

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	SA 技-C-1 改6
提出年月日	平成 29 年 4 月 28 日

東海第二発電所

「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 29 年 4 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

1. 重大事故等対策

下線部：今回提出資料

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となる水の供給手順等

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

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	1.0-2
a.	予備品等の確保	1.0-2
b.	保管場所	1.0-3
c.	アクセスルートの確保	1.0-3
(3)	支援に係る事項	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	1.0-4
a.	手順書の整備	1.0-4
b.	教育及び訓練の実施	1.0-5
c.	体制の整備	1.0-5
1.0.2	共通事項	1.0-7
(1)	重大事故等対処設備に係る事項	1.0-7
a.	切り替えの容易性	1.0-7
b.	アクセスルートの確保	1.0-9
(2)	復旧作業に係る事項	1.0-13
a.	予備品等の確保	1.0-14
b.	保管場所	1.0-15

c .	アクセスルートの確保	1.0-15
(3)	支援に係る事項	1.0-16
(4)	手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備	1.0-19
a .	手順書の整備	1.0-19
b .	教育及び訓練の実施	1.0-27
c .	体制の整備	1.0-34

添付資料 目次

下線部：今回提出資料

- 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 重大事故等対策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 重大事故等対策に係る教育及び訓練について
- 添付資料1.0.10 重大事故等発生時及び大規模損壊発生時の体制について
- 添付資料1.0.11 重大事故等発生時及び大規模損壊発生時の原子炉主任技術者の役割等について
- 添付資料1.0.12 東京電力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 災害対策本部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運転基準等手順との関連表
- 添付資料1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係わ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東海発電所及び東海低レベル放射性廃棄物埋設事業所からの影響について

東海第二発電所

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

目 次

1. 新規制基準への適合状況	1.0.2-1
2. 概要	1.0.2-5
3. 保管場所の評価	1.0.2-24
4. 屋外アクセスルートの評価	1.0.2-47
5. 屋内アクセスルートの評価	1.0.2-99
6. まとめ（有効性評価に対する作業の成立性）	1.0.2-135
7. 発電所構外からの災害対策要員参集	1.0.2-148

別紙

- (1) 外部事象の抽出について
- (2) 降水に対する影響評価について
- (3) 屋外アクセスルート 除雪時間評価について
- (4) 屋外アクセスルート 降灰除去時間評価について
- (5) 可搬型設備の小動物対策について
- (6) 森林火災時における保管場所への影響について
- (7) 保管場所及びアクセスルートへの自然現象の重畳による影響について
- (8) 平成 23 年（2011 年）東北地方太平洋沖地震の被害状況について
- (9) 可搬型設備の接続口の配置及び仕様について
- (10) 淡水及び海水の取水場所について
- (11) 海水取水場所での取水が出来ない場合の代替手段について
- (12) 鉄塔基礎の安定性について
- (13) 崩壊土砂の到達距離について
- (14) 屋外アクセスルート 現場確認結果について
- (15) 屋外アクセスルート近傍の障害となり得る要因と影響評価について
- (16) 主要な変圧器等の火災について

- (17) 自衛消防隊による消火活動等について
- (18) 浸水時の可搬型設備（車両）の走行について
- (19) T.P. +11m エリアの屋外タンク溢水時の影響等について
- (20) 屋外アクセスルート確保の検証について
- (21) 車両走行性能の検証について
- (22) 屋外アクセスルートにおける地震後の被害想定（一覧）について
- (23) がれき及び土砂撤去時のホイールローダ作業量及び復旧時間について
- (24) 屋外アクセスルートの復旧計画について
- (25) 屋内アクセスルート ルート図について
- (26) 屋内アクセスルート確認状況（地震時の影響）について
- (27) アクセスルート通行時における照明及び通信連絡手段について
- (28) 地震随伴火災源の抽出について
- (29) 地震随伴火災源の抽出機器配置について
- (30) 保管場所及び屋外アクセスルート等の点検について
- (31) 防潮堤内他施設等の同時被災時におけるアクセスルートへの影響について
- (32) 資材設置後の作業成立性について
- (33) 屋外での通信機器通話状況の確認について
- (34) 発電所構外からの災害対策要員の参集について

補足説明資料

- (1) 原子炉建屋内の可搬型重大事故等対処設備の配置について
- (2) 基準津波を超え敷地に遡上する津波の影響評価について

1. 新規制基準への適合状況

可搬型重大事故等対処設備（以下「可搬型設備」という。）の保管場所及び同設備の運搬道路（以下「アクセスルート」という。）に関する要求事項と、その適合状況は、以下のとおりである。

1.1 「実用発電用原子炉及びその附属設備の位置，構造及び設備の基準に関する規則」第四十三条（重大事故等対処設備）

新規制基準の項目		適合状況
第3項	五 地震，津波その他の自然現象又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影響，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管すること。	可搬型設備は，地震，津波その他の自然現象，設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で，設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備に対して，同時に必要な機能が失われないよう，100m以上の離隔を取った高所かつ防火帯の内側の場所に保管する。また，分散配置が可能な可搬型設備については，分散配置して保管する。
	六 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，工場等内の道路及び通路が確保できるよう，適切な措置を講じたものであること。	地震，津波その他の自然現象を想定し，別ルートも考慮して複数のルートを確保する。また，がれき等によってアクセスルートの確保が困難となった場合に備え，ホイールローダを配備し，がれき撤去を行えるようにしている。

新規制基準の項目		適合状況
第3項	<p>七 重大事故防止設備のうち可搬型のものは、共通要因によって、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料貯蔵槽の冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。</p>	<p>可搬型設備は、設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備と同時に必要な機能が失われないよう、100m以上の離隔を取るとともに、分散配置が可能な可搬型設備については、分散配置して保管する。また、基準地震動で必要な機能が失われず、高所かつ防火帯の内側に保管することにより、共通要因によって必要な機能が失われないことを確認している。</p>

1.2 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」

第五十四条（重大事故等対処設備）

	新規制基準の項目	適合状況
第3項	<p>五 地震，津波その他の自然現象又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影響，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管すること。</p>	<p>可搬型設備は，地震，津波その他の自然現象，設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で，設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備に対して，同時に必要な機能が失われないよう，100m以上の離隔を取った高所かつ防火帯の内側の場所に保管する。また，分散配置が可能な可搬型設備については，分散配置して保管する。</p>
	<p>【解釈】 可搬型重大事故等対処設備の保管場所は，故意による大型航空機の衝突も考慮すること。例えば原子炉建屋から，100m以上の離隔を取り，原子炉建屋と同時に影響を受けないこと。又は，故意による大型航空機の衝突に対して頑健性を有すること。</p>	
	<p>六 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，工場等内の道路及び通路が確保できるよう，適切な措置を講ずること。</p>	<p>地震，津波その他の自然現象を想定し，別ルートも考慮して複数のルートを確認する。また，がれき等によってアクセスルートの確保が困難となった場合に備え，ホイールローダを配備し，がれき撤去を行えるようにしている。</p>

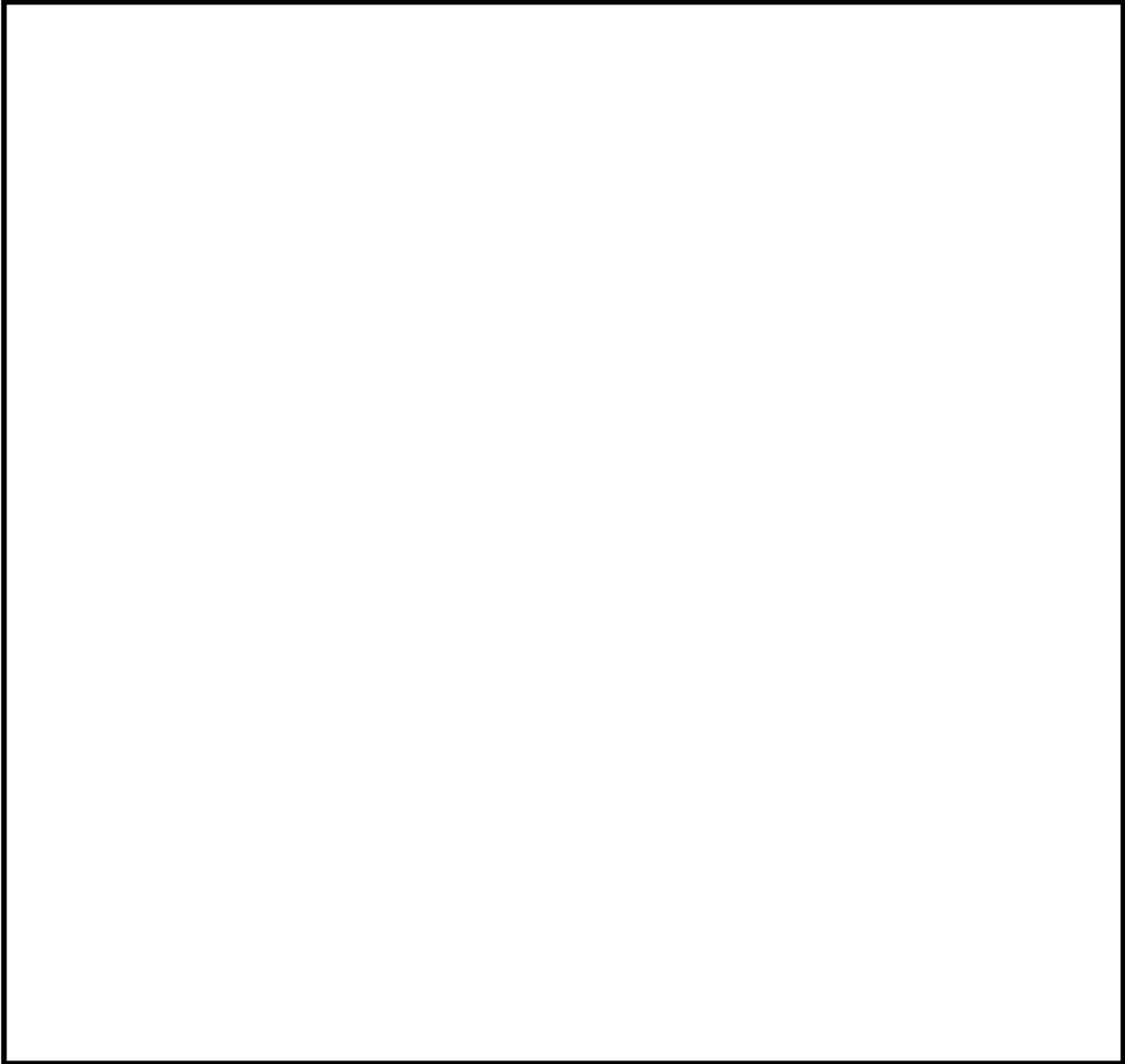
新規制基準の項目		適合状況
第3項	<p>七 重大事故防止設備のうち可搬型のものは、共通要因によって、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料貯蔵槽の冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。</p>	<p>可搬型設備は、設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備と同時に必要な機能が失われないよう、100m以上の離隔を取るとともに、分散配置が可能な可搬型設備については、分散配置して保管する。また、基準地震動で必要な機能が失われず、高所かつ防火帯の内側に保管することにより、共通要因によって必要な機能が失われないことを確認している。</p>

2. 概要

2.1 保管場所及びアクセスルート

可搬型設備の保管場所及びアクセスルートを第 2.1-1 図，保管場所の標高，離隔距離等を第 2.1-1 表に示す。

敷地の西側及び南側に重大事故等発生時に機能に期待している可搬型設備の保管場所を設置しており，さらに北側に重大事故等発生時に機能に期待していない可搬型設備の置場を設置している。緊急時対策所及び保管場所から目的地まで複数ルートでアクセスが可能であり，可搬型設備の運搬，要員の移動，重大事故等発生時に必要な設備の状況把握，対応が可能である。



第 2.1-1 図 保管場所及びアクセスルート図

第 2.1-1 表 保管場所の標高，離隔距離，地盤の種類

保管場所	標高	常設代替高圧電源装置等からの離隔距離	原子炉建屋からの離隔距離	地盤の種類
西側保管場所	T. P. +23m	約 195m	約 275m	砂質地盤 盛土・切土地盤
南側保管場所	T. P. +25m	約 140m	約 300m	砂質地盤 盛土・切土地盤
(参考)				
予備機置場	T. P. +5m	—	—	砂質地盤

今後の設計により，変更となる可能性がある

2.2 概要

保管場所及びアクセスルートについて，以下の評価を実施し，有効性評価に対する作業の成立性について検討を実施した。

保管場所については，「実用発電用原子炉及びその附属設備の位置，構造及び設備の基準に関する規則」第四十三条（重大事故等対処設備）及び「実用発電用原子炉及び附属設備の技術基準に関する規則」第五十四条（重大事故等対処設備）に基づき，地震及び津波被害を想定し，それらの被害要因について評価する。

アクセスルートの評価は，運用面の成立性を確認するために以下の想定に基づき評価を実施する。

屋外アクセスルートについては，地震及び津波被害を想定し，それらの被害要因について評価する。

屋内アクセスルートについては，地震及び地震によって発生する火災及び溢水を想定し評価する。

また，自然現象により想定される保管場所及びアクセスルートへの影響について第 2.2.1-2 表のとおり概略評価を実施した結果，地震が大きな影響を及ぼす可能性があることを確認した。更に，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、「外部人為事象」という。）により想定される保管場所及びアクセスルートへの影響について評価した結果、影響を及ぼす可能性がある外部人為事象はないことを確認した。

2.2.1 自然現象

(1) 自然現象抽出の考え方

自然現象抽出の考え方は以下のとおりである。

- ・東海第二発電所の安全を確保する上で設計上考慮すべき自然現象としては、国内で一般に発生し得る事象に加え、欧米の基準等で示されている事象を用い、網羅的に抽出した 55 事象を母集団とする。（別紙（1）参照）
- ・収集した 55 事象について、第 2.2.1-1 表に示す「影響を与えるほど接近した場所に発生しない」等の除外基準を用いて、東海第二発電所において設計上想定すべき事象を抽出する。（別紙（1）参照）

(2) 自然現象の影響評価（概略）

「(1) 自然現象抽出の考え方」を踏まえ、除外した事象（41 事象）を第 2.2.1-1 表に示す。抽出した事象（14 事象）については、設計上想定する規模で発生した場合の影響について確認し、その結果を第 2.2.1-2 表に示す。

また、単独事象を組み合わせて、自然現象が重畳した場合の影響について確認した。

単独事象、重畳事象のいずれについても、設計上の想定規模の自然現象の発生を仮定する。その上で、取りえる手段が残っており、事故対応

を行うことができることを確認した。

また、設計上の想定を超える自然現象が発生した場合でも、可搬型設備の分散配置、アクセスルートの複数確保、各種運用（除雪等）により対応は可能である。

保管場所及びアクセスルートへの影響評価として、確認した事項は以下のとおりである。

- ・設計上想定した自然現象に対し、保管場所の位置等の状況を踏まえ、設計基準対処設備と重大事故等対処設備の安全機能が同時に喪失しないこと。
- ・保管場所に設置された重大事故等対処設備が各自然現象によって同時に全て機能喪失しないこと。
- ・保管場所、その他現場における屋外作業や屋外アクセスルートの通行が可能なこと。
- ・屋内アクセスルートの通行が可能であること。

第 2.2.1-1 表 保管場所及びアクセスルートに影響はないと評価し除外した事象（自然現象）

評価の観点	保管場所及びアクセスルートに影響はないと評価し除外した事象【41 事象】
影響を与えるほど接近した場所に発生しない事象【11 事象】	砂嵐／土囊の収縮または膨張／雪崩／草原火災／ハリケーン／氷壁／土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）／カルスト／地下水による浸食／土石流／水蒸気
ハザード進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる事象【6 事象】	河川の迂回／海岸浸食／干ばつ／湖または河川の水位低下／塩害，塩雲／高温水
考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等もしくはそれ以下，又は安全性が損なわれることがない事象【6 事象】	濃霧／霧・白霜／極高温／もや／太陽フレア，磁気嵐／低温水（海水温低）
影響が他の事象に包絡される事象【17 事象】	静振／波浪・高波／ひょう・あられ／満潮／氷結／氷晶／湖または河川の水位上昇／極限的な圧力（気圧高低）／動物／海水面低／海水面高／地下水による地滑り／陥没・地盤沈下・地割れ／地面の隆起／泥湧出（液状化）／水中の有機物／有毒ガス
発生頻度が他の事象と比較して非常に低い事象【1 事象】	隕石

第 2.2.1-2 表 自然現象により想定される影響概略評価結果 (1/5)

自然現象	概略評価結果		
	保管場所	屋外アクセスルート	屋内アクセスルート
地震	<ul style="list-style-type: none"> 地盤や周辺斜面の崩壊による影響，周辺構造物の倒壊，火災及び溢水による影響が考えられ，個別の評価が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 地盤や周辺斜面の崩壊による影響，周辺構造物の倒壊・損壊・火災・溢水による影響が考えられ，個別の評価が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 資機材等の倒壊・損壊，アクセスルート周辺機器等の火災・溢水による影響が考えられ，個別の評価が必要。
津波	<ul style="list-style-type: none"> 基準津波に対し防潮堤を設置することから，原子炉建屋等や保管場所へ遡上する浸水はない。したがって，設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備は同時に機能喪失しない。 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対して，保管場所は高さ T.P. +23m 以上に配置しており，浸水の影響を受けない。 (補足説明資料 (2) 参照) 	<ul style="list-style-type: none"> 基準津波に対し防潮堤を設置することから，アクセスルートへ遡上する浸水はない。 基準津波を超え敷地に遡上する津波により漂流物が堆積した場合も，ホイールローダにより撤去することが可能である。 (補足説明資料 (2) 参照) 	<ul style="list-style-type: none"> 基準津波に対し，防潮堤を設置することから，建屋近傍まで遡上する浸水はない。 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対して，水密化された建屋内であることから影響は受けない。
洪水	<ul style="list-style-type: none"> 敷地の地形及び表流水の状況から，洪水による被害は生じないことを，東海村発行の浸水ハザードマップ及び国土交通省発行の浸水想定区域図から確認している。 	同左	同左
風 (台風)	<ul style="list-style-type: none"> 竜巻の評価に包含される。 	同左	同左

第 2.2.1-2 表 自然現象により想定される影響概略評価結果 (2/5)

自然現象	概略評価結果		
	保管場所	屋外アクセスルート	屋内アクセスルート
竜巻	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型設備は屋外に設置しているが、設計基準事故対処設備は竜巻に対して建屋内等の防護した場所に設置していることから、同時に機能喪失しない。 重大事故等時に期待する可搬型設備は、西側と南側の 2ヶ所の保管場所にそれぞれ離隔して分散配置していることから、同時に機能喪失しない。 常設重大事故等対処設備のうち常設代替高圧電源装置を屋外に設置しているが、ディーゼル発電機、可搬型代替低圧電源車保管場所と離隔していることから、同時に機能喪失しない。 保管場所の可搬型設備は、固縛等の飛散防止対策を実施することから、原子炉建屋等に影響を与えない。 	<ul style="list-style-type: none"> 竜巻により飛散物が発生した場合も、ホイールローダにより撤去することが可能である。 送電線の垂れ下がりに伴う通行障害が発生した場合であっても、別ルートを選択することで目的地へのアクセスが可能である。(送電線の影響範囲は第 4.4.1-1 図参照) 竜巻により飛散し、ホイールローダで撤去できずアクセスルートに影響がでると想定される物品に対して固縛等を実施することから、アクセスに問題を生じる可能性は小さい。 <p>また、複数のルートが確保されていることから、飛来物によりアクセスに問題を生じる可能性は小さい。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋は竜巻に対し頑健性を有することから影響は受けない。

第 2.2.1-2 表 自然現象により想定される影響概略評価結果 (3/5)

自然現象	概略評価結果		
	保管場所	屋外アクセスルート	屋内アクセスルート
凍結	<ul style="list-style-type: none"> 保管場所に設置されている重大事故等対処設備は屋外であるが、設計基準事故対処設備は建屋内等に設置されているため影響を受けず、同時に機能喪失しない。 凍結は、気象予報により事前の予測が十分可能であり、始動に影響が出ないように、各設備の温度に関する仕様を下回るおそれがある場合には、必要に応じて、予め可搬型設備の暖機運転等を行うこととしているため、影響を受けない。なお、暖機運転は事前に実施することからアクセス時間への影響はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 気象予報により事前の予測が十分可能であり、アクセスルートへの融雪剤散布等の事前対応によりアクセス性を確保する。 路面が凍結した場合にも、走行可能なタイヤ等を装着していることから、アクセスに問題を生じる可能性は小さい。 	<ul style="list-style-type: none"> 建屋内であり、影響は受けない。
降水	<ul style="list-style-type: none"> 保管場所は高所に設置していることや、排水路で集水し、排水することから、保管場所に滞留水が発生する可能性は小さい。 	<ul style="list-style-type: none"> 排水路は滞留水をすみやかに海域に排水する設計とすることから、アクセス性に支障はない。(別紙(2)参照) 	<ul style="list-style-type: none"> 浸水防止対策を施された建屋内であり、影響は受けない。
積雪	<ul style="list-style-type: none"> 気象予報により事前の予測が十分可能であり、原子炉建屋等及び保管場所の除雪は積雪状況を見計らいながら行うことので対処が可能であることから、設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備は同時に機能喪失しない。 また、保管場所等の除雪はホイールローダによる実施も可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> 気象予報により事前の予測が十分可能であり、アクセスルートの積雪状況等を見計らいながら除雪することので対処が可能である。また、ホイールローダにより約 32 分で除雪も可能である。(別紙(3)参照) 積雪時においても、走行可能なタイヤ等を装着していることから、アクセスに問題を生じる可能性は小さい。 	<ul style="list-style-type: none"> 建屋内であり、影響は受けない。

第 2.2.1-2 表 自然現象により想定される影響概略評価結果 (4/5)

自然現象	概略評価結果		
	保管場所	屋外アクセスルート	屋内アクセスルート
落雷	<ul style="list-style-type: none"> 設計基準事故対処設備は避雷設備を施した建屋内等に配備されており、かつ保管場所とは位置的分散が図られていることから、同時に機能喪失しない。 1回の落雷により影響を受ける範囲は限定されるため、保管場所は2セットを離隔して位置的分散を図っているため、影響を受けない。 	<ul style="list-style-type: none"> 落雷によりアクセスルートが影響を受けることはない。 落雷発生中は、屋内に退避し、状況を見て屋外作業を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋には避雷設備を設置しており影響は受けない。
地滑り	<ul style="list-style-type: none"> 地形、地質、地質構造等から、地滑りによる被害は生じないことを、茨城県発行の土砂災害危険箇所図及び独立行政法人防災科学技術研究所発行の地すべり地形分布図から確認している。 	同左	同左
火山の影響	<ul style="list-style-type: none"> 噴火発生の際には、人員を確保し、原子炉建屋等、保管場所及び可搬型設備の除灰を行うことにより対処が可能であることから、設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備は同時に機能喪失しない。 また、保管場所等の除灰はホイールローダによる実施も可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> 噴火発生の際には、人員を確保し、アクセスルートの除灰を行うことにより対処可能である。また、ホイールローダにより約137分で除灰も可能である。(別紙(4)参照) 	<ul style="list-style-type: none"> 建屋内であり、影響は受けない。

第 2.2.1-2 表 自然現象により想定される影響概略評価結果 (5/5)

自然現象	概略評価結果		
	保管場所	屋外アクセスルート	屋内アクセスルート
生物学的事象	<ul style="list-style-type: none"> 設計基準事故対処設備は、浸水防止対策により水密化された建屋内等に設置されているため、ネズミ等の齧歯類の侵入による影響を受けない。したがって、屋外の保管場所にある重大事故等対処設備と同時に機能喪失しない。 保管場所は2ヶ所あり、位置的に分散されている。また、複数の設備が同時に機能喪失する可能性は小さい。 可搬型設備は、ネズミ等の小動物の侵入により設備機能に影響がないよう、侵入できるような開口部は侵入防止対策を実施する。(別紙(5)参照) 	<ul style="list-style-type: none"> 影響なし 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋は、浸水防止対策により水密化された建屋内に設置されているため、ネズミ等の齧歯類の侵入による影響を受けない。
森林火災	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋と保管場所は防火帯の内側であるため、延焼の影響を受けない。また、原子炉建屋及び保管場所は熱影響に対して離隔距離を確保しているため、設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備は同時に機能喪失しない。(別紙(6)参照) 保管場所周辺の植生火災評価については追而とする(別紙(6)参照) 	<ul style="list-style-type: none"> 防潮堤内側のアクセスルートは防火帯の内側であり、熱影響を受けるルートがあるものの、別ルートが通行可能なため、アクセス性に支障はない。 保管場所周辺の植生火災評価については追而とする(別紙(6)参照) 	<ul style="list-style-type: none"> 屋内アクセスルートは防火帯内側の原子炉建屋内であり、影響を受けない。 保管場所周辺の植生火災を考慮しても、屋内アクセスルートは原子炉建屋内であり、影響を受けない。
高潮	<ul style="list-style-type: none"> 高潮の影響を受けない敷地高さに設置することから影響はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋は、高潮の影響を受けない敷地高さに設置されていることから影響はない。

(3) 自然現象の重畳事象評価

各重畳事象の影響確認結果を別紙(7)に示す。また、重畳事象のうち、単独事象と比較して影響が増長される事象の組み合わせと影響評価結果を以下に示す。

a. アクセスルートの復旧作業が追加される組み合わせ

単独事象でそれぞれアクセスルートの復旧が必要な事象については、重畳の影響としてそれぞれの事象で発生する作業を実施する必要がある。具体的には、除雪と除灰の組合せ等が該当する。有効性評価のタイムチャートでは、8時間以内に可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水を開始する必要があるが気象予報等を踏まえてアクセス性に支障が生じる前に予め除雪や除灰等の活動を開始する運用であることから、例えばアクセスルートの復旧に時間を要する除灰の場合でも、155分程度であるため、アクセスルートの機能を維持することが可能である。

b. 単独事象より影響が増長する組み合わせ

風(台風)と積雪、風(台風)と火山、降水と火山、積雪と火山、積雪と地震の組み合わせでは、荷重が増長するが、除雪及び除灰にて対処可能である。

また、最も荷重が増長する降水と火山の組合せ(堆積した降下火砕物が水分を含んで重量が増加)でのホイールローダによる除灰検討において、予め湿潤状態の降下火砕物を考慮し、撤去が可能であることを確認している(別紙(4)参照)。

2.2.2 外部人為事象

(1) 外部人為事象抽出の考え方

外部人為事象抽出の考え方は以下のとおりである。

- ・東海第二発電所の安全を確保する上で設計上考慮すべき外部人為事象としては、国内で一般に発生し得る事象に加え、欧米の基準等で示されている事象を用い、網羅的に抽出した 23 事象を母集団とする。(別紙 (1) 参照)
- ・収集した 23 事象について、第 2.2.2-1 表に示す「影響を与えるほど接近した場所に発生しない」等の除外基準(別紙 (1) 参照)を用いて、東海第二発電所において設計上想定すべき事象を抽出する。

(2) 外部人為事象の影響評価(概略)

「(1)外部人為事象抽出の考え方」を踏まえ、除外した事象(16 事象)を第 2.2.2-1 表に示す。抽出した事象(7 事象)のうち、ダムの崩壊、石油コンビナート等の施設及び発電所周辺を航行する船舶の爆発、近隣工場等の火災、船舶の衝突については、立地的要因により影響を受けることはない。発電所周辺を通行する燃料輸送車両による爆発、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災及び航空機落下による火災、電磁的障害についても、位置的分散や複数のアクセスルートにより影響はない。また、ばい煙等の二次的影響及び有毒ガスについては、防護具等の装備により通行に影響はない。(第 2.2.2-2 表参照)

したがって、アクセスルート及び保管場所に影響を及ぼす可能性がある外部人為事象はない。

第 2.2.2-1 表 保管場所及びアクセスルートに影響はないと評価し除外した事象（外部人為事象）

評価の観点	保管場所及びアクセスルートに影響はないと評価し除外した事象【16 事象】
影響を与えるほど接近した場所に発生しない事象 【4 事象】	工業施設又は軍事施設事故／軍事施設からのミサイル／掘削工事／他のユニットからのミサイル
ハザード進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる事象 【該当なし】	—
考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等もしくははそれ以下，又は安全性が損なわれない事象【1 事象】	内部溢水
影響が他の事象に包絡される事象 【9 事象】	パイプライン事故(ガスなど)，パイプライン事故によるサイト内爆発等／交通事故（化学物質流出含む）／自動車または船舶の爆発／船舶から放出される固体液体不純物／水中の化学物質／プラント外での化学物質の流出／サイト貯蔵の化学物質の流出／他のユニットからの火災／他のユニットからの内部溢水
発生頻度が他の事象と比較して非常に低い事象 【2 事象】	衛星の落下／タービンミサイル

第 2.2.2-2 表 外部人為事象により想定される影響概略評価結果 (1/2)

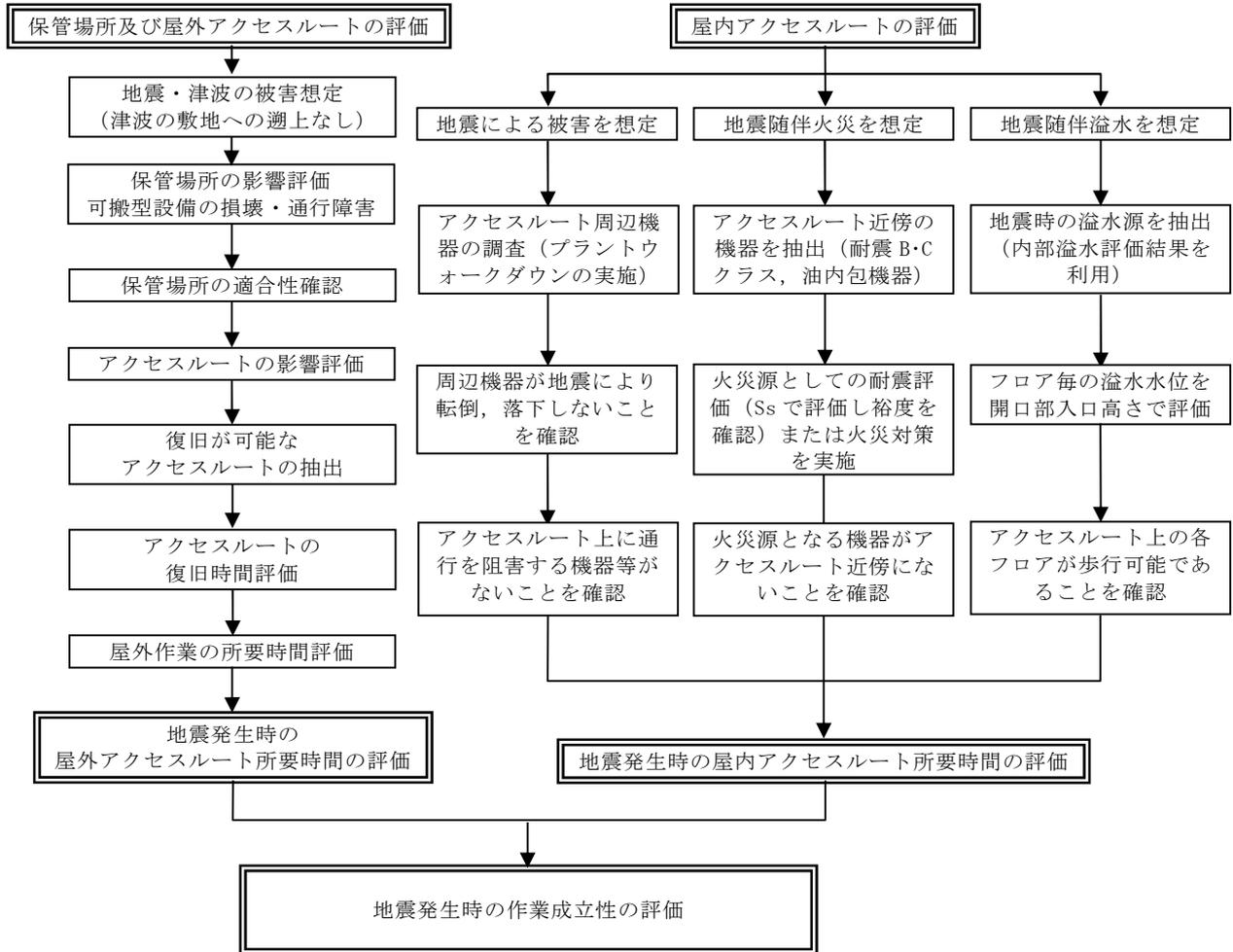
外部人為事象	概略評価結果		
	保管場所	屋外アクセスルート	屋内アクセスルート
航空機落下	<ul style="list-style-type: none"> 設計基準事故対処設備への航空機落下確率が防護設計の要否を判定する基準である 10^{-7}/炉・年を超えないことから設計上考慮する必要はない。万が一、航空機が落下した場合でも、重大事故時に期待する可搬型設備は西側及び南側保管場所に分散配置することから、同時に機能喪失することはない。 	<ul style="list-style-type: none"> 設計基準事故対処設備への航空機落下確率が防護設計の要否を判定する基準である 10^{-7}/炉・年を超えないことから設計上考慮する必要はない。万が一、航空機が落下し、通行障害が発生した場合でも、アクセスルートは複数ルート確保することから影響はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋への航空機落下確率は航空機落下確率が 10^{-7}/炉・年未満であることから影響はない。
ダムの崩壊	<ul style="list-style-type: none"> 発電所から北西約 30km にある竜神ダムが崩壊した場合、流出水は、久慈川を増水させ流域に拡がり太平洋へ流下するが、勾配により敷地まで遡上しないため、ダムの崩壊により被害が生じることはない。 	同左	同左
爆発	<ul style="list-style-type: none"> 石油コンビナート、近隣工場及び発電所周辺を航行する燃料輸送船の爆発による爆風圧及び飛来物に対して、離隔距離が確保されている。 発電所周辺を通行する燃料輸送車両の爆発による飛来物が敷地内に到達した場合でも、可搬型設備は西側及び南側保管場所に分散配置することから影響はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 石油コンビナート、近隣工場及び発電所周辺を航行する燃料輸送船の爆発による爆風圧及び飛来物に対して、離隔距離が確保されている。 発電所周辺を通行する燃料輸送車両の爆発による飛来物が敷地内に到達した場合でも、アクセスルートを複数ルート確保すること及び飛来物を重機等により撤去することから影響はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋は、石油コンビナート、近隣工場、発電所周辺を通行する燃料輸送車両及び発電所周辺を航行する燃料輸送船の爆発による爆風圧及び飛来物に対して、離隔距離が確保されている。

第 2.2.2-2 表 外部人為事象により想定される影響概略評価結果 (2/2)

外部人為事象	概略評価結果		
	保管場所	屋外アクセスルート	屋内アクセスルート
近隣工場等の火災	<ul style="list-style-type: none"> 石油コンビナート, 近隣工場, 発電所周辺の道路を通行する燃料輸送車両, 発電所周辺を航行する燃料輸送船及び敷地内の危険物貯蔵施設の火災に対して, 離隔距離が確保されている。 航空機墜落による火災に対して, 可搬型設備は西側及び南側保管場所に分散配置することから, 同時に機能喪失することはない。 	<ul style="list-style-type: none"> 石油コンビナート, 近隣工場, 発電所周辺の道路を通行する燃料輸送車両及び発電所周辺を航行する燃料輸送船の火災に対して, 離隔距離が確保されている。 敷地内の危険物貯蔵施設の火災及び航空機墜落による火災に対して, アクセスルートを複数ルート確保することから影響はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋は, 石油コンビナート, 近隣工場, 発電所周辺の道路を通行する燃料輸送車両, 発電所を航行する燃料輸送船, 敷地内の危険物貯蔵施設及び航空機墜落による火災に対して, 離隔距離が確保されている。
有毒ガス	<ul style="list-style-type: none"> 石油コンビナート, 近隣工場, 発電所周辺の道路を通行する輸送車両及び発電所周辺を航行する輸送船において流出する有毒ガスに対して, 離隔距離が確保されている。 発電所敷地内に貯蔵している化学物質の漏えいに対して, 可搬型設備は西側及び南側保管場所にそれぞれ離隔して分散配置し, 防護具等を装備することから影響はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 石油コンビナート, 近隣工場, 発電所周辺の道路を通行する輸送車両及び発電所周辺を航行する輸送船において流出する有毒ガスに対して, 離隔距離が確保されている。 発電所敷地内に貯蔵している化学物質の漏えいに対して, アクセスルートを複数ルート確保すること及び防護具等を装備することから影響はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 石油コンビナート, 近隣工場, 発電所周辺の道路を通行する輸送車両及び発電所周辺を航行する輸送船において流出する有毒ガスに対して, 離隔距離が確保されている。 発電所敷地内に貯蔵している化学物質の漏えいに対して, 屋内アクセスルートが設定される原子炉建屋の空調を停止し, 防護具等を装備することから影響はない。
船舶の衝突	<ul style="list-style-type: none"> 船舶の衝突による影響を受けない敷地高さに設置する。 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋は, 船舶の衝突による影響を受けない敷地高さに設置されていることから影響はない。
電磁的障害	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型設備は西側及び南側保管場所に分散配置することから, 同時に機能喪失することはない。 	<ul style="list-style-type: none"> 影響なし 	<ul style="list-style-type: none"> 影響なし

2.3 検討フロー

保管場所及びアクセスルートの有効性・成立性について、第 2.3-1 図の検討フローにて評価する。



第 2.3-1 図 保管場所及びアクセスルートの有効性・成立性検討フロー

2.4 地震による被害想定

地震による保管場所及び屋外アクセスルートへの被害要因・被害事象を2011年東北地方太平洋沖地震の被害状況（別紙（8））を踏まえた上で、第2.4-1表のとおり想定し、それぞれ影響を評価する。

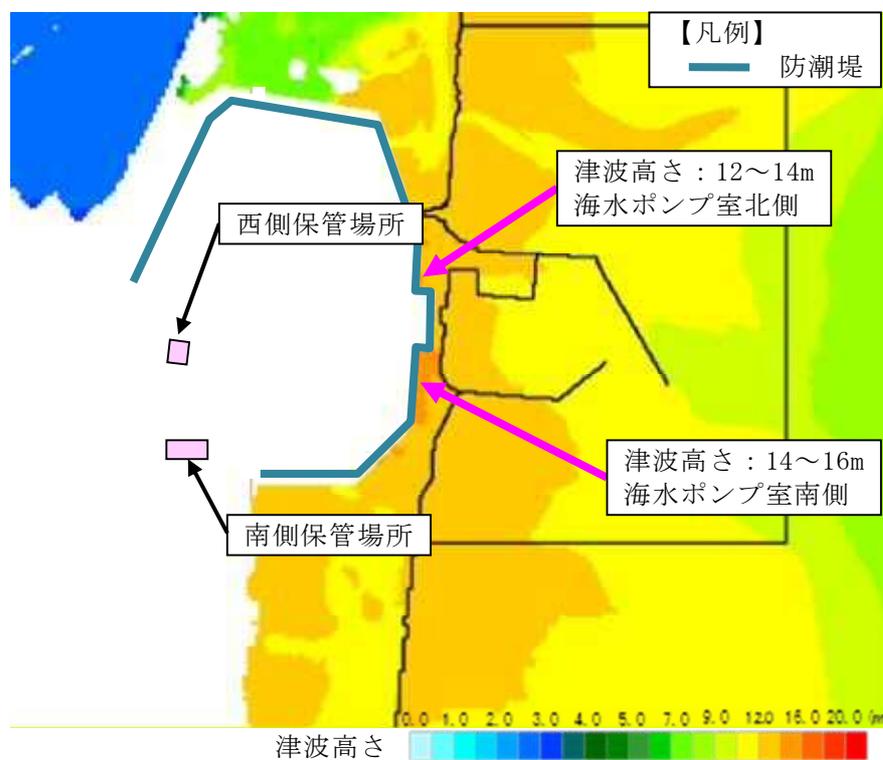
第2.4-1表 保管場所及び屋外アクセスルートにおいて
地震により想定される被害事象

自然現象	保管場所・屋外アクセスルートに影響を与えるおそれのある被害要因	保管場所で懸念される被害事象	屋外アクセスルートで懸念される被害事象
地震	(1) 周辺建造物の倒壊（建屋、送電鉄塔等）	損壊物による可搬型設備の損壊及び走行不能	損壊物によるアクセスルートの閉塞
	(2) 周辺タンク等の損壊	火災、溢水による可搬型設備の損壊、通行不能	タンク損壊に伴う火災・溢水による通行不能
	(3) 周辺斜面の崩壊	土砂流入による可搬型設備の損壊、通行不能	土砂流入、道路損壊による通行不能
	(4) 敷地下斜面・道路面のすべり	敷地下斜面のすべりによる可搬型設備の損壊、通行不能	
	(5) 液状化及び揺すり込みによる不等沈下、液状化に伴う浮き上がり	不等沈下、浮き上がりによる可搬型設備の損壊、通行不能	アクセスルートの不等沈下、浮き上がりによる通行不能
	(6) 地盤支持力の不足	可搬型設備の転倒、通行不能	—
	(7) 地中埋設建造物の損壊	陥没による可搬型設備の損壊、通行不能	陥没による通行不能

2.5 津波による被害想定

保管場所は、津波遡上解析の結果、第 2.5-1 図に示すとおり、遡上域最大水位よりも高い位置に設置されていることから、基準津波による被害は想定されない。

また、アクセスルートは津波遡上解析の結果、第 2.5-1 図に示すとおり、防潮堤内側のルートは、津波による被害は想定されない。



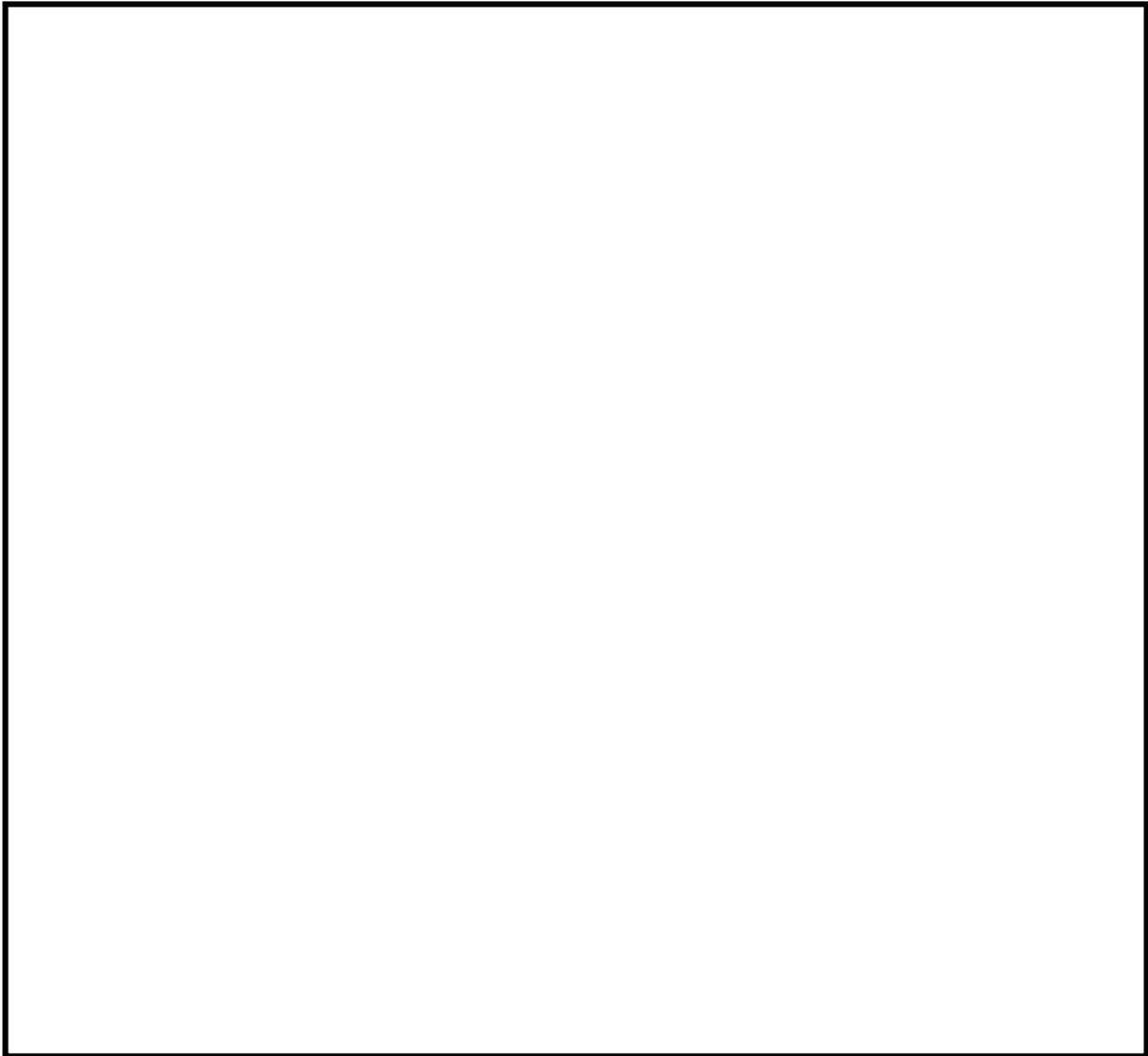
第 2.5-1 図 基準津波による最大水位上昇量分布

3. 保管場所の評価

3.1 保管場所選定の考え方

保管場所からの離隔距離を第 3.1-1 図及び第 3.1-1 表に示す。

- 地震，津波，その他自然現象並びに設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮する。
- 原子炉建屋から 100m 以上離隔する。
- 常設代替交流電源装置に対し，可搬型低圧電源車の保管場所は 100m 以上離隔する。
- 可搬型設備の保管場所は高所かつ防火帯の内側とする。
- 2 セットある可搬型設備については，保管場所を分散配置する。



第 3.1-1 図 保管場所からの離隔距離（原子炉建屋，常設代替高圧電源装置）

第 3.1-1 表 保管場所の標高，離隔距離，地盤の種類（再掲）

保管場所	標高	常設代替高圧電源装置等からの離隔距離	原子炉建屋からの離隔距離	地盤の種類
西側保管場所	T. P. +23m	約 195m	約 275m	砂質地盤 盛土・切土地盤
南側保管場所	T. P. +25m	約 140m	約 300m	砂質地盤 盛土・切土地盤
(参考)				
予備機置場	T. P. +5m	—	—	砂質地盤

※今後の設計により，変更となる可能性がある

3.2 保管場所における主要可搬型設備等

可搬型重大事故等対処設備の分類を第 3.2-1 表、保管場所等に配備する可搬型設備の配備数を第 3.2-2 表及び第 3.2-3 表に示す。可搬型設備の配備数については、「 $2N + \alpha$ 」、「 $N + \alpha$ 」、「 N 」の設備に分類し、重大事故等時に屋外で使用する設備であれば西側及び南側保管場所に、屋内で使用する設備であれば建屋内の複数箇所に、分散配置することにより設備の多重化を図っている。また、常設及び可搬型重大事故等対処設備を設置することで多様化を図っている。

(1) 「 $2N + \alpha$ 」の可搬型設備

(設置許可基準規則解釈 第 43 条 5 (a) 対象設備)

原子炉建屋外から水・電力を供給する、可搬型代替交流電源設備（低圧代替電源車、ケーブル、可搬型整流器）及び可搬型代替注水ポンプ（可搬型代替注水大型ポンプ、ホース）は、必要となる容量を有する設備を 2 セット、故障時のバックアップ並びに保守点検による待機除外時のバックアップとして予備を配備する。

必要となる容量を有する設備の 2 セットは西側及び南側保管場所にそれぞれ分散配置し、予備は西側保管場所、南側保管場所または予備機置場に配備する。

なお、西側または南側保管場所の必要となる容量を有する設備の点検を行う場合は、予備を西側または南側保管場所に配備後に点検を行うことにより、西側及び南側保管場所に必要となる容量を有する設備は 2 セット確保される。

また、使用済燃料プールへのスプレイのために原子炉建屋内で使用する設備は、必要となる容量を有する設備を 2 セット及び予備を配備し、原子

炉建屋内に分散配置する。

(2) 「N+ α 」の可搬型設備

(設置許可基準規則解釈 第43条5(b) 対象設備)

負荷に直接接続する、高圧窒素ガスポンプ及び逃がし安全弁用可搬型蓄電池については、必要となる容量を有する設備を1セット及び予備を配備し、原子炉建屋内に配置する。

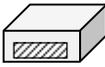
(3) 「N」の可搬型設備（その他）

上記以外の可搬型重大事故等対処設備は、必要となる容量を有する設備1セットに加え、プラントの安全性向上の観点から、設備の信頼度等を考慮し、必要となる容量を有する設備1セット分及び必要に応じて故障時のバックアップ並びに保守点検による待機除外時のバックアップの予備を配備する。

また、「N」設備は、共通要因による機能喪失を考慮し、西側及び南側保管場所に必要となる容量を有する設備1セットと予備1セットを分散配置し、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップの予備は西側保管場所、南側保管場所または予備機置場に配備する。

可搬型設備の建屋接続箇所及び仕様については別紙(9)、淡水及び海水取水場所については別紙(10)、海水取水場所での取水が出来ない場合の代替手段については別紙(11)に示す。

第 3.2-1 表 可搬型設備の分類

区分	設備			
2N + α	可搬型代替注水 大型ポンプ 	可搬型代替低圧 電源車 	可搬型整流器 	可搬型スプレー ノズル 
N + α	高圧窒素ガスボンベ 		逃がし安全弁用可搬型蓄電池 	
N	その他			

第3.2-2表 保管場所等に配備する可搬型設備の配備数
(重大事故等発生時に期待する設備) (1/3)

(1) 「 $2N + \alpha$ 」の屋外に保管する可搬型設備

名称	配備数※1	必要数	予備	保管場所		予備機置場	備考
				西側	南側		
可搬型代替注水大型ポンプ	5台	2台 ($2N=4$)	1台※2	2台	2台	1台	<ul style="list-style-type: none"> 必要数(2台)の2セットで4台 点検時の待機除外及び故障時バックアップ1台
ホース 3,900m : 200A (1組)	8組 +520m	4組 ($2N=8$)	520m (65m× 8組)	4組	4組	0組	<ul style="list-style-type: none"> 必要数(4組)の2セットで8組 1組(1コンテナ)毎に各長さ(5m, 10m, 50m)の予備ホースを1本ずつ配備 取水箇所と接続箇所を繋ぐホース敷設長さより1組あたりのホース長さを設定
ホース 2,000m : 300A (1組)	8組 +520m	4組 ($2N=8$)	520m (65m× 8組)	4組	4組	0組	<ul style="list-style-type: none"> 必要数(1組)の2セットで2組 1組(1コンテナ)毎に5mの予備ホースを1本ずつ配備 取水箇所と接続箇所を繋ぐホース敷設長さより1組あたりのホース長さを設定
ホース 500m : 250A (1組)	2組 +10m	1組 ($2N=2$)	10m (5m× 2組)	1組	1組	0組	<ul style="list-style-type: none"> 必要数(2台)の2セットで4台 点検時の待機除外及び故障時バックアップ1台
可搬型代替低圧電源車	5台	2台 ($2N=4$)	1台	2台	2台	1台	<ul style="list-style-type: none"> 必要数(3組)の2セットで6組 1組あたり30mの予備ホースを1本, 必要数と一緒に配備 電源車設置箇所と接続箇所を繋ぐケーブル敷設長さよりケーブルの必要数を設定
ケーブル 1組 : 360m	6組 +180m	3組 ($2N=6$)	180m (30m× 6組)	3組	3組	0組	<ul style="list-style-type: none"> 必要数(4台)の2セットで8台 点検時の待機除外及び故障時バックアップ1台
可搬型整流器	9台	4台 ($2N=8$)	1台	5台	4台	0台	

※1 : 各設備の数量については,今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

※2 : 当該設備は,「N」として配備する可搬型代替注水大型ポンプ(放水用)と同型設備のため予備1台ずつを合わせた計2台を共用する。

第 3.2-2 表 保管場所等に配備する可搬型設備の配備数
(重大事故等発生時に期待する設備) (2/3)

(2) 「 $2N + \alpha$ 」の屋内に保管する可搬型設備

名 称	配備数 ^{※1}	必要数	予備	原子炉建屋		備考
				西側	東側	
可搬型スプレイノズル	7 台	3 台 ($2N=6$)	1 台	3 台	4 台	<ul style="list-style-type: none"> 必要数 (3 台) の 2 セットで 6 台 故障時バックアップ 1 台 (補足説明資料 (1) 参照)
送水ホース 65A : 20m/本	65 本	63 本 (27 本 + 36 本)	2 本	1 階		<ul style="list-style-type: none"> 故障時バックアップ 2 本 (補足説明資料 (1) 参照) 西側及び東側保管場所に 20m の予備ホースを 1 本ずつ配備 外部ホース接続箇所～ (建屋西側にホースを敷設) ～放水箇所よりホースの必要数を設定 (27 本)
				18 本	9 本	
				5 階		<ul style="list-style-type: none"> 外部ホース接続箇所～ (建屋東側にホースを敷設) ～放水箇所よりホースの必要数を設定 (36 本) 1 階と 5 階のホースの分配量は、建屋内のホースを敷設する階層ごとの距離を考慮して設定
10 本	28 本					

※1 : 各設備の数量については、今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

(3) 「 $N + \alpha$ 」の可搬型設備

名 称	配備数 ^{※1}	必要数	予備	原子炉建屋	備考
高圧窒素ガスボンベ	20 本	10 本	10 本	20 本 (5 本ずつ分散)	<ul style="list-style-type: none"> 点検時の待機除外及び故障時バックアップ 10 本 (補足説明資料 (1) 参照)
逃がし安全弁用 可搬型蓄電池	3 個	2 個	1 個	3 個	<ul style="list-style-type: none"> 故障時バックアップ 1 個 (補足説明資料 (1) 参照)

※1 : 各設備の数量については、今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

第3.2-2表 保管場所等に配備する可搬型設備の配備数
(重大事故等発生時に期待する設備) (3/3)

(4) 「N」の屋外に保管する可搬型設備

名 称	配備数※1	必要数	予備	保管場所		予備機 置場	備考
				西側	南側		
可搬型代替注水 大型ポンプ (放水用)	2台	1台	1台※2	1台	1台	0台	・各保管場所に必要 数を配備
ホース 300A : 2,000m (1組)	8組	4組	4組	1組	1組	0組	・各保管場所に必要 数を配備
放水砲	2台	1台	1台	1台	1台	0台	・各保管場所に必要 数を配備
タンクローリ	5台	2台	3台	2台	2台	1台	・各保管場所に必要 数を配備 ・点検時の待機除外 及び故障時バック アップ3台
汚濁防止膜	120m	60m	60m	60m	60m	0m	・各保管場所に必要 数を配備
放射性物質吸着材	10,000kg	5,000kg	5,000kg	5,000kg	5,000kg	0kg	・各保管場所に必要 数を配備
小型船舶	2隻	1隻	1隻	1隻	1隻	0隻	・各保管場所に必要 数を配備
ホイールローダ	5台	2台	3台	2台	2台	1台	・各保管場所に必要 数を配備 ・点検時の待機除外 及び故障時バック アップ3台
窒素供給装置	2台	1台	1台	1台	1台	0台	・各保管場所に必要 数を配備
泡消火薬剤容器 (大型ポンプ用) 1組 : 5,000L	2組	1組	1組	1組	1組	0組	・各保管場所に必要 数を配備

※1 : 各設備の数量については、今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

※2 : 当該設備は、「2N」として配備する可搬型代替注水大型ポンプと同型設備のため予備1台ずつを合わせた計2台を共用する。

第 3.2-3 表 保管場所等に配備する可搬型設備の配備数
(自主的に所有している設備)

(1) 重機

名 称	配備数※1	保管場所	備考
油圧ショベル	1 台	南側保管場所	—
ブルドーザ	1 台	南側保管場所	—

※1：各設備の数量については、今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

(2) その他設備

名 称	配備数※1	保管場所	備考
大型ポンプ用送水ホース運搬車	8 台	西側保管場所、南側保管場所 及び予備機置場	西側 : 3 台配備 南側 : 3 台配備 予備機置場 : 2 台配備
可搬型ケーブル運搬車	2 台	西側及び南側保管場所	各々1 台配備
可搬型整流器運搬車	2 台	西側及び南側保管場所	各々1 台配備
大型ポンプ用送水ホース運搬車 (放水用)	2 台	西側及び南側保管場所	各々1 台配備
放水砲／泡消火薬剤運搬車	2 台	西側及び南側保管場所	各々1 台配備
汚濁防止膜／放射性物質吸着材 運搬車	2 台	西側及び南側保管場所	各々1 台配備
小型船舶運搬車	2 台	西側及び南側保管場所	各々1 台配備
可搬型代替注水中型ポンプ	1 台	西側保管場所	消火用
送水ホース 150A : 2,000m (1 組)	1 組	西側保管場所	消火用
中型ポンプ用送水ホース運搬車	1 台	西側保管場所	消火用
放水銃	1 台	西側保管場所	消火用
水槽付消防ポンプ自動車	2 台	西側保管場所及び監視所付近	消火用 各々1 台配備
化学消防自動車	2 台	南側保管場所及び監視所付近	消火用 各々1 台配備
泡消火薬剤容器 (消防車用) 1 組 : 1,500L	2 組	西側保管場所、南側保管場所 及び監視所付近	西側 : 0.5 組配備 南側 : 0.5 組配備 監視所付近 : 1 組配備
RHRS ポンプ用予備電動機	2 台	南側保管場所	予備品
DGSW ポンプ用予備電動機	1 台	南側保管場所	予備品
予備電動機運搬用トレーラー	1 台	西側保管場所	予備品取扱設備
予備電動機交換用クレーン	1 台	西側保管場所	予備品取扱設備
可搬型高圧窒素供給装置	1 台	予備機置場	—
放射能観測車	1 台	予備機置場	—

※1：各設備の数量については、今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

3.3 地震による保管場所への影響評価概要

地震に対する保管場所への影響について、2011年東北地方太平洋沖地震の被害状況（別紙(8)参照）も踏まえた上で網羅的に(1)から(7)の被害要因について、第3.3-1表に示すとおり、影響のある被害要因はないことを確認、又は影響のないように設計する。被害要因に対する詳細な確認内容については、「3.4 地震による保管場所の影響評価」に示す。

第3.3-1表 地震による保管場所への影響評価

被害要因	評価	
	西側保管場所	南側保管場所
(1)周辺構造物の倒壊 (建屋、送電鉄塔等)	・損壊により保管場所に影響を及ぼす建屋、送電鉄塔がないことを確認した。	同左
(2)周辺タンク等の損壊	・損壊により保管場所に影響を及ぼすタンクがないことを確認した。	同左
(3)周辺斜面の崩壊	・斜面崩落及びすべりに対し、影響範囲からの離隔確保または対策を実施する。(評価結果は追而)	同左
(4)敷地下斜面のすべり		
(5)液状化及び揺すり込みによる不等沈下・傾斜、液状化に伴う浮き上がり	・液状化及び揺すり込みによる不等沈下、保管場所の傾斜、浮き上がりに対し、車両通行に影響がない設計とする。(評価結果は追而)	同左
(6)地盤支持力の不足	・地震時接地圧が地盤の支持力を下回る設計とする。(評価結果は追而)	同左
(7)地中埋設構造物の損壊	・保管場所に隣接する地中埋設物は耐震性があるため、損壊による影響がないことを確認した。	・保管場所下部の地中埋設物は耐震性があるため、損壊による影響がないことを確認した。

3.4 地震による保管場所の影響評価

3.4.1 周辺構造物損壊による影響評価

【(1) 周辺構造物の倒壊（建屋，送電鉄塔等），(2) 周辺タンク等の損壊】

影響評価および周辺構造物の配置を第 3.4.1-1 表，第 3.4.1-1 図に示す。

西側保管場所の近傍には送電鉄塔が設置されているが，鉄塔基礎の安定性に影響を及ぼす要因について評価を行い，影響がないことを確認した。

（別紙（12）参照）

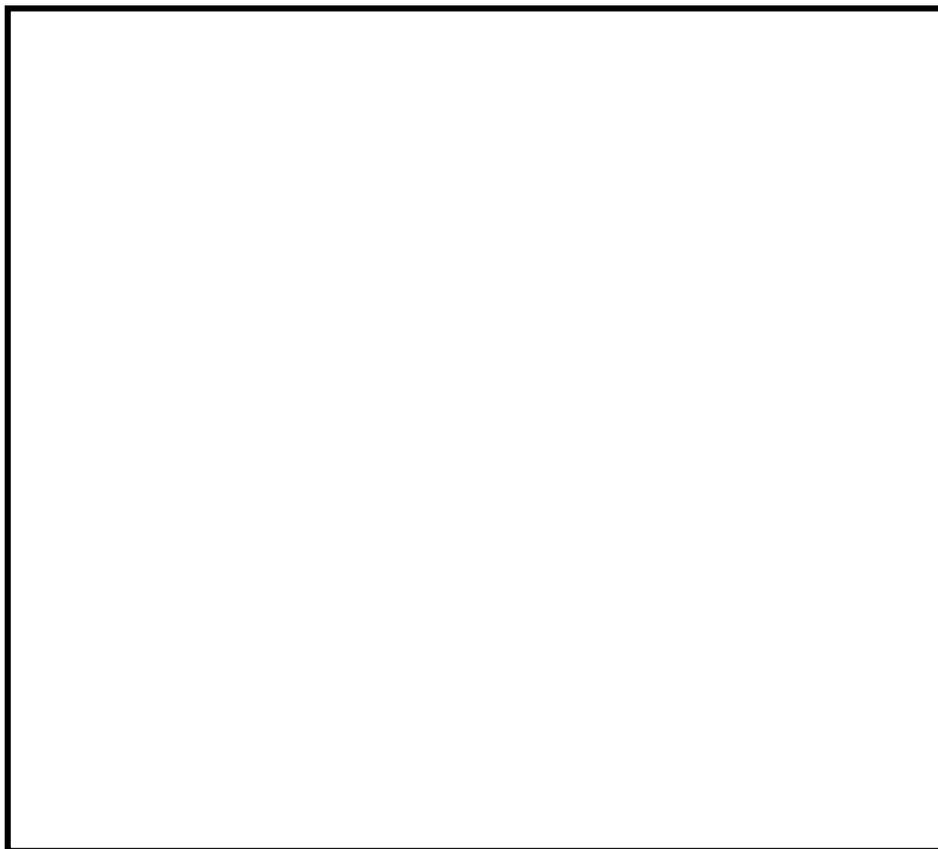
同保管場所近傍の上空には送電線が架線されているが，送電鉄塔が倒壊した場合であっても，送電線による影響のない範囲を保管場所とする。

さらに，同保管場所近傍には緊急時対策所が設置されるが，緊急時対策所は S_s 機能維持であることから，保管場所に影響がないことを確認した。

また，西側保管場所に隣接して埋設される可搬型設備用軽油タンク及び緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク，南側保管場所下部に埋設される可搬型設備用軽油タンクは耐震 S クラスまたは S_s 機能維持であることから，保管場所に影響がないことを確認した。

第 3.4.1-1 表 周辺構造物倒壊時の影響評価

被害要因	評価	
	西側保管場所	南側保管場所
(1) 周辺構造物の倒壊 （建屋，送電鉄塔等）	・ 損壊により保管場所に影響を及ぼす建屋，送電鉄塔がないことを確認した。	同左
(2) 周辺タンク等の損壊	・ 損壊により保管場所に影響を及ぼすタンクがないことを確認した。	同左



第 3.4.1-1 図 周辺構造物の配置図

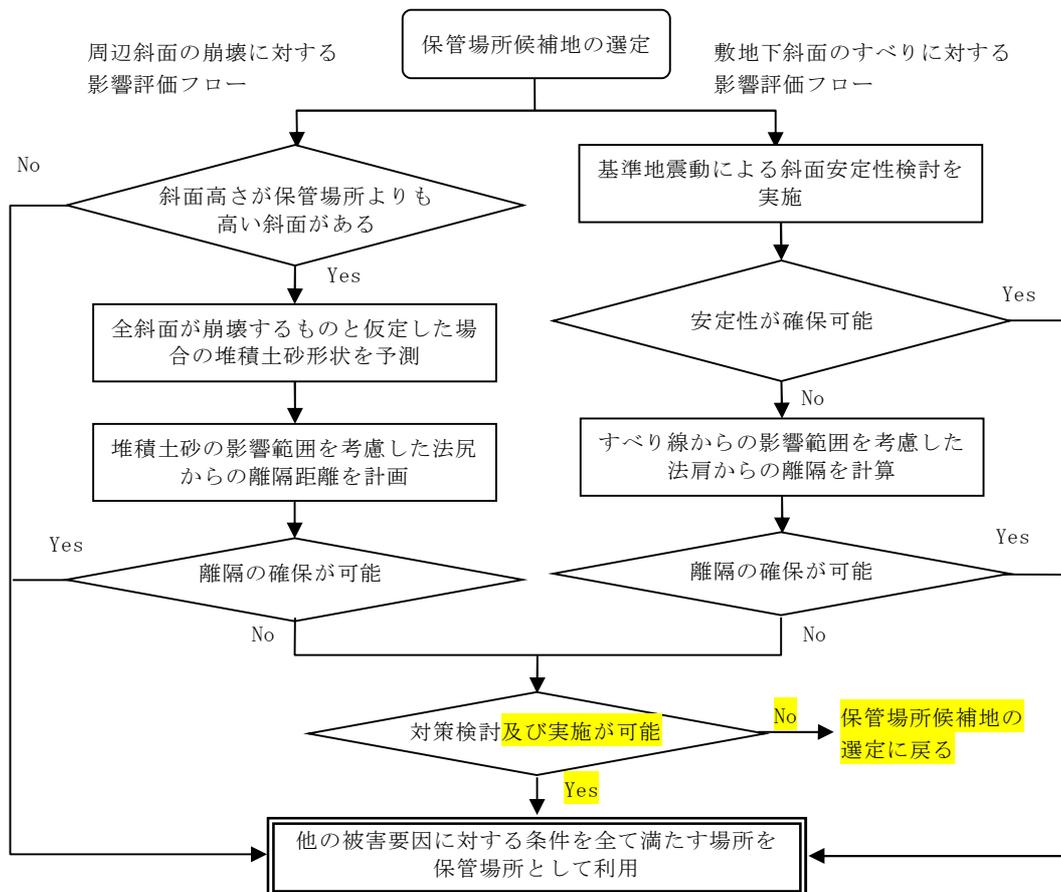
3.4.2 周辺斜面の崩壊及び敷地下斜面のすべりに対する影響評価

【(3) 周辺斜面の崩壊, (4) 敷地下斜面のすべり】

(1) 評価方法

第3.4.2-1図に周辺斜面の崩壊及び敷地下斜面のすべりに対する影響評価フローを示す。

斜面高さが保管場所よりも高い周辺斜面については、全斜面が崩壊するものと仮定した場合の堆積形状を予測し、保管場所が堆積土砂の影響範囲内に入らないように必要な離隔を確保していることを確認する。また、保管場所の敷地下斜面については、基準地震動によるすべり安定性評価を実施し、保管場所がすべり線の影響範囲内に入らないように必要な離隔を確保していることを確認する。(別紙(13)参照)



第3.4.2-1図 周辺斜面の崩壊及び敷地下斜面のすべりに対する影響評価フロー

(2) 評価

評価を第 3.4.2-1 表に示す。

a. 周辺斜面の崩壊の評価

保管場所の設置に伴う造成計画・設計において、周辺斜面の有無の確認を行い、周辺斜面がある場合は、影響範囲からの離隔または対策を実施する。評価結果は追而とする。

b. 敷地下斜面のすべりの評価

保管場所の設置に伴う造成計画・設計において、敷地下斜面のすべり評価を行い、すべり安全率が 1 を下回るすべり線の範囲からの離隔または対策を実施する。評価結果は追而とする。

第 3.4.2-1 表 周辺斜面の崩壊及び敷地下斜面のすべりに対する影響評価

被害要因	評価	
	西側保管場所	南側保管場所
(3) 周辺斜面の崩壊	・斜面崩落及びすべりに対し、影響範囲からの離隔確保または対策を実施する。(評価結果は追而)	同左
(4) 敷地下斜面のすべり		

3.4.3 沈下に対する影響評価

【(5)液状化及び揺すり込みによる不等沈下】

(1) 評価方法

第 3.4.3-1 図に埋戻土層の沈下量算出フローを示す。

保管場所は、砂質地盤・盛土地盤からなることから、沈下に対する評価を実施する。

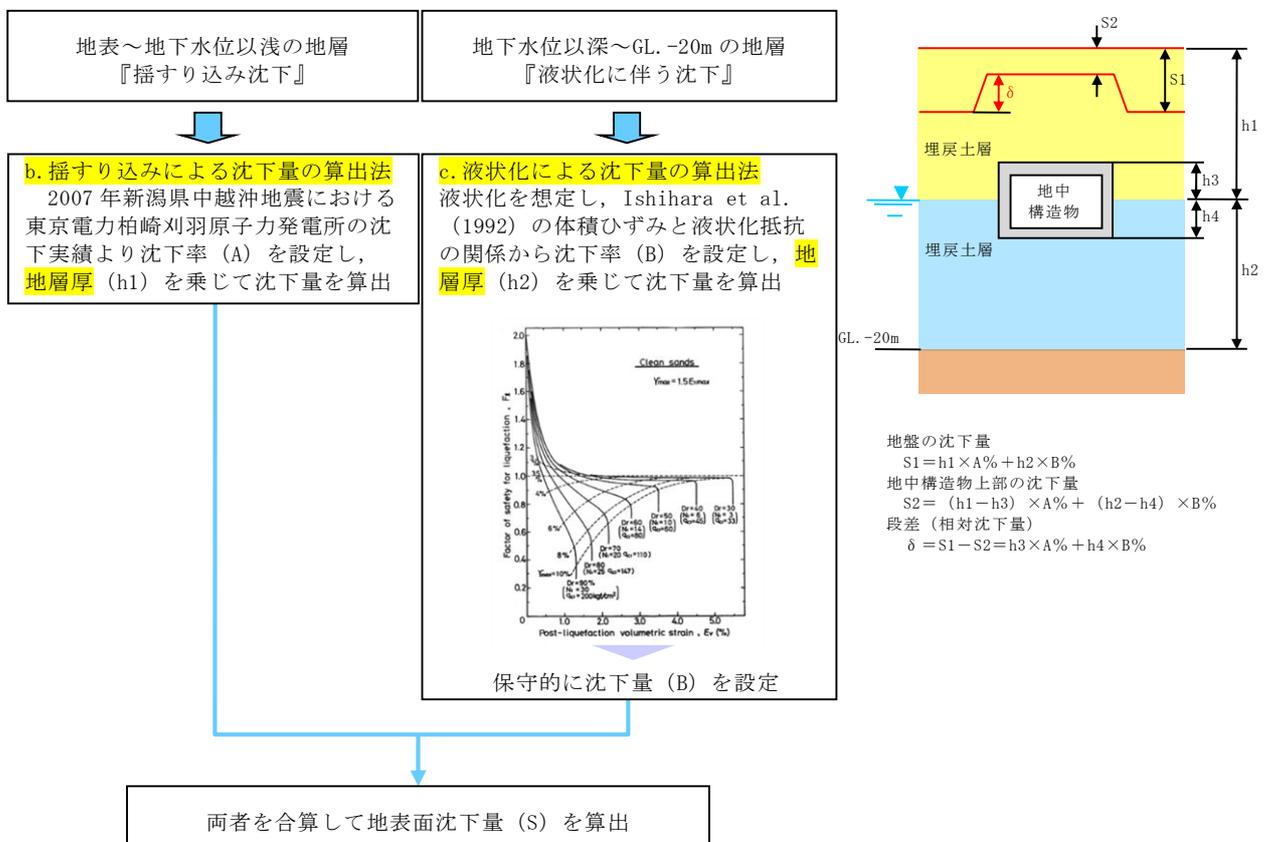
沈下の影響因子として、液状化及び揺すり込みによるものを想定する。

- ・揺すり込みによる沈下量は、2007 年新潟県中越沖地震における東京電力柏崎刈羽原子力発電所の沈下実績より沈下率 (A) を設定し、**地層厚** (h1) を乗じて沈下量を算出する。
- ・液状化による沈下量は、Ishihara et al. (1992) ^{※1} の体積ひずみと液状化抵抗の関係から沈下率 (B) を設定し、**地層厚** (h2) を乗じて沈下量を算出する。
- ・液状化及び揺すり込みによる沈下により、保管場所に発生する地表面の段差量の評価基準値については、緊急車両が徐行により走行可能な段差量 (15cm^{※2}) とする。

※1 Kenji Ishihara and Mitsutoshi Yoshimine (1992) :Evaluation Of Settlements In Sand Deposits Following Liquefaction During Earthquakes;Solis And Foundations Vol32, No. 1, 172-188

※2 地震時の段差被害に対する補修と交通解放の管理・運用方法について (佐藤ら, 2007)

- a. 液状化による沈下量及び揺すり込みによる沈下量の算出の考え方
- ・液状化については、地下水位以深～GL. -20m の地層をすべて液状化による沈下の対象層として沈下量を算出する。
 - ・揺すり込みについては、地表～地下水位以浅の地層をすべて揺すり込みによる沈下の対象層として沈下量を算出する。
 - ・液状化と揺すり込みによる沈下量の合計を総沈下量とする。



第 3. 4. 3-1 図 埋戻土層の沈下量算出フロー

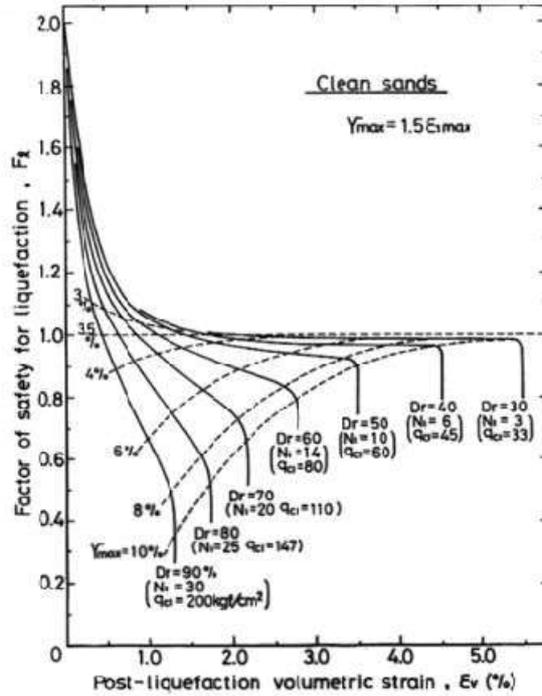
b. 揺すり込みによる沈下量の算出法

新潟県中越沖地震時における東京電力柏崎刈羽原子力発電所の沈下実績に基づき、1%を沈下率 (A) として設定し、地層厚 (h1) を乗じて沈下量を算出する。

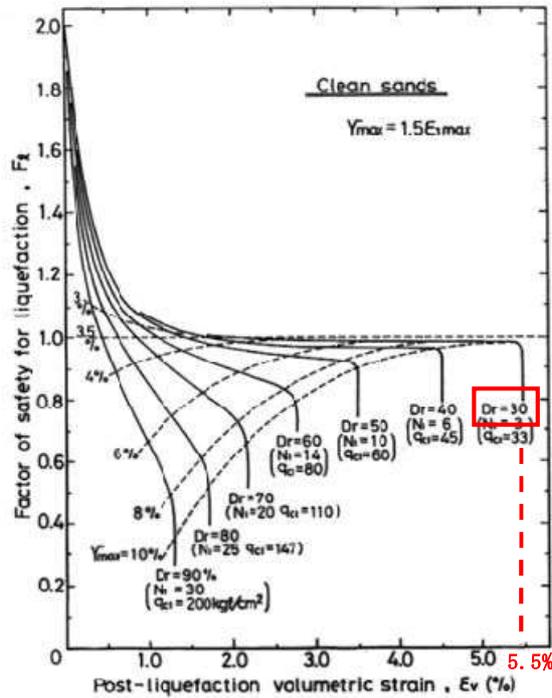
c. 液状化による沈下量の算出法

第 3.4.3-2 図に体積ひずみと液状化抵抗の関係 (Ishihara et al., 1992), 第 3.4.3-3 図に想定する沈下率を示す。

- ・液状化後の排水に伴う沈下については、Ishihara et al. (1992) に示されている液状化の対象となる細粒分含有率が 35%以下 (Clean sands) の体積ひずみと液状化抵抗の関係を用いて設定する。
- ・相対密度 (Dr) は沈下率が最も保守的に (大きく) なるように 30% とする。
- ・沈下率 (B) は体積ひずみと液状化抵抗の関係と相対密度より 5.5% と設定し、地層厚 (h2) を乗じて沈下量を算出する。



第 3. 4. 3-2 図 体積ひずみと液状化抵抗の関係 (Ishihara et al., 1992)



液状化に伴う沈下：沈下率 5.5%

第 3. 4. 3-3 図 想定する沈下率

d. 地下水位の設定

沈下量の算出における地下水位については、過去のボーリング等による地下水位観測記録などを基に設定する。

(2) 評価

評価を第 3.4.3-1 表に示す。

a. 不等沈下の評価

液状化及び揺すり込みによる不等沈下については、西側保管場所には可搬型設備用軽油タンク及び緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクが隣接して埋設されるため、車両通行の許容段差量 15cm を超えない設計とする。

南側保管場所の下部には可搬型設備用軽油タンクが埋設されるため、車両通行の許容段差量 15cm を超えない設計とする。

また、各保管場所は地表面に地盤改良を施す場合は、地盤改良部と未改良部の境界における発生段差量の評価を行い、車両通行の許容段差量 15cm を超えない対策を行う。評価結果は追而とする。

b. 傾斜の評価

保管場所の設置に伴う造成計画・設計において、各保管場所の液状化及び揺すり込みによる傾斜について評価を行い、車両通行に影響がない設計とする。評価結果は追而とする。

c. 浮き上がりの評価

液状化に伴う浮き上がりについては、西側保管場所には可搬型設備用軽油タンク及び緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクが隣接して埋設

されるため、車両通行に影響がない設計とする。

南側保管場所の下部には可搬型設備用軽油タンクが埋設されるため、車両通行に影響がない設計とする。評価結果は追而とする。

第 3.4.3-1 表 液状化及び揺すり込みによる不等沈下，液状化に伴う浮き上がりに対する影響評価

被害要因	評価	
	西側保管場所	南側保管場所
(5) 液状化及び揺すり込みによる不等沈下，液状化に伴う浮き上がり	・液状化及び揺すり込みによる不等沈下，保管場所の傾斜，浮き上がりに対し，車両通行に影響がない設計とする。（評価結果は追而）	同左

3.4.4 地盤支持力に対する影響評価

【(6)地盤支持力の不足】

(1) 接地圧の評価方法

可搬型設備のうち第 3.4.4-1 図に示す車両の重量が最も大きい予備電動機交換用クレーンを代表として常時・地震時接地圧を以下により算定する。

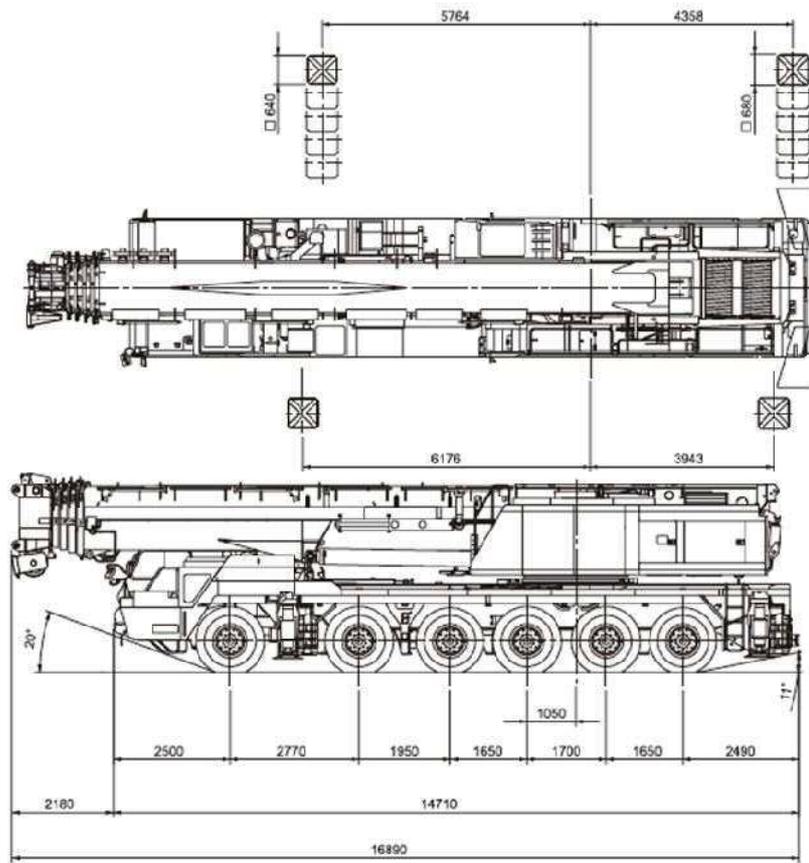
- ・ 常時接地圧：クレーンの後軸重量をアウトリガーの鉄板の面積で除して算出
- ・ 地震時接地圧：常時接地圧×鉛直震度係数^{※1}

また、各保管場所の基礎に杭を設置する場合は、基準地震動 S_s による地震応答解析を実施して杭に発生する軸力を算出する。

※1：基準地震動による保管場所の地表面での鉛直最大応答加速度から鉛直震度係数を算出（第 3.4.4-1 表参照）

第 3.4.4-1 表 保管場所における地表面での鉛直最大応答加速度及び鉛直震度計数

保管場所	地表面での鉛直最大応答加速度	鉛直震度係数
西側保管場所	追而	追而
南側保管場所	追而	追而



第 3.4.4-1 図 予備電動機交換用クレーンの平面及び側面図

(2) 評価基準値の設定方法

道路橋示方書^{※2}を参考に、保管場所下部の地質構成を確認後、これに適した評価基準値を設定する。

※2 道路橋示方書・同解説 IV下部構造編（社団法人日本道路協会，2012）

(3) 評価

評価を第 3.4.4-2 表に示す。

地震時接地圧が地盤支持力を下回る設計とする。評価結果は追而とする。

第 3.4.4-2 表 地盤支持力に対する影響評価

被害要因	評価	
	西側保管場所	南側保管場所
(6) 地盤支持力の不足	・地震時接地圧が地盤の支持力を下回る設計とする。(評価結果は追而)	同左

3.4.5 地中埋設構造物の損壊に対する影響評価

【(7) 地中埋設構造物の損壊】

評価を第 3.4.5-1 表に示す。

西側保管場所には可搬型設備用軽油タンク及び緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクが隣接して埋設されるが、当該タンクは耐震 S クラスまたは Ss 機能維持のため、損壊による影響はない。

南側保管場所の下部には可搬型設備用軽油タンクが埋設されるが、当該タンクは耐震 S クラスのため、損壊による影響はない。

第 3.4.5-1 表 地中埋設構造物の損壊に対する影響評価

被害要因	評価	
	西側保管場所	南側保管場所
(7) 地中埋設構造物の損壊	・保管場所に隣接する地中埋設物は耐震性があるため、損壊による影響がないことを確認した。	・保管場所下部の地中埋設物は耐震性があるため、損壊による影響がないことを確認した。

4. 屋外アクセスルートの評価

4.1 アクセスルートの概要

アクセスルートは幅が約 5m から 10m の道路であり，第 4.1-1 図に示すとおり緊急時対策所及び保管場所から重大事故等発生時の取水箇所（代替淡水貯槽，淡水貯水池）を経て，各接続箇所まで複数ルートでアクセスが可能であり，可搬型設備の運搬，要員の移動，取水場所，ホース敷設ルート，可搬型設備の接続口の状況把握，対応が可能である。

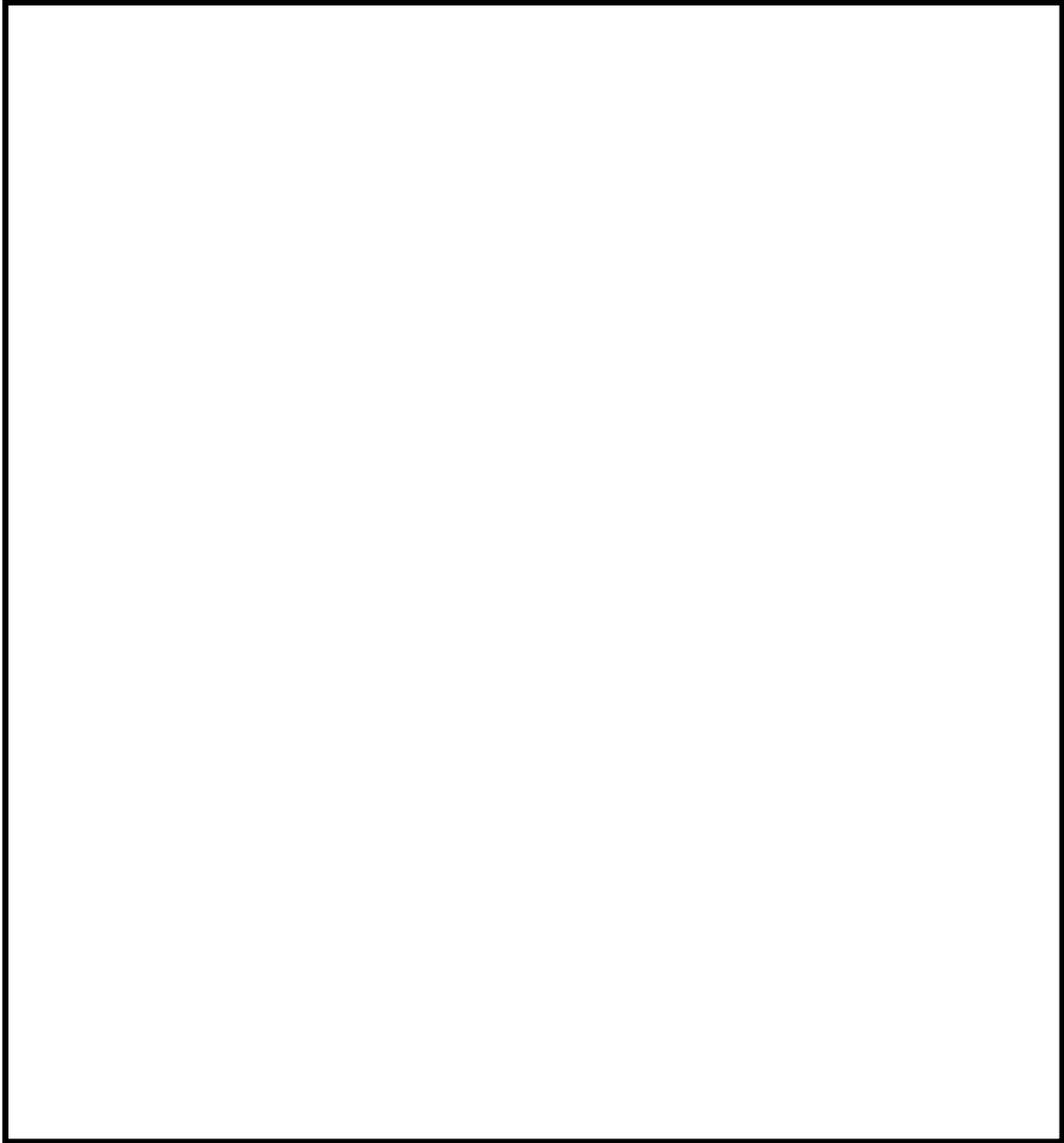
屋外アクセスルートの現場確認結果を別紙（14）に示す。

なお，重大事故等発生直後に使用する可搬型設備（可搬型代替注水大型ポンプ，大型ポンプ用送水ホース運搬車等）は，先行してがれき撤去を行うホイールローダを追従して取水箇所や接続箇所に向かうため，すれ違いは生じない。仮にすれ違いが生じた場合でも，敷地内の複数個所に可搬型設備の待機・旋回が可能なスペースがあることから，影響はない。



第 4.1-1 図 保管場所～水源及び東側接続口，西側接続口までの
アクセスルート概要

また，第 4.1-2 図に示すとおり，アクセスの多様性確保の観点から自主整備ルートを設定している。



第 4.1-2 図 保管場所からのアクセスルート概要（自主整備ルート含む）

4.2 地震時におけるアクセスルート選定の考え方

- ・地震時におけるアクセスルートについては、地震時に想定される被害事象を考慮し、緊急時対策所～保管場所～目的地までの復旧できるルートを選定し、復旧に要する時間の評価を行う。

4.3 地震による被害想定の方針，対応方針

地震によるアクセスルートへの影響について，2011年東北地方太平洋沖地震の被害状況（別紙（8）参照）を踏まえ，第4.3-1表に示すとおり網羅的に（1）から（7）の被害要因を抽出し，評価を行う。

第 4.3-1 表 アクセスルートにおいて地震により懸念される被害事象

被害要因	懸念される被害事象	被害想定の方針	対応方針
(1) 周辺構造物の倒壊 (建屋, 送電鉄塔等)	損壊物による アクセスルート の閉塞	Sクラス (Ss 機能 維持含む) 以外の 構造物は建屋の倒 壊を想定し, アク セスルートへの影 響を評価する。	<ul style="list-style-type: none"> ・アクセスルートに影響がある場合は, ホイールローダにより撤去する。 ・影響があるアクセスルートは通行せず, 別ルートを選択する。 ・万一復旧が必要な場合にはホイールローダにより撤去する。
(2) 周辺タンク等の損壊	火災, 溢水等 による通行不 能	Sクラス (Ss 機能 維持含む) 以外の 可燃物, 薬品及び 水を内包するタン ク等が損壊した場 合を仮定してアク セスルートへの影 響を評価する。	<ul style="list-style-type: none"> ・影響があるアクセスルートは通行せず, 別ルートを選択する。 ・アクセスルートに影響がある場合は, 必要な対策 (自衛消防隊による消火活動, ホイールローダによる撤去等) を実施する。
(3) 周辺斜面の崩壊	アクセスルートへの土砂流入, 道路損壊による通行不能	斜面が急傾斜地崩壊危険箇所該当する場合は, 斜面崩壊の影響を考慮することとし, アクセスルートへの影響を評価する。	<ul style="list-style-type: none"> ・影響があるアクセスルートは通行せず, 別ルートを選択する。 ・アクセスルート上に影響がある崩壊土砂については, ホイールローダにより復旧を実施する。
(4) 道路面のすべり			
(5) 液状化及び揺すり込みによる不等沈下	アクセスルートの不等沈下による通行不能	地震時に発生する段差の影響を評価する。	<ul style="list-style-type: none"> ・影響があるアクセスルートは通行せず, 別ルートを選択する。 ・事前対策 (土のうの準備等) の実施。また, ホイールローダによる復旧作業を行う。
(6) 地盤支持力の不足	—	—	—
(7) 地中埋設構造物の損壊	陥没による通行不能	陥没の可能性があるものを抽出する。	<ul style="list-style-type: none"> ・影響があるアクセスルートは通行せず, 別ルートを選択する。 ・事前対策 (土のうの準備等) の実施。また, ホイールローダによる復旧作業を行う。

4.4 被害想定

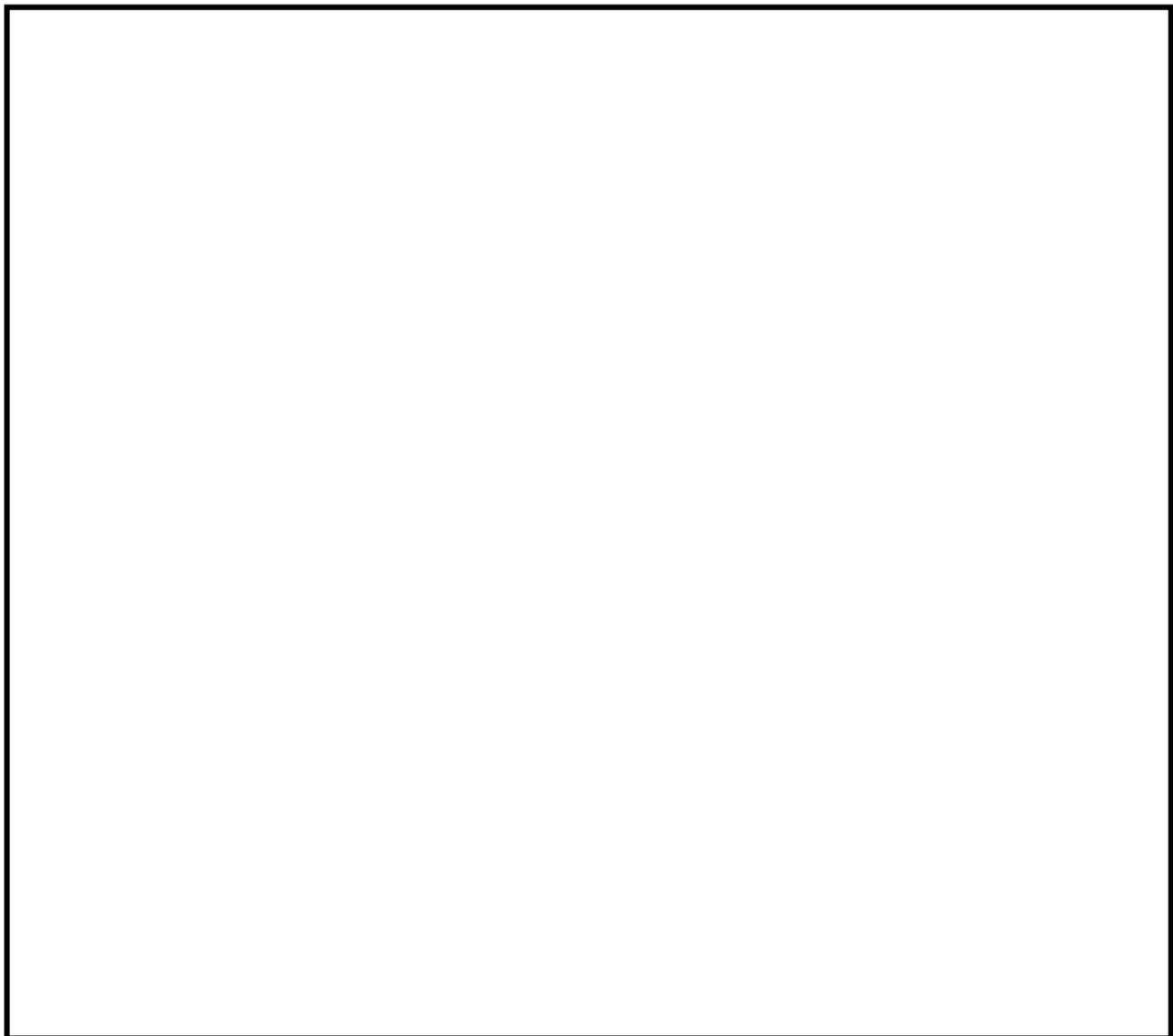
4.4.1 周辺構造物等の倒壊・損壊による影響評価

【(1) 周辺構造物の倒壊（建屋，送電鉄塔等）】

アクセスルート近傍にある周辺構造物について評価を実施した結果，第4.4.1-1 図及び第4.4.1-1 表に示すとおり，建屋の損壊によるがれきの影響は受ける（別紙（15）参照）ものの，ホイールローダによるがれき撤去によりアクセスルートを確保することが可能であることを確認した。

- ・ 建屋倒壊に伴うがれきの発生により，必要な幅員（5m^{*}）を確保できないアクセスルートも想定されるが，ホイールローダにてがれき等を撤去することによりアクセスルートの確保が可能である。
- ・ 西側保管場所の近傍には送電鉄塔が設置されているが，鉄塔基礎の安定性に影響を及ぼす要因について評価を行い，影響がないことを確認している。（別紙（12）参照）なお，同保管場所近傍の上空には送電線が架線されているが，送電線の垂れ下がりにより通行支障が発生した場合であっても，別ルートを選択することにより影響はない。

※ホースの敷設幅（1.5m）に余裕を考慮した 2m 及び重大事故等発生直後にアクセスルートの通行を想定している可搬型設備のうち，車幅が最大となる「可搬型代替大型注水ポンプ（車幅：2.49m）」に余裕を考慮した 3m を合わせ，必要な幅員：5m を設定



第 4. 4. 1-1 図 構造物配置図

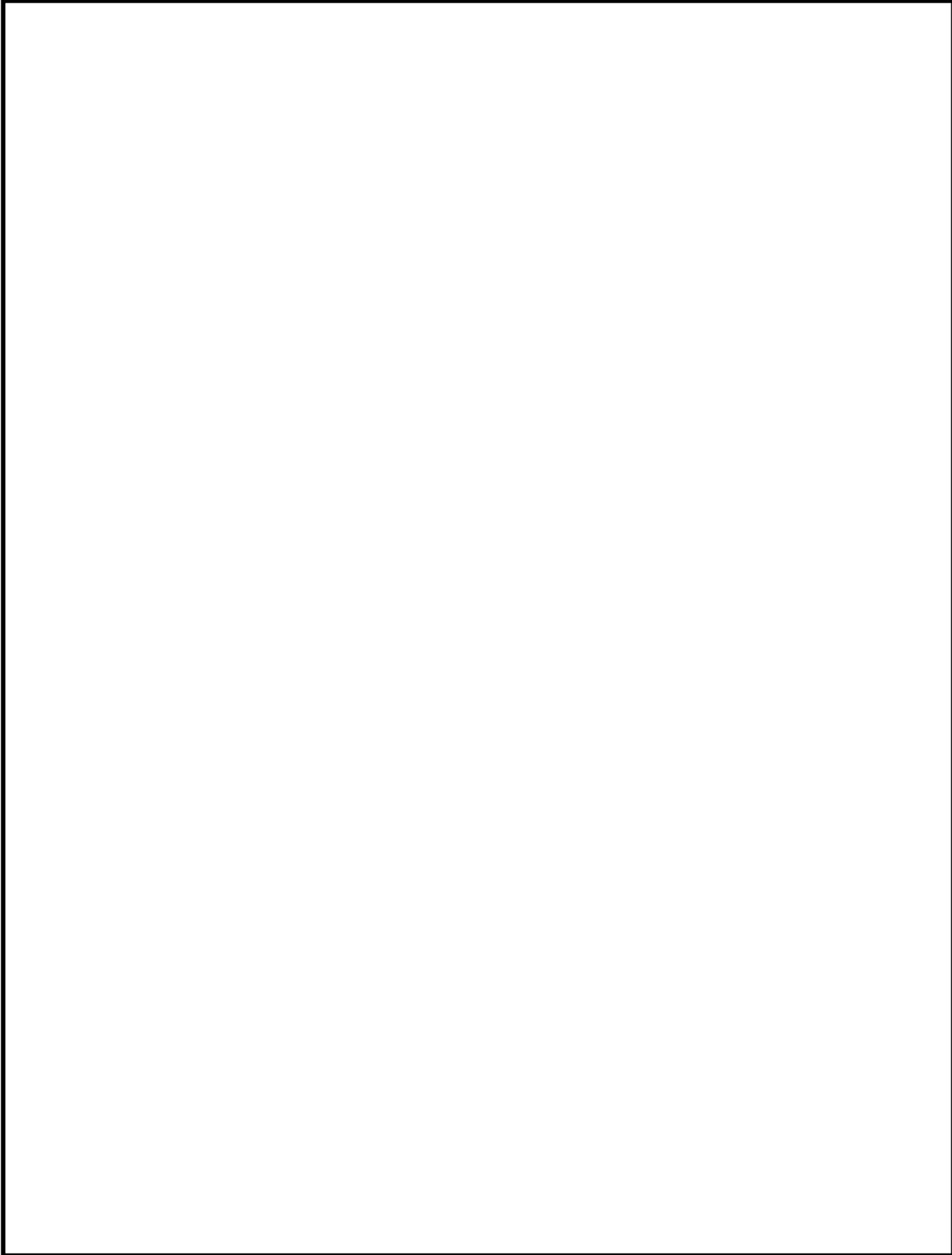
第 4. 4. 1-1 表 損壊時にアクセスルートの閉塞が懸念される構造物の
被害想定及び対応内容

名称	被害想定	対応内容
屋内開閉所 サンプルタンク室 (R/W) ヘパフィルター室 モルタル混練建屋 ドラムヤード A 棟 S/B~C/P 歩道上屋 補修装置等保管倉庫 プロパンガスボンベ庫 機材倉庫 固体廃棄物作業建屋 緊急時対策室建屋 事務本館 タービンホール (東 I) サービス建屋 (東 I) サイトバンカー建屋 (東 I) 再利用物品仮置テント No. 4 資料 4 号倉庫 増強廃棄物処理建屋 換気口 調ダクト 154kV 引留鉄構	<ul style="list-style-type: none"> 地震により構造物が倒壊し、発生したがれきによりアクセスルートを閉塞する。 	<ul style="list-style-type: none"> 構造物の損壊により発生したがれきがアクセスルートに干渉した場合は、ホイールローダにてがれきを撤去することで、アクセスルートを確保可能である。
275kV 送電鉄塔 (No. 1) 154kV 送電鉄塔 (No. 6) 154kV 送電鉄塔 (No. 7) 154kV 送電鉄塔 (No. 8)	<ul style="list-style-type: none"> 地震により送電線が断線し、アクセスルート上に垂れ下がりがり、アクセスルートを閉塞する。 	<ul style="list-style-type: none"> 送電鉄塔基礎の安定性評価結果から、影響を及ぼすことがないことを確認している。 万一、アクセスルートに送電線が垂れ下がった場合は、影響を受けていないルートを通行する。また、復旧が必要な場合には油圧式ケーブルカッターにて切断する等により通行可能とする。

【(2) 周辺タンク等の損壊】

(1) 可燃物施設及び薬品タンクの配置

アクセスルートに影響を及ぼす可能性のある可燃物施設及び薬品タンクの構内配置を第 4. 4. 1-2 図に示す。



第 4.4.1-2 図 周辺タンクの損壊によるアクセスルートへの影響

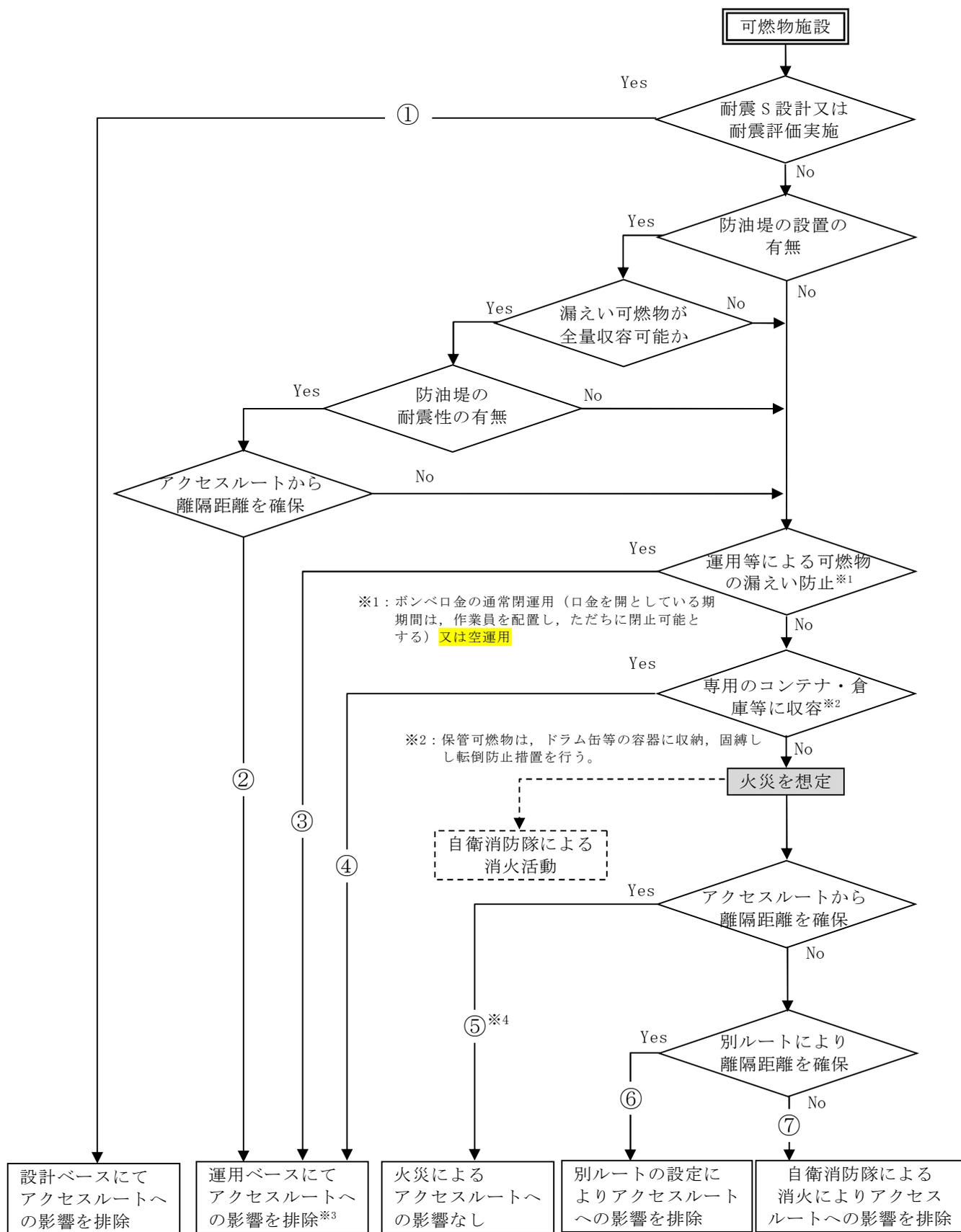
(2) 可燃物施設の損壊

a. 可燃物施設の損壊

可燃物施設で漏えいが発生した場合の被害想定判定フローを第4.4.1-3図に示す。また、火災想定施設の配置を第4.4.1-4図に、火災想定施設の火災発生時における放射熱強度を第4.4.1-5図に示す。

可燃物施設について評価を実施した結果、第4.4.1-2表に示すとおりアクセスルートに影響がないことを確認した。また、可燃物施設の固縛状況を第4.4.1-6図に示す。

- ・アクセスルートは複数確保していることから、火災が発生した場合においても、別ルートの通行が可能である。また、自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。
- ・主要な変圧器は、変圧器火災対策、事故拡大防止対策が図られていること、また、防油堤内に漏えいした絶縁油は防油堤地下の廃油槽に流下することから火災発生の可能性は極めて低い。(別紙(16)参照)
- ・可燃物施設の火災時は、火災発生箇所近傍の消火栓（原水タンク）や防火水槽を用いてホース敷設等の作業を実施するため、消火活動が可能である。
- ・万一、同時に可燃物施設において複数の火災が発生した場合には、自衛消防隊による早期の消火活動が可能であり、アクセスルートに対して影響の大きな箇所から消火活動を行う。(別紙(17)参照)



第 4. 4. 1-3 図 可燃物施設漏えい時被害想定 判定フロー



第 4. 4. 1-4 図 火災想定施設配置



第 4. 4. 1-5 図 火災時の放射熱強度

第 4.4.1-2 表 可燃物施設漏えい時被害想定 (1/5)

名称	内容物	容量	被害想定	対応内容※	
T/H 消火用 ディーゼル ポンプ用タンク	軽油	493L	基準地震動 Ssによりタンク又は附属配管が破損し、漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	<ul style="list-style-type: none"> 当該タンクはコンクリート造りの建屋に設置された小規模タンクであり、火災時もアクセスルートへの影響は小さいと考える。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	⑤
ディーゼル発電 機用燃料タンク	軽油	970L		<ul style="list-style-type: none"> 火災が発生した場合でも、アクセスルートからの離隔距離が確保されており、アクセスルートへの影響はない。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	⑤
緊急用エンジン 発電機燃料 タンク	軽油	800L		⑤	
軽油貯蔵タンク	軽油	400kL×2	なし	<ul style="list-style-type: none"> 当該タンクは移設予定であり、移設に伴い、耐震Sクラス設計とすることから、火災は発生しない。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 	①
少量危険物 貯蔵所 No. 1	絶縁油	1kL	基準地震動 Ssによりタンク又は附属配管が破損し、漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	<ul style="list-style-type: none"> アクセスルートへ影響のない箇所へ移設予定であることから、アクセスルートへの影響はない。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	⑤
少量危険物 貯蔵所 No. 2	絶縁油	1kL			
少量危険物 貯蔵所 No. 3	絶縁油	1kL			

※第 4.4.1-3 図の①～⑦の判定番号を記載

第 4.4.1-2 表 可燃物施設漏えい時被害想定 (2/5)

名称	内容物	容量	被害想定	対応内容※	
主変圧器	絶縁油	136kL	基準地震動 Ss によりタンク又は附属配管が破損し、漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	<ul style="list-style-type: none"> 変圧器と二次側接続母線部ダクトの基礎で沈下量の差が極めて発生しにくい構造となっている。また、防油堤内に漏えいした絶縁油は防油堤地下の廃油槽に流下するため、アクセスルートに影響のある変圧器火災の可能性は極めて小さい。 万一、火災が発生した場合は別ルートを選択する。また、自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	⑥
予備変圧器	絶縁油	35.9kL		<ul style="list-style-type: none"> アクセスルートへ影響のない箇所へ移設予定であることから、アクセスルートへの影響はない。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	⑤
所内変圧器	絶縁油	21kL×2		<ul style="list-style-type: none"> 変圧器と二次側接続母線部ダクトの基礎で沈下量の差が極めて発生しにくい構造となっている。また、防油堤内に漏えいした絶縁油は防油堤地下の廃油槽に流下するため、アクセスルートに影響のある変圧器火災の可能性は極めて小さい。 	⑤
起動変圧器	絶縁油	45.95kL 46.75kL		<ul style="list-style-type: none"> 万一、火災が発生した場合においても離隔距離がありアクセスルートへの影響はない。また、自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	

※第 4.4.1-3 図の①～⑦の判定番号を記載

第 4.4.1-2 表 可燃物施設漏えい時被害想定 (3/5)

名称	内容物	容量	被害想定	対応内容※	
66kV 非常用 変電所	絶縁油	6.6kL	基準地震動 Ssによりタンク又は附属配管が破損し、漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	<ul style="list-style-type: none"> 火災が発生した場合でも、アクセスルートからの離隔距離が確保されており、アクセスルートへの影響はない。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	⑤
1号エステート 変圧器	絶縁油	1.1kL		<ul style="list-style-type: none"> 火災が発生した場合でも、アクセスルートからの離隔距離が確保されており、アクセスルートへの影響はない。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 	⑤
2号エステート 変圧器	絶縁油	1.1kL		<ul style="list-style-type: none"> 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	
絶縁油 保管タンク	—	—	なし	<ul style="list-style-type: none"> 当該タンクは空運用であることから、火災は発生しない。 	③
重油貯蔵タンク	重油	500kL	基準地震動 Ssによりタンク又は附属配管が破損し、漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	<ul style="list-style-type: none"> 当該タンクは移設予定であり、移設に伴い、地下埋設式とすることから、火災は発生しない。 	⑤
緊急時対策室 建屋地下タンク	重油	20kL		<ul style="list-style-type: none"> 地下埋設式のタンクであり火災は発生しない 	⑤

※第 4.4.1-3 図の①～⑦の判定番号を記載

第 4.4.1-2 表 可燃物施設漏えい時被害想定 (4/5)

名称	内容物	容量	被害想定	対応内容※	
緊急時対策室 建屋 (燃料小出槽)	重油	490L	基準地震動 Ssによりタンク又は附属配管が破損し、漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	<ul style="list-style-type: none"> 火災が発生した場合でも、アクセスルートからの離隔距離が確保されており、アクセスルートへの影響はない。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	⑤
オイル サービスタンク	重油	390L			
構内服洗濯用 タンク	重油	1.82kL			
熔融炉灯油 タンク	灯油	10kL		<ul style="list-style-type: none"> 火災が発生した場合は迂回する。また、自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一、同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	⑥
雑固体減容処理 設備用バーナ	灯油	925L		<ul style="list-style-type: none"> 当該設備はコンクリート造りの建屋に設置されたタンクであり、火災時もアクセスルートへの影響は小さいと考える。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 	⑤
廃棄物処理建屋 廃油タンク	廃油	1.9kL		<ul style="list-style-type: none"> 当該設備はコンクリート造りの建屋に設置されたタンクであり、火災時もアクセスルートへの影響は小さいと考える。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 	⑤
タービン建屋	第 2 石油類	360L			
	第 3 石油類	1.9kL			
	第 4 石油類	19.4kL			
油倉庫	第 1 石油類	900L	なし	<ul style="list-style-type: none"> 倉庫そのものが危険物を保管するための専用の保管庫(壁、柱、床等を不燃材料で設置等)となっているため、火災の発生リスクは低い。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 	④
	第 2 石油類	2.2kL			
	第 3 石油類	18.2kL			
	第 4 石油類	21kL			
	アルコール類	200L			
No.1 保修用 油倉庫	第 1 石油類	100L	なし	<ul style="list-style-type: none"> 倉庫そのものが危険物を保管するための専用の保管庫(壁、柱、床等を不燃材料で設置等)となっているため、火災の発生リスクは低い。 万一、火災が発生した場合でも、自衛消防隊による消火活動が可能である。 	④
	第 2 石油類	4kL			
	第 4 石油類	90kL			

※第 4.4.1-3 図の①～⑦の判定番号を記載

第 4.4.1-2 表 可燃物施設漏えい時被害想定 (5/5)

名称	内容物	容量	被害想定	対応内容※	
No.2 保修用油倉庫	第 4 石油類	100kL	なし	<ul style="list-style-type: none"> 倉庫そのものが危険物を保管するための専用の保管庫（壁，柱，床等を不燃材料で設置等）となっているため，火災の発生のリスクは低い。 万一，火災が発生した場合でも，自衛消防隊による消火活動が可能である。 	④
工事協力会油倉庫	第 1 石油類	1kL			
	第 2 石油類	3.1kL			
	第 3 石油類	2.5kL			
	第 4 石油類	2.9kL			
保修用屋外油貯蔵所	潤滑油	80kL	基準地震動 Ss によりドラム缶が破損し，漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	<ul style="list-style-type: none"> 火災が発生した場合でも，アクセスルートからの離隔距離が確保されており，アクセスルートへの影響はない。 万一，火災が発生した場合でも，自衛消防隊による消火活動が可能である。 万一，同時に複数の火災が発生した場合でも自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 	⑤
協力会社ボンベ小屋	アセチレン	6m ³ ×50	なし	<ul style="list-style-type: none"> ボンベはチェーンにより固縛されており，転倒による損傷は考えにくく，また着火源とも成り難いため火災の発生リスクは低い。 万一，火災が発生した場合でも，自衛消防隊による消火活動が可能である。 	④
	プロパン	5m ³ ×10			
	フロン	2m ³ ×10			
H2 ボンベ庫	水素	7m ³ ×20			
予備ボンベ庫	水素	7m ³ ×40			
所内ボイラー	プロパン	50kg×4			
プロパンボンベ庫					
焼却炉用	プロパン	500kg×5			
サービス建屋	アセチレン	1.5m ³ ×3			
廃棄物処理建屋	アセチレン	7kg×1			
化学分析用	プロパン	50kg×18			
ボンベ庫					
食堂用	プロパン	50kg×18			
ボンベ庫					
水素貯槽	水素	6.7kL	なし	<ul style="list-style-type: none"> 基礎に固定して設置しており，転倒による損傷は考えにくく，また着火源とも成り難いため火災の発生リスクは低い。 万一，火災が発生した場合でも，自衛消防隊による消火活動が可能である。 	④

※第 4.4.1-3 図の①～⑦の判定番号を記載

【可燃物施設の固縛状況等】



T/H 消火用ディーゼルポンプ室



T/H 消火用ディーゼルポンプ室
T/H 消火用ディーゼルポンプ用タンク設置状況



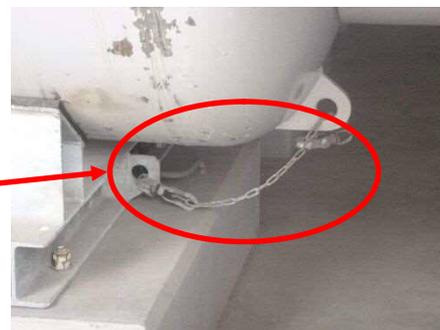
協力会社ボンベ小屋



協力会社ボンベ小屋
アセチレン・プロパンボンベ設置状況



焼却炉用プロパンボンベ庫



焼却用プロパンボンベ庫
プロパンボンベの固縛状況

第 4. 4. 1-6 図 可燃物施設の固縛状況

b. 可搬型設備の火災

保管場所に配備する可搬型設備の火災について評価を実施した結果、
第 4. 4. 1-3 表に示すとおり、被害想定への対応を実施することから、ア
クセスルート及び可搬型設備に影響はない。

第 4.4.1-3 表 可搬型設備の被害想定

対象設備	内容物	被害想定	対応内容
<ul style="list-style-type: none"> 可搬型設備 【西側保管場所】 【南側保管場所】 	軽油	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型設備の車両火災による他の車両への影響 可搬型設備のアクセスルートへの運搬不能 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型設備間の離隔距離を 2.5m 以上とることにより，周囲の車両に影響を及ぼさない。 西側及び南側保管場所には，火災を感知するための感知設備を設置するため，早期に検知が可能である。 火災が発生した場合には，自衛消防隊による消火活動が可能である。

c. 構内（防火帯内側）の植生火災

構内の植生火災について評価を実施した結果，第 4.4.1-4 表に示すとおり，被害想定への対応を実施することから，アクセスルート及び可搬型設備に影響がないことを確認した。また，第 4.4.1-7 図に感知設備の例を示す。

第 4.4.1-4 表 構内植生による被害想定

対象	被害想定	対応内容
構内の植生	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型設備保管場所近傍の植生火災による可搬型設備への影響 アクセスルート近傍の植生火災による可搬型設備の運搬不能 	<ul style="list-style-type: none"> 西側及び南側保管場所には，火災を感知するための感知設備を設置するため，早期に検知が可能である。また，自衛消防隊による消火活動が可能である。 植生火災が発生した場合には，影響を受けていないアクセスルートを通行する。



炎感知器



熱感知カメラ

第 4.4.1-7 図 感知設備（例示）

(3) 薬品タンクの損壊

薬品タンク漏えい時について評価した結果、第 4. 4. 1-5 表に示すとおり、アクセスルートへ影響がないことを確認した。

- ・屋外に設置されている窒素ガス供給設備液体窒素貯蔵タンクは、漏えいした場合であっても外気中に拡散することから、漏えいによる影響が限定的と考えられる。
- ・薬品タンクは堰内又は建屋内に設置されているため、漏えいによる影響は限定的と考えられる。

第 4.4.1-5 表 薬品タンク漏えい時被害想定 (1/2)

名称	内容物	容量	被害想定	対応内容
硫酸貯蔵タンク※1	硫酸	50kL	(漏えい) ・地震により貯槽が破損し、漏えいする。 (人体への影響) ・皮膚、粘膜に対して腐食性がある。 ・経口摂取すると口、のどが腐食され、胃の灼熱感、嘔吐等を引き起こす。	(※1) タンクが破損し漏えいしても全容量を収容できる堰をタンク周辺に設置している。 (※2) タンク周辺に堰を設置している。 (※3) タンクは建屋内に設置されている。 (※4) アクセスルートよりも低い位置に設置している。 ・万一、薬品の漏えいを確認した場合は、保護具を着用することから、人体への影響はない。
R/W 中和硫酸供給用硫酸タンク※1		600L		
希硫酸槽※1		444L		
硫酸貯槽※1		3kL		
カチオン塔用硫酸希釈槽※3		880L		
カチオン塔用硫酸計量槽※3		160L		
MB-P 塔用硫酸計量槽※3		155L		
MB-P 塔用硫酸希釈槽※3		155L		
硫酸希釈槽※2		1.19kL		
苛性ソーダ貯蔵タンク※2	苛性ソーダ	50kL	(漏えい) ・地震により貯槽が破損し、漏えいする。 (ガス発生) ・毒性の強いガスの発生は少ない。 (人体への影響) ・接触により皮膚表面の組織を侵す。	
溶融炉苛性ソーダタンク※1		3kL		
苛性ソーダ貯槽※2		10kL		
アニオン塔用苛性ソーダ計量槽※3		540L		
MB-P 塔用苛性ソーダ計量槽※3		155L		
硫酸第一鉄薬注タンク※4	硫酸第一鉄	7kL	(漏えい) ・地震により貯槽が破損し、漏えいする。 (人体への影響) ・目に入ると痛み、粘膜に炎症を生じる。	
溶融炉アンモニアタンク※1	アンモニア	1kL	(漏えい) ・地震により貯槽が破損し、漏えいする。 (人体への影響) ・皮膚、粘膜に対して刺激および腐食性がある。	

第 4.4.1-5 表 薬品タンク漏えい時被害想定 (2/2)

名称	内容物	容量	被害想定	対応内容
S/B 用次亜塩素 溶解タンク※ ³	次亜 塩素酸 ナト リウム	200L	(漏えい) ・地震により貯槽が破損し、 漏えいする。 (人体への影響)	(※2) タンク周辺に堰 を設置している。 (※3) タンクは建屋内 に設置されている。 ・万一、薬品の漏えい を確認した場合は、 保護具を着用するこ とから、人体への影 響はない。
構内用次亜塩素 溶解タンク※ ³		200L	・接触による皮膚の刺激等 を生ずることがある。	
PAC 貯槽※ ²	ポリ 塩化 アルミ ニウム	6kL	(漏えい) ・地震により貯槽が破損し、 漏えいする。 (人体への影響) ・接触により目、皮膚を刺激 する。	
アニオン塔※ ³	アニ オン 樹脂	5.4kL ×2	(漏えい) ・地震により貯槽が破損し、 漏えいする。 (人体への影響) ・接触により目を刺激する。	
カチオン塔※ ³	カチ オン 樹脂	3.49kL ×2	(漏えい) ・地震により貯槽が破損し、 漏えいする。 (人体への影響) ・経口摂取により胃部を刺激 する。	
窒素ガス供給設備 液体窒素貯蔵タンク	液化 窒素	55.6kL	(漏えい) ・地震により貯槽が破損し、 液化窒素が漏えいする。 (人体への影響) ・閉鎖空間においては窒息、 また、誤って触れることで 凍傷のおそれがある。	

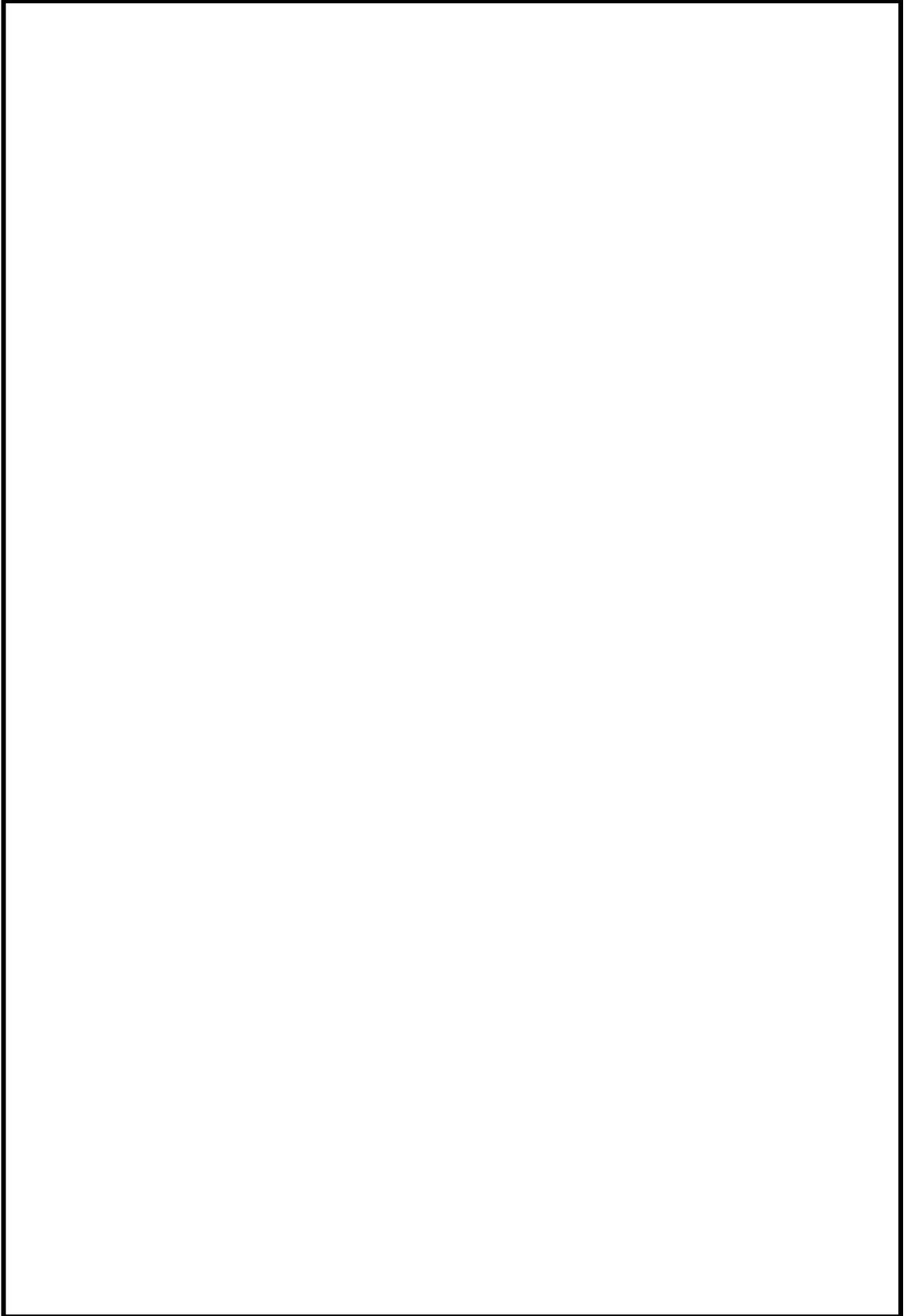
(4) タンクからの溢水

アクセスルート近傍にある溢水源となる可能性のあるタンクの配置を第 4.4.1-8 図に示す。溢水源となる可能性のあるタンクについて評価を実施し、第 4.4.1-6 表に示すとおりアクセスルートに影響がないことを確認した。

屋外タンクからの溢水を考慮した場合においても、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における徒歩*及び可搬型設備の走行及び運搬に影響はない（別紙（18），（19）参照）。

※建屋の浸水時における歩行可能な水深は、歩行困難水深及び水圧でドアが開かなくなる水深などから 30cm 以下と設定されており、屋外においても同様な値とする。

「地下空間における浸水対策ガイドライン」（平成 28 年 1 月現在 国土交通省 HP）参照



第 4.4.1-8 図 周辺タンクの溢水によるアクセスルートへの影響
1.0.2-71

第 4. 4. 1-6 表 溢水タンク漏えい時被害想定

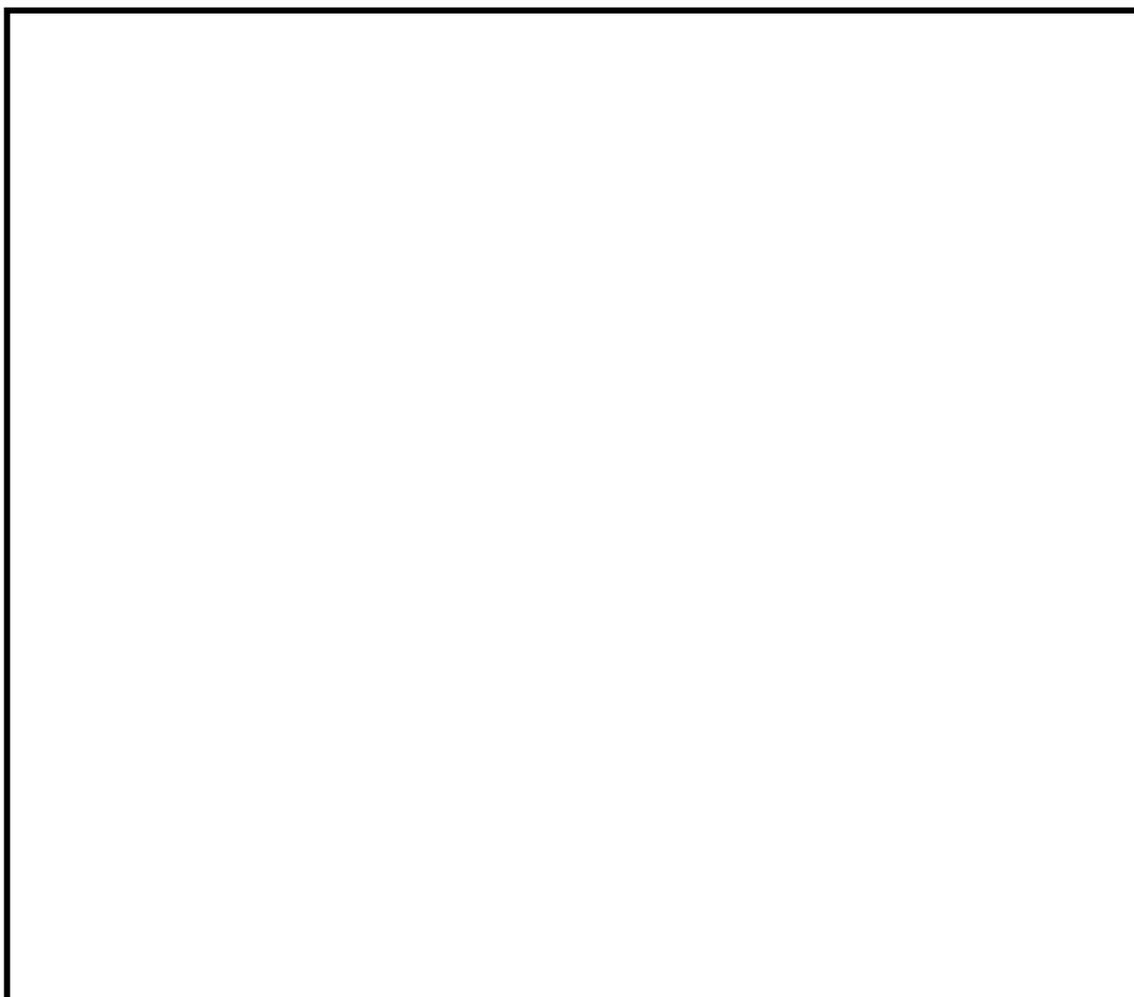
名称	容量	被害想定	対応内容
碍子洗浄タンク	100kL	・ 基準地震動 S _s によるタンク及び附属配管の破損による溢水	・ 地震によりタンク又は附属配管が破損した場合でも，周辺の空地が平坦かつ広大であり，比較的短時間で拡散することから，アクセス性に影響はないと考えられる。 ・ 溢水が発生した場合であっても，純水，ろ過水等であり，人体への影響はない。
HHOG 冷水塔	1. 5kL		
HHOG 補給水タンク	2. 39kL		
取水口ろ過水ヘッドタンク	20kL		
ブローダウンタンク	1. 67kL		
S/B 飲料水タンク	10kL		
チェックポイント高置水槽	4kL		
AD ビル飲料水タンク	22kL		
構内服ランドリー受水槽	4kL		
600 トン純水タンク	600kL		
工事協力会社事務所受水槽	30kL		
放管センター受水槽	22kL		
原子力館受水槽（濾過水）	12kL		
原子力館受水槽（飲料水）	12kL		
ろ過用水高築水槽	20kL		
活性炭ろ過器	40kL×2		
No. 1pH 調整槽	2. 7kL		
No. 2pH 調整槽	1. 32kL		
凝集沈殿槽	78kL		
パルセーター	200kL		
第 1 ろ過水タンク	150kL		
加圧水槽	1. 1kL		
薬品混合槽	8. 4kL		
加圧浮上分離槽	74. 82kL		
第 2 ろ過水タンク	150kL		
濃縮槽	62kL		
多目的タンク	1, 500kL		
モノバルブフィルター	92. 2kL×2		
モノスコアフィルター	15. 3kL		
原水タンク	1, 000kL		
ろ過水貯蔵タンク	1, 500kL		
純水貯蔵タンク	500kL		
脱炭酸水槽	2kL×2		
温水槽	14kL		
中間槽	15kL		

4.4.2 周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりに対する影響評価

【(3) 周辺斜面の崩壊, (4) 道路面のすべり】

(1) アクセスルート沿い斜面の概要

アクセスルート沿いの斜面の位置を第 4.4.2-1 図に示す。



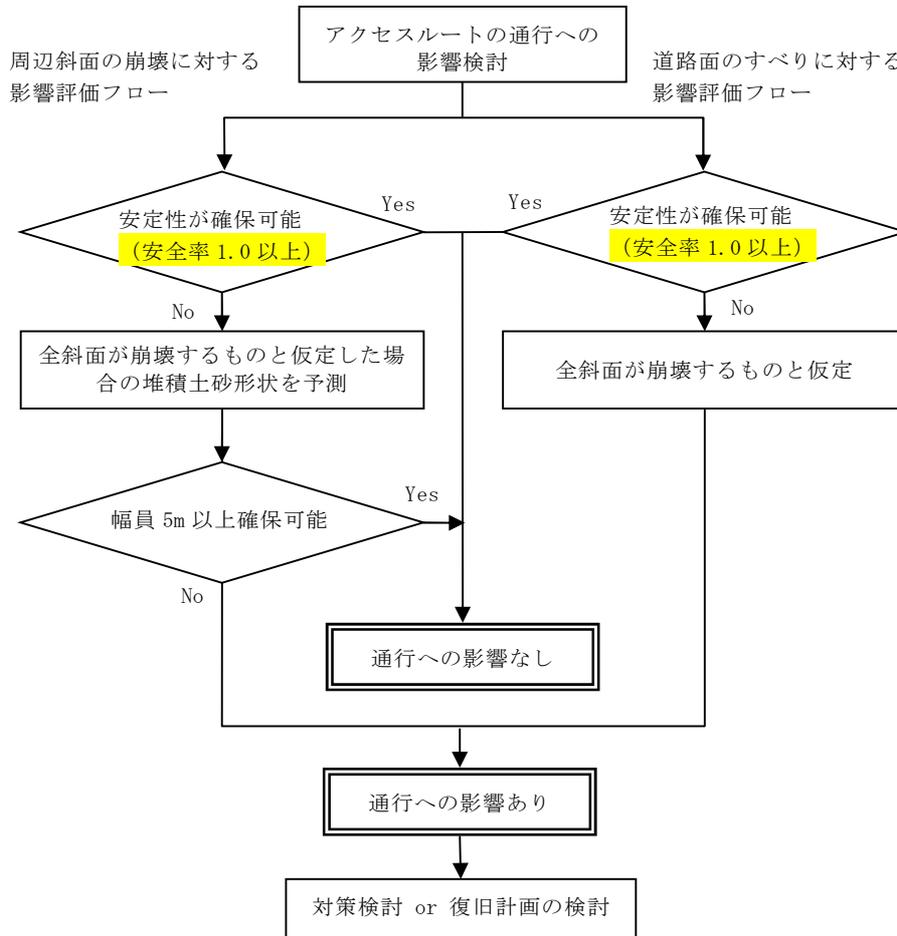
※②、③は今後、設計・造成するエリアのため、写真は掲載せず

第 4.4.2-1 図 アクセスルート沿いの主な斜面の位置

(2) 斜面崩壊する被害想定のおえ方

第 4.4.2-2 図に周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりに対する影響評価フローを示す。

アクセスルートの周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりについては、安定性が確保されていない全斜面が崩壊する（安全率が 1.0 以上の斜面の崩壊は想定しない）ものと仮定した場合の堆積土砂形状を予測し、幅員が 5m 以上確保可能か確認する。なお、幅員が 5m 以上確保できない場合は、斜面に対する対策検討又は別途復旧時間の評価を行う。



第 4.4.2-2 図 周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりに対する影響評価フロー

(3) 評価

アクセスルートの設置に伴う造成計画・設計において、周辺斜面の有無や敷地下斜面の安定性の確認を行う。評価結果は追而とする。

4.4.3 沈下等に対する影響評価

【(5) 液状化及び揺すり込みによる不等沈下、液状化に伴う浮き上がり】

別紙(8)のとおり、東北地方太平洋沖地震や中越沖地震時東海第二発電所や他の原子力発電所の道路には、不等沈下に伴う段差等が以下の箇所に発生していることから、同様の箇所に段差発生を想定し、不等沈下による通行不能が発生しないか確認し、通行に支障がある段差が発生した場合は、発生段差への対策検討又は別途復旧時間の評価を行う。

- ・ 地中埋設構造物と埋戻部等との境界部（埋設物等境界部）
- ・ 地山と埋戻部等との境界部

なお、アクセスルート上の地中埋設構造物については、図面確認やプラントワークダウンにより確認した。

また、アクセスルート下の地中構造物の液状化に伴う浮き上がりについて評価を行い、浮き上がりが想定される場合には、対策を行い、浮き上がりを防止する。

第4.4.3-1図に示す新規で整備するアクセスルート下部に地中埋設構造物が埋設されている箇所は、沈下量等に問わず、第4.4.3-2図のような路盤補強を行うことから、影響評価対象から除外する。

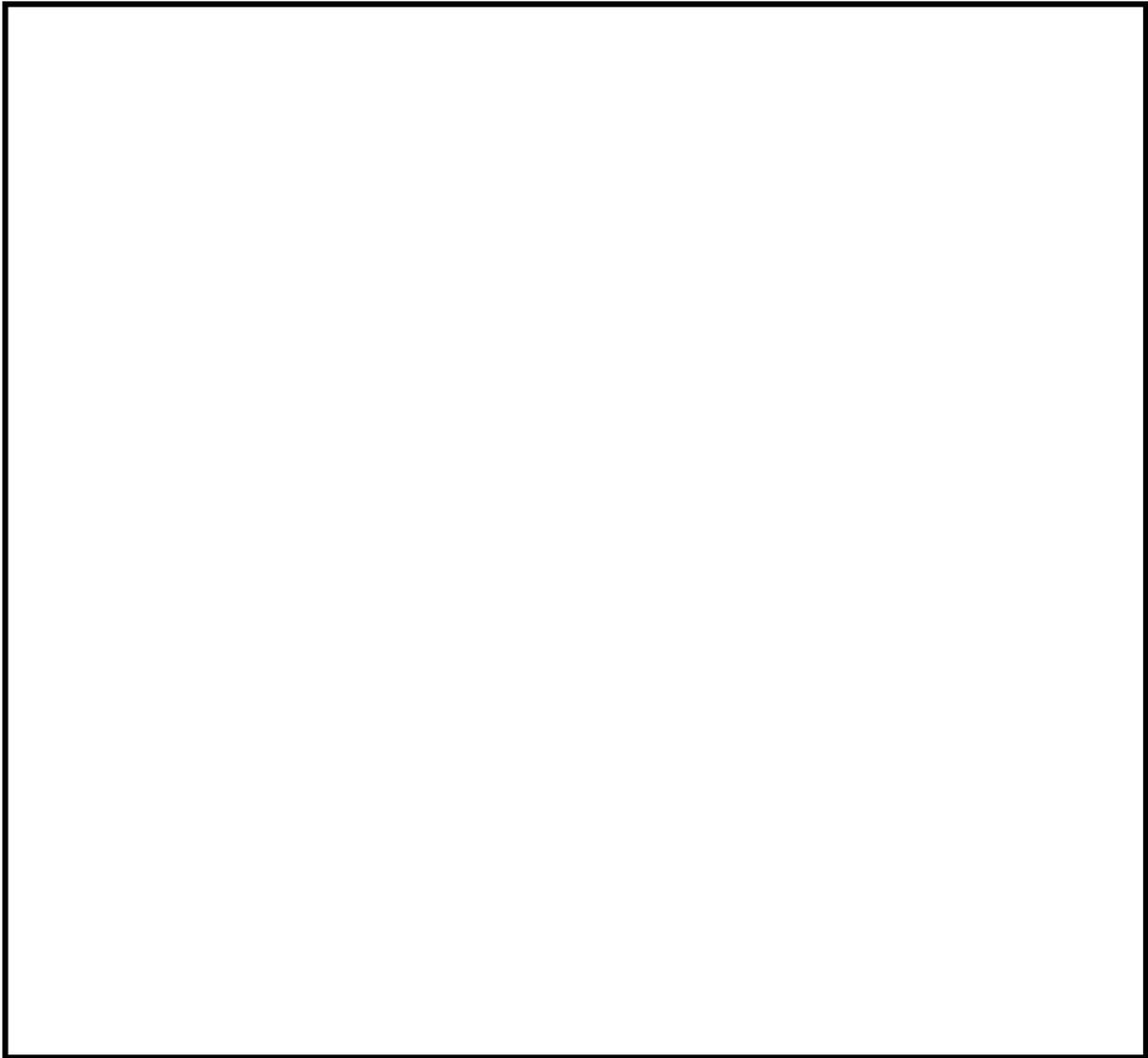
(1) 地中埋設構造物と埋戻部等との境界部（埋設物等境界部）の評価方法

第 4.4.3-1 図に示す地中埋設構造物と埋戻部等との境界部（埋設物等境界部）を段差発生の可能性のある箇所として抽出した。

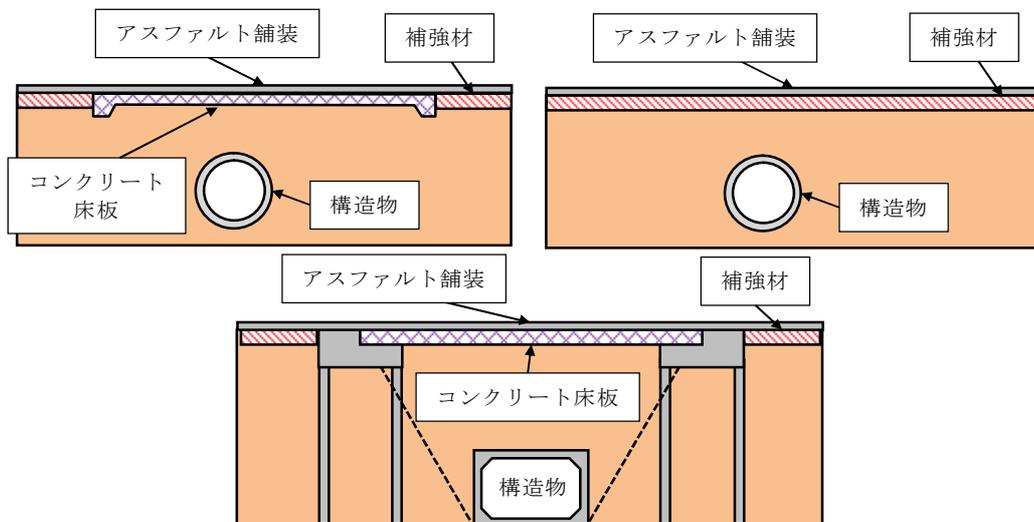
この抽出箇所において、3.4.3(1)と同様に基準地震動 S_s に対する液状化及び揺すり込みによる沈下を考慮し、両沈下量の合計を総沈下量として沈下量の評価を行う。

液状化及び揺すり込みによる沈下によりアクセスルート上に発生する地表面の段差量の評価基準値については、緊急車両が徐行により走行可能な段差量 15cm とする。

また、液状化に伴う浮き上がりが生じる可能性のある箇所として、アクセスルート下の地中埋設構造物設置箇所を抽出した。



第 4. 4. 3-1 図 地中埋設構造物と埋戻部等との境界部の抽出結果
(表中の番号は第 4. 4. 3-1, 2, 4 表の構造物番号を示す)



第 4. 4. 3-2 図 路盤補強のイメージ

1. 0. 2-77

a. 液状化による沈下量の算定方法

3.4.3(1)と同様に、液状化による沈下量は、地下水位以深～GL. -20mの地層を液状化による沈下の対象層とし、その層厚の5.5%とした。

b. 揺すり込みによる沈下量の算定方法

3.4.3(1)と同様に、揺すり込みによる沈下量は、地表～地下水位以浅の地層を揺すり込み沈下の対象層とし、その層厚の1%とした。

c. 液状化に伴う浮き上がりの評価方法

液状化に伴う地中埋設構造物の浮き上がりについては、トンネル標準示方書（土木学会，2006）に基づき評価する。標準基準値としては、安全率1.0とする。

・液状化については、地下水位以深の地層厚がすべて液状化するものとして想定した。

・浮き上がりの評価対象は、第4.4.3-1表に示す箇所のうち、以下の条件に該当する箇所とする。

条件① 構造物下端よりも地下水位が高い箇所

条件② 地震時の復旧ルート（第4.5.1-1図及び第4.5.1-2図参照）上の箇所

条件③ 斜面崩壊の影響を受けない箇所

d. 地下水位の設定

3.4.3(1)と同様に、沈下量の算出における地下水位については、過去のボーリング等により地下水位観測記録などを基に設定する。

(2) 地中埋設構造物と埋戻部等との境界部（埋設物等境界部）の評価

a. 不等沈下の評価

評価結果を第 4.4.3-1 表に示す。

15cm 以上の段差発生が想定される箇所（第 4.4.3-1 表中の No. 100, 117, 118 の構造物埋設部）については、段差緩和対策として第 4.4.3-2 図のような路盤補強を実施することで通行性を確保する。

また、想定を上回る沈下量が発生し、通行に支障のある段差が生じた場合に備えて、段差を応急的に復旧する作業ができるよう資材（土のう等）の配備並びに訓練を実施し、段差を復旧・車両が通行できることを確認している。（別紙（20），（21）参照）

第 4.4.3-1 表 沈下量算出結果 (1/2)

：段差 (相対沈下量が15cmを超える箇所)

No	名称	路面高	基礎 下端	構造物高	地下 水位	相対 沈下量	車両通行 可否
		T. P. + (m)	T. P. + (m)	(m)	T. P. + (m)	(cm)	15cm以下：○
1	変圧器排油管	8.0	5.4	0.27	1.5	0.3	○
2	電線管路	8.0	7.2	0.10	2.0	0.1	○
3	電線管路	8.0	5.7	0.90	2.0	0.9	○
4	電線管路	8.0	5.7	0.90	2.0	0.9	○
5	電線管路	8.0	5.7	0.85	2.0	0.9	○
6	電線管路	8.0	5.7	0.85	2.0	0.9	○
7	電線管路	8.0	6.6	0.32	2.0	0.3	○
8	電線管路	8.0	6.7	0.16	1.5	0.2	○
9	電線管路	8.0	6.8	0.16	1.5	0.2	○
10	電線管路	8.0	6.6	0.16	2.0	0.2	○
11	電線管路	8.0	6.5	0.16	1.0	0.2	○
12	電線管路	8.0	6.5	0.16	1.0	0.2	○
13	電線管路	8.0	7.0	0.16	1.0	0.2	○
14	電線管路	8.0	7.1	0.10	2.0	0.1	○
15	電線管路	8.0	6.5	0.20	1.5	0.2	○
16	電線管路	8.0	6.6	0.25	1.5	0.3	○
17	電線管路	8.0	6.8	0.10	1.5	0.1	○
18	電線管路	8.0	6.8	0.15	1.5	0.2	○
19	電線管路	8.0	7.3	0.10	1.0	0.1	○
20	電線管路	8.0	6.9	0.14	1.0	0.1	○
21	電線管路	8.0	6.9	0.13	1.0	0.1	○
22	電線管路	8.0	6.9	0.14	1.0	0.1	○
23	電線管路	8.0	6.6	0.13	1.0	0.1	○
24	電線管路	8.0	6.6	0.15	1.0	0.2	○
25	電線管路	8.0	7.4	0.11	2.0	0.1	○
26	電線管路	8.0	7.4	0.11	2.0	0.1	○
27	電線管路	8.0	7.4	0.11	2.0	0.1	○
28	電線管路	8.0	7.6	0.10	2.0	0.1	○
29	電線管路	8.0	7.2	0.11	1.0	0.1	○
30	一般排水	8.0	6.3	0.40	1.5	0.4	○
31	一般排水	8.0	6.3	0.40	1.5	0.4	○
32	旧消火配管	8.0	6.3	0.17	1.0	0.2	○
33	旧消火配管	8.0	6.6	0.17	1.0	0.2	○
34	消火配管	8.0	6.7	0.11	1.0	0.1	○
35	旧消火配管	8.0	6.9	0.11	1.5	0.1	○
36	ろ過水配管	8.0	6.6	0.09	1.0	0.1	○
37	ろ過水配管	8.0	6.6	0.09	1.5	0.1	○
38	ろ過水配管	8.0	6.5	0.32	2.0	0.3	○
39	旧ろ過水配管	8.0	6.9	0.17	2.0	0.2	○
40	旧ろ過水配管	8.0	6.8	0.17	2.0	0.2	○
41	ろ過水配管	8.0	6.2	0.11	1.0	0.1	○
42	R/B,D/Gストームドレン配管	8.0	6.8	0.11	1.0	0.1	○
43	T/Bストームドレン配管	8.0	6.8	0.11	1.0	0.1	○
44	排水配管	8.0	6.6	0.11	1.0	0.1	○
45	排水配管	8.0	6.6	0.11	1.0	0.1	○
46	排水配管	8.0	6.6	0.11	1.0	0.1	○
47	旧RHRS配管	8.0	5.4	0.81	1.5	0.8	○
48	OG管	8.0	4.4	0.08	2.0	0.1	○
49	OG管	8.0	5.1	0.08	1.5	0.1	○
50	MUW配管	8.0	6.2	0.17	2.0	0.2	○
51	MUW配管	8.0	5.8	0.17	2.0	0.2	○
52	MUW配管	8.0	6.6	0.06	2.0	0.1	○
53	MUW配管	8.0	5.8	0.17	2.0	0.2	○
54	旧DGSW管	8.0	4.3	0.46	2.0	0.5	○
55	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	2.0	0.1	○
56	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	2.0	0.1	○
57	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.5	0.1	○
58	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.5	0.1	○
59	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.5	0.1	○
60	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.0	0.1	○
61	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.0	0.1	○
62	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.0	0.1	○
63	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.0	0.1	○
64	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.5	0.1	○
65	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.0	0.1	○
66	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	1.0	0.1	○

第 4.4.3-1 表 沈下量算出結果 (2/2)

：段差 (相対沈下量が15cmを超える箇所)

No	名称	路面高	基礎 下端	構造物高	地下 水位	相対 沈下量	車両通行 可否
		T.P.+ (m)	T.P.+ (m)	(m)	T.P.+ (m)	(cm)	15cm以下：○
67	消火系トレンチ	8.0	7.8	0.25	2.0	0.3	○
68	排水枡	8.0	7.4	0.60	1.5	0.6	○
69	原水系, 消火系トレンチ	8.0	7.6	0.45	2.0	0.5	○
70	消火系トレンチ	8.0	7.7	0.30	2.0	0.3	○
71	電線管トレンチ	8.0	7.8	0.24	2.0	0.2	○
72	油系トレンチ	8.0	7.6	0.38	2.0	0.4	○
73	排水枡	8.0	6.9	1.10	2.0	1.1	○
74	電線管トレンチ	8.0	7.7	0.27	2.0	0.3	○
75	ろ過水系トレンチ	8.0	7.7	0.30	2.0	0.3	○
76	消火系トレンチ	8.0	7.7	0.26	1.5	0.3	○
77	海水系トレンチ	8.0	7.3	0.70	1.0	0.7	○
78	消火系トレンチ	8.0	7.7	0.31	1.0	0.3	○
79	消火系トレンチ	8.0	7.7	0.26	1.0	0.3	○
80	電線管トレンチ	8.0	7.8	0.20	1.0	0.2	○
81	消火系トレンチ	8.0	7.3	0.75	1.0	0.8	○
82	排水枡	8.0	7.6	0.42	1.0	0.4	○
83	排水枡	8.0	7.4	0.60	1.5	0.6	○
84	補助蒸気系トレンチ	8.0	7.9	0.15	1.5	0.2	○
85	原水系トレンチ	8.0	7.5	0.48	2.0	0.5	○
86	排水枡	8.0	7.7	0.29	2.0	0.3	○
87	ろ過水系トレンチ	8.0	7.1	0.90	2.0	0.9	○
88	排水溝	8.0	7.5	0.51	2.0	0.5	○
89	起動変圧器洞道	8.0	3.0	2.95	2.0	3.0	○
90	主変圧器洞道	8.0	2.9	3.00	2.0	3.0	○
91	非常用冷却水管路	8.0	4.2	2.00	1.0	2.0	○
92	非常用冷却水管路	8.0	4.4	1.80	1.0	1.8	○
93	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	1.0	0.9	○
94	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	1.0	0.9	○
95	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	1.0	0.9	○
96	取水管路	8.0	2.4	3.20	1.0	3.2	○
97	取水管路	8.0	2.4	3.20	1.0	3.2	○
98	取水管路	8.0	2.4	3.20	1.0	3.2	○
99	補機冷却水管路	8.0	4.8	3.12	1.0	3.1	○
100	放水路	8.0	-3.1	4.60	1.5	25.3	×
101	放水管路	8.0	1.4	3.20	1.5	5.9	○
102	放水管路	8.0	1.4	3.20	1.5	5.9	○
103	放水管路	8.0	1.4	3.20	1.5	5.9	○
104	補機冷却水管路	8.0	4.8	3.12	1.5	3.1	○
105	非常用冷却水路	8.0	5.2	2.80	1.0	2.8	○
106	非常用冷却水路	8.0	5.2	2.80	1.0	2.8	○
107	電力ケーブル暗渠	8.0	4.6	2.85	1.0	2.9	○
108	非常用冷却水管路	8.0	2.0	2.00	1.0	2.0	○
109	非常用冷却水管路	8.0	2.2	1.80	1.0	1.8	○
110	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	1.0	0.9	○
111	電力ケーブル管路	8.0	6.2	0.60	1.0	0.6	○
112	取水管路	8.0	2.4	3.20	1.0	3.2	○
113	取水管路	8.0	2.4	3.20	1.0	3.2	○
114	取水管路	8.0	2.4	3.20	1.0	3.2	○
115	電力ケーブル管路	8.0	5.1	1.30	1.0	1.3	○
116	補機冷却水管路	8.0	1.0	3.07	1.0	3.1	○
117	放水路	8.0	-2.6	4.60	1.0	25.3	×
118	復水器冷却用取水路	8.0	-7.7	8.80	2.0	48.4	×
119	一般排水路	8.0	5.6	0.60	2.0	0.6	○
120	一般排水路	8.0	5.8	0.30	2.0	0.3	○
121	一般排水路	8.0	5.9	0.40	1.0	0.4	○
122	一般排水路	8.0	1.4	0.40	1.0	0.4	○
123	一般排水路	8.0	4.5	0.40	1.0	0.4	○
124	一般排水路	8.0	3.8	0.60	1.0	0.6	○

b. 液状化に伴う浮き上がりの評価

液状化による浮き上がりが想定される箇所は、第 4.4.3-2 表中の No.101～103, 117, 118 の構造物埋設部であることから、これらの地中埋設構造物について、浮き上がりの評価を行い、安全率が評価基準値の 1.0 を上回らないことを確認する。評価結果を第 4.4.3-3 表に示す。

なお、安全率が 1.0 以下となった場合は、第 4.4.3-2 図のような路盤補強を実施し、浮き上がり防止することで通行性を確保する。

第 4.4.3-2 表 浮き上がり評価対象の抽出結果 (1/2)

□ : 浮き上がり評価対象

No	名称	条件① 地下水位よりも低い	条件② 復旧ルート下部	条件③ 斜面崩壊の影響を受けない
1	変圧器排油管		○	○
2	電線管路		○	○
3	電線管路			○
4	電線管路			○
5	電線管路		○	
6	電線管路		○	
7	電線管路		○	○
8	電線管路			○
9	電線管路			○
10	電線管路		○	○
11	電線管路		○	○
12	電線管路		○	○
13	電線管路			○
14	電線管路		○	○
15	電線管路		○	○
16	電線管路		○	○
17	電線管路		○	○
18	電線管路		○	○
19	電線管路		○	○
20	電線管路		○	○
21	電線管路		○	○
22	電線管路		○	○
23	電線管路		○	○
24	電線管路		○	○
25	電線管路			○
26	電線管路			○
27	電線管路			○
28	電線管路			○
29	電線管路		○	○
30	一般排水		○	○
31	一般排水		○	○
32	旧消火配管		○	○
33	旧消火配管		○	○
34	消火配管		○	○
35	旧消火配管		○	○
36	ろ過水配管		○	○
37	ろ過水配管		○	○
38	ろ過水配管		○	○
39	旧ろ過水配管		○	○
40	旧ろ過水配管		○	○
41	ろ過水配管		○	○
42	R/B、D/Gストームドレン配管		○	○
43	T/Bストームドレン配管		○	○
44	排水配管		○	○
45	排水配管		○	○
46	排水配管		○	○
47	旧RHRS配管		○	○
48	OG管			○
49	OG管		○	○
50	MUW配管		○	○
51	MUW配管		○	○
52	MUW配管		○	○
53	MUW配管		○	○
54	旧DGSW管		○	○
55	ケーブル管路		○	○
56	ケーブル管路		○	○
57	ケーブル管路		○	○
58	ケーブル管路		○	○
59	ケーブル管路		○	○
60	ケーブル管路		○	○
61	ケーブル管路		○	○
62	ケーブル管路		○	○
63	ケーブル管路		○	○
64	ケーブル管路		○	○
65	ケーブル管路			○
66	ケーブル管路			○

○ : 条件に該当する場合

第 4.4.3-2 表 浮き上がり評価対象の抽出結果 (2/2)

□ : 浮き上がり評価対象

No	名称	条件① 地下水位よりも低い	条件② 復旧ルート下部	条件③ 斜面崩壊の影響を受けない
67	消火系トレンチ		○	○
68	排水枡		○	○
69	原水系, 消火系トレンチ		○	
70	消火系トレンチ		○	○
71	電線管トレンチ		○	○
72	油系トレンチ			○
73	排水枡			○
74	電線管トレンチ			○
75	ろ過水系トレンチ		○	○
76	消火系トレンチ		○	○
77	海水系トレンチ		○	○
78	消火系トレンチ		○	○
79	消火系トレンチ		○	○
80	電線管トレンチ		○	○
81	消火系トレンチ			○
82	排水枡		○	○
83	排水枡		○	○
84	補助蒸気系トレンチ		○	○
85	原水系トレンチ		○	○
86	排水枡		○	○
87	ろ過水系トレンチ		○	○
88	排水溝		○	○
89	起動変圧器洞道		○	○
90	主変圧器洞道		○	○
91	非常用冷却水管路		○	○
92	非常用冷却水管路		○	○
93	電力ケーブル管路		○	○
94	電力ケーブル管路		○	○
95	電力ケーブル管路		○	○
96	取水管路		○	○
97	取水管路		○	○
98	取水管路		○	○
99	補機冷却水管路		○	○
100	放水路	○		○
101	放水路	○	○	○
102	放水路	○	○	○
103	放水路	○	○	○
104	補機冷却水管路		○	○
105	非常用冷却水路		○	○
106	非常用冷却水路		○	○
107	電力ケーブル暗渠			○
108	非常用冷却水管路			○
109	非常用冷却水管路			○
110	電力ケーブル管路			○
111	電力ケーブル管路			○
112	取水管路			○
113	取水管路			○
114	取水管路			○
115	電力ケーブル管路			○
116	補機冷却水管路			○
117	放水路	○	○	○
118	復水器冷却用取水路	○	○	○
119	一般排水路		○	○
120	一般排水路		○	○
121	一般排水路		○	○
122	一般排水路		○	○
123	一般排水路		○	○
124	一般排水路		○	○

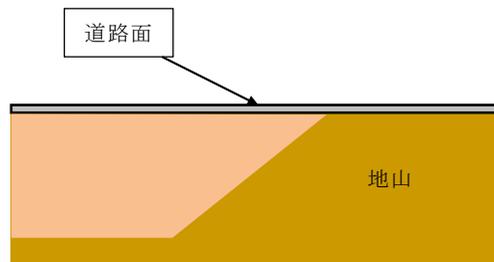
○ : 条件に該当する場合

第 4.4.3-3 表 浮き上がり評価結果

No.	名称	揚圧力 (kN/m)	浮き上がり抵抗力 (kN/m)	安全率
101	放水管路	追而	追而	追而
102	放水管路	追而	追而	追而
103	放水管路	追而	追而	追而
117	放水路	追而	追而	追而
118	復水器冷却用取水路	追而	追而	追而

(3) 地山と埋戻部との境界部の評価

地山と埋戻部との境界部等には、第 4.4.3-3 図のように段差が生じないように擦り付ける工夫がされているため、通行に支障となる段差は発生しない。



第 4.4.3-3 図 地山と埋戻部の境界の状況

【(7) 地中埋設構造物の損壊】

地中埋設構造物の損壊による道路面への影響については、地震により地中埋設構造物が損壊し、段差が発生するものと想定した。なお、アクセスルート上の地中埋設構造物については、図面確認やプラントウォークダウンにより確認した。

検討の結果、第 4.4.3-1 表中の No. 89~92, 96~109, 112~114, 116~118 の地中埋設構造物は大型のため、損壊により通行が困難となるおそれがあるため、第 4.4.3-2 図のような路盤補強を実施することで通行性を確保する。

アクセスルートの路盤補強の対象範囲は、以下のいずれかの条件に該当する箇所とする。整理結果を第 4.4.3-4 表、路盤補強の範囲を第 4.4.3-4 図に示す。

条件① 15cm 以上の段差発生が想定される埋設物の設置箇所

条件② 液状化による浮き上がりが想定される埋設物の設置箇所

条件③ 損壊により通行が困難となるおそれのある埋設物の設置箇所

なお、第 4.4.3-4 表中の No. 42, 43, 47, 77~79, 93~95, 110, 111, 115 の構造物は、いずれの条件にも該当しないが、近傍で路盤補強を行うため、合わせて路盤補強を実施する。

第 4.4.3-4 表 路盤補強の対象構造物 (1/2)

□ : 路盤補強の実施対象

No	名称	条件① 15cm以上の段差発	条件② 浮き上がり対象	条件③ 損壊時に通行が困難
1	変圧器排油管			
2	電線管路			
3	電線管路			
4	電線管路			
5	電線管路			
6	電線管路			
7	電線管路			
8	電線管路			
9	電線管路			
10	電線管路			
11	電線管路			
12	電線管路			
13	電線管路			
14	電線管路			
15	電線管路			
16	電線管路			
17	電線管路			
18	電線管路			
19	電線管路			
20	電線管路			
21	電線管路			
22	電線管路			
23	電線管路			
24	電線管路			
25	電線管路			
26	電線管路			
27	電線管路			
28	電線管路			
29	電線管路			
30	一般排水			
31	一般排水			
32	旧消火配管			
33	旧消火配管			
34	消火配管			
35	旧消火配管			
36	ろ過水配管			
37	ろ過水配管			
38	ろ過水配管			
39	旧ろ過水配管			
40	旧ろ過水配管			
41	ろ過水配管			
42	R/B,D/Gストームドレン配管			
43	T/Bストームドレン配管			
44	排水配管			
45	排水配管			
46	排水配管			
47	旧RHRS配管			
48	OG管			
49	OG管			
50	MUW配管			
51	MUW配管			
52	MUW配管			
53	MUW配管			
54	旧DGSW管			
55	ケーブル管路			
56	ケーブル管路			
57	ケーブル管路			
58	ケーブル管路			
59	ケーブル管路			
60	ケーブル管路			
61	ケーブル管路			
62	ケーブル管路			
63	ケーブル管路			
64	ケーブル管路			
65	ケーブル管路			
66	ケーブル管路			

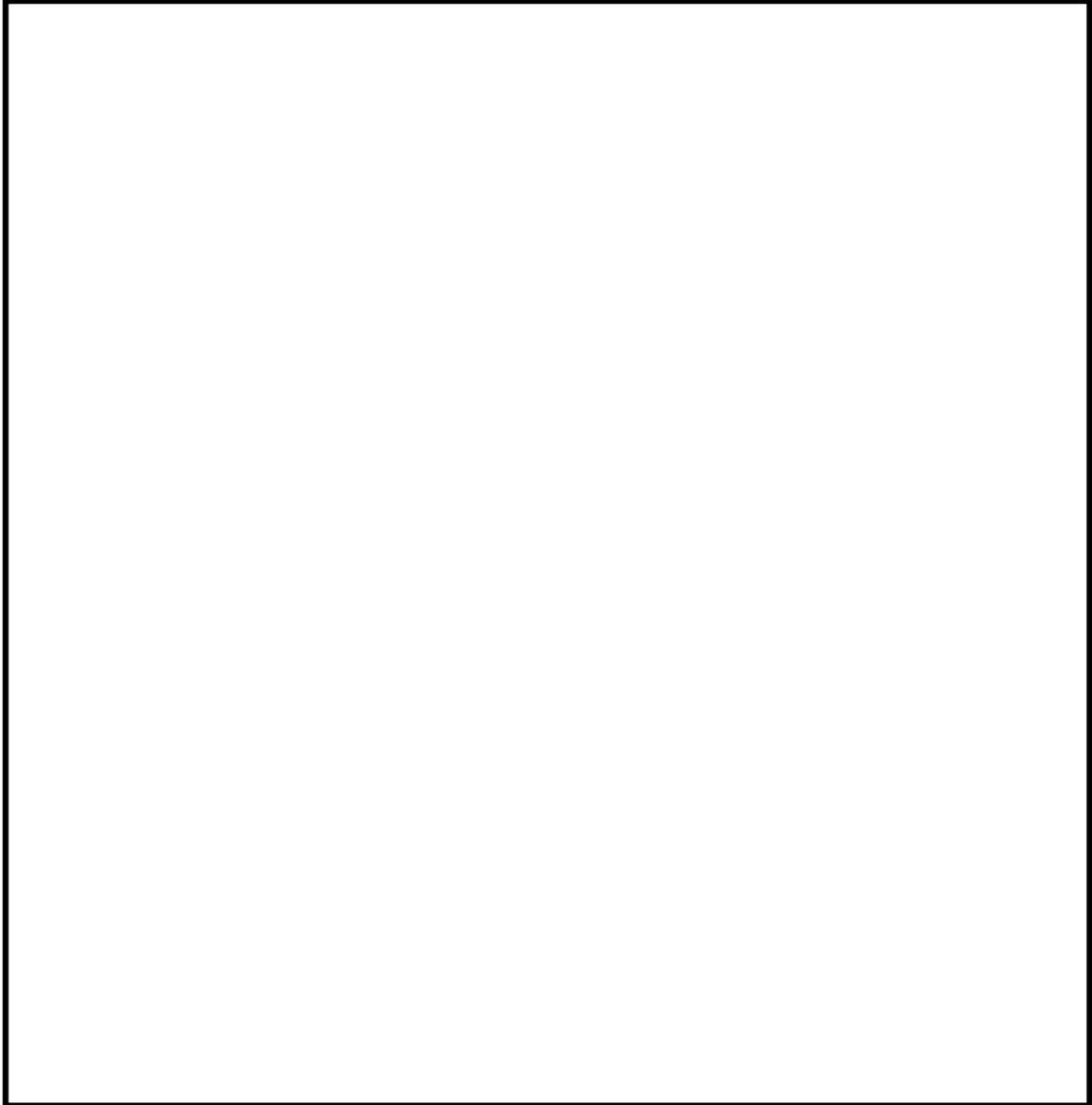
○ : 条件に該当する場合

第 4. 4. 3-4 表 路盤補強の対象構造物 (2/2)

：路盤補強の実施対象

No	名称	条件① 15cm以上の段差発	条件② 浮き上がり対象	条件③ 損壊時に通行が困難
67	消火系トレンチ			
68	排水枡			
69	原水系, 消火系トレンチ			
70	消火系トレンチ			
71	電線管トレンチ			
72	油系トレンチ			
73	排水枡			
74	電線管トレンチ			
75	ろ過水系トレンチ			
76	消火系トレンチ			
77	海水系トレンチ			
78	消火系トレンチ			
79	消火系トレンチ			
80	電線管トレンチ			
81	消火系トレンチ			
82	排水枡			
83	排水枡			
84	補助蒸気系トレンチ			
85	原水系トレンチ			
86	排水枡			
87	ろ過水系トレンチ			
88	排水溝			
89	起動変圧器洞道			○
90	主変圧器洞道			○
91	非常用冷却水管路			○
92	非常用冷却水管路			○
93	電力ケーブル管路			
94	電力ケーブル管路			
95	電力ケーブル管路			
96	取水管路			○
97	取水管路			○
98	取水管路			○
99	補機冷却水管路			○
100	放水路	○		○
101	放水管路		○	○
102	放水管路		○	○
103	放水管路		○	○
104	補機冷却水管路			○
105	非常用冷却水路			○
106	非常用冷却水路			○
107	電力ケーブル暗渠			○
108	非常用冷却水管路			○
109	非常用冷却水管路			○
110	電力ケーブル管路			
111	電力ケーブル管路			
112	取水管路			○
113	取水管路			○
114	取水管路			○
115	電力ケーブル管路			
116	補機冷却水管路			○
117	放水路	○	○	○
118	復水器冷却用取水路	○	○	○
119	一般排水路			
120	一般排水路			
121	一般排水路			
122	一般排水路			
123	一般排水路			
124	一般排水路			

○：条件に該当する場合



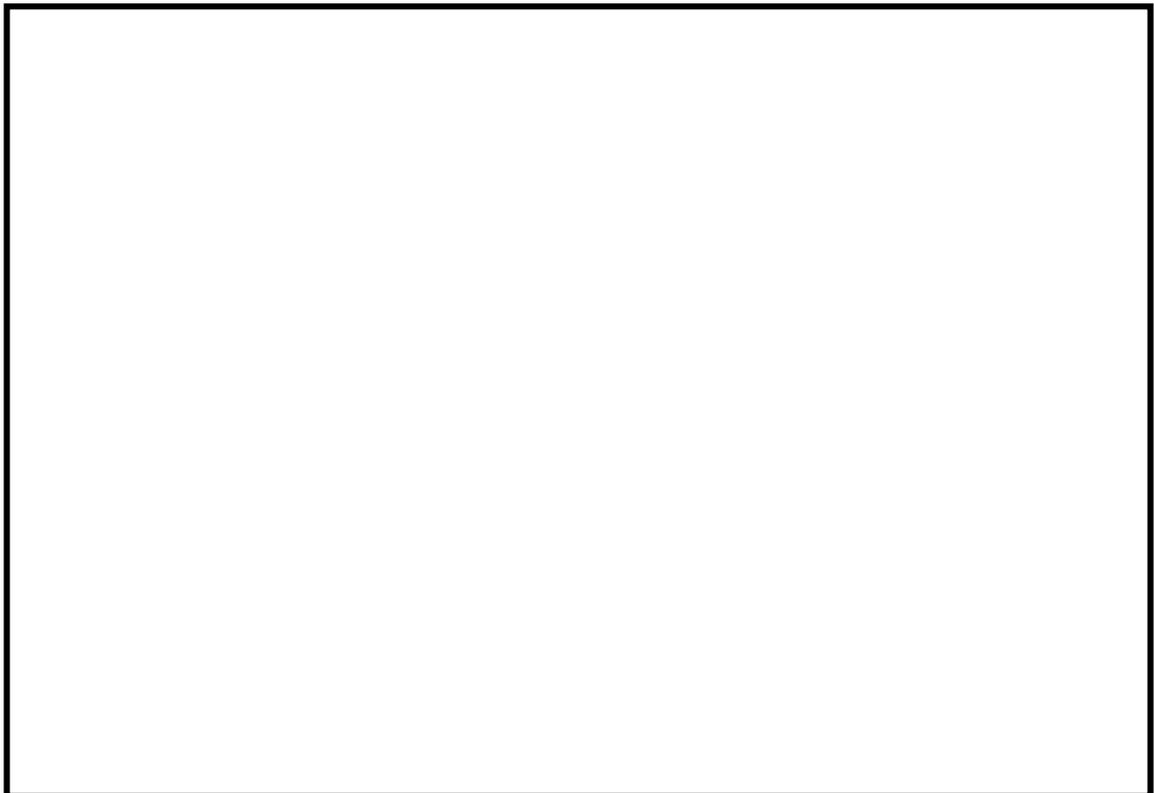
第 4.4.3-4 図 アクセスルート及び路盤補強実施箇所

4.5 アクセスルートを選定結果

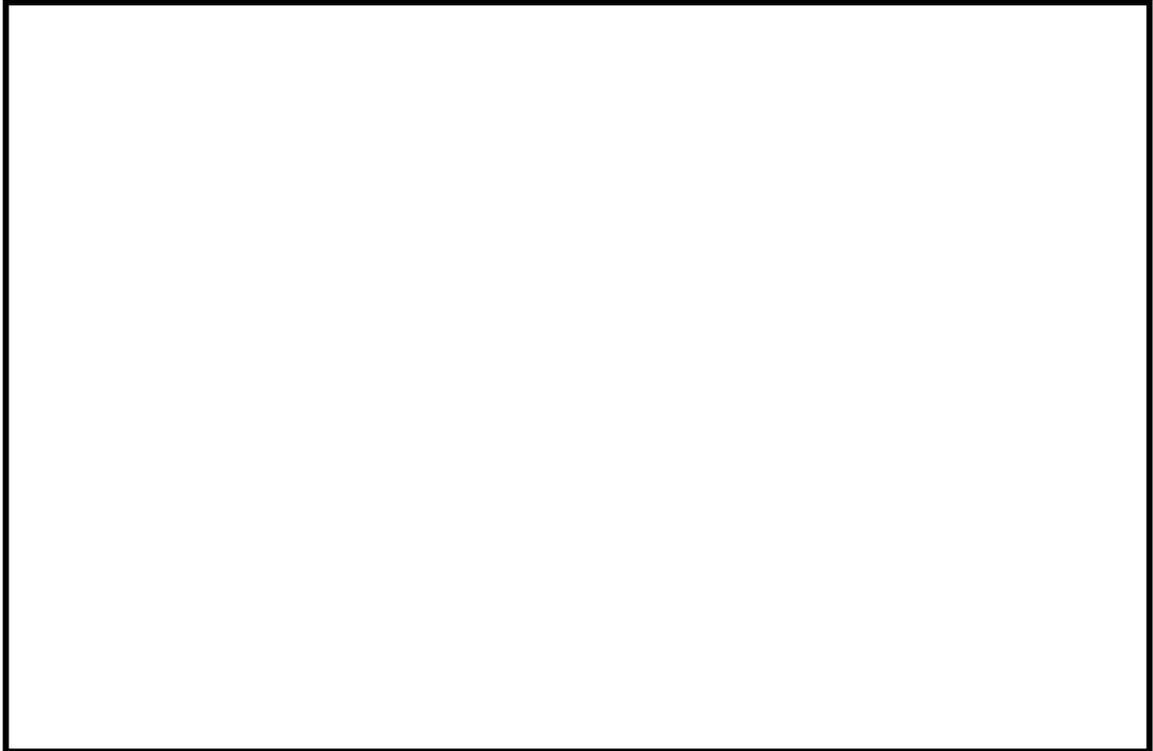
4.5.1 地震時におけるアクセスルートを選定結果

(1)～(7)の被害想定結果を踏まえ、地震時に使用可能な西側及び南側保管場所のうち、要員の集合場所となる緊急時対策所から遠い南側保管場所、重大事故等発生時の取水箇所（代替淡水貯槽、淡水貯水池）を経て、各接続箇所までの選定した複数のルートのうち、復旧に時間を要するアクセスルートとして、保管場所から代替淡水貯槽を経て接続口まではBルート（第4.5.1-1図）、保管場所から淡水貯水池を経て接続口まではCルート（第4.5.1-2図）、保管場所から淡水貯水池を経て代替淡水貯槽まではEルート（第4.5.1-3図）を選定し、当該ルートの復旧に要する時間を評価する。

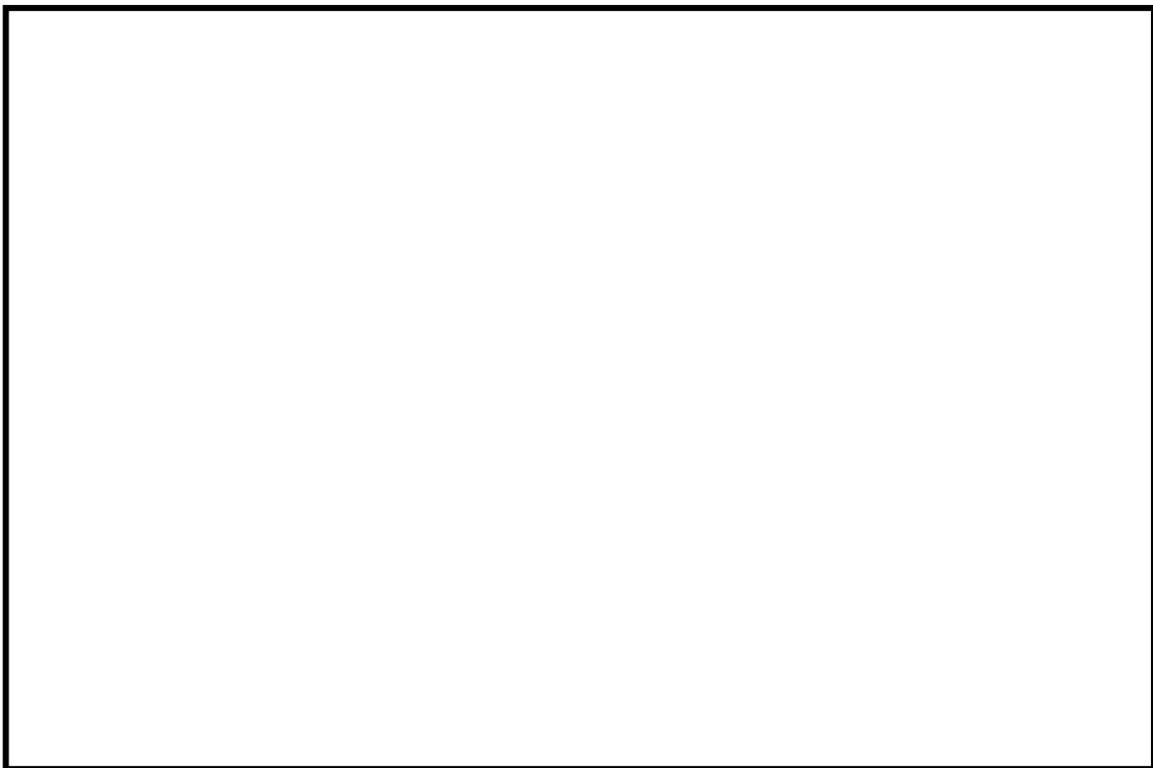
なお、地震時の被害想定の一覧を別紙（22）に示す。



第4.5.1-1図 保管場所～代替淡水貯槽～東側接続口、西側接続口までのアクセスルート概要



第 4.5.1-2 図 緊急時対策所～淡水貯水池～東側接続口，西側接続口までの
アクセスルート概要



第 4.5.1-3 図 緊急時対策所～淡水貯水池～代替淡水貯槽までの
アクセスルート概要

4.5.2 復旧時間の評価

(1) 復旧方法

第 4.5.2-1 図に地震時におけるアクセスルート，第 4.5.2-2 図に崩壊土砂撤去の考え方を示す。

a. がれき撤去

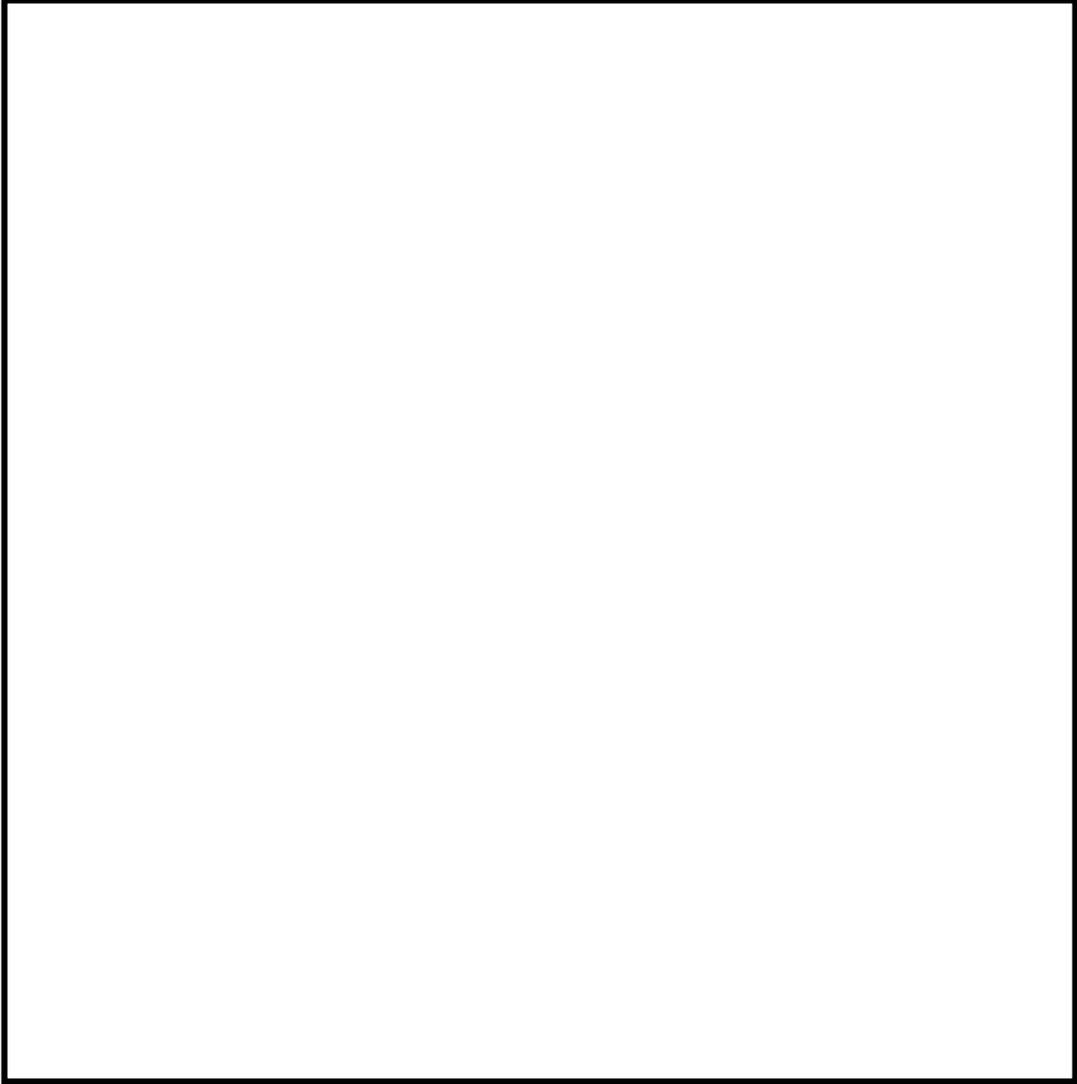
アクセスルート上の構造物倒壊によるがれきが堆積している箇所については，ホイールローダを用いてがれきをルート外へ押し出すことによりルートを復旧する。(別紙 (23) 参照)

b. 崩壊土砂撤去

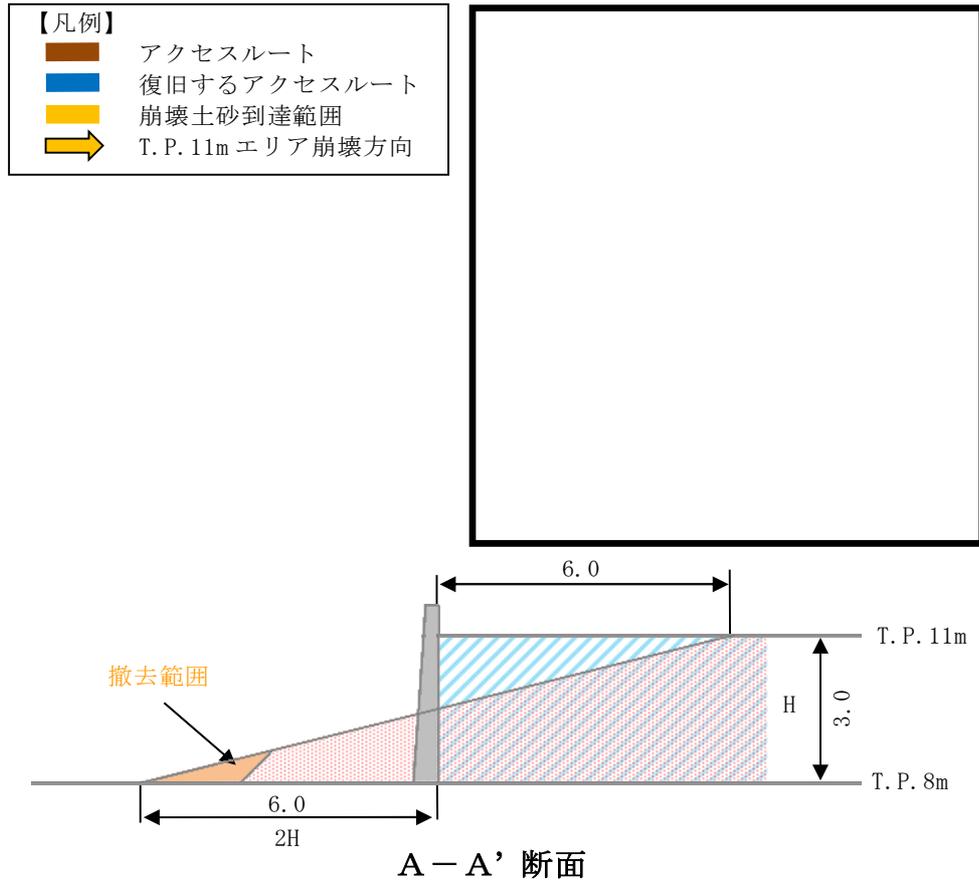
アクセスルート上の崩壊土砂が堆積している箇所については，ホイールローダを用いて土砂をルート外へ押し出すことによりルートを復旧する。(別紙 (23) 参照)

復旧道路の条件は以下のとおり。

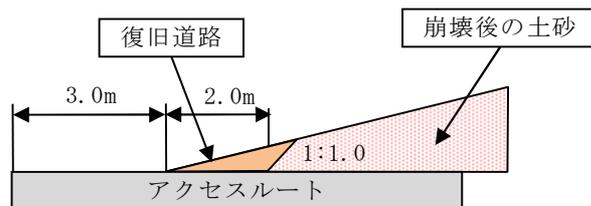
- ・アクセスルートとして必要な 5m の幅員を確保する。
- ・切土法面勾配は文献を参考に 1 : 1.0 とする。(第 4.5.2-2 図，第 4.5.2-3 図参照)



第 4.5.2-1 図 地震時におけるアクセスルート



第 4.5.2-2 図 崩壊土砂撤去の考え方



※自然地山ではないものの、掘削規模（高さ約 1m）を考慮し、「平成 21 年 6 月 道路土工切土工・斜面安定工指針（社団法人日本道路協会）」における法高 5m 以下の砂質土を参考に 1:1.0 とした。

地山の土質		切土高	勾配
硬岩			1:0.3~1:0.8
軟岩			1:0.5~1:1.2
砂	密実でない粒度分布の悪いもの		1:1.5~
砂質土	密実なもの	5m以下	1:0.8~1:1.0
		5~10m	1:1.0~1:1.2
	密実でないもの	5m以下	1:1.0~1:1.2
		5~10m	1:1.2~1:1.5

第 4.5.2-3 図 仮復旧方法のイメージ（拡大図）

(2) 復旧時間評価

a. がれき撤去

アクセスルート上のがれき堆積箇所の復旧時間については、各建屋のがれき量を算出し、ホイールローダの標準仕様を参考に算出した。(別紙(23)参照)

b. 崩壊土砂撤去

アクセスルート上の崩壊土砂堆積箇所の復旧時間については、崩壊形状に応じて対象とする土砂を算出し、ホイールローダの作業量を参考に算出した。(別紙(23)参照)

(3) アクセスルートの復旧に要する時間の評価

a. がれき及び崩壊土砂撤去

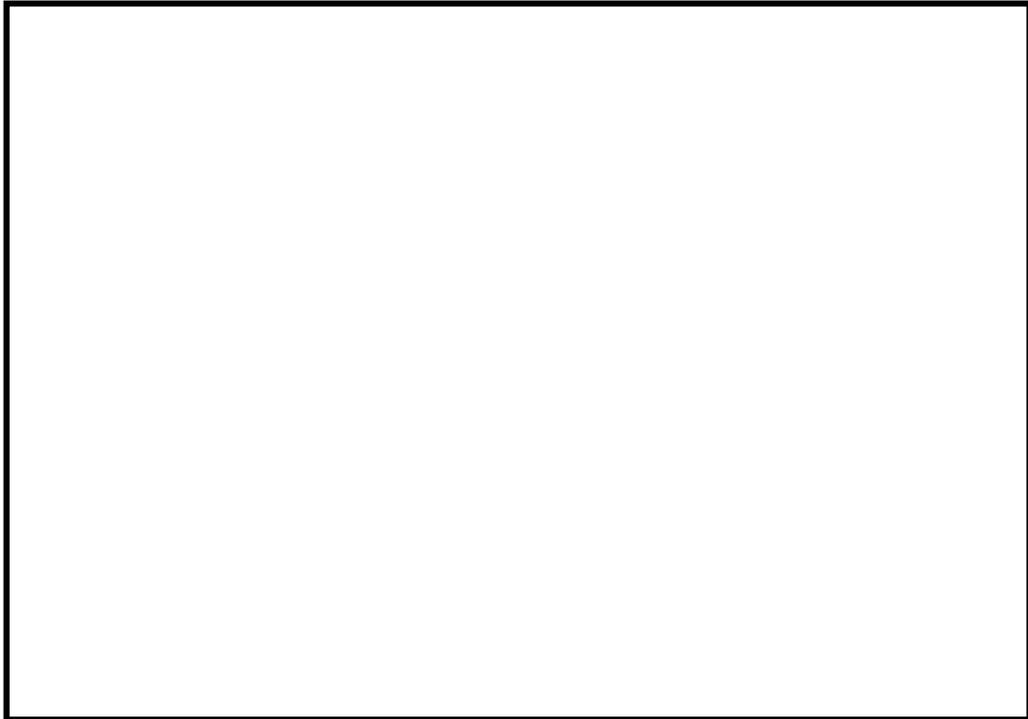
アクセスルートの復旧に要する時間は、被害想定をもとに、構内の移動速度や倒壊した構造物のがれき撤去及び崩壊土砂の撤去に要する時間等を考慮し、設定した全てのアクセスルートについて算出する

b. 条件

- ・ホイールローダの移動速度は、通常走行時：10km/h、がれき撤去時：30秒/12m(別紙(23)参照)、人員(徒歩)の移動速度は4km/hとする。
- ・アクセスルート確保要員は、緊急時対策所に集合し、復旧作業を開始する。
- ・アクセスルート確保要員は、緊急時対策所から保管場所へ向かい、ホイールローダを操作しがれき撤去を実施する。

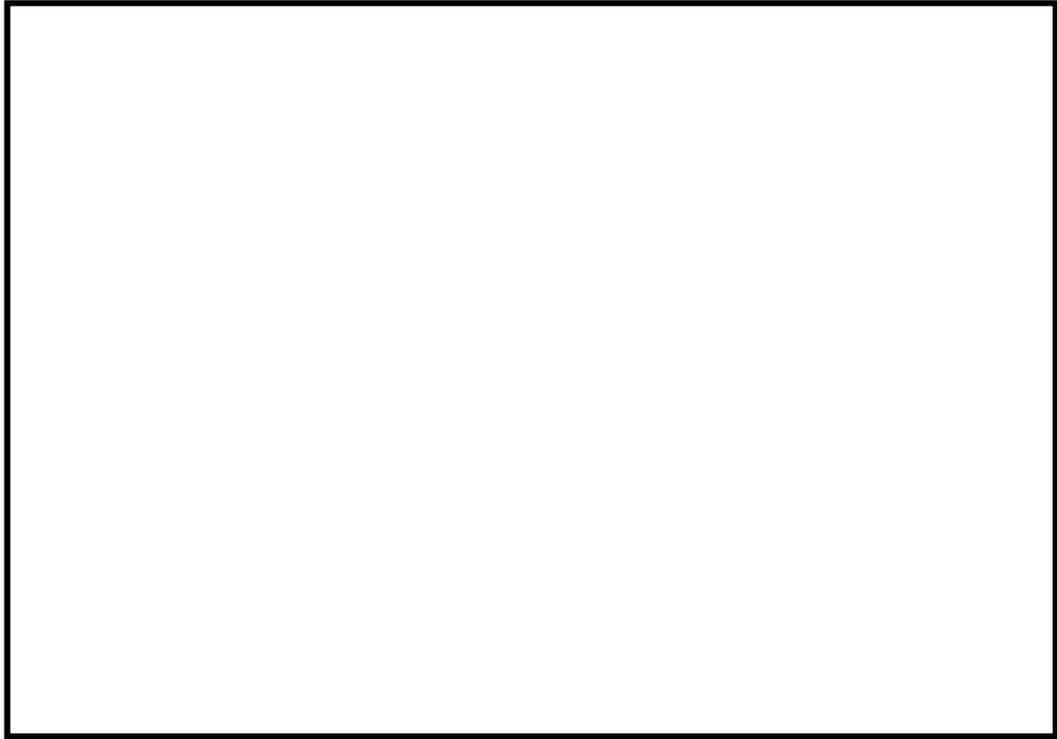
c. 評価

各アクセスルートの復旧時間の詳細については第 4.5.2-4 図から第 4.5.2-6 図に示す。合わせて、除雪時間については別紙 (3)，降灰除去時間については別紙 (4)，崩壊土砂の復旧計画を別紙 (24) に示す。



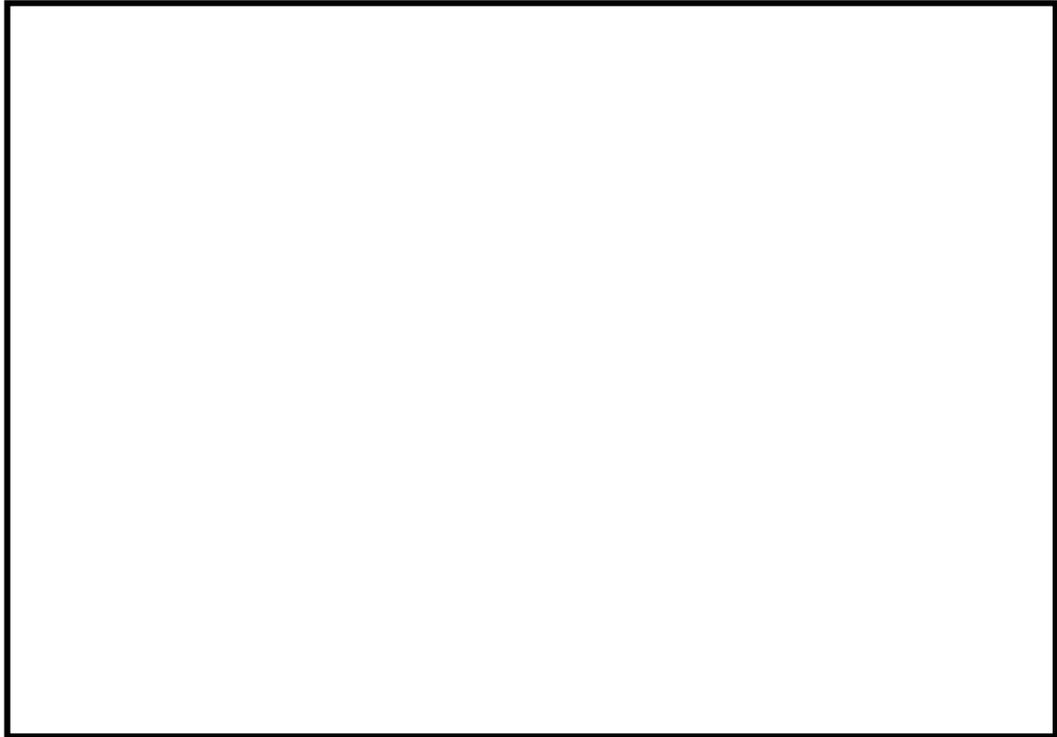
区間	項目	対象	距離 (約 m)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	徒歩移動	緊急時対策所→南側保管場所	241	4	4
②→③	重機移動	保管場所→④サービス建屋	503	3	7
	がれき撤去 (A)	154kV 引留鉄鋼		1	8
	がれき撤去 (B)	S/B～C/P 歩道上屋		1	9
③→④	重機移動	代替淡水貯槽→東 I サービス建屋	1113	7	16
	がれき撤去 (C)	資料 4 号倉庫		1	17
	がれき撤去 (D)	再利用物品仮置きテント No. 4		1	18
	がれき撤去 (E)	東 I サイトバンカー建屋		2	20
④→⑤	重機移動	東 I サービス建屋→接続口 A	531	3	23
	がれき撤去 (F)	補修装置等保管倉庫		3	26
	がれき撤去 (G)	プロパンガスボンベ室 (NR/W)		2	28
	がれき撤去 (H)	モルタル混錬建屋		1	29

第 4.5.2-4 図 設定した B ルート及び復旧時間



区間	項目	対象	距離 (約 m)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	徒歩移動	緊急時対策所→南側保管場所	241	4	4
②→③	重機移動	南側保管場所→淡水貯水池	884	4	8
	がれき撤去 (A)	154kV 引留鉄鋼		1	9
	がれき撤去 (B)	崩壊土砂		48	57
	がれき撤去 (C)	屋内開閉所		4	61
③→④	重機移動	淡水貯水池→接続口 B	610	4	65
	がれき撤去 (D)	S/B～C/P 歩道上屋		1	66

第 4.5.2-5 図 設定した C ルート及び復旧時間



区間	項目	対象	距離 (約 m)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	徒歩移動	緊急時対策所→南側保管場所	241	4	4
②→③	重機移動	南側保管場所→淡水貯水池	884	4	8
	がれき撤去 (A)	154kV 引留鉄鋼		1	9
	がれき撤去 (B)	崩壊土砂		48	57
	がれき撤去 (C)	屋内開閉所		4	61
③→④	重機移動	淡水貯水池→接続口 B	646	4	65
	がれき撤去 (D)	S/B～C/P 歩道上屋		1	66

第 4.5.2-6 図 設定した E ルート及び復旧時間

5. 屋内アクセスルートの評価

「重大事故等対策の有効性評価」における事故シーケンス毎の屋内アクセスルート図を別紙(25)に示す。

「重大事故等対策の有効性評価」における事故シーケンス毎に、外部起因事象として地震、地震随伴火災及び地震による内部溢水を想定した場合のアクセスルートの成立性について評価する。

5.1 評価について

屋内アクセスルートに影響を与えるおそれがある以下の事項について評価する。

(1) 地震時の影響評価

事故シーケンス毎に定めたアクセスルート近傍の機器等について、地震による転倒等により通行が阻害されないことを確認するため、プラントウォークダウンにて確認する。

(2) 地震随伴火災の影響

事故シーケンス毎に定めたアクセスルート近傍の機器について、地震により機器が損壊し、火災源となることにより通行が阻害されないことを確認するため、基準地震動により機器が損傷しないことを確認する。

(3) 地震による内部溢水の影響

事故シーケンス毎に定めたアクセスルートがある建屋のフロアについて、地震により溢水源となるタンク等が損壊し、通行が阻害されないことを確認するため、フロア開口部の位置、フロア開口部の入口高さを確認し、通行が可能な溢水水位であることを確認する。

5.2 地震時の影響評価

「重大事故等対策の有効性評価」における事故シーケンス毎の屋内アクセスルート整理表を第 5.2-1 表，屋内アクセスルート上の機器等の転倒防止処置等確認結果を第 5.2-2 表に示し，第 5.2-1 表で整理した屋内アクセスルートのプラントウォークダウン経路を第 5.2-1 図から第 5.2-8 図に示す。また，プラントウォークダウン確認状況を別紙（26）に示す。

(1) プラントウォークダウンの観点

- ・ 周辺施設までの離隔距離をとる等により，アクセス性に与える影響がないことを確認する。
- ・ 周辺に作業用ホイスﾄ・レール，グレーチング，手すり等がある場合，落下防止措置等により，アクセス性に与える影響はないことを確認する。
- ・ 周辺に転倒する可能性のある常置品がある場合，転倒防止処置等が実施されていることを確認する。
- ・ 万一，周辺にある常置品が転倒した場合を考慮し，通行可能な通路幅が確保できない常置品は予め移設・撤去等を行うことでアクセス性に与える影響はないことを確認する。なお，仮置資機材は通行可能な通路幅が確保できるような配置とすることでアクセス性に与える影響はないことを確認する。
- ・ 万一，周辺にある常設のボンベが転倒した場合を考慮し，ボンベ固定器具の耐震補強による転倒防止の実施又はアクセスルート近傍から撤去する。
- ・ 上部に照明器具がある場合，蛍光灯等の落下を想定しても，アクセス性に与える影響はないことを確認する。
- ・ 周辺に油タンク等がある場合，位置，構造等により，火災によるアクセ

ス性に与える影響はないことを確認する。

- ・電源喪失等により通常照明が使用できない場合において、使用を期待できる照明器具が配置されていることを確認する。（別紙（27）参照）

東海第二発電所の屋内設置物（仮置資機材、常置品）については、現場に設置する資機材等が、地震等により重要設備へ転倒・接触することにより、発電所の安全・安定運転，設備の保全，労働安全等に支障をきたしたり，運転操作上の障害になることを防止するため，「設置禁止エリア」や「設置する際に固定が必要なエリア」を設定し，仮置資機材や常置品に固定等必要な対策を行い，設置している。

第 5.2-1 表 「重大事故等対策の有効性評価」 屋内アクセスルート整理表

「重大事故等対策の有効性評価」 事故シーケンス		ルート図
①	高圧・低圧注水機能喪失	第 5.2-1 図
②	高圧注水・減圧機能喪失	現場操作なし (図面なし)
③	全交流動力電源喪失 (長期 TB)	第 5.2-2 図
④	全交流動力電源喪失 (TBD)	第 5.2-3 図
⑤	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	第 5.2-4 図
⑥	崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	①で包括
⑦	原子炉停止機能喪失	現場操作なし (図面なし)
⑧	LOCA 時注水機能喪失	①で包括
⑨	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	第 5.2-5 図
⑩	津波浸水による注水機能喪失	⑤で包括
⑪	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	⑤で包括
⑫	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用しない場合)	第 5.2-6 図
⑬	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	⑤で包括
⑭	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	⑤で包括
⑮	水素燃焼	⑤で包括
⑯	溶融炉心・コンクリート相互作用	⑤で包括
⑰	想定事故 1	現場操作なし (図面なし)
⑱	想定事故 2	現場操作なし (図面なし)
⑲	崩壊熱除去機能喪失 (停止時)	第 5.2-7 図
⑳	全交流動力電源喪失 (停止時)	第 5.2-8 図
㉑	原子炉冷却材の流出 (停止時)	現場操作なし (図面なし)
㉒	反応度の誤投入 (停止時)	現場操作なし (図面なし)

第 5.2-2 表 機器等の転倒防止処置等確認結果
(類似処置は代表例の写真を示す) (1/5)

	項目	設置場所	評価結果
棚・ラック等	R/B 南側通路 ・試験関連保管箱	R/B 3FL EL20.30m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)
	R/B 南西側通路 ・CRD 交換用装置収納箱	R/B 2FL EL14.00m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)
	C/S バッテリー室 ・予備品収納箱	C/S 1FL EL8.20m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合に通行可能な通路幅の確保が困難なため, 移設を行うことから問題なし (転倒防止処置例は写真②参照)
	R/B HPCS ポンプ用ハッチ付近 ・制御棒位置検出器(PIP)収納箱	R/B 1FL EL8.20m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)
	R/B HPCS ポンプ用ハッチ付近 ・工具箱		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真②参照)
	R/B RHR ポンプ用ハッチ付近 ・清掃用具		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)
	R/B RHR ポンプ用ハッチ付近 ・清掃用具		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)
	R/B RHR-Hx 室付近 ・担架収納用キャビネット		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真③参照)
R/B 西側通路 ・汚染検査 BOX	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)		

第 5.2-2 表 機器等の転倒防止処置等確認結果
(類似処置は代表例の写真を示す) (2/5)

	項目	設置場所	評価結果	
棚・ラック等	Rw/B 東側通路 ・No.1 倉庫	Rw/B 1FL EL8.20m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真②参照)	○
リフター・台車等	C/S バッテリー室 ・リフター	C/S 1FL EL8.20m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合に通行可能な通路幅の確保が困難なため, 移設を行うことから問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	C/S バッテリー室 ・リフター		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合に通行可能な通路幅の確保が困難なため, 移設を行うことから問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	R/B HPCS ポンプ用ハッチ付近 ・ボンベ運搬用台車	R/B 1FL EL8.20m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真②参照)	○
	R/B HPCS ポンプ用ハッチ付近 ・ボンベ運搬用台車		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真②参照)	○
	C/S 電気室 ・リフター	C/S B1FL EL2.56m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合に通行可能な通路幅の確保が困難なため, 移設を行うことから問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	C/S 電気室 ・リフター	C/S B2FL EL-4.00m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	C/S 電気室 ・リフター		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	C/S 電気室 ・リフター		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○

第 5.2-2 表 機器等の転倒防止処置等確認結果
 (類似処置は代表例の写真を示す) (3/5)

	項目	設置場所	評価結果	
踏み台・架台等	R/B 南西側通路 ・ダストサンプリング用架台	R/B 2FL EL14.00m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	C/S 電気室 ・踏み台	C/S 1FL EL8.20m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)	○
	C/S 電気室 ・踏み台		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)	○
	C/S 電気室 ・踏み台		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)	○
	R/B LPCS ポンプ用ハッチ付近 ・手摺り	R/B 1FL EL8.20m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)	○
	R/B RHR ポンプ用ハッチ付近 ・ダストサンプリング用架台		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	R/B RHR ポンプ用ハッチ付近 ・手摺		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)	○
機器・資機材等	R/B 南側通路 ・超音波洗浄機及び工具一式	R/B 3FL EL20.30m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	R/B 南側通路 ・超音波洗浄機及び工具一式		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛, 転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○

第 5.2-2 表 機器等の転倒防止処置等確認結果
(類似処置は代表例の写真を示す) (4/5)

	項目	設置場所	評価結果	
機器・資機材等	R/B 西側通路 ・RB 集中清掃系中間集塵機	R/B 2FL EL14.00m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛，転倒防止策を実施している ・転倒した場合に通行可能な通路幅の確保が困難なため，移設を行うことから問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	R/B RHR 配管エリア付近 ・LPRM シャッター		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛，転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真②参照)	○
	Rw/B 廃液中和スラッジ受タンク室付近 ・R/W 開口部用柵	Rw/B 2FL EL14.00m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛，転倒防止策を実施している ・転倒した場合に通行可能な通路幅の確保が困難なため，移設を行うことから問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)	○
	R/B LPCS ポンプ用ハッチ付近 ・RHR ポンプ用シャフト	R/B 1FL EL8.20m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛，転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真②参照)	○
	R/B RHR-Hx 室付近 ・緊急時用防護具		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛，転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真②参照)	○
	R/B RHR-Hx 室付近 ・緊急時用防護具		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛，転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	R/B 西側通路 ・緊急時用ウェス		<ul style="list-style-type: none"> ・固縛，転倒防止策を実施している ・転倒した場合でも通行可能な通路幅が確保可能なためアクセス性の問題なし (転倒防止処置例は写真①参照)	○
	Rw/B 東側通路 ・TOC 計	Rw/B 1FL EL8.20m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛，転倒防止策を実施している ・転倒した場合に通行可能な通路幅の確保が困難なため，移設を行うことから問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○
	C/S 電気室 ・RPS-MG 模擬負荷抵抗	C/S B1FL EL2.56m	<ul style="list-style-type: none"> ・固縛，転倒防止策を実施している ・転倒した場合に通行可能な通路幅の確保が困難なため，移設を行うことから問題なし (転倒防止処置例は写真④参照)	○

第 5.2-2 表 機器等の転倒防止処置等確認結果
(代表例の写真を示す) (5/5)

各項目の転倒防止処置

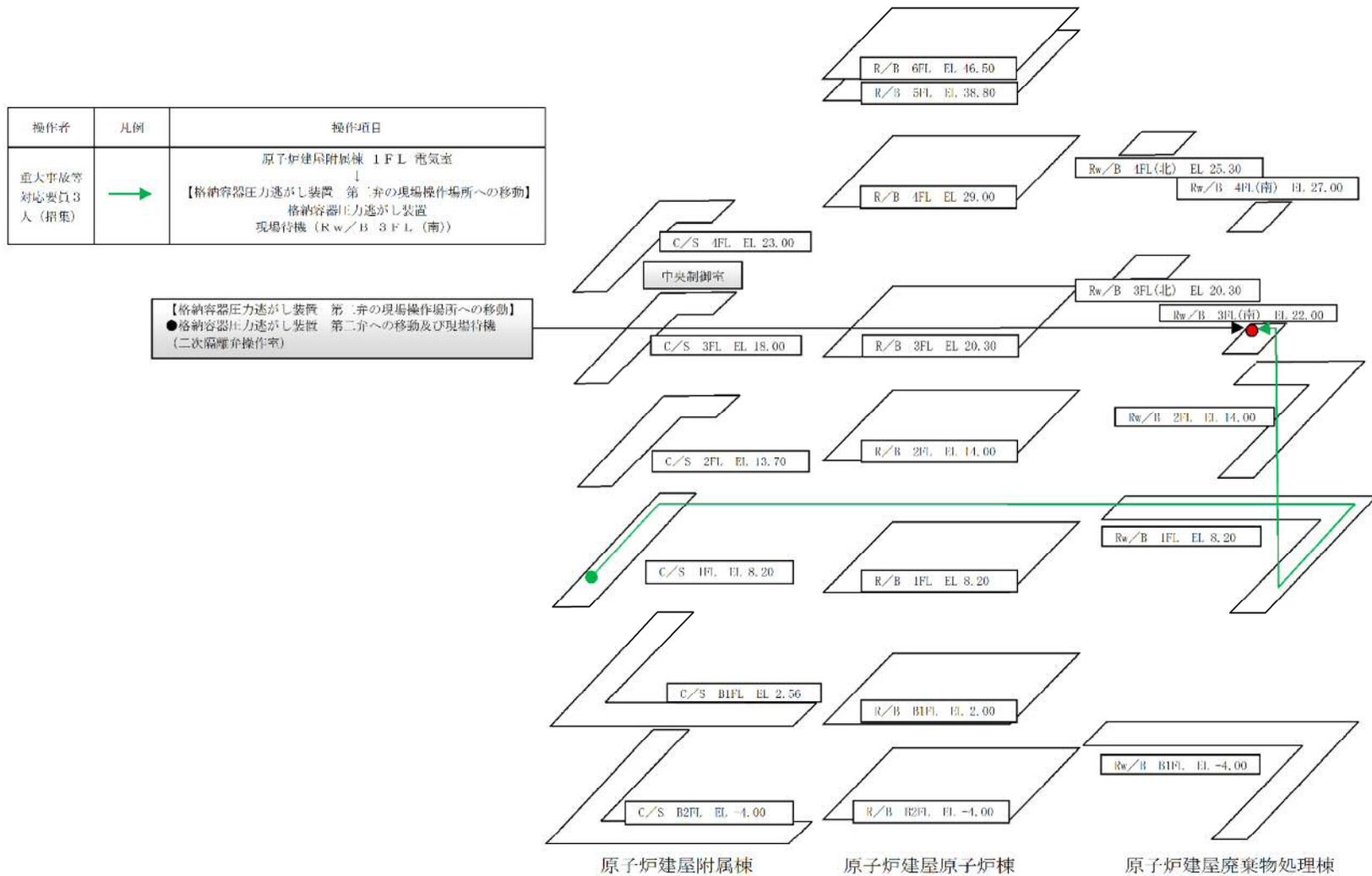
	設置物の外観	転倒防止対策
写真①	 <p>例：試験関連保管箱</p>	
写真②	 <p>例：予備品収納箱</p>	
写真③	 <p>例：脚立</p>	
写真④	 <p>例：リフター</p>	

写真①：スリング、ワイヤー、チェーンを用いた固縛

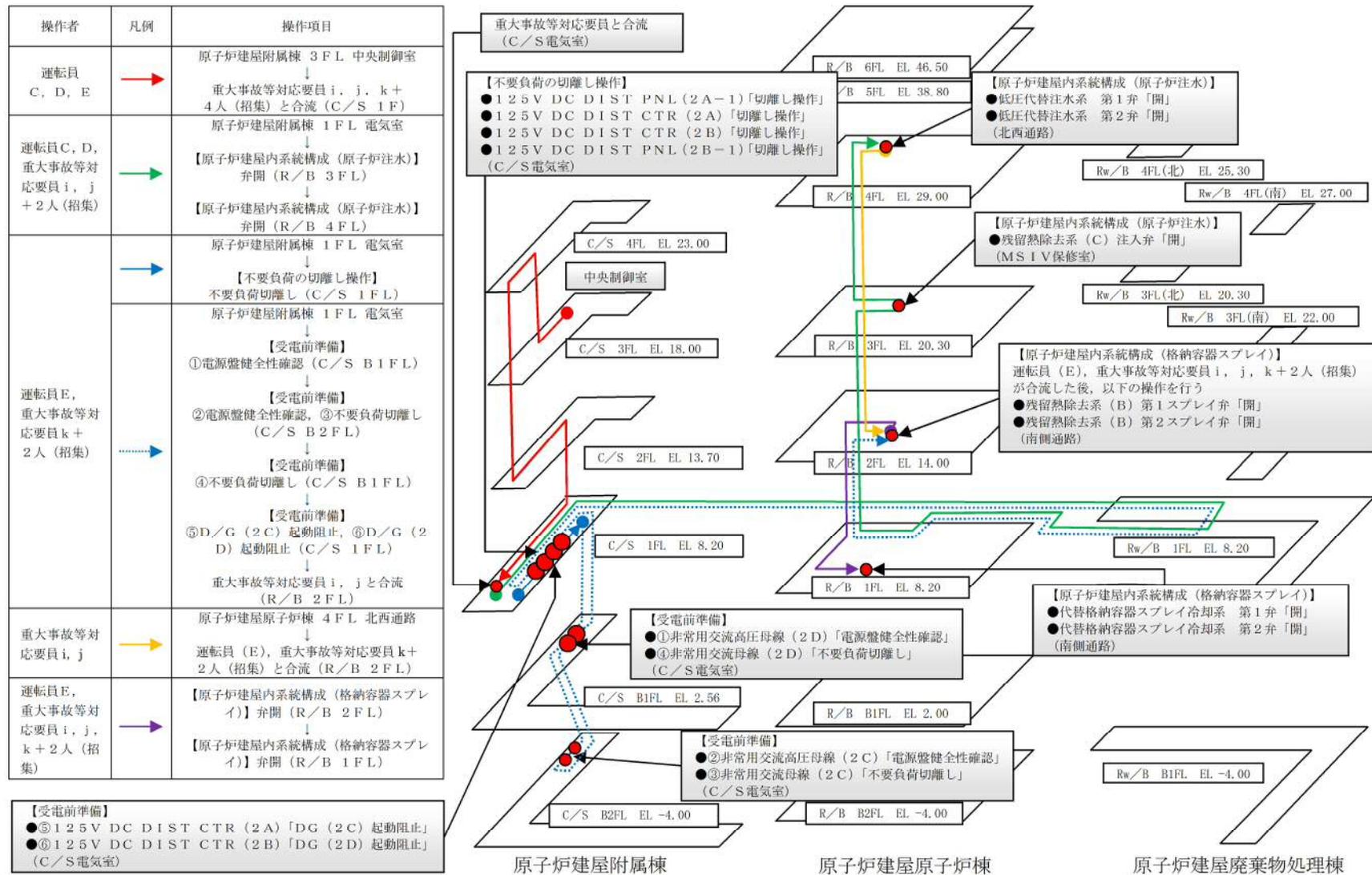
写真②：壁面からのアンカーを用いた固縛

写真③：サポートを用いた固縛

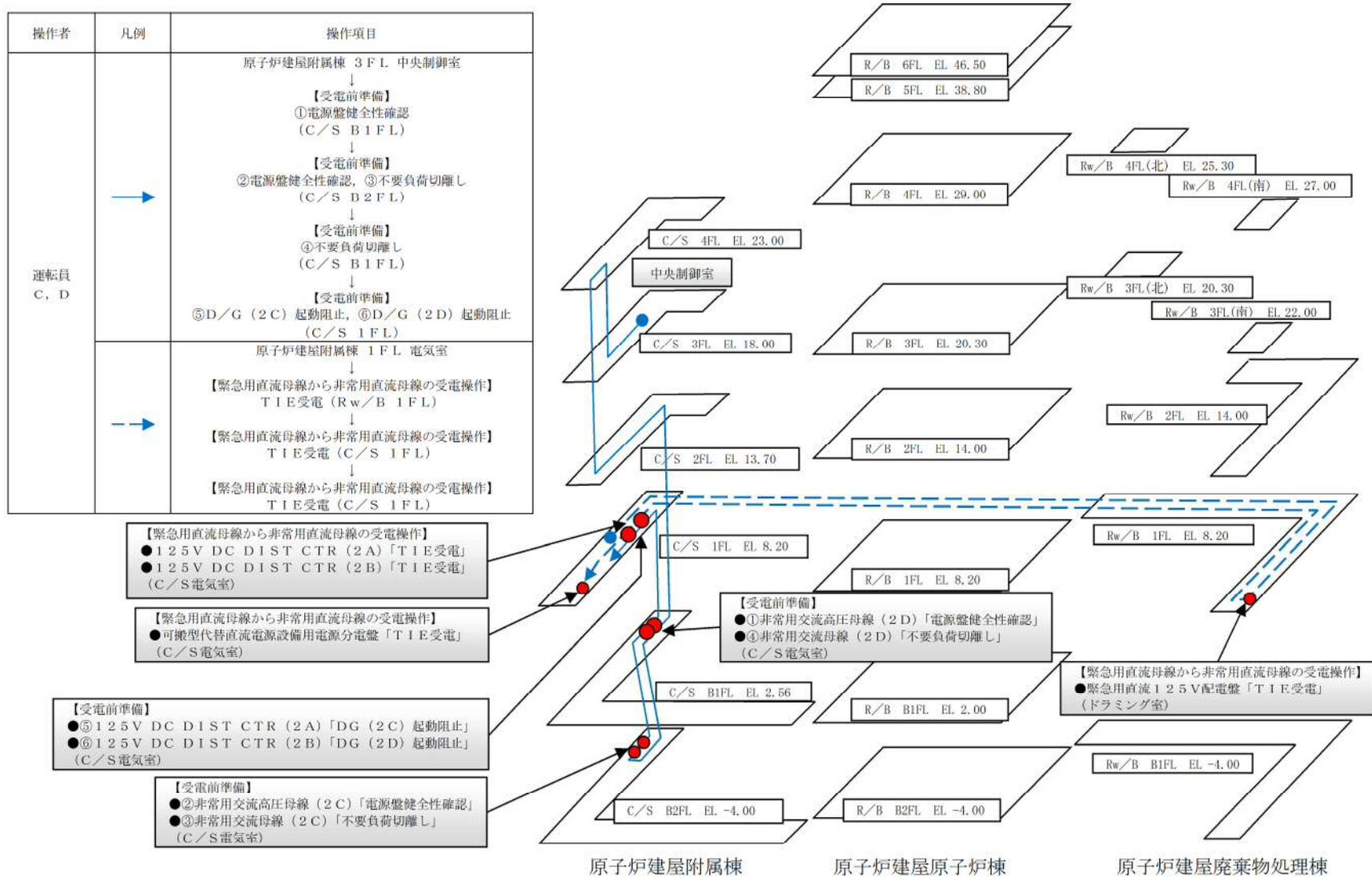
写真④：床面からのアンカーを用いた固縛



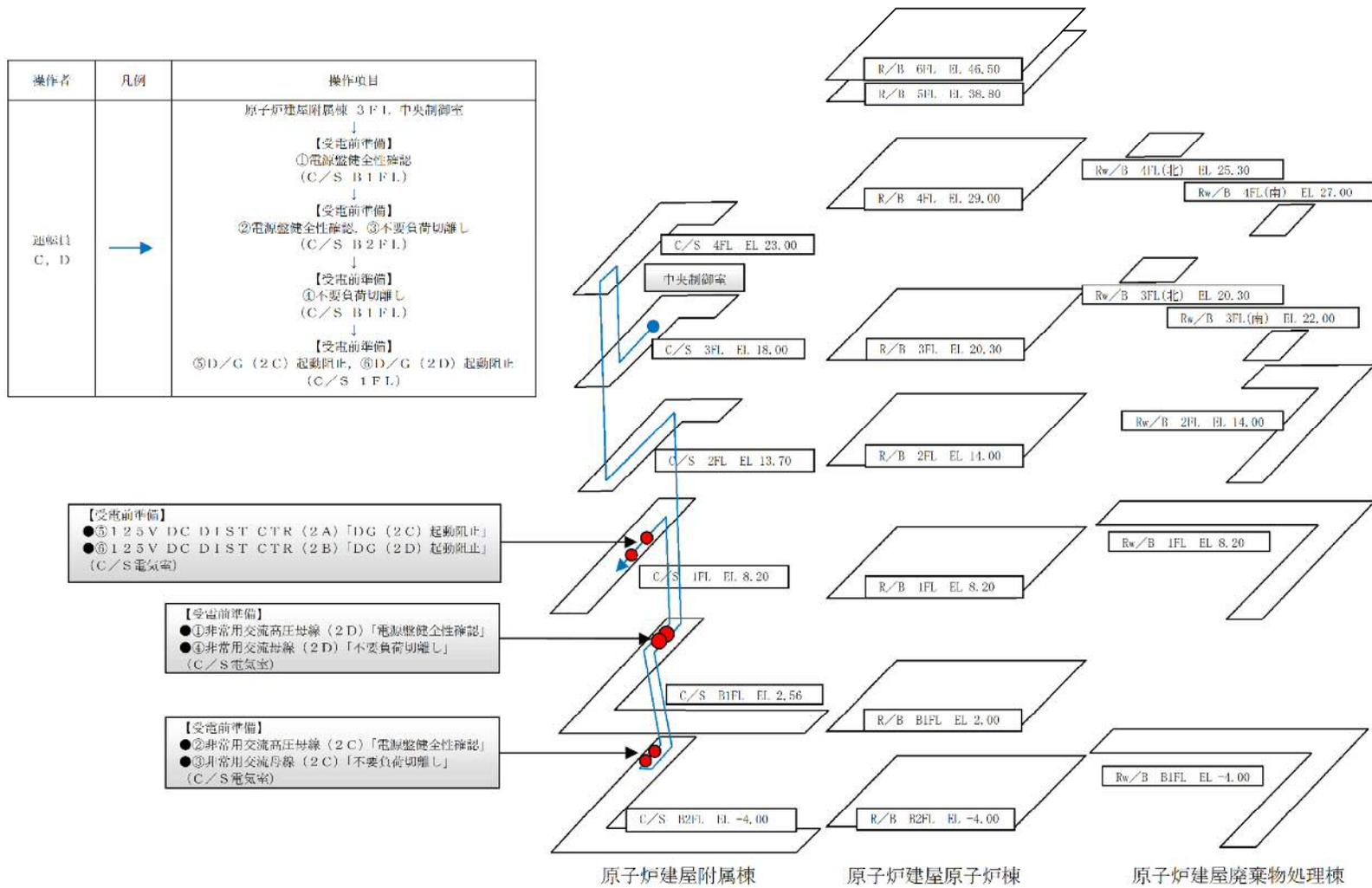
第 5.2-1 図 事故シーケンス「高圧・低圧注水機能喪失」の屋内アクセスルート



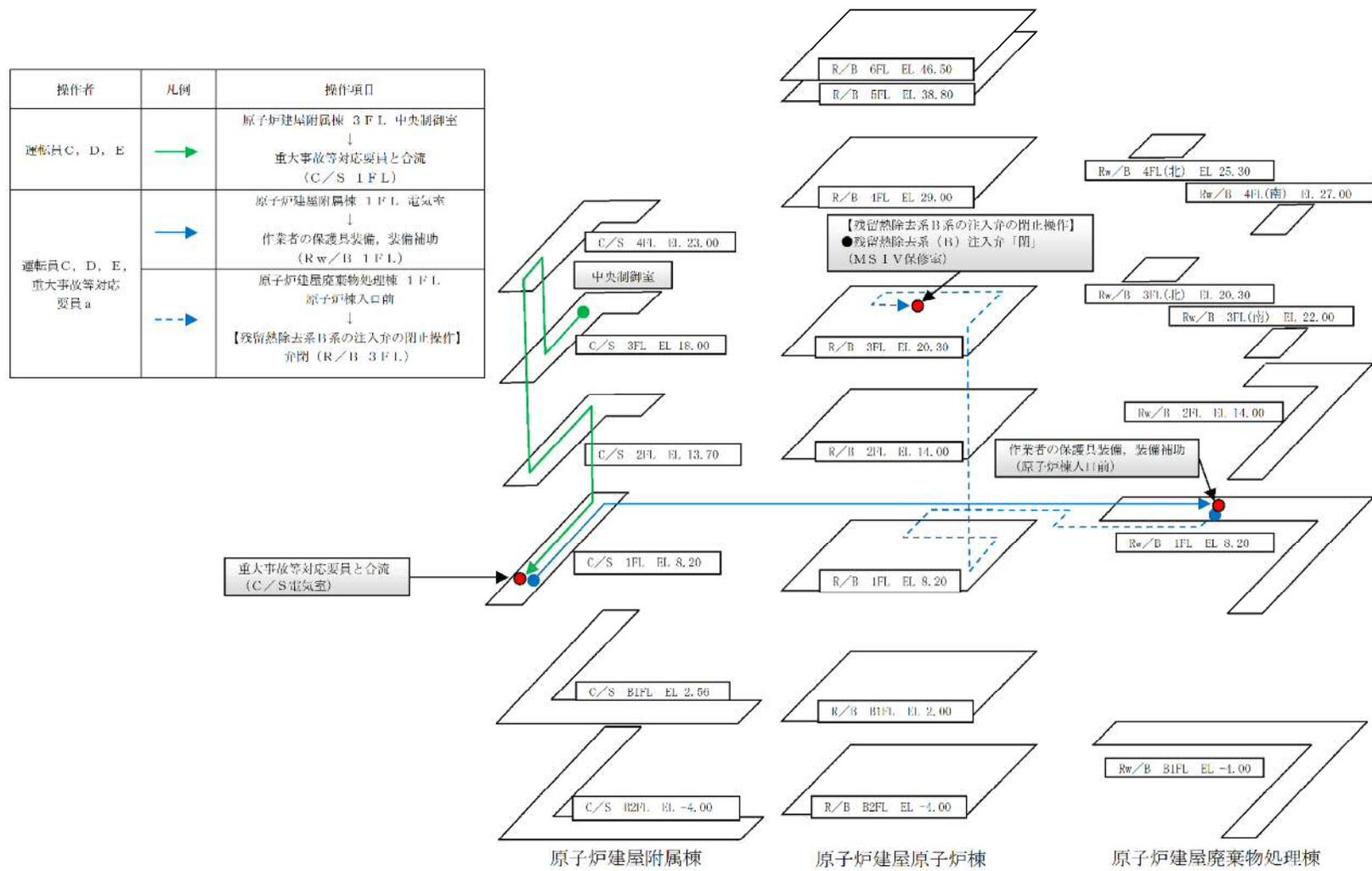
第 5.2-2 図 事故シーケンス「全交流電源喪失 (長期TB)」の屋内アクセスルート



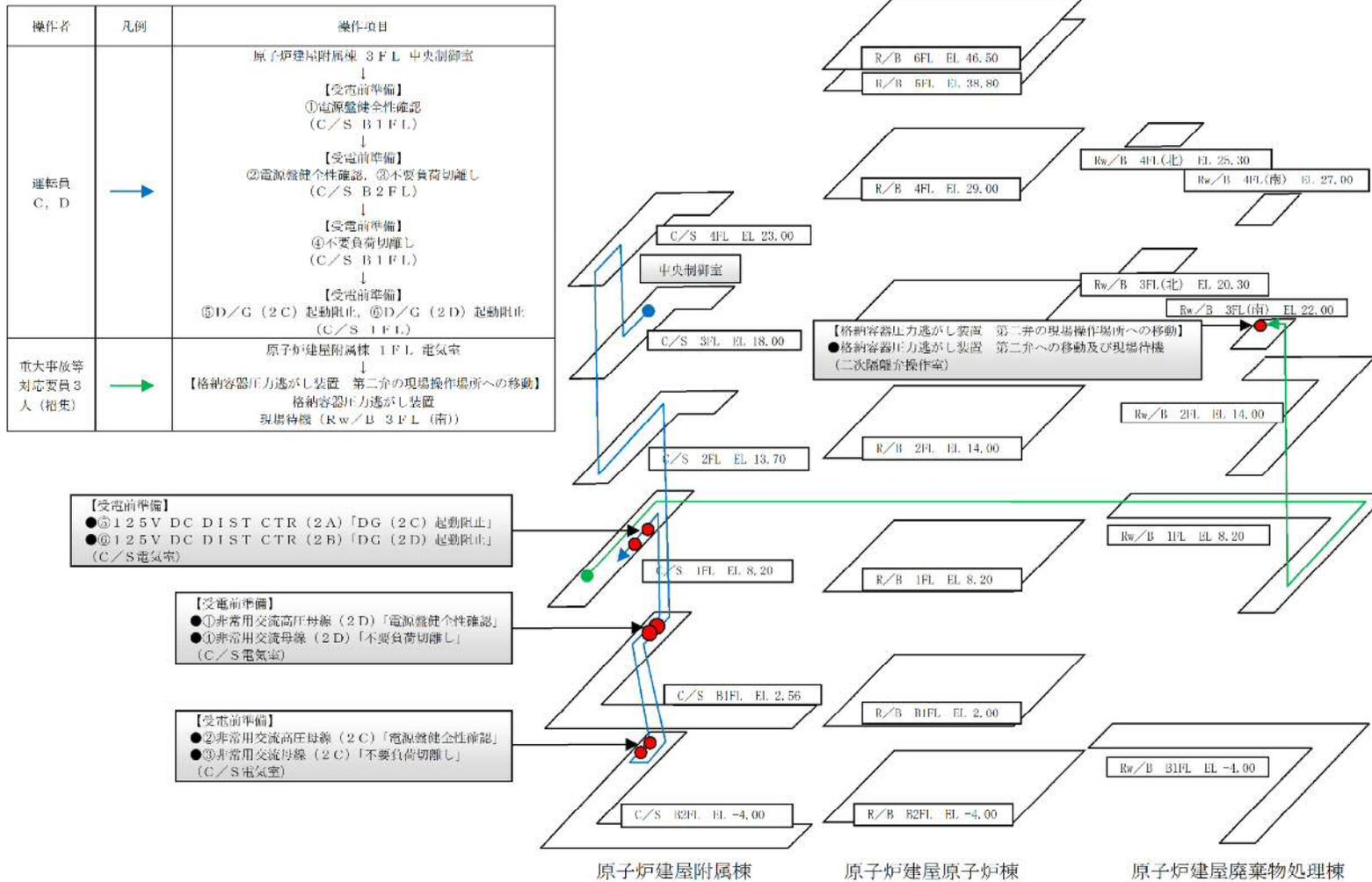
第 5.2-3 図 事故シーケンス「全交流動力電源喪失 (TBD)」の屋内アクセスルート



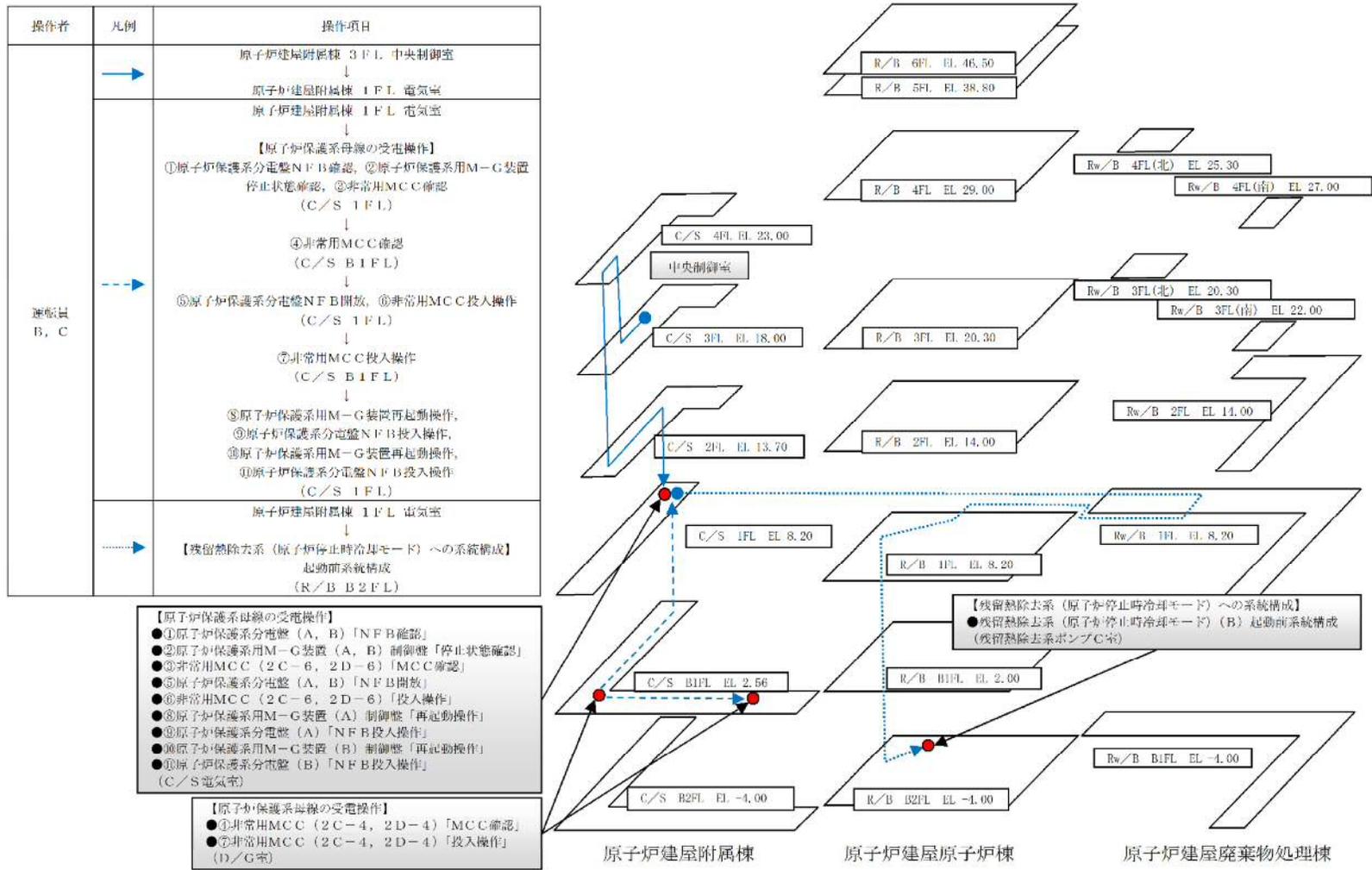
第 5.2-4 図 事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の屋内アクセスルート



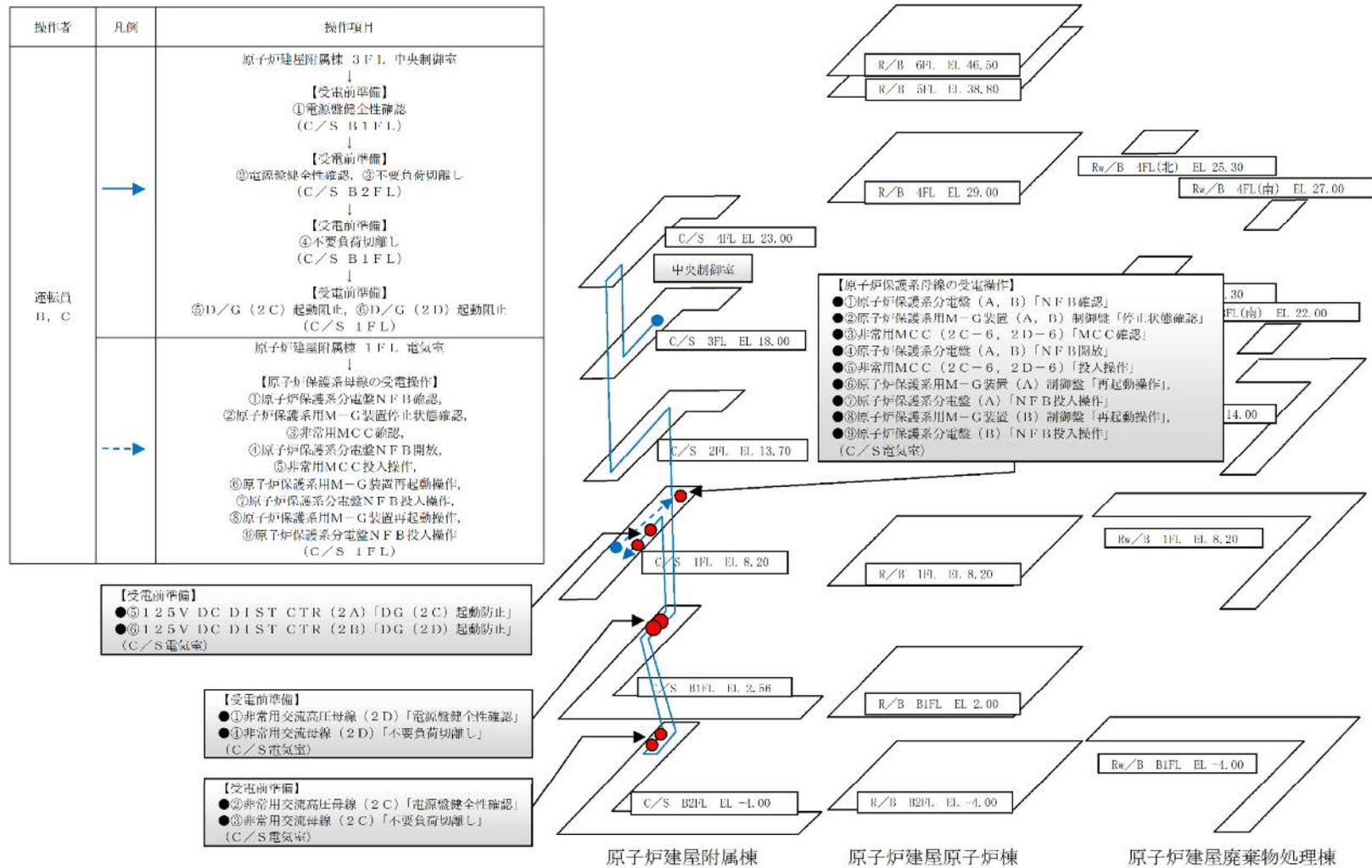
第 5.2-5 図 事故シーケンス「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の屋内アクセスルート



第 5.2-6 図 事故シーケンス「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 （代替循環冷却系を使用しない場合）」の屋内アクセスルート



第 5.2-7 図 事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失 (停止時)」の屋内アクセスルート



第 5.2-8 図 事故シーケンス「全交流動力電源喪失 (停止時)」の屋内アクセスルート

5.3 地震随伴による火災の影響評価

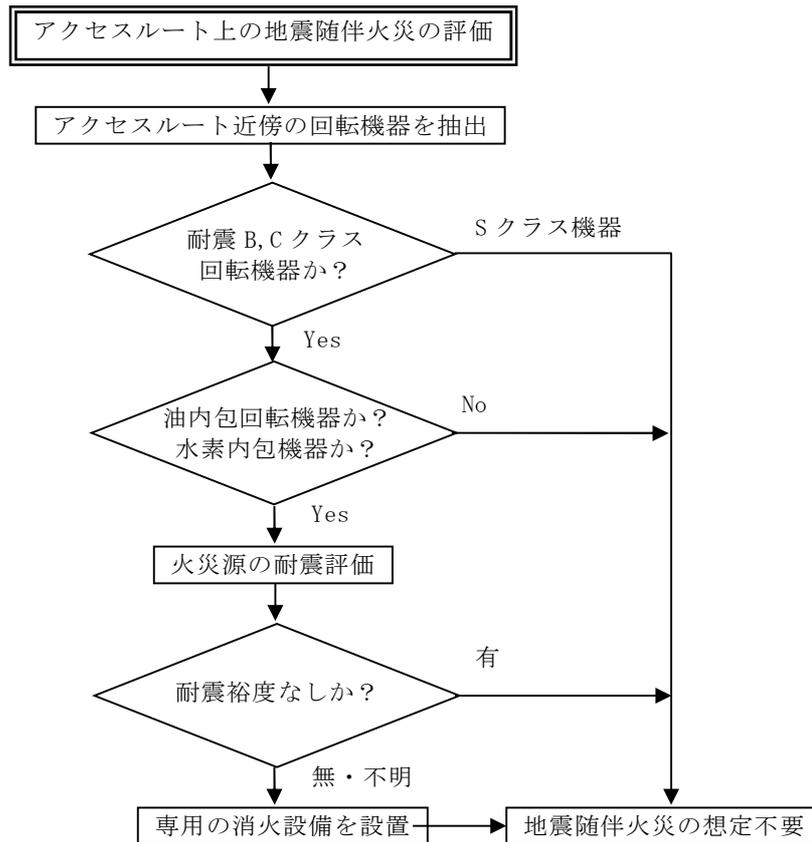
通行するアクセスルート上の火災区画に設置されている地震随伴火災の発生の可能性がある回転機器^{*}について、第 5.3-1 図の抽出フローのとおり抽出した。

アクセスルート近傍の回転機器及び配置を別紙 (28) , (29) に示す。

- ・ 事故シーケンス毎に必要な対応処置のためのアクセスルートをルート図上に描画し、ルート近傍の回転機器を抽出する。
- ・ 耐震 S クラスの回転機器は地震により損壊しないものとし、内包油による地震随伴火災は発生しないものとする。
- ・ 耐震 S クラスではないの回転機器のうち、耐震裕度がない又は不明な回転機器は、油を内包する回転機器については地震により損壊し、漏えいした油又は水素ガス (5vol%以上) に着火する可能性があるため、専用の消火設備を設置する。なお、休止設備は潤滑油を抜いた管理を行うことから、地震随伴火災は発生しないものとする。
- ・ 耐震評価は S クラスの機器と同様に基準地震動 S_s で評価し、 S_s の評価結果から裕度を確認する。
- ・ 評価方法は JEAG4601 をベースに耐震バックチェックの実績に基づく実力を評価する。
- ・ 耐震裕度を有するものについては地震により損壊しないものと考え、火災源としての想定は不要とする。
- ・ 現在耐震裕度の有無を確認できていないものについては評価を行い、耐震性確保が困難な機器は、専用の消火設備を設置することから、火災源としての想定は不要とする。

※アクセスルート近傍の電源盤，制御盤は，専用の消火設備を設置するため除外する。

また，ケーブル火災はケーブルトレイが天井付近に設置されており，下部通路への影響は少ないことや難燃ケーブル又は防火措置したケーブルを使用しており，大規模な延焼が考えにくいことから除外する。



第 5.3-1 図 想定火災源の熱影響評価対象抽出フロー

第 5.3-1 表に示す機器について耐震評価を行い，アクセスルート近傍に地震随伴火災の火災源とならないよう，必要に応じて専用の消火設備を設置する。

評価結果は追而とする。

第 5.3-1 表 地震随伴火災耐震評価対象機器 (1/4)

No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	設備区分
①	原子炉冷却材浄化系 プリコートポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付 ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張 せん断	
②	燃料プール冷却浄化 系プリコートポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付 ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張 せん断	
③	ドライウエル除湿系 冷凍機	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付 ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張 せん断	
④	ドライウエル除湿系 冷水ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付 ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張 せん断	
⑤	燃料プール冷却浄化 系再循環ポンプ (A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	取付 ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張 せん断	
⑥	燃料プール冷却浄化 系逆洗水移送ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付 ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張 せん断	

※本表の対象機器は、別紙 (28) からの抜粋 (別紙 (28) と同じ番号)

第 5.3-1 表 地震随伴火災耐震評価対象機器 (2/4)

No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	設備区分
⑦	原子炉冷却材浄化系逆洗水移送ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑧	原子炉再循環流量制御系ユニット (A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑨	主蒸気隔離弁漏えい抑制系ブロワ (A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑩	原子炉冷却材浄化系循環ポンプ (A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑪	クラリ苛性ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑫	クラリ凝集剤ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ブロワ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑬	クラリ高分子凝集剤ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	

※本表の対象機器は、別紙 (28) からの抜粋 (別紙 (28) と同じ番号)

第 5.3-1 表 地震随伴火災耐震評価対象機器 (3/4)

No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	設備区分
⑮	クラリファイアー供給ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑯	凝集水収集ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑰	廃液中和スラッジ受ポンプ (A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑱	廃液濃縮器循環ポンプ (A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
⑲	廃液濃縮器補助循環ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
㉓	燐酸ソーダポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
㉔	中和硫酸ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	

※本表の対象機器は、別紙 (28) からの抜粋 (別紙 (28) と同じ番号)

第 5.3-1 表 地震随伴火災耐震評価対象機器 (4/4)

No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	設備区分
②⑤	中和苛性ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
②⑥	ウォッシュアウトポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
②⑦	制御棒駆動水ポンプ (A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	
②⑧	制御棒駆動水ポンプ補助油ポンプ (A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	BC クラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	

※本表の対象機器は、別紙 (28) からの抜粋 (別紙 (28) と同じ番号)

5.4 地震随伴による溢水の影響評価

地震発生による内部溢水時のアクセスルートの評価を以下のとおり実施する。評価フローを第 5.4-1 図，評価概要図を第 5.4-2 図に示す。

(1) アクセスルートとして使用するエリアの抽出

アクセスルートとして使用するエリアを抽出する。使用するアクセスルートについて別紙 (25) に示す。

(2) 地震時の溢水源の抽出

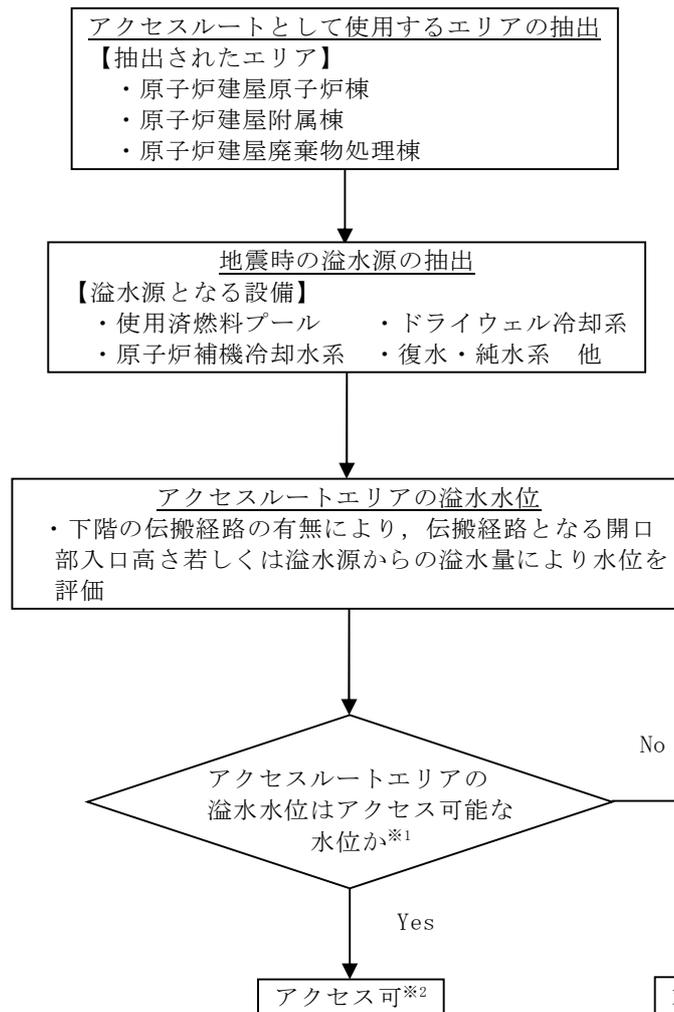
地震時の溢水源として、使用済燃料プールのスロッシング等を想定する。

また、操作場所へのアクセスルートが成立することを評価する上で、耐震 B, C クラスのうち、基準地震動に対する耐震性が確保されていない機器も抽出する。

(3) アクセスルートエリアの溢水水位

アクセスルートの溢水水位は、上層階に関しては開口部からの排水により、堰高さ（約 20cm）程度に抑えられ、堰が設置されていない区画の溢水は全て最地下階に流下することを想定する。

最地下階においては上層階からの溢水が全て集まるとして水位を算出する。

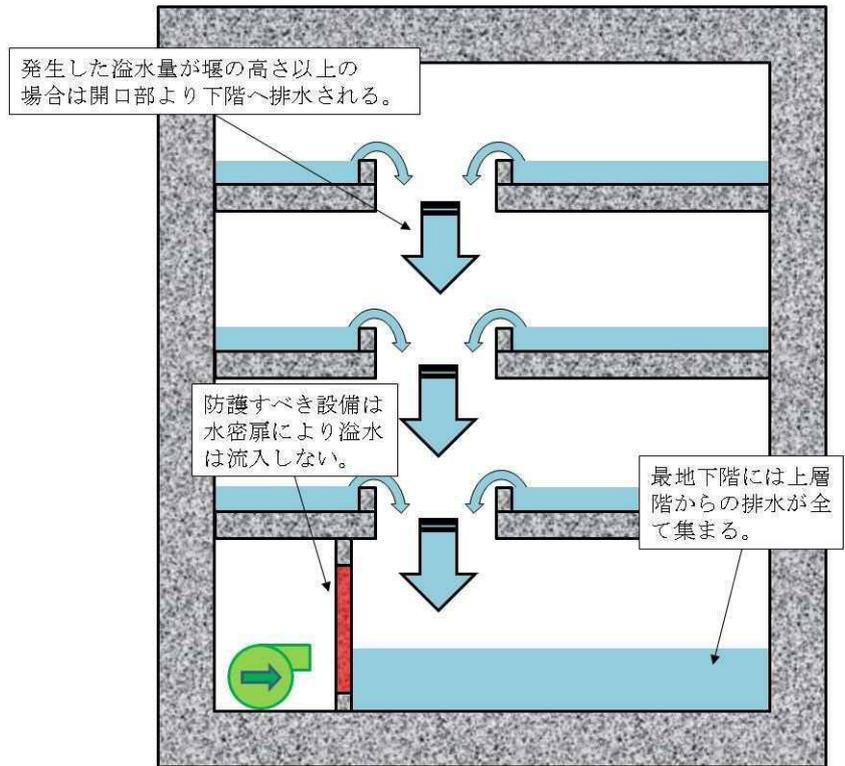


※1：建屋の浸水時における歩行可能な水深は，歩行困難水深及び水圧でドアが開かなくなる水深などから30cm 以下と設定している。堰高（20cm）であればアクセス可能と判断する。

「地下空間における浸水対策ガイドライン」（平成28年1月現在 国土交通省HP）参照

※2：溢水水位によりアクセス可能と判断しても，放射性物質による被ばく防護及び感電防止のため，適切な装備を装着する。

第 5.4-1 図 地震随伴の内部溢水評価フロー図



第 5. 4-2 図 水位評価概要図

有効性評価で期待している操作において、アクセスルートエリアを確認した結果を第 5. 4-1 表に事故シーケンス番号で示す。

第 5.4-1 表 有効性評価におけるアクセスルートエリア

EL	原子炉建屋原子炉棟	原子炉建屋附属棟	原子炉建屋廃棄物処理棟
46.50	—		
38.80	—		
29.00	③		
27.00			—
25.30			—
23.00		③ ④ ⑤ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑱ ⑳	
22.00			① ⑥ ⑧ ⑫
20.30	③ ⑨		—
18.00		③ ④ ⑤ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑱ ⑳	
14.00	③ ⑨		① ⑥ ⑧ ⑫
13.70		③ ④ ⑤ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑱ ⑳	
10.50		—	
8.20	③ ⑨ ⑰	① ③ ④ ⑤ ⑥ ⑧ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑱ ⑳	① ③ ④ ⑥ ⑧ ⑨ ⑫ ⑰
2.56		③ ④ ⑤ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑱ ⑳	
2.00	⑰		
-0.50			—
-4.00	⑰	③ ④ ⑤ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑱ ⑳	—

【凡例】

— : アクセスしないフロア ■ : 対象フロアなし

No	事故対象シーケンス	No	事故対象シーケンス
①	高圧・低圧注水機能喪失	⑫	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用しない場合)
②	高圧注水・減圧機能喪失	⑬	高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱
③	全交流動力電源喪失 (長期 TB)	⑭	原子炉圧力容器外の溶融燃料— 冷却材相互作用
④	全交流動力電源喪失 (TBD)	⑮	水素爆発
⑤	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	⑯	溶融炉心・コンクリート相互作用
⑥	崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	⑰	想定事故 1
⑦	原子炉停止機能喪失	⑱	想定事故 2
⑧	LOCA 時注水機能喪失	⑲	崩壊熱除去機能喪失 (停止時)
⑨	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	⑳	全交流動力電源喪失 (停止時)
⑩	津波浸水による注水機能喪失	㉑	原子炉冷却材の流出 (停止時)
⑪	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	㉒	反応度の誤投入 (停止時)

a. アクセス可能性評価

評価結果として、各フロアのアクセスルートにおける溢水水位を第 5.4-2 表に示す

第 5.4-2 表 有効性評価におけるアクセスルート溢水水位

EL	原子炉建屋原子炉棟	原子炉建屋附属棟	原子炉建屋廃棄物処理棟
46.50	—		
38.80	—		
29.00	堰高さ以下		
27.00			—
25.30			—
23.00		滞留水なし	
22.00			滞留水なし
20.30	堰高さ以下		—
18.00		滞留水なし	
14.00	堰高さ以下		滞留水なし
13.70		滞留水なし	
10.50		—	
8.20	堰高さ以下	滞留水なし	滞留水なし
2.56		滞留水なし	
2.00	堰高さ以下		
-0.50			—
-4.00	堰高さ以下	滞留水なし	—

【凡例】
 — : アクセスしないフロア
 ■ : 対象フロアなし
 「堰高さ」 : 下層階へ排水する開口部高さ
 「滞留水なし」 : 溢水源がない又は下層階への排水により当該エリアでの滞留水なし

建屋の浸水時における歩行可能な水深は、歩行困難水深及び水圧でドアが開かなくなる水深から 30cm と設定しているが、アクセスルートにおける最大溢水水位は堰高さ（約 15cm）以下であることから、洞長靴を装備することで、地震により溢水が発生してもアクセスルートの通行は可能である。

有効性評価におけるアクセスルートの溢水源となる系統を第 5.4-3 表から第 5.4-5 表に示す。

第 5.4-3 表 有効性評価におけるアクセスルートでの溢水源
(原子炉建屋原子炉棟) (1/2)

フロア	区画番号*1	溢水源	溢水量 (m ³)	温度 (℃)	溢水水位 (cm)	溢水源への 添加薬品	放射能の 有無
E L + 2 9 . 0 0 m (地上4階)	RB-4-1	ドライウエル冷却系	6.78	16	5	防食剤	無
	RB-4-2	ドライウエル冷却系	6.24	37	13	防食剤	無
		原子炉冷却材浄化系	0.07	◆		無	有
	RB-4-3	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-4-4						
	RB-4-5						
	RB-4-6						
	RB-4-7						
	RB-4-8						
	RB-4-9						
	RB-4-10						
	RB-4-11						
	RB-4-12						
	RB-4-13						
	RB-4-14						
	RB-4-15						
	RB-4-16						
	RB-4-17						
	RB-4-18						
	RB-4-19						
	RB-4-20						
	RB-4-21						
	RB-4-22	無し		0.00	16	5**2	防食剤
RB-4-23							
E L + 2 0 . 3 0 m (地上3階)	RB-3-1	制御棒駆動系	0.51	52	2	無	無
		原子炉再循環系	0.07	52		無	有
		ドライウエル冷却系	3.49	16		防食剤	無
	RB-3-2	制御棒駆動系	0.68	52	1	無	無
		所内蒸気系	0.06	◆		無	無
	RB-3-3						
	RB-3-4						
	RB-3-5						
	RB-3-6	原子炉再循環系	0.38	60	7	無	有
RB-3-7							
RB-3-8	無し	0.00	—	0	—	—	
RB-3-9	無し	0.00	—	0	—	—	
E L + 1 4 . 0 0 m (地上2階)	RB-2-1						
	RB-2-2						
	RB-2-3	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-2-4						
	RB-2-5						
	RB-2-6						
	RB-2-7						
	RB-2-8						
	RB-2-9	制御棒駆動系	0.11	52	15	無	無
		所内蒸気系	0.07	◆		無	無
	RB-2-10						
	RB-2-11						
RB-2-12							

第 5.4-3 表 有効性評価におけるアクセスルートでの溢水源
(原子炉建屋原子炉棟) (2/2)

フロア	区画番号※1	溢水源	溢水量 (m ³)	温度 (℃)	溢水水位 (cm)	溢水源への 添加薬品	放射能の 有無
E L + 8. 2 0 m (地上1階)	RB-1-1	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-1-2	制御棒駆動系	0.11	52	11	無	無
		原子炉冷却材浄化系	2.48	45		無	有
	RB-1-3						
	RB-1-4						
	RB-1-5						
	RB-1-6						
RB-1-7							
E L + 2. 2 0 m (地下1階)	RB-B1-1	原子炉冷却材浄化系	1.38	45	0※3	無	有
	RB-B1-2	制御棒駆動系	0.37	52	0※3	無	無
		原子炉冷却材浄化系	2.48	45		無	有
	RB-B1-3						
	RB-B1-4						
	RB-B1-5						
	RB-B1-6						
RB-B1-7							
E L - 4. 0 0 m (地下2階)	RB-B2-1						
	RB-B2-2						
	RB-B2-3	無し	0.00	52	6※2	無	有
	RB-B2-4						
	RB-B2-5	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-B2-6						
	RB-B2-7						
	RB-B2-8	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-B2-9						
	RB-B2-10						
	RB-B2-11						
	RB-B2-12						
	RB-B2-13						
	RB-B2-14	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-B2-15						
	RB-B2-16						
	RB-B2-17						
	RB-B2-18						
	RB-B2-19						

【凡例】

- ☐ : アクセスしない溢水防護区画
- ※1 : 内部溢水にて影響評価を行っている区画番号
- ※2 : 他区画からの流入による
- ※3 : 開口部から下層へ落水するため
- ◆ : 高温配管

第 5.4-4 表 有効性評価におけるアクセスルートの溢水源
(原子炉建屋附属棟)

フロア	区画番号※1	溢水源	溢水量 (m ³)	温度 (°C)	溢水水位 (cm)	溢水源への 添加薬品	放射能の 有無
E L + 2 3 . 0 0 m (地上3階)	CS-3-1	所内蒸気系	0.79	◆	1	—	—
		所内蒸気戻り系	0.19	◆			
E L + 1 8 . 0 0 m (地上2階)	CS-2-1	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-2-2	無し	0.00	—	0	—	—
E L + 1 3 . 7 0 m (地上中2階)	CS-M2-1	無し	0.00	—	0	—	—
E L + 8 . 2 0 m (地上1階)	CS-1-1						
	CS-1-2						
	CS-1-3	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-1-4	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-1-5	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-1-6						
	CS-1-7						
	CS-1-8						
E L + 2 . 5 6 m (地下1階)	CS-B1-1	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-B1-2	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-B1-3	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-B1-4	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-B1-5	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-B1-6						
	CS-B1-7						
	CS-B1-8						
E L + 4 . 0 0 m (地下2階)	CS-B2-1	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-B2-2						
	CS-B2-3						
	CS-B2-4						
	CS-B2-5						

【凡例】

☒ : アクセスしない溢水防護区画

※1 : 内部溢水にて影響評価を行っている区画番号

◆ : 高温配管

第 5.4-5 表 有効性評価におけるアクセスルート上の溢水源
(原子炉建屋廃棄物処理棟)

フロア	区画番号※1	溢水源	溢水量 (m ³)	温度 (℃)	溢水水位 (cm)	溢水源への 添加薬品	放射能の 有無
E L + 2 2 . 0 0 m (地上3階)	RW-3-1	原子炉補機冷却水系※2	1.95	27	0※3	防食剤	無
		復水・純水系※2	0.18	35		無	無
		消火系※2	0.04	40		無	無
		加熱蒸気系※2	0.01	◆		無	無
	RW-3-2						
RW-3-3	原子炉補機冷却水系※2	0.02	27	1	防食剤	無	
RW-3-4							
E L + 1 4 . 0 0 m (地上2階)	RW-2-1						
	RW-2-2						
	RW-2-3	原子炉補機冷却水系※2	1.53	27	0※3	防食剤	無
		復水・純水系※2	0.18	35		無	無
		消火系※2	0.23	40		無	無
		タービン補機冷却水系※2	0.08	36		防食剤	無
		加熱蒸気系※2	0.18	◆		無	無
	RW-2-4						
	RW-2-5						
	RW-2-6						
RW-2-7							
RW-2-8							
RW-2-9							
RW-2-10							
E L + 8 . 2 0 m (地上1階)	RW-1-1	無し	0.00	—	0	—	—
	RW-1-2						
	RW-1-3	無し	0.00	—	0	—	—
	RW-1-4	原子炉補機冷却水系※2	1.28	27	0※3	防食剤	無
		気体廃棄物処理系※2	1.02	7		無	無
		機器ドレン系※2	16.40	50		無	無
		凝縮水処理系※2	1.25	50		無	無
		濃縮廃液・廃液中和スラッジ系※2	2.32	30		無	無
		復水・純水系※2	2.24	35		無	無
消火系※2		0.24	40	無		無	
加熱蒸気系※2	0.33	◆	無	無			
RW-1-5	機器ドレン系※2	132.60	30	0※3	無	無	

【凡例】

- ☐ : アクセスしない溢水防護区画
- ※1 : 内部溢水にて影響評価を行っている区画番号
- ※2 : 系統名「放射性廃棄物処理系」を省略
- ※3 : 開口部から下層へ落水するため
- ◆ : 高温配管

(4) アクセスルートエリアの溢水による温度の影響

地震による溢水源の中で、高温の流体を内包する系統は「原子炉冷却材浄化系」及び「所内蒸気系」が考えられる。いずれも、漏えいを検知・隔離するインターロックが作動し自動的に隔離される。

漏えいによる原子炉建屋内の温度上昇は一時的なものであり、原子炉建屋内における作業開始までには時間余裕があることから、高温の影響はないと考えられる。評価は以下のとおり。

有効性評価において、原子炉建屋での作業完了が最も早くなると考えられる事故シナリオは原子炉運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」であり、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への系統構成を 3.5 時間程度から作業を開始し、4.3 時間程度までに完了させることを想定している。このシナリオでは、作業開始までに 3.5 時間程度の余裕があること、原子炉が冷温停止状態での事象発生を想定していることから、高温の影響はないと考えられる。

原子炉が運転中において、作業完了時間の最も早い事故シナリオは「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の原子炉注水のための系統構成であり、6 時間程度から作業を開始し、8 時間までに完了させることとしている。このシナリオでも、作業開始までに 6 時間程度の余裕があることから、高温の影響はないと考えられる。

なお、隔離に時間を要する事故シナリオは「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」であり、隔離作業に係る区画は漏えい直後に 60℃程度まで上昇するが、原子炉減圧により温度は低下し、作業を開始する 3.5 時間程度から、隔離作業が完了する 5 時間までは 40℃程度であることから、高温の影響はないと考えられる。

(5) アクセスルートエリアの溢水による線量の影響

放射性物質を内包する溢水源の中で、漏えい時に環境線量率が最も厳しくなる系統は「原子炉冷却材浄化系」である。

原子炉冷却材浄化系の漏えいによる被ばく線量は数 mSv 程度となり、緊急時の被ばく線量制限値 100mSv と比較して十分小さく抑えられるため、被ばく防護の適切な装備を実施した上で作業は可能であると考えられる。

(6) アクセスルートエリアの化学薬品を含む溢水の影響

化学薬品を含む溢水源の中で、アクセスルートに影響を与える可能性のあるものは「ほう酸水溶液」「補機冷却水系に含まれる防食剤」がある。

「ほう酸水溶液」及び「補機冷却水系に含まれる防食剤」は、化学薬品を考慮した防護具、マスク等の装備により安全性を向上させていることから作業は可能であると考えられる。

なお、原子炉建屋廃棄物処理棟の溢水源には苛性ソーダ及び硫酸が存在するが、フロアの開口部より下層へ落水するため、影響を受けることはない。

(7) 照明への影響

照明設備については常用電源若しくは非常用電源から受電しており、建屋全体に設置されている。溢水の影響により照明設備が喪失しても可搬型照明により対応可能である。（別紙（27）参照）

(8) 感電の影響

電気設備が溢水の影響を受けた場合は、保護回路が動作し電気回路をト

リップすることで電源供給が遮断されることが考えられる。また、地絡等の警報が発生した場合は負荷の切り離し等の対応を行う。

なお、第 5.4-3 図に示す保護具を着用することによりアクセス時の安全性を確保する。

(9) 漂流物の影響

屋内に設置された棚やラック等の設備は、固縛処置がされており、溢水が発生した場合においても漂流物になることはない。よって、アクセス性に対して影響はない。

(10) 内部溢水に対する対応方針

地震による内部溢水の発生により、建屋内の床面が没水した場合を考慮しても対応作業が可能なよう、必要となる防護具を配備する。

内部溢水が発生していると考えられる場合には、中央制御室や緊急時対策所で必要な防護具を着用し、対応操作現場に向かう手順としており、訓練等を通じて、防護具の着用時間は約 12 分で実施できることを確認した。

第 5.4-3 図に防護具の着用例を示す。

配備場所：中央制御室、緊急時対策所

防護具：「マスク」…全面マスク、ガスマスク

「服装」…タイベック、アノラック、綿手袋、ゴム手袋、

長靴、胴長靴、ケミカルスーツ、

耐化学薬品用長靴、超強力耐酸手袋、消防服

※今後の検討により、変更・追加となる可能性がある。



胴長靴



タイベック+全面マスク



アノラック+全面マスク



長靴



全面マスク

第 5.4-3 図 防護具の着用例

6. まとめ（有効性評価に対する作業の成立性）

「重大事故等対策の有効性評価」における事故シーケンスにおいて、時間評価を行う必要のある屋外作業について想定時間が一番厳しい作業を抽出し、外部起因事象に対する影響を評価した結果、以下のとおり作業は可能であることを確認した。

重要事故シーケンス毎の現場作業を第 6. 2-2 表に示す。

なお、可搬型設備の保管場所及び屋外アクセスルート等の点検状況について別紙(30)、敷地内の他設備との同時被災時におけるアクセスルートへの影響を別紙(31)に示す。

6.1 屋外作業への影響

(1) 屋外アクセスルートへの影響

a. 屋外アクセスルートの確認

敷地内に配置している周辺監視カメラ等により、アクセスルート等の状況を確認した災害対策要員から報告を受けた災害対策本部の現場統括当番者は、通行可能なアクセスルートの状況を災害対策本部内に周知する。

万一、通行ができない場合は、がれき撤去や応急復旧の優先順位を考慮の上、アクセスルートを判断し、アクセスルート確保要員へ指示及び発電長へ連絡する。

要員からの報告後、速やかにアクセスルートの判断を行うため、作業の成立性への影響はない。

b. 屋外アクセスルートの復旧

アクセスルートは幅員が約 5m から 10m の道路であり、地震時におけるアクセスルートの被害想定の結果、ホイールローダ等の重機によりがれき撤去を行うことで、可搬型設備の運搬等、重大事故等対処が確実に実施できるアクセスルートが、確保可能である。

なお、アクセスルートにがれきが堆積した場合でも、最大 60 分で被害想定箇所の復旧は可能である。

c. 車両の通行性

アクセスルートは幅員が約 5m から 10m の道路であり、地震時におけるアクセスルートの被害想定の結果、ホイールローダ等の重機によりがれき撤去を行うことで、可搬型設備の運搬等、重大事故等対処が確実に実施できるアクセスルートが確保可能であることから、車両の通行性に影響はない。

アクセスルートの復旧作業を実施した場合は、車両が通行できる幅員（約 5m）を復旧するため復旧箇所は片側通行となるが、可搬型設備は設置場所に移動する際の往路のみとなるため、車両の通行性に影響はない。なお、タンクローリは可搬型設備へ給油するために可搬型設備の設置場所と保管場所近傍の可搬型設備用軽油タンクを往復するが、アクセスルートの復旧後に移動することから、車両の通行性に影響はない。

また、アクセスルート復旧後の道路の状況は、液状化による不等沈下等を考慮して予め路盤補強等の対策を実施することから、15cm を上回る段差の発生はないと想定しているが、万一、想定を上回る沈下量が発生したとしても土のう等による仮復旧を実施し、車両が徐行運転をすることでアクセスは可能である。（別紙（21）参照）

重大事故等対応のためのホースを敷設した場合でも、ホースを敷設していないルートを通行可能であることから、車両の通行性に影響はない。

なお、ホースブリッジを設置する場合は、ホース敷設完了後のアクセス性を考慮し、作業完了後の要員にて実施するため有効性評価上の作業時間に影響を与えるものではない。（別紙（32）参照）

d. 現場における操作性

緊急時での対応作業を円滑に進めるため十分な作業スペースが確保されていることが重要である。作業スペース確保のため、操作場所近傍に不要な物品等を保管しないこととする。また、現場操作に対し工具を必要とするものは可搬型設備の保管場所に保管又は可搬型設備に搭載する。

(2) アクセスルート通行時における通信手段及び照明の確保

重大事故等対応要員から災害対策本部への報告、災害対策本部から重大事故等対応要員への指示は、通常の連絡手段（ページング及び電力保安通信用電話設備）が使用できない場合でも、無線連絡設備、衛星電話設備等の通信手段にて実施することが可能であり、屋外作業への影響はない。

夜間における屋外アクセスルート通行時には、ホイールローダ等の重機・車両に搭載されている照明、ヘッドライト、LED ライト等を使用することが可能であり、屋外作業への影響はない。（別紙（27）、（33）参照）

(3) 作業の成立性

地震時に重大事故等対処を実施するためのアクセスルートは、ホイールローダ等の重機によるがれき撤去により確保可能であり、第 6.1-1 表に示すとおり、要求時間内に作業は実施可能である。

なお、有効性評価の想定時間のある可搬型設備を用いた作業の成立性の評価条件を以下に示す。

- a. 作業の起点となる重大事故等対応要員の出発点は緊急時対策所とする。
- b. 可搬型設備は、緊急時対策所から離れている南側保管場所に保管されているものを使用する。
- c. 本評価において使用する水源は以下のとおり
 - ・可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備：淡水貯水池
 - ・可搬型代替注水大型ポンプの準備：代替淡水貯槽
- d. 可搬型設備のアクセス及びホース敷設ルートは複数選定されるが、がれき撤去等のアクセスルート復旧時間を含めて最長となる準備時間を示す。

第 6.1-1 表 屋外作業の成立性評価結果

作業名	アクセスルート 復旧時間 ①	作業時間 ②	有効性評価 想定時間※5	評価結果	
				①+②	
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備 (南側保管場所～淡水貯水池～代替淡水貯槽)	65分	150分※1	48時間	215分	○
可搬型代替注水大型ポンプの準備 (南側保管場所～代替淡水貯槽～接続口(東側))	25分	170分※1※2※3	8時間	195分	○
燃料補給準備 (南側保管場所)	0分	90分※4	8時間	210分※6	○

※1：可搬型代替注水大型ポンプを使用する作業時間で考慮する項目は以下のとおり

- ・ 出動準備時間（防護具着用，保管場所までの移動，車両等出動前確認）
- ・ 保管場所から水源までの移動時間
- ・ 水中ポンプ設置時間
- ・ ホース敷設及び接続時間

※2：接続口（東側）前でのホース敷設整備作業

※3：接続口（西側）の場合は，145分

※4：燃料補給準備で考慮する項目は以下のとおり

- ・ 防護具着用時間
- ・ 緊急時対策所から保管場所までの移動時間
- ・ タンクローリ移動時間
- ・ 補給準備時間（可搬型設備用軽油タンク上蓋開放等）
- ・ 軽油タンクからタンクローリへの補給時間

※5：重要シーケンス毎に有効性評価の想定時間が異なる場合には，最短の想定時間を記載

※6：外部参集要員の参集時間（120分）を含む

6.2 屋内作業への影響

(1) 屋内アクセスルートへの影響

通常のアksesルートについて，プラントウォークダウンを行い，資機材の転倒，地震随伴火災に対してアクセス性，作業の成立性に影響を与えないよう措置を行う。

地震随伴内部溢水が発生した場合については，溢水水位は堰高さ以下であり，胴長靴等の適切な防護具を着用することにより，アクセス性に影響を与えないと評価している。

なお、防護具は約 12 分で着用可能であることを確認している。

緊急時での対応作業を円滑に進めるため十分な作業スペースが確保されていることが重要である。作業スペース確保のため、作業場所近傍に不要な物品等を保管しないこととする。

通常運転時、作業に伴い一時的に足場を構築する場合があるが、その場合は社内マニュアルに定める運用（足場材が地震等により崩れた場合にも扉の開操作に支障となることがないように離隔距離をとる等考慮して設置する等）により管理するとともに、屋内作業に当たっては、溢水状況、空間放射線量、環境温度等、現場の状況に応じて人身安全を最優先に適切な放射線防護具を選定した上で、アクセスルートを通行する。

(2) アクセスルート通行時における通信手段及び照明の確保

現場要員から中央制御室への報告、中央制御室から現場要員への指示は、通常の連絡手段（ページング及び電力保安通信用電話設備）が使用できない場合でも、携帯型有線通話設備、無線連絡設備等の通信手段にて実施することが可能であり、屋内作業への影響はない。

電源喪失等により建屋内の通常照明が使用できない場合、要員は中央制御室等に配備しているヘッドライト、LED ライト等を使用することで、操作場所へのアクセス、操作が可能である。（別紙（27）参照）

(3) 作業の成立性

屋内作業時間について、第 6.2-1 表に示すとおり、有効性評価における想定時間内に作業が実施できることを確認した。

なお、屋内作業の移動時間は、経路上の溢水影響を考慮し、通常の移動時間（想定）を 1.5 倍する。

第 6.2-1 表 屋内作業の成立性評価結果

作業名		作業時間※1	有効性評価上の作業時間※2	有効性評価想定時間※3	評価結果
運転時	格納容器ベント準備操作（現場移動（第二弁））	42分	45分	28時間	○
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作	121分	125分	8時間	○
	直流電源の負荷切り離し操作	50分	50分	9時間	○
	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作（受電前準備）	68分	70分	24時間	○
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ操作	173分	175分	13時間	○
	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作（緊急用直流母線から非常用直流母線の受電操作）	62分	65分	30時間	○
	現場における破損系統の注入弁の閉止操作	115分※4	115分	5時間	○
停止時	原子炉保護系母線の受電操作	81分	85分	4.1時間	○
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉冷却	43分	45分	4.3時間	○
	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作（受電前準備）	65分	65分	1.5時間	○

※1：作業時間で考慮する項目は以下のとおり

- ・防護具着用時間
- ・操作場所までの移動時間：通常の移動時間（想定）を1.5倍した時間＋扉等操作時間
- ・系統構成（電源盤及び弁等操作）

※2：有効性評価で、当該作業に要する時間として想定している時間

※3：有効性評価で、事象発生を起点とし、当該作業が完了する時間として想定している時間

※4：原子炉棟入口で装備を変更する時間（17分）を含む

第 6.2-2 表 重要事故シーケンス毎の現場作業 (1/6)

重要事故シーケンス	作業場所	作業内容	作業時間※1	有効性評価上の作業時間※2	有効性評価想定時間※3	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備	
炉心の著しい損傷の防止	高圧・低圧注水機能喪失	屋内	格納容器ベント準備操作 (現場移動 (第二弁))	42分	45分	28時間	事象発生 24 時間後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
		屋外	可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備	150分	150分	48時間	事象発生 45 時間 30 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	可搬型代替注水大型ポンプ
			燃料補給準備	90分	90分	48時間	事象発生 46 時間 10 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	タンクローリ
	高圧注水・減圧機能喪失	-	-	-	-	-	-	
	全交流動力電源喪失 (長期 T B)	屋内	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	121分	125分	8時間	事象発生 5 時間 55 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
			直流電源の負荷切り離し操作	50分	50分	9時間	事象発生 8 時間後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作 (受電前準備)			68分	70分	24時間	前作業からの継続	-	
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ操作			173分	175分	13時間	事象発生 10 時間 5 分後からの作業を想定しているが、10 時間後の別作業終了後から着手できるため、有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-	
屋外		可搬型代替注水大型ポンプの準備	145分	145分	8時間	事象発生 5 時間 35 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	可搬型代替注水大型ポンプ	
		燃料補給準備	90分	90分	8時間	事象発生 6 時間 10 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	タンクローリ	

※1: 作業毎に訓練及び実機 (類似機器) 操作等により採取した時間を足し合わせたもの

※2: 有効性評価で、当該作業に要する時間として想定している時間

※3: 有効性評価で、事象発生を起点とし、当該作業が完了することを想定している時間

第 6.2-2 表 重要事故シーケンス毎の現場作業 (2/6)

重要事故シーケンス	作業場所	作業内容	作業時間 ^{※1}	有効性評価上の作業時間 ^{※3}	有効性評価想定時間 ^{※4}	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
炉心の著しい損傷の防止	屋内	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作 (受電前準備)	68 分	70 分	30 時間	事象発生 14 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
		常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作 (緊急用直流母線から非常用直流母線の受電操作)	62 分	65 分	30 時間	前作業からの継続	-
	屋内	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作 (受電前準備)	68 分	70 分	1.5 時間	事象発生 14 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
	屋内	格納容器ベント準備操作 (現場移動 (第二弁))	42 分	45 分	28 時間	事象発生 24 時間後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
	屋外	可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備	150 分	150 分	48 時間	事象発生 45 時間 30 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	可搬型代替注水大型ポンプ
		燃料補給準備	90 分	90 分	48 時間	事象発生 46 時間 10 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	タンクローリ
原子炉停止機能喪失	-	-	-	-	-	-	

※1: 作業毎に訓練及び実機 (類似機器) 操作等により採取した時間を足し合わせたもの

※2: 有効性評価で、当該作業に要する時間として想定している時間

※3: 有効性評価で、事象発生を起点とし、当該作業が完了することを想定している時間

第 6.2-2 表 重要事故シーケンス毎の現場作業 (3/6)

重要事故シーケンス		作業場所	作業内容	作業時間 ^{※1}	有効性評価上の作業時間 ^{※3}	有効性評価想定時間 ^{※4}	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
炉心の著しい損傷の防止	LOCA 時注水機能喪失	屋内	格納容器ベント準備操作 (現場移動 (第二弁))	42 分	45 分	28 時間	事象発生 24 時間後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	—
		屋外	可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備	150 分	150 分	48 時間	事象発生 45 時間 30 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	可搬型代替注水大型ポンプ
			燃料補給準備	90 分	90 分	48 時間	事象発生 46 時間 10 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	タンクローリ
	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	屋内	現場における破損系統の注入弁の閉止操作	115 分	115 分 ^{※5}	5 時間	事象発生 3 時間 5 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	—
	津波浸水による注水機能喪失	屋内	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作 (受電前準備)	68 分	70 分	1.5 時間	事象発生 14 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	—

※1: 作業毎に訓練及び実機 (類似機器) 操作等により採取した時間を足し合わせたもの

※2: 有効性評価で、当該作業に要する時間として想定している時間

※3: 有効性評価で、事象発生を起点とし、当該作業が完了することを想定している時間

第 6.2-2 表 重要事故シーケンス毎の現場作業 (4/6)

重要事故シーケンス		作業場所	作業内容	作業時間 ^{※1}	有効性評価上の作業時間 ^{※3}	有効性評価想定時間 ^{※4}	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
原子炉格納容器の破損の防止	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合))	屋内	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作(受電前準備)	68分	70分	1.5時間	事象発生16分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	—
	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用しない場合))	屋内	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作(受電前準備)	68分	70分	1.5時間	事象発生16分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	—
			格納容器ベント準備操作(現場移動(第二弁))	42分	45分	23.8時間	事象発生20.2時間後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	—
		屋外	可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備	150分	150分	48時間	事象発生45時間30分後からの作業を想定しているが、24時間後の別作業終了後から着手できるため、有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	可搬型代替注水大型ポンプ
	燃料補給準備		90分	90分	48時間	事象発生46時間10分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	タンクローリ	
高压溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	屋内	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作(受電前準備)	68分	70分	1.5時間	事象発生16分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	—	

※1: 作業毎に訓練及び実機(類似機器)操作等により採取した時間を足し合わせたもの

※2: 有効性評価で、当該作業に要する時間として想定している時間

※3: 有効性評価で、事象発生を起点とし、当該作業が完了することを想定している時間

第 6.2-2 表 重要事故シーケンス毎の現場作業 (5/6)

重要事故シーケンス		作業場所	作業内容	作業時間 ^{※1}	有効性評価上の作業時間 ^{※3}	有効性評価想定時間 ^{※4}	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
原子炉格納容器の破損の防止	原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	—	—	—	—	—	—	—
	水素燃焼	—	—	—	—	—	—	—
	溶融炉心・コンクリート相互作用	—	—	—	—	—	—	—
使用済燃料プール内の燃料破損の防止	想定事故 1	屋外	可搬型代替注水大型ポンプの準備	145 分	145 分	8 時間	事象発生 5 時間 35 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	可搬型代替注水大型ポンプ
			燃料補給準備	90 分	90 分	8 時間	事象発生 6 時間 30 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	タンクローリ
	想定事故 2	屋外	可搬型代替注水大型ポンプの準備	145 分	145 分	8 時間	事象発生 5 時間 35 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	可搬型代替注水大型ポンプ
			燃料補給準備	90 分	90 分	8 時間	事象発生 6 時間 30 分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	タンクローリ

※1：作業毎に訓練及び実機（類似機器）操作等により採取した時間を足し合わせたもの

※2：有効性評価で、当該作業に要する時間として想定している時間

※3：有効性評価で、事象発生を起点とし、当該作業が完了することを想定している時間

第 6.2-2 表 重要事故シーケンス毎の現場作業 (6/6)

重要事故シーケンス	作業場所	作業内容	作業時間 ^{※1}	有効性評価上の作業時間 ^{※3}	有効性評価想定時間 ^{※4}	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
運転停止中 原子炉内の燃料破損の防止	屋内	原子炉保護系母線の受電操作	81分	85分	4.3時間	事象発生1時間22分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉冷却	43分	45分	4.3時間	事象発生3時間29分後からの作業を想定しているが、2時間47分後の別作業終了後から着手できるため、有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
	屋内	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作（受電前準備）	68分	70分	1.5時間	事象発生17分後からの作業を想定しているが、それ以前の作業は無いため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
		原子炉保護系母線の受電操作	81分	85分	4.1時間	事象発生1時間52分後からの作業を想定しているが、1時間22分後の別作業終了後から着手できるため、有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	-
	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-

※1：作業毎に訓練及び実機（類似機器）操作等により採取した時間を足し合わせたもの

※2：有効性評価で、当該作業に要する時間として想定している時間

※3：有効性評価で、事象発生を起点とし、当該作業が完了することを想定している時間

7. 発電所構外からの災害対策要員の参集

発電所構外からの災害対策要員の参集方法，参集ルートについて，別紙(34)に示す。災害対策要員の大多数は東海村及び東海村周辺のひたちなか市，那珂市に居住しており，災害対策要員の参集手段を徒歩移動と想定した場合であっても，重大事故等時に災害対策本部の体制が機能するために必要な要員（71名^{*}）は発災後120分以内に参集可能と考えられる。

発電所構外から発電所までの参集ルートは複数あり，かつ比較的平坦な土地であることからアクセス性に支障をきたす可能性は低い。

発電所構外の広域において，津波による影響が考えられる場合，被害・影響を受けると想定されるエリアを避けた参集ルートにて参集することとしている。

また，津波PRAの結果より考慮が必要と考えられる基準津波を超え敷地に遡上する津波を想定しても，参集ルートはその影響を受けない。

※但し，この要員数は今後の関連する検討により変更となる可能性がある。

7.1 災害対策要員の参集の流れ

夜間及び休日に重大事故等が発生した場合に，発電所構外にいる災害対策要員への情報提供及び非常招集をすみやかにするために，「一斉通報システム」を活用する。

なお，発電所周辺地域（東海村）で震度6弱以上の地震が発生した場合には，各災害対策要員は，社内規程に基づき自主的に参集する。

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。

参集する災害対策要員の構外参集場所は，基本的には第三滝坂寮とし，構外参集場所で災害対策本部と参集に係る以下の情報の確認及び調整を行い，

集団で発電所に移動する。なお、発電所の状況が入手できる場合は、直接発電所に参集する。

- ①発電所の状況（設備及び所員の被災等）
- ②参集した要員の確認（人数、体調等）
- ③重大事故等対応に必要な装備（汚染防護具、マスク、線量計等）
- ④発電所への持参品（通信連絡設備、照明機器等）
- ⑤気象及び災害情報等

7.2 参集する災害対策要員

発電所員の約7割が東海村及び東海村周辺のひたちなか市、那珂市などに居住（平成28年7月現在）しており、数時間で相当数の災害対策要員の参集が可能である。

外部事象の抽出について

1. 設計上考慮する外部事象の抽出

東海第二発電所の安全を確保する上で設計上考慮すべき外部事象の抽出にあたっては、国内で一般に発生しうる事象に加え、欧米の基準等で示されている事象を用い網羅的に収集し、類似性、随伴性から整理を行い、地震、津波を含めた 78 事象（自然現象 55 事象、外部人為事象 23 事象）を抽出した。

その結果および海外文献を参考に策定した評価基準に基づき、より詳細に検討すべき外部事象について評価および選定を実施した。

1.1 外部事象の収集

設置許可基準規則の解釈第六条 2 項及び 8 項において、「想定される自然現象（地震及び津波を除く。）」と「安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象」として、以下のとおり例示されている。

第六条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

- 2 第 1 項に想定する「想定される自然現象」とは、敷地の自然環境を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるものをいう。

（中略）

- 8 第 3 項に規定する「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。）」

とは、敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等をいう。

想定される自然現象及び想定される外部人為事象について網羅的に抽出するための基準等については、国外の基準として「Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants (IAEA, April 2010)」を、また外部人為事象を選定する観点から「DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)」, 日本の自然現象を網羅する観点から「日本の自然災害（国会資料編纂会 1998 年）」を参考にした。これらの基準等に基づき抽出した想定される自然現象を第 1 表に、想定される外部人為事象を第 2 表に示す。

なお、その他に NRC の「NUREG/CR-2300 PRA Procedures Guide (NRC, January 1983)」等の基準も事象収集の対象としたが、これら追加した基準の事象により、「(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び外部人為事象の選定結果」において選定される事象が増加することはなかった。

第1表 考慮する外部ハザードの抽出（想定される自然現象）（1/2）

（丸数字は、次頁に記載した外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-1	極低温（凍結）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-2	隕石	○		○		○		○		○
1-3	降水（豪雨（降雨））	○	○	○	○	○	○	○		○
1-4	河川の迂回	○				○		○		○
1-5	砂嵐	○		○		○		○		○
1-6	静振	○				○		○		○
1-7	地震活動	○	○	○	○	○	○	○		○
1-8	積雪（暴風雪）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-9	土壌の収縮又は膨張	○				○		○		○
1-10	高潮	○	○			○		○		○
1-11	津波	○	○	○	○	○	○	○		○
1-12	火山（火山活動・降灰）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-13	波浪・高波	○				○		○		○
1-14	雪崩	○	○	○		○		○		○
1-15	生物学的事象	○			○		○	○		○
1-16	海岸浸食	○				○		○		○
1-17	干ばつ	○	○	○		○		○		○
1-18	洪水（外部洪水）	○	○			○	○	○		○
1-19	風（台風）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-20	竜巻	○	○	○	○	○	○	○		○
1-21	濃霧	○				○		○		○
1-22	森林火災	○	○	○	○	○	○	○		○
1-23	霜・白霜	○		○		○		○		○
1-24	草原火災	○								○
1-25	ひょう・あられ	○	○	○		○		○		○
1-26	極高温	○	○	○		○		○		○
1-27	満潮	○				○		○		○
1-28	ハリケーン	○				○		○		
1-29	氷結	○		○		○		○		○
1-30	氷晶			○						○
1-31	氷壁			○						○
1-32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）		○							
1-33	落雷	○	○	○	○	○	○	○		○
1-34	湖または河川の水位低下	○		○		○		○		○

第1表 考慮する外部ハザードの抽出（想定される自然現象）（2/2）

（丸数字は、次頁に記載した外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-35	湖または河川の水位上昇			○		○				
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	○	○							○
1-37	極限的な圧力（気圧高低）			○						○
1-38	もや			○						
1-39	塩害，塩雲			○						○
1-40	地面の隆起		○	○						○
1-41	動物			○						○
1-42	地滑り	○		○		○	○	○		○
1-43	カルスト			○						○
1-44	地下水による浸食			○						
1-45	海水面低			○						○
1-46	海水面高			○						○
1-47	地下水による地滑り			○						
1-48	水中の有機物			○						
1-49	太陽フレア，磁気嵐	○								○
1-50	高温水（海水温高）			○						○
1-51	低温水（海水温低）			○						○
1-52	泥湧出（液状化）		○							
1-53	土石流		○							○
1-54	水蒸気		○							○
1-55	毒性ガス	○	○			○		○		○

① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)

② 「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998年

③ Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010

④ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25年 6月 19日）

⑤ NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983

⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25年 6月 19日）

⑦ Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 “Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC 公表

⑨ 「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会

第2表 外部ハザードの抽出（外部人為事象）

（丸数字は，外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
2-1	衛星の落下	○		○				○		○
2-2	パイプライン事故（ガスなど）、パイプライン事故によるサイト内爆発等	○		○		○		○		
2-3	交通事故（化学物質流出含む）	○		○		○		○		○
2-4	有毒ガス	○			○	○	○	○		
2-5	タービンミサイル	○			○	○	○	○		
2-6	飛来物（航空機落下）	○		○	○	○	○	○	○	○
2-7	工業施設又は軍事施設事故	○				○		○		○
2-8	船舶の衝突（船舶事故）	○		○	○		○			○
2-9	自動車または船舶の爆発	○		○						○
2-10	船舶から放出される固体液体不純物			○						○
2-11	水中の化学物質			○						
2-12	プラント外での爆発			○	○		○			○
2-13	プラント外での化学物質の流出			○						○
2-14	サイト貯蔵の化学物質の流出	○		○		○		○		
2-15	軍事施設からのミサイル			○						
2-16	掘削工事			○						
2-17	他のユニットからの火災			○						
2-18	他のユニットからのミサイル			○						
2-19	他のユニットからの内部溢水			○						
2-20	電磁的障害			○	○		○			○
2-21	ダムの崩壊			○	○		○			○
2-22	内部溢水				○	○	○	○		
2-23	火災（近隣工場等の火災）				○	○	○			○

- ① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)
- ② 「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998年
- ③ Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
- ④ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（制定：平成25年6月19日）
- ⑤ NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983
- ⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成25年6月19日）
- ⑦ Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 “Standard for Level 1/ Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”
- ⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC公表
- ⑨ 「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人日本原子力学会

1.2 外部事象の選定

1.2.1 除外基準

1.1 で網羅的に抽出した事象について、東海第二発電所において設計上考慮すべき事象を選定するため、海外での評価手法^{*}を参考とした第3表の除外基準のいずれかに該当するものは除外して事象の選定を行った。

第3表 考慮すべき事象の除外基準

基準A	影響を与えるほど接近した場所に発生しない。(例：No.1-5 砂嵐)
基準B	ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。(例：No.1-16 海岸侵食)
基準C	考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、または安全性が損なわれることがない(例：No.1-21 濃霧)
基準D	影響が他の事象に包絡される。(例：No.1-27 満潮)
基準E	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。(例：No.1-2 隕石)

※ ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

降水に対する影響評価について

1. 概要

東海第二発電所において、降雨が継続した場合の屋外アクセスルートへの影響について、評価を実施する。

2. 評価方法

東海第二発電所における雨水流出量と排水量を比較し、降水の影響について評価を行う。

2.1 降雨強度

気象庁の気象統計情報における降水量の観測記録によれば、東海第二発電所の最寄りの気象官署である水戸地方気象台（水戸市）で観測された観測史上1位の降水量は81.7mm/hであるが、規格・基準類「森林法に基づく林地開発許可申請の手びき」（平成28年4月茨城県）による127.5mm/hの雨量強度を用いて評価する。

2.2 雨水流出量

東海第二発電所の雨水は集水流域ごとに設置される排水路を通じて海域に排水する設計とする。

雨水流出量の設計にあたっては、集水流域ごとに集水面積を積算した上で127.5mm/h降雨時の第1図に示す排水路流末への雨水流出量を算出する。

雨水流出量 Q_1 の算出には、「森林法に基づく林地開発許可申請の手びき」(平成28年4月茨城県)を参照し、以下の合理式(ラショナル式)を用いる。

$$Q_1 = 1/360 \cdot f \cdot r \cdot A$$

Q_1 : 雨水流出量 (m^3/s)

f : 流出係数 (開発部 : 0.9, 林地 : 0.5)

r : 設計雨量強度 (127.5mm/h)

A : 集水区域面積 (ha)

2.3 排水量

構内排水路流末における排水量 Q_2 は、「開発行為の技術基準」(平成10年10月茨城県)を参照し、以下の Manning 式を用いる。

$$V = 1/n \cdot R^{2/3} \cdot I^{1/2}$$

$$Q_2 = V \cdot A$$

Q_2 : 設計排水量 (m^3/s)

V : 平均流速 (m/s)

n : Manning の粗度係数

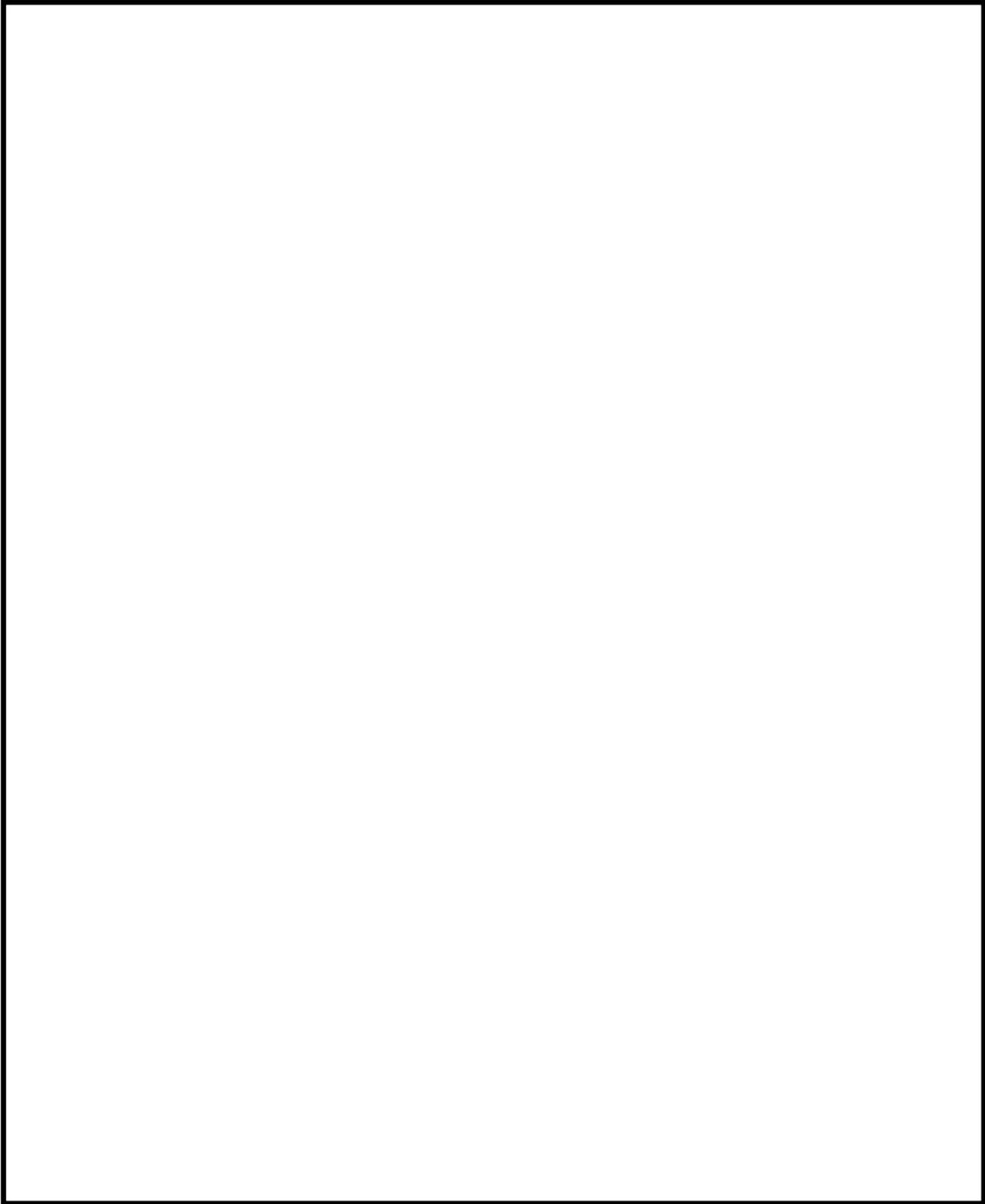
R : 径深 = A/S (m)

A : 流水断面積 (ha)

S : 潤辺 (m)

I : 勾配

第1図に集水流域及び構内排水路流末位置を示す。



第 1 図 集水流域及び構内排水路幹線ならびに流末位置

3. 評価結果

雨水流出量と排水路流末排水量の比較結果を第1表、敷地高さ図を第2図に示す。排水路流末排水量が雨水流出量を上回る設計とすること及び敷地勾配を考慮した設計とすることで、雨水を遅滞なく海域に排水することが可能である。

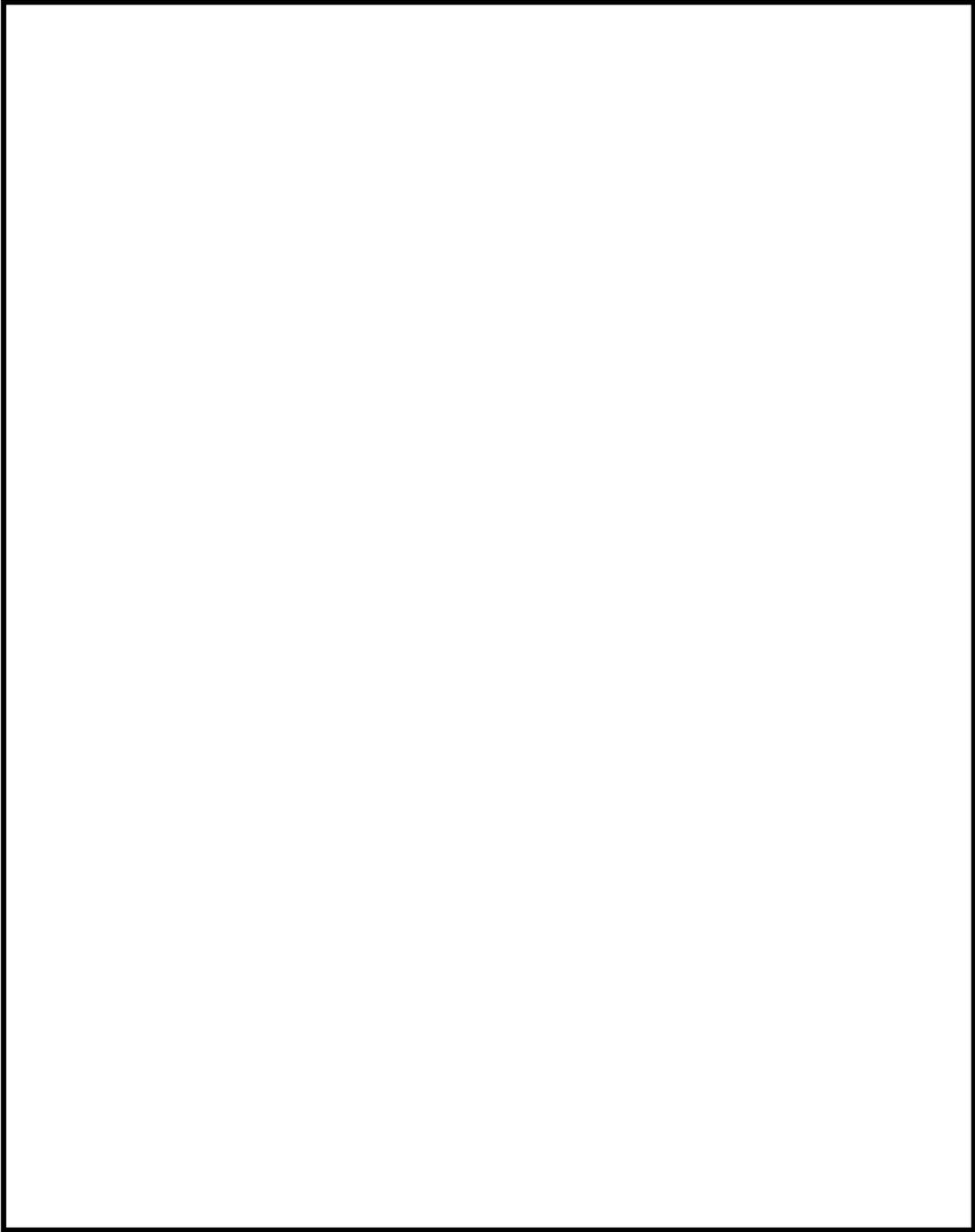
なお、地表を流下する雨水についても、敷地傾斜に従い流下し、排水路流末より速やかに排水されること、アクセスルート及びその周辺には雨水が滞留するようなくぼ地はないことから、アクセスルートを用いた作業に支障はない。

また、敷地のうち最も低い流域④には海水取水場所のひとつである取水ピットがあるが、流域④に設ける一般排水集水ピットはSs機能維持とすることから、地震後の降雨を想定しても、流域④に降雨が滞留することはなく、取水ピットでの海水取水作業は可能である。

第1表 雨水流出量と排水路流末排水量の比較結果

流末	集水区域 面積A (ha)	雨水 流出量 Q_1 (m^3/h)	排水路流末 排水量* Q_2 (m^3/h)	安全率 Q_2/Q_1	備考
①-1	29.45	31,784.5	33,447.6	1.13	流末①-2で排水できない 雨水は地表を流下した後 流末①-1で排水される
①-2			2,607.4		
②	16.70	14,308.1	15,232.7	1.06	
③-1	8.32	9,547.2	1,262.4	1.08	流末③-1で排水できない 雨水は地表を流下した後 流末③-2で排水される
③-2			9,103.3		
④	0.92	1,055.7	1,380.9	1.30	
⑤	2.81	3,224.5	9,103.3	2.82	

※今後の詳細設計により、変更の可能性がある。



第 2 図 敷地高さ図

屋外アクセスルート 除雪時間評価について

1. ホイールローダ仕様

○最大けん引力：7t

(牽引力 $8.8\text{t} \times \text{アスファルト摩擦係数 } 0.8$)

○バケット全幅：2.5m

○走行速度(1速の走行速度の $1/2$)：前進 1.1m/s (4.0km/h)

後進 1.1m/s (4.0km/h)

2. 降雪除去速度の算出

(1) 降雪条件

○積雪量：30cm (安全施設において考慮する積雪量を準拠する)

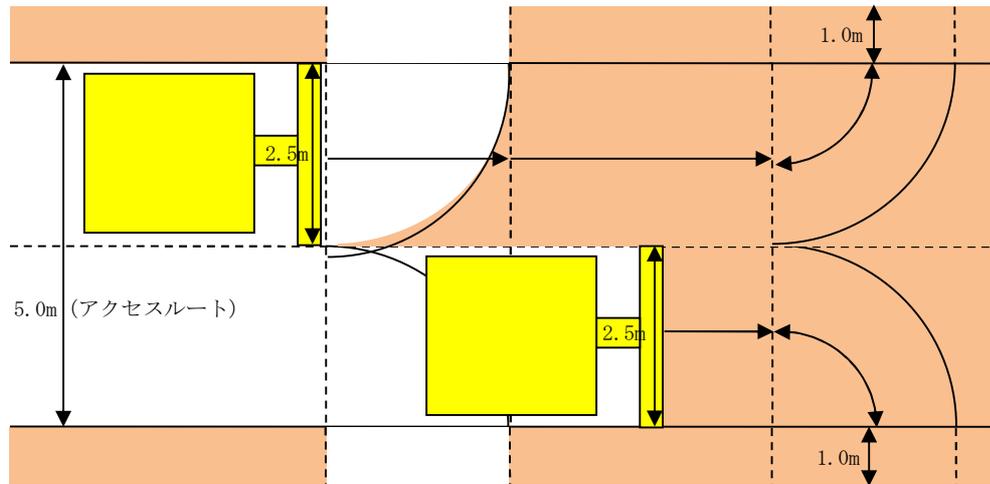
○密度： 200kg/m^3 (0.2t/m^3)

(2) 除去方法

○アクセスルート上に降り積もった雪を、ホイールローダで道路脇へ1m押し出し除去する。

○1回の押し出し可能量を7tとし、7tの雪を集積し、道路脇へ押し出す作業を1サイクルとして繰り返す。

○バケット幅が2.5mであることから、5mの道幅を確保するために、2台のホイールローダで作業を行う。なお、車両による速度の差はないため、1台分の時間を評価の対象とする。(第1図参照)



第1図 除去イメージ図

- 1 サイクルで重機にて除去可能な降雪面積

$$7\text{t (けん引力)} \div (0.2\text{t/m}^3 \text{ (密度)} \times 30\text{cm (降灰量)}) = 116.66\text{m}^2$$

- 各区間での除去面積と走行距離 (第2図参照)

①から②の撤去範囲 (前サイクルの取残し部の面積, 距離) : 1.35m^2 , 2.5m

②から③の撤去範囲 (直進部の面積, 距離) : 107.9m^2 , 43.1m

③から④の撤去範囲 (旋回部の面積, 距離) : 4.91m^2 , 2m

④から⑤の撤去範囲 (押出部の面積, 距離) : 2.5m^2 , 1m

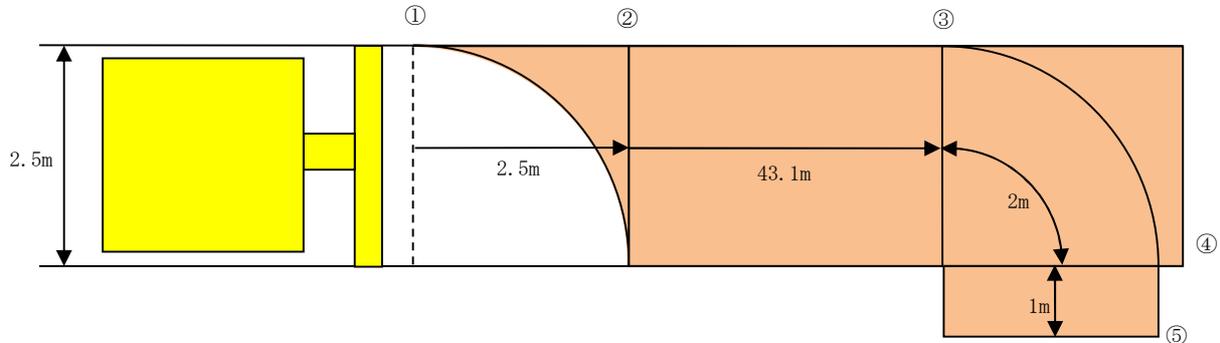
(3) 1 サイクル当りの作業時間

走行速度 (前進 1.1m/s , 後進 1.1m/s) で作業すると仮定して,

- A : 押し出し (①→②→③→④→⑤) : $48.6\text{m} \div 1.1\text{m/s} \doteq 45 \text{ 秒}$
- B : ギア切り替え : 6 秒
- C : 後進 : (⑤→④→③) : $3.0\text{m} \div 1.1\text{m/s} = 2.73 \text{ 秒} \doteq 3 \text{ 秒}$
- D : ギア切り替え : 6 秒

1 サイクル当たりの作業時間 (A+B+C+D)

$$=45 \text{ 秒}+6 \text{ 秒}+3 \text{ 秒}+6 \text{ 秒}=60 \text{ 秒}$$



<各区间での除去面積の算出>

- ①から②の除去面積 (前サイクルでの取残し部の面積) $=2.5\text{m}\times 2.5\text{m}-2.5\text{m}\times 2.5\text{m}\times \pi \times 90/360 \doteq 1.35\text{m}^2$
- ③から④の除去面積 (旋回部の面積) $=2.5\text{m}\times 2.5\text{m}\times \pi \times 90/360 \doteq 4.91 \text{ m}^2$
- ④から⑤の除去面積 (押し出し部の面積) $=1\text{m}\times 2.5\text{m}=2.5\text{m}^2$
- ②から③の除去面積 (直進部の面積) $=1\text{回の除去可能面積}\text{m}^2-\text{取残し部面積}\text{m}^2-\text{旋回部面積}\text{m}^2-\text{押し出し部面積}\text{m}^2$
 $=116.66 \text{ m}^2-1.35\text{m}^2-4.91\text{m}^2-2.5\text{m}^2=107.9\text{m}^2$

<各区间での除去距離の算出>

- ①から②の除去距離 (バケット幅の長さと同等) $=2.5\text{m}$
- ②から③の除去距離 (直進部の距離m) $=\text{直進部の面積}\text{m}^2\div\text{バケット幅}\text{m}=107.9 \text{ m}^2\div 2.5\text{m}=43.16\text{m}\doteq 43.1\text{m}$
- ③から④の除去距離 (旋回部の距離m) $=\text{バケット幅}\text{m}\div 2\times 2\times \pi \times 90/360 \doteq 2.0\text{m}$
- ④から⑤の除去距離 (押し出し部の距離) $=1\text{m}$
- ①から⑤の合計距離 $=2.5\text{m}+43.1\text{m}+2.0\text{m}+1\text{m}=48.6\text{m}$

第2図 降雪除去のサイクル図

(4) 1 サイクル当りの除去延長

$$\text{取残し部①から②の距離}+\text{直進部②から③の距離}=2.5\text{m}+43.1\text{m}=45.6\text{m}$$

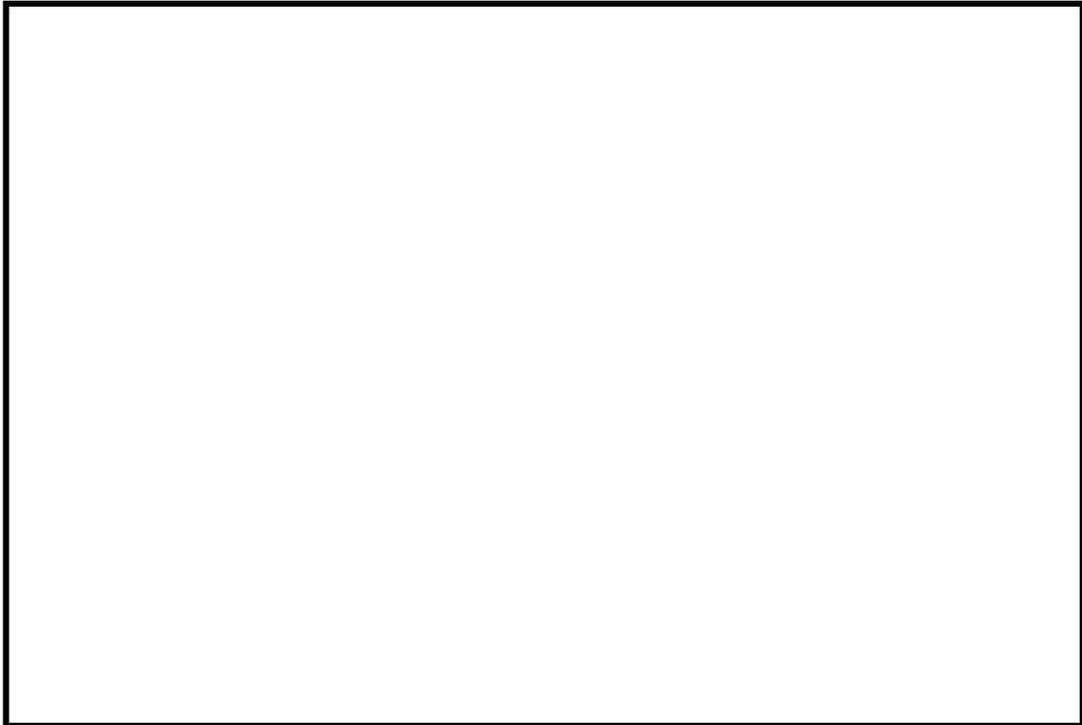
(5) 除雪速度

1 サイクル当たりの除去延長 \div 1 サイクル当たりの作業時間

$$45.6\text{m}\div 60 \text{ 秒}=0.76\text{m}/\text{s}=2.736\text{km}/\text{h}\doteq 2.73\text{km}/\text{h}$$

3. まとめ

除雪速度は 2.73km/h とする。南側保管場所からの淡水貯水池までのルート
の除雪に要する時間評価を第 3 図に示す。



区間	距離 (約 m)	時間評価 項目	速度 (km/h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	251	徒歩移動	4	1	1
②→③	846	降雪除去	2.73	19	20
③→④	510	降雪除去	2.73	12	32

第 3 図 緊急時対策所から大型ポンプ及び低圧電源車の
設置箇所までのルートの除雪に要する時間

屋外アクセスルート 降灰除去時間評価について

1. ホイールローダ仕様

○最大けん引力：7t

(牽引力 $8.8\text{t} \times \text{アスファルト摩擦係数 } 0.8$)

○バケット全幅：2.5m

○走行速度(1速の走行速度の $1/2$)：前進 1.1m/s (4.0km/h)，
後進 1.1m/s (4.0km/h)

2. 降灰除去速度の算出

(1) 降灰条件

○降灰量：40cm (降下火砕物シミュレーション等から設定した降灰量)

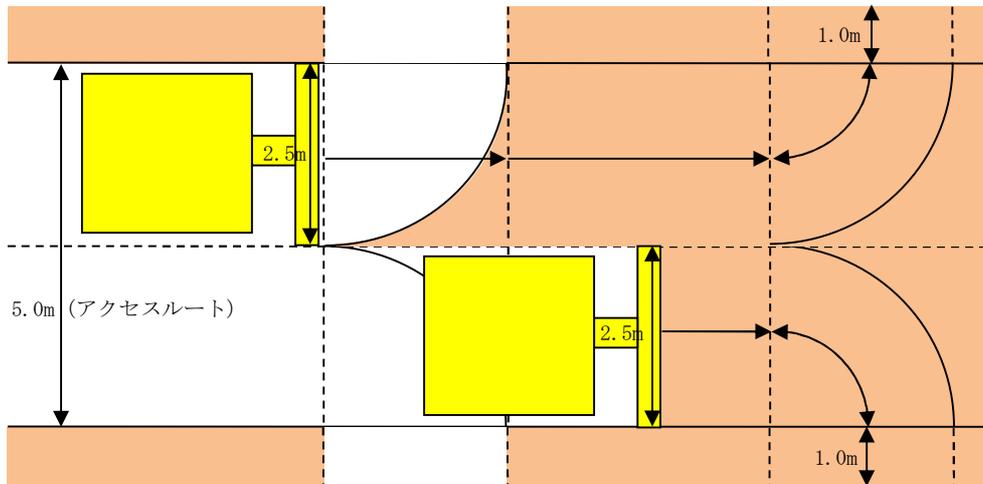
○密度：湿潤状態 1.5g/cm^3 (1.5t/m^3)

(2) 除去方法

○アクセスルート上の降灰を、ホイールローダで道路脇へ1m 押し出し除去する。

○1回の押し出し可能量を7tとし、7tの降灰を集積し、道路脇へ押し出す作業を1サイクルとして繰り返す。

○バケット幅が2.5mであることから、5mの道幅を確保するために、2台のホイールローダで作業を行う。なお、車両による速度の差はないため、1台分の時間を評価対象とする。(第1図参照)



第1図 除去イメージ図

- ・ 1サイクルで重機にて降灰除去可能な面積

$$7\text{t (けん引力)} \div (1.5\text{t}/\text{m}^3 \text{ (密度)} \times 40\text{cm (降灰量)}) = 11.66\text{m}^2$$

- ・ 各区間での除去面積と走行距離 (第2図参照)

①から②の撤去範囲 (前サイクルの取残し部の面積, 距離) : 1.35m^2 , 2.5m

②から③の撤去範囲 (直進部の面積, 距離) : 2.9m^2 , 1.1m

③から④の撤去範囲 (旋回部の面積, 距離) : 4.91m^2 , 2m

④から⑤の撤去範囲 (押出部の面積, 距離) : 2.5m^2 , 1m

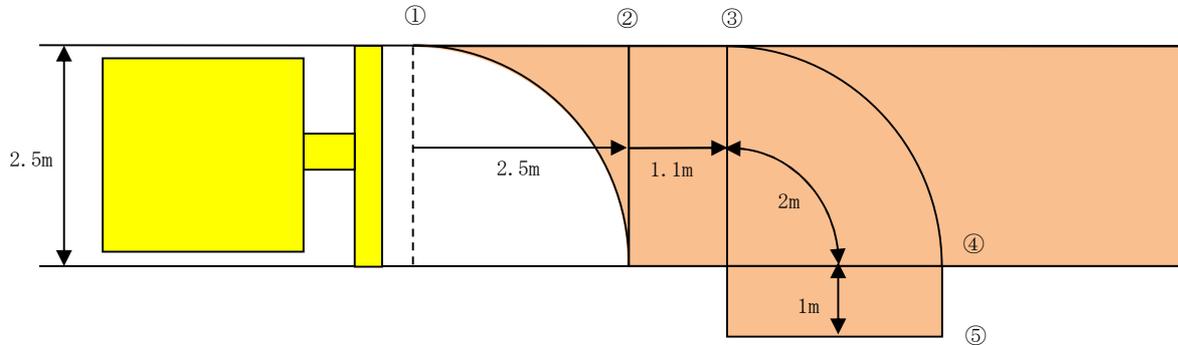
(3) 1サイクル当りの作業時間

走行速度 (前進 $1.1\text{m}/\text{s}$, 後進 $1.1\text{m}/\text{s}$) で作業すると仮定して,

- ・ A : 押し出し (①→②→③→④→⑤) : $6.6\text{m} \div 1.1\text{m}/\text{s} = 6\text{秒}$
- ・ B : ギア切り替え : 6秒
- ・ C : 後進 : (⑤→④→③) : $3.0\text{m} \div 1.1\text{m}/\text{s} = 2.73 \text{秒} \approx 3\text{秒}$
- ・ D : ギア切り替え : 6秒

1 サイクル当たりの作業時間 (A+B+C+D)

$$=6 \text{ 秒} + 6 \text{ 秒} + 3 \text{ 秒} + 6 \text{ 秒} = 21 \text{ 秒}$$



<各区间での除去面積の算出>

- ①から②の除去面積 (前サイクルでの取残し部の面積) $= 2.5\text{m} \times 2.5\text{m} - 2.5\text{m} \times 2.5\text{m} \times \pi \times 90 / 360 \approx 1.35\text{m}^2$
- ③から④の除去面積 (旋回部の面積) $= 2.5\text{m} \times 2.5\text{m} \times \pi \times 90 / 360 \approx 4.91\text{m}^2$
- ④から⑤の除去面積 (押し出し部の面積) $= 1\text{m} \times 2.5\text{m} = 2.5\text{m}^2$
- ②から③の除去面積 (直進部の面積) $= 1\text{回の除去可能面積}\text{m}^2 - \text{取残し部面積}\text{m}^2 - \text{旋回部面積}\text{m}^2 - \text{押し出し部面積}\text{m}^2$
 $= 11.66\text{m}^2 - 1.35\text{m}^2 - 4.91\text{m}^2 - 2.5\text{m}^2 = 2.9\text{m}^2$

<各区间での除去距離の算出>

- ①から②の除去距離 (バケット幅の長さと同等) $= 2.5\text{m}$
- ②から③の除去距離 (直進部の距離m) $= \text{直進部の面積}\text{m}^2 \div \text{バケット幅}\text{m} = 2.9\text{m}^2 \div 2.5\text{m} = 1.16\text{m} \approx 1.1\text{m}$
- ③から④の除去距離 (旋回部の距離m) $= \text{バケット幅}\text{m} \div 2 \times 2 \times \pi \times 90 / 360 \approx 2.0\text{m}$
- ④から⑤の除去距離 (押し出し部の距離) $= 1\text{m}$
- ①から⑤の合計距離 $= 2.5\text{m} + 1.1\text{m} + 2.0\text{m} + 1\text{m} = 6.6\text{m}$

第2図 降灰除去のサイクル図

(4) 1サイクル当りの除去延長

$$\text{取残し部①から②の距離} + \text{直進部②から③の距離} = 2.5\text{m} + 1.1\text{m} = 3.6\text{m}$$

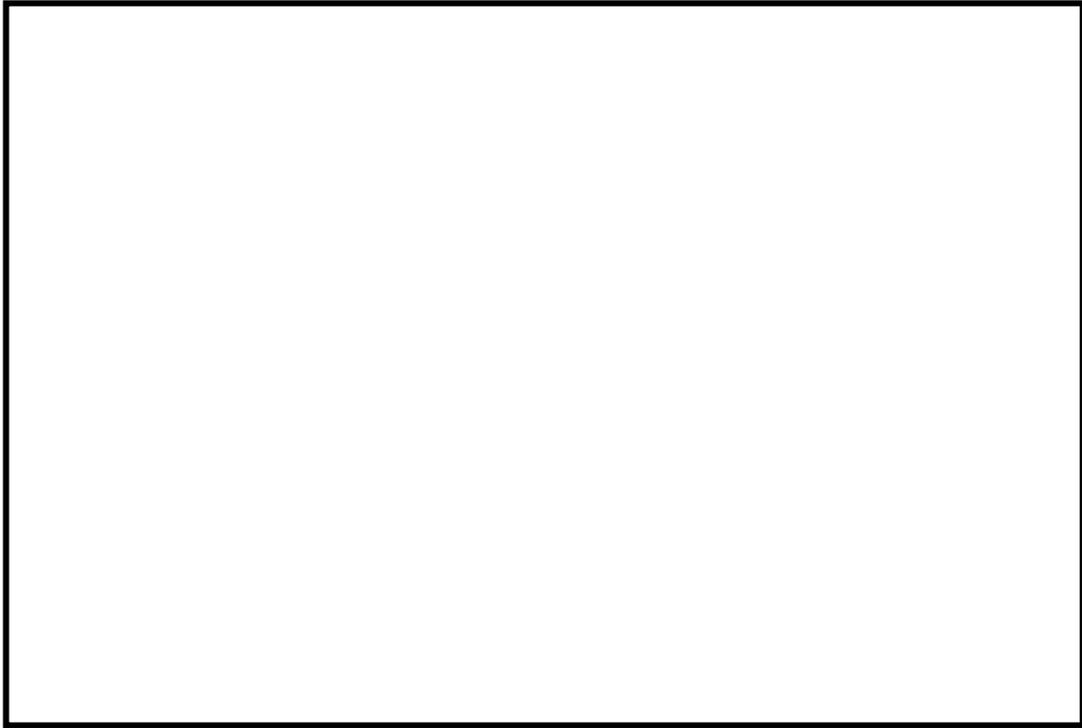
(5) 降灰除去速度

1 サイクル当たりの除去延長 \div 1 サイクル当たりの作業時間

$$3.6\text{m} \div 21 \text{ 秒} = 0.171\text{m/s} = 0.617\text{km/h} \approx 0.61\text{km/h}$$

3. まとめ

降灰の除去速度は0.61km/hとする。南側保管場所からの淡水貯水池までのルート
の除雪に要する時間評価を第3図に示す。



区間	距離 (約 m)	時間評価 項目	速度 (km/h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	251	徒歩移動	4	1	1
②→③	846	降灰除去	0.61	84	85
③→④	510	降灰除去	0.61	52	137

第3図 緊急時対策所から大型ポンプ及び低圧電源車の
設置箇所までのルートの除雪に要する時間

可搬型設備の小動物対策について

可搬型設備は小動物が開口部等から設備内部に侵入し、設備の機能に影響を及ぼす可能性があることから、可搬型設備に開口部がある場合には、侵入防止対策を実施する。今後配備予定の車両についても同様な対策を実施する。

また、発電所における小動物の生息状況について構内従事者への聞き取り、モグラ塚の有無等から確認した結果、ねずみ、モグラ等の一般的な小動物が確認されている。ただし、設備の機能に影響を及ぼすほど大量に発生した実績はなく、開口部への侵入防止対策を行うことで、可搬型設備の機能に影響を及ぼすおそれはないと判断した。

第1表及び第1図に配備済みの可搬型設備の開口部有無と対策内容を示す。

第1表 可搬型設備の開口部確認結果

	設備名称	開口部有無	対策内容
①	可搬型代替注水中型ポンプ	無※	—
②	中型ポンプ用送水ホース運搬車	有	貫通部シール処理
③	可搬型代替低圧電源車	有	貫通部シール処理
④	可搬型ケーブル運搬車	有	貫通部シール処理
⑤	タンクローリ	無	—
⑥	可搬型高圧窒素供給装置	有	貫通部シール処理 防虫網設置
⑦	放射能観測車	有	貫通部シール処理 金網設置
⑧	ホイールローダ	有	貫通部シール処理

※小動物侵入により機能影響を及ぼす閉鎖的空間無し

①可搬型代替注水中型ポンプ



②中型ポンプ用送水ホース運搬車



③可搬型代替低圧電源車



④可搬型ケーブル運搬車



第1図 可搬型設備 小動物対策例 (1/2)

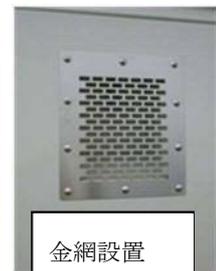
⑤タンクローリ



⑥可搬型高圧窒素供給装置



⑦放射能観測車



⑧ホイールローダ



第1図 可搬型設備 小動物対策例 (2/2)

森林火災時における保管場所への影響について

防火帯に近接する保管場所及びアクセスルートについて、森林火災及び保管場所周辺の植生火災による影響を評価した。

1. 森林火災による影響

保管場所に近接した場所で森林火災が発生し、火炎が防火帯外縁まで到達した場合、放射熱強度が $1.6\text{kW}/\text{m}^2$ *以下となる森林からの離隔距離は 51m となるが、西側保管場所は森林から 51m 以上の離隔を確保しているため、熱影響を受けない。南側保管場所は保管場所の一部が森林から 51m の範囲内となっているが、森林から 51m の範囲に可搬型設備は配備していないことから、熱影響を受けない。

また、各保管場所から熱影響を受けないアクセスルートを確保していることから、可搬型設備の走行及び運搬に影響はない。

さらに、西側保管場所の近傍及び南側保管場所の下部に設置されている可搬型設備用軽油タンクは、地下式のため熱影響を受けない。

保管場所及びアクセスルートの位置関係を第 1 図に示す。

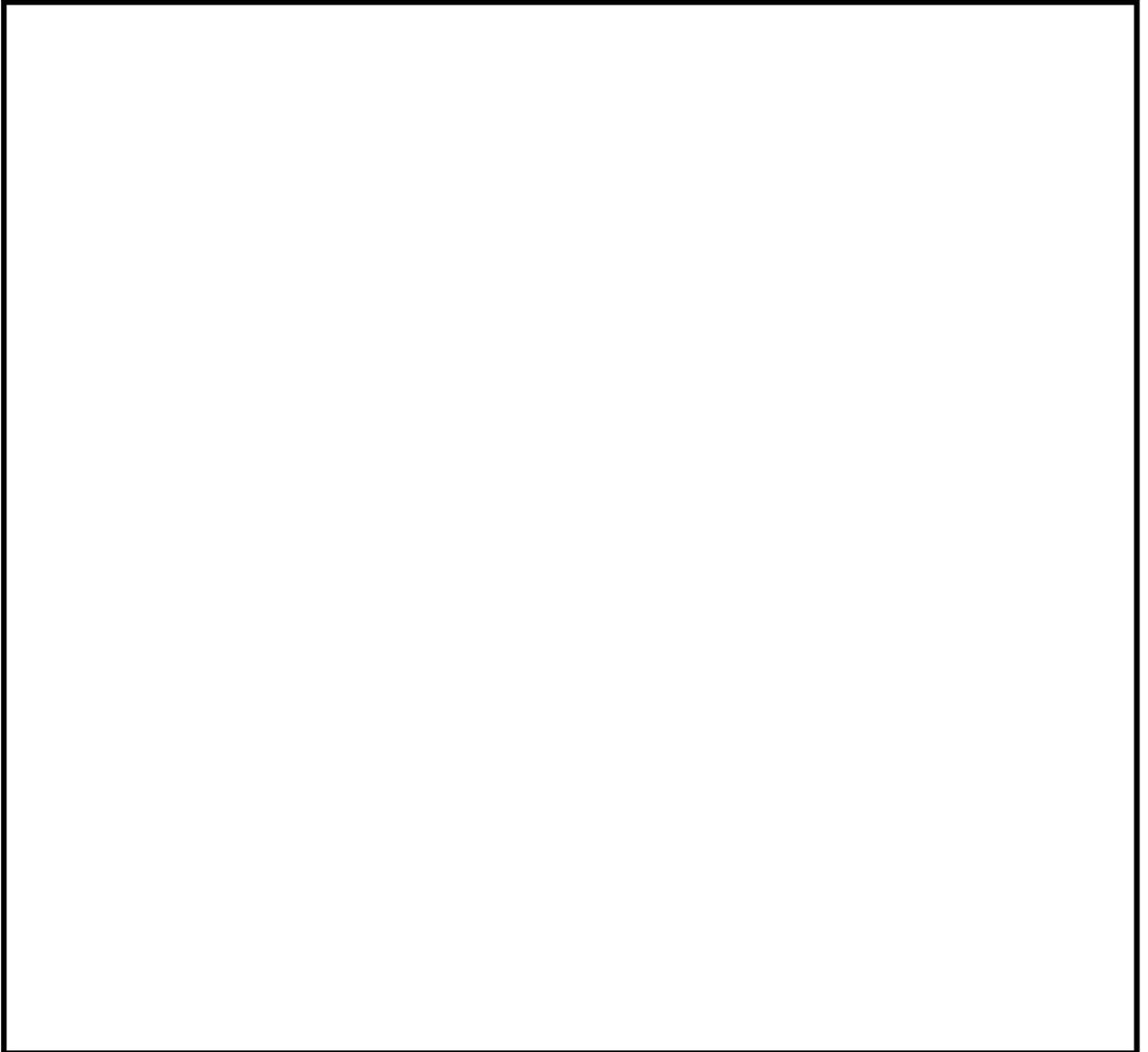
なお、飛び火の影響については、防火帯を設置することで森林火災による飛び火が保管場所へ延焼するおそれはないが、森林火災の状況に応じて防火帯付近に予防散水を行い、万一の飛び火による影響を防止する。予防散水は、消火栓及び防火水槽等から水槽付消防ポンプ自動車等を用いて実施する。

第 2 図に敷地内の屋外消火栓及び防火水槽の配置を示す。保管場所及びアクセスルートの設置に伴って高所に設置する消火栓は、保管場所やアクセスルートの消火活動が行えるような位置に設置し、数量を確保する。

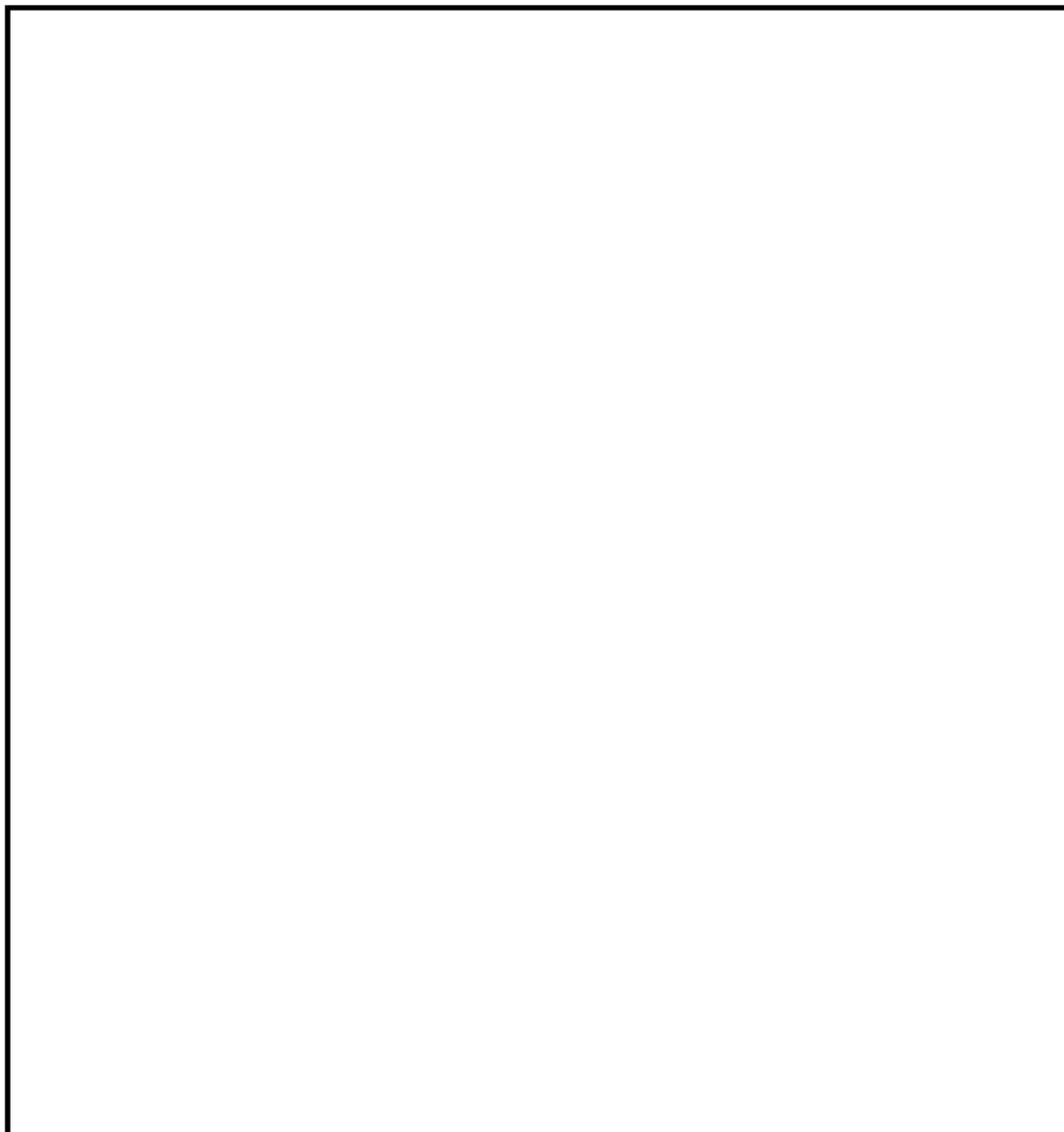
※人が長時間さらされても苦痛を感じない強度（出典：石油コンビナートの防災アセスメント指針）

2. 保管場所周辺の植生火災による影響

保管場所周辺の植生火災による影響評価結果は追而とする。



第1図 防火帯と保管場所及び屋外アクセスルートの位置



第 2 図 屋外消火栓及び防火水槽の配置図

保管場所及びアクセスルートへの自然現象の重畳による影響について

自然現象の重畳として、発電所敷地で想定される自然現象（地震，津波を除く）として抽出した 12 事象（洪水，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り，火山，生物学的事象，森林火災，高潮）から，敷地に影響を及ぼすことがないと判断した，洪水，地滑り及び高潮を除いた 9 事象に，地震及び津波を加えた 11 事象について影響を評価した。

自然現象の組合せを第 1 表に示す。

事象 1 を先発事象，事象 2 を後発事象とする。

第 1 表 自然現象の組合せ

事象 1 事象 2	凍結	降水	地震	積雪	津波	火山	生物学的事象	風 (台風)	竜巻	森林火災	落雷
凍結		(1b)	(2b)	(3b)	(4b)	(5b)	(6b)	(7b)	(8b)	(9b)	(10b)
降水	(1a)		(11b)	(12b)	(13b)	(14b)	(15b)	(16b)	(17b)	(18b)	(19b)
地震	(2a)	(11a)		(20b)	(21b)	(22b)	(23b)	(24b)	(25b)	(26b)	(27b)
積雪	(3a)	(12a)	(20a)		(28b)	(29b)	(30b)	(31b)	(32b)	(33b)	(34b)
津波	(4a)	(13a)	(21a)	(28a)		(35b)	(36b)	(37b)	(38b)	(39b)	(40b)
火山	(5a)	(14a)	(22a)	(29a)	(35a)		(41b)	(42b)	(43b)	(44b)	(45b)
生物学的事象	(6a)	(15a)	(23a)	(30a)	(36a)	(41a)		(46b)	(47b)	(48b)	(49b)
風 (台風)	(7a)	(16a)	(24a)	(31a)	(37a)	(42a)	(46a)		(50b)	(51b)	(52b)
竜巻	(8a)	(17a)	(25a)	(32a)	(38a)	(43a)	(47a)	(50a)		(53b)	(54b)
森林火災	(9a)	(18a)	(26a)	(33a)	(39a)	(44a)	(48a)	(51a)	(53a)		(55b)
落雷	(10a)	(19a)	(27a)	(34a)	(40a)	(45a)	(49a)	(52a)	(54a)	(55a)	

各自然現象がもたらす影響モードを第2表に示す。

第2表 自然現象のもたらす影響モード

	影響モード						
	荷重	温度	閉塞 (吸気等)	閉塞 (海水系)	浸水	電氣的 影響	腐食
凍結	—	○	—	—	—	○	—
降水	—	—	—	—	○	—	—
地震	○	—	—	—	—	—	—
積雪	○	—	○	—	—	○	—
津波	○	—	—	○	○	—	—
火山	○	—	○	○	—	○	○
生物学的 事象	—	—	—	○	—	○	—
風(台風)	○	—	—	—	—	—	—
竜巻	○	—	—	—	—	—	—
森林火災	—	○	○	—	—	—	—
落雷	—	—	—	—	—	○	—

自然現象の組合せについて、設備の耐性、作業環境、屋外ルート、屋内ルートに対して、以下に基づき評価を実施した。

1. 評価方針

第1表に示す自然現象の組合せに対し、第2表の影響モードを網羅的に組み合わせ確認する。確認の結果、影響モードが単独の自然事象に比べ増長する可能性が高まる場合、以下項目についてその内容を記載する。

組み合わせる自然現象は設計基準規模を想定する。

2. 評価対象及び内容

(1) 設備の耐性

保管場所にある重大事故等対処設備が重畳荷重等により機能喪失する可能性について記載する。

(2) 作業環境

保管場所での各種作業や除雪，除灰等の屋外作業を行う場合の環境について記載する。

(3) 屋外ルート

屋外アクセスルートについて段差復旧，除雪・除灰等の屋外作業を行う場合の環境について記載する。

(4) 屋内ルート

屋内アクセスルートへの重畳荷重等による影響について記載する。

3. 評価結果

(1a) 凍結×降水

設備の耐性 : 凍結と降水は同時に発生することは考えられず、また、
影響は緩和されることから、組合せを考慮しない。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(1b) 降水×凍結

設備の耐性 : 凍結と降水は同時に発生することは考えられず、また、
影響は緩和されることから、組合せを考慮しない。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(2a) 凍結×地震

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 凍結状態において、倒壊した構造物の撤去作業が必要で
あるため作業効率が低下するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(2b) 地震×凍結

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 凍結状態において、倒壊した構造物の撤去作業が必要であるため作業効率が低下するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(3a) 凍結×積雪

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 凍結状態において、除雪作業が必要であり、作業効率が低下するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(3b) 積雪×凍結

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 凍結状態において、除雪作業が必要であり、作業効率が低下するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(4a) 凍結×津波

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(4b) 津波×凍結

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(5a) 凍結×火山

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 凍結状態において、除灰作業が必要であり、作業効率が低下するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(5b) 火山×凍結

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 凍結状態において、除灰作業が必要であり、作業効率が低下するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(6a) 凍結×生物学的事象

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(6b) 生物学的事象×凍結

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(7a) 凍結×風 (台風)

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(7b) 風 (台風) ×凍結

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(8a) 凍結×竜巻

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 凍結状態において、竜巻による飛散物の撤去作業を行う
必要があり作業効率が低下するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(8b) 竜巻×凍結

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 凍結状態において、竜巻による飛散物の撤去作業を行う
必要があり作業効率が低下するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(9a) 凍結×森林火災

- 設備の耐性 : 森林火災は凍結による熱影響を緩和する方向になること
から、組合せを考慮しない。
- 作業環境 : 同上。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 同上。

(9b) 森林火災×凍結

設備の耐性 : 凍結は森林火災による熱影響を緩和する方向になることから、組合せを考慮しない。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(10a) 凍結×落雷

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(10b) 落雷×凍結

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(11a) 降水×地震

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 降水中において、倒壊した構造物の撤去作業が必要であるため作業効率が低下するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(11b) 地震×降水

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 地震による影響で構内排水設備が閉塞し降水の影響が増長する可能性があるが、降水は低地に集水され、また、海域へ排水する設備は基準地震動により損傷しない設計としていることから、影響なし。

また、降水中において、倒壊した構造物の撤去作業が必要であるため作業効率が低下するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(12a) 降水×積雪

設備の耐性 : 降水と積雪は同時に発生することは考えられず、また、影響は緩和されることから組合せを考慮しない。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(12b) 積雪×降水

設備の耐性 : 降水と積雪は同時に発生することは考えられず、また、影響は緩和されることから組合せを考慮しない。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(13a) 降水×津波

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(13b) 津波×降水

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(14a) 降水×火山

設備の耐性 : 降下火砕物が湿分を吸収することによる荷重増加が考えられるが、設計上考慮する荷重として湿分を含んだ降下火砕物堆積荷重を考慮していることから、影響なし。

作業環境 : 降水中において、湿分を吸収した降下火砕物の除灰作業が必要であり、作業効率の低下及び作業量が増加するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 降下火砕物が湿分を吸収することによる荷重増加が考えられるが、設計上考慮する荷重として湿分を含んだ降下火砕物堆積荷重を考慮していることから、影響なし。

(14b) 火山×降水

- 設備の耐性 : 降下火砕物が湿分を吸収することによる荷重増加が考えられるが、設計上考慮する荷重として湿分を含んだ降下火砕物堆積荷重を考慮していることから、影響なし。
- 作業環境 : 降水中において、湿分を吸収した降下火砕物の除灰作業が必要であり、作業効率の低下及び作業量が増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 降下火砕物が湿分を吸収することによる荷重増加が考えられるが、設計上考慮する荷重として湿分を含んだ降下火砕物堆積荷重を考慮していることから、影響なし。

(15a) 降水×生物学的事象

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 同上。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 同上。

(15b) 生物学的事象×降水

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 同上。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 同上。

(16a) 降水×風（台風）

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(16b) 風（台風）×降水

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(17a) 降水×竜巻

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 降水中において、竜巻による飛散物の撤去作業を行う必要があり作業効率が低下するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(17b) 竜巻×降水

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 降水中において、竜巻による飛散物の撤去作業を行う必要があり作業効率が低下するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(18a) 降水×森林火災

- 設備の耐性 : 降水は森林火災による熱影響を緩和する方向になることから、組合せを考慮しない。
- 作業環境 : 同上。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 同上。

(18b) 森林火災×降水

- 設備の耐性 : 降水は森林火災による熱影響を緩和する方向になることから、組合せを考慮しない。
- 作業環境 : 同上。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 同上。

(19a) 降水×落雷

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(19b) 落雷×降水

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(20a) 地震×積雪

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 倒壊した構造物の撤去作業及び除雪作業が必要であり、
作業量が増加するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(20b) 積雪×地震

- 設備の耐性 : 積雪の堆積荷重に地震荷重が加わることが考えられるが、
除雪作業を行うことから、影響なし。
- 作業環境 : 倒壊した構造物の撤去作業及び除雪作業が必要であり、
作業量が増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 積雪の堆積荷重に地震荷重が加わることが考えられるが、
設計上考慮する荷重として地震力と積雪荷重を考慮し
ていることから、影響なし。

(21a) 地震×津波

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 同上。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 同上。

(21b) 津波×地震

設備の耐性 : 地震荷重に津波の荷重が加わることが考えられるが、同時に発生すると考えられる津波の衝突荷重と余震荷重を考慮した津波防護施設により津波が敷地内に到達しないため、影響なし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 地震荷重に津波の荷重が加わることが考えられるが、同時に発生すると考えられる津波の衝突荷重と余震荷重を考慮した津波防護施設により津波が敷地内に到達しないため、影響なし。

(22a) 地震×火山

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 倒壊した構造物の撤去作業及び除灰作業が必要であり、作業量は増加するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(22b) 火山×地震

- 設備の耐性 : 火山と地震は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いこと、降灰時は除灰を行うことから、重畳を考慮しない。
- 作業環境 : 倒壊した構造物の撤去作業及び除灰作業が必要であり、作業量は増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 降下火砕物の堆積による荷重に地震荷重が加わることが考えられるが、火山と地震は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いこと、降灰時は除灰を行うことから、重畳を考慮しない。

(23a) 地震×生物学的事象

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 同上。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 同上。

(23b) 生物学的事象×地震

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 同上。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 同上。

(24a) 地震×風（台風）

- 設備の耐性 : 地震力と風圧が同時に作用した場合は横転の可能性があるが、重畳が発生するとしても瞬時の事象であり、作用する力の方向も考慮に入れると発生頻度は極めて低い。
- 作業環境 : 風（台風）による飛散物及び倒壊した構造物の撤去作業が必要であり、作業量が増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 風（台風）の荷重に地震の荷重が加わることが考えられるが、設計上考慮する荷重として地震力と風荷重を考慮していることから、影響なし。

(24b) 風（台風）×地震

- 設備の耐性 : 地震力と風圧が同時に作用した場合は横転の可能性があるが、重畳が発生するとしても瞬時の事象であり、作用する力の方向も考慮に入れると発生頻度は極めて低い。
- 作業環境 : 増長する影響モードなし。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 風（台風）の荷重に地震の荷重が加わることが考えられるが、設計上考慮する荷重として地震力と風荷重を考慮していることから、影響なし。

(25a) 地震×竜巻

- 設備の耐性 : 地震と竜巻は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから、重畳を考慮しない。
- 作業環境 : 倒壊した構造物及び竜巻による飛散物の撤去作業が必要であり、作業量が増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 地震と竜巻は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから、重畳を考慮しない。

(25b) 竜巻×地震

- 設備の耐性 : 地震と竜巻は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから、重畳を考慮しない。
- 作業環境 : 竜巻による飛散物及び倒壊した構造物の撤去作業が必要であり、作業量が増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 地震と竜巻は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから、重畳を考慮しない。

(26a) 地震×森林火災

設備の耐性 : 地震により防火帯が崩壊する可能性が考えられるが、防火帯周辺には地震によって崩壊する斜面がないことから、影響なし。

作業環境 : 増長する影響モードなし。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(26b) 森林火災×地震

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(27a) 地震×落雷

設備の耐性 : 地震により避雷設備が損傷し、落雷が落ちやすくなると考えられるが、避雷機能を有する排気筒は基準地震動に耐えうる設計であることから、影響なし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(27b) 落雷×地震

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(28a) 積雪×津波

設備の耐性 : 積雪の堆積荷重に津波の衝突荷重が加わることが考えられるが、津波防護施設により津波が敷地内に到達しないため、影響なし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 積雪の堆積荷重に津波の衝突荷重が加わることが考えられるが、津波防護施設により津波が敷地内に到達しないため、影響なし。

(28b) 津波×積雪

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(29a) 積雪×火山

設備の耐性 : 積雪及び降下火砕物の堆積による荷重が加わることが考えられるが、除雪及び除灰作業を行うことから、影響なし。

積雪と降下火砕物の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除雪及び除灰作業を行うことから、対処は可能。

作業環境 : 除雪及び除灰作業が必要であり、作業量が増加するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 積雪及び降下火砕物の堆積による荷重が加わることが考えられるが、設計上考慮する荷重として降下火砕物堆積荷重と積雪荷重を考慮していることから、影響なし。

(29b) 火山×積雪

設備の耐性 : 積雪及び降下火砕物の堆積による荷重が加わることが考えられるが、除雪及び除灰作業を行うことから、影響なし。

積雪と降下火砕物の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除雪及び除灰作業を行うことから、対処は可能。

作業環境 : 除雪及び除灰作業が必要であり、作業量が増加するものの、対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 積雪及び降下火砕物の堆積による荷重が加わることが考えられるが、設計上考慮する荷重として降下火砕物堆積荷重と積雪荷重を考慮していることから、影響なし。

(30a) 積雪×生物学的事象

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(30b) 生物学的事象×積雪

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(31a) 積雪×風（台風）

設備の耐性 : 風(台風)と積雪の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除雪作業を行うことから対処は可能。

作業環境 : 増長する影響モードなし。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 風(台風)荷重により積雪荷重が緩和されることから、荷重の組合せは考慮しない。

(31b) 風（台風）×積雪

設備の耐性 : 風(台風)と積雪の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除雪作業を行うことから対処は可能。

作業環境 : 増長する影響モードなし、

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(32a) 積雪×竜巻

- 設備の耐性 : 竜巻と積雪の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除雪作業を行うことから、対処は可能。
- 作業環境 : 竜巻による飛散物の撤去作業及び除雪作業が必要であり、作業量が増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 風荷重により積雪荷重が緩和されることから、荷重の組合せは考慮しない。

(32b) 竜巻×積雪

- 設備の耐性 : 竜巻と積雪の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除雪作業を行うことから、対処は可能。
- 作業環境 : 竜巻による飛散物の撤去作業及び除雪作業が必要であり、作業量が増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(33a) 積雪×森林火災

設備の耐性 : 雪とばい煙の影響により，設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが，除雪及び除去作業を行うことから，対処は可能。

作業環境 : ばい煙飛散中に除雪作業が必要であり，作業効率が低下するものの，対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(33b) 森林火災×積雪

設備の耐性 : 雪とばい煙の影響により，設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが，除雪及び除去作業を行うことから，対処は可能。

作業環境 : ばい煙飛散及び降雪中での復旧作業となり，作業効率が低下するものの，対処は可能。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(34a) 積雪×落雷

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(34b) 落雷×積雪

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(35a) 津波×火山

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(35b) 火山×津波

設備の耐性 : 降下火砕物の堆積荷重に津波の荷重が加わることが考えられるが、火山と津波は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いこと、降灰時は除灰を行うことから、重畳を考慮しない。

作業環境 : 増長する影響モードなし。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 降下火砕物の堆積荷重に津波の荷重が加わることが考えられるが、火山と津波は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いこと、降灰時は除灰を行うことから、重畳を考慮しない。

(36a) 津波×生物学的事象

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(36b) 生物学的事象×津波

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(37a) 津波×風（台風）

設備の耐性 : 風（台風）の荷重に津波の衝突の荷重が加わることが考えられるが、津波防護施設により津波が敷地内に到達しないため、影響なし。

作業環境 : 増長する影響モードなし。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 風（台風）の荷重に津波の衝突の荷重が加わることが考えられるが、津波防護施設により津波が敷地内に到達しないため、影響なし。

(37b) 風（台風）×津波

- 設備の耐性 : 風（台風）の荷重に津波の衝突の荷重が加わることが考えられるが，津波防護施設により津波が敷地内に到達しないため，影響なし。
- 作業環境 : 増長する影響モードなし。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 風（台風）の荷重に津波の衝突の荷重が加わることが考えられるが，津波防護施設により津波が敷地内に到達しないため，影響なし。

(38a) 津波×竜巻

- 設備の耐性 : 竜巻の風荷重に津波の荷重が加わることが考えられるが，竜巻と津波は独立事象であり，かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから，重畳を考慮しない。
- 作業環境 : 増長する影響モードなし。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 竜巻の風荷重に津波の荷重が加わることが考えられるが，竜巻と津波は独立事象であり，かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから，重畳を考慮しない。

(38b) 竜巻×津波

設備の耐性 : 竜巻の風荷重に津波の荷重が加わることが考えられるが、竜巻と津波は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから、重畳を考慮しない。

作業環境 : 増長する影響モードなし。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 竜巻の風荷重に津波の荷重が加わることが考えられるが、竜巻と津波は独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから、重畳を考慮しない。

(39a) 津波×森林火災

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(39b) 森林火災×津波

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(40a) 津波×落雷

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(40b) 落雷×津波

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(41a) 火山×生物学的事象

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(41b) 生物学的事象×火山

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(42a) 火山×風（台風）

- 設備の耐性 : 風(台風)と降下火砕物の影響により, 設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが, 除灰作業を行うことから, 対処は可能。
- 作業環境 : 風(台風)による飛散物の撤去作業及び除灰作業が必要であり, 作業量が増加するものの, 対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 風(台風)荷重により降下火砕物荷重が緩和されることから, 荷重の組合せは考慮しない。

(42b) 風（台風）×火山

- 設備の耐性 : 風(台風)と降下火砕物の影響により, 設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが, 除灰作業を行うことから, 対処は可能。
- 作業環境 : 風(台風)による飛散物の撤去作業及び除灰作業が必要であり, 作業量が増加するものの, 対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(43a) 火山×竜巻

- 設備の耐性 : 火山と竜巻とは独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから、重畳を考慮しない。
- 作業環境 : 竜巻による飛散物の撤去作業及び除灰作業が必要であり、作業量が増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 火山と竜巻とは独立事象であり、かつ各々の発生頻度が十分小さく同時に発生する確率が極めて低いことから、重畳を考慮しない。

(43b) 竜巻×火山

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 竜巻による飛散物の撤去作業及び除灰作業が必要であり、作業量が増加するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(44a) 火山×森林火災

- 設備の耐性 : 降下火砕物とばい煙の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除灰及び除去作業を行うことから、対処は可能。
- 作業環境 : ばい煙飛散中に除灰作業が必要であり、作業効率が低下するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(44b) 森林火災×火山

- 設備の耐性 : 降下火砕物とばい煙の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除灰及び除去作業を行うことから、対処は可能。
- 作業環境 : ばい煙飛散及び降灰中での復旧作業となり、作業効率が低下するものの、対処は可能。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(45a) 火山×落雷

- 設備の耐性 : 増長する影響モードなし。
- 作業環境 : 同上。
- 屋外ルート : 同上。
- 屋内ルート : 同上。

(45b) 落雷×火山

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(46a) 生物学的事象×風（台風）

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(46b) 風（台風）×生物学的事象

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(47a) 生物学的事象×竜巻

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(47b) 竜巻×生物学的事象

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(48a) 生物学的事象×森林火災

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(48b) 森林火災×生物学的事象

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(49a) 生物学的事象×落雷

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(49b) 落雷×生物学的事象

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(50a) 風（台風）×竜巻

設備の耐性 : 風（台風）は竜巻の影響に包絡されるため、竜巻の単独評価と同様であり、増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(50b) 竜巻×風（台風）

設備の耐性 : 風（台風）は竜巻の影響に包絡されるため、竜巻の単独評価と同様であり、増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(51a) 風（台風）×森林火災

設備の耐性 : 風(台風)とばい煙の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除去作業を行うことから、対処は可能。

また、森林火災が風(台風)により増長する可能性があるが、風速を考慮した防火帯幅及び森林からの離隔距離を設けており、影響なし。

作業環境 : 森林火災が風(台風)により増長する可能性があるが、風速を考慮した防火帯幅及び森林からの離隔距離を設けており、影響なし。

屋外ルート : 森林火災が風(台風)により増長する可能性があるが、風速を考慮した防火帯幅を設けており、影響なし。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(51b) 森林火災×風（台風）

設備の耐性 : 風(台風)とばい煙の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除去作業を行うことから、対処は可能。

また、森林火災が風により増長する可能性があるが、風速を考慮した防火帯幅及び森林からの離隔距離を設けており、影響なし。

作業環境 : 森林火災が風(台風)により増長する可能性があるが、風速を考慮した防火帯幅及び森林からの離隔距離を設けており、影響なし。

屋外ルート : 森林火災が風(台風)により増長する可能性があるが、風速を考慮した防火帯幅を設けており、影響なし。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(52a) 風（台風）×落雷

設備の耐性 : 風(台風)荷重により避雷設備が損傷し、落雷が落ちやすくなると考えられるが、避雷機能を有する排気筒は基準地震に耐えうる設計であることから、影響なし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(52b) 落雷×風（台風）

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(53a) 竜巻×森林火災

設備の耐性 : 竜巻とばい煙の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除去作業を行うことから、対処は可能。

森林火災が竜巻により増長する可能性があるが、竜巻による延焼は一時的であることから、影響なし。

作業環境 : 森林火災が竜巻により増長する可能性があるが、竜巻による延焼は一時的であることから、影響なし。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(53b) 森林火災×竜巻

設備の耐性 : 竜巻とばい煙の影響により、設備の吸気口等閉塞の可能性が高まると考えられるが、除去作業を行うことから、対処は可能。

森林火災が竜巻により増長する可能性があるが、竜巻による延焼は一時的であることから、影響なし。

作業環境 : 森林火災が竜巻により増長する可能性があるが、竜巻による延焼は一時的であることから、影響なし。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(54a) 竜巻×落雷

設備の耐性 : 風荷重または飛来物により避雷設備が損傷し、落雷が落ちやすくなると考えられるが、避雷機能を有する排気筒は基準地震に耐えうる設計であることから、影響なし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 増長する影響モードなし。

(54b) 落雷×竜巻

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(55a) 森林火災×落雷

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

(55b) 落雷×森林火災

設備の耐性 : 増長する影響モードなし。

作業環境 : 同上。

屋外ルート : 同上。

屋内ルート : 同上。

平成 23 年 (2011 年) 東北地方太平洋沖地震の被害状況について

1. 東北地方太平洋沖地震の概要

平成 23 年 3 月 11 日 14 時 46 分頃、宮城県沖において、大きな地震が発生し、宮城県で最大震度 7 (茨城県東海村での観測震度「6 弱」) を観測したほか、東北地方を中心に関東地方にかけて広い範囲で地震動が観測された。気象庁発表によれば、マグニチュードは 9.0、震源深さは 24 km である。

2. 東北地方太平洋沖地震時の被害状況

東北地方太平洋沖地震時に東海第二発電所構内で確認された被害のうち、屋外アクセスルートに関する傾斜地及び構内道路の被害状況について以降に示す。

2.1 傾斜地の被害状況

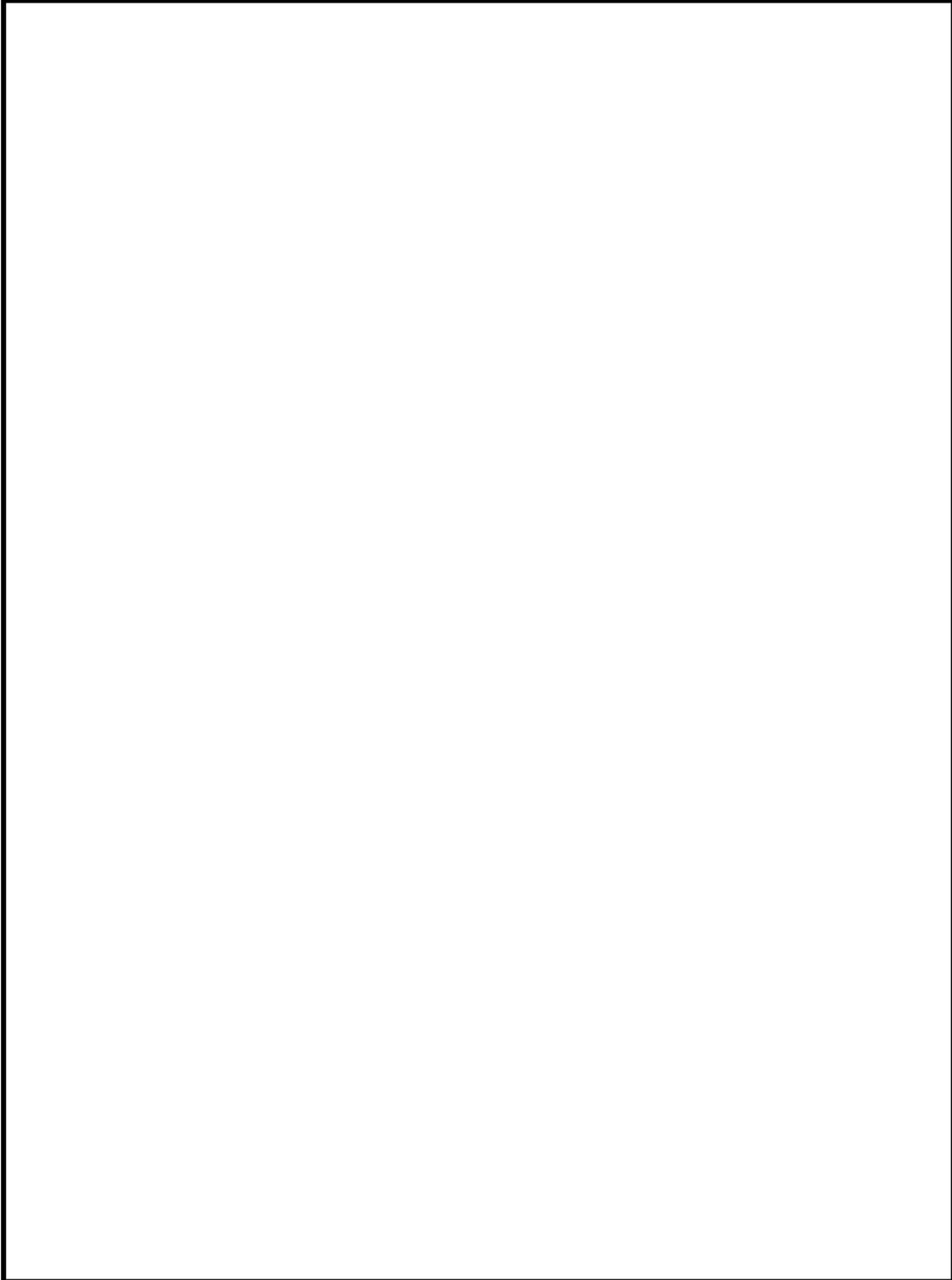
東海第二発電所構内の傾斜地について、被害は確認されなかった。

2.2 構内道路の被害状況

構内道路と地下埋設物 (放水路カルバート) が交差する箇所の一部段差 (約 10cm ~ 約 20cm) や亀裂が認められたが、通行不能となった箇所はなかった。

なお、今回の被災状況を鑑み、地盤液状化による段差発生等により通行に支障が生じる可能性がある箇所については、路盤補強を実施することから、車両のアクセス性に支障はない。

被害を受けた箇所で最も被害の大きな箇所 (タービン建屋北側道路) の被災状況を第 1 図に示す。



第1図 構内道路の被害箇所及びその状況

可搬型設備の接続口の配置及び仕様について

1. 可搬型設備の接続口の考え方

可搬型設備のうち原子炉建屋の外から水又は電力を供給するものの接続口については、設置許可基準規則第 43 条第 3 項第 3 号の要求より、共通要因によって接続することができなくなることを防止するため、接続口を複数箇所に設けるとともに、一つの接続口につき一つの機能としている。

その他の可搬型設備の接続口については、必要な容量を確保することのできる数を設けた上で、設備の信頼性等を考慮し、必要に応じて自主的に予備を確保する。

可搬型設備の接続口一覧を第 1 表及び第 2 表、接続口の写真を第 1 図、可搬型設備の配置図を第 2 図、接続場所を第 3 図に示す。

第 1 表 可搬型設備のうち原子炉建屋の外から水又は電力を供給するもの

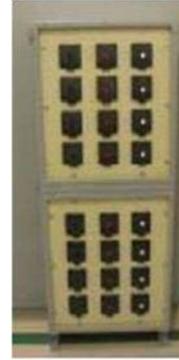
可搬型設備名称	口数	接続方法	仕様
可搬型代替注水大型ポンプ ・代替残留熱除去海水系	2 箇所 (東側, 西側)	フランジ	300A
可搬型代替注水大型ポンプ ・代替燃料プール冷却系 (海水系)	2 箇所 (東側, 西側)	フランジ	300A
可搬型代替注水大型ポンプ ・低圧代替注水系 ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・格納容器下部注水系 ・代替燃料プール注水系 ・格納容器頂部注水系	2 箇所 (東側, 西側)	フランジ	200A
可搬型代替低圧電源車	2 箇所 (東側, 西側)	コネクタ	φ 80
可搬型整流器	2 箇所 (東側, 西側)	コネクタ	φ 80

第2表 その他の可搬型設備

可搬型設備名称	口数	接続方法	仕様
可搬型窒素供給装置 ・格納容器窒素ガス供給系 (D/W) ・格納容器窒素ガス供給系 (S/C) ・FCVS窒素供給系	2箇所 (東側, 西側)	フランジ	50A

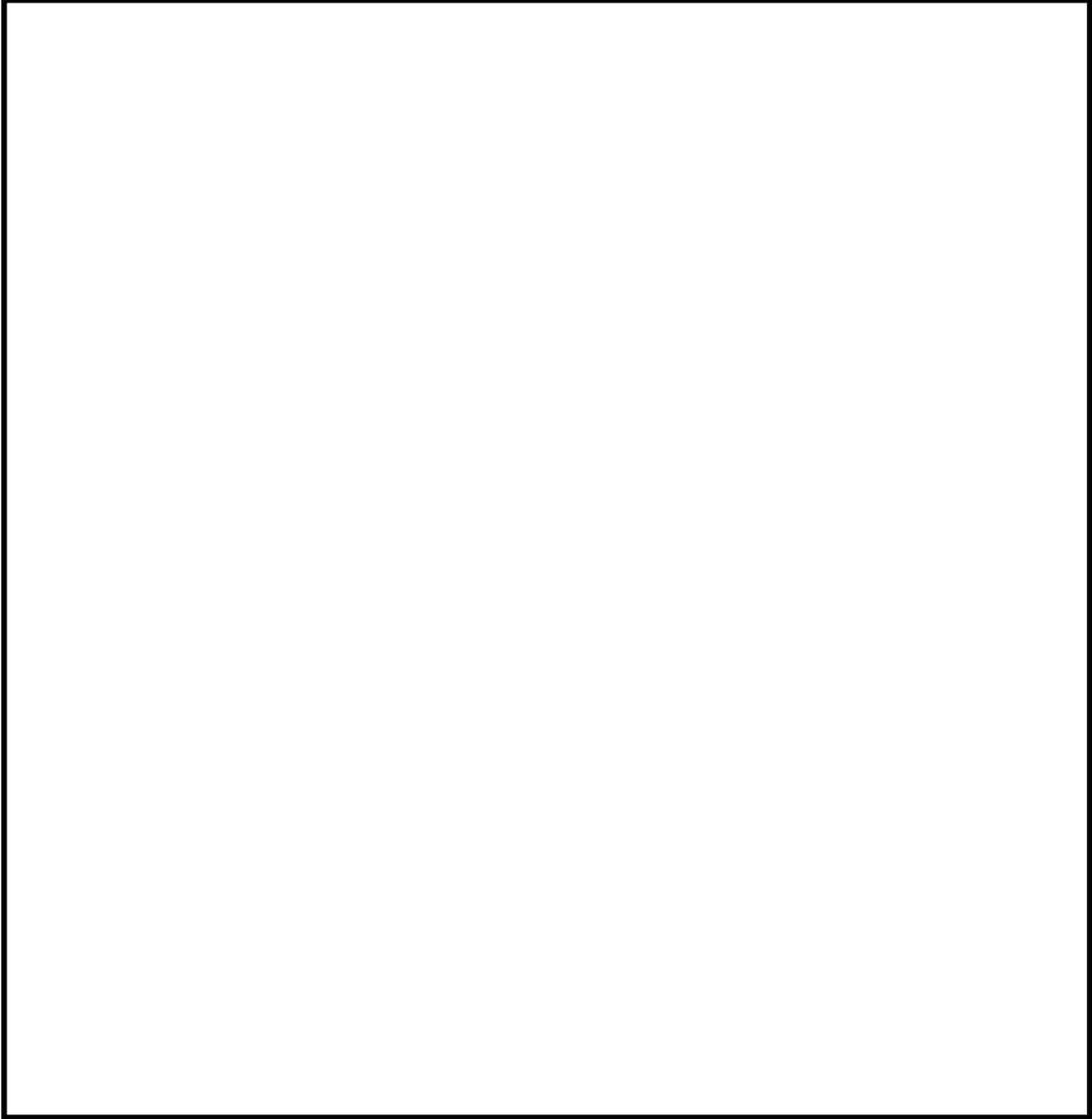


フランジ接続

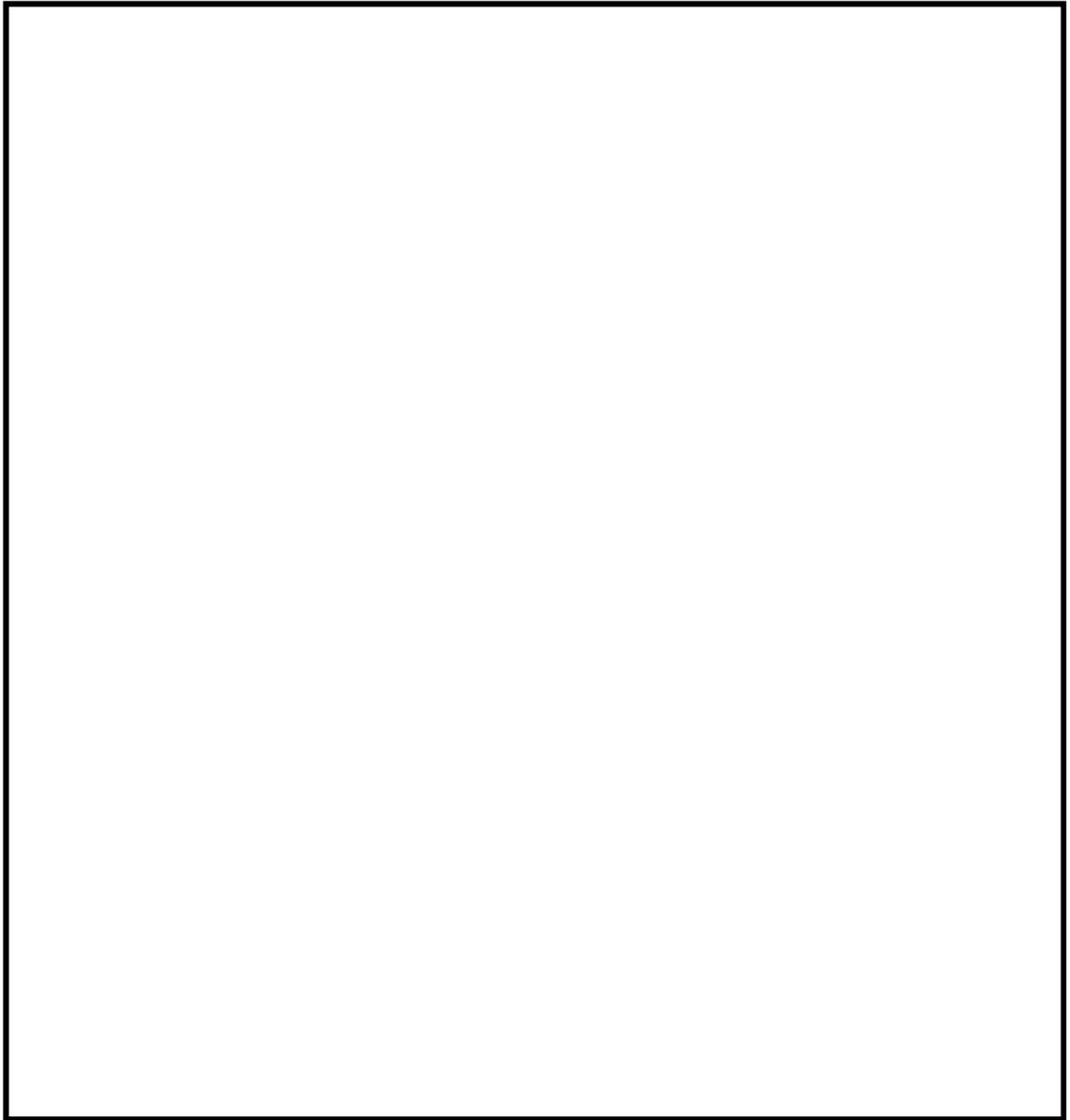


コネクタ接続

第1図 接続口の写真 (例示)



第 2 図 可搬型設備 配置図



第 3 図 可搬型設備 接続口の配置図

淡水及び海水の取水場所について

屋外アクセスルートに近接し、利用可能な淡水及び海水取水場所について、以下に示す。

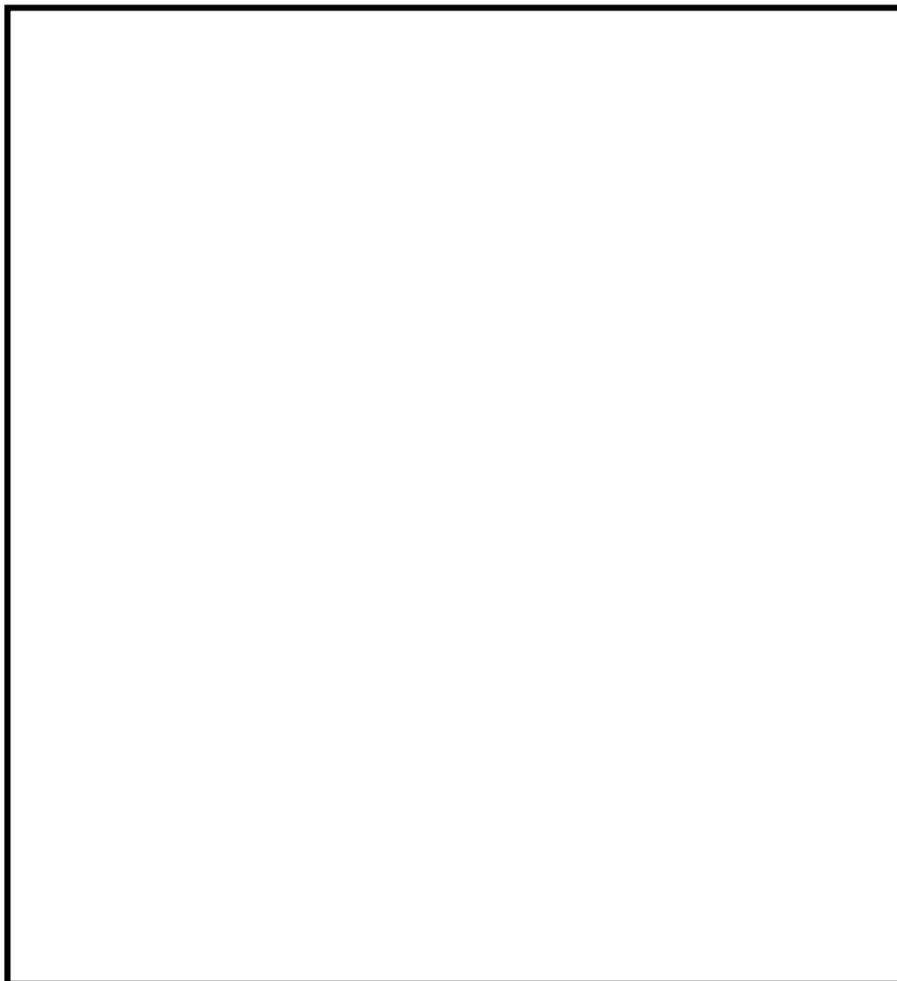
1. 淡水取水場所

淡水取水場所は、第1図に示すとおり、防潮堤の内側に代替淡水貯槽を確保している。

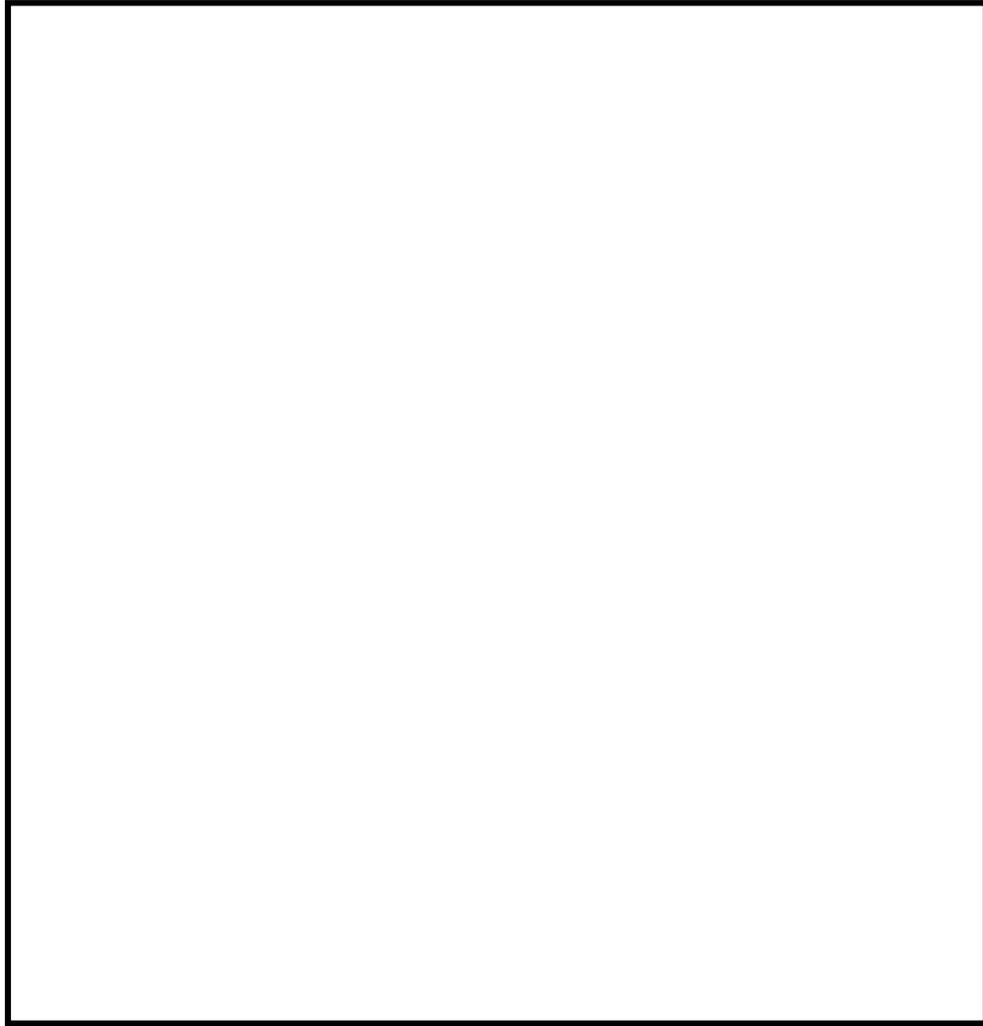
2. 海水取水場所

海水取水場所は、第1図に示すとおり、防潮堤の内側にSA用海水ピットを確保している。

なお、参考として敷地内で利用可能な水源の配置状況等を第2図に示す。



第 1 図 淡水及び海水取水場所



第2図 その他の淡水及び海水取水場所

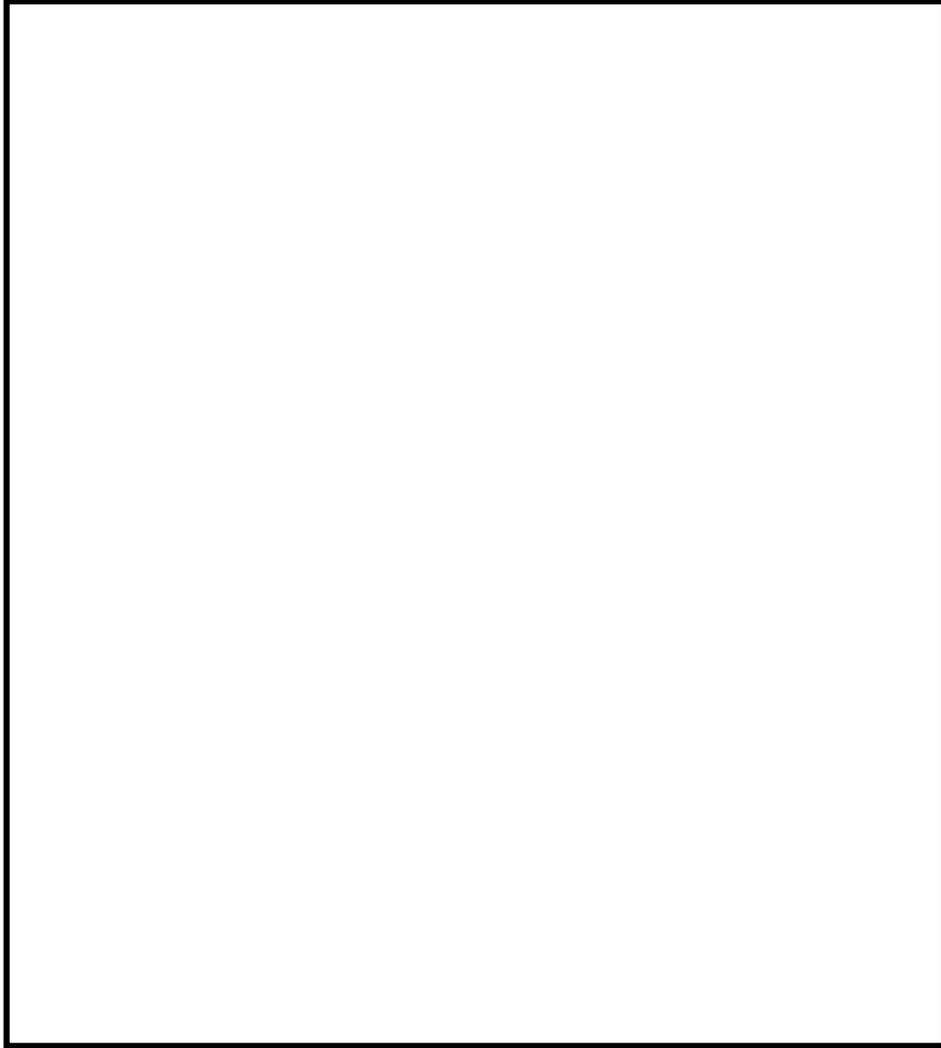
海水取水場所での取水が出来ない場合の代替手段について

海水取水については、T.P. +8mに位置するSA用海水ピットから取水することとしているが、当該取水場所で海水取水ができない場合を想定し検討を行った。

海水取水の成立性について、大型航空機落下の影響を受けた場合を想定した代替残留熱除去系への送水（可搬型代替注水大型ポンプの設置）及び使用の成立性について評価を行った。

① SA用海水ピットに影響のある場合（第1図）

- ・①のケースについては、その他の海水取水場所としている放水ピットまたは放水路が健全であるため、当該箇所から海水を取水する。



第1図 SA用海水ピットに影響のある場合

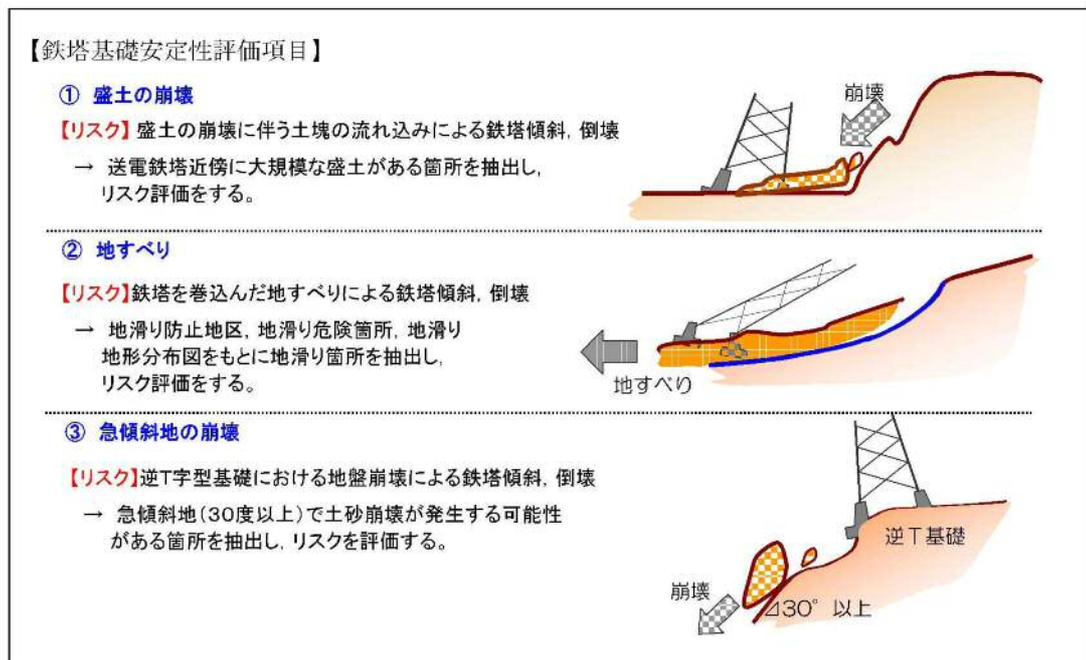
鉄塔基礎の安定性について

1. 送電鉄塔基礎の安定性評価について

1.1 概要

経済産業省原子力安全・保安院指示文章「原子力発電所の外部電源の信頼性確保について（指示）」（平成 23・04・15 原院第 3 号）に基づき鉄塔敷地周辺の地盤変状の影響による二次的被害の要因である盛土崩壊や地すべり、急傾斜地の土砂崩壊の影響を評価し、抽出した鉄塔について、地質専門家による現地踏査結果を踏まえ、基礎の安定性に影響がないことを確認した。

鉄塔基礎の安定性評価項目を第 1 図に示す。



「原子力発電所及び再処理施設の外部電源における送電鉄塔基礎の安定性評価について」（平成 24 年 2 月 17 日報告）より抜粋

第 1 図 鉄塔基礎の安定性評価項目

1.2 現地踏査基数と対策必要箇所

東海第二発電所の外部電源線において、鉄塔敷地周辺の地盤変状の影響による二次的被害の影響を評価し、抽出した鉄塔について現地踏査結果を踏まえ、基礎の安定性に影響がないことを確認した。

現地踏査結果を第1表に示す。

第1表 送電鉄塔の現地踏査結果

線路名	鉄塔基数	現地踏査基数			対策必要基数
		盛土	地すべり	急傾斜地	
275kV 東海原子力線	44 基	2 基	0 基	3 基	0 基
154kV 東海原子力線	8 基	0 基	0 基	0 基	0 基
合計	52 基	2 基	0 基	3 基	0 基

「原子力発電所及び再処理施設の外部電源における送電鉄塔基礎の安定性評価について」（平成24年2月17日報告）より抜粋

2. 送電鉄塔倒壊時の影響について

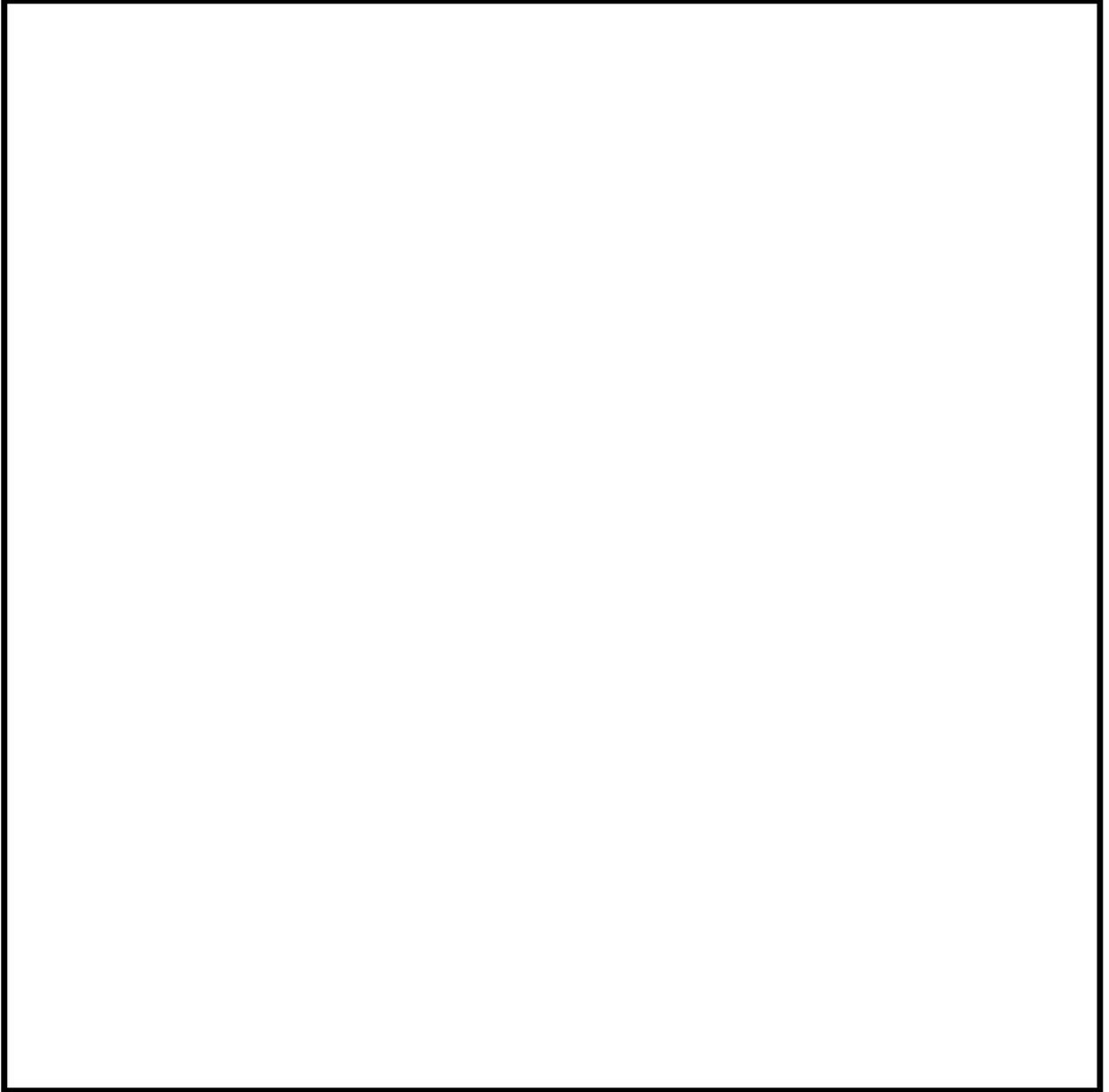
各保管場所及びアクセスルートの近傍には 154kV 東海原子力線の送電鉄塔が設置されており、1 項で示したとおり、鉄塔基礎の安定性に影響がないことを確認しているが、万一、倒壊した場合の影響を確認した。

(1) 保管場所への影響

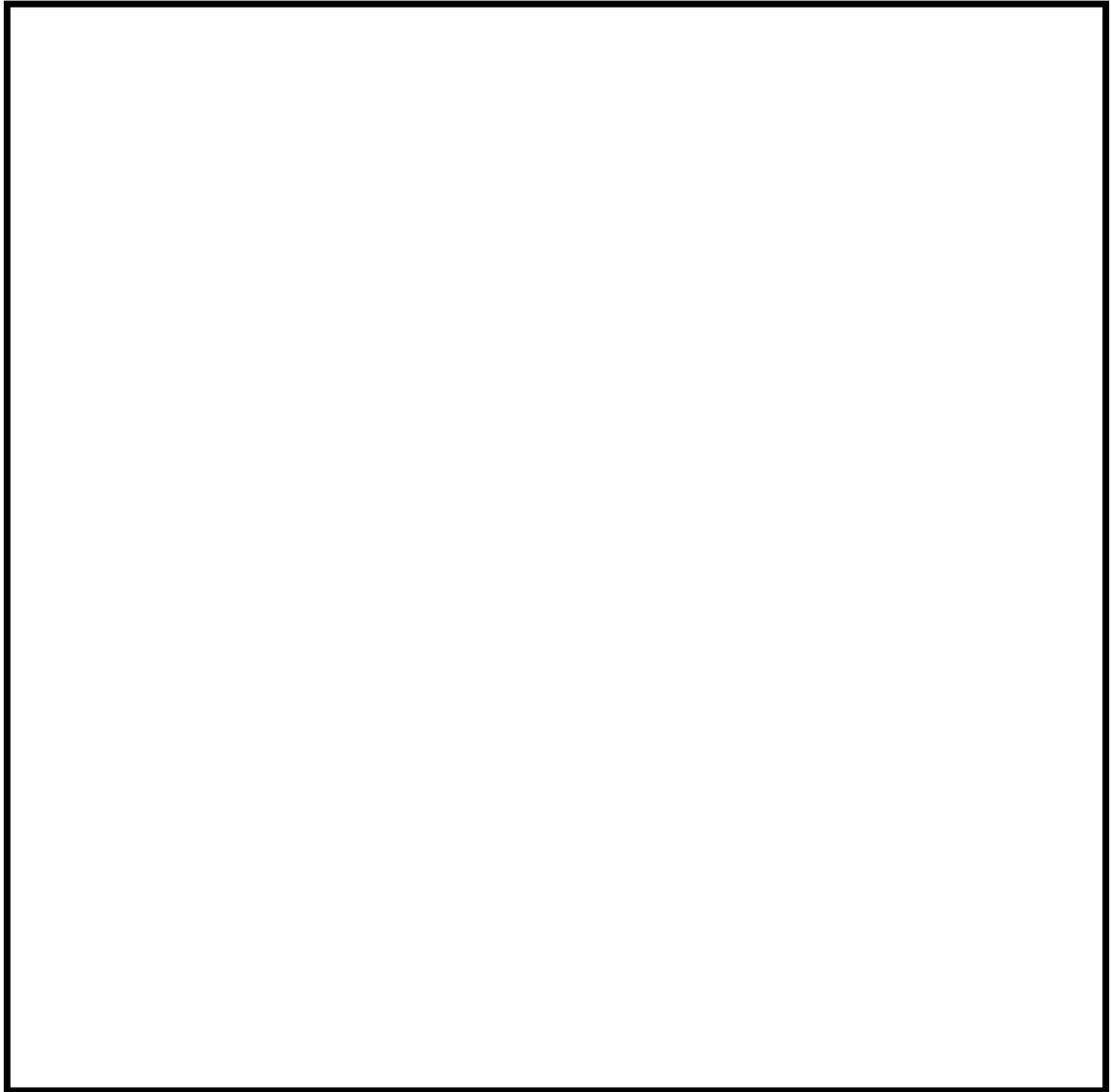
第 2 図及び第 3 図に示すとおり、各保管場所近傍に設置されている送電鉄塔は、保管場所よりも低い位置に設置されていることから、倒壊によって斜面を滑動した場合でも影響を受けることはない。なお、保管場所は送電鉄塔及び送電線の影響範囲外に設置している。

(2) アクセスルートへの影響

第 2 図及び第 3 図に示すとおり、西側保管場所周辺のアクセスルートは送電鉄塔倒壊時の送電線の影響を受ける区間が一部あるが、南側保管場所周辺の送電鉄塔は、設置地盤が崩壊しないような設計とするため、送電鉄塔の滑動の影響を受けることはない。なお、アクセスルートは送電鉄塔の倒壊範囲外に設置している。



第 2 図 西側保管場所周辺の標高及び造成計画



第 3 図 南側保管場所周辺の標高及び造成計画

崩壊土砂の到達距離について

1. 崩壊土砂の到達距離に関する各種文献

崩壊土砂の到達距離についての各種文献の記載を第1表に示す。

第1表 各種文献における土砂到達距離の考え方

文献名	記載内容	根拠	到達距離	対象斜面
①原子力発電所の基礎地盤及び周辺斜面の安定性評価技術(社団法人土木学会, 2009)	2004年新潟県中越地震による斜面崩壊事例からの分析結果	実績	1.4H (斜面高×1.4倍)	自然斜面
②土質工学ハンドブック(社団法人土質工学会, 1990)	1972~1982年に発生した急傾斜地3500地区の調査結果		1.4H (斜面高×1.4倍)	
③土工学ハンドブック(社団法人土木学会, 1989)	昭和44年~49年の崖崩れの事例収集		0.55~0.79H (斜面高×0.55~0.79倍)	
④土砂災害防止法	土砂災害警戒区域	警戒区域*	2.0H (斜面高×2.0倍)	
⑤宅地防災マニュアルの解説(宅地防災研究会, 2007)	急傾斜地崩壊危険箇所の考え方		2.0H (斜面高×2.0倍)	

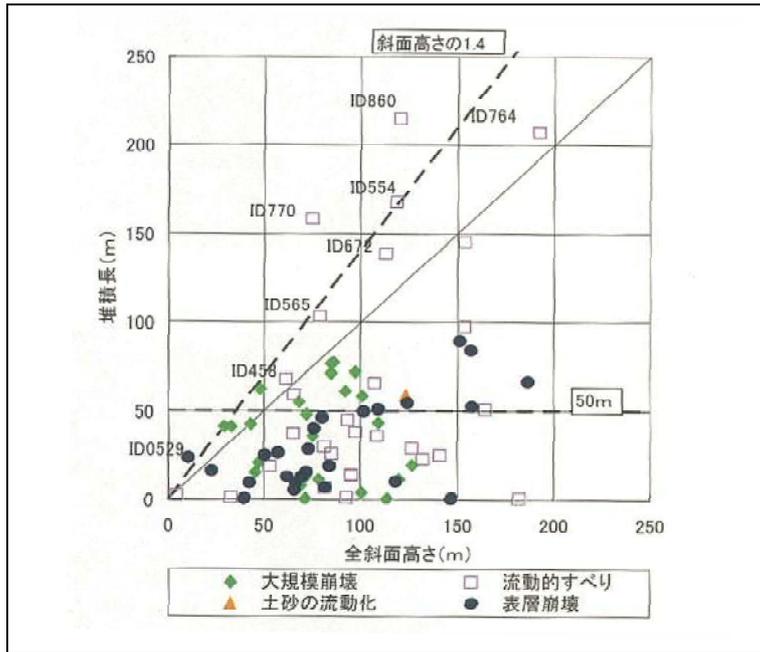
※警戒区域：建築物に損壊が生じ、住民等の生命又は身体に著しい危害が生じる恐れがある区域。危険の周知、警戒避難体制の整備等が図られる。

1.1 実績に基づいて整理された文献等：①~③

①原子力発電所の基礎地盤及び周辺斜面の安定性評価技術

JEAG4601 1987で規定した「堆積長50m」「斜面高さの1.4倍」の分析データは地震時だけのデータではない(降雨など)ため、地震のみの崩壊事例として、2004年新潟県中越地震による斜面崩壊事例について分析を行った。

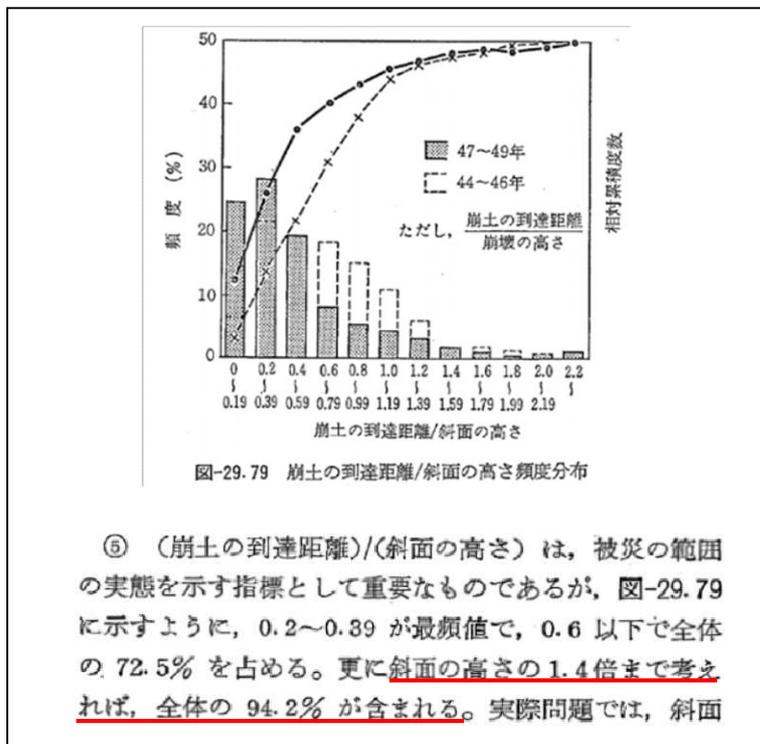
その結果、「堆積長50m」及び「斜面高さの1.4倍」を超えるのは2.2%であり、JEAG4601 1987で示されている基準は十分保守的な値である。文献からの引用を第1図に示す。



第1図 周辺斜面の離間距離に関する JEAG4601 1987 目安値との比較

②土質工学ハンドブック

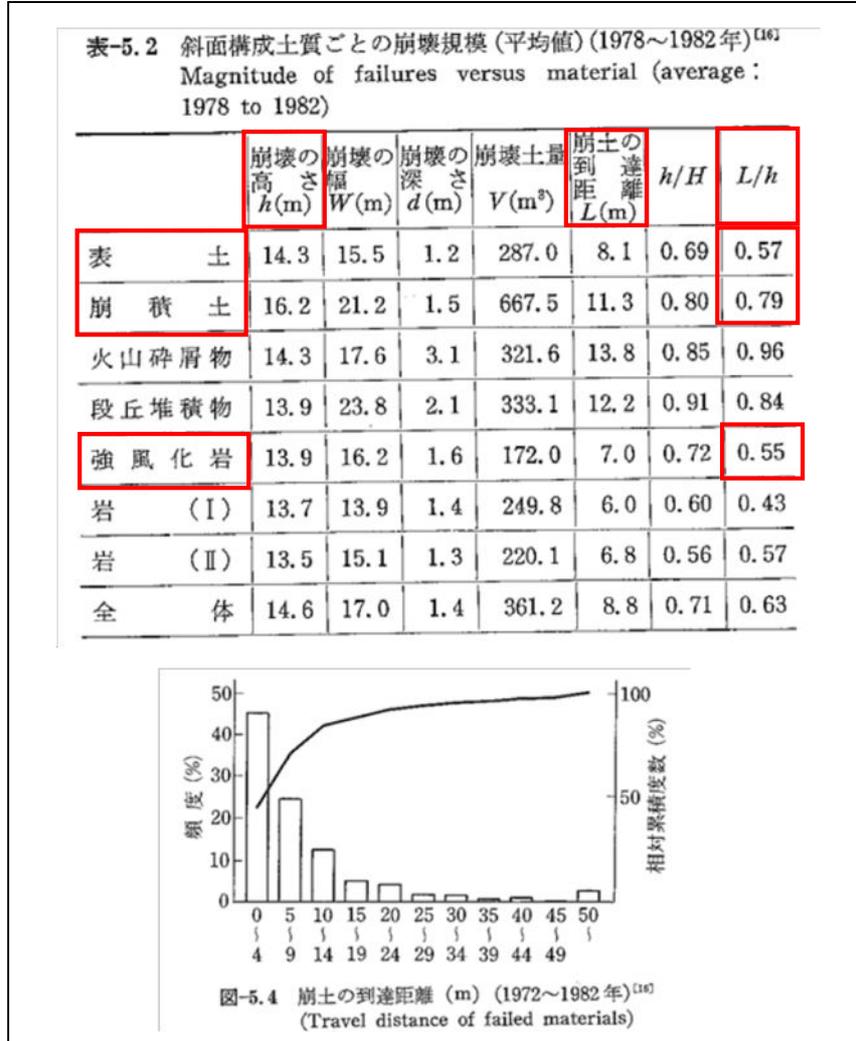
文献からの引用を第2図に示す。



第2図 崩土の到達距離と斜面の高さ頻度分布

③土木工学ハンドブック

文献からの引用を第3図に示す。



第3図 斜面構成土質ごとの崩壊規模 (平均値)

1.2 警戒区域を示した文献等：④、⑤

④土砂災害防止法

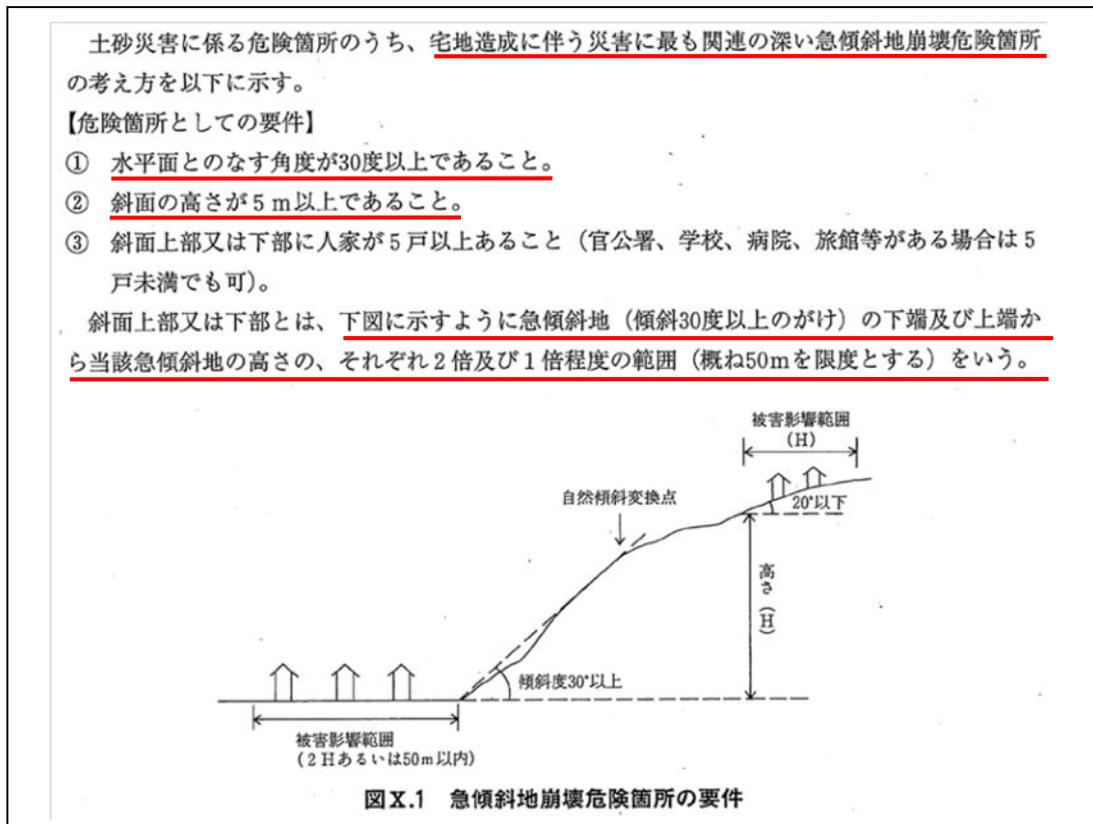
文献からの引用を第4図に示す。



第4図 各種警戒区域の説明

⑤宅地造成マニュアルの解説

文献からの引用を第5図に示す。



第5図 急傾斜地崩壊危険箇所の要件

2. 考え方

- ①, ②より, JEAG4601 1987 で示されている基準 ($1.4H$) 以内での崩壊事例が9割以上を占めており, ③では, 土質により更に到達距離が小さくなる ($0.79H$ 以下) ことが示されている。
- 一方, ④, ⑤で示された到達距離 $2.0H$ については, 警戒範囲を示したものであり, 裕度を持たせて設定されたものと考えられる。
- 今回行う法面の崩壊想定は, 警戒範囲の設定ではなく道路の通行への影響を考慮するものであることから, 「実績に基づいた到達距離」として, 「 $2.0H$ 」を用いることで問題ないとする。

屋外アクセスルート 現場確認結果について

屋外アクセスルートの現場確認結果を第1図に示す。



第1図 屋外アクセスルート 現場確認結果

屋外アクセスルート近傍の障害となり得る要因と影響評価について

屋外アクセスルート近傍の障害となり得る構造物を抽出し、抽出した構造物に対しアクセスルートへの影響評価を実施した。また、影響評価における建物の倒壊による影響範囲については、過去の地震時の建屋被害事例から損傷モードを想定し、影響範囲を設定した。

1. 屋外アクセスルート近傍の構造物の抽出

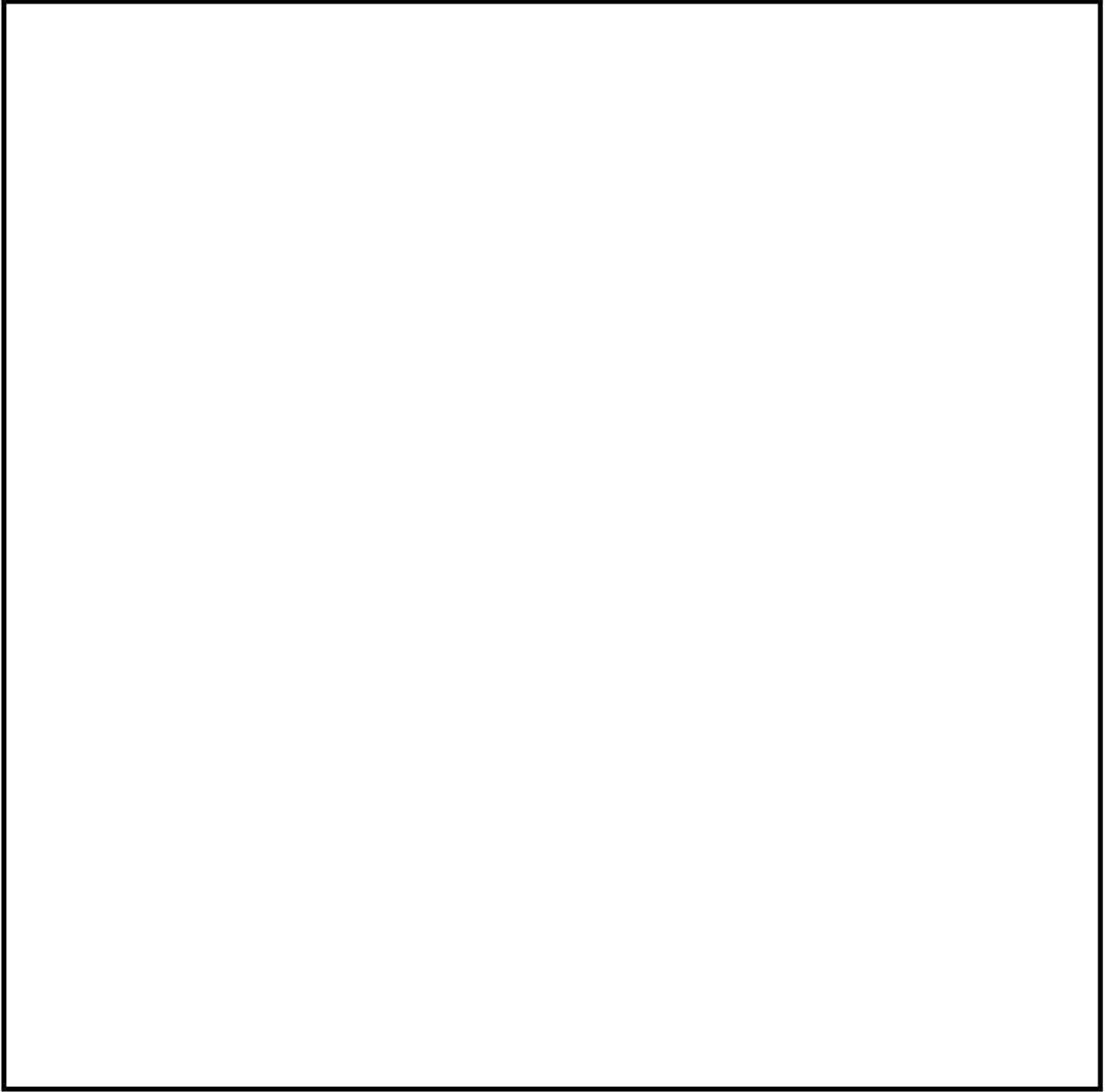
図面確認並びに現場調査により、屋外アクセスルート近傍の障害となり得る構造物を第1表及び第2表に示すとおり抽出した。抽出した構造物の配置を第1～4図に示す。

第1表 アクセスルートの周辺構造物（建屋）

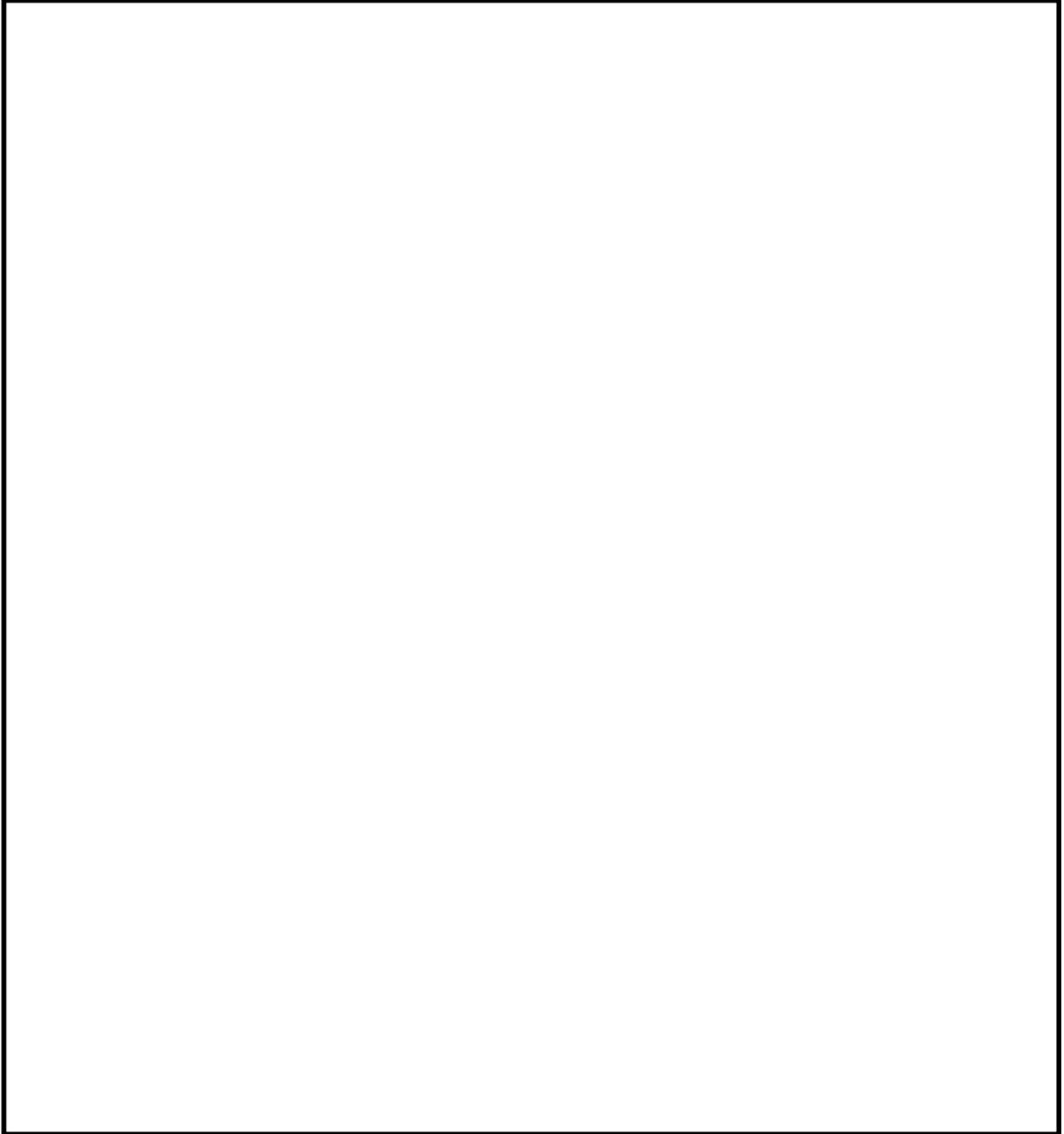
No	構造物名称	参照 図面	No	構造物名称	参照 図面
1	機械工作室用ボンベ庫	第1.2図	39	プロパンガスボンベ室	第1.3図
2	監視所		40	機材倉庫	
3	消防自動車車庫		41	No.1保修用油倉庫	
4	H2O2ボンベ庫		42	No.2保修用油倉庫	
5	機械工作室		43	固体廃棄物作業建屋	
6	屋内閉鎖所		44	緊急時対策室建屋	
7	パトロール車庫		45	事務本館	
8	H2CO2ガスボンベ貯蔵庫		46	原子炉建屋	
9	主発電機用ガスボンベ庫		47	タービンホール	
10	タービン建屋		48	サービス建屋	
11	原子炉建屋		49	燃料倉庫	
12	サービス建屋		50	工具倉庫	
13	水電解装置建屋		51	固化処理建屋	
14	ペーラー建屋		52	サイトバンカー建屋	
15	サンプルタンク室 (R/W)		53	放射性廃液処理施設	
16	ヘパフィルター室		54	地下タンク上屋 (東)	
17	ドラム搬出建屋		55	地下タンク上屋 (西)	
18	マイクロ無線機室		56	使用済燃料貯蔵施設	
19	モルタル混練建屋		57	Hバンカー	
20	増強廃棄物処理建屋		58	黒鉛スリーブ貯蔵庫	
21	排気塔モニター室		59	燃料スプリッタ貯蔵庫	
22	機器搬入口建屋		60	低放射性固体廃棄物詰ドラム貯蔵庫	
23	地下排水上屋 (東西)		61	保修機材倉庫	
24	CO2ボンベ室		62	ボーリングコア倉庫	
25	チェックポイント		63	ランドリー建屋	
26	S/B~C/P歩道上屋		64	再利用物品置場テントNo. 4	
27	サービス建屋ボンベ室		65	再利用物品置場テントNo. 5	
28	所内ボイラー用ボンベ庫		66	再利用物品置場テントNo. 6	
29	擁壁		67	ボイラー上屋	
30	別館		68	使用済燃料乾式貯蔵建屋	
31	PR第二電気室		69	非常用ディーゼルポンプ室	
32	給水処理建屋		70	C.W.P制御盤室	
33	固体廃棄物貯蔵庫A棟		71	油倉庫	
34	固体廃棄物貯蔵庫B棟		72	配電設備室	
35	給水加熱器保管庫		73	水処理倉庫	
36	取水口電気室		74	資料2号倉庫	
37	屋外第二電気室		75	資料5号倉庫	
38	補修装置等保管倉庫		76	資料4号倉庫	
		77	常設代替高圧電源装置		
				第1.4図	

第2表 アクセスルートの周辺構造物（建屋以外）

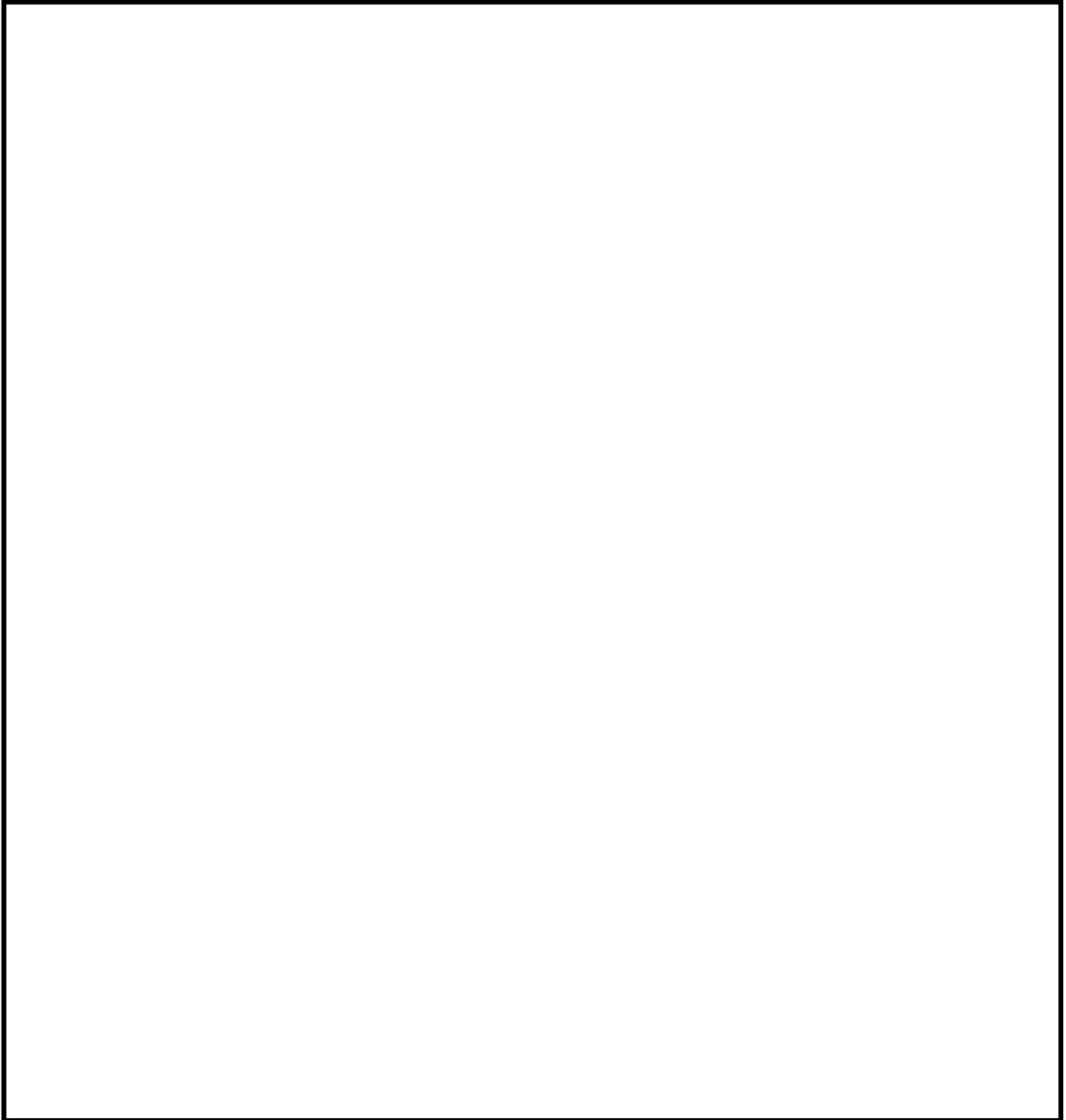
No	構造物名称	参照 図面
A	275kV送電鉄塔 (No.1)	第1.1図
B	154kV・66kV送電鉄塔 (No.6)	
C	154kV・66kV送電鉄塔 (No.7)	
D	154kV・66kV送電鉄塔 (No.8)	
E	多目的タンク	第1.2図
F	純水貯蔵タンク	
G	ろ過水貯蔵タンク	
H	原水タンク	
I	溶融炉苛性ソーダタンク	
J	溶融炉アンモニアタンク	
K	主変圧器	
L	所内変圧器	
M	起動変圧器	
N	予備変圧器	
O	増強廃棄物処理建屋 換気空調ダクト	第1.4図
P	排気筒 (東二)	
Q	排気筒 (東一)	
R	No.1所内トランスN2タンク	
S	No.1主トランスN2タンク	
T	No.2主トランスN2タンク	
U	No.2所内トランスN2タンク	
V	600t純水タンク	
W	154kV引留鉄鋼	



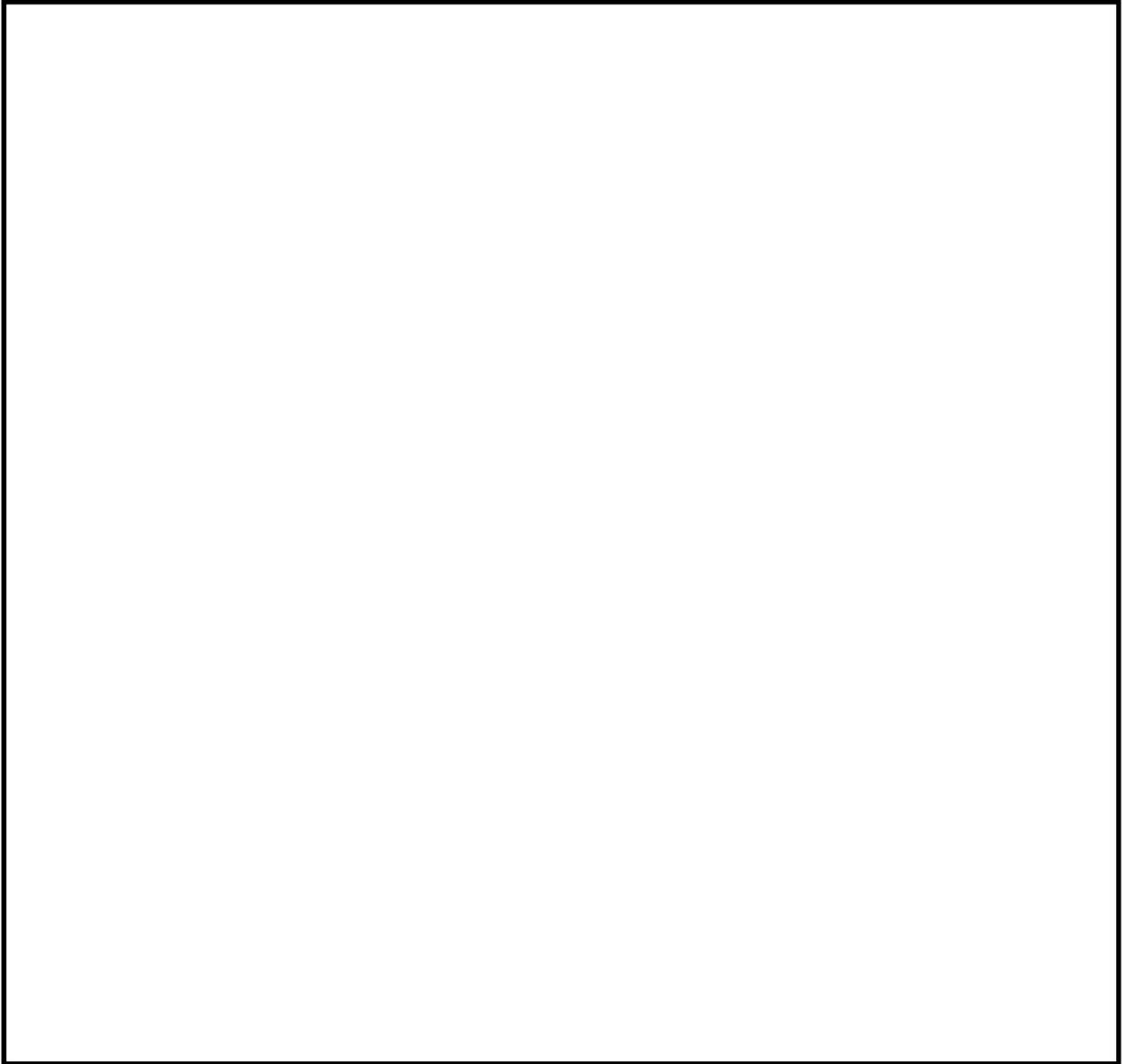
第1図 アクセスルート周辺の構造物（発電所全体）



第2図 アクセスルートの周辺構造物（東二側詳細図）



第3図 アクセスルート周辺の構造物（海側詳細図）



第4図 アクセスルートの周辺構造物（東I側詳細図）

2. 建造物の倒壊による屋外アクセスルートへの影響範囲の評価

アクセスルート近傍の障害となり得るとして抽出した建造物のうち、耐震 S クラス (Ss 機能維持含む) 以外の建造物については、基準地震動 Ss により損壊し、倒壊するものとしてアクセスルートへの影響評価を実施した。

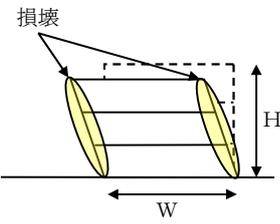
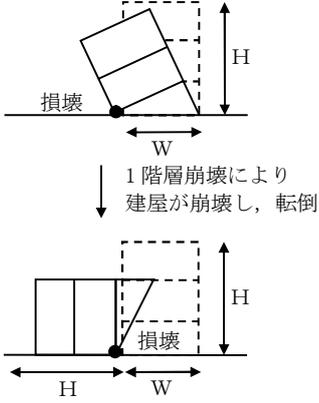
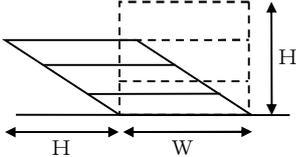
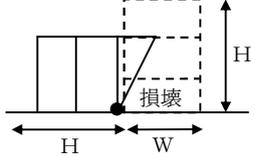
建造物のうち建屋の倒壊による影響範囲は、過去の被害事例から建屋の損傷モードを想定し評価した。第 3 表に示すとおり、建屋の損傷モードを層崩壊、転倒崩壊とし、影響範囲は全層崩壊、または建屋の根元から転倒するものとして建屋高さ分を設定した。

建屋以外の建造物の損壊による影響範囲は、建造物が根元からアクセスルート側に倒壊するものとして設定し評価した。

建造物の倒壊によるアクセスルートへの影響評価結果を第 4 表から第 5 表、倒壊により影響を与える建造物の位置を第 5 図から第 7 図に示す。アクセスルートに必要な幅員 (5m^{*}) を確保できないと想定される場合は倒壊の影響を受けると評価した。

※ホースの敷設幅 (1.5m) に余裕を考慮した 2m 及び可搬型設備のうち、車幅が最大となる「可搬型代替大型注水ポンプ (車幅 : 2.49m)」に余裕を考慮した 3m を合わせ、必要な幅員 : 5m を設定

第3表 建屋の損傷モード及び倒壊による影響範囲

損傷モード	層崩壊	転倒崩壊
<p>阪神・淡路大震災時の被害の特徴*</p>	<p>○崩壊形状としては、1階層崩壊・中間層崩壊・全層崩壊がある。 ○柱の耐力不足・剛性の偏在や層間での急な剛性・耐力の違い・重量偏在が崩壊の主要因に挙げられる。 ○1階層崩壊の被害事例はピロティ構造物の被害率が著しく高い。 ○中間層崩壊は、6～12階建ての建築物に確認されている。</p>	<p>○1階層崩壊後に建築物が大きく傾き、転倒に至ったケースが多く確認されている。</p>
<p>想定される損傷モード</p>	<p>隣接するアクセスルートへの影響範囲が大きくなると想定される全層崩壊を損傷モードに選定した。</p> 	<p>1階層崩壊後に転倒に至る崩壊を想定した。</p> 
<p>想定する建屋の倒壊範囲</p>	<p>全層崩壊は地震時に構造物が受けるエネルギーを各層で分配するため、各層の損傷は小さく、建屋全体の傾斜は過去の被害事例からも小さいといえるが、各層が各層高さ分、アクセスルート側へ大きく傾斜するものとして設定した。</p> 	<p>上述の損傷モードに基づき、建屋高さH分には到達しないものの、Hとして設定した。</p> 
<p>建屋の倒壊による影響範囲</p>	<p>H (建屋高さ分を設定)</p>	

*「阪神・淡路大震災調査報告 共通編-1 総集編, 阪神・淡路大震災調査報告編集委員会」参照

第4表 屋外アクセスルートの影響評価結果（建屋）（1/2）

 : 影響がある構造物

参照 図面	No	アクセスルート周辺構造物	構造物諸元			アクセスルート 幅 (m) W	評価方法	影響評価		
			建物 構造	高さ (m) H	アクセスルート 対象距離 (m) L			判定値: L-H 正の数:干渉なし	判定値: L+W-H 5m以上:影響なし	判定
第1.2図	1	機械工作室用ボンベ庫	S	2.5	31.6	7.0	倒壊による影響範囲を Hとして評価	29.1	36.1	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	2	監視所	RC	4.6	4.2	7.0		-0.4	6.7	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし
	3	消防自動車車庫	S	5.0	7.9	10.0		2.9	12.9	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	4	H2O2ボンベ庫	S	4.4	26.6	7.0		22.2	29.2	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	5	機械工作室	S	10.3	35.2	7.0		24.9	31.9	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	6	屋内開閉所	S	16.8	8.3	10.0		-8.5	1.5	影響あり
	7	バトロール車庫	S	6.0	3.0	10.0		-3.0	7.0	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし
	8	H2CO2ガスボンベ貯蔵庫	S	5.5	14.3	10.0		8.8	18.8	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	9	主発電機用ガスボンベ庫	S	4.5	26.1	10.0		21.6	31.6	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	10	タービン建屋	RC	32.5	39.2	10.0		6.8	16.8	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	11	原子炉建屋	RC	-	-	-		-	-	アクセスルートへの影響なし
	12	サービス建屋	RC	14.7	33.4	7.0	倒壊による影響範囲を Hとして評価	18.7	25.7	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	13	水電解装置建屋	RC	8.2	8.4	10.0		0.2	10.2	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	14	ペーラー建屋	RC	6.0	22.4	6.5		16.4	22.9	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	15	サンプルタンク室 (R/W)	S	9.9	2.3	6.5		-7.6	-1.1	影響あり
	16	ヘパフィルター室	RC	5.7	0.0	6.5		-5.7	0.8	影響あり
	17	ドラム搬出建屋	S	5.7	0.0	13.9		-5.7	8.2	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし
	18	マイクロ無線機室	S	3.6	3.6	5.0		0.0	5.0	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	19	モルタル混練建屋	S	14.9	7.6	5.0		-7.3	-2.3	影響あり
	20	増強廃棄物処理建屋	RC	-	-	-		-	-	アクセスルートへの影響なし
	21	排気塔モニター室	RC	4.0	11.9	10.0	倒壊による影響範囲を Hとして評価	7.9	17.9	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	22	機器搬入口建屋	S	8.4	10.7	10.0		2.3	12.3	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	23	地下排水上屋 (東西)	RC	2.9	17.4	10.0		14.5	24.5	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	24	CO2ボンベ室	S	4.9	9.2	10.0		4.4	14.4	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	25	チェックポイント	RC	11.4	11.4	10.0		0.0	10.0	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	26	S/B~C/P歩道上屋	S	2.0	0.0	10.0		-	-	影響あり (アクセスルートを横断)
	27	サービス建屋ボンベ室	S	3.2	20.6	7.0		17.4	24.4	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	28	所内ボイラー用ボンベ庫	S	2.5	35.1	7.0		32.6	39.6	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	29	擁壁	S	3.6	2.0	7.0		-1.6	5.4	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし
	30	別館	RC	9.4	21.5	7.0		12.1	19.1	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	31	PR第二電気室	RC	4.3	20.5	7.0		16.2	23.2	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	32	給水処理建屋	S	9.0	37.1	7.0		28.2	35.2	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	33	固体廃棄物貯蔵庫A棟	RC	5.9	2.6	7.0		-3.3	3.7	影響あり
34	固体廃棄物貯蔵庫B棟	RC	10.6	23.5	7.5	12.9		20.4	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
35	給水加熱器保管庫	RC	9.4	12.5	7.0	3.1		10.1	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
36	取水口電気室	RC	4.0	20.2	7.0	16.2		23.2	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
37	屋外第二電気室	S	5.5	3.8	7.0	-1.7		5.3	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし	

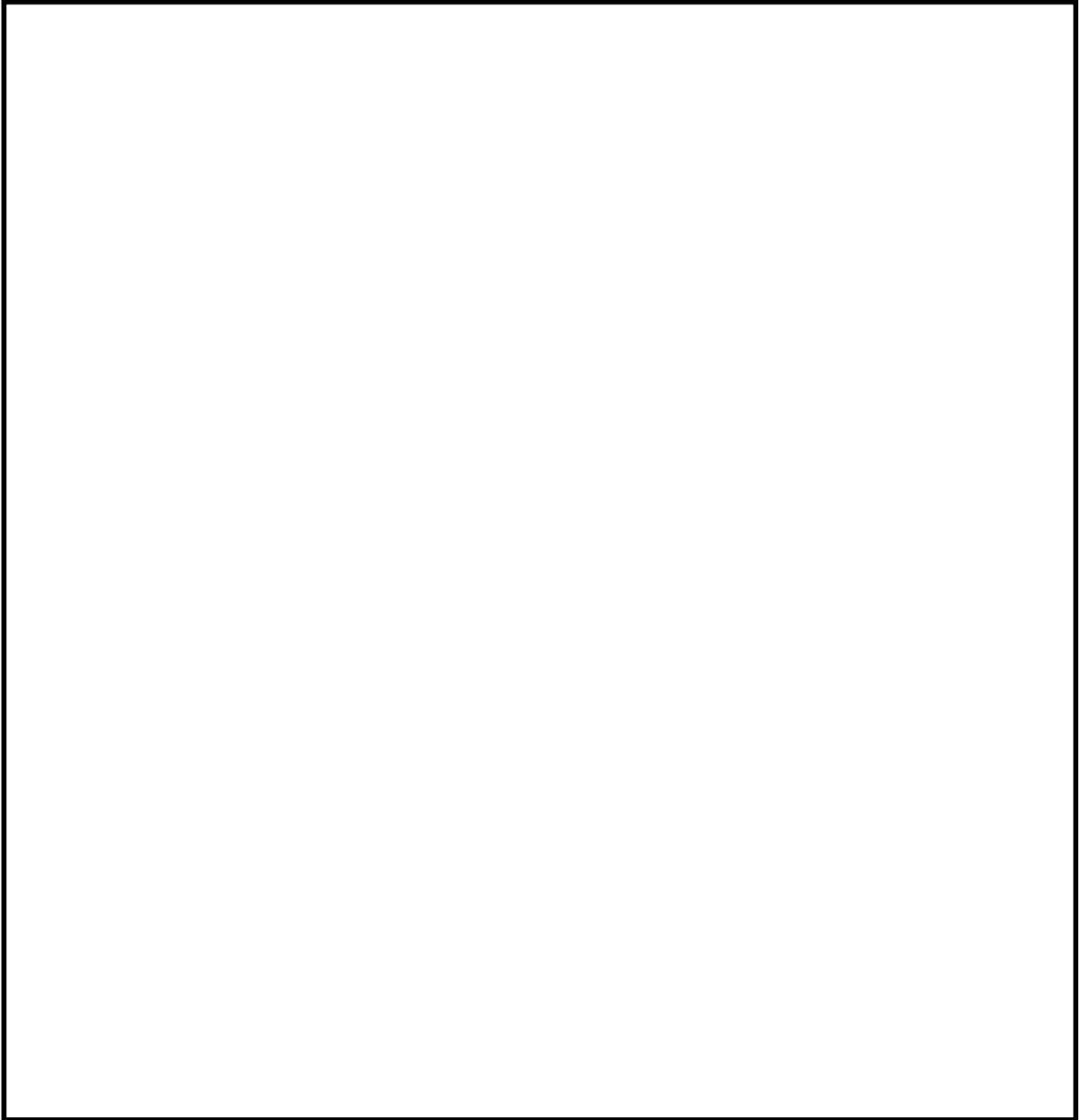
第4表 屋外アクセスルートの影響評価結果（建屋）（2/2）

: 影響がある構造物

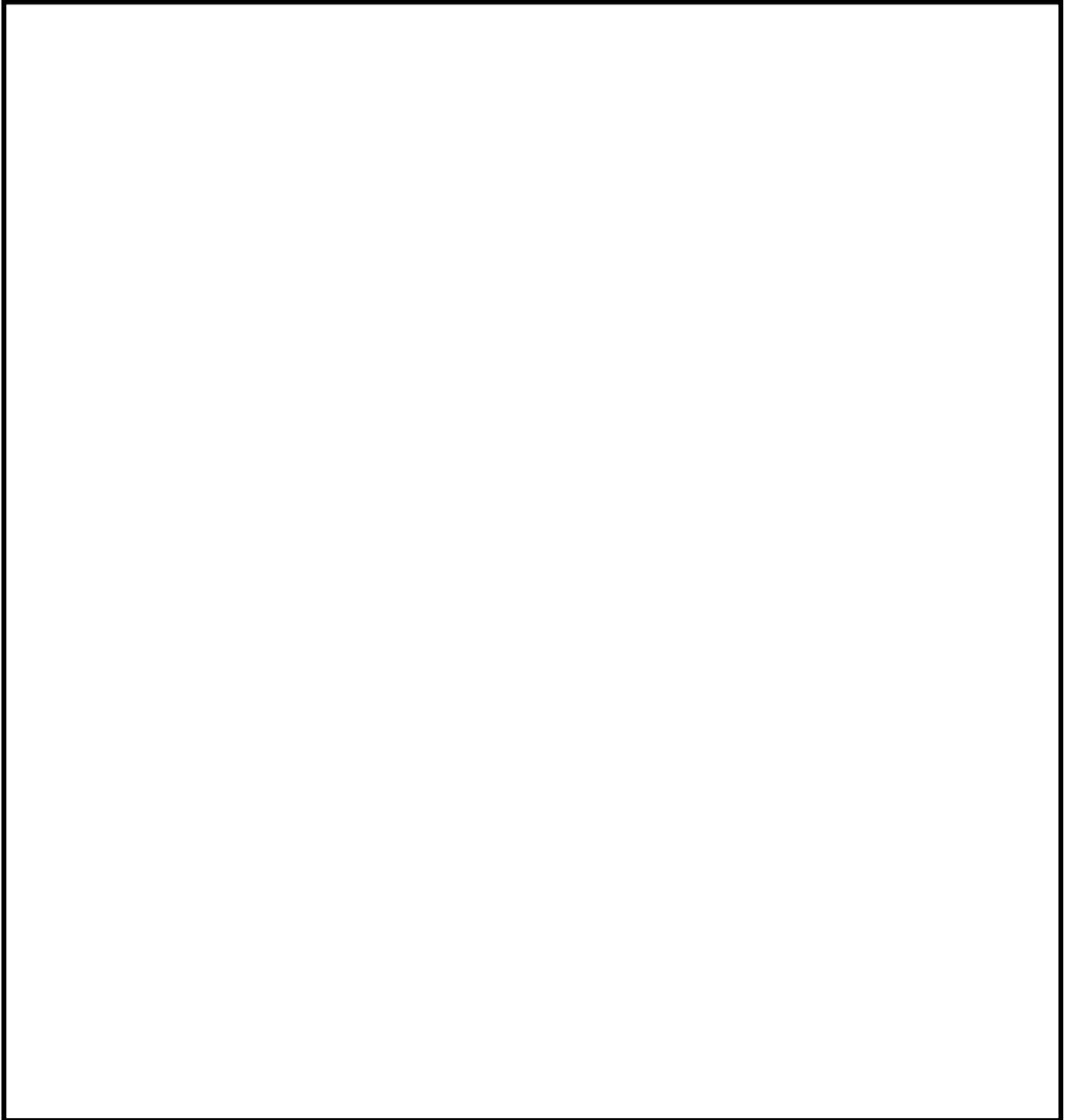
参照 図面	No	アクセスルート周辺構造物	構造物諸元			アクセスルート 幅 (m) W	評価方法	影響評価		
			建物 構造	高さ (m) H	アクセスルート 対象距離 (m) L			判定値: L-H 正の数: 干渉なし	判定値: L+W-H 5m以上: 影響なし	判定
第1.3図	38	補修装置等保管倉庫	S	10.0	2.9	10.0	倒壊による影響範囲を Hとして評価	-7.1	2.9	影響あり
	39	プロパンガスボンベ室	S	7.3	1.5	10.0		-5.8	4.2	影響あり
	40	機材倉庫	S	9.8	2.7	10.0		-7.1	2.9	影響あり
	41	No.1保修用油倉庫	S	4.9	21.1	10.0		16.2	26.2	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	42	No.2保修用油倉庫	S	4.9	21.1	10.0		16.2	26.2	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	43	固体廃棄物作業建屋	RC	20.7	0.0	9.0		-20.7	-11.7	影響あり
	44	緊急時対策室建屋	RC	13.8	2.9	7.0		-10.9	-3.9	影響あり
第1.4図	45	事務本館	RC	28.2	22.5	7.0	-5.7	1.3	影響あり	
	46	原子炉建屋	RC	61.0	68.9	8.0	7.9	15.9	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	47	タービンホール	S	23.8	20.9	7.0	-3.0	4.1	影響あり	
	48	サービス建屋	RC	9.9	1.9	9.0	-8.0	1.0	影響あり	
	49	燃料倉庫	S	12.4	18.9	10.0	6.5	16.5	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	50	工具倉庫	S	2.9	20.3	10.0	17.4	27.4	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	51	固化処理建屋	RC	9.0	10.8	6.0	1.8	7.8	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	52	サイトバンカー建屋	S	9.9	1.5	6.0	-8.4	-2.4	影響あり	
	53	放射性廃液処理施設	S	9.4	20.7	6.0	11.3	17.3	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	54	地下タンク上屋（東）	S	4.0	20.7	6.0	16.7	22.7	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	55	地下タンク上屋（西）	S	6.7	20.7	6.0	14.0	20.0	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	56	使用済燃料貯蔵施設	S	21.7	32.1	15.0	10.4	25.4	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	57	Hバンカー	S	16.6	31.0	15.0	14.4	29.4	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	58	黒鉛スリーブ貯蔵庫	S	15.0	15.7	15.0	0.7	15.7	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	59	燃料スプリッタ貯蔵庫	S	15.0	8.5	15.0	-6.5	8.5	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし	
	60	低放射性固体廃棄物詰ドラム貯蔵庫	S	5.5	45.0	15.0	39.5	54.5	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	61	保修機材倉庫	S	5.5	24.7	8.0	19.2	27.2	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	62	ボーリングコア倉庫	S	3.3	59.5	15.0	56.2	71.2	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	63	ランドリー建屋	RC	4.1	8.4	8.0	4.3	12.3	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	64	再利用物品置場テントNo.4	-	6.4	2.0	8.0	-4.4	3.6	影響あり	
	65	再利用物品置場テントNo.5	-	6.2	9.0	8.0	2.8	10.8	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	66	再利用物品置場テントNo.6	-	6.3	15.1	8.0	8.8	16.8	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	67	ボイラー上屋	S	6.9	30.9	8.0	24.0	32.0	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし	
	68	使用済燃料乾式貯蔵建屋	RC	22.0	23.0	10.0	1.0	11.0	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	69	非常用ディーゼルポンプ室	RC	5.2	6.3	7.0	1.1	8.1	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし	
	70	C.W.P制御盤室	S	4.0	35.1	7.0	31.1	38.1	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	71	油倉庫	S	7.0	4.8	8.0	-2.2	5.8	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし	
	72	配電設備室	RC	3.2	27.8	8.0	24.6	32.6	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	73	水処理倉庫	S	2.8	42.8	7.0	40.0	47.0	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	74	資料2号倉庫	S	5.6	6.7	8.0	1.1	9.1	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
75	資料5号倉庫	S	5.5	10.6	8.0	5.1	13.1	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし		
76	資料4号倉庫	S	7.2	2.8	8.0	-4.4	3.6	影響あり		
77	常設代替高圧電源装置	RC	-	-	-	-	-	アクセスルートへの影響なし		

第5表 屋外アクセスルートの影響評価結果（建屋以外）

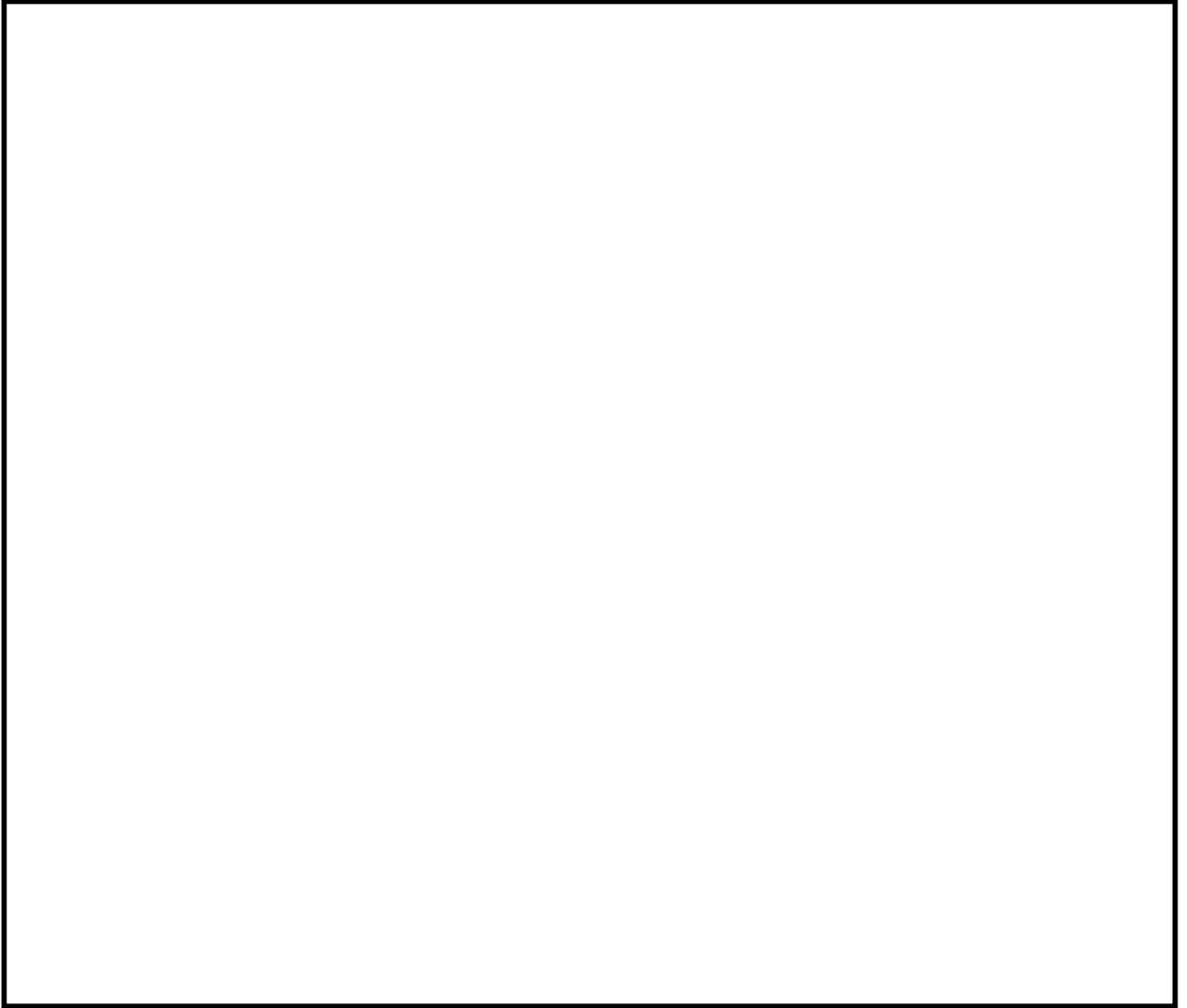
参照 図面	No	アクセスルート周辺構造物	アクセスルート		アクセスルート幅 (m) W	評価方法	影響評価			
			高さ (m) H	アクセスルート 対象距離 (m) L			判定値: L-H 正の数:干渉なし	判定値: L+W-H 5m以上:影響なし	判定	
第1.1図	A	275kV送電鉄塔 (No.1)	57.5	56.0	10.0	倒壊による影響範囲をHとして評価	-1.5	8.5	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし	
	B	154kV・66kV送電鉄塔 (No.6)	42.9	-	-	送電線の影響を別途評価	-	-	-	
	C	154kV・66kV送電鉄塔 (No.7)	42.9	-	-		-	-	-	
	D	154kV・66kV送電鉄塔 (No.8)	32.6	33.6	8.0		1.0	9.0	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
第1.2図	E	多目的タンク	13.3	12.4	7.0		倒壊による影響範囲をHとして評価	-0.9	6.1	津波による漂流防止対策を実施するため、アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし
	F	純水貯蔵タンク	10.0	17.7	10.0	7.7		17.7	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	G	ろ過水貯蔵タンク	13.3	15.2	10.0	2.0		12.0	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	H	原水タンク	10.7	16.2	10.0	5.6		15.6	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	I	溶融炉苛性ソーダタンク	2.1	0.5	7.0	-1.5		5.5	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし	
	I	溶融炉アンモニアタンク	1.4	0.8	7.0	-0.6		6.4	アクセスルートに干渉するものの、通行性に影響なし	
	K	主変圧器	10.0	12.3	10.0	2.3		12.3	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	L	所内変圧器	5.4	25.3	10.0	19.9		29.9	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	M	起動変圧器	7.4	30.4	7.0	23.0		30.0	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	N	予備変圧器	6.0	6.0	5.0	0.0		5.1	アクセスルートに干渉せず、通行性に影響なし	
	O	増強廃棄物処理建屋 換気空調ダクト	7.6	0.0	5.0	-		-	影響あり (アクセスルートを横断)	
	P	排気筒 (東二)	-	-	-	耐震評価により倒壊しないことを確認		-	-	アクセスルートへの影響なし
	第1.4図	Q	排気筒 (東I)	89.7	88.1	8.0		倒壊による影響範囲をHとして評価	-1.6	6.4
R		No.1所内トランスN2タンク	2.7	12.5	7.0	9.8	16.8		アクセスルートへの影響なし	
S		No.1主トランスN2タンク	4.5	11.9	7.0	7.4	14.4		アクセスルートへの影響なし	
T		No.2主トランスN2タンク	4.5	11.9	7.0	7.4	14.4		アクセスルートへの影響なし	
U		No.2所内トランスN2タンク	2.7	12.5	7.0	9.8	16.8		アクセスルートへの影響なし	
V		600t純水タンク	9.0	27.5	7.0	18.5	25.5		アクセスルートへの影響なし	
W		154kV引留鉄鋼	16.50	4.0	7.0	-12.5	-5.5		影響あり	



第5図 アクセスルート周辺の構造物（東二側詳細図）
（アクセスルートに影響を与える構造物にハッチング実施）



第6図 アクセスルート周辺の構造物（海側詳細図）
（アクセスルートに影響を与える構造物にハッチング実施）



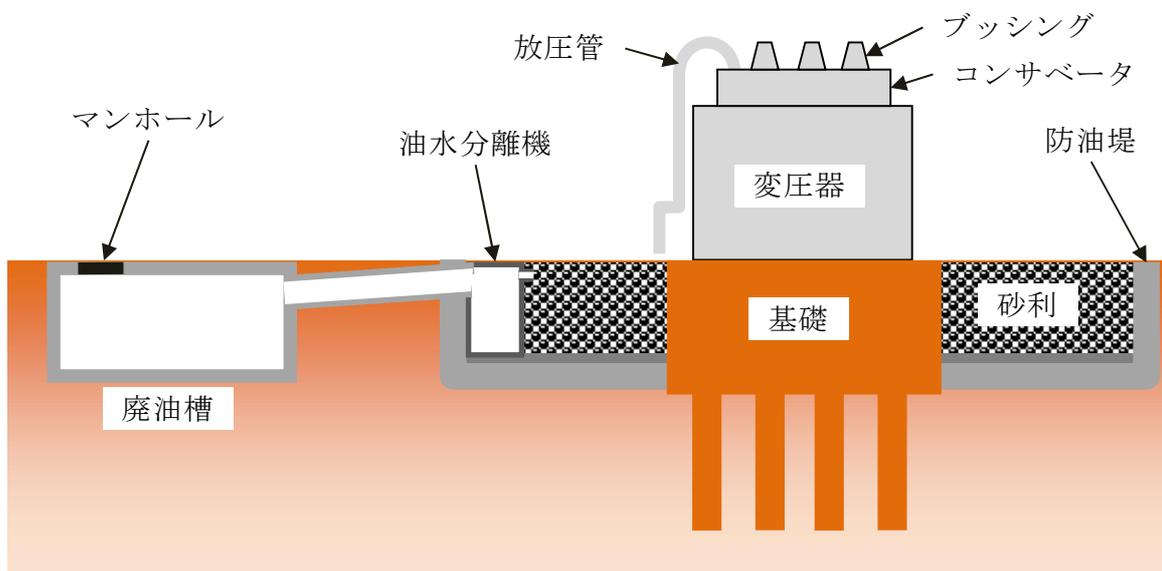
第7図 アクセスルートの周辺構造物（東I側詳細図）
（アクセスルートに影響を与える構造物にハッチング実施）

主要な変圧器等の火災について

1. 主要な変圧器他可燃物施設漏えいによる火災について

1.1 変圧器の絶縁油の漏えいについて

地震により主要な変圧器が損傷，変圧器内の絶縁油が漏えいした場合，第1図に示すとおり，防油堤内に漏えいした絶縁油は防油堤内の油水分離機を介して地下の廃油槽に流下する。また，廃油槽は，予備変圧器の油保有油量の全量並びに起動変圧器，所内変圧器及び主変圧器計5台のうち4台分の油保有油量を貯留するだけの容量を確保しており，漏えい油が地表面に滞留することはないため，地震により主要な変圧器が損傷した場合においても火災が発生する可能性は少ない。



第1図 変圧器下部構造（防油堤及び廃油槽）

1.2 変圧器火災の事故拡大防止対策について

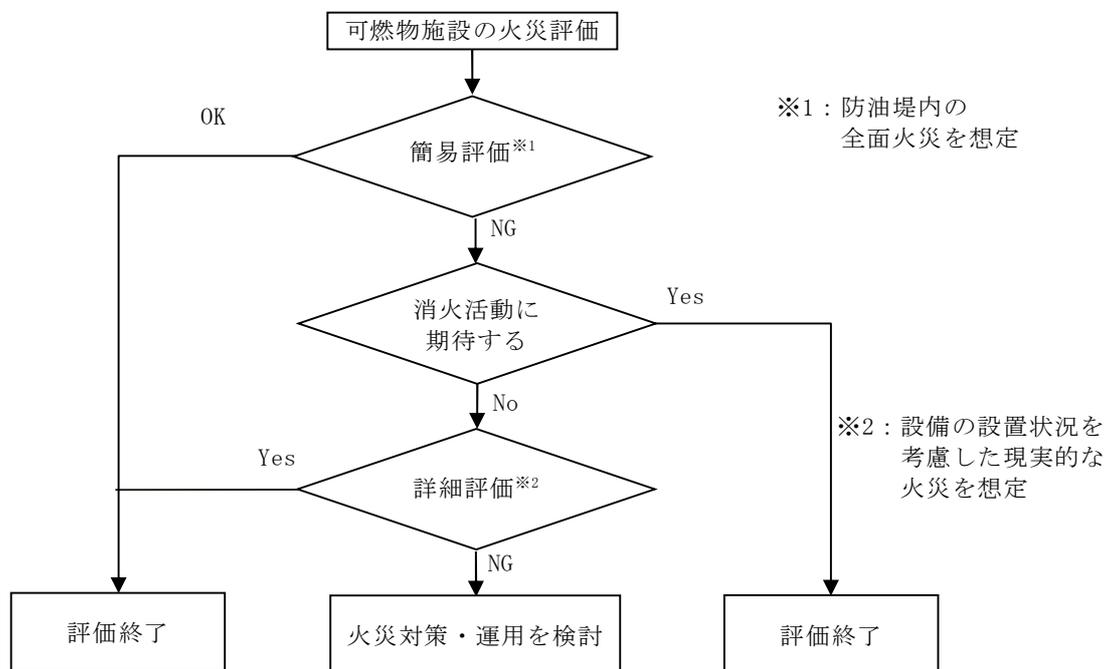
新潟県中越沖地震において，柏崎刈羽原子力発電所の所内変圧器での火災は，地盤の沈下による相対変位が主な原因であった。

一方、東海第二発電所の主要な変圧器のうち、二次側接続母線部ダクトのある変圧器については、参考資料-1に示すとおり変圧器と二次側接続母線部ダクトの基礎を建屋と同じ地盤にて支持) としている。

また、各主要な変圧器は参考資料-2に示すとおり、保護継電器にて保護されており、電気回路故障時の事故拡大防止対策を実施している。

1.3 変圧器等可燃物施設火災の評価方法について

変圧器等可燃物施設火災の評価は、第2図に示すフローに従い行う。



第2図 変圧器の火災評価フロー

2. アクセスルート周辺における可燃物施設の火災評価

2.1 各主要な変圧器の保有油量及び廃油槽受入量

第1表および第2表にアクセスルート周辺にある各主要な変圧器および可燃物設備の保有油量及び廃油槽受入量を示す。

第1表 各主要な変圧器保有油量及び廃油槽受入量

変圧器	本体油量 (kℓ)	漏えいが想定される油量 ^{※1} (kℓ)	受入量 (kℓ)
主変圧器	136	約 135	250 ^{※2}
所内変圧器	21×2		
起動変圧器	45.95		
	46.75		
予備変圧器 ^{※2}	35.9	約 18	50

※1：JEAG5002「変電所等における防火対策指針」では、事故時の油の漏えい量は50%としている。

※2：設備改造・移設等により変更の可能性がある。

第2表 可燃物施設の保有油量

可燃物施設	保有油量 (kℓ)	内容物
ディーゼル発電機用燃料タンク	0.97	軽油
緊急用エンジン発電機燃料タンク	0.8	軽油
溶融炉灯油タンク	10	灯油
保修用屋外油貯蔵所	80	潤滑油
構内服洗濯用タンク	1.82	重油
オイルサービスタンク	0.39	重油
緊急時対策室建屋（燃料小出槽）	0.49	重油
1号エステート変圧器	1.1	絶縁油
2号エステート変圧器	1.1	絶縁油
66kV 非常用変電所	6.6	絶縁油

2.2 火災源からの放射熱強度の算出

各可燃物施設について、火災が発生した場合のアクセスルートの有効性を確認するため「石油コンビナートの防災アセスメント指針」を基に火災の影響範囲を算出した。

算出方法及び算定結果は以下のとおり。

(1) 形態係数の算出

火災源を円筒モデルと仮定し、火災源から受熱面が受ける放射熱量の割合に関連する形態係数 ϕ を算出する。

$$\Phi = \frac{1}{\pi n} \tan^{-1} \left(\frac{m}{\sqrt{n^2-1}} \right) + \frac{m}{\pi} \left\{ \frac{(A-2n)}{n\sqrt{AB}} \tan^{-1} \left[\sqrt{\frac{A(n-1)}{B(n+1)}} \right] - \frac{1}{n} \tan^{-1} \left[\sqrt{\frac{(n-1)}{(n+1)}} \right] \right\}$$

ただし $m = \frac{H}{R} \doteq 3$, $n = \frac{L}{R}$, $A = (1+n)^2 + m^2$, $B = (1-n)^2 + m^2$

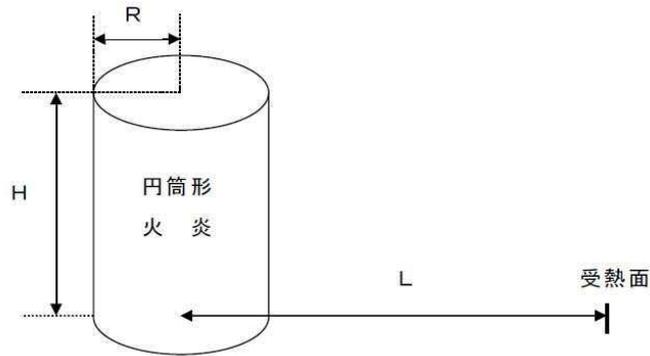
Φ : 形態係数, L : 離隔距離 (m), H : 炎の高さ (m), R : 燃焼半径 (m)

油火災において任意の位置における放射熱 (強度) を計算により求めるには、囲いと同面積の底面をもち、高さが底面半径の3倍 ($m = H/R = 3$) の円筒モデル (第3図) を採用する。

なお、燃焼半径は以下の式から算出する。

$$R = \sqrt{\frac{S}{\pi}}$$

R : 燃焼半径 (m), S : 防油堤面積 (= 燃焼面積) (m^2)



出典：石油コンビナートの防災アセスメント指針

第3図 火災モデルと受熱面

(2) 放射熱強度の算出

火災源の放射発散度 R_f と形態係数により、受熱面の放射熱強度 E を算出する。

第3表に主な可燃物の放射発散度を示す。

$$E = R_f \cdot \Phi$$

E ：放射熱強度 (W/m^2)， R_f ：放射発散度 (W/m^2)， Φ ：形態係数

液面火災では、火災面積の直径が10mを超えると空気供給不足により大量の黒煙が発生し放射熱強度は低減する。

放射熱強度の低減率 r と燃焼直径 D の関係は次式で算出する。

$$r = \exp(-0.06D)$$

ただし、 $r=0.3$ 程度を下限とする。

第3表 主な可燃物施設の放射発散度

可燃性液体	放射発散度 (kW/m ²)	可燃性液体	放射発散度 (kW/m ²)
カフジ原油	41	メタノール	9.8
ガソリン・ナフサ	58	エタノール	12
灯油	50	LNG (メタン)	76
軽油	42	エチレン	134
重油	23	プロパン	74
ベンゼン	62	プロピレン	73
n-ヘキサン	85	n-ブタン	83

出典：石油コンビナートの防災アセスメント指針

(3) 離隔距離と放射熱強度との関係

石油コンビナートの防災アセスメント指針に記載の放射熱強度とその影響を第4表に示す。

第4表 放射熱の影響

放射熱強度		状況および説明	出典
(kW/m ²)	(kcal/m ² h)		
0.9	800	太陽(真夏)放射熱強度	*1)
1.3	1,080	人が長時間暴露されても安全な強度	*2)
1.6	1,400	長時間さらされても苦痛を感じない強度	*5)
2.3	2,000	露出人体に対する危険範囲(接近可能) 1分間以内で痛みを感じる強度 現指針(平成13年)に示されている液面火災の基準値	*3)
2.4	2,050	地震時の市街地大火に対する避難計画で用いられる許容限界	*4)
4.0	3,400	20秒で痛みを感じる強度。皮膚に水疱を生じる場合があるが、致死率0%	*5)
4.6	4,000	10~20秒で苦痛を感じる強度 古い木板が長時間受熱すると引火する強度 フレアスタック直下での熱量規制(高圧ガス保安法他)	*2)
8.1	7,000	10~20秒で火傷となる強度	*2)
9.5	8,200	8秒で痛みの限界に達し、20秒で第2度の火傷(赤く斑点ができ水疱が生じる)を負う	*5)
11.6	10,000	現指針(平成13年)に示されているファイヤーボールの基準値(ファイヤーボールの継続時間は概ね数秒以下と考えられることによる)	*3)
11.6~	10,000~	約15分間に木材繊維などが発火する強度	*2)
12.5	10,800	木片が引火する、あるいはプラスチックチューブが溶ける最小エネルギー	*5)
25.0	21,500	長時間暴露により木片が自然発火する最小エネルギー	*5)
37.5	32,300	プロセス機器に被害を与えるのに十分な強度	*5)

*1) 理科年表
 *2) 高圧ガス保安協会：コンビナート保安・防災技術指針(1974)
 *3) 消防庁特殊災害室：石油コンビナートの防災アセスメント指針(2001)
 *4) 長谷見雄二, 重川希志依：火災時における人間の耐放射限界について, 日本火災学会論文集, Vol.31, No.1(1981)
 *5) Manual of Industrial Hazard Assessment Techniques, ed.P.J.Kayes. Washington, DC: Office of Environmental and Scientific Affairs, World Bank. (1985)

出典：石油コンビナートの防災アセスメント指針

「長時間さらされても苦痛を感じない強度」である 1.6kW/m^2 , 「1分間以内で痛みを感じる強度」である 2.3kW/m^2 を採用し、以下の考え方に基き放射熱強度に対する対応を取ることとする。

各可燃物施設からの放射熱強度を第5表に示す。

○防油堤や堰がない可燃物施設周辺又は継続的な作業を行う現場周辺

→1.6kW/m²

○防油堤や堰がある可燃物施設周辺かつ継続的な作業がなく周辺に作業員が1分以上滞在することのない（移動や一時的な作業のみ行う）現場周辺

→2.3kW/m²

第5表 各可燃物施設からの放射熱強度

可燃物施設	放射熱強度 採用基準値	根拠			放射熱強度が基準値 となる火炎中心から の距離[m]
		防油堤 又は堰	継続 作業	評価 方法	
ディーゼル発電機用 燃料タンク	2.3kW/m ²	あり	作業 なし	簡易	8
緊急用エンジン発電機 燃料タンク	1.6kW/m ²	なし	作業 なし	詳細	9
溶融炉灯油タンク	1.6kW/m ²	あり	作業 あり	簡易	20
保修用屋外油貯蔵所	1.6kW/m ²	なし	作業 なし	詳細	33
構内服洗濯用タンク	2.3kW/m ²	あり	作業 なし	簡易	5
オイルサービスタンク	2.3kW/m ²	あり	作業 なし	簡易	4
緊急時対策室建屋 (燃料小出槽)	1.6kW/m ²	なし	作業 なし	詳細	3
1号エステート変圧器	1.6kW/m ²	なし	作業 なし	詳細	6
2号エステート変圧器	1.6kW/m ²	なし	作業 なし	詳細	6
66kV 非常用変電所	1.6kW/m ²	なし	作業 なし	詳細	8
主変圧器	1.6kW/m ²	あり	作業 あり	詳細	34
所内変圧器	2.3kW/m ²	あり	作業 なし	詳細	11
起動変圧器	2.3kW/m ²	あり	作業 なし	詳細	18
予備変圧器	1.6kW/m ²	あり	作業 あり	詳細	18

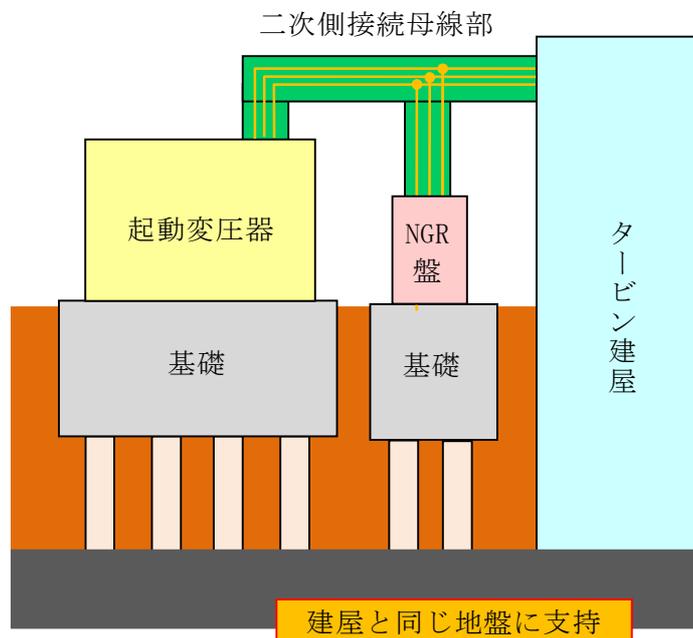
2.3 可燃物施設火災発生時の消火活動について

各可燃物施設で火災発生時には，自衛消防隊による消火活動を実施し，被害の拡大を防止する。また，万一同時発災した場合は，アクセスルートへの影響が大きい箇所から消火活動を実施する。

変圧器等の沈下量の差の発生防止について

変圧器と二次側接続母線部ダクトの基礎は、建屋と同じ地盤にて支持されており、沈下量の差の発生を防止する構造となっている。

第1図に変圧器の基礎構造例を示す。



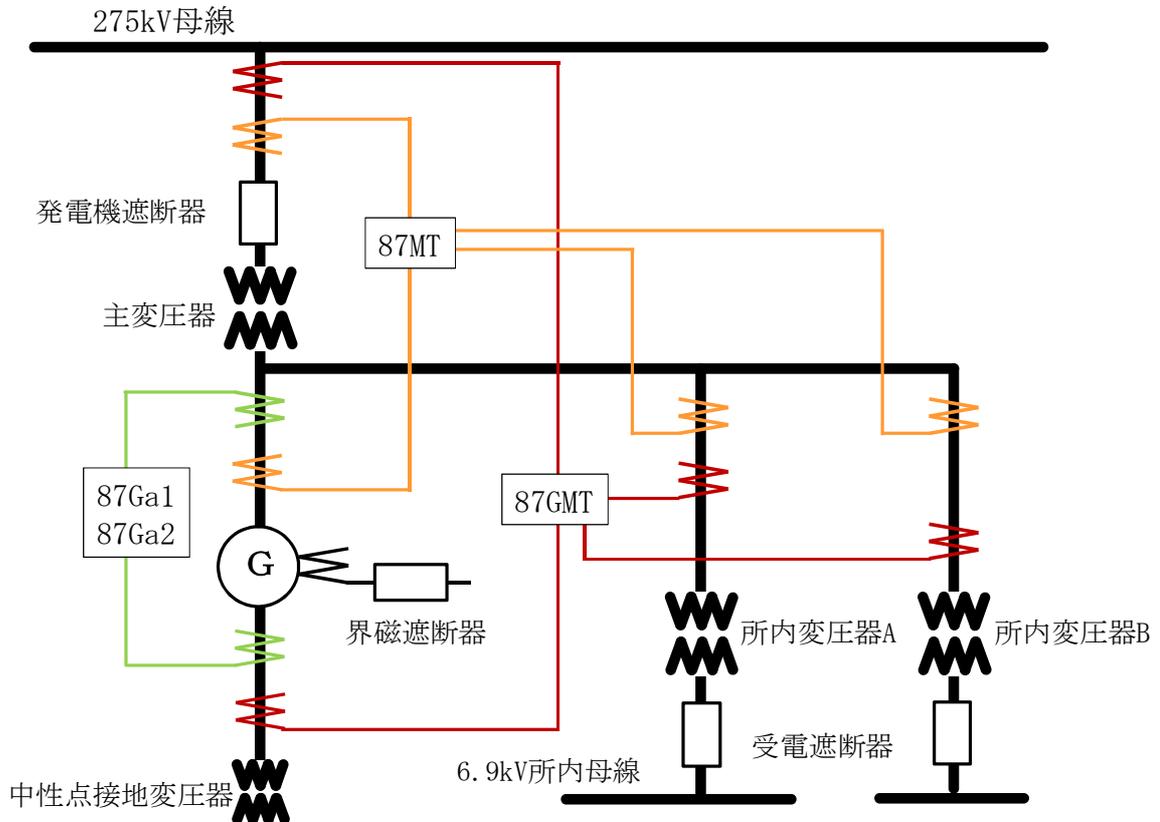
第1図 変圧器の基礎構造（例）

主要な変圧器内部故障及び電気回路故障時の事故拡大防止対策

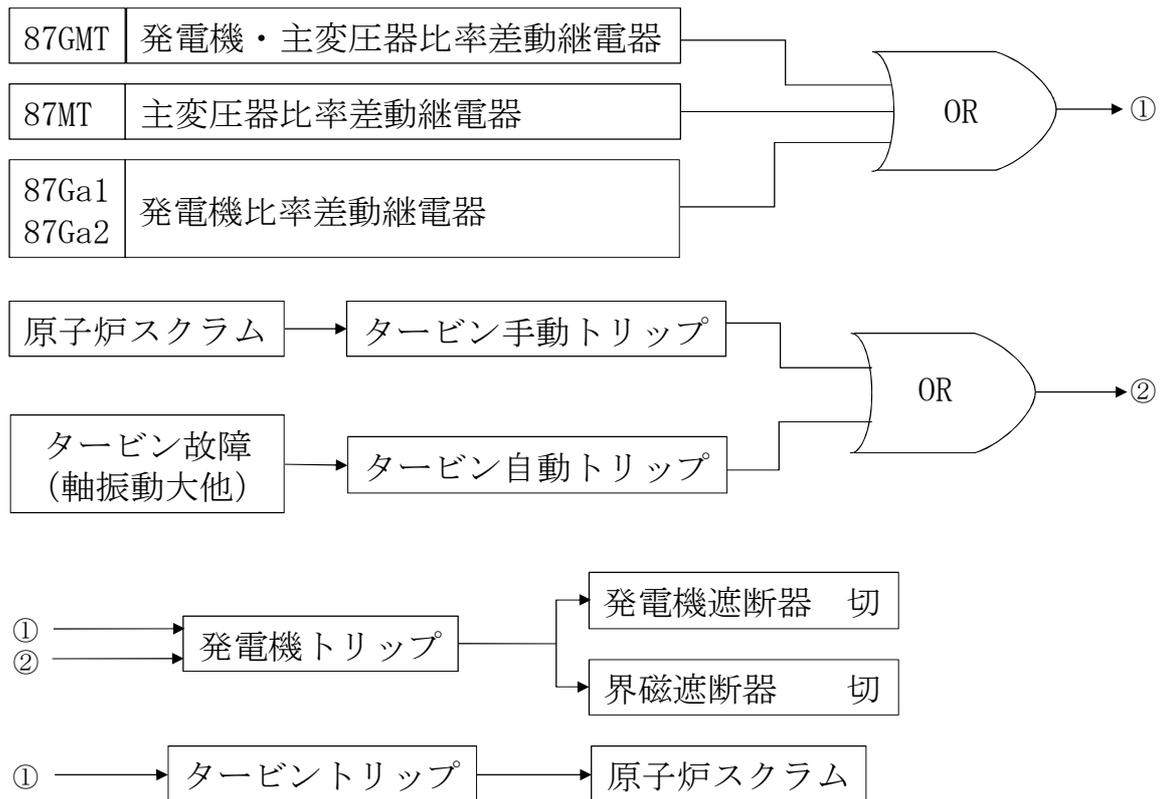
変圧器内部の巻線及び電気回路に地震等により短絡が発生すると、主変圧器1次側と2次側の電流の比率が変化することから、比率差動継電器により電流値の比率を監視している。

故障を検知した場合は発電機を停止するため、瞬時に発電機遮断器及び界磁遮断器を開放することにより、事故点を隔離し、電氣的に遮断するため、万一、絶縁油が漏えいした場合でも、火災発生リスクは低減されたと考える。

比率作動継電器の回路図の例を第1図、インターロック図の例を第2図に示す。



第1図 比率作動継電器 回路図 (例)



第 2 図 主変圧器故障及びプラントトリップ時の主なインターロック図 (例)

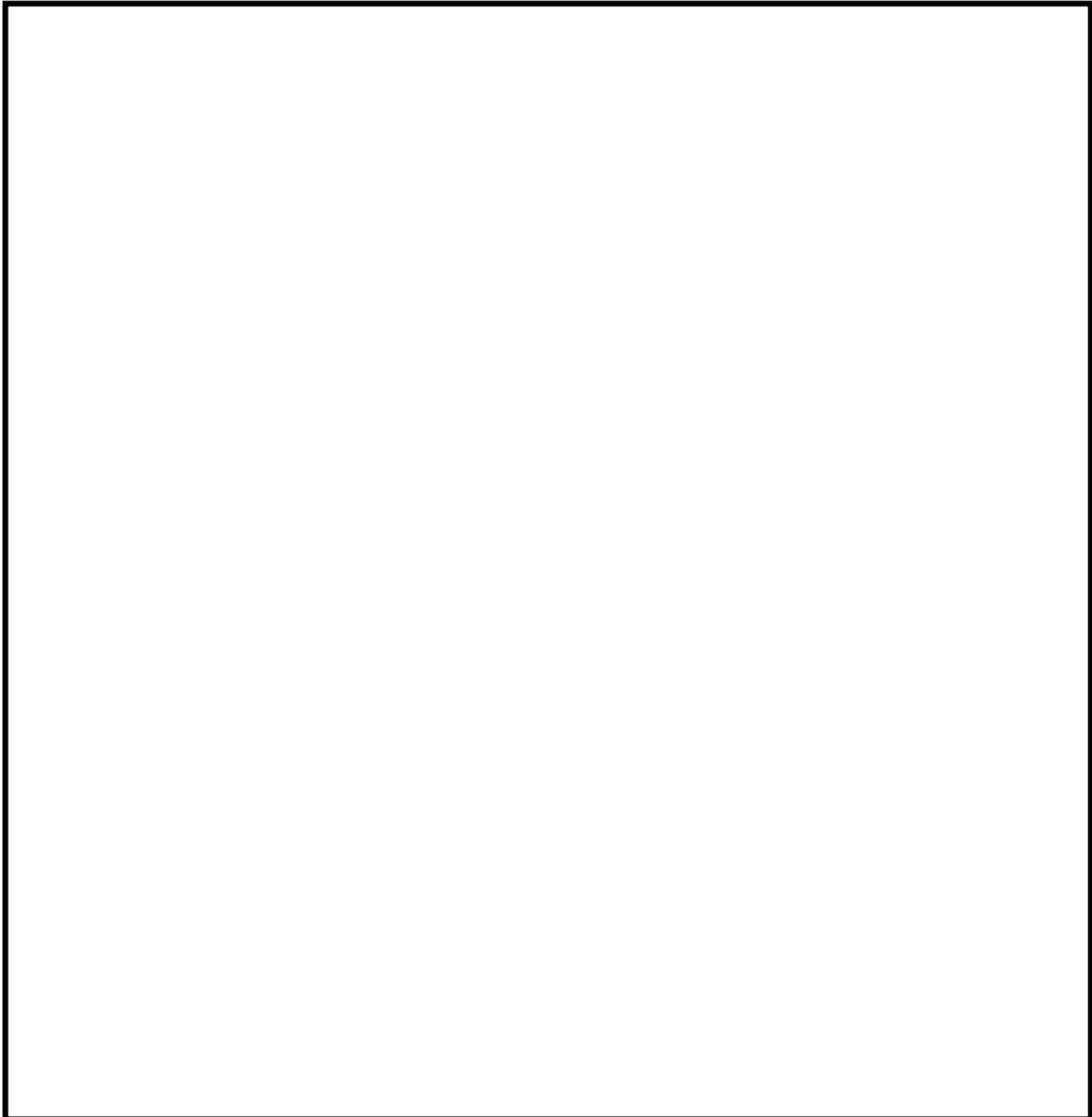
自衛消防隊による消火活動等について

1. 自衛消防隊の出動の可否について

東海第二発電所内の初期消火活動のため、発電所内の監視所に消火要員が常駐している。地震発生後の火災に対しても、消火活動が可能であることを以下のとおり確認した。

1.1 自衛消防隊のアクセスルートについて

火災が発生した場合のアクセスルートについては、第1図に示すとおり、監視所周辺、西側及び南側保管場所から消火活動実施場所へのアクセスルートを確保している。



第 1 図 自衛消防隊のアクセスルート（地震時）

1.2 自衛消防隊による消火活動について

火災が発生した場合の初期消火活動用として、第 1 表に示すとおり、監視所付近に水槽付消防ポンプ自動車、化学消防自動車及び泡消火薬剤（消防車用）、西側保管場所に可搬型代替注水中型ポンプ、放水銃、水槽付消防ポンプ自動車、及び泡消火薬剤（消防車用）、南側保管場所に化学消防自動車及び泡消火薬剤（消防車用）を配置・保有している。

通常は自衛消防隊が滞在している監視所付近の消防車が先行して出動し初期消火活動を実施するが、万一、地震等の影響により監視所付近の消防車が使用不能の場合には、保管場所に配備している消防車を用いて消火活動を実施する。

また、初期消火活動において消火が困難な場合は、継続して周辺施設への延焼防止に努め、被害の拡大防止を図る。

第1表 消防車両等の保管場所・数量

配備場所	配備設備
西側保管場所	<ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替注水中型ポンプ : 1台 ・放水銃 : 1台 ・水槽付消防ポンプ自動車 : 1台 ・泡消火薬剤（消防車用） : 750L
南側保管場所	<ul style="list-style-type: none"> ・化学消防自動車 : 1台 ・泡消火薬剤（消防車用） : 750L
監視所付近	<ul style="list-style-type: none"> ・水槽付消防ポンプ自動車 : 1台 ・化学消防自動車 : 1台 ・泡消火薬剤（消防車用） : 1,500L

2. タンクローリによる燃料給油時の火災防止策について

タンクローリによる燃料給油時の火災防止策として、以下のとおり対応する。

- ・静電気放電による火災防止策として、タンクローリは接地する。
- ・万一油が漏えいした場合に備えて、吸着剤及び消火器等を作業場所周囲に配備する。

浸水時の可搬型設備（車両）の走行について

屋外タンクの溢水又は降水が継続した場合には、可搬型設備のアクセスルート走行に影響を及ぼす可能性が考えられる。

具体的な影響としては、水が可搬型設備の機関に侵入し、機関が停止する可能性が考えられるが、以下の理由から可搬型設備の走行・アクセス性に支障はないと考える。なお、可搬型設備は、万一機関吸気口が浸水するような状況では使用しない。

- ・屋外タンクからの溢水は、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と考えられること（仮に、屋外タンクからの溢水が敷地内に滞留するとした場合の浸水深は、約 4cm）。
- ・可搬型設備を建屋近傍の配置場所に配備するまでの時間に十分余裕があることから、アクセスルートの状況を確認しつつ、走行が可能であること。

可搬型設備の許容水深（最低地上高）を第 1 表に示す。

第 1 表 可搬型設備の許容水深（最低地上高）

可搬型設備名	許容水深（最低地上高）
可搬型代替注水大型ポンプ（放水用も含む）	約 60cm [※]
可搬型代替低圧電源車	約 60cm [※]
タンクローリ	約 18cm
窒素供給装置	約 60cm [※]
ホイールローダ	約 40cm
ブルドーザ	約 45cm
油圧ショベル	約 29cm

※時速 10 km/h 以下での走行時における許容水深を記載。

T.P. +11m エリアの屋外タンク溢水時の影響等について

1. 溢水伝播挙動評価について

地震によりタンクに大開口が生じ、短時間で大量の水が指向性をもって流出することはないと考えられるが、溢水防護対象設備への影響を評価するため、タンクの損傷形態及び流出水の伝播に係わる評価条件を保守的な設定を行った上で溢水伝播挙動評価を実施している。

評価の結果、可搬型設備の接続口付近の原子炉建屋（西側）（第2図 地点②）では、タンクからの溢水後、過渡的に約160cmの浸水深となるが、数分後には10cm程度の浸水深となること、また、可搬型設備の接続口付近の原子炉建屋（東側）（第2図 地点⑤）は浸水深が数cmであることが確認されている。

（評価概要は、下記の「参考：内部溢水審査資料記載内容の抜粋」に記載）

2. 作業の成立性

タンクから溢水が発生した場合には、タンク周辺の空地が平坦かつ広大であり周辺道路等を自然流下し拡散するものと考えられるが、アクセスルートが過渡的に約50cmの浸水深となる多目的タンク前（第2図 地点④）であっても数分程度で可搬型設備がアクセス可能な浸水深となること、その他の箇所はさらに浸水深が低く、アクセス可能であることから、事故対応のためのアクセスルート確保及び作業実施に影響はないと考える。

また、溢水流路上の設備等が損壊し、がれきの発生を想定した場合でも、重機にて撤去することにより、アクセスルート確保への影響はないと考える。

なお、溢水流路に人員がいる場合を想定しても、安全を最優先し、溢水流路か

ら待避することにより，人身への影響はないと考えられる。

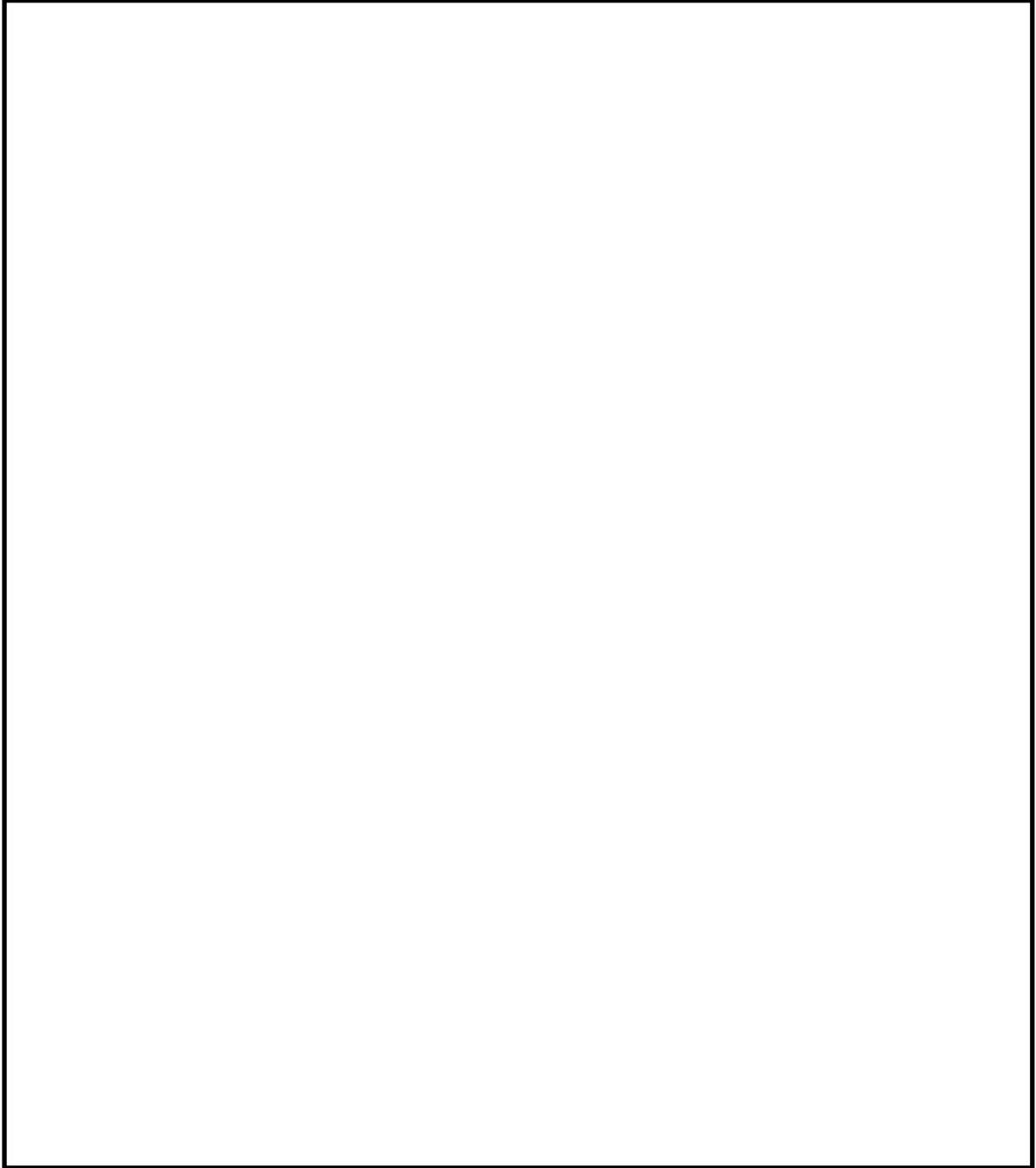
<参考：内部溢水審査資料記載内容の抜粋>

■溢水伝播挙動評価条件

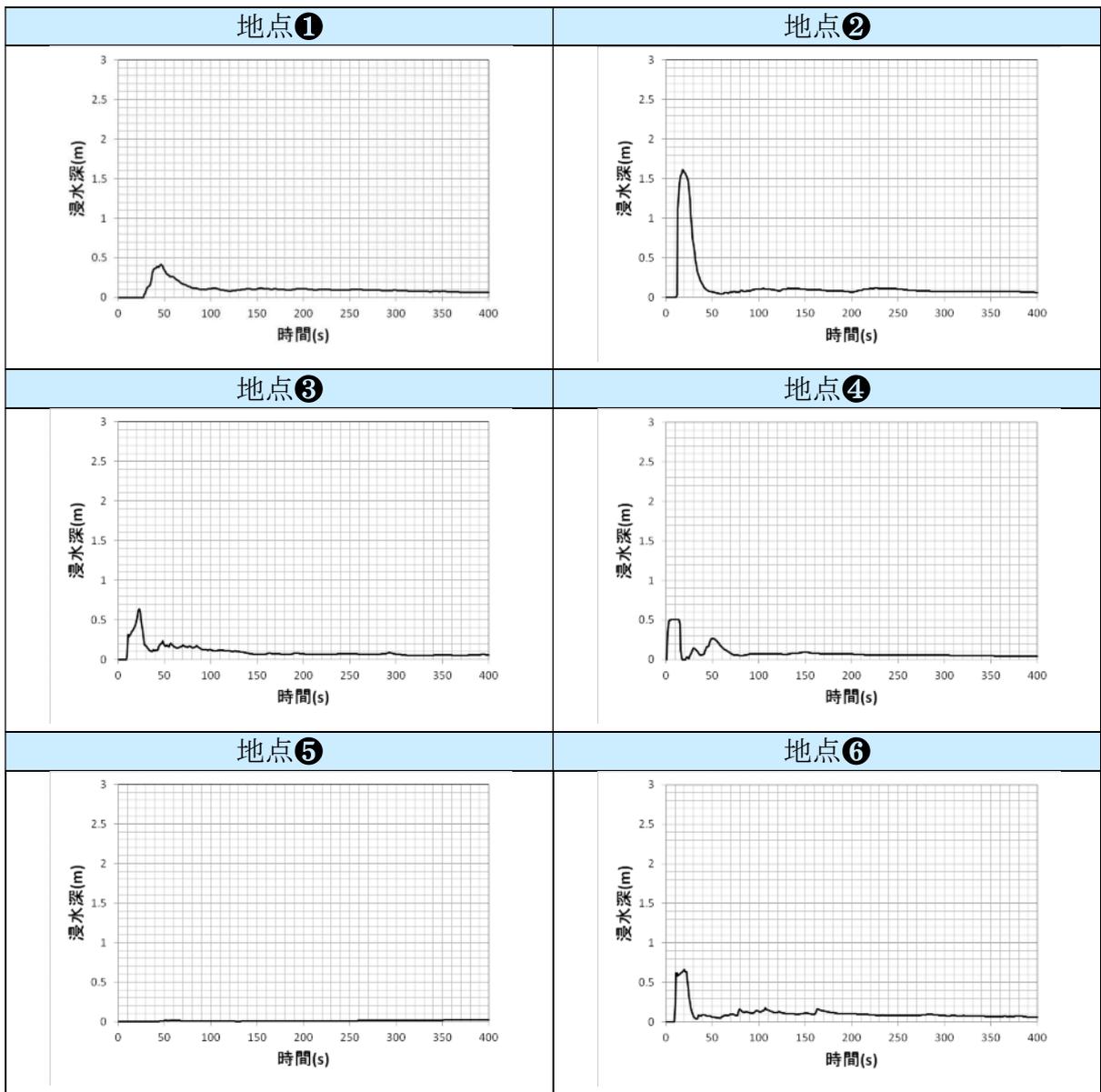
- T.P. +11mの屋外タンク（多目的タンク，原水タンク，ろ過水貯蔵タンク，純水貯蔵タンク）を代表水位及び合算体積を持った一つの円筒タンクとして表現し，地震による損傷をタンク下端から1m かつ円弧180度分の側板が瞬時に消失するとして模擬する
- 溢水防護対象設備を内包する建屋に指向性を持って流出するように，消失する側板を建屋側の側板とする
- 流路抵抗となる道路及び水路等は考慮せず，敷地を平坦面で表現するとともに，その上に流路に影響を与える主要な構造物を配置する
- 構内排水路による排水機能や地盤への浸透は考慮しない

(1) 評価結果

評価の結果として得られた溢水伝播挙動を第1図、代表箇所における溢水深の時刻歴を第2図に示す。



第1図 屋外タンクの地震損壊時の溢水伝播挙動



第2図 代表箇所における浸水深時刻歴

3. 溢水による接続口へのホース等接続作業への影響について

3.1 地下格納槽内の接続口に対する溢水の影響

有効性評価における屋外の現場操作として、接続口への可搬型設備の接続操作がある。

接続口が設置されている地下格納槽自体は、基準地震動による影響はなく、地下格納槽には浸水防止用の堰が設置されることから、操作場所は溢水による影響は受けない。

3.2 屋外タンク等の水による溢水の影響

ホース等の接続操作については、接続箇所周辺における溢水評価を行っており（第2図 地点②及び⑤が該当）、地点②では過渡的に水位が上昇するが、屋外の溢水による影響がないことを確認している。

屋外アクセスルート確保の検証について

1. 内容

がれき撤去, 土砂撤去, 道路段差復旧に要する時間の検証

2. 日時

平成 26 年 10 月 1 日 (水) 13 : 30 ~ 16 : 00 (がれき撤去①②)

平成 29 年 1 月 27 日 (金) 14 : 00 ~ 16 : 00 (がれき撤去③)

平成 29 年 1 月 20 (金), 25 日 (水) 14 : 00 ~ 15 : 00 (土砂撤去)

平成 27 年 4 月 9 日 (木) 11 : 00 ~ 11 : 30, 13 : 00 ~ 16 : 00 (段差復旧)

3. 場所

がれき撤去①② : 第三倉庫前 (東海発電所敷地内)

がれき撤去③ : 工作建屋予定地 (東海発電所敷地内)

土砂撤去 : 北地区浚渫土置き場 (東海発電所敷地内)

段差復旧 : 構内グラウンド (東海発電所敷地内)

4. 作業員経歴

作業員 A : 勤続 22 年 免許取得後 1 年 2 ヶ月^{※1}

作業員 B : 勤続 35 年 免許取得後 2 年 11 ヶ月^{※1}

作業員 C : 勤続 20 年 免許取得後 7 ヶ月^{※1}

作業員 D : 勤続 39 年 免許取得後 2 年 11 ヶ月^{※1}

作業員 E : 勤続 16 年 免許取得後 5 年 1 ヶ月^{※2}

作業員 F：勤続 26 年 免許取得後 8 年 3 ヶ月^{※2}

作業員 G：勤続 23 年 免許取得後 1 年 10 ヶ月^{※2}

※1 平成 26 年 10 月時点

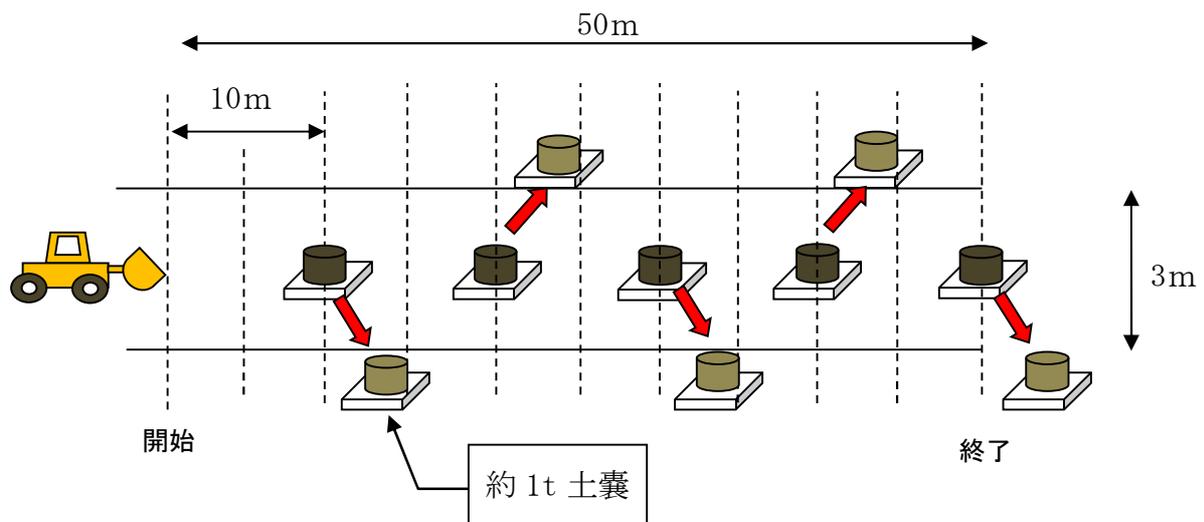
※2 平成 29 年 1 月時点

5. 測定結果

5.1 がれき撤去①（模擬がれき：土嚢）

(1) 概要

第 1 図のとおり，大型土嚢をがれきに見立て，アクセスルートを確認するための時間を作業員 A, B, C それぞれ 1 回計測した。がれき撤去検証試験の写真を第 2 図に示す。



第 1 図 がれき撤去検証の概念図



第2図 がれき撤去検証の写真

《ホイールローダの仕様》

ホイールローダ①

全長：6,895mm 全幅：2,550mm

高さ：3,110mm 機械質量：9.74t

最大けん引力：8.8t バケット容量：2.0m³

ホイールローダ②

全長：6,190mm 全幅：2,340mm

高さ：3,035mm 機械質量：7.23t

最大けん引力：5.74t バケット容量：1.3m³

(2) 測定結果

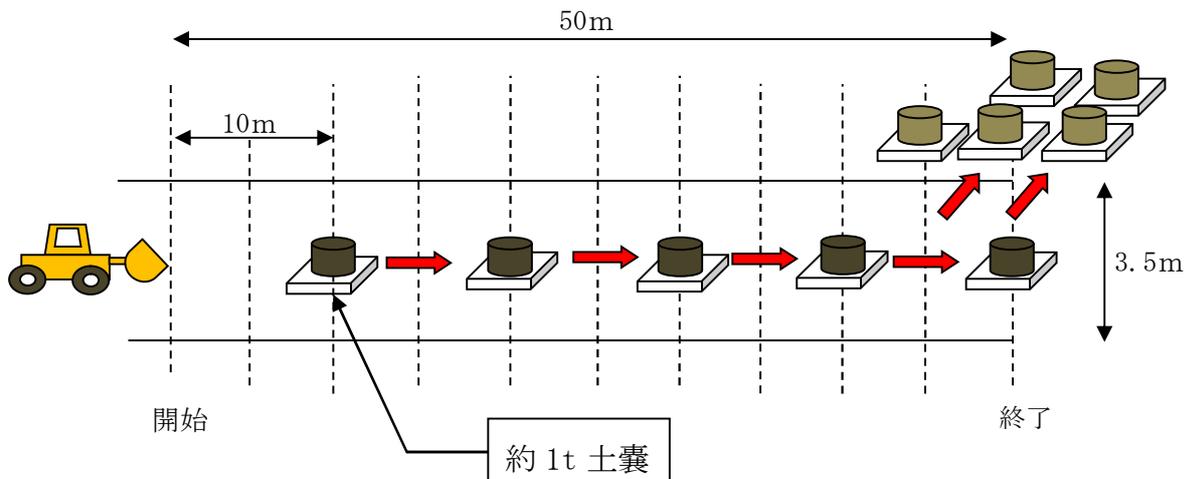
ホイールローダ①による訓練の結果を以下に示す。

- ・作業員 A 1分17秒 (2.3km/h)
- ・作業員 B 46秒 (3.9km/h)
- ・作業員 C 1分15秒 (2.4km/h)

5.2 がれき撤去②（模擬がれき：土嚢）

(1) 概要

第3図のとおり，大型土嚢をがれきに見立て，アクセスルートを確認するための時間を作業員Dが異なる規格のホイールローダ2台にてそれぞれ1回ずつ計測した。がれき撤去検証試験の写真を第4図に示す。



第3図 がれき撤去検証の概念図



第4図 がれき撤去検証の写真

(2) 測定結果

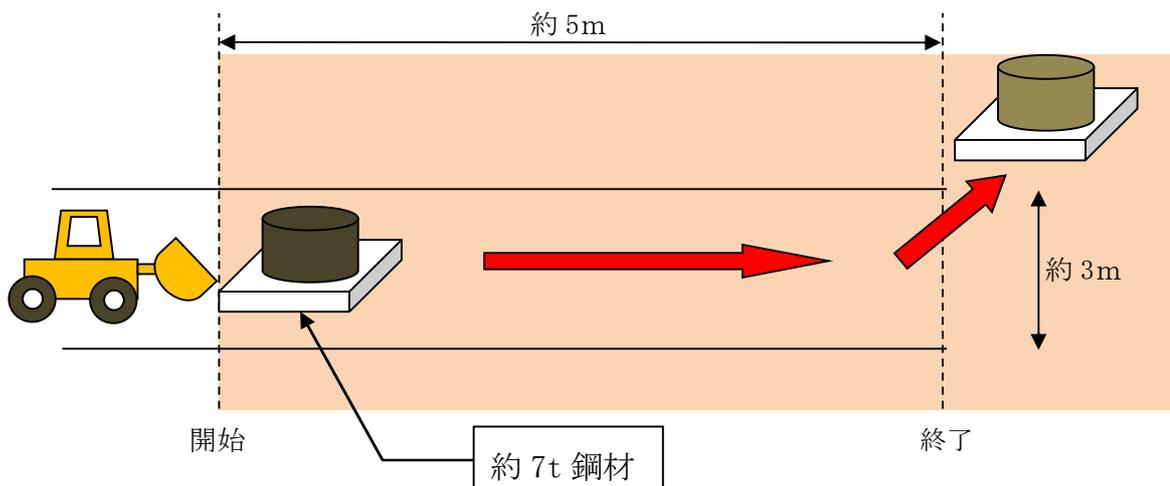
ホイールローダによる訓練の結果を以下に示す。

- ・ホイールローダ① (1回目) 48.02 秒 (3.75km/h)
- ・ホイールローダ② (2回目) 48.46 秒 (3.71km/h)

5.3 がれき撤去③ (模擬がれき：鋼材)

(1) 概要

第5図のとおり、約7tの鋼材をがれきに見立て、作業員Eがホイールローダの評価上の最大けん引力(7t)を発揮し、がれきをアクセスルート外へ押し出す動作ができるかを検証した。検証試験の写真を第6図に示す。



第5図 がれき撤去検証の概念図



第 6 図 がれき撤去検証の写真

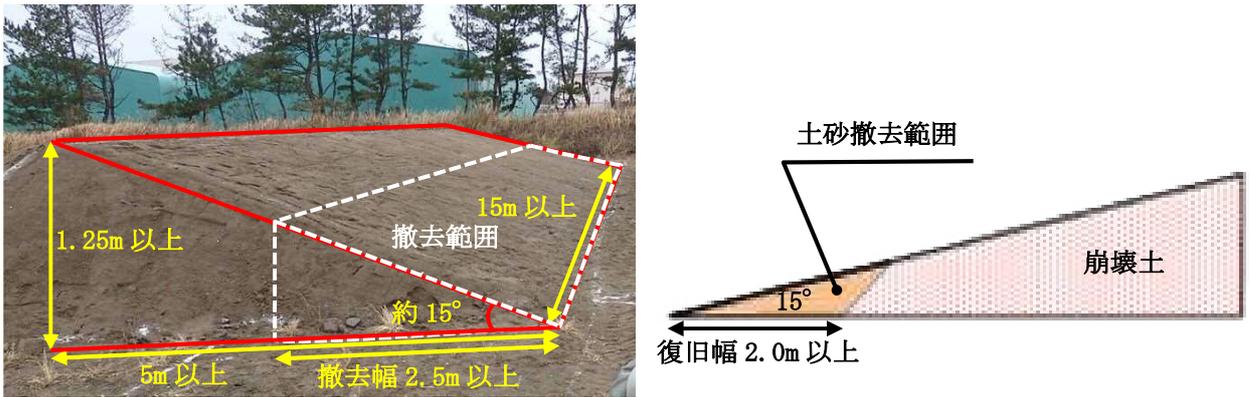
(2) 結果

ホイールローダ①により 7t がれきを問題なく撤去できることを確認した。

5.4 土砂撤去

(1) 概要

東海第二発電所の T.P. +11m エリアの崩壊土砂を模擬し (第 7 図), 作業員 F, G がホイールローダ①により第 8 図のとおり, アクセスルートとして必要な幅員 5.0m 以上を確保するための土砂撤去を行った際の作業時間と撤去土量を計測した。この結果より時間当たりの作業量を算出し, 文献に基づき算定した土砂撤去作業量 ($66\text{m}^3/\text{h}$) (別紙 (23) 参照) が確保されていることを検証した。



第7図 模擬崩壊土砂

(2) 検証結果

上記条件に基づき、崩壊土砂の撤去作業の検証結果は以下のとおりである。

作業員	撤去土量	作業時間	作業能力 (m^3/h)	目標値	復旧 道路幅	評価	(参考) 撤去延長
F	22.49m^3	4分51秒	278.22	$66\text{m}^3/\text{h}$	3.65m	○	15.3m
G	16.84m^3	10分11秒	78.18		2.90m	○	15.6m

(3) 検証状況写真

ホイールローダ①において、崩壊土の撤去状況は次の通りである。



撤去作業開始



作業完了

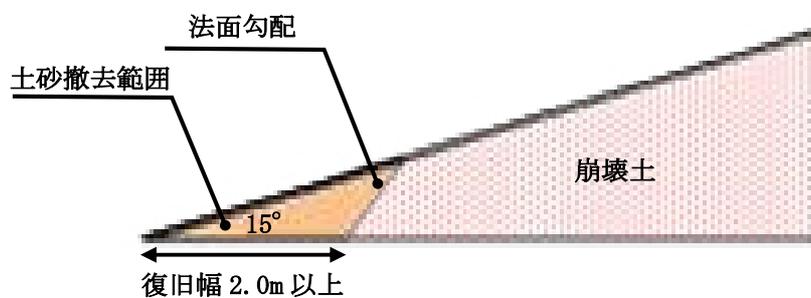
第 8 図 土砂撤去検証の写真

(4) 崩壊土砂撤去作業後の法面勾配の検証

復旧後の切取斜面勾配は、撤去部における崩壊土砂堆積厚さが最大でも 70cm 程度であることから、労働安全衛生規則を参考に 60 度^{*}としている。

復旧法面のイメージを第 9 図に示す。

^{*}労働安全衛生規則第 356 条において、2m 未満の地山（岩盤、固い粘土以外）の掘削法面勾配は（90 度）であるが、崩壊土砂の撤去は自然地山の掘削ではないため、同規則における 5m の地山（岩盤、固い粘土以外）の掘削面勾配である 60 度とした。



第 9 図 復旧法面のイメージ

(5) 検証結果

復旧作業の検証試験において復旧後の切取斜面勾配を確認した結果、60 度以上においても形状が保持されていることを確認している。万が一切土法面が崩落しても高さは 70cm 程度であり、2 次的被害は極めて軽微であると予想される。またホイールローダによる撤去幅は 2.5m 以上であり、アクセスルート確保のために撤去が必要な幅である 2.0m よりも広く撤去するため問題はないと考える。検証結果を第 10 図に示す。

作業員	切取斜面勾配 (°)
F	74.05
G	54.46
平均	64.26

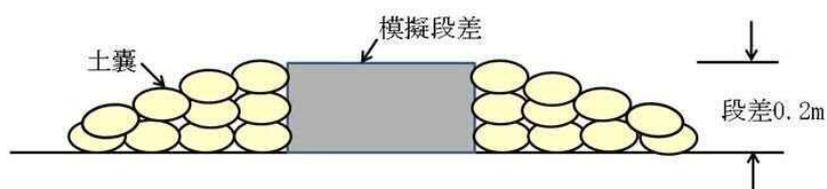


第 10 図 検証結果

5.5 道路段差復旧

(1) 概要

東海第二発電所に「段差復旧」用として配備している土のうを、第 11 図のように配置して、1 箇所 20 cm の段差を復旧する。段差復旧は、作業員 H, I, J より 2 人 1 組で 3 回実施した。段差復旧前後の写真を第 12 図に示す。



第 11 図 段差復旧検証の概念図



【模擬段差】



【段差解消後】

第 12 図 段差復旧前後の写真

(2) 測定結果

土のうによる段差復旧の検証結果を第 1 表に示す。

第 1 表 段差解消検証結果

作業員	所要時間	土のう使用数
H 及び I	198 秒 (3 分 18 秒)	27 袋
H 及び J	257 秒 (4 分 17 秒)	24 袋
I 及び J	198 (3 分 18 秒)	24 袋

6. 検証結果

- (1) ホイールローダによるがれき撤去は、別紙 23 のサイクルタイム算出より 12m / 30 秒 (約 1.44km/h) で評価しているが、それ以上の速度で実施できることを確認した。またアクセスルート上にがれきが堆積した場合においても、ホイールローダが最大けん引力を発揮してがれき撤去作業を実施できることを確認した。

- (2) 不等沈下については事前対策を行うものの、万が一段差が発生した場合においても、5分以内で作業を実施できることを確認した。

車両走行性能の検証について

1. 概要

可搬型設備のうち大型車両を対象として、段差復旧前及び復旧後の走行性能について検証を行った。

2. 検証結果

a. 段差復旧前

- ・段差復旧前の走行性能については、配備済み車両のうち重量が最も大きい中型ポンプ用送水ホース運搬車を代表として検証する。
- ・検証の結果、中型ポンプ用送水ホース運搬車は約 16cm の段差の走行が可能であることを確認した。

b. 段差復旧後

- ・段差復旧後の走行性能については、配備済み車両のうち重量が最も大きい中型ポンプ用送水ホース運搬車を代表として検証する。
- ・検証の結果、中型ポンプ用送水ホース運搬車は約 20cm の段差を土のうで復旧した箇所の走行が可能であることを確認した。

3. 検証状況写真

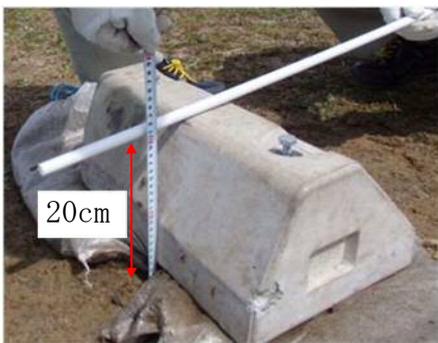
段差復旧前後の走行性の検証状況写真を第1図に示す。

○段差

【乗越え検証用段差】



【段差復旧検証用段差】



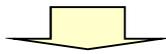
段差復旧前



段差復旧後

第1図 乗越え検証試験状況 (1/2)

●段差復旧前
(16cmの段差乗越え)



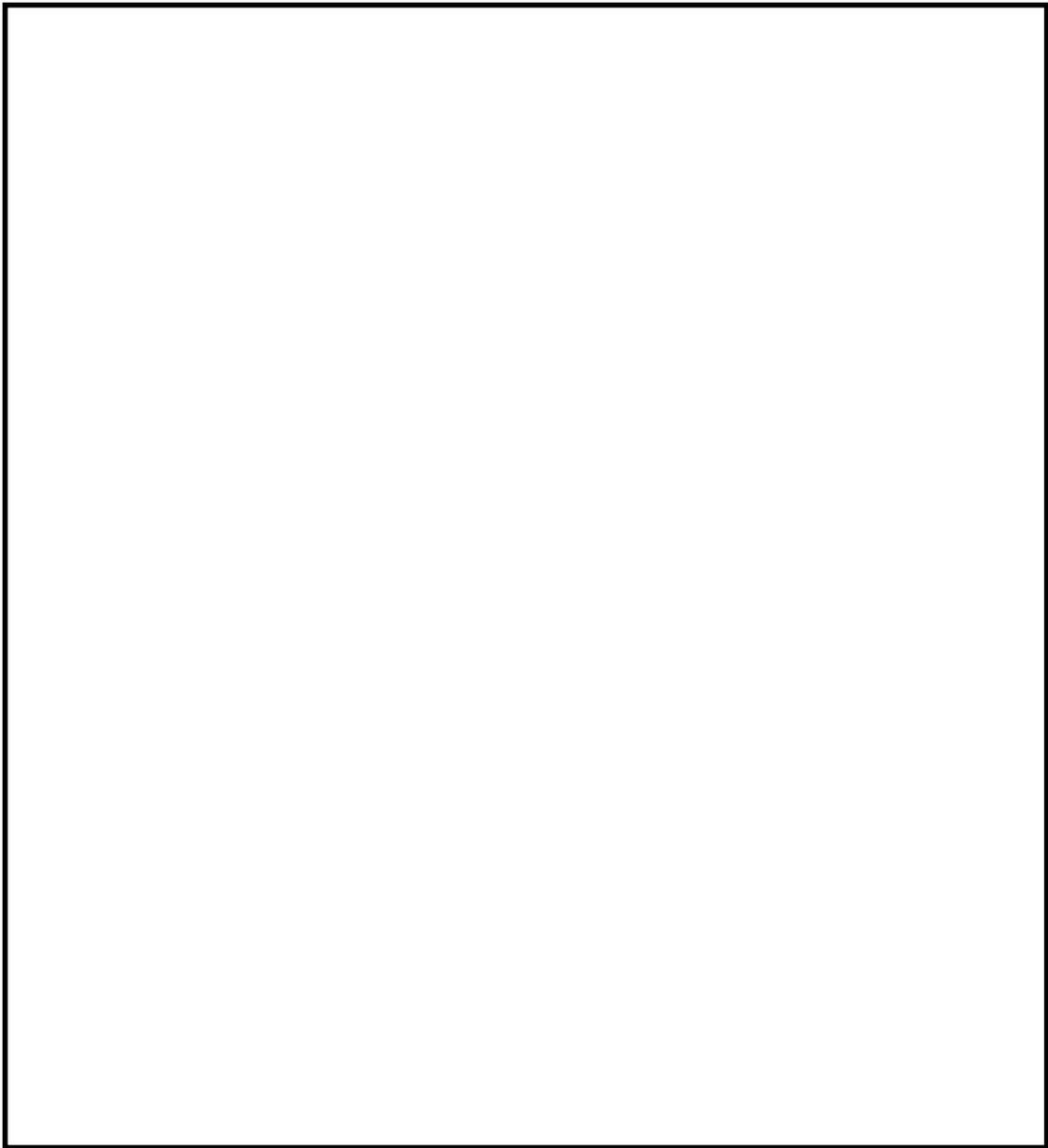
●段差復旧後
(20cmの段差を土のうにて解消後の乗越え)】



第1図 乗越え検証試験状況 (2/2)

屋外アクセスルートにおける地震後の被害想定（一覧）について

第1図に地震後の屋外アクセスルートの被害想定（一覧）を示す。



第1図 屋外アクセスルートにおける地震後の被害想定（一覧）

がれき及び土砂撤去時のホイールローダ作業量及び復旧時間について

1. ホイールローダ仕様

○最大けん引力：7t（牽引力 8.8t×アスファルト摩擦係数 0.8）

○バケット全幅：2.5m

○走行速度(1速の走行速度の1/2)：前進 1.1m/s (4.0km/h)

後進 1.1m/s (4.0km/h)

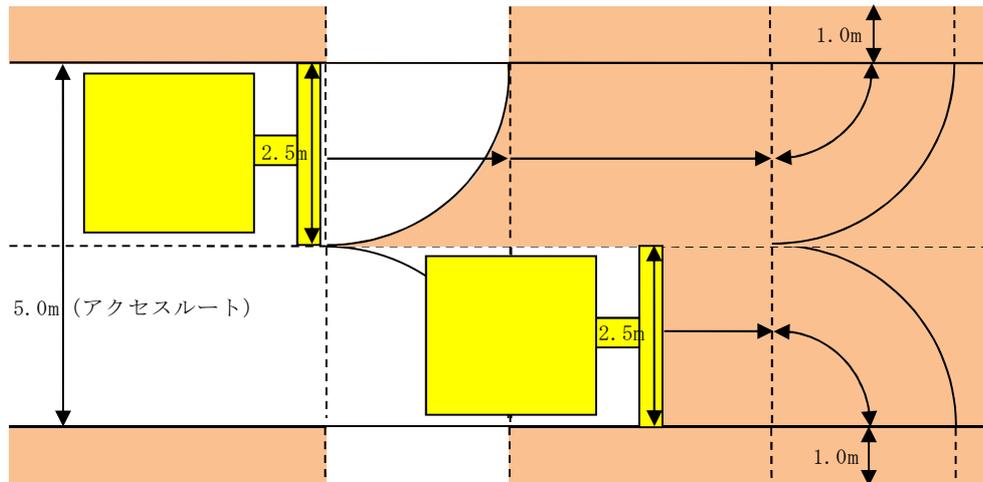
2. がれき撤去速度の算出

(1) がれき条件

建屋倒壊がれきの中で最ものがれき総量が多い「屋内開閉所（想定がれき量：215kg/m²）」の条件を基準として評価を実施する。

(2) 撤去方法（第1図参照）

- ・アクセスルート上に堆積したがれきを、ホイールローダで道路脇へ1m押し出し撤去する。
- ・1回の押し出し可能量を7tとし、7tのがれきを集積し、道路脇へ押し出す作業を1サイクルとして繰り返す。
- ・バケット幅が2.5mであることから、5mの道幅を確保するために、2台のホイールローダで作業を行う。なお、車両による速度の差はないため、1台分の時間を評価の対象とする。



第1図 撤去方法イメージ図

- ・ 1 サイクルで重機にて撤去可能ながれき面積

$$7t \text{ (けん引力)} \div 215\text{kg}/\text{m}^2 \text{ (想定がれき量)} \approx 32.55\text{m}^2$$

- ・ 各区画での撤去面積と走行距離 (第2図参照)

① →②の撤去範囲

(前サイクルの取残し部の面積, 距離) : 1.35m^2 , 2.5m

② →③の撤去範囲

(直進部の面積, 距離) : 23.79m^2 , 9.5m

③ →④の撤去範囲

(旋回部の面積, 距離) : 4.91m^2 , 2m

④ →⑤の撤去範囲

(押出部の面積, 距離) : 2.5m^2 , 1m

①～⑤の面積合計 $32.55 \text{ m}^2 =$ 撤去可能面積 32.55 m^2

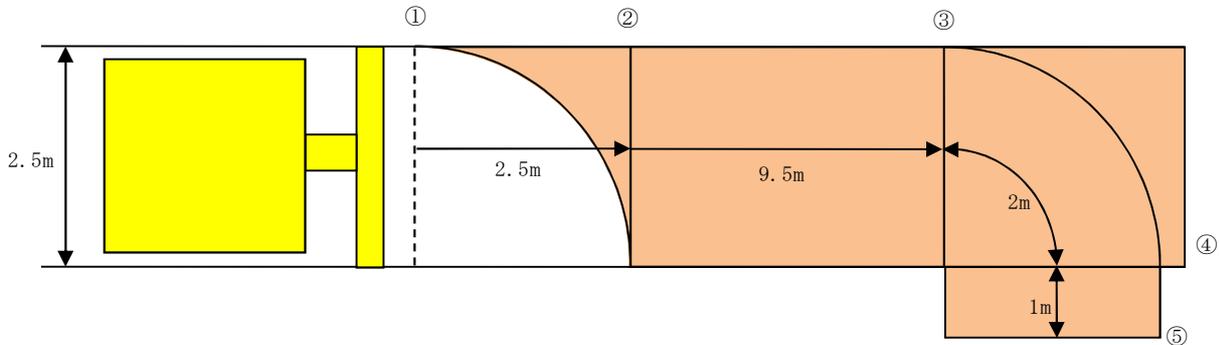
(3) 1 サイクル当りの作業時間

走行速度(前進 1.1m/s, 後進 1.1m/s)で作業すると仮定して,

- ・ A : 押し出し(①→②→③→④→⑤) : $15.0\text{m} \div 1.1\text{m/s} \doteq 14$ 秒
- ・ B : ギア切り替え : 6 秒
- ・ C : 後進 : (⑤→④→③) : $3.0\text{m} \div 1.1\text{m/s} = 2.73$ 秒 $\doteq 3$ 秒
- ・ D : ギア切り替え : 6 秒

1 サイクル当たりの作業時間 (A+B+C+D)

$$= 14 \text{ 秒} + 6 \text{ 秒} + 3 \text{ 秒} + 6 \text{ 秒} = 29 \text{ 秒} \doteq 30 \text{ 秒}$$



<各区间での撤去面積の算出>

- ・ ①から②の撤去面積 (前サイクルでの取残し部の面積) $= 2.5\text{m} \times 2.5\text{m} - 2.5\text{m} \times 2.5\text{m} \times \pi \times 90 / 360 \doteq 1.35\text{m}^2$
- ・ ③から④の撤去面積 (旋回部の面積) $= 2.5\text{m} \times 2.5\text{m} \times \pi \times 90 / 360 \doteq 4.91 \text{ m}^2$
- ・ ④から⑤の撤去面積 (押し出し部の面積) $= 1\text{m} \times 2.5\text{m} = 2.5\text{m}^2$
- ・ ②から③の撤去面積 (直進部の面積) $= 1\text{回の撤去可能面積}\text{m}^2 - \text{取残し部面積}\text{m}^2 - \text{旋回部面積}\text{m}^2 - \text{押し出部面積}\text{m}^2$
 $= 32.55 \text{ m}^2 - 1.35\text{m}^2 - 4.91\text{m}^2 - 2.5\text{m}^2 = 23.79\text{m}^2$

<各区间での撤去距離の算出>

- ・ ①から②の撤去距離 (バケット幅の長さと同様) $= 2.5\text{m}$
- ・ ②から③の撤去距離 (直進部の距離m) $= \text{直進部の面積}\text{m}^2 \div \text{バケット幅}\text{m} = 23.79 \text{ m}^2 \div 2.5\text{m} = 9.516\text{m} \doteq 9.5\text{m}$
- ・ ③から④の撤去距離 (旋回部の距離m) $= \text{バケット幅}\text{m} \div 2 \times 2 \times \pi \times 90 / 360 \doteq 2.0\text{m}$
- ・ ④から⑤の撤去距離 (押し出し部の距離) $= 1\text{m}$
- ・ ①から⑤の合計距離 $= 2.5\text{m} + 9.5\text{m} + 2.0\text{m} + 1\text{m} = 15.0\text{m}$

第 2 図 がれき撤去のサイクル図

(4) 1 サイクル当りの撤去延長

取残し部①から②の距離+直進部②から③の距離=2.5m+9.5m=12.0m

(5) がれき撤去速度

1 サイクル（前進距離：2.5+9.5=12.0m）の所要時間が約 30 秒であるため、がれき撤去のサイクルタイムを 30 秒/12m と設定する。

3. 土砂撤去の作業量の算出

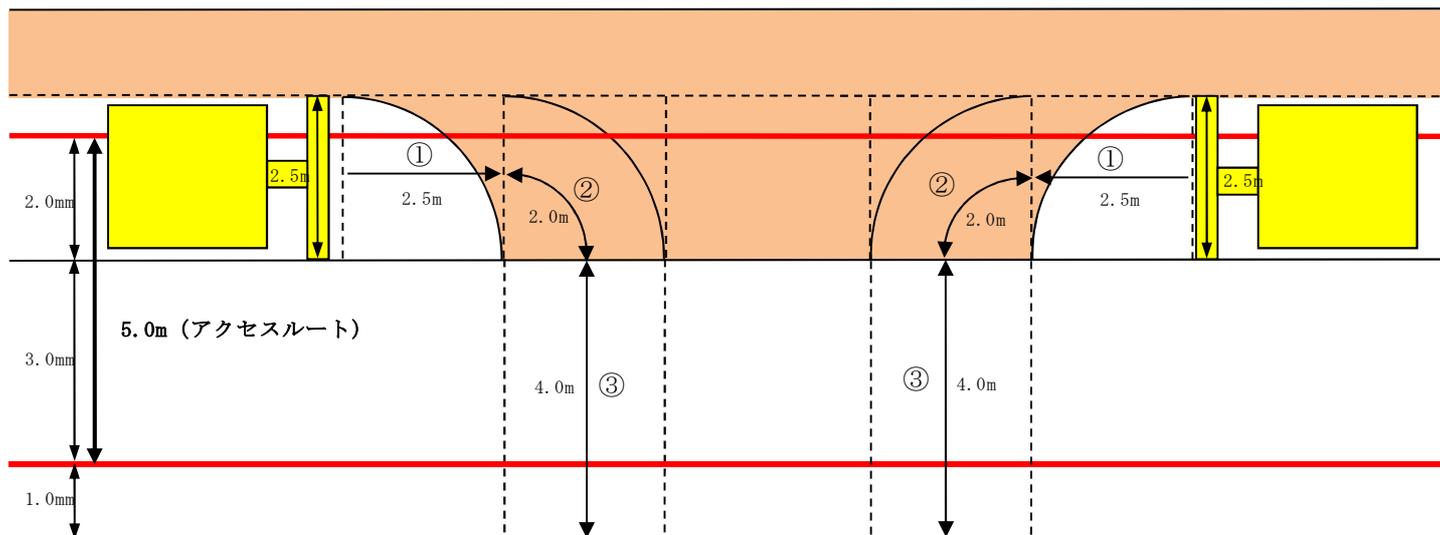
(1) 撤去方法（第 3 図参照）

- ・アクセスルート上に流入した土砂を押し、集積し、道路脇に撤去する。
- ・1 サイクルの作業は、道路上①と②の区間の土砂を押し、集積し、③の区間を走行しアクセスルート外へ土砂を撤去する。
- ・1 回の押し出し可能量をバケット容量の 2m^3 とし、 2m^3 の土砂を集積し、道路脇へ押し出す作業を 1 サイクルとして繰り返す。

(2) 各区間での撤去土量と走行距離（第 3 図参照）

- ・区間①（前サイクルの取残し部の土量，距離）： 0.42m^3 ，2.5m
- ・区間②（旋回部の土量，距離）： 1.53m^3 ，2m
- ・区間③（押し出し部の距離）：4m

①+②の土量合計 $1.95\text{ m}^3 < \text{バケット容量 } 2\text{m}^3$



第3図 土砂撤去のサイクル図

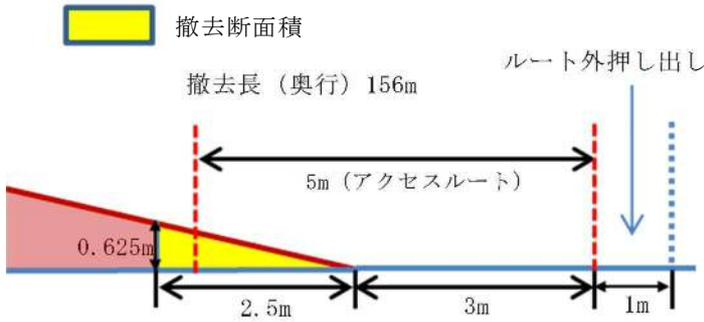
・1サイクル当りの移動距離は、

押し出し (①→②→③) : 8.5m

後進 (③→②) : 6m

(3) 作業量算出のための撤去想定 (第4図参照)

第4図に、崩壊土砂の撤去想定範囲と撤去土量等を示す。



- ・撤去断面積（黄色部）の算出
底辺 2.5m × 高さ 0.625m ÷ 2 = 0.78125m²
- ・撤去断面積の平均高さ
0.78125m² ÷ 2.5m = 0.3125m

<各区间での除去面積の算出>

- ・区間①の撤去面積（前サイクルでの取残し部の面積）= 2.5m × 2.5m - 2.5m × 2.5m × π × 90 / 360 ≒ 1.35m²
区間①の撤去土量（前サイクルでの取残し部の土量）= 1.35m² × 0.3125m ≒ 0.42m³
- ・区間②の撤去面積（旋回部の面積）= 2.5m × 2.5m × π × 90 / 360 ≒ 4.91m²
区間②の撤去土量（旋回部の土量）= 4.91m² × 0.3125m ≒ 1.53m³

<各区间での撤去距離の算出>

- ・区間①の撤去距離（バケット幅の長さと同様）= 2.5m
- ・区間②の撤去距離（旋回部の距離）= バケット幅 2.5m ÷ 2 × 2 × π × 90 / 360 ≒ 2.0m
- ・区間③の撤去距離（押し出し部の距離）= 3m（ルート内押し出し）+ 1m（ルート外押し出し）= 4m

第 4 図 崩壊土砂の撤去想定断面図

4. 土砂撤去作業量算定結果

当該作業におけるホイールローダの作業量を決定するにあたり、第 1 表に示す 3 つの図書を参考に作業量を算定し、そのうち、作業量が保守的である「土木工事積算基準」の作業量を採用した。

作業量及びサイクルタイム算定におけるパラメータの考え方を第 2 表及び第 3 表に示す

第 1 表 各参考図書におけるホイールローダの作業量

参考図書	ダム工事積算の解説 編纂/財団法人ダム 技術センター 平成 12 年度版	土木工事積算基準 国土交通省監修 平成 28 年度版	道路土工 施工指針 社団法人日本道路協会 昭和 61 年 11 月改定版 (平成 12 年第 19 刷発行)
図書に提示されている重機の規格（バケット容量）	3.1m ³ ～10.3m ³ 級	1.9m ³ ～2.1m ³ 級	1.0m ³ ～2.1m ³ 級
作業量	67m ³ /h	66m ³ /h	72m ³ /h

第2表 作業量算定におけるパラメータの考え方

項目	ダム工事積算の解説	土木工事積算基準	道路土工 施工指針
作業量Q 算定式	$Q=3,600 \times q \times f \times E / C_m$ ここに Q: 運転時間当たり作業量 (m ³ /h) q: 1サイクル当たりの積込量 (m ³) f: 土量換算係数 E: 作業効率 C _m : サイクルタイム (sec)		$Q=3,600 \times q_0 \times K \times f \times E / C_m$ ここに Q: 運転時間当たり作業量 (m ³ /h) q ₀ : バケツ容量 (m ³) K: バケツ係数 f: 土量換算係数 E: 作業効率 C _m : サイクルタイム (sec)
作業量Q	67m ³ /h	66m ³ /h	72m ³ /h
バケツ容量 q ₀	カタログ値から設定 【採用値: 2.0m ³ 】		
バケツ係数 K	文献の表を参考に算出 【採用値: 0.829】	— —	一度切り崩された崩壊土であり、不規則な空げきを生じにくくバケツに入りやすいものであることから、土質(普通土・砂質土)に応じた上限値を採用 【採用値: 0.900】
1サイクル当たりの作積込量 q	q=q ₀ ×K 【採用値: 1.658m ³ 】	q=0.84×q ₀ -0.03 【採用値: 1.65m ³ 】	— —
土量換算係数 f	崩壊土砂(ほぐした土量)を作業の対象としており、土量変化率は L/L=1.0 【採用値: 1.0m ³ 】		
作業効率 E	不等沈下による路盤状況を勘案し、土質(普通土・砂質土)に応じた最も保守的な値を採用 【採用値: 0.45】	【採用値: 0.45】	【採用値: 0.4】
サイクルタイム C _m	ホイール形の値を採用 【採用値: 40sec】	【採用値: 40sec】	文献の算定式より算出 【採用値: 36sec】

第3表 サイクルタイム算定におけるパラメータの考え方

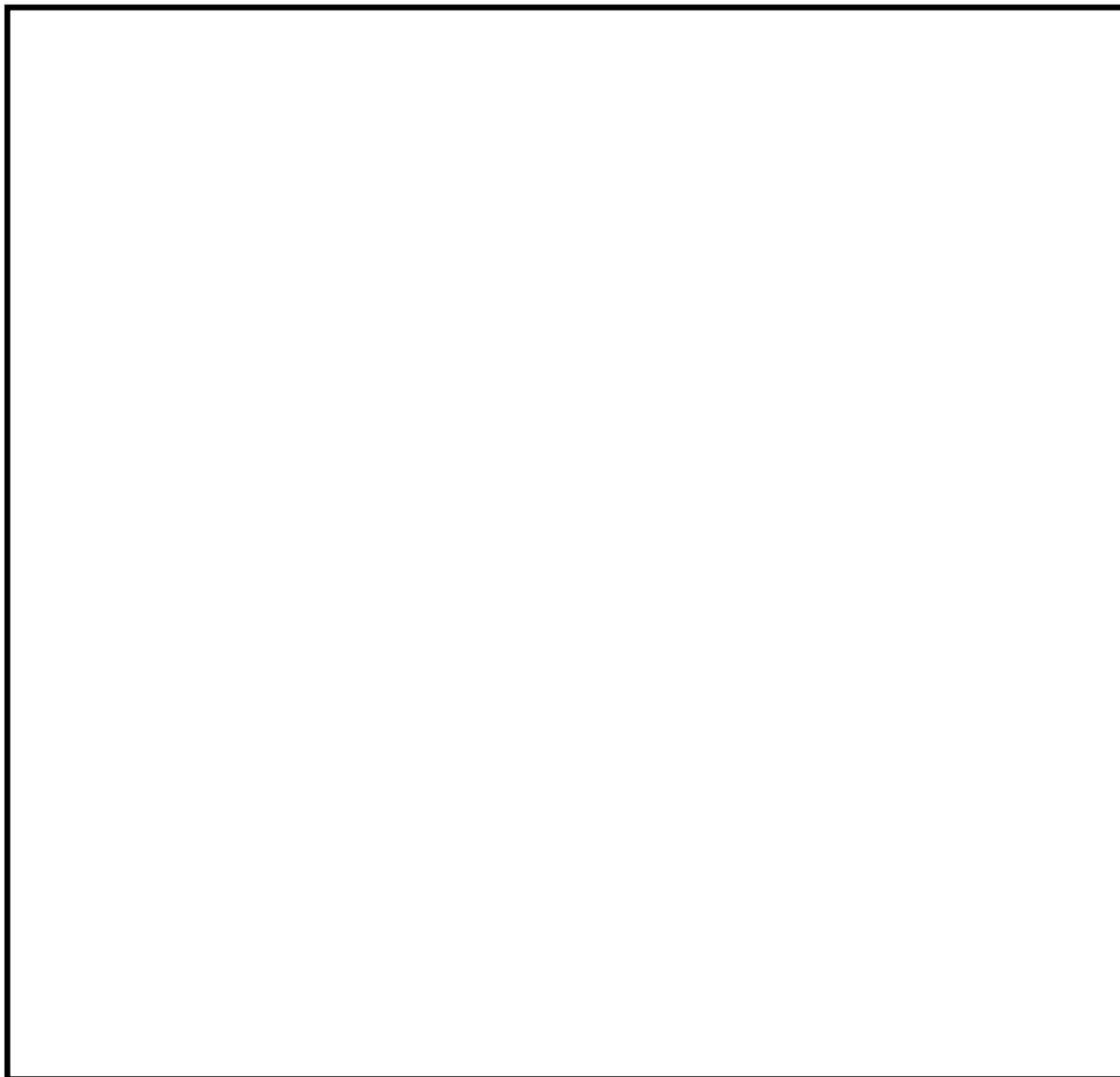
項目	ダム工事積算の解説	土木工事積算基準	道路土工 施工指針
サイクルタイム Cm 算定式	所要時間は、土質にかかわらずクローラ形とホイール形により決定		$Cm = mL + t_1 + t_2$ ここに Cm：トラクタショベルのサイクルタイム (sec) m：トラクタショベルの足回りによる係数 (m/sec) L：片道運搬距離 (m) t ₁ ：すくい上げ時間 (sec) t ₂ ：積込み、ギヤの入換え、段取りなどに要する時間 (sec) Cm：サイクルタイム (sec)
サイクルタイム Cm		40sec	36sec
運搬距離 L		—	片道運搬距離L：第3図 土砂撤去のサイクル図の押出し距離より 【採用値：8.5m】
足回り係数 m		—	ホイール形を採用 【採用値：1.8m/sec】
すくい上げ時間 t ₁		—	東海第二発電所の土砂撤去作業において、すくい上げ動作は想定されな いため、t ₁ のすくい上げ時間は考慮しない 【採用値：0sec】
積込み他時間 t ₂		—	運搬重機への積込みはないが、土砂をアクセスルート外へ押出し後、撤 去操作が必要なため、保守的に最大値を採用 【採用値：20sec】

屋外アクセスルートの復旧計画について

1. 土砂の流出箇所について

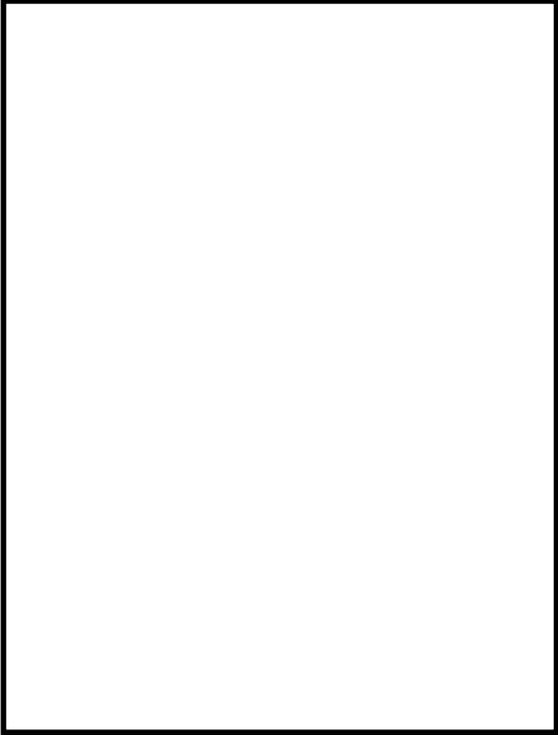
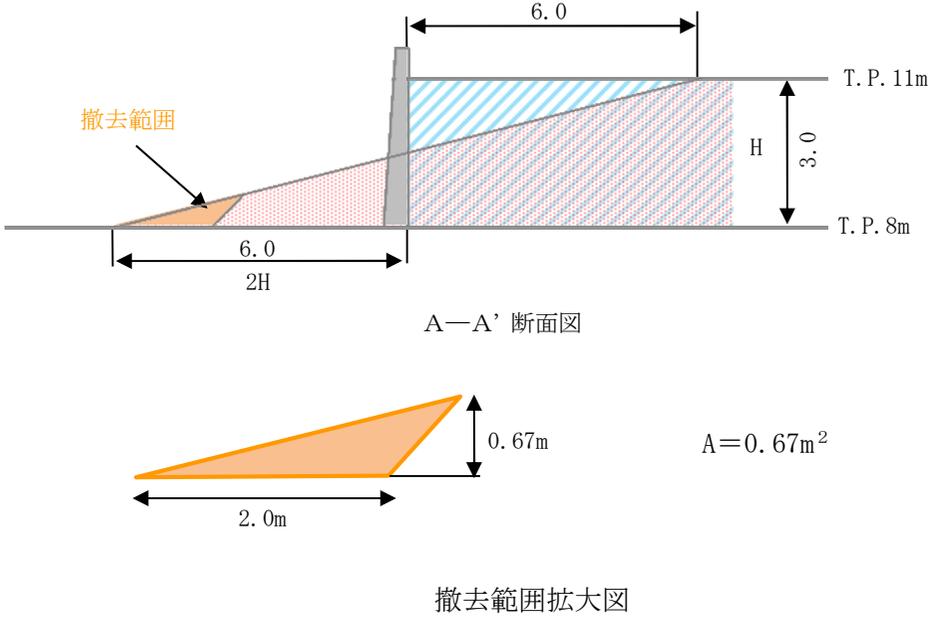
- ・アクセスルートの土砂流出による被害想定について、崩壊土砂の堆積形状を推定した上で、必要な幅員（5.0m）を確保可能か評価した。
- ・地震時の復旧により通路が確保可能なアクセスルートとして選定されたルート上の堆積土砂については、土砂を撤去するために必要な要員を確保することとして、復旧に要する時間を評価した。
- ・溢水範囲は崩壊土砂の影響範囲にも及んでいるが、アクセスルートが過渡的に約50cmの浸水深となる多目的タンク前であっても数分程度で可搬型設備がアクセス可能であることから、事故対応のためのアクセスルート確保及び作業実施に影響はない（別紙（19）参照）。

崩壊土砂の復旧箇所を第1図、土砂撤去に要する時間を第1表に示す。



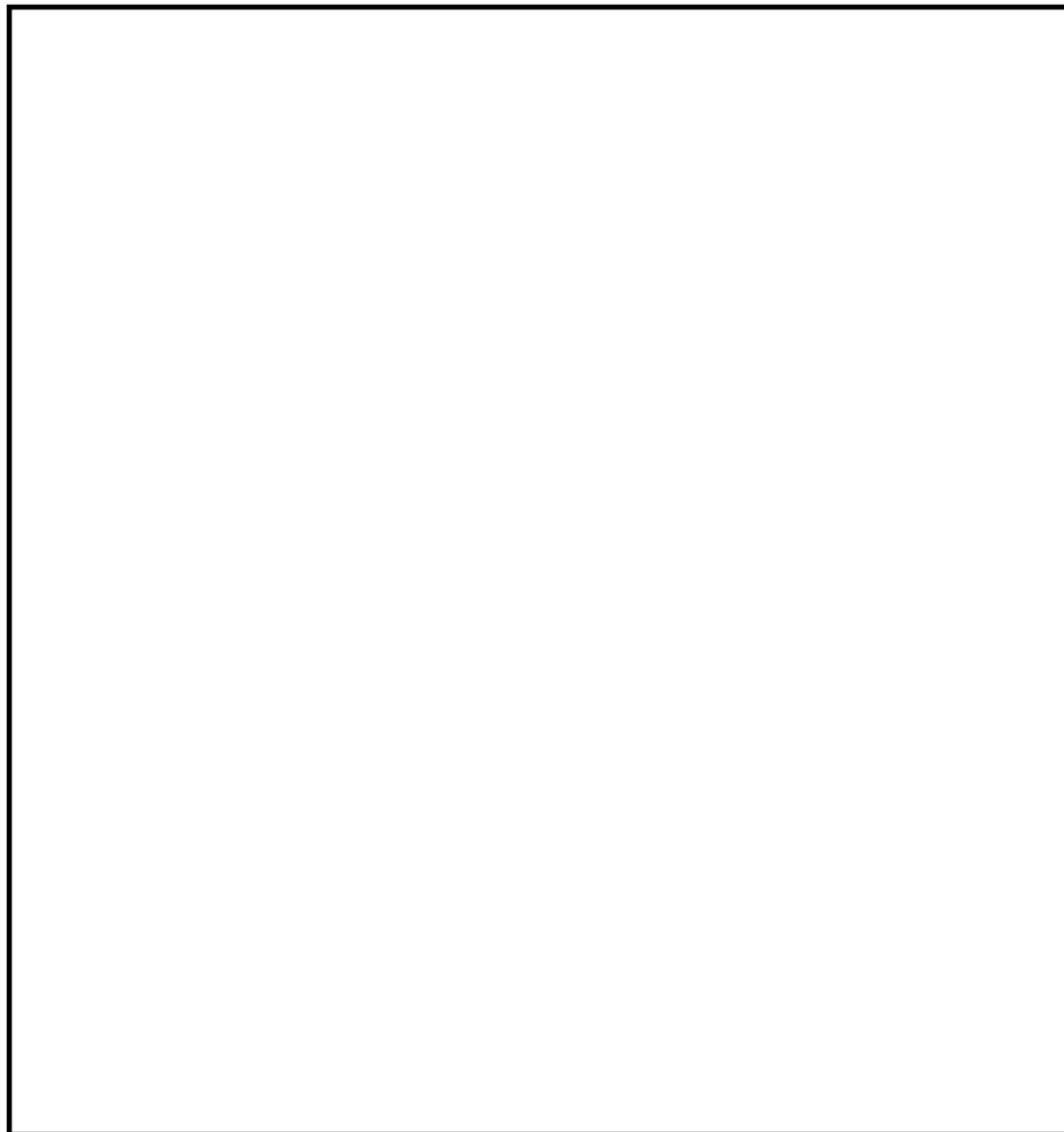
第 1 図 崩壊土砂の復旧箇所

第1表 土砂撤去に要する時間

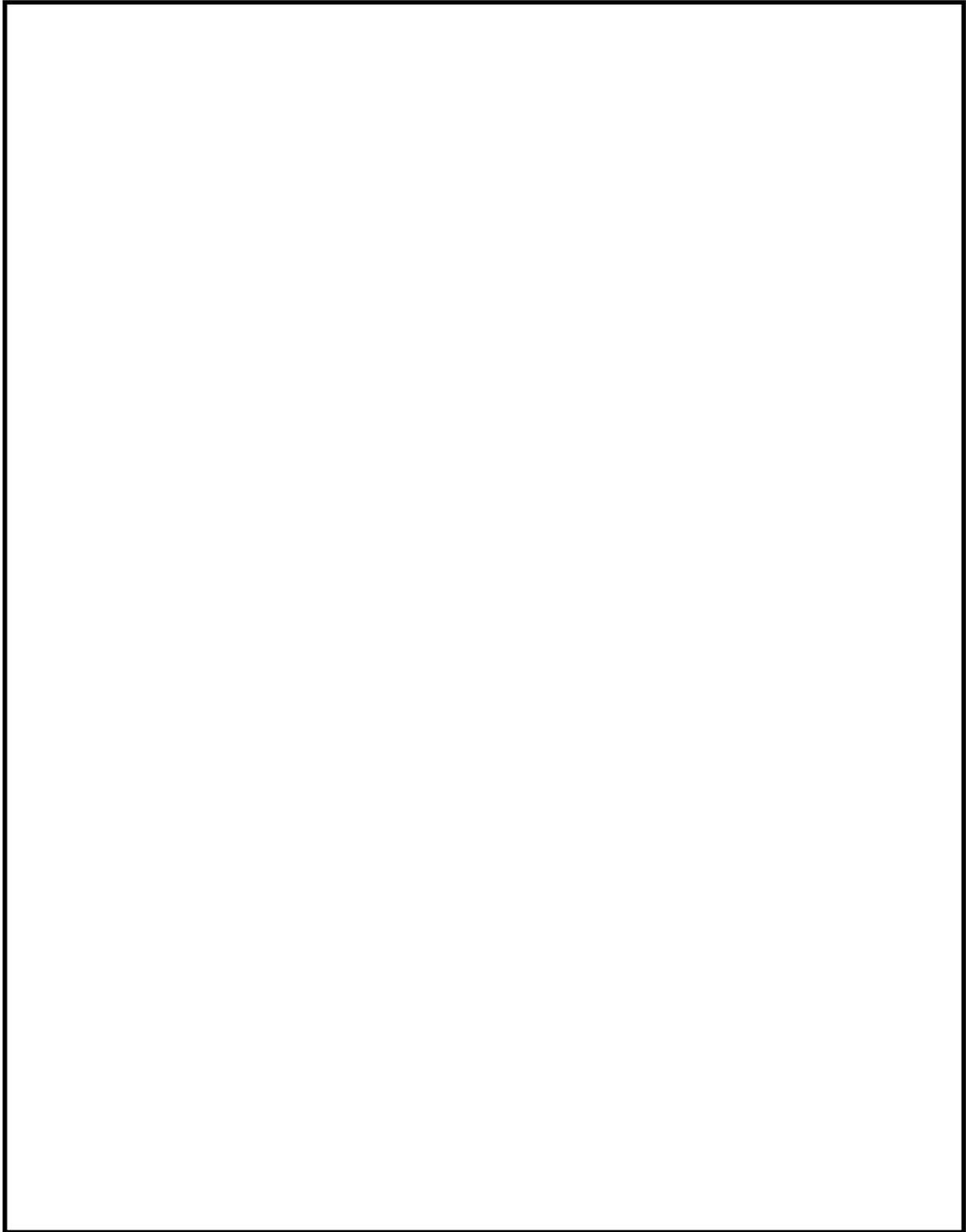
平面図	断面図
	 <p>A-A' 断面図</p> <p>撤去範囲拡大図</p> <p>$A = 0.67\text{m}^2$</p>
土量算定	崩壊土砂撤去に要する時間
<p>土量 (m³) = 復旧延長 × 撤去断面積 = 156m × 0.67m² = 105 m³</p>	<p>時間 (分) = 土量 ÷ ホイールローダ作業量 = 105 m³ ÷ (66 m³/h × 2 台*) × 60 = 47.7 ≒ 48 分</p> <p>※当該箇所はホイールローダ 2 台で復旧を行う</p>

屋内アクセスルート ルート図について

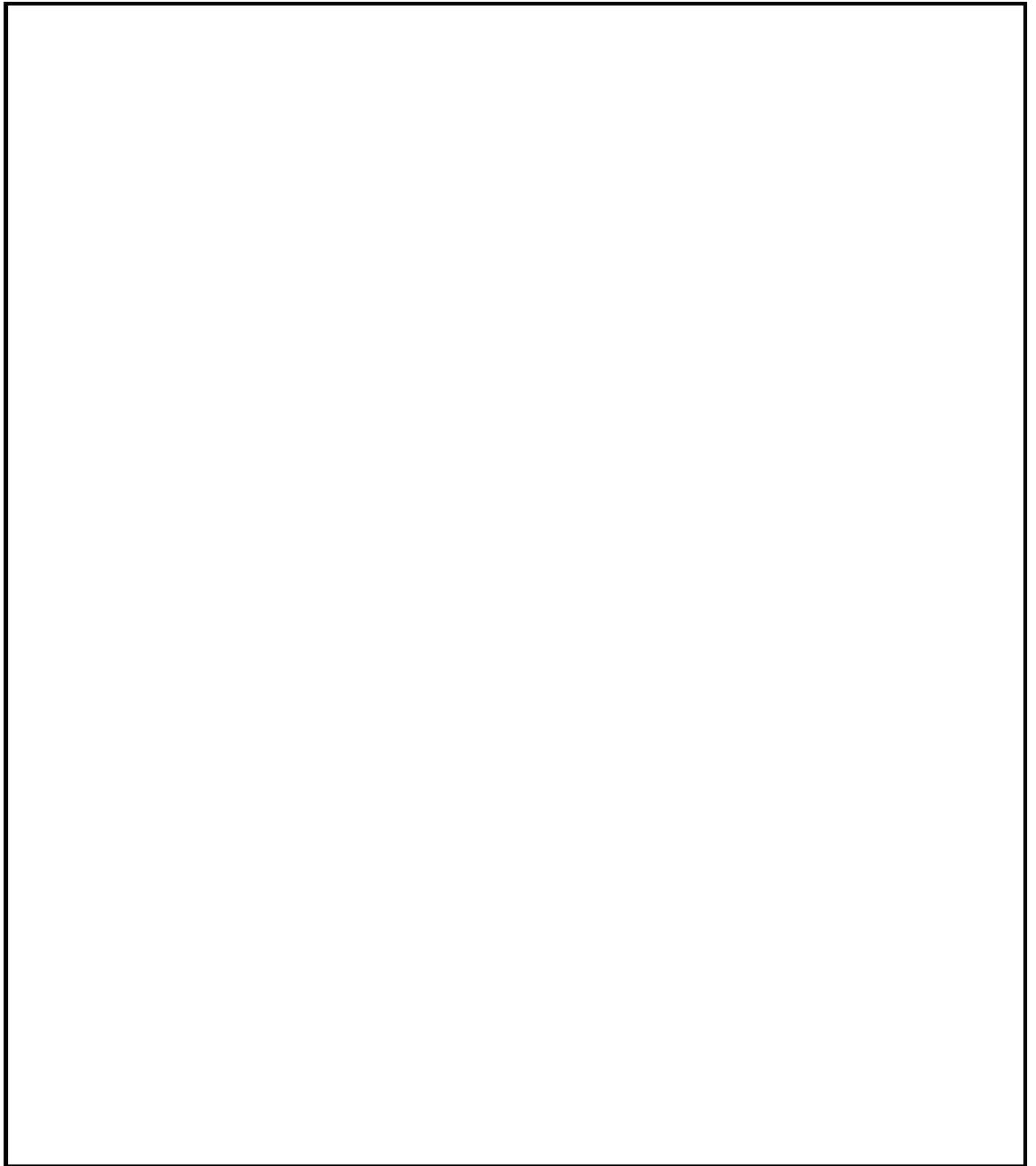
第1図に東海第二発電所の重大事故発生時の屋内アクセスルートを示す。



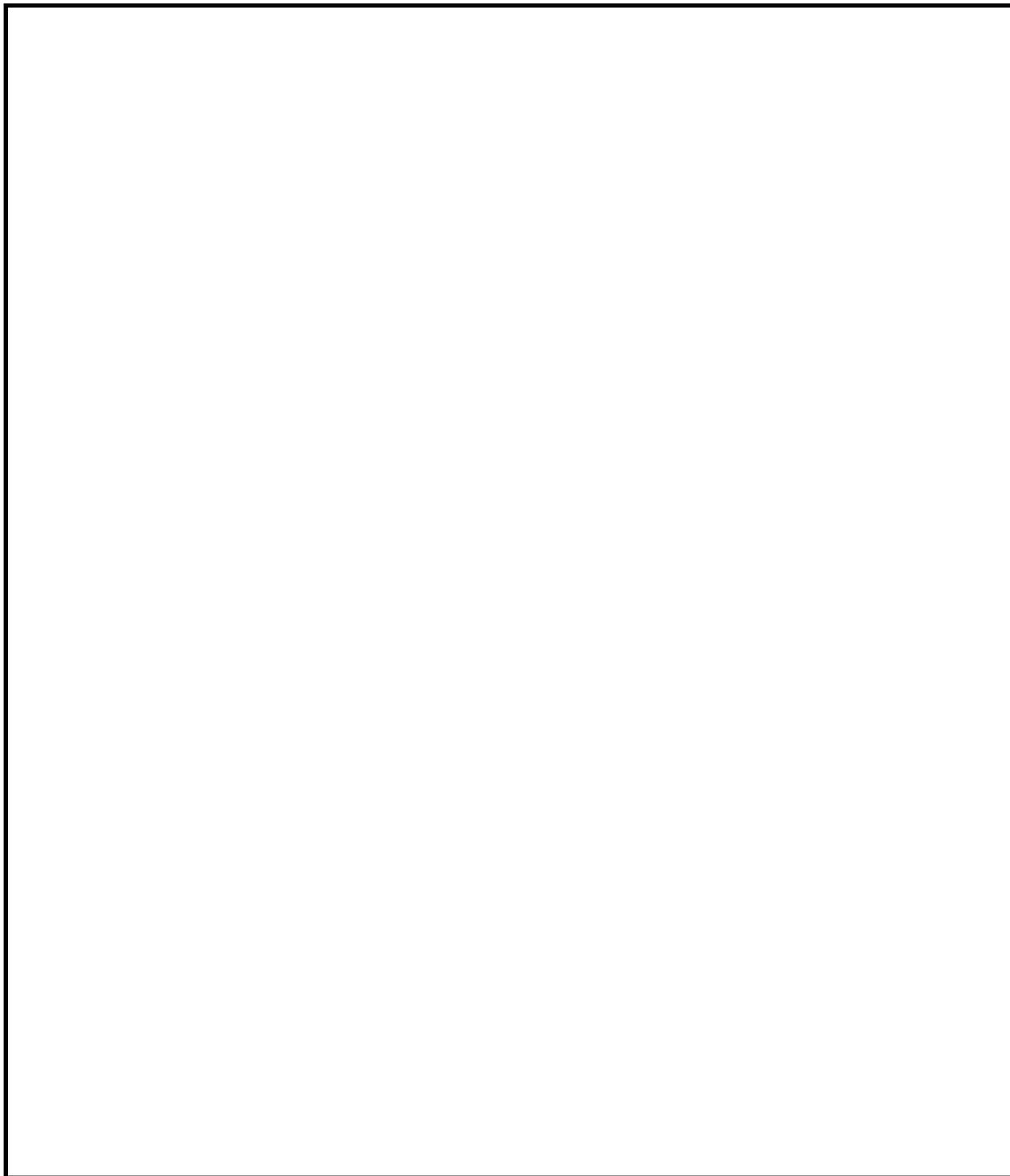
第1図 東海第二発電所の重大事故発生時の屋内アクセスルート (1/6)



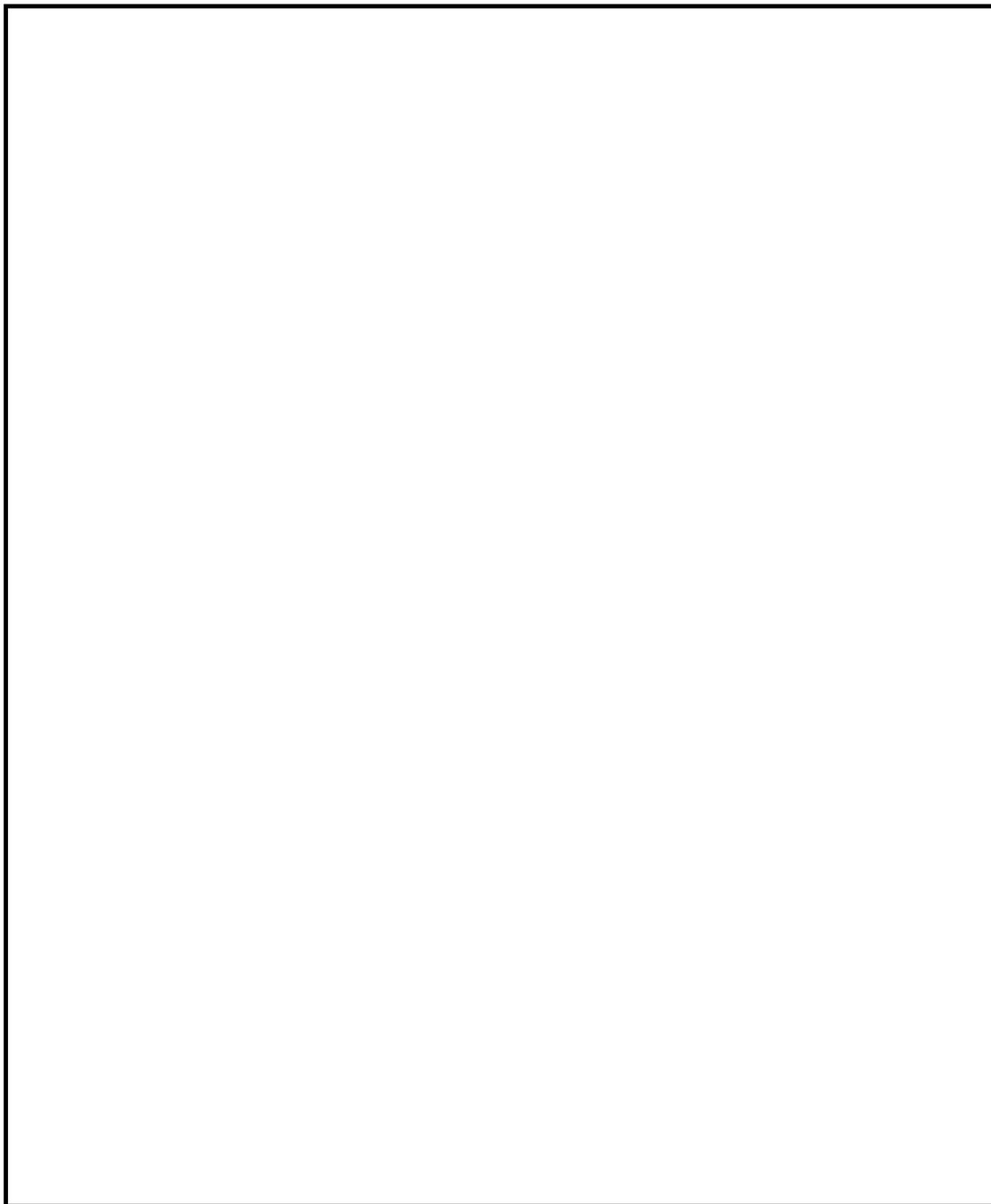
第1図 東海第二発電所の重大事故発生時の屋内アクセスルート (2/6)



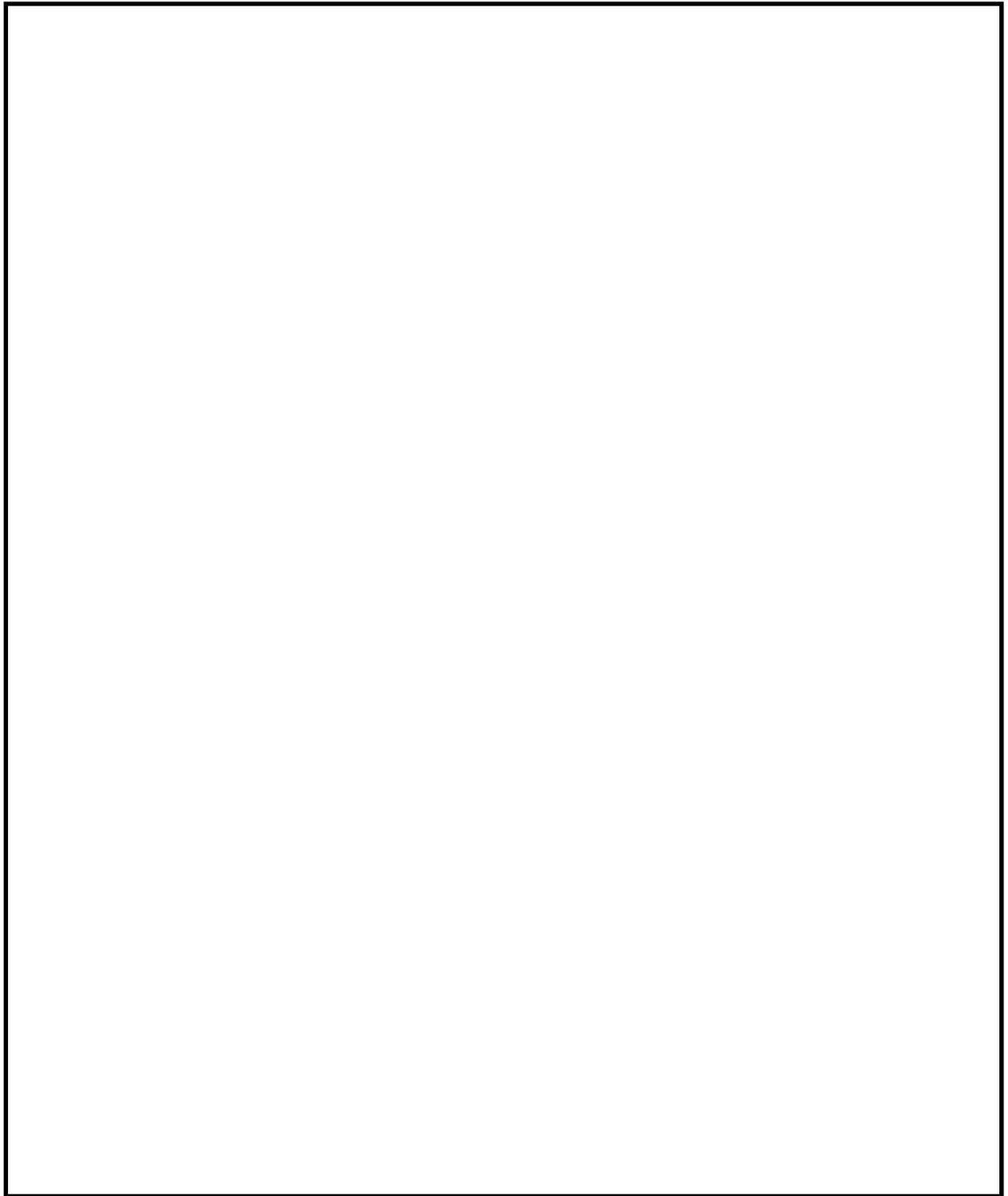
第1図 東海第二発電所の重大事故発生時の屋内アクセスルート (3/6)



第1図 東海第二発電所の重大事故発生時の屋内アクセスルート (4/6)



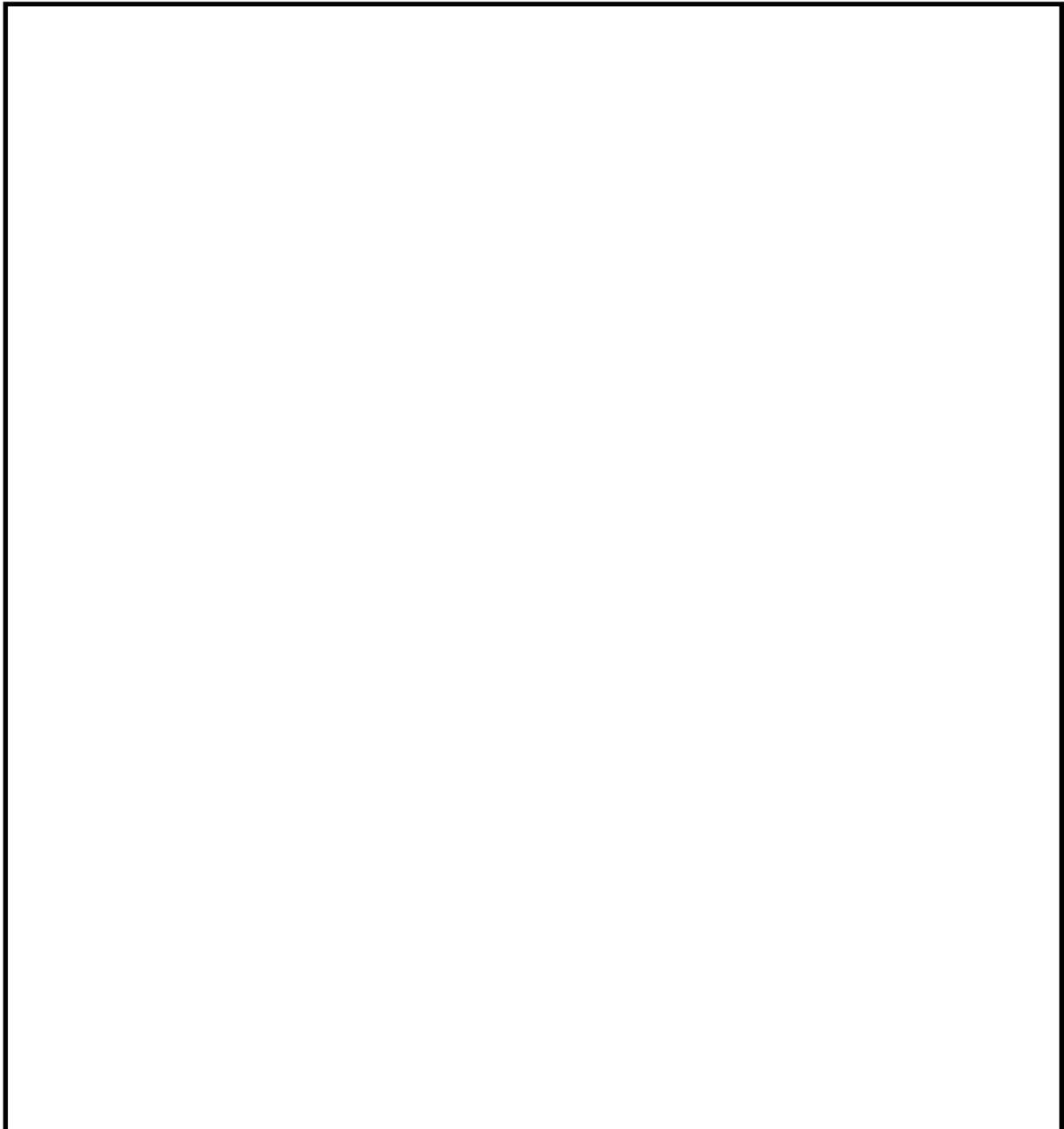
第1図 東海第二発電所の重大事故発生時の屋内アクセスルート (5/6)



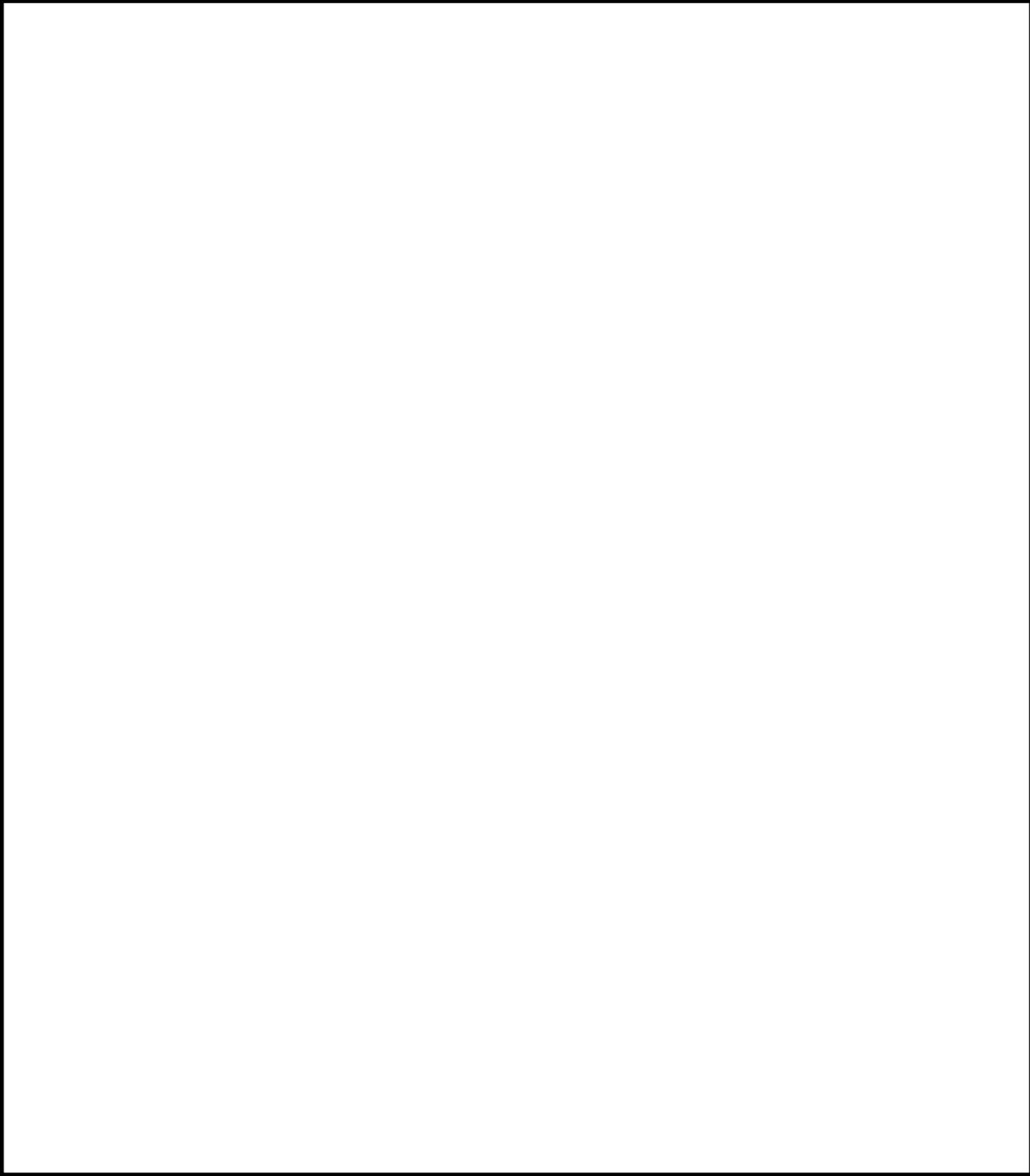
第1図 東海第二発電所の重大事故発生時の屋内アクセスルート (6/6)

屋内アクセスルート確認状況 (地震時の影響) について

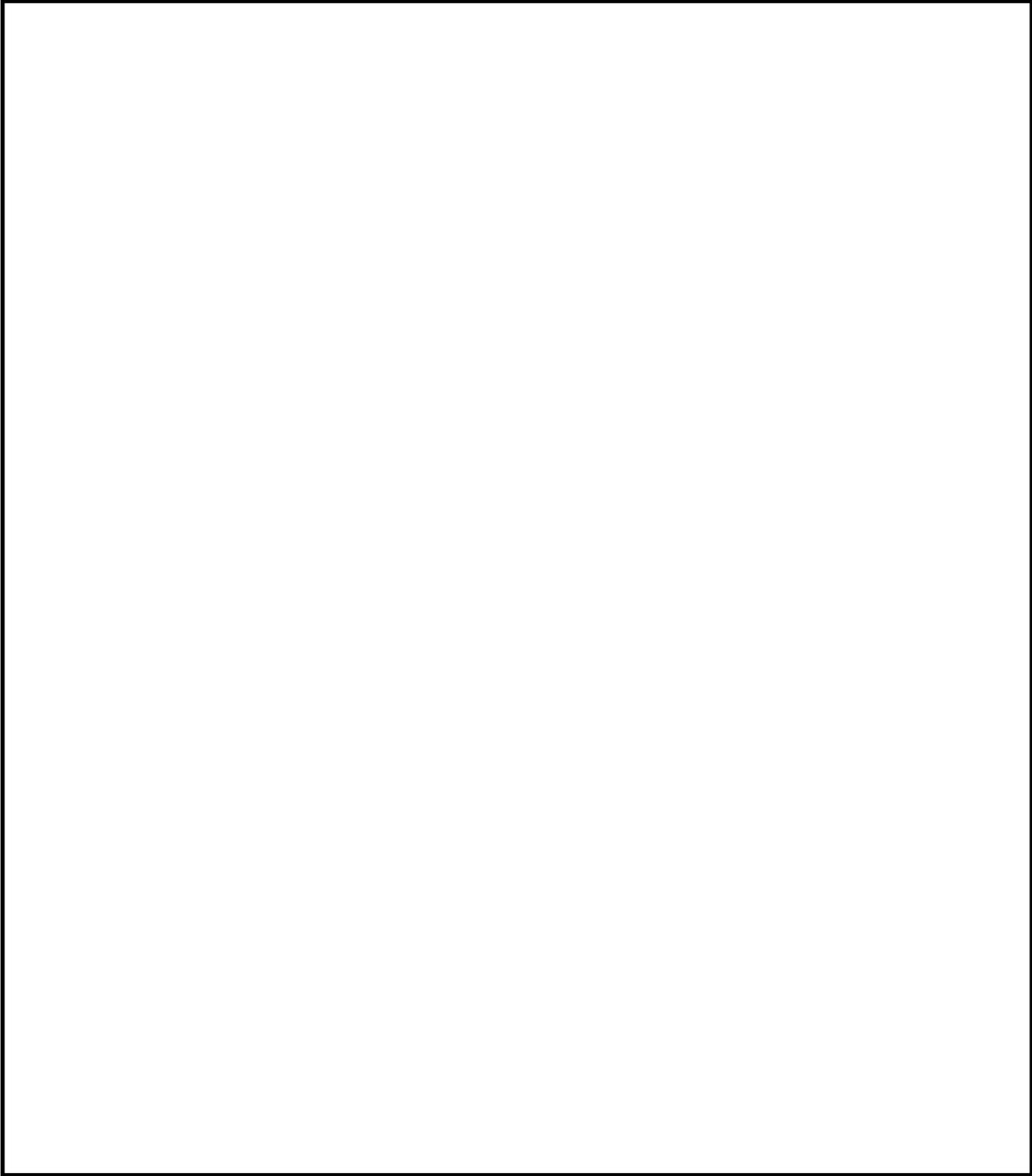
第1図に東海第二発電所における重大事故発生時の屋内アクセスルートのプラントウォークダウン確認結果を示す。



第1図 東海第二発電所 重大事故発生時の
屋内アクセスルート 現場確認結果 (1/6)

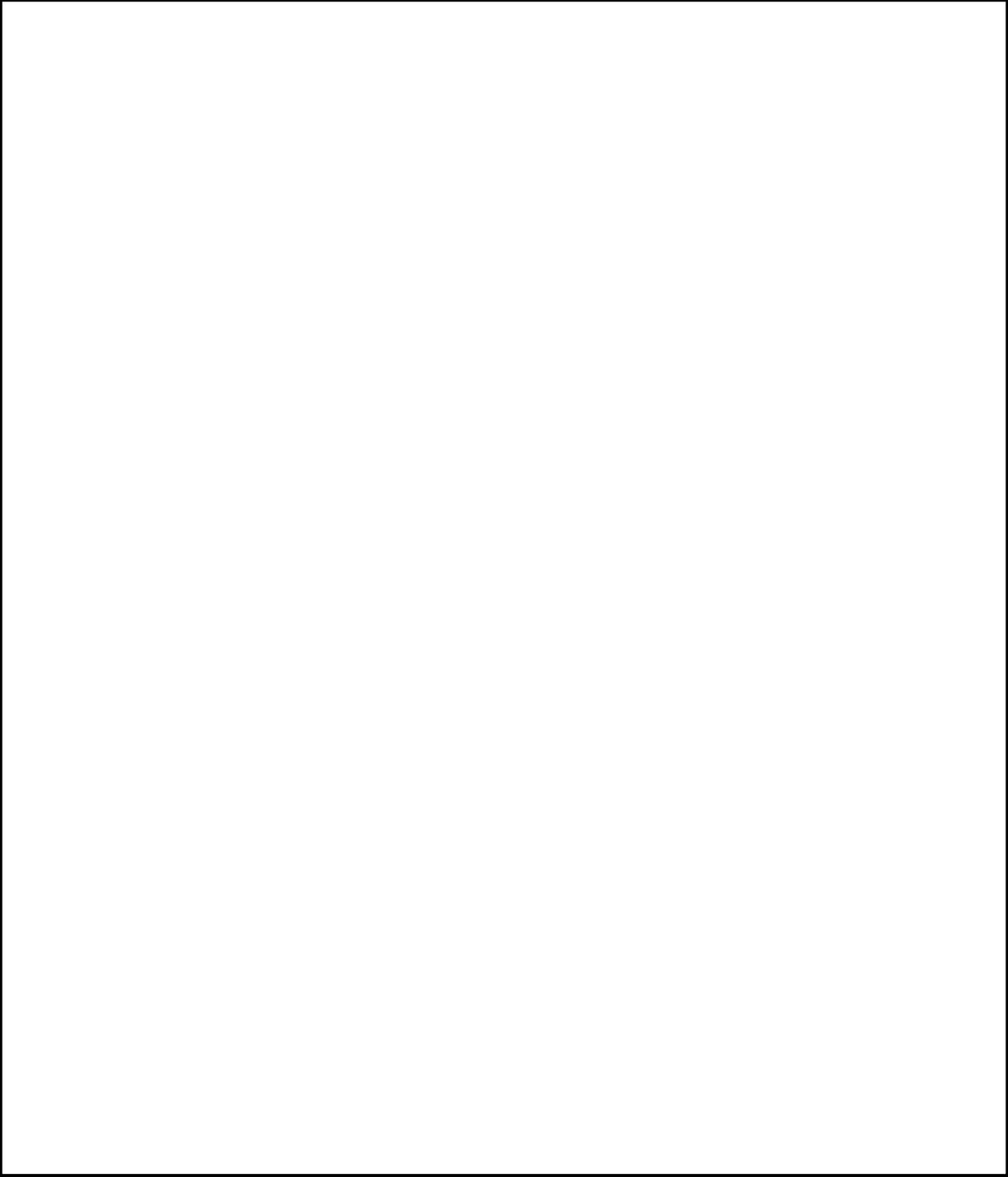


第1図 東海第二発電所 重大事故発生時の
屋内アクセスルート 現場確認結果 (2/6)

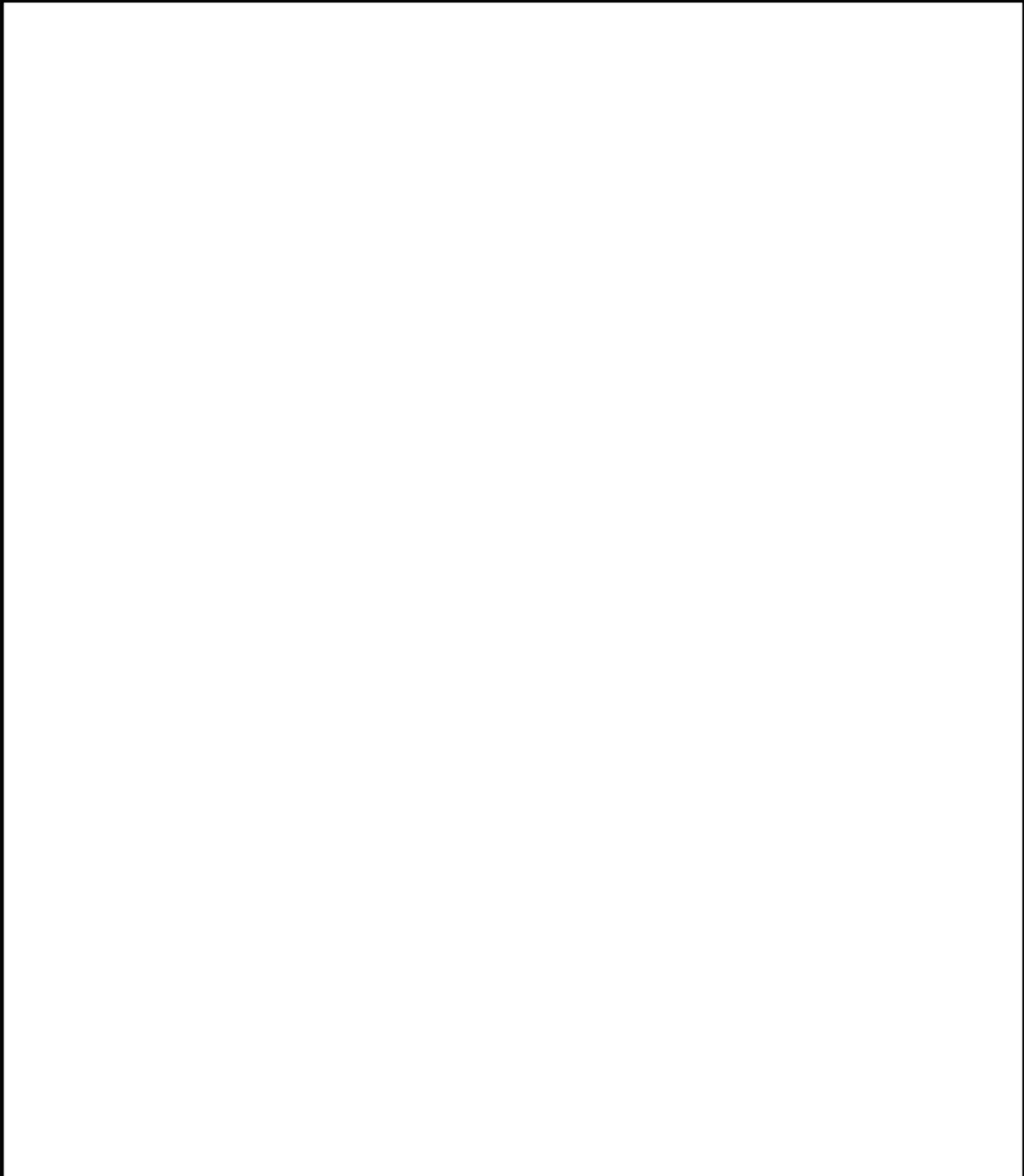


第1図 東海第二発電所 重大事故発生時の
屋内アクセスルート 現場確認結果 (3/6)

第1図 東海第二発電所 重大事故発生時の
屋内アクセスルート 現場確認結果 (4/6)



第1図 東海第二発電所 重大事故発生時の
屋内アクセスルート 現場確認結果 (5/6)



第1図 東海第二発電所 重大事故発生時の
屋内アクセスルート 現場確認結果 (6/6)

アクセスルート通行時における照明及び通信連絡手段について

アクセスルート通行時における通信手段及び照明については、第1図～第3図に示すような設備を確保する。



第1図 可搬型照明

また、通常照明が使用できない場合に使用を期待できる照明器具として、蓄電池内蔵型照明を建屋内に設置（別紙 (25)）している。



第2図 蓄電池内蔵型の照明



運転指令設備
(ページング)



電力保安通信用電話設備
(携帯型)



携行型有線通話設備
(電話機型)



衛星電話設備
(携帯型)



無線連絡設備
(携帯型)

第3図 通信連絡設備

地震随伴火災源の抽出について

屋内アクセスルート近傍において、地震随伴火災源となる回転機器を第 1 表に示す。なお、耐震評価結果は追而とする。

第 1 表 地震随伴火災源 一覧表 (1/5)

No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	発生値	許容基準値	設備区分
					MPa	MPa	
①	原子炉冷却材浄化系 プリコートポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
②	燃料プール冷却浄化 系プリコートポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
③	ドライウエル除湿系 冷凍機	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	冷凍機取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
④	ドライウエル除湿系 冷水ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑤	燃料プール冷却浄化 系再循環ポンプ (A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	〇〇取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付 ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	

第1表 地震随伴火災源 一覧表 (2/5)

No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	発生値	許容基準値	設備区分
					MPa	MPa	
⑥	燃料プール冷却浄化系逆洗水移送ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑦	原子炉冷却材浄化系逆洗水移送ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑧	原子炉再循環流量制御系ユニット(A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ユニット取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑨	主蒸気隔離弁漏えい抑制系ブロワ(A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ブロワ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑩	遠心分離機(A), (B)	—	—	—	—	—	休止設備
⑪	原子炉冷却材浄化系循環ポンプ(A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑫	クラリ苛性ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	

第1表 地震随伴火災源 一覧表 (3/5)

No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	発生値	許容基準値	設備区分
					MPa	MPa	
⑬	クラリ凝集剤ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ブロワ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑭	クラリ高分子凝集剤ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑮	クラリファイアー供給ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑯	凝集水収集ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑰	廃液中和スラッジ受ポンプ(A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑱	廃液濃縮器循環ポンプ(A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
⑲	廃液濃縮器補助循環ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	追而	追而	BC クラス
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	追而	追而	
				せん断	追而	追而	

第1表 地震随伴火災源 一覧表 (4/5)

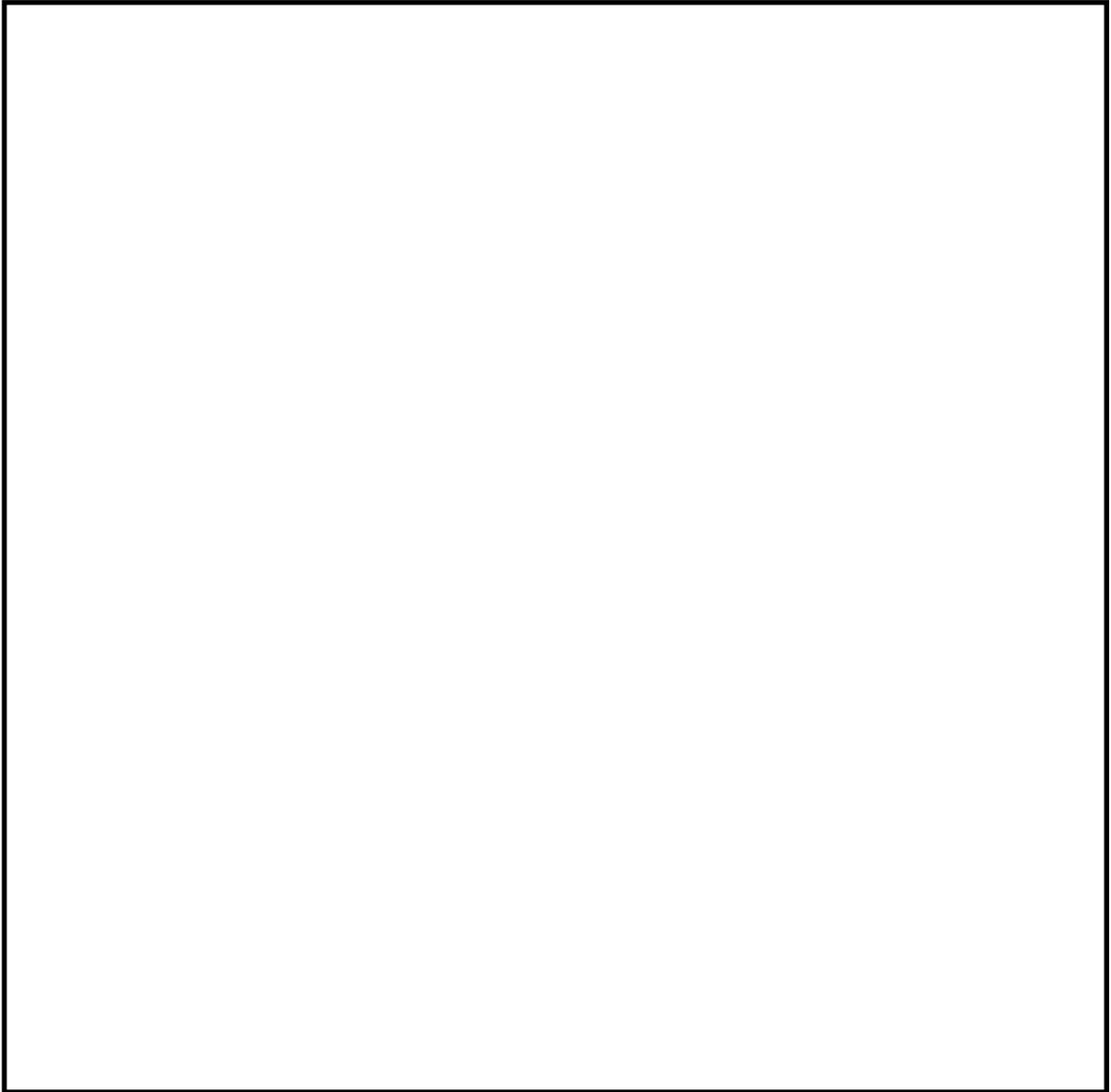
No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	発生値	許容基準値	設備区分
					MPa	MPa	
⑳	床ドレンフィルタ保持ポンプ	—	—	—	—	—	休止設備
㉑	廃液フィルタ保持ポンプ(A), (B)	—	—	—	—	—	休止設備
㉒	プリコートポンプ(A), (B)	—	—	—	—	—	休止設備
㉓	燐酸ソーダポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	BCクラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
㉔	中和硫酸ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	BCクラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
㉕	中和苛性ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	BCクラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
㉖	ウォッシュアウトポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	BCクラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
㉗	制御棒駆動水ポンプ(A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	BCクラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
㉘	制御棒駆動水ポンプ補助油ポンプ(A), (B)	機能損傷	基礎ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	BCクラス
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張 せん断	追而 追而	追而 追而	

第1表 地震随伴火災源 一覧表 (5/5)

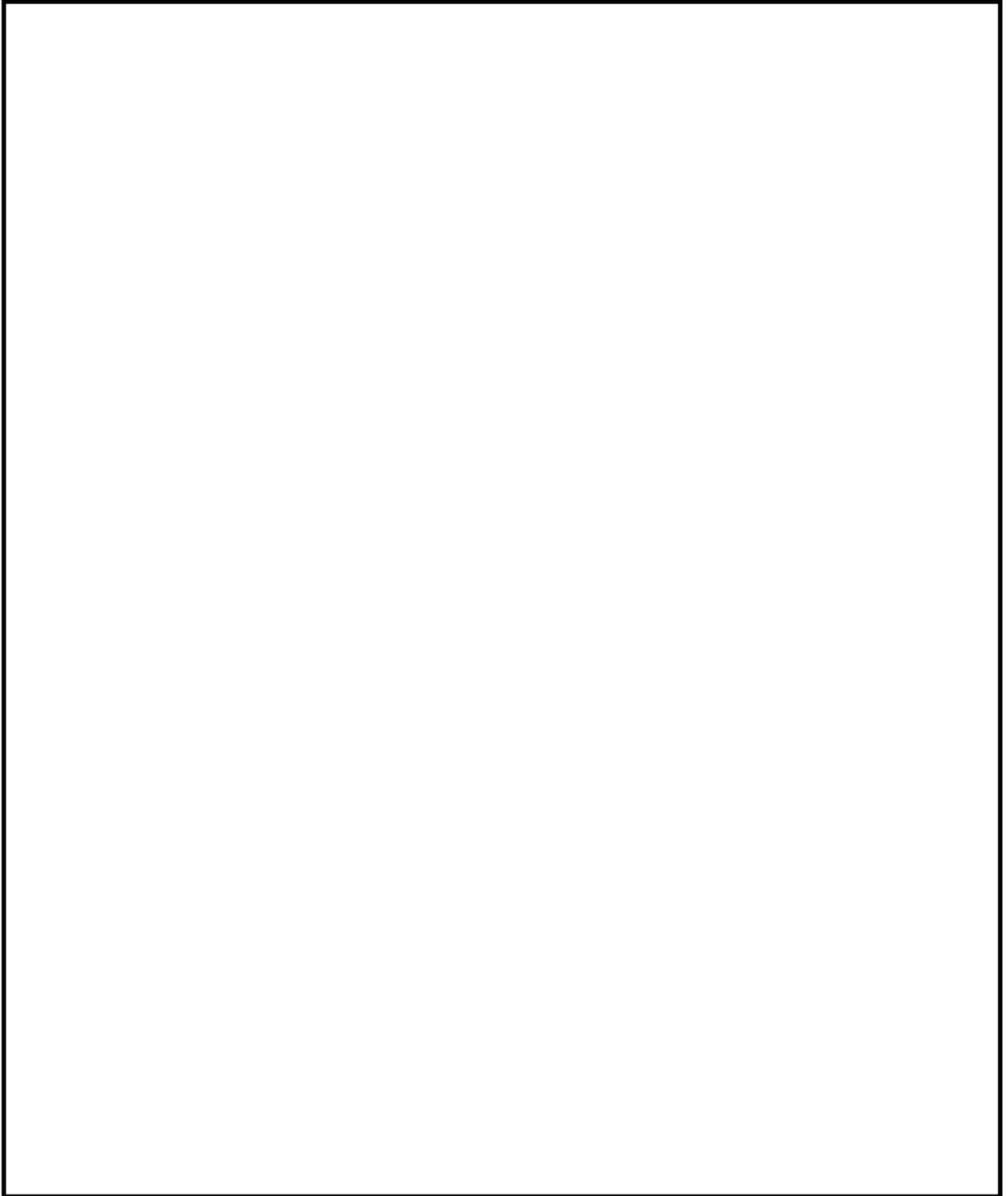
No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	発生値	許容基準値	設備区分
					MPa	MPa	
②⑨	非常用ガス再循環系排風機(A), (B)	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑩	ほう酸水注入系ポンプ(A), (B)	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑪	非常用ディーゼル発電機(2C)	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑫	非常用ディーゼル発電機(HPCS)	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑬	非常用ディーゼル発電機(2D)	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑭	残留熱除去系ポンプ(A), (B), (C)	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑮	残留熱除去系レグシールポンプ	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑯	原子炉隔離時冷却系ポンプ・タービン	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑰	原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑱	低圧炉心スプレイ系ポンプ	—	—	—	—	—	Sクラス
③⑲	低圧炉心スプレイレグシールポンプ	—	—	—	—	—	Sクラス

地震随伴火災源の抽出機器配置について

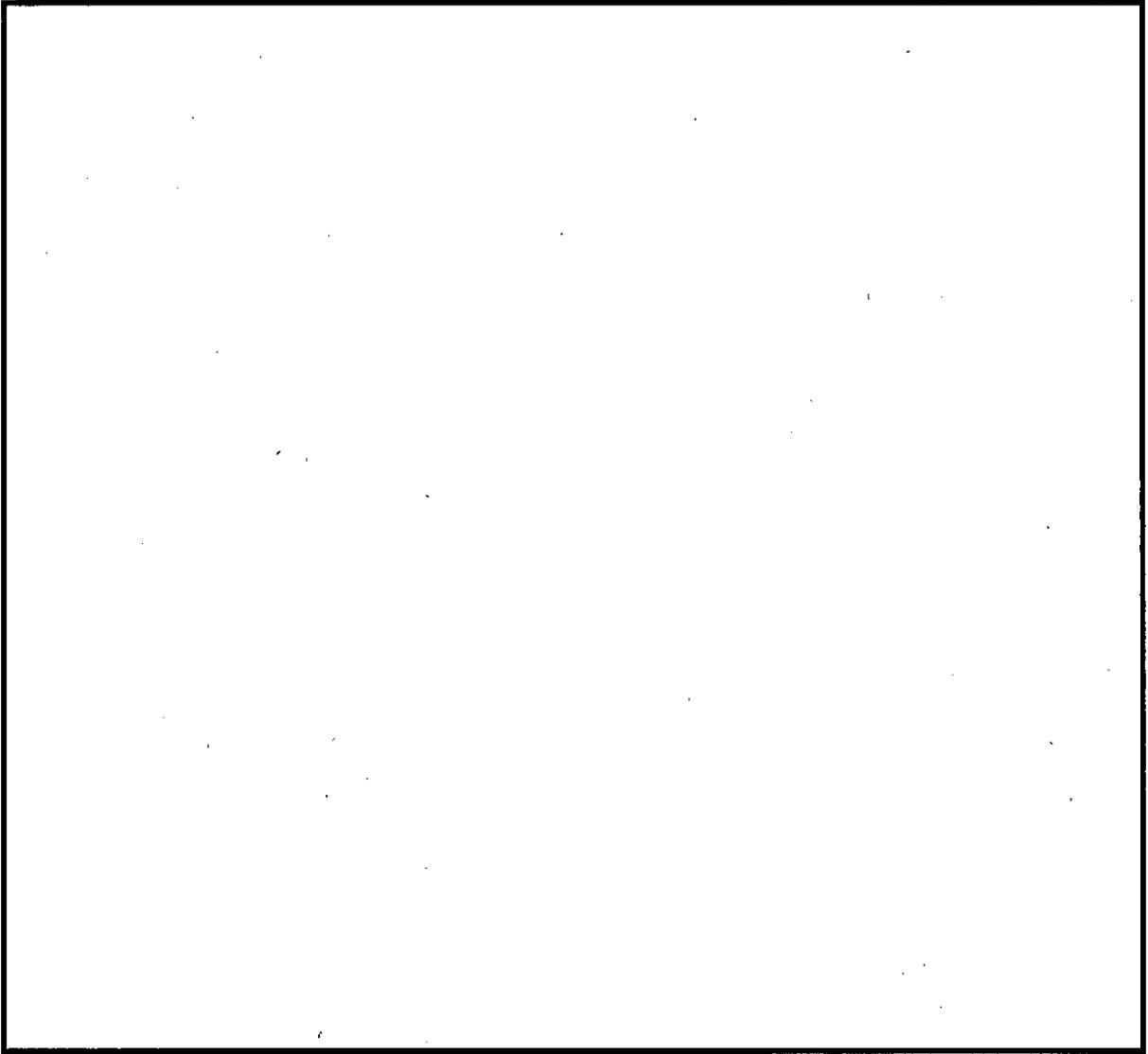
屋内アクセスルート近傍において、地震随伴火災源となる回転機器配置を第1図に示す。



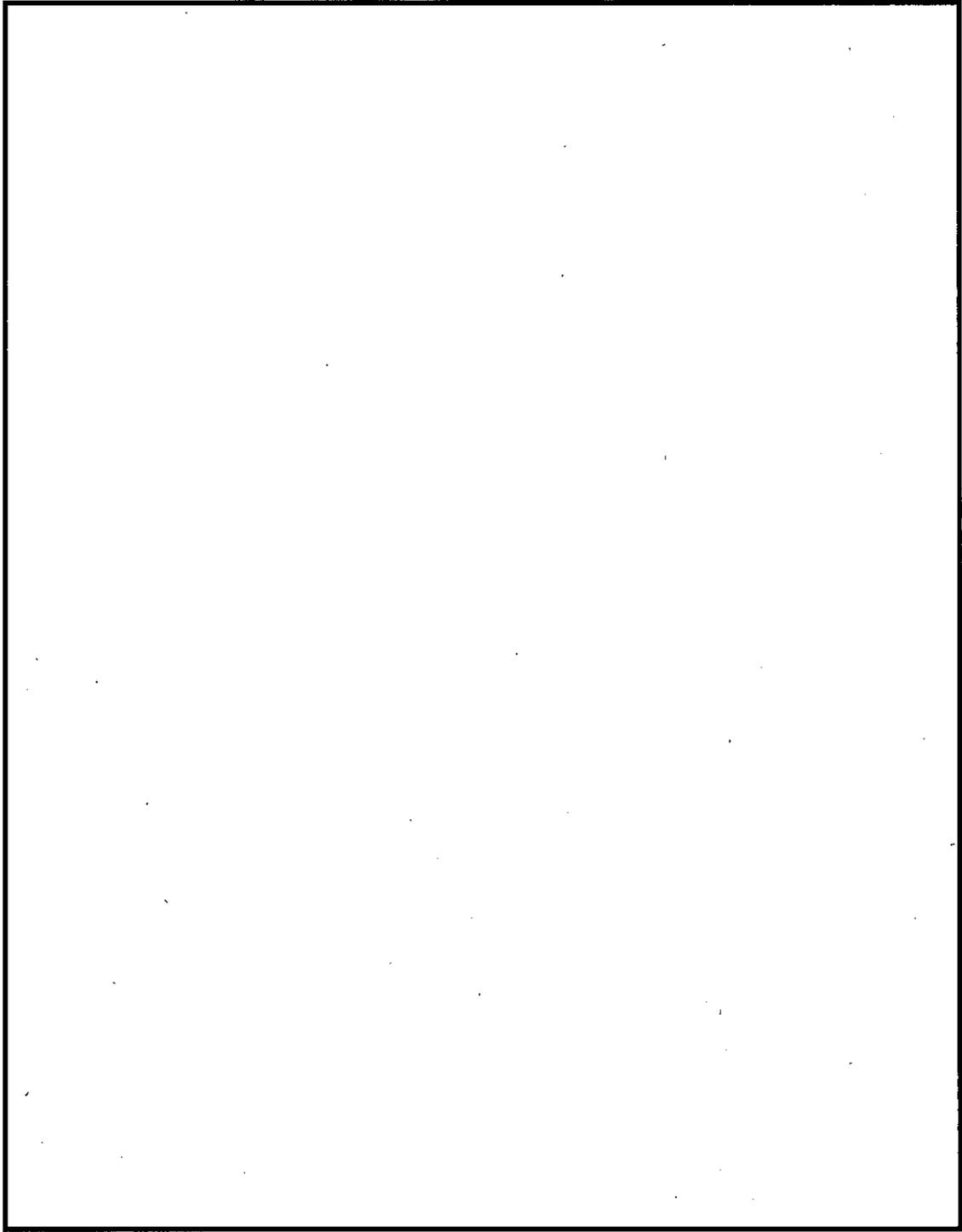
第1図 地震随伴火災源の抽出 (1/8)



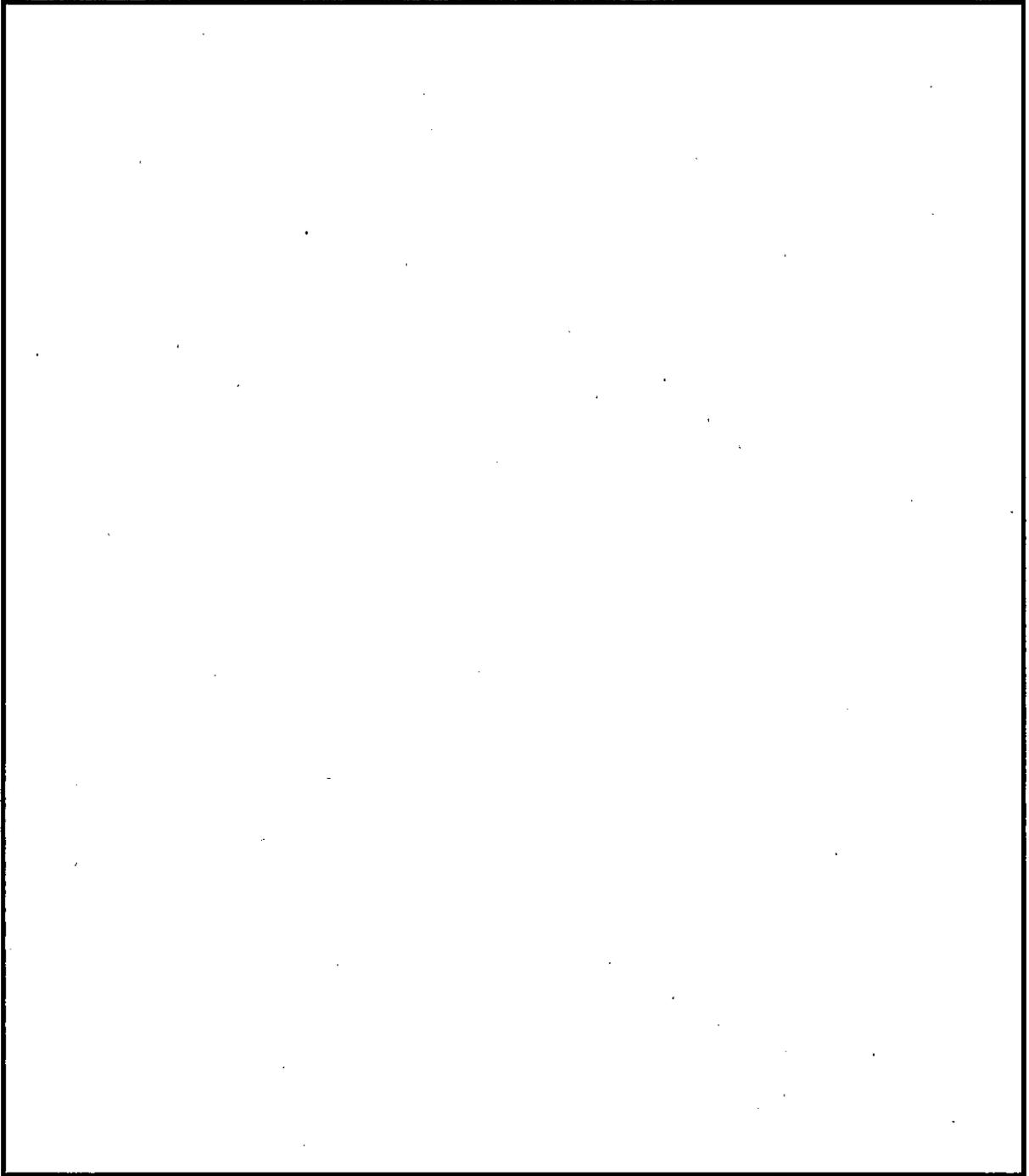
第 1 図 地震随伴火災源の抽出 (2/8)



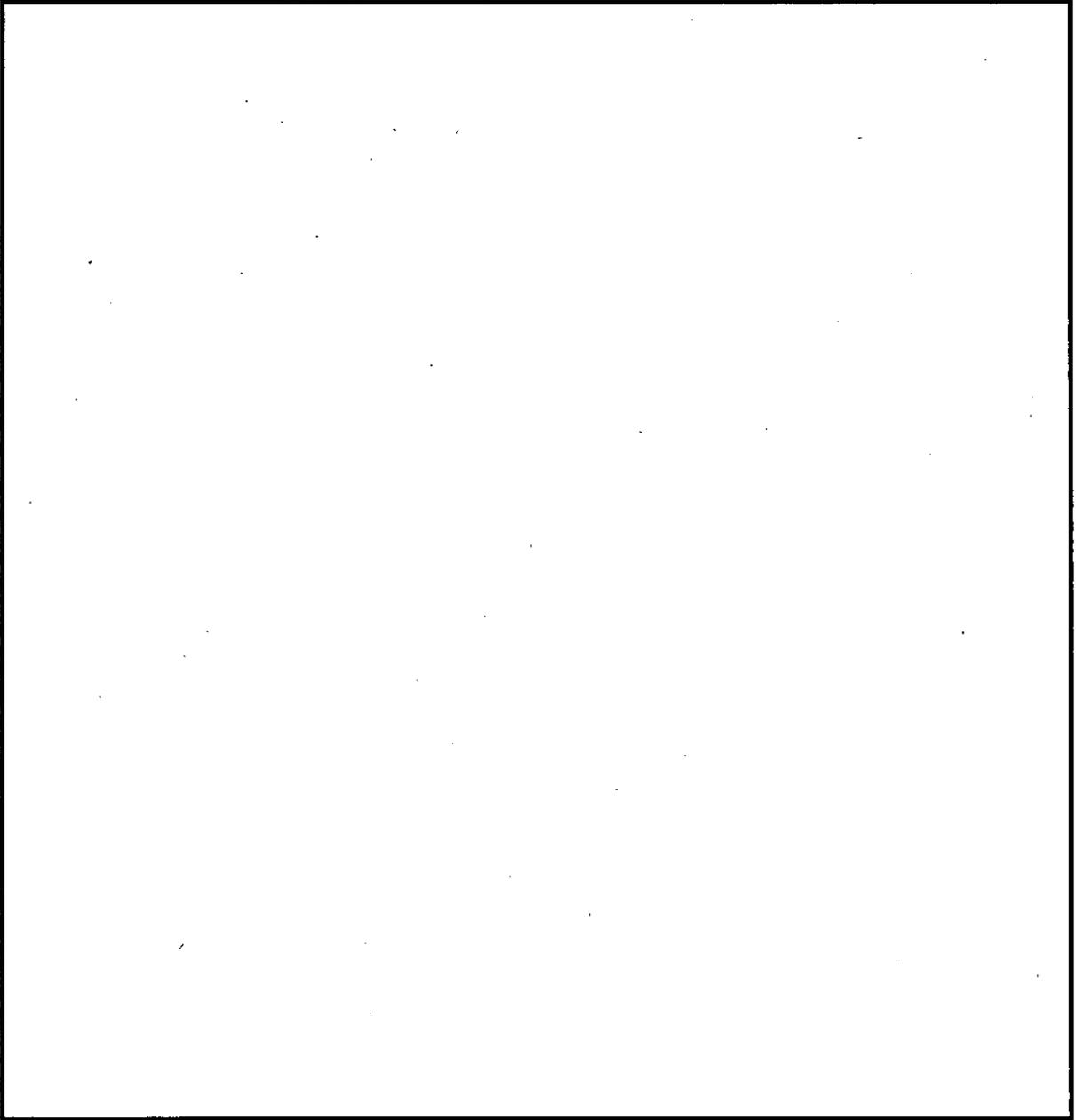
第1図 地震随伴火災源の抽出 (3/8)



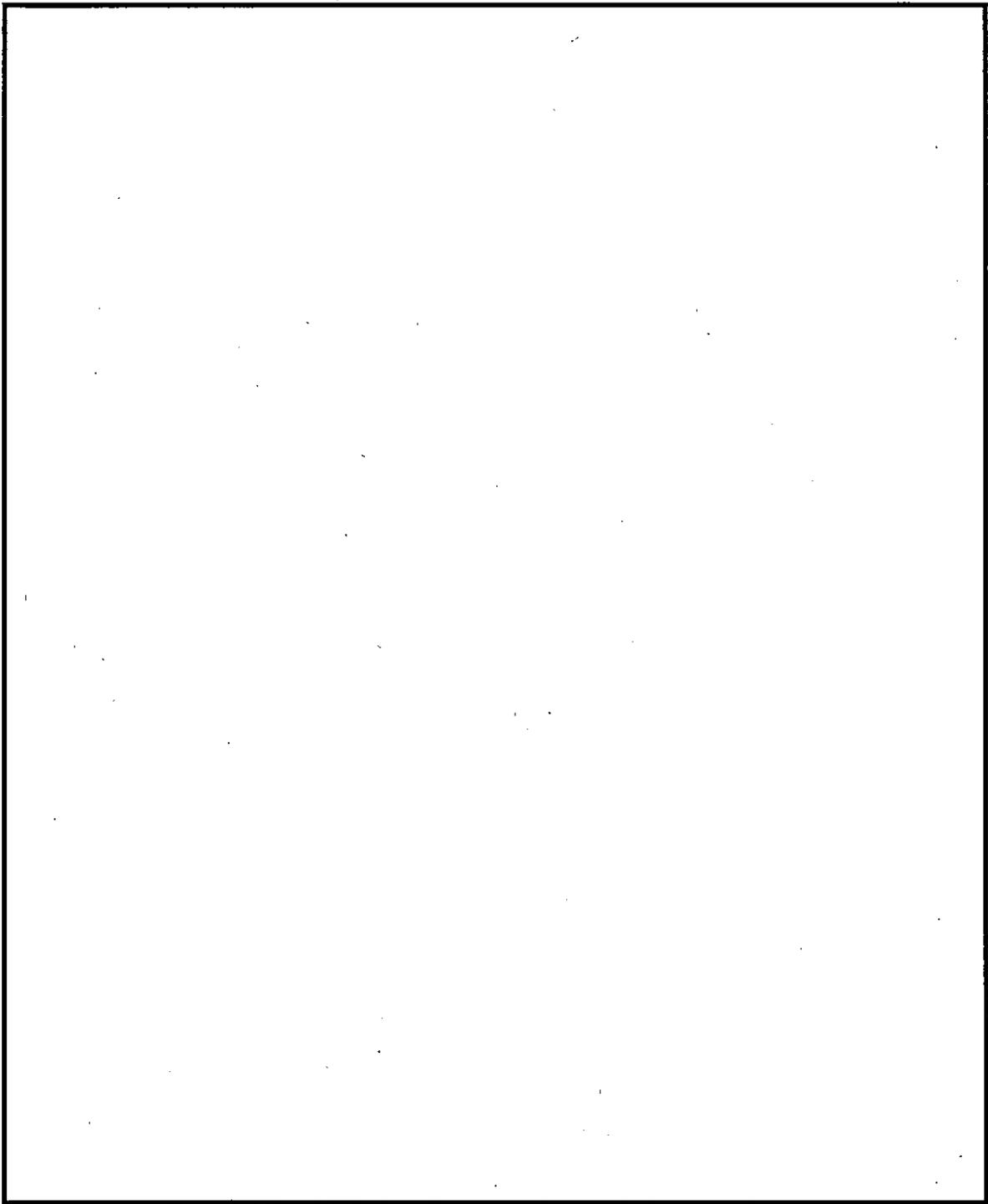
第 1 図 地震随伴火災源の抽出 (4/8)



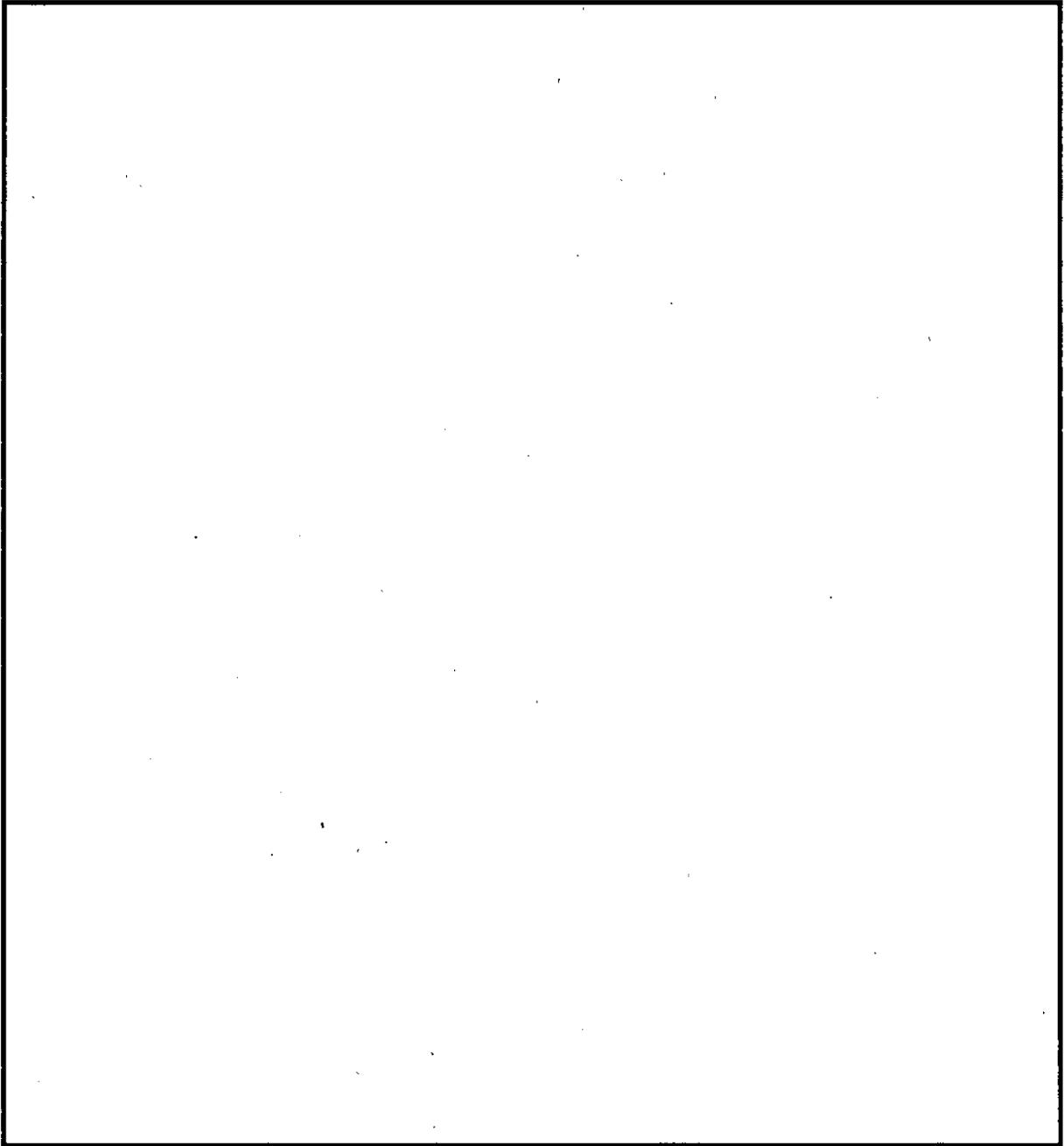
第 1 図 地震随伴火災源の抽出 (4/8)



第 1 図 地震随伴火災源の抽出 (5/8)



第 1 図 地震随伴火災源の抽出 (7/8)



第 1 図 地震随伴火災源の抽出 (8/8)

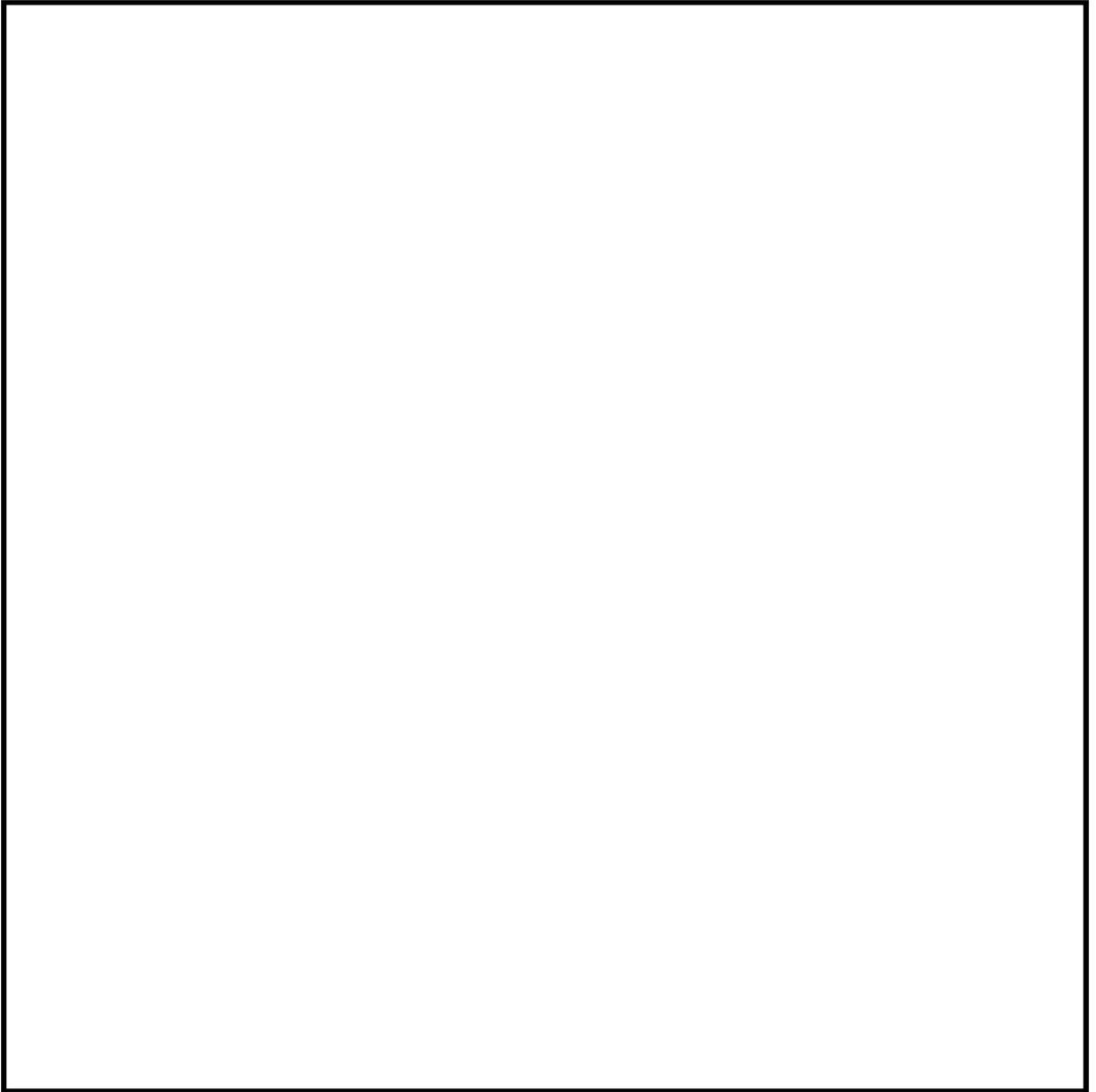
保管場所及び屋外アクセスルート等の点検について

保管場所，屋外アクセスルート及びそれらの周辺斜面並びに排水路等について，以下に示すように定期的に土木及び建築専門技術者による点検を行い，健全性を確認する。また，台風，地震，大雨，強風，津波等が発生した場合には，土木及び建築専門技術者による臨時点検を行い，必要に応じて補修工事を実施する。

屋外アクセスルートについては，応急復旧が可能な重機や土のう等の資機材を予め備えており（別紙（20）），屋外アクセスルートの性能が維持できる運用を整えている。また，排水路については，近隣の地方気象台で観測された最大時間雨量（127.5mm/h）に対し降水が敷地内に滞留しないような設計としていることから，屋外アクセスルートのアクセス性に支障がないことを確認した（別紙（2））。

第1図に保管場所及びアクセスルートの配置を示す。

- 保管場所：外観目視点検を1回／年
- アクセスルート：外観目視点検を1回／年
- 保管場所及びアクセスルート周辺斜面：外観目視点検を1回／年
- 排水路：外観目視点検を1回／年



第 1 図 保管場所及びアクセスルート

防潮堤内他施設等の同時被災時におけるアクセスルートへの影響について

1. はじめに

東海第二発電所（以下「東二」という。）において、原子炉又は使用済燃料プールへの重大事故等対応が必要となる状況では、防潮堤内に設置される使用済燃料乾式貯蔵設備（以下「貯蔵設備」という。）、東海発電所（廃止措置中、全燃料搬出済み。以下「東Ⅰ」という。）、東海低レベル放射性廃棄物埋設事業所の廃棄物埋設施設（事業許可申請中。以下「L3 事業所」という。）及び旧レーザー濃縮技術研究組合東海濃縮実験所の固体廃棄物貯蔵庫（当社が保管業務を受託中。以下「固体廃棄物貯蔵庫（レーザー）」という。）も同時に被災することが考えられる。防潮堤内施設の概略配置図を第1図に示す。

ここでは、これら施設が同時被災した場合の東二の原子炉又は使用済燃料プールの重大事故等対応への影響について評価を行った。

2. 貯蔵設備の同時被災による影響について

2.1 想定事象と可能性のある影響

東二で重大事故等が発生した場合に、東二の重大事故等対応に影響を与える可能性のある貯蔵設備で同時に発生する事象としては使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「貯蔵建屋」という。）倒壊、機器損傷、火災が考えられる。

このような状況に至る事象として、基準地震、基準津波及び基準竜巻の発生が想定されるが、これらによっても貯蔵建屋倒壊、機器損傷には至らない。また、火災に関しては、使用済燃料乾式貯蔵容器（以下「貯蔵容器」という。）が貯蔵されている貯蔵エリアに可燃物はないことから、火災が発生

する恐れがない。

なお、貯蔵容器自体が静的に安全機能を維持する設計であり、これらの事象によって安全機能を喪失することはなく、高線量場の発生がないことから想定事象に含めない。

2.2 影響評価

2.1 で記載したとおり、東二で重大事故等が発生した場合に、東二の重大事故等対応に影響を与える貯蔵設備の想定事象は無く、アクセスルートへの影響はない。また、貯蔵建屋の倒壊や火災等の影響が無いことから、貯蔵容器の安全機能は維持され、高線量場となることはない。さらに、貯蔵設備に係る対応は不要であることから、対応に係る要員、資源は不要である。

2.3 評価結果

以上の評価により、貯蔵設備が同時被災した場合においても、東二の原子炉又は使用済燃料プールの重大事故等対応に影響しない。

3. 東 I，L3 事業所及び固体廃棄物貯蔵庫（レーザー）の同時被災による影響について

3.1 想定事象と可能性のある影響

東二で重大事故等が発生した場合に，東二の重大事故等対応に影響を与える可能性のある東 I，L3 事業所及び固体廃棄物貯蔵庫（レーザー）で同時に発生する事象としては施設倒壊，機器損傷，火災等が考えられる。

また，東 I は廃止措置中であること，L3 事業所は廃止措置に応じて第二種廃棄物の埋設作業を実施していくことから，これらの作業において使用する資機材及び発生する廃材等の転倒，荷崩れ，飛来による影響も考えられる。

東 I，L3 事業所及び固体廃棄物貯蔵庫（レーザー）において，発生が想定される事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性を検討した結果を第 1 表に示す。

第1表 東I, L3事業所等における想定事象と影響可能性

影響評価項目		想定事象	可能性のある影響	
作業環境	物的影響	<ul style="list-style-type: none"> ・地震等による東Iの施設損壊^{※1※2} ・地震及び竜巻による東I廃止措置作業^{※1}で使用する資機材及び発生する廃材等の転倒, 荷崩れ, 飛来 	東二重大事故等対応に必要な屋外の重大事故等対処設備が損傷又はアクセスルートが通行不可。	
	間接的影響 ^{※4}	火災		・地震等による東Iの屋外可燃物施設の損傷により発生する火災 ^{※1※2}
		溢水, 漏えい		・地震等による東Iの屋外タンク(水系, 薬品系, 油系)の損傷により発生する溢水, 漏えい
資源		<ul style="list-style-type: none"> ・東I, L3事業所及び固体廃棄物貯蔵庫(レーザー)で発生する火災^{※5} 	東二重大事故等対応に必要な資源(要員, 資機材, 水源, 電源)が確保不可。	

※1: L3事業所は, 東二重大事故等対応に必要な屋外の重大事故等対処設備及びアクセスルートから離れており(最寄のアクセスルートから約100m), 地震等によるL3事業所の損壊, 火災及び埋設作業に使用する資機材の転倒等による影響は受けないため, 想定事象に含めない。

※2: 固体廃棄物貯蔵庫(レーザー)は, 東二重大事故等対応に必要な屋外の重大事故等対処設備及びアクセスルートから離れており(最寄のアクセスルートから約30m), 貯蔵庫(高さ約9m)の転倒, 火災による影響は受けないため, 想定事象に含めない。

※3: いずれの施設も防潮堤内に設置されており, 津波による影響は受けないため, 想定事象に含めない。

※4: 東Iは核燃料が全て搬出済みであること, L3事業所は低レベル放射性廃棄物を保管すること, 及び, 固体廃棄物貯蔵庫(レーザー)は未照射の濃縮ウラン及び低レベル放射性廃棄物を保管していることから, 東二重大事故等対応に影響するような線量は受けないため, 想定事象に含めない。

※5: 東一は全燃料が搬出済みであるため, 他発電所で想定している全交流電源喪失, 使用済燃料プールのスロッシング, 使用済燃料プール崩壊熱除去機能, 使用済燃料プール漏えい, 燃料露出(高線量場発生)は想定事象に含めない。

3.2 影響評価

3.2.1 作業環境に対する影響評価

東 I 周辺においては、東二重大事故等対応を行うためのアクセスルートを設定している。このため、地震等により東 I の屋外施設が倒壊あるいは損傷しても、アクセスルートが通行可能であることが必要である。

当該アクセスルートに影響する可能性がある東 I の屋外施設については撤去等必要な対策を講じる。

東 I の廃止措置作業において使用する資機材及び発生する廃材についても、地震及び竜巻により転倒や荷崩れが発生する可能性があるが、予め容易に転倒しないように設置あるいは固縛する。さらに、万一、転倒や荷崩れが発生しても、屋外重大事故等対処設備を損傷させない、かつ、アクセスルートに必要な幅を確保する位置に設置する。

また、竜巻の襲来が予想される場合には、関係する作業を速やかに中断するとともに、資機材及び廃材については想定竜巻飛来物以外の物が飛来物とならないように固縛あるいはネット付設等を行い、車両については退避、固縛等の必要な措置を講じる。

なお、東二重大事故等対応に必要な屋外重大事故等対処設備（緊急時対策所、常設代替交流電源設備及び可搬型設備）は、東 I 周辺のアクセスルートより、更に、東 I の建屋、可燃物施設及び屋外タンクから離れているため影響を受けない。

以上より、東 I、L3 事業所及び固体廃棄物貯蔵庫（レーザー）が同時被災した場合でも、東二重大事故等対応には影響しない。

3.2.2 資源に対する影響評価

東 I、L3 事業所及び固体廃棄物貯蔵庫（レーザー）で火災が発生した場

合に、必要な消火要員、消火活動用資機材及び消火活動用水源については、東二重大事故等対応に必要な要員、資機材、水源と別に確保することにより、東二重大事故等対応に影響しない。

消火要員については、東 I 又は L3 事業所及び固体廃棄物貯蔵庫（レーザー）で火災が発生した場合は、東二運転員やアクセスルート確保要員、給水確保要員等の東二重大事故等対応に必要な要員とは別の消火要員を確保するため、東二重大事故等対応には影響しない。

なお、これらの施設の消火活動用資機材である化学消防自動車、水槽付消防ポンプ自動車等については、東二重大事故等対処設備ではないため、東二重大事故等対応には影響しない。

また、消火活動用水源である防火水槽及び屋外消火栓（水源は原水タンク）は、重大事故等対処設備ではないため、東二重大事故等対応には影響しない。

以上より、東 I、L3 事業所及び固体廃棄物貯蔵庫（レーザー）で火災が発生した場合でも、消火活動に必要な資源は東二重大事故等対応には影響しない。

3.2.3 運用対策の実施

東二の重大事故等対応に、東 I 及び L3 事業所からの影響を受けない対策として、東 I 廃止措置作業で使用する資機材又は発生する廃材に対する運用管理が含まれる。これらの運用管理については、確実に実施するために手順として原子炉施設保安規定に規定し、QMS 規程に展開する。

3.2.4 評価結果

以上の対策及び評価により、東 I、L3 事業所及び固体廃棄物貯蔵庫（レ

ーザー) が同時被災した場合においても、東二の原子炉又は使用済燃料プールの重大事故等対応に影響しない。

4. まとめ

防潮堤内他施設等の同時被災時においても、東二の重大事故等対応に係るアクセスルートに対して、悪影響を与えることはない。

よって、東二の原子炉又は使用済燃料プールで重大事故等が発生した場合のアクセスは可能である。

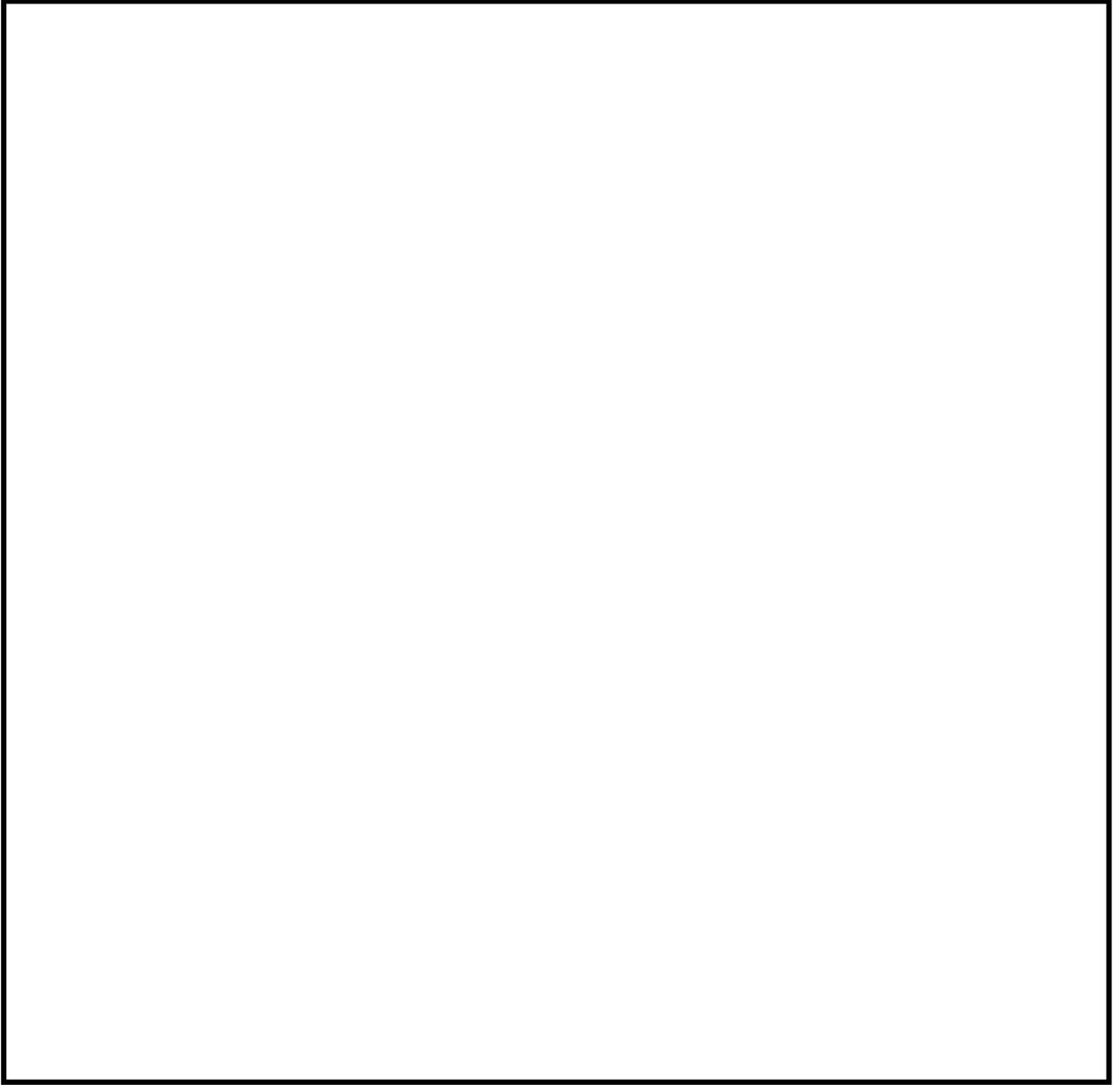
5. その他

東二の防潮堤内の施設としては、上記施設の他に、日本原子力研究開発機構（以下「機構」という。）の使用済燃料貯蔵施設（北地区）及び第2保管廃棄施設がある。

使用済燃料貯蔵施設（北地区）については、機構から原子力委員会への報告[※]において、内部事象及び外部事象による機能喪失により公衆が被ばくする線量の評価値が、発生事故当たり 5mSv を超えない（約 1.7×10^{-2} mSv）と評価されている。このため、「安全上重要な施設」として選定されていない。

なお、第2保管廃棄施設（廃棄物保管棟Ⅰ，廃棄物保管棟Ⅱ，保管廃棄施設NL）については、保管する廃棄物は低レベル固体廃棄物である。

※：「国立研究開発法人日本原子力研究開発機構における核燃料物質の使用等に関する規則（昭和32年総理府令第84号）第1条第2項第8号に規程する「安全上重要な施設」に該当する構築物、系統及び機器の選定に係る再評価について」（平成28年3月）



第 1 図 防潮堤内施設概略配置図

資材設置後の作業成立性について

重大事故等対処設備である可搬型代替注水大型ポンプ等を用いて、原子炉への注水や使用済燃料プールへの注水等を行う。

可搬型代替注水大型ポンプは、水源である代替淡水貯槽やS A用海水ピットの近傍に設置し、そこから原子炉建屋までアクセスルート上にホースを敷設する。

そのため、敷設したホースが可搬型設備のアクセス性に支障が出ないように、ホースブリッジ等の資機材を確保・設置する。

今後、配備予定のホースブリッジ及び車両通行概要図を第1図に示す。



第1図 ホースブリッジ及び車両通行概要図

屋外での通信機器通話状況の確認について

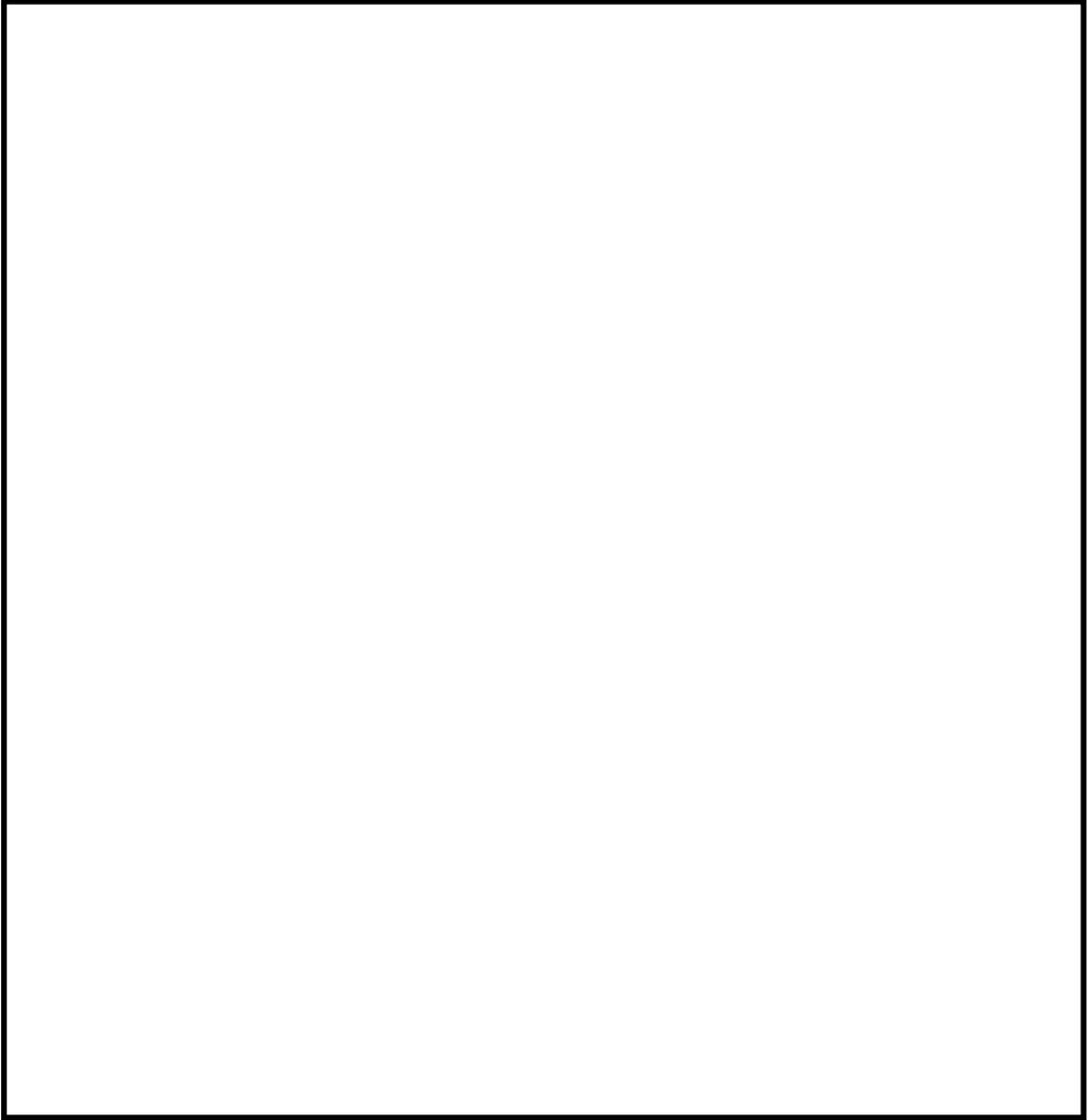
東海第二発電所構内における屋外での作業や移動中、及び発電所構外における要員招集の途中において、通信機器が確実に機能することを以下の方法により確認した。なお、高所に新設するアクセスルートは、通信機器が確実に機能するような対応をとる。

方法：無線連絡設備（可搬型）での通話確認

アクセスルートにおいて、緊急時対策所との通話が可能であることを確認する。

結果：アクセスルートからの通信状況は良好であること（不感地帯がないこと）を確認した。

第1図に無線連絡設備（可搬型）における通信状況の確認範囲を示す。



第 1 図 無線連絡設備（可搬型）における通信状況の確認範囲

発電所構外からの災害対策要員の参集について

1. 要員の参集の流れ

夜間及び休日に重大事故等が発生した場合、東海第二発電所構外にいる災害対策要員への情報提供及び非常招集を速やかにするために、「一斉通報システム」を活用する。(第1図)

○一斉通報システムによる災害対策要員の招集

通報連絡要員(又は当直発電長)は、一斉通報装置に事故故障の内容及び招集情報を音声入力し、各災害対策要員に発信する。



第1図 一斉通報システムの概要

また、発電所周辺地域(東海村)で震度6弱以上の地震が発生した場合には、各災害対策要員は、社内規程に基づき自主的に参集する。

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。

参集要員(参集する災害対策要員)の構外参集場所は、基本的には第三滝坂寮とし、構外参集場所で災害対策本部と参集に係る以下①～⑤の情報確認及び調整を行い、集団で発電所に移動する。なお、発電所の状況が入手できる場合は、直接発電所へ参集する。(第2図)

- ① 発電所の状況（設備及び所員の被災等）
- ② 参集した要員の確認（人数，体調等）
- ③ 重大事故等対応に必要な装備（汚染防護具，マスク，線量計等）
- ④ 発電所への持参品（通信連絡設備，照明機器等）
- ⑤ 気象及び災害情報等

2. 災害対策要員の所在について

東海村の大半は東海第二発電所から半径 5km 圏内であり，発電所員の約 5 割が居住している。さらに，東海村周辺のひたちなか市，那珂市など東海第二発電所から半径 5～10km 圏内には，発電所員の約 2 割が居住しており，概ね東海第二発電所から半径 10km 圏内に発電所員の約 7 割が居住している。（第 2 図）（第 1 表）



第 2 図 東海第二発電所とその周辺

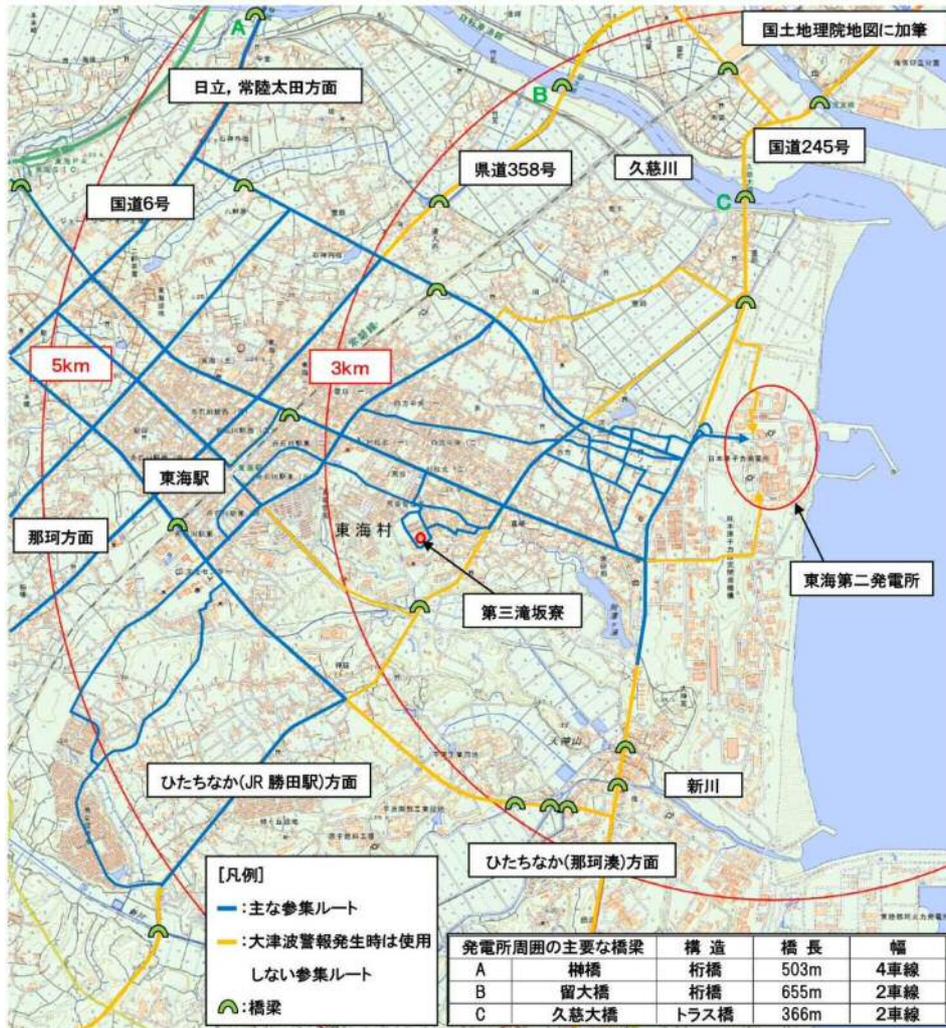
第1表 居住地別の発電所員数（平成28年7月時点）

居住地	東海村 (半径5km圏内)	東海村周辺地域 ひたちなか市など (半径5~10km圏内)	その他の地域 (半径10km圏外)
居住者数	133名 (52%)	58名 (23%)	64名 (26%)

3. 発電所構外からの災害対策要員の参集ルート

3.1 概要

発電所構外から参集する災害対策要員の主要な参集ルートについては、第3図に示すとおりである。



第3図 主要な参集ルート

要員の参集ルートは比較的に平坦な土地であることから、参集に係る障害要因として、土砂災害の影響は少なく、地震による橋梁の崩壊、津波による参集ルートの浸水が考えられる。

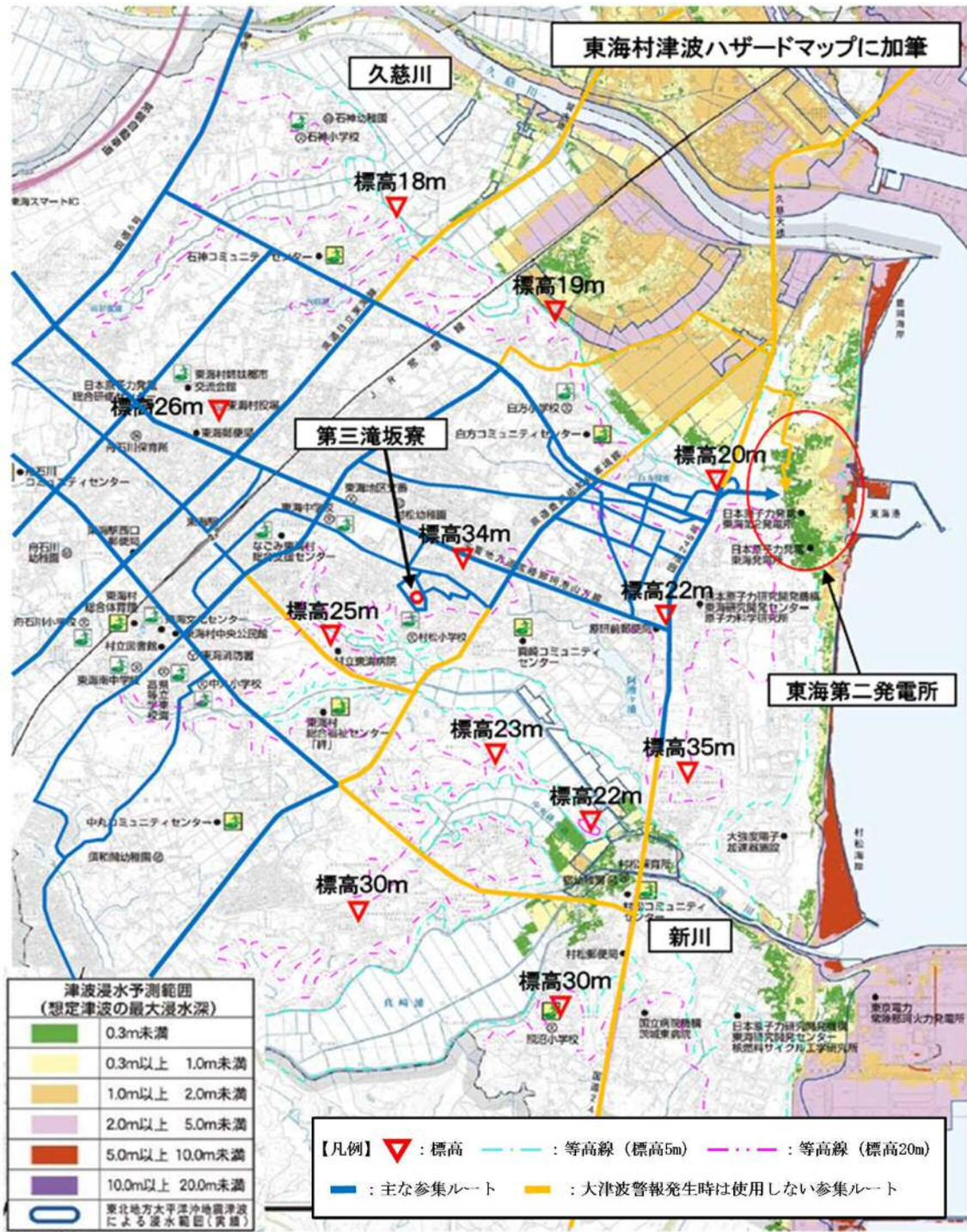
地震による橋梁の崩壊については、参集ルート上の橋梁が崩壊等により通行ができなくなった場合でも、迂回ルートが複数存在することから、参集は可能である。また、木造建物の密集地域はなくアクセスに支障はない。なお、地震による参集ルート上の主要な橋梁への影響については、平成 23 年(2011 年)東北地方太平洋沖地震においても、実際に徒歩による通行に支障はなかった。

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には、住民避難の交通渋滞が発生すると考えられるため、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住民避難の渋滞を避けることとし、複数ある参集ルートから適切なルートを選定する。

また、津波浸水時については、アクセス性への影響を未然に回避するため、大津波警報発生時には、基準津波が襲来した際に浸水が予想されるルート(第 4 図に示した、ひたちなか(那珂湊方面)及び日立の比較的海に近いルート)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。

3.2 津波による影響が考えられる場合の参集ルート

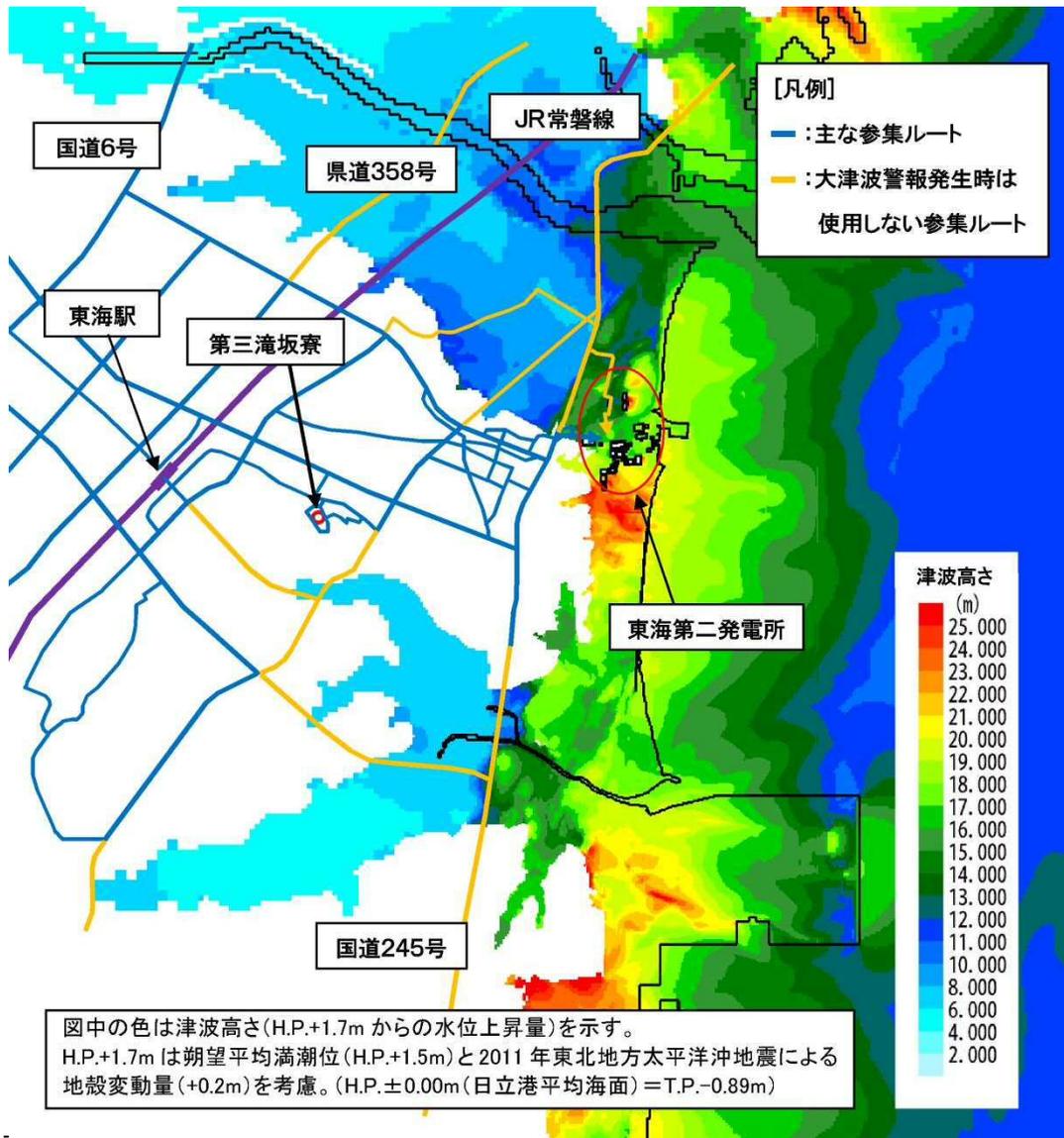
東海村津波ハザードマップ(第 4 図)によると、東海村中心部から発電所までの参集ルートへの影響はほとんど見られない(川岸で数 10cm 程度)が、大津波警報発令時は、津波による影響を想定し、海側や新川の河口付近を避けたルートにより参集する。



第4図 茨城県（東海村）の津波浸水想定図（抜粋）

また、東海第二発電所では、津波PRAの結果を踏まえ、基準津波を超え敷地に遡上する津波に対し影響を考慮する必要がある。敷地に遡上する津波の遡上範囲

の解析結果（第5図）から、発電所周辺に浸水を受ける範囲が認められるが、東海村中心部から発電所までの参集ルートに津波の影響がない範囲も確認できることから、津波の影響を避けたルートを選択することにより参集することは可能である。



第5図 敷地に遡上する津波の遡上範囲想定図

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

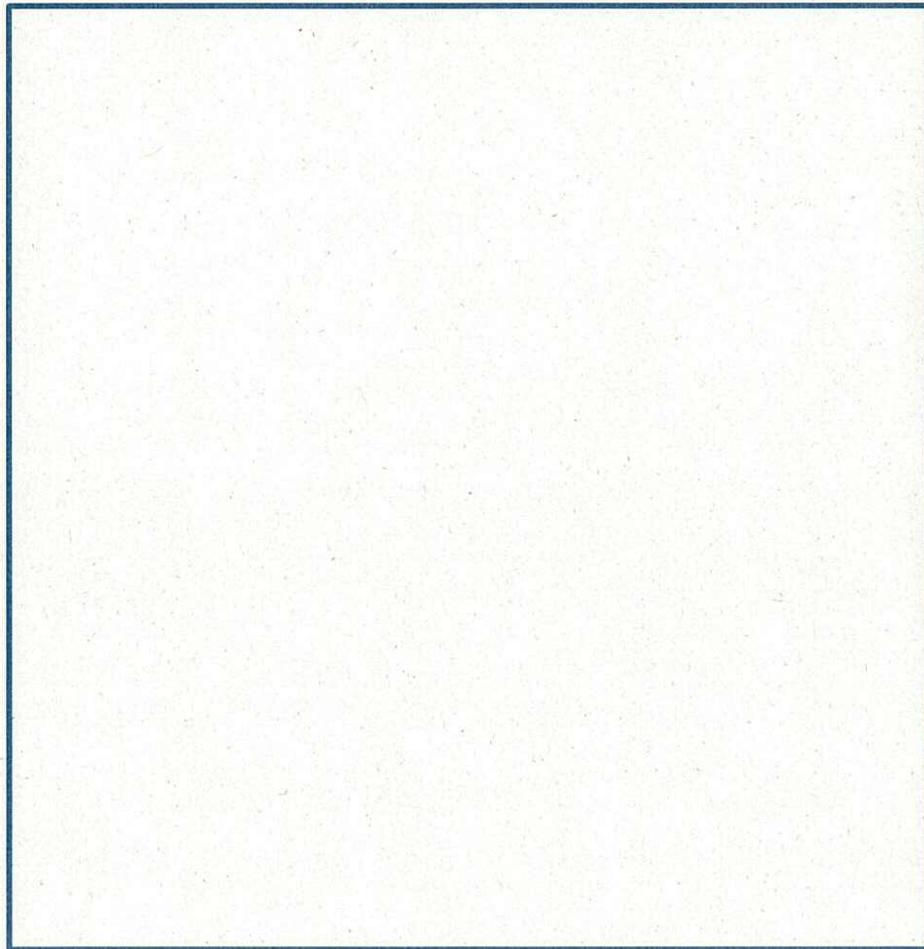
避難方向と逆方向に移動することが想定される。

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、徒歩等により参集する。

3.4 発電所構内への招集ルート

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正門ルートに加え、北側ルートなど複数のルートを確認している。(第6図)

また、正門ルートについては、敷地入口近傍にある275kV鉄塔及び154kV鉄塔の倒壊を想定し、敷地入口エリアに複数のルートを確認する。(参考資料1)



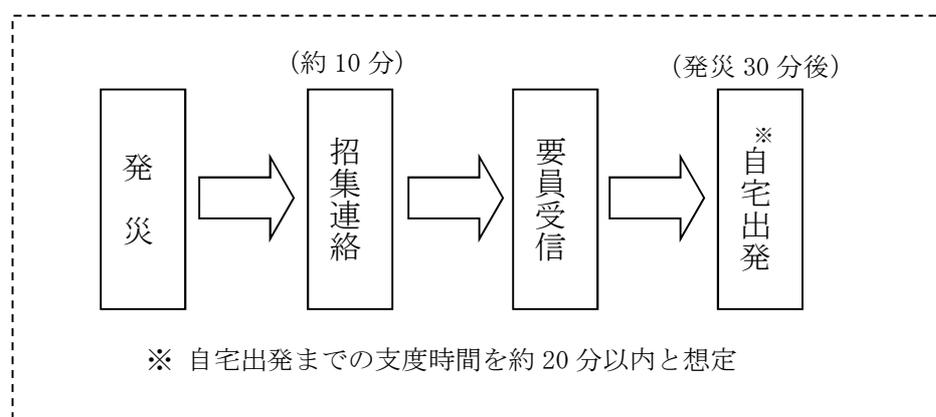
第6図 発電所構内への参集ルート

4. 夜間及び休祭日の要員参集条件及び参集時間について

訓練等で得られた結果及び各種のハザードを考慮し、要員参集条件及び参集時間を以下に纏める。

4.1 自宅等出発時間

発災後、参集要員(参集する災害対策要員)が災対本部からの招集連絡を受け、自宅を出発する時間は発災 30 分後で設定した。(第 7 図)



第 7 図 要員の招集から自宅出発までの概要

4.2 移動手段

参集訓練実績をもとに徒歩 (67m/min) ※による移動で設定した。なお、自転車で参集する場合も想定し、同様の考え方で設定した。

※参集訓練の実績 4.8km/h に余裕を加味して 4.0km/h (67m/min) で設定。自転車は、訓練実績を踏まえ「12km/h (200m/min)」で設定。

4.3 参集ルート

参集要員(参集する災害対策要員)は、津波による浸水を受ける発電所周辺の浸水エリアを迂回したルートで参集する設定とした。

4.4 参集時間と参集要員数

参集要員（参集する災害対策要員）が、事象発生後に招集連絡及び要員受信を受けて自宅を出発し、発電所に参集するまでの所要時間を第2表に示す。

第2表 参集時間と参集要員数

参集に係る所要時間 (発災30分後に自宅出発)	徒 歩 (4.0km/h)	参 考	
		徒 歩 (4.8km/h)	自転車 (12km/h)
60分以内	4名	12名	126名
90分以内	100名	112名	176名
120分以内	128名	132名	200名

重大事故等時に災害対策本部の体制が機能するために必要な要員(71名[※])は、保守的に評価しても、発災後120分以内で参集可能である。また、アクセスルート状況により自転車で参集できる場合には、更に短時間での参集が可能となる。

※但し、この要員数は、今後の関連する検討により変更となる可能性がある。

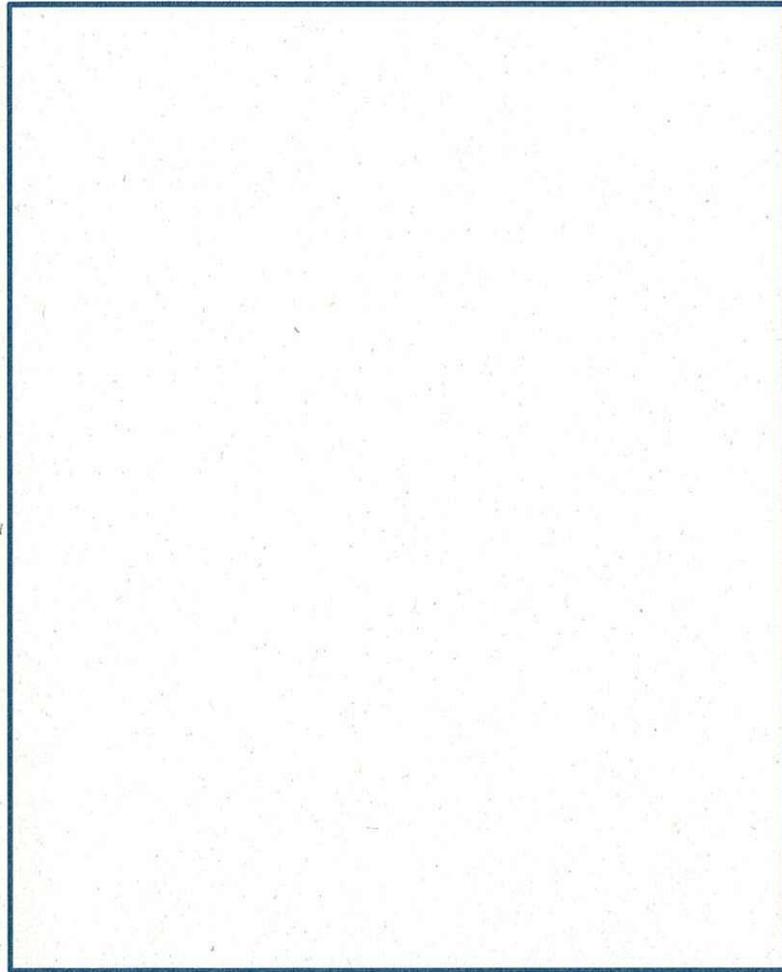
鉄塔倒壊時のアクセスについて

1. 鉄塔の倒壊とアクセスルートについて

発電所周囲の送電線鉄塔が倒壊した場合においても、鉄塔が倒壊する範囲及び倒壊方向、発電所周囲の複数の道路からアクセスルートを選択することで、発電所へアクセスできる。

1.1 275kV No. 2 鉄塔が倒壊した場合

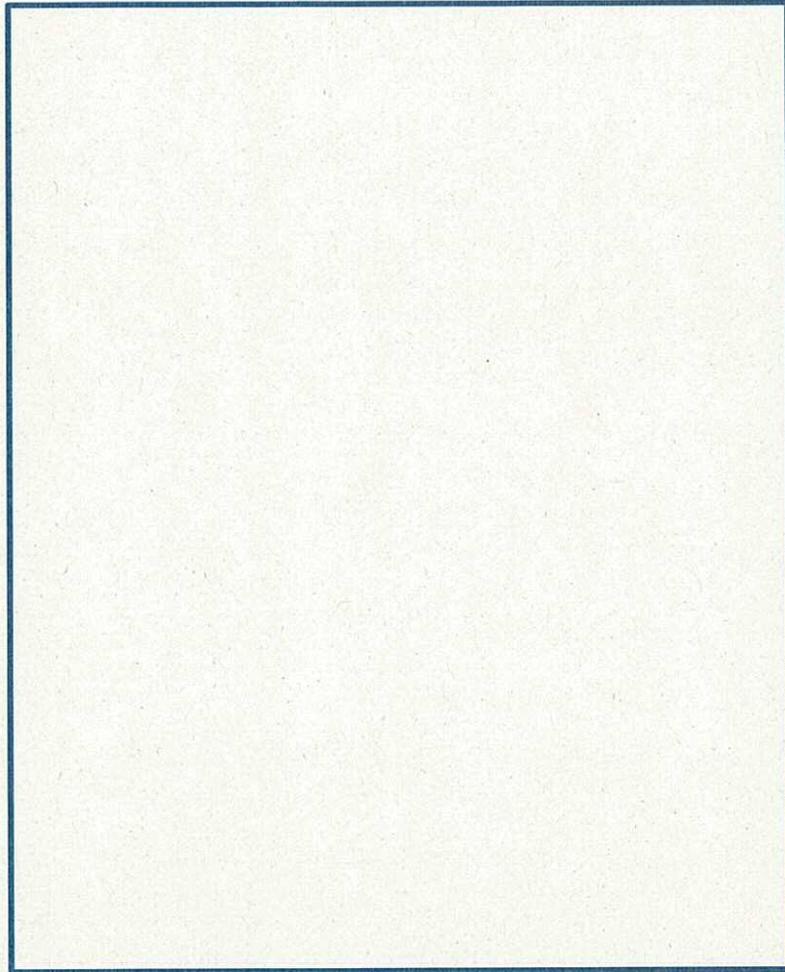
発電所進入道路を阻害することになる、275kV No. 2 鉄塔の南側への倒壊または154kV No. 5 鉄塔の北側への倒壊が起きても、275kV No. 2 鉄塔の脚元を迂回することでアクセスすることは可能である。（第1図）



第1図 鉄塔倒壊時のアクセスルート（代替正門ルート）

1.2 154kV No. 3 鉄塔が倒壊した場合

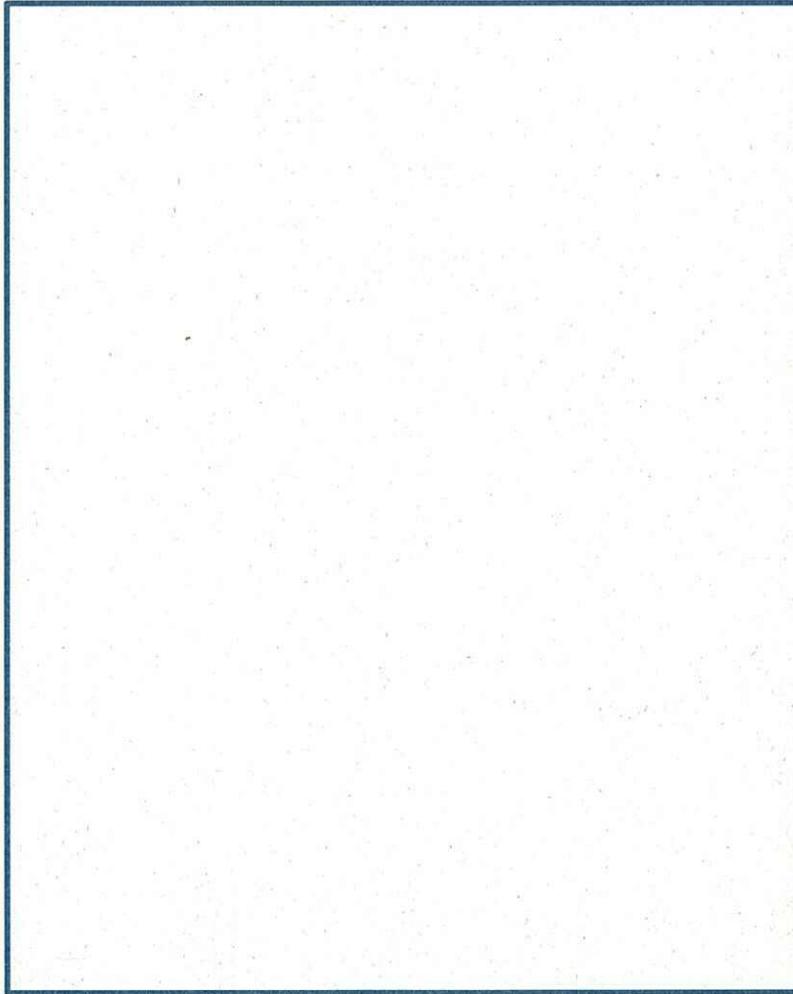
西側ルートは、国道 245 号から 2 箇所入口があるため、154kV No. 3 鉄塔が倒壊しても、影響を受けない入口からアクセスすることは可能である。(第 2 図)



第 2 図 鉄塔倒壊時のアクセスルート (西側ルート)

1.3 154kV No. 2～4 鉄塔が倒壊した場合

154kV No. 2～4 鉄塔が全て西側へ倒壊して国道 245 号の通行を阻害しても、別ルートに迂回することで発電所進入道路へアクセスすることは可能である。(第 3 図)



第 3 図 鉄塔倒壊時のアクセスルート (別ルート (国道 245 号迂回))

2. 倒壊した鉄塔の影響について

自然災害により鉄塔が倒壊した事例を第4図に示す。



強風による鉄塔の倒壊事例①^{※1}



地震による斜面の崩落に伴う鉄塔の倒壊事例^{※2}



強風による鉄塔の倒壊事例②^{※1}



津波による隣接鉄塔の倒壊に伴う鉄塔の倒壊事例^{※2}

【出典】

※1 電力安全小委員会送電線鉄塔倒壊事故調査ワーキンググループ報告書(H14.11.28)

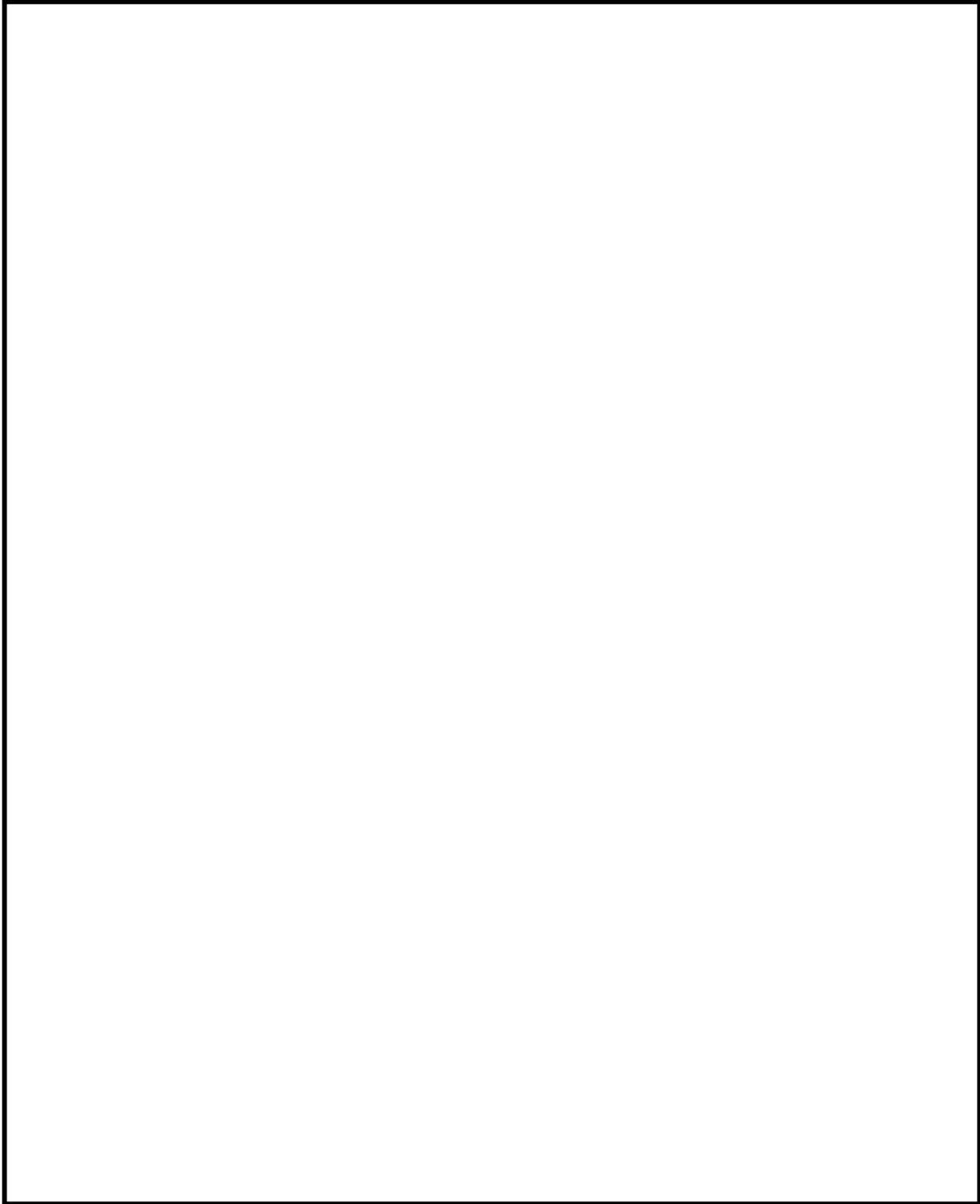
※2 原子力安全・保安部会・電力安全小委員会電気設備地震対策ワーキンググループ報告書(H24.3月)

第4図 自然災害による鉄塔倒壊事例

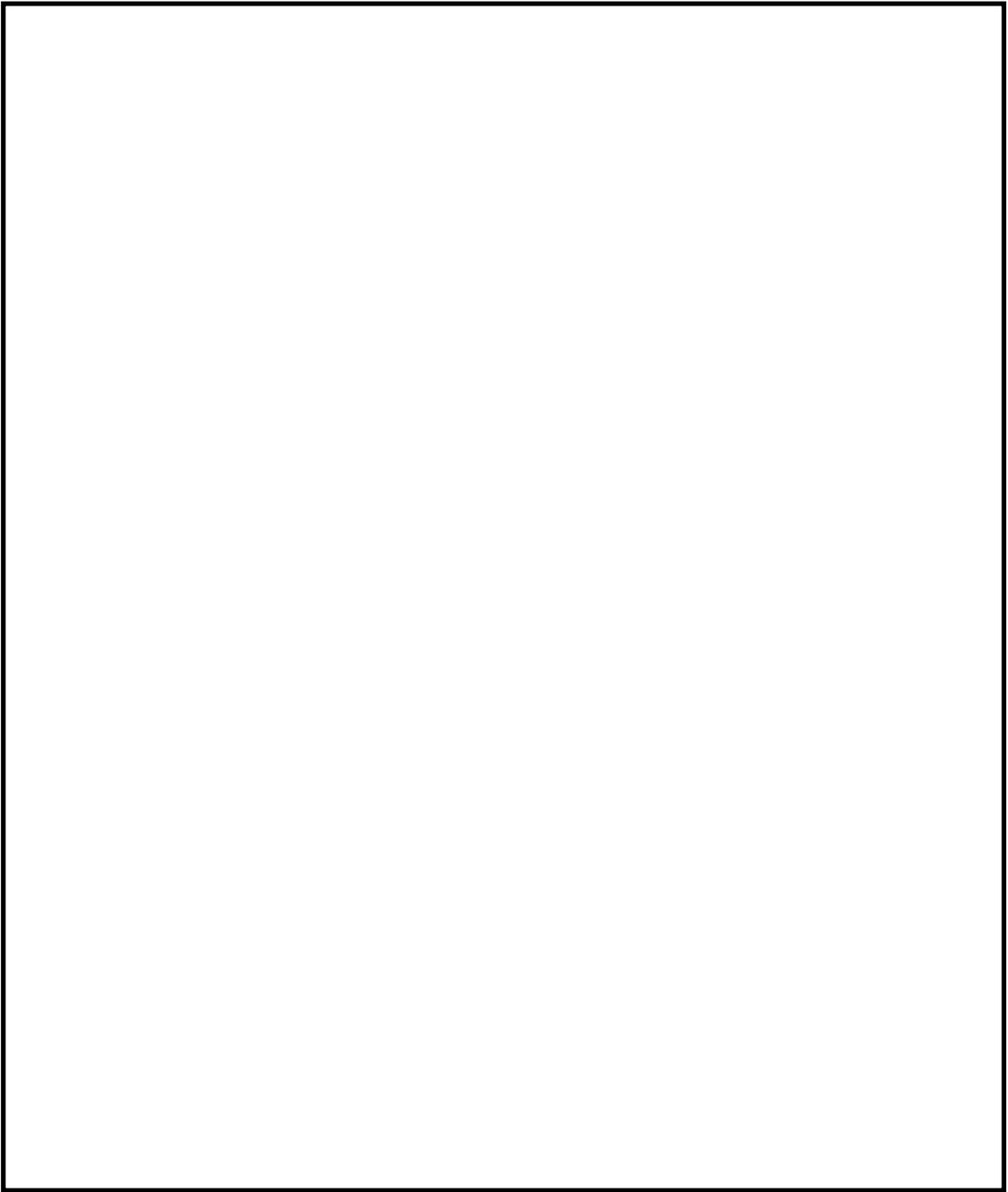
いずれの自然災害においても、鉄塔は鉄骨間の間隙を保持して倒壊していることが確認できることから、災害対策要員は、送電線の停電など安全を確認した上で倒壊した鉄塔の間隙を潜り抜けあるいは乗り越えることにより鉄塔を通過することが可能である。

原子炉建屋内の可搬型重大事故等対処設備の配置について

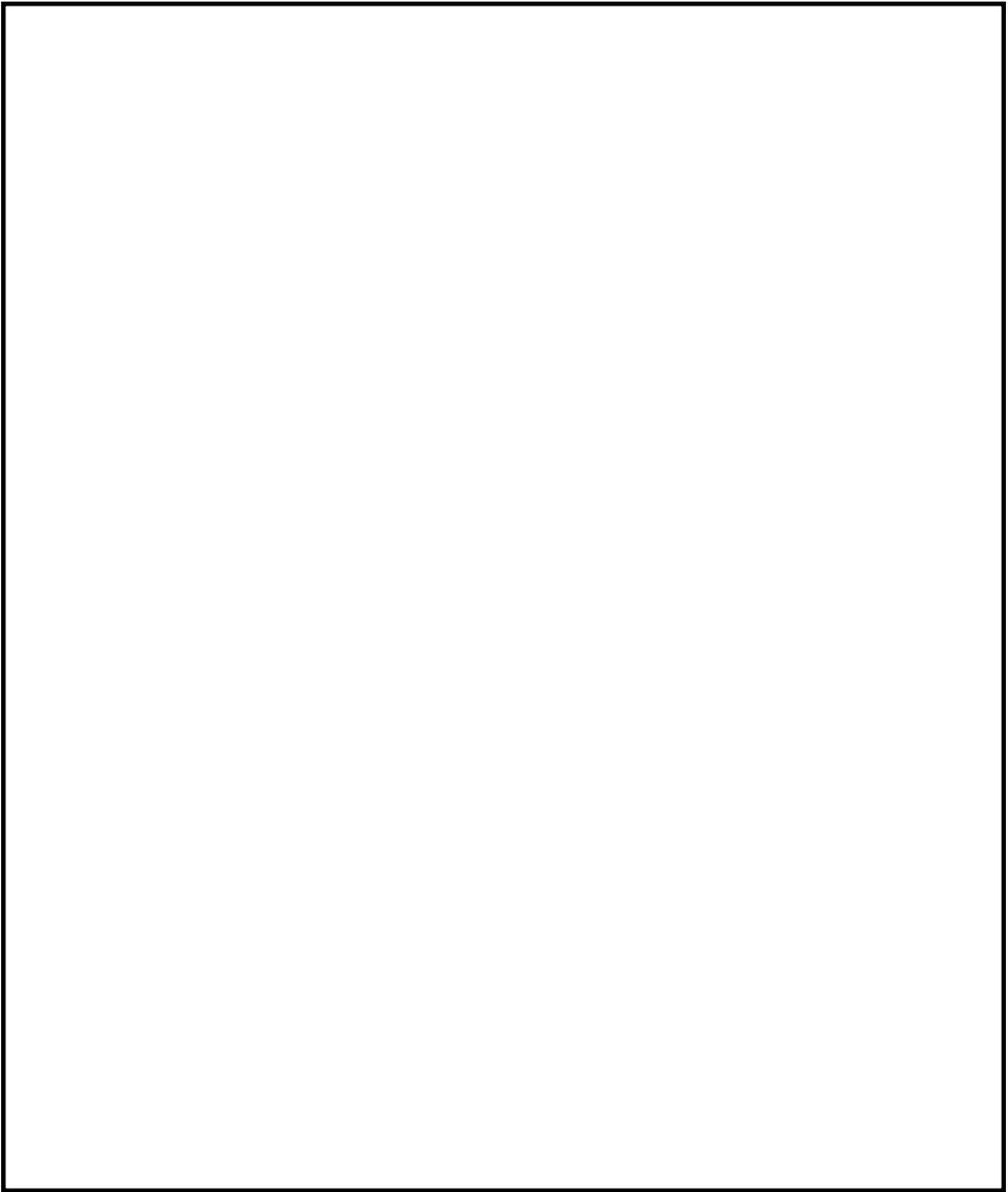
第1図に原子炉建屋内の可搬型重大事故等対処設備の配置を示す。



第1図 原子炉建屋内の可搬型重大事故等対処設備の配置 (1/3)



第 1 図 原子炉建屋内の可搬型重大事故等対処設備の配置 (2/3)



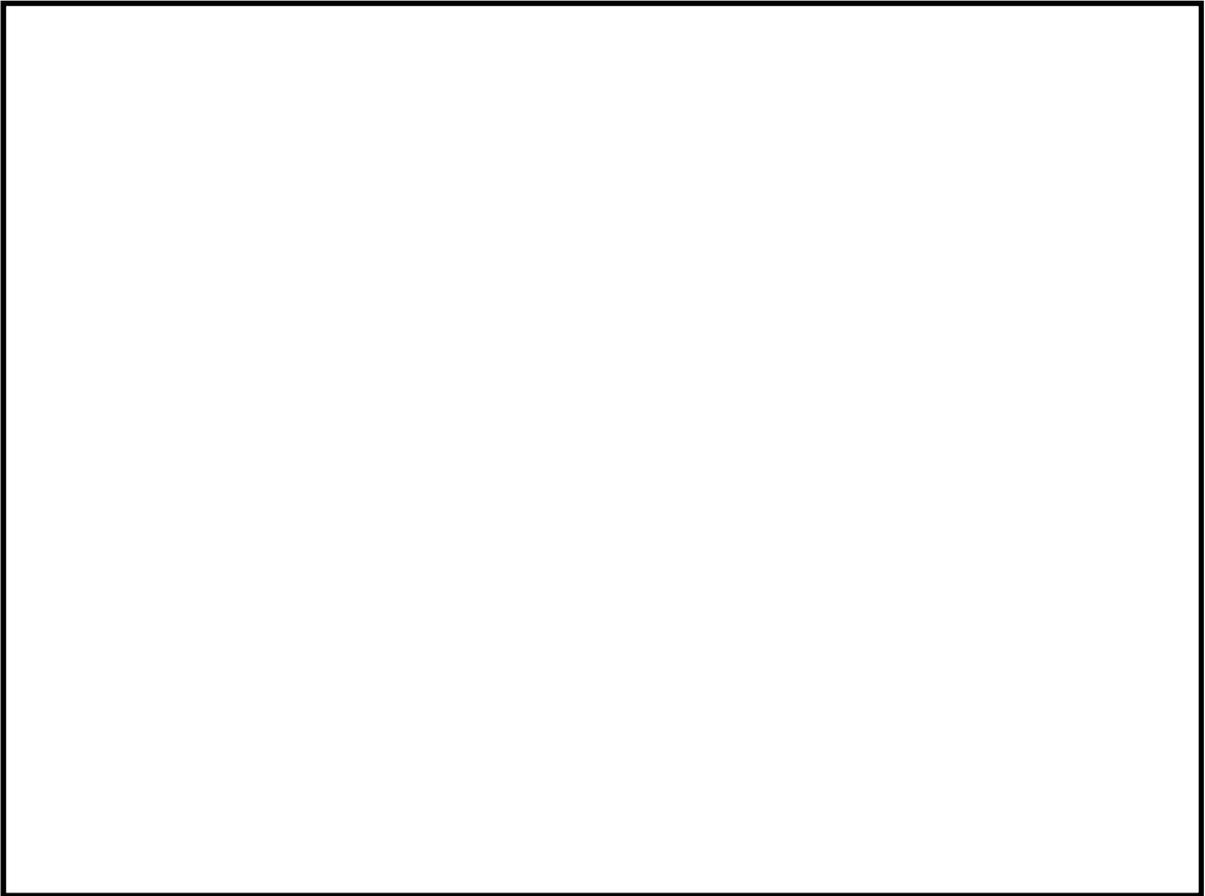
第 1 図 原子炉建屋内の可搬型重大事故等対処設備の配置 (3/3)

基準津波を超え敷地に遡上する津波の影響評価について

1. 保管場所及びアクセスルートへの影響評価

1.1 基準津波を超え敷地に遡上する津波時の敷地浸水評価

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地遡上津波」という。）の遡上範囲図を第1図に示す。



第1図 基準津波を超え敷地に遡上する津波の遡上範囲図

1.2 敷地遡上津波時の被害想定

保管場所及びアクセスルートに対する敷地遡上津波による被害を第1表のとおり想定した。なお、地震と敷地遡上津波は重畳するものとする。

第1表 敷地遡上津波による被害

被害想定	被害事象
保管場所の浸水	可搬型設備の損壊，通行不能
アクセスルートの浸水	可搬型設備の通行不能 要員の屋外作業不能
参集ルートの浸水	要員の通行不能
保管場所の漂流物散乱	可搬型設備の損壊，通行不能
アクセスルートの漂流物散乱	可搬型設備の通行不能 要員による屋外作業不能
参集ルートの漂流物散乱	要員の通行不能

1.3 浸水に対する保管場所及びアクセスルートへの影響評価

(1) 保管場所への影響評価

第1図及び第2表に示すとおり、敷地遡上津波による浸水は西側及び南側保管場所の設置高さ（西側保管場所：T.P. +23m，南側保管場所：T.P. +25m）に到達することはない。従って、浸水が保管場所の可搬型設備に影響を及ぼすことはない。

第2表 敷地遡上津波による浸水に対する保管場所への影響評価

保管場所	保管場所の設置高さ	保管場所の最大水位
西側保管場所	T.P. +23m	浸水なし
南側保管場所	T.P. +25m	浸水なし

(2) アクセスルートへの影響評価

アクセスルートの復旧作業は、防潮堤内の滞留水がT.P. +8mまで排水後（約4時間40分後※）に実施することから、可搬型設備及び要員の移動は可能である。なお、敷地には窪地はないことから、局所的な滞留水もない。

※フラップゲートによりT.P. +8mまで排水できる時間（T.P. +3mの排水は含まない）

1.4 漂流物に対する保管場所及びアクセスルートへの影響評価

(1) 敷地遡上津波によって発生する漂流物

敷地遡上津波によって発生する漂流物は、発電所構外から流入するものと、発電所構内で発生するものがあり、いずれも凶面、現場調査等により漂流物となる可能性がある施設・設備等を抽出した。

発電所構外では、消波ブロック・護岸ブロック、コンクリート、樹木、土砂、自動車、船舶を漂流物となる可能性がある主な施設・設備等として抽出した。このうち、消波ブロック・護岸ブロック、コンクリートについては、浮力よりも自重が極めて大きいため、漂流物とならない。また、発電所沖を航行する船舶は津波警報発令の避難ルールより、水深50m以深の海域まで避難することになっているため漂流物とならないが、東海港では台船（1隻）により浚渫作業を行うことから、作業中の津波襲来に対して、急離岸できなかつたことを想定し、浚渫用台船（1隻）を漂流物として想定する。従って、樹木、土砂、自動車、船舶を発電所構外から流入する漂流物として想定する。

発電所構内では、タンク・機器類、盤類、建物、電柱・電灯、フェンス、消火栓、消防ホース格納箱、コンテナ等を漂流物となる可能性がある主な施設・設備等として抽出した。これらの施設・設備等について、重機にて撤去できない施設・設備等（大型タンク等）については漂流防止対策を実施する。また、Sクラス（Ss機能維持含む）の施設・設備等は頑健性が確保されて

いることや、建物の主要構造部（鉄筋コンクリート壁，鉄骨柱・梁等）は浮力よりも自重が極めて大きいため，漂流物とならない。従って，それ以外の施設・設備等を発電所構内で発生する漂流物として想定する。

上記で想定した漂流物は，発電所構内に一様に分布するものとした。

(2) 保管場所への影響評価

1.3 (1)のとおり，敷地遡上津波による浸水は西側及び南側保管場所の設置高さに到達することはないことから，保管場所は漂流物の影響は受けない。

(3) アクセスルートへの影響評価

a. アクセスルートの復旧方法及び漂流物撤去に要する時間の評価

アクセスルートの復旧に要する時間は被害想定をもとに，地震時のがれき撤去と同様な方法で，漂流物の撤去時間を算出する。（別紙 (23) 参照）

評価は SA 用海水ピットを水源とし，水源から最も近い原子炉建屋東側の接続口へのアクセスルートとする。

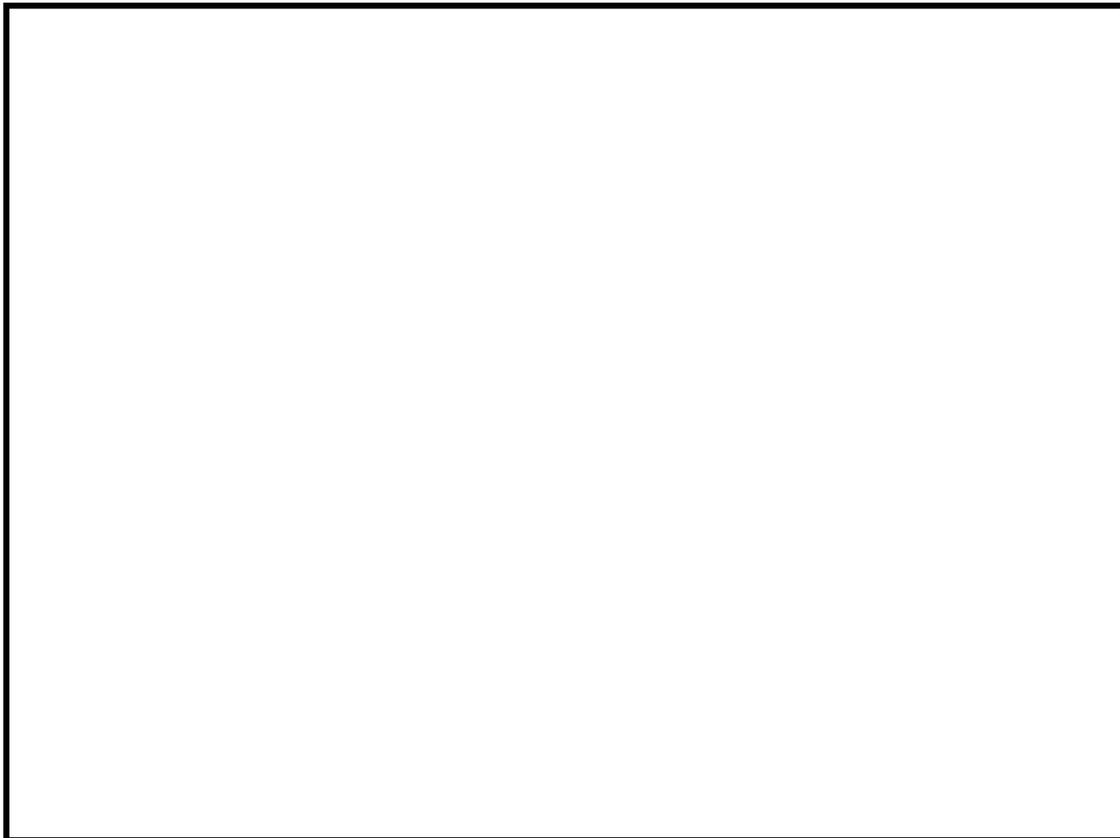
復旧するアクセスルート総延長及び復旧時間を第 3 表及び第 2 図及び第 3 図に示す。

b. 復旧条件

- ・復旧するアクセスルートの幅は 5m とする。
- ・重大事故等対応要員が，緊急時対策所からホイールローダが配備されている保管場所へ向かう徒歩での移動速度は 2km/h とする。
- ・ホイールローダによる漂流物の撤去速度は 3.3km/h に押し出し時間を加算した時間とする。また，漂流物撤去後の移動速度は 10km/h とする。

第3表 復旧するアクセスルートのご総延長

	出発点	
	西側保管場所	南側保管場所
アクセスルートご総延長	約 1,315m (ルート 1)	約 1,339m (ルート 2)



区間	距離 (約 m)	時間評価項目	所要時間 (分)	累積 (分)
準備			12	12
①→②	20	徒歩移動	1	13
②→③	962	漂流物撤去 (アクセスルート)	18	31
③	500	漂流物撤去 (水源付近)	10	41
③→④	333	漂流物撤去 (アクセスルート)	7	48
④	50	漂流物撤去 (接続口付近)	2	50

第2図 アクセスルートの復旧時間 (ルート 1)



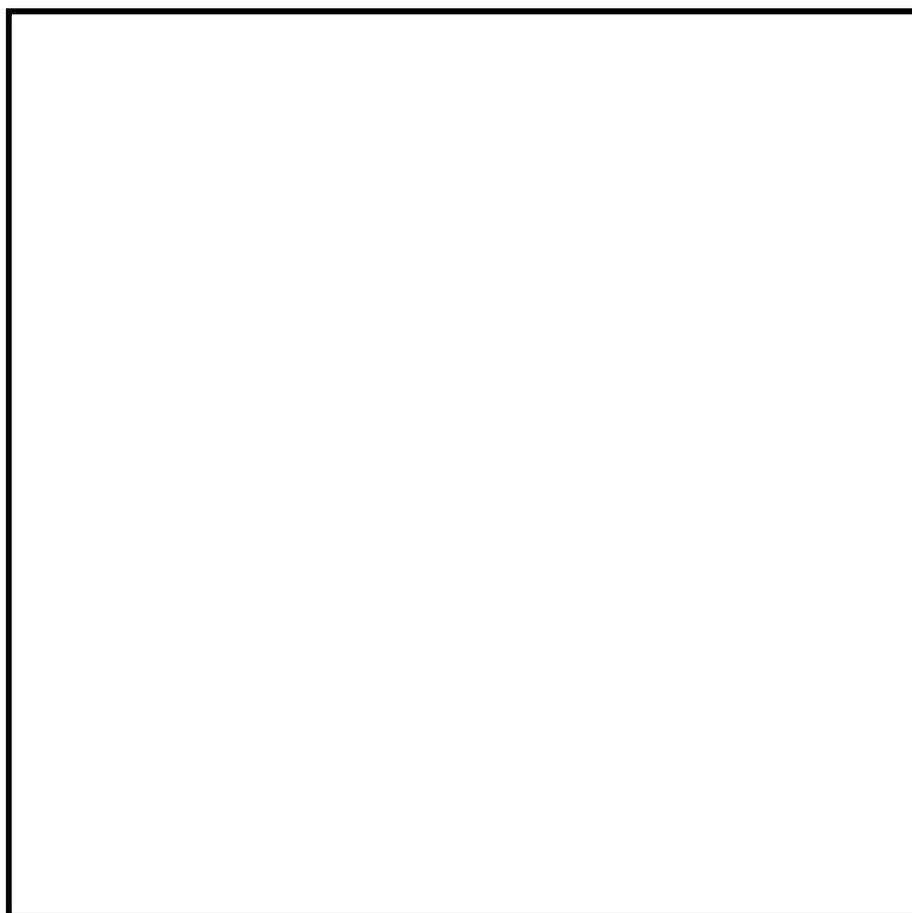
区間	距離 (約 m)	時間評価項目	所要時間 (分)	累積 (分)
準備			12	12
①→②	250	徒歩移動	4	16
②→③	846	漂流物撤去 (アクセスルート)	16	32
③	500	漂流物撤去 (水源付近)	10	42
③→④	333	漂流物撤去 (アクセスルート)	7	49
④	50	漂流物撤去 (接続口付近)	2	51

第3図 アクセスルートの復旧時間 (ルート2)

1.5 浸水及び漂流物に対する参集ルートの影響評価

発電所構外からの災害対策要員の参集ルートを第6図に示す。

参集ルートのうち、北側ルート、代替正門ルート、正門ルート、南側ルートは敷地遡上津波時の浸水及び漂流物の影響を受けるものの、西側ルートが使用可能であり、災害対策要員の参集は可能である。



第6図 発電所構内への参集ルート

2. まとめ

敷地遡上津波時において、保管場所は浸水しない（漂流物も発生しない）。また、災害対策要員の参集ルートも、浸水及び漂流物の影響を受けていないルートを確保できる。

敷地遡上津波時のアクセスルートの復旧（重機による漂流物撤去）は、防潮堤内の滞留水がT.P. +8mまで排水後（約4時間40分後）から可能であることから、ルート1は5時間18分、ルート2は5時間19分で可搬型設備の接続作業が可能である。

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) 選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制
 - (c) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制
 - (d) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止
 - (e) ほう酸水注入
 - (f) 原子炉水位低下による原子炉出力抑制
 - (g) 制御棒挿入
 - (h) 重大事故等対処設備と自主対策設備
 - b. 手順等

1.1.2 重大事故等時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）
- (2) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」
- (3) 重大事故等時の対応手段の選択

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.1.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.1.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.1.3 原子炉スクラム信号一覧表

添付資料1.1.4 原子炉出力ーサプレッション・プール水温度相関曲線

添付資料1.1.5 代替制御棒挿入機能 概要図

添付資料1.1.6 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 概要図

添付資料1.1.7 重大事故対策の成立性

1. 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

(1) スクラム・パイロット弁空気ヘッダ計器用空気系
排気

(2) スクラム個別スイッチによる制御棒挿入

(3) 制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁による排水

添付資料1.1.8 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧

2. 操作手順の解釈一覧

1.1 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（以下「原子炉」という。）を停止させるための設計基準事故対処設備は、原子炉緊急停止系である。

こ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(以下「格納容器」という。)の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行する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、原子炉緊急停止系を設置している。

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。（第1.1-1図）

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^{*1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十四条及び技術基準規則第五十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、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、原子炉緊急停止系の故障を想定する。サポート系故障（駆動源喪失）は、原子炉緊急停止系の電源又は計器用空気が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。

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

備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備、設計基準事故対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.1-1表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 原子炉緊急停止

運転時の異常な過渡変化時において、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で使用する設備は以下のとおり。

- ・手動スクラム・スイッチ
- ・原子炉モード・スイッチ「停止」
- ・制御棒
- ・制御棒駆動機構
- ・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異常低下（レベル2）設定点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る制御棒緊急挿入で使用する設備は以下のとおり。

- ・ A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）
- ・ 制御棒
- ・ 制御棒駆動機構
- ・ 制御棒駆動系水圧制御ユニット
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

(b) 選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制

A T W S が発生した場合に、選択制御棒挿入機構により制御棒を緊急挿入し原子炉の出力を抑制する手段がある。

i) 選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制

低炉心流量高出力領域に入った場合に原子炉の出力を制御し、安定性の余裕を確保するため、あらかじめ選択された制御棒を自動的に挿入する。また、上記「1.1.1(2) a.(a) i) 原子炉手動スクラム」及び「1.1.1(2) a.(a) ii) 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入」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選択制御棒挿入機構を作動させて制御棒を挿入し、原子炉の出力を抑制する。

選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 選択制御棒挿入機構
- ・ 制御棒

- ・制御棒駆動機構

- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット

(c) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制

A T W S が発生した場合に，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能又は原子炉再循環ポンプ手動停止により，原子炉の出力を抑制する手段がある。

i) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制

原子炉圧力高又は原子炉水位異常低下（レベル2）設定点の信号により代替原子炉再循環ポンプトリップ機能が作動し，自動で原子炉再循環ポンプをトリップすることにより原子炉の出力を抑制する。

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再循環ポンプを停止し，原子炉の出力を抑制する。

原子炉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は以下のとおり。

- ・A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

- ・非常用交流電源設備

- ・燃料補給設備

(d) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止

A T W S が発生した場合に，自動減圧系の起動阻止スイッチにより，原子炉出力の急上昇を防止する手段がある。

i) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止

上記「1.1.1(2) a.(c) i) 原子炉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，自動減圧系の起動阻止スイッチにより自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の起動を阻止

し、原子炉の自動減圧による原子炉への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止する。

自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・自動減圧系の起動阻止スイッチ
- ・非常用交流電源設備
- ・燃料補給設備

(e) ほう酸水注入

A T W S 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。

i) ほう酸水注入

上記「1.1.1(2) a.(c) i) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」及び「1.1.1(2) a.(d) i) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止」を実施した後、サプレッション・プール水の温度が「ほう酸水注入系起動領域」に近接している場合に、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。

また、A T W S 発生時に不安定な出力振動が発生した場合には、ほう酸水注入系を起動することとしている。

ほう酸水注入で使用する設備は以下のとおり。

- ・ほう酸水注入ポンプ
- ・ほう酸水貯蔵タンク
- ・ほう酸水注入系配管・弁
- ・原子炉圧力容器

- ・非常用交流電源設備

- ・燃料補給設備

(f) 原子炉水位低下による原子炉出力抑制

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

i) 原子炉水位低下による原子炉出力抑制

上記「1.1.1(2) a.(c) i) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」を実施しても、原子炉の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圧力容器内の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流量が減少する。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の出力を抑制する。

原子炉水位低下による原子炉出力抑制で使用する設備は以下のとおり。

- ・給水系
- ・原子炉給水制御系
- ・原子炉隔離時冷却系
- ・高圧炉心スプレイ系

(g) 制御棒挿入

A T W S 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、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) 制御棒手動挿入

中央制御室でのスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズの引き抜き操作、現場での計器用空気系の排気操作、現場でのスクラム個

別スイッチの操作，中央制御室からの手動操作による制御棒挿入又は現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁からの排水により制御棒を挿入する。

制御棒手動挿入で使用する設備は以下のとおり。

- ・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ
- ・計器用空気系配管・弁
- ・スクラム個別スイッチ
- ・制御棒
- ・制御棒駆動系
- ・制御棒手動操作系
- ・非常用交流電源設備
- ・燃料補給設備

(h) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.1.1(2) a.(a) 原子炉緊急停止」で使用する設備のうち，ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能），制御棒，制御棒駆動機構及び制御棒駆動系水圧制御ユニットは重大事故等対処設備として位置づける。また，非常用交流電源設備及び燃料補給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。

「1.1.1(2) a.(b) 選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制」で使用する設備のうち，制御棒，制御棒駆動機構及び制御棒駆動系水圧制御ユニットは重大事故等対処設備として位置づける。

「1.1.1(2) a.(c) 原子炉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（代替原子炉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。また，非常用交流電源設備及び燃料補給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。

「1.1.1(2) a.(d) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止」で使用する設備のうち、自動減圧系の起動阻止スイッチは重大事故等対処設備として位置づける。また、非常用交流電源設備及び燃料補給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。

「1.1.1(2) a.(e) ほう酸水注入」で使用する設備のうち、ほう酸水注入ポンプ、ほう酸水貯蔵タンク、ほう酸水注入系配管・弁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、非常用交流電源設備及び燃料補給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。

「1.1.1(2) a.(f) 原子炉水位低下による原子炉出力抑制」で使用する設備のうち、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系は重大事故等対処設備(設計基準拡張)として位置づける。

「1.1.1(2) a.(g) 制御棒挿入」で使用する設備のうち、制御棒は重大事故等対処設備として位置づける。また、非常用交流電源設備及び燃料補給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1.1.1)

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、原子炉の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・スイッチ，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・スイッチの操作及び原子炉モード・スイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の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，原子炉緊急停止系の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。

- ・選択制御棒挿入機構

あらかじめ選択した制御棒を自動的に挿入する機能であるため未臨界の維持は困難であるが，原子炉出力を抑制する手段として有効である。

- ・給水系，原子炉給水制御系

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが，給水量の調整が可能であれば，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又は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が行われている場合は，これらの系統による原子炉水位制御を優先する。

- ・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ

全制御棒全挿入完了までに時間を要し，想定する事故シークエンスグループに対して有効性を確認できないが，スクラム・パイロット弁電磁コイルの電源を遮断することで，制御棒の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。

- ・計器用空気系配管・弁

全制御棒全挿入完了までに時間を要し、想定する事故シーケンスグループに対して有効性を確認できないが、現場に設置してある計器用空気系配管内の計器用空気を排出し、スクラム弁ダイアフラムの空気圧を喪失させることでスクラム弁を開とすること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。

- ・スクラム個別スイッチ

全制御棒全挿入完了までに時間を要し、想定する事故シーケンスグループに対して有効性を確認できないが、現場に設置してある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。

- ・制御棒駆動系，制御棒手動操作系

全制御棒全挿入完了までに時間を要し、想定する事故シーケンスグループに対して有効性を確認できないが、制御棒を手動にて挿入する手段として有効である。

b. 手順等

上記「1.1.1(2) 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、A T W S 時における運転員等^{※1}による一連の対応操作として非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）に定める。（第1.1-1表）

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。（第1.1-2表，第1.1-3表）

※1 運転員等：運転員及び重大事故等対応要員のうち運転操作対応要員をいう。

（添付資料1.1.2）

1.1.2 重大事故等時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）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」位置に切り替えることにより原子炉スクラムを確実にする。

a. 手順着手の判断基準

原子炉自動スクラム信号が発信した場合又は原子炉を手動スクラムした場合。

b. 操作手順

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第1.1-2図に、タイムチャートを第1.1-3図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に原子炉スクラム状況の確認を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、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し、発電長に報告する。
- ③発電長は、運転員等に原子炉スクラムが成功していない場合は、手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラムを指示する。

④運転員等は中央制御室にて、原子炉スクラムが成功していない場合は、手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラムを実施し、発電長に報告する。

⑤発電長は、運転員等に原子炉モード・スイッチを「停止」位置に切り替えるよう指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、原子炉モード・スイッチを「停止」位置に切り替え、発電長に報告する。

⑦発電長は、運転員等に上記④及び⑥の操作を実施しても全制御棒が全挿入位置とならず、最大未臨界引抜位置（全制御棒“02”位置）^{*1}まで挿入されていない場合は、A T W S と判断し、原子炉制御「反応度制御」への移行を指示する。

⑧運転員等は、A T W S と判断した場合は原子炉制御「反応度制御」への移行を発電長に報告する。

※1：冷温停止を達成するために全制御棒を挿入しなければならない制御棒位置。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉制御「反応度制御」への移行まで2分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(2) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

A T W S 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

原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）の操作を実施しても、全制御棒が全挿入位置又は最大未臨界引抜位置（全制御棒“02”位置）まで挿

入されていない場合において、平均出力領域計装指示値が3%以上の場合。

なお、制御棒位置指示が確認できない場合も、原子炉制御「反応度制御」に移行する。

b. 操作手順

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第1.1-4図に、概要図を第1.1-5図に、タイムチャートを第1.1-6図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制操作を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による原子炉再循環ポンプの自動トリップ状況を状態表示にて確認し、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能が作動していない場合は、手動操作により原子炉再循環ポンプの停止操作を実施し、発電長に報告する。
- ③発電長は、運転員等に自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止操作を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて、自動減圧系の起動阻止スイッチを操作し、自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作を実施し、発電長に報告する。
- ⑤発電長は、運転員等に原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制操作及び自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止操作後、「原子炉制御[反応度制御]」“SLC”，“水位”及び

“CR”の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、「原子炉制御[反応度制御]“SLC”、“水位”、“CR”の順で優先させる。

⑥発電長は、運転員等にサブプレッション・プール水の温度が「ほう酸水注入系起動領域」に近接している場合又は中性子束振動が確認された場合、ほう酸水注入系の起動操作を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、ほう酸水注入ポンプの起動操作（ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「SYS A」位置にすることで、ほう酸水注入系貯蔵タンク出口弁及び爆破弁を開とし、ほう酸水注入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、併せて、ほう酸水貯蔵タンク液位の低下、平均出力領域計装及び起動領域計装の低下を確認し、発電長に報告する。

⑧発電長は、運転員等に逃がし安全弁からの蒸気流入によるサブプレッション・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・プール冷却系）の起動を指示する。

⑨運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を起動し、発電長に報告する。

⑩運転員等は中央制御室にて、原子炉出力が55%以上の場合又は原子炉が隔離状態において、原子炉出力が3%以上の場合、給水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器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%未満に維持し、発電長に報告する。

原子炉出力を3%未満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異常低下（レベル1）設定点より+500mm～+

1,500mmに維持するように原子炉水位低下操作を実施し、発電長に報告する。

⑪発電長は、運転員等にサプレッション・プール水温度指示値が106℃に到達した場合は、原子炉隔離時冷却系の停止操作を指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、手動操作により原子炉隔離時冷却系の停止操作を実施し、原子炉隔離時冷却系の停止後は、給水系及び高压炉心スプレイ系の原子炉への注水により原子炉压力容器内の水位が維持されていることを確認し、発電長に報告する。

⑬運転員等は中央制御室又は原子炉建屋原子炉棟にて、以下の操作により制御棒挿入を実施し、発電長に報告する。

・スクラム弁が閉の場合には、以下の操作を実施する。なお、以下の操作は全制御棒が全挿入位置又は最大未臨界引抜位置（全制御棒“02”位置）まで挿入された時点で、⑬の操作を完了する。

i) 中央制御室にて、手動による代替制御棒挿入機能の作動操作を実施する。

ii) 中央制御室にて、手動による選択制御棒挿入機構の作動操作を実施する。

iii) 中央制御室にて、スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズの引き抜きを実施する。

iv) 原子炉建屋原子炉棟にて、計器用空気系の排気操作を実施する。

・スクラム弁が開の場合には、以下の操作を実施する。なお、以下の操作は全制御棒が全挿入位置又は最大未臨界引抜位置（全制御棒“02”位置）まで挿入された時点で、⑬の操作を完了する。

- i) 中央制御室にて、原子炉スクラムをリセットした後、手動でスクラム操作を実施する。
- ii) 中央制御室にて、原子炉スクラムをリセットした後、原子炉建屋原子炉棟にて、スクラム個別スイッチによりスクラム操作を実施する。
- iii) 中央制御室にて、原子炉圧力容器内の圧力と制御棒駆動水圧系駆動水圧力の差圧を確保し、制御棒を手動挿入する。
原子炉圧力容器内の圧力と制御棒駆動水圧系駆動水圧力の差圧が確保できない場合は、制御棒駆動水ポンプの予備機起動又はアキュムレータ充填水ヘッド元弁を閉にする。
- iv) 原子炉建屋原子炉棟にて、制御棒駆動水圧系の引抜配管ベント弁から排水し、制御棒を挿入する。

⑭発電長は、運転員等に上記⑬の操作により全制御棒全挿入の完了又は全制御棒が最大未臨界引抜位置（全制御棒“02”位置）までの挿入に成功した場合は、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、ほう酸水注入系の停止を指示する。

⑮運転員等は、全制御棒全挿入の完了又は全制御棒の最大未臨界引抜位置（全制御棒“02”位置）までの挿入に成功した場合は、ほう酸水注入系を停止し、発電長に報告する。

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、ほう酸水注入系を停止し、発電長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから中央制御室の操作における所要時

間は以下のとおり。

- ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の作動確認完了：1分以内
- ・自動減圧系，過渡時自動減圧機能の起動阻止操作完了：2分以内
- ・ほう酸水注入系起動操作完了：4分以内
- ・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）操作完了：18分以内
- ・原子炉水位低下操作開始：4分以内
- ・代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入操作完了：14分以内
- ・選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制操作完了：15分以内
- ・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作完了：28分以内
- ・原子炉スクラムリセット後の手動スクラム操作完了：23分以内
- ・原子炉圧力容器内の圧力と制御棒駆動水圧系駆動水圧力の差圧確保後の，制御棒手動挿入操作完了：329分以内

また，現場での操作における所要時間は以下のとおり。

- ・計器用空気系の排気操作完了：73分以内
- ・スクラム個別スイッチによる制御棒挿入操作完了：128分以内
- ・制御棒駆動水圧系の引抜配管ベント弁からの排水操作完了：982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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

（添付資料1.1.4，添付資料1.1.5，添付資料1.1.6，添付資料1.1.7－1）

(3) 重大事故等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第1.1-7図に示す。

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、**非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）**原子炉制御「スクラム」対応に従い、中央制御室から速やかに操作が可能である**手動スクラム・スイッチ**の操作及び原子炉モード・スイッチの「停止」位置への切替操作により、原子炉を緊急停止する。

手動スクラム・スイッチの操作及び原子炉モード・スイッチの「停止」位置への切替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。**非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）**原子炉制御「反応度制御」対応に従い、**原子炉出力が3%以上の場合には**、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、サブプレッション・プール水の温度が「ほう酸水注入系起動領域」に近接している場合、又は中性子束振動が確認された場合には、原子炉を未臨界へ移行させるため、ほう酸水注入系を速やかに起動する。

制御棒挿入により原子炉を未臨界へ移行させるため、スクラム弁が閉の場合には、**手動操作による代替制御棒挿入機能の作動により**制御棒挿入操作を実施する。

手動操作による代替制御棒挿入機能作動により制御棒が挿入できない場合には、選択制御棒挿入機構によりあらかじめ選択されている制御棒を挿入することにより原子炉の出力を抑制し、スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズの引き抜き又は計器用空気系の排気操作による制御棒の挿入を実施する。

制御棒挿入により原子炉を未臨界へ移行させるため、スクラム弁が開の場合には、原子炉スクラムをリセットした後、手動スクラム・スイッチに

より原子炉を緊急停止する。

手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラムを実施しても原子炉を緊急停止できない場合には、原子炉スクラムをリセットした後、スクラム個別スイッチにより制御棒を挿入する。

スクラム個別スイッチによる制御棒が挿入できない場合には、原子炉圧力容器内の圧力と制御棒駆動水圧系駆動水圧力の差圧を確保し、制御棒を手動挿入する。

制御棒の手動挿入による制御棒挿入ができない場合には、制御棒駆動水圧系の引抜配管ベント弁から排水し、制御棒を挿入する。

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

非常用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。

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

第1.1-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順

対応手段，対応設備，手順書一覧（1/3）

（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	整備する手順書	
フロントライン系故障時	原子炉緊急停止系	原子炉手動スクラム	制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動系水圧制御ユニット	重大事故等 対応設備	非常時運転手順書Ⅱ（ 徴候ベース ） 原子炉制御 「スクラム」（原子炉出力）
			手動スクラム・スイッチ 原子炉モード・スイッチ「停止」	自主対策設備	
		代替制御棒挿入機能による 制御棒緊急挿入	A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能） ※1、※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動系水圧制御ユニット	重大事故等 対応設備	非常時運転手順書Ⅱ（ 徴候ベース ） 原子炉制御 「反応度制御」
			非常用交流電源設備 ※3 燃料補給設備 ※3	重大事故等 対応設備 （設計基準拡張）	
		選択制御棒挿入機構による 原子炉出力抑制	制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動系水圧制御ユニット	重大事故等 対応設備	
			選択制御棒挿入機構	自主対策設備	

※1：代替制御棒挿入機能は，運転員による操作不要の制御棒挿入機能である。

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

※3：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。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2/3）

（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処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	
フロントライン系故障時	原子炉緊急停止系	自動減圧系の起動阻止スイッチ による原子炉出力急上昇防止	自動減圧系の起動阻止スイッチ	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（ 微候ベース）原子炉制御 「反応度制御」
			非常用交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	
		制御棒手動挿入	制御棒	重大事故等 対処設備	
			非常用交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	
		スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ 計器用空気系配管・弁 スクラム個別スイッチ 制御棒駆動系 制御棒手動操作系	自主対策設備		

※1：代替制御棒挿入機能は，運転員による操作不要の制御棒挿入機能である。

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

※3：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。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (3/3)

(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処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
フロントライン系故障時	原子炉緊急停止系	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) ※2	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 原子炉制御 「反応度制御」
			非常用交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	
		ほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 原子炉圧力容器	重大事故等 対処設備	
			非常用交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	
		原子炉水位低下による原子炉出力抑制	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系	重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	
			給水系 原子炉給水制御系	自主対策設備	

※1：代替制御棒挿入機能は，運転員による操作不要の制御棒挿入機能である。

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

※3：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。

■：自主的に整備する対応手段を示す。

第 1.1-2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/3)

対応手順	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) 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 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	スクラム確認	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
		未臨界の監視	平均出力領域計装※ ² 起動領域計装※ ²
	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
		未臨界の監視	平均出力領域計装※ ² 起動領域計装※ ²

※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。

※2: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (2/3)

対応手順	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) 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 原子炉制御「反応度制御」			
原子炉再循環ポンプ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
		未臨界の監視	平均出力領域計装 ^{※2} 起動領域計装 ^{※2}
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※2} 原子炉圧力 (S A) ^{※2}
	操作	原子炉再循環ポンプ運転状態	原子炉再循環ポンプ表示灯
自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止	操作	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
		自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の起動阻止状態	自動減圧系及び過渡時自動減圧機能 起動阻止状態表示灯
ほう酸水注入	操作	未臨界の監視	平均出力領域計装 ^{※2} 起動領域計装 ^{※2}
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力
		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・プール水温度 ^{※2} 残留熱除去系系統流量 ^{※2} 残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{※2} 残留熱除去系熱交換器出口温度 ^{※2} 残留熱除去系海水系系統流量 ^{※2}
		補機監視機能	局所出力領域計装
原子炉水位低下による原子炉出力抑制	操作	原子炉出力	平均出力領域計装 ^{※2} 起動領域計装 ^{※2}
		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 (広帯域) ^{※2} 原子炉水位 (燃料域) ^{※2} 原子炉水位 (S A 広帯域) ^{※2} 原子炉水位 (S A 燃料域) ^{※2}
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※2} 原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{※2}

※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。

※2: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (3/3)

対応手順	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 設計基準事故対処設備の機能喪失時における対応手順 (2) 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 原子炉制御「反応度制御」			
代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入	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
		未臨界の監視	平均出力領域計装 ^{※2} 起動領域計装 ^{※2}
選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制	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	平均出力領域計装 ^{※2} 起動領域計装 ^{※2}
原子炉隔離時冷却系停止	操作	格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度 ^{※2}
		原子炉圧力容器への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{※2}
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) ^{※2} 原子炉水位 (燃料域) ^{※2} 原子炉水位 (S A 広帯域) ^{※2} 原子炉水位 (S A 燃料域) ^{※2}
制御棒手動挿入	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
		未臨界の監視	平均出力領域計装 ^{※2} 起動領域計装 ^{※2}
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※2} 原子炉圧力 (S A) ^{※2}
		補機監視機能	制御棒駆動水圧系駆動水圧力

※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。

※2：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

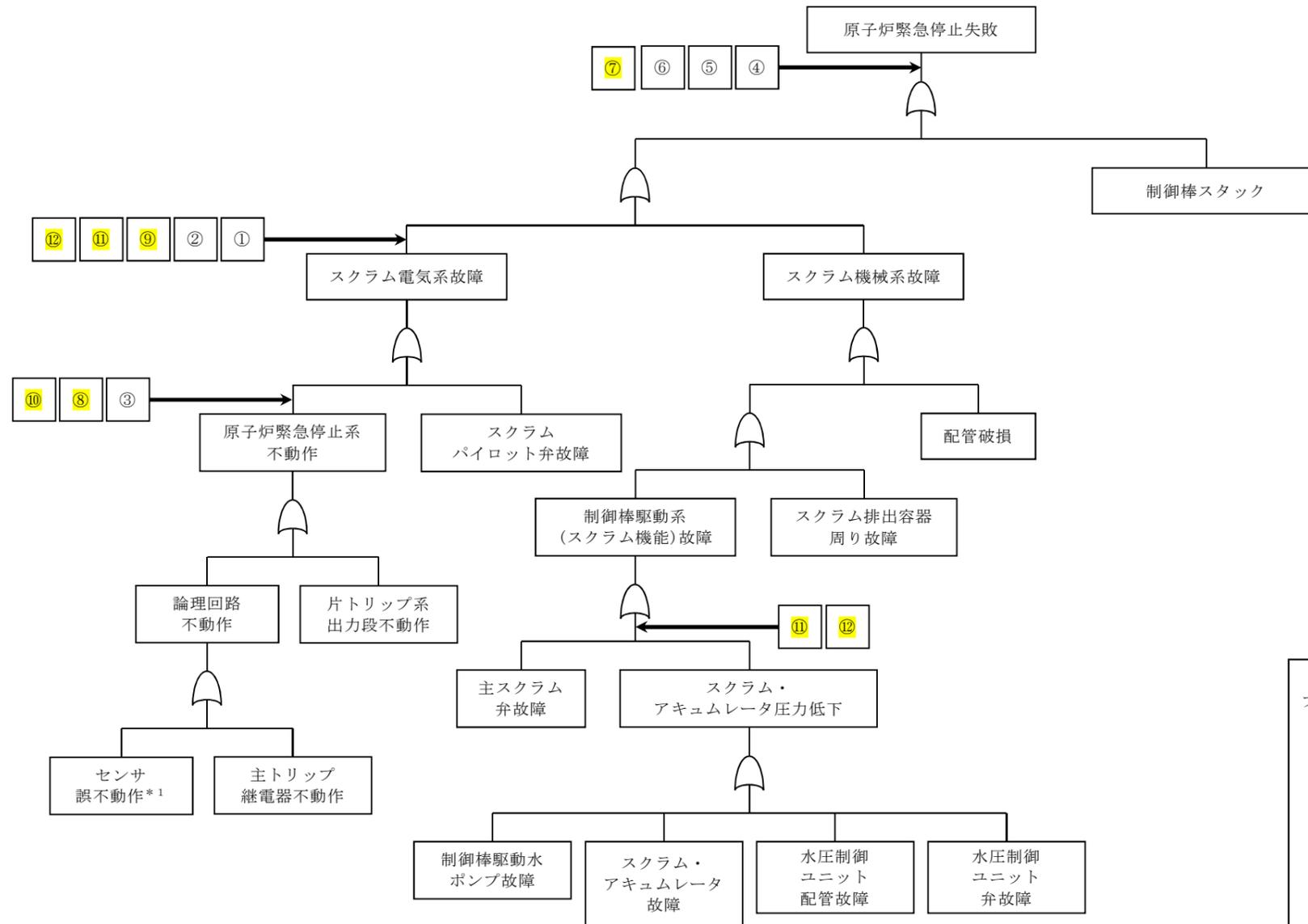
第1.1-3表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	<p>ほう酸水注入ポンプ・弁</p>	<p>非常用交流電源設備 MCC 2C系 MCC 2D系</p>
	<p>中央制御室監視計器類</p>	<p>非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 120V/240V計装用主母線盤 2A 120V/240V計装用主母線盤 2B 120V原子炉保護系母線 2A 120V原子炉保護系母線 2B 直流125V主母線盤 2A 直流125V主母線盤 2B 緊急用直流125V主母線盤</p>

(凡例)

- : AND 条件
- ⊕ : OR 条件
- : フロントライン系
- : サポート系

- : フロントライン系の対応
- - : サポート系の対応



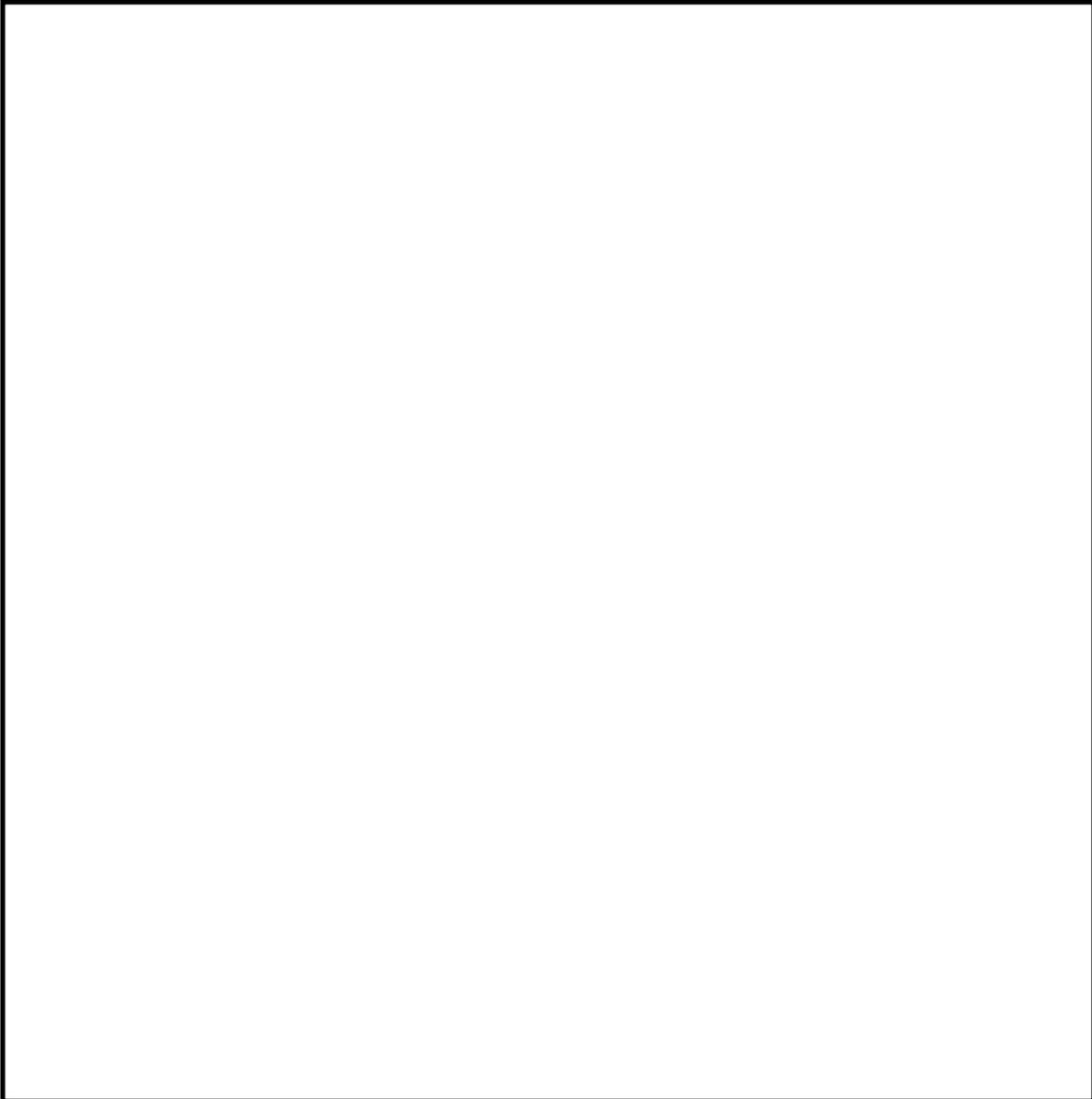
フロントライン系故障時の対応手段

- ①原子炉手動スクラム
- ②代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入
- ③選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制
- ④原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制
- ⑤自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止
- ⑥ほう酸水注入
- ⑦原子炉水位低下による原子炉出力抑制
- ⑧スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作
- ⑨制御棒手動挿入 (計器用空気系の排気操作)
- ⑩制御棒手動挿入 (スクラム個別スイッチによるスクラム操作)
- ⑪制御棒手動挿入 (制御棒手動挿入操作)
- ⑫制御棒手動挿入 (制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁からの排水)

*1: 誤不動作とは、計測及び制御設備がトリップ信号を出力すべき事態が発生したと判断される場合にもかかわらず、トリップ信号を出力しない状態、又は、そのような状態が発生すると推定される状態。

注1: サポート系故障(駆動源喪失)は、安全保護回路の電源喪失又は計器用空気喪失に対し、フェイル・セーフの設計により制御棒が挿入されることから想定しない。

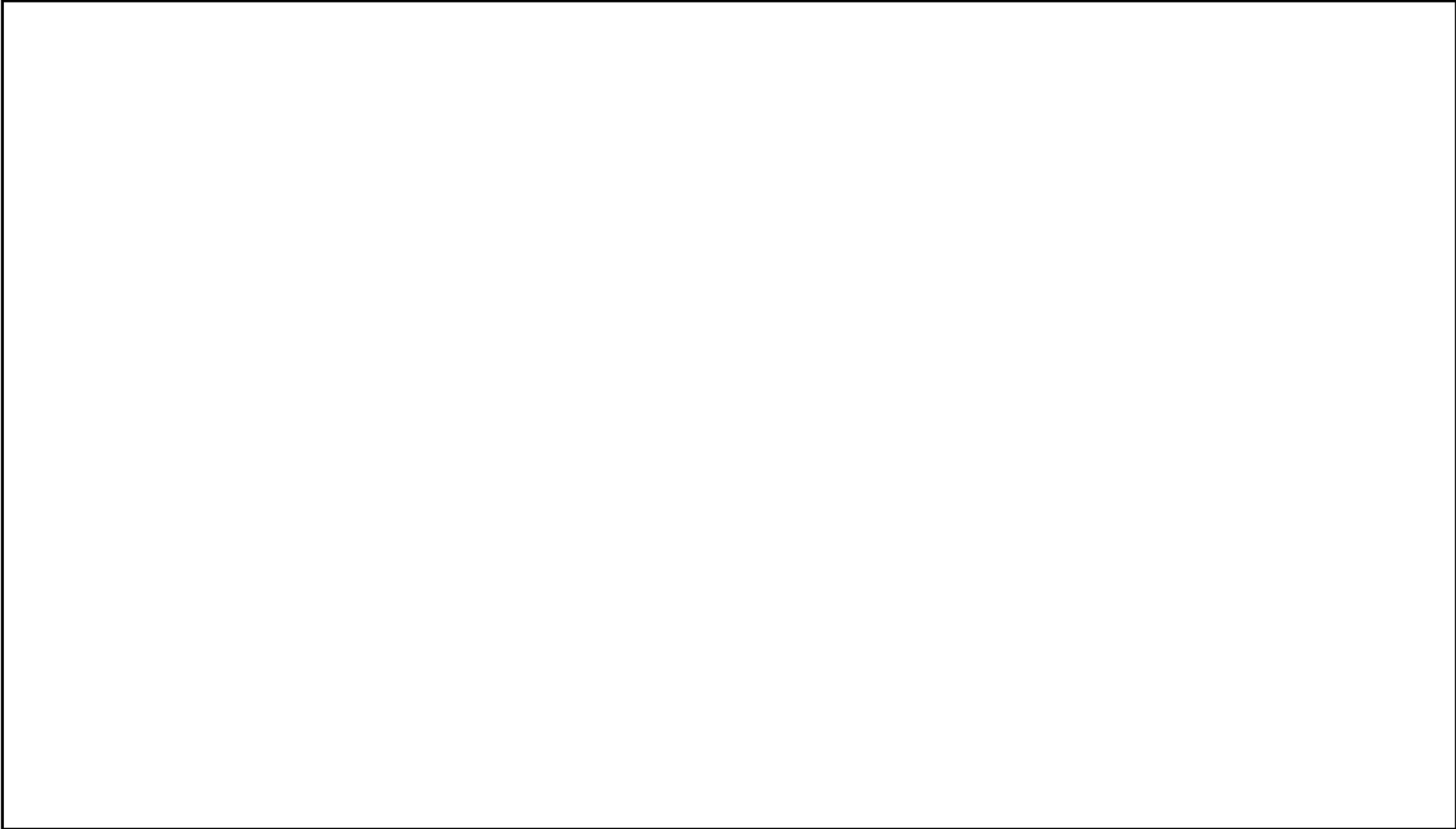
第 1.1-1 図 機能喪失原因対策分析



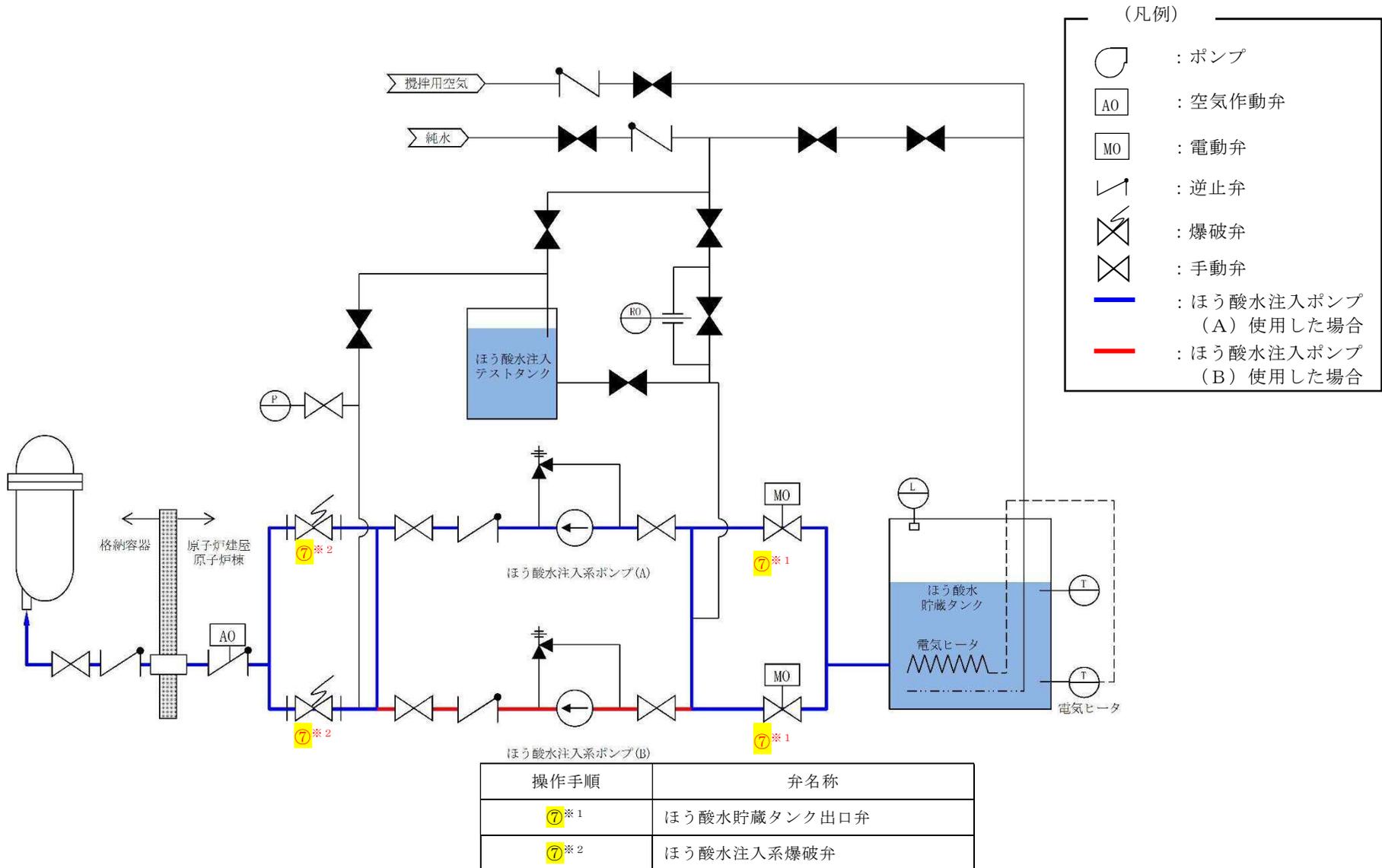
第 1.1-2 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」
（原子炉出力）対応フロー

手順の項目		実施箇所・必要員数	経過時間(分)									備考		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9			
		1	事象発生	2分 「反応度制御」へ移行判断										
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 原子炉制御 「スクラム」 (原子炉出力)		運転員A (中央制御室)	1	原子炉自動スクラム失敗の確認 手動スクラム・スイッチによる手動 スクラム操作 原子炉モード・スイッチ「停止」 → 反応度制御へ移行判断										

第 1.1-3 図 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 原子炉制御「スクラム」
(原子炉出力) タイムチャート



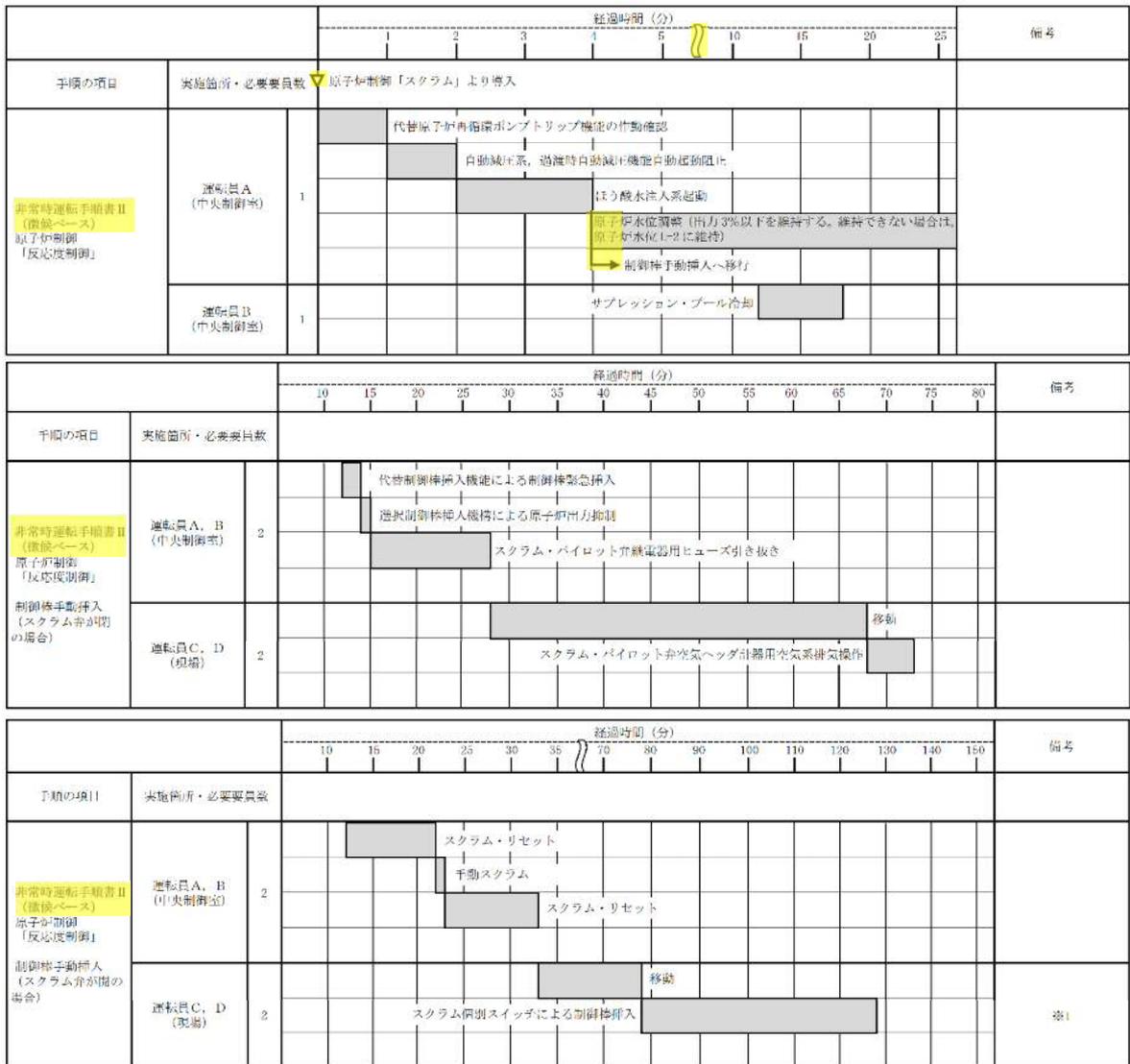
第 1.1-4 図 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 原子炉制御「反応度制御」対応フロー



記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

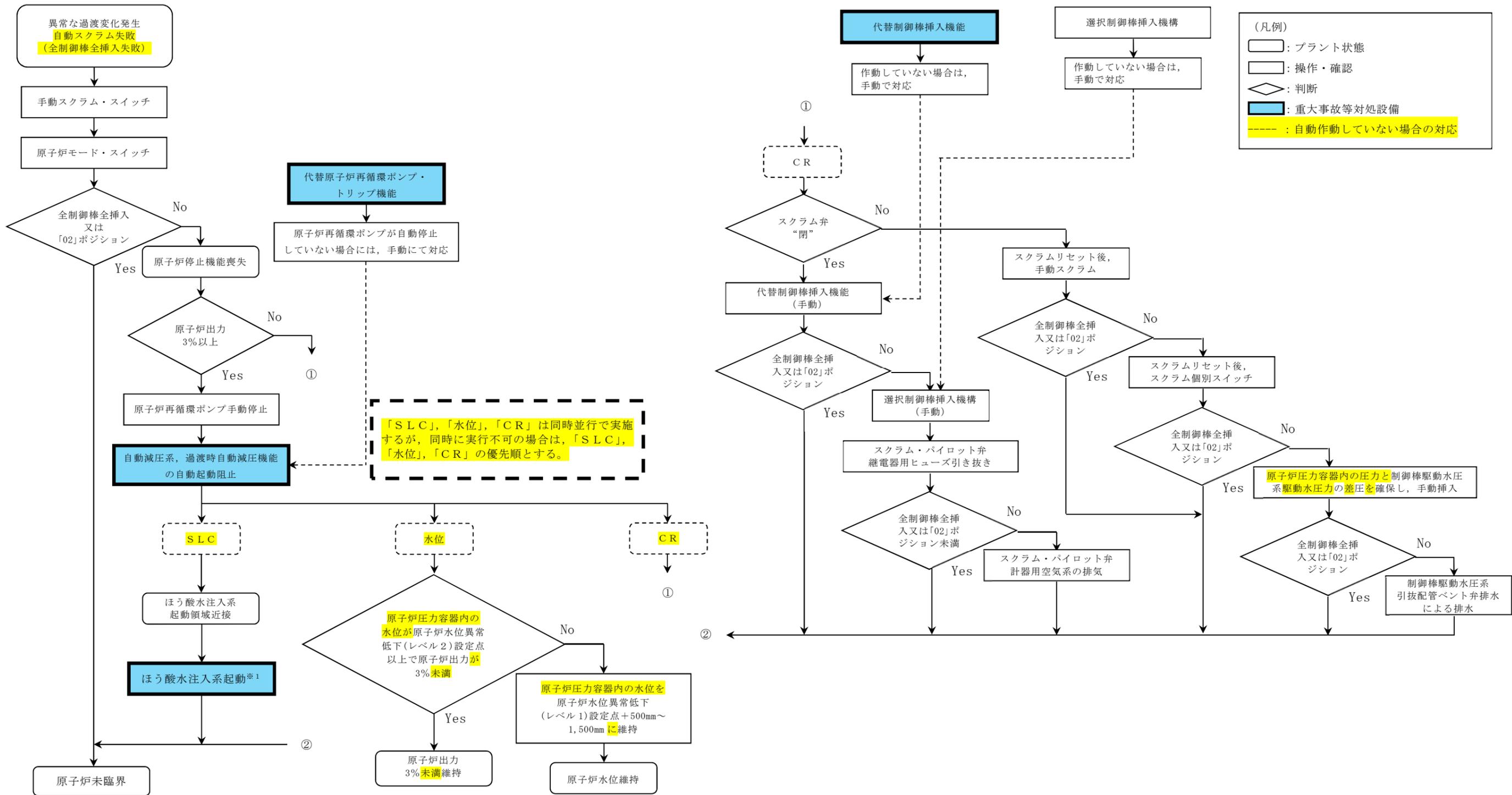
第 1.1-5 図 ほう酸水注入ポンプによるほう酸水注入 概要図



※1：スクラム個別スイッチによる制御棒挿入以降は、制御棒手動挿入又は制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁からの排水操作を実施する。

第 1.1-6 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

タイムチャート



※1: A T W S 発生時に不安定な出力振動を出力領域計装にて確認した場合も、ほう酸水注入系を起動する。

第 1.1-7 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/2)

技術的能力審査基準 (1.1)	番号	設置許可基準規則 (第44条)	技術基準規則 (第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」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>	⑧
<p>b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備(SLCS)を起動する判断基準を明確に定めること。</p>	④	<p>c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備(SLCS)を整備すること。</p>	<p>c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備(SLCS)を整備すること。</p>	⑨
<p>c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備(SLCS)を作動させること。</p>	⑤	<p>(2) PWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。</p>	<p>(2) PWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。</p>	—
<p>(3) PWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。</p>	—	<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。</p>	<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。</p>	—
<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。</p>	—	<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。</p>	<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。</p>	—

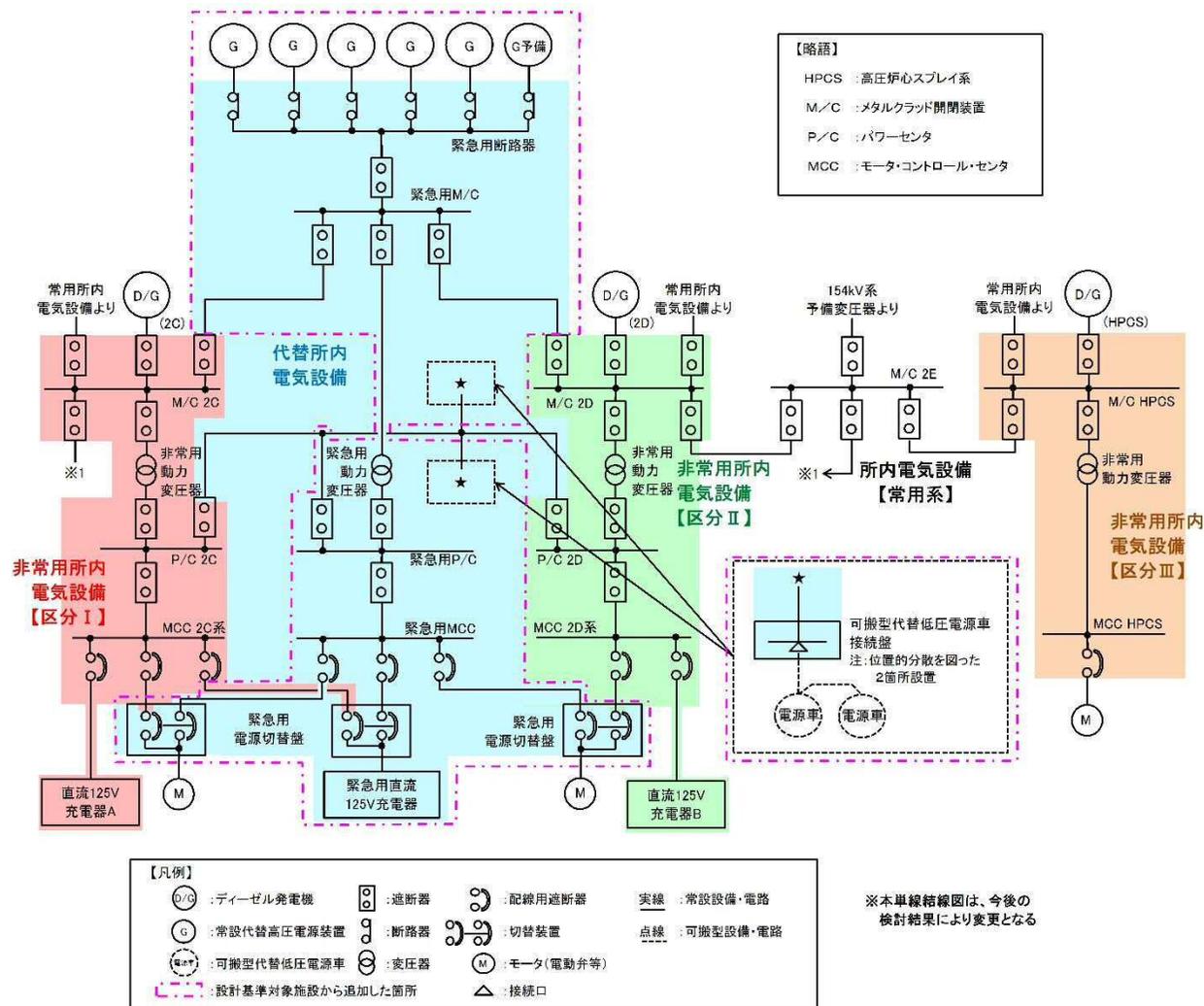
※1：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2/2）

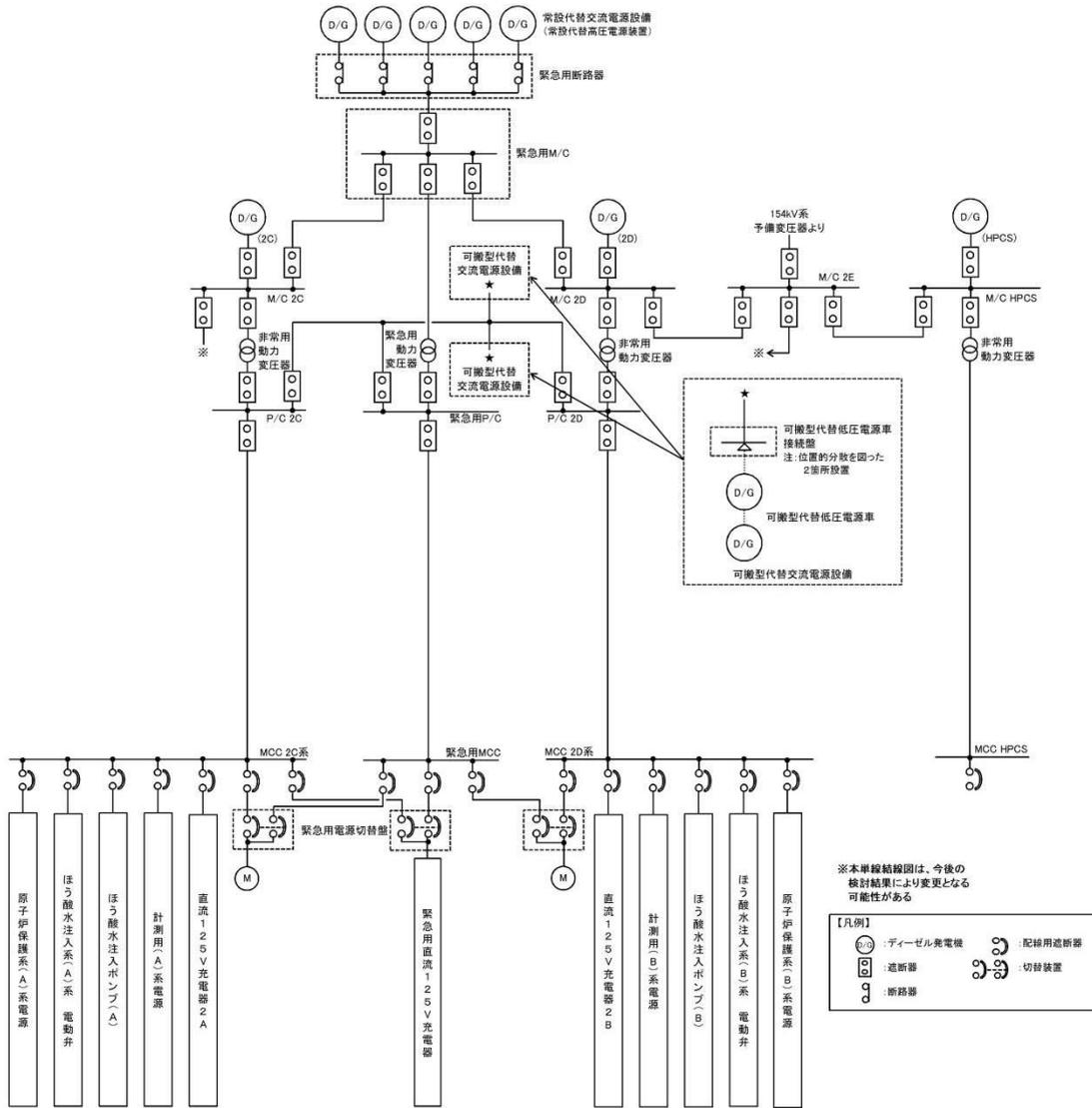
■：重大事故等対処設備 ■：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

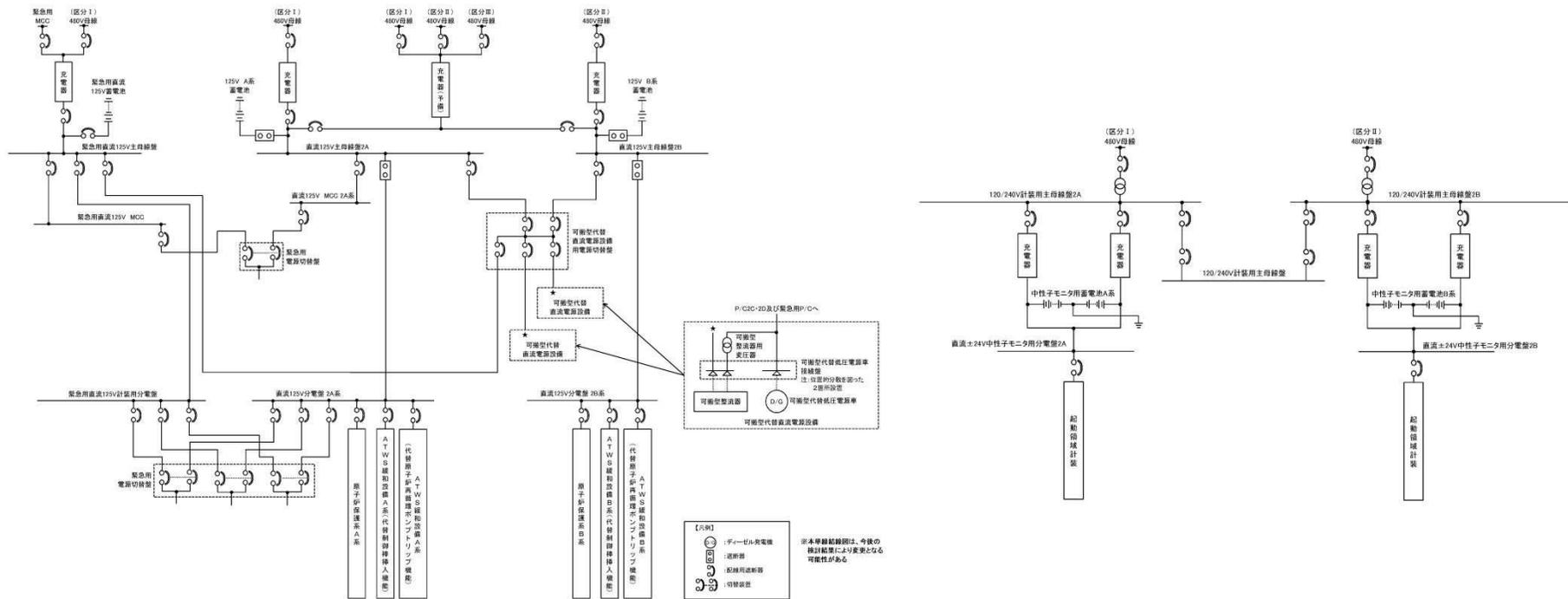
重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	新設 既設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能	対応可能な人 数で対応可能	備考
代替制御棒挿入機能による 制御棒緊急挿入	ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）※1	既設	① ② ⑥ ⑦	原子炉手動スクラム	手動スクラム・スイッチ	常設	2分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照
	制御棒	既設			原子炉モード・スイッチ「停止」	常設			
	制御棒駆動機構	既設			制御棒	常設			
	制御棒駆動系水圧制御ユニット	既設			制御棒駆動機構	常設			
	非常用交流電源設備	既設			制御棒駆動系水圧制御ユニット	常設			
	燃料補給設備	既設							
原子炉再循環ポンプ停止 による原子炉出力抑制	ATWS緩和設備（代替再循環ポンプトリップ機能）※1	既設	① ③ ⑥ ⑧	選択制御棒挿入機構による 原子炉出力抑制	選択制御棒挿入機構	常設	15分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照
	非常用交流電源設備	既設			制御棒	常設			
	燃料補給設備	既設			制御棒駆動機構	常設			
					制御棒駆動系水圧制御ユニット	常設			
自動減圧系の起動阻止スイッチ による原子炉出力急上昇防止	自動減圧系の起動阻止スイッチ	既設 新設	① ⑥	制御棒手動挿入	スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ	常設	スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ：28分以内 計器用空気系配管・弁：73分以内 スクラム個別スイッチ：128分以内 制御棒手動操作系：329分以内	スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ：2名 計器用空気系配管・弁，スクラム個別スイッチ：2名 制御棒手動操作系：2名	自主対策とする理由は本文参照
	非常用交流電源設備	既設			計器用空気系配管・弁	常設			
	燃料補給設備	既設			スクラム個別スイッチ	常設			
					制御棒	常設			
ほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	原子炉水位低下による 原子炉出力抑制	制御棒駆動系	常設	— (4分後に開始し，継続)	1名	自主対策とする理由は本文参照
	ほう酸水貯蔵タンク	既設			制御棒手動操作系	常設			
	ほう酸水注入系配管・弁	既設			非常用交流電源設備	常設			
	原子炉圧力容器	既設			燃料補給設備	常設			
	非常用交流電源設備	既設							
	燃料補給設備	既設							
				給水系	常設				
				原子炉給水制御系	常設				
				原子炉隔離時冷却系	常設				
				高圧炉心スプレイ系	常設				

※1：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。



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)

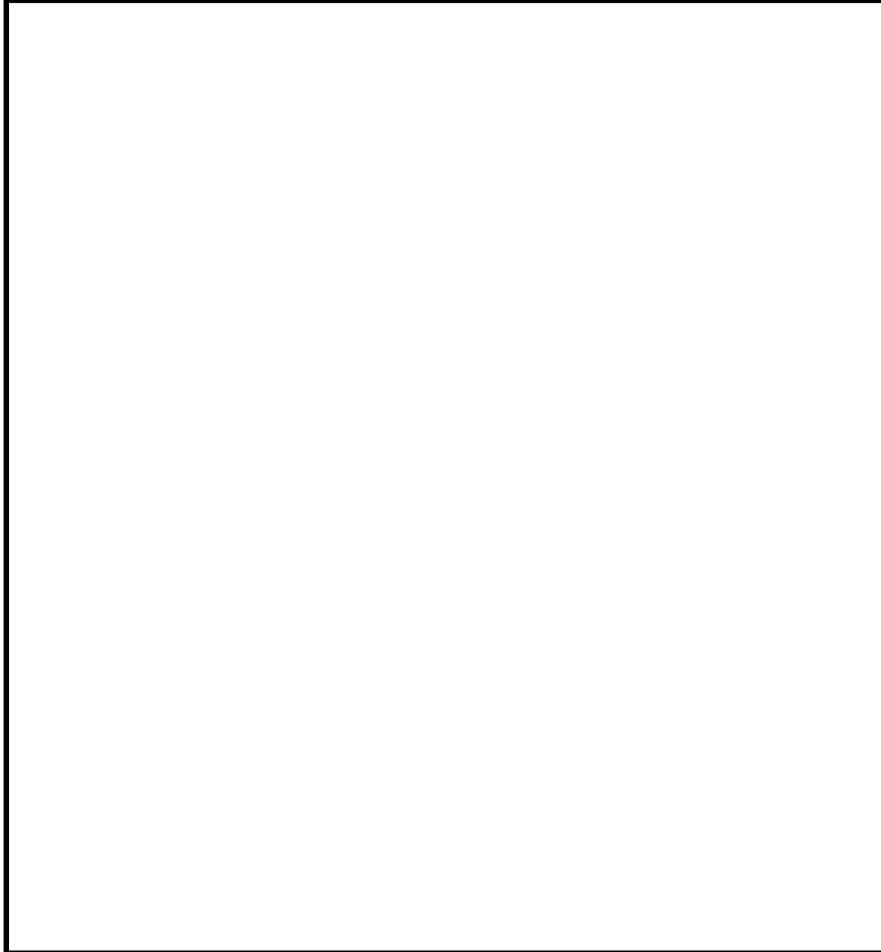




第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

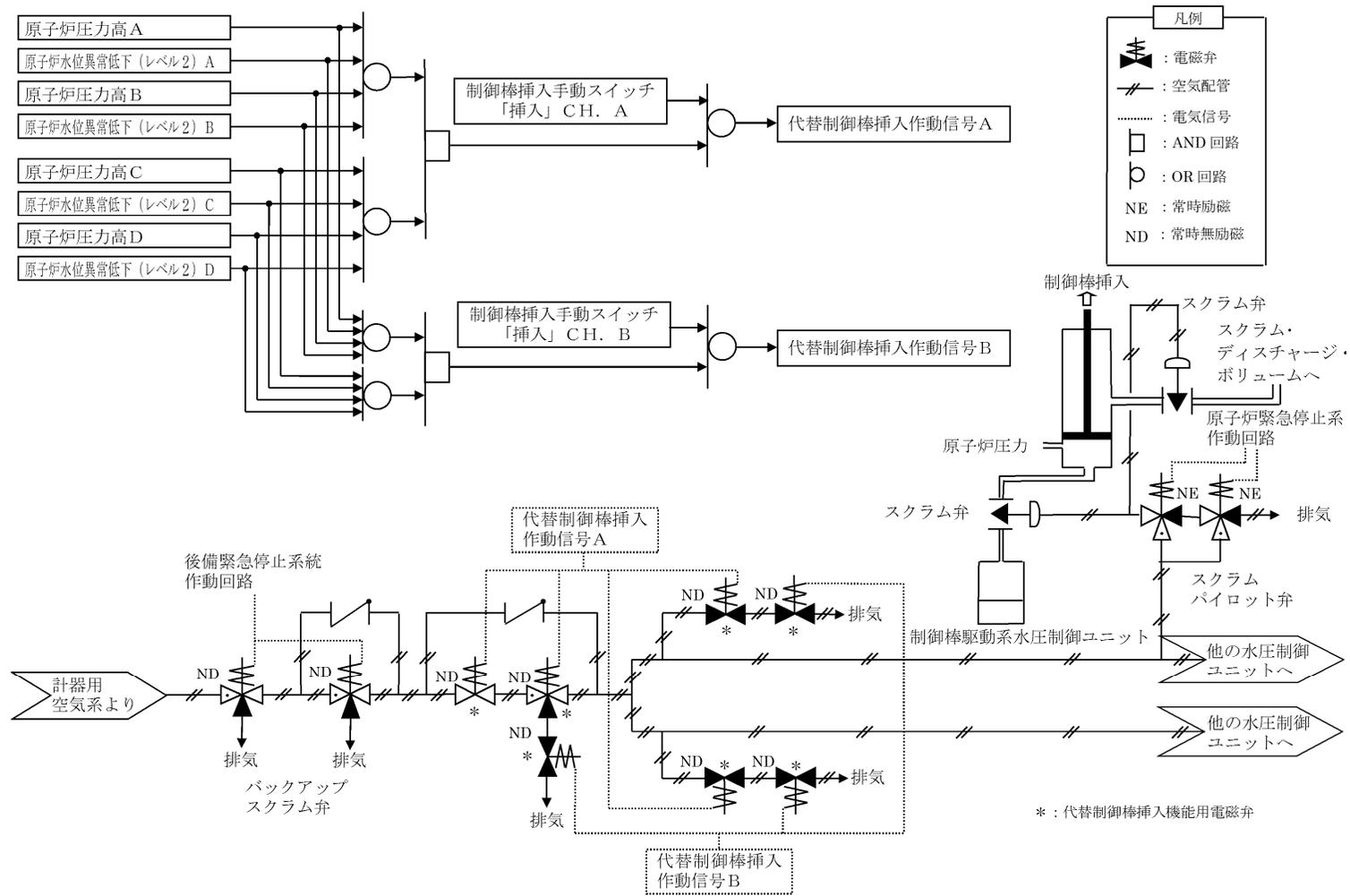
第1表 原子炉スクラム信号一覧表

--

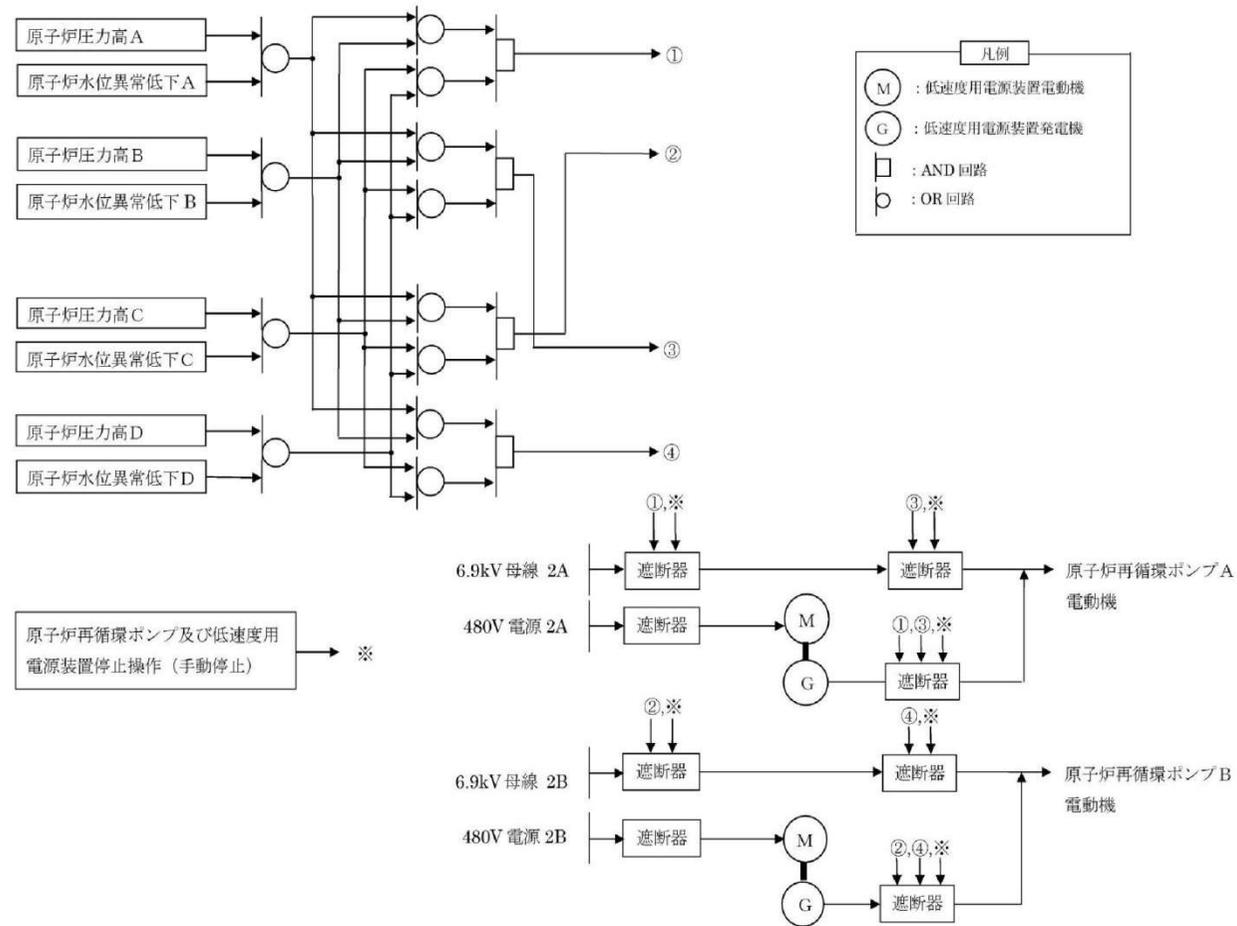


注：S L Cはほう酸水注入系を，S / Pはサプレッション・プールを示す。

第1図 原子炉出力ーサプレッション・プール水温度相関曲線



第 1 図 代替制御棒挿入機能 概要図



第 1 図 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 概要図

重大事故対策の成立性

1. 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

(1) スクラム・パイロット弁空気ヘッド計器用空気系排気

a. 操作概要

A T W S が発生した場合に、現場に設置してある計器用空気系配管内の計器用空気を排出することでスクラム弁ダイヤフラムの空気圧を喪失させることでスクラム弁を開とし、制御棒をスクラム動作させる。

b. 作業場所



c. 必要要員数及び操作時間

制御棒挿入手段のうち現場におけるスクラム・パイロット弁空気ヘッド計器用空気系排気に必要な要員数、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 : 73分以内

d. 操作の成立性について

作業環境：非常用照明を配備しており、常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋及びゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：非常用照明を配備しており接近可能である。また、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。

操作性 : 通常の弁操作であり, 容易に操作可能である。また, 操作対象弁は通路付近であり, 操作性に支障はない。

連絡手段 : 携行型有線通話装置, 電力保安通信用電話装置 (固定電話機, PHS 端末) 又は送受話器のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室との連絡が可能である。



スクラム用空気元弁

スクラム用空気元弁操作



計器用空気系

計器用空気排気操作

(2) スクラム個別スイッチによる制御棒挿入

a. 操作概要

A T W S が発生した場合に、現場に設置してあるスクラム個別スイッチを操作することでスクラム・パイロット弁を作動し、制御棒をスクラム動作させる。

b. 作業場所



c. 必要要員数及び操作時間

制御棒挿入手段のうち現場におけるスクラム個別スイッチ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 : 128分以内

d. 操作の成立性について

作業環境 : 非常用照明を配備しており、常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋及びゴム手袋) を装備又は携行して作業を行う。

移動経路 : 非常用照明を配備しており接近可能である。また、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。

操作性 : 通常の弁操作であり、容易に操作可能である。また、操作対象弁は通路付近であり、操作性に支障はない。

連絡手段 : 携行型有線通話装置、電力保安通信用電話装置 (固定電話機、PHS 端末) 又は送受話器のうち、使用可能な設備に

より，中央制御室との連絡が可能である。



スクラム個別スイッチ

スクラム個別スイッチ操作

(3) 制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁による排水

a. 操作概要

A T W S が発生した場合に，現場に設置してある制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁を開とすることで，ピストン上部の冷却材を排水し，制御棒を作動させる。

b. 作業場所



c. 必要要員数及び操作時間

制御棒挿入手段のうち現場における制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁による排水に必要な要員数，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 : 982分以内

d. 操作の成立性について

作業環境 : 非常用照明を配備しており，常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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，綿手袋及びゴム手袋) を装備又は携行して作業を行う。

移動経路 : 非常用照明を配備しており接近可能である。また，ヘッドライト又はLEDライトを携行している。

操作性 : 通常の弁操作であり，容易に操作可能である。また，操作対象弁は通路付近であり，操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話装置（固定電話機，PHS 端末）又は送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



ホース接続

ホース接続操作



引抜配管ベント弁

引抜配管ベント弁操作

解釈一覧

判断基準の解釈一覧

手順	判断基準記載内容	解釈
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）	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。
	(2) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」	全制御棒が全挿入位置又は最大未臨界引抜位置（全制御棒“02”位置）まで挿入されていない場合
		平均出力領域計装指示値が3%以上
		全制御棒全挿入ランプが未点灯，制御棒操作監視系にて全制御棒が“00”位置又は“02”位置でない
		平均出力領域計装指示値にて3%以上

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) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」	ほう酸水貯蔵タンク出口弁	—
		ほう酸水注入系爆破弁	—
		ほう酸水貯蔵タンク液位の低下	ほう酸水貯蔵タンク液位指示値が容量換算で16,840L以下
		ほう酸水の全量注入完了	ほう酸水貯蔵タンク液位指示値が容量換算で0L

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と自主対策設備

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却

(b) 復旧

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備

(a) 重大事故等の進展抑制

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 手順等

1.2.2 重大事故等時の手順

1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 高圧代替注水系による原子炉の冷却

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. 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) 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. 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

- a. 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失した場合の対応
- b. 全交流動力電源のみ喪失した場合の対応

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. 制御棒駆動水圧系による原子炉注水

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

1.2.2.5 その他の手順項目にて考慮する手順

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 対応手段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

(1) 高圧代替注水系現場起動

2. 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）

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スプレー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スプレイ系を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば，これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置づけ重大事故等の対処に用いるが，設計基準事故対処設備が故障した場合は，その機能を代替するために，設計基準事故対処設備が有する機能，相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で，想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。（第1.2-1図）

また，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^{※1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により，技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく，設置許可基準規則第四十五条及び技術基準規則第六十条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が

網羅されていることを確認するとともに、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

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

原子炉隔離時冷却系による原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ サプレッション・プール
- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 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
- ・ 補給水系配管・弁
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 所内常設直流電源設備

また、上記所内常設直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

高圧炉心スプレイ系による原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧炉心スプレイ系ポンプ
- ・ サプレッション・プール
- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ
- ・ 補給水系配管・弁

- ・原子炉圧力容器

- ・非常用交流電源設備

- ・燃料補給設備

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

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

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.2-1表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 高圧代替注水系による原子炉の冷却

設計基準事故対処設備である高圧注水系（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）の故障等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**人力による**弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉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。

- ・ 常設高圧代替注水系ポンプ
- ・ サプレッション・プール
- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 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
- ・ 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ
- ・ 補給水系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 常設代替直流電源設備

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

- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 燃料補給設備

ii) 高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却

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

- ・ 常設高圧代替注水系ポンプ
- ・ サプレッション・プール

- ・復水貯蔵タンク
- ・ 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
- ・ 高圧炉心スプレー系配管・弁・ストレーナ
- ・ 補給水系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁
- ・ 原子炉圧力容器

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.2.1(2) a. (a) 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」で使用する設備のうち、常設高圧代替注水系ポンプ、サプレッション・プール、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、高圧炉心スプレー系配管・弁・ストレーナ、原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁、原子炉圧力容器、常設代替直流電源設備、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、可搬型代替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。

「1.2.1(2) a. (a) ii) 高圧代替注水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、常設高圧代替注水系ポンプ、サプレッション・プール、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、高圧炉心スプレー系配管・弁・ストレーナ、原

子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁及び原子炉压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1.2.1）

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。

・復水貯蔵タンク，補給水系配管・弁

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、水源として使用可能であれば、高圧代替注水系の運転継続のための手段として有効である。

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却

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、常設代替直流電源設備からの給電により、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する手段がある。

また、常設代替直流電源設備からの給電を実施しても中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉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「1.2.1(2) a. (a) 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」で選定した対応手段及び設備と同様である。

ii) 高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却

現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する設備は「1.2.1(2) a. (a) ii) 高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却」で選定した対応手段及び設備と同様である。

(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常設直流電源設備により給電している場合は，所内常設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）及び代替直流電源設備（常設又は可搬型）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確保して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・プール

- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 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
- ・ 補給水系配管・弁
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

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

ii) 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

常設代替直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備により、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉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
- ・ サプレッション・プール
- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 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
- ・ 補給水系配管・弁
- ・ 原子炉压力容器

- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型代替直流電源設備
- ・燃料補給設備

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

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.2.1(2) b. (a) i) 高压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」及び「1.2.1(2) b. (a) ii) 高压代替注水系の現場操作による原子炉の冷却」として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、「1.2.1(2) a. (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備」と同様である。

「1.2.1(2) b. (b) 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」で使用する設備のうち、サブプレッション・プール、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。

「1.2.1(2) b. (b) 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」で使用する設備のうち、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・弁及び原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナは重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

「1.2.1(2) b. (b) ii) 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電」で使用する設備のうち、サブプレッション・プール、原子

炉圧力容器，常設代替直流電源設備，可搬型代替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。

「1.2.1(2) b. (b) ii) 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電」で使用する設備のうち，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・弁及び原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ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。

・復水貯蔵タンク，補給水系配管・弁

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが，水源として使用可能であれば，原子炉隔離時冷却系の運転継続のための手段として有効である。

c. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

上記「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（中央制御室起動時）の監視計器

- ・原子炉水位（狭帯域，広帯域，燃料域，S A広帯域，S A燃料域）
- ・原子炉圧力，原子炉圧力（S A）
- ・高圧代替注水系系統流量
- ・サプレッション・プール水位
- ・復水貯蔵タンク水位

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，S A広帯域，S A燃料域）※1
- ・可搬型計測器
- ・高圧代替注水系ポンプ吐出圧力※1
- ・高圧代替注水系ポンプ入口圧力
- ・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

※1：中央制御室にて監視するが，現場においても監視可能。

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.2.1(2) c. 監視及び制御」で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（S A広帯域），原子炉水位（S A燃料域），原子炉圧力，原子炉圧力（S A），高圧代替注

水系系統流量、サプレッション・プール水位及び可搬型計測器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する。

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原子炉水位（狭帯域）、復水貯蔵タンク水位及び現場計器

原子炉水位（狭帯域）及び復水貯蔵タンク水位の伝送器は耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、複数の計器で監視する手段として有効である。なお、高圧代替注水系の現場計器は現場起動時に、個別のパラメータを確認することで、原子炉水位等の監視及び制御を行うことに対して有効であるが、中央制御室での監視に適さないため重大事故等対処設備として位置づけない。しかし、現場計器はS_s機能維持を担保する設計とすることから、現場起動時には、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

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、ほう酸水注入系及び制御棒駆動水圧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

ほう酸水貯蔵タンクを水源としたほう酸水注入系による原子炉へのほう酸水注入を実施する。

さらに、純水系を水源としてほう酸水貯蔵タンクに補給することで、ほう酸水注入系による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ほう酸水を注入する設備及び注水を継続する設備は以下のとおり。

- ・ほう酸水注入ポンプ
- ・ほう酸水貯蔵タンク
- ・ほう酸水注入系配管・弁
- ・純水系
- ・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) 制御棒駆動水圧系による進展抑制

復水貯蔵タンクを水源とした制御棒駆動水圧系による原子炉への注水を実施する。

制御棒駆動水圧系により原子炉へ注水する設備は以下のとおり。

- ・制御棒駆動水ポンプ
- ・復水貯蔵タンク
- ・制御棒駆動水圧系配管・弁
- ・補給水系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・非常用交流電源設備

・燃料補給設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.2.1(2) d. (a) i) ほう酸水注入系による進展抑制」で使用する設備のうち、ほう酸水注入ポンプ、ほう酸水貯蔵タンク、ほう酸水注入系配管・弁、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置づける。

「1.2.1(2) d. (a) ii) 制御棒駆動水圧系による進展抑制」で使用する設備のうち、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。

「1.2.1(2) d. (a) ii) 制御棒駆動水圧系による進展抑制」で使用する設備のうち、非常用交流電源設備及び燃料補給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）

ほう酸水注入系貯蔵タンクへの補給に使用する純水系は耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、ほう酸水注入系貯蔵タンクに補給することができ、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。

- ・制御棒駆動水ポンプ，制御棒駆動水圧系配管・弁，補給水系配管・弁及び復水貯蔵タンク

原子炉を冷却するための十分な注水量が確保できず、水源として使用する復水貯蔵タンクは耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、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抑制のための手段として有効である。

e. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」、**「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」**、「c. 監視及び制御」及び「d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、**運転員等^{※1}**及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」及び「重大事故等対策要領」に定める。（第1.2-1表）

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。（第1.2-2表，第1.2-3表）

※1 運転員等：運転員及び重大事故等対応要員のうち運転操作対応要員をいう。

（添付資料1.2.2）

1.2.2 重大事故等時の手順

1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 高圧代替注水系による原子炉の冷却

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への注水を実施する。

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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点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広帯域、SA燃料域）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スプレー系により原子炉への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合。

(b) 操作手順

中央制御室からの高圧代替注水系起動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第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-4図に、タイムチャートを第1.2-5図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に中央制御室からの高圧代替注水系起動の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、中央制御室からの高圧代替注水系起

動に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。

③ 発電長は、運転員等に中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水の系統構成を指示する。

④ 運転員等は中央制御室にて、原子炉隔離時冷却系 SA 蒸気止め弁及び原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁を閉にする。

⑤ 運転員等は中央制御室にて、高圧代替注水系注入弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁を開にする。

⑥ 運転員等は、発電長に中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水の系統構成が完了したことを報告する。

⑦ 発電長は、運転員等に中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水の開始を指示する。

⑧ 運転員等は中央制御室にて、高圧代替注水系タービン止め弁を開操作することにより、高圧代替注水系を起動する。

⑨ 運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを高圧代替注水系系統流量指示値 $136\text{m}^3/\text{h}$ 以上で確認し、発電長に報告する。

⑩ 発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点以上から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持するよう指示する。

⑪ 運転員等は中央制御室にて、高圧代替注水系を起動又は停止すること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）設定点以上から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水開始まで6分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

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、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉注水を実施する。

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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点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広帯域、SA燃料域）及び可搬型計測器により監視する。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、高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時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）設定点以上に維持できない場合で、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合。

(b) 操作手順

高圧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。

手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-6図に、タイムチャートを第1.2-7図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に現場手動操作による高圧代替注水系起動の準備を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、可搬型計測器の接続を実施し、原子炉水位指示値を確認する。
- ③運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、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隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が0.93MPa[gage]以上であることにより確認する。
- ④運転員等は、発電長に現場手動操作による高圧代替注水系起動の準備が完了したことを報告する。
- ⑤発電長は、運転員等に高圧代替注水系現場起動による原子炉注水の系統構成を指示する。
- ⑥運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉隔離時冷却系SA蒸気止め弁及び原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁を閉にする。
- ⑦運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、高圧代替注水系注入弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁を開にする。
- ⑧運転員等は、発電長に高圧代替注水系現場起動による原子炉注水の系統構成が完了したことを報告する。
- ⑨発電長は、運転員等に高圧代替注水系現場起動による原子炉注水の開始を指示する。
- ⑩運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、高圧代替注水系タービン止め弁を開操作することにより、高圧代替注水系を起動する。

⑪運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを可搬型計測器の原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。

⑫発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持するよう指示する。

⑬運転員等は中央制御室及び原子炉建屋原子炉棟にて、高圧代替注水系の起動又は停止により、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員3名及び重大事故等対応要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系現場起動による原子炉注水開始まで58分以内と想定する。

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1.2.3-1)

(2) 重大事故等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第1.2-14図に示す。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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へ注水する。

中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉へ注水す

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. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、高圧注水系による原子炉の冷却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し原子炉への注水を実施する。

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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点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広帯域、SA燃料域）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系統喪失により中央制御室からの操作による高圧注水系での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）設定点以上に維持できない場合。

(b) 操作手順

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手順については、「1.2.2.1(1) a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動」の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから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開始まで6分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、高圧注水系による原子炉の冷却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は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉への注水を実施する。

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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持するように（狭帯域、広帯域、燃料域、SA広帯域、SA燃料域）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系統喪失により中央制御室からの操作による高圧注水系での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）設定点以上に維持できない場合で、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合。

(b) 操作手順

現場手動操作による高圧代替注水系起動手順については、「1.2.2.1(1) b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動」の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員3名及び重大事故等対応要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系現場起動による原子炉注水開始まで58分以内と想定する。

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1.2.3-1)

(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

全交流動力電源の喪失により所内常設直流電源設備の充電器が機能喪失し、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常設直流電源設備の蓄電池により給電している場合には、所内常設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確保して原子炉注水を実施する。

なお、原子炉隔離時冷却系の第一水源はサプレッション・プールであるが、全交流動力電源喪失により崩壊熱除去機能である残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）が喪失していることから、サプレッション・プール水の温度が上昇することを考慮し、原子炉への注水を確保する観点から、低圧代替注水系（可搬型）を準備する。

サプレッション・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、原子炉への注水を低圧代替注水系（可搬型）に切り替える。

(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

必要な所内常設直流電源設備の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

常設代替交流電源設備に関する手順及び可搬型代替交流電源設備に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(c) 操作の成立性

常設代替交流電源設備に関する操作の成立性及び可搬型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. 代替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常設直流電源設備の蓄電池により給電している場合には、所内常設直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に常設代替直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備により受電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉注水を実施する。

なお、原子炉隔離時冷却系の第一水源はサプレッション・プールであるが、全交流動力電源喪失により崩壊熱除去機能である残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）が喪失していることから、サプレッション・プール水の温度が上昇することを考慮し、原子炉への注水を確保する観点から、低圧代替注水系（可搬型）を準備する。

サプレッション・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、原子炉への注水を低圧代替注水系（可搬型）に切り替える。

(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所内常設直流電源設備の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，常設代替直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備が使用可能な場合。

(b) 操作手順

常設代替直流電源設備に関する手順及び可搬型代替直流電源設備に関する手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(c) 操作の成立性

常設代替直流電源設備に関する操作の成立性及び可搬型代替直流電源設備に関する操作の成立性は，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

(3) 重大事故等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第1.2-14図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統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へ注水する。

中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は，現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する。

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常設直流電源設備により給電している場合は，所

内常設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確保して原子炉へ注水する。

代替交流電源設備による給電ができない場合は、常設代替直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉へ注水する。

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

1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順

(1) 重大事故等の進展抑制

a. ほう酸水注入系による原子炉注水

高压炉心スプレイ系の機能喪失時又は全交流動力電源喪失時において、原子炉隔離時冷却系及び高压代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合は、ほう酸水貯蔵タンクを水源としたほう酸水注入系による原子炉へのほう酸水注入を実施する。

さらに、純水系を水源としてほう酸水貯蔵タンクに補給することで、ほう酸水注入系による原子炉への注水を継続させる。

(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压状態であり、原子炉隔離時冷却系又は高压代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合において、ほう酸水注入系が使用可能な場合^{*1}。

※1：設備に異常がなく、電源が確保されている場合。

(b) 操作手順

ほう酸水注入系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-8図に、タイムチャートを第1.2-9図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等にほう酸水注入系による原子炉へのほう酸水注入の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、ほう酸水注入系による原子炉へのほう酸水注入に必要なポンプ、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等により確認し、発電長に報告する。

③発電長は、運転員等にほう酸水注入系による原子炉へのほう酸水注入の開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、ほう酸水注入ポンプA（B）起動操作（ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「SYS A（B）」位置にすることで、ほう酸水貯蔵タンク出口弁及びほう酸水注入系爆破弁が開となり、ほう酸水注入ポンプが起動する。）を実施する。

⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉へのほう酸水注水が開始されたことをほう酸水貯蔵タンク液位の低下により確認し、発電長に報告する。

【ほう酸水貯蔵タンクを使用した原子炉への継続注水】

⑥発電長は、運転員等に原子炉への継続注水が必要と判断した場合は、ほう酸水注入系による原子炉への継続注水の準備を開始するように指示する。

⑦運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、ほう酸水貯蔵タンク純水補給ライン元弁及びほう酸水貯蔵タンク純水補給水弁を開とし、ほう酸水注入系による原子炉への注水を継続し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作のうち、ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉へのほう酸水注入は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからほう酸水注入系による原子炉注水開始まで2分以内を想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

さらに、純水系を水源としてほう酸水貯蔵タンクに補給し、原子炉への継続注水を行う場合は、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60分以内を想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.2.3-2)

b. 制御棒駆動水圧系による原子炉注水

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合には、非常用交流電源設備により電源及び冷却水を確保し、復水貯蔵タンクを水源とした制御棒駆動水圧系による原子炉への注水を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態であり、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低

(レベル3) 設定点以上に維持できない場合において、制御棒駆動水圧系が使用可能な場合^{*1}。

※1：設備に異常がなく、電源及び冷却水が確保されている場合。

(b) 操作手順

制御棒駆動水圧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第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-10図に、タイムチャートを第1.2-11図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に制御棒駆動水圧系による原子炉注水の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、制御棒駆動水圧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等による確認及び、冷却水が確保されていることを確認し、発電長に報告する。

③発電長は、運転員等に制御棒駆動水ポンプの起動を指示する

④運転員等は中央制御室にて、制御棒駆動水ポンプを起動し、発電長に報告する。

⑤発電長は、運転員等に制御棒駆動水圧系による原子炉注水の開始を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、制御棒駆動水圧系流量調整弁及び制御棒駆動水圧系駆動水圧力調整弁を開にする。

⑦運転員等は中央制御室にて、原子炉へ注水が開始されたことを制御棒駆動水圧系系統流量の上昇により確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから制御棒駆動水圧系による原子炉注水開始まで3

分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(2) 重大事故等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第1.2-14図に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態において、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持できない場合は、制御棒駆動水圧系により原子炉へ注水する。制御棒駆動水圧系が使用できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉へ注水する。ただし、制御棒駆動水圧系及びほう酸水注入系では原子炉を冷却するには十分な注水量を確保できないが、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、重大事故等の進展抑制として使用する。

なお、ほう酸水注入系による原子炉への継続注水を行う場合の水源は、純水系を使用してほう酸水貯蔵タンクに補給する。

1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉隔離時冷却系が健全な場合は、自動起動（原子炉水位異常低下（レベル2））による作動、又は中央制御室からの手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、サプレッション・プールを水源とした原子炉注水を実施する。

a. 手順着手の判断基準

給水系及び復水系による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）設定点以上に維持できない場合。

b. 操作手順

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2-12図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に原子炉隔離時冷却系の中央制御室からの操作による起動及び原子炉への注水開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、手動起動操作又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル2））により、原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁が開し、原子炉隔離時冷却系が起動したことを確認する。

③運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを原子炉隔離時冷却系系統流量指示値 $142\text{m}^3/\text{h}$ 以上で確認し、発電長に報告する。

④発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持するよう指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持し、発電長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員2名にて操作を実施する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

高圧炉心スプレイ系が健全な場合は、自動起動（原子炉水位異常低下（レベル2）又はドライウェル圧力高）による作動、又は中央制御室から

の手動操作により高圧炉心スプレイ系を起動し、サブプレッション・プールを水源とした原子炉注水を実施する。

a. 手順着手の判断基準

給水系、復水系及び原子炉隔離時冷却系による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）設定点以上に維持できない場合。

b. 操作手順

高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2-13図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に高圧炉心スプレイ系の起動及び原子炉への注水開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、高圧炉心スプレイ系を手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル2）又はドライウエル圧力高）により起動し、高圧炉心スプレイ系原子炉注入弁を開として原子炉注水を開始する。
- ③運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを高圧炉心スプレイ系系統流量指示値 $1576.5\text{m}^3/\text{h}$ 以上で確認し、発電長に報告する。
- ④発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持するよう指示する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持し、発電長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員2名にて操作を実施する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

1.2.2.5 その他の手順項目にて考慮する手順

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水手順については、「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。

原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系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代替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。

原子炉水位の監視及び推定する手順については、「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

第1.2-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段, 対応設備, 手順書一覧 (1/7)

(重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	原子炉隔離時冷却系による 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 所内常設直流電源設備 非常用交流電源設備 燃料補給設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「水位確保」等
			サプレッション・プール 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	
			復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備	
		高圧炉心スプレイ系による 原子炉の冷却	高圧炉心スプレイ系ポンプ 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 非常用交流電源設備 燃料補給設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「水位確保」等
			サプレッション・プール 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	
			復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備	

※1: 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。

□: 自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (2/7)

(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書		
フロントライン系故障	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系	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	常設高圧代替注水系ポンプ サプレッション・プール 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 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備 常設代替交流電源設備 ^{※1} 可搬型代替交流電源設備 ^{※1} 可搬型代替直流電源設備 ^{※1} 燃料補給設備 ^{※1}	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース） 「水位確保」等	
			復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備		
		高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却	常設高圧代替注水系ポンプ サプレッション・プール 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 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備		非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備		

※1：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。

■：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (3/7)

(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	整備する手順書	
サポート系故障	全交流動力電源 常設直流電源系統	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	常設高圧代替注水系ポンプ サプレッション・プール 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 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1 可搬型代替直流電源設備※1 燃料補給設備※1	重大事故等対応設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等
			復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備	
		高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却	常設高圧代替注水系ポンプ サプレッション・プール 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 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器	重大事故等対応設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備	

※1：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。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段, 対応設備, 手順書一覧 (4/7)

(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
サポート系故障	全交流動力電源	原子炉隔離時冷却系への給電 代替交流電源設備による	サプレッション・プール 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	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等
				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	
			復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備	
		原子炉隔離時冷却系への給電 代替直流電源設備による	サプレッション・プール 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 ^{※1} 燃料補給設備 ^{※1}	重大事故等対処設備	
				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	
			復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備	

※1: 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。

□: 自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (5/7)

(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		整備する手順書
監視及び制御	—	(中央制御室起動時)の監視計器 高圧代替注水系	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A) 高圧代替注水系系統流量 サプレッション・プール水位	重大事故等対応設備	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「水位確保」等
			原子炉水位 (狭帯域) 復水貯蔵タンク水位	自主対策設備	
		(現場起動時)の監視計器 高圧代替注水系	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 可搬型計測器	重大事故等対応設備	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「水位確保」等
			原子炉水位 (狭帯域) 高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 高圧代替注水系ポンプ入口圧力 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	自主対策設備	

※1：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。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (6/7)

(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		整備する手順書
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」	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 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	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等
		ほう酸水注入系による進展抑制 「継続注水」	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 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	
			純水系	自主対策設備	

※1：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。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧 (7/7)

(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		整備する手順書
重大事故等の進展抑制	—	制御棒駆動水圧系による進展抑制	原子炉圧力容器	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等
			非常用交流電源設備 燃料補給設備	重大事故等 対処設備 (設計基準 拡張)	
			制御棒駆動水ポンプ 復水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系配管・弁 補給水系配管・弁	自主 対策設備	

※1：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。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

第1.2-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/4)

対応手順	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) 高压代替注水系による原子炉の冷却				
a. 中央制御室からの高压代替注水系起動	判断基準	電源	緊急用直流 125V 主母線盤電圧	
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1	
		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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1	
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1 復水貯蔵タンク水位	
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1	
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1	
		原子炉压力容器への注水量	高压代替注水系系統流量※1	
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1 復水貯蔵タンク水位	
	b. 現場手動操作による高压代替注水系起動	判断基準	電源	緊急用直流 125V 主母線盤電圧
			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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
水源の確保			サブプレッション・プール水位※1 復水貯蔵タンク水位	
操作		原子炉压力容器内の水位	可搬型計測器	
		補機監視機能	高压代替注水系ポンプ吐出圧力 高压代替注水系ポンプ入口圧力 高压代替注水系タービン入口圧力 高压代替注水系タービン排気圧力	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (2/4)

対応手順	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)	
1.2.2.2 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. 中央制御室からの 高压代替注水系起動	判断基準	電源	緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1 復水貯蔵タンク水位
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器への注水量	高压代替注水系系統流量※1
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1 復水貯蔵タンク水位
b. 現場手動操作による 高压代替注水系起動	判断基準	電源	緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1 復水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉压力容器内の水位	可搬型計測器
		補機監視機能	高压代替注水系ポンプ吐出圧力 高压代替注水系ポンプ入口圧力 高压代替注水系タービン入口圧力 高压代替注水系タービン排気圧力

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (3/4)

対応手順	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			
a. ほう酸水注入系による原子炉注水	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2C電圧 P/C 2D電圧
		水源の確保	ほう酸水貯蔵タンク液位 純水貯蔵タンク水位
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		補機監視機能	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力 純水移送ポンプ吐出ヘッド圧力
b. 制御棒駆動水圧系による原子炉注水	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		電源	M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2C電圧 P/C 2D電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	補機監視機能	原子炉補機冷却系ポンプ吐出ヘッド圧力	
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉圧力容器への注水量	制御棒駆動水圧系系統流量
水源の確保		復水貯蔵タンク水位	
補機監視機能	制御棒駆動系冷却水ライン流量		

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

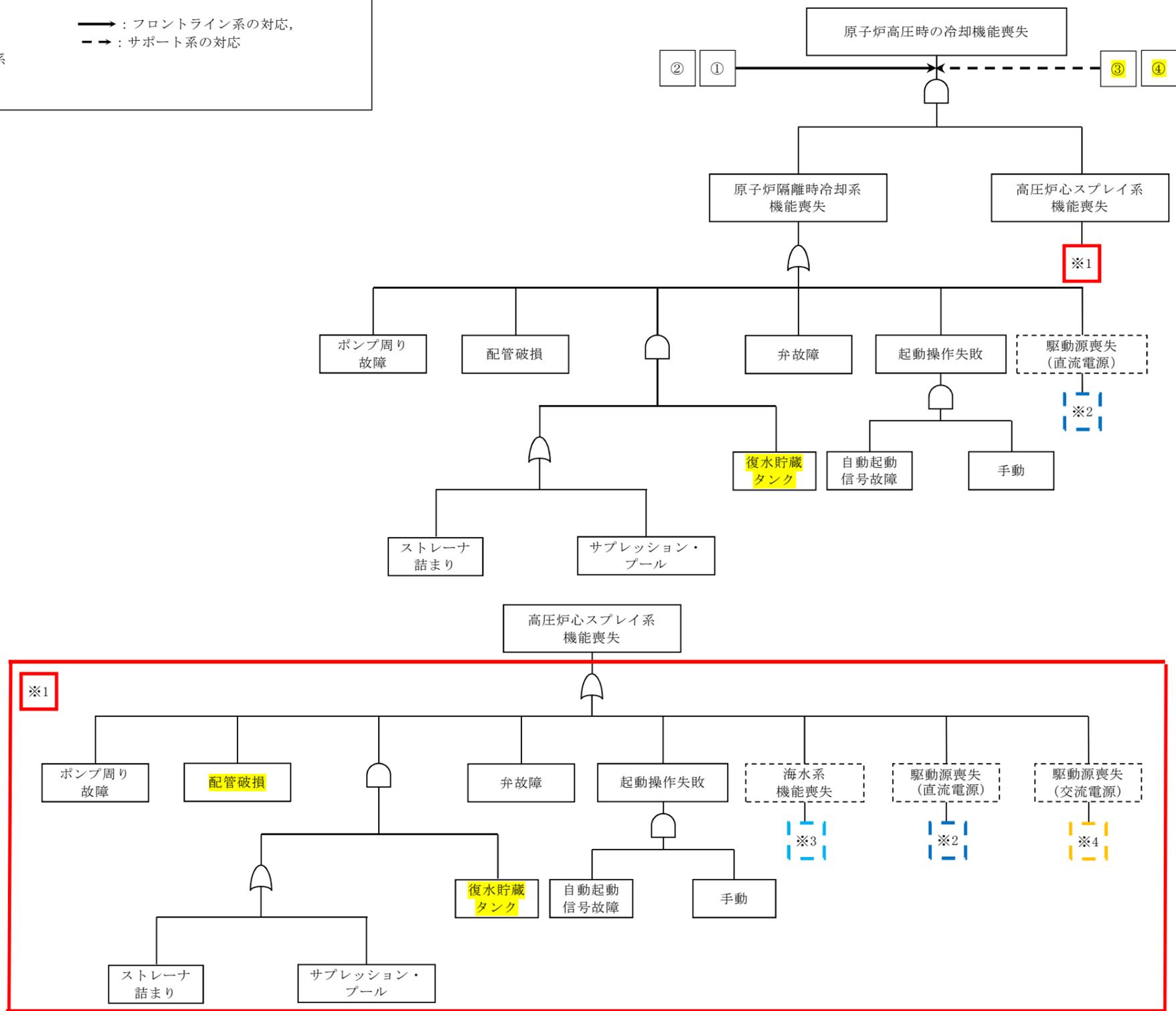
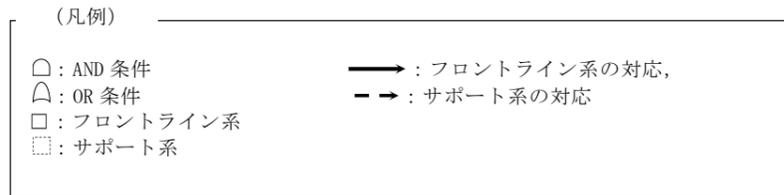
監視計器一覧 (4/4)

対応手順	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.2.2.4 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順			
(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	判断基準	電源	直流 125V 主母線盤 2 A 電圧
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		水源の確保	サブプレッション・プール水位 ※1 復水貯蔵タンク水位
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器内への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ※1
		水源の確保	サブプレッション・プール水位 ※1 復水貯蔵タンク水位
(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	判断基準	電源	M/C HPCS 電圧 MCC HPCS 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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		水源の確保	サブプレッション・プール水位 ※1 復水貯蔵タンク水位
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器内への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 ※1
		水源の確保	サブプレッション・プール水位 ※1 復水貯蔵タンク水位

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

第1.2-3表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 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>原子炉隔離時冷却系ポンプ・弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 直流125V主母線盤 2 A 緊急用直流125V主母線盤</p>
	<p>高圧代替注水系ポンプ・弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 緊急用直流 125V 主母線盤</p>
	<p>ほう酸水注入ポンプ・弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 M C C 2 C系 M C C 2 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 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B 緊急用直流 125V 主母線盤</p>



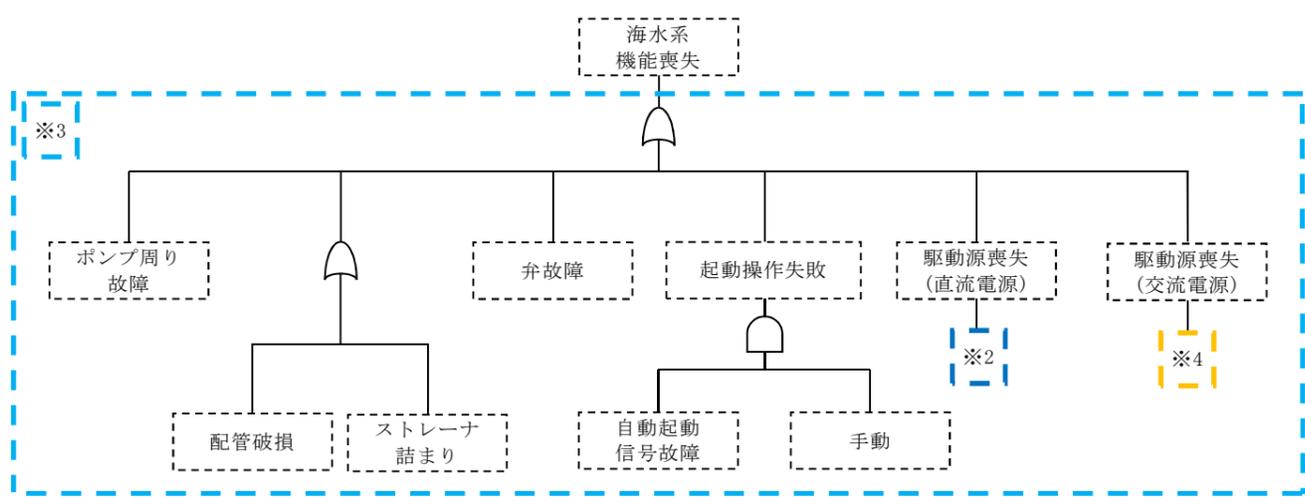
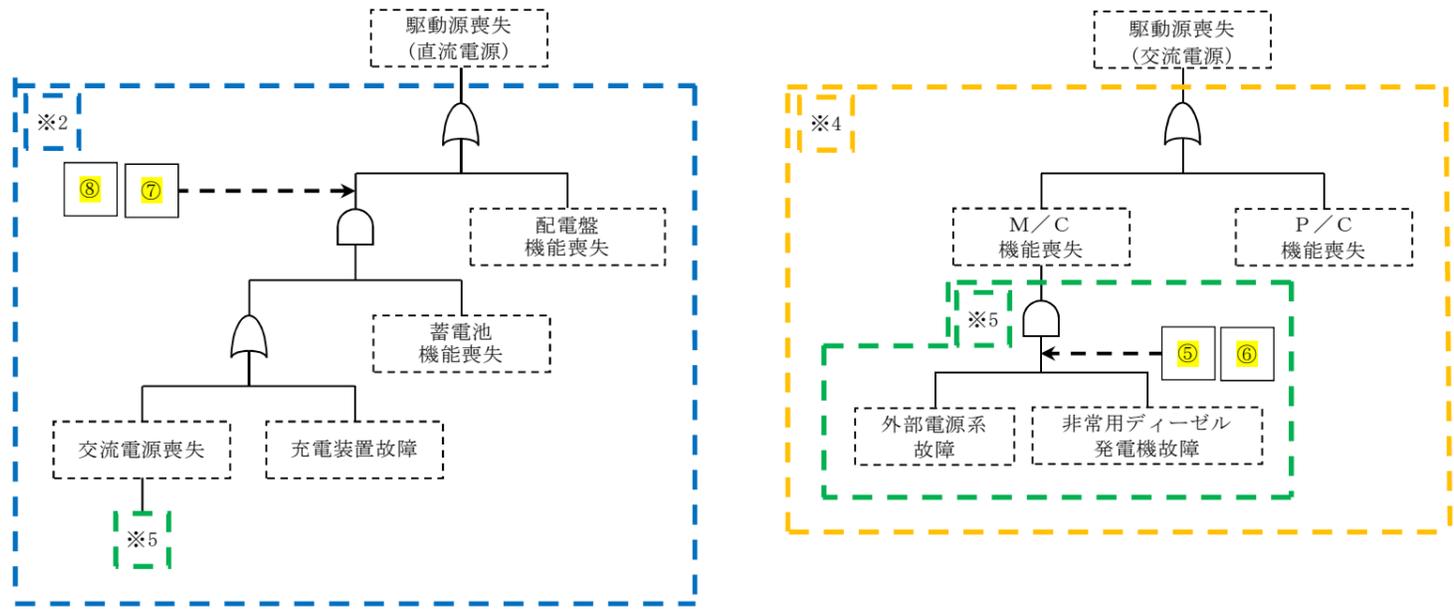
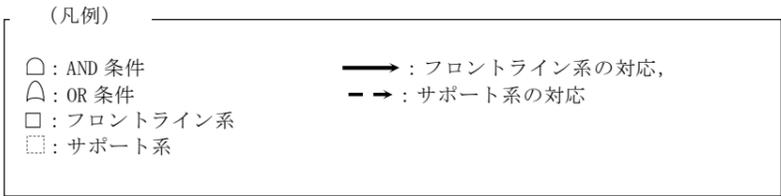
フロントライン系故障時の対応手段

- 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操作による原子炉の冷却

サポート系故障時の対応手段

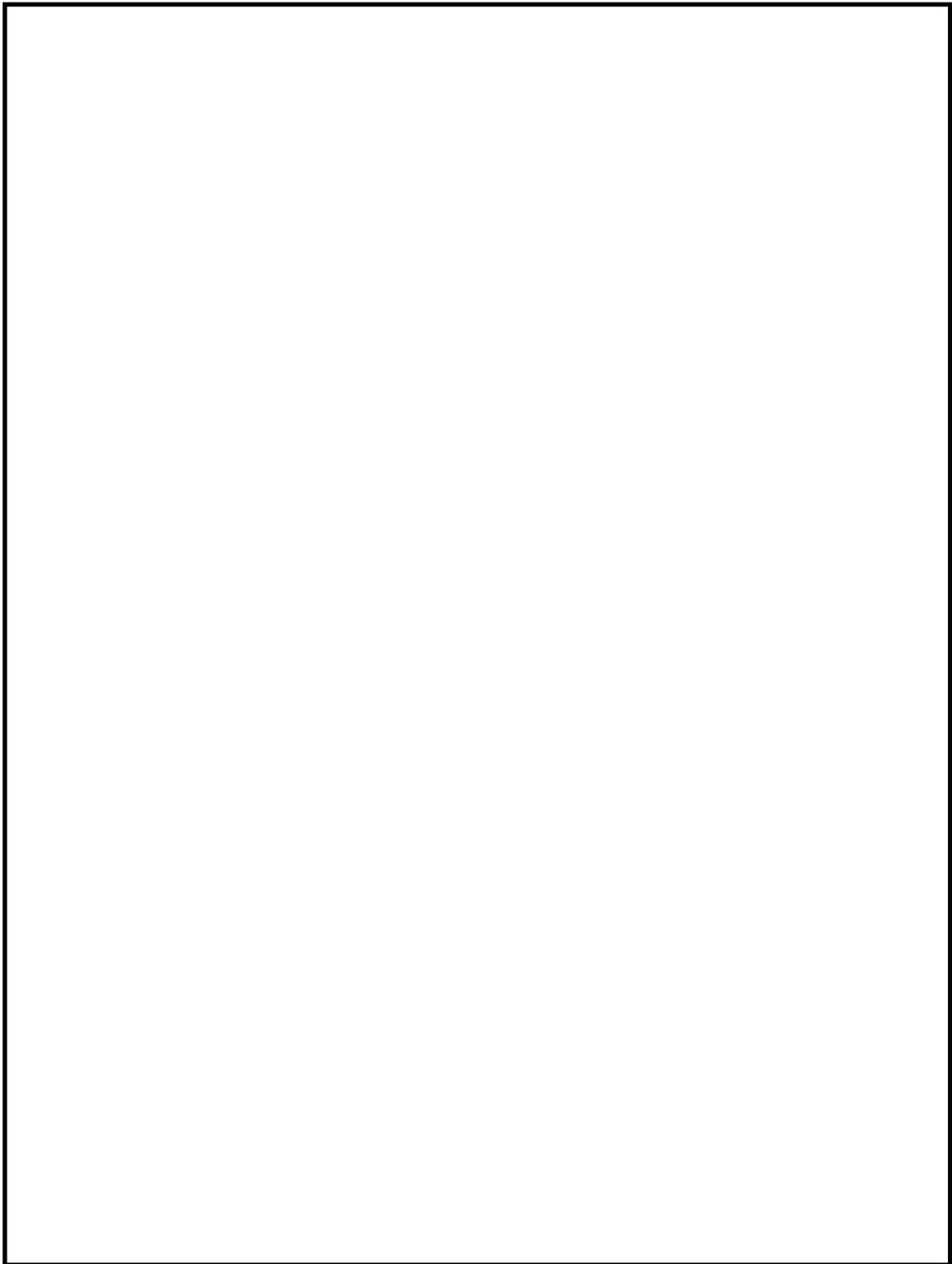
- ③ 高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却
- ④ 高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却
- ⑤ 常設代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
- ⑥ 可搬型代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
- ⑦ 常設代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
- ⑧ 可搬型代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

第 1.2-1 図 機能喪失原因対策分析 (1/2)

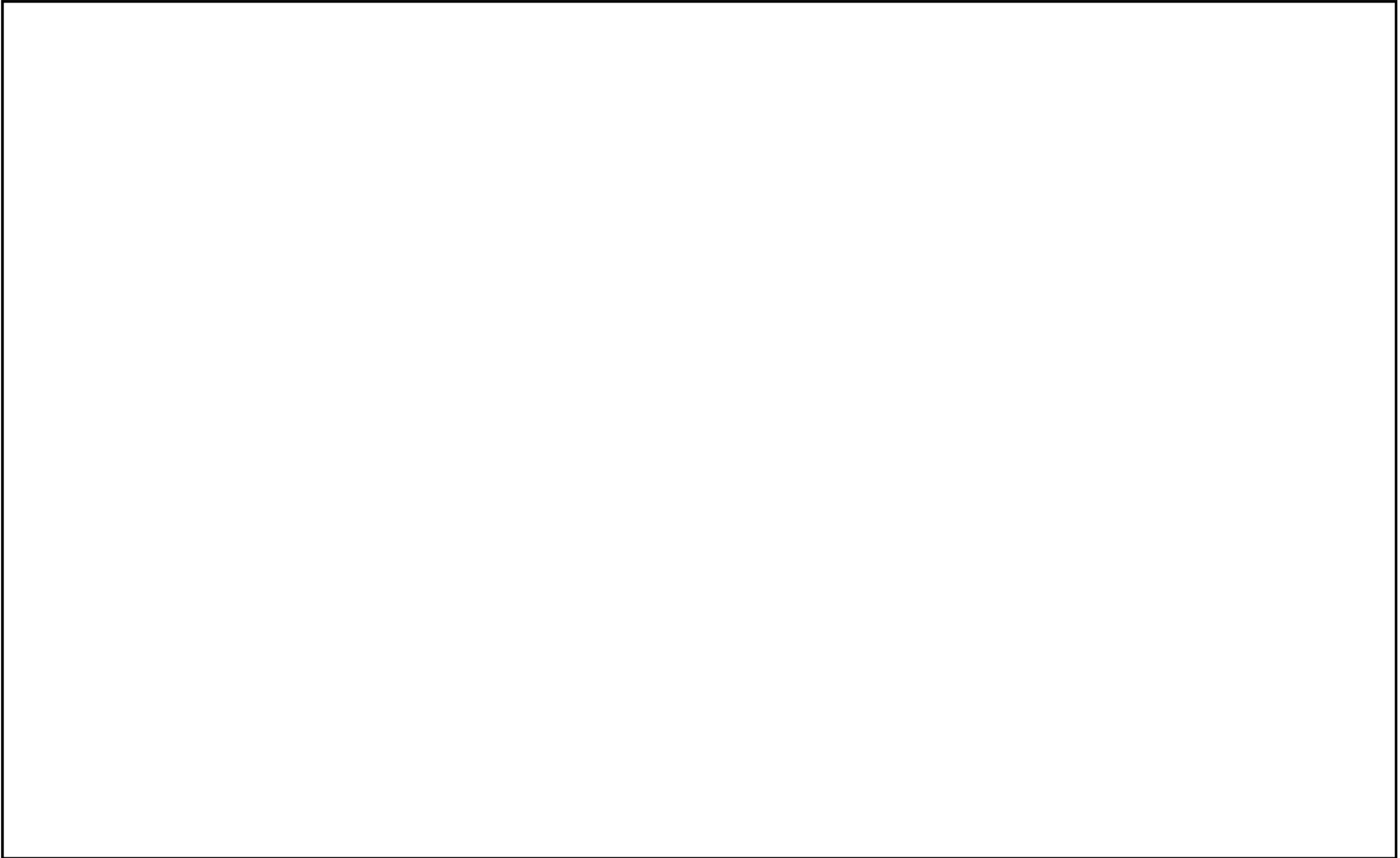


- フロントライン系故障時の対応手段
- ① 高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却
 - ② 高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却
- サポート系故障時の対応手段
- ③ 高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却
 - ④ 高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却
 - ⑤ 常設代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
 - ⑥ 可搬型代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
 - ⑦ 常設代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
 - ⑧ 可搬型代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

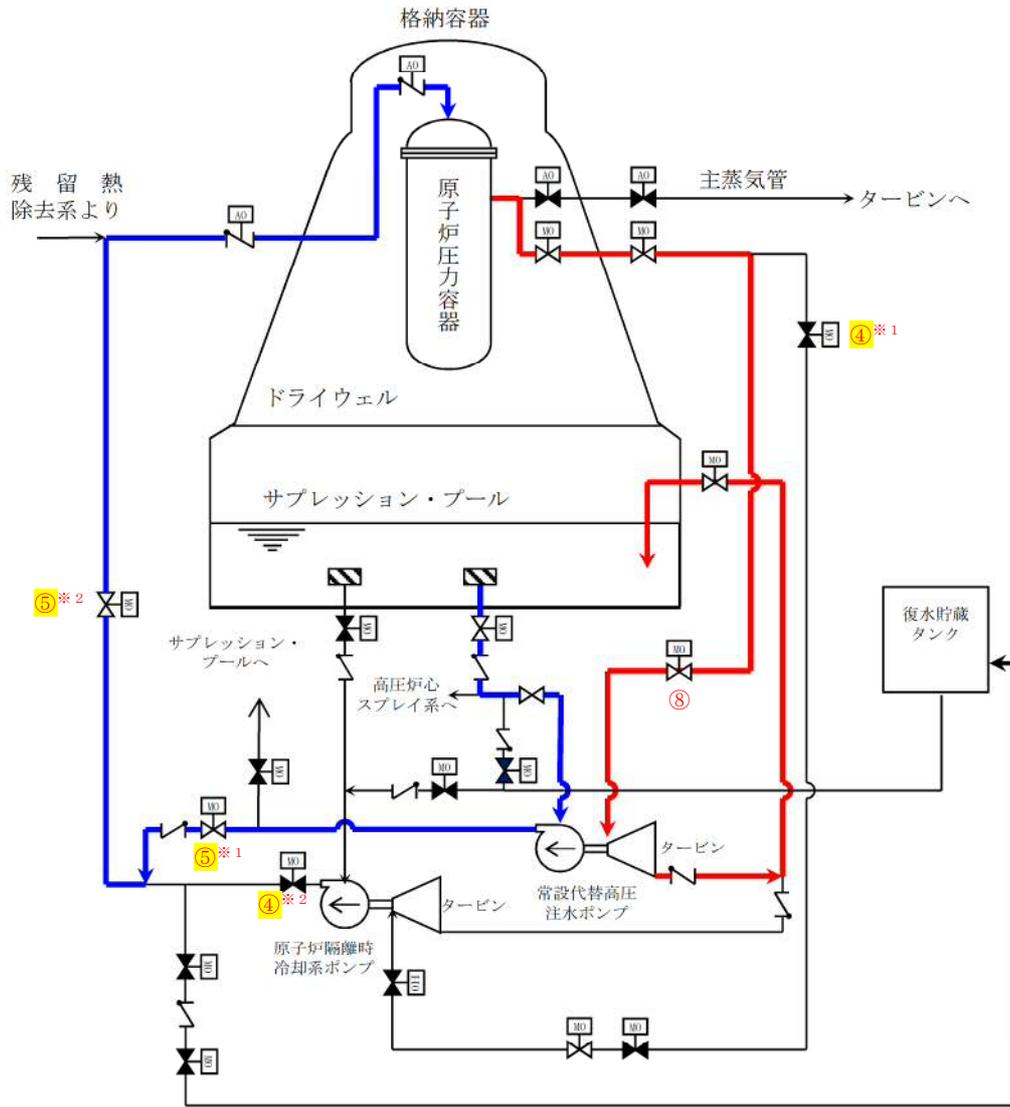
第 1.2-1 図 機能喪失原因対策分析 (2/2)



第 1.2-2 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」における対応フ
ロー



第1.2-3図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位回復」における対応フロー



(凡例)

-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 電動弁
-  : 油圧調整弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁
-  : 注水ライン
-  : 蒸気 (排気含む) ライン

操作手順	弁名称
④※1	原子炉隔離時冷却系 SA 蒸気止め弁
④※2	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁
⑤※1	高圧代替注水系注入弁
⑤※2	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁
⑧	高圧代替注水系タービン止め弁

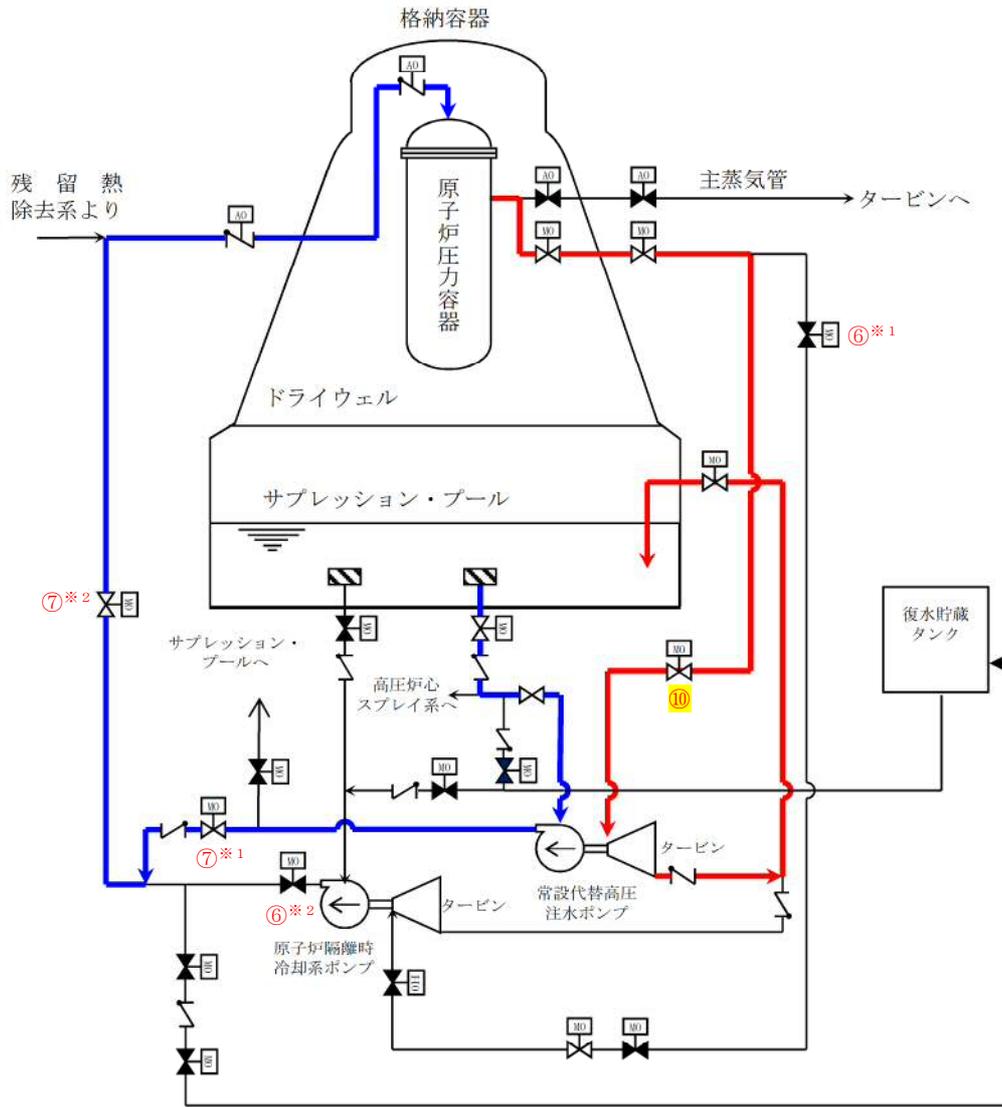
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第 1.2-4 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動 概要図

		経過時間 (分)									備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	中央制御室からの高圧代替注水系起動 6分									
中央制御室からの高圧代替注水系起動	運転員A (中央制御室)	1									

第 1.2-5 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動 タイムチャート



(凡例)

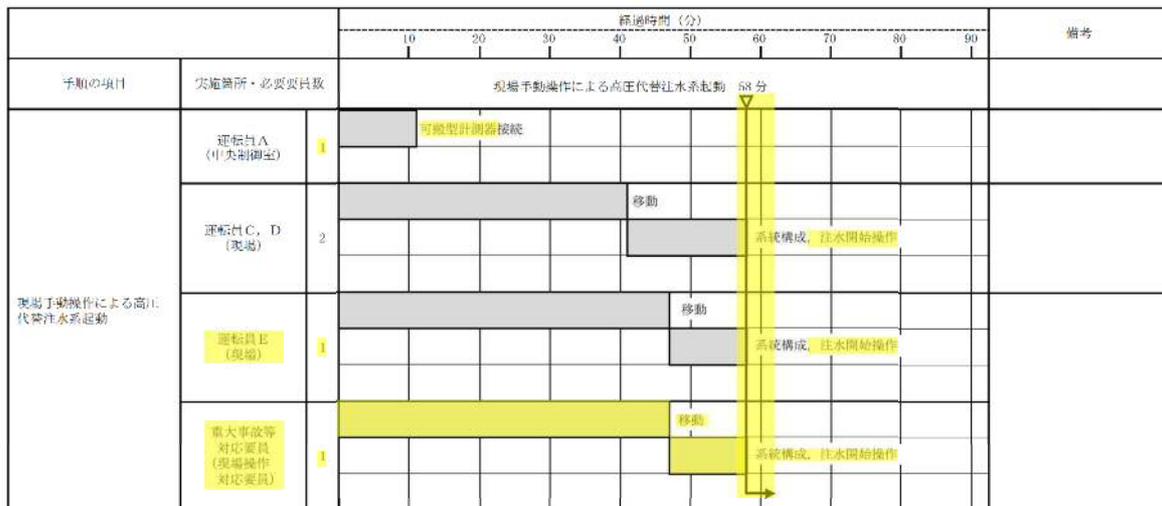


操作手順	弁名称
⑥※1	原子炉隔離時冷却系 S A 蒸気止め弁
⑥※2	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁
⑦※1	高压代替注水系注入弁
⑦※2	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁
⑩	高压代替注水系タービン止め弁

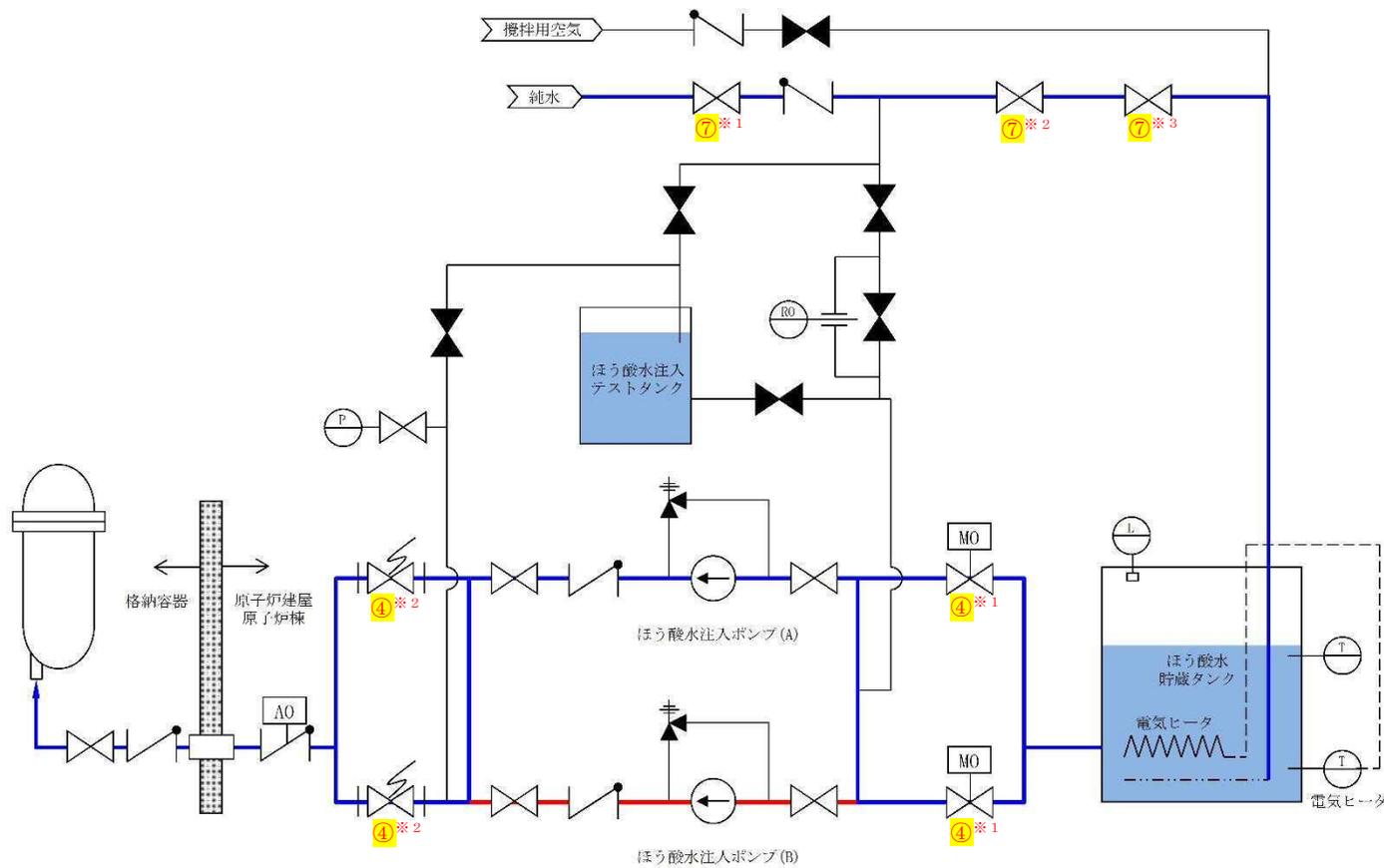
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第 1.2-6 図 現場手動操作による高压代替注水系起動 概要図



第 1.2-7 図 現場手動操作による高圧代替注水系起動 タイムチャート



- (凡例)
- : ポンプ
 - : 空気作動弁
 - : 電動弁
 - : 逆止弁
 - : 爆破弁
 - : 手動弁
 - : ほう酸水注入ポンプ (A) 使用した場合
 - : ほう酸水注入ポンプ (B) 使用した場合

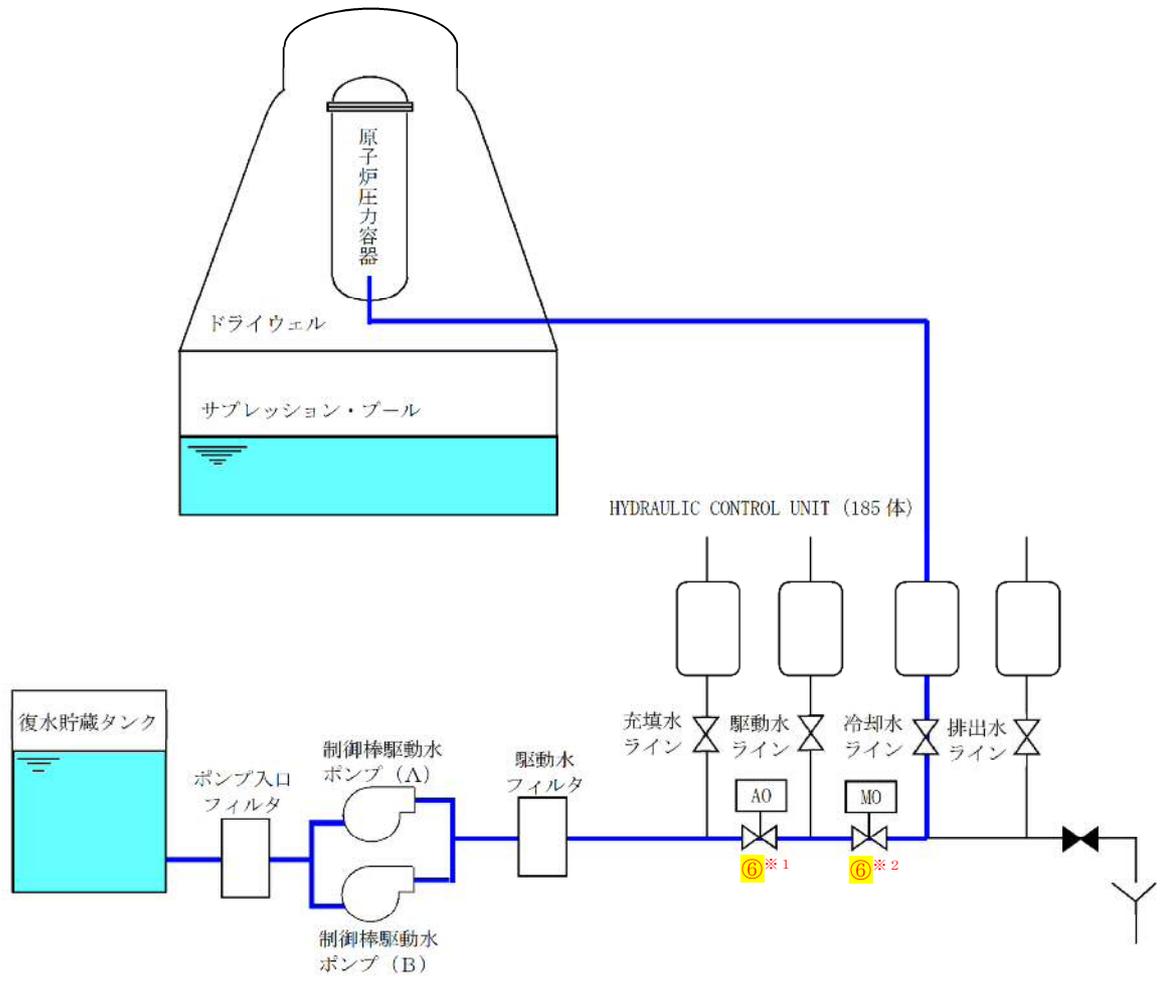
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※1	ほう酸水貯蔵タンク出口弁	⑦※1	ほう酸水貯蔵タンク純水補給ライン元弁
④※2	ほう酸水注入系爆破弁	⑦※2, ⑦※3	ほう酸水貯蔵タンク純水補給水弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。
 ※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第 1.2-8 図 ほう酸水注入系による原子炉注水 概要図

手順の項目		実施箇所・必要要員数	経過時間(分)										備考
			0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
			2分 ほう酸水注入系による原子炉注水										
ほう酸水注入系による原子炉注水	運転員A (中央制御室)	1											
	運転員C、D (現場)	2											

第 1.2-9 図 ほう酸水注入系による原子炉注水 タイムチャート



操作手順	弁名称
⑥*1	制御棒駆動水圧系流量調整弁
⑥*2	制御棒駆動水圧系駆動水圧力調整弁

(凡例)

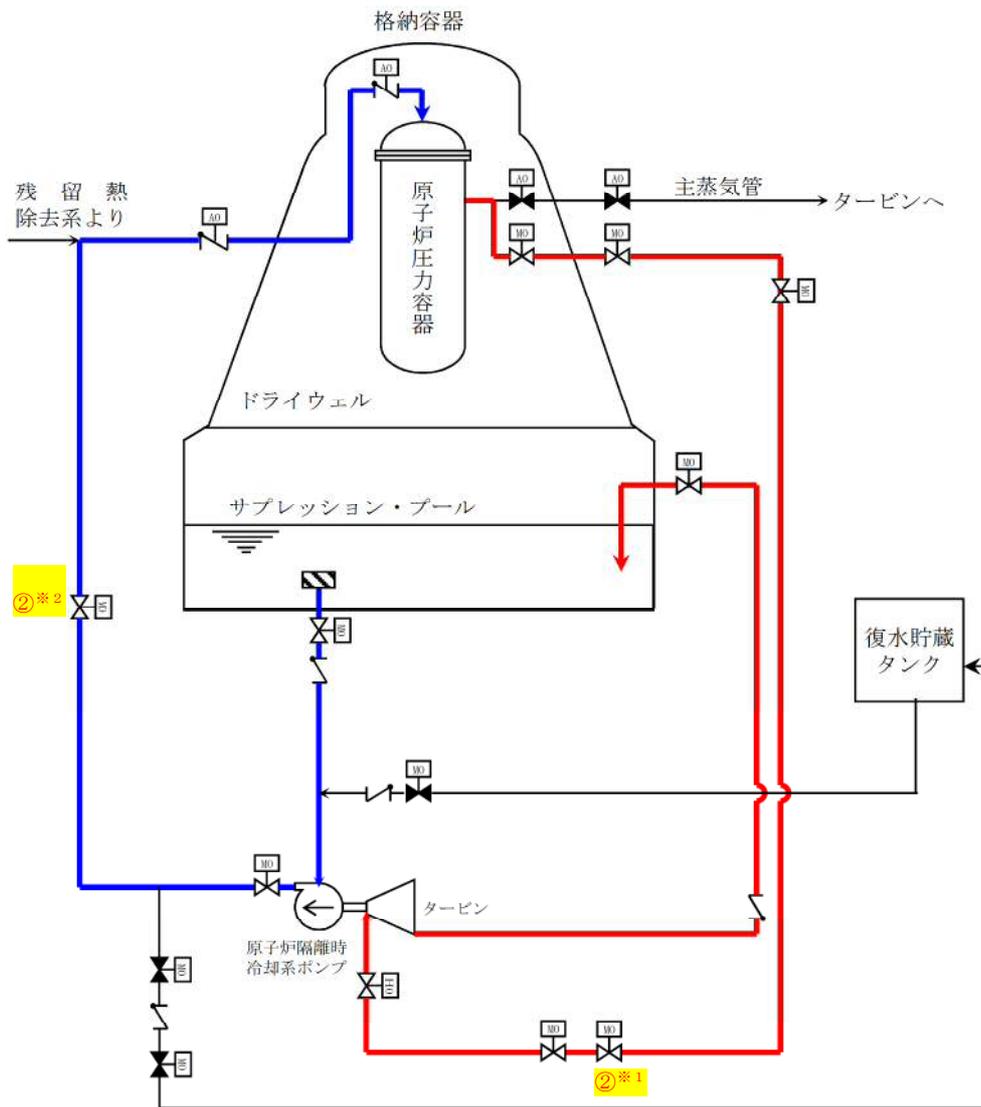
-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 電動弁
-  : 手動弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。
 ※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第 1.2-10 図 制御棒駆動水圧系による原子炉注水 概要図

手順の項目		実施箇所・必要要員数	経過時間 (分)										備考
			0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		
			制御棒駆動水圧系による原子炉注水 3分										
制御棒駆動水圧系による原子炉注水	運転員△ (中央制御室)	1											

第 1.2—11 図 制御棒駆動水圧系による原子炉注水 タイムチャート



操作手順	弁名称
②*1	原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁
②*2	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁

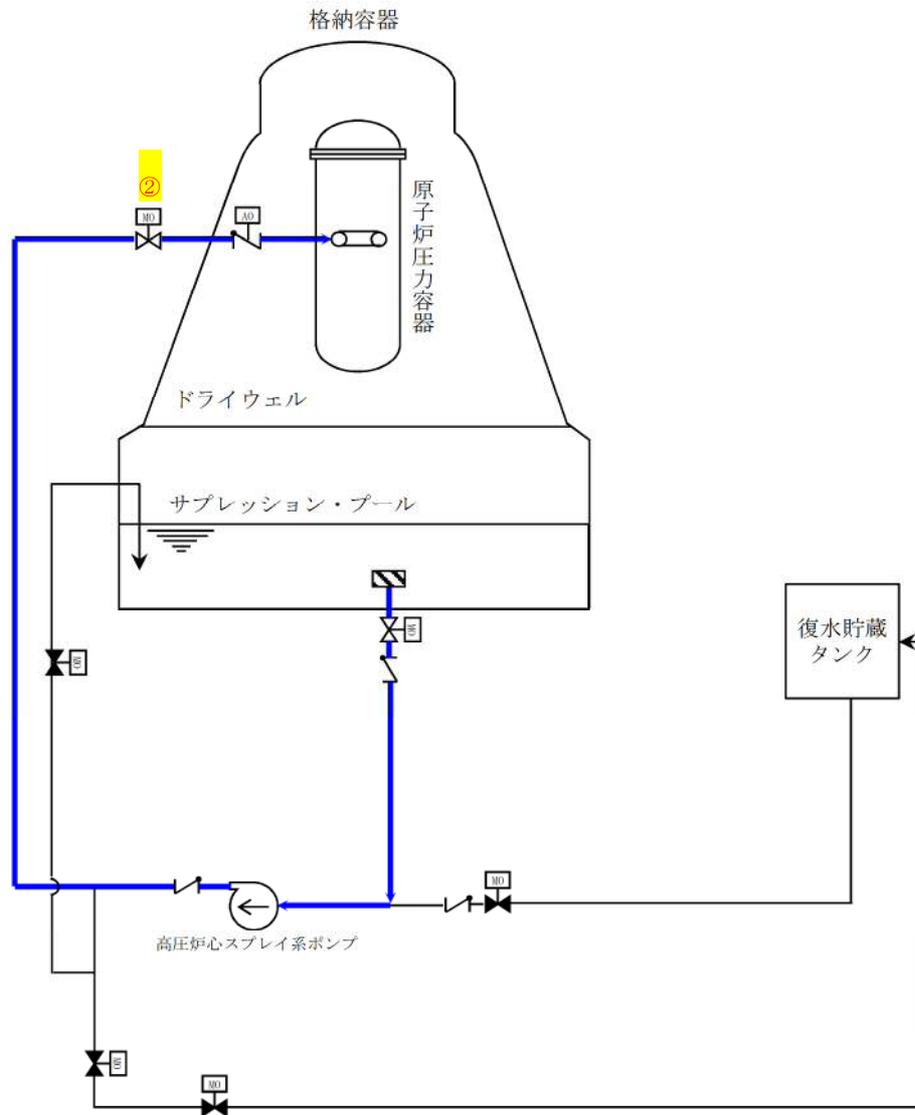
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

(凡例)

-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 電動弁
-  : 油圧調整弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁
-  : 注水ライン
-  : 蒸気 (排気含む) ライン

第 1.2-12 図 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 概要図



(凡例)

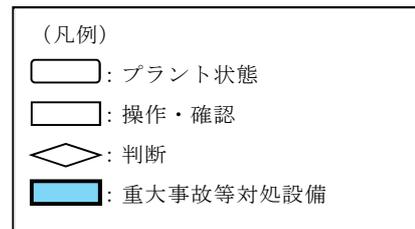
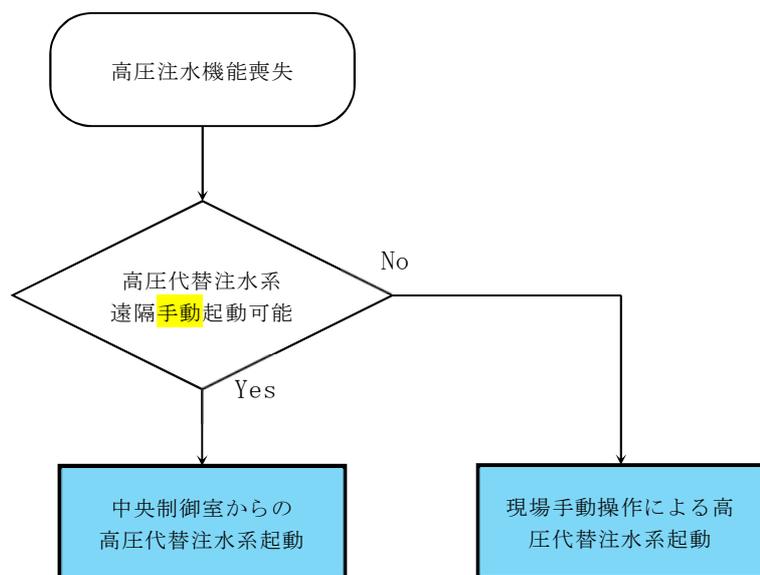
-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 電動弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁
-  : 注水ライン

操作手順	弁名称
②	高圧炉心スプレイ系原子炉注入弁

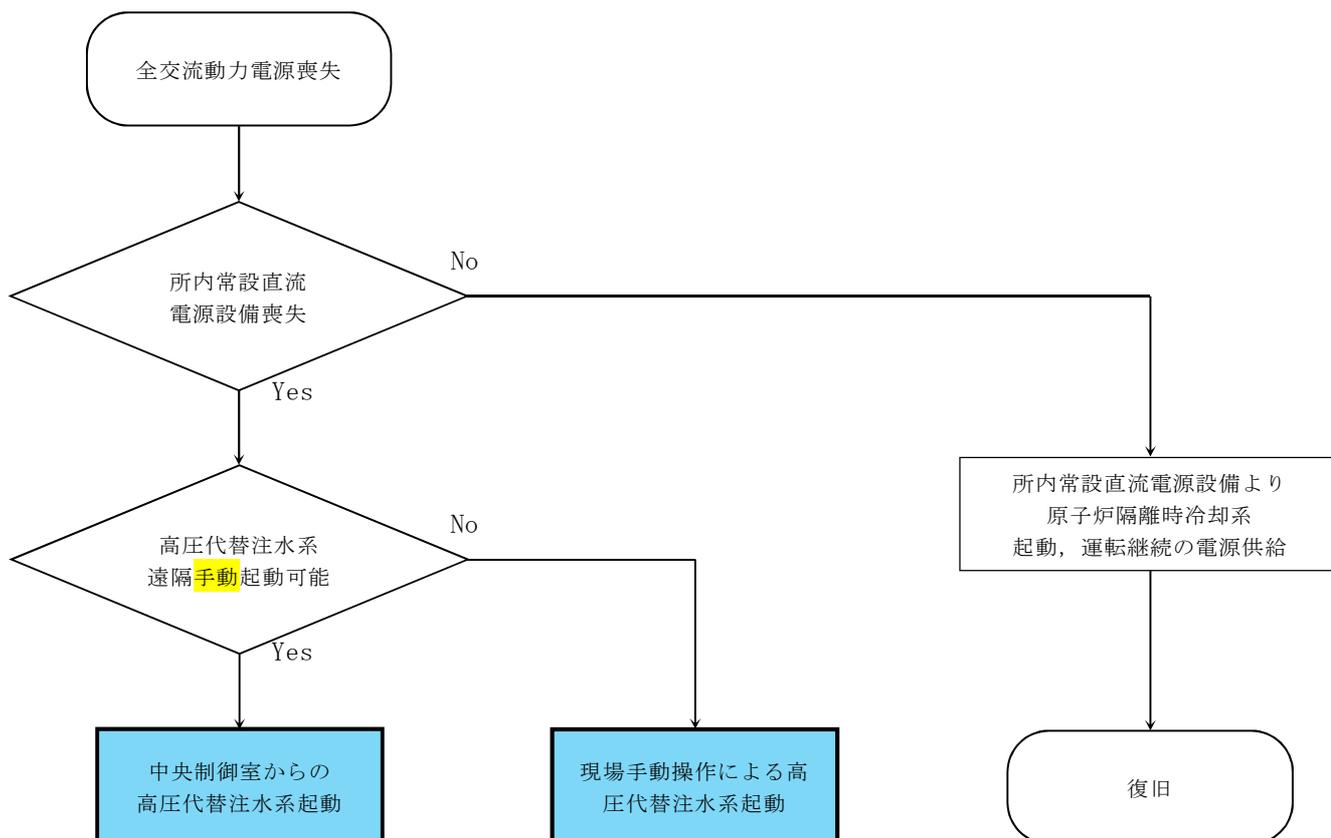
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第 1.2-13 図 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水 概要図

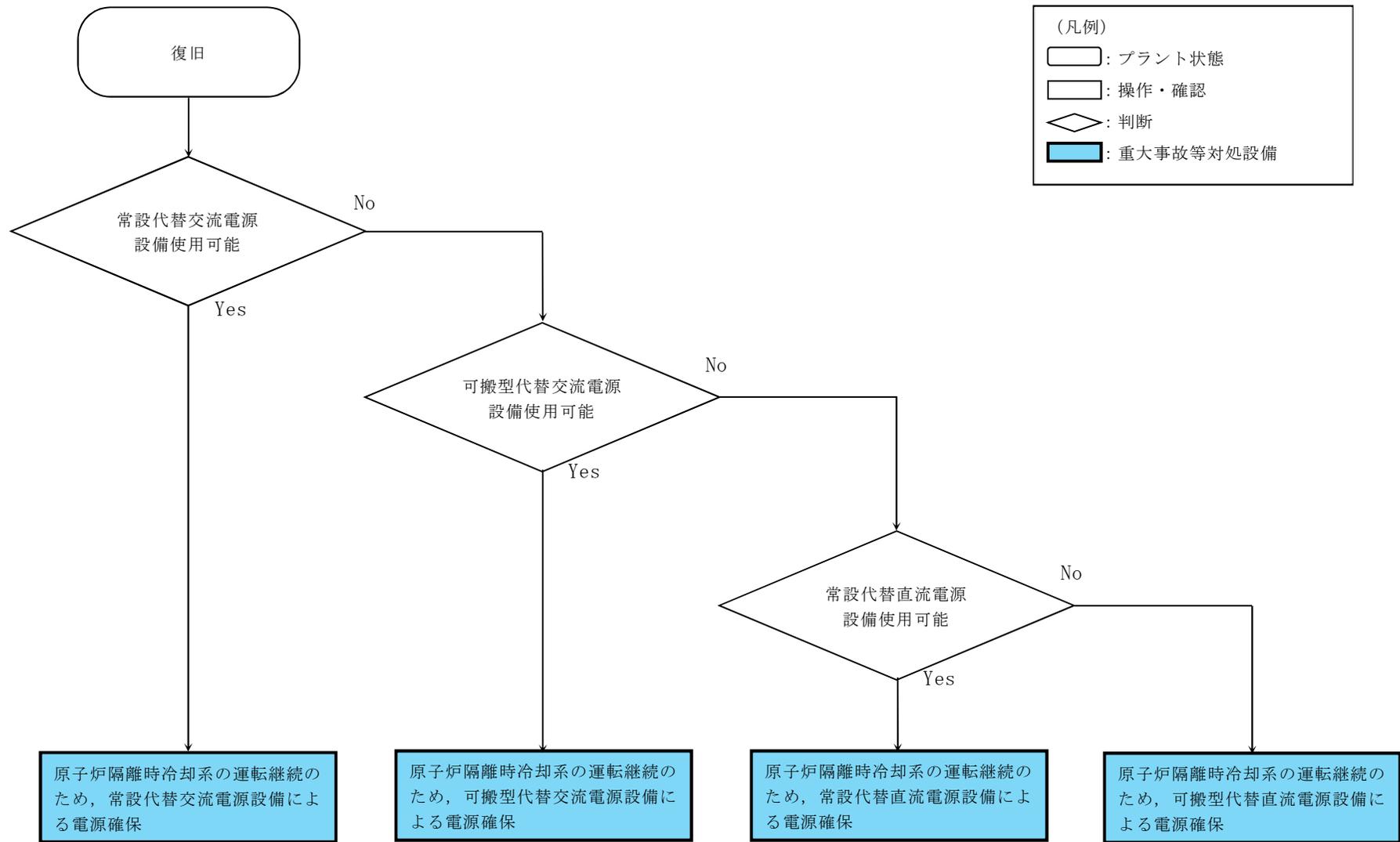
(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



(2) サポート系故障時の対応手段の選択

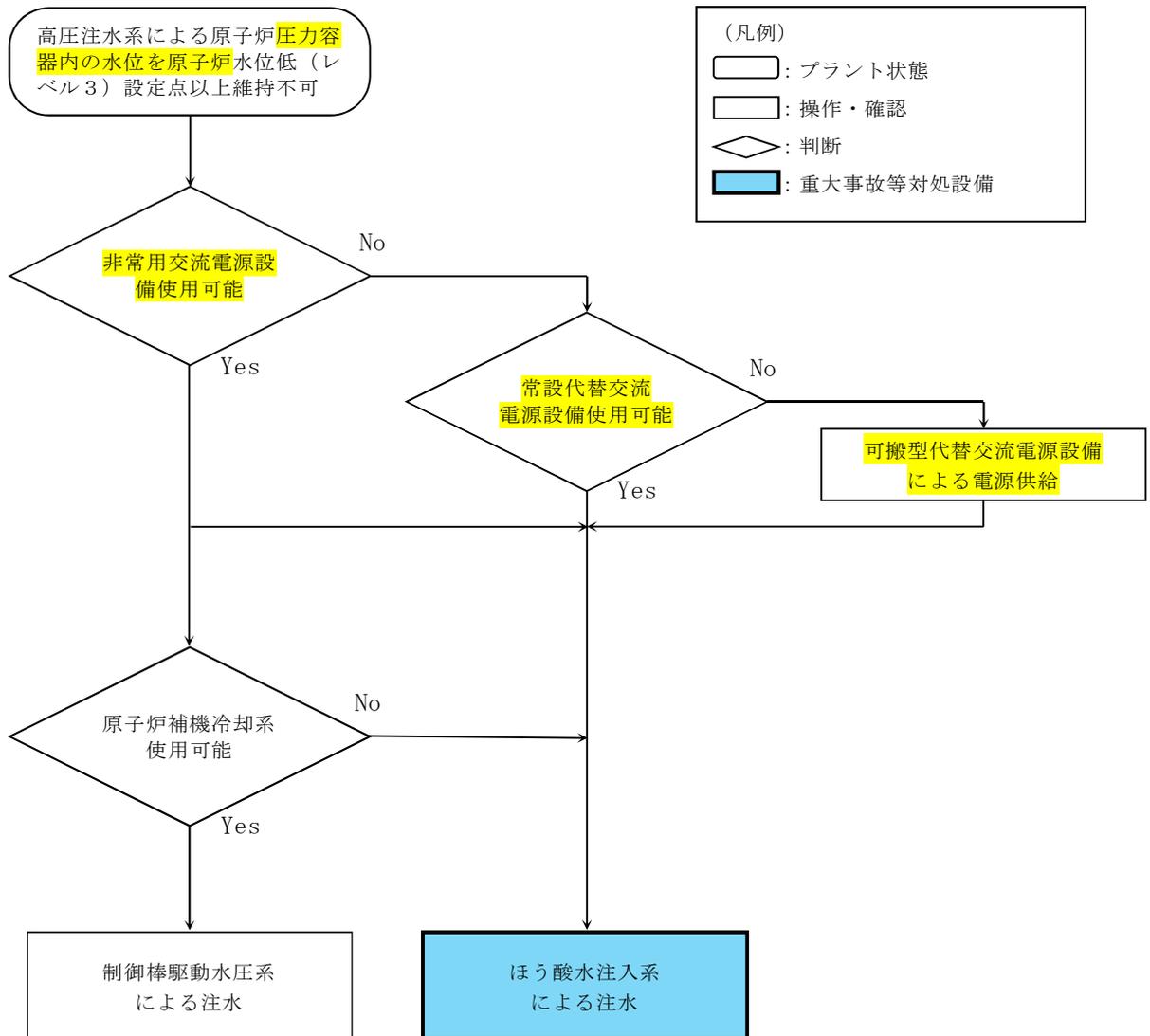


第 1.2-14 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/3)



第 1.2-14 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/3)

(3) 重大事故等の進展抑制時の対応手段の選択



第 1.2-14 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/3)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/7)

技術的能力審査基準 (1.2)	番号	設置許可基準規則 (第45条)	技術基準規則 (第60条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑨
<p>【解釈】 1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第45条に規定する「発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第60条に規定する「発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系(RCIC)若しくは非常用復水器(BWRの場合)又はタービン動補助給水ポンプ(PWRの場合) (以下「RCIC等」という。)により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。</p>	②	<p>(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系(RCIC)若しくは非常用復水器(BWRの場合)又はタービン動補助給水ポンプ(PWRの場合) (以下「RCIC等」という。)により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備を整備すること。</p>	<p>(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系(RCIC)若しくは非常用復水器(BWRの場合)又はタービン動補助給水ポンプ(PWRの場合) (以下「RCIC等」という。)により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備を整備すること。</p>	⑩
<p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備(可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等)を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等(手順及び装備等)を整備すること。ただし、下記(1) b) i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p>	—	<p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備(可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等)を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う可搬型重大事故防止設備等を整備すること。ただし、下記(1) b) i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p>	<p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備(可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等)を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う可搬型重大事故防止設備等を整備すること。ただし、下記(1) b) i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p>	—
<p>b) 現場操作 i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等(手順及び装備等)を整備すること。 ※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。</p>	③	<p>b) 現場操作 i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行うために必要な設備を整備すること。 ※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。</p>	<p>b) 現場操作 i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行うために必要な設備を整備すること。 ※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。</p>	⑪
<p>c) 監視及び制御 i) 原子炉水位(BWR及びPWR)及び蒸気発生器水位(PWRの場合)を推定する手順等(手順、計測機器及び装備等)を整備すること。</p>	④			
<p>ii) RCIC等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等(手順、計測機器及び装備等)を整備すること。</p>	⑤			
<p>iii) 原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等(手順及び装備等)を整備すること。</p>	⑥			
<p>(2) 復旧 a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高压の状態において、注水(循環を含む)すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(BWRの場合)</p>	⑦			
<p>b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(PWRの場合)</p>	—			
<p>(3) 重大事故等の進展抑制 a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系(SLCS)又は制御棒駆動機構(CRD)等から注水する手順等を整備すること。(BWRの場合)</p>	⑧			

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/7)

重大事故等対処設備 (青) : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) (緑)

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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
原子炉隔離時冷却系による原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑨	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・プール	既設							
	復水貯蔵タンク	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							
	補給水系配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	所内常設直流電源設備	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	燃料補給設備	既設							
高圧炉心スプレイ系による原子炉の冷却	高圧炉心スプレイ系ポンプ	新設	① ⑨	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・プール	既設							
	復水貯蔵タンク	既設							
	高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパーチャ	既設							
	補給水系配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	燃料補給設備	既設							

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/7)

 : 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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	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 (フロントライン系故障時)	常設高圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ⑨ ⑩	-	-	-	-	-	-
	サプレッション・プール	既設							
	復水貯蔵タンク	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							
	高圧炉心スプレー系配管・弁・ストレーナ	既設							
	補給水系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (注水系) 配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替直流電源設備	新設							
	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							
	可搬型代替直流電源設備	新設							
燃料補給設備	既設 新設								
高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却 (フロントライン系故障時)	常設高圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ③ ⑨ ⑩ ⑪	-	-	-	-	-	-
	サプレッション・プール	既設							
	復水貯蔵タンク	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							
	高圧炉心スプレー系配管・弁・ストレーナ	既設							
	補給水系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (注水系) 配管・弁	既設							
原子炉圧力容器	既設								

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (4/7)

 : 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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	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 (サポート系故障時)	常設高圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑨ ⑩	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・プール	既設							
	復水貯蔵タンク	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							
	高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ	既設							
	補給水系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (注水系) 配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替直流電源設備	新設							
	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							
	可搬型代替直流電源設備	新設							
燃料補給設備	新設								
高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却 (サポート系故障時)	常設高圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ③ ⑨ ⑩ ⑪	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・プール	既設							
	復水貯蔵タンク	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							
	高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ	既設							
	補給水系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (注水系) 配管・弁	既設							
原子炉圧力容器	既設								

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (5/7)

■ : 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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	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・プール	既設							
	復水貯蔵タンク	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・ストレーナー	既設							
	補給水系配管・弁	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	新設							
代替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	既設	① ⑦ ⑨	—	—	—	—	—	—
	サブプレッション・プール	既設							
	復水貯蔵タンク	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・ストレーナー	既設							
	補給水系配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替直流電源設備	新設							
	可搬型代替直流電源設備	新設							
	燃料補給設備	新設							

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (6/7)

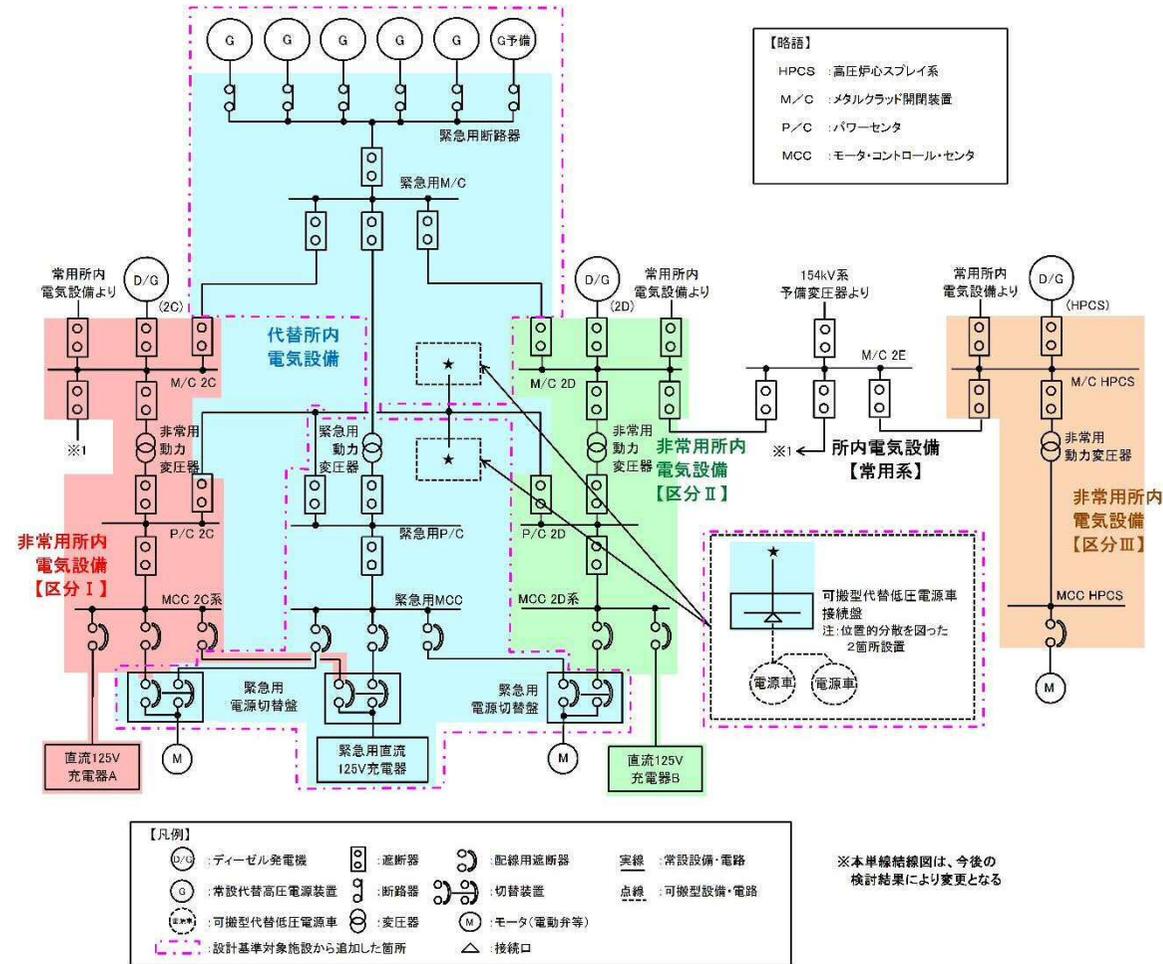
■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
(中央制御室起動時)の監視計器 高圧代替注水系	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 (S A 広帯域)	新設							
	原子炉水位 (S A 燃料域)	新設							
	原子炉圧力	既設							
	原子炉圧力 (S A)	新設							
	高圧代替注水系系統流量	新設							
	サブプレッション・プール水位	既設							
	復水貯蔵タンク水位	既設							
(現場起動時)の監視計器 高圧代替注水系	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 (S A 広帯域)	新設							
	原子炉水位 (S A 燃料域)	新設							
	可搬型計測器	既設							
	高圧代替注水系ポンプ吐出圧力	新設							
	高圧代替注水系ポンプ入口圧力	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							

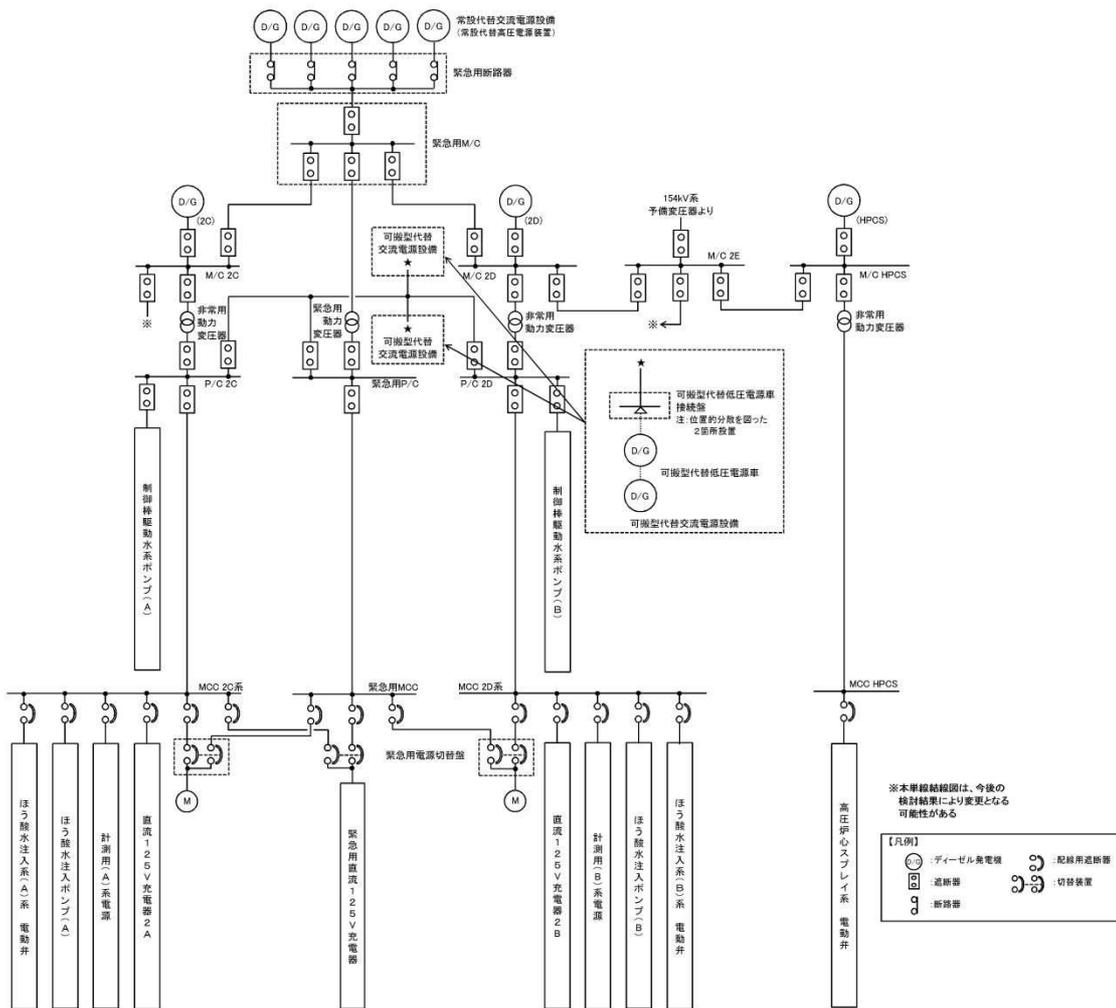
審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (7/7)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

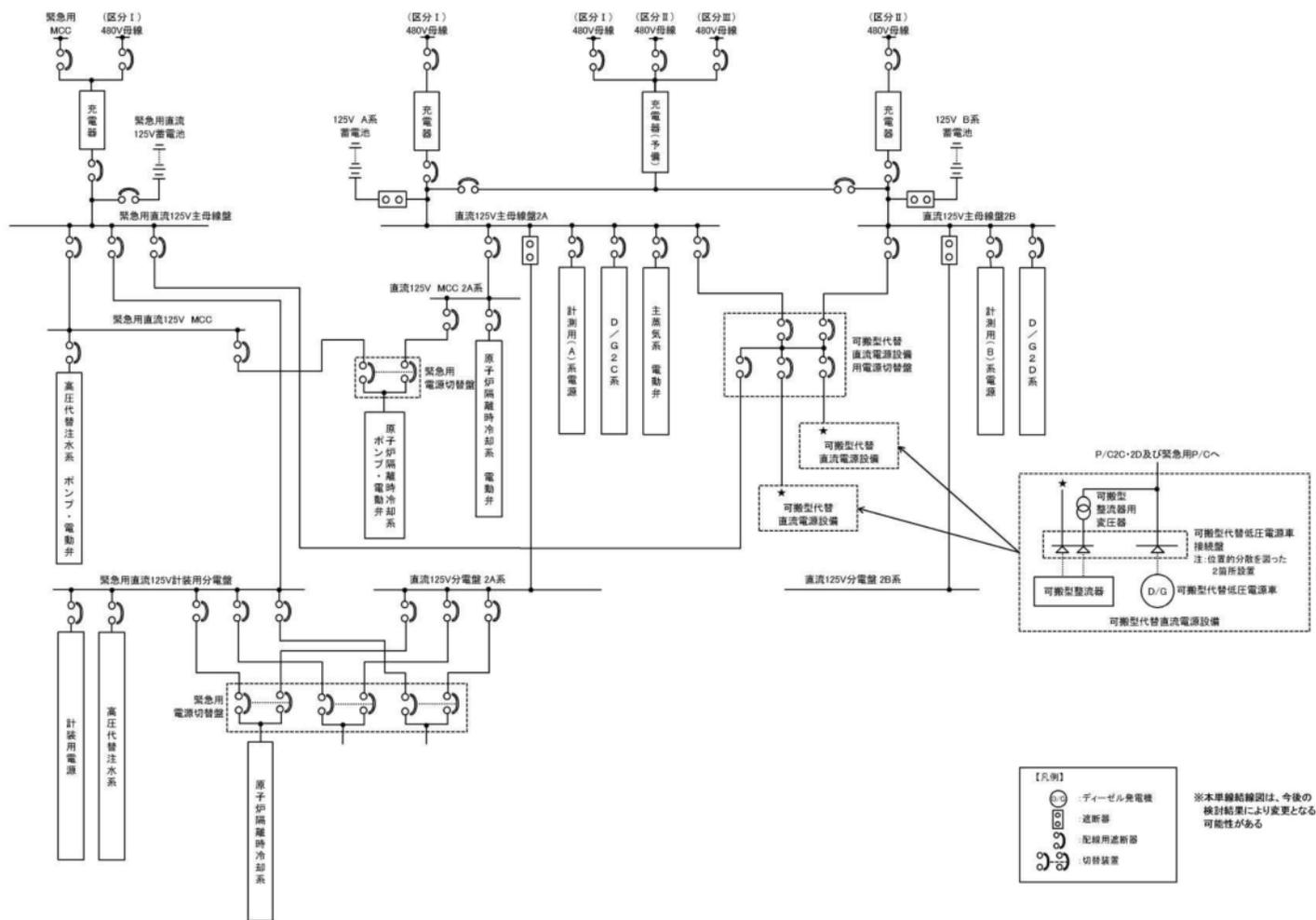
重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	新設 既設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能	対応可能な人 数で対応可能	備考
ほう酸水注入系による進展抑制 (ほう酸水注入)	ほう酸水注入ポンプ	既設	① ⑧ ⑨	ほう酸水注入系による進展抑制 (継続注水)	ほう酸水注入ポンプ	常設	60分以内	3名	自主対策とする理由は本文参照
	ほう酸水貯蔵タンク	既設			ほう酸水貯蔵タンク	常設			
	ほう酸水注入系配管・弁	既設			ほう酸水注入系配管・弁	常設			
	原子炉圧力容器	既設			純水系	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			原子炉圧力容器	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	燃料補給設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
				燃料補給設備	常設可搬				
—	—	—	—	制御棒駆動水圧系による進展抑制	制御棒駆動水ポンプ	常設	3分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照
					復水貯蔵タンク	常設			
					制御棒駆動水圧系配管・弁	常設			
					補給水系配管・弁	常設			
					原子炉圧力容器	常設			
					非常用交流電源設備	常設			
					燃料補給設備	常設			



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

(1) 高圧代替注水系現場起動

a. 操作概要

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉への注水を実施する。

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は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉への注水を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟地上4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（4名），所要時間（58分以内）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：4名（現場運転員3名，重大事故等対応要員1名）

所要時間目安：58分以内（当該設備は，設置未完のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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，綿手袋及びゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

操作性：設置未完のため，設置工事完了後，操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末）又は送受話器のうち，使用可能な設備より，中央制御室との連絡が可能である。

2. 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

原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系が機能喪失した場合において、高压代替注水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）設定点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

原子炉建屋原子炉棟地上5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：60分以内

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋及びゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

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：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話

機， P H S 端末) 又は送受話器のうち，使用可能な設備より，中央制御室との連絡が可能である。

解釈一覧

判断基準の解釈一覧 (1/2)

手順			判断基準記載内容	解釈
1.2.2.1 フロントライン系故障 時の対応手順	(1) 高压代替注水系 による原子炉の 冷却	a. 中央制御室からの 高压代替注水系起 動	原子炉水位低 (レベル3) 設定点	原子炉水位計 (狭帯域) 等にて原子炉水位低 (レ ベル3) 設定点
		b. 現場手動操作によ る高压代替注水系 起動	原子炉水位低 (レベル3) 設定点	原子炉水位計 (狭帯域) 等にて原子炉水位低 (レ ベル3) 設定点
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. 中央制御室からの 高压代替注水系起 動	原子炉水位低 (レベル3) 設定点	原子炉水位計 (狭帯域) 等にて原子炉水位低 (レ ベル3) 設定点
		b. 現場手動操作によ る高压代替注水系 起動	原子炉水位低 (レベル3) 設定点	原子炉水位計 (狭帯域) 等にて原子炉水位低 (レ ベル3) 設定点

判断基準の解釈一覧 (2/2)

手順		判断基準記載内容	解釈	
1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順	(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所内常設直流電源設備の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. 代替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所内常設直流電源設備の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，常設代替直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備が使用可能な場合。	—
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	原子炉水位低（レベル3）設定点	原子炉水位計（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）設定点
		b. 制御棒駆動水圧系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル3）設定点	原子炉水位計（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）設定点
1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順	(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	—	原子炉水位低（レベル3）設定点	原子炉水位計（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）設定点
	(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	—	原子炉水位低（レベル3）設定点	原子炉水位計（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）設定点

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	原子炉隔離時冷却系 S A 蒸気止め弁	—
			原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁	—
			高圧代替注水系注入弁	—
			原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁	—
			高圧代替注水系タービン止め弁	—
			高圧代替注水系系統流量指示値 136m ³ /h 以上	高圧代替注水系系統流量指示値 136m ³ /h 以上
		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 0.93MPa[gage]以上	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が 0.93MPa[gage]以上
			原子炉隔離時冷却系 S A 蒸気止め弁	—
			原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁	—
			高圧代替注水系注入弁	—
			原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁	—
			高圧代替注水系タービン止め弁	—
			可搬型計測器の原子炉水位指示値の上昇により確 認	可搬型計測器の原子炉水位指示値の上昇により確 認

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	ほう酸水貯蔵タンク出口弁	—
			ほう酸水注入系爆破弁	—
			ほう酸水貯蔵タンク純水補給ライン元弁	—
			ほう酸水貯蔵タンク純水補給水弁	—
		b. 制御棒駆動水圧系による原子炉注水	制御棒駆動水圧系流量調整弁	—
			制御棒駆動水圧系駆動水圧力調整弁	—
			制御棒駆動水圧系系統流量の上昇により確認	制御棒駆動水圧系系統流量指示値で約 4L/sec 程度
1.2.2.4 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)による 対応手順	(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	—	原子炉隔離時冷却系系統流量指示値 142m ³ /h 以上	原子炉隔離時冷却系系統流量指示値 142m ³ /h 以上
	(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	—	高圧炉心スプレイ系系統流量指示値指示値 1576.5m ³ /h 以上	高圧炉心スプレイ系系統流量指示値指示値 1576.5m ³ /h 以上

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

< 目 次 >

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 代替減圧

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 常設直流電源系統喪失時の減圧

(b) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧

(c) 逃がし安全弁が作動可能な環境条件

(d) 復旧

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 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と自主対策設備

d. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備

(a) インターフェイスシステムLOCA発生時の対応

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 手順等

1.3.2 重大事故等時の手順

1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 代替減圧

a. 手動による原子炉減圧

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧

a. 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）開放

b. 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

c. 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）開放

d. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放

(2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧

a. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

b. 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

(3) 復旧

a. 代替直流電源設備による復旧

b. 代替交流電源設備による復旧

(4) 重大事故等時の対応手段の選択

1.3.2.3 炉心損傷時における高圧熔融物放出／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) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「二次格納施設制御」

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. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放
2. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保
 - (1) 予備の高圧窒素ガスボンベへの交換
 - (2) 可搬型窒素供給装置（小型）による窒素供給
3. インターフェイスシステムLOCA発生時の漏えい停止操作（残留熱除去系の場合）

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発生時の破断面積及び現場環境等について

添付資料1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の検知手段について

添付資料1.3.7 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って、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 可搬型重大事故防止設備

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

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

c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。

(2) 復旧

a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。

(3) 蒸気発生器伝熱管破損 (SGTR)

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

(4) インターフェイスシステムLOCA (ISLOCA)

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

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の減圧機能は、逃がし安全弁（自動減圧機能）による自動減圧機能（以下「自動減圧系」という。）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（以下「格納容器」という。）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。

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで原子炉冷却材の漏えいを抑制する。なお、損傷箇所の隔離ができない場合は、逃がし安全弁による減圧で原子炉冷却材の漏えいを抑制することとしており、これらの手順等について説明する。

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧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。（第1.3-1図）

また、**高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による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^{*1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十六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、**直流電源（常設直流電源若しくは常設直流電源系統）喪失**又は高圧窒素ガス供給系の故障を想定する。

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

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.3-1表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 代替減圧

設計基準事故対処設備である自動減圧系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**中央制御室からの**手動操作により原子炉を減圧する手段がある。**なお、原子炉冷却材圧力バウンダリの過渡の圧力上昇を抑えるため、逃がし安全弁（逃がし弁機能）のバックアップとして、圧力の上昇を防止する逃がし安全弁（安全弁機能）がある。**

i) 原子炉減圧の自動化

原子炉水位異常低下（レベル1）設定点**到達10分後及び**残留熱除去系（**低圧注水系**）ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプが運転している場合に、過渡時自動減圧機能により原子炉を自動で減圧する。

過渡時自動減圧機能による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 過渡時自動減圧機能
- ・ **逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）**
- ・ **逃がし安全弁（安全弁機能）**

- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・非常用交流電源設備
- ・燃料補給設備

ii) 手動による原子炉減圧

中央制御室からの手動操作により逃がし弁機能用電磁弁又は自動減圧機能用電磁弁を作動させ、アキュムレータに蓄圧された窒素を逃がし安全弁に供給することにより逃がし安全弁を開放し、原子炉を減圧する。また、主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用母線が健全で、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、原子炉を減圧する。さらに原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系を中央制御室からの操作により起動し、原子炉蒸気の一部を用いて復水貯蔵タンクの水を循環することにより原子炉を減圧する。

逃がし安全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（自動減圧機能）
- ・逃がし安全弁（逃がし弁機能）
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・所内常設直流電源設備

また、上記所内常設直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

- ・常設代替直流電源設備

- ・可搬型代替直流電源設備

- ・燃料補給設備

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。

- ・タービン・バイパス系

- ・タービン制御系

原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ

- ・常設高圧代替注水系ポンプ

- ・復水貯蔵タンク

- ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁

- ・高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁

- ・主蒸気系配管・弁

- ・高圧炉心スプレイ系配管・弁

- ・補給水系配管・弁

- ・所内常設直流電源設備

- ・常設代替直流電源設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.3.1(2) a. (a) i) 原子炉減圧の自動化（過渡時自動減圧機能による減圧）」で使用する設備のうち、過渡時自動減圧機能、逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ及び自動減圧機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置づける。

「1.3.1(2) a. (a) i) 原子炉減圧の自動化（過渡時自動減圧機能による減圧）」で使用する設備のうち、逃がし安全弁（安全弁機能）、

非常用交流電源設備及び燃料補給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。

「1.3.1(2) a. (a) ii) 手動による原子炉減圧（逃がし安全弁による減圧）」で使用する設備のうち、逃がし安全弁（自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ、自動減圧機能用アキュムレータ、所内常設直流電源設備、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型代替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。

「1.3.1(2) a. (a) ii) 手動による原子炉減圧（原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系による減圧）」で使用する設備のうち、常設高圧代替注水系ポンプ、高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁、原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁、主蒸気系配管・弁、高圧炉心スプレイ系配管・弁、所内常設直流電源設備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。

「1.3.1(2) a. (a) ii) 手動による原子炉減圧（原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系による減圧）」で使用する設備のうち、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・弁及び主蒸気系配管・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1.3.1）

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系が機能喪失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。

- ・逃がし安全弁（逃がし弁機能）及び逃がし弁機能用アキュムレータ

逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動に使用する高圧窒素ガス供給系は、耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、原子炉冷却材圧力にかかる圧力を最高使用圧力の1.1倍未満に維持する手段として有効である。

- ・タービン・バイパス系及びタービン制御系

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用母線が健全で、復水器が使用可能であれば、原子炉を減圧することができるため、逃がし安全弁の代替減圧手段として有効である。

- ・補給水系配管・弁及び復水貯蔵タンク

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系により原子炉蒸気の一部を用いて復水貯蔵タンクの水を再循環することにより、原子炉を減圧することができるため、原子炉を減圧する手段として有効である。

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

- (a) 常設直流電源系統喪失時の減圧

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の作動に必要な常設直流電源が喪失し、原子炉の減圧ができない場合に、常設代替直流電源設備、可搬型代替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（自動減圧機能）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（逃がし弁機能）の作動に必要な直流電源が確保できない場合においても、代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁（逃がし弁機能）を作動させ原子炉を減圧する手段がある。

i) 常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復

常設代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を回復させて原子炉を減圧する。

常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能）
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ

ii) 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復

可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）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逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 燃料補給設備
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能）
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ

iii) 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復

逃がし安全弁（自動減圧機能）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）の機能を回復させ原子炉を減圧する。

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能）
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ

iv) 代替逃がし安全弁駆動装置による減圧

代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁（逃がし弁機能）の電磁弁排気ポートに窒素を供給することで、逃がし安全弁（逃がし弁機能）を開放して原子炉を減圧する。

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。

- ・代替逃がし安全弁駆動装置
- ・逃がし安全弁（逃がし弁機能）
- ・主蒸気系配管・クエンチャ

(b) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧

逃がし安全弁の作動に必要な逃がし弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合に、高圧窒素ガス供給系（非常用）により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）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）による窒素確保

逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な窒素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窒素を確保し、原子炉を減圧する。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）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（自動減圧機能）の作動に伴い逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な窒素の圧力が低下した場合は、予備の高圧窒素ガスポンベに切り替えることで窒素を確保し、原子炉を減圧する。さらに予備の高圧窒素ガスポンベ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（自動減圧機能）の作動に必要な窒素の圧力が低下した場合は、可搬型窒素供給装置（小型）から供給することで窒素を確保し、原子炉を減圧する。

高圧窒素ガス供給系（非常用）による窒素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
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ
- ・ 高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁

可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型窒素供給装置（小型）
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ
- ・ 高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁
- ・ 燃料補給設備

(c) 逃がし安全弁が作動可能な環境条件

想定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を

作動させることができるように、逃がし安全弁の作動に必要な窒素の供給圧力を調整可能な設計としている。

i) 逃がし安全弁の背圧対策

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、格納容器内圧力が設計圧力の2倍の状態（620kPa[gage]）となった場合においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように、あらかじめ供給圧力を設定する。

逃がし安全弁の背圧対策として、窒素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（非常用）配管・弁

(d) 復旧

全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合に、代替電源により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能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（常設代替直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備）により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を復旧する。

代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）を復旧する設備は以下のとおり。

- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 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（常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備）により充電器を受電し、逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を復旧する。

代替交流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）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

「1.3.1(2) b. (a) 常設直流電源系統喪失時の減圧」で使用する設備のうち、逃がし安全弁（自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ、自動減圧機能用アキュムレータ、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備、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。

「1.3.1(2) b. (b) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧」で使用する設備のうち、高圧窒素ガスボンベ、自動減圧機能用アキュムレータ、高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁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。

「1.3.1(2) b. (c) 逃がし安全弁が作動可能な環境条件」で使用する設備のうち、高圧窒素ガスボンベ及び高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁は重大事故等対処設備として位置づける。

「1.3.1(2) b. (d) 復旧」で使用する設備のうち、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備、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、常設直流電源系統喪失又は逃がし安全弁の作動に必要な窒素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及び逃がし安全弁（逃がし弁機能）

逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放まで時間を要するが、使用可能であれば、原子炉冷却材圧力にかかる圧力を最高使用圧力の1.1倍未満に維持する手段として有効である。

- ・可搬型窒素供給装置（小型）

可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保まで時間を要するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）に窒素を供給可能であれば、重大事故等の対処に必要な窒素を確保できることから有効な手段である。

c. 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（自動減圧機能）
- ・逃がし安全弁（逃がし弁機能）
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・逃がし弁機能用アキュムレータ

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

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（自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ及び自動減圧機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置づける。

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格納容器破損を防止することができる。

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、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格納容器破損を防止することができる。

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

- ・逃がし安全弁（逃がし弁機能）及び逃がし弁機能用アキュムレー

タ

逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動に使用する高圧窒素ガス供給系は、耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、原子炉冷却材圧力にかかる圧力を最高使用圧力の1.1倍未満に維持する手段として有効である。

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、中央制御室から漏えい箇所の隔離操作を実施するものの隔離ができない場合、格納容器外に原子炉冷却材の漏えいが継続する。格納容器外への漏えいを抑制するため、逃がし安全弁により原子炉を減圧し、現場による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（自動減圧機能）
- ・逃がし安全弁（逃がし弁機能）
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・逃がし弁機能用アキュムレータ

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。

- ・残留熱除去系注入弁

(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（自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ及び自動減圧機能用アキュムレータを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残留熱除去系注入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。

- ・逃がし安全弁（逃がし弁機能）及び逃がし弁機能用アキュムレータ

逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動に使用する高圧窒素ガス供給系は、耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、原子炉冷却材圧力にかかる圧力を最高使用圧力の1.1倍未満に維持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. 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、**運転員等^{※1}**及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」、「非常時運転手順書Ⅲ（シビア

アクシデント)」及び「重大事故等対策要領」に定める。（第1.3-1表）

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。（第1.3-2表，第1.3-3表）

※1 運転員等：運転員及び重大事故等対応要員のうち運転操作対応要員をいう。

（添付資料1.3.2）

1.3.2 重大事故等時の手順

1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 代替減圧

a. 手動による原子炉減圧

原子炉の冷温停止への移行又は低圧で原子炉へ注水可能な系統による原子炉注水への移行を目的として、逃がし安全弁若しくはタービン・バイパス弁を使用した中央制御室からの手動操作又は原子炉隔離時冷却系若しくは高圧代替注水系を復水貯蔵タンクの水で循環することにより、原子炉の減圧を実施する。

また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による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中央制御室からの手動操作により原子炉の減圧を行う。

(a) 手順着手の判断基準

①タービン・バイパス弁による原子炉の減圧

【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。

【急速減圧の場合】

原子炉隔離時冷却系又は高压代替注水系の復水貯蔵タンク循環
運転による原子炉の減圧が不可能な場合で、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。

②逃がし安全弁による原子炉の減圧

【原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合】

復水器が使用不可能であり、タービン・バイパス弁が使用でき
ない場合で、逃がし安全弁の開操作が可能な場合。

【急速減圧の場合】

低压で原子炉へ注水可能な系統^{※1}又は低压代替注水系^{※2}1系統以
上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。

【炉心損傷後の原子炉減圧の場合】

・ 高压注水系統がない場合

低压注水系統^{※3}1系統以上が使用可能な場合。

・ 原子炉注水手段がない場合

原子炉格納容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃
料有効長の20%高い位置）に到達した場合。

③原子炉隔離時冷却系又は高压代替注水系の復水貯蔵タンク循環運転 による原子炉の減圧

【急速減圧の場合】

逃がし安全弁が使用できない場合は、復水貯蔵タンクが使用可
能で、原子炉隔離時冷却系又は高压代替注水系が復水貯蔵タン
クの循環運転が可能な場合。

※1：炉心損傷前における「低压で原子炉へ注水可能な系統」とは、

高压炉心スプレイ系， 低压炉心スプレイ系， 残留熱除去系

(低圧注水系) 又は復水系をいう。

※2：炉心損傷前における「低圧代替注水系」とは、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系又は補給水系をいう。

※3：炉心損傷後における「低圧注水系統」とは、給水系・復水系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系又は補給水系をいう。

(b) 操作手順

タービン・バイパス弁、逃がし安全弁、原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系を使用した手動による原子炉減圧手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.3-2図、第1.3-3図及び第1.3-4図に示す。

【タービン・バイパス弁による原子炉の減圧】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等にタービン・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^a原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉減圧時の原子炉冷却材温度変化率が $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以内になるように、タービン・バイパス弁の開閉操作を実施し、発電長に報告する。

②^b急速減圧の場合

運転員等は中央制御室にて、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し、発電長に報告する。

【逃がし安全弁による原子炉の減圧】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に逃がし安全

弁を手動で開操作し、原子炉を減圧するよう指示する。

②^a 原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉減圧時の原子炉冷却材温度変化率が55℃/h以内になるように、逃がし安全弁を手動で開閉操作を実施し、発電長に報告する。

②^b 急速減圧の場合

運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動で開操作し、原子炉の急速減圧を実施し、発電長に報告する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）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7個を開放し、発電長に報告する。

②^c 炉心損傷後の原子炉減圧の場合

運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁（自動減圧機能又は逃がし弁機能）2個を手動で開操作し、原子炉を減圧し、発電長に報告する。

【原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系の復水貯蔵タンク循環運転による原子炉の減圧】

① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系を復水貯蔵タンクの循環運転で起動し、原子炉を減圧するよう指示する。

② 急速減圧の場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系を再循環で起動し、原子炉を減圧したことを、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから手動による原子炉減圧開始までの所要時間は下記のとおり想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

- ・逃がし安全弁による原子炉減圧：2分以内
- ・タービン・バイパス弁による原子炉減圧：3分以内
- ・原子炉隔離時冷却系による原子炉減圧：22分以内
- ・高圧代替注水系による原子炉減圧：11分以内

(2) 重大事故等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第1.3-19図に示す。

自動減圧系機能喪失時により逃がし安全弁が作動しない場合、低圧で原子炉へ注水可能な系統又は低圧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。

逃がし安全弁が使用不可能であれば原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系による原子炉の減圧を実施する。

また、原子炉水位低異常低下（レベル1）設定点到達10分後及び残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプが運転している場合は過渡時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. 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）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（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して、原子炉を減圧する。その後、可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を継続的に供給する。

(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場合において、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、低圧で原子炉へ注水可能な系統^{※1}又は低圧代替注水系^{※2}1系統以上起動による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、高圧注水系統^{※3}が使用できない場合で低圧注水系統^{※4}1系統以上が使用可能な場合、又は原子炉注水手段がなく、原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合。
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素が確保されている場合。
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を常設代替直流電源設備から緊急用直流125V主母線盤へ受電している場合。

※1：炉心損傷前における「低圧で原子炉へ注水可能な系統」とは、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）及び復水系をいう。

※2：炉心損傷前における「低圧代替注水系」とは、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系をいう。

※3：炉心損傷後における「高圧注水系統」とは、高圧炉心スプレイ系、給復水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系を

いう。

※4：炉心損傷後における「低圧注水系統」とは、給水系・復水系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系をいう。

(b) 操作手順

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）開放手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.3-3図に、概要図を第1.3-5図に、タイムチャートを第1.3-6図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に逃がし安全弁（自動減圧機能）の電源を所内常設直流電源設備から常設代替直流電源設備への切替準備を指示する。
- ② 運転員等は中央制御室にて、常設代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）開放に必要な緊急用直流電源母線電圧が確保されていることを確認し、発電長に報告する。
- ③ 発電長は、運転員等に逃がし安全弁（自動減圧機能）の電源を所内常設直流電源設備から常設代替直流電源設備への切り替えを指示する。
- ④ 運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁（自動減圧機能）を閉とし、逃がし安全弁の制御回路電源を所内常設直流電源設備から常設代替直流電源設備への切り替えを実施し、発電長に報告する。
- ⑤ 発電長は、運転員等に常設代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放を指示する。
- ⑥ 運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁（自動減圧機能）を手

動にて開操作し、原子炉圧力容器内の圧力が低下したことを確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから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）開放まで6分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

また、常設代替直流電源設備の枯渇による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動電源喪失を防止するため、可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を継続的に維持させる。なお、可搬型代替直流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

b. 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）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、可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して、原子炉を減圧する。

(a) 手順着手の判断基準

代替交流電源設備により緊急用MCCで給電できない場合で、常設代替直流電源設備である緊急用蓄電池により緊急用直流125V主母線盤が受電している場合。

(b) 操作手順

可搬型代替直流電源設備に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(c) 操作の成立性

可搬型代替直流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

また、逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、可搬型代替直流電源設備により電源復旧後、逃がし安全弁開放まで2分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

c. 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）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、中央制御室の逃がし安全弁（自動減圧機能）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）を開放して、原子炉の減圧を実施する。

原子炉減圧の確認は、中央制御室で確認が可能であり、中央制御室の計器により確認する。

(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場合において、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、低圧で原子炉へ注水可能な系統^{※1}又は低圧代替注水系^{※2}1系統以上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、高圧注水系統^{※3}が使用できない場合で低圧注水系統^{※4}1系統以上が使用可能な場合、又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合。
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素が確保されている場合。

※1：炉心損傷前における「低圧で原子炉へ注水可能な系統」とは、

高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系
(低圧注水系) 又は復水系をいう。

※2：炉心損傷前における「低圧代替注水系」とは，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替循環冷却系，消火系又は補給水系をいう。

※3：炉心損傷後における「高圧注水系統」とは，高圧炉心スプレイ系，給復水系，原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系をいう。

※4：炉心損傷後における「低圧注水系統」とは，給水系・復水系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水系），低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替循環冷却系，消火系又は補給水系をいう。

(b) 操作手順

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.3-3図に，概要図を第1.3-7図に，タイムチャートを第1.3-8図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等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）開放の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて，原子炉圧力容器内の圧力を監視するため，可搬型計測器のケーブルを盤内に接続し，原子炉圧力指示値を確認する。

③運転員等は中央制御室にて，逃がし安全弁（自動減圧機能）を閉とし，逃がし安全弁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する。

④運転員等は、発電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）開放の準備が完了したことを報告する。

⑤発電長は、運転員等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）開放を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、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）を開放し、原子炉の減圧を開始しする。

⑦運転員等は中央制御室にて、接続した可搬型計測器の原子炉圧力指示値の低下により減圧が開始されたことを確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁開放まで57分以内と想定する。

d. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（逃がし弁機能）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に、代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁（逃がし弁機能）の電磁弁排気ポートへ窒素を供給することで、逃がし安全弁（逃がし弁機能）を開放し、原子炉を減圧する。

原子炉減圧の確認は、中央制御室にて確認が可能であり、中央制御室の計器により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ず、逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁の開放が

できない場合において、低圧で原子炉へ注水可能な系統^{※1}又は低圧代替注水系^{※2}1系統以上起動により原子炉注水手段が確保されている場合。

※1：炉心損傷前における「低圧で原子炉へ注水可能な系統」とは、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）又は復水系をいう。

※2：炉心損傷前における「低圧代替注水系」とは、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系又は補給水系をいう。

(b) 操作手順

代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.3-3図に、概要図を第1.3-9図に、タイムチャートを第1.3-10図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放の準備を指示する。
- ② 運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の圧力を監視するため、可搬型計測器のケーブルを盤内に接続し、原子炉圧力指示値を確認する。
- ③ 運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、代替逃がし安全弁駆動装置窒素ボンベ圧力指示値が0.5MPa [gage] 以上であり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の駆動源が確保されていることを確認する。
- ④ 運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、代替逃がし安全弁駆動装置排気ライン止め弁を閉にし、耐圧ホースの接続を実施する。

⑤運転員等は、発電長に代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放の準備が完了したことを報告する。

⑥発電長は、運転員等に代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁（逃がし弁機能）を閉とする。

⑧運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、代替逃がし安全弁駆動装置窒素供給弁及び格納容器隔離弁を開とし、代替逃がし安全弁駆動装置窒素ポンペ供給圧力指示値が0.5MPa [gage] 以上であり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の駆動源が確保されたことを確認する。

⑨運転員等は中央制御室にて、接続した可搬型計測器の原子炉圧力指示値の低下により減圧が開始されたことを確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、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（逃がし弁機能）開放まで102分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.3.3-1)

(2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧

a. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）

駆動源確保

不活性ガス系からの窒素の供給が喪失し、逃がし安全弁の作動に必要な窒素の供給圧力が低下した場合に、供給源を高圧窒素ガス供給系（非常用）に切り替えることで逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保する。

また、高圧窒素ガス供給系（非常用）からの供給期間中において、逃がし安全弁（自動減圧機能）の窒素の供給圧力が低下した場合に、予備の高圧窒素ガスポンペへ切り替えを実施し、使用済みの高圧窒素ガスポンペを予備の高圧窒素ガスポンペと交換する。

(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」

逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低警報が発報した場合。

「高圧窒素ガス供給系（非常用）高圧窒素ガスポンペ切替」

高圧窒素ガスポンペから逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素を供給している期間中において、高圧窒素ガスポンペ圧力低警報が発報した場合。

(b) 操作手順

高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.3-11図に、タイムチャートを第1.3-12図に示す。

① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保を指示する。

② 運転員等は中央制御室にて、高圧窒素ガスポンペ供給止め弁が開したことを確認する。あわせて、自動減圧系作動用アキュムレー

タ圧力低警報が消灯することを確認する。

③運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、自動減圧系作動用アキュムレータ供給圧力指示値が0.902MPa [gage] 以上であり、逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源が確保されていることを確認し、発電長に報告する。

④発電長は、運転員等に高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁（自動減圧機能）への窒素供給中に、高圧窒素ガスポンベ圧力低警報が発生した場合、予備ポンベラックに配備している予備の高圧窒素ガスポンベと使用済みの高圧窒素ガスポンベの交換を指示する。

⑤運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、予備の高圧窒素ガスポンベを運搬し、使用済みの高圧窒素ガスポンベと予備の高圧窒素ガスポンベの入れ替えを実施する。

⑥運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、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に切り替えを実施し、発電長に報告する。

⑦発電長は、運転員等に高圧窒素ガスポンベを交換した後の窒素供給圧力指示値の確認を指示する。

⑧運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、高圧窒素ガスポンベを交換した後、窒素が供給されていることを自動減圧系作動用アキュムレータ供給圧力指示値により確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

作業開始を判断してから、高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）

駆動源確保

- ・中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合は1分以内と想定する。

高圧窒素ガスボンベ切替及び予備の高圧窒素ガスボンベへの交換に

よる逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

- ・中央制御室運転員1名，現場運転員2名にて作業を実施した場合は281分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

（添付資料1.3.3-2）

- b. 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

高圧窒素ガス供給系（非常用）からの供給期間中において，逃がし安全弁（自動減圧機能）の窒素の供給圧力が低下した場合に，可搬型窒素供給装置（小型）からの供給に切り替えを実施する。

- (a) 手順着手の判断基準

高圧窒素ガス供給系（非常用）から逃がし安全弁（自動減圧機能）へ作動用の窒素供給期間中に，高圧窒素ガスボンベ圧力低警報が発報した場合。

- (b) 操作手順

可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.3-13図に，タイムチャートを第1.3-14図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための準備を依頼する。
- ②発電長は、運転員等に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための系統構成を指示する。
- ③運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟及び原子炉建屋原子炉棟にて、可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための系統構成を実施し、発電長に報告する。
- ④発電長は、災害対策本部長に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための系統構成が完了したことを連絡する。
- ⑤発電長は、運転員等に窒素供給用ホースの接続を指示する。
- ⑥運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟及び原子炉建屋原子炉棟にて、窒素供給用ホースを接続し、発電長に報告する。
- ⑦災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための準備を指示する。
- ⑧重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置を原子炉建屋附属棟東側屋外に配備し、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。
- ⑨重大事故等対応要員は、災害対策本部長に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための準備が完了したことを報告する。
- ⑩災害対策本部長は、発電長に可搬型窒素供給装置（小型）による

逃がし安全弁（自動減圧機能）への駆動源の供給開始を連絡する。

⑪ 災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）への駆動源の供給開始を指示する。

⑫ 重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）への駆動源供給のための系統構成を実施し、可搬型窒素供給装置（小型）を起動する。

⑬ 重大事故等対応要員は、災害対策本部長に可搬型窒素供給装置（小型）により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源へ供給を開始し、災害対策本部長に可搬型窒素供給装置（小型）により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源へ供給を開始したことを報告する。

⑭ 災害対策本部長は、発電長に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源の確保が完了したことを連絡する。

⑮ 発電長は、運転員等に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源が確保されていることを指示する。

⑯ 運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、自動減圧系作動用アキュムレータ供給圧力指示値が0.902MPa [gage] 以上であり、可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源が確保されたことを確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、現場運転員2名及び重大事故等対応要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保まで310分以内と想

定する。

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、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.3.3-2)

(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原子炉減圧機能が喪失した場合、常設代替直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁(自動減圧機能)の機能を復旧する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失により、直流125V主母線盤2A及び直流125V主母線盤2Bの電圧喪失を確認した場合において、常設代替直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備による給電が可能な場合。

(b) 操作手順

常設代替直流電源設備及び可搬型代替直流電源設備に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

代替直流電源による復旧後、逃がし安全弁(自動減圧機能)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

常設代替直流電源設備及び可搬型代替直流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

また、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、代替直流電源設備により電源復旧後、逃がし安全弁開放まで2分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b. 代替交流電源設備による復旧

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、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、逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、直流125V主母線盤2 A及び直流125V主母線盤2 Bの電源喪失を確認した場合において、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 2 C及びP/C 2 Dの受電が完了している場合。

(b) 操作手順

常設代替交流電源設備に関する手順及び可搬型代替交流電源設備に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

代替交流電源による復旧後、逃がし安全弁(自動減圧機能)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

常設代替交流電源設備に関する操作の成立性及び可搬型代替交流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

また、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作は、中央

制御室運転員1名にて作業を実施した場合、代替直流電源設備により電源復旧後、逃がし安全弁開放まで2分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(4) 重大事故等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第1.3-19図に示す。

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備、逃がし安全弁用可搬型蓄電池により逃がし安全弁（自動減圧機能）、又は代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁（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、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備により直流電源を確保し逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を復旧する。

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失した場合、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器に給電することで直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を復旧する。

逃がし安全弁作動用窒素の喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、高圧窒素ガスボンベにより逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用窒素を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）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、あらかじめ逃がし安全弁に必要な窒素の供給圧力を調整している。

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

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合におい

て、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、逃がし安全弁を使用した中央制御室からの手動操作による原子炉の減圧を行う。

格納容器破損を防止するための手動による原子炉減圧の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) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「二次格納施設制御」

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、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、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、逃がし安全弁により原子炉を減圧することで、原子炉建屋原子炉棟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

原子炉建屋原子炉棟内の温度若しくはエリア放射線モニタ等の漏えい関連警報の発生、又は非常用炉心冷却系の吐出圧力上昇等により漏えいが予測されるパラメータの変化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

「二次格納施設制御」における操作手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.3-15図、第1.3-16図及び第1.3-17図にタイムチャートを第1.3-18図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に破断箇所を隔離し漏えいの抑制を指示する。

- ②運転員等は中央制御室にて、原子炉建屋原子炉棟への異常漏えい等
を示すパラメータの変化及び警報発報により、破断箇所を特定し中
央制御室からの遠隔操作にて隔離を実施し、発電長に報告する。
- ③発電長は、運転員等に破断箇所の隔離又は破断箇所の特定ができな
い場合は、原子炉スクラム及び主蒸気隔離弁の閉操作を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて、原子炉スクラム及び主蒸気隔離弁の閉
操作を実施し、発電長に報告する。
- ⑤発電長は、運転員等に原子炉建屋ガス処理系の停止操作及び中央制
御室換気系の起動操作を指示する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、原子炉建屋ガス処理系の停止操作及び
中央制御室換気系の起動操作を実施し、発電長に報告する。
- ⑦発電長は、運転員等に原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態
で原子炉へ注水可能な系統又は代替注水系を1系統以上の起動後、原
子炉減圧及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の起
動操作を指示する。
- ⑧運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の
状態で原子炉へ注水可能な系統又は代替注水系を1系統以上の起動
操作を実施する。
- ⑨運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁により原子炉急速減圧を
行い、原子炉の減圧を実施することで、原子炉建屋原子炉棟への原
子炉冷却材漏えい量を抑制する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（サブプレッション・プー
ル冷却系）の起動操作を実施し、発電長に報告する。
- ⑪発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位異常低
下（レベル2）設定点から原子炉水位低（レベル3）設定点の間で

維持するよう指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態
で原子炉へ注水可能な系統又は代替注水系により、原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル2）設定点から原子炉水位低（レベル3）設定点の間に維持し、発電長に報告する。

⑬発電長は、運転員等に破断箇所の隔離を指示する。

⑭運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、現場手動操作による破断箇所の隔離を実施し、発電長に報告する。

⑮発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持するよう指示する。

⑯運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態
で原子炉へ注水可能な系統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3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持し、発電長に報告する。

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、中央制御室運転員2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12分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

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、現場運転員3名及び重大事故対応要員1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300分以内と想定する。

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。

(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 L O C A が発生する可能性のある操作は、定期試験として実施する非常用炉心冷却系電動弁作動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**等により閉操作が困難とな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 L O C A が発生していると判断できる。これにより、漏えい箇所の特定及び隔離操作箇所の特定が容易であり、中央制御室からの遠隔隔離操作を速やかに行うことを可能とする。

(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 환경을考慮しても、現場での隔離操作は可能とする。

(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 L O C A 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 L O C A の検知について)

インターフェイスシステム L O C A 発生時は、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 L O C A と判断する。非常用炉心冷却系ポンプ室は、原子炉建屋原子炉棟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原子炉棟内の状況を確認することを可能とする。

(添付資料1.3.3-3, 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

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代替直流電源設備による復旧手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」に整備する。

可搬型窒素供給装置（小型）、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代替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」に整備する。

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

第1.3-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対応設備，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	整備する手順書
フロントライン系故障時	自動減圧系	<p>（過渡時自動減圧機能による減圧）</p> <p>原子炉減圧の自動化</p>	<p>過渡時自動減圧機能 逃がし安全弁（過渡自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ</p>	※1
			<p>逃がし安全弁（安全弁機能） 非常用交流電源設備※2 燃料補給設備※2</p>	
		<p>（逃がし安全弁による減圧）</p> <p>手動による原子炉減圧</p>	<p>逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ 所内常設直流電源設備※2 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 常設代替直流電源設備※2 可搬型代替直流電源設備※2 燃料補給設備※2</p>	<p>重大事故等対処設備</p> <p>非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「減圧冷却」等</p> <p>非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水-1」</p>
			<p>逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ</p>	<p>自主対策設備</p>

※1：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：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。

※3：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう，あらかじめ供給圧力を設定している。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／5）

（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	整備する手順書
フロントライン系故障時	自動減圧系	<input type="checkbox"/> (タービン・バイパス弁による減圧) 手動による原子炉の減圧	タービン・バイパス系 タービン制御系	自主対策設備
		<input type="checkbox"/> (原子炉隔離時冷却系による減圧) 手動による原子炉の減圧	所内常設直流電源設備※2	重大事故等対処設備
		<input type="checkbox"/> (原子炉隔離時冷却系による減圧) 手動による原子炉の減圧	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	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
		<input type="checkbox"/> (原子炉隔離時冷却系による減圧) 手動による原子炉の減圧	補給水系配管・弁 復水貯蔵タンク	自主対策設備
		<input type="checkbox"/> (高圧代替注水系による減圧) 手動による原子炉の減圧	常設高圧代替注水系ポンプ 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 高圧炉心スプレイ系配管・弁 常設代替直流電源設備※2	重大事故等対処設備
<input type="checkbox"/> (高圧代替注水系による減圧) 手動による原子炉の減圧	補給水系配管・弁 復水貯蔵タンク	自主対策設備		

非常時運転手順書Ⅱ
 （微候ベース）
 「減圧冷却」等

※1：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：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。

※3：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう，あらかじめ供給圧力を設定している。

：自主的に整備する対応手段を示す。

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処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書
サポート系故障時	常設直流電源系統	常設代替直流電源設備による 逃がし安全弁機能回復	常設代替直流電源設備※2 逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
		可搬型代替直流電源設備による 逃がし安全弁機能回復	可搬型代替直流電源設備※2 燃料補給設備※2 逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
		逃がし安全弁用可搬型蓄電池による 逃がし安全弁機能回復	逃がし安全弁用可搬型蓄電池 逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
		代替逃がし安全弁駆動装置による減圧	主蒸気系配管・クエンチャ 代替逃がし安全弁駆動装置 逃がし安全弁（逃がし弁機能）	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」等 重大事故等対策要領

※1：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：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。

※3：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう，あらかじめ供給圧力を設定している。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4/5）

（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処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書
サポート系故障時	-	高圧窒素ガス供給系（非常用）による窒素確保	高圧窒素ガスポンベ 自動減圧機能用アキュムレータ 高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
		可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保	自動減圧機能用アキュムレータ 高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁 燃料補給設備※2	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」等
			可搬型窒素供給装置（小型）※2	自主対策設備 重大事故等対策要領
	-	逃がし安全弁の背圧対策	高圧窒素ガスポンベ 高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁	重大事故等対処設備 ※3
	全交流動力電源 常設直流電源系統	代替直流電源設備による復旧	常設代替直流電源設備※2 可搬型代替直流電源設備※2 燃料補給設備※2	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
		代替交流電源設備による復旧	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 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」等 重大事故等対策要領

※1：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：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。

※3：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう，あらかじめ供給圧力を設定している。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／5）

（格納容器破損の防止，インターフェイスLOCA発生時）

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	整備する手順書	
格納容器破損の防止	—	炉心損傷時における格納容器雰囲気直接加熱の防止	逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対応設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」
			逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	
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（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対応設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「二次格納施設制御」等
			逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	
		原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離	残留熱除去系注入弁	重大事故等対応設備 （設計基準拡張）	

※1：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：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。

※3：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう，あらかじめ供給圧力を設定している。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

第1.3-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/6)

対応手順	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧			
「減圧冷却」	判断基準	補機監視機能 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 給水系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水器真空度	
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		格納容器内の水位	サプレッション・プール水位※1
		格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度※1
補機監視機能	復水器真空度		
「急速減圧」	判断基準	補機監視機能 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 給水系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水器真空度 復水貯蔵タンク水位	
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		格納容器内の水位	サプレッション・プール水位※1
		格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度※1
補機監視機能	復水器真空度 復水貯蔵タンク水位		

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (2/6)

対応手順	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			
「注水-1」	判断基準	補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 給水系ポンプ吐出ヘッド圧力
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A燃料域) ※1
	操作	原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) ※1 原子炉水位 (広帯域) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A広帯域) ※1 原子炉水位 (S A燃料域) ※1
		格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 ※1		

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (3/6)

対応手順	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			
a. 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) 開放	判断基準	電源	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
	操作	電源	緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力 窒素ガスボンベ出口圧力
	b. 可搬型代替交流電源設備による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放	判断基準	電源
補機監視機能			高圧窒素ガス供給系供給圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
操作		電源	緊急用直流 125V 主母線盤電圧 緊急用 P / C 電圧
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力 窒素ガスボンベ出口圧力

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (4/6)

対応手順	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			
c. 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) 開放	判断基準	電源	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
	操作	電源	緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力 窒素ガスポンベ出口圧力
	d. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁 (逃がし弁機能) 開放	判断基準	電源
補機監視機能			高圧窒素ガス供給系供給圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
操作		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力 代替逃がし安全弁駆動装置窒素ガスポンベ出口圧力

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (5/6)

対応手順	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 (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧			
a. 高圧窒素ガス供給系(非常用)による逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動源確保	判断基準	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力 自動減圧系作動用アキュムレータ圧力 低警報 高圧窒素ガスポンベ圧力低警報
	操作	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力 窒素ガスポンベ出口圧力
b. 可搬型窒素供給装置(小型)による逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動源確保	判断基準	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力 高圧窒素ガスポンベ圧力低警報
	操作	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系供給圧力

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備)を示す。

監視計器一覧 (6/6)

対応手順	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		
(1) 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「二次格納施設制御」	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (SA広帯域) ※1 原子炉水位 (SA燃料域) ※1 原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (SA) ※1 ドライウェル雰囲気温度 ※1 ドライウェル圧力 ※1 建屋放射線モニタ
		漏えい関連警報 主蒸気管圧力 原子炉冷却材浄化系流量差 原子炉隔離時冷却系ポンプ入口圧力 原子炉隔離時冷却系タービン入口蒸気管差圧 主蒸気トンネル室雰囲気温度 原子炉隔離時冷却系ポンプ室雰囲気温度 原子炉冷却材浄化系ポンプ室及び熱交室雰囲気温度 残留熱除去系ポンプ室雰囲気温度 プロセス放射線モニタ
	操作	格納容器バイパスの監視 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (SA広帯域) ※1 原子炉水位 (SA燃料域) ※1 原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (SA) ※1 ドライウェル雰囲気温度 ※1 ドライウェル圧力 ※1 建屋放射線モニタ
		原子炉圧力容器への注水量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ※1 残留熱除去系系統流量 ※1 低圧炉心スプレイ系系統流量 ※1 低圧代替注水系原子炉注水流量 ※1
		補機監視機能 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
		水源の確保 サプレッション・プール水位 ※1 代替淡水貯槽水位 ※1
		格納容器内の温度 サプレッション・プール水温度 ※1
最終ヒートシンクの確保 残留熱除去系熱交換器入口温度 ※1 残留熱除去系熱交換器出口温度 ※1 残留熱除去系系統流量 ※1 残留熱除去系海水系系統流量 ※1		

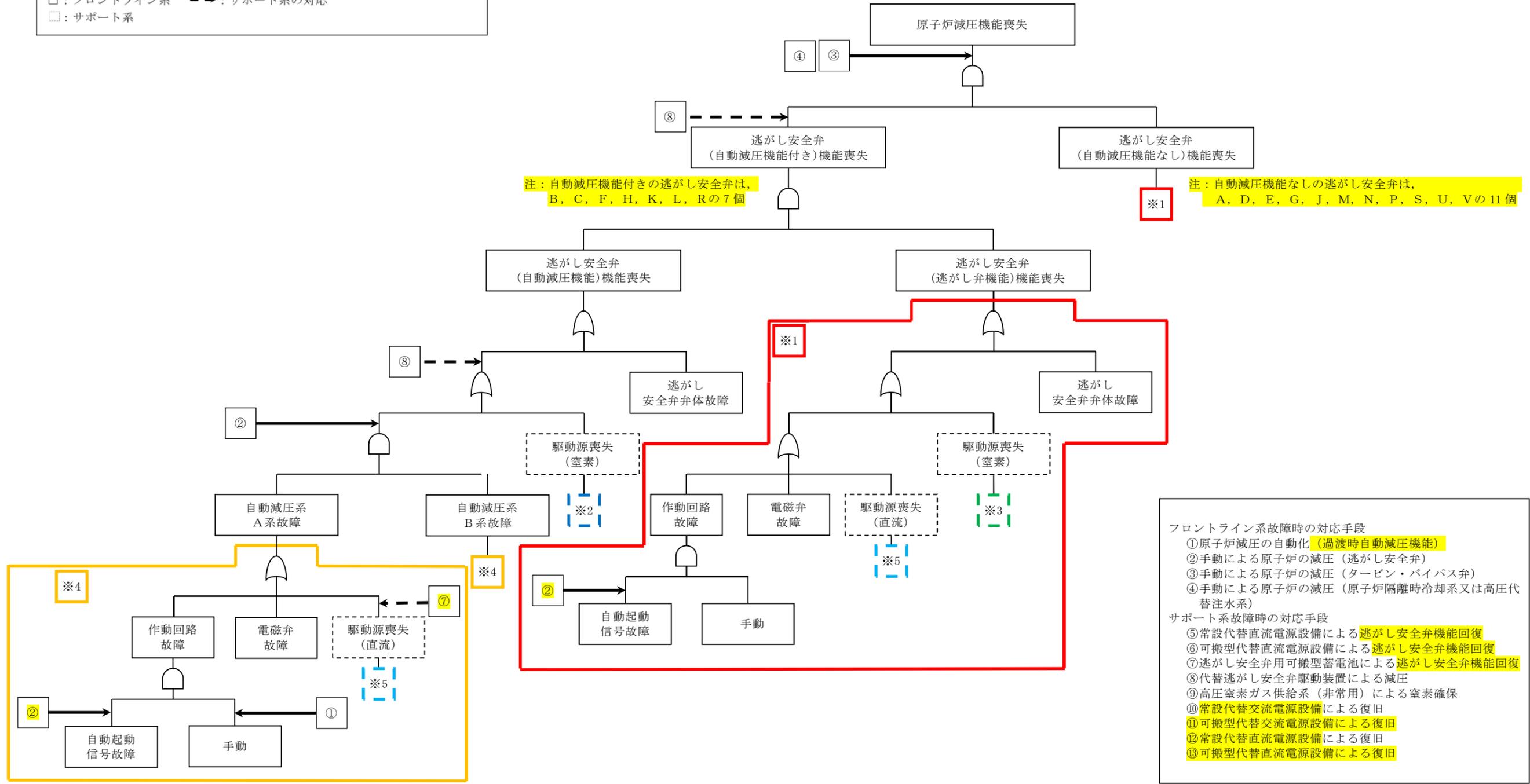
※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

第1.3-3表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 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	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 逃がし安全弁用可搬型蓄電池 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B 緊急用直流 125V 主母線盤
	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 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B 緊急用直流125V主母線盤

(凡例)

- : AND 条件 → : フロントライン系の対応
- △ : OR 条件
- : フロントライン系 - - - : サポート系の対応
- : サポート系



注：自動減圧機能付きの逃がし安全弁は、B, C, F, H, K, L, Rの7個

注：自動減圧機能なしの逃がし安全弁は、A, D, E, G, J, M, N, P, S, U, Vの11個

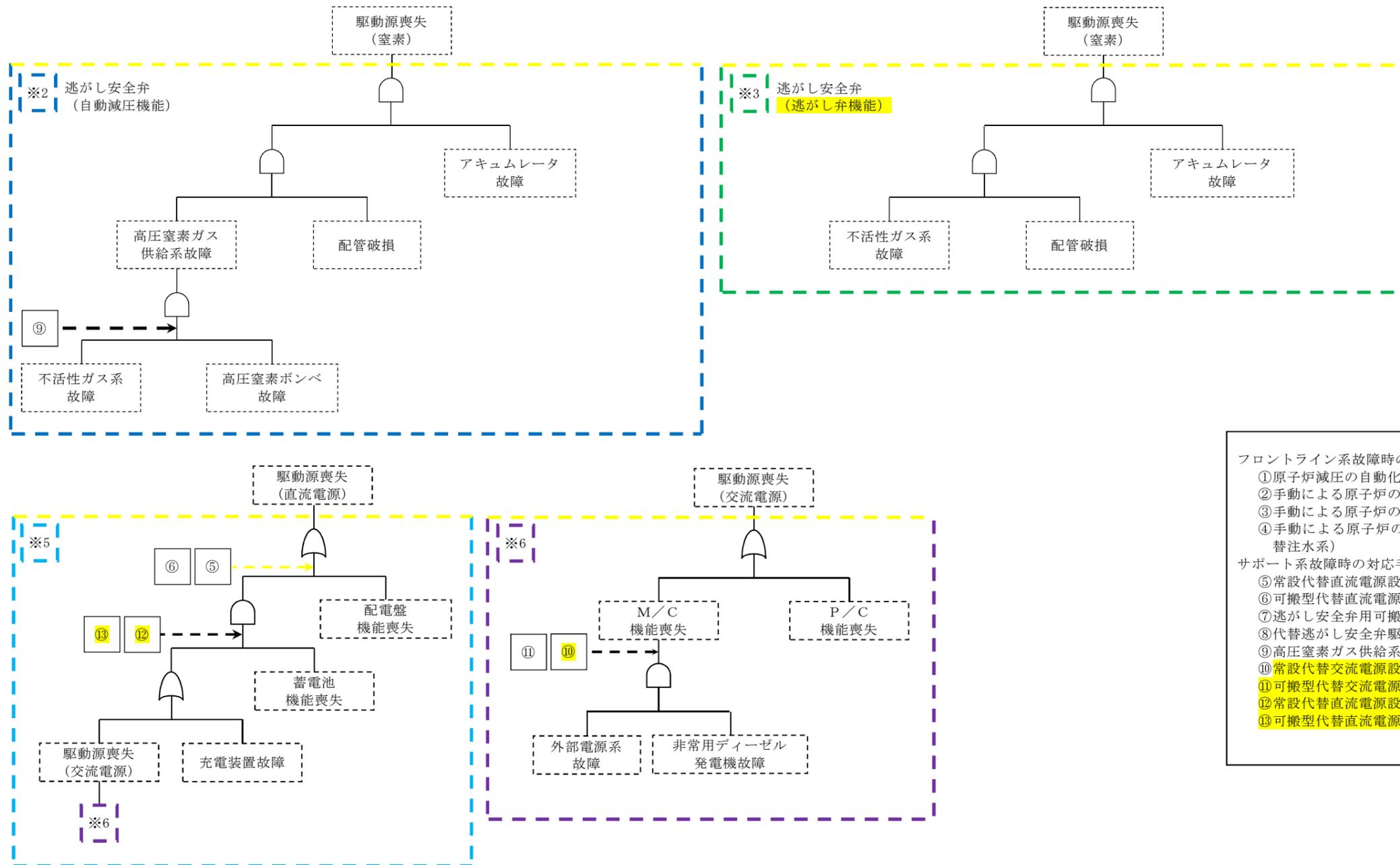
- フロントライン系故障時の対応手段
- ①原子炉減圧の自動化 (過渡時自動減圧機能)
 - ②手動による原子炉の減圧 (逃がし安全弁)
 - ③手動による原子炉の減圧 (タービン・バイパス弁)
 - ④手動による原子炉の減圧 (原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系)
- サポート系故障時の対応手段
- ⑤常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復
 - ⑥可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復
 - ⑦逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復
 - ⑧代替逃がし安全弁駆動装置による減圧
 - ⑨高圧窒素ガス供給系 (非常用) による窒素確保
 - ⑩常設代替交流電源設備による復旧
 - ⑪可搬型代替交流電源設備による復旧
 - ⑫常設代替直流電源設備による復旧
 - ⑬可搬型代替直流電源設備による復旧

- 注：③の対策は、主蒸気隔離弁開時のみ有効
- 注：⑤, ⑥, ⑦, ⑨の対策は、自動減圧機能付きの逃がし安全弁が対象
- 注：⑧の対策は、自動減圧機能なしの逃がし安全弁が対象
- 注：⑩, ⑪, ⑫, ⑬の対策は、自動減圧機能付きの逃がし安全弁及び自動減圧機能なしの逃がし安全弁が対象

第1.3-1図 機能喪失原因対策分析 (1/2)

(凡例)

- : AND 条件 \longrightarrow : フロントライン系の対応
- △ : OR 条件
- : フロントライン系 \dashrightarrow : サポート系の対応
- : サポート系



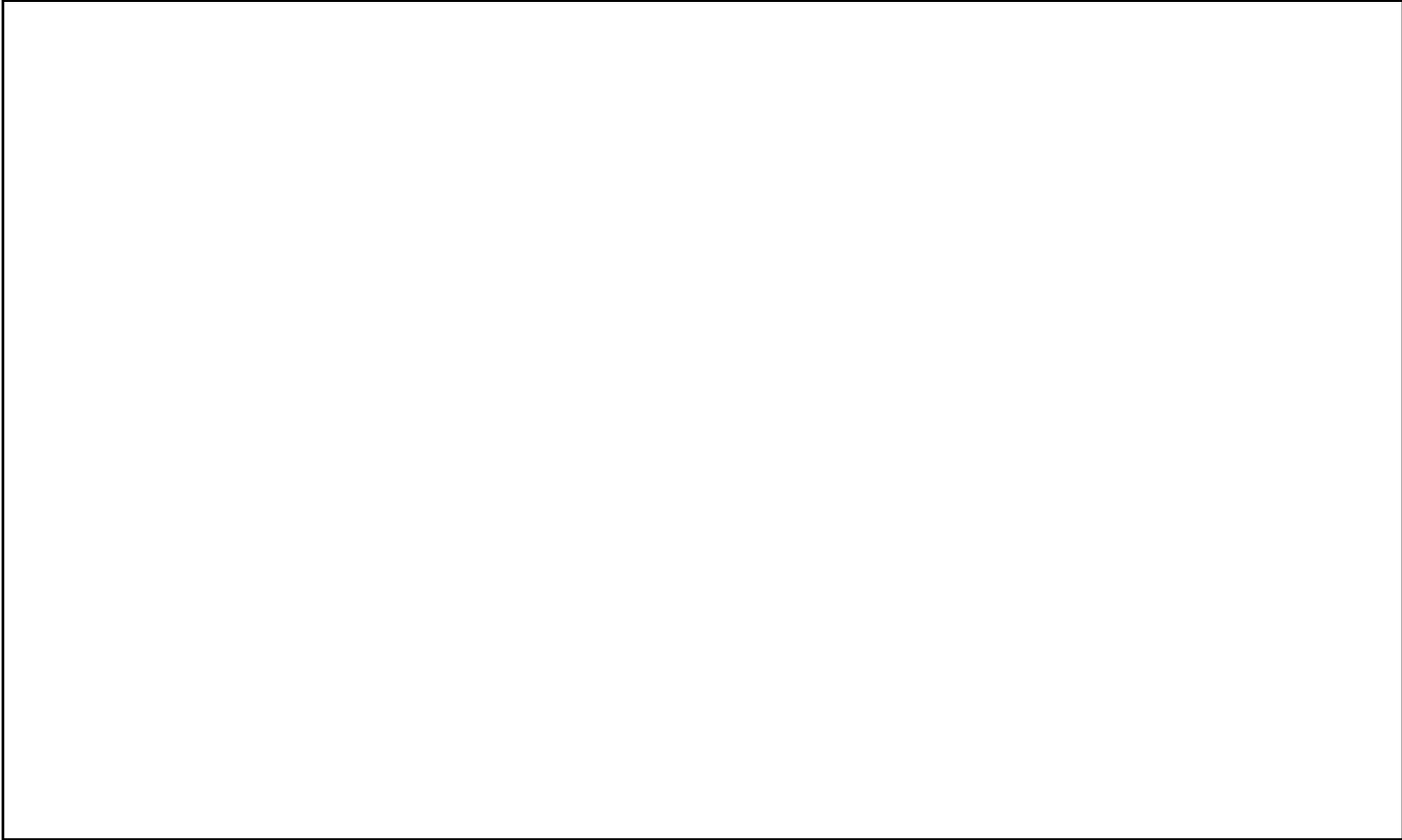
フロントライン系故障時の対応手段

- ①原子炉減圧の自動化 (過渡時自動減圧機能)
- ②手動による原子炉の減圧 (逃がし安全弁)
- ③手動による原子炉の減圧 (タービン・バイパス弁)
- ④手動による原子炉の減圧 (原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系)

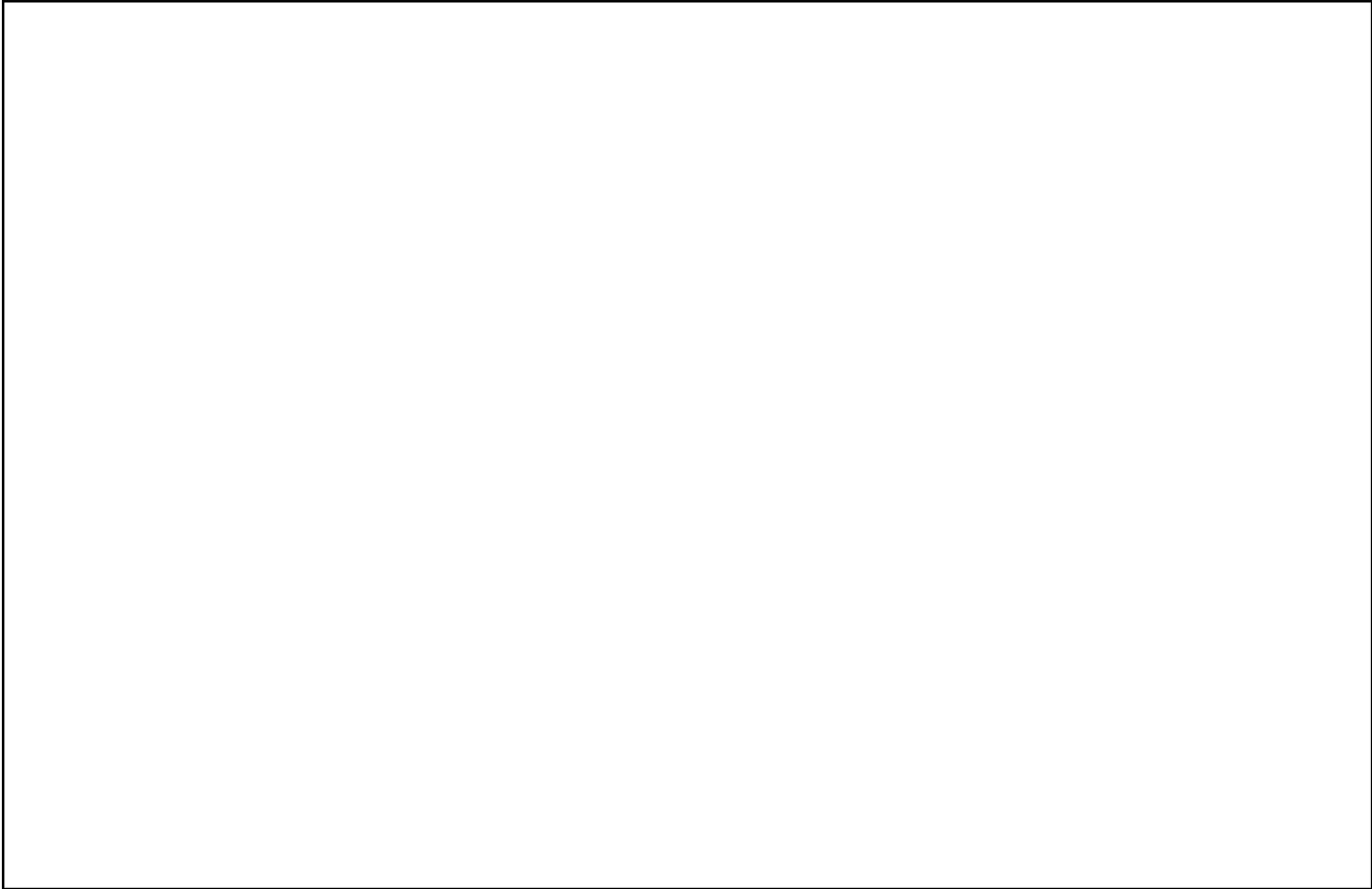
サポート系故障時の対応手段

- ⑤常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復
- ⑥可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復
- ⑦逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復
- ⑧代替逃がし安全弁駆動装置による減圧
- ⑨高圧窒素ガス供給系 (非常用) による窒素確保
- 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
- ⑫常設代替直流電源設備による復旧
- ⑬可搬型代替直流電源設備による復旧

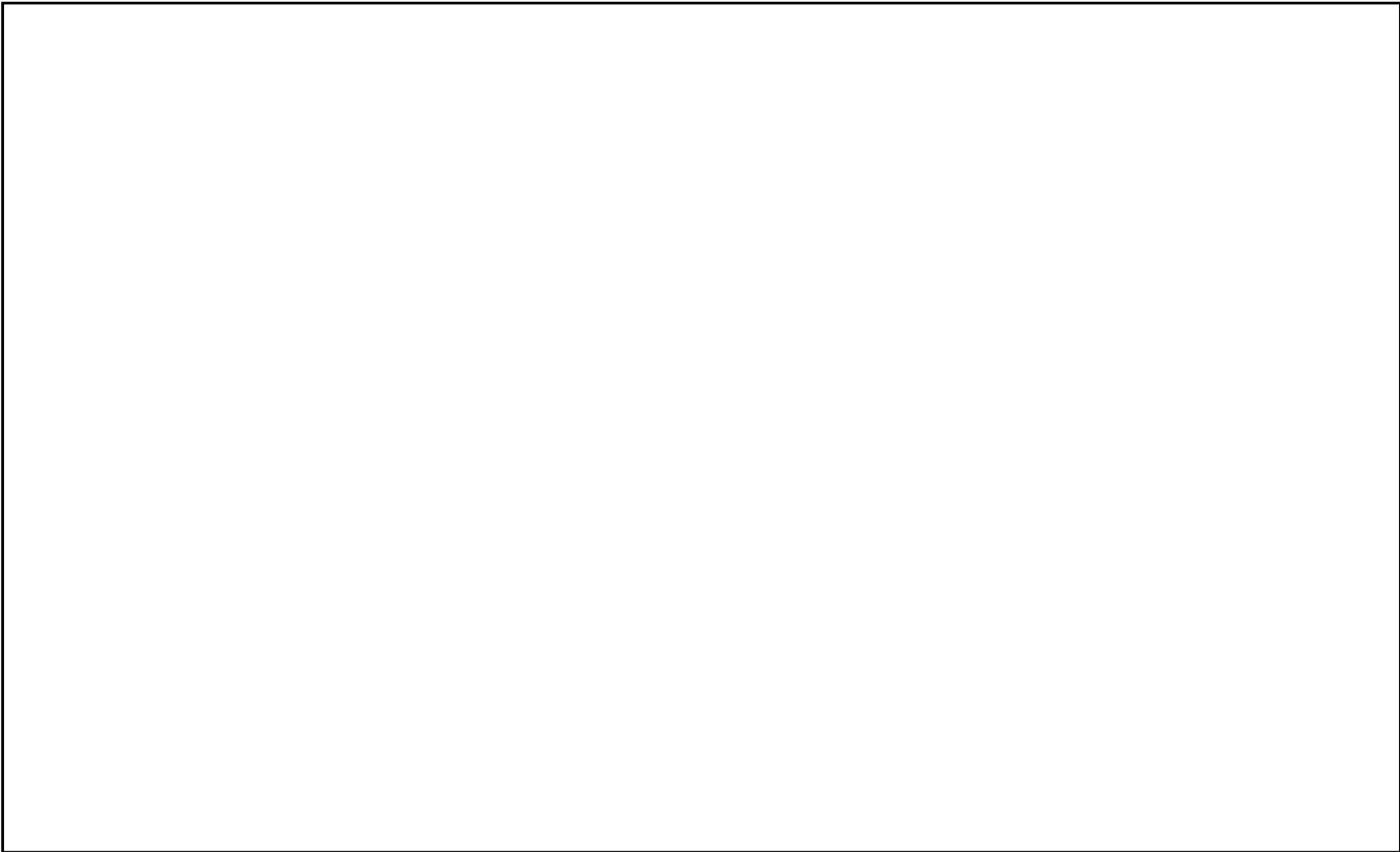
第1.3-1図 機能喪失原因対策分析 (2/2)



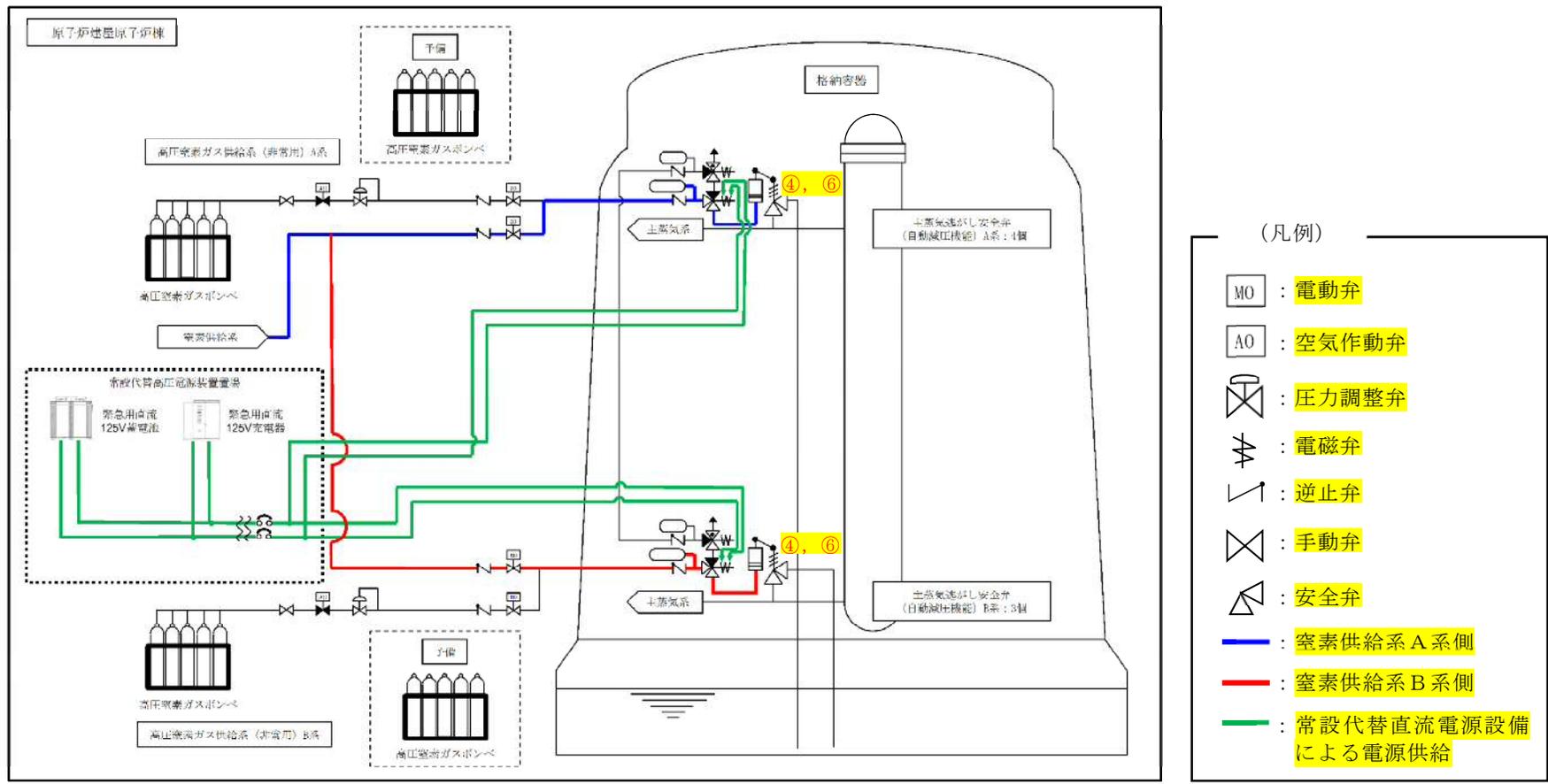
第 1.3-2 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御 「減圧冷却」における対応フロー



第1.3-3図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）不測事態 「急速減圧」における対応フロー



第1.3-4図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「注水-1」における対応フロー



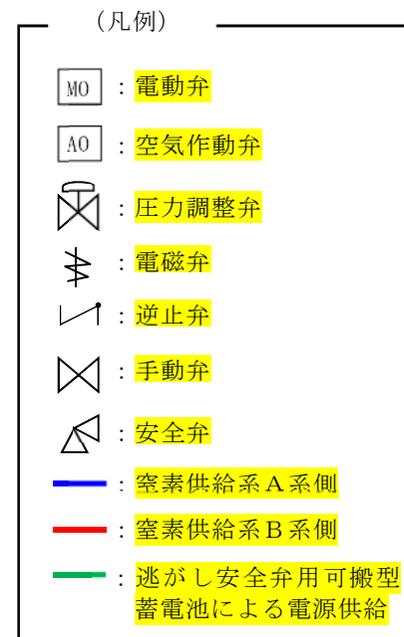
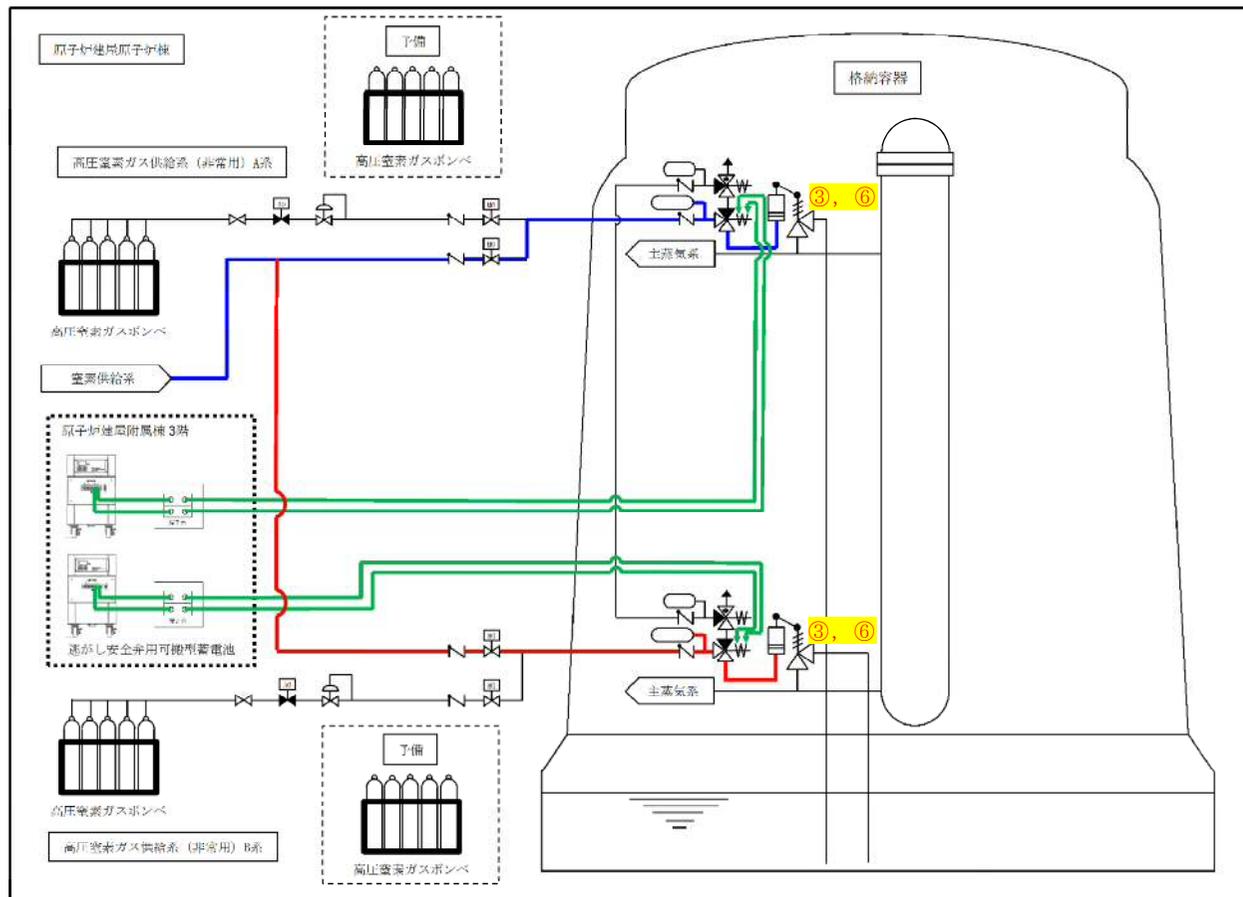
操作手順	弁名称
④, ⑥	逃がし安全弁 (自動減圧機能)

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.3-5図 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) 開放 概要図

手順の項目		実施箇所・必要要員数	経過時間(分)									備考		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9			
			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)開放											
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)開放		運転員A (中央制御室)	1											

第1.3-6図 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)開放
タイムチャート



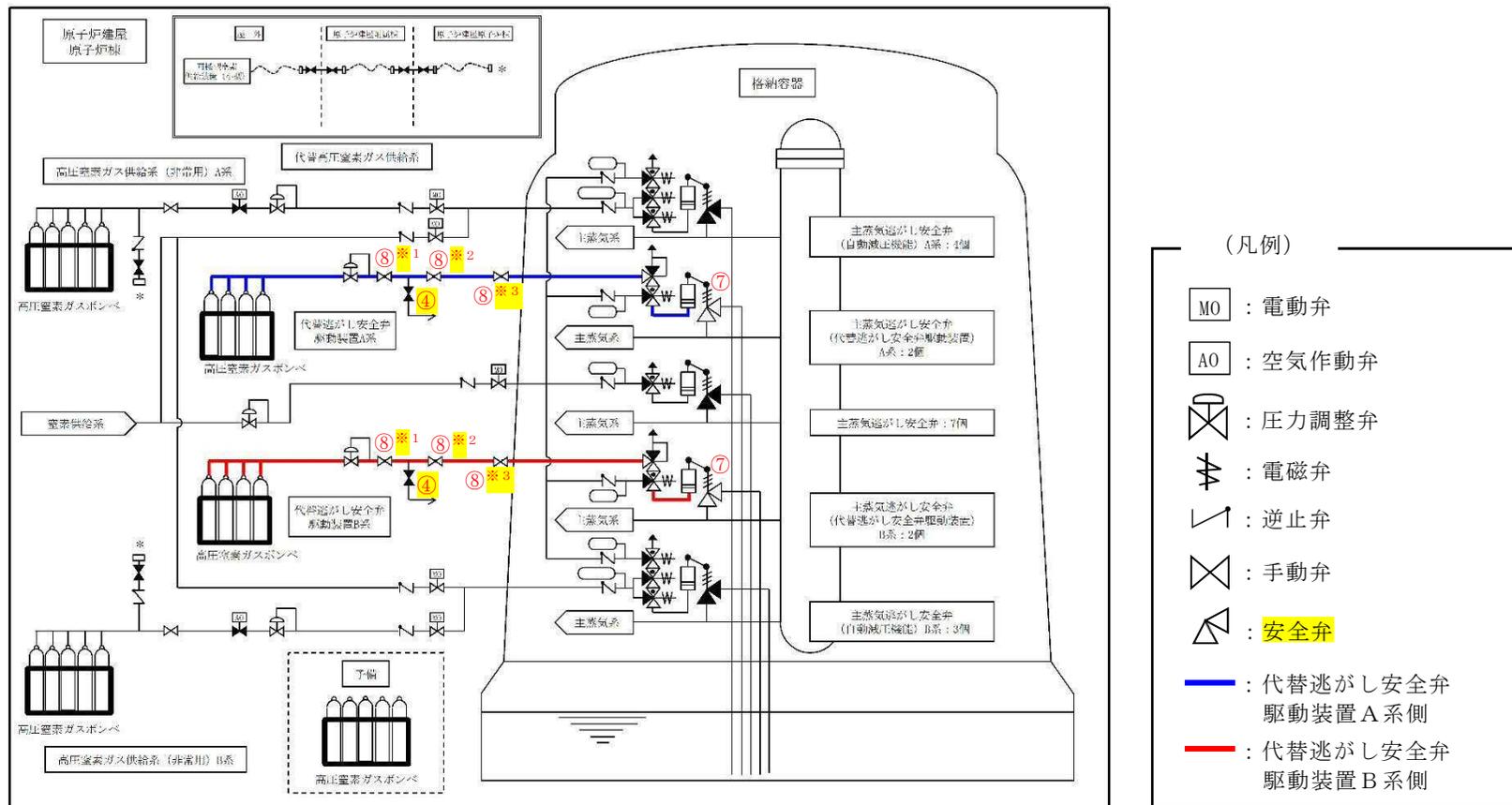
操作手順	弁名称
③, ⑥	逃がし安全弁 (自動減圧機能)

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.3-7図 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 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	実施箇所・必要要員数	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放									
逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放	運転員A (中央制御室)	1	可搬型計器接続								
								可搬型蓄電池, ケーブル接続			
								減圧開始操作			
								減圧確認			

第1.3-8図 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放 タイムチャート



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④	代替逃がし安全弁駆動装置排気ライン止め弁	⑧※1	代替逃がし安全弁駆動装置室素供給弁
⑦	逃がし安全弁 (逃がし弁機能)	⑧※2, ※3	格納容器隔離弁

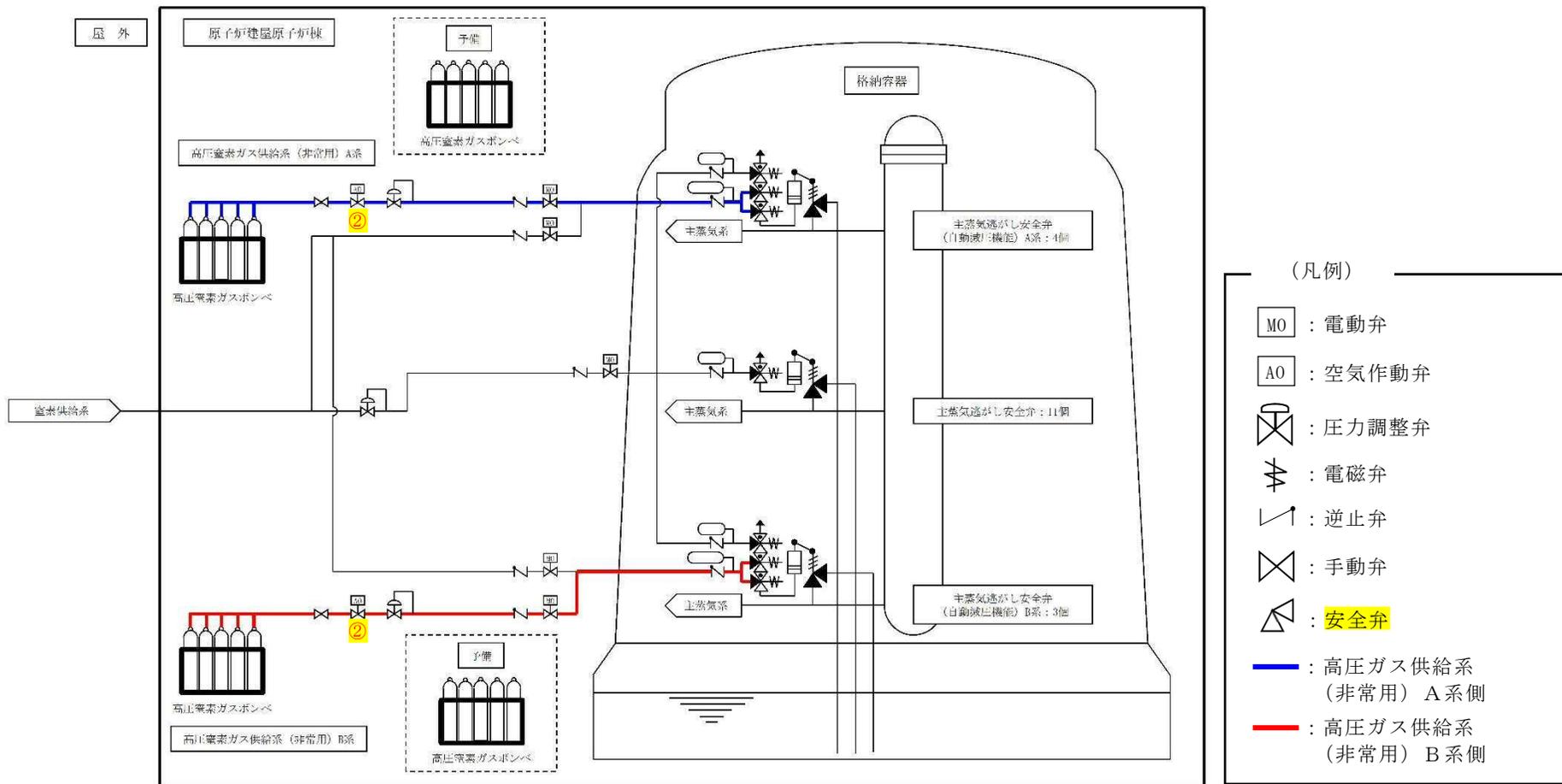
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第1.3-9図 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁 (逃がし弁機能) 開放 概要図

手順の項目		実施箇所・必要要員数	経過時間(分)												備考			
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120				
			代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(逃がし弁機能)開放 102分															
代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(逃がし弁機能)開放	運転員 A (中央制御室)	1	可搬型計測器接続															
	運転員 C, D (現場)	2	移動															

第 1.3-10 図 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(逃がし弁機能)開放 タイムチャート



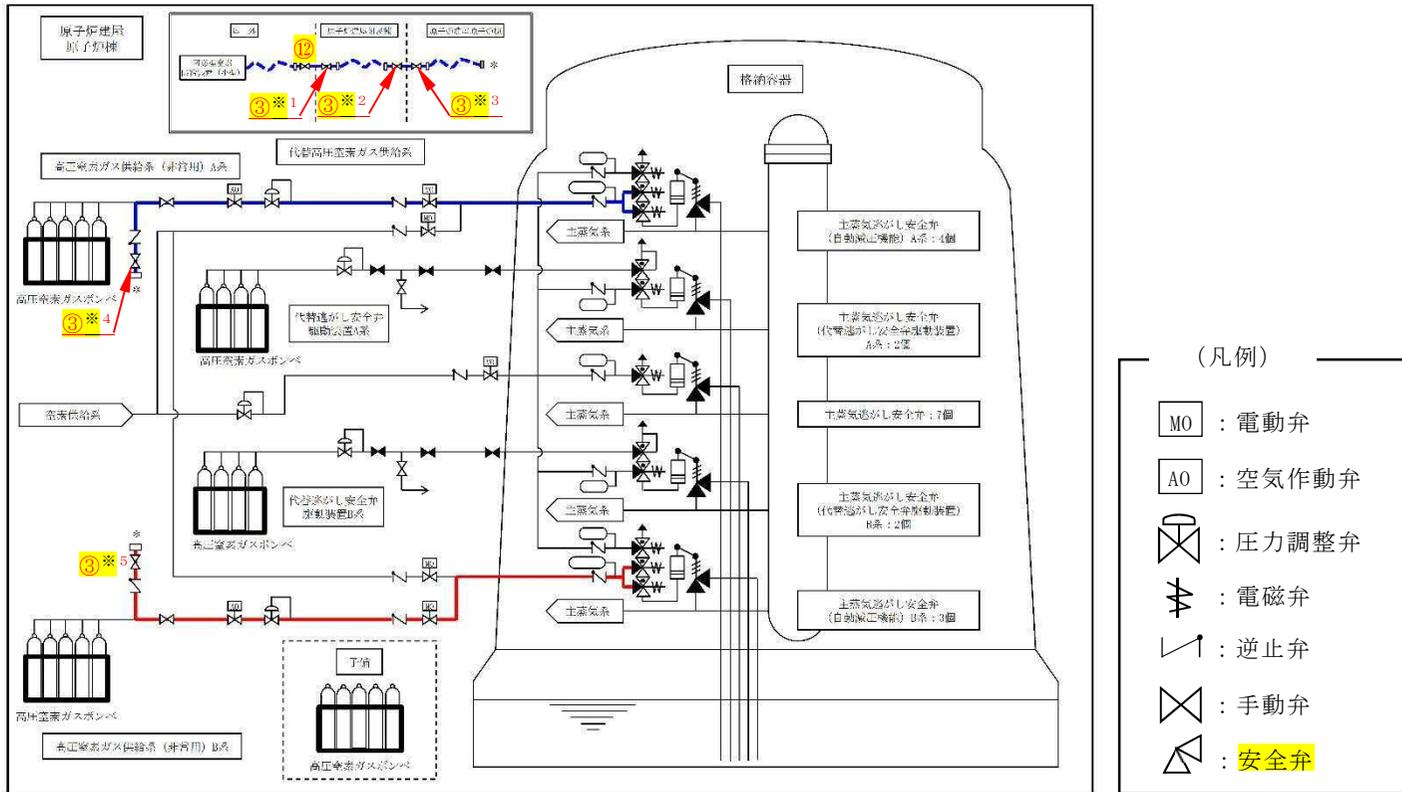
操作手順	弁名称
②	高圧窒素ガスポンベ供給止め弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第 1.3-11 図 高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保 概要図

		経過時間(分)															備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	1分 高圧窒素ガス供給系(非常用)による逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動源確保															
高圧窒素ガス供給系(非常用)による逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動源確保	運転員A(中央制御室) 1																
		経過時間(分)															備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	250	260	270	280	290	300	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	高圧窒素ガスボンベ圧力低警報発生 高圧窒素ガス供給系(非常用)による逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動源確保(予備) 281分															
高圧窒素ガス供給系(非常用)による逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動源確保(予備)	運転員A(中央制御室) 1																
	運転員C, D(現場) 2																

第 1.3-12 図 高圧窒素ガス供給系(非常用)による逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動源確保 タイムチャート

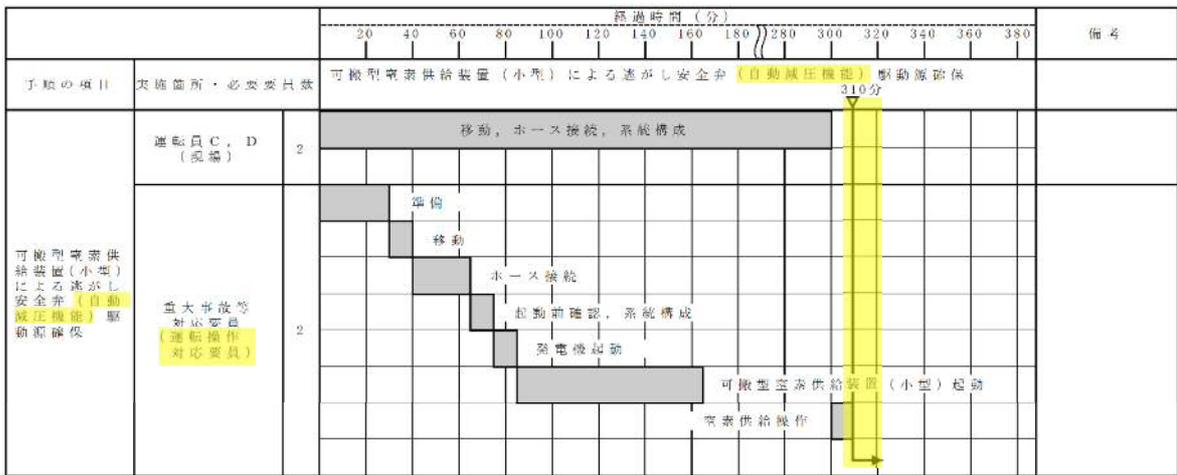


操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
③※1	代替高压窒素ガス原子炉建屋内側隔離弁	③※4	代替高压窒素ガス供給弁 A
③※2	代替高压窒素ガス原子炉棟外側隔離弁	③※5	代替高压窒素ガス供給弁 B
③※3	代替高压窒素ガス原子炉棟内側隔離弁	⑫	代替高压窒素ガス原子炉建屋外側隔離弁

記載例 ①：操作手順番号を示す。

※1：操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

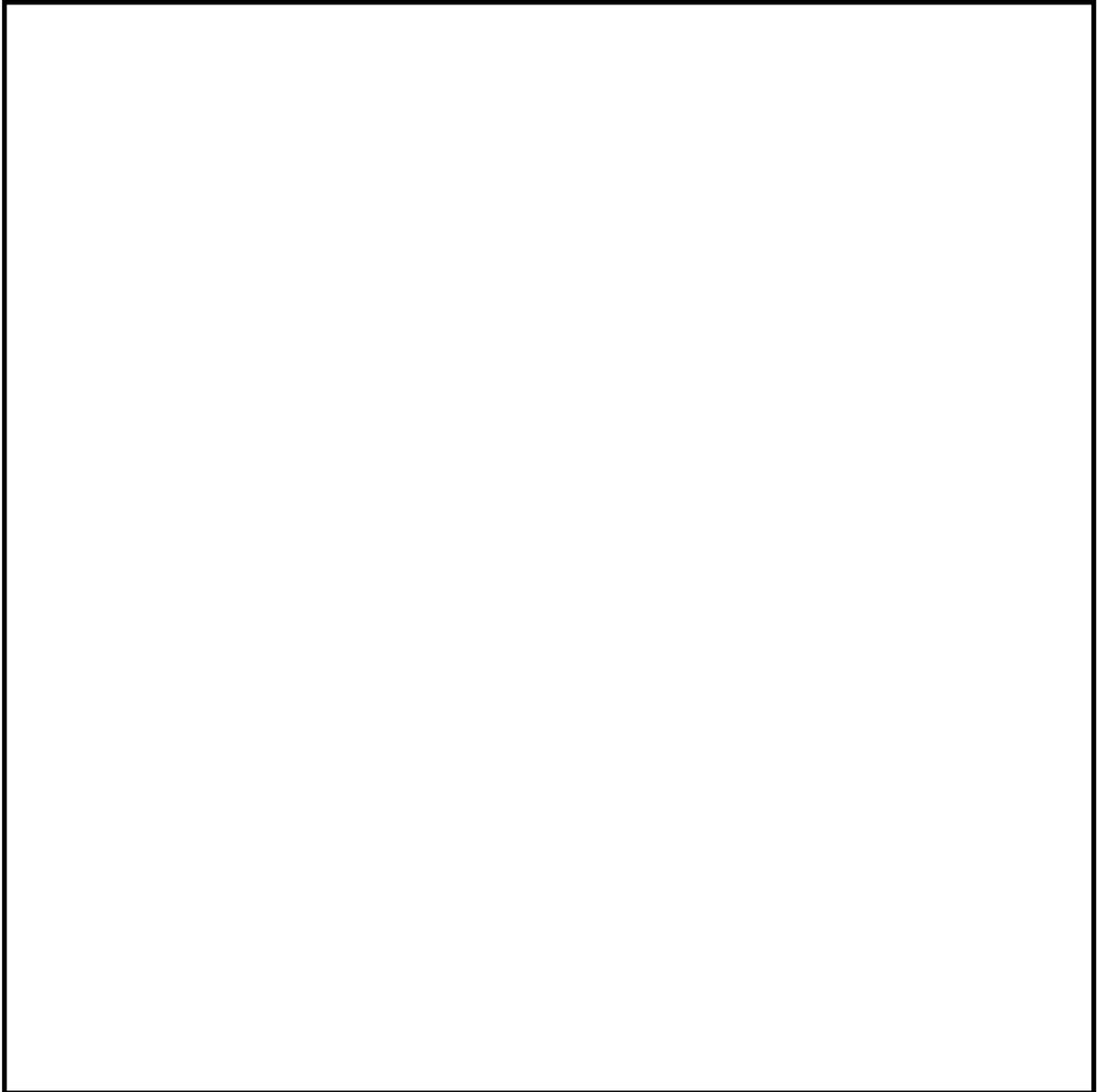
第 1.3-13 図 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保 概要図



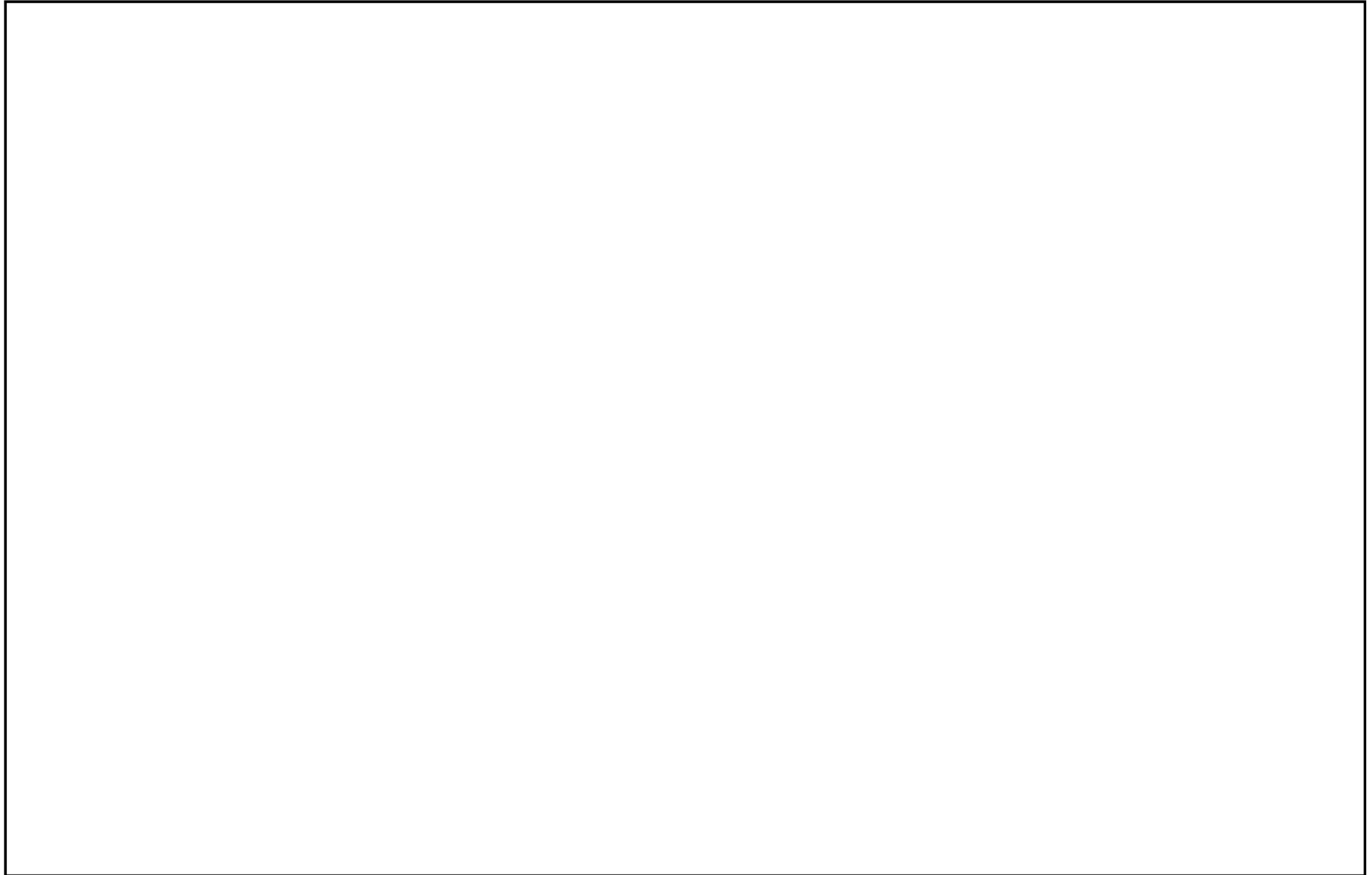
第 1.3-14 図 可搬型窒素供給装置(小型)による逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動源確保 タイムチャート



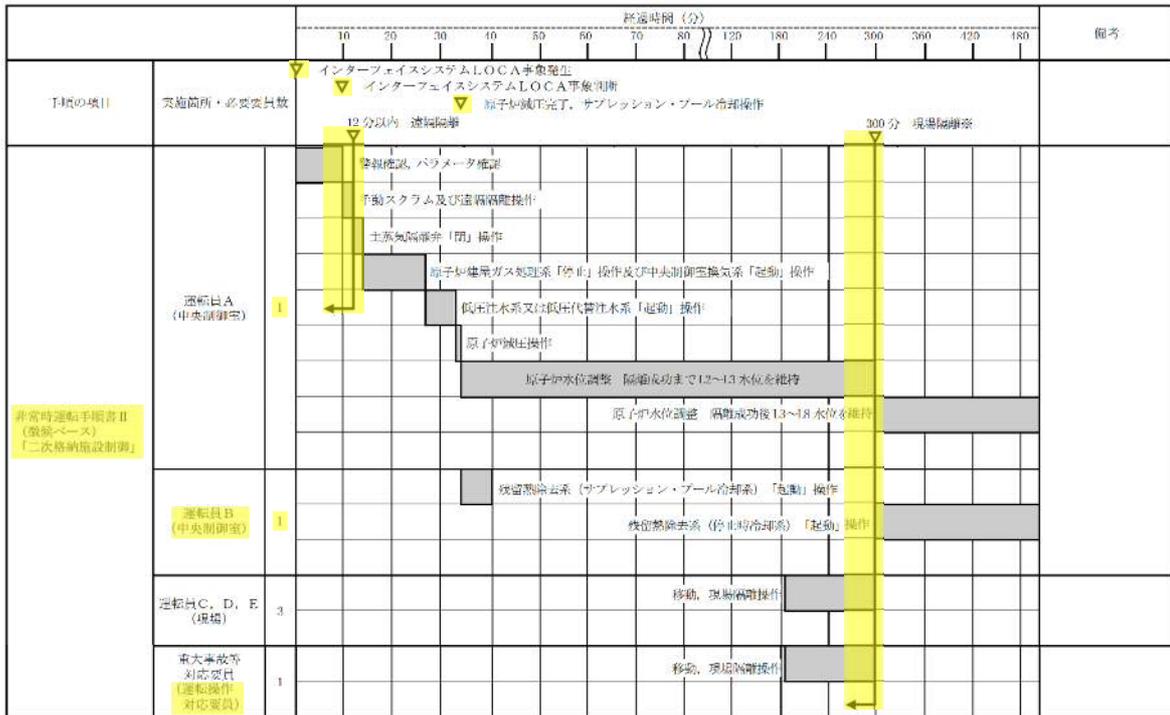
第 1.3-15 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 原子炉制御「スクラム」
における二次格納施設制御の対応フロー



第 1.3-16 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「二次格納施設制御」に
おける対応フロー



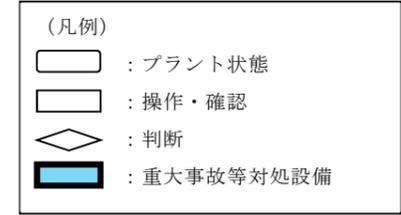
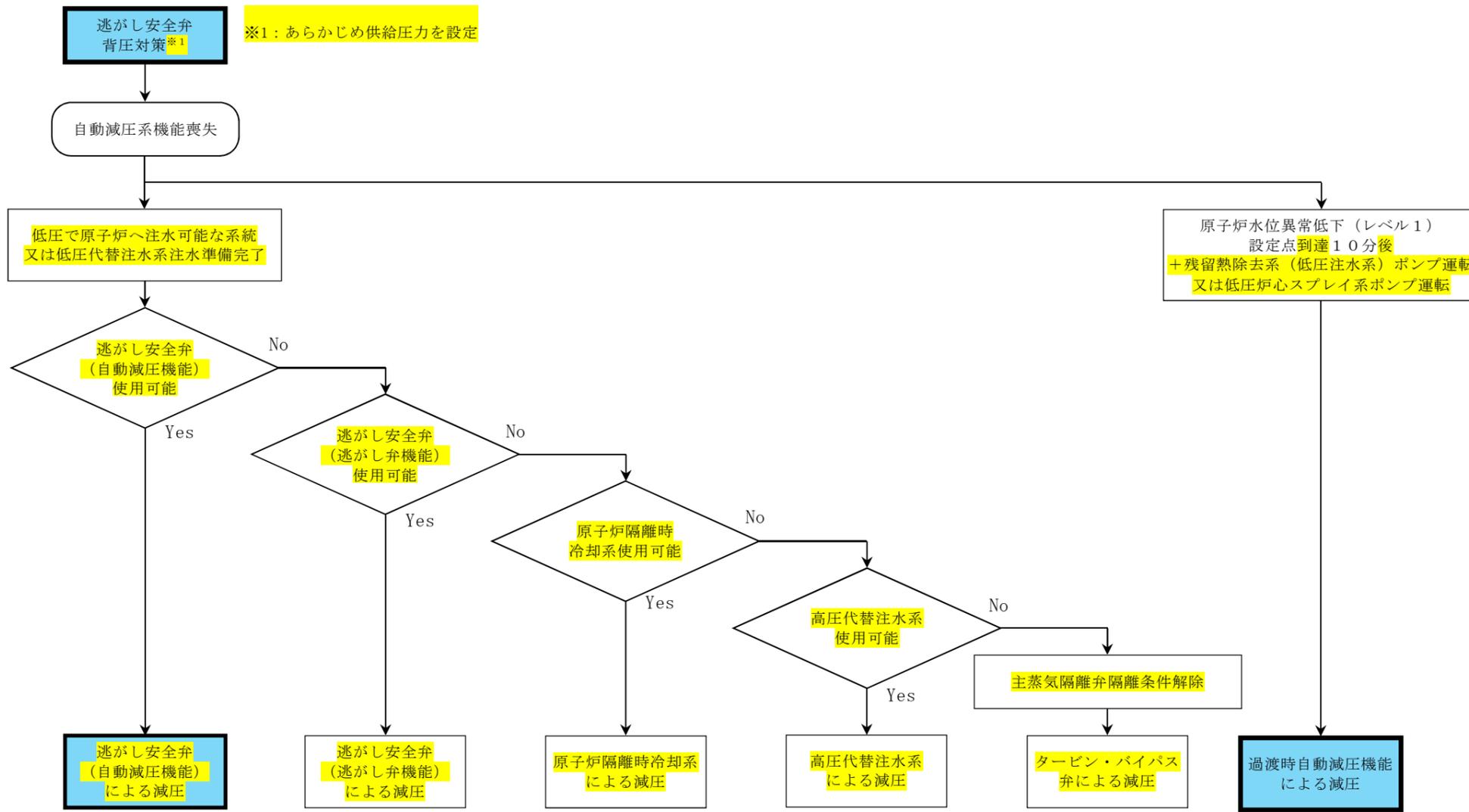
第 1.3-17 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）不測事態 「急速減圧」における対応フロー



※：漏えい量によらず，現場での隔離操作の所要時間は300分以内と想定する。

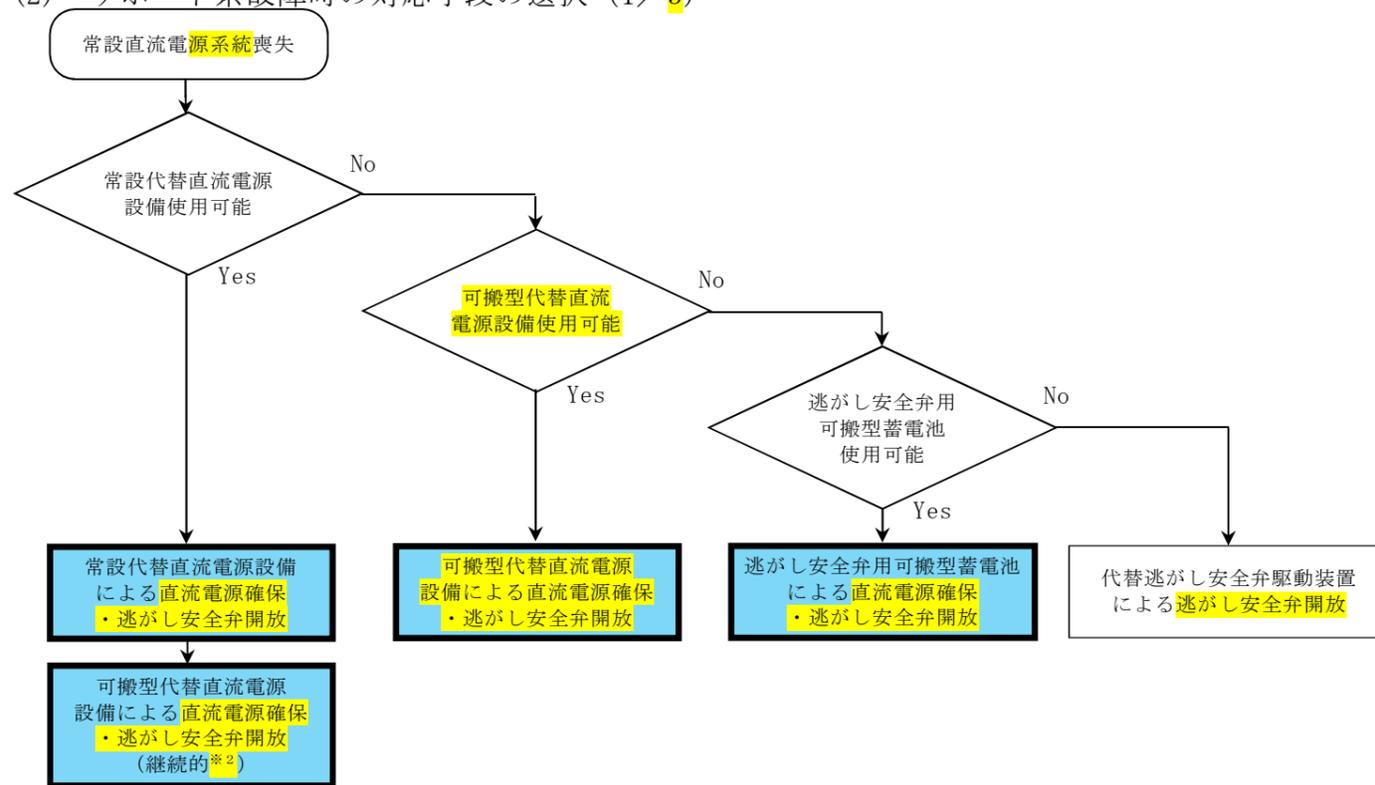
第 1.3-18 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「二次格納施設制御」 タイムチャート（中央制御室からの遠隔操作による破断箇所の隔離ができない場合）

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択

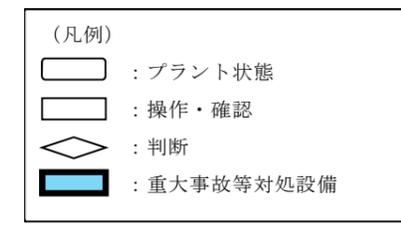
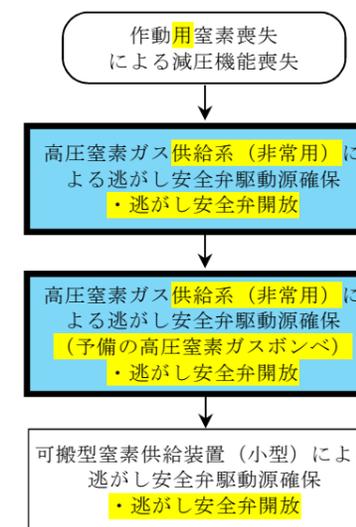


第 1.3-19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1 / 2)

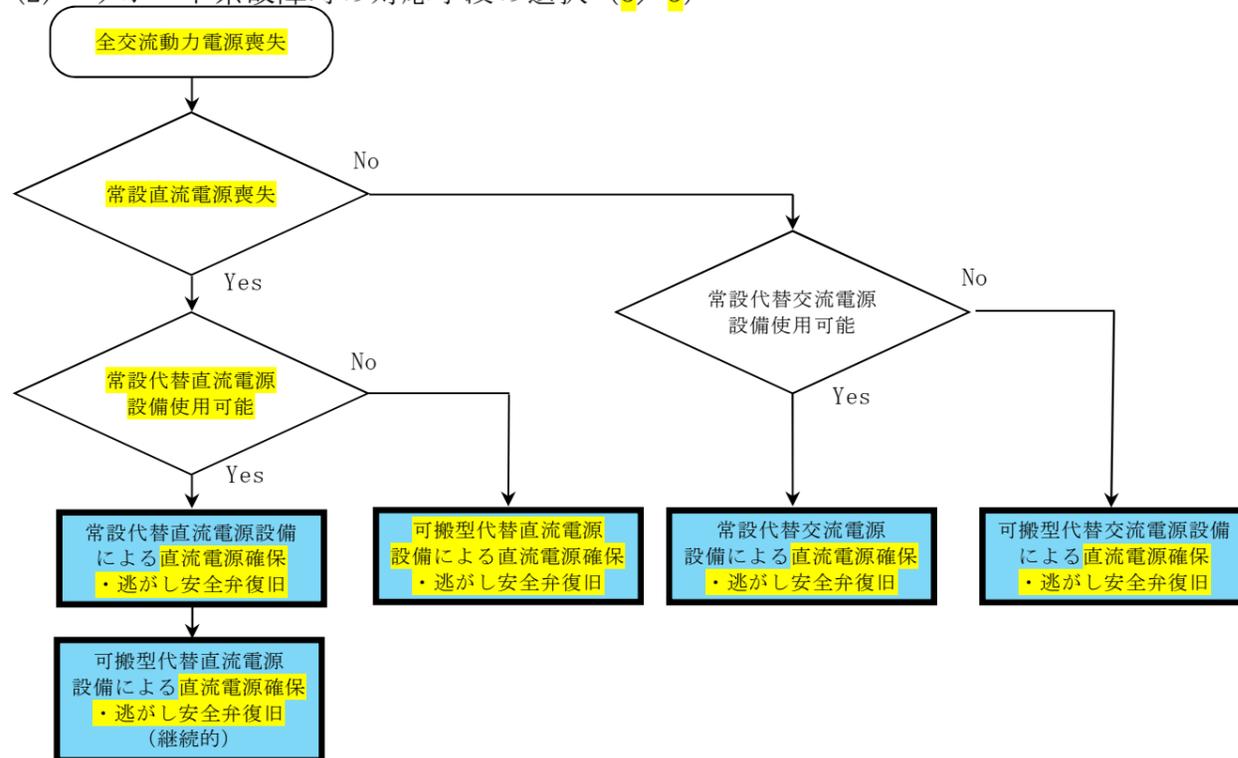
(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (1/3)



(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)



※2: 常設代替直流電源設備による直流電源確保後は、可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な直流電源を継続的に供給可能とする。

第 1.3-19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/2)

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (1/4)

技術的能力審査基準 (1.3)	番号	設置許可基準規則 (第 46 条)	技術基準規則 (第 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 4 6 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 6 1 条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁(逃がし安全弁(BWR の場合)又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWR の場合))を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	②	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を動作させる減圧自動化ロジックを設けること(BWR の場合)。</p>	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を動作させる減圧自動化ロジックを設けること(BWR の場合)。</p>	⑧
<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを整備すること。</p>	③	<p>(2) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時においても、減圧用の弁(逃がし安全弁(BWR の場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWR の場合))を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	<p>(2) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時においても、減圧用の弁(逃がし安全弁(BWR の場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWR の場合))を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	⑨
<p>c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。</p>	④	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを配備すること。</p>	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを配備すること。</p>	⑩
<p>(2) 復旧 a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を動作させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。</p>	⑤			
<p>(3) 蒸気発生器伝熱管破損(SGTR) a) SGTR 発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を動作させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。(PWR の場合)</p>	—	<p>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>(4) インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) a) ISLOCA 発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁(BWR の場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWR の場合)を動作させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	⑥			

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/4)

 : 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策								
機能	機器名称	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考			
(過渡時自動減圧機能による減圧) 原子炉減圧の自動化	過渡時自動減圧機能	既設	① ⑦ ⑧	-	-	-	-	-	-			
	逃がし安全弁 (過渡時自動減圧機能)	既設										
	逃がし安全弁 (安全弁機能)	既設										
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設										
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設										
	自動減圧系の起動阻止スイッチ	新設										
	非常用交流電源設備	既設										
	燃料補給設備	既設										
(逃がし安全弁による減圧) 手動による原子炉の減圧	逃がし安全弁 (自動減圧機能)	既設	① ⑦	(タービン・バイパス系による減圧) 手動による原子炉の減圧	タービン・バイパス系	常設	3分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照			
	逃がし安全弁 (逃がし弁機能)	既設			タービン制御系	常設						
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設			-	-						
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設			-	-						
	逃がし弁機能用アキュムレータ	既設			-	-						
	所内常設直流電源設備	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			-	-						
	常設代替直流電源設備	新設			-	-						
	可搬型代替直流電源設備	新設			-	-						
(逃がし安全弁による減圧) 手動による原子炉の減圧			-	(原子炉隔離時冷却系による減圧) 手動による原子炉の減圧	原子炉隔離時冷却系ポンプ	常設	22分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照			
					復水貯蔵タンク	常設						
					原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	常設						
					主蒸気系配管・弁	常設						
					補給水系配管・弁	常設						
					所内常設直流電源設備	常設						
					常設高圧代替注水系ポンプ	常設				11分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照
					復水貯蔵タンク	常設						
					高圧代替注水系 (蒸気系) 配管・弁	常設						
					原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	常設						
主蒸気系配管・弁	常設											
高圧炉心スプレイ系配管・弁	常設											
補給水系配管・弁	常設											
常設代替直流電源設備	常設											

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/4)

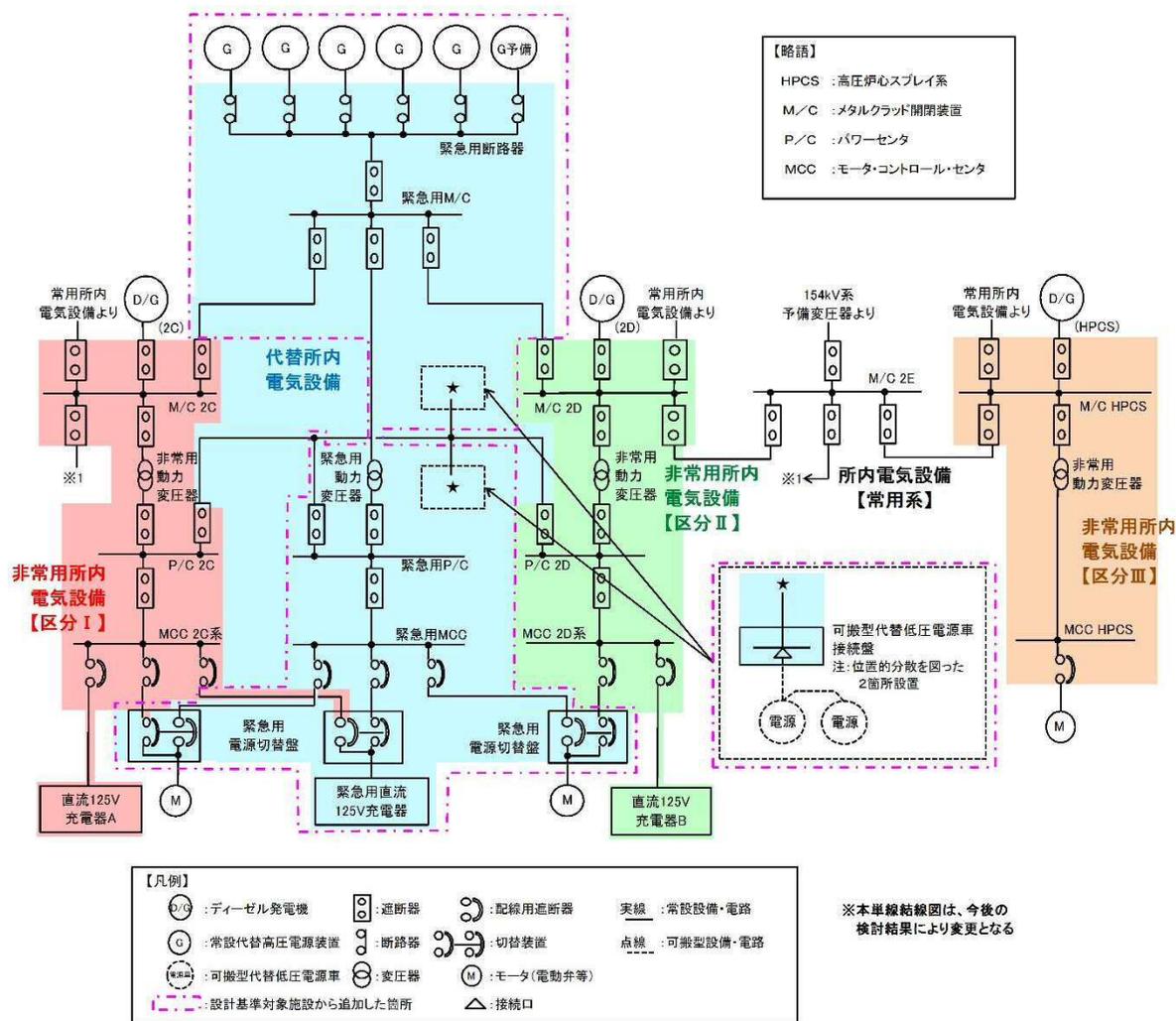
■：重大事故等対処設備 ■：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
常設代替直流電源設備による 逃がし安全弁機能回復	常設代替直流電源設備	新設	① ② ⑦ ⑨	代替逃がし安全弁駆動装置による減圧	代替逃がし安全弁駆動装置	常設	102分以内	3名	自主対策とする理由は 本文参照
	逃がし安全弁 (自動減圧機能)	既設			逃がし安全弁 (逃がし弁機能)	常設			
	主蒸気系配管・クエンチヤ	既設			主蒸気系配管・クエンチヤ	常設			
	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	常設			
可搬型代替直流電源設備による 逃がし安全弁機能回復	可搬型代替直流電源設備	新設	① ② ⑦ ⑨	-	-	-	-	-	-
	燃料補給設備	新設							
	逃がし安全弁 (自動減圧機能)	既設							
	主蒸気系配管・クエンチヤ	既設							
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設							
逃がし安全弁用可搬型蓄電池接続 による逃がし安全弁機能回復	逃がし安全弁用可搬型蓄電池	新設	① ② ⑦ ⑨	-	-	-	-	-	-
	逃がし安全弁 (自動減圧機能)	既設							
	主蒸気系配管・クエンチヤ	既設							
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設							
	-	-							
高圧窒素ガス供給系（非常用） による作動窒素ガス確保	高圧窒素ガスポンペ	既設 新設	① ③ ⑦ ⑩	可搬型窒素供給装置（小型）による作動窒素ガス確保	可搬型窒素供給装置（小型）	可搬	310分以内	4名	自主対策とする理由は 本文参照
	自動用減圧機能用アキュムレータ	既設			燃料補給設備	常設			
	高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁	既設			自動用減圧機能用アキュムレータ	常設			
	-	-			高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁	常設			
	-	-			-	-			
逃がし安全弁の 背圧対策	高圧窒素ガスポンペ	既設 新設	① ④ ⑦ ⑪	-	-	-	-	-	-
	高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁	既設							
	-	-							
代替直流電源設備 による復旧	常設代替直流電源設備	新設	① ⑤ ⑦	-	-	-	-	-	-
	可搬型代替直流電源設備	新設							
	燃料補給設備	新設							
代替交流電源設備 による復旧	常設代替交流電源設備	新設	① ⑤ ⑦	-	-	-	-	-	-
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	新設							

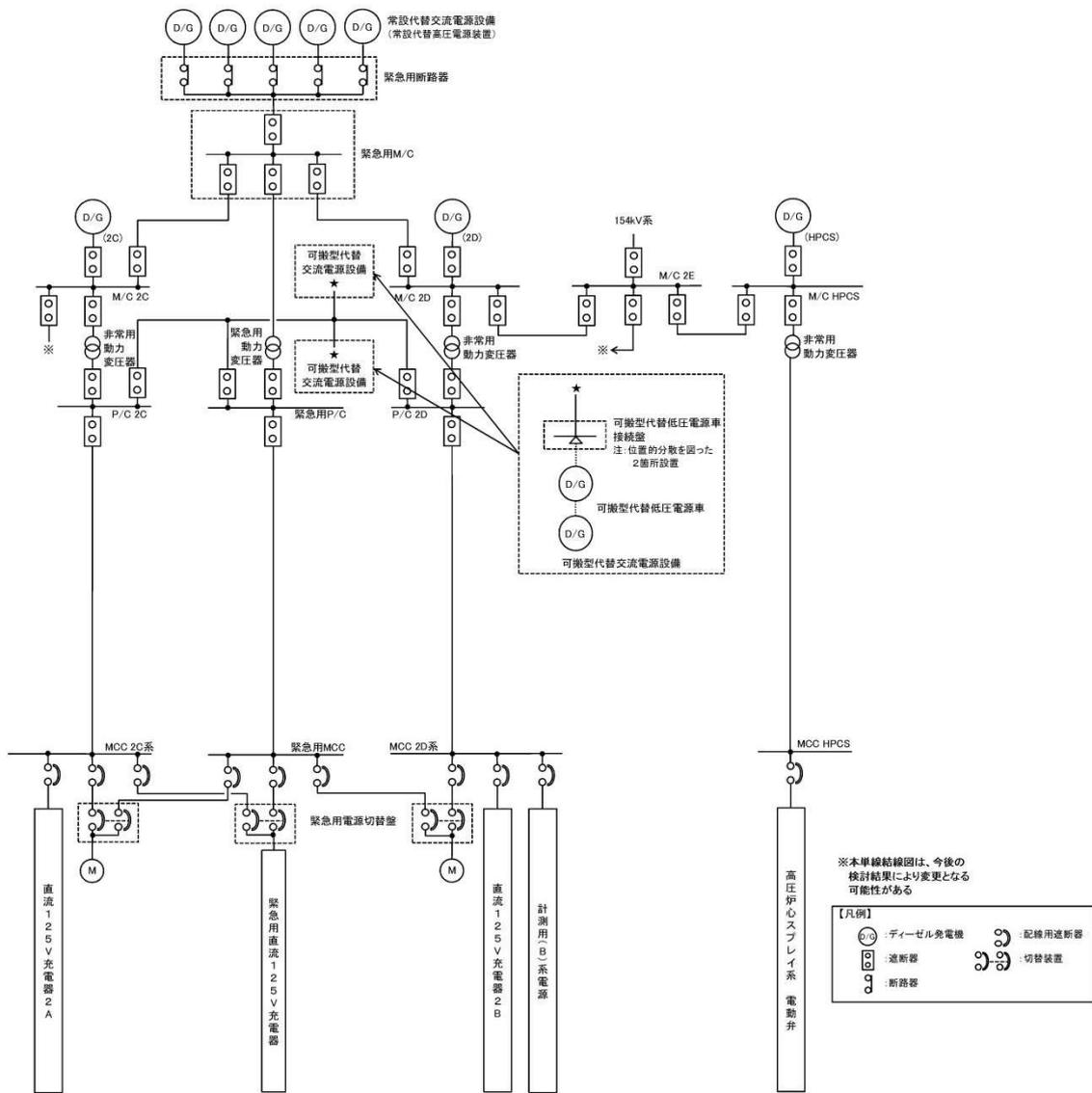
審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4/4）

■：重大事故等対処設備 ■：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

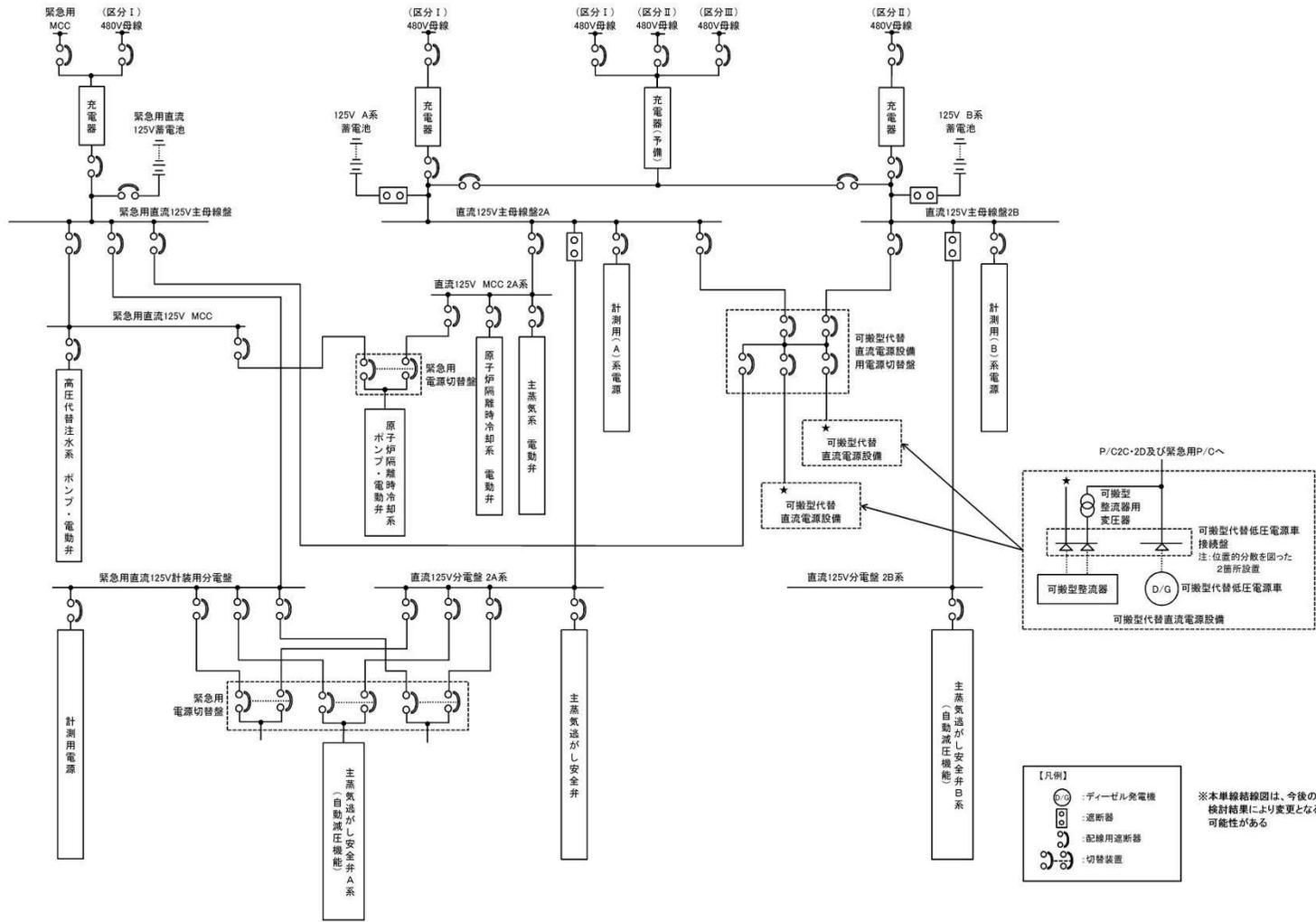
重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	新設 既設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能	対応可能な人 数で対応可能	備考
炉心損傷時における 格納容器雰囲気直接加熱の防止	逃がし安全弁（自動減圧機能）	既設	① ⑦						
	逃がし安全弁（逃がし弁機能）	既設							
	主蒸気系配管・クエンチヤ	既設							
	自動用減圧機能用アキュムレータ	既設							
	逃がし弁機能用アキュムレータ	既設							
	-	-							
原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能）	既設	① ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-
	逃がし安全弁（逃がし弁機能）	既設							
	主蒸気系配管・クエンチヤ	既設							
	自動用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							
原子炉冷却材の 漏えい箇所の隔離	残留熱除去系注入弁	既設	① ⑥ ⑦						
	-	-							



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放

(1) 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、代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁（逃がし弁機能）の電磁弁排気側へ窒素を供給することで逃がし安全弁を開放する。

(2) 作業場所

原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）

(3) 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開放に必要な要員数（3名）、所要時間（102分以内）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　：2名（現場運転員2名）

所要時間目安：100分以内（当該設備は、設置未完のため実績時間なし）

(4) 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

操作性　：設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

2. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

(1) 予備の高圧窒素ガスポンベへの交換

a. 操作概要

逃がし安全弁開保持期間中に、逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の高圧窒素ガス供給系（非常用）の高圧窒素ガスポンベ圧力低警報が発生した場合に、予備の高圧窒素ガスポンベへの切り替えを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟地上3階（管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保に必要な要員数（3名）、所要時間（281分以内）のうち、予備の高圧窒素ガスポンベへの交換に必要な要員数、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 : 280分以内（当該設備は、設置未完のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

操作性：設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。

(2) 可搬型窒素供給装置（小型）による窒素供給

a. 操作概要

逃がし安全弁開保持期間中に、逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の高圧窒素ガス供給系（非常用）が予備の高圧窒素ガスボンベから供給している場合において、高圧窒素ガスボンベ圧力低警報が発生した場合に、可搬型窒素供給装置（小型）からの供給に切り替えを実施する。

b. 作業場所

屋外（非管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保に必要な要員数（4名）、所要時間（310分以内）のうち、可搬型窒素供給装置（小型）からの供給に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：4名（現場運転員2名、重大事故等対応要員2名）

所要時間目安：310分以内（当該設備は、設置未完のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，夜間における作業性を確保している。

また，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，綿手袋，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，ヘッドライト及びLED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 : 設置未完のため, 設置工事完了後, 操作性について検証する。

連絡手段 : 衛星電話設備(固定型, 携帯型), 無線連絡設備(固定型, 携帯型), 電力保安通信用電話設備(固定電話機, PHS 端末), 送受話器のうち, 使用可能な設備により, 災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型窒素供給装置 (小型) 起動



可搬型窒素供給装置 (小型) 系統構成

3. インターフェイスシステム L O C A 発生時の漏えい停止操作（残留熱除去系の場合）

(1) 操作概要

インターフェイスシステム L O C A 発生時は、格納容器外への漏えいを停止するための破断箇所への隔離が必要となる。中央制御室からの遠隔操作により隔離ができない場合は、逃がし安全弁により原子炉を減圧し、原子炉建屋原子炉棟への原子炉冷却材漏えいを抑制した後、破断箇所への隔離操作を実施する。

(2) 作業場所

原子炉建屋原子炉棟 地上3階（管理区域）

(3) 必要要員数及び操作時間

インターフェイスシステム L O C A 発生時の残留熱除去系からの漏えい停止操作に必要な要員数（6名）、所要時間（300分以内）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3名、重大事故等対応要員1名）

所要時間目安 : 115分以内

(4) 操作の成立性について

作業環境：操作現場の温度は作業時間において約41℃程度、湿度は100%程度となる可能性があるが、放射線防護具（PVA、アノラック、個人線量計、長靴・胴長靴、自給式呼吸用保護具、綿手袋、ゴム手袋）を装着する

ことにより作業可能である。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

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：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



現場手動隔離操作
(放射線防護具装着)



自給式呼吸用保護具

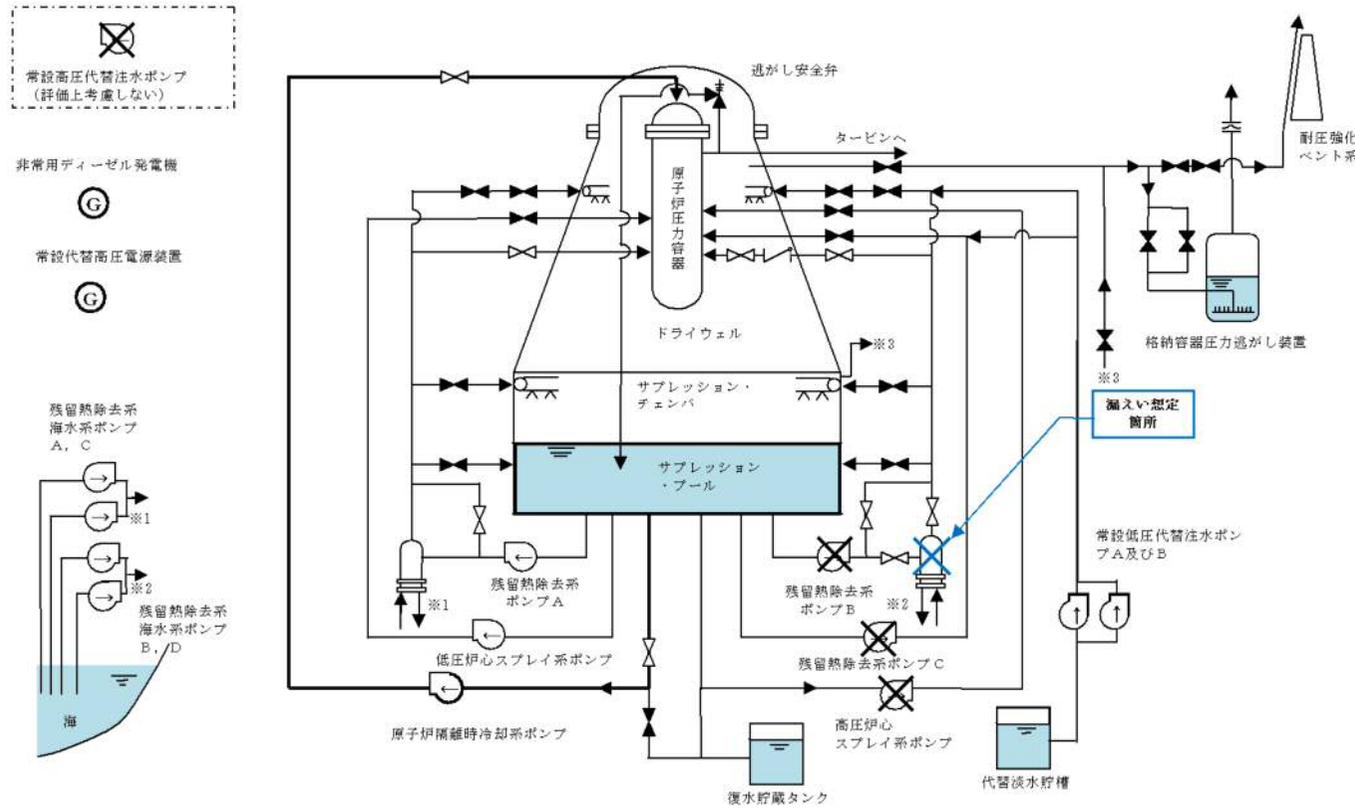


自給式呼吸用保護具装着状態
(前面)



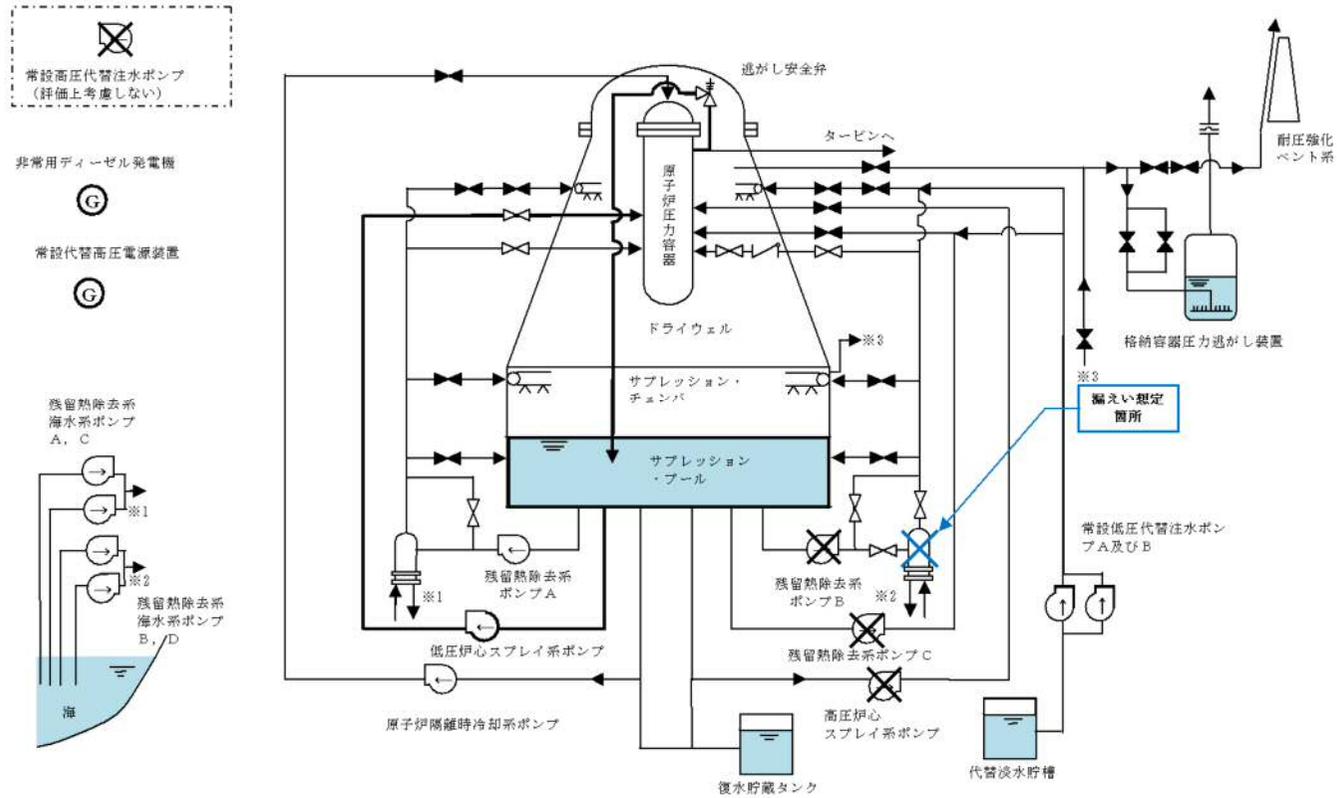
自給式呼吸用保護具装着状態
(後面)

インターフェイスシステムLOCA時の概要図



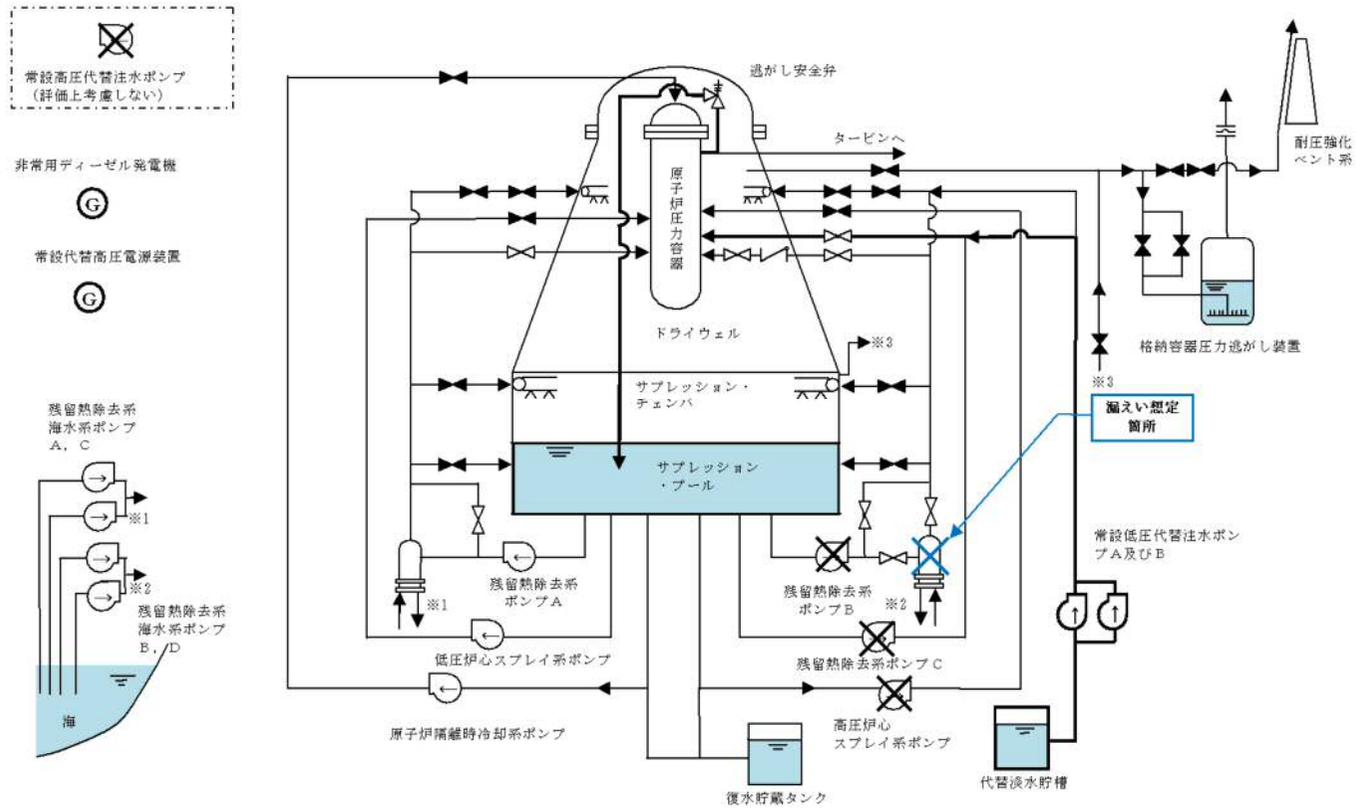
第1図 格納容器バイパス（I SLOCA）時の重大事故等対策の概要図（1/4）

（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水）



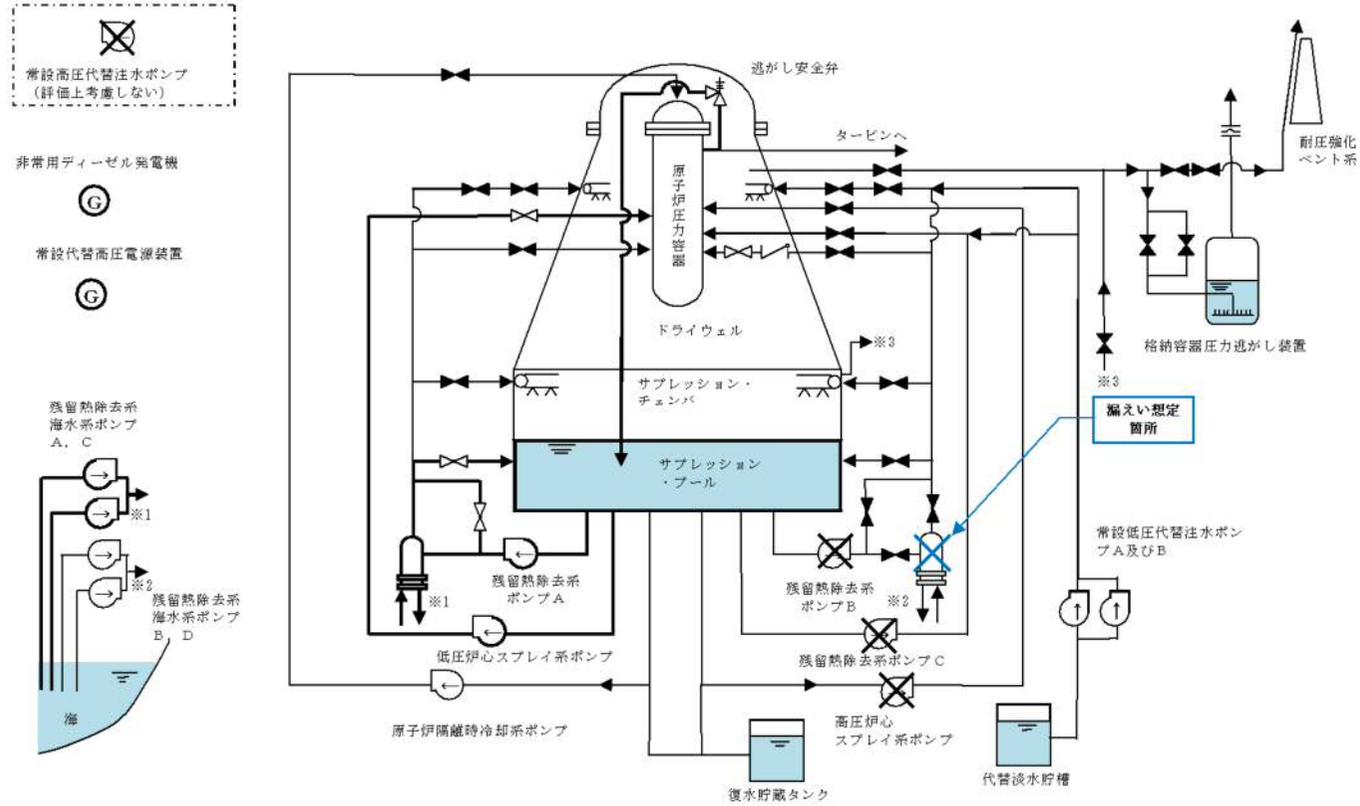
第2図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概要図 (2/4)

(残留熱除去系B系隔離前の低圧炉心スプレイ系による原子炉注水)



第3図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概要図 (3/4)

(低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水)



第4図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概要図 (4/4)
(原子炉注水及び格納容器除熱)

インターフェイスシステム L O C A 発生時の破断面積及び現場環境等について

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」では，原子炉冷却材圧力バウンダリから格納容器外に接続する配管のうち，隔離弁の誤開等により過圧される範囲において，主要な漏えい源（熱交換器フランジ部）を有する残留熱除去系から漏えいが発生することを想定している。

ここでは，低圧設計部である熱交換器，逃がし弁，弁，計器及び配管・配管フランジ部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構造健全性評価を実施し，破断面積及びインターフェイスシステム L O C A 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 L O C A における破断面積の設定

隔離弁の誤開等により残留熱除去系の低圧設計部分が過圧されたとしても，漏えいが発生しないことを構造健全性評価により確認した。

そこで，残留熱除去系の過圧範囲のうち最も大きなシール構造であり，損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して，保守的に弁開放直後の圧力ピーク値（8.2MPa [gage]），原子炉冷却材温度（288℃）に晒され続け，かつ，ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

その結果，破断面積は約 21cm²となり，有効性評価のインターフェイスシステム L O C A では，残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm²の漏えいが発生することを想定する。

なお，他の系統においてインターフェイスシステム L O C A が発生した

としても、漏えいした際の影響が大きい熱交換器がないため、漏えいの規模は本評価における想定以下である。

(2) 現場の想定

有効性評価の想定のとおり、残留熱除去系B系におけるインターフェイスシステムLOCA発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建屋内の環境（雰囲気温度、湿度及び圧力）を評価した。

原子炉建屋内の環境評価特有の評価条件を第1表に、原子炉建屋のノード分割図を第1図に示す。

○溢水による影響

・評価の結果

東側区画は、インターフェイスシステムLOCAによる冷却材漏えいが発生する西側区画とは物理的に分離されていることから、溢水による東側区画のアクセス性への影響はない。また、注入弁は西側区画の3階に設置されており、この場所において注入弁の現場閉止操作を実施するが、西側区画の3階まで滞留することはないため、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

○雰囲気温度・湿度による影響

・評価の結果

主要なパラメータの時間変化は第2-1図から第4-2図に示す。

東側区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇がなく、アクセス性への影響はない。また、アクセスルート及び操作場所のうち、事象発生2時間から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミングと

して設定している5時間までの雰囲気温度の最大値は約41℃程度であり、操作場所へのアクセス及び操作は可能である。

○放射線による影響

・評価の想定

原子炉冷却材圧力バウンダリが喪失すると、原子炉冷却材が直接原子炉建屋内に放出される。

漏えいした冷却材中から気相に移行す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原子炉建屋内の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は現行設置許可と同じものを想定し（詳細は第2表参照）、全希ガス漏えい率（f 値）については、現行設置許可ベースの $3.33 \times 10^{10} \text{Bq/s}$ とする。

近年の運転実績の年間平均のf 値は $1.0 \times 10^5 \sim 1.0 \times 10^8 \text{Bq/s}$ 程度であり、近年の実績データの最大値は約 $6.8 \times 10^7 \text{Bq/s}$ となっており、現行設置許可ベースのf 値の1/10以下であることから、原子炉建屋内へ放出される放射性物質量は、現行設置許可ベースに余裕をみたf 値から1/10した値（ $3.33 \times 10^9 \text{Bq/s}$ ）に基づき追加放出される放射性物質量を評価する。また、冷却材中に存在する放射性物質についても考慮する。

原子炉建屋内の作業の被ばく評価においては、放射線防護具（自給式呼吸用保護具等）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する。

・評価の結果

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建屋内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、線量率は最

大でも約 5.2mSv/h 程度であり，時間減衰によって低下するため，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。

(3) まとめ

インターフェイスシステム L O C A 時の原子炉建屋内環境を想定した場合でも，インターフェイスシステム L O C A 対応に必要な設備の健全性は維持される。また，中央制御室の隔離操作に失敗した場合でも，現場での隔離操作が可能であることを確認した。

第 1 表 原子炉建屋内の環境評価条件

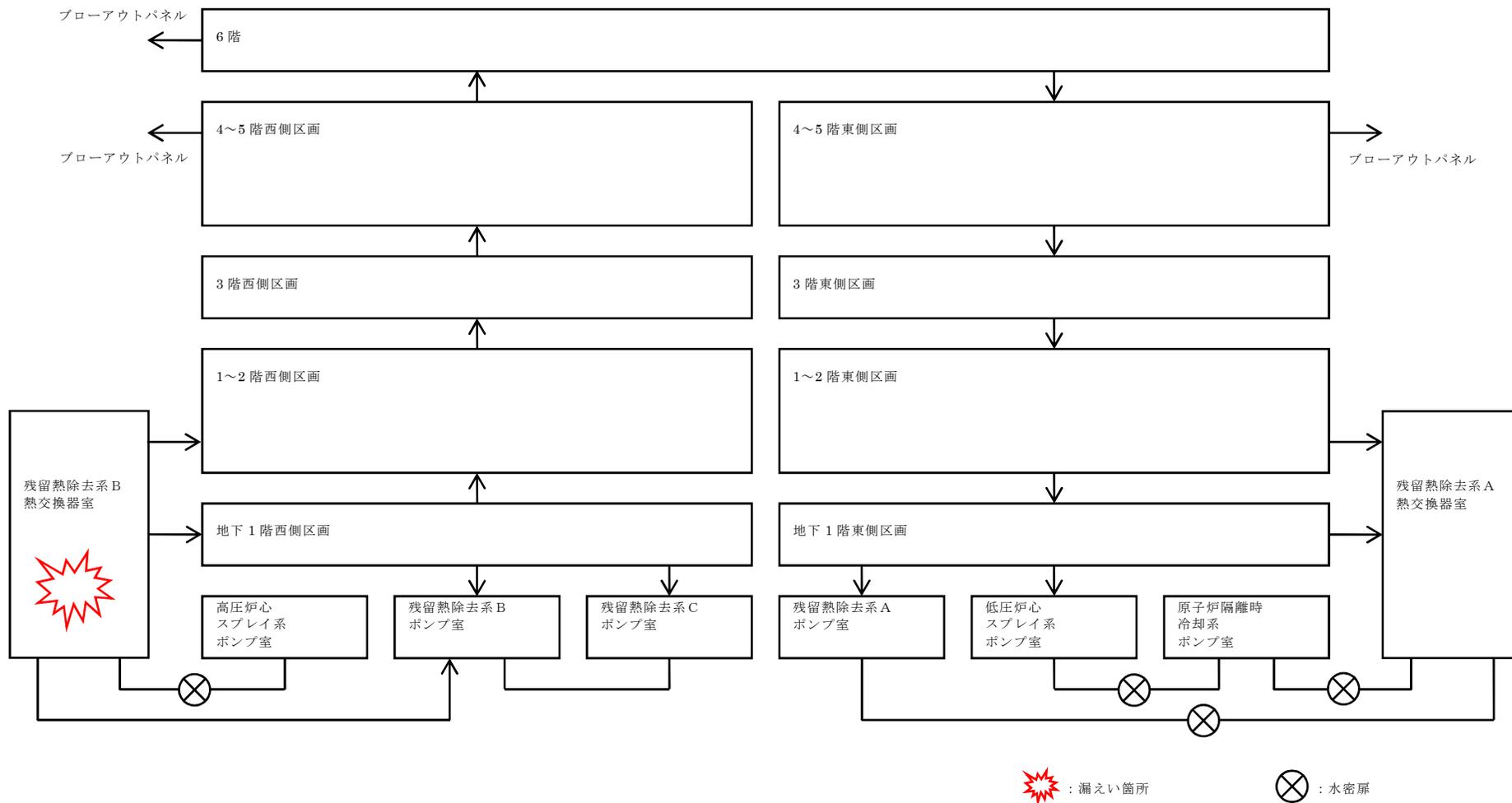
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP 4	—
原子炉建屋モデル	分割モデル	現実的な伝搬経路を想定
原子炉建屋壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量の観点から厳しい想定として設定
原子炉建屋換気系	期待しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
ブローアウトパネル開放圧力	6.9kPa [gage]	ブローアウトパネル設定値を設定
破損系統の隔離	事象発生から 5 時間	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定

第 2 表 評価条件（追加放出量）

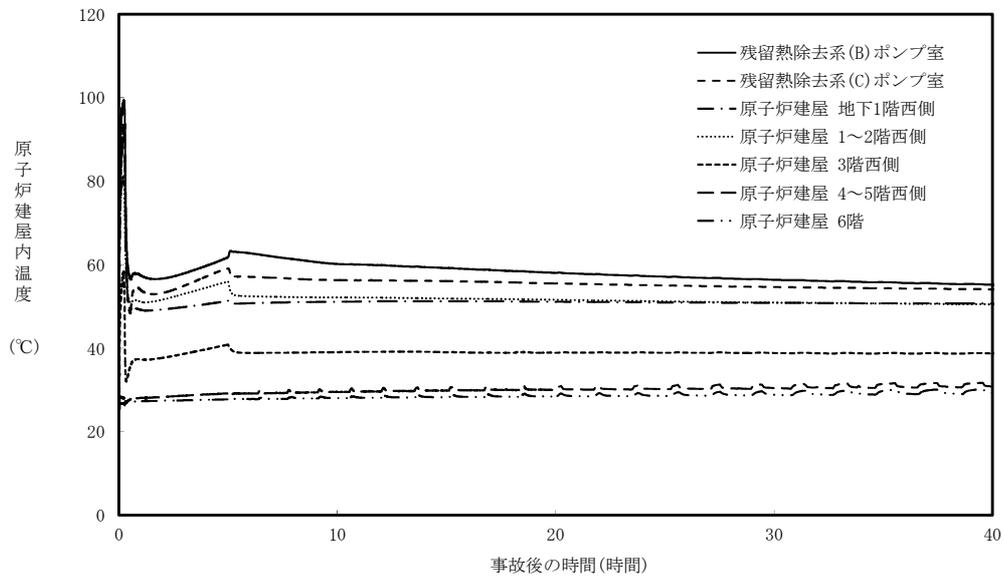
項 目	評価ケース	現行設置許可ベース	運転実績ベース
f 値	約 3.33×10^9	約 3.33×10^{10}	約 6.8×10^7
追加放出量 (Bq) (γ 線 0.5MeV 換算値)	約 7.6×10^{13}	約 7.6×10^{14}	—

第3表 インターフェイスシステムLOCA時の追加放出量

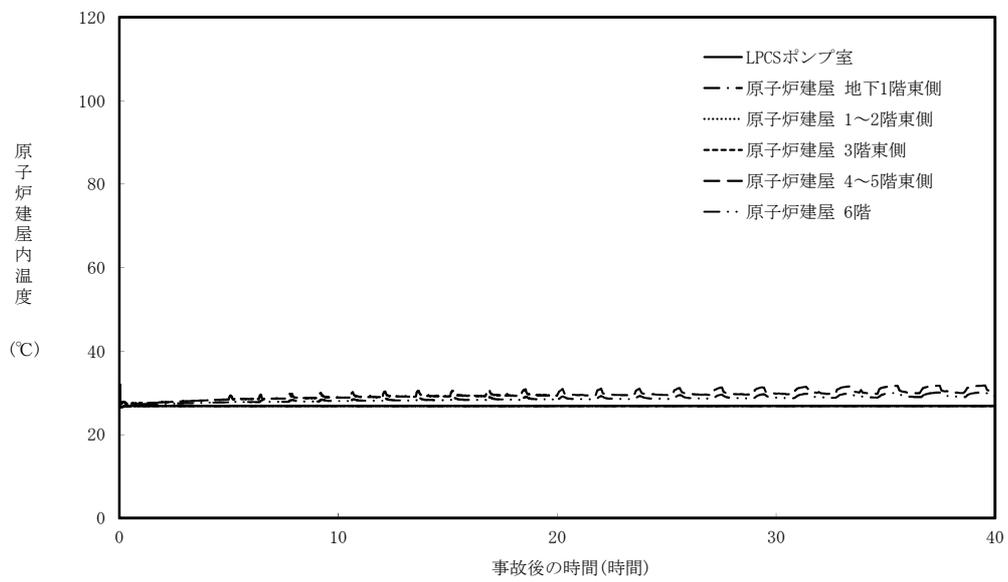
核種	収率 (%)	崩壊定数 (d^{-1})	γ 線 エネルギー (MeV)	冷却材中濃度 (Bq/g)	冷却材中濃度 (γ 線0.5MeV 換算値) (Bq/g)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (γ 線0.5MeV 換算値) (Bq)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	2.6E+01	1.9E+01	1.23E+12	9.38E+11
I-132	4.21	7.30	2.253	2.3E+02	1.1E+03	1.83E+12	8.21E+12
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	1.8E+02	2.1E+02	2.94E+12	3.57E+12
I-134	7.61	1.90E+01	2.75	4.5E+02	2.5E+03	3.30E+12	1.81E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	2.7E+02	8.9E+02	2.78E+12	9.16E+12
Br-83	0.53	6.96	0.0075	2.9E+01	4.4E-01	2.30E+11	3.45E+09
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	5.4E+01	1.9E+02	4.21E+11	1.47E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	4.1E+01	1.3E+01	2.66E+12	8.49E+11
Tc-99m	5.4	2.76	0.13	1.5E+02	3.9E+01	2.34E+12	6.11E+11
ハロゲン等 合計	—	—	—	—	4.9E+03	1.77E+13	4.30E+13
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	/	/	4.60E+11	2.30E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159			1.14E+12	3.61E+11
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022			7.49E+10	3.30E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793			2.20E+12	3.50E+12
Kr-88	3.58	5.94	1.950			3.11E+12	1.21E+13
Xe-131m	0.040	5.82E-02	0.020			3.47E+10	1.39E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042			1.65E+11	1.39E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045			5.88E+12	5.29E+11
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432			9.21E+11	7.94E+11
Xe-135	6.63	1.83	0.250			5.77E+12	2.87E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183			5.45E+12	1.29E+13
希ガス 合計	—	—	—				
ハロゲン等 +希ガス 合計	—	—	—			4.29E+13	7.60E+13



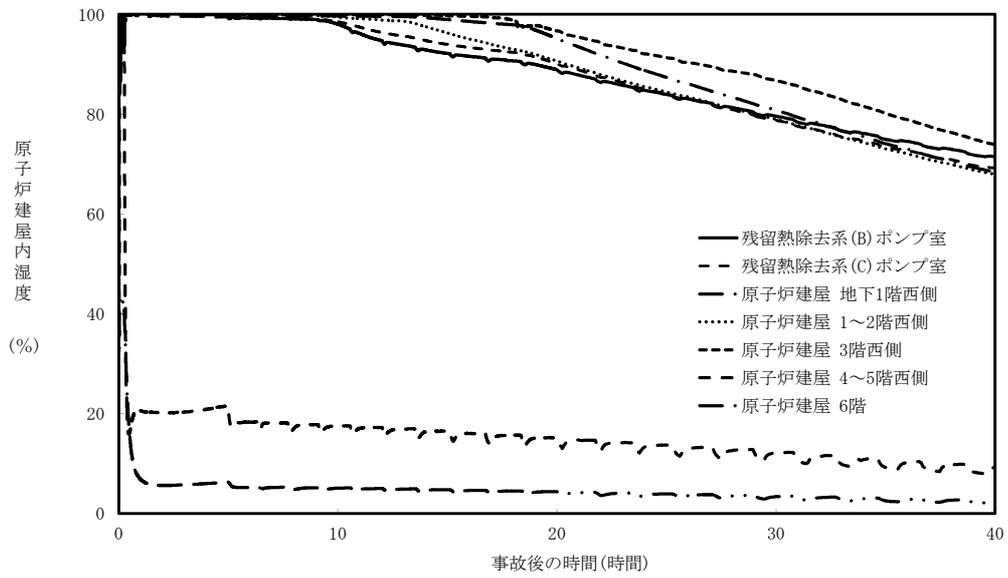
第1図 原子炉建屋内ノード分割モデル



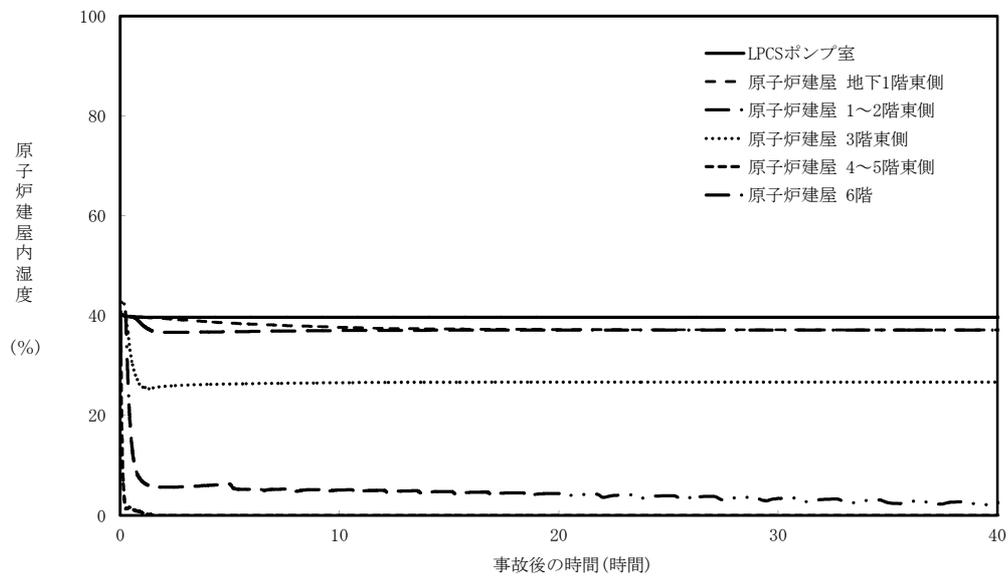
第 2-1 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



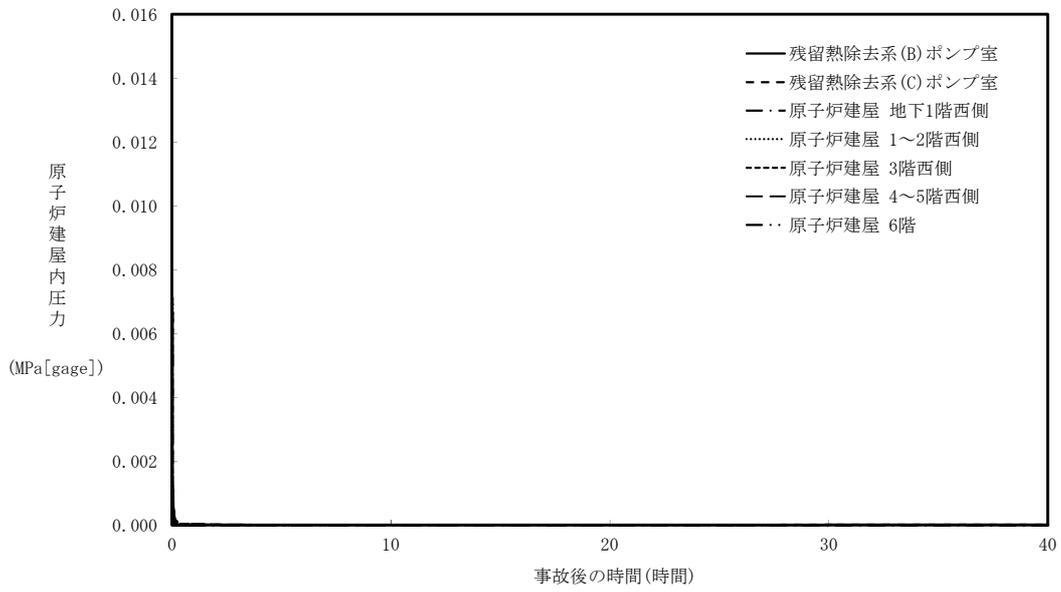
第 2-2 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



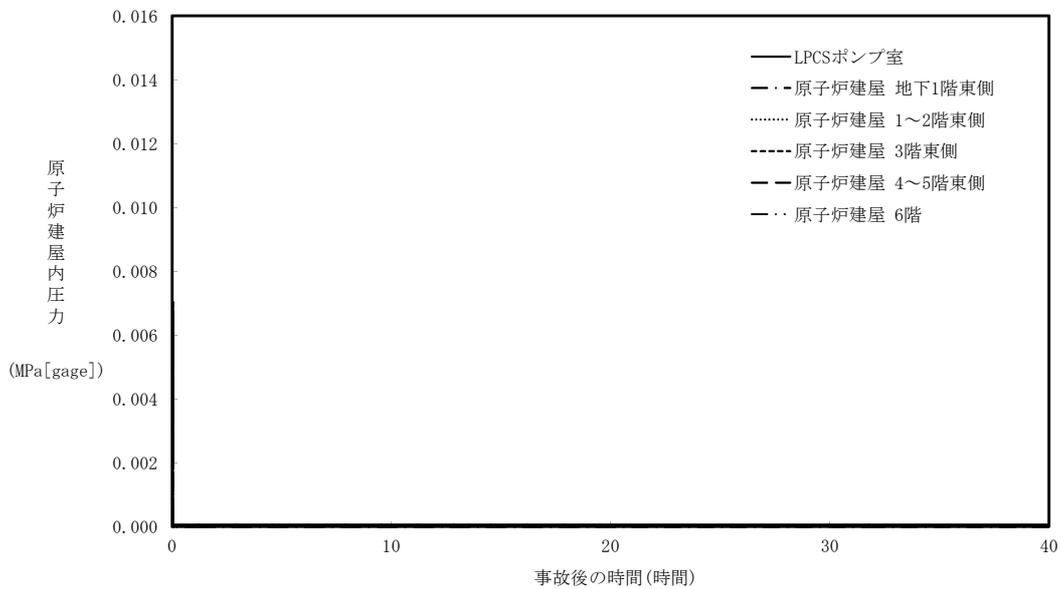
第3-1図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



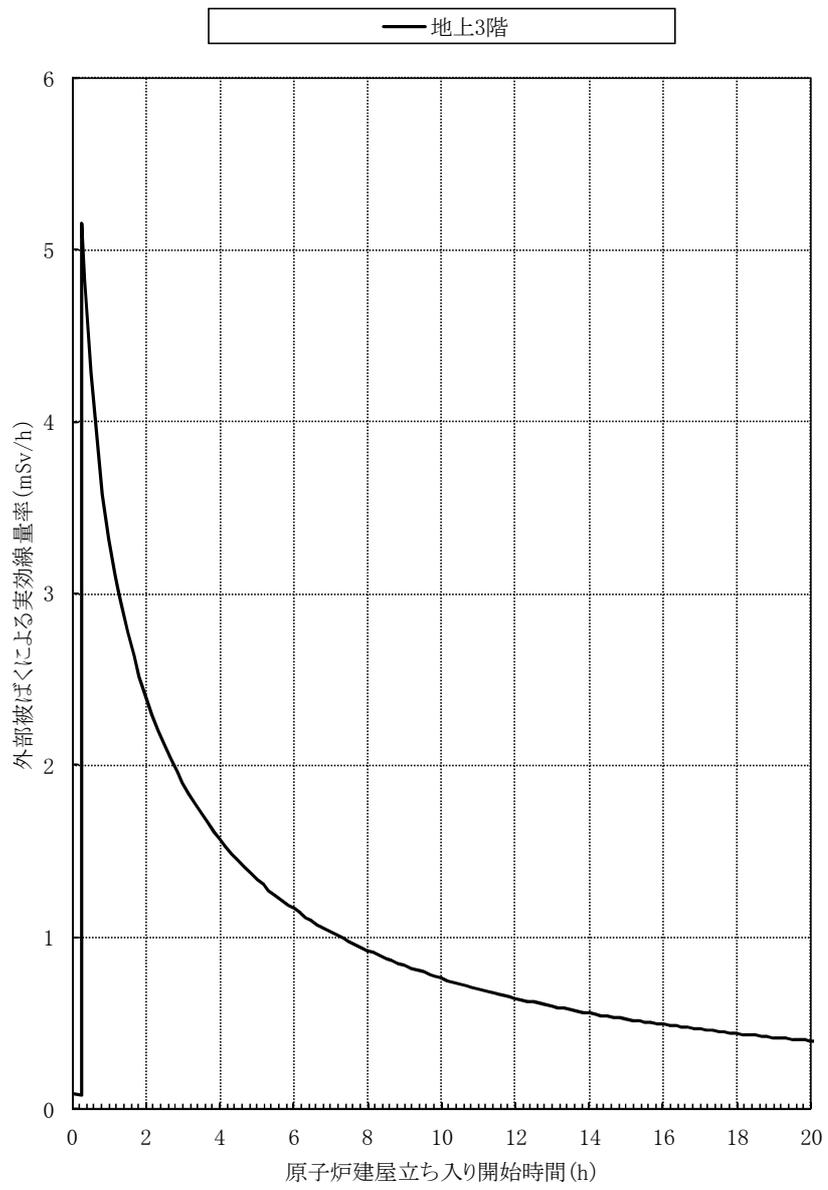
第3-2図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



第4-1図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



第4-2図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）



第5図 原子炉建屋立ち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発生時の検知手段について

(1) インターフェイスシステムLOCA発生時の判断方法について

第1表にインターフェイスシステムLOCAと格納容器内での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格納容器内外のパラメータに相違が表れるので、容易にインターフェイスシステムLOCAと判別することができる。

第1表 インターフェイスシステムLOCAと格納容器内でのLOCA発生時のパラメータ比較

	各パラメータ	ISLOCA	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※
格納容器 パラメータ	格納容器内圧力	変化なし	上昇
	ドライウェル雰囲気温度	変化なし	上昇
	格納容器ドレン流量	変化なし	上昇
格納容器外 パラメータ	残留熱除去系系統圧力	上昇	変化なし
	原子炉建屋床ドレンサンプ ポンプ運転頻度	増加※	変化なし
	原子炉建屋内空間線量率	上昇	変化なし

※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 L O C A の認知について

インターフェイスシステム L O C A は、定期試験等により低圧設計部と高圧設計部を隔離する弁の開操作を実施する際に発生する事故である。低圧設計部に原子炉圧力が負荷された場合、系統の異常過圧を知らせる警報 (RHR ABNORMAL HI/LO PRESS) が発報するため、これを認知した時点で隔離弁を閉止する手順となっている。さらに残留熱除去系の熱交換器室には室温上昇及び室内への漏水を検知し発報する警報 (LDS RHR EQUIP ROOMS AMBIENT TEMP HIGH 及び RHR Hx AREA FLOODING) が設置されているため、インターフェイスシステム L O C A 発生を容易に認知することができる。

これらの警報以外にも第 2 表に示すとおり原子炉圧力、水位等のパラメータ変化を確認することで総合的にインターフェイスシステム L O C A の発生を確認し、中央制御室からの遠隔隔離操作を試みる。仮に中央制御室からの遠隔隔離が出来ない場合は、現場手動操作により弁を閉止することで漏えい系統を隔離する。

第2表 インターフェイスシステムLOCA発生を認知するパラメータ等

パラメータ等	インターフェイスシステムLOCA発生時の変化
警報「RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LO」	残留熱除去系ポンプ出口圧力が約 2.7MPa[gage]まで上昇したことを検知し発報する。(通常時約 0.49MPa[gage])
警報「LDS RHR EQUIP ROOMS AMBIENT TEMP HIGH」	室温が 74℃まで上昇したことを検知し発報する。(通常時約 20～40℃)
警報「RHR Hx AREA FLOODING」	床面より約 300 mm水位が形成されたことを検知し発報する。(通常時 0 mm)
原子炉圧力	原子炉圧力が低下する
原子炉水位	原子炉水位が低下する
主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ	原子炉水位を自動で一定に制御するため、インターフェイスシステムLOCA発生により給水流量が増加しミスマッチが拡大する。
原子炉建屋エリアモニタ	漏えい発生場所近傍のエリアモニタが上昇する。
原子炉建屋ダストモニタ	漏えい発生場所近傍のダストモニタが上昇する。
火災警報	漏えい発生場所近傍の火災警報が発報する。
原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度	漏えい水のサンプへの流入によりサンプポンプ運転頻度が増加又は連続運転となる。

解釈一覧

判断基準の解釈一覧 (1/3)

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	復水器が使用可能であり、タービン・バイパス弁の開操作が可能な場合。	
		①原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合	復水器が使用不可能で、逃がし安全弁の開操作が可能な場合。	
		a. 手動による原子炉減圧	②急速減圧の場合	低圧で原子炉へ注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上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、復水貯蔵タンクが使用可能で、原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系の復水貯蔵タンク循環運転が可能な場合。
				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あり、タービン・バイパス弁の開操作が可能な場合。
		a. 手動による原子炉減圧	高圧注水系統が使用できない場合で低圧注水系統1系統以上が使用可能な場合。	
		③炉心損傷後の原子炉減圧の場合	原子炉 圧力容器内の 水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合。	原子炉水位計（燃料域）にて燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置
				復水器真空度が主蒸気隔離弁閉設定値（真空度24.0kPa）未満に維持可能な状態
		主蒸気隔離弁閉不能、タービン・バイパス弁が動作不能、又は復水器真空度が主蒸気隔離弁閉設定値（真空度24.0kPa）未満に維持不可能な状態		
		—		
		—		
		—		

判断基準の解釈一覧 (2/3)

手順		判断基準記載内容	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 喪失時の減圧	炉心損傷前の原子炉減圧は、低圧で原子炉へ注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上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、高圧注水系統が使用できない場合で低圧注水系統1系統以上が使用可能な場合。	—
		a. 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）開放 原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合。	原子炉水位計（燃料域）にて燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置
		逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素が確保されている場合。	自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低（0.902MPa[gage]以下）警報が発報していない場合。
		緊急用直流125V主母線盤が受電している場合。	緊急用直流125V主母線電圧にて受電していることが確認された場合。
		b. 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放 緊急用直流125V主母線盤が受電している場合。	緊急用直流125V主母線電圧にて受電していることが確認された場合。
		c. 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）開放 炉心損傷前の原子炉減圧は、低圧で原子炉へ注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上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、高圧注水系統が使用できない場合で低圧注水系統1系統以上が使用可能な場合。	—

判断基準の解釈一覧 (3/3)

手順		判断基準記載内容	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	c. 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）開放	原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合。 逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素が確保されている場合。	原子炉水位計（燃料域）にて燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置 自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低（0.902MPa[gage]以下）警報が発報していない場合。
		d. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放	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場合において、低圧で原子炉へ注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動により原子炉注水手段が確保されている場合。	—
		a. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低警報が発報した場合。 高圧窒素ガスポンベ圧力低警報が発報した場合。	自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低（0.902MPa[gage]以下）警報が発報した場合。 高圧窒素ガスポンベ圧力低（5.0MPa[gage]以下）警報が発報した場合。
	(2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧	b. 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	高圧窒素ガスポンベ圧力低警報が発報した場合。	高圧窒素ガスポンベ圧力低（5.0MPa[gage]以下）警報が発報した場合。
		a. 代替直流電源設備による復旧	直流125V主母線盤 2 A及び直流125V主母線盤 2 Bの電圧喪失を確認した場合。	—
	(3) 復旧	b. 代替交流電源設備による復旧	P/C 2 C及びP/C 2 Dの受電が完了している場合。	—

操作手順の解釈一覧 (1/2)

手順		操作手順記載内容	解釈		
1.3.2.2 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	d. 代替逃がし安 全弁駆動装置 による逃がし 安全弁 (逃が し弁機能) 開 放	代替逃がし安全弁駆動装置窒素ポンベ圧 力指示値が0.5MPa [gage] 以上	代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし 安全弁開放必要圧力0.5MPa[gage]以上	
			代替逃がし安全弁駆動装置排気ライン止 め弁	—	
			代替逃がし安全弁駆動装置窒素供給弁	—	
			格納容器隔離弁	—	
			代替逃がし安全弁駆動装置窒素ポンベ供 給圧力指示値が0.5MPa [gage] 以上	代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし 安全弁開放必要圧力0.5MPa[gage]以上	
	(2) 逃がし安全弁 の作動に必要な 窒素喪失時 の減圧	a. 高圧窒素ガス 供給系 (非常 用) による逃 がし安全弁 (自動減圧機 能) 駆動源確 保		高圧窒素ガスポンベ供給止め弁	—
				自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低 警報が消灯	自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低 (0.902MPa[gage]以下) 警報設定点以上
				自動減圧系作動用アキュムレータ供給圧 力指示値が0.902MPa [gage] 以上	自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低 (0.902MPa[gage]以下) 警報設定点以上
				高圧窒素ガスポンベ圧力低警報が発生し た場合	高圧窒素ガスポンベ圧力低 (5.0MPa[gage]以下) 警報が発報した場 合。

操作手順の解釈一覧 (2/2)

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	(2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧	b. 可搬型窒素供給装置(小型)による逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動源確保	可搬型窒素供給装置(小型)の暖気運転は約1.5時間運転し停止
		自動減圧系作動用アキュムレータ供給圧力指示値が0.902MPa [gage]以上	暖気運転約1.5時間経過後に停止する。 自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低(0.902MPa[gage]以下)警報設定点以上
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) 非常時運転手順書Ⅱ(徴候ベース)「二次格納施設制御」	逃がし安全弁により原子炉急速減圧を行い	逃がし安全弁により原子炉の急速減圧(～約0MPa[gage])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及び自主対策設備

(c) 熔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~~運転~~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及び自主対策設備

c. 手順等

1.4.2 重大事故等時の手順

1.4.2.1 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) 代替循環冷却系による原子炉注水
- (d) 消火系による原子炉注水
- (e) 補給水系による原子炉注水

b. 重大事故等時の対応手段の選択

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

- (a) 残留熱除去系復旧後の原子炉注水

b. 重大事故等時の対応手段の選択

(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順

a. 低圧代替注水

- (a) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却
- (b) 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）
- (c) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却
- (d) 消火系による残存溶融炉心の冷却
- (e) 補給水系による残存溶融炉心の冷却

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.2 原子炉運転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) 残留熱除去系復旧後の原子炉除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水

(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱

1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.4.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.4.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.4.3 重大事故対策の成立性

1. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

(1) 可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

(2) 系統構成

2. 消火系による原子炉注水

(1) 系統構成

3. 補給水系による原子炉注水

(1) 系統構成

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。

原子炉運転中において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態である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（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉内低圧時における冷却機能である。

原子炉運転停止中において、原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備

が有する原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレ
イ系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原子炉の冷却機能は、残留熱
除去系（原子炉停止時冷却系）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（以下「格納容器」という。）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

原子炉運転中において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態
で原子炉を冷却し炉心の著しい損傷及び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（低圧注水系）及び低圧炉心スプレ
イ系を設置している。

原子炉運転停止中において、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、残留熱除去系（低圧注水系）及び
低圧炉心スプレイ系を設置している。また、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（原子炉停止時冷却系）
を設置している。

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

事故等対処設備を選定する。（第1.4-1図）

また、炉心の著しい損傷、熔融が発生し、熔融炉心が原子炉压力容器内に残存した場合において、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^{*1}を選定する。

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

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

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（低圧注水系又は原子炉停止時冷却系）又は低圧炉心スプレイ系が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ
- ・ サプレッション・プール

低圧炉心スプレイ系による原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 低圧炉心スプレイ系ポンプ
- ・ サプレッション・プール

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉の除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器

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（低圧注水系及び原子炉停止時冷却系）及び低圧炉心スプレイ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残留熱除去系海水系機能喪失を想定する。

さらに、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第1.4-1表に整理する。

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（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系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）、代替循環冷却系、消火系及び補給水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。

- ・常設低圧代替注水系ポンプ
- ・代替淡水貯槽

(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。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・代替淡水貯槽
- ・淡水貯水池

なお、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却は、代替淡水貯槽又は淡水貯水池の淡水を使用する手段だけでなく、代替淡水貯槽へ補給した海水、淡水貯水池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。

(iii) 代替循環冷却系による原子炉の冷却

代替循環冷却系による原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替循環冷却系ポンプ
- ・サプレッション・プール

(iv) 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。

- ・電動駆動消火ポンプ
- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水貯蔵タンク
- ・多目的タンク

(v) 補給水系による原子炉の冷却

補給水系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
- ・復水貯蔵タンク

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.4.1(2) a.(a) i)(i) 低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却」で使用する設備のうち、常設低圧代替注水系ポンプ及び代替淡水貯槽は重大事故等対処設備として位置づける。

「1.4.1(2) a.(a) i)(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却」で使用する設備のうち、可搬型代替注水大型ポンプ及び代替淡水貯槽は重大事故等対処設備として位置づける。

「1.4.1(2) a.(a) i)(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却」で使用する設備のうち、淡水貯水池は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置づける。

「1.4.1(2) a.(a) i)(iii) 代替循環冷却系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・プール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1.4.1)

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も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。

- ・代替循環冷却系ポンプ

原子炉を冷却するための十分な注水量が確保できず、想定する事故シーケンスに対して有効性を確認できないが、低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却が実施できない場合の代替手段として有効である。

- ・電動駆動消火ポンプ，ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水貯蔵タンク及び多目的タンク

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、原子炉を冷却する手段として有効である。

- ・復水移送ポンプ及び復水貯蔵タンク

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、原子炉を冷却する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

【全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系機能喪失時の対応手段及び設備は以下のとおり】

i) 復旧

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合には、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dへ電源を供給し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水系）を復旧する手段がある。

また、残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が残

留熱除去系海水系機能喪失により使用できない場合には、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水系）を復旧する手段がある。

常設代替交流電源設備及び代替残留熱除去系海水系へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（低圧注水系）を十分な期間、運転継続することが可能である。

また、原子炉停止後は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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（原子炉停止時冷却系）については、「1.4.1(2) b. (b) i) 復旧」にて整備する。

(i) 残留熱除去系（低圧注水系）の復旧

残留熱除去系（低圧注水系）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ
- ・サプレッション・プール

全交流動力電源喪失時の対応手段及び設備は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

残留熱除去系海水系機能喪失時の対応手段及び設備は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整理する。

ii) 重大事故等対処設備及び自主対策設備

「1.4.1(2) a. (b) i) (i) 残留熱除去系（低圧注水系）の復旧」で使用する設備のうち、サプレッション・プールは重大事故等対処設備として位置づける。

「1.4.1(2) a. (b) i) (i) 残留熱除去系（低圧注水系）の復旧」で使用する設備のうち、残留熱除去系（低圧注水系）ポンプは重大

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（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系機能喪失により使用できない場合においても、残留熱除去系（低圧注水系）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，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），代替循環冷却系，消火系及び補給水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。

- ・常設低圧代替注水系ポンプ
- ・代替淡水貯槽

(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。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・代替淡水貯槽
- ・淡水貯水池

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、代替淡水貯槽又は淡水貯水池の淡水を使用する手段だけでなく、代替淡水貯槽へ補給した海水、淡水貯水池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。

(iii) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却

代替循環冷却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。

- ・代替循環冷却系ポンプ
- ・サプレッション・プール

(iv) 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。

- ・電動駆動消火ポンプ
- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水貯蔵タンク
- ・多目的タンク

(v) 補給水系による残存溶融炉心の冷却

補給水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。

- ・復水移送ポンプ
- ・復水貯蔵タンク

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.4.1(2) a.(c) i) (i) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却」で使用する設備のうち、常設低圧代替注水系ポンプ及び代替淡水貯槽は重大事故等対処設備として位置づける。

「1.4.1(2) a.(c) i)(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却」で使用する設備のうち、可搬型代替注水大型ポンプ及び代替淡水貯槽は重大事故等対処設備として位置づける。

「1.4.1(2) a.(c) i)(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却」で使用する設備のうち、淡水貯水池は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置づける。

「1.4.1(2) a.(c) i)(iii) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却」で使用する設備のうち、代替循環冷却系ポンプ及びサプレッション・プールは重大事故等対処設備として位置づける。

これらの設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、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。

- ・電動駆動消火ポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水貯蔵タンク及び多目的タンク

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、残存溶融炉心を冷却する手段として有効である。

- ・復水移送ポンプ及び復水貯蔵タンク

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、残存溶融炉心を冷却する手段として有効である。

る。

b. 原子炉運転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

原子炉運転停止中に設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障等により原子炉の除熱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）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系により原子炉を冷却する手段がある。

これらの対応手段及び設備は、「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、原子炉運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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

【全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系機能喪失時の対応手段及び設備は以下のとおり】

i) 復旧

原子炉運転停止中に設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が全交流動力電源喪失により使用できない場合には、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dへ電源を供給し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を復旧する手段がある。

また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が残留熱除去系海水系機能喪失により使用できない場合には、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を復旧する手段がある。

常設代替交流電源設備及び代替残留熱除去系海水系へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を十分な期間、運転継続することが可能である。

(i) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器

全交流動力電源喪失時の対応手段及び設備は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

残留熱除去系海水系機能喪失時の対応手段及び設備は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整理する。

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.4.1(2) b. (b) i) (i) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧」で使用する設備のうち、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。

「1.4.1(2) b. (b) i) (i) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧」で使用する設備のうち、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ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応設備により、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系機能喪失により使用できない場合においても、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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. 原子炉運転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、運転員等^{※1}及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」、「非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）」及び「重大事故等対策要領」に定める。（第1.4-1表）

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。（第1.4-2表、第1.4-3表）

※1 運転員等：運転員及び重大事故等対応要員のうち運転操作対応要員をいう。

(添付資料1.4.2)

1.4.2 重大事故等時の手順

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

給水系、復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉注水機能が喪失し

た場合、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水手段は、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水手段と同時並行で準備を開始する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系の手段のうち、低圧で原子炉へ注水可能な系統1系統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で原子炉へ注水可能な系統1系統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で原子炉へ注水可能な系統のうち、低圧代替注水系（常設）、代替循環冷却系、消火系、補給水系、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、原子炉圧力容器内の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、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）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）設定点以上に維持できない場合において、低圧代替注水系（常設）が使用可能な場合^{※1}。

※1：設備に異常がなく、電源及び水源（代替淡水貯槽）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第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-5図に、タイムチャートを第1.4-6図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備を指示する。また、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合には、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉を指示する。
- ② 運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水に必要な残留熱除去系注入弁（C）の受電操作を実施し、残留熱除去系注入弁（C）の表示灯が点灯したことを確認する。また、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合には、原子炉冷却材浄化系吸込弁を閉にする。
- ③ 運転員等は中央制御室にて、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等により確認する。
- ④ 運転員等は、発電長に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了したことを報告する。
- ⑤ 発電長は、運転員等に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を指示する。
- ⑥ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（C）ポンプの操作スイッチを隔離する。
- ⑦ 運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（常設）を起動し、

常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa[gage]以上であることを確認する。

⑧運転員等は中央制御室にて、原子炉注水弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁が開したことを確認する。

⑨運転員等は、発電長に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成が完了したことを報告する。

⑩発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下であることを確認し、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水の開始を指示する。

⑪運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系注入弁（C）を開し、原子炉への注水が開始されたことを低圧代替注水系原子炉注水流量の流量上昇で確認し、発電長に報告する。

⑫発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持するよう指示する。

⑬運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、原子炉運転中において、中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始まで9分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

なお、原子炉運転停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は発電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) 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

給水系，復水系，非常用炉心冷却系，低圧代替注水系（常設），代替循環冷却系，消火系及び補給水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）設定点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）が使用可能な場合^{※1}。

※1：設備に異常がなく，電源及び水源（代替淡水貯槽又は淡水貯水池）が確保されている場合。

ii) 操作手順

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に，概要図を第1.4-7図に，タイムチャートを第1.4-8図に示す。

（残留熱除去系（C）配管を使用する西側接続口による原子炉注水及び低圧炉心スプレイ系配管を使用する東側接続口による原子炉注水の手順は，手順⑨以外同様。）

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，災害対策本部長に低圧代替注水系配管・弁の接続口への低圧代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。

②災害対策本部長は，発電長に低圧代替注水系（可搬型）で使用する低圧代替注水系配管・弁の接続口を連絡する。

③災害対策本部長は，重大事故等対応要員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を指示する。

④発電長は、運転員等に残留熱除去系（C）配管又は低圧炉心スプレイ系配管を使用した低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認する。

⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（C）ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプの操作スイッチを隔離する。

⑦運転員等は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備が完了したことを報告する。

⑧発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下であることを確認し、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成を指示する。

⑨^a残留熱除去系（C）配管を使用した西側接続口による原子炉注水の場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉注水弁、残留熱除去系注入弁（C）及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を開にする。

なお、電源が確保できない場合、運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、現場手動操作により原子炉注水弁、残留熱除去系注入弁（C）及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を開にする。

⑨^b低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口による原子炉注水の場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉注水弁、低圧炉心スプレイ系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を開にする。

なお、電源が確保できない場合、運転員等は原子炉建屋原子炉

棟にて、現場手動操作により原子炉注水弁、低圧炉心スプレ
系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を開にする。

⑩運転員等は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）による原子
炉注水の系統構成が完了したことを報告する。

⑪発電長は、災害対策本部長に低圧代替注水系（可搬型）による
原子炉へ注水するための原子炉建屋原子炉棟内の系統構成が完
了したことを連絡する。

⑫重大事故等対応要員は、災害対策本部長に低圧代替注水系（可
搬型）による原子炉へ注水するための準備が完了したことを報
告する。

⑬災害対策本部長は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）による
原子炉注水の開始を連絡する。

⑭災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型
ポンプによる原子炉注水の開始を指示する。

⑮重大事故等対応要員は、西側接続口又は東側接続口付属の弁を
開とし、可搬型代替注水大型ポンプを起動する。低圧代替注水
系（可搬型）により送水を開始したことを災害対策本部長に報
告する。

⑯災害対策本部長は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）による
原子炉への注水を開始したことを連絡する。

⑰発電長は、運転員等に低圧代替注水系（可搬型）により原子
炉へ注水が開始されたことの確認を指示する。

⑱運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたこと
を低圧代替注水系原子炉注水流量の流量上昇で確認し、発電長
に報告する。

⑱ 発電長は、災害対策本部長に低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水が開始されたことを連絡する。

⑳ 発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持するよう指示する。

㉑ 運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器注水流量調整弁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）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

中央制御室からの操作（残留熱除去系（C）配管を使用した西側接続口による原子炉注水の場合）

- ・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、180分以内と想定する。

現場操作（残留熱除去系（C）配管を使用した西側接続口による原子炉注水の場合）

- ・現場運転員3名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、180分以内と想定する。

中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口による原子炉注水の場合）

- ・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実

施した場合、150分以内と想定する。

現場操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口による原子炉注水の場合）

・現場運転員3名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、150分以内と想定する。

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、ホース等の接続は速やかに作業ができるよう可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.4.3-1)

(c) 代替循環冷却系による原子炉注水

i) 手順着手の判断基準

給水系、復水系、非常用炉心冷却系及び低圧代替注水系（常設）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）設定点以上に維持できない場合において、代替循環冷却系が使用可能な場合^{※1}。

※1：設備に異常がなく、電源、水源（サブプレッション・プール）及び冷却水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注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-9図に、タイムチャートを第1.4-10図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に代替循環冷却系による原子炉注水の準備を指示する。
- ② 運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系による原子炉への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることの状態表示等による確認及び、冷却水が確保されていることを確認し、発電長に報告する。
- ③ 発電長は、運転員等に代替循環冷却系による原子炉注水の系統構成を指示する。
- ④ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプの操作スイッチを隔離する。
- ⑤ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系注水配管分離弁、残留熱除去系（A）ミニフロー弁、残留熱除去系熱交換器（A）出口弁及び残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁を閉にする。
- ⑥ 運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系入口弁を開にする。
- ⑦ 運転員等は、発電長に代替循環冷却系による原子炉注水の系統構成が完了したことを報告する。
- ⑧ 発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下であることを確認し、代替循環冷却系による原子炉への注水開始を指示する。
- ⑨ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系注入弁（A）及び代替循環冷却系原子炉圧力容器注水流量調節弁を開にする。
- ⑩ 運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系ポンプを起動し、代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa[gage]以上であ

ることを確認する。

⑪ 運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを代替循環冷却系原子炉注水流量の流量上昇で確認し、発電長に報告する。

⑫ 発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持するよう指示する。

⑬ 運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替循環冷却系による原子炉注水開始まで35分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

また、代替循環冷却系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内
- ・ 緊急用海水系使用の場合：20分以内
- ・ 代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

(d) 消火系による原子炉注水

i) 手順着手の判断基準

給水系、復水系、非常用炉心冷却系、低圧代替注水系（常設）及び代替循環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）設定点以上に維持できない場合に

において、消火系が使用可能な場合^{※1}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火を必要とする火災が発生していない場合。

※1：設備に異常がなく、電源及び水源（ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）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第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-11図に、タイムチャートを第1.4-12図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に消火系による原子炉注水の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、消火系による原子炉への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。

③発電長は、運転員等に消火系による原子炉注水の系統構成を指示する。

④運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁を閉にする。

⑤発電長は、運転員等に電動駆動消火ポンプ^{※2}又はディーゼル駆動消火ポンプの起動を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、電動駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプを起動し、消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上であることを確認し、発電長に報告する。

⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（B）消火系ライン

弁を開にする。

⑧運転員等は、発電長に消火系による原子炉注水の系統構成が完了したことを報告する。

⑨発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下であることを確認し、消火系による原子炉への注水の開始を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系注入弁（B）を開にする。

⑪運転員は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量の流量上昇で確認し、発電長に報告する。

⑫発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持^{*3}するよう指示する。

⑬運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持^{*3}し、発電長に報告する。

※2：常用電源が使用できる場合に、電動駆動消火ポンプを使用する。

※3：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、格納容器内への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入弁（B）の全閉操作を実施後、残留熱除去系格納容器スプレイ弁（B）を開とし、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、中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、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50分以内と想定する。

なお、格納容器内への格納容器スプレイを実施する場合、原子炉注水が不要と判断してから格納容器スプレイまで10分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.4.3-2)

(e) 補給水系による原子炉注水

i) 手順着手の判断基準

給水系、復水系、非常用炉心冷却系、低圧代替注水系(常設)、代替循環冷却系及び消火系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)設定点以上に維持できない場合において、補給水系が使用可能な場合^{*1}。

※1: 設備に異常がなく、電源及び水源(復水貯蔵タンク)が確保されている場合。

ii) 操作手順

補給水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第1.4-2図及び第1.4-3図に、概要図を第1.4-13図に、タイムチャートを第1.4-14図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に補給水系による原子炉注水の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、補給水系による原子炉注水に必要な

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等により確認し，発電長に報告する。

③発電長は，災害対策本部長に連絡配管閉止フランジの切り替えを依頼する。

④災害対策本部長は，重大事故等対応要員に連絡配管閉止フランジの切り替えを指示する。

⑤重大事故等対応要員は，連絡配管閉止フランジの切り替えを実施する。

⑥重大事故等対応要員は，災害対策本部長に連絡配管閉止フランジの切り替えが完了したことを報告する。

⑦災害対策本部長は，発電長に連絡配管閉止フランジの切り替えが完了したことを連絡する。

⑧発電長は，運転員等に補給水系による原子炉注水の系統構成を指示する。

⑨運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて，補給水系－消火系連絡ライン止め弁を開にする。

⑩運転員等はタービン建屋にて，補助ボイラ冷却水元弁を閉にする。

⑪運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系（B）消火系ライン弁を開にする。

⑫運転員等は，発電長に補給水系による原子炉注水の系統構成が完了したことを報告する。

⑬発電長は，運転員等に補給水系による原子炉注水のため，復水移送ポンプを起動し，復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上であることを確認するよう指示する。

⑭運転員等は中央制御室にて、復水移送ポンプを起動し、復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上であることを確認し、発電長に報告する。

⑮発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下であることを確認し、補給水系による原子炉への注水の開始を指示する。

⑯運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系注入弁（B）を開にし、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量の流量上昇で確認し、発電長に報告する。

⑰発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持^{*2}するよう指示する。

⑱運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持^{*2}し、発電長に報告する。

※2：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、格納容器内への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入弁（B）の全閉操作を実施後、残留熱除去系格納容器スプレイ弁（B）を開とし、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、中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補給水系による原子炉注水開始まで105分以内と想定する。

なお、格納容器内への格納容器スプレイを実施する場合、原子炉

注水が不要と判断してから格納容器スプレイまで10分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.4.3-3)

b. 重大事故等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第1.4-22図に示す。

給水系、復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉注水機能の喪失により、原子炉の冷却ができない場合であって、外部電源又は常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保できた場合、低圧代替注水系（常設）により原子炉を冷却する。低圧代替注水系（常設）が使用できない場合において、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保した場合、代替循環冷却系により原子炉の冷却を実施する。代替循環冷却系が使用できない場合、消火系、補給水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、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。

(2) サポート系故障時の対応手順

【全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系機能喪失時の対応手順は以下

のとおり】

a. 復旧

(a) 残留熱除去系復旧後の原子炉注水

全交流動力電源の喪失により給水系、復水系及び非常用炉心冷却系による注水機能が喪失した場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系（低圧注水系）の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することにより、残留熱除去系（低圧注水系）にて原子炉への注水を実施する。

また、残留熱除去系海水系機能喪失により残留熱除去系（低圧注水系）による注水機能が喪失した場合、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することにより、残留熱除去系（低圧注水系）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】

全交流動力電源喪失時、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dの受電が完了^{※1}し、残留熱除去系（低圧注水系）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。

【残留熱除去系海水系機能喪失時】

残留熱除去系海水系機能喪失時、残留熱除去系（低圧注水系）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。

※1：M/C 2Cに異常がある場合は、M/C 2Dを受電する。

※2：設備に異常がなく、電源、水源（サブプレッション・プール）及び冷却水が確保されている場合。

ii) 操作手順

残留熱除去系（低圧注水系）（A）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（低圧注水系）（B）又は残留熱除去系（低圧注水系）（C）による原子炉注水手順も同様。）

概要図を第1.4-15図に、タイムチャートを第1.4-16図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系（低圧注水系）（A）による原子炉注水の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（低圧注水系）（A）による原子炉への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることの状態表示等による確認及び、冷却水が確保されていることを確認し、発電長に報告する。

③発電長は、運転員等に残留熱除去系（A）ポンプの起動を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプを起動し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上であることを確認し、発電長に報告する。

⑤発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下であることを確認し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水の開始を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系注入弁（A）を開とし、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量の流量上昇で確認し、発電長に報告する。

⑦発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持^{*3}するよう指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉

水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持^{※3}し、発電長に報告する。

※3：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、格納容器内への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入弁（A）又は（B）の全閉操作を実施後、残留熱除去系格納容器スプレイ弁（A）又は（B）を開とし、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、原子炉運転中において、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始まで6分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

なお、残留熱除去系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内
- ・緊急用海水系使用の場合：20分以内
- ・代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

さらに、格納容器内への格納容器スプレイを実施する場合、原子炉注水が不要と判断してから格納容器スプレイまで10分以内と想定する。

また、原子炉運転停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は発電長の指揮のもと中央制御室運転員1名にて作業を実施する。

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等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第1.4-22図に示す。

全交流動力電源が喪失し、常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保され、残留熱除去系（低圧注水系）が復旧できる場合であって、残留熱除去系海水系が使用可能な場合には、残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉を冷却する。残留熱除去系海水系機能喪失により残留熱除去系海水系が使用できない場合、緊急用海水系により冷却水を確保し、残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉を冷却する。緊急用海水系が使用できない場合、代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保し、残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉を冷却するが、代替残留熱除去系海水系の運転に時間を要することから、低圧代替注水系（常設）等により原子炉の冷却を並行して実施する。

原子炉運転停止後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉を除熱する。

(3) 熔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、熔融が発生した場合において、熔融炉心が原子炉圧力容器を破損し原子炉圧力容器下部へ落下した場合、格納容器下部注水系によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水することで落下した熔融炉心を冷却するが、原子炉圧力容器内に熔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内へ注水することで残存熔融炉心を冷却し、原子炉圧力容器から格納容器内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）による残存熔融炉心の冷却

i) 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{*1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系（常設）

による原子炉圧力容器内への注水が可能な場合^{*2}。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力容器内の圧力の低下、格納容器内の圧力の上昇、格納容器内の温度の上昇により確認する。

※2：格納容器スプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な流量（格納容器スプレイ流量：130m³/h、ペDESTAL（ドライウエル部）注水量：14m³/h～50m³/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内へ崩壊熱相当量（14m³/h～50m³/h）の注水に必要な流量が確保できる場合。

なお、十分な注水流量が確保できない場合には溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する。

ii) 操作手順

低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却については、「1.4.2.1(1) a.(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-4図に示す。また、概要図は第1.4-5図、タイムチャートは第1.4-6図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器内への注水開始まで9分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(b) 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^{*1}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）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系により原子炉压力容器内への注水ができず、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器内への注水が可能な場合^{*2}。

※1：「原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉压力容器内の圧力の低下、格納容器内の圧力の上昇、格納容器内の温度の上昇により確認する。

※2：格納容器スプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な流量（格納容器スプレイ流量：130m³/h、ペDESTAL（ドライウエル部）注水量：14m³/h～50m³/h）が確保され、更に可搬型代替注水（可搬型）により原子炉压力容器内へ崩壊熱相当量（14m³/h～50m³/h）の注水に必要な流量が確保できる場合。

なお、十分な注水流量が確保できない場合には溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する。

ii) 操作手順

低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）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（淡水／海水）」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-4図に示す。また、概要図は第1.4-7図、タイムチャートは第1.4-8図と同様である。

iii) 操作の成立性

作業開始を判断してから、低圧代替注水系（可搬型）による原子

炉圧力容器内への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

中央制御室からの操作（残留熱除去系（C）配管を使用した西側接続口による原子炉注水の場合）

- ・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、180分以内と想定する。

現場操作（残留熱除去系（C）配管を使用した西側接続口による原子炉注水の場合）

- ・現場運転員3名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、180分以内と想定する。

中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口による原子炉注水の場合）

- ・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、150分以内と想定する。

現場操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口による原子炉注水の場合）

- ・現場運転員3名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、150分以内と想定する。

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、ホース等の接続は速やかに作業ができるよう可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(c) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却

i) 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器内への注水ができず、代替循環冷却系が使用可能な場合^{※2}

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力容器内の圧力の低下、格納容器内の圧力の上昇、格納容器内の温度の上昇により確認する。

※2：設備に異常がなく、電源、水源（サブプレッション・プール）及び冷却水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残存溶融炉心の冷却については、「1.4.2.1 (1) a. (c) 代替循環冷却系による原子炉注水」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-4図に示す。また、概要図は第1.4-9図、タイムチャートは第1.4-10図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替循環冷却系による原子炉圧力容器内への注水開始まで35分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

また、代替循環冷却系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

・ 残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内

・ 緊急用海水系使用の場合：20分以内

・ 代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

(d) 消火系による残存溶融炉心の冷却

i) 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系により原子炉圧力容器内への注水ができず、消火系による原子炉圧力容器内への注水が可能な場合^{※2}。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力容器内の圧力の低下、格納容器内の圧力の上昇、格納容器内の温度の上昇により確認する。

※2：格納容器スプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な流量（格納容器スプレイ流量：130m³/h、ペDESTAL（ドライウエル部）注水量：14m³/h～50m³/h）が確保され、更に消火系により原子炉圧力容器内へ崩壊熱相当量（14m³/h～50m³/h）の注水に必要な流量が確保できる場合において、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、十分な注水流量が確保できない場合には溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する。

ii) 操作手順

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. (d) 消火系による原子炉注水」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-4図に示す。また、概要図は第

1.4-11図，タイムチャートは第1.4-12図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合，消火系による原子炉圧力容器内への注水開始まで50分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.4.3-2)

(e) 補給水系による残存溶融炉心の冷却

i) 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{*1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において，低圧代替注水系(常設)，代替循環冷却系及び消火系により原子炉圧力容器内への注水ができず，補給水系による原子炉圧力容器内への注水が可能な場合^{*2}。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子炉圧力容器内の圧力の低下，格納容器内の圧力の上昇，格納容器内の温度の上昇により確認する。

※2：格納容器スプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な流量（格納容器スプレイ流量：130m³/h，ペDESTAL（ドライウエル部）注水量：14m³/h～50m³/h）が確保され，更に補給水系により原子炉圧力容器内へ崩壊熱相当量（14m³/h～50m³/h）の注水に必要な流量が確保できる場合。

なお，十分な注水流量が確保できない場合には溶融炉心の冷却を

優先し効果的な注水箇所を選択する。

ii) 操作手順

補給水系による残存溶融炉心の冷却については、「1.4.2.1(1)

a. (e) 補給水系による原子炉注水」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-4図に示す。概要図は第1.4-13図、タイムチャートは第1.4-14図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補給水系による原子炉圧力容器内への注水開始まで105分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.4.3-3)

b. 重大事故等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第1.4-22図に示す。

外部電源又は常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保できた場合、低圧代替注水系（常設）により残存溶融炉心を冷却する。低圧代替注水系（常設）が使用できない場合において、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保した場合、代替循環冷却系により残存溶融炉心の冷却を実施する。代替循環冷却系が使用できない場合、消火系、補給水系又は低圧代替注水系（可搬型）により残存溶融炉心の冷却を実施する。

なお、消火系による原子炉の冷却は、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。

1.4.2.2 原子炉運転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

原子炉運転停止中に原子炉へ注水する機能が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）」、「1.4.2.1(1) a. (c) 代替循環冷却系による原子炉注水」、「1.4.2.1(1) a. (d) 消火系による原子炉注水」及び「1.4.2.1(1) a. (e) 補給水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

【全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系機能喪失時の対応手順は以下のとおり】

a. 復旧

(a) 残留熱除去系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（原子炉停止時冷却系）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（原子炉停止時冷却系）の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて原子炉の除熱を実施する。

また、残留熱除去系海水系機能喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能の喪失が起きた場合、緊急用海水

系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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】

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系機能喪失時、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dの受電が完了^{※1}し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。

【残留熱除去系海水系機能喪失時】

残留熱除去系海水系機能喪失時、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。

※1：M/C 2 Cに異常がある場合は、M/C 2 Dを受電する。

※2：設備に異常がなく、電源及び冷却水が確保されており、原子炉压力容器内の水位が原子炉水位低（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0.93MPa[gage]以下の状態。

ii) 操作手順

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）（A）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（原子炉停止時冷却系）（B）による原子炉冷却手順も同様）

概要図を第1.4-17図に、タイムチャートを第1.4-18図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）（A）による原子炉除熱の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（原子炉停止時冷却

系) (A) による原子炉の除熱に必要なポンプ、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等により確認する。また、冷却水が確保されていることを確認する。

③運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、残留熱除去系 (A) レグシールライン弁を閉にする。

④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 (A) ポンプ入口弁を閉とする。

⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉再循環 (A) ポンプが停止していることを確認し、原子炉再循環 (A) ポンプ出口弁を閉にする。

⑥運転員等は、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) (A) による原子炉除熱の準備が完了したことを報告する。

⑦発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 使用開始圧力 $0.93\text{MPa}[\text{gage}]$ 以下であることを確認し、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) (A) による原子炉除熱するための系統構成を指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器 (A) 入口弁を閉とし、閉側回路を除外する。

⑨運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系内側隔離弁の開側回路を除外し、残留熱除去系外側隔離弁を開にする。

⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系内側隔離弁を開にし、開側回路の除外を解除する。

⑪運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 (A) ポンプ停止時冷却ライン入口弁を開にする。

⑫運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 (A) ポンプ停止時

冷却注入弁を調整開とする。

⑬ 運転員等は、発電長に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）（A）による原子炉除熱するための系統構成が完了したことを報告する。

⑭ 発電長は、運転員等に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）（A）による原子炉除熱の開始を指示する。

⑮ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプを起動し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage]以上及び残留熱除去系系統流量の流量上昇で確認する。

⑯ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）入口弁を調整開とする。

⑰ 運転員等は中央制御室にて、崩壊熱の除去が開始されたことを残留熱除去系熱交換器入口温度が低下することにより確認し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱開始まで161分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

また、残留熱除去系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内
- ・ 緊急用海水系使用の場合：20分以内

・代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

b. 重大事故等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第1.4-22図に示す。

全交流動力電源が喪失し、常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保され、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が復旧できる場合であって、残留熱除去系海水系が使用可能な場合には、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉を除熱する。残留熱除去系海水系機能喪失により残留熱除去系海水系が使用できない場合、緊急用海水系により冷却水を確保し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉を除熱する。緊急用海水系が使用できない場合、代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉を除熱するが、代替残留熱除去系海水系の運転に時間を要することから、低圧代替注水系（常設）等により原子炉の冷却を並行して実施する。

1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

残留熱除去系が健全な場合は、自動起動（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）による作動、又は中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、サプレッション・プールを水源とした原子炉への注水を実施する。

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スプレイ系による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）設定点以上に維持できない場合において、残留熱除去系（低圧注水

系) が使用可能な場合^{※1}。

※1：設備に異常がなく、電源、水源（サプレッション・プール）及び冷却水が確保されており、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水が可能な場合。

b. 操作手順

残留熱除去系（低圧注水系）（A）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（低圧注水系）（B）又は残留熱除去系（低圧注水系）（C）による原子炉注水手順も同様。）

概要図を第1.4-19図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系（低圧注水系）（A）の起動を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（低圧注水系）（A）の手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）により残留熱除去系（A）ポンプが起動し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上であることを確認し、発電長に報告する。
- ③発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下であることを確認し、残留熱除去系（低圧注水系）（A）による原子炉への注水の開始を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系注入弁（A）の手動操作、又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）により開したことを確認する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量の流量上昇で確認し、発電長に報告する。
- ⑥発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レ

ベル3) 設定点以上から原子炉水位高 (レベル8) 設定点に維持^{※2}するよう指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点以上から原子炉水位高 (レベル8) 設定点に維持^{※2}し、発電長に報告する。

※2: 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、格納容器内への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系格納容器スプレイ弁を開とし、格納容器スプレイを実施する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて操作を実施する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水

低圧炉心スプレイ系が健全な場合は、自動起動 (原子炉水位異常低下 (レベル1) 又はドライウェル圧力高) による作動、又は中央制御室からの手動操作により低圧炉心スプレイ系を起動し、サブプレッション・プールを水源とした原子炉への注水を実施する。

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スプレイ系による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) 設定点以上に維持できない場合において、低圧炉心スプレイ系が使用可能な場合^{※1}。

※1: 設備に異常がなく、電源、水源 (サブプレッション・プール) 及び冷却水が確保されており、低圧炉心スプレイ系による原子炉への注水が可能な場合。

b. 操作手順

低圧炉心スプレイ系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.4-20図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に低圧炉心スプレイ系の起動を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、低圧炉心スプレイ系の手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウエル圧力高）により低圧炉心スプレイ系ポンプが起動し、低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa[gage]以上であることを確認し、発電長に報告する。
- ③発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下であることを確認し、低圧炉心スプレイ系による原子炉への注水の開始を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて、低圧炉心スプレイ系注入弁の手動操作、又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウエル圧力高）により開したことを確認する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを低圧炉心スプレイ系系統流量の流量上昇で確認し、発電長に報告する。
- ⑥発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持するよう指示する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持し、発電長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて操作を実施する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(3) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱

残留熱除去系が健全な場合は、中央制御室からの手動操作により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)を起動し、原子炉の除熱を実施する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器内の水位が原子炉水位低(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0.93MPa [gage]以下の場合。

b. 操作手順

残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)(A)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(原子炉停止時冷却系)(B)による原子炉冷却手順も同様。)

概要図を第1.4-21図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)(A)による原子炉除熱の準備を指示する。
- ②運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、残留熱除去系(A)レグシールライン弁を閉にする。
- ③運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系(A)ポンプ入口弁を閉とする。
- ④運転員等は中央制御室にて、原子炉再循環(A)ポンプが停止していることを確認し、原子炉再循環(A)ポンプ出口弁を閉にする。
- ⑤運転員等は、発電長に残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)(A)による原子炉除熱の準備が完了したことを報告する。

- ⑥発電長は、運転員等に原子炉圧力指示値が残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）使用開始圧力0.93MPa[gage]以下であることを確認し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）（A）による原子炉除熱するための系統構成を指示する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）入口弁を閉とし、閉側回路を除外する。
- ⑧運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系内側隔離弁の開側回路を除外し、残留熱除去系外側隔離弁を開にする。
- ⑨運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系内側隔離弁を開にし、開側回路の除外を解除する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプ停止時冷却ライン入口弁を開にする。
- ⑪運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプ停止時冷却注入弁を調整開とする。
- ⑫運転員等は、発電長に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）（A）による原子炉除熱するための系統構成が完了したことを報告する。
- ⑬発電長は、運転員等に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）（A）による原子炉除熱の開始を指示する。
- ⑭運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプを起動し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上及び残留熱除去系系統流量の流量上昇で確認する。
- ⑮運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）入口弁を調整開とする。
- ⑯運転員等は中央制御室にて、崩壊熱の除去が開始されたことを残留熱除去系熱交換器入口温度が低下することにより確認し、発電長に

報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱開始まで161分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系による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大型ポンプ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。

代替淡水貯槽に補給する手順については、「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。

常設低圧代替注水系ポンプ、代替循環冷却系ポンプ、復水移送ポンプ、残留熱除去系ポンプ、電動弁及び監視計器への電源供給手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、可搬型代替注水大型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。

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

第1.4-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段, 対応設備, 手順書一覧 (1/20)

(重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉の冷却	主要設備	サブプレッション・プール	重大事故等対処設備
				残留熱除去系 (低圧注水系) ポンプ	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
			関連設備	原子炉圧力容器 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備
				残留熱除去系配管・弁・ストレーナ※5 残留熱除去系海水系※1 非常用交流電源設備※3	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
					非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1: 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。

※2: 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。

※3: 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。

※4: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

※5: 残留熱除去系 (低圧注水系) は熱交換機能に期待しておらず, 熱交換器は流路としてのみ用いるため, 配管に含むこととする。

■: 自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2/20）

（重大事故等対応設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
重大事故等対応設備（設計基準拡張）	—	低圧炉心スプレイ系による原子炉の冷却	主要設備	サプレッション・プール	重大事故等対応設備
				低圧炉心スプレイ系ポンプ	重大事故等対応設備（設計基準拡張）
			関連設備	原子炉圧力容器 燃料補給設備※3	重大事故等対応設備
				低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 残留熱除去系海水系※1 非常用交流電源設備※3	重大事故等対応設備（設計基準拡張）
				非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領	

※1：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。

※2：手順については「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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3/20）

（重大事故等対応設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
重大事故等対応設備（設計基準拡張）	—	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉の除熱	主要設備	原子炉压力容器	重大事故等対応設備
				残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	重大事故等対応設備（設計基準拡張）
			関連設備	燃料補給設備※3	重大事故等対応設備
				残留熱除去系配管・弁・熱交換器 再循環系配管・弁 残留熱除去系海水系※1 非常用交流電源設備※3	重大事故等対応設備（設計基準拡張）
					非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す

対応手段，対応設備，手順書一覧（4/20）

（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	対応設備			整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 （低圧注水系） 低圧炉心スプレイ系	低圧代替注水系（常設） による原子炉の冷却	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備	
			非常用交流電源設備※3	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）		

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

■：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5/20）

（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	対応設備		整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 （低圧注水系） 低圧炉心スプレイ系	低圧代替注水系（可搬型） による原子炉の冷却	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ ^{※2} 代替淡水貯槽 ^{※2}	重大事故等対処設備
				淡水貯水池 ^{※2, ※4}	自主対策設備
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパー ジャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ^{※3} 可搬型代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対処設備
				非常用交流電源設備 ^{※3}	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
					非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

■：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6/20）

（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	対応設備		整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 （低圧注水系） 低圧炉心スプレイ系	代替循環冷却系による原子炉の冷却	主要設備	サブプレッション・プール	重大事故等対処設備
				代替循環冷却系ポンプ	自主対策設備
			関連設備	代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・熱交換器 ・ストレーナ 原子炉圧力容器 緊急用海水系 ^{※1} 非常用取水設備 ^{※1} 常設代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対処設備
				残留熱除去系海水系 ^{※1} 非常用交流電源設備 ^{※3}	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
				代替残留熱除去系海水系 ^{※1}	自主対策設備
					非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：手順については「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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7/20）

（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	対応設備		整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 （低圧注水系） 低圧炉心スプレイ系	消火系による原子炉の冷却	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク	自主対策設備
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備
			関連設備	非常用交流電源設備※ ³	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
			自主対策設備	消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備
					非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8/20）

（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	対応設備		整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系（低圧注水系） 低圧炉心スプレイ系	補給水系による原子炉の冷却	主要設備	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク	自主対策設備
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備
				非常用交流電源設備※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）
			補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備	
					非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (9/20)

(原子炉運転中のサポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
サポート系故障	全交流動力電源 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（低圧注水系）の復旧	主要設備	サプレッション・プール	重大事故等対処設備
				残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
			関連設備	原子炉圧力容器 緊急用海水系 ^{※1} 非常用取水設備 ^{※1} 常設代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対処設備
				残留熱除去系配管・弁・ストレーナ ^{※5} 残留熱除去系海水系 ^{※1}	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
	代替残留熱除去系海水系 ^{※1}	自主対策設備			

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源(措置)

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（10/20）

（溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書
溶融炉心が原子炉压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	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※ ²	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水-4」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備	
				非常用交流電源設備※ ³	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

■：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（11/20）

（溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合	一	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ※ ² 代替淡水貯槽※ ²	重大事故等対処設備
				淡水貯水池※ ² ，※ ⁴	自主対策設備
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 低圧炉心スプレィ系配管・弁・スパー ジャ 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備
				非常用交流電源設備※ ³	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
					非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－4」 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（12/20）

（溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合	-	代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却	主要設備	代替循環冷却系ポンプ サブプレッション・プール	重大事故等対処設備
			関連設備	代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ 原子炉压力容器 緊急用海水系 ^{※1} 非常用取水設備 ^{※1} 常設代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対処設備
			自主対策設備	代替残留熱除去系海水系 ^{※1}	自主対策設備

※1：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。

※2：手順については「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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（13/20）

（溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合	—	消火系による残存溶融炉心の冷却	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク	自主対策設備
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備
			関連設備	非常用交流電源設備※ ³	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
			自主対策設備	消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備
					非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水-4」 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：手順については「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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（14/20）

（熔融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
熔融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合	一	補給水系による残存熔融炉心の冷却	主要設備	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク	自主対策設備
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備
				非常用交流電源設備※ ³	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
			補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備	
					非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水-4」 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

■：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（15／20）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系）	低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備	
				非常用交流電源設備※3	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（16／20）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系）	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ※ ² 代替淡水貯槽※ ²	重大事故等対処設備
				淡水貯水池※ ² ，※ ⁴	自主対策設備
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパー ジャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備
				非常用交流電源設備※ ³	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
					非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（17/20）

（原子炉運転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		整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系）	代替循環冷却系による原子炉の冷却	主要設備	サプレッション・プール	重大事故等対応設備
				代替循環冷却系ポンプ	自主対策設備
			関連設備	代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・熱交換器 ・ストレーナ 原子炉圧力容器 緊急用海水系 ^{※1} 非常用取水設備 ^{※1} 常設代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対応設備
				残留熱除去系海水系 ^{※1} 非常用交流電源設備 ^{※3}	重大事故等対応設備 （設計基準拡張）
				代替残留熱除去系海水系 ^{※1}	自主対策設備
					非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

■：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（18/20）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系）	消火系による原子炉の冷却	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク	自主対策設備
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備
			関連設備	非常用交流電源設備※3	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
			自主対策設備	消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備
					非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（19/20）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系）	補給水系による原子炉の冷却	主要設備	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク	自主対策設備
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備
				非常用交流電源設備※3	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
			補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備	
					非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（20／20）

（原子炉運転停止中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書
サポート系故障	全交流動力電源 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧	主要設備	原子炉圧力容器	重大事故等対処設備
				残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	重大事故等対処設備（設計基準拡張）
			関連設備	緊急用海水系 ^{※1} 非常用取水設備 ^{※1} 常設代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対処設備
				残留熱除去系配管・弁・熱交換器 再循環系配管・弁 残留熱除去系海水系 ^{※1}	重大事故等対処設備（設計基準拡張）
				代替残留熱除去系海水系 ^{※1}	自主対策設備
					非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

※5：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

第1.4-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/13)

対応手順	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			
(a) 低圧代替注水系 (常設) 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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		電源	緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量 ※1
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
	(b) 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水 (淡水/海水)	判断基準	原子炉压力容器内の水位
電源			緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
水源の確保			代替淡水貯槽水位 ※1
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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量 ※1
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (2/13)

対応手順	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 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水			
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1	
		電源 緊急用 M / C 電圧 緊急用 P / C 電圧 M / C 2 C 電圧 P / C 2 C 電圧	
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ※1
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量 ※1
(c) 代替循環冷却系による原子炉注水	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1	
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1	代替循環冷却系原子炉注水流量 ※1
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 残留熱除去系熱交換器入口温度 ※1 残留熱除去系熱交換器出口温度 ※1	サプレッション・プール水位 ※1
		水源の確保	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力
		補機監視機能	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (3/13)

対応手順	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 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水				
(d) 消火系による原子炉注水	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1	
		電源	M/C 2 A-1 電圧 P/C 2 A-3 電圧 緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧	
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位	
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1	
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1	
		原子炉压力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ※1	
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位	
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力	
	(e) 補給水系による原子炉注水	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
			電源	緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
水源の確保			復水貯蔵タンク水位	
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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1	
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1	
		原子炉压力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ※1	
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位	
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力	

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (4/13)

対応手順	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 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
(a) 残留熱除去系復旧後の原子炉注水	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		電源	緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ※1
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量 ※1
		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 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
	原子炉圧力容器への注水量		残留熱除去系系統流量 ※1
	水源の確保		サプレッション・プール水位 ※1
	補機監視機能		残留熱除去系ポンプ吐出圧力

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (5/13)

対応手順	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			
(a) 低圧代替注水系 (常設) による残存溶融炉心の冷却	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ※1
		電源	緊急用 M / C 電圧 緊急用 P / C 電圧 M / C 2 D 電圧 P / C 2 D 電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量 ※1
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1
補機監視機能		常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (6/13)

対応手順	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) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水			
(b) 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)	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1
		電源	緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
	水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1	
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
原子炉压力容器への注水量		低圧代替注水系原子炉注水流量 ※1	
水源の確保		代替淡水貯槽水位 ※1	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (7/13)

対応手順	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		
(c) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却	判断基準	原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 ※1
		電源 緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 M/C 2C 電圧 P/C 2C 電圧
		水源の確保 サプレッション・プール水位 ※1
	補機監視機能 残留熱除去系海水系系統流量 ※1	
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉圧力容器への注水量 代替循環冷却系原子炉注水流量 ※1
水源の確保 サプレッション・プール水位 ※1		
補機監視機能 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力		

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (8/13)

対応手順	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			
(d) 消火系による残存溶融炉心の冷却	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1
		電源	M/C 2 A-1 電圧 P/C 2 A-3 電圧 緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
	水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位	
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ※1
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位
補機監視機能		消火系ポンプ吐出ヘッド圧力	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (9/13)

対応手順	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) 熔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			
(e) 補給水系による残存熔融炉心の冷却	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1
		電源	緊急用 M / C 電圧 緊急用 P / C 電圧 M / C 2 C 電圧 P / C 2 C 電圧 M / C 2 D 電圧 P / C 2 D 電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ※1
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
補機監視機能		復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (10/13)

対応手順	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)	
1.4.2.2 原子炉 運転 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) 残留熱除去系復旧後の原子炉除熱	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 ※1 残留熱除去系熱交換器入口温度 ※1
		電源	緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量 ※1
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 ※1
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ※1 残留熱除去系熱交換器出口温度 ※1 残留熱除去系系統流量 ※1 残留熱除去系海水系系統流量 ※1

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (11/13)

対応手順	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)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順			
(1) 残留熱除去系 (低圧注水系) 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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		電源	M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量※1
		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※1 原子炉圧力 (S A) ※1
	原子炉压力容器への注水量		残留熱除去系系統流量※1
	水源の確保		サブプレッション・プール水位※1
	補機監視機能		残留熱除去系ポンプ吐出圧力

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (12/13)

対応手順	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)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順			
(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		電源	M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量※1
		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※1 原子炉圧力 (S A) ※1
	原子炉压力容器への注水量		低圧炉心スプレイ系系統流量※1
	水源の確保		サブプレッション・プール水位※1
	補機監視機能		低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

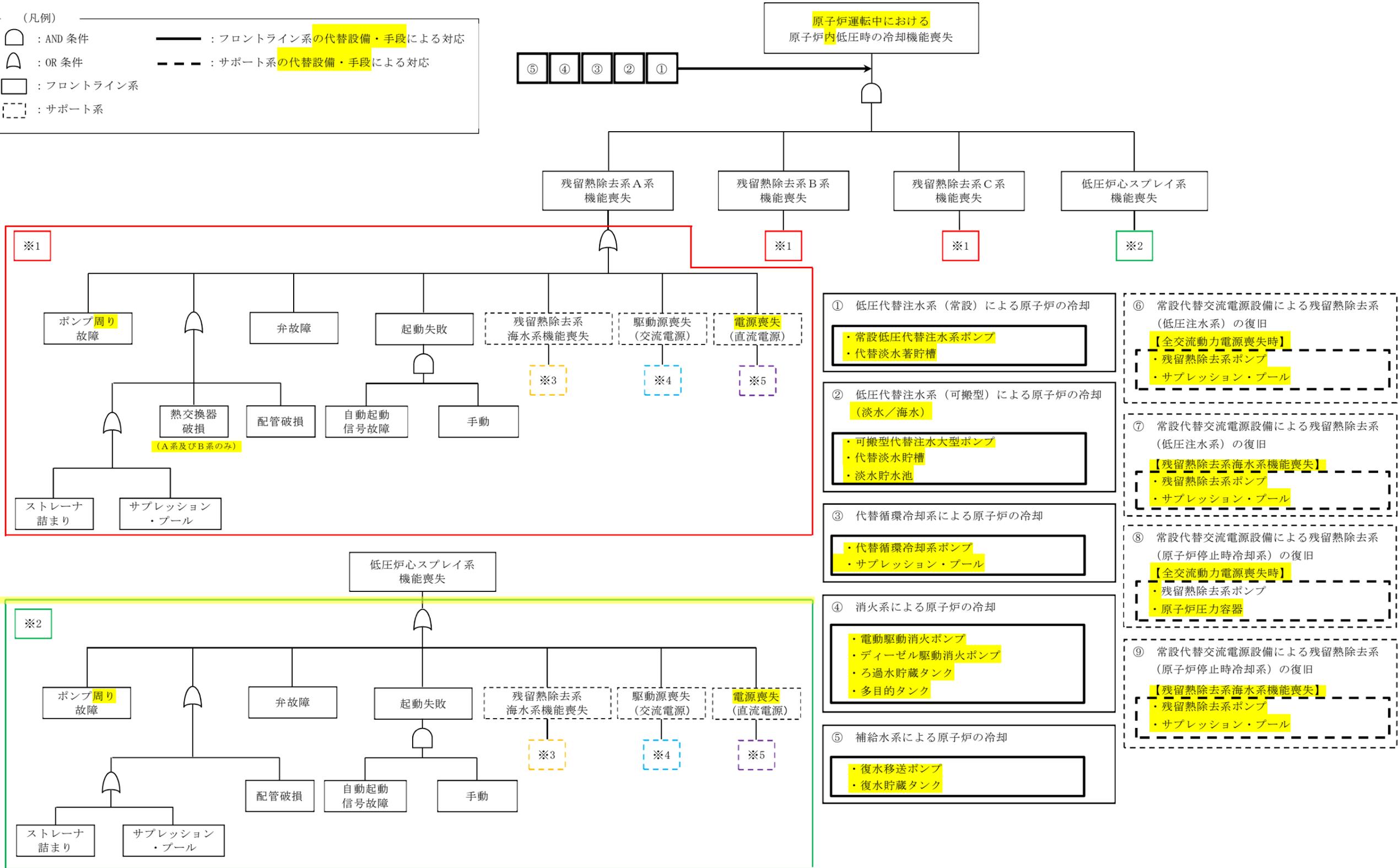
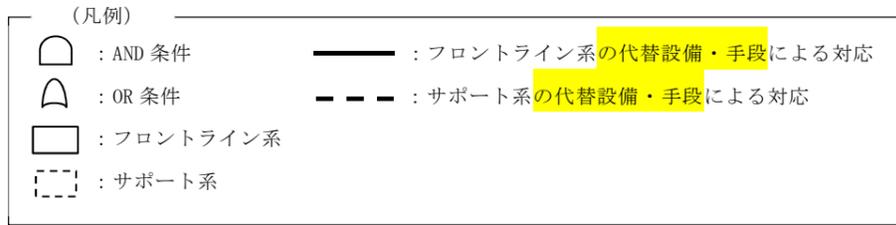
監視計器一覧 (13/13)

対応手順	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)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順			
(3) 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 ※1 残留熱除去系熱交換器入口温度 ※1
		電源	M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量 ※1
	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) ※1 原子炉水位 (燃料域) ※1 原子炉水位 (S A 広帯域) ※1 原子炉水位 (S A 燃料域) ※1
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 ※1 原子炉圧力 (S A) ※1
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 ※1
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ※1 残留熱除去系熱交換器出口温度 ※1 残留熱除去系系統流量 ※1 残留熱除去系海水系系統流量 ※1

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

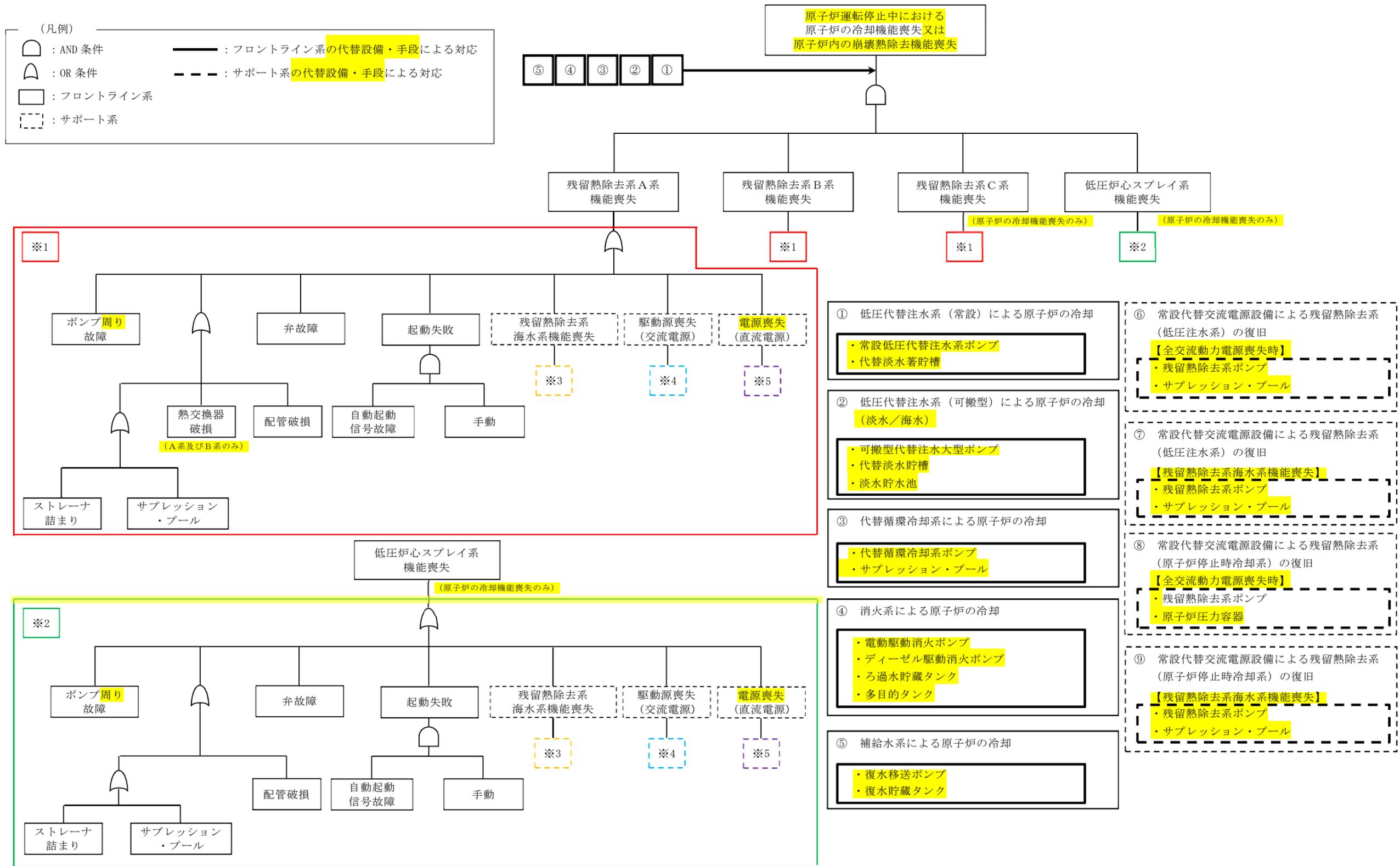
第1.4-3表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.4】 原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時に発電用原子炉を冷却 するための手順等</p>	常設低圧代替注水系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用P/C
	低圧代替注水系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC
	低圧炉心スプレイ系	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 非常用交流電源設備 MCC 2C系
	残留熱除去系ポンプ	常設代替交流電源設備 非常用交流電源設備 M/C 2C M/C 2D
	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 非常用交流電源設備 緊急用MCC MCC 2C系 MCC 2D系
	代替循環冷却系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用P/C
	代替循環冷却系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用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 非常用交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 120V/240V計装用主母線盤 2 A 120V/240V計装用主母線盤 2 B 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B 緊急用直流125V主母線盤



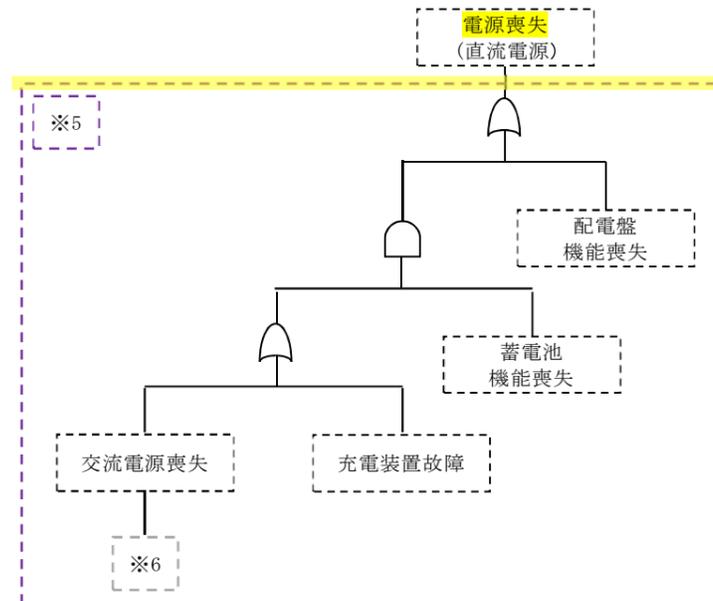
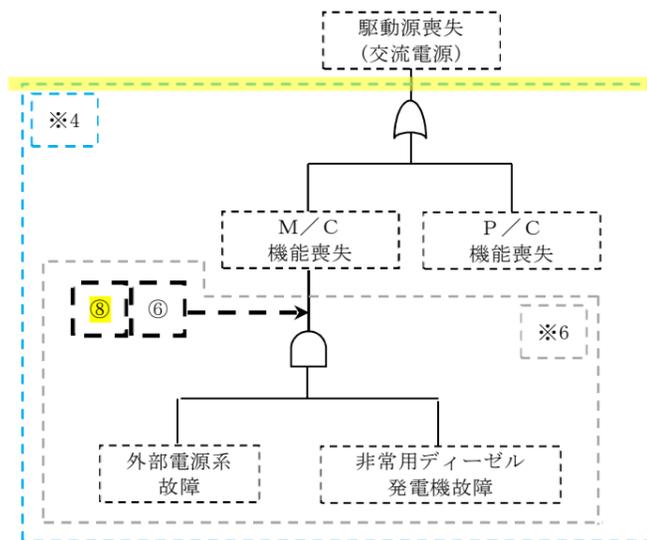
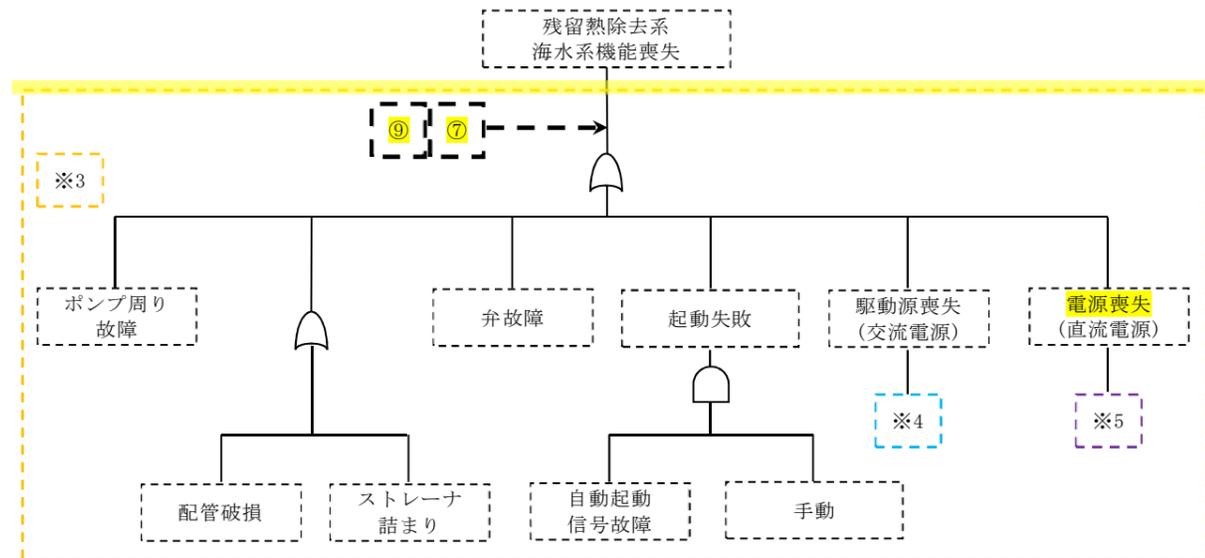
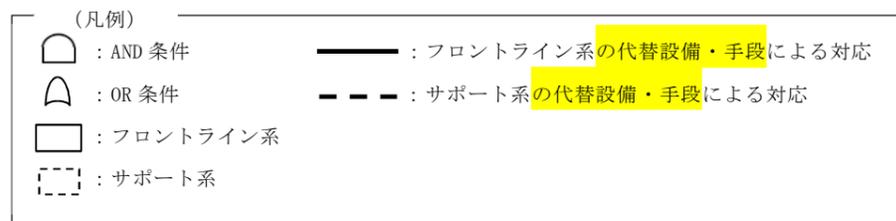
注1：低圧炉心スプレイスについては、⑥及び⑧の対応手段は対象外であり、残留熱除去系（C）については、⑦及び⑨の対応手段が対象外である。

第 1.4-1 図 機能喪失原因対策分析 (1/3)



注1: 低圧炉心スプレィ系については、⑥及び⑧の対応手段は対象外であり、残留熱除去系(C)については、⑦及び⑨の対応手段が対象外である。

第 1.4-1 図 機能喪失原因対策分析 (2/3)

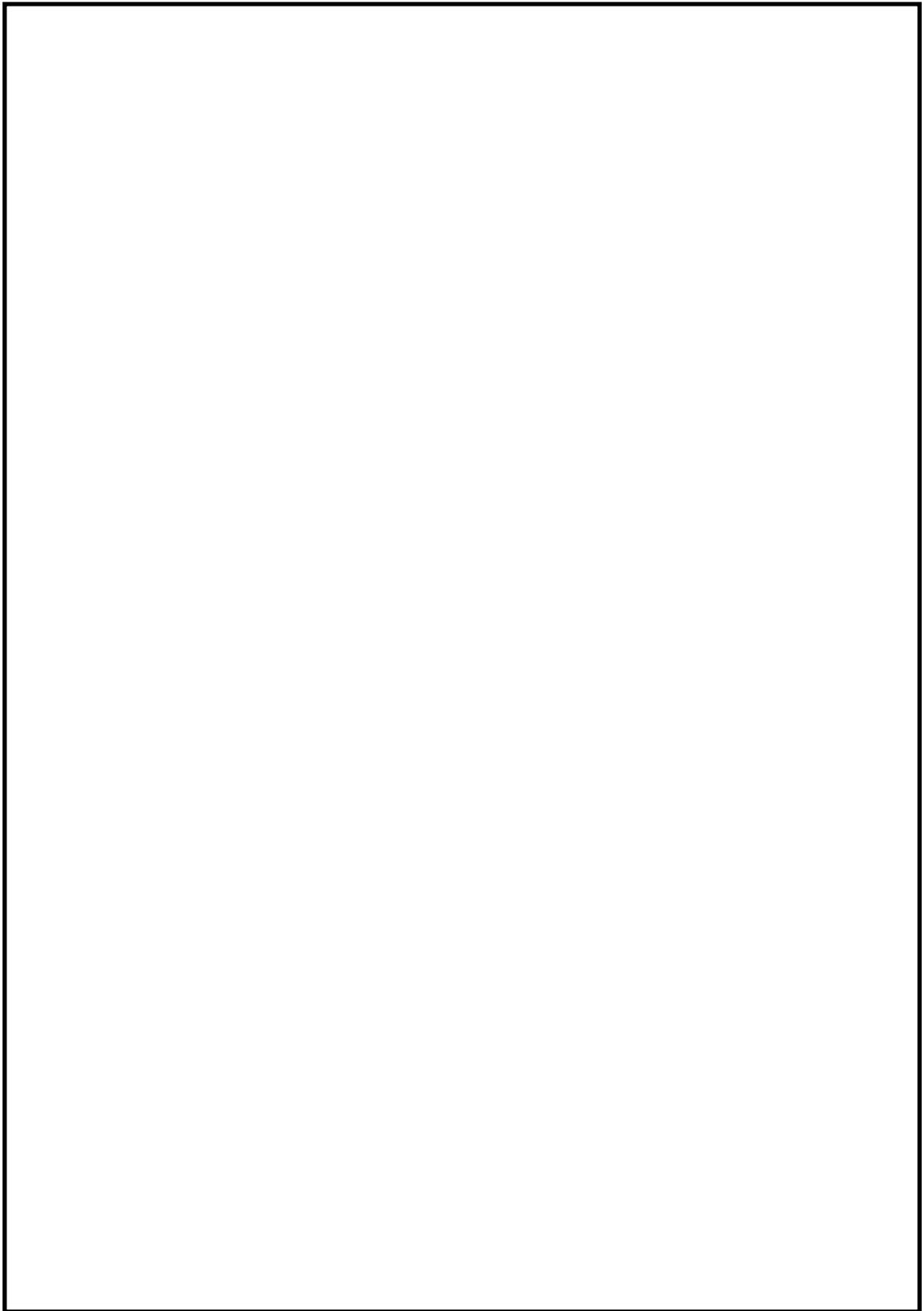


- ① 低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却
 - ・常設低圧代替注水系ポンプ
 - ・代替淡水貯槽
- ② 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却（淡水／海水）
 - ・可搬型代替注水大型ポンプ
 - ・代替淡水貯槽
 - ・淡水貯水池
- ③ 代替循環冷却系による原子炉の冷却
 - ・代替循環冷却系ポンプ
 - ・サブプレッション・プール
- ④ 消火系による原子炉の冷却
 - ・電動駆動消火ポンプ
 - ・ディーゼル駆動消火ポンプ
 - ・ろ過水貯蔵タンク
 - ・多目的タンク
- ⑤ 補給水系による原子炉の冷却
 - ・復水移送ポンプ
 - ・復水貯蔵タンク

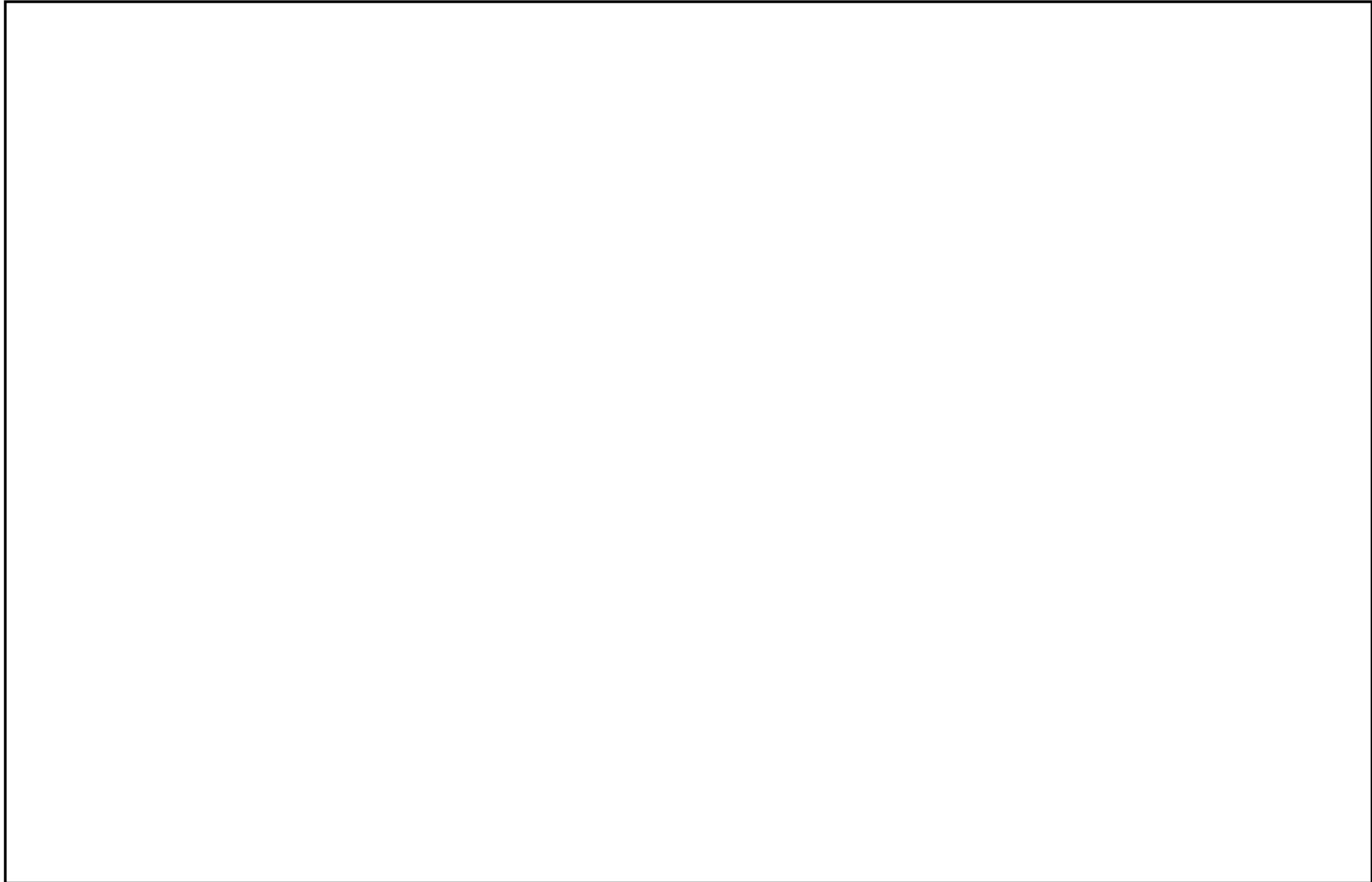
- ⑥ 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧
 - 【全交流動力電源喪失時】
 - ・残留熱除去系ポンプ
 - ・サブプレッション・プール
- ⑦ 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧
 - 【残留熱除去系海水系機能喪失】
 - ・残留熱除去系ポンプ
 - ・サブプレッション・プール
- ⑧ 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧
 - 【全交流動力電源喪失時】
 - ・残留熱除去系ポンプ
 - ・原子炉圧力容器
- ⑨ 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧
 - 【残留熱除去系海水系機能喪失】
 - ・残留熱除去系ポンプ
 - ・サブプレッション・プール

注1：低圧炉心スプレイ系については、⑥及び⑧の対応手段は対象外であり、残留熱除去系（C）については、⑦及び⑨の対応手段が対象外である。

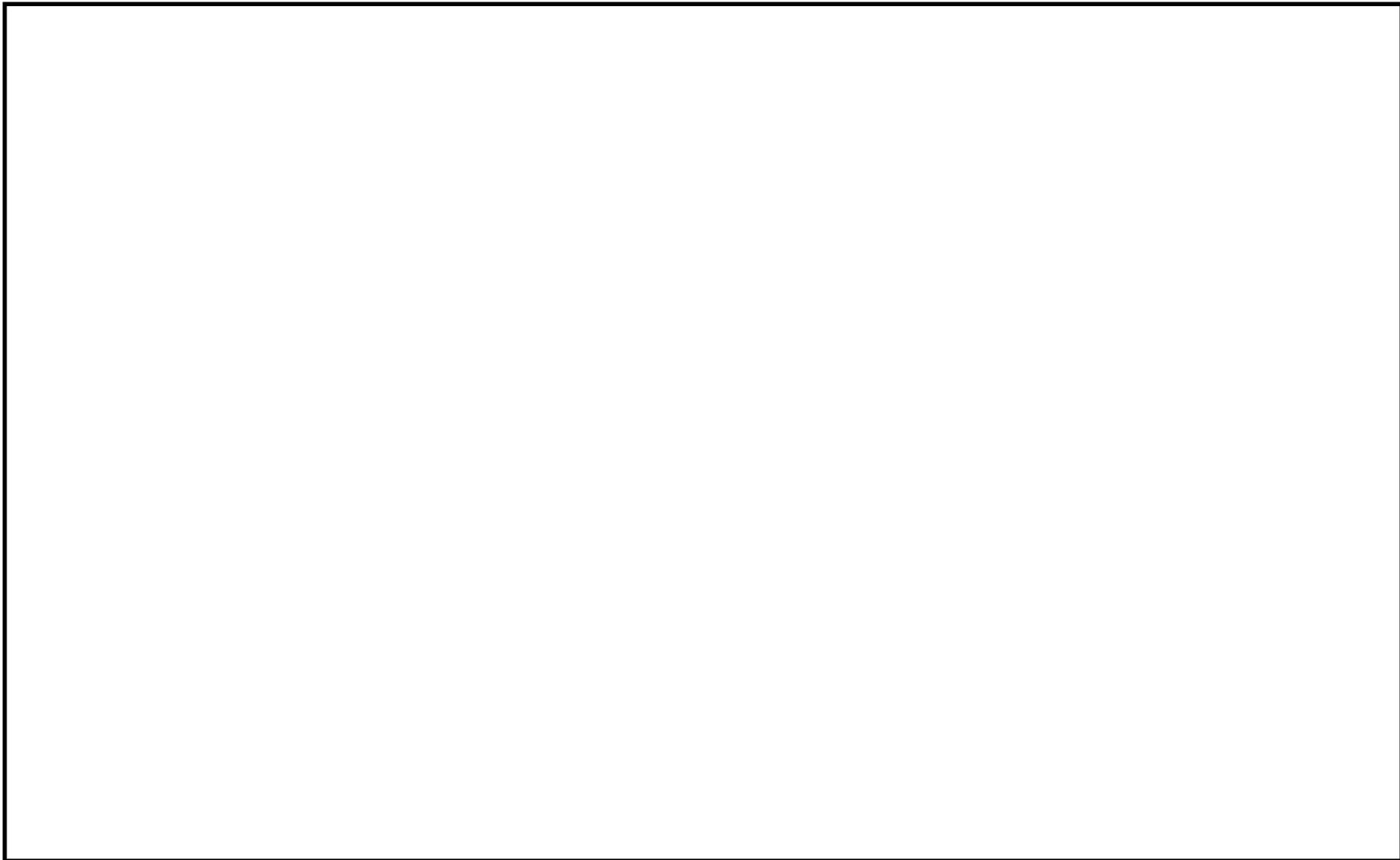
第 1.4-1 図 機能喪失原因対策分析 (3/3)



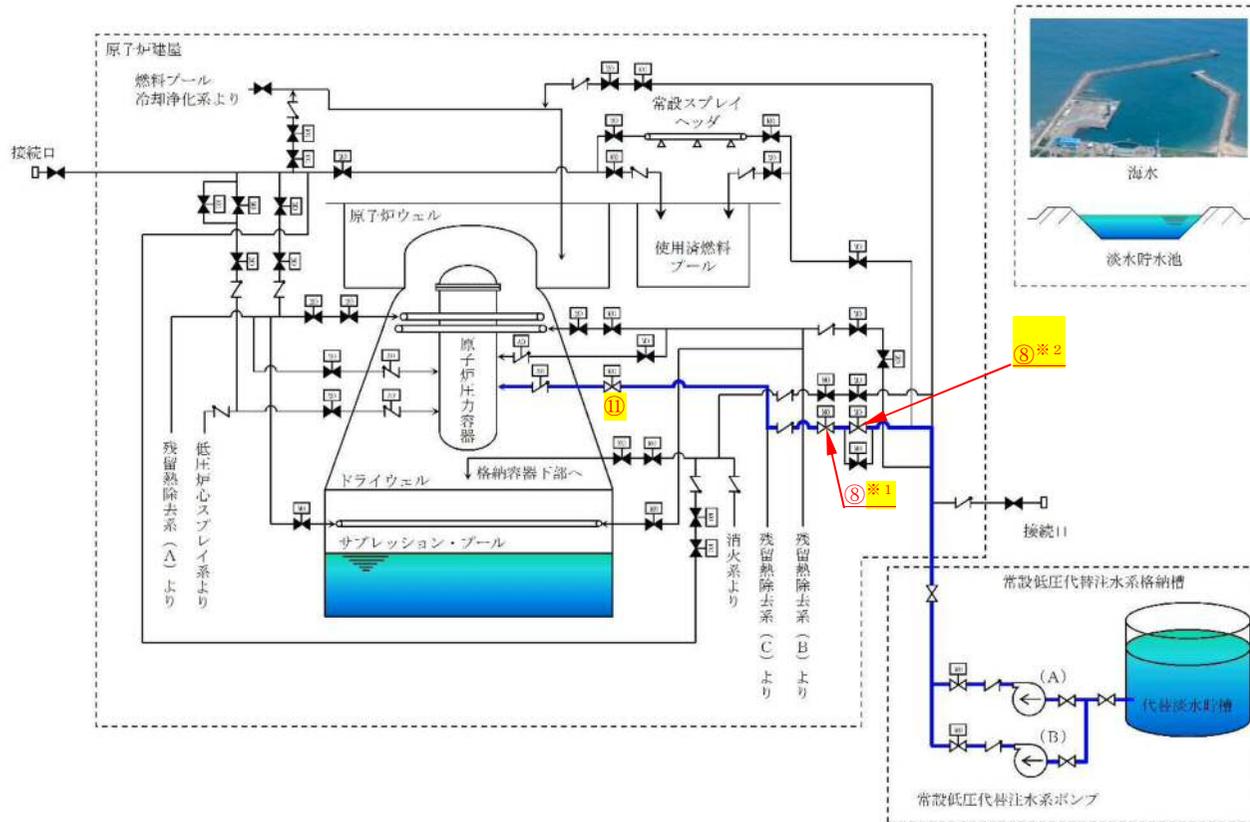
第1.4-2図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御 「水位確保」に
おける対応フロー



第1.4-3図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）不測事態 「水位回復」における対応フロー



第1.4-4図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「注水-4」における対応フロー



(凡例)

-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 電動弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁

操作手順	弁名称
⑧※1	原子炉注水弁
⑧※2	原子炉圧力容器注水流量調整弁
⑩	残留熱除去系注入弁 (C)

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

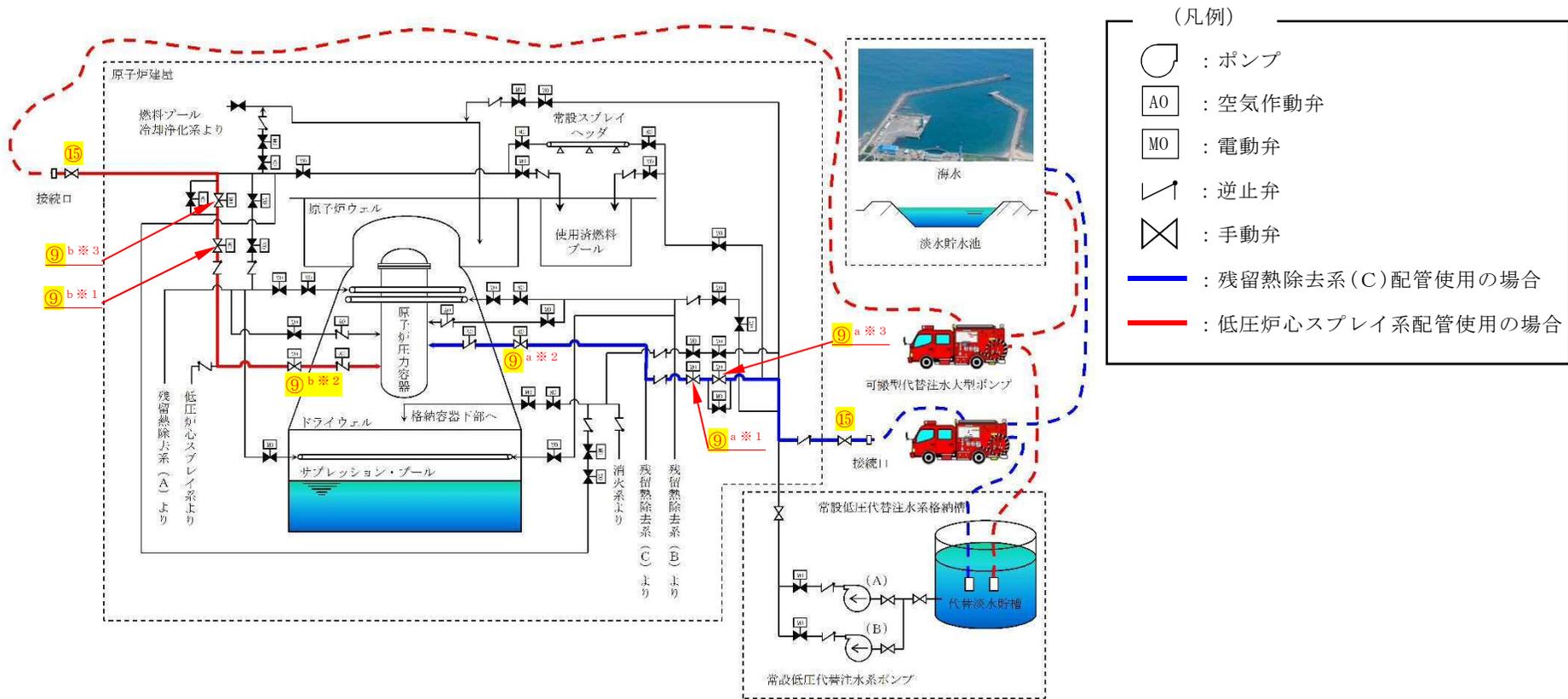
第1.4-5図 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 概要図

手順の項目		実施箇所・必要員数	経過時間(分)									備考	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9		
			低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 9分										
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	運転員A※1 (中央制御室)	1					必要な負荷の電源切替操作						
	運転員B※1 (中央制御室)	1					原子炉冷却材浄化系破送弁の開操作(※2)						
							系統構成、注水開始操作						

※1：原子炉運転停止中の運転員の体制における低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始まで9分以内と想定する。

※2：原子炉冷却材喪失事象が確認された場合

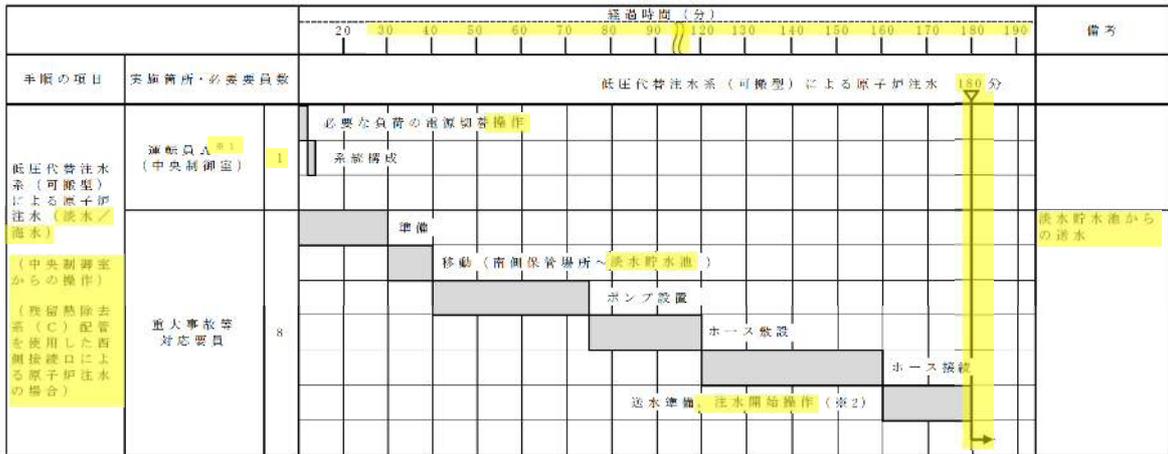
第1.4-6図 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 タイムチャート



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
㊦a※1, ㊦b※1	原子炉注水弁	㊦a※3, ㊦b※3	原子炉压力容器注水流量調整弁
㊦a※2	残留熱除去系注入弁 (C)	㊦15	各接続口付属の弁
㊦b※2	低圧炉心スプレイ系注入弁		

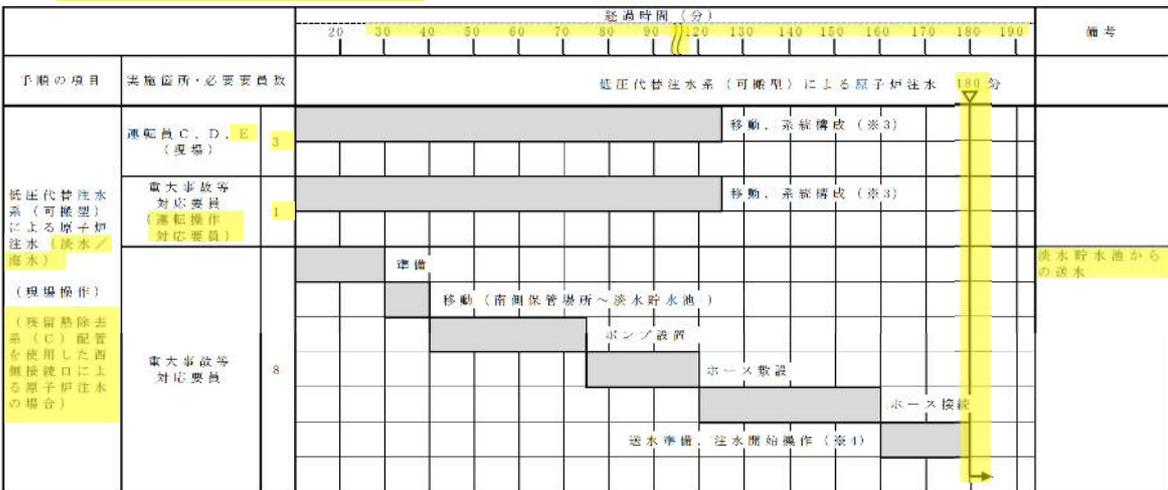
記載例 ① : 操作手順番号を示す。
a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。
※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第1.4-7図 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



※1: 原子炉運転停止中の運転員の体制における低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始まで180分以内と想定する。

※2: 低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口への送水の場合、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始まで150分以内と想定する。

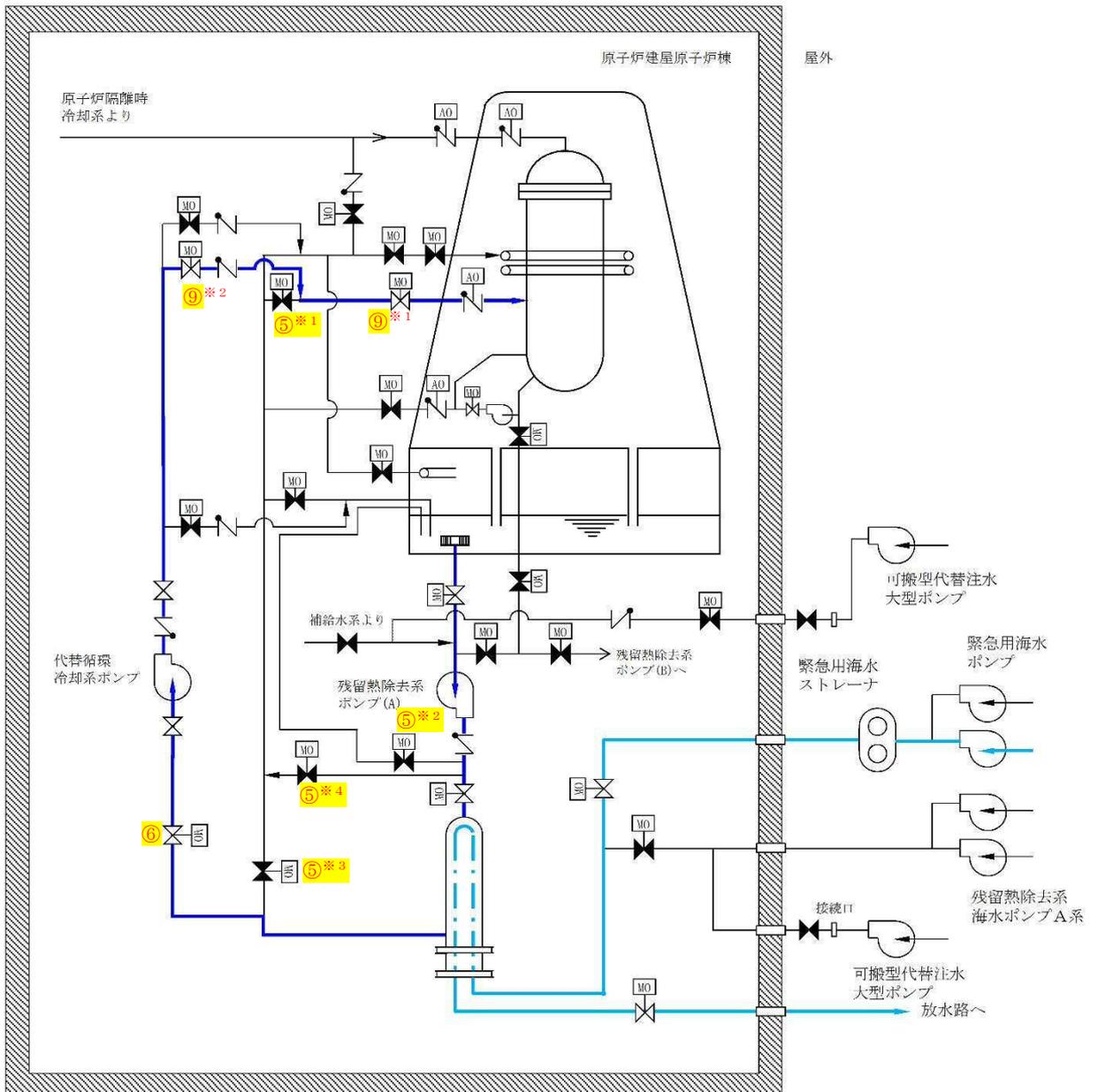


※3: 低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口への送水の場合、移動、系統構成は70分以内と想定する。

※4: 低圧炉心スプレイ系配管を使用した東側接続口への送水の場合、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始まで150分以内と想定する。

第1.4-8図 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(淡水/海水)

タイムチャート

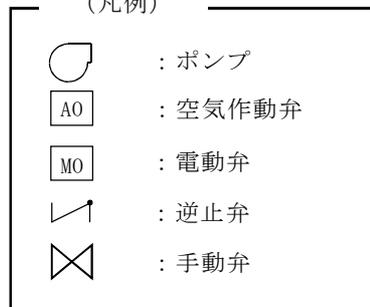


操作手順	弁名称
⑤※1	残留熱除去系注水配管分離弁
⑤※2	残留熱除去系 (A) ミニフロー弁
⑤※3	残留熱除去系熱交換器 (A) 出口弁
⑤※4	残留熱除去系熱交換器 (A) バイパス弁
⑥	代替循環冷却系入口弁
⑨※1	残留熱除去系注入弁 (A)
⑨※2	代替循環冷却系原子炉压力容器注水流量調節弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

(凡例)

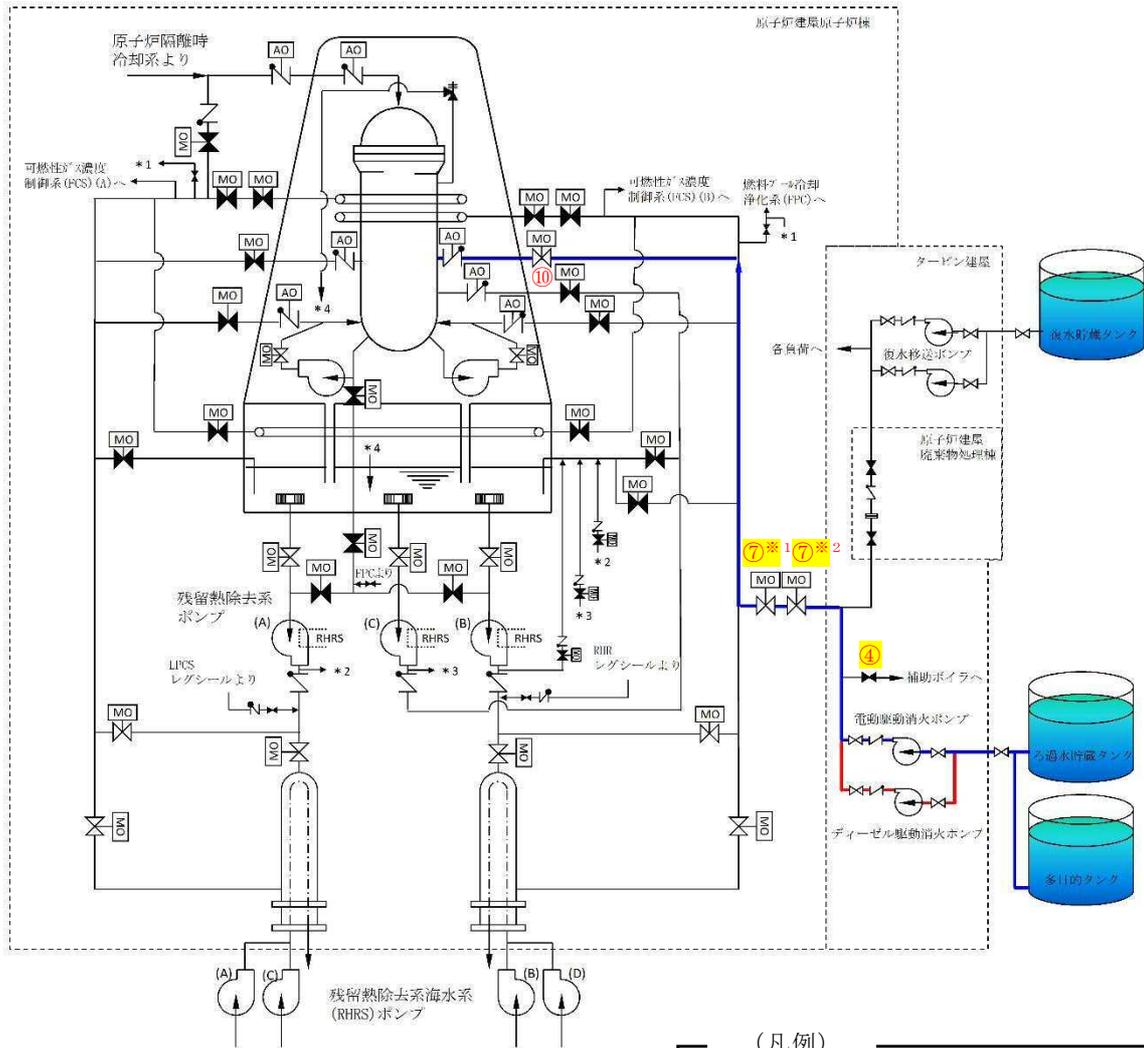


第1.4-9図 代替循環冷却系による原子炉注水 概要図

		経過時間(分)										備考								
		5	10	15	20	25	30	35	40	45										
手順の項目	実施箇所・必要員数	代替循環冷却系による原子炉注水 35分																		
代替循環冷却系による原子炉注水	運転員Δ ¹ (中央制御室)	1					系統構成													
							注水開始操作													

※1：原子炉運転停止中の運転員の体制における代替循環冷却系による原子炉注水開始まで35分以内と想定する。

第1.4-10図 代替循環冷却系による原子炉注水 タイムチャート



操作手順	弁名称
④	補助ボイラ冷却水元弁
⑦※1※2	残留熱除去系（B）消火系ライン弁
⑩	残留熱除去系注入弁（B）

記載例 ①：操作手順番号を示す。

※1：操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

(凡例)

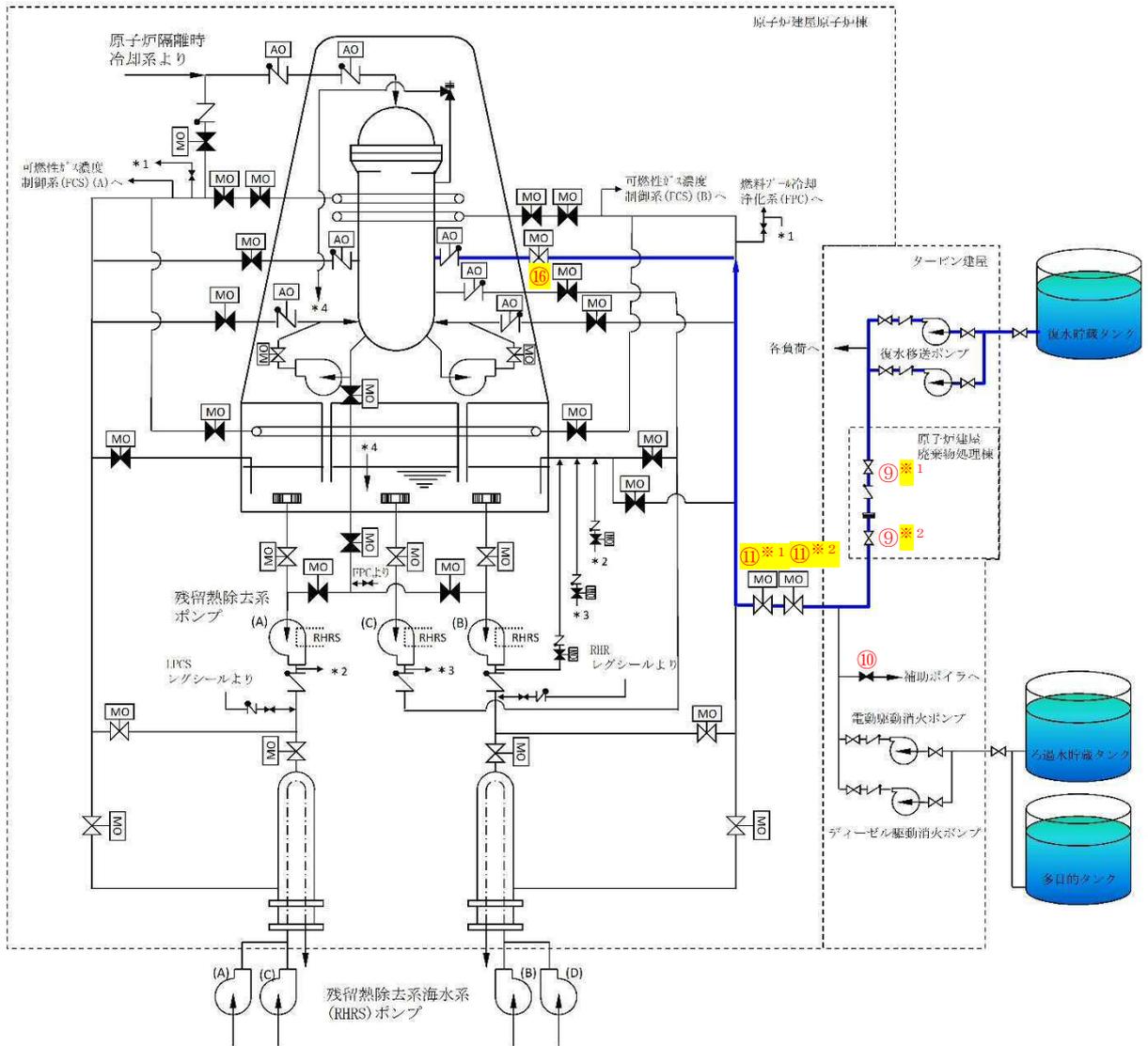
- : ポンプ
- : 空気作動弁
- : 電動弁
- : 逆止弁
- : 手動弁
- : 電動駆動消火ポンプ使用の場合
- : ディーゼル駆動消火ポンプ使用の場合

第1.4-11図 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	90	
手順の項目	実施箇所・必要員数	消火系による原子炉注水 50分									
消火系による原子炉注水	運転員A ^{※1} (中央制御室)	1	必要な負荷の電源切替操作				系統構成、注水開始操作				
	運転員C、D (規番)	2					移動、系統構成				

※1：原子炉運転停止中の運転員の体制における消火系による原子炉注水開始まで50分以内と想定する。

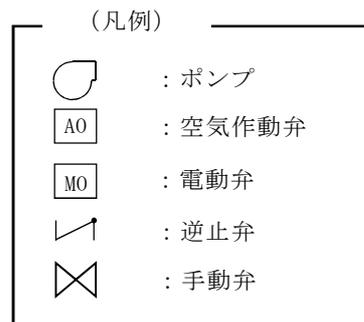
第1.4-12図 消火系による原子炉注水 タイムチャート



操作手順	弁名称
⑨※1, ※2	補給水系-消火系連絡ライン止め弁
⑩	補助ボイラ冷却水元弁
⑪※1, ※2	残留熱除去系 (B) 消火系ライン弁
⑬	残留熱除去系注入弁 (B)

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

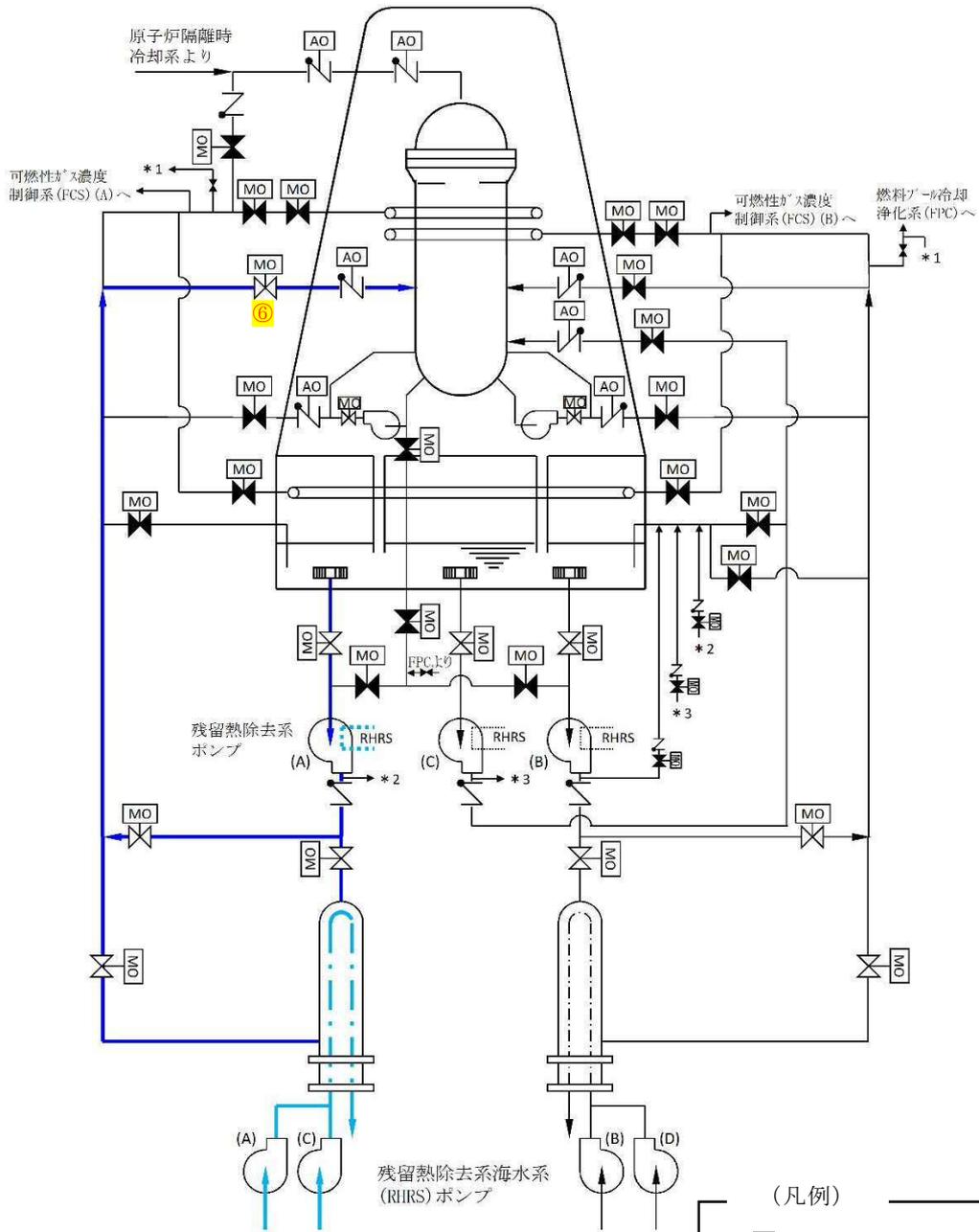


第1.4-13図 補給水系による原子炉注水 概要図

手順の項目		実施箇所・必要員数	経過時間 (分)													備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
			補給水系による原子炉注水 105分													
補給水系による原子炉注水	運転員 A (中央制御室)	1	必要な負荷の電源切替操作										系統構成、注水開始操作			
	運転員 C, D (現場)	2	移動										系統構成			
	重大事故等 対応要員	6	移動、連絡配管閉止フランジ切替													

※1：原子炉運転停止中の運転員の体制における補給水系による原子炉注水開始まで105分以内と想定する。

第1.4-14図 補給水系による原子炉注水 タイムチャート



- (凡例)
- : ポンプ
 - : 空気作動弁
 - : 電動弁
 - : 逆止弁
 - : 手動弁

操作手順	弁名称
⑥	残留熱除去系注入弁 (A)

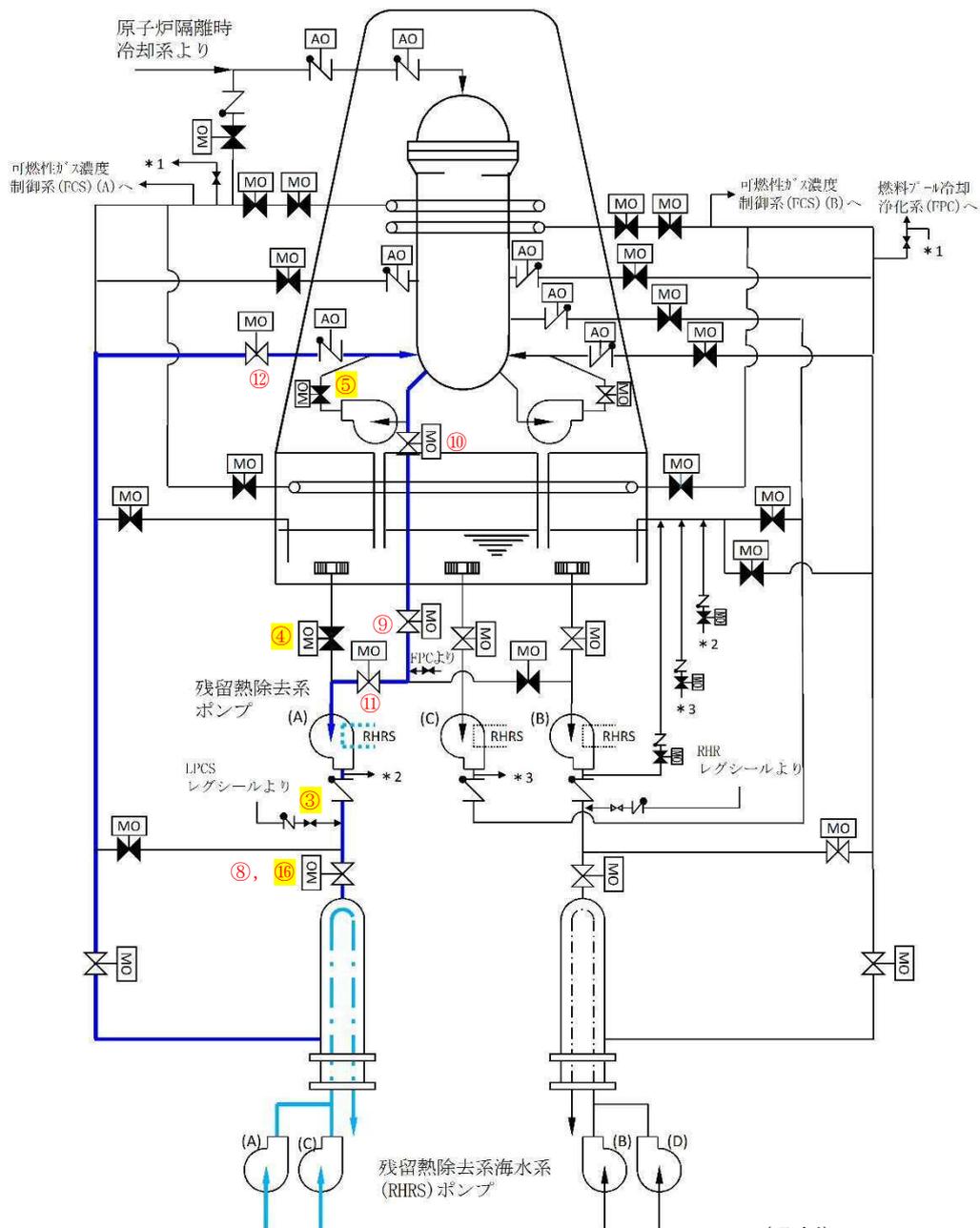
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.4-15図 残留熱除去系復旧後の原子炉注水 概要図

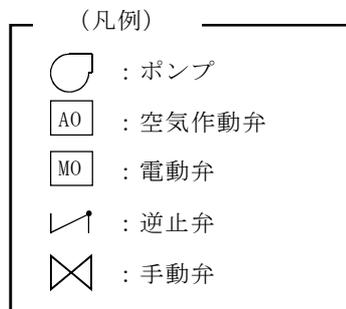
手順の項目		実施箇所・必要要員数	経過時間(分)									備考			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9				
			残留熱除去系電源復旧後の原子炉注水 6分												
残留熱除去系電源復旧後の原子炉注水		運転員A※1 (中央制御室)	1												残留熱除去系ポンプ(A)による原子炉注水※2

※1：原子炉運転停止中の運転員の体制における補給水系による原子炉注水開始まで6分以内と想定する。
 ※2：残留熱除去系ポンプ（B）又は残留熱除去系ポンプ（C）による電源復旧後の原子炉注水開始まで6分以内と想定する。

第1.4-16図 残留熱除去系復旧後の原子炉注水 タイムチャート



操作手順	弁名称
③	残留熱除去系 (A) レグシールライン弁
④	残留熱除去系 (A) ポンプ入口弁
⑤	原子炉再循環 (A) ポンプ出口弁
⑧, ⑫	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口弁
⑨	残留熱除去系外側隔離弁
⑩	残留熱除去系内側隔離弁
⑪	残留熱除去系 (A) ポンプ停止時冷却ライン入口弁
⑫	残留熱除去系 (A) ポンプ停止時冷却注入弁



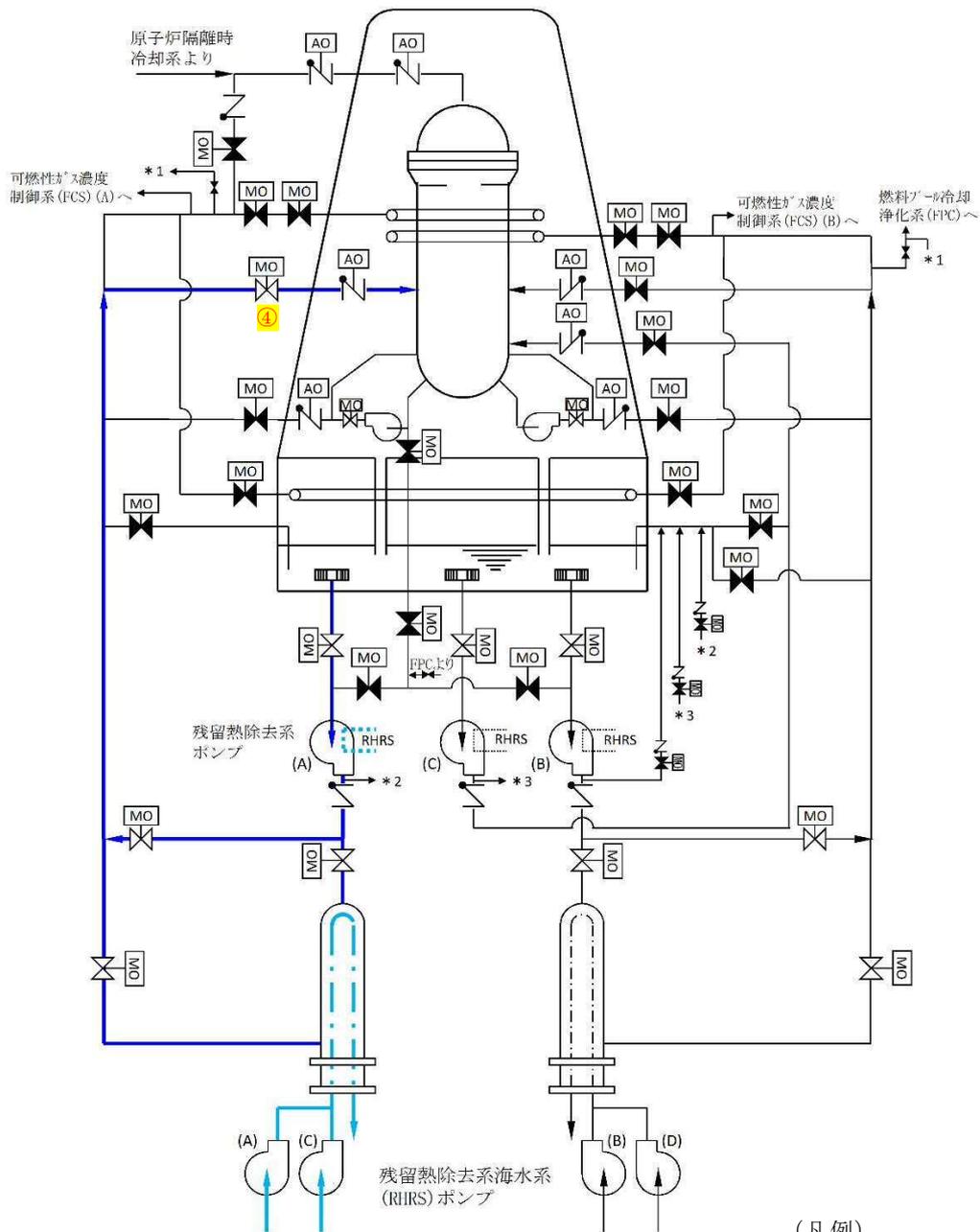
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.4-17図 残留熱除去系復旧後の原子炉除熱 概要図

手順の項目		実施箇所・必要要員数	経過時間 (分)										備考
			30	60	90	120	150	180	210	240	270		
			残留熱除去系電源復旧後の原子炉除熱 161分										
残留熱除去系電源復旧後の 原子炉除熱	運転員A (中央制御室)	1	原子炉保護系復旧準備			格納容器隔離復旧			活動前準備、系統構成				
			原子炉停止時冷却系起動、除熱開始操作										
	運転員B, C (現場)	2	移動、原子炉保護系復旧			移動、系統構成							残留熱除去系ポンプ(A)による原子炉除熱 ^{※1}

※1：残留熱除去系ポンプ（B）による電源復旧後の原子炉注水開始まで161分以内と想定する。

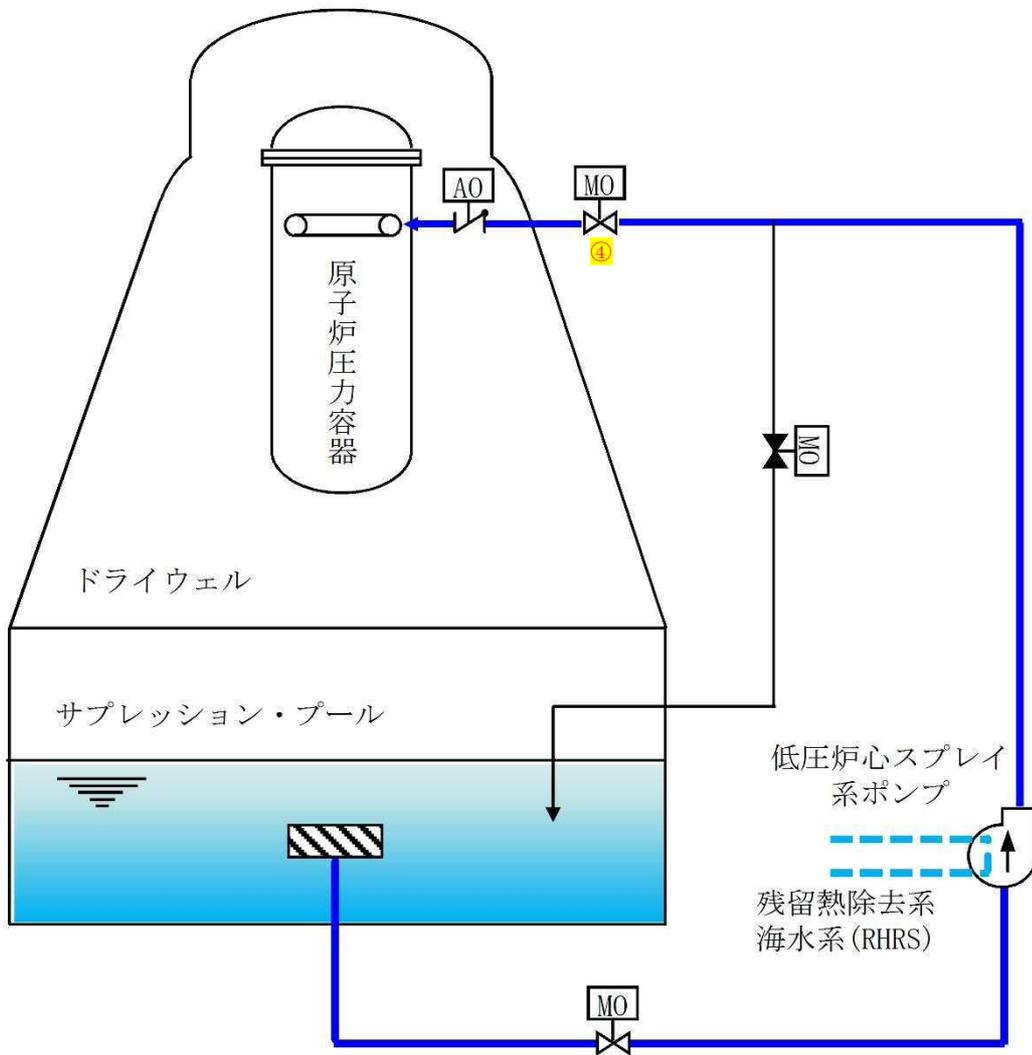
第1.4-18図 残留熱除去系復旧後の原子炉除熱 タイムチャート



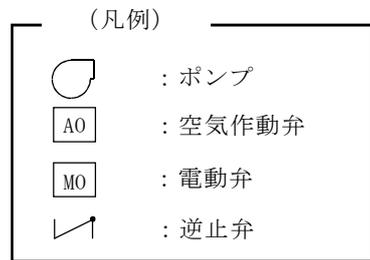
操作手順	弁名称
①	残留熱除去系注入弁 (A)

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.4-19図 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水 概要図

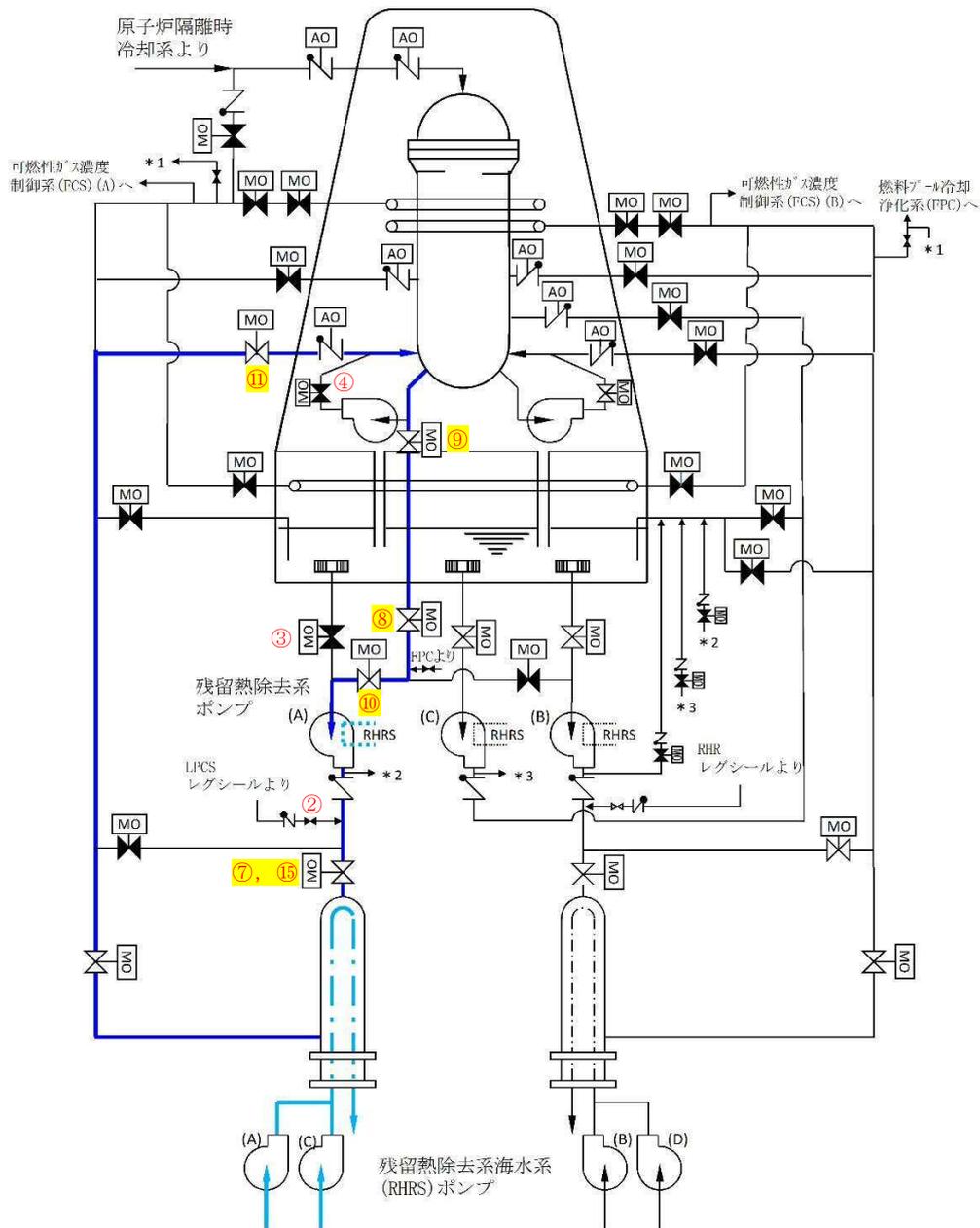


操作手順	弁名称
④	低圧炉心スプレイ系注入弁



記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.4-20図 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水 概要図



操作手順	弁名称
②	残留熱除去系 (A) レグシールライン弁
③	残留熱除去系 (A) ポンプ入口弁
④	原子炉再循環 (A) ポンプ出口弁
⑦, ⑮	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口弁
⑧	残留熱除去系外側隔離弁
⑨	残留熱除去系内側隔離弁
⑩	残留熱除去系 (A) ポンプ停止時冷却ライン入口弁
⑪	残留熱除去系 (A) ポンプ停止時冷却注入弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.4-21図 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱

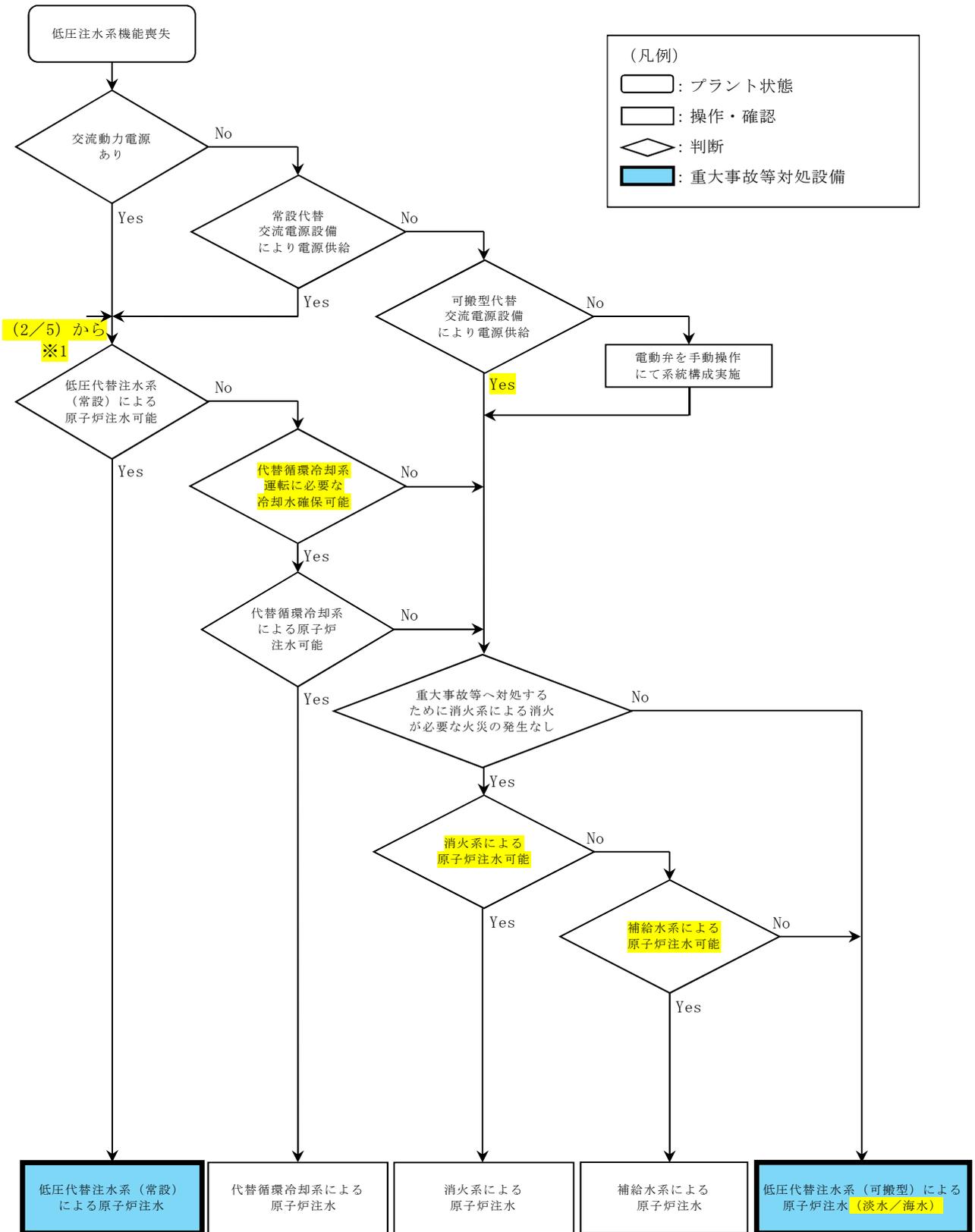
概要図

(凡例)

-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 電動弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁

原子炉運転中における対応手順

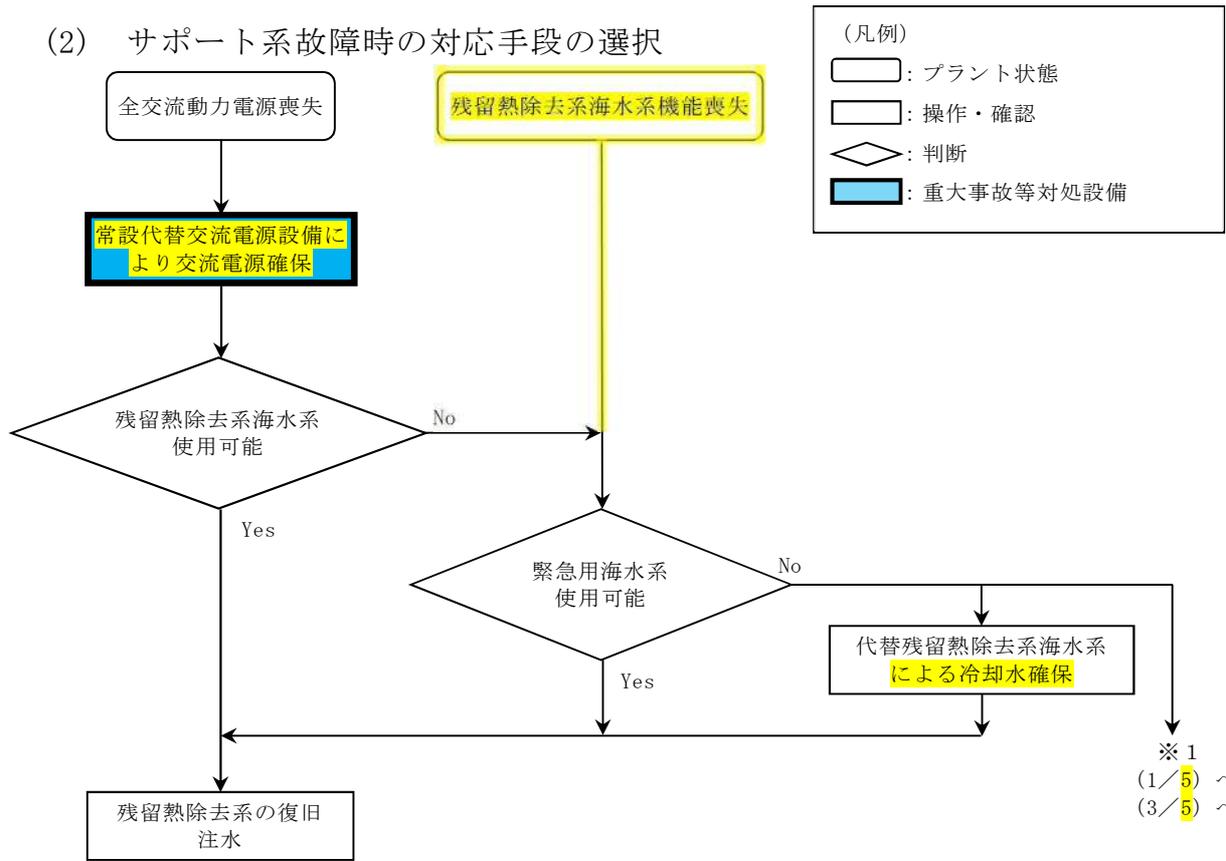
(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



第1.4-22図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/5)

原子炉運転中における対応手順

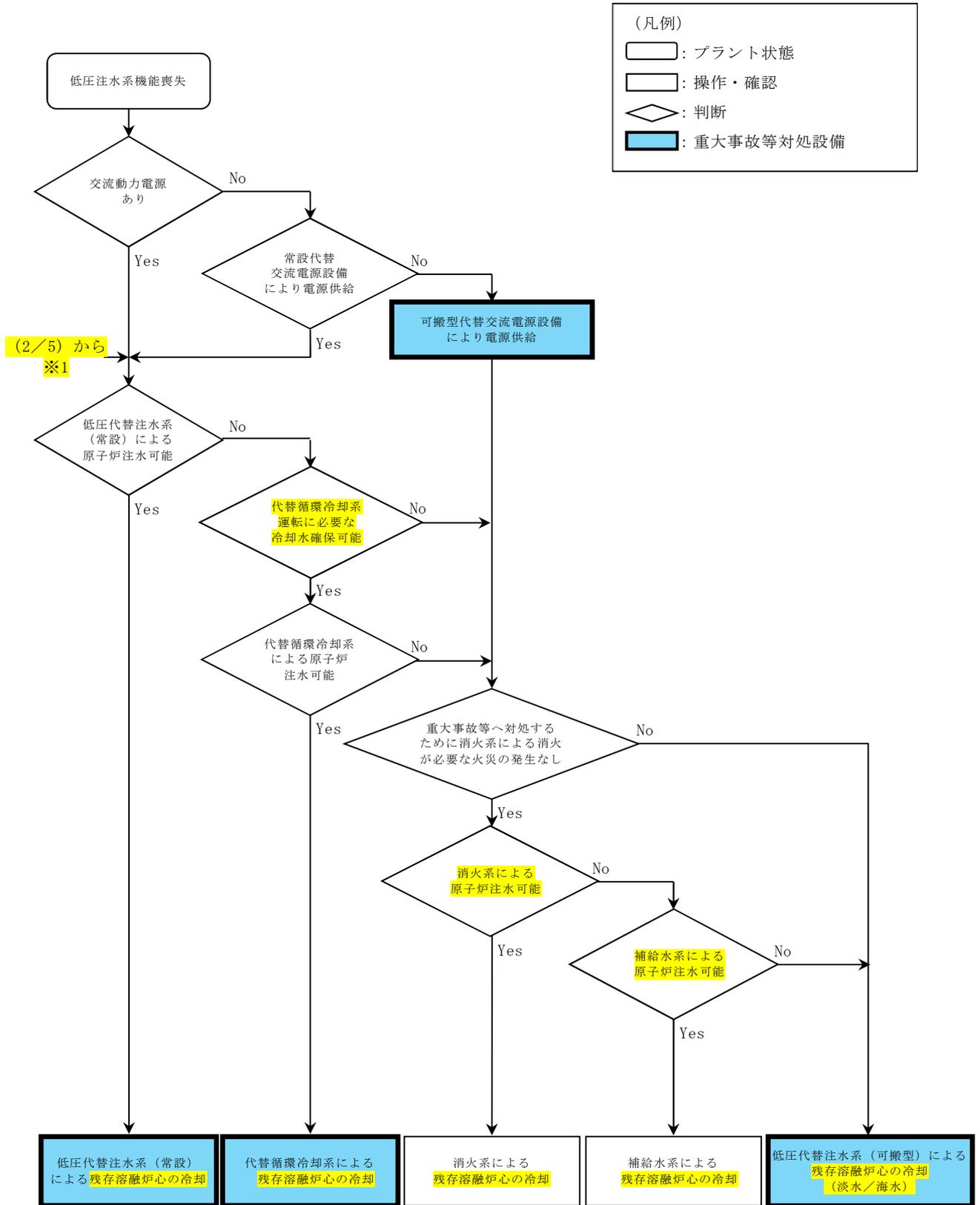
(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第1.4-22図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/5)

原子炉運転中における対応手順

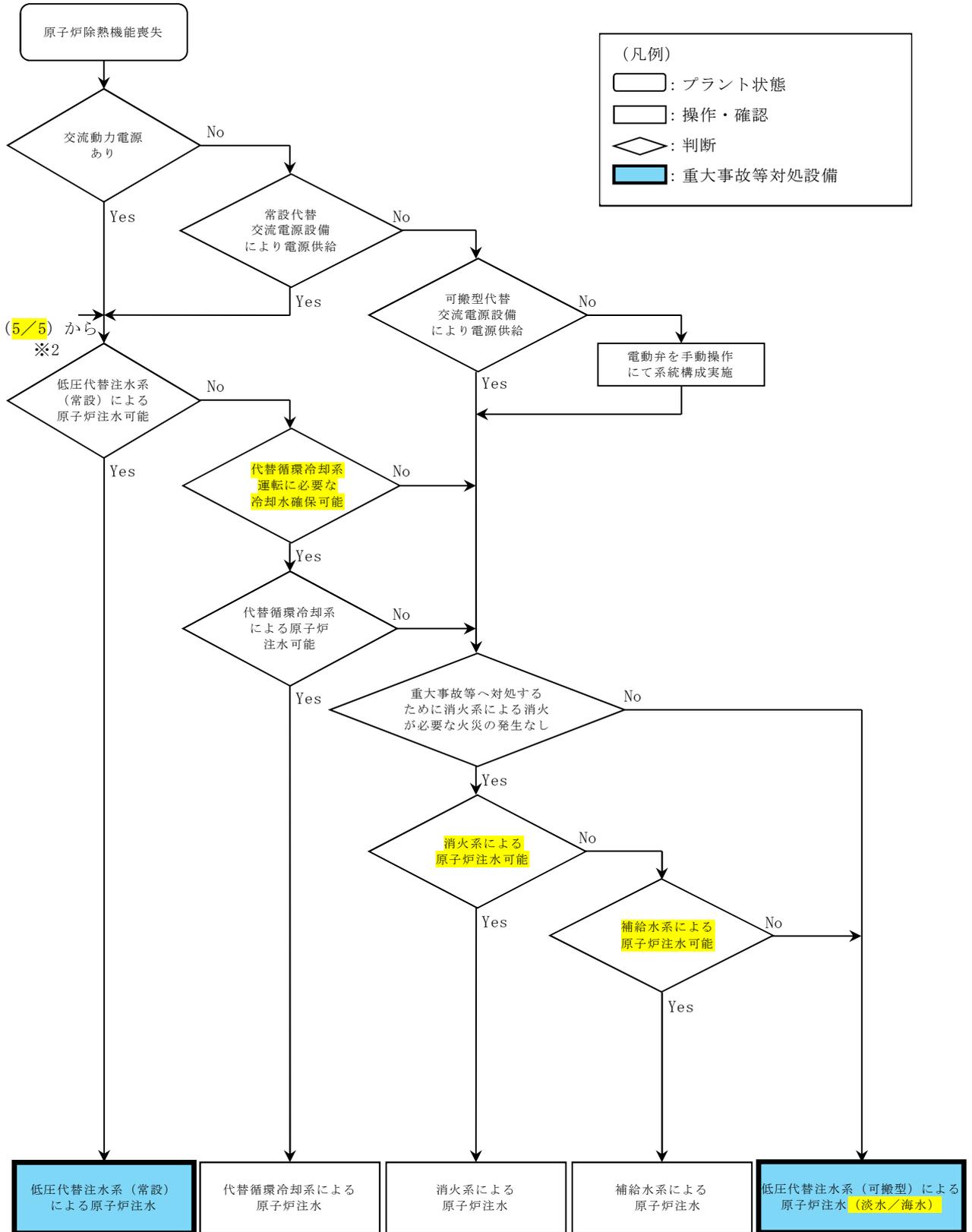
(3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手段の選択



第1.4-22図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/5)

原子炉運転停止中における対応手順

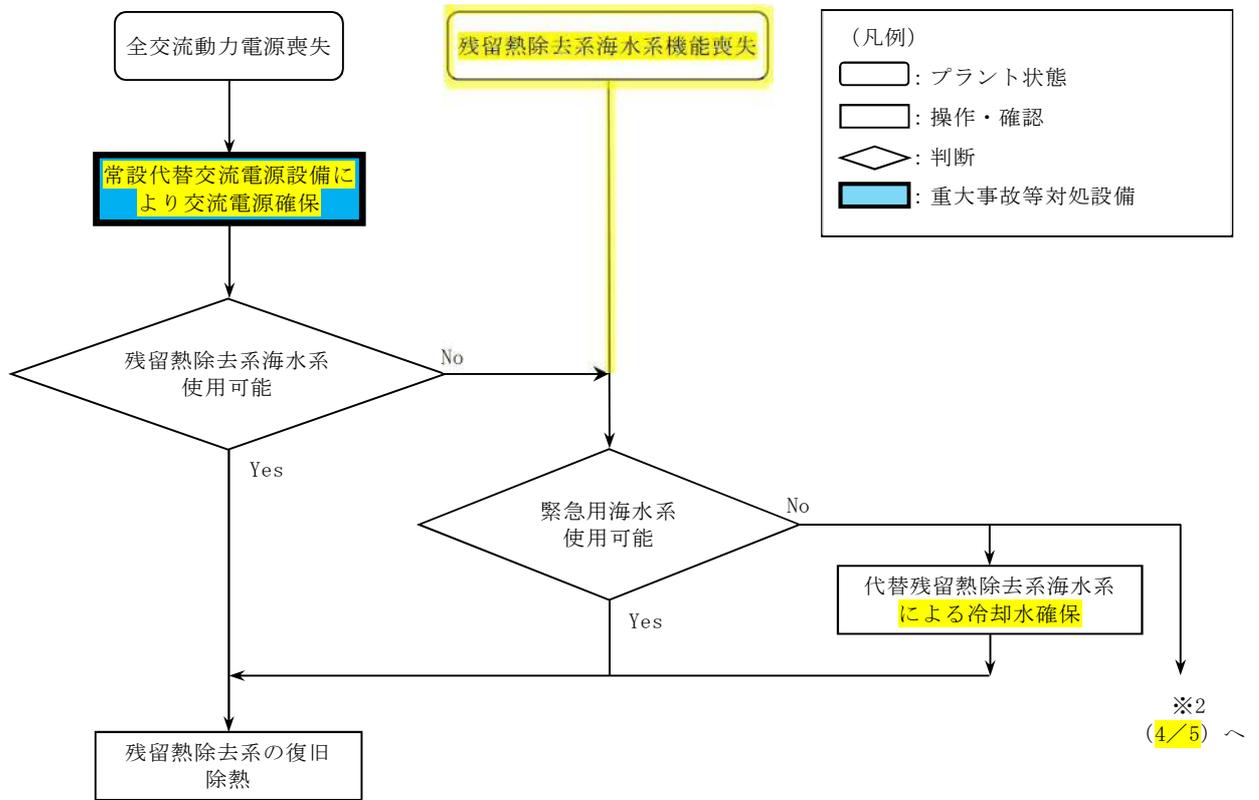
(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



第1.4-22図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (4/5)

原子炉運転停止中における対応手順

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第1.4-22図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (5/5)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (1/8)

技術的能力審査基準 (1.4)	番号	設置許可基準規則 (第47条)	技術基準規則 (第62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。</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。</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。</p>	④
<p>【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。</p>	—	<p>【解釈】 1 第47条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第62条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(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。</p>	②	<p>(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。</p>	<p>(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。</p>	⑤
<p>(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。</p>	③	<p>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。</p>	<p>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。</p>	⑥
		<p>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。</p>	<p>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。</p>	⑦

※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）

※2：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管に含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/8)

■：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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉の冷却	残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ	既設	① ④	-					
	サブプレッション・プール	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレートナ※2	既設							
	原子炉压力容器	既設							
	残留熱除去系海水系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	燃料補給設備	新設							
低圧炉心スプレイス系による原子炉の冷却	低圧炉心スプレイス系ポンプ	既設							
	サブプレッション・プール	既設							
	低圧炉心スプレイス系配管・弁・ストレートナ・スパージャ	既設							
	原子炉压力容器	既設							
	残留熱除去系海水系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	燃料補給設備	新設							
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉の除熱	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	既設							
	原子炉压力容器	既設							
	残留熱除去系配管・弁・熱交換器	既設							
	再循環系配管・弁	既設							
	残留熱除去系海水系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	燃料補給設備	新設							

※1：「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※2：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/8)

■：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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
低圧代替注水系（常設） による原子炉の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ	新設	① ④ ⑥ ⑦	代替循環冷却系による原子炉の冷却	代替循環冷却系ポンプ	常設	35分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照
	代替淡水貯槽	新設			サブプレッション・プール	常設			
	低圧代替注水系配管・弁	新設			代替循環冷却系配管・弁	常設			
	残留熱除去系配管・弁	既設			残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ	常設			
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設			
	非常用交流電源設備	既設			残留熱除去系海水系	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			緊急用海水系	常設			
	燃料補給設備	新設			代替残留熱除去系海水系	可搬			
						非常用取水設備			
低圧代替注水系（可搬型） による原子炉の冷却（淡水／海水）	可搬型代替注水大型ポンプ	新設	① ② ④ ⑤ ⑦	消火系による原子炉の冷却	非常用交流電源設備	常設	50分以内	3名	自主対策とする理由は本文参照
	代替淡水貯槽	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	淡水貯水池*1	新設			燃料補給設備	常設			
	低圧代替注水系配管・弁	新設			電動駆動消火ポンプ	常設			
	残留熱除去系配管・弁	既設			ディーゼル駆動消火ポンプ	常設			
	低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパーージャ	既設			ろ過水貯蔵タンク	常設			
	原子炉圧力容器	既設			多目的タンク	常設			
	非常用交流電源設備	既設			消火系配管・弁	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			残留熱除去系配管・弁	常設			
可搬型代替交流電源設備	新設	原子炉圧力容器	常設						
燃料補給設備	新設	非常用交流電源設備	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			

※1：「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※2：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (4/8)

■: 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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
—	—	—	—	補給水系による 原子炉の冷却	復水移送ポンプ	常設	105分以内	9名	自主対策と する理由は 本文参照
					復水貯蔵タンク	常設			
					補給水系配管・弁	常設			
					消火系配管・弁	常設			
					残留熱除去系配 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			
					可搬型代替交流電 源設備	可搬			
					非常用交流電源設 備	常設			
					燃料補給設備	常設			
残留熱除去系 (低圧注水系) の復旧	残留熱除去系 (低 圧注水系) ポンプ	既設	① ③ ④	—	—	—	—	—	—
	サブレッション・ プール	既設							
	残留熱除去系配 管・弁・ストレ ーナ※2	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	残留熱除去系海 水系	既設							
	緊急用海水系	新設							
	代替残留熱除去 系海水系	新設							
	非常用取水設備	既設 新設							
	常設代替交流電 源設備	新設							
	燃料補給設備	新設							

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源 (措置)

※2: 残留熱除去系 (低圧注水系) は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (5/8)

■：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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ	新設	① ④	消火系による残存溶融炉心の冷却	電動駆動消火ポンプ	常設	50分以内	3名	自主対策とする理由は本文参照
	代替淡水貯槽	新設			ディーゼル駆動消火ポンプ	常設			
	低圧代替注水系配管・弁	新設			ろ過水貯蔵タンク	常設			
	残留熱除去系配管・弁	既設			多目的タンク	常設			
	原子炉圧力容器	既設			消火系配管・弁	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			残留熱除去系配管・弁	常設			
	非常用交流電源設備	既設			原子炉圧力容器	常設			
	燃料補給設備	新設			非常用交流電源設備	常設			
低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）	可搬型代替注水大型ポンプ	新設	① ④	補給水系による残存溶融炉心の冷却	常設代替交流電源設備	常設	105分以内	9名	自主対策とする理由は本文参照
	代替淡水貯槽	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	淡水貯水池※1	新設			燃料補給設備	常設			
	低圧代替注水系配管・弁	新設			復水移送ポンプ	常設			
	残留熱除去系配管・弁	既設			復水貯蔵タンク	常設			
	低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ	既設			補給水系配管・弁	常設			
	原子炉圧力容器	既設			消火系配管・弁	常設			
	非常用交流電源設備	既設			残留熱除去系配管・弁	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			原子炉圧力容器	常設			
可搬型代替交流電源設備	新設	非常用交流電源設備	常設						
燃料補給設備	新設	常設代替交流電源設備	常設						
—	—	—	—	燃料補給設備	常設				

※1：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

※2：残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (6/8)

■ : 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	新設 既設	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	対応可能な人数 で対応可能	備考
代替循環冷却系による 残存溶融炉心の冷却	代替循環冷却系ポンプ	新設	① ④	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・プール	既設							
	代替循環冷却系配管・弁	新設							
	残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	残留熱除去系海水系	既設							
	緊急用海水系	新設							
	代替残留熱除去系海水系	新設							
	非常用取水設備	既設 新設							
	非常用交流電源設備	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	新設							
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の復旧	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 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	既設							
	再循環系配管・弁	既設							
	残留熱除去系海水系	既設							
	緊急用海水系	新設							
	代替残留熱除去系海水系	新設							
	非常用取水設備	既設 新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	新設							

※1 : 「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源 (措置)

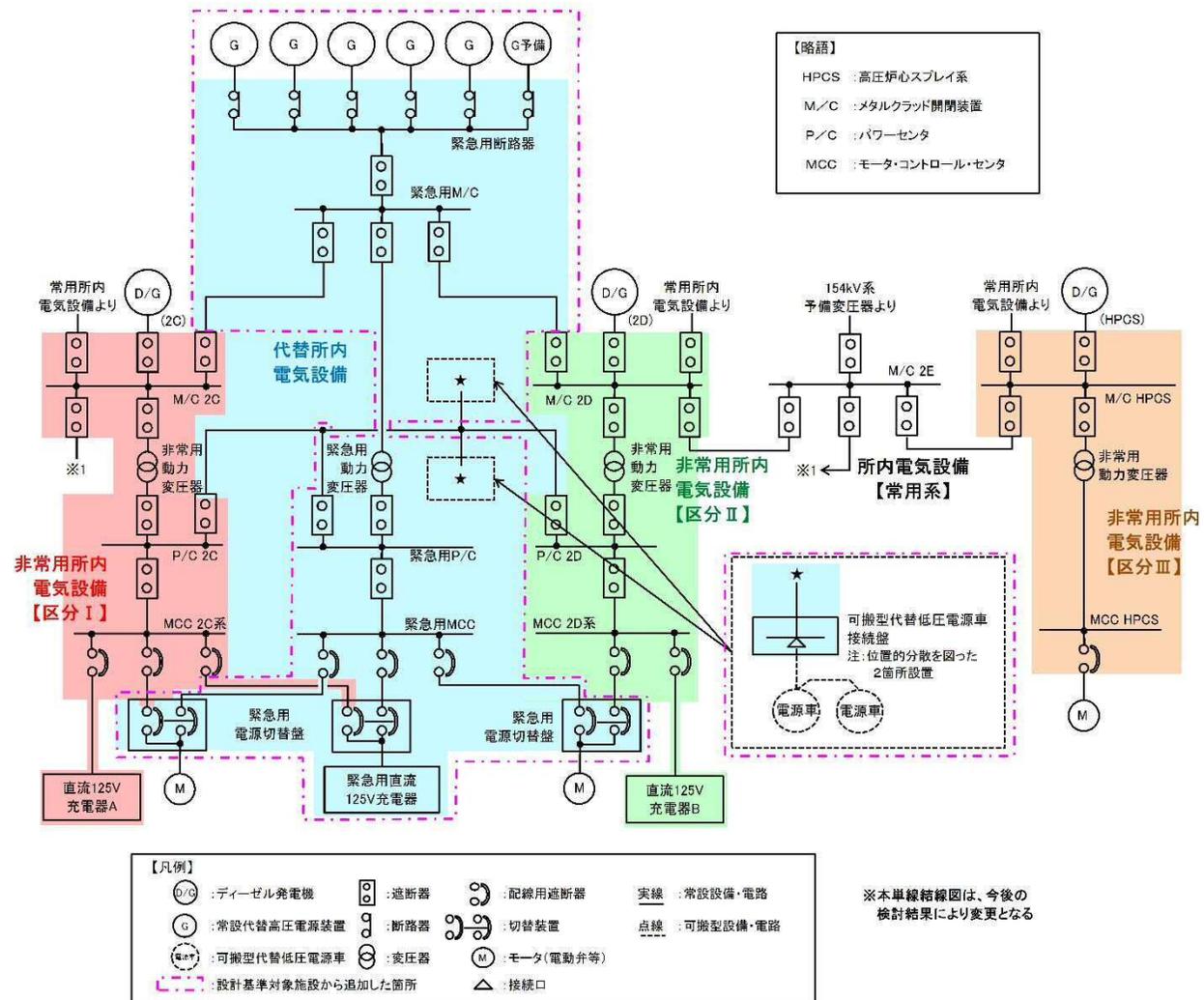
※2 : 残留熱除去系 (低圧注水系) は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管を含むこととする。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（7/8）

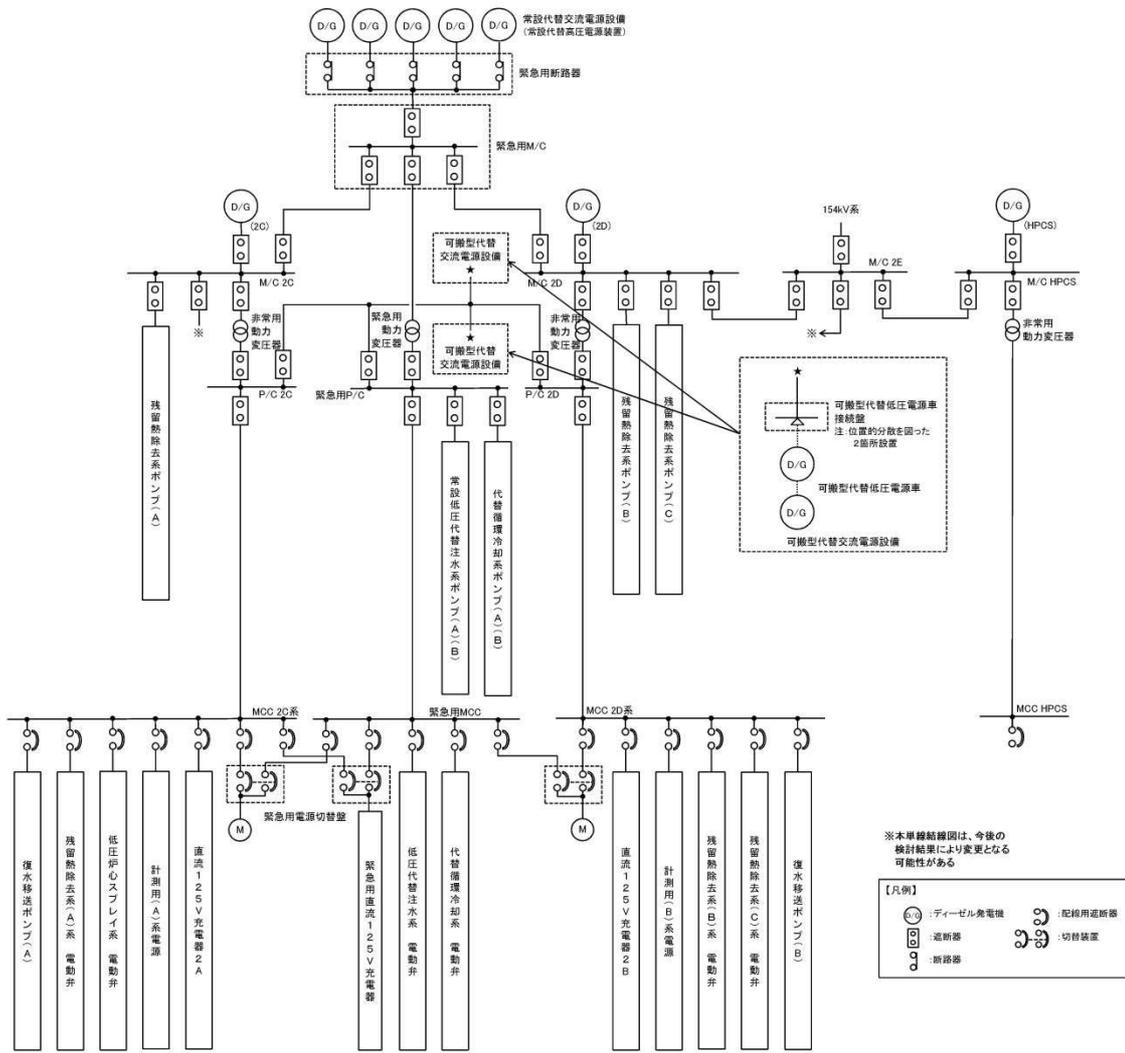
技術的能力審査基準（1.4）	適合方針
<p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系ポンプ（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系ポンプが有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷及び格納容器の破損を防止する手段として、低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p>
<p>【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。</p>	<p>—</p>
<p>(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。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系ポンプ（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系ポンプ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格納容器の破損を防止するため、可搬型重大事故防止設備である低圧代替注水系（可搬型）による原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。 なお、低圧代替注水系（可搬型）における可搬型代替注水大型ポンプの運搬及び接続に関する手順については「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」で示す。</p>

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (8/8)

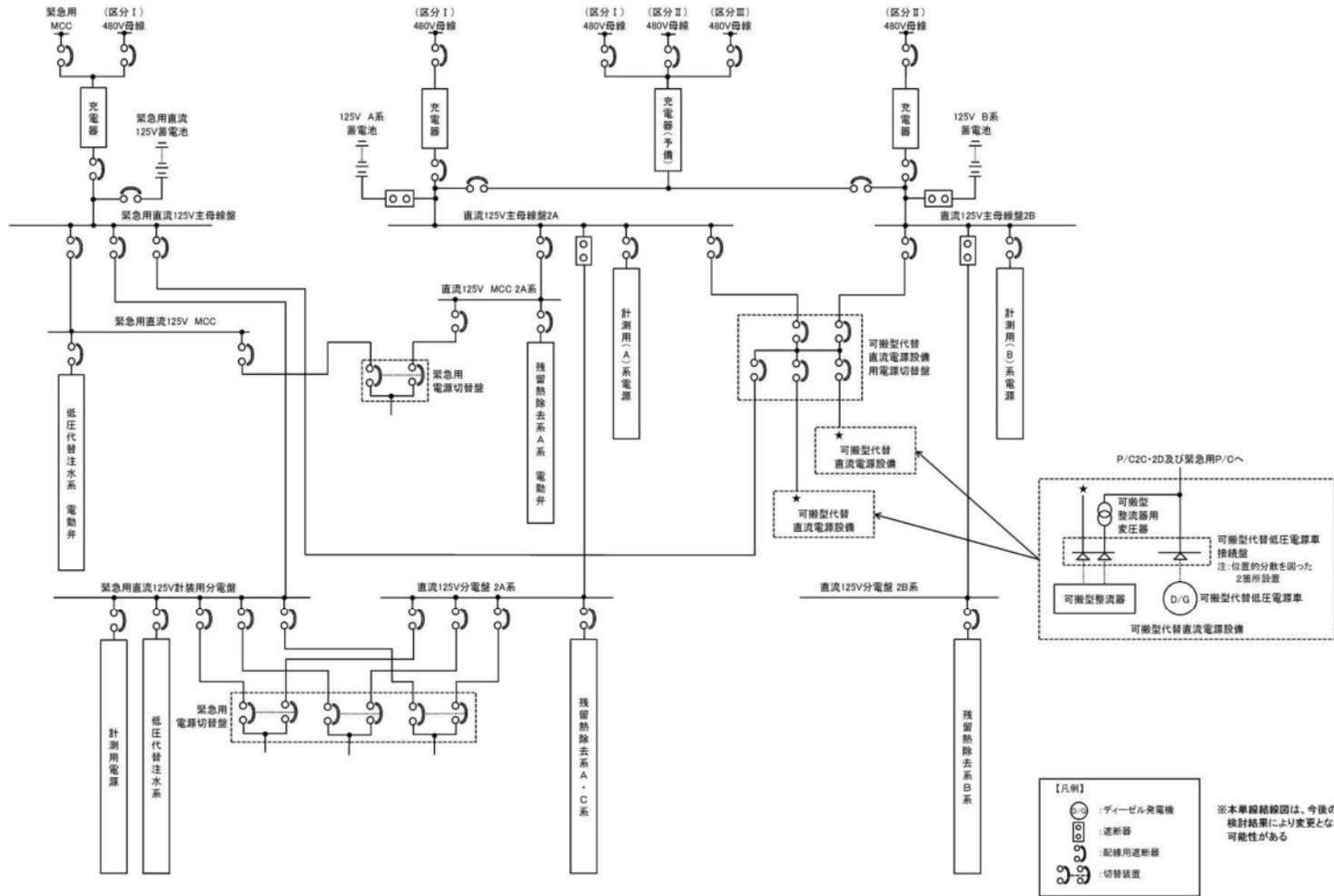
技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針
<p>(2)復旧 a)設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系及び原子炉停止時冷却系）が全交流動力電源喪失により使用できない場合には，常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水系及び原子炉停止時冷却系）を復旧する手順等を整備する。</p> <p>なお，電源の供給に関する手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」で示す。</p>



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）

(1) 可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

a. 操作概要

災害対策本部長は、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、外部接続口及び水源を選定し、送水ルートを決

定する。

現場では、送水ルートを確保した上で、可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉へ注水する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋原子炉棟東側及び西側周辺、取水箇所（代替淡水貯槽及び淡水貯水池）周辺）

c. 必要要員数及び操作時間

低圧代替注水系（可搬型）による送水に必要な要員数（8名）、所要時間（180分以内）のうち、最長時間を要する取水箇所から接続口Bを使用した送水に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数　：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：180分以内（当該設備は、設置未完のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトにより、夜間における作業性を確保している。また、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，綿手袋，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，ヘッドライト及びLED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：可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替大型注水ポンプ



車両の作業用照明



ホース脱着訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



夜間での送水訓練
（ホース敷設）



放射線防護具装着による送水訓練
（ホース敷設）



放射線防護具装着による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

(2) 系統構成

a. 操作概要

中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合において、現場での手動操作により低圧代替注水系（可搬型）の系統構成を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟（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（12名）、所要時間（180分以内）のうち、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：4名（現場運転員3名、重大事故等対応要員1名）

所要時間目安：125分以内（当該設備は、設備未設置のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋、ゴム手袋）を装備または携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

操作性：設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡が可能である。

2. 消火系による原子炉注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

電動駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプから注水が行えるよう、系統構成を実施する。

b. 作業場所

タービン建屋地上1階（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（3名），所要時間（50分以内）のうち，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：40分以内

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても，ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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，綿手袋，ゴム手袋）を装備または携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

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：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成
(④補助ボイラ冷却水元弁)

3. 補給水系による原子炉注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

復水移送ポンプから注水が行えるよう、系統構成を実施する。

b. 作業場所

タービン建屋地上1階（管理区域），原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

補給水系による原子炉注水に必要な要員数（9名），所要時間（105分以内）のうち，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：8名（現場運転員2名，重大事故等対応要員6名）

所要時間目安：95分以内

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても，ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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，綿手袋，ゴム手袋）を装備または携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

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：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備より，中央制御室との連絡が可能である。



作業場所（全体）



連絡配管閉止フランジ



連絡配管閉止フランジ切替訓練



系統構成

(⑨補給水系－消火系連絡ライン止め弁)



系統構成

(⑩補助ボイラ冷却水元弁)

解釈一覧

判断基準の解釈一覧 (1/3)

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	原子炉水位計(レベル3)設定点	原子炉水位計(狭帯域)等にて原子炉水位低 (レベル3)設定点
		(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)設定点	原子炉水位計(狭帯域)等にて原子炉水位低 (レベル3)設定点
		(c) 代替循環冷却系 による原子炉注 水	原子炉水位低(レベル3)設定点	原子炉水位計(狭帯域)等にて原子炉水位低 (レベル3)設定点
			冷却水が確保	残留熱除去系海水系系統流量の流量上昇で確認
		(d) 消火系による原 子炉注水	原子炉水位低(レベル3)設定点	原子炉水位計(狭帯域)等にて原子炉水位低 (レベル3)設定点
		(e) 補給水系による 原子炉注水	原子炉水位低(レベル3)設定点	原子炉水位計(狭帯域)等にて原子炉水位低 (レベル3)設定点
	(2) サポート系故障 時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系復 旧後の原子炉注 水	冷却水が確保	残留熱除去系海水系系統流量の流量上昇で確認

判断基準の解釈一覧 (2/3)

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	(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	原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化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)による原子炉压力容器内への注水が可能な場合	—
		(b) 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)	原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化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)、代替循環冷却系、消火系及び補給水系により原子炉压力容器内への注水ができず、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器内への注水が可能な場合	—
		(c) 代替循環冷却系に よる残存溶融炉心 の冷却	原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化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)により原子炉压力容器内への注水ができず、代替循環冷却系が使用可能な場合	—
			冷却水が確保	残留熱除去系海水系系統流量の流量上昇で確認
		(d) 消火系による残存 溶融炉心の冷却	原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化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)及び代替循環冷却系により原子炉压力容器内への注水ができず、消火系による原子炉压力容器内への注水が可能な場合	—
		(e) 補給水系による残 存溶融炉心の冷却	原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化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)、代替循環冷却系及び消火系により原子炉压力容器内への注水ができず、補給水系による原子炉压力容器内への注水が可能な場合	—

判断基準の解釈一覧 (3/3)

手順			判断基準記載内容	解釈
1.4.2.2 原子炉運転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) 残留熱除去系復旧後の原子炉除熱	冷却水が確保	残留熱除去系海水系系統流量の流量上昇で確認
			原子炉圧力指示値が0.93MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が0.93MPa[gage]以下
1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順	(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	-	原子炉水位低（レベル3）設定点	原子炉水位計（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）設定点
			冷却水が確保	残留熱除去系海水系系統流量の流量上昇で確認
	(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水	-	原子炉水位低（レベル3）設定点	原子炉水位計（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）設定点
			冷却水が確保	残留熱除去系海水系系統流量の流量上昇で確認
	(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	-	原子炉圧力指示値が0.93MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が0.93MPa[gage]以下

操作手順の解釈一覧 (1/6)

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	(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	原子炉冷却材浄化系吸込弁	—
			常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が 1.4MPa[gage]以上	常設代替低圧注水系ポンプ吐出圧力指示値が 1.4MPa[gage]以上
			原子炉注水弁	—
			原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下
			残留熱除去系注入弁 (C)	—
			原子炉圧力容器注水流量調整弁	—
			低圧代替注水系原子炉注水流量の流量上昇	低圧代替注水系原子炉注水流量の流量上昇
		(b) 低圧代替注水系 (可搬型)による 原子炉注水 (淡水/海水)	原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下
			原子炉注水弁	—
			残留熱除去系注入弁 (C)	—
			原子炉圧力容器注水流量調整弁	—
			低圧炉心スプレイ系注入弁	—
			各接続口付属の弁	—
			低圧代替注水系原子炉注水流量の流量上昇	低圧代替注水系原子炉注水流量の流量上昇

操作手順の解釈一覧 (2/6)

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	(1) フロントライン 系故障時の対応 手順 a. 低圧代替注水系	(c) 代替循環冷却系 による原子炉注 水	残留熱除去系注水配管分離弁	—
		残留熱除去系 (A) ミニフロー弁	—	
		残留熱除去系熱交換器 (A) 出口弁	—	
		残留熱除去系熱交換器 (A) バイパス弁	—	
		代替循環冷却系入口弁	—	
		原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下	
		残留熱除去系注入弁 (A)	—	
		代替循環冷却系原子炉圧力容器注水流量調節弁	—	
		代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa [gage]以上	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa [gage]以上	
		代替循環冷却系原子炉注水流量の流量上昇	代替循環冷却系原子炉注水流量の流量上昇	
	(d) 消火系による原 子炉注水	補助ボイラ冷却水元弁	—	
	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa [gage]以上	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa [gage]以上		
	残留熱除去系 (B) 消火系ライン弁	—		
	原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下		
残留熱除去系注入弁 (B)	—			
残留熱除去系系統流量の流量上昇	残留熱除去系系統流量の流量上昇			

操作手順の解釈一覧 (3/6)

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	(1) フロントライン 系故障時の対応 手順 a. 低圧代替注水系	(e) 補給水系による 原子炉注水	補給水系—消火系連絡ライン止め弁	—	
		補助ボイラ冷却水元弁	—		
		残留熱除去系 (B) 消火系ライン弁	—		
		復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が0.78MPa [gage]以上	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が0.78MPa [gage]以上		
		原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage]以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage]以下		
		残留熱除去系注入弁 (B)	—		
		残留熱除去系系統流量の流量上昇	残留熱除去系系統流量の流量上昇		
	(2) サポート系故障 時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系復 旧後の原子炉注 水	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage]以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage]以上	
			原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage]以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage]以下	
			残留熱除去系注入弁 (A)	—	
			残留熱除去系系統流量の流量上昇	残留熱除去系系統流量の流量上昇	

操作手順の解釈一覧 (4/6)

手順		操作手順記載内容	解釈	
1.4.2.2 原子炉運転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) 残留熱除去系復旧後の原子炉除熱	残留熱除去系 (A) レグシールライン弁	—
			残留熱除去系 (A) ポンプ入口弁	—
			原子炉再循環 (A) ポンプ出口弁	—
			原子炉圧力指示値が残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）使用開始圧力0.93MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）使用開始圧力0.93MPa[gage]以下
			残留熱除去系熱交換器 (A) 入口弁	—
			残留熱除去系外側隔離弁	—
			残留熱除去系内側隔離弁	—
			残留熱除去系 (A) ポンプ停止時冷却ライン入口弁	—
			残留熱除去系 (A) ポンプ停止時冷却注入弁	—
			残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上
			残留熱除去系系統流量の流量上昇	残留熱除去系系統流量の流量上昇

操作手順の解釈一覧 (5/6)

手順		操作手順記載内容	解釈
1.4.2.3 重大事故等 対処設備（設計基準拡張） による対応手順	(1) 残留熱除去系（低 圧注水系）による 原子炉注水	-	-
		残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage]以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage]以上
		原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下
		残留熱除去系注入弁（A）	-
	(2) 低圧炉心スプレイ 系による原子炉注 水	-	-
		残留熱除去系系統流量の流量上昇	残留熱除去系系統流量の流量上昇
		低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力指示値が 1.66MPa[gage]以上	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力指示値が 1.66MPa[gage]以上
		原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa[gage]以下
低圧炉心スプレイ系注入弁	-		
低圧炉心スプレイ系系統流量の流量上昇	低圧炉心スプレイ系系統流量の流量上昇		

操作手順の解釈一覧 (6/6)

手順		操作手順記載内容	解釈	
1.4.2.3 重大事故等 対処設備（設計基準拡張）による対応手順	(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	—	残留熱除去系（A）レグシールライン弁	—
			残留熱除去系（A）ポンプ入口弁	—
			原子炉再循環（A）ポンプ出口弁	—
			原子炉圧力指示値が残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）使用開始圧力0.93MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）使用開始圧力0.93MPa[gage]以下
			残留熱除去系熱交換器（A）入口弁	—
			残留熱除去系外側隔離弁	—
			残留熱除去系内側隔離弁	—
			残留熱除去系（A）ポンプ停止時冷却ライン入口弁	—
			残留熱除去系（A）ポンプ停止時冷却注入弁	—
			残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上
残留熱除去系系統流量の流量上昇	残留熱除去系系統流量の流量上昇			

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
 - 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格納容器内の減圧及び除熱
 - b. 耐圧強化ベント系による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（全交流動力電源が喪失した場合）
 - a. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）
- (3) 重大事故等時の対応手段の選択

1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順

- (1) 最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送

a. 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保

b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.5.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保

1.5.2.4 その他の手順項目にて考慮する手順

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格納容器内の減圧及び除熱

(1) 格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構による現場操作による格納容器ベント

(2) フィルタ装置スクラビング水補給

(3) 格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

(4) フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換

(5) フィルタ装置スクラビング水移送

(6) フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄

2. 代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保

(1) 可搬型代替注水大型ポンプによる送水（海水）

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、サプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク（UHS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。

また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能は、残

留熱除去系（原子炉停止時冷却系， サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系海水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（以下「格納容器」という。）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格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため，最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系， サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系海水系を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば，これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づけ重大事故等の対処に用いるが，この設計基準事故対処設備が故障した場合は，その機能を代替するために，設計基準事故対処設備が有する機能，相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で，想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。（第1.5-1図）

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^{*1}を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全ての

プラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、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

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、サブプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

この対応手段及び設備は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」における「1.4.2.3(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱」にて整理する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）

- ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

これらの対応手段及び設備は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「1.6.2.3(1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱」及び「1.6.2.3(2) 残留熱除去系（サブプレッ

ション・プール冷却系)によるサプレッション・プール水除熱」にて整理する。

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系海水系が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系海水系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系海水ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系配管・弁・熱交換器・海水ストレーナ
- ・ 貯留堰
- ・ 取水路
- ・ 非常用交流電源設備

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）の故障を想定する。また、サポート系故障として、残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源喪失を想定する。

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

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.5-1表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送

i) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）

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、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。

この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「1.7.1(2) a.(a) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

格納容器圧力逃がし装置による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

ii) 耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）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、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。

- ・耐圧強化ベント系配管・弁
- ・格納容器
- ・不活性ガス系（S/C）配管・弁
- ・不活性ガス系（D/W）配管・弁
- ・非常用ガス処理系配管・弁
- ・真空破壊弁（S/C→D/W）
- ・非常用ガス処理系排気筒

- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 燃料補給設備

格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。

優先①：格納容器圧力逃がし装置による S / C 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：耐圧強化ベント系による S / C 側ベント

優先④：耐圧強化ベント系による D / W 側ベント

iii) 格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構による現場操作

格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の隔離弁（電動駆動弁）の駆動源が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置の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の遠隔人力操作機構による現場操作で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 遠隔人力操作機構

(b) 重大事故等対処設備

「1.5.1(2) a. (a) i) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱」で使用する設備のうち、格納容器圧力逃がし装置は重大事故等対処設備として位置づける。

「1.5.1(2) a. (a) ii) 耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧

及び除熱」で使用する設備のうち、耐圧強化ベント系配管・弁、格納容器、不活性ガス系（S/C）配管・弁、不活性ガス系（D/W）配管・弁、非常用ガス処理系配管・弁、真空破壊弁（S/C→D/W）、非常用ガス処理系排気筒、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型代替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。

「1.5.1(2) a. (a) iii) 格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構による現場操作」で使用する設備のうち、遠隔人力操作機構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（原子炉停止時冷却系、サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）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。

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) 緊急用海水系による除熱

設計基準事故対処設備である残留熱除去系海水系の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、緊急用海水系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。

緊急用海水系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・緊急用海水ポンプ

- ・ 緊急用海水系配管・弁・ストレーナ
- ・ 残留熱除去系海水系配管・弁・熱交換器
- ・ S A用海水ピット取水塔
- ・ 海水引込み管
- ・ 緊急用海水取水管
- ・ 緊急用海水ポンプピット
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

緊急用海水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（原子炉停止時冷却系，サブプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。

なお，全交流動力電源喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サブプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）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M/C 2 C又はM/C 2 Dへ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。

残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
- ・ 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）
- ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

ii) 代替残留熱除去系海水系による除熱

上記「1.5.1(2) b. (a) i) 緊急用海水系による除熱」の緊急用

海水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、代替残留熱除去系海水系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。

代替残留熱除去系海水系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ホース
- ・残留熱除去系海水系配管・弁・熱交換器
- ・可搬型設備用軽油タンク
- ・タンクローリ
- ・S A用海水ピット取水塔
- ・海水引込み管
- ・S A用海水ピット
- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

代替残留熱除去系海水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（原子炉停止時冷却系、サブプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。

なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合には、常設代替交流電源設備を用いてM/C 2 C又はM/C 2 Dへ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。

残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
- ・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）

- ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

- ・ 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

「1.5.1(2) b. (a) i) 緊急用海水系による除熱」で使用する設備のうち、緊急用海水ポンプ、緊急用海水系配管・弁・ストレーナ、残留熱除去系海水系配管・弁・熱交換器、SA用海水ピット取水塔、海水引込み管、緊急用海水取水管、緊急用海水ポンプピット、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。

「1.5.1(2) b. (a) i) 緊急用海水系による除熱」で使用する設備のうち、緊急用海水系とあわせて使用する残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、サブプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

「1.5.1(2) b. (a) ii) 代替残留熱除去系海水系による除熱」で使用する設備のうち、残留熱除去系海水系配管・弁・熱交換器、SA用海水ピット取水塔、海水引込み管、SA用海水ピット、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。

「1.5.1(2) b. (a) ii) 代替残留熱除去系海水系による除熱」で使用する設備のうち、代替残留熱除去系海水系とあわせて使用する残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、サブプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）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すべて網羅されている。

(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。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ、ホース、残留熱除去系海水系配管・弁、可搬型設備用軽油タンク及びタンクローリ

車両の移動、設置及びホース接続等に時間を要し、想定する事故シーケンスに対して有効性を確認できないが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、サブプレッション・プール冷却系又は格納容器スプレイ冷却系）が使用可能であれば、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、運転員等^{※1}及び重大事故等対応要員の対応として、「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」及び「重大事故等対策要領」に定める。（第1.5-1表）

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。（第1.5-2表、第1.5-3表）

※1 運転員等：運転員及び重大事故等対応要員のうち運転操作対応要員をいう。

(添付資料1.5.2)

1.5.2 重大事故等時の手順

1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流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格納容器内の減圧及び除熱

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

格納容器ベント後は、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が復旧し、格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合に、格納容器ベント弁を閉にする。

(a) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱

i) 手順着手の判断基準

以下のいずれかの状況に至った場合。

①炉心損傷^{*1}前において、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合。

②炉心損傷^{*1}前において、格納容器スプレイによる格納容器内の圧力制御に失敗した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱の手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.5-2図及び第1.5-3図に、概要図を第1.5-6図に、タイムチャートを第1.5-7図に示す。

[S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合，手順⑦以外は同様）]

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し，発電長に報告する。
- ③発電長は，運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの系統構成を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて，換気空調系一次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の閉を確認する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて，原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁及び原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁の閉を確認する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて，耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の閉を確認する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて，不活性ガス系の隔離信号が発生している場合には，不活性ガス系の隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑧運転員等は，発電長に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの系統構成が完了したことを報告する。
- ⑨発電長は，運転員等に一次隔離弁（S/C側又はD/W側）の電

源の供給状態に応じて、S/C側ベント又はD/W側ベントを選択し、S/C側ベント又はD/W側ベントを指示する。

⑩^a S/C側ベントの場合

運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、一次隔離弁（S/C側）を開にし、発電長に報告する。

⑩^b D/W側ベントの場合

一次隔離弁（S/C側）に電源が供給されていない場合、運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、一次隔離弁（D/W側）を開にし、発電長に報告する。

⑪ 発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備が完了したことを災害対策本部長に連絡する。

⑫^a サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合

発電長は、格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に到達したことを確認し、災害対策本部長に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を連絡する。

⑫^b 格納容器スプレイによる格納容器内の圧力制御に失敗した場合

発電長は、災害対策本部長に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を連絡する。

⑬ 発電長は、運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を指示する。

⑭ 運転員等は中央制御室にて、二次隔離弁又は二次隔離弁が作動しない場合には二次隔離弁バイパス弁を開とし、格納容器圧力逃が

し装置による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力の低下、フィルタ装置圧力の上昇及びフィルタ装置温度の上昇を確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。

⑮ 発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を災害対策本部長に連絡する。

⑯ 発電長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が復旧し、格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] 以下であること及び格納容器内温度指示値が200℃以下であること並びに格納容器内水素濃度指示値が可燃限界未満を確認することにより、格納容器圧力逃がし装置の停止を判断する。

iii) 操作の成立性

上記の操作のうち格納容器ベント準備は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器ベント準備完了までS/C側は5分以内、D/W側は5分以内と想定する。

格納容器ベント開始は、中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合、格納容器ベント基準到達から格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱開始まで5分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(b) フィルタ装置スクラビング水補給

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

フィルタ装置水位指示値が1,500mmを下回ると判断した場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置にスクラビング水を補給する手順の概要は以下のとおり。

概要図を第 1.5-8 図に、タイムチャートを第 1.5-9 図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等にフィルタ装置スクラビング水の補給準備を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水の補給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等により確認し、発電長に報告する。
- ③発電長は、災害対策本部長にフィルタ装置スクラビング水の補給準備を依頼する。
- ④災害対策本部長は、重大事故等対応要員にフィルタ装置スクラビング水の補給準備を指示する。
- ⑤重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプの配備及びホース接続を実施する。
- ⑥重大事故等対応要員はフィルタ装置格納槽近傍屋外又はフィルタ装置格納槽附属室にて、フィルタ装置補給水ライン元弁を開にし、可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給の準備が完了したことを災害対策本部長へ報告する。
- ⑦災害対策本部長は、発電長にフィルタ装置スクラビング水の補給準備が完了したことを連絡する。
- ⑧発電長は、災害対策本部長にフィルタ装置スクラビング水の補給開始を依頼する。
- ⑨災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型

ポンプを起動し、フィルタ装置スクラビング水の補給開始を指示する。

⑩重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプを起動し、フィルタ装置スクラビング水の補給を開始したことを、災害対策本部長に報告する。

⑪災害対策本部長は、発電長にフィルタ装置スクラビング水の補給開始を連絡する。

⑫発電長は、運転員等にフィルタ装置水位の確認を指示する。

⑬運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が通常値であることを確認し、発電長に報告する。

⑭発電長は、災害対策本部長にフィルタ装置スクラビング水の補給停止を依頼する。

⑮災害対策本部長は、重大事故等対応要員にフィルタ装置スクラビング水の補給停止を指示する。

⑯重大事故等対応要員は、フィルタ装置格納槽近傍屋外又はフィルタ装置格納槽附属室にて、可搬型代替注水大型ポンプを停止後、フィルタ装置補給水ライン元弁を閉とし、災害対策本部長にフィルタ装置スクラビング水の補給を停止したことを報告する。

⑰災害対策本部長は、発電長にフィルタ装置スクラビング水の補給停止を連絡する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水の補給開始まで 170 分以内と想定する。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

(添付資料 1.5.3-1)

(c) 格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制するため、可搬型窒素供給装置により格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が復旧^{※1}し、格納容器ベントを停止可能と判断した場合^{※2}。

※1：設備に異常がなく、電源及び冷却水が確保されている場合。

※2：残留熱除去系等による格納容器除熱機能、可燃性ガス濃度制御系等による格納容器内水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置等による格納容器負圧防止機能が復旧又は使用可能と判断した場合。

ii) 操作手順

格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する手順の概要は以下のとおり。

概要図を第 1.5-10 図に、タイムチャートを第 1.5-11 図に示

す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に格納容器内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。
- ②災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置による格納容器内の不活性ガス（窒素）置換準備を指示する。
- ③重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置を原子炉建屋附属棟東側屋外に配備し、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。
- ④重大事故等対応要員は、災害対策本部長に可搬型窒素供給装置による格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の準備が完了したことを報告する。
- ⑤災害対策本部長は、発電長に可搬型窒素供給装置による格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の開始を連絡する。
- ⑥災害対策本部長は、重大事故等対応要員に格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の開始を指示する。
- ⑦重大事故等対応要員は原子炉建屋附属棟東側屋外にて、窒素供給ライン元弁（D/W側又はS/C側）を開とし、格納容器内の不活性ガス（窒素）置換を開始する。なお、格納容器内に可燃性ガスが滞留している可能性があることから、窒素供給ライン元弁はD/W側を優先する。
- ⑧重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置により格納容器内の不活性ガス（窒素）置換を開始し、災害対策本部長に格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の開始を報告する。
- ⑨災害対策本部長は、発電長に格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の開始を連絡する。

⑩発電長は、運転員等に格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の確認を指示する。

⑪運転員等は中央制御室にて、格納容器内水素濃度及び酸素濃度指示値が許容濃度未満まで低下したことを確認し、発電長に報告する。

⑫発電長は、災害対策本部長に格納容器内の水素濃度又は酸素濃度が許容濃度未満まで低下したことを連絡する。

⑬災害対策本部長は、重大事故等対応要員に格納容器内の不活性ガス（窒素）による置換の停止を指示する。

⑭重大事故等対応要員は原子炉建屋附属棟東側屋外にて、窒素供給ライン元弁（D/W側又はS/C側）を閉とし、格納容器内の不活性ガス（窒素）置換を停止する。

⑮重大事故等対応要員は、災害対策本部長に可搬型窒素供給装置による格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。

⑯災害対策本部長は、発電長に可搬型窒素供給装置による格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の停止を連絡する。

⑰発電長は、運転員等に一次隔離弁（S/C側又はD/W側）の閉を指示する。

⑱^a S/C側ベントの場合

運転員等は中央制御室にて、一次隔離弁（S/C側）を閉にし、発電長に報告する。

⑱^b D/W側ベントの場合

運転員等は中央制御室にて、一次隔離弁（D/W側）を閉にし、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、重大事故等対応要員 2 名にて作業を実施した場合、作業を判断してから格納容器内への不活性ガス（窒素）供給開始まで 220 分以内と想定する。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、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。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

(添付資料 1.5.3-1)

(d) フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後において、排気中に含まれる可燃性ガス及び水の放射線分解により発生する可燃性ガスによる爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了し、一次隔離弁（S/C側又はD/W側）を閉した場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.5-12図に、タイムチャートを第1.5-13図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長にフ

フィルタ装置の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。

- ②災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の準備を指示する。
- ③重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置を原子炉建屋附属棟東側屋外に配備し、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。
- ④重大事故等対応要員は、災害対策本部長に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換の準備が完了したことを報告する。
- ⑤災害対策本部長は、発電長に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換の開始を連絡する。
- ⑥災害対策本部長は、重大事故等対応要員にフィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換の開始を指示する。
- ⑦重大事故等対応要員は原子炉建屋附属棟東側屋外にて、フィルタ装置窒素供給ライン元弁を開とする。
- ⑧重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換を開始し、災害対策本部長に報告する。
- ⑨災害対策本部長は、発電長にフィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換の開始を連絡する。
- ⑩発電長は、運転員等にフィルタ装置温度の確認を指示する。
- ⑪運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置温度指示値が50℃以下であることを確認し、発電長に報告する。
- ⑫発電長は、災害対策本部長にフィルタ装置温度が低下したこと

を連絡する。

⑬災害対策本部長は、重大事故等対応要員にフィルタ装置の不活性ガス（窒素）による置換の停止を指示する。

⑭重大事故等対応要員は原子炉建屋附属棟東側屋外にて、フィルタ装置窒素供給ライン元弁を閉とし、フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換を停止する。

⑮重大事故等対応要員は、災害対策本部長に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。

⑯災害対策本部長は、発電長に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を連絡する。

⑰発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度計を起動し水素濃度指示値を確認するとともに、フィルタ装置温度が上昇していないことを確認するよう指示する。

⑱運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度計を起動し水素濃度指示値を確認するとともに、フィルタ装置温度が上昇していないことを確認し、発電長に報告する。

⑲発電長は、運転員等に二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の閉を指示する。

⑳運転員等は中央制御室にて、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を閉にし、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、重大事故等対応要員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への不活性ガス（窒素）供給開始まで225分以内と想定する。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、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。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

(添付資料 1.5.3-1)

(e) フィルタ装置スクラビング水移送

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・プールへ移送する。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換により、スクラビング水の温度が低下した場合において、移送ポンプが使用可能^{*1}な場合。

※1：設備に異常がなく、電源が確保されている場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水を移送する手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.5-14図に、タイムチャートを第1.5-15図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水の移送準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されてい

ることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。

③発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置移送ポンプ入口側止め弁を開にする。

⑤運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて、フィルタ装置ドレン移送ライン切替え弁（S/C側）を開にする。

⑥運転員等は、発電長にフィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成が完了したことを報告する。

⑦発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水の移送を指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動し、移送ポンプが起動したことをフィルタ装置水位の低下により確認する。

⑨運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。

⑩運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水の移送が完了したことを発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水移送開始まで54分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.5.3-1)

(f) フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄

フィルタ装置のスクラビング水移送後の配管等に残留した水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置スクラビング水移送ラインに蓄積することを防止するため、スクラビング水移送ラインを可搬型代替注水大型ポンプにより洗浄し、配管等に残留した水をサプレッション・プールに排水する。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置スクラビング水の移送が完了した場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水移送ラインを洗浄する手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.5-16図に、タイムチャートを第1.5-17図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長にフィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄を依頼する。

②災害対策本部長は、重大事故等対応要員にフィルタ装置スクラビング水の移送ラインの洗浄準備を指示する。

③災害対策本部長は、発電長にフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄に必要な系統構成を依頼する。

④発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄準備を指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることの状態表示等による確認及び、水源が確保されていることを確認し、発電長に報告する。

⑥発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送ライン

の洗浄に必要な系統構成を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置移送ポンプ入口側止め弁を開にする。

⑧運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて、フィルタ装置ドレン移送ライン切替え弁（S/C側）を開にする。

⑨運転員等は、発電長にフィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄に必要な系統構成が完了したことを報告する。

⑩発電長は、災害対策本部長にフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄に必要な系統構成が完了したことを連絡する。

⑪重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプの配備及びホース接続を実施する。

⑫重大事故等対応要員はフィルタ装置格納槽近傍屋外又はフィルタ装置格納槽附属室にて、フィルタ装置補給水ライン元弁を開にし、可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水の移送ライン洗浄準備が完了したこと災害対策本部長へ報告する。

⑬災害対策本部長は、発電長にフィルタ装置スクラビング水の移送ライン洗浄準備が完了したことを連絡する。

⑭災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑮重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプを起動し、可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄を開始し、災害対策本部長に報告する。

⑯災害対策本部長は、発電長にフィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄開始を連絡する。

⑰発電長は、運転員等にフィルタ装置水位の確認及び移送ポンプの起動を指示する。

⑱運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が通常値以上であることを確認し、移送ポンプを起動する。移送ポンプの起動をフィルタ装置水位の低下により確認し、発電長に報告する。

⑲発電長は、運転員等にフィルタ装置水位の確認及び移送ポンプの停止を指示する。

⑳運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止し、発電長に報告する。

㉑発電長は、災害対策本部長にフィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄が完了したことを連絡する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄開始まで174分以内と想定する。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、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。ホース等の接続を速やかに作業できるように、可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.5.3-1)

b. 耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

格納容器ベント後は、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が復旧し、耐圧強化ベント系を停止できると判断した場合に、格納容器ベント弁を閉にする。

(a) 手順着手の判断基準

以下のいずれかの状況に至った場合。

①炉心損傷^{*1}前において、サブレーション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合で、格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{*2}した場合。

②炉心損傷^{*1}前において、格納容器スプレイによる格納容器内の圧力制御に失敗した場合で、格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{*2}した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」は、設備に故障が発

生した場合。

(b) 操作手順

耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱の手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.5-2図及び第1.5-3図に、概要図を第1.5-18図に、タイムチャートを第1.5-19図に示す。

[S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合、手順⑨以外は同様）]

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。
- ③発電長は、運転員等に耐圧強化ベント系による格納容器ベントの系統構成を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて、換気空調系一次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の閉を確認する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁及び原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁の閉を確認する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、計器用空気系系統圧力指示値が0.52MPa [gage] 以下の場合にバックアップ窒素供給弁を開にする。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、不活性ガス系の隔離信号が発生している場合には、不活性ガス系の隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑧運転員等は、発電長に耐圧強化ベント系による格納容器ベントの

系統構成が完了したことを報告する。

⑨ 発電長は、運転員等に一次隔離弁（S/C側又はD/W側）の電源の供給状態に応じて、S/C側ベント又はD/W側ベントを選択し、S/C側ベント又はD/W側ベントを指示する。

⑩ 運転員等は中央制御室にて、非常用ガス処理系ファン（A）及び（B）の操作スイッチを隔離し、非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁A及び非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁Bを閉とする。なお、必要により発電長は災害対策本部長に非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁の機械的ロックを依頼する。

⑪^a S/C側ベントの場合

運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントのため、一次隔離弁（S/C側）を開にし、発電長に報告する。

⑪^b D/W側ベントの場合

一次隔離弁（S/C側）に電源が供給されていない場合、運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントのため、一次隔離弁（D/W側）を開にし、発電長に報告する。

⑫ 発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備が完了したことを災害対策本部長に連絡する。

⑬^a サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合

発電長は、格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に到達したことを確認し、災害対策本部長に耐圧強化ベント系による格納容器ベントの開始を連絡する。

⑬^b 格納容器スプレイによる格納容器内の圧力制御に失敗した場合

発電長は、災害対策本部長に耐圧強化ベント系による格納容器ベントの開始を連絡する。

⑭ 発電長は、運転員等に格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に到達したことを確認し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントの開始を指示する。

⑮ 運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁を開とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力の低下を確認するとともに、非常用ガス処理系出口放射線モニタ指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。

⑯ 発電長は、災害対策本部長に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を連絡する。

⑰ 発電長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が復旧し、格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] 以下であること及び格納容器温度指示値が200℃以下であること並びに格納容器内水素濃度指示値が可燃限界未満を確認することにより、耐圧強化ベント系の停止を判断する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱開始まで15分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源が喪失した場合）

a. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

格納容器ベント後は、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が復旧し、格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合に、格納容器ベント弁を閉とする。

なお、中央制御室からの遠隔操作が実施できない場合を想定し、現場（二次格納施設外）における遠隔人力操作機構による現場操作の手順を示す。

(a) 格納容器圧力逃がし装置による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

以下のいずれかの状況に至った場合。

①炉心損傷^{*1}前において、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合で、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の中央制御室からの遠隔操作に失敗した場合。

②炉心損傷^{*1}前において、格納容器スプレイによる格納容器内の圧力制御に失敗した場合で、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の中央制御室からの遠隔操作に失敗した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタのγ線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線

モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）の手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.5-2図及び第1.5-3図に、概要図を第1.5-20図に、タイムチャートを第1.5-21図に示す。

[S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合、手順②以外は同様）]

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を指示する。

②^a S/C側ベントの場合

運転員等は原子炉建屋附属棟にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、一次隔離弁（S/C側）を開にし、発電長に報告する。

②^b D/W側ベントの場合

一次隔離弁（S/C側）が開しない場合には、運転員等は原子炉建屋附属棟にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、一次隔離弁（D/W側）を開にし、発電長に報告する。

③発電長は、災害対策本部長に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備が完了したことを連絡する。

④^a サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合

発電長は、格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に到達した

ことを確認し、災害対策本部長に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を連絡する。

④^b 格納容器スプレイによる格納容器内の圧力制御に失敗した場合

発電長は、災害対策本部長に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を連絡する。

⑤ 災害対策本部長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、二次隔離弁操作室に重大事故等対応要員を派遣する。

⑥ 発電長は、重大事故等対応要員に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を指示する。

⑦ 重大事故等対応要員は二次隔離弁操作室にて、二次隔離弁又は二次隔離弁が作動しない場合には二次隔離弁バイパス弁を開とし、発電長に報告する。

⑧ 発電長は、運転員等に格納容器ベントが開始されたことを確認するよう指示する。

⑨ 運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを、格納容器内圧力の低下、フィルタ装置圧力の上昇、フィルタ装置温度の上昇を確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。

⑩ 発電長は、災害対策本部長に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を連絡する。

⑪ 発電長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機

能が復旧し、格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] 以下であること及び格納容器内温度指示値が200℃以下であること並びに格納容器内水素濃度指示値が可燃限界未満を確認することにより、格納容器圧力逃がし装置の停止を判断する。

iii) 操作の成立性

上記の操作のうち格納容器ベント準備は、現場運転員3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ベント準備完了までS/C側は125分以内、D/W側は140分以内と想定する。

格納容器ベント開始は、重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、格納容器ベント基準到達から格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱開始まで75分以内と想定する。

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。

遠隔人力操作機構による現場操作については、操作に必要な工具等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。

(b) フィルタ装置スクラビング水補給

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

フィルタ装置水位指示値が1,500mmを下回ると判断した場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水補給については、「1.5.2.1(1) a.

(b) フィルタ装置スクラビング水補給」の操作手順と同様である。

iii) 操作の成立性

フィルタ装置スクラビング水補給については、「1.5.2.1(1) a. (b) フィルタ装置スクラビング水補給」の操作の成立性と同様である。

(c) 格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制するため、可搬型窒素供給装置により格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能の復旧^{※1}により、格納容器圧力逃がし装置が停止できると判断した場合^{※2}。

※1：設備に異常がなく、電源及び冷却水が確保されている場合。

※2：残留熱除去系等による格納容器除熱機能、可燃性ガス濃度制御系等による格納容器内水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置等による格納容器負圧防止機能が復旧又は使用可能と判断した場合。

ii) 操作手順

格納容器内の不活性ガス（窒素）置換については、「1.5.2.1(1) a. (c) 格納容器内の不活性ガス（窒素）置換」の操作手順と同様である。

iii) 操作の成立性

格納容器内の不活性ガス（窒素）置換については、「1.5.2.1(1) a. (c) 格納容器内の不活性ガス（窒素）置換」の操作の成立性と同様である。

(d) フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後において、排気中に含まれる可燃性ガス及び使用後に水の放射線分解により発生する可燃性ガスによる爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了し、一次隔離弁（S／C側又はD／W側）を閉じた場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換については、「1.5.2.1(1) a. (d) フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換」の操作手順と同様である。

iii) 操作の成立性

フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換については、「1.5.2.1(1) a. (d) フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換」の操作の成立性と同様である。

(e) フィルタ装置スクラビング水移送

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・プールへ移送する。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換により、スクラビング水の温度が低下した場合において、移送ポンプが使用可能^{*1}な場合。

※1：設備に異常がなく、電源が確保されている場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水移送については、「1.5.2.1(1) a. (e) フィルタ装置スクラビング水移送」の操作手順と同様である。

iii) 操作の成立性

フィルタ装置スクラビング水移送については、「1.5.2.1(1) a. (e) フィルタ装置スクラビング水移送」の操作の成立性と同様である。

(f) フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄

フィルタ装置スクラビング水移送後の配管等に残留した水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置スクラビング水移送ラインに蓄積することを防止するため、スクラビング水移送ラインを可搬型代替注水大型ポンプにより洗浄し、配管等に残留した水をサブプレッショ
ン・プールに排水する。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置スクラビング水の移送が完了した場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄については、「1.5.2.1(1) a. (f) フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄」の操作手順と同様である。

iii) 操作の成立性

フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄については、「1.5.2.1(1) a. (f) フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄」の操作の成立性と同様である。

(3) 重大事故等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第1.5-27図に示す。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）が機能喪失した場合は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱を実施する。格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は，耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントは，弁の駆動電源がない場合，遠隔人力操作機構による現場操作を実施する。

なお，格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系を用いて，格納容器ベントを実施する際には，スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるS/C側ベントを第一優先とする。ただし，S/C側ベントが実施できない場合には，D/W側ベントを実施する。

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. 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保

残留熱除去系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ことから，緊急用海水系を用いて冷却水を確保し，残留熱除去系海水系の系統構成を行い，緊急用海水系により冷却水を供給する。

常設代替交流電源設備により残留熱除去系の電源を確保し冷却水通水確認後，目的に応じ残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）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

残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源の喪失により，残留

熱除去系海水系を使用できない場合。

(b) 操作手順

緊急用海水系による冷却水の確保手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.5-4図及び第1.5-5図に、概要図を第1.5-22図に、タイムチャートを第1.5-23図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に緊急用海水系による冷却水確保の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、緊急用海水系による冷却水の確保に必要なポンプ、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等により確認する。

③運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁又は残留熱除去系熱交換器（B）海水流量調整弁の自動閉信号の除外を実施する。

④運転員等は中央制御室にて、緊急用海水ポンプ室空調機を起動する。

⑤運転員等は、発電長に緊急用海水系による冷却水確保の準備が完了したことを報告する。

⑥発電長は、運転員等に緊急用海水系による冷却水確保の系統構成を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁（A）系又は残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁（B）系を閉とする。

⑧運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁又は残留熱除去系熱交換器（B）海水流量調整弁を開にする。

⑨運転員等は、発電長に緊急用海水系による冷却水確保の系統構成が完了したことを報告する。

⑩発電長は、運転員等に緊急用海水ポンプ（A）又は緊急用海水ポンプ（B）の起動を指示する。

⑪運転員等は中央制御室にて、緊急用海水ポンプ（A）又は緊急用海水ポンプ（B）を起動し、発電長に報告する。

⑫発電長は、運転員等に緊急用海水系による冷却水の供給を指示する。

⑬運転員等は中央制御室にて、緊急用海水系RHR（A）系熱交換器隔離弁又は緊急用海水系RHR（B）系熱交換器隔離弁を調整開とし、緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）指示値が $600\text{m}^3/\text{h}$ 以上であることを確認する。

⑭運転員等は中央制御室にて、緊急用海水系RHR（A）系補機隔離弁又は緊急用海水系RHR（B）系補機隔離弁を調整開とし、緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）指示値が $26\text{m}^3/\text{h}$ 以上であることを確認する。

⑮運転員等は、発電長に緊急用海水系による冷却水の供給を開始したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから緊急用海水系による冷却水の供給開始まで20分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保

残留熱除去系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ことから，緊急用海水系により冷却水を確保するが，緊急用海水系が機能喪失した場合には，代替残留熱除去系海水系を用いて冷却水を確保し，残留熱除去系海水系の系統構成を行い，代替残留熱除去系海水系により冷却水を供給する。

常設代替交流電源設備により残留熱除去系の電源を確保し冷却水通水確認後，目的に応じ残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）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

残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源の喪失により残留熱除去系海水系を使用できない場合で，緊急用海水系が機能喪失した場合。

(b) 操作手順

代替残留熱除去系海水系による冷却水確保手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.5-4図及び第1.5-5図に，概要図を第1.5-24図に，タイムチャートを第1.5-25図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，災害対策本部長に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備を依頼する。

②災害対策本部長は，プラントの被災状況に応じて代替残留熱除去系海水系による冷却水確保のため，水源から残留熱除去系海水系配管・弁の接続口を決定し，発電長に残留熱除去系海水系配管・弁の接続口を連絡する。

③災害対策本部長は，重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水

系による冷却水確保のため、水源から残留熱除去系海水系配管・弁の接続口を連絡し、代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備を指示する。

④ 重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプを指示された水源に移動し、可搬型代替注水大型ポンプの水中ポンプユニットを設置する。

⑤ 重大事故等対応要員は、水源から残留熱除去系海水系配管・弁の接続口までホースの敷設を実施する。

⑥ 重大事故等対応要員は、災害対策本部長に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備が完了したことを報告する。

⑦ 災害対策本部長は、発電長に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備が完了したことを連絡する。

⑧ 発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備を指示する。

⑨ 運転員等は中央制御室にて、代替残留熱除去系海水系による冷却水確保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等により確認し、発電長に報告する。

⑩ 発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成を指示する。

⑪ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁又は残留熱除去系熱交換器（B）海水流量調整弁の自動閉信号の除外を実施する。

⑫ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁又は残留熱除去系熱交換器（B）海水流量調整弁を開とする。

- ⑬運転員等は、発電長に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成が完了したことを報告する。
- ⑭発電長は、災害対策本部長に可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水開始を依頼する。
- ⑮災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水開始を指示する。
- ⑯重大事故等対応要員は、接続口付属の弁を開とし、可搬型代替注水大型ポンプを起動し、可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水を開始したことを災害対策本部長に報告する。
- ⑰災害対策本部長は、発電長に代替残留熱除去系海水系により冷却水の送水を開始したことを連絡する。
- ⑱災害対策本部長は、重大事故等対応要員にホース内の水張り及びホース内の空気抜きを指示する。
- ⑲重大事故等対応要員は、ホース内の水張り及びホース内の空気抜きを実施し、災害対策本部長に報告する。
- ⑳発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを確認するよう指示する。
- ㉑運転員等は中央制御室にて、代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを残留熱除去系海水系系統流量指示値が $690\text{m}^3/\text{h}$ 以上に上昇したことにより確認し、発電長に報告する。
- ㉒発電長は、災害対策本部長に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを連絡する。
- ㉓災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御するよう指示する。

④重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプ付きの圧力計にて圧力指示値を確認し、可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御し、災害対策本部長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、代替残留熱除去系海水系による冷却水供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系海水系（B）配管を使用した西側接続口による冷却水確保の場合

・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系海水系への冷却水供給開始まで180分以内と想定する。

残留熱除去系海水系（A）配管を使用した東側接続口による冷却水確保の場合

・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系海水系への冷却水供給開始まで165分以内と想定する。

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、車両の作業照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

(添付資料1.5.3-2)

(2) 重大事故等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第1.5-27図に示す。

残留熱除去系海水系が機能喪失した場合は、緊急用海水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（原子炉停止時冷却系、サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）を使用して原子炉及び格納容器の除熱を行う。

緊急用海水系が故障等により熱を輸送できない場合には、代替残留熱除去系海水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（原子炉停止時冷却系、サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）を使用して原子炉及び格納容器の除熱を行う。

1.5.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保

残留熱除去系海水系が健全な場合は、自動起動（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）による作動、又は中央制御室からの手動操作により残留熱除去系海水系を起動し、残留熱除去系海水系による冷却水確保を行う。

a. 手順着手の判断基準

残留熱除去系を使用した原子炉及び格納容器の除熱が必要な場合で、残留熱除去系海水系が使用可能な場合^{※1}。

※1：設備に異常がなく、電源が確保されている場合。

b. 操作手順

残留熱除去系海水系による冷却水確保手順の概要は以下のとおり。
概要図を第1.5-26図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系海水系（A）又は残留熱除去系海水系（B）による冷却水確保の開始を指示する。

②運転員等は、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号

(原子炉水位異常低下 (レベル1) 又はドライウエル圧力高) により待機中の残留熱除去系海水ポンプ (A) 又は残留熱除去系海水ポンプ (B) の起動, 並びに残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁又は残留熱除去系熱交換器 (B) 海水流量調整弁の全開を確認する。

③運転員等は, 残留熱除去系海水系による冷却水確保が開始されたことを, 残留熱除去系海水系系統流量指示値が $1,772\text{m}^3/\text{h}$ 以上に上昇したことにより確認する。

④運転員等は, 発電長に残留熱除去系海水系 (A) 又は残留熱除去系海水系 (B) による冷却水確保を開始したことを報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は, 中央制御室運転員1名にて操作を実施する。中央制御室からの遠隔操作であるため, 速やかに対応できる。

1.5.2.4 その他の手順項目にて考慮する手順

残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による除熱手順については, 「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・プール冷却系, 格納容器スプレイ冷却系) 及び代替循環冷却系による除熱手順については, 「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。

水源からの接続口までの可搬型代替注水大型ポンプを用いたフィルタ装置への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。

残留熱除去系ポンプ, 電動弁及び監視計器類への電源供給手順については, 「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

可搬型代替注水大型ポンプ，可搬型窒素供給装置及び常設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。

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

第1.5-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順

対応手段, 対応設備, 手順書一覧 (1/4)

(重大事故等対応設備 (設計基準拡張))

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	整備する手順書
重大事故等対応設備 (設計基準拡張)	—	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) ※1	重大事故等対応設備 (設計基準拡張) 非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
		残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱	残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) ※2 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ※2	重大事故等対応設備 (設計基準拡張) 非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「S/P温度制御」等 重大事故等対策要領

※1: 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。

※2: 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。

※3: 手順については「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。

※4: 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。

□: 自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／4）

（重大事故等対応設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対応設備	対応 手段	対応設備		整備する手順書
重大事故等対応設備 （設計基準拡張）	—	残留熱除去系海水系による除熱	残留熱除去系海水ポンプ 残留熱除去系海水系配管・弁・熱 交換器・海水ストレーナ 非常用交流電源設備※4	重大事故等対応設備 （設計基準拡張）	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「S／P温度制御」等 重大事故等対策要領
			貯留堰 取水路	重大事故等対応設備	

※1：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。

※2：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。

※3：手順については「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。

※4：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。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (3/4)

(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系，サブプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系)	格納容器圧力逃がし装置による 格納容器内の減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置※3	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等 重大事故等対策要領
		格納容器内の減圧及び除熱 耐圧強化ベント系による	耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器 不活性ガス系(S/C)配管・弁 不活性ガス系(D/W)配管・弁 非常用ガス処理系配管・弁 真空破壊弁(S/C→D/W) 非常用ガス処理系排気筒 常設代替交流電源設備※4 可搬型代替交流電源設備※4 常設代替直流電源設備※4 可搬型代替直流電源設備※4 燃料補給設備※4	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等 重大事故等対策要領
	格納容器圧力逃がし装置の遠隔 人力操作機構による現場操作	遠隔人力操作機構	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等 重大事故等対策要領	

※1：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。

※2：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。

※3：手順については「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。

※4：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。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (4/4)

(サポート系故障)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	
サポート系故障	残留熱除去系海水系全交流動力電源	緊急用海水系による除熱	緊急用海水ポンプ 緊急用海水系配管・弁・ストレーナ 残留熱除去系海水系配管・弁・熱交換器 S A用海水ピット取水塔 海水引込み管 緊急用海水取水管 緊急用海水ポンプピット 常設代替交流電源設備※4 燃料補給設備※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「S/P温度制御」等 重大事故等対策要領
			残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) ※1 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) ※2 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
		代替残留熱除去系海水系による除熱	残留熱除去系海水系配管・弁・熱交換器 S A用海水ピット取水塔 海水引込み管 S A用海水ピット 常設代替交流電源設備※4 燃料補給設備※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「S/P温度制御」等 重大事故等対策要領
			残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) ※1 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) ※2 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ※2	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			可搬型代替注水大型ポンプ ホース 残留熱除去系海水系配管・弁 可搬型設備用軽油タンク タンクローリ	自主対策設備	

※1：手順については「1.4 原子炉格納容器内圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※2：手順については「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。

※3：手順については「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。

※4：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。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

第1.5-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/7)

対応手順	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格納容器内の減圧及び除熱			
(a) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱	判断基準	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度 ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
	操作	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度 ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1 サプレッション・プール水温度 ※1
		格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) ※1
		格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) ※1
		格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1
		最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 ※1 フィルタ装置圧力 ※1 フィルタ装置温度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) ※1 フィルタ装置入口水素濃度 ※1
	補機監視機能	モニタリング・ポスト	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (2/7)

対応手順		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格納容器内の減圧及び除熱			
(b) フィルタ装置スクラビング水補給	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
(c) 格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換	判断基準	補機監視機能	格納容器内水素濃度 (S A) ^{※1} 格納容器内酸素濃度 (S A) ^{※1}
	操作	補機監視機能	格納容器内水素濃度 (S A) ^{※1} 格納容器内酸素濃度 (S A) ^{※1}
(d) フィルタ装置の不活性ガス (窒素) 置換	判断基準	補機監視機能	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) ^{※1} 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱補機) ^{※1} 残留熱除去系海水系系統流量 ^{※1}
			緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
	操作	補機監視機能	フィルタ装置温度
(e) フィルタ装置スクラビング水移送	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
(f) フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (3/7)

対応手順	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)																				
	判断基準	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="624 450 1018 562">格納容器内の放射線量率</td> <td data-bbox="1018 450 1436 562">格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 562 1018 636">原子炉圧力容器の温度</td> <td data-bbox="1018 562 1436 636">原子炉圧力容器温度 ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 636 1018 710">格納容器内の圧力</td> <td data-bbox="1018 636 1436 710">ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 710 1018 784">格納容器内の水位</td> <td data-bbox="1018 710 1436 784">サプレッション・プール水位 ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 784 1018 902">電源</td> <td data-bbox="1018 784 1436 902">M/C 2D 電圧 P/C 2D 電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧</td> </tr> </table>	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1	原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度 ※1	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1	格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1	電源	M/C 2D 電圧 P/C 2D 電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧								
格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1																			
原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度 ※1																			
格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1																			
格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1																			
電源	M/C 2D 電圧 P/C 2D 電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧																			
b. 耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱	操作	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="624 902 1018 1014">格納容器内の放射線量率</td> <td data-bbox="1018 902 1436 1014">格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 1014 1018 1088">原子炉圧力容器の温度</td> <td data-bbox="1018 1014 1436 1088">原子炉圧力容器温度 ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 1088 1018 1162">格納容器内の圧力</td> <td data-bbox="1018 1088 1436 1162">ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 1162 1018 1301">格納容器内の温度</td> <td data-bbox="1018 1162 1436 1301">ドライウエル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1 サプレッション・プール水温度 ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 1301 1018 1375">格納容器内の水素濃度</td> <td data-bbox="1018 1301 1436 1375">格納容器内水素濃度 (SA) ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 1375 1018 1449">格納容器内の酸素濃度</td> <td data-bbox="1018 1375 1436 1449">格納容器内酸素濃度 (SA) ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 1449 1018 1523">格納容器内の水位</td> <td data-bbox="1018 1449 1436 1523">サプレッション・プール水位 ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 1523 1018 1597">最終ヒートシンク の確保</td> <td data-bbox="1018 1523 1436 1597">耐圧強化ベント系出口放射線モニタ ※1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="624 1597 1018 1680">補機監視機能</td> <td data-bbox="1018 1597 1436 1680">モニタリング・ポスト</td> </tr> </table>	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1	原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度 ※1	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1	格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1 サプレッション・プール水温度 ※1	格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) ※1	格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) ※1	格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1	最終ヒートシンク の確保	耐圧強化ベント系出口放射線モニタ ※1	補機監視機能	モニタリング・ポスト
	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1																		
	原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度 ※1																		
	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1																		
	格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1 サプレッション・プール水温度 ※1																		
	格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) ※1																		
	格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) ※1																		
	格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1																		
	最終ヒートシンク の確保	耐圧強化ベント系出口放射線モニタ ※1																		
補機監視機能	モニタリング・ポスト																			

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (4/7)

対応手順	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 (全交流動力電源が喪失した場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
(a) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)	判断基準	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度 ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
	操作	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度 ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1 サプレッション・プール水温度 ※1
		格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (S A) ※1
		格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (S A) ※1
		格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1
		最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 ※1 フィルタ装置圧力 ※1 フィルタ装置温度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) ※1 フィルタ装置入口水素濃度 ※1
	補機監視機能	モニタリング・ポスト	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (5/7)

対応手順		重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源が喪失した場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
(b) フィルタ装置スクラビング水補給	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
(c) 格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換	判断基準	補機監視機能	格納容器内水素濃度 (S A) ^{※1} 格納容器内酸素濃度 (S A) ^{※1}
	操作	補機監視機能	格納容器内水素濃度 (S A) ^{※1} 格納容器内酸素濃度 (S A) ^{※1}
(d) フィルタ装置の不活性ガス (窒素) 置換	判断基準	補機監視機能	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) ^{※1} 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱補機) ^{※1} 残留熱除去系海水系系統流量 ^{※1}
			緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
	操作	補機監視機能	フィルタ装置温度
(e) フィルタ装置スクラビング水移送	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
(f) フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 ^{※1}

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (6/7)

対応手順	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. 緊急用海水系による冷却水 (海水) の確保	判断基準	格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度※1 サプレッション・プール水温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サプレッション・チェンバ圧力※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
	操作	最終ヒートシンク の確保	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) ※1 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱補機) ※1 サプレッション・プール水温度※1
b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水 (海水) の確保	判断基準	格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度※1 サプレッション・プール水温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サプレッション・チェンバ圧力※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
	操作	最終ヒートシンク の確保	残留熱除去系海水系系統流量※1 サプレッション・プール水温度※1

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

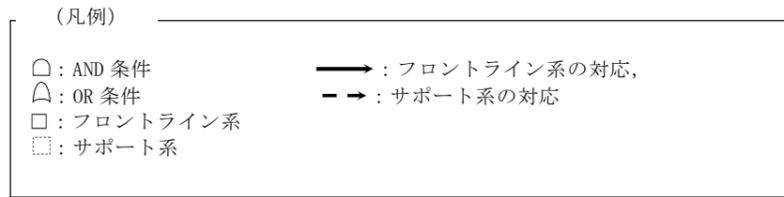
監視計器一覧 (7/7)

対応手順	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 残留熱除去系海水系による冷却水 (海水) の確保			
-	判断基準	原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度 ^{※1} 残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{※1}
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ^{※1} サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 ^{※1} サブプレッション・プール水温度 ^{※1}
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ^{※1} サブプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
	操作	格納容器の温度	サブプレッション・プール水温度 ^{※1}
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{※1} 残留熱除去系熱交換器出口温度 ^{※1} 残留熱除去系系統流量 ^{※1} 残留熱除去系海水系系統流量 ^{※1}

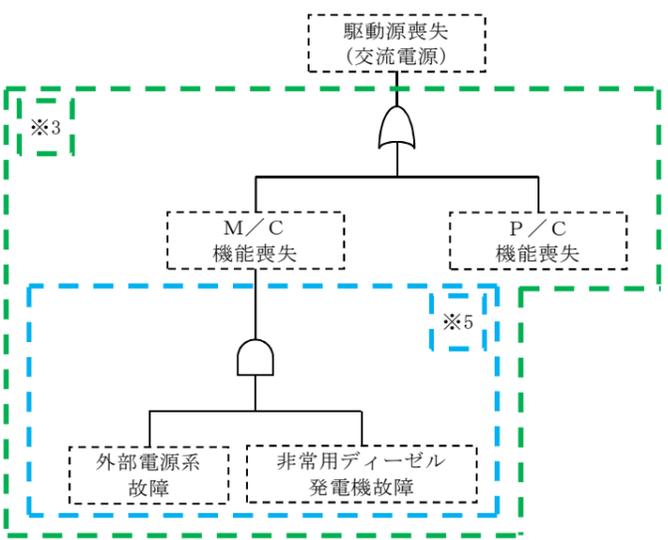
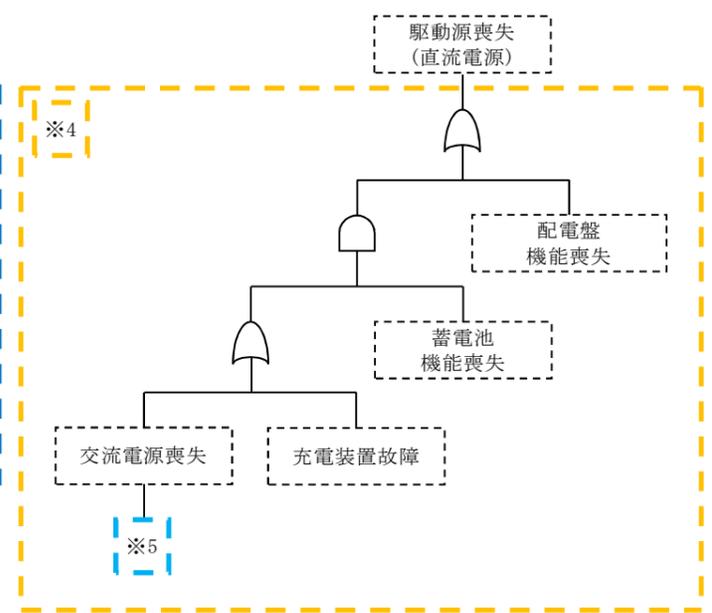
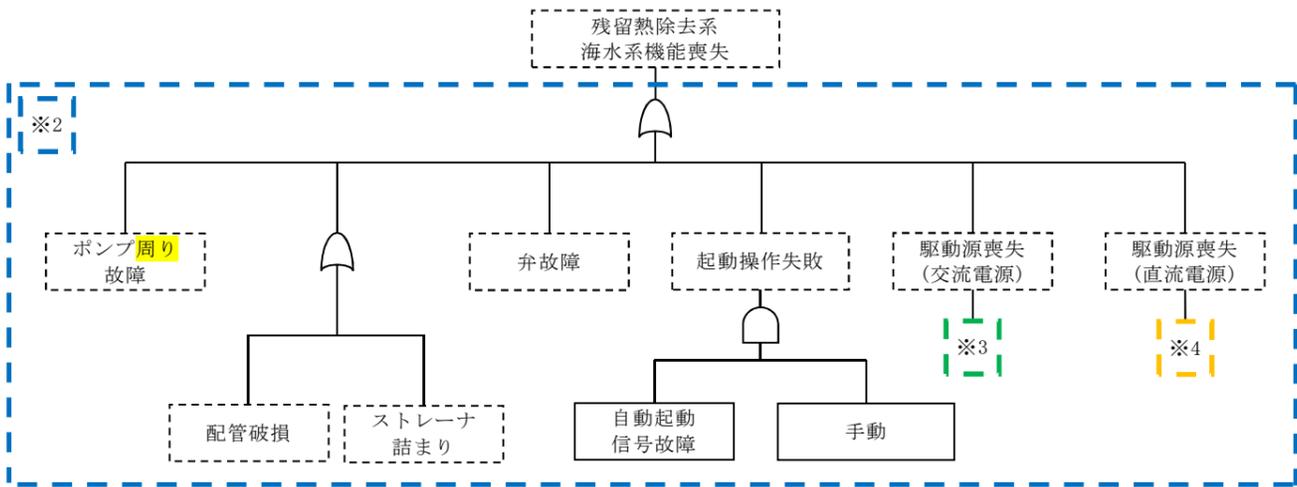
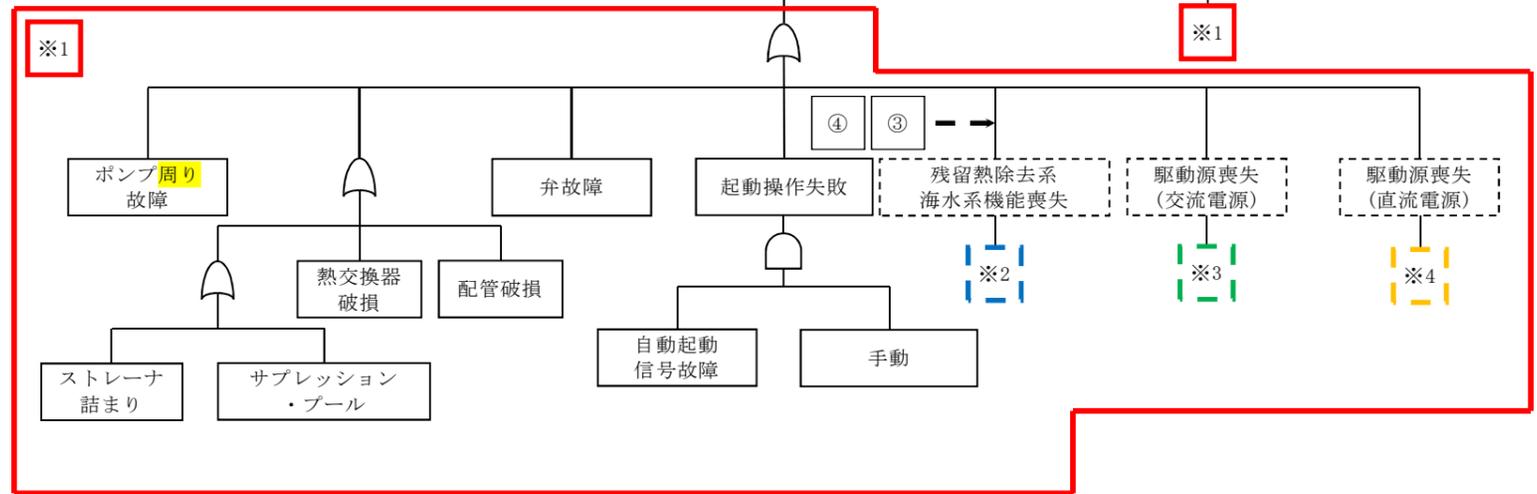
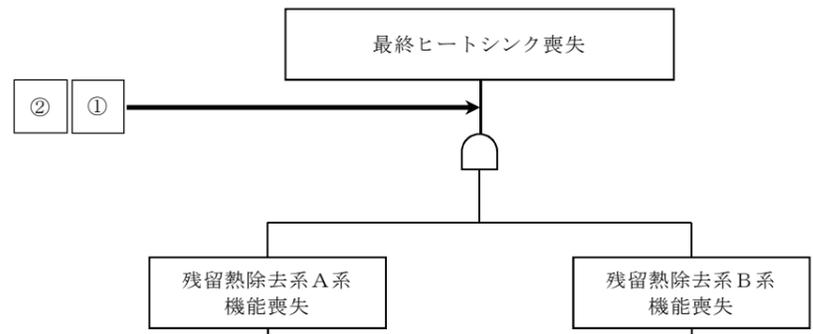
※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

第1.5-3表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

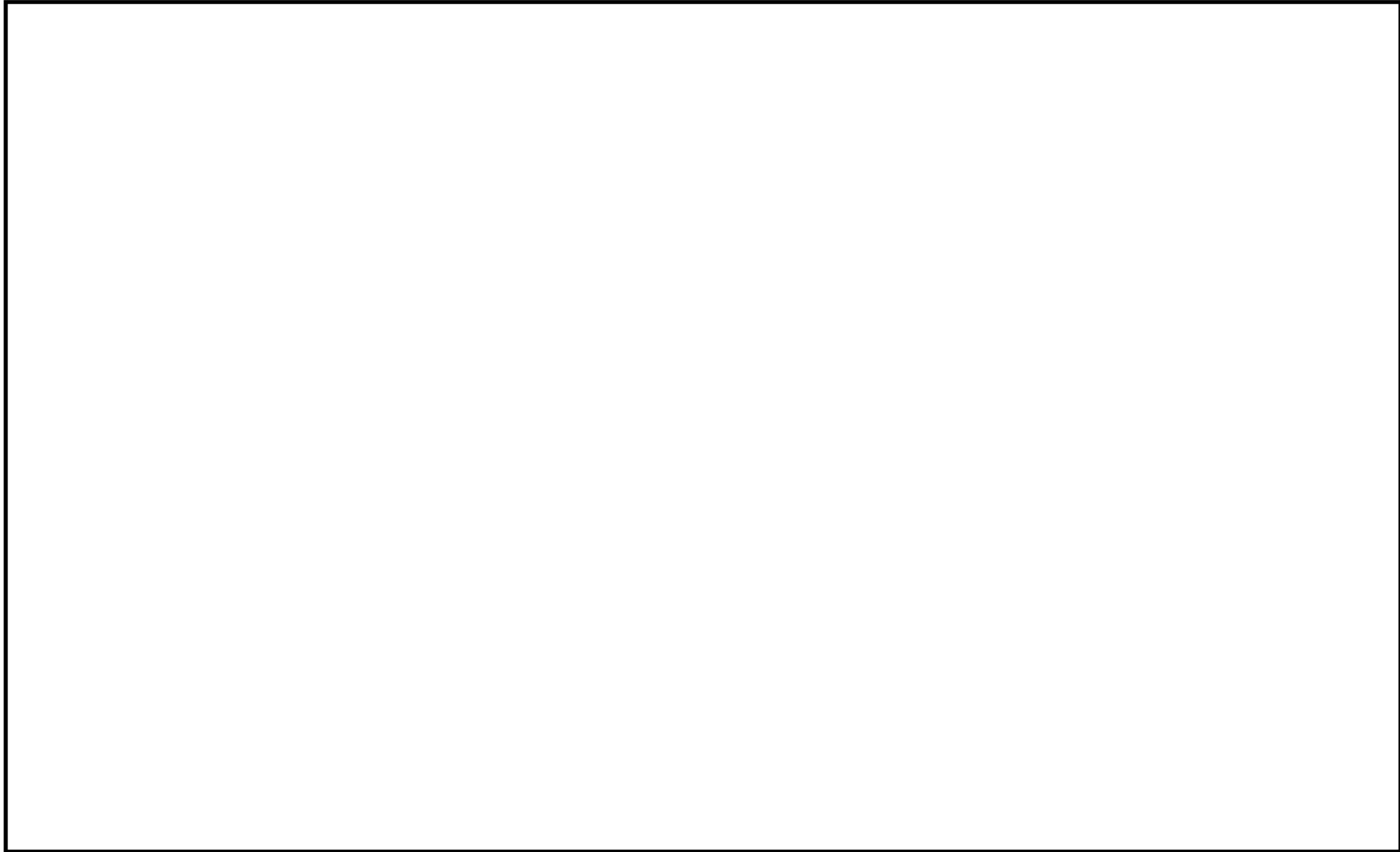
対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p>	格納容器圧力逃がし装置	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 緊急用MCC 緊急用直流125V主母線盤
	耐圧強化ベント系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC 2D系
	不活性ガス系 弁	常設代替直流電源設備 緊急用直流125V主母線盤
	非常用ガス処理系 弁	常設代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 直流125V主母線盤 2A 直流125V主母線盤 2B 緊急用直流125V主母線盤
	緊急用海水ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用P/C
	緊急用海水系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用MCC
	残留熱除去系海水系 弁	常設代替交流電源設備 MCC 2C系 MCC 2D系
	中央制御室監視計器	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 直流125V主母線盤 2A 直流125V主母線盤 2B 緊急用直流125V主母線盤



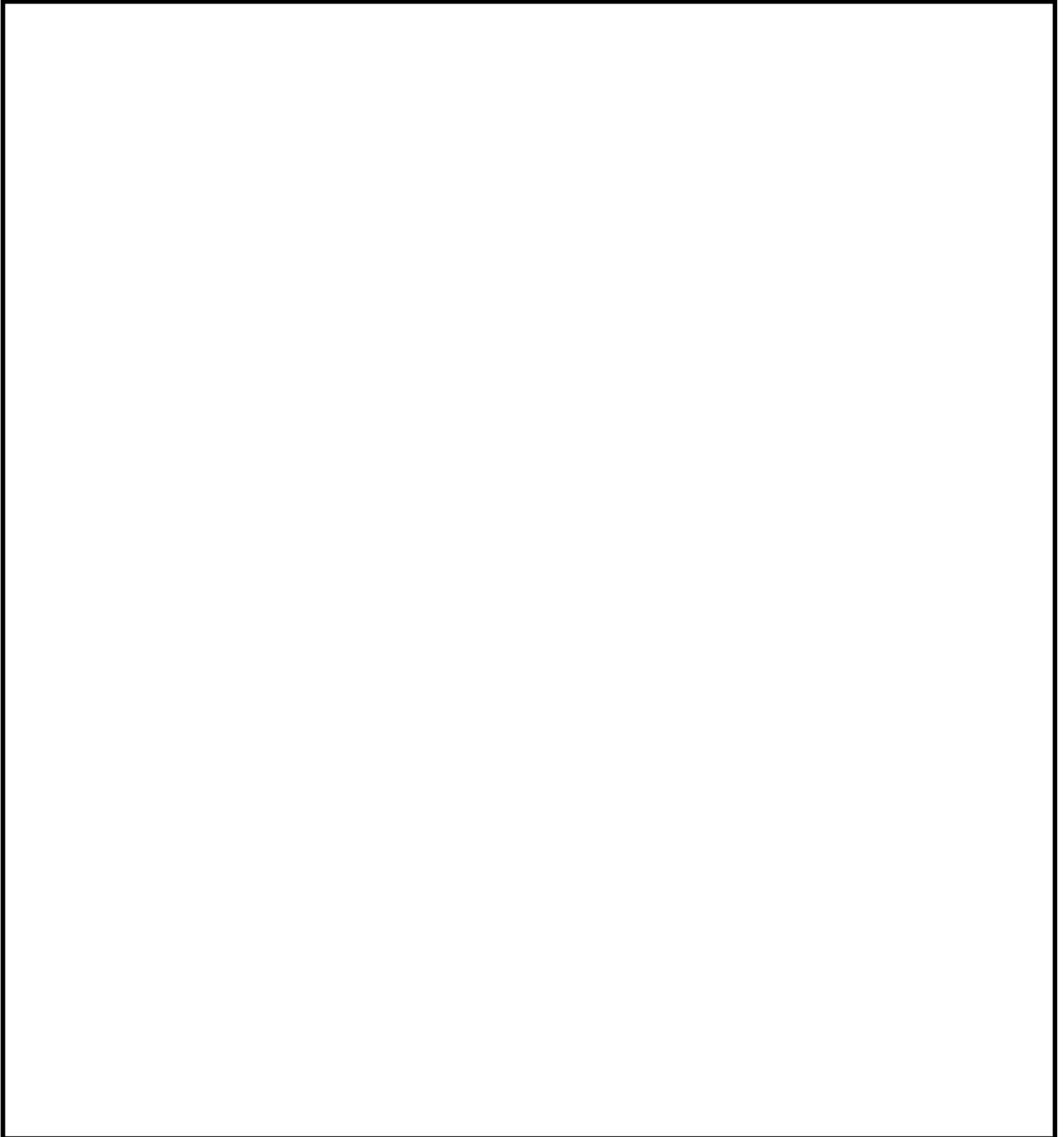
フロントライン系故障時の対応手段
 ① 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱
 ② 耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱
 サポート系故障時の対応手段
 ③ 緊急用海水系による除熱
 ④ 代替残留熱除去系海水系による除熱



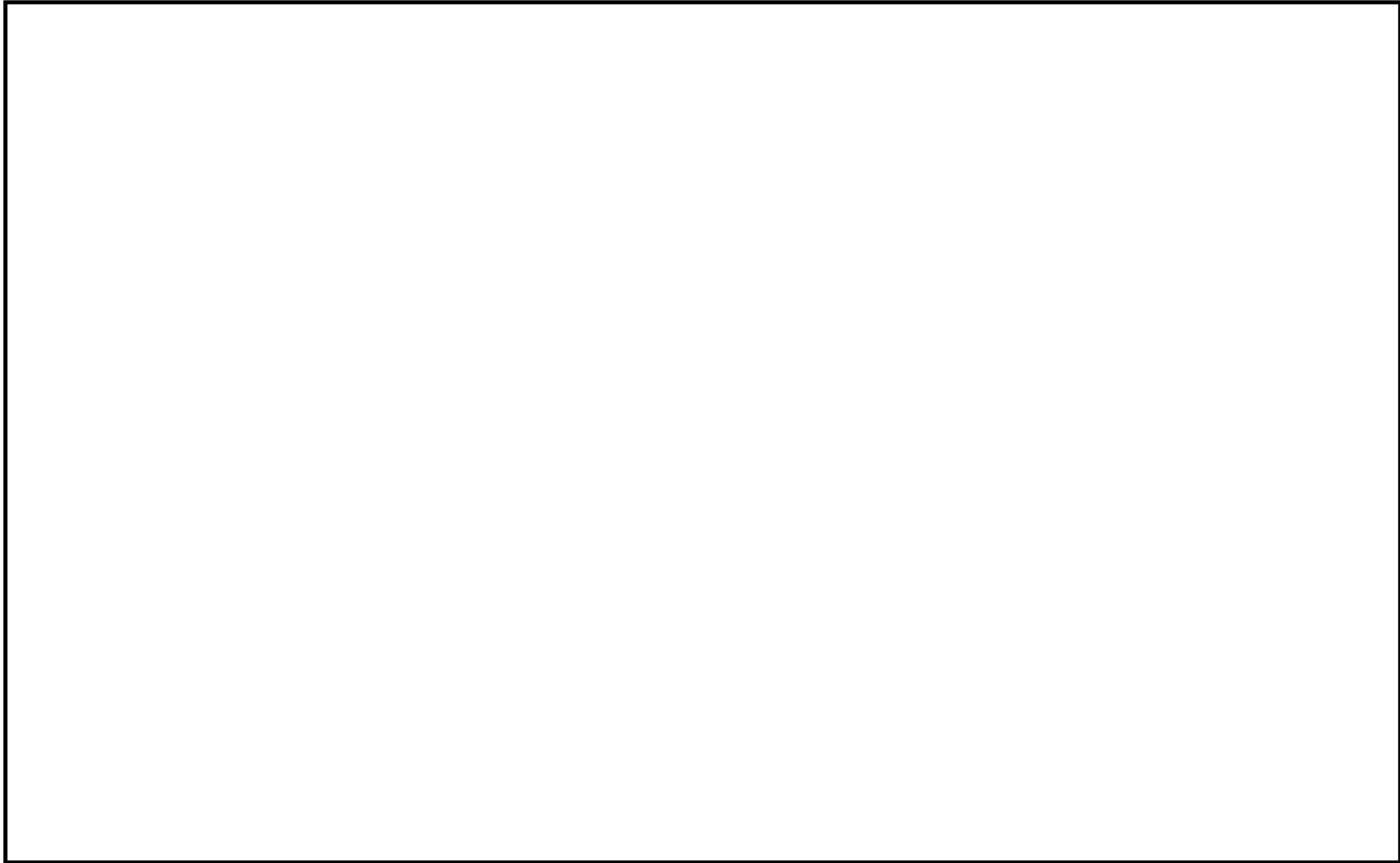
第1.5-1図 機能喪失原因対策分析



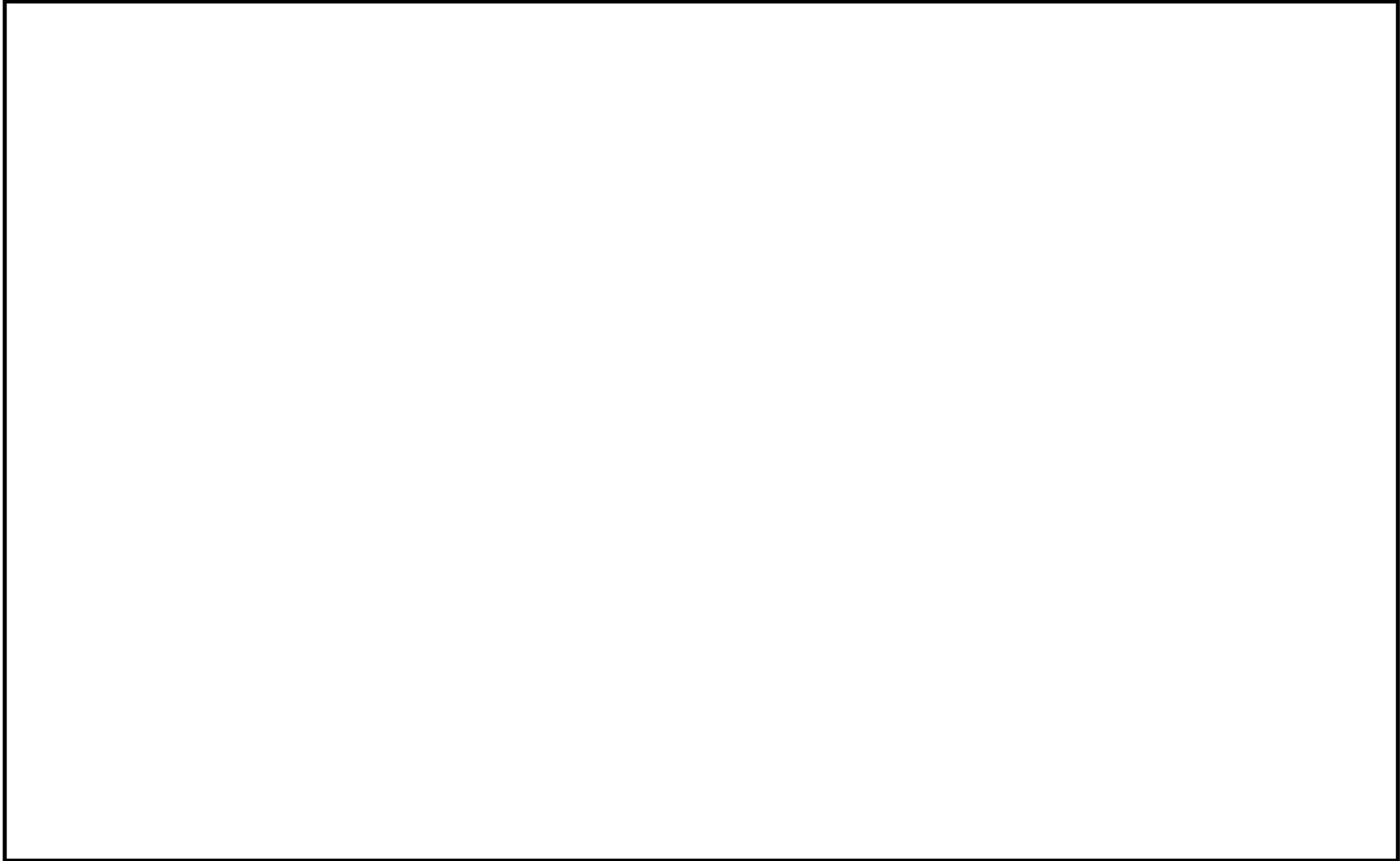
第1.5-2図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）格納容器制御 「PCV圧力制御」における対応フロー



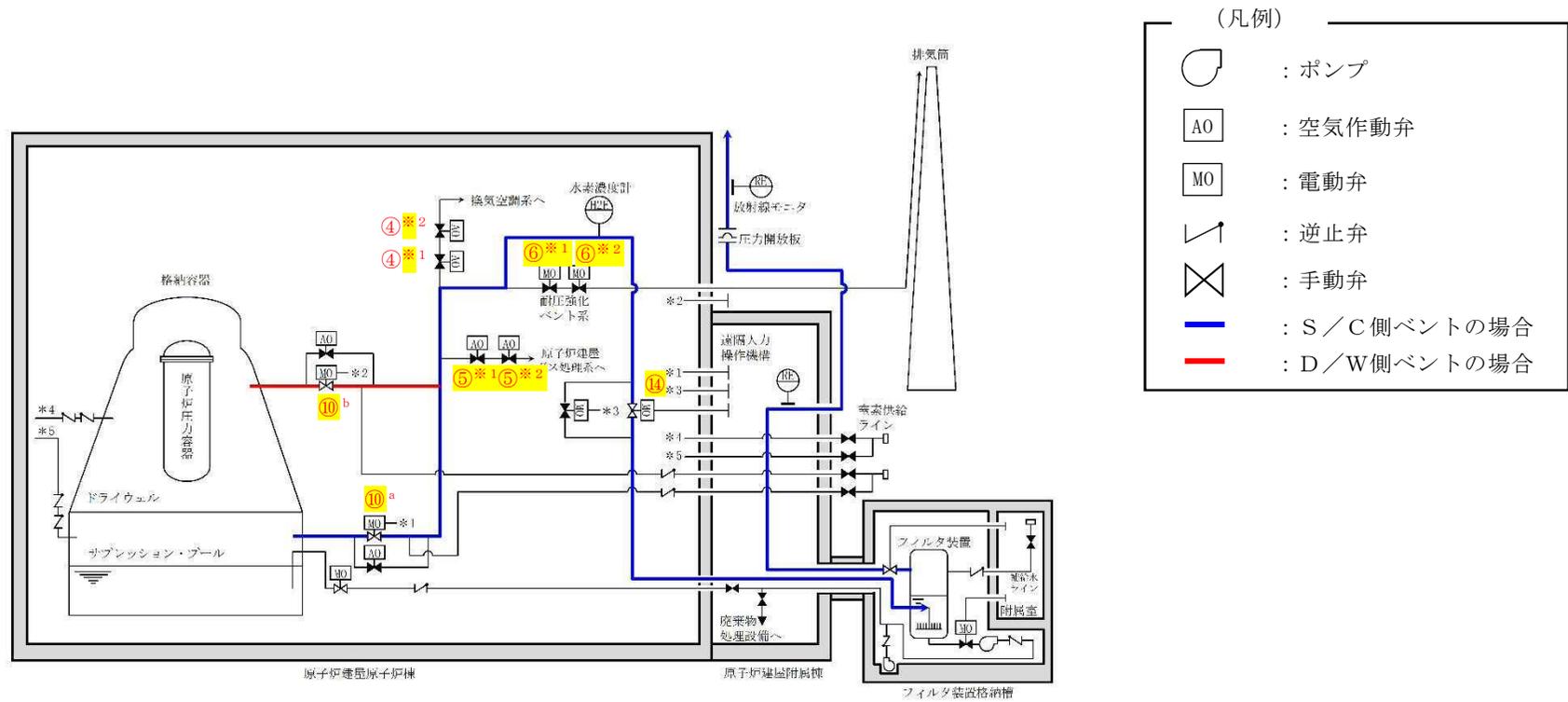
第1.5-3図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）格納容器制御 「S/P水位制御」における対応フロー



第1.5-4図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）格納容器制御 「S/P温度制御」における対応フロー



第1.5-5図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）格納容器制御 「D/W温度制御」における対応フロー



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※ ¹	換気空調系一次隔離弁	⑥※ ²	耐圧強化ベント系二次隔離弁
④※ ²	換気空調系二次隔離弁	⑩ ^a	一次隔離弁 (S/C側)
⑤※ ¹	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑩ ^b	一次隔離弁 (D/W側)
⑤※ ²	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑭	二次隔離弁
⑥※ ¹	耐圧強化ベント系一次隔離弁		

記載例 ① : 操作手順番号を示す。
a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。
※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

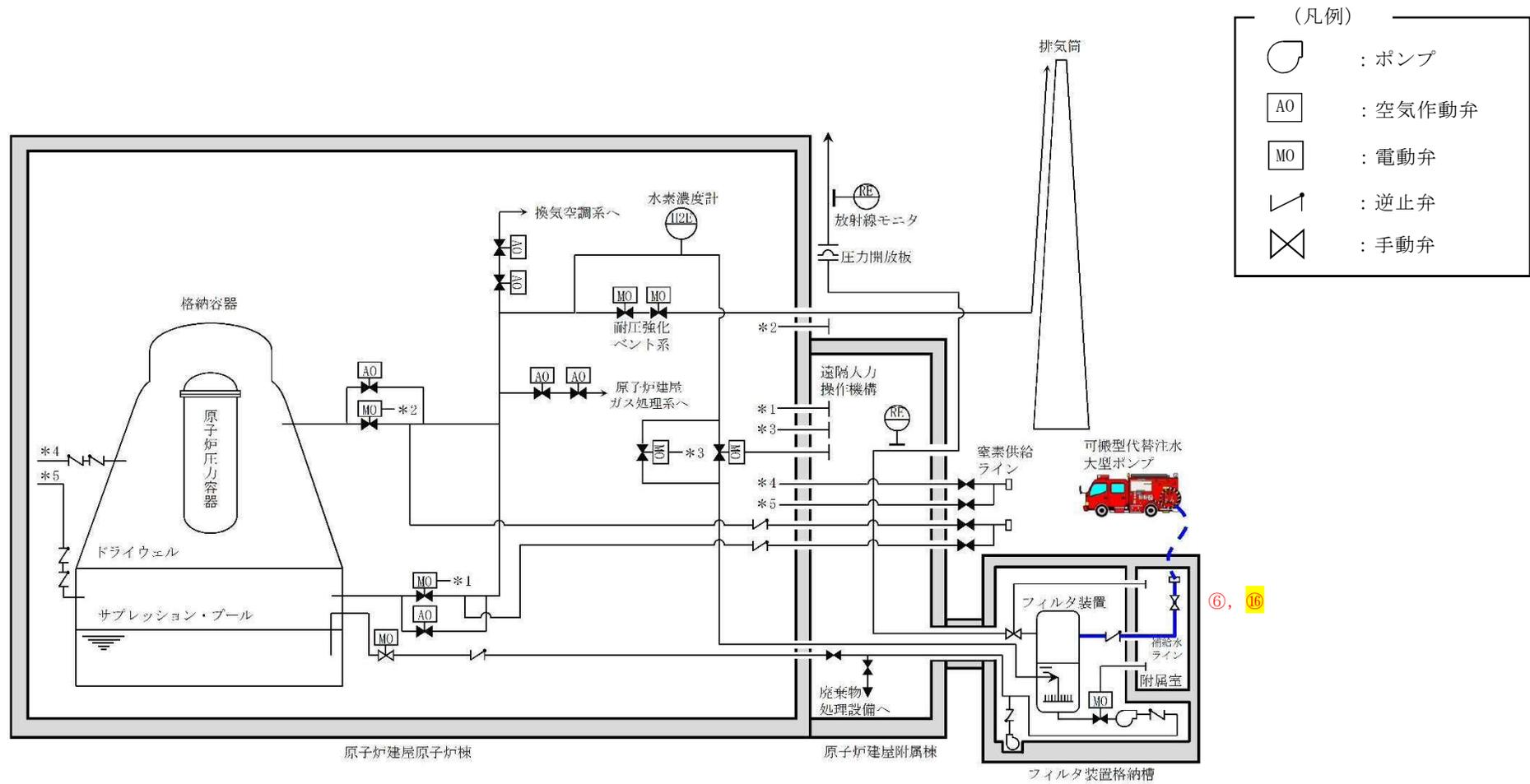
第1.5-6図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 概要図

		経過時間(分)									備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断									
		5分 格納容器ベント準備完了									
格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (格納容器ベント準備: S/C型ベントの場合)	運転員A (中央制御室)	1									系統構成

		経過時間(分)									備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断									
		5分 格納容器ベント準備完了									
格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (格納容器ベント準備: D/W型ベントの場合)	運転員A (中央制御室)	1									系統構成

		経過時間(分)									備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント判断									
		5分 格納容器ベント									
格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱	運転員A (中央制御室)	1									格納容器ベント開始操作

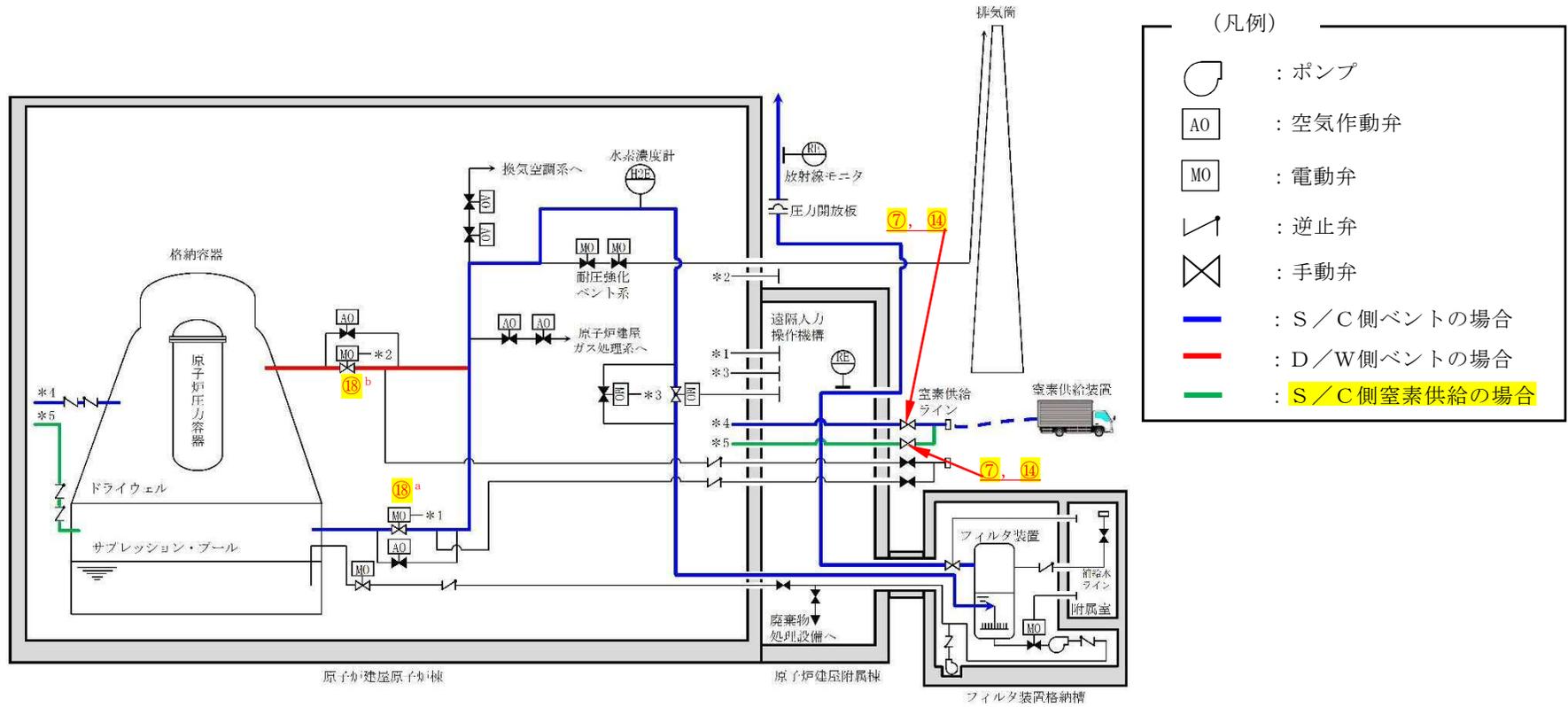
第1.5-7図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート



操作手順	弁名称
⑥, ⑯	フィルタ装置補給水ライン元弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

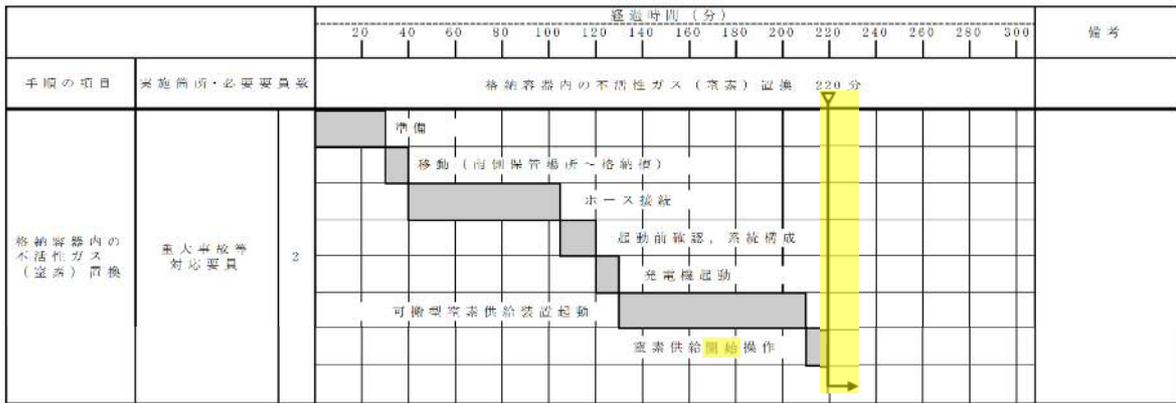
第1.5-8図 フィルタ装置スクラビング水補給 概要図



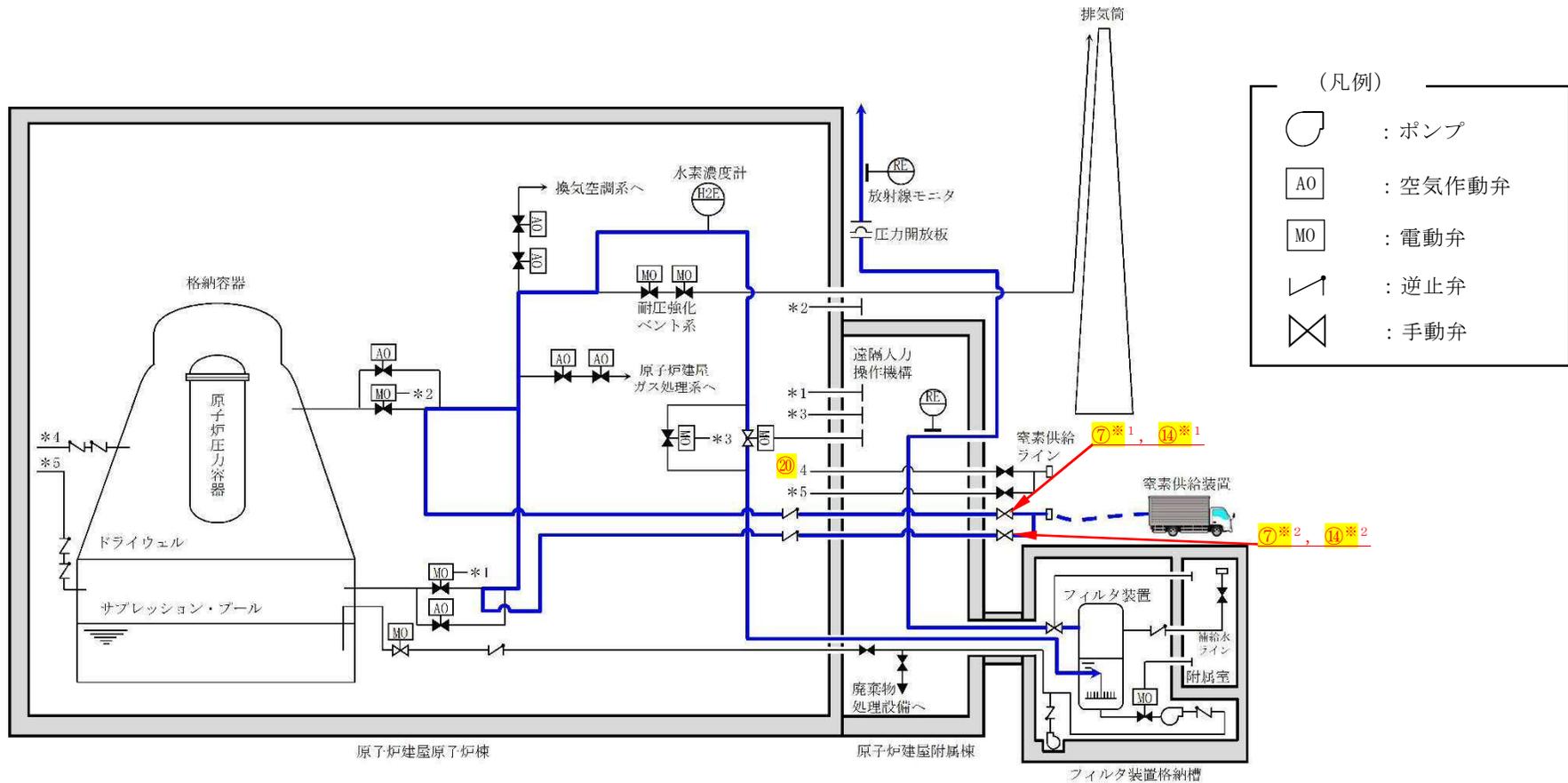
操作手順	弁名称
⑦, ⑭	窒素供給ライン元弁 (D/W側又はS/C側)
⑱ ^a	一次隔離弁 (S/C側)
⑱ ^b	一次隔離弁 (D/W側)

記載例 ① : 操作手順番号を示す。
 a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。

第1.5-10図 格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 概要図



第 1.5-11 図 格納容器内の不活性ガス(窒素)置換 タイムチャート

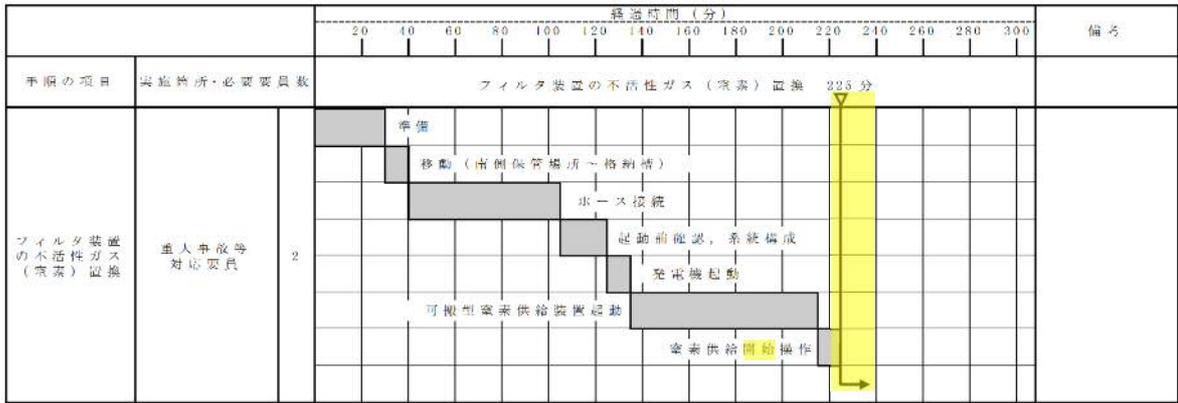


操作手順	弁名称
⑦※1, ※2, ⑭※1, ※2	フィルタ装置窒素供給ライン元弁
⑳	二次隔離弁

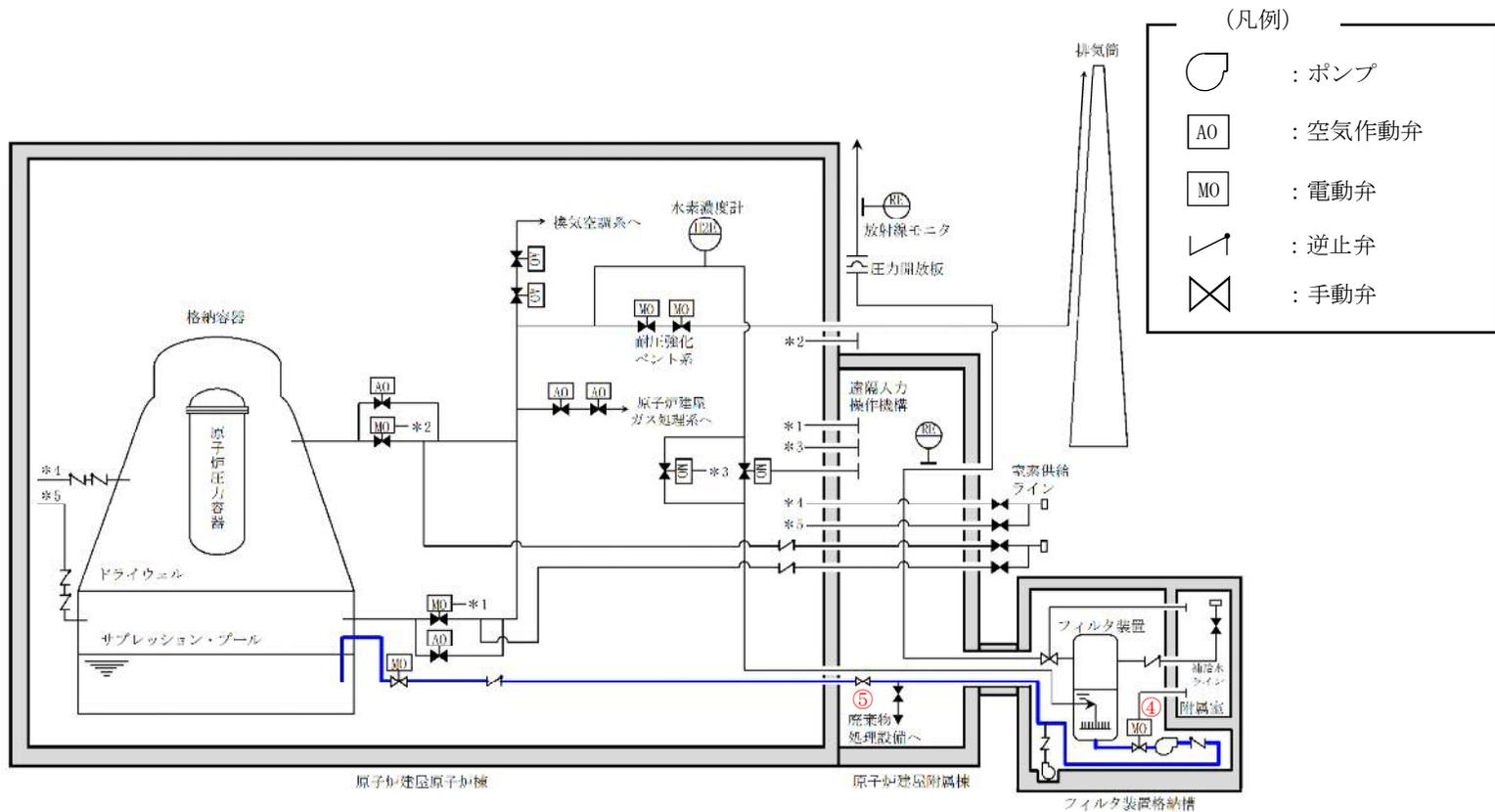
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第 1.5-12 図 フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換 概要図



第1.5-13図 フィルタ装置の不活性ガス(窒素)置換 タイムチャート



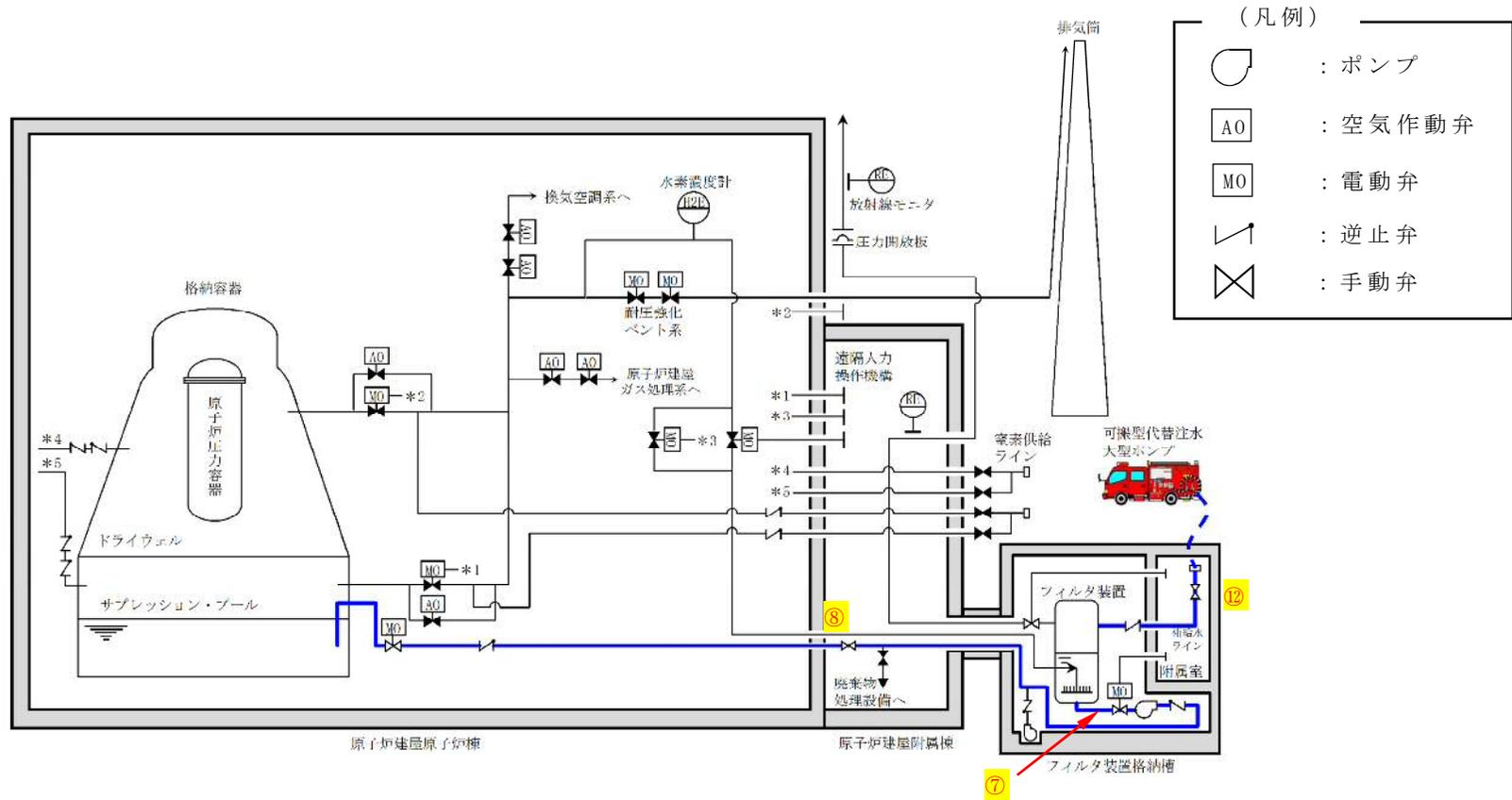
操作手順	弁名称
④	フィルタ装置移送ポンプ入口側止め弁
⑤	フィルタ装置ドレン移送ライン切替え弁 (S/C側)

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.5-14図 フィルタ装置スクラビング水移送 概要図

		経過時間 (分)															備考	
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75		
手順の項目	実施箇所・必要要員数	フィルタ装置スクラビング水移送 64分																
フィルタ装置スクラビング水移送	運転員A (中央制御室)	1															初期操作	
	運転員C, D (現場)	2															移動, 系統解成	

第1.5-15図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート



操作手順	弁名称
⑦	フィルタ装置移送ポンプ入口側止め弁
⑧	フィルタ装置ドレン移送ライン切替え弁 (S/C側)
⑫	フィルタ装置補給水ライン元弁

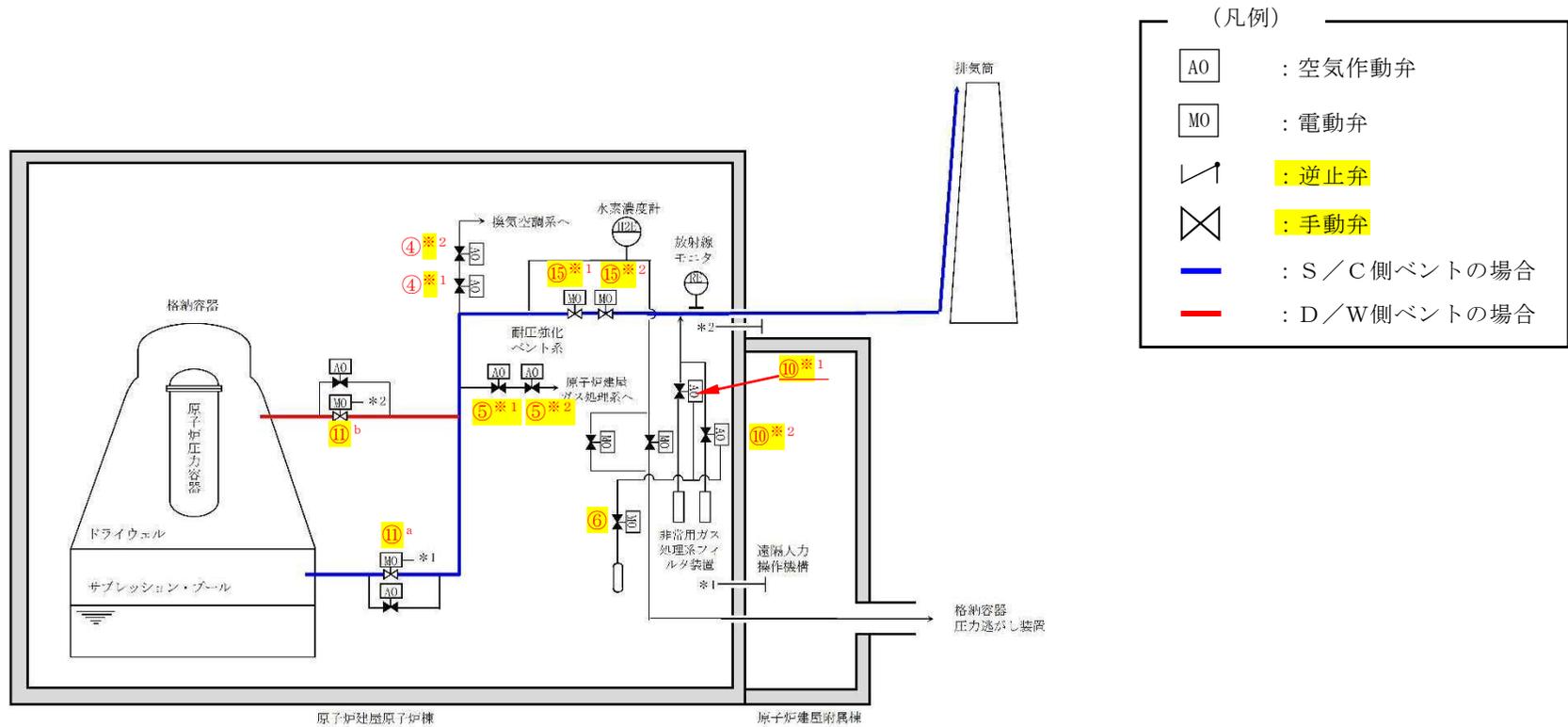
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第 1.5-16 図 フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄 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		
下順の項目	実施箇所・必要要員数	フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄 174分																			
フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄 (南廻りルートでホースを敷設した場合)	運転員A (中央制御室)	1																		起動操作	
	運転員C, D (現場)	2																		移動, 系統構成	
	車大事故等 対応要員	8																		準備 移動(南側保管場所~多目的タンク) ポンプ設置 ホース敷設 ホース接続 送水準備, 送水開始操作(密1)	多目的タンクからの送水

※1: 西廻りルートでホースを敷設した場合, フィルタ装置への送水開始まで130分以内と想定する。

第1.5-17図 フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄 タイムチャート



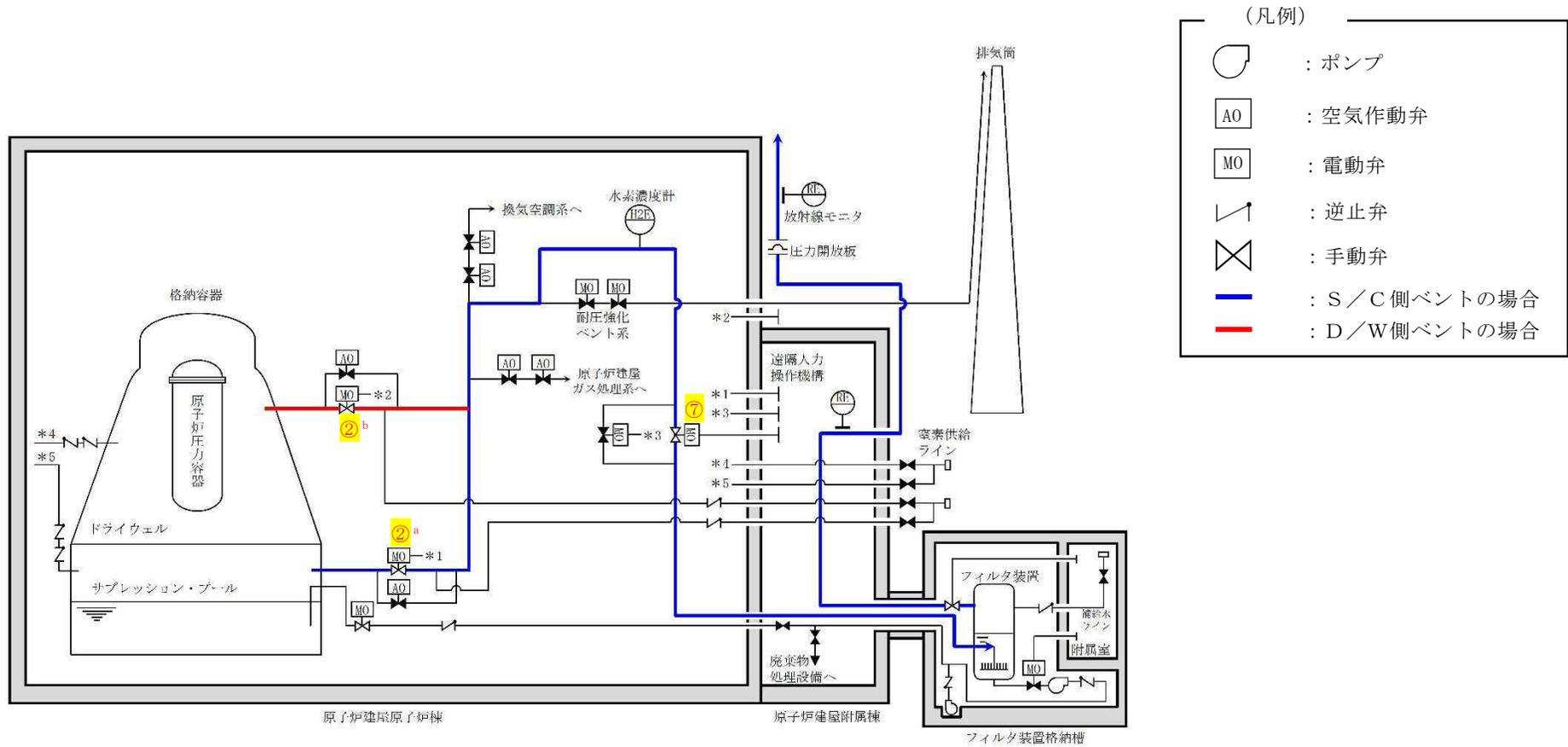
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④ ^{※1}	換気空調系一次隔離弁	⑩ ^{※2}	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁B
④ ^{※2}	換気空調系二次隔離弁	⑪ ^a	一次隔離弁 (S/C側)
⑤ ^{※1}	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑪ ^b	一次隔離弁 (D/W側)
⑤ ^{※2}	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑮ ^{※1}	耐圧強化ベント系一次隔離弁
⑥	バックアップ窒素供給弁	⑮ ^{※2}	耐圧強化ベント系二次隔離弁
⑩ ^{※1}	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁A		

記載例 ① : 操作手順番号を示す。
 a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。
 ※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第 1.5-18 図 耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱 概要図

		経過時間 (分)															備考		
		2	4	6	8	10	12	14	16	18									
手順の項目	実施箇所・必要要員数	耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱 15分																	
耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱	運転員A (中央制御室)	1	健全性確認																
			系統構成																
			次隔離弁開操作																
			炉心健全確認																
			耐圧強化ベント閉鎖操作																

第1.5-19図 耐圧強化ベント系による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	操作手順	弁名称
② ^a	一次隔離弁 (S/C側)	⑦	二次隔離弁
② ^b	一次隔離弁 (D/W側)		

記載例 ① : 操作手順番号を示す。
 a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。

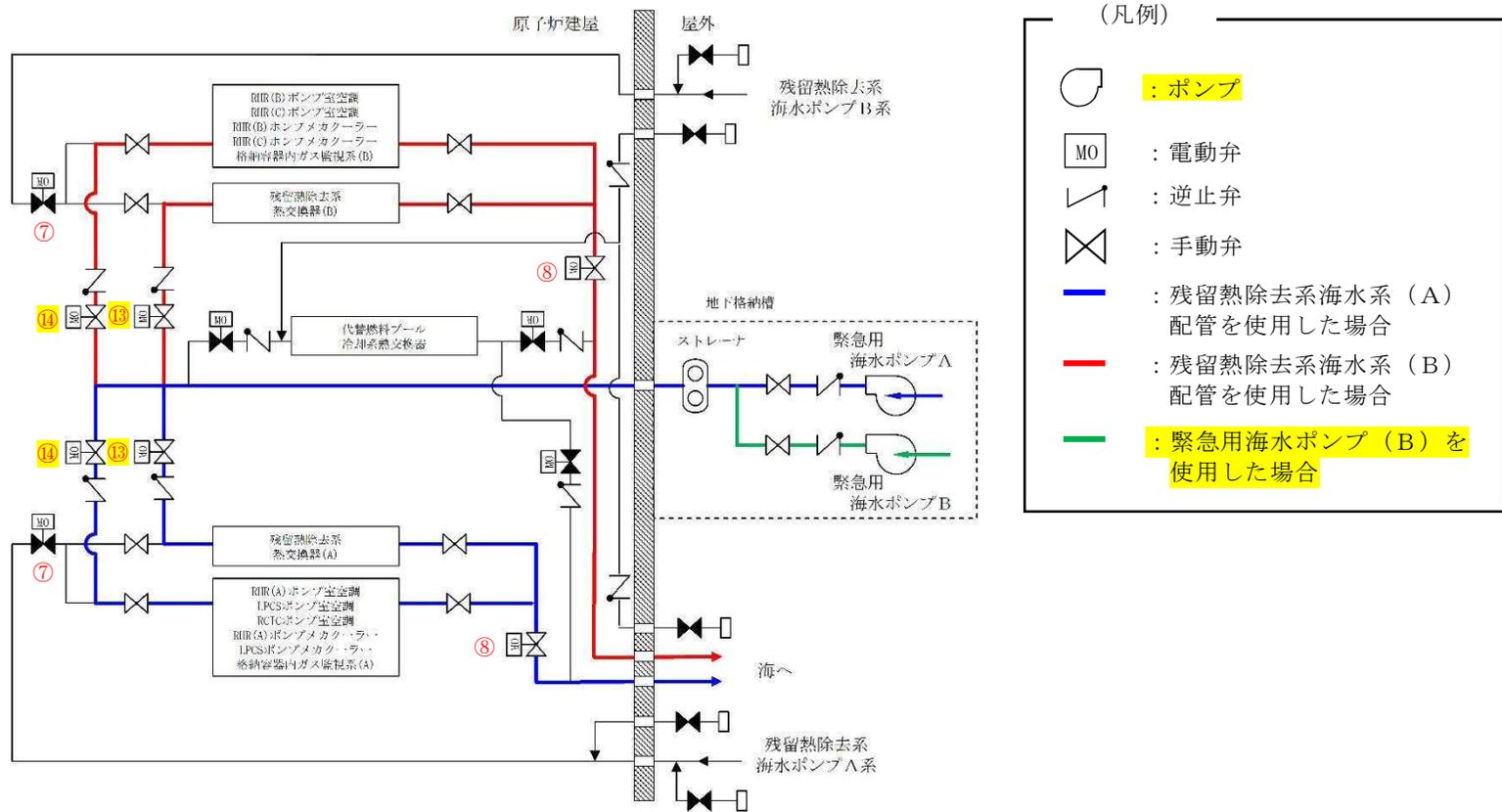
第 1.5-20 図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図

		経過時間(分)														備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断														
		格納容器ベント準備完了 125分														
格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (格納容器ベント準備: S/C値P_{vent}の場合)	運転員C, D, E (現場)	8	移動											格納容器ベント準備完了		
			系統構成													

		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	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断														
		格納容器ベント準備完了 140分														
格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (格納容器ベント準備: D/W値P_{vent}の場合)	運転員C, D, E (現場)	3	移動											格納容器ベント準備完了		
			系統構成													

		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	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント判断														
		75分 格納容器ベント														
格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)	重大事故等 対応要員	3	移動											格納容器ベント開始操作		
			格納容器ベント開始操作													

第1.5-21図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱
(現場操作) タイムチャート



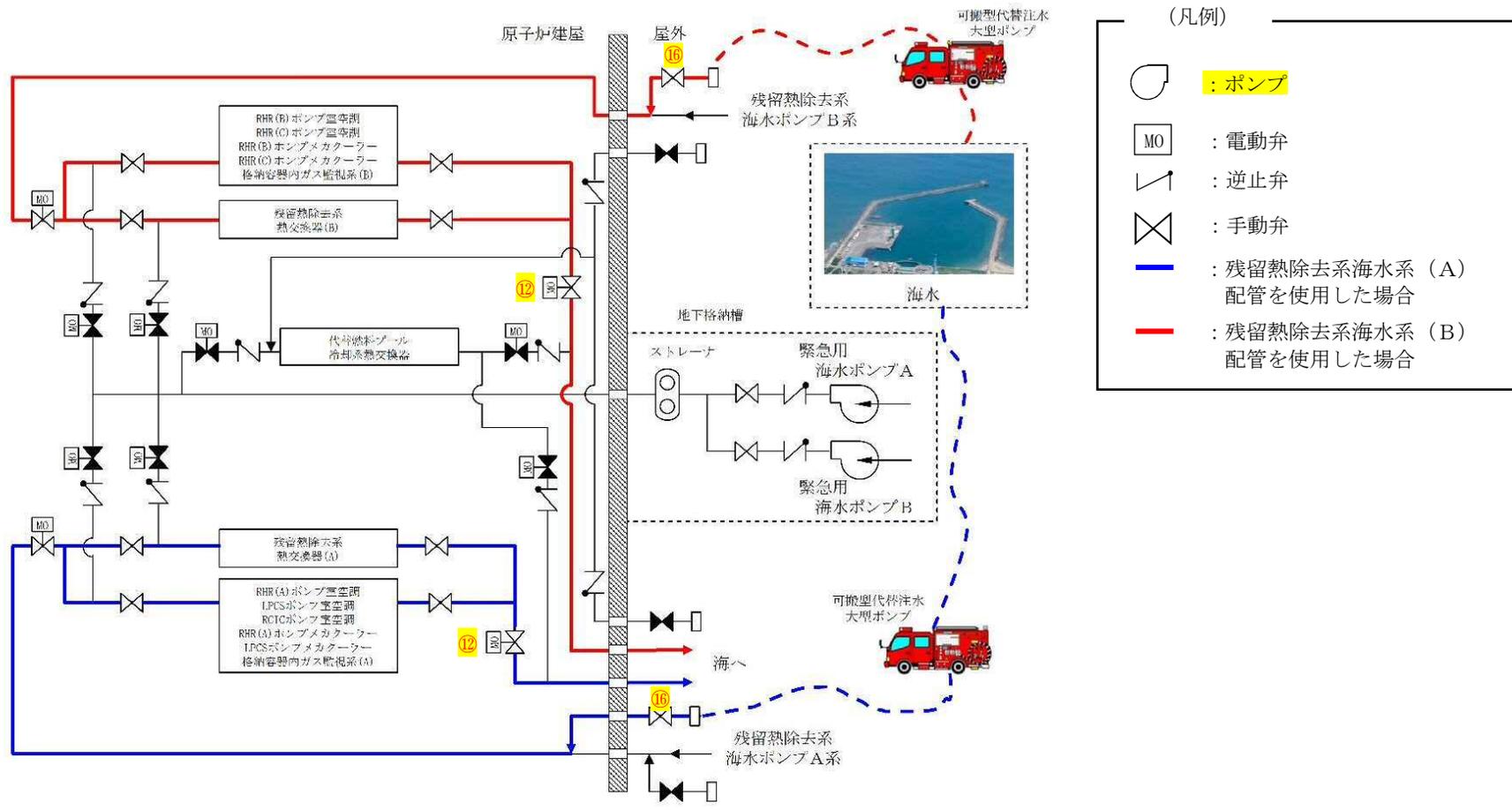
操作手順	弁名称
⑦	残留熱除去系-緊急用海水系系統分離弁 (A) 系又は残留熱除去系-緊急用海水系系統分離弁 (B) 系
⑧	残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁又は残留熱除去系熱交換器 (B) 海水流量調整弁
⑬	緊急用海水系RHR (A) 系熱交換器隔離弁又は緊急用海水系RHR (B) 系熱交換器隔離弁
⑭	緊急用海水系RHR (A) 系補機隔離弁又は緊急用海水系RHR (B) 系補機隔離弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.5-22図 緊急用海水系による冷却水 (海水) の確保 概要図

		経過時間(分)												備考	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
手順の項目	実施箇所・必要要員数	緊急用海水系による冷却水の確保 20分													
緊急用海水系による冷却水(海水)の確保	運転員A (中央制御室)	1	準備			系統構成						冷却水供給開始操作			

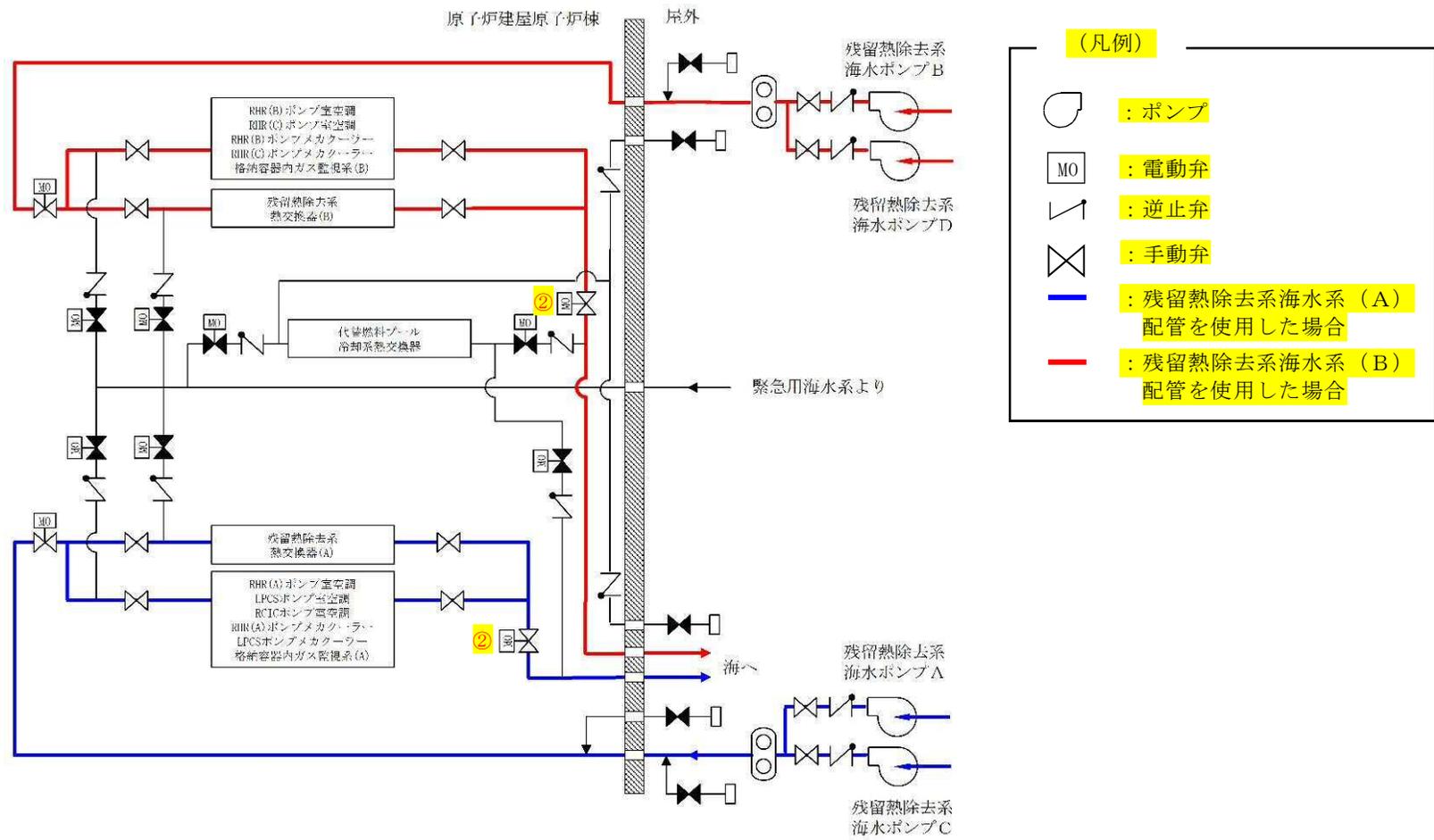
第1.5-23図 緊急用海水系による冷却水(海水)の確保 タイムチャート



操作手順	弁名称
⑫	残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁又は残留熱除去系熱交換器 (B) 海水流量調整弁
⑬	接続口付属の弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

第1.5-24図 代替残留熱除去系海水系による冷却水 (海水) の確保 概要図

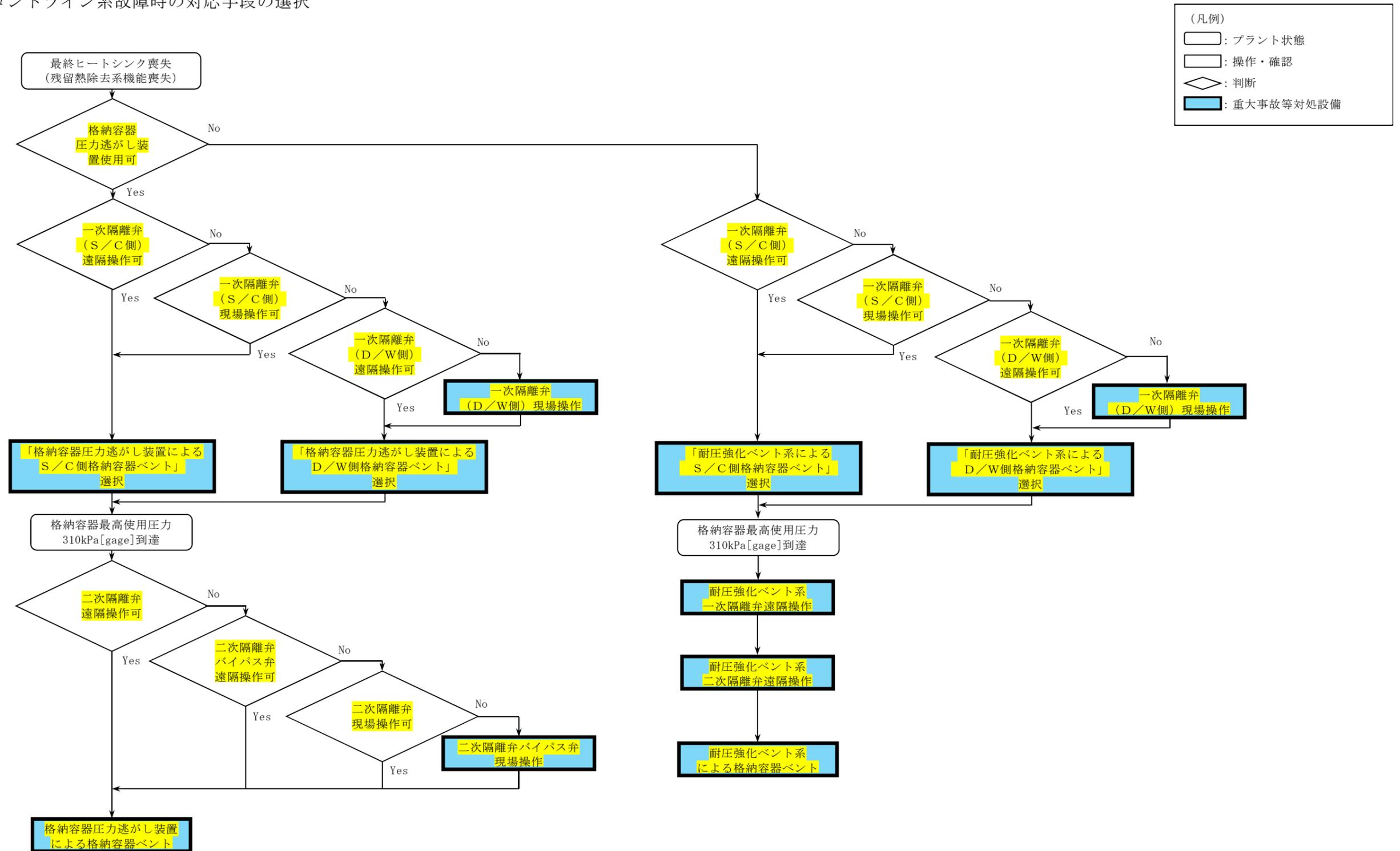


操作手順	弁名称
②	残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁又は残留熱除去系熱交換器 (B) 海水流量調整弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

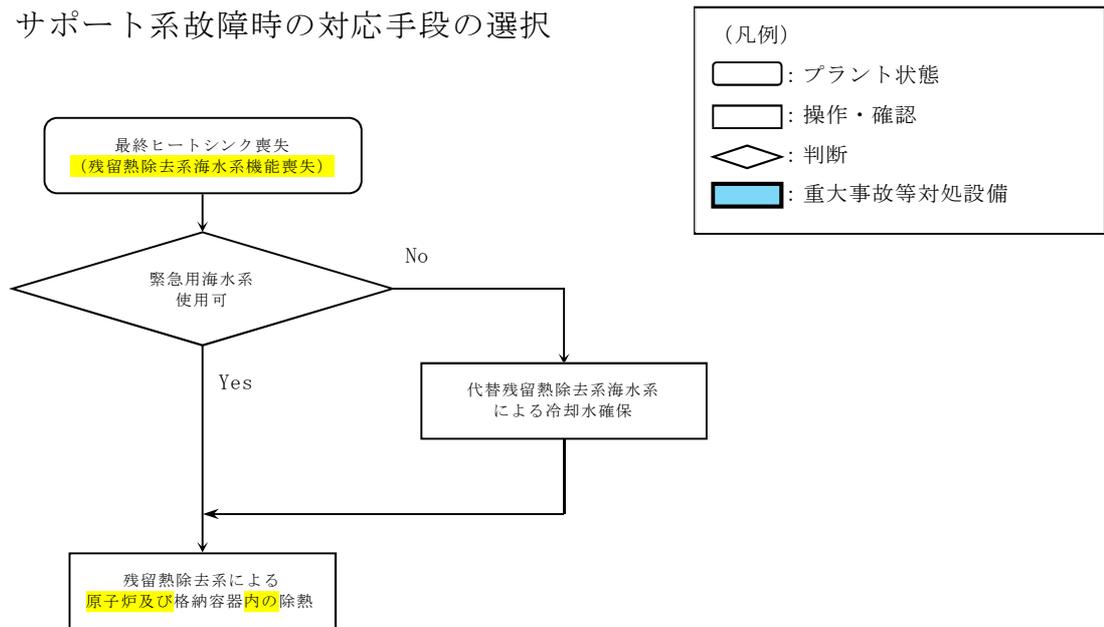
第1.5-26図 残留熱除去系海水系による冷却水 (海水) の確保 概要図

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



第1.5-27図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/2)

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第1.5-27図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/2)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（1/4）

技術的能力審査基準（1.5）	番号	設置許可基準規則（第48条）	技術基準規則（第63条）	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	③
<p>【解釈】 1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第48条に規定する「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第63条に規定する「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 炉心損傷防止 a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク（UHS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p>	②	<p>a) 炉心の著しい損傷等を防止するため、重大事故防止設備を整備すること。</p>	<p>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>	④
		<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>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>	⑤
		<p>c) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンクシステム（UHSS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p>	<p>c) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンクシステム（UHSS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p>	⑥
		<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>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>	⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/4)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	新設 既設	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	対応可能な人数 で対応可能	備考
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)	既設	① ③	■	■	■	■	■	■
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 及び格納容器スプレッション・プール冷却系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱	残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)	既設	① ③	■	■	■	■	■	■
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	既設							
残留熱除去系海水系による除熱	残留熱除去系海水ポンプ	既設	① ③	■	■	■	■	■	■
	残留熱除去系海水配管・弁・熱交換器・海水ストレーナ	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	貯留堰	新設							
	取水路	既設							

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/4)

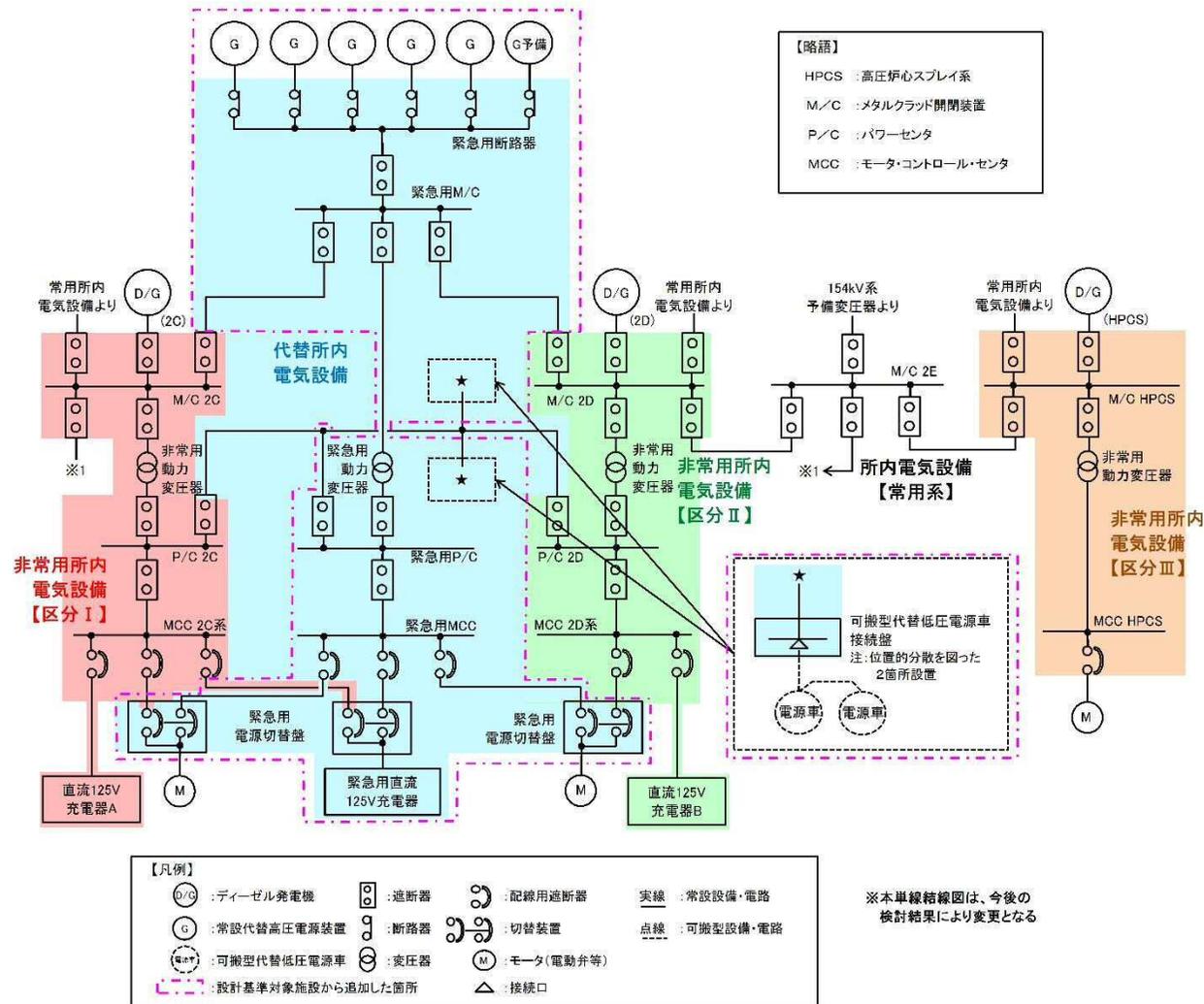
■：重大事故等対処設備 ■：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
格納容器圧力逃がし装置 による減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保	可搬型代替注水大型ポンプ	可搬	180分以内	9名	自主対策とする理由は本文参照
					ホース	可搬			
残留熱除去系海水系配管・弁・熱交換器	常設								
可搬型設備用軽油タンク	常設								
タンクローリ	可搬								
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	常設								
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	常設								
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	常設								
SA用海水ピット取水塔	常設								
海水引込み管	常設								
耐圧強化ベント系による減圧及び除熱	耐圧強化ベント系配管・弁	既設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	SA用海水ピット	常設				
	格納容器	既設		海水引込み管	常設				
	不活性ガス系（S/C）配管・弁	新設 既設		SA用海水ピット	常設				
	不活性ガス系（D/W）配管・弁	新設 既設		常設代替交流電源設備	常設				
	非常用ガス処理系配管・弁	新設 既設		燃料補給設備	常設				
	真空破壊弁（S/C→D/W）	既設							
	非常用ガス処理系排気筒	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							
	常設代替直流電源設備	新設							
格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構による現場操作	遠隔人力操作機構	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-

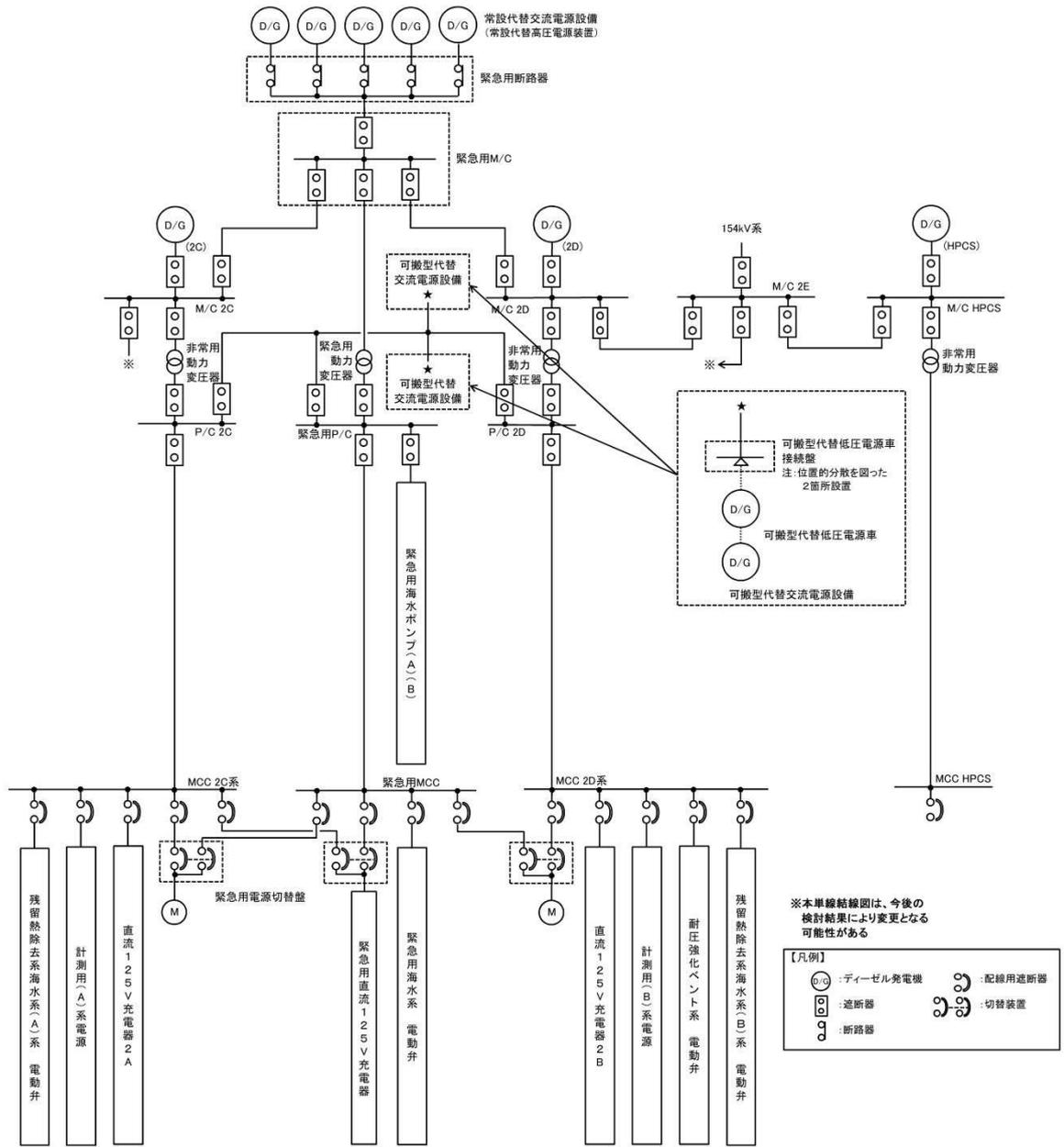
審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (4/4)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

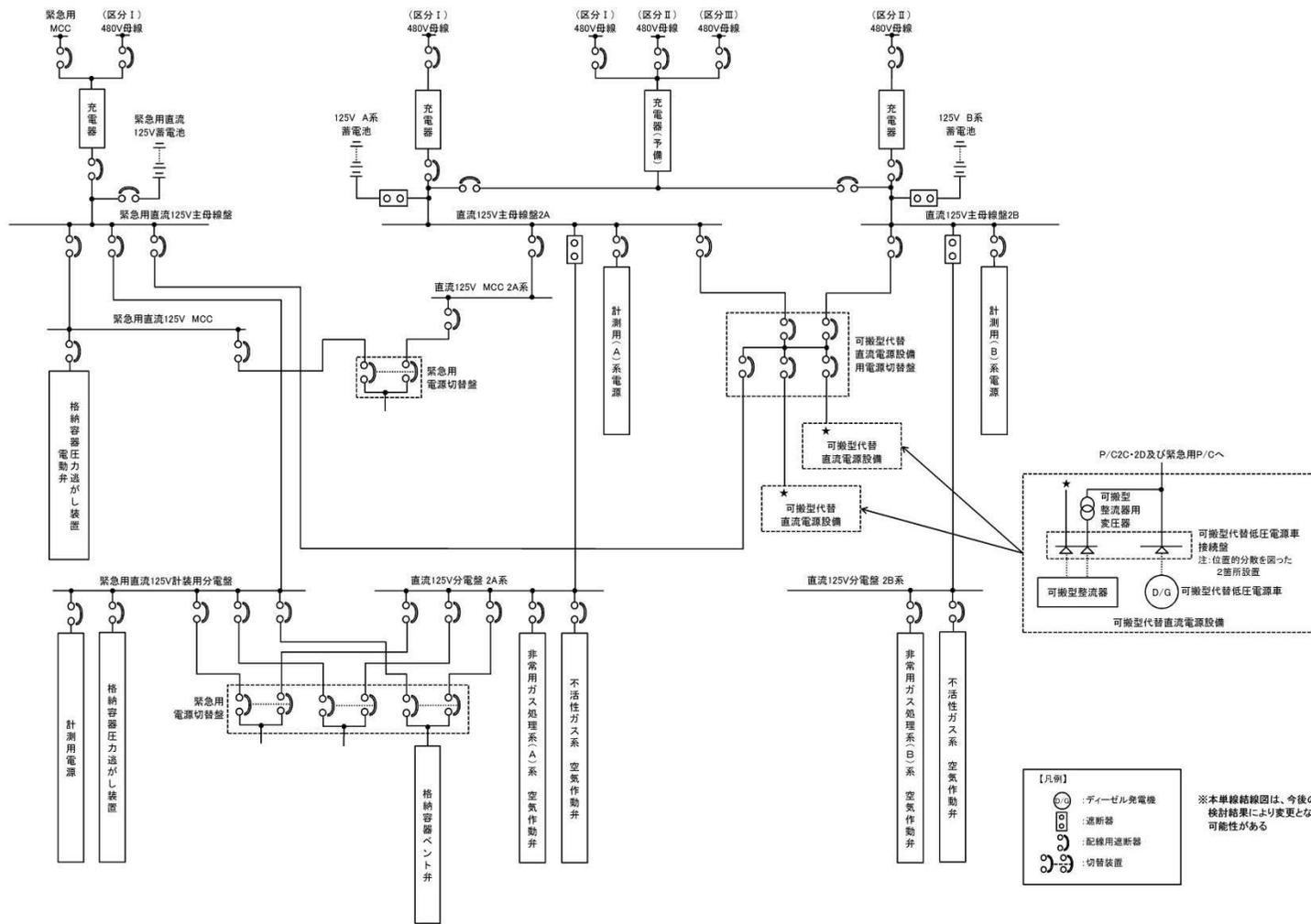
重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	新設 既設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内 に使用可能	対応可能な人 数で対応可能	備考
緊急用海水系による除熱	緊急用海水ポンプ	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	-	-	-	-	-	-
	緊急用海水系配管・弁・ストレーナ	新設							
	残留熱除去系海水系配管・弁・熱交換器	既設							
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)	既設							
	残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)	既設							
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	既設							
	S A用海水ピット取水塔	新設							
	海水引込み管	新設							
	緊急用海水取水管	新設							
	緊急用海水ポンプピット	新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
燃料補給設備	新設								



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱

(1) 格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構による現場操作による格納容器ベント

a. 操作概要

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。中央制御室から遠隔にて格納容器圧力逃がし装置の操作ができない場合に、遠隔人力操作機構により操作を実施する。

b. 作業場所

一次隔離弁（S/C側）：原子炉建屋附属棟（二次格納施設外）

一次隔離弁（D/W側）：原子炉建屋附属棟（二次格納施設外）

二次隔離弁：原子炉建屋廃棄物処理棟（二次格納施設外）

二次隔離弁バイパス弁：原子炉建屋廃棄物処理棟（二次格納施設外）

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格納容器内の除熱及び減圧に必要な要員数、所要時間のうち、電動弁の遠隔人力操作機構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　：6名（現場運転員3名，重大事故等対応要員3名）

所要時間目安（当該設備は，設置未完のため実績時間なし）

一次隔離弁（S/C側）：格納容器ベント準備を判断してから 125 分

以内

一次隔離弁（D/W側）：格納容器ベント準備を判断してから 140 分
以内

二次隔離弁：格納容器ベント判断から 75 分以内

d. 操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト又はLEDライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。現場操作員の放射線防護を考慮し、遠隔人力操作機構は、二次格納施設外に設置している。また、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、綿手袋、ゴム手袋）を装備または携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており、夜間においても接近可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。

(2) フィルタ装置スクラビング水補給

a. 操作概要

格納容器ベント操作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、フィルタ装置のスクラビング水補給を実施する。

b. 作業場所

フィルタ装置格納槽近傍屋外又はフィルタ装置格納槽附属室

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給に必要な要員数（8名）、所要時間（170分以内）のうち、最長時間を要する多目的タンクから接続口を使用した送水に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：170分以内（当該設備は、設置未完のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトにより、夜間における作業性を確保する。また、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、綿手袋、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、ヘッドライト及びLED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：可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は、専用の結合金具を使用して容易に接続可能とする。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する。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース脱着訓練



東海港での送水訓練

(ホース敷設)



車両操作訓練（ポンプ起動）



夜間での送水訓練
（ホース敷設）



放射線防護具装着による送水訓練
（ホース敷設）



放射線防護具装着による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

(3) 格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

a. 操作概要

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する水素により系統内の水素濃度が上昇するため、系統内の水素濃度が可燃限界を超えないように窒素を供給する。

b. 作業場所

原子炉建屋附属棟東側屋外

c. 必要要員数及び操作時間

格納容器ベント停止時の格納容器内の不活性ガス（窒素）置換に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名（重大事故等対応要員2名）

所要時間目安 : 220分以内（当該設備は、設備未設置のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境 : 車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトにより、夜間における作業性を確保している。また、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、綿手袋、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、ヘッドライト及びLED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 : ホースの接続は汎用の結合金具であり、容易に操作可能とする。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する。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。

(4) フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換

a. 操作概要

格納容器ベント停止後において、排気中に含まれる可燃性ガス及び水の放射線分解により発生する水素により系統内の水素濃度が上昇するため、系統内の水素濃度が可燃限界を超えないように窒素を供給する。

b. 作業場所

原子炉建屋附属棟東側屋外

c. 必要要員数及び操作時間

格納容器ベント停止時のフィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名（重大事故等対応要員2名）

所要時間目安 : 225分以内（当該設備は、設備未設置のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境 : 車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトにより、夜間における作業性を確保している。また、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、綿手袋、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、ヘッドライト及びLED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 : ホースの接続は汎用の結合金具であり、容易に操作可能とする。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する。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。

(5) フィルタ装置スクラビング水移送

a. 操作概要

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・プールへの移送を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟（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ビング水移送に必要な要員数（3名）、所要時間（54分以内）のうち、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：50分以内（当該設備は、設備未設置のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

(6) フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗淨

a. フィルタ装置スクラビング水移送ライン系統構成

(a) 操作概要

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、スクラビング水移送ラインの洗淨を実施する。

(b) 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟（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ビング水移送ライン洗淨に必要な要員数（11名）、所要時間（174分以内）のうち、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：50分以内（当該設備は、設備未設置のため実績時間なし）

(d) 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

b. 可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給

(a) 操作概要

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、スクラビング水移送ラインの洗浄を実施する。

(b) 作業場所

フィルタ装置格納槽近傍屋外又はフィルタ装置格納槽附属室

(c) 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給に必要な要員数（11名）、所要時間（174分以内）のうち、最長時間を要する取水箇所から接続口を使用した送水に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安 : 170分以内（当該設備は、設置未完のため実績時間なし）

(d) 操作の成立性について

作業環境 : 車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトにより、夜間における作業性を確保している。また、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、綿手袋、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、ヘッドライト及びLED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 : 可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は、専用の

結合金具を使用して容易に接続可能とする。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する。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。

2. 代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保

(1) 可搬型代替注水大型ポンプによる送水（海水）

a. 操作概要

代替残留熱除去系海水系により残留熱除去系海水系へ冷却水の供給を行う。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋附属棟東側及び西側周辺，取水箇所（S A用海水ピット）周辺）

c. 必要要員数及び操作時間

代替残留熱除去系海水系による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（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：180分以内（当該設備は，設置未完のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，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，ヘッドライト及びLED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：送水ホース等の接続は速やかに作業ができるよう可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及び送水ホースを配備する。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する。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース脱着訓練



東海港での送水訓練
(ホース敷設)



東海港での送水訓練
(水中ポンプユニット設置)



車両操作訓練 (ポンプ起動)



夜間での送水訓練
(ホース敷設)



放射線防護具装着による送水訓練
(ホース敷設)



放射線防護具装着による送水訓練
(水中ポンプユニット設置)

解釈一覧

判断基準の解釈一覧 (1/2)

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格納容器内の減圧及び除熱 (a) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱	サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合。 原子炉圧力容器温度で300℃以上	サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合。 原子炉圧力容器温度で300℃以上
		(b) フィルタ装置スクラビング水補給	フィルタ装置水位指示値が1,500mmを下回ると判断した場合。	フィルタ装置水位指示値が1,500mmを下回ると判断した場合。
		(c) 格納容器内の不活性ガス（窒素）置換	残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が復旧し、格納容器ベントを停止可能と判断した場合。	—
		(d) フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換	格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了し、一次隔離弁（S/C側又はD/W側）を閉じた場合。	—
		(e) フィルタ装置スクラビング水移送	フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換により、スクラビング水の温度が低下した場合において、移送ポンプが使用可能な場合。	—
		(f) フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄	フィルタ装置スクラビング水の移送が完了した場合。	—

判断基準の解釈一覧 (2/2)

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）	b. 耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合。	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合。
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度で300℃以上
	(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格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合。	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合。
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度で300℃以上
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. 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保	残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源の喪失により、残留熱除去系海水系を使用できない場合。	—
		b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保	残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源の喪失により残留熱除去系海水系を使用できない場合で、緊急用海水系が機能喪失した場合。	—
1.5.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順	(1) 残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保	—	残留熱除去系を使用した原子炉及び格納容器の除熱が必要な場合で、残留熱除去系海水系が使用可能な場合。	—

操作手順の解釈一覧 (1/4)

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 し装置による格納 容器内の減圧及び 除熱 (a) 格納容器圧力逃が し装置による格納 容器内の減圧及び 除熱	換気空調系一次隔離弁 換気空調系二次隔離弁	—
			原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁 原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	—
			耐圧強化ベント系一次隔離弁 耐圧強化ベント系二次隔離弁	—
			一次隔離弁 (S/C側)	—
			一次隔離弁 (D/W側)	—
			サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5m	サブプレッション・プール水位指示値が通常 水位+6.5m
			格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に到達	格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に 到達
			二次隔離弁	—
			二次隔離弁バイパス弁	—
			格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] 以下	格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] 以 下
		格納容器内温度指示値が200℃以下	格納容器内温度指示値が200℃以下	
		格納容器内水素濃度指示値が可燃限界未満	格納容器内水素濃度指示値が可燃限界未満	
		(b) フィルタ装置スク ラビング水補給	フィルタ装置補給水ライン元弁	—
			フィルタ装置水位指示値が通常値	—

操作手順の解釈一覧 (2/4)

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) 格納容器内の不 活性ガス(窒素)置 換	窒素供給ライン元弁 (D/W側又はS/C側)	—
			格納容器内の水素濃度又は酸素濃度指示値を確認し, 許 容値未満まで低下	—
			一次隔離弁 (S/C側)	—
			一次隔離弁 (D/W側)	—
		(d) フィルタ装置の不 活性ガス(窒素) 置換	フィルタ装置窒素供給ライン元弁	—
			フィルタ装置温度指示値が50℃以下	フィルタ装置温度指示値が50℃以下
			二次隔離弁	—
			二次隔離弁バイパス弁	—
		(e) フィルタ装置スク ラビング水移送	フィルタ装置移送ポンプ入口側止め弁	—
			フィルタ装置ドレン移送ライン切替え弁 (S/C側)	—
			フィルタ装置水位指示値が180mmまで低下	フィルタ装置水位指示値が180mmまで低下
		(f) フィルタ装置スク ラビング水移送ラ イン洗浄	フィルタ装置移送ポンプ入口側止め弁	—
	フィルタ装置ドレン移送ライン切替え弁 (S/C側)		—	
	フィルタ装置補給水ライン元弁		—	
	フィルタ装置水位指示値が180mmまで低下		フィルタ装置水位指示値が180mmまで低下	
	b. 耐圧強化ベント系 による格納容器内 の減圧及び除熱	換気空調系一次隔離弁 換気空調系二次隔離弁	—	
		原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁 原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	—	
		計器用空気系系統圧力指示値が0.52MPa [gage] 以下	計器用空気系系統圧力指示値が0.52MPa [gage] 以下	
		バックアップ窒素供給弁	—	

操作手順の解釈一覧 (3/4)

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)	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁 A 非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁 B	—
		一次隔離弁 (S/C側)	—
		一次隔離弁 (D/W側)	—
		格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に到達	格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に 到達
		耐圧強化ベント系一次隔離弁 耐圧強化ベント系二次隔離弁	—
		格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] 以下	格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] 以 下
		格納容器温度指示値が200℃以下	格納容器温度指示値が200℃以下
		格納容器内水素濃度指示値が可燃限界未満	格納容器内水素濃度指示値が可燃限界未満
	(2) 最終ヒートシンク (大気) への代替 熱輸送 (全交流動 力電源喪失の場 合)	一次隔離弁 (S/C側)	—
		一次隔離弁 (D/W側)	—
		サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5m	サブプレッション・プール水位指示値が通常 水位+6.5m
		格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に到達	格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] に 到達
		二次隔離弁	—
		二次隔離弁バイパス弁	—
		格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] 以下	格納容器内圧力指示値が310kPa [gage] 以 下
		格納容器温度指示値が200℃以下	格納容器温度指示値が200℃以下
格納容器内水素濃度指示値が可燃限界未満	格納容器内水素濃度指示値が可燃限界未満		
	b. 耐圧強化ベント系 による格納容器内 の減圧及び除熱		
	a. 格納容器圧力逃が し装置による格納 容器内の減圧及び 除熱 (現場操作)		

操作手順の解釈一覧 (4/4)

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. 緊急用海水系による冷却水 (海水) の確保	残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁 (A) 系 残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁 (B) 系	—
			残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁 残留熱除去系熱交換器 (B) 海水流量調整弁	—
			緊急用海水系RHR (A) 系熱交換器隔離弁 緊急用海水系RHR (B) 系熱交換器隔離弁	—
			緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 指示値が $600\text{m}^3/\text{h}$ 以上	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 指示値が $600\text{m}^3/\text{h}$ 以上
		緊急用海水系RHR (A) 系補機隔離弁 緊急用海水系RHR (B) 系補機隔離弁	—	
		緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機) 指示値が $26\text{m}^3/\text{h}$ 以上	緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機) 指示値が $26\text{m}^3/\text{h}$ 以上	
		b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水 (海水) の確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁 残留熱除去系熱交換器 (B) 海水流量調整弁	—
			残留熱除去系海水系系統流量指示値が $690\text{m}^3/\text{h}$ 以上に上昇	残留熱除去系海水系系統流量指示値が $690\text{m}^3/\text{h}$ 以上に上昇
1.5.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順	(1) 残留熱除去系海水系による冷却水 (海水) の確保	—	—	
		残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁 残留熱除去系熱交換器 (B) 海水流量調整弁	—	
		残留熱除去系海水系系統流量指示値が $1,772\text{m}^3/\text{h}$ 以上に上昇	残留熱除去系海水系系統流量指示値が $1,772\text{m}^3/\text{h}$ 以上に上昇	

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) 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と自主対策設備

b. 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と自主対策設備

c. 手順等

1.6.2 重大事故等時の手順

1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

- a. 代替格納容器スプレイ
 - (a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ
 - (b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ
(淡水／海水)
 - (c) 代替循環冷却系による格納容器除熱
 - (d) 消火系による格納容器スプレイ
 - (e) 補給水系による格納容器スプレイ

- b. 格納容器除熱

- (a) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器除熱

- c. 重大事故等時の対応手段の選択

- (2) サポート系故障時の対応手順

- a. 復旧

- (a) 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱
 - (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水除熱

- b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.2 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（常設）による格納容器スプレイ
 - (b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ
(淡水／海水)
 - (c) 代替循環冷却系による格納容器除熱
 - (d) 消火系による格納容器スプレイ
 - (e) 補給水系による格納容器スプレイ

- b. 格納容器除熱

- (a) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器除熱
- c. 重大事故等時の対応手段の選択
- (2) サポート系故障時の対応手順
 - a. 復旧
 - (a) 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱
 - (b) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水除熱
 - b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

- (1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱
- (2) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッショ
ン・プール水除熱

1.6.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.6.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.6.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.6.3 重大事故対策の成立性

1. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による
格納容器スプレイ（淡水／海水）

(1) 可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡
水／海水）

(2) 系統構成

2. 消火系による格納容器スプレイ

(1) 系統構成

3. 補給水系による格納容器スプレイ

(1) 系統構成

添付資料1.6.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧

2. 操作手順の解釈一覧

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（以下「格納容器」という。）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系及びサプレッション・プール冷却系）による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、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格納容器の破損を防止するため、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、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格納容器の破損を防止するため、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。格納容器内を冷却し、放射性物質の濃度を低下させるための設計基準事故対処設備として、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置づけ重大事故等の対処に用いるが、設計基

準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。（第1.6-1図）

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^{*1}を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十九条及び技術基準規則第六十四条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、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

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器内除熱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系）ポンプ
- ・ サプレッション・プール
- ・ 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
- ・ 格納容器
- ・ 残留熱除去系海水系

- ・非常用交流電源設備

- ・燃料補給設備

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）ポンプ

- ・サブプレッション・プール

- ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器

- ・格納容器

- ・残留熱除去系海水系

- ・非常用交流電源設備

- ・燃料補給設備

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の故障として、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）の故障を想定する。また、サポート系の故障として、全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障を想定する。

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

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.6-1表に整理する。

a. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i) 代替格納容器スプレイ

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷

却系) が故障等により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 (常設) , 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) , 代替循環冷却系, 消火系及び補給水系により, 格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

(i) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器内の冷却
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器内の冷却
で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 常設低圧代替注水系ポンプ
- ・ 代替淡水貯槽
- ・ 低圧代替注水系配管・弁
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド
- ・ 格納容器
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

(ii) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器内の冷却

代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器内の冷却で使用する設備は以下のとおり。なお, 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器内の冷却は, 代替淡水貯槽又は淡水貯水池の淡水を使用する手段だけでなく, 代替淡水貯槽へ補給した海水, 淡水貯水池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。

- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ

- ・代替淡水貯槽
- ・淡水貯水池
- ・低圧代替注水系配管・弁
- ・代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド
- ・格納容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(iii) 代替循環冷却系による格納容器除熱

代替循環冷却系による格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替循環冷却系ポンプ
- ・サプレッション・プール
- ・代替循環冷却系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレイヘッド
- ・格納容器
- ・残留熱除去系海水系
- ・緊急用海水系
- ・代替残留熱除去系海水系
- ・非常用取水設備
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備

- ・燃料補給設備

(iv) 消火系による格納容器内の冷却

消火系による格納容器内の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・電動駆動消火ポンプ
- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水貯蔵タンク
- ・多目的タンク
- ・消火系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スプレーヘッド
- ・格納容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(v) 補給水系による格納容器内の冷却

補給水系による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
- ・復水貯蔵タンク
- ・補給水系配管・弁
- ・消火系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スプレーヘッド
- ・格納容器
- ・非常用交流電源設備

- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

ii) 格納容器除熱

格納容器スプレイが停止している場合に、常設代替交流電源設備を用いて非常用母線へ電源を供給することで原子炉補機冷却水系を復旧し、ドライウエル内ガス冷却装置により格納容器内を除熱する手段がある。

(i) ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱

ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ドライウエル内ガス冷却装置送風機
- ・ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイル
- ・原子炉補機冷却水系
- ・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

「1.6.1(2) a.(a) i)(i) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却」で使用する設備のうち、常設低圧代替注水系ポンプ、代替淡水貯槽、低圧代替注水系配管・弁、代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁、残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッダ、格納容器、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。

「1.6.1(2) a.(a) i)(i) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却」で使用する設備のうち、非常用交流電源

設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

「1.6.1(2) a.(a) i)(ii) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却」で使用する設備のうち、可搬型代替注水大型ポンプ、代替淡水貯槽、低圧代替注水系配管・弁、代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁、残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド、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。

「1.6.1(2) a.(a) i)(ii) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却」で使用する設備のうち、非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

「1.6.1(2) a.(a) i)(ii) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却」で使用する設備のうち、淡水貯水池は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置づける。

「1.6.1(2) a.(a) i)(iii) 代替循環冷却系による格納容器除熱」で使用する設備のうち、代替循環冷却系ポンプ、サプレッション・プール、代替循環冷却系配管・弁、残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレイヘッド、格納容器、緊急用海水系、非常用取水設備、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。

「1.6.1(2) a.(a) i)(iii) 代替循環冷却系による格納容器除熱」で使用する設備のうち、残留熱除去系海水系及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

「1.6.1(2) a.(a) i)(iv) 消火系による格納容器内の冷却」で使用する設備のうち、残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド、格

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。

「1.6.1(2) a.(a) i)(iv) 消火系による格納容器内の冷却」で使用する設備のうち，非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

「1.6.1(2) a.(a) i)(v) 補給水系による格納容器内の冷却」で使用する設備のうち，残留熱除去系配管・弁・スプレーヘッド，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。

「1.6.1(2) a.(a) i)(v) 補給水系による格納容器内の冷却」で使用する設備のうち，非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

「1.6.1(2) a.(a) ii)(i) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器除熱」で使用する設備のうち，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。

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系）による格納容器内の冷却機能が喪失した場合においても，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。

- ・代替残留熱除去系海水系

車両の移動，設置及びホース接続等に時間を要し，想定する事故シーケンスに対し有効性を確認できないが，代替循環冷却系が使用可能であれば，格納容器内を除熱する手段として有効である。

- ・電動駆動消火ポンプ，ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水貯蔵タンク，多目的タンク，消火系配管・弁及び残留熱除去系配管・弁

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが，使用可能であれば，格納容器内を冷却する手段として有効である。

- ・復水移送ポンプ，復水貯蔵タンク，補給水系配管・弁，消火系配管・弁及び残留熱除去系配管・弁

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが，使用可能であれば，格納容器内を冷却する手段として有効である。

- ・ドライウエル内ガス冷却装置送風機，ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイル，原子炉補機冷却水系

格納容器内を冷却するための十分な除熱量が確保できない。

また，ドライウエル内ガス冷却装置送風機等は耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが，常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却水系を復旧し，格納容器内への冷却水通水及びドライウエル内ガス冷却装置送風機の起動が可能である場合，格納容器内の圧力及び温度の上昇を緩和する手段として有効である。

また，ドライウエル内ガス冷却装置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，ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイルのコイル表面で蒸気を凝縮する

ことが可能であり，格納容器内の圧力及び温度の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系及びサブプレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により起動できない場合には，常設代替交流電源設備を用いて所内電気設備へ電源を供給し，残留熱除去系海水系，緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水（海水）を確保することで残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）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系）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系）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系）ポンプ
- ・ サプレッション・プール
- ・ 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレイヘッド
- ・ 格納容器
- ・ 残留熱除去系海水系
- ・ 緊急用海水系
- ・ 代替残留熱除去系海水系
- ・ 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（サブレーション・プール冷却系）の復旧
- 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）の復旧で使用する設備は以下のとおり。
- ・残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）ポンプ
- ・サブレーション・プール
- ・残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ
- ・格納容器
- ・残留熱除去系海水系
- ・緊急用海水系
- ・代替残留熱除去系海水系
- ・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と自主対策設備

「1.6.1(2) a.(b) i)(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系）の復旧」及び「1.6.1(2) a.(b) i)(ii) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）の復旧」で使用する設備のうち、サブレーション・プール、格納容器、緊急用海水系、非常用取水設備、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。

「1.6.1(2) a.(b) i)(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系）の復旧」及び「1.6.1(2)

a.(b)i)(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・プール冷却系）の復旧」で使用する設備のうち、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）ポンプ、残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレーヘッド及び残留熱除去系海水系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（格納容器スプレー冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により起動できない場合においても、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）を復旧し、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。

・代替残留熱除去系海水系

車両の移動、設置及びホース接続等に時間を要し、想定する事故シナリオに対して有効性を確認できないが、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）が使用可能であれば、格納容器内を除熱する手段として有効である。

b. 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系）が故障等により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（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系により格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は、「1.6.1(2) a.(a) i) 代替格納容器スプレイ」にて選定した対応手段及び設備と同様である。

ii) 格納容器除熱

格納容器スプレイが停止している場合に、常設代替交流電源設備を用いて非常用母線へ電源を供給することで原子炉補機冷却水系を復旧し、ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器内を除熱する手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は、「1.6.1(2) a.(a) ii) 格納容器除熱」にて選定した対応手段及び設備と同様である。

iii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.6.1(2) b.(a) i) 代替格納容器スプレイ」として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.(a) iii) 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系）による格納容器内の冷却機能が喪失した場合においても、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。

- ・代替残留熱除去系海水系

車両の移動、設置及びホース接続等に時間を要し、想定する事故シーケンスに対し有効性を確認できないが、代替循環冷却系が使用可能であれば、格納容器内を除熱する手段として有効である。

- ・電動駆動消火ポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水貯蔵タンク、多目的タンク、消火系配管・弁及び残留熱除去系配管・弁

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、格納容器内を冷却する手段として有効である。

- ・復水移送ポンプ、復水貯蔵タンク、補給水系配管・弁、消火系配管・弁及び残留熱除去系配管・弁

耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、使用可能であれば、格納容器内を冷却する手段として有効である。

- ・ドライウエル内ガス冷却装置送風機、ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイル、原子炉補機冷却水系

格納容器内を冷却するための十分な除熱量が確保できない。

また、ドライウエル内ガス冷却装置送風機等は耐震Sクラスで

はなく S_s機能維持を担保できないが、常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却水系を復旧し、格納容器内への冷却水通水及びドライウエル内ガス冷却装置送風機の起動が可能である場合、格納容器内の圧力及び温度の上昇を緩和する手段として有効である。

また、ドライウエル内ガス冷却装置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、ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイルのコイル表面で蒸気を凝縮することが可能であり、格納容器内の圧力及び温度の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系及びサブレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により起動できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて所内電気設備へ電源を供給し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水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系及びサブレッション・プール冷却系）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」で選定した対応手段及び設備と同様である。

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.6.1(2) b.(b) i) 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（格納容器スプレー冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により起動できない場合においても、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）を復旧し、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。

- ・代替残留熱除去系海水系

車両の移動、設置及びホース接続等に時間を要し、想定する事故シーケンスに対して有効性を確認できないが、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）が使用可能であれば、格納容器内を除熱する手段として有効である。

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. 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。

これらの手順については、運転員等^{*1}及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」、「非常時運転手順書

Ⅲ（シビアアクシデント）」及び「重大事故等対策要領」に定める。

（第1.6-1表）

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。（第1.6-2表，第1.6-3表）

※1 運転員等：運転員及び重大事故等対応要員のうち運転操作対応要員をいう。

（添付資料1.6.2）

1.6.2 重大事故等時の手順

1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器スプレイを行う。

格納容器スプレイ開始後は、格納容器内の圧力が負圧とならないように、格納容器スプレイ流量の調整又は格納容器スプレイの起動／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系）による格納容器スプレイができず、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合^{※1}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^{※2}。

※1：設備に異常がなく、電源及び水源（代替淡水貯槽）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、サブプレッション・チェンバ圧力，ドライウエル雰囲気温度又はサブプレッション・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（第1.6-4表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による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第1.6-2図～第1.6-5図に，概要図を第1.6-9図に，タイムチャートを第1.6-10図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイの準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイに必要な残留熱除去系（B）ドライウエルスプレイ弁（以下，「D/Wスプレイ弁」という。）の受電操作を実施し，D/Wスプレイ弁の表示灯が点灯したことを確認する。また，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等により確認する。

③運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系（B）ポンプの操作スイッチを隔離する。

④運転員等は，発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイの準備が完了したことを報告する。

⑤発電長は，運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイのための系統構成を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、常設低圧代替注水系ポンプを起動し、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa[gage]以上であることを確認する。

⑦運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁が開したことを確認する。

⑧運転員等は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイのための系統構成が完了したことを報告する。

⑨発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ開始を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（B）D/Wスプレイ弁を開にする。

⑪運転員等は中央制御室にて、格納容器スプレイが開始されたことを格納容器内への注水量の上昇、格納容器内の圧力の低下、格納容器内の温度の低下、及び格納容器内の水位の上昇により確認^{※3}し、発電長に報告する。

※3：サプレッション・チェンバ圧力又はサプレッション・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（第1.6-4表）に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、サプレッション・チェンバ圧力又はドライウェル雰囲気温度指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、

作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ開始まで10分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため，速やかに対応できる。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）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系），代替格納容器スプレイ冷却系（常設），代替循環冷却系，消火系及び補給水系による格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器スプレイを実施する。

格納容器スプレイ開始後は，格納容器内の圧力が負圧とならないように，格納容器スプレイ流量の調整又は格納容器スプレイの起動／停止を実施する。

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系），代替格納容器スプレイ冷却系（常設），代替循環冷却系，消火系及び補給水系による格納容器スプレイができず，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）が使用可能な場合^{※1}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^{※2}。

※1：設備に異常がなく，電源及び水源（代替淡水貯槽又は淡水貯水池）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，サブプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が，格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による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第 1.6-2 図～第 1.6-5 図に、概要図を第 1.6-11 図に、タイムチャートを第 1.6-12 図に示す。

（残留熱除去系（A）配管を使用する東側接続口による格納容器スプレイ及び残留熱除去系（B）配管を使用する西側接続口による格納容器スプレイの手順について、手順⑧以外は同様。）

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）で使用する各接続口の選定を依頼する。
- ②災害対策本部長は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）で使用する各接続口を連絡するとともに、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの準備を依頼する。
- ③災害対策本部長は、重大事故等対応要員に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの準備を指示する。
- ④発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの準備を指示する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）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等により確認する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプ又は残留熱除去系（B）ポンプの操作スイッチを隔離する。
- ⑦運転員等は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの準備が完了したことを報告する。

⑧ 発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの系統構成を指示する。

⑨^a 残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口による格納容器スプレイの場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁を開にする。

なお、電源が確保できない場合、運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁を開にする。

⑨^b 残留熱除去系（B）配管を使用した西側接続口による格納容器スプレイの場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（B）D/Wスプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁を開にする。

なお、電源が確保できない場合、運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、残留熱除去系（B）D/Wスプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁を開にする。

⑩ 運転員等は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの系統構成が完了したことを報告する。

⑪ 発電長は、災害対策本部長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの準備が完了したことを連絡す

る。

⑫重大事故等対応要員は、災害対策本部長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの準備が完了したことを報告する。

⑬災害対策本部長は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ開始を連絡する。

⑭災害対策本部長は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を指示する。

⑮重大事故等対応要員は、各接続口付属の弁を開とし、可搬型代替注水大型ポンプを起動し、送水を開始したことを災害対策本部に報告する。

⑯災害対策本部長は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを開始したことを連絡する。

⑰発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイが開始されたことの確認を指示する。

⑱運転員等は中央制御室にて、格納容器スプレイが開始されたことを格納容器内への注水量の上昇、格納容器内の圧力の低下、格納容器内の温度の低下、及び格納容器内の水位の上昇により確認^{※3}し、発電長に報告する。

※3：サプレッション・チェンバ圧力又はサプレッション・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（第 1.6-4 表）に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、サプレッション・チェンバ圧力又はドライウエル雰囲気温度指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第 1.6-4 表）に再度到達した場合

は、格納容器スプレイを再開する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

中央制御室からの操作（残留熱除去系（B）配管を使用した西側接続口による格納容器スプレイの場合）

- ・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、180分以内と想定する。

現場操作（残留熱除去系（B）配管を使用した西側接続口による格納容器スプレイの場合）

- ・現場運転員3名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、195分以内と想定する。

中央制御室からの操作（残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口による格納容器スプレイの場合）

- ・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、150分以内と想定する。

現場操作（残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口による格納容器スプレイの場合）

- ・現場運転員3名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、195分以内と想定する。

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、ホース等の接続は速やかに作業ができるよう可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトを用いることで，暗闇における作業性についても確保する。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.6.3-1)

(c) 代替循環冷却系による格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合，残留熱除去系海水系，緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで，代替循環冷却系による格納容器スプレイを実施する。

格納容器スプレイ開始後は，格納容器内の圧力が負圧とならないように，格納容器スプレイ流量の調整あるいは格納容器スプレイの起動／停止を実施する。

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系）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイができず，代替循環冷却系が使用可能な場合^{※1}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^{※2}。

※1：設備に異常がなく，電源，水源（サブプレッション・プール）及び冷却水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，サブプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル雰囲気温度又はサブプレッション・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（第1.6-4表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替循環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第1.6-2図～第1.6-5図に、概要図を第1.6-13図に、タイムチャートを第1.6-14図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に代替循環冷却系による格納容器スプレイの準備を指示する。
- ② 運転員等は中央制御室にて、代替循環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の状態表示等による確認及び、冷却水が確保されていることを確認し、準備の完了を発電長に報告する。
- ③ 発電長は、運転員等に代替循環冷却系による格納容器スプレイの系統構成を指示する。
- ④ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）の操作スイッチを隔離する。
- ⑤ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系注水配管分離弁、残留熱除去系（A）ミニフロー弁、残留熱除去系熱交換器（A）出口弁及び残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁を閉にする。
- ⑥ 運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系入口弁及び残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁を開にする。
- ⑦ 運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量調節弁を開にする。
- ⑧ 運転員等は、発電長に代替循環冷却系による格納容器スプレイの系統構成が完了したことを報告する。
- ⑨ 発電長は、運転員等に代替循環冷却系による格納容器スプレイの開始を指示する。
- ⑩ 運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系ポンプの起動操作

を実施し、代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa[gage]以上であることを確認する。

⑩運転員等は中央制御室にて、格納容器スプレイが開始されたことを格納容器内への注水量の上昇、格納容器内の圧力及び温度の低下により確認^{*3}し、発電長に報告する。

※3：サブプレッション・チェンバ圧力又はサブプレッション・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（第1.6-4表）に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、サブプレッション・チェンバ圧力又はドライウェル雰囲気温度指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替循環冷却系による格納容器除熱開始まで35分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

また、代替循環冷却系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内
- ・緊急用海水系使用の場合：20分以内
- ・代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

(d) 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系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系による格納容器内の冷却機能の喪

失が起きた場合、消火系により格納容器スプレイを実施する。

格納容器スプレイ開始後は、格納容器内の圧力が負圧とならないように、格納容器スプレイの起動／停止を実施する。

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系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環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^{※1}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^{※2}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1：設備に異常がなく、電源及び水源（ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）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、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度又はサブプレッション・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（第1.6-4表）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第1.6-2図～第1.6-5図に、概要図を第1.6-15図に、タイムチャートを第1.6-16図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に消火系による格納容器スプレイの準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、消火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等により確認し、準備の完了を発電長に報告する。

③発電長は、運転員等に消火系による格納容器スプレイの系統構成を指示する。

④運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁を閉にする。

⑤発電長は、運転員等に電動駆動消火ポンプ^{※3}又はディーゼル駆動消火ポンプの起動を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、電動駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプを起動し、消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上であることを確認する。

⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（B）消火系ライン弁を開にする。

⑧運転員等は、発電長に消火系による格納容器スプレイの系統構成が完了したことを報告する。

⑨発電長は、運転員等に消火系による格納容器スプレイ開始を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（B）D/Wスプレイ弁又は残留熱除去系（B）S/Pスプレイ弁を開にする。

⑪運転員等は中央制御室にて、格納容器スプレイが開始されたことを格納容器内への注水量の上昇、格納容器内の圧力の低下、格納容器内の温度の低下、及び格納容器内の水位の上昇により確認^{※4}し、発電長に報告する。

※3：常用電源が使用できる場合に、電動駆動消火ポンプを使用する。

※4：サプレッション・チェンバ圧力又はサプレッション・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（第 1.6-4 表）に到達した場合は、格納容器スプレイを停止※5する。その後、サプレッション・チェンバ圧力又はドライウェル雰囲気温度指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第 1.6-4 表）に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

※5：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（B）D/Wスプレイ弁及びS/Pスプレイ弁を全閉後、残留熱除去系（B）注入弁を全開とし、原子炉注水を実施する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、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53分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

（添付資料1.6.3-2）

(e) 補給水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系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系及び消火系による格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、補給水系により格納容器スプレイを実施する。

格納容器スプレイ開始後は、格納容器の圧力が負圧とならないように、格納容器スプレイの起動／停止を実施する。

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系），代替格納容器スプレイ冷却系（常設），代替循環冷却系及び消火系による格納容器スプレイができず，補給水系が使用可能な場合^{※1}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^{※2}。

※1：設備に異常がなく，電源及び水源（復水貯蔵タンク）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，サブプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル雰囲気温度又はサブプレッション・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（第1.6-4表）に達した場合。

ii) 操作手順

補給水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第1.6-2図～第1.6-5図，概要図を第1.6-17図に，タイムチャートを第1.6-18図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に補給水系による格納容器スプレイの準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて，補給水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等により確認し，準備の完了を発電長に報告する。

③発電長は，災害対策本部長に連絡配管閉止フランジの切り替えを依頼する。

④災害対策本部長は，重大事故等対応要員に連絡配管閉止フランジの切り替えを指示する。

⑤重大事故等対応要員は，連絡配管閉止フランジの切り替えを実

施する。

⑥重大事故等対応要員は、災害対策本部長に連絡配管閉止フランジの切り替えが完了したことを報告する。

⑦災害対策本部長は、発電長に連絡配管閉止フランジの切り替えが完了したことを連絡する。

⑧発電長は、運転員等に補給水系による格納容器スプレイの系統構成を指示する。

⑨運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて、補給水系－消火系連絡ライン止め弁を開にする。

⑩運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁を閉にする。

⑪運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（B）消火系ライン弁を開にする。

⑫運転員等は、発電長に補給水系による格納容器スプレイの系統構成が完了したことを報告する。

⑬発電長は、運転員等に復水移送ポンプを起動し、復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上であることを確認するよう指示する。

⑭運転員等は中央制御室にて、復水移送ポンプを起動し、復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上であることを確認し、発電長に報告する。

⑮発電長は、運転員等に補給水系による格納容器スプレイ開始を指示する。

⑯運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（B）D/Wスプレイ弁又は残留熱除去系（B）S/Pスプレイ弁を開にする。

⑰ 運転員等は中央制御室にて、格納容器スプレイが開始されたことを格納容器内への注水量の上昇、格納容器内の圧力の低下、格納容器内の温度の低下、及び格納容器内の水位の上昇により確認^{※3}し、発電長に報告する。

※3： サプレッション・チェンバ圧力又はサプレッション・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（第1.6-4表）に到達した場合は、格納容器スプレイを停止^{※4}する。その後、サプレッション・チェンバ圧力又はドライウエル雰囲気温度指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

※4： 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（B）D/Wスプレイ弁及びS/Pスプレイ弁を全閉後、残留熱除去系（B）注入弁を全開とし、原子炉注水を実施する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補給水系による格納容器スプレイ開始まで105分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.6.3-3)

b. 格納容器除熱

(a) ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱

格納容器スプレイが停止している場合に、常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却水系の電源を復旧し、格納容器内へ冷却水を通水後、ドライウエル内ガス冷却装置送風機を起動して格納容器内を除熱する。

ドライウエル内ガス冷却装置送風機を停止状態としても、格納容器内の冷却水の通水を継続することで、ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイル表面で蒸気を凝縮し、格納容器内の温度の上昇を緩和する。

i) 手順着手の判断基準

格納容器スプレイが停止している場合において、常設代替交流電源設備により、原子炉補機冷却水系が使用可能な場合。

ii) 操作手順

ドライウエル内ガス冷却装置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第 1.6-3 図に、概要図を第 1.6-19 図に、タイムチャートを第 1.6-20 図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等にドライウエル内ガス冷却装置による格納容器内の除熱の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器内の除熱に必要な送風機、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等により確認し、準備の完了を発電長に報告する。

③発電長は、運転員等にドライウエル内ガス冷却装置による格納容器を冷却するための系統構成（冷却水通水操作）を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、原子炉補機冷却水系隔離弁及びド

ライウエル内ガス冷却装置送風機原子炉補機冷却水系出入口弁の開操作を実施し、ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイルへの冷却水通水を開始する。

⑤運転員等は中央制御室にて、ドライウエル内ガス冷却装置送風機の起動阻止信号が発信している場合は除外操作を実施する。

⑥運転員等は、発電長にドライウエル内ガス冷却装置による格納容器を冷却するための系統構成が完了したことを報告する。

⑦発電長は、運転員等にドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱の開始を指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、ドライウエル内ガス冷却装置送風機を起動し、格納容器内の温度及び圧力指示値の上昇率が緩和することを確認し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱開始まで10分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

c. 重大事故等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第1.6-27図に示す。

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が機能が喪失した場合であって、外部電源又は常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保できた場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却を実施する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用できない場合において、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系

海水系により冷却水が確保できた場合、代替循環冷却系による格納容器内の除熱を実施する。代替循環冷却系が使用できない場合、消火系、補給水系又は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却を実施する。

交流動力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、消火系又は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却を実施する。

なお、消火系による格納容器内の冷却は、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。

格納容器スプレイが停止している場合において、常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保できた場合、原子炉補機冷却水系を復旧し、格納容器内への冷却水通水及びドライウェル内ガス冷却装置の起動による格納容器内の除熱を実施する。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱

全交流動力電源の喪失又は残留熱除去系海水系の故障により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器内の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系）の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水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系）により格納容器スプレイを実施する。

格納容器スプレイ開始後は、格納容器内の圧力が負圧とならないよ

うに、格納容器スプレイ流量の調整又は格納容器スプレイの起動／停止を実施する。

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緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dの受電が完了^{※1}し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能な状態^{※2}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^{※3}。

※1：M/C 2Cに異常がある場合は、M/C 2Dを受電する。

※2：設備に異常がなく、電源、水源（サブプレッション・プール）及び冷却水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、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウエル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・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（第1.6-4表）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手順の概要は以下のとおり。なお、残留熱除去系（A）（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイ手順、及び残留熱除去系（B）（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイ手順は同様である。

手順の対応フローを第1.6-2図～第1.6-5図に、概要図を第1.6-21図に、タイムチャートを第1.6-22図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除

去系（A）（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を指示する。

② 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）（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の状態表示による確認及び、冷却水が確保されていることを確認し、発電長に報告する。

③ 発電長は、運転員等に残留熱除去系（A）ポンプ（格納容器スプレイ冷却系）の起動を指示する。

④ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプの起動操作を実施し、残留熱除去系（A）ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上であることを確認し、発電長に報告する。

⑤ 発電長は、格納容器スプレイ先についてD/Wスプレイ又はS/Pスプレイを選択し、運転員等に残留熱除去系（A）（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。

⑥^a D/Wスプレイの場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁を開にする。

⑥^b S/Pスプレイの場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）S/Pスプレイ弁を開にする。

⑦ 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）熱交換器バイパス弁を閉にする。

⑧ 運転員等は中央制御室にて、格納容器スプレイが開始されたことを格納容器内への注水量の上昇、格納容器内の圧力及び温度

の低下により確認^{※4}し、発電長に報告する。

※4：サブプレッション・チェンバ圧力指示値が、代替格納容器スプレイ停止の判断基準（第1.6-4表）に到達した場合は、格納容器スプレイを停止^{※5}する。その後、サブプレッション・チェンバ圧力又はドライウェル雰囲気温度指示値が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

※5：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（A）D/Wスプレイ弁及びS/Pスプレイ弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系（A）注入弁を全開とし、原子炉注水を実施する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱開始まで7分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

また、残留熱除去系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内
- ・緊急用海水系使用の場合：20分以内
- ・代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水除熱

全交流動力電源の喪失又は残留熱除去系海水系の故障により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プ

ール水の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（サブプレッション・プール冷却系）の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によりサブプレッション・プール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緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dの受電が完了^{※1}し、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。

※1：M/C 2Cに異常がある場合は、M/C 2Dを受電する。

※2：設備に異常がなく、電源、水源（サブプレッション・プール）及び冷却水が確保されている場合。

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・プール水除熱手順の概要は以下のとおり。なお、残留熱除去系（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱手順の概要、及び残留熱除去系（B）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱手順の概要は同様である。

手順の対応フローを第1.6-4図に、概要図を第1.6-23図に、タイムチャートを第1.6-24図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱の準備を指示する。

- ②運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることの状態表示による確認及び、冷却水が確保されていることを確認し、準備が完了したことを発電長に報告する。
- ③発電長は、運転員等に残留熱除去系（A）ポンプ（サブプレッション・プール冷却系）の起動を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプの起動操作を実施し、残留熱除去系（A）ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上であることを確認し、発電長に報告する。
- ⑤発電長は、運転員等に残留熱除去系（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱の開始を指示する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）テスト弁を開とし、格納容器内への注水量の上昇を確認する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）熱交換器バイパス弁を閉にする。
- ⑧運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱が開始されたことをサブプレッション・プール水の温度の低下により確認し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）電源復旧後のサブプレッション・プール水除熱開始まで6分以

内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

また、残留熱除去系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内
- ・緊急用海水系使用の場合：20分以内
- ・代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

b. 重大事故等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第1.6-27図に示す。

全交流動力電源が喪失し、常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保され、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）が復旧できる場合であって、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水（海水）を確保し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）により格納容器内を冷却する。なお、代替残留熱除去系海水系を使用する場合は運転に時間を要することから、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、消火系、補給水系又は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却を並行して実施する。

1.6.2.2 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（常設）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系）による格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により

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^{*1}において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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（常設）が使用可能な場合^{*2}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^{*3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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（代替淡水貯槽）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、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力又はドライウエル雰囲気温度指示値が代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による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（常設）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、流量及び流量変更は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準（第1.6-5表）及び代替格納容器スプレイ流量変更の判断基準（第1.6-6表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図～第1.6-8図に、概要図を

第1.6-9図に、タイムチャートを第1.6-10図に示す。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ開始まで10分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）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系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系による格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器内への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^{※1}において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系による格納容器スプレイが使用できず、可搬型代替注水大型ポンプが使用可能な場合^{※2}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^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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（代替淡水貯槽又は淡水貯水池）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、ドライウエル圧力、サブレーション・チェンバ圧力又はドライウエル雰囲気温度が代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、「1.6.2.1(1) a.(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ（淡水／海水）」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、流量及び流量変更は、代替格納容器スプレイ冷却系起動・停止の判断基準（第1.6-5表）及び代替格納容器スプレイ流量変更の判断基準（第1.6-6表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図～第1.6-8図に、概要図を第1.6-11図に、タイムチャートを第1.6-12図に示す。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

中央制御室からの操作（残留熱除去系（B）配管を使用した西側接続口による格納容器スプレイの場合）

- ・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、180分以内と想定する。

中央制御室からの操作（残留熱除去系（A）配管を使用した東側接続口による格納容器スプレイの場合）

- ・中央制御室運転員1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実

施した場合、150分以内と想定する。

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、ホース等の接続は速やかに作業ができるよう可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(添付資料1.6.3-1)

(c) 代替循環冷却系による格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）及び代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、代替循環冷却系により格納容器除熱を実施する。

i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）及び代替格納容器スプレー冷却系（常設）が使用できず、代替循環冷却系が使用可能な場合^{※2}で、代替格納容器スプレー起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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、水源（サブプレッション・プール）及び冷却水が確保されている場合。

※3：「代替格納容器スプレー起動の判断基準に到達」とは、ドラ

イウエル圧力，サブプレッション・チェンバ圧力又はドライウエル雰囲気温度が代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替循環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.(c) 代替循環冷却系による格納容器除熱」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冷却系起動・停止の判断基準（第1.6-5表）に従い実施する。

なお，手順の対応フローを第1.6-6図～第1.6-8図に，概要図を第1.6-13図に，タイムチャートを第1.6-14図に示す。

iii) 操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから代替循環冷却系による格納容器除熱開始まで35分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため，速やかに対応できる。

また，代替循環冷却系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内
- ・ 緊急用海水系使用の場合：20分以内
- ・ 代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

(d) 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系），代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系による格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合，消火系により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^{※1}において、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）、代替格納容器スプレー冷却系（常設）及び代替循環冷却系が使用できず、消火系が使用可能な場合^{※2}で、代替格納容器スプレー起動の判断基準に到達した場合^{※3}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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（ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）が確保されている場合。

※3：「代替格納容器スプレー起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力又はドライウエル雰囲気温度指示値が代替格納容器スプレー起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii) 操作手順

消火系による格納容器スプレーについては、「1.6.2.1(1) a.(d) 消火系による格納容器スプレー」の操作手順と同様である。ただし、代替格納容器スプレーの停止、再開及び流量は、代替格納容器スプレー冷却系起動・停止の判断基準（第1.6-5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図～第1.6-8図に、概要図を

第1.6-15図に、タイムチャートを第1.6-16図に示す。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、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53分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.6.3-2)

(e) 補給水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系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系及び消火系による格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、補給水系により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^{※1}において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系及び消火系が使用できず、補給水系が使用可能な場合^{※2}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^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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、ドライウエル圧力、サブレッション・チェンバ圧力又はドライウエル雰囲気温度指示値が代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-5表）に達した場合。

ii) 操作手順

補給水系による格納容器スプレイについては、「1.6.2.1(1)

a.(e) 補給水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冷却系起動・停止の判断基準（第1.6-5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図～第1.6-8図に、概要図を第1.6-17図に、タイムチャートを第1.6-18図に示す。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補給水系による格納容器スプレイ開始まで105分以内と想定する。

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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

(添付資料1.6.3-3)

b. 格納容器除熱

(a) ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱

格納容器スプレイが停止している場合において、常設代替交流電源

設備を用いて非常用母線へ電源を供給することで原子炉補機冷却水系の電源を復旧し、格納容器内へ冷却水を通水後、ドライウエル内ガス冷却装置送風機を起動して格納容器内を除熱する。

ドライウエル内ガス冷却装置送風機を停止状態としても、格納容器内の冷却水の通水を継続することで、ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイル表面で蒸気を凝縮し、格納容器内の温度の上昇を緩和する。

i) 手順着手の判断基準

格納容器スプレイが停止している場合において、常設代替交流電源設備により、原子炉補機冷却水系が使用可能な場合。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図～第1.6-8図に、概要図を第1.6-19図に、タイムチャートを第1.6-20図に示す。

ii) 操作手順

ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱については、「1.6.2.1(1)b.(a) ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱」の操作手順と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱開始まで10分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

c. 重大事故等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第1.6-27図に示す。

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が機能喪失した場合であって、外部電源又は常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保でき

た場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを実施する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用できない場合において、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保できた場合、代替循環冷却系により格納容器除熱を実施する。代替循環冷却系が使用できない場合、消火系、補給水系又は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する。

なお、消火系による格納容器スプレイは、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。

格納容器スプレイが停止している場合において、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、原子炉補機冷却水系を復旧し、格納容器内への冷却水通水及びドライウェル内ガス冷却装置による格納容器内の除熱を実施する。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱

全交流動力電源の喪失又は残留熱除去系海水系の故障により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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系）の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水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系）により、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^{*1}において、常設代替交流電源設備に

より緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dの受電が完了^{※2}し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能な状態に復旧された場合^{※3}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^{※4}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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：M/C 2 Cに異常がある場合は、M/C 2 Dを受電する。

※3：設備に異常がなく、電源、水源（サブプレッション・プール）及び冷却水が確保されている場合。

※4：「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が代替格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6.5表）に達した場合。

ii) 操作手順

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、代替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（第1.6-5表）に到達した場合に実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図～第1.6-8図に、概要図を第1.6-21図に、タイムチャートを第1.6-22図に示す。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去（格納容器スプレイ冷却系）電源復旧後の格納容器除熱開始まで7分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

また、残留熱除去系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内
- ・緊急用海水系使用の場合：20分以内
- ・代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水除熱

全交流動力電源の喪失又は残留熱除去系海水系の故障により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の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（サブプレッション・プール冷却系）の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）にてサブプレッション・プール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^{※1}において、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dの受電が完了^{※2}し、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が使用可能な状態に復旧された場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値

の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：M/C 2Cに異常がある場合は、M/C 2Dを受電する。

※3：設備に異常がなく、電源、水源（サプレッション・プール）及び冷却水が確保されている場合。

ii) 操作手順

残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・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プレッション・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第1.6-6図～第1.6-8図に、概要図を第1.6-23図に、タイムチャートを第1.6-24図に示す。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）電源復旧後のサプレッション・プール水除熱開始まで6分以内と想定する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

また、残留熱除去系の起動に必要ないずれかの冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・残留熱除去系海水系使用の場合：4分以内
- ・緊急用海水系使用の場合：20分以内
- ・代替残留熱除去系海水系使用の場合：180分以内

b. 重大事故等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第1.6-27図に示す。

全交流動力電源が喪失し、常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保され、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）が復旧できる場合であって、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系）により格納容器内を冷却する。なお、代替残留熱除去系海水系を使用する場合は運転に時間を要することから、代替格納容器スプレイ（常設）、消火系、補給水系及び代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器内の冷却を並行して実施する。

1.6.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が健全な場合は、中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を起動し、格納容器内の除熱を実施する。

a. 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系）が使用可能な場合^{※1}で、格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。

※1：設備に異常がなく、電源、水源（サブプレッション・プール）及び冷却水が確保されている場合。

※2：「格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウエル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・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（第1.6

－4表) に達した場合と同様である。

b. 操作手順

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱手順の概要は以下のとおり。なお，残留熱除去系（A）（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及び，残留熱除去系（B）（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同様である。

概要図を第1.6－25図に示す。

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に残留熱除去系（A）（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を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系（A）（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の状態表示による確認及び，冷却水が確保されていることを確認し，準備が完了したことを発電長に報告する。
- ③発電長は，運転員等に残留熱除去系（A）ポンプ（格納容器スプレイ冷却系）の起動を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系（A）ポンプの起動操作を実施し，残留熱除去系（A）ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上となったことを確認し，発電長に報告する。
- ⑤発電長は，格納容器スプレイ先についてD/Wスプレイ又はS/Pスプレイを選択し，運転員等に残留熱除去系（A）（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。
- ⑥^a D/Wスプレイの場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁を開にする。

⑥^b S/Pスプレイの場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）S/Pスプレイ弁を開にする。

⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）熱交換器バイパス弁を閉にする。

⑧運転員等は中央制御室にて、格納容器スプレイが開始されたことを格納容器内への注水量の上昇、格納容器内の圧力及び温度の低下により確認^{※3}し、発電長に報告する。

※3：サブプレッション・チェンバ圧力指示値が、格納容器スプレイ停止の判断基準（第1.6-4表）に到達した場合は、格納容器スプレイを停止^{※4}する。その後、サブプレッション・チェンバ圧力又はドライウェル雰囲気温度指示値が、格納容器スプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

※4：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（A）D/Wスプレイ弁及びS/Pスプレイ弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系（A）注入弁を全開とし、原子炉注水を実施する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて操作を実施する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(2) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水除熱

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が健全な場合は、中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を起動し、サブプレッション・プール水の除熱を実施する。

a. 手順着手の判断基準

サブプレッション・プール水温度指示値が32℃以上又はサブプレッション・プール空間部（局所）温度指示値が82℃以上に到達した場合で、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が使用可能な場合^{※1}。

※1：設備に異常がなく、電源、水源（サブプレッション・プール）及び冷却水が確保されている場合。

b. 操作手順

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水除熱手順の概要は以下のとおり。なお、残留熱除去系（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱手順の概要及び、残留熱除去系（B）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱手順の概要は同様である。

概要図を第1.6-26図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系

（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水除熱の準備を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水除熱に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることの状態表示による確認及び、冷却水が確保されていることを確認し、準備が完了したことを発電長に報告する。

③発電長は、運転員等に残留熱除去系（A）ポンプ（サブプレッション・プール冷却系）の起動を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）ポンプの起動操作を実施し、残留熱除去系（A）ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上となったことを確認し、発電長に報告する。

⑤発電長は、運転員等に残留熱除去系（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱の開始を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）テスト弁を開とし、格納容器内への注水量の上昇を確認する。

⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）熱交換器バイパス弁を閉にする。

⑧運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（A）（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱が開始されたことをサブプレッション・プール水の温度の低下により確認し、発電長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名にて操作を実施する。中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

1.6.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系による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大型ポンプによる送水手順及び代替淡水貯槽に補給する手順については、「1.13 重大事故等の収束に必要な

る水の供給手順等」にて整備する。

常設低圧代替注水系ポンプ，代替循環冷却系ポンプ，復水移送ポンプ，残留熱除去系ポンプ，電動弁及び監視計器類への電源供給手順については，

「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

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代替注水大型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。

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

第1.6-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順

対応手段, 対応設備, 手順書一覧 (1/9)

(重大事故等対応設備 (設計基準拡張))

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	
重大事故等対応設備 (設計基準拡張)	-	残留熱除去系 (格納容器内除熱) による格納容器内除熱	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 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 残留熱除去系海水系※1 非常用交流電源設備※3	重大事故等対応設備 (設計基準拡張)	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 格納容器制御 「PCV圧力制御」等 重大事故等対策要領
			サブプレッション・プール 格納容器 燃料補給設備※3	重大事故等対応設備	
			残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器 残留熱除去系海水系※1 非常用交流電源設備※3	重大事故等対応設備 (設計基準拡張)	
		残留熱除去系 (サブプレッション・プール水除熱) によるサブプレッション・プール水除熱	サブプレッション・プール 格納容器 燃料補給設備※3	重大事故等対応設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 格納容器制御 「S/P温度制御」 重大事故等対策要領
			サブプレッション・プール 格納容器 燃料補給設備※3	重大事故等対応設備	
			サブプレッション・プール 格納容器 燃料補給設備※3	重大事故等対応設備	

※1: 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。

※2: 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。

※3: 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。

※4: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

□: 自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (2/9)

(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	対応設備	整備する手順書	
フロントライン系故障	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器内の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 ^{※2} 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 格納容器制御 「PCV圧力制御」等
			非常用交流電源設備 ^{※3}	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	重大事故等対策要領
		代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器内の冷却	可搬型代替注水大型ポンプ ^{※2} 代替淡水貯槽 ^{※2} 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※3} 可搬型代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 格納容器制御 「PCV圧力制御」等
			非常用交流電源設備 ^{※3}	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	重大事故等対策要領
			淡水貯水池 ^{※2, ※4}	自主対策設備	

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

☐：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (3/9)

(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	対応設備	整備する手順書	
フロントライン系故障	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	代替循環冷却系による格納容器除熱	代替循環冷却系ポンプ サブプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレイヘッダ 格納容器 緊急用海水系※1 非常用取水設備※1 常設代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 格納容器制御 「PCV圧力制御」等 重大事故等対策要領
			残留熱除去系海水系※1 非常用交流電源設備※3	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			代替残留熱除去系海水系※1	自主対策設備	
		消火系による格納容器内の冷却	残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッダ 格納容器 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備	
			非常用交流電源設備※3	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備	

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (4/9)

(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	対応設備	整備する手順書
フロントライン系故障	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	補給水系による格納容器内の冷却	残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 格納容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備
			非常用交流電源設備※ ³	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
			復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備
		ドライウエル内ガス冷却装置	常設代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備
ドライウエル内ガス冷却装置送風機 ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイル 原子炉補機冷却水系	自主対策設備			

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (5/9)

(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	対応設備		整備する手順書
サポート系故障	全交流動力電源 残留熱除去系海水系	(格納容器スプレイ冷却系)の復旧 常設代替交流電源設備による残留熱除去系	サプレッション・プール 格納容器 緊急用海水系※ ¹ 非常用取水設備※ ¹ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 格納容器制御 「PCV圧力制御」等 重大事故等対策要領
			残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレイヘッダ 残留熱除去系海水系※ ¹	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			代替残留熱除去系海水系※ ¹	自主対策設備	
		(サプレッション・プール冷却系)の復旧 常設代替交流電源設備による残留熱除去系	サプレッション・プール 格納容器 緊急用海水系※ ¹ 非常用取水設備※ ¹ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 格納容器制御 「S/P温度制御」 重大事故等対策要領
			残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ 残留熱除去系海水系※ ¹	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			代替残留熱除去系海水系※ ¹	自主対策設備	

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

☐：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (6/9)

(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	対応設備		整備する手順書	
フロントライン系故障	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器内の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 ^{※2} 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」， 「除熱-2」， 「除熱-3」	
			非常用交流電源設備 ^{※3}	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)		重大事故等対策要領
			可搬型代替注水大型ポンプ ^{※2} 代替淡水貯槽 ^{※2} 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※3} 可搬型代替交流電源設備 ^{※3} 燃料補給設備 ^{※3}	重大事故等対処設備		非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」， 「除熱-2」， 「除熱-3」
		非常用交流電源設備 ^{※3}	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	重大事故等対策要領		
		淡水貯水池 ^{※2, ※4}	自主対策設備			

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

■：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7/9）

（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	対応設備	整備する手順書	
フロントライン系故障	残留熱除去系 （格納容器スプレイ冷却系）	代替循環冷却系による格納容器除熱	代替循環冷却系ポンプ サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレイヘッド 格納容器 緊急用海水系※ ¹ 非常用取水設備※ ¹ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」， 「除熱－3」 重大事故等対策要領
			残留熱除去系海水系※ ¹ 非常用交流電源設備※ ³	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	
			代替残留熱除去系海水系※ ¹	自主対策設備	
		消火系による格納容器内の冷却	残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 格納容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」， 「除熱－3」 重大事故等対策要領
			非常用交流電源設備※ ³	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	
			電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備	

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (8/9)

(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	対応設備	整備する手順書	
フロントライン系故障	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	補給水系による格納容器内の冷却	残留熱除去系配管・弁・スプレイ ヘッダ 格納容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」， 「除熱-3」 重大事故等対策要領
			非常用交流電源設備※ ³	重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	
			復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系配管・弁	自主対策設備	
		ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱	常設代替交流電源設備※ ³ 燃料補給設備※ ³	重大事故等 対処設備	
ドライウエル内ガス冷却装置送風機 ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイル 原子炉補機冷却水系	自主対策設備				

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (9/9)

(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	対応設備		整備する手順書
サポート系故障	全交流動力電源 残留熱除去系海水系	(格納容器スプレイ冷却系)の復旧 常設代替交流電源設備による残留熱除去系	サプレッション・プール 格納容器 緊急用海水系※1 非常用取水設備※1 常設代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」, 「除熱-3」 重大事故等対策要領
			残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレイヘッダ 残留熱除去系海水系※1	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			代替残留熱除去系海水系※1	自主対策設備	
		(サプレッション・プール冷却系)の復旧 常設代替交流電源設備による残留熱除去系	サプレッション・プール 格納容器 緊急用海水系※1 非常用取水設備※1 常設代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「S/P温度制御」 重大事故等対策要領
			残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ 残留熱除去系海水系※1	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
			代替残留熱除去系海水系※1	自主対策設備	

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)

☐：自主的に整備する対応手段を示す。

第 1.6-2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/18)

対応手順	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ			
(a) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位※1
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		格納容器内への注水量	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量※1
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	代替淡水貯槽水位※1

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (2/18)

対応手順	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			
(b) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ (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※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位※1
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		格納容器内への注水量	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量※1
水源の確保		代替淡水貯槽水位※1	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (3/18)

対応手順	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			
(c) 代替循環冷却系による格納容器除熱	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量※1
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		格納容器内への注水量	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
補機監視機能		代替循環冷却系ポンプ吐出圧力	

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (4/18)

対応手順	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			
(d) 消火系による格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		電源	M/C 2A-1 電圧 P/C 2A-3 電圧 緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 M/C 2D 電圧 P/C 2D 電圧
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		格納容器内への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (5/18)

対応手順	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			
(e) 補給水系による格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		格納容器内への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (6/18)

対応手順	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 b. 格納容器除熱			
(a) ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系系統圧力
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (7/18)

対応手順	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			
(a) 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内への注水量	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
格納容器内の水位		サブプレッション・プール水位※1	

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (8/18)

対応手順	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			
(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッショ ン・プール水除熱	判断基準	格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
		最終ヒートシンクの確保	サプレッション・プール水温度※1 残留熱除去系海水系系統流量※1
		格納容器内の水位	サプレッション・プール水位※1
	操作	格納容器内への注水量	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
		最終ヒートシンクの確保	サプレッション・プール水温度※1 残留熱除去系海水系系統流量※1
		格納容器内の水位	サプレッション・プール水位※1

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (9/18)

対応手順	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 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 (常設) による格納容器スプレイ	判断基準	格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1
		格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1
		格納容器内への注水量	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ※1
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (10/18)

対応手順	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 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			
(b) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ (淡水/海水)	判断基準	格納容器内の放射線量率 原子炉圧力容器内の温度	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1 原子炉圧力容器温度 ※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ※1 サプレッション・チェンバ圧力 ※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1
		操作	格納容器内の圧力
格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1		
格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ※1		
格納容器内への注水量	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ※1		
水源の確保	代替淡水貯槽水位 ※1		

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (11/18)

対応手順	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 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			
(c) 代替循環冷却系による格納容器除熱	判断基準	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		格納容器内への注水量	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (12/18)

対応手順	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 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			
(d) 消火系による格納容器スプレイ	判断基準	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		電源	M/C 2A-1 電圧 P/C 2A-3 電圧 緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 M/C 2D 電圧 P/C 2D 電圧
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		格納容器内への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (13/18)

対応手順	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 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			
(e) 補給水系による格納容器スプレイ	判断基準	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		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・チェンバ雰囲気温度
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位※1
		格納容器内への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (14/18)

対応手順	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 格納容器破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 b. 格納容器除熱			
(a) ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱	判断基準	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系系統圧力
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度※1

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (15/18)

対応手順	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 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			
(a) 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱	判断基準	格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
		水源の確保	サブプレッション・プール水位※1
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力※1 サブプレッション・チェンバ圧力※1
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度※1 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		格納容器内への注水量	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
格納容器内の水位		サブプレッション・プール水位※1	

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (16/18)

対応手順	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 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			
(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水除熱	判断基準	格納容器内の放射線量率 格納容器内への注水量	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1
		格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ※1
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧
		最終ヒートシンクの確保	サプレッション・プール水温度 ※1 残留熱除去系海水系系統流量
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ※1
		操作	格納容器内への注水量
	補機監視機能		残留熱除去系ポンプ吐出圧力
	最終ヒートシンクの確保		サプレッション・プール水温度 ※1 残留熱除去系海水系系統流量
	格納容器内の水位		サプレッション・プール水位 ※1

※1：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）を示す。

監視計器一覧 (17/18)

対応手順	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱			
—	判断基準	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ^{※1} サブプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ^{※1} サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 ^{※1}
		格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位 ^{※1}
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量
		電源	M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
	操作	格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ^{※1} サブプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
		格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ^{※1} サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 ^{※1}
		格納容器内への注水量	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	

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

監視計器一覧 (18/18)

対応手順	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.6.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (2) 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール水除熱			
—	判断基準	格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度※1 サプレッション・チェンバ雰囲気温度※1
		補機監視機能	残留熱除去系海水系系統流量
		電源	M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧
	操作	格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度※1
		格納容器内への注水量	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

※1: 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) を示す。

第 1.6-3 表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 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>	常設低圧代替注水系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用 P / C
	代替格納容器スプレイ冷却系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用 M C C
	代替循環冷却系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用 P / C
	代替循環冷却系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用 M C C
	残留熱除去系ポンプ	非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 M / C 2 C M / C 2 D
	残留熱除去系 弁	非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 M C C 2 C 系 M C C 2 D 系
	残留熱除去系海水ポンプ	非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 M / C 2 C M / C 2 D
	残留熱除去系海水系 弁	非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 M C C 2 C 系 M C C 2 D 系
中央制御室監視計器	非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 120V / 240V 計装用主母線盤 2 A 120V / 240V 計装用主母線盤 2 B 直流 125V 主母線盤 2 A 直流 125V 主母線盤 2 B 緊急用直流 125V 主母線盤	

第 1.6-4 表 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	残留熱除去系 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	ドライウエル圧力指示値が 13.7kPa[gage]以上で, 原子炉水位(広帯域)指示値で-3,800mm以下を経験し 原子炉水位(燃料域)指示値で-1,067mmに維持されている場合	—	D/W S/P	圧力制御・ 温度制御・ 水位制御	サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa[gage]以下の場合
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa[gage]以上で, 24時間継続した場合	—	S/P		
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 98kPa[gage]以上で, 24時間継続した場合	—	D/W S/P		
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 245kPa[gage]以上の場合	—	D/W S/P		
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 279kPa[gage]以上の場合	D/W S/P	D/W S/P		
	温度制御	ドライウエル雰囲気温度指示値が 171℃に近接した場合	D/W	D/W		サブプレッション・プール水位指示値が+ 6.5m以上の場合
		サブプレッション・チェンバ雰囲気温度指示値が 104℃に近接した場合	—	S/P		
	水位制御※1	サブプレッション・プール水位指示値が+6.270mに 近接した場合	D/W	D/W		

※1: 原子炉冷却材喪失時, 真空破壊弁の機能喪失前に格納容器内の圧力を低下させ, ドライウエルとサブプレッション・チェンバの圧力を平衡にする。

第 1.6-5 表 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)

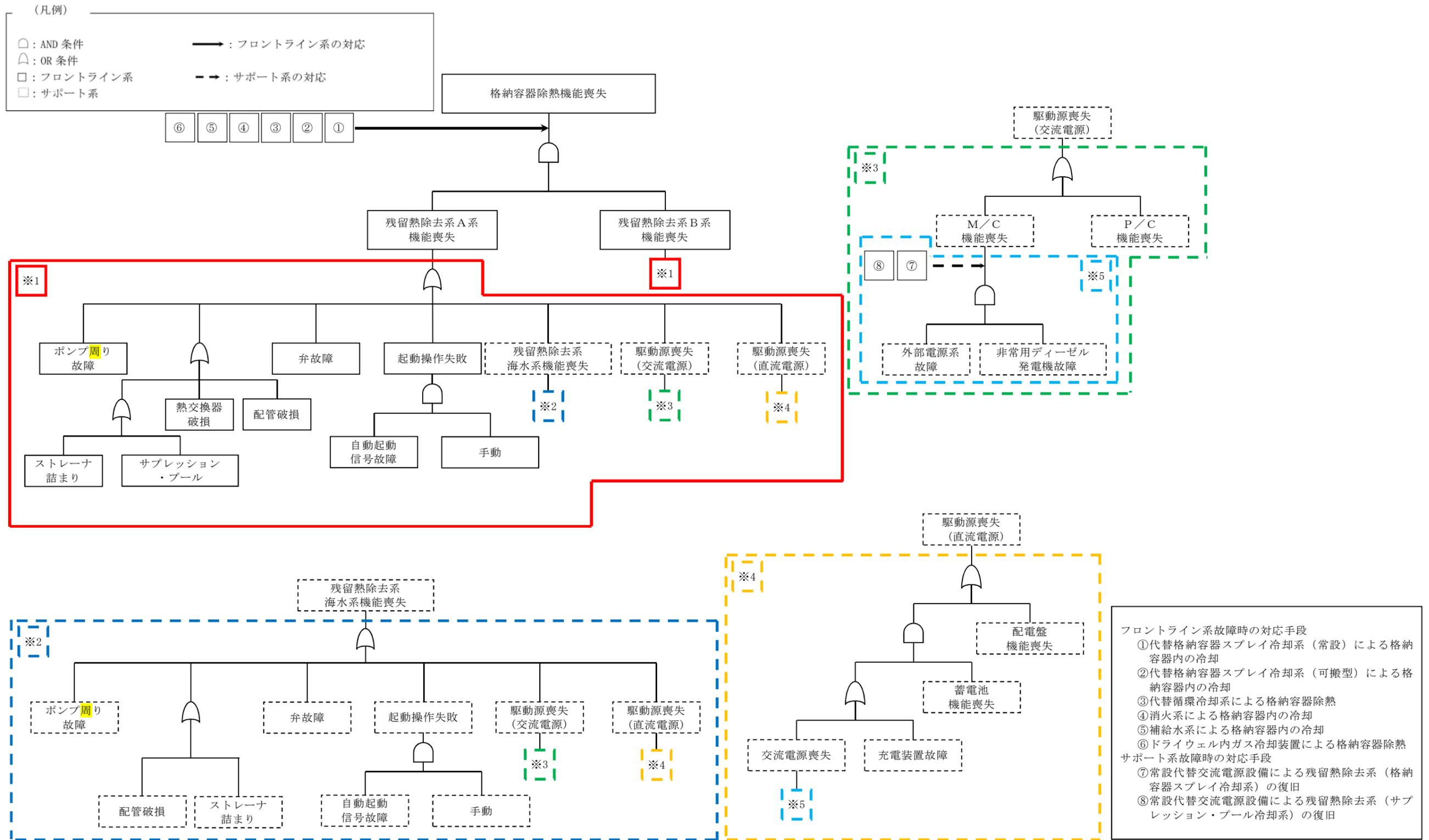
格納容器破損を防止するための対応	スプレイ起動の判断基準			圧力容器 破損前	圧力容器 破損後	スプレイ流量 (m ³ /h)	スプレイ停止の判断基準		
	除熱-1・ 除熱-3	代替格納容器 スプレイ	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 465kPa[gage] 以上の場合	D/W	D/W	300	除熱-1・ 除熱-3	代替格納容器 スプレイ	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 400kPa[gage] 以下の場合
ドライウエル雰囲気温度指示値が 171℃ 以上の場合			D/W	D/W	サブプレッション・プール水位指示値が +6.5m 以上の場合				
残留熱除去系による格納容器スプレイ		ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 245kPa[gage] 以上の場合	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P	1,690	残留熱除去系による格納容器スプレイ	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa[gage] 以下の場合		

①, ②は優先順位を示す。

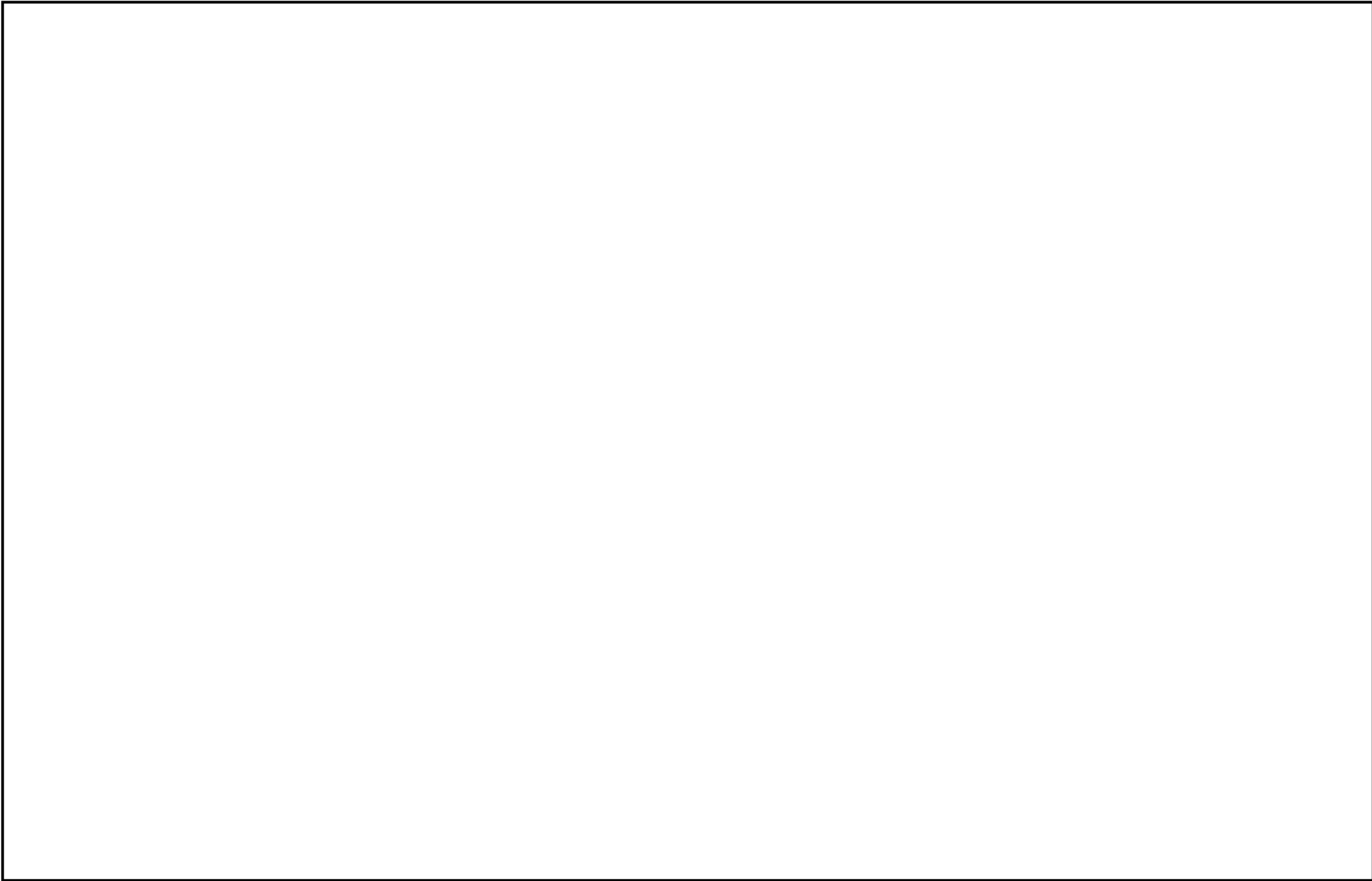
第 1.6-6 表 代替格納容器スプレイ流量変更の判断基準

(格納容器破損を防止するための対応)

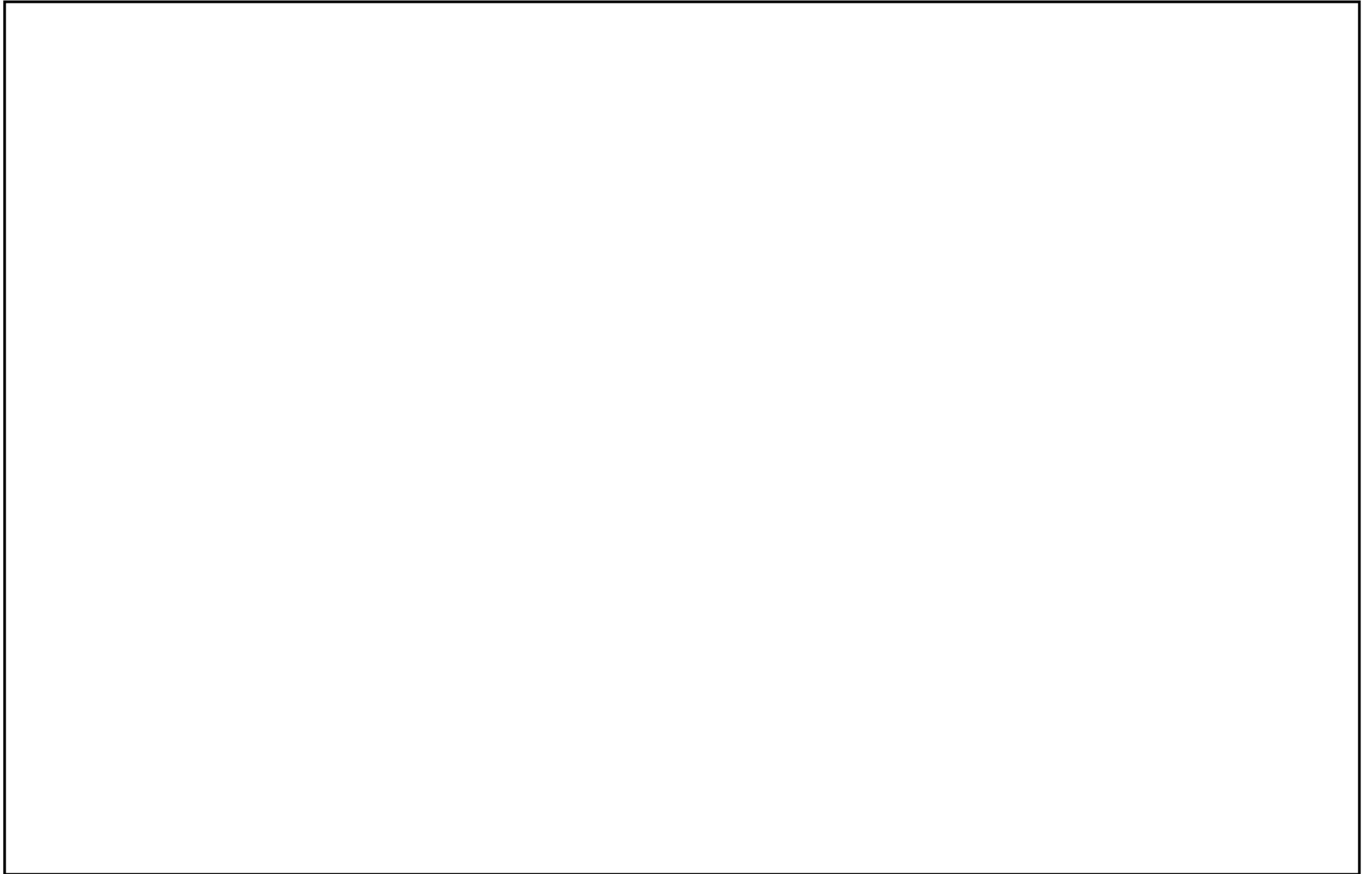
格納容器破損を防止するための対応	スプレイ流量変更開始の判断基準		スプレイ流量 (m ³ /h)	スプレイ流量変更停止の判断基準	スプレイ流量 (m ³ /h)
	代替格納容器 スプレイ	除熱-1	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力 指示値が 465kPa[gage]以上の場合	300	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力 指示値が 400kPa[gage]以下の場合
ドライウエル雰囲気温度指示値が 171℃以上の場合			ドライウエル雰囲気温度指示値が 151℃以下		
除熱-2		原子炉圧力容器破損	300	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力 指示値が 465kPa[gage]以下	130



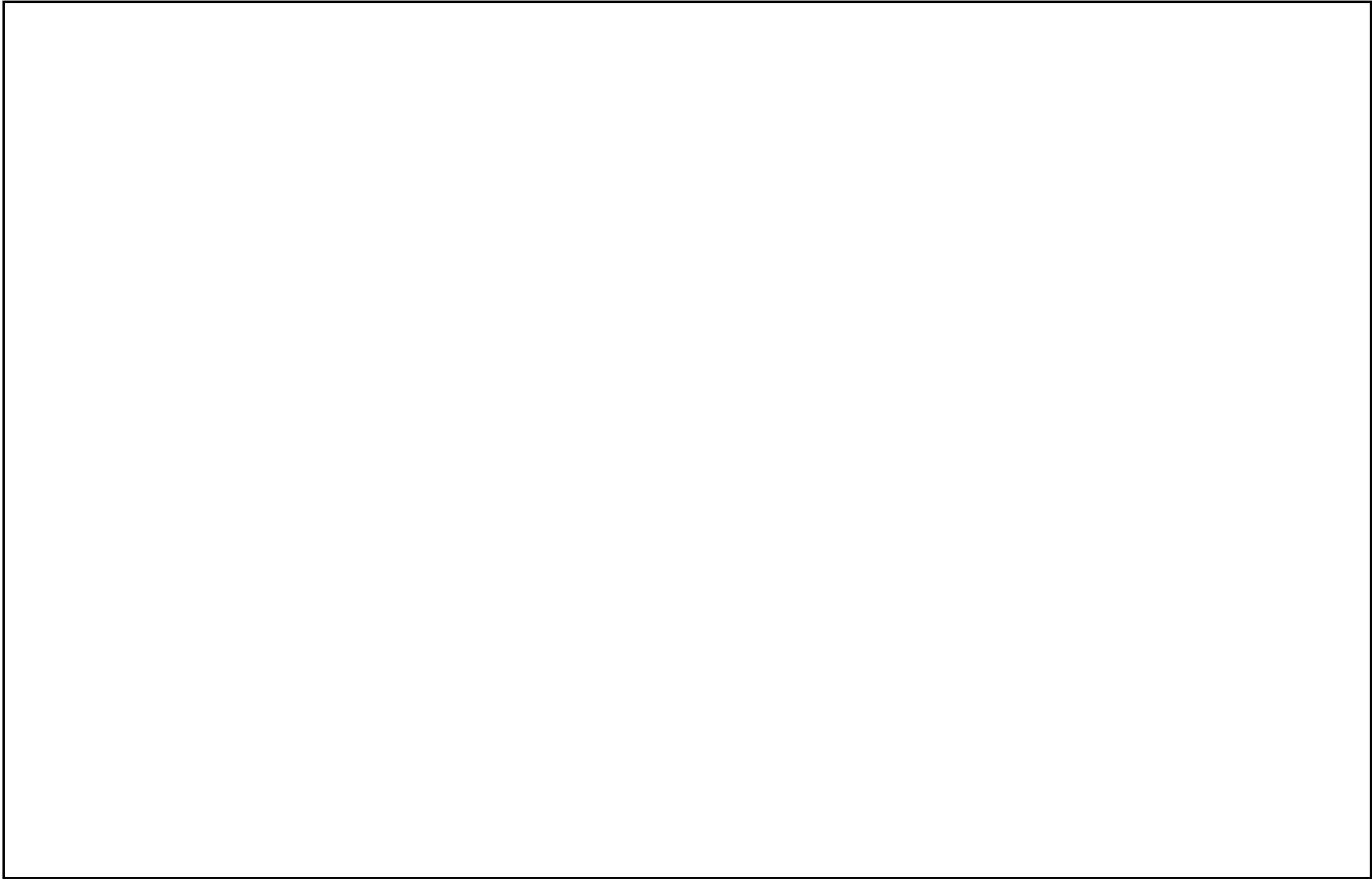
第 1.6-1 図 機能喪失原因対策分析



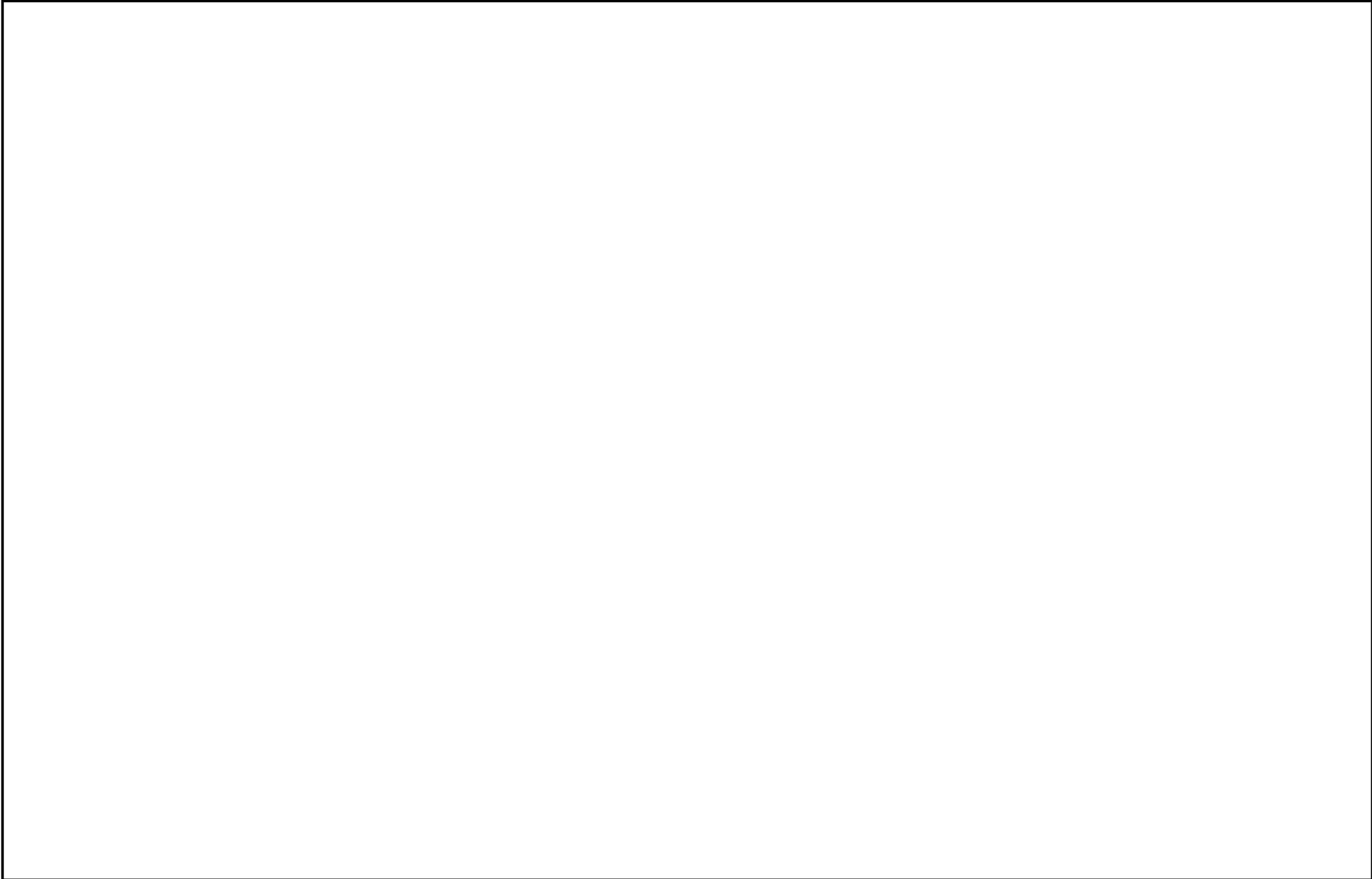
第 1.6-2 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）格納容器制御「PCV 圧力制御」における対応フロー



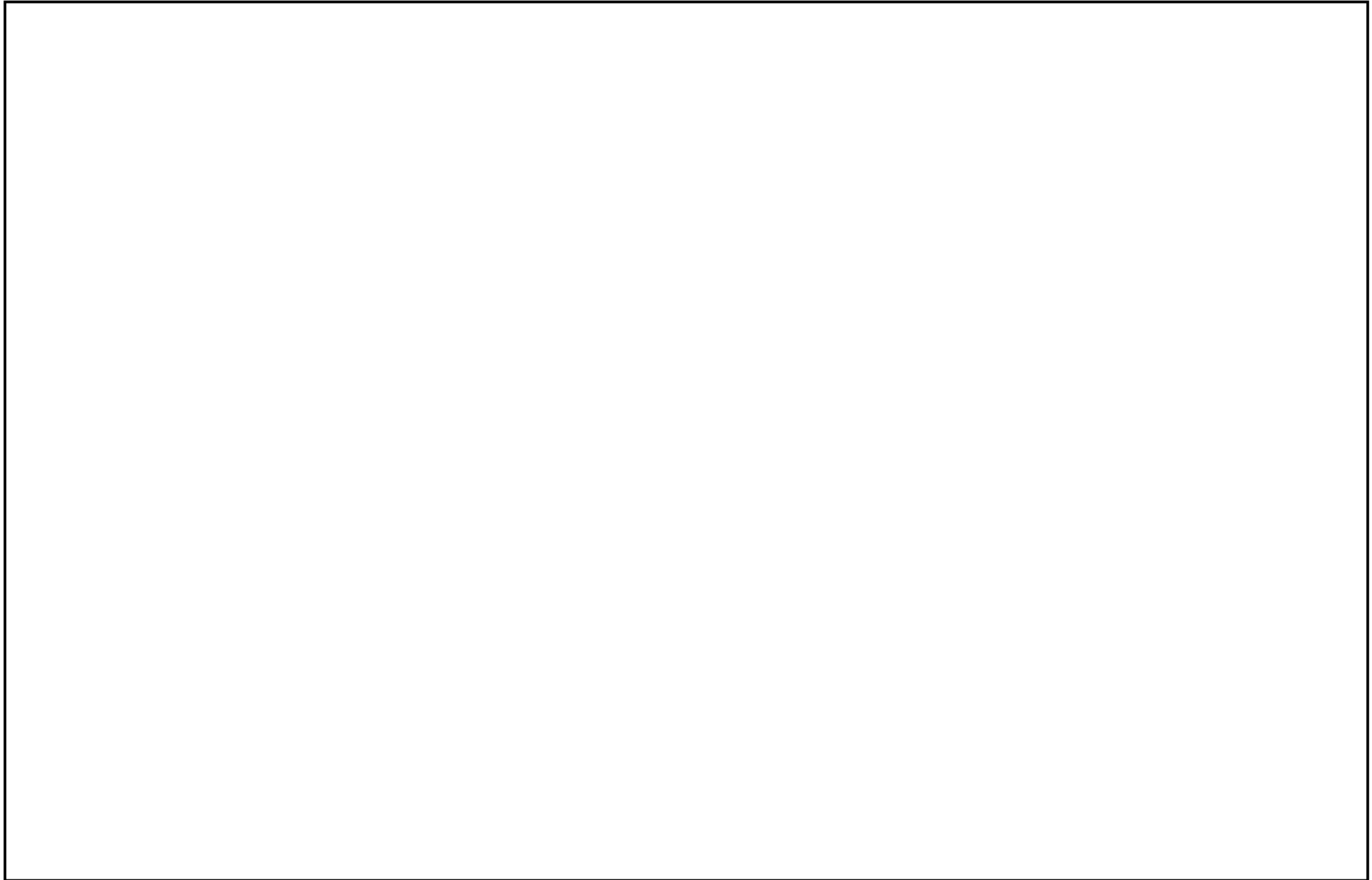
第 1.6-3 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）格納容器制御「D/W温度制御」における対応フロー



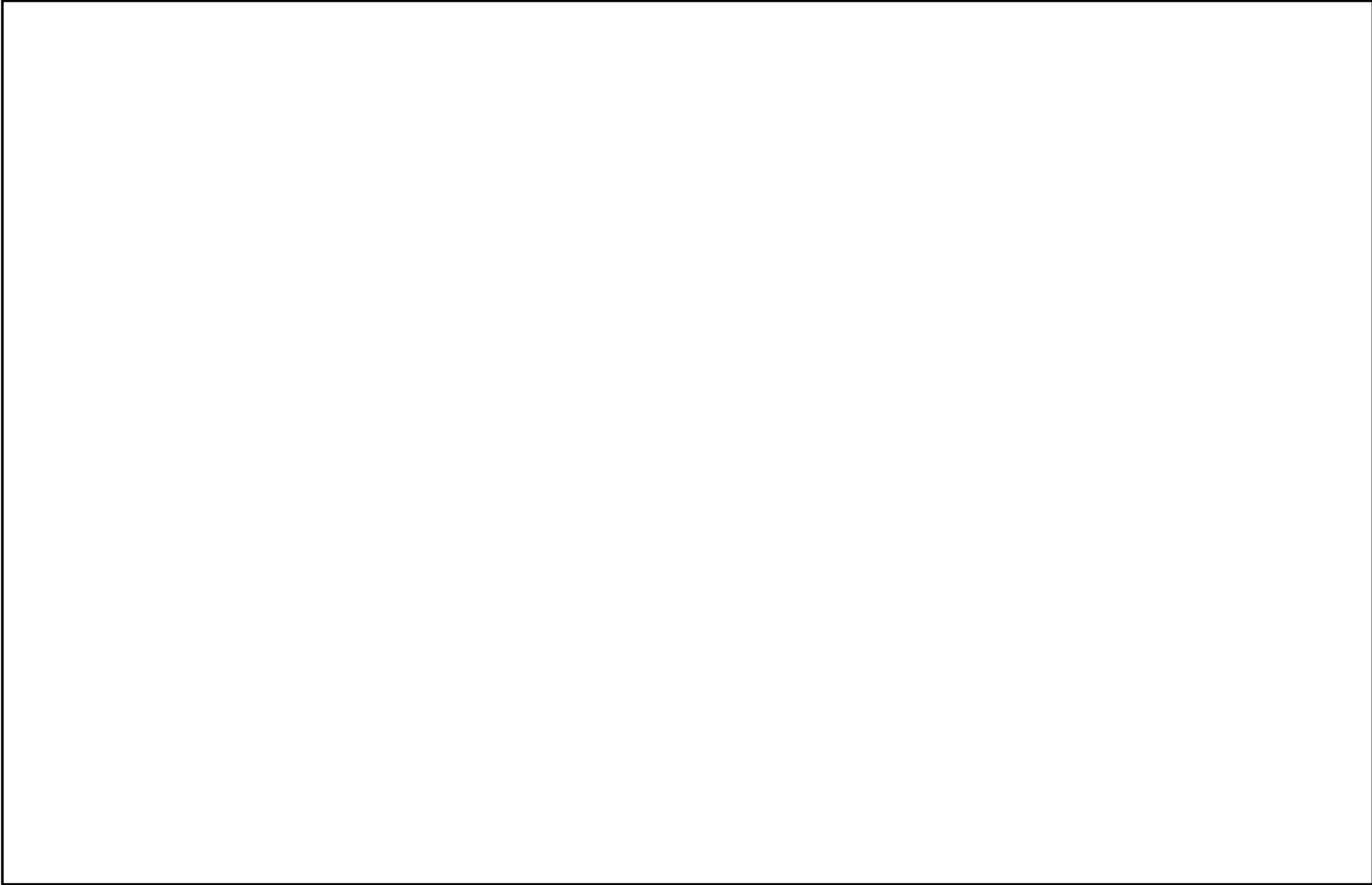
第 1.6-4 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）格納容器制御「S/P 温度制御」における対応フロー



第 1.6-5 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）格納容器制御「S/P水位制御」における対応フロー



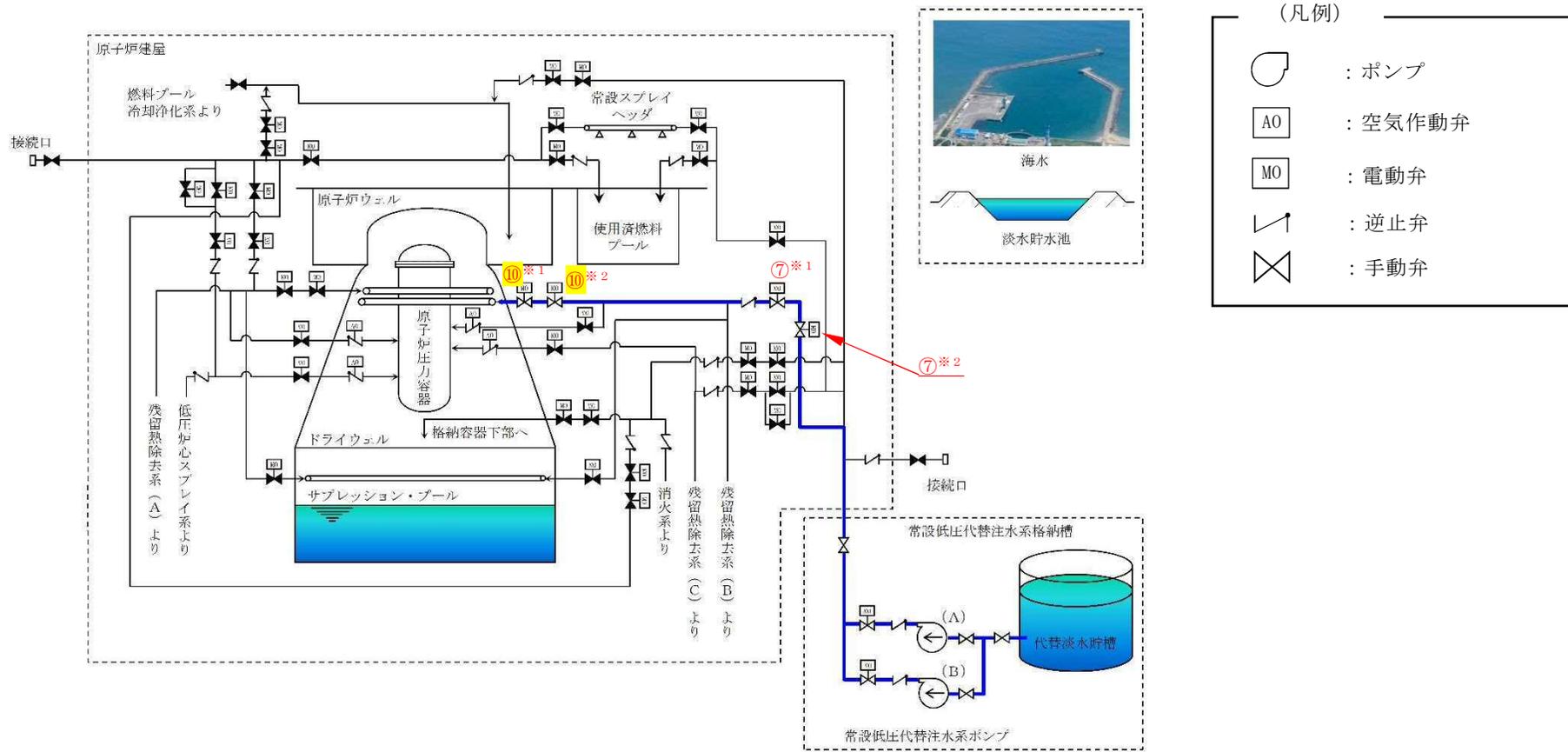
第 1.6-6 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱-1」における対応フロー



第 1.6-7 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱-2」における対応フロー



第 1.6-8 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱-3」における対応フロー



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑦*1	代替格納容器スプレー注水弁	⑩*1, *2	残留熱除去系 (B) D/Wスプレー弁
⑦*2	代替格納容器スプレー流量調整弁		

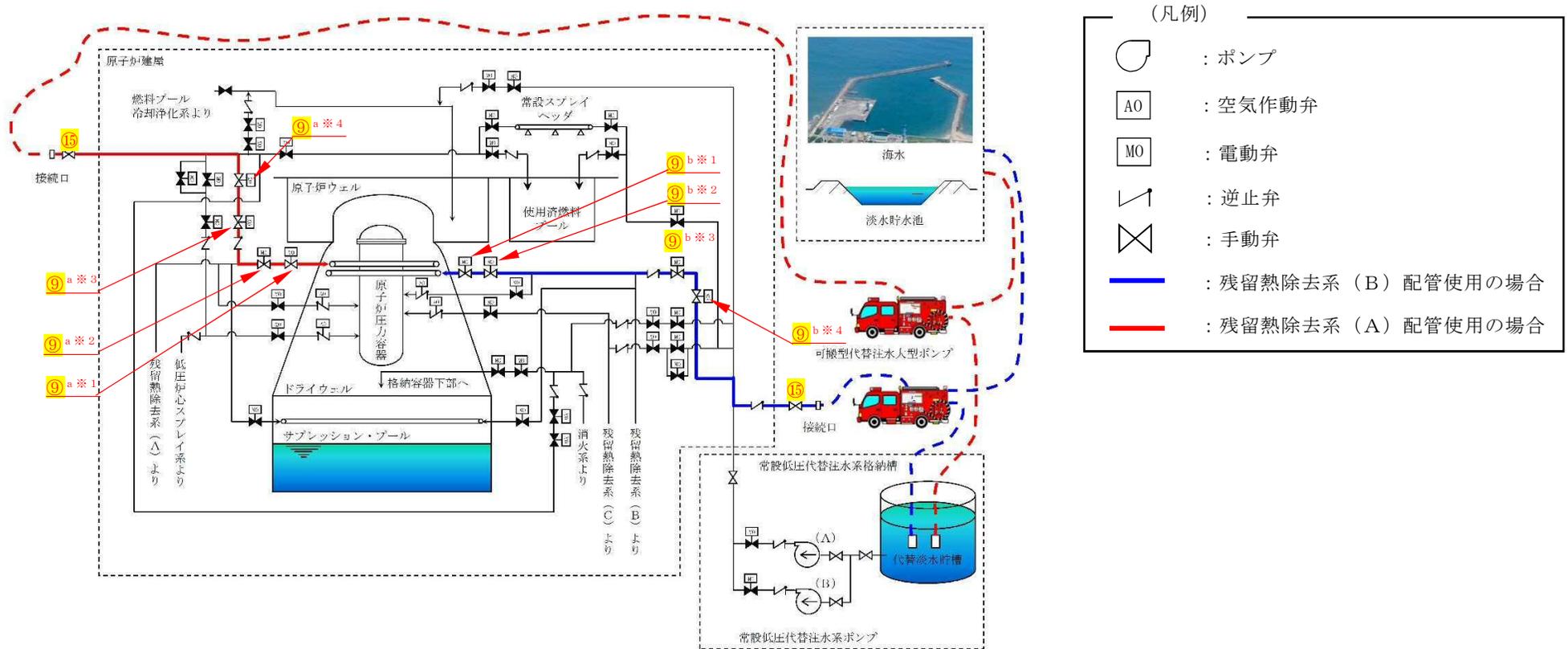
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1: 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第1.6-9図 代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器スプレー 概要図

		経過時間 (分)										備考	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
予期の項目	実施箇所・必要要員数	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ 10分											
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ	要員A （中央制御室）	1	系統構成、スプレイ開始操作			必要な負荷の電源切替操作							

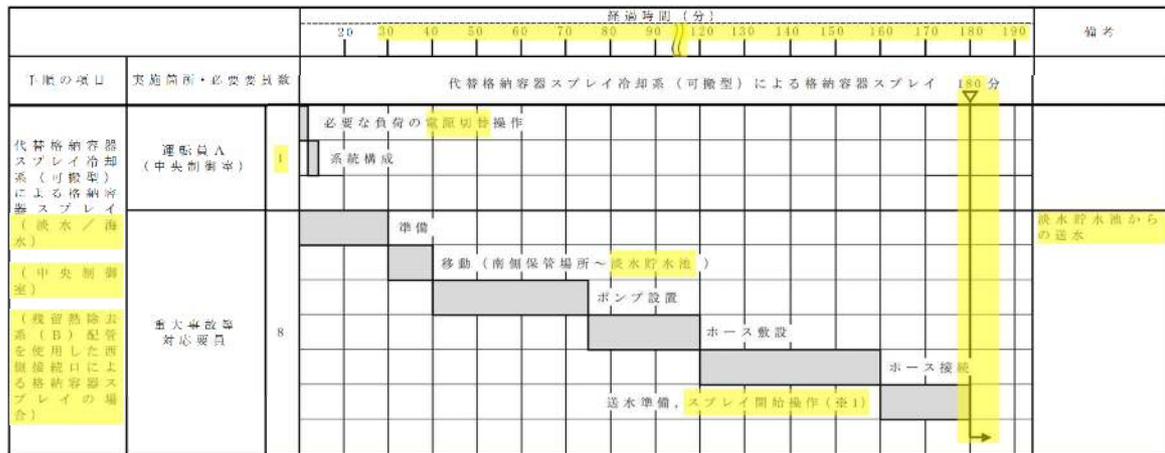
第1.6-10図 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ
タイムチャート



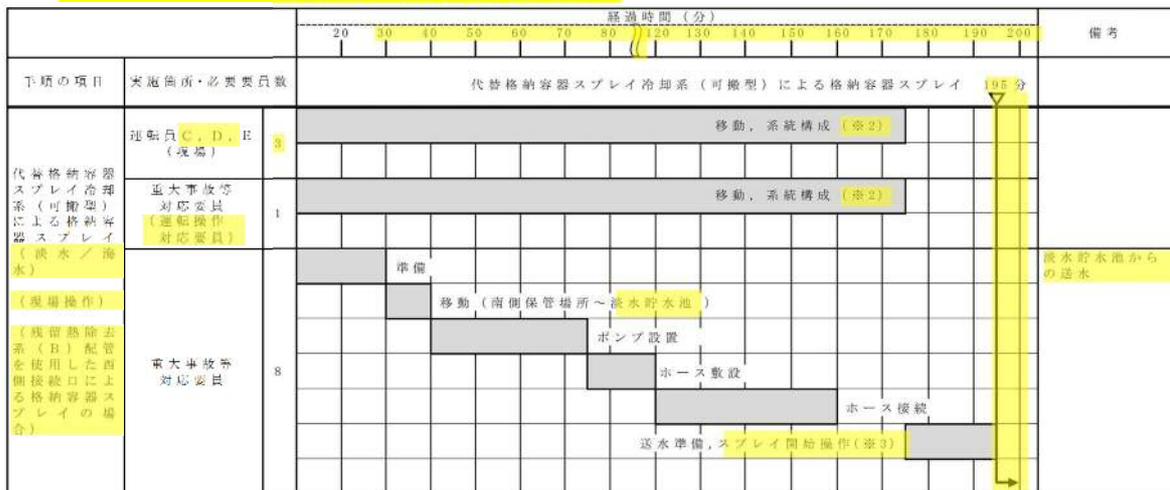
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
㉠ a ※ 1, ※ 2	残留熱除去系 (A) D/Wスプレイ弁	㉠ a ※ 4, b ※ 4	代替格納容器スプレイ流量調整弁
㉡ b ※ 1, ※ 2	残留熱除去系 (B) D/Wスプレイ弁	15	各接続口付属の弁
㉢ a ※ 3, b ※ 3	代替格納容器スプレイ注水弁		

記載例 ㉠ : 操作手順番号を示す。
 a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。
 ※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第1.6-11図 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ (淡水/海水) 概要図



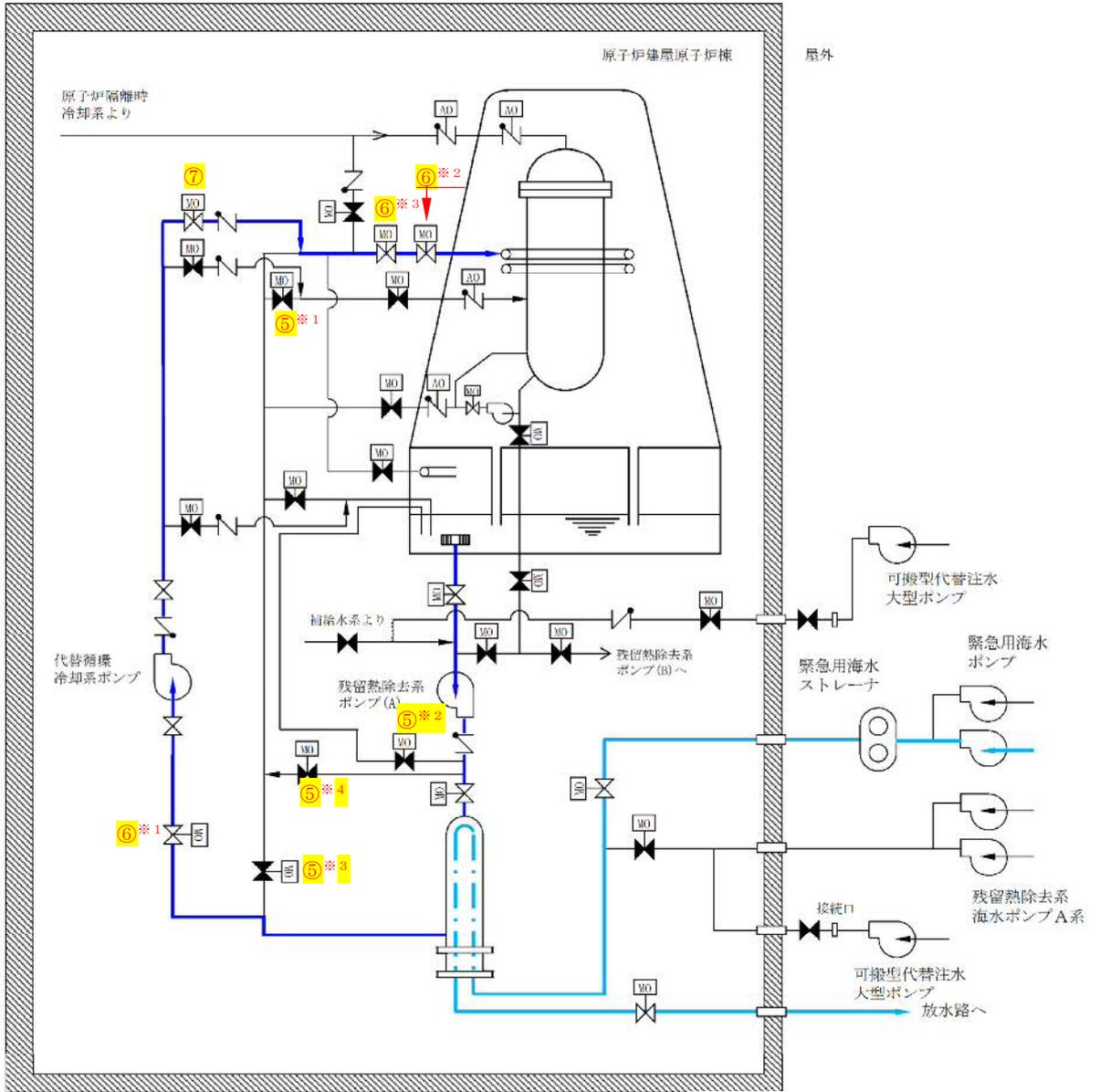
※1: 残留熱除去系(A)配管を使用した東側接続口への送水の場合、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイ開始まで150分以内と想定する。



※2: 残留熱除去系(A)配管を使用した東側接続口への送水の場合、移動、系統構成は175分以内と想定する。

※3: 残留熱除去系(A)配管を使用した東側接続口への送水の場合、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイ開始まで195分以内と想定する。

第1.6-12図 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイ(淡水/海水) タイムチャート



(凡例)

操作手順	弁名称
⑤※1	残留熱除去系注水配管分離弁
⑤※2	残留熱除去系(A)ミニフロー弁
⑤※3	残留熱除去系熱交換器(A)出口弁
⑤※4	残留熱除去系熱交換器(A)バイパス弁
⑥※1	代替循環冷却系入口弁
⑥※2, ※3	残留熱除去系(A) D/Wスプレイ弁
⑦	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量調節弁



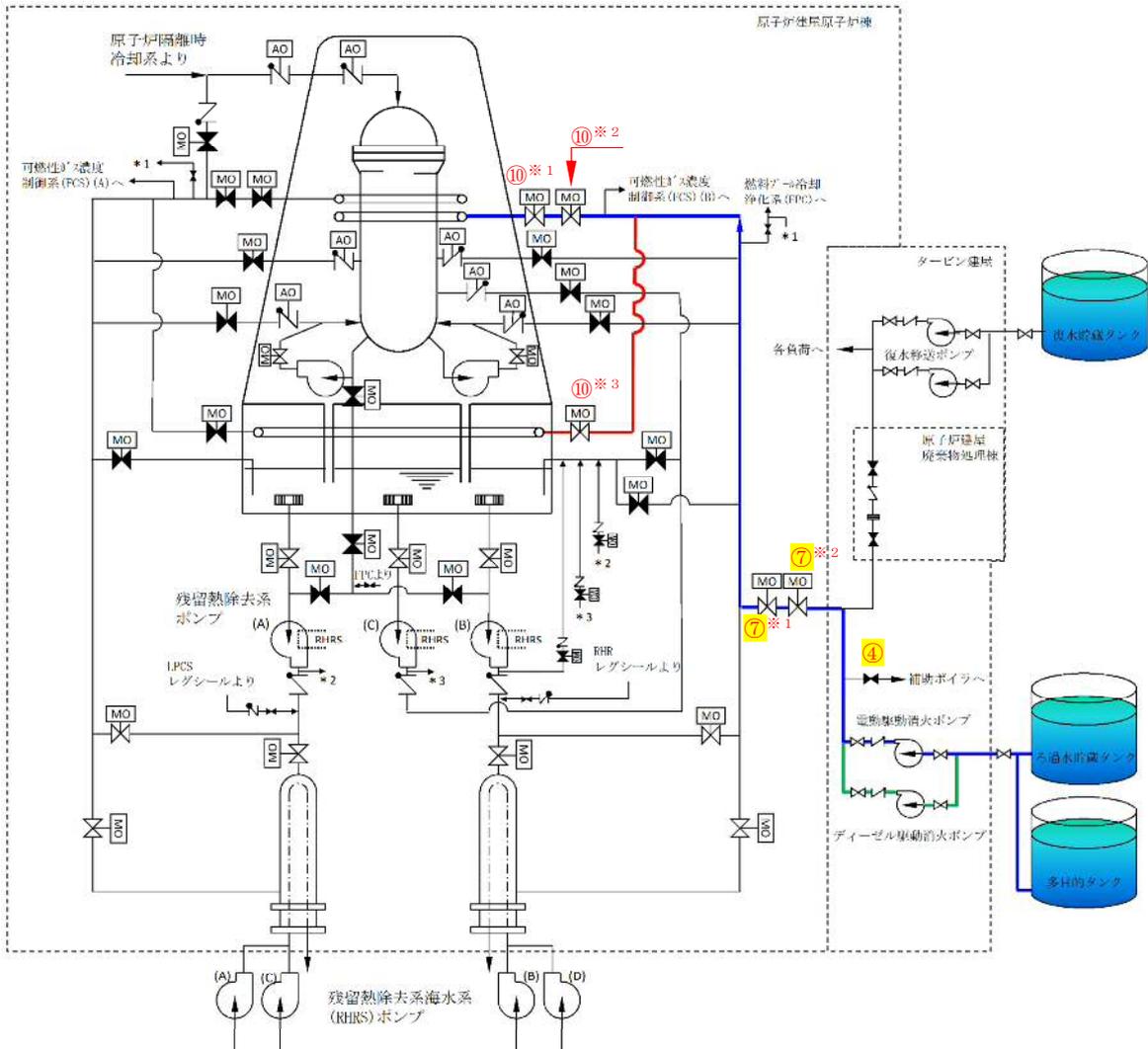
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第1.6-13図 代替循環冷却系による格納容器除熱 概要図

		経過時間(分)										備考	
		5	10	15	20	25	30	35	40	45			
手順の項目	実施箇所・必要乗員数	代替循環冷却系による格納容器除熱 35分											
代替循環冷却系による格納容器除熱	運転員A (中央制御室)	1	系統構成				スプレッド開始操作						

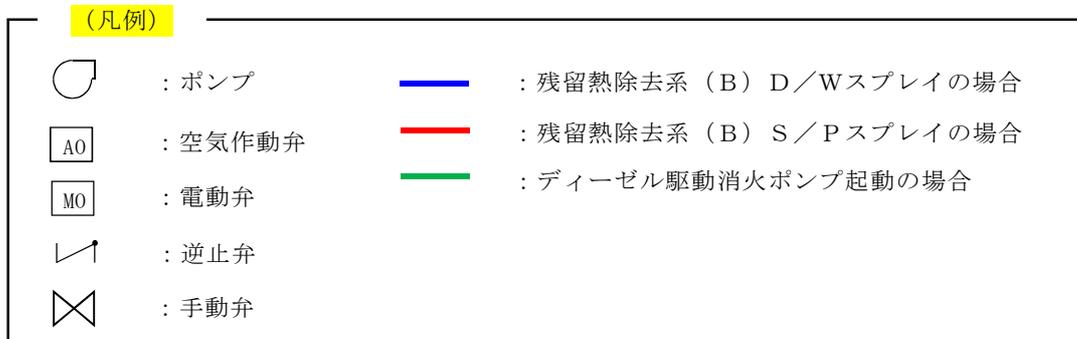
第1.6-14図 代替循環冷却系による格納容器除熱 タイムチャート



操作手順	弁名称
④	補助ボイラ冷却水元弁
⑦※1, ※2	残留熱除去系 (B) 消火系ライン弁
⑩※1, ※2	残留熱除去系 (B) D/Wスプレイ弁
⑩※3	残留熱除去系 (B) S/Pスプレイ弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

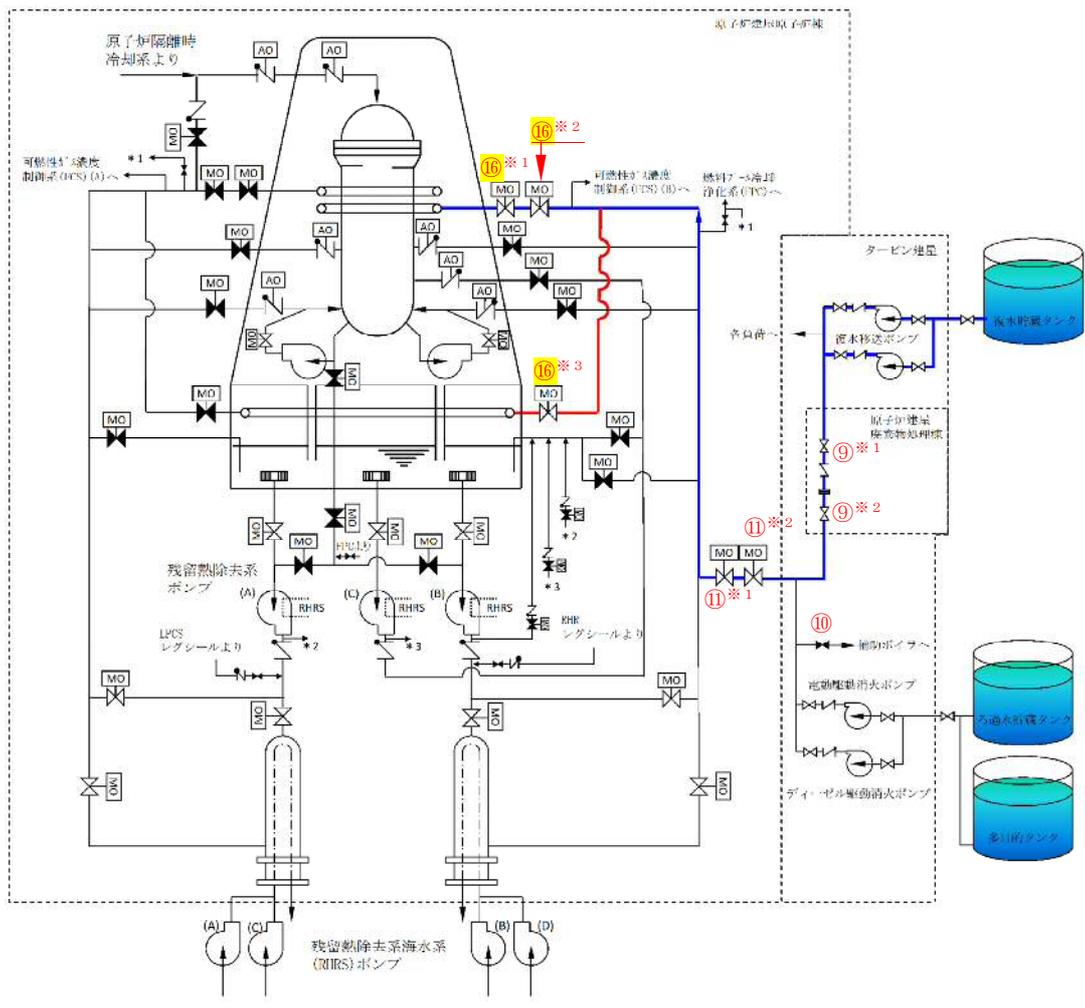
※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。



第1.6-15図 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	90		
手順の項目	実施箇所・必要委員数	消火系による格納容器スプレイ 53分										
消火系による格納容器スプレイ	運転員 A (中央制御室)	1	必要な負荷の電源切替操作				系統構成、スプレイ開始操作					
	運転員 C、D (現場)	2					移動、系統構成					

第1.6-16図 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
⑨※1, ※2	補給水系-消火系連絡ライン止め弁
⑩	補助ボイラ冷却水元弁
⑪※1, ※2	残留熱除去系 (B) 消火系ライン弁
⑯※1, ※2	残留熱除去系 (B) D/Wスプレイ弁
⑯※3	残留熱除去系 (B) S/Pスプレイ弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

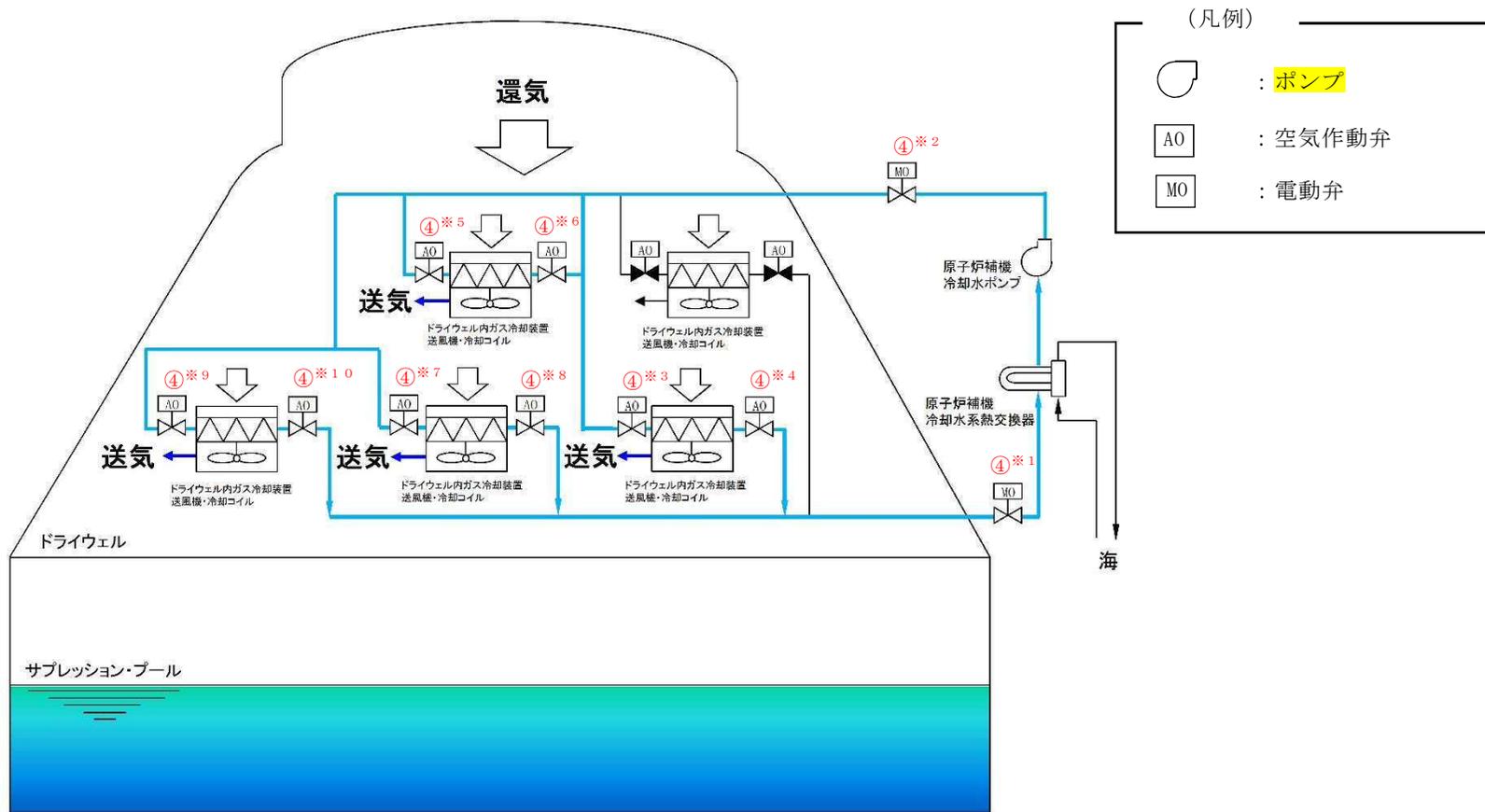
(凡例)

	: ポンプ		: 残留熱除去系 (B) D/Wスプレイの場合
	: 空気作動弁		: 残留熱除去系 (B) S/Pスプレイの場合
	: 電動弁		
	: 逆止弁		
	: 手動弁		

第1.6-17図 補給水系による格納容器スプレイ 概要図



第 1.6-18 図 補給水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※1, ※2	原子炉補機冷却水系隔離弁
④※3～※10	ドライウエル内ガス冷却装置送風機 原子炉補機冷却水系出入口弁

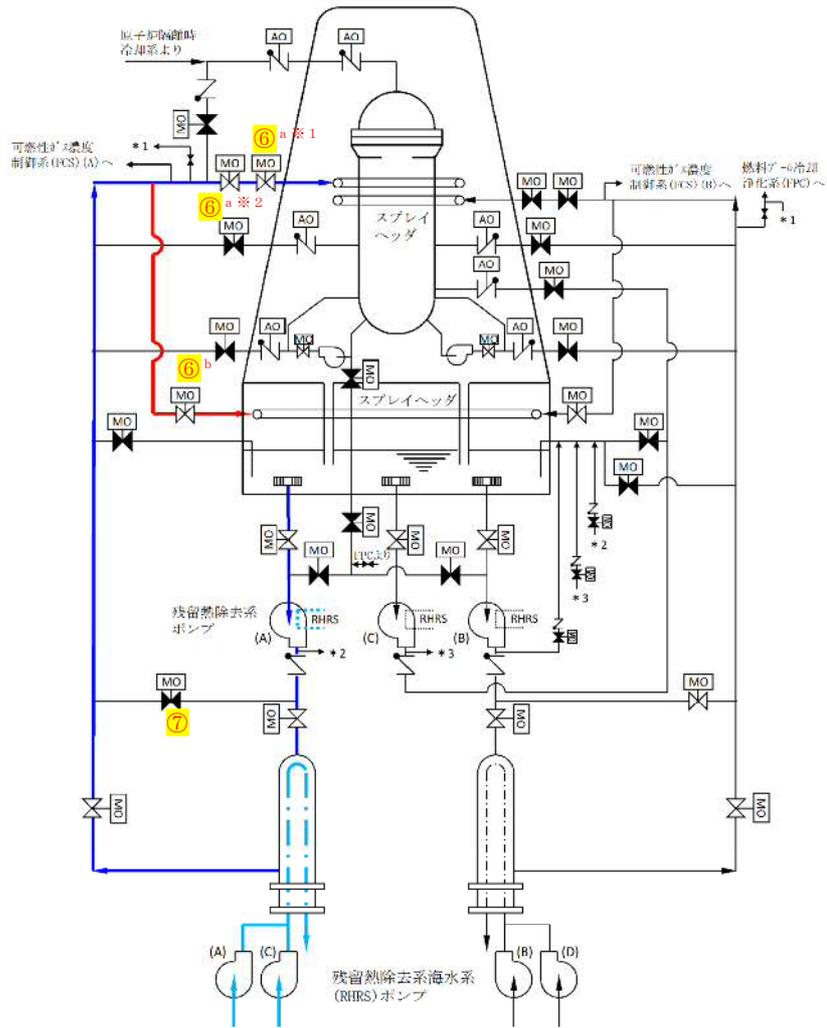
記載例 ① : 操作手順番号を示す。

※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

第 1.6-19 図 ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱 概要図

		経過時間 (分)							備考
		2	4	6	8	10	12	14	
手順の項目	実施箇所・必要員数	ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱 10分							
ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱	運転員A (中央制御室)	1							

第 1.6-20 図 ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器除熱
タイムチャート



操作手順	弁番号
⑥ ^a *1, *2	残留熱除去系 (A) D/Wスプレイ弁
⑥ ^b	残留熱除去系 (A) S/Pスプレイ弁
⑦	残留熱除去系 (A) 熱交換器バイパス弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。

*1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

(凡例)

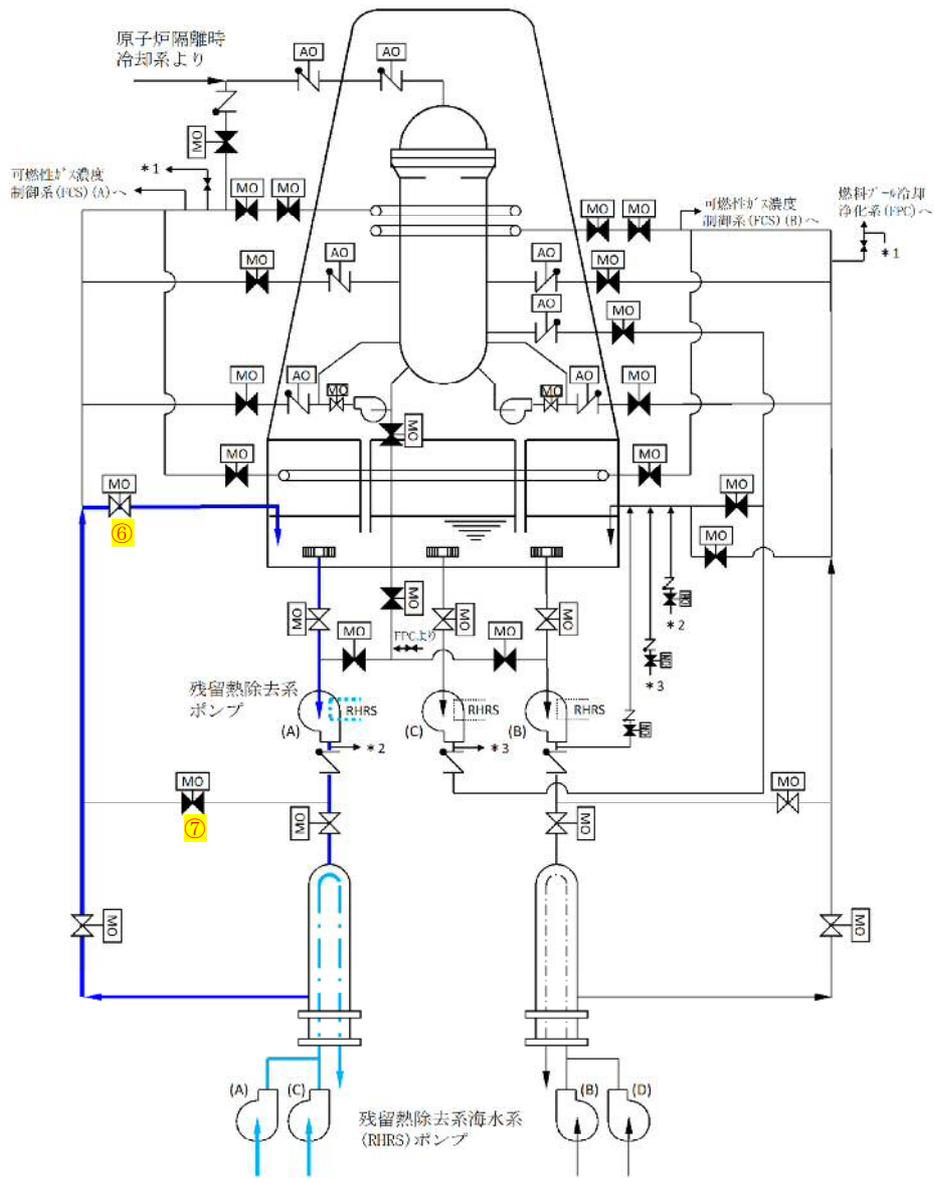
- | | | | |
|--|---------|--|-------------------------|
| | : ポンプ | | : 残留熱除去系 (A) D/Wスプレイの場合 |
| | : 空気作動弁 | | : 残留熱除去系 (A) S/Pスプレイの場合 |
| | : 電動弁 | | |
| | : 逆止弁 | | |
| | : 手動弁 | | |

第1.6-21図 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	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18
工順の項目	実施箇所・必要要員数	7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	運転員A (中央制御室)	系統構成, 除熱開始操作								

※1: 残留熱除去系ポンプ(B)による電源復旧後の格納容器除熱開始まで7分以内と想定する。

第1.6-22図 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	弁番号
⑥	残留熱除去系 (A) テスト弁
⑦	残留熱除去系 (A) 熱交換器バイパス弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

(凡例)

-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁

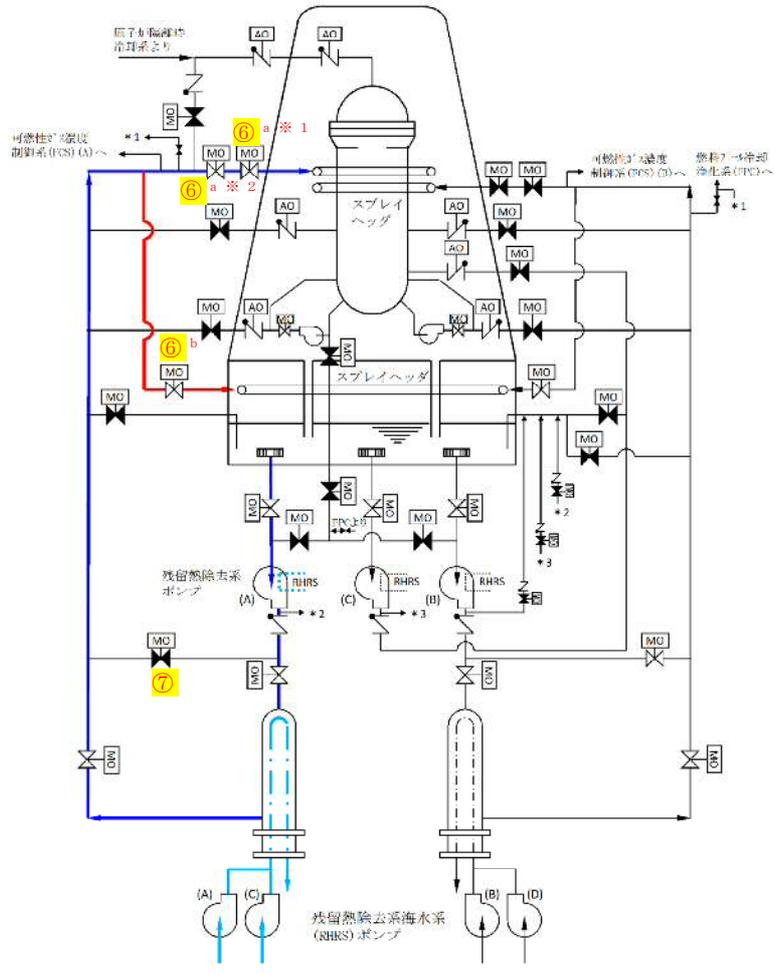
第 1.6-23 図 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水除熱

概要図

手順の項目		実施箇所・必要要員数	経過時間 (分)									備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	
			残留熱除去系電源復旧後のサブレーション・プール水除熱 6分									
残留熱除去系電源復旧後のサブレーション・プール水除熱		運転員A (中央制御室)	1						系統構成、除熱開始操作	残留熱除去系(A)ポンプによるサブレーション・プール水除熱※1		

※1：残留熱除去系ポンプ（B）による電源復旧後の格納容器除熱開始まで6分以内と想定する。

第 1.6-24 図 残留熱除去系電源復旧後のサブレーション・プール
水除熱 タイムチャート



操作手順	弁番号
⑥ a ※ 1, ※ 2	残留熱除去系 (A) D/Wスプレイ弁
⑥ b	残留熱除去系 (A) S/Pスプレイ弁
⑦	残留熱除去系熱交換器 (A) バイパス弁

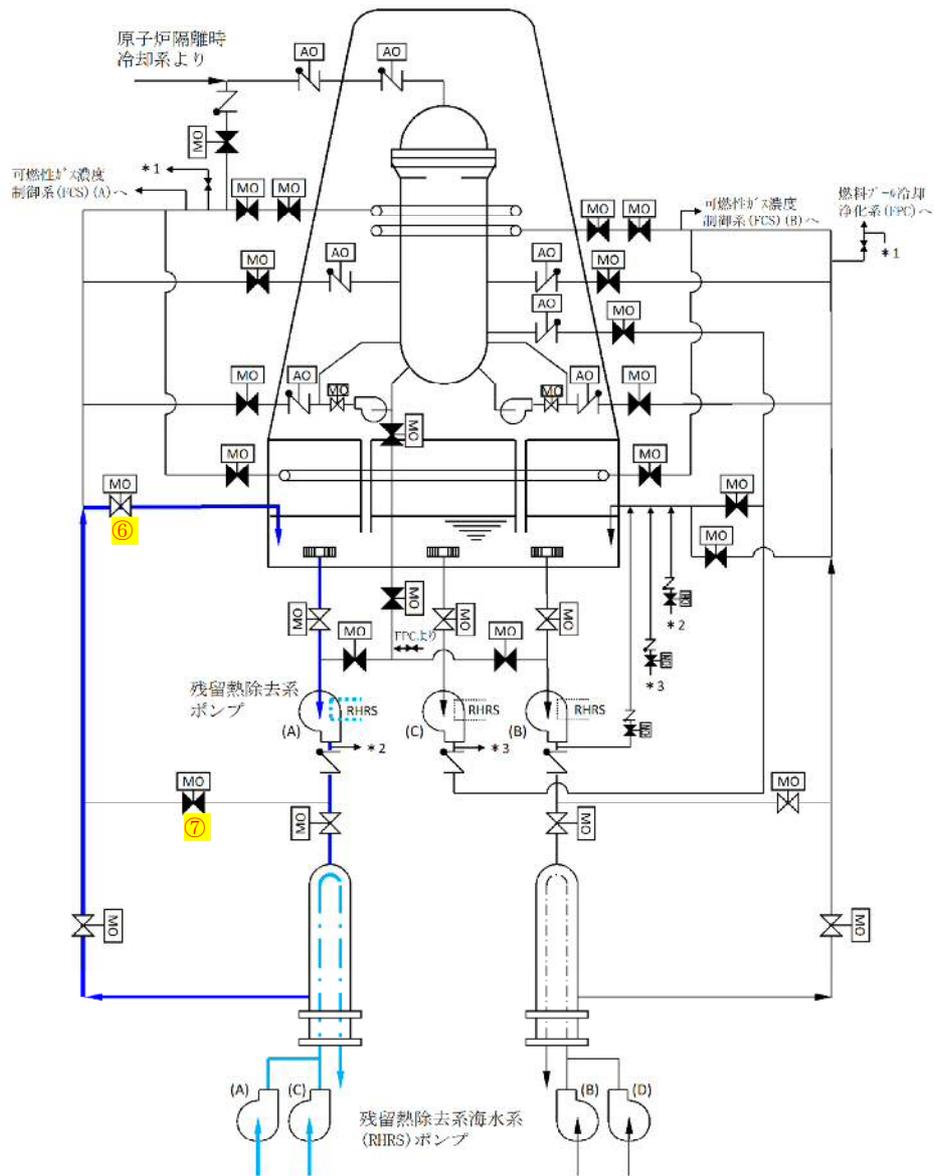
記載例 ① : 操作手順番号を示す。
 a : 操作手順番号における異なる操作又は異なる確認対象を示す。
 ※1 : 操作手順番号内の操作対象又は確認対象を示し、数字は対象順を示す。

(凡例)

	: ポンプ		: 残留熱除去系 (A) D/Wスプレイの場合
	: 空気作動弁		: 残留熱除去系 (A) S/Pスプレイの場合
	: 電動弁		
	: 逆止弁		
	: 手動弁		

第 1.6-25 図 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納

容器除熱 概要図



操作手順	弁番号
⑥	残留熱除去系 (A) テスト弁
⑦	残留熱除去系熱交換器 (A) バイパス弁

記載例 ① : 操作手順番号を示す。

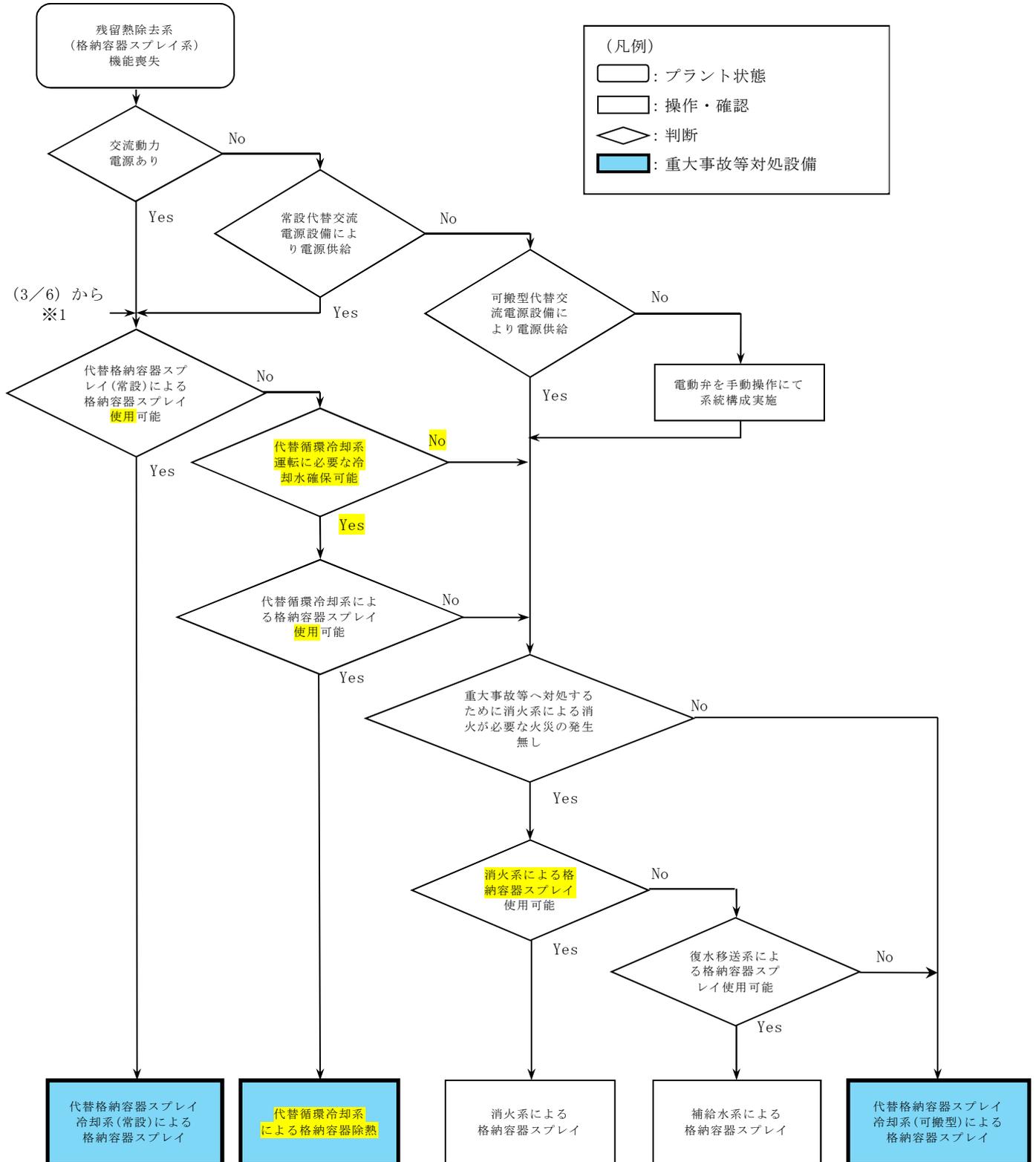
(凡例)

-  : ポンプ
-  : 空気作動弁
-  : 電動弁
-  : 逆止弁
-  : 手動弁

第 1.6-26 図 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) によるサプレッション・プール水除熱 概要図

炉心の著しい損傷防止のための対応手順

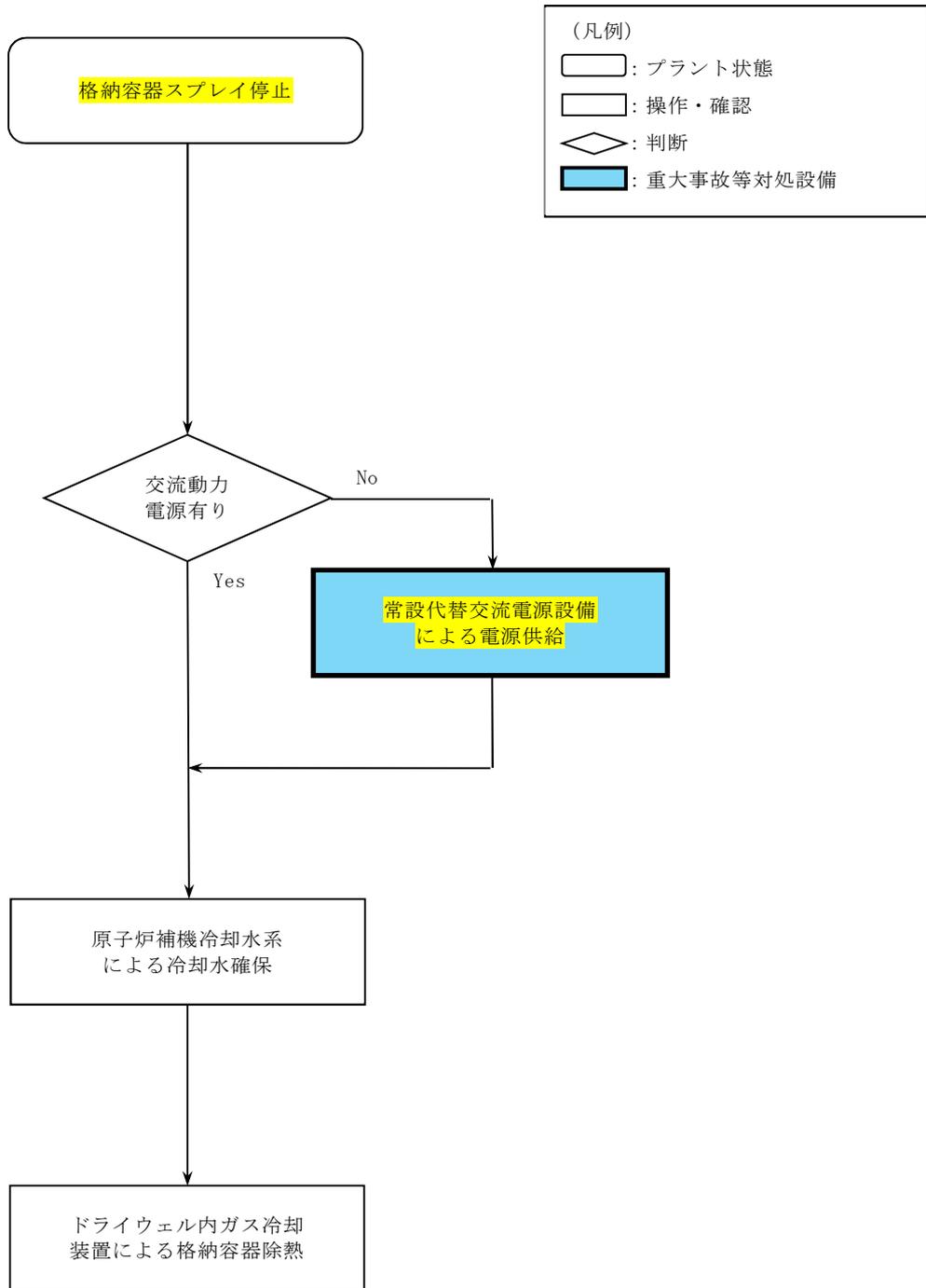
(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択 (1/2)



第 1.6-27 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/6)

炉心の著しい損傷防止のための対応手順

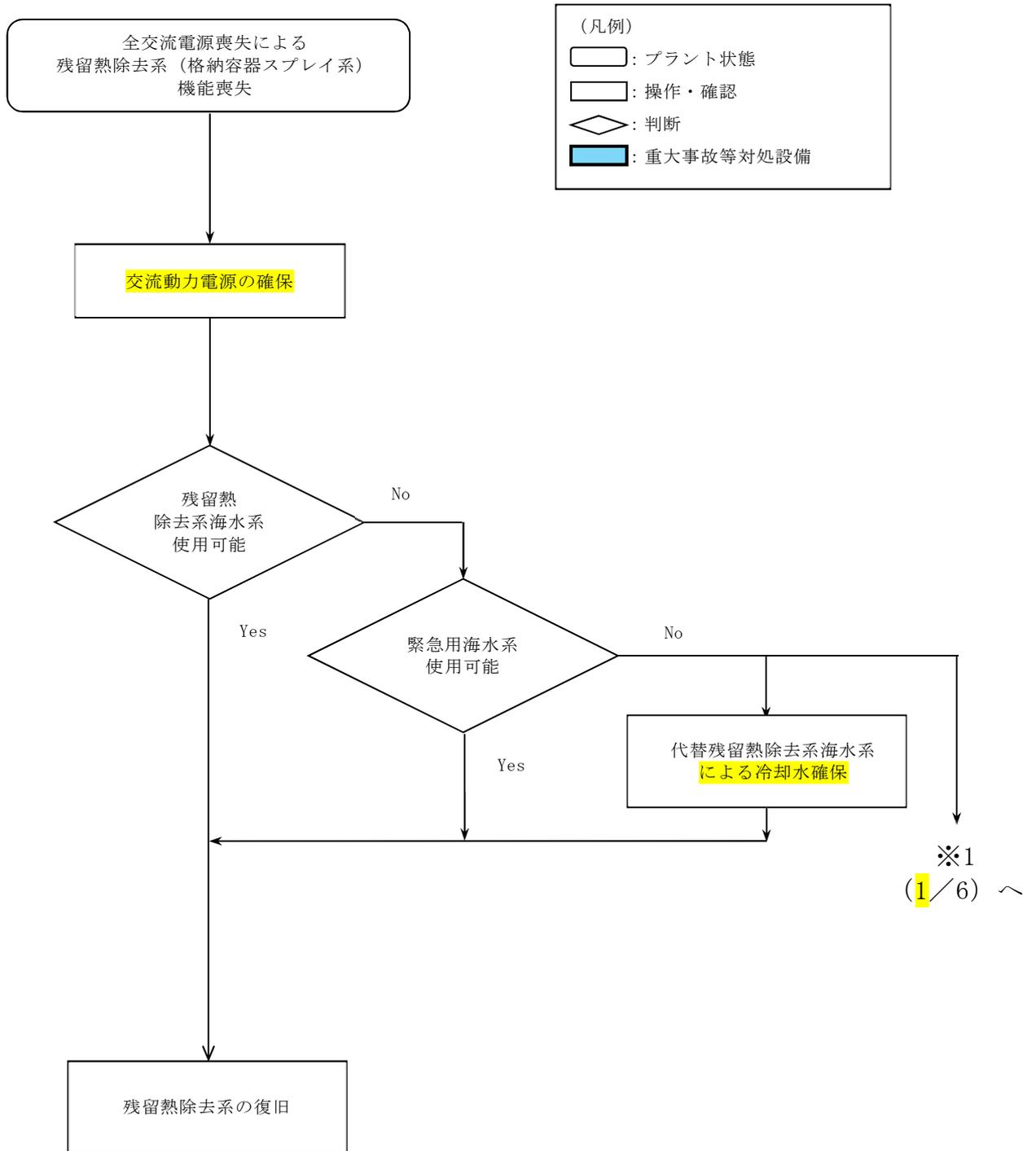
(1) フロントライン故障時の対応手段の選択 (2/2)



第 1.6-27 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/6)

炉心の著しい損傷防止のための対応手順

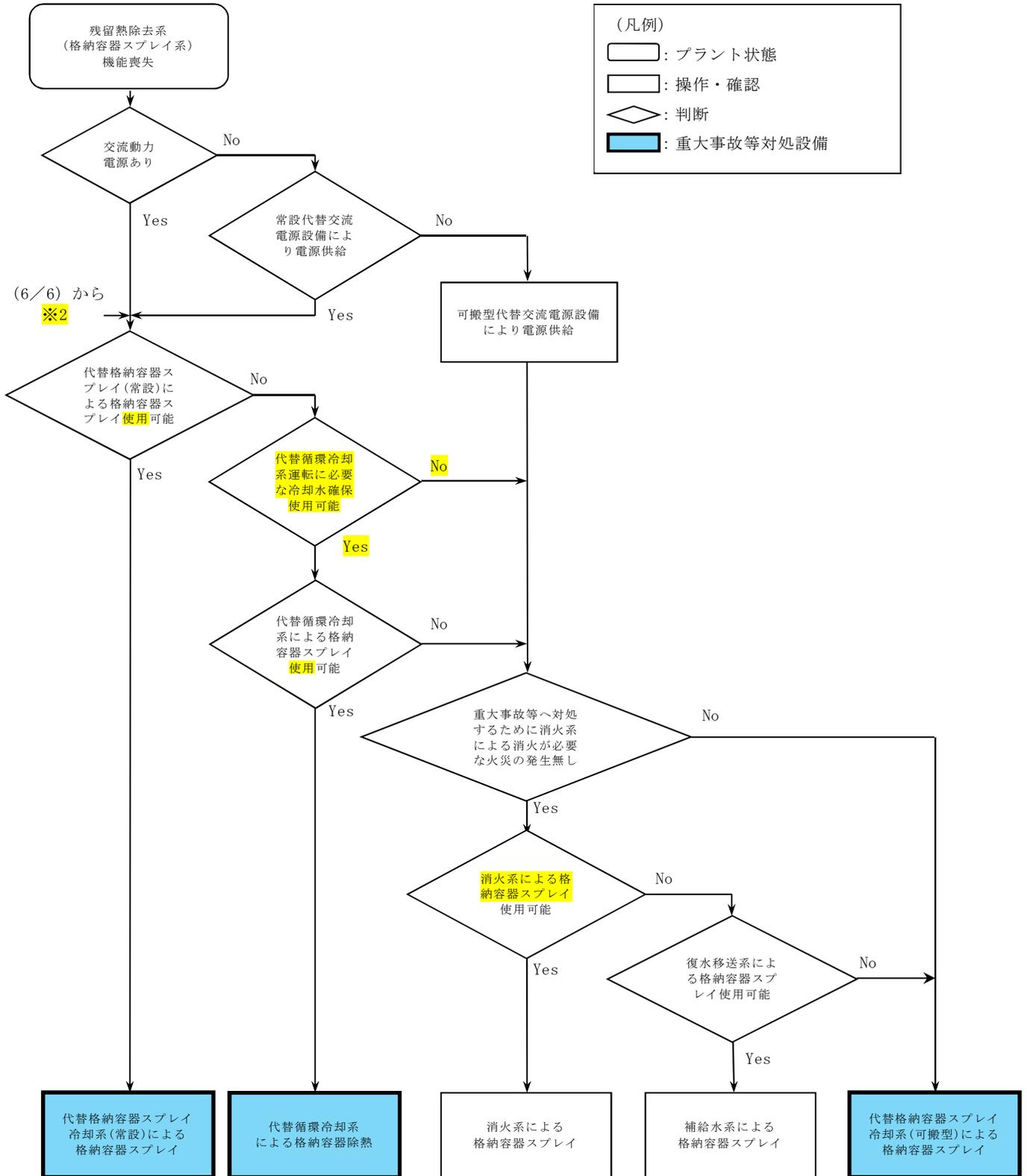
(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.6-27 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/6)

格納容器破損を防止するための対応手順

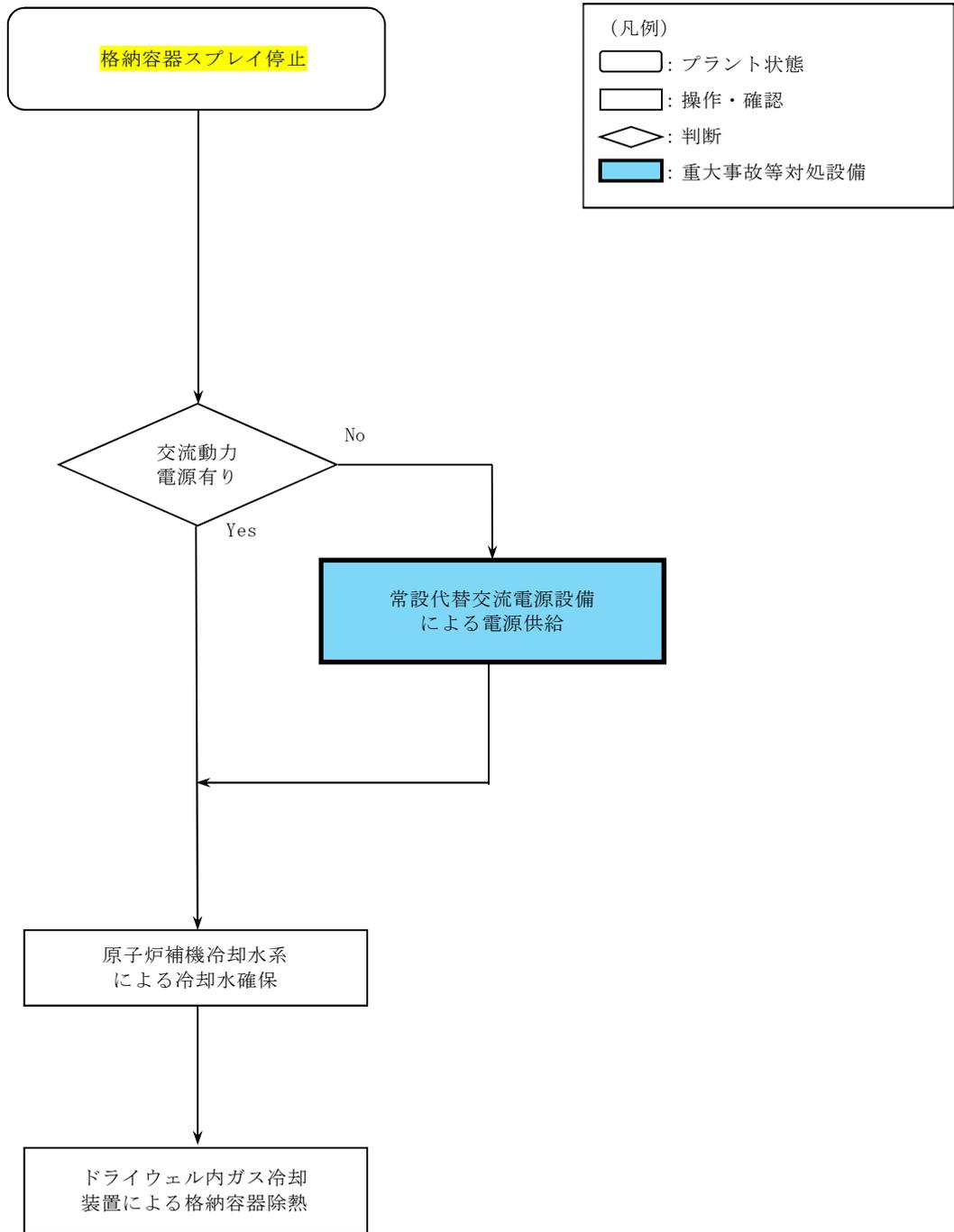
(1) フロントライン故障時の対応手段の選択 (1/2)



第 1.6-27 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (4/6)

格納容器破損を防止するための対応手順

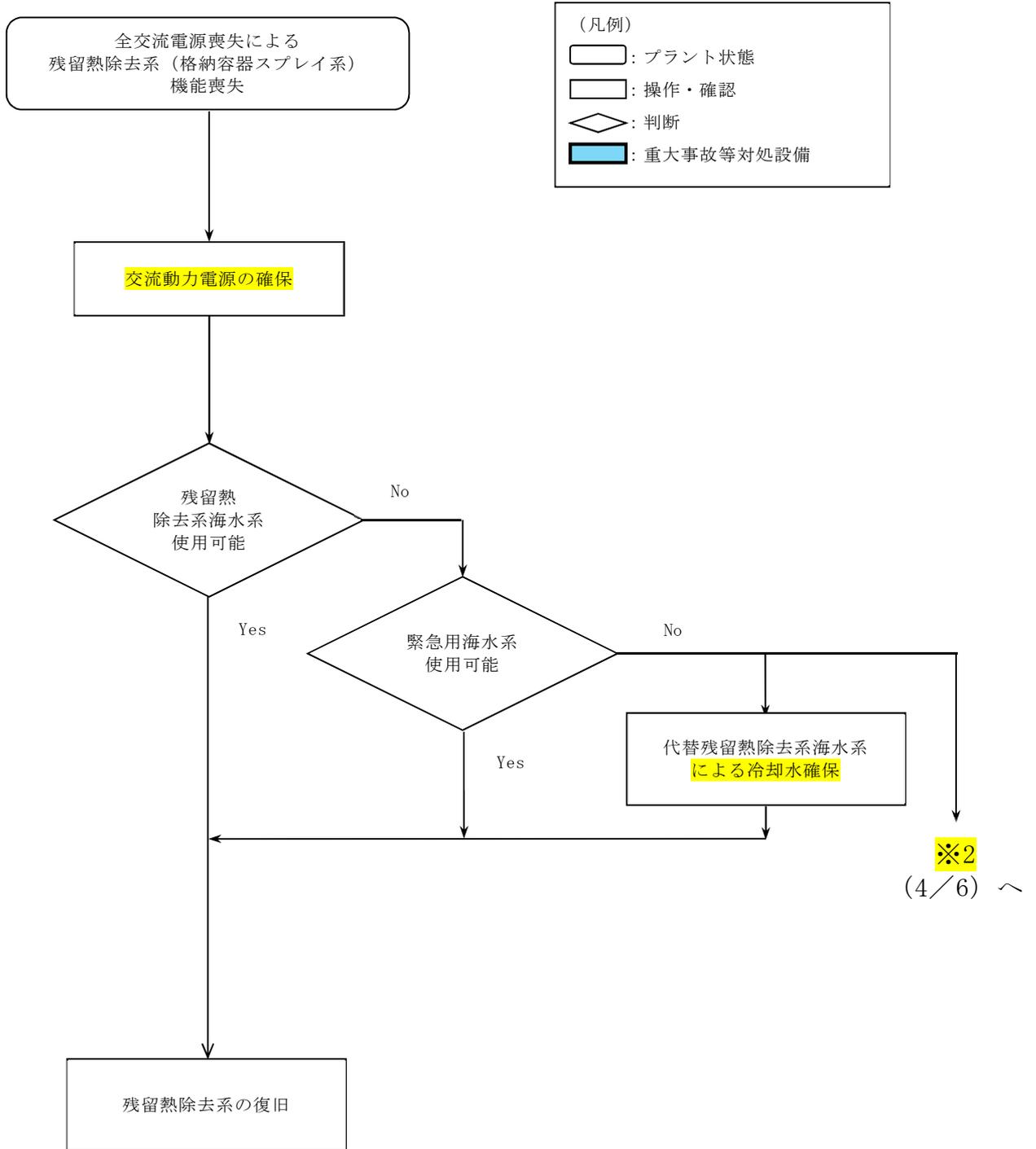
(1) フロントライン故障時の対応手段の選択 (2/2)



第 1.6-27 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (5/6)

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段の選択



第 1.6-27 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (6/6)

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 (1.6)	番号	設置許可基準規則 (第49条)	技術基準規則 (第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>1 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>1 発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を施設しなければならない。</p> <p>2 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備を施設しなければならない。</p>	④
<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」及び第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>(1) 重大事故等対処設備</p> <p>a) 設計基準事故対処設備の格納容器スプレイ注水設備（ポンプ又は水源）が機能喪失しているものとして、格納容器スプレイ代替注水設備を配備すること。</p>	<p>(1) 重大事故等対処設備</p> <p>a) 設計基準事故対処設備の格納容器スプレイ注水設備（ポンプ又は水源）が機能喪失しているものとして、格納容器スプレイ代替注水設備を配備すること。</p>	⑤
<p>(2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	③	<p>b) 上記 a) の格納容器スプレイ代替注水設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p>	<p>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) 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>	—

※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源(措置)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ	既設	① ④	■	■	■	■	■	■
	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	既設							
	残留熱除去系海水系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	燃料補給設備	既設							
	サブプレッション・プール	既設							
	格納容器	既設							
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水除熱	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）ポンプ	既設	① ④	■	■	■	■	■	■
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器	既設							
	残留熱除去系海水系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	燃料補給設備	既設							
	サブプレッション・プール	既設							
	格納容器	既設							

※1：「1.13重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/5)

■：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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
代替格納容器スプレイ冷却系（常設） による格納容器内の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	消火系による格納容器内の冷却	電動駆動消火ポンプ	常設	53分以内	3名	自主対策とする理由は本文参照
	代替淡水貯槽	新設			ディーゼル駆動消火ポンプ	常設			
	低圧代替注水系配管・弁	新設			ろ過水貯蔵タンク	常設			
	代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁	新設			多目的タンク	常設			
	残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド	既設			消火系配管・弁	常設			
	格納容器	既設			残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド	常設			
	非常用交流電源設備	既設			格納容器	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			非常用交流電源設備	常設			
	燃料補給設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） による格納容器内の冷却	可搬型代替注水大型ポンプ	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	補給水系による格納容器内の冷却	可搬型代替交流電源設備	可搬	105分以内	9名	自主対策とする理由は本文参照
	代替淡水貯槽	新設			燃料補給設備	常設			
	淡水貯水池*1	新設			復水移送ポンプ	常設			
	低圧代替注水系配管・弁	新設			復水貯蔵タンク	常設			
	代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁	新設			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	既設			消火系配管・弁	常設			
	格納容器	既設			残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド	常設			
	非常用交流電源設備	既設			格納容器	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			非常用交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
燃料補給設備	新設	可搬型代替交流電源設備	可搬						
				燃料補給設備	常設				

※1：「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (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	新設 既設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可撤	必要時間内 に使用可能	対応可能な人 数で対応可能	備考
代替循環冷却系による格納容器除熱	代替循環冷却系ポンプ	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	ドライウエル内ガス格納容器除熱装置による	ドライウエル内ガス冷却装置送風機	常設	10分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照
	サブプレッション・プール	既設			ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイル	常設			
	代替循環冷却系配管・弁	新設			原子炉補機冷却水系	常設			
	残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレイヘッド	既設			常設代替交流電源設備	常設			
	格納容器	既設			燃料補給設備	常設			
	非常用取水設備	既設 新設							
	残留熱除去系海水系	既設							
	緊急用海水系	新設							
	代替残留熱除去系海水	新設							
	非常用交流電源設備	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	新設							
	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系）の復旧	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ		既設	① ④	—	—	—	—
サブプレッション・プール		既設							
残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ・スプレイヘッド		既設							
格納容器		既設							
残留熱除去系海水系		既設							
緊急用海水系		新設							
代替残留熱除去系海水		新設							
非常用取水設備		既設 新設							
常設代替交流電源設備		新設							
燃料補給設備		新設							

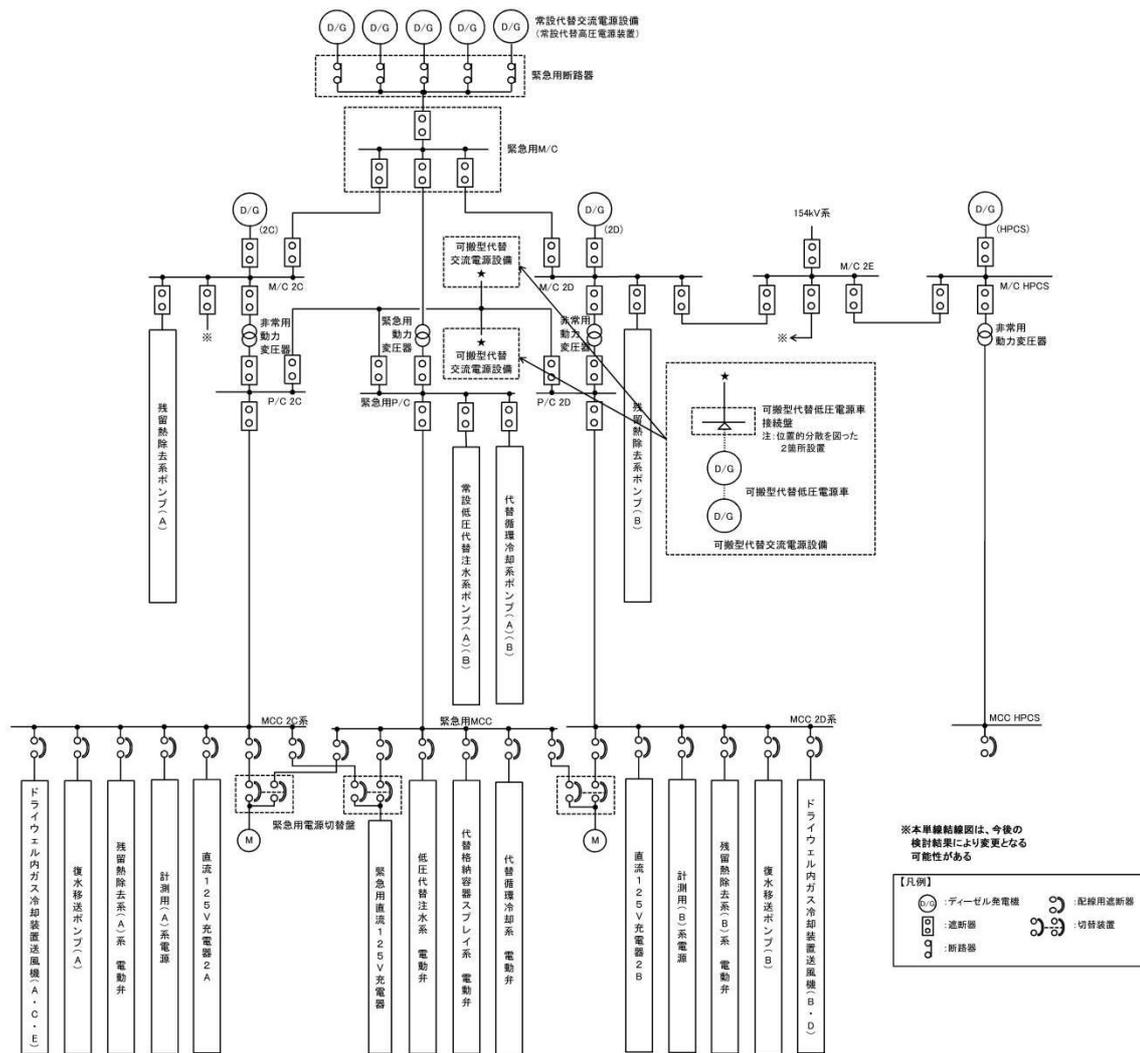
※1：「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (5/5)

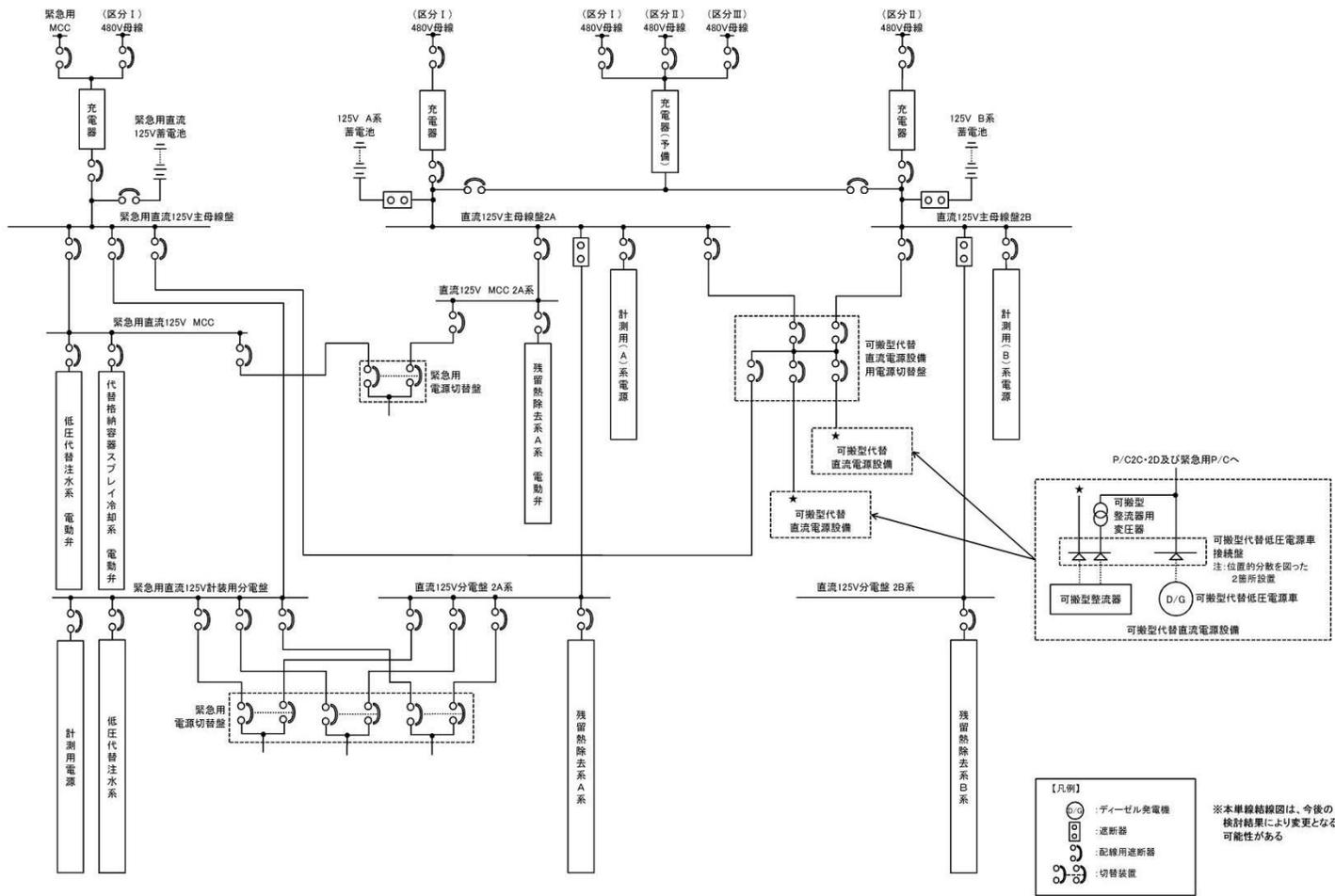
■：重大事故等対処設備 ■：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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	新設 既設	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	対応可能な人 数で対応可能	備考
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・プール冷却系）の復旧	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）ポンプ	既設	① ④	—	—	—	—	—	—
	サブプレッション・プール	既設							
	残留熱除去系配管・弁・熱交換器・ストレーナ	既設							
	格納容器	既設							
	残留熱除去系海水系	既設							
	緊急用海水系	新設							
	代替残留熱除去系海水系	新設							
	非常用取水設備	既設 新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	新設							

※1：「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

重大事故対策の成立性

1. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ（淡水／海水）

(1) 可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

a. 操作概要

災害対策本部長は、可搬型代替注水大型ポンプによる格納容器スプレイが必要な状況において、外部接続口及び水源を選定し、送水ルートを決定する。

現場では、送水ルートを確保した上で、可搬型代替注水大型ポンプにより格納容器へスプレイを行う。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋原子炉棟東側及び西側周辺、取水箇所（代替淡水貯槽及び淡水貯水池）周辺）

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水大型ポンプによる送水に必要な要員数（8名）、所要時間（195分以内）のうち、最長時間を要する取水箇所から接続口Bを使用した送水に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：195分以内（当該設備は、設置未完のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトにより、

夜間における作業性を確保している。また、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、綿手袋、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、ヘッドライト及びLED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：可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は、専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線連絡設備（固定型、携帯型）、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース脱着訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



夜間での送水訓練
(ホース敷設)



放射線防護具装着による送水訓練
(ホース敷設)



放射線防護具装着による送水訓練
(水中ポンプユニット設置)

(2) 系統構成

a. 操作概要

中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合において、現場での手動操作により代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟（管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイに必要な要員数（12名），所要時間（195分以内）のうち，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：4名（現場運転員3名，重大事故等対応要員1名）

所要時間目安：175分以内（当該設備は，設置未完のため実績時間なし）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても，ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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，綿手袋，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり，操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

2. 消火系による格納容器スプレイ

(1) 系統構成

a. 操作概要

電動駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプから格納容器へスプレイが行えるよう、系統構成を実施する。

b. 作業場所

タービン建屋地上1階（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（3名）、所要時間（53分以内）のうち、現場での系統構成に必要な要員、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分以内

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

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：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成

(④ 補助ボイラ冷却水元弁)

3. 補給水系による格納容器スプレイ

(1) 系統構成

a. 操作概要

復水移送ポンプから格納容器へスプレイが行えるよう、系統構成を実施する。

b. 作業場所

タービン建屋地上1階（管理区域）、原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階

c. 必要要員数及び操作時間

補給水系による格納容器スプレイに必要な要員数（9名）、所要時間（105分以内）のうち、現場での系統構成に必要な要員、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：8名（現場運転員2名、重大事故等対応要員6名）

所要時間目安：95分以内

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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、綿手袋、ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。

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：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



作業場所（全体）



連絡配管閉止フランジ



連絡配管閉止フランジ切替訓練



系統構成

(⑨ 補給水系－消火系連絡ライン止め弁)



系統構成

(⑩ 補助ボイラ冷却水元弁)

解釈一覧

判断基準の解釈一覧 (1/6)

手順		判断基準記載内容	解釈	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止 のための対応手順	(1) フロントライン 系故障時の対応 手順 a. 代替格納容器ス レイ	(a) 代替格納容器ス レイ冷却系 (常設)による 格納容器スレ イ	残留熱除去系（格納容器スレイ冷却系）による格納容器スレイができず、代替格納容器スレイ冷却系（常設）が使用可能な場合で、代替格納容器スレイ起動の判断基準に到達した場合。	—
		(b) 代替格納容器ス レイ冷却系 (可搬型)によ る格納容器ス レイ (淡水/海 水)	残留熱除去系（格納容器スレイ冷却系）、代替格納容器スレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系による格納容器スレイができず、代替格納容器スレイ冷却系（可搬型）が使用可能な場合で、代替格納容器スレイ起動の判断基準に到達した場合。	—
		(c) 代替循環冷却系 による格納容器 除熱	残留熱除去系（格納容器スレイ冷却系）及び代替格納容器スレイ冷却系（常設）による格納容器スレイができず、代替循環冷却系が使用可能な場合で、代替格納容器スレイ起動の判断基準に到達した場合。	—
		(d) 消火系による格 納容器スレイ	残留熱除去系（格納容器スレイ冷却系）、代替格納容器スレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系による格納容器スレイができず、消火系が使用可能な場合で、代替格納容器スレイ起動の判断基準に到達した場合。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。	—

判断基準の解釈一覧 (2/6)

手順		判断基準記載内容	解釈	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止 のための対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ	(e) 補給水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系），代替格納容器スプレイ冷却系（常設），代替循環冷却系及び消火系による格納容器スプレイができず，補給水系が使用可能な場合で，代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合。	—
	(1) フロントライン系故障時の対応手順 b. 格納容器除熱	(a) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器除熱	格納容器スプレイが停止している場合において，常設代替交流電源設備により，原子炉補機冷却水系が使用可能な場合。	—
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	(a) 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱	全交流動力電源喪失時，常設代替交流電源設備により緊急用M/Cが受電され，緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dの受電が完了し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能な状態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。	—
		(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水除熱	全交流動力電源喪失時，常設代替交流電源設備により緊急用M/Cが受電され，緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dの受電が完了し，残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が使用可能な状態に復旧された場合。	—

判断基準の解釈一覧 (3/6)

手順		判断基準記載内容	解釈	
1.6.2.2 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（常設）による格納容器スプレイ	炉心損傷を判断した場合において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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（常設）が使用可能な場合で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合。	—
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度で 300℃以上
		(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ（淡水/海水）	炉心損傷を判断した場合において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系による格納容器スプレイが使用できず、可搬型代替注水大型ポンプが使用可能な場合で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合。	—
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度で 300℃以上
		(c) 代替循環冷却系による格納容器除熱	炉心損傷を判断した場合において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用できず、代替循環冷却系が使用可能な場合で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合。	—
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度で 300℃以上

判断基準の解釈一覧 (4/6)

手順		判断基準記載内容	解釈	
1.6.2.2 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	(d) 消火系による格納容器スプレイ	炉心損傷を判断した場合において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系が使用できず、消火系が使用可能な場合で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。	—
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度で300℃以上
	(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	(e) 補給水系による格納容器スプレイ	炉心損傷を判断した場合において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、代替循環冷却系及び消火系が使用できず、補給水系が使用可能な場合で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合。	—
			原子炉圧力容器温度指示値で300℃以上	原子炉圧力容器温度指示値で300℃以上
(1) フロントライン系故障時の対応手順 b. 格納容器除熱	(a) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器除熱	格納容器スプレイが停止している場合において、常設代替交流電源設備により、原子炉補機冷却水系が使用可能な場合。	—	

判断基準の解釈一覧 (5/6)

手順		判断基準記載内容	解釈	
1.6.2.2 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	(a) 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱	炉心損傷を判断した場合において、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dの受電が完了し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能な状態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。	—
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度で 300℃以上
		(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プール水除熱	炉心損傷を判断した場合において、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dの受電が完了し、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が使用可能な状態に復旧された場合。	—
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度で 300℃以上

判断基準の解釈一覧 (6/6)

手順		判断基準記載内容	解釈
1.6.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)による 対応手順	(1) 残留熱除去系 (格納容器スプレ イ冷却系)による格納容器除 熱	—	残留熱除去系(格納容器スプレ イ冷却系)が使用 可能な場合で、格納容器スプレ イ起動の判断基準 に到達した場合。
	(2) 残留熱除去系 (サブプレッショ ン・プール冷却 系)によるサブ プレッション・プ ール水除熱	—	サブプレッション・プール水温度指示値が32℃以上 又はサブプレッション・プール空間部(局所)温度 指示値が82℃以上に到達した場合で、残留熱除去 系(サブプレッション・プール冷却系)が使用可能 な場合。

操作手順の解釈一覧 (1/4)

手順		操作手順記載内容	解釈	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 1.6.2.2 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（常設）による格納容器スプレイ	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa[gage]以上	常設代替低圧注水系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa[gage]以上
			代替格納容器スプレイ注水弁	-
			代替格納容器スプレイ流量調整弁	-
			残留熱除去系（B）D/Wスプレイ弁	-
			格納容器内への注水量の上昇	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量の上昇
		(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ（淡水/海水）	残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁	-
			代替格納容器スプレイ注水弁	-
			代替格納容器スプレイ流量調整弁	-
			残留熱除去系（B）D/Wスプレイ弁	-
			代替格納容器スプレイ注水弁	-
			代替格納容器スプレイ流量調整弁	-
			各接続口付属の弁	-
		格納容器内への注水量の上昇	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量の上昇	
		(c) 代替循環冷却系による格納容器除熱	残留熱除去系注水配管分離弁	-
			残留熱除去系（A）熱交換器ミニフロー弁	-
			残留熱除去系（A）熱交換器出口弁	-
			残留熱除去系（A）熱交換器バイパス弁	-
			代替循環冷却系入口弁	-
			残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁	-
			代替循環冷却系格納容器スプレイ流量調整弁	-
			代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa[gage]以上	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が1.4MPa[gage]以上
格納容器内への注水量の上昇	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の上昇			

操作手順の解釈一覧 (2/4)

手順		操作手順記載内容	解釈	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 1.6.2.2 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	(d) 消火系による格納容器スプレイ	補助ボイラ冷却水元弁	—
			消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上
			残留熱除去系 (B) 消火系ライン弁	—
			残留熱除去系 (B) D/Wスプレイ弁	—
			残留熱除去系 (B) S/Pスプレイ弁	—
			格納容器内への注水量の上昇	残留熱除去系系統流量の上昇
		(e) 補給水系による格納容器スプレイ	補給水系—消火系連絡ライン止め弁	—
			補助ボイラ冷却水元弁	—
			残留熱除去系 (B) 消火系ライン弁	—
			復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が0.78MPa[gage]以上
	(1) フロントライン系故障時の対応手順 b. 格納容器除熱	(a) ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器除熱	残留熱除去系 (B) D/Wスプレイ弁	—
			残留熱除去系 (B) S/Pスプレイ弁	—
			格納容器内への注水量の上昇	残留熱除去系系統流量の上昇
			原子炉補機冷却水系隔離弁	—
		ドライウェル内ガス冷却装置送風機原子炉補機冷却水系出入口弁	—	

操作手順の解釈一覧 (3/4)

手順		操作手順記載内容	解釈	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 1.6.2.2 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	(a) 残留熱除去系電源復旧後の格納容器除熱	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上	残留熱除去系系統圧力指示値が0.81MPa[gage]以上まで上昇
			残留熱除去系(A) D/Wスプレイ弁	—
			残留熱除去系(A) S/Pスプレイ弁	—
			残留熱除去系熱交換器(A) バイパス弁	—
			格納容器内への注水量の上昇	残留熱除去系系統流量の上昇
		(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブレクション・プール水除熱	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上	残留熱除去系系統圧力指示値が0.81MPa[gage]以上まで上昇
			残留熱除去系(A) テスト弁	—
			残留熱除去系熱交換器(A) バイパス弁	—
			格納容器内への注水量の上昇	残留熱除去系系統流量の上昇

操作手順の解釈一覧 (4/4)

手順		操作手順記載内容	解釈	
1.6.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順	(1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上	残留熱除去系系統圧力指示値が0.81MPa[gage]以上まで上昇
		—	残留熱除去系（A）D/Wスプレイ弁	—
		—	残留熱除去系（A）S/Pスプレイ弁	—
		—	残留熱除去系（A）熱交換器バイパス弁	—
	(2) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水除熱	—	格納容器内への注水量の上昇	残留熱除去系系統流量の上昇
		—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa[gage]以上	残留熱除去系系統圧力指示値が0.81MPa[gage]以上まで上昇
		—	残留熱除去系（A）テスト弁	—
		—	残留熱除去系（A）熱交換器バイパス弁	—
—	格納容器内への注水量の上昇	残留熱除去系系統流量の上昇		