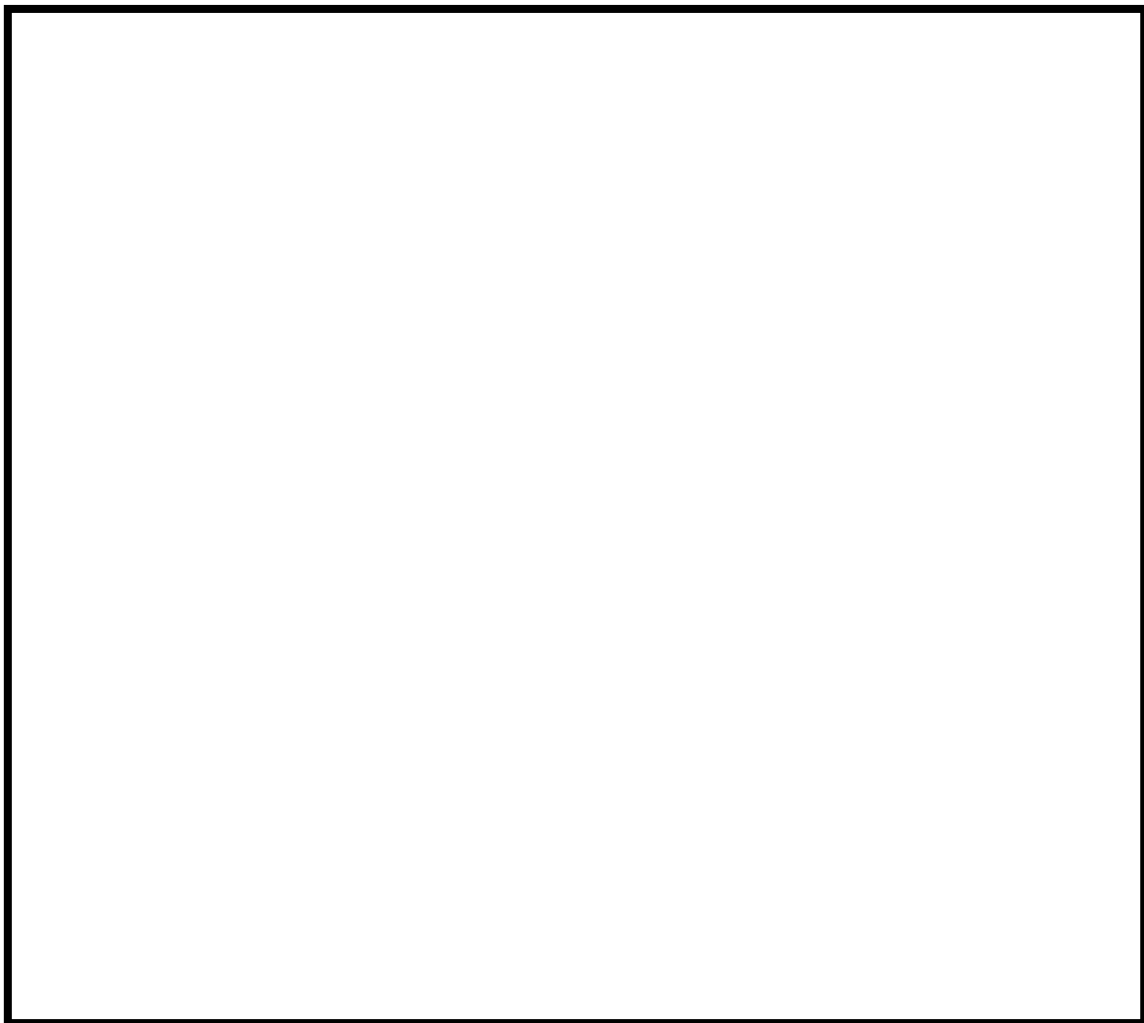
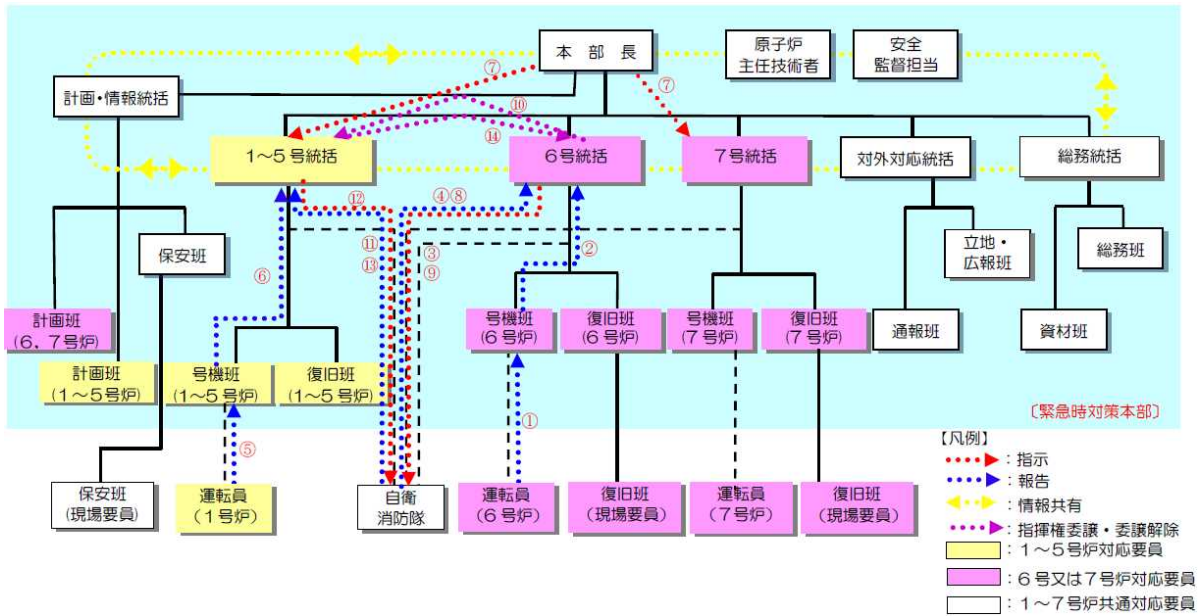


図3 消防車による6号炉への注水が必要になった場合の情報の流れ(例)

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)

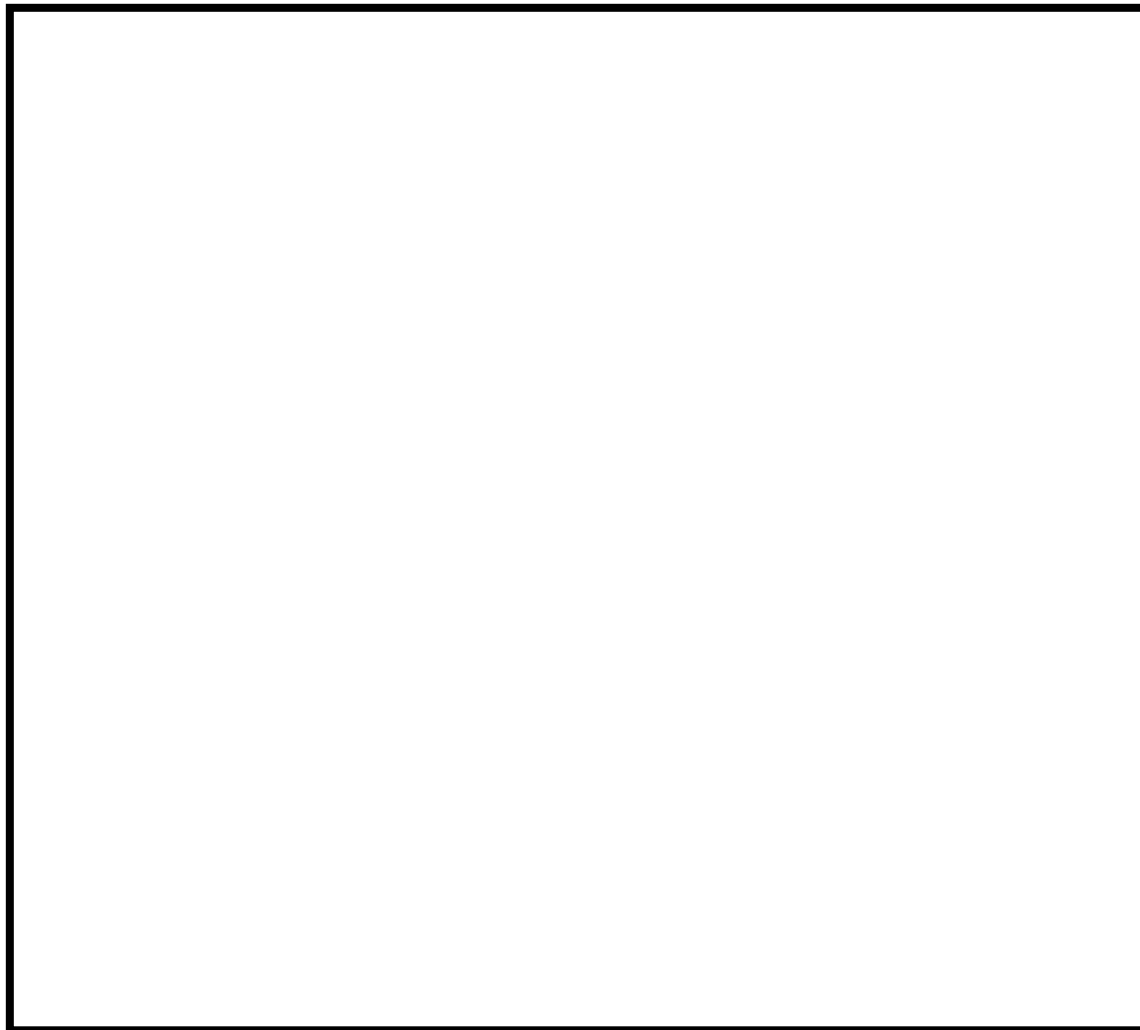


図4 火災発生時（2ヶ所の場合）の対応と情報の流れ(例)

## 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表 1 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。

表 1 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) <sup>※1</sup>	当直長(1) <sup>※2</sup>	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) <sup>※2</sup>	1号炉[3] 2号炉[2] <sup>※3</sup> 3号炉[2] <sup>※3</sup> 4号炉[2] <sup>※3</sup> 5号炉[2] <sup>※4</sup> 6,7号炉[3](4) <sup>※5</sup> 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)		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（1）
	放射線測定要員・放射線測定当番(2)		線量測定
	消防車隊	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)	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号炉の何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。



## 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箇所で発生したケースの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、原因を特定せず6号及び7号炉での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図1に、初期消火要員の体制を図2に、運転員の体制を図3～図5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班あたり運転員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（以下、「原子炉の安全停止」という。）するための安全機能を有する構築物、系統及び機器（以下、

安全機能を有する機器等)という。)を設置する区域で煙充満や放射線の影響(以下、「煙充満の影響等」という。)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, 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。

本運用については、火災防護計画の関連文書に定める。

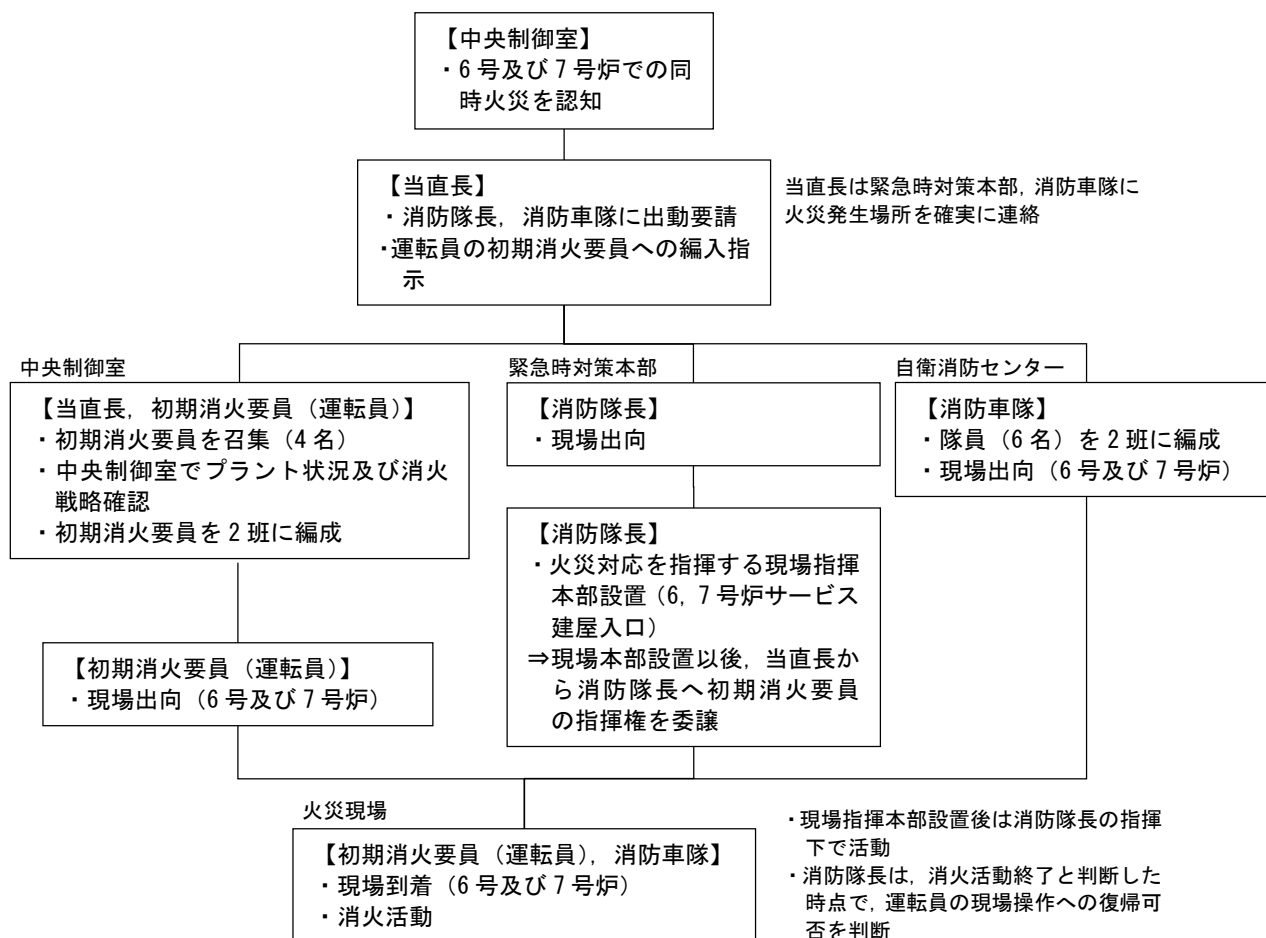


図1 建屋内部での同時火災に対する対応フロー

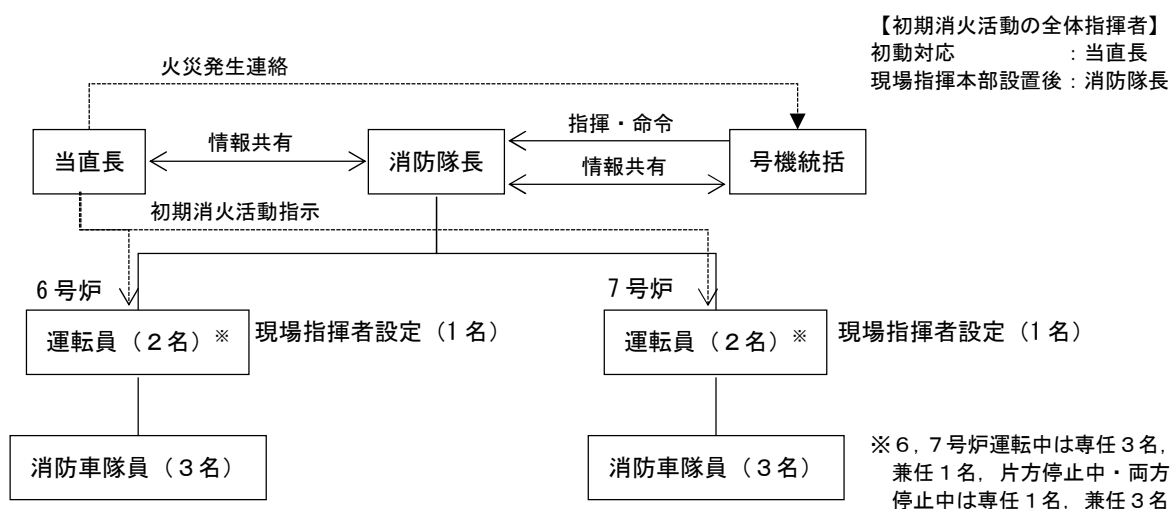


図2 6号及び7号炉同時火災（内部火災）発生時の初期消火体制

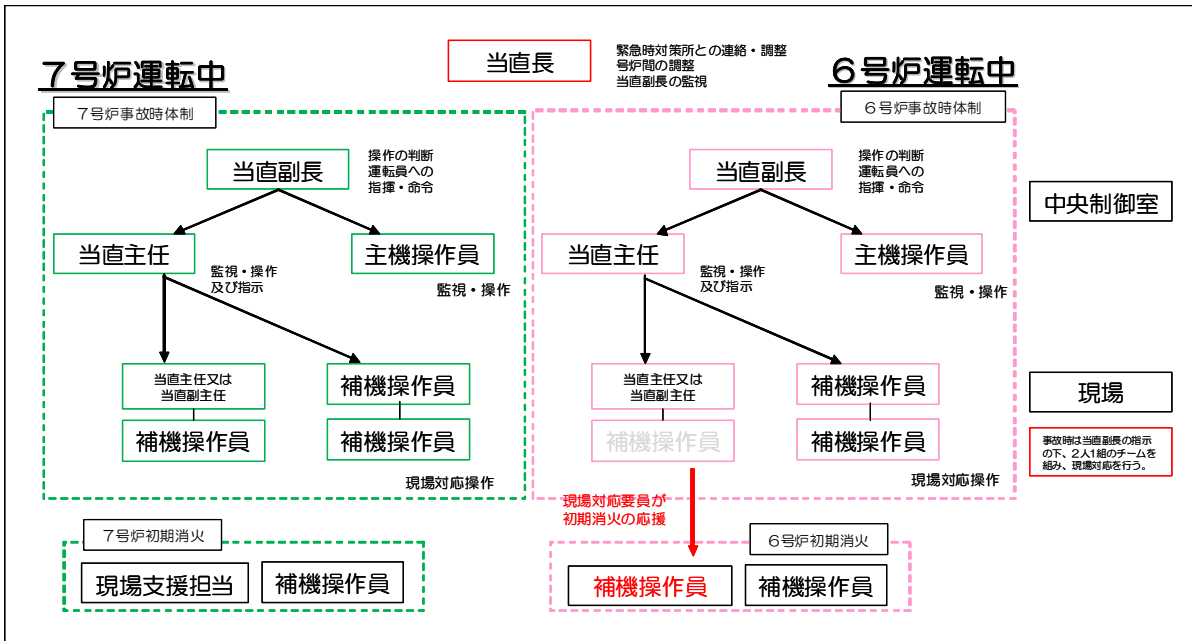


図3 6号及び7号炉事故及び火災対応時の運転体制について  
(6号及び7号炉共運転中の場合)

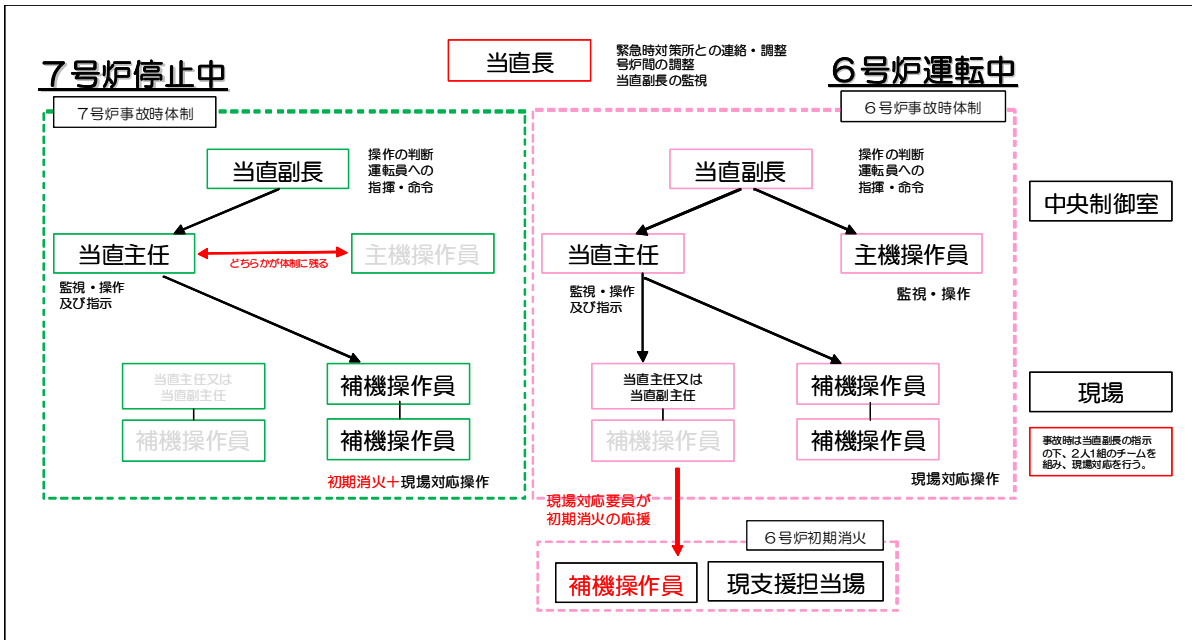


図4 6号及び7号炉事故及び火災対応時の運転体制について  
(6号炉運転中、7号炉停止中の場合)

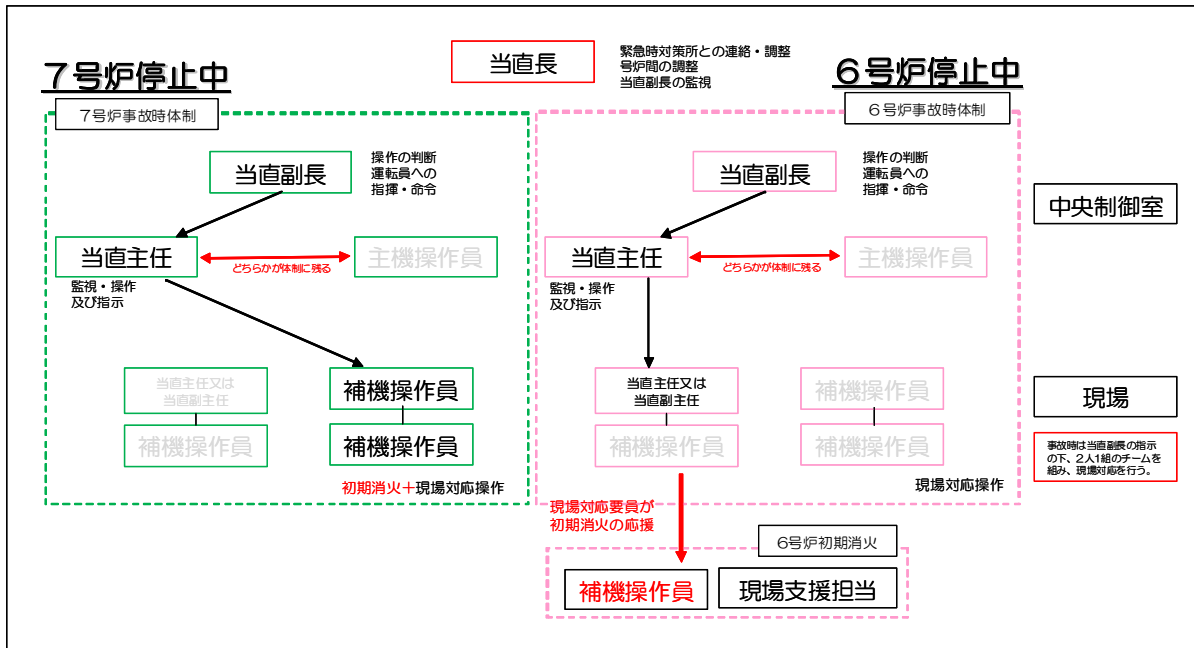


図5 6号及び7号炉事故及び火災対応時の運転体制について  
(6号及び7号炉いずれも停止中の場合)

## 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図6に、初期消火要員の体制を図7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, 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班あたり消防車隊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注水作業に戻ることをす

る。

本運用については、火災防護計画の関連文書に定める。

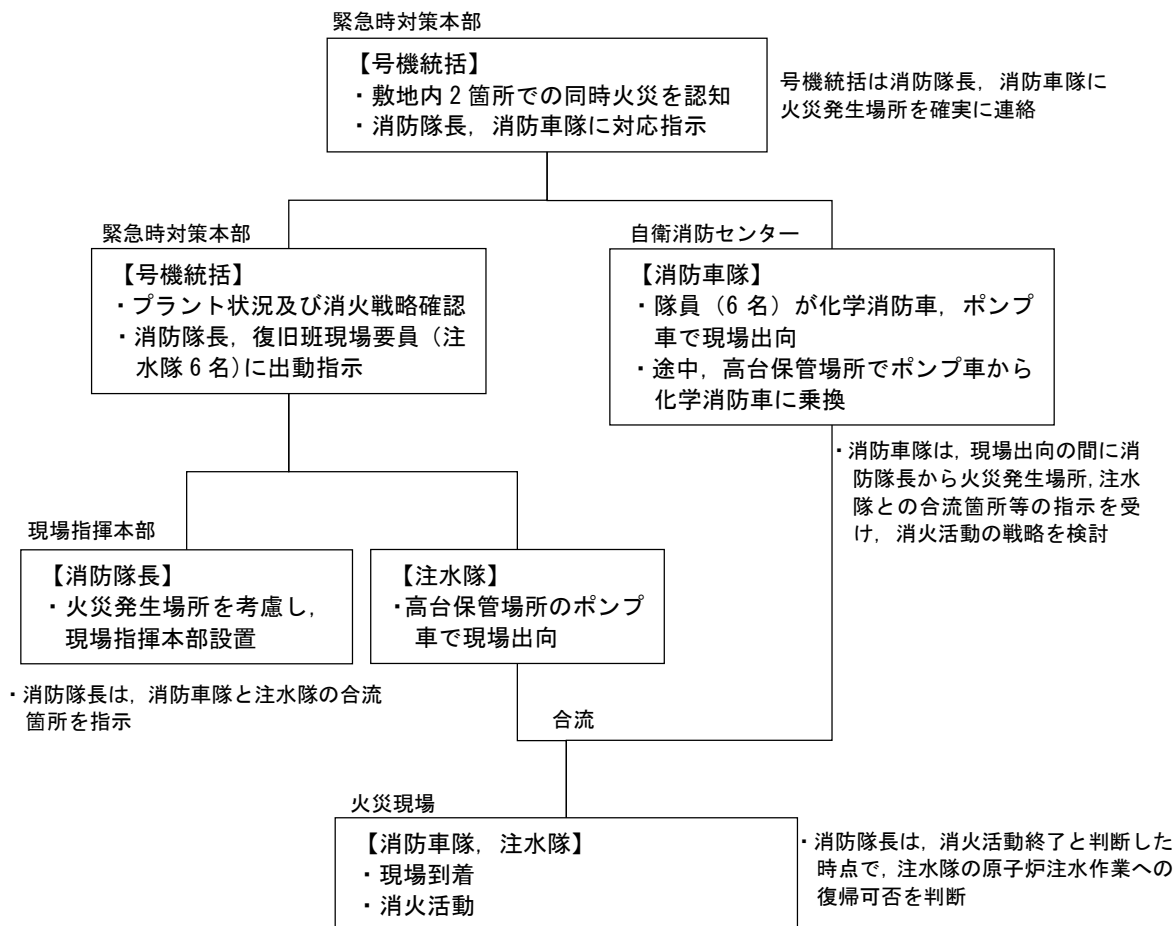


図 6 発電所敷地内での同時火災に対する対応フロー

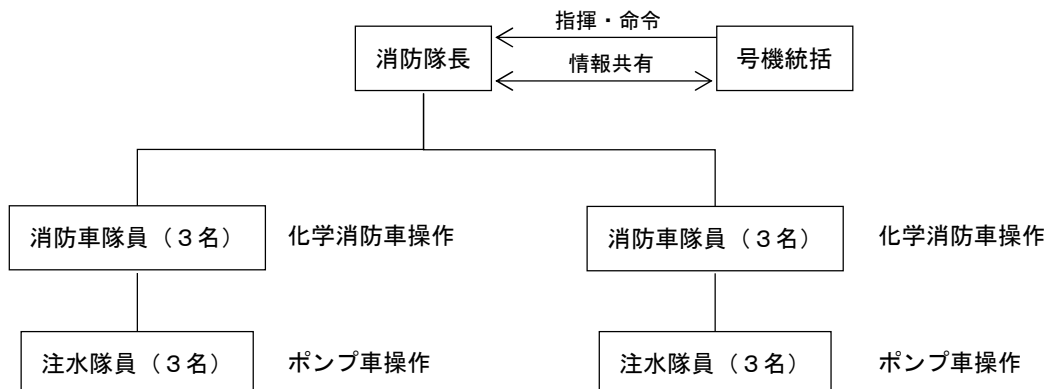


図 7 緊急時における敷地内の同時火災発生時の初期消火体制

### 重大事故等発生時における緊急時対策要員の動き

重大事故等発生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。

- 平日勤務時間中においては、緊急時対策要員のほとんどは事務本館で執務しており、召集連絡を受けた場合は、すみやかに免震重要棟内緊急時対策所に集合する。
- 夜間及び休日は、初動対応要員（本部要員、現場要員）が事務本館等での執務若しくは免震重要棟に隣接した建物に宿泊しており、召集連絡を受けた場合は、すみやかに徒歩で免震重要棟内緊急時対策所に集合する。
- 震度6弱以上の地震発生後、初動対応要員が免震重要棟に参集の後、免震重要棟内緊急時対策所の健全性（居住性確保、通信連絡機能等）が確認できない場合は、[5号炉原子炉建屋内緊急時対策所](#)へ移動する。



図1 事務本館，緊急時対策所等の位置関係

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。

## 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。

## 1. 免震重要棟内緊急時対策所

## ○通信連絡設備

通信種別	主要設備		容量※ <sup>2</sup>
発電所内外	電力保安通信用電話設備※ <sup>1</sup>	固定電話機	18台
		PHS 端末	30台
		F A X	1台
	衛星電話設備	常設	12台
		可搬型	19台
発電所内	送受話器 (ペーjing)	ハンドセット	1台
		スピーカー	1台
	無線連絡設備	常設	9台
		可搬型	102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	I P - 電話機 (有線系)	4台
		I P - 電話機 (衛星系)	2台
		I P - F A X (有線系)	3台
		I P - F A X (衛星系)	1台
		テレビ会議システム (有線系・衛星系 共用)	1式
	局線加入電話設備	加入電話機	2台
		加入F A X	3台
		電力保安通信用電話設備接続	79回線
	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 (ホットライン) (自治体他向)		7台	

※1：局線加入電話設備に接続されており，発電所外への連絡も可能

※2：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	容量
発電所内外	緊急時対策支援システム伝送装置	1式
発電所内	安全パラメータ表示システム (S P D S)	1式

## ○照明設備

品名	数量	備考
ヘッドライト	約1,000個	全所員に配布
三脚ライト	135個	



## 2. 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		容量 <sup>※2</sup>
発電所内外	電力保安通信用電話設備 <sup>※1</sup>	固定電話機	15台
		P H S 端末	30台
		F A X	1台
	衛星電話設備	常設	9台
		可搬型	15台
発電所内	送受話器	ハンドセット	3台
		スピーカー	7台
	無線連絡設備	常設	4台
		可搬型	78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	I P - 電話機 (有線系)	4台
		I P - 電話機 (衛星系)	2台
		I P - F A X (有線系)	1台
		I P - F A X (衛星系)	1台
		テレビ会議システム (有線系・衛星系 共用)	1式
	局線加入電話設備	加入電話機	1台
		加入F A X	1台
	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 (ホットライン)	(自治体他向)	7台
	衛星電話設備 (社内向)	衛星社内電話機	2台
		F A X (社内向)	1台
テレビ会議システム (社内向)		1式	

※1：局線加入電話設備に接続されており，発電所外への連絡も可能

※2：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	容量
発電所内外	緊急時対策支援システム伝送装置	1式
発電所内	安全パラメータ表示システム (S P D S)	1式

### ○照明設備

品名	数量	備考
ヘッドライト	約1,000個	全所員に配布
L E D ランタン	40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並びに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）、原子力規制委員会原子力規制庁の対応を行い、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。

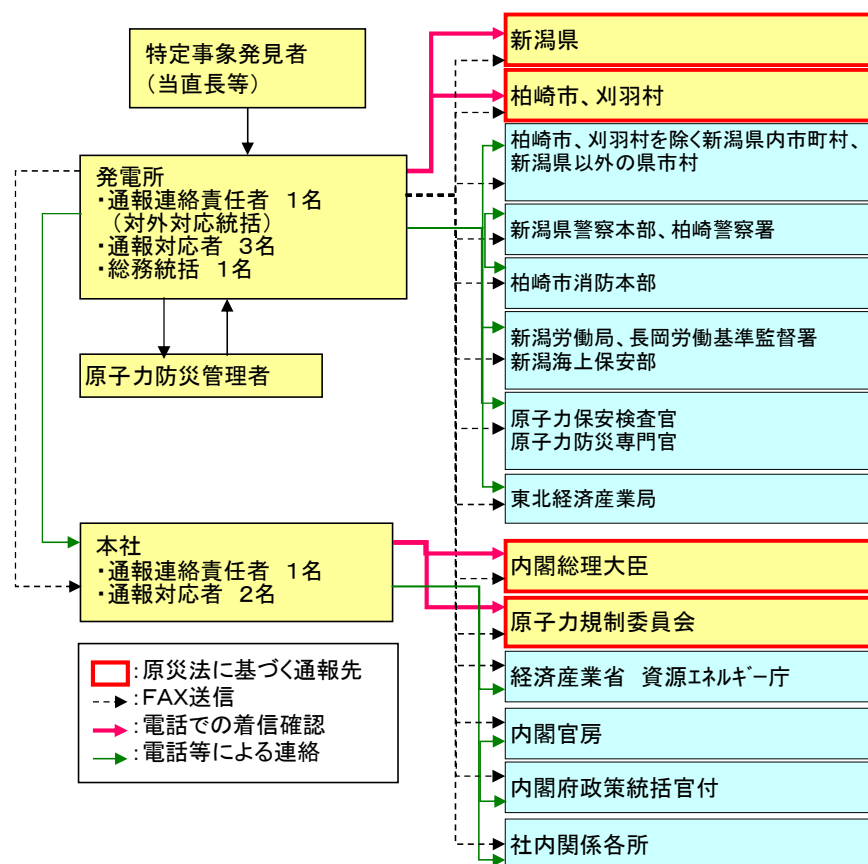


図1 原子力災害対策特別措置法第10条第1項等に基づく通報連絡経路

## 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8km
敷地面積	約3,000m <sup>2</sup>
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(飲料, 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2.3km
敷地面積	約3,800m <sup>2</sup>
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(飲料, 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4.4km
敷地面積	約350万m <sup>2</sup>
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(飲料, 飲料水等)は信濃川電力所備蓄品を搬入, その後, 最寄りの小売店より調達



図1 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すみ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。（図1）

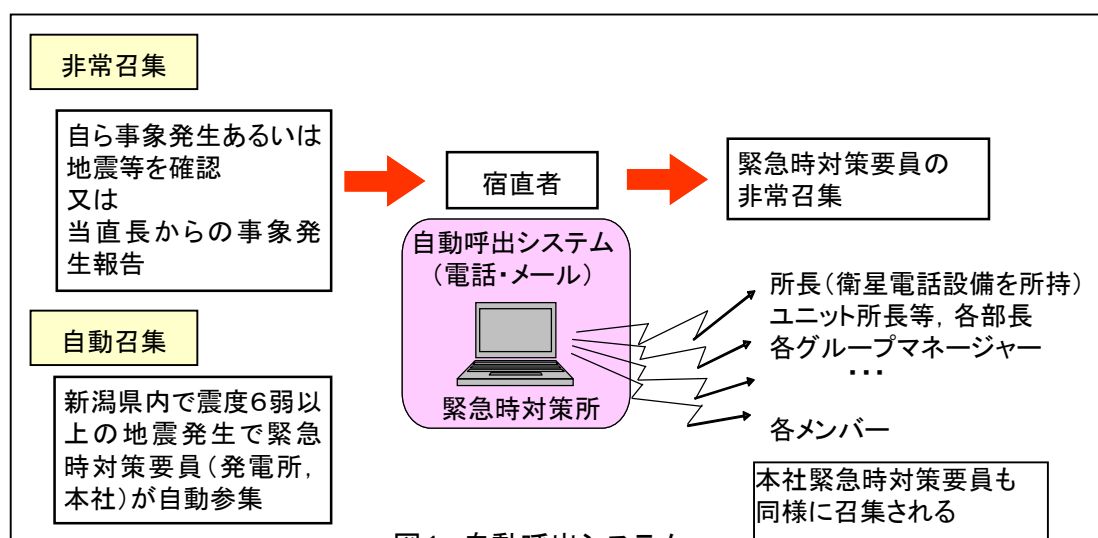


図1 自動呼出システム

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。

参集場所は、基本的には柏崎エネルギーホール又は刈羽寮（図2）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、集団で発電所に移動する。

- ①発電所の状況、召集人数、必要な装備（放射線防護服、マスク、線量計を含む）
- ②召集した要員の確認（人数、体調等）
- ③持参品（通信連絡設備、懐中電灯等）
- ④天候、災害情報（道路状況含む）等
- ⑤参集場所（免震重要棟内緊急時対策所、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所）

発電所への参集者に対しては、発電所正門に参集場所となる緊急時対策所を掲示することにより、免震重要棟内緊急時対策所若しくは5号炉原子炉建屋内緊急時対策所のどちらの施設で活動を実施しているかについて周知する。



図2 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

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(上記図2)であり、発電所員の約8割は柏崎市又は刈羽村に居住している。(表1)

表1 居住地別の発電所員数(平成28年12月時点)

居住地	柏崎市	刈羽村	その他地域
居住者数	804名 (69%)	85名 (7%)	270名 (23%)

## 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、図3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<sup>(※1)</sup>、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<sup>(※2)</sup>によれば、大規模な地震が発生し、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おり、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（図 3.2-2 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。

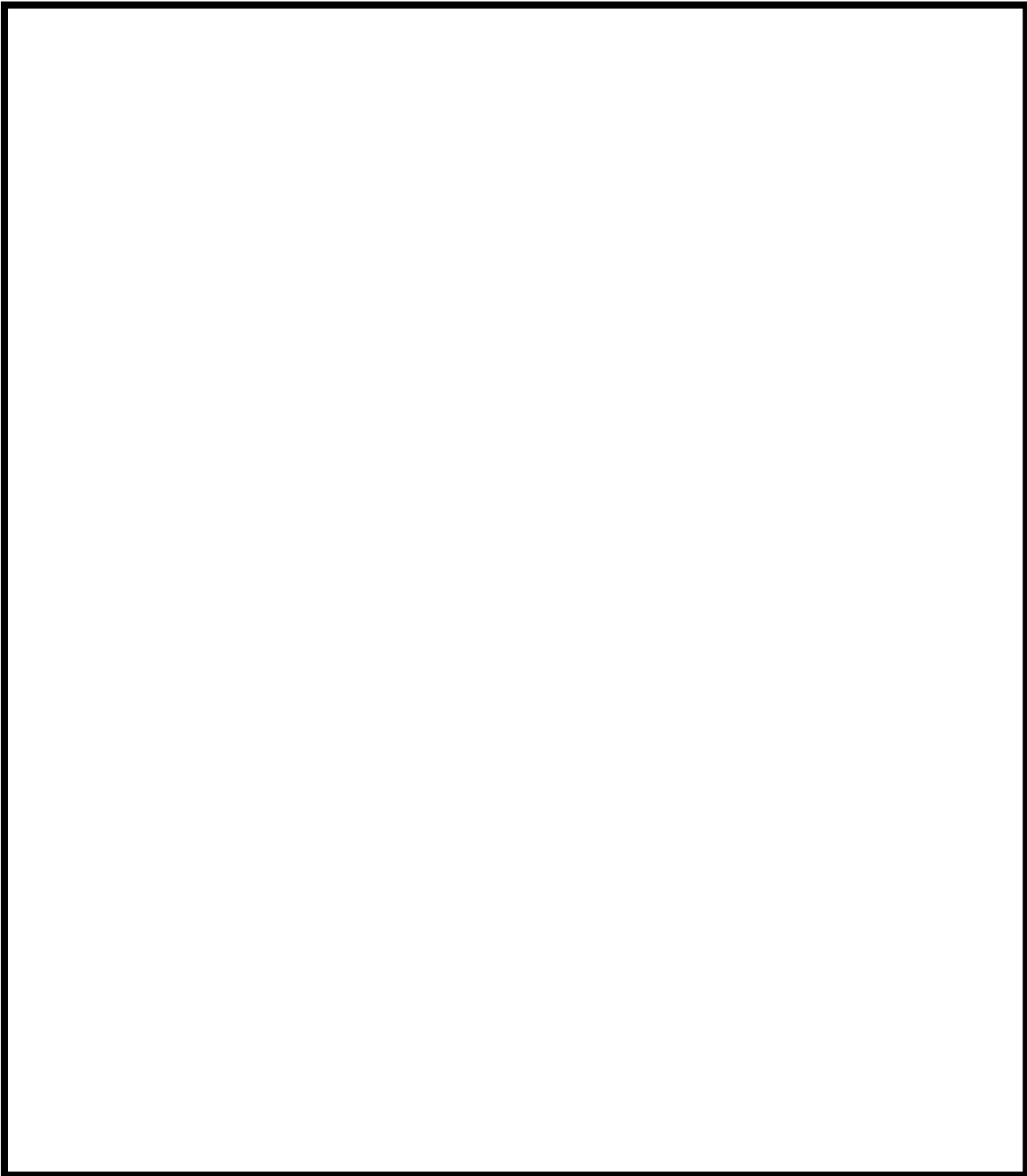
(※1) 参考文献: 2007 年新潟県中越沖地震の被害とその特徴 / 小長井一男 (東京大学教授生産技術研究所)  
他

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 10cm 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。（図 3）



(3) 住民避難がなさ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保している。(図4)



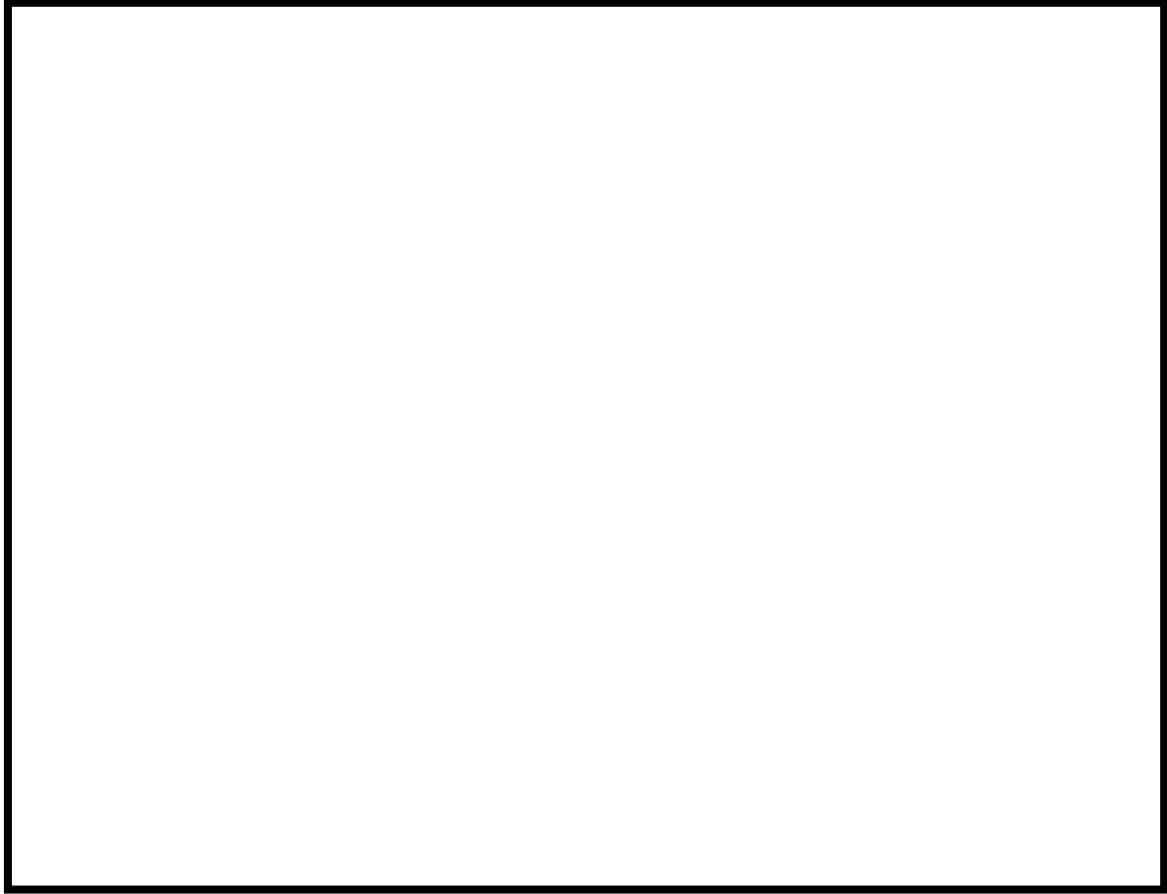


図4 発電所構内への参集ルート

## 5. 夜間及び休日における要員参集について

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、シルバーウィーク等の特異日であっても、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、10時間以内に外部から発電所へ参集する6号及び7号炉の対応を行う必要な要員\*（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。

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」「特異日（シルバーウィーク）日中」「特異日（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参集場所までの参集時間を回答）を調査することで、参集状況の評価。

○要員参集場所（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。

（図5）



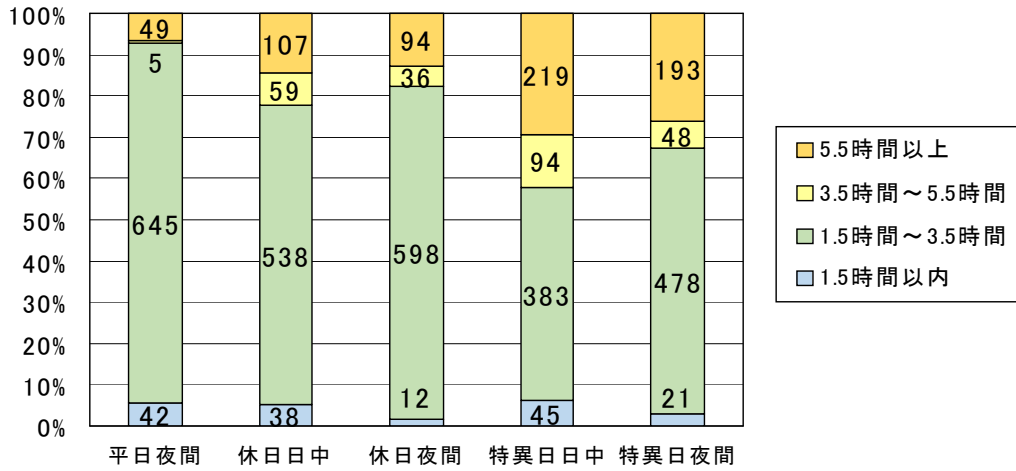
図5 要員参集の流れについて (イメージ)

a. 車が使える場合 (図6)

- 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。(特異日(シルバーウィーク)は除く)
- シルバーウィーク等の特異日でも、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。

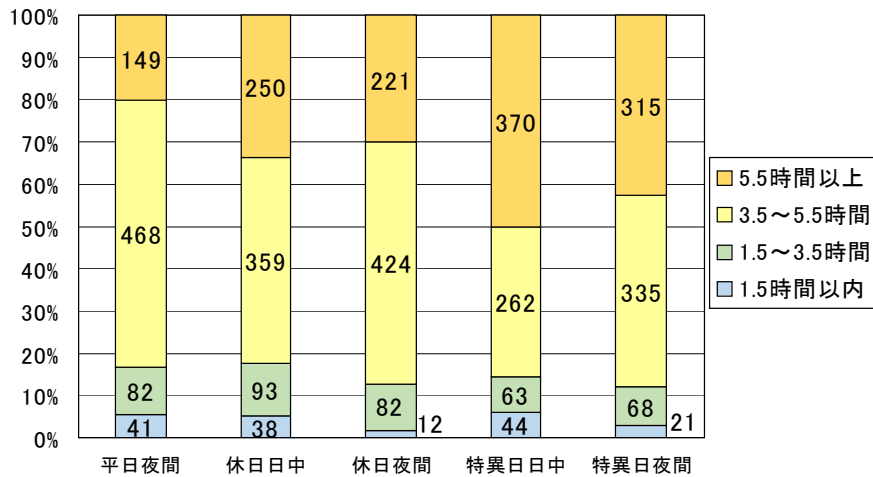
b. 徒歩移動のみの場合 (図7)

- 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。
- 通常の休日と特異日(シルバーウィーク)を比較すると、特異日には約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。



- ※ それぞれいた場所から参集場所（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
  - ・参集場所での情報収集時間：30分
  - ・参集場所から発電所への移動時間：30分

図6 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，参集場所を経由した場合の発電所（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。
- ※ 参集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，それぞれいた場所から参集に要する時間を回答。

図7 要員参集シミュレーション結果（徒歩移動のみ）

## 有効性評価シナリオと要員参集の整合性について

重大事故等発生時の体制（添付資料 1.0.10）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。

表 1 に示す 7 つ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 2 つが該当する。

- ・代替原子炉補機冷却系準備作業（代替熱交換器車等の資機材配置及びホース布設，起動及び系統水張り作業）
- ・可搬型代替注水系準備操作（代替循環冷却運転への切り替えのための復水移送ポンプの一時的な停止に伴う，消防車による原子炉への注水準備及び注水作業）

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や原子炉への消防車による給水
- ・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、シルバーウィーク等の特異日であっても、5.5時間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（重大事故等発生時の体制）別紙 8 発電所構外からの要員の参集について 参照）

表 1 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作業 （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）※2	0分 （同タイミング）	事象発生から10時間後
全交流動力電源喪失（同上）＋原子炉隔離時冷却系失敗				
全交流動力電源喪失（同上）＋直流電源喪失				
全交流動力電源喪失（同上）＋主蒸気逃がし安全弁再開失敗				
崩壊熱除去機能喪失 （取水機能喪失）				
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）	可搬型代替注水系準備操作※1 （5名/号炉）			事象発生から12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作業 （13名/号炉）	全交流電源喪失15分経過 →EAL AL25（全交流電源の15分以上喪失）※2	15分	事象発生から10時間後

※1 有効性評価上考慮しない作業

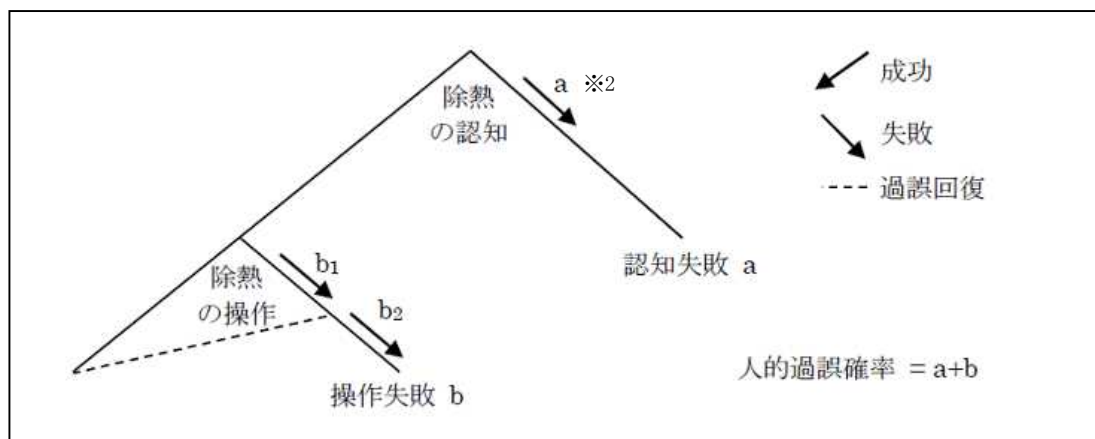
※2 添付資料 1.0.10（重大事故等発生時の体制）図1 態勢の区分と緊急時活動レベル（EAL）参照

## 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<sup>※1</sup>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、確立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

### 重大事故等発生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、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、号炉毎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、重大事故等発生時において、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）にあたり、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、すみ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（携帯型）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。
- なお、通信連絡設備（衛星電話設備（携帯型）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予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 .....	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. 態勢の混乱と情報の輻輳の改善 .....	1.0.12-7
b. 放射線管理上の課題 .....	1.0.12-12
c. 資機材調達 .....	1.0.12-13
d. 本社緊急時対策本部の役割 .....	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」<sup>1</sup>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」<sup>2</sup>としてとりまとめた。

その後も、四半期毎に原子力安全改革プランの進捗状況としてとりまとめ<sup>3</sup>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・訓練及び組織、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「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、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）

<sup>1</sup> 平成 24 年 6 月 20 日公表「福島原子力事故調査報告書」

<sup>2</sup> 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」

<sup>3</sup> 平成 25 年度より、四半期毎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、平成 25 年 11 月 1 日、平成 26 年 2 月 3 日、平成 26 年 5 月 1 日に公表。

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

平成 27 年度分は平成 27 年 8 月 11 日に公表。



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

表1 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

表2 訓練内容に関する課題と対応

	課題	対応
1	○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，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. 緊急事態応力の強化

表3 緊急事態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：33回（平成25年1月（新しい組織導入）～平成27年7月末の累計）

個別訓練：約6,700回（平成27年7月末までの累計）（以下に記載した訓練を含む）



総合訓練風景（発電所対策本部）

c. 現場力の強化

表4 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消防車やホイールローダ等を予め配備し、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・けん引及び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すみ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：193回（ガスタービン発電機車）、460回（電源車）（平成27年7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えると考え、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

- 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:545回(平成27年7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:2,306回(平成27年7月末までの累計))。



重機による障害物の撤去訓練

- 原子炉及び使用済燃料プールの冷却

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：289回（平成27年7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、消防車等）の燃料として、高台に約15万リットルの軽油を貯蔵、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：393回（平成27年7月末までの累計））。



可搬型重大事故等対処設備への給油

(3) 緊急時組織の対策

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. 態勢の混乱と情報の輻輳の改善

表 5-1 緊急時組織の組織構造上の課題と対応

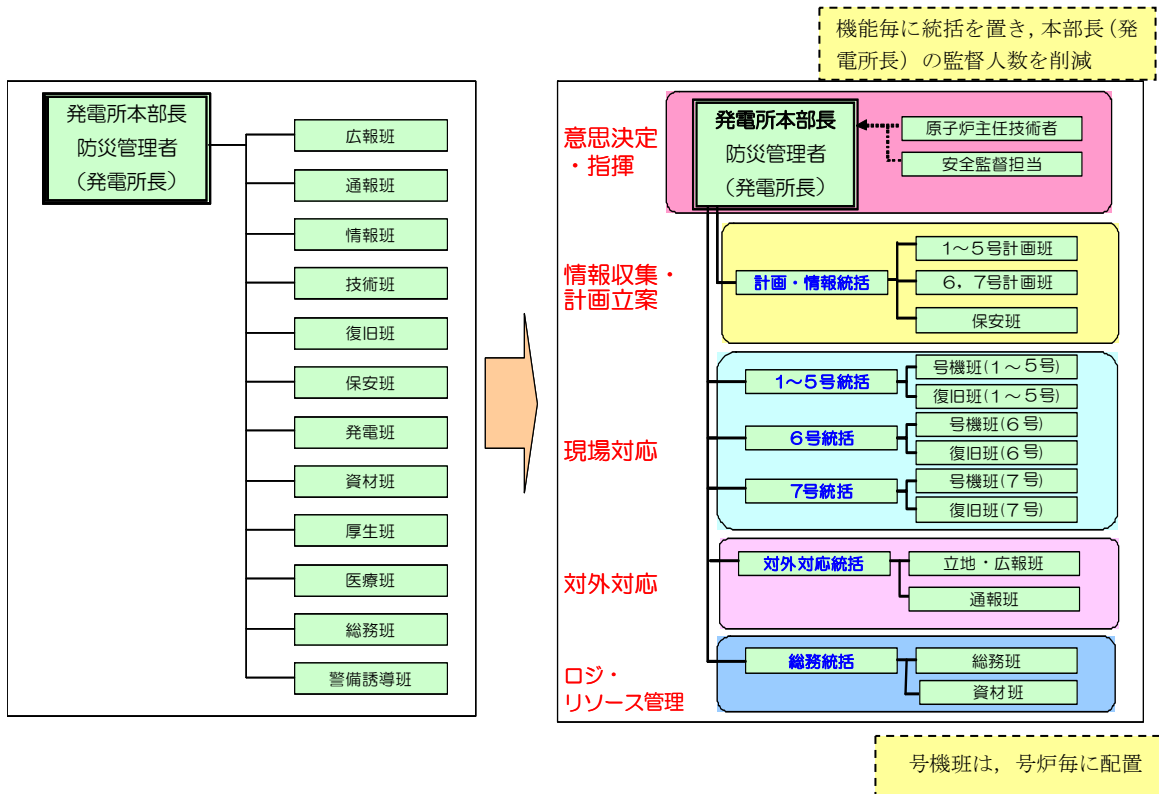
	課題	対応
1	○自然災害と同時に起こりえる複数原子炉施設の同時被災を想定した備えが十分でなかった。	○号機班を設け号炉単位に連絡体制を密にする。 ○ロジスティック機能を計画立案, 現場対応機能から分離すると共に, 対外対応に関する責任者として対外対応統括を配置することにより, 作業員が作業に専念できる環境を整備する。
2	○発電所対策本部においては, 過酷事故及び複数号炉の同時被災を処理するには組織上の無理 (監督限界数の超過等) があった。	○指示命令が混乱しないよう, 現場指揮官を頂点に, 直属の部下は最大7名以下に収まる構造を大原則とし, 原子力防災組織に必要な機能を以下の5つに定義する。 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の機能毎に責任者として「統括」を配置する。(図1, 2) ○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。(図1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>③情報収集・計画立案</li> <li>④現場対応</li> <li>⑤ロジスティック・リソース管理</li> </ul> ①の責任者として本部長（発電所長）があたり，②～⑤の機能毎に責任者として「統括」を配置する。(図1，2) ○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	○従来の体制は，長期間の対応に適したのではなく，人員を交替することができず，長期間の対応を極度の疲労の中で行わざるを得なかった。	<ul style="list-style-type: none"> <li>○緊急時対策要員人員を増強し，交替で対応できるようにする。</li> <li>○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。</li> </ul>
5	○中央制御室と発電所対策本部の間，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共有し，正しく共有できなかった。	○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毎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"> <li>○号機班を設け号炉単位に連絡体制を密にする。</li> <li>○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。</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>①意思決定・指揮</li> <li>②対外対応</li> <li>③情報収集・計画立案</li> <li>④現場対応</li> <li>⑤ロジスティック・リソース管理</li> </ul> ①の責任者として本部長（発電所長）があたり，②～⑤の機能毎に責任者として「統括」を配置する。(図1，2)

表 5 - 2 緊急時組織の組織運営上の課題と対応

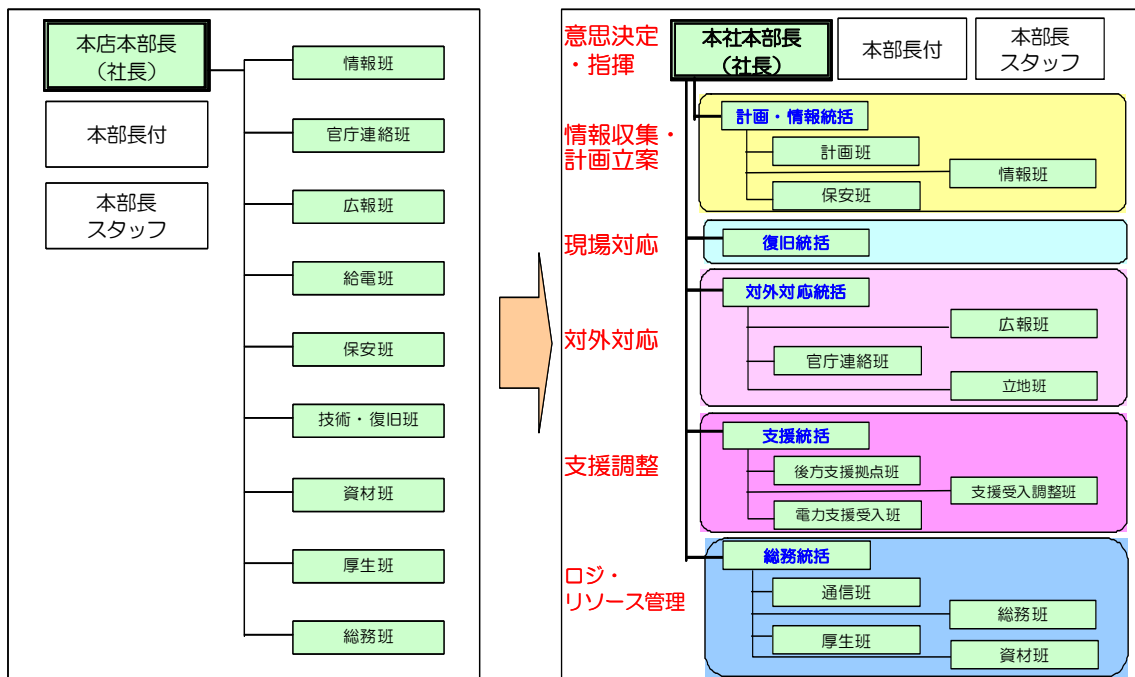
	課題	対応
1	<p>○発電所緊急時対策本部（以下発電所対策本部）の幹部メンバーは、各号機の必要な復旧活動の計画とその対応状況の把握に追われ、落ち着いて考える余裕がなかった。</p>	<p>○TV会議で共有すべき情報は、全員で共有すべき情報に限定する等、発話内容を制限することで、適切な意思決定、指揮命令を行える環境を整備する。</p> <p>○発電所の被災状況や、プラントの状況について、縦割りの指示命令系統による情報伝達に齟齬がでないよう、全組織で同一の情報を共有する社内情報共有ツール（チャット、COP（Common Operational Picture））を整備することにより、発電所や本社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。（図3）</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、予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。

図1 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。

図2 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。

図3 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毎に明確になる。
- 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

表6 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式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、使用できるアラーム付ポケット線量計（APD）が不足した。	○緊急時対策所にはアラーム付ポケット線量計（APD）やガラスバッジを配備する。
4	○免震重要棟緊急時対策本部内の放射性物質に対する環境維持に苦勞した。	○緊急時対策所入口にチェンジングプレースを設置し、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

表7 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	○地震・津波による発電所内外の被害により、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。	○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（柏崎エネルギーホール、信濃川電力所）をすみやかに立ち上げられるよう、拠点を整備し、予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	○通常の管理区域以上の状態が屋外にまで拡大した	○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
	ため、発電所への必要な物資の輸送に支障を来した。	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）をすみやかに立ち上げられるよう、拠点を整備し、予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

表8 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。	○重大事故等発生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。	○重大事故等発生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、発電所長に問合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

表9 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

表 1 0 現場の運用面に関する課題と対応

	課題	対応
1	<p>○電源喪失によって、中央制御室での計装や監視、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手段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たちによる臨機の判断、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。</p>	<p>○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。</p> <p>○発電所内における中央制御室や現場間での通信手段として、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、無線連絡設備及び衛星電話設備等による通信手段を確保する。</p>



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

初動対応時における緊急時対策要員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

重大事故発生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。

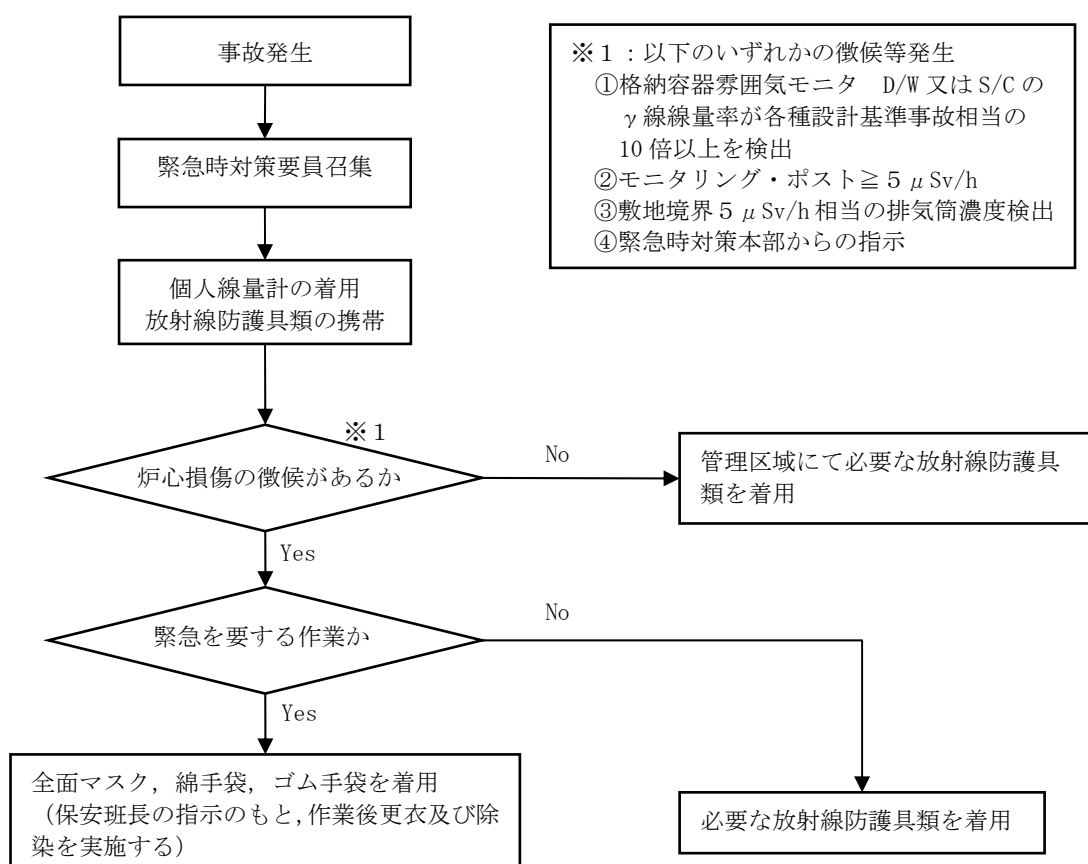


図1 放射線防護具の選定方法

## 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すみやかに着用できるよう、常時、中央制御室、緊急時対策所に必要数を保管している。
- 緊急時対策要員は、召集後、ガラスバッチを着用する。
- 緊急時対策要員のうち、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、要員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、要員に着用を指示する。指示を受けた要員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、全面マスクと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、胴長靴を追加で着用する。

（表 1， 図 2 参照）

表 1 緊急時対策要員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（タイベック）	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）	移動を伴わない高線量下での作業を行う場合に着用	同左
全面マスク	必ず着用	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
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



ガラスバッジ



個人線量計  
(電子式線量計)



タイベック



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 より)



酸素呼吸器

図2 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

- イ. 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）を着用する。
- ロ. 通常との作業性を比較するため、有意差が発生する可能性がある屋外での作業

を選定する。

(b) 評価結果

通常装備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。(図3参照)

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、現在導入を進めている。



図3 放射線防護具類を着用した状態での作業状況



b. 暗所作業の評価

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，暗所における作業性について評価を実施した。

(a) 評価条件

- イ．暗所作業時に使用する可搬型照明として，ヘッドライト，懐中電灯，LEDライトを中央制御室等に配備している。（表2，図4参照）
- ロ．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。（図5参照）

(b) 評価結果

ヘッドライト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。（図6参照）

表2 可搬型照明

名称	仕様	数量*	保管場所*
ヘッドライト	乾電池式	約1000個	全所員に配備 (運転員含む)
懐中電灯	乾電池式	20個	中央制御室
		4個	現場控室
		27個	事務本館又は 初動要員宿泊所
LEDライト (ランタンタイプ)	乾電池式	4個	中央制御室
		60個	3号炉原子炉建屋内
LEDライト (三脚タイプ)	乾電池式	4個	中央制御室
		135個	免震重要棟内
可搬型照明設備	発電機付投光器	19台	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。



懐中電灯



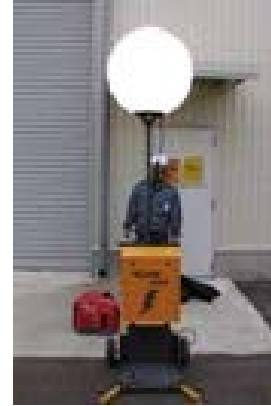
LEDライト(ランタンタイプ)



ヘッドライト



LEDライト(三脚タイプ)



可搬型照明設備

図4 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

図5 可搬型照明を使用した状態での作業状況



図6 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，緊急時対策所，及び現場間での通信手段として，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，無線連絡設備及び衛星電話設備等の通信連絡設備を整備している。（図7参照）

#### (b) 評価結果

重大事故等が発生した場合であっても，整備している通信手段により，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，現在導入を進めている。



送受話器  
(ページング)



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）

図7 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・・・・・・・・・・・・・・・・1.0.14-6



技術的能力 審査基準		重要事故シーケンス																																			
		炉心損傷防止										格納容器破損防止					SFP燃料破損防止		停止中原子炉の燃料損傷防止																		
		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)+RCC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	(取水機能が喪失した場合)	(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	(インターフェイスシステムLOCA)	格納容器バイパス	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溶融燃料 冷却材相互作用	水素燃焼	(格納容器直接接触) (シエルアタック)	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						
																																対応手段	●	○	●	○	●
技術的能力 審査基準		対応手段																																			
1.4	低圧代替注水系（常設）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	○	○	○	○	○	○				○		○	○									○											○			
	消火系による原子炉注水	○	○	○	○	○	○					○		○	○								○											○			
	残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉注水			●	●	●	●																														
	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（可搬型）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																																				
1.5	残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉除熱																																			●	
	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	●									●		●																								
	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）			●	●	●																															
	代替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	●									●		●																								
	代替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）			●	●	●																															
	耐圧強化バント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●									●		●																								
	耐圧強化バ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）			●	●	●																															
1.6	代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保			●	●	●	●	●																												●	
	代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保			●	●	●	●	●																													
	代替格納容器スプレー冷却系による格納容器スプレー	●		○	○	○	○	●	●	●		●		●	●	●	●						●														
	消火系による格納容器スプレー	○		○	○	○	○	○	○	○		○																									
	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による格納容器スプレー	○		○	○	○	○	○	○	○		○																									
1.7	残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器除熱			●	●	●																															
	残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサブプレッション・チェンパ・プール水除熱			○	○	○	●	●																													
	ドライウェル冷却系による格納容器除熱																																				
	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																																				
	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）																																				
	代替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																																				
1.7	代替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）																																				
	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																																				
	格納容器内pH制御																																				

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

※対応手段は、今後の審査、検討等により変更となる可能性があります。























## 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

# 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. 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.....	1.0.15-7
(1) 循環冷却時の線量低減の対応について.....	1.0.15-7
(2) 汚染水発生時の対応について.....	1.0.15-9
4. 残留熱除去系の復旧方法について.....	1.0.15-10
(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について.....	1.0.15-10
(2) 残留熱除去系の復旧手順について.....	1.0.15-10
5. 外部からの支援について.....	1.0.15-16
参考：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.....	1.0.15-17

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、予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11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、当該計画に基づきすみ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、召集した要員により、復旧計画に基づき災害発生後の長期対応を行う。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、適切かつ効果的な対応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・過温破損事象等においては、代替循環冷却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) 代替循環冷却による格納容器除熱では、格納容器の圧力は、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。格納容器の温度については、サプレッション・チェンバの温度が格納容器の最高使用温度に近い状態が長期にわたり継続するが、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プレッション・チェンバからの吸込配管の設計温度は十分に下回っていると同時に、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（原子炉及び格納容器への注水量の調節弁）の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、負の影響として、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) 代替循環冷却により格納容器除熱を実施することにより、長期的に格納容器の圧力・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) 重大事故等発生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. 格納容器冷却手段」において、重要事故シーケンスにおける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)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」にそれぞれとりまとめる。

最後に発電所外からの支援について「5. 外部からの支援について」にて示す。

## 2. 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。

表1に格納容器除熱手段を示す。また、図1-1、1-2に格納容器除熱手段の概要図を示す。

表1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、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といえる。

表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

	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の除熱手段	
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	○
	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)	△
	DWC, CUW, CRD 系を組み合わせた格納容器除熱(※)	△
格納容器バウンダリが確保されない除熱手段	フィルタベント	○
	耐圧強化ベント	○
	地下式フィルタベント	○

○：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

※ RHR(B)吸込配管及びCUWボトムドレン配管破断の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、サブプレッション・プールを水源として原子炉及び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こととしている。

また、事故後のサブプレッション・プール内には異物が流入する可能性がある。サブプレッション・プールからの吸込部には、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、サブプレッション・プールの底面から約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、万が一、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（防火水槽からの代替低圧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（図2参照）。

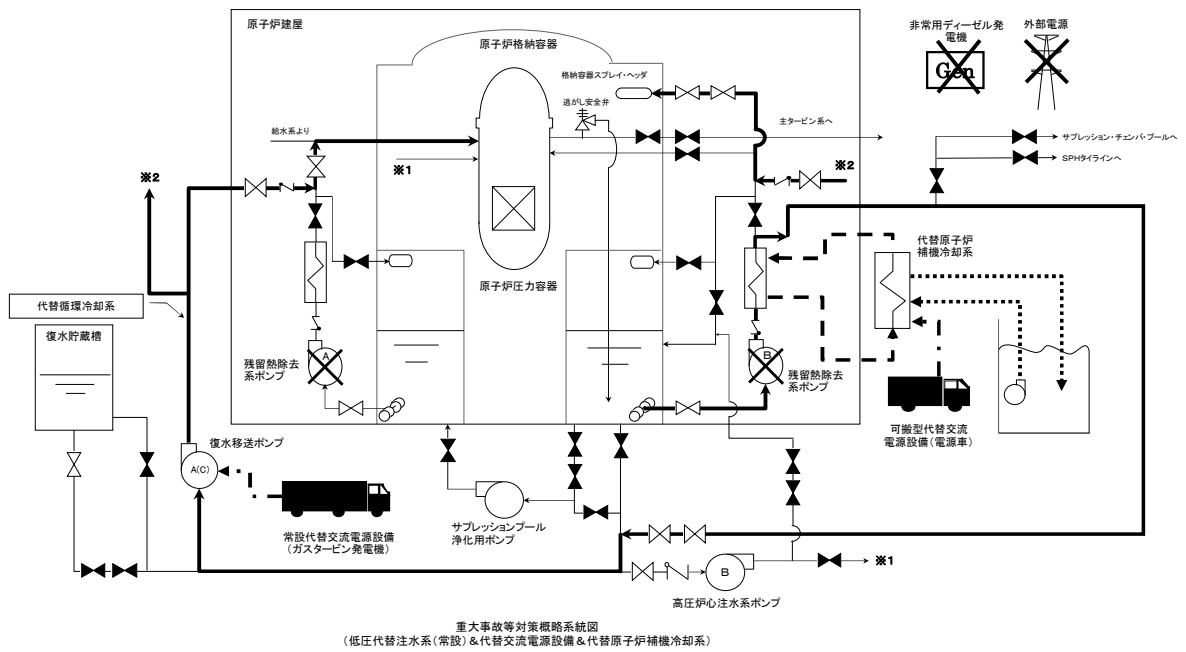


図 1 - 1 代替循環冷却

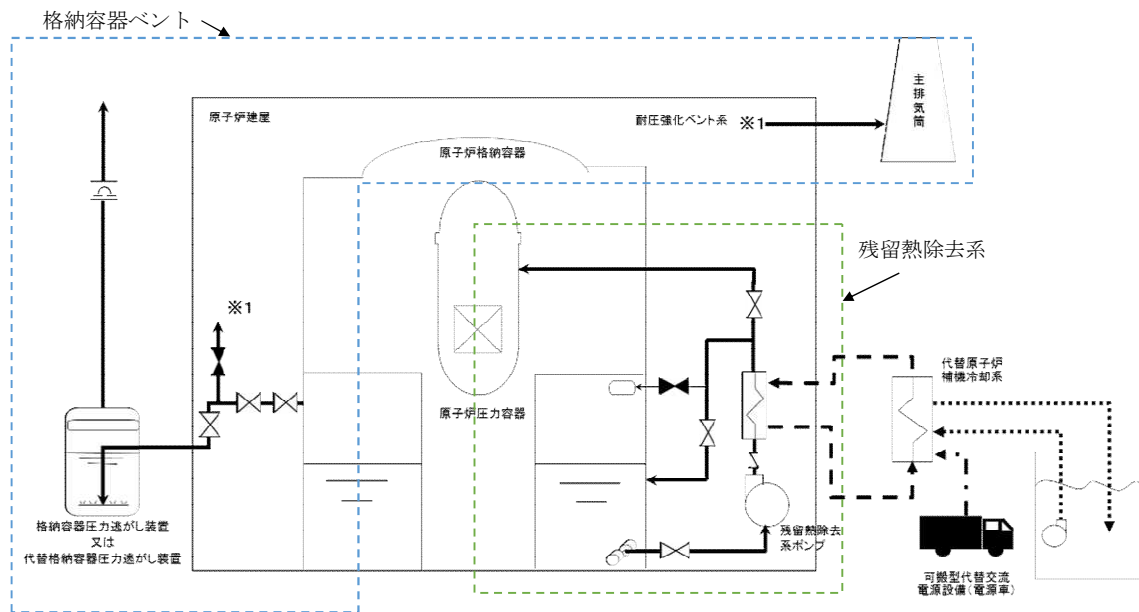


図 1 - 2 残留熱除去系及び格納容器ベント

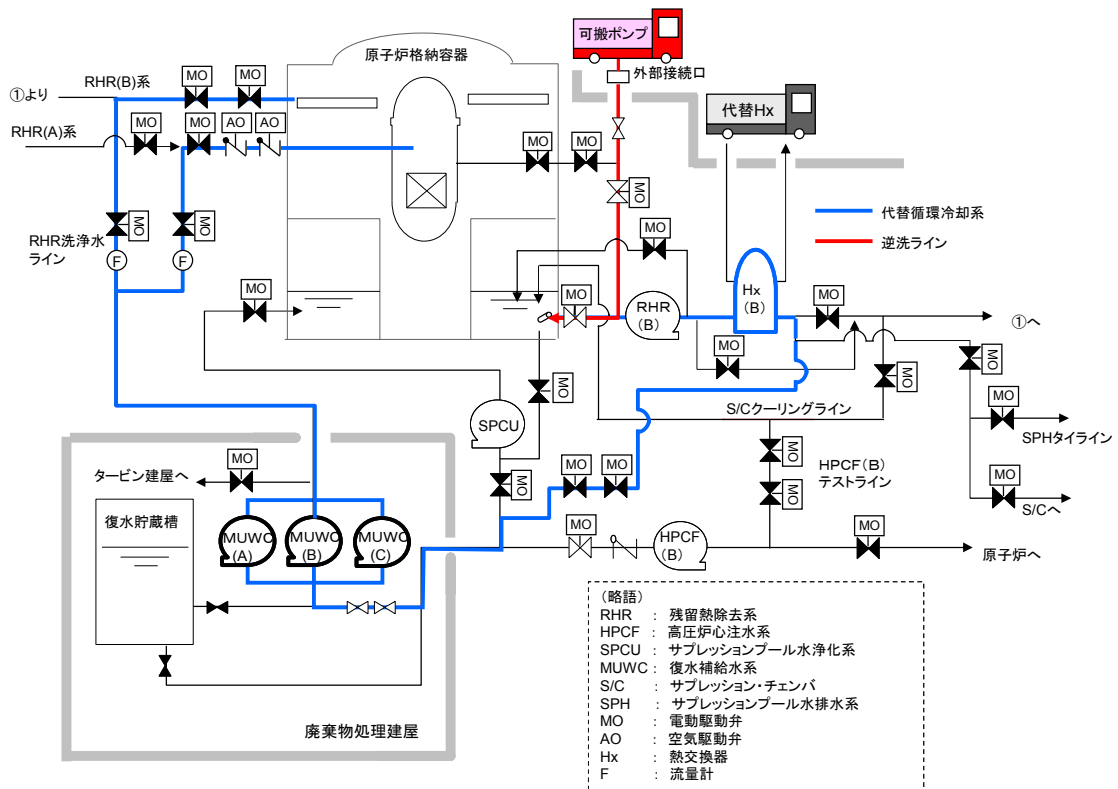


図2 残留熱除去系吸込ストレーナ逆洗操作時の系統構成



### 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格納容器からの除熱能力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、サプレッション・プールからの吸込み、及び、原子炉及び格納容器への注水に、残留熱除去系のB系を使用することを想定（原子炉への注水はA系も想定）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（防火水槽からの代替低圧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、可能な限りサプレッション・プール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で重要なことは、復旧作業が必要と想定されるポンプ室へのアクセスであることから、原子炉建屋地下3階の残留熱除去系（C）ポンプ室、及び、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、図3に示すとおり、代替循環冷却系統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、アクセスは可能であると考える。

一方、7号炉については、図4に示すとおり、代替循環冷却系統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統の運転開始後30日間経過した場合に  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収束作業において使用している実績を有する移動式遮へい体を用いて線量の低減を図る。線量評価の一例として、図5に示す移動式遮へい体を用いた場合には、線量が  に低減することが可能となる。更に、復旧作業時には、適切な防護装備を行うことにより、線量による影響を低減させた上で復旧作業を行うこととする。

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。



図3 機器配置図（6号炉原子炉建屋地下3階及び地下2階）

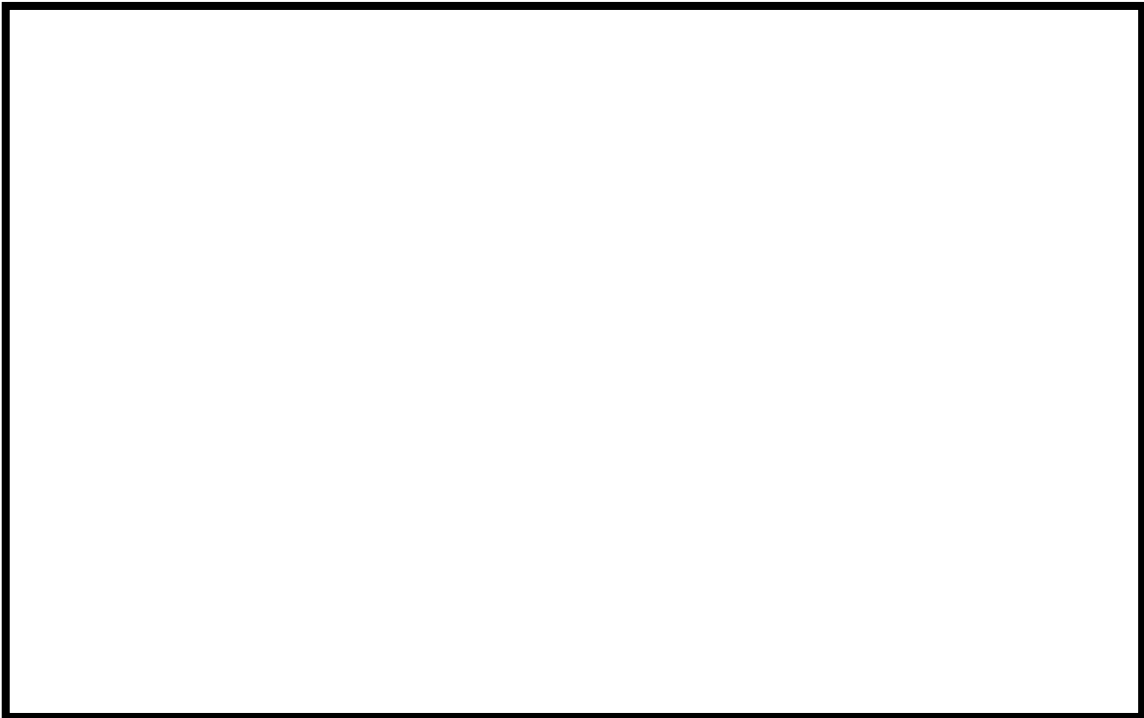


図4 機器配置図（7号炉原子炉建屋地下3階及び地下2階）

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。



図5 7号炉 RHR (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

当社において、重大事故時発生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踏まえ、これら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あたり、原子炉補機冷却海水系、原子炉補機冷却水系については、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機器として、電動機を重大事故により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。(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)

一方、残留熱除去系については、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、万が一の溢水流入においてもRHRポンプ室排水ポンプを設置していること、更にABWRの残留熱除去系は3系統あることから、東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

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

炉心損傷若しくは格納容器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きている。

本手順では、機器の故障個所、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ものとしている。

具体的には、故障個所の特定と対策の選択を行い、故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。図6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。

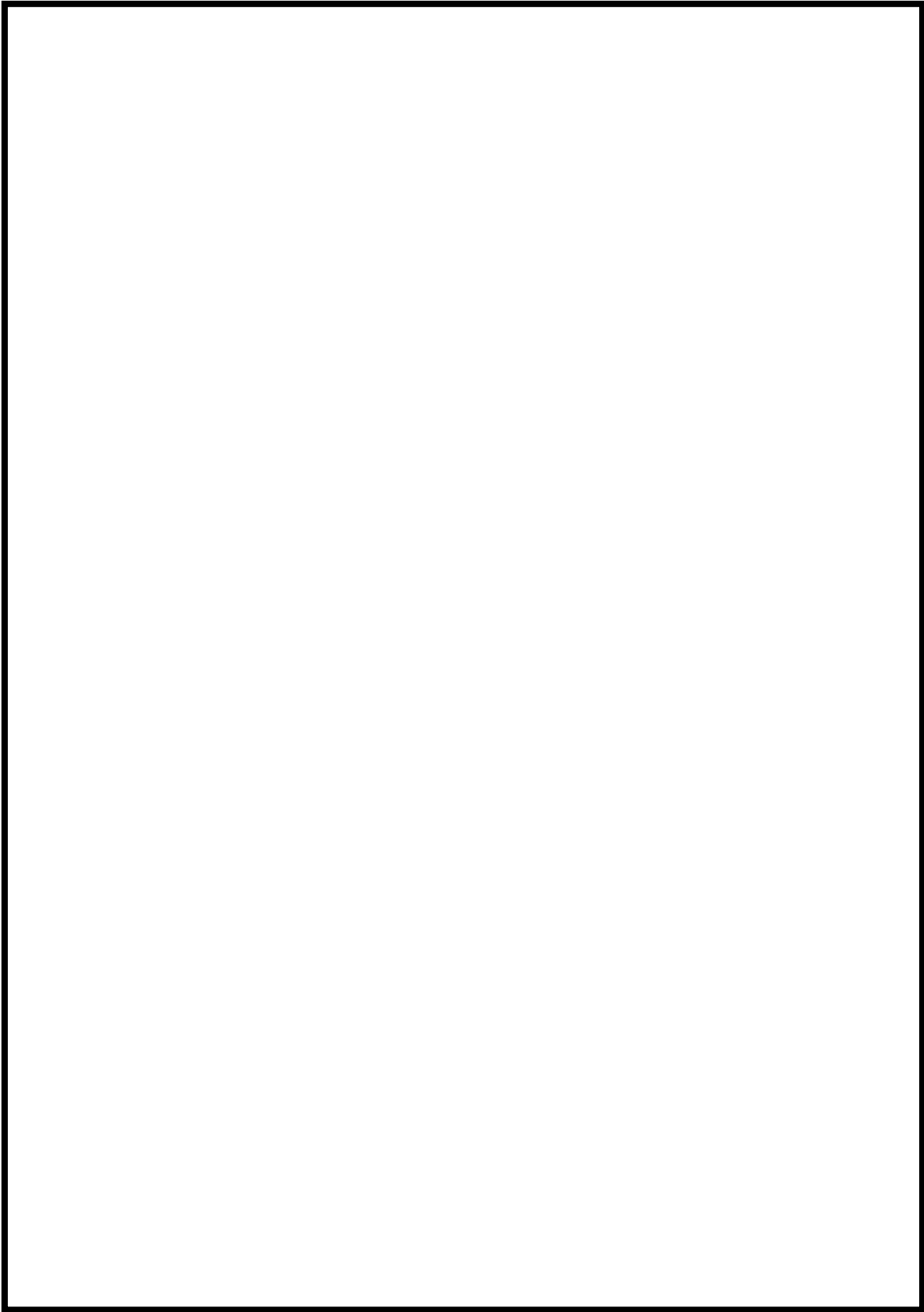


図6 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（1／8）

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。

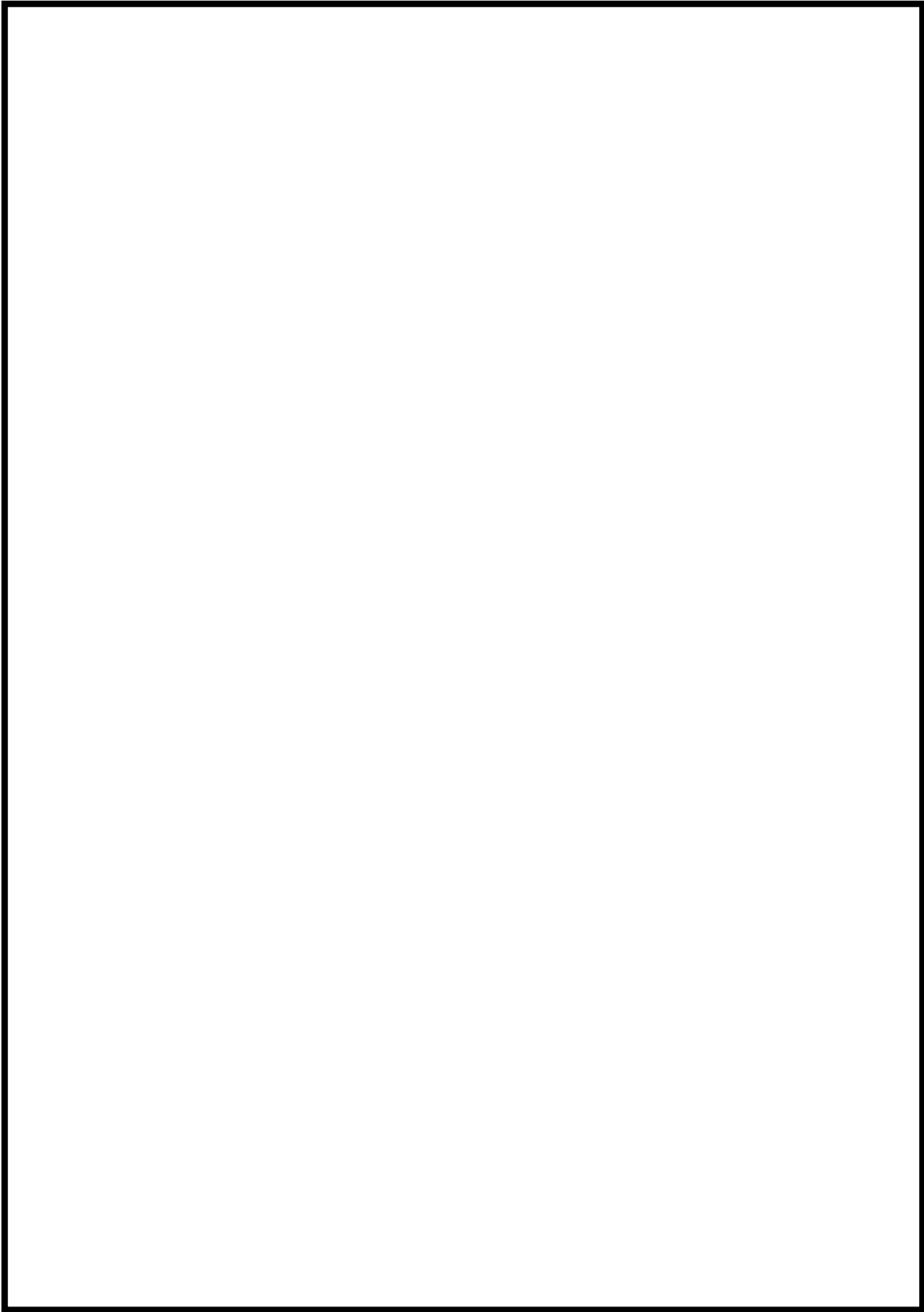


図6 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（2 / 8）

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。

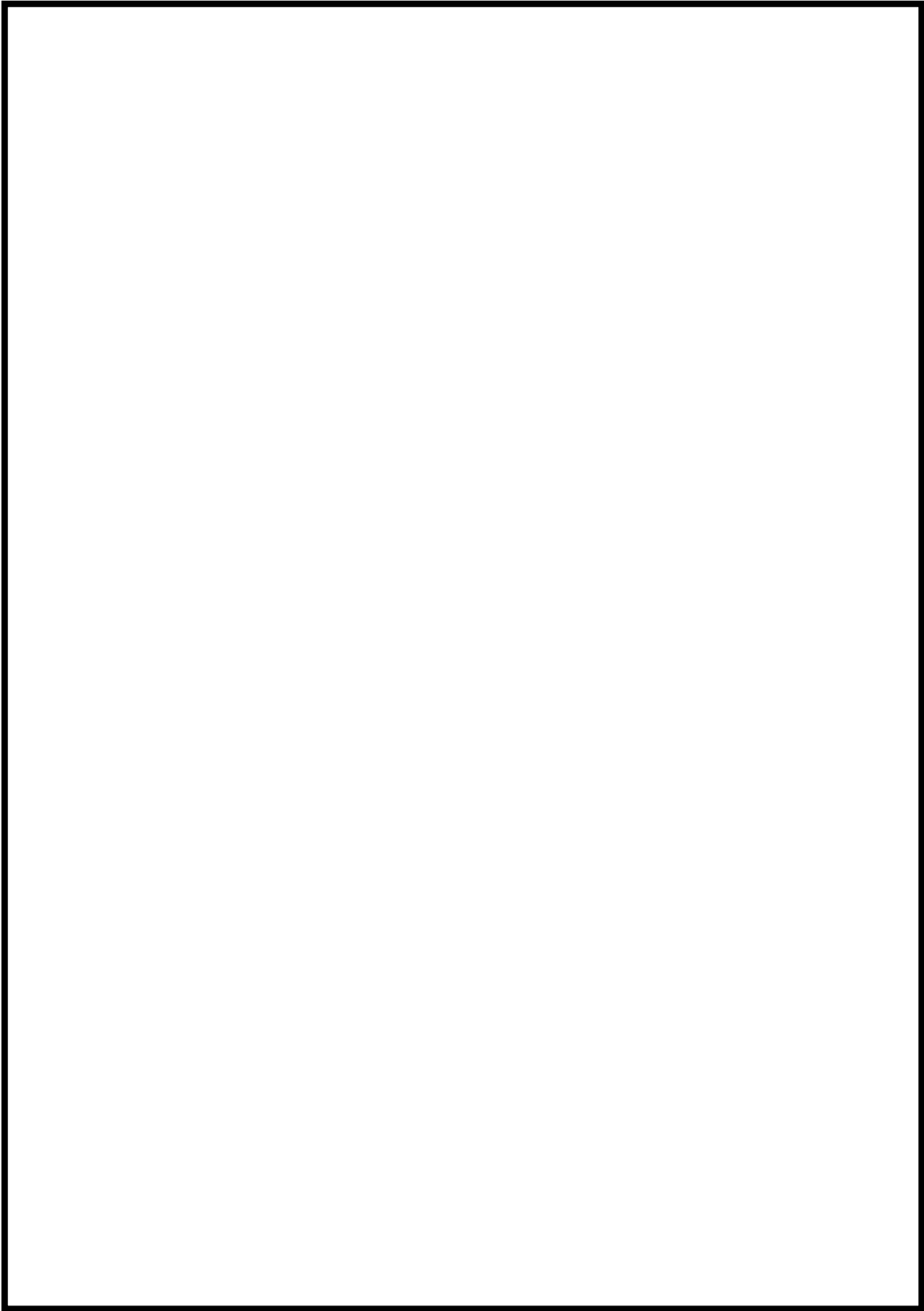


図6 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（3／8）

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。

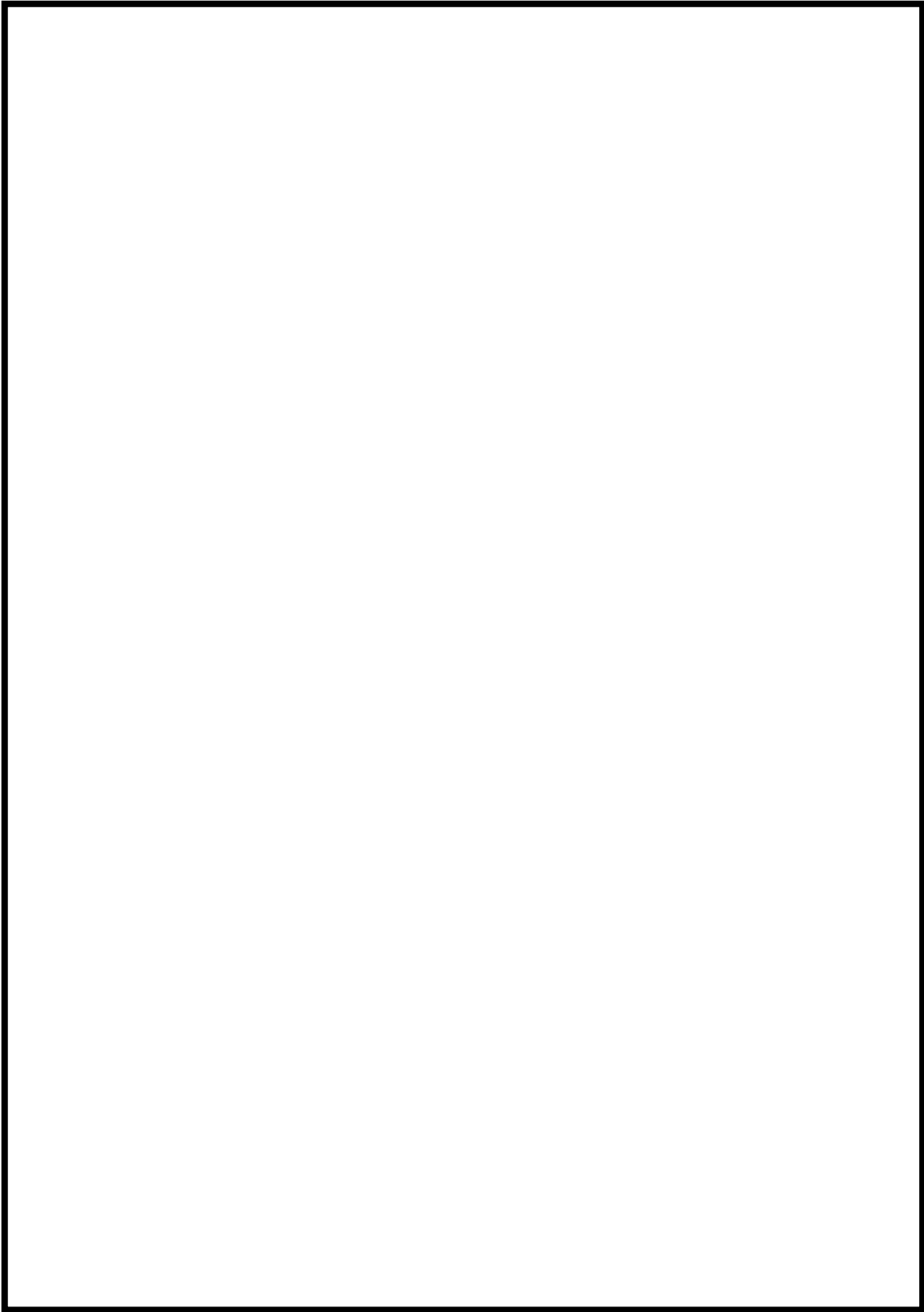


図6 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4／8）



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。

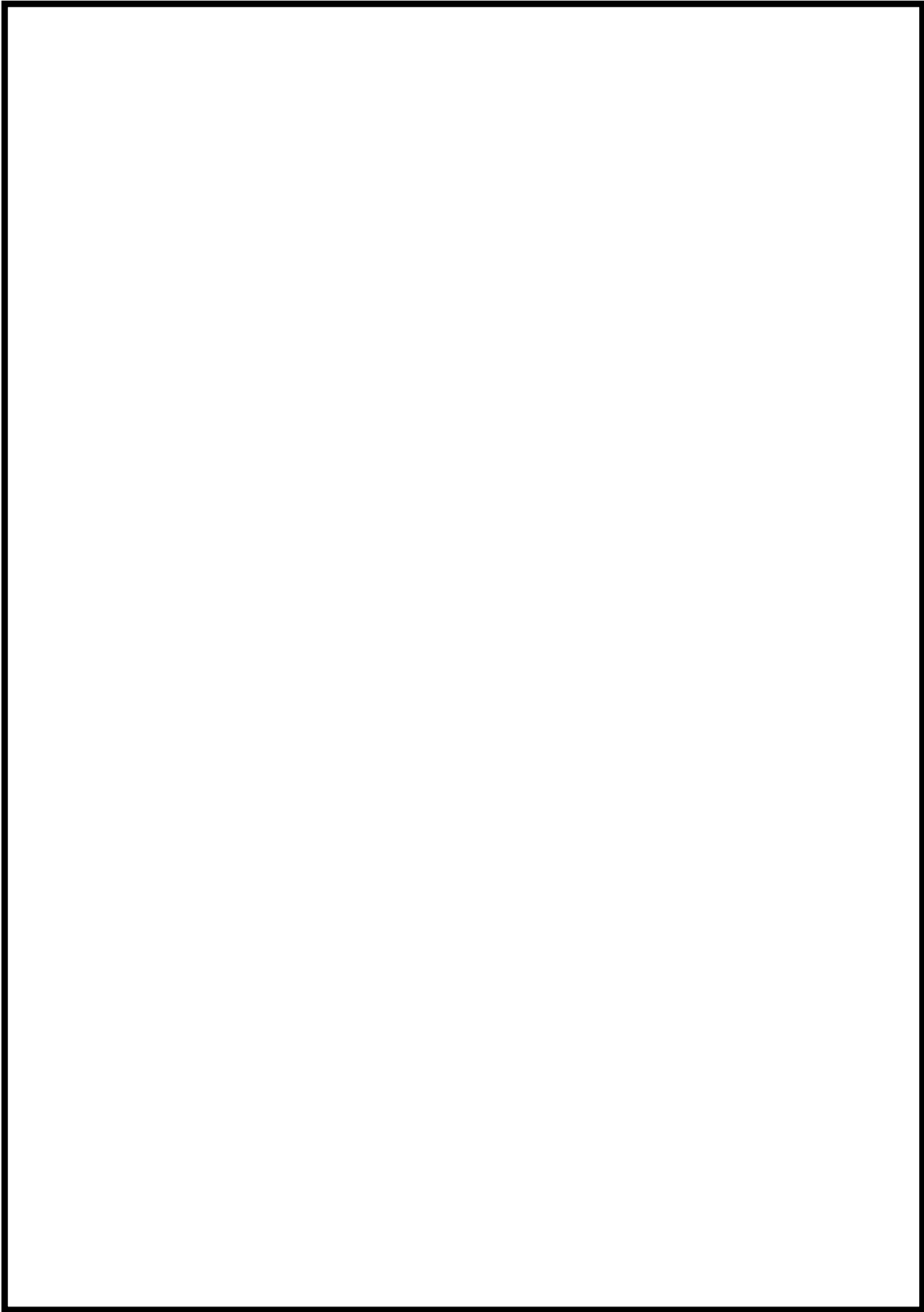


図6 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（5 / 8）

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。

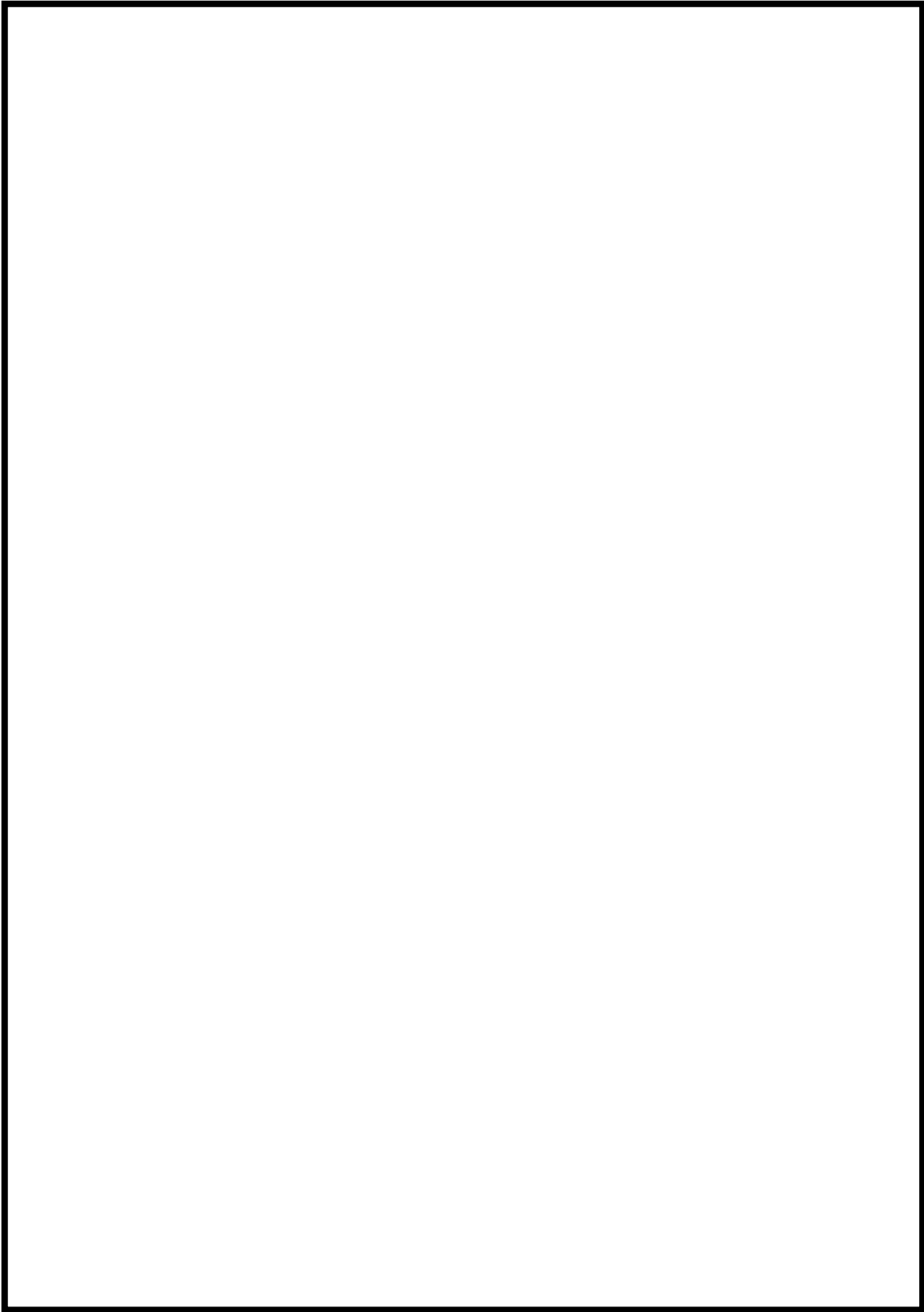


図6 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6 / 8）

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。

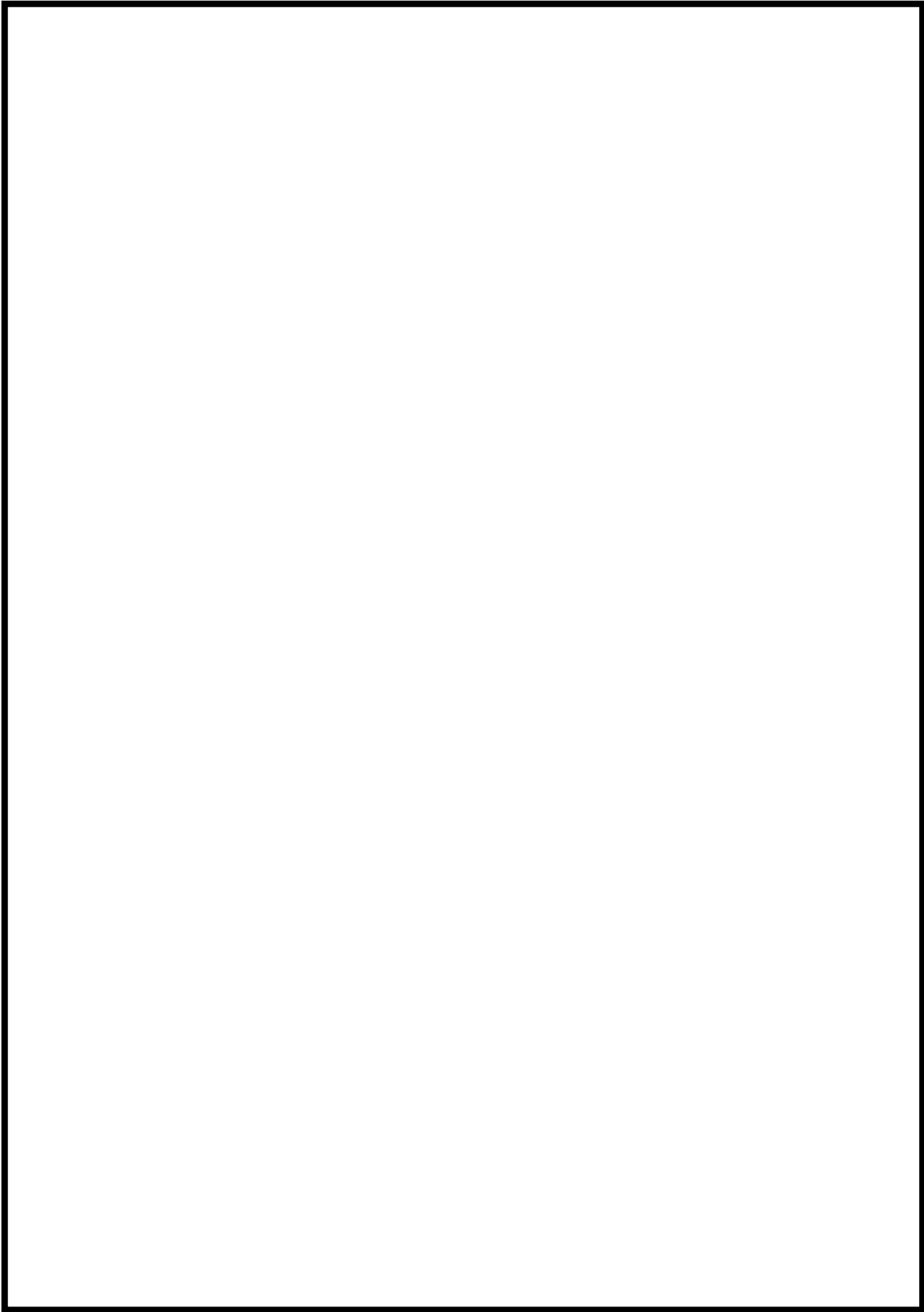


図6 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（7 / 8）

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。

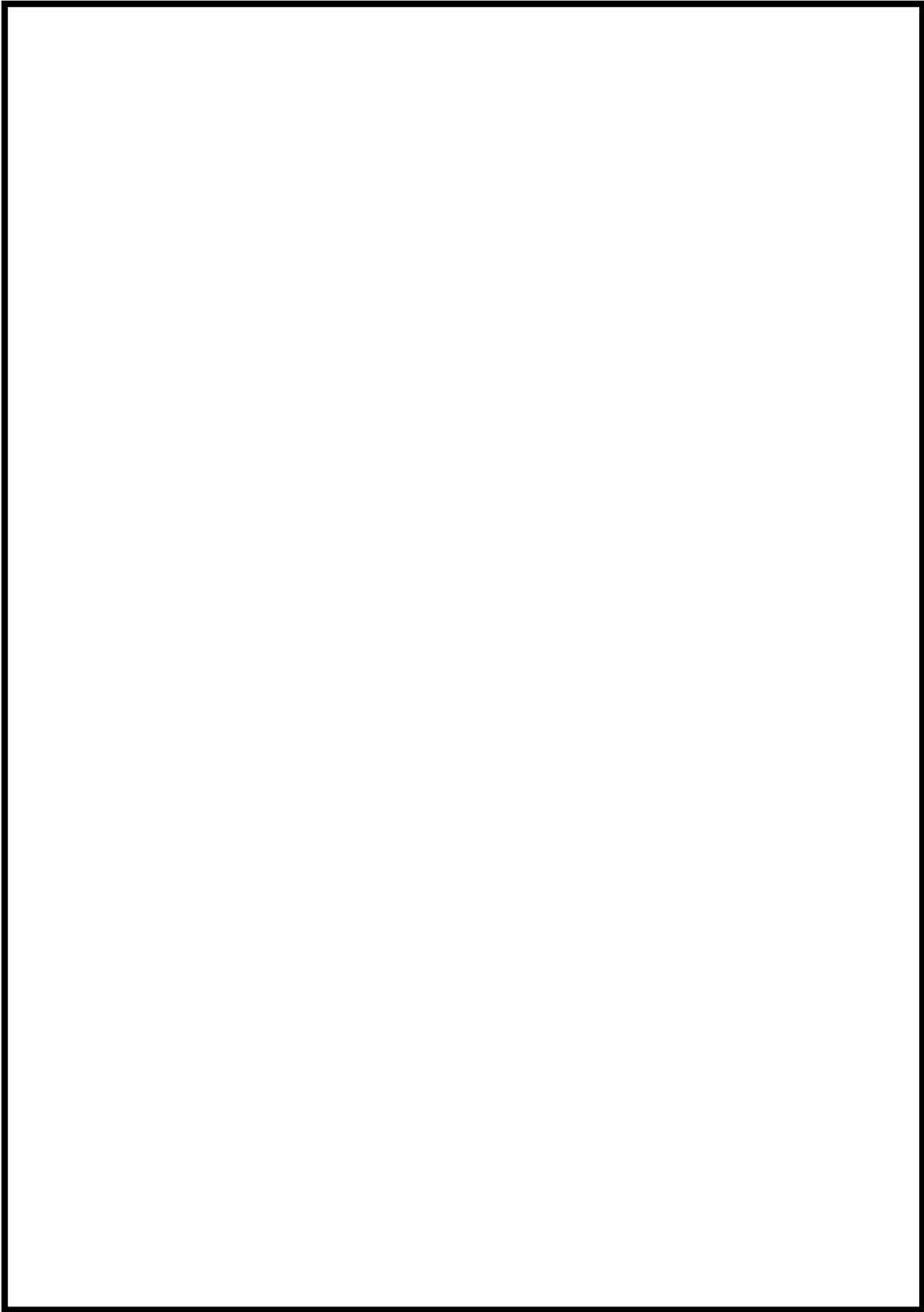


図6 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（8／8）

## 5. 外部からの支援について

重大事故等発生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発生後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、重大事故等発生後に必要な支援が受けられる体制を整備している。

協定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：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重的な対策により、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の処理設備及び水の流れについて、図1に記す。

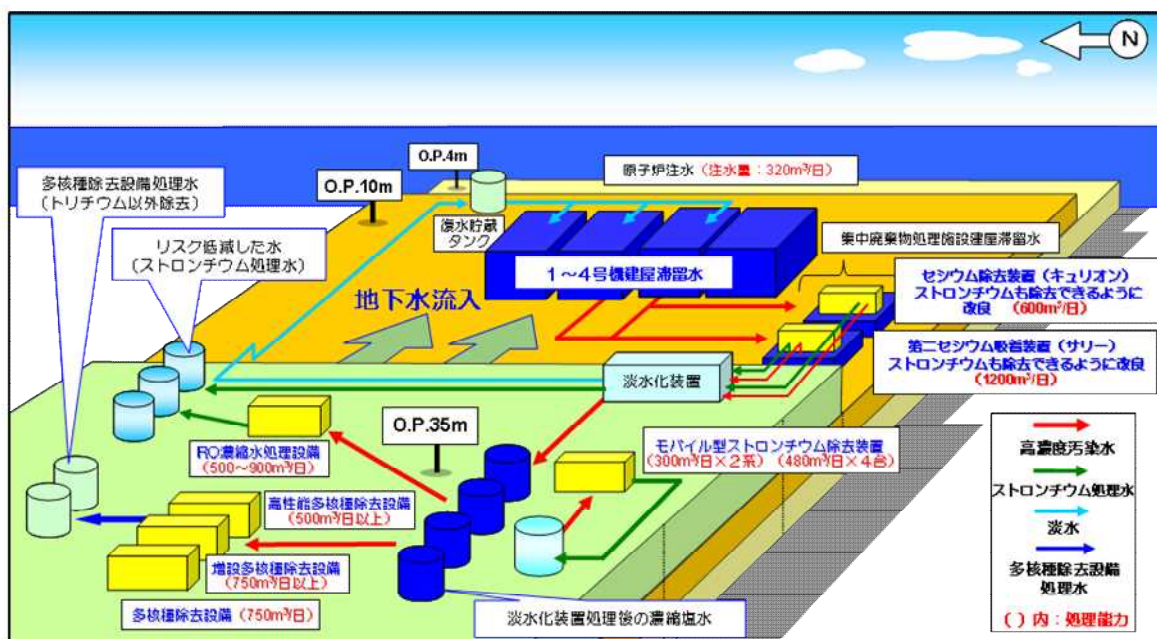


図1 福島第一原子力発電所 水処理設備及び水の流れについて

### 1. 福島第一原子力発電所 水処理設備について

福島第一原子力発電所では、以下の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水処理設備について概要を記す。

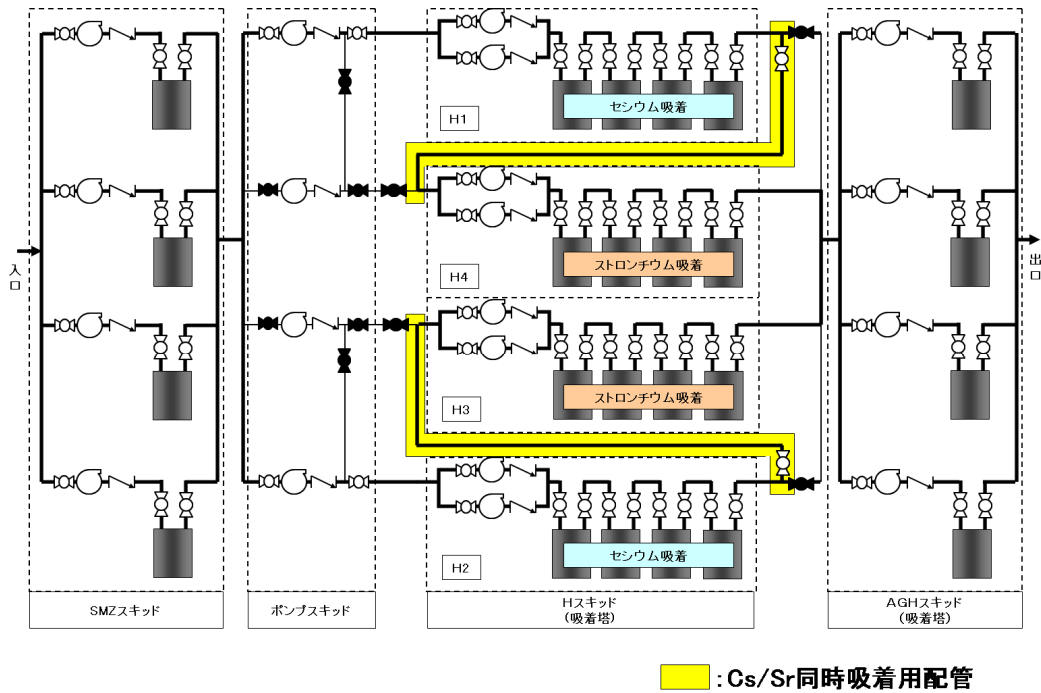
(1) セシウム吸着装置

a. 設備概要

除去能力：セシウムを 1/1000～1/100000 に低減する。また、設備の構成を変更したことで、ストロンチウムを 1/10～1/1000 に低減する。

処理能力：600m<sup>3</sup>/日（セシウムのみの場合 1,200m<sup>3</sup>/日）

b. 設備の状況



吸着塔

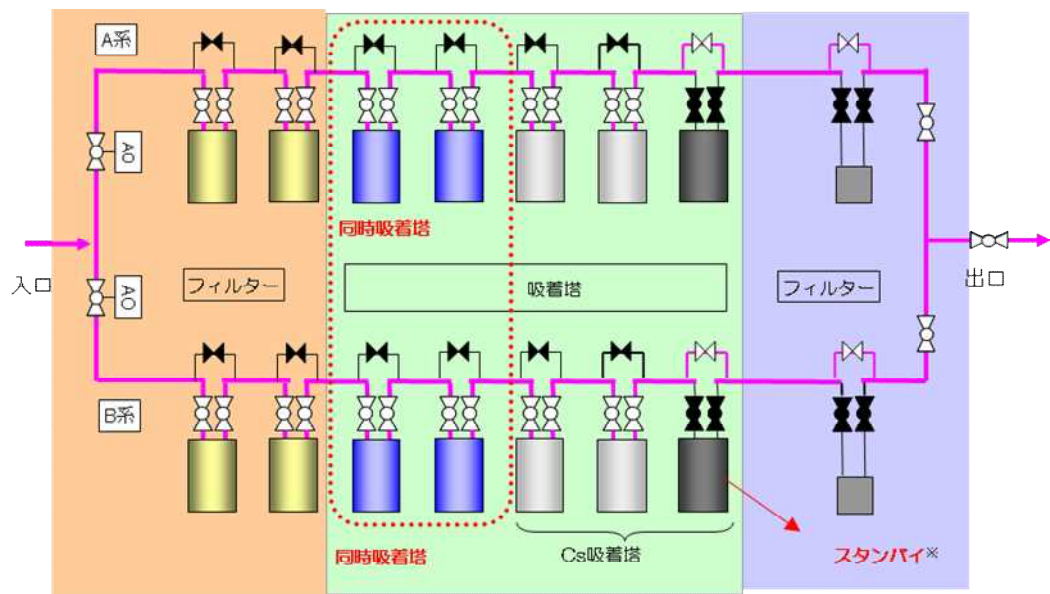
(2) 第二セシウム吸着装置

a. 設備概要

除去能力：セシウムを 1/10000～1/1000000 に低減する。また、設備の構成を変更したことで、ストロンチウムを 1/10～1/1000 に低減する。

処理能力：1,200m<sup>3</sup>/日

b. 設備の状況



※ 水質の変動に備えてCs吸着塔 1 塔をスタンバイとする。



吸着塔



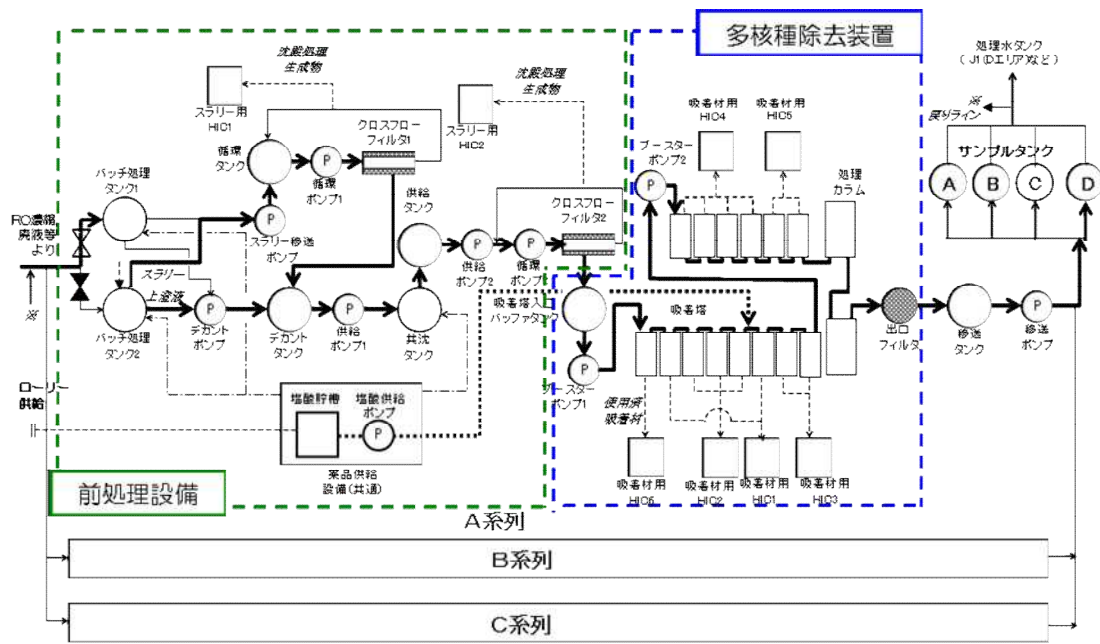
(3) 多核種除去設備

a. 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：250m<sup>3</sup>/日×3系列

b. 設備の状況



HICエリア



建屋内全景

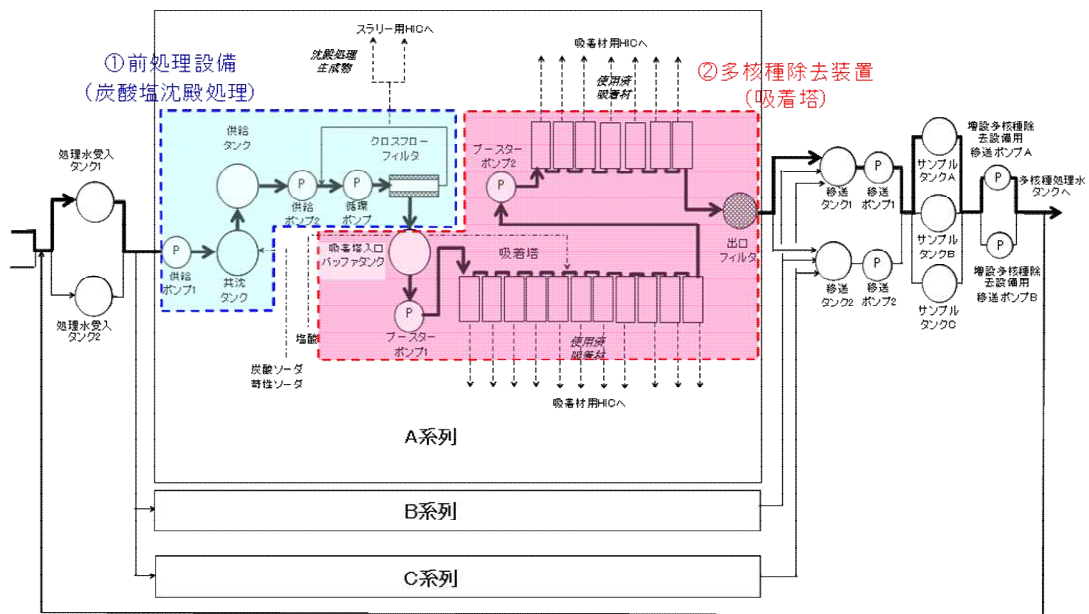
(4) 増設多核種除去設備

a. 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：250m<sup>3</sup>/日以上×3 系列

b. 設備の状況



クロスフローフィルタ・HIC取扱エリア



吸着塔

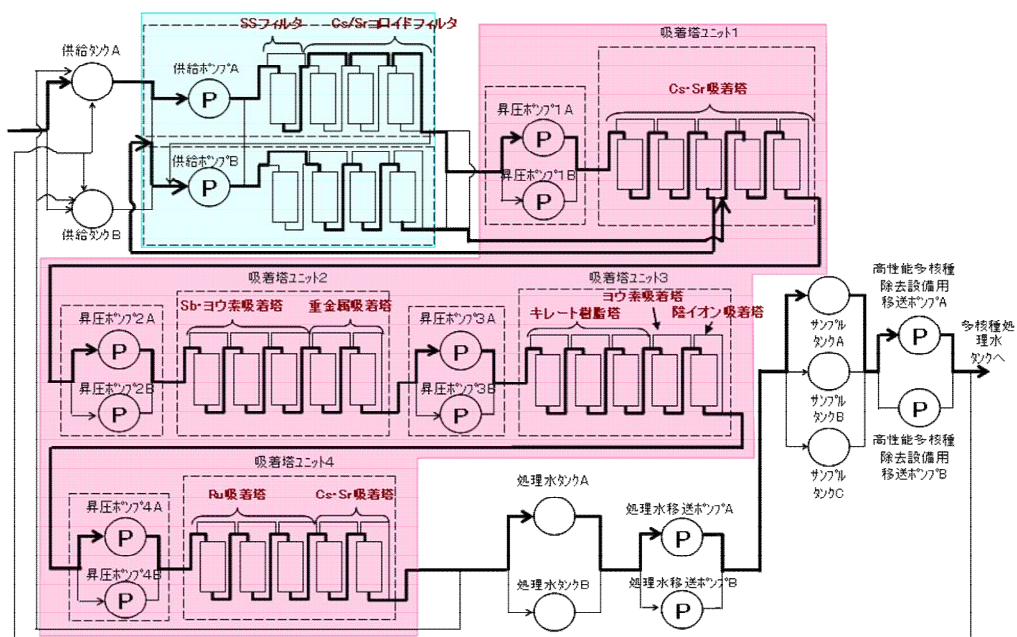
(5) 高性能多核種除去設備

a. 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：500m<sup>3</sup>／日以上

b. 設備の状況



吸着塔



処理水タンク・供給タンクエリア



(6) モバイル型ストロンチウム除去設備

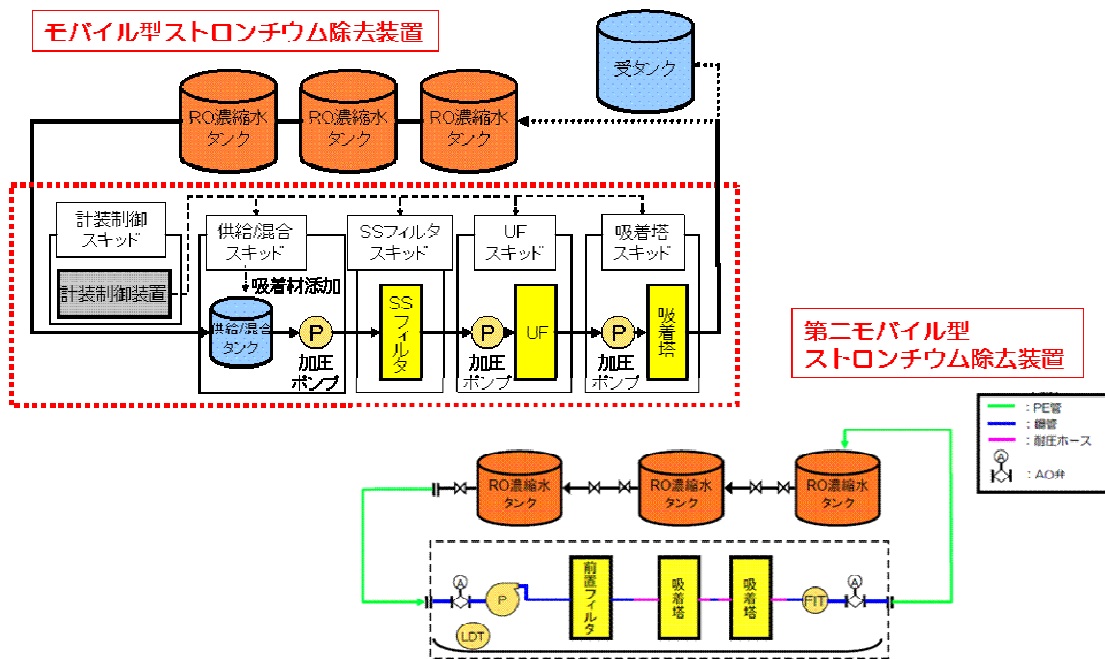
a. 設備概要

除去能力：ストロンチウムを 1/10～1/1000 へ低減。

処理能力：300m<sup>3</sup>/日×2系，480m<sup>3</sup>/日×4台（第二モバイル型）

可搬型の設備であり，移動することが可能。

b. 設備の状況



ウルトラフィルタ（UF）



吸着塔

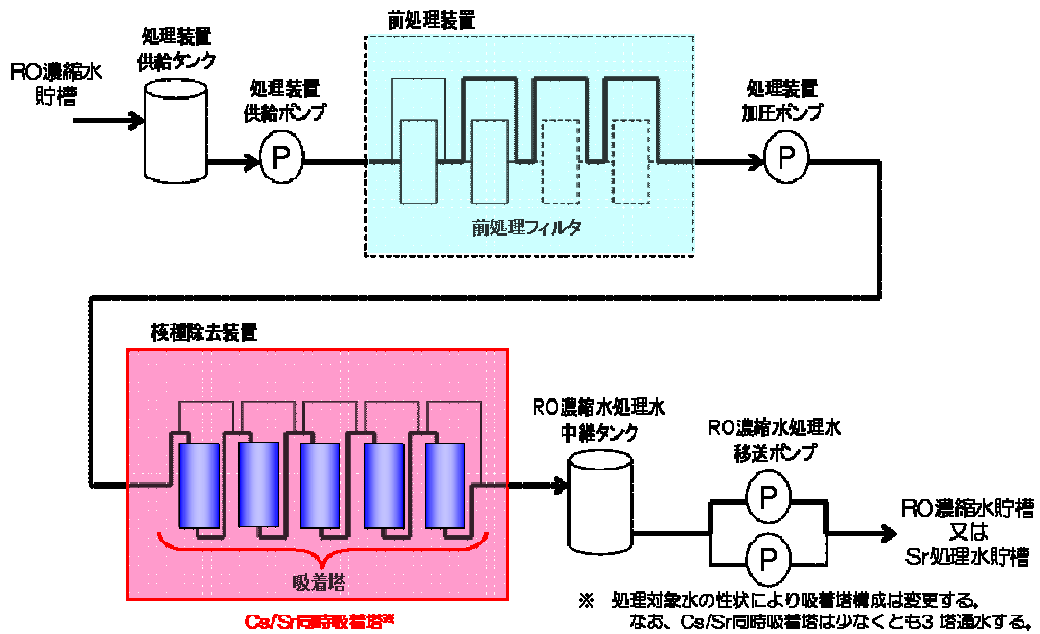
(7) RO濃縮水処理設備

a. 設備概要

除去能力：ストロンチウムを 1/10～1/1000 へ低減。

処理能力：500～900m<sup>3</sup>/日

b. 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

## 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉

重大事故等発生時おける  
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
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及び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
(4)	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の重大事故時対応への影響について	1.0.16-5
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	1.0.16-7
表1	想定する各号炉の状態	1.0.16-8
表2	同時被災時の1～5号炉，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	1.0.16-9
表3	各号炉の必要な水量（平成26年10月時点での崩壊熱により計算）	1.0.16-10
表4	1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数	1.0.16-11
表5	線量率評価結果	1.0.16-12
図1	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
図2	1～5号炉における各作業と所要時間	1.0.16-14
図3	線量率の概略分布（3号炉での高線量場発生）	1.0.16-15
図4	線量率の概略分布（5号炉での高線量場発生）	1.0.16-16
図5	線量率の概略分布（5～7号炉周辺）	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、各プラントで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号炉への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

1～4号炉周辺へは、図1に示すとおり3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、図1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

##### a. 地震等の自然現象での設備の損傷による直接的な影響

3号炉原子炉建屋内緊急時対策所が設置されている3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、重大事故等対策に係る影響はない。また、その他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が想定されるが、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。

b. 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）を考慮し影響がない設計とする。

1～4号炉周辺では、変圧器火災を想定しているが、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が想定されるが、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。

c. 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ることから周辺の道路上及び排水設備を自然流下し比較的短時間で拡散することからアクセスルート及び可搬型設備の走行への影響がない。

d. 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ることから、建屋内ガスによる影響はない。

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。

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すべての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）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

表1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及び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, 7日間の対応に必要となる資源について, 表2及び図2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必要な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

重大事故発生時に必要な1～5号炉, 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)」を想定すると, 炉心注水及び格納容器スプレイの実施のため, 7日間で号炉あたり約7,300m<sup>3</sup>の水が必要となる(6号及び7号炉で約14,600m<sup>3</sup>)。また, 表3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2,551m<sup>3</sup>の水が必要となる(6号及び7号炉で合計約17,151m<sup>3</sup>)。

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1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>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21,400m<sup>3</sup>)。

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6,048m<sup>3</sup>となる。

1～5号炉における水源として, 表3に示す各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(1～5号炉で合計約6,048m<sup>3</sup>)。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約180m<sup>3</sup>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効果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オ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、線量率が上昇しオペレーティングフロア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、ガスタービン発電機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、原子炉建屋最上階下での注水操作が可能な設計としている。

注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表4に示すとおりである。空冷式ガスタービン発電機は発電所全体として4台の保有を計画しており、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いずれか1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。

※：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源と合わせ、合計約12,706m<sup>3</sup>の水が必要となる（1～7号炉で合計約15,257m<sup>3</sup>）。したがって、使用済燃料プールの通常水位までの回復を想定すると、1～7号炉にて合計約29,857m<sup>3</sup>の水が必要であるが、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21,400m<sup>3</sup>であり、1～5号炉の各号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク、サプレッション・チェンバのプール及び防火水槽の最低限確保される保有水量は約6,228m<sup>3</sup>である（合計約27,628m<sup>3</sup>）。これらの合計量は、6号及び7号炉及び内部火災（7日間で5箇所）への対応を実施したうえで、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）の水位を通常水位一約1mまで回復させ、その後、7日間の水位維持を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など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）の7日間の運転継続に号炉あたり約75kL<sup>\*</sup>、復水貯蔵槽補給用可搬型代替注水ポンプ（3台）の7日間の運転継続に号炉あたり約10kL<sup>\*</sup>、代替原子炉補機冷却系専用の電源車（2台）の7日間の運転継続に号炉あたり約37kL<sup>\*</sup>、使用済燃料プール代替注水系（可搬）の可搬型代替注水ポンプ（6号及び7号炉で2台）の7日間の運転継続に約7kL<sup>\*</sup>が必

要となる。加えて、免震重要棟ガスタービン発電機及びモニタリングポスト用仮設発電機（3台）の7日間運転継続は約79kL<sup>\*</sup>の軽油が必要となる（6号及び7号炉での事故対応、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機にて使用する軽油：合計約1682kL）。

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、緊急時対策所への電源供給及びモニタリング・ポスト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、保守的に全出力で非常用ディーゼル発電機（2台）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、火災が発生した号炉での消火活動に対して、可搬型代替注水ポンプ（注水と消火でそれぞれ1台）の7日間の運転継続を仮定すると約20kL<sup>\*</sup>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用いなくても7日間の対応は可能である。

※：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。

#### (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) 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の重大事故時対応への影響について

「(3)評価結果」に示すとおり、重大事故発生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、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、柏崎刈羽1～5号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽6号及び7号炉の重大事故時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緊急時対策所機能、及び重大事故等対策への影響を確認する観点から、他号炉の使用済燃料プールからの影響を確認する。

想定する重大事故等において他号炉の使用済燃料プールはスロッシングにより水位が低下するため、補給による水位回までの間、作業現場の線量率は上昇する。ここでは保守的に、操作場所に近い号炉（3号炉又は5号炉※）の使用済燃料プールにおいて保有水による放射線遮蔽に期待しない仮定で評価を実施した。

※ 3号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集のアクセス等の確認：3号炉の使用済燃料プールの評価

6号及び7号炉の重大事故等への対応作業等の確認：5号炉の使用済燃料プールの評価

#### (2) 6号及び7号炉対応への影響

##### a. 免震重要棟内緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所における活動への影響

3号炉原子炉建屋内緊急対策所に最も近い3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、免震重要棟内緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所での線量率の評価結果を表5に示す。線量率の評価結果から、免震重要棟内緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所については、7日間の滞在でも被ばく線量はそれぞれ2mSv、1mSv程度であり、「実用発電用原子炉に係る重大事故等時の制御室及び緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価に関する審査ガイド」に基づき評価した対策要員の実効線量（対策要員の7日間の実効線量：免震重要棟内緊急時対策所にて約86mSv、3号炉原子炉建屋内緊急時対策所にて約33mSv）※を考慮しても重大事故等発生時における活動に影響はない。

※「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に示すように、これらの事故シーケンスにおける6号及び7号炉の格納容器除熱の手段として、格納容器圧力逃がし装置等よりも代替循環冷却を優先して使用する。ただし、免震重要棟内緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所の対策要員の被ばく評価においては福島第一原子力発電所事故と同等と仮定した事故放射性物質の大気中への放出割合及び炉心内蔵量から大気中への放射性物質放出量を計算している。

##### 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、3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。図3～図5に、3号炉又は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。

1) 3号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集・作業への影響

3号炉原子炉建屋内緊急時対策所については、免震重要棟内緊急時対策所からの移動は最短で15分であり、移動中の線量率と移動時間をそれぞれ18mSv/h、1時間と仮定しても被ばく線量は18mSvとなる。したがって、重大事故等発生時における活動が可能である。

2) 6号及び7号炉の重大事故等への対応作業への影響

図5に示すように、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布設、起動及び系統水張り）が想定されるが、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、図5に示す通り約9mSv/hとなる。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、重大事故等発生時における活動が可能である。

4. まとめ

上記1～3に示すとおり、高線量場の発生を含め、柏崎刈羽原子力発電所1～5号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の重大事故時対応への対応は可能である。

表1 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"> <li>・全交流電源喪失</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1</li> <li>・「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）」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流電源喪失※2</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・内部火災※3</li> </ul>
水源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流電源喪失</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・「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）」</li> <li>・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1</li> </ul>	
燃料	<ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源喪失※2</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1</li> <li>・「高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」</li> </ul>	
電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流電源喪失</li> <li>・使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1</li> <li>・「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」</li> </ul>	

1.0.16-8

- ※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ォ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 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プラント分の消費を想定する。

表2 同時被災時の1～5号炉，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，直流電源の延命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 <sup>3</sup> (36m <sup>3</sup> /プラント×5プラント) ○燃料 可搬型代替注水ポンプ：約4kL (18L/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)
各注水系による使用済燃料プール（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による使用済燃料プールへの給水）	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（詳細は表3参照） 1号炉：約324m <sup>3</sup> 2号炉：約1,401m <sup>3</sup> 3号炉：約1,425m <sup>3</sup> 4号炉：約1,366m <sup>3</sup> 5号炉：約1,532m <sup>3</sup> 6号炉：約8,565m <sup>3</sup> 7号炉：約8,586m <sup>3</sup> ※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）」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：約16kL (18L/h×24h×7日×5台) 6号及び7号炉 可搬型代替注水ポンプ：約7kL (18L/h×24h×7日×2台)
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 常設代替交流電源設備：約860kL (1,705L/h×24h×7日×3台)
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に給油を行う	緊急時対策要員	—



表3 各号炉の必要な水量（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	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	
炉心燃料	全燃料取り出し		全燃料取り出し		全燃料取り出し		全燃料取り出し		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）		開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		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）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		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		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		各重要事故シナシケンスによる	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失	
スロッシング溢水量 <sup>※1</sup> [m <sup>3</sup> ]	710		710		710		710		710			690		710	
65℃到達までの時間[hour]	38		42		35		45		27			15		15	
100℃到達までの時間[hour]	91		100		85		107		66			36		35	
必要な注水量① <sup>※2</sup> [m <sup>3</sup> @168h]	84		52		76		43		119			575		576	
事故発生からTAF到達までの時間[hour]	756		810		706		895		527			198		229	
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 <sup>※2</sup> [m]	3.9		1.7		1.7		1.7		1.7			2.1		2.1	
必要な注水量② <sup>※2</sup> [m <sup>3</sup> @168h]	324		1,401		1,425		1,366		1,532			777		796	
必要な注水量③ <sup>※2</sup> [m <sup>3</sup> @168h]	2,272		2,530		2,554		2,465		2,705		1,265		1,286		

※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）。

表4 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空冷式ガスタービン発電機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空冷式ガスタービン発電機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空冷式ガスタービン発電機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
	消防車	—	—	—	—	—	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
給電設備	空冷式ガスタービン発電機	—	—	—	—	—	4台の内、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	2台予備があり、6号及び7号炉の対応には第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電のいずれか1台のみで対応可能である
	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

表 5 線量率評価結果

(免震重要棟内緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所)

評価点	直接線及びスカイシャイン線	
	(mSv/h)	(mSv@7d)
免震重要棟内 緊急時対策所	$7.4 \times 10^{-3}$	1.2
3号炉原子炉建屋内 緊急時対策所	$6.2 \times 10^{-3}$	0.9

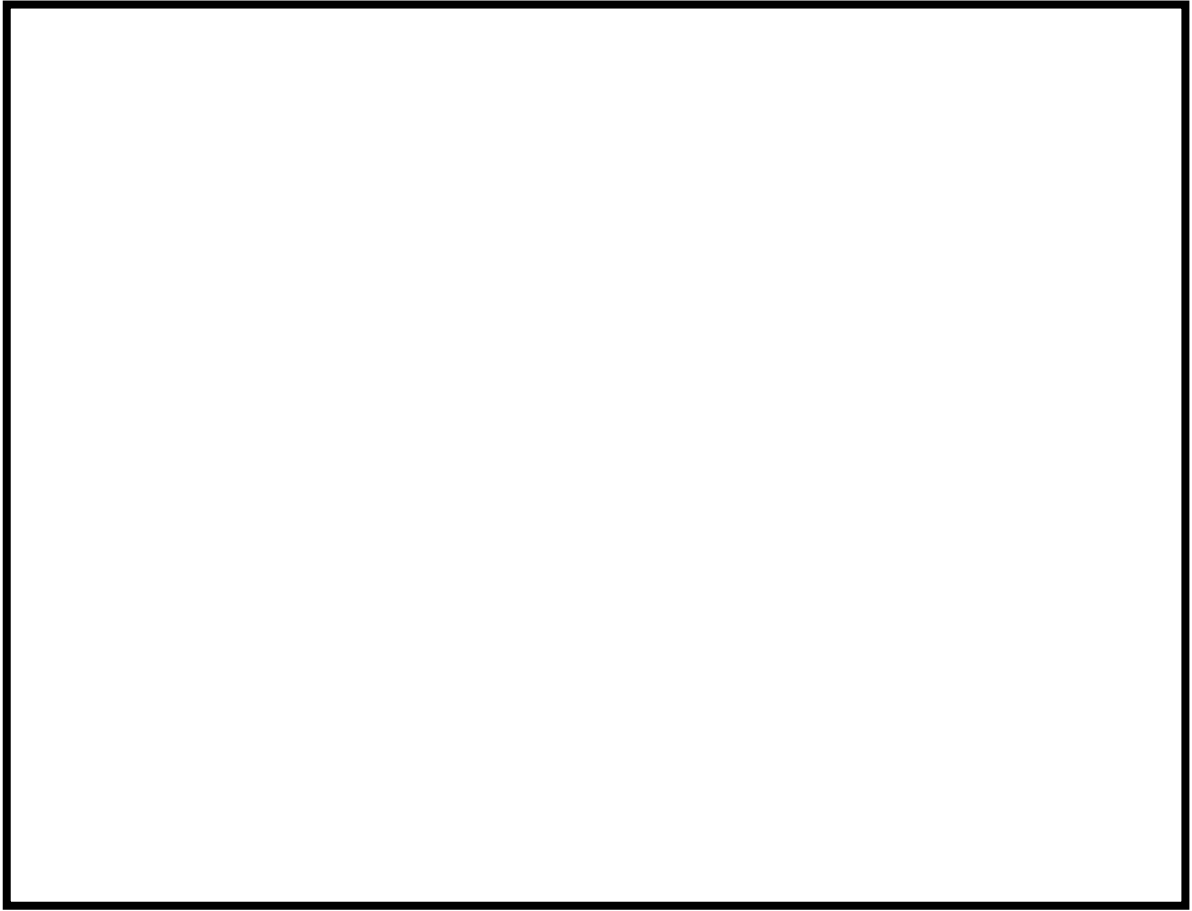


図1 柏崎刈羽原子力発電所におけるアクセスルート

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					
						▼ 直流電源の負荷制限作業開始 ▼ 常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 (中央制御室) ※1	—	—	—	プラント状況判断	10分															
	(1~2人) A, J (B) ▼ 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	—	—	—	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)	適宜実施															
	—	2人 C, D	—	—	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															
	—	—	—	—	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	適宜実施															
	—	(2人) C, D	参集要員にて対応	—	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)	適宜実施															
	(1人)	2人※2 o, d	—	—	火災現場確認	30分															
	—	(2人)※2 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	消火活動継続実施															
	—	(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 (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	適宜実施															
(1人)	(2人) b, d (又は o, B)	参集要員にて対応	—	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													適宜実施			

( ) 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 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の重大事故等対応の重畳も考えられるが、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(表3参照)、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。またプラント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。

図2 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。

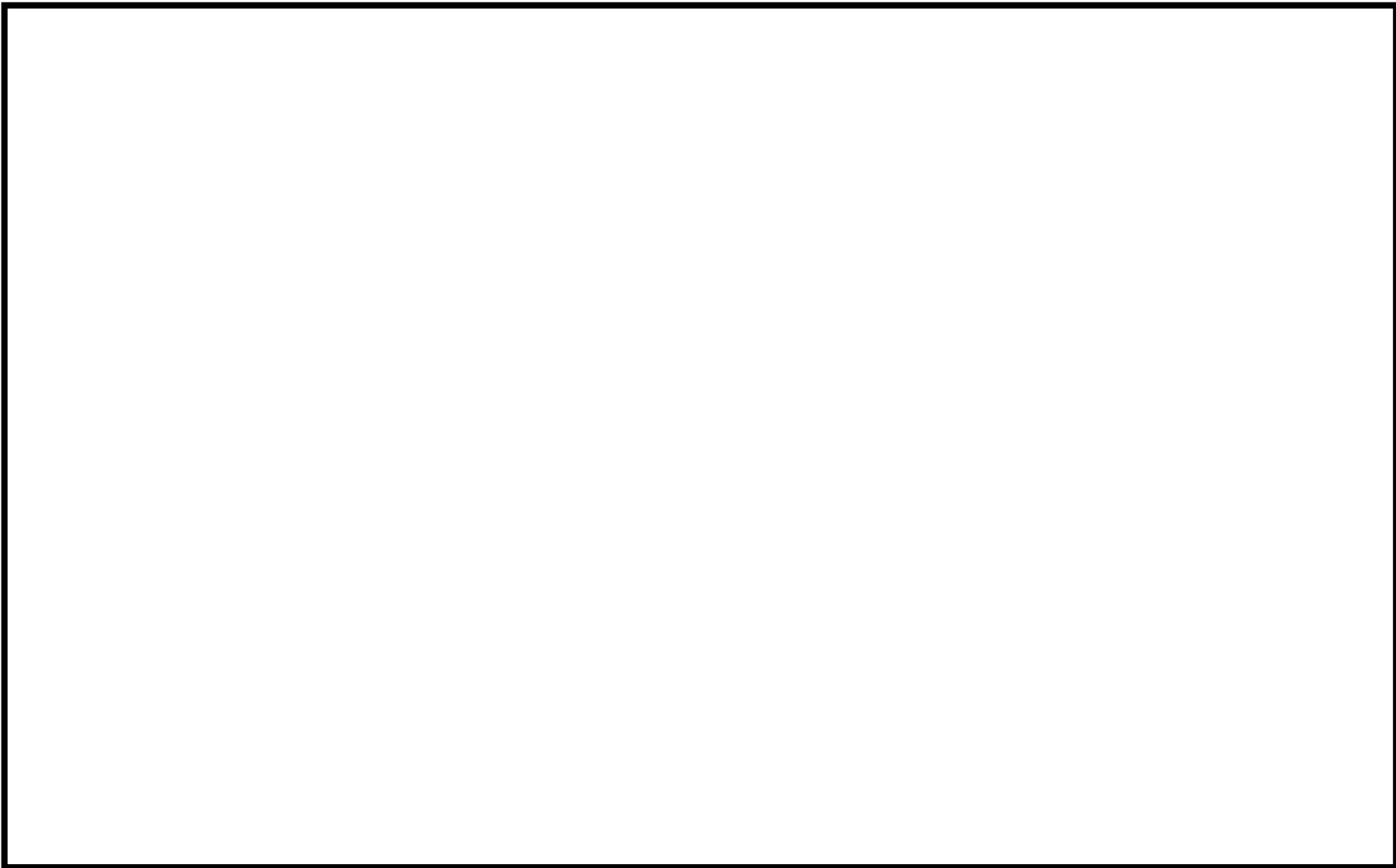


図3 線量率の概略分布（3号炉での高線量場発生）

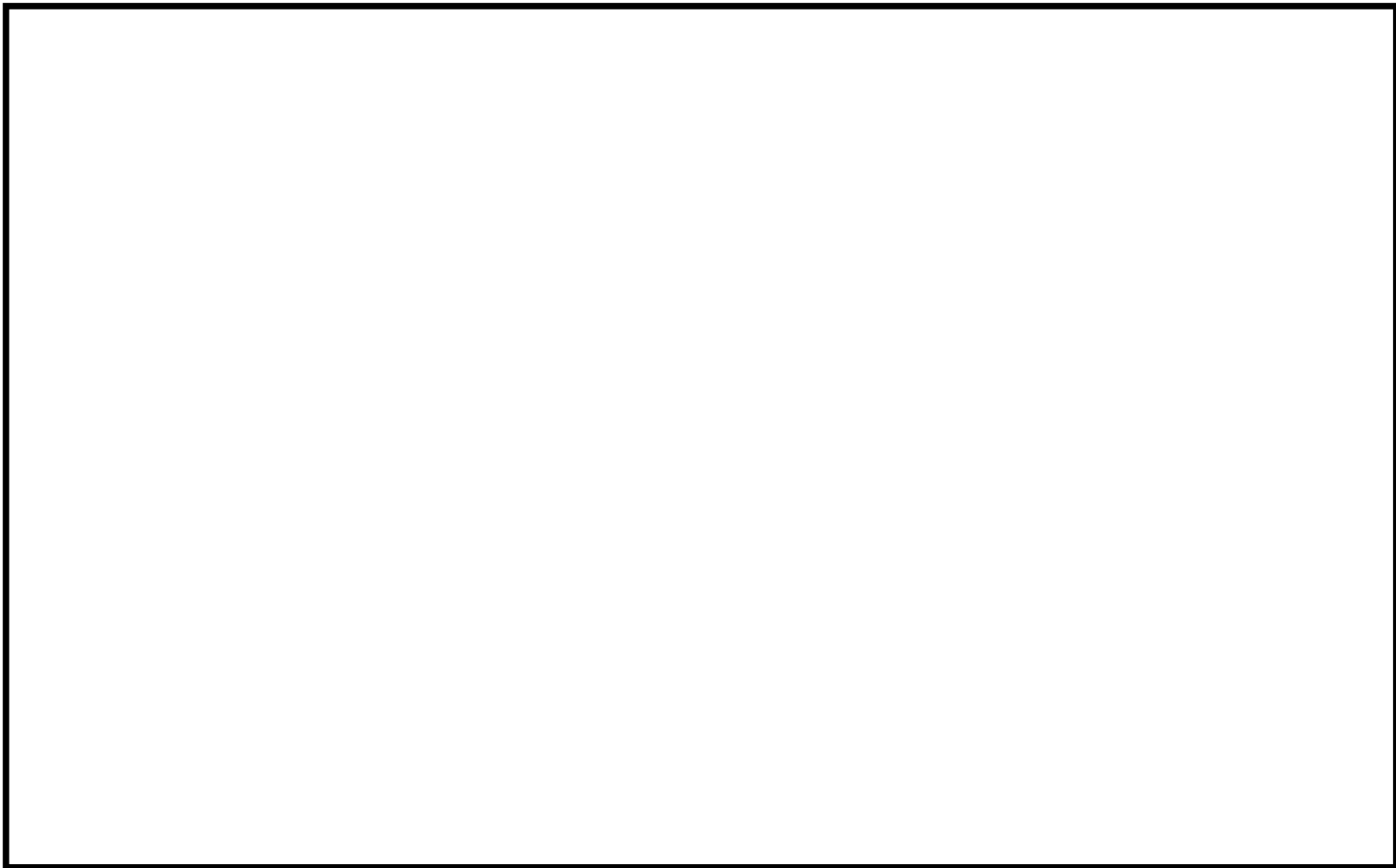


図4 線量率の概略分布（5号炉での高線量場発生）

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。

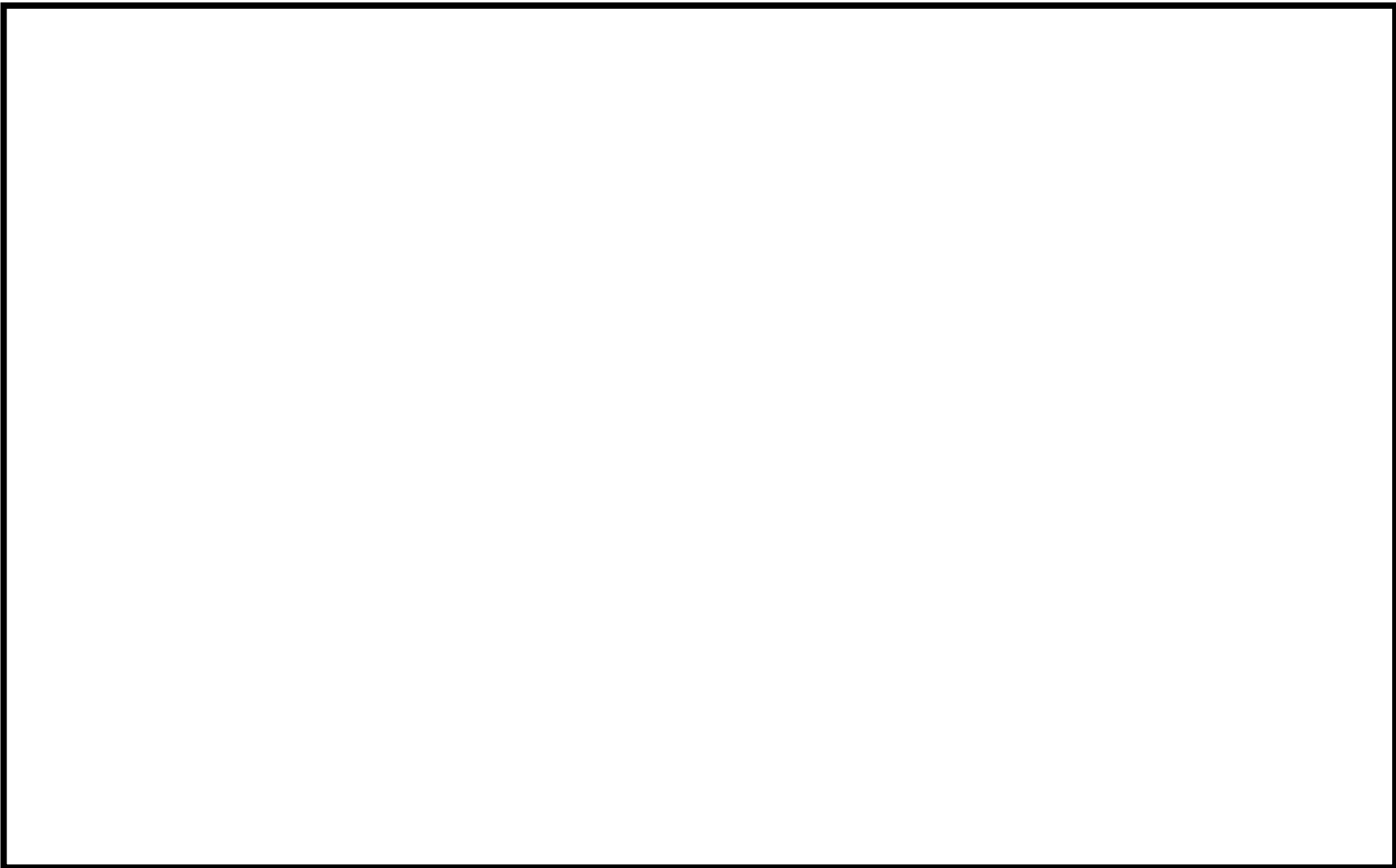


図5 線量率の概略分布（5～7号炉周辺）

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。



## 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) ほう酸水注入

(d) 制御棒挿入

(e) 原子炉水位低下による原子炉出力抑制

(f) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

#### 1.1.2 重大事故等発生時の手順

##### 1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) EOP 原子炉制御「スクラム」(原子炉出力)

(2) EOP 原子炉制御「反応度制御」

(3) 重大事故等発生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 重大事故対策の成立性
  - 1. EOP 原子炉制御「反応度制御」
- 添付資料 1.1.5 解釈一覧
  - 1. 操作手順の解釈一覧

## 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ない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。
- 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
  - (1) 沸騰水型原子炉 (BWR) 及び加圧水型原子炉 (PWR) 共通
    - a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。
  - (2) BWR
    - a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。
    - b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を起動する判断基準を明確に定めること。
    - c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備 (SLCS) を作動させること。
  - (3) PWR
    - a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。
    - b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。

運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備は、制御棒、制御棒駆動系水圧制御ユニット及び原子炉保護系である。

これらの設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行する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、制御棒、制御棒駆動系水圧制御ユニット及び原子炉保護系を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、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（図 1.1.1）。

重大事故等対処設備の他に、設計基準事故対処設備による対応手段及び柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>※1</sup>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、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の関係を明確にする。

#### (2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系故障として制御棒、制御棒駆動系水圧制御ユニット又は原子炉保護系の故障を想定する。電源喪失（サポート系故障）は、原子炉保護系安全保護回路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表 1.1.1 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、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緊急挿入により、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

中央制御室からの手動スクラム操作により原子炉を緊急停止する。

原子炉手動スクラムにより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

原子炉圧力高又は原子炉水位低の信号により代替制御棒挿入機能が作動し、自動で制御棒を緊急挿入する。また、上記「1.1.1(2)a.(a) i. 原子炉手動スクラム」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
- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット

#### (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手動停止により、原子炉出力を抑制する手段がある。

原子炉圧力高又は原子炉水位低の信号により代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能が作動し、自動で原子炉冷却材再循環ポンプをトリップすることにより原子炉出力を抑制する。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）

#### (c) 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原子炉を未臨界とする手段がある。

上記「1.1.1(2)a.(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」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原子炉を未臨界とする。

ほう酸水注入系起動の判断基準は、ATWS発生直後に行う原子炉冷却材再循環ポンプの停止及び自動減圧系の起動阻止スイッチによる阻止操作後とする。これにより、ATWS発生時に不安定な出力振動の発生の有無に関わらず、ATWS発生後はほう酸水注入系を起動することとしている。

ほう酸水注入により原子炉を未臨界と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・スパーージャ
- ・ 原子炉圧力容器

#### (d) 制御棒挿入

ATWSが発生した場合に、上記「1.1.1(2)a.(a)原子炉緊急停止」を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は、自動による制御棒挿入又は手動操作による制御棒挿入により、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関わらず全制御棒が緊急挿入しなかった場合においても、電動駆動にて全ての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

#### 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の操作，現場でのスクラムソレノイドヒューズ引き抜き操作，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。

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
- ・スクラムソレノイドヒューズ
- ・制御棒
- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット
- ・制御棒操作監視系
- ・制御棒駆動機構

#### (e) 原子炉水位低下による原子炉出力抑制

ATWSが発生した場合に，原子炉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。

##### i. 原子炉水位低下

上記「1.1.1(2)a. (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」を実施しても，原子炉出力が高い場合又は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より原子炉水位を低下させることで，原子炉内の冷却材の自然循環に必要な水頭圧が低下し自然循環量が減少する。この結果，原子炉内のボイド率が上昇することにより原子炉出力を抑制する。

原子炉水位低下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
- ・電動駆動原子炉給水ポンプ
- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・高圧炉心注水系ポンプ

#### (f) 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）は重大事故等対処設備として位置づける。

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づける。

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圧力容器は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が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、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原子炉を未臨界に移行することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。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、原子炉が自動スクラムしなかった場合に、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「停止」を操作することで制御棒のスクラム動作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づけない。

- ・スクラムテストスイッチ

全制御棒全挿入完了までには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スクラム動作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。

- ・スクラムソレノイドヒューズ

全制御棒全挿入完了までには時間を要するものの、現場に設置してある当該ヒューズを引き抜くことでスクラムパイロット弁電磁コイルの電源を遮断し、制御棒のスクラム動作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。

- ・制御棒操作監視系、制御棒駆動機構

全制御棒全挿入完了までには時間を要するものの、スクラムテストスイッチ又はスクラムソレノイドヒューズの操作完了までの間、若しくはこれらの操作が実施できない場合に、制御棒を自動若しくは手動にて電動駆動で挿入する手段として有効である。

- ・原子炉水位低下で使用する設備

耐震性がないものの、常用電源が健全であれば電動駆動原子炉給

水ポンプによる原子炉への給水量の調整により原子炉水位を低下できることから、原子炉の出力抑制をする手段として有効である。なお、原子炉隔離時冷却系ポンプ又は高圧炉心注水系ポンプによる原子炉注水が行われている場合は、これらのポンプによる原子炉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操作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（表1.1.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器についても整理する（表1.1.2）。

## 1.1.2 重大事故等発生時の手順

### 1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

#### (1)EOP 原子炉制御「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を手動スクラムした場合は、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にす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を手動スクラムした場合。

#### b. 操作手順

EOP 原子炉制御「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図1.1.2に、タイムチャートを図1.1.3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、手動スクラム及び手動による代替制御棒挿入を指示する。
- 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、手動スクラム及び手動による代替制御棒挿入を実施する。
- ④中央制御室運転員Aは、原子炉モードスイッチを「停止」とする。
- ⑤当直副長は、上記④の操作を実施しても全制御棒が全挿入とならず、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、中央制御室運転員へEOP 原子炉制御「反応度制御」へ移行を指示する。

#### 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名にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉制御「反応度制御」への移行は1分以内で可能である。

## (2)EOP 原子炉制御「反応度制御」

ATWS発生時に、原子炉を安全に停止させる。

### a. 手順着手の判断基準

EOP 原子炉制御「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、制御棒位置が確認できない場合もATWSと判断する。

### b. 操作手順

EOP 原子炉制御「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図1.1.4に、概要図を図1.1.5に、タイムチャートを図1.1.6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トリップ状況を状態表示にて確認するとともに、自動減圧系及び代替自動減圧系の自動起動阻止操作を実施する。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部分台数トリップの場合は、手動操作によりトリップしていない原子炉冷却材再循環ポンプの停止操作を実施する。
- ③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後、中央制御室運転員にほう酸水注入系の起動、制御棒の挿入、及び原子炉圧力容器内の水位の低下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、制御棒の挿入、原子炉圧力容器内の水位の低下操作の順で優先させる。
- ④中央制御室運転員Aは、ほう酸水注入系ポンプの起動操作(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することで、原子炉へほう酸水を注入する。(B系も同様))を実施し、あわせて、ほう酸水タンク液位指示値の低下及び平均出力領域モニタ指示値の低下を確認する。
- ⑤中央制御室運転員Bは、主蒸気逃がし安全弁からの蒸気流入によるサ

プレッション・チェンバ・プール水の温度の上昇を抑制するため、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)を起動する。

⑥中央制御室運転員A及びBは、以下の操作により制御棒挿入を実施する。また、現場運転員にスクラムソレノイドヒューズ引き抜きを指示する。

- ・手動スクラム
- ・手動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によるペアロッドスクラム
- ・制御棒手動挿入(制御棒自動挿入が作動しない場合)

⑦現場運転員C及びDは、スクラムソレノイドヒューズの引き抜き操作を実施する。

⑧中央制御室運転員Aは、原子炉出力が60%以上の場合又は原子炉が隔離状態の場合は、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への注水量を減少させ、原子炉圧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、原子炉圧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圧力容器内の水位の低下操作を実施する。

⑨当直副長は、上記⑥～⑦の操作を実施中に全制御棒全挿入の完了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)まで挿入成功した場合は中央制御室運転員へほう酸水注入系の停止を指示する。

制御棒の挿入ができなかった場合は、ほう酸水の全量注入完了を確認し、中央制御室運転員へ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、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、代替自動減圧系起動阻止：1分以内
- ・ほう酸水注入開始：1分以内
- ・制御棒挿入操作開始：1分以内
- ・原子炉圧力容器内の水位の低下操作開始：2分以内

- ・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完了：5分以内
- ・スクラムテストスイッチによるペアロッドスクラム操作完了  
：約10分
- ・現場でのスクラムソレノイドヒューズ引き抜き操作完了：約25分  
円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.1.4)

### (3) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1.1.7に示す。

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，全制御棒が原子炉へ全挿入されない場合，「EOPの原子炉制御(スクラム)」対応に従い，中央制御室からすみやかに操作が可能である手動スクラムボタン，手動による代替制御棒挿入及び原子炉モードスイッチ停止により，原子炉を緊急停止させる。

手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ停止操作を実施しても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の原子炉制御(反応度制御)」対応に従い，原子炉再循環ポンプを手動停止させ，原子炉出力の抑制操作を行うとともに，原子炉を未臨界へ移行させるため，ほう酸水注入系をすみやかに起動させる。

制御棒挿入により原子炉を未臨界へ移行させるため，代替制御棒挿入機能(手動操作)による制御棒全挿入操作(スクラム動作)を行う。

この操作においてもスクラムを達成できない場合は，スクラムテストスイッチ及びスクラムソレノイドヒューズ引き抜きによる制御棒全挿入操作(スクラム動作)を行う。

なお，代替制御棒挿入機能動作信号による制御棒電動挿入が行われない場合は，個々の制御棒の電動挿入を行う。

#### 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。

表 1.1.1 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，対応設備，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	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	原子炉保護系	原子炉手動スクラム	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) 「反応度制御」
		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) ※3 制御棒 ※4 制御棒駆動系水圧制御ユニット ※4	重大事故等対処設備	
		制御棒手動挿入(水圧挿入)	スクラムテストスイッチ スクラムソレノイドヒューズ 制御棒 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	
	原子炉保護系 制御棒駆動系水圧制御ユニット	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) ※3 制御棒 制御棒駆動機構	自主対策設備	— ※2

※1：原子炉が自動スクラムしなかった場合に，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「停止」を操作することで制御棒のスクラム動作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づけない。

※2：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。

※3：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。

※4：運転時の異常な過渡変化により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であり，重大事故等対処設備とは位置づけない。

対応手段，対応設備，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	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	原子炉保護系 制御棒駆動系水圧制御 ユニット	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	自主対策設備	事故時運転操作手順書(微候ベース) 「反応度制御」
	原子炉保護系 制御棒 制御棒駆動系水圧制御 ユニット	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) ※3	重大事故等対処設備	
		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	
		原子炉水位低下	給水制御系 電動駆動原子炉給水ポンプ 原子炉隔離時冷却系ポンプ 高圧炉心注水系ポンプ	自主対策設備	

※1：原子炉が自動スクラムしなかった場合に，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「停止」を操作することで制御棒のスクラム動作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づけない。

※2：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。

※3：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。

※4：運転時の異常な過渡変化により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であり，重大事故等対処設備とは位置づけない。



表 1.1.2 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 原子炉制御「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
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

※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 (2)EOP 原子炉制御「反応度制御」			
原子炉冷却材再循環ポンプ手動停止による原子炉出力抑制	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	RIP-ASD 受電遮断器表示灯
		原子炉冷却材再循環ポンプ運転状態	原子炉冷却材再循環ポンプ表示灯
		原子炉出力	平均出力領域モニタ
ほう酸水注入	操作	未臨界の確認	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ ほう酸水注入ポンプ出口圧力 ほう酸水タンク液位
		原子炉冷却材浄化系運転状態	原子炉冷却材浄化系隔離弁表示灯
	操作	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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 原子炉補機冷却水系系統流量 残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量 原子炉補機冷却系熱交換器出口冷却水温度 原子炉補機冷却海水系ポンプ吐出圧力
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	
	操作	原子炉出力 平均出力領域モニタ	
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	
原子炉水位低下	操作	原子炉出力	平均出力領域モニタ
		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 高圧炉心注水系系統流量

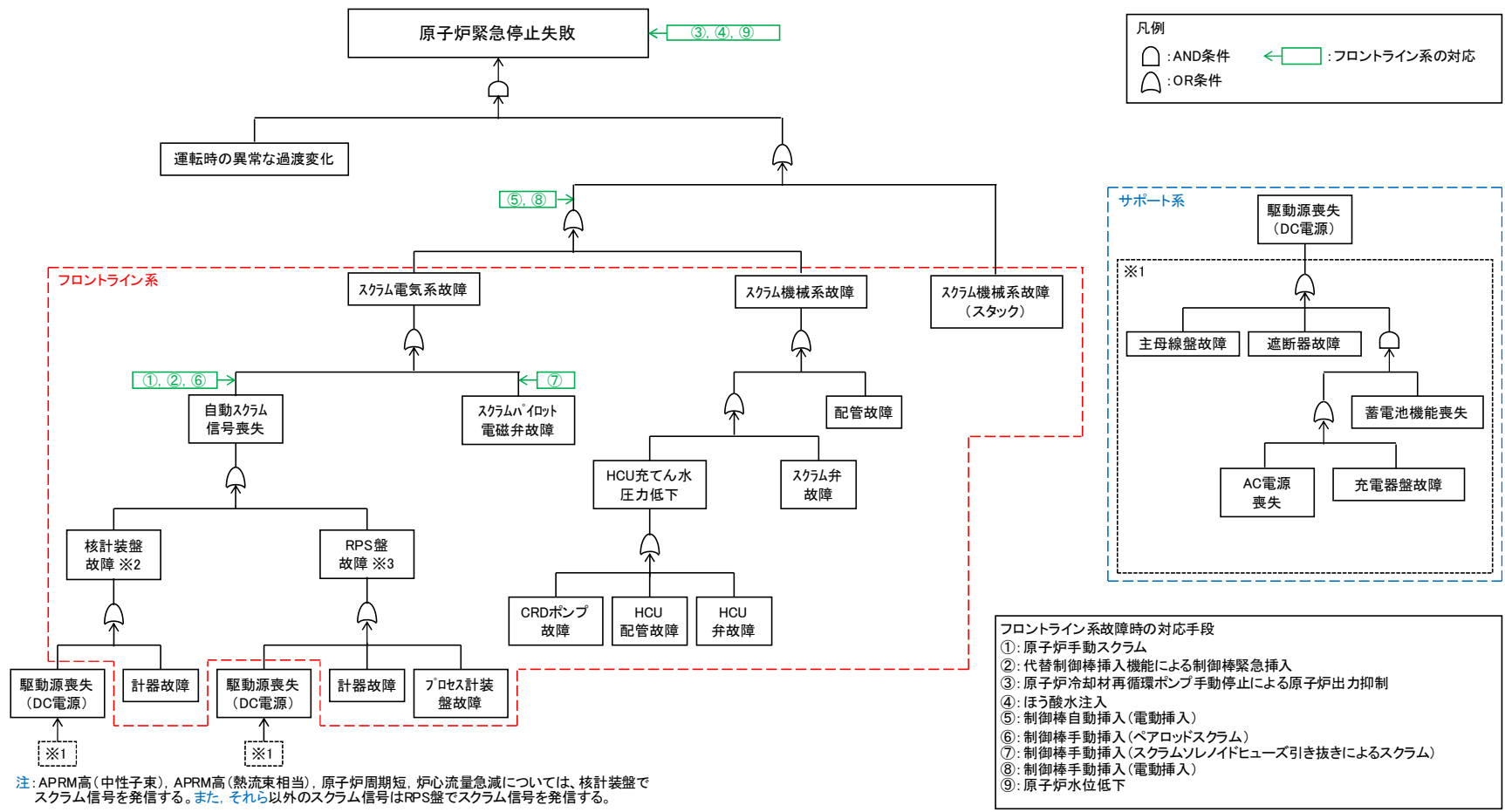


図 1.1.1 機能喪失原因対策分析

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 CR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)							
		スクラム機械系故障	配管故障						
			HCU機能喪失	スクラム弁故障					
				HCU充てん水圧力低下	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						
			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				
				駆動源喪失(DC電源)					
				核計装盤故障	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」を基に、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。

図 1.1.1 機能喪失原因対策分析(補足)

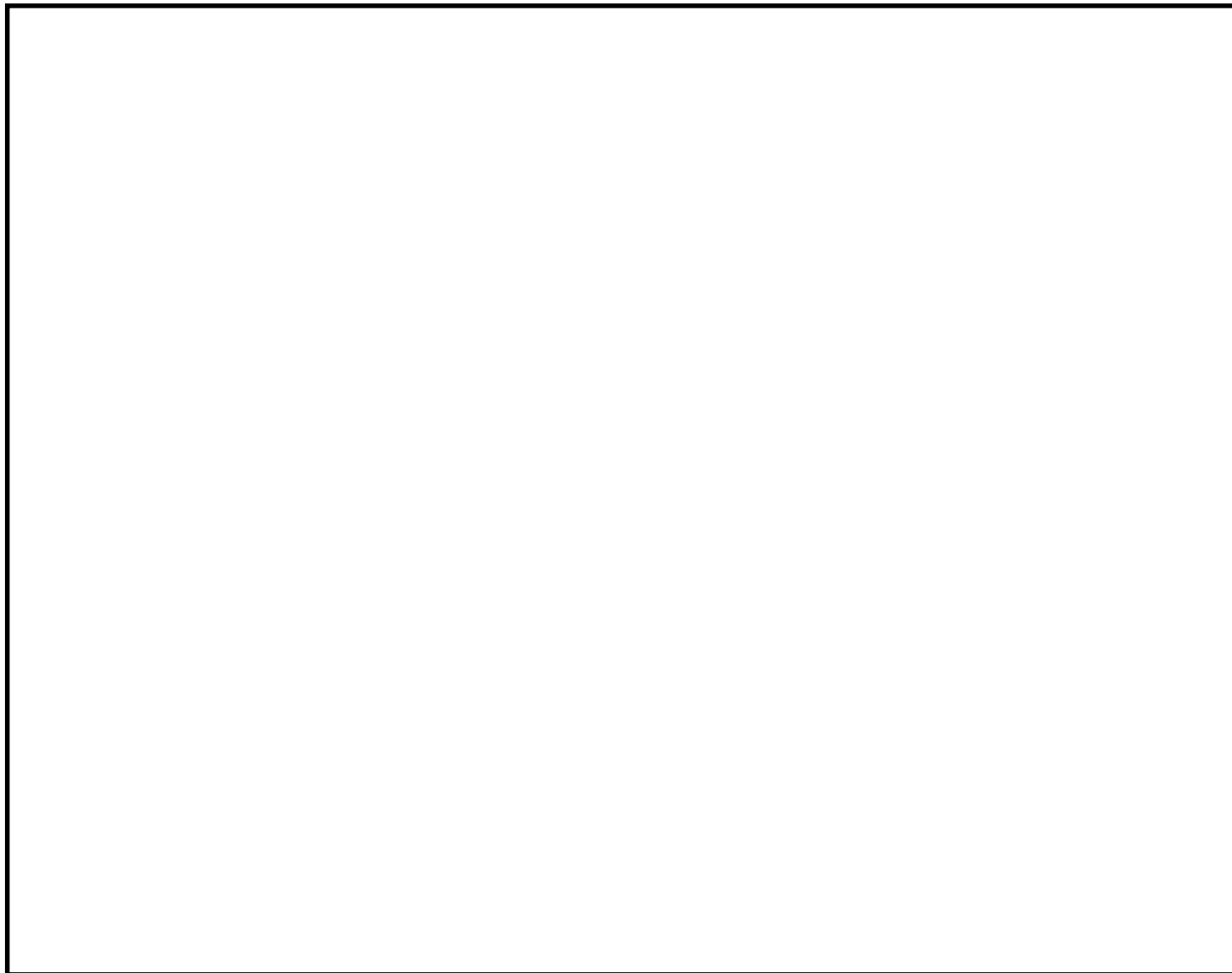


図 1.1.2 EOP 原子炉制御「スクラム」における原子炉の緊急停止対応フロー

		経過時間(分)															備考		
		1					2					3							
手順の項目	要員(数)	事象発生																	
EOP 原子炉制御 「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ARI																
			モードスイッチ停止																
			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)																
			原子炉制御「反応度制御」へ移行																

図 1.1.3 EOP 原子炉制御「スクラム」における原子炉の緊急停止対応 タイムチャート

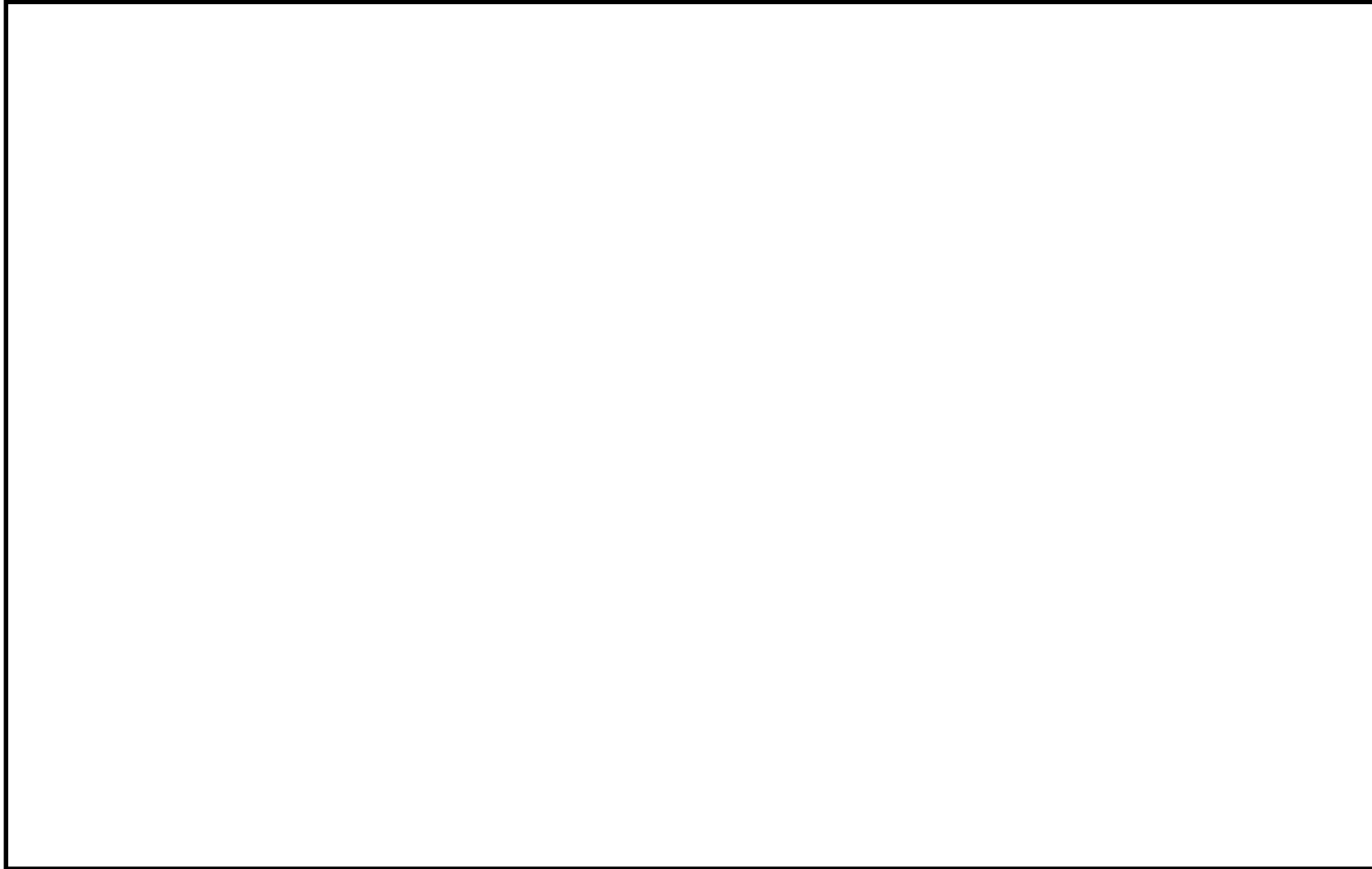
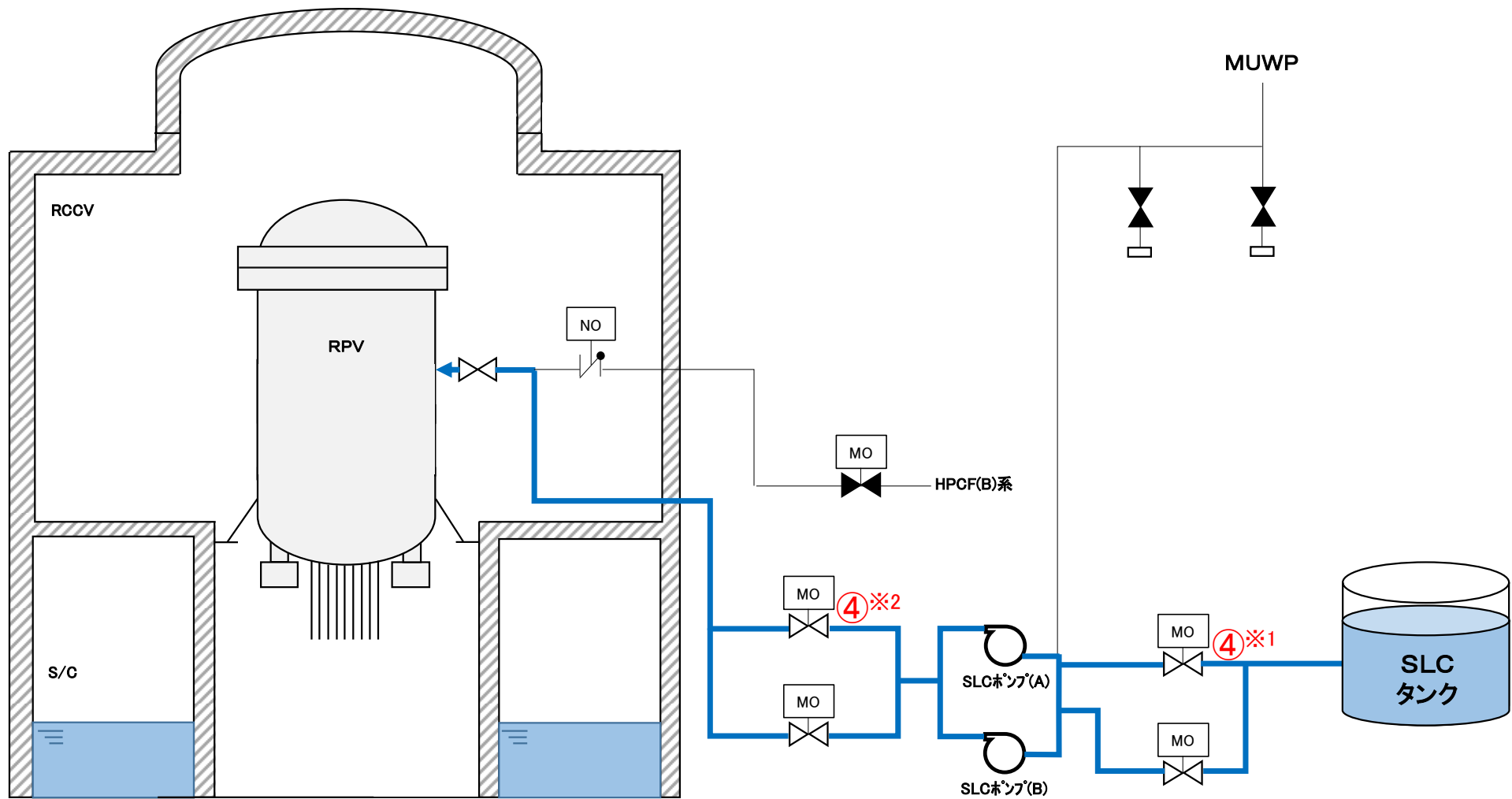


図 1.1.4 EOP 原子炉制御「反応度制御」における原子炉の緊急停止対応フロー



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

図 1.1.5 ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入 概要図



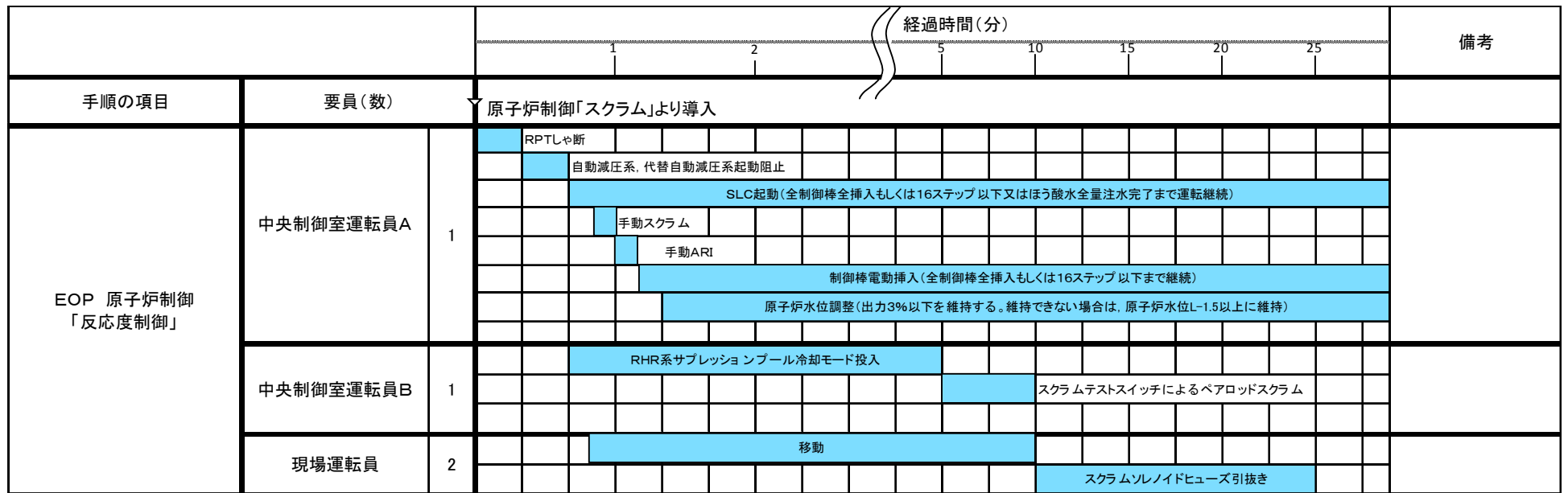


図 1.1.6 EOP 原子炉制御「反応度制御」における原子炉の緊急停止対応 タイムチャート

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択

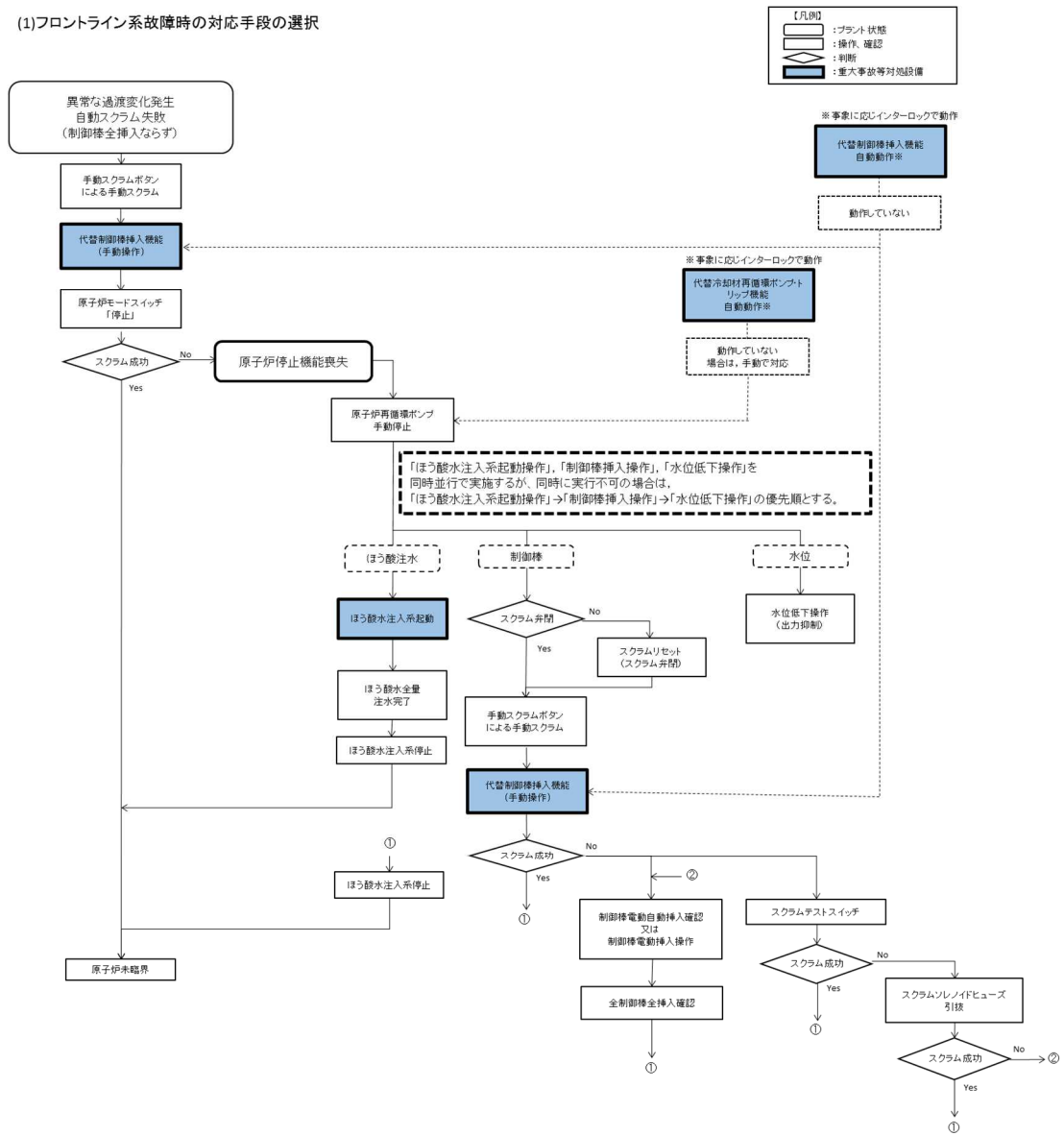


図 1.1.7 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート

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 (1.1)	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なければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</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なければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 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なければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 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。</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>	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>	—			—

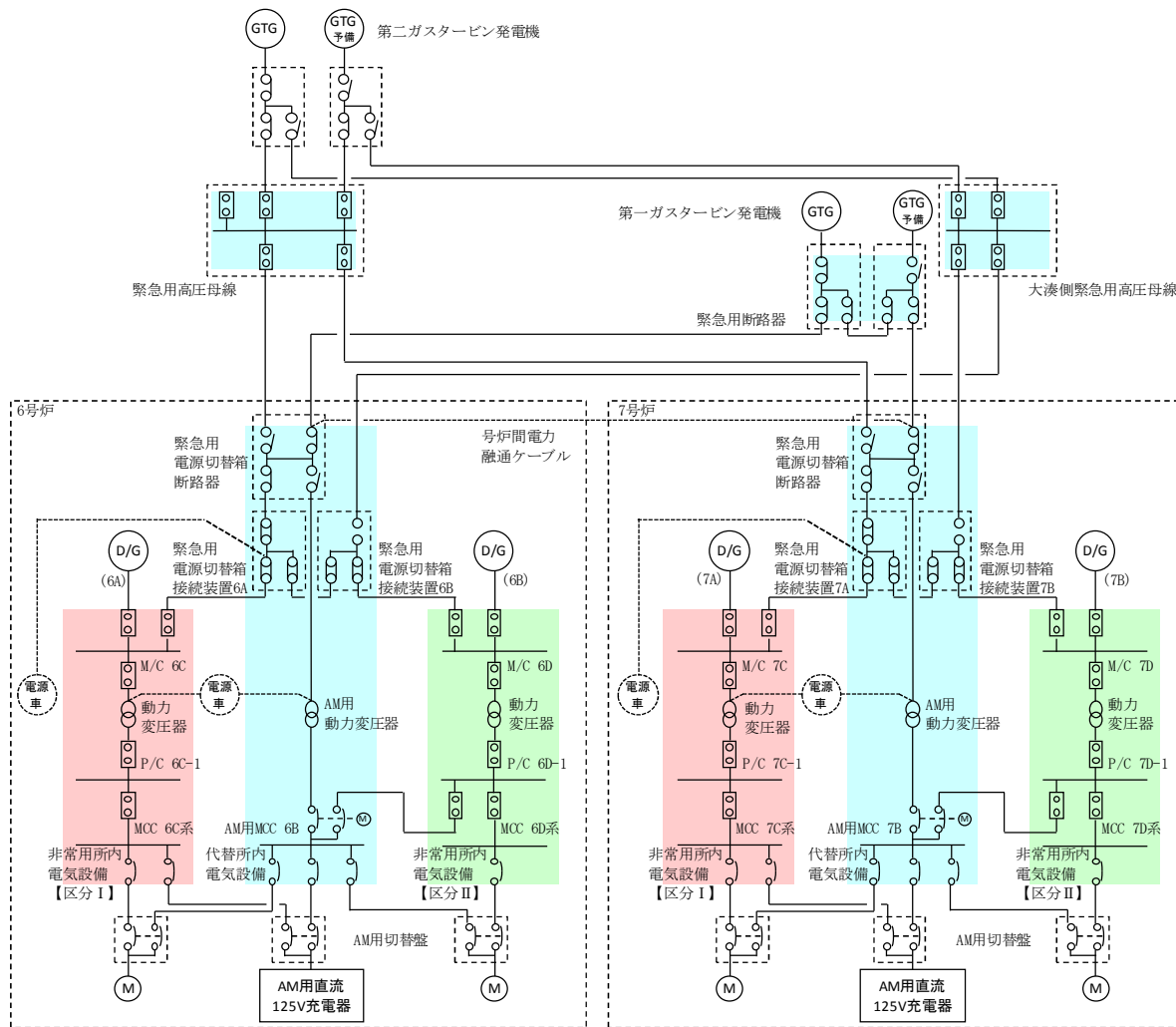
## 審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/2)

: 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						
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									
	制御棒駆動系 水圧制御ユニット	既設			制御棒	常設									
	-	-		-	① ② ⑥ ⑦	（制御棒手動挿入） （水圧挿入）	制御棒駆動系 水圧制御ユニット	常設	10分	1名	自主対策とする理由は本文参照				
							スクラムテスト スイッチ	常設							
							制御棒	常設							
						-	-	-	① ② ⑥ ⑦	（制御棒手動挿入） （電動挿入）	制御棒駆動系 水圧制御ユニット	常設	25分	2名	自主対策とする理由は本文参照
											スクラムソレノイド ヒューズ	常設			
											制御棒	常設			
	-	-		-	① ② ⑥ ⑦	（制御棒手動挿入） （電動挿入）	ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）	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	常設							
	-	-		-	① ② ⑥ ⑦	（制御棒手動挿入） （電動挿入）	制御棒操作監視系	常設	-	(1分後に開始し、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	常設							
							-	-							
停止原子炉による冷却材再循環ポンプ抑制	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	原子炉水位低下	給水制御系	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					
	-	-			-	-					電動駆動原子炉給水ポンプ	常設			
											原子炉隔離時冷却系ポンプ	常設			
											高圧炉心注入系ポンプ	常設			
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													
	高圧炉心注入系配管・弁・スパージャ	既設													
	原子炉圧力容器	既設													

※1 原子炉が自動スクラムしなかった場合に，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「停止」を操作することで制御棒のスクラム動作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づけない。

※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。



※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

図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

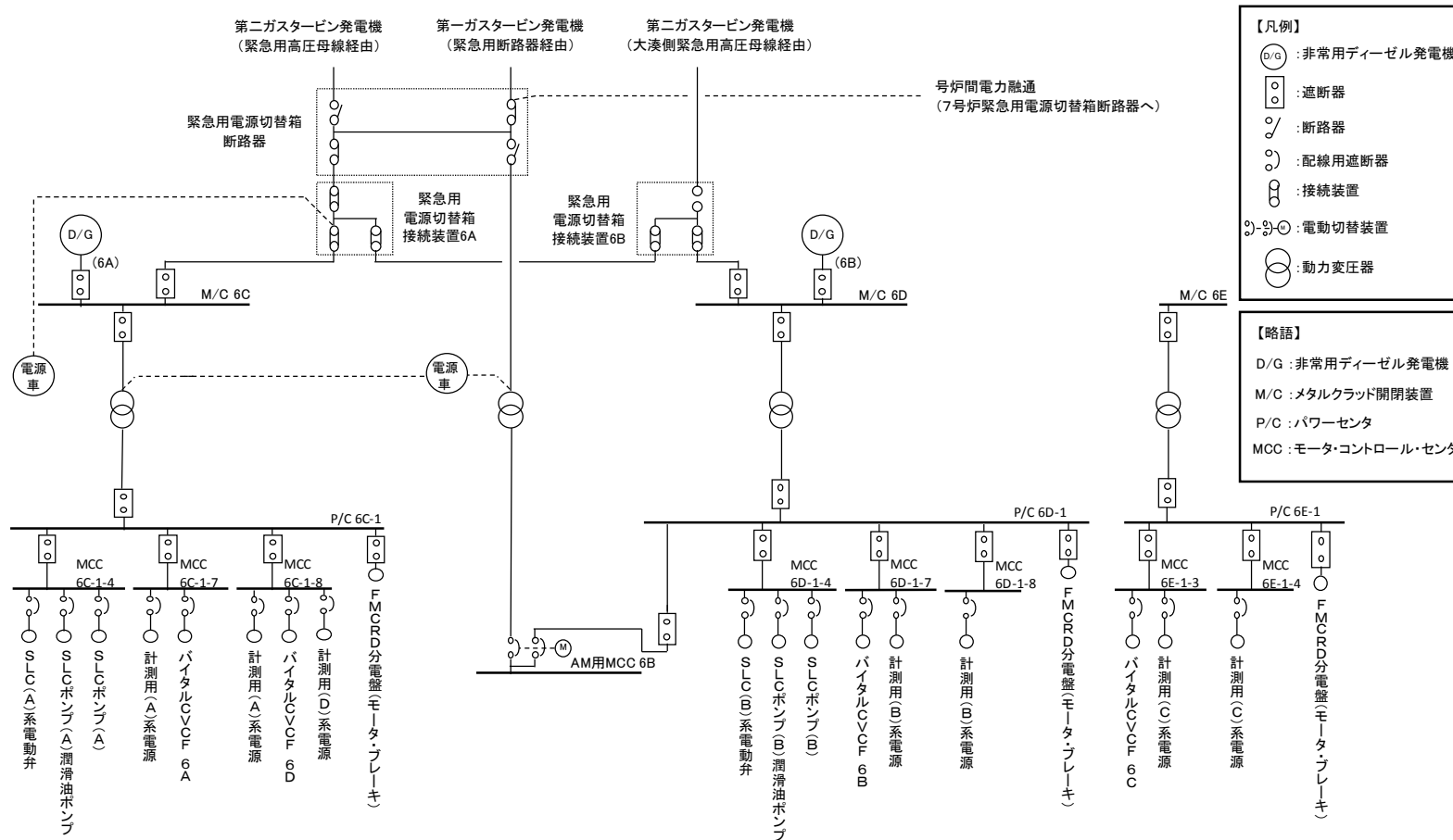


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

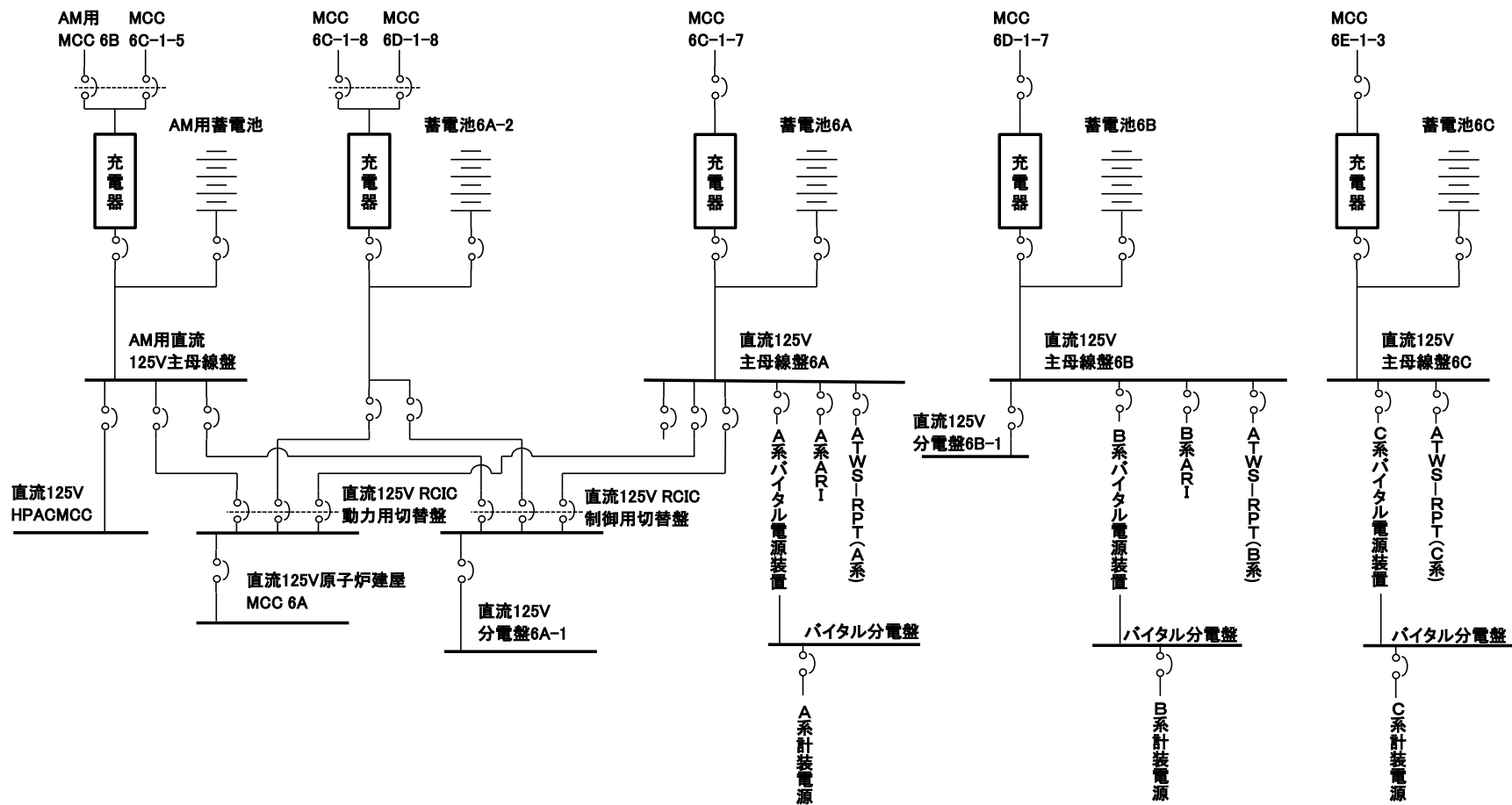


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

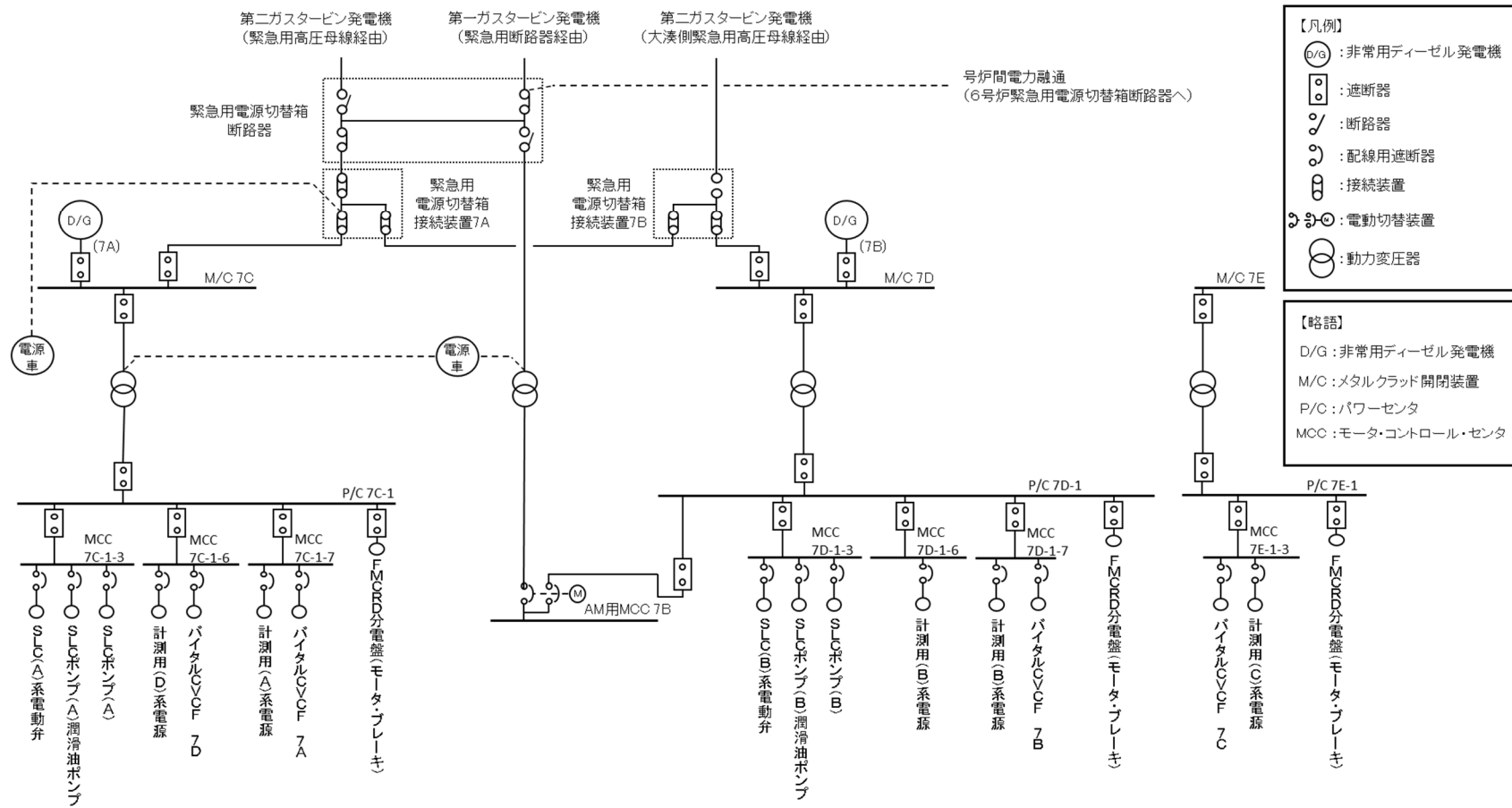


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)



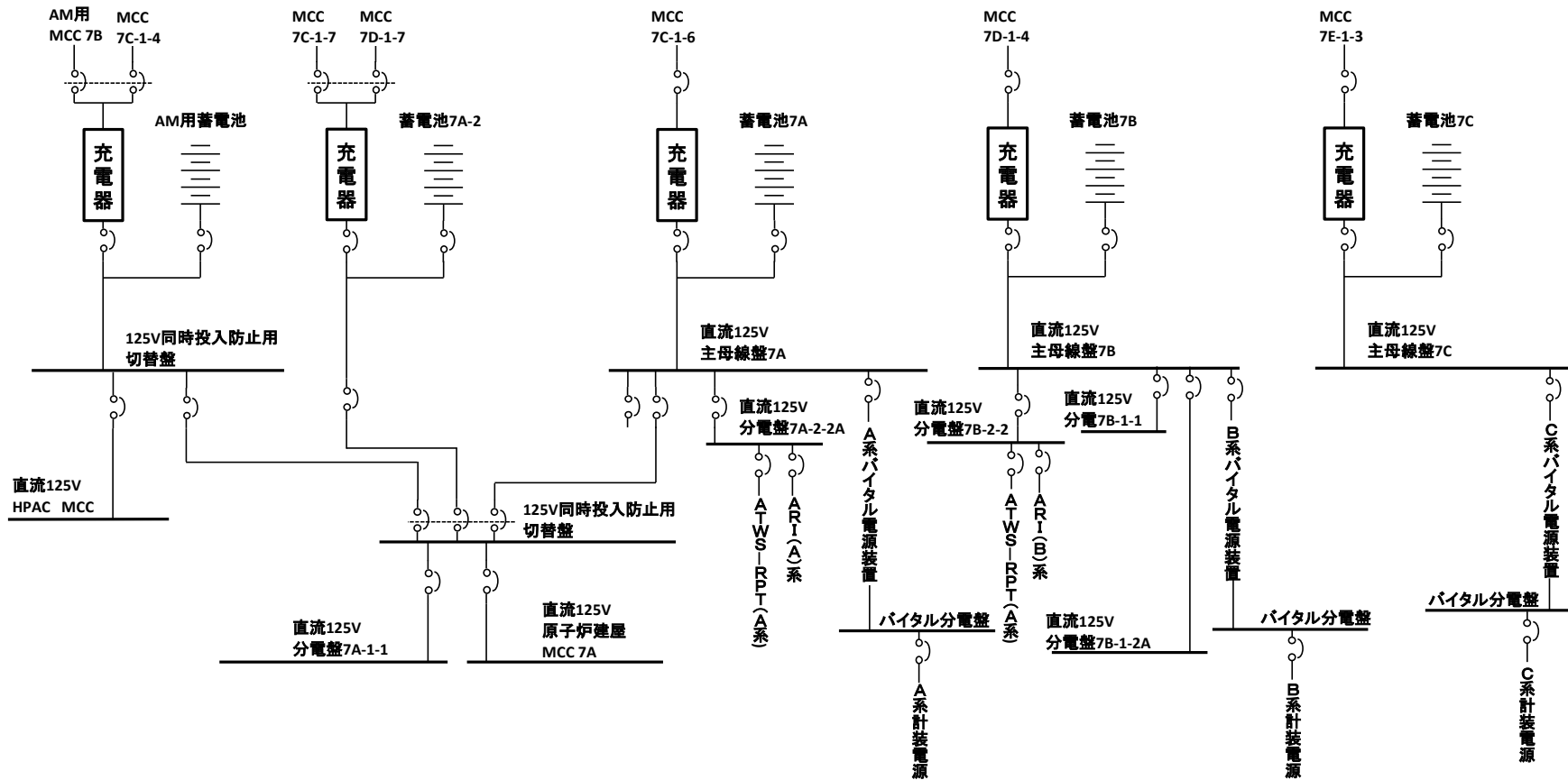
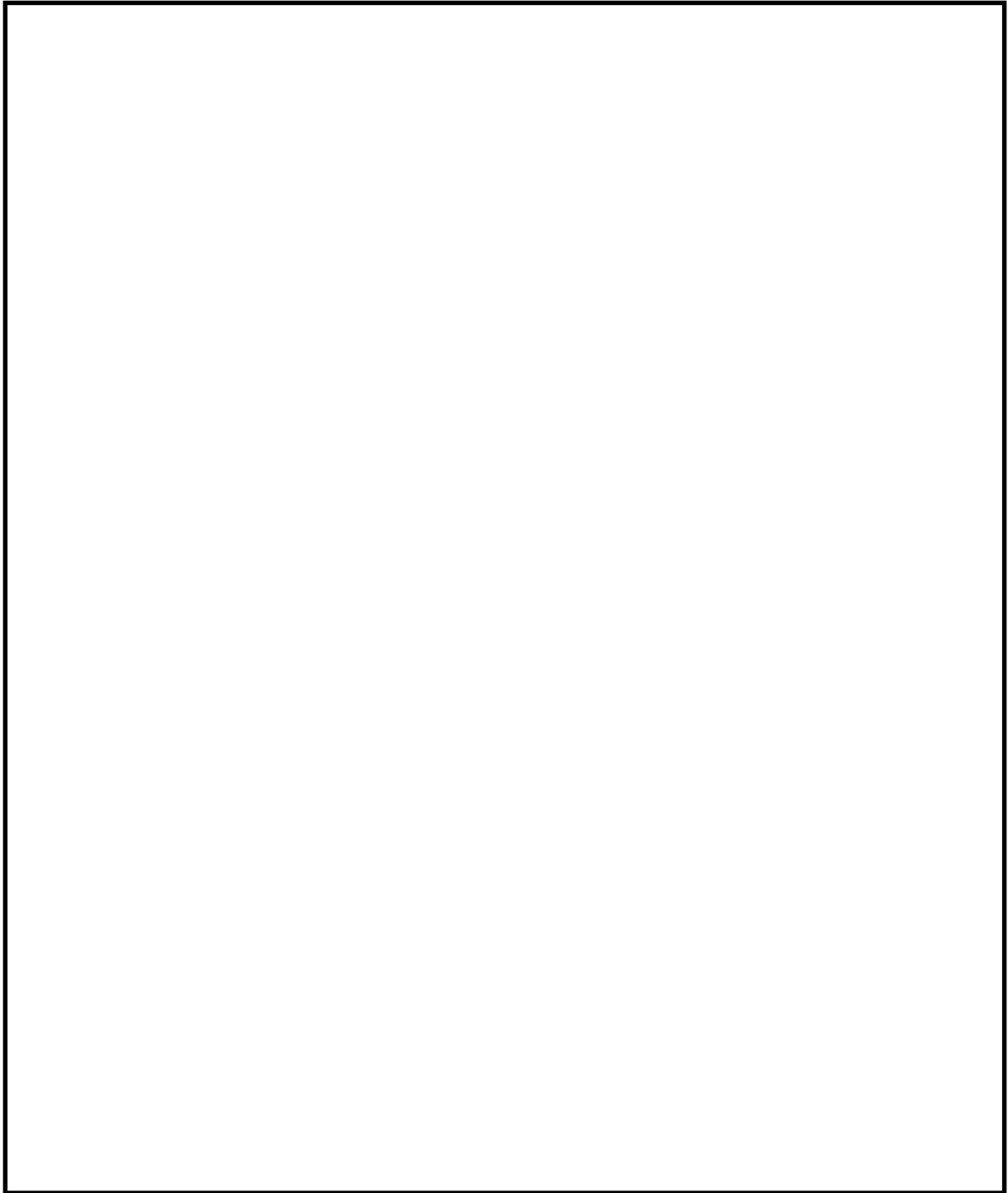


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

原子炉自動スクラム設定値リスト



## 重大事故対策の成立性

### 1. EOP 原子炉制御「反応度制御」

#### (1) スクラムソレノイドヒューズ引き抜き

##### a. 操作概要

ATWS が発生した場合に、現場に設置してあるスクラムソレノイドヒューズを引き抜くことでスクラムパイロット弁励磁コイルの電源を遮断し、制御棒をスクラム動作させる。

##### b. 作業場所

原子炉建屋 地下 2 階(管理区域)

##### c. 必要要員数及び操作時間

制御棒手動挿入手段のうち現場におけるスクラムソレノイドヒューズ引き抜きに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名(現場運転員 2 名)

所要時間目安: 25 分(実績時間 : 25 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放射線防護具(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 : 操作対象ヒューズは通路付近にあり、操作性に支障はない。また、専用工具等を必要とせずに引き抜きが可能である。

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。



スクラムソレノイドヒューズ



ヒューズ引き抜き

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 原子炉制御「反応度制御」	ほう酸水注入系ポンプ吸込弁	C41-M0-F001A(B)
		ほう酸水注入系注入弁	C41-M0-F006A(B)
		ほう酸水タンク液位指示値の低下	ほう酸水タンク液位指示値が容量換算で <input type="text"/> 以下
		ほう酸水の全量注入完了	ほう酸水タンク液位指示値が容量換算で <input type="text"/>

## 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原子炉の冷却

###### (b) 重大事故等対処設備

###### 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 重大事故等発生時の手順

##### 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の冷却

###### 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) 重大事故等発生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の冷却

###### 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) 重大事故等発生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注水
- b. 制御棒駆動水系による原子炉注水
- c. 高圧炉心注水系緊急注水

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

1.2.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料 1.2.1 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



## 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ベ等) を用いた弁の操作により、RCIC 等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等 (手順及び装備等) を整備すること。ただし、下記 (1) b) i) の人力による措置が容易に行える場合を除く。

b) 現場操作

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

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

c) 監視及び制御

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

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

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

(2) 復旧

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

(3) 重大事故等の進展抑制

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

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、原子炉へ注水するための設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉内高圧時における注水機能である。

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、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

### 1.2.1 対応手段と設備の選定

#### (1) 対応手段と設備の選定の考え方

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として原子炉隔離時冷却系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（図 1.2.1）。

また、原子炉を冷却するために原子炉水位を監視及び制御する対応手段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他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>\*1</sup>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、重大事故等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、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、全交流動力電源喪失又は直流電源喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因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表 1.2.1 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原子炉の冷却

設計基準事故対処設備である高圧注水系（高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系）の故障により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、現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し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
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 常設代替直流電源設備

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原子炉の冷却

現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し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

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・スパージャ、原子炉圧力容器及び常設代替直流電源設備は重大事故等対処設備として位置づける。

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

（添付資料1.2.1）

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が高圧の状態であって、原子炉内高圧時における注水機能が喪失した場合においても、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

##### (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却

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高圧注水系による原子炉の冷却ができない場合は、「1.2.1(2)a.(a) 高圧代替注水系による原子炉の冷却」の手段に加え、現場での弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉

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及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間，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原子炉の冷却

原子炉隔離時冷却系を現場手動操作にて起動し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
- ・サブプレッション・チェンバ
- ・復水貯蔵槽
- ・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

(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（常設又は可搬型），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供給することにより原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

なお，代替交流電源設備への燃料補給及び復水貯蔵槽への補給をすることにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間，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。

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ

- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 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
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

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供給することにより原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

なお、可搬型直流電源設備への燃料補給及び復水貯蔵槽への補給をすることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、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。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 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
- ・ 可搬型直流電源設備
- ・ 燃料補給設備

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供給することにより原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

なお、直流給電車へ接続する可搬型代替交流電源設備への給油及び復水貯蔵槽への補給をすることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、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。

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・復水貯蔵槽
- ・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
- ・直流給電車及び可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

#### (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原子炉の冷却で使用する設備のうち、サプレッション・チェンバ、復水貯蔵槽及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備として位置づける。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）として位置づける。

復旧にて使用する設備のうち、サプレッション・チェンバ、復水貯蔵槽、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、可搬型直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づける。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）として位置づける。

設計基準事故対処設備である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・スパーージャ及び復水補給水系配管・弁は重



大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

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

（添付資料1.2.1）

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が高圧の状態であって、原子炉内高圧時における注水機能が喪失した場合においても、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、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・直流給電車

給電開始までに時間を要するが、原子炉隔離時冷却系の運転に必要な直流電源を供給することで、原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能となり、原子炉を冷却する手段としては有効である。

c. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

上記「1.2.1(2)a.(a) 高圧代替注水系による原子炉の冷却」及び「1.2.1(2)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原子炉の冷却」により原子炉を冷却する際には、原子炉を冷却するための原子炉水位を監視する手段がある。

また、原子炉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、原子炉を冷却するための原子炉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（中操起動時）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づける。

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監視することにより，原子炉を冷却するために，原子炉水位を監視及び制御できる。

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

- ・ 監視及び制御で使用する復水貯蔵槽水位及び現場計器

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，現場計器は中央制御室での監視には適さないため重大事故等対処設備としては位置づけていないが，耐震性は有しており，現場起動時は監視可能であることから，原子炉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

原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉への高圧注水により原子炉水位が維持できない場合には，重大事故等の進展を抑制するため，ほう酸水注入系，制御棒駆動水系及び高圧炉心注水系により原子炉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てほう酸水注入系ポンプを用いて原子炉への注水を実施する。

さらに，原子炉への注水を継続するため，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補給することで，ほう酸水注入系ポンプを用いて原子炉への注水を継続する。

ほう酸水注入系により原子炉へ注水する設備及び注水を継続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
- ・ 燃料補給設備

ii. 制御棒駆動水系による進展抑制

復水貯蔵槽を水源として制御棒駆動水系ポンプを用いて原子炉への注水を実施する。

制御棒駆動水系により原子炉へ注水する設備は以下のとおり。

- ・ 制御棒駆動水系ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 制御棒駆動系配管・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
- ・ 燃料補給設備

### iii. 高圧炉心注水系緊急注水

常設代替交流電源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する。

高圧炉心注水系により原子炉へ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
- ・ 燃料補給設備

### (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、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づける。

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が高圧の状態であって、原子炉内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、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ ほう酸水注入系（原子炉へ注水を継続させる場合）

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に補給することができればほう酸水注入系による原子炉への注水を継続すること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。

- ・制御棒駆動水系

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

モータ冷却水なし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，原子炉への高圧注水により原子炉水位が維持できない場合には，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間，重大事故等の進展抑制として有効な手段である。

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。）及び多様なハザード対応手順に定める（表 1.2.1）。

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

（添付資料 1.2.2）

## 1.2.2 重大事故等発生時の手順

### 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の冷却

##### a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

高圧注水系が機能喪失した場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し原子炉注水を実施する。

なお、原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）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

給水系，復水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉注水ができない場合で，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

高圧代替注水系起動による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.4に，タイムチャートを図1.2.5に示す。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に高圧代替注水系起動による原子炉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，高圧代替注水系による原子炉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。
- ③中央制御室運転員A及びBは，高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成として，高圧代替注水系注入弁の全開操作を実施し，当直副長に高圧代替注水系による原子炉注水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高圧代替注水系による原子炉注水の開始を指示する。
- 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，原子炉注水を開始する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは，原子炉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。

- 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压代替注水系起動まで15分以内で可能である。

b. 現場手動操作による高压代替注水系起動

高压注水系が機能喪失した場合において、中央制御室からの操作により高压代替注水系を起動できない場合は、現場での弁の手動操作により高压代替注水系を起動し原子炉注水を実施する。

なお、原子炉を冷却するために原子炉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。

(a) 手順着手の判断基準

給水系、復水系、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系により原子炉注水ができない場合で、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。

(b) 操作手順

高压代替注水系現場起動による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.4に、タイムチャートを図1.2.6に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に高压代替注水系起動による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②現場運転員E及びFは、原子炉压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、高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成として、高圧代替注水系注入弁の全開操作を実施し、当直副長に高圧代替注水系による原子炉注水の準備完了を報告する。
- ⑤当直副長は、現場運転員に高圧代替注水系による原子炉注水の開始を指示する。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。
- 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**全開操作することにより高圧代替注水系を起動し、**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へ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には、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起動まで約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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、すみ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。

(添付資料1.2.3-1, 1.2.3-3)



## (2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手順の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1. 2. 16に示す。

重大事故等が発生し原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉の冷却が必要となった場合、設計基準事故対処設備である高圧注水系により原子炉を冷却する。

高圧注水系が機能喪失した場合は、中央制御室からの操作により重大事故等対処設備である高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する。

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、現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する。

### 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の冷却

##### 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高圧注水系での原子炉の冷却ができない場合において、高圧代替注水系が起動できない場合は、復水貯蔵槽を水源として原子炉隔離時冷却系を現場での弁の手動操作にて起動し原子炉注水を実施する。

また、原子炉隔離時冷却系の現場手動操作にて発生する排水により原子炉隔離時冷却系ポンプ本体が水没する前に排水処理を実施する。

なお、原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）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

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注水が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で、高圧代替注水系の現場起動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、又は高圧代替注水系が現場起動できない場合。

(b) 操作手順

原子炉隔離時冷却系現場起動による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図 1.2.7、図 1.2.8 に、タイムチャートを図 1.2.9 に示す。

i. 原子炉隔離時冷却系現場起動による原子炉注水（運転員操作）

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉隔離時冷却系起動による原子炉注水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隔離時冷却系起動の排水処理として仮設ポンプの設置及び排水を依頼する。
- ③現場運転員E及びFは、原子炉压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、当直副長に原子炉压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への冷却水確保として原子炉隔離時冷却系冷却水ライン止め弁、真空タンクドレン弁、真空タンク水位検出配管ドレン弁及び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、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の系統構成として、原子炉隔離時冷却系注入弁の全開操作を実施するとともに、原子炉隔離時冷却系タービングランド部からの蒸気漏洩に備え保護具(酸素呼吸器及び耐熱服)を装着し(現場運転員E及びFはこれを補助する)当直副長に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の準備完了を報告する。
- ⑦当直副長は、現場運転員に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の開始を指示する。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。
- 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、タービン回転数を規定回転数(可搬型回転計にて確認)に調整するとともに現場監

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へ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)の間で原子炉压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には、中央制御室運転員の指示に基づき、原子炉压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。
- 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。

## ii. 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、消防ホース及び消防ホース用吐出弁の確認及び準備を行い、6/7号機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、6/7号機共用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(A)ポンプ室内(管理区域)の高電導度廃液系サンプル(A)に水中ポンプ及び消防ホース用吐出弁を設置、6/7号機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消防ホースを搬入する。
- ⑤緊急時対策要員は、発電機－制御盤間の電源ケーブルを敷設し、発電機及び制御盤各端子へ電源ケーブルの接続をする。
- ⑥緊急時対策要員は、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の接続をする。
- ⑦緊急時対策要員は、水中ポンプの吐出側に消防ホースを接続、接続した消防ホースを原子炉建屋地下3階 高電導度廃液系サンプル(D)室内(管理区域)の高電導度廃液系サンプル(D)まで敷設し、吐出口に消防ホース用吐出弁を取付け固縛する。
- ⑧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。

- ⑨緊急時対策要員は、発電機を起動させるため、発電機本体より起動操作を行い発電機を起動させる。
- ⑩緊急時対策要員は、水中ポンプを起動させるため、制御盤より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)室内サンプへ送水を開始する。
- ⑪緊急時対策要員は、制御盤より水中ポンプの運転状態を状態表示にて確認する。
- ⑫緊急時対策要員は、原子炉隔離時冷却系現場起動による排水処理開始を緊急時対策本部経由で当直長へ報告する。

### (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名及び現場運転員4名、緊急時対策要員4名にて作業を実施する。

作業開始を判断してから現場運転員による原子炉隔離時冷却系起動まで約90分で可能である。また、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、保護具(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、すみ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。

(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が枯渇する前に常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を受電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を供給することにより原子炉を冷却する。

また、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)が喪失している場合に、原子炉隔離時冷却系による原子炉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。

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(原子炉格納容器の圧力高信号又は原子炉水位低(レベル1.5))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・チェンバに水源が切り替わる。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）が喪失していることから、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切り替える。

何れの切替においても、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には、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させる。

#### (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。

原子炉隔離時冷却系の水源切替手順（サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽）の概要は以下のとおり。

①当直副長は、運転員にサプレッション・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前に原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ切替え、その後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、CSP側吸込隔離弁が全開、その後S/C側吸込隔離弁が全閉し、水源がサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ切替わることを確認する。また、水源切替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



手動での水源切替操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから水源切替の完了まで3分以内で可能である。

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が枯渇する前に可搬型直流電源設備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供給することにより原子炉を冷却する。

なお、原子炉隔離時冷却系の水源切替に関しては、上記「1.2.2.2(2) 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」の操作手順と同様である。

(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M/C C系及びM/C D系への給電ができない場合。

(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が枯渇する前に直流給電車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供給することにより原子炉を冷却する。

なお、原子炉隔離時冷却系の水源切替に関しては、上記「1.2.2.2(2) 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」の操作手順と同様である。

(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給電ができない場合。

(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) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手順の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.2.16に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統が喪失した場合の対応

中央制御室からの操作により重大事故等対処設備である高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する。

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、現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する。

何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は、現場での弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉を冷却する。

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代替交流電源設備（常設又は可搬型）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することにより原子炉を冷却する。

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

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ことにより原子炉を冷却する。

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ことにより原子炉を冷却する。

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及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続させる。

### 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注水

全交流動力電源喪失又は高圧炉心注水系の機能が喪失時において、高圧代替注水系又は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てほう酸水注入系を用いて原子炉注水を実施する。

さらに、原子炉注水を継続するため、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、ほう酸水注入系を用いて原子炉注水を継続させる。

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、ほう酸水注入系を用いて原子炉注水を実施することも可能である。

##### (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状態であり、高圧代替注水系又は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注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.10に、タイムチャートを図1.2.11に示す。

[ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉注入]

- 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り、原子炉へほう酸水の注水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、ほう酸水注入系による原子炉注水に必要なポンプ、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、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する。(B系も同様))を実施する。
- ⑦現場運転員C及びDは、原子炉注水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。

[原子炉への継続注水]

- ⑧当直副長は、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の継続注水準備を開始するようを指示する。  
※[ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉注入]準備と合わせて実施する。
- ⑨現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系による原子炉への継続注水の系統構成として、仮設ホース接続(復水補給水系～純水補給水系の間)を実施し、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、ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁の全閉及び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による原子炉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による原子炉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、ほう酸水貯蔵タンクに補給を行う。

- 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操作(復水補給水系常/非常用連絡管一次、二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使用の場合 (原子炉注水) ]

- 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による原子炉注水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、ほう酸水注入系による原子炉注水に必要なポンプ、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、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、ほう酸水注入系による原子炉注水の系統構成として、仮設ホース接続(復水補給水系～純水補給水系の間)を実施し、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開、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による原子炉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による原子炉注水開始を指示する。
- ⑨現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系ほう酸水注入弁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。ほう酸水注入

ポンプ出口圧力指示値の上昇を確認後すみやかに、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を行う。

- ⑩中央制御室運転員A及びBは、原子炉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操作(復水補給水系常/非常用連絡管一次、二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注水は、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ポンプの起動まで約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、原子炉への継続注水を行う場合は、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たほう酸水注入系テストタンクに補給し、原子炉注水を行う場合、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ほう酸水注入系ポンプ起動まで約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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.2.3-4)

#### b. 制御棒駆動水系による原子炉注水

全交流動力電源喪失又は高圧炉心注水系の機能が喪失時において、高圧代替注水系又は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て制御棒駆動水系を用いて原子炉注水を実施する。

(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、高圧代替注水系又は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、制御棒駆動水系が使用可能な場合。

(b) 操作手順

制御棒駆動水系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.12に、タイムチャートを図1.2.13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水系による原子炉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、制御棒駆動水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、緊急時対策本部へ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、制御棒駆動水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水系による原子炉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水ポンプの起動まで約20分で可能である。

c. 高圧炉心注水系緊急注水

全交流動力電源が喪失し、高圧代替注水系又は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冷却水がない状態で短時間起動し、高圧炉心注水系による原子炉注水を実施する。

(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、高圧代替注水系又は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によるM/C 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注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.14に、タイムチャートを図1.2.15に示す。

※高圧炉心注水系ポンプ無冷却状態では許容運転時間が定められており、起動後は運転許容時間内にポンプを停止させ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、緊急時対策本部へ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し、当直副長に高圧炉心注水系による原子炉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隔離弁(B)を全開として原子炉注水を開始する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、原子炉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、中央制御室運転員に高圧炉心注水系ポンプの運転許可時間経過後に高圧炉心注水系ポンプ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隔離弁(B)を全閉とし、高圧炉心注水系ポンプを停止する。

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注水開始まで約25分で可能である。

## (2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手順の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.2.16に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態において、全交流動力電源が喪失し、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により**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は、常設代替交流電源設備より高圧炉心注水系の電源を復旧し、高圧炉心注水系を冷却水がない状態で短時間起動し、原子炉を一時的に冷却することで原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、重大事故等の進展抑制として使用する。

全交流動力電源喪失又は高圧炉心注水系の機能が喪失時において、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により**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は、常設代替交流電源設備より、ほう酸水注入系又は制御棒駆動水系の電源を復旧し、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及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、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る原子炉への継続注水を行う場合の水源は、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 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、電動弁及び中操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、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な水の供給手順等」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。

表 1.2.1 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）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	高圧炉心注水系 原子炉隔離時冷却系	高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却	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	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
		高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却	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 「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，対応設備，手順書一覧（2/5）

（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	全交流動力電源 常設直流電源系統	原子炉隔離時冷却系 の現場操作 による原子炉の冷却	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	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（徴候ベース） 「水位確保」等 「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）」
			サブプレッション・チェンバ 復水貯蔵槽 原子炉圧力容器	重大事故等 対応設備	
	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 高圧炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ	重大事故等 対応設備 (設計基準拡張)	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等
			サブプレッション・チェンバ 復水貯蔵槽 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※1	重大事故等 対応設備	
		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 高圧炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ	重大事故等 対応設備 (設計基準拡張)	
			サブプレッション・チェンバ 復水貯蔵槽 原子炉圧力容器 可搬型直流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※1	重大事故等 対応設備	

※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，対応設備，手順書一覧（3/5）

（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	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 サブプレッション・チェンバ 復水貯蔵槽 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 直流給電車及び可搬型代替交流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※1	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等

※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（4/5）

（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（中操起動時）	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（徴候ベース） 「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）	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（徴候ベース） 「水位確保」等 「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）	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（徴候ベース） 「水位確保」等 「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（5/5）

（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	対応設備	手順書	
重大事故等の進展抑制	—	ほう酸水注入系による進展抑制	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 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※1	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 「SLC ポンプによる原子炉注水」  事故時運転操作手順書（徴候ベース）「水位確保」等 「CRD による原子炉注水」  事故時運転操作手順書（徴候ベース）「水位確保」等 「HPCF 緊急注水」
		ほう酸水注入系による進展抑制（継続注水）	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 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※1	自主対策 設備	
		制御棒駆動水系による進展抑制	制御棒駆動水ポンプ 復水貯蔵槽 制御棒駆動系配管・弁 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 ※1 燃料補給設備 ※1	自主対策 設備	
		高圧炉心注水系緊急注水	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 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※1	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。

表 1.2.2 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)	
1.2.2.1 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の冷却			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「中央制御室からの高圧代替注水系起動」	判断基準	電源	AM 用直流 125V 充電器電圧 AM 用直流 125V 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)
		水源の確認	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
		水源の確認	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 「HPAC 現場起動」	判断基準	電源	AM 用直流 125V 充電器電圧 AM 用直流 125V 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)
		水源の確認	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の冷却			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「RCIC 現場起動」	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 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤電圧 AM 用直流 125V 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)
		水源の確認	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	可搬型回転計の回転数 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 (2/3)

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)		
1.2.2.3 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 「SLC ポンプによる注水」	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)	
		水源の確認	水源(以下のうち、どれか一つ) 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 「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	原子炉補機冷却系系統流量
水源の確認			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(下鏡上部温度) 原子炉圧力容器温度(下鏡下部温度)	
		原子炉圧力容器への注水流量	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	
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)	

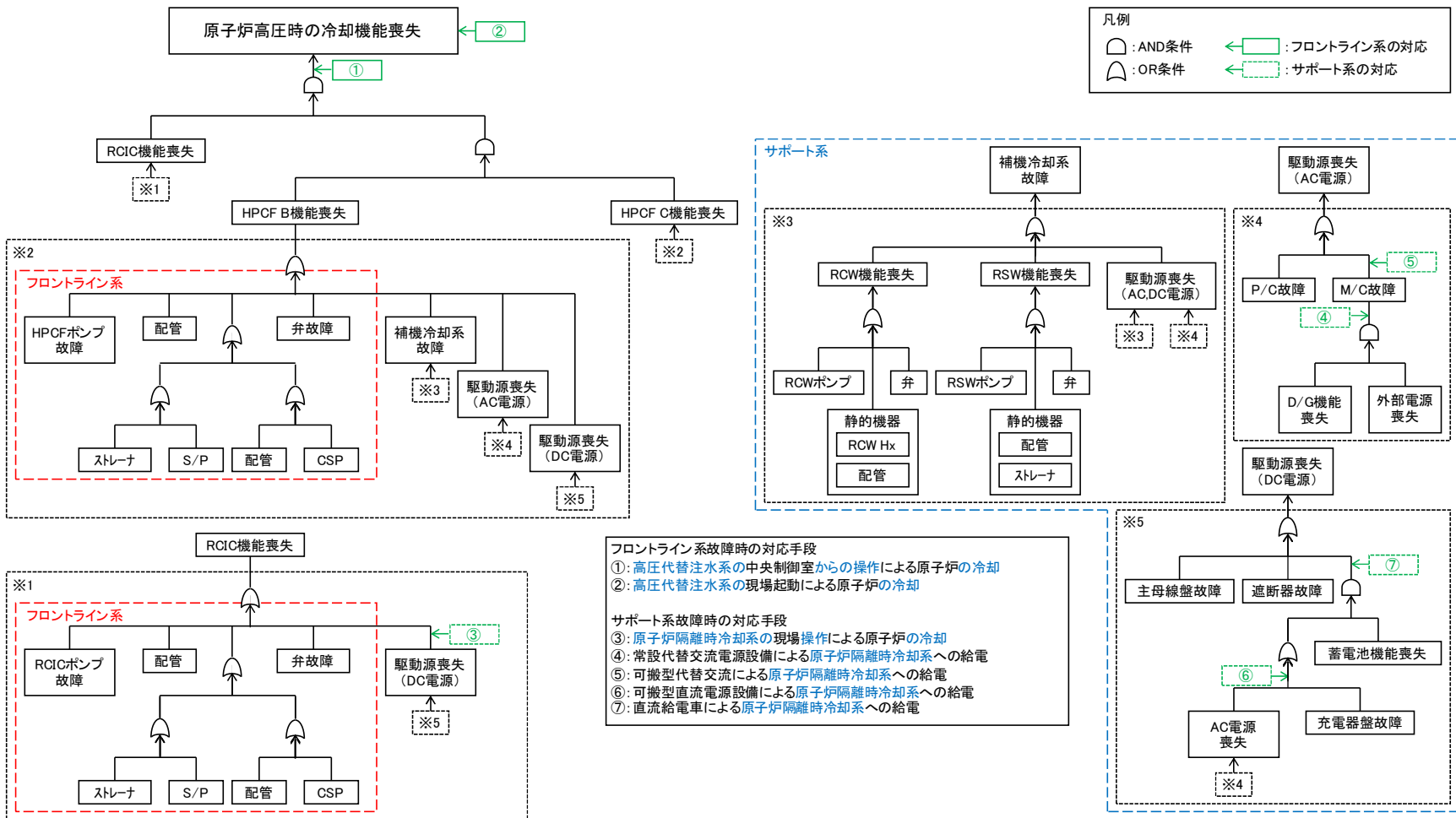
監視計器一覧 (3/3)

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)	
1.2.2.3 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 「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)
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)
	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流量	高圧炉心注水系(B)系統流量
		補機監視機能	高圧炉心注水系ポンプ(B)吐出圧力
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)

表 1.2.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 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 AM用直流 125V</p>
	<p>原子炉隔離時冷却系弁</p>	<p>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  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  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  計測用 A系電源 計測用 B系電源</p>





- フロントライン系故障時の対応手段**
- ①: 高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却
  - ②: 高圧代替注水系の現場起動による原子炉の冷却
- サポート系故障時の対応手段**
- ③: 原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却
  - ④: 常設代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
  - ⑤: 可搬型代替交流による原子炉隔離時冷却系への給電
  - ⑥: 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
  - ⑦: 直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電

図 1.2.1 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	
高圧注水系機能喪失	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/P水源	S/P	ストレーナ		
		補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ					
				弁					
			RSW機能喪失	静的機器故障	RCW Hx				
				配管					
			駆動源喪失 (AC電源)	P/C故障	D/G機能喪失				
				M/C故障	外部電源喪失				
		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	充電器盤故障	P/C故障				
			AC電源喪失	M/C故障	D/G機能喪失	外部電源喪失			
	HPCFポンプC故障 弁故障								
			静的機器故障	配管					
		水源			CSP水源	CSP			
	S/P水源				S/P	ストレーナ			
	補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ						
			弁						
		RSW機能喪失	静的機器故障	RCW Hx					
			配管						
		駆動源喪失 (AC電源)	P/C故障	D/G機能喪失					
			M/C故障	外部電源喪失					
	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	充電器盤故障	P/C故障				
AC電源喪失			M/C故障	D/G機能喪失	外部電源喪失				
RCICポンプ故障 弁故障									
		静的機器故障	配管						
	水源			CSP水源	CSP				
S/P水源				S/P	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	充電器盤故障	P/C故障					
		AC電源喪失	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」を基に、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。

図 1.2.1 機能喪失原因対策分析(補足)

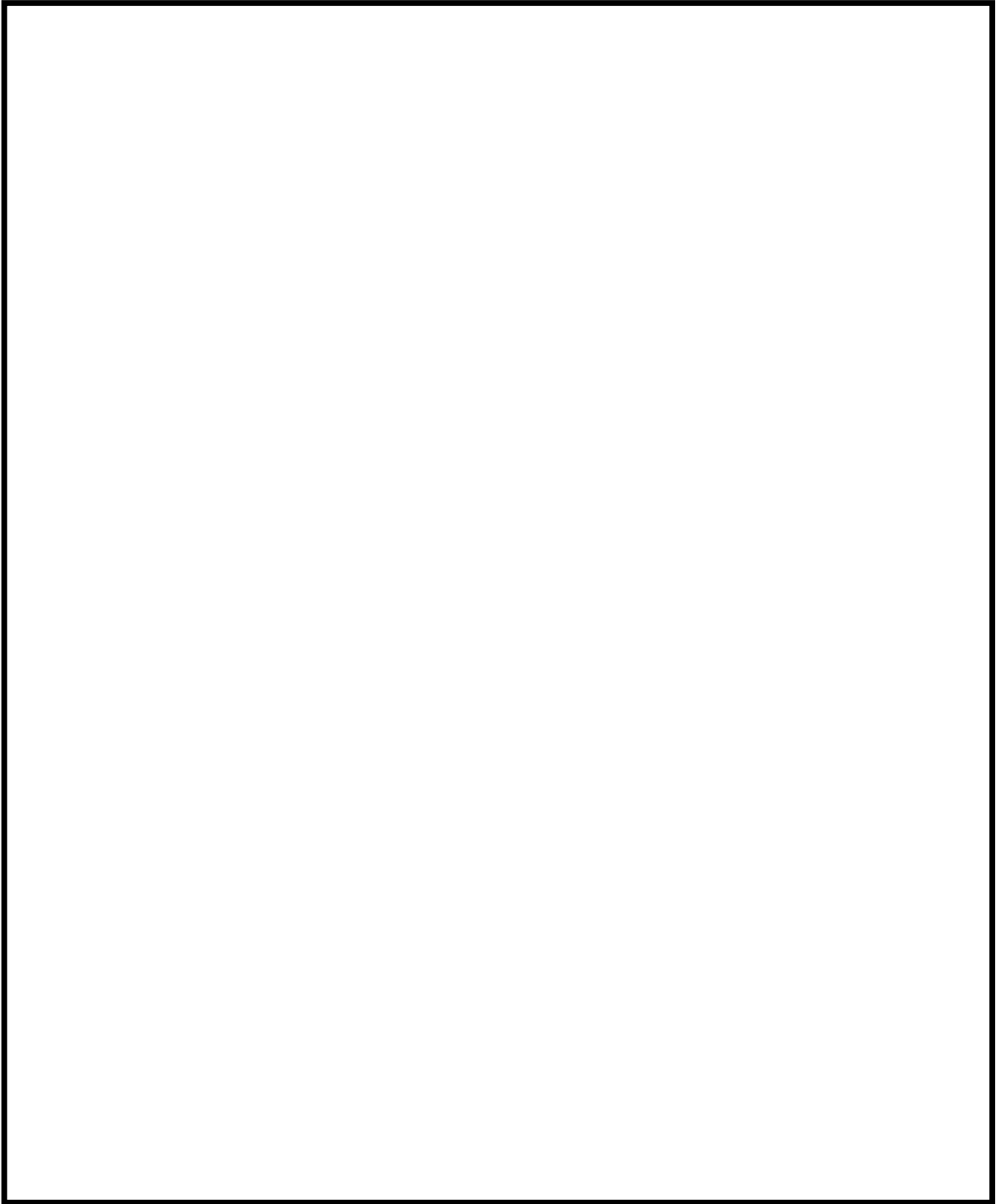


図 1.2.2 EOP 「水位確保」における対応フロー

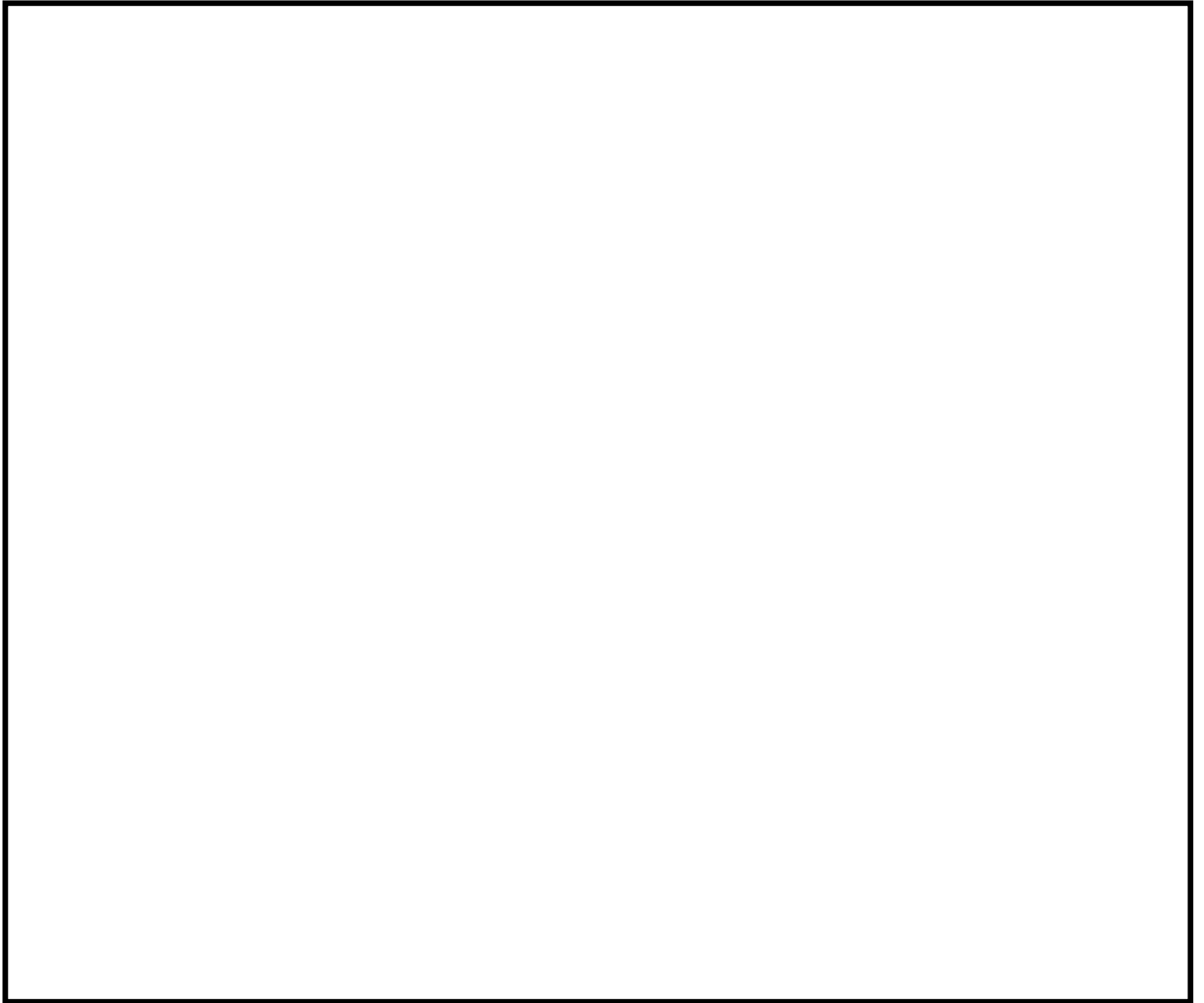
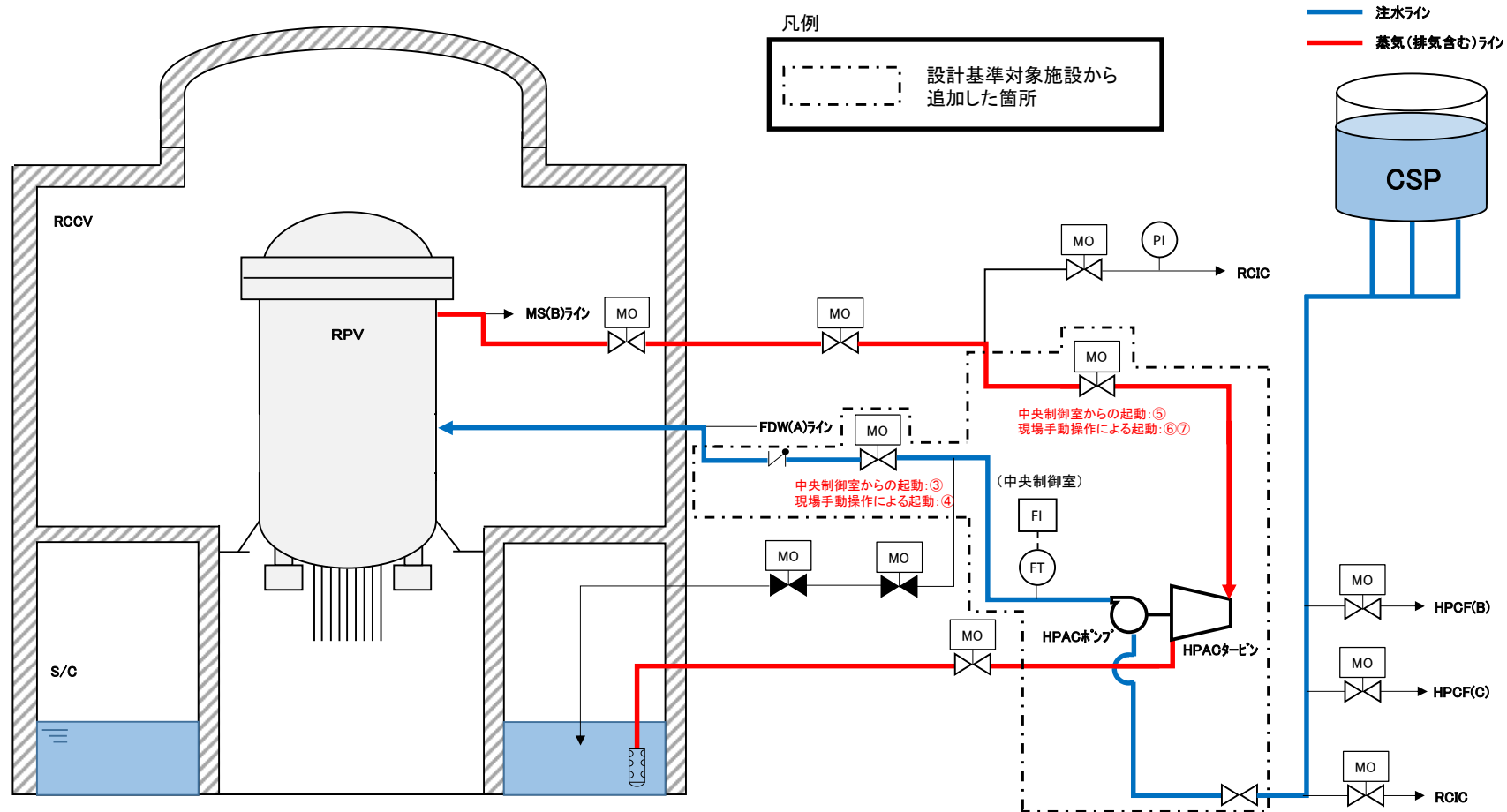


図 1.2.3 EOP 「水位回復」における対応フロー



操作手順	弁名称
中央制御室からの起動:③	高圧代替注水系注入弁
現場手動操作による起動:④	
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	

図 1.2.4 中央制御室からの高圧代替注水系起動，現場操作による高圧代替注水系起動 概要図

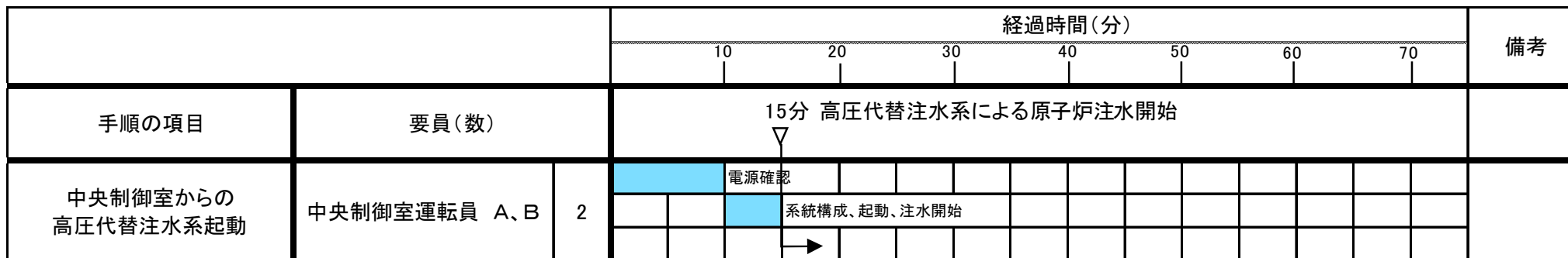


図 1.2.5 中央制御室からの高圧代替注水系起動 タイムチャート

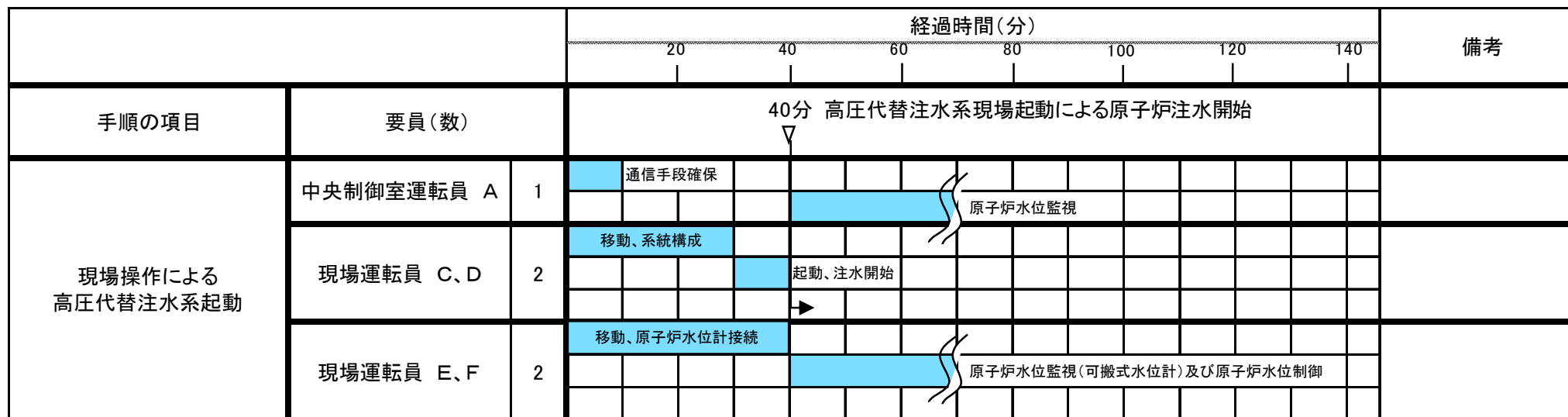
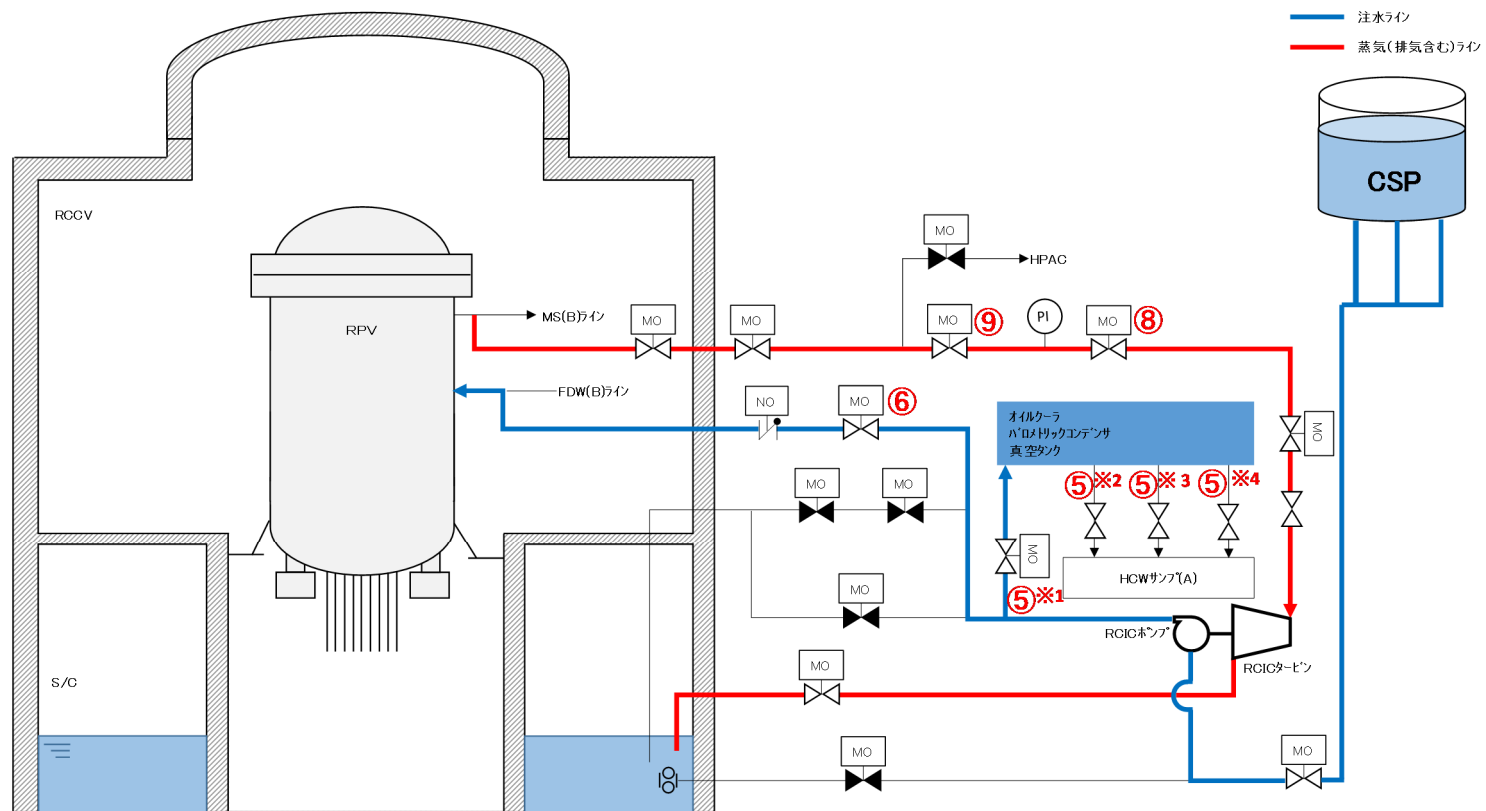


図 1.2.6 現場操作による高圧代替注水系起動 タイムチャート



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	真空タンク外レン弁
⑤※3	真空タンク水位検出配管レン弁
⑤※4	セパレータ外レン弁
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

図 1.2.7 現場操作による原子炉隔離時冷却系起動 概要図

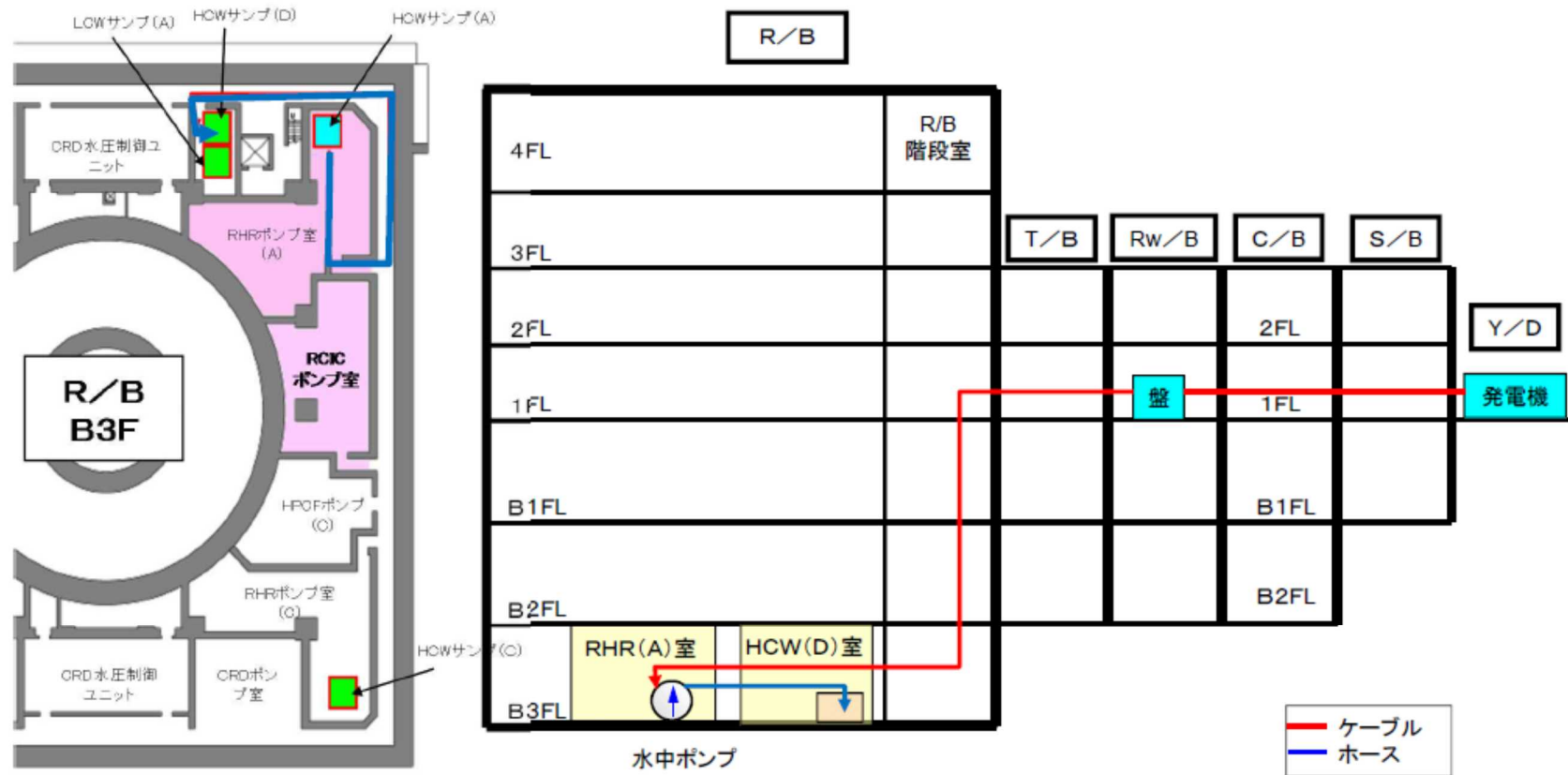


図 1.2.8 現場操作による原子炉隔離時冷却系起動における排水処理 概要図



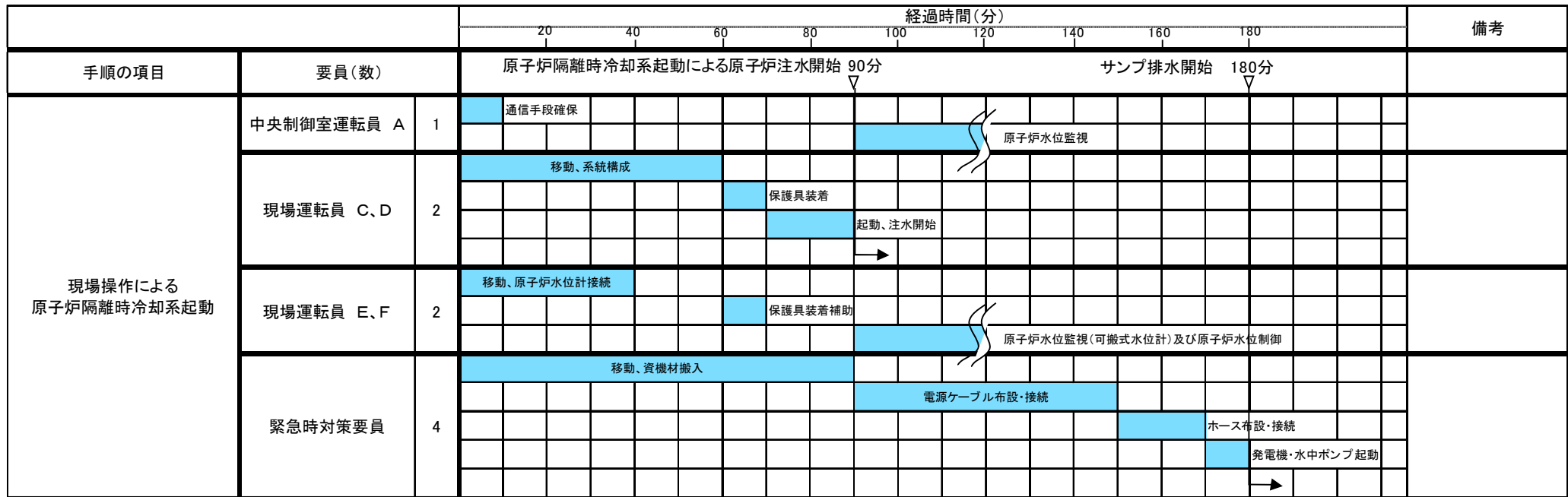
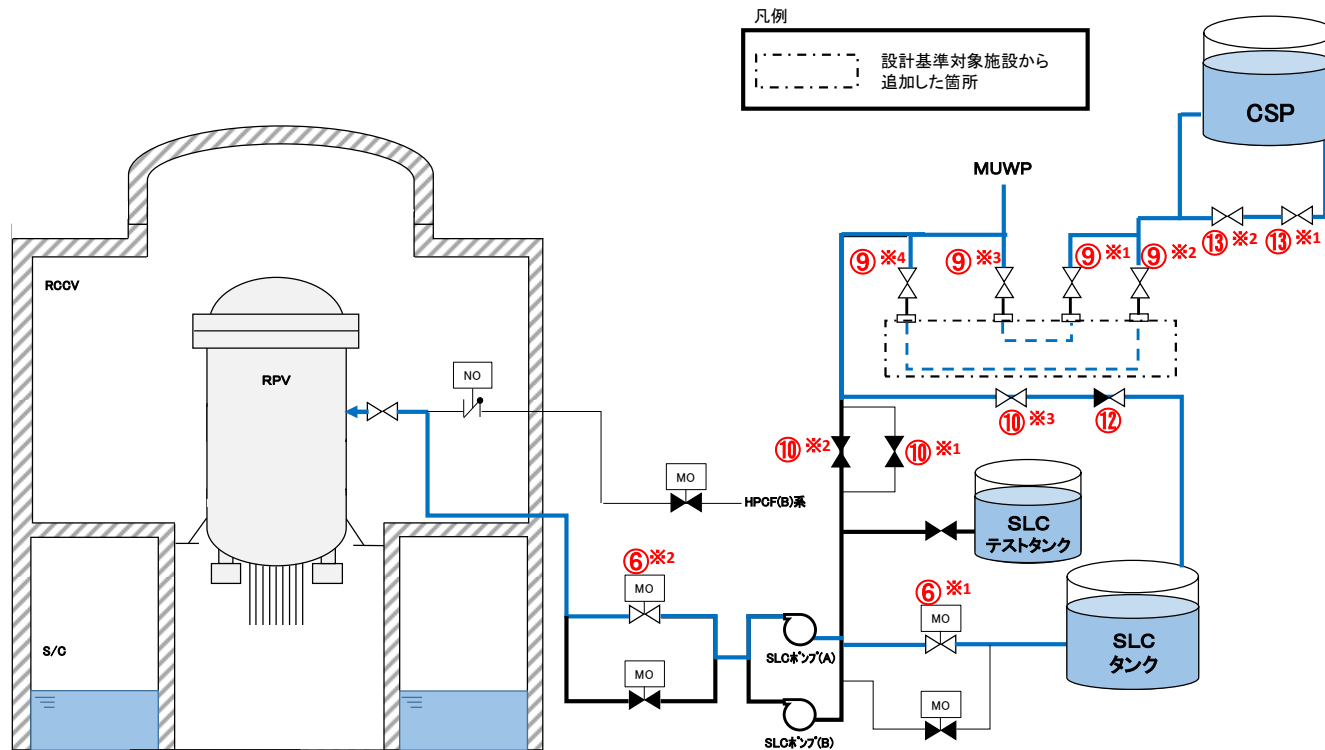
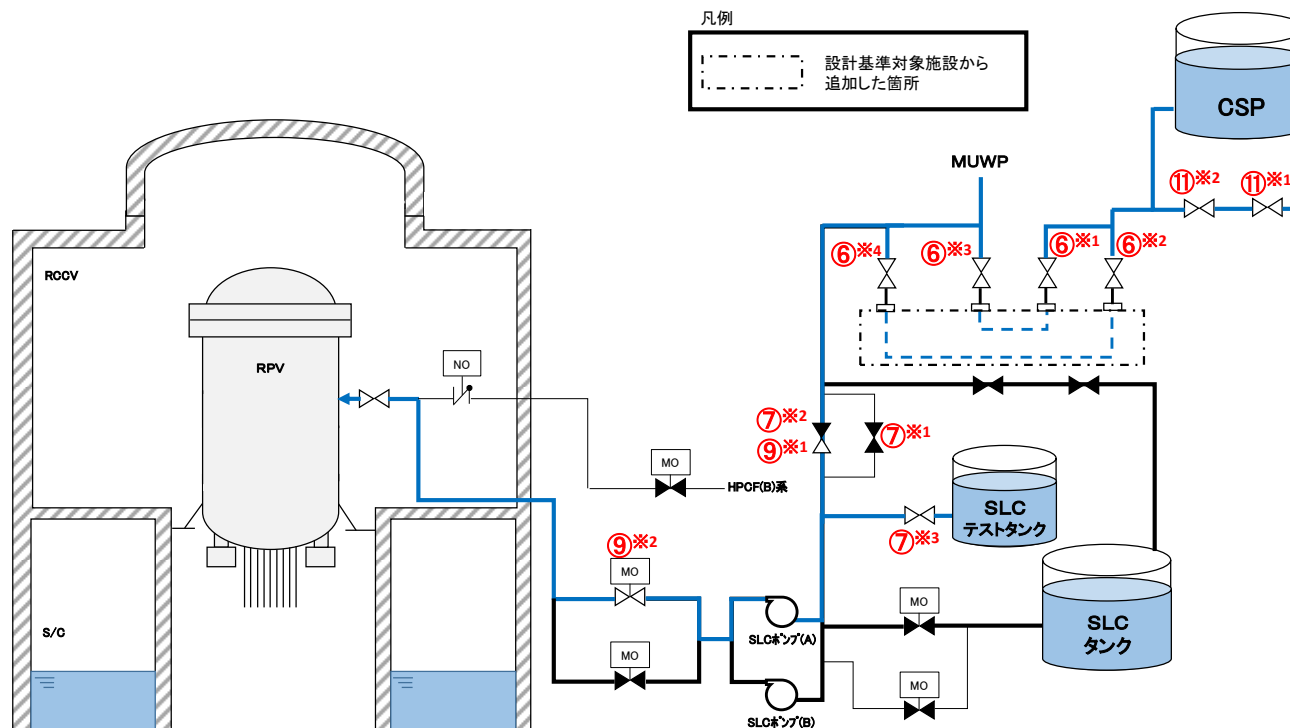


図 1.2.9 現場操作による原子炉隔離時冷却系起動及び排水処理 タイムチャート



操作手順	弁名称
⑨※1	復水補給水系積算計出口レン弁
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
⑥※1	ほう酸水注入系ポンプ吸込弁(A)
⑥※2	ほう酸水注入系ほう酸水注入弁(A)
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/非常用連絡管一次止め弁
⑬※2	復水補給水系 常/非常用連絡管二次止め弁

図 1.2.10 ほう酸水注入系による原子炉注水(ほう酸水貯蔵タンク使用) 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	ほう酸水注入系ほう酸水注入弁(A)
⑪*1	復水補給水系 常/非常用連絡管一次止め弁
⑪*2	復水補給水系 常/非常用連絡管二次止め弁

図 1.2.10 ほう酸水注入系による原子炉注水(テストタンク使用) 概要図(2/2)

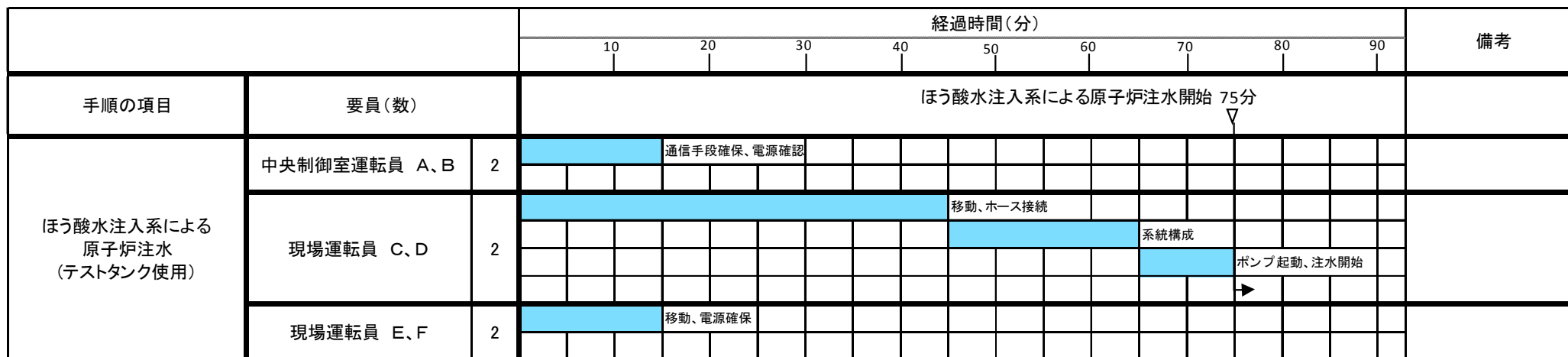
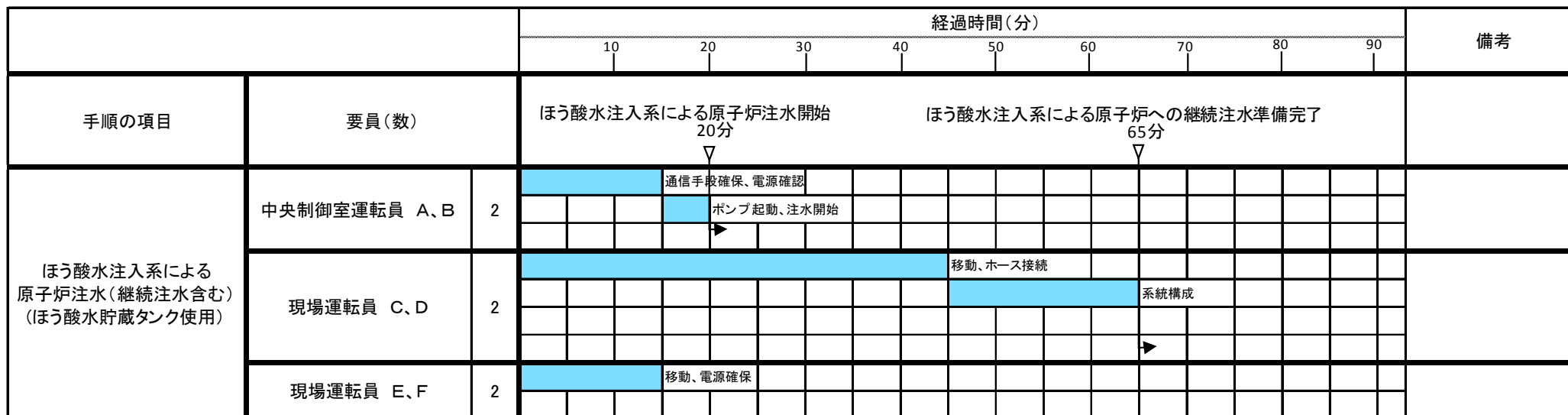


図 1.2.11 ほう酸水注入系による原子炉注水 タイムチャート

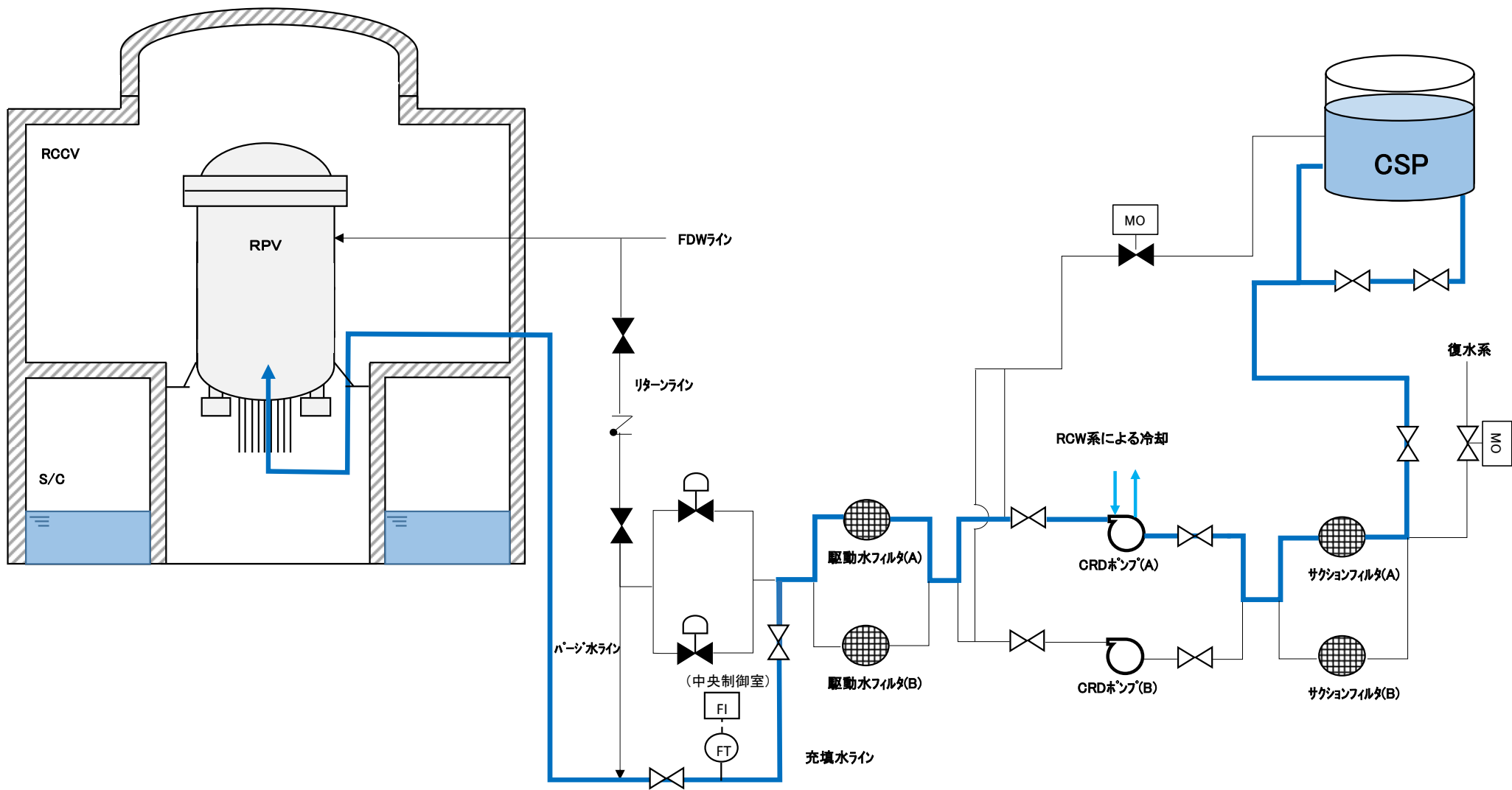
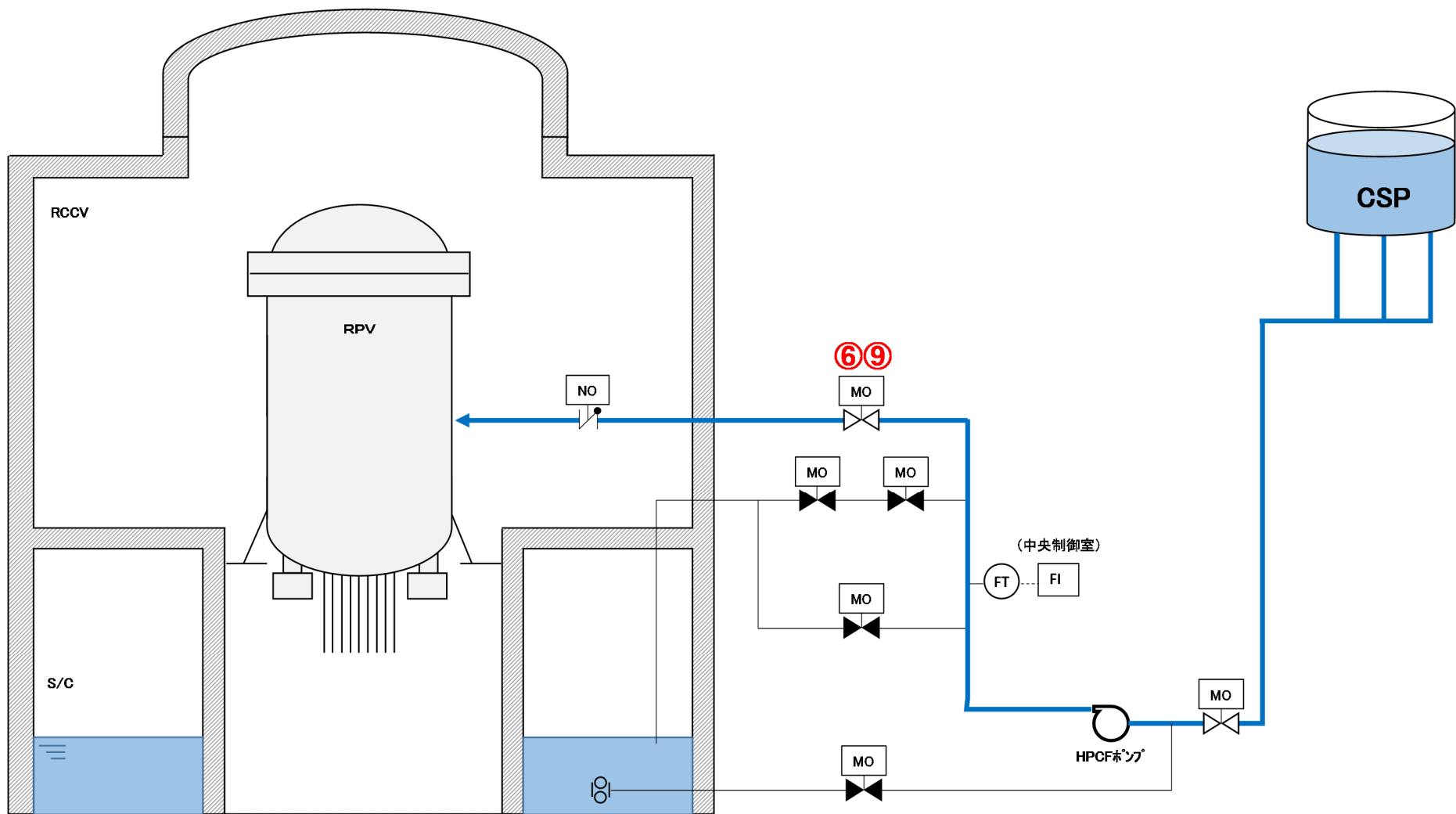


図 1. 2. 12 制御棒駆動水系による原子炉注水 概要図

		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 制御棒駆動水系による原子炉注水 ▽														
制御棒駆動水系による 原子炉注水	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認													
			冷却水確保確認													
			ポンプ起動、注水開始													
			→													

図 1.2.13 制御棒駆動水系による原子炉注水 タイムチャート



操作手順	弁名称
⑥⑨	高压炉心注水系注入隔離弁(B)

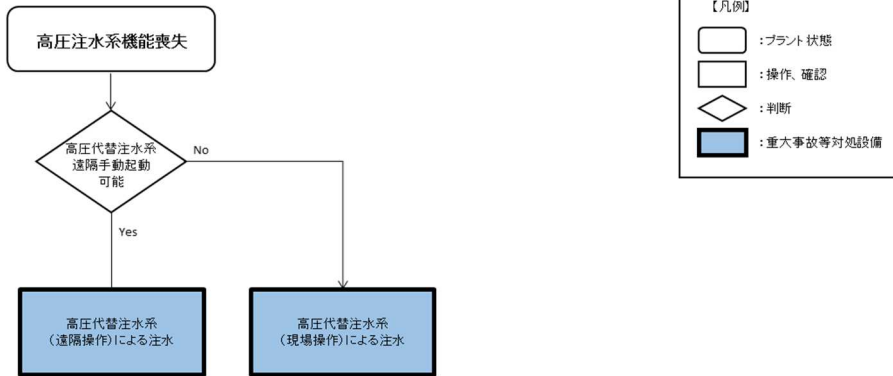
図 1. 2. 14 高压炉心注水系緊急注水 概要図

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	高圧炉心注水系による 25分 原子炉注水開始 <span style="float:right">▽</span> <span style="float:right">50分 高圧炉心注水系ポンプ停止</span>													
高圧炉心注水系緊急注水	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認												
			系統構成												
			ポンプ起動												
			注水開始												
			<span style="float:right">▶</span> <span style="float:right">ポンプ停止</span>												

図 1.2.15 高圧炉心注水系緊急注水 タイムチャート



(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



(2) サポート系故障時の対応手段の選択

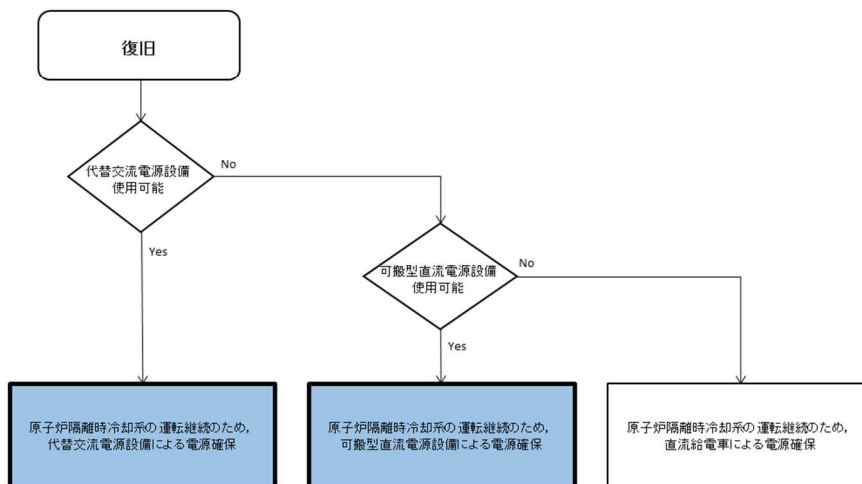
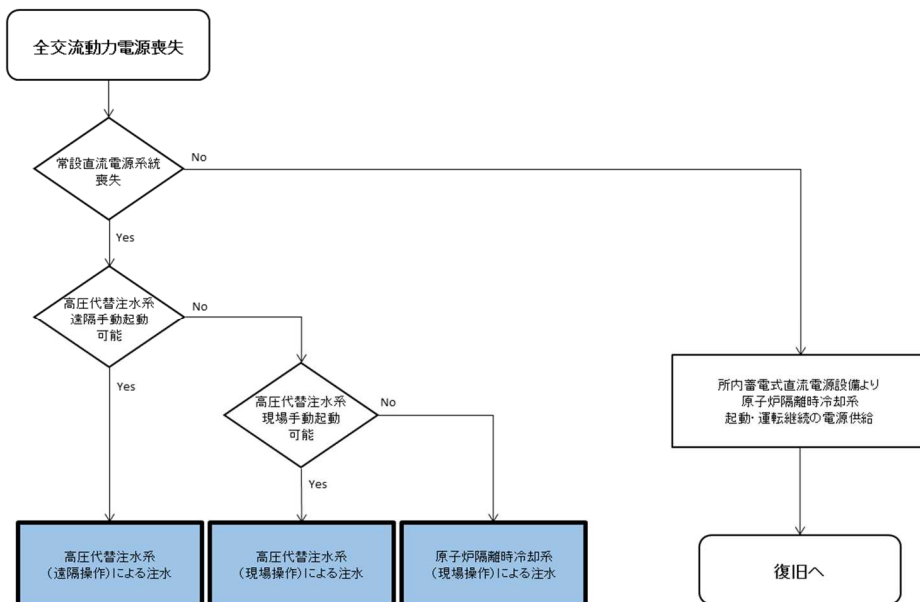


図 1.2.16 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート (1/2)

(3) 重大事故等の進展抑制時の対応手段の選択

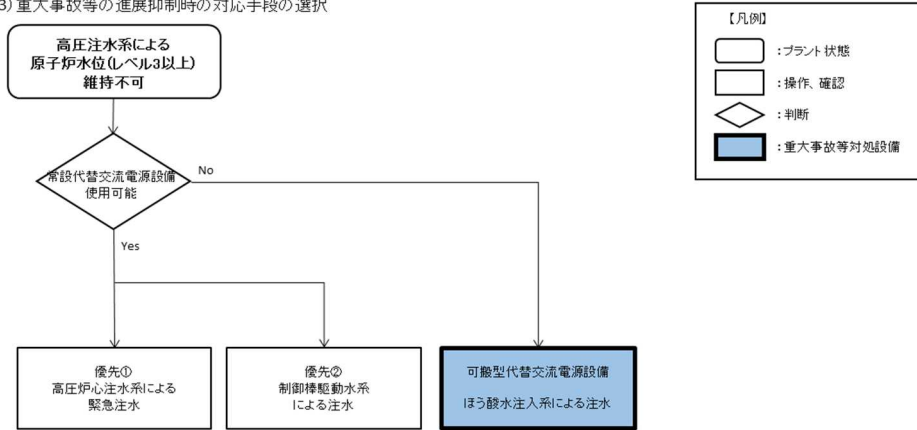


図 1.2.16 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート (2/2)

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 (1.2)	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。</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)</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 (2/5)

: 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
高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却	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・スパーンジャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
常設代替直流電源設備	新設								
高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却	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・スパーンジャ	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原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ② ③ ⑨ ⑩ ⑪	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	復水貯蔵槽	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・スパーンジャ	既設							
原子炉圧力容器	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 (3/5)

: 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	
原子炉代替 隔離時電源設備 への給電	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑦ ⑨	-						
	サブプレッション・チェンバ	既設								
	復水貯蔵槽	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 パージヤ	既設								
	原子炉圧力容器	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								
	燃料補給設備	既設 新設								
原子炉隔離時 直流電源設備 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	12時間 ※1	6名 ※1	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				
	復水貯蔵槽	既設			復水貯蔵槽	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 パージヤ	既設			給水系配管・弁・ス パージヤ	常設				
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設				
	可搬型直流電源設備	新設			直流給電車及び可搬型 代替交流電源設備	可搬				
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 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（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
高圧代替 監視及び 注水系（中操 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 監視及び 注水系（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 監視及び 冷却系（現場 起動時）	原子炉水位（狭帯域）	既設							
	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							

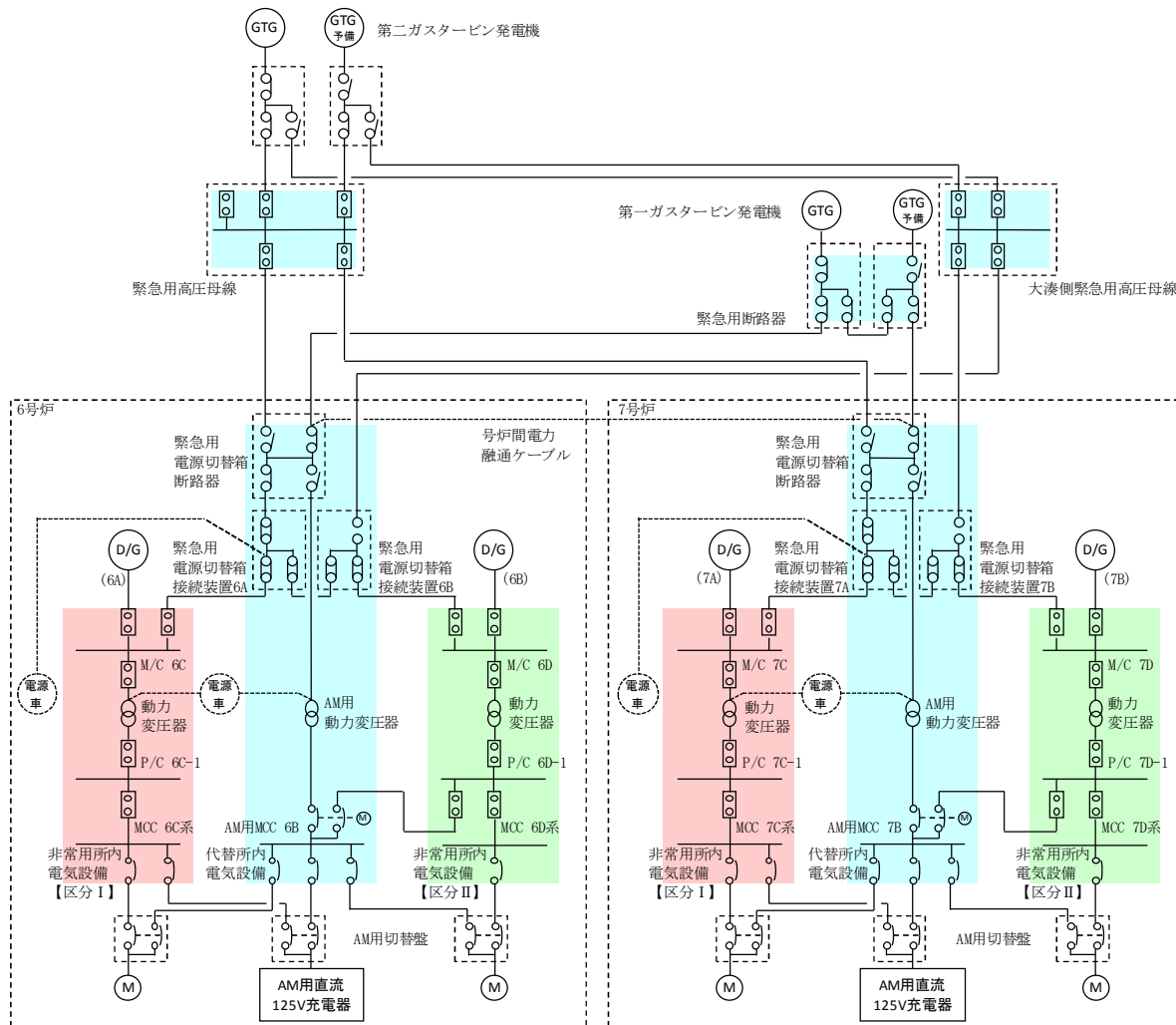
※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

## 審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (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
ほう酸水注入系による進展抑制	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(継続注水)	ほう酸水注入系ポンプ	常設	(原子炉への継続注水準備) 65分	(原子炉への継続注水準備) 4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・スパーージャ	既設			ほう酸水注入系配管・弁	常設			
	原子炉圧力容器	既設			高压炉心注水系配管・弁・スパーージャ	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			復水補給水系	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			消火系	常設			
	燃料補給設備	既設 新設			純水補給水系	常設			
					原子炉圧力容器	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			
					燃料補給設備	常設 可搬			
					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	制御棒駆動水系ポンプ				常設	
				復水貯蔵槽				常設	
				制御棒駆動系配管・弁				常設	
				原子炉圧力容器				常設	
				原子炉補機冷却系				常設	
				常設代替交流電源設備	常設				
				燃料補給設備	常設 可搬				
					25分	2名	自主対策とする理由は本文参照		
			高压炉心注水系緊急注水	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・スパーージャ				常設	
				復水補給水系配管・弁				常設	
		原子炉圧力容器		常設					
		常設代替交流電源設備		常設					
		燃料補給設備		常設 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。



※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

図1 対応手順として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)



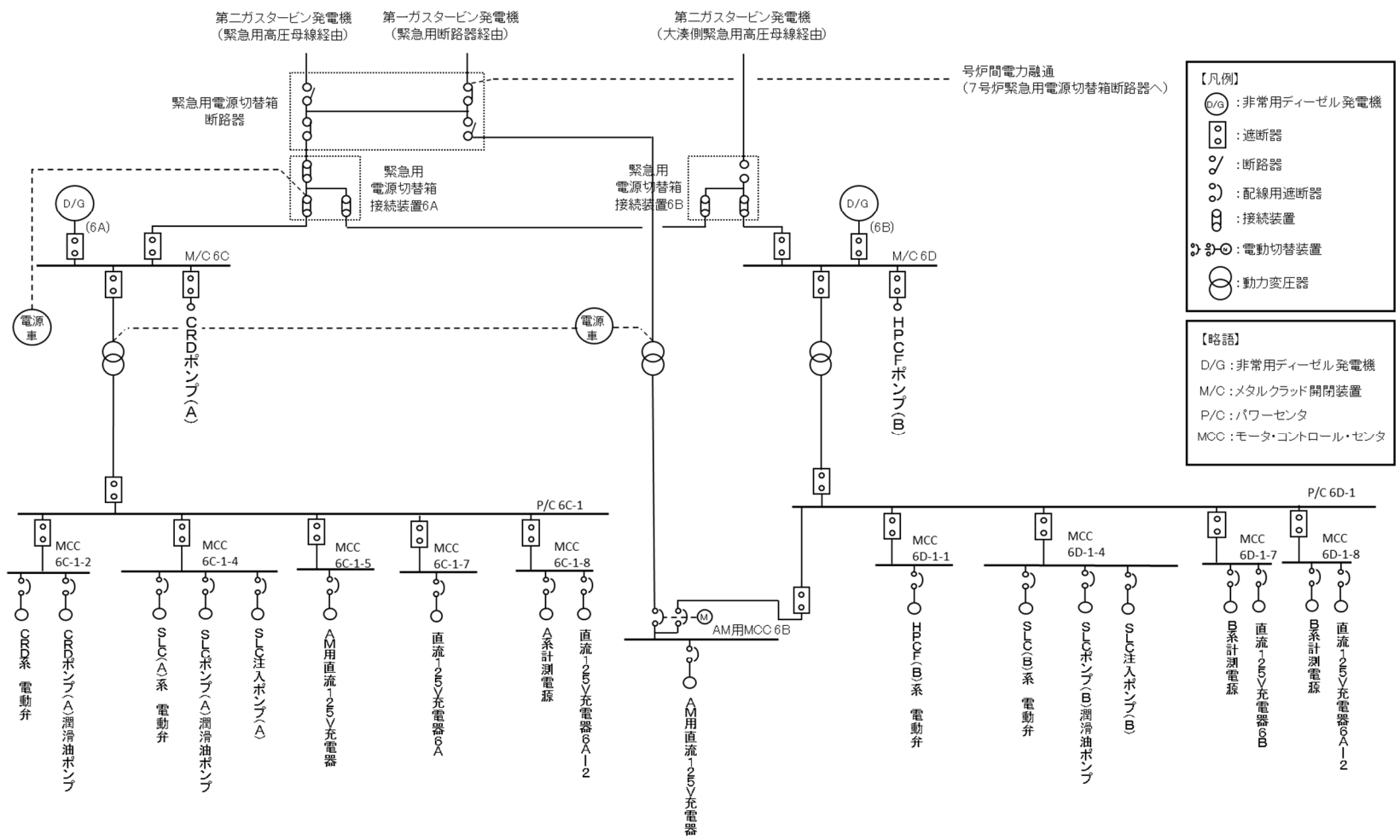


図2 対応手順として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

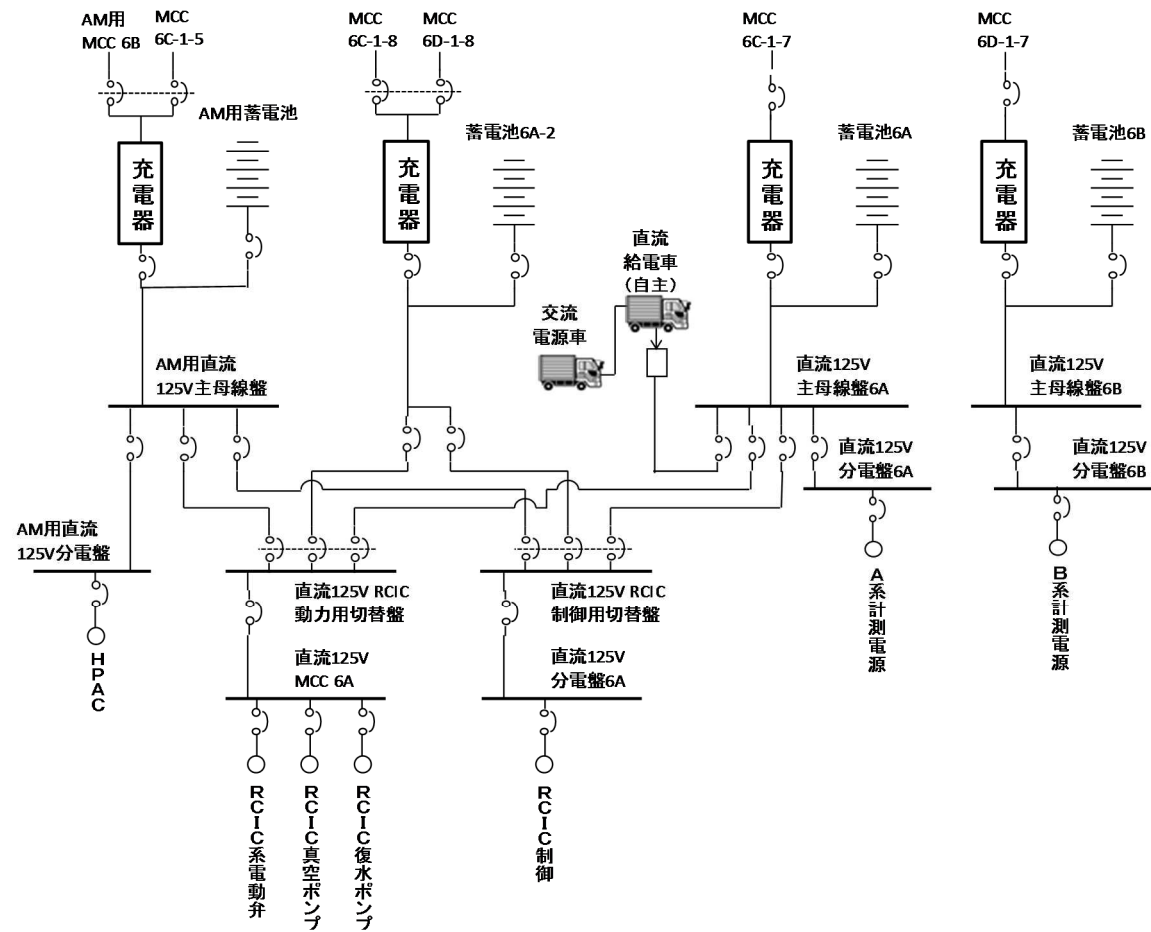


図3 対応手順として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

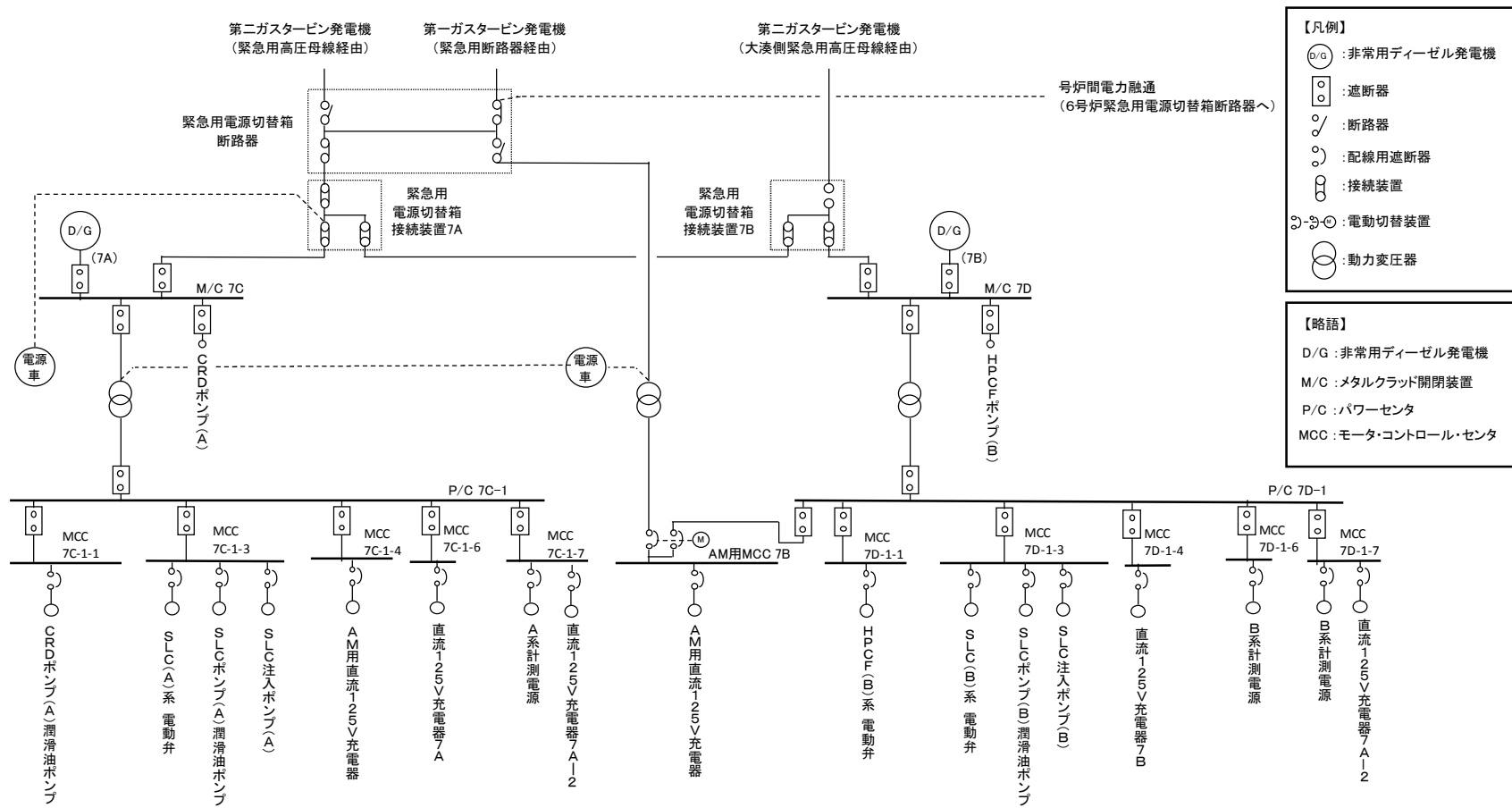


図4 対応手順として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

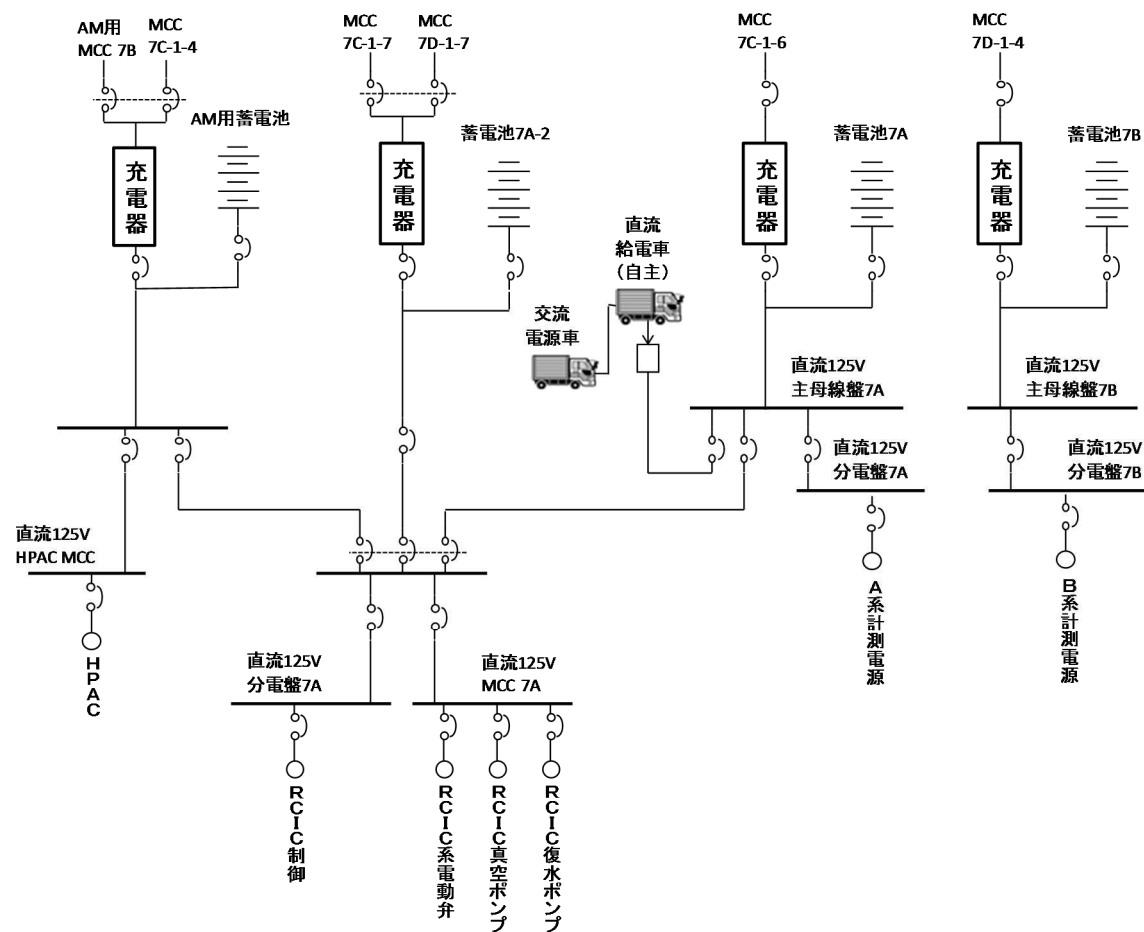


図5 対応手順として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

## 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

高圧注水系が機能喪失した場合において、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し原子炉注水を実施する。

## b. 作業場所(7号炉の例)

原子炉建屋 1階, 地下1階, 地下2階(管理区域)

## c. 必要要員数及び操作時間

高圧代替注水系現場起動に必要な要員数(5名), 所要時間(40分)のうち, 高圧代替注水系系統構成及びタービン起動操作に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安 : 40分(実績時間 : 35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階の可搬式原子炉水位計は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。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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・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、操作性に支障はない。

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。



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、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、かつ現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉注水を実施する。

#### b. 作業場所(7号炉の例)

原子炉建屋 1階，地下1階，地下3階(管理区域)

#### c. 必要要員数及び操作時間

原子炉隔離時冷却系現場起動に必要な要員数(5名)、所要時間(90分)のうち、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、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安 : 90分(実績時間 : 80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階の可搬式原子炉水位計は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 : 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より蒸気が漏れいすることから、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、その後すみ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、保護具(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 : 通常の弁操作であり, 操作性に支障はない。

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。



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(排水処理)

### a. 操作概要

「原子炉隔離時冷却系現場起動」に伴い発生する排水により原子炉隔離時冷却系ポンプ本体が水没する前に、排水を移送する。

### b. 作業場所

6/7号機 サービス建屋 屋外

6/7号機 共用廃棄物処理建屋 1階(管理区域)

7号機 原子炉建屋 地下3階(管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

原子炉隔離時冷却系現場起動時における冷却水排水処理に必要な要員数、所要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)

所要時間目安: 180分(実績時間: 166分)

### d. 操作の成立性について

作業環境: 放射線防護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: ヘッドライト・懐中電灯を携行しており、機器を配置するエリアへ移動可能である。アクセスルート上に支障となる設備はないことからアクセス性に問題はない。

操作性 : 6/7号機 共用廃棄物処理建屋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, 中央制御室に連絡する。



発電機設置



制御盤設置状況



排水用ポンプ設置状況

### 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

原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系の現場起動操作において現場での原子炉水位監視のため可搬式原子炉水位計の接続を行う。

##### b. 作業場所(7号炉の例)

原子炉建屋 1階, 地下1階, 地下3階(管理区域)

##### c. 必要要員数及び操作時間

高圧代替注水系現場起動に必要な要員数(5名), 所要時間(40分), 原子炉隔離時冷却系現場起動に必要な要員数(5名), 所要時間(90分)のうち, 可搬式原子炉水位計の接続に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 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・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放射線防護具(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・懐中電灯をバックアップとして携行している。

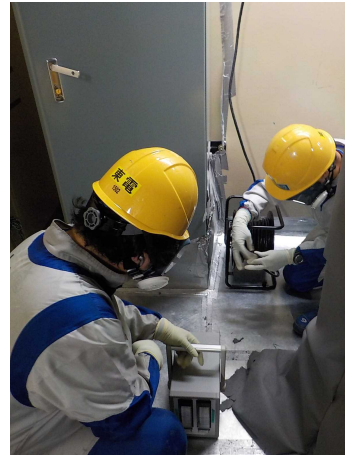
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 一般的な端子操作とコネクタ接続であり, 操作性に支障はない。

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。



水位計接続



水位計接続

#### 4. ほう酸水注入系による原子炉注水

##### (1) ほう酸水注入系による原子炉注水(現場操作)

###### a. 操作概要

全交流動力電源喪失又は高圧炉心注水系の機能が喪失時において、高圧代替注水系又は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、重大事故等の進展抑制のため、ほう酸水注入系により原子炉注水を行う。

###### b. 作業場所

原子炉建屋 3階(管理区域)

###### c. 必要要員数及び操作時間

ほう酸水注入系による原子炉注水の現場での操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: ほう酸水注入系貯蔵タンクを使用した原子炉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・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放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

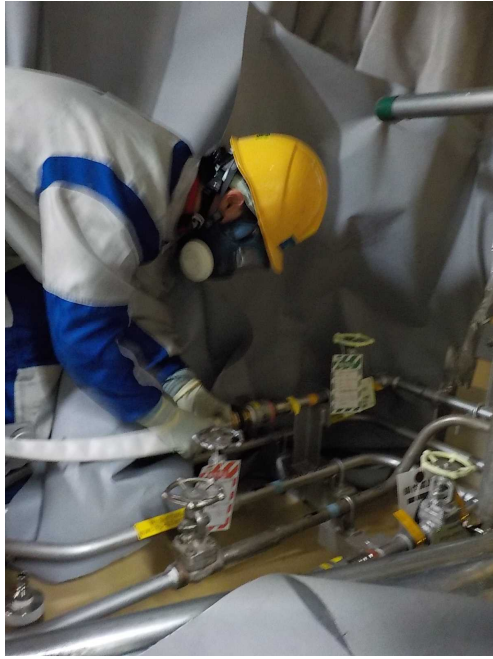
移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。

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。



ホース接続

(2) ほう酸水注入系による原子炉注水のための電源確保

a. 操作概要

ほう酸水注入系により原子炉注水を行う際、注水に必要な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. 必要要員数及び操作時間

ほう酸水注入系による原子炉注水に必要な要員数(6名)、所要時間(75分)のうち、現場での電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安 : 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。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(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 : 通常受電操作であり、容易な操作可能である。

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) 高圧代替注水系による原子炉の冷却	a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動	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の冷却	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(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注水	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
		b. 制御棒駆動水系による原子炉注水	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
		c. 高圧炉心注水系緊急注水	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(1/2)

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の冷却	a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動	高圧代替注水系注入弁	E61-M0-F004
			高圧代替注水系タービン止め弁	E51-M0-F065
			高圧代替注水系系統流量指示値の上昇	原子炉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が182m <sup>3</sup> /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 <input type="text"/>
			高圧代替注水系注入弁	E61-M0-F004
			高圧代替注水系タービン止め弁	E51-M0-F065
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の冷却	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 <input type="text"/>
			原子炉隔離時冷却系冷却水ライン止め弁	E51-M0-F012
			真空タンクドレン弁	E51-F652
			真空タンク水位検出配管ドレン弁	E51-F653
			セパレータドレン弁	E51-F655
			原子炉隔離時冷却系注入弁	E51-M0-F004
			原子炉隔離時冷却系タービン止め弁	E51-M0-F037
			タービン回転数を規定回転数	タービン回転数を <input type="text"/>
			原子炉隔離時冷却系過酷事故時蒸気止め弁	E51-M0-F034
			防護扉	防護扉 <input type="text"/>

## 操作手順の解釈一覧(2/2)

手順	操作手順記載内容	解釈	
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注水	
		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	復水移送ポンプ吐出圧力指示値が [ ] 以上であることを確認
		ほう酸水注入系ポンプ吸込弁	C41-M0-F001A(B)
		ほう酸水注入系注入弁	C41-M0-F006A(B)
		仮設ホース接続(復水補給水系～純水補給水系の間)を実施	仮設ホース接続(P13-F571～P11-F126間及びP13-F570～P11-F134間)を実施
		復水補給水系積算計出口ドレン弁	P13-F571
		復水補給水系積算計出口ペントライン接続口止め弁	P13-F570
		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-F126
		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
		ほう酸水注入系封水供給弁	C41-F017
		ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁	C41-F016
		ほう酸水注入系ほう酸水貯蔵タンク補給水元弁	C41-F018
		ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁	C41-F019
		復水補給水系常/非常用連絡管一次、二次止め弁	P13-F019, F020
	ほう酸水注入系テストタンク出口弁	C41-F009	
	ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁	C41-F016	
	b. 制御棒駆動系による原子炉注水	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. 高圧炉心注水系緊急注水	高圧炉心注水系ポンプ無冷却状態では許容運転時間が定められており、起動後は運転許容時間内にポンプを停止させ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無冷却状態での許容運転時間が [ ] であるため、起動後 [ ] 後にポンプを停止させ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圧力	高圧炉心注水系ポンプ(B)吐出圧力指示値が [ ]
		高圧炉心注水系注入隔離弁(B)	E22-M0-F003B
		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 <sup>3</sup> /h)
		高圧炉心注水系ポンプの運転許可時間経過後に高圧炉心注水系ポンプ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 [ ] 後に、高圧炉心注水系ポンプを停止するよう指示する。

## 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) 逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧

(c) 逃がし安全弁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

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 重大事故等発生時の手順

##### 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. 手動による原子炉減圧

(2) 重大事故等発生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) 逃がし安全弁作動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) 重大事故等発生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. 高圧窒素ガスポ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発生時における破断箇所の隔離ができない場合の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 代替注水系 1系注水準備完了にて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

### 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つて、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

#### 【解釈】

1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

##### (1) 可搬型重大事故防止設備

- a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWR の場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWR の場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。
- b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ボンベを整備すること。
- c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。

##### (2) 復旧

- a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。

##### (3) 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）

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

##### (4) インターフェイスシステム LOCA（ISLOCA）

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

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能は、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による減圧機能（以下、「自動減圧系」という。）である。

インターフェイスシステム LOCA 発生時は、逃がし安全弁による減圧操作を行うとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで冷却材の漏えいを抑制する。なお、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冷却材の漏えいを抑制する。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための対処設備を整備しており、ここでは、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

### 1.3.1 対応手段と設備の選定

#### (1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態にある場合には、原子炉の減圧が必要である。原子炉の減圧をするための設計基準事故対処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（図 1.3.1）。

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破損の防止](#)、並びにインターフェイスシステム LOCA の対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>\*1</sup>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、重大事故等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、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表 1.3.1 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が故障等により原子炉の減圧ができない場合に、原子炉減圧の自動化、又は手動操作により原子炉を減圧する手段がある。

#### i. 原子炉減圧の自動化

原子炉水位低 (L-1) の状態が10分間継続し、かつ残留熱除去系ポンプが運転している場合に、代替自動減圧機能により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 原子炉制御「反応度制御」」対応操作中は、原子炉減圧による原子炉への冷水注水量増加に伴う原子炉出力増加を防止するため、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り原子炉を減圧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)
- ・ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付きC, H, N, Tの4弁)
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 自動減圧系の起動阻止スイッチ
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ

#### ii. 手動による原子炉減圧

逃がし安全弁の自動減圧機能が喪失した場合であっても、逃がし弁機能が正常であれば、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及び作動室素ガスを用いて逃がし安全弁を開操作し、原子炉を減圧できる。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、原子炉を減圧できる。

逃がし安全弁 (逃がし弁機能) による減圧又はタービンバイパス弁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 (逃がし弁機能)
- ・ 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
- ・ 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）、逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャ、自動減圧系の起動阻止スイッチ、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づける。

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

(添付資料1.3.1)

以上の重大事故等対処設備により、逃がし安全弁の自動減圧機能喪失が発生した場合においても、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、自主対策設備と位置づける。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

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駆動に必要な常設直流電源が喪失し、原子炉の減圧ができない場合に、可搬型直流電源設備及び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原子炉を減圧する手段がある。

また、逃がし安全弁の駆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（自動減圧機能なし）を駆動させ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減圧

可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。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、常設代替直流電源設備にて逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。

可搬型直流電源設備による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型直流電源設備

- ・常設代替直流電源設備
- ・AM用切替装置（SRV）
- ・燃料補給設備

#### ii. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による減圧

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の駆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原子炉を減圧する。

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池

#### iii. 代替逃がし安全弁駆動装置による減圧

逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の排気ポートに高圧窒素ガス供給系（代替逃がし安全弁駆動装置）からの窒素ガスを供給することで、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を駆動し、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）

#### (b) 逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧

不活性ガス系からの作動窒素ガスの供給が喪失し、逃がし安全弁の駆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に、高圧窒素ガス供給系（非常用）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原子炉を減圧する手段がある。

##### i. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による作動窒素ガス確保

逃がし安全弁の作動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（非常用）に切り替えることで作動窒素ガスを確保し、原子炉を減圧する。また、逃がし安全弁の駆動源が高圧窒素ガス供給系（非常用）から供給されている期間中において、逃がし安全弁の作動に伴い逃がし安全弁の駆動に必要な作動窒素ガスの圧力が低下した場合は、予備の窒素ガスポンペに切り替えることで作動窒素ガスを確保し、原子炉を減圧する。

高圧窒素ガス供給系（非常用）による作動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) 逃がし安全弁作動可能な環境条件

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に、逃がし安全弁作動窒素ガス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

高圧窒素ガス供給系（非常用）は、想定される重大事故等の環境条件を考慮して、原子炉格納容器圧力が設計圧力の2倍の状態（2Pd）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に、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。

- ・ 高圧窒素ガスポンベ
- ・ 高圧窒素ガス供給系配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁

(d) 復旧

設計基準事故対処設備である逃がし安全弁（自動減圧機能付き）が全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失により原子炉の減圧ができない場合に、代替電源により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁を復旧することで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駆動に必要な電源を供給することで原子炉を減圧する。

代替直流電源設備により逃がし安全弁を復旧する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型直流電源設備

- ・ 直流給電車及び可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

## ii. 代替交流電源設備による復旧

代替交流電源設備（常設又は可搬型）により充電器を受電し、逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を供給することで原子炉を減圧する。

代替交流電源設備により逃がし安全弁を復旧する設備は以下のとおり。

- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

## (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、常設代替直流電源設備、AM用切替装置（SRV）、燃料補給設備及び逃がし安全弁用可搬型蓄電池は重大事故等対処設備として位置づける。

逃がし安全弁作動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づける。

逃がし安全弁作動可能な環境条件で使用する設備のうち、高圧窒素ガスポンペ、高圧窒素ガス供給系配管・弁及び主蒸気系配管・弁は重大事故等対処設備として位置づける。

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、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づける。

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

（添付資料1.3.1）

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、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、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 代替逃がし安全弁駆動装置

現状の設備では系統構成（フランジ取り外し，ホース取り付け）を二次格納容器内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，逃がし安全弁の代替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，給電可能であれば重大事故等の対処に必要な電力を確保できることから有効な手段である。

c. 原子炉格納容器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

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破損を防止するため，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧する手段がある。

高圧溶融物放出／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

(b) 重大事故等対処設備

原子炉格納容器破損の防止で使用する設備のうち，逃がし安全弁及び主蒸気系配管・クエンチャは重大事故等対処設備として位置づける。

以上の重大事故等対処設備により，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も，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。

原子炉冷却材圧力バウンダリ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
- ・タービンバイパス弁
- ・タービン制御系

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

#### (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発生時における原子炉冷却材圧力バウンダリ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・クエンチャは重大事故等対処設備として位置づける。

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）として位置づける。

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、原子炉を減圧することで、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいすることを抑制できる。

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

- ・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、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。) 及び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。) に定める (表1.3.1)。

また, 事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する (表1.3.2, 表1.3.3)。

(添付資料1.3.2)



## 1.3.2 重大事故等発生時の手順

### 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. 手動による原子炉減圧

原子炉の冷温停止への移行又は低圧注水系による原子炉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手動操作による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破損の防止を目的として、逃がし安全弁を使用した手動操作による原子炉の減圧を行う。

##### (a) 手順着手の判断基準

###### ① 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

###### ② 急速減圧の場合

- ・ 低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上<sup>※1</sup>起動により原子炉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

###### ③ 炉心損傷後の原子炉減圧の場合

[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<sup>※2</sup>以上が使用可能である場合、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、逃がし安全弁の開操作が可能な場合

※1：「低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上」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）、給水系及び復水系のい

いずれか1系以上，又は低圧代替注水系(常設)，消火系若しくは低圧代替注水系(可搬型)の組み合わせによる2系以上をいう。

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**水位**に到達した場合は，代替注水系1系であっても減圧を行う。

※2:「低圧注水系1系」とは，残留熱除去系(低圧注水モード)，低圧代替注水系(常設)，消火系，低圧代替注水系(可搬型)，給水系及び復水系の1系のいずれかをいう。

(添付資料1.3.7)

#### (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原子炉の減圧を行う手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.3.2，図1.3.3及び図1.3.4に示す。

[タービンバイパス弁による原子炉の減圧]

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，原子炉を減圧するよう指示する。

②<sup>a</sup> (判断基準①：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，原子炉減圧時の原子炉冷却材温度変化率が55°C/h以内になるように，タービンバイパス弁の開閉操作を行う。

②<sup>b</sup> (判断基準②：急速減圧の場合)

中央制御室運転員Aは，原子炉を急速減圧するため，タービンバイパス弁を開操作する。

[逃がし安全弁による原子炉の減圧]

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，原子炉を減圧するよう指示する。

②<sup>a</sup> (判断基準①：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，原子炉減圧時の原子炉冷却材温度変化率が55°C/h以内になるように，逃がし安全弁を手動で開閉操作を行う。

②<sup>b</sup> (判断基準②：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弁を手動で開操作し，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)が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弁を開放する。

②<sup>c</sup> (判断基準③：炉心損傷後の原子炉減圧の場合)

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弁を手動で開操作し、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)によるサブプレッション・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原子炉の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原子炉の減圧：1分以内
- ・逃がし安全弁による原子炉の減圧：1分以内

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1. 3. 16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、低圧注水系又は代替注水系による原子炉注水準備が完了し、復水器が使用可能であればタービンバイパス弁による原子炉減圧を実施する。復水器が使用不可能であれば逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。また、原子炉水位低(レベル1)が10分継続し、かつ残留熱除去系ポンプが運転している場合は代替自動減圧機能が自動で作動し原子炉を減圧する。

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開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、常設代替直流電源設備により逃がし安全弁の駆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、原子炉の減圧を実施する。その後、常設代替直流電源設備の枯渇により逃がし安全弁の駆動電源喪失を防止するため、可搬型直流電源設備により逃が

し安全弁の駆動に必要な直流電源を継続的に供給する。

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、いずれかの計器で原子炉の減圧を確認する。

#### (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。

- ・ 炉心損傷前の原子炉減圧は、低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上<sup>※1</sup>起動により原子炉注水手段が確保されている場合、炉心損傷後の原子炉減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系<sup>※2</sup>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)作動用窒素ガスが確保されている場合。
- ・ 逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源が常設代替直流電源設備より給電が可能な場合。

※1: 「低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上」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）、給水系及び復水系のいずれか1系以上、又は低圧代替注水系(常設)、消火系若しくは低圧代替注水系(可搬型)の組み合わせによる2系以上をいう。  
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**水位**に到達した場合は、代替注水系1系であっても減圧を行う。

※2: 「低圧注水系1系」とは、残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧代替注水系(常設)、消火系、低圧代替注水系(可搬型)、給水系及び復水系の1系のいずれかをいう。

(添付資料1.3.7)

#### (b) 操作手順

可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.3.3に、概要図を図1.3.5に、タイムチ

ャートを図1.3.6に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に常設代替直流電源設備による逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。
- ②<sup>a</sup>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、原子炉圧力容器内の圧力の監視用として、中央制御室のATWS/RPT盤に可搬計測器のケーブルを接続し、可搬計測器により原子炉圧力指示値を確認する。
- ②<sup>b</sup>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)の計器により原子炉圧力指示値を確認する。
- ③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の開放の系統構成として、高压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、高压窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の操作場所は二次格納施設内であり、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、常設代替直流電源設備による逃がし安全弁の開放の系統構成として、高压窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)、(B)の全開操作及び高压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、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(自動減圧機能なし)の駆動源が確保されていることを確認する。
- ⑥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開放の準備完了を報告する。
- ⑦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原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑨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、原子炉の減圧を開始する。

⑩<sup>a</sup>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盤に接続した可搬計測器の原子炉圧力指示値の低下により原子炉の減圧が開始されたことを確認し、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。

⑩<sup>b</sup>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)の計器の原子炉圧力指示値の低下により原子炉の減圧が開始されたことを確認し、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、緊急時対策本部へ可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源供給を継続的に維持させるよう依頼する。

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、当直副長へ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常設代替直流電源設備による逃がし安全弁開まで約35分で可能である。また、常設代替直流電源設備の枯渇により逃がし安全弁の駆動電源喪失を防止するため、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源供給を継続的に維持させる。

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

(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(自動減圧機能付き)の原子炉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)を開放することで原子炉の減圧を実施する。

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、いずれかの計器で原子炉の減圧を確認する。

#### (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(自動減圧機能付き)を中央制御室から遠隔操作できない状態において、炉心損傷前の原子炉減圧は、低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上<sup>※1</sup>起動により原子炉注水手段が確保されている場合、炉心損傷後の原子炉減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系<sup>※2</sup>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)に到達した場合で、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)作動用窒素ガスが確保されている場合。

※1:「低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上」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である高圧炉心注水系、残留熱除去系(低圧注水モード)、給水系及び復水系のいずれか1系以上、又は低圧代替注水系(常設)、消火系若しくは低圧代替注水系(可搬型)の組み合わせによる2系以上をいう。

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**水位**に到達した場合は、代替注水系1系であっても減圧を行う。

※2:「低圧注水系1系」とは、残留熱除去系(低圧注水モード)、低圧代替注水系(常設)、消火系、低圧代替注水系(可搬型)、給水系及び復水系の1系のいずれかをいう。

(添付資料1.3.7)

#### (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図1.3.3に、概要図を図1.3.7に、タイムチャートを図1.3.8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<sup>a</sup>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、原子炉圧力容器内の圧力の監視用として、中央制御室のATWS/RPT盤に可搬計測器のケーブルを接続し、可搬計測器により原子炉圧力指示値を確認する。

- ②<sup>b</sup>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)の計器により原子炉圧力指示値を確認する。
- 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二次格納施設内であり、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、窒素ガスポンペ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、原子炉の減圧を開始する。
- ⑩<sup>a</sup>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盤に接続した可搬計測器の原子炉圧力指示値の低下により原子炉の減圧が開始され



たことを確認し、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。

⑩<sup>b</sup>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)の計器の原子炉圧力指示値の低下により原子炉の減圧が開始されたことを確認し、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、当直副長へ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、放射線防護具、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。

(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(自動減圧機能付き)の原子炉減圧機能が喪失した場合、代替逃がし安全弁駆動装置より逃がし安全弁(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することで逃がし安全弁(自動減圧機能なし)を開放し、原子炉の減圧を実施する。

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、いずれかの計器で原子炉の減圧を確認する。

(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(自動減圧機能付き)を中央制御室から遠隔操作できない状態において、低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上<sup>\*1</sup>起動により原子炉注水手段が確保され、逃がし安

全弁(自動減圧機能なし)作動用窒素ガスが確保されている場合。

※1:「低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上」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)、給水系及び復水系のいずれか1系以上、又は低圧代替注水系(常設)、消火系若しくは低圧代替注水系(可搬型)の組み合わせによる2系以上をいう。

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水位に到達した場合は、代替注水系1系であっても減圧を行う。

(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図1.3.3に、概要図を図1.3.9に、タイムチャートを図1.3.10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<sup>a</sup>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、原子炉圧力容器内の圧力の監視用として、中央制御室のATWS/RPT盤に可搬計測器のケーブルを接続し、可搬計測器により原子炉圧力指示値を確認する。
- ②<sup>b</sup>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)の計器により原子炉圧力指示値を確認する。
- 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)、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、原子炉の減圧を開始する。
- ⑧<sup>a</sup>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盤に接続した可搬計測器の原子炉圧力指示値の低下により原子炉の減圧が開始されたことを確認し、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。
- ⑧<sup>b</sup>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)の計器の原子炉圧力指示値の低下により原子炉の減圧が開始されたことを確認し、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、当直副長へ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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.3.3-3)

(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

不活性ガス系からの作動窒素ガスの供給が喪失し、逃がし安全弁の駆動に必要な作動窒素ガスの供給圧力が低下した場合に、供給源を高圧窒素ガスポンベに切り替えることで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の供給期間中において、逃がし安全弁駆動用の高圧窒素ガス供給系(非常用)出口のポンベ圧力が低下した場合に、高圧窒素ガスポンベ(待機)側へ切替を実施し、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交換する。

(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（非常用）への切替』

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。

『高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベの切替及び交換』

高圧窒素ガスポンベから逃がし安全弁へ駆動用窒素ガス供給期間中に、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。概要図を図1.3.11に、タイムチャートを図1.3.12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による逃がし安全弁への作動用窒素ガス供給中、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)側への切替及び使用済み高圧窒素ガスポンベの交換を指示する。
- ④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ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及び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替操作を実施する。
- ⑥現場運転員C及びD、E及びFは、予備ポンベラックより予備の高圧窒素ガスポンベを使用済みの高圧窒素ガスポンベと交換する。
- ⑦現場運転員C及びDは、高圧窒素ガスポンベ交換後、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完了を報告する。

#### (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。
- ・ポンベ切替及び予備の高圧窒素ガスポンベへの交換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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。(添付資料1.3.3-4)

### (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機能喪失が起きた場合、代替直流電源設備により逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の駆動に必要な電源を復旧して原子炉減圧を実施する。

#### (a) 手順着手の判断基準

常設直流電源設備の機能喪失により、直流125V主母線(A)系及び(B)

系の電圧喪失を確認した状況で、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(自動減圧機能付き)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

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、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電源復旧後、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)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喪失が発生している場合、代替交流電源設備により充電器を受電し、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の駆動に必要な直流電源を復旧して原子炉減圧を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により、P/C C系及びP/C D系の受電が完了している場合。

(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(自動減圧機能付き)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

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、代替交流電源設備により電源復旧後、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の開放まで約1分で可能である。

(4) 重大事故等発生時の対応手段の選択



重大事故等が発生した場合の対応手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図1.3.16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、逃がし安全弁用可搬型蓄電池、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、直流給電車により逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。

常設直流電源喪失の原因が全交流動力電源喪失の場合は、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を充電し、直流電源を確保することで、逃がし安全弁の機能を復旧する。

逃がし安全弁作動窒素ガスの喪失により逃がし安全弁が動作しない場合、高圧窒素ガスボンベより逃がし安全弁作動窒素ガスを確保し、逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。

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、予め逃がし安全弁作動窒素ガス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破損を防止するため、逃がし安全弁を使用した手動操作による原子炉の減圧を行う。

原子炉格納容器破損を防止するための手動による原子炉減圧操作手順については、「1.3.2.1(1)a.手動による原子炉減圧」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注水が必要となる。

破断箇所の発見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原子炉を減圧することで、原子炉建屋への原子炉冷却材漏えいを抑制し、破断箇所の隔離を行う。

a. 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却系出口配管の圧力上昇，原子炉建屋内の温度上昇又は放射線モニタの指示上昇等を示すパラメータの変化及び警報の発生により，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図1.3.13及び図1.3.14に，タイムチャートを図1.3.15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と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て隔離を実施する。
- 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て隔離不可の場合は，中央制御室運転員に非常用ガス処理系起動及び低圧炉心注水系2系統以上起動又は代替注水系起動を指示する。
- ④中央制御室運転員A及びBは，非常用ガス処理系及び低圧炉心注水系2系統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，非常用ガス処理系及び低圧炉心注水系2系統以上又は代替注水系の起動後，運転員に原子炉減圧，原子炉水位低下，原子炉建屋環境悪化(建屋温度，建屋圧力，建屋放射線量)抑制の操作開始を指示する。
- ⑥<sup>a</sup>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原子炉急速減圧を行い，原子炉の減圧(大気圧まで)を実施することで，原子炉建屋への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。
- ⑥<sup>b</sup>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原子炉急速減圧を行い，原子炉の減圧(減圧完了圧力まで)を実施することで，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系統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，原子炉建屋放射能レベル及び燃料取替



床放射能レベル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)の悪化抑制を行う。

- 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る破断箇所の隔離ができない場合は、蒸気漏えいに備え保護具(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、原子炉の冷却を行う。

#### 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。

遠隔操作による隔離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、保護具(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の発生及び漏えい関連警報が発生した場合には、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できる。これにより、漏えい箇所の特定制及び隔離操作箇所の特定制が容易であり、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、漏えい場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を確認することが可能である。

(添付資料1.3.3-5, 添付資料1.3.4, 添付資料1.3.5, 添付資料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、中操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。

表 1.3.1 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 (1/3)

(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応設備	対応手段	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	自動減圧系	原子炉減圧の自動化	代替自動減圧ロジック(代替自動減圧機能) 逃がし安全弁(自動減圧機能付き C, H, N, T の 4 弁) 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧系の起動阻止スイッチ 自動減圧機能用アキュムレータ	— ※1, ※2	
		手動による原子炉減圧	逃がし安全弁(逃がし弁機能) 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 対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 原子炉制御「減圧冷却」等 事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-1」
			タービンバイパス弁 タービン制御系	自主対策 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については、「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:逃がし安全弁の背圧対策は、運転員による操作不要の対策である。

対応手段，対応設備，手順書一覧(2/3)

(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	常設直流電源系統	可搬型直流電源設備による減圧	可搬型直流電源設備 ※3 常設代替直流電源設備 AM用切替装置 (SRV) 燃料補給設備 ※3	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放」
		逃がし安全弁用可搬型蓄電池による減圧	逃がし安全弁用可搬型蓄電池	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「逃がし安全弁用可搬型蓄電池による SRV 開放(多重伝送盤)」
		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)	自主対策設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「代替 SRV 駆動装置による SRV 開放」
	不活性ガス系	高圧窒素ガス供給系(非常用)による作動窒素ガス確保	高圧窒素ガスポンプ 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 対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「SRV 駆動源確保」
	—	逃がし安全弁の背圧対策	高圧窒素ガスポンプ 高圧窒素ガス供給系配管・弁 主蒸気系配管・弁	重大事故等 対応設備	— ※4

※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については，「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:逃がし安全弁の背圧対策は，運転員による操作不要の対策である。

対応手段，対応設備，手順書一覧(3/3)

(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	手順書	
サポート系故障時	常設直流電源 全交流動力電源	代替直流電源設備 による復旧	可搬型直流電源設備 ※3 燃料補給設備 ※3	— ※3	
			直流給電車及び可搬型代替交流電源設備 ※3		
		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 燃料補給設備 ※3	重大事故等 自主対策 重大事故等 対処設備	
原子炉格納容器破損の防止	—	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	重大事故等 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) 「注水-1」
インターフェイスシステム LOCA発生時	—	原子炉冷却材圧力 バウンダリの減圧	逃がし安全弁 主蒸気系配管・クエンチャ	重大事故等 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
			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 重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	

※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については，「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:逃がし安全弁の背圧対策は，運転員による操作不要の対策である。

表 1.3.2 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	高圧炉心注水系(B)吐出圧力 高圧炉心注水系(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
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力(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)
		補機監視機能	サプレッション・チェンバ・プール水位 サプレッション・チェンバ・プール水温度 復水器器内圧力
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「急速減圧」	判断基準	補機監視機能	高圧炉心注水系(B)吐出圧力 高圧炉心注水系(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
		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)
	操作	補機監視機能	サプレッション・チェンバ・プール水位 サプレッション・チェンバ・プール水温度 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			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-1」	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) 「可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放」	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 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 原子炉圧力(SA)
		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) 「逃がし安全弁用可搬型蓄電池による SRV 開放(多重伝送盤)」	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 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 原子炉圧力(SA)
		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) 「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 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 原子炉圧力(SA)
		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)逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「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)

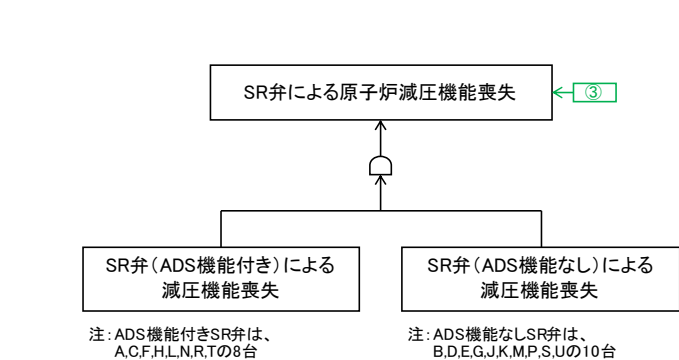
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「原子炉建屋制御」	判断基準	格納容器バイパスの監視	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(SA) 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 格納容器内圧力(D/W) ドライウェル雰囲気温度 残留熱除去系ポンプ(A)吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(C)吐出圧力 高圧炉心注水系(B)吐出圧力 高圧炉心注水系(C)吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 RHR ポンプ室雰囲気温度 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

監視計器一覧 (6/6)

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)
1.3.2.4 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」	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
	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
	水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)
	操作 最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サプレッション・チェンバ・プール水温度 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 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 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 原子炉補機冷却系熱交換器(A)出口冷却水温度 原子炉補機冷却系熱交換器(B)出口冷却水温度 原子炉補機冷却系熱交換器(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

表 1.3.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 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	常設代替直流電源設備 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 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



- フロントライン系故障時の対応手段
- ①: 原子炉減圧の自動化
  - ②: 手動による原子炉減圧 (逃がし安全弁 (逃がし弁機能))
  - ③: 手動による原子炉減圧 (タービンバイパス弁)
- サポート系故障時の対応手段
- ④: 可搬型直流電源設備による減圧
  - ⑤: 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による減圧
  - ⑥: 代替逃がし安全弁駆動装置による減圧
  - ⑦: 高圧窒素ガス供給系 (非常用) による作動窒素ガス確保
  - ⑧: 可搬型直流電源設備による復旧
  - ⑨: 直流給電車による復旧
  - ⑩: 常設代替交流電源設備による復旧
  - ⑪: 可搬型代替交流電源設備による復旧

注: ①の対策は、MSIV開時のみ有効

注: ④の対策は、ADS機能なしSR弁D,E,K,Uの4弁が対象

注: ⑥の対策は、直流125V A系負荷であるADS機能付きSR弁が対象

注: ⑦の対策は、ADS機能なしSR弁が対象

注: ⑧⑨⑩の対策は、直流125V A系負荷であるADS機能付きSR弁及びADS機能なしSR弁が対象

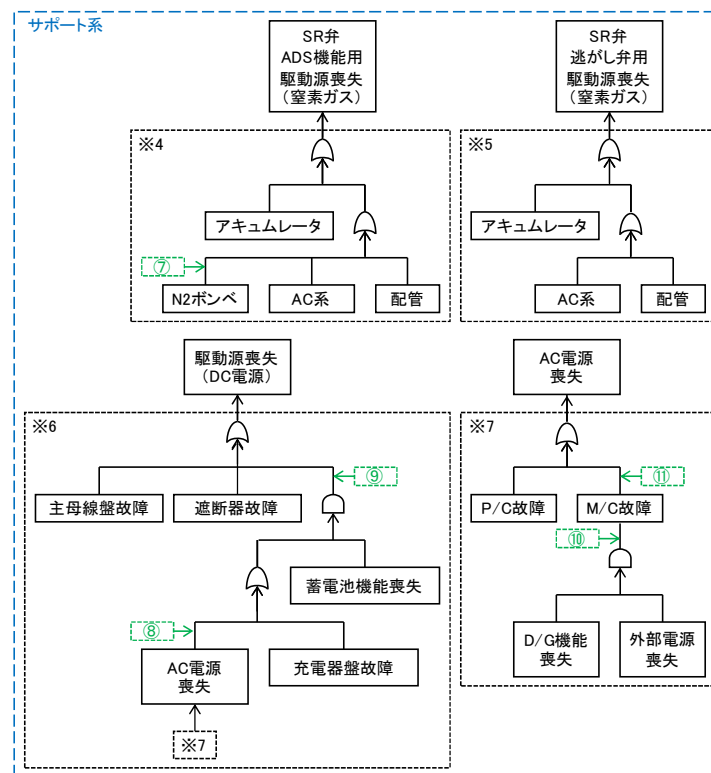
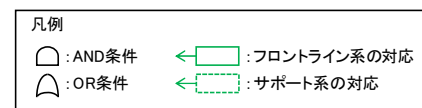


図 1. 3. 1 機能喪失原因対策分析 (1/2)

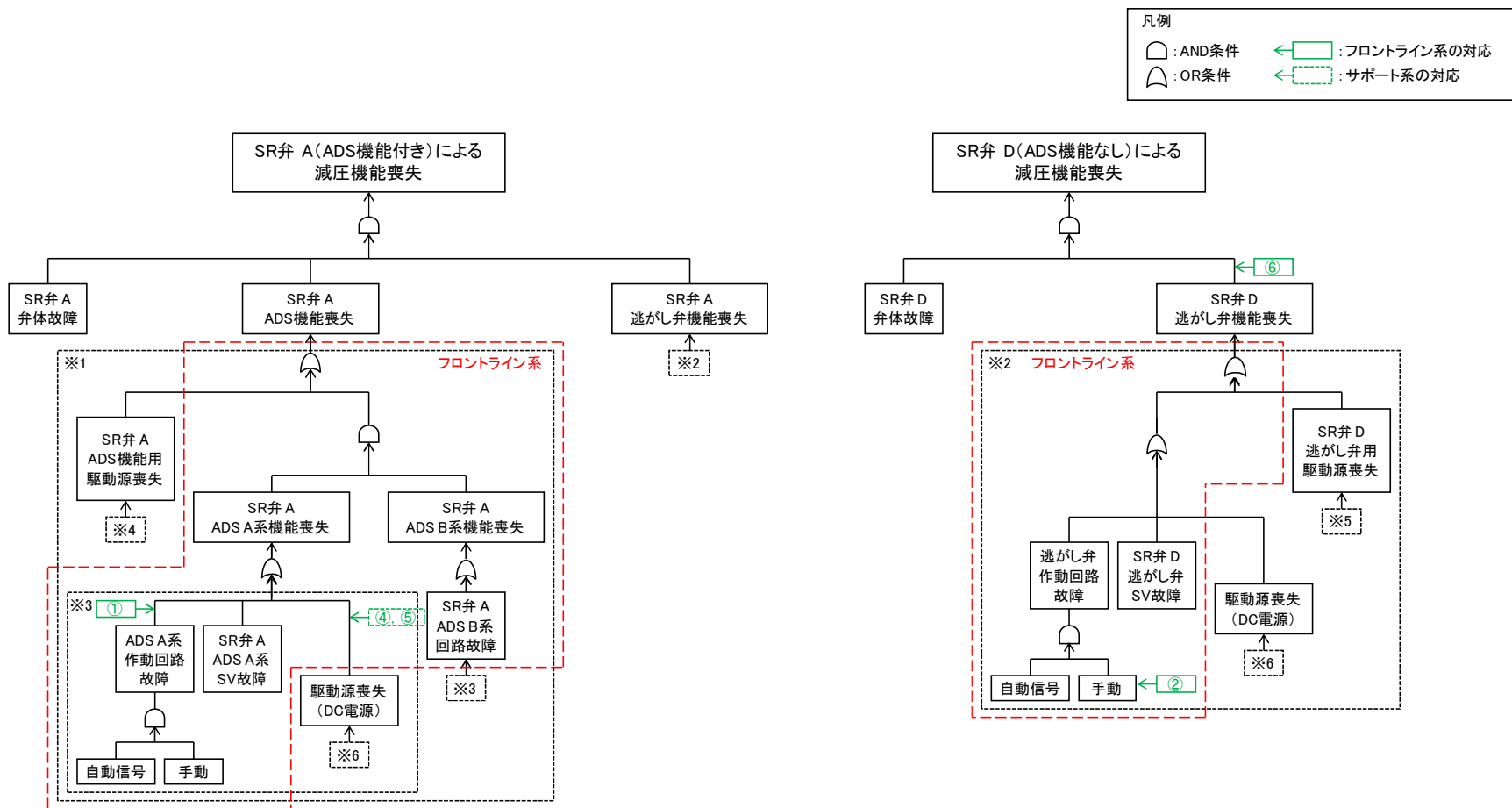


図 1. 3. 1 機能喪失原因対策分析(2/2)

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系自動回路故障	ADS A系自動信号						
				ADS A系手動							
				ADS A系電磁弁故障							
				主母線盤故障							
				遮断器故障							
				蓄電池機能喪失							
		ADS A系駆動電源喪失(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			
		ADS機能喪失	ADS B系機能喪失	ADS B系自動回路故障	ADS B系自動信号						
				ADS B系手動							
				ADS B系電磁弁故障							
			主母線盤故障								
			遮断器故障								
	蓄電池機能喪失										
	ADS B系駆動電源喪失(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				
	ADS機能用駆動源喪失(窒素ガス)	アキュムレータ									
		HPIN(非常用)機能喪失	窒素ガスボンベ								
		AC系配管									
		逃がし弁自動回路故障	自動信号								
		逃がし弁電磁弁故障	手動								
		主母線盤故障									
	逃がし弁機能喪失	逃がし弁駆動電源喪失(DC電源)	遮断器故障								
			蓄電池機能喪失								
			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				
		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				
アキュムレータ											
HPIN(常用)機能喪失		AC系配管									
SR弁(ADS機能なし)による減圧機能喪失	逃がし弁機能喪失	SR弁本体故障	逃がし弁自動回路故障	自動信号							
			逃がし弁手動								
		逃がし弁電磁弁故障									
		主母線盤故障									
		遮断器故障									
		蓄電池機能喪失									
逃がし弁駆動電源喪失(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					
アキュムレータ											
HPIN(常用)機能喪失	AC系配管										

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、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。

図 1.3.1 機能喪失原因対策分析(補足)

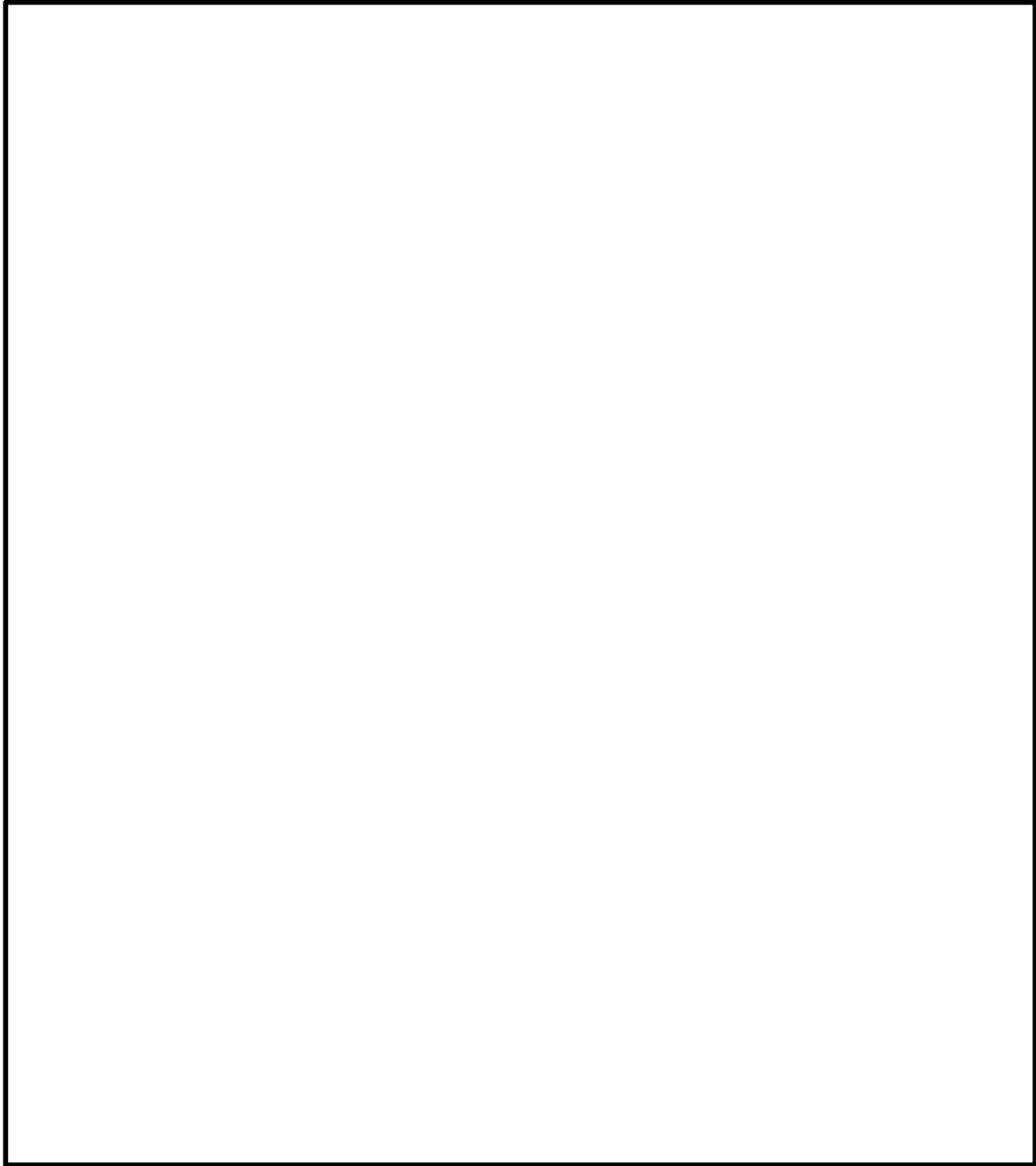


図 1.3.2 EOP 原子炉制御「減圧冷却」対応フロー



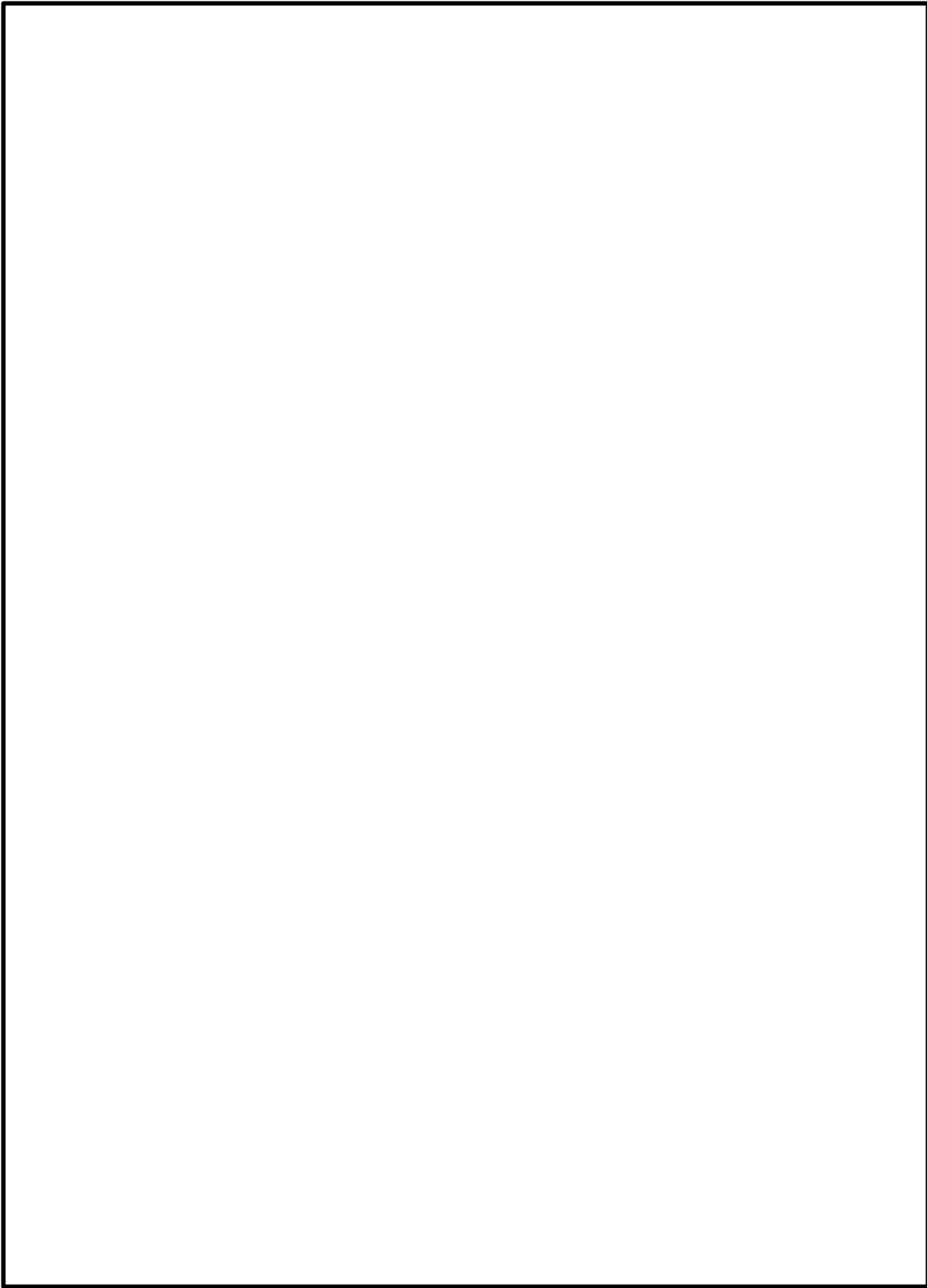


図 1.3.3 EOP 不測事態「急速減圧」対応フロー

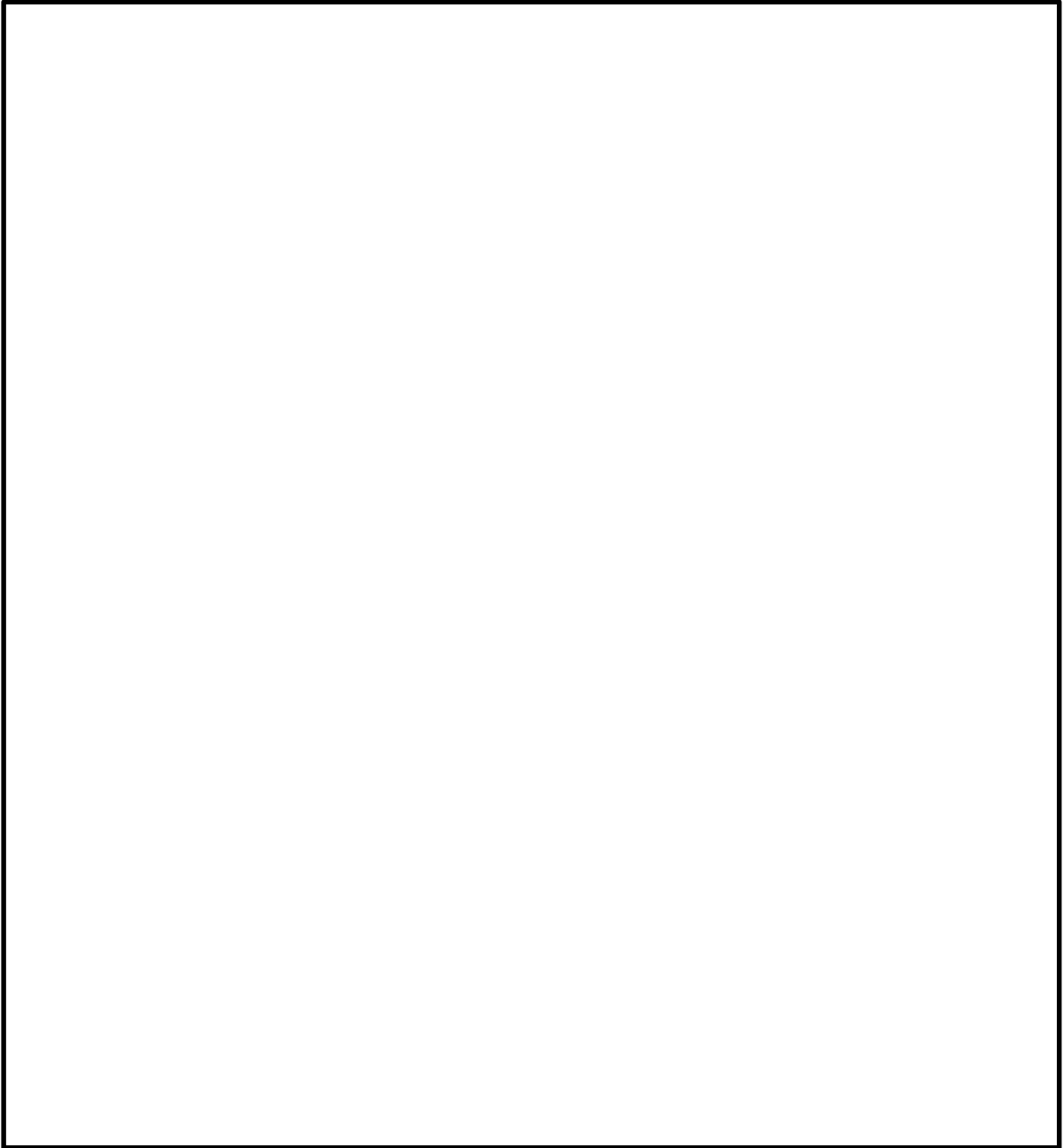
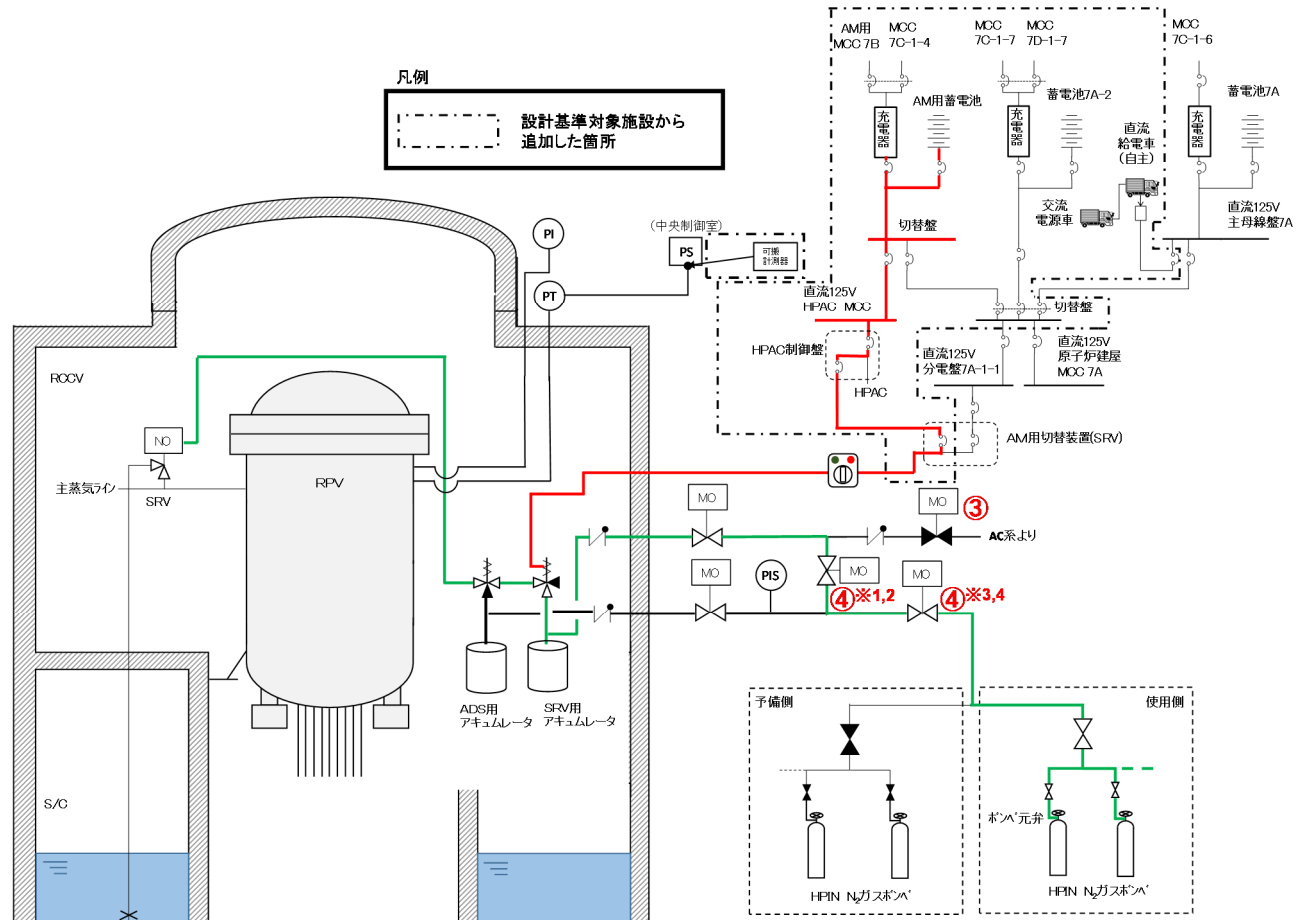
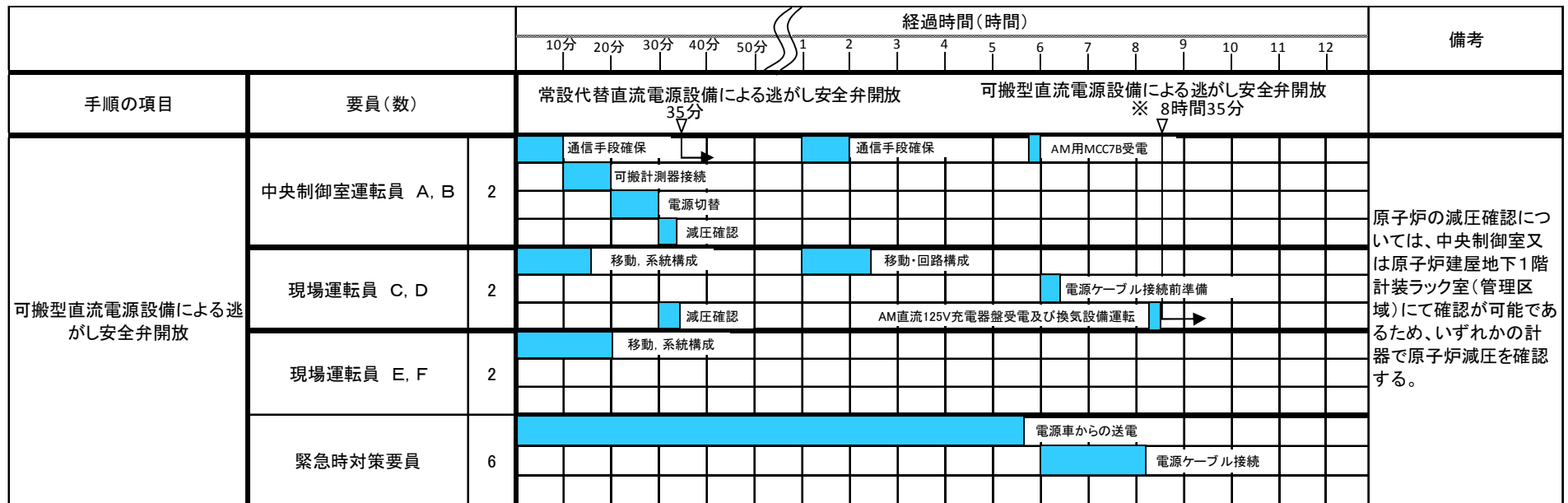


図 1.3.4 SOP 「注水-1」対応フロー



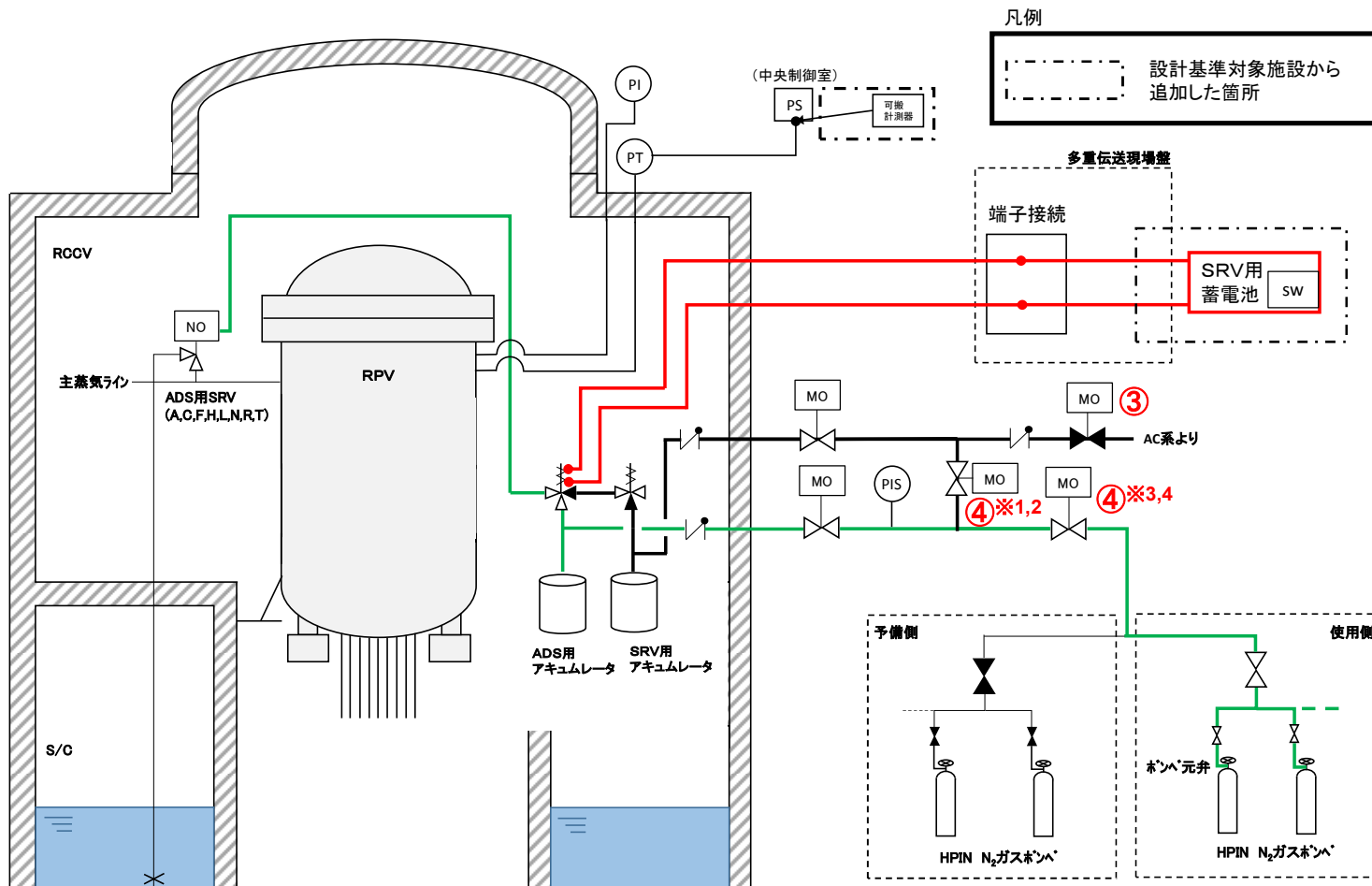
操作手順	弁名称
③	高压窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁
④※1	高压窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)
④※2	高压窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(B)
④※3	高压窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)供給弁
④※4	高压窒素ガス供給系非常用窒素ガス(B)供給弁

図 1.3.5 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放 概要図



※ガスタービン発電機及び電源車によるAM用MCC 7B受電の内、最長時間である6時間15分及びAM用充電器受電時間を2時間20分とし、8時間35分で継続供給可能である。

図 1.3.6 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放 タイムチャート

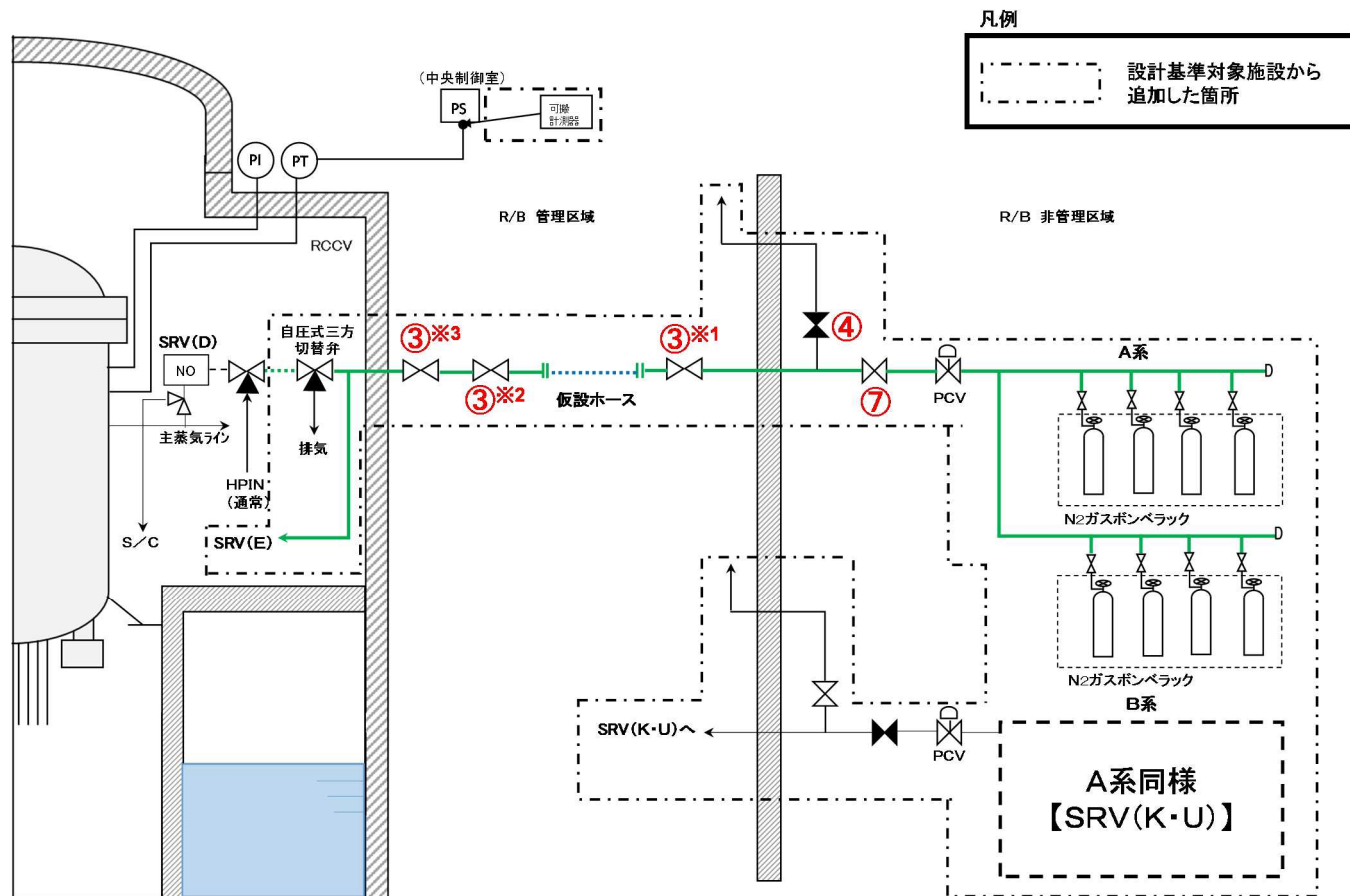


操作手順	弁名称
③	高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁
④※1	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)
④※2	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(B)
④※3	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)供給弁
④※4	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(B)供給弁

図 1. 3. 7 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開放	中央制御室運転員 A, B	2	電源確認、通信手段確保													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、いずれかの計器で原子炉減圧を確認する。	
			可搬計測器接続														
	現場運転員 C, D	2	移動、系統構成														
			減圧確認														
	現場運転員 E, F	2	移動、系統構成														
			可搬型蓄電池、ケーブル接続														
			減圧操作開始														

図 1.3.8 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



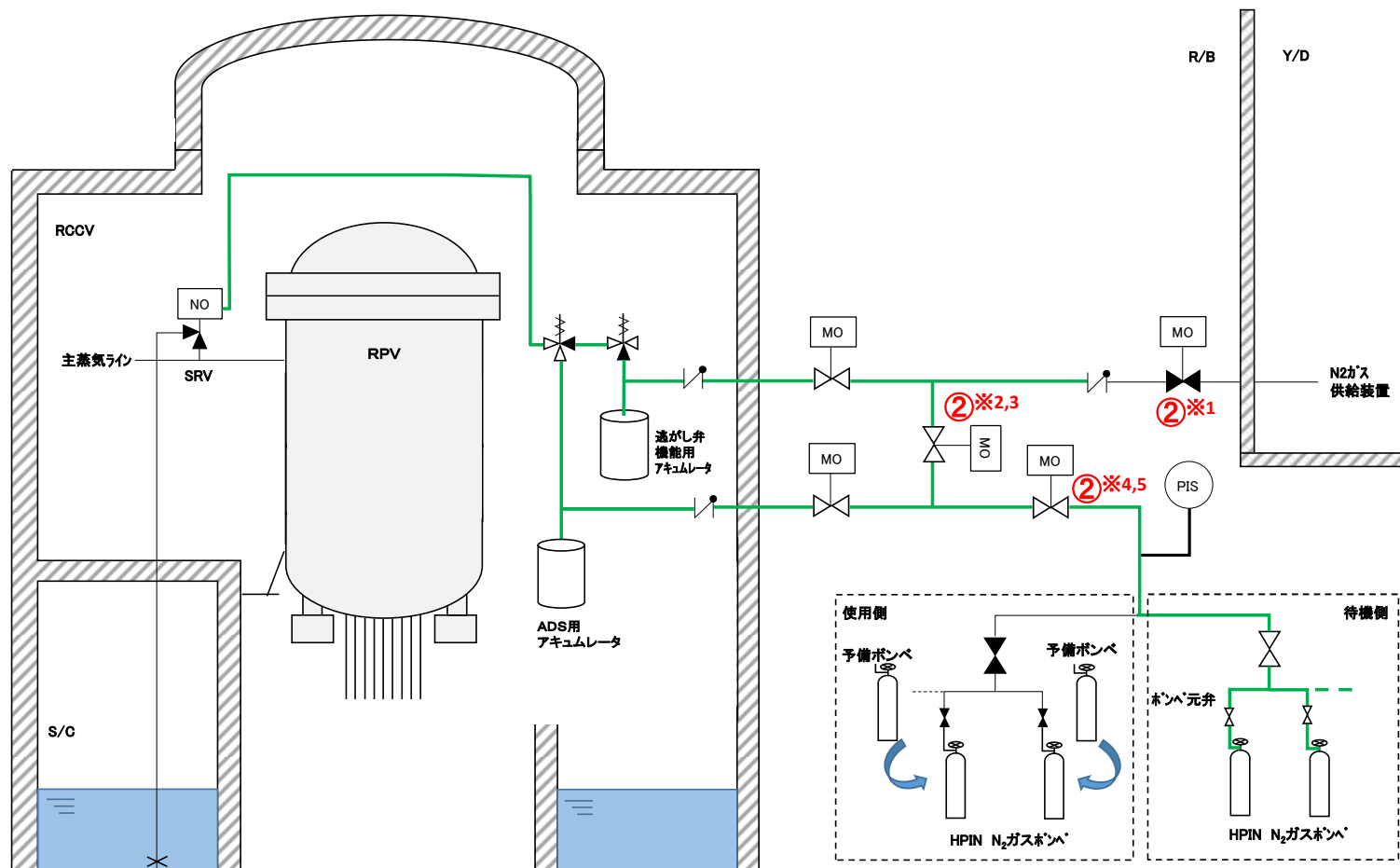
操作手順	弁名称
③※1	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス供給弁後弁(A)
③※2	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第二隔離弁(A)
③※3	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第一隔離弁(A)
④	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス排気止め弁(A)
⑦	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス(A)供給弁

図 1.3.9 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開放	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保															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、いずれかの計器で原子炉減圧を確認する。
			可搬計測器接続															
		減圧確認																
	現場運転員 C, D	2	移動															
			仮設ホース取り付け, 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															

図 1.3.10 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

図 1.3.11 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)	ドライウェ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	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保												
	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)	高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保 窒素ガスポンベ出口圧力低警報発生 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	現場運転員 C, D	2	移動、ポンベ切替										ポンベ交換		
	現場運転員 E, F	2		移動、ポンベ切替									リークチェック		
													ポンベ交換		

図 1.3.12 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

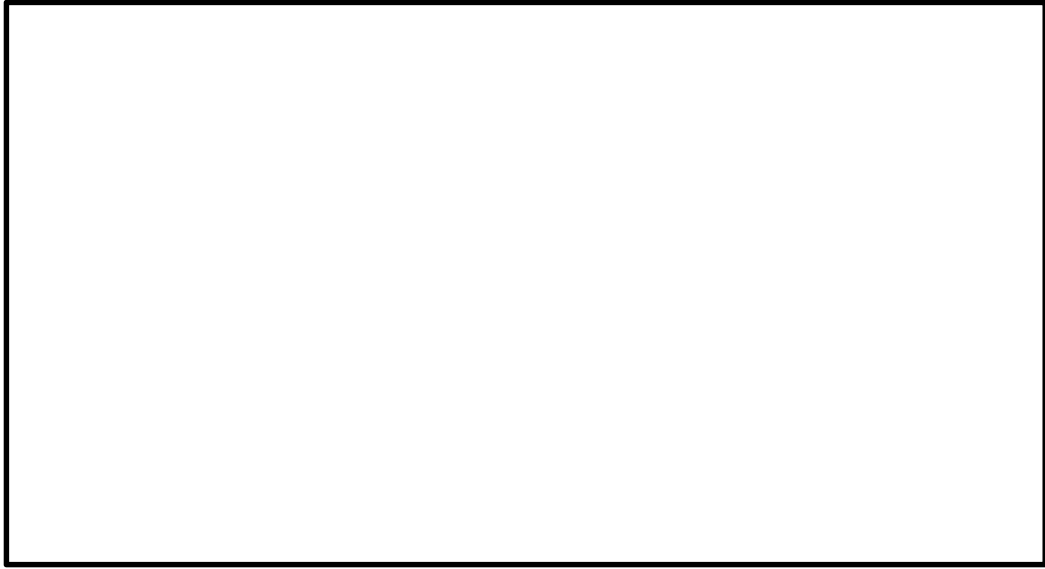


図 1.3.13 EOP 原子炉制御「スクラム」におけるインターフェイスシステム LOCA 発生時の対応フロー

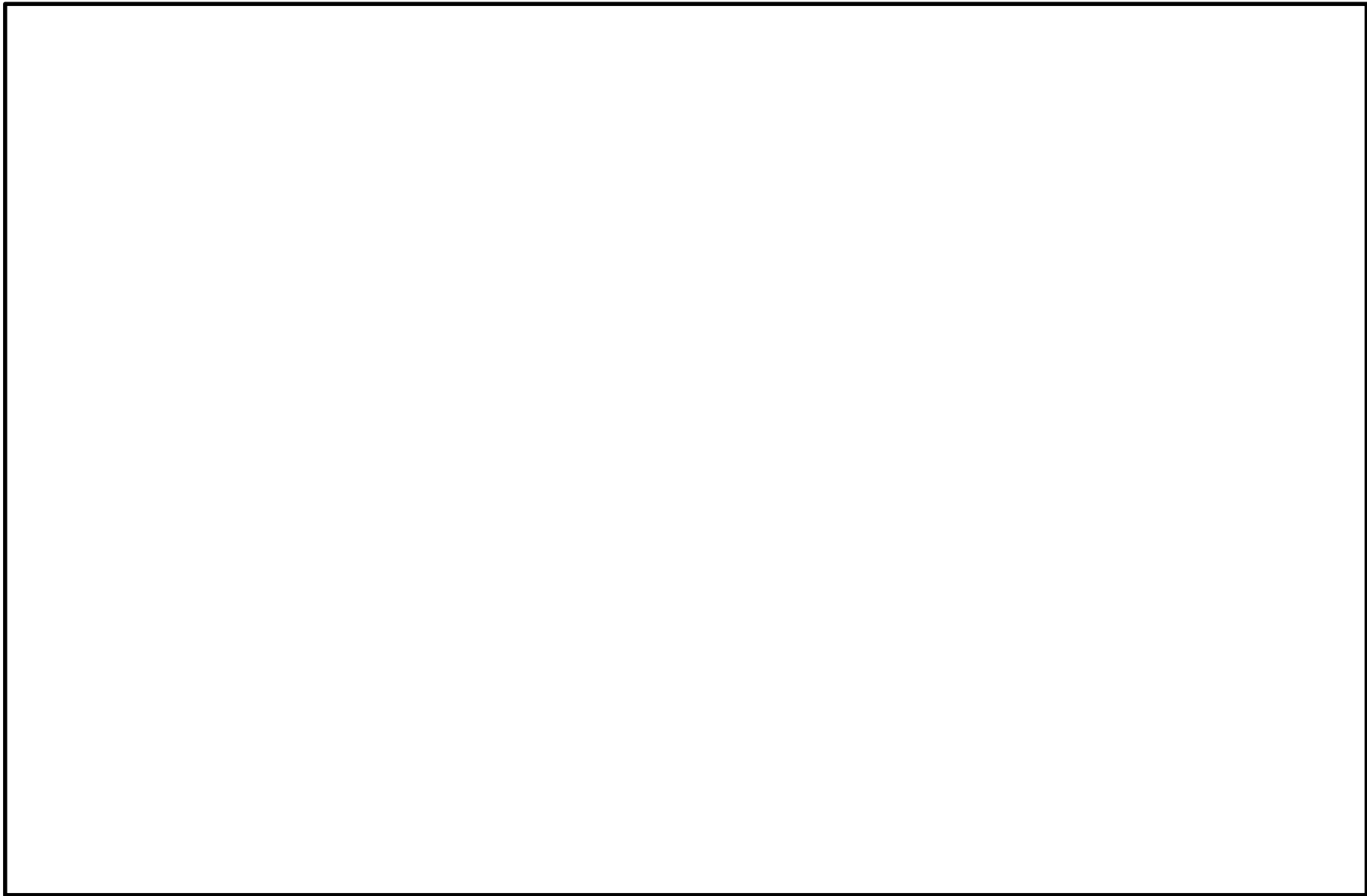
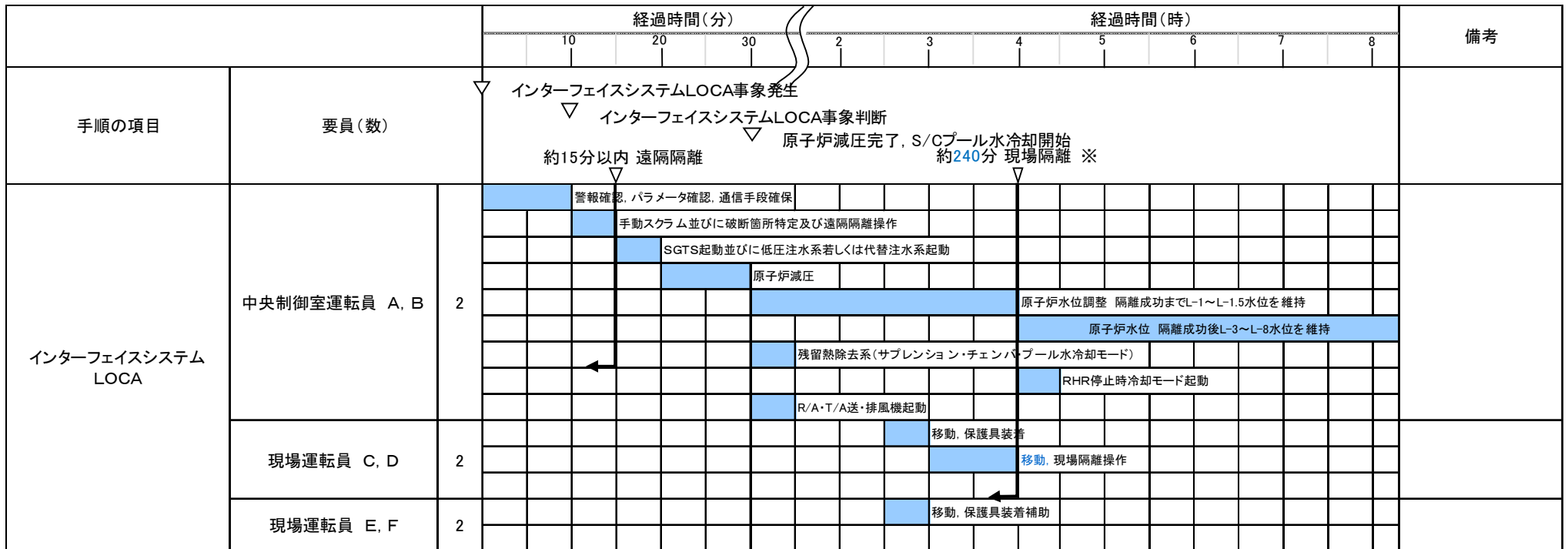


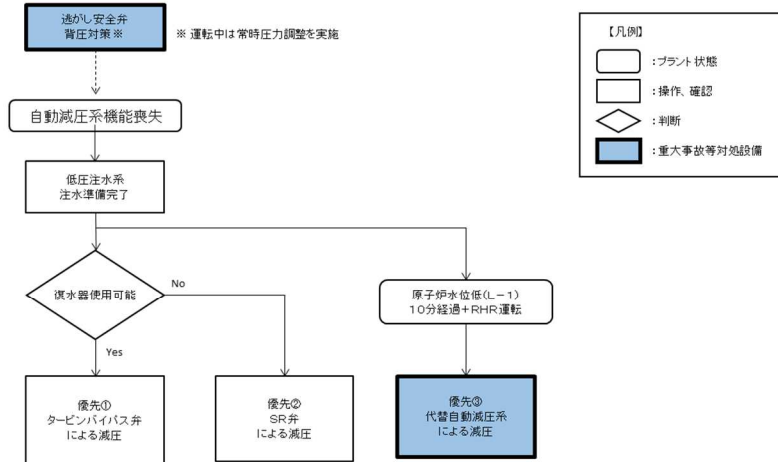
図 1.3.14 EOP 「原子炉建屋制御」におけるインターフェイスシステム LOCA 発生時の対応フロー



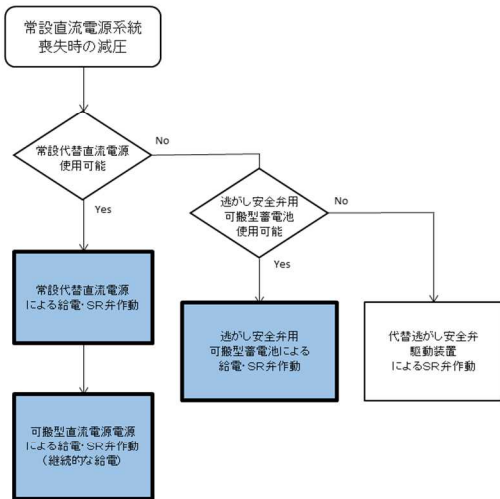
※ 破断の規模によっては、現場での隔離操作の所要時間は240分以内となる。

図 1.3.15 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)

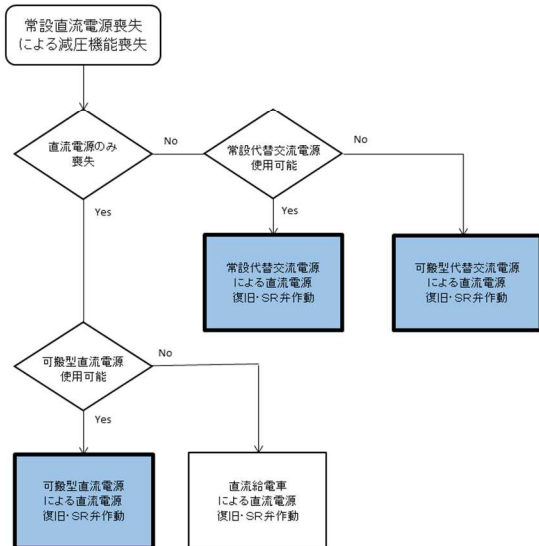
(1) フロントライン 故障時の対応手段の選択



(2) サポート系故障時の対応手段の選択(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)

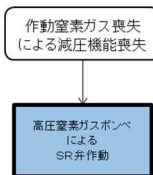


図 1.3.16 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート

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 (1.3)	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。</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。</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、逃がし安全弁を作動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、逃がし安全弁を作動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。</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。</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)</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。</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
原子炉減圧の 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	-	-	-	-	-	-
	逃がし安全弁 (自動減 圧機能付きC, H, N, Tの4 弁)	既設							
	主蒸気系配管・クエン チャ	既設							
	自動減圧系の起動阻止 スイッチ	既設 新設							
	自動減圧機能用アキュ ムレータ	既設							
逃 が し の 減 圧	逃がし安全弁 (逃がし 弁機能)	既設	① ⑦	ター ビ ン に よ る 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			-	-			
可 搬 に よ る 減 圧 電 源 設 置	可搬型直流電源設備	新設	① ② ⑦ ⑨	代 替 逃 が し の 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	4名	自主対策とする 理由は本文 参照
	常設代替直流電源設備	新設							
	AM用切替装置 (SRV)	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							
池 用 の 減 圧 電 源	逃がし安全弁用可搬型 蓄電池	新設							
	-	-							
高 圧 窒 素 ガ ス の 確 保	高圧窒素ガスポンペ	既設	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							
	-	-							
逃 が し の 背 圧 対 策	高圧窒素ガスポンペ	既設	① ④ ⑦ ⑩	-	-	-	-	-	-
	高圧窒素ガス供給系配 管・弁	既設							
	主蒸気系配管・弁	既設							
代 替 直 流 電 源 の 復 旧	可搬型直流電源設備	新設	① ⑤ ⑦	直 流 給 電 車 に よ る 復 旧	直流給電車及び可搬型 代替交流電源設備	可搬	12時間 ※1	6名 ※1	自主対策とする 理由は本文 参照
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬			
	-	-			-	-			
代 替 交 流 電 源 の 復 旧	常設代替交流電源設備	新設	① ⑤ ⑦	-	-	-	-	-	-
	可搬型代替交流電源設 備	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							
高 圧 溶 融 器 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							
	-	-							

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

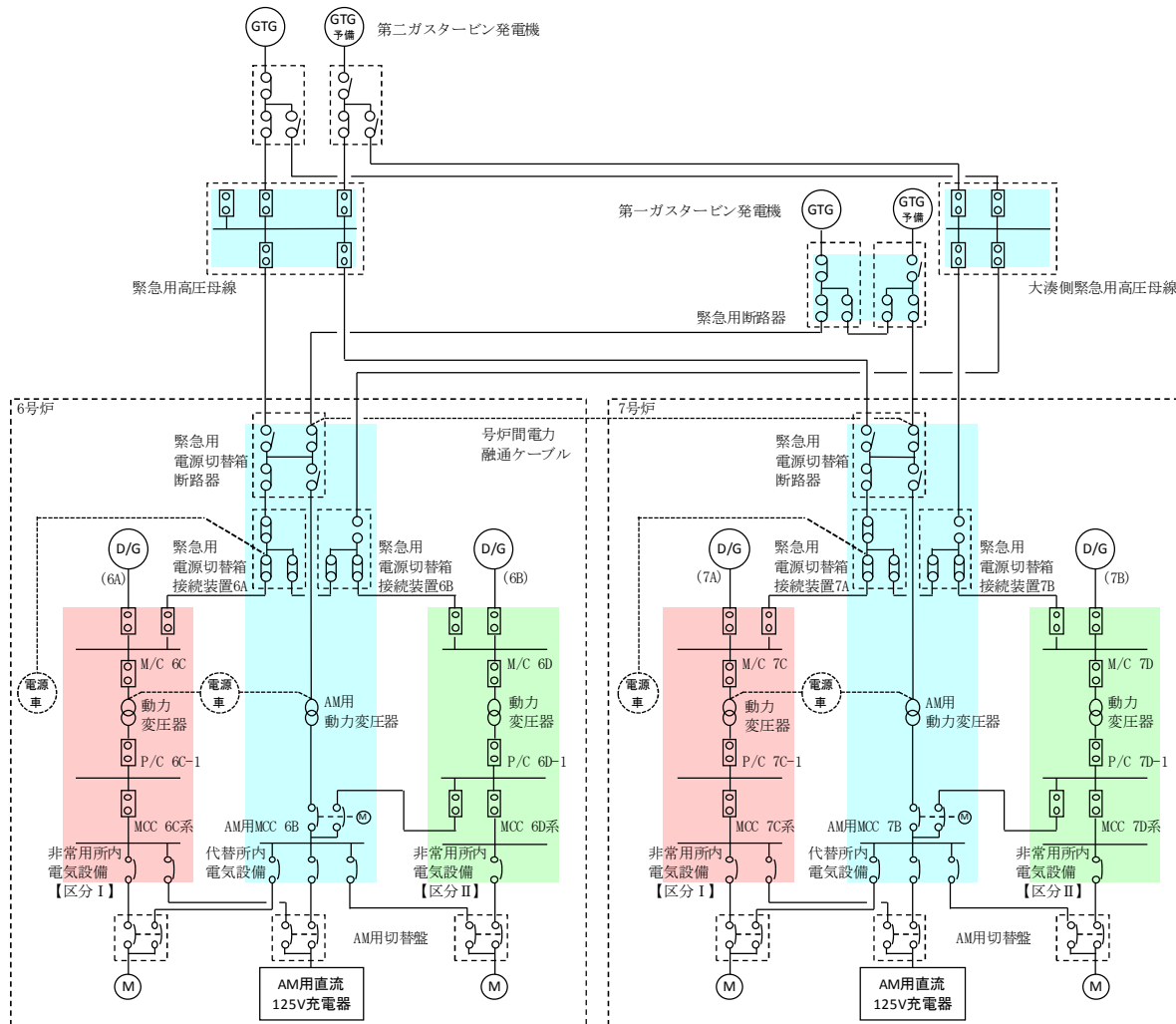


## 審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3/3)

: 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
シ イ ン ス タ ー の 減 圧 機 能	逃がし安全弁	既設	① ⑥ ⑦	シ イ ン ス タ ー の 減 圧 機 能	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			
	-	-			-	-			
シ イ ン ス タ ー の 隔 離 機 能	高圧炉心注水系注入隔離弁	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。



※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 : メタルラット開閉装置
  - P/C : パワーセンタ
  - MCC : モータ・コントロールセンタ

図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

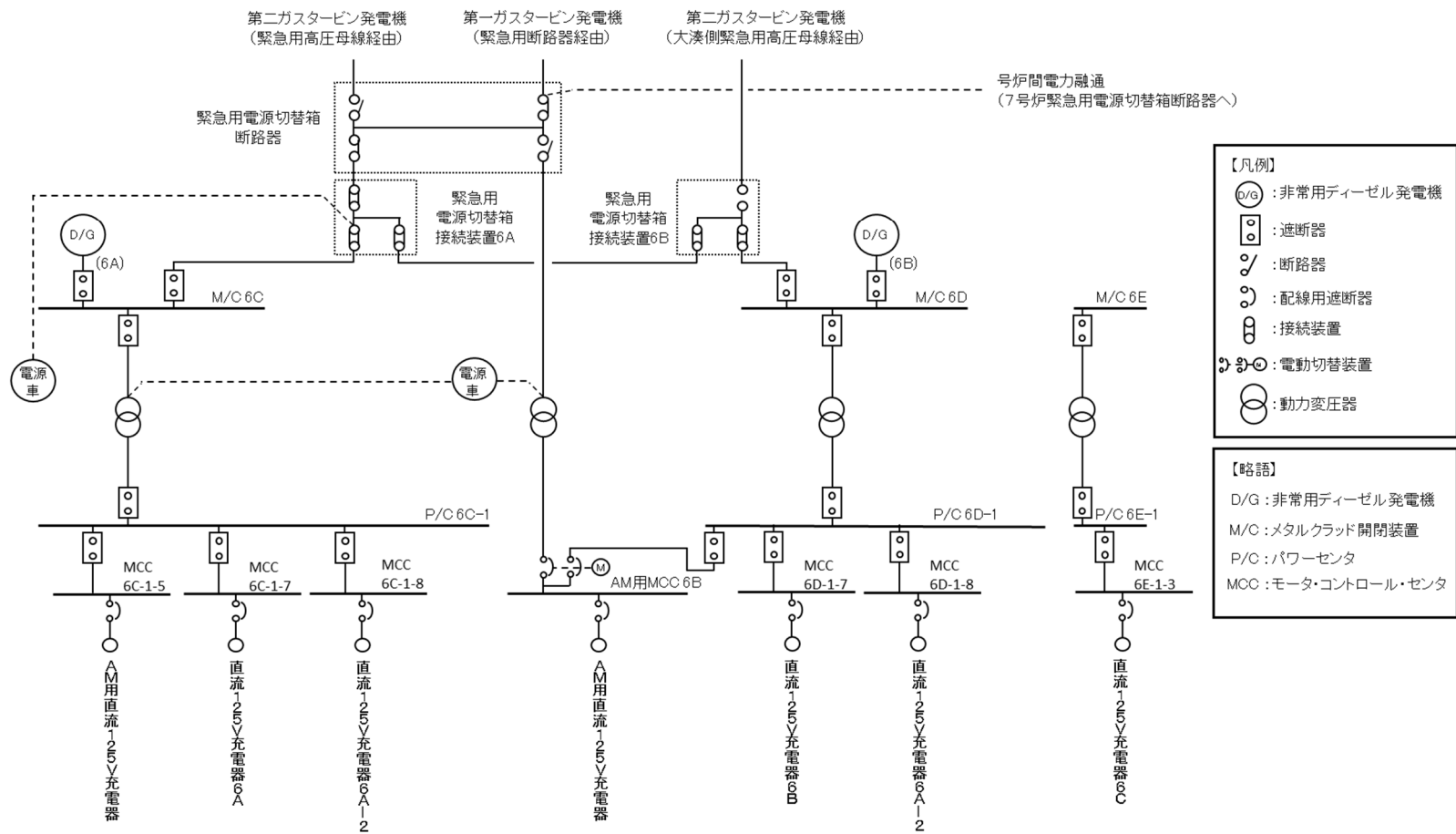


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

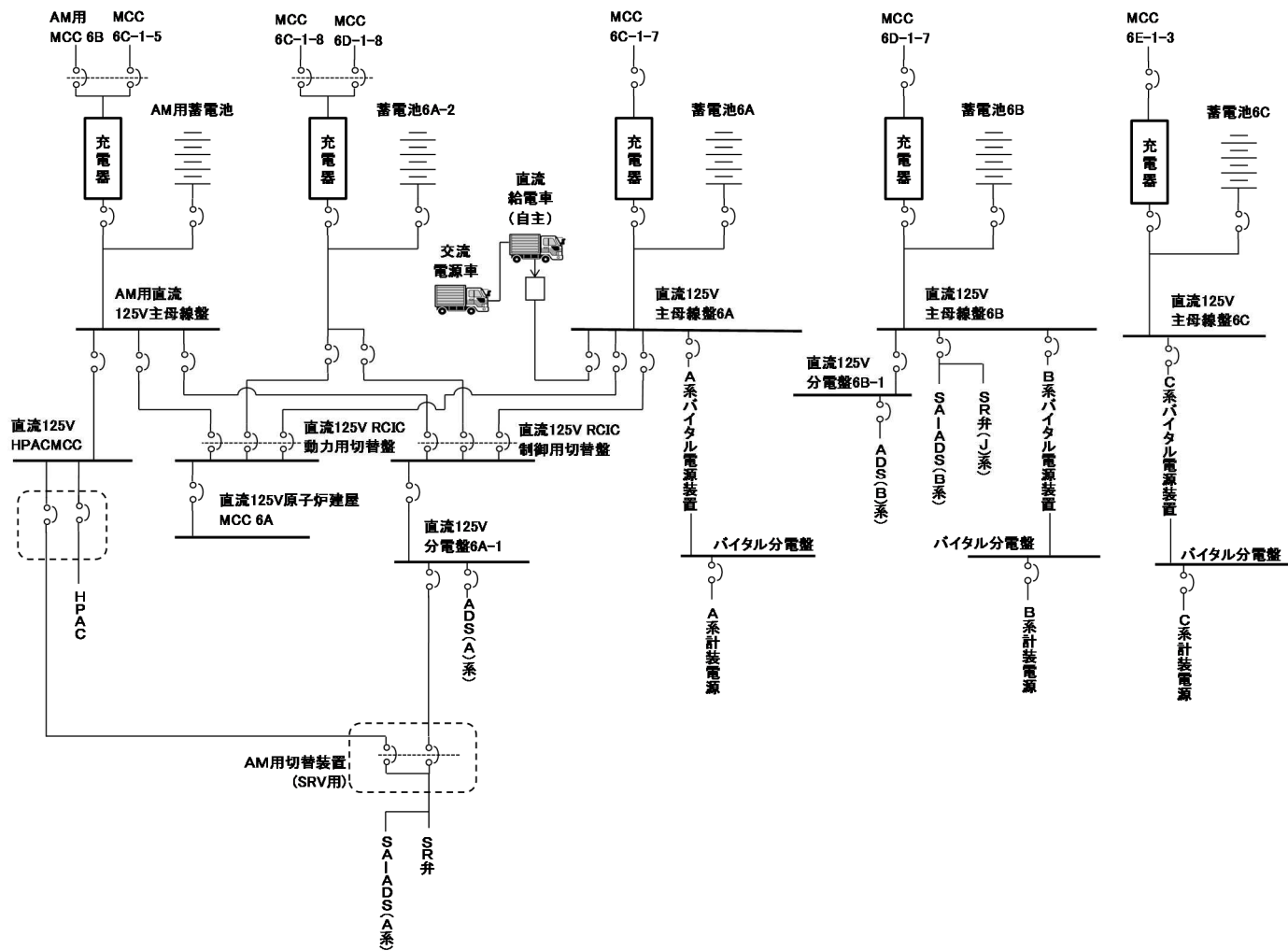


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

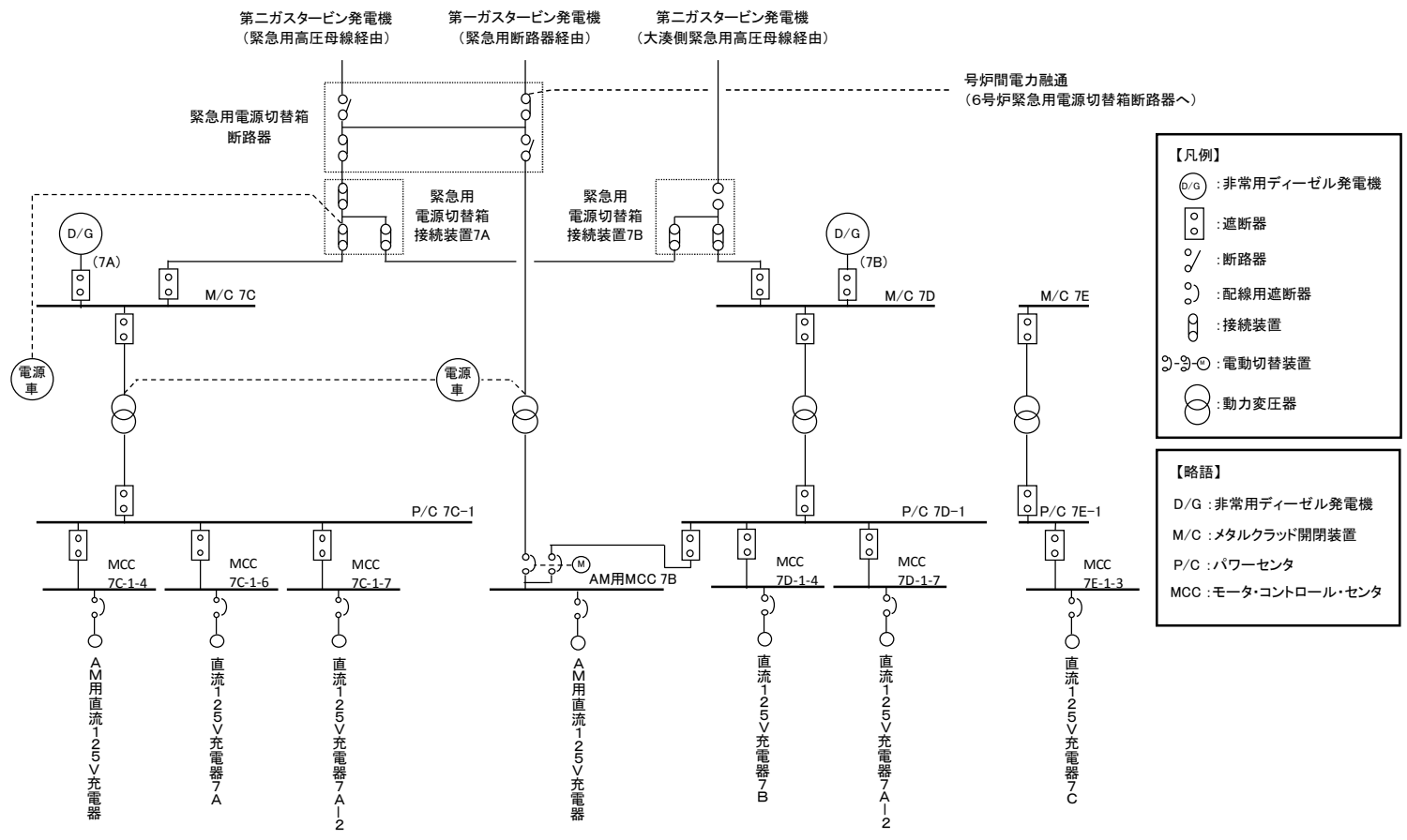


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

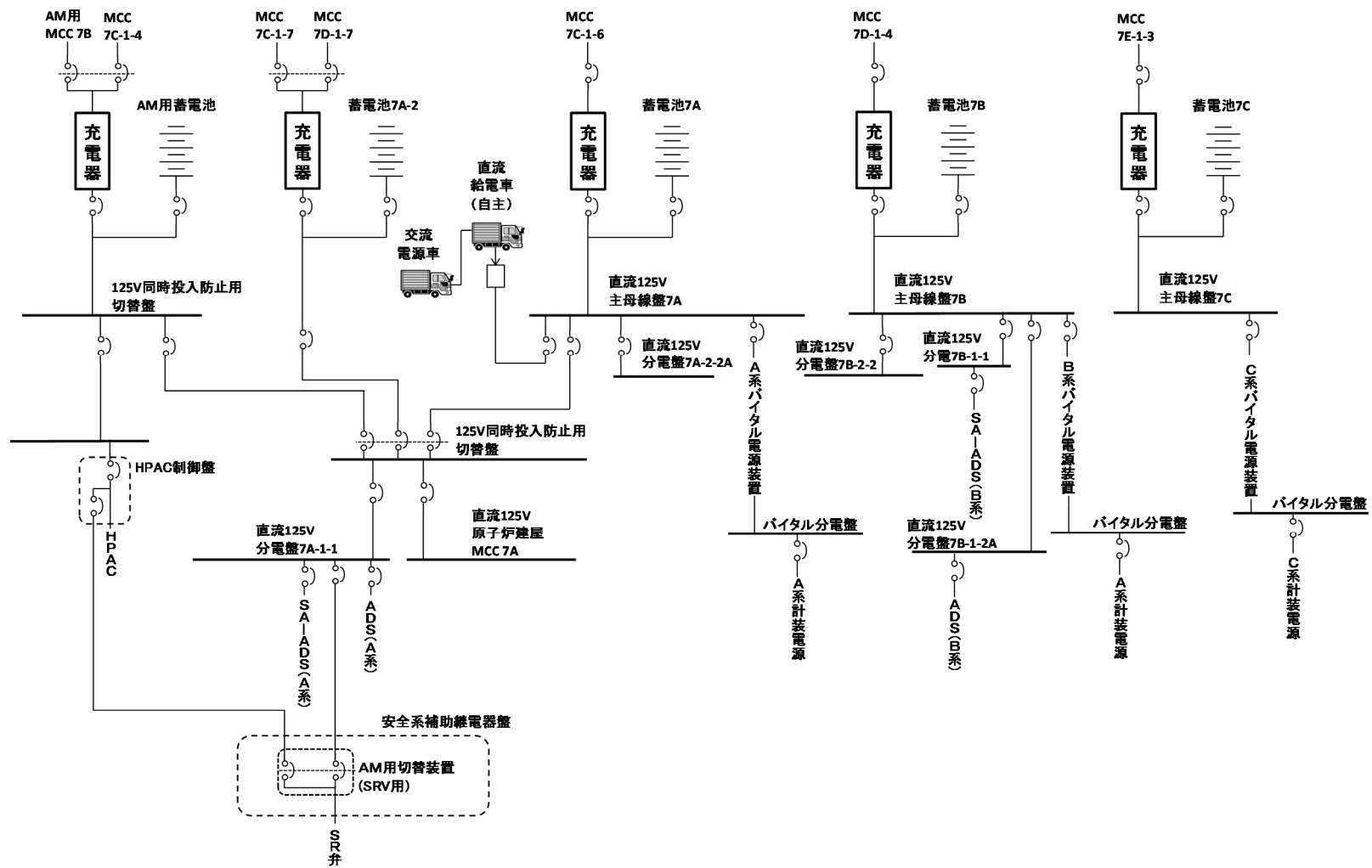


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

## 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原子炉減圧機能が喪失した場合、常設代替直流電源設備により逃がし安全弁の駆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、原子炉の減圧を実施する。その後、常設代替直流電源設備の枯渇により逃がし安全弁の駆動電源喪失を防止するため、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を継続的に供給する。

## b. 作業場所

原子炉建屋 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. 必要要員数および操作時間

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)開放に必要な要員数(6名)、所要時間(35分)のうち、現場での系統構成、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)開放及び現場での減圧状況確認に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。また、常設代替直流電源設備の枯渇により逃がし安全弁の駆動電源喪失を防止するため、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を継続的に供給する。  
(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。)

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 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・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。管理区域においては汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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・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 : 通常の受電切替操作と同じであり、操作性に支障はない。

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。



系統構成



減圧確認(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

全交流電源喪失, 常設直流電源及び代替直流電源の喪失により中央制御室からの遠隔操作が出来ない場合に, 現場多重伝送盤へ逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続することにより逃がし安全弁を開放する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 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. 必要要員数および操作時間

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)開放に必要な要員数(6名), 所要時間(55分)のうち, 現場での系統構成, 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)開放及び現場での減圧状況確認に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 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・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。管理区域においては汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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・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)は原子炉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。



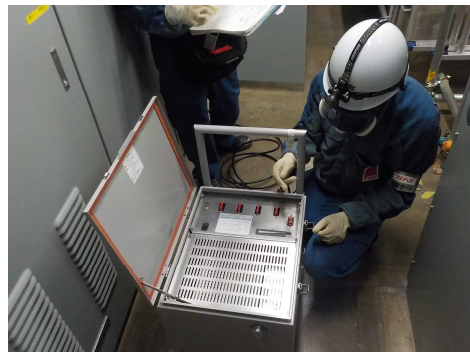
系統構成



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

代替逃がし安全弁駆動装置より逃がし安全弁(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することで逃がし安全弁(自動減圧機能なし)を開放し、原子炉の減圧を実施する。

#### b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

原子炉建屋 1階, 地下1階(管理区域)

#### c. 必要要員数及び操作時間

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)開放に必要な要員数(6名)、所要時間(40分)のうち、現場での系統構成、減圧操作、減圧確認に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 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・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。管理区域においては汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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・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 : 設備設置工事中のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

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, 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。

#### 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供給のためのライン切替

###### a. 操作概要

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際、電動弁の電源が確保できない場合、高圧窒素ガスポンベによる供給のためにライン切替を実施する。

###### b. 作業場所

原子炉建屋 4階(非管理区域)

###### c. 必要要員数及び操作時間

高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保に必要な要員数(4名)、所要時間(20分)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に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安: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・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。

## (2) 高圧窒素ガスボンベ(待機側)への切替及び使用済み高圧窒素ガスボンベの交換

### a. 操作概要

原子炉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、逃がし安全弁駆動用の高圧窒素ガス供給系(非常用)出口のボンベ圧力低警報が発生した場合に、高圧窒素ガスボンベ(待機側)への切替と使用済みボンベの交換を実施する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 4階(非管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保に必要な要員数(4名)、所要時間(60分)のうち、高圧窒素ガスボンベ(待機側)への切替え、使用済み高圧窒素ガスボンベの交換操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員 4名)

所要時間目安: 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・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 : 通常のボンベ切替・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。



窒素ガスポンベ交換



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。破断箇所の発見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原子炉を減圧し、原子炉建屋への原子炉冷却材漏えいを抑制する。その後は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 1階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(6名)、所要時間(240分)のうち移動、保護具装着、原子炉建屋内隔離操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :4名(現場運転員4名)

所要時間目安: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。

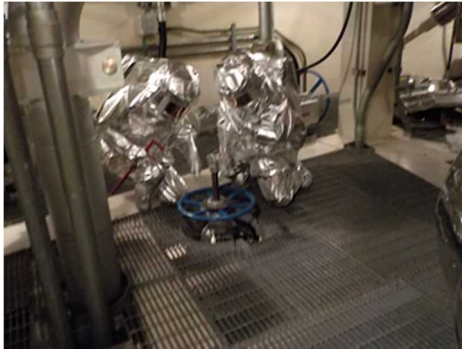
移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

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。





現場手動弁隔離操作  
(保護具着用)



耐熱服



酸素呼吸器



保護具装着状態



インターフェイスシステム LOCA 時の概要図

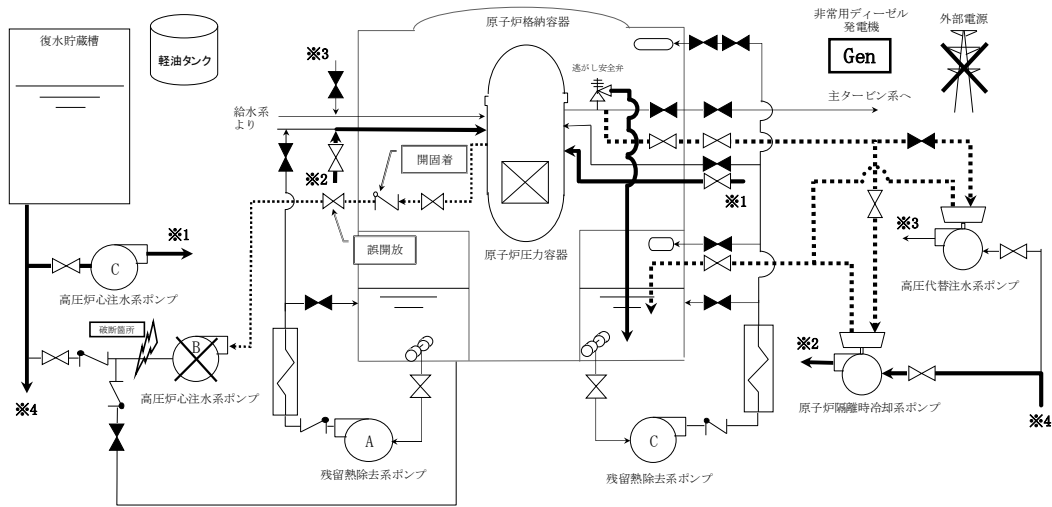


図 1 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)時の重大事故等対策の概要図(1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

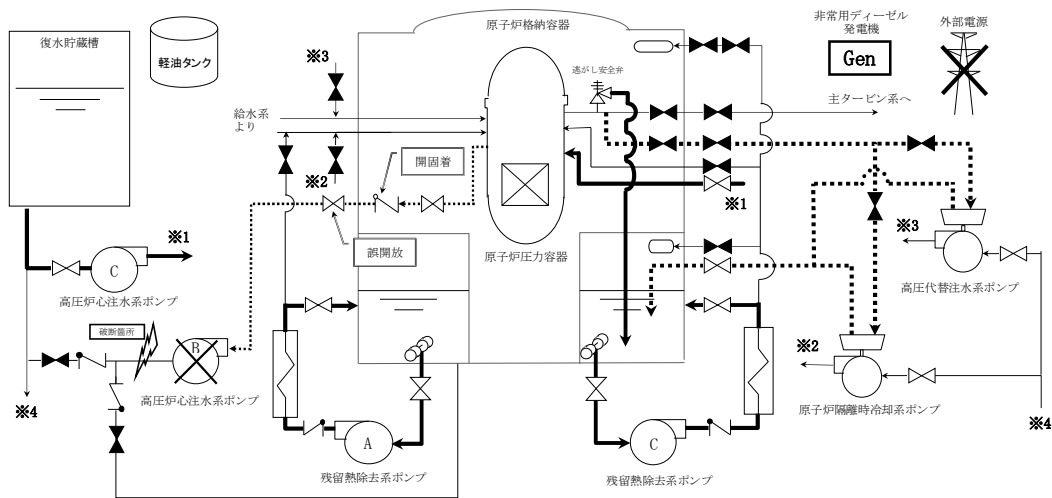


図 2 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)時の重大事故等対策の概要図(2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

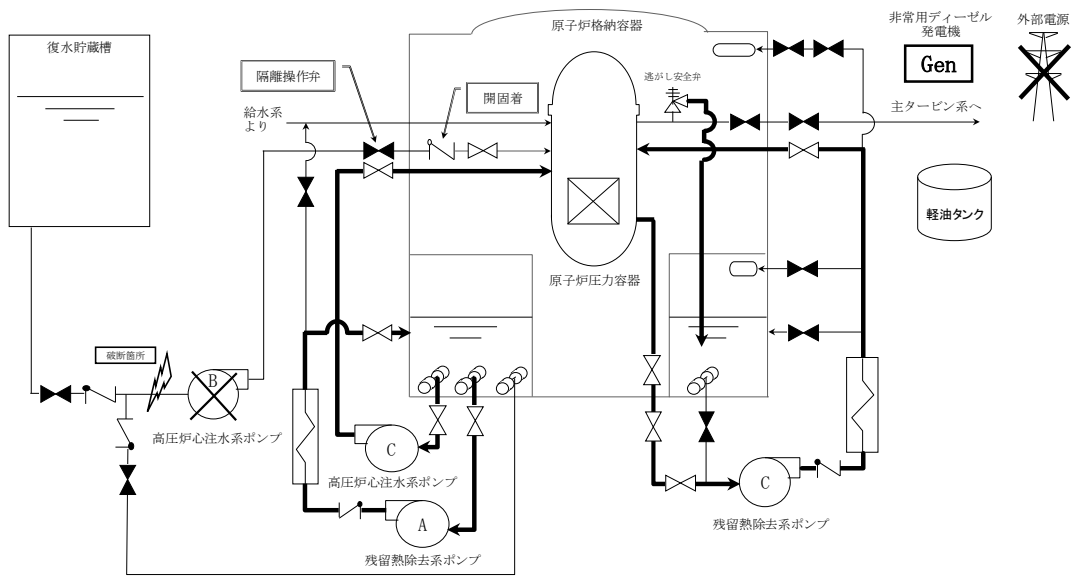


図 3 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)時の重大事故等対策の概要図(3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

## 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、低圧設計部となっている配管及び弁、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  $1\text{cm}^2$  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  $10\text{cm}^2$  を想定することとする。

他の非常用炉心冷却系においてインターフェイスシステム LOCA が発生する可能性は本系統と比較して系統構成が異なるためその発生可能性は極めて小さくなるが、本漏えい面積の評価結果によれば、同様な非常用炉心冷却系への過圧が起きた場合においても、漏えいはフランジ部又は計装設備からの漏えいに留まり、加えて、残留熱除去系の吐出側は、ポンプ吐出圧力設計 ( $3.4\text{MPa}$ ) であり、吐出側において顕著な漏えいが発生する可能性は小さい。よって、仮に他の非常用炉心冷却系において過圧事象が生じた場合においても、漏えいの規模は本評価における想定と同程度に留まるものと考えられる。

### (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  $10\text{cm}^2$  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。評価条件を表 1 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図 1 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  $10\text{cm}^2$ 、  
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

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

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図 2 から図 4 に示す。

原子炉建物内の温度は，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，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 10cm<sup>2</sup> 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 200m<sup>3</sup>/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 2,000m<sup>3</sup>（浸水高さ約 3m）に到達するには 10 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（詳細は表 2, 3 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

3.7×10<sup>8</sup>Bq/s を採用して評価する。なお、この値は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、放射線防護具（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。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}} \cdot E_{\gamma} \cdot \{1 - e^{-\mu R}\} \cdot 3600$$

ここで、

D : 放射線量率 (Gy/h)

6.2 × 10<sup>-14</sup> : 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<sub>γ</sub> : 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<sub>R/B</sub> : 原子炉区域内気相部容積 (86,000m<sup>3</sup>)

E<sub>γ</sub> : 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 × 10<sup>-3</sup>/m)

R : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m)

V<sub>OF</sub> : 評価対象エリア (原子炉建屋地上 1 階) の容積 (2,500m<sup>3</sup>)

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_{OF}}{2 \cdot \pi}}$$

### ・評価の結果

評価結果を図 5 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プ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 (図 6)。さらに、これらの事故時に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など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℃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10cm<sup>2</sup>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℃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原子炉注水、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。

表1 破断面積 10cm<sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA 時における温度・湿度・圧力の評価条件

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 : 10cm <sup>2</sup> (1.0×10 <sup>-3</sup> m <sup>2</sup> )	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・プール冷却系は急速減圧後 (20 分)	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	現実的な伝搬経路を想定
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℃ 12~24 時間 : 45℃ 24 時間以降 : 40℃	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

表2 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 <sup>8</sup> Bq/s (現行許認可の 1/10)	3.7×10 <sup>9</sup> Bq/s
追加放出量 (Bq) (γ 線 0.5MeV 換算値)	2.28×10 <sup>14</sup>	2.28×10 <sup>15</sup>

表3 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 <sup>-1</sup> )	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



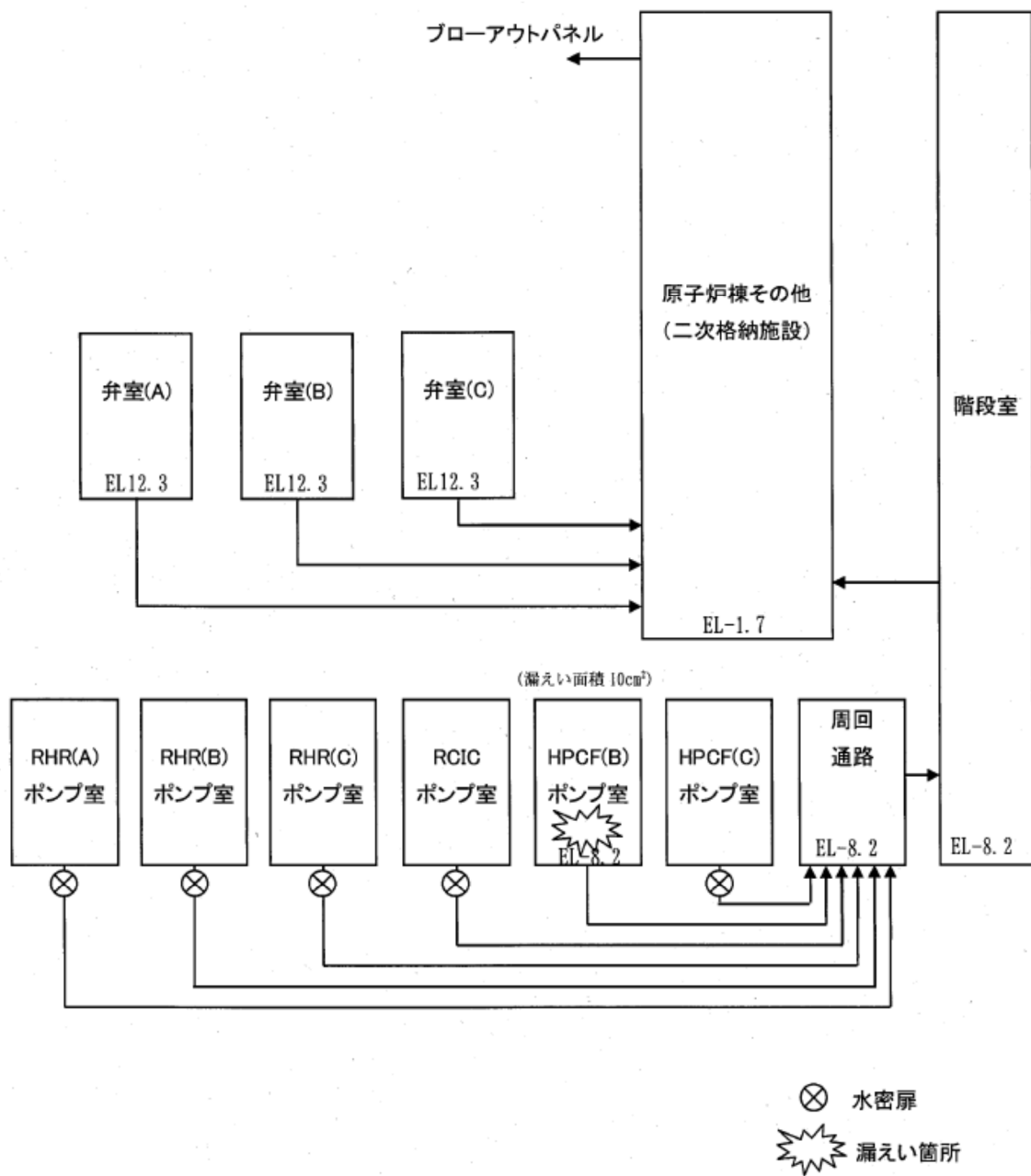


図1 インターフェイスシステムLOCAにおける原子炉建屋ノード分割モデル

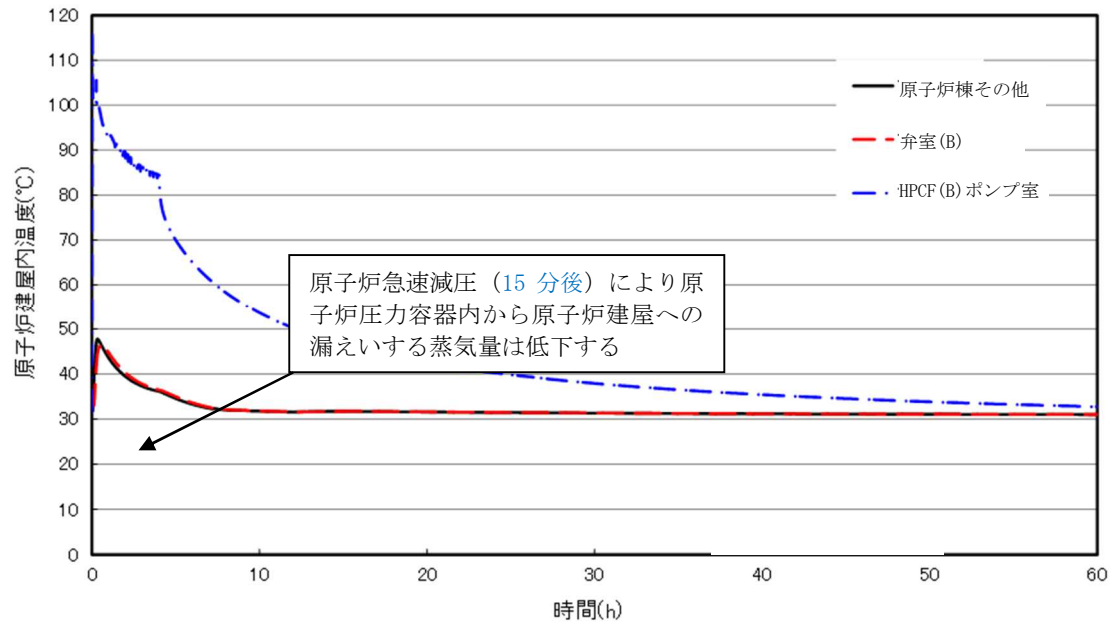


図 2 原子炉建屋内の温度の時間変化（インターフェイスシステム LOCA）

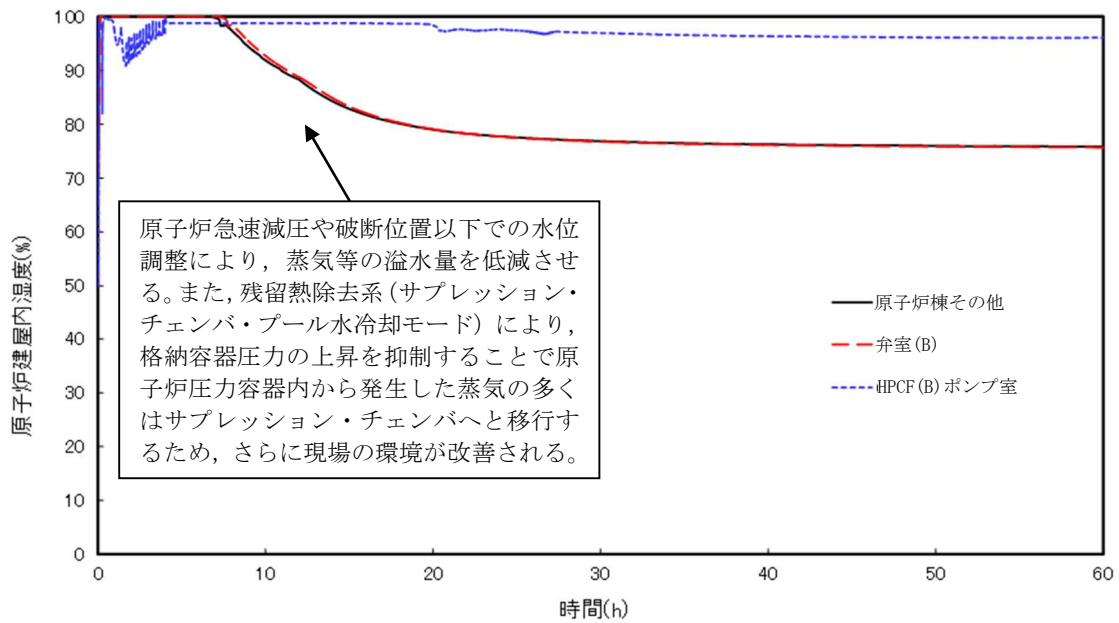


図 3 原子炉建屋内の湿度の時間変化（インターフェイスシステム LOCA）

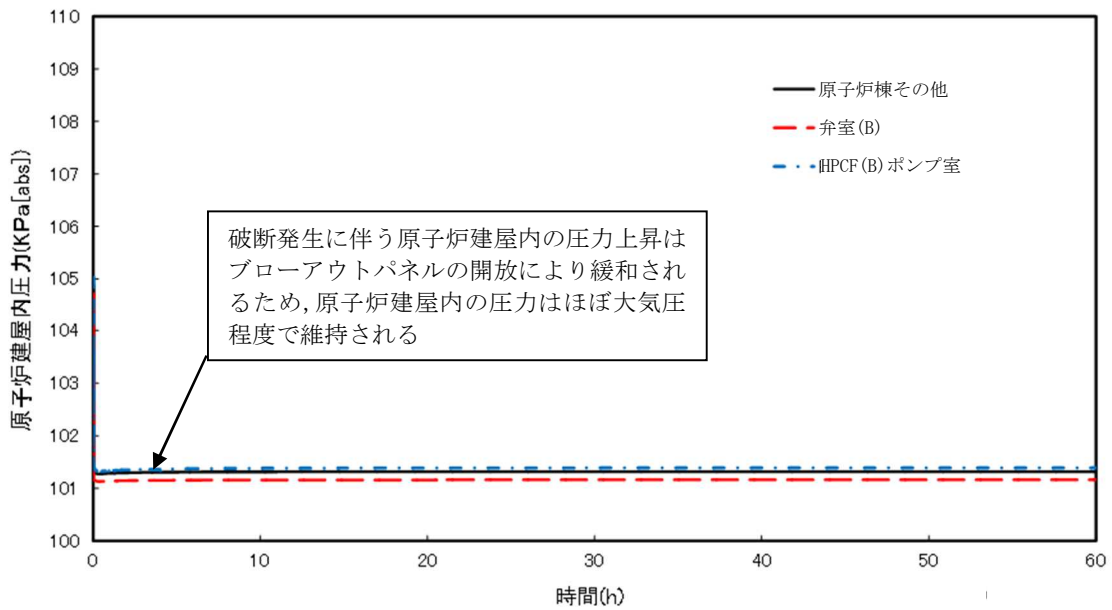


図 4 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

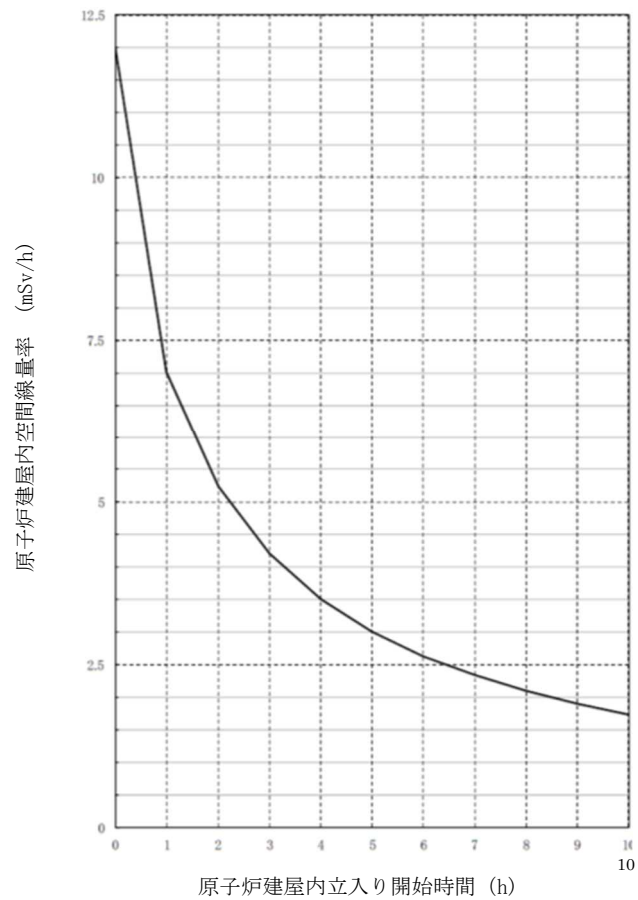
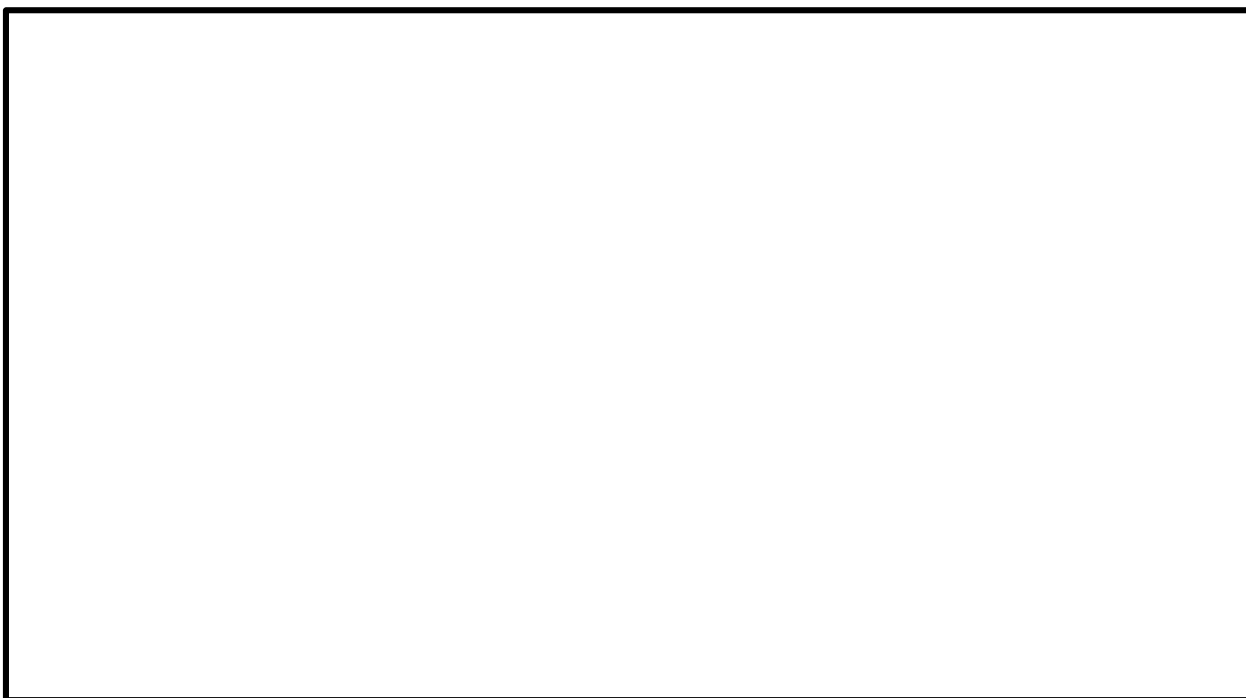


図 5 原子炉建屋内立入り開始時間と線量率の関係 (インターフェイスシステム LOCA)



(a) 平面図



(b) 断面図

図6 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

表 1 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 が発生した場合のパラメータ比較を示す。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、エリア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。

表 1 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比較

	各パラメータ	ISLOCA	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※	変動※
	原子炉圧力	変動※	変動※
原子炉格納容器 パラメータ	格納容器圧力	変化なし	上昇
	格納容器温度	変化なし	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	高圧炉心注水系系統圧力	低下	変化なし
	原子炉建屋サンプポンプ運転回数	増加※	変化なし
	原子炉建屋放射線モニタ	上昇	変動なし

※漏えい量により変動しない場合がある

(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

インターフェイスシステム LOCA 発生時は，高圧炉心注水系は図 1 に示すとおり，各部屋が分離されており，床漏えい検出器及び火災報知器による漏えい場所(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)特定の参考とすることが可能である。

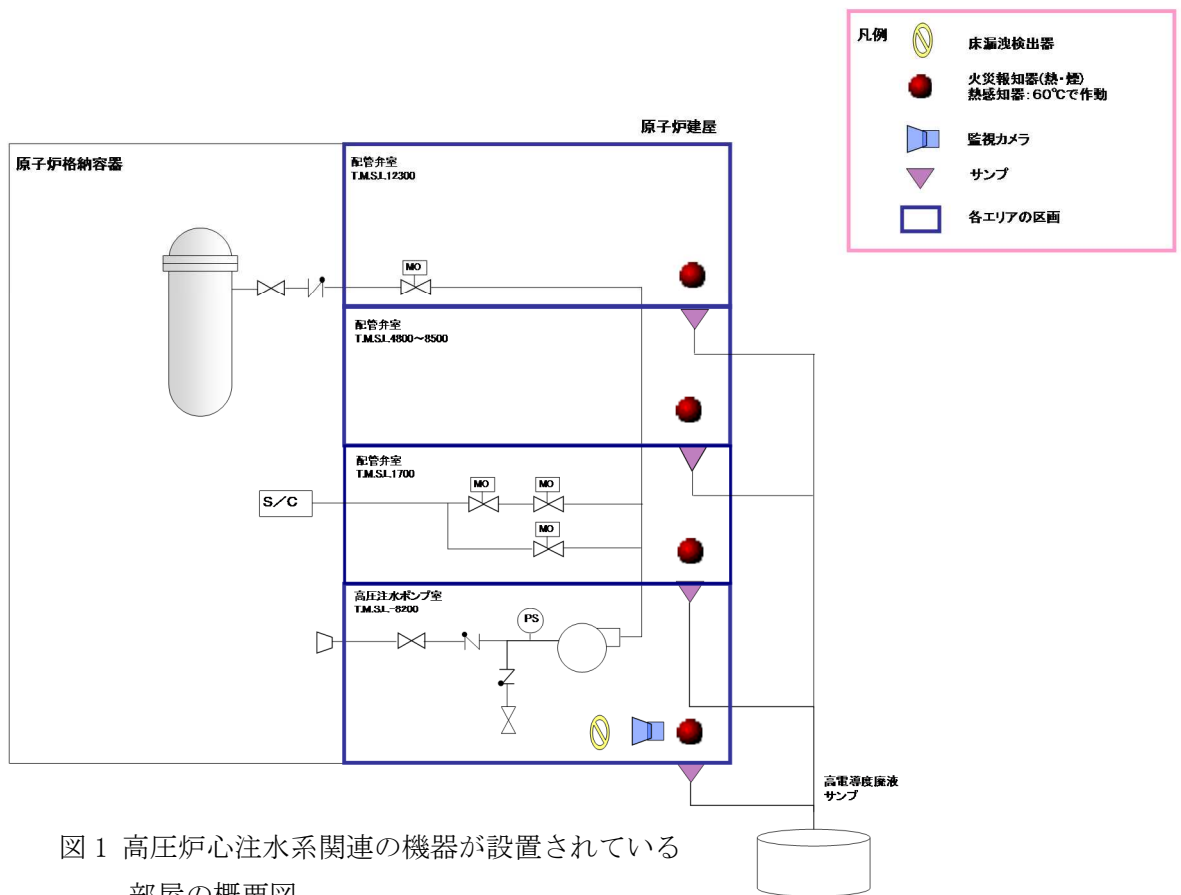


図 1 高圧炉心注水系関連の機器が設置されている部屋の概要図

## 代替注水系 1 系注水準備完了にて原子炉を急速減圧する条件及び理由について

原子炉を急速減圧する際は代替注水系 2 系による原子炉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への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系<sup>※1</sup>のみであっても原子炉の急速減圧操作を実施する。

※1:同じ代替注水系のポンプが 2 台以上起動している場合であっても、代替注水系 1 系とみなす。したがって、有効性評価の高圧・低圧注水機能喪失において低圧代替注水系（常設）ポンプ 2 台注水準備完了にて急速減圧操作を実施する場合は、代替注水系 1 系注水準備完了にて急速減圧操作を実施するものに該当する。

## (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、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系かつポンプ 1 台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、給水系及び復水系の全喪失、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 1 系かつポンプ 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）ポンプ 2 台で原子炉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 1 系かつポンプ 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 系かつポンプ 1 台のみが準備できた場合において、原子炉水位が規定値（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。

特に原子炉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/P 水熱容量制限に到達した場合

**【判断基準】**

S/P 水温が設計温度 (104℃) を超えた場合、格納容器が損傷するおそれがあるため、S/P 水温が S/P 水熱容量制限値に到達した場合は、炉心及び格納容器の損傷を防止することを目的として、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 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、崩壊熱除去機能の喪失により S/P 水温が上昇した場合において、S/P 水熱容量温度制限により急速減圧を実施し、原子炉隔離時冷却系による注水から低压代替注水系による注水へ移行しているが、急速減圧に先立ち、注水可能な設備として低压代替注水系（常設）の 1 系かつポンプ 2 台が準備できた場合を想定している。

この場合、低压代替注水系（常設）ポンプ 2 台で低压代替注水系へ移行することにより格納容器損傷を防止するとともに、炉心の冷却機能を確保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。

なお、原子炉の急速減圧が完了した時点で S/P 水温が設計温度を超えないようにするためには、下記 S/P 水熱容量制限曲線に従って原子炉の急速減圧操作を開始する必要がある。



図－1 S/P 水熱容量制限曲線



・ S/C 圧力制限に到達した場合

**【判断基準】**

S/C 圧力が制限値 (180kPa) に到達した場合は圧力抑制機能の喪失と判断し、格納容器の損傷を防止することを目的として、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

**【理由】**

LOCA 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、そのエネルギーは S/P で凝縮されることにより S/C 圧力制限値 (180kPa) 以下に収まる設計であるが、真空破壊弁等にバイパスリークが生じている場合は、エネルギーが S/P で凝縮されずに格納容器内へ直接放出されるため、格納容器圧力が S/C 圧力制限値以上に上昇する。これにより格納容器圧力が上昇し、S/C 圧力が設計限界圧力 (310kPa) を超えた場合、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、SRV を通してエネルギーを直接 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。



図-2 S/P 圧力制限

・ 格納容器空間部温度制限に到達した場合

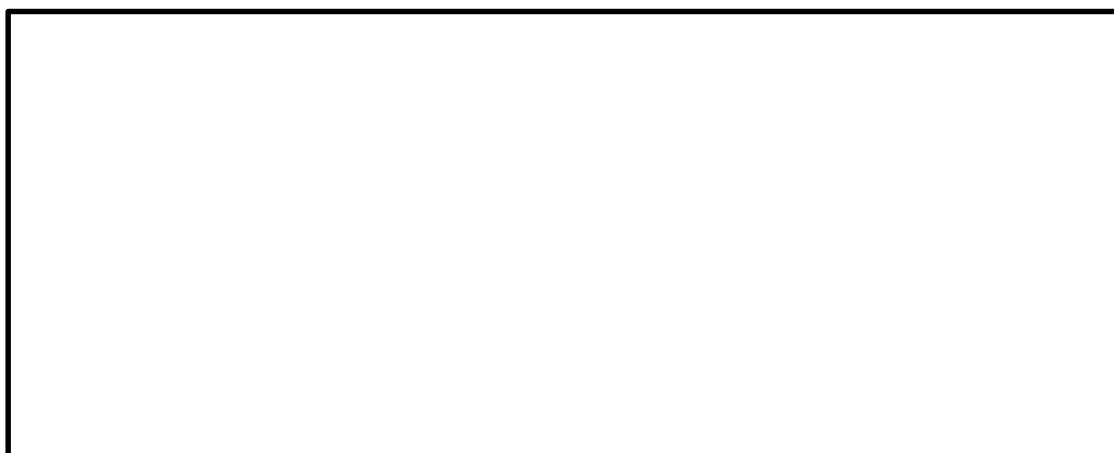
**【判断基準】**

格納容器空間部温度が制限 (171℃) に到達した場合は、格納容器の損傷を防止することを目的として、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 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格納容器内へ放出され、格納容器空間部温度が高温となる。格納容器空間部温度が高温となった場合、D/W スプレー操作等にて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設計温度（171℃）を超えた場合、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、SRV 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、原子炉へ注水を促し、炉心の冷却を行う。



図－3 格納容器空間部温度制限

- ・ S/P 水位（高側）制限を超えた場合

**【判断基準】**

S/C 水位上限（通常運転水位から+565cm）又は S/P 水位&SRV テールパイプ曲線を超える場合は、圧力抑制機能が喪失する前に、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

**【理由】**

S/P 水位が上昇して S/C 水位上限（通常運転水位から+565cm）を超えた場合、S/C と D/W の圧力を平衡にするための真空破壊弁が水没し、S/C の圧力を D/W 側へ逃がす流路を失い圧力抑制機能が喪失するおそれがある。

また、S/P 水位が上昇すると、SRV 開操作により、SRV テールパイプ、クエンチャ及びそれらの支持構造物に作用する動荷重が増加するため、S/C 構造物の許容応力を上回らないように、原子炉を減圧して動荷重を減少させる必要がある。

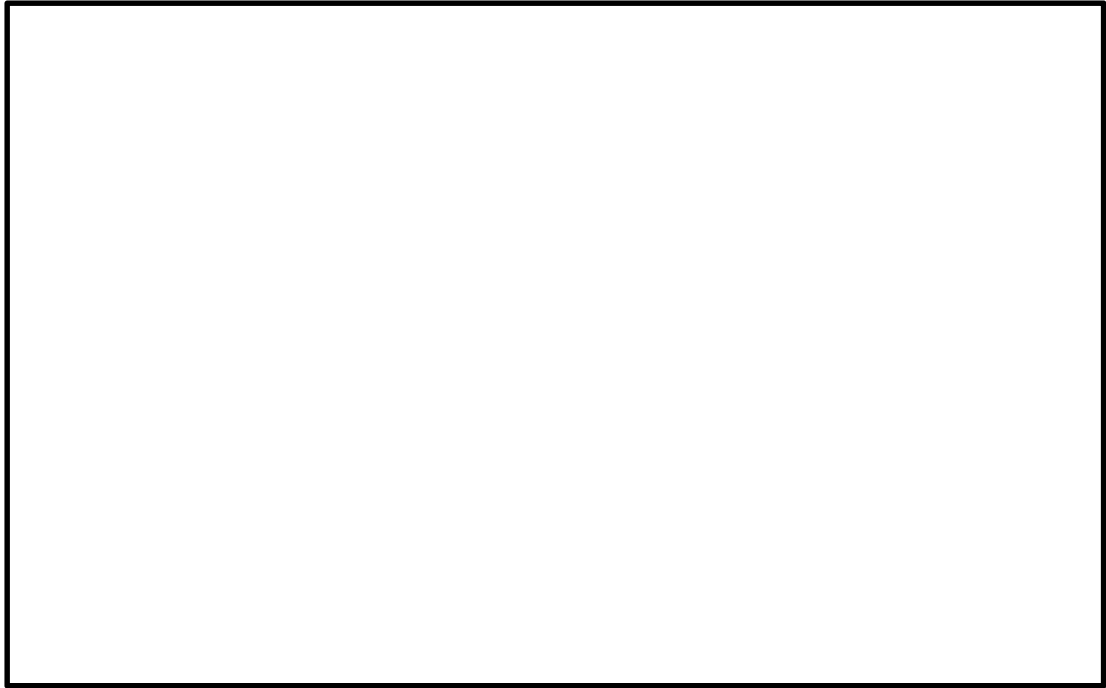


図-4 S/P 水位（高側）制限

・ S/P 水位（低側）制限を下回った場合

**【判断基準】**

ベント管凝縮限界値（通常運転水位から-259cm）に到達した場合は、ベント管露出による格納容器の圧力抑制機能が低下する前に、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

**【理由】**

S/P 水位が低下してベント管凝縮限界値（通常運転水位から-259cm）を下回った場合、ベント管が露出し、S/P の蒸気凝縮能力が喪失する。

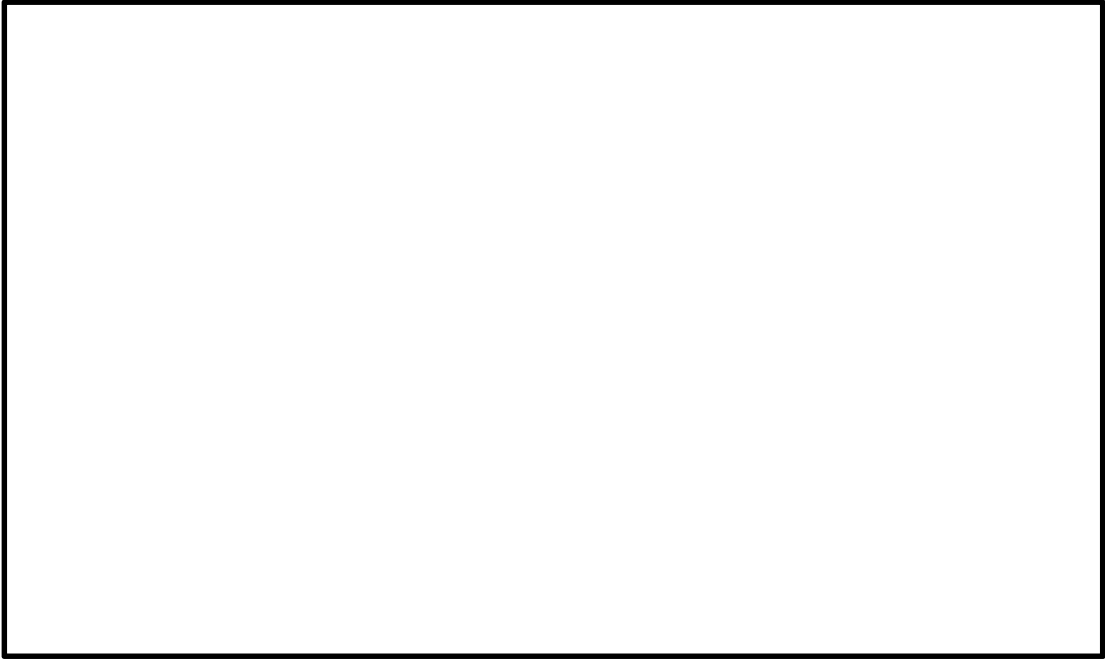


図-5 S/P 水位（低側）制限

以上

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. 手動による原子炉減圧	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閉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開放	逃がし安全弁(自動減圧機能なし)作動用窒素ガスが確保されている場合	高圧窒素ガス供給系(非常用)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)作動用窒素ガスが確保されている場合	高圧窒素ガス供給系(非常用)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ペ出口圧力が ( )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. 高圧窒素ガスポンペ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ている場合	高圧窒素ガス供給系ドライウエル入口圧力低警報 ( )以下が発生している場合
			高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンペ出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ペ出口圧力低警報 ( )以下が発生した場合
	(3)復旧	a. 代替直流電源設備による復旧	480V P/C C系及び480V P/C D系の受電が完了している場合	480V P/C 7C-1及び480V P/C 7D-1の受電が完了している場合

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開放	ATWS/RPT盤 H11-P654 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-F012A, B 高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A),(B)供給弁 P54-M0-F003A, B 高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁 P54-M0-F203 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 HPAC制御盤 H11-P650 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 原子炉圧力容器内の圧力が0.34MPaに到達する			
		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 高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁 P54-M0-F203 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-F012A, B 高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A),(B)供給弁 P54-M0-F003A, B 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 原子炉圧力容器内の圧力が0.34MPaに到達する			
		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 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-F405A 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) P54-407A 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-F406A 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-F410A 高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス(A)供給弁 P54-F403A 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 原子炉圧力容器内の圧力が0.34MPaに到達する			
		(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非常用窒素ガス(A),(B)供給弁 P54-M0-F003A, B 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-F012A, B 高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁 P54-M0-F203 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ADS入口圧力指示値が [ ] 以上 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 [ ] 以下		
			1.3.2.3 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」	逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により急速減圧を行い 逃がし安全弁(～0.34MPaまでの原子炉減圧が可能)及びタービンバイパス弁(～0MPaまでの原子炉減圧が可能)により原子炉の急速減圧(～0MPa)を行い

## 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. 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

##### (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. 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

##### c. 手順等

#### 1.4.2 重大事故等発生時の手順

##### 1.4.2.1 原子炉運転中における対応手順

##### (1) フロントライン系故障時の対応手順

##### a. 低圧代替注水

##### (a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

##### (b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水/海水）

##### (c) 消火系による原子炉注水

##### b. 重大事故等発生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注水

- b. 重大事故等発生時の対応手段の選択
- (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
    - (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. 重大事故等発生時の対応手段の選択
- 1.4.2.2 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原子炉除熱
    - b. 重大事故等発生時の対応手段の選択
- 1.4.2.3 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）による原子炉注水
  - 2. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水(淡水/海水)
  - 3. 残留熱除去系(C)注入配管使用による原子炉注水
  - 4. 高圧炉心注水系(C)注入配管使用による原子炉注水
  - 5. 消火系による原子炉注水
  - 6. 残留熱除去系による原子炉除熱
- 添付資料 1.4.4 解釈一覧
  - 1. 判断基準の解釈一覧
  - 2. 操作手順の解釈一覧

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

##### 【要求事項】

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

##### 【解釈】

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

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却

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

(2) 復旧

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

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備が有する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）による原子炉内低圧時における冷却機能である。

また、原子炉停止中において、原子炉を長期的に冷却するための設計基準事故対処設備が有する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）による原子炉内の崩壊熱除去機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

#### 1.4.1 対応手段と設備の選定

##### (1) 対応手段と設備の選定の考え方

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、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。

原子炉停止中において、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（図 1.4.1）。

また、炉心の著しい損傷、溶融が発生し、溶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他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>\*1</sup>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、重大事故等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、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を想定する。

更に、炉心溶融後、溶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表 1.4.1 に整理する。

a. 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）が故障等により原子炉の冷却ができない場合には，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型）及び消火系により原子炉を冷却する手段がある。

(i) 低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却

低圧代替注水系（常設）による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
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。なお，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却は，淡水貯水池から防火水槽へ補給した淡水を使用する手段だけでなく，防火水槽へ補給した海水又は直接取水した海水を使用する手段もある。

- ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・防火水槽
- ・ホース

- ・ MUWC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
- ・ 燃料補給設備

(iii) 消火系による原子炉の冷却

消火系による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
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 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、燃料補給設備、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)、ホース及びMUWC接続口は重大事故等対処設備として位置づける。防火水槽は「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)として位置づける。

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

(添付資料1.4.1)

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が低圧の状態での冷却機能が喪失した場合においても、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、自主対策設備と位置づける。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<sup>※1</sup>

当該配管を用いた注水手段は使用に制限（原子炉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、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づける。

## (b) サポート系故障時の対応手段及び設備

### i. 復旧

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）が全交流動力電源喪失により起動できない場合には、「1.4.1(2)a.(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設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残留熱除去系（低圧注水モード）を復旧する手段がある。

また、常設代替交流電源設備等へ燃料を補給し、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。

なお、原子炉停止後は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に移行し、長期的に原子炉を除熱する手段がある。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）については、「1.4.1(2)b.(b) i. 復旧」にて整

備する。

(i) 常設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

常設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（低圧注水モード）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
- ・ 非常用取水設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

ii. 重大事故等対処設備

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、常設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づける。また、残留熱除去系（低圧注水モード）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、原子炉補機冷却系及び非常用取水設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

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

（添付資料1.4.1）

以上の重大事故等対処設備により、残留熱除去系（低圧注水モード）が全交流動力電源喪失により起動できない場合においても、残留熱除去系（低圧注水モード）を復旧し、原子炉を冷却することができる。

(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には、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
- ・ 燃料補給設備

(ii) 低圧代替注水系（可搬型）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で使用する設備は以下のとおり。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、淡水貯水池から防火水槽へ補給した淡水を使用する手段だけでなく、防火水槽へ補給した海水又は直接取水した海水を使用する手段もある。

- ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・ 防火水槽
- ・ ホース
- ・ MUWC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
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

(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
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・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、燃料補給設備、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)、ホース及びMUWC接続口は重大事故等対処設備として位置づける。防火水槽は「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)として位置づける。

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、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合においても、残存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、自主対策設備と位置づける。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、残存溶融炉心を冷却する手段として有効である。

## b. 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

原子炉停止中に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）の故障等により原子炉の冷却ができない場合には、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び消火系により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、「1.4.1(2)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、原子炉停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障等で冷却機能が喪失した場合においても、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

原子炉停止中に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）が全交流動力電源喪失により起動できない場合には、「1.4.1(2)b.(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設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残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧する手段がある。

また、常設代替交流電源設備等へ燃料を補給し、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) 常設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

常設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（原子炉停止時冷却モード）ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・スパージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 代替原子炉補機冷却系
- ・ 非常用取水設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

##### ii. 重大事故等対処設備

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、常設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づける。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）ポンプ、残留熱除去系配管・弁・熱交換器・スパージャ、給水系配管・弁・スパージャ、原子炉補機冷却系及び非常用取水設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

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

（添付資料1.4.1）

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）が全交流動力電源喪失により起動できない場合においても、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、原子炉を除熱することができる。

#### c. 手順等

上記「a. 原子炉運転中の対応手段及び設備」及び「b. 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。）及び多様なハザード対応手順に定める（表1.4.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.4.2、表1.4.3）。

（添付資料1.4.2）

## 1.4.2 重大事故等発生時の手順

### 1.4.2.1 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

常設の原子炉注水設備による注水機能が喪失した場合、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注水の3手段について、同時並行で注水準備を開始する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合、上記手段のうち低圧代替注水系1台以上の起動及び注水ラインの系統構成が完了した時点で、その手段による原子炉注水を開始する。

また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は、上記手段のうち低圧代替注水系2系以上の起動及び注水ラインの系統構成が完了した時点で、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し、原子炉注水を開始する。原子炉注水に使用する手段は、準備が完了した低圧代替注水系2系以上のうち、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、原子炉を満水にする必要がある場合は、上記手段に加え給水系、復水系、残留熱除去系(低圧注水モード)又は高圧炉心注水系を使用し原子炉注水を実施する。

#### (a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

##### i. 手順着手の判断基準

給水系、復水系及び非常用炉心冷却系により原子炉注水ができず、原子炉**圧力容器内**の水位を原子炉水位低(レベル3)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<sup>\*1</sup>。

※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)による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.4.2及び図1.4.3に、概要図を図1.4.5に、タイムチャートを図1.4.6～10に示す。

(各注入配管使用の場合について、手順⑥⑧⑨以外は同様。)

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、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復水補給水系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<sup>a</sup>中央制御室系統構成 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、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑥<sup>b</sup>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、残留熱除去系注入隔離弁(A)の全開操作を実施する。
- ⑥<sup>c</sup>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、残留熱除去系注入隔離弁(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隔離弁(C)の現場での手動全開操作を実施する。
- ⑥<sup>d</sup>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隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑥<sup>e</sup>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隔離弁(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隔離弁(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)による原子炉注水の開始を指示する。
- ⑧<sup>a</sup>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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)の全開操作を実施する。

- ⑧<sup>b</sup>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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁 (A) の全開操作を実施する。
- ⑧<sup>c</sup>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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁 (C) の全開操作を実施する。
- ⑧<sup>d</sup>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<sup>e</sup>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<sup>a</sup>注水確認 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、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系 (B) 注入配管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。
- ※原子炉压力容器内の水位が維持され原子炉注水が不要となる間、原子炉格納容器への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入隔離弁 (B) の全閉操作を実施後、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) を全開とし、格納容器スプレイを実施する。
- ⑨<sup>b</sup>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、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系 (A) 注入配管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。
- ⑨<sup>c</sup>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及びBは、原子炉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。
- 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操作(復水補給水系常/非常用連絡管一次、

二次止め弁の開操作)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。

### 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、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:12分以内

残留熱除去系(A)注入配管使用:12分以内

残留熱除去系(C)注入配管使用:約40分

高圧炉心注水系(B)注入配管使用:約25分

高圧炉心注水系(C)注入配管使用:約30分

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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.4.3-1, 1.4.3-3, 1.4.3-4)

## (b) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)

### i. 手順着手の判断基準

常設の原子炉注水設備、低圧代替注水系(常設)、消火系により原子炉注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)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<sup>※1</sup>。

※1:設備に異常がなく、燃料及び水源(防火水槽)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)による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.4.2及び図1.4.3に、概要図を図1.4.11に、タイムチャートを図1.4.12～16に示す。

(各注入配管使用の場合について、手順⑥⑦⑫以外は同様。)



- 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)による原子炉注水の準備のため、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、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉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復水補給水系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、復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1又は復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1のどちらかを選択し全開操作を実施する。(当該弁はユニハンドラー弁のためリンク機構を取り外し、弁操作を行う。)
- ⑥<sup>a</sup>現場系統構成 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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)の全開操作を実施する。
- ⑥<sup>b</sup>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。
- ⑥<sup>c</sup>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。
- ⑦<sup>a</sup>中央制御室系統構成 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、残留熱除去系注入隔離弁(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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑦<sup>b</sup>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、残留熱除去系注入隔離弁(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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)の全開操作を実施する。
- ⑦<sup>c</sup>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の吐出圧力以下であることを確認後、残留熱除去系注入隔



離弁(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隔離弁(C)の現場での手動全開操作を実施する。

⑦<sup>d</sup>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の吐出圧力以下であることを確認後、高圧炉心注水系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。

⑦<sup>e</sup>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の吐出圧力以下であることを確認後、高圧炉心注水系注入隔離弁(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隔離弁(C)の現場での手動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について緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。

⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員の選択した送水ラインからの低圧代替注水系(可搬型)による送水開始を緊急時対策本部へ依頼する。

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、運転員の選択した送水ラインから送水するため、復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁又は復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁のどちらかを全開に実施し、送水開始について緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。

⑫<sup>a</sup>注水確認 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、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(B)注入配管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注水が不要となる間、原子炉格納容器への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全閉操作を実施後、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)を全開とし，格納容器スプレイを実施する。

⑫<sup>b</sup>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，原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(A)注入配管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。

⑫<sup>c</sup>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及びBは，原子炉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。

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)による原子炉注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

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3名にて作業を実施し，作業開始を判断してから低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始まで残留熱除去系(A)(B)(C)又は高圧炉心注水系(B)(C)いずれの注入配管を使用した場合においても約95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，放射線防護具，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，容易に操作可能である。

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。

(添付資料1.4.3-2，1.4.3-3，1.4.3-4)

(c) 消火系による原子炉注水

i. 手順着手の判断基準

常設の原子炉注水設備，低圧代替注水系(常設)により原子炉注水ができず，原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)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<sup>\*1</sup>。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注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.4.2及び図1.4.3に，概要図を図1.4.17に，タイムチャートを図1.4.18～22に示す。

(各注入配管使用の場合について，手順③⑦⑪⑫以外は同様。)

- 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<sup>a</sup>受電操作 残留熱除去系(B)，(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注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③<sup>b</sup>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  
現場運転員E及びFは，消火系による原子炉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復水補給水系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注水の系統構成として，復水補給水系消火系第一，第二連絡弁の全開操作を実施する。
- ⑦<sup>a</sup>中央制御室系統構成 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，残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑦<sup>b</sup>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，残留熱除去系注入隔離弁(A)の全開操作を実施する。
- ⑦<sup>c</sup>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、残留熱除去系注入隔離弁(C)の全開操作を実施する。

なお、残留熱除去系注入隔離弁(C)の電源が確保できない場合、現場運転員C及びDは現場での手動全開操作を実施する。

⑦<sup>d</sup> 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隔離弁(B)の全開操作を実施する。

⑦<sup>e</sup> 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隔離弁(C)の全開操作を実施する。

なお、高圧炉心注水系注入隔離弁(C)の電源が確保できない場合、現場運転員C及びDは現場での手動全開操作を実施する。

⑧ 緊急時対策要員は、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へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。

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注水開始を緊急時対策本部へ報告する。

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注水の開始を指示する。

⑪<sup>a</sup> 注水 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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)の全開操作を実施する。

⑪<sup>b</sup> 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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)の全開操作を実施する。

⑪<sup>c</sup> 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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)の全開操作を実施する。

⑪<sup>d</sup> 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<sup>e</sup> 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<sup>a</sup> 注水確認 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、原子炉への注水が開始されたことを

残留熱除去系(B)注入配管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。

※原子炉压力容器内の水位が維持され原子炉注水が不要となる間、原子炉格納容器への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全閉操作を実施後、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)を全開とし、格納容器スプレイを実施する。

⑫<sup>b</sup>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、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(A)注入配管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。

⑫<sup>c</sup>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及びBは、原子炉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。

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注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

iii. 操作の成立性

作業開始を判断してから、消火系による原子炉注水開始までの必要な要員及び所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用

- ・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2名にて所要時間を約30分

残留熱除去系(C)注入配管使用

- ・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名及び緊急時対策要員2名にて所要時間を約40分

高圧炉心注水系(B)又は(C)注入配管使用

- ・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名及び緊急時対策要員2名にて所要時間を約30分  
円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照

明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.4.3-3, 1.4.3-4, 1.4.3-5)

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1.4.27に示す。

代替交流電源設備等により交流動力電源が確保できた場合、復水貯蔵槽水源が使用可能であれば低圧代替注水系(常設)により原子炉を冷却する。復水貯蔵槽水源が使用できない場合、消火系又は低圧代替注水系(可搬型)により原子炉を冷却する。

交流動力電源が確保できない場合、現場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)により原子炉を冷却する。

なお、消火系による原子炉の冷却は、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。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注水

全交流動力電源の喪失により常設の原子炉注水設備による注水機能の喪失が起きた場合、常設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)にて原子炉への注水を実施する。

i. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、常設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<sup>\*1</sup>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(B)(低圧注水モード)による原子炉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)による原子炉注水手順も同様)概要図を図1.4.23に、タイムチャートを図1.4.24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、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、緊急時対策本部へ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)による原子炉注水の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A及びBに、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水の開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(B)を全開として原子炉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注水が不要となる間、原子炉格納容器への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全閉操作を実施後、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)を全開とし、格納容器スプレイを実施する。

### 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. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1.4.27に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備等により交流動力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）により原子炉を冷却する。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）により原子炉を冷却するが、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）等による原子炉の冷却を並行して実施する。

原子炉停止後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉を除熱する。

### (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

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、溶融炉心が原子炉圧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、原子炉圧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圧力容器へ注水することで残存溶融炉心を冷却し、原子炉圧力容器から原子炉格納容器への放熱量を抑制する。



## 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<sup>※1</sup>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<sup>※2</sup>。

※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:原子炉格納容器スプレー及び原子炉格納容器下部への注水に必要な流量(140m<sup>3</sup>/h, 35~70 m<sup>3</sup>/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(30m<sup>3</sup>/h)が確保できる場合。

なお、低圧代替注水により3箇所(原子炉圧力容器、原子炉格納容器、原子炉格納容器下部)への注水ができない場合には、以下の優先順とする。

1. 原子炉格納容器(1-1. ドライウェル, 1-2. サプレッション・チェンバ)
2. 原子炉格納容器下部
3. 原子炉圧力容器

ただし、原子炉格納容器スプレー停止時には原子炉圧力容器への注水を再開する。

#### 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、「1.4.2.1(1)a.(a)低圧代替注水系(常設)による原子炉注水」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図1.4.4に示す。また、概要図は図1.4.5、タイムチャートは図1.4.6及び図1.4.7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)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

ら低圧代替注水系(常設)による原子炉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:12分以内

残留熱除去系(A)注入配管使用:12分以内

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

(添付資料1.4.3-1)

## (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

原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化<sup>※1</sup>により原子炉压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压力容器への注水が可能な場合<sup>※2</sup>。

※1:「原子炉压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(140m<sup>3</sup>/h, 35~70 m<sup>3</sup>/h)が確保され、更に消火系により原子炉压力容器への注水に必要な流量(30m<sup>3</sup>/h)が確保できる場合。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。

なお、低圧代替注水により3箇所(原子炉压力容器、原子炉格納容器、原子炉格納容器下部)への注水ができない場合には、以下の優先順とする。

1. 原子炉格納容器(1-1. ドライウェル, 1-2. サプレッション・チェンバ)
2. 原子炉格納容器下部
3. 原子炉压力容器

ただし、原子炉格納容器スプレイ停止時には原子炉压力容器への注水を再開する。

### 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、「1.4.2.1(1)a.(c) 消火系による原子炉注水」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図1.4.4に示す。また、概要図は図1.4.17、タイムチャートは図1.4.18及び図1.4.19と同様である。

### iii. 操作の成立性

作業開始を判断してから、消火系による原子炉注水開始までの必要な要員及び所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用

- ・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2名にて所要時間を約30分円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.4.3-5)

## (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

原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化<sup>※1</sup>により原子炉压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)による原子炉压力容器への注水が可能な場合<sup>※2</sup>。

※1:「原子炉压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(140m<sup>3</sup>/h, 35~70 m<sup>3</sup>/h)が確保され、更に低圧代替注水系(可搬型)により原子炉压力容器への注水に必要な流量(30m<sup>3</sup>/h)が確保できる場合。

なお、低圧代替注水により3箇所(原子炉压力容器、原子炉格納容器、原子炉格納容器下部)への注水ができない場合には、以下の優先順とする。

1. 原子炉格納容器(1-1. ドライウェル, 1-2. サプレッション・チェンバ)
2. 原子炉格納容器下部
3. 原子炉压力容器

ただし、原子炉格納容器スプレイ停止時には原子炉压力容器への注水を再開する。

## 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、「1.4.2.1(1)a.(b)低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水」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。

なお、手順の対応フローを図1.4.4に示す。また、概要図は図1.4.11、タイムチャートは図1.4.12及び図1.4.13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名及び緊急時対策要員3名にて作業を実施し、作業開始を判断してから低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始まで残留熱除去系(A)又は(B)の注入配管を使用した場合において約95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、放射線防護具、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、容易に操作可能である。

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。

(添付資料1.4.3-2)

## b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1.4.27に示す。

代替交流電源設備等により交流動力電源が確保できた場合、復水貯蔵槽水源が使用可能であれば低圧代替注水系(常設)により残存溶融炉心を冷却する。復水貯蔵槽水源が使用できない場合、消火系又は低圧代替注水系(可搬型)により残存溶融炉心を冷却する。

なお、消火系による原子炉の冷却は、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、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 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

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)による原子炉注水(淡水/海水)」及び「1.4.2.1(1)a.(c) 消火系による原子炉注水」の対応手順と同様である。

##### (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除熱

全交流動力電源の喪失により残留熱除去系による崩壊熱除去機能の喪失が起きた場合、常設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)にて原子炉の除熱を実施する。

###### i. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、常設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<sup>※1</sup>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)による原子炉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)による原子炉除熱手順も同様)概要図を図1.4.25に、タイムチャートを図1.4.26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)による原子炉除熱の準備開始を

指示する。

- ②中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系 (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、緊急時対策本部へ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) による原子炉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)、残留熱除去系最少流量バイパス弁 (B) を全閉、残留熱除去系停止時冷却内側 (B)、外側隔離弁 (B)、残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁 (B)、残留熱除去系注入隔離弁 (B) の全閉操作を実施する。
- 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少流量バイパス弁 (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へ報告する。
- 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) による原子炉除熱の開始を指示する。
- 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) 吐出圧力にて確認し、残留熱除去系熱交換器出口弁 (B) の調整により原子炉の除熱を開始する。
- ⑩中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉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)による原子炉除熱開始まで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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.4.3-6)

#### b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1.4.27に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備等により交流動力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)により原子炉を除熱する。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)により原子炉を除熱するが、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)等による原子炉の冷却を並行して実施する。

#### 1.4.2.3 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、電動弁及び中操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。

表 1.4.1 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)  
 (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(低压注水モード)	原子炉の冷却 低压代替注水系(常設)による	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 高压炉心注水系配管・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 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 「MUWCによる原子炉注水」
			残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ	自主対策設備
		原子炉の冷却 低压代替注水系(可搬型)による	可搬型代替注水ポンプ(A-2級) ホース MUWC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 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 「消防車による原子炉注水」
			防火水槽 ※1, ※5 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ	自主対策設備
		原子炉の冷却 消火系による	ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク ※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 高压炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(C)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 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 「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)



対応手段，対応設備，手順書一覧(2/5)  
 (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応設備	対応手段	対応設備	手順書	
サポート系故障時	全交流動力電源	常設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 燃料補給設備 ※2	重大事故等 対応設備  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 (徴候ベース) 「水位確保」等 「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(低圧注水モード)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・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 非常用取水設備		

※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)

対応手段， 対応設備， 手順書一覧 (3/5)  
 (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応設備	対応手段	対応設備	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 燃料補給設備 ※2	重大事故等対応設備  事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-4」等 「MUWC(RPV 破損後の RPV 代替注水)」
		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 可搬型代替交流電源設備 ※2 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) 「注水-4」等 「FP(RPV 破損後の RPV 代替注水)」
		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 MUWC 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 燃料補給設備 ※2	重大事故等対応設備  事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-4」等 「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(淡水/海水)」※1
			防火水槽 ※1, ※5	自主対策設備

※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「1.5 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，対応設備，手順書一覧(4/5)  
(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応設備	対応手段	対応設備	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 燃料補給設備 ※2	重大事故等対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「MUWCによる原子炉注水」
			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	自主対策設備	
		低圧代替注水系(可搬型)による原子炉の冷却	可搬型代替注水ポンプ(A-2級) ホース MUWC 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 燃料補給設備 ※2	重大事故等対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「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(淡水/海水)」※1
			防火水槽 ※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	自主対策設備	
		消火系による原子炉の冷却	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 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 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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 「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)

対応手段，対応設備，手順書一覧(5/5)  
(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応設備	対応手段	対応設備	手順書	
サポート系故障時	全交流動力電源	常設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 燃料補給設備 ※2	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  「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(原子炉停止時冷却モード)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・スパー ジャ 給水系配管・弁・スパー ジャ 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等 対応設備 (設計基準拡張)	

※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)

表 1.4.2 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)	
1.4.2.1 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 「MUWCによる原子炉注水」	判断基準  原子炉圧力容器内の水位  電源  水源の確認	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)	
		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)	
	操作  原子炉圧力容器内の水位  原子炉圧力容器内の圧力  原子炉圧力容器への注水量  補機監視機能  水源の確認	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)	
		復水補給水系流量(原子炉圧力容器) ・残留熱除去系(A)注入配管流量 ・残留熱除去系(B)注入配管流量	
		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)	
		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 「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(淡水/海水)」	判断基準  原子炉圧力容器内の水位  電源  水源の確認	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)
			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) 防火水槽			
操作  原子炉圧力容器内の水位  原子炉圧力容器内の圧力  原子炉圧力容器への注水量  補機監視機能  水源の確認		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)	
		復水補給水系流量(原子炉圧力容器) ・残留熱除去系(A)注入配管流量 ・残留熱除去系(B)注入配管流量	
		可搬型代替注水ポンプ吐出圧力	
		防火水槽	

## 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. 4. 2. 1 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(微候ベース) 「水位確保」等 「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
		水源の確認	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(原子炉压力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確認	ろ過水タンク水位

### 監視計器一覧(3/7)

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)	
1.4.2.1 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 「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	原子炉補機冷却系(A)系統流量 原子炉補機冷却系(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
		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
		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
	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(4/7)

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)
1.4.2.1 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) 「注水-4」 「MUWC(RPV 破損後の RPV 代替注水)」	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
	水源の確認 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(原子炉圧力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量
		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)
水源の確認 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)		



## 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)	
1.4.2.1 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) 「注水-4」 「FP(RPV 破損後の RPV 代替注水)」	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	
	水源の確認 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(原子炉圧力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量		
	補機監視機能 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力		
	水源の確認 ろ過水タンク水位		

## 監視計器一覧(6/7)

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)
1.4.2.1 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) 「注水-4」 「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(淡水/海水)」	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
	操作	水源の確認 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) 防火水槽
		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(原子炉圧力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量
		補機監視機能 可搬型代替注水ポンプ吐出圧力
水源の確認 防火水槽		

## 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. 4. 2. 2 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			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「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	原子炉補機冷却系(A)系統流量 原子炉補機冷却系(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 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
		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

表 1.4.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<b>【1.4】</b> 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	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  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

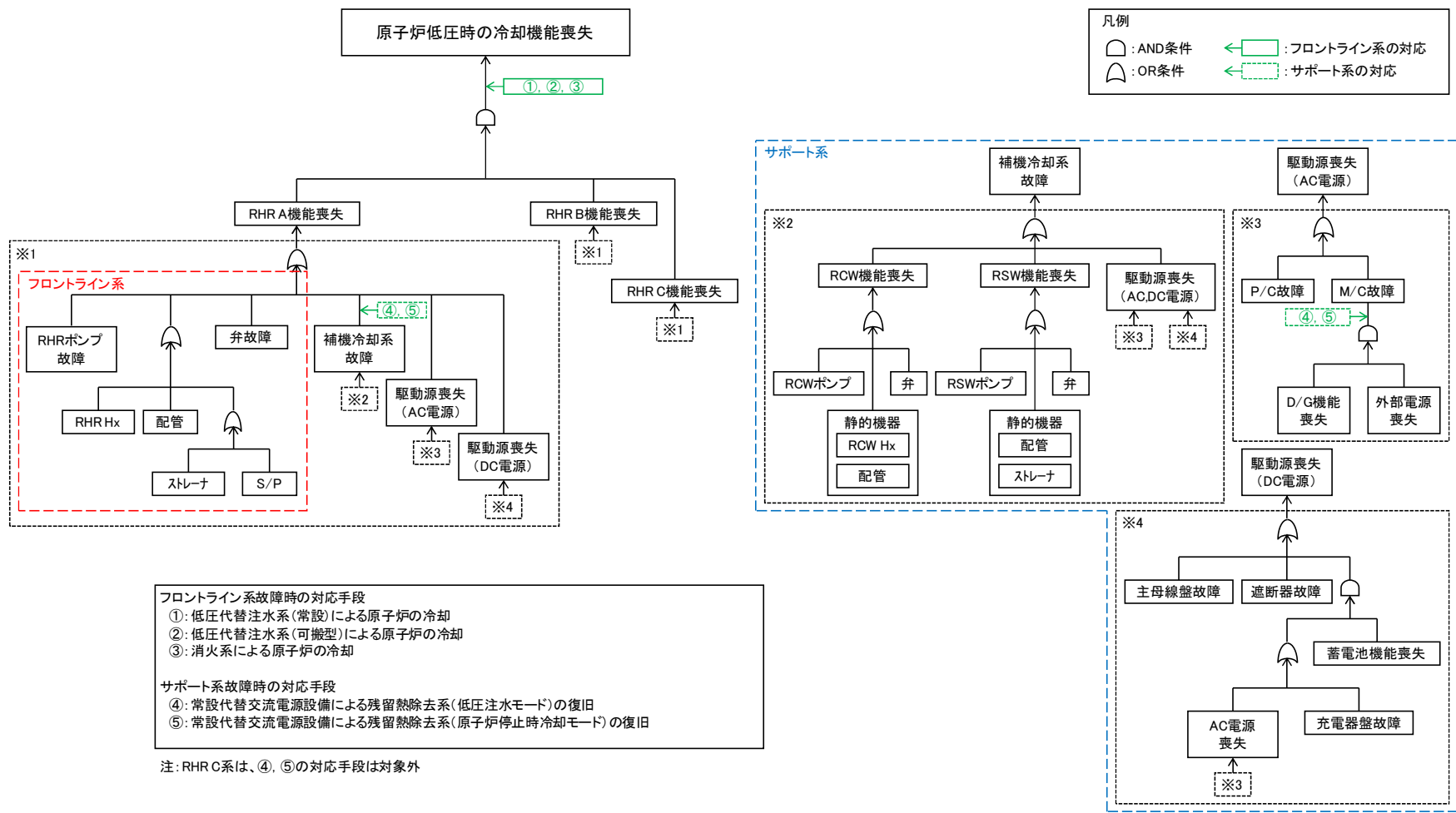


図 1. 4. 1 機能喪失原因対策分析(1/2)

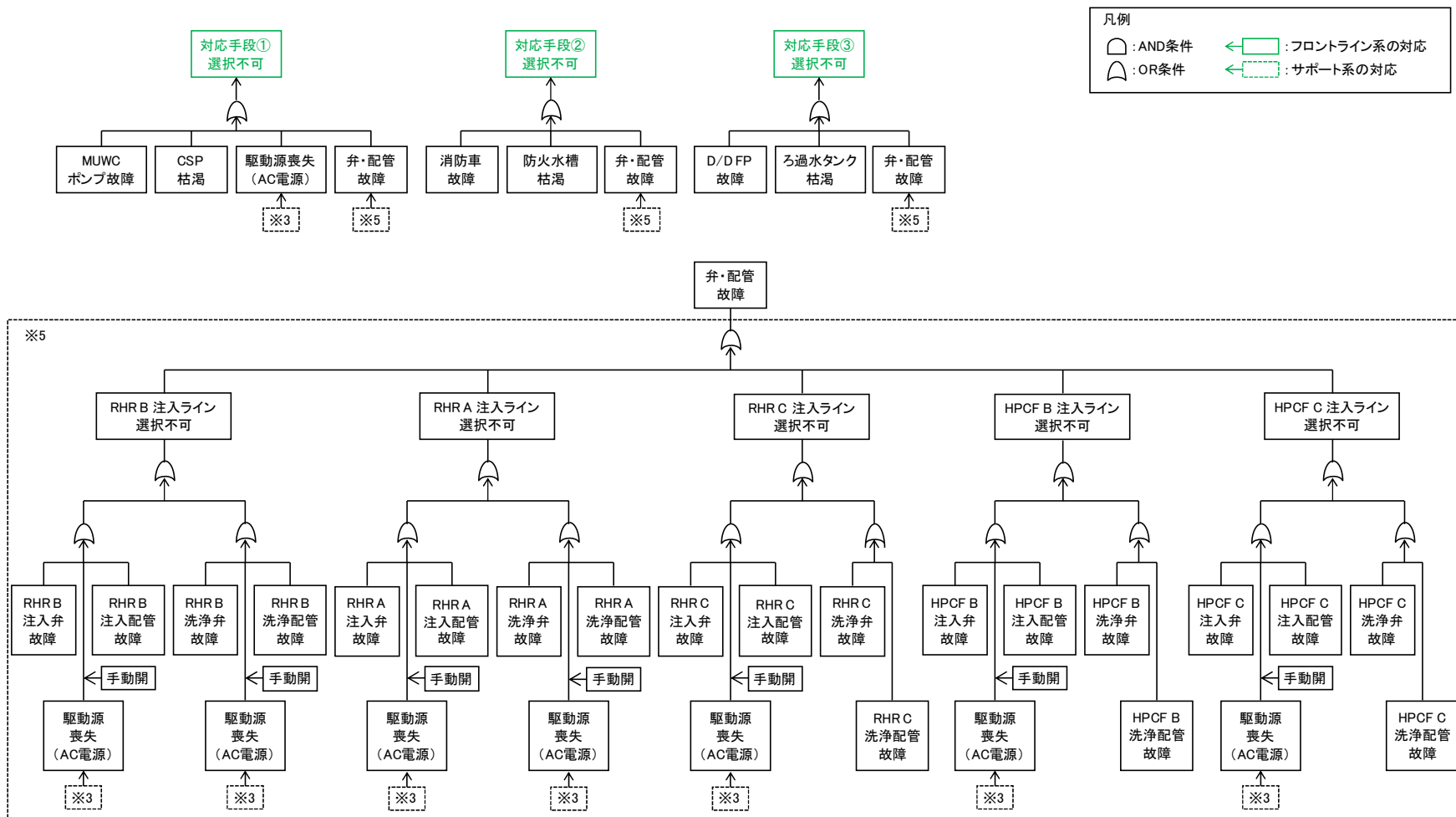


図 1. 4. 1 機能喪失原因対策分析 (2/2)

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/P ストレーナ					
		補機冷却系故障 ※2	RCW機能喪失	RCWポンプ 弁					
			RSW機能喪失	静的機器故障	RCW Hx 配管				
				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						
		直流電源供給機能喪失	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」を基に、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。

図 1.4.1 機能喪失原因対策分析(補足)

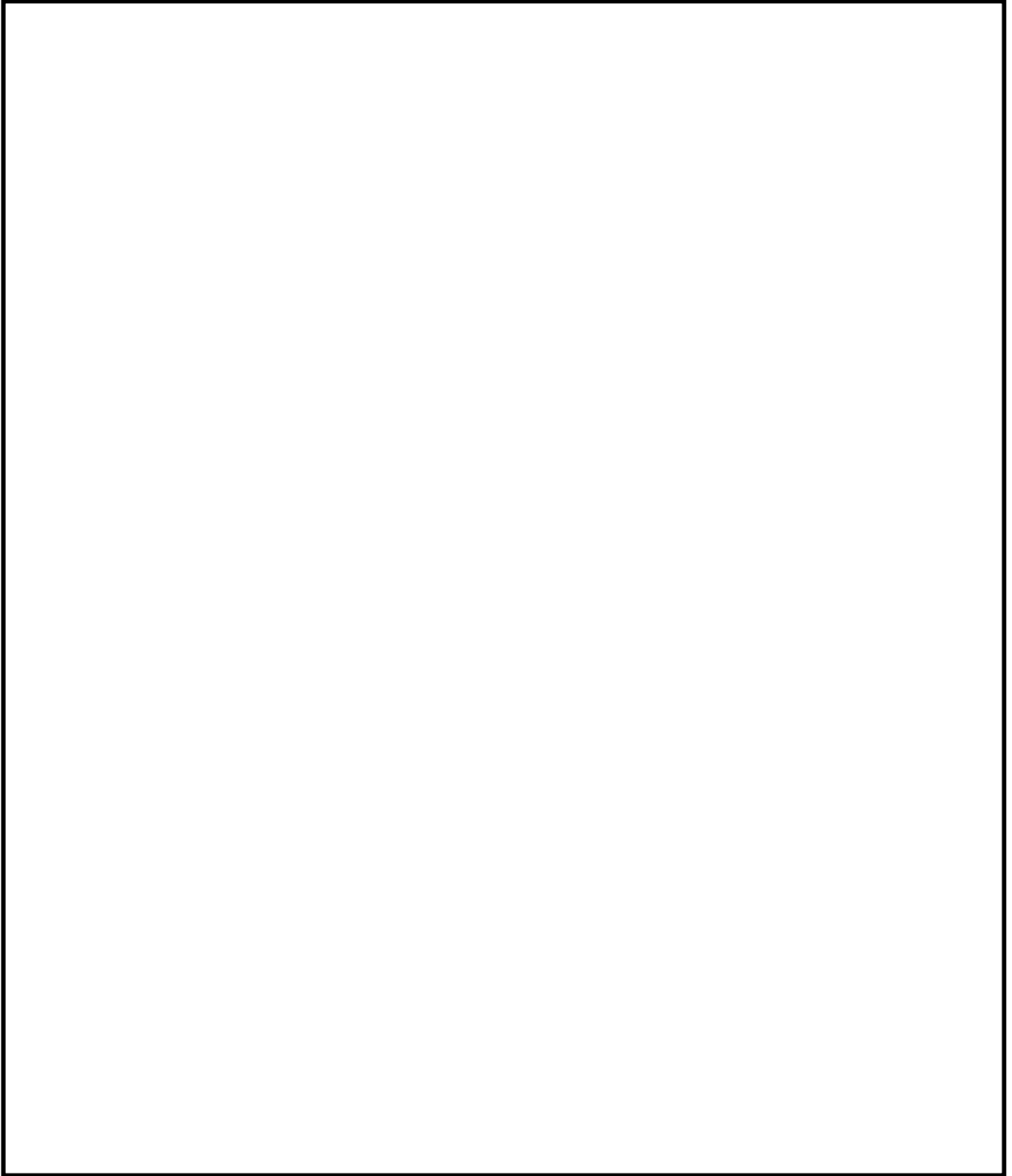


図 1.4.2 EOP 原子炉制御「水位確保」における対応フロー



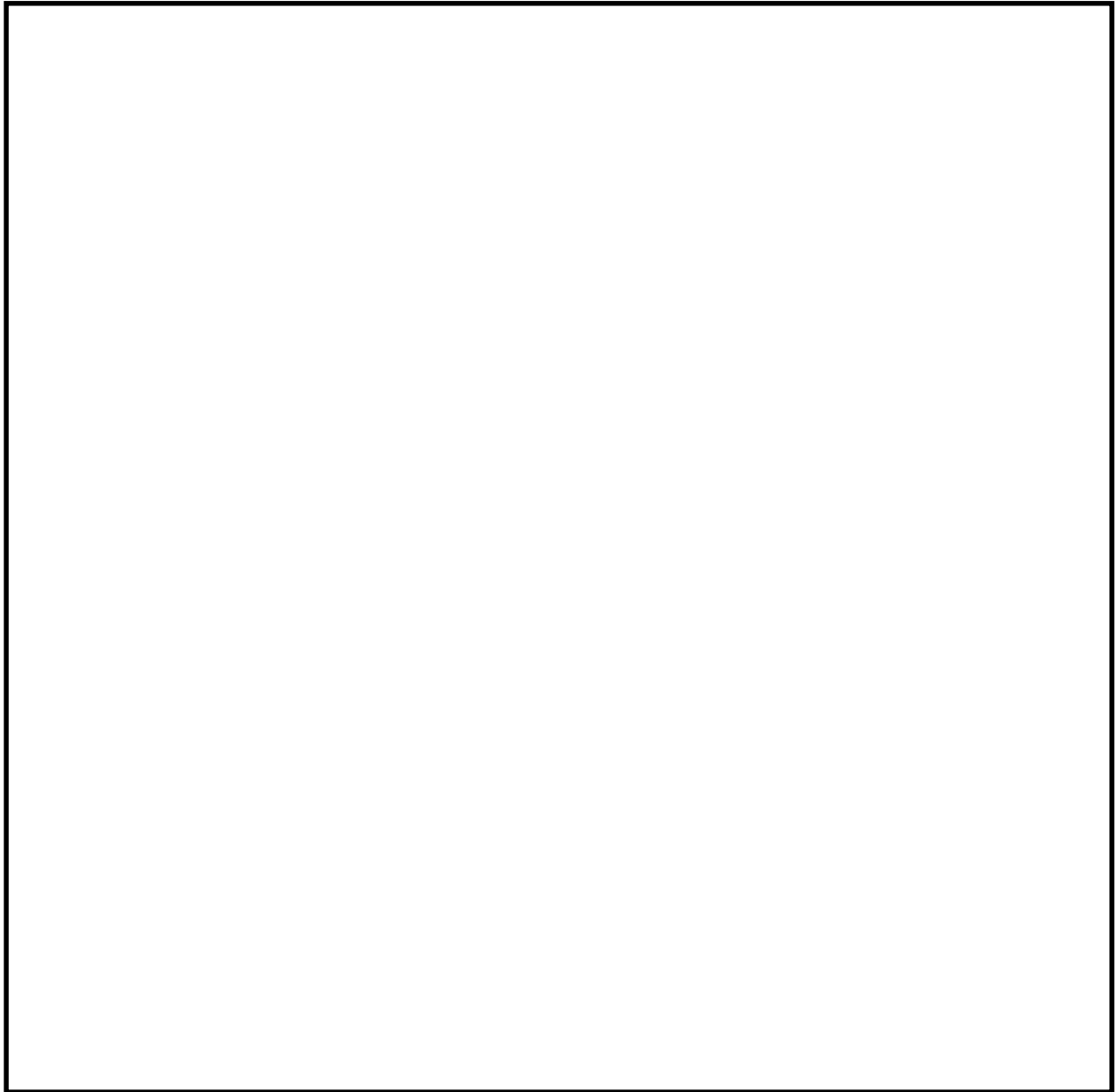


図 1.4.3 EOP 不測事態「水位回復」における対応フロー

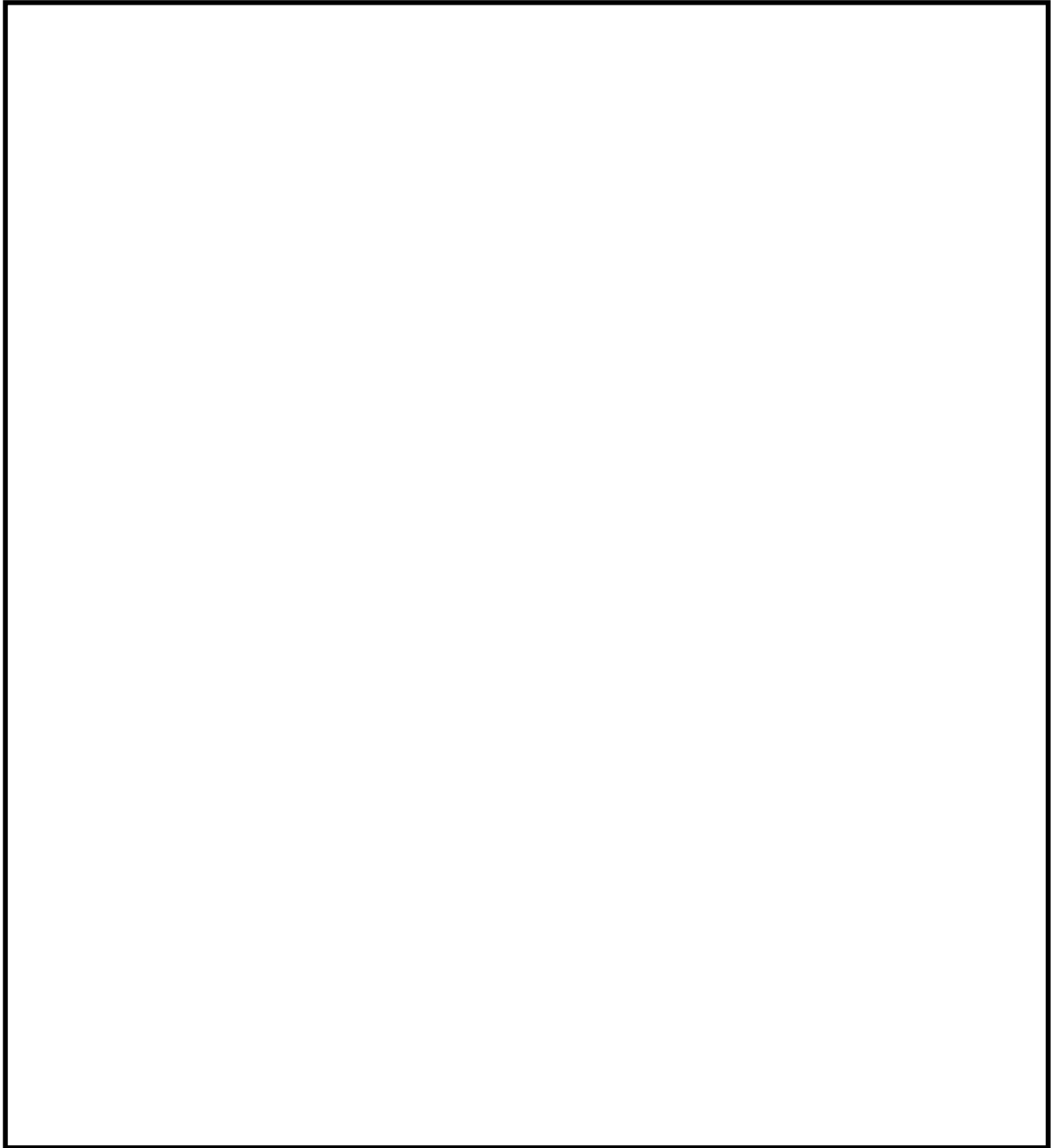
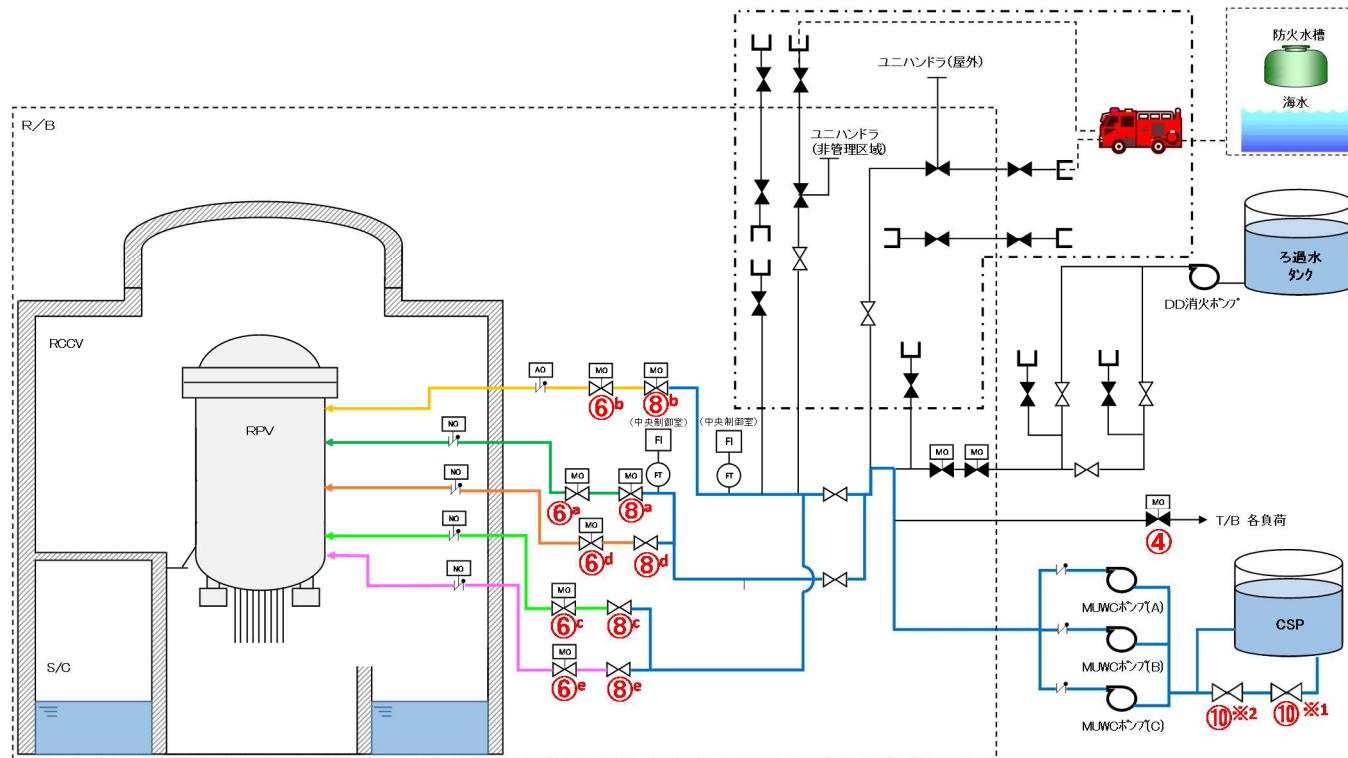


図 1.4.4 SOP 「注水-4」における対応フロー



操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑥ <sup>a</sup>	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑥ <sup>b</sup>	残留熱除去系注入隔離弁(A)
⑥ <sup>c</sup>	残留熱除去系注入隔離弁(C)
⑥ <sup>d</sup>	高圧炉心注水系注入隔離弁(B)
⑥ <sup>e</sup>	高圧炉心注水系注入隔離弁(C)
⑧ <sup>a</sup>	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑧ <sup>b</sup>	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)
⑧ <sup>c</sup>	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)
⑧ <sup>d</sup>	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑧ <sup>e</sup>	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)
⑩ <sup>※1</sup>	復水補給水系常/非常用連絡管一次止め弁
⑩ <sup>※2</sup>	復水補給水系常/非常用連絡管二次止め弁

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

図 1. 4. 5 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 概要図

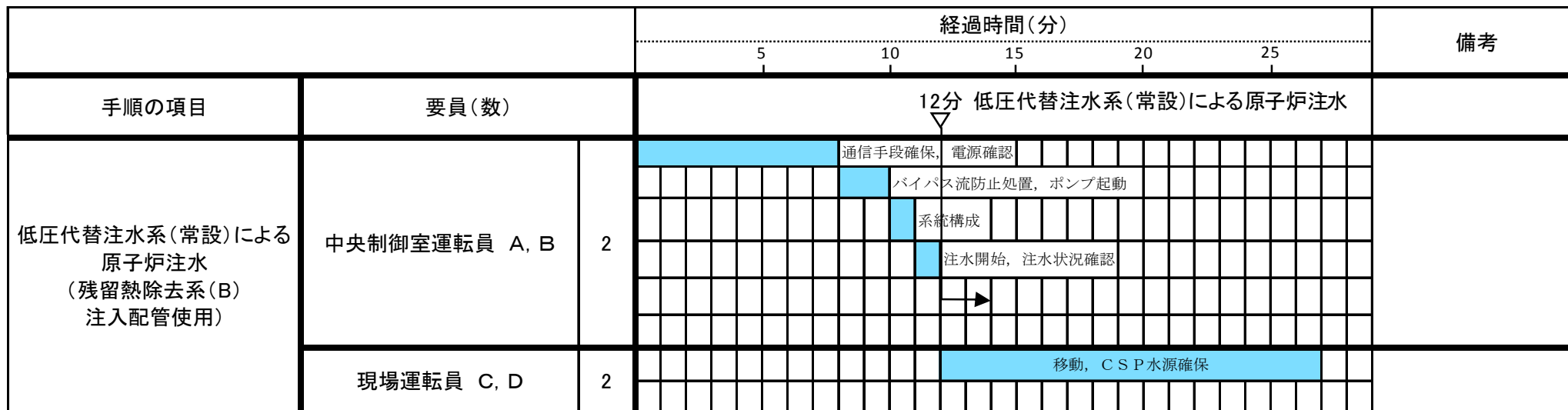


図 1.4.6 低压代替注水系(常設)による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用) タイムチャート

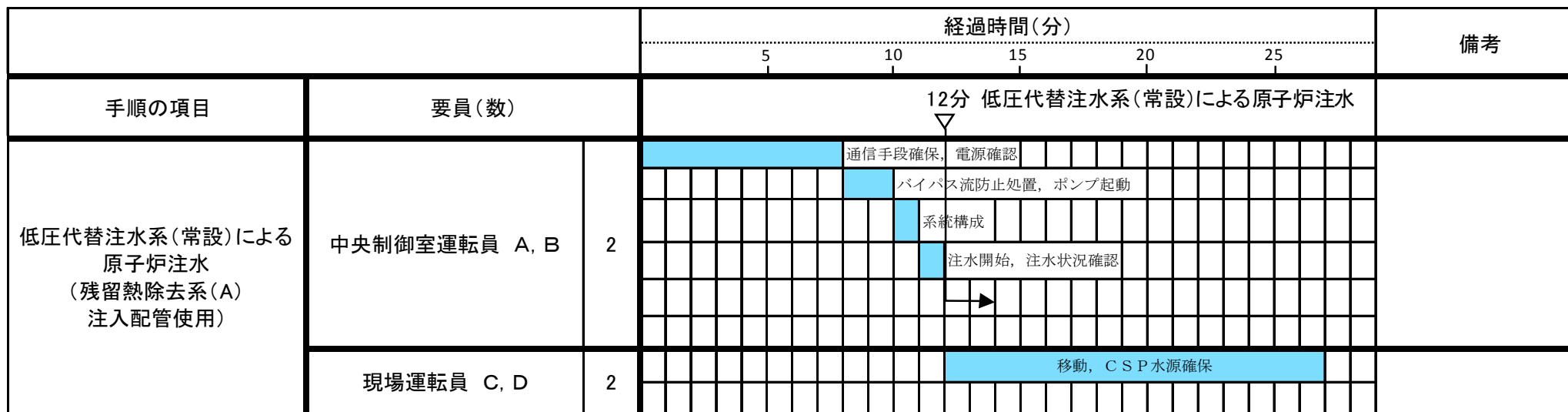


図 1.4.7 低压代替注水系(常設)による原子炉注水(残留熱除去系(A)注入配管使用) タイムチャート

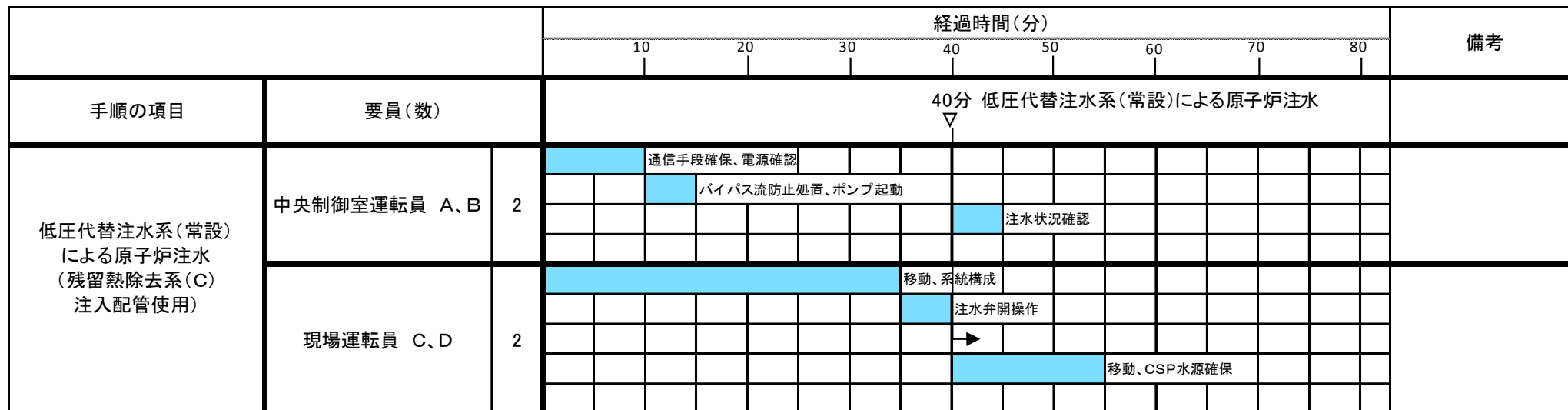


図 1.4.8 低压代替注水系(常設)による原子炉注水(残留熱除去系(C)注入配管使用) タイムチャート

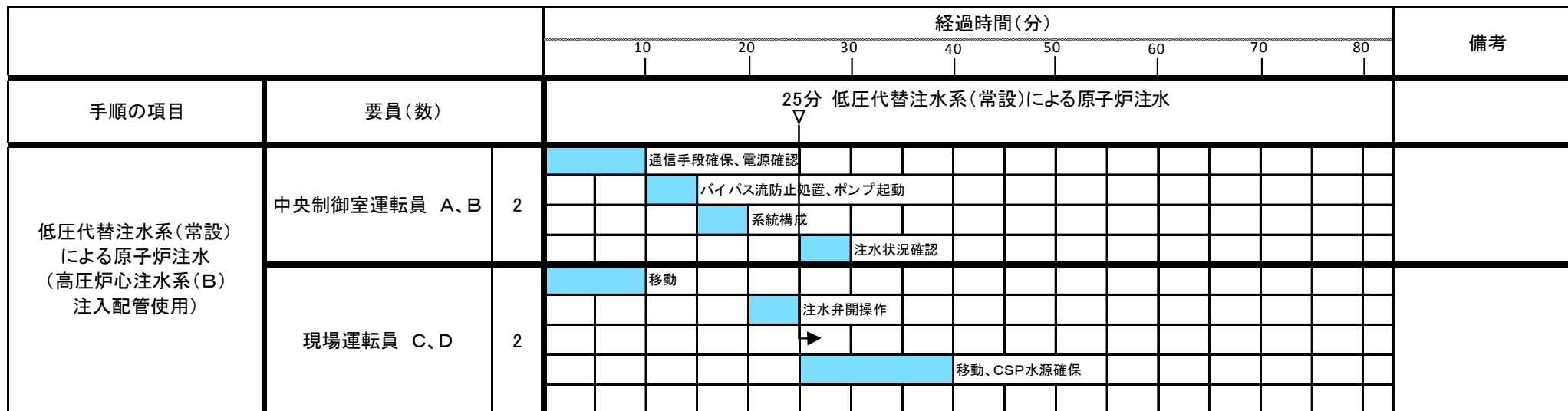
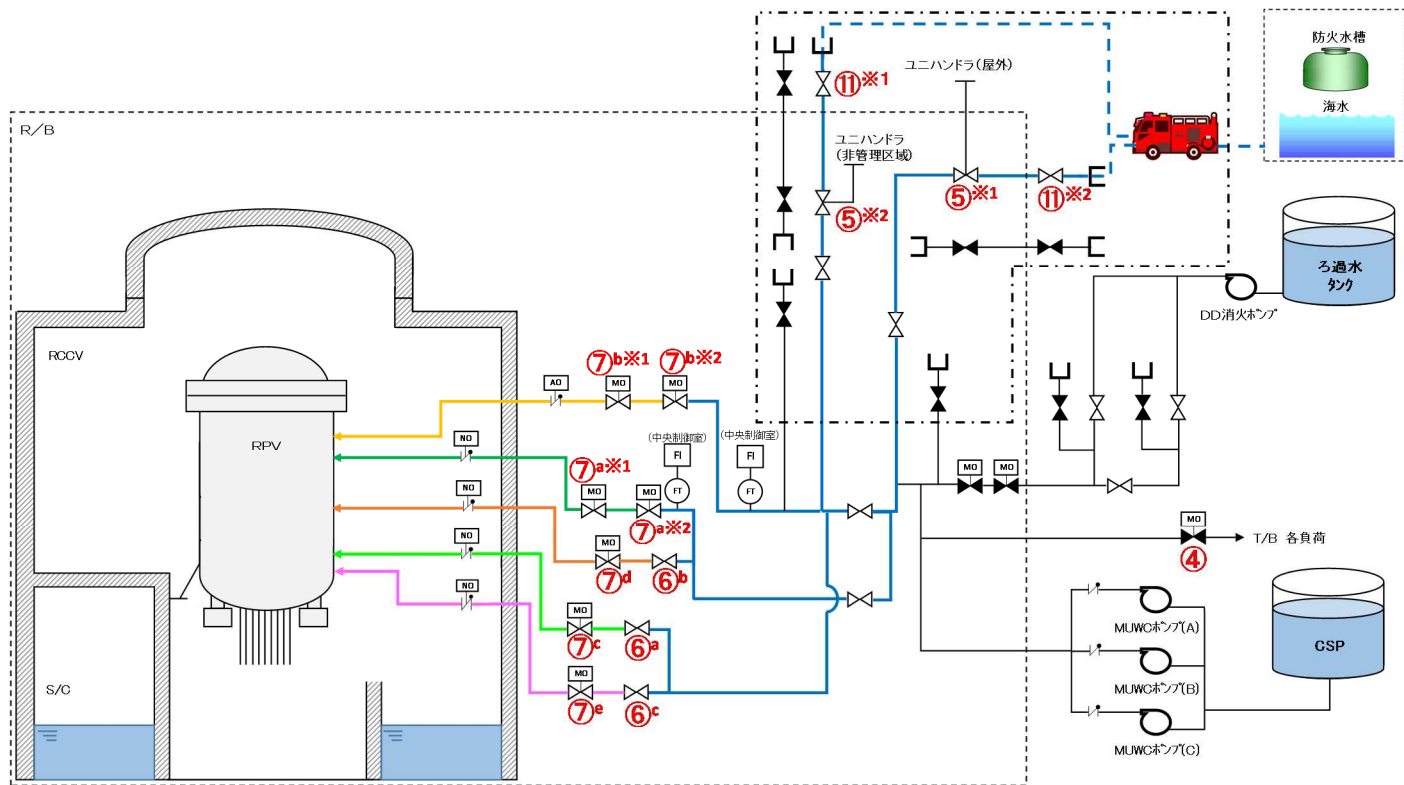


図 1.4.9 低压代替注水系(常設)による原子炉注水(高压炉心注水系(B)注入配管使用) タイムチャート

		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 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水															
低圧代替注水系(常設) による原子炉注水 (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	通信手段確保、電源確認														
			バイパス流防止処置、ボレブ起動														
			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														

図 1.4.10 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水(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	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑤	復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1
⑤	復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1
⑥ <sup>a</sup>	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)
⑥ <sup>b</sup>	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑥ <sup>c</sup>	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)
⑦ <sup>a</sup>	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑦ <sup>a</sup>	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑦ <sup>b</sup>	残留熱除去系注入隔離弁(A)
⑦ <sup>b</sup>	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)
⑦ <sup>c</sup>	残留熱除去系注入隔離弁(C)
⑦ <sup>d</sup>	高圧炉心注水系注入隔離弁(B)
⑦ <sup>e</sup>	高圧炉心注水系注入隔離弁(C)
⑪	復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁
⑪	復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁

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

図 1. 4. 11 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水) 概要図

手順の項目		要員(数)		経過時間(分)												備考
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		
				低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分												
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認													
			バイパス流防止措置、系統構成													
													送水確認			
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し													
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※													
			消防車健全性確認													
			消防車配置													
			送水準備(淡水または海水)													
													送水開始			
												→				
													※ 荒浜側高台保管場所への移動は、10分と想定する。			

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1.4.12 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)(残留熱除去系(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	90	100	110									
手順の項目	要員(数)	低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																			
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(A)注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																		
			バイパス流防止措置、系統構成																		
																				送水確認	
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																		
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																		
			消防車健全性確認																		
			消防車配置																		
			送水準備(淡水または海水)																		
																					送水開始
																					→

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1.4.13 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)(残留熱除去系(A)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	90	100	110								
手順の項目	要員(数)	低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																		
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(C)注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																	
			バイパス流防止措置																	送水確認
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																	
			系統構成(注入隔離弁開操作含む)																	
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																	
			消防車健全性確認																	
			消防車配置																	
			送水準備(淡水または海水)																	
																			送水開始	
																			→	

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1.4.14 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)(残留熱除去系(C)注入配管使用) タイムチャート

手順の項目		要員(数)		経過時間(分)												備考									
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110											
				低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																					
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(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	通信手段確保、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、ユニハンドラーリンク機構取り外し																						
			系統構成																						
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																						
			消防車健全性確認																						
			消防車配置																						
					送水準備(淡水または海水)																				
				送水開始																					
				→																					
																※ 荒浜側高台保管場所への移動は、10分と想定する。									

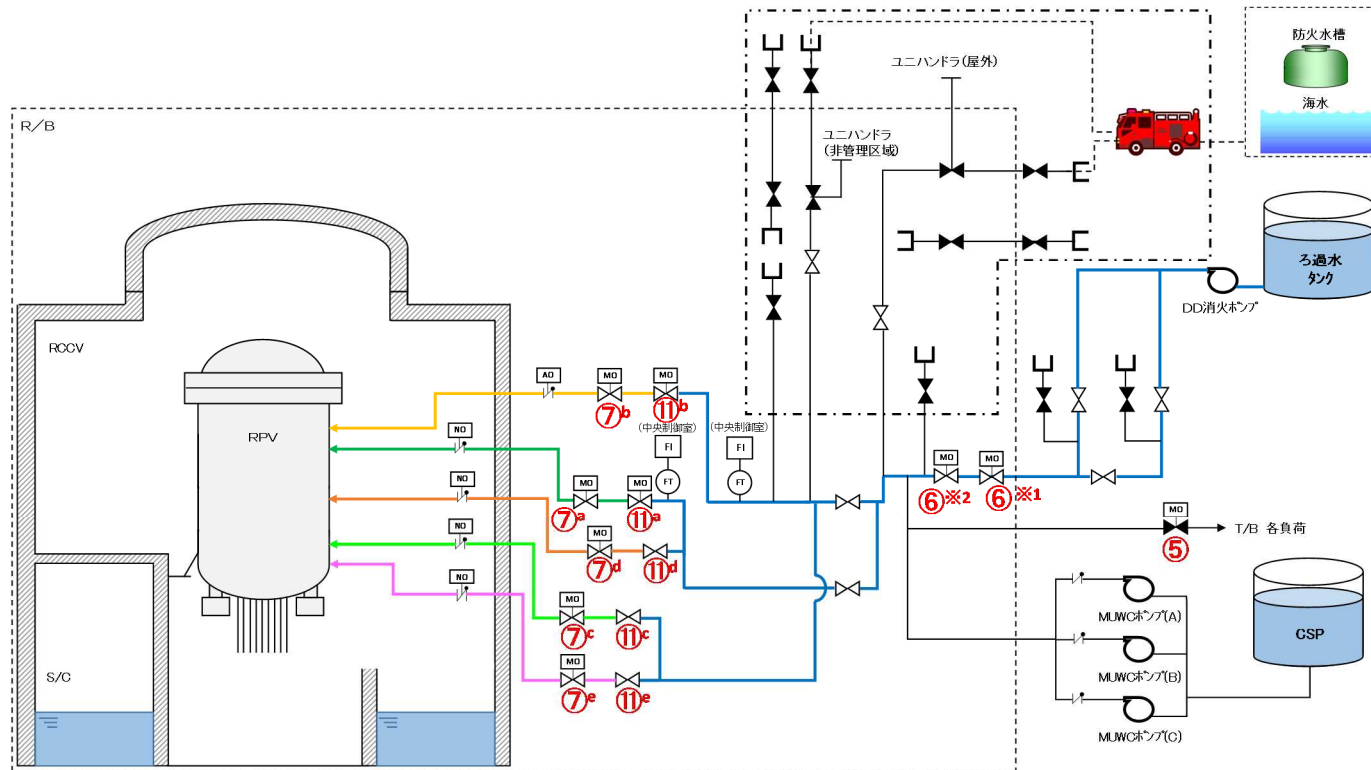
※荒浜側高台保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用する場合は、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1. 4. 15 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)(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	90	100	110										
手順の項目	要員(数)	低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																				
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(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	通信手段確保、電源確認																			
			バイパス流防止措置																			
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																			
			系統構成(注入隔離弁開操作含む)																			
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																			
			消防車健全性確認																			
			消防車配置																			
			送水準備(淡水または海水)																			

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1.4.16 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)(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
⑤	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑥※1	復水補給水系消火系第一連絡弁
⑥※2	復水補給水系消火系第二連絡弁
⑦ <sup>a</sup>	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑦ <sup>b</sup>	残留熱除去系注入隔離弁(A)
⑦ <sup>c</sup>	残留熱除去系注入隔離弁(C)
⑦ <sup>d</sup>	高圧炉心注水系注入隔離弁(B)
⑦ <sup>e</sup>	高圧炉心注水系注入隔離弁(C)
⑪ <sup>a</sup>	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑪ <sup>b</sup>	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)
⑪ <sup>c</sup>	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)
⑪ <sup>d</sup>	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑪ <sup>e</sup>	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

図 1. 4. 17 消火系による原子炉注水 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注水														
消火系による原子炉注水 (残留熱除去系(B) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 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													
緊急時対策要員	2		消火ポンプ起動													

図 1. 4. 18 消火系による原子炉注水(残留熱除去系(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注水													
消火系による原子炉注水 (残留熱除去系(A) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 電源確保確認												
			バイパス流防止処置, 系統構成												
			注水開始, 注水状況確認			→									
	現場運転員 C, D	2	電源確保												
緊急時対策要員	2		消火ポンプ起動												

図 1. 4. 19 消火系による原子炉注水(残留熱除去系(A)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注水															
消火系による原子炉注水 (残留熱除去系(C) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 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														
	緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動														

図 1.4.20 消火系による原子炉注水(残留熱除去系(C)注入配管使用) タイムチャート

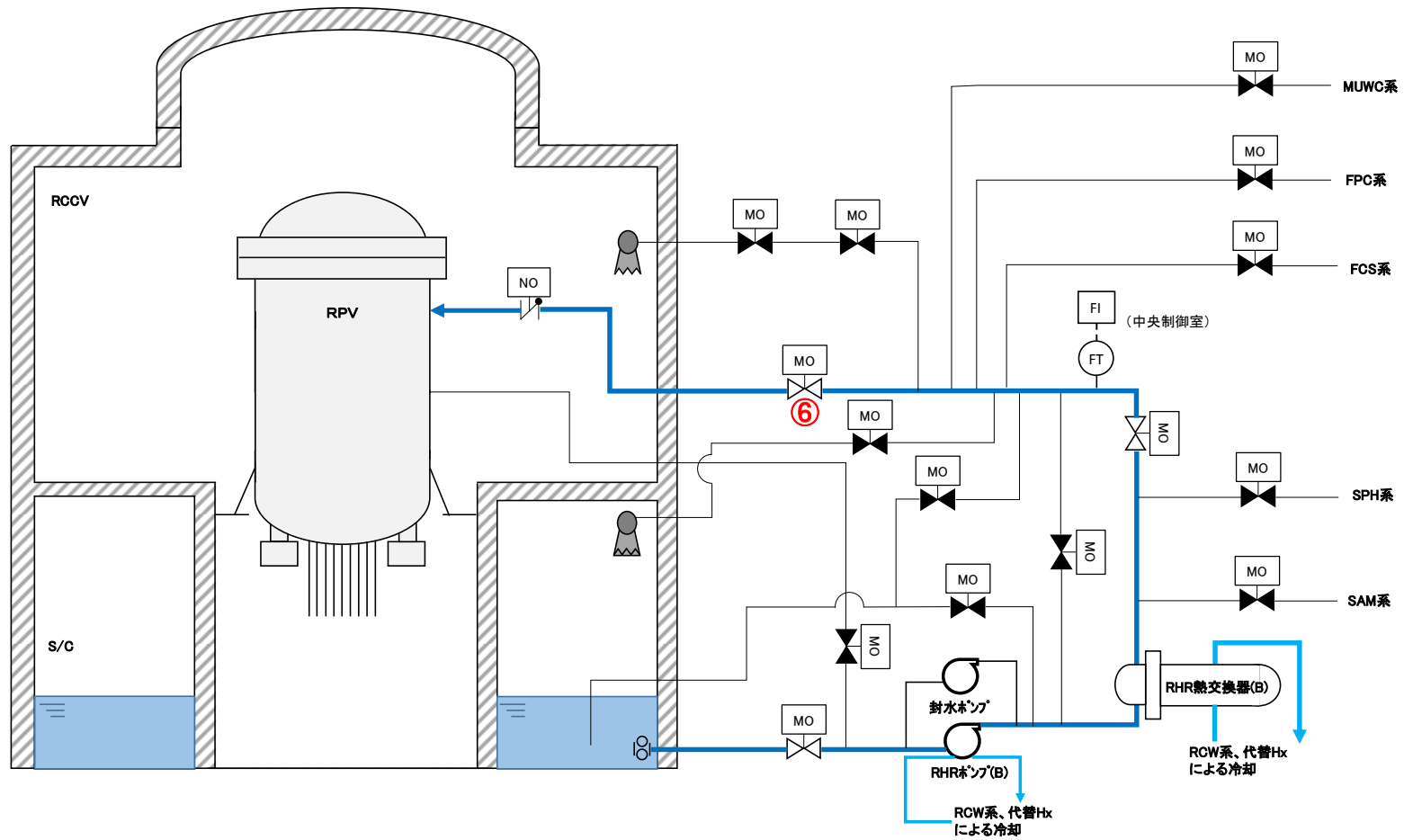
		経過時間(分)												備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80							
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉注水														
消火系による原子炉注水 (高圧炉心注水系(B) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 電源確保確認													
			バイパス流防止処置, 系統構成													
			注水状況確認													
	現場運転員 C, D	2	移動													
			注水開始													
			→													
	現場運転員 E, F	2	電源確保													
			消火ポンプ起動													

図 1.4.21 消火系による原子炉注水(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 消火系による原子炉注水															
消火系による原子炉注水 (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	通信手段確保, 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														
	緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動														

図 1. 4. 22 消火系による原子炉注水(高圧炉心注水系(C)注入配管使用) タイムチャート

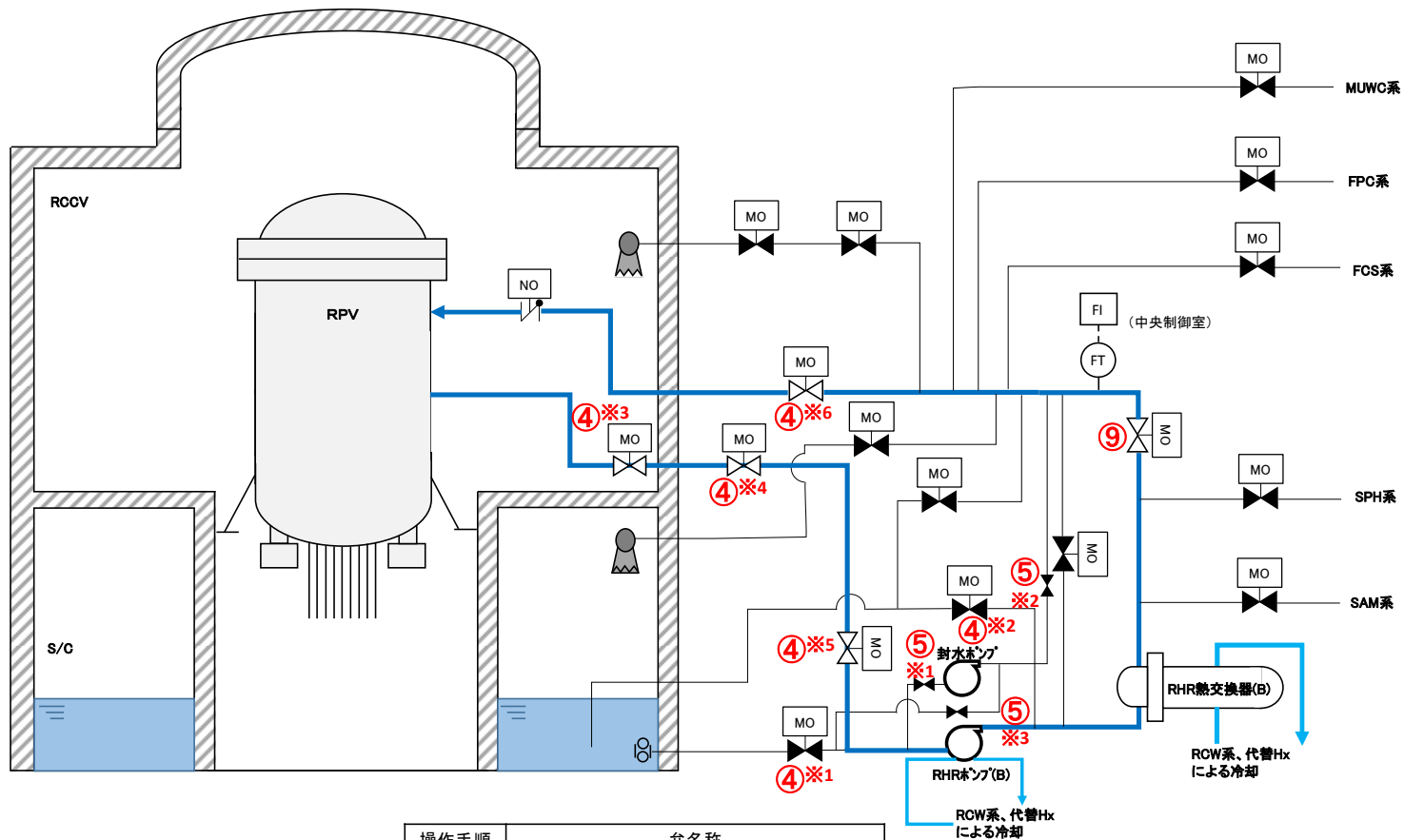


操作手順	弁名称
⑥	残留熱除去系注入隔離弁(B)

図 1. 4. 23 残留熱除去系電源復旧後の原子炉注水 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注水																		
残留熱除去系電源復旧後の 原子炉注水	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: #ADD8E6; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="font-size: 8px; margin-left: 5px;">電源確認</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 100%; height: 15px; background-color: #ADD8E6; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="font-size: 8px; 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: #ADD8E6; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="font-size: 8px; margin-left: 5px;">→</div> </div>																	

図 1.4.24 残留熱除去系電源復旧後の原子炉注水 タイムチャート



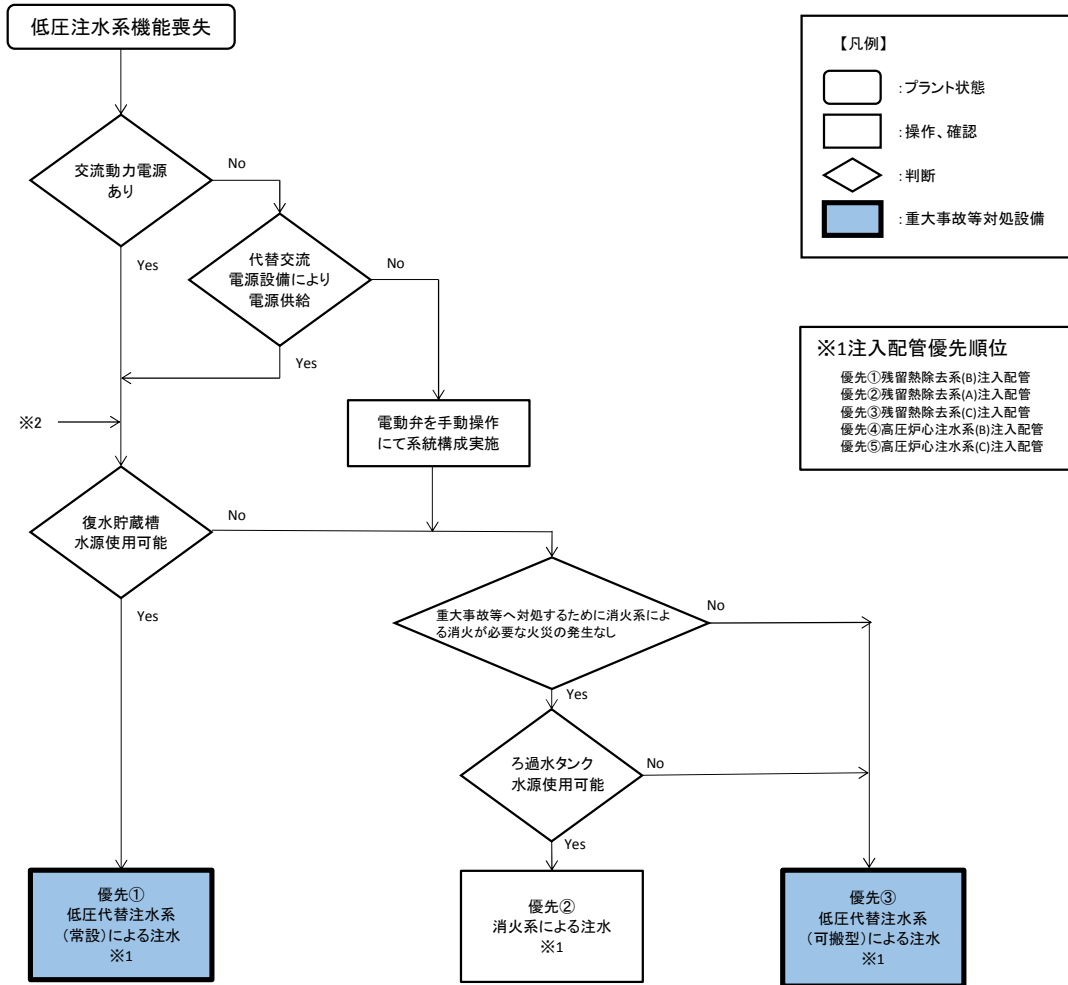
操作手順	弁名称
④※1	残留熱除去系ポンプS/P水吸込隔離弁(B)
④※2	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)
④※3	残留熱除去系停止時冷却内側隔離弁(B)
④※4	残留熱除去系停止時冷却外側隔離弁(B)
④※5	残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)
④※6	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑤※1	残留熱除去系封水ポンプ(B)吸込弁
⑤※2	残留熱除去系封水ポンプ(B)吐出弁
⑤※3	残留熱除去系封水ポンプ(B)最小流量吐出弁
⑨	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)

図 1. 4. 25 残留熱除去系電源復旧後の原子炉除熱 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原子炉除熱																
残留熱除去系電源復旧後の 原子炉除熱	中央制御室運転員 A, B	2	電源確認, 通信手段確保															
			系統構成, ポンプ起動															
		移動																
	現場運転員 C, D	2	系統構成															
			移動															
	現場運転員 E, F	2	電源開放(封水ポンプ, 最小流量バイパス弁)															
			移動															

図 1. 4. 26 残留熱除去系電源復旧後の原子炉除熱 タイムチャート

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択



(2)サポート系故障時の対応手段の選択

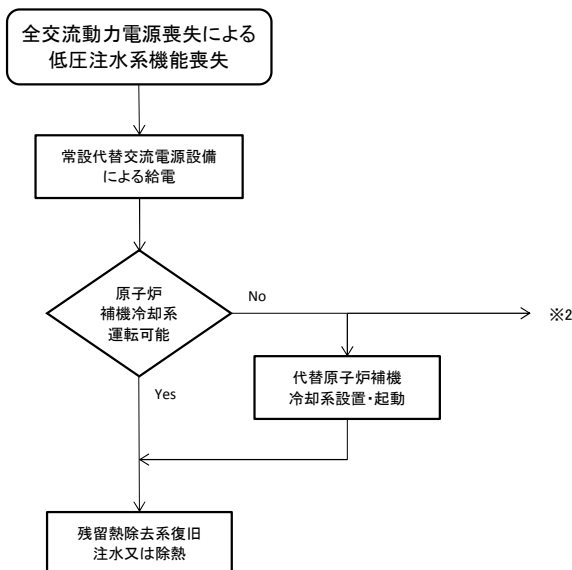


図 1.4.27 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(1/2)

(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

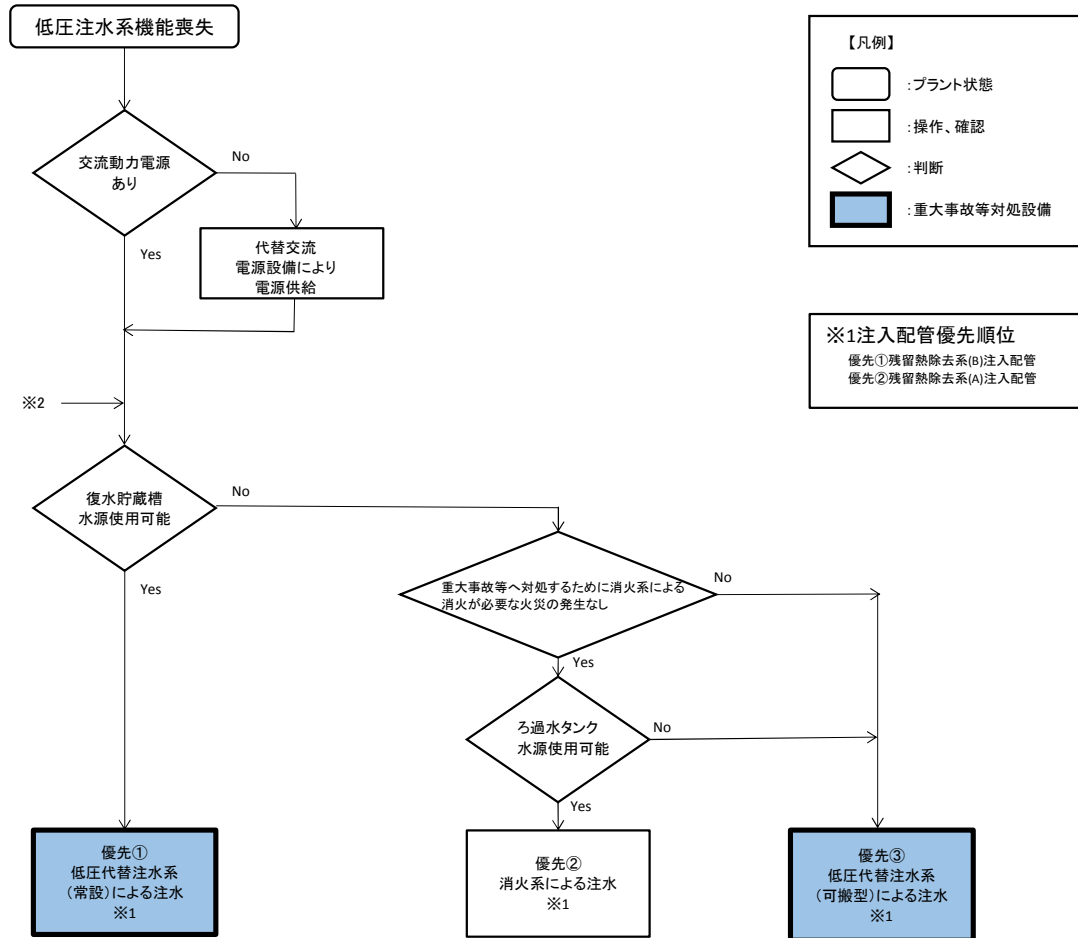


図 1.4.27 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(2/2)

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 (1.4)	番号	設置許可基準規則 (47条)	技術基準規則 (62条)	番号
<b>【本文】</b> 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	<b>【本文】</b> 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。	<b>【本文】</b> 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
<b>【解釈】</b> 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。	-	<b>【解釈】</b> 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。	<b>【解釈】</b> 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 a) 可搬型重大事故防止設備の運転、接続及び操作に関する手順等を整備すること。	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
(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。	③	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。 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。	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。 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。	⑥ ⑦

: 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					
低圧代替原子炉系の冷却	復水移送ポンプ	既設	① ④ ⑥ ⑦	低圧代替原子炉系(常設)	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			
	給水管配管・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								
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	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								
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬								
										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									
				残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	常設	30分	6名							
				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									
				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									
				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)



## 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		
低圧代替注水系（可搬型） 原子炉の冷却 による	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） 原子炉の冷却 による	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	可搬	-	-	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					
	ホース	新設			ホース	可搬					
	MUWC接続口	新設			MUWC接続口	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				95分	7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				95分	7名
	給水配管・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				95分	7名
	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					
	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					
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（低圧注水モード）の復旧 による	残留熱除去系（低圧注水モード）ポンプ	既設	① ③ ④	-	-	-	-	-	-		
	サブプレッション・チェンバ	既設		-	-	-	-	-	-		
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・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		-	-	-	-	-	-		
	原子炉補機冷却系	既設		-	-	-	-	-	-		
	代替原子炉補機冷却系	新設		-	-	-	-	-	-		
	非常用取水設備	既設		-	-	-	-	-	-		
	常設代替交流電源設備	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）

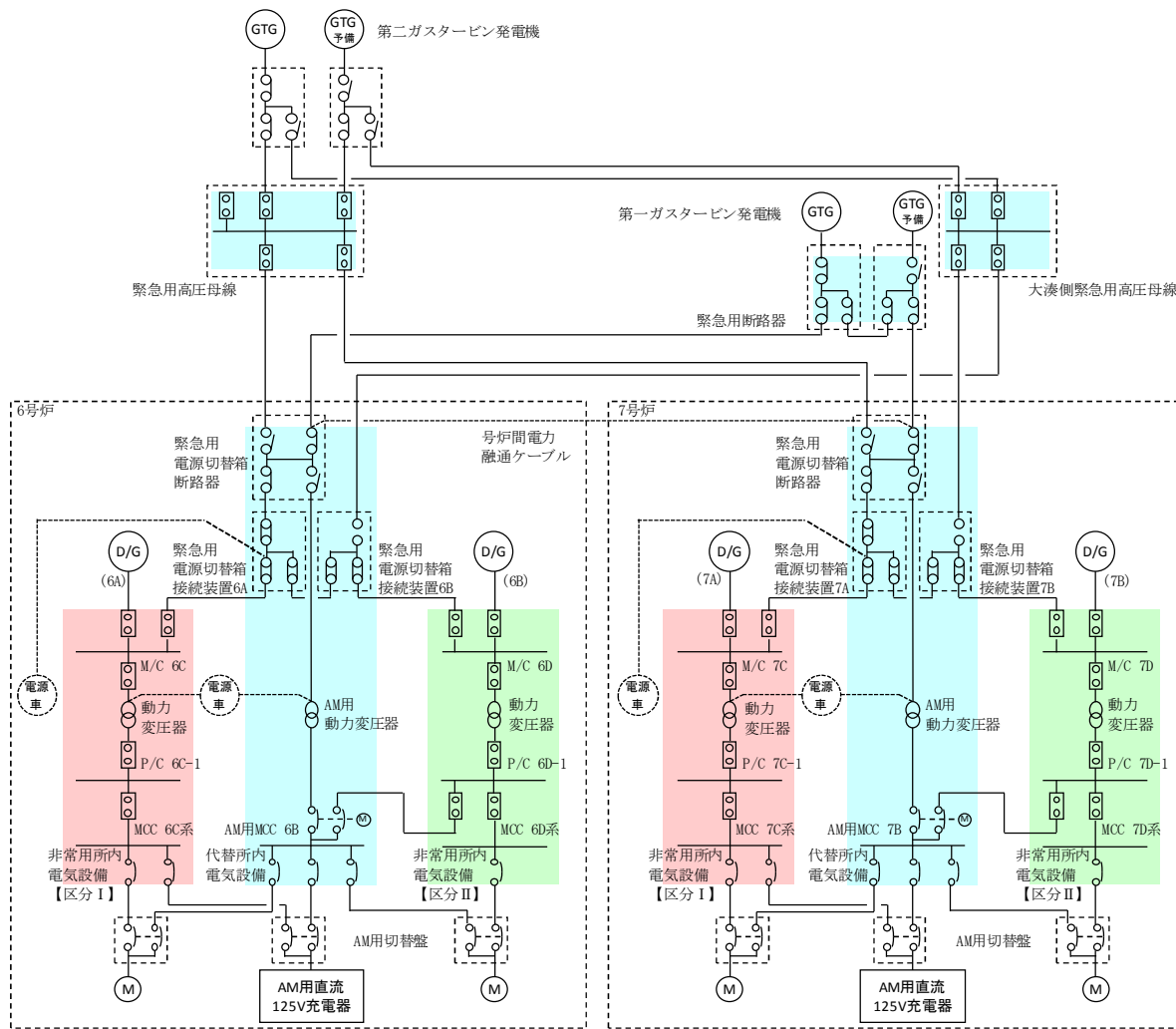
### 審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/3)

■ : 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		
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					
	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				-	-
	燃料補給設備	既設 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 残存溶融炉心の冷却	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)	新設	① ④	-	-	-	-	-	-		
	防火水槽 ※2	新設									
	ホース	新設									
	MUWC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									
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設									
	給水配管・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									
可搬型代替交流電源設備	新設										
燃料補給設備	既設 新設										
常設代替交流電源設備(原子炉設備の復旧停止時)による 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)ポンプ	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)ポンプ	既設	① ③ ④	-	-	-	-	-	-		
	原子炉圧力容器	既設									
	残留熱除去系配管・弁・熱交換器・スパーージャ	既設									
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設									
	原子炉補機冷却系	既設									
	代替原子炉補機冷却系	新設									
	非常用取水設備	既設									
	常設代替交流電源設備	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)



※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

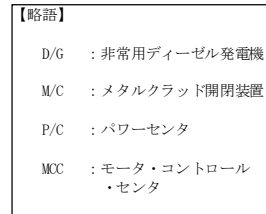


図1 対応手段として選定した設備の電源構成図(6号及び7号炉)

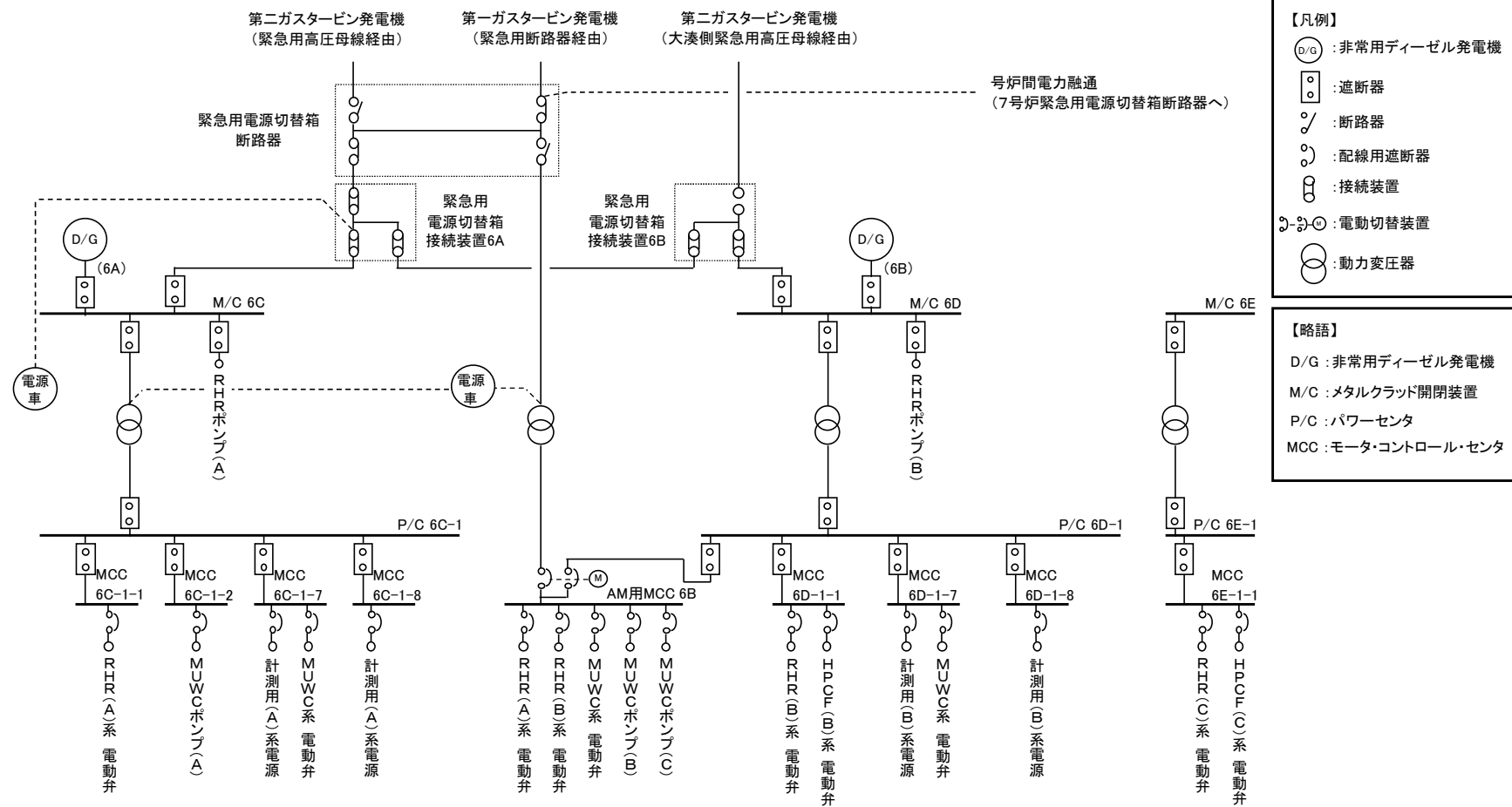


図2 対応手段として選定した設備の電源構成図(6号炉)

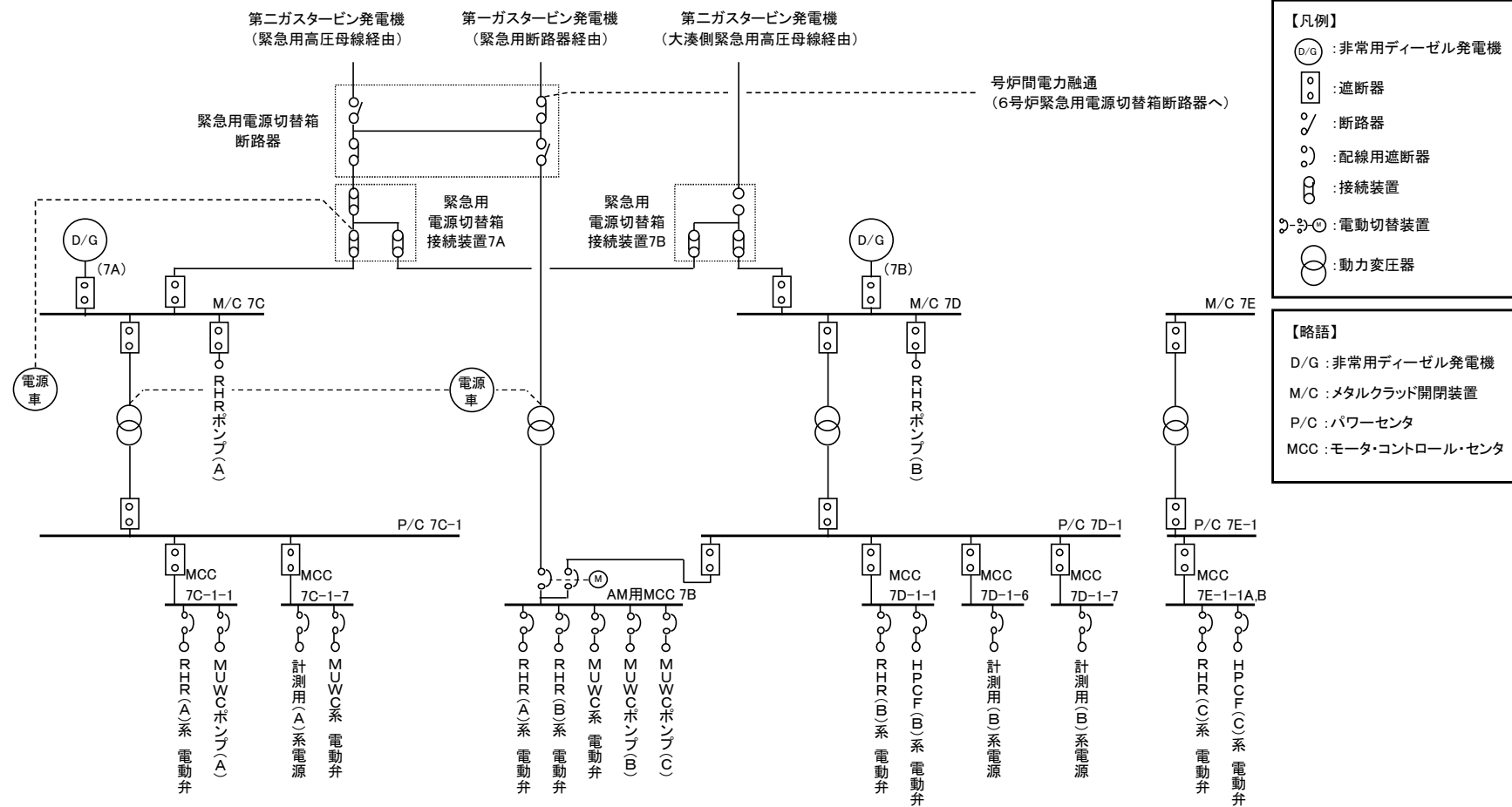


図3 対応手段として選定した設備の電源構成図(7号炉)

## 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. 必要要員数及び操作時間

復水貯蔵槽水源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 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・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放射線防護具(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・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 : 操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。

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

## 2. 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)

### (1) 遠隔操作機構(ユニハンドラー)の取り外し

#### a. 操作概要

低圧代替注水系(可搬型)により原子炉へ注水する際に、現場にて手動弁の遠隔操作機構の取り外しを行い、系統構成を実施する。

#### b. 作業場所

原子炉建屋 1階(管理区域)

原子炉建屋 2階(管理区域)

#### c. 必要要員数及び操作時間

低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水に必要な要員数(7名)、所要時間(95分)のうち、ユニハンドラー取り外しに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安: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・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放射線防護具(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・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 :操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。ユニハンドラー取り外し及び取り外し後の操作対象弁の操作性については、設置工事完了後に検証する。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す。

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。





ユニハンドラー弁のリンク機構



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、  
ハンドルを取付け、弁操作

## (2) 屋外接続口から原子炉への注水(淡水/海水)

### a. 操作概要

緊急時対策本部は、**低圧代替注水系(可搬型)**による原子炉への注水が必要な状況において、接続口(消防ホース接続箇所)及び水源を選定し、注水ルートを決する。

現場では、指示された注水ルートを確保したうえで、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)により注水する。

### b. 作業場所

屋外(原子炉建屋周辺、取水箇所(護岸、海水取水ピット、防火水槽)周辺)

### c. 必要要員数及び操作時間

**低圧代替注水系(可搬型)**による原子炉への注水に必要な要員(7 名)、所要時間(95 分)のうち、屋外接続口から原子炉への注水に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :3 名(緊急時対策要員 3 名)

所要時間目安:95 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・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:車両のヘッドライトの他、ヘッドライト・懐中電灯・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、容易に操作可能である。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(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. 残留熱除去系 (C) 注入配管使用による原子炉注水

#### (1) 系統構成

##### a. 操作概要

復水移送ポンプからの注水が行えるよう、手動にて残留熱除去系注入隔離弁 (C) を全開とし、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁 (C) を開にて原子炉注水を行う。

##### b. 作業場所

原子炉建屋 1 階 (管理区域)

##### c. 必要要員数及び操作時間

低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 (残留熱除去系 (C) ライン) に必要な要員数 (4 名)、所要時間 (40 分) のうち、現場での系統構成、注水操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名 (現場運転員 2 名)

所要時間目安: 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・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放射線防護具 (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・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 : 操作対象弁は弁室にあり、操作性に支障はない。

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

#### 4. 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用による原子炉注水

##### (1) 系統構成

###### a. 操作概要

復水移送ポンプからの注水が行えるよう、手動にて高圧炉心注水系注入隔離弁 (C) を全開とし、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (C) を開にて原子炉注水を行う。

###### b. 作業場所

原子炉建屋 1 階 (管理区域)

###### c. 必要要員数及び操作時間

低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 (高圧炉心注水系 (C) ライン) に必要な要員数 (4 名)、所要時間 (30 分) のうち、現場での系統構成、注水操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名 (現場運転員 2 名)

所要時間目安: 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・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放射線防護具 (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・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 : 操作対象弁は弁室にあり、操作性に支障はない。

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注水

### (1) 受電操作

#### a. 操作概要

消火系による原子炉注水の系統構成のために電源確保を行う。

#### b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

#### c. 必要要員数及び操作時間

消火系による原子炉注水に必要な要員数(6名)、所要時間(30分)のうち系統構成のための電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 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・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、容易に操作可能である。

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. 残留熱除去系による原子炉除熱

## a. 操作概要

残留熱除去系の停止時冷却モードにて原子炉の除熱を実施するため、残留熱除去系の停止時冷却モードのラインナップ及びそれに必要な電源開放操作を実施し、残留熱除去系ポンプを起動させ、原子炉の除熱を実施する。

## 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. 必要要員数および操作時間

残留熱除去系による原子炉除熱に必要な要員数(6名)、所要時間(20分)のうち、現場での系統構成および電源開放操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 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・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)を装備また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放射線防護具(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・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、容易に操作可能である。電源開放操作においても通常操作であるため、容易に操作可能である。

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 (RHR ポンプ室)

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 原子炉運転中における対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	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. 4. 2. 2 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	(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉除熱	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(1/2)

手順	操作手順記載内容	解釈	
1. 4. 2. 1 原子炉運転中における対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		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
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
		残留熱除去系注入隔離弁(A)	E11-M0-F005A
		残留熱除去系注入隔離弁(C)	E11-M0-F005C
		残留熱除去系注入隔離弁(C)	E11-M0-F005C
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B
		高圧炉心注水系注入隔離弁(B)	E22-M0-F003B
		高圧炉心注水系注入隔離弁(C)	E22-M0-F003C
		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	原子炉圧力容器内の圧力が [ ] 以下であること
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)	E11-M0-F032A
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)	E11-F032C
		高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)	E22-F016B
		高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)	E22-F016C
		残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇	残留熱除去系(B)注入配管流量指示値が300m <sup>3</sup> /h程度まで上昇
		残留熱除去系(A)注入配管流量指示値の上昇	残留熱除去系(A)注入配管流量指示値が [ ] 程度まで上昇
		復水補給水系常/非常用連絡管一次、二次止め弁	(一次止め弁) P13-F019 (二次止め弁) P13-F020
		(b) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
	復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁 1		P13-F137
	復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁 1		P13-F133
	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)		E11-F032C
	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)		E22-F016B
	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)		E22-F016C
	残留熱除去系注入隔離弁(B)		E11-M0-F005B
	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
	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)		E11-M0-F032B
	残留熱除去系注入隔離弁(A)		E11-M0-F005A
	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)		E11-M0-F032A
	残留熱除去系注入隔離弁(C)		E11-M0-F005C
	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)		E11-M0-F017B
	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)		E11-M0-F018B
	高圧炉心注水系注入隔離弁(B)		E22-M0-F003B
	高圧炉心注水系注入隔離弁(C)		E22-M0-F003C
	復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁		P13-F132
	復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁		P13-F136

操作手順の解釈一覧(2/2)

手順	操作手順記載内容	解釈				
1.4.2.1 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	(c) 消火系による原子炉注水	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁 復水補給水系消火系第一, 第二連絡弁 P13-M0-F029 (第一連絡弁) P13-M0-F090 (第二連絡弁) P13-M0-F091			
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B			
		残留熱除去系注入隔離弁(A)	E11-M0-F005A			
		残留熱除去系注入隔離弁(C)	E11-M0-F005C			
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B			
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B			
		高圧炉心注水系注入隔離弁(B)	E22-M0-F003B			
		高圧炉心注水系注入隔離弁(C)	E22-M0-F003C			
		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	原子炉圧力容器内の圧力が [ ] 以下であること			
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B			
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)	E11-M0-F032A			
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)	E11-F032C			
		高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)	E22-F016B			
		高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)	E22-F016C			
		残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇	残留熱除去系(B)注入配管流量指示値が [ ] 程度まで上昇			
		残留熱除去系(A)注入配管流量指示値の上昇	残留熱除去系(A)注入配管流量指示値が [ ] 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	原子炉圧力容器内の圧力が [ ] 以下であること	
				残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B	
				残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B	
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B					
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 <sup>3</sup> /h程度まで上昇					
1.4.2.2 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原子炉除熱	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
					残留熱除去系ポンプS/P水吸込隔離弁(B)	E11-M0-F001B
		残留熱除去系最少流量バイパス弁(B)	E11-M0-F021B			
		残留熱除去系停止時冷却内側(B), 外側隔離弁(B)	(内側隔離弁) E11-M0-F010B (外側隔離弁) E11-M0-F011B			
		残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)	E11-M0-F012B			
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B			
		残留熱除去系封水ポンプ(B)吸込弁	E11-F022B			
		残留熱除去系封水ポンプ(B)吐出弁	E11-F024B			
		残留熱除去系封水ポンプ(B)最小流量吐出弁	E11-F025B			
		残留熱除去系熱交換器出口弁(B)	E11-M0-F004B			
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 <sup>3</sup> /h程度まで上昇					

## 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（海洋）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 重大事故等発生時の手順

##### 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（交流動力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. 代替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. 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. 代替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. 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) 重大事故等発生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（海洋）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. 可搬型大容量送水ポンプ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) 重大事故等発生時の対応手段の選択

##### 1.5.2.3 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. PCV ベント弁駆動源確保 [予備ポンペ]
  3. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り
  4. フィルタベント水位調整 (水張り)
  5. フィルタベント水位調整 (水抜き)
  6. フィルタベント停止後の N<sub>2</sub> パージ
  7. フィルタベント計装 (サンプリングポンプ起動)
  8. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整
  9. ドレン移送ライン N<sub>2</sub> パージ
  10. ドレンタンク水抜き
  11. 代替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
  12. 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
  13. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保
  14. 熱交換器ユニットによる補機冷却水確保
  15. 可搬型大容量送水ポンプ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

## 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。

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（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード，格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード），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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）、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（図 1.5.1）。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>\*1</sup>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、重大事故等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、フロントライン系故障として、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、格納容器スプレイ冷却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、原子炉補機冷却系の故障、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表 1.5.1

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又は代替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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード，格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）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には，格納容器圧力逃がし装置又は代替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。

これら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及び代替格納容器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又は代替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
- ・ 専用空気ポンベ
  
- ・ 代替格納容器圧力逃がし装置

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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード，格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）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には，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
- ・ 専用空気ポンベ
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 不活性ガス系配管・弁

- ・非常用ガス処理系配管・弁

原子炉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W/W側ベント

優先②：格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

優先③：代替格納容器圧力逃がし装置によるW/W側ベント

優先④：代替格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

優先⑤：耐圧強化ベント系によるW/W側ベント

優先⑥：耐圧強化ベント系によるD/W側ベント

ただし、代替格納容器圧力逃がし装置が完成するまでの期間における優先順位は、①→②→⑤→⑥の順とする。

### iii. 現場操作

格納容器圧力逃がし装置、代替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、隔離弁を手動にて遠隔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、隔離弁を手動にて遠隔操作するエリアは二次格納施設外とする。

格納容器圧力逃がし装置、代替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
- ・専用空気ポンペ

### (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又は代替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及び代替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づける。

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、原子炉格納容器、不活性ガス系配管・弁及び非常用ガス処理系配管・弁は重大事故等対処設備として位置づける。

現場操作で使用する設備のうち、遠隔手動弁操作設備は重大事故等対処設備として位置づける。

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

(添付資料1.5.1)

以上の重大事故等対処設備により、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、格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）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、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・専用空気ポンペ

重大事故等対処設備に要求される設備としての耐震性は十分ではないものの、空気駆動弁である原子炉格納容器一次隔離弁等の駆動に必要な空気を空気ポンペより供給が可能であれば、中央制御室又は二次格納施設外からの遠隔操作が可能となり、原子炉格納容器ベント時の系統構成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（海洋）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には、代替原子炉補機冷却系とあわせて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード）により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する手段がある。

なお、全交流動力電源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、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード）が起動できない場合には、常設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。

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
- ・可搬型大容量送水ポンプ
- ・ホース
- ・代替原子炉補機冷却系接続口
- ・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
- ・ 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)
- ・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)
- ・ 真空破壊弁 (S/C→D/W)
- ・ 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
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

ii. 可搬型大容量送水ポンプ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には、可搬型大容量送水ポンプ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。可搬型大容量送水ポンプ又は代替原子炉補機冷却海水ポンプとあわせて設計基準事故対処設備である残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード) により最終ヒートシンク (海洋) へ熱を輸送する手段がある。

なお、全交流動力電源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、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード) が起動できない場合には、常設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。

可搬型大容量送水ポンプ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。

- ・ 可搬型大容量送水ポンプ又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ
- ・ ホース
- ・ 代替原子炉補機冷却系接続口
- ・ 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 (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）
- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）
- ・ 真空破壊弁（S/C→D/W）
- ・ 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
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

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、[可搬型大容量送水ポンプ](#)、ホース、代替原子炉補機冷却系接続口、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、真空破壊弁（S/C→D/W）、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づける。また、補機冷却用海水取水路及び補機冷却用海水取水槽は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

代替原子炉補機冷却系とあわせて使用する残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード）は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却系海水ポンプ、原子炉補機冷却系中間ループ循環ポンプ、原子炉補機冷却系サージタンク、原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ及び原子炉補機冷却系熱交換器は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

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

（添付資料1.5.1）

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、炉心及び原子炉格納容器内を除熱できる。

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

- ・ [可搬型大容量送水ポンプ](#)又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ

原子炉補機冷却水系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（サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード）とあわせて使用することで最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する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。）及び多様なハザード対応手順に定める（表1.5.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.5.2, 表1.5.3）。

（添付資料1.5.2）

## 1.5.2 重大事故等発生時の手順

### 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(交流動力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。

原子炉格納容器ベント後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

#### 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

##### (i) 手順着手の判断基準

炉心損傷<sup>※1</sup>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指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

##### (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。手順対応フローを図1.5.3に、概要図を1.5.6に、タイムチャートを図1.5.7及び図1.5.8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W/W側からの原子炉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側からの原子炉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原子炉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、格納容器逃がし装置による原子炉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原子炉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、原子炉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。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁、不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁、不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁、非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁の全閉及び、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の全開を確認する。
- ⑧<sup>a</sup>W/Wベントの場合  
中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁の全開操作を実施する。  
不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。
- ⑧<sup>b</sup>D/Wベントの場合  
中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全開操作を実施する。  
不活性ガス系 D/Wベント用出口隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。
- 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原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告す

る。

- ⑩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、当直長へ報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- 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原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑫当直副長は、原子炉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原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑬中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を中間開操作（流路面積約70%開）し、格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の増開操作を実施する。
- 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原子炉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、当直副長へ報告する。また、当直長は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- 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へ報告する。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へ依頼する。
- ⑯中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の全閉、その後不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁又は不活性ガス系D/Wベント用出口隔離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35分で可能である。また、空気駆動弁の駆動源が確保できない場合で遠隔手動操作設備による操作を実施する場合は約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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.5.3-1)

## ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンベ]

残留熱除去系の機能が喪失し、格納容器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、格納容器一次隔離弁(空気作動弁)を全開にして、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AM対策用空気ポンベが駆動源となる。常設の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し、格納容器一次隔離弁の駆動圧力を確保する。

ポンベ交換の際には、格納容器一次隔離弁(空気作動弁)を全閉とする必要があることから原子炉格納容器内の圧力がベント開始圧力に(310kPa[gage])到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、交換作業を実施する。

### (i) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器ベントラインナップ及び原子炉格納容器ベント中、各隔離弁の駆動源である空気ポンベの残量が減少した場合。

### (ii) 操作手順

PCV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。概要図を図1.5.9に、タイムチャートを図1.5.10に示す。

- ・ 不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁駆動用空気ポンベ交換
  - ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の全閉操作及び不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁駆動用空気ポンベを、使用済み空気ポンベから空気ポンベ(予備)への交換を指示する。
  - ②中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の全閉操作を実施する。
  - ③現場運転員C及びDは、予備ポンベを予備ポンベラックより運搬

する。

- ④現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気ポンベ出口弁及びポンベ本体のバルブを全閉とし、使用中ポンベを取り外し、予備ポンベを接続する。
- ⑤現場運転員C及びDは、ポンベ本体のバルブを全開とし、ポンベ接続部から不活性ガス系S/C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。
- ⑥現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気ポンベ出口弁を全開にする。
- ⑦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。
- ⑧現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁駆動用ポンベの交換完了を当直副長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、空気ポンベ(予備)の確保を緊急時対策本部へ依頼する。

・不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁駆動用空気ポンベ交換

- ①当直副長は、手順着手の判断に基づき、運転員に不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全閉操作及び不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁駆動用空気ポンベを、使用済み空気ポンベから空気ポンベ(予備)への交換を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全閉操作を実施する。
- ③現場運転員C及びDは、予備ポンベを予備ポンベラックより運搬する。
- ④現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気ポンベ出口弁及びポンベ本体のバルブを全閉とし、使用中ポンベを取り外し、予備ポンベラックへ運搬する。
- ⑤現場運転員C及びDは、ポンベ本体のバルブを全開とし、ポンベ接続部から不活性ガス系D/W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。
- ⑥現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気ポンベ出口弁を全開にする。
- ⑦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。
- ⑧現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁駆動

用ポンベの交換完了を当直副長へ報告する。

- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、空気ポンベ(予備)の確保を緊急時対策本部へ依頼する。

(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、放射線防護具、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。

(添付資料1.5.3-2)

iii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置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。概要図を図1.5.11に、タイムチャートを図1.5.12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、フィルタベント遮へい壁南側(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、フィルタベント遮へい壁附室にてFCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁を遠隔手動操作にて全開した後、フィルタベント遮へい壁南側(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

策本部へ報告する。

(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60分以内で可能である。

操作は原子炉格納容器ベント操作前の屋外であるため、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)

iv. フィルタベント水位調整(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

フィルタベント水位調整(水張り)手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.13に、タイムチャートを図1.5.14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ベント水位調整(水張り)の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、フィルタベント水位調整(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ベント水位調整(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、フィルタベント容器への給水が開始されたことを、フィルタベント遮へい

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する。その後、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)停止とFCVSフィルタベント装置給水ライン元弁の全閉操作及びフィルタ装置補給水接続口送水ホースの取外操作を実施する。

- ⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタベント水位調整(水張り)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4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80分、フィルタベント水位調整(水張り)を約50分、計約130分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.5.3-4)

v. フィルタベント水位調整(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、又は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

フィルタベント水位調整(水抜き)手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.15に、タイムチャートを図1.5.16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ベント水位調整(水抜き)の準備開始を指示する。



- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、フィルタベント遮へい壁南側(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、フィルタベント遮へい壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをフィルタベント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、フィルタベント水位調整(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ベント水位調整(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、フィルタベント容器からの排水が開始されたことをフィルタベント遮へい壁附室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する。その後、通常水位に到達した事を確認し、ドレン移送ポンプを停止し、フィルタベント遮へい壁南側(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する。
- ⑥緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタベント水位調整(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ベント水位調整(水抜き)完了まで約135分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.5.3-5)



#### vi. フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ

原子炉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及び酸素を排出する。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

残留熱除去系あるいは代替循環冷却系の機能が復旧し、フィルタベントの停止を判断した場合。

##### (ii) 操作手順

フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.17に、タイムチャートを図1.5.18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ベント停止後のN<sub>2</sub>パージの準備開始を指示する。
- ②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、フィルタ装置水素濃度計の校正を実施する。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付操作し、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- 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、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N<sub>2</sub>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。
- ⑤緊急時対策要員は、フィルタ装置水素濃度計の校正完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑥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フィルタ装置水素濃度計の校正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。
- ⑦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。

- ⑧中央制御室運転員A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へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ窒素ガス注入完了を報告する。当直副長は中央制御室運転員へ継続的なフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の監視を指示する。
- ⑩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。
- ⑪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N<sub>2</sub>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。
- ⑫中央制御室運転員A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。
- ⑬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フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージの完了を緊急時対策本部へ報告する。

### (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、作業開始を判断してからフィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ完了まで約240分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.5.3-6, 1.5.3-7)

### vii. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置の水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpHが規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

( i ) 手順着手の判断基準

フィルタベント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。概要図を図1.5.19に、タイムチャートを図1.5.20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、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)へ薬液補給用として空気圧縮機、ホース接続、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、フィルタベント遮へい壁附室にて、系統構成のためフィルタベント装置 pH 計入口止め弁、フィルタベント装置 pH 計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へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。
- ④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。
- ⑤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 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へ報告する。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へ報告する。
- ⑥緊急時対策本部は、当直長からの報告に基づき算出された量の薬液を補給するよう緊急時対策要員に指示する。
- ⑦緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、算出された量の薬液を補給する。
- ⑧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pH指示値によりスクラバ水のpH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。
- ⑨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薬液補給の停止とpH測定の停止を指示する。

⑩緊急時対策要員は、補給用ポンプを停止し、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計サンプルポンプを停止し、フィルタベント装置pH計入口止め弁、フィルタベント装置pH計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90分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料 1.5.3-8)

viii. ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ

フィルタベント水位調整(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

フィルタベント水位調整(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N<sub>2</sub>パージの概要は以下のとおり。概要図を図1.5.21に、タイムチャートを図1.5.22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N<sub>2</sub>パージの準備開始を指示する。
- ② 緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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排水ライン窒素供給口へ接続す

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へ報告する。

- 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、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンラインN<sub>2</sub>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N<sub>2</sub>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、フィルタベント遮へい壁南側(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N<sub>2</sub>パージが完了したことを緊急時対策本部へ報告する。

### (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N<sub>2</sub>パージ完了まで約100分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.5.3-9)

## ix. 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詳細は以下のとおり。概要図を図1.5.23に、タイムチャートを図1.5.24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、フィルタベント遮へい壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをフィルタベント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へい壁内側ドレン弁を遠隔手動操作にて全閉とする。フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁、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、フィルタベント遮へい壁南側(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・チェンバへ排水する。
- ③緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁附室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、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁、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、フィルタベント遮へい壁附室にて、FCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁を遠隔手動操作にて全開とし、ドレンタンク水抜きの完了を緊急時対策本部へ報告する。

## (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



105分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.5.3-10)

b. 代替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、代替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。

原子炉格納容器ベント後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、代替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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 代替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<sup>※1</sup>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<sup>※2</sup>した場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

※2:「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」設備に故障が発生した場合。

(ii) 操作手順

代替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。手順の対応フローは図1.5.3に、概要図を図1.5.25に、タイムチャートを図1.5.26及び図1.5.27に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑥⑫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、代替格納容器圧力逃がし装置によるW/W側からの原子炉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側からの原子炉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、緊急時対策本部に代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、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<sup>a</sup>W/W ベントの場合  
中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、D/W 側第一隔離弁及び D/W 側第二隔離弁の全閉を確認し、S/C 側第二隔離弁を全開する。
- ⑥<sup>b</sup>D/Wベントの場合  
中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、S/C 側第一隔離弁及び S/C 側第二隔離弁の全閉を確認し、D/W 側第二隔離弁を全開する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑧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、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑩当直副長は、原子炉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



転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。

- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑫<sup>a</sup>W/Wベントの場合  
中央制御室運転員 A 及び B は、S/C 側第一隔離弁を全開とし、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。
- ⑫<sup>b</sup>D/Wベントの場合  
中央制御室運転員 A 及び B は、D/W 側第一隔離弁を全開とし、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。
- ⑬中央制御室運転員 A 及び B は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、当直副長へ報告する。また、当直長は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑭中央制御室運転員 A 及び B は、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へ報告する。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へ依頼する。
- ⑮中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、代替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、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁の全閉、その後にS/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離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代替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25分で可能である。

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

ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置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. iii 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。

iii. フィルタベント水位調整(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. iv フィルタベント水位調整(水張り)」の操作手順と同様である。

iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置の水位が上限水位に到達した場合及び金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達した場合は、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。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. v フィルタベント水位調整(水抜き)」の操作手順と同様である。

v. フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ

原子炉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及び酸素を排出する。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. vi フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ」の操作手順と同様である。

vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置の水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpHが規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. vii 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。

vii. ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パーージ

フィルタベント水位調整(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の蓄積を防止するため、窒素ガスによるパーージを実施し、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. viii ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パーージ」の操作手順と同様である。

viii. 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。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. ix ドレンタンク水抜き」の操作手順と同様である。

c. 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。

原子炉格納容器ベント後は、炉心損傷を判断した場合、又は耐圧強化ベント系以外の格納容器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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 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<sup>※1</sup>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及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失<sup>※2</sup>した場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

※2:「格納容器圧力逃がし装置及び代替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図1.5.3に、概要図を図1.5.28に、タイムチャートを図1.5.29及び図1.5.30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側からの原子炉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側からの原子炉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へ報告する。
- ③現場運転員C及びDは、耐圧強化ベント系による原子炉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原子炉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、原子炉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、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作、不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁、不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁、非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁の全閉確認を実施する。
- ⑦現場運転員C及びDは、PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ボンベ出口弁を全開とすることで、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の駆動源を確保し、当直副長へ報告する。

- ⑧中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、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の全閉操作を実施する。
- ⑨現場運転員C及びDは、PCVベントライン排気筒側隔離弁操作用空気ポンプ出口弁を全開とすることで、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の駆動源を確保し、当直副長へ報告する。
- ⑩中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の全開操作を実施する。  
耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。
- ⑪<sup>a</sup>W/Wベントの場合  
中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の全開操作を実施する。  
不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。
- ⑪<sup>b</sup>D/Wベントの場合  
中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全開操作を実施する。  
不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により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原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- 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原子炉格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部へ報告する。

- 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、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- 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原子炉格納容器ベント開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑯当直副長は、原子炉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原子炉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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を中間開操作（流路面積約70%開）し、耐圧強化ベント系による原子炉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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離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原子炉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、当直副長へ報告する。また、当直長は、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑲中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は耐圧強化ベント系以外の格納容器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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の全閉、その後不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁又は不活性ガス系D/Wベント用出口隔離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60分以内で可能である。また、空気駆動弁の駆動源が確保できない場合で遠隔手動操作設備による操作を実施する場合は約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、放射線防護具、照明



及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.5.3-12)

## ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]

PCV圧力上昇に対するPCVベントの必要性が認識された場合、ベント隔離弁を「全開」にして、ベントラインを構成する必要がある。通常の駆動源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下ではAM対策用空気ポンペが駆動源となる。常設のポンペの残量が減少した場合に、常設ポンペと予備ポンペを交換し、隔離弁の駆動圧力を確保する。

ポンペ交換の際には、格納容器一次隔離弁(空気作動弁)を全閉とする必要があることから原子炉格納容器内の圧力がベント開始圧力に(310kPa[gage])到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、交換作業を実施する。

### (i) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器ベントラインナップ及び原子炉格納容器ベント中、各隔離弁の駆動源である空気ポンペの残量が減少した場合。

### (ii) 操作手順

PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]の手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.9に、タイムチャートを図1.5.10に示す。

- ・ 不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁駆動用空気ポンペ交換操作手順については、「1.5.2.1(1)a. ii PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]」の操作手順と同様である。
- ・ 不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁駆動用空気ポンペ交換操作手順については、「1.5.2.1(1)a. ii PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]」の操作手順と同様である。
- ・ 耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁操作用空気ポンペ交換
  - ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の全閉及び耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁駆動用空気ポンペを使用済みの空気ポンペから予備空気ポンペへの交換を指示する。

- ②中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の全閉操作を実施する。
- ③現場運転員C及びDは、予備ポンペを予備ポンペラックより運搬する。
- ④現場運転員C及びDは、PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ボンベ出口弁及びポンペ本体のバルブを全閉とし、使用中のポンペを取り外し、予備ポンペを接続する。
- ⑤現場運転員C及びDは、ポンペ本体のバルブを全開とし、ポンペ接続部からPCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ボンベ出口弁までのリークチェックを実施する。
- ⑥現場運転員C及びDは、PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ボンベ出口弁を全開にする。
- ⑦現場運転員C及びDは、使用済みポンペをポンペラックへ収納する。
- ⑧現場運転員C及びDは、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁駆動用ポンペの交換終了を当直副長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、空気ボンベ(予備)の確保を緊急時対策本部へ依頼する。

(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ペ交換終了まで約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、放射線防護具、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1.5.3-2)

(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。

原子炉格納容器ベント後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

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二次格納施設内の系統構成は事前に着手する。

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(現場操作)

(i) 手順着手の判断基準

『二次格納施設内の系統構成』

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。

『原子炉格納容器ベント準備』

炉心損傷<sup>\*1</sup>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指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

(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。手順対応フローを図1.5.3に、概要図を1.5.31に、タイムチャートを図1.5.32及び図1.5.33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、二次格納施設内の系統構成を現場運転員に指示する。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弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作を実施する。
- ②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側からの原子炉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側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。

- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- 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原子炉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。
- 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、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁、非常用ガス処理系側 PCV ベント用隔離弁後弁及び換気空調系側 PCV ベント用隔離弁後弁の全閉及び、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の全開を確認する。
- ⑦現場運転員 E 及び F は、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系側 PCV ベント用隔離弁、不活性ガス系換気空調系側 PCV ベント用隔離弁の全閉を確認する。
- ⑧<sup>a</sup>W/W ベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離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、不活性ガス系 S/C ベント弁操作空気供給弁を現場で手動開し、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に S/C ベント弁逆操作空気排気側止め弁を全閉、不活性ガス系 S/C ベント弁操作空気供給弁及び S/C 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、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁を全開とする手段がある。
- ⑧<sup>b</sup>D/W ベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離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、不活性ガス系 D/W ベント弁操作空気供給弁を現場で手動開し、不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に D/W ベント弁逆操作空気排気側止め弁を全閉、不活性ガス系 D/W ベント弁操作空気供給弁及び D/W 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、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁を全開とする手段がある。

- 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原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- 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原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- 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、当直長へ報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- 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原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑬当直副長は、原子炉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、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑭現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて中間開操作（流路面積約 70%開）し、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の開操作ができない場合は、PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて中間開操作（流路面積約 70%開）し、格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離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原子炉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、当直副長へ報告する。また、当直長は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- 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へ報告する。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へ依頼する。
- ⑰中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント開始後、炉心

損傷を判断した場合，又は格納容器逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系機能が回復し，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，不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又は PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁の全閉，その後不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。

- ⑱現場運転員 C 及び D は，不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又は PCV 耐圧強化ベント用連絡配管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，その後不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離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，放射線防護具，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・懐中電灯をバックアップとして携行する。

(添付資料1.5.3-1)

### ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置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. iii **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。

### iii. フィルタベント水位調整(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. iv [フィルタベント水位調整\(水張り\)](#)」の操作手順と同様である。

#### iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置の水位が上限水位に到達した場合及び金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達した場合は、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、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. v [フィルタベント水位調整\(水抜き\)](#)」の操作手順と同様である。

#### v. フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ

原子炉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及び酸素を排出する。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. vi [フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ](#)」の操作手順と同様である。

#### vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置の水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpHが規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. vii [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。

#### vii. ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ

フィルタベント水位調整(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. viii [ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ](#)」の操作手順と同様である。

#### viii. 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、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. ix ドレンタンク水抜き」の操作手順と同様である。

#### b. 代替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、代替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。

原子炉格納容器ベント後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、代替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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

#### i. 代替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

炉心損傷<sup>※1</sup>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<sup>※2</sup>した場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

※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

代替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。手順の対応フローは図1.5.3に、概要図を図1.5.34に、タイムチャートを図1.5.35及び図1.5.36に示す。



[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑤①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、代替格納容器圧力逃がし装置によるW/W側からの原子炉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側からの原子炉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、緊急時対策本部に代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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。
- ④中央制御室運転員A及びBは、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。
- ⑤<sup>a</sup>W/Wベントの場合  
現場運転員C及びDは、D/W側第一隔離弁及びD/W側第二隔離弁の遠隔手動弁操作設備の開度指示にて全閉を確認し、S/C側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。
- ⑤<sup>b</sup>D/Wベントの場合  
現場運転員C及びDは、S/C側第一隔離弁及びS/C側第二隔離弁の遠隔手動弁操作設備による操作の開度指示にて全閉を確認し、D/W側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑦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、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑨当直副長は、原子炉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、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。

- ⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑪<sup>a</sup>W/Wベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、S/C 側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。
- ⑪<sup>b</sup>D/Wベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、D/W 側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。
- ⑫中央制御室運転員 A 及び B は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、当直副長へ報告する。また、当直長は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑬中央制御室運転員 A 及び B は、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へ報告する。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へ依頼する。
- ⑭中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は代替格納容器圧力逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、代替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、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁の全閉、その後にS/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。
- ⑮現場運転員 C 及び D は、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉、その後にS/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離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2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。

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

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・懐中電灯をバックアップとして携行する。

(添付資料1.5.3-11)

#### ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置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. iii 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。

#### iii. フィルタベント水位調整(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. iv フィルタベント水位調整(水張り)」の操作手順と同様である。

#### iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置の水位が上限水位に到達した場合及び金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達した場合は、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、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. v フィルタベント水位調整(水抜き)」の操作手順と同様である。

#### v. フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ

原子炉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及び酸素を排出す

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. vi フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ」の操作手順と同様である。

#### vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpHが規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. vii 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。

#### vii. ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ

フィルタベント水位調整(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. viii ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ」の操作手順と同様である。

#### viii. 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、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. ix ドレンタンク水抜き」の操作手順と同様である。

#### c. 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。

原子炉格納容器ベント後は、炉心損傷を判断した場合、又は耐圧強化ベント系以外の格納容器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、原子炉格納容器ベ

ント弁を全閉する。

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二次格納施設内の系統構成は事前に着手する。

i. 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

『二次格納施設内の系統構成』

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<sup>\*1</sup>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及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失<sup>\*2</sup>した場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

※2:「格納容器圧力逃がし装置及び代替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図1.5.3に、概要図を図1.5.37に、タイムチャートを図1.5.38及び図1.5.39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、二次格納施設内の系統構成を現場運転員に指示する。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弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作を実施する。
- ②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側からの原子炉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

- らの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。
- ③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へ報告する。
  - 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原子炉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。
  - ⑤中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁の全閉を確認する。
  - ⑥現場運転員E及びFは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁、不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁の全閉を確認する。
  - ⑦現場運転員C及びDは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、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、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の駆動空気を確保し、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を中央制御室の操作により全閉とする手段がある。更に PCV ベントラインフィルタベント側隔離弁逆作用空気排気側止め弁を全閉、PCV ベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ポンベ出口弁及び PCV ベントラインフィルタベント側隔離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、耐圧強化ベント系 PCV ベントラインフィルタベント容器側隔離弁を全閉とする手段がある。
  - ⑧現場運転員C及びDは、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離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、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁の駆動空気を確保し、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁を中央制御室の操作により全開とする手段がある。更に耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁逆作用空気排気側止め弁を全閉、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンベ出口弁及び耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離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、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排

気筒側隔離弁を全開とする手段がある。

⑨<sup>a</sup>W/W ベントの場合

現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離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、不活性ガス系S/Cベント弁操作作用空気供給弁を現場で手動開し、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更にS/Cベント弁逆操作作用空気排気側止め弁を全閉、不活性ガス系S/Cベント弁操作作用空気供給弁及びS/Cベント弁操作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、不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁を全開とする手段がある。

⑨<sup>b</sup>D/W ベントの場合

現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離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、不活性ガス系D/Wベント弁操作作用空気供給弁を現場で手動開し、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更にD/Wベント弁逆操作作用空気排気側止め弁を全閉、不活性ガス系D/Wベント弁操作作用空気供給弁及びD/Wベント弁操作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、不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁を全開とする手段がある。

⑩中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。

⑪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原子炉格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部へ報告する。

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、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。

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原子炉格納容器ベント開始を緊急時対策本部へ報告する。

⑭当直副長は、原子炉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原子炉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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて中間開操作（流路面積約70%開）し、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントを開始する。不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の開操作ができない場合は、PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて中間開操作（流路面積約70%開）し、耐圧強化ベント系による原子炉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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離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、耐圧強化ベント系による原子炉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、当直副長へ報告する。また、当直長は、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

⑰中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は耐圧強化ベント以外の格納容器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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又はPCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁の全閉、その後不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁又は不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。

⑱現場運転員C及びDは、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又はPCV耐圧強化ベント用連絡配管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、その後不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁又は不活性ガス系D/Wベント用出口隔離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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

### (3) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図 1.5.44 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代替格納容器圧力逃がし装置により実施し、格納容器圧力逃がし装置及び代替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、代替格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントは、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、代替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、原子炉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などの理由で使用できない場合は、D/Wを経由してフィルタベント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（海洋）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

原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した原子炉除熱、格納容器除熱、使用済燃料プール除熱戦略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、原子炉補機冷却水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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード）を起動し、最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。

##### (a) 手順着手の判断基準

原子炉補機冷却系又は原子炉補機冷却海水系の機器の故障、電源喪失等により運転継続できない場合。

## (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。(B系冷却水確保の手順も同様)

手順の対応フローを図 1.5.2 に、概要図を図 1.5.40 に、タイムチャートを図 1.5.41 に示す。

### i. 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。(図 1.5.40 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、当直副長へ報告する。(図 1.5.40 参照)
- ⑦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、当直副長へ報告する。(図 1.5.40 参照)
- 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を経由し、当直長へ報告する。
- 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へ依頼する。
- 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を経由し、当直長へ報告する。

### ii. 緊急時対策要員操作(補機冷却水供給)



## 追而

### (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（追而）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（追而）時間で可能である。

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、放射線防護具、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, 1.5.3-14）

### b. 可搬型大容量送水ポンプ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

原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水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には、原子炉補機冷却水系の系統構成を行い、可搬型大容量送水ポンプ又は代替原子炉補機冷却海水ポンプにより、原子炉補機冷却水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（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）を起動し、最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。

#### (a) 手順着手の判断基準

##### （可搬型大容量送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。

##### （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、可搬型大容量送水ポンプが故障等により使用できない場合。

#### (b) 操作手順

可搬型大容量送水ポンプ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図 1.5.2 に、概要図を図 1.5.42 図に、タイムチャートを図 1.5.43 図に示す。

i. 運転員操作(可搬型大容量送水ポンプ使用の場合)

(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、運転員に可搬型大容量送水ポンプ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、緊急時対策本部に可搬型大容量送水ポンプによる補機冷却水確保の準備として、可搬型大容量送水ポンプの配備、ホースの接続を依頼する。
- ③現場運転員 C 及び D は、可搬型大容量送水ポンプ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、可搬型大容量送水ポンプ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、可搬型大容量送水ポンプ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。(図 1.5.42 参照)
- ⑥現場運転員 C 及び D は、可搬型大容量送水ポンプ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、当直副長へ報告する。(図 1.5.42 参照)
- ⑦<sup>a</sup>現場運転員 C 及び D は、可搬型大容量送水ポンプによる補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長へ報告する。(図 1.5.42 参照)
- ⑦<sup>b</sup>B 系使用時は、可搬型大容量送水ポンプの繋ぎ込み箇所が、RCW 熱交換器(B/E)冷却水出口弁の後になるため、RCW 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、RCW 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、可搬型大容量送水ポンプによる補機冷却水確保のための可搬型大容量送水ポンプの配備、主配管(可搬型)の接続完了について緊急時対策本部を經由し、当直長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、可搬型大容量送水ポンプ

による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部へ依頼する。

- ⑩緊急時対策要員は、可搬型大容量送水ポンプによる補機冷却水供給開始について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。

## ii. 緊急時対策要員操作

### (可搬型大容量送水ポンプ使用の場合)

- ①緊急時対策要員は、緊急時対策本部より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、大容量送水車を荒浜側又は大湊側高台資機材置場より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、ホースの布設及び接続を行う。
- 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による補機冷却水確保の準備が完了したことを連絡する。
- 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、大容量送水車の吐出圧力をみて必要流量が確保されていることを確認する。(具体的な必要流量は評価中である。)
- 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無いことを確認する。
- ⑨緊急時対策要員は、大容量送水車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)

追而

## (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可搬型大容量送水ポンプ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。また、代替原子炉補機冷却海水ポンプを使用した場合は補機冷却水供給開始まで約（追而）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、放射線防護具、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。

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図 1.5.44 に示す。

原子炉補機冷却海水系及び原子炉補機冷却水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洋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には、[可搬型大容量送水ポンプ](#)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の除熱を行う。

1.5.2.3 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, 代替格納容器圧力逃がし装置を用いた原子炉格納容器除熱手順は、「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)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。

表 1.5.1 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(1/2)

(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応設備	対応手段	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	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，格納容器スプレイ冷却モード，原子炉停止時冷却モード）	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 ※2 代替格納容器圧力逃がし装置 ※2	重大事故等対応設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「FCVS (S/P 側): フィルタベント設備使用」 「FCVS (D/W 側): フィルタベント設備使用」
			専用空気ポンベ		
		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 耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁 遠隔手動弁操作設備 原子炉格納容器 不活性ガス系配管・弁 非常用ガス処理系配管・弁	重大事故等対応設備	
	専用空気ポンベ				自主対策設備
	現場操作		遠隔手動弁操作設備	重大事故等対応設備	
	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，格納容器スプレイ冷却モード，原子炉停止時冷却モード） 全交流動力電源	現場操作	専用空気ポンベ	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」 「FCVS (S/P 側): フィルタベント設備使用」 「FCVS (D/W 側): フィルタベント設備使用」 「耐圧強化ライン使用 (S/C 側)」 「耐圧強化ライン使用 (D/W 側)」
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。

※2: 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: 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。

対応手段、対応設備、手順書一覧(2/2)

(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	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 可搬型大容量送水ポンプ ホース 代替原子炉補機冷却系接続口 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 真空破壊弁 (S/C→D/W) 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 ※1	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) 「S/P 温度制御」等 「代替 Hx による補機冷却水 (A 系) 確保」 「代替 Hx による補機冷却水 (B 系) 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 (A 系)」 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保 (B 系)」
			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) ※3 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) ※3 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※4 補機冷却用海水取水路 補機冷却用海水取水槽		

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※2: 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: 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。

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

表 1.5.2 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)
1.5.2.1 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(交流動力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. 代替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		
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「FCVS(S/P 側):フィルタベント設備使用」 「FCVS(D/W 側):フィルタベント設備使用」	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 AM 用直流 125V 充電器盤電圧
		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		
最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 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(2/7)

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)
1.5.2.1 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(交流動力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. 代替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 <sub>2</sub> パージ	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 <sub>2</sub> パージ	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 (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)
1.5.2.1 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(交流動力電源が健全である場合) c. 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		
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「耐圧強化ライン使用(S/C 側)」 「耐圧強化ライン使用(D/W 側)」	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・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 耐圧強化ベント放射線モニタ

監視計器一覧(4/7)

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)	
1.5.2.1 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) b.代替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」 「FCVS(S/P 側):フィルタベント設備使用」 「FCVS(D/W 側):フィルタベント設備使用」	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
		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(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 AM 用直流 125V 充電器盤電圧
		操作	原子炉格納容器内の放射線量率
	原子炉格納容器内の水素濃度		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
	最終ヒートシンクによる冷却状態の確認		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(5/7)

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)
1.5.2.1 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) b. 代替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	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 <sub>2</sub> パージ	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 <sub>2</sub> パージ	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 (6/7)

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)	
1.5.2.1 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) c. 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)			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「耐圧強化ライン使用(S/C 側)」 「耐圧強化ライン使用(D/W 側)」	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
		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(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
		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
		原子炉格納容器内の水素濃度	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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	耐圧強化ベント放射線モニタ

監視計器一覧 (7/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	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(海洋)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. 可搬型大容量送水ポンプ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 温度制御他」 「代替 Hx による補機冷却水(A 系)確保」 「代替 Hx による補機冷却水(B 系)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(A 系)」 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保(B 系)」	判断基準	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
		水源の確認	RCW サージタンク水位(A) 水位 RCW サージタンク水位(B) 水位
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「S/P 温度制御他」 「代替 Hx による補機冷却水(A 系)確保」 「代替 Hx による補機冷却水(B 系)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又は、大容量送水車による補機冷却水確保」	操作	最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サプレッション・チェンバ・プール水温度 原子炉補機冷却系(A) 系統流量 原子炉補機冷却系(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
	判断基準	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	
最終ヒートシンクによる冷却状態の確認		サプレッション・チェンバ・プール水温度 原子炉補機冷却系(A) 系統流量 原子炉補機冷却系(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	

表 1.5.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 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	常設代替直流電源設備 AM 用直流 125V
	代替格納容器圧力逃がし装置	常設代替直流電源設備 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 MCC C 系 MCC D 系 (7 号炉のみ) 直流 125V A 系
	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	可搬型代替交流電源設備 移動式変圧器
	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
	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

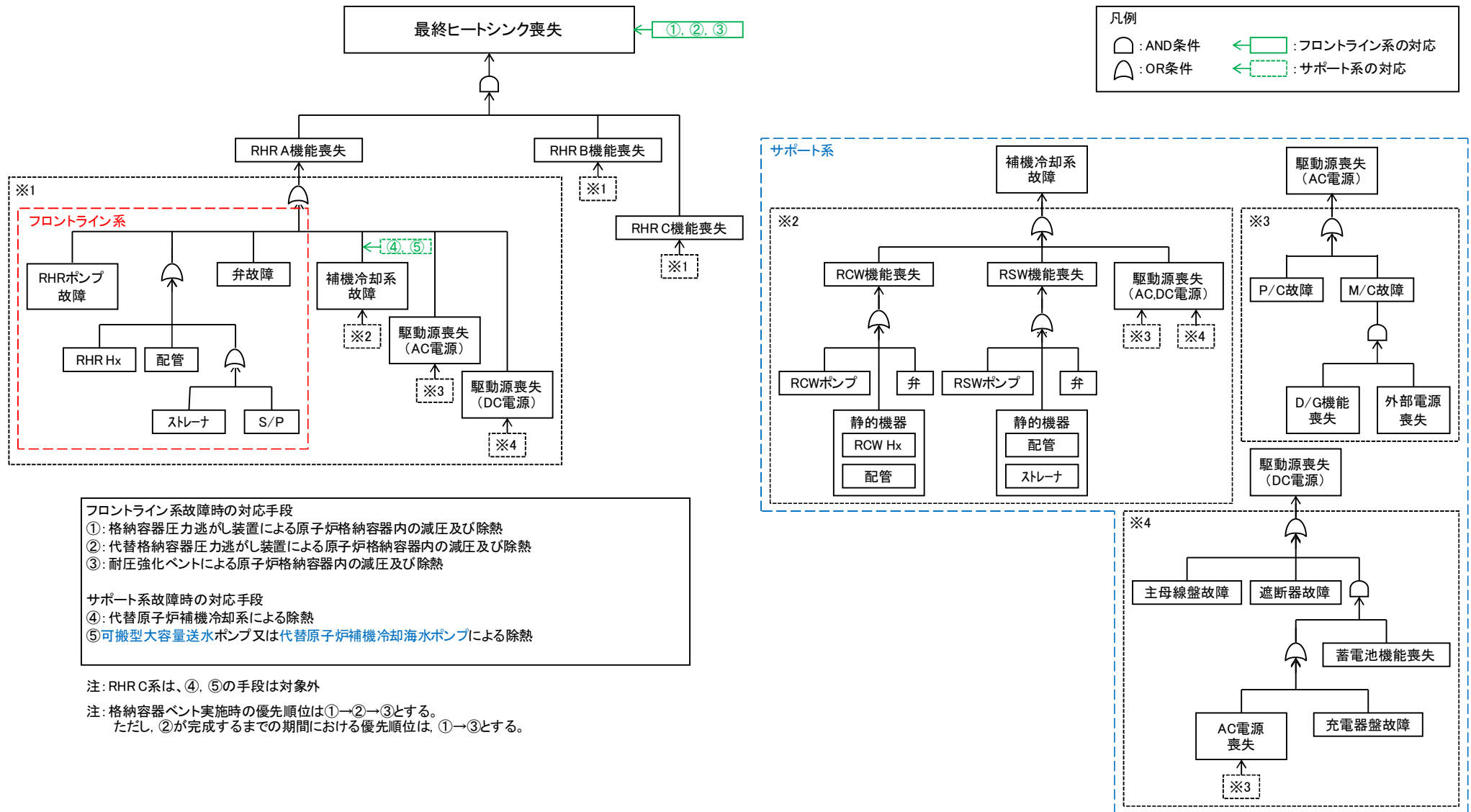


図 1.5.1 機能喪失原因対策分析

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/P 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(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	充電器盤故障					
			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				
		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/P 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(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	充電器盤故障						
		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					
	最終ヒートシンク喪失	RHR C機能喪失	RHRポンプC故障						
			弁故障						
静的機器故障			RHR Hx(C)						
			配管						
			水源	S/P 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(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	充電器盤故障						
		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」を基に、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。

図 1.5.1 機能喪失原因対策分析(補足)



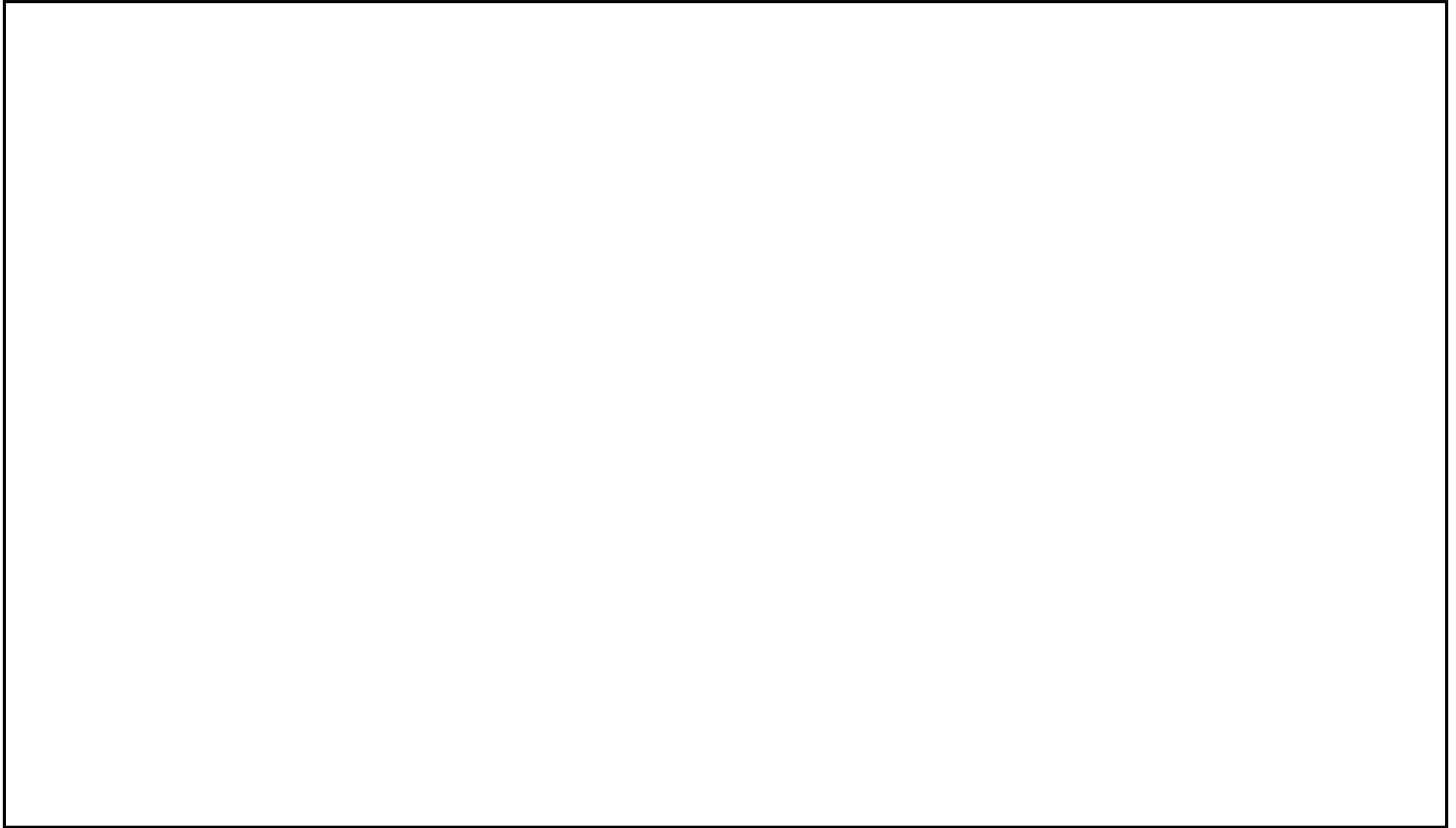


図 1.5.2 EOP 格納容器制御「S/P 温度制御」における対応フロー

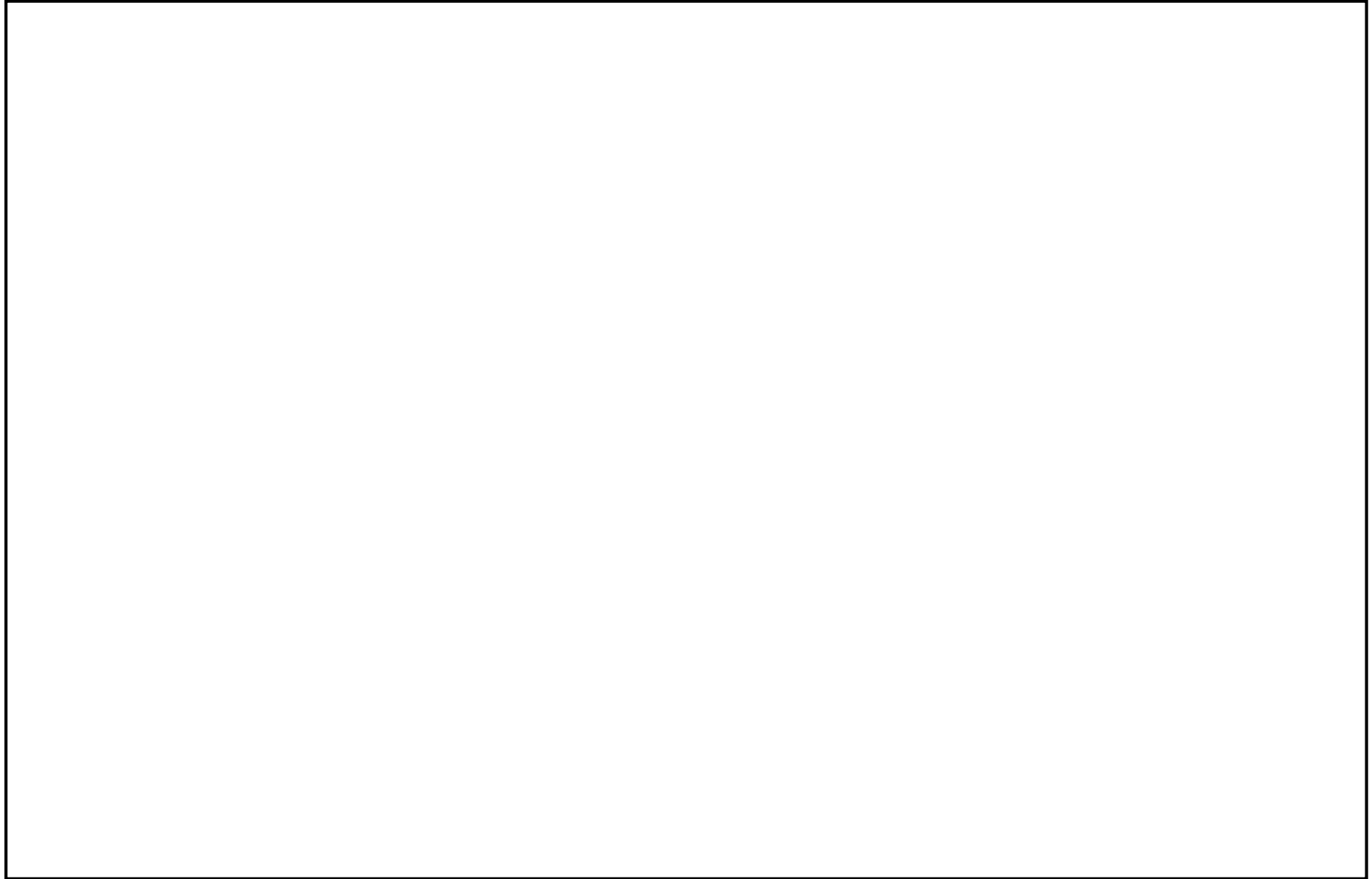


図 1.5.3 EOP 格納容器制御「PCV 圧力制御」における対応フロー

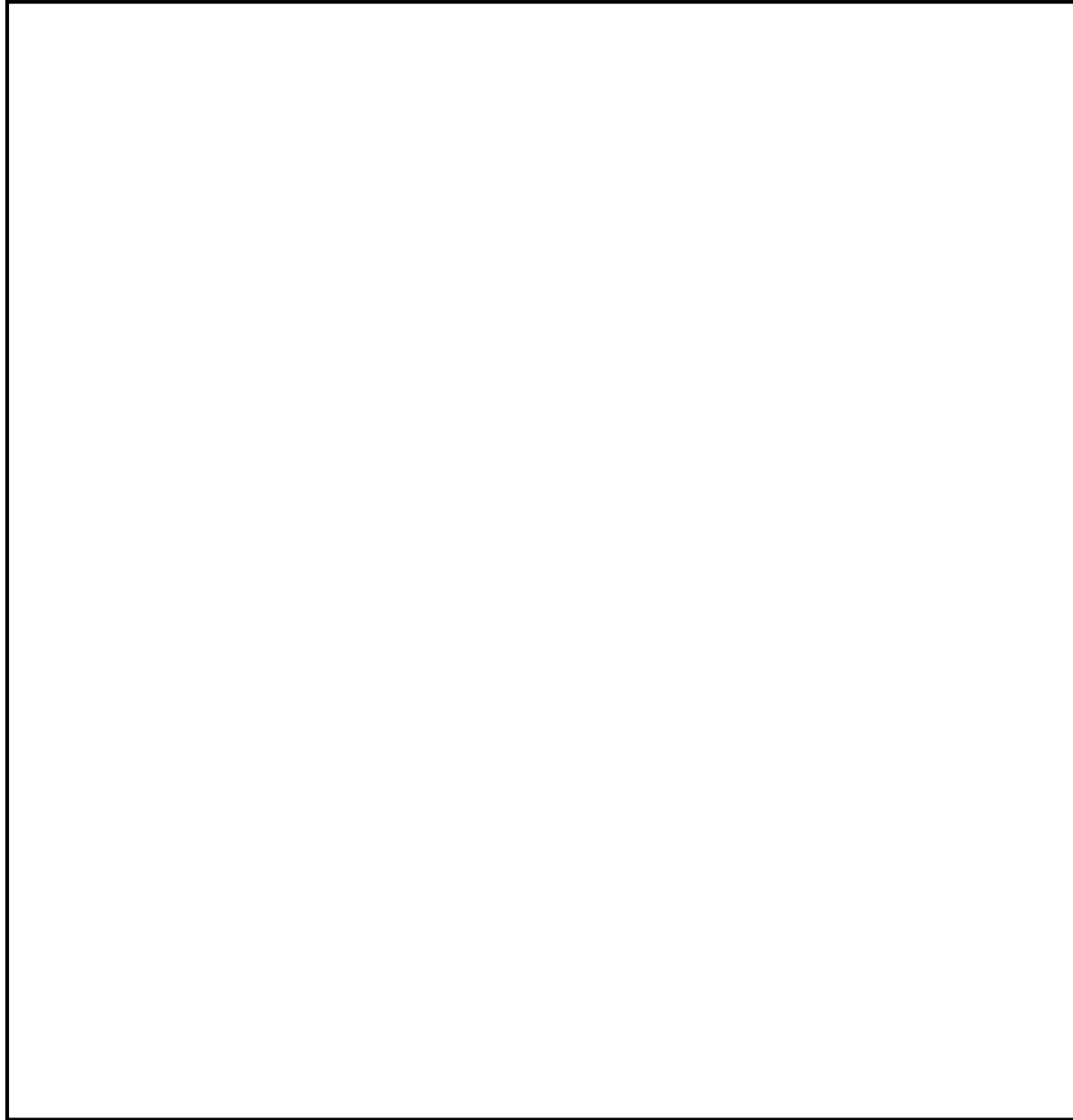


図 1.5.4 SOP 「除熱-1」における対応フロー

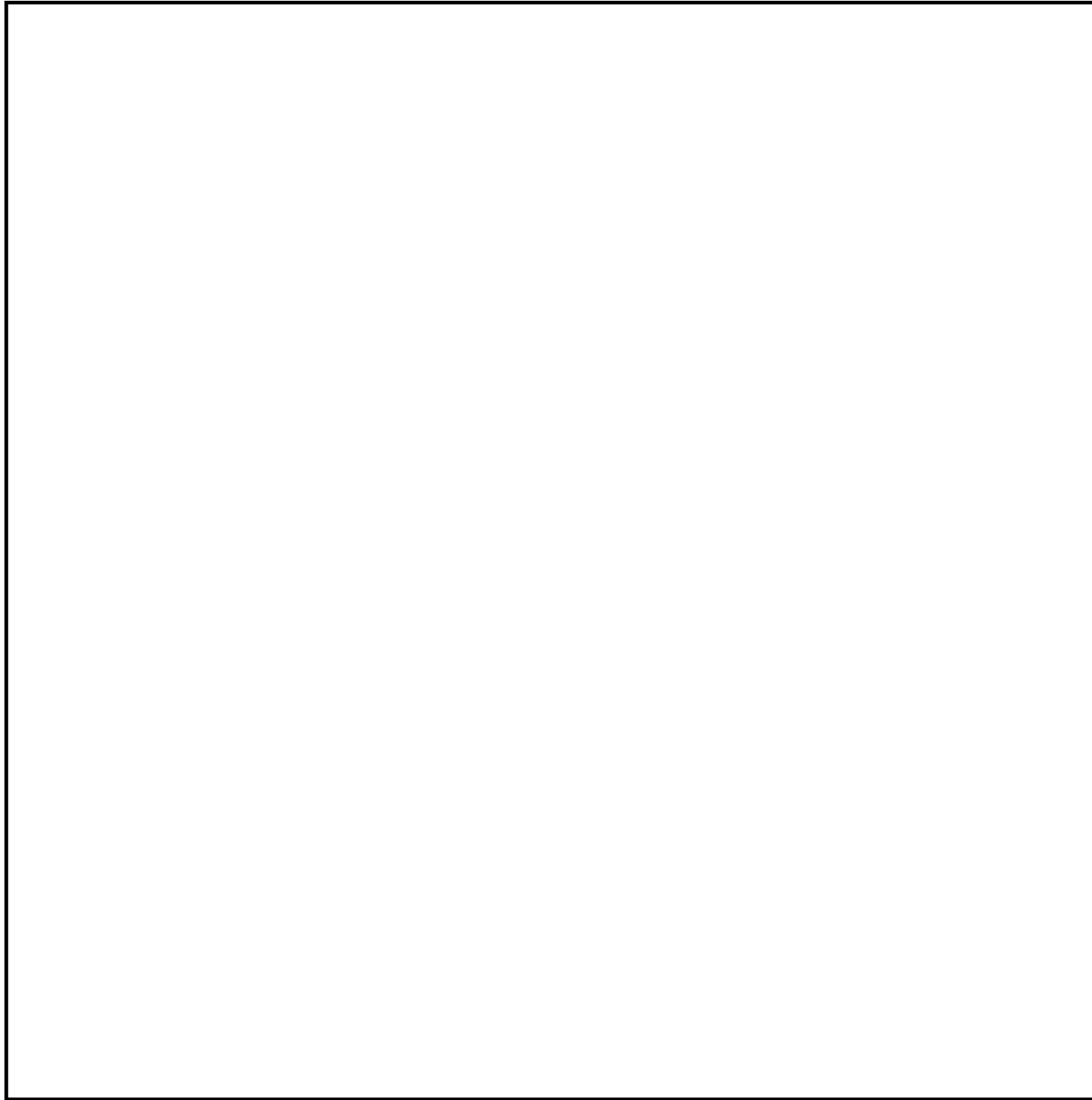
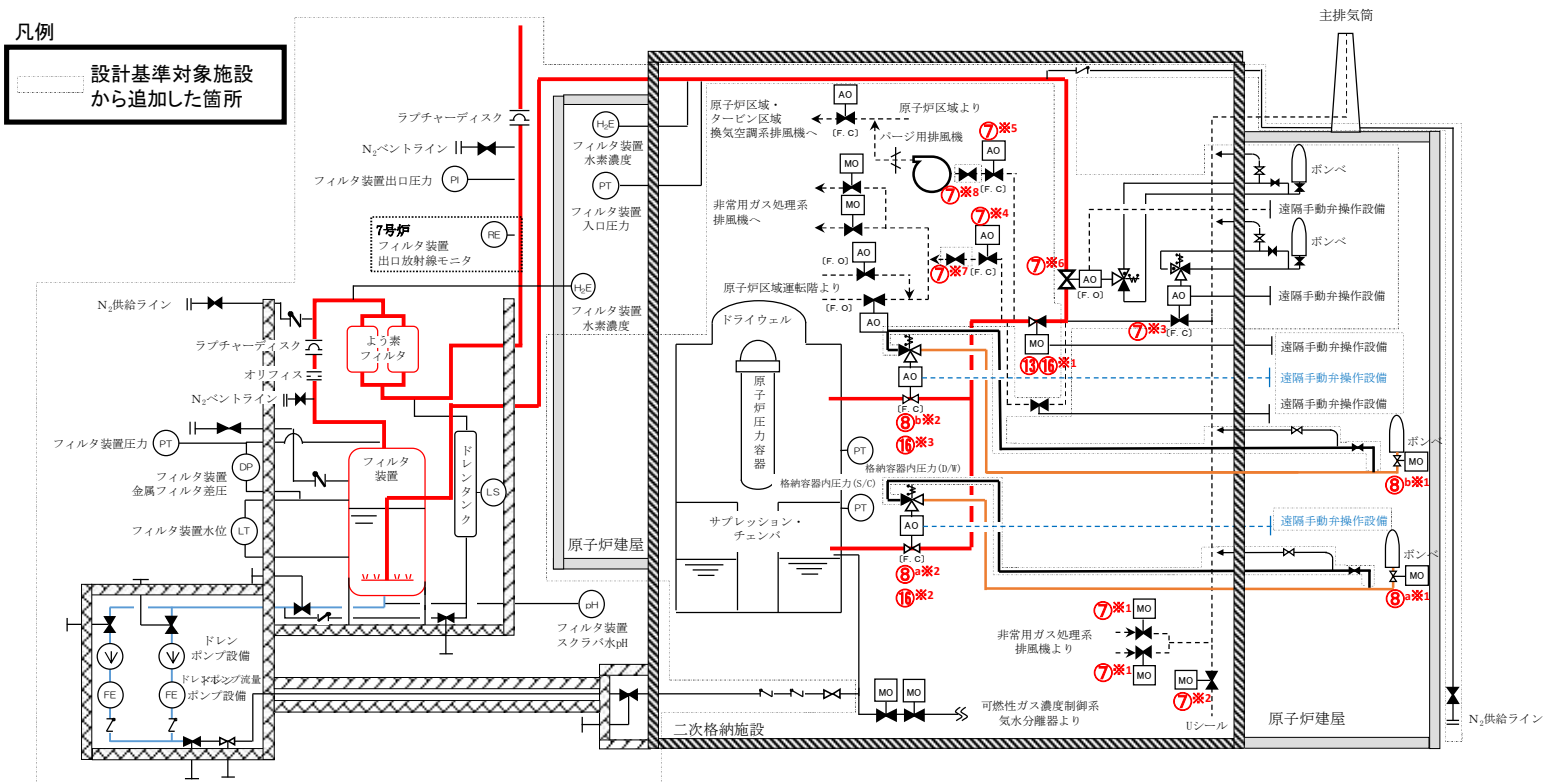


図 1.5.5 SOP 「除熱-2」における対応フロー



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弁
7※2	非常用ガス処理系出口ウシール元弁
7※3	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
7※4	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
7※5	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
7※6	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
7※7	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
7※8	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
8※1	不活性ガス系S/Cベント弁作用空気供給弁
8※2 16※2	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
8※1	不活性ガス系D/Wベント弁作用空気供給弁
8※2 16※3	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
13 16※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁

図 1.5.6 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

手順の項目		要員(数)		経過時間(分)												備考				
				10	20	30	40	50	60	70	80									
				減圧及び除熱開始 75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)		中央制御室運転員A, B		通信手段確保, 電源確認																電源を復旧しながら系統構成を行う。
				系統構成																
				減圧及び除熱開始 75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)		中央制御室運転員A, B		通信手段確保, 電源確認															電源を復旧しながら系統構成を行う。	
				系統構成																
				減圧及び除熱開始 75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)		現場運転員C, D		移動, 電源確保															※空気駆動弁の駆動源が確保できた場合, 本操作は不要。	
				系統構成※																

※空気駆動弁の駆動源が確保でき中央制御室から遠隔操作した場合は, トータルの操作時間は35分と想定する。

図 1.5.7 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(W/Wベント) タイムチャート

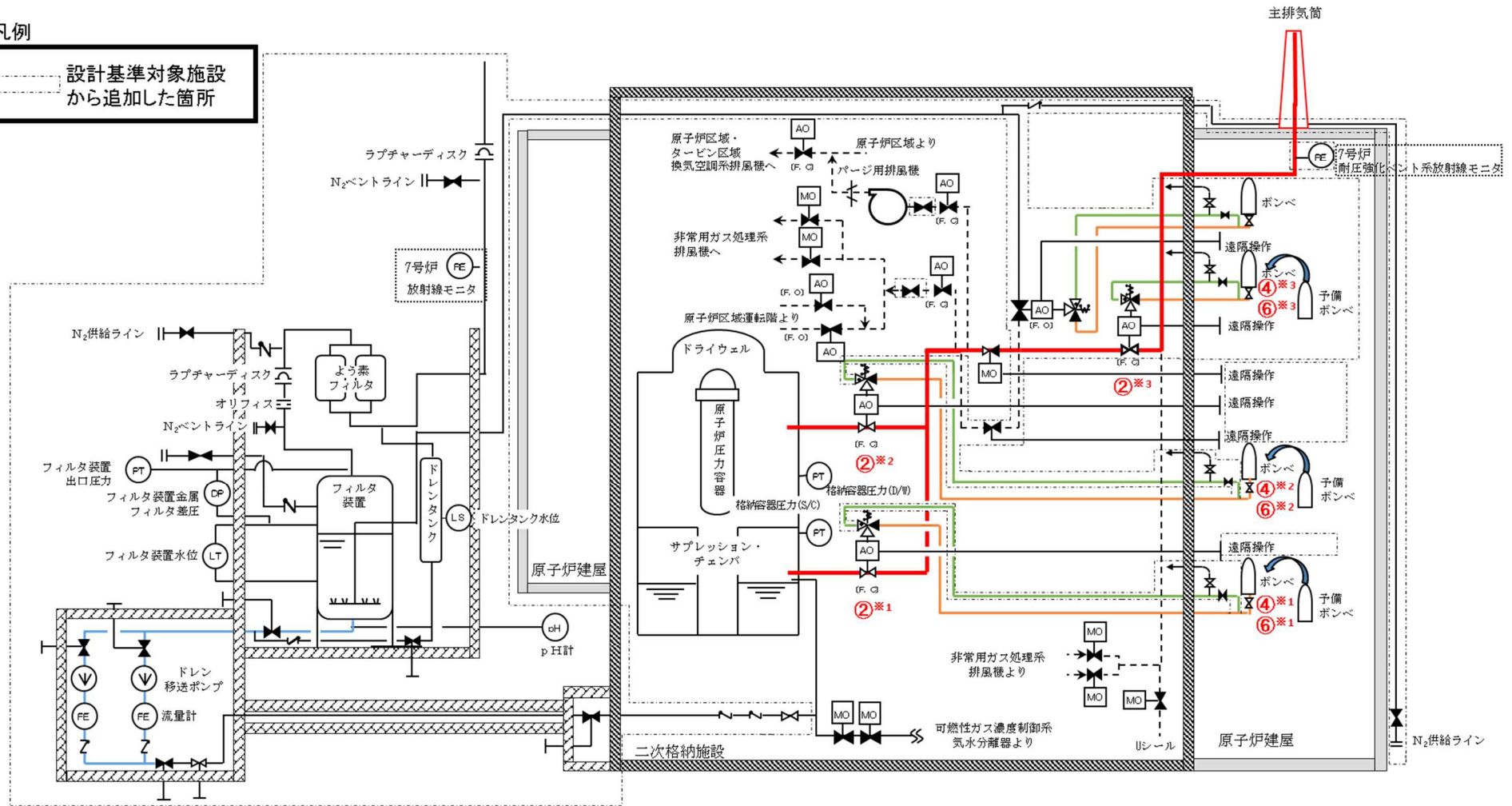
手順の項目		要員(数)		経過時間(分)												備考			
				10	20	30	40	50	60	70	80								
				減圧及び除熱開始 75分															
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(D/Wベント)		中央制御室運転員A, B		通信手段確保, 電源確認															電源を復旧しながら系統構成を行う。
				系統構成															
				減圧及び除熱開始 75分															
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(D/Wベント)		現場運転員C, D		移動, 電源確保															※空気駆動弁の駆動源が確保できた場合, 本操作は不要。
				系統構成※															

※空気駆動弁の駆動源が確保でき中央制御室から遠隔操作した場合は, トータルの操作時間は35分と想定する。

図 1.5.8 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) 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



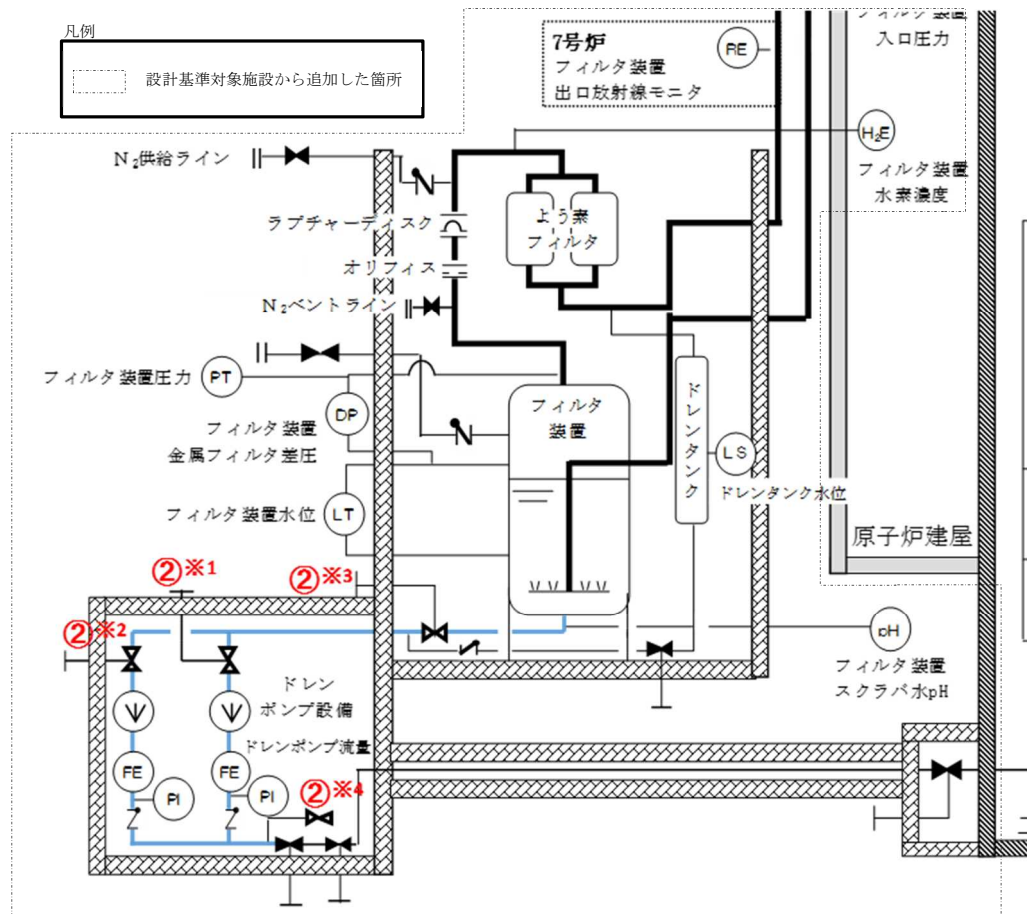
操作手順	弁名称
②※1	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
②※2	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
②※3	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
④※1 ⑥※1	不活性ガス系S/Cベント弁操作空気ポンペ出口弁
④※2 ⑥※2	不活性ガス系D/Wベント弁操作空気ポンペ出口弁
④※3 ⑥※3	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンペ出口弁

図 1.5.9 PCV ベント弁駆動源確保[予備ポンペ] 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)	PCVベント駆動源確保 45分																		
PCVベント駆動源確保	中央制御室運転員A, B	2	系統構成																	
	現場運転員C及びD	2	移動、ボンベ交換																	※時間は1弁のボンベ交換時間 3弁すべてを連続で交換した場合、2時間15分
									リークチェック											

図 1.5.10 PCV ベント弁駆動源確保[予備ボンベ] タイムチャート





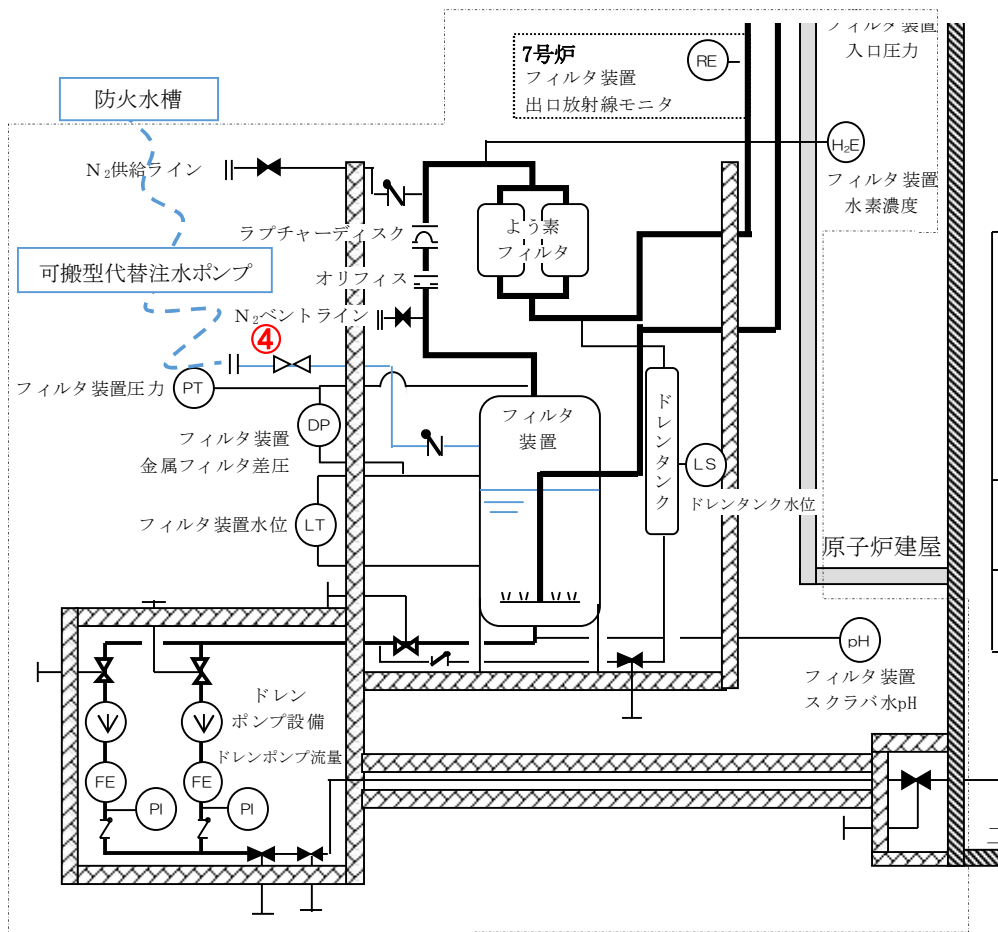
操作手順	弁名称
②*1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁A
②*2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁B
②*3	FCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁
②*4	FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁

図 1.5.11 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)	60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	緊急対策要員	2				TSC~フィルタベント遮へい壁 南側											
								系統構成(手動弁開操作)									
											系統水張り完了						

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.12 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り タイムチャート



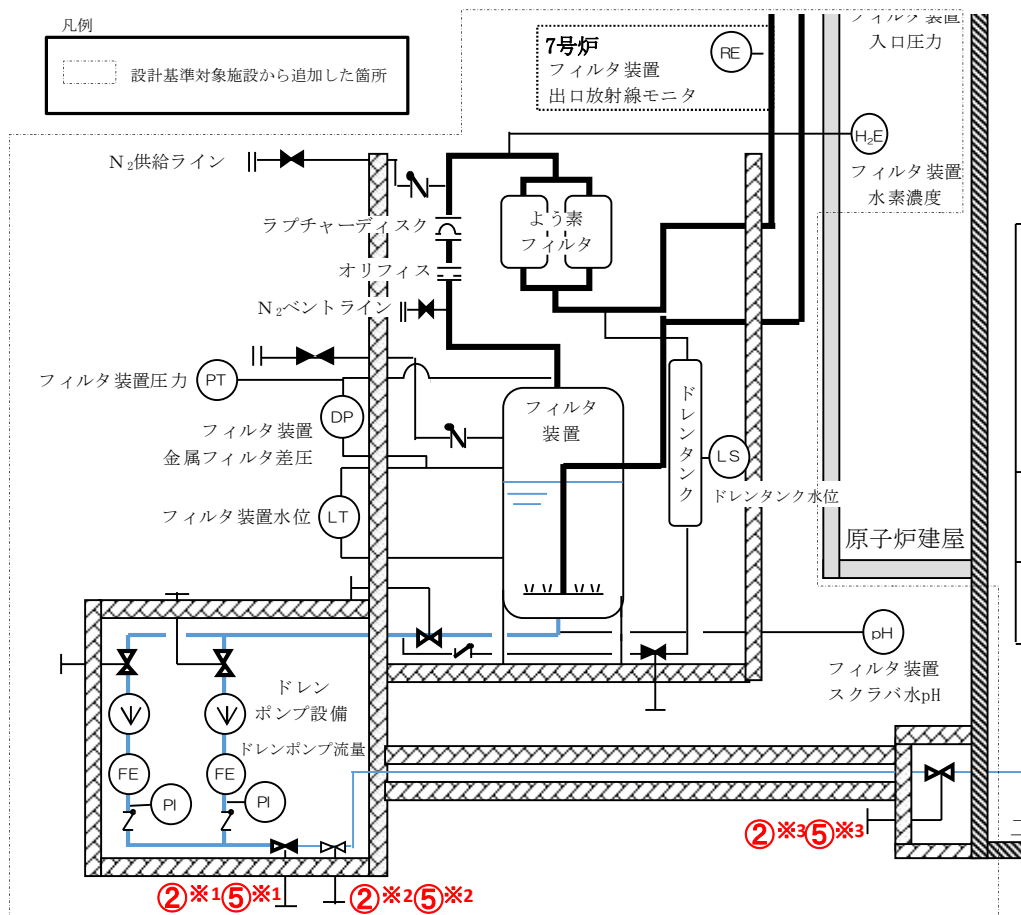
凡例

設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
④	FCVS フィルタベント装置 給水ライン元弁

図 1.5.13 フィルタベント水位調整(水張り) 概要図





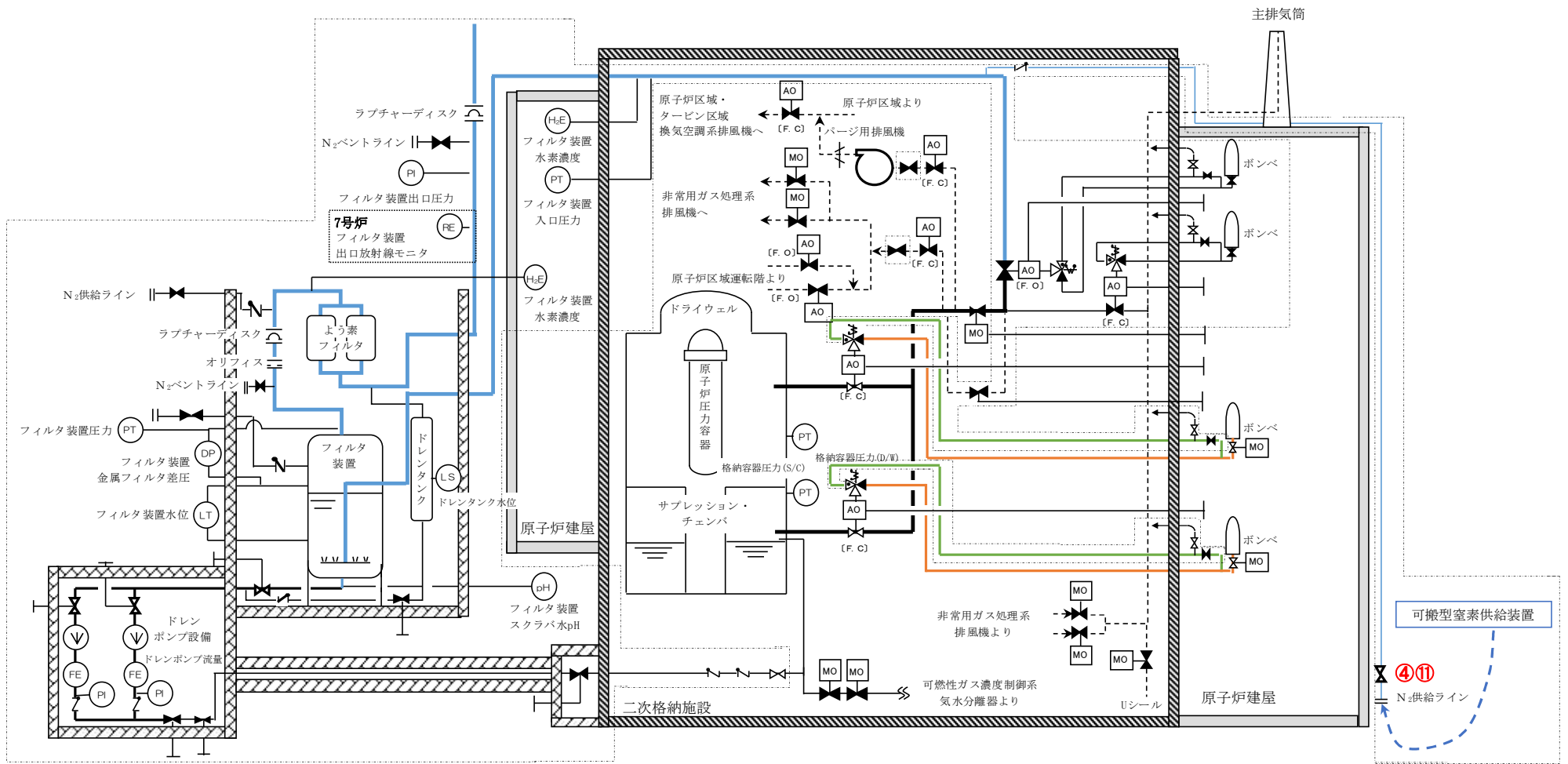
操作手順	弁名称
②※1⑤※1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2⑤※2	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3⑤※3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁

図 1.5.15 フィルタベント水位調整(水抜き) 概要図

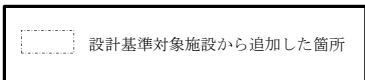
		経過時間(分)												備考				
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130	140		
手順の項目	要員(数)	フィルタベント水位計継続監視 フィルタベント容器水位調整(水抜き)作業完了 135分 ポンプ起動・流量調整▽ TSC~FV遮蔽壁外 南側 弁開操作・系統構成 水抜き(水位2200[mm] → 1000[mm])・操作完了																
フィルタベント水位調整 (水抜き)	緊急時対策要員 2																	

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.16 フィルタベント水位調整(水抜き) タイムチャート



凡例



操作手順	弁名称
④⑪	FCVS PCVペントラインフィルタベント側 N <sub>2</sub> パージ用元弁

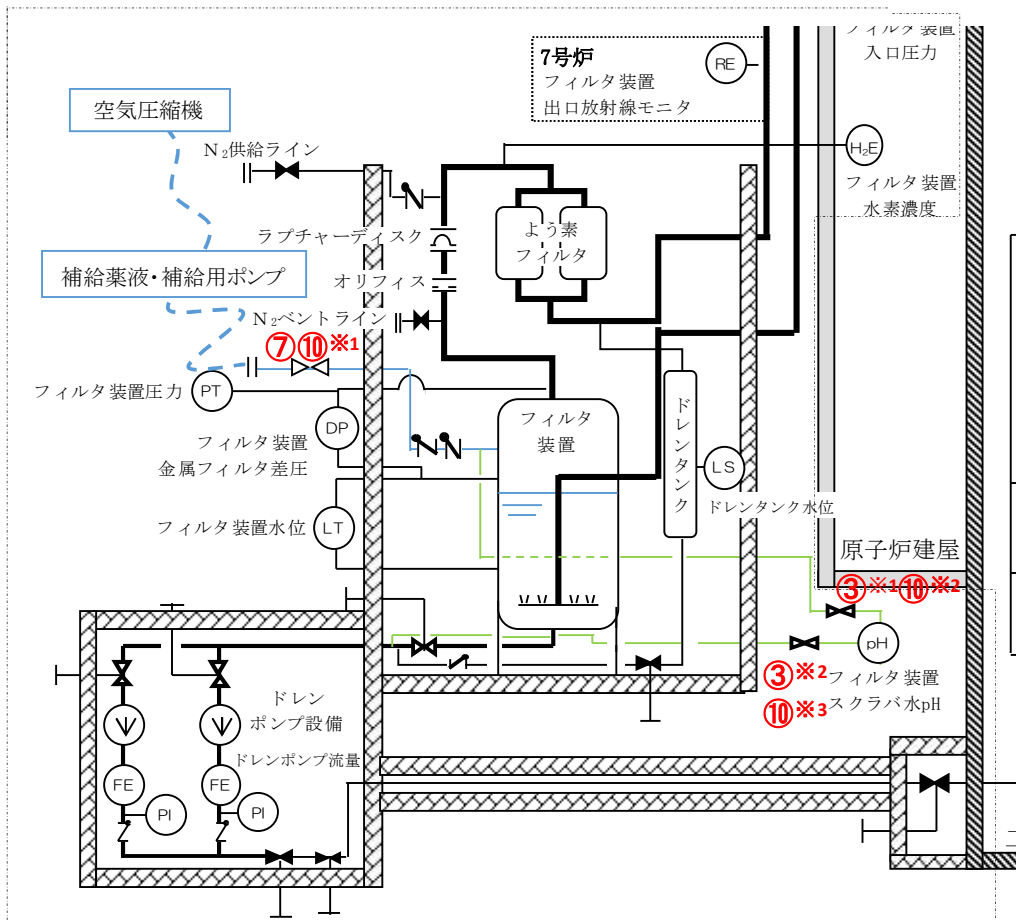
図 1.5.17 フィルタベント停止後の N<sub>2</sub> パージ 概要図

		経過時間(分)												備考	
		20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240		
手順の項目	要員(数)	PCVベント操作終了 計器校正完了連絡▽ 可燃限界濃度以下の確認▽ 240分 N <sub>2</sub> パージ完了・継続監視報告													
フィルタベント 停止後のN <sub>2</sub> パージ	中央制御室運転員 A	1													
	緊急時対策要員	2	現場移動, 資機材準備												
			計器校正(180分)												
		4	現場移動		ホース接続, 系統構成										
	窒素供給・完了														

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

1.5.18 フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ タイムチャート





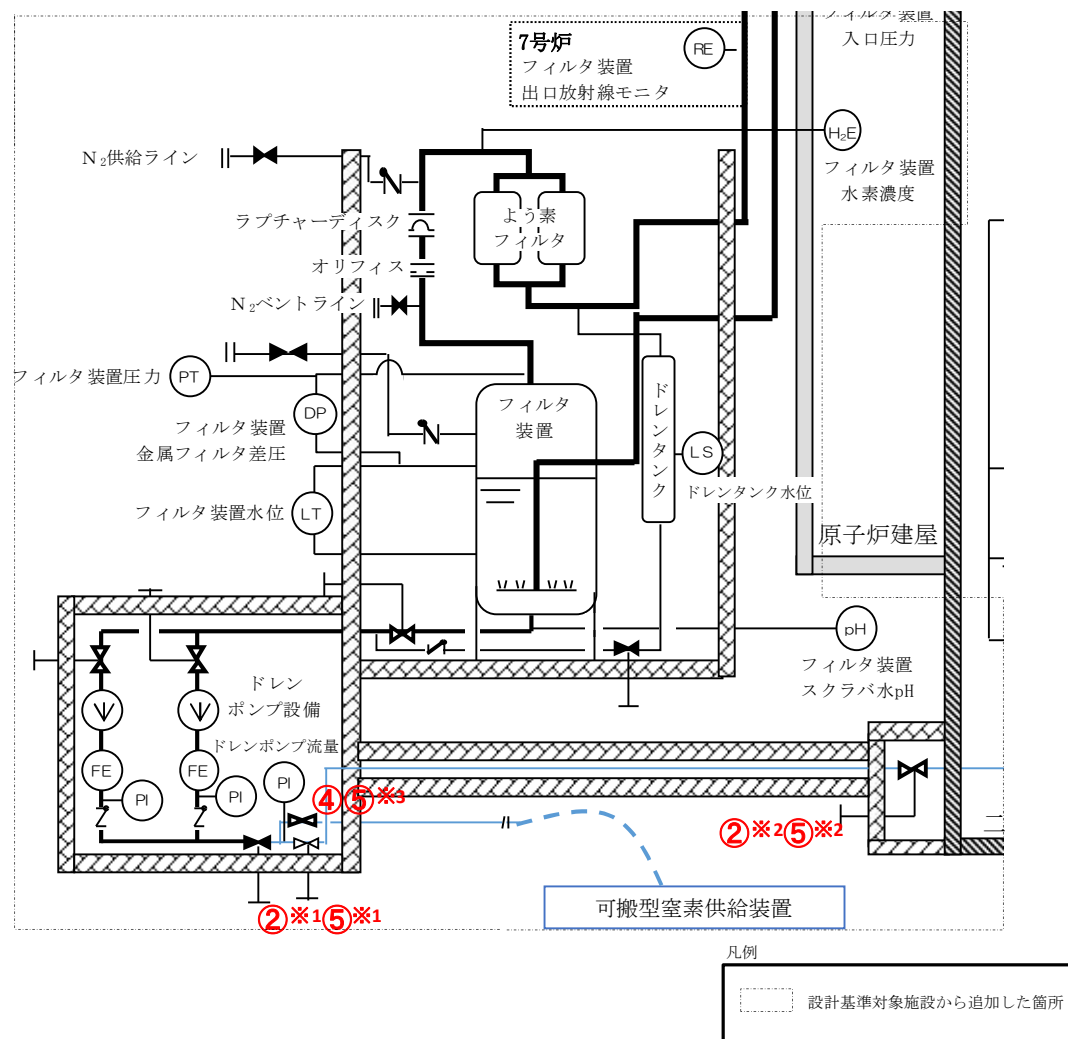
凡例

設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
⑦⑩※ <sup>1</sup>	FCVS フィルタベント装置 給水ライン元弁
③※ <sup>1</sup> ⑩※ <sup>2</sup>	フィルタベント装置pH計入口止め弁(名称未定)
③※ <sup>2</sup> ⑩※ <sup>3</sup>	フィルタベント装置pH計出口止め弁(名称未定)

図 1.5.19 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 概要図





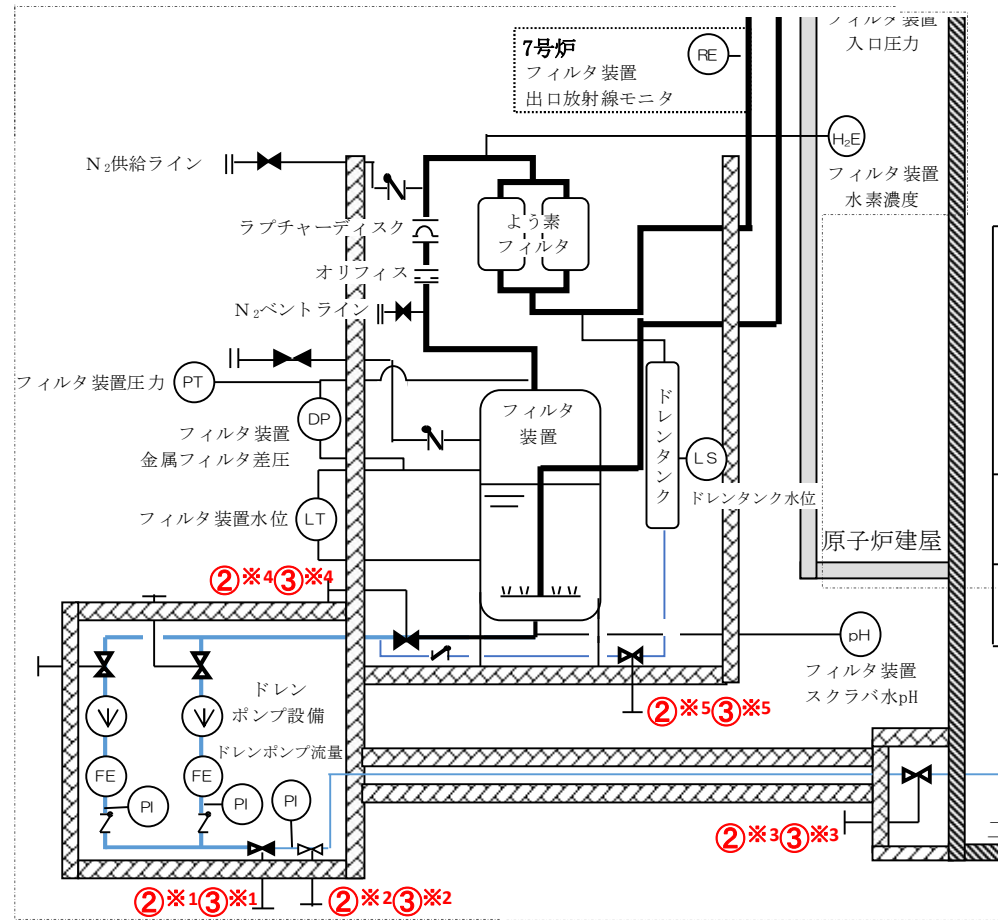
操作手順	弁名称
②※1⑤※1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※2⑤※2	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁
④⑤※3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン N2パージ用元弁

図 1.5.21 ドレン移送ライン N<sub>2</sub>パージ 概要図

		経過時間(分)															備考	
		20	40	60	80	100	120	140	160	180								
手順の項目	要員(数)	水位調整(水抜き)実施完了 ▽ 窒素供給開始 100分 ドレン移送ラインN <sub>2</sub> パージ作業完了																
ドレン移送ライン N <sub>2</sub> パージ	緊急時対策要員	2	現場移動															
			ホース接続, 系統構成															
			窒素供給															
						弁閉操作・ホース取外												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.22 ドレン移送ライン N<sub>2</sub>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

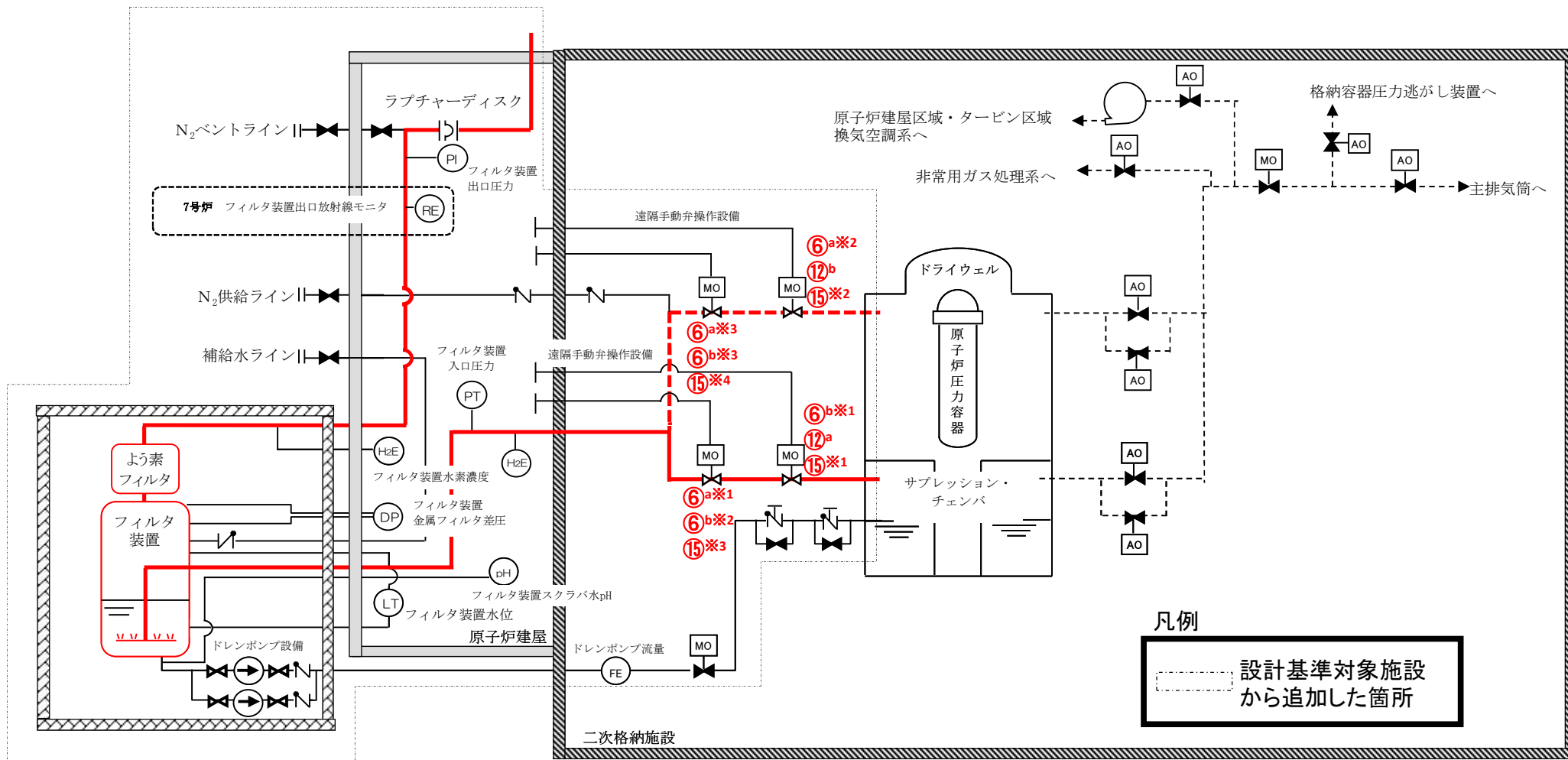
操作手順	弁名称
②※1③※1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2③※2	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3③※3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁
②※4③※4	FCVS フィルタベント装置 遮へい壁内側ドレン弁
②※5③※5	FCVS フィルタベント装置 ドレンタンク出口止め弁

図 1.5.23 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)	▼ドレンタンク水位継続監視 ポンプ起動・流量調整 ▼ ドレンタンク水抜き作業完了 105分																	
ドレンタンク 水抜き	緊急時対策要員 2	TSC~FV遮蔽壁外 南側																	
		弁開操作・系統構成																	
		水抜き完了(水位3000[mm] → 0[mm]: 50分)																	

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.24 ドレンタンク水抜き タイムチャート



操作手順	弁名称
⑥ <sup>b</sup> *1⑫ <sup>a</sup> ⑮*1	S/C側第一隔離弁[未定]
⑥ <sup>a</sup> *1⑥ <sup>b</sup> *2⑮*3	S/C側第二隔離弁[未定]
⑥ <sup>a</sup> *2⑫ <sup>b</sup> ⑮*2	D/W側第一隔離弁[未定]
⑥ <sup>a</sup> *3⑥ <sup>b</sup> *3⑮*4	D/W側第二隔離弁[未定]

図 1. 5. 25 代替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

		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 減圧及び除熱開始															
		▽															
代替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)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 電源確認														
						系統構成											
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保														

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.26 代替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) 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 減圧及び除熱開始															
		▽															
代替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)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 電源確認														
						系統構成											
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保														

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.27 代替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) 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

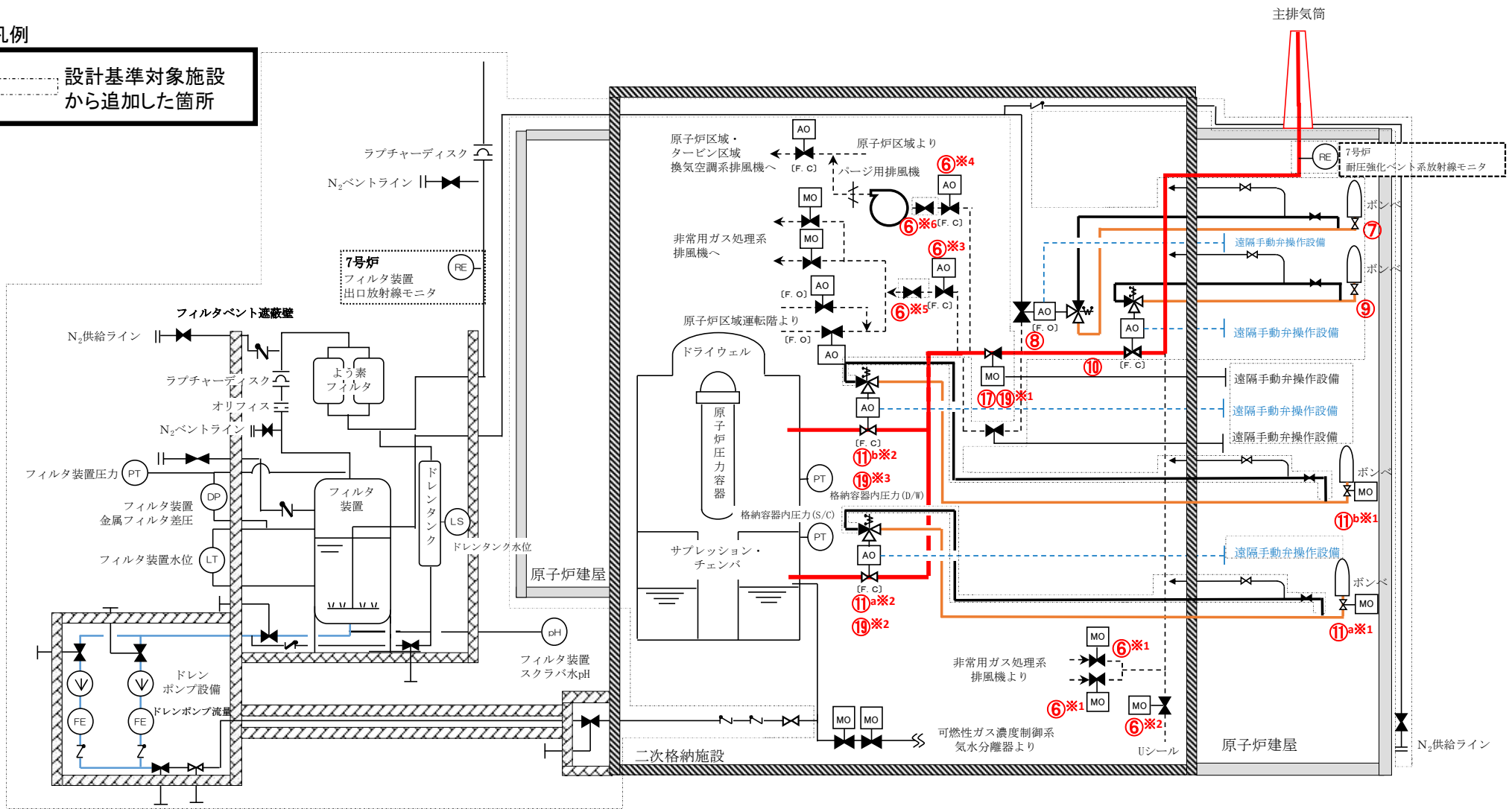
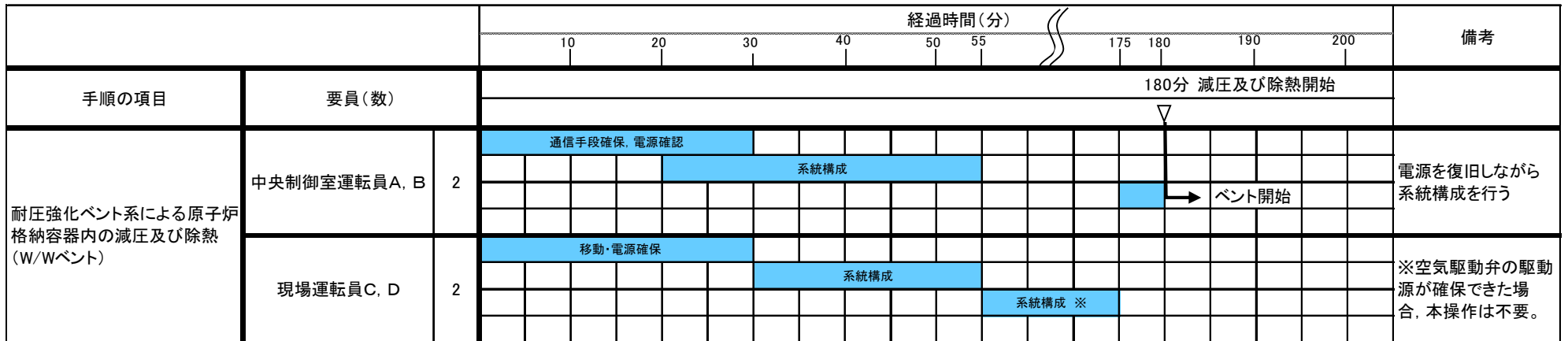


図 1.5.28 耐圧強化バント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(1/2)

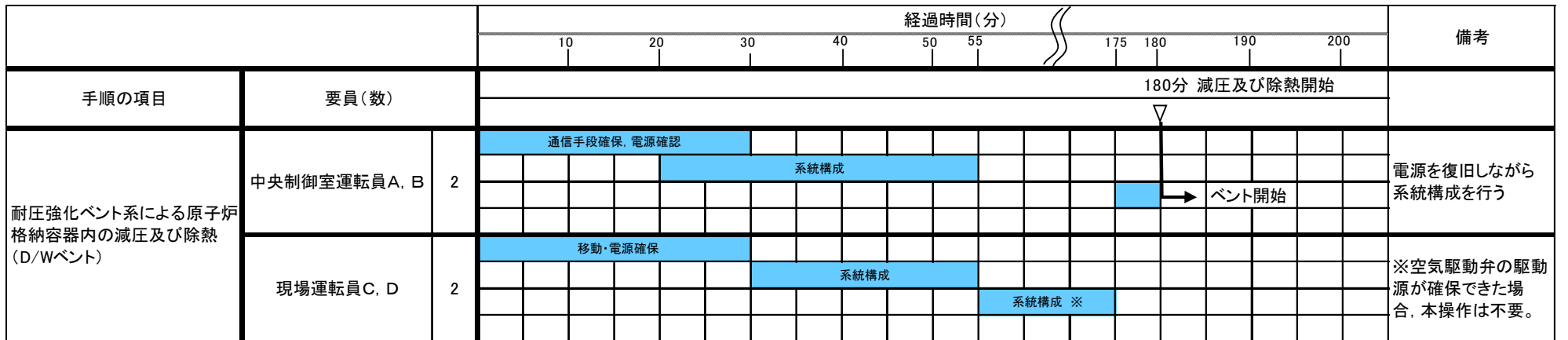
操作手順	弁名称
⑥※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
⑥※2	非常用ガス処理系出口Uソール元弁
⑥※3	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
⑥※4	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
⑥※5	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑥※6	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑦	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ポンプ出口弁
⑧	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁
⑨	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンプ出口弁
⑩	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑪a※1	不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁
⑪a※2⑲※2	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑪b※1	不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁
⑪b※2⑲※3	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
⑰⑲※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁

図 1.5.28 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)



※空気駆動弁の駆動源が確保でき中央制御室から遠隔操作した場合は、トータルの操作時間は60分と想定する。

図 1.5.29 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(W/Wベント) タイムチャート



※空気駆動弁の駆動源が確保でき中央制御室から遠隔操作した場合は、トータルの操作時間は60分と想定する。

図 1.5.30 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(D/Wベント) 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

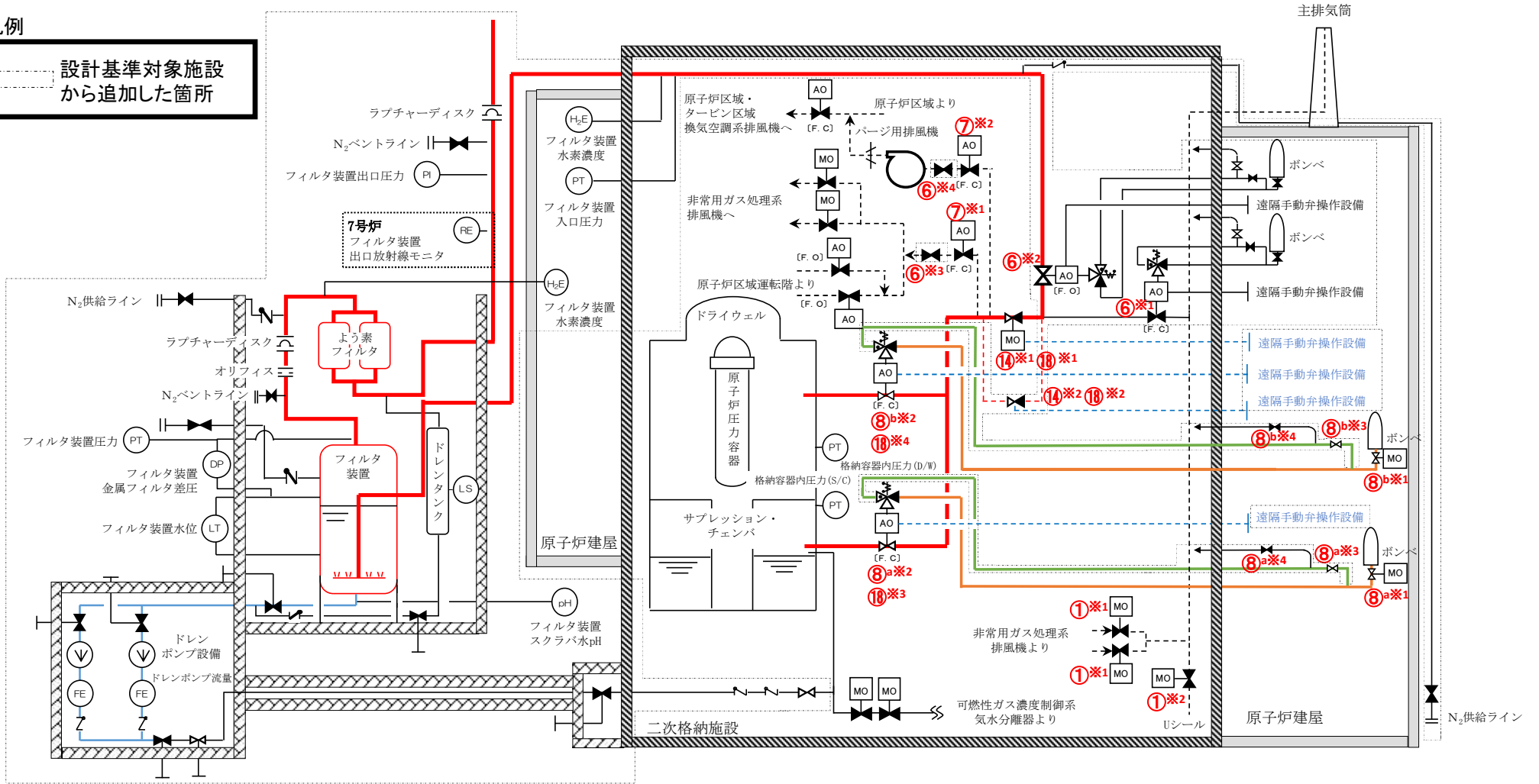


図 1.5.31 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
①※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
①※2	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
⑥※1	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑥※2	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
⑥※3	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑥※4	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑦※1	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
⑦※2	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
⑧ <sup>a</sup> ※1	不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気供給弁
⑧ <sup>a</sup> ※2⑩※3	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑧ <sup>a</sup> ※3	S/Cベント弁操作用空気排気側止め弁(弁名称未定)
⑧ <sup>a</sup> ※4	S/Cベント弁逆操作用空気排気側止め弁(弁名称未定)
⑧ <sup>b</sup> ※1	不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気供給弁
⑧ <sup>b</sup> ※2⑩※4	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
⑧ <sup>b</sup> ※3	D/Wベント弁操作用空気排気側止め弁(弁名称未定)
⑧ <sup>b</sup> ※4	D/Wベント弁逆操作用空気排気側止め弁(弁名称未定)
⑭※1⑩※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
⑭※2⑩※2	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁

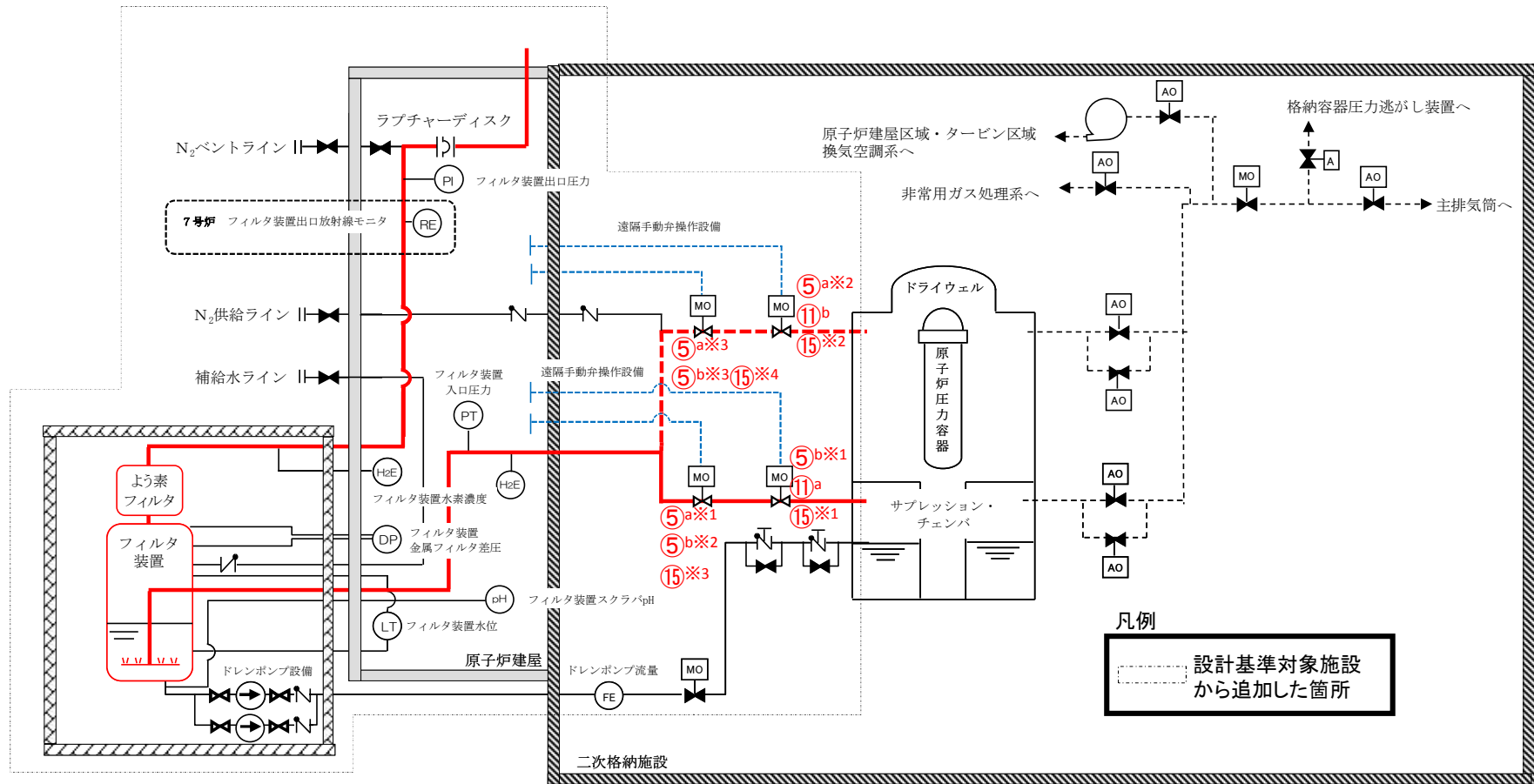
図 1. 5. 31 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）



図 1. 5. 32 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) タイムチャート (現場操作)



図 1. 5. 33 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) タイムチャート (現場操作)



操作手順	弁名称
⑤ <sub>b</sub> *1(⑪ <sub>a</sub> )⑮*1	S/C側第一隔離弁[未定]
⑤ <sub>a</sub> *1⑤ <sub>b</sub> *2⑮*3	S/C側第二隔離弁[未定]
⑤ <sub>a</sub> *2(⑪ <sub>b</sub> )⑮*2	D/W側第一隔離弁[未定]
⑤ <sub>a</sub> *3⑤ <sub>b</sub> *3⑮*4	D/W側第二隔離弁[未定]

図 1. 5. 34 代替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

		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 減圧及び除熱開始 ▽													
代替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) (W/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 監視計器指示の確認												
	現場運転員C, D	2	移動, 系統構成												
			ベント開始 →												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.35 代替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) タイムチャート  
(現場操作)

		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 減圧及び除熱開始 ▽													
代替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) (D/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 監視計器指示の確認												
	現場運転員C, D	2	移動, 系統構成												
			ベント開始 →												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.36 代替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) タイムチャート  
(現場操作)



凡例

設計基準対象施設  
から追加した箇所

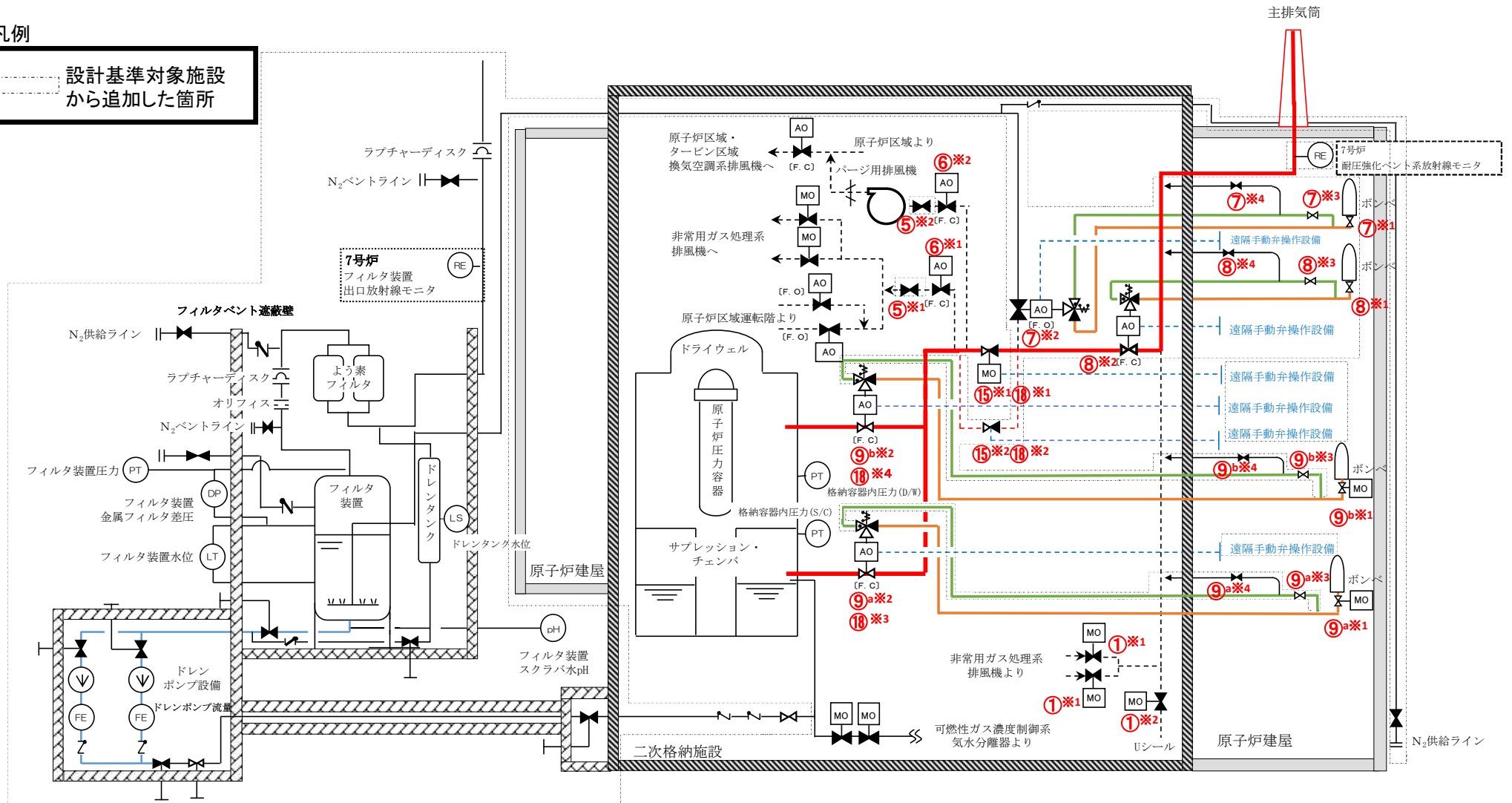


図 1.5.37 耐圧強化ペント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図(1/2)

操作手順	弁名称
①※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
①※2	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
⑤※1	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑤※2	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑥※1	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
⑥※2	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
⑦※1	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ポンプ出口弁
⑦※2	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
⑦※3	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気排気側止め弁
⑦※4	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁逆操作空気排気側止め弁
⑧※1	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンプ出口弁
⑧※2	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑧※3	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気排気側止め弁
⑧※4	PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作空気排気側止め弁
⑨ <sup>a</sup> ※1	不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁
⑨ <sup>a</sup> ※2⑩※3	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑨ <sup>a</sup> ※3	S/Cベント弁操作空気排気側止め弁
⑨ <sup>a</sup> ※4	S/Cベント弁逆操作空気排気側止め弁
⑨ <sup>b</sup> ※1	不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁
⑨ <sup>b</sup> ※2⑩※4	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
⑨ <sup>b</sup> ※3	D/Wベント弁操作空気排気側止め弁
⑨ <sup>b</sup> ※4	D/Wベント弁逆操作空気排気側止め弁
⑮※1⑰※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
⑮※2⑰※2	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁

図 1.5.37 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)



図 1.5.38 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(W/Wベント) タイムチャート (現場操作)



図 1.5.39 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(D/Wベント) タイムチャート (現場操作)

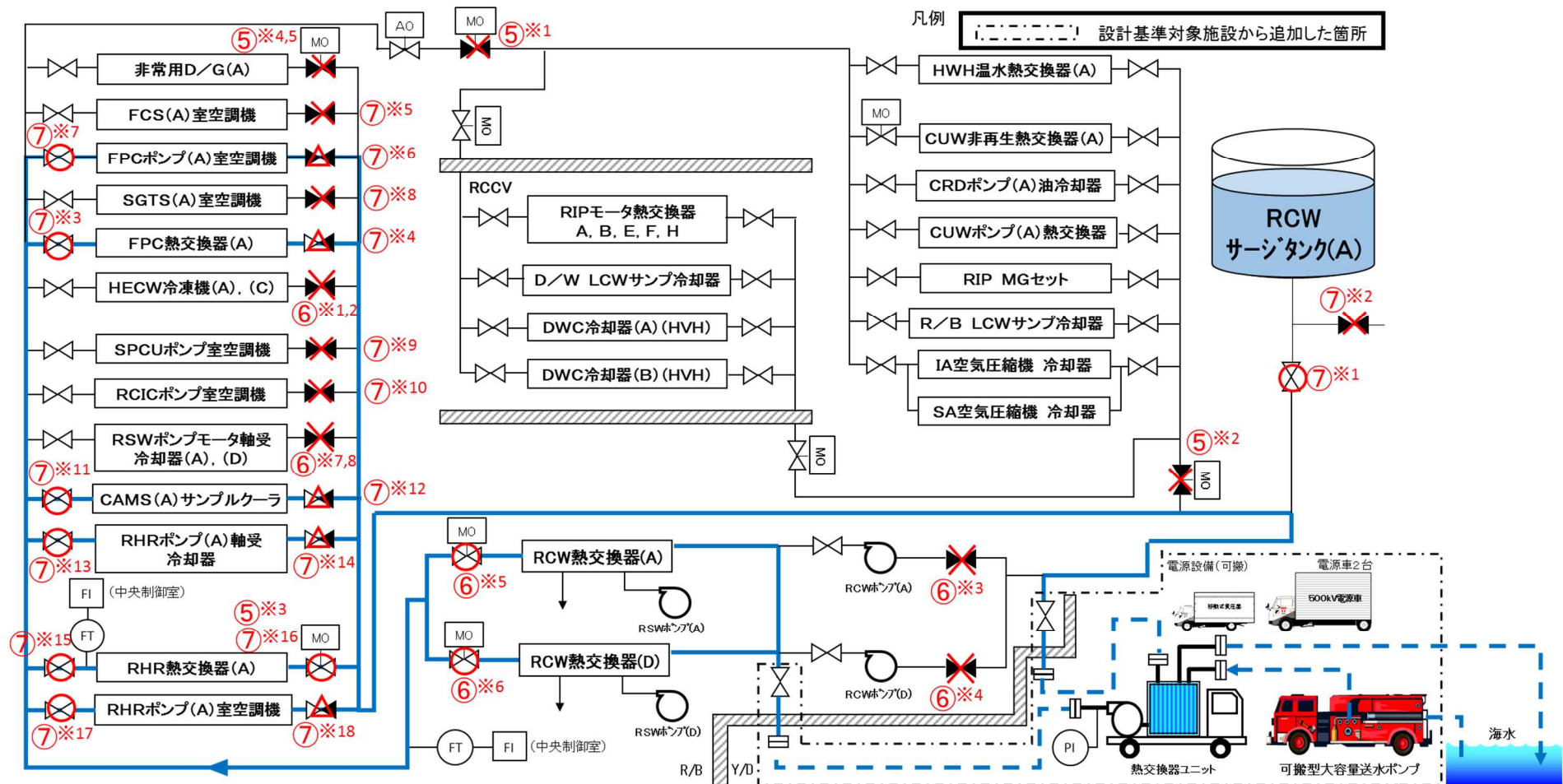


図 1.5.40 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図(1/2)

操作手順	弁名称
⑤※1	原子炉補機冷却水系常用冷却水供給側分離弁(A)
⑤※2	原子炉補機冷却水系常用冷却水戻り側分離弁(A)
⑤※3	原子炉補機冷却水系RHR熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※4	原子炉補機冷却水系 非常用D/G(A)冷却水出口弁(A)
⑤※5	原子炉補機冷却水系 非常用D/G(A)冷却水出口弁(D)
⑥※1	RCW HECW冷凍機(A)換気空調補機非常用冷却水系冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	RCW HECW冷凍機(C)換気空調補機非常用冷却水系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	原子炉補機冷却水系原子炉補機冷却海水系ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※8	原子炉補機冷却水系 原子炉補機冷却海水系ポンプ(D)電動機軸受出口弁
⑦※1	原子炉補機冷却水系サーシタンク(A)出口弁
⑦※2	原子炉補機冷却水系 サーシタンク(A)換気空調補機非常用冷却水系側出口弁
⑦※3	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※4	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※5	原子炉補機冷却水系 可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※6	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※7	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※8	原子炉補機冷却水系 非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※9	原子炉補機冷却水系 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	原子炉補機冷却水系 原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※11	原子炉補機冷却水系 格納容器雰囲気モニタック(A)入口弁
⑦※12	原子炉補機冷却水系 格納容器雰囲気モニタック(A)出口弁
⑦※13	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系RHRポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※14	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※15	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(A)入口弁
⑦※16	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(A)出口弁
⑦※17	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※18	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

図 1.5.40 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)	7時間 代替原子炉補機冷却系による 補機冷却水確保																				
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	通信手段確保, 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	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																			

図 1.5.41 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

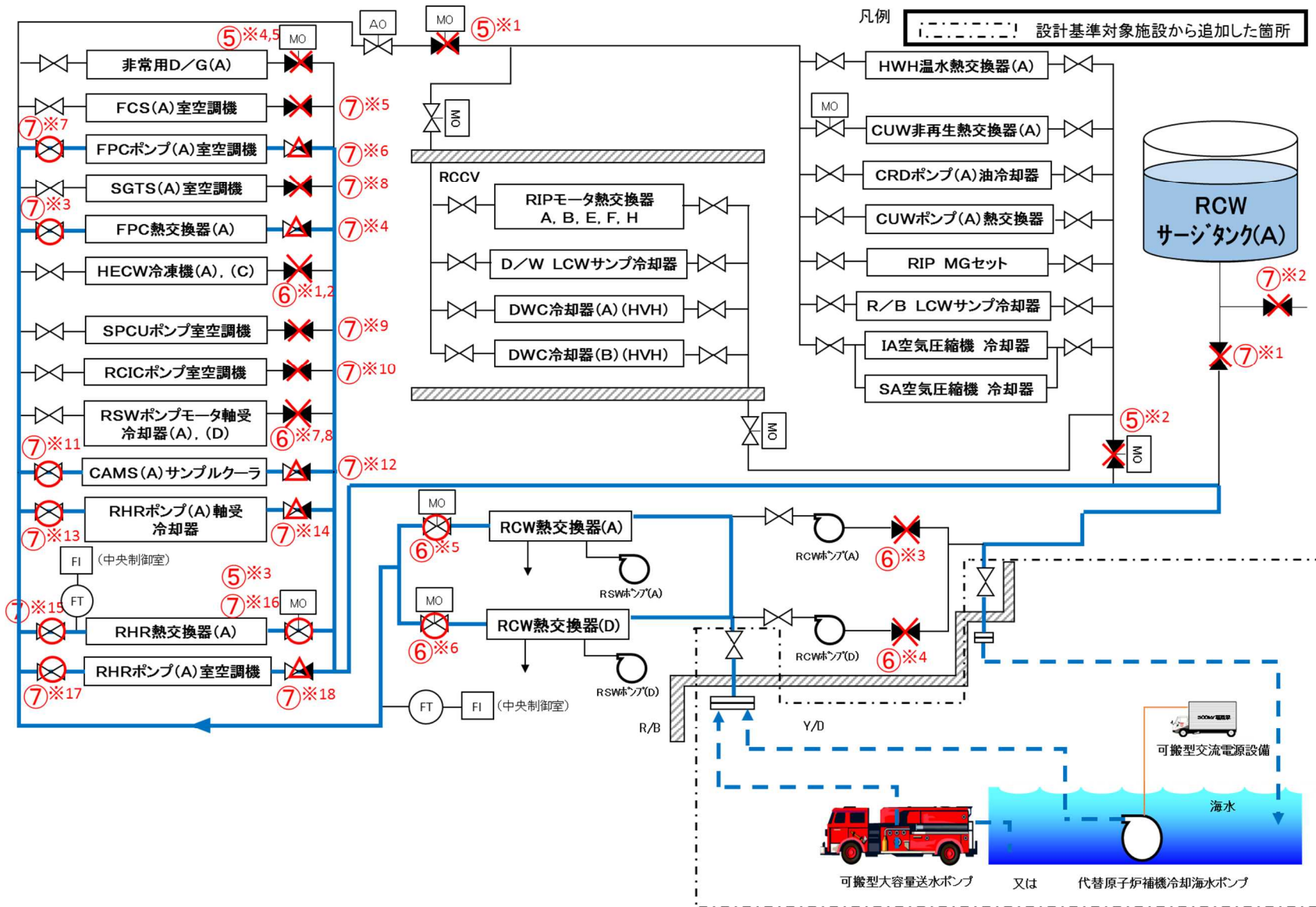


図 1.5.42 可搬型大容量送水ポンプ又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保 概要図(1/2)



操作手順	弁名称
⑤※ <sup>1</sup>	原子炉補機冷却水系常用冷却水供給側分離弁(A)
⑤※ <sup>2</sup>	原子炉補機冷却水系常用冷却水戻り側分離弁(A)
⑤※ <sup>3</sup>	原子炉補機冷却水系RHR熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※ <sup>4</sup>	原子炉補機冷却水系 非常用D/G(A)冷却水出口弁(A)
⑤※ <sup>5</sup>	原子炉補機冷却水系 非常用D/G(A)冷却水出口弁(D)
⑥※ <sup>1</sup>	RCW HECW冷凍機(A)換気空調補機非常用冷却水系冷却水温度調節弁後弁
⑥※ <sup>2</sup>	RCW HECW冷凍機(C)換気空調補機非常用冷却水系冷却水温度調節弁後弁
⑥※ <sup>3</sup>	原子炉補機冷却水系ポンプ(A)吸込弁
⑥※ <sup>4</sup>	原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁
⑥※ <sup>5</sup>	原子炉補機冷却水系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑥※ <sup>6</sup>	原子炉補機冷却水系熱交換器(D)冷却水出口弁
⑥※ <sup>7</sup>	原子炉補機冷却水系原子炉補機冷却海水系ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※ <sup>8</sup>	原子炉補機冷却水系 原子炉補機冷却海水系ポンプ(D)電動機軸受出口弁
⑦※ <sup>1</sup>	原子炉補機冷却水系サージタンク(A)出口弁
⑦※ <sup>2</sup>	原子炉補機冷却水系 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※ <sup>3</sup>	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※ <sup>4</sup>	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※ <sup>5</sup>	原子炉補機冷却水系 可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※ <sup>6</sup>	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※ <sup>7</sup>	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※ <sup>8</sup>	原子炉補機冷却水系 非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※ <sup>9</sup>	原子炉補機冷却水系 サプレッションプール浄化系ポンプ室空調機出口弁
⑦※ <sup>10</sup>	原子炉補機冷却水系 原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※ <sup>11</sup>	原子炉補機冷却水系 格納容器雰囲気モニタック(A)入口弁
⑦※ <sup>12</sup>	原子炉補機冷却水系 格納容器雰囲気モニタック(A)出口弁
⑦※ <sup>13</sup>	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系RHRポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※ <sup>14</sup>	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※ <sup>15</sup>	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(A)入口弁
⑦※ <sup>16</sup>	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(A)出口弁
⑦※ <sup>17</sup>	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※ <sup>18</sup>	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

図 1.5.42 可搬型大容量送水ポンプ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)

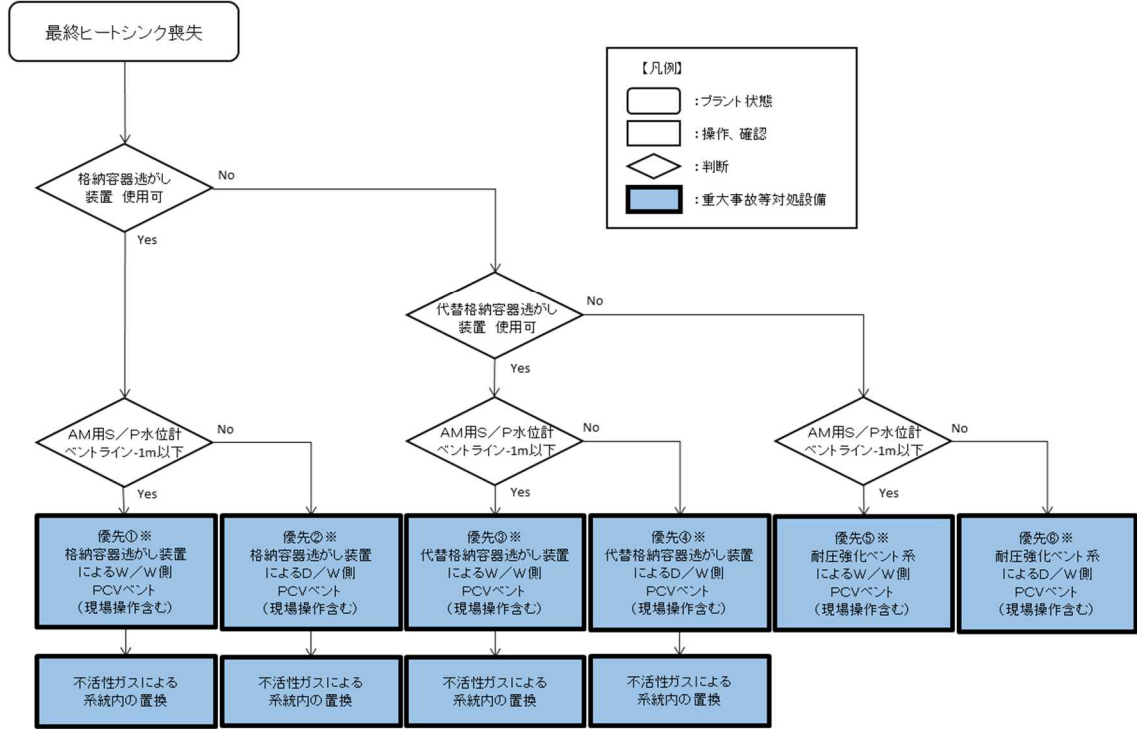


		経過時間(時間)										備考										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10											
手順の項目	要員(数)	5時間 可搬型大容量送水ポンプによる補機冷却水確保																				
可搬型大容量送水ポンプ 又は 代替原子炉補機冷却海水ポンプ による補機冷却水確保  (可搬型大容量送水ポンプの場合)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 系統構成																			
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保																			
			系統構成																			
	緊急時対策要員	8	大容量送水車他移動																			
			ホース接続																			
			補機冷却水の供給, 流量調整																			

追而 (代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合)

図 1.5.43 可搬型大容量送水ポンプ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

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択



※代替格納容器圧力逃がし装置完成までの優先順位は  
①→②→⑤→⑥の順とする

(2)サポート系故障時の対応手段の選択

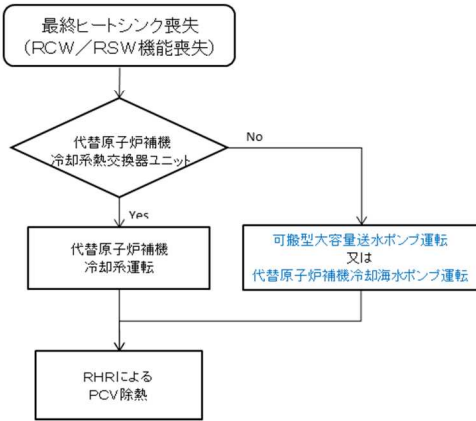


図 1.5.44 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート

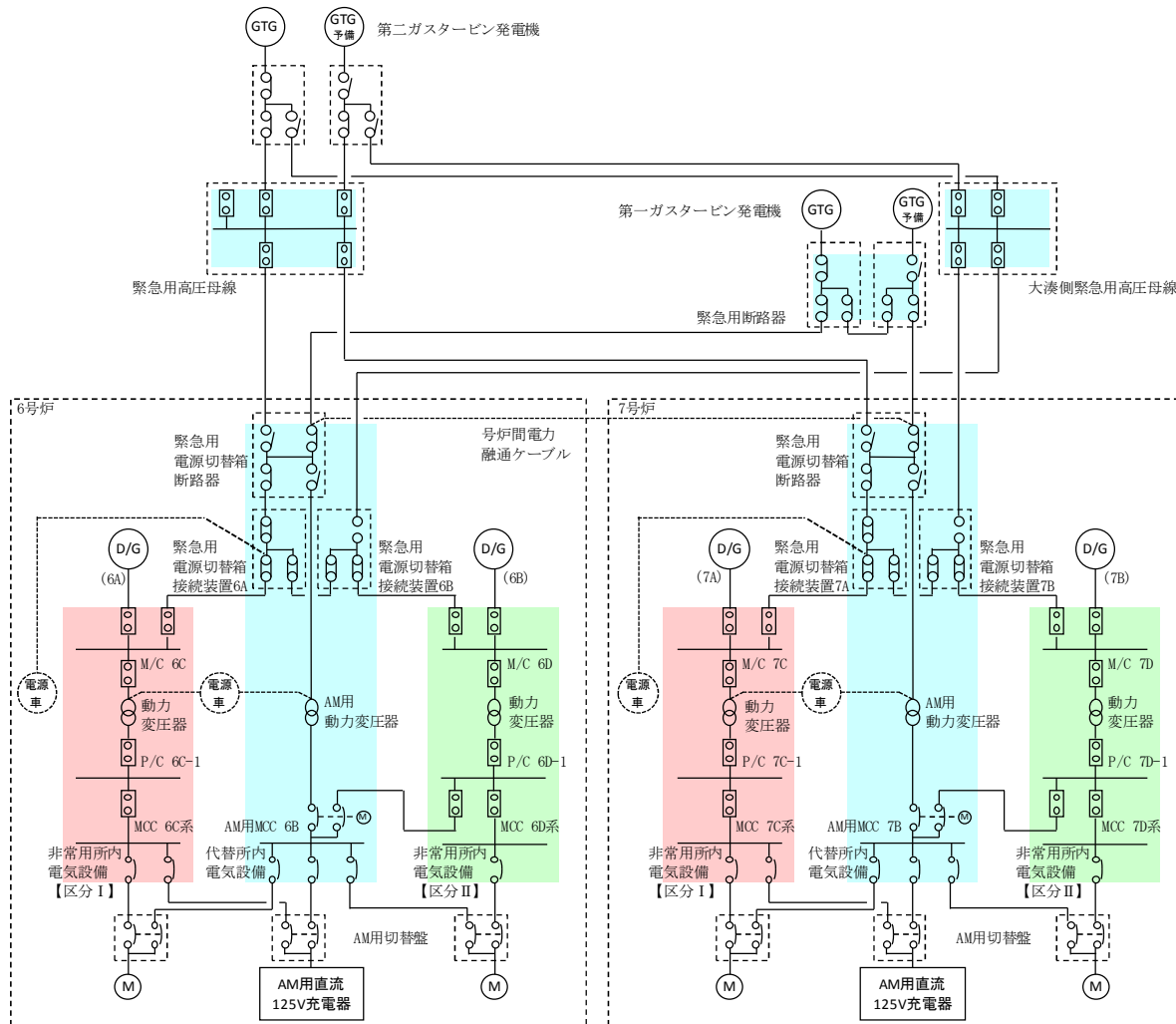
審査基準，基準規則と対処設備との対応表(1/2)

技術的能力審査基準 (1.5)	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】</p> <p>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】</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】</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】</p> <p>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】</p> <p>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】</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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(2/2)

: 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
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	-	-	-	-	-	-
	代替格納容器圧力逃がし装置	新設							
	専用空気ポンベ	新設							
	-	-							
減圧格納容器内の除熱	耐圧強化ベント系 (W/W) 配管・弁	既設 新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	-	-	-	-	-	-
	耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁	既設 新設							
	遠隔手動弁操作設備	新設							
	原子炉格納容器	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							
	専用空気ポンベ	新設							
操現場	遠隔手動弁操作設備	新設	①② ③④ ⑤⑥ ⑦	操現場	専用空気ポンベ	常設	-	-	自主対策とする理由は本文参照
	-	-	-	-	-	-	-	-	
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	可搬型大容量送水ポンプ又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる除熱	可搬型大容量送水ポンプ又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ	可搬	-	-	-
	可搬型大容量送水ポンプ	新設			ホース	可搬			
	ホース	新設			代替原子炉補機冷却系接続口	常設			
	代替原子炉補機冷却系接続口	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			残留熱除去系 (サブプレション・チェンバ・プール水冷却モード)	常設			
	真空破壊弁 (S/C→D/W)	既設			残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却モード)	常設			
	海水貯留堰	新設			残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	常設			
	スクリーン室	既設			真空破壊弁 (S/C→D/W)	常設			
	取水路	既設			海水貯留堰	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			スクリーン室	常設			
	燃料補給設備	既設 新設			取水路	常設			
	残留熱除去系 (サブプレション・チェンバ・プール水冷却モード)	既設			補機冷却用海水取水路	常設			
	残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却モード)	既設			補機冷却用海水取水槽	常設			
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	既設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	補機冷却用海水取水路	既設			燃料補給設備	常設 可搬			
	補機冷却用海水取水槽	既設			-	-			
			-	-	-	-	-	-	-



※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

図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

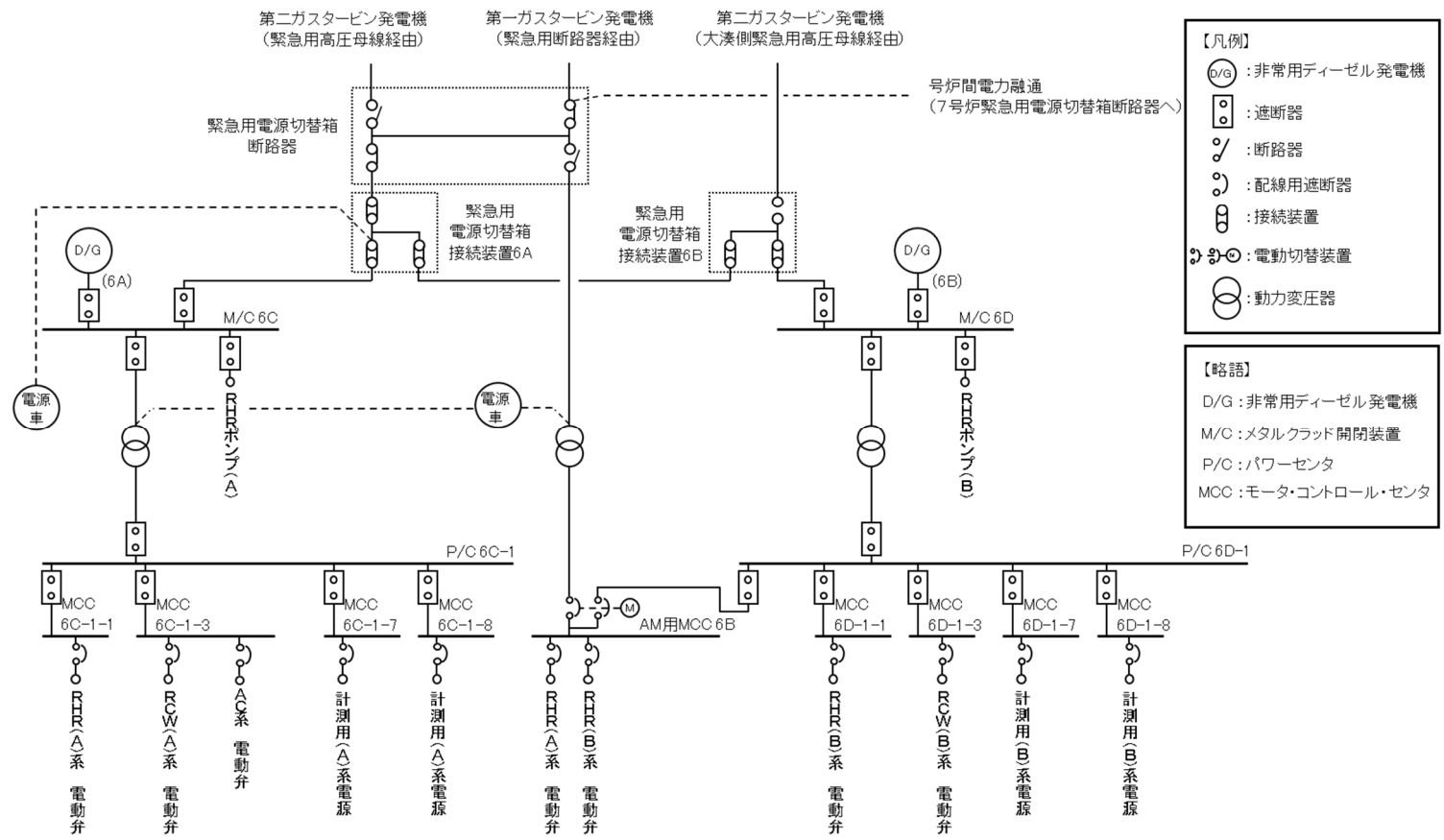


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

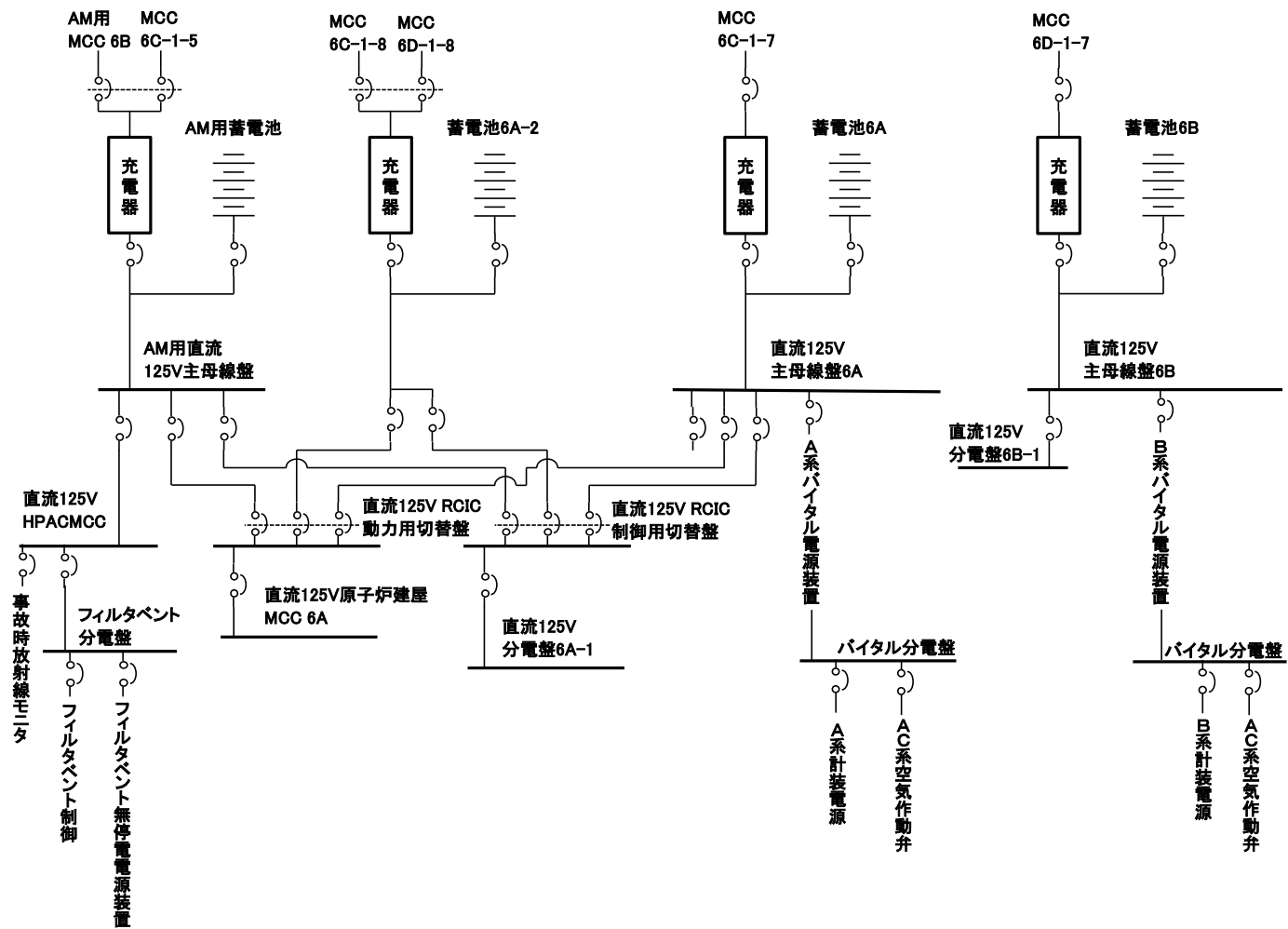


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

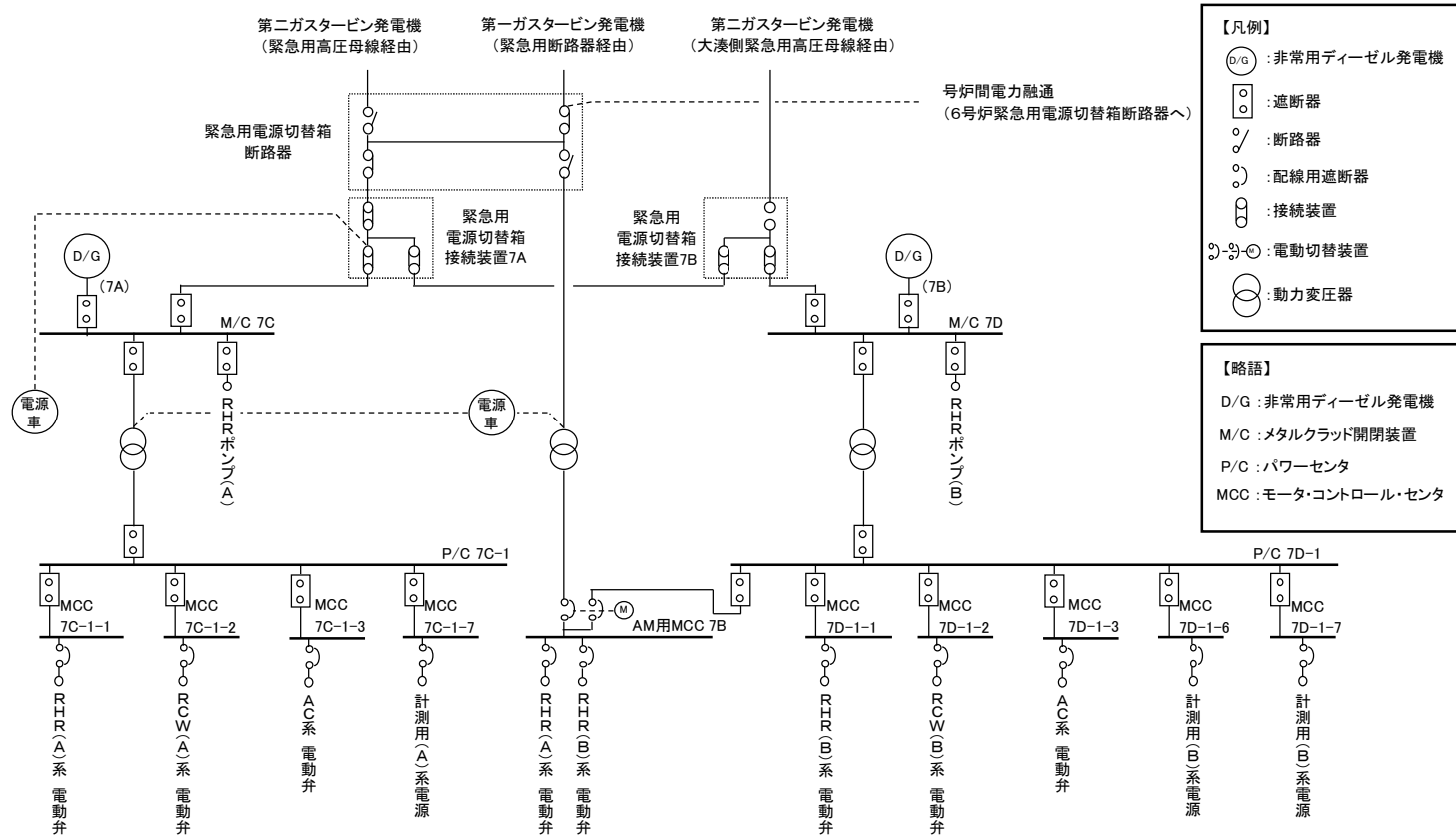


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)



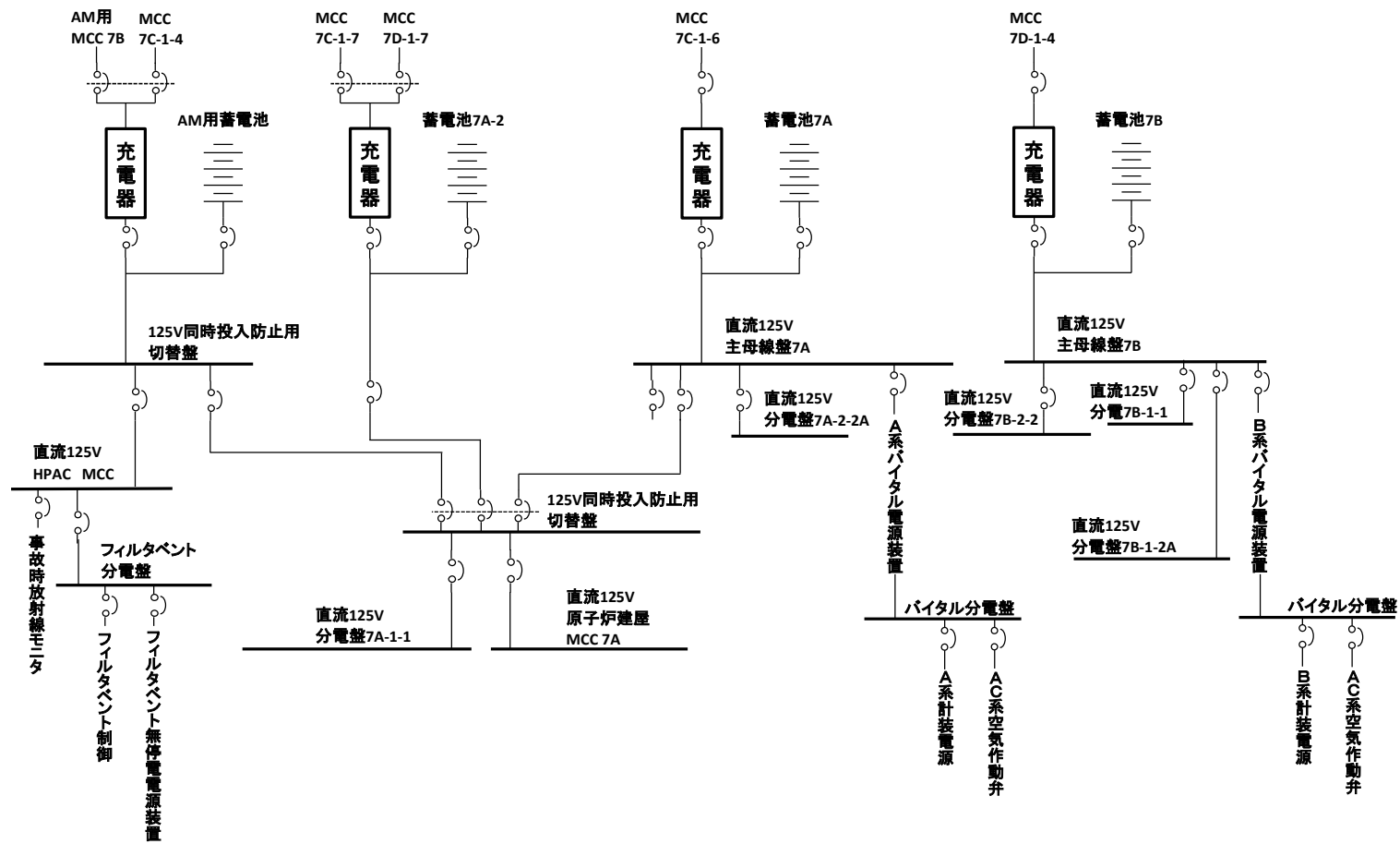


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

## 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) 交流動力電源確立時

## 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現場での系統構成を行う。

## b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

## c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(4名)、所要時間(35分<sup>※</sup>)のうち、電源確保及び現場での系統構成に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 電源確保 30分(実績時間: 24分)

※空気駆動弁の駆動源の確保ができない場合、遠隔手動弁操作設備による操作を40分とし所要時間が75分となる。

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁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・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。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、二次格納施設外に設置している。

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・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。

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

## (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。交流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

原子炉建屋 3階, 地下1階(非管理区域)

原子炉建屋 (管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(6名), 所要時間(55分)のうち, 系統構成に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 系統構成(二次格納容器施設内) 35分

(二次格納容器施設外) 40分\*

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 5分

(実績時間: 不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管  
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: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁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・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。管理区域においては汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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、二次格納施設外に設置している。

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・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。

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)



ベント操作(遠隔手動弁操作設備)

## 2. PCV ベント弁駆動源確保[予備ボンベ]

### a. 操作概要

PCV 圧力上昇に対する PCV ベントの必要性が認識された場合、ベント隔離弁を「全開」にして、ベントラインを構成する必要がある。通常の駆動源である IA が喪失した状況下では AM 対策用空気ボンベが駆動源となる。常設ボンベと予備ボンベを交換した後、隔離弁の駆動圧力を確保する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 3 階, 2 階, 地下 1 階(非管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

PCV ベント弁駆動源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2 名(現場運転員 2 名)

所要時間目安: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・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 :通常のボンベ切替え・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

原子炉格納容器ベント操作中におけるフィルタ装置水位調整のため、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 南東側ヤード(フィルタベント遮蔽壁周辺) 非管理区域

#### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りに必要な要員数、所要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)

所要時間目安:60分(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・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。

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、放射線防護具(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他、バッテリー内蔵型LED照明・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 :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ため、通常の弁操作と同様である。

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. フィルタベント水位調整(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 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

##### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント水位調整(水張り)に必要な要員数, 所要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)

所要時間目安:130分(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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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、容易に操作可能であり、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. フィルタベント水位調整(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 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント水位調整(水抜き)に必要な要員数, 所要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)

所要時間目安:135分(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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 :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、容易に操作可能である。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. フィルタベント停止後の N<sub>2</sub> パージ

### 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による燃焼防止と、残留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ジを実施する。

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ジを行う。

### b. 作業場所

原子炉建屋 屋外南側

原子炉建屋 非管理区域 3階 南側通路

### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント停止後の N<sub>2</sub> パージに必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 7 名 (中央制御室運転員 1 名, 緊急時対策要員 6 名)

(※1.5.3-8 と併せて合計 7 名の必要要員数とする)

所要時間目安: 240 分 (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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり, 容易に操作可能であり, 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 of 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。



N<sub>2</sub>パージ操作

## 7. フィルタベント計装(サンプリングポンプ起動)

### a. 操作概要

格納容器ベント停止後，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるページ中，装置内水素濃度を測定するため，格納容器ベントライン水素サンプリングラックにてサンプリングポンプを起動する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 3階(非管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント計装(サンプリングポンプ起動)に必要な要員数，所要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)

所要時間目安:180分(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・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。また，操作は通常，汚染の恐れのない二次格納施設外にて行うが，格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計，ガラスバッジ，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・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 :通常のポンプ起動・停止操作であるため，容易に操作可能である。また，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，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. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

## a. 操作概要

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置の水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水の pH が規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

## b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

## c. 必要要員数及び操作時間

フィルタ装置スクラバ水 pH 調整に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 7 名 (中央制御室運転員 1 名, 緊急時対策要員 6 名)

所要時間目安: 90 分 (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・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。また, 操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり, 容易に操作可能である。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, 空気圧縮機, 補給ポンプ等とともに作業エリア近傍(フィルタベント遮へい壁内(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。



9. ドレン移送ライン N<sub>2</sub> パージ

a. 操作概要

フィルタベント水位調整(水抜き)・ドレンタンク水抜き後は、フィルタベント装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素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ジを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

ドレン移送ラインの N<sub>2</sub> パージに必要な要員数, 所要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)

所要時間目安:100分(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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 :ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり, 容易に操作可能であり, 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変操作と同様である。

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。

## 10. 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 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

### c. 必要要員数及び操作時間

ドレンタンク水抜きに必要な要員数、所要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)

所要時間目安:105分(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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 :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、容易に操作可能である。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。

11. 代替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) 交流動力電源確立時

a. 操作概要

代替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を行う。

b. 作業場所(設置場所未確定)

原子炉建屋(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替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必要な要員数(4名), 所要時間(25分)のうち, 電源確保に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 電源確保 15分(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, 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 : 通常を受電操作であり, 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

## (2) 全交流動力電源喪失時

### a. 操作概要

代替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。交流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(設置場所未確定)

原子炉建屋(非管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

代替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必要な要員数(6名), 所要時間(40分)のうち, 系統構成に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 系統構成 35分(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, 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。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, 二次格納施設外に設置している。

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・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。

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弁操作と同様であるため, 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。

## 12. 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) 交流動力電源確立時

#### 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の確保, 系統構成, 及び中央制御室での系統構成のための AM 対策用空気ボンベ出口弁の手動操作を行う

#### b. 作業場所

原子炉建屋 3 階, 地下 1 階(非管理区域)

#### c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(4 名), 所要時間(60 分<sup>\*</sup>)のうち, AM 対策用空気ボンベ出口弁の手動操作, 現場系統構成及び電源確保に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名(現場運転員 2 名)

所要時間目安: 電源確保 30 分(実績時間: 24 分)

系統構成(二次格納容器施設外) 25 分(実績時間: 23 分)

※空気駆動弁の駆動源の確保ができない場合, 遠隔手動弁操作設備による操作を 120 分(40 分/1 弁)とし所要時間が 180 分となる。

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施した場合 21 分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全開操作を実施した場合 17 分)

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全閉実績時間: 設備設置工事中のため実績時間なし)

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁の全開実績時間: 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操作性を確保している。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。

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、二次格納施設外に設置している。

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・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。

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

## (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交流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

原子炉建屋 3階, 地下1階(非管理区域)

原子炉建屋 (管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(6名)、所要時間(135分)のうち、現場系統構成に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 系統構成(二次格納容器施設内) 35分

(二次格納容器施設外) 120分(40分/1弁) ※

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 5分

(実績時間: 不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管  
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: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 17分)

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全閉実績時間: 設備設置工事中のため実績時間なし)

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁の全開実績時間: 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操作性を確保している。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。管理区域においては汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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、二次格納施設外に設置している。

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・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。

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)



ベント操作(遠隔手動弁操作設備)

### 13. 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水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. 必要要員数及び操作時間

代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保(系統構成)に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安: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・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。管理区域においては汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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・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。

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)

#### 14. 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, 可搬型大容量送水ポンプ, 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. 必要要員数および操作時間

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, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 追而名(緊急時対策要員)

所要時間目安: 追而時間(実績時間: 追而)

##### 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・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: 車両のヘッドライトの他, バッテリー内蔵型 LED 照明・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。アクセスルート上に支障となる設備はない。

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, 容易に操作可能である。

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。





熱交換器ユニット設置作業



熱交換器ユニット設置

15. 可搬型大容量送水ポンプ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

可搬型大容量送水ポンプ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. 必要要員数および操作時間

可搬型大容量送水ポンプ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，所要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)

所要時間目安: 可搬型大容量送水ポンプの場合 5時間(実績時間なし)

代替原子炉補機冷却海水ポンプの場合(追而) 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・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: 車両のヘッドライトの他，バッテリー内蔵型 LED 照明・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。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

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，容易に操作可能である。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。



追而

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(交流動力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	ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]
		iv. フィルタベント水位調整(水張り)
		v. フィルタベント水位調整(水抜き)
		vii. フィルタ装置スクラバ水pH調整
		viii. ドレン移送ラインNo.パージ手順
		ix. ドレンタンク水抜き
	空気ポンベの残量が減少	操作用空気減圧弁一次側圧力にて [ ] 以下
	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を下回ると判断した場合
	フィルタ装置の水位が上限水位に到達, 又は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, 又は及び金属フィルタの差圧が [ ] に到達すると判断した場合
	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	フィルタ装置の水位が2200mmに到達すると判断した場合
	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T61-F209を「全閉」操作
	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(1/7)

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(交流動力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  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	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	
		換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	
		FCVS制御盤	H11-P659	
		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	
		格納容器補助盤	H11-P657	
		非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B	
		非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511	
		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	
		不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020	
		不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021	
		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	
		不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F092	
		不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	
		不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F092	
		不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F082	
		不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
		不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F082	
		不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
		不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	
		ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022
			不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気ボンベ出口弁	T31-F090
			不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019
			不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気ボンベ出口弁	T31-F080
		iii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁	T61-F502A又はT61-F502B
			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移送ポンプテストライン止め弁	T61-F212
		iv. フィルタベント水位調整(水張り)	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁	T61-F102
FCVS計器ラック	H22-P910			
フィルタ装置水位	T61-LI-002及びT61-LI-003			
規定水位	通常水位範囲内である1000mm~1500mm			

操作手順の解釈一覧(2/7)

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(交流動力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	v. フィルタベント水位調整(水抜き)		
		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移送ポンプ吐出側第一止め弁	T61-F209	
		フィルタベント現場制御盤	H21-P917及びH21-P918	
		ポンプ吐出側流量	T61-FI-001A/B	
		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10m3/hに調整	
		FCVS計器ラック	H22-P910	
		フィルタ装置水位	T61-LI-002及びT61-LI-003	
		通常水位に到達した事を確認	1000mmに到達した事を確認	
	vi. フィルタベント停止後のN2パージ	原子炉建屋非管理区域内サンプリングラック	H22-P912及びH22-P913-1	
		フィルタ装置水素濃度	T61-H2E-001及びT61-H2E-002	
		FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N2パージ用元弁	T61-F205	
		窒素ガスの注入を実施	可搬型窒素供給装置流量《約70Nm3/h》において、3時間以上の注入を実施	
		可搬型窒素供給装置からの窒素注入の完了	3時間	
		FCVS制御盤	H11-P659	
		水素濃度が許容濃度以下	水素濃度が2%以下	
		フィルタベント装置pH計入口止め弁	T61-F715	
		フィルタベント装置pH計出口止め弁	T61-F716	
		FCVS制御盤	H11-P659	
	vii. フィルタ装置スクラバ水pH調整	フィルタ装置スクラバ水pH	T61-pHIT-001	
		フィルタ装置水位	T61-LI-002及びT61-LI-003	
		FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁	T61-F102	
		pHが規定値		
		viii. ドレン移送ラインN2パージ手順	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N2パージ用元弁		T61-F213	
	ドレン移送ライン圧力		T61-PI-012	

操作手順の解釈一覧(3/7)

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(交流動力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	ix. ドレンタンク水抜き	フィルタベント現場制御盤	H21-P917及びH21-P918				
			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 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁	T61-F209				
			ポンプ吐出側流量	T61-FI-001A/B				
			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 <sup>3</sup> /hに調整				
			FCVS計器ラック	H22-P910				
			ドレンタンク水位	T61-LS-010				
	b. 代替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. 代替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	制御盤	盤名称, 番号未定	盤名称, 番号未定			
				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			
				D/W側第一隔離弁	弁名称, 番号未定			
				D/W側第二隔離弁	弁名称, 番号未定			
				S/C側第二隔離弁	弁名称, 番号未定			
				S/C側第一隔離弁	弁名称, 番号未定			
		iii. フィルタベント水位調整(水張り)	iii. フィルタベント水位調整(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	フィルタ装置の水位が1000mmを下回り500mmに到達する前		
					iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	フィルタ装置の水位が上限水位に到達	フィルタ装置の水位が2200mmに到達
							金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達	金属フィルタの差圧が[ ]に到達
					vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	pHが規定値	

操作手順の解釈一覧(4/7)

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(交流動力電源が健全である場合)	c. 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. 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	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	
			T22-F040	
			換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050
			格納容器補助盤	H11-P657
			非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B
			非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511
			不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020
			不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021
			PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F060
			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
			PCVベントラインフィルタベント側隔離弁逆操作空気排気側止め弁	T61-F712
			PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F060
			PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気排気側止め弁	T61-F068
			PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F064
			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
			PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作空気排気側止め弁	T61-F713
			PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F064
			PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気排気側止め弁	T61-F069
			不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁	T31-M0-F092
			不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022
			緊急時操作IA排気切替弁	T31-F779
			S/Cベント弁操作空気排気側止め弁	T61-F099
			不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁	T31-M0-F082
			不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019
			緊急時操作IA排気切替弁	T31-F778
			不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁	T31-M0-F082
			D/Wベント弁操作空気排気側止め弁	T61-F098
	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070		
	ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンベ]	ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンベ]	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
			PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F064

操作手順の解釈一覧(5/7)

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 (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)	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(現場操作)			
			非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B	
			非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511	
			非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	
			換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	
			FCVS制御盤	H11-P659	
			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	
			格納容器補助盤	H11-P657	
			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ベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002	
			不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020	
			不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021	
			不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	
			不活性ガス系S/Cベント弁操作作用空気供給弁	T31-M0-F092	
			不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の緊急時操作作用IA排気切替弁	T31-F779	
			S/Cベント弁操作作用空気排気側止め弁	T61-F099	
			不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
			不活性ガス系D/Wベント弁操作作用空気供給弁	T31-M0-F082	
			不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の緊急時操作作用IA排気切替弁	T31-F778	
			D/Wベント弁操作作用空気排気側止め弁	T61-F098	
			不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	
			PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁	T31-F072	
			iii. フィルタベント水位調整(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
			iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	フィルタ装置の水位が上限水位に到達	フィルタ装置の水位が2200mmに到達
			vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達	金属フィルタの差圧が [ ] に到達
				pHが規定値	[ ]
			b. 代替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. 代替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)	制御盤
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				
D/W側第一隔離弁	弁名称, 番号未定				
D/W側第二隔離弁	弁名称, 番号未定				
S/C側第二隔離弁	弁名称, 番号未定				
S/C側第一隔離弁	弁名称, 番号未定				
S/C側第二隔離弁	弁名称, 番号未定				

操作手順の解釈一覧(6/7)

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 (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. 代替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)	iii. フィルタベント水位調整(水張り) iv. フィルタベント水位調整(水抜き) vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	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上限水位に到達 金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達 金属フィルタの差圧が [ ] に到達
	c. 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. 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)	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁 T22-M0-F004A/B 非常用ガス処理系出口Uシール元弁 T22-M0-F511 格納容器補助盤 H11-P657 非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁 T22-F040 換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁 U41-F050 不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁 T31-A0-F020 不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁 T31-A0-F021 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 PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ボンベ出口弁 T61-F060 PCVベントラインフィルタベント側隔離弁逆操作空気排気側止め弁 T61-F712 PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気排気側止め弁 T61-F068 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 PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ボンベ出口弁 T61-F064 PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作空気排気側止め弁 T61-F713 PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気排気側止め弁 T61-F069 不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁 T31-A0-F022 不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁 T31-M0-F092 不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の緊急時操作作用IA排気切替弁 T31-F779 S/Cベント弁操作空気排気側止め弁 T61-F099 不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁 T31-A0-F019 不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁 T31-M0-F082 不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の緊急時操作作用IA排気切替弁 T31-F778 D/Wベント弁操作空気排気側止め弁 T61-F098 不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁 T31-M0-F070 PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁 T31-F072



### 操作手順の解釈一覧 (7/7)

手順	操作手順記載内容		解釈
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(海洋)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)	追而
	b. 可搬型大容量送水ポンプ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	i. 運転員操作	RCW熱交換器(B/E)冷却水出口弁 A系使用時は、RCW熱交換器(A/D)冷却水出口弁
			P21-MO-F007B/E P21-MO-F007A/D

## 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

##### b. 原子炉格納容器破損を防止するための対応手段及び設備

##### (a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

##### i. 代替格納容器スプレイ

##### ii. 格納容器除熱

##### 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

##### c. 手順等

#### 1.6.2 重大事故等発生時の手順

##### 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による格納容器スプレイ

##### (b) 消火系による格納容器スプレイ

##### (c) 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による格納容器スプレイ (淡水/海水)

##### b. 重大事故等発生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格納容器除熱

##### (b) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・チェンバ・プール水除熱

##### b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

#### 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

- 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による格納容器スプレイ
  - (b) 消火系による格納容器スプレイ
  - (c) 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による格納容器スプレイ（淡水/海水）
- b. 格納容器除熱
  - (a) ドライウェル冷却系による格納容器除熱
- c. 重大事故等発生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格納容器除熱
  - (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・プール水除熱
- b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

#### 1.6.2.3 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による格納容器スプレイ
  - 2. 消火系による格納容器スプレイ
  - 3. 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による格納容器スプレイ  
(淡水/海水)
  - 4. ドライウェル冷却系による格納容器除熱
- 添付資料 1.6.4 解釈一覧
  - 1. 操作手順の解釈一覧

## 1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

### 【要求事項】

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

### 【解釈】

- 1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
  - (1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等
    - a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。
  - (2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等
    - a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

原子炉格納容器内を冷却するための設計基準事故対処設備が有する機能は、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却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（図 1.6.1）。

重大事故等対応設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>\*1</sup>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、重大事故等対応設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

#### (2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、残留熱除去系（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を想定する。

設計基準事故対応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応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応設備、対応に使用する重大事故等対応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表 1.6.1

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）が故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合には、代替格納容器スプレイ冷却系、消火系及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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・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
- ・燃料補給設備

(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・スプレイヘッド
- ・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
- ・燃料補給設備



(iii)可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 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) 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。なお、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉格納容器内の冷却は、淡水貯水池から防火水槽へ補給した淡水を使用する手段だけでなく、防火水槽へ補給した海水又は直接取水した海水を使用する手段もある。

- ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級)
- ・防火水槽
- ・ホース
- ・MUWC接続口
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スプレーヘッド
- ・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
- ・燃料補給設備

## 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ー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・スプレーヘッド、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及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置づける。

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

(添付資料1.6.1)

以上の重大事故等対処設備により、残留熱除去系(格納容器スプレー冷却モード)によ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も、原子炉格納容器内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、自主対策設備と位置づける。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。

- ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）

原子炉格納容器内を十分に冷却するために必要な流量は確保できないが、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイが実施できない場合の代替手段として有効である。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

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）が全交流動力電源喪失により起動できない場合には、「1.6.1(2)a.(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を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給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）を復旧する手段がある。

(i) 常設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

常設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（格納容器スプレイ冷却モード）ポンプ
- ・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・熱交換器・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
- ・非常用取水設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(ii) 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・プール水冷却モード）の復旧

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・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（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）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・熱交換器
- ・ 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
- ・ 非常用取水設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

## ii. 重大事故等対処設備

復旧で使用する設備のうち、サプレッション・チェンバ、原子炉格納容器、代替原子炉補機冷却系、常設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づける。また、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）ポンプ、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器・スプレイヘッド、原子炉補機冷却系及び非常用取水設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

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

（添付資料1.6.1）

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により起動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、原子炉格納容器内を冷却することができる。

## b. 原子炉格納容器破損を防止するための対応手段及び設備

### (a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

#### i. 代替格納容器スプレイ

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合には、代替格納容器スプレイ冷却系、消火系及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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、原子炉圧力容器破損前に代替格納容器スプレイを実施するこ

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、「1.6.1(2)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. 格納容器除熱

常設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を除熱する手段がある。

### (i) ドライウェル冷却系による格納容器除熱

ドライウェル冷却系により原子炉格納容器内を除熱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
- ・非常用取水設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

## 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づけは、「1.6.1(2)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、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冷却機能が喪失した場合においても、原子炉格納容器内の冷却及び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、自主対策設備と位置づける。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。

- ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）

原子炉格納容器内を十分に冷却するために必要な流量は確保できないが、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイが実施できない場合の代替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、原子炉格納容器内の除熱手段の一つとして有効である。

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。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

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）が全交流動力電源喪失により起動できない場合には、「1.6.1(2)b.(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を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給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）を復旧する手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は、「1.6.1(2)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

復旧で使用する設備において、重大事故等対処設備及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）の位置づけは、「1.6.1(2)a.(b) ii. 重大事故等対処設備」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ブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が全交流動力電源喪失により起動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冷却及び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。）及び多様なハザード対応手順に定める（表1.6.1）。

また，事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.6.2，表1.6.3）。

(添付資料1.6.2)

## 1.6.2 重大事故等発生時の手順

### 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による格納容器スプレイ

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冷却機能の喪失が起きた場合、復水貯蔵槽を水源とした代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイを行う。

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)による格納容器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が使用可能な場合<sup>\*1</sup>で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合<sup>\*2</sup>。

※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:「代替格納容器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)、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、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に達した場合。

##### ii. 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器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図1.6.2～図1.6.5に、概要図を図1.6.7に、タイムチャートを図1.6.8に示す。

(ドライウェル(以下、「D/W」という。)スプレイ及びサブプレッション・チェンバ・プール(以下、「S/P」という。)スプレイについて記載し、手順⑦以外は同様。)

- 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による格納容器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による格納容器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、代替格納容器スプレイ冷却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、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系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、格納容器スプレイ先を表1.6.4に基づきD/WもしくはS/P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<sup>a</sup>D/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による格納容器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)の全開操作を実施する。  
操作完了後、当直副長に代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイの準備完了を報告する。
- ⑦<sup>b</sup>S/Pスプレイの場合  
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による格納容器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、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値が $140\text{m}^3/\text{h}$ となるよう残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)を調整開とし、格納容器スプレイを開始する。
- ⑩中央制御室運転員A及びBは、格納容器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、かつ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(S/C)又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、代替格納容器スプレイ停止の判断基準(表1.6.4)に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、格納容器内圧力(D/W)、ドライウェル雰囲気温度又はサプレッション・チェンバ気体温度指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。  
※S/PからD/Wへのスプレイ先の切り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)、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)の全閉操作を実施後、残留熱除去系注入隔離弁(B)を全開とし、原子炉注水を実施する。

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操作(復水補給水系常/非常用連絡配管一次、二次止め弁の開操作)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)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代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ開始まで25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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.6.3-1)

### (b) 消火系による格納容器スプレイ

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による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、ろ過水タンクを水源とした消火系による格納容器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。

#### 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による格納容器スプレイができない場合において、消火系が使用可能な場合<sup>\*1</sup>で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合<sup>\*2</sup>。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:「代替格納容器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)、ドライウェル雰囲気温度、サプレッション・チェンバ氣體温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に達した場合。

## ii. 操作手順

消火系による格納容器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図1.6.2～図1.6.5に、概要図を図1.6.9に、タイムチャートを図1.6.10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格納容器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格納容器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、消火系による格納容器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、消火系による格納容器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復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑥当直副長は、格納容器スプレイ先を表1.6.4に基づきD/WスプレイもしくはS/Pスプレイを選択し、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、消火系による格納容器スプレイの系統構成として、復水補給水系消火系第一、第二連絡弁の全開操作を実施する。
- ⑧<sup>a</sup>系統構成 D/Wスプレイの場合  
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)の全開操作を実施する。  
操作完了後、当直副長に消火系による格納容器スプレイの準備完了を報告する。
- ⑧<sup>b</sup>S/Pスプレイの場合  
残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。

- ⑨緊急時対策要員は、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を經由し、当直長へ報告する。
- ⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による格納容器スプレイ開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑪当直副長は、中央制御室運転員に消火系による格納容器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、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)を全開とし、格納容器スプレイを開始する。
- ⑬中央制御室運転員A及びBは、格納容器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、かつ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(S/C)又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、代替格納容器スプレイ停止の判断基準(表1.6.4)に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、格納容器内圧力(D/W)、ドライウェル雰囲気温度又はサプレッション・チェンバ気体温度指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。
- ※S/PからD/Wへのスプレイ先の切り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)、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)の全閉操作を実施後、残留熱除去系注入隔離弁(B)を全開とし、原子炉注水を実施する。
- ⑭当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による格納容器スプレイが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

### 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格納容器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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(c) 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ(淡水/海水)

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及び消火系による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器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。

なお、本手順はプラント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(格納容器スプレイ冷却モード)、代替格納容器スプレイ冷却系及び消火系による格納容器スプレイができない場合において、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)が使用可能な場合<sup>※1</sup>で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合<sup>※2</sup>。

※1:設備に異常がなく、燃料及び水源(防火水槽)が確保されている場合。

※2:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力(D/W)、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、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に達した場合。

ii. 操作手順

可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器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図1.6.2～図1.6.5に、概要図を図1.6.11に、タイムチャートを図1.6.12に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器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、緊急時対策本部に可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイのため、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、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による

格納容器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復水補給水系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、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイの系統構成として、復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1又は復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1のどちらかを選択し全開操作を実施する。(当該弁はユニハンドラー弁のためリンク機構を取り外し、弁操作を行う。)
- ⑥当直副長は、格納容器スプレイ先を表1.6.4に基づきD/WスプレイもしくはS/Pスプレイを選択し、中央制御室運転員に系統構成開始を指示する。
- ⑦<sup>a</sup>D/Wスプレイの場合  
中央制御室運転員A及びBは、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイの系統構成として、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(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)の全開操作を実施する。  
操作完了後、当直副長に可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイの準備完了を報告する。
- ⑦<sup>b</sup>S/Pスプレイの場合  
残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)及び残留熱除去系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について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員の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へ依頼する。
- ⑩当直副長は、中央制御室運転員に可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器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、運転員の選択した送水ラインから送水するため、復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁又は復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁のどちらかを全開に実施し、送水開始について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。
- ⑫中央制御室運転員A及びBは、格納容器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，かつ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(S/C)又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が代替格納容器スプレイ停止の判断基準(表1.6.4)に到達した場合は，格納容器スプレイを停止する。その後，格納容器内圧力(D/W)，ドライウェル雰囲気温度又はサプレッション・チェンバ気体温度指示値が，代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に再度到達した場合は，格納容器スプレイを再開する。

※S/PからD/Wへのスプレイ先の切り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)，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)の全閉操作を実施後，残留熱除去系注入隔離弁(B)を全開とし，原子炉注水を実施する。

⑬当直長は，当直副長からの依頼に基づき，可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

### 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3名にて作業を実施し，作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ開始まで約95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，放射線防護具，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，容易に操作可能である。

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。

(添付資料1.6.3-3)

## b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1. 6. 20に示す。

外部電源，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代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却を実施する。復水貯蔵槽が使用できない場合，消火系又は可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉格納容器内の冷却を実施する。

交流電源が確保できない場合，電動弁の手動操作により系統構成を実施し，消火系又は可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉格納容器内の冷却を実施する。

なお，消火系による原子炉格納容器内の冷却は，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格納容器除熱

全交流動力電源の喪失により常設の原子炉格納容器冷却設備による冷却機能の喪失が起きた場合，常設代替交流電源設備により残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)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)にて格納容器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。

#### i. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時，常設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<sup>※1</sup>に復旧された場合で，代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合<sup>※2</sup>。

※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:「代替格納容器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)，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、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)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)による格納容器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図1.6.2～図1.6.5に、概要図を図1.6.13に、タイムチャートを図1.6.14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)による格納容器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、緊急時対策本部へ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)による格納容器スプレイの準備完了を報告する。
- ⑤当直副長は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.4)に基づき格納容器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)による格納容器スプレイの開始を指示する。
- 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)、残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)を開として原子炉格納容器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、格納容器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、かつ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(S/C)指示値が、代替格納容器スプレイ停止の判断基準(表1.6.4)に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、格納容器内圧力(D/W)、ドライウェル雰囲気温度又はサ



プレッション・チェンバ気体温度指示値原子炉格納容器内の圧力又は温度が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

※格納容器スプレイ実施中に原子炉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)、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)を全開とし、原子炉注水を実施する。

### 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、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)による格納容器スプレイ開始まで15分以内で可能である。

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プール水除熱  
全交流動力電源の喪失により残留熱除去系によるS/P水除熱機能の喪失が起きた場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系(S/P水冷却モード)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水冷却モード)にてS/P水の除熱を実施する。

#### i. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、常設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(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)が使用可能な状態<sup>※1</sup>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(A)(S/P水冷却モード)によるS/P水除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.6.6に、概要図を図1.6.18に、タイムチャートを図1.6.19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水冷却モード)によるS/P水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水冷却モード)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、緊急時対策本部へ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水冷却モード)によるS/P水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水冷却モード)によるS/P水除熱の開始を指示する。
- 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プレッション・チェンバ・プール水の温度の低下によりS/P水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水冷却モード)による格納容器スプレイ開始まで15分以内で可能である。

### b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1.6.20に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備等により交流動力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)により原子炉格納容器内の冷却を実施する。

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)により原子炉格納容器内の冷却を行うが、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イ冷却系、消火系、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉格納容器内の冷却を並行して実施する。

#### 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

###### 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による格納容器スプレイ

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冷却機能の喪失が起きた場合、復水貯蔵槽を水源とした代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。

###### i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合<sup>※1</sup>において、残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)の機能喪失により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が使用可能な場合<sup>※2</sup>で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合<sup>※3</sup>。

※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 $\gamma$ 線線量率が、設計基準事故相当の $\gamma$ 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: 「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力、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、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.5)に達した場合。

###### ii. 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器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による格納容器スプレイ」の操作手順と同様である。ただし、代替格納容器スプレイの停止、再開及び流量は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.5)に従い実施する。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。また、概要図は図1.6.7、

タイムチャートは図1.6.8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）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代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ開始まで25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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

## (b) 消火系による格納容器スプレイ

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による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、ろ過水タンクを水源とした消火系による格納容器スプレイを実施する。

### i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合<sup>※1</sup>において、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による格納容器スプレイができず、消火系が使用可能な場合<sup>※2</sup>で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合<sup>※3</sup>。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 $\gamma$ 線線量率が、設計基準事故相当の $\gamma$ 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:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力、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、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.5)に達した場合。

### ii. 操作手順

消火系による格納容器スプレイについては、「1.6.2.1(1)a.(b)消火系による格納容器スプレイ」の操作手順と同様である。ただし、代替

格納容器スプレイの停止、再開及び流量は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.5)に従い実施する。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。また、概要図は図1.6.9、タイムチャートは図1.6.10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名及び緊急時対策要員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格納容器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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

### (c) 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ(淡水/海水)

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及び消火系による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)にて格納容器スプレイを実施する。

なお、本手順はプラント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<sup>※1</sup>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及び消火系による格納容器スプレイができず、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)が使用可能な場合<sup>※2</sup>で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合<sup>※3</sup>。

※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 $\gamma$ 線線量率が、設計基準事故相当の $\gamma$ 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)が確保されている場合。

※3: 「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力、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、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.5)に

達した場合。

## ii. 操作手順

可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイについては、「1.6.2.1(1)a.(c)可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ」の操作手順と同様である。ただし、代替格納容器スプレイの停止、再開及び流量は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.5)に従い実施する。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。また、概要図は図1.6.11、タイムチャートは図1.6.12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名及び緊急時対策要員3名にて作業を実施し、作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ開始まで約95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、放射線防護具、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、容易に操作可能である。

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。

(添付資料1.6.3-3)

## b. 格納容器除熱

### (a) ドライウエル冷却系による格納容器除熱

代替格納容器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、格納容器除熱手段がない場合に、常設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、ドライウエ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。

ドライウエ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、ドライウエ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。

### i. 手順着手の判断基準



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格納容器除熱ができず、常設代替交流電源設備により、原子炉補機冷却系(海水系含む)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格納容器除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.6.6に、概要図を図1.6.15及び図1.6.16に、タイムチャートを図1.6.17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格納容器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格納容器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格納容器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、緊急時対策本部へ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による格納容器除熱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格納容器除熱系統構成前準備(冷却水通水)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による格納容器除熱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格納容器除熱系統構成(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き抜きにより、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格納容器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エル冷却系による格納容器除熱開始まで約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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。（添付資料1.6.3-4）

### c. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1.6.20に示す。

外部電源、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代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器**内**の冷却を実施する。復水貯蔵槽が使用できない場合、消火系又は可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉格納容器**内**の冷却を実施する。

交流電源が確保できない場合、電動弁の手動操作により系統構成を実施し、消火系又は可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉格納容器**内**の冷却を実施する。

なお、消火系による原子炉格納容器**内**の冷却は、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。

常設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を起動による原子炉格納容器の除熱を実施する。

## (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格納容器除熱

全交流動力電源の喪失により常設の原子炉格納容器冷却設備による冷却機能の喪失が起きた場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系（**格納容器スプレイ冷却モード**）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)にて格納容器スプレイを実施する。

#### i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合<sup>※1</sup>において、常設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<sup>※2</sup>に復旧された場合で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合<sup>※3</sup>。

※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 $\gamma$ 線線量率が、設計基準事故相当の $\gamma$ 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:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.5)に達した場合。

#### ii. 操作手順

残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱については、「1.6.2.1(2)a.(a)残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱」の操作手順と同様である。ただし、格納容器スプレイの停止及び再開は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.5)に到達した場合に行う。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。また、概要図は図1.6.13、タイムチャートは図1.6.14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(格納容器スプレイ冷却モード)による格納容器スプレイ開始まで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、放射線防護具、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・プール水除熱

全交流動力電源の喪失により残留熱除去系(S/P水冷却モード)によるS/P水除熱機能の喪失が起きた場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系(S/P水冷却モード)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水冷却モード)にてS/P水の除熱を実施する。

#### i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合<sup>※1</sup>において、常設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(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)が使用可能な状態<sup>※2</sup>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 $\gamma$ 線線量率が、設計基準事故相当の $\gamma$ 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°C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・プール水除熱については、「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・プール水除熱」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。また、概要図は図1.6.18、タイムチャートは図1.6.19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水冷却モード)による格納容器スプレイ開始まで15分以内で可能である。

#### b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1.6.20に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備等により交流動力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）により原子炉格納容器内の冷却を実施する。

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）により原子炉格納容器内の冷却を行うが，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イ系，消火系，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉格納容器内の冷却を並行して実施する。

#### 1.6.2.3 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，電動弁及び中操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。

表 1.6.1 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)  
 (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 (格納容器スプレイ冷却モード)	代替格納容器スプレイ冷却系による 原子炉格納容器内の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・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 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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 「MUWC による PCV スプレイ」
		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 ※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・スプレイヘッド 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 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書(微候ベース) 「PCV 圧力制御」等 「消火ポンプによる PCV スプレイ」
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 防火水槽 ※1 ホース MUWC 接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 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 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書(微候ベース) 「PCV 圧力制御」等 「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(淡水/海水)」 ※1

※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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/4）

（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	常設代替交流電源設備（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 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2 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 「RHR(B)による PCV スプレイ」
			残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器・スプレイヘッダ 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		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・プールの水冷却モード）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 ※3 常設代替交流電源設備 ※2 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） 「S/P 温度制御」等 「RHR(A)による S/P 除熱」 「RHR(B)による S/P 除熱」
			残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード）ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※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。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (3/4)  
 (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 (格納容器スプレイ冷却モード)	代替格納容器スプレイ冷却系による 原子炉格納容器内の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・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 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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) 「除熱-1」「除熱-2」 「MUWC (代替 D/W スプレイ)」 「MUWC (代替 S/C スプレイ)」
		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 ※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・スプレイヘッド 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 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) 「除熱-1」「除熱-2」 「FP (代替 D/W スプレイ)」 「FP (代替 S/C スプレイ)」
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 防火水槽 ※1 ホース MUWC 接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 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 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) 「除熱-1」「除熱-2」 「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(淡水/海水)」 ※1
		ドライウエル冷却系による 格納容器除熱	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 非常用取水設備 常設代替交流電源設備 ※2 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) 「除熱-1」「除熱-2」 「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「1.13 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。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (4/4)

(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	常設代替交流電源設備 (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 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2 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) 「除熱-1」「除熱-2」 「RHR(B)によるPCV スプレイ」
			残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器・スプレイヘッダ 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
		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・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 ※3 常設代替交流電源設備 ※2 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) 「S/P 温度制御」等 「RHR(A)によるS/P 除熱」 「RHR(B)によるS/P 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)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	

※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「1.5 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。

表 1.6.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/11)

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 「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
		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
		水源の確認	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
		原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		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
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)



監視計器一覧(2/11)

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 「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
		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
		水源の確認	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
		原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確認	ろ過水タンク水位

監視計器一覧(3/11)

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 「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(淡水/海水)」	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
		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
	水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) 防火水槽	
	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
		原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
水源の確認		防火水槽	

監視計器一覧(4/11)

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 (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 「RHR(B)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系統流量 残留熱除去系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 残留熱除去系系統流量
		補機監視機能 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
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(5/11)

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) 「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	ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度
		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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サプレッション・チェンバ・プール水温度 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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サプレッション・チェンバ・プール水温度 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 (6/11)

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) 「除熱-1」「除熱-2」 「MUWC(代替 D/W スプレイ)」 「MUWC(代替 S/C 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
		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
		水源の確認 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
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B) 注入配管流量
		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
		水源の確認 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)

監視計器一覧(7/11)

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) 「除熱-1」「除熱-2」 「FP(代替D/Wスプレイ)」 「FP(代替S/C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
		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
		水源の確認 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
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		補機監視機能 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確認 ろ過水タンク水位

監視計器一覧(8/11)

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) 「除熱-1」「除熱-2」 「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(淡水/海水)」	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
		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
		水源の確認 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) 防火水槽
	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
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		水源の確保 防火水槽

監視計器一覧 (9/11)

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. 格納容器除熱			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「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 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
		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系統流量 残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量
	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	
	補機監視機能	原子炉補機冷却水系系統流量 残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量	



監視計器一覧(10/11)

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			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「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 サブプレッション・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系統流量 残留熱除去系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	ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度
		原子炉格納容器への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
		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(11/11)

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			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「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	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度
		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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 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
	操作	原子炉格納容器への注水量	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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 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

表 1.6.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 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  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

表 1.6.4 代替格納容器スプレイ起動, 停止の判断基準  
(炉心の著しい損傷を防止するための対応)

	スプレイ起動の判断基準		代替格納容器 スプレイ	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	圧力制御	格納容器内圧力(D/W)指示値が 13.7kPa以上で、原子炉水位 指示値が-2880mm以下を経験し た場合	D/W	D/W S/P	圧力制御、 温度制御、 水位制御	格納容器内圧力(S/C)が 13.7kPa以下の場合
		格納容器内圧力(D/W)指示値が 13.7kPa以上で、24時間継 続した場合	D/W	D/W <sup>※3</sup> S/P		
		格納容器内圧力(D/W)指示値が 180kPa以上の場合	D/W	D/W S/P		
	温度制御	ドライウェル雰囲気温度指示値が 171℃を超える恐れがある場合	D/W	D/W		サブプレッション・チェンバ プール水位指示値が 14.0m <sup>※2</sup> 以上の場合
		サブプレッション・チェンバ プール水位指示値が104℃を超える恐れがある場 合	S/P	S/P		
	制水 制御 <sup>※4</sup>	サブプレッション・チェンバ プール水位指示値が $\square$ <sup>※1, 2</sup> 以上の場合	D/W	D/W		

- ※1: 原子炉圧力が $\square$ 以下の場合であって、それ以上の場合はSR弁テールパイプ制限曲線に従う。  
 ※2: S/P底面からの水位。  
 ※3: S/P圧力が13.7kPaを超えて24時間継続する場合はS/Pスプレイを実施し、S/P圧力が $\square$ を超えた場合にはD/Wスプレイも合わせて実施する。  
 ※4: 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。

表 1.6.5 代替格納容器スプレイ起動, 停止の判断基準  
(格納容器破損を防止するための対応)

	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 <sup>3</sup> /h)		
		代替格納 容器 スプレイ				代替格納 容器 スプレイ			
防止する 格納容器破損を ための対応	除熱―1、 除熱―2	代替格納 容器 スプレイ	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以上の場合 <sup>※2</sup>	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P	代替格納 容器 スプレイ	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以下の場合 <sup>※2</sup>	140	
		代替格納 容器 スプレイ	ドライウェル雰囲気温度 指示値が190℃以上の 場合	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P	代替格納 容器 スプレイ	サブプレッション・チェン バ・プール水位指示値が [ ] <sup>※1</sup> に到達した場 合	140	
		R S P R レ イ 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 [ ]以上の場 合	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P	R S P R レ イ 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以下の場 合	140	
抑制する 格納容器過温を ための対応 <sup>※3</sup>	注水―1	代替格納 容器 スプレイ	原子炉圧力容器下鏡部温 度指示値が300℃に到 達した場合	D/W	—	注水―1	代替格納 容器 スプレイ	—	70

①, ②は優先順位を示す。

※1:S/P 底面からの水位。

※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:原子炉圧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、原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間、逃がし安全弁は原子炉の減圧機能を維持できる。

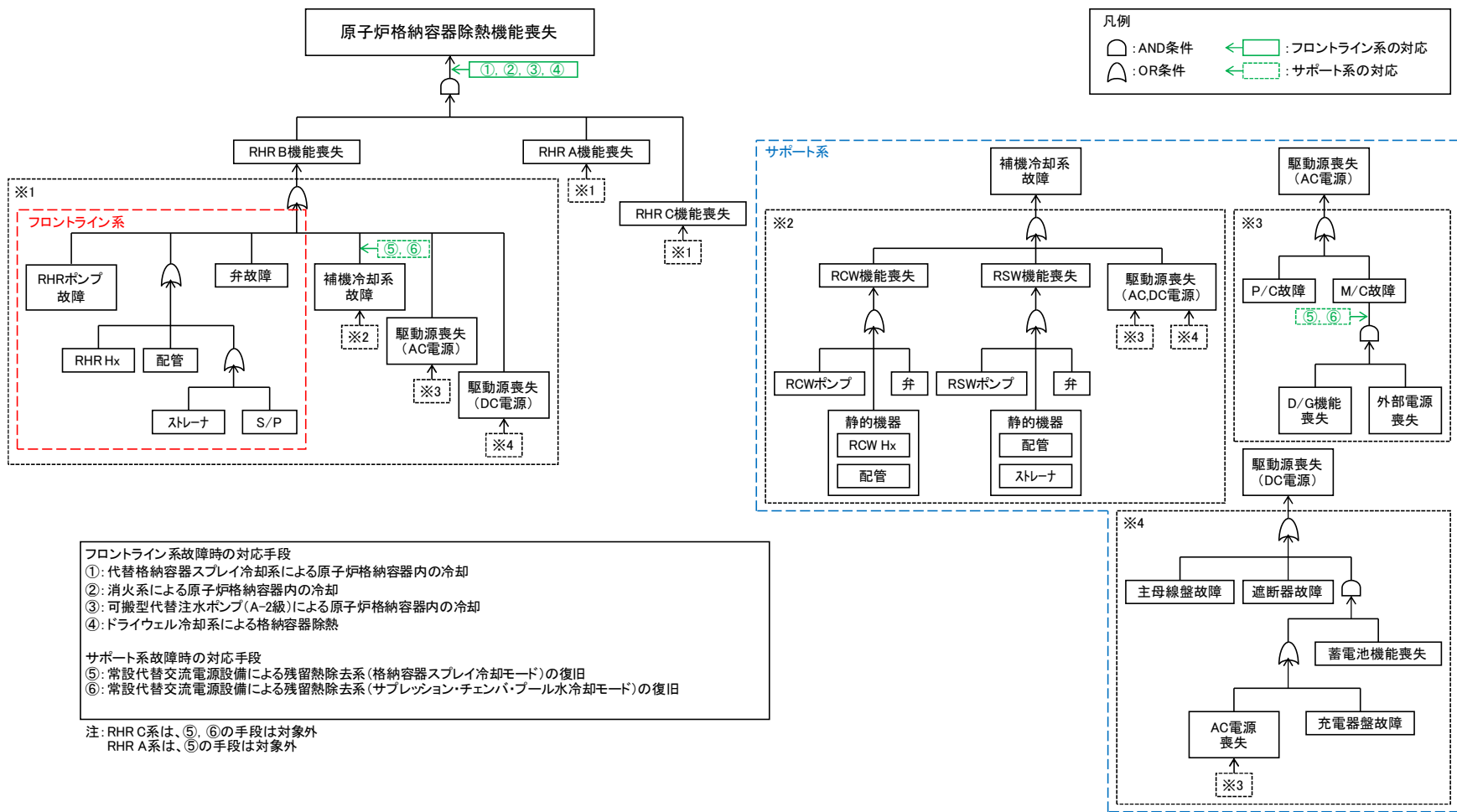


図 1.6.1 機能喪失原因対策分析(1/2)

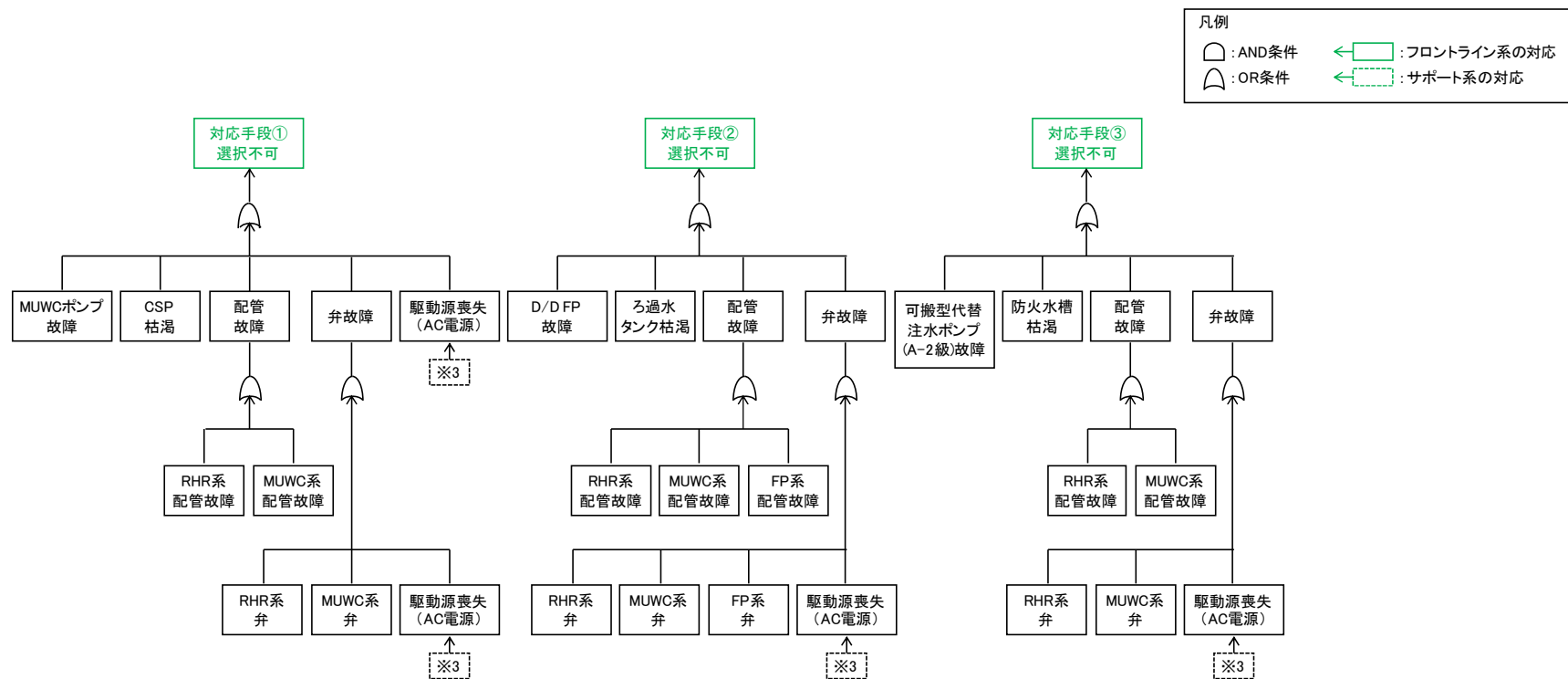


図 1.6.1 機能喪失原因対策分析 (2/2)

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							
			配管							
			水源	S/P						
				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				
				RSWポンプ	配管					
				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)	P/C故障							
		※3	M/G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							
		駆動源喪失(DC電源)	直流電源供給機能喪失	蓄電池機能喪失	充電器盤故障					
		※4		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							

※5 RHR A系については格納容器スプレッドモード対象外

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、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。

図 1.6.1 機能喪失原因対策分析(補足)



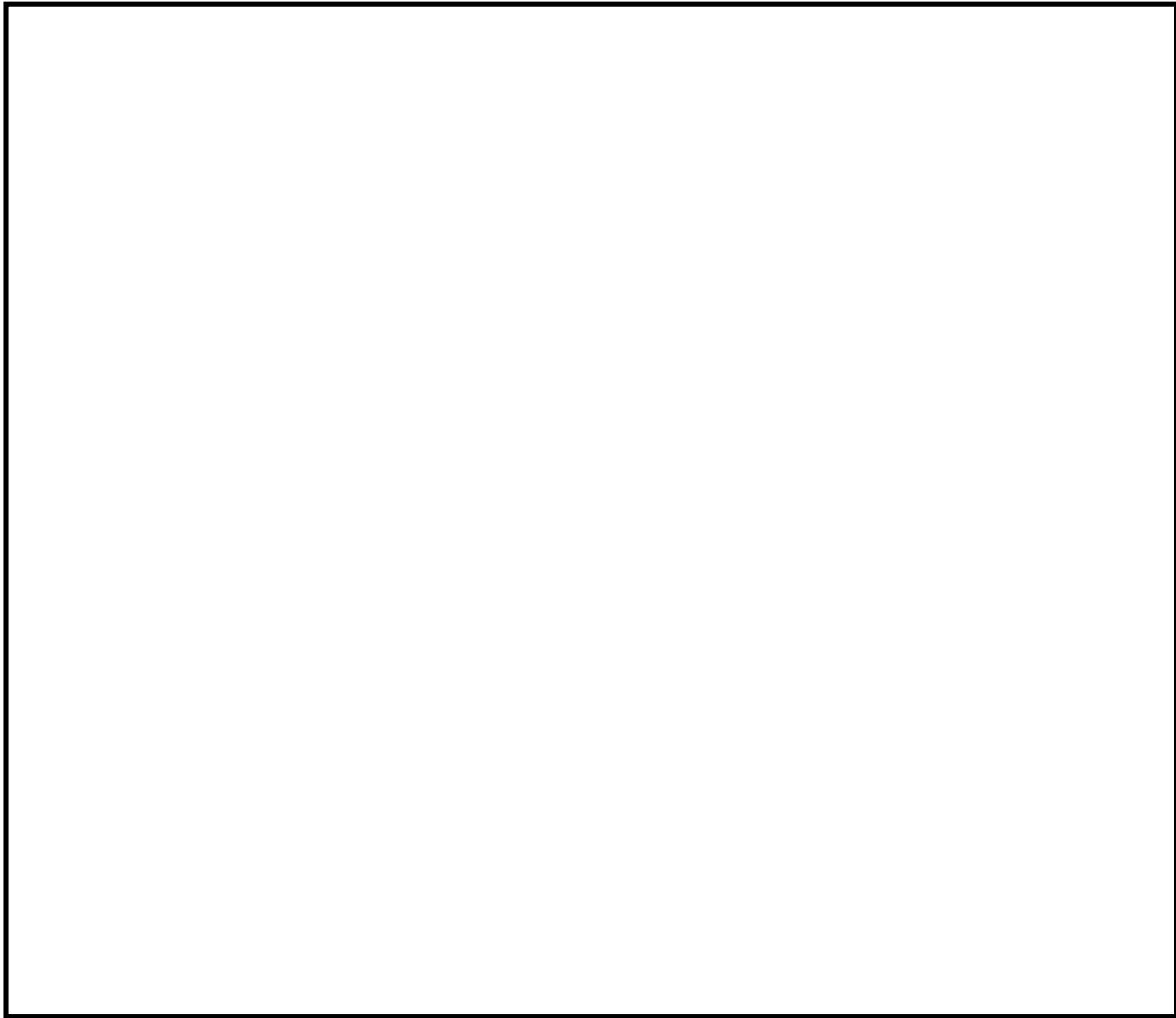


図 1.6.2 EOP[PCV 圧力制御]における対応フロー

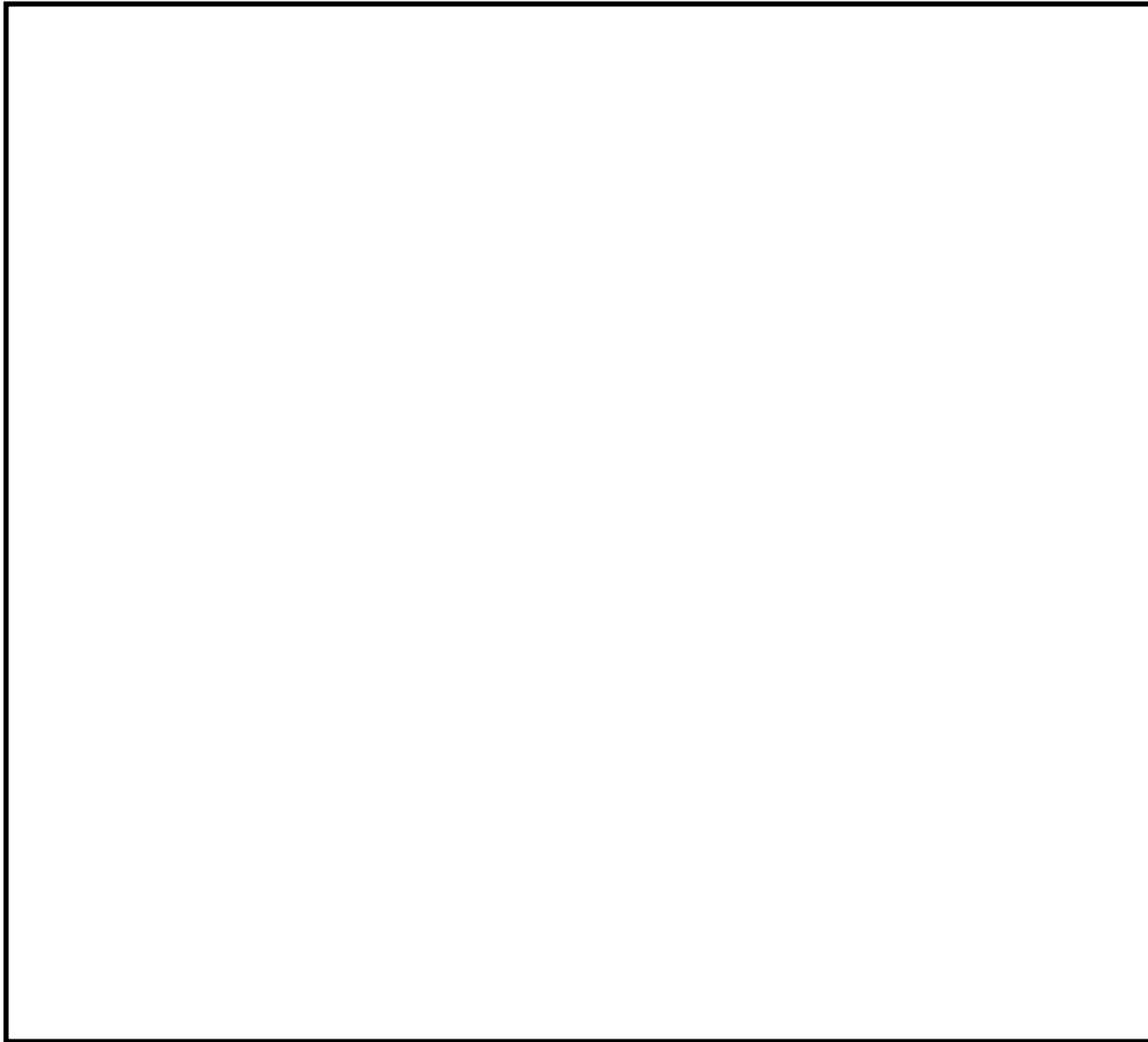


図 1.6.3 EOP[D/W 温度制御]における対応フロー

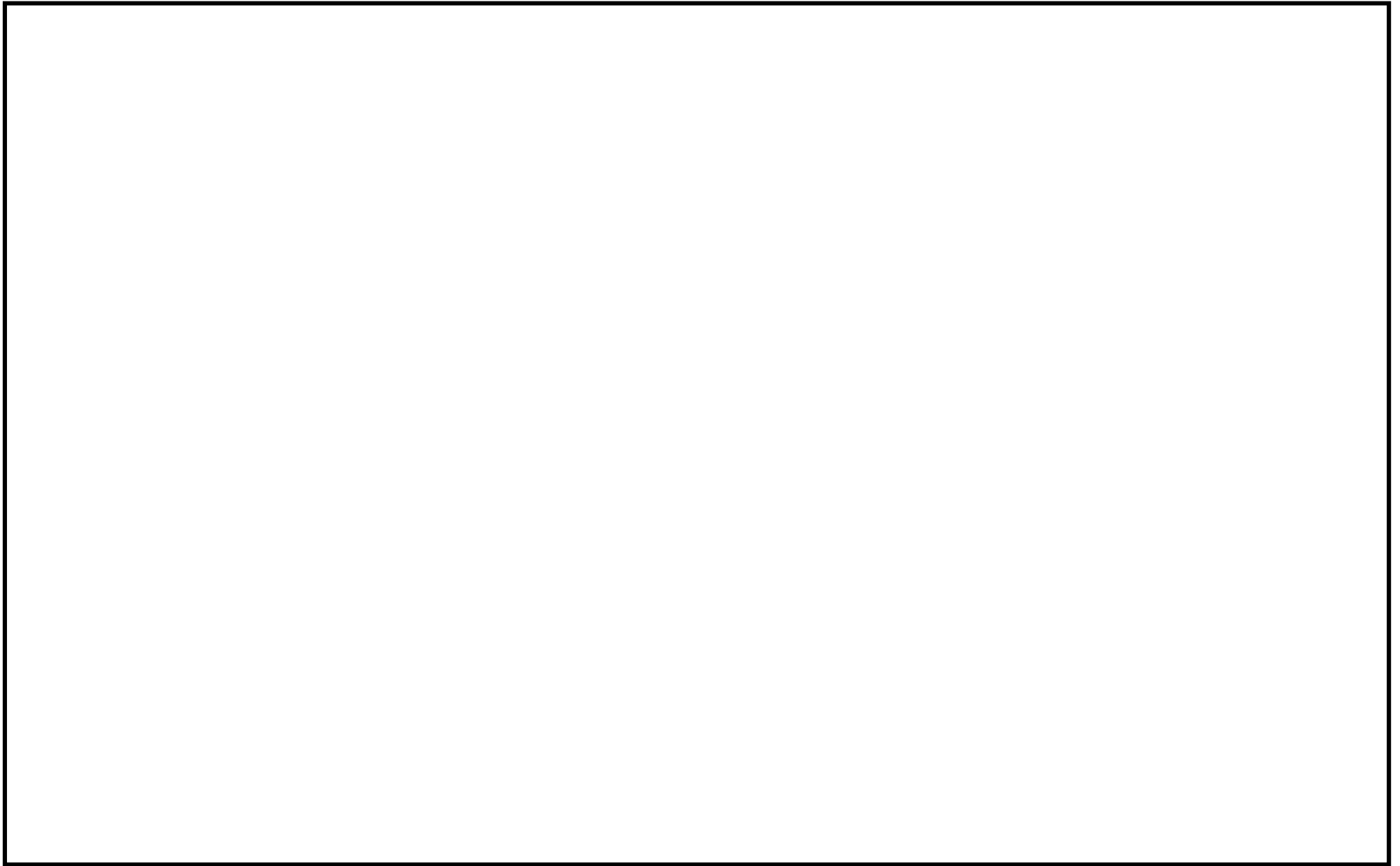


図 1.6.4 EOP[S/P 温度制御]における対応フロー

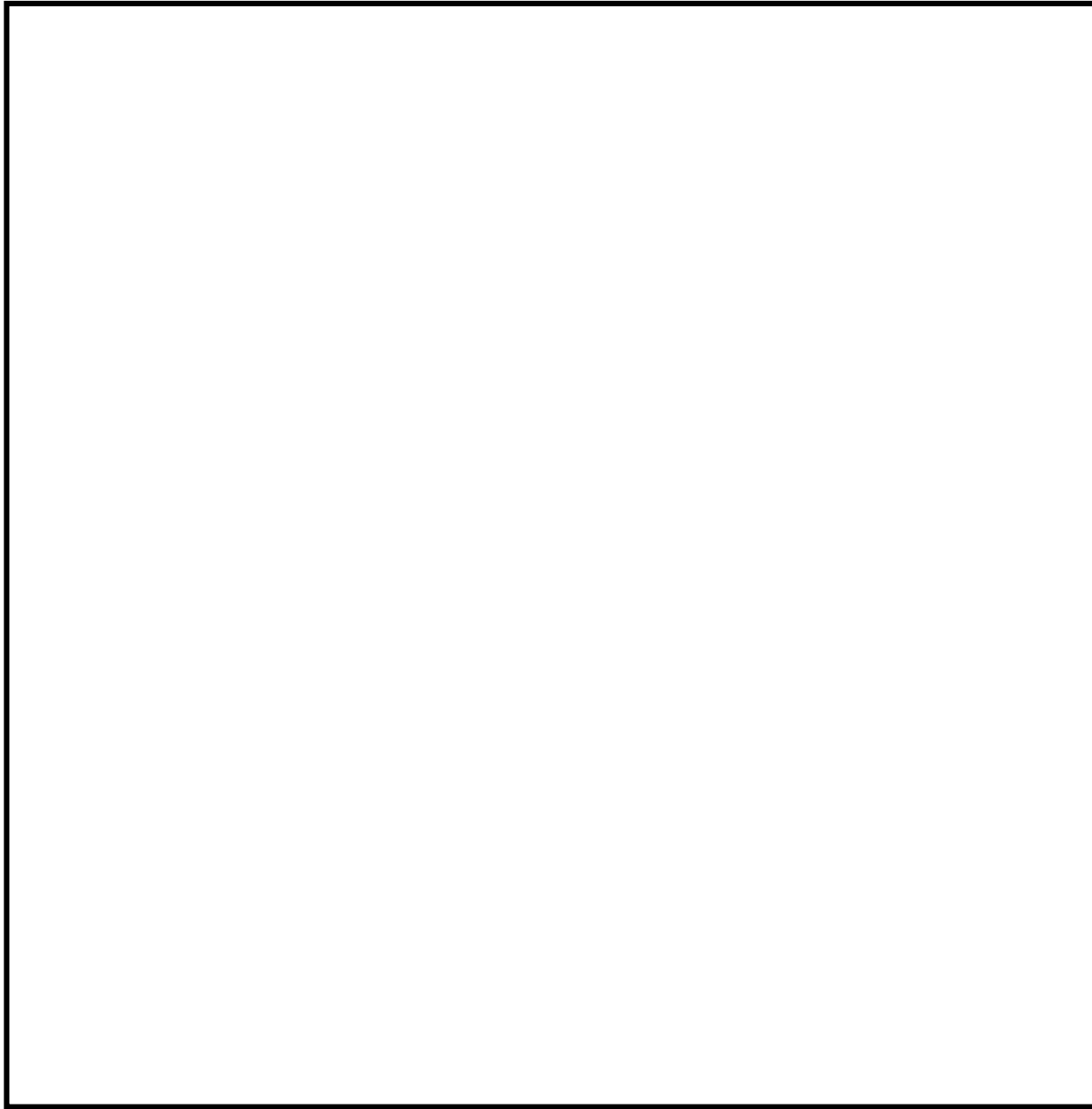


図 1.6.5 EOP[SP/L 温度制御]における対応フロー

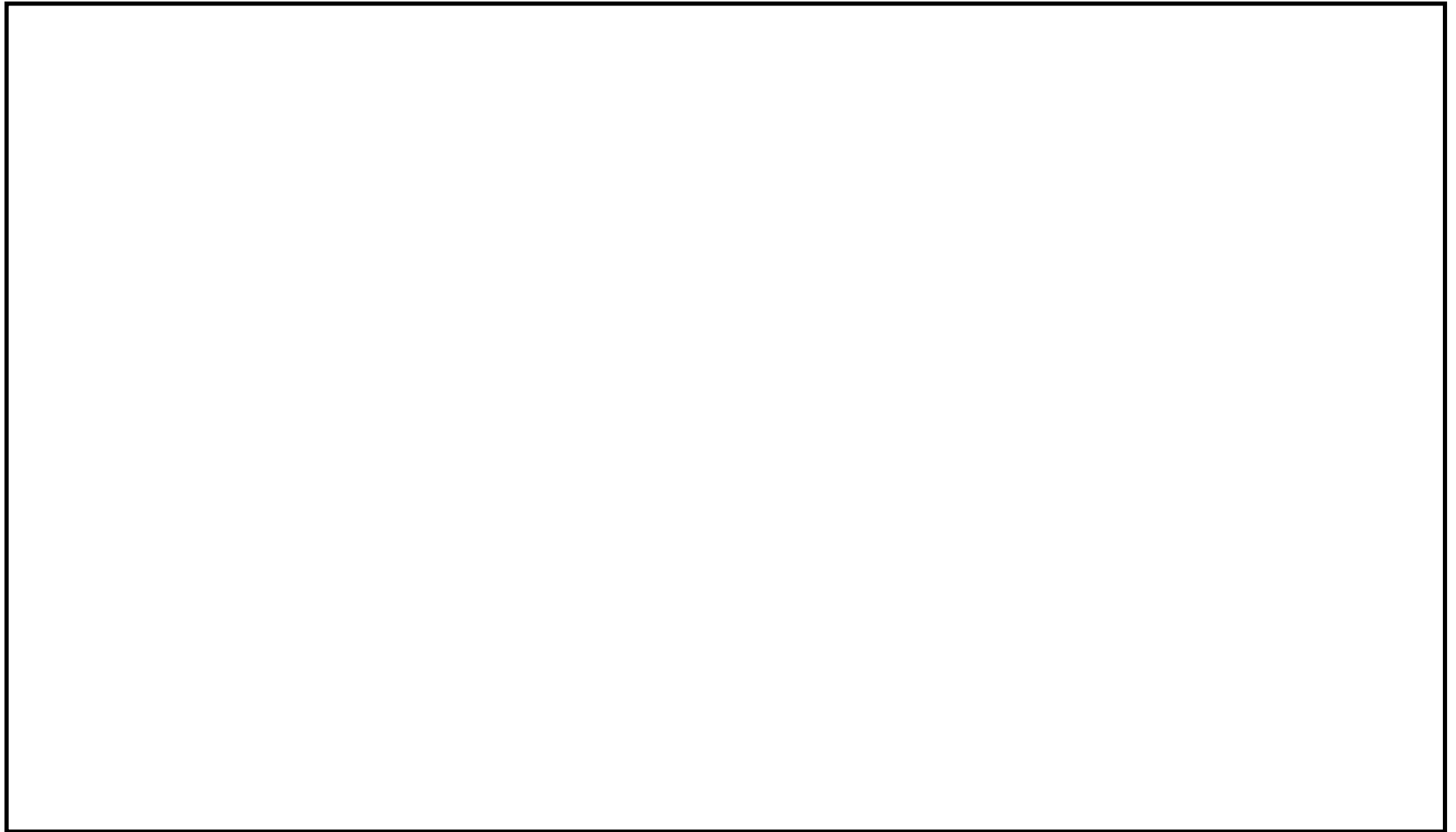
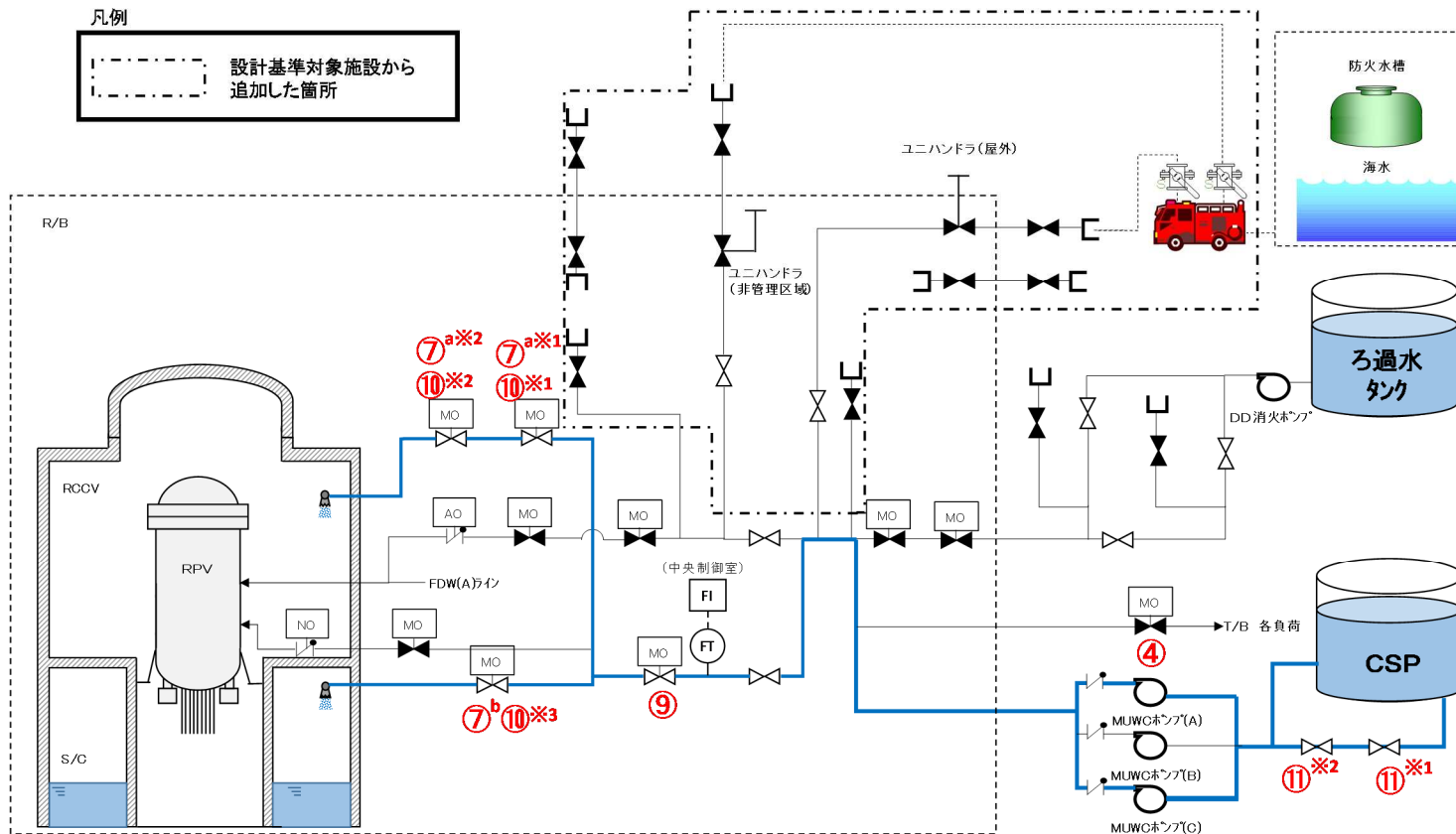


図 1.6.6 SOP[除熱-1, 除熱-2]における対応フロー

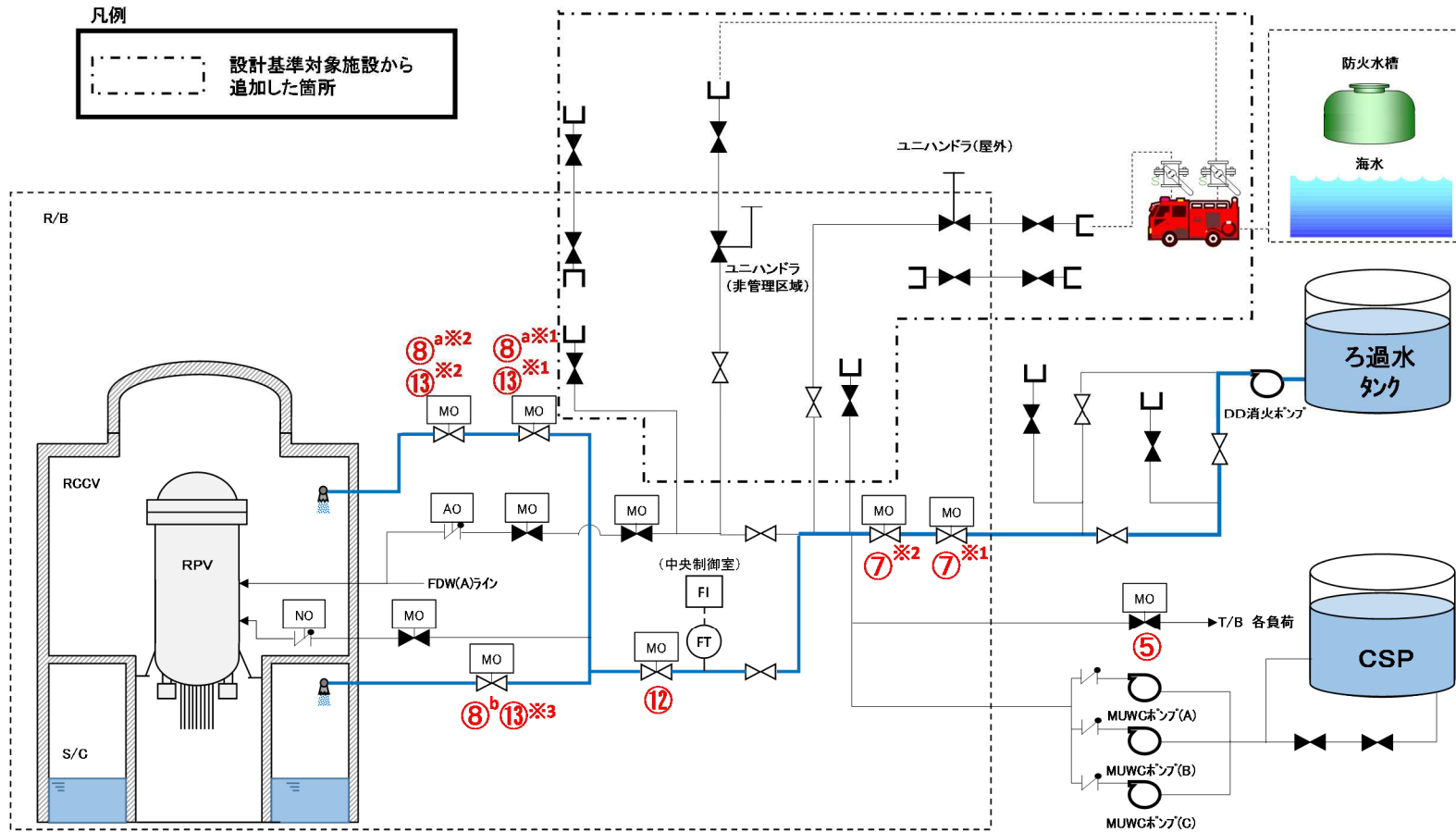


操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑦ <sup>a</sup> *1 ⑩*1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑦ <sup>a</sup> *2 ⑩*2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑦ <sup>b</sup> ⑩*3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑨	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑪*1	復水補給水系常／非常用連絡管一次止め弁
⑪*2	復水補給水系常／非常用連絡管二次止め弁

図 1.6.7 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ 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による格納容器スプレイ																			
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保、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																				

図 1.6.8 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ タイムチャート



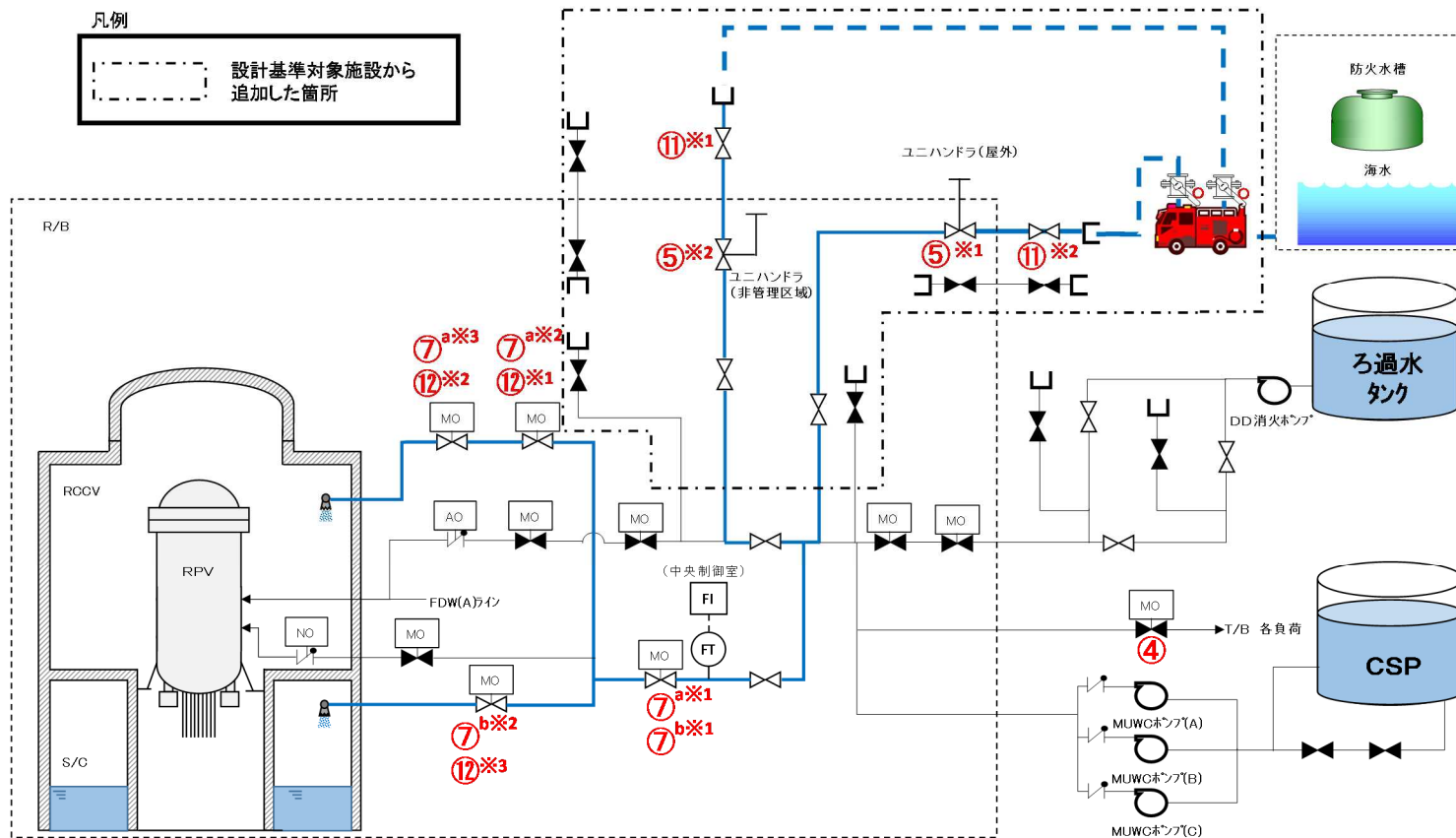
操作手順	弁名称
⑤	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑦※1	復水補給水系消火系第一連絡弁
⑦※2	復水補給水系消火系第二連絡弁
⑧ <sup>a</sup> ※1⑬※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑧ <sup>a</sup> ※2⑬※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑧ <sup>b</sup> ⑬※3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑫	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)

図 1.6.9 消火系による格納容器スプレイ 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)	30分 消火系による格納容器スプレイ															
消火系による格納容器 スプレイ	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保、			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														
	緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動														

図 1.6.10 消火系による格納容器スプレイ タイムチャート



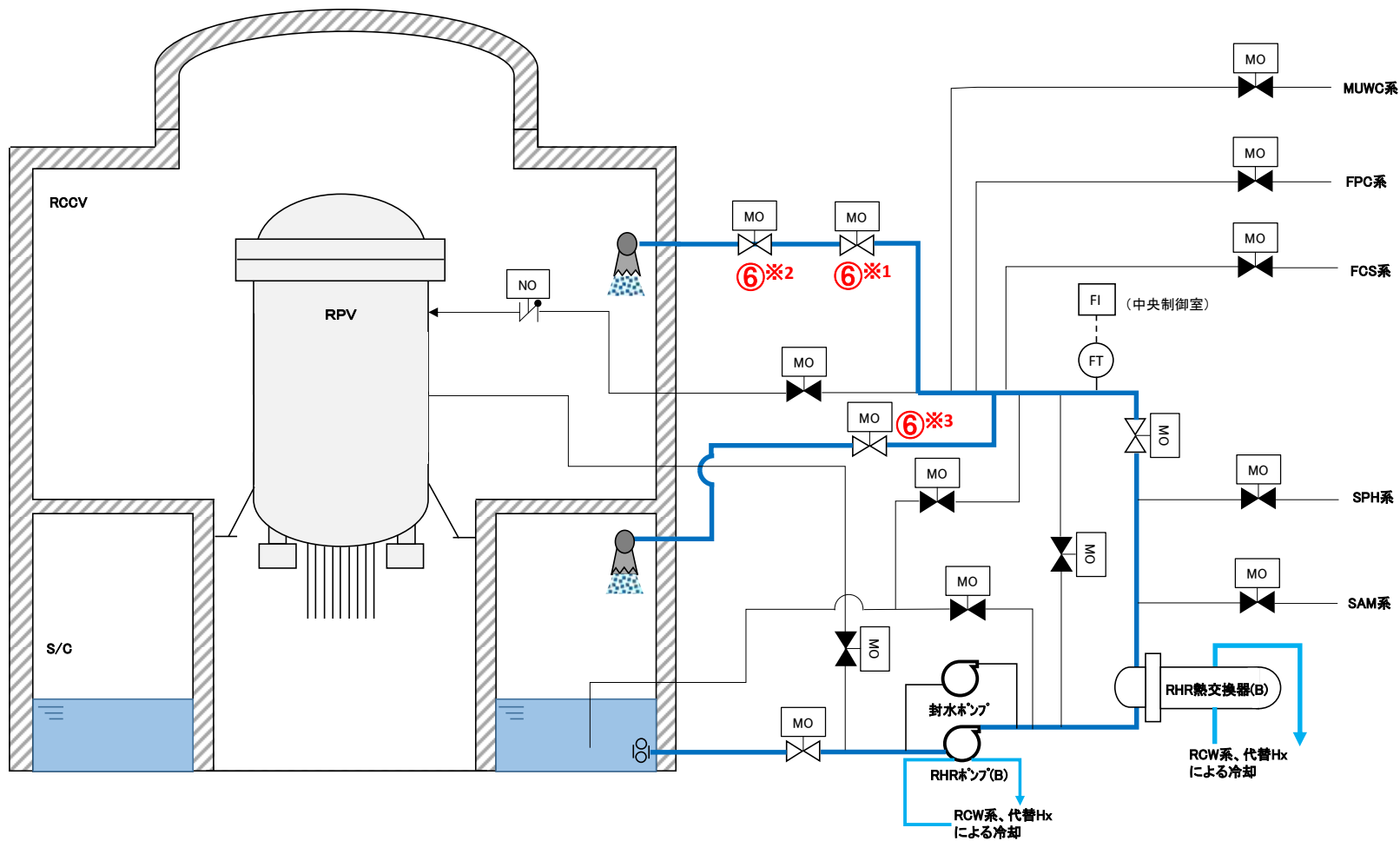
操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑤※1	復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1
⑤※2	復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1
⑦ <sup>a</sup> ※1⑦ <sup>b</sup> ※1	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑦ <sup>a</sup> ※2⑫※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑦ <sup>a</sup> ※3⑫※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑦ <sup>b</sup> ※2⑫※3	残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)
⑪※1	復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁
⑪※2	復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁

図 1.6.11 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレー(淡水/海水) 概要図

手順の項目		要員(数)		経過時間(分)												備考						
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110								
				可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ 95分																		
可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																			
			系統構成																			
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																			
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																			
			消防車健全性確認																			
			消防車配置																			

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1.6.12 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ(淡水/海水) タイムチャート

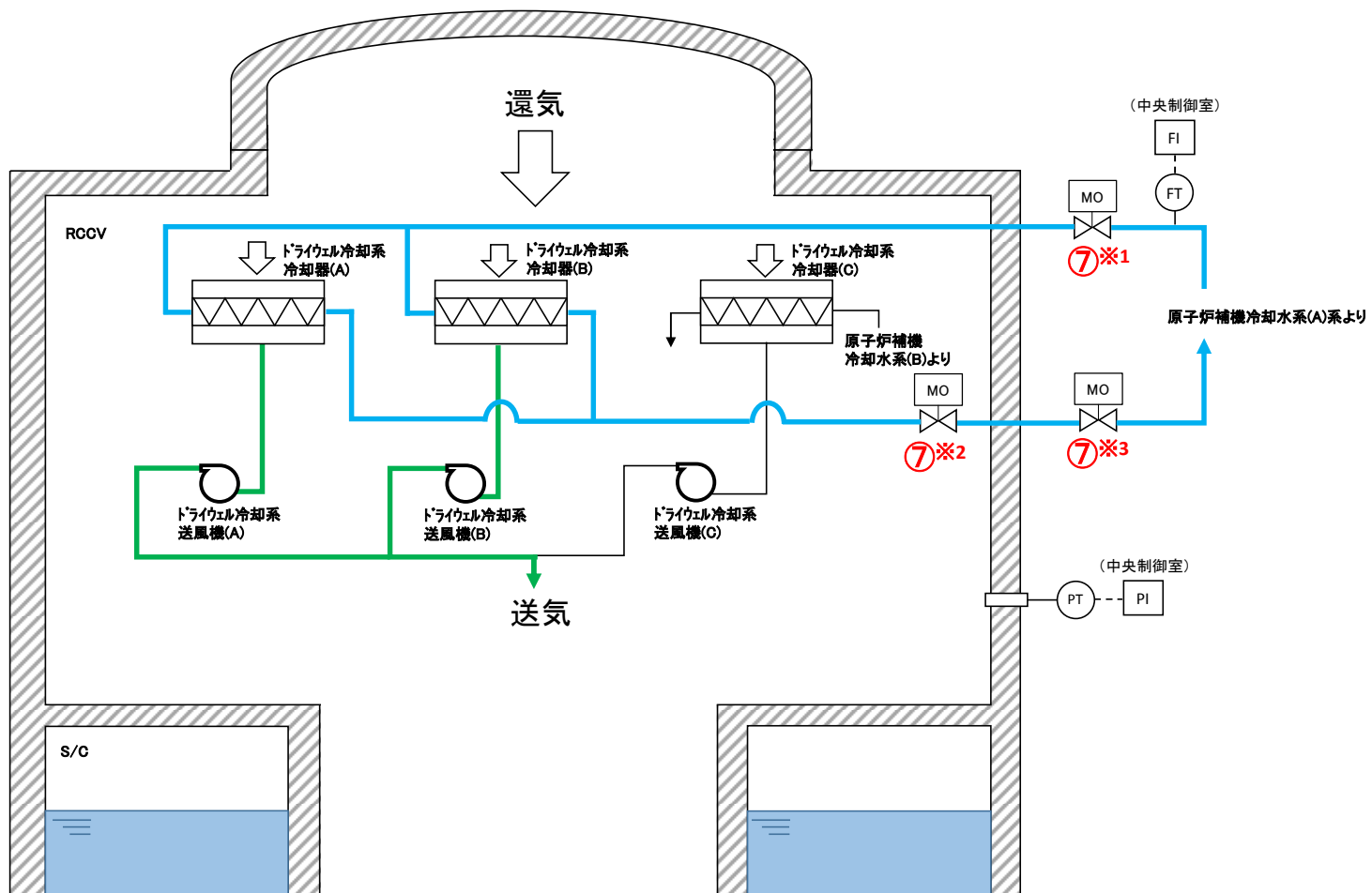


操作手順	弁名称
⑥※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑥※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑥※3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)

図 1.6.13 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱 概要図

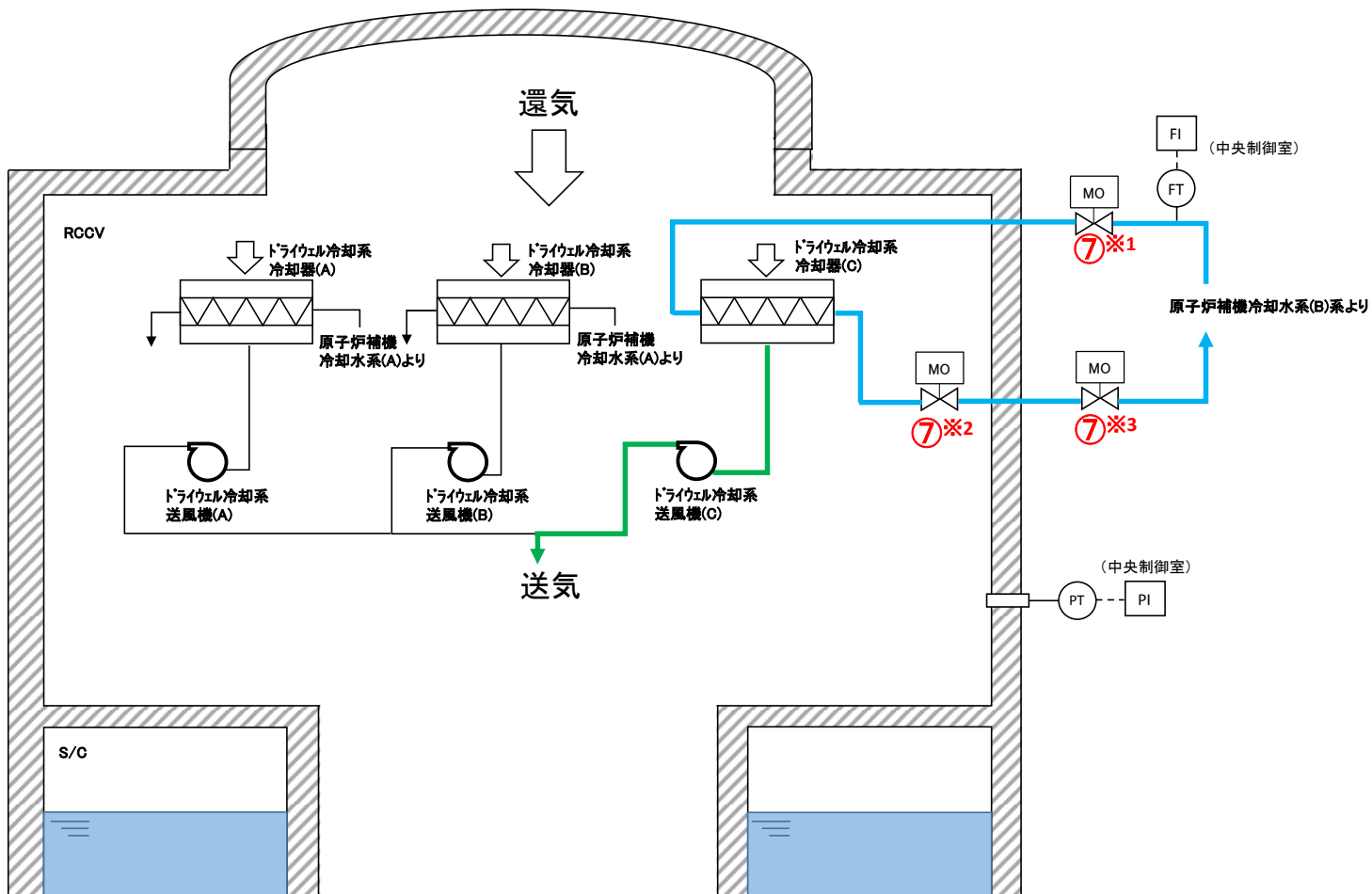
		経過時間(分)												備考			
		10	20	30	40	50	60	70									
手順の項目	要員(数)	15分 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱															
残留熱除去系電源復旧後の 格納容器除熱	中央制御室運転員 A, B	2	電源確保確認														
			ポンプ起動, 系統構成														

図 1.6.14 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱 タイムチャート



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)

図 1.6.15 ドライウェル冷却系による格納容器除熱 概要図[原子炉補機冷却(A)]



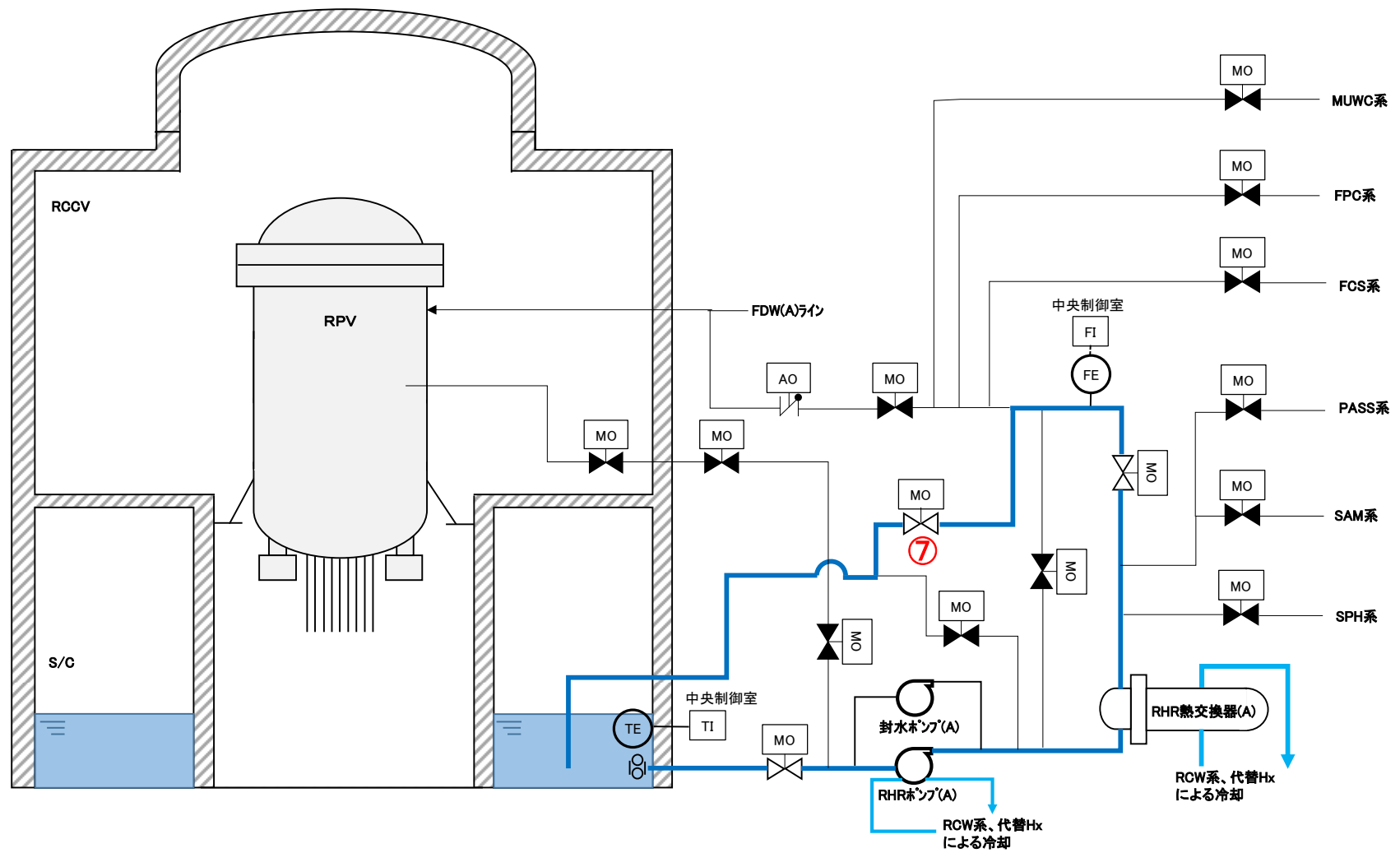
操作手順	弁名称
⑦※1	原子炉補機冷却系格納容器外側供給隔離弁(B)
⑦※2	原子炉補機冷却系格納容器内側戻り隔離弁(B)
⑦※3	原子炉補機冷却系格納容器外側戻り隔離弁(B)

図 1.6.16 ドライウェル冷却系による格納容器除熱 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)	45分 ドライウェル冷却系による格納容器除熱														
ドライウェル冷却系による 格納容器除熱	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確保確認													
			隔離信号除外[RCW(A)及び(B)使用]													
	ドライウェル送風機(A)(B)(C)起動															
	電源確保															
	現場運転員 C, D	2														

図 1.6.17 ドライウェル冷却系による格納容器除熱 タイムチャート





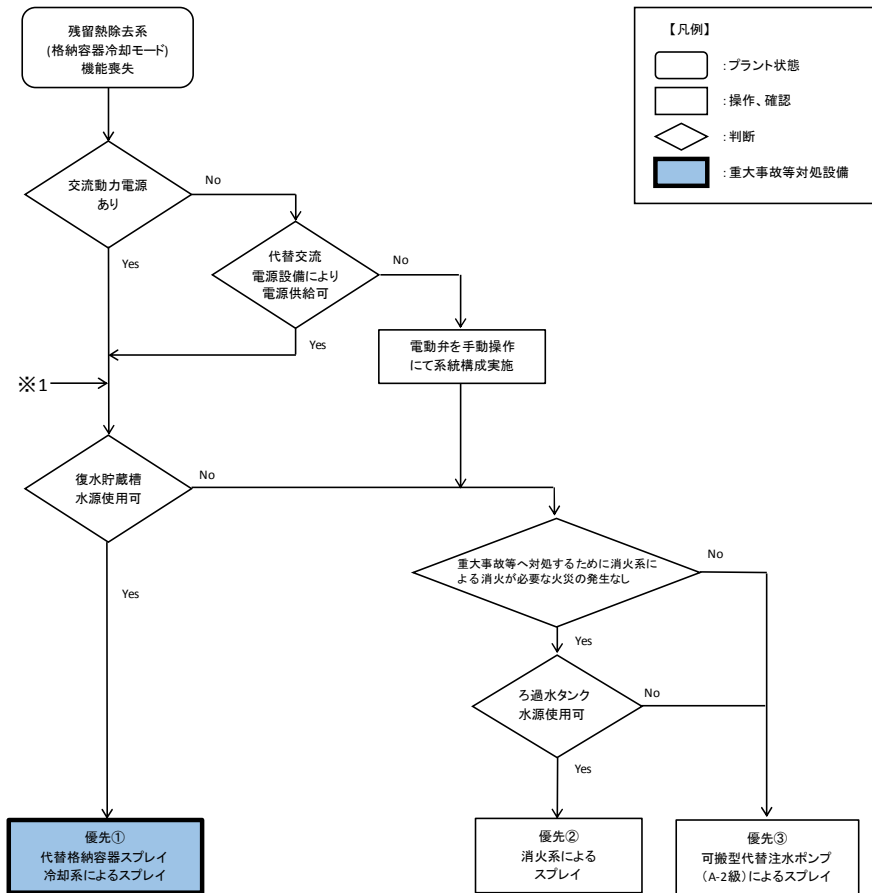
操作手順	弁名称
⑦	残留熱除去系試験用調節弁(A)

図 1.6.18 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・チェンバ・プール水除熱 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・プール水除熱																
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 ル水除熱	中央制御室運転員 A, B	2	電源確保確認																
			系統構成, ポンプ起動																
			→																

図 1.6.19 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プール水除熱 タイムチャート

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



炉心の著しい損傷防止するための対応手段  
 (2) サポート系故障時の対応手段の選択

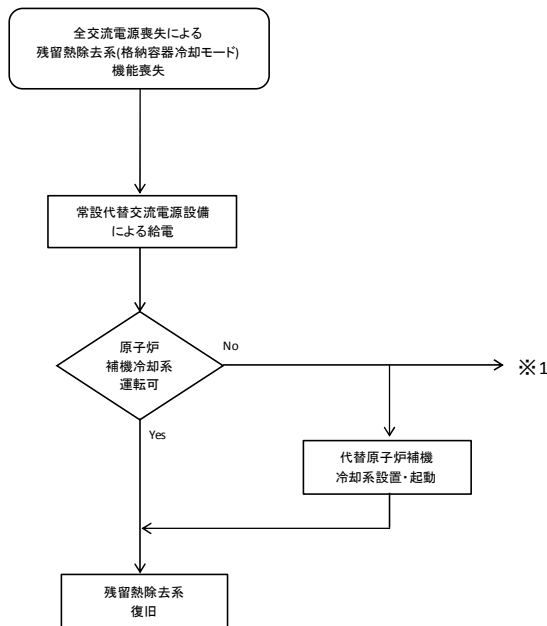
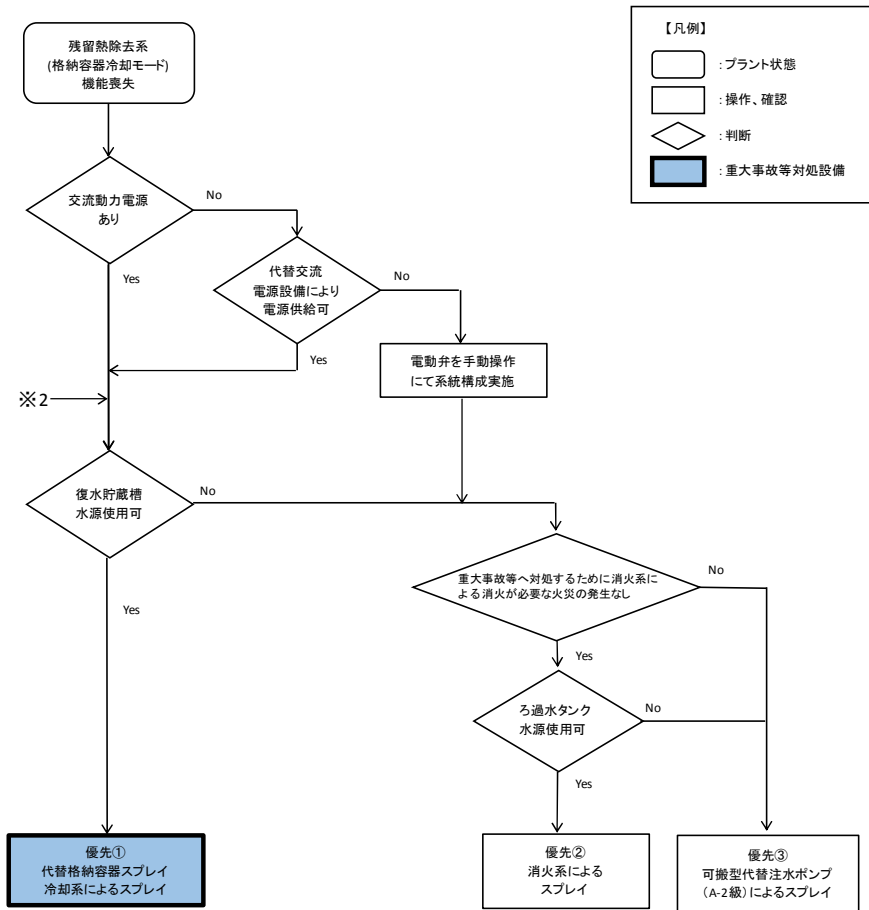


図 1.6.20 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(1/3)

原子炉格納容器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)



原子炉格納容器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(2/2)

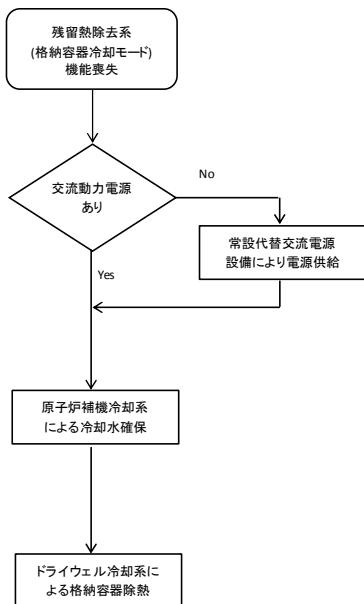


図 1.6.20 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(2/3)

原子炉格納容器破損を防止するための対応手段  
(2) サポート系故障時の対応手段の選択

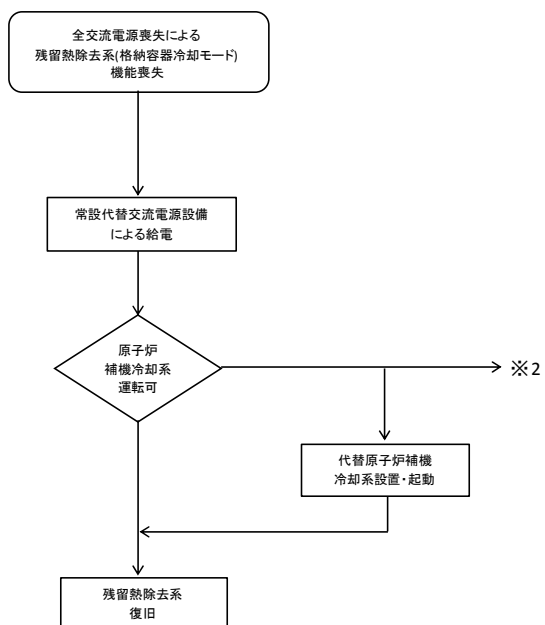


図 1.6.20 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(3/3)

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表(1/3)

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>	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>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>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>	⑥
<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>(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>(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>	-

## 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	
代替格納容器 スプレイ冷却系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・スプレイヘッド	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			残留熱除去系配管・弁・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				
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	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				
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬				
	-	-		可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	可搬	95分	7名	自主対策とする理由は本文参照
						防火水槽	常設			
						ホース	可搬			
						MUWC接続口	常設			
						復水補給水系配管・弁	常設			
						残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド	常設			
						原子炉格納容器	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			
				燃料補給設備	常設 可搬					
				ドライウエル冷却系による	ドライウエル冷却系	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			
						非常用取水設備	常設			
						常設代替交流電源設備	常設			
						燃料補給設備	常設 可搬			

### 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
常設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	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) 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・ストレーナ・熱交換器・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							
	代替原子炉補機冷却系	新設							
	非常用取水設備	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							
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・プール水冷却モード) の復旧	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) 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・ストレーナ・熱交換器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系	既設							
	代替原子炉補機冷却系	新設							
	非常用取水設備	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							
-	-	-	-	-	-	-	-	-	





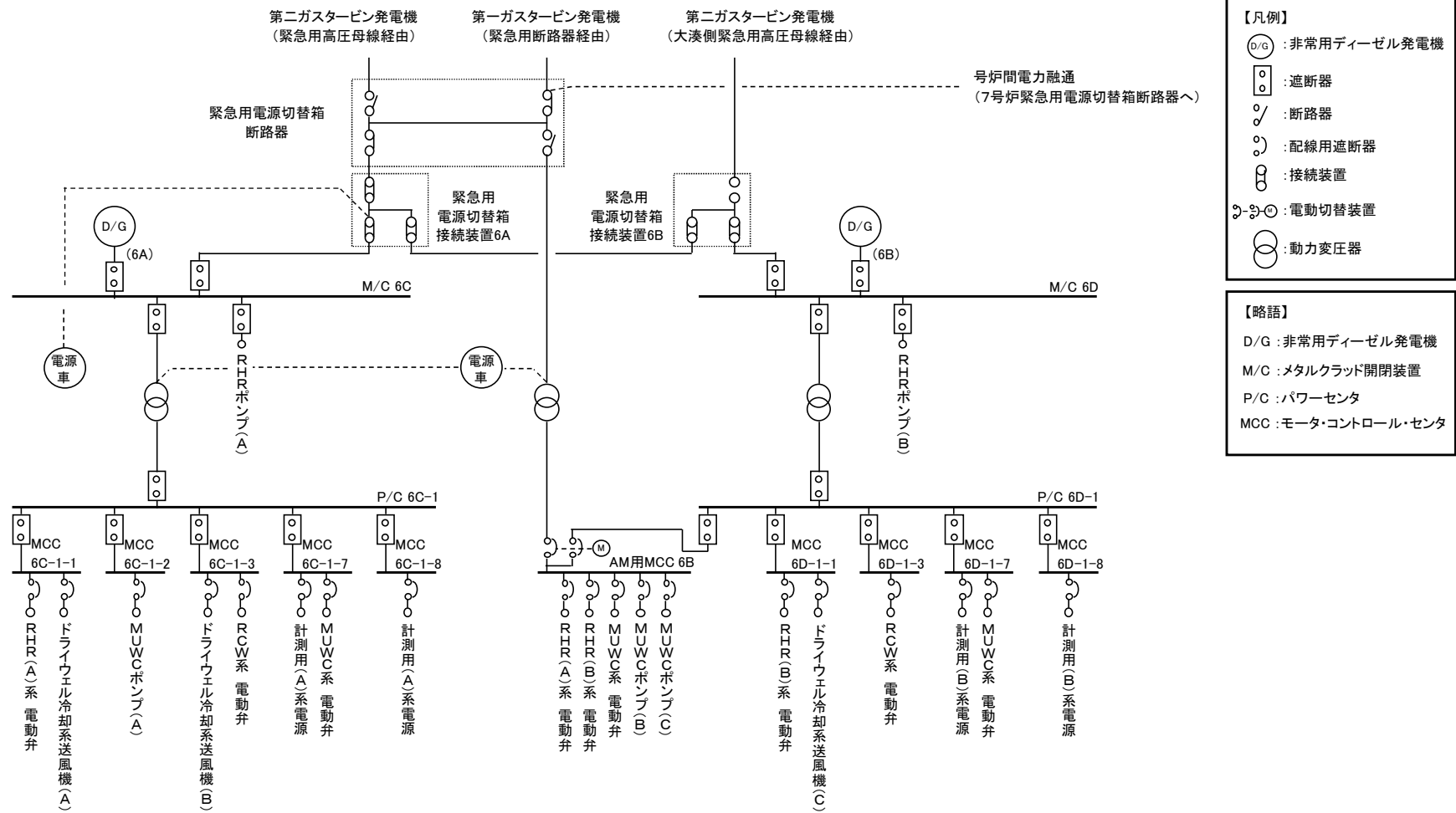


図2 対応手段として選定した設備の電源構成図 (6号炉)

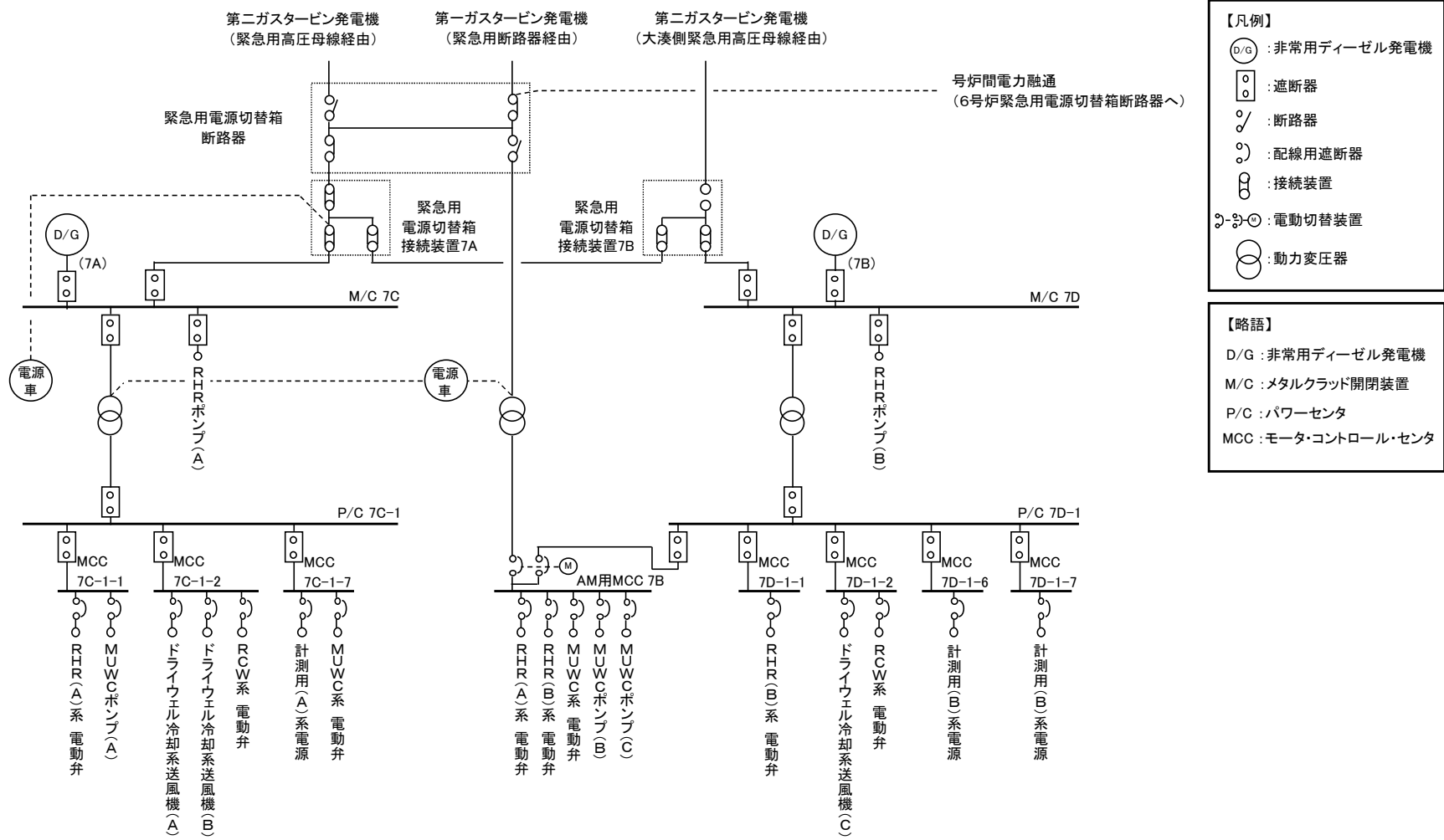


図3 対応手段として選定した設備の電源構成図 (7号炉)

## 重大事故対策の成立性

### 1. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ

#### (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格納容器スプレイを行う際に、ポンプの吸込ラインを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. 必要要員数及び操作時間

復水貯蔵槽水源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安: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・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放射線防護具(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・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 :操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。

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

## 2. 消火系による格納容器スプレイ

### (1) 受電操作

#### a. 操作概要

消火系による格納容器スプレイ系統構成のための電源確保を行う。

#### b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階 (非管理区域)

#### c. 必要要員数及び操作時間

消火系による格納容器スプレイに必要な要員数(6名)、所要時間(30分)のうち系統構成のための電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 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・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、容易に操作可能である。

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. 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ(淡水/海水)

#### (1) 隔操作機構(ユニハンドラー)の取り外し

##### a. 操作概要

可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイを行う際に、現場にて手動弁の遠隔操作機構の取り外しを行い、系統構成を実施する。

##### b. 作業場所

原子炉建屋 2階, 1階(管理区域)

##### c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイに必要な要員数(7名), 所要時間(95分)のうち, ユニハンドラー取り外しに必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 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・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放射線防護具(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・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 : 操作対象弁は通路付近にあり, 操作性に支障はない。ユニハンドラー取り外し及び取り外し後の操作対象弁の操作性については, 設置工事完了後に検証する。

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す。

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。





ユニハンドラー弁のリンク機構



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、  
ハンドルを取付け、弁操作

## (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、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による格納容器スプレイが必要な状況において、接続口(消防ホース接続箇所)及び水源を選定し、スプレイルートを決定する。  
現場では、指示されたスプレイルートを確保したうえで、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)により原子炉格納容器へスプレイする。

### b. 作業場所

屋外(原子炉建屋周辺、取水箇所(護岸、海水取水ピット、防火水槽)周辺)

### c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による格納容器スプレイに必要な要員(7名)、所要時間(95分)のうち、屋外接続口から格納容器スプレイに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3名(緊急時対策要員3名)

所要時間目安 : 95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・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: 車両のヘッドライトの他、ヘッドライト・懐中電灯・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、容易に操作可能である。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。

#### 4. ドライウェル冷却系による格納容器除熱

##### (1) 受電操作

###### a. 操作概要

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格納容器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. 必要要員数及び操作時間

ドライウェル冷却系による格納容器除熱に必要な要員数(4名)、所要時間(45分)のうち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電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安: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・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、容易に操作可能である。

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

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	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 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による格納容器スプレイ	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		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
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B
		残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
	復水補給水系常/非常用連絡管一次, 二次止め弁	(一次止め弁) P13-F019 (二次止め弁) P13-F020	
	(b) 消火系による格納容器スプレイ	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		復水補給水系消火系第一, 第二連絡弁	(第一連絡弁) P13-M0-F090 (第二連絡弁) P13-M0-F091
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B
		残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
	(c) 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ(淡水/海水)	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1	P13-F137
		復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1	P13-F133
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B
	(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格納容器除熱	残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力指示値が規定値以上
残留熱除去系注入隔離弁(B)			E11-M0-F005B
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)			E11-M0-F018B
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)			E11-M0-F017B
残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)			E11-M0-F019B
(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・ブル水除熱		残留熱除去系試験用調節弁(A)	E11-M0-F008A
		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 b. 格納容器除熱	(a) ドライウェル冷却系による格納容器除熱	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)	(外側供給隔離弁(A), (B)) P21-M0-F029A, B (外側戻り隔離弁(A), (B)) P21-M0-F036A, B (内側戻り隔離弁(A), (B)) P21-M0-F035A, B
		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

## 1.7 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又は代替格納容器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 重大事故等発生時の手順

##### 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) 交流動力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. 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

d. 格納容器内pH制御

(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）

b. 代替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 重大事故等発生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. フィルタベント水位調整（水張り）
4. フィルタベント水位調整（水抜き）
5. フィルタベント停止後の N<sub>2</sub> パージ
6. フィルタベント計装（サンプリングポンプ起動）
7. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整
8. ドレン移送ライン N<sub>2</sub> パージ
9. ドレンタンク水抜き
10. 代替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
11. 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
12. 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

## 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、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溶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、設備の選定にあたっては、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他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>\*1</sup>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、重大事故等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

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表 1.7.1 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又は代替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
- ・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
- ・フィルタ装置金属フィルタ差圧
- ・フィルタ装置水素濃度
- ・フィルタ装置スクラバ水pH
- ・ドレンポンプ設備
- ・ドレンタンク
- ・遠隔手動弁操作設備
- ・スクラバ水pH制御設備
- ・ラプチャーディスク
- ・可搬型窒素供給装置
- ・フィルタベント遮蔽壁
- ・配管遮蔽
- ・原子炉格納容器
- ・真空破壊弁 (S/C→D/W)
- ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁
- ・不活性ガス系配管・弁
- ・耐圧強化ベント系配管・弁
- ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級)
- ・防火水槽

## ii. 代替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が機能喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置と同等の機能を有する代替格納容器圧力逃がし装置により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。

代替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
- ・代替格納容器圧力逃がし装置室空調
- ・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
- ・フィルタ装置金属フィルタ差圧
- ・フィルタ装置水素濃度
- ・フィルタ装置スクラバ水pH
- ・ドレンポンプ設備
- ・ドレンタンク
- ・遠隔手動弁操作設備
- ・薬液タンク
- ・ラプチャーディスク
- ・可搬型窒素供給装置
- ・原子炉格納容器
- ・真空破壊弁 (S/C→D/W)
- ・代替格納容器圧力逃がし装置配管・弁
- ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級)
- ・防火水槽

原子炉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W/W側ベント

優先②：格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

優先③：代替格納容器圧力逃がし装置によるW/W側ベント

優先④：代替格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

ただし、代替格納容器圧力逃がし装置が完成するまでの期間における優先順位は、①→②の順とする。

### iii. 現場操作

格納容器圧力逃がし装置及び代替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，隔離弁を手動にて遠隔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，隔離弁を手動にて遠隔操作するエリアは二次格納施設外とする。

格納容器圧力逃がし装置及び代替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

#### iv. 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及び代替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
- ・窒素生成装置接続口

#### v. 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及び代替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。

#### (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
- ・サプレッション・チェンバ
- ・代替循環冷却系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド

- ・ 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
- ・ 格納容器下部注水系配管・弁
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 代替原子炉補機冷却系
- ・ 海水貯留堰
- ・ スクリーン室
- ・ 取水路
- ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・ ホース
- ・ 防火水槽
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 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及び代替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る素を捕捉することで、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
- ・ 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、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、フィルタ装置金属フィルタ差圧、フィルタ装置水素濃度、フィルタ装置スクラバ水pH、ドレンポンプ設備、ドレンタンク、遠隔手動弁操作設備、スクラバ水pH制御設備、ラプチャーディスク、可搬型窒素供給装置、フィルタベント遮蔽壁、配管遮蔽、原子炉格納容器、真空破壊弁（S/C→D/W）、格納容器圧力逃がし装置配管・弁、不活性ガス系配管・弁、耐圧強化ベント系配管・弁及び可搬型代替注水ポンプ（A-2

級)は重大事故等対処設備として位置づける。防火水槽は「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)として位置づける。

代替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、代替格納容器圧力逃がし装置室空調、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、フィルタ装置金属フィルタ差圧、フィルタ装置水素濃度、フィルタ装置スクラバ水pH、ドレンポンプ設備、ドレンタンク、遠隔手動弁操作設備、薬液タンク、ラプチャーディスク、可搬型窒素供給装置、原子炉格納容器、真空破壊弁(S/C→D/W)、代替格納容器圧力逃がし装置配管・弁及び可搬型代替注水ポンプ(A-2級)は重大事故等対処設備として位置づける。防火水槽は「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)として位置づける。

現場操作で使用する設備のうち、遠隔手動弁操作設備は重大事故等対処設備として位置づける。

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窒素生成装置接続口は重大事故等対処設備として位置づける。

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、サプレッション・チェンバ、代替循環冷却系配管・弁、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ、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、格納容器下部注水系配管・弁、原子炉圧力容器、原子炉格納容器、代替原子炉補機冷却系、海水貯留堰、スクリーン室、取水路、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)、ホース、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づける。防火水槽は「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)として位置づける。

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、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・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，格納容器下部注水系（常設）の運転にあわ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。

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。）及び多様なハザード対応手順に定める（表1.7.1）。

また，事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.7.2，表1.7.3）。

（添付資料1.7.2）



## 1.7.2 重大事故等発生時の手順

### 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) 交流動力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に、格納容器圧力逃がし装置により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水-ジルコニウム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、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度及び原子炉建屋オペレーティングフロア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、原子炉建屋において異常な水素の漏えいを検知した場合に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、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。

原子炉格納容器ベント後は、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による格納容器除熱機能の復旧により、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

##### 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

###### (i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合<sup>※1</sup>において、原子炉格納容器ベント移行条件<sup>※2</sup>に達した場合。

※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 $\gamma$ 線線量率が、設計基準事故相当の $\gamma$ 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の上昇率を確認し、残留熱除去系の復旧又は代替循環冷却系の運転によって原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制する見込みがない場合、又は原子炉建屋の水素濃度の上昇が確認された場合。

(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。手順の対応フローを図1.7.1, 図1.7.2及び図1.7.3に, 概要図を図1.7.4に, タイムチャートを図1.7.5及び図1.7.6に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合, 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側から原子炉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D/W側からの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原子炉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原子炉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原子炉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, 原子炉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。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは, 原子炉格納容器ベント前の系統構成として, 非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作, 耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁, 不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁, 不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁, 非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁の全閉及び耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全開を確認後, 不活性ガス系PCV耐圧強化

ベント用連絡配管隔離弁を中間開操作（流路面積約50%開）し，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。

⑧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原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。

⑨当直副長は，原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報収集を適宜行い，当直長へ報告する。また，当直長は，原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報を，緊急時対策本部へ報告する。

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原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。

⑪当直副長は，原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制する見込みがないと判断した場合，又は原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合，原子炉格納容器ベント開始の規定値に到達する時間，現場運転員による移動・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，運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。

⑫<sup>a</sup>W/Wベントの場合

現場運転員C及びDは，不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁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原子炉格納容器ベントを開始する。

⑫<sup>b</sup>D/Wベントの場合

現場運転員C及びDは，不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁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原子炉格納容器ベント操作を開始する。

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原子炉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，当直副長へ報告する。また，当直長は，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

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へ報告する。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へ依頼する。

- ⑮中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉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による格納容器除熱機能の復旧により、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の全閉、現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.7.3-1)

## ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置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喪失した場合、又は炉心損傷を判断した場合<sup>※1</sup>。

※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γ線線量率が、設計基準事故相当のγ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。

概要図を図1.7.7に、タイムチャートを図1.7.8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、フィルタベント遮へい壁南側(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、フィルタベント遮へい壁附室にてFCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後、フィルタベント遮へい壁南側(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へ報告する。

### (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60分以内で可能である。

操作は原子炉格納容器ベント操作前の屋外であるため、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)

### iii. フィルタベント水位調整(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

フィルタベント水位調整(水張り)手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.7.9に、タイムチャートを図1.7.10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ベント水位調整(水張り)の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、フィルタベント水位調整(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ベント水位調整(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、フィルタベント容器への給水が開始されたことを、フィルタベント遮へい壁附室の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する。その後、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)停止とFCVSフィルタベント装置給水ライン元弁の全閉操作及びフィルタ装置補給水接続口送水ホースの取外操作を実施する。
- ⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタベント水位調整(水張り)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4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80分、フィルタベント水位調整(水張り)を約50分、計約130分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.7.3-3)

#### iv. フィルタベント水位調整(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，又は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

フィルタベント水位調整(水抜き)手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.7.11に，タイムチャートを図1.7.12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ベント水位調整(水抜き)の準備開始を指示する。
- ② 緊急時対策要員は，フィルタベント遮へい壁南側(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，フィルタベント遮へい壁南側(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，フィルタベント遮へい壁附室にて，ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをフィルタベント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，フィルタベント水位調整(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ベント水位調整(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，フィルタベント容器からの排水が開始されたことをフィルタベント遮へい壁附室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する。その後，通常水位に到達した事を確認し，ドレン移送ポンプを停止し，フィルタベント遮へい壁南側(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する。

- ⑥ 緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタベント水位調整(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ベント水位調整(水抜き)完了まで約135分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.7.3-4)

v. フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パーージ

原子炉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及び酸素を排出する。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ージを実施する。

(i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系あるいは代替循環冷却系の機能が復旧し、フィルタベントの停止を判断した場合。

(ii) 操作手順

フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パーージの概要は以下のとおり。概要図を図1.7.13に、タイムチャートを図1.7.14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ベント停止後のN<sub>2</sub>パーージの準備開始を指示する。
- ②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、フィルタ装置水素濃度計の校正を実施する。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付操作し、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部へ報告する。

- 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、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N<sub>2</sub>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。
- ⑤緊急時対策要員は、フィルタ装置水素濃度計の校正完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑥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フィルタ装置水素濃度計の校正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。
- ⑦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。
- ⑧中央制御室運転員A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へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ窒素ガス注入完了を報告する。当直副長は中央制御室運転員へ継続的なフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の監視を指示する。
- ⑩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。
- ⑪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N<sub>2</sub>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。
- ⑫中央制御室運転員A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。
- ⑬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フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージの完了を緊急時対策本部へ報告する。

(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、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フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ完了まで約240分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料 1.7.3-5, 1.7.3-6)

#### vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水により、フィルタ装置の水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpHが規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

##### (i) 手順着手の判断基準

フィルタベント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。概要図を図1.7.15に、タイムチャートを図1.7.16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、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)へ薬液補給用として空気圧縮機、ホース接続、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、フィルタベント遮へい壁附室にて、系統構成のためフィルタベント装置 pH 計入口止め弁、フィルタベント装置 pH 計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へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。
- ④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。
- ⑤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へ報告する。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へ報告する。

- ⑥緊急時対策本部は、当直長からの報告に基づき算出された量の薬液を補給するよう緊急時対策要員に指示する。
- ⑦緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、算出された量の薬液を補給する。
- ⑧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pH指示値によりスクラバ水のpH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。
- ⑨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薬液補給の停止とpH測定の停止を指示する。
- ⑩緊急時対策要員は、補給用ポンプを停止し、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計サンプルポンプを停止し、フィルタベント装置pH計入口止め弁、フィルタベント装置pH計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、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スクラバ水pH調整完了まで約90分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料 1.7.3-7)

### vii. ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ

フィルタベント水位調整(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

フィルタベント水位調整(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N<sub>2</sub>パージ手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.7.17に、タイムチャートを図1.7.18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N<sub>2</sub>パージの準備開始を指示する。
- ② 緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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排水ライン窒素供給口へ接続する。  
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へ報告する。
- 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、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンラインN<sub>2</sub>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N<sub>2</sub>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、フィルタベント遮へい壁南側(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N<sub>2</sub>パージが完了したことを緊急時対策本部へ報告する。

(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N<sub>2</sub>パージ完了まで約100分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉格納容

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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.7.3-8)

#### viii. 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。概要図を図1.7.19に、タイムチャートを図1.7.20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、フィルタベント遮へい壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをフィルタベント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へい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。フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁、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、フィルタベント遮へい壁南側(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・チェンバへ排水する。
- ③ 緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁附室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、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁、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、フィルタベント遮へい壁附室にて、FCVS フィルタベント装置 遮へい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へ報告する。

### (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105分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.7.3-9)

### b. 代替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、原子炉格納容器の圧力が上昇中の場合に、代替格納容器圧力逃がし装置を使用した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水-ジルコニウム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、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度及び原子炉建屋オペレーティングフロア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、原子炉建屋において異常な水素の漏えいを検知した場合に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の漏えいを防止する。

なお、代替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、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。

原子炉格納容器ベント後は、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による格納容器除熱機能の復旧により、原



子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 代替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<sup>※1</sup>において、原子炉格納容器ベント移行条件<sup>※2</sup>に達した場合で格納容器圧力逃がし装置が機能喪失<sup>※3</sup>した場合。

※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 $\gamma$ 線線量率が、設計基準事故相当の $\gamma$ 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の上昇率を確認し、残留熱除去系の復旧又は代替循環冷却系の運転によって原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制する見込みがない場合、又は原子炉建屋の水素濃度の上昇が確認された場合。

※3: 「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

代替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。手順の対応フローは図1.7.1、図1.7.2及び図1.7.3に、概要図を図1.7.21に、タイムチャートを図1.7.22及び図1.7.23に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑥⑩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以下(ベントライン-1m)であることを確認し、代替格納容器圧力逃がし装置によりW/W側から原子炉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D/W側からの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、緊急時対策本部に代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格

納容器ベントに必要な電動弁の受電操作を実施する。

- ④中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、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<sup>a</sup>W/Wベントの場合  
中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、D/W側第一隔離弁及びD/W側第二隔離弁の全閉を確認し、S/C側第二隔離弁を全開とする。
- ⑥<sup>b</sup>D/Wベントの場合  
中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、S/C側第一隔離弁及びS/C側第二隔離弁の全閉を確認し、D/W側第二隔離弁を全開とする。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑧当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制する見込みがないと判断した場合、又は原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合、原子炉格納容器ベント開始の規定値に到達する時間、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、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑪<sup>a</sup>W/Wベントの場合  
中央制御室運転員A及びBは、S/C側第一隔離弁を全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑪<sup>b</sup>D/Wベントの場合  
中央制御室運転員A及びBは、D/W側第一隔離弁を全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。



- ⑫中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、当直副長へ報告する。また、当直長は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑬中央制御室運転員A及びBは、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へ報告する。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へ依頼する。
- ⑭中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、残留熱除去系若しくは代替循環冷却系による格納容器除熱機能の復旧により、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁の全閉、その後S/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離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）、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代替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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.7.3-10)

### ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置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. ii 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。

### iii. フィルタベント水位調整(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. iii フィルタベント水位

調整(水張り)」の操作手順と同様である。

iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置の水位が上限水位に到達した場合,又は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。

なお,操作手順については,「1.7.2.1(1)a. iv フィルタベント水位調整(水抜き)」の操作手順と同様である。

v. フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ

原子炉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及び酸素を排出する。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. v フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ」の操作手順と同様である。

vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置の水位が上昇した場合,スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpHが規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお,操作手順については,「1.7.2.1(1)a. vi 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。

vii. ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ

フィルタベント水位調整(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,「1.7.2.1(1)a. vii ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ」の操作手順と同様である。

viii. 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。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a.viiiドレンタンク水抜き」の操作手順と同様である。

c. 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。

i. 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<sup>※1</sup>において、残留熱除去系の復旧に見込みがなく<sup>※2</sup>格納容器除熱が困難な状況で、復水補給水系が使用可能<sup>※3</sup>でかつ、代替原子炉補機冷却系による冷却水供給が可能な場合。

※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 $\gamma$ 線線量率が、設計基準事故相当の $\gamma$ 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°C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。

(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。

原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系(A)注入配管使用による原子炉注水と残留熱除去系(B)スプレイ配管使用による格納容器スプレイ(D/Wスプレイ)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)スプレイ配管使用によるD/Wスプレイ中とする。

また、原子炉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、格納容器下部注水と残留熱除去系(B)スプレイ配管使用による格納容器スプレイ(D/Wスプレイ)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格納容器下部注水

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図1.7.1及び図1.7.2に、概要図を図1.7.24に、  
タイムチャートを図1.7.25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を用いた代替循環冷却の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系を用いた代替循環冷却運転に必要なポンプ・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復水補給水系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、復水補給水系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／非常用連絡管第一、第二止め弁の全開確認を実施する。
- ⑥<sup>a</sup>原子炉注水及び格納容器スプレーを実施する場合  
現場運転員E及びFは、電動弁操作盤にて復水補給水系を用いた代替循環冷却の系統構成を実施する。(残留熱除去系熱交換器出口弁(A)、サブ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<sup>b</sup>格納容器下部注水及び格納容器スプレーを実施する場合  
現場運転員E及びFは、電動弁操作盤にて復水補給水系を用いた代替循環冷却の系統構成を実施する。(サブ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、代替循環冷却運転の準備完了を当直副長へ報告する。

- ⑧当直副長は、運転員に復水補給水系を用いた代替循環冷却の運転開始を指示する。
- 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(B)注入ライン洗浄水止め弁を全閉とし、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、当直副長へ報告する。
- 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<sup>a</sup>原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する場合（⑫<sup>a</sup>～⑮<sup>a</sup>）  
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁を調整開とした後に復水移送ポンプを起動し、すみやかに残留熱除去系(A)注入ライン洗浄水止め弁及び残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁を開として復水補給水系を用いた代替循環冷却の運転を開始する。
- ⑬<sup>a</sup>中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、残留熱除去系(A)注入配管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、格納容器スプレイが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇、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、当直副長へ報告する。
- ⑭<sup>a</sup>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、復水補給水系を用いた代替循環冷却による原子炉注水及び格納容器スプレイが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑮<sup>a</sup>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(A)注入ライン洗浄水止め弁及び残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁にて適宜、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スプレイ注入隔離弁(B)を全開とすることで、D/WスプレイからS/Pスプレイへ切り替える。



- ⑫<sup>b</sup>格納容器下部注水及び格納容器スプレイを実施する場合（⑫<sup>b</sup>～⑬<sup>b</sup>）
- 中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系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<sup>b</sup>中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁を調整開とした後に復水移送ポンプを起動し、すみやかに復水補給水系下部ドライウエル注水流量調節弁及び残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁を開として復水補給水系を用いた代替循環冷却の運転を開始する。
- ⑭<sup>b</sup>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移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、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、格納容器スプレイが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇、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、当直副長へ報告する。
- ⑮<sup>b</sup>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、復水補給水系を用いた代替循環冷却による格納容器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へ報告する。
- ⑯<sup>b</sup>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(B)注入ライン洗浄水止め弁にて適宜、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）、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復水補給水系を用いた代替循環冷却開始まで約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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料 1.7.3-11)

## ii. 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)へ供給する。

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断<sup>\*1</sup>した場合に、代替循環冷却設備を使用する場合。

※1:「炉心損傷を判断」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP 導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

(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図1.7.1及び図1.7.2に、概要図を図1.7.26に、タイムチャートを図1.7.27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、当直副長へ報告する。(図1.7.26参照)
- 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、当直副長へ報告する。(図1.7.26参照)
- 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を經由し、当直長へ報告する。

- 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へ依頼する。
- 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を経由し、当直長へ報告する。

(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45分、緊急時対策要員操作の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、放射線防護具、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。

(添付資料 1.5.3-14)

d. 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、S/P水が酸性化する。S/P水が酸性化すると、S/P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**に有機よう素となる**。これにより格納容器圧力逃がし装置による原子炉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。

原子炉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、S/P水の酸性化を防止し原子炉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<sup>※1</sup>で、復水**補給水系**が使用可能な場合<sup>※2</sup>。

※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γ線線量率**が、設計基準事故相当のγ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図1.7.1、図1.7.2及び図1.7.3に、概要図を図1.7.28に、タイムチャートを図1.7.29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格納容器スプレイ、格納容器下部注水及び格納容器内pH制御のため、薬液注入準備開始を指示する。
- 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、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、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値が規定値となるように残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(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へ報告するとともに、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、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へ報告する。
- ⑨中央制御室運転員A及びBは、D/Wスプレイへの切替を当直副長へ報

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、D/Wスプレイへの切替が完了したことを、当直副長へ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、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へ報告する。
- ⑮中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部注水への切替を当直副長へ報告するとともに、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、格納容器下部注水の系統構成のため、復水補給水系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、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下部ドライウェル注水流量調節弁を調整開し、格納容器下部注水を開始する。
- ⑱中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(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、格納容器下部注水への切替が完了したことを、当直副長へ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薬液タンク水位指示値の低下により確認する。
- ㉑現場運転員C及びDは、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へ報

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180m<sup>3</sup>)となったら復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁、復水補給水系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。

- ・格納容器スプレイ（S/P）による薬液注入開始まで約30分で可能である。
- ・格納容器スプレイ（D/W）による薬液注入開始まで約65分で可能である。
- ・格納容器下部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、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.7.3-12)

#### (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に、格納容器圧力逃がし装置を使用した原子炉格納容器ベント操作を実施し、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水-ジルコニウム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、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度及び原子炉建屋オペレーティングフロア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、原子炉建屋において異常な水素の漏えいを検知した場合に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、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。

原子炉格納容器ベント後は、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による格納容器除熱機能の復旧により、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

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二次格納施設内の系統構成は事前に着手する。

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(現場操作)

(i) 手順着手の判断基準

『二次格納施設内の系統構成』

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。

『原子炉格納容器ベント準備』

炉心損傷を判断した場合<sup>\*1</sup>において、原子炉格納容器ベント移行条件<sup>\*2</sup>に達した場合。

※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 $\gamma$ 線線量率が、設計基準事故相当の $\gamma$ 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:「原子炉格納容器ベント移行条件」とは、原子炉格納容器内の圧力の上昇率を確認し、残留熱除去系の復旧又は代替循環冷却系の運転によって原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制する見込みがない場合、又は原子炉建屋の水素濃度の上昇が確認された場合。

(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。手順の対応フローを図1.7.1、図1.7.2及び図1.7.3に概要図を図1.7.30に、タイムチャートを図1.7.31及び1.7.32に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、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、二次格納施設内の系統構成を現場運転員に指示する。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弁及び非常用ガス処理系出口 U シール元弁の全閉操作を実施する。

- ②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 W/W 側から原子炉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 D/W 側からのベント実施の準備を開始するよう指示する）。
- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- 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原子炉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。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント前の系統構成として非常用ガス処理系側 PCV ベント用隔離弁後弁及び換気空調系側 PCV ベント用隔離弁後弁の全閉を確認する。
- 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現場運転員 C 及び D は、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁の全閉を遠隔手動弁操作設備の開度指示にて確認し、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて中間開操作（流路面積約 50%開）する。不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の開操作ができない場合は、PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて中間開操作（流路面積約 50%開）する。
- ⑧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原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- 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原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報を、



緊急時対策本部へ報告する。

- 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原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑫当直副長は、原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制する見込みがないと判断した場合、又は原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合、原子炉格納容器ベント開始の規定値に到達する時間、現場運転員による移動・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、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑬<sup>a</sup>W/W ベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁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原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑬<sup>b</sup>D/W ベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁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原子炉格納容器ベント操作を開始する。
- 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原子炉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、当直副長へ報告する。また、当直長は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- 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へ報告する。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へ依頼する。
- ⑯中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉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による格納容器除熱機能の復旧により、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又は PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁の全閉及び不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作

で全閉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、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又は PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁及び不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離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**）、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、放射線防護具、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・懐中電灯をバックアップとして携行する。

(添付資料1.7.3-1)

### ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置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. ii **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。

### iii. フィルタベント水位調整(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. iii **フィルタベント水位調整(水張り)**」の操作手順と同様である。

### iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置の水位が上限水位に到達した場合、又は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、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a. iv [フィルタベント水位調整\(水抜き\)](#)」の操作手順と同様である。

#### v. フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ

原子炉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及び酸素を排出する。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. v [フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ](#)」の操作手順と同様である。

#### vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置の水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpHが規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a. vi [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。

#### vii. ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ

フィルタベント水位調整(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、「1.7.2.1(1)a. vii [ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ](#)」の操作手順と同様である。

#### viii. 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、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a. viii [ドレンタンク水抜き](#)」の操作手順と同様である。



b. 代替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、原子炉格納容器の圧力が上昇中の場合に、代替格納容器圧力逃がし装置を使用した原子炉格納容器ベントを実施し、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水-ジルコニウム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、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度及び原子炉建屋オペレーティングフロア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、原子炉建屋において異常な水素の漏えいを検知した場合に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の漏えいを防止する。

なお、代替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、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。

原子炉格納容器ベント後は、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による格納容器除熱機能の復旧により、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 代替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

炉心損傷を判断した場合<sup>※1</sup>において、原子炉格納容器ベント移行条件<sup>※2</sup>に達した場合で格納容器圧力逃がし装置が機能喪失<sup>※3</sup>した場合。

※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γ線線量率が、設計基準事故相当のγ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: 「原子炉格納容器ベント移行条件」とは、原子炉格納容器内の圧力の上昇率を確認し、残留熱除去系の復旧又は代替循環冷却系の運転によって原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制する見込みがない場合、又は原子炉建屋の水素濃度の上昇が確認された場合。

※3: 「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

代替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。手順の対応フローは図1.7.1、図1.7.2及び図1.7.3に、概要図を図1.7.33に、タイムチャートを図1.7.34及び図1.7.35に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑤①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、代替格納容器圧力逃がし装置により、W/W側から原子炉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D/W側からの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、緊急時対策本部に代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③中央制御室運転員 A 及び B は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、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。
- ⑤<sup>a</sup>W/Wベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、D/W 側第一隔離弁及び D/W 側第二隔離弁の遠隔手動弁操作設備の開度指示にて全閉を確認し、S/C 側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。
- ⑤<sup>b</sup>D/Wベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、S/C 側第一隔離弁及び S/C 側第二隔離弁の遠隔手動弁操作設備による操作の開度指示にて全閉を確認し、D/W 側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。
- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし

装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。

- ⑧当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- 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原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力を620kPa[gage]以下に抑制する見込みがないと判断した場合、又は原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合、原子炉格納容器ベント開始の規定値に到達する時間、現場運転員による移動・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、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑪<sup>a</sup>W/W ベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、S/C 側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑪<sup>b</sup>D/W ベントの場合  
現場運転員 C 及び D は、D/W 側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑫中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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、当直副長へ報告する。また、当直長は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑬中央制御室運転員A及びBは、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へ報告する。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へ依頼する。
- ⑭中央制御室運転員A及びBは、原子炉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に

よる格納容器除熱機能の復旧により、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁の全閉、その後S/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。

- ⑮現場運転員C及びDは、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉、その後S/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離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**）、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代替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。

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

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・懐中電灯をバックアップとして携行する。

(添付資料1.7.3-10)

### ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

PCVベント中に想定されるフィルタ装置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. ii **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。

### iii. フィルタベント水位調整(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. iii **フィルタベント水位調整(水張り)**」の操作手順と同様である。

### iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置の水位が上限水位に到達した場合、又は金属フィルタ

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。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a. iv [フィルタベント水位調整\(水抜き\)](#)」の操作手順と同様である。

#### v. フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ

原子炉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及び酸素を排出する。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. v [フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パージ](#)」の操作手順と同様である。

#### vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置の水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpHが規定値よりも低くなった場合に薬液を注入する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a. vi [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。

#### vii. ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ

フィルタベント水位調整(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、「1.7.2.1(1)a. vii [ドレン移送ラインN<sub>2</sub>パージ](#)」の操作手順と同様である。

#### viii. ドレントランク水抜き

ドレントラ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。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1)a. viii [ドレントランク水抜き](#)」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 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手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図1.7.36に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合には，代替格納容器スプレイ冷却系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，原子炉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，復水補給水系を用いた代替循環冷却が起動できる場合は，代替循環冷却による原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。

また，原子炉圧力容器の破損を判断した後に代替循環冷却を実施する場合は，代替循環冷却による格納容器下部注水及び格納容器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原子炉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が機能喪失した場合は代替格納容器圧力逃がし装置により原子炉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及び代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントは，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代替格納容器圧力逃がし装置を用いて、原子炉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などの理由で使用できない場合は、D/Wを経由してフィルタベントを通る経路を第二優先とする。

代替循環冷却又は原子炉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の除熱を実施する。

表 1.7.1 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	対応設備	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 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 フィルタ装置金属フィルタ差圧 フィルタ装置水素濃度 フィルタ装置スクラバ水 pH ドレンポンプ設備 ドレンタンク 遠隔手動弁操作設備 スクラバ水 pH 制御設備 ラブチャーディスク 可搬型窒素供給装置 フィルタベント遮蔽壁 配管遮蔽 原子炉格納容器 真空破壊弁 (S/C→D/W) 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ※5	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) 「放出」 「格納容器フィルタベント」  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)」 「フィルタベント水位調整(水抜き)」
			防火水槽 ※5, ※6	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、対応設備、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応設備	対応手段	対応設備	手順書	
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	代替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 代替格納容器圧力逃がし装置室 空調 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 フィルタ装置金属フィルタ差圧 フィルタ装置水素濃度 フィルタ装置スクラバ水 pH ドレンポンプ設備 ドレンタンク 遠隔手動弁操作設備 薬液タンク ラブチャーディスク 可搬型窒素供給装置 原子炉格納容器 真空破壊弁 (S/C→D/W) 代替格納容器圧力逃がし装置配 管・弁 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ※5	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 「格納容器フィルタベント」
			防火水槽 ※5, ※6	自主 策設 備対	
	全交流動力電源	現場 操作	遠隔手動弁操作設備	重大 事故 等 対 應 設 備	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「格納容器フィルタベント」
—	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 窒素生成装置接続口	重大 事故 等 対 應 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 <sub>2</sub> パーージ手順」	

- ※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)

対応手段, 対応設備, 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応設備	対応手段	対応設備	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 サプレッション・チェンバ 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 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 格納容器下部注水系配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※2 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) ※5 ホース 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	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 MUWC による循環冷却
			防火水槽 ※5, ※6	策自主設備対	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 「格納容器 pH 制御」
		格納容器内 pH 制御	代替格納容器スプレイ冷却系 ※1 格納容器下部注水系 (常設) ※4 格納容器 pH 制御設備	策自主設備	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 「格納容器 pH 制御」

- ※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)

表 1.7.2 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) 交流動力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		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 FCVS(S/P側) FCVS(D/W側) FCVS(遠隔操作可能弁開閉操作)	判断基準	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
		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)
		格納容器内酸素濃度
		原子炉建屋の水素濃度 ・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
		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) 交流動力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		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 FCVS(S/P側) FCVS(D/W側) FCVS(遠隔操作可能弁開閉操作)	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
		原子炉建屋の水素濃度 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 ・原子炉建屋地下中2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)交流動力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 <sub>2</sub> パージ	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 <sub>2</sub> パージ	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)交流動力電源が健全である場合の対応手順 c. 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) 「除熱-1」「除熱-2」 復水補給水系を用いた代替循環冷却	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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 原子炉補機冷却系(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(B)系熱交換器出口冷却水温度
		水源の確認 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
		原子炉圧力容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉圧力容器) ・残留熱除去系(A)注入配管流量
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・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ダ圧力 復水移送ポンプ(B)吐出圧力 復水移送ポンプ(C)吐出圧力
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 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) 原子炉補機冷却系(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(B)系熱交換器出口冷却水温度

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) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 d. 格納容器内 pH 制御			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 格納容器 pH 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
	操作	原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・ 残留熱除去系(B)注入配管流量
		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

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)	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 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) b. 代替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(シビアアクシデント) 「放出」 FCVS(S/P側) FCVS(D/W側) FCVS(遠隔操作可能弁開閉操作)	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
		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(SA)
		原子炉建屋の水素濃度	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
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度(SA)
		原子炉建屋の水素濃度	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 ・原子炉建屋地下中2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) 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) b. 代替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	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 <sub>2</sub> パージ	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 <sub>2</sub> パージ	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

表 1.7.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 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	常設代替直流電源設備 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  MCC C 系 MCC D 系 (7 号炉のみ) 直流 125V A 系
	代替格納容器圧力逃がし装置	常設代替直流電源設備 AM 用直流 125V
	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

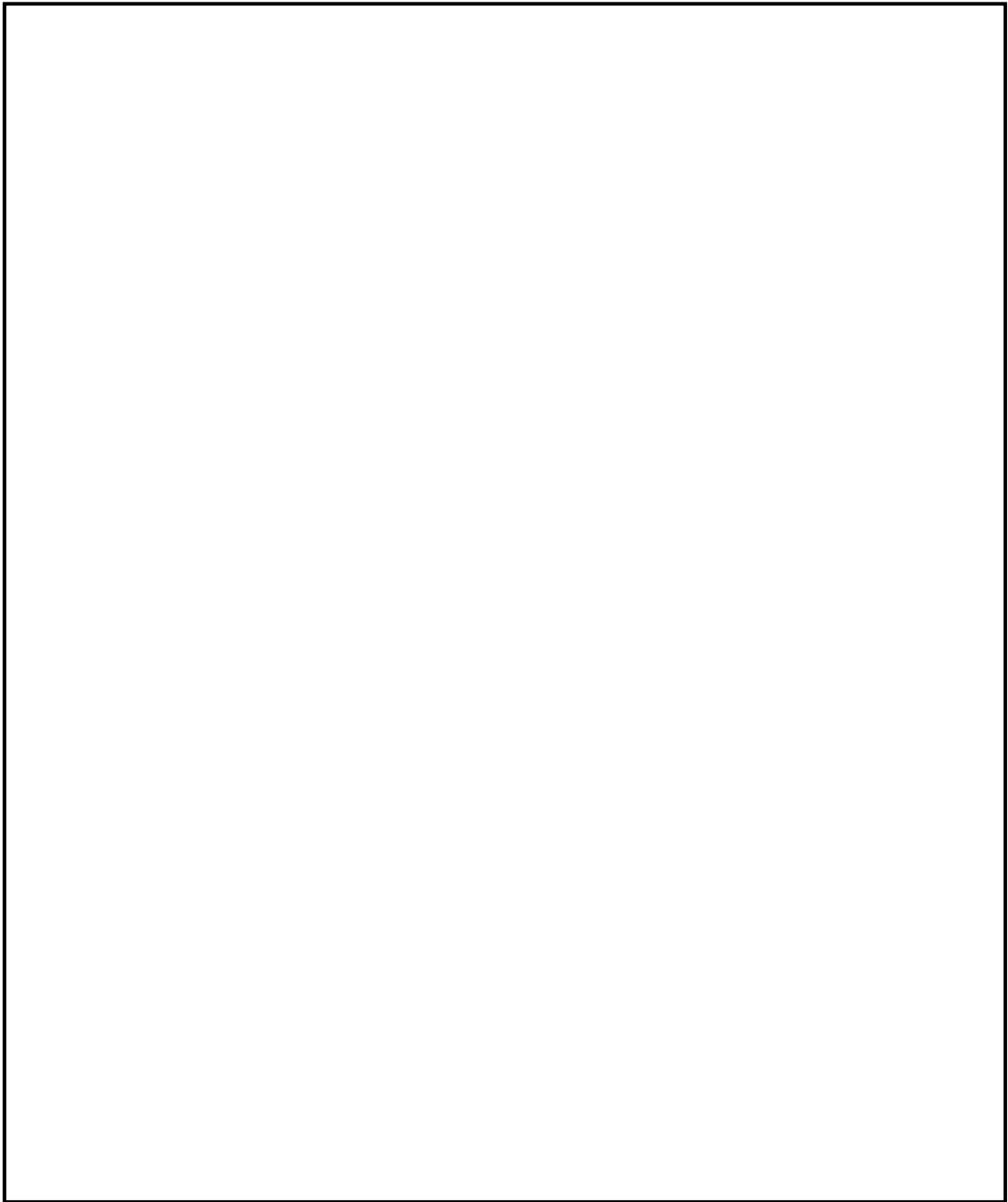


図 1.7.1 SOP 「除熱-1」における対応フロー

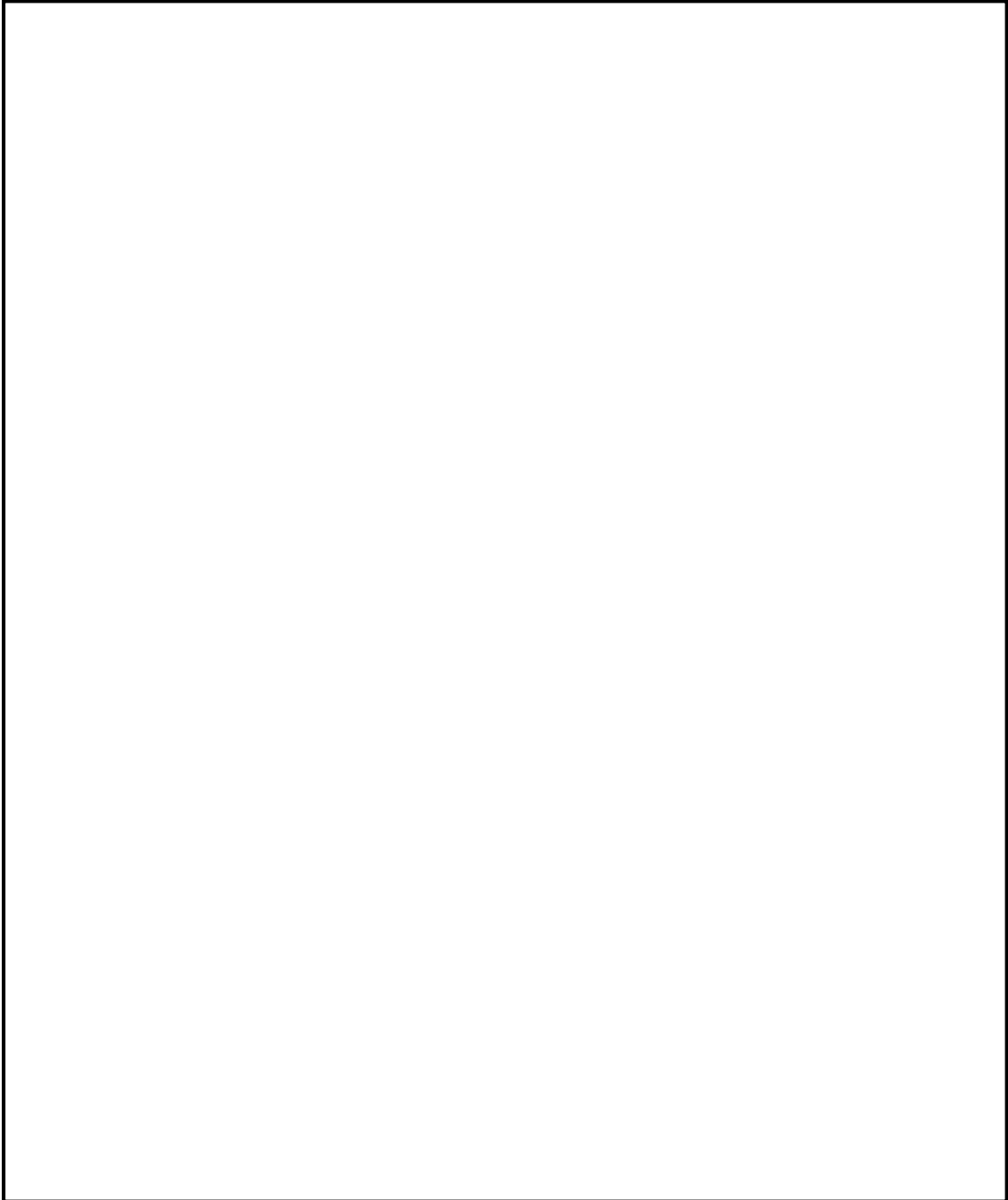


図 1.7.2 SOP 「除熱-2」における対応フロー

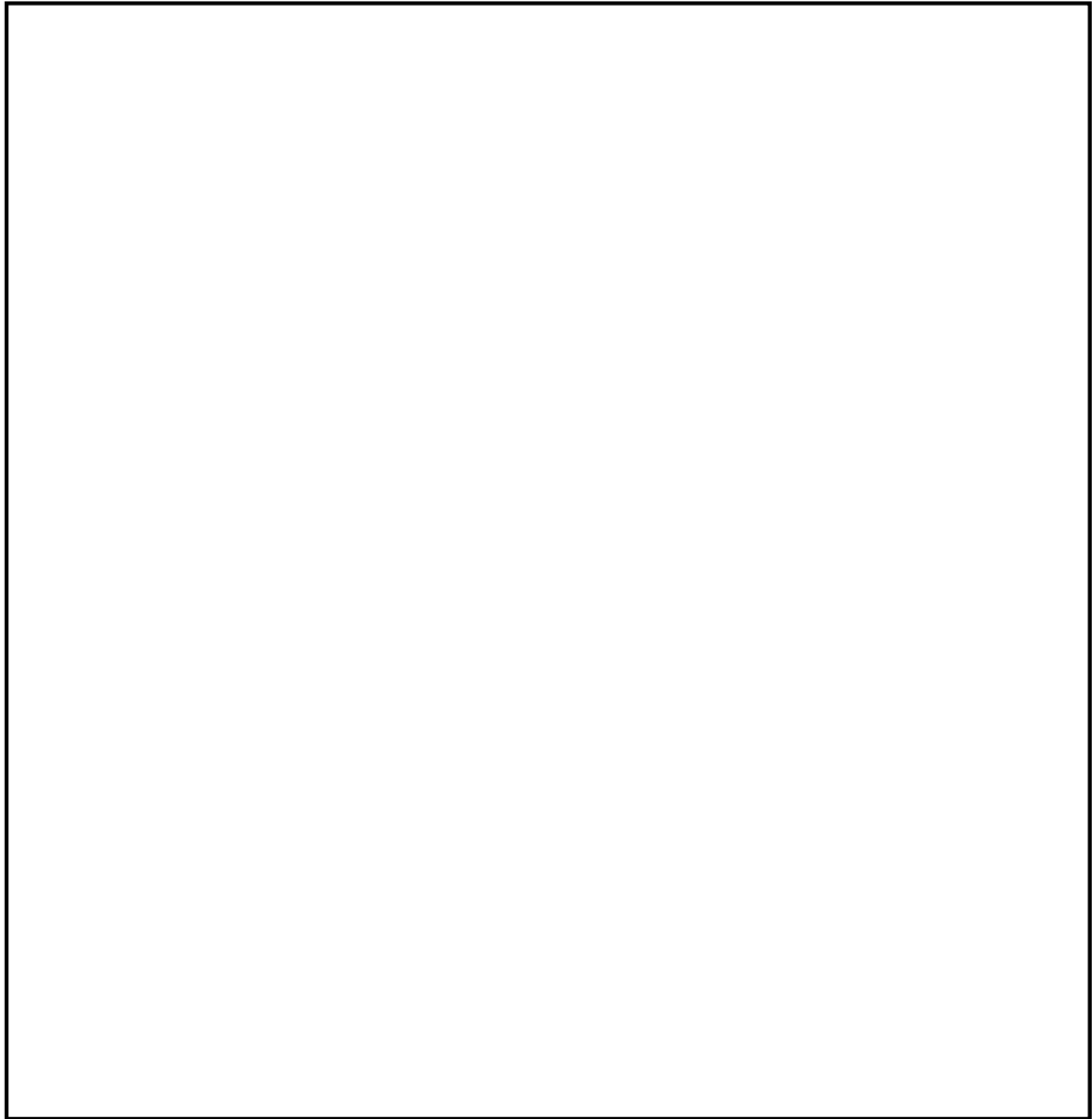
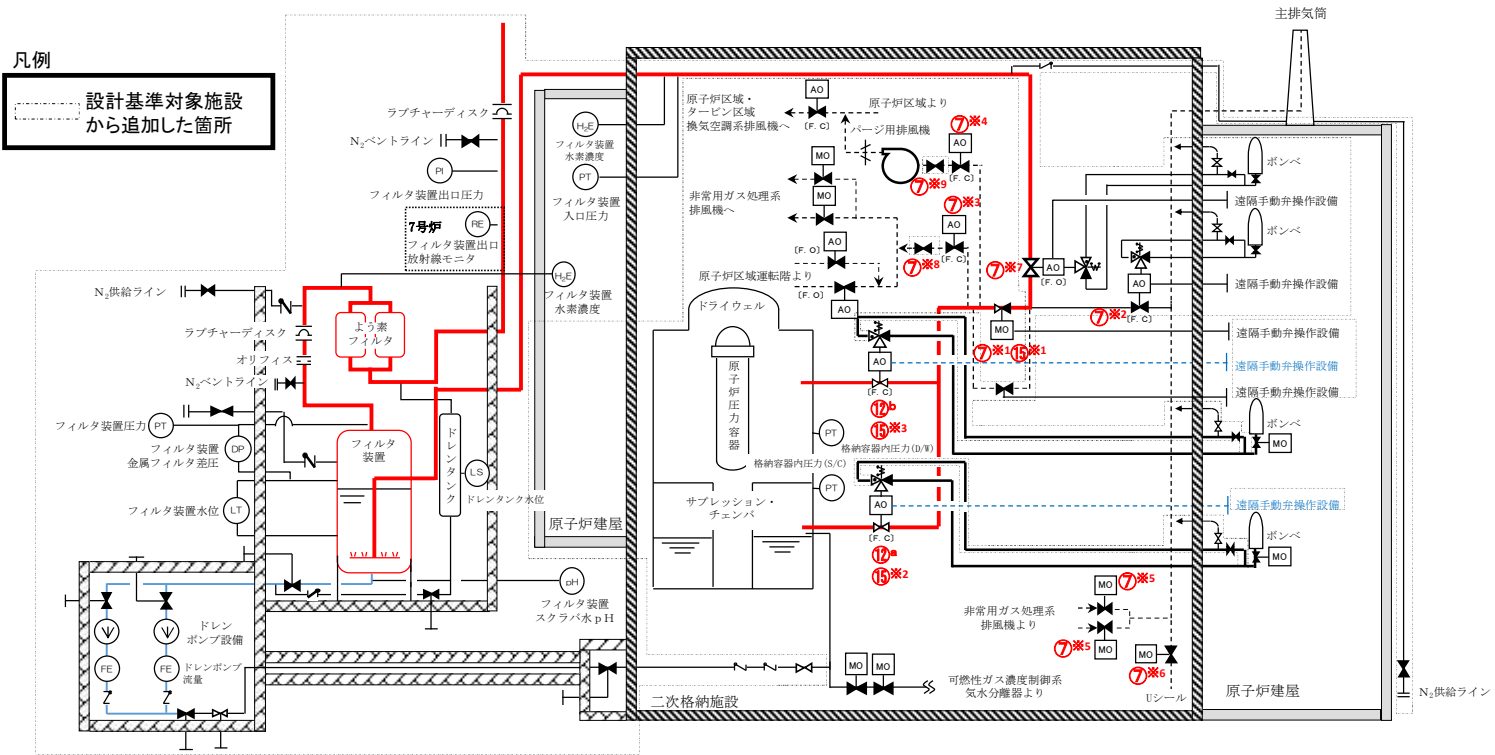


図 1.7.3 SOP 「放出」における対応フロー



操作手順	弁名称
7*1(15)*1	不活性ガス系PCV耐圧強化へん用連絡配管隔離弁
7*2	耐圧強化へん系PCVへんライン排気筒側隔離弁
7*3	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVへん用隔離弁
7*4	不活性ガス系換気空調系側PCVへん用隔離弁
7*5	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
7*6	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
7*7	耐圧強化へん系PCVへんラインフィルタへん容器側隔離弁
7*8	非常用ガス処理系側PCVへん用隔離弁後弁
7*9	換気空調系側PCVへん用隔離弁後弁
12 <sup>a</sup> 15*2	不活性ガス系S/Cへん用出口隔離弁
12 <sup>b</sup> 15*3	不活性ガス系D/Wへん用出口隔離弁

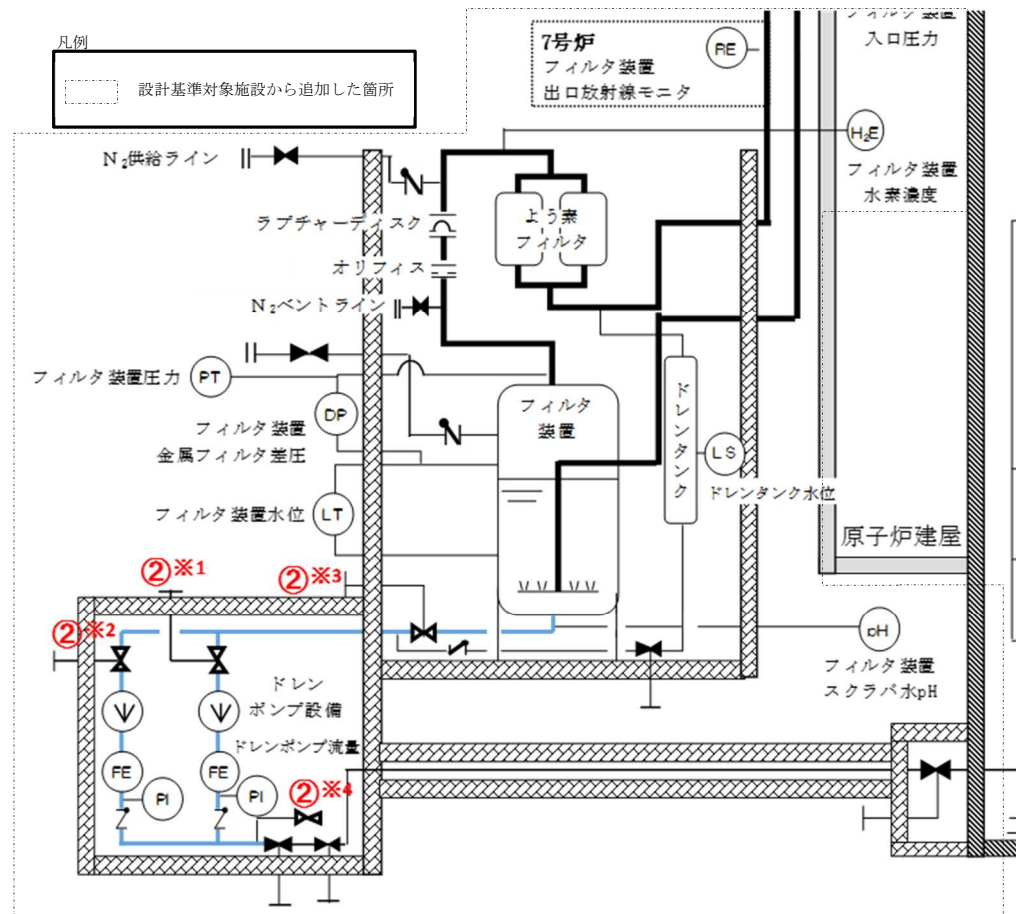
図 1.7.4 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図

		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 70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)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認													電源を復旧しながら系統構成を行う。
			系統構成													
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保													
			W/Wベント弁 遠隔手動弁操作設備による開操作													

図 1.7.5 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(W/Wベント) 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)	減圧及び除熱開始 70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)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認												電源を復旧しながら系統構成を行う。
			系統構成												
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保												
			D/Wベント弁 遠隔手動弁操作設備による開操作												

図 1.7.6 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) 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へい壁内側ドレン弁
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

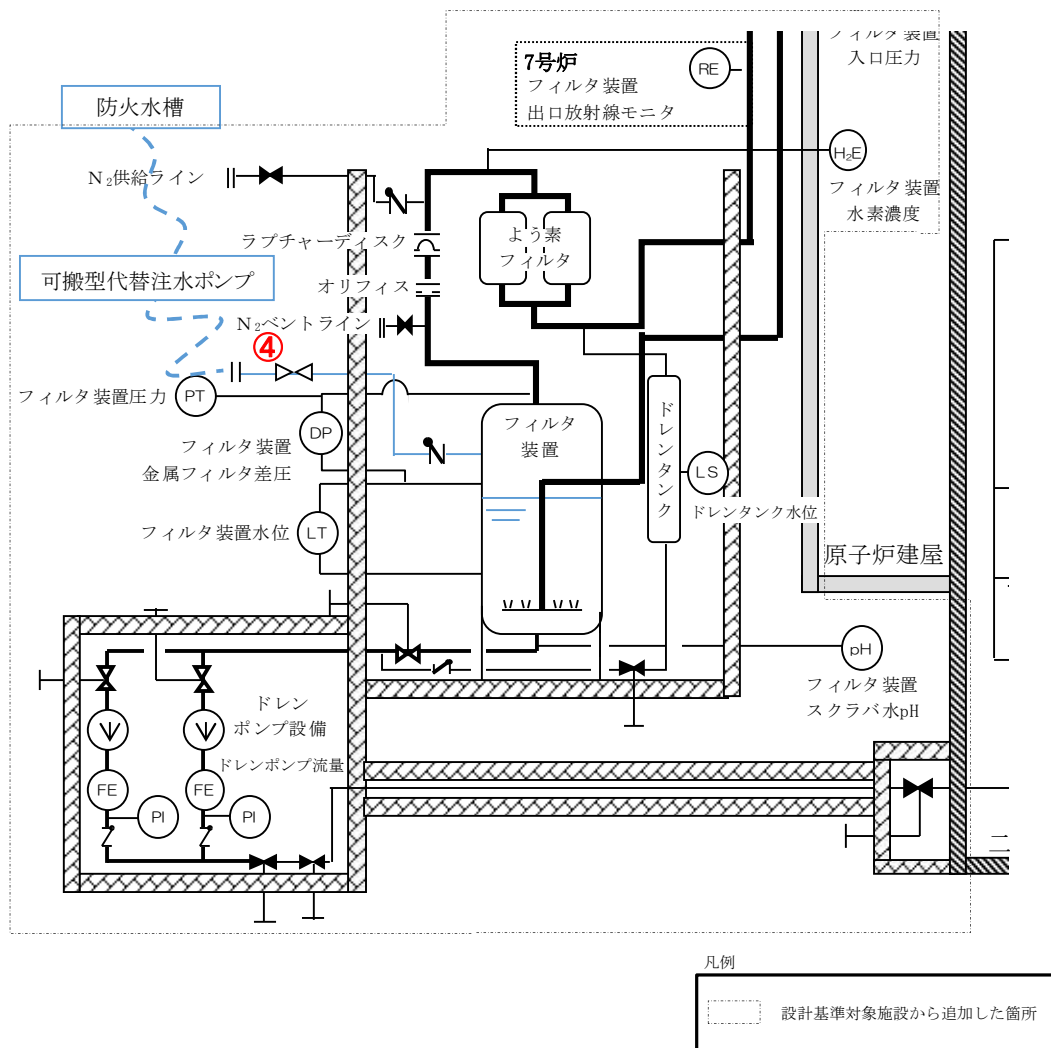
図 1.7.7 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り 概要図



		経過時間(分)										備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80					
手順の項目	要員(数)	60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	緊急対策要員 2	TSC~フィルタベント遮へい壁 南側												
		系統構成(手動弁開操作)												
		系統水張り完了												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

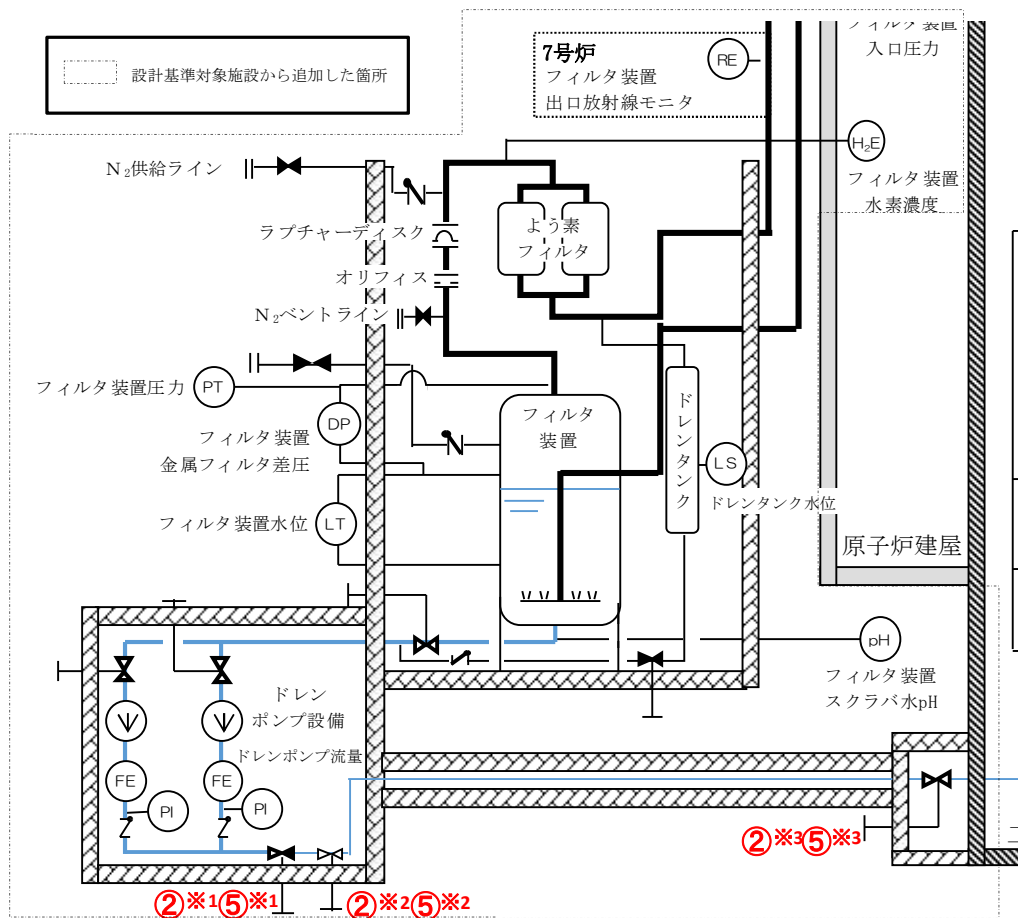
図 1.7.8 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り タイムチャート



操作手順	弁名称
④	FCVS フィルタベント装置 給水ライン元弁

図 1.7.9 フィルタベント水位調整(水張り) 概要図

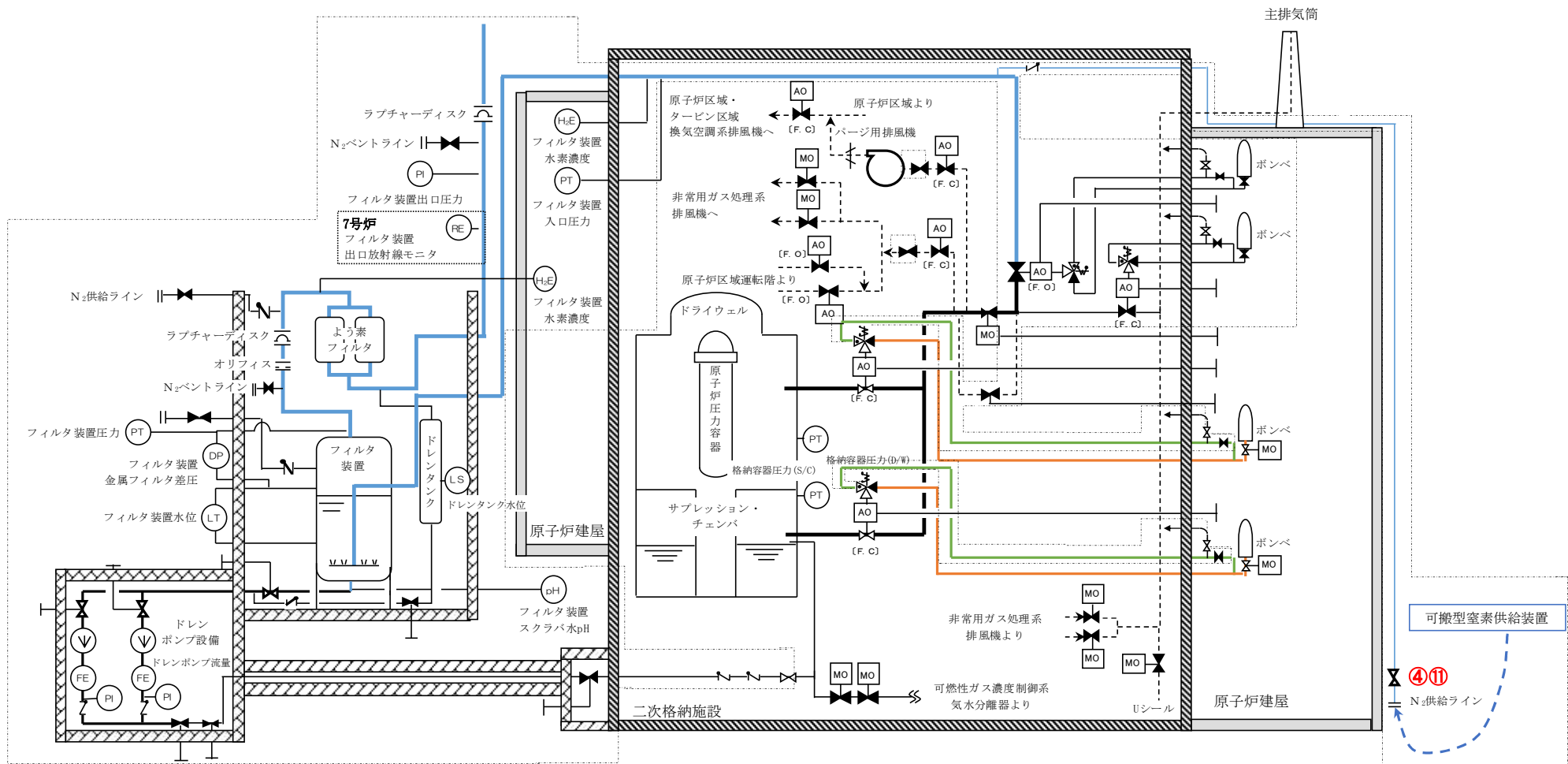




操作手順	弁名称
②※1⑤※1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2⑤※2	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3⑤※3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁

図 1.7.11 フィルタベント水位調整(水抜き) 概要図





設計基準対象施設から追加した箇所

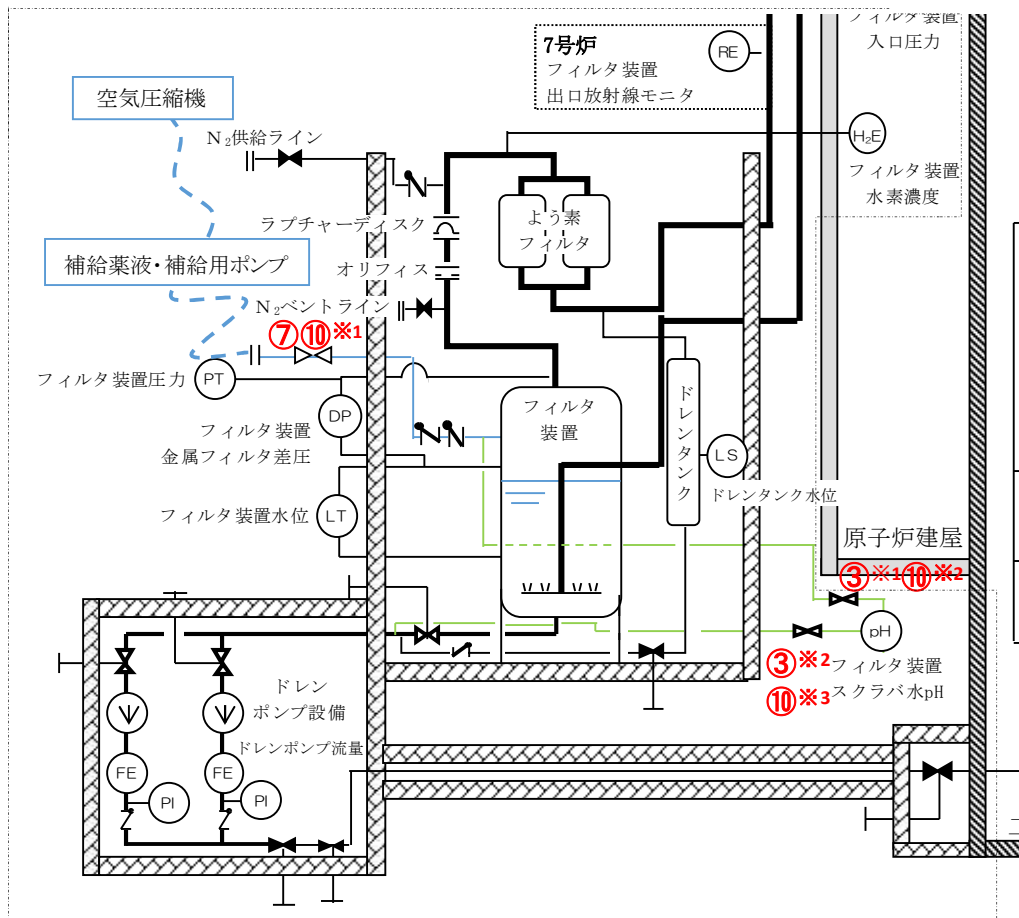
操作手順	弁名称
④⑪	FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N <sub>2</sub> パーージ用元弁

図 1.7.13 フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>パーージ 概要図

		経過時間(分)												備考											
		20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	
手順の項目	要員(数)	PCVベント操作終了 ▽ 窒素供給開始												計器校正完了連絡▽ 可燃限界濃度以下の確認▽	240分 N <sub>2</sub> パージ完了・継続監視報告										
フィルタベント 停止後のN <sub>2</sub> パージ	中央制御室運転員 A	1																							
	緊急時対策要員	2	現場移動, 資機材準備																						
		4	現場移動												計器校正(180分)										
			ホース接続, 系統構成																						
			窒素供給・完了																						

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.14 フィルタベント停止後のN<sub>2</sub>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
⑦⑩※ <sup>1</sup>	FCVS フィルタベント装置 給水ライン元弁
③※ <sup>1</sup> ⑩※ <sup>2</sup>	フィルタベント装置pH計入口止め弁(名称未定)
③※ <sup>2</sup> ⑩※ <sup>3</sup>	フィルタベント装置pH計出口止め弁(名称未定)

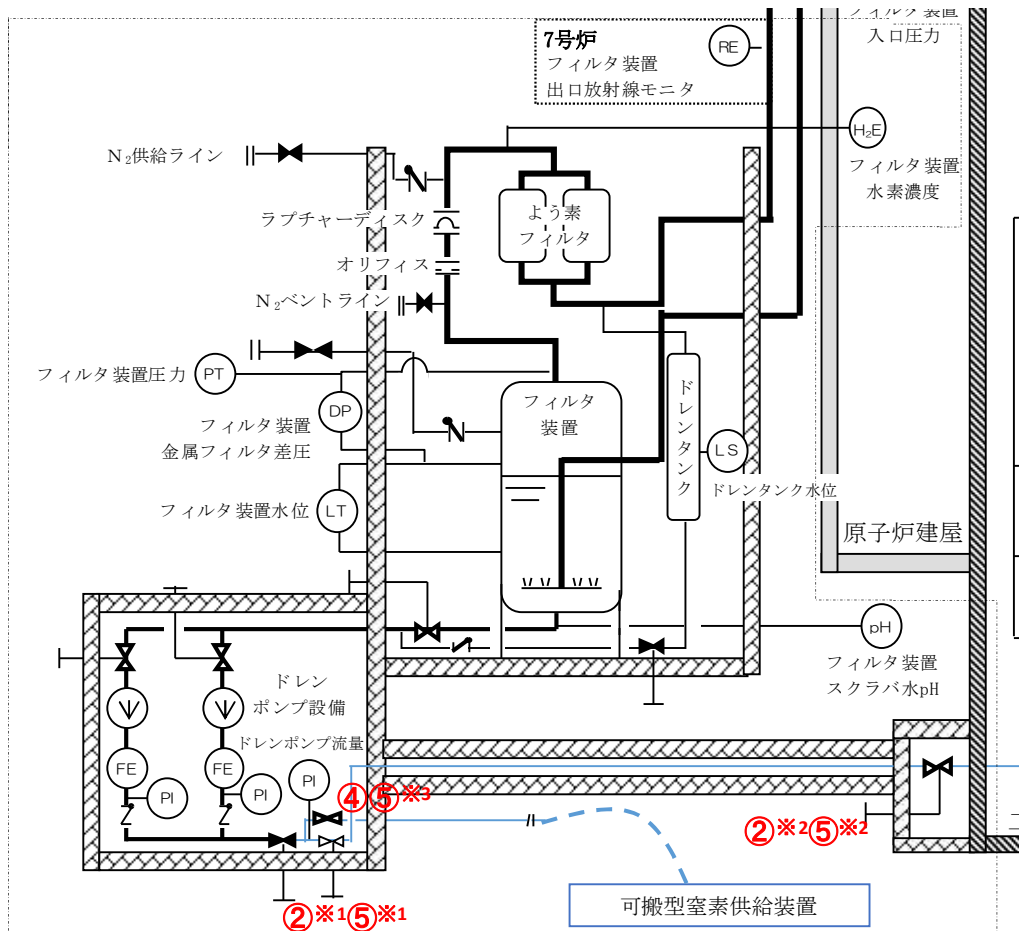
図 1.7.15 フィルタ装置スクラバ水 pH調整 概要図



		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)	排水作業実施 サンプリングポンプ起動 補給用ポンプ起動 スクラバ水pH調整完了 90分														
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	TSC~FV遮へい壁 附室													
			系統構成		pH値及び水位測定・完了											
		4	TSC~大湊側高台													
			薬液注入設備健全性確認													
			現場移動		薬液注入・完了											
			工具準備・系統構成													

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.16 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 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

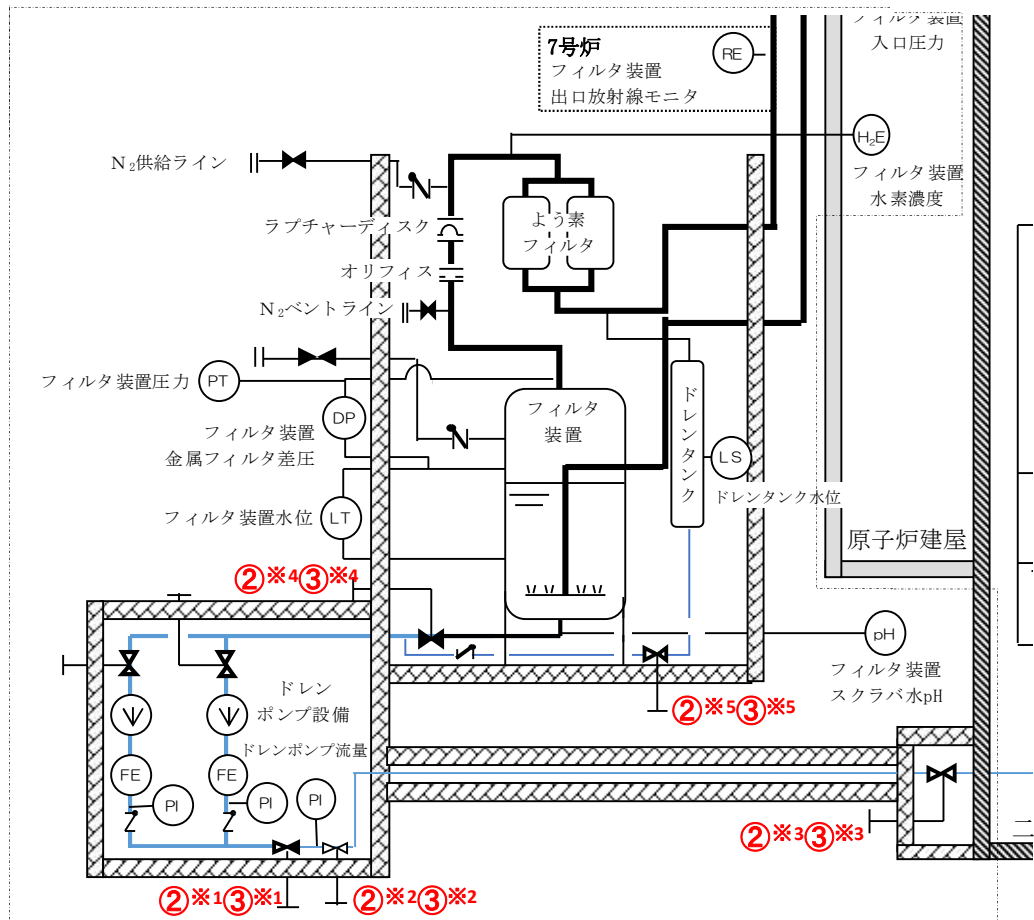
操作手順	弁名称
②※ <sup>1</sup> ⑤※ <sup>1</sup>	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※ <sup>2</sup> ⑤※ <sup>2</sup>	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁
④⑤※ <sup>3</sup>	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン N <sub>2</sub> パージ用元弁

図 1.7.17 ドレン移送ライン N<sub>2</sub>パージ 概要図

		経過時間(分)														備考			
		20	40	60	80	100	120	140	160	180									
手順の項目	要員(数)	水位調整(水抜き)実施完了 ▽ 窒素供給開始 100分 ドレン移送ラインN <sub>2</sub> パージ作業完了																	
ドレン移送ライン N <sub>2</sub> パージ	緊急時対策要員	2	現場移動																
			ホース接続, 系統構成																
			窒素供給																
			弁閉操作・ホース取外																

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.18 ドレン移送ライン N<sub>2</sub>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

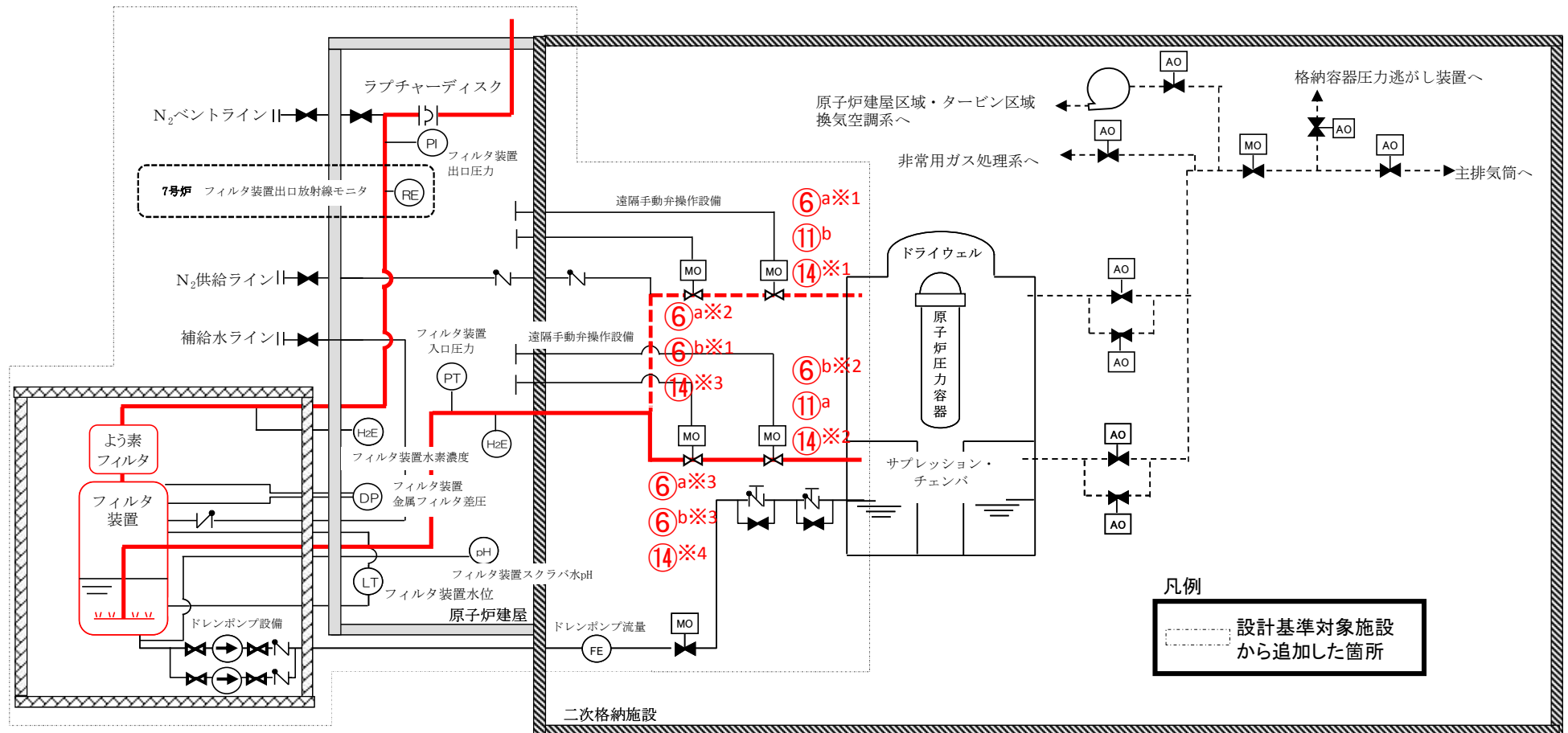
操作手順	弁名称
②*1③*1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②*2③*2	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②*3③*3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁
②*4③*4	FCVS フィルタベント装置 遮へい壁内側ドレン弁
②*5③*5	FCVS フィルタベント装置 ドレンタンク出口止め弁

図 1.7.19 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)	▼ドレンタンク水位継続監視 105分 ドレンタンク水抜き作業完了												
ドレンタンク 水抜き	緊急時対策要員 2	ポンプ起動・流量調整▼												
		TSC~FV遮蔽壁外 南側												
		弁開操作・系統構成												→
		水抜き完了(水位3000[mm] → 0[mm]: 50分)												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.20 ドレンタンク水抜き タイムチャート



操作手順	弁名称
⑥ <sup>a</sup> ※1 ①① <sup>b</sup> ①④※1	D/W側第一隔離弁[未定]
⑥ <sup>a</sup> ※2 ⑥ <sup>b</sup> ※1 ①④※3	D/W側第二隔離弁[未定]
⑥ <sup>b</sup> ※2 ①① <sup>a</sup> ①④※2	S/C側第一隔離弁[未定]
⑥ <sup>a</sup> ※3 ⑥ <sup>b</sup> ※3 ①④※4	S/C側第二隔離弁[未定]

図 1. 7. 21 代替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

		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 25分																	
代替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)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認																
			系統構成																
			ベント開始																
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保																

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.22 代替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) 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)	減圧及び除熱開始 25分																
代替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)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認															
			系統構成															
			ベント開始															
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保															

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.23 代替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) タイムチャート

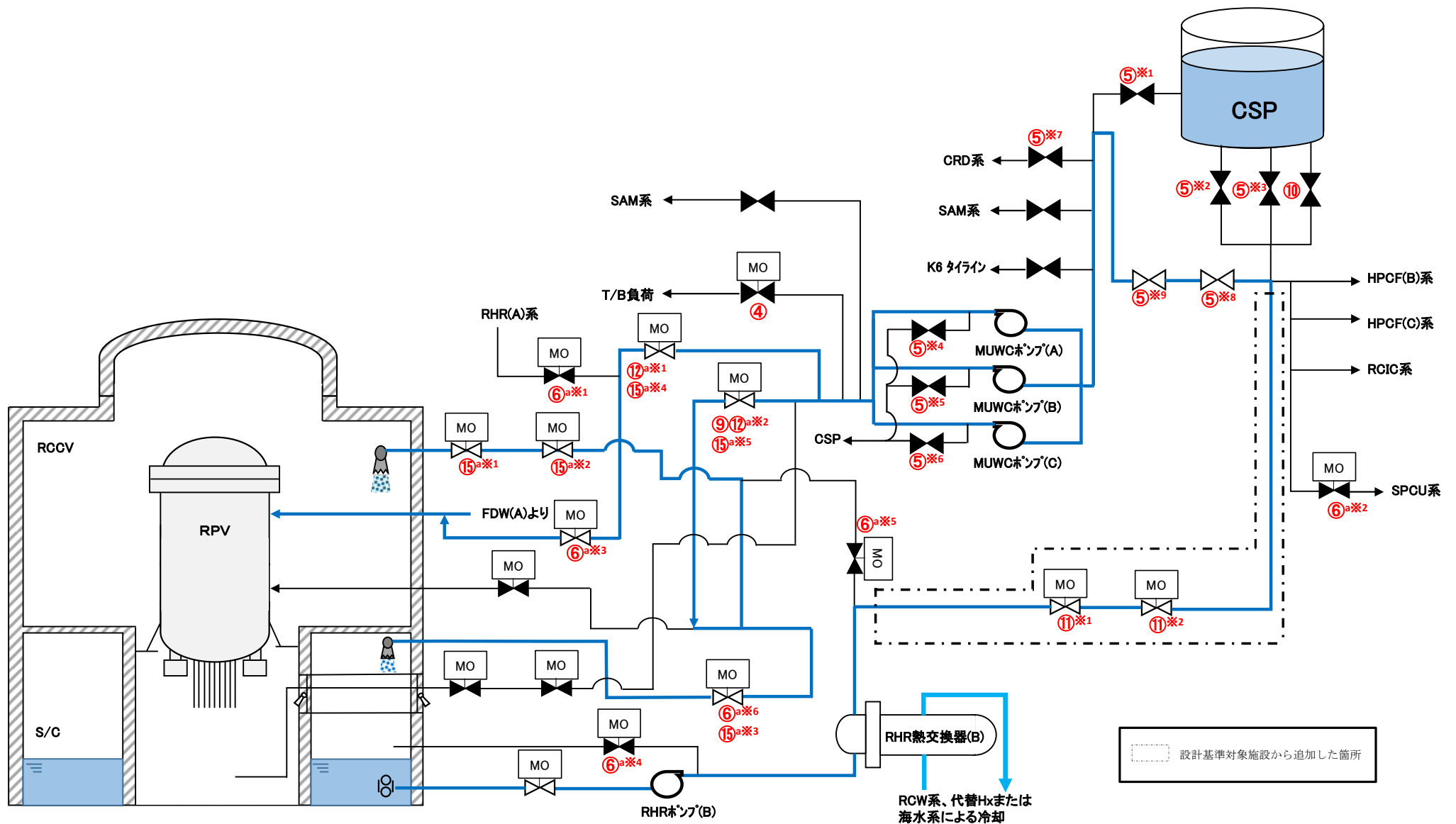


図 1.7.24 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(1/4)  
(原子炉注水及び格納容器スプレィを実施する場合)



操作手順	弁名称
④	復水補給水系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	復水補給水系復水移送ポンプ(A)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※5	復水補給水系復水移送ポンプ(B)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※6	復水補給水系復水移送ポンプ(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/非常用連絡管第一止め弁
⑤※9	復水補給水系常/非常用連絡管第二止め弁
⑥ <sup>a</sup> ※1	残留熱除去系熱交換器出口弁(A)
⑥ <sup>a</sup> ※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 <sup>a</sup> ※3	残留熱除去系注入弁(A)
⑥ <sup>a</sup> ※4	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)
⑥ <sup>a</sup> ※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 <sup>a</sup> ※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑮ <sup>a</sup> ※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑥ <sup>a</sup> ※6⑮ <sup>a</sup> ※3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑫ <sup>a</sup> ※1⑮ <sup>a</sup> ※4	残留熱除去系(A)注入ライン洗浄水止め弁
⑨⑫ <sup>a</sup> ※2⑮ <sup>a</sup> ※5	残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁

図 1.7.24 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)  
(原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する場合)

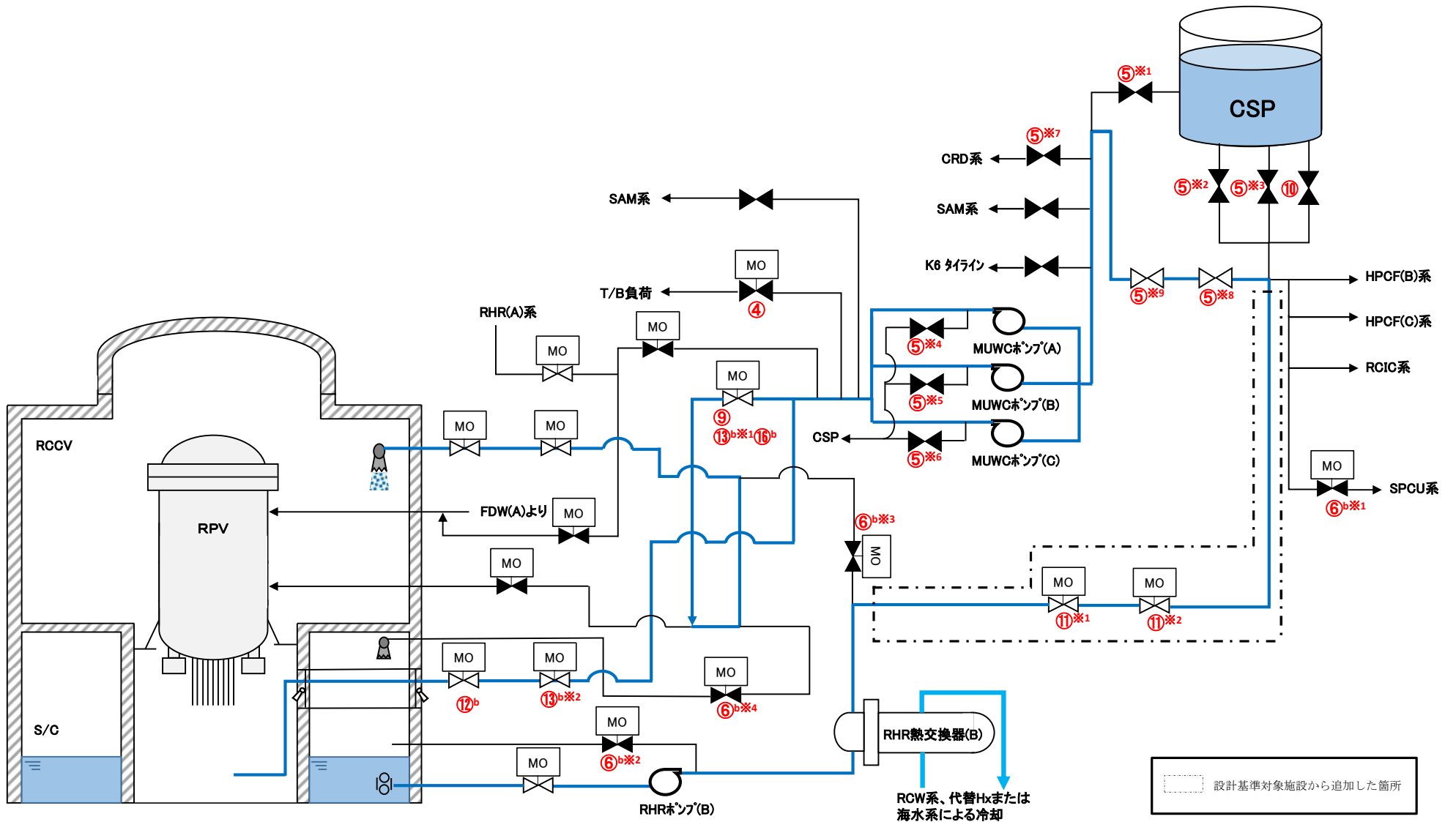


図 1.7.24 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(3/4)  
 (原子炉格納容器下部注水及び格納容器スプレーを実施する場合)

操作手順	弁名称
④	復水補給水系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	復水補給水系復水移送ポンプ(A)ミナムフロー逆止弁後弁
⑤※5	復水補給水系復水移送ポンプ(B)ミナムフロー逆止弁後弁
⑤※6	復水補給水系復水移送ポンプ(C)ミナ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/非常用連絡管第一止め弁
⑤※9	復水補給水系常/非常用連絡管第二止め弁
⑥ <sup>b</sup> ※1	サフレーションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁
⑥ <sup>b</sup> ※2	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)
⑥ <sup>b</sup> ※3	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)
⑥ <sup>b</sup> ※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 <sup>b</sup>	復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁
⑬ <sup>b</sup> ※2	復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁
⑨⑬ <sup>b</sup> ※1⑯ <sup>b</sup>	残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁

図 1.7.24 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注水及び格納容器スプレイを実施する場合)

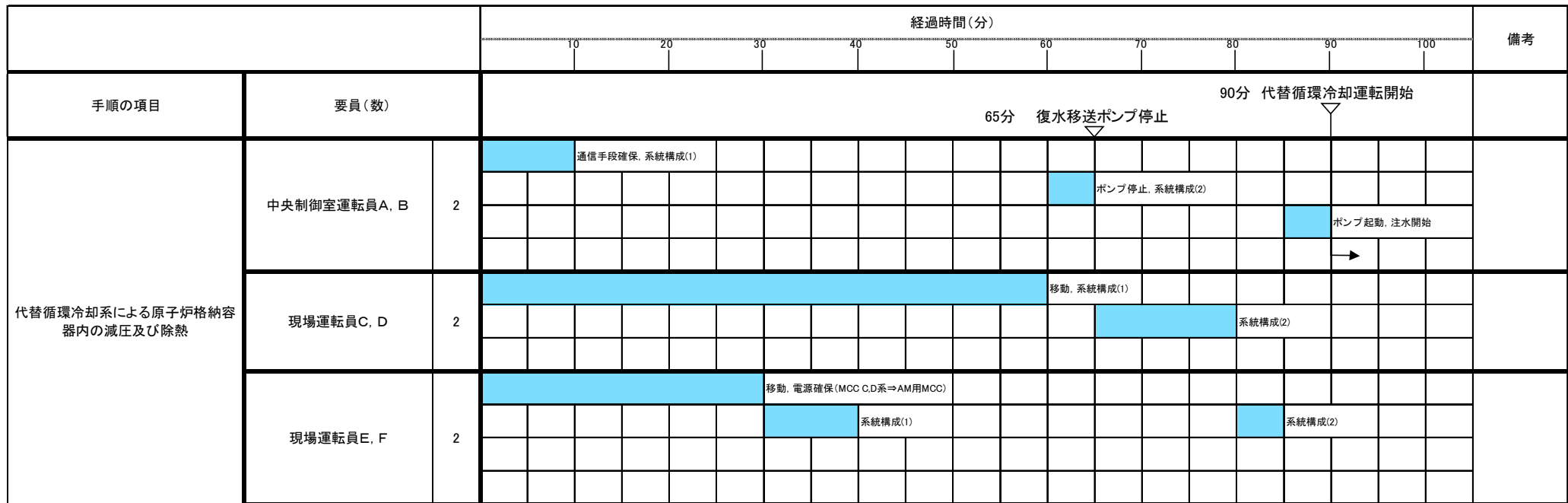
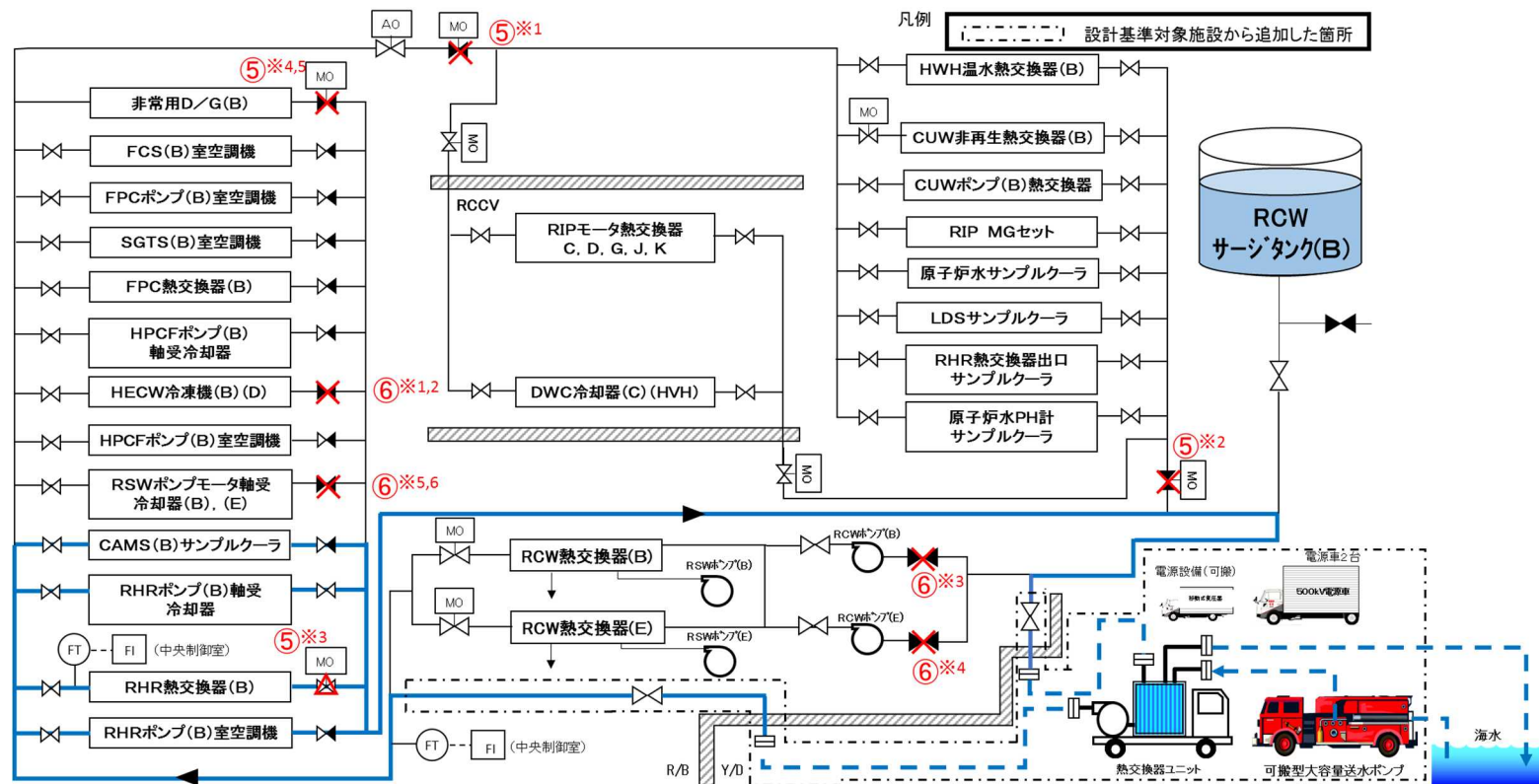


図 1.7.25 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート

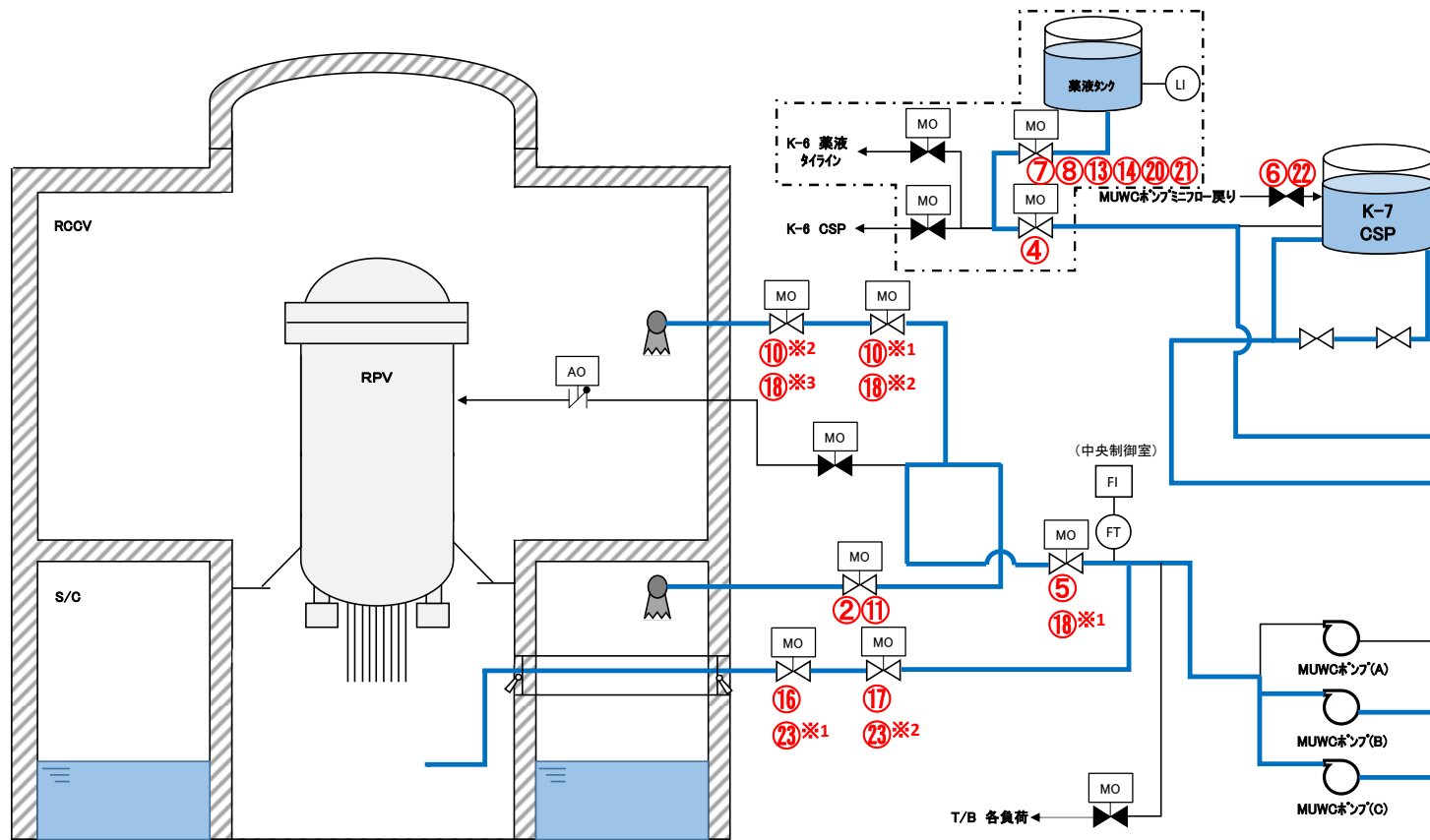


操作手順	弁名称
⑤※1	原子炉補機冷却水系常用冷却水供給側分離弁(B)
⑤※2	原子炉補機冷却水系常用冷却水戻り側分離弁(B)
⑤※3	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(B)冷却水出口弁
⑤※4	原子炉補機冷却水系非常用D/G(B)冷却水出口弁(B)
⑤※5	原子炉補機冷却水系非常用D/G(B)冷却水出口弁(E)
⑥※1	原子炉補機冷却水系 換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(B)冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	原子炉補機冷却水系 換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(D)冷却水温度調節弁後弁
⑥※3	原子炉補機冷却水系ポンプ(B)吸込弁
⑥※4	原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁
⑥※5	原子炉補機冷却水系 原子炉補機冷却海水系ポンプ(B)電動機軸受出口弁
⑥※6	原子炉補機冷却水系 原子炉補機冷却海水系ポンプ(E)電動機軸受出口弁

図 1.7.26 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)	7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供給																	
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	通信手段確保, 系統構成																
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保(15分)																
			系統構成(30分)																
	緊急時対策要員	13	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											

図 1.7.27 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



操作手順	弁名称
②⑪	残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)
④	復水移送ポンプ吸込配管注入弁(未定)
⑤⑱※①	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑦⑧⑬⑭⑯⑰	薬液注入タンク出口弁(未定)
⑥⑳	復水補給水系ポンプミニマムフロー戻り弁
⑩※①⑩※②	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑩※②⑱※③	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑯⑳※①	復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁
⑰⑳※②	復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁

凡例  
 [ ] 設計基準対象施設から追加した箇所

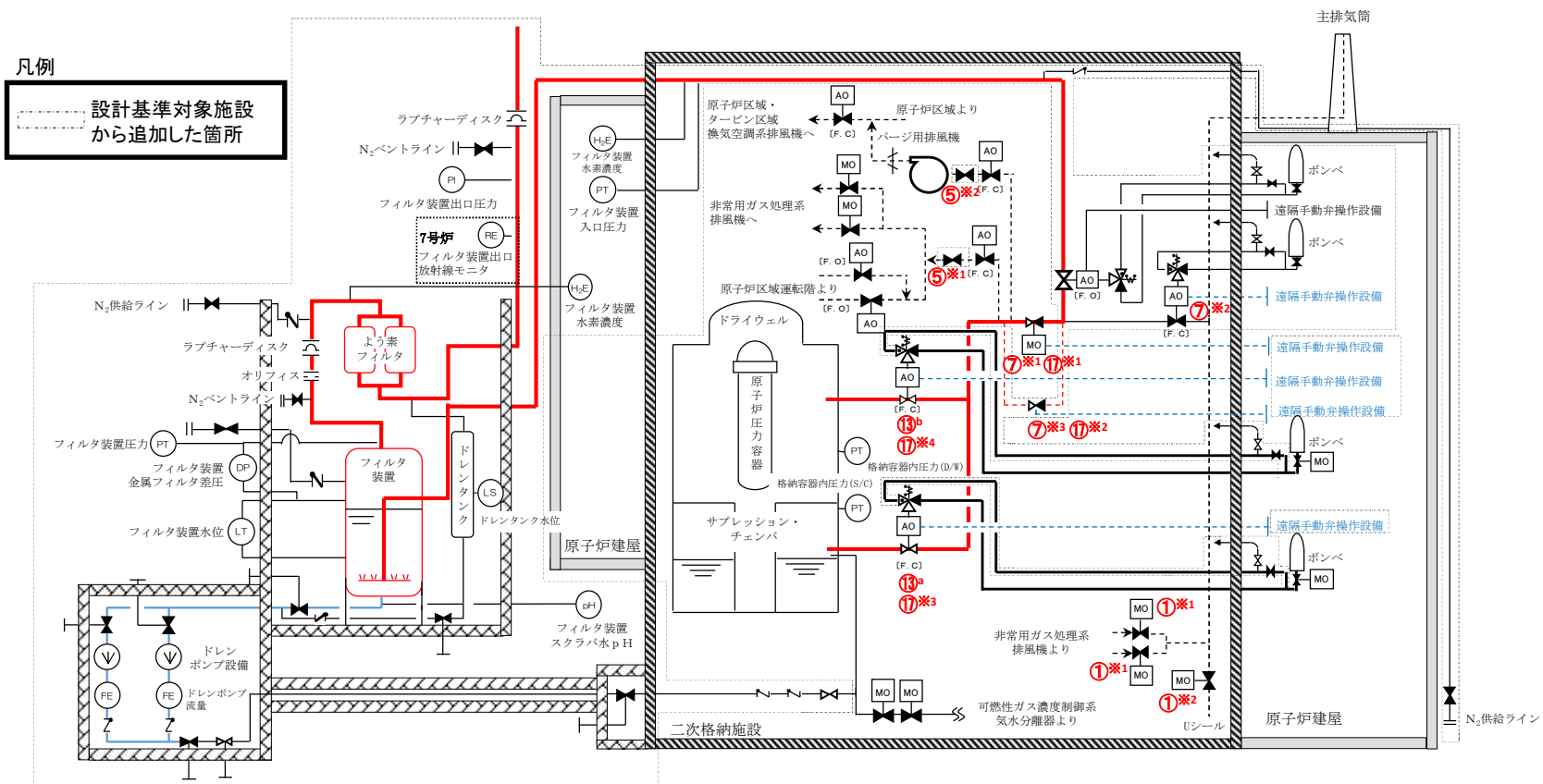
図 1.7.28 格納容器内 pH 制御 概要図

		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 格納容器下部への薬液注入開始 100分※3 (薬液注入完了 70分) ▽ (薬液注入完了 105分) ▽												※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。	
格納容器内pH制御	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 系統状態確認												※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180m <sup>3</sup> )となるまで注水を継続する。
			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→格納容器下部注水への切替)														
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													
		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															
格納容器下部への薬液注入 停止															
格納容器下部注水 ※2															

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.29 格納容器内 pH 制御 タイムチャート





操作手順	弁名称
①※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
①※2	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
⑤※1	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑤※2	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑦※1⑰※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
⑦※2	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑦※3⑰※2	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁
⑬ <sup>a</sup> ⑰※3	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑬ <sup>b</sup> ⑰※4	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁

図 1.7.30 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

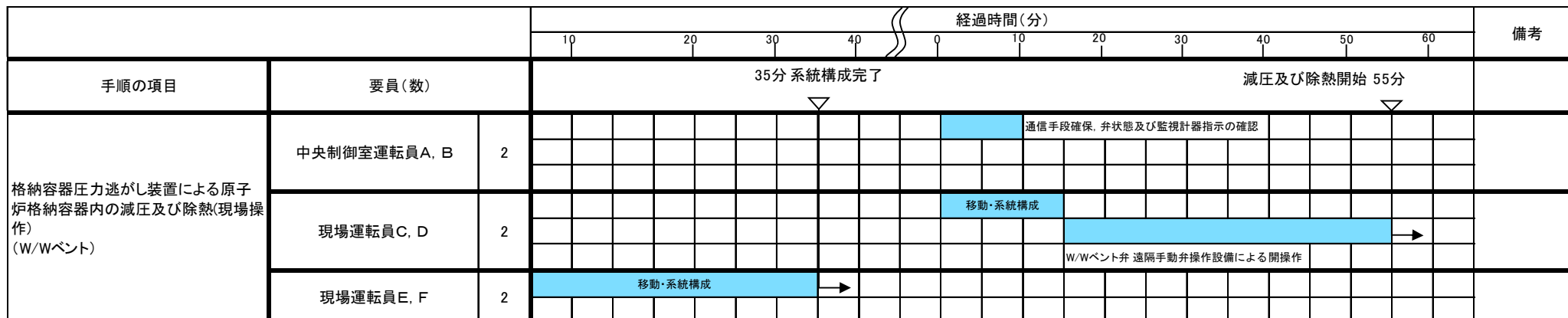


図 1.7.31 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(W/W ベント) タイムチャート  
(現場操作)

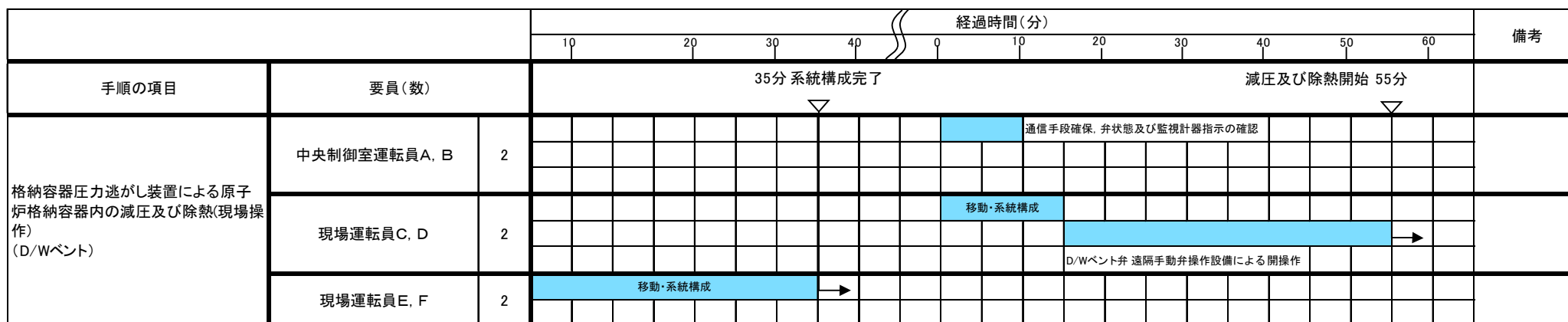
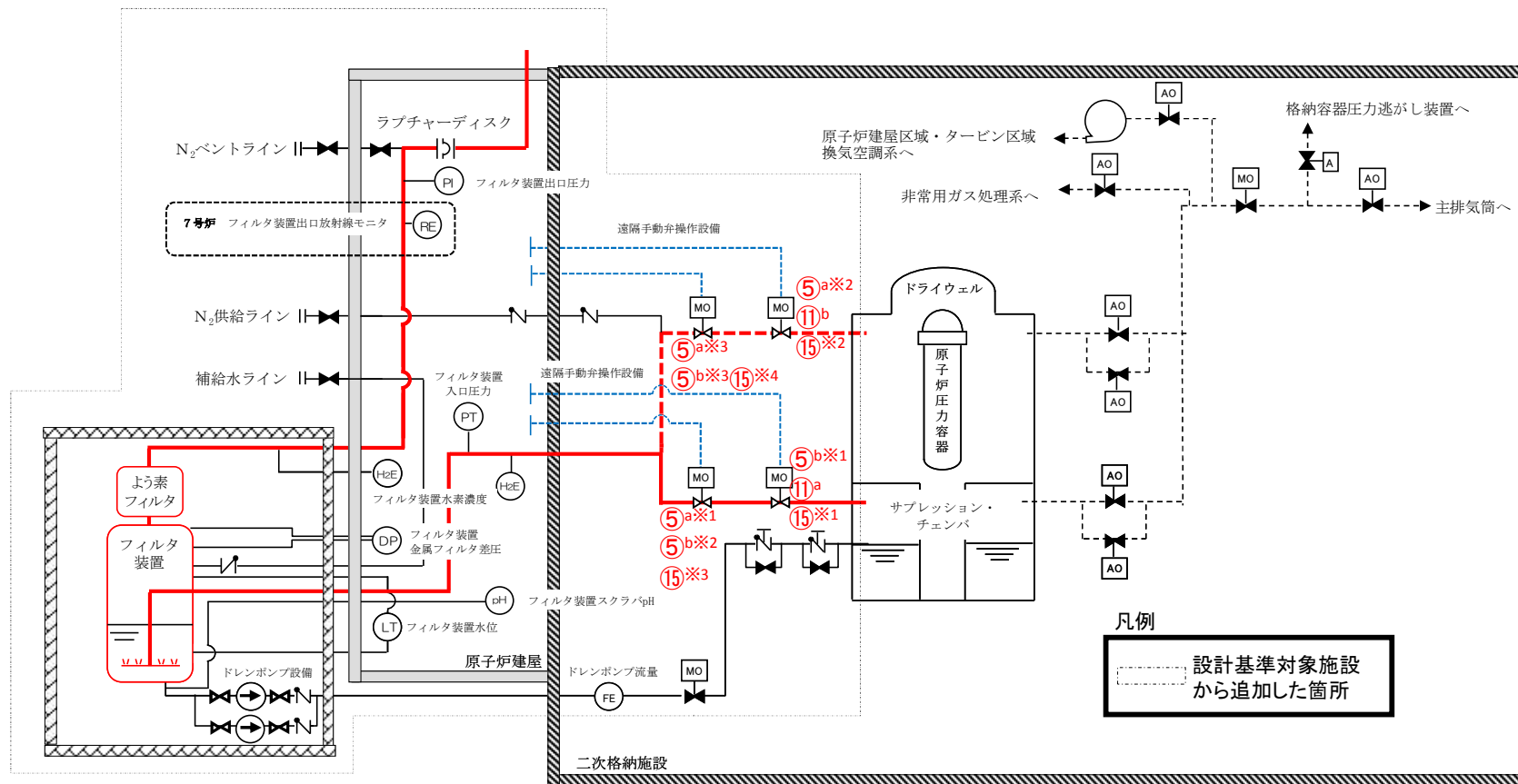


図 1.7.32 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(D/W ベント) タイムチャート  
(現場操作)



操作手順	弁名称
⑤b※1①①a①⑤※1	S/C側第一隔離弁[未定]
⑤a※1⑤b※2①⑤※3	S/C側第二隔離弁[未定]
⑤a※2①①b①⑤※2	D/W側第一隔離弁[未定]
⑤a※3⑤b※3①⑤※4	D/W側第二隔離弁[未定]

図 1. 7. 33 代替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

			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																
			▽																
代替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) (W/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 監視計器指示の確認																
	現場運転員C, D	2	移動, 系統構成																
			ベント開始 →																

※設備未完成のため, 系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.34 代替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) タイムチャート  
(現場操作)

			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																
			▽																
代替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) (D/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 監視計器指示の確認																
	現場運転員C, D	2	移動, 系統構成																
			ベント開始 →																

※設備未完成のため, 系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.35 代替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) タイムチャート  
(現場操作)

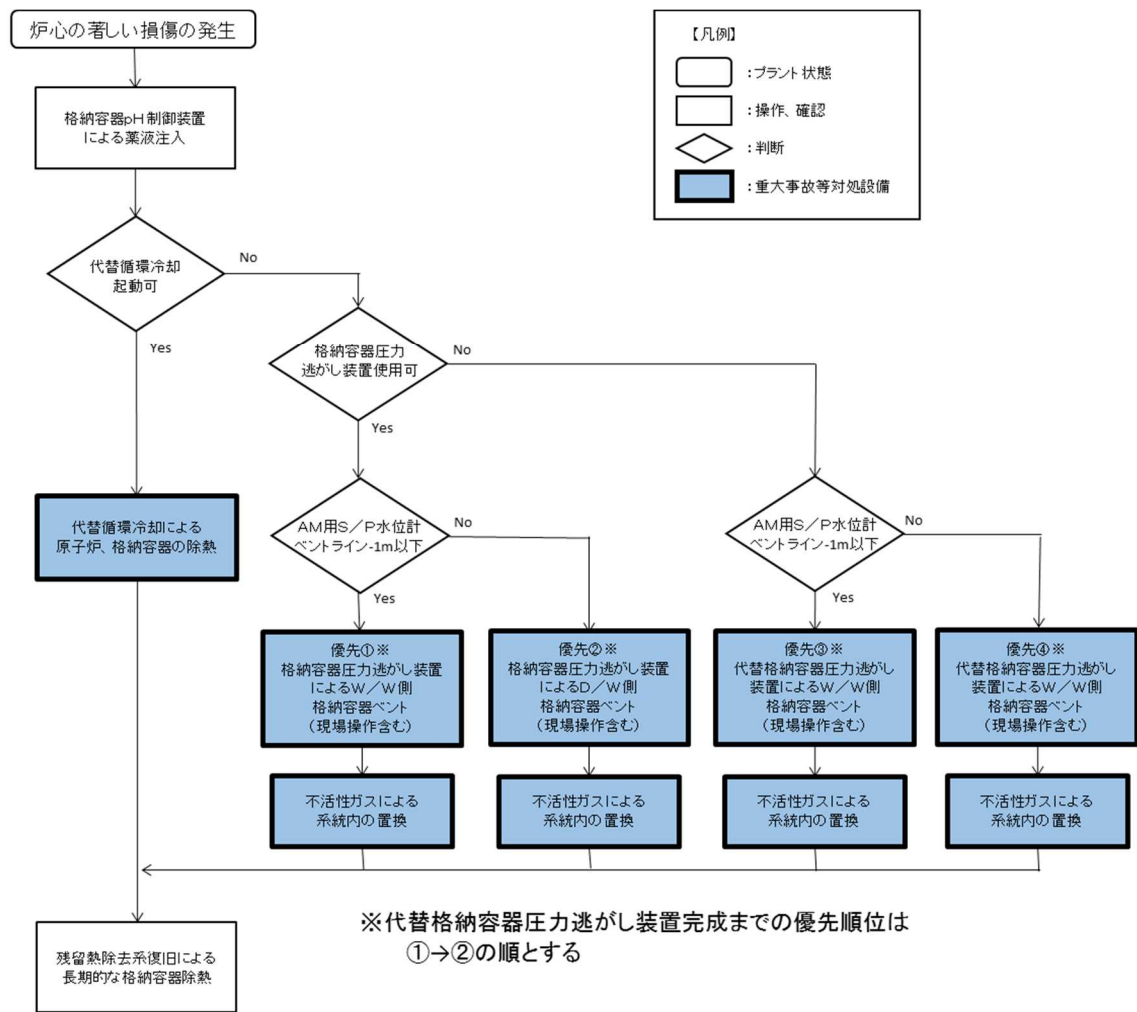


図 1. 7. 36 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート

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、十分に低い圧力で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、十分に低い圧力で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

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
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	フィルタ装置	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦ ⑧ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯	格納容器内 PH制御	代替格納容器スプレイ 冷却系	常設	60分	4名	自主対策とする理由は本文参照
	よう素フィルタ	新設			格納容器下部注水系 (常設)	常設			
	フィルタ装置水位	新設			格納容器pH制御設備	常設			
	フィルタ装置入口圧力	新設							
	フィルタ装置出口放射線モニタ	新設							
	フィルタ装置金属フィルタ差圧	新設							
	フィルタ装置水素濃度	新設							
	フィルタ装置スクラバ水pH	新設							
	ドレンポンプ設備	新設							
	ドレンタンク	新設							
	遠隔手動弁操作設備	新設							
	スクラバ水pH制御設備	新設							
	ラプチャーディスク	新設							
	可搬型窒素供給装置	新設							
	フィルタベント遮蔽壁	新設							
	配管遮蔽	新設							
	原子炉格納容器	既設							
	真空破壊弁 (S/C→D/W)	既設							
	格納容器圧力逃がし装置配管・弁	新設							
	不活性ガス系配管・弁	既設							
	可搬型代替注水ポンプ (A-2級)	新設							
	耐圧強化ベント系配管・弁	既設 新設							
	防火水槽 ※1	新設							

※1: 「1.13 重大事故等の取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(3/4)

: 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
代替格納容器内 の減圧及び除熱 による	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							
	代替格納容器圧力逃がし装置室空調	新設							
	フィルタ装置水位	新設							
	フィルタ装置入口圧力	新設							
	フィルタ装置出口放射線モニタ	新設							
	フィルタ装置金属フィルタ差圧	新設							
	フィルタ装置水素濃度	新設							
	フィルタ装置スクラバ水pH	新設							
	ドレンポンプ設備	新設							
	ドレントタンク	新設							
	遠隔手動弁操作設備	新設							
	薬液タンク	新設							
	ラプチャーディスク	新設							
	可搬型窒素供給装置	新設							
	原子炉格納容器	既設							
	真空破壊弁 (S/C→D/W)	既設							
	代替格納容器圧力逃がし装置配管・弁	新設							
可搬型代替注水ポンプ (A-2級)	新設								
防火水槽 ※1	新設								
操現場	遠隔手動弁操作設備	新設	①④⑤ ⑥⑧⑭⑮	-	-	-	-	-	-
ガス 内の 置換 による	可搬型窒素供給装置	新設	⑧ ⑪	-	-	-	-	-	-
	窒素生成装置接続口	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)

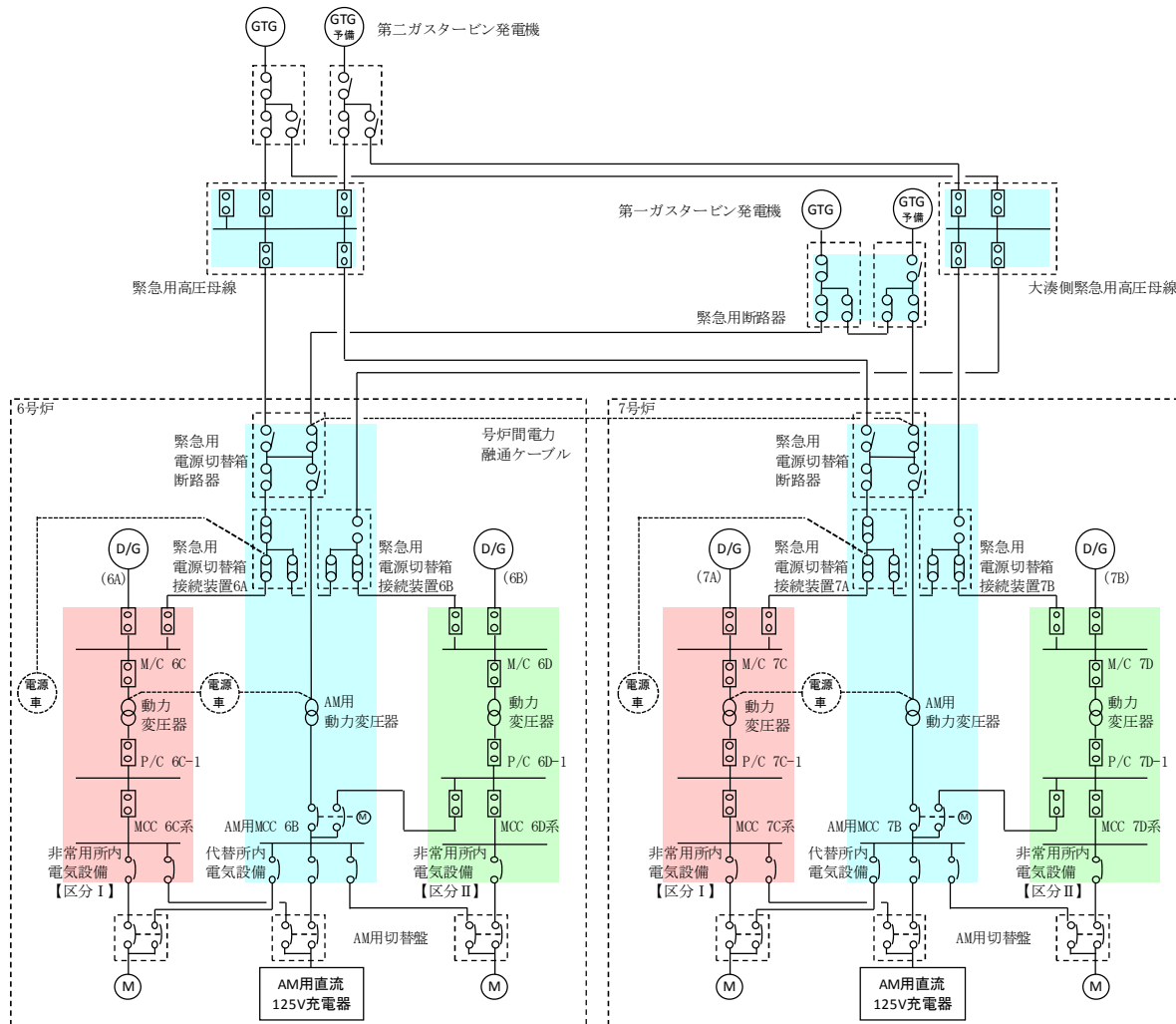


審査基準，基準規則と対処設備との対応表(4/4)

: 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	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	代替循環冷却系配管・弁	新設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド	既設							
	高压炉心注水系配管・弁	既設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	給水系配管・弁・スパージヤ	既設							
	格納容器下部注水系配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	代替原子炉補機冷却系	新設							
	海水貯留堰	新設							
	スクリーン室	既設							
	取水路	既設							
	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)	新設							
	ホース	新設							
	防火水槽 ※1	新設							
	可搬型代替交流電源設備	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)



※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

図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

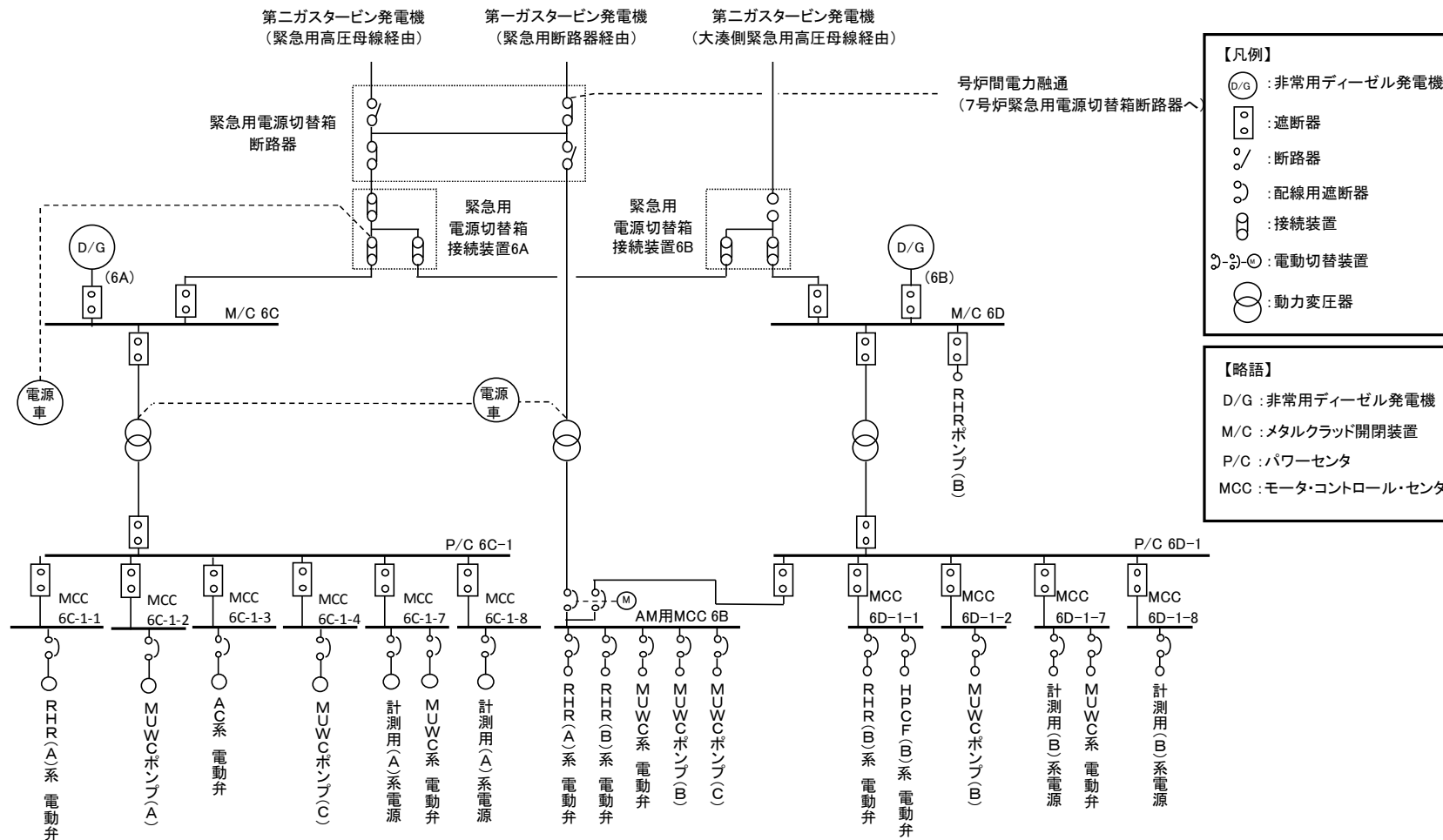


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

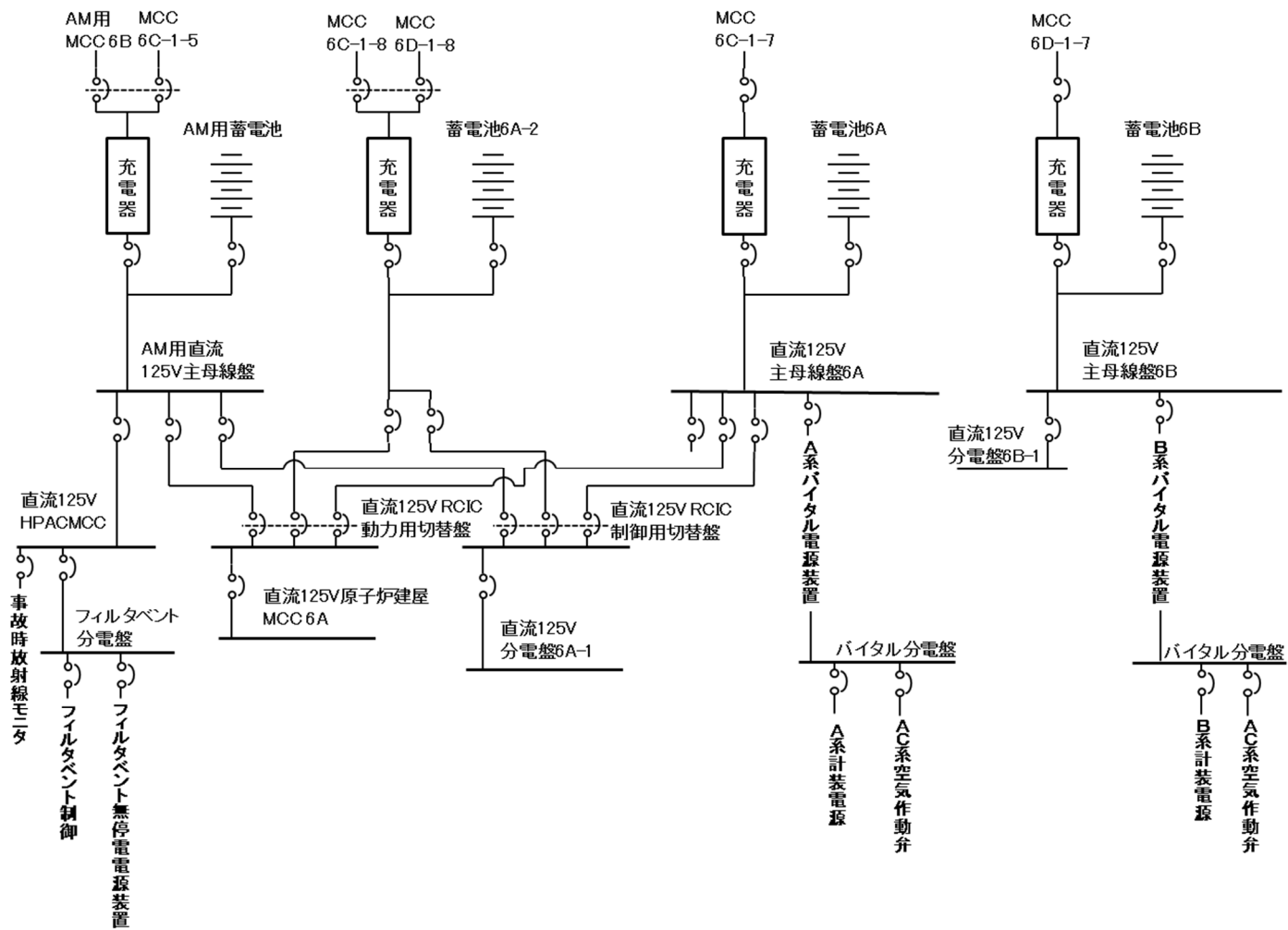


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

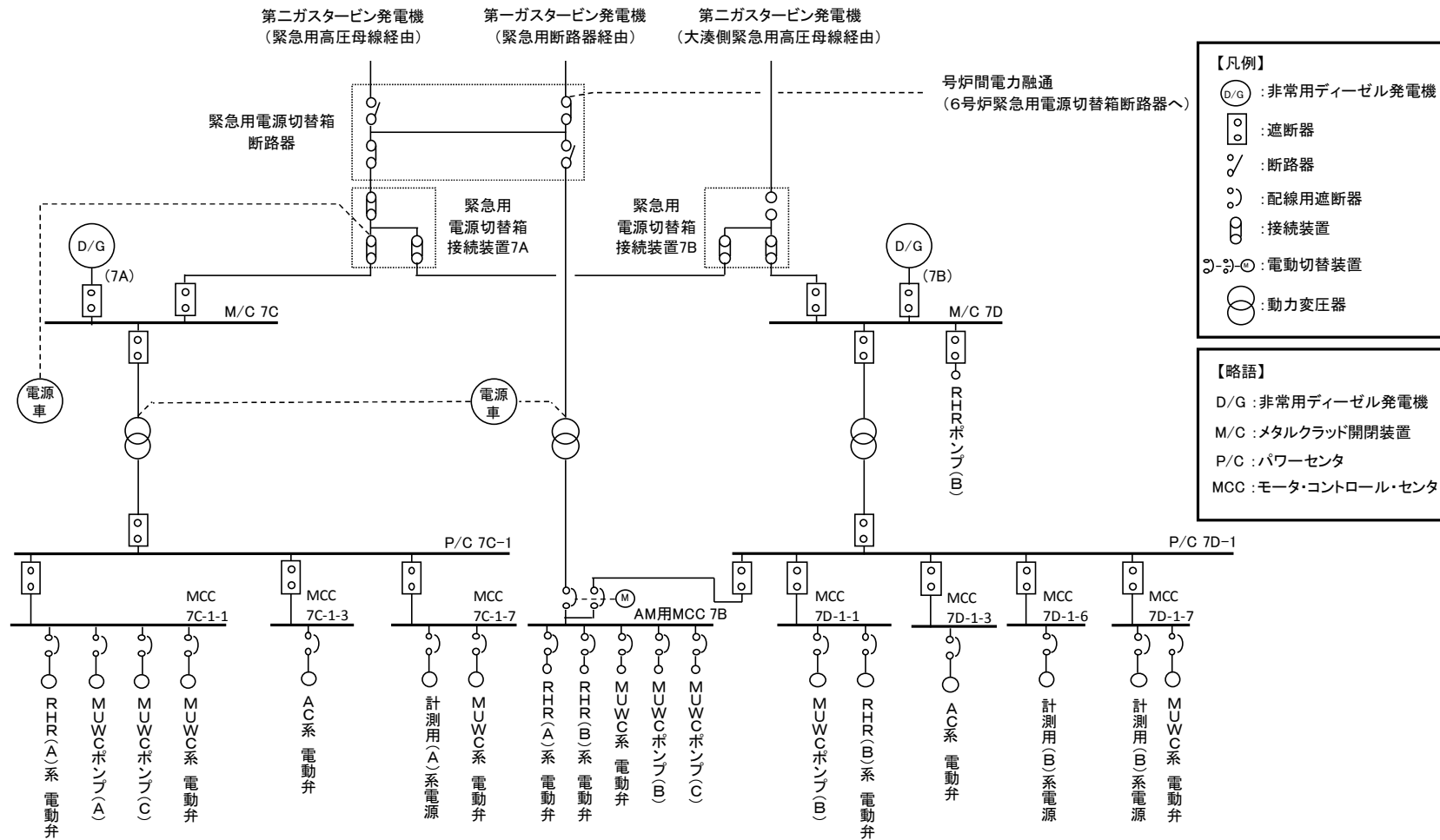


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

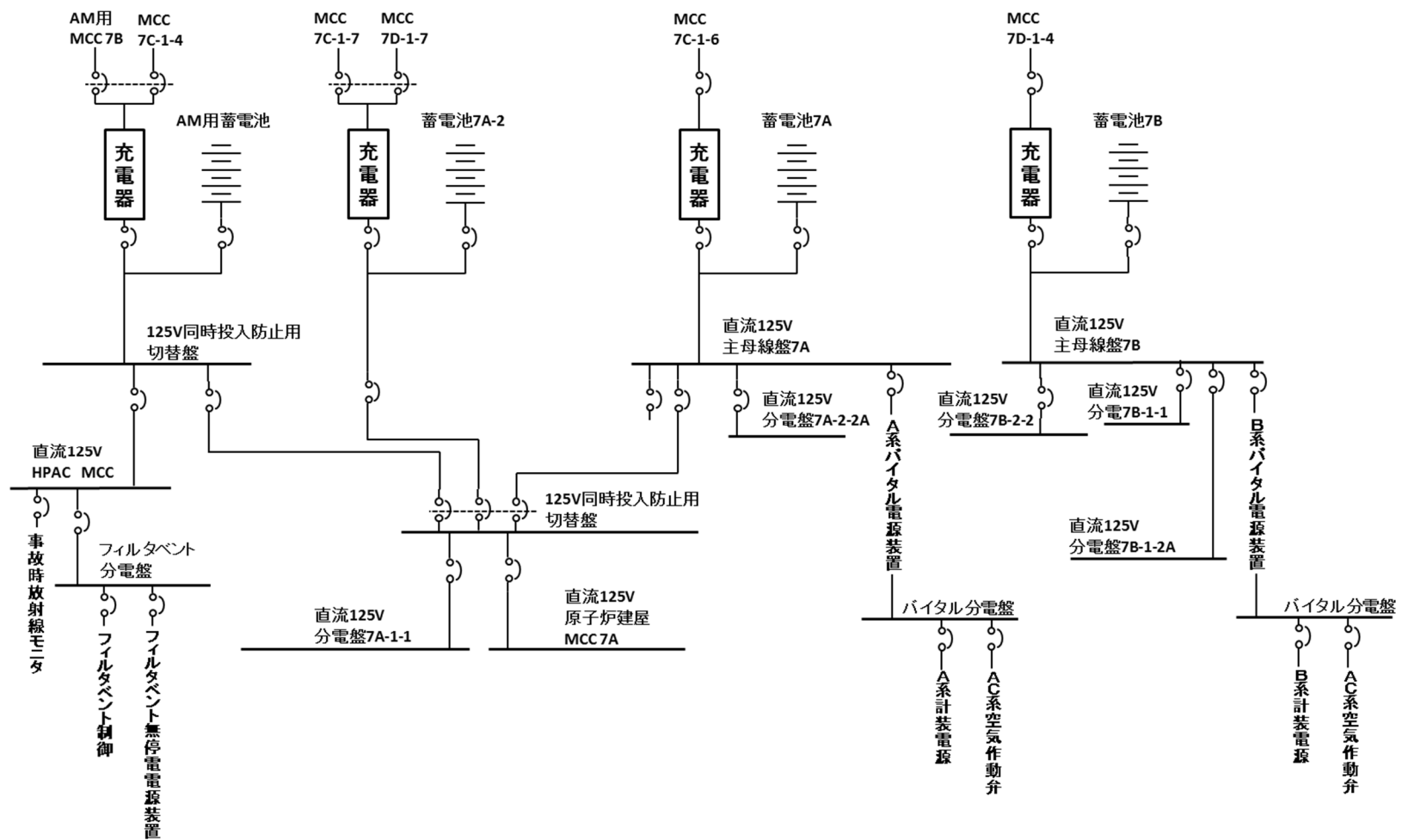


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

## 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) 交流動力電源確立時

##### a. 操作概要

炉心損傷時に原子炉格納容器内の減圧及び除熱を格納容器圧力逃がし装置を使用して行う。交流電源確立時は必要な電動弁の受電操作を実施後、遠隔手動弁操作設備の操作により格納容器ベントを行う。

##### 優先 1 (W/W ベント)

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時に、二次格納施設外にて空気作動弁の遠隔手動弁操作設備にて操作を実施する。

##### 優先 2 (D/W ベント)

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時に、二次格納施設外にて空気作動弁の遠隔手動弁操作設備にて操作を実施する。

##### b. 作業場所

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 地下 1 階, 2 階(非管理区域)

##### c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(4名)、所要時間(70分)のうち、電源の受電操作及び空気作動弁の遠隔手動弁操作設備の操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

なお、W/W ベントに必要な所要時間、D/W ベントに必要な所要時間は同一時間とする。

必要要員数 : 2名(現場運転員 2名)

所要時間目安: 電源受電操作 30分(実績時間: 24分)

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 40分

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁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・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、二次格納施設外に設置している。また、格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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・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。

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



ベント操作(遠隔手動弁操作設備)

## (2) 全交流動力電源喪失時

### a. 操作概要

炉心損傷時に原子炉格納容器内の減圧及び除熱を格納容器圧力逃がし装置を使用して行う。交流電源喪失時は遠隔手動弁操作設備の操作により格納容器ベント操作を行う。

#### 優先 1 (W/W ベント)

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，系統構成時に，二次格納施設外にて電動弁，空気作動弁の遠隔手動弁操作設備により操作を実施する。

#### 優先 2 (D/W ベント)

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，系統構成時に，二次格納施設外にて電動弁，空気作動弁の遠隔手動弁操作設備により操作を実施する。

### b. 作業場所

W/W ベント 原子炉建屋 中 3 階，地下 1 階(非管理区域)

D/W ベント 原子炉建屋 中 3 階，2 階(非管理区域)

系統構成 原子炉建屋(管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(6 名)，所要時間(90 分)のうち，電動弁，空気作動弁の遠隔手動弁操作設備の操作に必要な要員数，所要時間は以下のとおり。

なお，W/W ベントに必要な所要時間，D/W ベントに必要な所要時間は同一時間とする。

必要要員数 : 4 名(現場運転員 4 名)

所要時間目安: 系統構成(二次格納容器施設内) 35 分

(二次格納容器施設外) 15 分(実績時間: 13 分)

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 40 分

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21 分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁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・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，二次格納施設外に設置している。また，格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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・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。

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)



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

原子炉格納容器ベント操作中におけるフィルタ装置水位調整のため、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 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りに必要な要員数、所要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)

所要時間目安:60分(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・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。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、放射線防護具(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他, バッテリー内蔵型LED照明・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 :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ため, 通常の弁操作と同様である。

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. フィルタベント水位調整(水張り)

#### a. 操作概要

原子炉格納容器ベント操作時又は原子炉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 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

#### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント水位調整(水張り)に必要な要員数, 所要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)

所要時間目安: 130分(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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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、容易に操作可能であり、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. フィルタベント水位調整(水抜き)

##### a. 操作概要

原子炉格納容器ベント操作時又は原子炉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 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

##### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント水位調整(水抜き)に必要な要員数, 所要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)

所要時間目安: 135分(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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 : 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、容易に操作可能である。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。

5. フィルタベント停止後の N<sub>2</sub>パージ

## a. 操作概要

原子炉格納容器ベント停止後は、配管内に残留する水素による燃焼防止と、残留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ジを実施する。

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ジを行う。

## b. 作業場所

原子炉建屋 屋外南側

原子炉建屋 非管理区域 3階 南側通路

## c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント停止後の N<sub>2</sub>パージに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 7名(中央制御室運転員 1名, 緊急時対策要員 6名)

(※1.7.3-7 と合わせて合計 7名の必要要員数とする)

所要時間目安: 240分(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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能であり、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。



N<sub>2</sub>パージ操作



## 6. フィルタベント計装(サンプリングポンプ起動)

### a. 操作概要

原子炉格納容器ベント停止後、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるページ中、装置内の水素濃度を測定するため、格納容器ベントライン水素サンプリングラックにてサンプリングポンプを起動する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 3階(非管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント計装(サンプリングポンプ起動)に必要な要員数、所要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)

所要時間目安: 180分(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・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。また、操作は通常、汚染の恐れのない二次格納施設外にて行うが、格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 : 通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に操作可能である。また、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、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. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

### a. 操作概要

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置の水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水の pH が規定値よりも低くなった場合に薬液を注入する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

### c. 必要要員数及び操作時間

フィルタ装置スクラバ水 pH 調整に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 7 名(中央制御室運転員 1 名, 緊急時対策要員 6 名)

所要時間目安: 90 分(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・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。また, 操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり, 容易に操作可能である。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, 空気圧縮機, 補給ポンプ等とともに作業エリア近傍(フィルタベント遮へい壁内(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 N<sub>2</sub>パージ

### a. 操作概要

フィルタベント水位調整(水抜き)・ドレンタンク水抜き後は、フィルタベント装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素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ジを実施する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

### c. 必要要員数及び操作時間

ドレン移送ラインの N<sub>2</sub>パージに必要な要員数, 所要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)

所要時間目安: 100分(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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能であり、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。

## 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、ドレンタンク内の凝縮水をドレン移送ポンプを使用して排水する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

### c. 必要要員数及び操作時間

ドレンタンク水抜きに必要な要員数、所要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)

所要時間目安: 105分(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・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。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。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・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 : 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、容易に操作可能である。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. 代替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) 交流動力電源確立時

a. 操作概要

代替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を行う。

b. 作業場所(設置場所未確定)

原子炉建屋(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替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必要な要員数(4名), 所要時間(25分)のうち, 電源確保に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 電源確保 15分(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, 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 : 通常を受電操作であり, 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。

## (2) 全交流動力電源喪失時

### a. 操作概要

代替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。交流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(設置場所未確定)

原子炉建屋(非管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

代替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必要な要員数(4名), 所要時間(40分)のうち, 系統構成に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 系統構成 35分(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, 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。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, 二次格納施設外に設置している。また, 格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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・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。

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。

## 11. 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

復水補給水系を用いた代替循環冷却の準備として、電動弁操作盤による系統構成ならびに、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・プール水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. 必要要員数および操作時間

復水補給水系を用いた代替循環冷却に必要な要員数(6名)、所要時間(90分)のうちサプレッション・チェンバ・プール水水源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員 4名)

所要時間目安: 系統構成(1) 管理区域 60分(実績時間: 54分)

非管理区域 40分(実績時間: 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(実績時間: 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・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、放射線防護具(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放射線防護具(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・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。

また操作はすべて二次格納施設外である。

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



## 12. 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、格納容器スプレイ配管から原子炉格納容器内に注入することで、S/P 水の酸性化を防止し原子炉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，地上中1階，地上2階(管理区域)

## c. 必要要員数および操作時間

格納容器内 pH 制御に必要な要員数(4名)，所要時間(格納容器スプレイ(S/P)による薬液注入開始：30分，格納容器スプレイ(D/W)による薬液注入開始：65分，格納容器下部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，所要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)

所要時間目安：系統構成 25分(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，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。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(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・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。

また操作はすべて二次格納施設外である。

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)交流動力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	iii. フィルタベント水位調整(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
		iv. フィルタベント水位調整(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, 又は及び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
		vi. 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た場合	フィルタ装置の水位が2200mmに到達すると判断した場合
		vii. ドレン移送ラインNo. パージ手順	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[T61-F209]を「全閉」操作後
		viii. 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(1/8)

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) 交流動力電源が健全である場合の対応手順	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040
	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050
	FCVS制御盤	H11-P659
	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
	格納容器補助盤	H11-P657
	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B
	非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511
	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
	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020
	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021
	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070
	原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合	静的触媒式水素再結合器の機能が発揮されていない状態（静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以下）において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合
		静的触媒式水素再結合器の機能が動作している状態（静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以上）において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合
	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022
不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	

操作手順の解釈一覧(2/8)

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) 交流動力電源が健全である場合の対応手順	ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁	T61-F502A又はT61-F502B
		FCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁	T61-F501
	iii. フィルタベント水位調整(水張り)	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給水ライン元弁	T61-F102
		FCVS計器ラック	H22-P910
		フィルタ装置水位	T61-LI-002及びT61-LI-003
		規定水位	通常水位範囲内である1000～1500mm
	iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	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ライン二次格納施設外側止め弁	T61-F211
		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
		フィルタベント現場制御盤	H21-P917及びH21-P918
		ポンプ吐出側流量	T61-FI-001A/B
		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 <sup>3</sup> /hに調整
		FCVS計器ラック	H22-P910
		フィルタ装置水位	T61-LI-002及びT61-LI-003
		通常水位に到達した事を確認	1000mmに到達した事を確認
		v. フィルタベント停止後のN <sub>2</sub> パージ手順	原子炉建屋非管理区域内サンプリングラック
	フィルタ装置水素濃度		T61-H2E-001及びT61-H2E-002
	FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N <sub>2</sub> パージ用元弁		T61-F205
	窒素ガスの注入を実施		可搬型窒素供給装置流量《約70Nm <sup>3</sup> /h》において、3時間以上の注入を実施
	可搬型窒素供給装置からの窒素注入の完了		3時間
	FCVS制御盤		H11-P659
	水素濃度が許容濃度以下		水素濃度が2%以下

操作手順の解釈一覧(3/8)

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) 交流動力電源が健全である場合の対応手順	a. 格納容器圧力逃し装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	フィルタベント装置pH入口止め弁	T61-F715
		フィルタベント装置pH出口止め弁	T61-F716	
		FCVS制御盤	H11-P659	
		スクラバ水pH	T61-pHIT-001	
		フィルタ装置水位	T61-LI-002及びT61-LI-003	
		FCVSフィルタベント装置 給水ライン元弁	T61-F102	
		pHが規定値		
		vii. ドレン移送ラインN2パージ手順	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N2パージ用元弁	T61-F213
	viii. ドレンタンク水抜き	ドレン移送ライン圧力	T61-PI-012	
		フィルタベント現場制御盤	H21-P917及びH21-P918	
		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 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 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁	T61-F209	
		ポンプ吐出側流量	T61-FI-001A/B	
		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10m3/hに調整	
		FCVS計器ラック	H22-P910	
	ドレンタンク水位	T61-LS-010		

操作手順の解釈一覧(4/8)

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) 交流動力電源が健全である場合の対応手順	b. 代替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. 代替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	制御盤 フィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内 弁名称、番号未定 弁名称、番号未定 弁名称、番号未定 弁名称、番号未定 弁名称、番号未定 弁名称、番号未定 原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合
		iii. フィルタバント水位調整(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 弁名称、番号未定
		iv. フィルタバント水位調整(水抜き)	フィルタ装置の水位が上限水位に到達 弁名称、番号未定
		vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	pHが規定値 弁名称、番号未定
			静的触媒式水素再結合器の機能が發揮されていない状態(静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以下)において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合
			静的触媒式水素再結合器の機能が動作している状態(静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以上)において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合
			フィルタ装置の水位が1000mmを下回り500mmに到達する前 弁名称、番号未定
	フィルタ装置の水位が2200mmに到達 弁名称、番号未定		
	金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達 弁名称、番号未定		

操作手順の解釈一覧(5/8)

手順	c. 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	格納容器補助盤	操作手順記載内容	解釈
<p>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) 交流動力電源が健全である場合の対応手順</p>		格納容器補助盤	H11-P657	
		復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029	
		復水補給水系復水貯蔵槽出口弁	P13-F001	
		高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一、第二元弁	E22-F028, F029	
		復水補給水系復水移送ポンプミニマムフロー逆止弁後弁	P13-F008A, F008B, F008C	
		復水補給水系制御棒駆動系駆動水供給元弁	P13-F021	
		復水補給水系常/非常用連絡管第一、第二止め弁	P13-F019, F020	
		電動弁操作盤	H21-P092B	
		残留熱除去系熱交換器出口弁(A)	E11-M0-F004A	
		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-F010	
		残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)	E11-M0-F021B	
		残留熱除去系熱交換器出口弁(B)	E11-M0-F004B	
		残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B	
		残留熱除去系注入弁(A)	E11-M0-005A	
		残留熱除去系(A)注入ライン洗浄水止め弁	E11-M0-F032A	
		残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁	E11-M0-F032B	
		高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口元弁	E22-F030	
		残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁	E11-M0-F061	
		残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁	E11-M0-F062	
		原子炉への注水が開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、残留熱除去系(A)注入配管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	原子炉への注水が開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、残留熱除去系(A)注入配管流量指示値の上昇(～90m <sup>3</sup> /h)及び原子炉水位指示値の上昇により確認	原子炉への注水が開始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)、残留熱除去系(A)注入配管流量指示値の上昇(～90m <sup>3</sup> /h)及び原子炉水位指示値の上昇により確認
		格納容器スプレーが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇、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	格納容器スプレーが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇、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	格納容器スプレーが開始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)、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇(～140m <sup>3</sup> /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
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B	
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B	
残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B			
復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁	P13-M0-F095			
復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁	P13-M0-F094			
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、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、格納容器下部注水流量指示値の上昇(～50m <sup>3</sup> /h)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)、格納容器下部注水流量指示値の上昇(～50m <sup>3</sup> /h)により確認		
格納容器スプレーが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇、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	格納容器スプレーが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力指示値の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇、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	格納容器スプレーが開始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)、残留熱除去系(B)注入配管流量指示値の上昇(～140m <sup>3</sup> /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		

操作手順の解釈一覧(6/8)

手順	d. 格納容器内pH制御		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) 交流動力電源が健全である場合の対応手順			残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B
			復水移送ポンプ吸込配管注入弁	P13-M0-F142
			残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
			残留熱除去系(B)注入配管流量指示値が規定値となるように	残留熱除去系(B)注入配管流量指示値にて140m <sup>3</sup> /hになるように
			復水補給水系ポンプミニマムフロー戻り弁	P13-F009
			薬液注入タンク出口弁	P16-M0-F002
			薬液タンク水位	P16-LI-200A/B
			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) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンク水位にて確認後 (7号炉) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンク水位にて確認後
			残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B
			残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B
			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) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンク水位にて確認後 (7号炉) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンク水位にて確認後
			復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁	P13-M0-F095
			復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁	P13-M0-F094
			格納容器下部注水流量指示値が規定値となるように	格納容器下部注水流量指示値が90m <sup>3</sup> /hとなるように
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) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンク水位にて確認後 (7号炉) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンク水位にて確認後			



操作手順の解釈一覧(7/8)

手順	手順	i. 格納容器圧力逃がし装置による	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)	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(現場操作)	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B	
			非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511	
			非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	
			換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	
			FCVS制御盤	H11-P659	
			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	
			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	
			不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	
			PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁	T31-F072	
			原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合	静的触媒式水素再結合器の機能が發揮されていない状態(静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が [ ] 以下)において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて [ ] 以下に抑制する見込みがないと判断した場合 静的触媒式水素再結合器の機能が動作している状態(静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が [ ] 以上)において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて [ ] 以下に抑制する見込みがないと判断した場合	
			不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	
			不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
			iii. フィルタベント水位調整(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
			iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	フィルタ装置の水位が上限水位に到達	フィルタ装置の水位が2200mmに到達
vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	pHが規定値	[ ] に到達			

操作手順の解釈一覧(8/8)

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	b. 代替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. 代替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)	制御盤	盤名称, 番号未定
			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
			D/W側第一隔離弁	弁名称, 番号未定
			D/W側第二隔離弁	弁名称, 番号未定
			S/C側第二隔離弁	弁名称, 番号未定
			S/C側第一隔離弁	弁名称, 番号未定
			原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合	静的触媒式水素再結合器の機能が發揮されていない状態(静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以下)において, 原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合 静的触媒式水素再結合器の機能が動作している状態(静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以上)において, 原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合
iii. フィルタベント水位調整(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		
iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	フィルタ装置の水位が上限水位に到達 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 金属フィルタの差圧が□に到達		
vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	pHが規定値	□		