東海第二発電所　審査資料	
資料番号	SA技-C-1　改102
提出年月日	平成29年11月7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11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

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

重大事故等発生時及び大規模損壊発生時の対処に係る基本方針

【要求事項】

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

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

【要求事項の解釈】

要求事項の規定については，以下のとおり解釈する。

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

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

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

「1.　重大事故等対策」について手順を整備し，重大事故等の対応を実施する。「2.　大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「2.1　可搬型設備等による対応」は「1.　重大事故等対策」の対応手順を基に，大規模な損壊が発生した場合の様々な状況においても，事象進展の抑制及び緩和を行うための手順を整備し，大規模な損壊が発生した場合の対応を実施する。

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

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置については，技術的能力の審査基準で規定する内容に加え，設置許可基準規則に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した表1.0.1に示す「重大事故等対策における手順書の概要」を含めて手順書等を適切に整備する。

整備する手順書については「重大事故の発生及び拡大の防止に必要

な措置を実施するために必要な技術的能力1.1から1.19」にて補足する。

1.　重大事故等対策

1.0　重大事故等対策における共通事項

目　　次

1.0.1　重大事故等への対応に係る基本的な考え方・・・・・・・・・・ 1.0－9
(1)　重大事故等対処設備に係る事項・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－9
ａ．　切り替えの容易性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－9
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・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－13
ｂ．　保管場所・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－14
ｃ．　アクセスルートの確保・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－15
(3)　支援に係る事項・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－15
(4)　手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備 1.0－16
ａ．　手順書の整備・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－16
ｂ．　教育及び訓練の実施・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－21
ｃ．　体制の整備・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－23
1.0.2　共通事項・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－32
(1)　重大事故等対処設備に係る事項・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－32
ａ．　切り替えの容易性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－32
ｂ．　アクセスルートの確保・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－33
(2)　復旧作業に係る事項・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－40
ａ．　予備品等の確保・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－40
ｂ．　保管場所・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0－41

ｃ．　アクセスルートの確保 ····· 1.0－41
(3)　支援に係る事項 ····· 1.0－42
(4)　手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備 1.0－46
ａ．　手順書の整備 ····· 1.0－46
ｂ．　教育及び訓練の実施 ····· 1.0－55
ｃ．　体制の整備 ····· 1.0－61

添付資料　目次

添付資料1.0.1　本来の用途以外の用途として使用する重大事故等に対処するための設備に係る切り替えの容易性について

添付資料1.0.2　可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルートについて

添付資料1.0.3　予備品等の確保及び保管場所について

添付資料1.0.4　復旧作業に必要な資機材及び外部からの支援について

添付資料1.0.5　重大事故等への対応に係る文書体系

添付資料1.0.6　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について

添付資料1.0.7　有効性評価における重大事故対応時の手順について

添付資料1.0.8　大津波警報発令時の原子炉停止操作等について

添付資料1.0.9　重大事故等対策の対処に係る教育及び訓練について

添付資料1.0.10　重大事故等発生時の体制について

添付資料1.0.11　重大事故等発生時の発電用原子炉主任技術者の役割について

添付資料1.0.12　福島第一原子力発電所の事故教訓を踏まえた対応について

添付資料1.0.13　災害対策要員の作業時における装備について

添付資料1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

技術的能力対応手段と手順等　比較表

添付資料1.0.15　格納容器の長期にわたる状態維持に係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使用済燃料乾式貯蔵設備の影響について

1.0.1　重大事故等への対応に係る基本的な考え方

(1)　重大事故等対処設備に係る事項

a．切替えの容易性

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは，設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に，本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。ただし，本来の機能と同じ目的で使用するために設置している可搬型設備を使用する場合は除く。）として重大事故等に対処するために使用する設備はない。

b．アクセスルートの確保

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

屋外及び屋内において，想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するための経路(以下「アクセスルート」という。)は，別ルートも考慮して複数のアクセスルートを確保する。

複数ルートのうち少なくとも1ルートは，想定される自然現象，発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）（以下「外部人為事象」という。），溢水及び火災を想定しても，速やかに運搬及び移動が可能なルートとするとともに，他の復旧可能なルートも確保する。

屋内及び屋外アクセスルートは，想定される自然現象として，地震，津波，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，森林火災及び高潮を，外部人為事象として，航空機落下，ダムの崩壊，爆発，近隣工場等の火災，有毒ガス，船舶の衝突，電磁的障害又は故意による大型航空機の衝突その他テロリズムを考慮する。また，重大事故等時の高線量下環境を考慮する。

想定される自然現象又は外部人為事象のうち，洪水，地滑り，高潮，ダムの崩壊，爆発及び船舶の衝突については，立地的要因によりアクセスルートは影響を受けないため考慮しない。また，落雷，生物学的事象及び電磁的障害についても，アクセスルートは直接の影響を受けないため考慮しない。森林火災については，出火原因が自然現象とたき火及びタバコ等の人為によるものがあるが，どちらの出火原因によってもアクセスルートへの影響は同様であることから，自然現象として選定し考慮する。

なお，屋外アクセスルートは，基準地震動Ｓｓ及び敷地遡上津波の影響を受けないルートを確保する。

可搬型重大事故等対処設備の保管場所については，設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図る。また，屋外の可搬型重大事故等対処設備の保管場所は周囲を植生に囲まれていることから，防火帯の内側に設置したうえで，森林からの離隔距離を確保し，複数箇所に分散して保管する。

重大事故等が発生した場合，事故収束に迅速に対応するため，

屋外の可搬型重大事故等対処設備の保管場所から目的地まで運搬するアクセスルートの状況確認，取水ポイントの状況確認及びホース敷設ルートの状況確認を行い，あわせて，軽油貯蔵タンク，可搬型設備用軽油タンク，常設代替交流電源設備及びその他屋外設備の被害状況の把握を行う。

屋外アクセスルートに対する想定される自然現象のうち，地震による影響（周辺構造物の倒壊，周辺タンク等の損壊，周辺斜面の崩壊及び道路面のすべり，液状化及び揺すり込みによる不等沈下，地中埋設構造物の損壊），風（台風）及び竜巻による飛来物，積雪，火山の影響を想定し，複数のアクセスルートの中から早期に復旧可能なアクセスルートを確保するため，障害物を除去可能なホイールローダ等の重機を保管，使用し，それを運転できる要員を確保する。

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

地震及び津波の影響については，基準津波の影響を受けず，かつ基準地震動Ｓｓに対して影響を受けないルート若しくは重機による復旧等が可能なルートを確保する。また，このアクセスルートの中から，敷地遡上津波の影響を受けないアクセスルートを少なくとも１ルート確保する。

屋外アクセスルートは，想定される自然現象のうち，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，地滑り，火山の影響，森林火災及び高潮を考慮する。また，外部人為事象のうち，航空機落下，近隣工場等の火災及び有毒ガスを考慮する。これらに対して，

別ルートも考慮した複数のアクセスルートを確保する。有毒ガスに対しては，複数のアクセスルート確保に加え，防護具等の装備により通行に影響はない。

屋外アクセスルートの周辺構造物の損壊による障害物については，ホイールローダ等の重機による撤去あるいは別ルートを確保する。

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

液状化，揺すり込みによる不等沈下及び地中構造物の損壊に伴う段差の発生が想定される箇所においては，これらがアクセスルートに影響を及ぼす可能性がある場合は事前対策（路盤補強等）を講じる。万が一，想定を上回る段差が発生した場合は，別ルートを通行するか，ホイールローダ等の重機による段差箇所の仮復旧と土のうによる段差解消対策により，通行性を確保する。

屋外アクセスルート上の風（台風）及び竜巻による飛来物に対してはホイールローダによる撤去を行い，積雪及び火山の影響（降灰）に対しては，ホイールローダによる除雪及び除灰を行う。また，凍結及び積雪に対しては，道路には融雪剤を配備し，車両は凍結及び積雪に対処したタイヤを装着し通行性を確保する。なお，想定を上回る積雪又は火山の影響が発生した場合は，除雪及び除灰の頻度を増加させることにより対処する。

なお，想定を上回る積雪又は火山の影響が発生した場合は，

除雪及び除灰の頻度を増加させることにより対処する。

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

屋内アクセスルートは，地震，津波，その他自然現象による影響及び外部人為事象（故意によるものを除く。）に対して，外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋に確保する。

屋内アクセスルートは，重大事故等が発生した場合において必要となる現場操作を実施する場所まで移動可能なルートを選定する。また，地震時に通行が阻害されないように，通行性確保対策として，アクセスルート上の資機材を固縛，転倒防止により通行に支障を来さない措置を講じる。

機器からの溢水が発生した場合については，適切な防護具を着用することにより，屋内アクセスルートを通行する。

屋外及び屋内のアクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備及びアクセスルート近傍の薬品タンクからの漏えいを考慮した薬品防護具の配備を行い，移動時及び作業時の状況に応じて着用する。停電時及び夜間時においては，確実に運搬，移動が出来るように，可搬型照明装置を配備する。また，現場との連絡手段を確保し，作業環境を考慮する。

(2)　復旧作業に係る事項

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

a．予備品等の確保

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

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

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

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

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

b．保管場所

予備品等については，地震による周辺斜面の崩壊，敷地下斜

面のすべり，津波による浸水等の外部事象の影響を受けにくい場所に当該重要安全施設との位置的分散を考慮した場所に保管する。

c．アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において，設備の復旧作業のため，発電所内の道路及び通路が確保できるように，複数のアクセスルートを確保するとともに，複数のアクセスルートのうち少なくとも 1 ルートは，想定される自然現象，外部人為事象（故意によるものを除く。），溢水及び火災を想定しても，運搬及び移動に支障を来さないように，通行性を確保する等，「1.0.1(1)b.アクセスルートの確保」と同じ運用管理を実施する。

(3)　支援に係る事項

重大事故等に対して事故収束対応を実施するため，発電所構内であらかじめ用意する重大事故等対処設備，予備品及び燃料等の手段により，重大事故等対策を実施し，事故発生後7日間は継続して事故収束対応が維持できるようにする。

また，プラントメーカ，協力会社及び他の原子力事業者等とあらかじめ協議及び合意の上，外部からの支援計画を定め，協力体制が整い次第，プラントメーカ及び協力会社からは，事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援や要員派遣等の支援及び燃料の供給を受けられるようにする。なお，資機材等の輸送に関しては，迅速な物資輸送を可能とするとともに中長期的な物資輸送にも対

応できるように支援計画を定める。

他の原子力事業者からは，要員の派遣，資機材の貸与及び環境放射線モニタリングの支援を受けて，また，原子力緊急事態支援組織からは，被ばく低減のために遠隔操作可能な資機材の搬送，要員の派遣，放射線量をはじめとする環境情報収集の支援及び作業を行う上で必要となるアクセスルート確保作業の支援等を受けて，発電所における事故収束活動を支援できるように支援計画を定める。

また，発電所外に保有している重大事故等対処設備と同種の設備，予備品及び燃料等について支援を受けることによって，発電所内に配備している重大事故等対処設備に不具合があった場合の代替手段及び燃料等の確保を行い，継続的な重大事故等対策を実施できるように事象発生後6日間までに支援を受けられる体制を整備する。

また，原子力事業所災害対策支援拠点から，災害対策支援に必要な資機材として，食料，その他の消耗品，汚染防護服及びその他の放射線管理に使用する資機材を継続的に発電所へ供給できる体制を整備する。

(4)　手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備

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

ａ．手順書の整備

重大事故等発生時において，事象の種類及び事象の進展に応

じて重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるように手順書を整備する。

また，手順書は使用主体に応じて，当直運転員が使用する手順書（以下「運転手順書」という。），発電所災害対策要員（以下「災害対策要員」という。）が使用する手順書（以下「災害対策本部手順書」という。）を整備する。

(a) 全ての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失，安全系の機器若しくは計測器類の多重故障又は東海発電所との同時被災等の過酷な状態において，限られた時間の中で東海第二発電所の発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策の適切な判断に必要な情報の種類，その入手の方法及び判断基準を整理し，運転手順書及び災害対策本部手順書にまとめる。

発電用原子炉施設の状態の把握が困難な場合にも対処できるように，パラメータを計測する計器故障又は計器故障が疑われる場合に発電用原子炉施設の状態を把握するための手順，パラメータの把握能力を超えた場合に発電用原子炉施設の状態を把握するための手順及び計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順を定める。

具体的には，表 1.0.1 に示す「重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の内容を含むものとする。

(b) 炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止のため，最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるように，あらかじめ判断基準を明確にした手順を以下のとおり運転手順

書に整備する。

原子炉停止機能喪失時においては，迷わずほう酸水注入を行えるように判断基準を明確にした手順を整備する。

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

原子炉格納容器圧力が限界圧力に達する前，又は，原子炉格納容器からの異常漏えいが発生した場合に，確実に格納容器圧力逃がし装置等の使用が行えるよう判断基準を明確にした手順を運転操作手順書に整備する。

全交流動力電源喪失時等において，準備に長時間を要する可搬型重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため，準備に要する時間を考慮の上，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

その他，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するために必要な各操作については，重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

その他，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止に必要な各操作については，重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

重大事故等対策時においては，設計基準事故時に用いる操作の制限事項は適用しないことを明確にした手順を整備する。

(c)　重大事故等時の対応において，財産（設備等）保護より安全性を優先する共通認識を持って行動できるように，社長はあらかじめ方針を示す。

重大事故等発生時の運転操作において，当直発電長が躊躇せず判断できるように，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた運転手順書を整備し，判断基準を明記する。

重大事故等時の災害対策本部活動において，重大事故等対策を実施する際に，災害対策本部長が，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に従った判断を実施する。

また，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づいた災害対策本部用手順書を整備し，判断基準を明記する。

(d)　重大事故等時に使用する手順書は，当直運転員が使用する手順書と，当直運転員を除く災害対策本部手順書に分けて適切に定める。

重大事故等対応時には複数の手順書を用いて対処する場合があることから，中央制御室と災害対策本部との間で緊密に連携して対応操作を行う。

災害対策本部手順書において，体制，通報及び災害対策本部内の連携等について明確にし，災害対策本部手順書を運転手順書とは別に整備して，支援の具体的内容等，重大事故等対策を的確に実施するための必要事項を明確にする。

運転手順書は，事故の進展状況に応じて構成を明確化し，手順書間を的確に移行できるように，運転手順書間の移行基準を明確にする。

事故発生時は，警報処置手順書により，初期対応を行う。

警報処置手順書に基づく対応に置いて事象が進展した場合は，非常時運転手順書（事象ベース）に移行する。

警報処置手順書及び非常時運転手順書（事象ベース）で対応中に，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）の導入条件が成立した場合には，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）に移行する。

ただし，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）導入条件が成立した場合でも，原子炉スクラム時の確認事項，タービン・発電機側の対応操作等，非常時運転手順書（事象ベース）に具体的内容を定めている初動対応については，非常時運転手順書（事象ベース）を参照する。

異常又は事故が収束した場合は，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）に従い復旧の措置を行う。

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）で対応する状態から更に事象が進展し炉心損傷に至った場合は，非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）に移行する。

(e) 重大事故等に対処するためにプラントの状態を把握するために必要な情報のうち，原子炉施設の状態を直接監視するパラメータを整理するとともに，主要なパラメータが故障等により計測不能な場合に，当該パラメータを推定する手順及び可搬型計測器により計測する手順を運転手順書及び災害対策本部用手順書に整備する。また，記録が必要なパラメータ及び直流電源が喪失しても可搬型計測器により計測可能なパラメータをあらかじめ選定し，災害対策本部用手順書に明記する。

重大事故等対策実施時におけるパラメータ挙動予測，影響評

価すべき項目及び監視パラメータ等を災害対策本部用手順書書に整理する。

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

また,有効性評価等にて整理した有効な情報について,災害対策要員が運転操作を支援するためのパラメータ挙動予測や影響評価のための判断情報とし,災害対策本部手順書に整理する。

(f) 前兆事象として把握ができるか,重大事故等を引き起こす可能性があるかを考慮して,設備の安全機能の維持及び事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき,前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

大津波警報が発表された場合,原子炉停止操作を開始する手順を整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については，気象情報の収集,巡視点検の強化及び事故の未然防止の対応を行う手順を整備する。

b．教育及び訓練の実施

災害対策要員は，重大事故等発生時において，事象の種類及び事象の進展に応じて，的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため，教育及び訓練を計画的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては，通常時の実務経験を通じて付与される力量を考慮し，事故時対応の知識及び技能について

要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度及び内容で計画的に実施することにより災害対策要員の力量の維持及び向上を図る。

重大事故等対策における中央制御室での操作及び動作状況確認等の短時間で実施できる操作以外の作業や操作については，第 1.0.2 表に示す「重大事故等対策における操作の成立性」の必要な重大事故等に対処する要員数及び想定時間にて対応できるように，教育及び訓練により，効率的かつ確実に実施できることを確認する。

現場作業に当たっている重大事故等対策要員が必要な作業を確実に完了できるように，当直運転員と連携して一連の活動を行う訓練を計画的に実施する。

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

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

(a) 重大事故等対策は，幅広い発電用原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ，重大事故等時の発電用原子炉施設の物理挙動及びプラント挙動等に関する知識の向上を図ることができる教育，訓練等を実施する。

(b) 災害対策要員の各役割に応じて，重大事故等よりも厳しいプラント状態となった場合でも対応できるように，重大事故等の

内容，基本的な対処方法等，知識ベースの理解向上に資する教育を定期的に行う。

重大事故等発生時のプラント状況の把握，的確な対応操作の選択等，実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための演習を計画的に実施する。

(c) 重大事故等の事故状況下において復旧を迅速に実施するために，普段から保守点検活動を社員自らが行って部品交換等の実務経験を積むこと等により，発電用原子炉施設，予備品等について熟知する。

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

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

c．体制の整備

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

(a) 重大事故等対策を実施する実施組織及びその支援組織の役割分担及び責任者を定め，効果的な重大事故等対策を実施し得

る体制を整備する。

重大事故等を起因とする原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に，事故原因の除去，原子力災害の拡大防止及びその他の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため，所長（原子力防災管理者）は，事象に応じて，非常事態を宣言し，災害対策要員の非常招集，通報連絡を行い，発電所に自らを災害対策本部長とする発電所災害対策本部（以下「災害対策本部」という。）を設置して対処する。

災害対策本部は，重大事故等対策を実施する実施組織，技術的助言を行う技術支援組織，実施組織及び技術支援組織が事故対処に専念できる環境を整える運営支援組織で編成し，組織が効率的に重大事故等対策を実施できるように，作業班の構成を行う。また，各班には，班員に対して必要な指示を行う本部員と，班員に対して具体的な作業指示や作業状況を本部に報告を行う班長を定め，指揮命令系統及び各班内の役割分担を明確にし，効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。また，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等が発生した場合でも速やかに対策を行うことができるように，発電所内外に必要な要員を常時確保する。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等が発生した場合の災害対策本部において，職務に支障をきたすことがないよう，独立性を確保して配置する。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等が発生した場合，重大事故等対策における発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ，最優先に行うことを任務とする。また，重大

事故時等対策の実施に当たり，発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い，災害対策本部長はその指示を踏まえて事故の対処方針を決定する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合，災害対策要員は発電用原子炉主任技術者が発電用原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行うことができるように，通信連絡手段により必要の都度，情報連絡（プラントの状況，対策の状況）を行い，発電用原子炉主任技術者は得られた情報に基づき，発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等の発生連絡を受けた場合，災害対策本部に駆けつける。重大事故等の発生連絡を受けた後，速やかに災害対策本部に駆けつけられるように，早期に非常招集が可能なエリア（東海村又は隣接市町村）に発電用原子炉主任技術者又は代行者を配置する。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策に係る手順書の整備に当たって，保安上必要な事項について確認を行う。

(b)　実施組織は，当直運転員，重大事故等の現場活動を行う重大事故等対応要員及び初期消火活動を行う自衛消防隊で構成する。

実施組織の要員は，庶務班（アクセスルートの確保，消火活動等の実施），保修班（給水確保，電源確保に伴う措置等の実施）及び運転班（事故の影響緩和・拡大防止に関する運転上の措置等の実施）で構成され，各班には必要な指示を行う班長を

配置する。

(c)　実施組織は，隣接する東海発電所との同時発災においても対応できる組織とする。

東海発電所は，廃止措置中であり，また，全燃料が搬出済みであるため，重大事故等は発生しないが，火災等の各発電所での対応が必要な事象が同時発生した場合には，災害対策本部は，各発電所の状況や使用可能な設備，事象の進展等の状況を共有し，東海発電所長及び東海第二発電所長を兼務する災害対策本部長が対応すべき優先順位の最終的な判断を行う。

この際，東海第二発電所の発電用原子炉主任技術者は，東海第二発電所の保安の監督を，誠実かつ最優先に行い，東海第二発電所の運転に従事する者（所長を含む）に保安上の指示を行う。

(d)　災害対策本部には，支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

支援組織のうち技術支援組織は，技術班（事故状況の把握・評価，プラント状態の進展予測・評価，事故拡大防止対策の検討及び技術的助言等），放射線管理班（発電所内外の放射線・放射能の状況把握，影響範囲の評価，被ばく管理，汚染拡大防止措置等に関する技術的助言，二次災害防止に関する措置等），保修班（事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示，不具合設備に関する応急復旧及び技術的助言，放射性物質の汚染除去等），運転班（プラント状態の把握，災害対策本部へのインプット，事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示及び技術的助言等）で構成し，各班には必要な指示を行う本部員と班長を

配置する。

支援組織のうち運営支援組織は，情報班（事故に関する情報収集・整理及び連絡調整，本店（東京）（以下「本店」という。）対策本部及び社外機関との連絡調整等），広報班（発生した事象に関する広報，関係地方公共団体への対応，報道機関等への社外対応，発電所内外への情報提供等），庶務班（災害対策本部の運営，防災資機材の調達及び輸送，所内警備，避難誘導，医療（救護）に関する措置，二次災害防止に関する措置等）で構成し，各班には必要な指示を行う本部員と班長を配置する。

支援組織のうち運営支援組織は，情報班（事故に関する情報収集・整理及び連絡調整，本店（東京）（以下「本店」という。）対策本部及び社外機関との連絡調整等），広報班（発生した事象に関する広報，関係地方公共団体への対応，報道機関等への社外対応，発電所内外への情報提供等），庶務班（災害対策本部の運営，防災資機材の調達及び輸送，所内警備，避難誘導，医療（救護）に関する措置，二次災害防止に関する措置等）で構成し，各班には必要な指示を行う本部員と班長を配置する。

(e)　重大事故等対策の実施が必要な状況において，事故原因の除去等の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため，所長は，事象に応じて非常事態を宣言し，災害対策要員の非常招集及び通報連絡を行い，所長を災害対策本部長とする災害対策本部を設置して対処する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においては，重大事故等が発生した場合でも速やかに対策を行えるように，発電所内に必要な要員を常時確保する。

発電所外から要員が参集するルートは,発電所正門を通行して参集するルートを使用する。発電所正門を通行した参集ルートが使用できない場合は,発電所正門以外を通行する参集ルート，又は隣接事業所の敷地内を通行して参集する。

なお,地震により緊急呼出システムが正常に機能しない等の通信障害によって非常召集連絡ができない場合でも,地震の発生により発電所に自動参集する体制を整備する。

重大事故等が発生した場合に速やかに対応する要員は,重大事故等に対処する要員として災害対策要員21名，当直運転員7名,火災発生時の初期消火活動に対応するための自衛消防隊11名の合計39名を確保する。

重大事故等が発生した場合,災害対策要員のうち初動の運転対応及び重大事故等対応を行う重大事故等対応要員は,中央制御室及び緊急時対策所に参集し，通報連絡，運転対応操作，給水確保，電源確保等の各要員の任務に応じた対応を行う。

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

必要な要員の補充の見込みが立たない場合は,原子炉停止等の措置を実施し，確保できる要員で，安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

また，あらかじめ定めた連絡体制に基づき，夜間・休日（平日の勤務時間帯以外）を含めて必要な要員を非常招集できるように,災害対策要員の対象者に対して定期的に通報連絡訓練を

実施する。

(f)　発電所における重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班の機能は，上記（b）項及び（d）項のとおり明確にするとともに，各班に責任者である本部員及び班長を配置する。

(g)　災害対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに，指揮者である災害対策本部長である所長（原子力防災管理者）が不在の場合に備え，あらかじめ定めた順位に従い，副原子力防災管理者がその職務を代行する。また，災害対策本部の各班を統括する本部員，班長についても不在の場合に備え，代行者をあらかじめ明確にする。

(h)　災害対策要員が実効的に活動するための施設，設備等を整備する。

重大事故等が発生した場合において，実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために，関係箇所との連携を図り，迅速な対応により事故対応を円滑に実施することが必要なことから，支援組織が重大事故等対応に必要なプラントのパラメータを確認するための安全パラメータ表示システム（以下「ＳＰＤＳ」という。），発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ－電話機，ＩＰ－ＦＡＸ），衛星電話設備，無線連絡設備等を備えた緊急時対策所を整備する。

(i)　支援組織は，発電用原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について，原子力施設事態即応センターに設置する本店対策本部，国，関係地方公共団体等の発電所内外の組織への

通報連絡を実施できるように,衛星電話設備及び統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備等を配備し,広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

災害対策本部の運営及び情報の収集を行う班が,本店対策本部と災害対策本部間において発電所の状況及び重大事故等対策の実施状況の情報共有を行う。

また,本店対策本部との情報共有を密にすることで報道発表,外部からの問合せ対応及び関係機関への連絡を本店対策本部で実施し,災害対策本部が事故対応に専念でき,かつ,発電所内外へ広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

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

発電所において非常事態が宣言された場合には,社長は本社における本店非常事態を発令し,社長を本部長とする本店対策本部を設置する。本店対策本部は,全社での体制とし,災害対策本部が重大事故等対策に専念できるように支援する。また,重大事故等発生後の中長期的な対応が必要になる場合に備えて,本店対策本部が中心となって社内外の関係各所と連携し,適切かつ効果的な対策を検討できる体制を整備する。

本店庶務班長は,あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を考慮した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定する。

本店庶務班長は,原子力事業所災害対策支援拠点へ必要な要員を派遣するとともに,原子力事業所災害対策拠点を運営し,災害対策に必要な資機材等の支援を実施する。

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

(k) 重大事故等発生後の中長期的な対応が必要となる場合に備えて,社内外の関係各所と連携し,適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

重大事故等への対応操作や作業が長期間にわたる場合に備えて,機能喪失した設備の部品取替えによる復旧手段を整備する。

また,重大事故等発生時に,機能喪失した設備の保守を実施するための作業環境の線量低減対策やプラントの状況に応じた事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援を迅速に得られるように,プラントメーカとの間で支援体制を整備している。

1.0.2　共通事項

(1)重大事故等対処設備

①切り替えの容易性

【要求事項】

発電用原子炉設置者において，本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては，通常時に使用する系統から速やかに切り替えるために必要な手順等が適切に整備されているか，又は整備される方針が適切に示されていること。

②アクセスルートの確保

【要求事項】

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

(1)　重大事故等対処設備に係る事項

a．　切替えの容易性

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは，設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に，本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。ただし，本来の機能と同じ目的で使用するために設置している可搬型設備を使用する場合は除く。）として重大事故等

に対処するために使用する設備はない。

（添付資料 1.0.1）

b． アクセスルートの確保

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

屋外及び屋内において，アクセスルートは，別ルートも考慮して複数ルートを確保する。複数ルートのうち少なくとも１ルートは，想定される自然現象，外部人為事象（故意によるものを除く。），溢水及び火災を想定しても，速やかに運搬，移動が可能なルートとするとともに，他の復旧可能なルートも確保する。

屋内及び屋外アクセスルートは，想定される自然現象として，地震，津波，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，森林火災及び高潮を，外部人為事象（故意によるものを除く。）として，航空機落下，ダムの崩壊，爆発，近隣工場等の火災，有毒ガス，船舶の衝突，電磁的障害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮する。また，重大事故等時の高線量下環境を考慮する。

想定される自然現象又は外部人為事象のうち，洪水，地滑り，高潮，ダムの崩壊，爆発及び船舶の衝突については，立地的要因によりアクセスルートは影響を受けないため考慮しない。また，落雷，生物学的事象及び電磁的障害についても，アクセス

ルートは直接の影響を受けないため考慮しない。森林火災については，出火原因が自然現象とたき火及びタバコ等の人為によるものがあるが，どちらの出火原因によってもアクセスルートへの影響は同様であることから，自然現象として選定し考慮する。

なお，屋外アクセスルートは，基準地震動Ｓｓ及び敷地遡上津波の影響を受けないルートを確保する。

可搬型重大事故等対処設備の保管場所については，設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図る。また，屋外の可搬型重大事故等対処設備の保管場所は周囲を植生に囲まれていることから，防火帯の内側に設置した上で，森林からの離隔距離を確保し，複数箇所に分散して保管する。

(a)　屋外アクセスルートの確保

重大事故等が発生した場合，事故収束に迅速に対応するため，屋外の可搬型重大事故等対処設備（可搬型代替注水大型ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ，可搬型代替交流電源設備等）の保管場所から目的地まで運搬するアクセスルートの状況確認，取水ポイントの状況確認及びホース敷設ルートの状況確認を行い，あわせて，軽油貯蔵タンク，可搬型設備用軽油タンク，常設代替交流電源設備，その他屋外設備の被害状況の把握を行う。

屋外アクセスルートに対する想定される自然現象のうち，地震による影響（周辺構造物の倒壊，周辺タンク等の損壊，周辺斜面の崩壊及び道路面のすべり，液状化及び揺すり込みによる不等沈下，地中埋設構造物の損壊），風（台風）及び竜巻によ

る飛来物，積雪，火山の影響を想定し，複数のアクセスルートの中から状況を確認し，早期に復旧可能なアクセスルートを確保するため，障害物を除去可能なホイールローダを保管，使用し，それを運転できる要員を確保する。

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

地震及び津波の影響については，基準津波の影響を受けず，かつ，基準地震動Ｓｓに対して影響を受けないルート若しくは重機による復旧等が可能なルートを確保する。また，このアクセスルートの中から，敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートを少なくとも1ルート確保する。

屋外アクセスルートは，想定される自然現象のうち，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，地滑り，火山の影響，森林火災及び高潮を考慮する。また，外部人為事象のうち，航空機落下，近隣工場等の火災及び有毒ガスを考慮する。これらに対して，別ルートも考慮した複数のアクセスルートを確保する。有毒ガスに対しては，複数のアクセスルート確保に加え，防護具等の装備により通行に影響はない。

屋外アクセスルートの周辺構造物等の倒壊による障害物については，ホイールローダ等の重機による撤去あるいは別ルートを確保する。

屋外アクセスルートは，地震の影響による周辺斜面の崩壊や道路面のすべりで崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で，ホイールローダ等の重機による崩壊箇所の復旧を行い，

通行性を確保する。

不等沈下及び地中構造物の損壊に伴う段差の発生が想定される箇所において，アクセスルートに影響がある場合は事前対策（路盤補強等）を講じるが，想定を上回る段差が発生した場合は，別ルートの通行又は土のうによる段差解消対策により対処する。

アクセスルート上の風（台風）及び竜巻による飛来物に対してはホイールローダによる撤去を行い，積雪及び火山の影響（降灰）についてはホイールローダによる除雪及び除灰を行う。なお，想定を上回る積雪又は火山の影響が発生した場合は，除雪及び除灰の頻度を増加させることにより対処する。また，凍結及び積雪に対して，道路については融雪剤を配備し，車両は凍結及び積雪に対処したタイヤを装着し通行性を確保する。

屋外アクセスルートの地震発生時における，火災の発生防止策（可燃物収納容器の固縛による転倒防止）及び火災の拡大防止策（大量の可燃物を内包する変圧器の防油堤の設置）については，「火災防護計画」に定める。

屋外のアクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備及びアクセスルート近傍の薬品タンクからの漏えいを考慮した薬品防護具の配備を行い，移動時及び作業時の状況に応じて着用する。

停電時及び夜間時においては，確実に運搬，移動ができるように，可搬型照明を配備する。また，現場との連絡手段を確保し，作業環境を考慮する。停電時及び夜間時の確実な運搬や移動のための可搬型照明装置を配備する。また，現場との通信連

絡手段を確保する。

(b)　屋内アクセスルートの確保

重大事故等が発生した場合において，屋内の可搬型重大事故等対処設備（可搬型計測器，非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ等）の操作場所に移動するためのアクセスルートの状況確認を行い，合わせて，その他屋内設備の被害状況の把握を行う。

屋内アクセスルートは，地震，津波，その他自然現象による影響（洪水，風（台風），竜巻，積雪，凍結，落雷，地滑り，火山の影響，森林火災，高潮，降水，生物学的事象）及び外部人為事象（故意によるものを除く。）（航空機落下，爆発，近隣工場等の火災，有毒ガス，船舶の衝突，電磁的障害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズム）に対して，外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋に確保する。

屋内アクセスルートは，重大事故等が発生した場合において必要となる現場操作を実施する場所まで移動可能なルートを選定する。また，地震時に通行が阻害されないように，通行性確保対策として，アクセスルート上の資機材を固縛，転倒防止により通行に支障をきたさない措置を講じる。地震及び津波以外の自然現象に対しても，外部からの衝撃による損傷の防止が図られたアクセスルートを設定する。

屋内アクセスルート周辺の機器に対しては火災の発生防止処置を実施する。

機器からの溢水が発生した場合は，現場の状況に応じて，適切な放射線防護具や薬品防護具を選定した上で，屋内アクセス

ルートを通行する。

屋内のアクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備及びアクセスルート近傍の薬品タンクからの漏えいを考慮した薬品防護具の配備を行い，移動時及び作業時の状況に応じて着用する。停電時及び夜間時においては，確実に運搬，移動ができるように，可搬型照明を配備する。また，現場との連絡手段を確保し，作業環境を考慮する。

（添付資料 1.0.2）

(2)復旧作業

①予備品等の確保

【要求事項】

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

【解釈】

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

②保管場所

【要求事項】

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

③アクセスルートの確保

【要求事項】

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

(2)　復旧作業に係る事項

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

a．　予備品等の確保

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

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

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

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

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

b．　保管場所

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

（添付資料1.0.3，1.0.13）

c．　アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において，設備の復旧作業のため，発電所内の道路及び通路が確保できるように，複数のアクセスルートを確保するとともに，複数ルートのうち少なくとも１ルートは，想定される自然現象，外部人為事象（故意によるものを除く。），溢水及び火災を想定しても，運搬及び移動に支障を来さないように，通行性を確保する等，「5.1.1(2) アクセスルートの確保」と同じ運用管理を実施する。

なお，確保するアクセスルートは，ルート上にがれき等が散乱してもホイールローダによる復旧により，重大事故等対策に必要なホースやケーブルの敷設が可能である。

（添付資料1.0.2，1.0.3，1.0.13）

(3)支援

【要求事項】

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

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

(3)　支援に係る事項

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

プラントメーカ，協力会社及びその他の関係機関とは平時から必要な連絡体制を整備する等の協力関係を構築するとともに，あらかじめ重大事故等発生に備え協議，合意の上，外部からの支援計画を定め，事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援や要員派遣等の支援及び燃料の供給の協定を締結し，発電所を支援できる体制を整備する。

重大事故等発生後，当社対策本部が発足し協力体制が整い次第，

プラントメーカ及び協力会社等から重大事故等発生後に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や要員の派遣等，重大事故等発生後に必要な支援が受けられる体制を整備し，また，要員の運搬及び資機材の輸送について支援を迅速に得られるように支援計画を定める。

資機材等の輸送に関しては，専用の輸送車両を常備した運送会社及びヘリコプタ運航会社と協力協定を締結し，迅速な物資輸送を可能とするとともに，中長期的な物資輸送にも対応できるように支援計画を定める。

原子力災害における原子力事業者間協力協定に基づき，他の原子力事業者からは，要員の派遣，資機材の貸与，環境放射線モニタリングの支援を受ける他，原子力緊急事態支援組織（以下「支援組織」という。）からは，被ばく低減のために遠隔操作可能なロボット及び無線重機等の資機材並びに資機材を操作する要員の派遣，放射線量をはじめとする環境情報収集の支援及び作業を行う上で必要となるアクセスルート確保作業の支援等の発電所における事故収束活動を受けられるように支援計画を定める。

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

生後6日後までに支援できる体制を整備する。

（添付資料1.0.4）

(4)手順書の整備，訓練の実施及び体制の整備

【要求事項】

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

【解釈】

1　手順書の整備は，以下によること。

a）　発電用原子炉設置者において，全ての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失，安全系の機器若しくは計測器類の多重故障又は複数号機の同時被災等を想定し，限られた時間の中において，発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策について適切な判断を行うため，必要となる情報の種類，その入手の方法及び判断基準を整理し，まとめる方針であること。

b）　発電用原子炉設置者において，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防ぐために最優先すべき操作等の判断基準をあらかじめ明確化する方針であること。（ほう酸水注入系(SLCS)，海水及び格納容器圧力逃がし装置の使用を含む。）

c）　発電用原子炉設置者において，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針が適切に示されていること。

d）　発電用原子炉設置者において，事故の進展状況に応

じて具体的な重大事故等対策を実施するための，運転員用及び支援組織用の手順書を適切に定める方針であること。なお，手順書が，事故の進展状況に応じていくつかの種類に分けられる場合は，それらの構成が明確化され，かつ，各手順書相互間の移行基準を明確化する方針であること。

e）　発電用原子炉設置者において，具体的な重大事故等対策実施の判断基準として確認される水位，圧力及び温度等の計測可能なパラメータを手順書に明記する方針であること。また，重大事故等対策実施時のパラメータ挙動予測，影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を，手順書に整理する方針であること。

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

(4)　手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備

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

a．　手順書の整備

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

重大事故等時に使用する手順書は，当直運転員が使用する運転手順書と，当直運転員を除いた発電所災害対策要員（以下「災害対策要員」という。）が使用する手順書（以下「災害対策本部手順書」という。）に分けて整備する。

(a)　全ての交流動力電源及び所内常設直流電源の喪失，安全系の機器又は計測器類の多重故障等の過酷な状態において，限られた時間の中で発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策の適切な判断に必要な情報の種類，その入手の方法及び判断基準を整理し，運転手順書及び災害対策本部手順書にまとめる。

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

具体的には，表1.0.1に示す「重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15事故時の計装に関する手順等」の内容を含むものとする。

(b)　炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止のために，最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるように，あらかじめ判断基準を明確にした手順を以下のとおり運転手順書に整備する。

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

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

原子炉格納容器圧力が限界圧力に達する前，又は，原子炉格納容器からの異常漏えいが発生した場合に，確実に格納容器圧力逃がし装置の使用が行えるように判断基準を明確にした手順を，運転手順書に整備し，この運転手順書に従い，発電所災害対策本部長の権限と責任において，当直発電長が格納容器圧力逃がし装置等によるベントを実施する。

全交流動力電源喪失時等において，準備に長時間を要する可搬型重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため，準備に要する時間を考慮の上，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

その他，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するために必要な各操作については，重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

重大事故等対策時においては，設計基準事故時に用いる操作の制限事項は適用しないことを明確にした手順を整備する。

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

重大事故等発生時の運転操作において，当直発電長が躊躇せず指示できるように，財産（設備等）保護よりも安全を優先す

る方針に基づき定めた判断基準を運転手順書に整備する。

重大事故等発生時の発電所災害対策本部活動において，重大事故等対策を実施する際に，発電所の災害対策本部長は，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に従った判断を実施する。また，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を，災害対策本部手順書に整備する。

(d) 重大事故等対策時に使用する手順書として，当直運転員と災害対策要員が連携し，事故の進展状況に応じて具体的な重大事故等対策を実施するため，運転手順書及び災害対策本部手順書を適切に定める。

なお，災害対策本部手順書には，火山の影響（降灰），竜巻等の自然災害による重大事故等対処設備への影響を低減させるため，火山灰の除灰及び竜巻時の固縛等の対処を行う手順についても整備する。

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

・警報処置手順書

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

・非常時運転手順書（事象ベース）

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

・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）

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

・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）

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

実施組織が重大事故等対策を的確に実施するためのその他の対応手順として，大気及び海洋への放射性物質の拡散の抑制，中央制御室，モニタリング設備，発電所対策本部並びに通信連絡設備に関する手順書を定める。

災害対策本部は，当直運転員からの要請あるいは災害対策本部の判断により，当直運転員の事故対応の支援を行う。災害対策本部手順書には，事故状況に応じた手段等を定めた重大事故等対策要領を整備するとともに，現場での重大事故等対策を的確に実施するための必要事項を明確に示した手順を定める。

運転手順書は，事故の進展状況に応じて構成を明確化し，運転手順書間を的確に移行できるよう，移行基準を明確にする。異常又は事故の発生時，警報処置手順書により初期対応を行う。

警報処置手順書に基づく対応において事象が進展した場合には，警報ごとの手順書に従い，非常時運転手順書（事象ベース）に移行する。

警報処置手順書及び非常時運転手順書（事象ベース）で対応中に，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）の導入条件が成立し

た場合には，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）に移行する。

ただし，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）の導入条件が成立した場合でも，原子炉スクラム時の確認事項等，非常時運転手順書（事象ベース）に具体的内容を定めている対応については，非常時運転手順書（事象ベース）を参照する。

異常又は事故が収束した場合は，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）に従い復旧の措置を行う。

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）で対応する状態から更に事象が進展し炉心損傷に至った場合は，非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）に移行する。

(e)　重大事故等対策実施の判断基準として確認される水位，圧力，温度等の計測可能なパラメータを整理し，運転手順書及び災害対策要員が使用する手順書に明記する。

重大事故等に対処するために把握することが必要なパラメータのうち，原子炉施設の状態を直接監視するパラメータ（以下「主要なパラメータ」という。）を，あらかじめ発電用原子炉施設の状態を監視するパラメータの中から選定し，運転手順書及び災害対策本部手順書に整理する。

整理に当たっては，耐震性，耐環境性のある計測機器での確認の可否，記録の可否，直流電源喪失時における可搬型計測器による計測可否等の情報を運転手順書に明記する。

なお，発電用原子炉施設の状態を監視するパラメータが故障等により計測不能な場合は，他のパラメータにて当該パラメータを推定する方法を災害対策要員が使用する災害対策本部手順書に明記する。

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

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

また，有効性評価等にて整理した有効な情報について，災害対策要員が運転操作を支援するための参考情報とし，災害対策要員が使用する手順書に整理する。

(f) 前兆事象として把握ができるか，重大事故を引き起こす可能性があるかを考慮して，設備の安全機能の維持及び事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき，前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

大津波警報が発表された場合，原子炉を停止し，冷却操作を開始する判断を定めた手順を整備する。また，発電所構内の避難指示及び建屋の水密扉を閉止し，潮位計，取水ピット水位計及び津波監視カメラによる津波の継続監視を行う手順を運転手順書及び災害対策本部手順書に整備する。

台風進路に想定される場合には，屋外設備の暴風雨対策の強化及び巡視点検を強化する手順を運転手順書に整備する。

竜巻の発生が予想される場合には，車両の退避又は固縛の実施，クレーン作業の中止，建屋の水密扉等の閉止状態を確認する手順を運転手順書及び災害対策本部手順書に整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については，気象情報の収集，巡視点検の強化及び前兆事象に応じた事故の未然防止の対応

を行う手順を運転手順書及び災害対策本部手順書に整備する。

（添付資料1.0.5，1.0.6，1.0.7，1.0.8）

【解釈】

2　訓練は，以下によること。

a）　発電用原子炉設置者において，重大事故等対策は幅広い発電用原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ，その教育訓練等は重大事故等時の発電用原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできるものとする方針であること。

b）　発電用原子炉設置者において，重大事故等対策を実施する要員の役割に応じて，定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行うとともに，下記３a）に規定する実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための演習等を計画する方針であること。

c）　発電用原子炉設置者において，普段から保守点検活動を自らも行って部品交換等の実務経験を積むことなどにより，発電用原子炉施設及び予備品等について熟知する方針であること。

d）　発電用原子炉設置者において，高線量下，夜間及び悪天候下等を想定した事故時対応訓練を行う方針であること。

e）　発電用原子炉設置者において，設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう，普段から保守点検活動等を通じて準備し，及びそれらを用いた事故時対応訓練を行う方針であること。

ｂ．　教育及び訓練の実施

当直運転員及び発電所災害対策要員は，重大事故等発生時において，事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため，教育及び訓練を継続的に実施する。

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

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

・各要員に対し必要な教育及び訓練を年1回以上実施し，評価することにより，力量が維持されていることを確認する。

・各要員が力量の維持及び向上を図るためには，各要員の役割に応じた教育及び訓練を受ける必要がある。各要員の役割に応じた教育及び訓練を年1回以上，毎年繰り返すことにより，各手順を習熟し，力量の維持及び向上を図る。

・各要員の力量評価の結果に基づき教育及び訓練の有効性評価を行い，年1回の実施頻度では力量の維持が困難と判断される教育及び訓練については，年2回以上の実施頻度に見直す。

・重大事故等対策における中央制御室での操作及び動作状況確認等の短時間で実施できる操作以外の作業や操作については，表1.0.2に示す「重大事故等対策における操作の

成立性」の必要な重大事故等に対処する要員数及び想定時間にて対応できるように，教育及び訓練により効果的かつ確実に実施できることを確認する。

・教育及び訓練の実施結果により，手順，資機材及び体制について改善要否を評価し，必要により手順，資機材の改善，教育及び訓練計画への反映を行い，力量を含む対応能力の向上を図る。

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

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

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

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

重大事故等が発生した場合にプラント状態を早期に安定な

状態に導くための的確な状況把握，確実及び迅速な対応を実施するために必要な知識について，当直運転員及び災害対策要員の役割に応じた，教育及び訓練を定期的に実施する。

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

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

重大事故等発生時のプラント状況の把握，的確な対応操作の選択等，実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための訓練等を定期的に計画する。

当直運転員に対しては，知識の向上と手順書の実効性を確認するため，シミュレータ訓練又は模擬訓練を実施する。シミュレータ訓練は，従来からの設計基準事故等に加え，重大事故等に対し適切に対応できるように計画的に実施する。また，重大事故等が発生した時の対応力を養成するため，手順に従った対応中において判断に用いる監視計器の故障や動作すべき機器の不動作等，多岐にわたる機器の故障を模擬し，関連パラメータによる事象判断能力，代替手段による復旧対応能力等の運転操作の対応能力向上を図る。また，福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえ，監視計器が設置されている周囲環境条件の変化により，監視計器が示す値の変化に関する教育及び訓練等を実施する。

災害対策本部の実施組織の要員に対しては，要員の役割に応じて，発電用原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型設備を使用した注水確保の対応操作を習得することを目的に，手順や資機材の取り扱い方法の習得を図るための個別訓練を，訓練ごとに実施頻度を定めて実施する。個別訓練は，訓練ごとの訓練対象者全員が実際の設備又は訓練設備を操作する訓練を実施する。

災害対策要員である実施組織及び支援組織に対しては，アクシデントマネジメントの概要，重大事故等発生時のプラント状況の把握，的確な対応操作の選択，確実な指揮命令の伝達の一連の災害対策本部の機能，支援組織の位置付け，実施組織と支援組織の連携を含む災害対策本部の構成及び手順書の構成に関する机上教育とともに，災害対策本部の各要員に応じて，災害対策に係る訓練を実施する。

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

当直運転員は，通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき，設備の巡視点検，定期試験及び運転に必要な操作を社員自らが行う。

災害対策要員のうち保修班員は，研修施設にてポンプ，弁設備の分解点検，調整，部品交換等の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。さらに，設備の点検においては，保守実施方法をまとめた社内規程に基づき，現場に

おいて，巡視点検，分解機器の状況確認，組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに，工事要領書の内容確認及び作業工程検討等の保守点検活動を社員自らが行う。

重大事故等対策については，災害対策要員が，要員の役割に応じて，可搬型重大事故等対処設備の設置，配管接続，ケーブルの敷設接続，放出される放射性物質の濃度，放射線の量の測定及びアクセスルートの確保，その他の重大事故等対策の資機材を用いた対応訓練を社員自らが行う。

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

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

それらの情報及び手順書・社内規程を用いて，事故時対応訓練を行うことで，設備資機材の保管場所，保管状態を把握し，取扱いの習熟を図るとともに，資機材等に関する情報及びマニュアルの管理を実施する。

（添付資料1.0.9，1.0.12，1.0.13）

【解釈】

3　体制の整備は，以下によること。

a）　発電用原子炉設置者において，重大事故等対策を実施する実施組織及びその支援組織の役割分担及び責任者などを定め，効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する方針であること。

b）　実施組織とは，運転員等により構成される重大事故等対策を実施する組織をいう。

c）　実施組織は，工場等内の全発電用原子炉施設で同時に重大事故が発生した場合においても対応できる方針であること。

d）　支援組織として，実施組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整える運営支援組織等を設ける方針であること。

e）　発電用原子炉設置者において，重大事故等対策の実施が必要な状況においては，実施組織及び支援組織を設置する方針であること。また，あらかじめ定めた連絡体制に基づき，夜間及び休日を含めて必要な要員が招集されるよう定期的に連絡訓練を実施することにより円滑な要員招集を可能とする方針であること。

ｆ）　発電用原子炉設置者において，重大事故等対策の実施組織及び支援組織の機能と支援組織内に設置される各班の機能が明確になっており，それぞれ責任者を配置する方針であること。

ｇ）　発電用原子炉設置者において，指揮命令系統を明確化する方針であること。また，指揮者等が欠けた場合に備え，順位を定めて代理者を明確化する方針であること。

ｈ）　発電用原子炉設置者において，上記の実施体制が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する方針であること。

ｉ）　支援組織は，発電用原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について，適宜工場等の内外の組織へ通報及び連絡を行い，広く情報提供を行う体制を整える方針であること。

ｊ）　発電用原子炉設置者において，工場等外部からの支援体制を構築する方針であること。

ｋ）　発電用原子炉設置者において，重大事故等の中長期的な対応が必要となる場合に備えて，適切な対応を検討できる体制を整備する方針であること。

ｃ．　体制の整備

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

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

重大事故等対策の実施が必要な状況において，事故原因の除去等の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため，所長は，事象に応じて非常事態を宣言し，災害対策要員の非常招集，通報連絡を行い，所長を災害対策本部長とする発電所災害対策本部を設置して対処する。

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

本部長の下に本部長代理を設置し，本部長代理は本部長を補佐し，本部長が不在の場合は，あらかじめ定めた順位に従い，副原子力防災管理者がその職務を代行する。

災害対策本部は，重大事故等対策を実施する実施組織，実施組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が事故対策に専念できる環境を整える運営支援組織で編成する。

また，災害対策本部は，通常時の発電所体制下での運転，日常保守点検活動の実施経験が災害対策本部での事故対応，復旧活動に活かすことができ，組織が効果的に重大事故等対策を実施できるように，専門性及び経験を考慮した作業班で構成する。

災害対策本部は，本部長，本部長代理，本部員及び発電用原子炉主任技術者で構成される「本部」と，七つの作業班で構成され，役割分担に応じて対処する。

災害対策本部において，指揮命令は基本的に災害対策本部長

を最上位に置き，階層構造の上位から下位に向かってなされる。一方，下位から上位へは，実施事項等が報告される。また，プラント状況や各班の対応状況についても各本部員より適宜報告されるため，常に綿密な情報の共有がなされる。

あらかじめ定めた手順に従って運転班（当直発電長）が行う運転操作や復旧操作については，当直発電長の判断により自律的に実施し，運転班本部員に実施の報告が上がってくることになる。

災害対策本部の機能を担う要員の規模は，対応する事故の様相及び事故の進展や収束の状況により異なるが，プルーム通過の前，プルーム通過中及びプルーム通過後でも，要員の規模を拡大及び縮小しながら円滑な対応が可能な組織とする。

格納容器ベントに伴ってプルームが通過する際には，プルーム通過時においても，緊急時対策所，中央制御室待避室及び二次隔離弁操作室にて監視及び操作に必要な災害対策要員を残す。それ以外の災害対策要員は，プルームが通過する前に原子力事業所災害対策支援拠点に一時退避するが，プルームが通過したと判断され次第，災害対策本部の体制がプルーム通過時の体制から重大事故時の対応体制に移行するのに合わせて，発電所に招集する。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等が発生した場合の災害対策本部において，その職務に支障を来すことがないように，独立性が確保できる配置とし，重大事故等対策における発電用原子炉施設の運転に関し保安監督を誠実かつ，最優先に行うことを任務とする。

また，発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策において，発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い，災害対策本部長は，その指示を踏まえ方針を決定する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合，災害対策要員は発電用原子炉主任技術者が発電用原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行うことができるように，通信連絡手段により必要の都度，情報連絡（プラントの状況，対策の状況）を行い，発電用原子炉主任技術者は得られた情報に基づき，発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等の発生連絡を受けた場合，災害対策本部に駆けつける。重大事故等の発生連絡を受けた後，速やかに災害対策本部に駆けつけられるように，早期に非常招集が可能なエリア（東海村又は隣接市町村）に発電用原子炉主任技術者又は代行者を配置する。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策に係る手順書の整備に当たって，保安上必要な事項について確認を行う。

(b) 実施組織は，当直，重大事故等の現場活動を行う重大事故等対応要員及び初期消火活動を行う自衛消防隊で構成する。

実施組織の要員は，庶務班（アクセスルートの確保，消火活動等の実施），保修班（給水確保及び電源確保に伴う措置等の実施）及び運転班（事故の影響緩和・拡大防止に関する運転上の措置等の実施）で構成され，各班には必要な指示を行う班長を配置する。

(c)　隣接する東海発電所との同時発災により各発電所での対応が必要な事象が発生した場合，災害対策本部は各発電所の状況や使用可能な設備，事象の進展等の状況を共有し，東海発電所長及び東海第二発電所長を兼務する災害対策本部長が対応すべき優先順位の最終的な判断を行う。

また，情報の混乱により通報連絡が遅れることのないように，通報連絡を行う情報班を設け，原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）に定められた通報連絡先へ円滑に通報連絡を行う体制とする。

東海第二発電所の発電用原子炉主任技術者は，東海第二発電所の保安監督を誠実かつ，最優先に行う。

発電用原子炉主任技術者の選任については，隣接する東海発電所は廃止措置中であり，かつ，全燃料取り出し済みである。

このため，東海発電所において重大事故等は発生せず，複数号炉の同時被災を考慮する必要が無いことから，東海第二発電所のみ発電用原子炉主任技術者を選任している。

(d)　災害対策本部には，支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

支援組織のうち技術支援組織は，技術班（事故状況の把握・評価，プラント状態の進展予測・評価，事故拡大防止対策の検討及び技術的助言等），放射線管理班（発電所内外の放射線・放射能の状況把握，影響範囲の評価，被ばく管理，汚染拡大防止措置等に関する技術的助言，二次災害防止に関する措置等），保修班（事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示，不具合設備の応急復旧及び技術的助言，放射性物質の汚染除去等），

運転班（プラント状態の把握及び災害対策本部へのインプット，事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示及び技術的助言等）で構成し，各班には必要な指示を行う本部員と班長を配置する。

支援組織のうち運営支援組織は，情報班（事故に関する情報収集・整理及び連絡調整，本店（東京）（以下「本店」という。）対策本部及び社外機関との連絡調整等），広報班（発生した事象に関する広報，関係地方公共団体の対応，報道機関等の社外対応，発電所内外へ広く情報提供等），庶務班（災害対策本部の運営，防災資機材の調達及び輸送，所内警備，避難誘導，医療（救護）に関する措置，二次災害防止に関する措置等）で構成し，各班には必要な指示を行う本部員と，班員に対して具体的な作業指示や作業状況を本部に報告する班長を配置する。

(e) 所長（原子力防災管理者）は，警戒事象（その時点では，公衆への放射線による影響やそのおそれが緊急のものではないが，原災法第10条第1項に基づく特定事象に至るおそれがある事象），特定事象又は原災法第15条第1項に該当する事象が発生した場合においては，非常事態を宣言し，要員の非常招集，通報連絡を行い，所長（原子力防災管理者）を本部長とする発電所警戒本部又は災害対策本部を設置する。その中に実施組織及び支援組織を設置し重大事故等の対策を実施する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等が発生した場合でも，速やかに対策を行えるように，発電所内に必要な重大事故等に対処する要員を常時確保する。

災害対策本部（全体体制）が構築されるまでの間，統括待機当番者（副原子力防災管理者）の指揮の下，当直運転員及び重

大事故等対応要員を主体とした初動の体制を確保し，迅速な対応を図る。具体的には，統括待機当番者は関係箇所と通信連絡設備を用いて情報連携しながら，当直運転員及び重大事故等対応要員へ指示を行う。当直運転員及び重大事故等対応要員は，統括待機当番者の指示の下，必要な重大事故等対策を行う。

非常招集する要員への連絡については，一斉通報システム又は電話を活用する。なお，地震により通信障害等が発生し，一斉通報システム又は電話を用いて非常招集連絡ができない場合においても，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。

重大事故等が発生した場合にすみやかに対応するため，重大事故等に対処する要員として，災害対策要員21名，当直運転員7名，火災発生時の初期消火活動に対応するための自衛消防隊11名の合計39名を確保する。

また，参集する災害対策要員として，発電所敷地内に待機する39名を除く要員71名（拘束当番）を確保する。

中央制御室の当直運転員は，当直発電長，当直副発電長，当直運転員の計7名／直を配置している。なお，原子炉運転停止中※については，当直運転員を5名／直とする。

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

参集する災害対策要員については，多くの要員が東海村内に居住していることから，非常招集から2時間後には，重大事故等対応に必要な要員が参集すると評価しているが，参集性をよ

り高めるため，運転操作，給水確保及び電源確保に係る役割を担う要員は，その要員の居住地に応じて発電所近傍に待機させる。

発電所外から要員が参集するルートは，発電所正門を通行して参集するルートを使用する。発電所正門を通行した参集ルートが使用できない場合は，発電所正門以外を通行する参集ルートする。また，隣接事業所との合意文書に基づき，隣接事業所の敷地内を通行して発電所に参集する。

なお，隣接事業所の敷地内の道路上に，災害対策要員の通行に支障をきたす障害物等が確認された場合には，協議の上，当社が障害物等の撤去を行うことが可能である。

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

病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し，所定の要員に欠員が生じた場合は，夜間・休日（平日の勤務時間帯以外）を含め要員の補充を行うとともに，そのような事態に備えた体制に係る管理を行う。

必要な要員の補充の見込みが立たない場合は，原子炉停止等の措置を実施し，確保できる要員で，安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

また，あらかじめ定めた連絡体制に基づき，夜間・休日（平日の勤務時間帯以外）を含めて必要な要員を非常招集できるように，定期的に通報連絡訓練を実施する。

(f)　重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班の機能は，上記(a)項，(b)項及び(d)項のとおり明確にするとともに，各班

に責任者として本部員及び班長を配置する。

(g)　災害対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに，指揮者である本部長の所長（原子力防災管理者）が不在の場合に備え，あらかじめ定めた順位に従い，副原子力防災管理者がその職務を代行する。また，災害対策本部の各班を統括する本部員，班長についても不在の場合に備え，代行者をあらかじめ明確にする。

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

(h)　災害対策要員が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する。

重大事故等が発生した場合において，実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために，関係箇所との連携を図り迅速な対応により事故対応を円滑に実施することが必要なことから，以下の施設及び設備を整備する。

支援組織が，重大事故等対応に必要なプラントのパラメータを確認するための安全パラメータ表示システム（以下「ＳＰＤＳ」という。），発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ－電話機，ＩＰ－ＦＡＸ），衛星電話設備及び無線連絡設備等を備えた緊急時対策所を整備する。

実施組織が，中央制御室，緊急時対策所及び現場との連携を

図るため，携行型有線通話装置，無線通話設備及び衛星電話設備等を整備する。また，電源が喪失し照明が消灯した場合でも，迅速な現場への移動，操作及び作業を実施し，作業内容及び現場状況の情報共有を実施できるようにヘッドライト及びランタン等を整備する。

これらは，重大事故等時において，初期に使用する施設及び設備であり，これらの施設又は設備を使用することによって発電用原子炉施設の状態を確認し，必要な発電所内外各所へ通報連絡を行い，また重大事故等対処のため，夜間においても速やかに現場へ移動する。

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

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

し，災害対策本部が事故対応に専念でき，かつ，発電所内外へ広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

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

発電所において，警戒事象，特定事象又は原災法第15条第1項に該当する事象が発生した場合においては，非常事態を宣言するとともに本店発電管理室長へ報告する。

報告を受けた本店発電管理室長はただちに社長に報告し，社長は本店における非常事態を発令する。本店発電管理室長から連絡を受けた本店庶務班長は，本店における本店対策本部組織の要員を非常招集する。

社長は，本店における非常事態を発令した場合，すみやかに本店対策本部を設置し，本店対策本部長としてその職務を行う。社長が不在の場合は，あらかじめ定めた順位に従い，本店対策本部の副本部長がその職務を代行する。

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

本店対策本部は，全社での体制とし，災害対策本部が重大事故等対策に専念できるように支援する。

本店対策本部は，福島第一原子力発電所の事故から得られた教訓から原子力防災組織に適用すべき必要要件を定めた体制とすることにより，社長を本部長とした指揮命令系統を明確にし，災害対策本部が重大事故等対策に専念できる体制を整備する。

情報班は，事故に関する情報の収集，災害対策本部への指導・援助及び本店対策本部内での連絡調整，社外関係機関との連絡・調整及び法令上必要な連絡，報告等を行う。

庶務班は，通信施設の確保，要員の確保，応援計画案の作成及び各班応援計画の取りまとめ等を行う。

広報班は，報道機関等との対応，広報関係資料の作成，応援計画案の作成等を行う。

技術班は，原子炉・燃料の安全に係る事項の検討，発電所施設・環境調査施設の健全性確認，災害対策本部が行う応急活動の検討，応援計画案の作成等を行う。

放射線管理班は，放射線管理に係る事項の検討，個人被ばくに係る事項の検討，応援計画の作成等を行う。

保健安全班は，緊急被ばく医療に係る事項の検討，応援計画案の作成等を行う。

社長は，発電所における重大事故等対策の実施を支援するために，原災法第10条通報後，原子力事業所災害対策支援拠点の設営を本店庶務班長に指示する。

本店庶務班長は，あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を考慮した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定する。

本店庶務班長は，原子力事業所災害対策支援拠点へ必要な要員を派遣するとともに，原子力事業所災害対策拠点を運営し，災害対策に必要な資機材等の支援を実施する。

本店庶務班長は，他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ必要に応じて応援を要請し，支援が受けられる体制を整

備する。

(k)　本店対策本部は，全社での体制とし，重大事故等の拡大防止を図り，特に中長期の対応について災害対策本部の活動を支援することを役割としている。このため，重大事故等発生後の中長期的な対応が必要になる場合には，本店対策本部が中心となり，プラントメーカ及び協力会社を含めた社内外の関係各所と連携し，適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

重大事故等への対応操作や作業が長期間にわたる場合に備えて，機能喪失した設備の部品取替による復旧手段を整備するとともに，主要な設備※の取替物品をあらかじめ確保する。

※主要な設備とは，短期的には重大事故等対処設備で対応を行い，その後の事故収束対応の信頼性向上のため，長期的に使用する設備等をいう。

また，重大事故等発生時に，機能喪失した設備の補修を実施するための作業環境の線量低減対策やプラントの状況に応じた事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援を迅速に得られるように，プラントメーカとの間で支援体制を整備している。

（添付資料1.0.10，1.0.11，1.0.15，1.0.16）

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（1／19）

<table>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">運転時の異常な過渡変化時において，発電用原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備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，代替制御棒挿入機能による制御棒挿入，原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制，自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止により，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ための手順等を整備する。
また，自動での原子炉緊急停止及び手動による原子炉緊急停止ができない場合，原子炉出力抑制を図った後に，ほう酸水注入により未臨界に移行する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td rowspan="3">フロントライン系故障</td><td>代替制御棒挿入機能による制御棒挿入</td><td>運転時の異常な過渡変化時において，原子炉緊急停止（原子炉スクラム）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が発生した場合は，ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒の自動挿入により，原子炉が緊急停止したことを確認する。
また，ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が自動で挿入されなかった場合又は最大未臨界引抜位置を確認できない場合は，中央制御室からの手動操作によりＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）を作動させて制御棒を挿入し，原子炉を緊急停止する。</td></tr>
<tr><td>原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制</td><td>ＡＴＷＳが発生した場合は，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）により原子炉再循環ポンプが自動で停止するため，炉心流量が低下し，原子炉出力が抑制されたことを確認する。
また，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させ，原子炉の出力を抑制する。</td></tr>
<tr><td>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</td><td>ＡＴＷＳが発生した場合は，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自動起動を阻止し，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。</td></tr>
</table>

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			
対応手段等	フロントライン系故障	ほう酸水注入	ＡＴＷＳが発生した場合は，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・プール水の温度が原子炉出力－サプレッション・プール水温度相関曲線の「ほう酸水注入系起動領域」に近接した場合に，中央制御室からの手動操作によりほう酸水注入系を起動し，ほう酸水を注入することにより原子炉を未臨界とする。 また，ＡＴＷＳ発生時に不安定な出力振動（以下「中性子束振動」という。）を確認した場合は，ほう酸水注入系によりほう酸水を注入する。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択		運転時の異常な過渡変化時において，ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又はＡＴＷＳが発生した場合は，ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒の自動挿入により原子炉を緊急停止する。 ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が自動で挿入されなかった場合又は最大未臨界引抜位置を確認できない場合は，中央制御室からの手動操作によりＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）を作動させて制御棒を挿入し，原子炉を緊急停止する。 ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が挿入されない若しくは最大未臨界引抜位置まで挿入されない場合，又は制御棒位置指示が確認できない場合は，原子炉停止機能喪失と判断し，原子炉出力が規定値以上の場合は，原子炉再循環ポンプの手動停止により原子炉出力抑制を行うとともに，自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動を阻止する。 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を実施した後，サプレッション・プール水の温度が原子炉出力－サプレッション・プール水温度相関曲線の「ほう酸水注入系起動領域」に近接した場合，又は中性子束振動が確認された場合は，中央制御室からの手動操作によりほう酸水注入系を起動し，ほう酸水を注入することにより原子炉を未臨界とする。

表 1.0.1 表　重大事故等対策における手順書の概要（2／19）

<table>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能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，高圧代替注水系による原子炉注水，高圧代替注水系の現場操作による原子炉注水により原子炉を冷却する手順等を整備する。
また，原子炉を冷却するため，原子炉水位を監視及び制御する手順等を整備する。
さらに，重大事故等の進展を抑制するため，ほう酸水注入系により注水する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">対応手段等</td><td colspan="2">設計基準事故対処設備を使用した対応手段</td><td>設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が健全であれば，これらを重大事故等対処設備と位置づけ重大事故等の対処に用いる。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">フロントライン系故障</td><td>高圧代替注水系による原子炉注水</td><td>設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ポンプの故障により原子炉へ注水ができない場合は，中央制御室からの手動操作により常設高圧代替注水系ポンプを起動し，原子炉へ注水する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">サポート系故障時</td><td>現場での人力操作による高圧代替注水系起動</td><td>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉への注水ができない場合は，常設高圧代替注水系ポンプを中央制御室からの手動起動による原子炉注水のほか，現場での人力による弁の操作により常設高圧代替注水系ポンプを起動し原子炉へ注水する。</td></tr>
<tr><td>代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系の復旧</td><td>全交流動力電源が喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動及び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以下の手段等により直流電源を確保し，原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。
・代替交流電源設備（常設又は可搬型）により充電器に給電し，直流電源を供給する。
・代替直流電源設備（常設又は可搬型）により直流電源を供給する。</td></tr>
</table>

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			
対応手段等	監視及び制御		「高圧代替注水系による原子炉注水」及び「現場での人力操作による高圧代替注水系起動」により原子炉へ注水する際には，原子炉水位を，原子炉水位（広帯域，燃料域，ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域）等により監視する。 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。 中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動する場合は，高圧代替注水系の作動状況を原子炉水位（広帯域，燃料域，ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域），原子炉圧力，原子炉圧力（ＳＡ），高圧代替注水系系統流量，サプレッション・プール水位により監視する。 現場での人力操作により高圧代替注水系を起動する場合は，高圧代替注水系の作動状況を原子炉水位（広帯域，燃料域，ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域），高圧代替注水系系統流量等により監視する。 原子炉水位の調整が必要な場合は，中央制御室からの操作，又は現場での弁の操作により原子炉水位を制御する。
	重大事故等の進展抑制	ほう酸水注入系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及び高圧代替注水系による原子炉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，ほう酸水貯蔵タンクを水源として，ほう酸水注入系により原子炉へ注水する。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失し，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，中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動し原子炉へ注水する。 この対応手段により，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，高圧代替注水系の運転を継続する。

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			
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	サポート系故障時	全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が使用できない場合は，中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉へ注水する。中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動できない場合は，現場での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。 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。 全交流動力電源のみ喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動及び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に給電し，原子炉隔離時冷却系の起動及び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り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起動及び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。 可搬型代替交流電源設備，可搬型代替直流電源設備等に燃料を給油することにより，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。
	現場での弁の手動操作による高圧代替注水系の起動時の環境条件		現場での人力操作による高圧代替注水系起動は，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。

1.2　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		
配慮すべき事項	作業性	現場での人力操作による高圧代替注水系起動は，通常の弁操作である。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備，又は可搬型代替交流電源設備を用いてほう酸水注入系へ給電する。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（3／19）

<table>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準対象施設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，過渡時自動減圧機能による原子炉減圧の自動化及び手動操作による減圧により原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手順等を整備する。
また，炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手順等を整備する。
さらに，インターフェイスシステムＬＯＣＡ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手順等を整備するとともに，隔離ができない場合は，減圧する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td rowspan="2">フロントライン系故障時</td><td>減圧の自動化</td><td>設計基準事故対処設備である逃がし安全弁（自動減圧機能）の自動減圧機能（以下「自動減圧系」という。）が故障により原子炉の自動減圧ができない場合は，過渡時自動減圧機能の自動作動を確認し，原子炉を減圧する。</td></tr>
<tr><td>手動操作による減圧</td><td>設計基準事故対処設備である自動減圧系が故障により原子炉の自動減圧ができない場合は，中央制御室からの手動操作により逃がし安全弁（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（自動減圧機能）に供給することにより逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して原子炉を減圧する。</td></tr>
<tr><td>サポート系故障時</td><td>常設直流電源系統喪失時の減圧</td><td>常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し，原子炉の減圧ができない場合は，以下の手段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り直流電源を確保する。常設代替直流電源設備により直流電源を確保できない場合は，可搬型代替直流電源設備等により直流電源を確保する。
・中央制御室にて逃がし安全弁（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）を手動操作により開放して，原子炉を減圧する。</td></tr>
</table>

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			
対応手段等	サポート系故障時	非常用窒素供給系による窒素確保	逃がし弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合は，非常用窒素供給系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）の機能を回復させ原子炉を減圧する。 非常用窒素供給系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，予備の高圧窒素ボンベに切り替える。また，非常用窒素供給系高圧窒素ボンベの圧力が低下した場合は，予備の非常用窒素供給系高圧窒素ボ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。 逃がし安全弁の駆動に必要な窒素供給が喪失した場合，非常用逃がし安全弁駆動系の中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（逃がし弁機能）の窒素を確保し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）を開放することで，原子炉を減圧する。
		非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧	逃がし安全弁の作動に必要なアキュムレータ（逃がし弁機能用及び自動減圧機能用）の供給圧力が喪失した場合，非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能）のアクチュエータに非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベから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。また，予備の非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベに切り替えることで窒素を供給することで窒素を確保し，原子炉を減圧する。
		代替電源設備を用いた逃がし安全弁の復旧	全交流動力電源喪失及び常設直流電源喪失により逃がし安全弁による原子炉の減圧機能が喪失した場合は，以下の手段により直流電源を確保し，逃がし安全弁の機能を復旧することで原子炉を減圧する。 ・代替直流電源設備等により直流電源を確保する。 ・代替交流電源設備等により充電器に給電することで，直流電源を確保する。

1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等			
対応手段等	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止		炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため，中央制御室からの手動操作で逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放することにより原子炉を減圧する。
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ溢水時		インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は，中央制御室から漏えい箇所の隔離操作を実施する。 漏えい箇所の隔離ができない場合は，原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため，逃がし安全弁により原子炉を減圧し，現場での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。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	逃がし安全弁の自動減圧機能喪失により逃がし安全弁が自動で作動しない場合，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た後，逃がし安全弁（自動減圧機能）の中央制御室からの手動操作により原子炉を減圧する。 なお，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，過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）を作動させて自動で原子炉を減圧する。

1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等			
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	サポート系故障時	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は，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）を作動させて，原子炉を減圧する。 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は，常設代替交流電源設備等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直流電源の確保に失敗した場合は，可搬型代替直流電源設備等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。 逃がし安全弁の作動に必要な窒素の喪失により逃がし安全弁が作動しない場合は，非常用窒素供給系により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源が確保され，逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧する。 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源が確保できない場合，非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁(逃がし弁機能)の駆動源を確保する。
	逃がし安全弁の背圧対策		逃がし安全弁は，非常窒素供給系及び非常用逃がし安全弁駆動系により，想定される重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件においても確実に作動させることができるよう，逃がし安全弁の作動に必要な窒素の供給圧力を設定する。
	インターフェイスシステムＬＯＣＡによる溢水の影響		隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルートは，インターフェイスシステムＬＯＣＡにより漏えいが発生する機器よりも上層階に位置し，溢水の影響を受けないようにする。

1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等		
配慮すべき事項	インターフェイスシステムＬＯＣＡの検知	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は，非常用炉心冷却系の系統圧力，原子炉圧力，原子炉水位及び格納容器圧力等の関連パラメータ変化を確認することで判断する。また，非常用炉心冷却系のポンプ室は，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，漏えい場所の特定は，床漏えい検出器及び火災報知器等により行う。
	作業性	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は，漏えいした水の滞留及び蒸気による高湿度環境が想定されるが，現場での隔離操作は環境性等を考慮し，自給式呼吸用保護具を着用する。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（4／19）

<table>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能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，低圧代替注水系による原子炉を冷却する手順等を整備する。
また，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おいて，原子炉格納容器の破損を防止するため，低圧代替注水系により残存溶融炉心を冷却する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td colspan="2">設計基準事故対処設備を使用した対応手段</td><td>設計基準事故対処設備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対処設備と位置づけ重大事故等の対処に用いる。</td></tr>
<tr><td>原子炉運転中の場合</td><td>フロントライン系故障時</td><td>低圧代替注水系による原子炉の冷却</td><td>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ及び低圧炉心スプレイ系ポンプの故障により原子炉注水ができない場合は，以下の手段により原子炉へ注水し，原子炉を冷却する。
・代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（常設）により注水する。
・低圧代替注水系（常設）が使用できない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（可搬型）等により注水する。
なお，低圧代替注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。</td></tr>
</table>

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				
対応手段等	原子炉運転中の場合	サポート系故障	残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の復旧	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は，低圧代替注水系による原子炉の冷却に加え，常設代替交流電源設備を用いて非常交流電源設備へ給電することにより，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系を復旧し，サプレッション・プールを水源とした，原子炉へ注水し，原子炉を冷却する。 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は，緊急用海水ポンプで冷却水を確保することにより，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系を復旧し，サプレッション・プールを水源とした，原子炉へ注水し，原子炉を冷却する。 なお，常設代替交流電源設備等へ燃料を給油し，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）及び低圧炉心スプレイ系を運転継続することが可能である。 原子炉運転停止後は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に移行し，長期的に原子炉を除熱する。
		溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	低圧代替注水系による残存溶融炉心の冷却	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は，以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し，残存溶融炉心を冷却する。 ・サプレッション・プールを水源とした，代替循環冷却系により注水する。 ・代替循環冷却系により残存溶融炉心の冷却ができない場合は，代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により残存溶融炉心の冷却ができない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（可搬型）により注水する。 なお，低圧代替注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。

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				
対応手段等	原子炉停止中の場合	フロントライン系故障	低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残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプが故障により原子炉除熱ができない場合は，以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し，原子炉を冷却する。 ・代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水できない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（可搬型）により注水する。 なお，低圧代替注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。
		サポート系故障	残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の復旧	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は，低圧代替注水系による原子炉の冷却に加え，常設代替交流電源設備を用いて非常用交流電源設備へ給電することにより，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を復旧し，原子炉の除熱を実施する。 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は，緊急用海水ポンプ又は代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプで冷却水を確保することにより，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を復旧し，原子炉の除熱を実施する。 なお，常設代替交流電源設備へ燃料を給油し，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）を運転継続する。

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				
配慮すべき事項	原子炉運転中の場合	重大事故等の対応手段の選択	フロントライン系故障	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の故障により原子炉注水ができない場合において，低圧代替注水系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。 低圧代替注水系（常設）により原子炉の冷却ができない場合において，低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。 低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプ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。
			サポート系故障	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において，残留熱除去系海水系の運転ができる場合は，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（低圧注水系）の運転ができない場合は，低圧炉心スプレイ系により原子炉を冷却する。 また，残留熱除去系海水系が使用できない場合は，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。残留熱除去系（低圧注水系）の運転ができない場合は，低圧炉心スプレイ系により原子炉を冷却する。

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				
配慮すべき事項	原子炉運転中の場合	重大事故等の対応手段の選択	溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	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おいて，代替循環冷却系に異常がなく，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール）が確保されている場合は，代替循環冷却系により残存溶融炉心を冷却する。 代替循環冷却系により残存溶融炉心の冷却ができない場合において，低圧代替注水系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，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）により残存溶融炉心の冷却ができない場合において，低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（可搬型）により残存溶融炉心を冷却する。
	原子炉停止中の場合	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障	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）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おいて，低圧代替注水系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。 低圧代替注水系（常設）により原子炉の冷却ができない場合おいて，低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。
			サポート系故障	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において，残留熱除去系海水系の運転ができる場合は，残留熱除去系（停止時冷却系）により原子炉を除熱する。 また，残留熱除去系海水系の運転ができない場合は，緊急用海水系により冷却水を確保し，残留熱除去系（停止時冷却系）により原子炉を除熱する。

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		
配慮すべき事項	残存溶融炉心の冷却における留意事項	残存溶融炉心の冷却については，格納容器スプレイ及びペデスタル（ドライウェル部）への注水に必要な流量を確保し，原子炉圧力容器内へ崩壊熱相当量の注水を実施する。しかし，十分な注水流量が確保できない場合は，格納容器スプレイを優先する。
	作業性	低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，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。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備等を用いて低圧代替注水系等による注水に必要な設備へ給電する。
	燃料補給	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順については，「1.14　電源の確保に関する手順等」に整備する。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（5／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">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も，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため，格納容器逃がし装置又は耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱，緊急用海水系による原子炉格納容器内の除熱により最終ヒートシンクへ熱を輸送する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td colspan="2">設計基準事故対処設備を使用した対応手段</td><td>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）及び残留熱除去系海水系が健全であれば，重大事故等対処設備と位置づけ重大事故等の対処に用いる。</td></tr>
<tr><td>フロントライン系故障時</td><td>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</td><td>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）ポンプの故障により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は，以下の手段により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。
・格納容器圧力逃がし装置により輸送する。
・格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合は，耐圧強化ベント系により輸送する。
なお，中央制御室から格納容器圧力逃がし装置を遠隔操作できない場合は，遠隔人力操作機構を使用した現場（二次格納施設外）での操作を実施する。</td></tr>
<tr><td>サポート系故障時</td><td>緊急用海水系による除熱</td><td>設計基準事故対処設備である残留熱除去系海水系の機能喪失又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は，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。</td></tr>
</table>

1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等			
対応手段等	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	残留熱除去系が機能喪失し，サプレッション・プール水位指示値が規定水位に到達した場合は，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備を開始する。 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原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。 残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が喪失した場合は，内部水源である代替循環冷却系により原子炉格納容器内の除熱を実施するが，代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，外部水源を使用した代替格納容器スプレイを実施する。 外部水源を使用した代替格納容器スプレイによりサプレッション・プールの水位が上昇し，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判断の水位指示値に到達した場合は，外部水源を使用した代替格納容器スプレイを停止し，原子炉格納容器が規定圧力に到達した場合に，格納容器ベント操作に移行する。 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場合は，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サプレッション・チェンバ側ベントを第一優先とする。
配慮すべき事項	作業性		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。
	電源確保		全交流動力電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備等を用いて格納容器ベントを実施するために必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は，遠隔人力操作機構による現場操作を行う。 全交流動力電源が喪失した場合は，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，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），残留熱除去系海水系及び緊急用海水系を復旧する。
	燃料補給		配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（6／19）

<table>
<tr><td colspan="5">1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">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，代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。
また，炉心の著しい損傷が発生した場合においても，原子炉格納容器の破損を防止するため，代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td colspan="3">設計基準事故対処設備を使用した対応手段</td><td>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又はサプレッション・プール冷却系）が健全であれば，重大事故等対処設備と位置づけ重大事故等の対処に用いる。</td></tr>
<tr><td>炉心損傷前</td><td>フロントライン系故障時</td><td>代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の除熱及び冷却</td><td>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プレッション・プール冷却系）ポンプが故障により機能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，以下の手段により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
・内部水源であるサプレッション・プールを水源とした，代替循環冷却系により除熱する。
・代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，外部水源である代替淡水貯槽を水源とした，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により冷却する。
・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内を冷却できない場合は，外部水源である西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により冷却する。
なお，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は，海を水源として利用できる。</td></tr>
</table>

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等				
対応手段等	炉心損傷前	サポート系故障時	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	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プレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失により使用できない場合は，常設代替交流電源設備を用いて非常用交流電源設備へ給電するとともに，残留熱除去系海水ポンプ，緊急用海水ポンプで冷却水を確保することにより，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）を復旧し，サプレッション・プールを水源とした原子炉格納容器内を除熱する。
	炉心損傷後	フロントライン系故障時	代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の除熱及び冷却	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プレッション・プール冷却系）ポンプが故障により機能喪失した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，以下の手段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。 ・外部水源である代替淡水貯槽を水源とした，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により冷却する。 ・代替循環冷却系の冷却水が確保された場合は，内部水源であるサプレッション・プールを水源とした，代替循環冷却系により除熱する。 ・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ない場合は，外部水源である西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により冷却する。 なお，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は，海を水源として利用できる。

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等				
対応手段等	炉心損傷後	サポート系故障時	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	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プレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失により使用できない場合は，常設代替交流電源設備を用いて非常用交流電源設備に給電するとともに，残留熱除去系海水ポンプ，緊急用海水ポンプで冷却水を確保することにより，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）を復旧し，サプレッション・プールを水源として原子炉格納容器内を除熱する。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時		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プレッション・プール冷却系）ポンプが故障により機能喪失した場合，炉心損傷前後において，以下の優先順位で除熱及び冷却を実施する。 ・炉心損傷前 代替循環冷却系に異常がなく，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール（内部水源））が確保されている場合は，代替循環冷却系により原子炉格納容器内を除熱する。 代替循環冷却系が使用できない場合において，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽（外部水源））が確保されている場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内を冷却する。 代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用できない場合において，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽（外部水源））が確保されている場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等			
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	・炉心損傷後 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽（外部水源））が確保されている場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内を冷却する。 代替循環冷却系の冷却水，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール（内部水源））が確保されている場合は，代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を開始し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却を停止する。 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ない場合において，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽（外部水源））が確保されている場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。
	作業性		低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，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。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備等を用いて代替格納容器スプレイ冷却系等による原子炉格納容器内の冷却及び除熱に必要な設備へ給電する。
	燃料補給		配慮すべき事項は，「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（7／19）

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		
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置及び代替循環冷却系により，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。	
対応手段等	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	原子炉格納容器の破損を防止のために代替循環冷却系による除熱を優先して実施するが，代替循環冷却系が使用できない場合は，原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。 格納容器逃がし装置の隔離弁第一弁（サプレッション・チェンバ側，ドライウェル側），第二弁及び第二弁バイパス弁の駆動源が喪失した場合においても，遠隔人力操作機構により人力で開操作することで，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	原子炉格納容器の破損を防止するため，代替循環冷却系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が喪失した場合は，代替循環冷却系により原子炉格納容器内を減圧及び除熱する。 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，代替格納容器スプレイを実施する。 サプレッション・プール水位指示値が格納容器スプレイ停止水位に到達した場合は，代替格納容器スプレイを停止し，格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内を減圧及び除熱する。 中央制御室から格納容器圧力逃がし装置の遠隔操作ができない場合は，遠隔人力操作機構による現場での手動操作を行う。 なお，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する場合は，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サプレッション・チェンバ側ベントを第一優先とする。 サプレッション・チェンバ側ベントが実施できない場合は，ドライウェル側ベントを実施する。

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			
配慮すべき事項	格納容器ベント時の留意事項	格納容器圧力逃がし装置の不活性ガスによる系統内の置換	格納容器圧力逃がし装置の使用後にスクラビング水が放射線分解し，水素及び酸素が発生するため，可搬型窒素供給装置により格納容器圧力逃がし装置内を不活性ガス（窒素）に置換することにより水素爆発を防止する。
		原子炉格納容器の負圧破損の防止	原子炉格納容器の負圧破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置の使用後に，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内に不活性ガス（窒素）を供給する。 また，残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱は，サプレッション・チェンバ圧力が規定値まで低下した場合に停止する。
		放射線防護	格納容器ベントを実施した場合，プルームの影響による被ばくを低減するため，中央制御室待避室へ待避し，データ表示装置（待避室）によりプラントパラメータを継続して監視する。 放射線防護を考慮し，遠隔人力操作機構による現場操作場所は，原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）に第二弁操作室を設置する。 第二弁操作室は，必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし，第二弁操作室空気ボンベユニットにて正圧化することにより，外気の流入を一定時間遮断することで，格納容器圧力逃がし装置を使用する際のプルームの影響による操作する要員の被ばくを低減する。
		電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備等を用いて格納容器ベントに必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は，遠隔人力操作機構による現場操作を行う。
	代替循環冷却時の留意事項	電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備を用いて代替循環冷却系へ給電する。

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		
配慮すべき事項	作業性	遠隔人力操作機構の操作については，操作に必要な工具等はなく通常の弁操作と同様であり，原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）の第二弁操作室で実施する。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（8／19）

<table>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷が発生した場合において，溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）による原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器下部注水系により，溶融し，原子炉格納容器の下部（以下「ペデスタル（ドライウェル部）」という。）に落下した炉心を冷却する手順等を整備する。
また，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延又は防止するため，原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却</td><td>格納容器下部注水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心を冷却するため，以下の手段によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。
・代替淡水貯槽を水源として，格納容器下部注水系（常設）により注水する。
・格納容器下部注水系（常設）により注水できない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽として，格納容器下部注水系（可搬型）により注水する。
なお，格納容器下部注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。</td></tr>
<tr><td></td><td></td></tr>
</table>

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			
対応手段等	溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	原子炉圧力容器への注水	炉心の著しい損傷が発生した場合において，溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下を遅延又は防止するため，以下の手段により原子炉圧力容器へ注水する。原子炉圧力容器へ注水する場合は，ほう酸水注水系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を同時並行で実施する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は，サプレッション・プールを水源として，原子炉隔離時冷却系により注水する。 ・原子炉隔離時冷却系により注水できない場合は，サプレッション・プールを水源として，高圧代替注水系により注水する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合は，代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により注水できない場合は，サプレッション・プールを水源として，代替循環冷却系により注水する。 ・代替循環冷却系により注水できない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（可搬型）により注水する。 なお，低圧代替注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。
配慮すべき事項	重大事故時等の対応手段の選択	ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却	ペデスタル（ドライウェル部）には，通常運転時から水を確保するとともに，炉心が損傷した場合に，ペデスタル（ドライウェル部）の水位が確実に確保されていることを確認するため，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）に注水する。 また，原子炉圧力容器破損後は，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）に注水することで，ペデスタル（ドライウェル部）床面に落下した溶融炉心を冠水冷却する。 格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水できない状況において，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，格納容器下部注水系（可搬型）にてペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。

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			
配慮すべき事項	重大事故時等の対応手段の選択	溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，原子炉隔離時冷却系に異常がなく，直流電源及び水源（サプレッション・プール）が確保されている場合は，原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器へ注水する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において，高圧代替注水系に異常がなく，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール）が確保されている場合は，高圧代替注水系により原子炉圧力容器へ注水する。 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において，低圧代替注水系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができない場合において，代替循環冷却系に異常がなく，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール）が確保されている場合は，代替循環冷却系により原子炉圧力容器へ注水する。 代替循環冷却系が使用できない場合において，低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。
	作業性		格納容器下部注水系（可搬型）及び低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，可搬型代替注水中型ポンプ及び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。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備等を用いて格納容器下部注水系及び低圧代替注水系による注水に必要な設備へ給電する。
	燃料補給		配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（9／19）

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		
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウムー水反応及び水の放射線分解により発生する水素及び酸素が，原子炉格納容器内に放出された場合においても，水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な原子炉格納容器内の不活性化，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素のベント，及び原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を行う手順等を整備する。	
対応手段等	原子炉格納容器内の不活性化 不活性ガス系による	原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉運転中の原子炉格納容器内は，不活性ガス（窒素）により不活性化した状態とする。
	原子炉格納容器内の不活性化 可搬型窒素供給装置による	炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱時に，原子炉格納容器内で発生する水素及び酸素の反応による水素爆発を防止するため，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性化する。
	原子炉格納容器水素爆発防止 格納容器圧力逃がし装置による	原子炉格納容器内に発生する水素及び酸素を格納容器圧力逃がし装置により大気にベントし，水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する。

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		
対応手段等	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視	原子炉格納容器内に発生する水素と酸素の濃度を，格納容器内水素濃度（ＳＡ），格納容器内酸素濃度（ＳＡ）により測定し，監視する。 全交流動力電源が喪失した場合は，代替電源設備から給電されていることを確認後，格納容器内水素濃度（ＳＡ），格納容器内酸素濃度（ＳＡ）を用いて測定し，監視する。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	原子炉格納容器内の酸素濃度が格納容器内酸素濃度（ＳＡ）にて不活性ガス（窒素）注入開始の規定値に到達した場合は，可搬型窒素供給装置により不活性ガス（窒素）を原子炉格納容器内へ注入する。 原子炉格納容器内の酸素濃度が格納容器内酸素濃度（ＳＡ）にてベント規定値に到達した場合は，格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内に滞留している水素及び酸素をベントする。 なお，格納容器圧力逃がし装置を用いて，原子炉格納容器内に滞留している水素及び酸素をベントする場合は，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サプレッション・チェンバ側の第一弁開操作を第一優先とする。サプレッション・チェンバ側の第一弁開操作が実施できない場合には，ドライウェル側の第一弁開操作を実施する。 その後，第二弁開操作を実施し水素及び酸素を排出する。第二弁開操作が実施できない場合には，第二弁バイパス弁を開操作して水素及び酸素を排出する。
	原子炉格納容器内の水素及び酸素のベント時の留意事項	格納容器圧力逃がし装置を使用する場合，プルームの影響による被ばくを低減するため，中央制御室待避室へ待避し，データ表示装置（待避室）によりプラントパラメータを継続して監視する。 放射線防護を考慮し，遠隔人力操作機構による現場操作場所として，原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）に第二弁操作室を設置する。 第二弁操作室は，必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし，第二弁操作室空気ボンベユニットにて正圧化することにより，外気の流入を一定時間遮断することで，格納容器圧力逃がし装置を使用する際のプルームの影響による操作員の被ばくを低減する。

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		
配慮すべき事項	作業性	遠隔人力操作機構の操作については，操作に必要な工具等はなく通常の弁操作と同様であり，原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）の第二弁操作室で実施する。
	電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は，代替交流電源設備により原子炉格納容器内の水素及び酸素のベントに必要な電動弁，格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）へ給電する。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（10／19）

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		
方針目的		炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内に水素が放出され，原子炉格納容器から原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合においても，水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため，原子炉建屋ガス処理系及び静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制及び原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視を行う手順等を整備する。
対応手段等	原子炉建屋ガス処理系による水素濃度抑制	原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉格納容器から原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合は，原子炉建屋ガス処理系により水素を排出し，原子炉建屋原子炉棟内での水素の滞留を防止する。 全交流動力電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備により交流動力電源を確保し，原子炉建屋ガス処理系による水素排出を実施する。
	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制	原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉格納容器から原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合に，原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度の上昇を抑制し，水素爆発を防止するため，静的触媒式水素再結合器により漏えいした水素と酸素を触媒反応によって再結合させる。 全交流動力電源が喪失した場合は，代替電源設備から静的触媒式水素再結合器動作監視装置に給電することにより，静的触媒式水素再結合器の作動状況を監視する。
	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が変動する可能性のある範囲で，水素濃度を測定し，監視する。 全交流動力電源が喪失した場合は，代替電源設備から原子炉建屋水素濃度に給電することにより，　原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度を監視する。
配慮すべき事項	原子炉建屋ガス処理系の停止	原子炉建屋ガス処理系の系統内での水素爆発を回避するため，原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が上昇し，原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が原子炉建屋ガス処理系停止判断の水素濃度指示値以上となった場合は，原子炉建屋ガス処理系を停止する。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（11／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料プール」という。）の冷却機能又は注水機能が喪失し，又は使用済燃料プールからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が低下した場合において，使用済燃料プール内の燃料体又は使用済燃料（以下「使用済燃料プール内の燃料体等」という。）を冷却し，放射線を遮蔽し，及び臨界を防止するため，使用済燃料プール代替注水，使用済燃料プールの監視を行う手順等を整備する。
また，使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合において，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し，臨界を防止し，放射性物質の放出を低減するため，使用済燃料プールへのスプレイ，大気への拡散抑制，使用済燃料プールの監視を行う手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時
又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時</td><td>使用済燃料プール代替注水</td><td>燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給）が有する使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失した場合，又は使用済燃料プールの小規模な水の漏えいにより水位の低下が発生した場合は，以下の手段による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プール内の燃料体等を冷却し，放射線を遮蔽し，及び臨界を防止する。
・代替淡水貯槽を水源として，常設低圧代替注水系ポンプにより代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して注水する。
・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）にて使用済燃料プールへ注水ができず，使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端未満でない場合，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源として，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して注水する。
なお，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水は，海を水源として利用できる。

使用済燃料プールに接続する配管の破断等により，燃料プール水戻り配管からサイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えいが発生した場合に，使用済燃料プールのサイフォン防止機能を有するサイフォンブレーク用配管によりサイフォン現象の継続を停止する。</td></tr>
</table>

1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等			
対応手段等	使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時の対応手段及び設備	使用済燃料プールスプレイ	使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時，以下の手段による使用済燃料プールへのスプレイにより，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し，臨界を防止し，放射性物質の放出を低減する。 ・代替淡水貯槽を水源として，常設低圧代替注水系ポンプにより代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用して使用済燃料プールへのスプレイを実施する。 ・代替淡水貯槽を水源として，可搬型代替注水大型ポンプにより代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用して使用済燃料プールへのスプレイを実施する。 ・代替淡水貯槽を水源として，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用して使用済燃料プールへのスプレイを実施する。 なお，可搬型代替注水大型ポンプにより代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水は，海を水源として利用できる。
		大気への拡散抑制	使用済燃料プールからの大量の水の漏えいにより，使用済燃料プールの水位が異常に低下し，使用済燃料プールスプレイによるスプレイを実施しても使用済燃料プールの水位が上昇しない場合，又は使用済燃料プールスプレイによるスプレイが実施できない場合に，可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲により原子炉建屋に海水を放水し，大気への放射性物質の拡散を抑制する。

1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等			
対応手段等	重大事故等時における使用済燃料プールの監視	使用済燃料プールの監視設備による使用済み燃料プールの状態監視	使用済燃料プールの冷却機能若しくは注水機能喪失時，又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時若しくは使用済燃料プールからの大量の水の漏えいが発生した場合，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），使用済燃料プール温度（ＳＡ），使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置含む。）により，使用済燃料プールの水位，水温及び上部空間線量率の状態監視を行う。 なお，使用済燃料プール監視カメラは，耐環境性向上のため使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置にて空気を供給する。 燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ及び使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）の機能が喪失している場合は，あらかじめ評価（使用済燃料配置変更ごとに行う空間線量率評価）し把握した水位と放射線量率の相関（減衰率）関係により使用済燃料プールの空間線量率を推定する。
		代替電源による給電	交流又は直流電源が喪失した場合，使用済燃料プールの状態を監視するため，常設代替交流電源設備や常設代替直流電源設備等を用いて使用済燃料プール監視設備へ給電する。
	重大事故等時における使用済燃料プールの冷却	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	使用済燃料プール冷却機能の喪失が発生し，使用済燃料プールの温度上昇が確認された場合は，常設代替交流電源設備により電源を確保し，緊急用海水系により冷却水を確保することで，代替燃料プール冷却系により使用済燃料プールを冷却する。

1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等		
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	使用済燃料プール注水機能の喪失又は使用済燃料プール水の漏えいが発生し，使用済燃料プールの水位低下が確認された場合は，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水を実施する。 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水ができず，使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端未満でない場合は，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水を実施する。 使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端未満の場合は，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイを実施する。 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用できない場合は，使用済燃料プール水位が遮蔽維持水位の判断基準とする線量率（立入制限線量率）によりアクセス可否を判断し，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ，又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイを実施する。 使用済燃料プール冷却機能の喪失が発生し，使用済燃料プールの温度上昇が確認された場合は，常設代替交流電源設備により電源を確保し，緊急用海水系により冷却水を確保することで，代替燃料プール冷却系により使用済燃料プールを冷却する。
	作業性	代替燃料プール注水系（注水ライン，常設スプレイヘッダ及び可搬型スプレイノズル）で使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，可搬型代替注水中型ポンプ及び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。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（12／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.12　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において，大気への放射性物質の拡散抑制，海洋への放射性物質の拡散抑制により，原子炉建屋から発電所外への放射性物質の拡散を抑制する手順等を整備する。
また，原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において，航空機燃料火災への泡消火により火災に対応する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷</td><td>大気への放射性物質の拡散抑制</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉注水を高圧代替注水系系統流量等により確認できない場合，使用済燃料プール水位が低下した場合において，使用済燃料プールスプレイが実施できない場合，使用済燃料プールスプレイを実施しても水位が維持できない場合，又は大型航空機の衝突等により，原子炉建屋の放射性物質閉じ込め機能に影響を与える可能性があるような建屋損壊を確認した場合は，海を水源として可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による放水準備を開始する。
その後，原子炉格納容器への注水及びスプレイが低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等により確認できず，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力の上昇が確認され，原子炉格納容器の破損のおそれがあると判断した場合，原子炉建屋水素濃度が2vol%に到達した場合に格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器ベントによる水素排出ができず，原子炉建屋水素濃度の上昇が継続することにより，ブローアウトパネルを開放する場合，使用済燃料プールスプレイが実施できない場合，使用済燃料プールスプレイを実施しても水位が維持できない場合，又はプラントの異常により，モニタリング・ポスト等の指示値の有意な変動の確認により，原子炉格納容器及び原子炉建屋の破損があると判断した場合は，原子炉建屋に海水を放水する。</td></tr>
<tr><td>海洋への放射性物質の拡散抑制</td><td>可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲により原子炉建屋へ海水を放水することで放射性物質を含む汚染水が発生するため，防潮堤内の雨水排水路集水桝及び放水路に汚濁防止膜を設置することで，海洋への放射性物質の拡散を抑制する。
汚濁防止膜は，雨水排水路集水桝－１～９及び放水路－Ａ～Ｃの計12箇所に設置するが，放水した汚染水が直接流れ込む雨水排水路集水桝－８及び放水路－Ａ～Ｃの4箇所を優先的に設置し，その後，残り8箇所の雨水排水路集水桝に設置する。</td></tr>
</table>

1.12　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等		
対応手段等	航空機燃料火災への泡消火	原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において，海を水源として可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火を実施する。
配慮すべき事項	操作性	放水砲による放水については，噴射ノズルを調整することで，放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき，放水形状は，直線状とするとより遠くまで放水できるが，噴霧状とすると直線状よりも放射性物質の拡散抑制効果が期待できることから，なるべく噴霧状を使用する。 放水砲は風向き等の天候状況及びアクセス状況に応じて，最も効果的な方角から，原子炉建屋破損口等の放射性物質放出箇所に向けて放水を実施する。
	作業性	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲の準備に当たり，プラント状況や周辺の現場状況，ホースの敷設時間等を考慮し，複数あるホース敷設ルートから作業時間が短くなるよう適切なルートを選択する。 ホース等の取付けについては，速やかに作業ができるように可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）の保管場所に使用工具及びホースを配備する。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（13／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">設計基準事故の収束に必要な水源であるサプレッション・プールとは別に，重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する代替淡水貯槽，西側淡水貯水設備，海を水源として，淡水又は海水を確保する。
設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して，重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するため，代替淡水貯槽，サプレッション・プール，西側淡水貯水設備，海及びほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応手段，並びに代替淡水貯槽，西側淡水貯水設備等への水の補給について手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">水源を利用した対応手段</td><td>サプレッション・プールを水源とした対応手段</td><td>重大事故等の収束に必要となる水源であるサプレッション・プールを利用した，以下の手段により対応する。
・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧時においては，高圧代替注水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉へ注水する。
・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時においては，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系により原子炉へ注水する。
・原子炉格納容器内の除熱のため，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系，サプレッション・プール冷却系）により原子炉格納容器内を除熱する。
・原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱のため，代替循環冷却系により原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内を除熱する。</td></tr>
<tr><td>代替淡水貯槽を水源とした対応手段（常設）</td><td>サプレッション・プールを水源として利用できない場合は，代替淡水貯槽を水源とした，以下の手段により対応する。
・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時においては，低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水する。
・原子炉格納容器内の冷却のため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により冷却する。
・格納容器下部注水系（常設）により原子炉格納容器下部へ注水する。
・使用済燃料プールへの注水及びスプレイのため，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン，常設スプレイヘッダ）により注水及びスプレイを実施する。</td></tr>
</table>

1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等			
対応手段等	水源を利用した対応手段	西側淡水貯水設備を水源とした対応手段	サプレッション・プールが利用できず，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプによる注水等を実施できない場合は，西側淡水貯水設備を水源とした，以下の手段により対応する。 ・可搬型代替注水中型ポンプにより原子炉へ注水する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時においては，低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水する。 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内の冷却を行う。 ・可搬型代替注水中型ポンプによりフィルタ装置スクラビング水を補給する。 ・格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 ・可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）により使用済燃料プールへ注水を実施する。
		代替淡水貯槽を水源とした対応手段（可搬型）	西側淡水貯水設備を水源として利用できない場合は，代替淡水貯槽を水源とした，以下の手段により対応する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時においては，低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水する。 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。 ・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を補給する。 ・格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 ・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン，常設スプレイヘッダ，可搬型スプレイノズル）により使用済燃料プールへ注水及びスプレイを実施する。

1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等			
対応手段等	水源を利用した対応手順	海を水源とした対応手段	サプレッション・プール，代替淡水貯水槽及び西側代替淡水貯水設備を水源として利用できない場合は，海を水源とした，以下の手段により対応する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時においては，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉へ注水する。 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。 ・格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 ・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン，常設スプレイヘッダ，可搬型スプレイノズル）により使用済燃料プールへ注水及びスプレイを実施する。 ・残留熱除去系海水系による冷却水を確保する。 ・最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送のため，緊急用海水系により冷却水を確保する。 ・大気への放射性物質の拡散抑制のため，可搬型代替大型ポンプ（放水用）及び放水砲により，大気への放射性物質の拡散抑制を行う。 ・航空機燃料火災への泡消火のため，可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）により対応する。 ・２Ｃ，２Ｄ 非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系により冷却を確保するため，電源給電機能を復旧する。

1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等			
対応手段等		ほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応手段	ＡＴＷＳが発生した場合，又は重大事故等の進展抑制や溶融炉心のペデスタル（ドライウェル床面）への落下遅延・防止が必要となる場合は，ほう酸水貯蔵タンクを水源として，ほう酸水注入系により原子炉へほう酸水を注入する。
	水源へ水を補給するための対応手段	代替淡水貯槽へ水を補給	重大事故等の収束のために代替淡水貯槽を使用する場合は，西側淡水貯水設備から可搬型代替注水中型ポンプにより，淡水を補給する。 また，水源の枯渇等により淡水の補給が継続できない場合においても，海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から可搬型代替注水大型ポンプにより，海水を補給する。
		西側淡水貯水設備へ水を補給するための対応手段	重大事故等の収束のために西側淡水貯水設備を使用する場合は，代替淡水貯槽から可搬型代替注水大型ポンプにより，淡水を補給する。 また，水源の枯渇等により淡水の補給が継続できない場合においても，海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から可搬型代替注水大型ポンプにより，海水を補給する。
配慮すべき事項	送水ルートの選択		接続口の選択は，各作業時間（出動準備，移動，水源の蓋開放，ポンプ設置，ホース敷設，ホース接続及び送水準備）を考慮し，送水開始までの時間が最短となる組合せを優先して選択する。

1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等		
配慮すべき事項	切替え性	重大事故等の収束に必要な水の供給には淡水を優先して使用する。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備の枯渇等により，淡水の供給が継続できないおそれがある場合は，海水の供給に切り替える。 代替淡水貯槽を水源とした低圧代替注水系（常設）による重大事故等の収束に必要な水の供給を行っている場合は，水の供給が中断することなく淡水から海水への切替えが可能である。 また，代替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備を水源とした低圧代替注水系（可搬型）による重大事故等の収束に必要な水の供給を行っている場合は，あらかじめ可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる水源切替え準備をすることにより，速やかに淡水から海水への切替えが可能である。 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）で想定される事故の収束に必要な対応には，外部水源（代替淡水貯槽）から内部水源（サプレッション・プール）への供給に切り替えて，原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱を行う。
	作業性	西側代替淡水貯水設備及び代替淡水貯水槽への補給，可搬型代替注水大型ポンプによる送水で使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，可搬型代替注水中型ポンプ又は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。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（14／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.14　電源の確保に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において，炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため，必要な電力を確保するために重大事故等対処設備として，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，所内常設直流電源設備，常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備，代替所内電気設備を確保する手順等を整備する。
また，重大事故等の対処に必要な設備を継続運転させるため，燃料給油設備により給油する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td colspan="2">重大事故等対処設備</td><td>設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備が健全であれば重大事故等対処設備と位置づけ重大事故等の対処に用いる。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">交流電源喪失時</td><td>代替交流電源設備による給電</td><td>外部電源が喪失した場合，外部電源及び非常用高圧母線が喪失した場合，以下の手段により非常用所内電気設備又は代替所内電気設備へ給電する。
・常設代替交流電源設備を用いて給電する。
・常設代替交流電源設備等を用いて給電できない場合は，可搬型代替交流電源設備等を用いて給電する。</td></tr>
<tr><td>直流電源喪失時</td><td>代替直流電源設備による給電</td><td>外部電源及び非常用高圧母線が喪失した場合において，充電器を経由して直流電源設備へ給電できない場合は，以下の手段により直流電源設備へ給電する。
・代替交流電源設備等を用いて給電を開始するまでの間，所内常設直流電源設備を用いて給電する。
・所内常設直流電源設備を用いて給電できない場合は，可搬型代替直流電源設備等を用いて給電する。</td></tr>
</table>

1.14　電源の確保に関する手順等			
対応手段等	非常用所内電気設備機能喪失時	代替所内電気設備による給電	設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備が喪失した場合は，代替所内電気設備を用いて電路を確保し，代替交流電源設備等から必要な設備へ給電する。
考慮すべき事項	負荷容量		重大事故等対策の有効性を確認する事故シーケンス等のうち必要な負荷が最大となる「全交流動力電源喪失」の対処のために必要な設備へ給電する。 重大事故等対処設備による代替手段を用いる場合，常設代替交流電源設備等の負荷容量を確認し，代替手段が使用可能であることを確認する。
配慮すべき事項	悪影響防止		代替交流電源設備等を用いて給電する場合は，受電前準備として非常用高圧母線，パワーセンタ及びＭＣＣの負荷の遮断器を「切」とし，動的機器の自動起動防止のため，スイッチを「切」又は「切保持」とする。
	成立性		常設代替直流電源設備から給電されている24時間以内に，代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備又は代替所内電気設備へ十分な余裕を持って直流電源設備を給電する。
	作業性		ヘッドライト及びＬＥＤライトの配備により，建屋内照明の消灯時における作業性を確保する。
	燃料補給		重大事故等の対処で使用する設備を必要な期間継続して運転させるため，タンクローリ等の燃料給油設備を用いて各設備の燃料が枯渇するまでに給油する。 タンクローリの給油は，可搬型設備用軽油タンクを使用する。 多くの給油対象設備が必要となる事象を想定し，重大事故等発生後7日間，それらの設備の運転継続に必要な燃料(軽油)を確保するため，可搬型設備用軽油タンク1基当たり30kL以上を7基とし，管理する。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（15／19）

1.15　事故時の計装に関する手順等	
方針目的	重大事故等が発生し，計測機器の故障等により，当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に，当該パラメータの推定に有効な情報を把握するため，計器故障時の対応，計器の計測範囲を超えた場合への対応，計器電源の喪失時の対応，計測結果を記録する手順等を整備する。
パラメータの選定及び分類	重大事故等に対処するために監視することが必要となるパラメータを技術的能力に係る審査基準 1.1～1.15 の手順着手の判断基準及び操作手順に用いるパラメータ並びに有効性評価の判断及び確認に用いるパラメータから抽出し，これを抽出パラメータとする。 抽出パラメータのうち，炉心損傷防止及び格納容器破損防止対策等を成功させるために把握することが必要な発電用原子炉施設の状態を直接監視するパラメータを主要パラメータとする。 また，計器の故障，計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合及び計器電源の喪失により，主要パラメータを計測することが困難となった場合において，主要パラメータを推定するために必要なパラメータを代替パラメータとする。 主要パラメータは，以下のとおり分類する。 ・重要監視パラメータ 主要パラメータのうち，耐震性，耐環境性を有し，重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも 1 つ以上有するパラメータをいう ・有効監視パラメータ 主要パラメータのうち，自主対策設備の計器のみで計測されるが，計測することが困難になった場合にその代替パラメータが重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測されるパラメータをいう 代替パラメータは，以下のとおり分類する。 ・重要代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータを計測する計器が重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも 1 つ以上有するパラメータをいう ・常用代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータが自主対策設備の計器のみで計測されるパラメータをいう 抽出パラメータのうち，原子炉施設の状態を直接監視することはできないが，電源設備の受電状態，重大事故等対処設備の運転状態及びその他の設備の運転状態により原子炉施設の状態を補助的に監視するパラメータを補助パラメータとする。

1.15　事故時の計装に関する手順等				
対応手段等	監視機能喪失	計器故障時	他チャンネルによる計測	主要パラメータを計測する多重化された重要計器※1が，計器の故障により計測することが困難となった場合において，他チャンネルの重要計器により計測できる場合は，当該計器を用いて計測を行う。
			代替パラメータによる推定	主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合は，代替パラメータにより主要パラメータの推定を行う。 推定に当たっては，使用する計器が複数ある場合は，代替パラメータと主要パラメータの関連性，検出器の種類，使用環境条件及び計測される値の確からしさを考慮し，使用するパラメータの優先順位をあらかじめ定める。 代替パラメータによる主要パラメータの推定は，以下の方法で行う。 ・同一物理量（温度，圧力，水位，流量，放射線量率，水素濃度及び中性子束）から推定 ・水位を水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力から推定 ・流量を注水先又は水源の水位変化を監視することにより推定 ・圧力から原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の水位を推定 ・原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいを水位，圧力等の傾向監視により推定 ・圧力又は温度を水の飽和状態の関係から推定 ・水素濃度が燃焼するおそれのある状態であるかを推定 ・装置の作動状況により水素濃度を推定 ・制御棒の位置指示により未臨界を推定 ・プラントの状態により最終ヒートシンクの確保を推定 ・使用済燃料プールの状態を同一物理量（温度），あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラによる監視により，使用済燃料プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定

1.15　事故時の計装に関する手順等				
対応手段等	監視機能喪失	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合	代替パラメータによる推定	原子炉圧力容器内の温度，圧力及び水位並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち，パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは，原子炉圧力容器内の温度と水位である。 原子炉圧力容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を推定するための手順を以下に示す。 ・原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータである原子炉圧力容器温度が計測範囲を超えた場合は，炉心損傷状態と推定して対応する。なお，原子炉圧力容器温度（下鏡部）をＲＰＶ破損徴候パラメータとして「300℃到達」が検知され，やがてＲＰＶ破損に至る可能性が高い状況であると判断し，破損判断パラメータである格納容器下部水温を常時監視する。 ・原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータである原子炉水位が計測範囲を超えた場合は，高圧代替注水系系統流量，低圧代替注水系原子炉注水流量，代替循環冷却系原子炉注水流量，原子炉隔離時冷却系系統流量，高圧炉心スプレイ系系統流量，残留熱除去系系統流量，低圧炉心スプレイ系系統流量のうち，機器動作状態にある流量計から崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し，直前まで判明していた水位に変換率を考慮することにより原子炉圧力容器内の水位を推定する。 なお，原子炉圧力容器内が満水状態であることは，原子炉圧力又は原子炉圧力（ＳＡ）とサプレッション・チェンバ圧力の差圧により，原子炉圧力容器内の水位が有効燃料長頂部以上であることは推定可能である。
			可搬型計装器による計測	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合で，重要代替計器の故障等により代替パラメータによる推定が困難となった場合に，可搬型計測器により原子炉圧力容器温度を計測する。

1.15　事故時の計装に関する手順等		
対応手段等	計器電源喪失	全交流動力電源喪失が発生した場合は,以下の手段により計器へ給電し，重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。 ・常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備から給電する。 ・直流電源が枯渇するおそれがある場合は，可搬型代替直流電源設備から給電する。 代替電源（交流，直流）からの給電が困難となり，計器電源が喪失し，中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合は，重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータのうち，手順着手の判断基準及び操作に必要なパラメータを可搬型計測器により計測又は監視する。
	パラメータ記録	重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータは，安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）により，計測結果を記録する。 ただし,複数の計測結果を使用し計算により推定する主要パラメータ(使用した計測結果を含む）の値及び可搬型計測器で計測されるパラメータの値は，記録用紙に記録する。
配慮すべき事項	原子炉施設の状態把握	重要監視パラメータを計測する重要計器※1及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器※2の計測範囲及び個数，耐震性及び電源設備からの給電元を示し，設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力を明確化する。
	確からしさの考慮	圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は，水が飽和状態にないと不確かさが生じるため，計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事故進展状況を踏まえ，複数の関連パラメータを確認し，有効な情報を得た上で推定する。 推定に当たっては，代替パラメータの誤差による影響を考慮する。
	可搬型計測器による計測又は監視の留意事項	可搬型計測器による計測対象の選定を行う際，同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は，いずれか１つの適切なチャンネルを選定し計測又は監視する。同一の物理量について複数のパラメータがある場合は，いずれか１つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。

※1 ：重要計器；重要代替監視パラメータを計測する計器のうち，耐震性，耐環境性を有し，重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器

※2 ：重要代替計器；重要代替監視パラメータを計測する計器のうち，耐震性，耐環境性を有し，重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（16／19）

<table>
<tr><td colspan="3">1.16　原子炉制御室の居住性等に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">重大事故等が発生した場合において，運転員等が中央制御室にとどまるために必要な設備及び資機材を活用した居住性の確保，汚染の持ち込み防止に係る手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td>居住性の確保</td><td>中央制御室にとどまる運転員等の被ばく量を 7 日間で 100mSv を超えないようにするため，中央制御室遮蔽，中央制御室待避室遮蔽，中央制御室換気系フィルタ系ファン，非常用ガス処理系排風機及び中央制御室待避室空気ボンベユニット（空気ボンベ）等により，中央制御室の空気を清浄に保ち，環境に放出された放射性物質による放射線被ばくから運転員等を防護するため中央制御室の居住性を確保する。
・環境に放出された放射性物質による放射線被ばくから運転員等を防護するため，中央制御室換気系による閉回路循環運転及び原子炉建屋ガス処理系の運転を行い，中央制御室の空気を清浄に保つ。また，重大事故等時にブローアウトパネルが開放した場合に閉止を行う。
・中央制御室及び中央制御室待避室の居住性確保の観点から，中央制御室内の酸素及び二酸化炭素濃度の測定及び管理を行う。
・中央制御室及び中央制御室待避室の居住性確保の観点から，中央制御室の照明が使用できない場合において，可搬型照明（ＳＡ）により照明を確保する。
・格納容器圧力逃がし装置を使用する際に待避する中央制御室待避室を中央制御室待避室空気ボンベユニットにより加圧し，中央制御室待避室の居住性を確保する。運転員等が中央制御室待避室に待避後も，データ表示装置（待避室）にてプラントパラメータを継続して監視できるようにする。運転員等が中央制御室待避室に待避後も，衛星電話設備（可搬型）（待避室）にて発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡できるようにする。
・運転員等は，中央制御室又は中央制御室待避室に滞在中は，中央制御室・中央制御室待避室の設計上，全面マスクを着用する必要はないが，中央制御室換気系等の機能喪失時や現場作業等を考慮し全面マスクを着用する。</td></tr>
<tr><td>汚染の持ち込み防止</td><td>中央制御室の外側が放射性物質により汚染した状況下において，中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため，モニタリング及び作業服の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。
また，チェンジングエリア設置場所付近の全照明が消灯した場合は，可搬型照明（ＳＡ）を設置する。</td></tr>
</table>

1.16　原子炉制御室の居住性等に関する手順等		
配慮すべき事項	放射線管理	チェンジングエリア内では，重大事故等対応要員が汚染検査及び除染を行うとともに，チェンジングエリアの汚染管理を行う。 除染は，クリーンウエスでの拭き取りによる除染を基本とするが，拭き取りにて除染できない場合は，簡易シャワーにて水洗による除染を行う。簡易シャワーで発生した汚染水は，必要に応じて吸水シートへ染み込ませる等により固体廃棄物とすることで廃棄物管理を行う。
	電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は，代替交流電源設備により受電し，系統構成実施後に中央制御室換気系による閉回路循環運転，及び原子炉建屋ガス処理系の運転を行う。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（17／19）

1.17　監視測定等に関する手順等		
方針目的	重大事故等が発生した場合に，発電所及びその周辺（周辺海域を含む。）において，発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録するため，放射性物質の濃度及び放射線量を測定する手順等を整備する。また，重大事故等が発生した場合に，発電所における風向，風速その他の気象条件を測定し，及びその結果を記録するため，風向，風速その他の気象条件を測定する手順等を整備する。	
対応手段等	放射性物質の濃度及び放射線量の測定	重大事故等時に，発電所及びその周辺において，自主対策設備であるモニタリング・ポストにより発電用原子炉施設から放出される放射性物質の放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。モニタリング・ポストは，通常時から放射線量を連続測定しており，重大事故等時に健全な場合は，継続して放射線量を連続測定する。重大事故等時に，発電所及びその周辺（周辺海域を含む。）において，可搬型モニタリング・ポストにより発電用原子炉施設から放出される放射性物質の放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。また，重大事故等時に，モニタリング・ポストが機能喪失した場合，可搬型モニタリング・ポストによる代替測定を行う。 重大事故等時に，発電所及びその周辺において，自主対策設備である放射能観測車により発電用原子炉施設から放出される放射性物質の空気中の濃度を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。放射能観測車の測定機能が喪失した場合，可搬型放射能測定装置（可搬型ダスト・よう素サンプラ，ＮａＩシンチレーションサーベイ・メータ，β線サーベイ・メータ及びＺｎＳシンチレーションサーベイ・メータ）により，空気中の放射性物質の濃度を代替測定する。 重大事故等時に，発電所及びその周辺において，可搬型放射能測定装置（可搬型ダスト・よう素サンプラ，ＮａＩシンチレーションサーベイ・メータ，β線サーベイ・メータ及びＺｎＳシンチレーションサーベイ・メータ）等により放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。 重大事故等時に，周辺海域において，小型船舶，可搬型放射能測定装置及び電離箱サーベイ・メータ等により空気中及び水中の放射性物質の濃度並びに放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。

1.17　監視測定等に関する手順等		
	風向，風速その他	重大事故等時に，発電所において，自主対策設備である気象観測設備により風向，風速その他の気象条件を測定し，及びその結果を記録する。気象観測設備は，通常時から風向，風速その他の気象条件を連続測定しており，重大事故等時に健全な場合は，継続して連続測定し，測定結果は記録用紙に記録し，保存する。重大事故等時に，気象観測設備が機能喪失した場合，可搬型気象観測設備による代替測定を行う。
対応手段等	測定頻度	可搬型モニタリング・ポストを用いた放射線量の測定は，連続測定とする。 放射性物質濃度の測定（空気中，水中，土壌中）及び海上モニタリングは，1回／日以上とする。ただし，発電用原子炉施設の状態及び放射性物質の放出状況を考慮し，測定しない場合もある。 風向，風速その他の気象条件の測定は，連続測定とする。
配慮すべき事項	バックグラウンド低減対策	事故後の周辺汚染によりモニタリング・ポストによる測定ができなくなることを避けるため，検出器保護カバーの交換を行い，バックグラウンド低減対策を行う。同様に可搬型モニタリング・ポストによる測定ができなくなることを避けるため，養生シートの交換を行い，バックグラウンド低減対策を行う。また，電離箱サーベイ・メータ等により可搬型モニタリング・ポスト周辺の汚染を確認した場合，除草，周辺の土壌撤去等により，バックグラウンドの低減を行う。 事故後の周辺汚染により可搬型放射能測定装置による放射性物質の濃度の測定ができなくなることを避けるため，検出器を遮蔽材で囲みバックグラウンド低減対策を行う。なお，可搬型放射能測定装置の検出器周囲を遮蔽材で囲んだ場合でも測定ができなくなるおそれがある場合は，さらにバックグラウンドレベルが低い場所に移動して，測定を行う。
	他の機関との連携	重大事故等時の敷地外でのモニタリングについては，国，地方公共団体，その他関係機関と連携して策定されるモニタリング計画に従い，資機材の確保，要員の動員及び放出源情報の提供とともにモニタリングに係る適切な連携体制を構築する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備によりモニタリング・ポストへ給電する。無停電電源装置は，全交流動力電源喪失時に約12時間の間モニタリング・ポストへ給電することが可能である。 モニタリング・ポストは，電源が喪失した状態から，代替電源設備により給電した場合，自動的に放射線量の連続測定を開始する。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（18／19）

<table>
<tr><td colspan="3">1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">緊急時対策所には，重大事故等が発生した場合においても，重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所にとどまり，重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに，発電所内外の通信連絡を行う必要のある場所と通信連絡し，重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所災害対策本部としての機能を維持するために必要な設備及び資機材を活用した手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td>居住性の確保</td><td>重大事故等時においても，必要な指示を行う要員等の被ばく線量を 7 日間で 100mSv を超えないようにするため，以下の手順等により緊急時対策所の居住性を確保する。
・重大事故が発生するおそれがある場合等，発電所災害対策本部が緊急時対策所を使用するための準備として，災害対策本部を立ち上げるために緊急時対策所非常用換気設備を運転する。また，重大事故等時に，重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等をプルームから防護し，緊急時対策所の居住性を確保する。
・酸素欠乏症防止のため，緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う。また，緊急時対策所加圧設備運転中に緊急時対策所の居住性が確保されていることを確認するため，緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う。
・「原子力災害対策特別措置法第10条」特定事象が発生した場合に，緊急時対策所内への放射性物質等の取り込み量を微量のうちに検知するため，緊急時対策所内へ緊急時対策所エリアモニタを設置する。なお，緊急時対策所建屋付近（屋外）に設置する可搬型モニタリング・ポストについても緊急時対策所内を加圧するための判断に用いる。</td></tr>
<tr><td>必要な情報の把握及び通信連絡</td><td>重大事故等時に，重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が，緊急時対策所のＳＰＤＳ及び通信連絡設備により，必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し，重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに，重大事故等に対処するための対策の検討を行う。
また，重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を，緊急時対策所に整備する。
重大事故等時において，緊急時対策所の通信連絡設備により，発電所内外の通信連絡をする場所と通信連絡を行う。</td></tr>
</table>

1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等		
対応手段等	必要な数の要員の収容	緊急時対策所は，重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え，原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために，必要な現場作業を行う要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員として最大 100 名を収容する。 これらの要員を収容するため，以下の手順等により必要な放射線管理を行うための資機材，チェンジングエリア用資機材，飲料水及び食料等を整備し，維持，管理するとともに，放射線管理等の運用を行う。 ・7 日間外部からの支援がなくとも対策要員が使用するのに十分な数量の装備（タイベック，個人線量計，全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材を配備するとともに，通常時から維持，管理する。 ・緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において，緊急時対策所への汚染の持ち込みを防止するため，モニタリング及び作業服の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置及び運用する。 ・重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が重大事故等の発生後，少なくとも外部からの支援なしに 7 日間，活動するために必要な飲料水，食料等を備蓄するとともに，通常時から維持，管理する。また，適切な頻度で緊急時対策所内の空気中放射性物質濃度の測定を行い，飲食しても問題ない環境であることを確認する。
	代替電源設備からの給電	緊急時対策所は，常用電源設備からの受電が喪失した場合は，代替電源設備として緊急時対策所用発電機により緊急時対策所へ給電する。
配慮すべき事項	配置	要員の収容に当たっては，重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員との輻輳を避けるレイアウトとなるように考慮する。また，要員の収容が適切に行えるようにトイレ，休憩スペース等を整備する。

1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等		
配慮すべき事項	放射線管理	除染は，クリーンウエスでの拭き取りによる除染を基本とするが，拭き取りにて除染ができない場合は，簡易シャワーにて水洗による除染を行う。簡易シャワーで発生した汚染水は，必要に応じてウエスへ染み込ませる等により固体廃棄物として廃棄する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，代替電源設備からの給電により，緊急時対策所の安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び通信連絡設備を使用する。

表 1.0.1　重大事故等対策における手順書の概要（19／19）

1.19　通信連絡に関する手順等		
方針目的	重大事故等が発生した場合において，発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため，発電所内の通信連絡設備（発電所内），発電所外（社内外）との通信連絡設備（発電所外）により通信連絡を行う手順等を整備する。	
対応手段等	発電所内の通信連絡	運転員及び災害対策要員が，中央制御室，屋内外の作業場所及び緊急時対策所との間で相互に通信連絡を行う場合は，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型），無線連絡設備（携帯型）及び携行型有線通話装置等を使用する。 全交流動力電源喪失時は，代替電源設備（充電池及び乾電池を含む。）を用いてこれらの設備へ給電する。 また，緊急時対策所へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し，パラメータを共有する場合は，安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）を使用する。 直流電源喪失時等は，可搬型計測器にて炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し，その結果を発電所内の必要な場所で共有する場合は，以下の手順により実施する。 ・屋内の作業場所と中央制御室との連絡には，携行型有線通話装置を使用する。 ・屋外の作業場所と緊急時対策所との連絡には，衛星電話設備（固定型）及び衛星電話設備（携帯型）を使用する。 ・中央制御室と緊急時対策所との連絡には，衛星電話設備（固定型）を使用する。 ・屋外の作業場所間の連絡には，無線連絡設備（携帯型）を使用する。 ・緊急時対策所内での連絡には，携行型有線通話装置を使用する。 ・放射能観測車と緊急時対策所との連絡には，衛星電話設備（固定型）及び衛星電話設備（携帯型）を使用する。

<table>
<tr><td colspan="4">1.19　通信連絡に関する手順等</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">発電所外（社内外）との通信連絡</td><td colspan="2">災害対策要員が，中央制御室及び緊急時対策所と本店（東京），国，地方公共団体，その他関係機関等との間で通信連絡を行う場合は，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）等を使用する。
全交流動力電源喪失時は，代替電源設備（充電池及び乾電池を含む。）を用いてこれらの設備へ給電する。
国の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）へ必要なデータを伝送し，パラメータを共有する場合は，データ伝送設備を使用する。
直流電源喪失時等は，可搬型計測器にて炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し，その結果を発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合は，以下の手順により実施する。
・中央制御室と本店（東京），国，地方公共団体，その他関係機関等との連絡には，衛星電話設備（固定型）を使用する。
・緊急時対策所と本店（東京），国，地方公共団体，その他関係機関等との連絡には，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。</td></tr>
<tr><td>配慮すべき事項</td><td>重大事故等時の対応手段の選択</td><td>発電所内の通信連絡</td><td>中央制御室の運転員，緊急時対策所の災害対策要員及び屋内外の運転員等並びに災害対策要員が，中央制御室，緊急時対策所，屋内外の作業場所との間で操作，作業等に係る通信連絡を行う場合は，屋内外で使用が可能であり，通常時から使用する送受話器（ページング）及び電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末，ＦＡＸ）を使用するが，これらが使用できない場合は，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型），無線連絡設備（固定型），無線連絡設備（携帯型）及び携行型有線通話装置を使用する。
なお，特に重要なパラメータを計測し，その結果を発電所内の必要な場所で共有する場合も同様である。</td></tr>
</table>

1.19　通信連絡に関する手順等			
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	発電所外（社内外）との通信連絡	中央制御室に滞在する情報班員が，本店（東京），国，地方公共団体，その他関係機関等との間で通信連絡を行う場合は，加入電話設備（加入電話及び加入ＦＡＸ）及び電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末及びＦＡＸ）を使用するが，これらが使用できない場合は，衛星電話設備（固定型）を使用する。 緊急時対策所の災害対策要員が，本店（東京），国，地方公共団体，その他関係機関等との間で通信連絡を行う場合は，加入電話設備（加入電話及び加入ＦＡＸ）及び電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末及びＦＡＸ）を使用するが，これらが使用できない場合は，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。 なお，特に重要なパラメータを計測し，その結果を発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合も同様である。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，代替電源設備を用いて，衛星電話設備（固定型），統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ），安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びデータ伝送設備へ給電する。

表 1.0.2　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.1	－	－	－	－
1.2	現場での人力操作による高圧代替注水系起動	運転員等 （中央制御室，現場）	5	58 分以内
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	1.14 に記載の［常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］及び［可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］と同様		
	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	1.14 に記載の［可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電］と同様		
1.3	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	1.14 に記載の［可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電］と同様		
	非常用窒素供給系による窒素確保（非常用窒素供給系高圧窒素ガスボンベ切替え）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	281 分以内
	非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧（非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ切替え）	運転員等（現場）	2	120 分以内
	代替直流電源設備による復旧	1.14 に記載の［可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電］		
	代替交流電源設備による復旧	1.14 に記載の［常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］		
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応（中央制御室からの遠隔操作による漏えい箇所の隔離ができない場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	300 分以内
1.4	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から残留熱除去系 C 系配管を使用した高所東側接続口による原子炉注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）（現場操作） （西側淡水貯水設備から残留熱除去系 C 系配管を使用した高所西側接続口による原子炉注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	165 分以内
		重大事故等対応要員	8	

表 1.0.2　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.4	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱	運転員等 （中央制御室，現場）	3	177 分以内
1.5	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（第一弁（Ｓ／Ｃ側）遠隔操作不可の場合）	1.7 と同様		
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（第二弁遠隔操作不可の場合）	1.7 と同様		
	フィルタ装置スクラビング水補給 （代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水の補給の場合）	1.7 と同様		
	原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 （格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合）	1.7 と同様		
	フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	1.7 と同様		
	フィルタ装置スクラビング水移送	1.7 と同様		
	フィルタ装置スクラビング水移送 （代替淡水貯槽からのフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張りの場合）	1.7 と同様		
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（第一弁（Ｄ／Ｗ側）遠隔操作不可の場合）	運転員等（現場）	3	140 分以内
1.6	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から残留熱除去系Ｂ系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内の冷却の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	195 分以内
		重大事故等対応要員	8	

表 1.0.2　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.6	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）（現場操作） （西側淡水貯水設備から残留熱除去系Ｂ系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内の冷却の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から残留熱除去系Ａ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内の冷却の場合）	運転員等（現場）	6	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1.7	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び徐熱（現場操作）（第一弁（Ｓ／Ｃ側）遠隔操作不可の場合のベント準備）	運転員等（現場）	3	125 分以内
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（第二弁遠隔操作不可の場合）	重大事故等対応要員	3	30 分以内
	フィルタ装置スクラビング水補給 （代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水の補給の場合）	重大事故等対応要員	8	180 分以内
	原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 （格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合）	重大事故等対応要員	6	135 分以内
	フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員	4	135 分以内
	フィルタ装置スクラビング水移送	運転員等 （中央制御室，現場）	3	54 分以内
	フィルタ装置スクラビング水移送 （代替淡水貯槽からのフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張りの場合）	重大事故等対応要員	8	180 分以内
1.8	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から高所東側接続口を使用したペデスタル（ドライウェル部）への初期水張りの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	

表 1.0.2　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.8	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水） （西側淡水貯水設備から高所西側接続口を使用したペデスタル（ドライウェル部）への初期水張りの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用したペデスタル（ドライウェル部）への初期水張りの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から残留熱除去系Ｃ系配管を使用した高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） （西側淡水貯水設備から残留熱除去系Ｃ系配管を使用した高所西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1.9	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化（格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器（Ｓ／Ｃ側）内への不活性ガス（窒素）注入の場合）	重大事故等対応要員	6	135 分以内
	代替電源設備により水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備への給電	1.14 に記載の［可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電］及び［可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電］と同様。		

表 1.0.2　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.10	代替電源設備により水素爆発による損傷を防止するための設備への給電	1.14 に記載の［可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電］及び［可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電］と同様。		
1.11	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から高所東側接続口を使用した使用済燃料プール注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）（現場操作） （西側淡水貯水設備から高所西側接続口を使用した使用済燃料プール注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プール注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （代替淡水貯槽から高所東側接続口を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （西側淡水貯水設備から高所西側接続口を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	

表 1.0.2　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.11	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （代替淡水貯槽から原子炉建屋廃棄物処理棟東側扉を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	435 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （代替淡水貯槽から原子炉建屋原子炉棟大物搬入口を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	370 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1.12	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員	8	210 分以内
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員	5	360 分以内
	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火	重大事故等対応要員	8	210 分以内
1.13	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	535 分以内
	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水 （可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	320 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から原子炉建屋東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	370 分以内

表 1.0.2　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.13	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から原子炉建屋西側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	310 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から高所東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	220 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から高所西側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	225 分以内
1.13	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	180 分以内
	西側淡水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水 （可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	175 分以内
	西側淡水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給 （可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給）	運転員等 （中央制御室）	2	160 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給 （可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から代替淡水貯槽への補給）	運転員等 （中央制御室）	2	160 分以内
		重大事故等対応要員	8	

表 1.0.2　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.13	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給 （可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽から西側淡水貯水設備への補給）	運転員等 （中央制御室）	2	165 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から西側淡水貯水設備への送水）	運転員等 （中央制御室）	2	220 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1.14	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	運転員等 （中央制御室，現場）	3	92 分以内
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	運転員等 （中央制御室，現場）	1	210 分以内
		重大事故等対応要員	6	
	可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	運転員等 （中央制御室，現場）	3	170 分以内
		重大事故等対応要員	6	
	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	運転員等 （中央制御室，現場）	1	190 分以内
		重大事故等対応要員	6	
	可搬型設備用軽油タンクからのタンクローリへの給油（初回）	重大事故等対応要員	2	90 分以内
	可搬型設備用軽油タンクからのタンクローリへの給油（２回目以降）	重大事故等対応要員	2	50 分以内
	タンクローリから各機器への給油	重大事故等対応要員	2	26 分以内
1.15	可搬型計測器による計測	重大事故等対応要員	2	54 分以内
1.16	チェンジングエリアの設置及び運用	重大事故等対応要員	2	170 分以内
1.17	可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定	重大事故等対応要員	2	475 分以内
	可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定	重大事故等対応要員	2	110 分以内

表 1.0.2　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.17	可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定（空気中の放射性物質の濃度の測定）	重大事故等対応要員	2	110 分以内
	可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定（水中の放射性物質の濃度の測定）	重大事故等対応要員	2	90 分以内
	可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定（土壌中の放射性物質の濃度の測定）	重大事故等対応要員	2	100 分以内
	海上モニタリング	重大事故等対応要員	4	290 分以内
	モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員	2	185 分以内
	可搬型モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員	2	300 分以内
	放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員	2	30 分以内
	可搬型気象観測設備による代替測定	重大事故等対応要員	2	80 分以内
1.18	緊急時対策所非常用換気設備運転手順	災害対策要員	1	5 分以内
	緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順	災害対策要員	2	65 分以内
	緊急時対策所加圧設備への切替手順	災害対策要員	2	5 分以内
	緊急時対策所加圧設備の停止手順	災害対策要員	2	67 分以内
	緊急時対策所エリアモニタ設置手順	重大事故等対応要員	1	10 分以内
	チェンジングエリアの設置及び運用手順	重大事故等対応要員	2	20 分以内
	緊急時対策所用発電機による給電	災害対策要員	1	3 分以内
1.19	代替電源設備からの給電等	1.14 に記載の［常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］及び［可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］と同様。 1.18 に記載の［緊急時対策所用発電機による給電］と同様。		

添付資料 1.0.1

東海第二発電所

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
設備に係る切替えの容易性について

目　　次

1.　切替えの容易性について‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.1－1

表１　対応手順の抽出 ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.1－2

1.　切替えの容易性について

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

本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために切替え操作を必要とする重大事故等対処設備について，1.1～1.19 までの技術的能力の対応手順から，以下の条件を満たすものを表 1 により選定する。

①重大事故等対処設備を用いる手順。

②当該重大事故等対処設備が，設計基準対象施設としての機能（本来の用途）を有する。

③当該重大事故等対処設備が，設計基準対象施設として使用する場合と異なる用途として，重大事故等に対処するために使用する。

④重大事故等時に切替え操作を必要とする。

表 1 の選定から，該当する重大事故等対処設備の切替え操作がないことを確認した。

表１　対応手順の抽出（1／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備（）は手順書記載条文	切替方法
1.1	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	原子炉手動スクラム	×	→	→	→	×	—	—
		代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入	○	×	→	→	×	—	—
		選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制	×	→	→	→	×	—	—
		原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制	○	○	×	→	×	—	—
		自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止	○	×	→	→	×	—	—
		ほう酸水注入	○	○	×	→	×	—	—
		原子炉水位低下による原子炉出力抑制	×	→	→	→	×	—	—
		制御棒手動挿入	×	→	→	→	×	—	—
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	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	○	○	×	→	×	—	—
		高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	○	○	×	→	×	—	—
		中央制御室からの高圧代替注水系起動	○	×	→	→	×	—	—
		現場での人力操作による高圧代替注水系起動	○	×	→	→	×	—	—
		代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	○	○	×	→	×	—	—
		代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	○	○	×	→	×	—	—
		原子炉水位の監視又は推定	○	×	→	→	×	—	—
		常設高圧代替注水系ポンプの作動状況確認	○	×	→	→	×	—	—
		原子炉水位の制御	○	×	→	→	×	—	—
		ほう酸水注入系による原子炉注水	○	○	○	×	×	—	—
		制御棒駆動水圧系による原子炉注水	×	→	→	→	×	—	—
1.3	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	手動による原子炉減圧（逃がし安全弁による減圧）	○	○	×	→	×	—	—
		手動による原子炉減圧（原子炉隔離時冷却系の復水貯蔵タンク循環運転による減圧）	×	→	→	→	×	—	—
		手動による原子炉減圧（タービン・バイパス弁による減圧）	×	→	→	→	×	—	—
		常設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る逃がし安全弁機能回復	○	○	×	→	×	—	—
		逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復	○	○	×	→	×	—	—
		非常用窒素供給系による窒素確保	○	△	×	→	×	—	—
		可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保	×	→	→	→	×	—	—
		非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧	○	△	×	→	×	—	—
		代替直流電源設備による復旧	○	○	×	→	×	—	—
		代替交流電源設備による復旧	○	○	×	→	×	—	—
		炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順	○	○	×	→	×	—	—
		インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手順	○	○	×	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（2／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備 （ ）は手順書記載条文	切替方法
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	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	○	○	×	→	×	—	—
		低圧炉心スプレイ系による原子炉注水	○	○	×	→	×	—	—
		残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	○	○	×	→	×	—	—
		低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系による原子炉注水	×	→	→	→	×	—	—
		消火系による原子炉注水	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による原子炉注水	×	→	→	→	×	—	—
		残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水	○	○	×	→	×	—	—
		低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水	○	○	×	→	×	—	—
		低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却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	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による残存溶融炉心の冷却	×	→	→	→	×	—	—
		残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱	○	○	×	→	×	—	—
		原子炉冷却材浄化系による進展抑制	×	→	→	→	×	—	—
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保	○	○	×	→	×	—	—
		格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○	×	→	→	×	—	—
		フィルタ装置スクラビング水補給	○	×	→	→	×	—	—
		原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換	○	×	→	→	×	—	—
		フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	○	×	→	→	×	—	—
		フィルタ装置スクラビング水移送	○	×	→	→	×	—	—
		耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○	×	→	→	×	—	—
		緊急用海水系による冷却水（海水）の確保	○	×	→	→	×	—	—
		代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保	×	→	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（3／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備 （ ）は手順書記載条文	切替方法
1.6	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱	○	○	×	→	×	—	—
		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・プール水の除熱	○	○	×	→	×	—	—
		代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）	○	×	→	→	×	—	—
		消火系による原子炉格納容器内の冷却	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による原子炉格納容器内の冷却	×	→	→	→	×	—	—
		ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱	×	→	→	→	×	—	—
		残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱	○	○	×	→	×	—	—
		残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱	○	○	×	→	×	—	—
		格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○	×	→	→	×	—	—
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	第二弁操作室の正圧化	○	×	→	→	×	—	—
		フィルタ装置スクラビング水補給	○	×	→	→	×	—	—
		原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換	○	×	→	→	×	—	—
		フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	○	×	→	→	×	—	—
		フィルタ装置スクラビング水移送	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○	×	→	→	×	—	—
		サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入	×	→	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（4／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備（ ）は手順書記載条文	切替方法
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	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	○	×	→	→	×	—	—
		格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）	○	×	→	→	×	—	—
		消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	×	→	→	→	×	—	—
		原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水	○	○	×	→	×	—	—
		高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	○	×	→	→	×	—	—
		消火系による原子炉圧力容器への注水	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による原子炉圧力容器への注水	×	→	→	→	×	—	—
		ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入	○	○	×	→	×	—	—
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	不活性ガス系による原子炉格納容器内の不活性化	○	○	×	→	×	—	—
		可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化	○	×	→	→	×	—	—
		格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器水素爆発防止	○	×	→	→	×	—	—
		可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	×	→	→	→	×	—	—
		格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	○	×	→	→	×	—	—
		格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	×	→	→	→	×	—	—
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	原子炉建屋ガス処理系による水素排出	○	○	×	→	×	—	—
		原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視	○	×	→	→	×	—	—
		代替電源設備により水素爆発による損傷を防止するための設備への給電手順	○	×	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（5／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備 （ ）は手順書記載条文	切替方法
1.11	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）	○	×	→	→	×	—	—
		補給水系による使用済燃料プール注水	×	→	→	→	×	—	—
		消火系による使用済燃料プール注水（消火栓を使用した使用済燃料プール注水の場合）	×	→	→	→	×	—	—
		消火系による使用済燃料プール注水（残留熱除去系ラインを使用した使用済燃料プール注水の場合）	×	→	→	→	×	—	—
		常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）	○	×	→	→	×	—	—
		使用済燃料プール漏えい緩和	×	→	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	○	×	→	→	×	—	—
		使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動	○	×	→	→	×	—	—
		代替電源による給電	○	×	→	→	×	—	—
		代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	○	×	→	→	×	—	—
		緊急用海水系による冷却水（海水）の確保	○	×	→	→	×	—	—
		代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保	×	→	→	→	×	—	—
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	可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	○	×	→	→	×	—	—
		汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制	○	×	→	→	×	—	—
		放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制	×	→	→	→	×	—	—
		化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（消防車用）による延焼防止処置	×	→	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火	○	×	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（6／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備 （ ）は手順書記載条文	切替方法
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		フィルタ装置スクラビング水補給（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（水源：代替淡水貯槽）	○	×	→	→	×	—	—
		高圧代替注水系によるサプレッション・プールを水源とした原子炉注水（中央制御室からの高圧代替注水系起動）	○	×	→	→	×	—	—
		高圧代替注水系によるサプレッション・プールを水源とした原子炉注水（現場での人力操作による高圧代替注水系起動）	○	×	→	→	×	—	—
		原子炉隔離時冷却系によるサプレッション・プールを水源とした原子炉注水	○	○	×	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（7／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備（ ）は手順書記載条文	切替方法
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	高圧炉心スプレイ系によるサプレッション・プールを水源とした原子炉注水	○	○	×	→	×	—	—
		原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：サプレッション・プール）	○	○	×	→	×	—	—
		高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：サプレッション・プール）	○	×	→	→	×	—	—
		残留熱除去系による原子炉注水（水源：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注水（水源：サプレッション・プール）	○	○	×	→	×	—	—
		残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱（水源：サプレッション・プール）	○	○	×	→	×	—	—
		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・プール水の除熱（水源：サプレッション・プール）	○	○	×	→	×	—	—
		代替循環冷却系による原子炉注水（水源：サプレッション・プール）	×	→	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却（水源：サプレッション・プール）	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱(炉心損傷前)（水源：サプレッション・プール）	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱(炉心損傷後)（水源：サプレッション・プール）	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱(炉心損傷前)（水源：サプレッション・プール）	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱(炉心損傷後)（水源：サプレッション・プール）	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（水源：サプレッション・プール）	○	×	→	→	×	—	—
		代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：サプレッション・プール）	○	×	→	→	×	—	—
		西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（水源：西側淡水貯水設備）	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（水源：西側淡水貯水設備）	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：西側淡水貯水設備）	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）（水源：西側淡水貯水設備）	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）（水源：西側淡水貯水設備）	○	×	→	→	×	—	—
		フィルタ装置スクラビング水補給（水源：西側淡水貯水設備）	○	×	→	→	×	—	—
		格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（水源：西側淡水貯水設備）	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（水源：西側淡水貯水設備）	○	×	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（8／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備 （ ）は手順書記載条文	切替方法
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	消火系による原子炉注水（水源：ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		消火系による残存溶融炉心の冷却（水源：ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		消火系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		消火系による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）（水源：ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		消火系による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）（水源：ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（水源：ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		消火系による使用済燃料プール注水（水源：ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		原子炉隔離時冷却系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉注水	×	→	→	→	×	—	—
		高圧炉心スプレイ系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉注水	×	→	→	→	×	—	—
		制御棒駆動水圧系による原子炉注水（水源：復水貯蔵タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：復水貯蔵タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による原子炉注水（水源：復水貯蔵タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による残存溶融炉心の冷却（水源：復水貯蔵タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：復水貯蔵タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）（水源：復水貯蔵タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）（水源：復水貯蔵タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（水源：復水貯蔵タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		補給水系による使用済燃料プールへの注水（水源：復水貯蔵タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水	×	→	→	→	×	—	—
		フィルタ装置スクラビング水補給（水源：淡水タンク）	×	→	→	→	×	—	—
		海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（9／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備 （ ）は手順書記載条文	切替方法
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		残留熱除去系海水系による冷却水の確保（水源：海）	○	○	×	→	×	—	—
		緊急用海水系による冷却水の確保（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保（水源：海）	×	→	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保（非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電）（水源：海）	○	○	×	→	×	—	—
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保（高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電）（水源：海）	×	→	→	→	×	—	—
		２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧（水源：海）	×	→	→	→	×	—	—
		代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却（水源：海）	○	×	→	→	×	—	—
		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」（水源：ほう酸水貯蔵タンク）	○	○	×	→	×	—	—
		ほう酸水注入系による原子炉注水（水源：ほう酸水貯蔵タンク）	○	○	○	×	×	—	—
		ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）（水源：ほう酸水貯蔵タンク）	○	○	×	→	×	—	—
		西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給	○	×	→	→	×	—	—
		淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給	×	→	→	→	×	—	—
		海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給	○	×	→	→	×	—	—
		代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給	○	×	→	→	×	—	—
		淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給	×	→	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（10／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備 （ ）は手順書記載条文	切替方法
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給	○	×	→	→	×	—	—
		原子炉隔離時冷却系による原子炉注水時の水源の切替え（サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え）	×	→	→	→	×	—	—
		高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時の水源の切替え（サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え）	×	→	→	→	×	—	—
		代替淡水貯槽へ補給する水源の切替え（淡水から海水への切替え）	○	△	→	→	×	—	—
		西側淡水貯水設備へ補給する水源の切替え（淡水から海水への切替え）	○	△	→	→	×	—	—
		外部水源（代替淡水貯槽）から内部水源（サプレッション・プール）への切替え	○	△	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（11／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備（ ）は手順書記載条文	切替方法
1.14	電源の確保に関する手順等	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電	×	→	→	→	×	—	—
		非常用ディーゼル発電機海水系及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧	×	→	→	→	×	—	—
		所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○	○	×	→	×	—	—
		可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		常設代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	○	×	→	→	×	—	—
		タンクローリから各機器への給油	○	×	→	→	×	—	—
		燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油	○	○	×	→	×	—	—
1.15	事故時の計装に関する手順等	他チャンネルによる計測	○	○	×	→	×	—	—
		代替パラメータによる推定（計器故障時）	○	○	×	→	×	—	—
		代替パラメータによる推定（計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合）	○	○	×	→	×	—	—
		可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視	○	○	×	→	×	—	—
		所内常設直流電源設備又は常設代替直流電源設備からの給電	○	○	×	→	×	—	—
		常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型代替直流電源設備からの給電	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視	○	×	→	→	×	—	—
		重大事故等時のパラメータを記録する手順	○	×	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（12／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備 （ ）は手順書記載条文	切替方法
1.16	原子炉制御室の居住性等に関する手順等	中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系等による居住性の確保　交流動力電源が正常な場合の運転手順	○	○	×	→	×	—	—
		中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系等による居住性の確保　全交流動力電源が喪失した場合の運転手順	○	○	×	→	×	—	—
		酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計による居住性の確保	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型照明（ＳＡ）による居住性の確保	○	×	→	→	×	—	—
		中央制御室待避室による居住性の確保	○	×	→	→	×	—	—
		その他の放射線防護措置等	×	→	→	→	×	—	—
		汚染の持ち込みの防止	○	×	→	→	×	—	—
1.17	監視測定等に関する手順等	モニタリング・ポストによる放射線量の測定	×	→	→	→	×	—	—
		可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定	○	×	→	→	×	—	—
		放射能観測車による放射性物質の濃度の測定	×	→	→	→	×	—	—
		可搬型放射能測定装置による放射性物質の濃度の代替測定	○	×	→	→	×	—	—
		可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定	○	×	→	→	×	—	—
		モニタリング・ポストのバックグラウンド低減	×	→	→	→	×	—	—
		可搬型モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	○	×	→	→	×	—	—
		放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策	○	×	→	→	×	—	—
		敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制	×	→	→	→	×	—	—
		気象観測設備による気象観測項目の測定	×	→	→	→	×	—	—
		可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定	○	×	→	→	×	—	—
		代替交流電源設備によるモニタリング・ポストへの給電	○	△	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

表１　対応手順の抽出（13／13）

No	項目	対応手順	重大事故等対処設備を用いる手順（注１）	設計基準対象施設としての機能（注２）	設計基準対象施設と異なる用途（注３）	切替操作（注４）	本項対象	対象設備 （ ）は手順書記載条文	切替方法
1.18	緊急時対策所の居住性等に関する手順等	緊急時対策所非常用換気設備及び緊急時対策所加圧設備による放射線防護	○	×	→	→	×	—	—
		緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	○	×	→	→	×	—	—
		放射線量の測定	○	×	→	→	×	—	—
		必要な情報の把握及び通信連絡	○	×	→	→	×	—	—
		必要な数の要員の収容	×	→	→	→	×	—	—
		放射線管理	×	→	→	→	×	—	—
		チェンジングエリアの設置及び運用手順	×	→	→	→	×	—	—
		飲料水，食料等の維持管理	×	→	→	→	×	—	—
		緊急時対策所用代替電源設備による給電	○	×	→	→	×	—	—
1.19	通信連絡に関する手順等	発電所内の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡を行うための対応手順	○	○	×	→	×	—	—
		計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する対応手順	○	○	×	→	×	—	—
		発電所外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための対応手順	○	○	×	→	×	—	—
		計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外の必要な場所で共有する対応手順	○	○	×	→	×	—	—
		代替電源設備から給電する対応手順	○	△	→	→	×	—	—

注１　○：重大事故等対処設備を用いる手順，×：自主対策設備を用いる手順，－：設備を用いない手順
注２　○：設計基準対象施設としての機能を有するもの
　　△：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替必要
　　×：設計基準対象施設としての機能を有さないもので切替不要
注３　○：設計基準対象施設と異なる用途で用いるもの，×：設計基準対象施設と同じ用途で用いるもの
注４　○：重大事故等時に切替操作を要するもの，×：重大事故等時に切替操作を要さないもの
　　→：前項目の選定条件で除外

添付資料 1.0.2

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

はじめに····· 1.0.2-1

1.　新規制基準への適合状況····· 1.0.2-3

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）

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）

2.　保管場所の設定及びアクセスルートの設定の考え方····· 1.0.2-7

2.1　概要

2.2　基本方針

2.3　東海第二発電所の特徴

2.4　保管場所の設定

2.5　屋外アクセスルートの設定

2.6　屋内アクセスルートの設定

2.7　東海発電所の廃止措置の影響

3.　保管場所及びアクセスルートの自然現象等に対する影響評価··· 1.0.2-24

3.1　自然現象

3.2　外部人為事象

3.3　屋内外作業に係る成立性評価の概要

4.　保管場所の影響評価····· 1.0.2-40

4.1　保管場所における主要可搬型設備等

4.2　地震，津波による保管場所への影響評価概要

4.3　地震による保管場所の影響評価

5.　屋外アクセスルートの評価····· 1.0.2-77

5.1　アクセスルートの概要

5.2　地震及び津波時におけるアクセスルート復旧時間評価

5.3　地震による被害想定の方針，対応方針

5.4　地震時の被害想定

5.5　地震時及び津波時におけるアクセスルート復旧時間評価結果

5.6　屋外作業の成立性

6.　屋内アクセスルートの評価‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.2-168

6.1　影響評価対象

6.2　評価方法

6.3　評価結果

6.4　屋内作業への影響について

7.　発電所構外からの災害対策要員の参集‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.2-199

7.1　災害対策要員の参集の流れ

7.2　参集する災害対策要員

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)　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)　保管場所及び屋外アクセスルート等の点検について

(26)　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

(27)　資機材設置後の作業成立性について

(28)　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

(29)　屋外での通信機器通話状況の確認について

(30)　屋内アクセスルートの設定について

(31)　地震随伴火災源の影響評価について

(32)　地震随伴内部溢水の影響評価について

(33)　屋内アクセスルート確認状況（地震時の影響）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

(35)　基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する対応について

(36)　薬品類の漏えい時に使用する防護具について

(37)　使用済燃料乾式貯蔵建屋の西側斜面の安定性評価について

(38)　敷地の地質・地質構造の特徴及び想定されるリスクについて

(39)　有効応力解析について

(40)　保管場所及びアクセスルートにおける相対密度の設定について

(41)　敷地内の地下水位の設定について

(42)　路盤補強（段差緩和対策）の設計について

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)　可搬型代替注水大型ポンプ等使用時におけるホースの配備長さ並びにホースコンテナ及びホース展張車の配備イメージについて

(3)　アクセスルート復旧時間評価の妥当性について

(4)　地震時における屋外アクセスルートへの放射線影響について

(5)　竜巻対策固縛を解除する時間の考慮について

(6)　重大事故対応時の中央制御室から原子炉棟入口までの移動時間評価

(7)　路盤補強の対策箇所について

はじめに

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（平成 25 年 6 月 19 日 原規技発第 1306197 号 原子力規制委員会制定）では，可搬型重大事故等対処設備を使用する際のアクセスルートの確保に関し，以下のとおり要求している。

Ⅱ 要求事項

1. 重大事故等対策における要求事項

1.0 共通事項

(1) 重大事故等対処設備に係る要求事項

② アクセスルートの確保

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

本要求に対し東海第二発電所では，アクセスルートの確保に関し，以下のとおり対応することとしている。

1.0.2 共通事項

(1) 重大事故等対処設備に係る事項

b．アクセスルートの確保

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

(a) 屋外アクセスルートの確保

重大事故等が発生した場合，事故収束に迅速に対応するため，屋外の可搬型重大事故等対処設備の保管場所から目的地まで運搬するアクセスルートの状況確認，取水ポイントの状況確認，ホース敷設ルートの状況確認を行い，合わせて，軽油貯蔵タンク，可搬型設備用軽油タンク，常設代替高圧電源装置，その他屋外設備の被害状況の把握を行う。

(b) 屋内アクセスルートの確保

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

本資料では，重大事故等発生時の対応に必要となる可搬型重大事故等対処設備の保管場所，同設備の運搬のための屋外アクセスルート及び屋内現場操作場所までの重大事故等対応要員の移動のための屋内アクセスルートについて，基準への適合状況を確認することを目的とする。

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 以上の離隔を確保した高所かつ防火帯の内側の場所に保管する。また，2 セットを 100m 以上の離隔距離を確保するとともに，分散して保管する。
	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，がれき等の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	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。	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以上の離隔を確保するとともに，2セットを分散して保管する。また，基準地震動S_s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。

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	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。 【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。	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 以上の離隔を確保した高所かつ防火帯の内側の場所に保管する。また，2セットを 100m 以上の離隔距離を確保するとともに，分散して保管する。
	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，適切な措置を講ずること。	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，がれき等の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	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。	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以上の離隔を確保するとともに，2セットを分散して保管する。また，基準地震動S_s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。

2.　保管場所の設定及びアクセスルートの設定の考え方

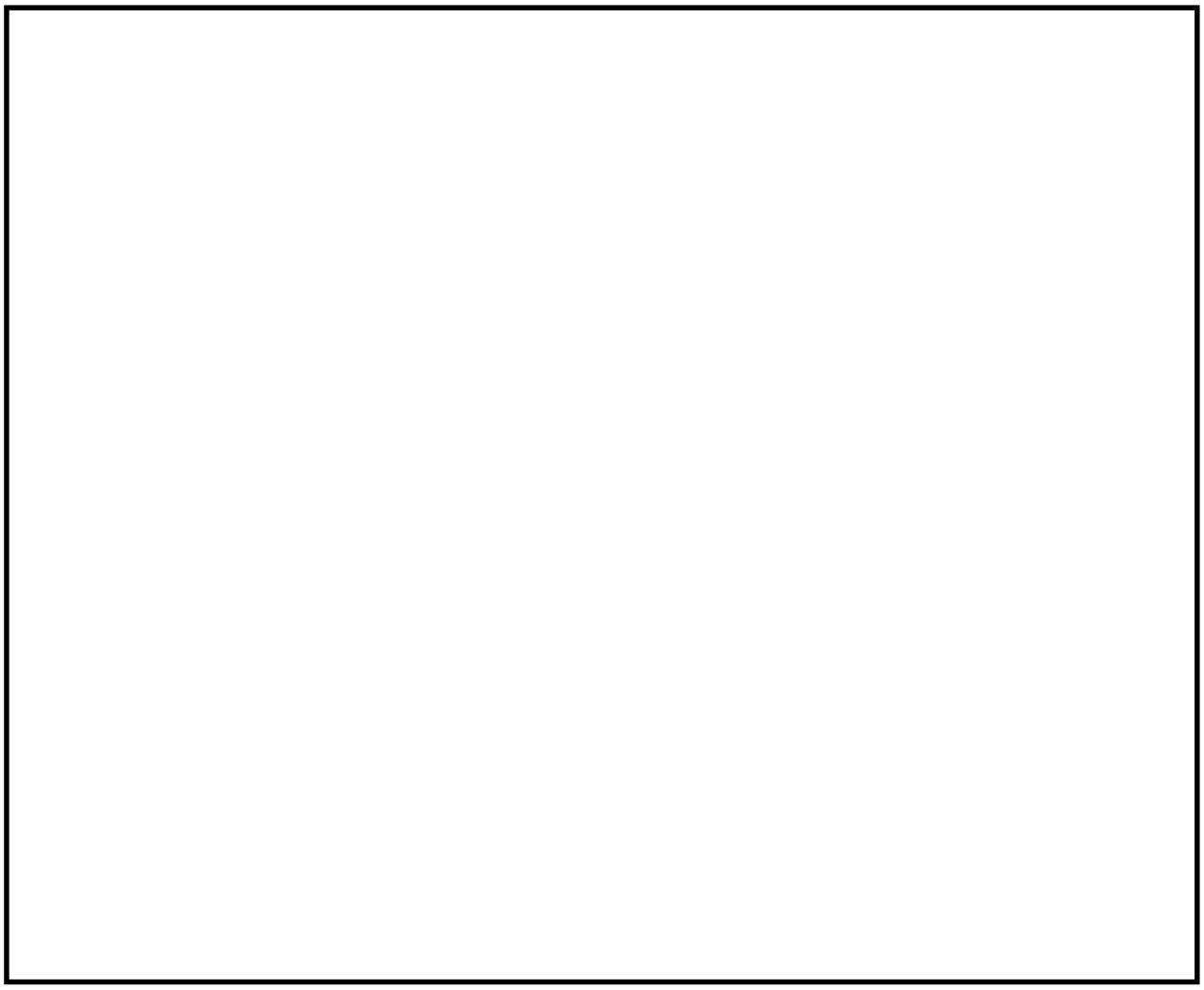
2.1　概要

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可搬型設備保管場所（以下「西側保管場所」及び「南側保管場所」という。）を設定しており，さらに防潮堤内の北側に可搬型設備予備機置場（以下「予備機置場」という。）を設定している。

重大事故等発生時には保管場所から複数設定したアクセスルートにて可搬型設備の運搬，重大事故等対応要員の移動及び重大事故等に必要な設備の状況把握が可能である。

なお，予備機置場から可搬型設備の運搬等に使用するルートとして，自主整備ルートを設定する。



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 120m	約 300m	砂質地盤 盛土・切土地盤
（参考）				
予備機置場	T.P.＋8m	—	—	砂質地盤

2.2　基本方針

可搬型設備の保管場所設定及びアクセスルート設定の基本方針を以下に示す。

(1)　保管場所

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を考慮した上で，常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備から十分な離隔を確保した保管場所を分散して設定する。

(2)　屋外アクセスルート

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を考慮し，可搬型設備の保管場所から水源及び水又は電力を供給する接続口まで，並びに水源から水を供給する接続口までのアクセスルートを複数設定する。また，アクセスルートは緊急時対策所又は待機所から原子炉建屋内へ入域するための経路を考慮し設定する。

(3)　屋内アクセスルート（可搬型設備の保管場所を含む）

地震，津波その他の自然現象による影響及び人為事象による影響を考慮し，外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋に，各設備の操作場所までのアクセスルートを複数設定する。

2.3　東海第二発電所の特徴

東海第二発電所を設置する敷地は，東京の北方約 130km，水戸市の東北約 15km の地点で太平洋に面して位置する。敷地の形状はおおむね長方形で，植生に囲まれた平坦な台地である。敷地高さは主に T.P.＋8m であり，その

他は T.P.＋3m，T.P.＋5m，T.P.＋10～25m の高さに分かれている。

基本方針に従い，保管場所及び屋外アクセスルートを設定するに当たっては，東海第二発電所構内の地形や敷地の使用状況などの特徴を踏まえる必要がある。以下に東海第二発電所の特徴を示す。

・基準津波（T.P.＋17.1m：防潮堤位置）を超え敷地に遡上する津波（T.P.＋24m：防潮堤位置）※（以下「敷地遡上津波」という。）を考慮する必要があること

※基準津波を超え敷地に遡上する津波：

設置許可基準規則第 37 条に基づき，重大事故等対処設備の有効性を確認するために選定した事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において想定する津波

・原子炉建屋周辺にアクセスするための既存道路周辺に低耐震建屋が多いこと

保管場所及び屋外アクセスルートは，基本方針及び上記に示した特徴を踏まえた上で，必要な対応を実施し設定する。

2.4　保管場所の設定

基本方針に従い，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を考慮した上で，原子炉建屋等から十分な離隔を確保した保管場所を分散して設定する。

2.4.1　保管場所設定の考え方

基本方針を受けた保管場所設定の考え方を以下に示す。

・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を考慮し，保管場所同士は 100m 以上の離隔を確

保する。

・敷地遡上津波の影響を受けない場所とする。

・大型航空機の衝突を考慮して，原子炉建屋，設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備と 100m 以上の離隔を確保する。

・基準地震動Ｓ$_s$に対し，周辺斜面の崩壊，敷地下斜面の滑り，倒壊物の影響を受けない場所とする。

・なお，可搬型設備のうち，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とする予備機は，地震，津波以外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を考慮し，保管場所及び原子炉建屋等から 100m 以上の離隔を確保する。

2.4.2　保管場所設定

保管場所設定の考え方及び東海第二発電所の特徴を踏まえて保管場所を以下のとおり設定した。

また，保管場所の配置を第 2.4.2-1 図に示す。

・敷地西側の高所 2 箇所（T.P.＋23m 及び T.P.＋25m）に保管場所を設定（西側及び南側保管場所）

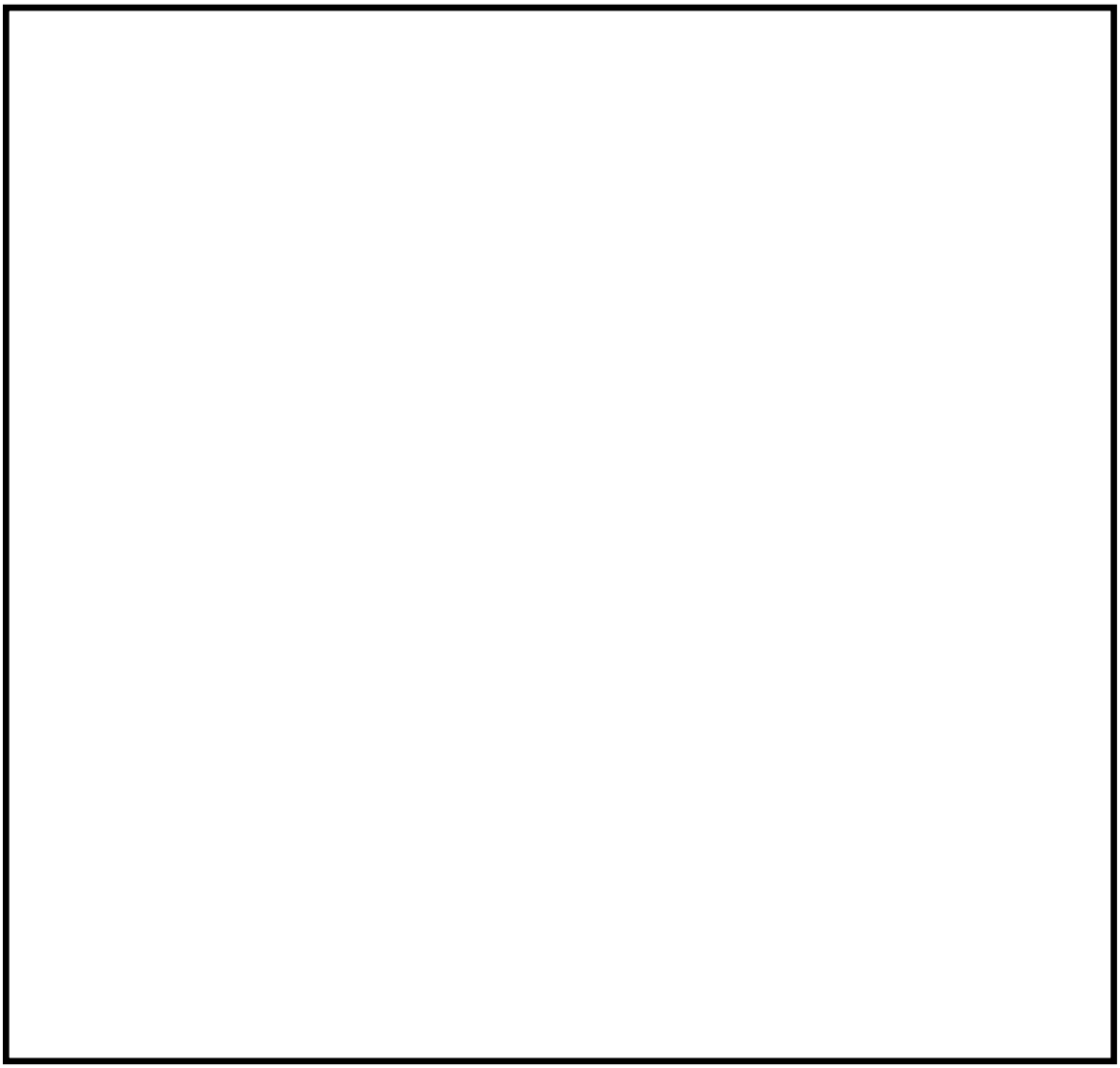
・西側保管場所近傍には 154kV 送電鉄塔が設置されているが，地震の影響を受けないよう 154kV 送電鉄塔の倒壊範囲及び送電線の垂れ下がり範囲を考慮して設定

・西側保管場所及び南側保管場所周辺は植生に囲まれることから，敷地外の森林火災に対しては，保管場所の外側に防火帯を設置するとともに森林からの離隔距離を確保する。また，敷地内植生火災に対しては，保管場所周辺に防火エリア※を設ける。（別紙（6）参照）

※防火エリア：樹木を伐採し植生の発生を防止する施工（モルタル吹付け等）を

行うことにより，可搬型設備への植生火災の影響を防止するエリア

・防潮堤内の北側に予備機置場を設定。



第 2.4.2-1 図　保管場所の配置

2.5　屋外アクセスルートの設定

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を考慮し，可搬型設備の保管場所から水源及び水又は電力を供給する接続口まで，並びに水源から水を供給する接続口までのアクセスルートを複数設定する。また，アクセスルートは緊急時対策所又は待機所から原子炉建屋内へ入域するための経路を考慮し設定する。

2.5.1　屋外アクセスルート設定の考え方

(1)　地震及び津波の影響の考慮

ａ．複数設定するアクセスルートは以下の(a)，(b) 2つの条件を満足するルートとする。

(a)　基準津波の影響を受けないルート

(b)　基準地震動S_sに対して影響を受けないルート，重機による復旧が可能なルート又は人力によるホースもしくはケーブルの敷設が可能なルート

ｂ．上記ａ．のアクセスルートのうち，基準地震動S_sの影響を受けないアクセスルートを少なくとも1ルート設定する。

ｃ．上記ｂ．のアクセスルートのうち，敷地遡上津波の影響を受けないアクセスルートを少なくとも1ルート設定する。

敷地遡上津波を起因とした重大事故等は，当該津波から防護する常設重大事故等対処設備（原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系，残留熱除去系，緊急用海水系，常設代替高圧電源装置等）により対応可能な設計とするが，対応の多様性を確保するため可搬型設備による原子炉等への注水に係る可搬型設備のアクセスルートを設定する。（別紙（35）参照）

(2)　地震及び津波以外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の影響の考慮

地震及び津波以外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対し，同時に影響を受けない又は重機による復旧が可能なアクセスルートを複数設定する。

また，予備機置場からアクセスルートまで自主整備ルートを設定する。

2.5.2　屋外アクセスルート設定

屋外アクセスルート設定の考え方及び東海第二発電所の特徴を踏まえて，屋外アクセスルートを以下のとおり設定した。

第 2.5.2-1 図から第 2.5.2-4 図に屋外アクセスルート設定概要図を示す。

・西側保管場所及び南側保管場所から可搬型設備等を運搬する出口をそれぞれ 2 箇所確保し，T.P.＋8m の敷地へ接続するルートを 3 ルート設定した上で，原子炉建屋等へのアクセスルートを複数設定

・地震時に建屋，構築物のがれき撤去等を行うことにより，保管場所から水又は電力を供給する接続口までのルートを設定（別紙（15）参照）

また，ルート設定に当たっては以下の対応を考慮

- 車両の通行性を確保することが困難と想定される箇所について，道路幅の拡幅を実施し通行性を向上
- 接続口付近は重機によるがれき撤去は行わずに人力作業によりホース又はケーブルを敷設

・154kV 引留鉄構の移設及びサービス建屋～チェックポイント歩道上屋の形状変更により，可搬型設備の保管場所，水源から水又は電力を供給する接続口まで基準地震動S_sの影響を受けないアクセスルートを設定

・緊急時対策所又は待機所から原子炉建屋内へ直接入域するアクセスルー

ト（徒歩ルート）は，地震に伴うサービス建屋の損壊影響を回避するよう設定するとともに，基準地震動Ｓ$_S$の影響を受けないアクセスルートを少なくとも１ルート設定する。（別紙（30）参照）

・敷地遡上津波の影響を受けないアクセスルートを設定するため，以下の対策を実施（別紙（35）参照）

- 設置許可基準規則第 56 条に基づく，代替淡水源を敷地遡上津波の影響を受けない高所（T.P.＋11m）に設置
- 原子炉等への注水に係る接続口を敷地遡上津波の影響を受けない高所（T.P.＋11 m：常設代替高圧電源装置置場）に分散して設置

・西側保管場所及び南側保管場所周辺のアクセスルートは，植生火災の影響を考慮して，西側保管場所から南側保管場所を経由して T.P.＋8 m までのアクセスルート周辺に防火エリアを設定（別紙（6）参照）

・予備機置場からアクセスルートまで複数の自主整備ルートを設定。

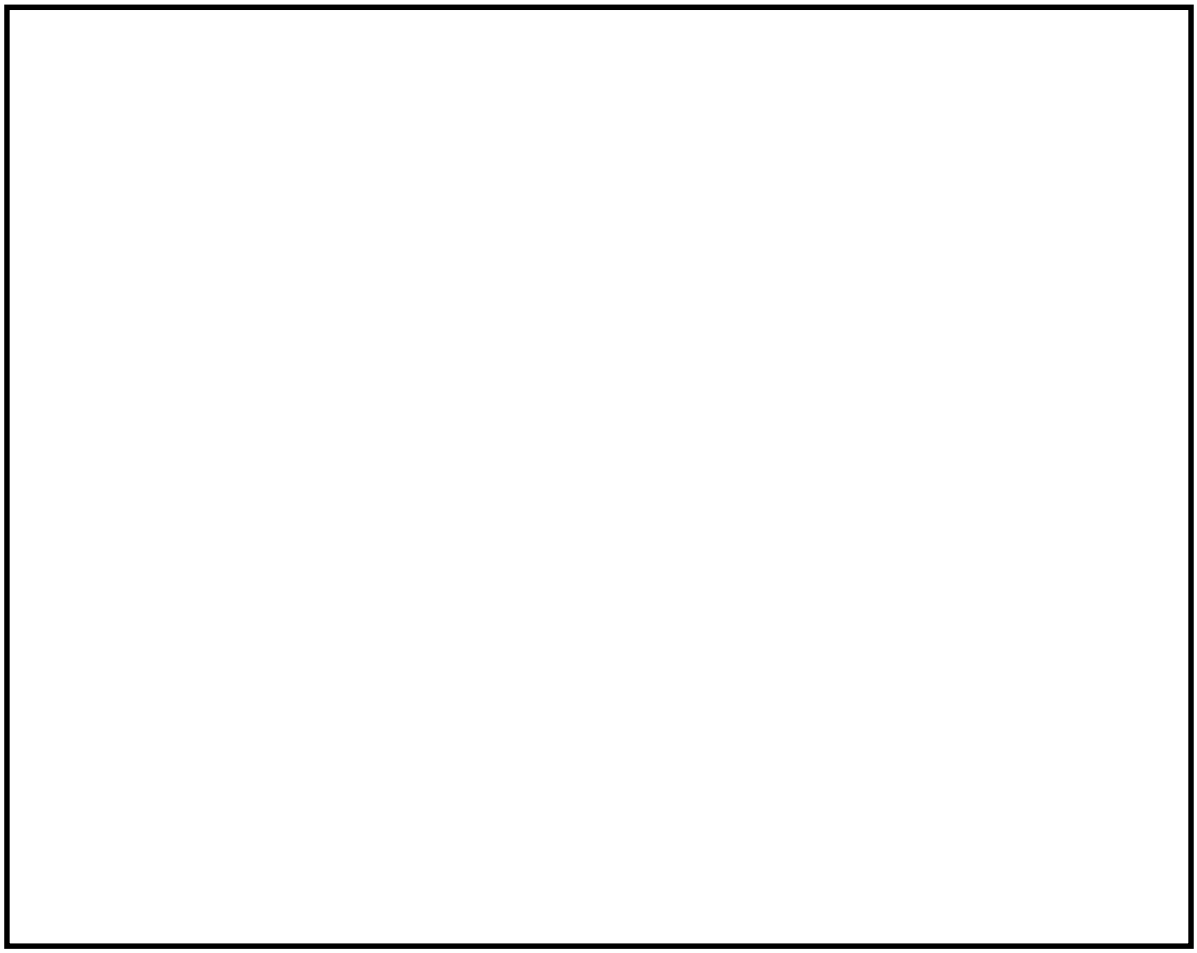
2.5.3　屋外アクセスルート選定

設定した屋外アクセスルートについて，地震，津波の影響を考慮し，以下の優先順位とする。

・重大事故等発生時は，基準地震動Ｓ$_S$の影響を受けないルートを優先して使用する。

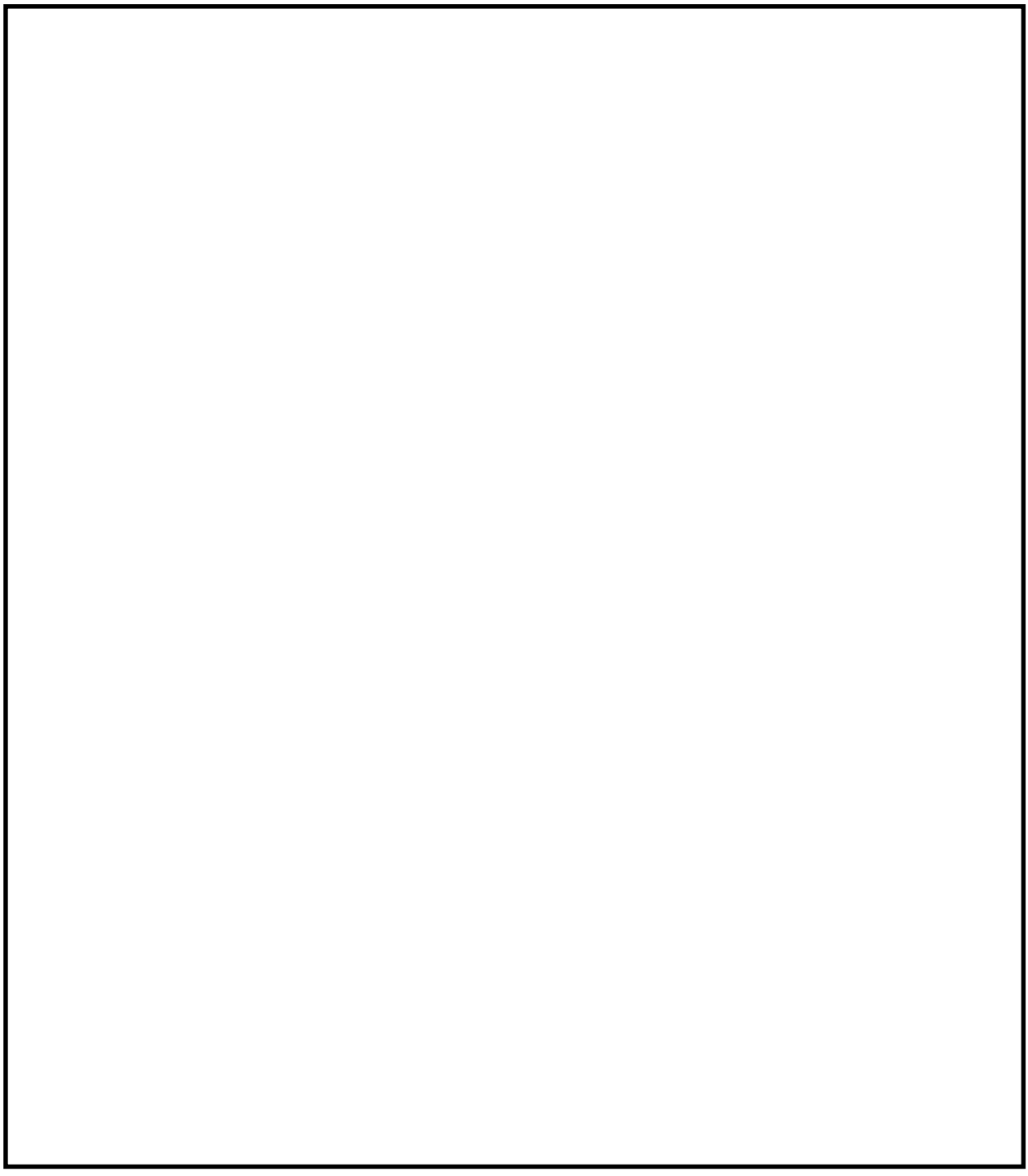
・上記のうち，大津波警報発報時は，基準地震動Ｓ$_S$及び敷地遡上津波の影響を受けないルートを優先して使用する。（第 2.5.2-4 図参照）

・地震，津波以外の自然現象等により，アクセスルートが阻害された場合は，別ルートの使用又は，重機等によりアクセスルートを復旧を行いルートを使用する。



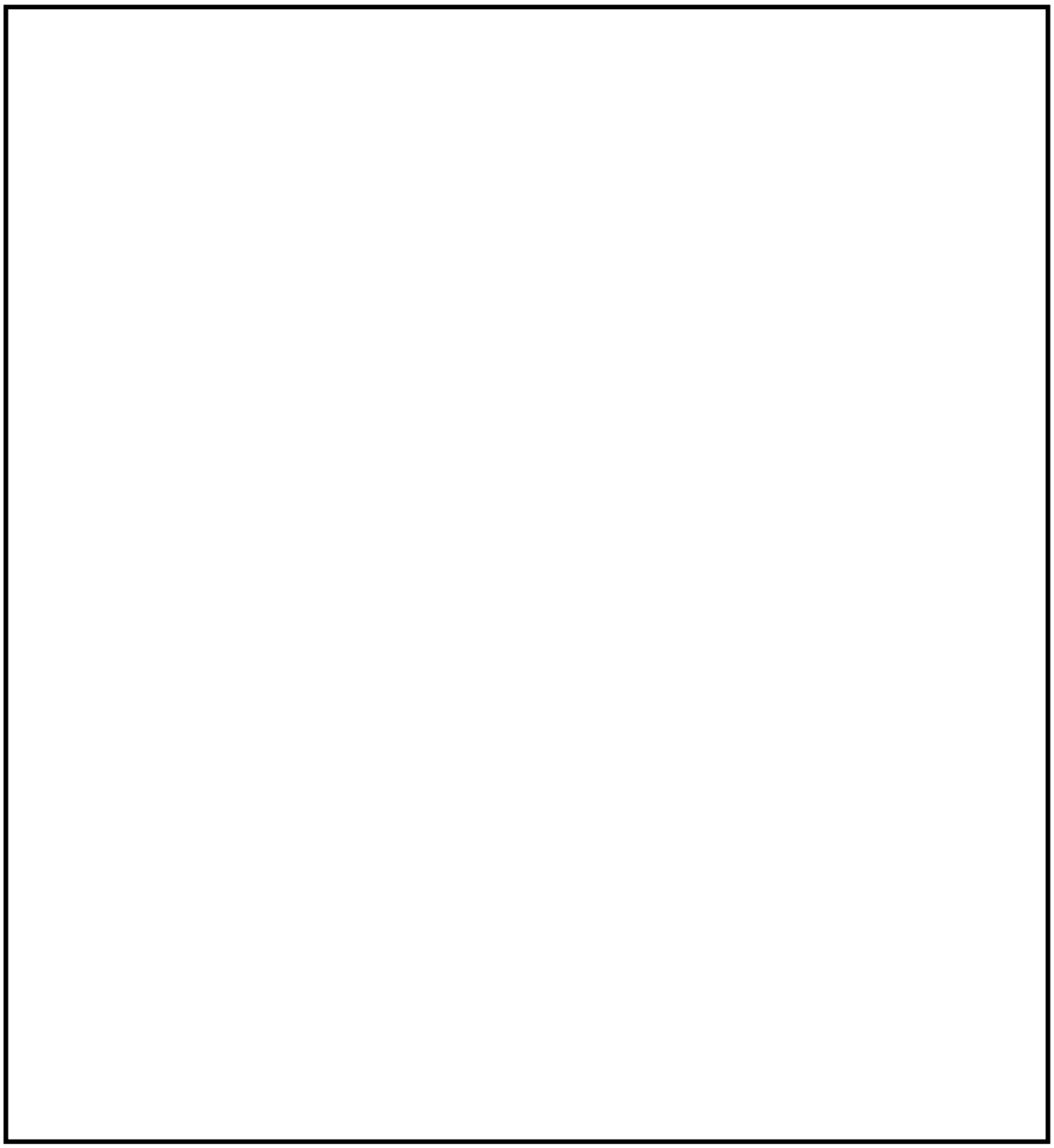
第 2.5.2-1 図　屋外アクセスルートの設定概要図①

（アクセスルート全体）



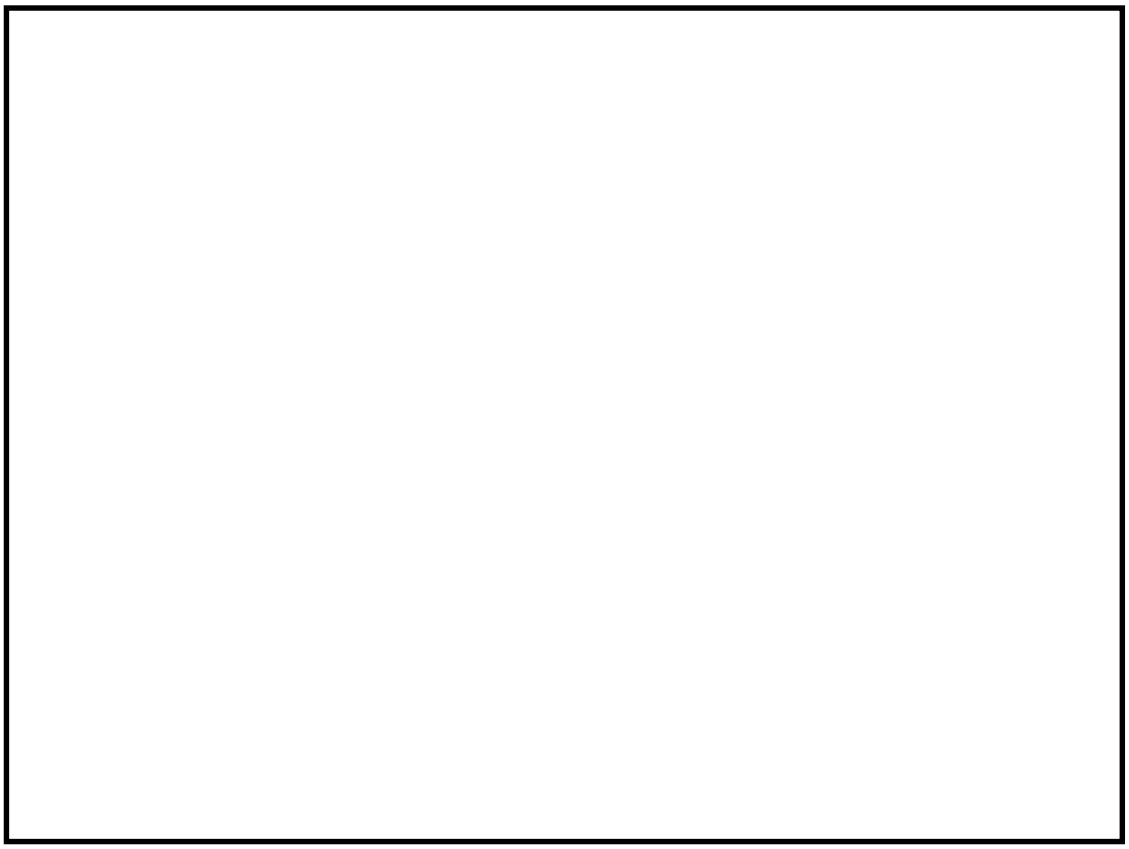
第 2.5.2-2 図　屋外アクセスルートの設定概要図②

（人力によるホース敷設，がれき撤去箇所等）



第 2.5.2-3 図　屋外アクセスルートの設定概要図③

（基準地震動Ｓ$_S$の影響を受けないルート）



第 2.5.2-4 図　屋外アクセスルートの設定概要図④

（基準地震動Ｓ$_s$及び敷地遡上津波の影響を受けないルート）

2.6　屋内アクセスルートの設定

基本方針に従い，地震，津波その他の自然現象による影響及び人為事象による影響を考慮し，外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋に，各設備の操作場所までのアクセスルートを複数設定する。

2.6.1　屋内アクセスルート設定の考え方

(1)　地震及び津波の影響の考慮

a．屋外から直接原子炉建屋内に入域するための原子炉建屋の入口は，以下の条件を考慮し設定する。

(a)　原子炉建屋入口を複数設定

(b)　上記(a)のうち，基準地震動S_sの影響を受けない位置的分散を考慮した入口を少なくとも2箇所設定

(c)　上記(b)のうち，敷地遡上津波の影響を受けない高さの異なる入口を少なくとも2箇所設定

b．複数設定するアクセスルートは以下の条件を満足するルートとする。

(a)　基準地震動S_sの影響を受けず，敷地遡上津波に対して影響を受けない高さ，又は，水密化を図った原子炉建屋にアクセスルートを設定

また，ルート設定に当たっては以下を考慮

- アクセスルート近傍の油内包機器及び水素内包機器について，地震時に火災源とならないこと
- 地震に伴う溢水が発生した場合においても歩行可能な水深であること
- アクセスルート近傍の資機材等について，地震による転倒等により通行を阻害しないように固縛等の転倒防止対策を実施すること

(2)　地震及び津波以外の自然現象の考慮

地震及び津波以外の自然現象に対し，外部からの衝撃による損傷の防止が図られたアクセスルートを設定する。

(3)　その他の考慮事項

アクセスルートの設定に当たっては，高線量区域を通行しないよう考慮する。

2.6.2　屋内アクセスルート設定

屋内アクセスルート設定の考え方を踏まえて，屋内アクセスルートを以下のとおり設定した。（別紙（30）参照）

a．原子炉建屋入口

・重大事故等発生時に屋外から直接，原子炉建屋内に入域するための入口を原子炉建屋の西側及び南側にそれぞれ 2 箇所，東側に 1 箇所設定

・原子炉建屋西側に基準地震動S_s及び敷地遡上津波の影響を受けない入口を 2 箇所設定，このうち，1 箇所は高所に確保

・地震に対して多様性を確保するため，原子炉建屋南側に基準地震動S_sの影響を受けない入口を 1 箇所設定

b．アクセスルート

・基準地震動S_sの影響を受けず，敷地遡上津波に対して影響を受けない高さ，又は，水密化を図った原子炉建屋（別紙（35）参照）に，以下に示す各設備の操作場所へのアクセスルートを複数設定

- 中央制御室から原子炉棟及び廃棄物処理棟までのルート
- 原子炉棟及び廃棄物処理棟の各階層間を移動するためのルート

・中央制御室から原子炉棟及び廃棄物処理棟までのルートは，地震に伴い発生する火災の影響を受けないルートを確保するため，以下の対策を実施

- 付属棟のケーブル処理室と電気室を経由せず，付属棟屋上を経由するルートを設定

2.6.3　屋内アクセスルート選定

設定した屋内アクセスルートについて，地震，津波及び地震随伴火災の影響を考慮し，以下の優先順位とする。

a．原子炉建屋入口

・重大事故等発生時は，原子炉建屋西側の高所に設定した入口を優先して使用し，屋内へアクセスする。

b．アクセスルート

・中央制御室から原子炉棟，廃棄物処理棟へ移動するルートは，付属棟屋上を経由するルートを優先して使用する。

・中央制御室から電気室へ移動するルートは，原子炉建屋内に設定されるアクセスルートを優先して使用する。

・火災発生時に優先ルートのアクセス性が阻害された場合は，別ルートを使用する。

・原子炉棟，廃棄物処理棟の各階層を移動するルートは，地震，火災等の被害により，アクセス性が阻害された場合は，影響の小さいルートを使用し操作場所までアクセスする。

2.7　東海発電所の廃止措置の影響

(1)　東海発電所の廃止措置の影響

廃止措置中である東海発電所の廃止措置関連工事の実施に当たっ

ては，東海第二発電所の重大事故等対応に必要となる可搬型設備の保管場所及び屋外アクセスルートに影響を及ぼさないよう工事を実施し，運用管理を原子炉施設保安規定に規定し，ＱＭＳ規程に基づき実施する。

3.　保管場所およびアクセスルートの自然現象等に対する影響評価

可搬型設備の保管場所及びアクセスルートに影響を及ぼす自然現象等について，抽出の考え方及び概略影響評価結果を以下に示す。詳細評価については 4 項から 6 項に示す。

3.1　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を以下に示す。

・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 3.1-1 表に示す「影響を与えるほど接近した場所に発生しない事象」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)

第 3.1-1 表　保管場所及びアクセスルートに影響はないと評価して除外した事象（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て除外した事象【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／土壌の収縮又は膨張／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【4 事象】	河川の迂回／海岸浸食／塩害，塩雲／高温水（海水温高）
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，又は安全性が損なわれることがない事象【8 事象】	干ばつ／濃霧／霧・白霜／極高温／湖又は河川の水位低下／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／湖又は河川の水位上昇／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／毒性ガス
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

(2)　自然現象の影響評価結果（概略）

「(1) 自然現象抽出の考え方」を踏まえ抽出した事象（14 事象）について，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 3.1-2 表に示す。ただし，津波については，敷地遡上津波を考慮した。

第 3.1-2 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	・周辺構造物等の損壊影響がない場所に保管場所を設定している。 （詳細評価は 4 項に示す）	・基準地震動Ｓｓの影響を受けないルート等を設定している。 （詳細評価は 5 項に示す）	・資機材等の転倒等による影響がないルートを設定している。 （詳細評価は 6 項に示す）
津波	・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。 ・敷地遡上津波に対して，保管場所は敷地高さ T.P.＋23m 以上に配置しており，敷地遡上津波による浸水の影響を受けない。	・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。 ・敷地遡上津波の影響による被害想定やその後の復旧作業には不確かさがあることを考慮し，津波の影響を受けない高所に可搬型設備による対応が必要な水源及び接続口を設置することから敷地遡上津波の影響を受けない。 （詳細評価は 5 項に示す）	・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。 ・水密化された建屋内であることから敷地遡上津波による浸水の影響は受けない。 ・建屋屋上は敷地津波の影響を受けない
洪水	・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）	・竜巻の評価に包含される。	同左	同左

第 3.1-2 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	・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，屋外に配備している可搬型設備と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 箇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。 ・保管場所に配備する可搬型設備は，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。（補足説明資料（5）参照）	・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。 ・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を阻害すると想定される物品に対して固縛等の対策を実施することから，アクセスに悪影響を与える可能性は小さい。 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ルートは確保可能である。	・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 3.1-2 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	・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，保管場所に設置されている重大事故等対処設備と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，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，あらかじめ可搬型設備の暖気運転等を行うこととしているため，影響を受けない。なお，暖気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。	・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。	・屋上を通行する箇所は，凍結状況を見計らいながら通行することで対処が可能である。 ・屋上を通行する箇所以外は建屋内であり，影響は受けない。
降水	・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。	・排水路は滞留水を速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）	・浸水防止対策を施された建屋内であること，排水設備が設置されていることから影響は受けない。
積雪	・気象予報により事前の予測が十分可能であり，あらかじめ体制を強化したうえで，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。	・気象予報により事前の予測が十分可能であり，あらかじめ体制を強化したうえで，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で対処が可能である。また，ホイールローダにより約 30 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。	・屋上を通行する箇所は，あらかじめ体制を強化したうえで，積雪状況を見計らいながら除雪することで対処が可能である。 ・屋上を通行する箇所以外は，建屋内であり，影響は受けない。

第 3.1-2 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	・設計基準事故対処設備は避雷対策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，2 箇所の保管場所は離隔して位置的分散を図っているため，影響を受けない。	・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，屋内等に一時的に退避し，状況を見て屋外作業を実施する。	・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	・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	・噴火発生の情報を受けた際は，あらかじめ体制を強化し，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。	・噴火発生の情報を受けた際は，あらかじめ体制を強化し，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 150 分で除灰も可能である。（別紙（4）参照）	・噴火発生の情報を受けた際は，あらかじめ体制を強化し，屋上を通行する箇所の除灰を行うことにより対処が可能である。 ・屋上を通行する箇所以外は建屋内であり，影響は受けない。

第 3.1-2 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	・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，ネズミ等の小動物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 箇所あり，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）	・影響なし	・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，ネズミ等の小動物の侵入による影響を受けない。
森林火災	・原子炉建屋と保管場所は防火帯の内側にあるため，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は，防火エリアを設置するため，影響は受けない（別紙(6)参照）	・アクセスルートは防火帯の内側であり，延焼の影響を受けない。また，熱影響を受けないルートにより通行が可能であるため，アクセス性に支障はない。 ・必要に応じて自衛消防隊が消火活動を行うことで対処が可能である。 ・保管場所周辺の植生火災は，防火エリアを設置するため，影響は受けない（別紙(6)参照）	・屋内アクセスルートは防火帯内側の原子炉建屋であり，影響は受けない。
高潮	・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。	・同左	・原子炉建屋は，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。

(3)　自然現象の重畳事象評価

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。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合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合せ

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。

アクセスルートの復旧においては，気象予報等を踏まえてアクセス性に支障が生じる前にあらかじ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，約 150 分程度でアクセスルートの機能を維持することが可能である。（別紙（4）参照）

ｂ．可搬型設備の機能に影響がある組合せ

単独事象と比較して荷重が増長し，可搬型設備に影響を及ぼすおそれがある組合せは，積雪と風（台風），火山の影響と風（台風），降水と火山の影響，積雪と火山の影響，積雪と地震の 5 事象である。ただし，可搬型設備に堆積した雪及び降下火砕物を除雪，除灰することで，重畳による影響は緩和可能である。

(4)　まとめ

上記より，保管場所及びアクセスルートへ影響を及ぼす可能性のある自然現象は地震及び敷地遡上津波であることを確認した。それ以外の自然現象については，単独事象，重畳事象が発生した場合でも，取り得る手段が

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。地震及び敷地遡上津波の詳細評価については 4 項から 6 項に示す。

なお，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。

3.2 外部人為事象

(1) 外部人為事象の考え方

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 3.2-1 表に示す「影響を与えるほど接近した場所に発生しない事象」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結果（概略）

「(1)外部人為事象抽出の考え方」を踏まえ，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，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。近隣工場等の火災（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等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確保により影響はない。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 3.2-2 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 3.2-1 表　保管場所及びアクセスルートに影響はないと評価して除外した事象（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て除外した事象【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若しくはそれ以下，又は安全性が損なわれることがない事象【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】	ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故(ｶﾞｽなど)，ﾊﾟｲﾌﾟ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）／自動車又は船舶の爆発／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 3.2-2 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	・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。	・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。	・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	・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，久慈川よ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	・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。	・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。	・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 3.2-2 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	・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。 ・航空機落下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。	・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落下による火災に対して，アクセスルートの複数設定及び防火エリアを設置し，少なくとも１ルートは確保可能であることから影響はない。	・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落下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	・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。	・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。	・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	・船舶の衝突による影響を受けない敷地高さに設置する。	・同左	・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	・電磁波による影響を考慮した設計とする。	・影響なし	・影響なし

3.3　屋内外作業に係る成立性評価の概要

3.3.1 概要

(1) 評価の概要

保管場所及びアクセスルートについて，地震，津波その他の自然現象のうち，保管場所及びアクセスルート影響を及ぼす可能性がある自然現象及び人為事象は，地震及び敷地遡上津波と考えられるため，地震，敷地遡上津波時における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。

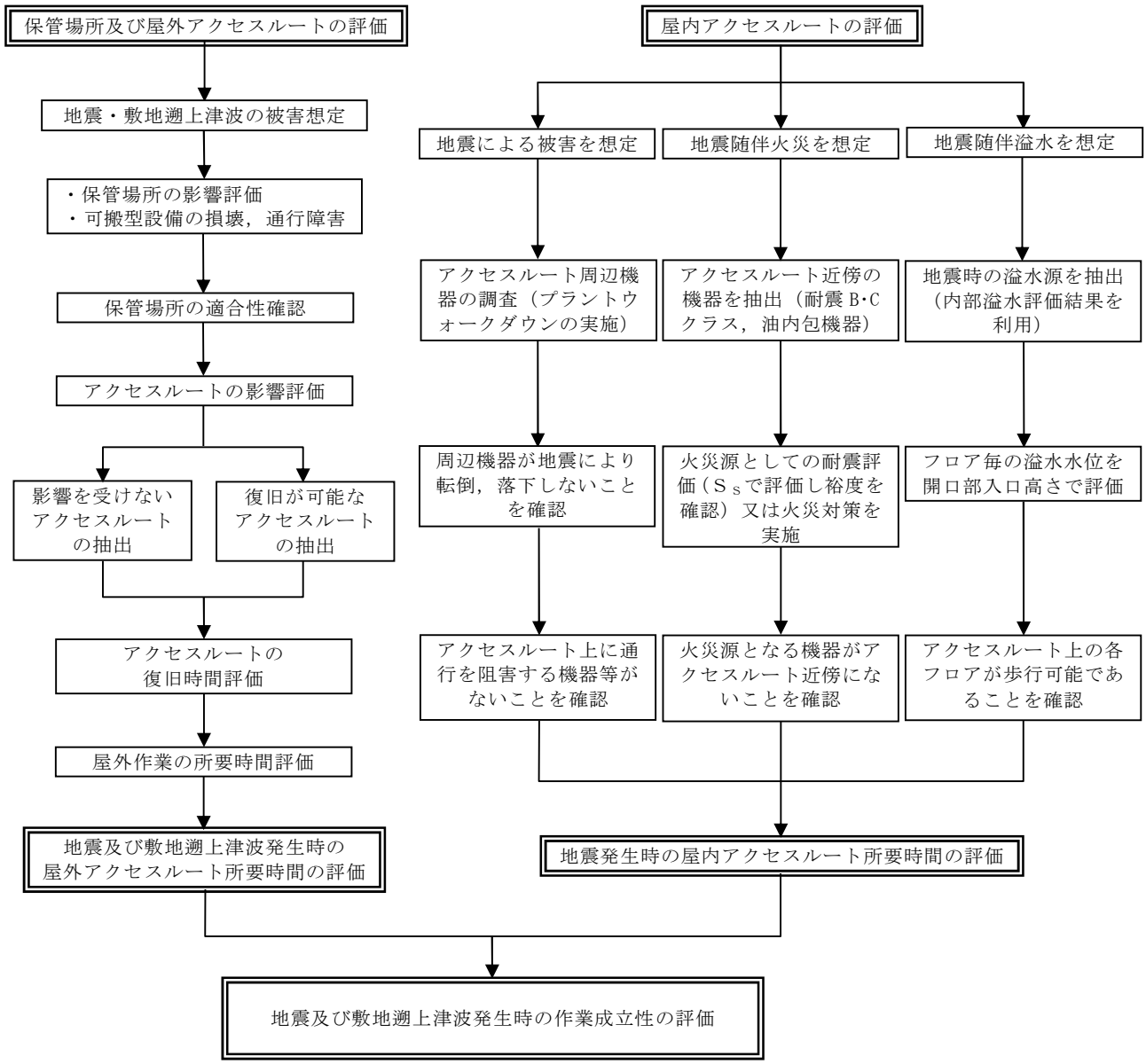
① 保管場所については，外部起因事象として地震及び敷地遡上津波被害を想定し，それらの影響を評価する。

② 屋外アクセスルートについては，地震及び敷地遡上津波被害を想定し，それらの影響を評価する。

③ 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それらの影響を評価する。

(2) 作業成立性の検討フロー

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 3.3.1-1 図の検討フローにて評価する。



第 3.3.1-1 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

3.3.2　地震，津波による被害想定

(1)　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 3.3.2-1 表のとおり想定し，それぞれ 4 項から 6 項にて影響を評価する。

第 3.3.2-1 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

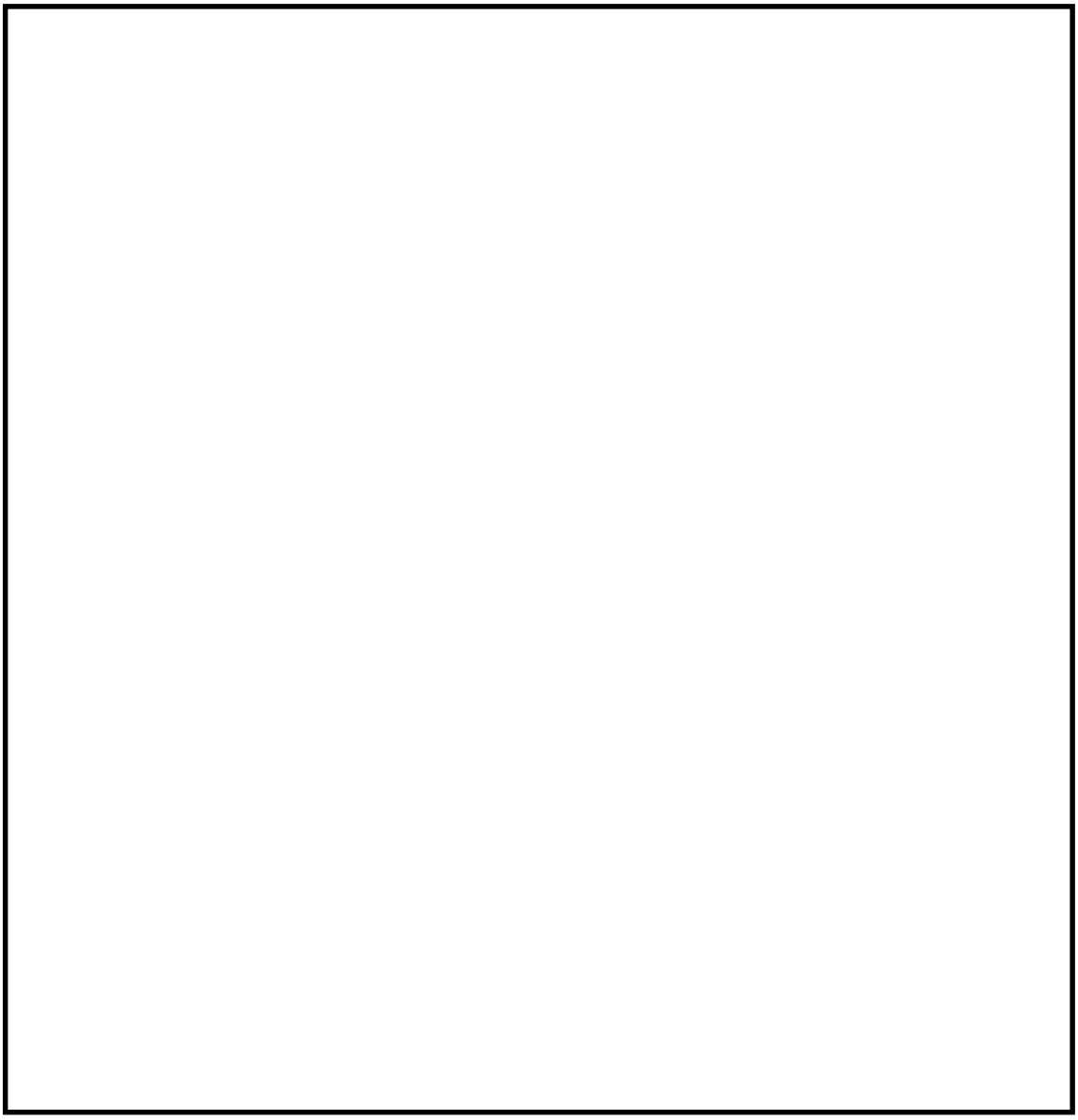
自然現象	保管場所・屋外アクセスルートに影響を与えるおそれのある被害要因	保管場所で懸念される被害事象	屋外アクセスルートで懸念される被害事象
地震	(1) 周辺構造物の倒壊（建屋，送電鉄塔等）	損壊物による可搬型設備の損壊及び走行不能	損壊物によるアクセスルートの閉塞
	(2) 周辺タンク等の損壊	火災，溢水による可搬型設備の損壊，通行不能	タンク損壊に伴う火災・溢水による通行不能
	(3) 周辺斜面の崩壊	土砂流入による可搬型設備の損壊，通行不能	土砂流入，道路損壊による通行不能
	(4) 敷地下斜面・道路面のすべり	敷地下斜面のすべりによる可搬型設備の損壊，通行不能	
	(5) 液状化及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，傾斜，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) 地中埋設構造物の損壊	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)　津波による被害想定

敷地遡上津波の遡上解析の結果，第 3.3.2-2 図に示すとおり，保管場所及び高所のアクセスルートが敷地遡上津波により被害を受けることは想定されない。

また，屋外アクセスルートの周辺施設における最大浸水深は，防潮堤南側終端に近い使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「Ｄ／Ｃ」という。）前面を除き，おおむね 0.4m である。（別紙（35）参照）

この結果をもとに,4 項から 6 項にて敷地遡上津波の影響を評価する。



第 3.3.2-2 図　敷地遡上津波時の最大浸水深分布

4.　保管場所の影響評価

4.1　保管場所における主要可搬型設備等

保管場所の影響評価に当たって，保管場所等に配備する可搬型設備の配備数及び分類について整理した。

可搬型設備の配備数については，「2N＋α」，「N＋α」，「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，常設及び可搬型設備を設置することで多様化を図っている。

なお，保管場所に配備する可搬型設備は，地震による転倒防止及び竜巻による飛散防止を考慮した固縛を実施していることから，隣接する可搬型設備及びアクセスルートに影響を与えることはない。

分類を第 4.1-1 表，配備数を第 4.1-2 表及び第 4.1-3 表に示す。

(1)　「2N＋α」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，可搬型代替注水中型ポンプ，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。ただし，ホース及びケーブルについては，待機除外せずに目視確認等により保守点検を行うことから，故障時のバックアップのみ予備を配備する。

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，予備は予備機置場に配備する。但し，ホース，ケーブル，可搬型整流器の予備は西側及び南側保管場所に配備する。

なお，西側又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，予備を西側又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ボンベ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。但し，ホースについては，保守点検が目視確認等であり，保守点検時に待機除外とならないため，故障時のバックアップとして予備を配備する。

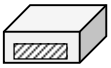
必要となる容量を有する設備は西側保管場所，予備は南側保管場所，予備機置場に配備する。

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，南側保管場所又は予備機置場に配備する。

なお，サポートに使用される可搬型設備（タンクローリ，ホイールローダ）については，サポートする対象となる設備と同じ保管場所への配備を基本とする。

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 4.1-1 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 可搬型代替注水 中型ポンプ 可搬型代替低圧 電源車 可搬型整流器  可搬型スプレイ ノズル
N＋α	非常用窒素供給系高圧窒素ガスボンベ 逃がし安全弁用可搬型蓄電池 非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ
N	その他

第 4.1-2 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）（1／4）

(1)　「2N＋α」の屋外に保管する可搬型設備（1／2）

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	3 台	1 台 (2N=2)	1 台※2	1 台	1 台	1 台	・点検時の待機除外及び故障時バックアップ 1 台 ・原子炉注水等及び水源補給用
可搬型代替注水中型ポンプ	5 台	2 台 (2N=4)	1 台	2 台	2 台	1 台	・点検時の待機除外及び故障時バックアップ 1 台 ・原子炉注水等及び水源補給用
ホース 3,000m：200A（1 組）	2 組 ＋ 130m	1 組 (2N=2)	130m （65m ×2 組）	1 組 ＋65m	1 組 ＋65m	0 組	・必要数（1 組）は水源または，可搬型代替注水大型ポンプ設置箇所と送水先を結ぶ最大ホース敷設長さを基に設定（補足説明資料（2）参照） ・原子炉注水等及び水源補給用 ・1N 当たり専用コンテナ 3 基（コンテナ 1 基当たり約 1,000m を収納）に保管 ・1 組ごとに 5m，10m，50m のホースを 1 本ずつ配備（上記コンテナ内に配備） ・ホース人力敷設用カゴ台車を 7 台配備
ホース 30m：250A（1 組）	2 組 ＋ 20m	1 組 (2N=2)	10m （5m ×2 本）	1 組 ＋5m	1 組 ＋5m	0 組	・必要数（1 組）は，可搬型代替注水大型ポンプ設置箇所と水源間の距離を基に設定 ・水中ポンプ用 ・200A ホースコンテナに 1 組ずつ保管 ・1 組ごとに 5m のホースを 1 本ずつ配備（上記コンテナ内に配備）

※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：可搬型代替注水大型ポンプ（原子炉注水等及び水源補給用）・（放水用）は同型設備であり，原子炉注水等及び水源補給用の予備 1 台と，放水用の予備 1 台の計 2 台は共用可能とする。

第 4.1-2 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）（2／4）

(1)　「2N＋α」の屋外に保管する可搬型設備（2／2）

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		
可搬型代替低圧電源車	5 台	2 台 (2N=4)	1 台	2 台	2 台	1 台	・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
ケーブル 1 組：360m	6 組 ＋ 180m	3 組 (2N=6)	180m (30m ×6 組)	3 組 ＋90m	3 組 ＋90m	0 組	・必要数（3 組）の 2 セットで 6 組 ・1 組あたり 30m の予備ケーブルを 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
可搬型整流器	9 台	4 台 (2N=8)	1 台	5 台	4 台	0 台	・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

※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)　「2N＋α」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	・必要数（3 台）の 2 セットで 6 台 ・故障時バックアップ 1 台 ・配備箇所は，補足説明資料（1）参照
ホース 65A：20m／本	65 本	63 本 （27 本 ＋36 本）	2 本	1 階 18 本	9 本	・故障時バックアップ 2 本 ・西側及び東側保管場所に予備ホースを 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） ・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 ・配備箇所は，補足説明資料（1）参照
				5 階 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。

第 4.1-2 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）（3／4）

(3)　「N＋α」の可搬型設備

名　称	配備数※1	必要数	予備	原子炉建屋	備考
非常用窒素供給系 高圧窒素ガスボンベ	20 本	10 本	10 本	20 本 （5 本ずつ分散）	・点検時の待機除外及び故障時バックアップ 10 本 ・配備箇所は補足説明資料（1）参照
逃がし安全弁用 可搬型蓄電池	3 個	2 個	1 個	3 個	・故障時バックアップ 1 個 ・配備箇所は補足説明資料（1）参照
非常用逃がし安全弁 駆動系高圧窒素ボンベ	12 本	6 本	6 本	12 本 （3 本ずつ分散）	・点検時の待機除外及び故障時バックアップ 6 本 ・配備箇所は補足説明資料（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。

(4)　「N」の屋外に保管する可搬型設備（1／2）

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（放水用） 2,400m：300A（1 組）	2 組 ＋ 110m	1 組	2,510m （2,400m ×1 組 ＋55m ×2 組	1 組 ＋55m	2,455m （1 組 ＋55m）	0 組	・必要数（1 組）は，可搬型代替注水大型ポンプ設置箇所と送水先を結ぶ最大ホース敷設長さを基に設定（補足説明資料(2)参照） ・1N 当たり専用コンテナ 4 基（コンテナ 1 基当たり約 600m を収納）に保管 ・1 組ごとに 5m，50m のホースを 1 本ずつ配備（上記コンテナ内に配備）
ホース 30m：250A（1 組）	4 組 ＋20m	2 組	80m （30m ×2 組＋ 5m ×4 本）	2 組 ＋10m	70m （2 組 ＋10m）	0 組	・必要数（1 組）は，可搬型代替注水大型ポンプ設置箇所と水源間の距離を基に設定 ・水中ポンプ用 ・300A ホースコンテナに 1 組ずつ保管 ・1 組ごとに 5m のホースを 1 本ずつ配備（上記コンテナ内に配備）

※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：可搬型代替注水大型ポンプ（原子炉注水等及び水源補給用）・（放水用）は同型設備であり，原子炉注水等及び水源補給用の予備 1 台と，放水用の予備 1 台の計 2 台は共用可能とする。

第 4.1-2 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）（4／4）

(4)　「N」の屋外に保管する可搬型設備（2／2）

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		
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 1 組：約 78m 分	2 組	1 組	1 組	1 組	1 組	0 組	・各保管場所に必要数を配備 ・汚濁防止膜設置箇所 12 ヶ所分
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
可搬型窒素供給装置	4 台	2 台	2 台	2 台	2 台	0 台	・各保管場所に必要数を配備
可搬型窒素供給装置用電源車	2 台	1 台	1 台	1 台	1 台	0 台	・各保管場所に必要数を配備
泡混合器	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。

第 4.1-3 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）（1／3）

(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。

第 4.1-3 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）（2／3）

(2)　その他設備（1／2）

名　称	配備数※1	保管場所	備考
ホース展張車	5 台	西側及び南側保管場所，予備機置場	・西側及び南側保管場所：各々 2 台配備 ・原子炉注水等及び水源補給用 ・予備機置場：1 台配備
ホース展張車（放水用）	3 台	西側及び南側保管場所，予備機置場	・各々1 台配備
ホース 1,800m：300A（1 組）	2 組 ＋ 110m	西側及び南側保管場所	・必要数（1 組）は，可搬型代替注水大型ポンプ設置箇所と送水先を結ぶ最大ホース敷設長さを基に設定（補足説明資料（2）参照） ・代替 RHRS 等用 ・1N 当たり専用コンテナ 3 基（コンテナ 1 基当たり約 600m を収納）に保管 ・1 組ごとに 5m，50m のホースを 1 本ずつ配備（上記コンテナ内に配備） ・各保管場所に 1 組＋65m ずつ配備
ホース 30m：250A（1 組）	4 組 ＋ 20m	西側及び南側保管場所	・必要数（1 組）は，可搬型代替注水大型ポンプ設置箇所と水源間の距離を基に設定 ・水中ポンプ用 ・300A ホースコンテナに 1 組ずつ保管 ・1 組ごとに 5m のホースを 1 本ずつ配備（上記コンテナ内に配備） ・各保管場所に 2 組＋10m ずつ配備
ホース展張車	2 台	西側及び南側保管場所	・各々1 台配備 ・代替 RHRS 等用
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	予備機置場	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
汚濁防止膜運搬車	2 台	西側及び南側保管場所	各々1 台配備
放射性物質吸着材	16,200 kg	西側及び南側保管場所	各々8,100 kg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

※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 4.1-3 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）（3／3）

(2)　その他設備（2／2）

名　称	配備数※1	保管場所	備考
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 補足説明資料（2）参照
ホース展張車（消火用）	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	西側及び南側保管場所， 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	SRV 用
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。

4.2　地震，津波による保管場所への影響評価概要

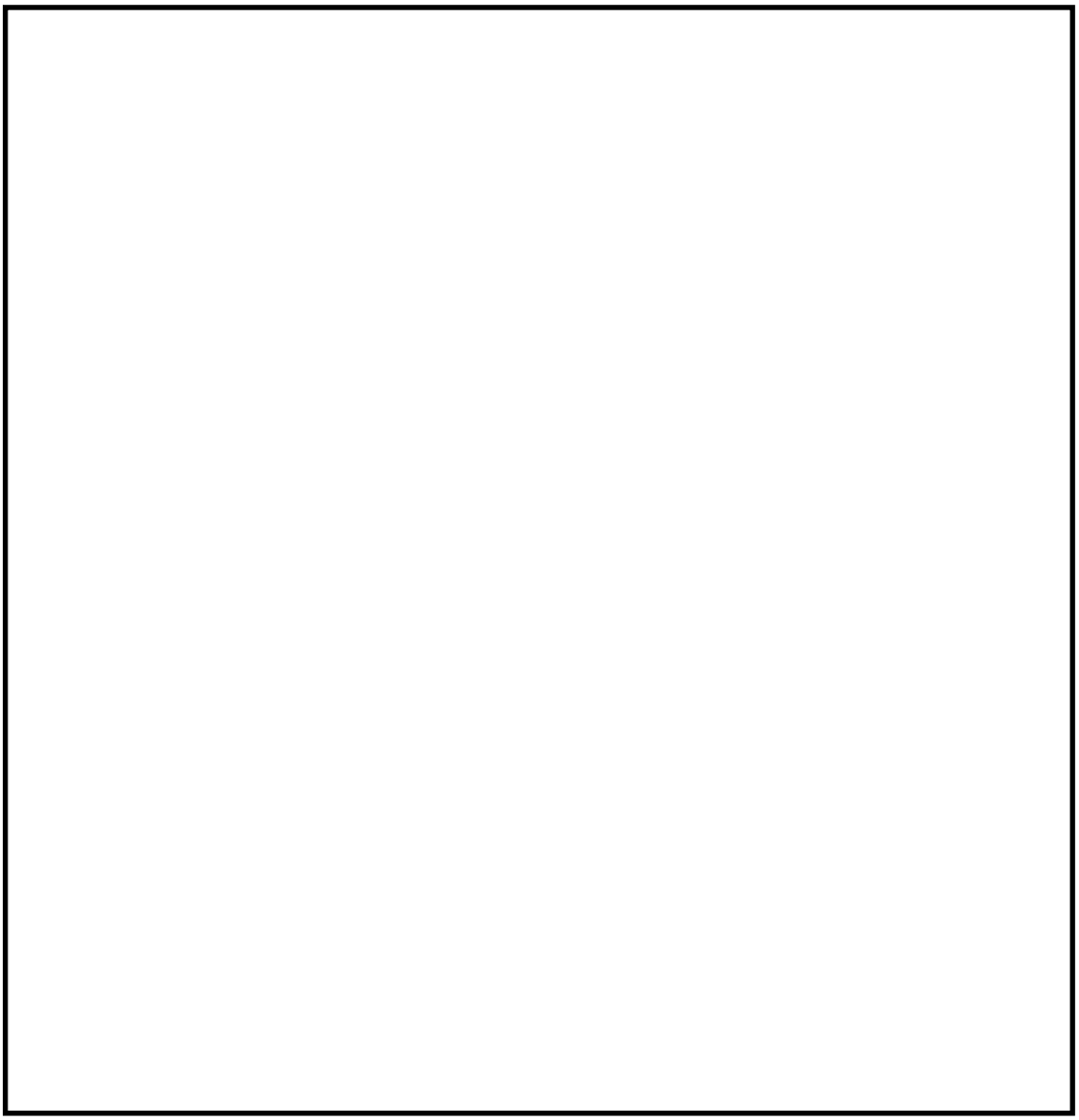
地震に対する保管場所への影響について，2011 年東北地方太平洋沖地震の被害状況（別紙(8)参照）も踏まえた上で網羅的に(1)から(7)の被害要因について，第 4.2-1 表に示すとおり，影響のある被害要因はないことを確認した。被害要因に対する詳細な確認内容については，「4.3　地震による保管場所の影響評価」に示す。

また，敷地遡上津波に対する保管場所への影響については，敷地西側の高所 2 箇所（T.P.＋23m 及び T.P.＋25m）に設定する保管場所が敷地遡上津波による影響を受けないことを津波遡上解析の結果により確認している。

第 4.2-1 図に敷地遡上津波時の最大浸水深分布を示す。

第 4.2-1 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	・保管場所周辺に斜面がないことを確認した。	・保管場所の周辺斜面が崩壊しないことを確認した。
(4)敷地下斜面のすべり	・保管場所の敷地下斜面が崩壊しないことを確認した。	同左
(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】	
	・保管場所は，液状化及び揺すり込みによる不等沈下，保管場所の傾斜，浮き上がりの影響を受けないことを確認した。	同左
	【液状化及び揺すり込みによる傾斜】	
	・保管場所の傾斜は，可搬型設備への影響がないことを確認した。	同左
	【液状化による浮き上がり】	
	・保管場所の地中埋設構造物は，浮き上がりが生じないことを確認した。	・保管場所に地中埋設構造物がないことを確認した
(6)地盤支持力の不足	・地震時接地圧が地盤支持力を下回ることを確認した。	同左
(7)地中埋設構造物の損壊	・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。	・保管場所下部に地中埋設物がないことを確認した。



第 4.2-1 図　敷地遡上津波時の最大浸水深分布

4.3　地震による保管場所の影響評価

4.3.1　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】

影響評価及び周辺構造物の配置を第 4.3.1-1 表，第 4.3.1-1 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。

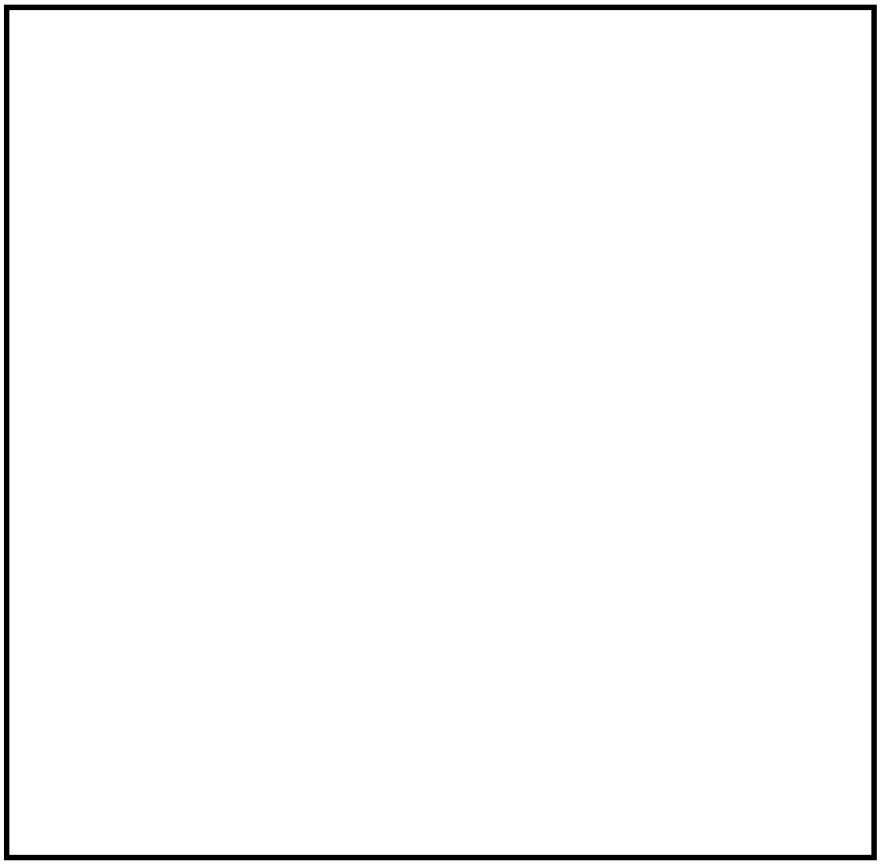
さらに，同保管場所近傍には緊急時対策所が設置されるが，緊急時対策所はS_s機能維持であることから，保管場所に影響がないことを確認した。

また，西側保管場所下部に埋設される可搬型設備用軽油タンク及び隣接する緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク，並びに南側保管場所近傍に埋設される可搬型設備用軽油タンクは耐震Ｓクラス又は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。

※耐震 B,C クラスの機器において，基準地震動S_sで耐震評価を行い，耐震性が確認された機器を指す

第 4.3.1-1 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 4.3.1-1 図 周辺構造物の配置図

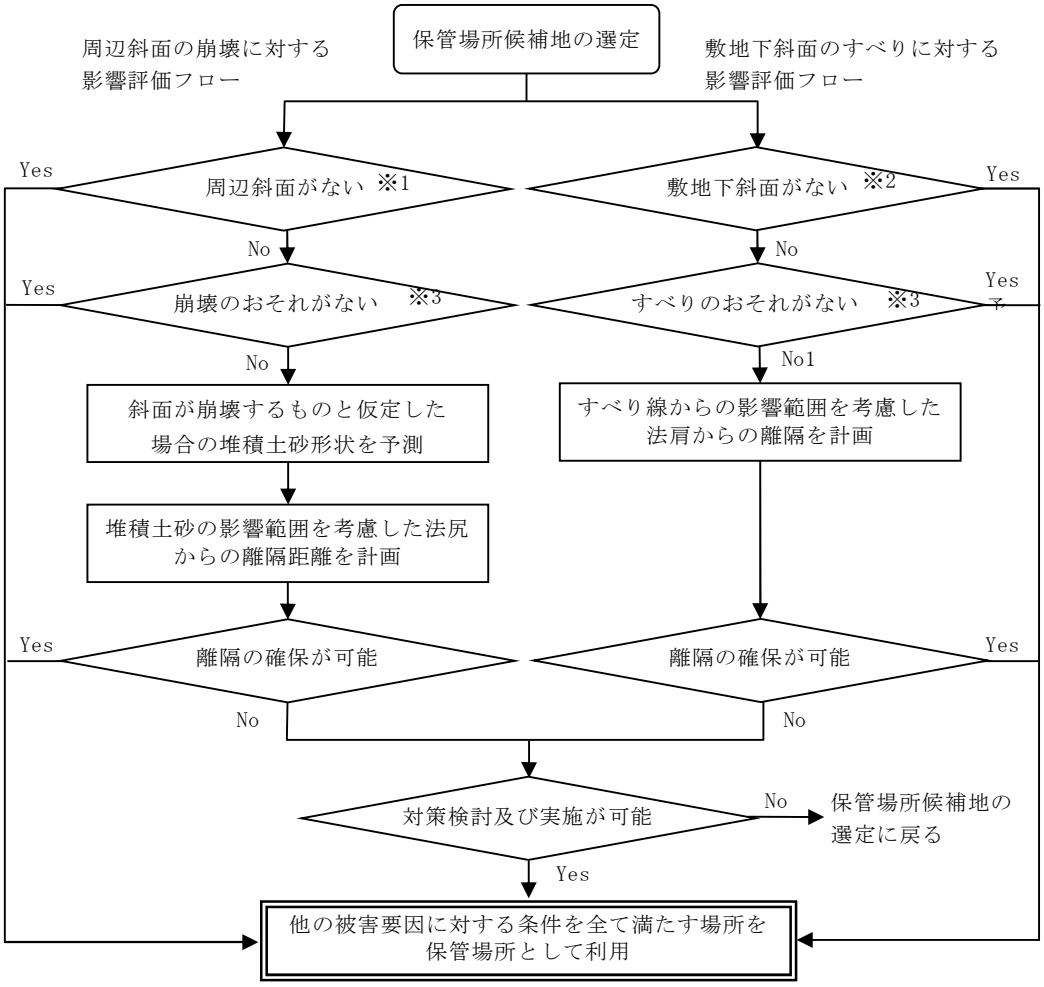
4.3.2　周辺斜面の崩壊及び敷地下斜面のすべりに対する影響評価

【(3) 周辺斜面の崩壊, (4) 敷地下斜面のすべり】

(1)　評価方法

周辺斜面の崩壊及び敷地下斜面のすべりによる影響については,以下の方法ですべり安定性評価を行い,評価基準と比較することにより評価を行う。影響評価においては,周辺斜面の崩壊により保管場所が土砂流入の影響を受けないこと。また,保管場所の敷地下斜面の安定性が確保されていることを確認する。

第 4.3.2-1 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。



※1　周辺斜面とは,保管場所より高い位置の斜面で，法尻から保管場所までの距離が斜面高さの２倍以下の斜面をいう。
※2　敷地下斜面とは,保管場所より低い位置の斜面で，法肩から保管場所までの距離が斜面高さ以下の斜面をいう。
※3　斜面の安定性について,斜面安定計算または類似斜面との比較により判定する。

第 4.3.2-1 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

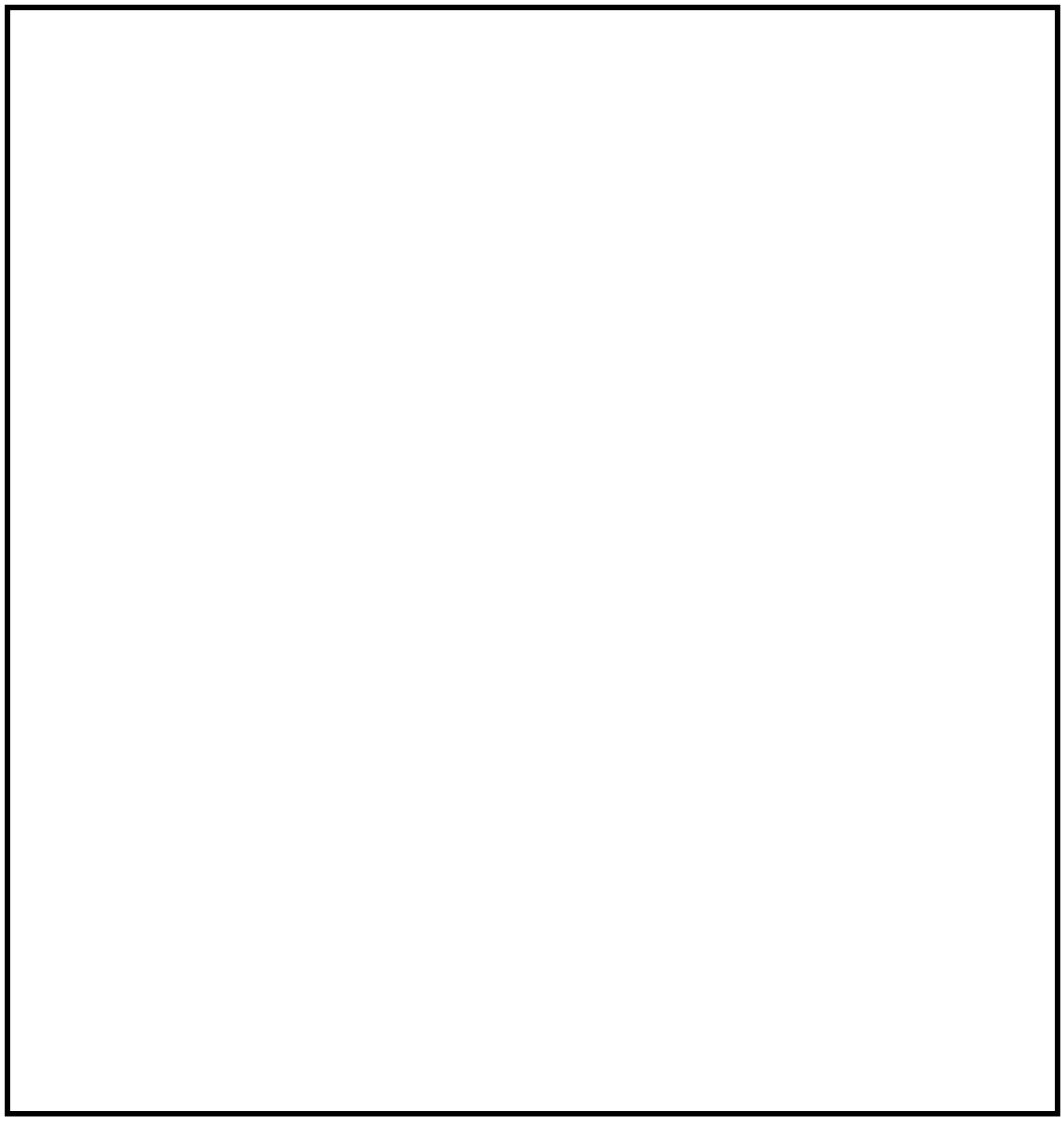
ａ．評価断面の抽出

評価断面については,保管場所周辺における斜面の形状及び高さ等を考慮して抽出する。保管場所の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断面の位置図を第 4.3.2-2 図，断面図を第 4.3.2-3 図に示す。また,評価断面の具体的な抽出方法を以下に示す。

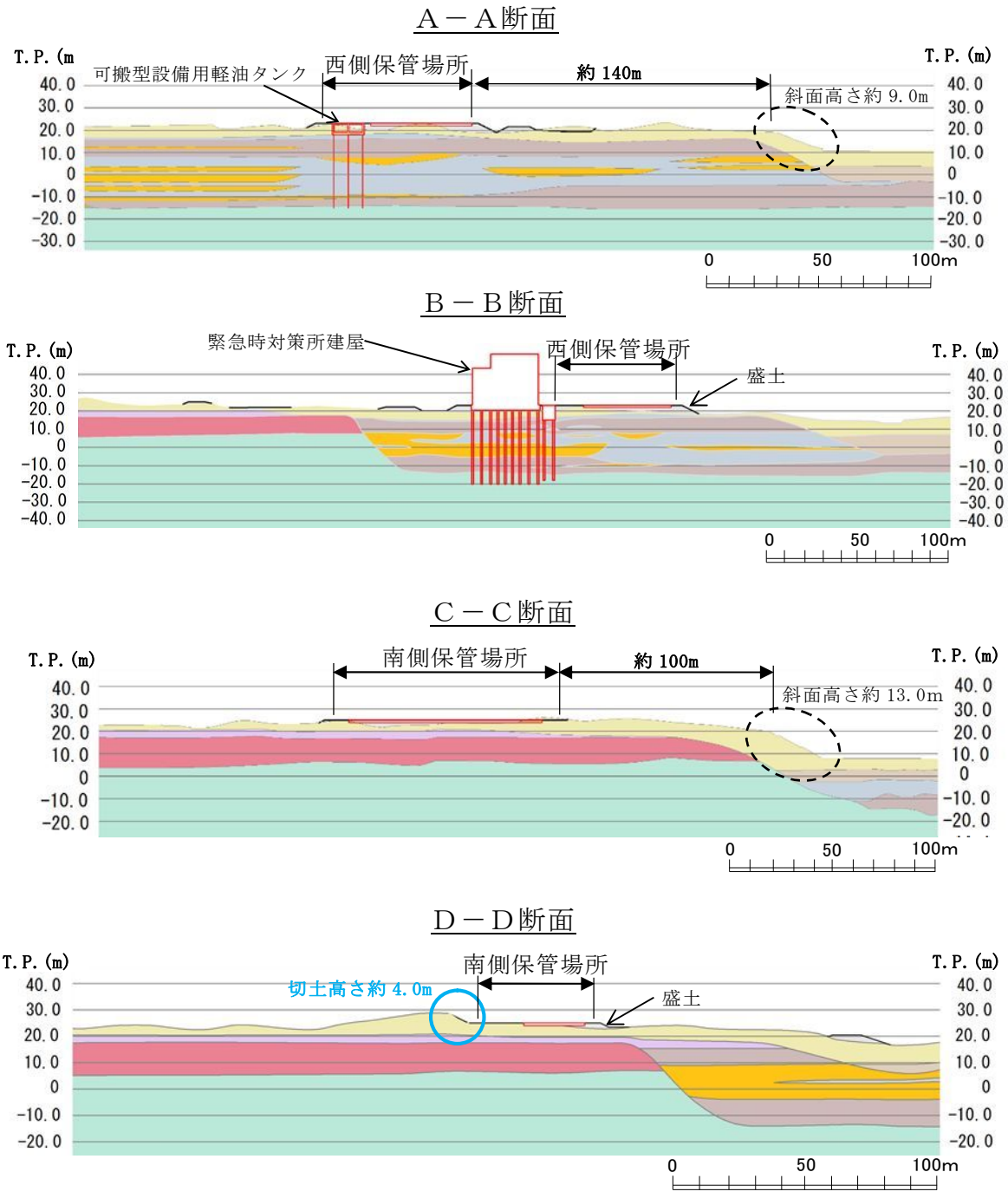
・西側保管場所の周辺斜面は,保管場所よりも高い位置に斜面はない。敷

地下斜面は保管場所の東側に斜面高さ約 9.0m の斜面があるが,保管場所は斜面高さに対して十分離れて（約 140m）いる。（Ａ－Ａ断面）。また,最大高さ約 4.5m の盛土で造成されていることから,当該箇所を敷地下斜面として選定する（ｂ－ｂ断面）。

・南側保管場所は,周辺斜面として高さが最も高い南側の斜面（高さ約 4.0m）を評価対象斜面として選定する（Ｄ－Ｄ断面）。敷地下斜面は保管場所の東側に斜面高さ約 13.0m の斜面があるが,保管場所は斜面高さに対して十分離れて（約 100m）いる（Ｃ－Ｃ断面）。また,最大高さ約3.0mの盛土で造成されていることから,当該箇所を敷地下斜面として選定する（ｄ－ｄ断面）。

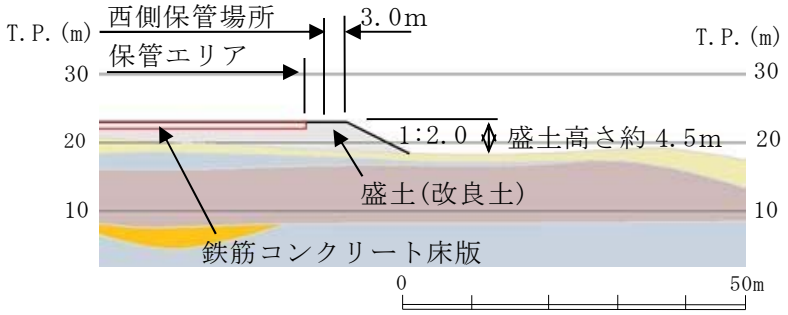


第 4.3.2-2 図 保管場所の周辺斜面の崩壊及び敷地下斜面の
すべりに対する影響評価断面位置図

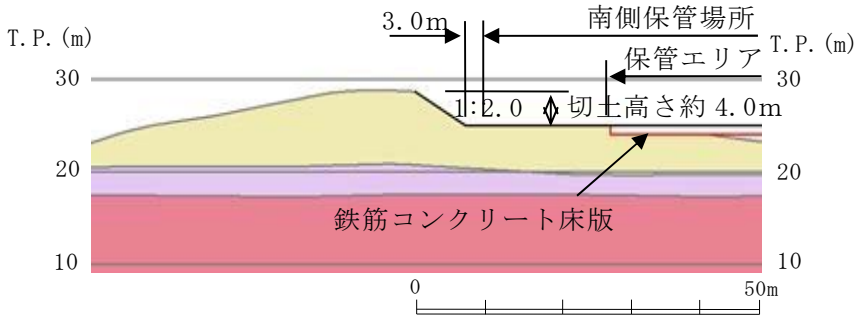


第 4.3.2-3 図 保管場所の周辺斜面の崩壊及び敷地下斜面の
すべりに対する影響評価断面図（1／2）

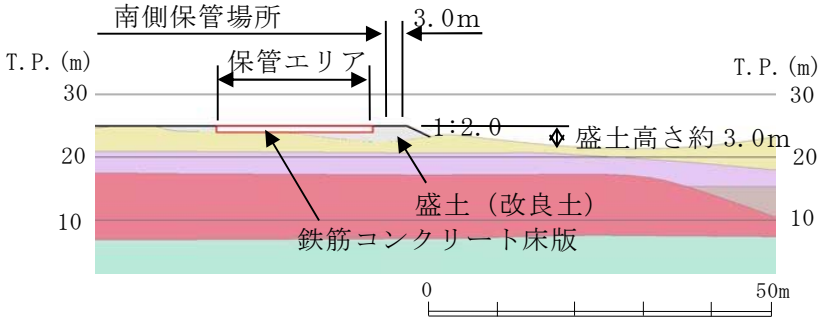
西側保管場所 北側盛土断面（ｂ－ｂ断面）



南側保管場所 南側切土断面（Ｄ－Ｄ断面拡大）



南側保管場所 北側盛土断面（ｄ－ｄ断面）



凡例

構造物

造成面

記号	堆積層
fl	
du	
Ag2	
D2c-3	
D2s-3	

記号	堆積層
D2g-3	
Im	
D1g-1	
Km	

第 4.3.2-3 図 保管場所の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断面図（2／2）

ｂ．保管場所の安定性確認

抽出された評価断面について，別紙（37）にて基準地震動Ｓｓに耐性があることを確認したＤ／Ｃの西側斜面と地質・斜面形状の比較を実施し，基準地震動Ｓｓに対する安定性を確認する。

ｃ．評価基準の設定

保管場所の周辺斜面が，Ｄ／Ｃの西側斜面よりも斜面高さが低く緩斜面であり，かつ，地質がすべりが想定される範囲で同一であることを評価基準とする。

ｄ．周辺斜面の崩壊後及び敷地下斜面のすべり後の堆積形状

Ｄ／Ｃの西側斜面との比較・評価の結果，崩壊及びすべりのおそれがある断面については，当該斜面が崩壊し，土砂が流出するものと想定する。崩壊土砂の到達距離については，斜面高さと到達距離などの関係が整理されている各種文献より，斜面高さの 2 倍を崩壊土砂の到達距離とし，堆積形状は崩壊前後の土砂量が等しくなるものとする。（別紙（13）参照）

(2)　評価結果

保管場所の周辺斜面は，基準地震動Ｓｓに対して耐性のあるＤ／Ｃの西側斜面と比較すると第 4.3.2-1 表のとおりすべりが想定される範囲で地質は同一であり，緩斜面かつ斜面高さが低いことから基準地震動Ｓｓに対して裕度があり，崩壊及びすべりは発生しないことを確認した。

また，保管場所の敷地下斜面は，盛土の施工において，改良土等により，安定性が確認されている強度（地山（du 層）相当）を確保する。

なお，保管場所は周辺斜面の法尻及び敷地下斜面の法肩から 3m の離隔を

確保して配置する。更に，可搬型設備を保管するエリア（以下「保管エリア」という。）は，周辺斜面から十分な離隔距離（南側保管場所 約 24m）を確保して，鉄筋コンクリート床版を設置することとしている。

評価結果を第 4.3.2-2 表に示す。

第 4.3.2-1 表　各保管場所及びＤ／Ｃの西側斜面の地質及び斜面形状

	評価基準	周辺斜面	敷地下斜面	
	D／C の西側斜面	南側保管場所（南側切土）	西側保管場所（北側盛土）	南側保管場所（北側盛土）
地質	du 層	du 層	盛土※	盛土※
斜面勾配	1:1.9	1:2.0	1:2.0	1:2.0
斜面高さ	14m	最大約 4.0m	最大約 4.5m	最大約 3.0m

※盛土の施工において，改良土等により，安定性が確認されている強度（地山（du 層）相当）を確保する。

第 4.3.2-2 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結果

被害要因	評価結果	
	西側保管場所	南側保管場所
(3)周辺斜面の崩壊	・保管場所周辺に斜面がないことを確認した。	・保管場所の周辺斜面が崩壊しないことを確認した。
(4)敷地下斜面のすべり	・保管場所の敷地下斜面が崩壊しないことを確認した。	同左

4.3.3　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 4.3.3-1 図に飽和地盤及び不飽和地盤の沈下量算出フローを示す。

保管場所は，砂質地盤（盛土・埋戻土（f1），du 層，D2s-3 層，D2g-3 層及び D1g-1 層）等からなることから，不等沈下及び傾斜に対する評価を実施する。

沈下の影響因子としては，飽和砂質地盤の液状化によるものと，不飽

和砂質地盤の揺すり込みによるものを想定する。

・飽和砂質地盤の液状化による沈下量は,一次元有効応力解析による残留変位（C）と，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,飽和砂質土層の厚さ（h2）を乗じた沈下量を足し合わせて算出する。

・不飽和砂質地盤の揺すり込みによる沈下量は,鉄道構造物等設計標準・同解説 耐震設計※2に示されている方法に基づき算定した沈下量から沈下率（A）を設定し，不飽和砂質土層の厚さ（h1）を乗じて算出する。

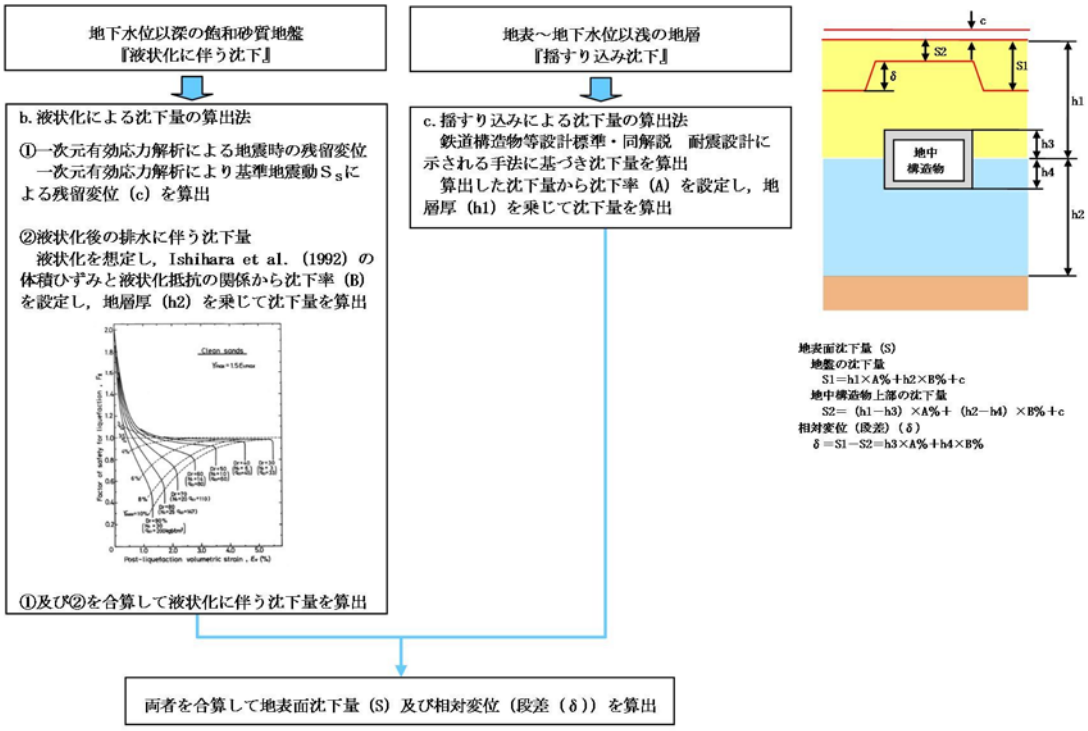
※1　Kenji Ishihara and Mitsutoshi Yoshimine（1992）:Evaluation Of Settlements In Sand Deposits Following Liquefaction During Earthquakes;Solis And Foundations Vol32,No.1,172-188

※2 鉄道総合技術研究所編（1999）：鉄道構造物等設計標準・同解説　耐震設計，p.323

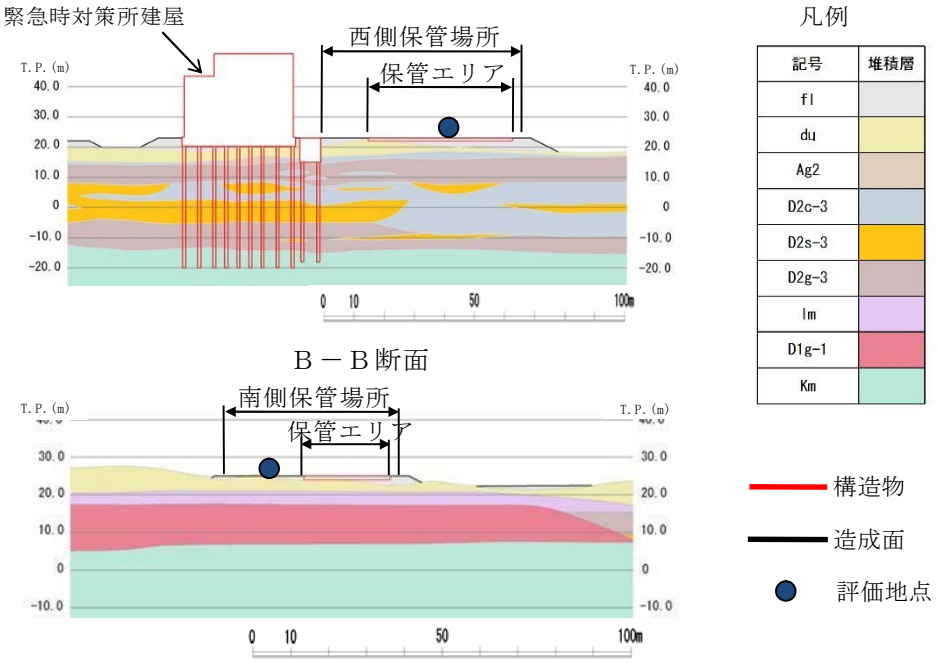
各保管場所における液状化及び揺すり込み沈下による不等沈下に対する影響評価断面の位置図及び断面図を第 4.3.3-2 図に示す。なお,保管エリアは,路面を補強するため鉄筋コンクリート床版を設置する計画である。

鉄筋コンクリート床版は，液状化等に伴う不等沈下や，地震時や竜巻時の可搬型設備の荷重に対し，可搬型設備の保管に十分耐え得る構造として，厚さ 1m 程度の床版とする。なお，別紙(38)を踏まえた，b.砂質地盤に液状化を仮定した噴砂による不陸については,鉄筋コンクリート床版による路面補強を行うため影響はない。

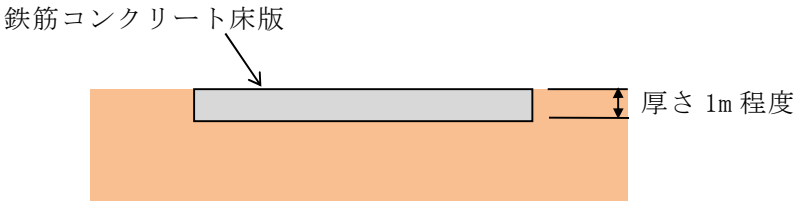
保管エリアの路面補強のイメージを第 4.3.3-3 図に示す。



第 4.3.3-1 図　飽和地盤及び不飽和地盤の沈下量算出フロー



第 4.3.3-2 図 各保管場所における液状化及び揺すり込み沈下による不等沈下に対する影響評価断面の位置図及び断面図



第 4.3.3-3 図 保管エリアの路面補強のイメージ

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,地下水位以深の飽和砂質地盤を,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～地下水位以浅の不飽和砂質地盤を,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。

b．液状化による沈下量の算出法

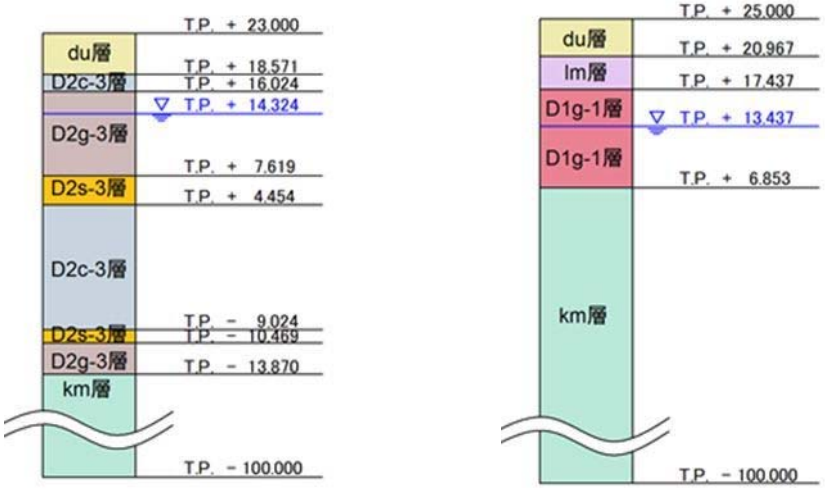
・液状化による沈下量は，液状化を含めた地震時の地盤の変形とその後の排水沈下を想定する。前者は有効応力解析による地震時の残留変位により算出し，後者は液状化後の排水に伴う沈下量を算出する。両者を合算して液状化による沈下量とする。

① 有効応力解析による地震時の残留変位

保管場所の地震時の残留変位は，有効応力解析(FLIP)により算出する。西側保管場所及び南側保管場所直下の地質・地質構造は概ね水平成層になっていることから，一次元モデルにより検討を行う。西側保管場所及び南側保管場所のそれぞれ１点を選定し，それぞれの地点での基準地震動Ｓ$_s$による残留変位を算出する。(第 4.3.3-2 図及び第 4.3.3-4 図)。（別紙（39）参照）

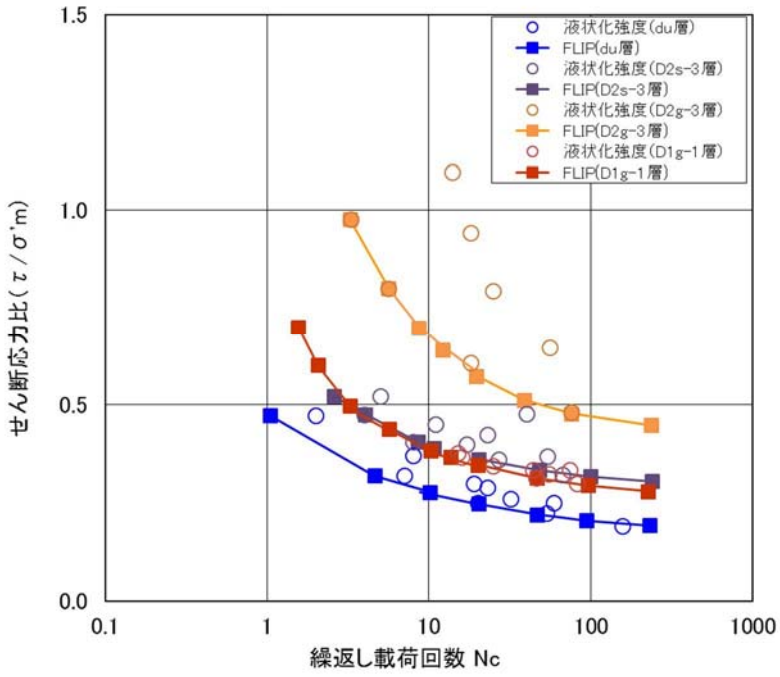
一次元有効応力解析に用いる解析用物性値は，地盤調査結果及び室内試験により得られた各地層の物性値を用いる。当該箇所に分布する飽和砂質地盤（盛土・埋戻土（f1），du 層，D2s-3 層，D2g-3 層及び D1g-1 層）の液状化パラメータについては，液状化現象を考慮できるよう室内試験で得られた液状化強度の平均と標準偏差を適切に考慮して設定する。（第 4.3.3-5 図）。

一次元有効応力解析の解析モデルは，地表面から T.P.-100m とした。解析モデルの境界条件としては，静的解析においては底面は固定境界及び側方は水平変位拘束（鉛直ローラー境界と同等の条件）とし，動的解析においては底面は粘性境界及び側方は周期境界とする。また，解析要素分割における要素の最大高さは，考慮するせん断波の波長を適切に分割できるよう設定する。なお，最小要素高さについては 1m 程度を目安とした。地震動は，解析モデル下端に入力し，入力地震動は，解放基盤表面で定義された基準地震動Ｓ$_s$をモデル下端位置まで一次元波動論により立ち上げたものを用いる。(第 4.3.3-6 図)

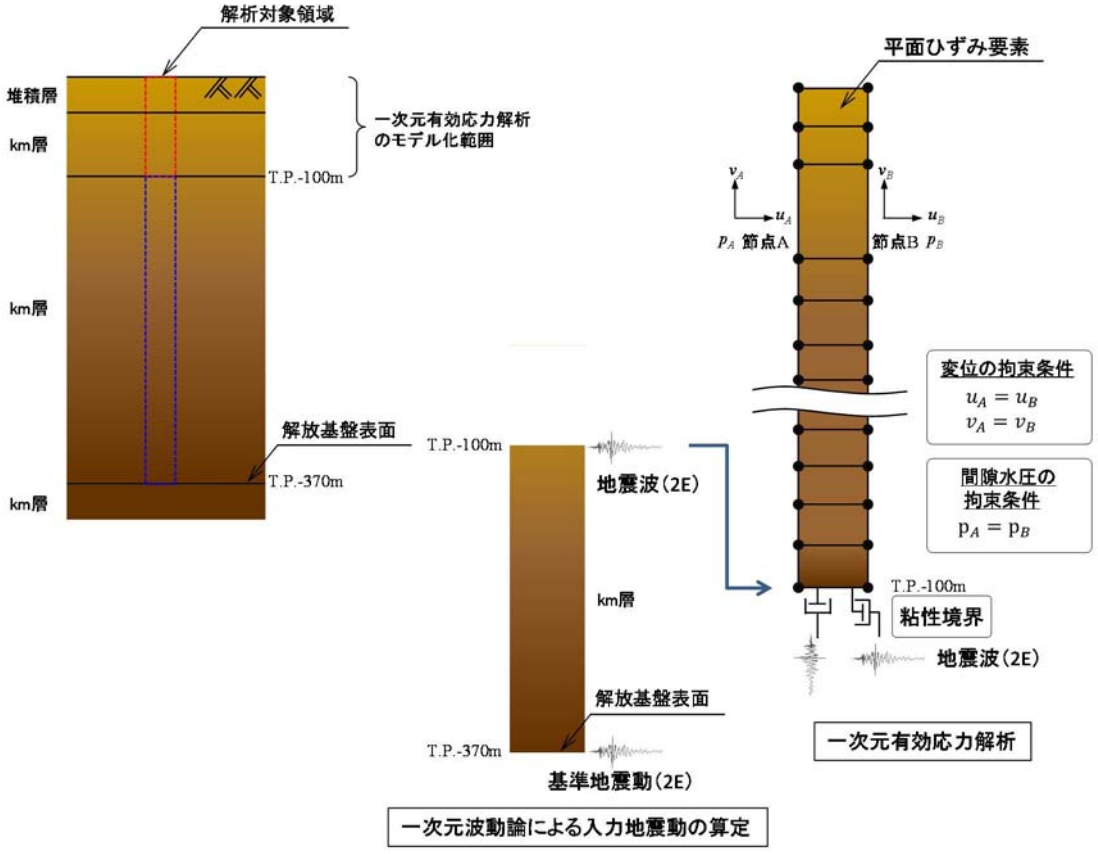


（ａ）西側保管場所　　（ｂ）南側保管場所

第 4.3.3-4 図　一次元有効応力解析モデル



第 4.3.3-5 図　液状化強度特性



第 4.3.3-6 図　保管場所の解析モデルの概念図

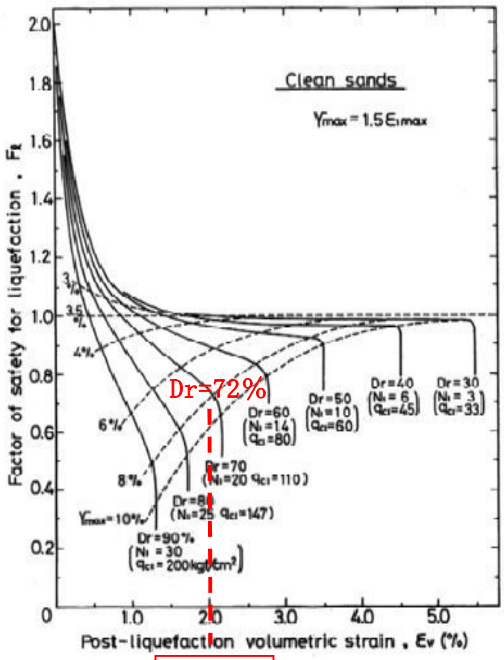
②液状化後の排水に伴う沈下量

第 4.3.3-7 図に体積ひずみと液状化抵抗の関係（Ishihara et al. 1992）及び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，保管場所周辺に分布する飽和砂質地盤の調査結果から，保守的に最も相対密度の小さい D2s-3 層の相対密度 72%を全ての対象層に適用する。（別紙（40）参照）

・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，一次元有効応力解析の結果に依らず，保守的に最大せん断ひずみレベルの体積ひずみである 2.0%と設定し，飽和砂質地盤の地層厚（h2）を乗じて沈下量を算出する。



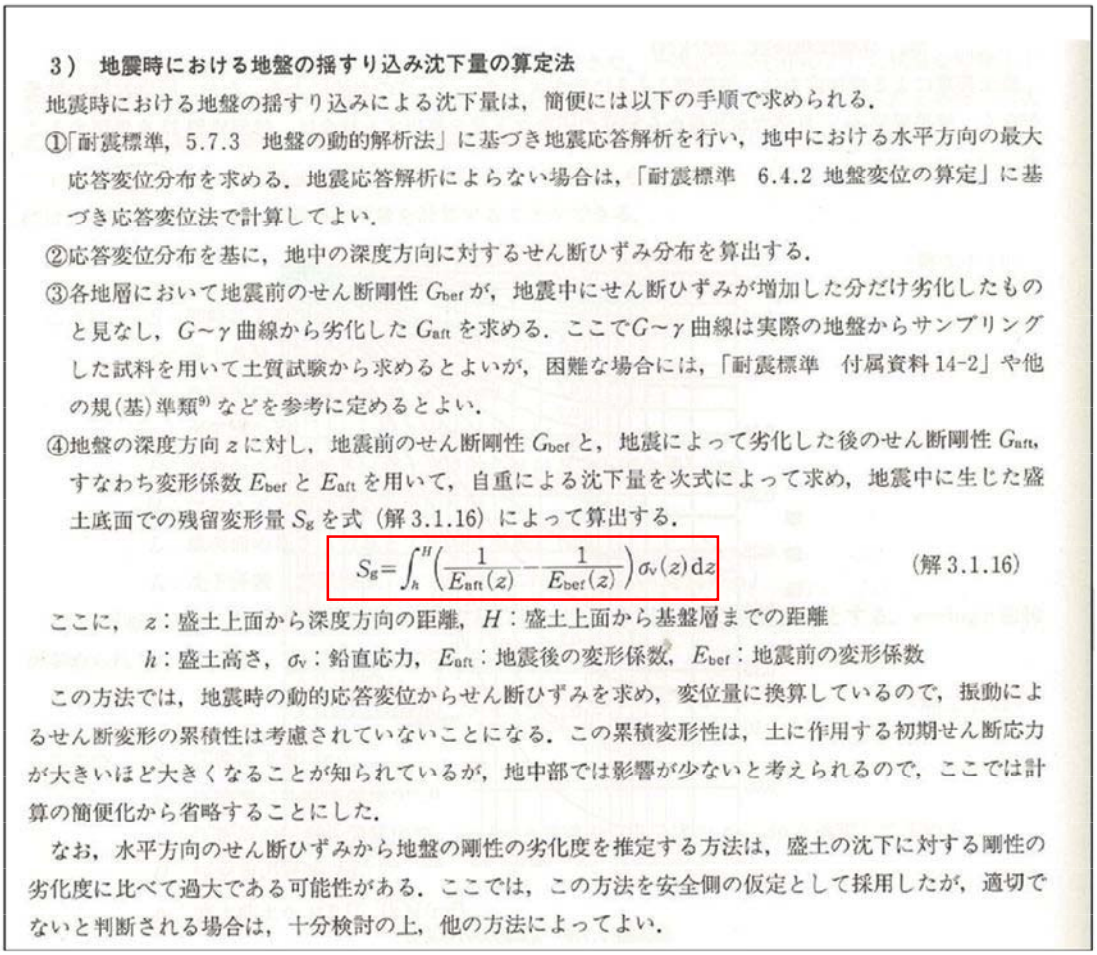
（Ishihara et al.1992 に加筆）

液状化に伴う沈下：沈下率 2.0%

第 4.3.3-7 図　体積ひずみと液状化抵抗の関係及び想定する沈下率

c．揺すり込みによる沈下量の算出法

地震時の地下水位以浅の不飽和地盤の揺すり込み沈下量の算定方法を下記に示す。



3） 地震時における地盤の揺すり込み沈下量の算定法

地震時における地盤の揺すり込みによる沈下量は，簡便には以下の手順で求められる．

①「耐震標準，5.7.3 地盤の動的解析法」に基づき地震応答解析を行い，地中における水平方向の最大応答変位分布を求める．地震応答解析によらない場合は，「耐震標準 6.4.2 地盤変位の算定」に基づき応答変位法で計算してよい．

②応答変位分布を基に，地中の深度方向に対するせん断ひずみ分布を算出する．

③各地層において地震前のせん断剛性 G_{bef} が，地震中にせん断ひずみが増加した分だけ劣化したものと見なし，$G\sim\gamma$ 曲線から劣化した G_{aft} を求める．ここで$G\sim\gamma$ 曲線は実際の地盤からサンプリングした試料を用いて土質試験から求めるとよいが，困難な場合には，「耐震標準 付属資料 14-2」や他の規(基)準類[9] などを参考に定めるとよい．

④地盤の深度方向 z に対し，地震前のせん断剛性 G_{bef} と，地震によって劣化した後のせん断剛性 G_{aft}，すなわち変形係数 E_{bef} と E_{aft} を用いて，自重による沈下量を次式によって求め，地震中に生じた盛土底面での残留変形量 S_g を式（解 3.1.16）によって算出する．

$$S_g=\int_h^H\left(\frac{1}{E_{aft}(z)}-\frac{1}{E_{bef}(z)}\right)\sigma_v(z)\,dz \qquad \text{(解 3.1.16)}$$

ここに，z：盛土上面から深度方向の距離，H：盛土上面から基盤層までの距離

h：盛土高さ，σ_v：鉛直応力，E_{aft}：地震後の変形係数，E_{bef}：地震前の変形係数

この方法では，地震時の動的応答変位からせん断ひずみを求め，変位量に換算しているので，振動によるせん断変形の累積性は考慮されていないことになる．この累積変形性は，土に作用する初期せん断応力が大きいほど大きくなることが知られているが，地中部では影響が少ないと考えられるので，ここでは計算の簡便化から省略することにした．

なお，水平方向のせん断ひずみから地盤の剛性の劣化度を推定する方法は，盛土の沈下に対する剛性の劣化度に比べて過大である可能性がある．ここでは，この方法を安全側の仮定として採用したが，適切でないと判断される場合は，十分検討の上，他の方法によってよい．

（出展：鉄道構造物等設計標準・同解説　耐震設計 p323，平成 11 年 10 月）

沈下量は，各検討箇所での基準地震動による一次元等価線形解析を実施し，地震前後のせん断弾性係数から算定した。一般的な弾性論でのせん断弾性係数と変形係数の関係は以下の式で示される。

$$G=\frac{E}{2(1+\nu)}$$

ここに，G：せん断弾性係数(kN/m^2)

E：変形係数(kN/m^2)

ν：動ポアソン比

である。

第 4.3.3-2 図及び第 4.3.3-4 図に揺すり込み沈下量を算出した地点と解析モデルを示す。

第 4.3.3-1 表に各検討箇所の揺すり込み沈下率の算定結果を示す。

基準地震動S_sによる沈下率は極めて小さい値であるが,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も考慮し,沈下率(不飽和地盤沈下量/不飽和地盤層厚)を保守的に 1%と設定する。

第 4.3.3-1 表　不飽和地盤の揺すり込み沈下率算定結果

検討箇所	標高 (T.P.)	Ss-D1	Ss-11		Ss-12		Ss-13	
			NS	EW	NS	EW	NS	EW
西側保管場所	+23.0m	0.007%	0.005%	0.005%	0.004%	0.004%	0.004%	0.003%
南側保管場所	+25.0m	0.012%	0.004%	0.005%	0.006%	0.006%	0.006%	0.006%

検討箇所	標高 (T.P.)	Ss-14		Ss-21		Ss-22		Ss-31
		NS	EW	NS	EW	NS	EW	
西側保管場所	+23.0m	0.004%	0.004%	0.008%	0.006%	0.007%	0.005%	0.006%
南側保管場所	+25.0m	0.010%	0.005%	0.012%	0.007%	0.012%	0.011%	0.018%

揺すり込みによる沈下率：1%

d．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。評価基準値としては,安全率 1.0 とする。

・液状化については,地下水位以深の飽和砂質地盤を,すべて液状化による沈下の対象層として想定した。

・浮き上がりの評価対象は,西側保管場所下部に埋設される可搬型設備用

軽油タンクとし,以下の条件に該当する場合は浮き上がりの評価を実施する。

条件①　構造物下端よりも地下水位が高い箇所

なお,南側保管場所下部には地中埋設構造物は設置されないため，浮き上がりの評価対象は存在しない。

ｅ．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，防潮堤の設置により地下水位が上昇する可能性を考慮し,保守的に設定する。（別紙（41）参照）

ｆ．評価基準値の設定

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及び縦横断勾配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※1 及び登坂可能な勾配 12%※2,3 とする。

※1：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）
※2：道路構造令 第 20 条及び林道規程 第 20 条より（可搬型設備の移動速度を 10km／h と想定していること，私有地内で交通量が少ないことから，縦断勾配は 12%を適用する。）
※3：小規模道路の平面線形及び縦断勾配の必要水準に関する基礎的検討（濱本ら，2012）では，積雪時における登坂可能な勾配を 15%としているが，車両の通行の確実性を考慮し，本評価における評価基準値としては保守的な 12%を適用する。

(2)　評価結果

ａ．不等沈下の評価

評価結果を第 4.3.3-2 表に示す。

液状化及び揺すり込みによる不等沈下については,西側保管場所及び南側保管場所の保管エリアに鉄筋コンクリート床版を設置する予定としており,床版と周辺の地盤の境界では最大 2cm（床版の厚さ 1m の場合）

の段差と想定されることから,車両通行に影響はない。

第 4.3.3-2 表　不等沈下に対する影響評価結果

被害要因	評価結果	
	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	・保管場所の不等沈下は，可搬型設備への影響がないことを確認した。	同左

b．傾斜の評価

第4.3.3-8図,第4.3.3-9図に各保管場所の液状化及び揺すり込みに対する影響評価断面の位置図及び断面図を示す。また,第 4.3.3-3 表,第 4.3.3-4 表に各保管場所の液状化及び揺すり込みによる傾斜を示す。

液状化及び揺すり込みによる傾斜については,評価地点のうち,想定される最大沈下が発生した場合の傾斜（最大沈下量／保管場所の幅）を仮定した場合でも最大で 1.3%（西側保管場所（A-A断面）において,総沈下量が最大となる南側の沈下と,北側が沈下しなかった場合の保管場所の傾斜）であり,緊急車両が登坂可能な勾配 12%以下のため車両通行に影響はない。

評価結果を第 4.3.3-5 表に示す。

第 4.3.3-8 図　西側保管場所の液状化及び揺すり込みに対する
影響評価断面の位置図及び断面図

第 4.3.3-3 表　西側保管場所の液状化及び揺すり込みによる傾斜

沈下対象層		南側		中央部		北側	
		対象厚さ (m)	沈下量 (cm)	対象厚さ (m)	沈下量 (cm)	対象厚さ (m)	沈下量 (cm)
地下水位以深	盛土	0.0	0.0	1.7	3.4	3.0	6.0
	du 層	4.4	8.8	1.8	3.6	1.0	2.0
	D2s-3 層	9.4	18.8	4.2	8.4	1.3	2.6
	D2g-3 層	15.1	30.2	11.7	23.4	13.7	27.4
一次元有効応力解析の残留変位		0.4cm					
総沈下量		58.2cm		39.2cm		38.4cm	
最大沈下量		58.2cm					
保管エリアの幅		48.0m					
保管エリアの傾斜（θ） （最大沈下量／保管エリアの幅）		1.3%					

第 4.3.3-9 図　南側保管場所の液状化及び揺すり込みに対する
影響評価断面の位置図及び断面図

第 4.3.3-4 表　南側保管場所の液状化及び揺すり込みによる傾斜

沈下対象層		南側		中央部		北側	
		対象厚さ (m)	沈下量 (cm)	対象厚さ (m)	沈下量 (cm)	対象厚さ (m)	沈下量 (cm)
地下水位以深	盛土	0.0	0.0	0.2	0.4	1.5	3.0
	du 層	3.1	6.2	3.0	6.0	1.7	3.4
	D1g-1 層	10.5	21.0	10.4	20.8	10.3	20.6
一次元有効応力解析の残留変位		0.5cm					
総沈下量		27.7cm		27.7cm		27.5cm	
最大沈下量		27.7cm					
保管エリアの幅		23.1m					
保管エリアの傾斜（θ） （最大沈下量／保管エリアの幅）		1.2%					

第 4.3.3-5 表　傾斜に対する影響評価結果

被害要因	評価結果	
	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傾斜	・保管場所の傾斜は，可搬型設備への影響がないことを確認した。	同左

ｃ．浮き上がりの評価

評価結果を第 4.3.3-6 表に示す。

西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，基準地震動Ｓｓ機能維持設備であることから，浮き上がりが生じない設計とし，以下の点を考慮して設計を行う。

・周辺地盤の基準地震動Ｓｓに対する有効応力の変化を考慮した地震時影響評価は，有効応力解析により部材の応力等を求め，S_s機能維持を確認する。

・有効応力解析に用いる解析用物性値は，地盤調査及び室内試験により得られた各地層の物性値を用いる。当該箇所に分布する飽和砂質地盤の解析用の液状化強度特性は，室内試験で得られた液状化強度の平均と標準偏差を適切に考慮して設定する。

・本施設は杭基礎構造であり，液状化を仮定した場合においても，杭基礎が支持性能を確保できることを確認する。

第 4.3.3-6 表　浮き上がりに対する影響評価結果

被害要因	評価結果	
	西側保管場所	南側保管場所
(5)液状化に伴う浮き上がり	・保管場所の地中埋設構造物は，浮き上がりが生じない設計とする。	・保管場所に地中埋設構造物がないことを確認した。

4.3.4　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

西側及び南側保管場所について，可搬型設備の総重量及び鉄筋コンクリート床版の重量より，常時接地圧及び地震時接地圧を以下により算出

した。

・常時接地圧：可搬型設備の総重量及び鉄筋コンクリート床版（厚さ1mの場合）の重量の和を鉄筋コンクリート床版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

※1　基準地震動S_sによる各保管場所の地表面での下向きの鉛直最大応答加速度から鉛直震度係数を算出

算出結果を第4.3.4-1表に示す。

第4.3.4-1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係数

	西側保管場所	南側保管場所
地表面での 鉛直最大応答加速度	511gal	560gal
鉛直震度係数	1.52	1.57

(2)　評価基準値の設定

西側及び南側保管場所は，主に砂質土で構成されていることから，道路橋示方書※2を参考に砂地盤の最大地盤反力度（常時）の 400kN／m^2を評価基準値とする。

※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)　評価結果

評価結果を第4.3.4-2表に示す。

西側及び南側保管場所は，地盤支持力について評価した結果，地震時接地圧は評価基準値内であり，影響がないことを確認した。

第 4.3.4-2 表　地盤支持力に対する影響評価結果

被害要因	評価項目	評価結果	
		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	39.5kN／m^2	40.3kN／m^2
	評価基準値	400kN／m^2	400kN／m^2
	評価結果	・地震時接地圧が地盤支持力を下回ることを確認した。	同左

4.3.5　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】

評価結果を第 4.3.5-1 表に示す。

西側保管場所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S_s機能維持設備のため,損壊が生じない設計とする。

南側保管場所下部には地中埋設構造物は設置されないため,損壊の評価対象は存在しない。

第 4.3.5-1 表　地中埋設構造物の損壊に対する影響評価

被害要因	評価結果	
	西側保管場所	南側保管場所
(7)地中埋設構造物の損壊	・保管場所下部の地中埋設物は，損壊が生じない設計とする。	・保管場所に地中埋設構造物がないことを確認した。

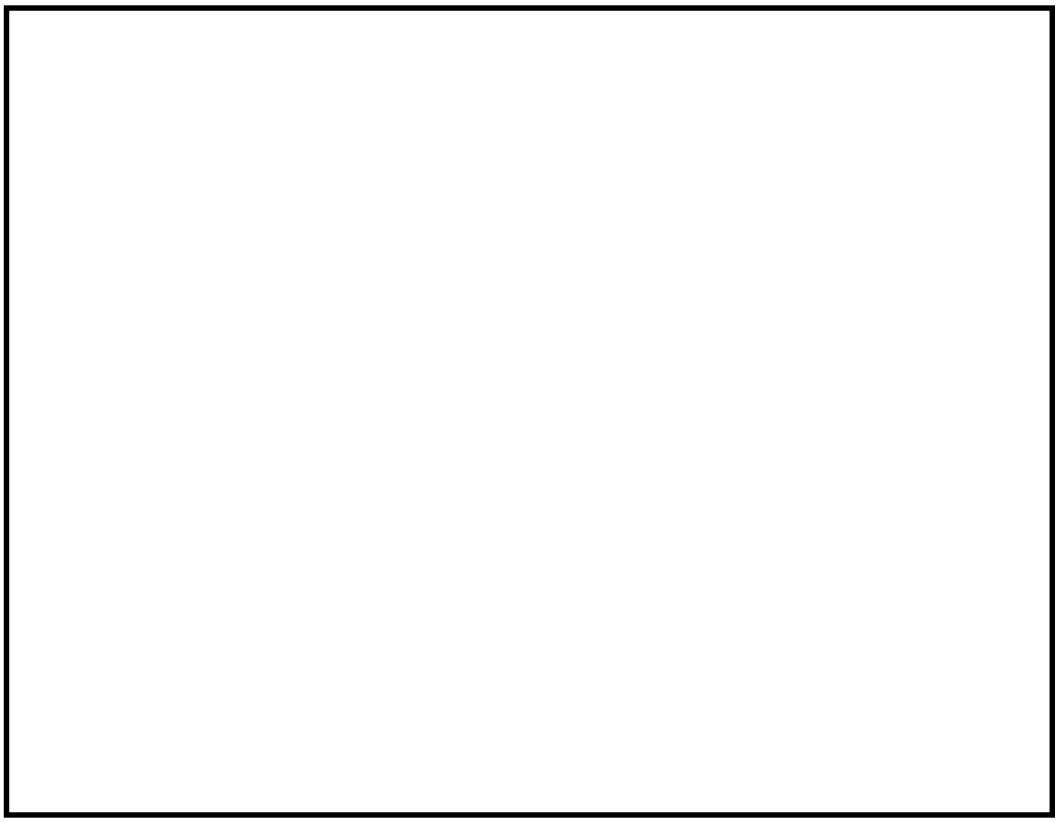
5.　屋外アクセスルートの評価

5.1　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 5.1-1 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（西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽）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，重大事故等対応要員の移動，取水場所，ホース又はケーブル敷設ルート，可搬型設備の接続口の状況把握，対応が可能である。

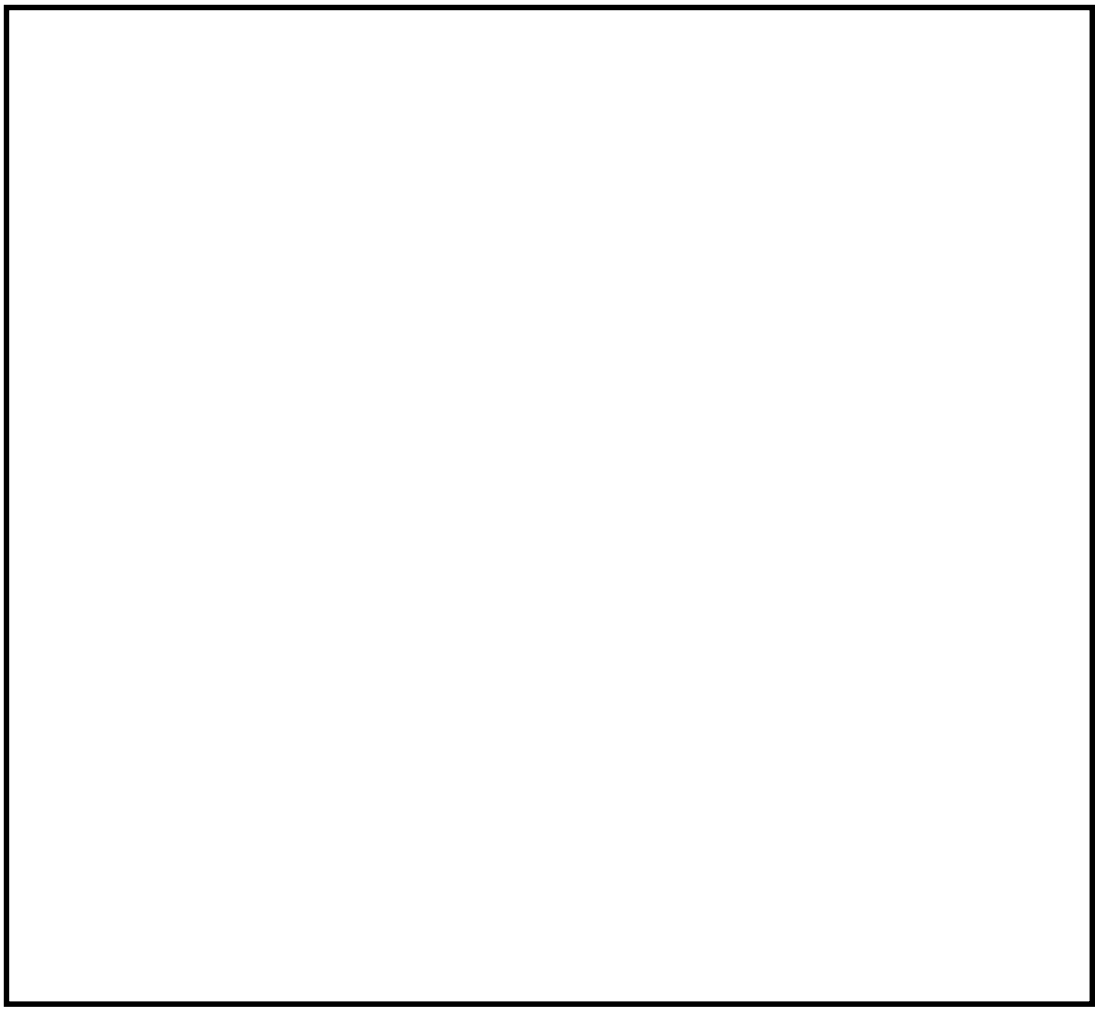
屋外アクセスルートの現場確認結果を別紙（14）に示す。

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，ホース展張車等）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，敷地内の複数箇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 5.1-1 図　保管場所～水源及び接続口までのアクセスルート概要

また，第 5.1-2 図に示すとおり，予備機置場から可搬型設備の運搬等に使用するルートとして，自主整備ルートを設定する。



第 5.1-2 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）

5.2　地震及び津波時におけるアクセスルート復旧時間評価

(1)　地震時

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。

(2)　津波時

敷地遡上津波時におけるアクセスルートについては，敷地西側に西側淡水貯水設備，高所東側接続口及び高所西側接続口を設置し，敷地遡上津波の影響を受けないルートを設定するため，復旧に要する時間の評価は不要である。

5.3　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 5.3-1 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 5.3-1 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）以外の構造物の損壊を想定し，アクセスルートへの影響を評価する。	・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る撤去，がれき上の通行及びホース等の敷設，又は別ルートを通行する。
(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想定してアクセスルートへの影響を評価する。	・アクセスルートに影響がある場合は，別ルートを通行する。 ・万一，影響を受けるアクセスルートを通行する必要がある場合は，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に該当する場合は，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。	・アクセスルートに影響がある場合は，事前対策（斜面の補強等）の実施又はホイールローダによる崩壊土砂の撤去を行う。
(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，液状化に伴う浮き上がり	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。	・アクセスルートに影響がある場合は，事前対策（路盤補強等）を実施する。
(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	地震時に発生する地中埋設構造物の損壊による段差の影響を評価する。	・アクセスルートに影響がある場合は，事前対策（路盤補強等）を実施する。

5.4　地震時の被害想定

5.4.1　周辺構造物等の倒壊・損壊による影響評価

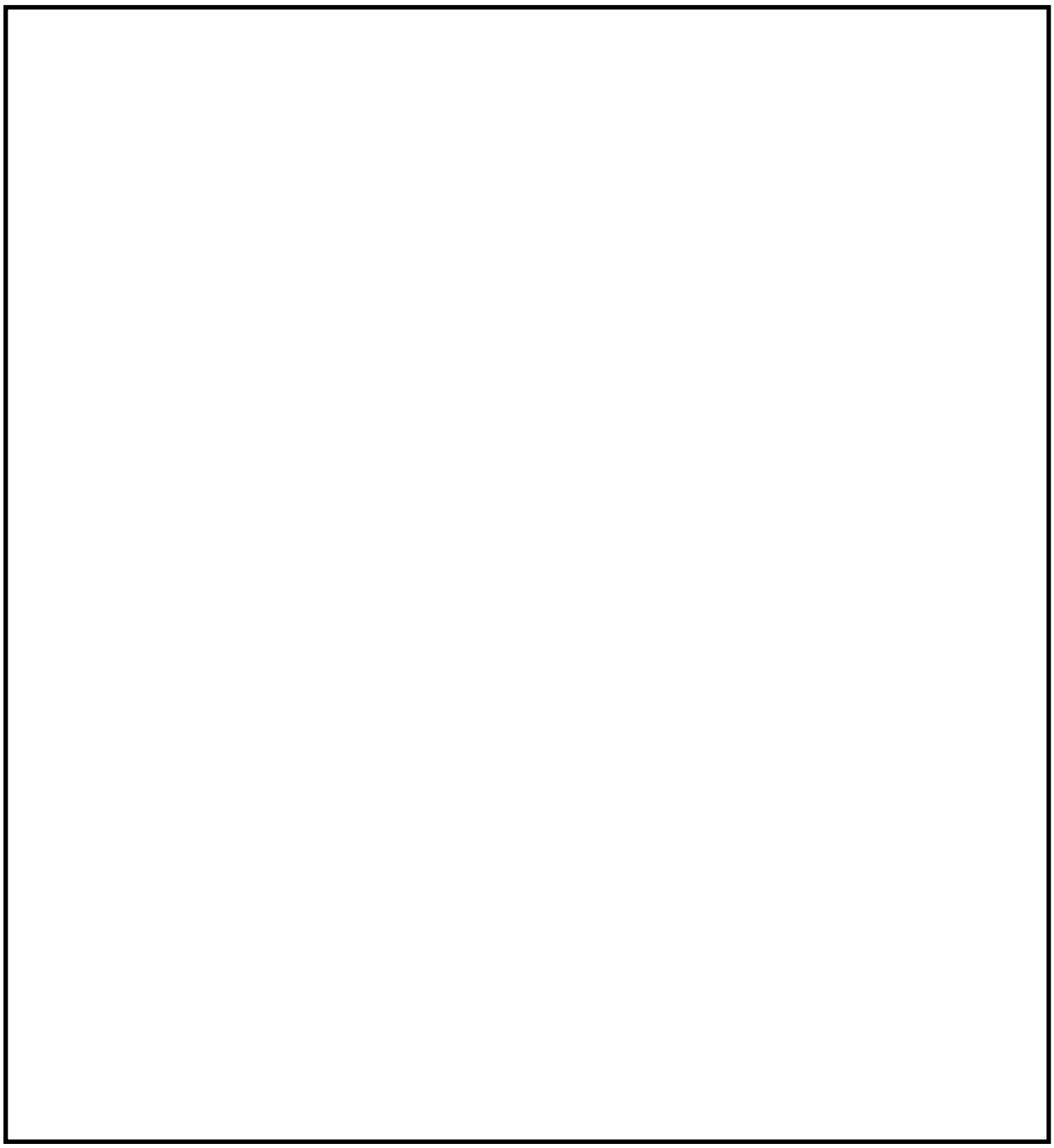
【(1) 周辺構造物の倒壊（建屋，送電鉄塔等)】

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5.4.1-1図及び第5.4.1-1表に示すとおり，構造物等の損壊によるがれきの影響は受ける（別紙（15）参照）ものの，アクセス性を確保することが可能であることを確認した。

・構造物等の損壊に伴うがれきの発生により，アクセスルートの必要な幅員が確保できない場合は，ホイールローダによる撤去又はがれき上へのホース，ケーブルの敷設によりアクセス性が確保可能である。

・西側保管場所近傍に設置されている送電鉄塔は，鉄塔敷地周辺の地盤変状の影響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）が，損壊するものとして評価を行った。

・西側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は，別ルートを通行する。



第 5.4.1-1 図 構造物配置図

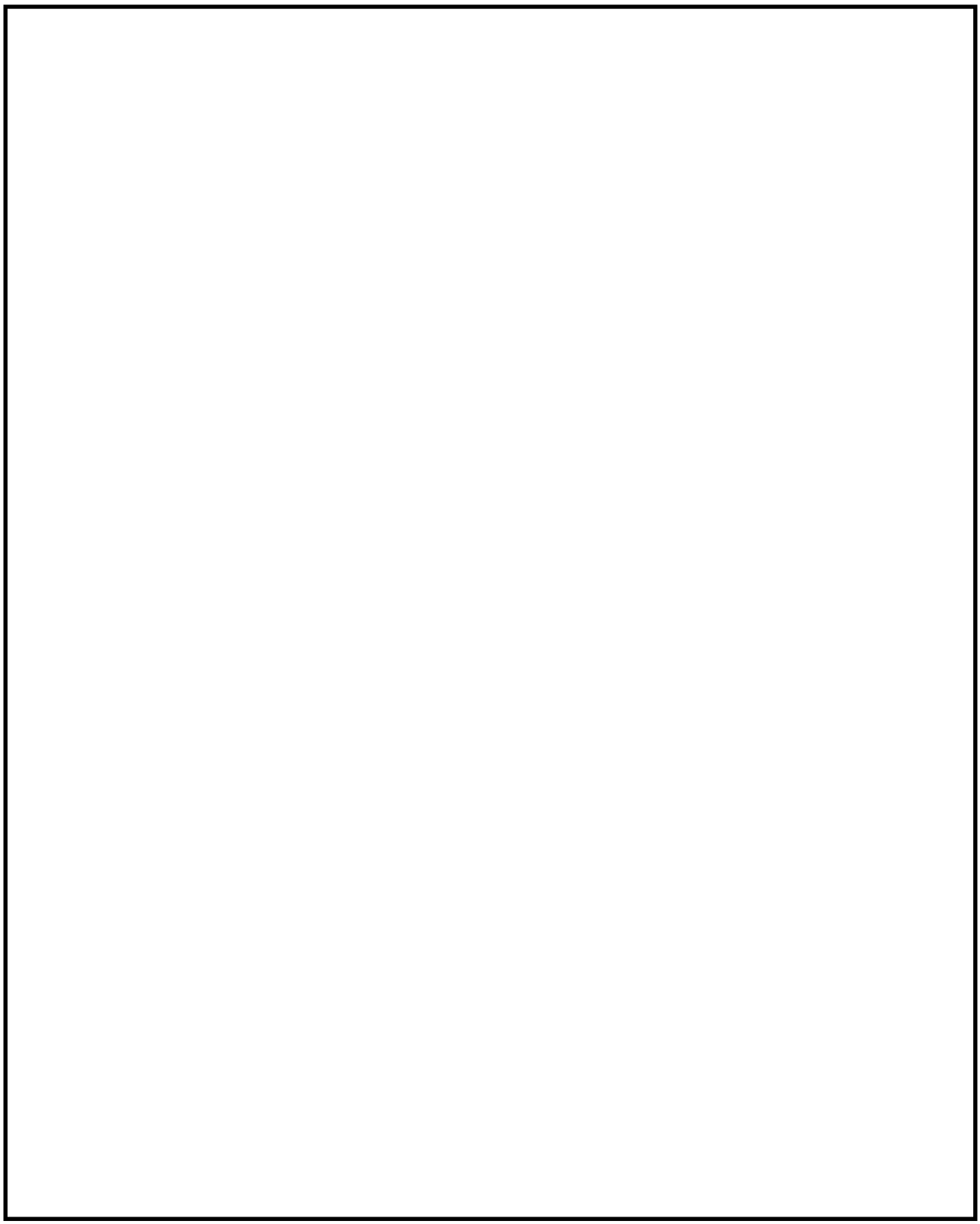
第 5.4.1-1 表 損壊時にアクセスルートの閉塞が懸念される構造物の被害想定及び対応内容

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 モルタル混錬建屋 補修装置等保管倉庫 プロパンガスボンベ庫 機材倉庫 サイトバンカー建屋（東Ⅰ） 増強廃棄物処理建屋 換気空調ダクト	・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。	・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撤去を実施又はがれき上へのホース，ケーブルを敷設することで，アクセス性が確保可能である。
サービス建屋 サービス建屋ボンベ室 固体廃棄物貯蔵庫 A 棟 固体廃棄物貯蔵庫 B 棟 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） 主排気ダクト	・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。	・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，別ルートを通行することで，アクセス性が確保可能である。
サービス建屋～チェックポイント歩道上屋 154kV 引留鉄構 サービス建屋（東Ⅰ）	・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。	・事前対策を実施するため，アクセス性が確保可能である。
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）	・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，アクセスルートを閉塞する。	・アクセスルートに送電線が垂れ下がった場合は，別ルートを通行する。 ・万一，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 5.4.1-2 図に示す。



第 5.4.1-2 図　周辺タンク等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

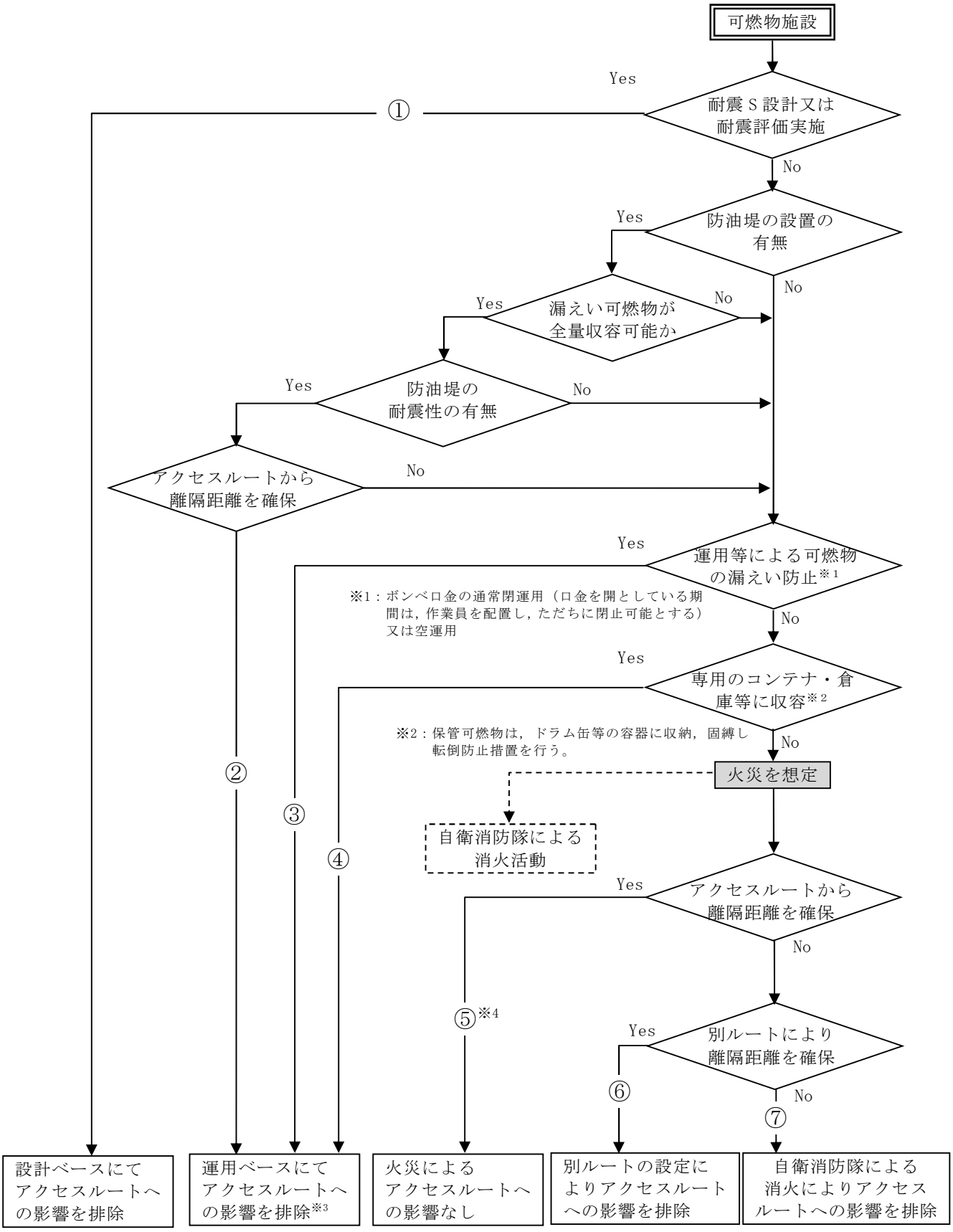
可燃物施設で漏えいが発生した場合の被害想定判定フローを第5.4.1-3図に示す。また，火災想定施設の配置を第5.4.1-4図に，火災想定施設の火災発生時における放射熱強度を第5.4.1-5図に示す。

可燃物施設について評価を実施した結果，第5.4.1-2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5.4.1-6図に示す。

・アクセスルートが火災発生時の熱影響を受ける場合は，別ルートを通行する。

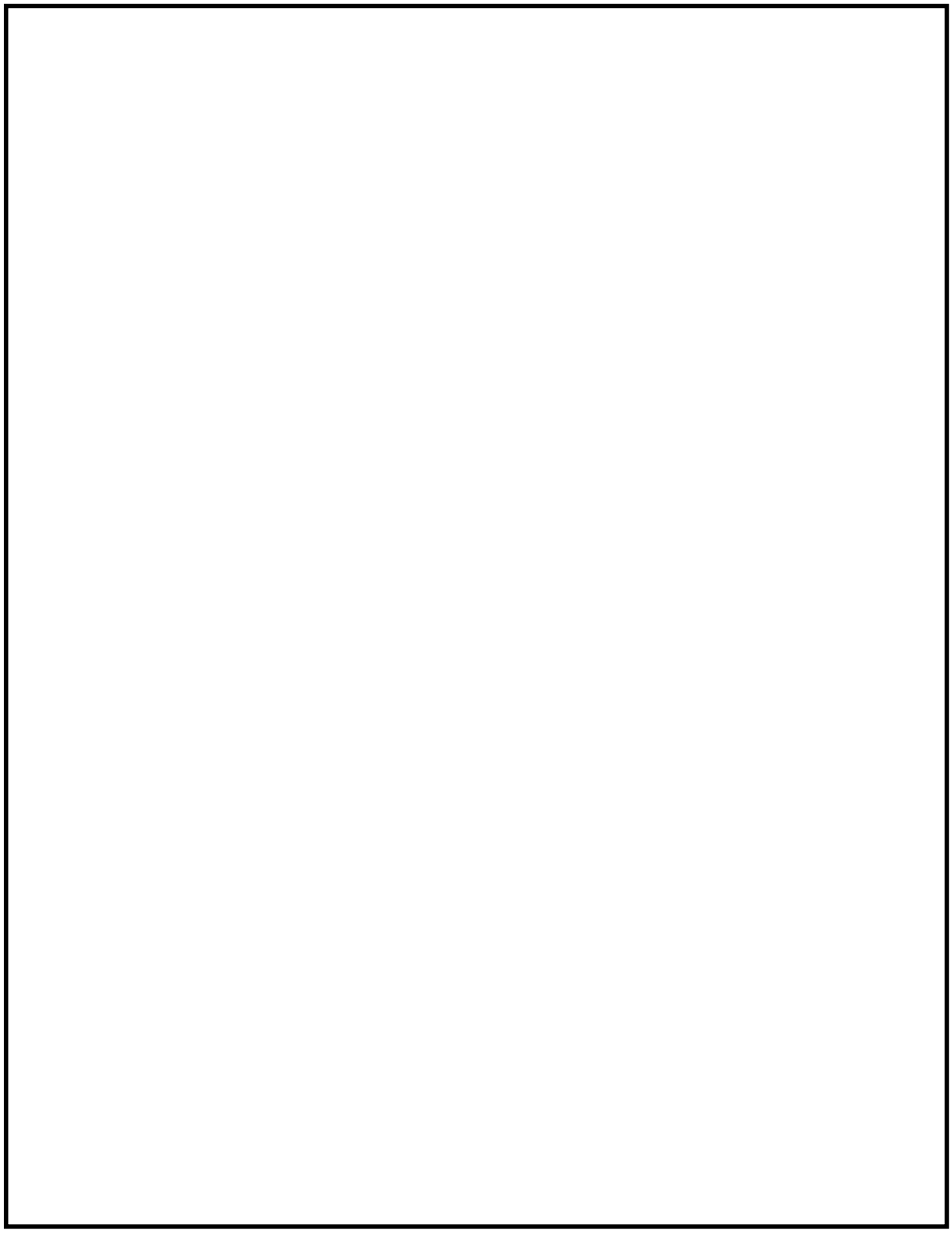
・主要な変圧器（主変圧器，予備変圧器，所内変圧器，起動変圧器）は，変圧器火災対策，事故拡大防止対策が図られていること，また，防油堤内に漏えいした絶縁油は防油堤地下の廃油槽に流下することから火災発生の可能性は極めて低い（別紙(16)参照）と考えられるが，火災が発生するものとして評価を行った。

・万一，消火活動が必要となった場合においても，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である（別紙(17)参照）。なお，消火活動は火災発生箇所近傍の使用可能な消火栓(原水タンク)又は防火水槽を用いる。

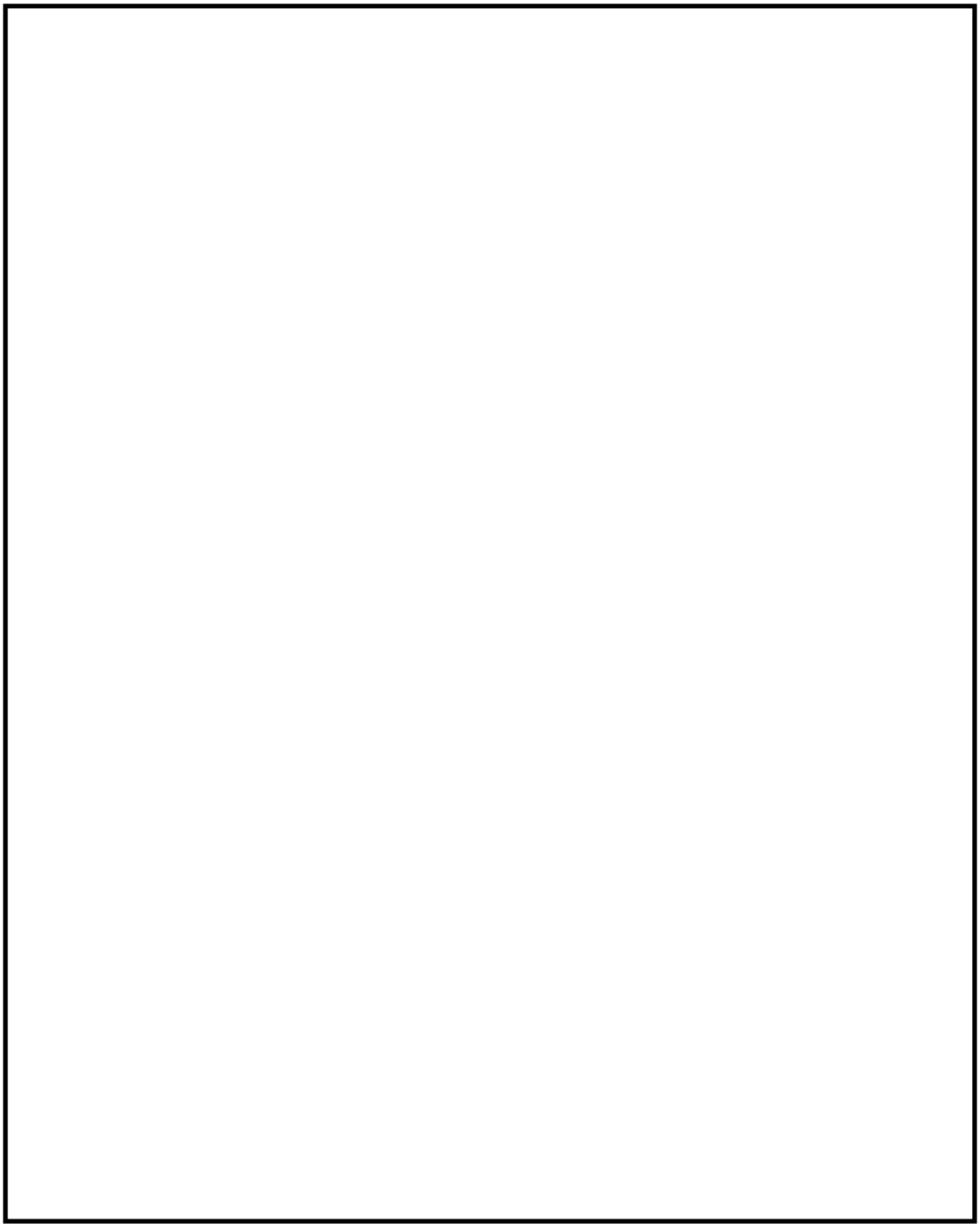


※3：火災の発生は考えにくいが，万一火災が発生した場合は自衛消防隊による消火活動を実施する（別紙(17)参照）
※4：地下埋設式の可燃物施設は，火災発生は想定しない

第 5.4.1-3 図　可燃物施設漏えい時被害想定　判定フロー



第 5.4.1-4 図　火災想定施設配置



第 5.4.1-5 図　火災時の放射熱強度

第 5.4.1-2 表　可燃物施設漏えい時被害想定（1／4）

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	－	－	－	・当該タンクは，設備更新に伴って撤去済み。 ・新設設備は，アクセスルートからの十分な離隔距離を確保した場所に設置することから，火災が発生した場合でも影響はない。	－
ディーゼル発電機用燃料タンク	軽油	970L	基準地震動Ｓｓによりタンク又は付属配管が破損し，漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	・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，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	⑤
軽油貯蔵タンク	軽油	400kL×2	なし	・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，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	①
常設代替高圧電源装置	軽油	995L×6	なし	・当該設備は耐震Ｓクラス設計とすることから，火災は発生しない。 ・万一，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	①
	潤滑油	156L×6			
可搬型設備用 軽油タンク	軽油	30kL×7	なし	・当該タンクは耐震Ｓクラス設計とすることから，火災は発生しない。 ・万一，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	①
緊急時対策所用 発電機燃料油 貯蔵タンク	軽油	75kL×2	なし	・当該タンクはＳｓ機能維持設計とすることから，火災は発生しない。 ・万一，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	①

※第 5.4.1-3 図の①～⑦の判定番号を記載

第 5.4.1-2 表　可燃物施設漏えい時被害想定（2／4）

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によりタンク又は付属配管が破損し，漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	・火災が発生した場合は別ルートを通行する。 ・万一，消火活動が必要となった場合でも，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		・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，消火活動が必要となった場合でも，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			
起動変圧器	絶縁油	45.95kL 46.75kL			
66kV 非常用変電所	絶縁油	6.6kL			
1 号エステート変圧器	絶縁油	1.1kL			
2 号エステート変圧器	絶縁油	1.1kL			
絶縁油保管タンク	－	－	なし	・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
中央制御室計器用エンジン発電機					
緊急用エンジン発電機燃料タンク					

※第 5.4.1-3 図の①～⑦の判定番号を記載

第 5.4.1-2 表　可燃物施設漏えい時被害想定（3／4）

名称	内容物	容量	被害想定	対応内容※	
重油貯蔵タンク	重油	500kL	基準地震動Ｓｓによりタンク又は付属配管が破損し，漏えいした可燃物による火災発生のおそれがある。	・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。 ・万一，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	⑤
緊急時対策室建屋地下タンク	重油	20kL		・地下埋設式のタンクであり火災は発生しない ・万一，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	⑤
緊急時対策室建屋（旧緊急時対策室）	重油	5.76kL		・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，消火活動が必要となった場合でも，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			
溶融炉灯油タンク	灯油	10kL		・火災が発生した場合は別ルートを通行する。 ・万一，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	⑥
油倉庫	第 1 石油類	900L	なし	・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，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	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			
	第 2 石油類	4kL			
	第 4 石油類	90kL			
No.2 保修用油倉庫	第 4 石油類	100kL			

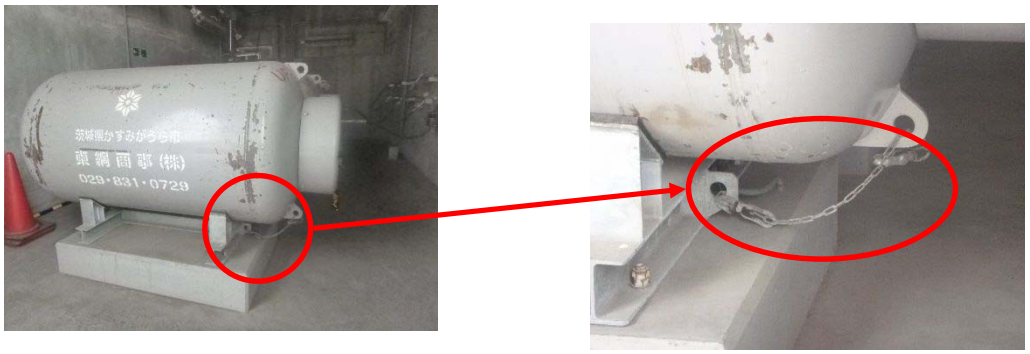
※第 5.4.1-3 図の①～⑦の判定番号を記載

第 5.4.1-2 表　可燃物施設漏えい時被害想定（4／4）

名称	内容物	容量	被害想定	対応内容※	
H2 ボンベ庫	水素	$7m^3$×20	なし	・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，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	④
予備ボンベ庫①	水素	$7m^3$×40			
予備ボンベ庫②	水素	$7m^3$×20			
所内ボイラー プロパン ボンベ庫	プロパン	50kg×4			
焼却炉用 プロパン ボンベ庫	プロパン	500kg×5			
サービス建屋 ボンベ庫	アセチレン	$1.5m^3$×3			
廃棄物処理建屋 化学分析用 ボンベ庫	アセチレン	7kg×1			
	アルゴン＋ メタン	$7m^3$×4			
食堂用プロパン ボンベ庫	プロパン	50kg×18			
水素貯槽	水素	6.7kL	なし	・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，消火活動が必要となった場合でも，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。	④

※第 5.4.1-3 図の①～⑦の判定番号を記載

【可燃物施設の固縛状況等】



プロパンボンベ庫　　プロパンボンベ庫
プロパンボンベの固縛状況

第 5.4.1-6 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 5.4.1-3 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 5.4.1-3 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
可搬型設備 【西側保管場所】 【南側保管場所】	軽油	・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	・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。 ・万一，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 5.4.1-4 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 5.4.1-7 図に感知設備の例を示す。

第 5.4.1-4 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	・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	・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，自衛消防隊による早期の消火活動が可能である。 ・植生火災が発生した場合には，防火エリアを設定することから，西側及び南側保管場所の可搬型設備は影響を受けず，アクセスルートは少なくとも 1 ルート確保されるため，アクセスルートは影響を受けない（別紙 (6) 参照）

炎感知器

熱感知カメラ

第 5.4.1-7 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 5.4.1-5 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。

・薬品タンクが損壊した場合，薬品タンク周辺の路面勾配による路肩への流下が考えられることから，影響は小さいと考えられる。

漏えいした薬品は堰や建屋の周辺への滞留が想定されるが，薬品タンクはアクセスルートから 10m 以上離れているため，漏えいによる影響は小さいと考えられる。

また．漏えい時にアクセスや送水ホースの敷設作業等が必要な場合は，防護具の着用及び送水ホースを薬品耐性のあるゴム等により防護する。（別紙（36）参照）

・なお，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。また，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。

第 5.4.1-5 表 薬品タンク漏えい時被害想定（1／2）

名称	内容物	容量 （濃度）	被害想定	対応内容
硫酸貯蔵タンク※1	硫酸	50kL （95%）	（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） ・腐食性，灼熱感，重度の皮膚熱傷等がある。	・路面勾配による路肩への流下，送水ホースを薬品防護するため，影響は小さい。 ・薬品タンクは，アクセスルートから 10m 以上離れているため，漏えいした薬品がタンク周辺に滞留していた場合でも，漏えいによる影響は小さい。 ・保護具の着用，送水ホース等の保護を行うことから，人体への影響はない。 （※1）タンクが破損し，漏えいしても全容量を収容できる堰タンクの周辺に設置している。 （※2）タンクの周辺に堰を設置している。 （※3）タンクは建屋内に設置している。 （※4）アクセスルートから十分な離隔を確保した箇所に移設する。
R/W 中和硫酸供給用硫酸タンク※1		600L （95%）		
希硫酸槽※1		444L （10%）		
硫酸貯槽※1		3kL （95%）		
カチオン塔用硫酸希釈槽※3		880L （20%）		
カチオン塔用硫酸計量槽※3		160L （95%）		
MB-P 塔用硫酸計量槽※3		155L （95%）		
MB-P 塔用硫酸希釈槽※3		155L （20%）		
硫酸希釈槽※2		1.19kL （10%）		
苛性ソーダ貯蔵タンク※2	苛性ソーダ	50kL （25%）	（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） ・皮膚表面の組織を侵す。	
溶融炉苛性ソーダタンク※4		3kL （25%）		
苛性ソーダ貯槽※2		10kL （25%）		
アニオン塔用苛性ソーダ計量槽※3		540L （25%）		
MB-P 塔用苛性ソーダ計量槽※3		155L （25%）		
硫酸第一鉄薬注タンク	硫酸第一鉄	7kL （90～100%）	（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） ・眼を刺激する。	
溶融炉アンモニアタンク※4	アンモニア	1kL （10～35%）	（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） ・皮膚の薬傷，眼の損傷がある。	

第 5.4.1-5 表 薬品タンク漏えい時被害想定（2／2）

名称	内容物	容量 （濃度）	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 （6%）	（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） ・皮膚への付着により発赤，痛みがある	・路面勾配による路肩への流下，送水ホースを薬品防護するため，影響は小さい。 ・薬品タンクは，アクセスルートから 10m 以上離れているため，漏えいした薬品がタンク周辺に滞留していた場合でも，漏えいによる影響は小さい。 ・保護具の着用，送水ホース等の保護を行うことから，人体への影響はない。 （※1）タンクが破損し，漏えいしても全容量を収容できる堰タンクの周辺に設置している。 （※2）タンクの周辺に堰を設置している。 （※3）タンクは建屋内に設置している。
構内用次亜塩素 溶解タンク※3		200L （6%）		
PAC 貯槽※2	ポリ塩化アルミニウム	6kL （10～11%）	（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） ・眼を刺激する。	
アニオン塔※3	アニオン樹脂	5.4kL×2 （35～60%）	（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） ・眼に強いかゆみを生じる可能性がある。	
カチオン塔※3	カチオン樹脂	3.49kL×2 （35～60%）	（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） ・眼に強いかゆみを生じる可能性がある。	
窒素ガス供給設備 液体窒素貯蔵 タンク	液化窒素	55.6kL （99.99%）	（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） ・窒息や凍傷のおそれがある。	・外気中に拡散することから，漏えいによる影響は小さい。

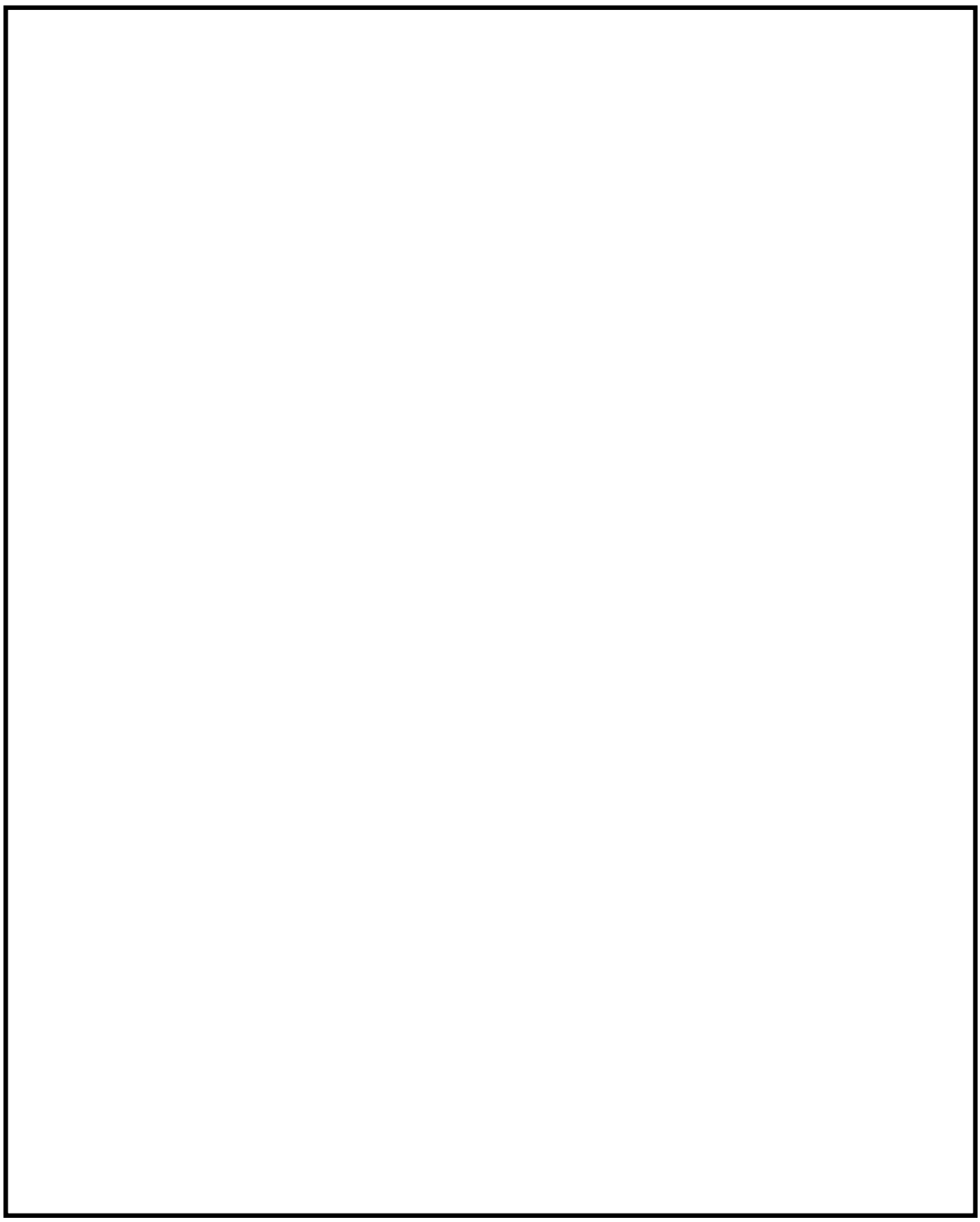
(4)　タンクからの溢水

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5.4.1-8 図に示す。溢水源となる可能性のあるタンクについて基準地震動Ｓ$_s$によるタンク及び付属配管の破損による溢水を想定し，アクセスルートへの影響評価を実施した結果，第 5.5.1-6 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。また，この際の破損設定は，タンクの破損形状を保守的な設定とし，溢水影響の大きい方向に指向性を持たせて流出させるものとして評価を実施した。

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 5.4.1-8 図　周辺タンクの溢水によるアクセスルートへの影響

第 5.4.1-6 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Ｓｓによるタンク及び付属配管の破損による溢水	・地震によりタンク又は付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。 ・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。 ・西側接続口は，津波や竜巻等の影響を考慮し，止水処理を施した地下格納槽内に設置することからタンク破損による溢水の影響はない。
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		
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		

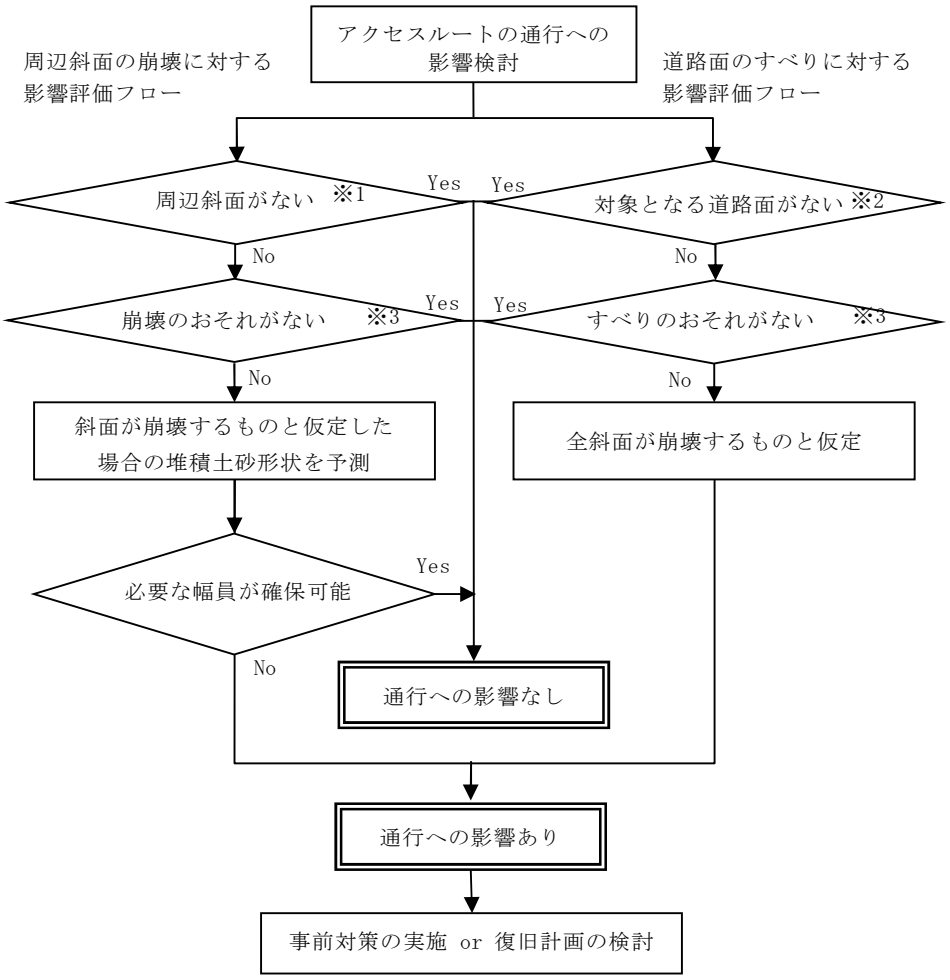
5.4.2　周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりに対する影響評価

【(3) 周辺斜面の崩壊，(4) 道路面のすべり】

(1)　評価方法

周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりによる影響については，以下の方法ですべり安定性評価を行い，評価基準と比較することにより評価を行う。影響評価においては，崩壊のおそれがある斜面がある場合は，崩壊時の堆積形状を予測し，必要な幅員が確保可能か確認する。なお，必要な幅員が確保できない場合は，事前対策（斜面の補強等）の実施又は別途復旧時間の評価を行う。

第 5.4.2-1 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。



※1　周辺斜面とは，アクセスルートより高い位置の斜面で，法尻からアクセスルートまでの距離が斜面高さの 2 倍以下の斜面をいう。
※2　道路面とは，アクセスルートの道路面で，法肩からアクセスルートまでの距離が斜面高さ以下の道路面をいう。
※3　斜面の安定性について，斜面安定計算または類似斜面との比較により判定する。

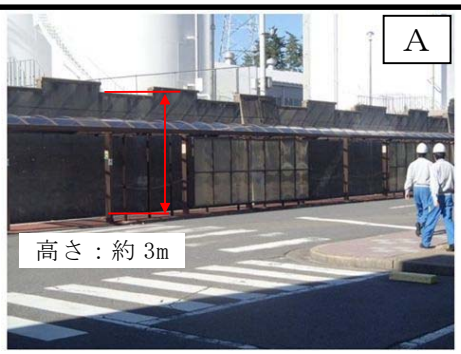
第 5.4.2-1 図　周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりに対する影響評価フロー

ａ．評価断面の抽出

評価断面については,アクセスルート周辺における斜面の形状及び高さ等を考慮して抽出する。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対する影響評価断面位置図を第 5.4.2-2 図,影響評価断面図を第 5.4.2-3 図に示す。また,評価断面の具体的な抽出方法を以下に示す。

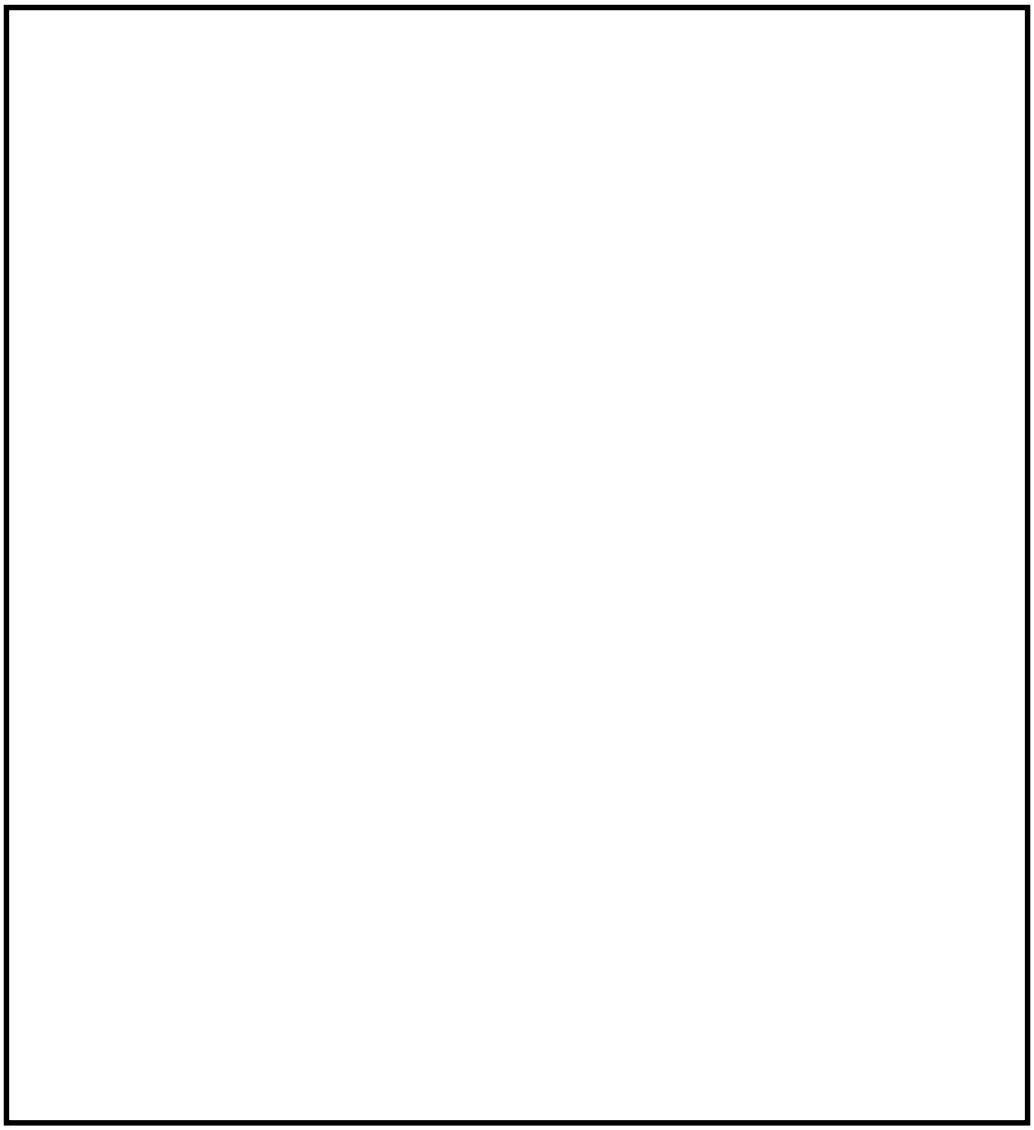
但し,鋼管杭鉄筋コンクリート防潮壁沿いのアクセスルートは防潮堤背面の地盤改良した地盤嵩上げ部に設置されることから,周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりの影響評価対象から除外する。

・T.P.＋8m エリアのアクセスルート沿いの斜面は,T.P.＋8m 盤とその西側の T.P.＋11m 盤を区分ける擁壁及び T.P.＋8m 盤とその東側の T.P.+3m 盤を介する法面があることから,①－①断面及び②－②断面として選定する。
・保管場所から T.P.＋8m エリアへのアクセスルートに対しては,斜面勾配が最も大きく斜面高さが最も高い③－③断面を選定した。また,最大高さ約 3.5m の盛土で造成されている④－④断面を道路面のすべり評価対象斜面として選定する。

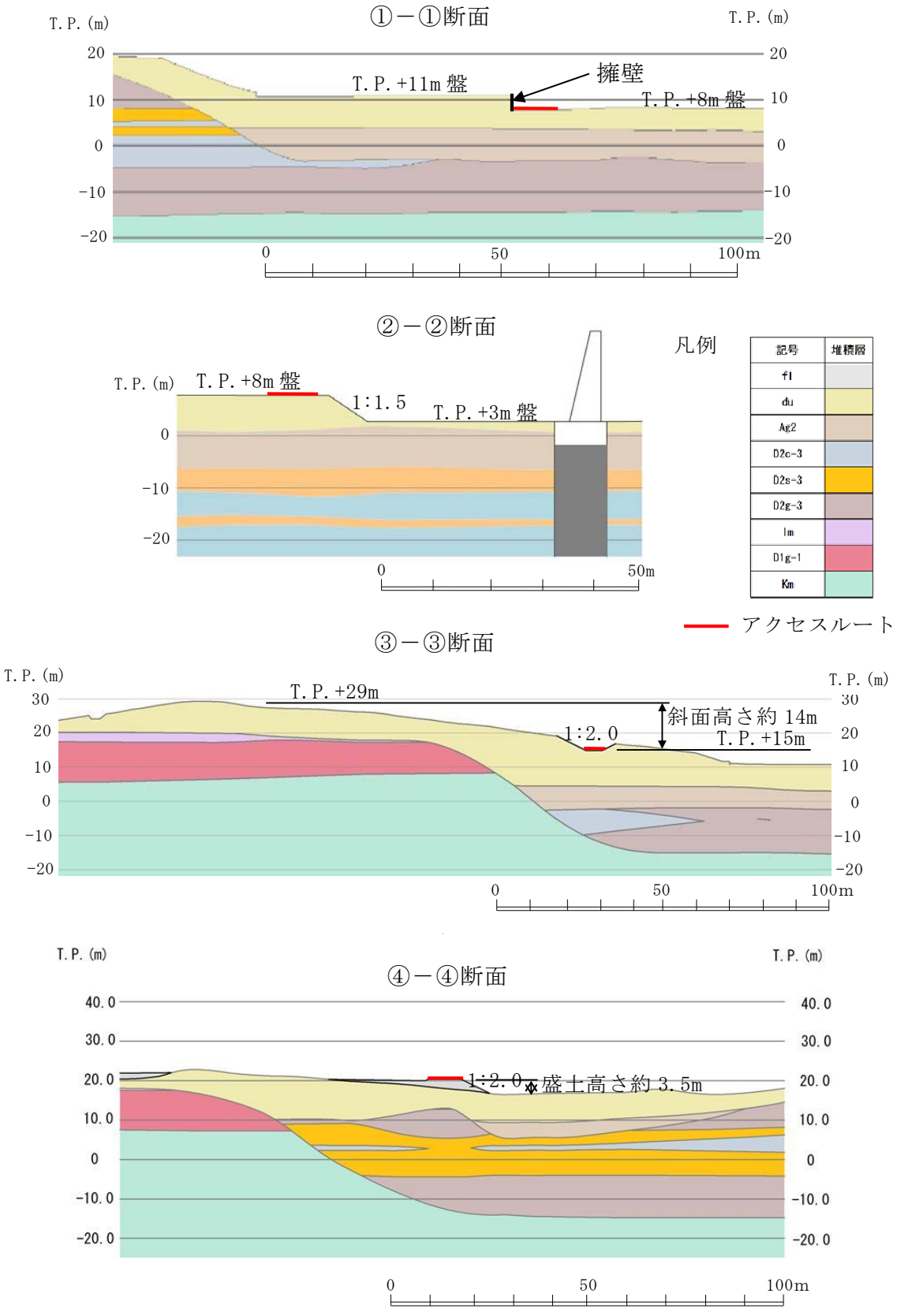


※③及び④は，今後造成するエリアのため写真は掲載せず

第 5.4.2-2 図　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対する影響評価断面位置図（1／2）



第 5.4.2-2 図　アクセスルートの周辺斜面の崩壊及び道路面の
すべりに対する影響評価断面位置図（2／2）



第 5.4.2-3 図　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対する影響評価断面図

b．アクセスルートの安定性確認

基準地震動Ｓ$_s$に耐性があることを確認したD／Cの西側斜面と地質・斜面形状等の比較を実施し,基準地震動Ｓ$_s$に対する安定性を確認する。

c．評価基準の設定

4.3.2(1)c項と同様に，アクセスルート周辺の斜面が，D／Cの西側斜面よりも斜面高さが低く緩斜面であり,かつ,地質がすべりが想定される範囲で同一であることを評価基準とする。

d．周辺斜面の崩壊後及び道路面のすべり後の堆積形状

4.3.2(1)d項と同様に，D／Cの西側斜面との比較・評価の結果,崩壊及びすべりのおそれがある断面については,当該斜面が崩壊し,土砂が流出するものと想定する。崩壊土砂の到達距離については,斜面高さと到達距離などの関係が整理されている各種文献より,斜面高さの2倍を崩壊土砂の到達距離とし,堆積形状は崩壊前後の土砂量が等しくなるものとする。（別紙（13）参照）

(2) 評価結果

アクセスルートの周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりの評価結果を第5.4.2-1表に示す。

①－①断面については,基準地震動Ｓ$_s$に対して耐性のあるD／Cの西側斜面と比較すると,急斜面であるため崩壊を想定し,ホース等を敷設する場合に,必要な道幅（5m）の確保が困難であることから,復旧時間の評価を行う。

②－②断面については，D／C の西側斜面と比較すると，急斜面であるため崩壊を想定し，復旧に時間を要することから，当該アクセスルートは地震時には使用しないものとする。

③－③断面については，D／C の西側斜面と比較すると，すべりが想定される範囲で地質は同一であり，緩斜面かつ斜面高さが同等であることから基準地震動Ｓ$_s$に対して裕度があり，崩壊及びすべりは発生しないことを確認した。

④－④断面については，盛土の施工において，改良土等により，安定性が確認されている強度（地山（du 層）相当）を確保するため，アクセスルートへの影響はない。

第 5.4.2-1 表　アクセスルートの周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりの評価結果

	評価基準	周辺斜面		道路面	
	D／C の西側斜面	①-①断面	③-③断面	②－②断面	④－④断面
地質	du 層	擁壁，埋戻土，du 層	du 層	du 層	盛土※1
斜面勾配	1:1.9	直（1:0）	最大 1:2.0※2	1:1.5	1:2.0
斜面高さ	14m	3m	最大約 14m※2	5m	最大約 3.5m
すべり安定性評価	－	崩壊を想定	問題なし	崩壊を想定	問題なし
アクセスルートへの影響	－	影響あり	影響なし	影響あり	影響なし

※1　盛土の施工において，改良土等により，安定性が確認されている強度（地山（du 層）相当）を確保する。

※2　アクセスルート沿いの切土部における最大斜面勾配は 1:2.0，最大斜面高さは 5m である。また，③－③断面は，斜面高さが最大約 14m であるが，平均勾配は 1:7.8 の緩い斜面である。

5.4.3　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では,東海第二発電所の道路において,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,事前対策（路盤補強等）の実施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ウォ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。

さらに,海岸付近のアクセスルートについては,液状化による側方流動を考慮した沈下の検討を行う。

但し,鋼管杭鉄筋コンクリート防潮壁沿いのアクセスルートは防潮堤背面の地盤改良した地盤嵩上げ部に設置されることから,液状化及び揺すり込みによる不等沈下（地中埋設構造物と埋戻部等との境界部，地山と埋戻部等との境界部）,液状化に伴う浮き上がり,側方流動の影響評価対象から除外する。

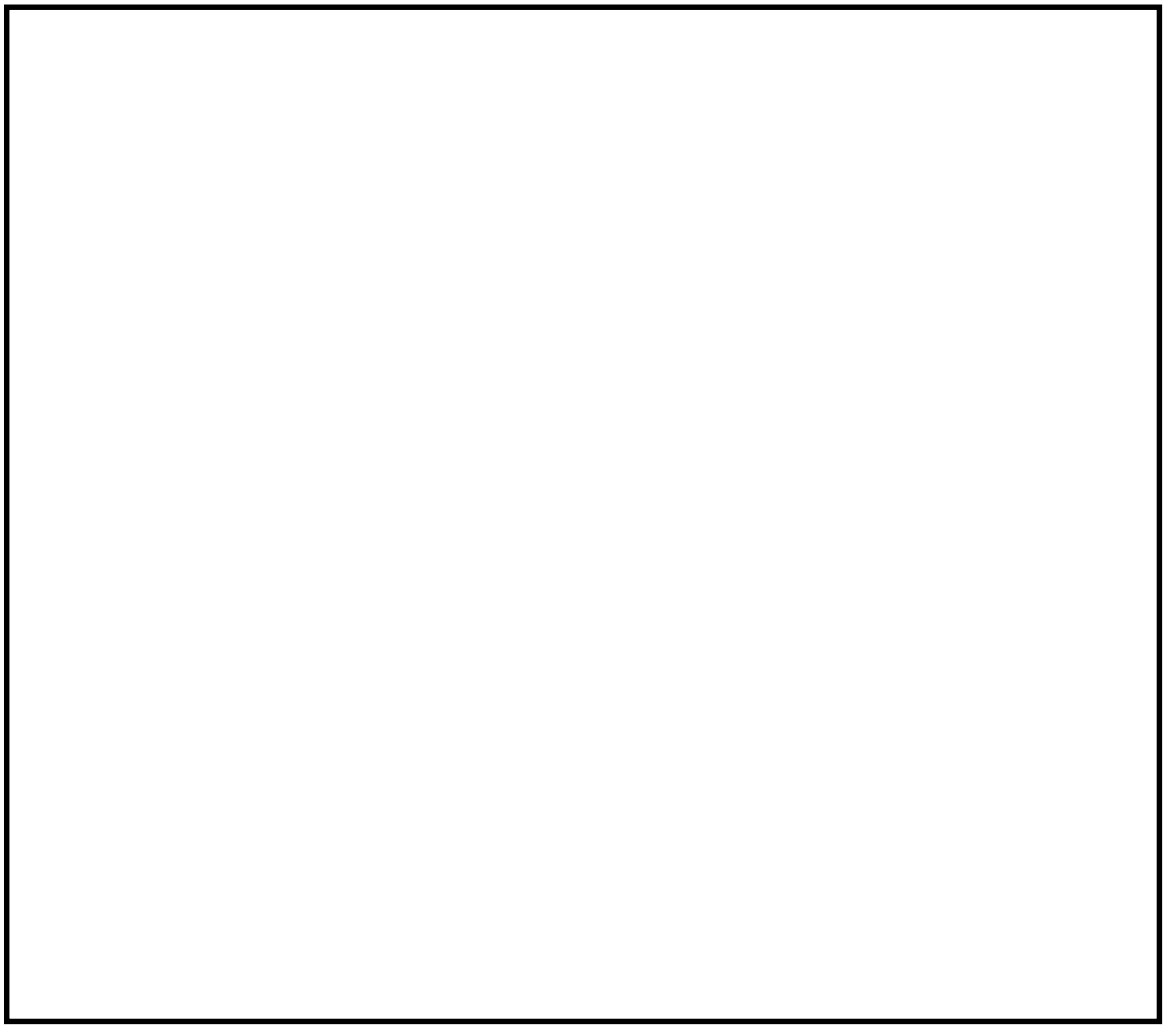
(1)　地中埋設構造物と埋戻部等との境界部（埋設物等境界部）の評価方法

第 5.4.3-1 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がある箇所として抽出した。

この抽出箇所において,4.3.3(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及び縦断勾配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及び登坂可能な勾配12%とする。

また,液状化に伴う浮き上がりが生じる可能性がある箇所として,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。



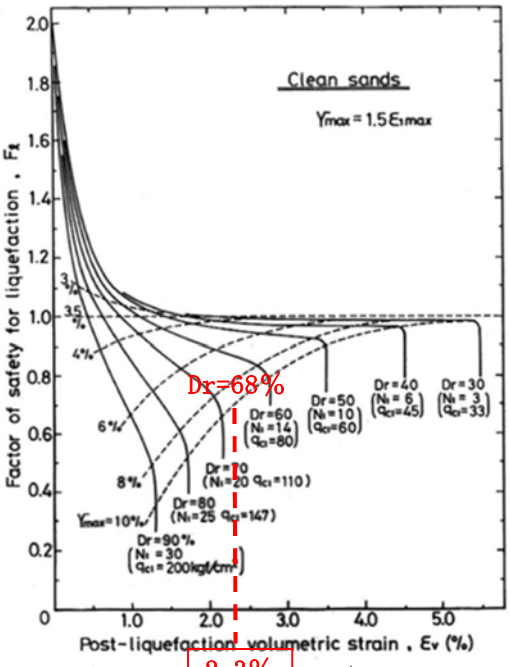
第5.4.3-1図 地中埋設構造物と埋戻部等との境界部の抽出結果
（図中の番号は，第5.4.3-1，2，3，7表の構造物番号を示す）

a．液状化による沈下量の算定方法

液状化による沈下量は，地下水位以深の飽和砂質地盤（盛土・埋戻土（f1），du 層，Ag2 層，As 層，Ag1 層，D2s-3 層，D2g-3 層及び D1g-1 層）を，すべて液状化による沈下の対象層とする。また，相対密度（Dr）はこれらの地層の調査結果から，保守的に最も相対密度の小さい As 層の相対密度 68%を全ての対象層に適用する。（別紙（40）参照）。

沈下率は体積ひずみと液状化抵抗の関係と相対密度より，保守的に最大せん断ひずみレベルの体積ひずみである 2.3%と設定する。

第 5.4.3-2 図に体積ひずみと液状化抵抗の関係（Ishihara et al.1992）及び想定する沈下率を示す。



（Ishihara et al.1992 に加筆）

第 5.4.3-2 図　体積ひずみと液状化抵抗の関係及び想定する沈下率

b．揺すり込みによる沈下量の算定方法

4.3.3(1)と同様に,揺すり込みによる沈下量は,地表～地下水位以浅の不飽和砂質地盤を揺すり込み沈下の対象層とし,その層厚の 1%とする。

c．液状化に伴う浮き上がりの評価方法

第 5.4.3-1 表のうち,以下の条件に該当する場合は浮き上がりの評価を実施する。

条件①　構造物下端よりも地下水位が高い箇所（4.3.3(1)と同様）

d．地下水位の設定

4.3.3(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る地下水位観測記録などを基に,防潮堤の設置により地下水位が上昇する可能性を考慮し,保守的に設定する。(別紙（41）参照)

(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）の評価結果

a．不等沈下の評価結果

評価結果(相対沈下量算出結果)を第 5.4.3-1 表に示す。

15cm 以上の段差発生が想定される箇所（第 5.4.3-1 表中の No.118 の構造物埋設部）については，段差緩和対策の対象として抽出する。

第 5.4.3-1 表　相対沈下量算出結果（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
		T.P.+（m）	T.P.+（m）	（m）	T.P.+（m）	（cm）
1	変圧器排油管	8.0	5.4	0.27	8.0	0.7
2	電線管路	8.0	7.2	0.10	8.0	0.3
3	電線管路	8.0	5.7	0.90	8.0	2.1
4	電線管路	8.0	5.7	0.90	8.0	2.1
5	電線管路	8.0	5.7	0.85	8.0	2.0
6	電線管路	8.0	5.7	0.85	8.0	2.0
7	電線管路	8.0	6.6	0.32	8.0	0.8
8	電線管路	8.0	6.7	0.16	8.0	0.4
9	電線管路	8.0	6.8	0.16	8.0	0.4
10	電線管路	8.0	6.6	0.16	8.0	0.4
11	電線管路	8.0	6.5	0.16	8.0	0.4
12	電線管路	8.0	6.5	0.16	8.0	0.4
13	電線管路	10.0	8.5	0.13	10.0	0.3
14	電線管路	8.0	7.1	0.10	8.0	0.3
15	電線管路	8.0	6.5	0.20	8.0	0.5
16	電線管路	8.0	6.6	0.25	8.0	0.6
17	電線管路	8.0	6.8	0.10	8.0	0.3
18	電線管路	8.0	6.8	0.15	8.0	0.4
19	電線管路	8.0	7.3	0.10	8.0	0.3
20	電線管路	8.0	6.9	0.14	8.0	0.4
21	電線管路	8.0	6.9	0.13	8.0	0.3
22	電線管路	8.0	6.9	0.14	8.0	0.4
23	電線管路	8.0	6.6	0.13	8.0	0.3
24	電線管路	8.0	6.6	0.15	8.0	0.4
25	電線管路	8.0	7.4	0.11	8.0	0.3
26	電線管路	8.0	7.4	0.11	8.0	0.3
27	電線管路	8.0	7.4	0.11	8.0	0.3
28	電線管路	8.0	7.6	0.10	8.0	0.3
29	電線管路	8.0	7.2	0.11	8.0	0.3
30	一般排水	8.0	6.3	0.40	8.0	1.0
31	一般排水	8.0	6.3	0.40	8.0	1.0
32	旧消火配管	8.0	6.3	0.17	8.0	0.4
33	旧消火配管	8.0	6.6	0.17	8.0	0.4
34	消火配管	8.0	6.7	0.11	8.0	0.3
35	旧消火配管	8.0	6.9	0.11	8.0	0.3
36	ろ過水配管	8.0	6.6	0.09	8.0	0.3
37	ろ過水配管	8.0	6.6	0.09	8.0	0.3
38	ろ過水配管	8.0	6.5	0.32	8.0	0.8
39	旧ろ過水配管	8.0	6.9	0.17	8.0	0.4
40	旧ろ過水配管	8.0	6.8	0.17	8.0	0.4
41	ろ過水配管	8.0	6.2	0.11	8.0	0.3
42	R/B,D/Gストームドレン配管	8.0	6.8	0.11	8.0	0.3
43	T/Bストームドレン配管	8.0	6.8	0.11	8.0	0.3
44	排水配管	8.0	6.6	0.11	8.0	0.3
45	排水配管	8.0	6.6	0.11	8.0	0.3
46	排水配管	8.0	6.6	0.11	8.0	0.3
47	旧RHRS配管	8.0	5.4	0.81	8.0	1.9
48	OG管	8.0	4.4	0.08	8.0	0.2
49	OG管	8.0	5.1	0.08	8.0	0.2
50	MUW配管	8.0	6.2	0.17	8.0	0.4
51	MUW配管	8.0	5.8	0.17	8.0	0.4
52	MUW配管	8.0	6.6	0.06	8.0	0.2
53	MUW配管	8.0	5.8	0.17	8.0	0.4
54	旧DGSW管	8.0	4.3	0.46	8.0	1.1
55	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
56	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
57	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
58	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
59	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
60	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
61	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
62	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
63	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
64	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
65	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	0.3
66	電気マンホール	10.0	8.4	1.64	10.0	3.8
67	消火系トレンチ	8.0	7.4	0.60	8.0	1.4
68	排水枡	8.0	7.4	0.60	8.0	1.4

第 5.4.3-1 表　相対沈下量算出結果（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
		T.P.+（m）	T.P.+（m）	（m）	T.P.+（m）	（cm）
69	原水系，消火系トレンチ	8.0	6.9	1.08	8.0	2.5
70	消火系トレンチ	8.0	7.2	0.76	8.0	1.8
71	電線管トレンチ	8.0	7.7	0.34	8.0	0.8
72	油系トレンチ	8.0	7.3	0.73	8.0	1.7
73	排水枡	8.0	6.9	1.10	8.0	2.6
74	電線管トレンチ	8.0	7.5	0.46	8.0	1.1
75	ろ過水系トレンチ	8.0	7.1	0.94	8.0	2.2
76	消火系トレンチ	8.0	7.3	0.71	8.0	1.7
77	海水系トレンチ	8.0	6.1	1.88	8.0	4.4
78	消火系トレンチ	8.0	7.0	1.00	8.0	2.3
79	消火系トレンチ	8.0	7.3	0.75	8.0	1.8
80	電線管トレンチ	8.0	7.6	0.45	8.0	1.1
81	消火系トレンチ	8.0	6.8	1.23	8.0	2.9
82	排水枡	8.0	7.6	0.42	8.0	1.0
83	排水枡	8.0	7.4	0.60	8.0	1.4
84	補助蒸気系トレンチ	8.0	7.5	0.46	8.0	1.1
85	原水系トレンチ	8.0	7.0	0.99	8.0	2.3
86	排水枡	8.0	7.7	0.29	8.0	0.7
87	ろ過水系トレンチ	8.0	6.8	1.20	8.0	2.8
88	排水溝	8.0	7.5	0.51	8.0	1.2
89	起動変圧器洞道	8.0	3.0	2.95	8.0	6.8
90	主変圧器洞道	8.0	2.9	3.00	8.0	6.9
91	非常用冷却水管路	8.0	4.2	2.00	8.0	4.6
92	非常用冷却水管路	8.0	4.4	1.80	8.0	4.2
93	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	8.0	2.1
94	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	8.0	2.1
95	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	8.0	2.1
96	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	7.4
97	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	7.4
98	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	7.4
99	補機冷却水管路	8.0	4.8	3.12	8.0	7.2
100	放水路	8.0	-3.1	4.60	8.0	10.6
101	放水管路	8.0	1.4	3.20	8.0	7.4
102	放水管路	8.0	1.4	3.20	8.0	7.4
103	放水管路	8.0	1.4	3.20	8.0	7.4
104	補機冷却水管路	8.0	4.8	3.12	8.0	7.2
105	非常用冷却水路	8.0	5.2	2.80	8.0	6.5
106	非常用冷却水路	8.0	5.2	2.80	8.0	6.5
107	電力ケーブル暗渠	8.0	4.6	2.85	8.0	6.6
108	非常用冷却水管路	8.0	2.0	2.00	8.0	4.6
109	非常用冷却水管路	8.0	2.2	1.80	8.0	4.2
110	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	8.0	2.1
111	電力ケーブル管路	8.0	6.2	0.60	8.0	1.4
112	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	7.4
113	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	7.4
114	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	7.4
115	電力ケーブル管路	8.0	5.1	1.30	8.0	3.0
116	補機冷却水管路	8.0	1.1	3.07	8.0	7.1
117	放水路	8.0	-3.0	4.60	8.0	10.6
118	復水器冷却用取水路（東Ⅰ）	8.0	-7.7	8.50	8.0	19.6
119	一般排水路	8.0	5.6	0.60	8.0	1.4
120	一般排水路	8.0	5.8	0.30	8.0	0.7
121	一般排水路	8.0	5.9	0.40	8.0	1.0
122	一般排水路	8.0	2.1	0.40	8.0	1.0
123	一般排水路	8.0	4.5	0.40	8.0	1.0
124	一般排水路	8.0	3.8	0.60	8.0	1.4
125	予備変圧器洞道	8.0	6.1	0.27	8.0	0.7
126	蒸気系配管	8.0	4.6	0.76	8.0	1.8
127	電線管路	8.0	6.9	0.30	8.0	0.7
128	電線管路	8.0	6.2	0.45	8.0	1.1
129	非常用冷却水管路	8.0	5.5	2.00	8.0	4.6
130	非常用冷却水管路	8.0	5.7	1.80	8.0	4.2
131	OGC管	8.0	3.8	0.22	8.0	0.5
132	一般排水	8.0	6.0	0.30	8.0	0.7
133	一般排水	8.0	6.1	0.25	8.0	0.6
134	一般排水	8.0	6.2	0.15	8.0	0.4
135	OG管	8.0	3.7	0.76	8.0	1.8
136	MUW配管	8.0	6.2	0.61	8.0	1.5
137	旧DGSW管	8.0	4.3	0.46	8.0	1.1

b．液状化に伴う浮き上がりの評価結果

地中埋設構造物について，液状化による浮き上がりの評価を行った結果，安全率が評価基準値の 1.0 を下回り，15 ㎝以上の浮き上がりが想定される箇所については，浮き上がり対策の対象として抽出する。

浮き上がり量については，保守的に浮き上がり抵抗力の不足分を構造物周辺の地盤（埋戻土）の飽和単位体積重量及び構造物の幅で除して算出する。

浮き上がり評価結果を第 5.4.3-2 表に示す。

第5.4.3-2表　浮き上がり評価結果（1／2）

：浮き上がりが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	揚圧力	浮き上がり抵抗力	安全率	浮き上がり量
		T.P.+（m）	T.P.+（m）	（m）	T.P.+（m）	（kN/m）	（kN/m）		（m）
1	変圧器排油管	8.000	5.410	0.267	8.000	13.4	12.9	0.96	0.10
2	電線管路	8.000	7.230	0.100	8.000	－	－	－	－
3	電線管路	8.000	5.740	0.900	8.000	39.5	27.8	0.71	0.67
4	電線管路	8.000	5.740	0.900	8.000	39.5	27.8	0.71	0.67
5	電線管路	8.000	5.660	0.850	8.000	40.4	29.7	0.73	0.62
6	電線管路	8.000	5.660	0.850	8.000	42.2	30.9	0.73	0.63
7	電線管路	8.000	6.580	0.320	8.000	10.5	20.2	1.94	－
8	電線管路	8.000	6.720	0.160	8.000	6.3	11.9	1.89	－
9	電線管路	8.000	6.840	0.160	8.000	5.5	10.5	1.91	－
10	電線管路	8.000	6.640	0.160	8.000	6.4	11.7	1.82	－
11	電線管路	8.000	6.540	0.160	8.000	6.5	11.3	1.73	－
12	電線管路	8.000	6.540	0.160	8.000	6.5	11.3	1.73	－
13	電線管路	10.000	8.450	0.130	10.000	－	－	－	－
14	電線管路	8.000	7.140	0.100	8.000	－	－	－	－
15	電線管路	8.000	6.480	0.200	8.000	6.6	10.3	1.55	－
16	電線管路	8.000	6.590	0.250	8.000	7.5	12.5	1.67	－
17	電線管路	8.000	6.780	0.100	8.000	－	－	－	－
18	電線管路	8.000	6.830	0.150	8.000	－	－	－	－
19	電線管路	8.000	7.340	0.100	8.000	－	－	－	－
20	電線管路	8.000	6.920	0.140	8.000	－	－	－	－
21	電線管路	8.000	6.870	0.130	8.000	－	－	－	－
22	電線管路	8.000	6.920	0.140	8.000	－	－	－	－
23	電線管路	8.000	6.610	0.130	8.000	－	－	－	－
24	電線管路	8.000	6.570	0.150	8.000	－	－	－	－
25	電線管路	8.000	7.440	0.110	8.000	－	－	－	－
26	電線管路	8.000	7.440	0.110	8.000	－	－	－	－
27	電線管路	8.000	7.440	0.110	8.000	－	－	－	－
28	電線管路	8.000	7.580	0.100	8.000	－	－	－	－
29	電線管路	8.000	7.190	0.110	8.000	－	－	－	－
30	一般排水	8.000	6.300	0.400	8.000	14.1	11.7	0.83	0.29
31	一般排水	8.000	6.300	0.400	8.000	14.1	11.7	0.83	0.29
32	旧消火配管	8.000	6.335	0.165	8.000	5.3	5.4	1.01	－
33	旧消火配管	8.000	6.635	0.165	8.000	4.4	4.4	1.01	－
34	消火配管	8.000	6.686	0.114	8.000	－	－	－	－
35	旧消火配管	8.000	6.886	0.114	8.000	－	－	－	－
36	ろ過水配管	8.000	6.611	0.089	8.000	－	－	－	－
37	ろ過水配管	8.000	6.611	0.089	8.000	－	－	－	－
38	ろ過水配管	8.000	6.482	0.319	8.000	9.4	9.3	0.99	0.02
39	旧ろ過水配管	8.000	6.935	0.165	8.000	3.4	3.4	1.01	－
40	旧ろ過水配管	8.000	6.835	0.165	8.000	3.7	3.8	1.01	－
41	ろ過水配管	8.000	6.186	0.114	8.000	－	－	－	－
42	R/B,D/Gストームドレン配管	8.000	6.786	0.114	8.000	－	－	－	－
43	T/Bストームドレン配管	8.000	6.786	0.114	8.000	－	－	－	－
44	排水配管	8.000	6.586	0.114	8.000	－	－	－	－
45	排水配管	8.000	6.586	0.114	8.000	－	－	－	－
46	排水配管	8.000	6.586	0.114	8.000	－	－	－	－
47	旧RHRS配管	8.000	5.387	0.813	8.000	41.2	39.2	0.95	0.13
48	OG管	8.000	4.424	0.076	8.000	－	－	－	－
49	OG管	8.000	5.124	0.076	8.000	－	－	－	－
50	MUW配管	8.000	6.235	0.165	8.000	5.7	5.7	1.01	－
51	MUW配管	8.000	5.835	0.165	8.000	6.9	7.0	1.00	－
52	MUW配管	8.000	6.640	0.061	8.000	－	－	－	－
53	MUW配管	8.000	5.835	0.165	8.000	6.9	7.0	1.00	－
54	旧DGSW管	8.000	4.343	0.457	8.000	32.4	32.2	0.99	0.03
55	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
56	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
57	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
58	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
59	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
60	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
61	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
62	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
63	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
64	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
65	ケーブル管路	8.000	6.680	0.120	8.000	－	－	－	－
66	電気マンホール	10.000	8.360	1.640	10.000	41.4	6.8	0.16	1.37
67	消火系トレンチ	8.000	7.400	0.600	8.000	11.6	3.6	0.31	0.41
68	排水枡	8.000	7.400	0.600	8.000	9.3	3.1	0.34	0.40

第 5.4.3-2 表　浮き上がり評価結果（2／2）

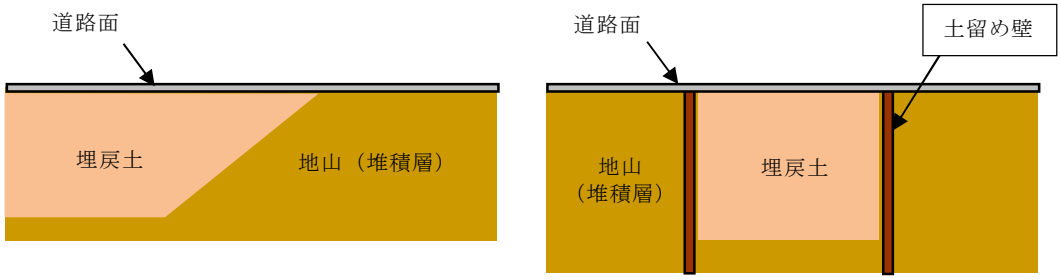
：浮き上がりが15cmを超える箇所

No	名称	路面高	基礎下端	構造物高	地下水位	揚圧力	浮き上がり抵抗力	安全率	浮き上がり量
		T.P.+（m）	T.P.+（m）	（m）	T.P.+（m）	（kN/m）	（kN/m）		（m）
69	原水系，消火系トレンチ	8.000	6.920	1.080	8.000	28.9	5.7	0.20	0.87
70	消火系トレンチ	8.000	7.240	0.760	8.000	14.2	3.9	0.27	0.55
71	電線管トレンチ	8.000	7.660	0.340	8.000	3.0	1.7	0.55	0.15
72	油系トレンチ	8.000	7.270	0.730	8.000	11.3	3.4	0.30	0.51
73	排水枡	8.000	6.900	1.100	8.000	13.4	3.9	0.29	0.78
74	電線管トレンチ	8.000	7.540	0.460	8.000	8.3	3.1	0.37	0.29
75	ろ過水系トレンチ	8.000	7.060	0.940	8.000	19.9	4.6	0.23	0.72
76	消火系トレンチ	8.000	7.290	0.710	8.000	13.8	3.9	0.28	0.51
77	海水系トレンチ	8.000	6.120	1.880	8.000	242.9	20.3	0.08	1.72
78	消火系トレンチ	8.000	7.000	1.000	8.000	23.1	5.0	0.22	0.78
79	消火系トレンチ	8.000	7.250	0.750	8.000	14.4	3.9	0.27	0.55
80	電線管トレンチ	8.000	7.550	0.450	8.000	6.4	2.6	0.41	0.27
81	消火系トレンチ	8.000	6.770	1.230	8.000	23.1	5.0	0.22	0.96
82	排水枡	8.000	7.580	0.420	8.000	4.7	2.2	0.46	0.23
83	排水枡	8.000	7.400	0.600	8.000	9.3	3.1	0.34	0.40
84	補助蒸気系トレンチ	8.000	7.540	0.460	8.000	7.5	2.9	0.38	0.28
85	原水系トレンチ	8.000	7.010	0.990	8.000	9.2	3.3	0.36	0.64
86	排水枡	8.000	7.710	0.290	8.000	3.0	1.8	0.58	0.12
87	ろ過水系トレンチ	8.000	6.800	1.200	8.000	21.0	4.8	0.23	0.93
88	排水溝	8.000	7.490	0.510	8.000	4.9	2.2	0.44	0.28
89	起動変圧器洞道	8.000	2.950	2.950	8.000	271.4	205.8	0.76	1.22
90	主変圧器洞道	8.000	2.900	3.000	8.000	287.9	246.5	0.86	0.73
91	非常用冷却水管路	8.000	4.200	2.000	8.000	149.8	126.3	0.84	0.60
92	非常用冷却水管路	8.000	4.400	1.800	8.000	127.7	108.6	0.85	0.54
93	電力ケーブル管路	8.000	5.900	0.900	8.000	91.7	336.1	3.66	－
94	電力ケーブル管路	8.000	5.900	0.900	8.000	91.7	336.1	3.66	－
95	電力ケーブル管路	8.000	5.900	0.900	8.000	91.7	336.1	3.66	－
96	取水管路	8.000	2.400	3.200	8.000	353.3	266.6	0.75	1.37
97	取水管路	8.000	2.400	3.200	8.000	353.3	266.6	0.75	1.37
98	取水管路	8.000	2.400	3.200	8.000	353.3	266.6	0.75	1.37
99	補機冷却水管路	8.000	4.780	3.120	8.000	243.6	144.8	0.59	1.31
100	放水路	8.000	-3.100	4.600	8.000	2,648.7	2,283.7	0.86	1.11
101	放水管路	8.000	1.400	3.200	8.000	416.4	329.7	0.79	1.37
102	放水管路	8.000	1.400	3.200	8.000	416.4	329.7	0.79	1.37
103	放水管路	8.000	1.400	3.200	8.000	416.4	329.7	0.79	1.37
104	補機冷却水管路	8.000	4.780	3.120	8.000	243.6	75.0	0.31	2.23
105	非常用冷却水路	8.000	5.200	2.800	8.000	363.9	97.4	0.27	2.05
106	非常用冷却水路	8.000	5.200	2.800	8.000	363.9	97.4	0.27	2.05
107	電力ケーブル暗渠	8.000	4.550	2.850	8.000	220.9	141.1	0.64	1.25
108	非常用冷却水管路	8.000	2.000	2.000	8.000	193.6	210.2	1.09	－
109	非常用冷却水管路	8.000	2.200	1.800	8.000	170.8	184.1	1.08	－
110	電力ケーブル管路	8.000	5.900	0.900	8.000	95.3	352.7	3.70	－
111	電力ケーブル管路	8.000	6.200	0.600	8.000	32.5	88.2	2.71	－
112	取水管路	8.000	2.400	3.200	8.000	353.3	266.6	0.75	1.37
113	取水管路	8.000	2.400	3.200	8.000	353.3	266.6	0.75	1.37
114	取水管路	8.000	2.400	3.200	8.000	353.3	266.6	0.75	1.37
115	電力ケーブル管路	8.000	5.100	1.300	8.000	137.2	472.1	3.44	－
116	補機冷却水管路	8.000	1.080	3.070	8.000	510.1	409.0	0.80	1.37
117	放水路	8.000	-3.000	4.600	8.000	2,624.8	2,260.5	0.86	1.32
118	復水器冷却用取水路（東Ⅰ）	8.000	-7.700	8.500	8.000	2,984.9	3,128.3	1.05	－
119	一般排水路	8.000	5.600	0.600	8.000	27.9	24.5	0.88	0.29
120	一般排水路	8.000	5.820	0.300	8.000	12.7	11.9	0.94	0.13
121	一般排水路	8.000	5.850	0.400	8.000	16.7	15.2	0.91	0.19
122	一般排水路	8.000	2.100	0.400	8.000	45.8	44.3	0.97	0.19
123	一般排水路	8.000	4.500	0.400	8.000	27.2	25.7	0.95	0.19
124	一般排水路	8.000	3.760	0.600	8.000	49.4	45.9	0.93	0.29
125	予備変圧器洞道	8.000	6.140	0.265	8.000	14.1	13.4	0.95	0.09
126	蒸気系配管	8.000	4.637	0.763	8.000	49.8	53.2	1.07	－
127	電線管路	8.000	6.900	0.300	8.000	11.2	29.0	2.60	－
128	電線管路	8.000	6.230	0.450	8.000	21.4	48.2	2.25	－
129	非常用冷却水管路	8.000	5.500	2.000	8.000	97.0	74.4	0.77	0.58
130	非常用冷却水管路	8.000	5.700	1.800	8.000	80.3	61.9	0.77	0.53
131	OGC管	8.000	3.784	0.216	8.000	17.7	17.4	0.98	0.07
132	一般排水	8.000	6.000	0.300	8.000	1.1	1.1	1.01	－
133	一般排水	8.000	6.050	0.250	8.000	0.8	0.8	1.01	－
134	一般排水	8.000	6.150	0.150	8.000	－	－	－	－
135	OG管	8.000	3.738	0.762	8.000	63.0	57.3	0.91	0.39
136	MUW配管	8.000	6.190	0.610	8.000	21.4	19.1	0.89	0.19
137	旧DGSW管	8.000	4.343	0.457	8.000	32.4	32.2	0.99	0.03

(3)　地山と埋戻部との境界部の評価

地中埋設構造物の埋設箇所及び建屋周辺は，設置に伴う掘削により地山と埋戻部との境界が生じるが，この境界部が可搬型設備の通行に影響がないか評価する。

地山と埋戻部との境界の状況を第 5.4.3-3 図に示す。

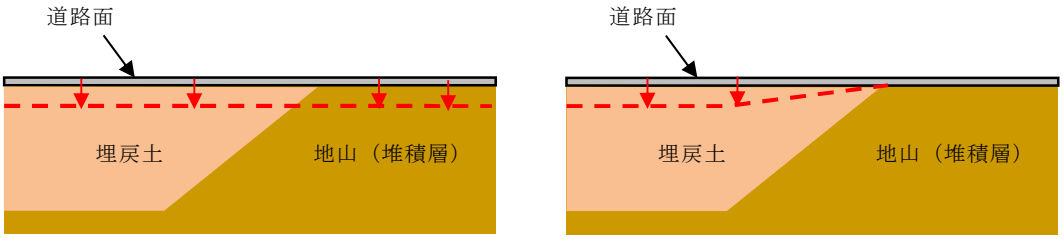


第 5.4.3-3 図　地山と埋戻部との境界の状況

ａ．評価方針

地山と埋戻部との境界部については，地山が岩盤の場合，埋戻土の地震による揺すり込みや液状化による沈下により境界部での段差が想定されるが，東海第二発電所は，岩盤の出現深度が深く，アクセスルート下の構造物の設置においては地山は堆積層となり，両者とも揺すり込みや液状化による沈下を起こすことから地山と埋戻部との境界部の段差発生は小さいが，地山（堆積層）と埋戻土の沈下の特性を考慮し，保守的に埋戻部のみに揺すり込みや液状化による沈下が発生すると仮定し，可搬型設備の通行に影響がないか評価する。

揺すり込みや液状化による沈下のイメージ図を第 5.4.3-4 図に示す。



地山と埋戻土の両方が沈下する場合

保守的に埋戻土のみが沈下する場合
（評価ケース）

第 5.4.3-4 図　揺すり込みや液状化による沈下のイメージ図

b．評価方法

地中埋設構造物の埋設箇所については，埋戻部の沈下量が 15 cm以上（緊急車両が徐行により走行可能な段差量）発生すると想定される箇所を評価対象箇所として抽出する。また，建屋周辺については，建屋設置に伴う掘削範囲がアクセスルートと重なる箇所を抽出し，かつ，埋戻部の沈下量が 15 cm以上発生すると想定される箇所を評価対象箇所とする。

埋戻部の沈下量は，揺すり込みや液状化により沈下するものと仮定し，揺すり込みによる沈下率を 1.0%，液状化による沈下率を 2.3%と設定（5.4.3(1)による設定値）して沈下量を算出し，評価対象箇所を抽出する。

埋戻部の沈下量算出結果（地中埋設構造物）を第 5.4.3-3 表に，建屋と埋戻部等との境界部の抽出結果を第 5.4.3-5 図に，埋戻部の沈下量算出結果（建屋）を第 5.4.3-4 表にに示す。

第 5.4.3-3 表　埋戻部の沈下量算出結果（地中埋設構造物）（1／2）

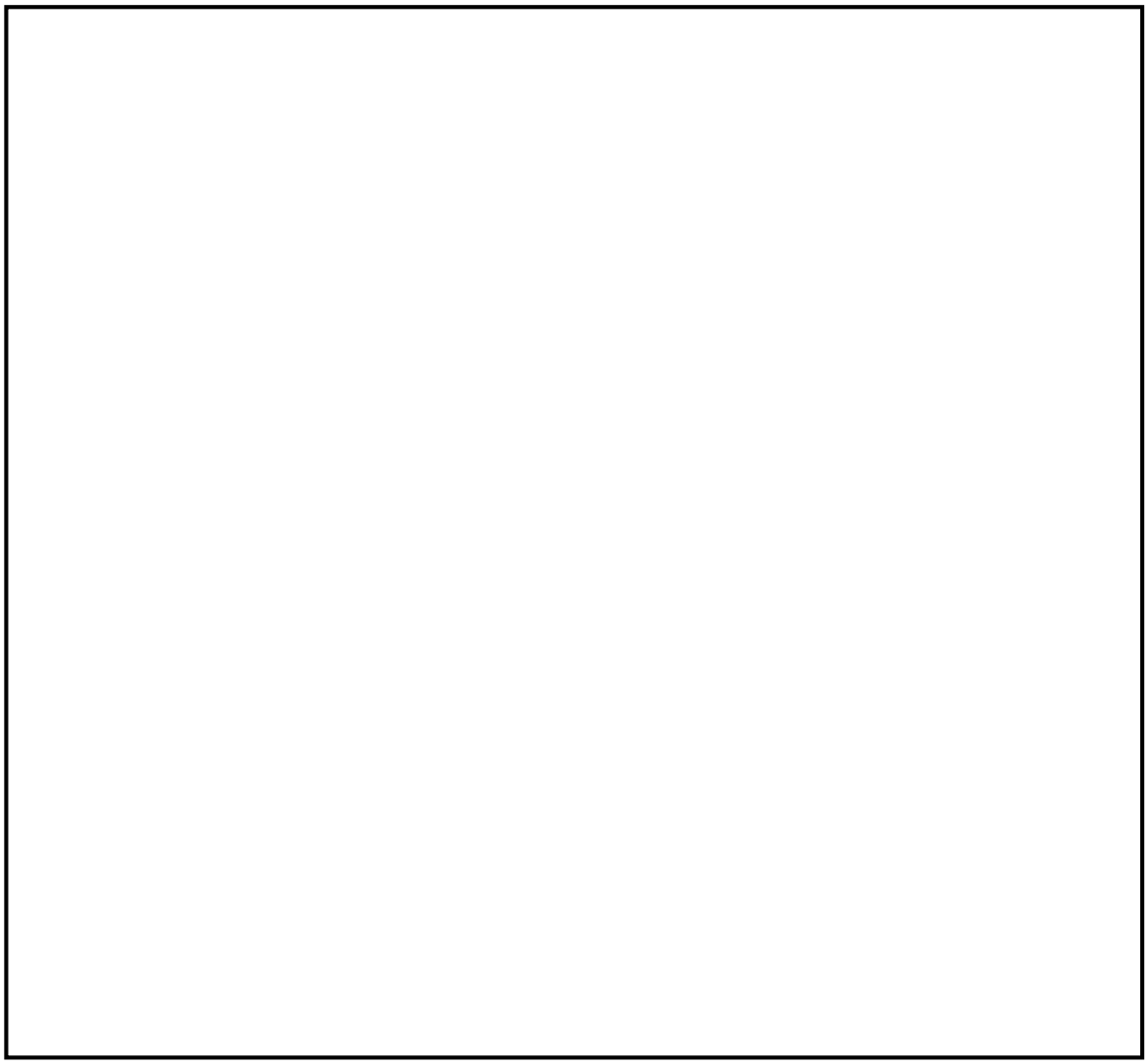
：沈下量が15cmを超える箇所

No	名称	路面高	基礎下端	構造物高	地下水位	埋戻部の沈下量
		T.P.+（m）	T.P.+（m）	（m）	T.P.+（m）	（cm）
1	変圧器排油管	8.0	5.4	0.27	8.0	6.0
2	電線管路	8.0	7.2	0.10	8.0	1.8
3	電線管路	8.0	5.7	0.90	8.0	5.2
4	電線管路	8.0	5.7	0.90	8.0	5.2
5	電線管路	8.0	5.7	0.85	8.0	5.4
6	電線管路	8.0	5.7	0.85	8.0	5.4
7	電線管路	8.0	6.6	0.32	8.0	3.3
8	電線管路	8.0	6.7	0.16	8.0	3.0
9	電線管路	8.0	6.8	0.16	8.0	2.7
10	電線管路	8.0	6.6	0.16	8.0	3.2
11	電線管路	8.0	6.5	0.16	8.0	3.4
12	電線管路	8.0	6.5	0.16	8.0	3.4
13	電線管路	10.0	8.5	0.13	10.0	3.6
14	電線管路	8.0	7.1	0.10	8.0	2.0
15	電線管路	8.0	6.5	0.20	8.0	3.5
16	電線管路	8.0	6.6	0.25	8.0	3.3
17	電線管路	8.0	6.8	0.10	8.0	2.9
18	電線管路	8.0	6.8	0.15	8.0	2.7
19	電線管路	8.0	7.3	0.10	8.0	1.6
20	電線管路	8.0	6.9	0.14	8.0	2.5
21	電線管路	8.0	6.9	0.13	8.0	2.6
22	電線管路	8.0	6.9	0.14	8.0	2.5
23	電線管路	8.0	6.6	0.13	8.0	3.2
24	電線管路	8.0	6.6	0.15	8.0	3.3
25	電線管路	8.0	7.4	0.11	8.0	1.3
26	電線管路	8.0	7.4	0.11	8.0	1.3
27	電線管路	8.0	7.4	0.11	8.0	1.3
28	電線管路	8.0	7.6	0.10	8.0	1.0
29	電線管路	8.0	7.2	0.11	8.0	1.9
30	一般排水	8.0	6.3	0.40	8.0	4.0
31	一般排水	8.0	6.3	0.40	8.0	4.0
32	旧消火配管	8.0	6.3	0.17	8.0	3.9
33	旧消火配管	8.0	6.6	0.17	8.0	3.2
34	消火配管	8.0	6.7	0.11	8.0	3.1
35	旧消火配管	8.0	6.9	0.11	8.0	2.6
36	ろ過水配管	8.0	6.6	0.09	8.0	3.2
37	ろ過水配管	8.0	6.6	0.09	8.0	3.2
38	ろ過水配管	8.0	6.5	0.32	8.0	3.5
39	旧ろ過水配管	8.0	6.9	0.17	8.0	2.5
40	旧ろ過水配管	8.0	6.8	0.17	8.0	2.7
41	ろ過水配管	8.0	6.2	0.11	8.0	4.2
42	R/B,D/Gストームドレン配管	8.0	6.8	0.11	8.0	2.8
43	T/Bストームドレン配管	8.0	6.8	0.11	8.0	2.8
44	排水配管	8.0	6.6	0.11	8.0	3.3
45	排水配管	8.0	6.6	0.11	8.0	3.3
46	排水配管	8.0	6.6	0.11	8.0	3.3
47	旧RHRS配管	8.0	5.4	0.81	8.0	6.1
48	OG管	8.0	4.4	0.08	8.0	8.3
49	OG管	8.0	5.1	0.08	8.0	6.7
50	MUW配管	8.0	6.2	0.17	8.0	4.1
51	MUW配管	8.0	5.8	0.17	8.0	5.0
52	MUW配管	8.0	6.6	0.06	8.0	3.2
53	MUW配管	8.0	5.8	0.17	8.0	5.0
54	旧DGSW管	8.0	4.3	0.46	8.0	8.5
55	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
56	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
57	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
58	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
59	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
60	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
61	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
62	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
63	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
64	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
65	ケーブル管路	8.0	6.7	0.12	8.0	3.1
66	電気マンホール	10.0	8.4	1.64	10.0	3.8
67	消火系トレンチ	8.0	7.4	0.60	8.0	1.4
68	排水枡	8.0	7.4	0.60	8.0	1.4

第 5.4.3-3 表　埋戻部の沈下量算出結果（地中埋設構造物）（2／2）

：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	埋戻部の沈下量
		T.P.＋（m）	T.P.＋（m）	（m）	T.P.＋（m）	（cm）
69	原水系，消火系トレンチ	8.0	6.9	1.08	8.0	2.5
70	消火系トレンチ	8.0	7.2	0.76	8.0	1.8
71	電線管トレンチ	8.0	7.7	0.34	8.0	0.8
72	油系トレンチ	8.0	7.3	0.73	8.0	1.7
73	排水枡	8.0	6.9	1.10	8.0	2.6
74	電線管トレンチ	8.0	7.5	0.46	8.0	1.1
75	ろ過水系トレンチ	8.0	7.1	0.94	8.0	2.2
76	消火系トレンチ	8.0	7.3	0.71	8.0	1.7
77	海水系トレンチ	8.0	6.1	1.88	8.0	4.4
78	消火系トレンチ	8.0	7.0	1.00	8.0	2.3
79	消火系トレンチ	8.0	7.3	0.75	8.0	1.8
80	電線管トレンチ	8.0	7.6	0.45	8.0	1.1
81	消火系トレンチ	8.0	6.8	1.23	8.0	2.9
82	排水枡	8.0	7.6	0.42	8.0	1.0
83	排水枡	8.0	7.4	0.60	8.0	1.4
84	補助蒸気系トレンチ	8.0	7.5	0.46	8.0	1.1
85	原水系トレンチ	8.0	7.0	0.99	8.0	2.3
86	排水枡	8.0	7.7	0.29	8.0	0.7
87	ろ過水系トレンチ	8.0	6.8	1.20	8.0	2.8
88	排水溝	8.0	7.5	0.51	8.0	1.2
89	起動変圧器洞道	8.0	3.0	2.95	8.0	11.7
90	主変圧器洞道	8.0	2.9	3.00	8.0	11.8
91	非常用冷却水管路	8.0	4.2	2.00	8.0	8.8
92	非常用冷却水管路	8.0	4.4	1.80	8.0	8.3
93	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	8.0	4.9
94	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	8.0	4.9
95	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	8.0	4.9
96	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	12.9
97	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	12.9
98	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	12.9
99	補機冷却水管路	8.0	4.8	3.12	8.0	7.5
100	放水路	8.0	-3.1	4.60	8.0	25.6
101	放水管路	8.0	1.4	3.20	8.0	15.2
102	放水管路	8.0	1.4	3.20	8.0	15.2
103	放水管路	8.0	1.4	3.20	8.0	15.2
104	補機冷却水管路	8.0	4.8	3.12	8.0	7.5
105	非常用冷却水路	8.0	5.2	2.80	8.0	6.5
106	非常用冷却水路	8.0	5.2	2.80	8.0	6.5
107	電力ケーブル暗渠	8.0	4.6	2.85	8.0	8.0
108	非常用冷却水管路	8.0	2.0	2.00	8.0	13.8
109	非常用冷却水管路	8.0	2.2	1.80	8.0	13.4
110	電力ケーブル管路	8.0	5.9	0.90	8.0	4.9
111	電力ケーブル管路	8.0	6.2	0.60	8.0	4.2
112	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	12.9
113	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	12.9
114	取水管路	8.0	2.4	3.20	8.0	12.9
115	電力ケーブル管路	8.0	5.1	1.30	8.0	6.7
116	補機冷却水管路	8.0	1.1	3.07	8.0	16.0
117	放水路	8.0	-3.0	4.60	8.0	25.3
118	復水器冷却用取水路（東Ⅰ）	8.0	-7.7	8.50	8.0	36.2
119	一般排水路	8.0	5.6	0.60	8.0	5.6
120	一般排水路	8.0	5.8	0.30	8.0	5.1
121	一般排水路	8.0	5.9	0.40	8.0	5.0
122	一般排水路	8.0	2.1	0.40	8.0	13.6
123	一般排水路	8.0	4.5	0.40	8.0	8.1
124	一般排水路	8.0	3.8	0.60	8.0	9.8
125	予備変圧器洞道	8.0	6.1	0.27	8.0	4.3
126	蒸気系配管	8.0	4.6	0.76	8.0	7.8
127	電線管路	8.0	6.9	0.30	8.0	2.6
128	電線管路	8.0	6.2	0.45	8.0	4.1
129	非常用冷却水管路	8.0	5.5	2.00	8.0	5.8
130	非常用冷却水管路	8.0	5.7	1.80	8.0	5.3
131	OGC管	8.0	3.8	0.22	8.0	9.7
132	一般排水	8.0	6.0	0.30	8.0	4.6
133	一般排水	8.0	6.1	0.25	8.0	4.5
134	一般排水	8.0	6.2	0.15	8.0	4.3
135	OG管	8.0	3.7	0.76	8.0	9.9
136	MUW配管	8.0	6.2	0.61	8.0	4.2
137	旧DGSW管	8.0	4.3	0.46	8.0	8.5



第 5.4.3-5 図　建屋と埋戻部等との境界部の抽出結果

（図中の番号は，第 5.4.3-4 表の建屋番号を示す）

第 5.4.3-4 表　埋戻部の沈下量算出結果（建屋）（1／2）

：沈下量が15cmを超える箇所

No	名称	路面高	基礎※下端	地下水位	掘削形式	アクセスルートへの影響	埋戻部の沈下量
		T.P.＋（m）	T.P.＋（m）	T.P.＋（m）	開削，土留	影響有：×	（cm）
1	機械工作室用ボンベ庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
2	監視所	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
3	消防自動車車庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
4	H2O2ボンベ庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
5	機械工作室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
6	屋内開閉所	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
7	パトロール車車庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
8	H2CO2ガスボンベ貯蔵庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
9	主発電機用ガスボンベ庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
10	タービン建屋	8.0	-14.9	8.0	開削	○	－
11	原子炉建屋	8.0	-15.0	-15.0	開削	×	23.0
12	サービス建屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
13	水電解装置建屋	8.0	6.8	8.0	開削	○	－
14	ベーラー建屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
15	サンプルタンク室（R／W）	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
16	ヘパフィルター室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
17	マイクロ無線機室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
18	モルタル混練建屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
19	増強廃棄物処理建屋	8.0	-13.2	-13.2	土留	×	21.2
20	排気塔モニター室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
21	機器搬入口建屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
22	地下排水上屋（東西）	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
23	CO2ボンベ室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
24	チェックポイント	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
25	サービス建屋～チェックポイント歩道上屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
26	サービス建屋ボンベ室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
27	所内ボイラー用ボンベ庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
28	擁壁①	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
29	別館	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
30	PR第二電気室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
31	給水処理建屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
32	固体廃棄物貯蔵庫A棟	8.0	1.6	8.0	開削	×	14.7
33	固体廃棄物貯蔵庫B棟	8.0	2.6	8.0	開削	×	12.5
34	給水加熱器保管庫	5.0	4.0	5.0	開削	○	－
35	取水口電気室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
36	屋外第二電気室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
37	補修装置等保管倉庫	8.0	6.9	8.0	開削	○	－
38	プロパンガスボンベ室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
39	機材倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
40	No.1保修用油倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
41	No.2保修用油倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
42	固体廃棄物作業建屋	8.0	5.0	8.0	土留	×	6.9
43	緊急時対策室建屋	8.0	4.0	8.0	土留	×	9.2
44	事務本館	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
45	原子炉建屋（東Ⅰ）	8.0	-11.1	8.0	開削	○	－
46	タービンホール（東Ⅰ）	8.0	0.6	8.0	開削	○	－
47	サービス建屋（東Ⅰ）	8.0	6.6	8.0	開削	○	－
48	燃料倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
49	工具倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
50	固化処理建屋	8.0	6.7	8.0	開削	○	－
51	サイトバンカー建屋（東Ⅰ）	8.0	2.0	8.0	開削	×	13.8
52	放射性廃液処理施設	8.0	4.0	8.0	開削	○	－
53	地下タンク上屋（東）	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
54	地下タンク上屋（西）	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
55	使用済燃料貯蔵施設	8.0	6.1	8.0	開削	○	－
56	Hバンカー	8.0	6.1	8.0	開削	○	－
57	黒鉛スリーブ貯蔵庫	8.0	6.1	8.0	開削	○	－
58	燃料スプリッタ貯蔵庫	8.0	6.1	8.0	開削	○	－
59	低放射性固体廃棄物詰ドラム貯蔵庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
60	保修機材倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
61	ボーリングコア倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
62	ランドリー建屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
63	再利用物品置場テントNo.4	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
64	再利用物品置場テントNo.5	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
65	再利用物品置場テントNo.6	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
66	ボイラー上屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
67	使用済燃料乾式貯蔵建屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
68	非常用ディーゼルポンプ室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－

※　基礎下端高さは，基礎高さ1m未満の建屋は，基礎高さを１ｍとする。

第 5.4.3-4 表　埋戻部の沈下量算出結果（建屋）（2／2）

：沈下量が15cmを超える箇所

No	名称	路面高	基礎下端	地下水位	掘削形式	アクセスルートへの影響	埋戻部の沈下量
		T.P.＋（m）	T.P.＋（m）	T.P.＋（m）	開削，土留	影響有：×	（cm）
69	C.W.P制御盤室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
70	油倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
71	配電設備室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
72	水処理倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
73	資料2号倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
74	資料5号倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
75	資料4号倉庫	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
76	擁壁②	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
77	常設代替高圧電源装置	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
78	排水処理建屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
79	送水ポンプ室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
80	受水槽量水器小屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
81	加圧式空気圧縮機小屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
82	飲料水ポンプ室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
83	空気圧縮機室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
84	ホットワークショップ	8.0	5.0	8.0	開削	○	－
85	屋外タンク上屋	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
86	飲料水次亜鉛滅菌装置室	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
87	緊急時対策所建屋	23.0	22.0	23.0	開削	○	－
88	原子力館	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
89	正門監視所	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
90	放管センター	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
A	275kV送電鉄塔（No.1）	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
B	154kV・66kV送電鉄塔（No.6）	20.0	19.0	20.0	開削	○	－
C	154kV・66kV送電鉄塔（No.7）	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
D	154kV・66kV送電鉄塔（No.8）	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
E	多目的タンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
F	純水貯蔵タンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
G	ろ過水貯蔵タンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
H	原水タンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
I	溶融炉苛性ソーダタンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
J	溶融炉アンモニアタンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
K	主変圧器	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
L	所内変圧器	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
M	起動変圧器	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
N	予備変圧器	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
O	増強廃棄物処理建屋 換気空調ダクト	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
P	排気筒（東二）	8.0	4.5	8.0	土留	○	－
Q	排気筒（東Ⅰ）	8.0	4.5	8.0	開削	○	－
R	No.1所内トランスN2タンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
S	No.1主トランスN2タンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
T	No.2主トランスN2タンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
U	No.2所内トランスN2タンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－
V	600t純水タンク	8.0	7.0	8.0	開削	○	－

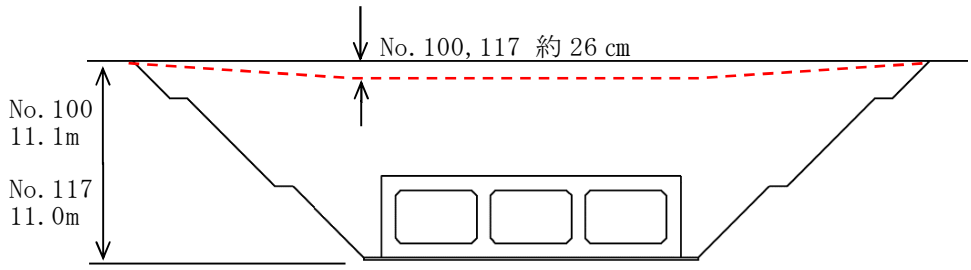
※　基礎下端高さは，基礎高さ1m未満の建屋は，基礎高さを１ｍとする。

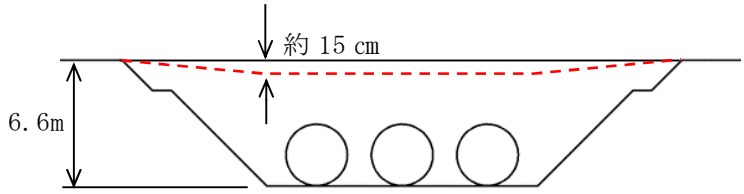
ｃ．評価結果

評価対象とする地山と埋戻部との境界部の評価結果（地中埋設構造物）を第 5.4.3-5 表に，建屋設置に伴う掘削範囲図を第 5.4.3-6 図に，地山と埋戻部との境界部の評価結果（建屋）を第 5.4.3-6 表に示す。

第 5.4.3-5 表　地山と埋戻部との境界部の評価結果（地中埋設構造物）（1／2）

<table>
<tr><th>地中埋設構造物</th><th colspan="2">地山と埋戻部との境界部の評価結果</th></tr>
<tr><td rowspan="2">No. 100
No. 117

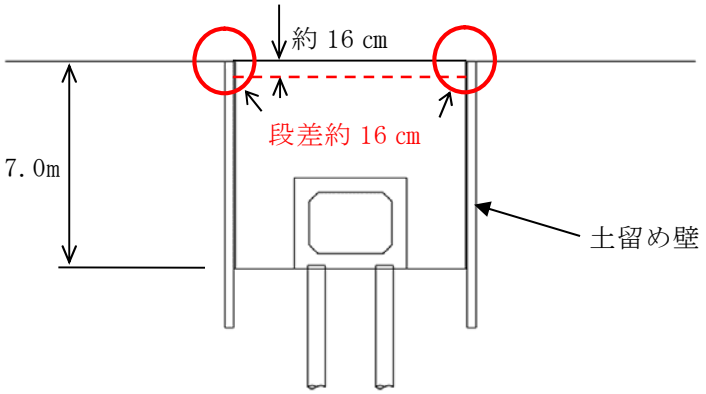
放水路</td><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td>評価結果</td><td>・埋戻部のみ沈下すると仮定した場合，No. 100 及び No. 117 で約 26 cmの沈下が想定されるが，掘削ラインに応じて沈下するため地山と埋戻部の境界に段差はなく，可搬型設備の通行に影響はない。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">No. 101
No. 102
No. 103

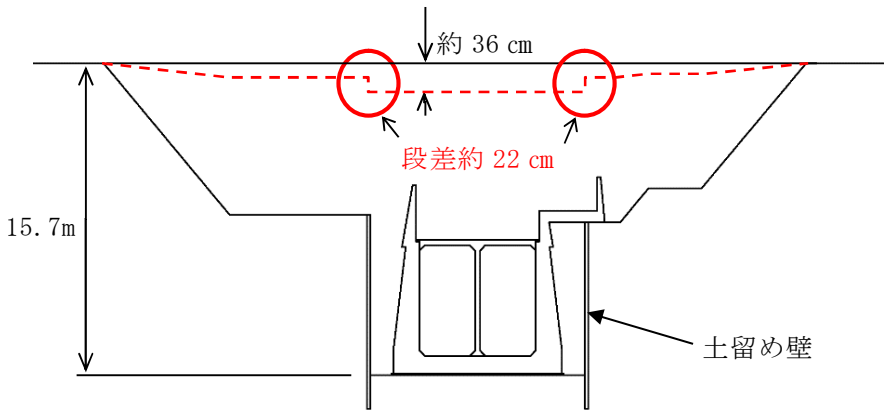
放水管路</td><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td>評価結果</td><td>・埋戻部のみ沈下すると仮定した場合，約 15 cmの沈下が想定されるが，掘削ラインに応じて沈下するため地山と埋戻部の境界に段差はなく，可搬型設備の通行に影響はない。</td></tr>
</table>

・構造物と埋戻部との境界については 5.4.3(2)の評価結果による。
・地中埋設構造物の損壊については，第 5.4.3-7 表の評価結果による。

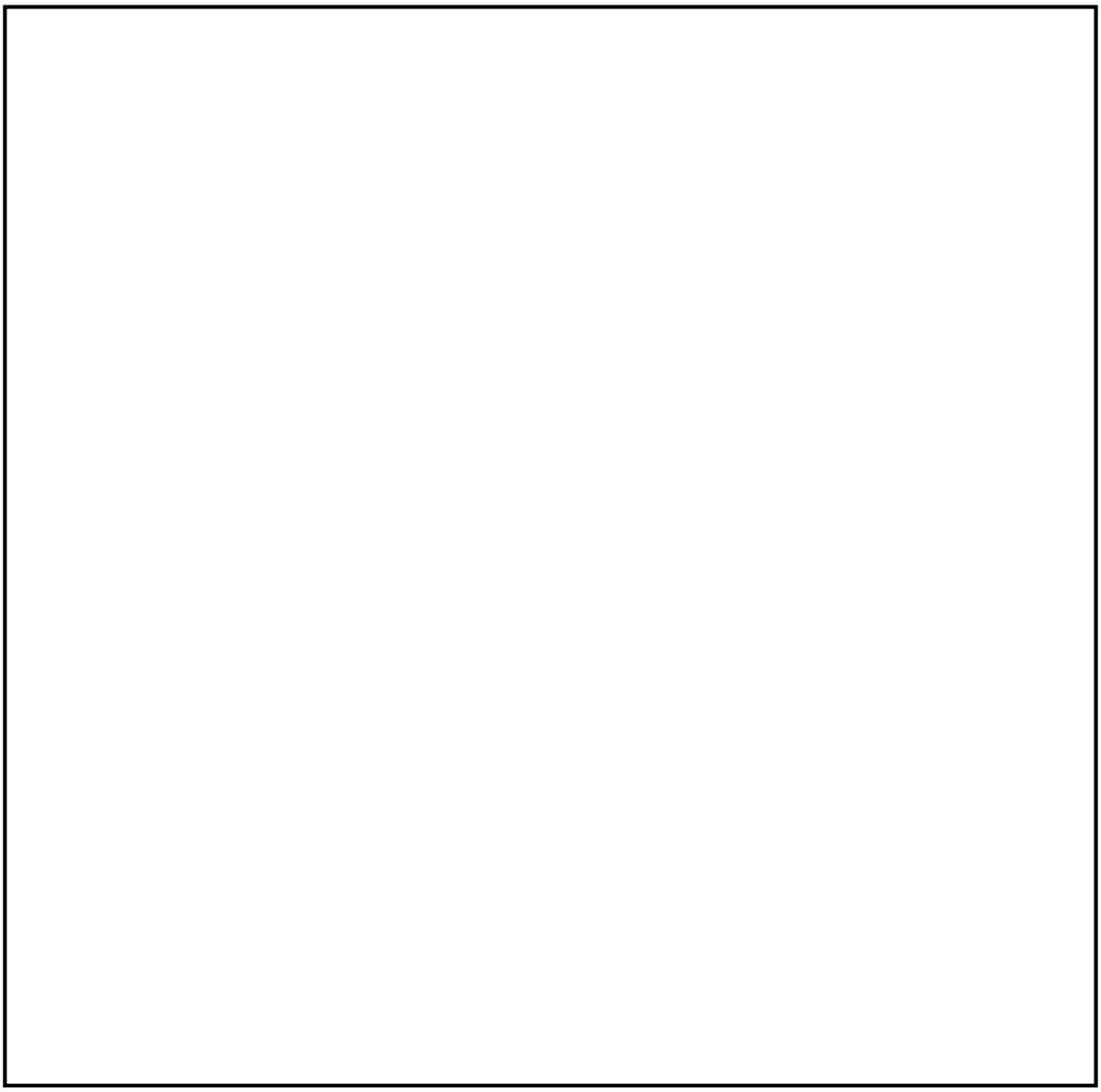
第 5.4.3-5 表　地山と埋戻部との境界部の評価結果（地中埋設構造物）（2／2）

<table>
<tr><th>地中埋設構造物</th><th colspan="2">地山と埋戻部との境界部の評価結果</th></tr>
<tr><td rowspan="2">No. 116

補器冷却水管路</td><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td>評価結果</td><td>・埋戻部のみ沈下すると仮定した場合，約 16 cmの沈下及び段差発生が想定されるため，路盤補強の対象として抽出する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">No. 118

復水器冷却用取水路(東Ⅰ)</td><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td>評価結果</td><td>・埋戻部のみ沈下すると仮定した場合，約 36 cmの沈下が想定され，掘削ラインに応じて沈下する範囲と，土留め壁施工箇所は約 22 cmの段差発生が想定されるため，路盤補強の対象として抽出する。</td></tr>
</table>

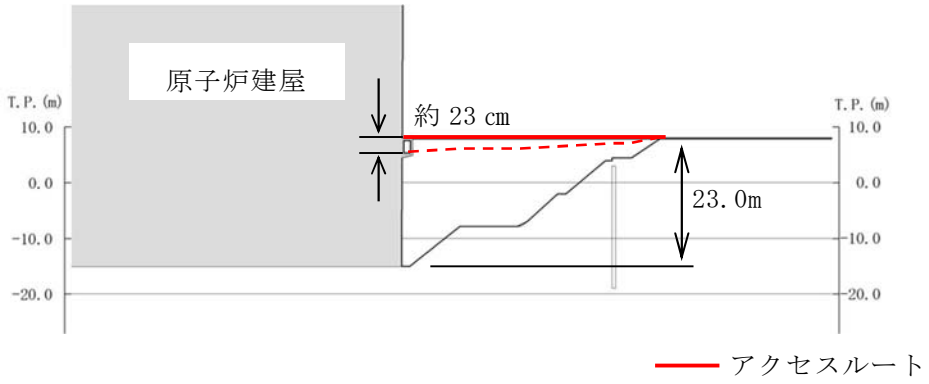
・構造物と埋戻部との境界については 5.4.3(2)の評価結果による。
・地中埋設構造物の損壊については，第 5.4.3-7 表の評価結果による。

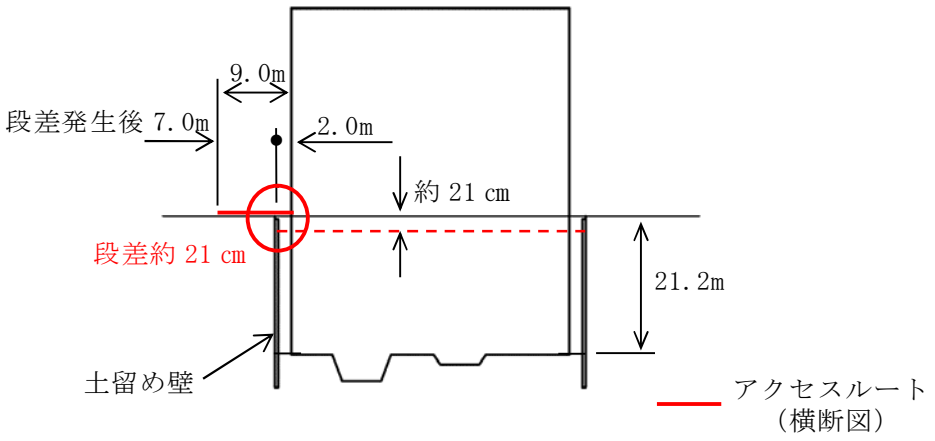


第 5.4.3-6 図　建屋設置に伴う掘削範囲図

第 5.4.3-6 表　地山と埋戻部との境界部の評価結果（建屋）

<table>
<tr><th>建屋</th><th colspan="2">地山と埋戻部との境界部の評価結果</th></tr>
<tr><td rowspan="2">No. 11

原子炉建屋</td><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td>評価結果</td><td>・埋戻部のみ沈下すると仮定した場合，アクセスルート縦断方向に約 23 cmの沈下が想定されるが，掘削ラインに応じて沈下するため地山と埋戻部の境界に段差はなく，縦断勾配も 1.0%未満であり，可搬型設備の通行に影響はない。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">No. 19

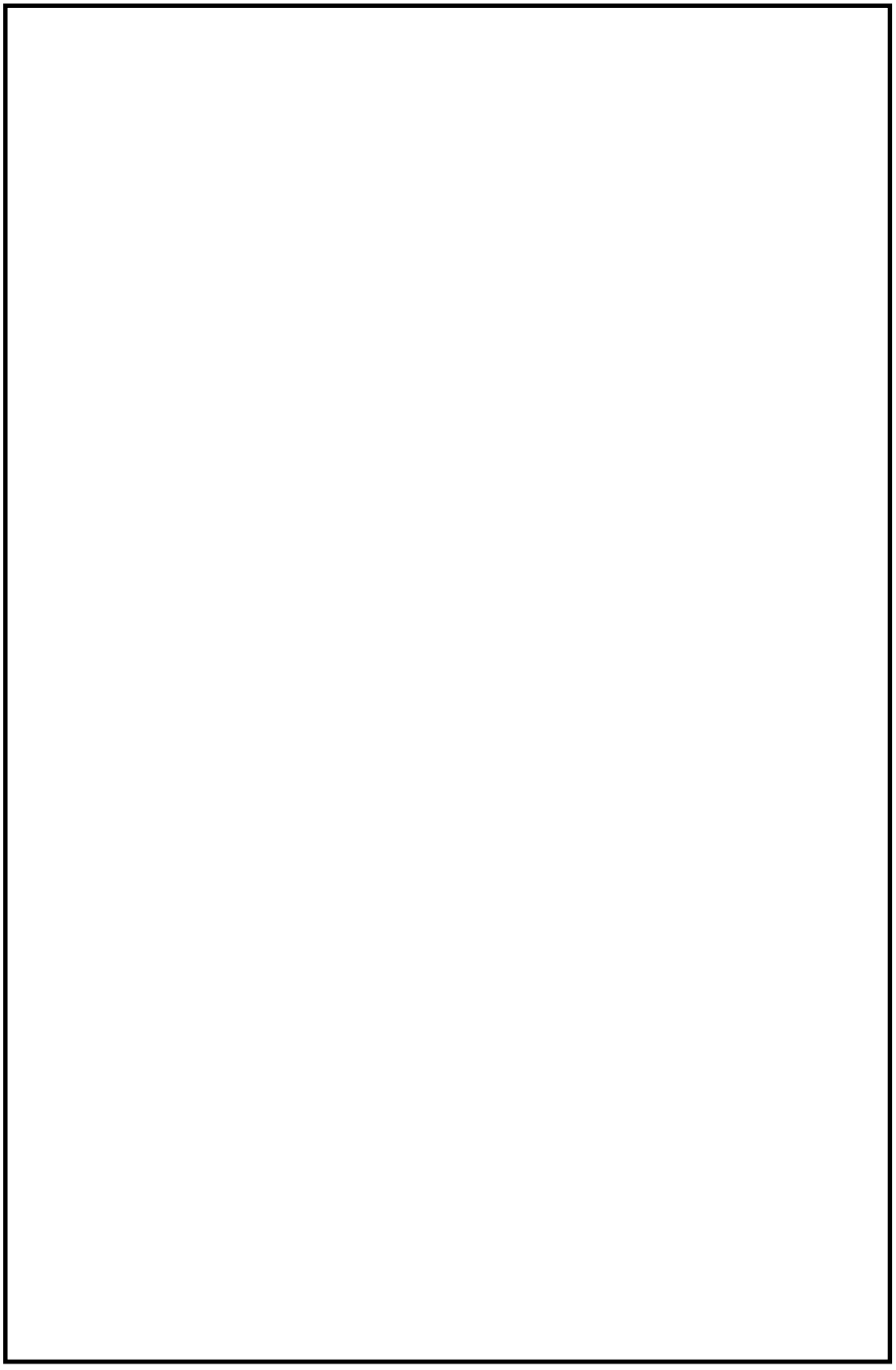
増強廃棄物処理建屋</td><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td>評価結果</td><td>・埋戻部のみ沈下すると仮定した場合，土留め壁施工箇所は約 21 cmの段差発生が想定されるが，通行に必要な道幅（7m）は確保されるため，可搬型設備の通行に影響はない。</td></tr>
</table>

(4)　側方流動による沈下

ａ．評価方法

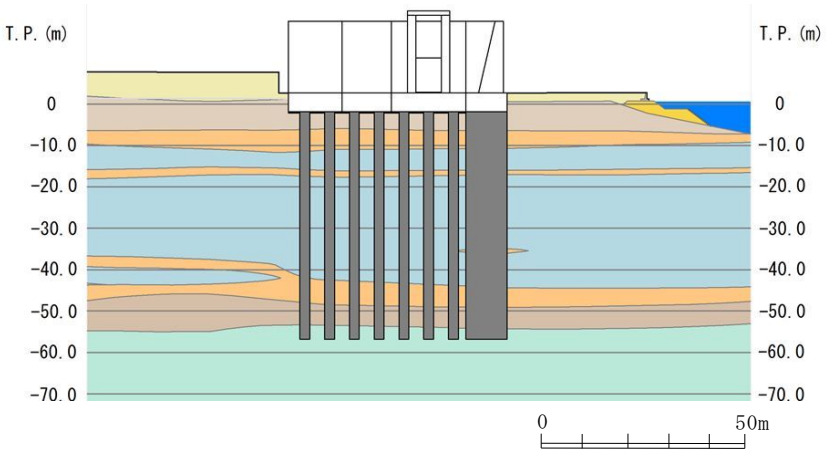
側方流動による影響は,道路橋示方書・同解説Ⅴ耐震設計編（平成 14 年 3 月）より，水際線から概ね 100m 程度の範囲とされていることから，海岸線より概ね 100m の範囲のアクセスルートを側方流動による影響の評価対象とする。

側方流動の評価範囲を第 5.4.3-7 図に示す。

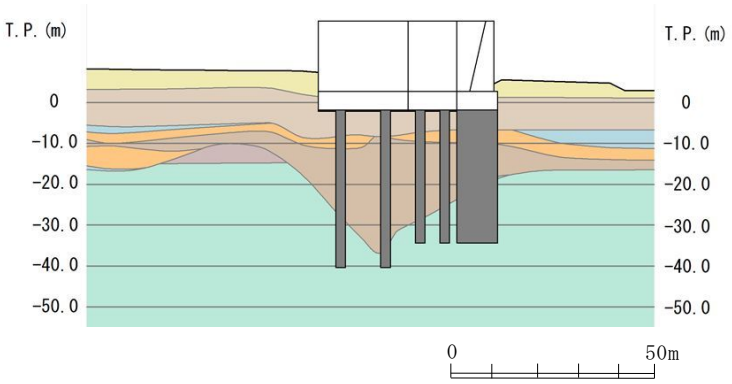


第 5.4.3-7 図　側方流動の評価範囲（1／2）

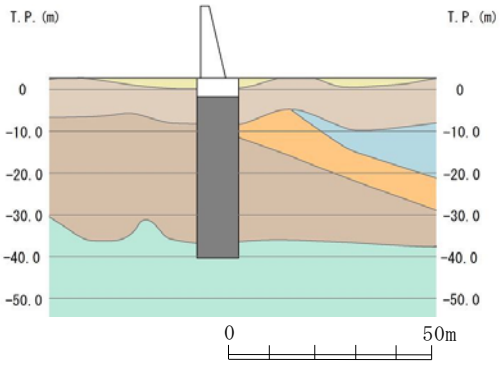
Ａ－Ａ断面



Ｂ－Ｂ断面



Ｃ－Ｃ断面



凡例

記号	堆積層
fl	
du	
Ag2	
D2c-3	
D2s-3	
D2g-3	
lm	
D1g-1	
Km	

第 5.4.3-7 図　側方流動の評価範囲（2／2）

ｂ．評価結果

評価範囲のアクセスルート（取水構造物西側のアクセスルート）の東側は,鉄筋コンクリート防潮壁,鋼製防護壁または取水構造物が設置されており,護岸背面の地盤改良を行うことから,側方流動は発生しないと考えられるが,当該アクセスルートはT.P.＋8mエリアとT.P.＋3mエリアの境となる斜面の法肩付近に位置するため,地震時の地盤変状が想定され,復旧に時間を要することから，当該アクセスルートは地震時には使用しないものとする。

鉄筋コンクリート防潮壁は，水際線に並行する岩盤に支持された地中連続壁基礎が設置されることから，本防潮壁の西側は側方流動は発生しない。

万一，側方流動の影響が想定範囲外に及んだ場合でも，南側鉄筋コンクリート防潮壁の南西側ルートについては，道幅が十分広い（約 11m）ことから，可搬型設備の通行に影響はない。（別紙（15）参照）

【(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，以下の条件に該当する地中埋設構造物を評価対象とする。

条件①:耐震性が十分ではない内空部が 15cm 以上のコンクリート構造物（鋼管は地震により潰れることは考え難いため，評価対象から除外する）

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。

評価結果を第 5.4.3-7 表に示す。

上記の条件に該当する地中埋設構造物については，段差緩和対策，または，構造物内に予め土のうを敷き詰める等の対策の対象として抽出する。

第 5.4.3-7 表　構造物損壊評価の抽出結果（1／2）

：損壊評価対象構造物

No	名称	構造物の分類	条件① コンクリート構造物
1	変圧器排油管	鋼管	－
2	電線管路	鋼管	－
3	電線管路	コンクリート構造物	○
4	電線管路	コンクリート構造物	○
5	電線管路	コンクリート構造物	○
6	電線管路	コンクリート構造物	○
7	電線管路	鋼管	－
8	電線管路	鋼管	－
9	電線管路	鋼管	－
10	電線管路	鋼管	－
11	電線管路	鋼管	－
12	電線管路	鋼管	－
13	電線管路	鋼管	－
14	電線管路	鋼管	－
15	電線管路	鋼管	－
16	電線管路	鋼管	－
17	電線管路	鋼管	－
18	電線管路	鋼管	－
19	電線管路	鋼管	－
20	電線管路	鋼管	－
21	電線管路	鋼管	－
22	電線管路	鋼管	－
23	電線管路	鋼管	－
24	電線管路	鋼管	－
25	電線管路	鋼管	－
26	電線管路	鋼管	－
27	電線管路	鋼管	－
28	電線管路	鋼管	－
29	電線管路	鋼管	－
30	一般排水	鋼管	－
31	一般排水	鋼管	－
32	旧消火配管	鋼管	－
33	旧消火配管	鋼管	－
34	消火配管	鋼管	－
35	旧消火配管	鋼管	－
36	ろ過水配管	鋼管	－
37	ろ過水配管	鋼管	－
38	ろ過水配管	鋼管	－
39	旧ろ過水配管	鋼管	－
40	旧ろ過水配管	鋼管	－
41	ろ過水配管	鋼管	－
42	R/B,D/Gストームドレン配管	鋼管	－
43	T/Bストームドレン配管	鋼管	－
44	排水配管	鋼管	－
45	排水配管	鋼管	－
46	排水配管	鋼管	－
47	旧RHRS配管	鋼管	－
48	OG管	鋼管	－
49	OG管	鋼管	－
50	MUW配管	鋼管	－
51	MUW配管	鋼管	－
52	MUW配管	鋼管	－
53	MUW配管	鋼管	－
54	旧DGSW管	鋼管	－
55	ケーブル管路	鋼管	－
56	ケーブル管路	鋼管	－
57	ケーブル管路	鋼管	－
58	ケーブル管路	鋼管	－
59	ケーブル管路	鋼管	－
60	ケーブル管路	鋼管	－
61	ケーブル管路	鋼管	－
62	ケーブル管路	鋼管	－
63	ケーブル管路	鋼管	－
64	ケーブル管路	鋼管	－
65	ケーブル管路	鋼管	－
66	電気マンホール	コンクリート構造物	○
67	消火系トレンチ	コンクリート構造物	○
68	排水枡	コンクリート構造物	○

第 5.4.3-7 表　構造物損壊評価の抽出結果（2／2）

：損壊評価対象構造物

No	名称	構造物の分類	条件① コンクリート構造物
69	原水系，消火系トレンチ	コンクリート構造物	○
70	消火系トレンチ	コンクリート構造物	○
71	電線管トレンチ	コンクリート構造物	○
72	油系トレンチ	コンクリート構造物	○
73	排水枡	コンクリート構造物	○
74	電線管トレンチ	コンクリート構造物	○
75	ろ過水系トレンチ	コンクリート構造物	○
76	消火系トレンチ	コンクリート構造物	○
77	海水系トレンチ	コンクリート構造物	○
78	消火系トレンチ	コンクリート構造物	○
79	消火系トレンチ	コンクリート構造物	○
80	電線管トレンチ	コンクリート構造物	○
81	消火系トレンチ	コンクリート構造物	○
82	排水枡	コンクリート構造物	○
83	排水枡	コンクリート構造物	○
84	補助蒸気系トレンチ	コンクリート構造物	○
85	原水系トレンチ	コンクリート構造物	○
86	排水枡	コンクリート構造物	○
87	ろ過水系トレンチ	コンクリート構造物	○
88	排水溝	コンクリート構造物	○
89	起動変圧器洞道	コンクリート構造物	○
90	主変圧器洞道	コンクリート構造物	○
91	非常用冷却水管路	鋼管	－
92	非常用冷却水管路	鋼管	－
93	電力ケーブル管路	鋼管	－
94	電力ケーブル管路	鋼管	－
95	電力ケーブル管路	鋼管	－
96	取水管路	鋼管	－
97	取水管路	鋼管	－
98	取水管路	鋼管	－
99	補機冷却水管路	コンクリート構造物	○
100	放水路	コンクリート構造物	○
101	放水管路	鋼管	－
102	放水管路	鋼管	－
103	放水管路	鋼管	－
104	補機冷却水管路	コンクリート構造物	○
105	非常用冷却水路	コンクリート構造物	○
106	非常用冷却水路	コンクリート構造物	○
107	電力ケーブル暗渠	コンクリート構造物	○
108	非常用冷却水管路	鋼管	－
109	非常用冷却水管路	鋼管	－
110	電力ケーブル管路	鋼管	－
111	電力ケーブル管路	鋼管	－
112	取水管路	鋼管	－
113	取水管路	鋼管	－
114	取水管路	鋼管	－
115	電力ケーブル管路	鋼管	－
116	補機冷却水管路	コンクリート構造物	○
117	放水路	コンクリート構造物	○
118	復水器冷却用取水路（東Ⅰ）	コンクリート構造物	○
119	一般排水路	コンクリート構造物	○
120	一般排水路	コンクリート構造物	○
121	一般排水路	コンクリート構造物	○
122	一般排水路	コンクリート構造物	○
123	一般排水路	コンクリート構造物	○
124	一般排水路	コンクリート構造物	○
125	予備変圧器洞道	コンクリート構造物	○
126	蒸気系配管	鋼管	－
127	電線管路	鋼管	－
128	電線管路	鋼管	－
129	非常用冷却水管路	鋼管	－
130	非常用冷却水管路	鋼管	－
131	OGC管	鋼管	－
132	一般排水	鋼管	－
133	一般排水	鋼管	－
134	一般排水	鋼管	－
135	OG管	鋼管	－
136	MUW配管	鋼管	－
137	旧DGSW管	鋼管	－

アクセスルートの路盤補強等の実施対象は，以下の①～④のいずれかの条件に該当し，かつ，⑤の条件に該当する箇所とする。

整理結果を第 5.4.3-8 表，第 5.4.3-9 表に，路盤補強等の実施箇所を第 5.4.3-8 図及び補足説明資料(7)に，路盤補強のイメージを第 5.4.3-9 図に示す。（別紙（42）参照）

なお，整理結果については，追而とする。

条件①　不等沈下により 15cm 以上の段差発生が想定される埋設物（第 5.4.3-1 表より）

条件②　液状化により 15cm 以上の浮き上がりが想定される埋設物（第 5.4.3-2 表より）

条件③　地山と埋戻部との境界部において車両の通行に影響がある埋設物及び建屋周辺箇所（第 5.4.3-5 表，第 5.4.3-6 表より）

条件④　地中埋設物の損壊により 15cm 以上の段差発生が想定される埋設物（第 5.4.3-7 表より）

条件⑤　地震時に車両通行を想定するルート（緊急時対策所から保管場所・取水箇所を経て接続口までのルート，第 5.5.1-1 図から第 5.5.1-5 図参照）上の箇所

なお，新規に設置する施設により 15cm 以上の段差発生が想定される箇所については，路盤補強等の事前対策を行うものとする。

第 5.4.3-8 表　路盤補強等の対象構造物（1／2）

：路盤補強等，事前対策の実施対象

No	名称	条件① 不等沈下により15cm以上段差発生	条件② 液状化により15cm以上浮き上がり発生	条件③ 地山と埋戻部の境界で通行影響あり	条件④ 地中埋設物損壊時に15cm以上段差発生	条件⑤ 地震時に車両通行を想定するルート
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	電気マンホール	－	○	－	○	－
67	消火系トレンチ	－	○	－	○	－
68	排水枡	－	○	－	○	○

○：条件に該当する場合　　－：条件に該当しない場合

第 5.4.3-8 表　路盤補強等の対象構造物（2／2）

：路盤補強等，事前対策の実施対象

No	名称	条件① 不等沈下 により 15cm以上 段差発生	条件② 液状化により 15cm以上 浮き上がり 発生	条件③ 地山と埋戻部 の境界で 通行影響あり	条件④ 地中埋設物 損壊時に 15cm以上 段差発生	条件⑤ 地震時に 車両通行を 想定する ルート
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（東Ⅰ）	○	－	○	○	○
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	－	○	－	○	－
125	予備変圧器洞道	－	－	－	○	○
126	蒸気系配管	－	－	－	－	○
127	電線管路	－	－	－	－	○
128	電線管路	－	－	－	－	○
129	非常用冷却水管路	－	○	－	－	○
130	非常用冷却水管路	－	○	－	－	○
131	OGC管	－	－	－	－	○
132	一般排水	－	－	－	－	○
133	一般排水	－	－	－	－	○
134	一般排水	－	－	－	－	○
135	OG管	－	○	－	－	○
136	MUW配管	－	○	－	－	○
137	旧DGSW管	－	－	－	－	○

○：条件に該当する場合　　－：条件に該当しない場合

第 5.4.3-9 表　路盤補強の対象建屋（1／2）

：路盤補強等，事前対策の実施対象

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

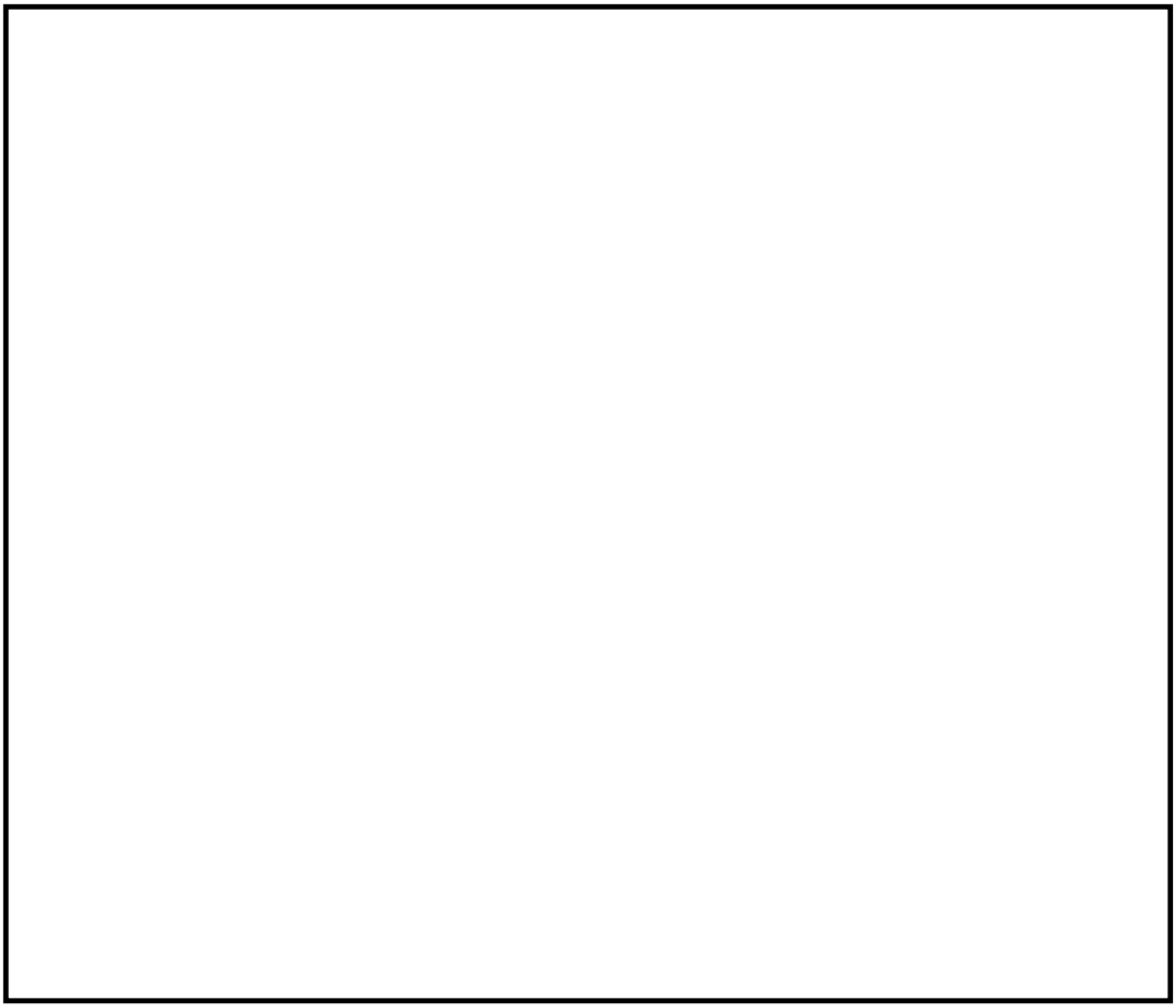
○：条件に該当する場合　　－：条件に該当しない場合

第 5.4.3-9 表　路盤補強の対象建屋（2／2）

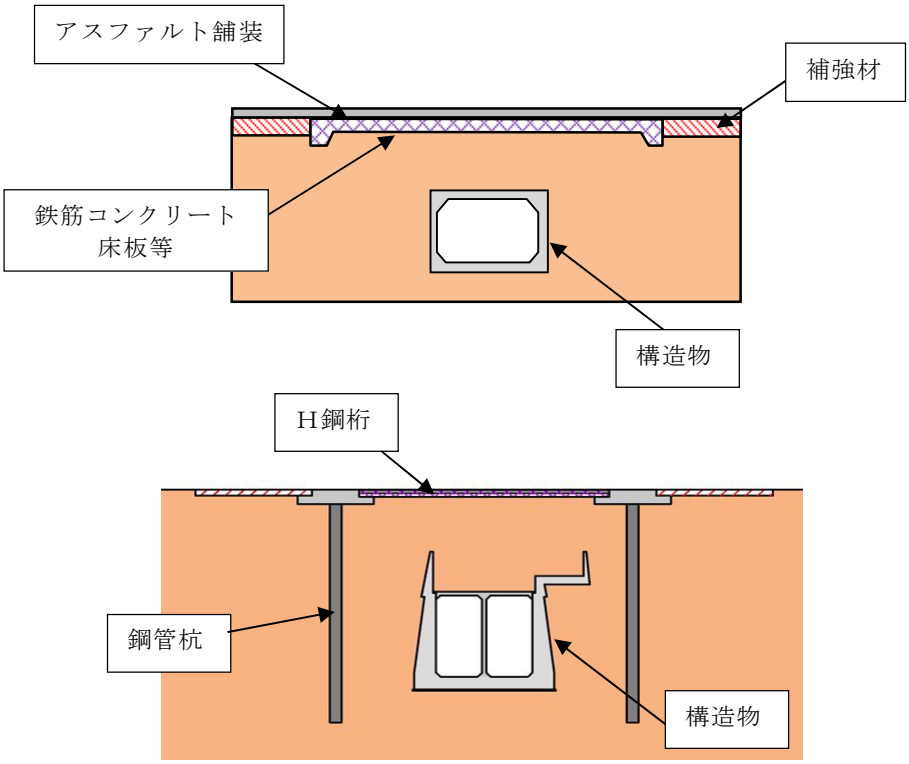
：路盤補強等，事前対策の実施対象

No	名称	条件③ 地山と埋戻部の境界で通行影響あり
69	C.W.P制御盤室	－
70	油倉庫	－
71	配電設備室	－
72	水処理倉庫	－
73	資料2号倉庫	－
74	資料5号倉庫	－
75	資料4号倉庫	－
76	擁壁②	－
77	常設代替高圧電源装置	－
78	排水処理建屋	－
79	送水ポンプ室	－
80	受水槽量水器小屋	－
81	加圧式空気圧縮機小屋	－
82	飲料水ポンプ室	－
83	空気圧縮機室	－
84	ホットワークショップ	－
85	屋外タンク上屋	－
86	飲料水次亜鉛滅菌装置室	－
87	緊急時対策所建屋	－
88	原子力館	－
89	正門監視所	－
90	放管センター	－
A	275kV送電鉄塔（No.1）	－
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	－
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	－
P	排気筒（東二）	－
Q	排気筒（東Ⅰ）	－
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	－

○：条件に該当する場合　　－：条件に該当しない場合



第 5.4.3-8 図　アクセスルート及び路盤補強等実施箇所



No.118 復水器冷却用取水路の路盤補強イメージ

第 5.4.3-9 図　路盤補強のイメージ

屋外アクセスルートの評価結果より，第 2.5.2-3 図に示した基準地震動Ｓ$_S$の影響を受けないルート並びに第 2.5.2-4 図に示した基準地震動Ｓ$_S$及び敷地遡上津波の影響を受けないルートは，周辺構造物の倒壊・損壊による影響がないこと，周辺斜面の崩壊及び道路面のすべりに対する影響がないこと，及び沈下等に対する影響については事前対策を実施することにより可搬型設備の通行性が確保できることを確認した。

別紙（38）を踏まえ，敷地の地質・地質構造に関する特徴から想定されるリスクについて検討した。a.重要施設設置において大規模な掘削・埋戻による地山と埋戻部の不等沈下については，前述の(3)「地山と埋戻部との境界部の評価」にて個別箇所の影響を評価した。b.砂質地盤に液状化を仮定する

と噴砂によるアクセスルートの不陸が生じるが，避ける又は復旧作業を行うため，通行へのリスクは小さいと評価した。c.岩盤の傾斜に伴う堆積層厚の変化による沈下量の場所的な変化については，岩盤上限面の傾斜が 1:1 以下であり，堆積層全層が沈下したとしても地表面の傾斜は 2%未満となり，当該箇所のアクセスルートにこの傾斜を考慮しても勾配は登坂可能な勾配 12%を下回ることから，通行への影響はない。d.岩盤深度の急変部付近の第四系の地層構成の変化により沈下量が場所的に変化するものの，変化が比較的大きい取水構造物西側付近の領域においても想定される傾斜は 4%程度であることから,通行への影響はない。また，堆積層厚の変化及び地層構成の変化を保守的に重ね合わせても 6%程度であり，通行への影響はない。

さらに，事前対策として，使用するアクセスルートの確実性を高めるために，基準地震動Ｓ$_S$の影響を受けないルート並びに基準地震動Ｓ$_S$及び敷地遡上津波の影響を受けないルートに対して路盤補強を実施（保管場所内ルート含む）する。

また，万一，想定を上回る沈下，浮き上がり，陥没が発生し,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）を保管場所またはアクセスルート近傍に配備する。なお，土のうによる段差復旧の訓練を実施し,車両が通行できることを確認している。（別紙（20），（21）参照）

5.5　地震及び津波時におけるアクセスルートの復旧時間評価結果

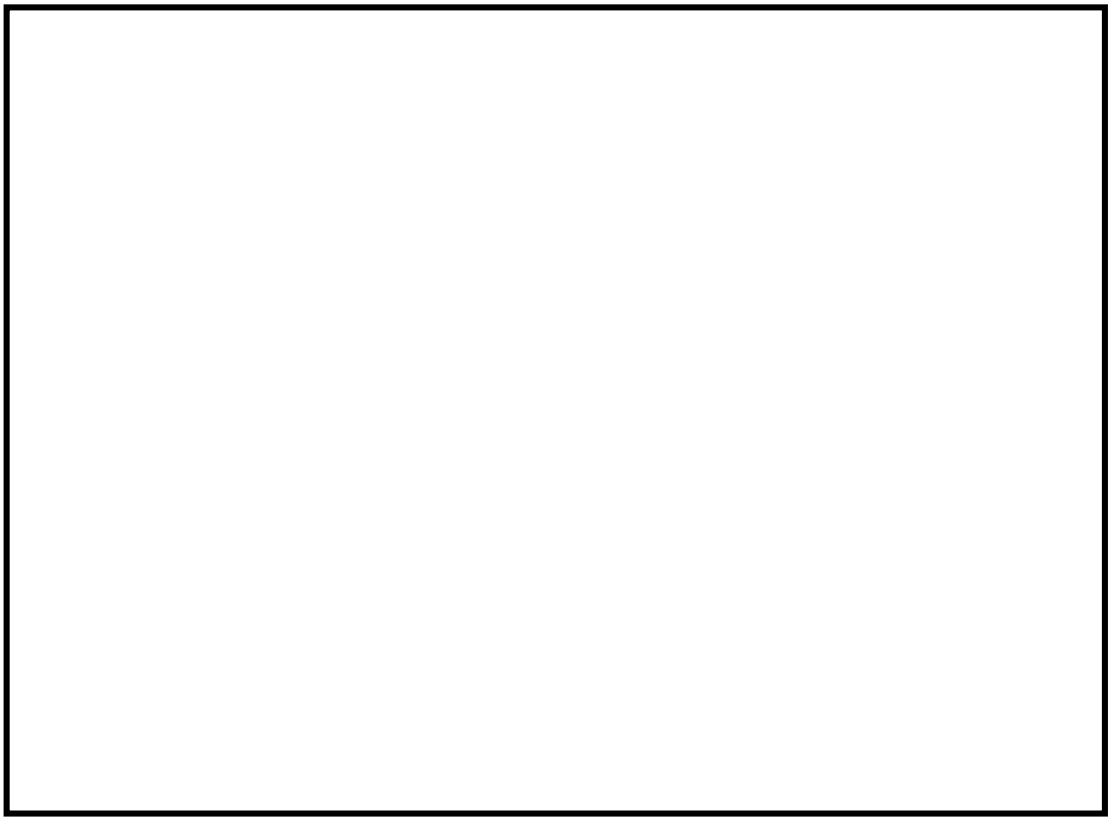
5.5.1　地震時の復旧時間の評価結果

地震時におけるアクセスルートの選定は，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（西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽）を経て，各接続箇所までの以下の複数ルートを選定し，各ルートの時間評価を行う。

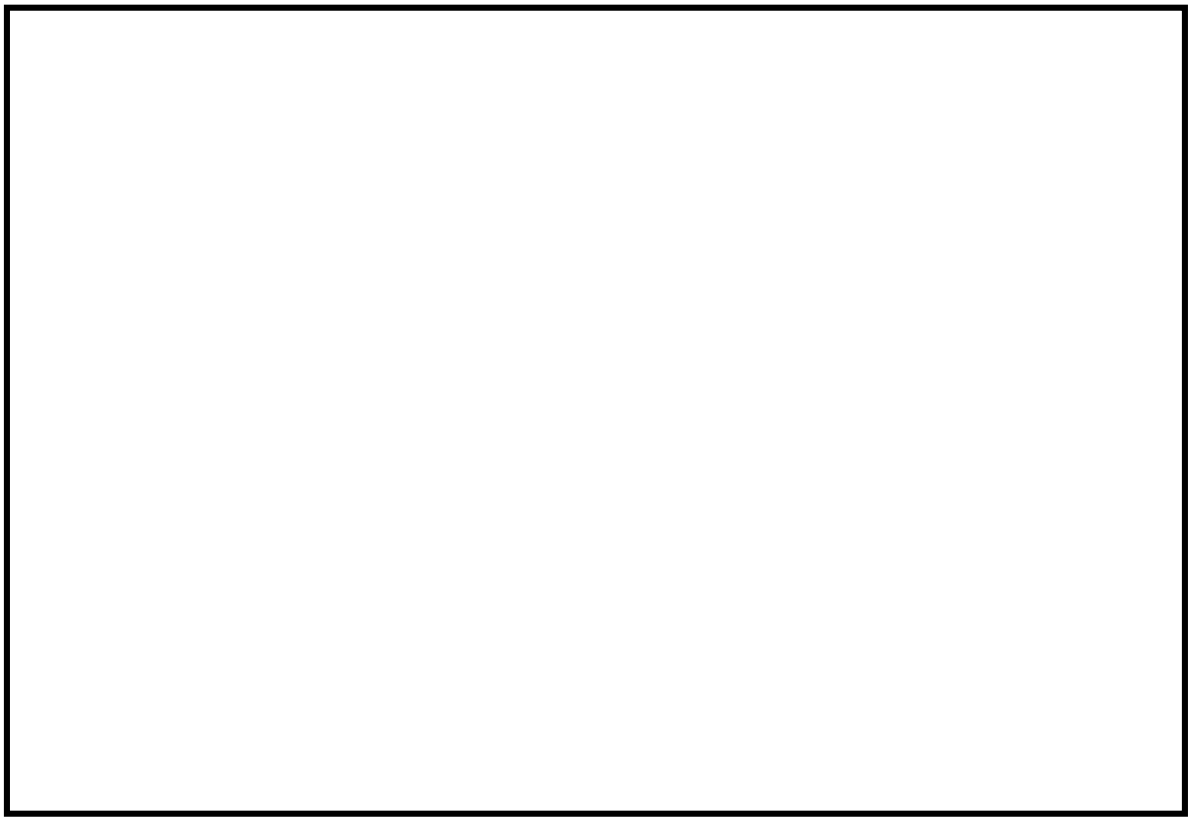
・地震の影響を受けないルート（第 5.5.1-1 図）

・(1) ～ (7) の被害想定結果を踏まえ，地震時に発生するがれき等の復旧を行うルート（第 5.5.1-2 図から第 5.5.1-5 図）

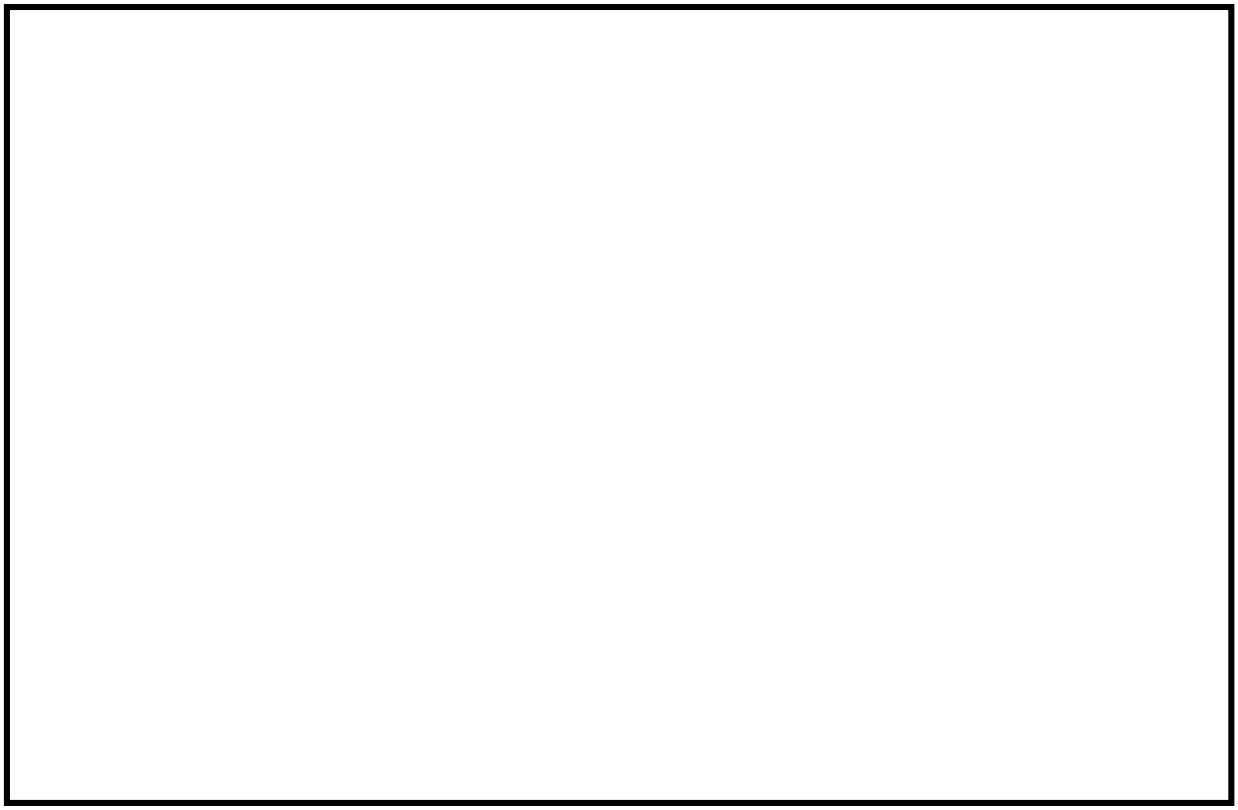
また，地震時の被害想定の一覧を別紙（22）に示す。



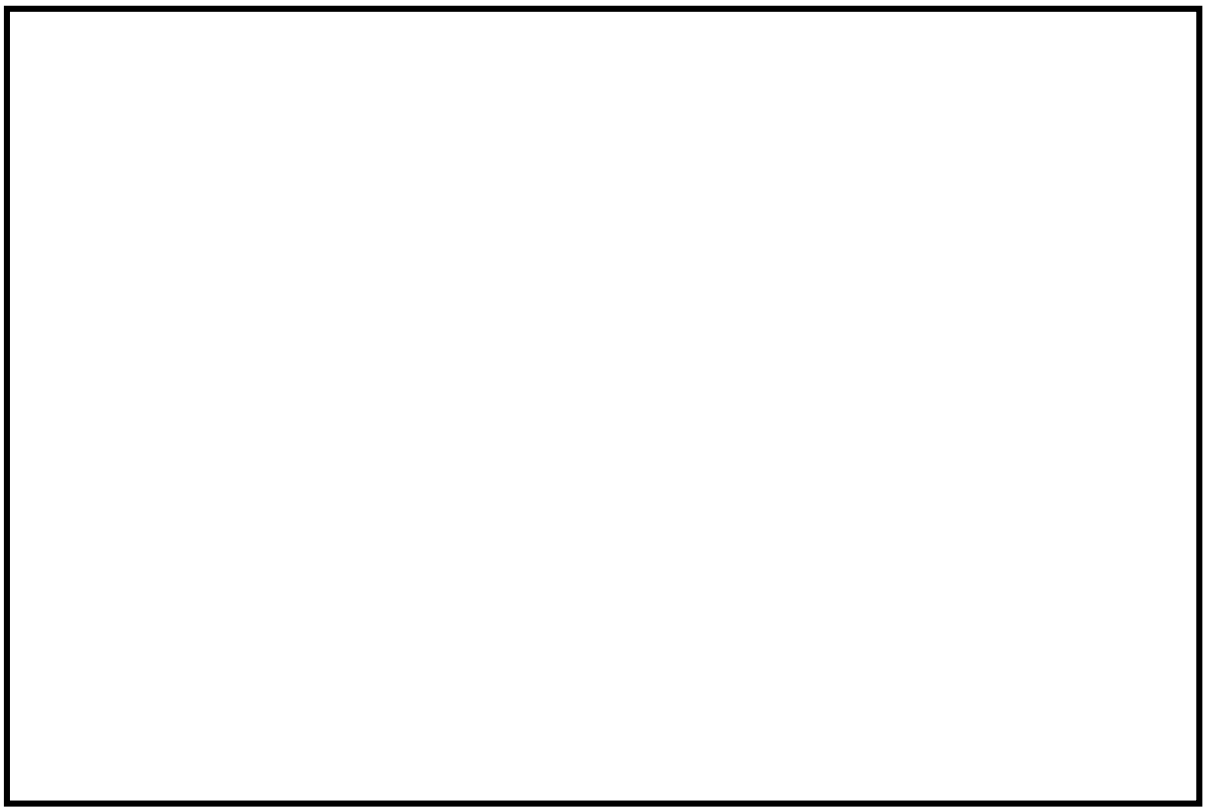
第 5.5.1-1 図　緊急時対策所～西側淡水貯水設備～高所接続口（東側／西側）及び緊急時対策所～代替淡水貯槽～西側接続口までのアクセスルート概要



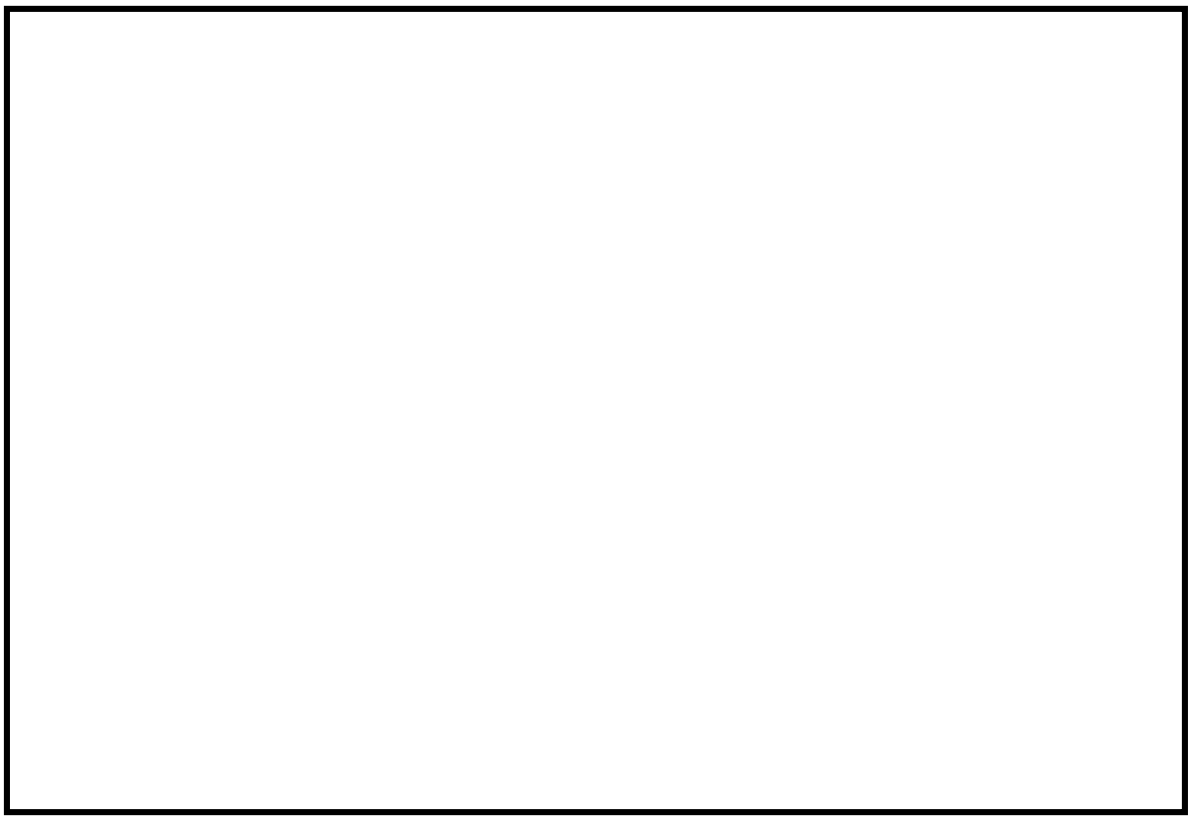
第 5.5.1-2 図　緊急時対策所～代替淡水貯槽～東側接続口，西側接続口までの
アクセスルート概要



第 5.5.1-3 図　緊急時対策所～西側淡水貯水設備～
代替淡水貯槽までのアクセスルート概要



第 5.5.1-4 図　緊急時対策所～西側接続口（可搬型窒素供給装置接続口）
までのアクセスルート概要



第 5.5.1-5 図　緊急時対策所～東側接続口（可搬型窒素供給装置接続口）
までのアクセスルート概要

(1)　復旧方法

地震時に発生するがれきや崩壊土砂について，アクセスルートの復旧方法を以下に示す。また，第 5.5.1-6 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出しすることによりルートを復旧する。(別紙（20)，(23)，補足説明資料（3）参照)

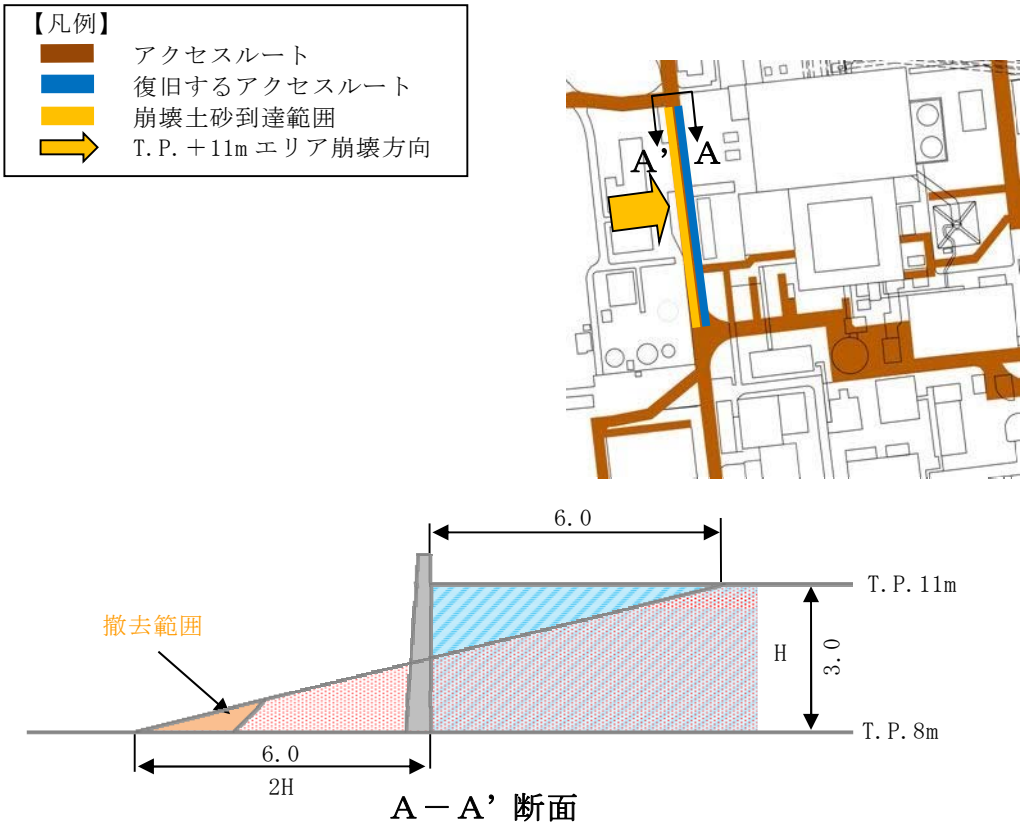
ｂ．崩壊土砂撤去

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出しすることによりルートを復旧する。(別紙（20)，(23)，(24)，補足説明資料（3）参照)

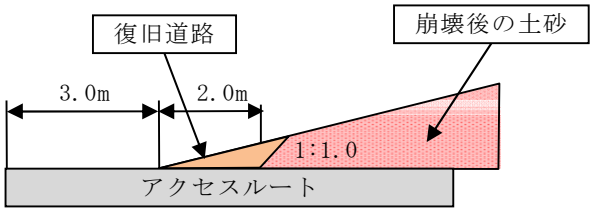
復旧道路の条件は以下のとおり。

・アクセスルートとして必要な幅員を確保する。(別紙（15）参照)

・切土法面勾配は文献を参考に 1:1.0 とする。(第 5.5.1-6 図，第 5.5.1-7 図参照)



第 5.5.1-6 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 5.5.1-7 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

・ホイールローダ等の可搬型設備の移動速度は，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。

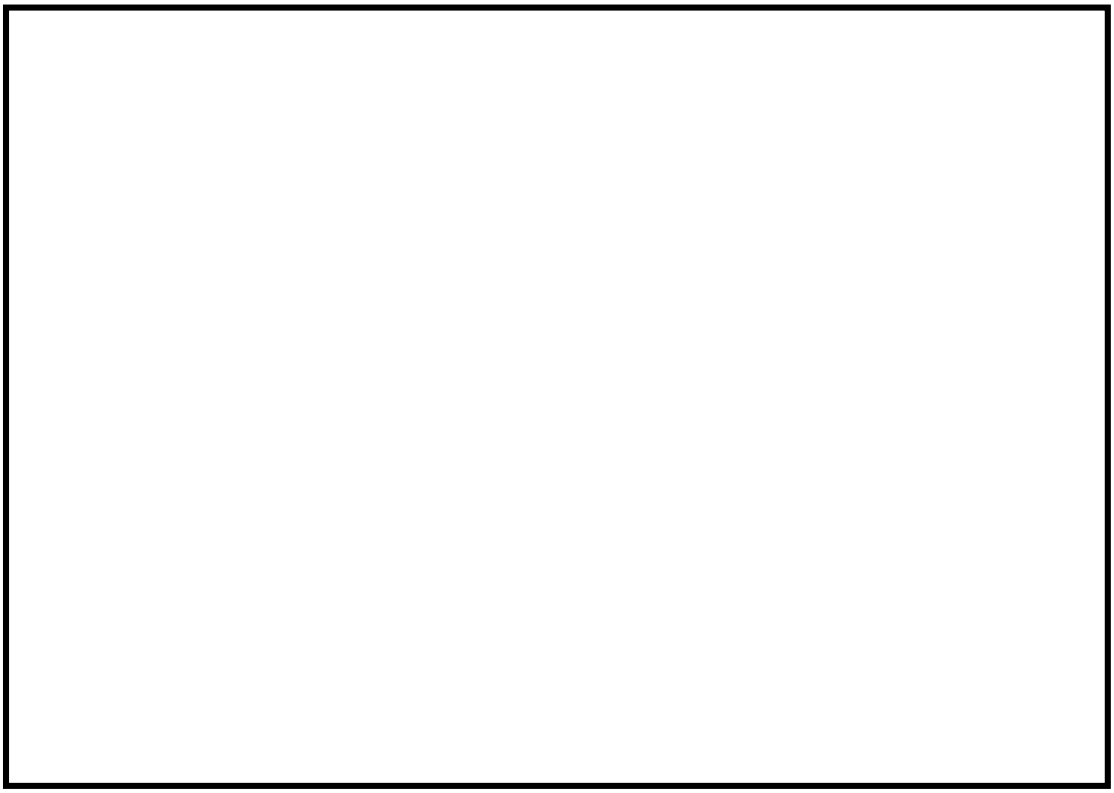
・アクセスルート確保要員は，緊急時対策所から保管場所へ向かい，ホイールローダを操作しがれき撤去を実施する。

c．評価

地震によるがれき等の影響を受けないアクセスルートは重機等による復旧を必要としない。（第 5.5.1-8 図，第 5.5.1-9 図，第 5.5.1-12 図，第 5.5.1-14 図，第 5.5.1-16 図）

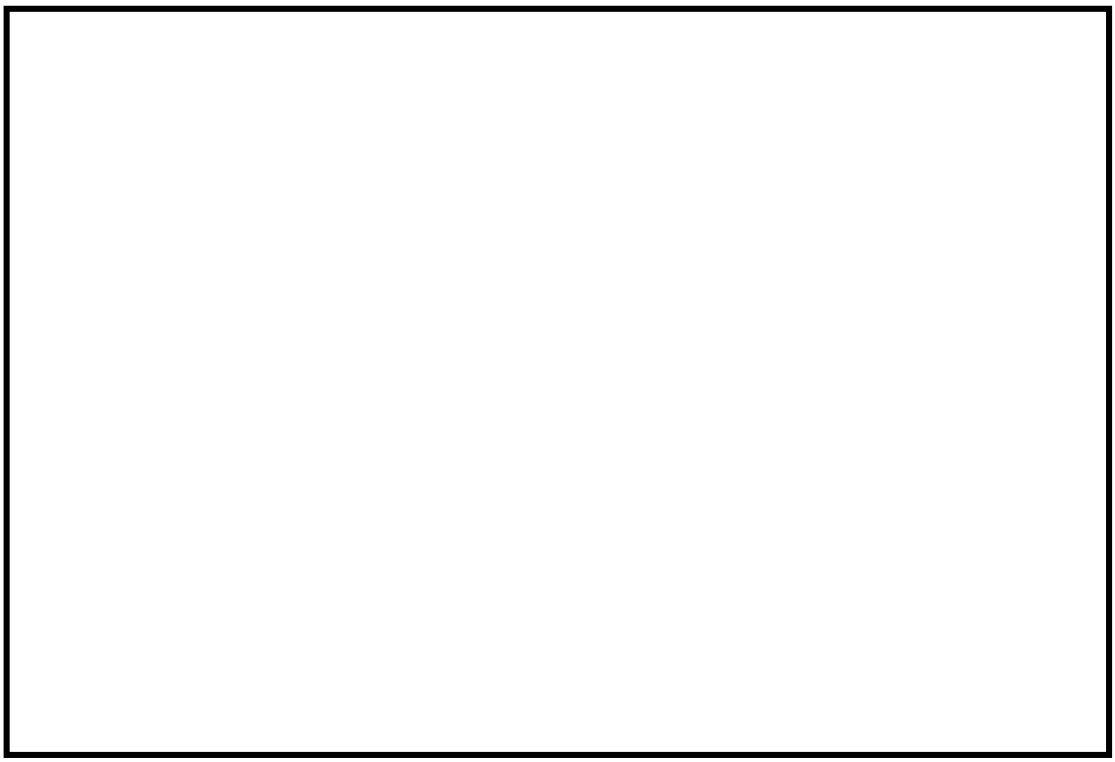
また，地震時に発生するがれき等の復旧を行うルートについて，各アクセスルートの復旧時間を評価した。（第 5.5.1-10 図，第 5.5.1-11 図，第 5.5.1-13 図，第 5.5.1-15 図，第 5.5.1-17 図）

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。



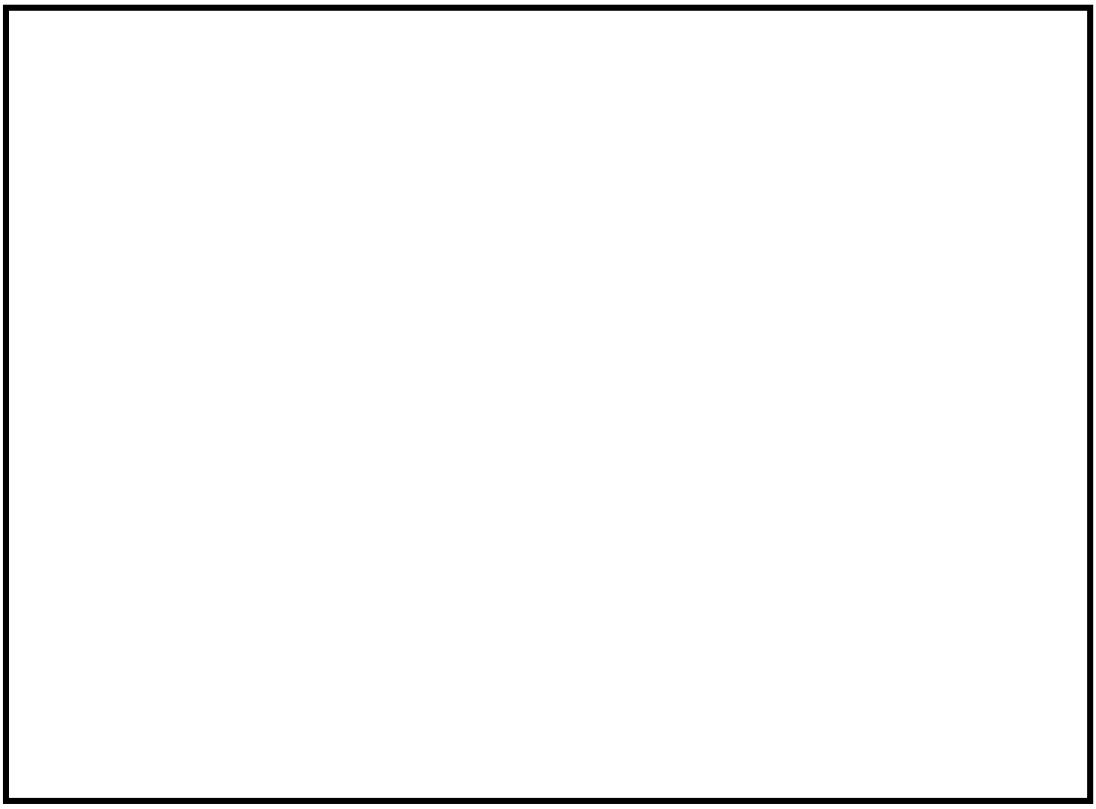
区間	項目	対象	距離 （約 m）	所要時間 （分）	累積 （分）
がれき撤去なし					

第 5.5.1-8 図　設定したＡルート及び復旧時間



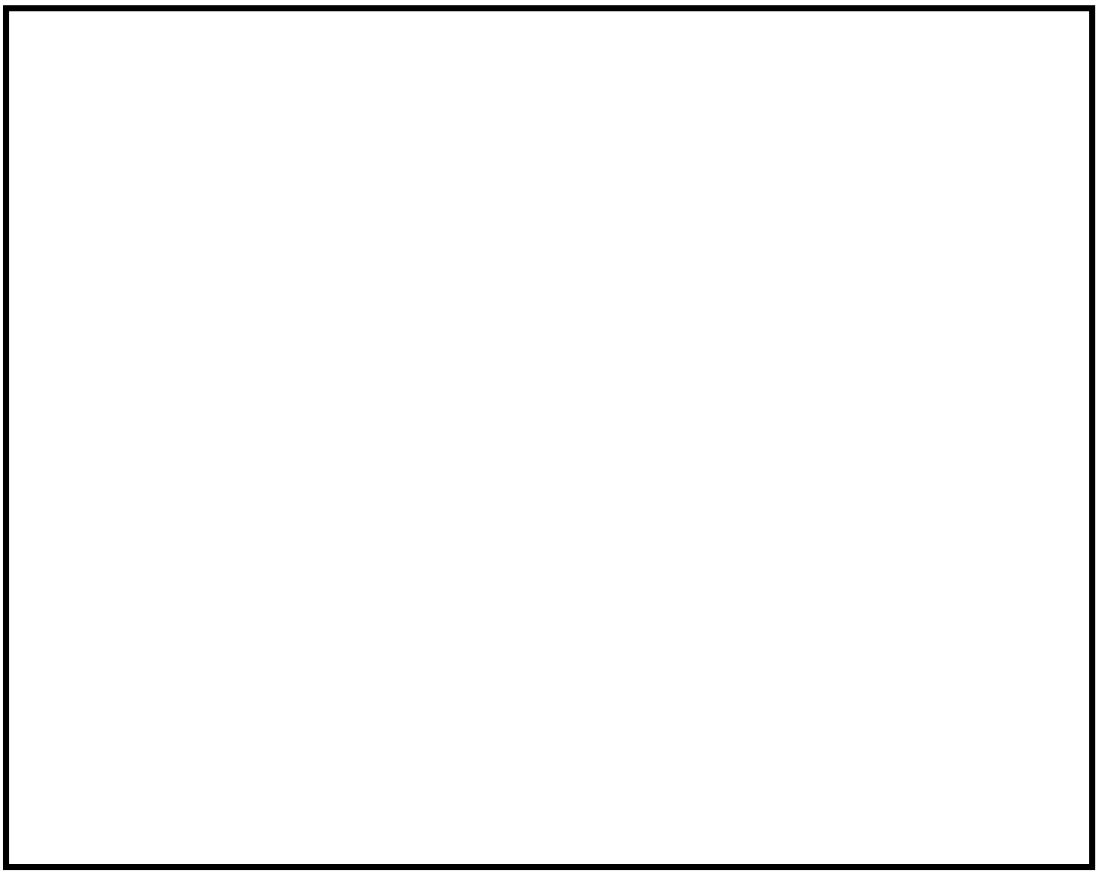
区間	項目	対象	距離 （約 m）	所要時間 （分）	累積 （分）
がれき撤去なし					

第 5.5.1-9 図　設定したＢルート及び復旧時間



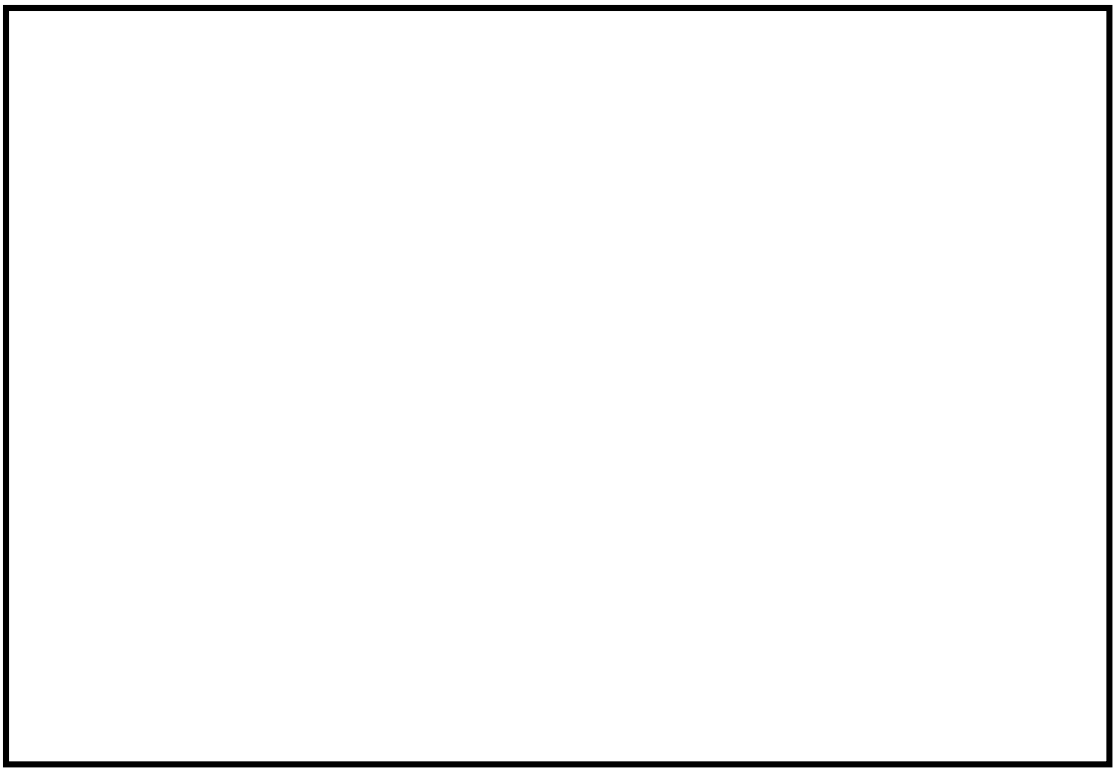
区間	項目	対象	距離 （約 m）	所要時間 （分）	累積 （分）
①→②	徒歩移動	緊急時対策所→南側保管場所	216	4	4
②→③	重機移動	南側保管場所→代替淡水貯槽	1008	7	11
	がれき撤去（A）	サイトバンカー建屋（東Ⅰ）		2	13

第 5.5.1-10 図　設定したＣルート及び復旧時間



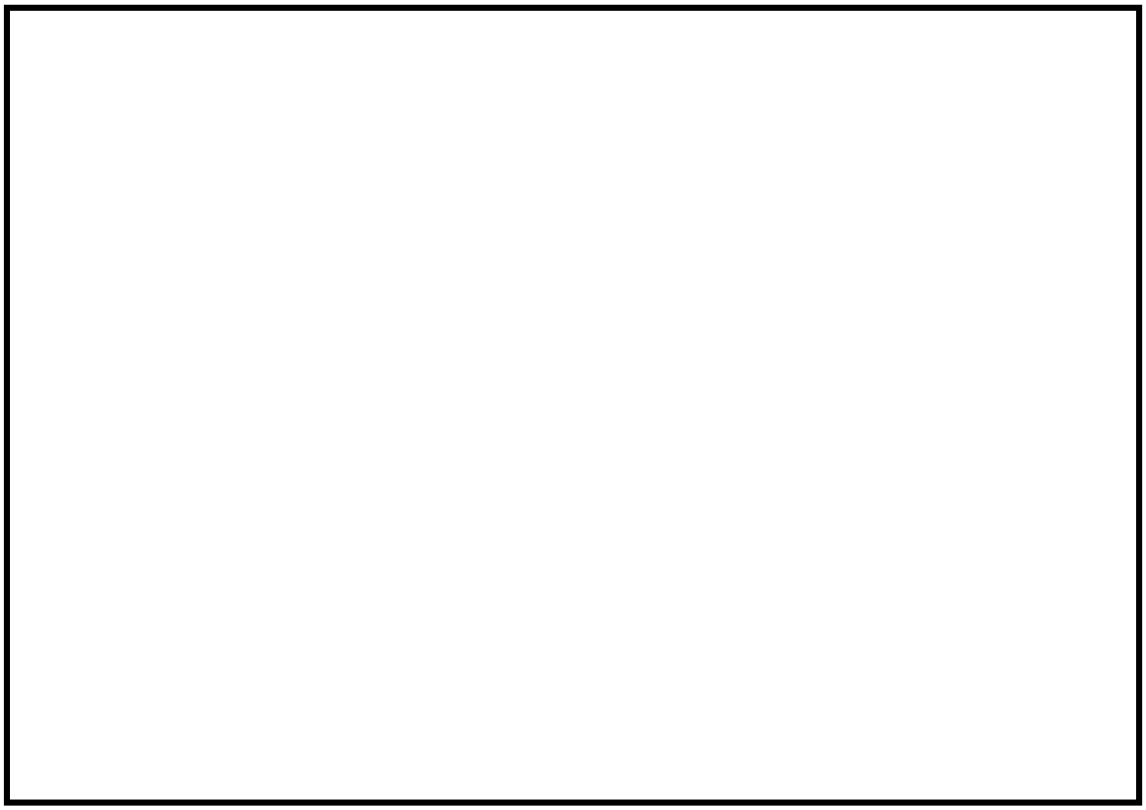
区間	項目	対象	距離 (約 m)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	徒歩移動	緊急時対策所→南側保管場所	216	4	4
②→③	重機移動	南側保管場所→代替淡水貯槽	489	4	8
③→④	重機移動	代替淡水貯槽→東側接続口	542	4	12
	がれき撤去 (A)	サイトバンカー建屋（東Ⅰ）		2	16
	がれき撤去 (B)	補修装置等保管倉庫		3	19
	がれき撤去 (C)	プロパンガスボンベ室		2	21
	がれき撤去 (D)	モルタル混錬建屋		1	22

第 5.5.1-11 図　設定したDルート及び復旧時間



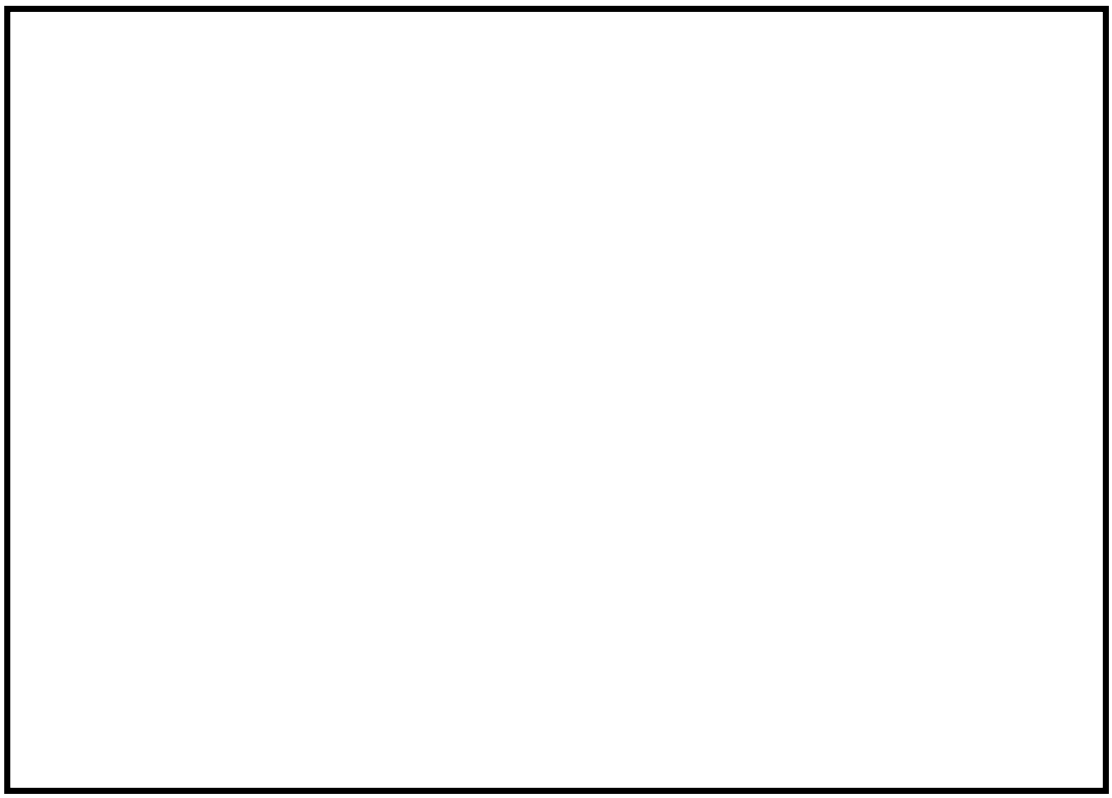
区間	項目	対象	距離 （約 m）	所要時間 （分）	累積 （分）
がれき撤去なし					

第 5.5.1-12 図　設定したＥルート及び復旧時間



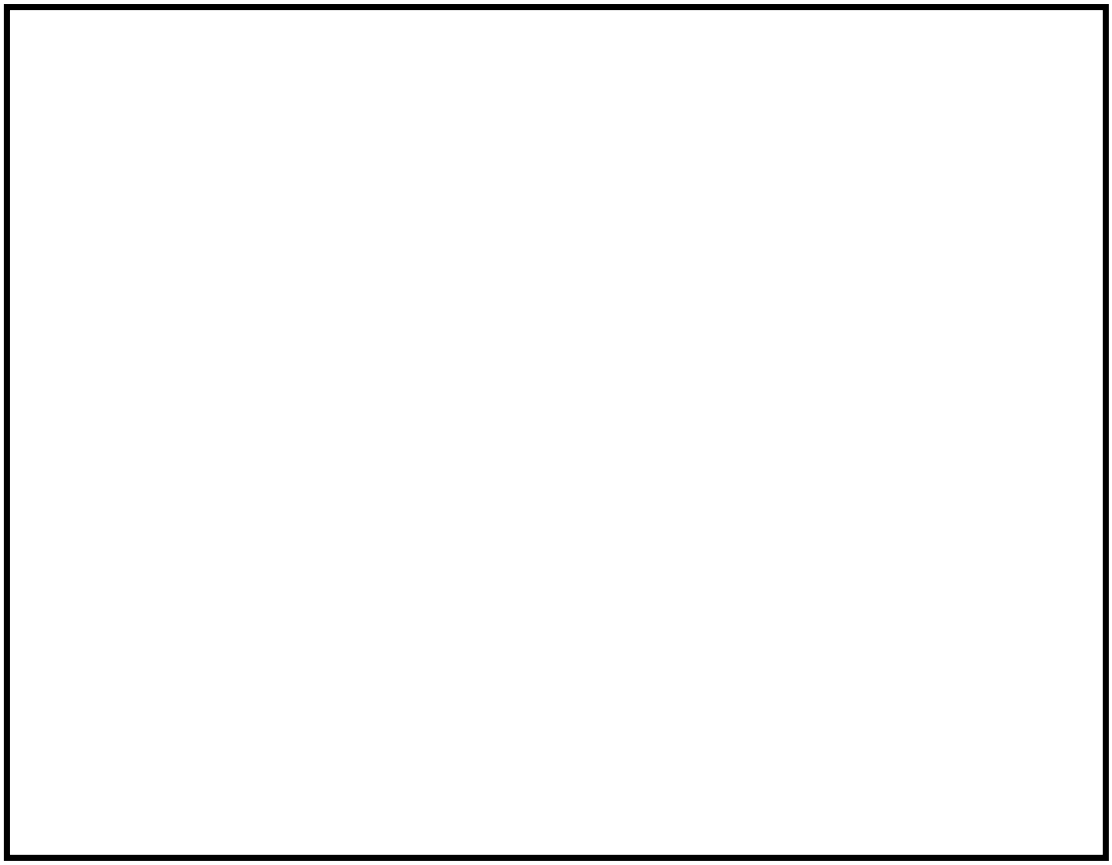
区間	項目	対象	距離 （約 m）	所要時間 （分）	累積 （分）
①→②	徒歩移動	緊急時対策所→南側保管場所	216	4	4
②→③	重機移動	南側保管場所→代替淡水貯槽	1008	7	11
	がれき撤去（A）	サイトバンカー建屋（東Ⅰ）		2	13

第 5.5.1-13 図　設定したＦルート及び復旧時間



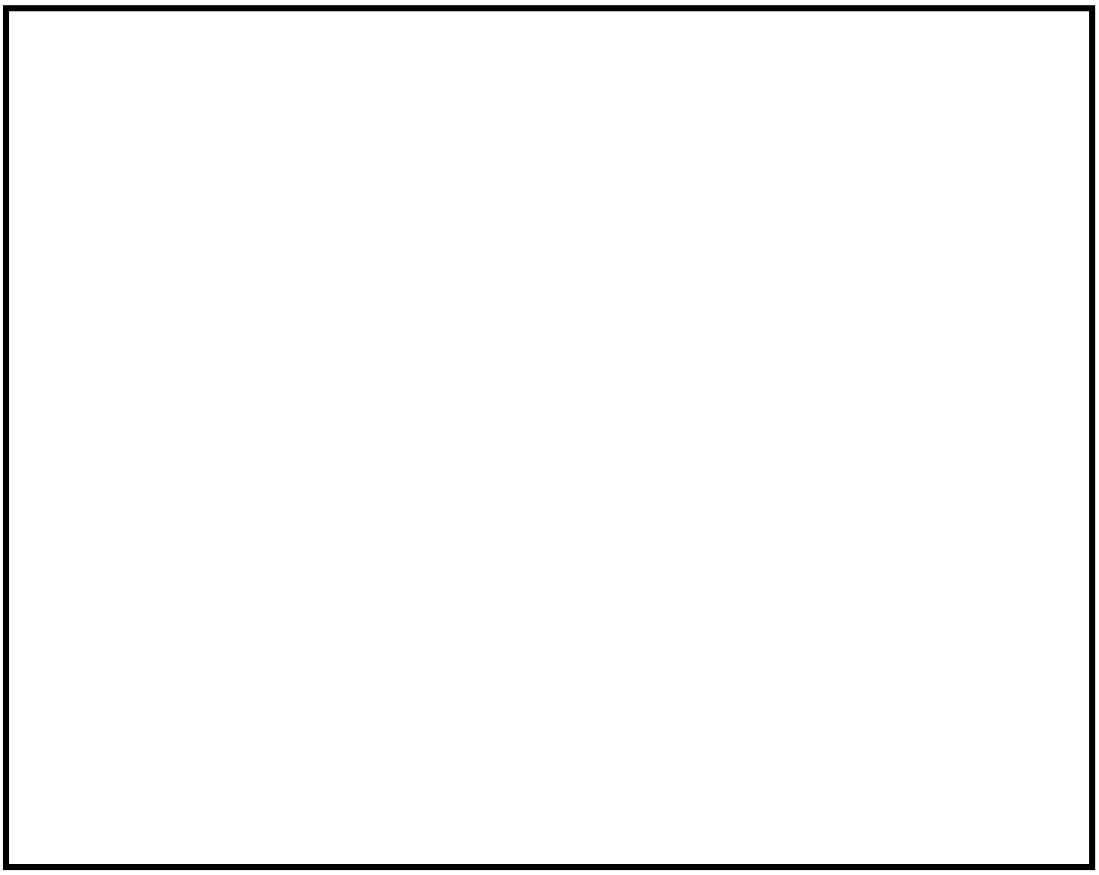
区間	項目	対象	距離 （約 m）	所要時間 （分）	累積 （分）
がれき撤去なし					

第 5.5.1-14 図　設定したＧルート及び復旧時間



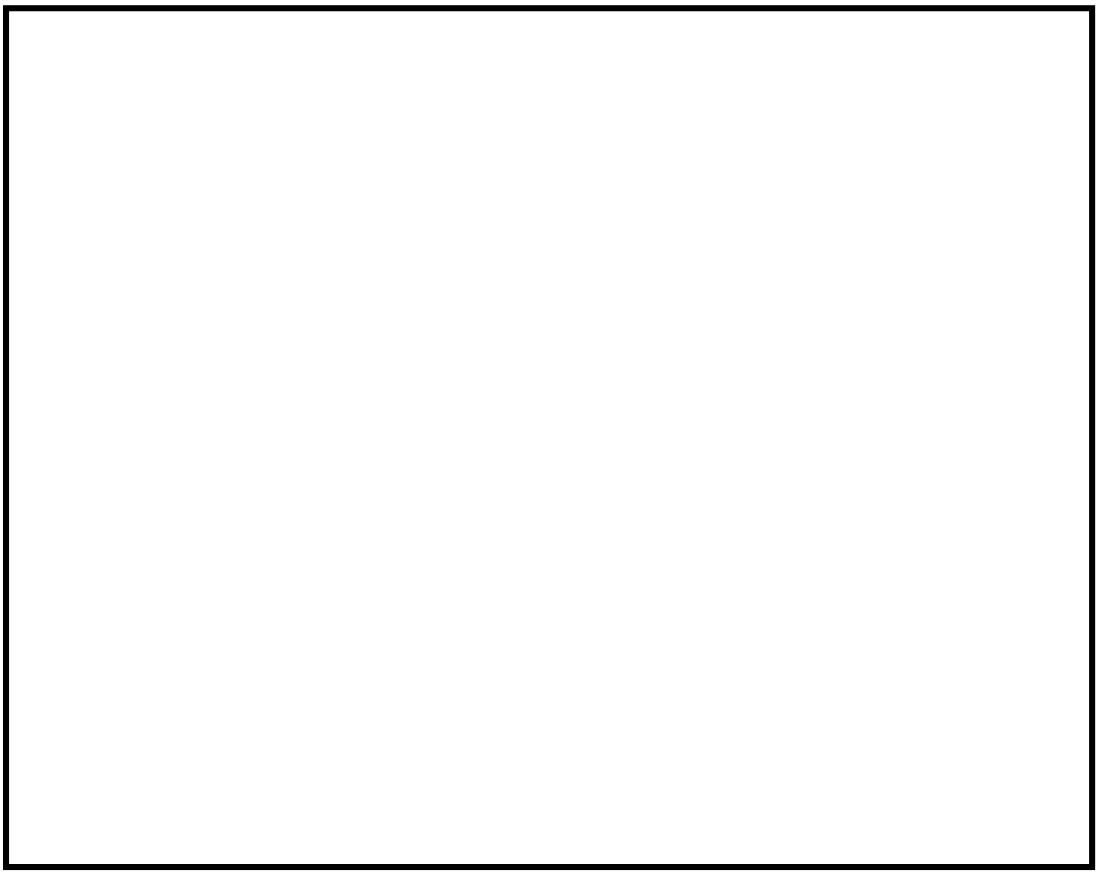
区間	項目	対象	距離 （約ｍ）	所要時間 （分）	累積 （分）
①→②	徒歩移動	緊急時対策所→南側保管場所	216	4	4
②→③	重機移動	南側保管場所→西側接続口	1074	7	11
	がれき撤去（A）	サイトバンカー建屋（東Ⅰ）		2	13

第 5.5.1-15 図　設定したH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	216	4	4
②→③	重機移動	南側保管場所→東側接続口	1031	7	11
	がれき撤去（A)	サイトバンカー建屋（東Ⅰ）		2	13
	がれき撤去（B)	モルタル混錬建屋		1	14

第 5.5.1-16 図　設定したⅠ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	216	4	4
②→③	重機移動	南側保管場所→東側接続口	1092	7	11
	がれき撤去（A）	モルタル混錬建屋		1	12

第 5.5.1-17 図　設定した J ルート及び復旧時間

5.5.2　津波時の復旧時間の評価結果

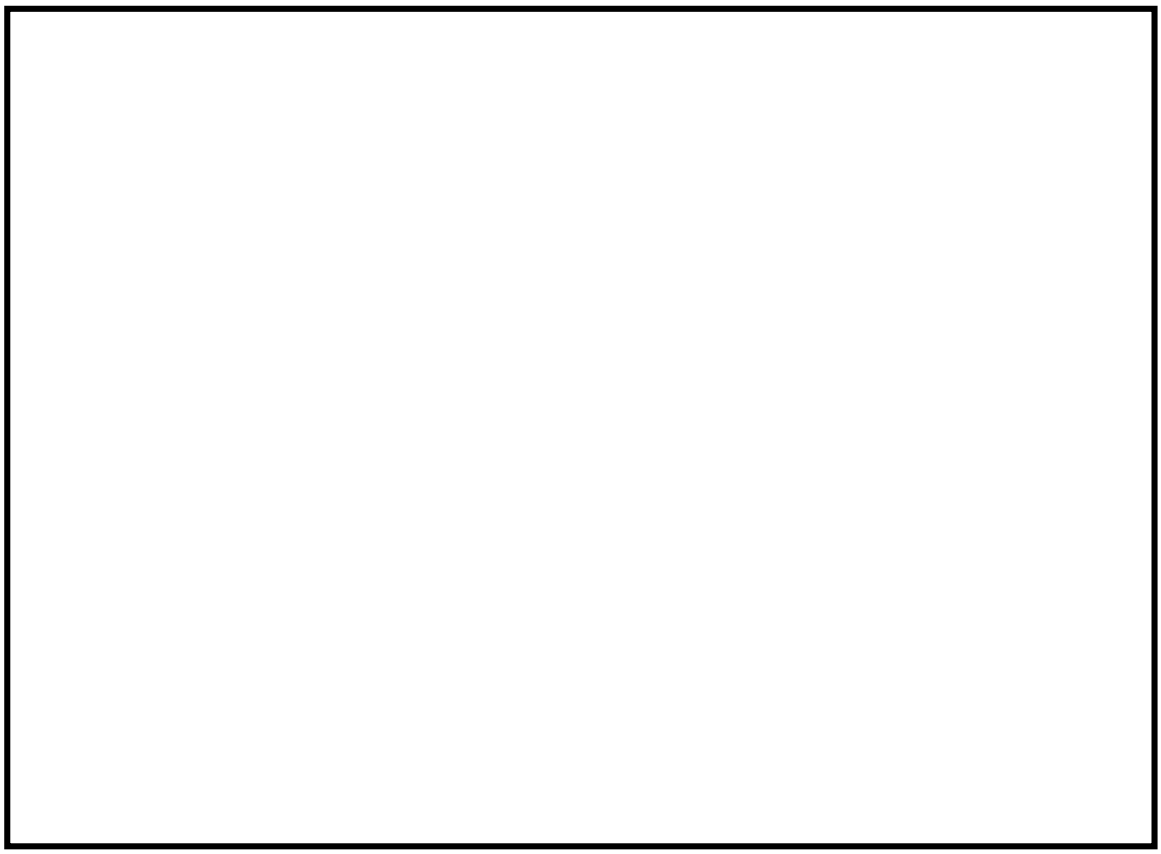
敷地遡上津波時におけるアクセスルートについては，敷地西側に西側淡水貯水設備，高所東側接続口及び高所西側接続口を設置し，敷地遡上津波の影響を受けないルートが選定できることから，復旧に要する時間の評価は不要である。

第 5.5.2-1 図にアクセスルート概要図を示す。

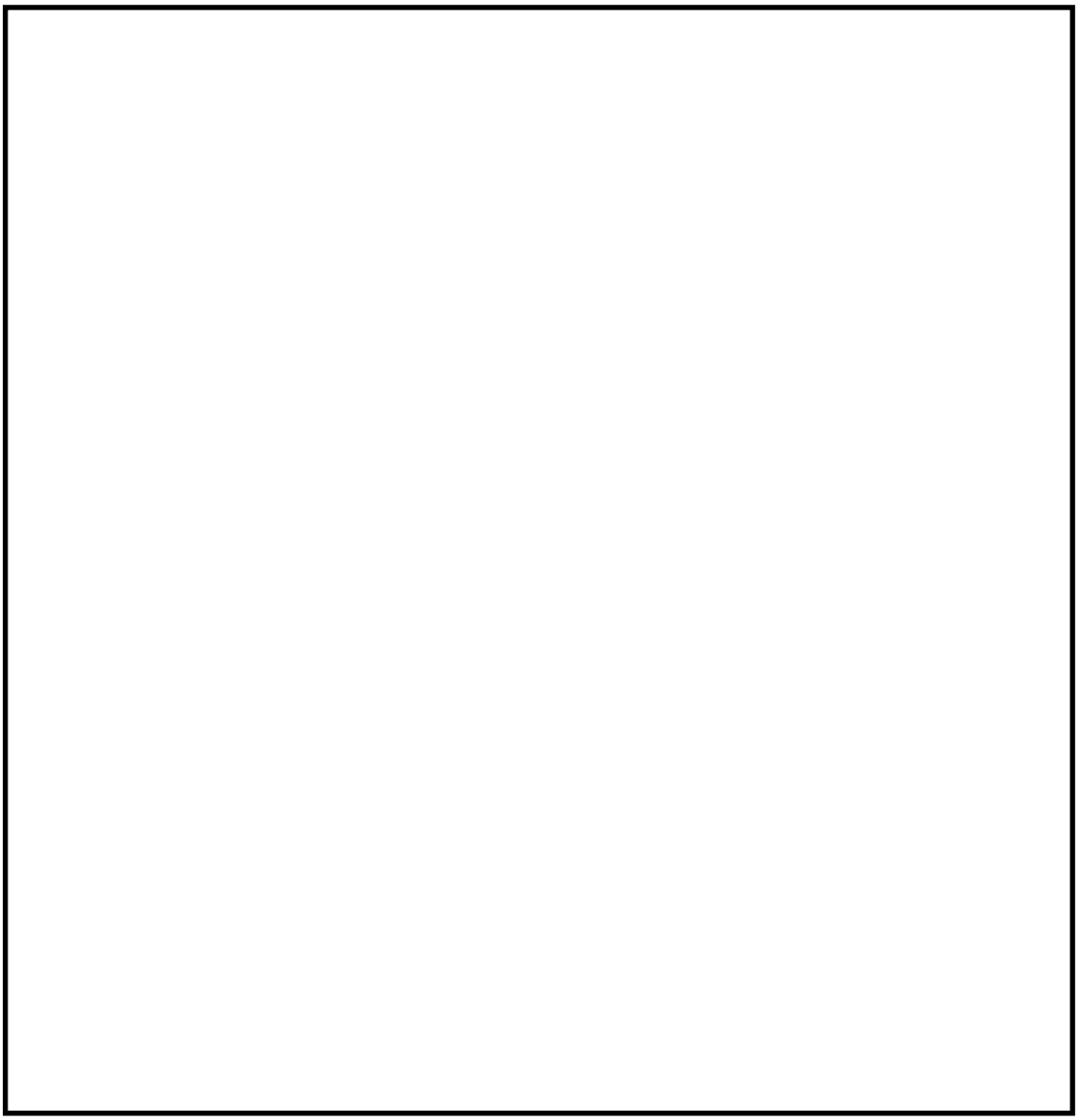
また，敷地遡上津波時の重大事故等対応において選定するアクセスルート（緊急時対策所～保管場所～西側淡水貯水設備～高所西側接続口）

が津波による影響を受けないことを津波遡上解析の結果により確認している。

第 5.5.2-2 図に敷地遡上津波時の最大浸水深分布を示す。



第 5.5.2-1 図　緊急時対策所～西側淡水貯水設備～高所接続口（東側／西側）アクセスルート概要



第 5.5.2-2 図　敷地遡上津波時の最大浸水深分布

5.6　屋外作業の成立性

「重大事故等対策の有効性評価」における重要事故シーケンスでの時間評価を行う必要のある屋外作業について，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。

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(25)，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(26)に示す。

(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。

要員からの報告後，影響を受けない優先ルートの状況を踏まえて速やかにアクセスルート選択の判断を行うため，作業の成立性への影響はない。

地震発生時や津波発生時において，影響を受けないアクセスルート以外に通行が困難となる箇所がある場合は，がれき等の撤去や応急復旧の優先順位を考慮の上，アクセスルート確保要員へ指示及び発電長へ連絡する。

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，敷地遡上津波の影響を受けないアクセスルートについては，復旧は不要である。

また，地震時におけるアクセスルートの被害想定の結果，地震に伴い発生するがれき等はホイールローダ等の重機により撤去を行うことで，

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を確保可能である。

なお，アクセスルート上に地震に伴い発生したがれきが堆積した場合でも，最大約 20 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，敷地遡上津波の影響を受けないアクセスルートについては，車両の通行性に影響はない。また，地震時におけるアクセスルートの被害想定の結果，地震に伴い発生するがれき等はホイールローダ等の重機により撤去を行うことで，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，必要な幅員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。

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。

なお，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あらかじ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又はケーブルを敷設した場合でも，ホース又はケーブル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（27）参照）

ｄ．作業環境

現場での作業を安全に実施するため事故時の作業環境について，あらかじめ想定しておくことが重要である。災害対策要員は，アクセスルート復旧後における可搬型設備の設置，ホース又はケーブルの敷設等の作業の実施に当たって，現場の安全確認を考慮し作業を実施する。また，現場の作業環境が悪化（照明の喪失，騒音，放射線量の上昇等）しても作業を可能とするための装備として，ヘッドライト，LED ライト，耳栓，放射線防護具を携帯する。（補足説明資料（4）参照）

ｅ．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車載する。

操作に対し知識・訓練を必要とするものについては，教育・訓練により必要な力量を確保する。

(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（28），（29）参照）

(3)　作業の成立性

地震，敷地遡上津波時に重大事故等対処を実施するための屋外アクセスルートは，地震及び敷地遡上津波の影響を受けないルートが確保でき，かつ，ホイールローダ等の重機によるがれき等の撤去を行うことでも確保可能であり，第 5.6-1 表に示すとおり，有効性評価の想定時間が最も厳しい重要事故シーケンスの要求時間内での作業が可能である。

以下に重要事故シーケンスにおける可搬型設備を用いた屋外作業の成立性の評価条件を示す。

ａ．以下の屋外作業について成立すること。

(a)　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

(b)　可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作

(c)　タンクローリによる燃料補給準備

(d)　可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作

ｂ．重要事故シーケンスにおける作業成立性を評価するルートは，屋外アクセスルート設定の方針，水源の優先度等を踏まえ，以下のとおりとする。

(a)　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

・西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水（第 5.5.1-9 図）

(b)　可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作

・西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への水源補給（第 5.5.1-12 図）

(c)　タンクローリによる燃料補給準備

・可搬型設備用軽油タンク（南側保管場所近傍）

(d)　可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作

・西側接続口への可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作（第 5.5.1-14 図）

c．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。なお，作業の起点前に必要となる以下の事項は成立性評価として作業時間に含める。

(a)　事務本館又は緊急時対策室建屋から緊急時対策所までの徒歩時間（15 分）

(b)　状況把握（5 分）

d．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から出動する。

e．地震に伴い発生するがれき等の影響を受ける可能性があっても人力によるホース敷設が可能な以下の箇所について，人力によるホース敷設時間を成立性評価として作業時間に含める。

・増強廃棄物処理建屋換気空調ダクト上（注水用ホース敷設作業時間：10 分，窒素供給用ホース敷設作業時間：15 分）

f．地震に伴い発生するがれき等の影響を受けるルートは，ホイールローダ等の重機により車両通行やホース敷設等に必要な幅員を確保する。

第 5.6-1 表　屋外作業の成立性評価結果

作業名	評価ルート※1	アクセスルート復旧時間①	作業時間②	有効性評価要求時間※4	評価結果 ①＋②	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作（南側保管場所～西側淡水貯水設備～高所西側接続口）	Bルート	0 分	160 分※2	3 時間※5	160 分※6	○
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作（南側保管場所～西側淡水貯水設備～代替淡水貯槽）	Eルート	0 分	180 分※2	－	180 分※7	○
タンクローリによる燃料補給準備（南側保管場所～可搬型代替注水中型ポンプ設置場所）	－	0 分	90 分※3	4.5 時間	210 分※8	○
可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作（南側保管場所～西側接続口）	Gルート	0 分	155 分※2	84 時間	155 分※9	○

※1：第 5.5.1-8 図から第 5.5.1-17 図に示したルートから評価ルートを選定

※2：評価ルートにおいて可搬型設備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（アクセスルート復旧と並行にて実施）
- 水中ポンプ設置時間
- ホース敷設及び接続時間
- 事務本館又は緊急時対策室建屋から緊急時対策所までの徒歩時間及び状況把握時間

※3：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

※4：重要事故シーケンスごとに有効性評価の要求時間が異なる場合には，最短の想定時間を記載

※5：事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」おける事故シーケンスのうち「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」について，事故シーケンスグループ「全交流電源喪失」との従属性を考慮し，「2.3.3　全交流電源喪失（ＴＢＰ）」での操作所要時間内に完了することを確認する。

※6：高所東側接続口を使用する場合の合計時間は 170 分

※7：西側淡水貯水設備からの別ルート（第 5.5.1-13 図（Ｆルート））を使用する場合の合計時間は 190 分

※8：外部参集要員の参集時間（120 分）を含む

※9：南側保管場所からの別ルートを使用する場合の合計時間は以下のとおり。
- 第 5.5.1-15 図（Ｈルート）：155 分
- 第 5.5.1-16 図（Ｉルート）：180 分
- 第 5.5.1-17 図（Ｊルート）：180 分

6.　屋内アクセスルートの評価

屋内アクセスルートについては，重大事故等時に必要となる屋内での現場操作場所までのアクセス性について，地震，地震随伴火災及び地震による内部溢水を評価し，アクセス可能であることを確認する。

また，外部起因事象として想定される津波のうち基準津波については，防潮堤が設置されているため，屋内アクセスルートは影響を受けない。敷地遡上津波については，屋内アクセスルートが設定されている原子炉建屋が水密化され，影響を受けない。

なお，地震津波以外の自然現象については，屋内アクセスルートの一部のルートは建屋屋上を通行することから，建屋屋上にアクセスする際は気象状況等をあらかじめ確認し必要な措置を講じる。例えば積雪時においては，必要に応じて除雪を実施することでアクセス性を確保する。

6.1　影響評価対象

評価する屋内現場操作及び操作場所については，技術的能力1.1～1.19 で整備する重大事故等時において，期待する手順の屋内現場操作について，屋内アクセスルートに影響のおそれがある地震，地震随伴火災及び地震による内部溢水について，現場操作ごとにその影響を評価する。

なお，機器等の起動失敗原因調査のためのアクセスルートについては，可能であれば，現場調査を実施する位置付けであることから，評価対象外とする。

技術的能力における対応手順で期待する屋内現場操作一覧を第6-1表に記す。また，屋内アクセスルートの設定について別紙（30） に記す。

また，重要事故シーケンスにおけるアクセスルートについて一覧を第6-2表に,重要事故シーケンスごとのアクセスルート経路を第6-1図から第6-8図,

重要事故シーケンスにおける現場作業一覧について第6-3表,屋内作業の成立性評価結果を第6-4表に示す。

6.2　評価方法

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

重大事故等時の現場操作対象場所までのアクセスルートにおける周辺施設の損傷，転倒及び落下等によってアクセス性への影響がないことを確認する。

具体的には，以下の観点で確認を実施する。

a．現場操作対象機器との離隔距離をとる等により，アクセス性に影響を与えないことを確認する。

b．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。

c．周辺に転倒する可能性のある常置品がある場合，固縛や転倒防止処置の実施により，アクセス性に与える影響はないことを確認する。

d．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。

また，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あらかじめ移設・撤去等を行う。

なお，常置品，仮置き資機材の設置に対する運用，管理については，社内規程に基づき実施する。

(2)　地震随伴火災の影響評価

屋内アクセスルート近傍の油内包又は水素内包機器について，地震により機器が転倒し，火災源とならないことを確認する。

影響評価の考え方等については，別紙（31）に示す。

また，アクセスルート近傍のケーブルトレイ及び電源盤は，設置許可基準規則第八条「火災による損傷の防止」における火災防護対策を適用し，火災発生時は自動起動又は中央制御室からの手動操作による固定式消火設備を設置することから，消火は可能と考えられるが，速やかなアクセスが困難な場合は，別ルートを優先して使用する。

(3)　地震による内部溢水の影響評価

屋内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の損壊に伴い，各フロアにおける最大溢水水位で歩行可能な溢水高さであることを確認する。

影響評価の考え方等については，別紙（32）に示す。

6.3　現場確認による評価

現場確認結果を別紙（33）に示す。現場ウォークダウンによる確認を実施し，地震発生時にアクセスルート近傍に設置している転倒する可能性のある常置品がある場合，固縛や転倒防止処置により，アクセス性に与える影響がないことを確認した。また，万一，周辺にある常置品が転倒した場合であっても，通行可能な通路幅があるか，通路幅がない場合は移設・撤去を行うため，アクセス性に与える影響がないことを確認した。

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。

6.4　屋内作業への影響について

(1)　作業環境

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，薬品漏えい等，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や薬品防護具を選定した上で，アクセスルートを通行する。（別紙（36）参照）

(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（28）参照）

6.5　作業の成立性

有効性評価における重要事故シーケンスで評価している屋内の現場作業について第 6-3 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。経路上の溢水を考慮し，仮に移動時間を 1.5 倍とした場合であっても，有効性評価における事象発生からの作業開始想定時間及びそれ以前の作業の状況を確認した結果，有効性評価想定時間内に作業が実施可能であることを確認した。

また，技術的能力1.1～1.19 の重大事故等時において期待する手順についても，地震随伴火災，地震随伴内部溢水を考慮しても屋内に設定したア

クセスルートを通行できることを確認した。その結果については,別紙(31),(32)に示す。

第 6-1 表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧（1／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作	資機材の転倒による影響	火災源の有無※2	溢水源の有無
高圧代替注水系による原子炉の冷却（高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却）	1.2	（現場操作①） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｆ⑧）→［⑧－5］→（⑧階段Ｆ⑦）→［⑦－6］→（⑦階段Ｇ⑧）→［⑧－6］→（⑧階段Ｇ⑦）→［⑦－7］】 （現場操作②） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｂ③）→［③－7］→（③階段Ｂ⑥）→（⑥階段Ｅ⑦）→［⑦－7］	無	有 ㊳㊴㉙㉚	有
重大事故等の進展抑制（ほう酸水注入系による進展抑制）	1.2	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ②）→［②－4］→［②－5］】	無	有 ③④	有
逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧（高圧窒素ガス供給系（非常用）による窒素確保）	1.3	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ④）→［④－6］→［④－7］→［④－6］→［④－8］→［④－9］→［④－8］】	無	有 ⑩⑪	有
インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手順	1.3	（残留熱除去系注入弁（Ａ）隔離の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｂ④）→［④－4］】	無	有 ⑪	有
		（残留熱除去系注入弁（Ｂ）隔離の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥梯子Ａ④）→［④－2］】	無	有 ⑩⑪	有

※1　中央制御室から付属棟電気室 1 階までの移動経路：｛（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）｝

※2　対応手段として期待する設備は火災源としない

第 6-1 表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧（2／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作	資機材の転倒による影響	火災源の有無※2	溢水源の有無
原子炉運転中の低圧代替注水（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水））	1.4	（残留熱除去系（C）配管を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段D⑤）→（⑤階段A④）→［④－1］→（④階段A③）→［③－1］→［③－2］】	無	有 ⑪	有
		（低圧炉心スプレイ系配管を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段B④）→［④－3］→［④－5］】	無	有 ⑩⑪	有
原子炉運転停止中の復旧（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱）	1.4	（原子炉保護系の復旧） 【中央制御室→ ※1 →［⑥－20］→［⑥－1］→［⑥－5］→［⑥－4］→（⑥階段Ⅰ⑦）→［⑦－4］→［⑦－5］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－2］→［⑥－3］→［⑥－1］→［⑥－20］→［⑥－5］→［⑥－4］→（⑥階段Ⅰ⑦）→［⑦－4］→［⑦－5］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－2］→［⑥－1］→［⑥－2］→［⑥－3］→［⑥－20］→［⑥－3］】	無	有 ㉛㉜㉝	無
		（残留熱除去系（A）の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段F⑧）→［⑧－4］】	無	無	無
		（残留熱除去系（B）の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段E⑧）→［⑧－3］】	無	有 ㉙㉚	無
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	（原子炉保護系の復旧） 【中央制御室→ ※1 →［⑥－20］→［⑥－1］→［⑥－5］→［⑥－4］→（⑥階段Ⅰ⑦）→［⑦－4］→［⑦－5］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－2］→［⑥－3］→［⑥－1］→［⑥－20］→［⑥－5］→［⑥－4］→（⑥階段Ⅰ⑦）→［⑦－4］→［⑦－5］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－2］→［⑥－1］→［⑥－2］→［⑥－3］→［⑥－20］→［⑥－3］】	無	有 ㉛㉜㉝	無
		（残留熱除去系（A）の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段F⑧）→［⑧－4］】	無	無	無
		（残留熱除去系（B）の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段E⑧）→［⑧－3］】	無	有 ㉙㉚	無

※1　中央制御室から付属棟電気室 1 階までの移動経路：｛（④階段N③）→（③階段O④）→（④階段P⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Q⑥）｝

※2　対応手段として期待する設備は火災源としない

第 6-1 表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧（3／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作	資機材の転倒による影響	火災源の有無※2	溢水源の有無
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 （フィルタ装置スクラビング水移送）	1.5	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑦）→[⑦－8]】	無	有 ⑱ ⑲ ㉒ ㉓ ㉔ ㉕ ㉖㉗	無
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 （フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄） 【水源が多目的タンクの場合】	1.5	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑦）→[⑦－8]】	無	有 ⑱ ⑲ ㉒ ㉓ ㉔ ㉕ ㉖㉗	無
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	1.5	（Ｓ／Ｃ側ベントの場合） 【中央制御室→ ※1 →［⑥－13］】 （Ｄ／Ｗ側ベントの場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｑ⑤）→（⑤階段Ｐ④）→（④階段Ｏ③）→（③階段Ｊ②）→[②－6]】 （Ｓ／Ｃ，Ｄ／Ｗベント共通） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑤）→（⑤階段Ｇ④）→[④－10]】	無	（共通） 有 ⑫ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑳ ㉑ ㉒ ㉓ ㉔ ㉕ ㉖ ㉗	無
炉心の著しい損傷防止するための代替格納容器スプレイ （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（淡水／海水））	1.6	（残留熱除去系（Ａ）を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ④）→（④階段Ａ③）→［③－3］→［③－4］→［③－5］→［③－6］】	無	有 ⑩	有
		（残留熱除去系（Ｂ）を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｂ⑤）→［⑤－2］→［⑤－1］→（⑤階段Ｂ⑥）→［⑥－11］→［⑥－10］】	無	無	有

※1　中央制御室から付属棟電気室 1 階までの移動経路：{（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）}

※2　対応手段として期待する設備は火災源としない

第 6-1 表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧（4／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作	資機材の転倒による影響	火災源の有無※2	溢水源の有無
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による格納容器内の減圧及び除熱）	1.7	（S／C，D／Wベント共通） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段H⑤）→（⑤階段G④）→（④－10)】	無	有 ⑫⑭⑮⑯⑰⑳㉑㉒㉓㉔㉕㉖㉗	無
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 （フィルタ装置スクラビング水移送)【水源が多目的タンクの場合】	1.7	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段H⑦）→[⑦－8]】	無	有 ⑱⑲㉒㉓㉔㉕㉖㉗	無
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 （フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄） 【水源が多目的タンクの場合】	1.7	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段H⑦）→[⑦－8]】	無	有 ⑱⑲㉒㉓㉔㉕㉖㉗	無
		【中央制御室→ ※1 →（⑥階段H⑦）→[⑦－8]】	無	有 ⑱⑲㉒㉓㉔㉕㉖㉗	無
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	1.7	（S／C側ベントの場合） 【中央制御室→ ※1 →[⑥－13]】 （D／W側ベントの場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Q⑤）→（⑤階段P④）→（④階段O③）→（③階段J②）→[②－6]】 （S／C，D／Wベント共通） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段H⑤）→（⑤階段G④）→[④－10]】	無	（共通） 有 ⑫⑭⑮⑯⑰⑳㉑㉒㉓㉔㉕㉖㉗	無
二次隔離弁操作室空気ボンベユニットによる二次隔離弁操作室の正圧化	1.7	二次隔離弁操作室空気ボンベユニットによる二次隔離弁操作室の正圧化 【二次隔離弁操作要員の操作であり，当該弁の近傍で行う作業のため，上欄の（S/C，D/W ベント共通）と同様】	無	有 ⑫⑭⑮⑯⑰⑳㉑㉒㉓㉔㉕㉖㉗	無

※1　中央制御室から付属棟電気室 1 階までの移動経路：{（④階段N③）→（③階段O④）→（④階段P⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Q⑥）}

※2　対応手段として期待する設備は火災源としない

第 6-1 表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧（5／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作	資機材の転倒による影響	火災源の有無※2	溢水源の有無
原子炉圧力容器への注水（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水）	1.8	（残留熱除去系（Ｃ）配管を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ④）→［④－1］→（④階段Ａ③）→［③－1］→［③－2］】	無	有 ⑩	有
		（低圧炉心スプレイ系配管を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｂ④）→［④－5］→［④－3］】	無	有 ⑩⑪	有
炉心の著しい損傷が発生した場合の格納容器水素暴発防止（格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の水素及び酸素の排出）	1.9	（Ｓ／Ｃ，Ｄ／Ｗベント共通） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑤）→（⑤階段Ｇ④）→（④－10）】	無	無	無
燃料プール代替注水（可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水））	1.11	（西側接続口による使用済燃料プール注水の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ③）→［③－1］→（③階段Ａ①）→［①－1］】	無	無	無
		（東側接続口による使用済燃料プール注水の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ①）→（①階段Ｃ②）→［②－8］→（②階段Ｃ①）→［①－2］】	無	無	無

※1　中央制御室から付属棟電気室 1 階までの移動経路：{（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）}

※2　対応手段として期待する設備は火災源としない

第 6-1 表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧（6／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作	資機材の転倒による影響	火災源の有無※2	溢水源の有無
燃料プール代替注水 （可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水））	1.11	（Ｒ／Ｗコントロール室脇入口扉を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥－17 扉開放）→（⑥－15）→（⑥－14）→（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ②）→（②－1）→（②階段Ａ①）→[①－1]→[①－2]→[①－3]→（①階段Ａ⑤）→（⑤階段Ｄ⑥）→（⑥－17)】	無	有 ③④⑥⑩㉒㉓㉔㉕㉖㉗	有
		（原子炉建屋大物搬入口扉を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥－19 扉開放）→（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ①）→（①階段Ｃ②）→[②－3] →[②－2]→[②－7]→（②階段Ｃ①）→[①－1]→[①－2]→[①－3]→（①階段Ａ⑤）→（⑤階段Ｄ⑥）→（⑥－19)】	無	有 ③④⑤⑥⑩	有
燃料プールスプレイ （可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水））	1.11	（Ｒ／Ｗコントロール室脇入口扉を使用した場合） 【上記「燃料プール代替注水」同様】	無	有 ③④⑥⑩㉒㉓㉔㉕㉖㉗	有
		（原子炉建屋大物搬入口扉を使用した場合） 【上記「燃料プール代替注水」同様】	無	有 ③④⑤⑥⑩	有
代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電 （常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電）	1.14	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｉ⑧）→［⑧－1］→（⑧階段Ｉ⑦）→［⑦－1］→（⑦階段Ｉ⑥）→[⑥－7]→[⑥－8]】	無	無	無

※1　中央制御室から付属棟電気室 1 階までの移動経路：{（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）}

※2　対応手段として期待する設備は火災源としない

第 6-1 表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧（7／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作	資機材の転倒による影響	火災源の有無※2	溢水源の有無
代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電（可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電）	1.14	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ⅰ⑧）→［⑧－2］→（⑧階段Ⅰ⑦）→［⑦－2］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－7］→［⑥－8］】	無	無	無
代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電（所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電）	1.14	【中央制御室→ ※1 →［⑥－18］→［⑥－7］→［⑥－8］→［⑥－18］→［⑥－9］→［⑥－7］→［⑥－6］→［⑥－5］→［⑥－4］→［⑥－7］→［⑥－8］】	無	無	無
代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電（可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電）	1.14	【中央制御室→ ※1 →［⑥－7］→［⑥－8］→［⑥－7］→［⑥－8］】	無	無	無
常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧	1.14	（常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ⅰ⑧）→［⑧－1］→［⑧－2］→（⑧階段Ⅰ⑦）→［⑦－1］→［⑦－2］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－7］→［⑥－8］】	無	無	無
		（可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源の復旧） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ⅰ⑧）→［⑧－2］→（⑧階段Ⅰ⑦）→［⑦－2］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－7］→［⑥－8］	無	無	無
代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電（常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電）	1.14	【中央制御室→ ※1 →［⑥－12］→［⑥－8］→［⑥－9］→［⑥－7］→［⑥－6］】	無	有 ㉒㉓㉔㉕㉖㉗㉘	無

※1　中央制御室から付属棟電気室 1 階までの移動経路：{（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）}

※2　対応手段として期待する設備は火災源としない

第 6-1 表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧（8／8）

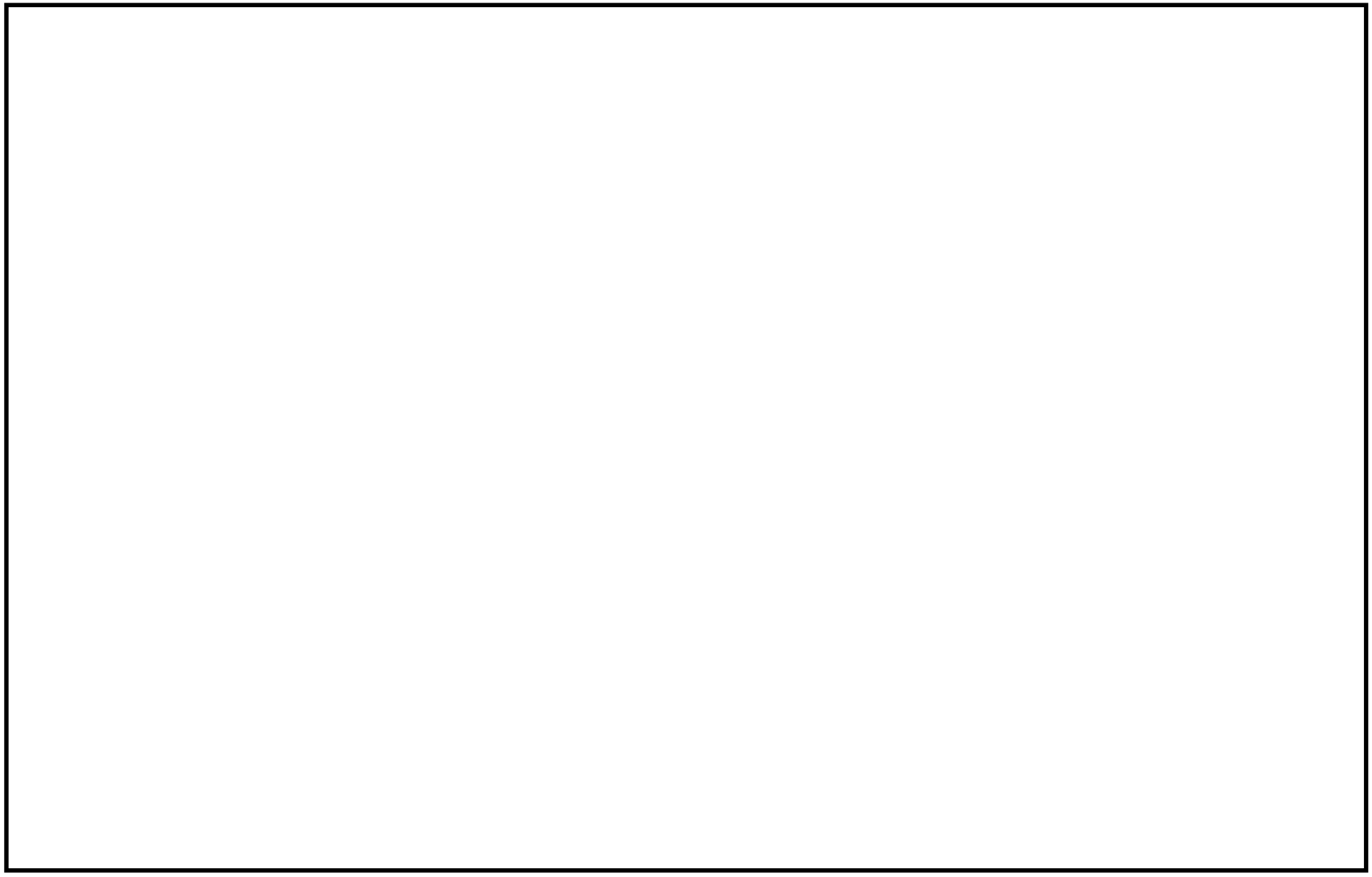
対応手段	該当条文	屋内現場操作	資機材の転倒による影響	火災源の有無※2	溢水源の有無
代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電（可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電）	1.14	【中央制御室→ ※1 →［⑥－12］→［⑥－8］→［⑥－7］】	無	有 ㉒ ㉓ ㉔ ㉕ ㉖ ㉗ ㉘	無
代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電（常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電）	1.14	不要な直流負荷切離し 【中央制御室→ ※1 →［⑥－7］→［⑥－8］→［⑥－9］→［⑥－7］→［⑥－6］→［⑥－8］→［⑥－9］→［⑥－7］→［⑥－6］】	無	無	無
代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電（可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電）	1.14	【中央制御室→ ※1→［⑥－12］】	無	有 ㉒ ㉓ ㉔ ㉕ ㉖ ㉗ ㉘	無
可搬型計測器によるパラメータの計測又は監視	1.15	【（③－9）→（③階段Ｎ④）→中央制御室（可搬型計測器保管場所→ＳＡ変換器盤）】	無	無	無
チェンジングエリアの設置及び運用手順	1.16	【（③－9）→［③－8］】	無	無	無

※1　中央制御室から付属棟電気室 1 階までの移動経路：{（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）}

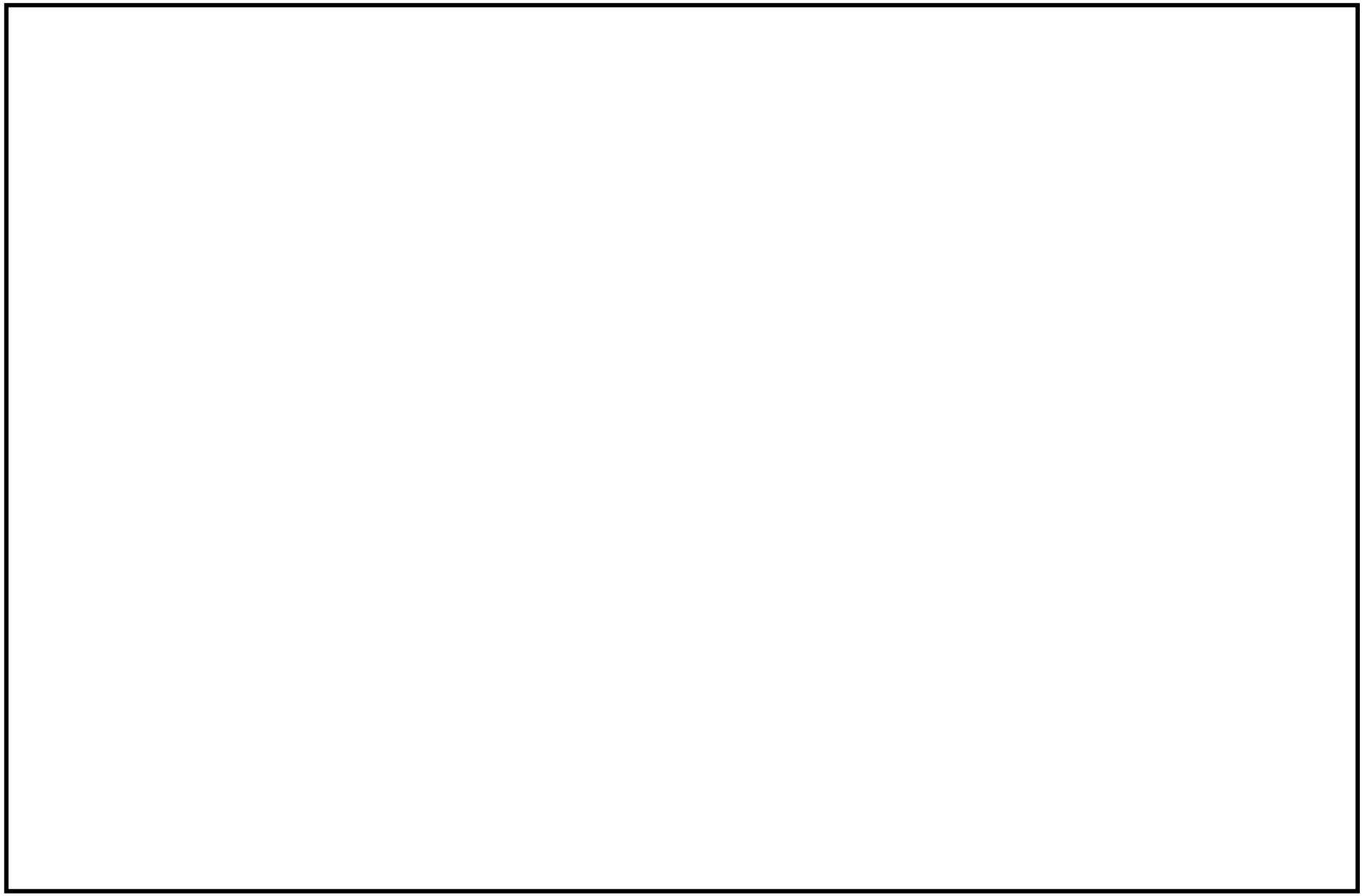
※2　対応手段として期待する設備は火災源としない

第 6-2 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

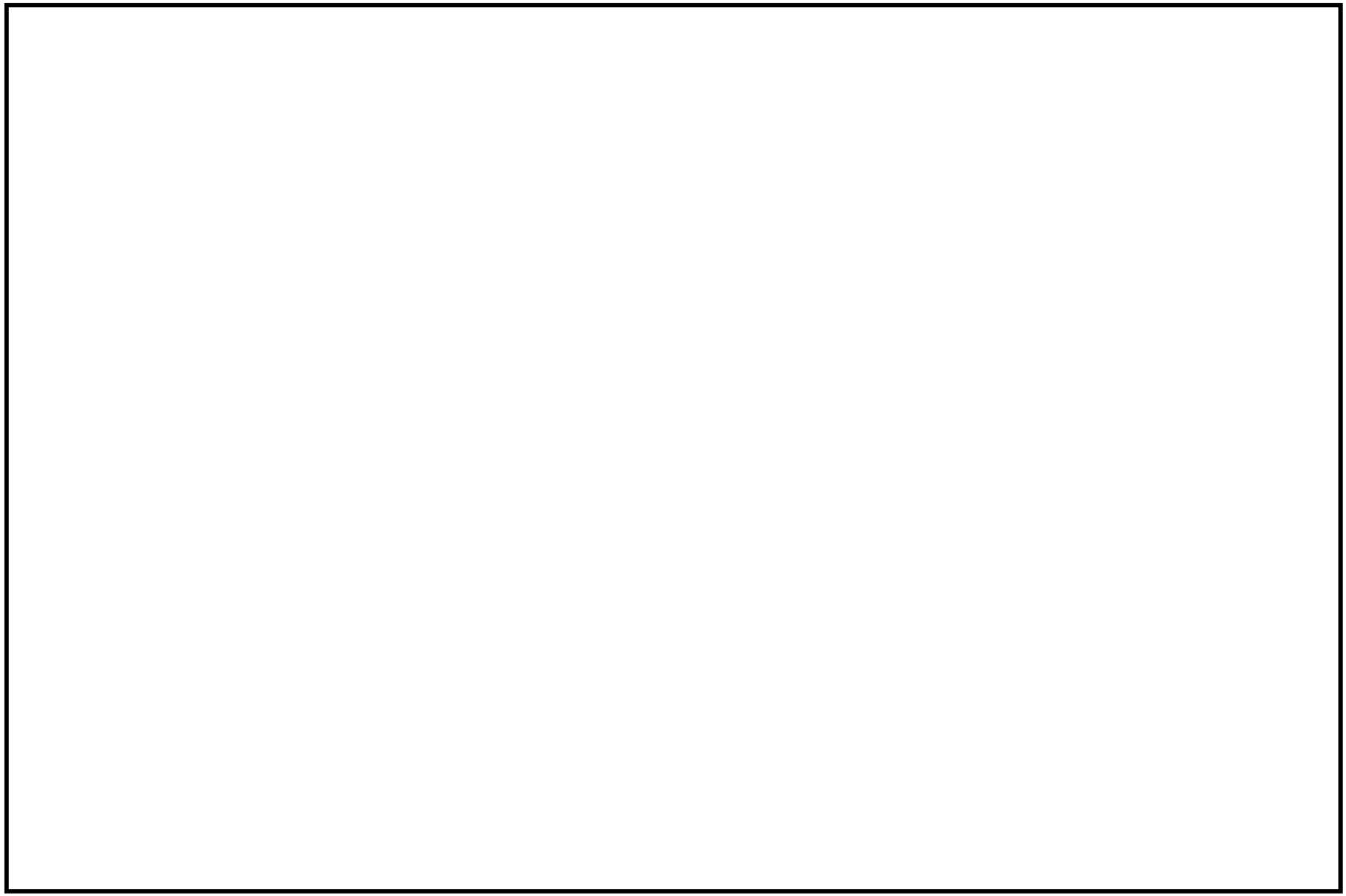
「重大事故等対策の有効性評価」事故シーケンス		ルート図
①	高圧・低圧注水機能喪失	現場操作なし（図面なし）
②	高圧注水・減圧機能喪失	現場操作なし（図面なし）
③	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	第 6-1 図
④	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	第 6-2 図
⑤	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	③で包括
⑥	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	第 6-3 図
⑦	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	現場操作なし（図面なし）
⑧	原子炉停止機能喪失	現場操作なし（図面なし）
⑨	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	現場操作なし（図面なし）
⑩	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	第 6-4 図
⑪	津波浸水による注水機能喪失	③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する場合）	⑥で包括
⑬	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できない場合）	第 6-5 図
⑭	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	⑥で包括
⑮	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	⑥で包括
⑯	水素燃焼	⑥で包括
⑰	溶融炉心・コンクリート相互作用	⑥で包括
⑱	想定事故 1	現場操作なし（図面なし）
⑲	想定事故 2	現場操作なし（図面なし）
⑳	崩壊熱除去機能喪失（停止時）	第 6-6 図
㉑	全交流動力電源喪失（停止時）	第 6-7 図
㉒	原子炉冷却材の流出（停止時）	現場操作なし（図面なし）
㉓	反応度の誤投入（停止時）	現場操作なし（図面なし）



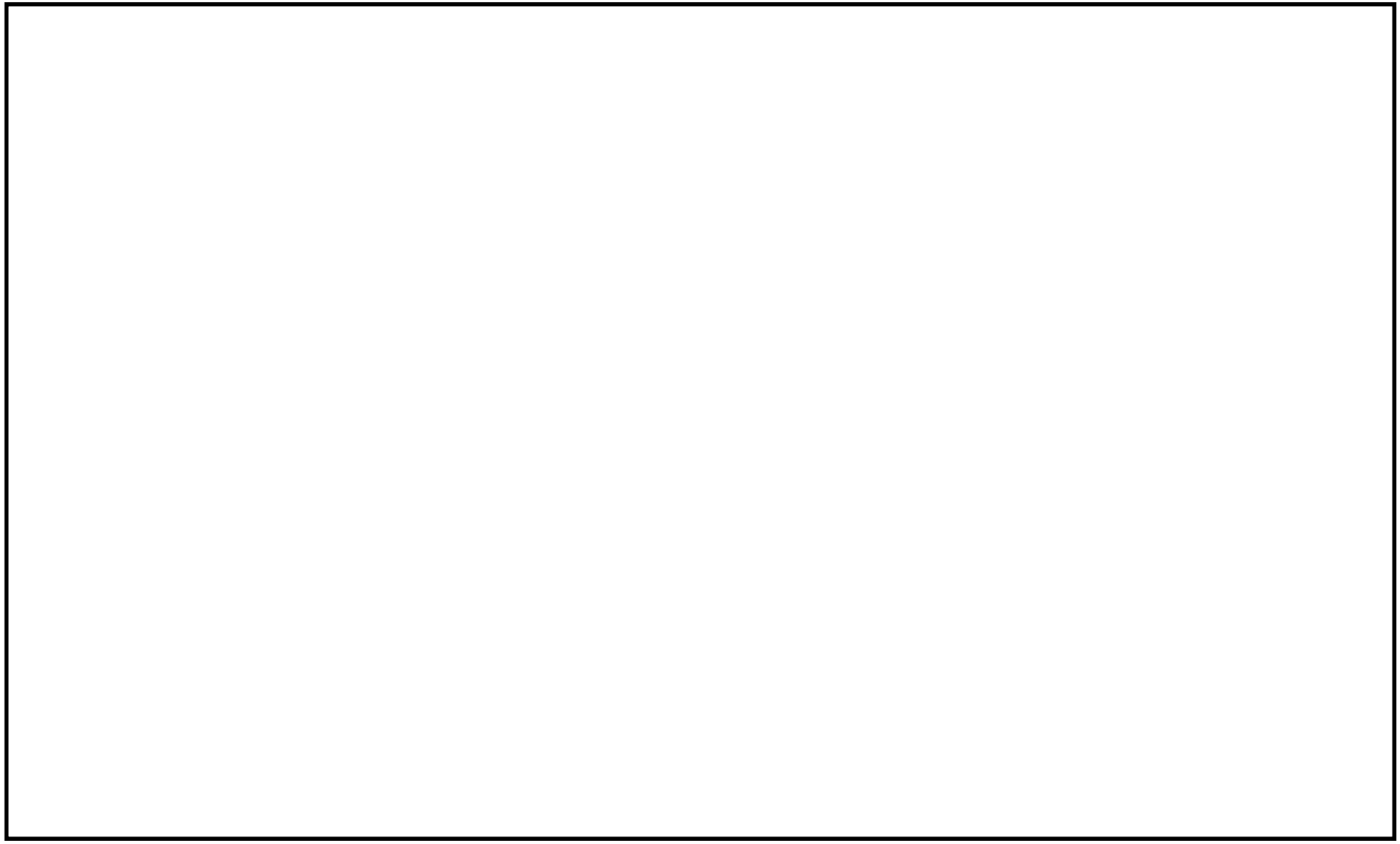
第 6-1 図　事故シーケンス「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の屋内アクセスルート



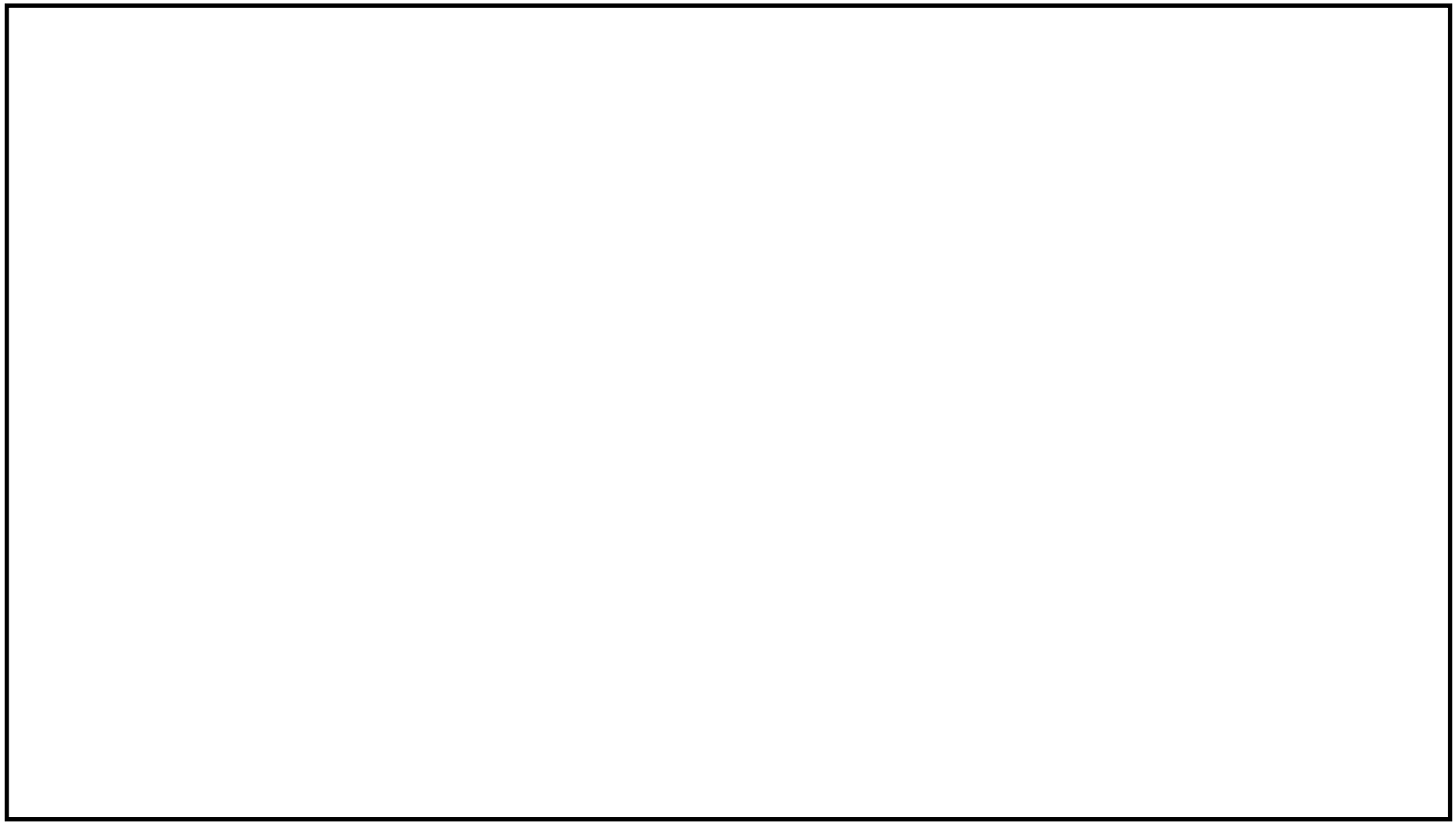
第 6-2 図　事故シーケンス「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」の屋内アクセスルート



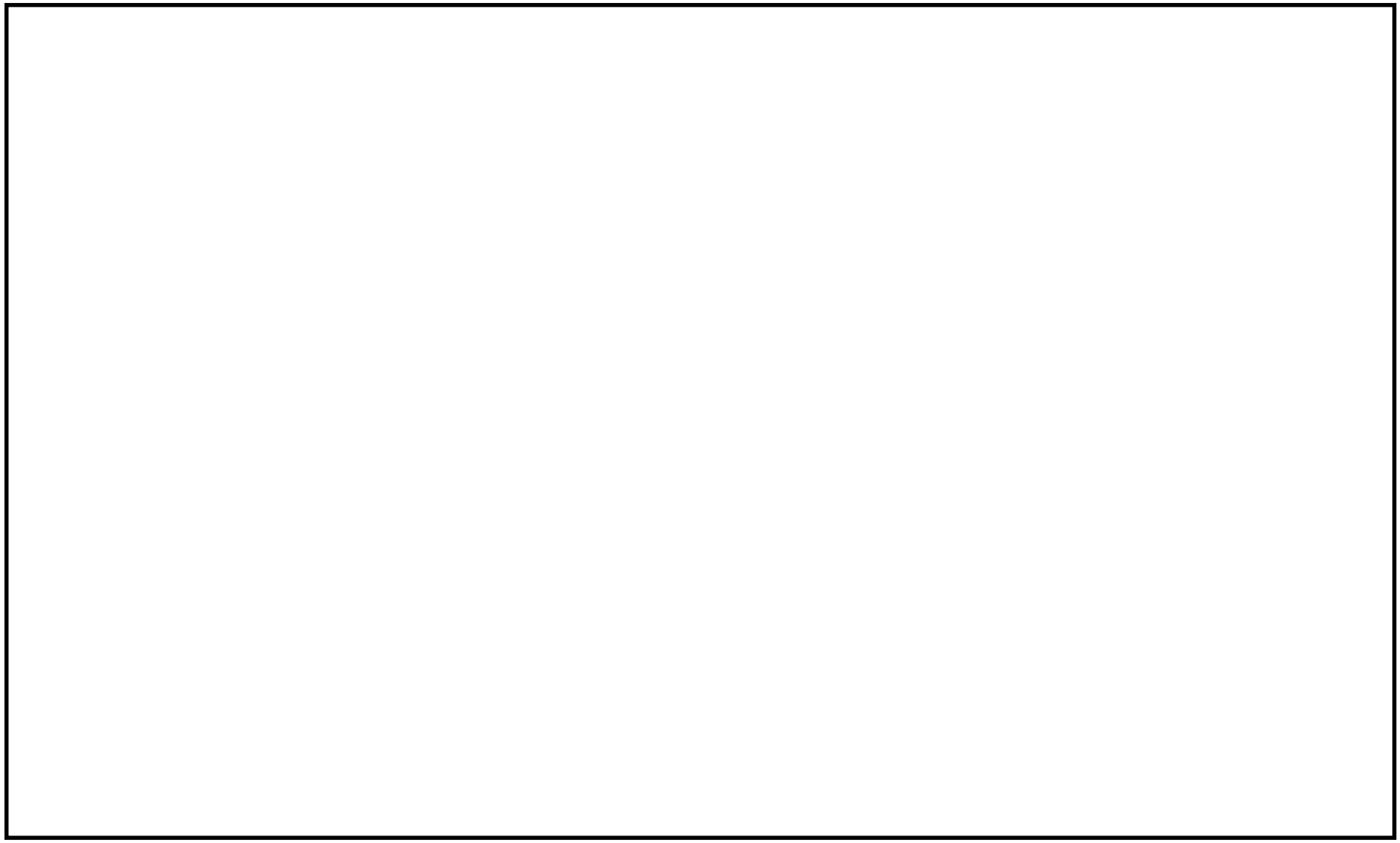
第 6-3 図　事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の屋内アクセスルート



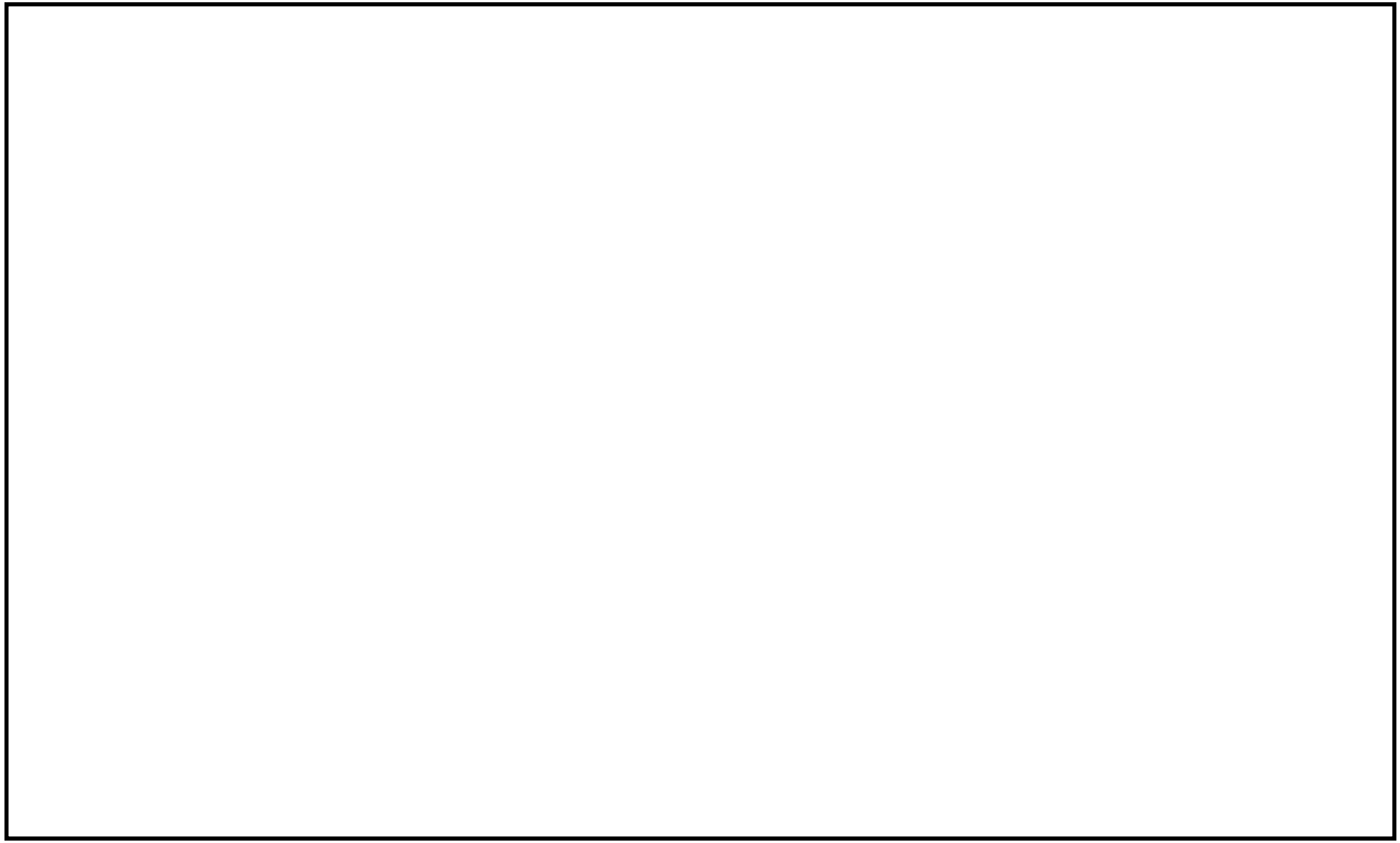
第 6-4 図　事故シーケンス「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の屋内アクセスルート



第 6-5 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できない場合）」の屋内アクセスルート



第 6-6 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 6-7 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

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（1／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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	高圧・低圧注水機能喪失	屋外	可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	180 分	180 分	5.8 時間 （350 分）	－	前作業である可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備終了後である事象発生2時間50分後からの作業を想定しているが，水源が枯渇までは 1 日以上の余裕があるため成立性がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	7.3 時間 （440 分）	－	可搬型代替注水中型ポンプの燃料が消費され始める事象発生5時間50分後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間後からの作業が可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	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ＴＢ）	屋内	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作【原子炉注水のための系統構成】	121 分	125 分	2.2 時間 （135 分）	8 時間	事象発生 10 分間の状況判断後に作業を開始することを想定しているが，事象発生 8 時間 1 分後に操作を行う逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧の開始まで作業完了させれば良いため成立性がある。	－
			直流電源の負荷切り離し操作（現場）	49 分	50 分	8.8 時間 （530 分）	9 時間	本事故シーケンスの前提条件として事象発生 8 時間後からの直流負荷の切離操作を想定しているが，本作業は前段の原子炉注水のための系統構成が完了次第着手可能であるため成立性がある。	－
			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【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	10.0 時間 （605 分）	10 時間	本作業は前作業からの継続作業を想定しており，前作業である直流電源の負荷切離操作の完了後から着手できる。事象発生 10 時間 5 分後に操作を行う格納容器スプレイのための系統構成開始までに作業を完了させれば良いため成立性がある。	－
			可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却【格納容器スプレイのための系統構成】	173 分	175 分	13 時間	13 時間	本作業は前作業からの継続作業を想定しており，前作業である非常用母線受電準備完了後から着手する。サプレッションチェンバ圧力 279kPa[gage] 到達時に操作を行う格納容器冷却操作の判断基準到達点を作業完了時刻としているが，前作業の開始時期に時間余裕があるため成立性がある。	－

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。(() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（2／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	屋外	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作【可搬型代替注水中型ポンプ準備，西側淡水貯水設備からのホース敷設等】	160 分	160 分	2.8 時間（170 分）	8 時間	事象発生 10 分間の状況判断後に作業を開始することを想定しているが，事象発生 8 時間 1 分後に操作を行う逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧の開始まで作業完了させれば良いため成立性がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	9.5 時間（570 分）	11.5 時間	可搬型代替注水中型ポンプの燃料が消費され始める事象発生 8 時間後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間後からの作業が可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ
	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	屋内	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作【原子炉注水のための系統構成】	121 分	125 分	2.2 時間（135 分）	8 時間	事象発生 10 分間の状況判断後に作業を開始することを想定しているが，事象発生 8 時間 1 分後に操作を行う逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧の開始まで作業完了させれば良いため成立性がある。	－
			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【非常用母線受電準備】	185 分	185 分	10.0 時間（605 分）	10 時間	本作業は前作業からの継続作業を想定しており，前作業である原子炉注水のための系統構成の完了後から着手できる。事象発生 10 時間 5 分後に操作を行う格納容器スプレイのための系統構成開始までに作業を完了させれば良いため成立性がある。	－
			可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却【格納容器スプレイのための系統構成】	173 分	175 分	13 時間	13 時間	本作業は前作業からの継続作業を想定しており，前作業である非常用母線受電準備完了後から着手する。サプレッションチェンバ圧力 279kPa[gage]到達時に操作を行う格納容器冷却操作の判断基準到達点を作業完了時刻としているが，前作業の開始時期に時間余裕があるため成立性がある。	－
		屋外	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作【可搬型代替注水中型ポンプ準備，西側淡水貯水設備からのホース敷設等】	160 分	160 分	2.8 時間（170 分）	8 時間	事象発生 10 分間の状況判断後に作業を開始することを想定しているが，事象発生 8 時間 1 分後に操作を行う逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧の開始まで作業完了させれば良いため成立性がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	9.5 時間（570 分）	11.5 時間	可搬型代替注水中型ポンプの燃料が消費され始める事象発生 8 時間後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間後からの作業が可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。(() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（3／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	屋内	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作【原子炉注水のための系統構成】	121 分	125 分	2.2 時間（135 分）	3 時間	事象発生 10 分間の状況判断後に作業を開始することを想定しているが，事象発生 3 時間 1 分後に操作を行う逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧の開始まで作業完了させれば良いため成立性がある。	－
			直流電源の負荷切り離し操作（現場）	49 分	50 分	8.8 時間（530 分）	9 時間	本事故シーケンスの前提条件として事象発生 8 時間後からの直流電源の負荷切離操作の切離操作を想定しているが，本作業は前段の原子炉注水のための系統構成が完了次第着手可能であるため成立性がある。	－
			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【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	10.0 時間（605 分）	10 時間	本作業は前作業からの継続作業を想定しており，前作業である直流電源の負荷切離操作完了後から着手する。事象発生 10 時間 5 分後に操作を行う格納容器スプレイのための系統構成開始までに作業を完了させれば良いため成立性がある。	－
			可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却【格納容器スプレイのための系統構成】	173 分	175 分	14 時間	14 時間	事象発生 14 時間後を作業完了時刻としているが，前作業である非常用母線受電準備完了次第着手できるため成立性がある。	－
		屋外	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作【可搬型代替注水中型ポンプ準備，西側淡水貯水設備からのホース敷設等】	160 分	160 分	2.8 時間（170 分）	3 時間	事象発生 10 分間の状況判断後に作業を開始することを想定しているが，事象発生 3 時間 1 分後に操作を行う逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧の開始まで作業完了させれば良いため成立性がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	4.5 時間（270 分）	6.5 時間	可搬型代替注水中型ポンプの燃料が消費され始める事象発生 3 時間後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間後からの作業が可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。(() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（4／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	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 【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間 (91 分)	13 時間	事象発生 16 分後からの作業を想定しているが，後作業の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱と合わせて開始時期である事象発生 13 時間後に対して余裕があるため成立性がある。	－
	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	屋外	可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	180 分	180 分	5.0 時間 (300 分)	－	事象発生 2 時間後からの作業を想定しているが，水源が枯渇までは 1 日以上の余裕があるため成立性がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	6.5 時間 (390 分)	－	可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費が開始される事象発生 5 時間後からの作業を想定しているが，本作業は可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作の作業開始と同時に着手可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ
	原子炉停止機能喪失	－	－	－	－	－	－	－	－
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	屋外	可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	180 分	180 分	5.8 時間 (350 分)	－	前作業である可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備終了後である事象発生 2 時間 50 分後からの作業を想定しているが，水源が枯渇までは 1 日以上の余裕があるため成立性がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	7.3 時間 (440 分)	－	可搬型代替注水中型ポンプの燃料が消費され始める事象発生 5 時間 50 分後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間後からの作業が可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	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 時間 (300 分)	5 時間	本事故シーケンスの前提条件として事象発生 5 時間後を作業完了時刻としているが，前作業が無く直ちに作業開始ができることから成立性がある。	－

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。(() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（5／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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	津波浸水による注水機能喪失	屋内	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作【原子炉注水のための系統構成】	121 分	125 分	2.2 時間 （135 分）	3 時間	事象発生 10 分間の状況判断後に作業を開始することを想定しているが，事象発生 8 時間 1 分後に操作を行う逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧の開始まで作業完了させれば良いため成立性がある。	－
			直流電源の負荷切り離し操作（現場）	49 分	50 分	8.8 時間 （530 分）	9 時間	本事故シーケンスの前提条件として事象発生 8 時間後からの直流負荷の切離操作を想定しているが，本作業は前段の原子炉注水のための系統構成が完了次第着手可能であるため成立性がある。	－
			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【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	10.0 時間 （605 分）	10 時間	本作業は前作業からの継続作業を想定しており，前作業である直流電源の負荷切離操作の完了後から着手できる。事象発生 10 時間 5 分後に操作を行う格納容器スプレイのための系統構成開始までに作業を完了させれば良いため成立性がある。	－
			可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却【格納容器スプレイのための系統構成】	173 分	175 分	13 時間	13 時間	本作業は前作業からの継続作業を想定しており，前作業である非常用母線受電準備完了後から着手する。サプレッションチェンバ圧力 279kPa[gage]到達時に操作を行う格納容器冷却操作の判断基準到達点を作業完了時刻としているが，前作業の開始時期に時間余裕があるため成立性がある。	
		屋外	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作【可搬型代替注水中型ポンプ準備，西側淡水貯水設備からのホース敷設等】	160 分	160 分	2.8 時間 （170 分）	3 時間	事象発生 10 分間の状況判断後に作業を開始することを想定しているが，事象発生 8 時間 1 分後に操作を行う逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧の開始まで作業完了させれば良いため成立性がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	9.5 時間 （570 分）	11.5 時間	可搬型代替注水中型ポンプの燃料が消費され始める事象発生 8 時間後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間後からの作業が可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。(() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（6／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間（91 分）	1.5 時間（91 分）	事象発生 16 分後からの作業を想定しているが，後作業の原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作と合わせて事象発生 2 時間後までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
		屋外	可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	155 分	155 分	64.5 時間	84 時間	事象発生 62 時間後からの作業を想定しているが，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達時に行う可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作開始時間までに 10 時間以上あり，十分な余裕時間があるため成立性がある。	可搬型窒素供給装置
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	85.5 時間	86 時間	可搬型窒素供給装置の燃料消費が開始される事象発生 84 時間後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間からの作業が可能であり，可搬型窒素供給装置の燃料枯渇までには 2 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ
	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できない場合））	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【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間（91 分）	1.5 時間（91 分）	事象発生 16 分後からの作業を想定しているが，後作業の原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作と合わせて事象発生 2 時間後までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
			格納容器ベント準備操作(現場移動（第二弁）)	41 分	45 分	16.7 時間	19 時間	事象発生 16 時間後からの作業を想定しているが，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達から 5 分後に行う格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作開始までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
		屋外	可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	180 分	180 分	45.5 時間	－	事象発生 42.5 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く，45.5 時間時点でも水源枯渇のおそれがないため，十分な余裕時間がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	47.0 時間	－	可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費が開始される事象発生 45.5 時間後からの作業を想定しているが，本作業は可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作の作業開始と同時に着手可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。(() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（7／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	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 【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間 （91 分）	1.5 時間 （91 分）	事象発生 16 分後からの作業を想定しているが，後作業の原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作と合わせて事象発生 2 時間後までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
		屋外	可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	155 分	155 分	126.5 時間	167 時間	事象発生 124 時間後からの作業を想定しているが，格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達時に行う可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作開始時間までに 10 時間以上あり，十分な余裕時間があるため成立性がある。	可搬型窒素供給装置
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	168.5 時間	169 時間	可搬型窒素供給装置の燃料消費が開始される事象発生 167 時間後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間からの作業が可能であり，可搬型窒素供給装置の燃料枯渇までには 2 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ
	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	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 【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間 （91 分）	1.5 時間 （91 分）	事象発生 16 分後からの作業を想定しているが，後作業の原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作と合わせて事象発生 2 時間後までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
		屋外	可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	155 分	155 分	126.5 時間	167 時間	事象発生 124 時間後からの作業を想定しているが，格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達時に行う可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作開始時間までに 10 時間以上あり，十分な余裕時間があるため成立性がある。	可搬型窒素供給装置
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	168.5 時間	169 時間	可搬型窒素供給装置の燃料消費が開始される事象発生 167 時間後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間からの作業が可能であり，可搬型窒素供給装置の燃料枯渇までには 2 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。(() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（8／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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	水素燃焼	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 【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間 （91 分）	1.5 時間 （91 分）	事象発生 16 分後からの作業を想定しているが，後作業の原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作と合わせて事象発生 2 時間後までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
		屋外	可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	155 分	155 分	64.5 時間	84 時間	事象発生 62 時間後からの作業を想定しているが，格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達時に行う可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作開始時間までに 10 時間以上あり，十分な余裕時間があるため成立性がある。	可搬型窒素供給装置
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	85.5 時間	86 時間	可搬型窒素供給装置の燃料消費が開始される事象発生 84 時間後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間からの作業が可能であり，可搬型窒素供給装置の燃料枯渇までには 2 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ
	溶融炉心・コンクリート相互作用	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 【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間 （91 分）	1.5 時間 （91 分）	事象発生 16 分後からの作業を想定しているが，後作業の原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作と合わせて事象発生 2 時間後までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
		屋外	可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	155 分	155 分	126.5 時間	167 時間	事象発生 124 時間後からの作業を想定しているが，格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達時に行う可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作開始時間までに 10 時間以上あり，十分な余裕時間があるため成立性がある。	可搬型窒素供給装置
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	168.5 時間	169 時間	可搬型窒素供給装置の燃料消費が開始される事象発生 167 時間後からの作業を想定しているが，本作業は事象発生 2 時間からの作業が可能であり，可搬型窒素供給装置の燃料枯渇までには 2 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（（）内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。（（）内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（9／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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
使用済燃料プール内の燃料破損の防止	想定事故１	屋外	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	160 分	160 分	8 時間 （480 分）	8 時間	事象発生 8 時間後を作業完了時刻としているが，本作業は前作業である可搬型スプレイノズル準備作業が完了次第着手可能であるため，成立性がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	9.5 時間 （570 分）	11.5 時間	可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費が開始される事象発生 8 時間後からの作業を想定しているが，本作業は可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作の作業開始と同時に着手可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ
	想定事故２	屋外	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	160 分	160 分	8 時間 （480 分）	8 時間	事象発生 8 時間後を作業完了時刻としているが，本作業は前作業である可搬型スプレイノズル準備作業が完了次第着手可能であるため，成立性がある。	可搬型代替注水中型ポンプ
			タンクローリによる燃料補給操作	90 分	90 分	9.5 時間 （570 分）	11.5 時間	可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費が開始される事象発生 8 時間後からの作業を想定しているが，本作業は可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作の作業開始と同時に着手可能であり，また，可搬型代替注水中型ポンプの燃料消費開始から枯渇までには 3.5 時間程度の余裕があるため成立性がある。	タンクローリ

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。(() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-3 表　重要事故シーケンスごとの現場作業（10／10）

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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※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	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）	屋内	原子炉保護系母線の受電操作	101 分	105 分	3.1 時間（186 分）	－	事象発生 1 時間 21 分後からの作業を想定しているが，後作業の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作と合わせて事象発生 4 時間 40 分までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
			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	44 分	45 分	4.5 時間（273 分）	－	前作業からの継続作業を想定しているが，事象発生から 4 時間 40 分後に行う待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
	全交流動力電源喪失	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【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間（92 分）	－	事象発生 17 分後からの作業を想定しているが，後作業の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作と合わせて事象発生 4 時間 30 分までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
			原子炉保護系母線の受電操作	101 分	105 分	3.6 時間（220 分）	－	事象発生 1 時間 55 分後からの作業を想定しているが，後作業の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作と合わせて事象発生 4 時間 30 分までに作業を完了することができるため成立性がある。	－
	原子炉冷却材の流出	－	－	－	－	－	－	－	－
	反応度の誤投入	－	－	－	－	－	－	－	－

※1：作業ごとに訓練及び実機（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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの時間（() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される時間。(() 内は当該作業時間を分単位で表記したもの）

第 6-4 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	有効性評価での作業完了時間※3	有効性評価要求時間※4	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	16.7 時間	19 時間	○
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作【原子炉注水のための系統構成】	121 分	125 分	2.2 時間 (135 分)	3 時間	○
	直流電源の負荷切り離し操作（現場）	49 分	50 分	8.8 時間 (530 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【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間 (91 分)	1.5 時間 (91 分)	○
	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【非常用母線受電準備】※6	185 分	185 分	10.0 時間 (605 分)	10 時間	○
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却【格納容器スプレイのための系統構成】	173 分	175 分	13 時間	13 時間	○
	現場における破損系統の注入弁の閉止操作※7	115 分※5	115 分	5 時間 (300 分)	5 時間	○
停止時	原子炉保護系母線の受電操作	101 分	105 分	3.1 時間 (186 分)	—	○
	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	44 分	45 分	4.5 時間 (273 分)	—	○
	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【非常用母線受電準備】	75 分	75 分	1.5 時間 (92 分)	—	○

※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（作業時間を 5 分単位で丸めて設定）
※3：事象発生から当該作業完了までの最短時間を記載（（）内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※4：有効性評価解析等から作業完了が要求される最短時間を記載（（）内は当該作業時間を分単位で表記したもの）
※5：原子炉棟入口で装備を変更する時間（17 分）を含む
※6：格納容器破損防止対策の有効性評価対応における作業時間
※7：事故シーケンス「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」対応における作業時間

7.　発電所構外からの災害対策要員の参集

発電所構外から発電所構内への災害対策要員の参集に対して，以下の考え方に基づき，複数の参集ルートを設定する。

・発電所構内への参集に当たっては，必ず国道 245 号線を通過することから，同国道の交通状態及び道路状態によるアクセス性の影響を受けないよう複数の参集ルートを設定する。

・敷地入口近傍に設置される 154kV 及び 275kV の送電鉄塔の倒壊による参集ルートへの障害を想定し，鉄塔が倒壊した場合でも影響を受けない参集ルートを設定する。

・参集場所である緊急時対策所への参集ルートは，敷地高さを踏まえ敷地を遡上する津波の影響を受けない参集ルートを設定する。

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，敷地遡上津波を想定しても，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（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合に，発電所及び待機所以外にいる災害対策要員をすみやかに非常招集するため，「一斉通報システム」，「通信連絡手段」等を活用し災害対策要員の非常招集を行う。

東海村周辺地域で震度6弱以上の地震が発生した場合には，非常招集の連絡がなくても支障がない限り発電所緊急時対策所又は発電所外集合場所（第三滝坂寮）に参集する。

なお，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。

招集する災害対策要員のうち，あらかじめ指名されている発電所参集要員（拘束当番）である災害対策要員は，直接発電所緊急時対策所に参集する。あらかじめ指名された発電所参集要員以外の要員は発電所外集合場所に参集し，災害対策本部の指示に従い対応する。発電所集合場所に参集した要員は，災害対策本部と非常招集に係る以下の確認，調整を行い，発電所に集団で移動する。

①発電所の状況（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。

別紙（1）

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当たっては，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。

その結果及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及び選定を実施した。

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	湖又は河川の水位低下	○		○		○		○		○

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	湖又は河川の水位上昇			○		○				
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	○	○			○		○		○

①DIVERSE 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）

⑦ASME/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”

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	ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故（ｶﾞｽなど），ﾊﾟｲﾌﾟ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	自動車又は船舶の爆発	○		○						○
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）			○	○	○	○			○

①DIVERSE 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）

⑦ASME/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”

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 海岸浸食）
基準Ｃ	プラント設計上，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，又はプラントの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”

別紙（2）

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流末排水路の排水量を比較し，降水の影響について評価を行う。集水流域，幹線排水路及び流末排水路位置を第1図に示す。

2.1 降雨強度

降雨強度は，設計基準としての降水量である127.5mm／hを用いて評価する。なお，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。

2.2 雨水流出量

雨水流出量は，集水流域ごとに設計基準としての降水量127.5mm／hを用いて算出する。

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。

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

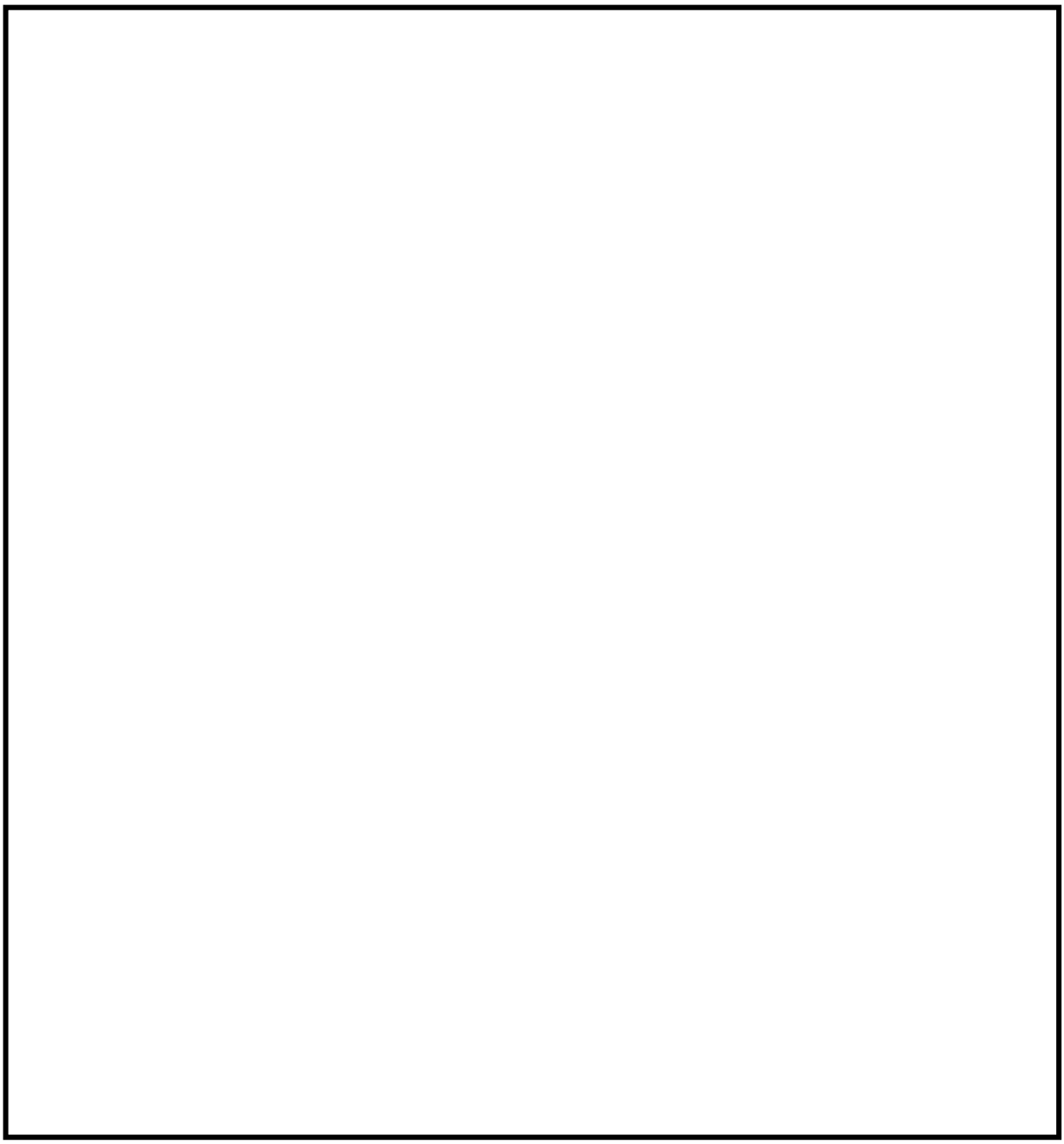
Q_1：雨水流出量（m^3/s）
f ：流出係数（開発部：0.9，林地：0.5）
r ：設計基準としての降水量（127.5mm／h）
A：集水区域面積（ha）

2.3　排水量

流末排水路における排水量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，以下のマニング式を用いる。

$V = 1/n \cdot R^{2/3} \cdot I^{1/2}$
$Q_2 = V \cdot A$

Q_2：設計排水量（m^3/s）
V：平均流速（m／s）
n：マニングの粗度係数
R：径深＝A／S（m）
A：流水断面積（m^2）
S：潤辺（m）
I：勾配



第 1 図　集水流域，幹線排水路及び流末排水路位置

3.　評価結果

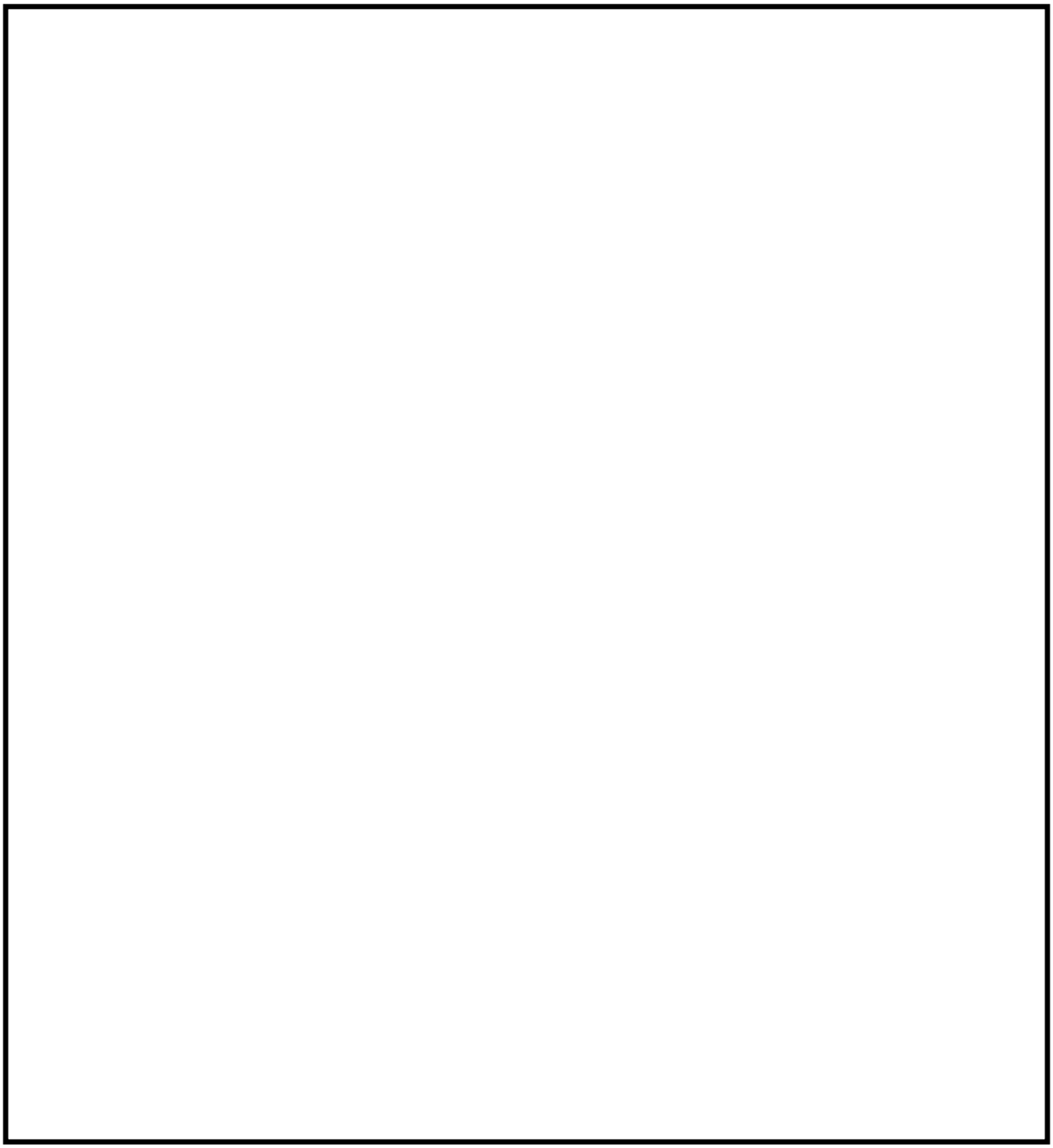
雨水流出量と流末排水路の設計排水量の比較結果を第1表，敷地高さ及び地表水流下想定を第2図に示す。流末排水路の設計排水量が雨水流出量を上回る設計とすること及び敷地勾配を考慮した設計とすることで，雨水を遅滞なく海域に排水することが可能である。

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，流末排水路より速やかに排水されること，屋外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，屋外アクセスルートのアクセス性に支障はない。

第1表　雨水流出量と流末排水路の設計排水量の比較結果

流域	集水区域面積Ａ (ha)	雨水流出量 Q_1 (m^3／h)	流末	流末排水路排水量※Q_2 (m^3／h)	安全率 Q_2／Q_1	備考
①	16.80	約 18,900	①-1	約 21,900	1.26	流末①-２で排水できない雨水は地表を流下し，流末①-１で排水される
			①-2	約 2,080		
②	16.70	約 16,600	②	約 24,000	1.44	
③	9.17	約 10,600	③-1	約 4,100	1.51	流末③-１で排水できない雨水は地表を流下し，流末③-２で排水される
			③-2	約 12,000		
④	0.92	約 1,060	④	約 1,100	1.03	
⑤	2.81	約 3,230	⑤	約 12,000	3.71	

※今後の詳細設計により，変更の可能性がある。



第２図　敷地高さ及び地表水流下想定

別紙（3）

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 8.8t×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.　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）

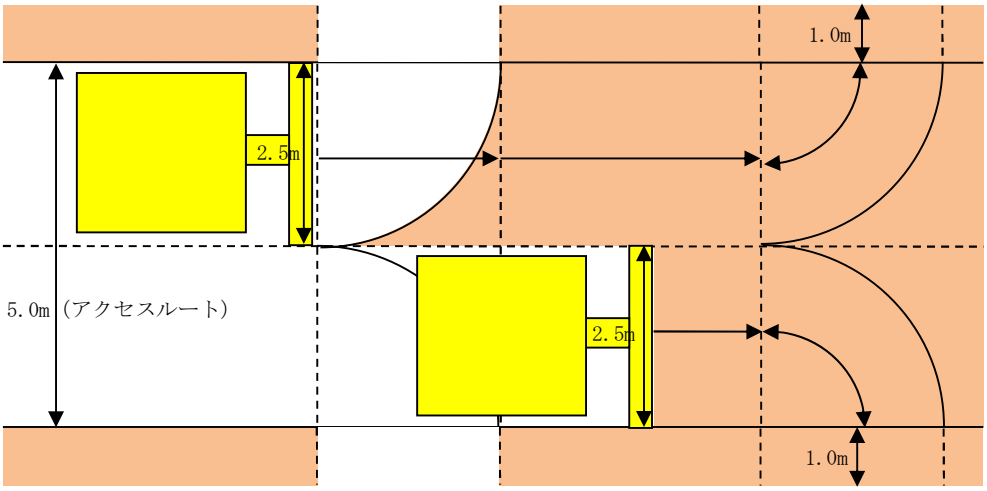
○密度：200kg／m^3(0.2t／m^3)

(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

7t（けん引力）÷（0.2t／m^3（密度）×30cm（降灰量））＝116.66m^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）：48.6m÷1.1m／s≒45 秒

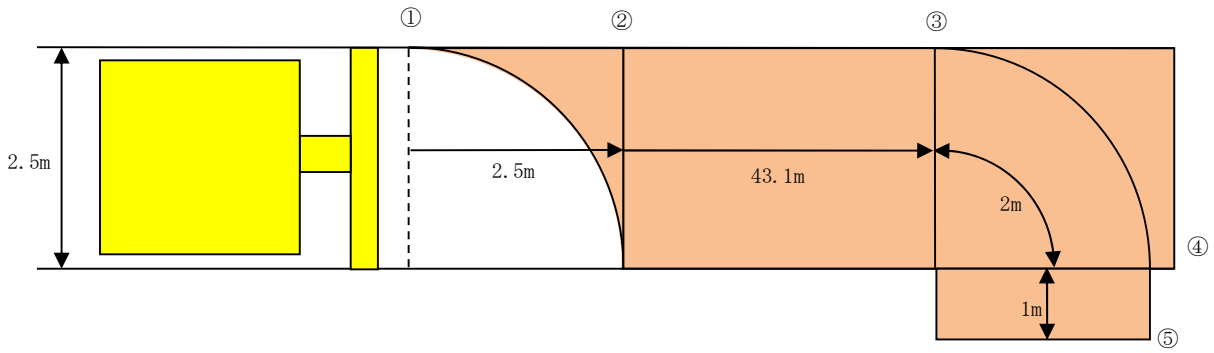
・B：ギア切り替え：6 秒

・C：後進：(⑤→④→③)：3.0m÷1.1m／s＝2.73 秒≒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）

＝45秒＋6秒＋3秒＋6秒＝60秒



＜各区間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）＝2.5m×2.5m－2.5m×2.5m×π×90／360≒1.35m^2

・③から④の除去面積（旋回部の面積）＝2.5m×2.5m×π×90／360≒4.91 m^2

・④から⑤の除去面積（押出し部の面積）＝1m×2.5m＝2.5m^2

・②から③の除去面積（直進部の面積）＝1回の除去可能面積m^2－取残し部面積m^2－旋回部面積m^2－押出部面積m^2
＝116.66 m^2－1.35m^2－4.91m^2－2.5m^2＝107.9m^2

＜各区間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）＝2.5m

・②から③の除去距離（直進部の距離m）＝直進部の面積m^2÷バケット幅m＝107.9 m^2÷2.5m＝43.16m≒43.1m

・③から④の除去距離（旋回部の距離m）＝バケット幅m÷2×2×π×90／360≒2.0m

・④から⑤の除去距離（押出し部の距離）＝1m

・①から⑤の合計距離＝2.5m＋43.1m＋2.0m＋1m＝48.6m

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

取残し部①から②の距離＋直進部②から③の距離＝2.5m＋43.1m＝45.6m

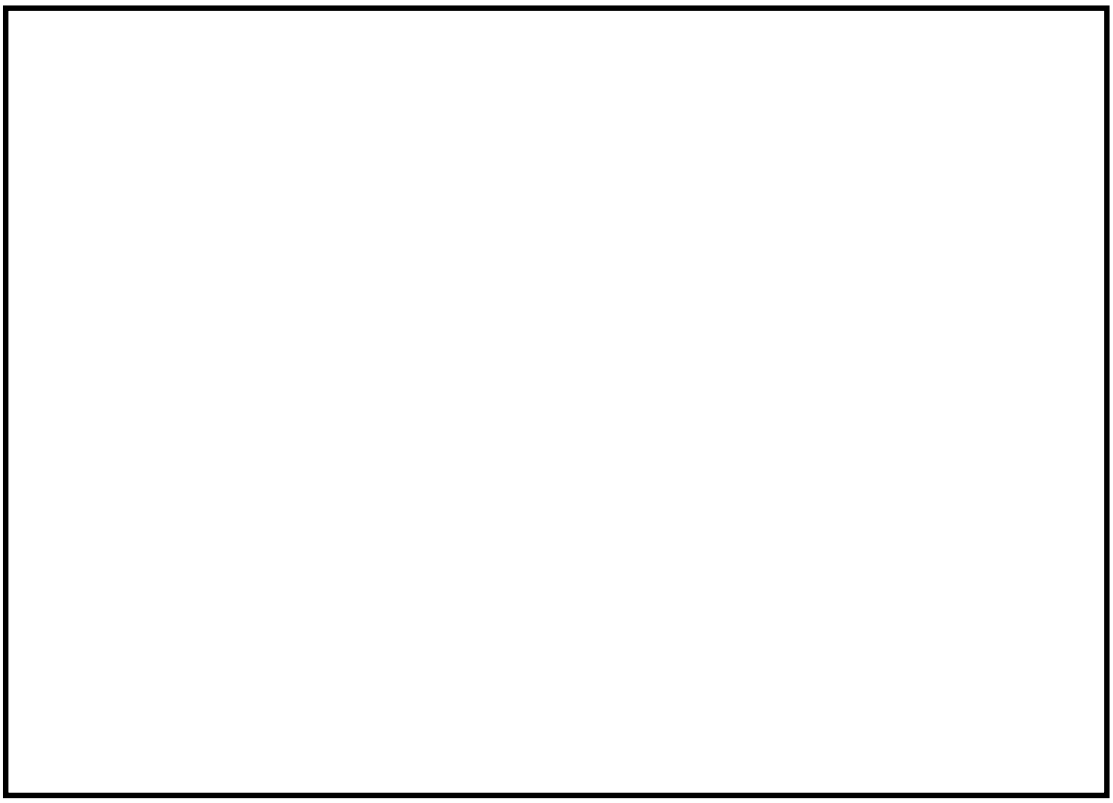
(5)　除雪速度

1サイクル当たりの除去延長÷1サイクル当りの作業時間

45.6m÷60秒＝0.76m／s＝2.736km／h≒2.73km／h

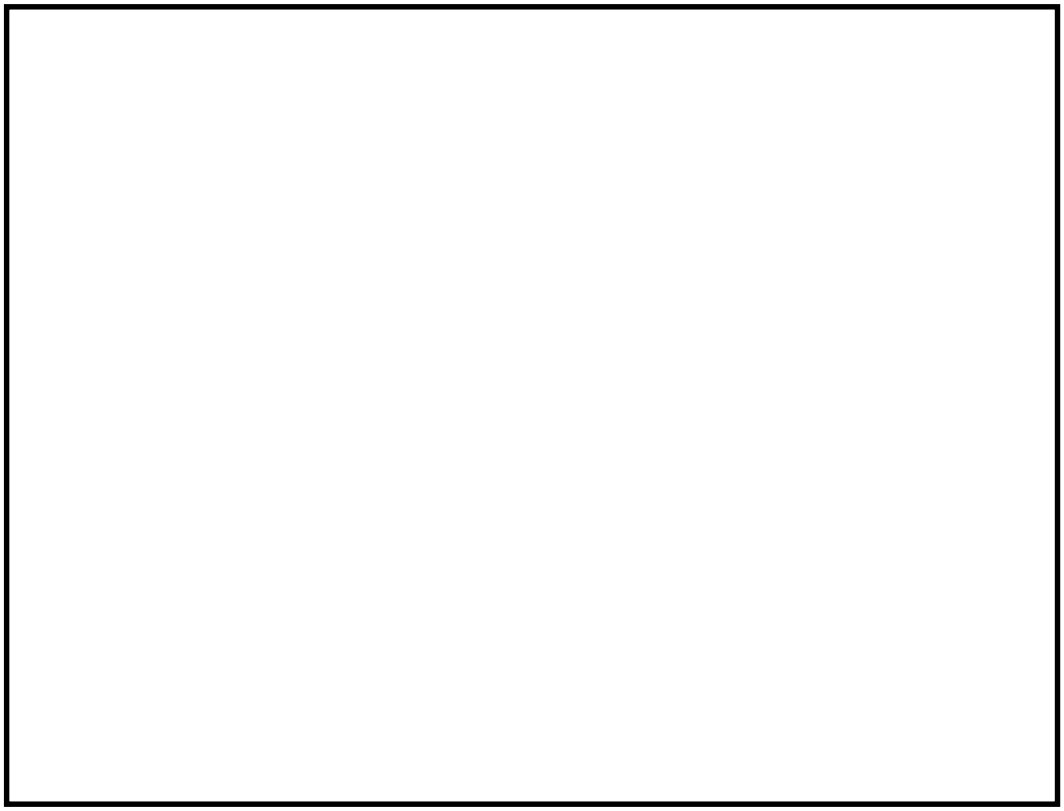
3.　まとめ

除雪速度は 2.73km／h とする。南側保管場所から可搬型設備が通行する水源（西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽），接続先，送水先までのルートの除雪に要する時間評価を第 3 図から第 12 図に示す。



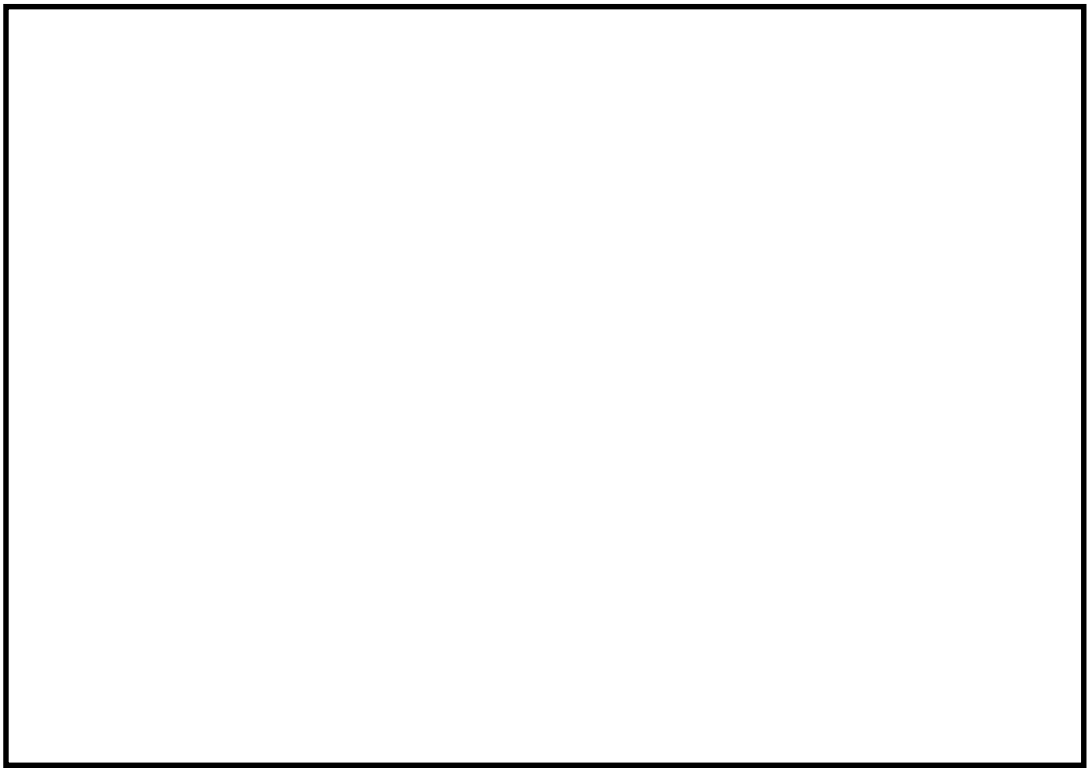
区間	距離 （約 m）	時間評価 項目	速度 （km／h）	所要時間 （分）	累積 （分）
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	489	降雪除去	2.73	11	15
③→④	66	降雪除去	2.73	2	17

第 3 図　設定したＡルートの除雪に要する時間



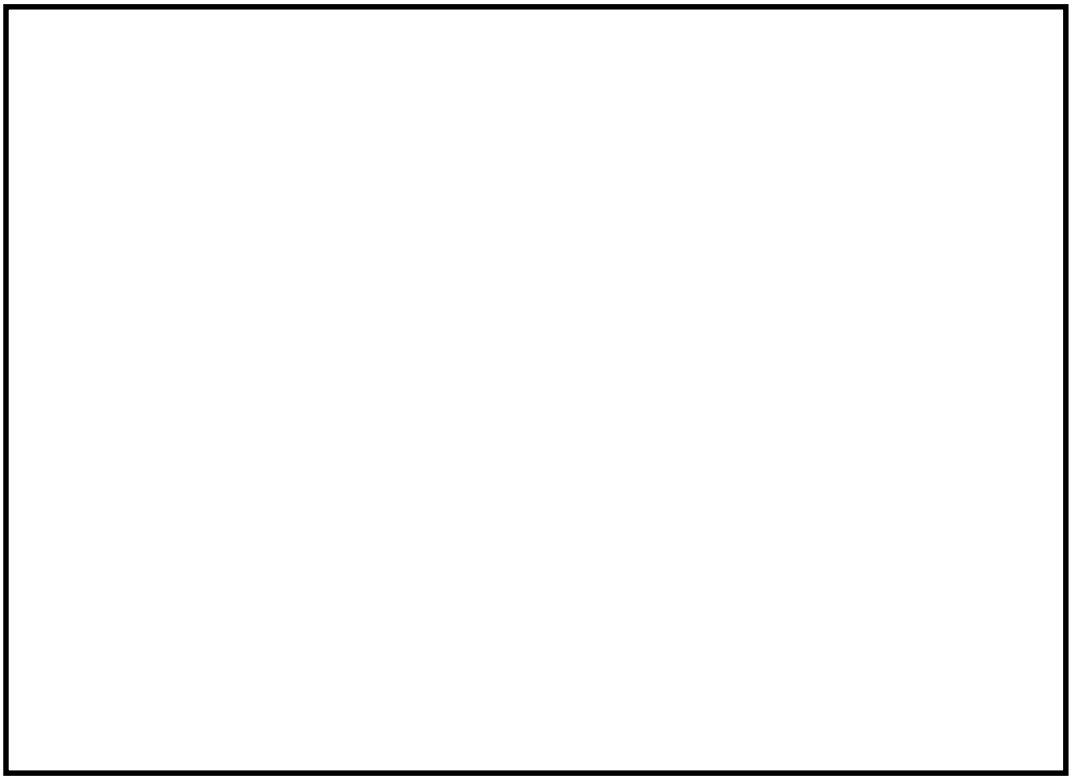
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③ (②→④)	250 (301)	降雪除去	2.73	6 (7)	10 (11)

第４図　設定したＢルートの除雪に要する時間



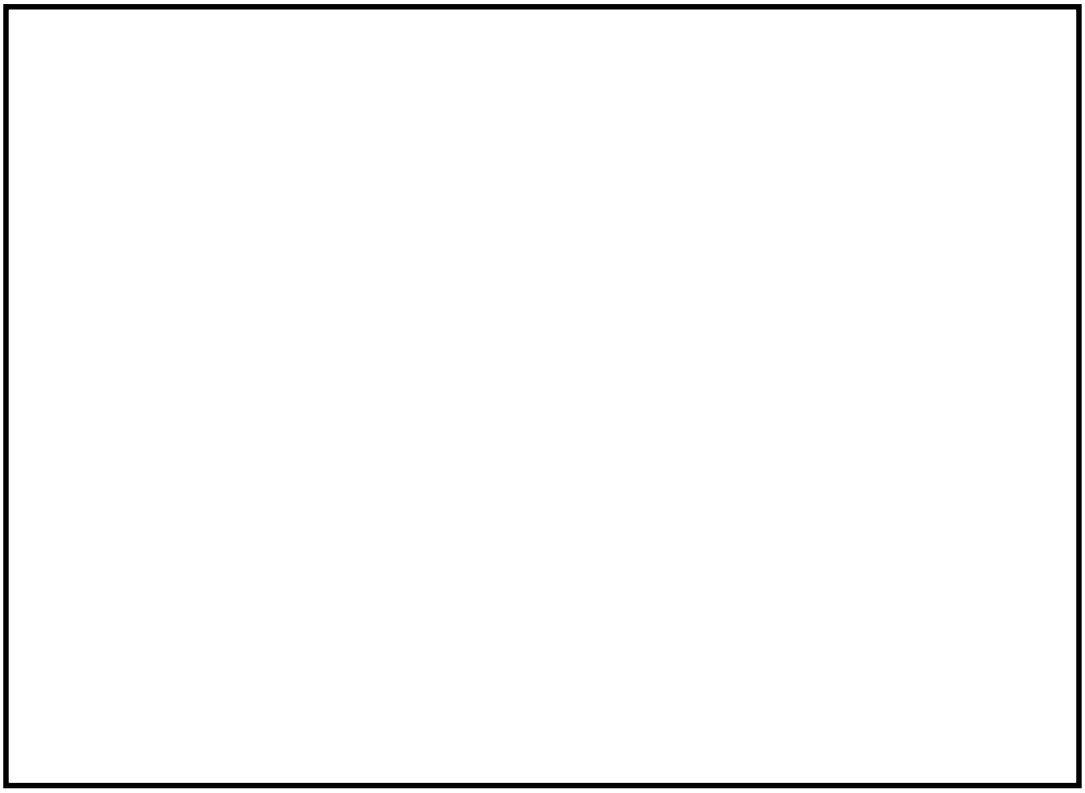
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	1008	降雪除去	2.73	23	27
③→④	66	降雪除去	2.73	2	29

第５図　設定したＣルートの除雪に要する時間



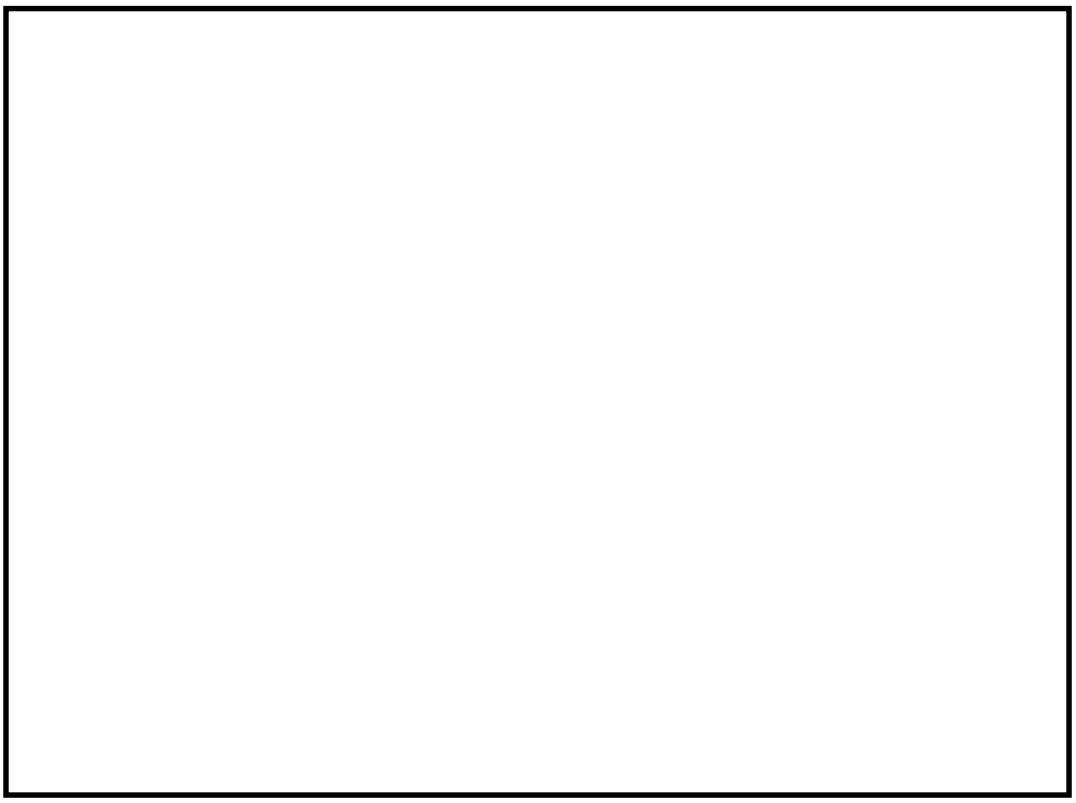
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	489	降雪除去	2.73	11	15
③→④	540	降雪除去	2.73	12	27

第６図　設定したＤルートの除雪に要する時間



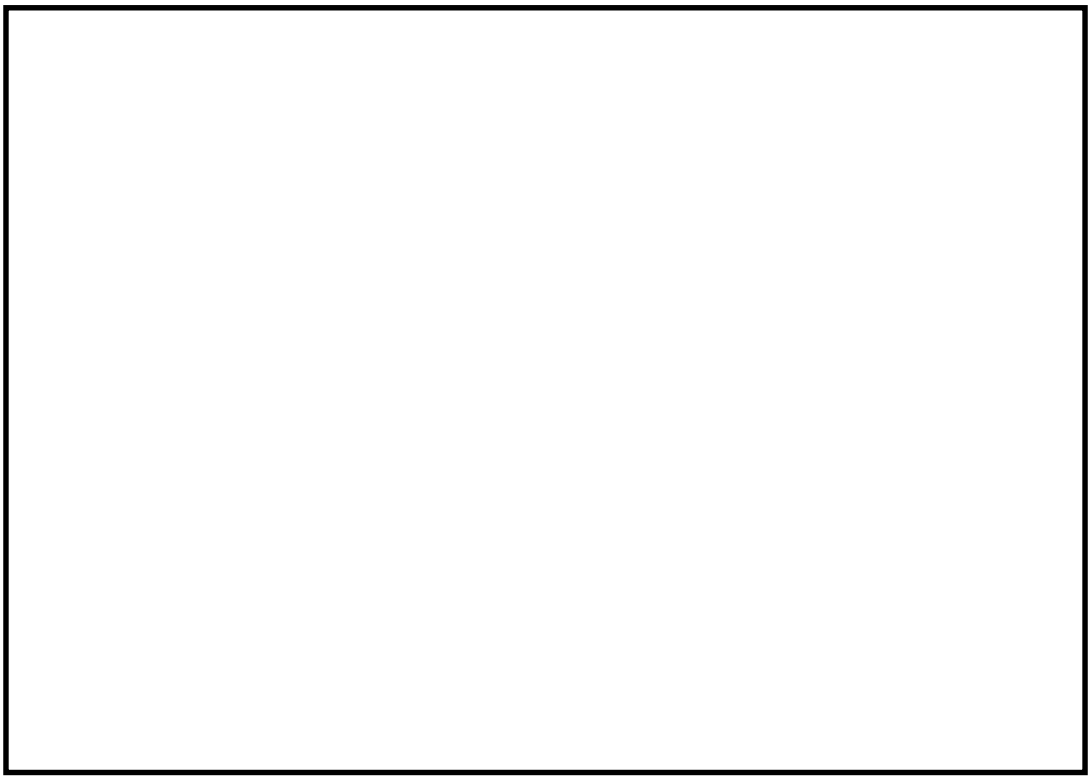
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	250	降雪除去	2.73	6	10
③→④	239	降雪除去	2.73	6	16

第７図　設定したＥルートの除雪に要する時間



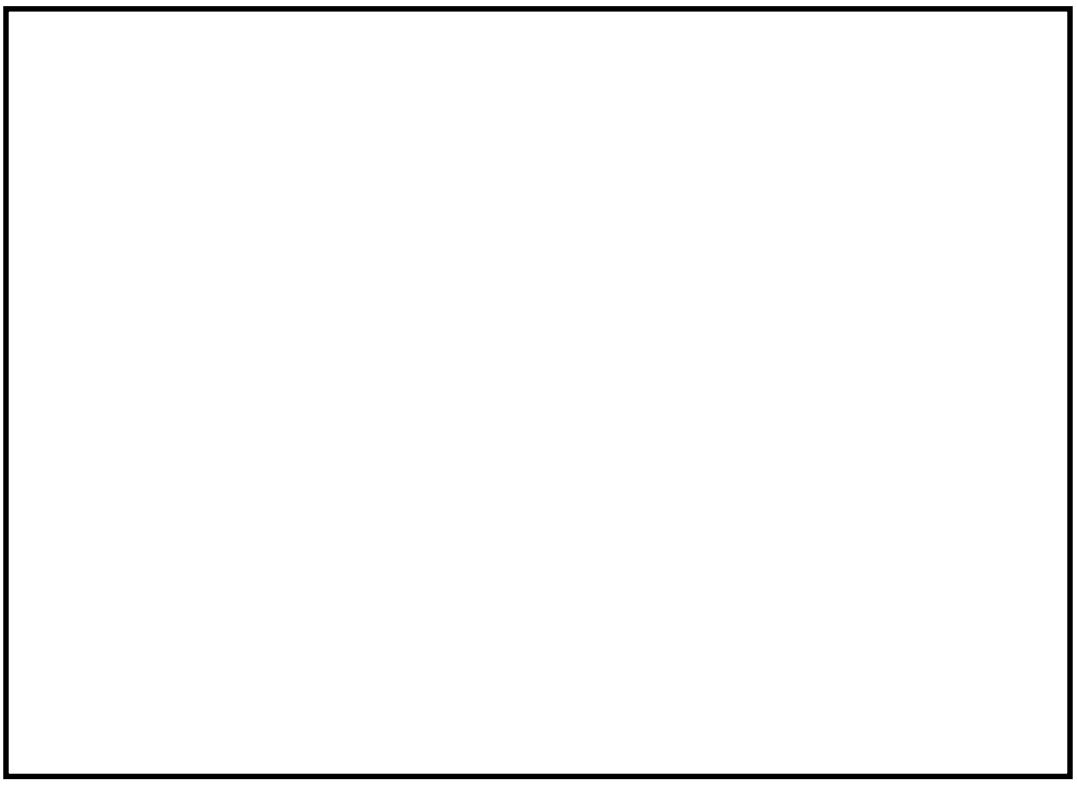
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	250	降雪除去	2.73	6	10
③→④	880	降雪除去	2.73	20	30

第８図　設定したＦルートの除雪に要する時間



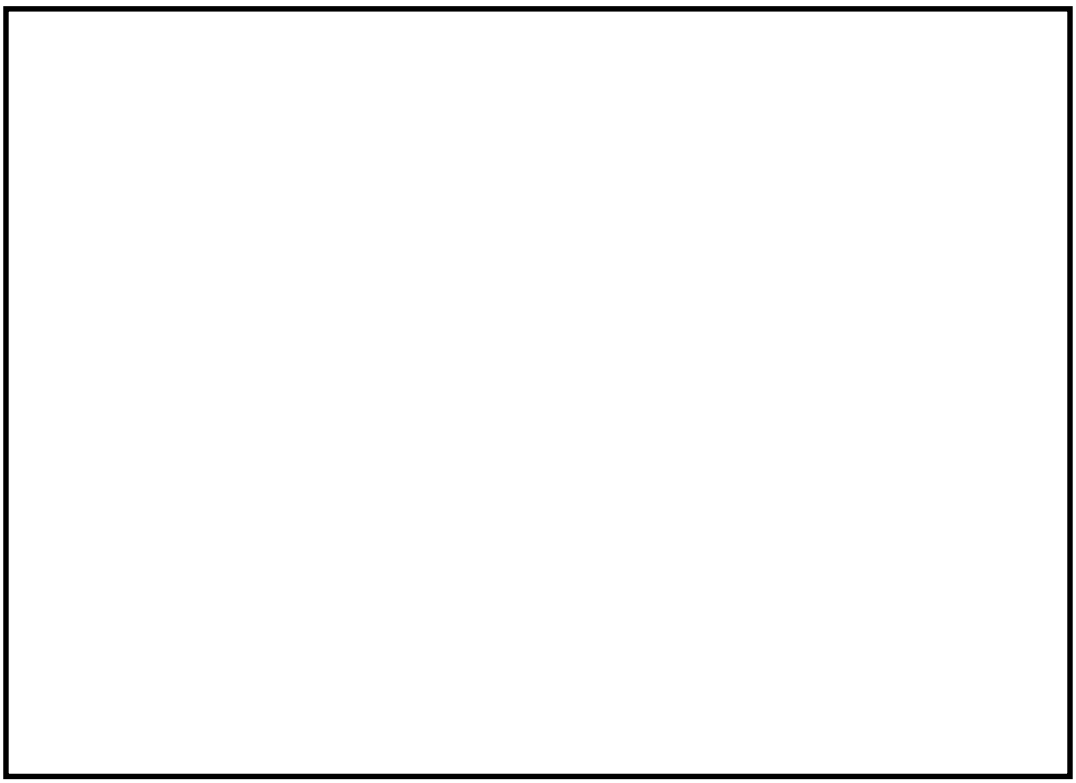
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	453	降雪除去	2.73	10	14

第９図　設定したＧルートの除雪に要する時間



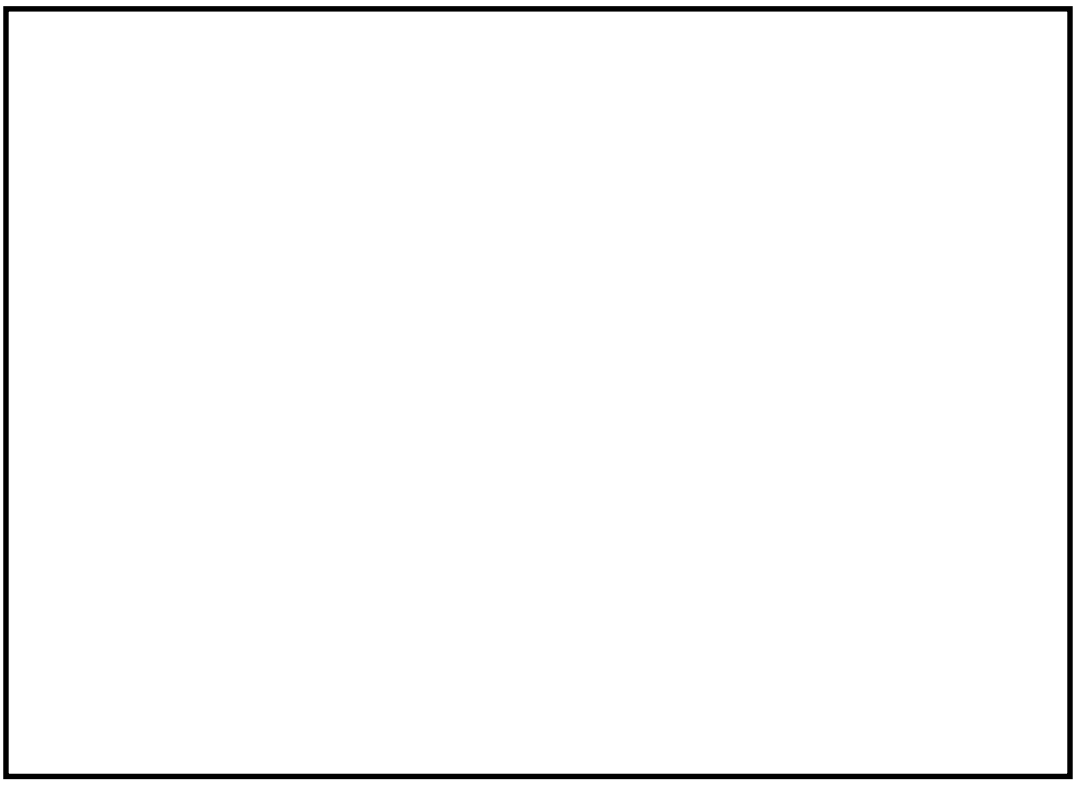
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	1074	降雪除去	2.73	24	28

第 10 図　設定したHルートの除雪に要する時間



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	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	1031	降雪除去	2.73	23	27

第 11 図　設定したＩルートの除雪に要する時間



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	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	1092	降雪除去	2.73	24	28

第 12 図　設定したＪルートの除雪に要する時間

別紙（4）

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8.8t×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.　降灰除去速度の算出

(1)　降灰条件

○降灰量：50cm（降下火砕物シミュレーション等から設定した降灰量）

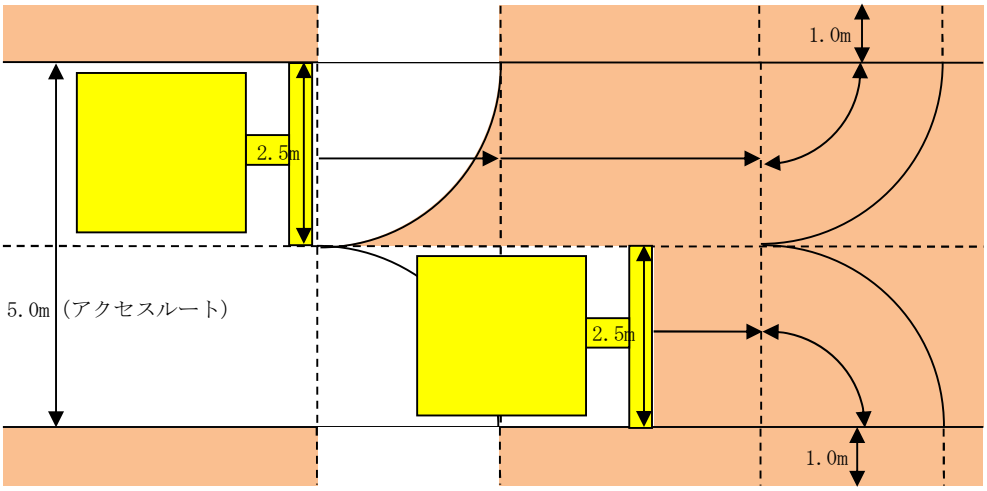
○密度：湿潤状態 1.5g／cm^3(1.5t／m^3)

(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

7t（けん引力）÷（1.5t／m^3（密度）×50cm（降灰量））＝9.33m^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）：0.57m^2，0.2m

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）：5.7m÷1.1m／s＝6秒

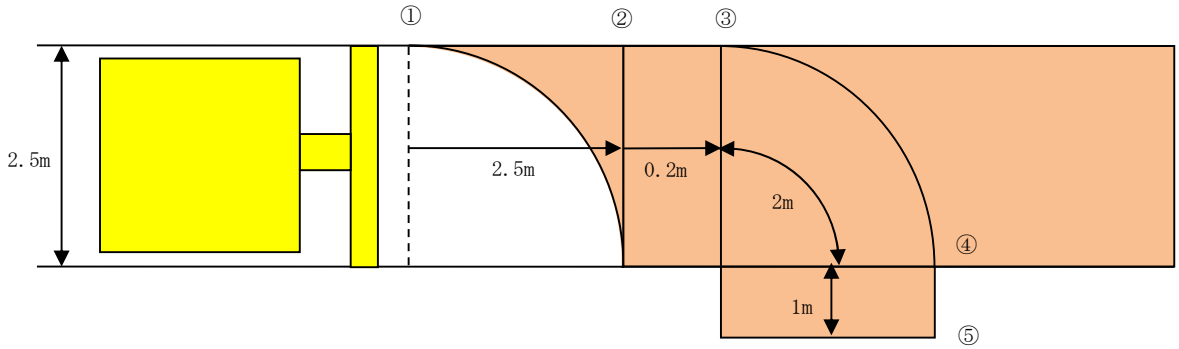
・B：ギア切り替え：6秒

・C：後進：(⑤→④→③)：3.0m÷1.1m／s＝2.73 秒≒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）

＝6秒＋6秒＋3秒＋6秒＝21秒



＜各区間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）＝2.5m×2.5m－2.5m×2.5m×π×90／360≒1.35m^2

・③から④の除去面積（旋回部の面積）＝2.5m×2.5m×π×90／360≒4.91 m^2

・④から⑤の除去面積（押出し部の面積）＝1m×2.5m＝2.5m^2

・②から③の除去面積（直進部の面積）＝1回の除去可能面積m^2－取残し部面積m^2－旋回部面積m^2－押出部面積m^2
＝9.33m^2－1.35m^2－4.91m^2－2.5m^2＝0.57m^2

＜各区間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）＝2.5m

・②から③の除去距離（直進部の距離m）＝直進部の面積m^2÷バケット幅m＝0.57m^2÷2.5m＝0.228m≒0.2m

・③から④の除去距離（旋回部の距離m）＝バケット幅m÷2×2×π×90／360≒2.0m

・④から⑤の除去距離（押出し部の距離）＝1m

・①から⑤の合計距離＝2.5m＋0.2m＋2.0m＋1m＝5.7m

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

取残し部①から②の距離＋直進部②から③の距離＝2.5m＋0.2m＝2.7m

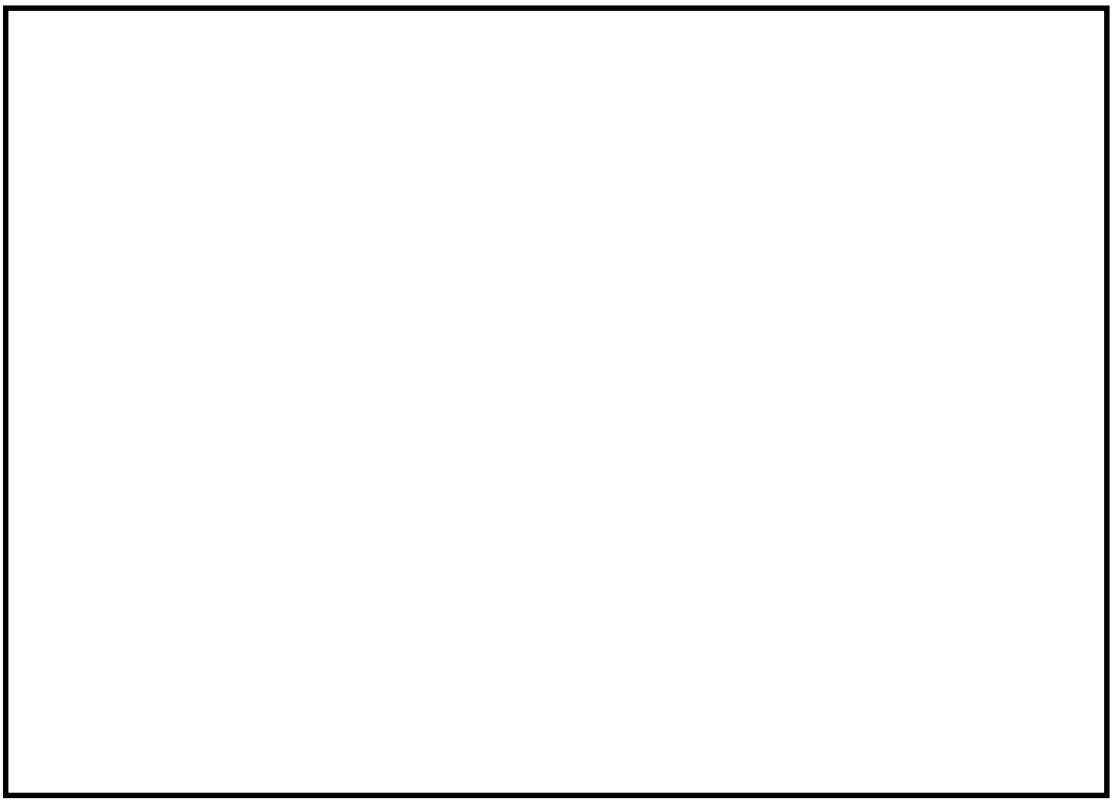
(5)　降灰除去速度

1サイクル当たりの除去延長÷1サイクル当りの作業時間

2.7m÷21秒＝0.128m／s＝0.462km／h≒0.46km／h

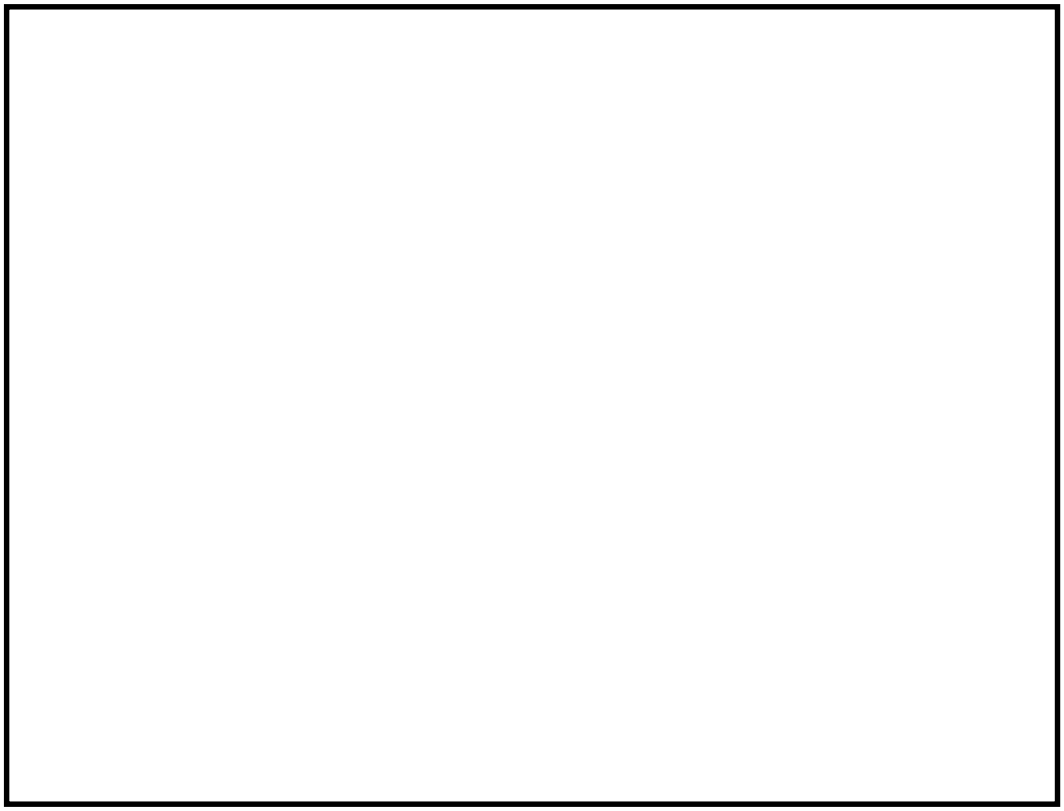
3.　まとめ

降灰の除去速度は 0.46km／h とする。南側保管場所からの可搬型設備が通行する水源（西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽），接続先，送水先までのルートの除灰に要する時間評価を第 3 図から第 12 図に示す。



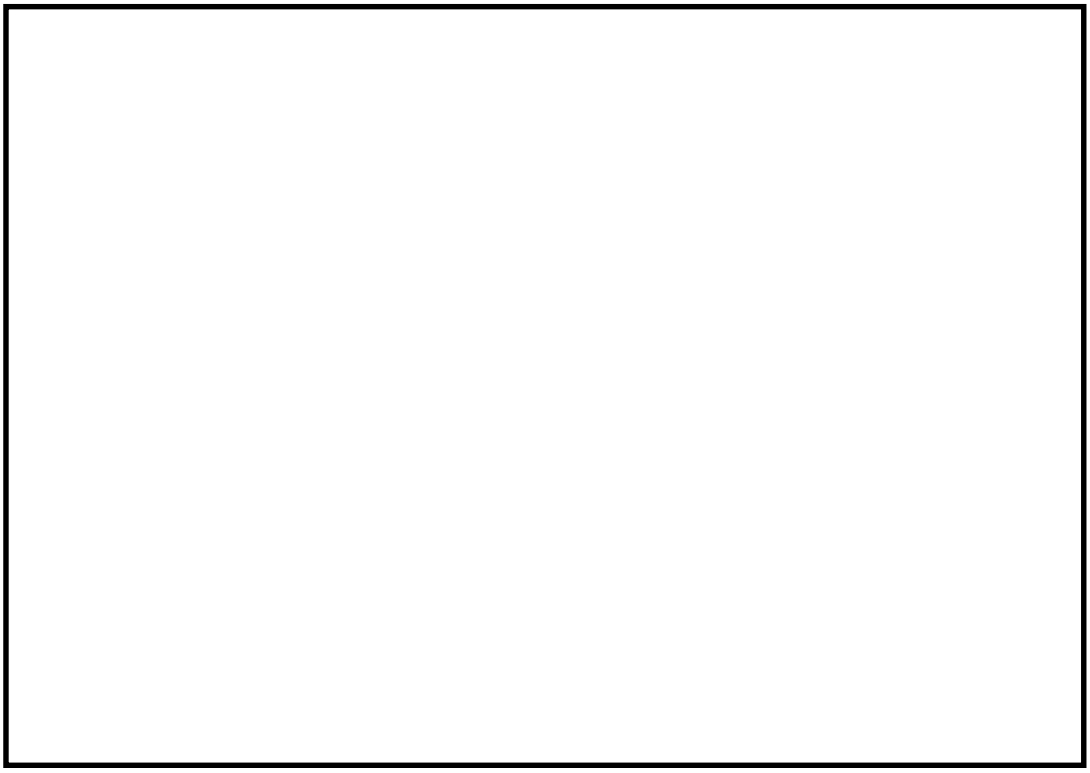
区間	距離 （約 m）	時間評価 項目	速度 （km／h）	所要時間 （分）	累積 （分）
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	489	降灰除去	0.46	64	68
③→④	66	降灰除去	0.46	9	77

第 3 図　設定したＡルートの除灰に要する時間



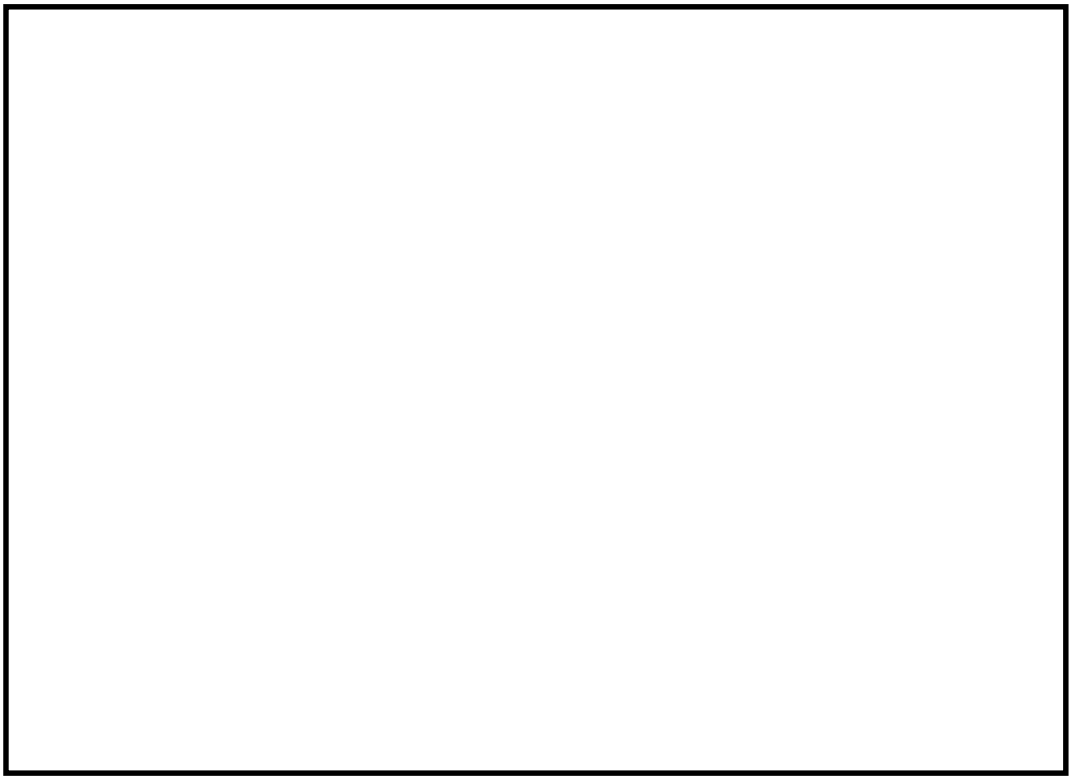
区間	距離 (約 m)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③ (②→④)	250 (301)	降灰除去	0.46	33 (40)	37 (44)

第 4 図　設定したＢルートの除灰に要する時間



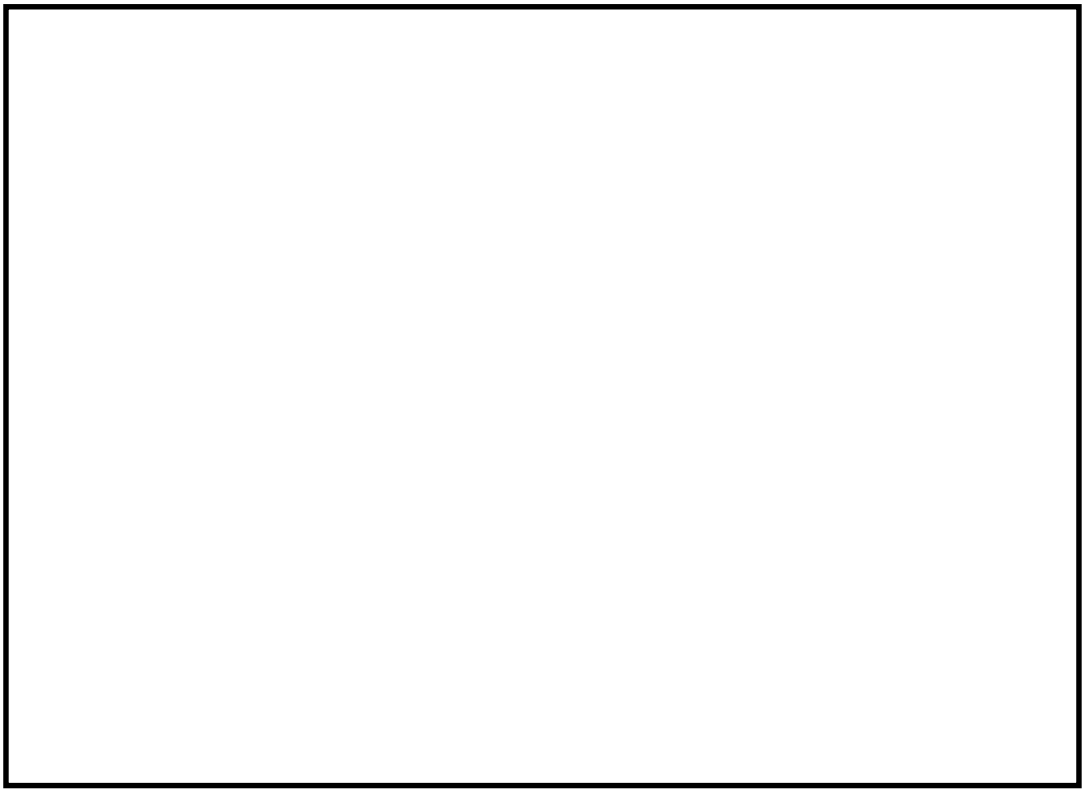
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	1008	降灰除去	0.46	132	136
③→④	66	降灰除去	0.46	9	145

第５図　設定したＣルートの除灰に要する時間



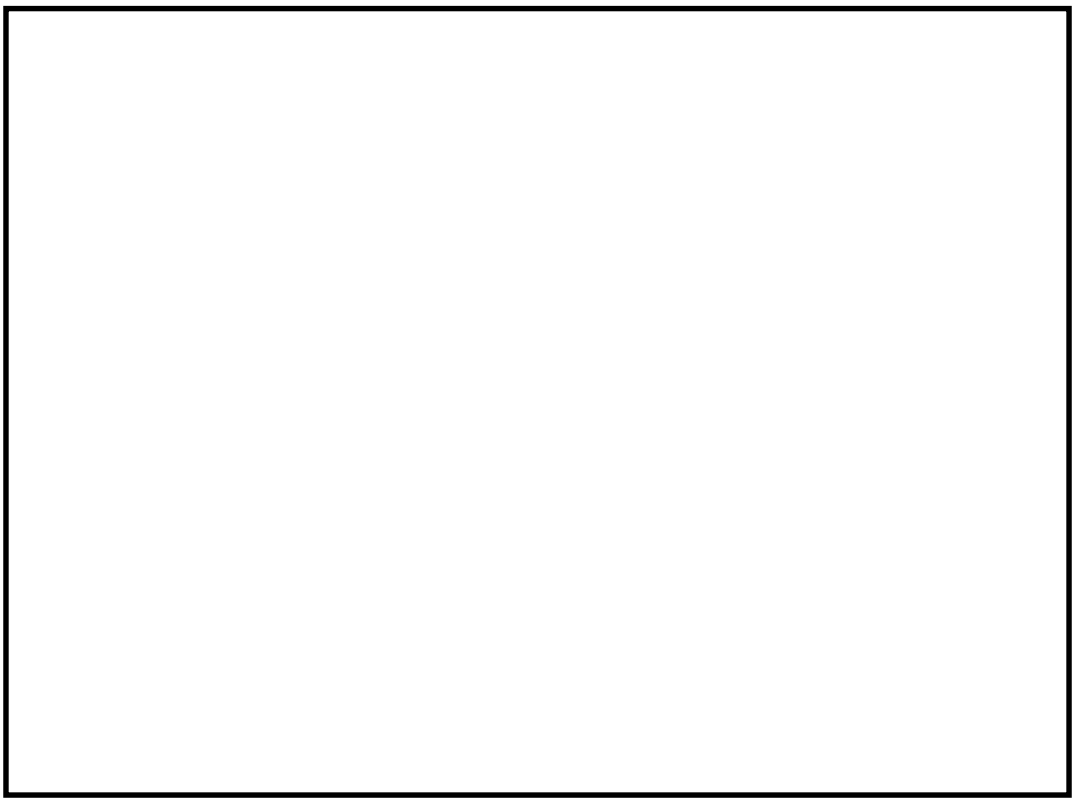
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	489	降灰除去	0.46	64	69
③→④	540	降灰除去	0.46	71	140

第６図　設定したＤルートの除灰に要する時間



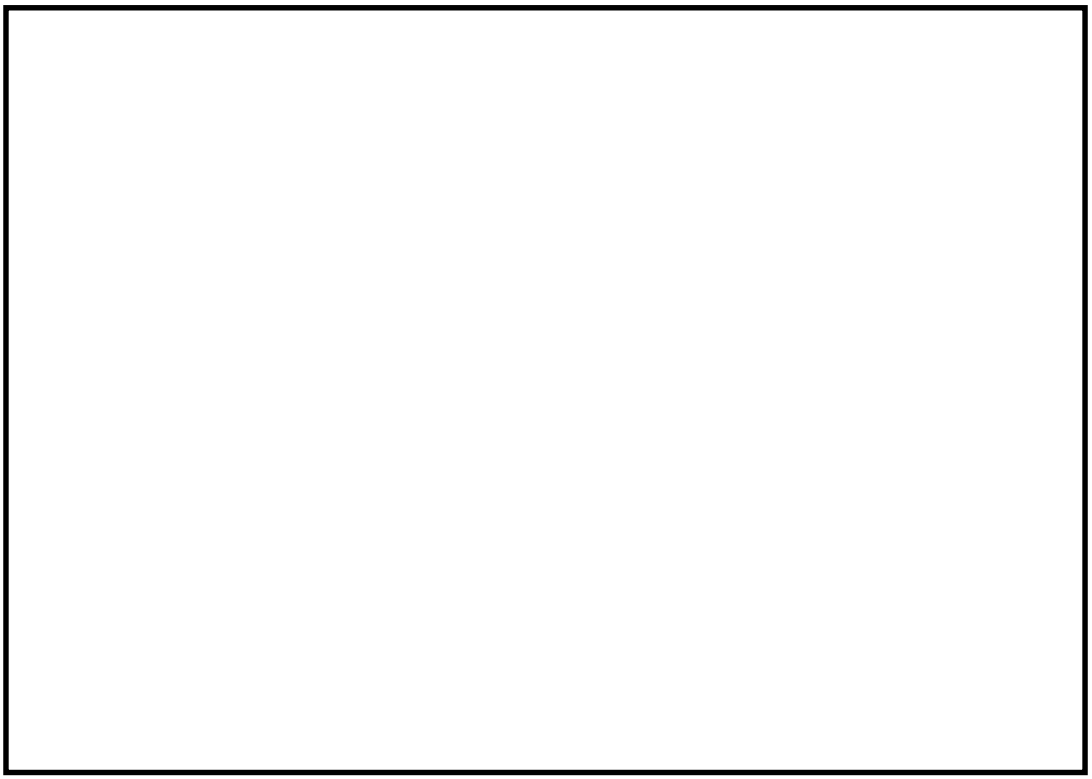
区間	距離 (約m)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	250	降灰除去	0.46	33	37
③→④	239	降灰除去	0.46	32	69

第7図　設定したEルートの除灰に要する時間



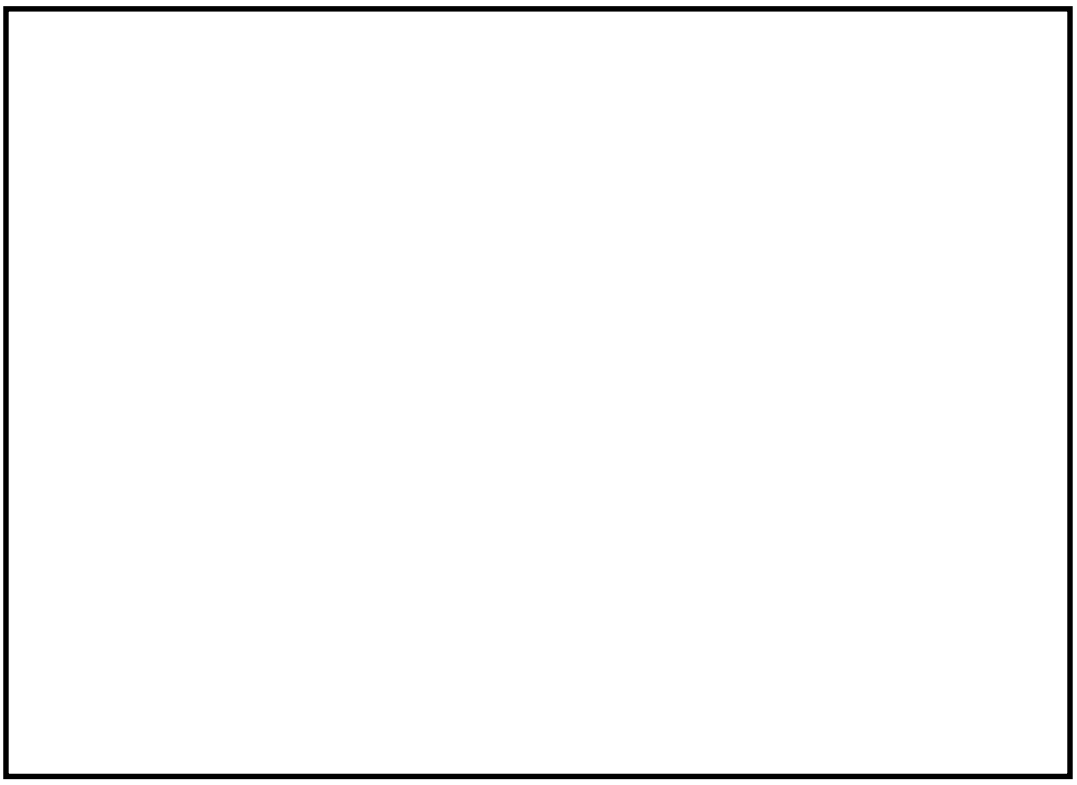
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	250	降灰除去	0.46	33	37
③→④	880	降灰除去	0.46	115	152

第８図　設定したＦルートの除灰に要する時間



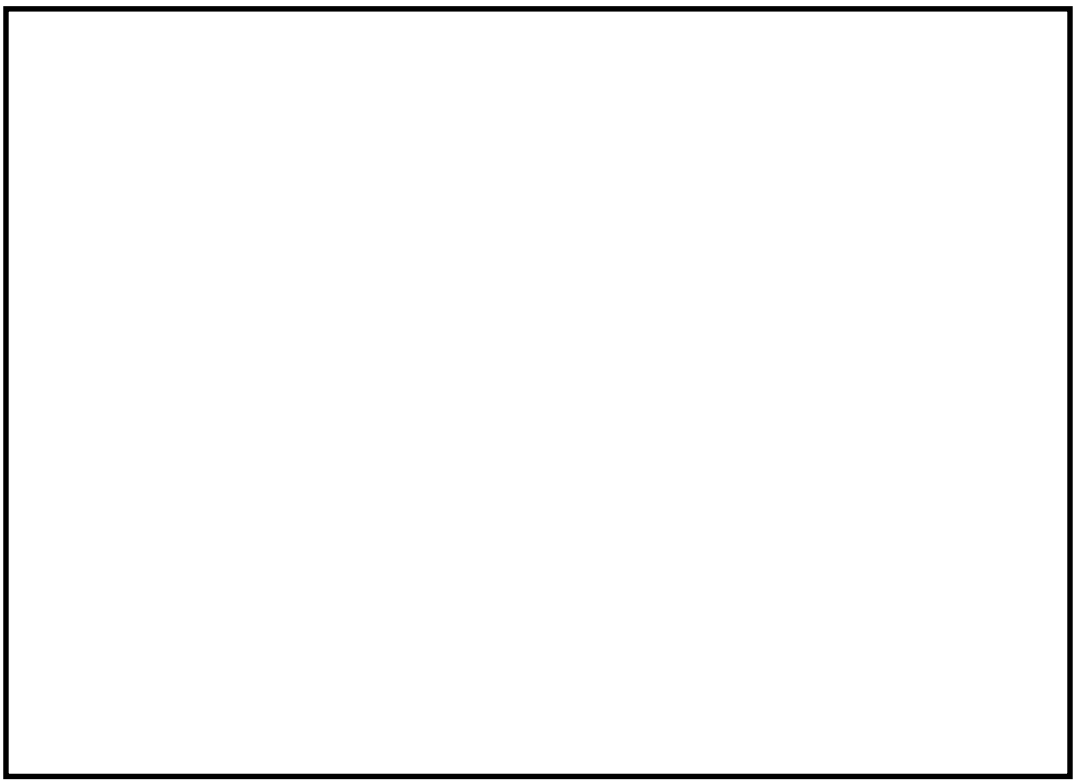
区間	距離 (約ｍ)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	453	降灰除去	0.46	60	64

第９図　設定したＧルートの除灰に要する時間



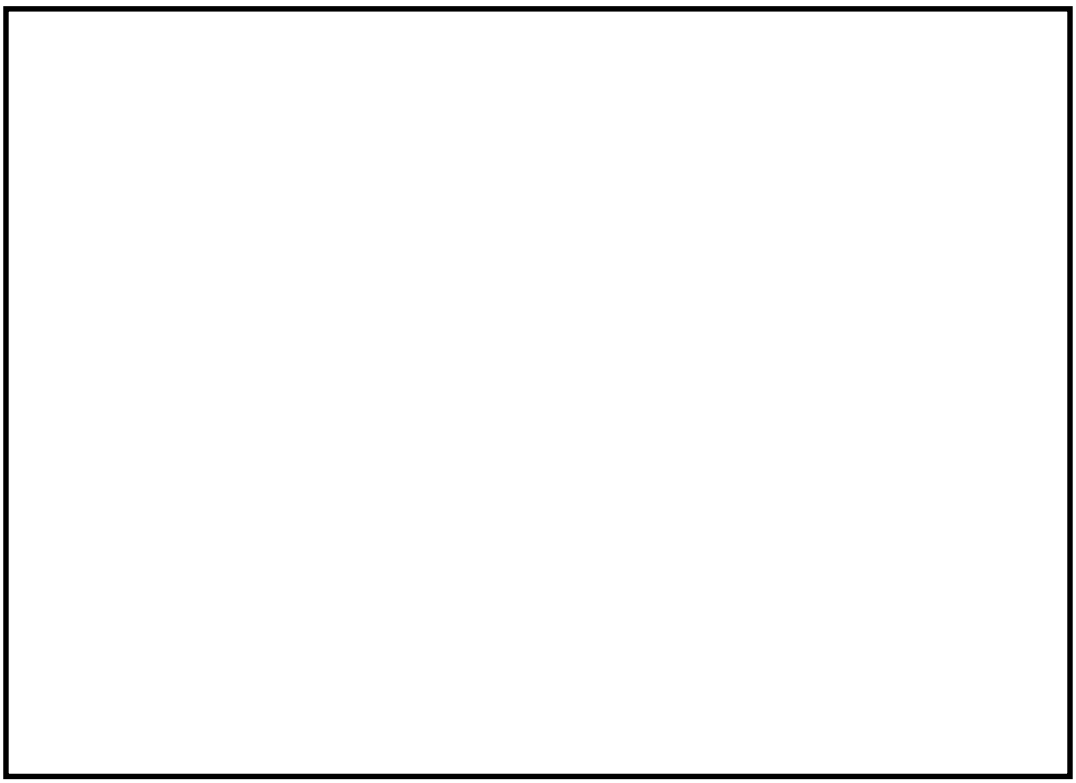
区間	距離 (約 m)	時間評価 項目	速度 (km／h)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	1074	降灰除去	0.46	141	145

第 10 図　設定したHルートの除灰に要する時間



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	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	1031	降雪除去	0.46	135	139

第 11 図　設定したＩルートの除雪に要する時間



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	216	徒歩移動	4	4	4
②→③	1092	降雪除去	0.46	143	147

第 12 図　設定したＪルートの除雪に要する時間

別紙（5）

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展張車	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展張車

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）

別紙（6）

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，森林火災及び防火帯内植生の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，輻射強度が 1.6kW／m^2※以下となる森林からの離隔距離は 53m となるが，西側及び南側保管場所の可搬型設備の保管スペースは，森林から 53m 以上の離隔を確保しているため，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。

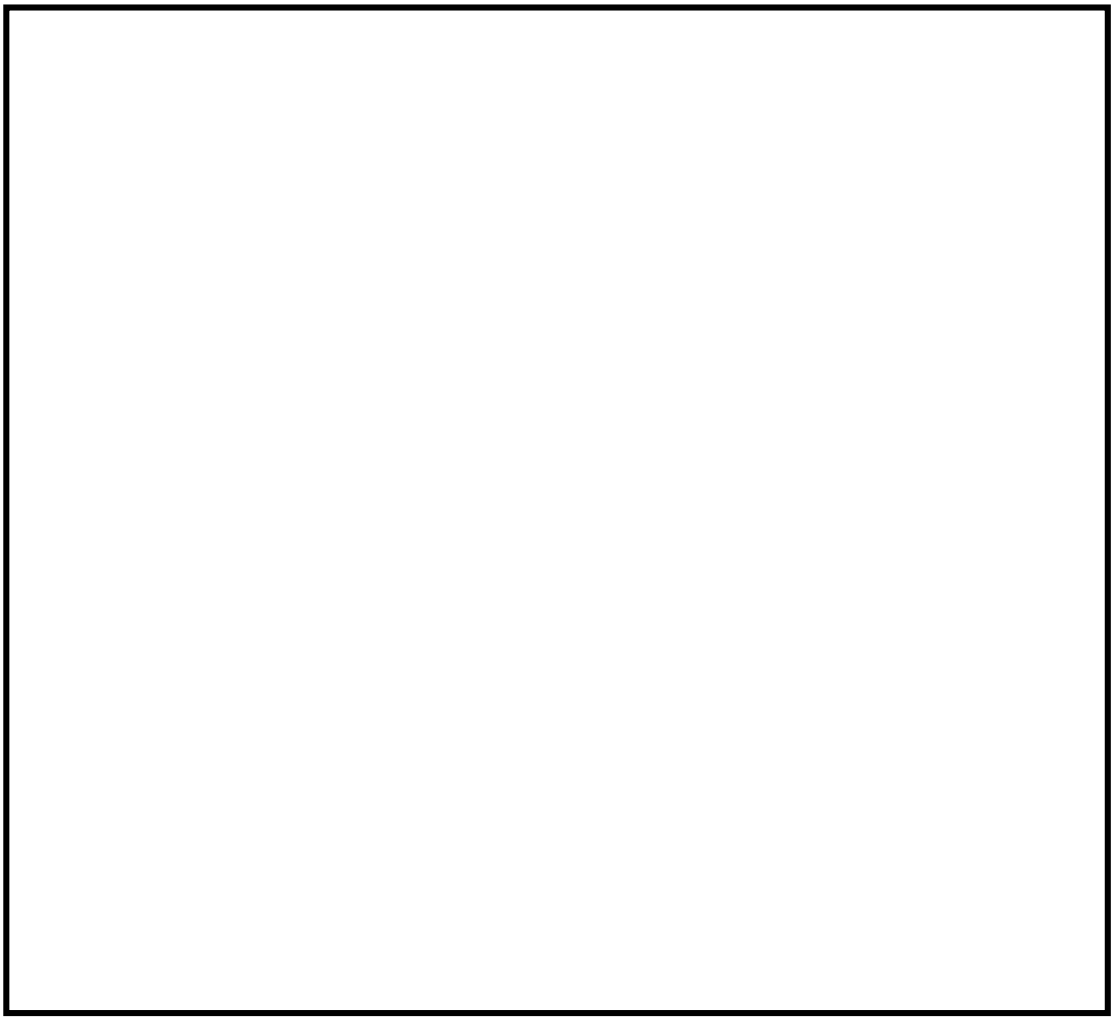
さらに，西側保管場所に埋設及び南側保管場所近傍に設置されている可搬型設備用軽油タンクは，地下式のため熱影響は受けない。

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。

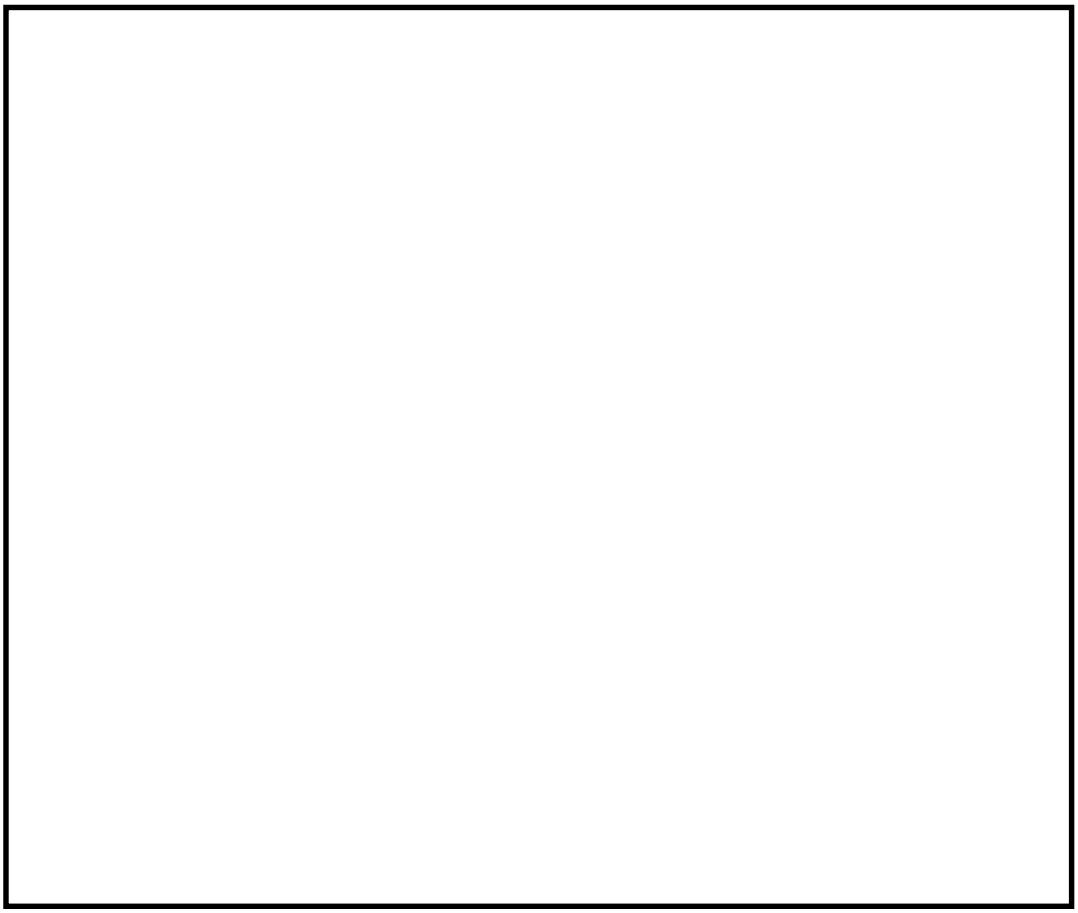
なお，飛び火の影響については，防火帯を設置することで森林火災による飛び火が保管場所へ延焼するおそれはないが，森林火災の状況に応じて防火帯付近に予防散水を行い，万一の飛び火による影響を防止する。予防散水は，消火栓及び防火水槽等から水槽付消防ポンプ自動車等を用いて実施する。

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）



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



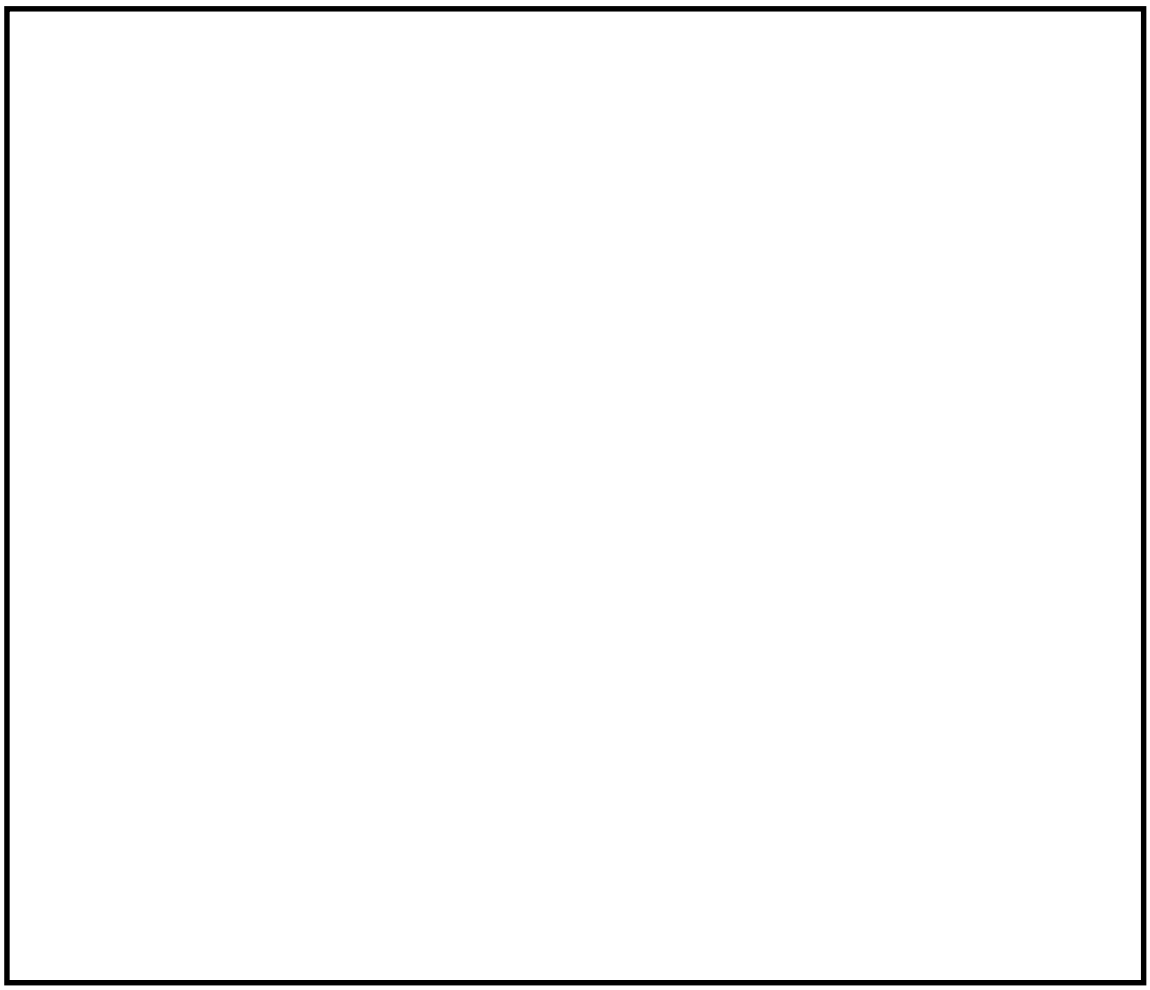
第２図　屋外消火栓及び防火水槽の配置図

2.　防火帯内における保管場所等周辺の植生火災による影響

2.1　防火エリアによる可搬型設備，アクセスルート及び緊急時対策所建屋の機能確保

防火帯内に，保管場所，アクセスルート及び緊急時対策所建屋を設置する。これらの設置場所は植生（飛砂防備保安林含む）に囲まれているため，防火エリア※（第3図，補足-1参照）を設けることにより，植生火災発生時において，可搬型設備及びアクセスルート（西側保管場所～南側保管場所～常設代替高圧電源装置付近），緊急時対策所建屋の機能を確保する。

※防火エリア：樹木を伐採し，植生の発生を防止する施工（モルタル吹付け等）を行うことにより，可搬型設備，アクセスルート及び緊急時対策所建屋への植生火災の影響を防止するエリア。



第3図　保管場所及びアクセスルート，緊急時対策所建屋周辺防火エリア設置状況

2.2　火災の覚知

防火帯内保管場所等周辺植生火災時における火災については，以下の方法で早期覚知が可能である。

(1)　発電所構内で作業を行う者に対し，火災を発見した場合，当直守衛員に速やかに通報することを，社内規程で定めている。通報を受けた者は所内関係者に連絡するとともに，消防機関（119 番）に連絡を行う。

(2)　想定される自然現象等の影響について，昼夜にわたり発電所周辺の状況を把握する目的で設置する構内監視カメラを使用して防火帯内保管場所等周辺植生火災に対する監視を行う。構内監視カメラは，24 時間要員が常駐する中央制御室及び守衛所からの監視が可能な設計とする。

2.3　消火活動

保管場所等周辺の植生火災が発生した場合，可搬型設備及び緊急時対策所建屋への延焼を防止するため，消防車等を用いた消火活動を行う。

これらの消火活動については，発電所に 24 時間常駐している初期消火活動要員により対応する。（別紙（17）参照）

防火帯内における保管場所等周辺の植生火災による影響

1.　防火エリアの設定について

1.1　防火エリア設定の考え方について

防火帯内に設置する保管場所，アクセスルート及び緊急時対策所建屋は，植生に囲まれているため，防火エリアを設けることにより，植生火災発生時において，可搬型設備，アクセスルート及び緊急時対策所建屋の機能を確保する。防火エリア設定の考え方は以下のとおり。

(1)　保管場所

西側保管場所及び南側保管場所の 2 箇所が同時に植生火災の影響を受けないようにするため，それぞれの保管場所について，以下の措置を実施する。

ａ．可搬型設備への植生火災の延焼を防止するために必要な離隔距離を確保するよう，防火エリアを設置

ｂ．可搬型設備への植生火災からの熱影響を防止するために必要な離隔距離を確保するよう，防火エリアを設置

(2)　アクセスルート

想定される重大事故等が発生した場合において，少なくとも１つのアクセスルートを確保するため，以下の措置を実施する。

ａ．アクセスルート上の可搬型設備への植生火災の延焼を防止するために必要な離隔距離を確保するよう，アクセスルート（西側保管場所～南側保管場所～常設代替高圧電源装置付近）周囲に防火エリアを設置

b．アクセスルート上の可搬型設備及び災害対策要員への植生火災からの熱影響を防止するために必要な離隔距離を確保するよう，アクセスルート（西側保管場所～南側保管場所～常設代替高圧電源装置付近）周囲に防火エリアを設置

(3)　緊急時対策所建屋

植生火災の影響を受けないようにするため，緊急時対策所建屋について，以下の措置を実施する。

a．緊急時対策所建屋への植生火災の延焼を防止するために必要な離隔距離を確保するよう，防火エリアを設置

b．緊急時対策所建屋への植生火災からの熱影響を防止するために必要な離隔距離を確保するよう，防火エリアを設置

c．緊急時対策所建屋へ出入りする災害対策要員への植生火災からの熱影響を防止するために必要な離隔距離を確保するよう，防火エリアを設置する

1.2　延焼防止，熱影響防止に必要な離隔距離

延焼防止，熱影響防止に必要な離隔距離は，設置許可基準規則第六条「外部からの衝撃による損傷の防止」において実施する森林火災影響評価から得られる火線強度及び火炎輻射発散度を用いて算出する。

1.2.1　森林火災影響評価の火線強度及び火炎輻射発散度を用いることについて

森林火災影響評価は，森林火災シミュレーション解析コード（以下，「ＦＡＲＳＩＴＥ」という。）を用いて評価する。

ＦＡＲＳＩＴＥ植生データとして防火帯外縁100ｍの範囲は，落葉広葉樹，マツ，スギ，Brush（茂み），Short Grass（短い草）を入力している。このうち最大火線強度はBrush，最大火炎輻射発散度は，マツを入力したメッシュで発生している。

一方，保管場所等周辺の植生は，落葉広葉樹，マツであり，森林火災影響評価で入力している植生に包絡されることから，森林火災影響評価で得られた防火帯外縁100ｍの範囲の最大火線強度及び最大火炎輻射発散度を用いて算出する。

1.2.2　延焼を防止するために必要な離隔距離

防火帯外の森林火災影響評価から得られる最大火線強度から算出される防火帯幅23mを延焼を防止するために必要な離隔距離とする。

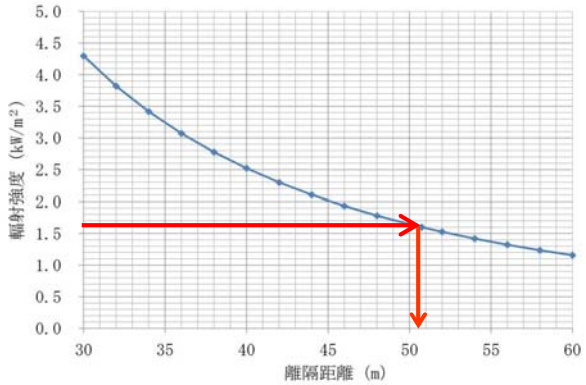
1.2.3　可搬型設備及び災害対策要員に対する熱影響を防止するために必要な離隔距離

防火帯外の森林火災影響評価結果を基に，最も高い火炎輻射発散度が，一様に

保管場所周辺の植生に存在すると仮定し，ある離隔距離において物体が受ける輻射強度を算出した。離隔距離と輻射強度の関係を第 1 図に示す。

熱影響を防止するために必要な離隔距離は，第 1 表に示す「人が長時間さらされても苦痛を感じない輻射強度」とされる 1.6kW／m^2以下となる距離として設定する。

第 1 図より，輻射強度が 1.6kW／m^2以下となる距離 53m を熱影響を防止するために必要な離隔距離とする。



第 1 図　離隔距離と輻射強度の相関図

第 1 表　放射熱の影響

（石油コンビナートの防災アセスメント指針より抜粋）

放射熱強度 (kW/m²)	放射熱強度 (kcal/m²h)	状況および説明	出典
0.9	800	太陽（真夏）放射熱強度	*1)
1.2	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)

1.2.4　緊急時対策所建屋への熱影響を防止するために必要な離隔距離

防火帯外の森林火災影響評価結果を基に，以下の通り植生火災による建屋外壁に対する熱影響評価を行い，緊急時対策所建屋への熱影響を防止するために必要な離隔距離を 16m とする。

(1)　許容温度

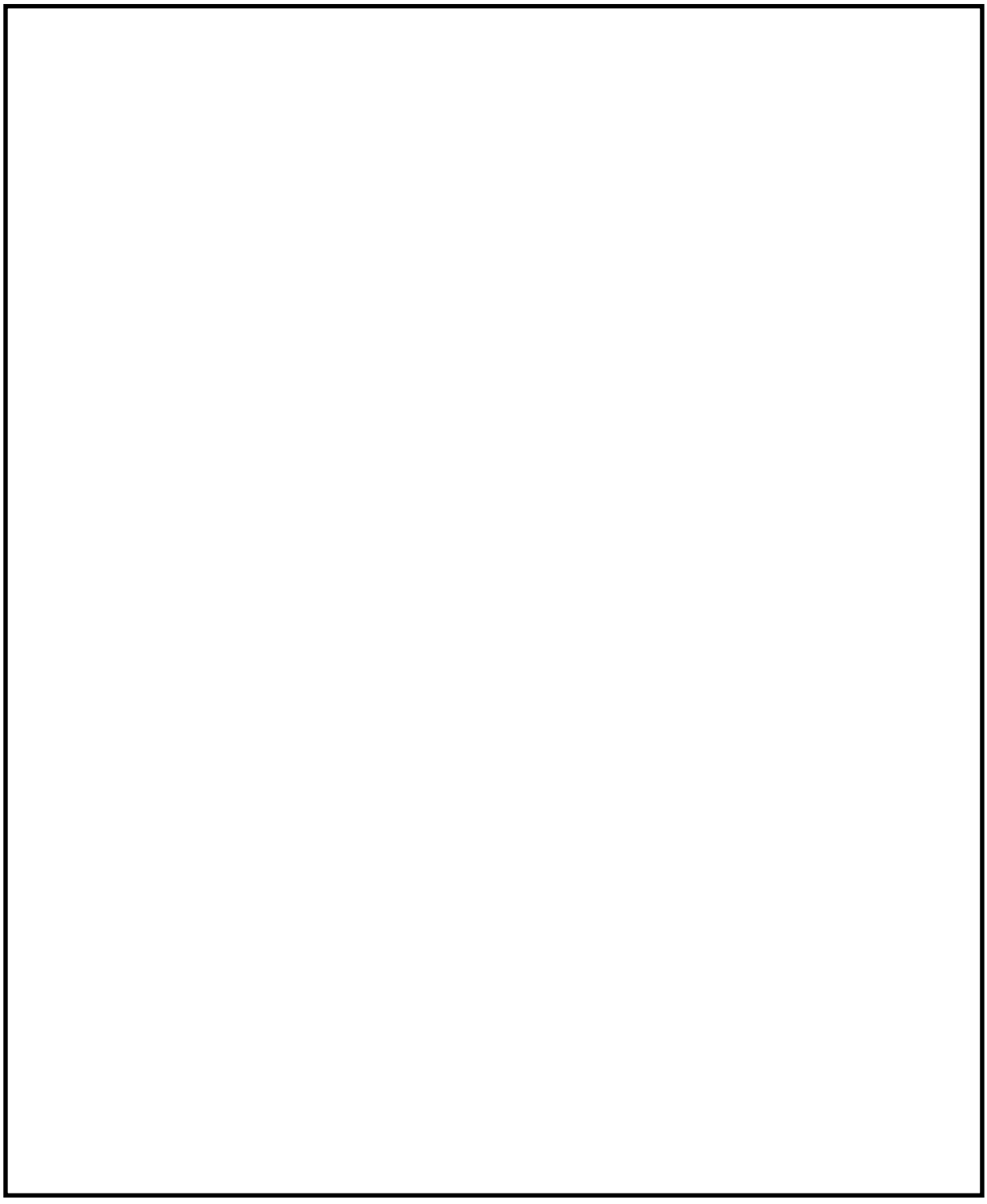
火災時における短期温度上昇を考慮した場合において，コンクリート圧縮強度が維持される保守的な温度 200℃を許容温度とする。

(2)　評価結果

火災が発生した時間から燃え尽きるまでの間，一定の輻射強度で外壁が昇温されるものとして，1 次元非定常熱伝導方程式を差分法より解くことで建屋外壁が許容温度となる輻射強度を求め，植生から建屋外壁までがこの輻射強度となる離隔距離（危険距離）を求め，危険距離 16m を算出。

1.3　防火エリアの設定

延焼を防止するために必要な離隔距離 23m，可搬型設備及び災害対策要員への熱影響を防止するために必要な離隔距離 53m 及び緊急時対策所建屋への熱影響を防止するために必要な離隔距離 16m を考慮し，保管場所，アクセスルート（西側保管場所～南側保管場所～常設代替高圧電源装置付近）及び緊急時対策所建屋の周囲に防火エリアを設定する（第 2 図参照）。



第2図　防火エリアの設定

2.　保管場所等周辺の防火帯内植生火災時における発火の想定

(1)　発火の想定

自然現象にて抽出した自然現象 14 事象及び外部人為事象にて抽出した外部人為事象 7 事象（別紙 (1) 参照），故意による大型航空機の衝突を考慮し，保管場所等周辺の防火帯内植生の発火又は植生への延焼の有無を評価した上で発火の想定を行う。

(2)　立地条件を考慮した発火箇所の設定

(1) の方針に基づき，発火箇所を以下のとおり設定した。発火箇所の設定に係る評価結果を第 2 表，第 3 表に示す。

a．予備変圧器

耐震性が低い予備変圧器の損傷による発火を想定。植生までは一定の離隔距離があることや自衛消防隊による消火活動を行うことにより植生への延焼の可能性は低いと考えられるが，万一，植生に延焼することを想定し，予備変圧器を発火箇所として設定。

b．保管場所等周辺植生の任意の場所

竜巻による危険物（公道を走行する車両等）の飛来による発火や落雷，爆発物の飛来，近隣工場の火災（構内作業等）による発火を想定。保管場所等周辺植生全域で発生する可能性があるため，植生上の任意の点を発火箇所として設定。

c．原子炉建屋へ衝突した大型航空機

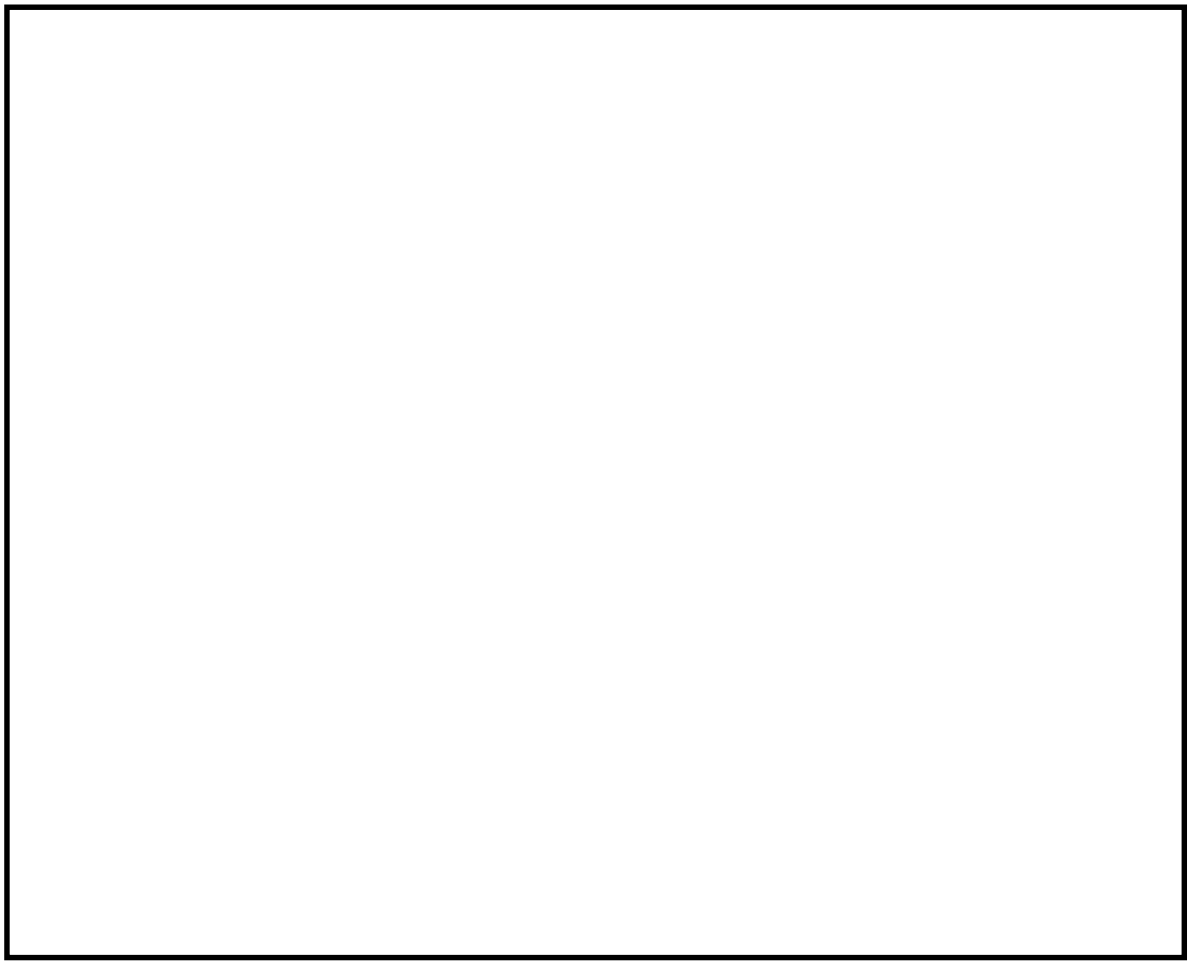
原子炉建屋への大型航空機衝突による航空機火災の植生への延焼を想定。原子炉建屋と植生までの距離は 100m 以上あるが，万一，火災が植生に延焼する場合を想定し，原子炉建屋に衝突した大型航空機を発火箇所として設定。

第 2 表　発火箇所の設定に係る評価結果（自然現象）

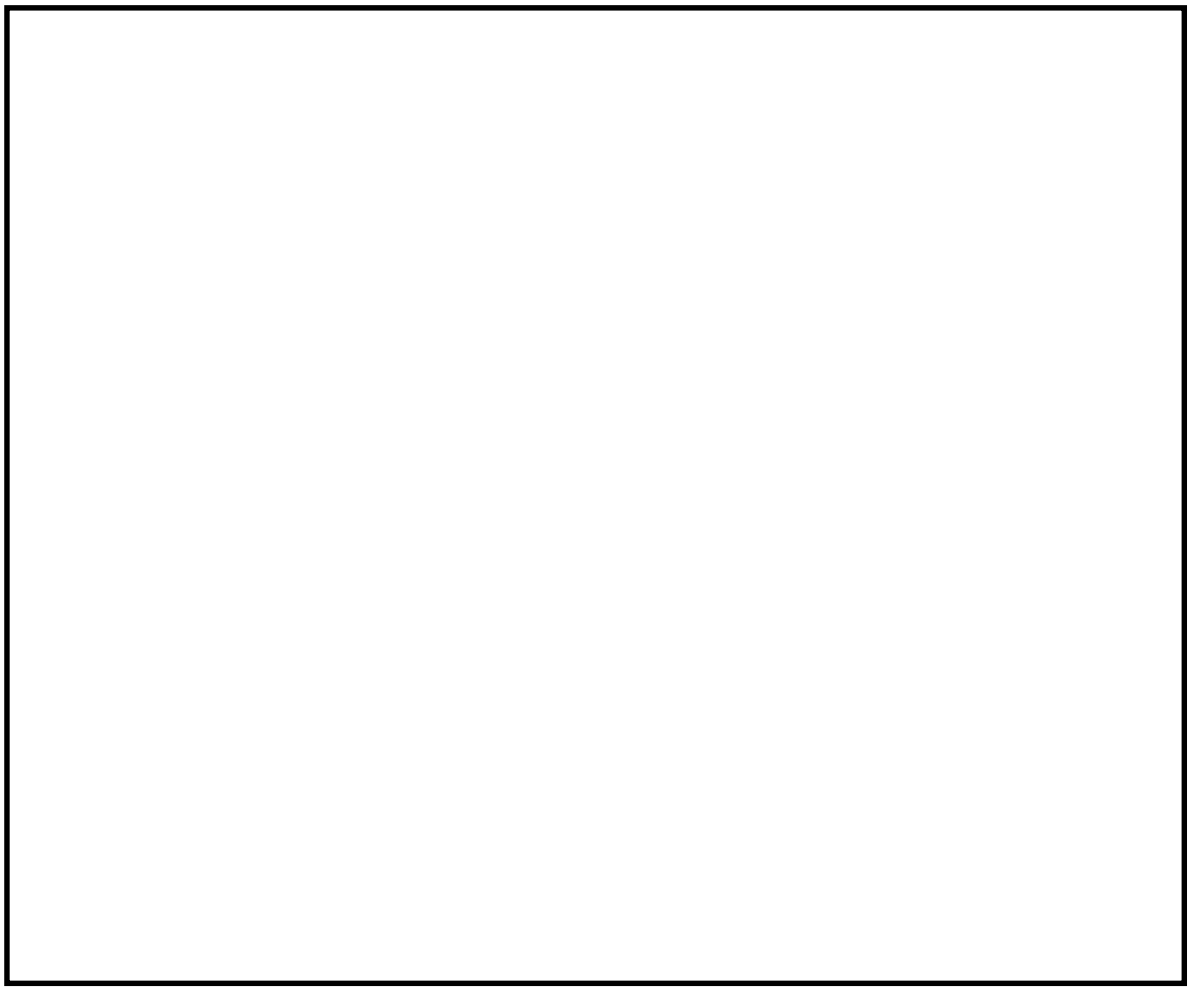
自然現象	植生の発火又は植生への延焼の想定	発火箇所の想定
地震	耐震性が低い可燃物を内包する施設（予備変圧器）の火災の植生への延焼（第 3 図参照）。	予備変圧器設置箇所
津波	保管場所等周辺植生への浸水はないため，漂流物等による発火は発生しない。	—
洪水	敷地の地形及び表流水の状況から，洪水による被害は生じない。	—
風（台風）	竜巻の評価に包含。	保管場所等周辺植生全域
竜巻	危険物の飛来（公道を走行する油を内包する車両等）による植生の発火（第 4 図参照）。	保管場所等周辺植生全域
凍結	植生の発火は発生しない。	—
降水	植生の発火は発生しない。	—
積雪	植生の発火は発生しない。	—
落雷	落雷による発火（第 4 図参照）。	保管場所等周辺植生全域
地滑り	発電所敷地及びその近傍には地滑りを起こすような地形は存在しない。	—
火山の影響	降下火砕物による植生の発火は発生しない。	—
生物学的事象	植生の発火は発生しない。	—
森林火災	防火帯設置，消火活動により，防火帯内側の植生火災は発生しない。	—
高潮	保管場所周辺植生は，高潮の影響を受けない敷地高さにあるため，影響を受けない。	—

第 3 表　発火箇所の設定に係る評価結果（外部人為事象）

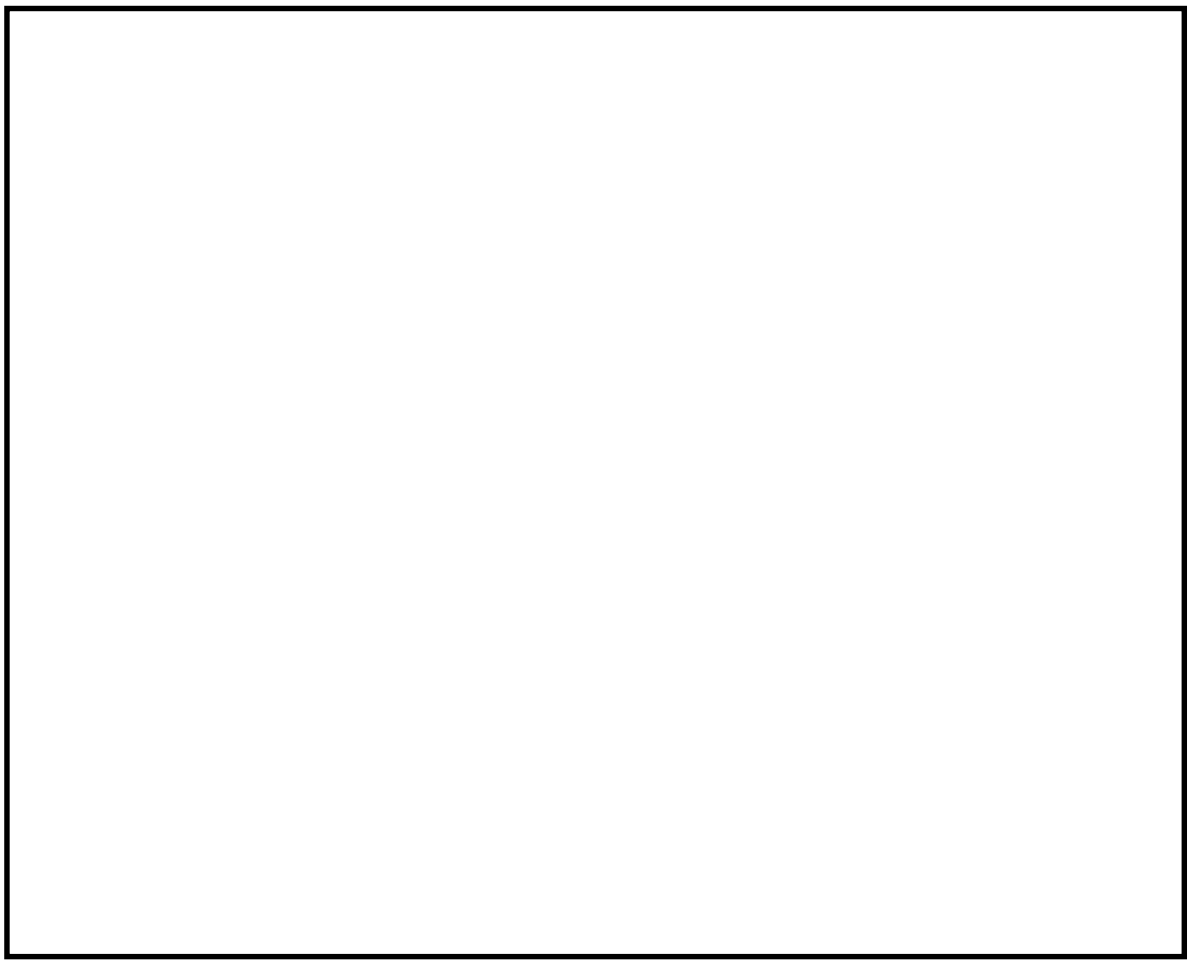
外部人為事象	植生の発火又は植生への延焼の想定	発火箇所の想定
航空機落下	— （防護設計の要否判断の基準を超えないことから設計上考慮不要。航空機落下による発火は，近隣工場の火災にて評価）	—
ダムの崩壊	ダムの崩壊による流出水は敷地勾配により発電所敷地まで遡上しないため，影響を受けない。	—
爆発	公道上での燃料輸送車両の爆発物の飛来による植生の発火（第 4 図参照）。	保管場所等周辺植生全域
近隣工場等の火災	(1) 構内作業による発火（第 4 図参照）。 (2) 航空機墜落による植生の発火（第 4 図参照）。	保管場所等周辺植生全域
有毒ガス	植生の発火は発生しない。	—
船舶の衝突	— （船舶の衝突による影響は，取水機能への評価であり，船舶の衝突による発火は，近隣工場等の火災にて評価）	—
電磁的障害	植生の発火は発生しない。	—
大型航空機衝突	原子炉建屋への大型航空機の衝突による火災の植生への延焼（第 5 図参照）。	原子炉建屋へ衝突した大型航空機



第3図　耐震性が低い可燃物を内包する施設（予備変圧器）の発火



第4図　風（台風），竜巻による危険物の飛来，
落雷，爆発物の飛来，近隣工場の火災による発火



第5図　原子炉建屋への大型航空機の衝突による発火

3.　影響評価

3.1　予備変圧器の発火に対する影響評価

予備変圧器の火災が保管場所等周辺植生に延焼した場合でも，2箇所の保管場所，アクセスルート（西側保管場所～南側保管場所～常設代替高圧電源装置付近）及び緊急時対策所建屋は，防火エリアの設定により，延焼の防止及び熱影響の防止が可能であり，可搬型設備，アクセスルート及び緊急時対策所建屋の機能は確保できる。

3.2　保管場所等周辺植生の任意の場所の発火に対する影響評価

竜巻による危険物（公道を走行する車両等）の飛来，落雷，爆発物の飛来，近隣工場の火災（構内作業等）により保管場所等周辺植生が発火した場合でも，2 箇所の保管場所，アクセスルート（西側保管場所～南側保管場所～常設代替高圧電源装置付近）及び緊急時対策所建屋は，防火エリアの設定により，延焼の防止及び熱影響の防止が可能であり，可搬型設備，アクセスルート及び緊急時対策所建屋の機能は確保できる。

3.3　原子炉建屋へ衝突した大型航空機の発火に対する影響評価

原子炉建屋への大型航空機衝突による火災が保管場所等周辺植生に延焼した場合でも，2 箇所の保管場所及びアクセスルート（西側保管場所～南側保管場所～常設代替高圧電源装置付近），緊急時対策所建屋は，防火エリアの設定により，延焼の防止及び熱影響の防止が可能であり，可搬型設備，アクセスルート及び緊急時対策所建屋の機能は確保できる。

別紙（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

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，火山の影響，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	火山の影響	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)
火山の影響	(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　各自然現象が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	電気的影響	腐食
凍結	—	○	—	—	—	○	—
降水	○	—	—	—	○	—	—
地震	○	—	—	—	—	—	—
積雪	○	—	○	—	—	○	—
津波	○	—	—	○	○	—	—
火山の影響	○	—	○	○	—	○	○
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現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。

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がれき撤去，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　：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

（1b）降水×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

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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×火山の影響

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

（5b）火山の影響×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

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（9a）凍結×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

（9b）森林火災×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

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（12a）降水×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

（12b）積雪×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

（13a）降水×津波

設備の耐性　：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ことから，増長する影響モードなし

作業環境　　：同上

屋外ルート　：増長する影響モードなし

屋内ルート　：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に設置していることから，影響なし

（13b）津波×降水

設備の耐性　：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ことから，増長する影響モードなし

作業環境　　：同上

屋外ルート　：増長する影響モードなし

屋内ルート　：同上

（14a）降水×火山の影響

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，除灰することで影響を緩和可能

作業環境　　：降下火砕物が湿分を吸収することによって，除灰の作業量が増加するが，対応は可能

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の堆積荷重を考慮していることから，影響なし

（14b）火山の影響×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，除灰することで影響を緩和可能

作業環境　　：降下火砕物が湿分を吸収することによって，除灰の作業量が増加するが，対応は可能

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の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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（18a）降水×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

（18b）森林火災×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

（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　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（20b）積雪×地震

設備の耐性　：積雪荷重に地震荷重が加わることによる荷重増加が考えられるが，除雪することで影響を緩和可能

作業環境　　：増長する影響モードなし

屋外ルート　：除雪作業に加え，瓦礫撤去作業が追加になり作業量は増加するが，対応は可能

屋内ルート　：積雪荷重に地震荷重が加わ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積雪荷重と地震荷重の組合せ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　：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ことから，増長する影響モードなし

作業環境　　：同上

屋外ルート　：瓦礫撤去作業に加え，基準津波を超え敷地に遡上する津波による漂流物撤去作業が追加になり作業量は増加するが，対応は可能

屋内ルート　：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に設置していることから，影響なし

（21b）津波×地震

設備の耐性　：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ことから，増長する影響モードなし

作業環境　　：同上

屋外ルート　：がれき撤去作業に加え，基準津波を超え敷地に遡上する津波による漂流物撤去作業が追加になり作業量は増加するが，対応は可能

屋内ルート　：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に設置していることから，影響なし

（22a）地震×火山の影響

設備の耐性　：地震と火山の影響は独立事象であり，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（22b）火山の影響×地震

設備の耐性　：地震と火山の影響は独立事象であり，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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　：地震荷重に風荷重が加わることによる荷重増加が考えられるが，作用する力の方向も考慮に入れると瞬時であり，同方向に荷重が加わる頻度は極めて低い

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　：地震荷重に風荷重が加わ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地震荷重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　：風荷重に地震荷重が加わることによる荷重増加が考えられるが，作用する力の方向も考慮に入れると瞬時であり，同方向に荷重が加わる頻度は極めて低い

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　：風荷重に地震荷重が加わ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地震荷重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，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（25b）竜巻×地震

設備の耐性　：地震と竜巻は独立事象であり，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（26a）地震×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

（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　：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

（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　：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ことから，増長する影響モードなし

作業環境　　：同上

屋外ルート　：除雪作業に加え，基準津波を超え敷地に遡上する津波による漂流物撤去作業が追加になり作業量は増加するが，対応は可能

屋内ルート　：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に設置していることから，影響なし

（28b）津波×積雪

設備の耐性　：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ことから，増長する影響モードなし

作業環境　　：同上

屋外ルート　：基準津波を超え敷地に遡上する津波による漂流物撤去作業に加え，除雪作業が追加になり作業量は増加するが，対応は可能

屋内ルート　：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に設置していることから，影響なし

（29a）積雪×火山の影響

設備の耐性　：積雪荷重に降下火砕物の堆積荷重が加わることによる荷重増加が考えられるが，除雪及び除灰することで影響を緩和可能

作業環境　　：除雪作業に加え，除灰作業が追加になり作業量は増加するが，対応は可能

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：積雪荷重と降下火砕物の堆積荷重が加わ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積雪荷重と降下火砕物の堆積荷重を考慮していることから，影響なし

（29b）火山の影響×積雪

設備の耐性　：降下火砕物の堆積荷重に積雪荷重が加わることによる荷重増加が考えられるが，除灰及び除雪することで影響を緩和可能

作業環境　　：除灰作業に加え，除雪作業が追加になり作業量が増加するが，対応は可能

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：降下火砕物の堆積荷重に積雪荷重が加わ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降下火砕物の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　：積雪荷重に風荷重が加わることによる荷重の増加が考えられるが，除雪することで影響を緩和可能

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　：積雪荷重と風荷重が加わることによる荷重の増加が考えられるが，設計上考慮する荷重として積雪荷重と風荷重を考慮していることから，影響なし

（31b）風（台風）×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

（32a）積雪×竜巻

設備の耐性　：竜巻の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

作業環境　　：除雪作業に加え，竜巻飛来物の撤去作業が追加になり作業量が増加するが，対応は可能

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：竜巻の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　：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

（33a）積雪×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

（33b）森林火災×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

（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×火山の影響

設備の耐性　：津波と火山の影響は独立事象であり，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（35b）火山の影響×津波

設備の耐性　：火山の影響と津波は独立事象であり，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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　：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ことから，増長する影響モードなし

作業環境　　：同上

屋外ルート　：増長する影響モードなし

屋内ルート　：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に設置していることから，影響なし

（37b）風（台風）×津波

設備の耐性　：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ことから，増長する影響モードなし

作業環境　　：同上

屋外ルート　：増長する影響モードなし

屋内ルート　：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に設置していることから，影響なし

（38a）津波×竜巻

設備の耐性　：津波と竜巻は独立事象であり，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（38b）竜巻×津波

設備の耐性　：竜巻と津波は独立事象であり，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（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）火山の影響×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×火山の影響

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）火山の影響×風（台風）

設備の耐性　：降下火砕物の堆積荷重に風荷重が加わることによる荷重の増加が考えられるが，除灰することで影響を緩和可能

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　：降下火砕物の堆積荷重に風荷重が加わることによる荷重の増加が考えられるが，設計上考慮する荷重として降下火砕物の荷重と風荷重を考慮していることから，影響なし

（42b）風（台風）×火山の影響

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

（43a）火山の影響×竜巻

設備の耐性　：火山の影響と竜巻は独立事象であり，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（43b）竜巻×火山の影響

設備の耐性　：竜巻と火山の影響は独立事象であり，各々の発生頻度が小さく同時に発生する確率は極めて低いことから，重畳を考慮しない

作業環境　　：同上

屋外ルート　：同上

屋内ルート　：同上

（44a）火山の影響×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

（44b）森林火災×火山の影響

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

（45a）火山の影響×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×火山の影響

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　：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　：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）により，輻射熱が大きくなることが想定されるが，保守的な条件で評価した森林火災影響評価に基づいた離隔距離を確保している。

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

（51b）森林火災×風（台風）

設備の耐性　：風（台風）により，輻射熱が大きくなることが想定されるが，保守的な条件で評価した森林火災影響評価に基づいた離隔距離を確保している。

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

（52a）風（台風）×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

（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　：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

（53b）森林火災×竜巻

設備の耐性　：竜巻により，森林火災の輻射熱が大きくなることが想定されるが，竜巻の継続時間は短く，風向は一定でないことから，輻射熱による影響は限定的である。また，予防散水を行うことで影響を緩和可能である。（竜巻襲来が予測される場合は，予防散水を一時的に中止する。）

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

（54a）竜巻×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

（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

別紙（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

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 ㎞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

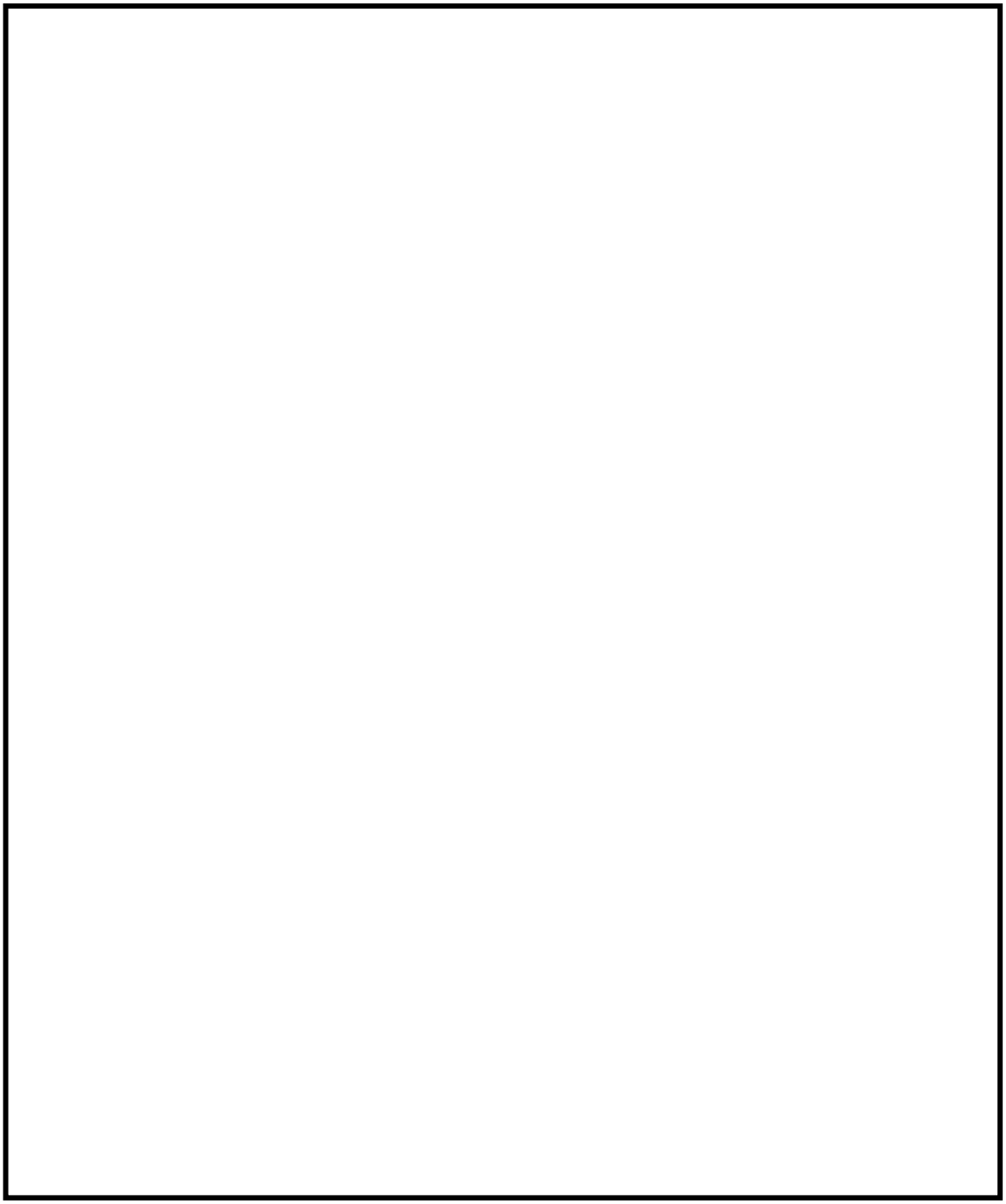
東海第二発電所構内の傾斜地について，被害は確認されなかった。

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）が交差する箇所に一部段差（約 10㎝～約 20㎝）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

別紙（9）

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。

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	配置箇所	接続方法	仕様
可搬型代替注水大型ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ ・低圧代替注水系※1，※2 ・代替格納容器スプレイ冷却系※1，※2 ・格納容器下部注水系※1，※2 ・代替燃料プール注水系※1，※2 ・格納容器頂部注水系※1	2 箇所※1 （東側，西側） 2 箇所※2 （高所東側， 高所西側）	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	φ80
可搬型整流器	2 箇所 （東側，西側）	ボルト・ ネジ	―
可搬型代替注水大型ポンプ ・代替残留熱除去系海水系	2 箇所 （東側，西側）	フランジ	300A
可搬型代替注水大型ポンプ ・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

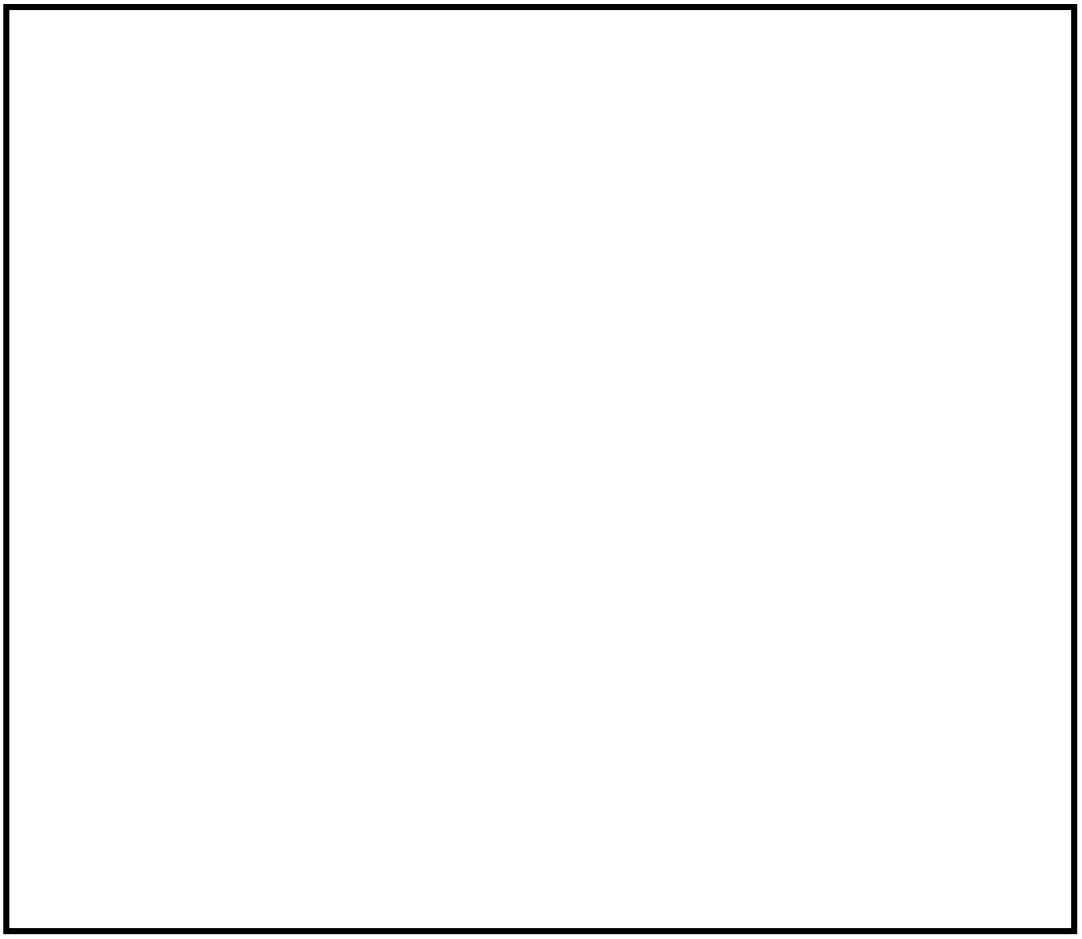
第２表　その他の可搬型設備

可搬型設備名称	配置箇所	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）※1 ・格納容器窒素ガス供給系（S／C）※1 ・格納容器窒素ガス供給系（FCVS）※2	2 箇所※1 （東側，西側） 1 箇所※2 （西側）	フランジ	50A

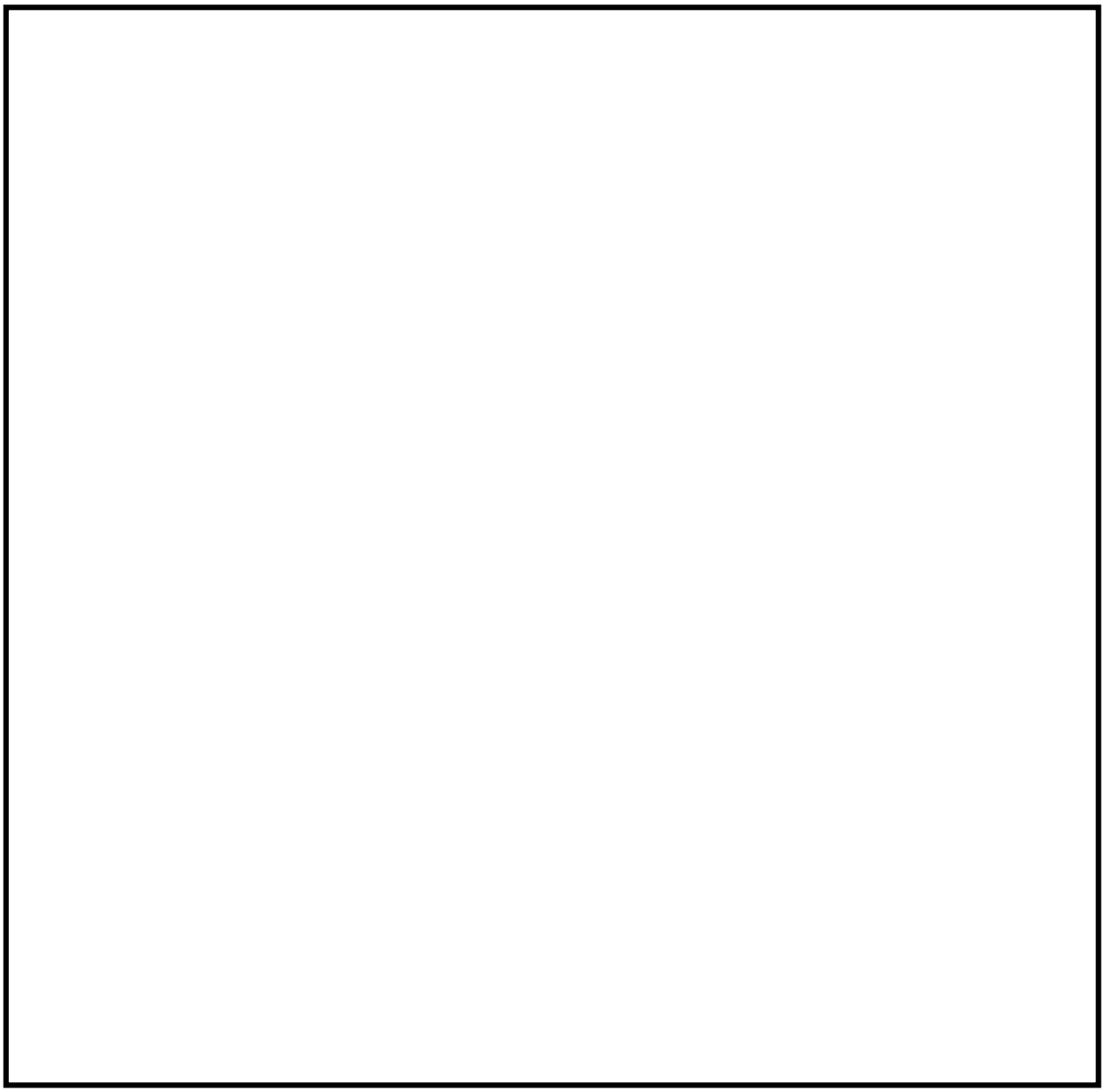
フランジ接続

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

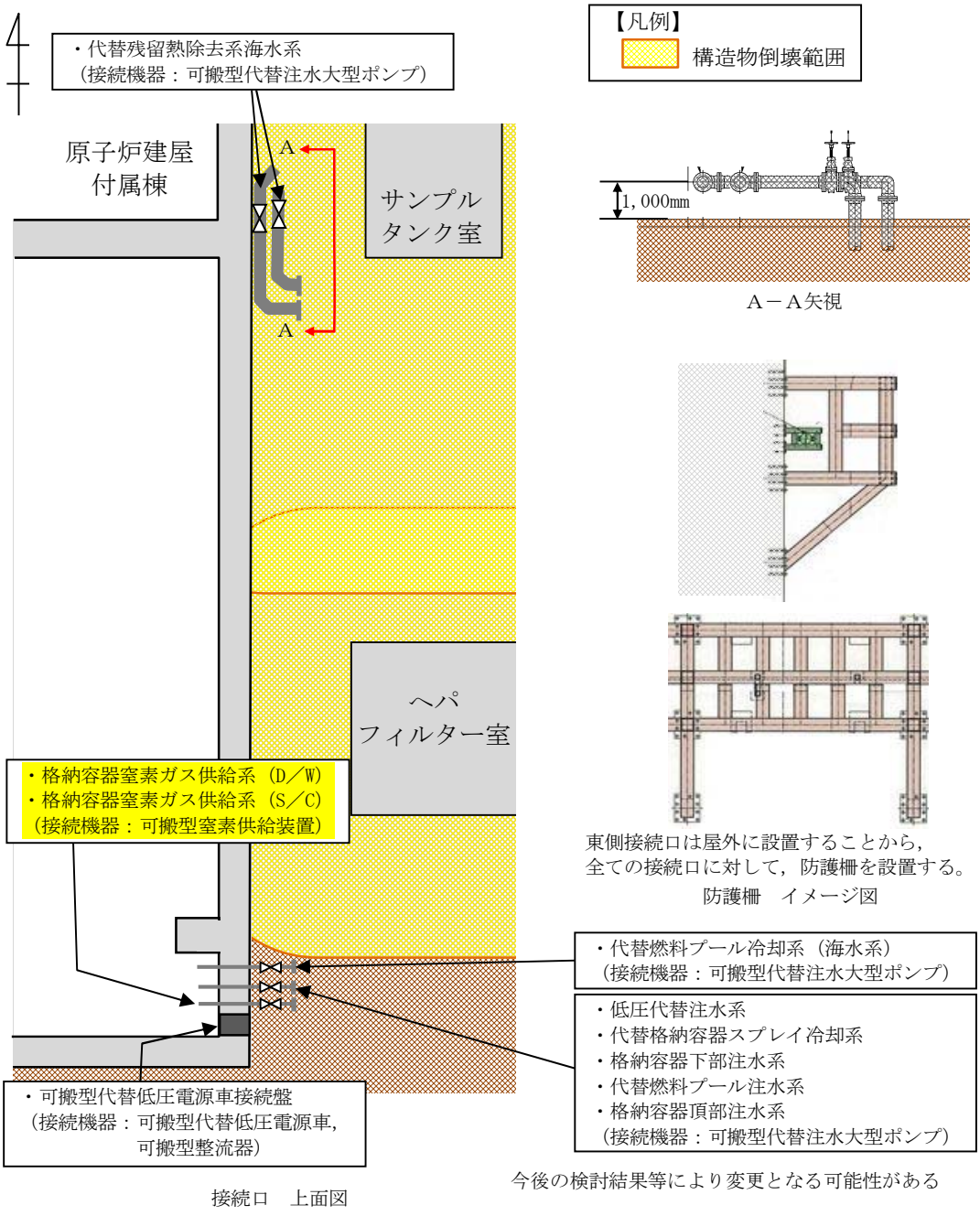
2.　可搬型設備の接続口の構造

東側接続口は屋外に設置した上で防護柵を設置，西側接続口は地下格納槽内に設置，高所東側接続口及び高所西側接続口は常設代替高圧電源装置置場に設置する。接続口の構造を第 4 図から第 6 図に示す。

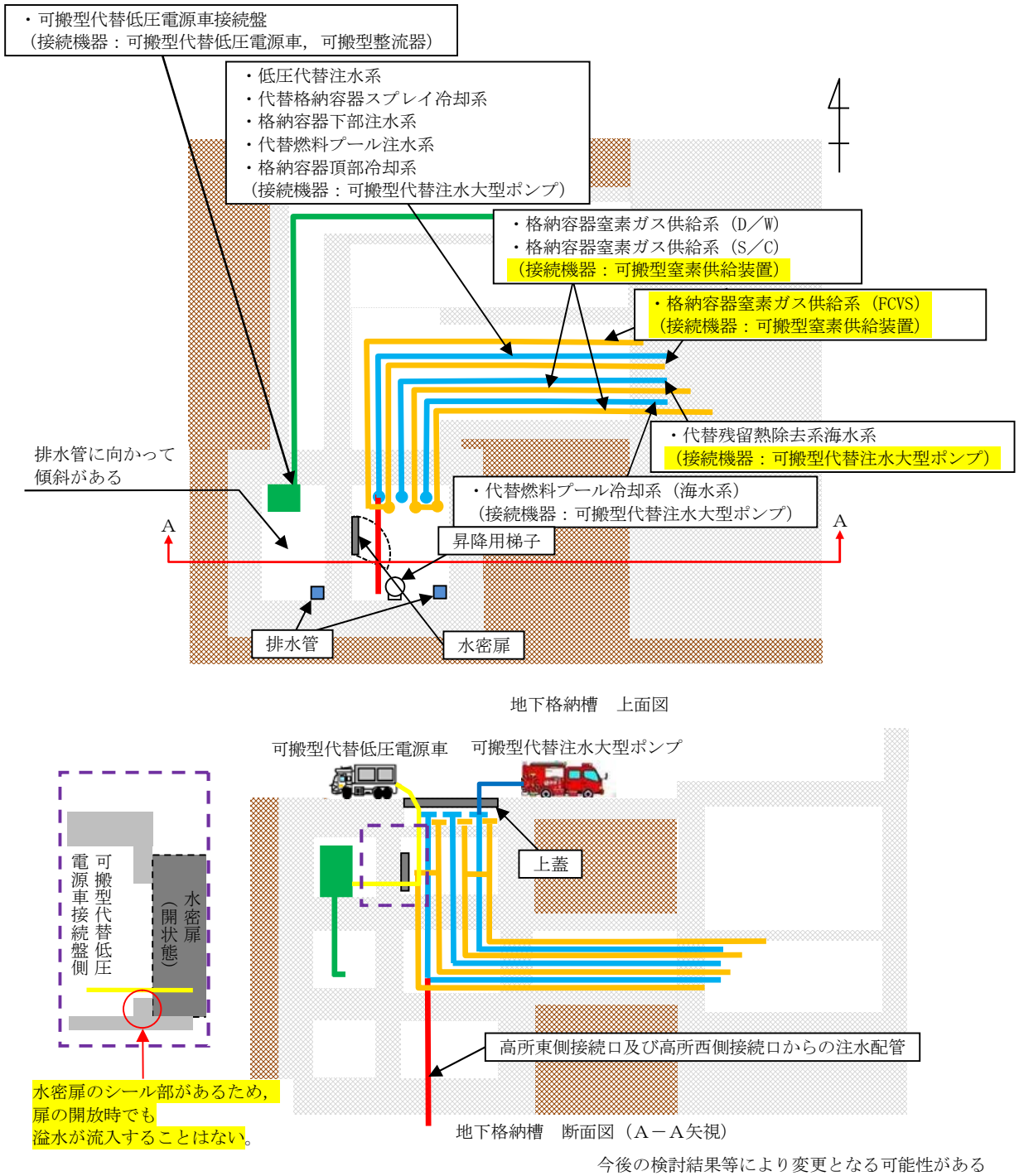
重大事故等発生時に残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合の対策として常設設備である緊急用海水系を設置することを考慮し，可搬型設備である代替残留熱除去系海水系を東側接続口で使用する場合には，ホースをがれき上に敷設，接続口近傍構造物（サンプルタンク室）のがれきの影響がある場合には，必要に応じて人力でがれき撤去を行うことで，ホースの接続作業を行う。

なお，代替残留熱除去系海水系の接続口は，建屋がれき等の影響を考慮した防護柵を設置することで，接続口が損壊しない設計とする。

また，高所東側接続口及び高所西側接続口の注水配管は，常設代替高圧電源装置用の地下トンネル内に設置する。



第４図　東側接続口の構造



第 5 図　西側接続口の構造

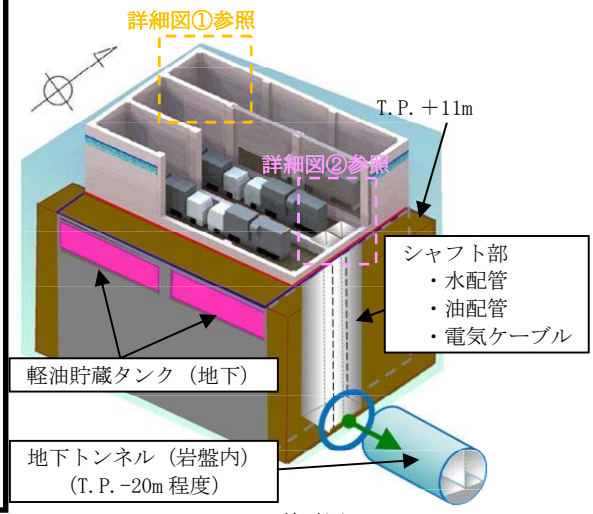
可搬型代替低圧電源車接続盤が設置されているエリアは，水密扉や壁，水密扉のシール部により注水配管等が設置されるエリアと区別されており，注水配管等が設

置されるエリアにおいて溢水が発生した場合，あるいは当該エリア上蓋部を通じて浸水が発生した場合でも，その影響を受けることはない。また，可搬型代替低圧電源車接続盤が設置されているエリアは，排水のために床面に傾斜をつけることにより，水が滞留しないよう設計する。

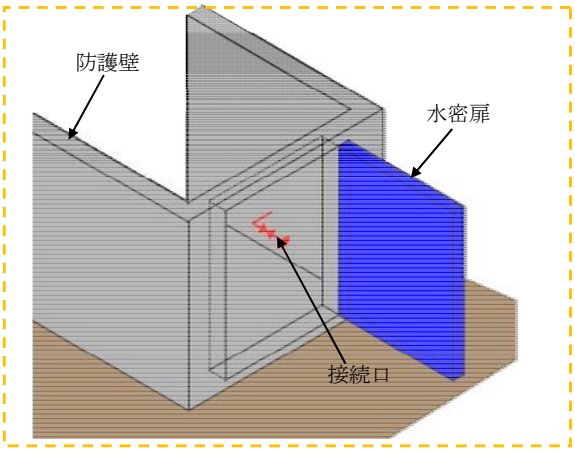
さらに，可搬型代替注水大型ポンプ等の運転時は，ホースから漏えいがないことを監視しながら作業を行うことや，万一漏えいが発生した場合は，速やかに送水を停止する手順を定めておくことから，可搬型代替注水大型ポンプ等の運転時においても，可搬型代替低圧電源車等の運転には影響はない。

なお，ポンプやホースの取扱いについては，定期的な訓練を通じて習熟度や正しい扱い方の理解を深めるとともに，点検計画を定め，外観や性能試験，耐用年数を考慮した取替えなどを通じ，使用上のリスクを低減させる。

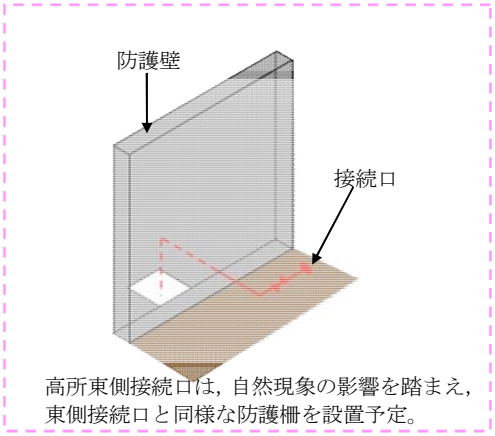
上面図



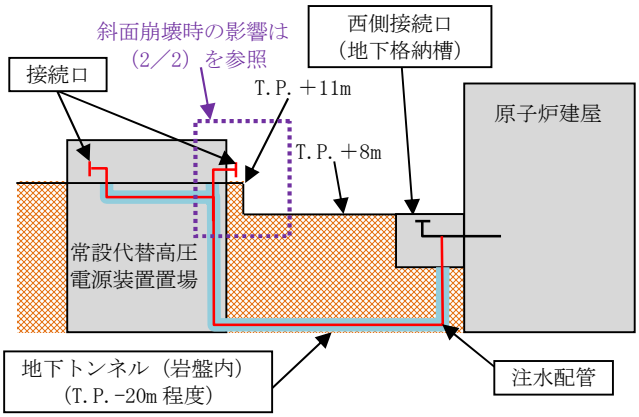
俯瞰図



詳細図①（高所西側接続口）



詳細図②（高所東側接続口）

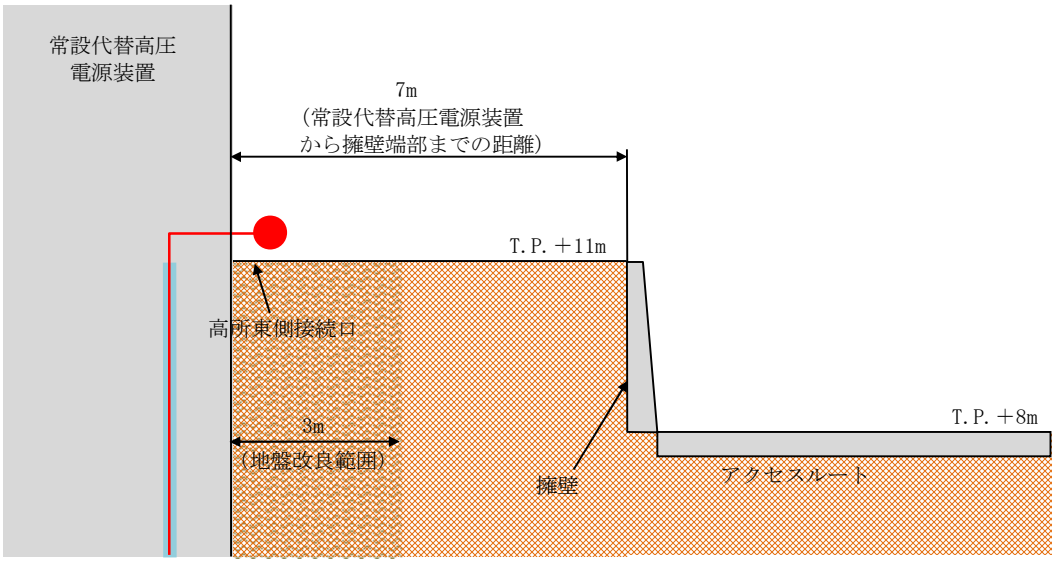


断面図

・トンネル内にはケーブル接続部を設けない。
・軽油配管にはフランジ部を設けない。
・水配管，軽油配管はケーブル類より下位置に配置する。
・ケーブル敷設部と水配管敷設部の間には点検通路スペースを設ける。

今後の検討結果等により変更となる可能性がある

第 6 図　高所東側接続口及び高所西側接続口の構造（1／2）



常設代替高圧電源装置から約 3m の範囲は地盤改良を行うことから，高所東側接続口は斜面崩壊の影響を受けない。

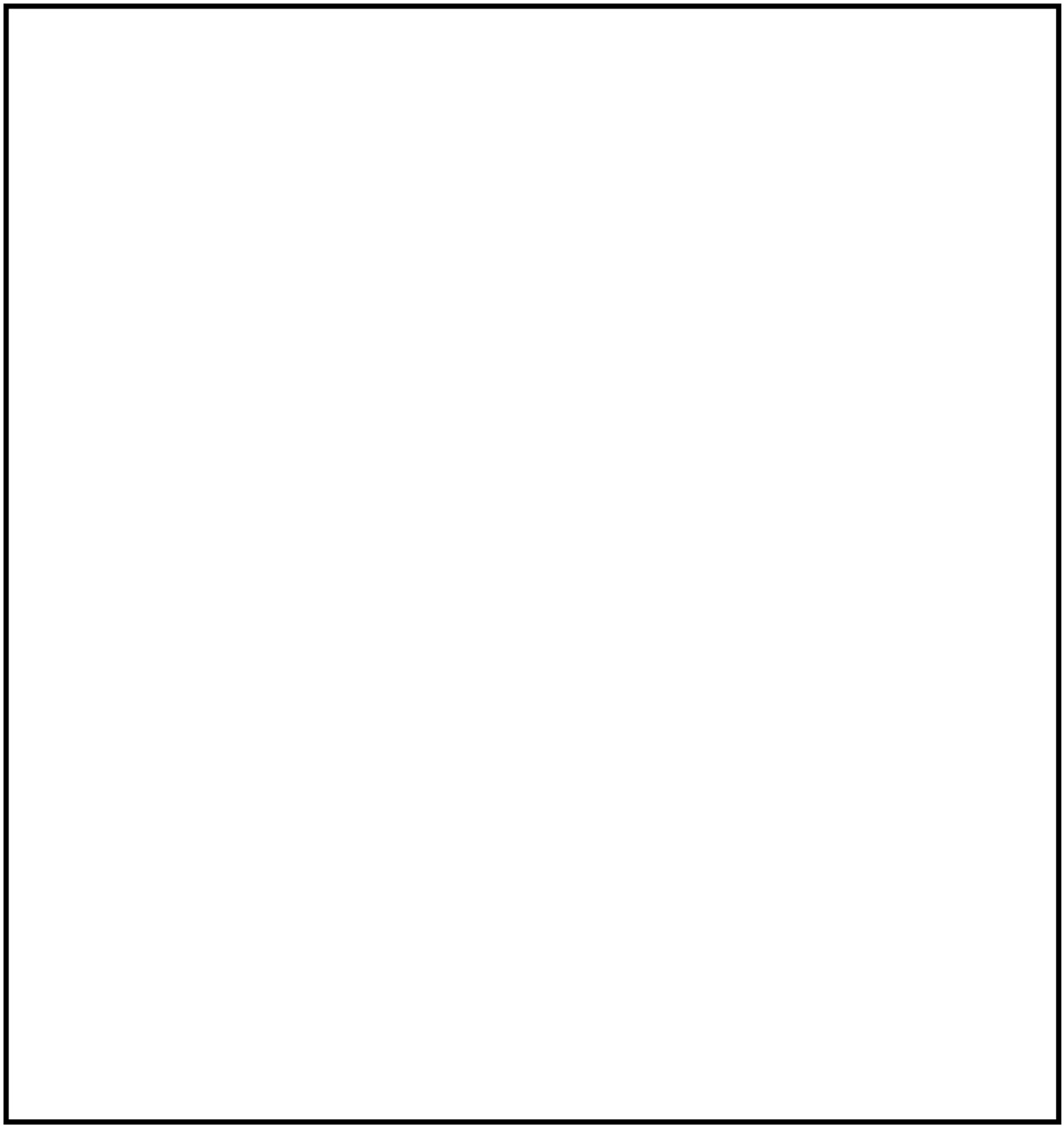
また，高所東側接続口へのホース接続は，地盤改良範囲（約 3m）で作業が可能である。

地盤改良範囲等は今後の検討結果等により変更となる可能性がある

第 6 図　高所東側接続口及び高所西側接続口の構造（2／2）

3.　可搬型設備の接続口近傍の状況

東側及び西側接続口近傍の状況を第7図に示す。



第7図　東側及び西側接続口近傍の状況

別紙（10）

淡水及び海水の取水場所等について

1.　可搬型設備の取水場所

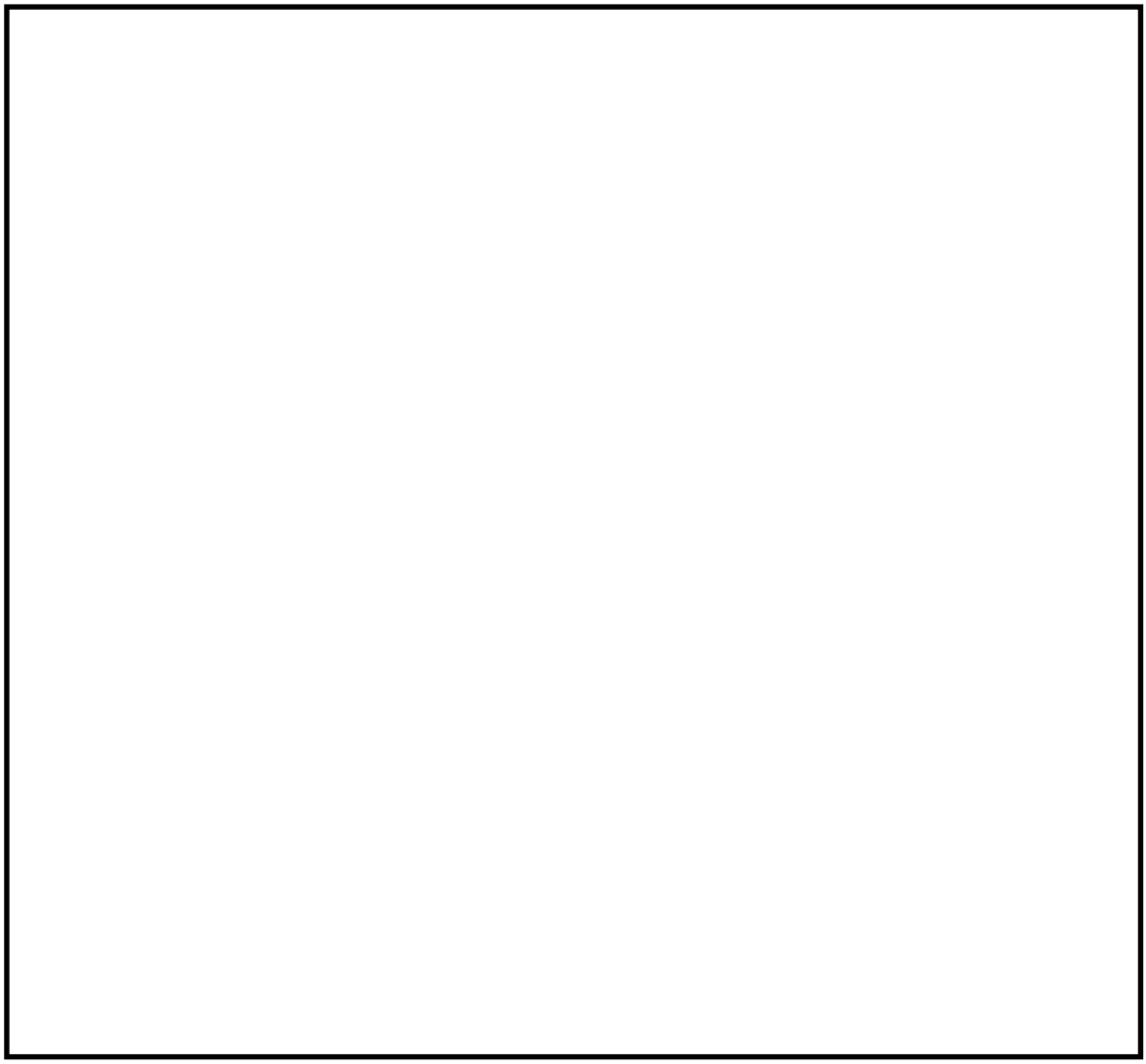
屋外アクセスルートに近接し，利用可能な淡水取水場所を以下に示す。

・代替淡水貯槽

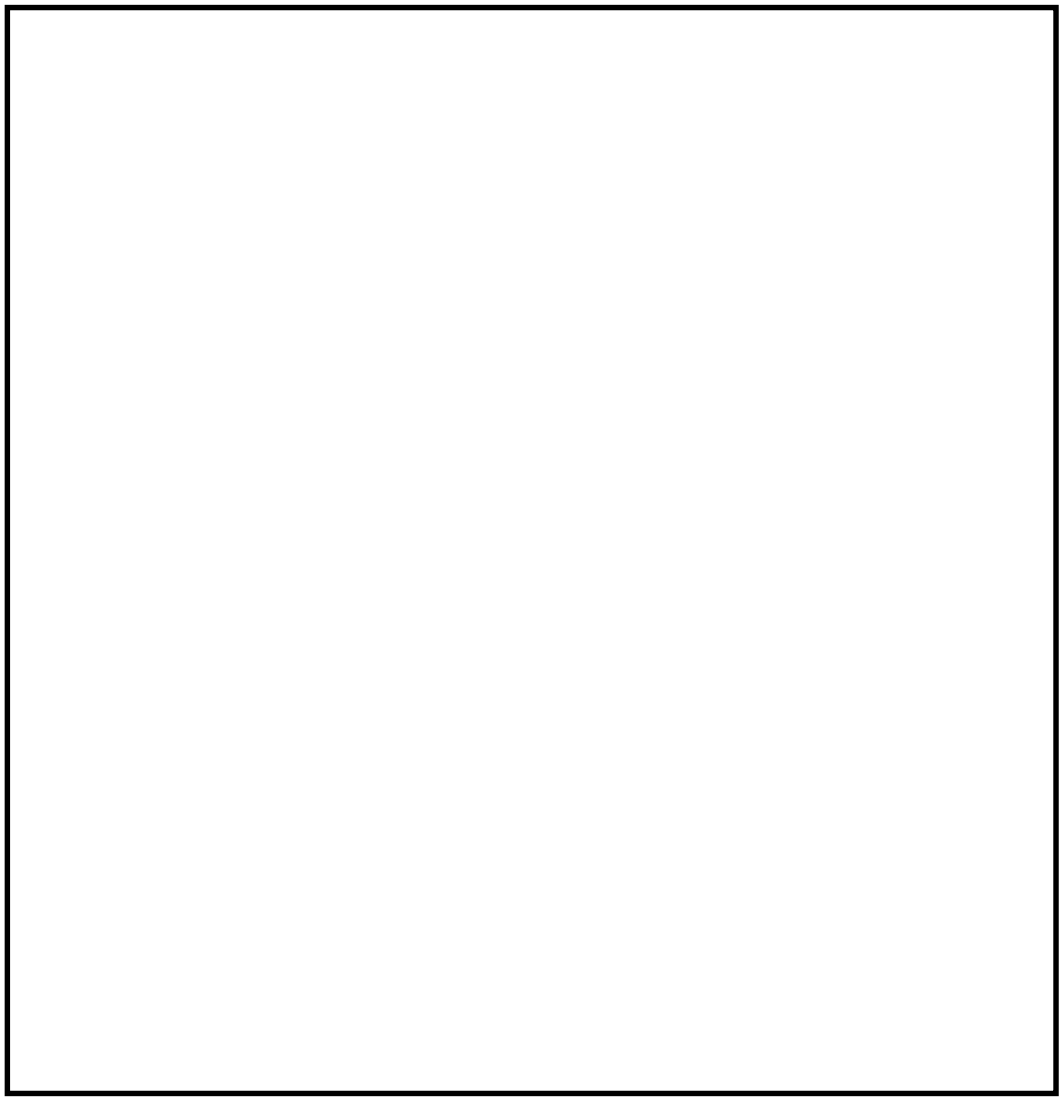
・西側淡水貯水設備

淡水取水場所の配置を第 1 図に示す。

なお，参考として敷地内で利用可能な淡水及び海水取水場所を第 2 図に示す。



第1図　淡水取水場所



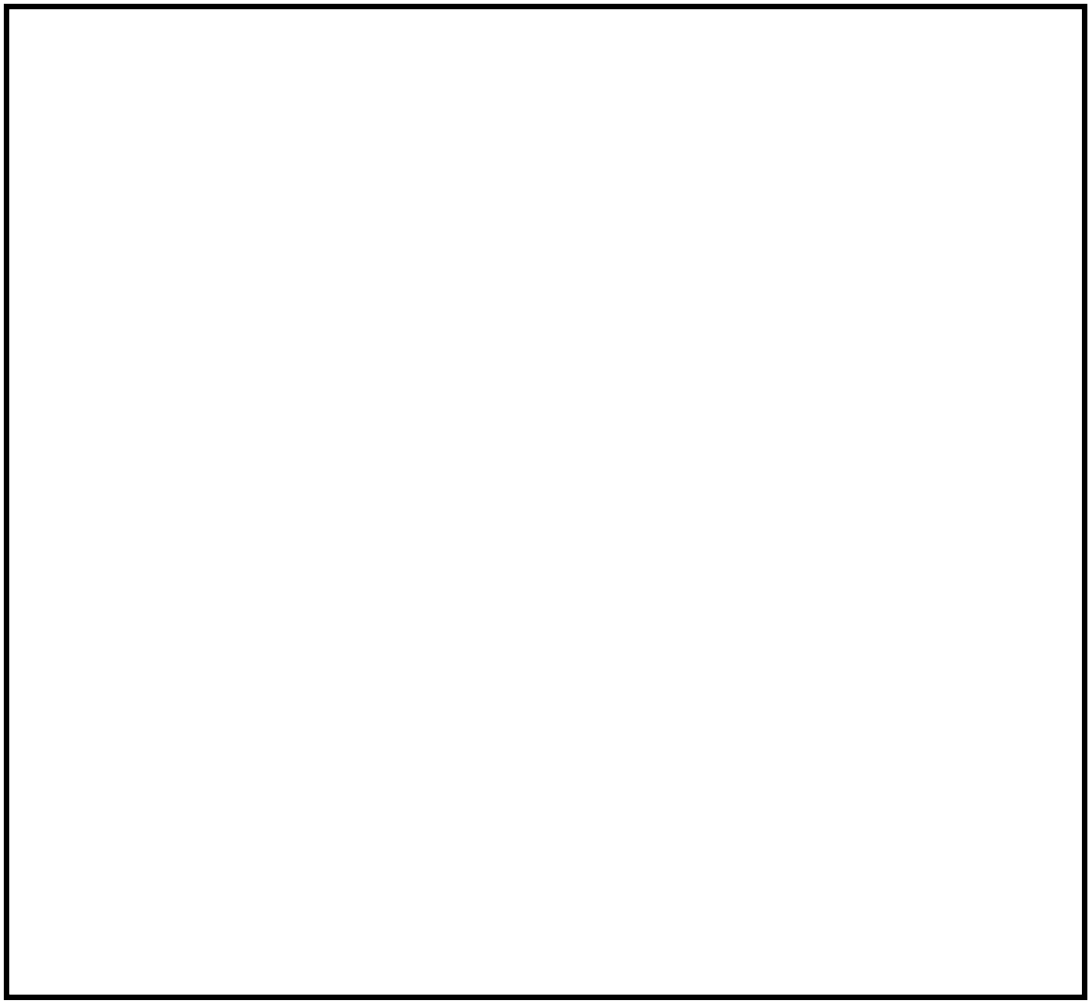
水源			凡例	水源間の距離（m）
SA用海水ピット	～	放水路	←→	405
	～	放水ピット	←→	300
	～	淡水タンク	←→	290
放水路	～	放水ピット	←→	170
	～	淡水タンク	←→	465
放水ピット	～	淡水タンク	←→	260

第２図　その他の淡水及び海水取水場所

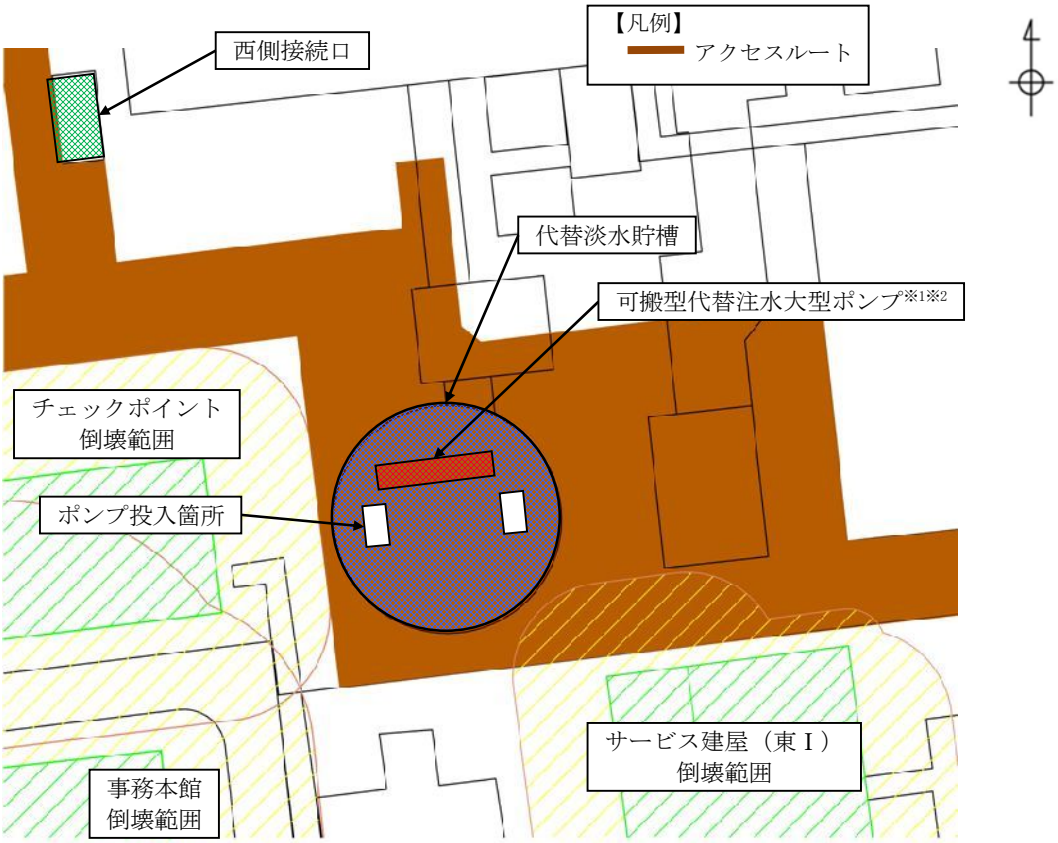
2.　淡水及び海水取水時の可搬型設備の配置

淡水及び海水取水時の可搬型設備の配置イメージ図を第3図から第9図に示す。

可搬型設備は基準地震動S_sの影響を受けない箇所に配置が可能である。



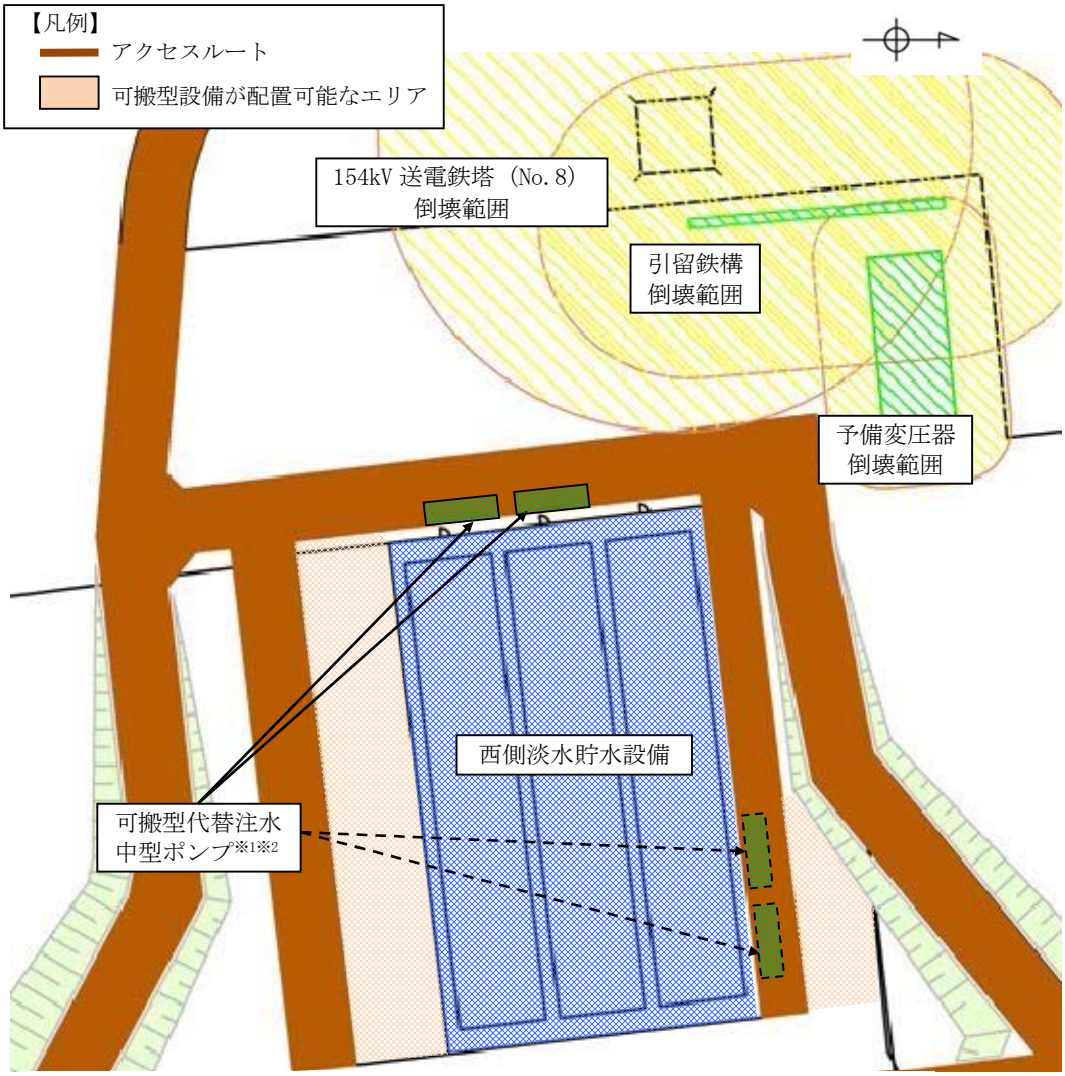
第3図　淡水及び海水取水場所　一覧



※1：淡水の注水用として可搬型代替注水大型ポンプ１台の使用を想定
※2：配置場所は今後の検討結果等により変更の可能性有

第４図　代替淡水貯槽から取水する時の可搬型設備の配置イメージ

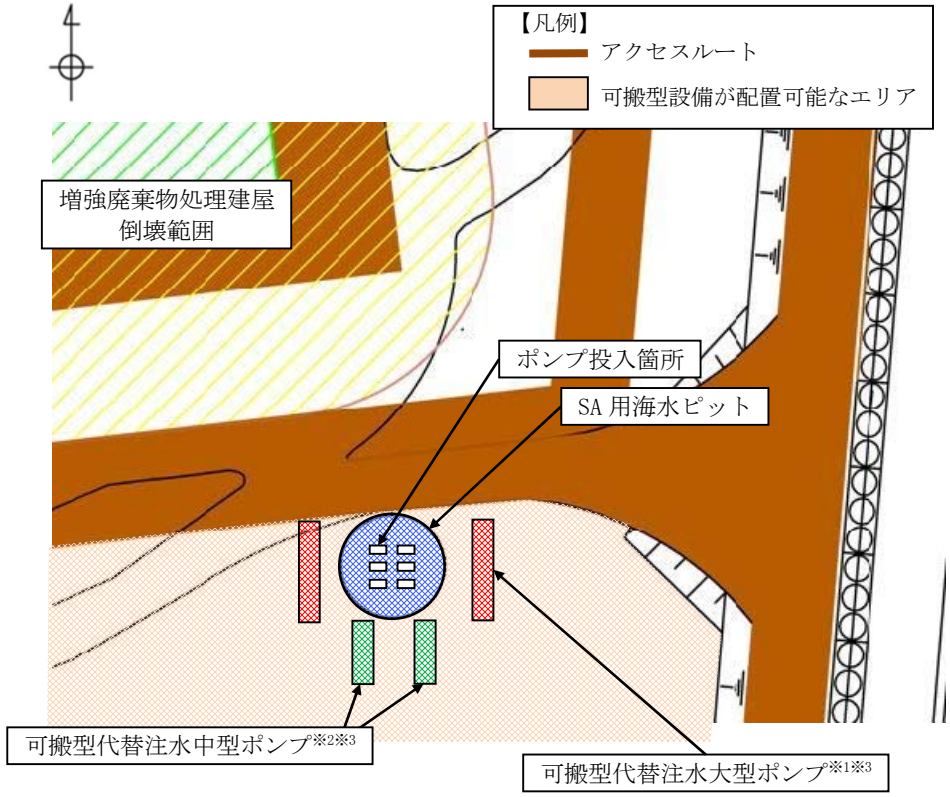
代替淡水貯槽の周辺は，地震時の被害想定項目（周辺構造物等の倒壊，周辺タンク等の損壊，周辺斜面の崩壊，道路面のすべり，液状化及び揺すり込みによる不等沈下，液状化に伴う浮き上がり，地中埋設構造物の損壊）の評価により，影響を受けないエリアが確保可能であるため，任意の場所に可搬型設備を配置することが可能である。



※1：淡水の注水用及び補給用として可搬型代替注水中型ポンプ 2 台の使用を想定
※2：配置場所は今後の検討結果等により変更の可能性有

第 5 図　西側淡水貯水設備から取水する時の可搬型設備の配置イメージ

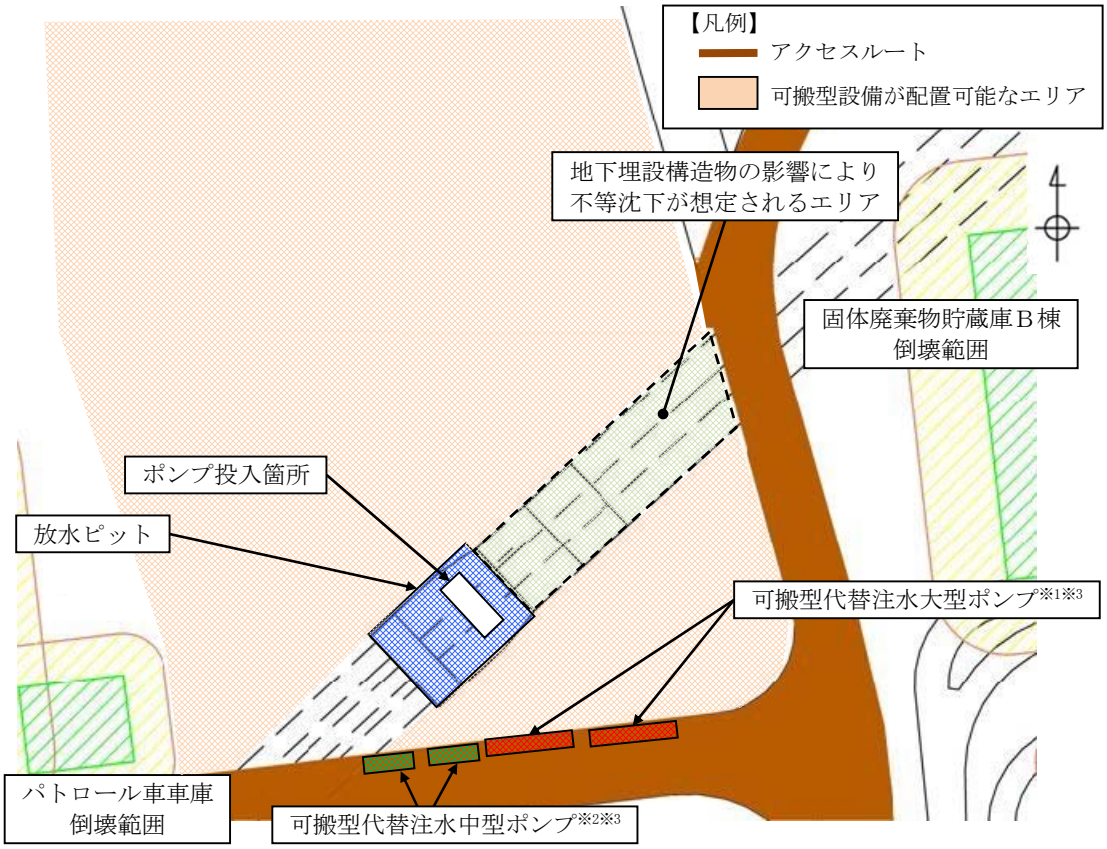
西側淡水貯水設備は，自然現象に対する頑健性を高めた高所の常設代替高圧電源装置置場内の地下に設置することから，取水時に必要となる可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）は，常設代替高圧電源装置置場近傍のアクセスルート上に配置する。当該ルートは基準地震動Ｓ$_s$の影響を受けないルートであり，アクセスルート上の任意の場所に可搬型設備を配置することが可能である。



※1：海水の注水又は補給用として可搬型代替注水大型ポンプ 1 台，
　　原子炉建屋への放水用として可搬型代替注水大型ポンプ 1 台の計 2 台の使用を想定
※2：海水の補給用として可搬型代替注水中型ポンプ 2 台の使用を想定
※3：配置場所は今後の検討結果等により変更の可能性有

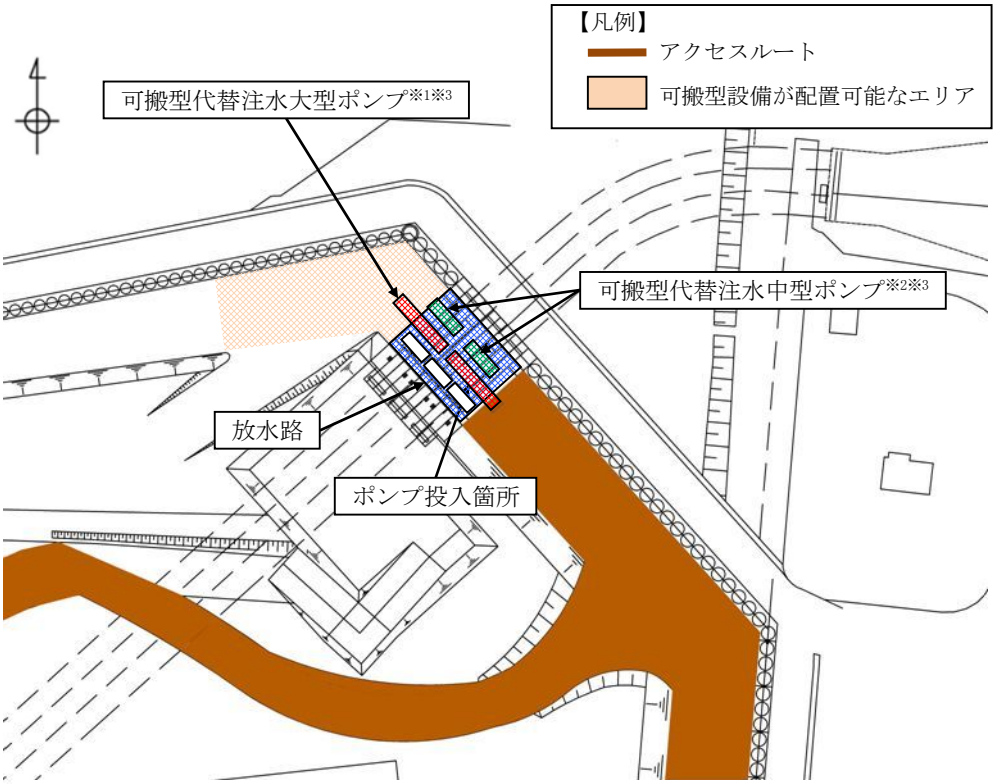
第 6 図　SA用海水ピットから取水する時の可搬型設備の配置イメージ

SA用海水ピットの周辺は，地震時の被害想定項目（周辺構造物等の倒壊，周辺タンク等の損壊，周辺斜面の崩壊，道路面のすべり，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，地中埋設構造物の損壊）の評価により，の影響を受けないエリアが確保可能であるため，任意の場所に可搬型設備を配置することが可能である。



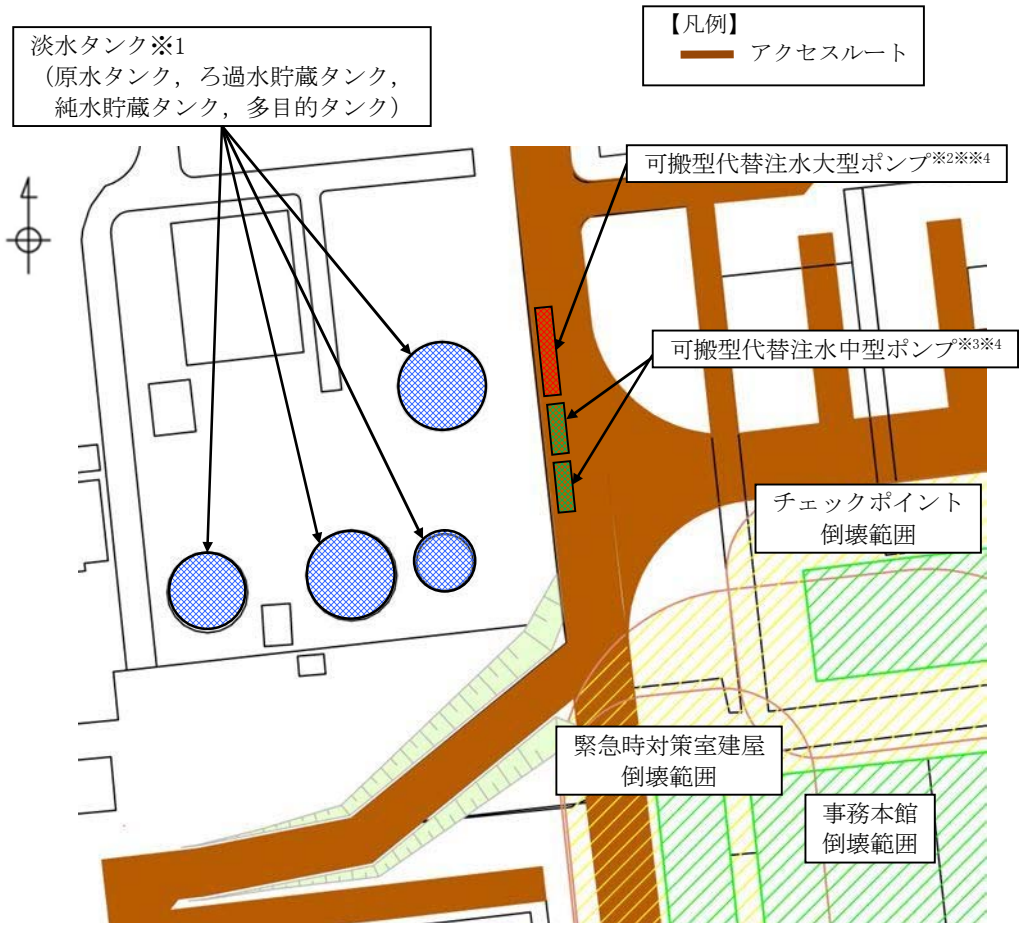
※1：海水の注水又は補給用として可搬型代替注水大型ポンプ 1 台，
　　原子炉建屋への放水用として可搬型代替注水大型ポンプ 1 台の計 2 台の使用を想定
※2：海水の補給用として可搬型代替注水中型ポンプ 2 台の使用を想定
※3：配置場所は今後の検討結果等により変更の可能性有

第 7 図　放水ピットから取水する時の可搬型設備の配置イメージ



※1：海水の注水又は補給用として可搬型代替注水大型ポンプ１台，
　　原子炉建屋への放水用として可搬型代替注水大型ポンプ１台の計２台の使用を想定
※2：海水の補給用として可搬型代替注水中型ポンプ２台の使用を想定
※3：配置場所は今後の検討結果等により変更の可能性有

第８図　放水路から取水する時の可搬型設備の配置イメージ

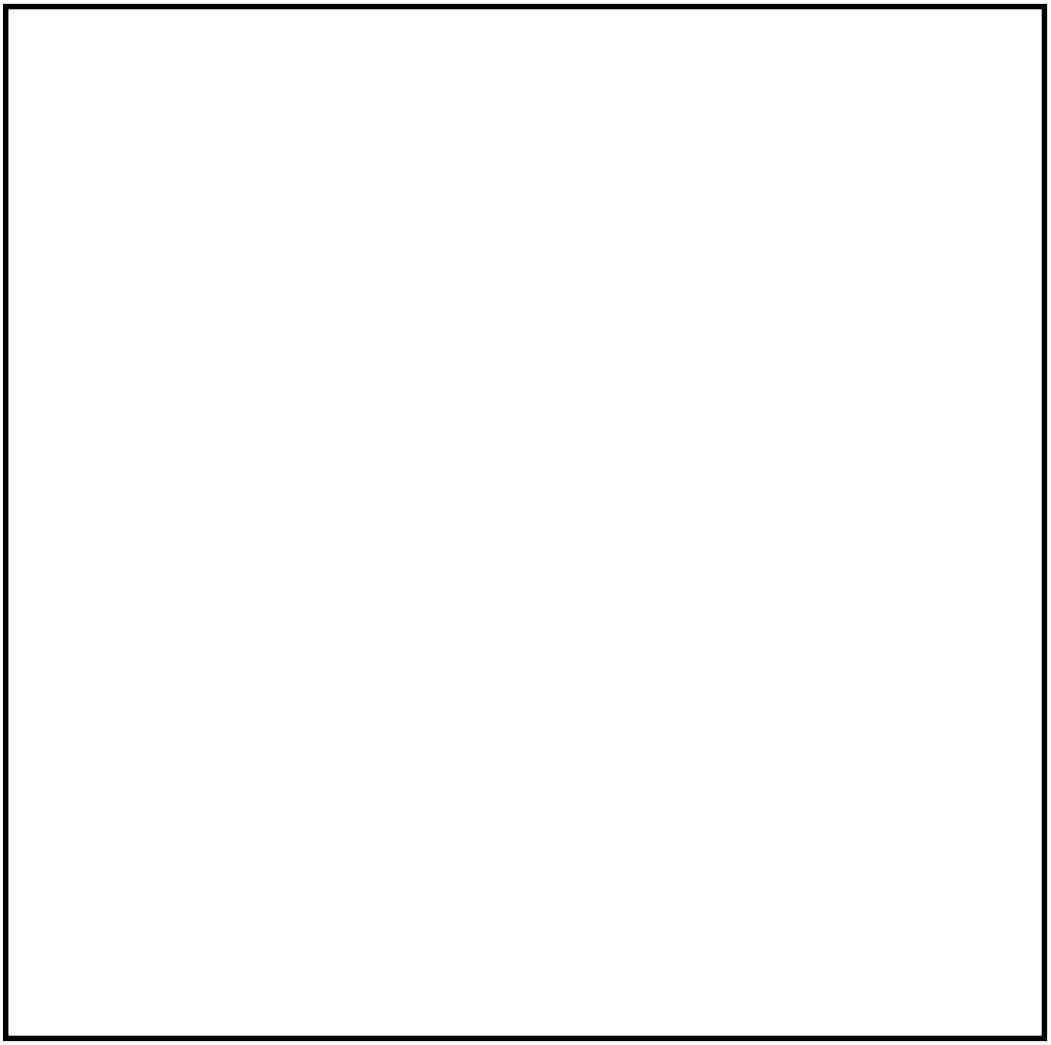


※1：淡水の注水又は補給用として可搬型代替注水大型ポンプ 1 台の使用を想定
※2：淡水タンクから取水する場合は，水中ポンプを投入せずにフランジ接続により取水する。
※3：淡水の補給用として可搬型代替注水中型ポンプ 2 台の使用を想定
※4：配置場所は今後の検討結果等により変更の可能性有

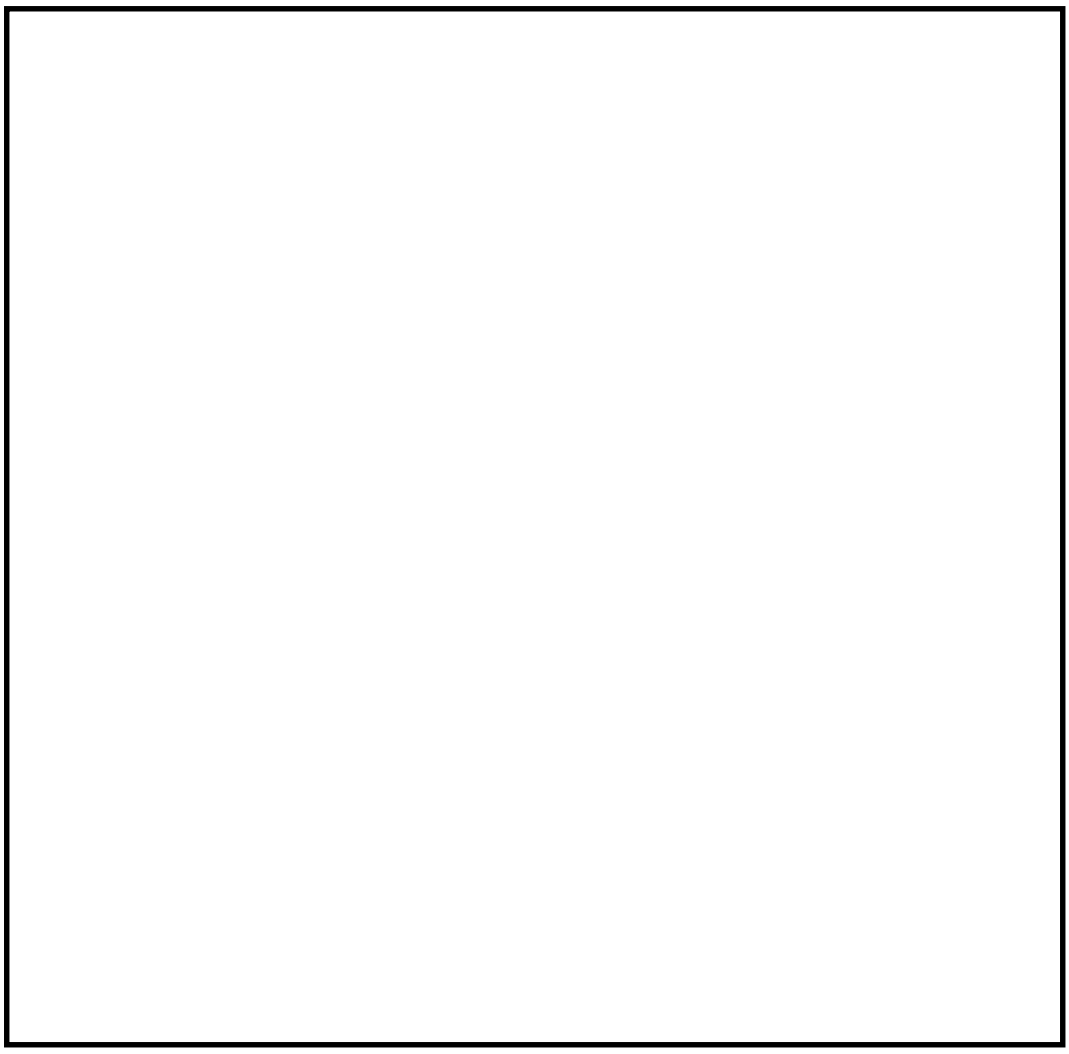
第 9 図　淡水タンクから取水する時の可搬型設備の配置イメージ

放水砲の設置位置

放射性物質拡散抑制及び泡消火放水（航空機燃料火災）のために設置する放水砲について，設置及び運搬が可能な範囲を第1図及び第2図に示す。



第1図　放射性物質拡散抑制時の放水砲の設置及び運搬が可能な範囲



第 2 図　泡消火放水時（航空機燃料火災）の放水砲の設置及び運搬が可能な範囲

放水砲は現場状況に応じて，第 1 図及び第 2 図に示す円の内側の任意の範囲に設置する。なお，放水砲の設置及び運搬が可能なエリアについて，屋外アクセスルートの地震時の被害想定項目（周辺構造物等の倒壊，周辺タンク等の損壊，周辺斜面の崩壊，道路面のすべり，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，地中埋設構造物の損壊）に含めて評価を行っている。

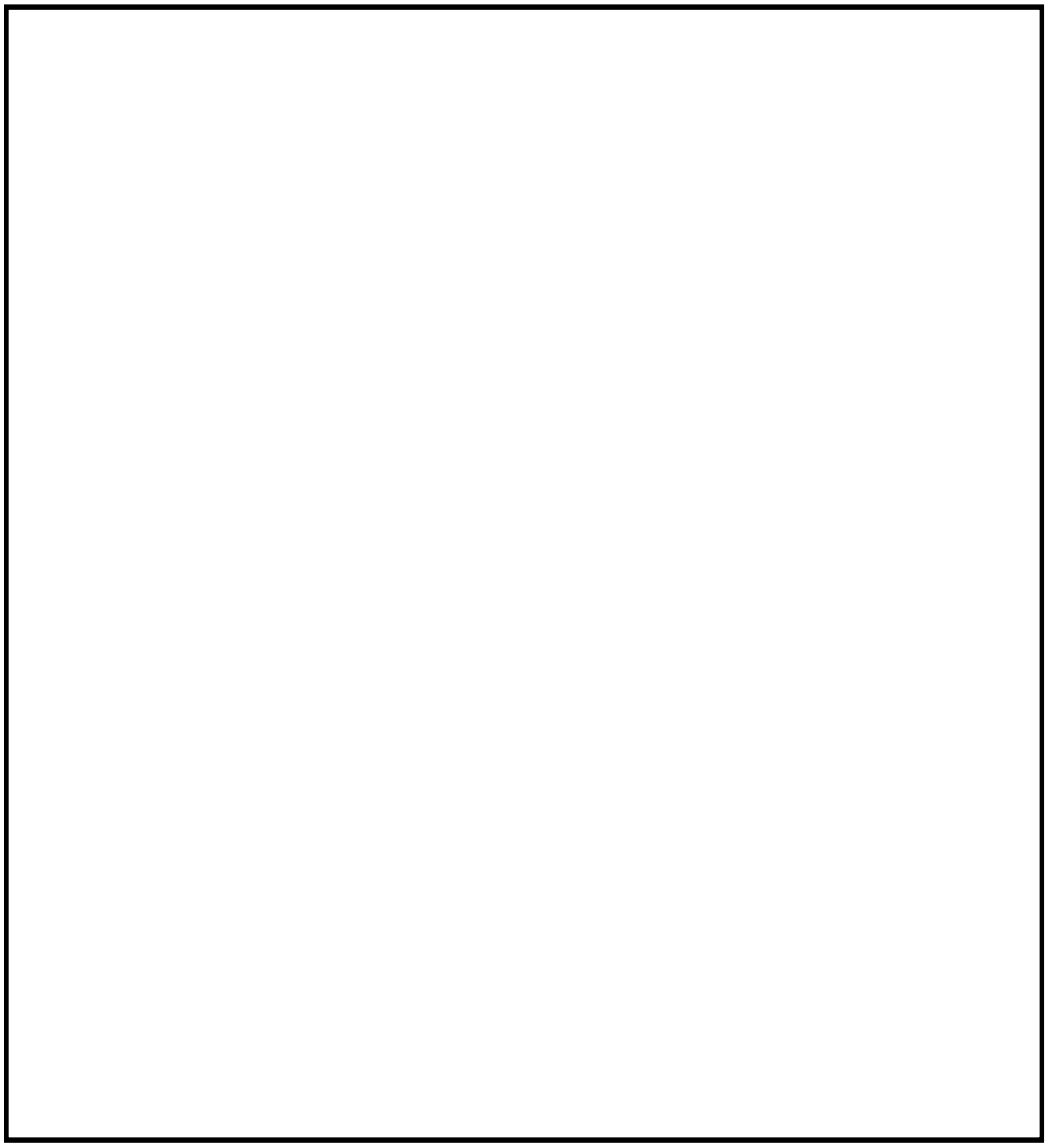
タンクローリの設置位置及び燃料補給作業について

重大事故等対応で必要となるタンクローリは，西側保管場所下部及び南側保管場所近傍に埋設される可搬型設備用軽油タンクより，可搬型設備に給油するための燃料を補給する。第1図及び第2図にタンクローリの設置が可能な範囲を，第3図に燃料補給作業のイメージ図を示す。

可搬型設備軽油タンクは，杭を介して岩盤に支持される構造とすることから，地震時の液状化及び揺すり込みによる不等沈下により保管場所との段差が発生するが，可搬型設備軽油タンク上を車両は通行しないことから影響はない。

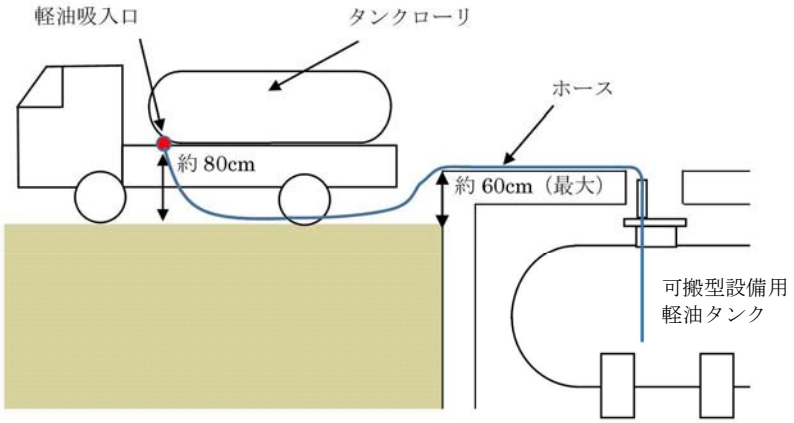
また，タンクローリは可搬型設備用軽油タンクの近傍にアクセス可能であり，段差が発生した場合でも，燃料補給作業に影響はない。

なお，タンクローリ補給後のホース内残存油については，軽油吸入口からホースを取り外した後にホースを持ち上げ，可搬型設備用軽油タンクに残存油を戻すことで処理が可能である。



第１図　可搬型設備用軽油タンク（西側保管場所）から
給油する時のタンクローリの配置イメージ

第 2 図　可搬型設備用軽油タンク（南側保管場所）から
給油する時のタンクローリの配置イメージ



第 3 図　段差発生時のタンクローリ給油イメージ

別紙（11）

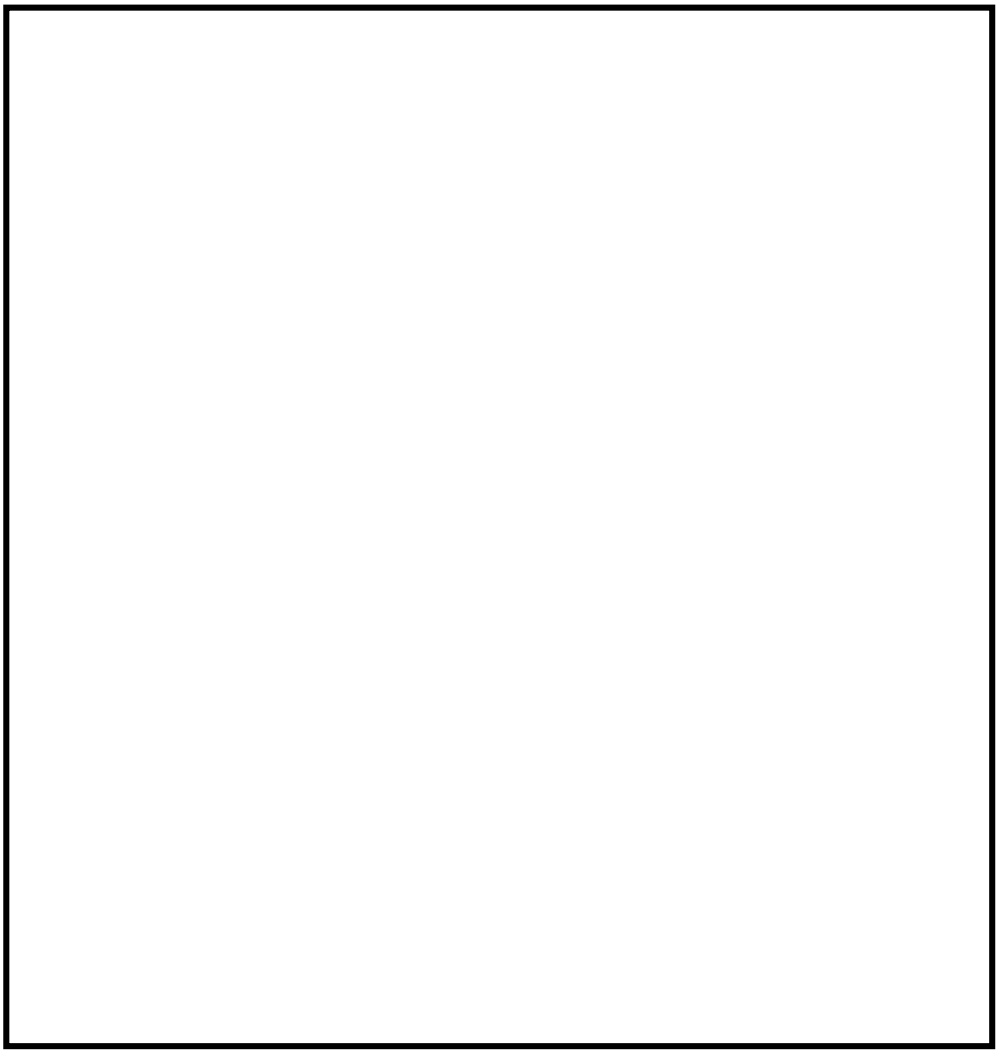
海水取水場所での取水が出来ない場合の代替手段について

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。

海水取水の成立性として，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又は放水路が十分に離れた箇所に設置されているため，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

別紙（12）

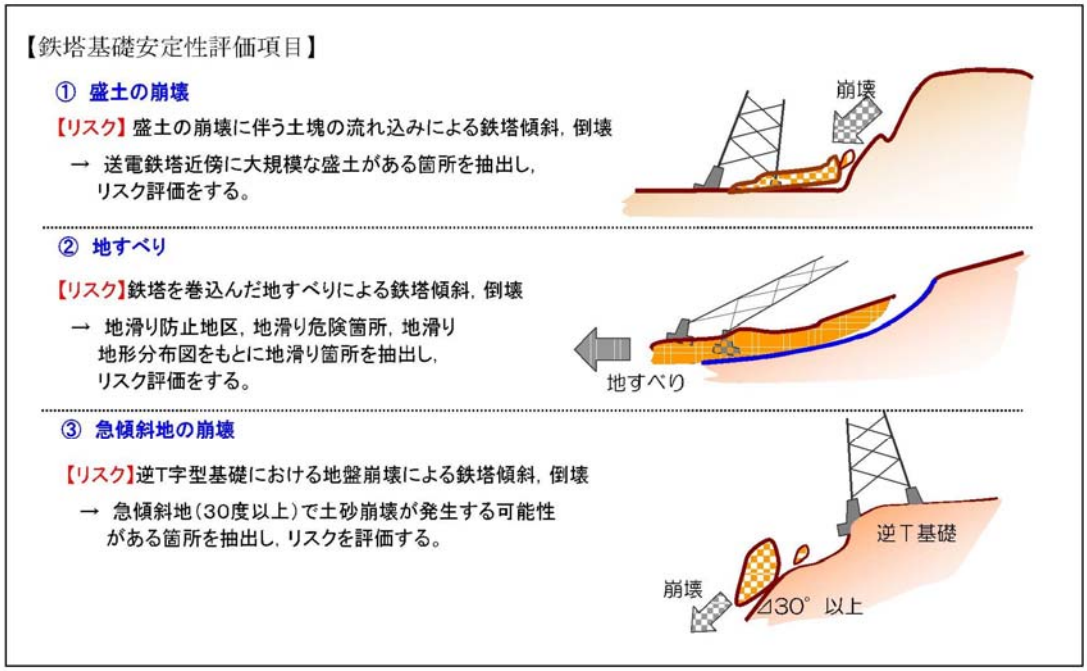
鉄塔基礎の安定性について

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 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

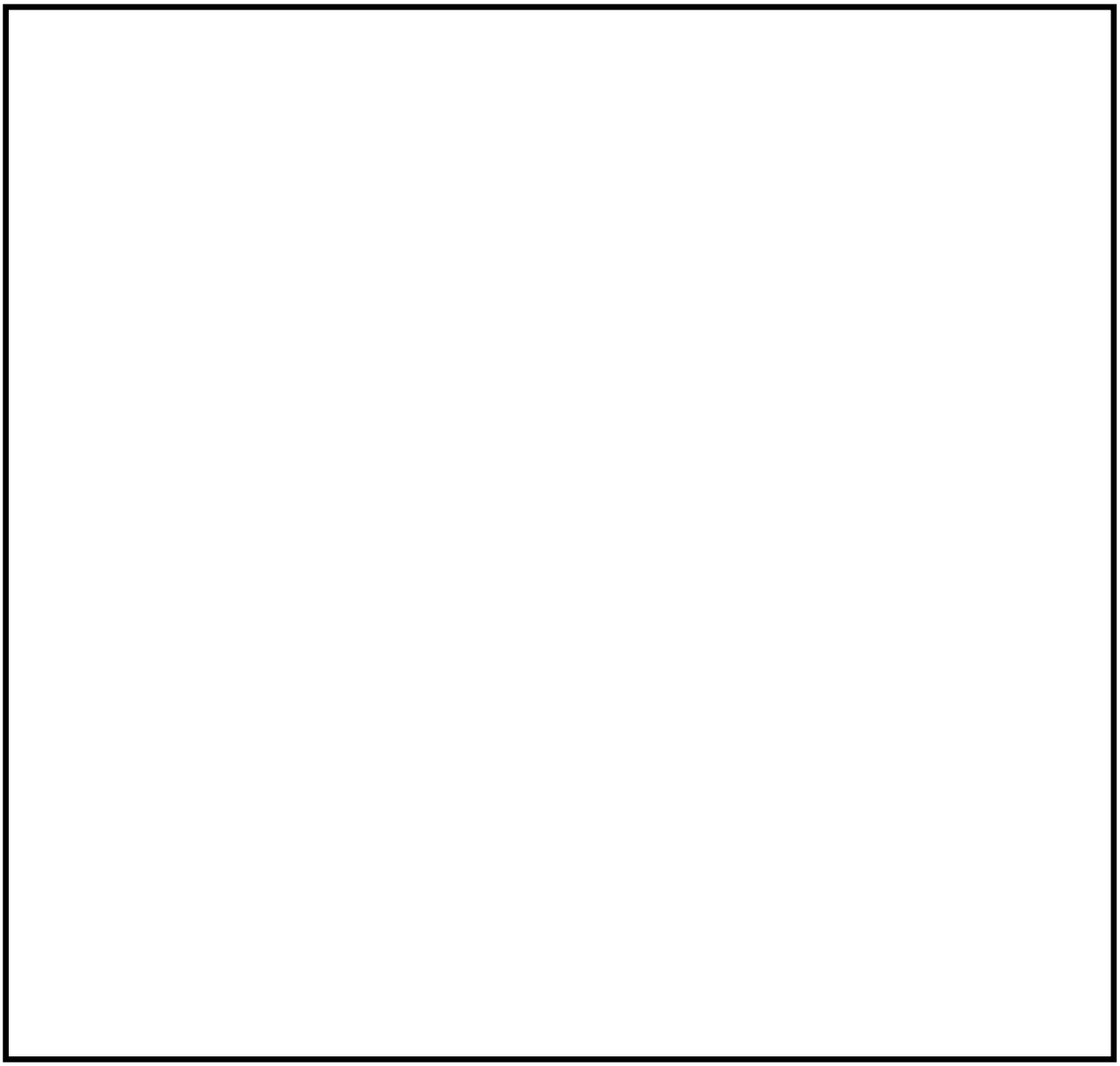
各保管場所及びアクセスルートの近傍には 154kV 原子力線の送電鉄塔が設置されており，1 項で示したとおり，鉄塔基礎の安定性に影響がないことを確認しているが，万一，倒壊した場合の影響を確認した。

(1)　保管場所への影響

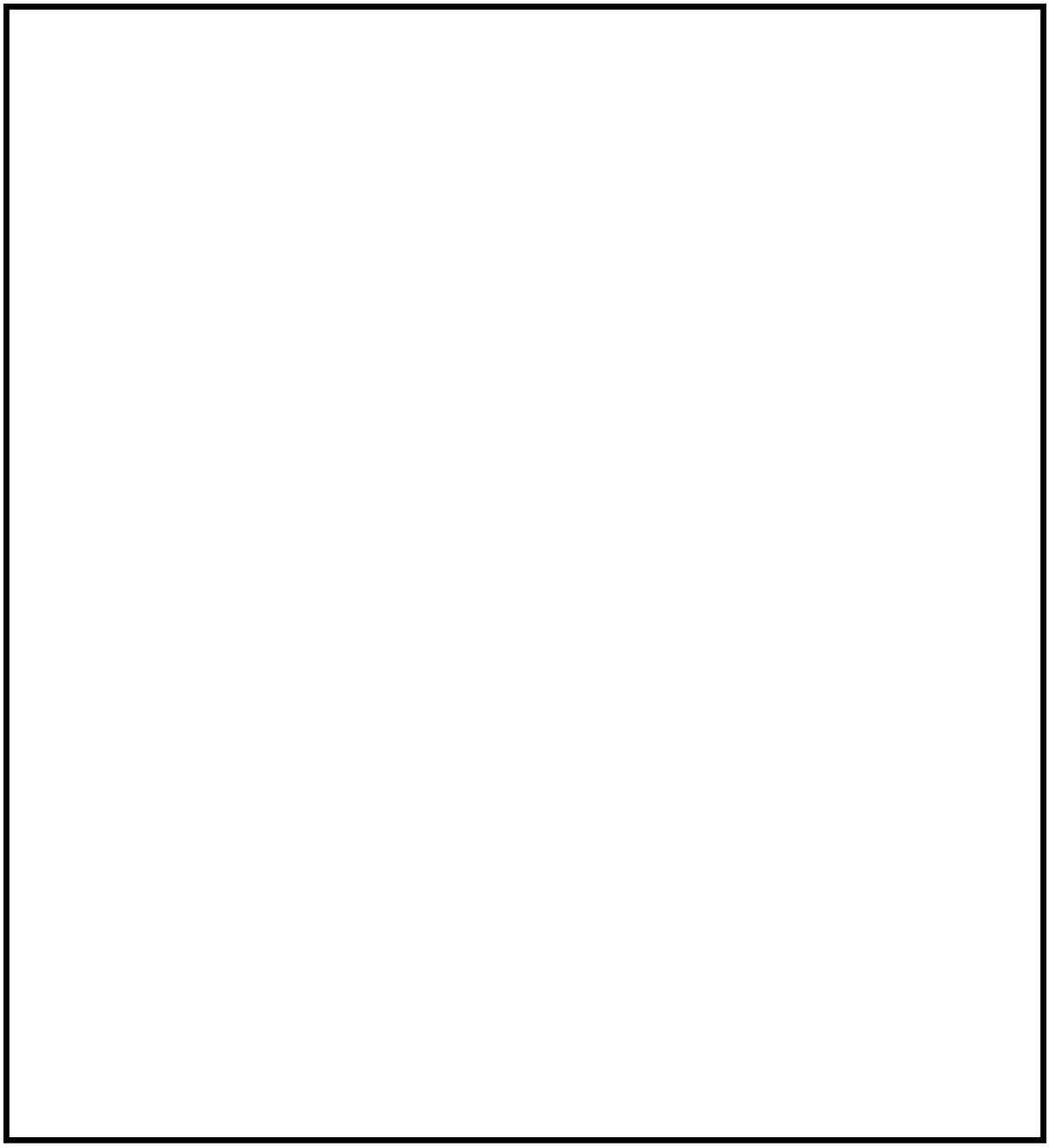
第 2 図及び第 3 図に示すとおり，各保管場所近傍に設置されている送電鉄塔は，保管場所よりも低い位置に設置されていることから，倒壊によって斜面を滑動した場合でも影響を受けることはない。なお，保管場所は送電鉄塔及び送電線の影響範囲外に設置している。

(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

別紙（13）

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土木工学ハンドブック（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）	

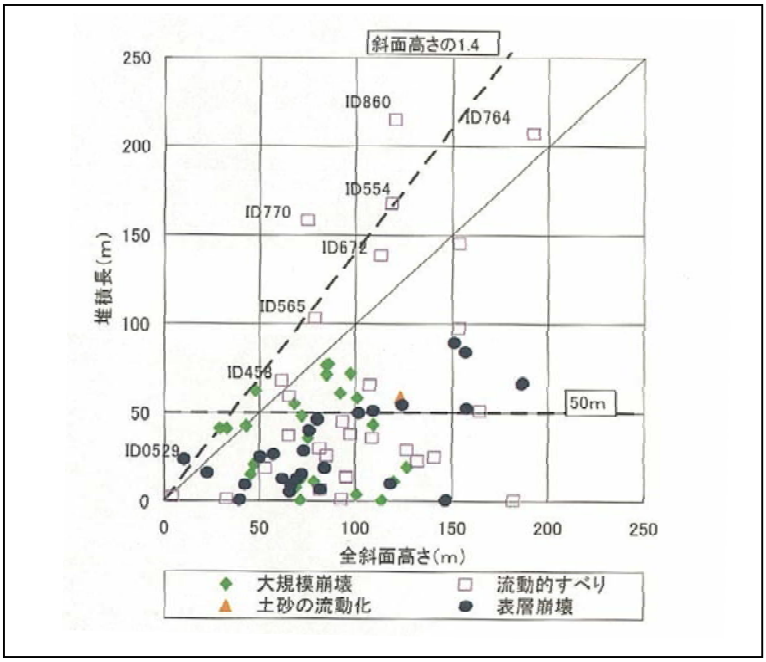
※警戒区域：建築物に損壊が生じ，住民等の生命又は身体に著しい危害が生じる恐れがある区域。危険の周知，警戒避難体制の整備等が図られる。

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。

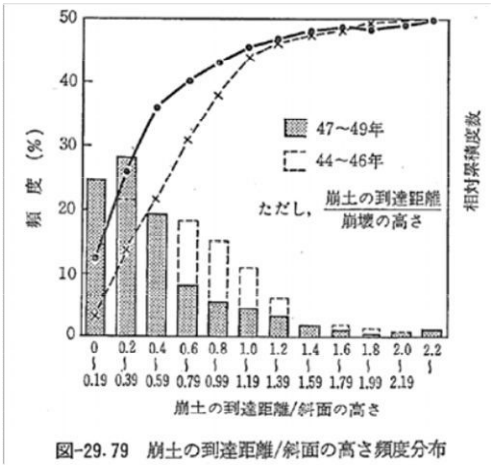


図-29.79　崩土の到達距離/斜面の高さ頻度分布

⑤ (崩土の到達距離)/(斜面の高さ) は，被災の範囲の実態を示す指標として重要なものであるが，図-29.79 に示すように，0.2～0.39 が最頻値で，0.6 以下で全体の 72.5% を占める。更に斜面の高さの 1.4 倍まで考えれば，全体の 94.2% が含まれる。実際問題では，斜面

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。

表-5.2 斜面構成土質ごとの崩壊規模（平均値）(1978～1982年)[16]
Magnitude of failures versus material (average : 1978 to 1982)

	崩壊の高さ h(m)	崩壊の幅 W(m)	崩壊の深さ d(m)	崩壊土量 V(m³)	崩土の到達距離 L(m)	h/H	L/h
表土	14.3	15.5	1.2	287.0	8.1	0.69	0.57
崩積土	16.2	21.2	1.5	667.5	11.3	0.80	0.79
火山砕屑物	14.3	17.6	3.1	321.6	13.8	0.85	0.96
段丘堆積物	13.9	23.8	2.1	333.1	12.2	0.91	0.84
強風化岩	13.9	16.2	1.6	172.0	7.0	0.72	0.55
岩（Ⅰ）	13.7	13.9	1.4	249.8	6.0	0.60	0.43
岩（Ⅱ）	13.5	15.1	1.3	220.1	6.8	0.56	0.57
全体	14.6	17.0	1.4	361.2	8.8	0.71	0.63

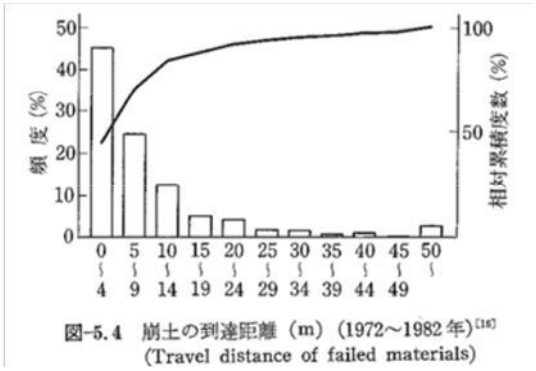


図-5.4 崩土の到達距離（m）（1972～1982年）[16]
(Travel distance of failed materials)

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。

土砂災害に係る危険箇所のうち、宅地造成に伴う災害に最も関連の深い急傾斜地崩壊危険箇所の考え方を以下に示す。

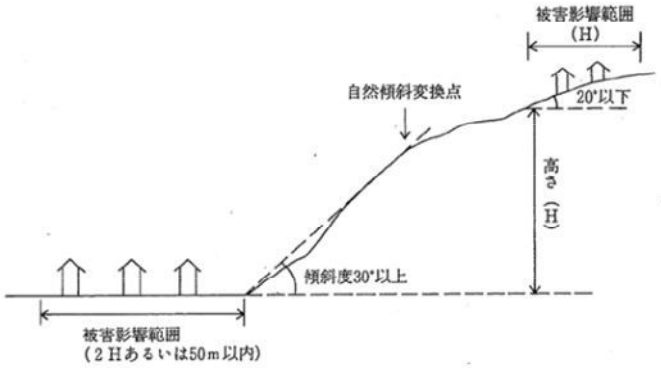
【危険箇所としての要件】

① 水平面とのなす角度が30度以上であること。

② 斜面の高さが５ｍ以上であること。

③ 斜面上部又は下部に人家が５戸以上あること（官公署、学校、病院、旅館等がある場合は５戸未満でも可）。

斜面上部又は下部とは、下図に示すように急傾斜地（傾斜30度以上のがけ）の下端及び上端から当該急傾斜地の高さの、それぞれ２倍及び１倍程度の範囲（概ね50ｍを限度とする）をいう。



図X.1 急傾斜地崩壊危険箇所の要件

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。

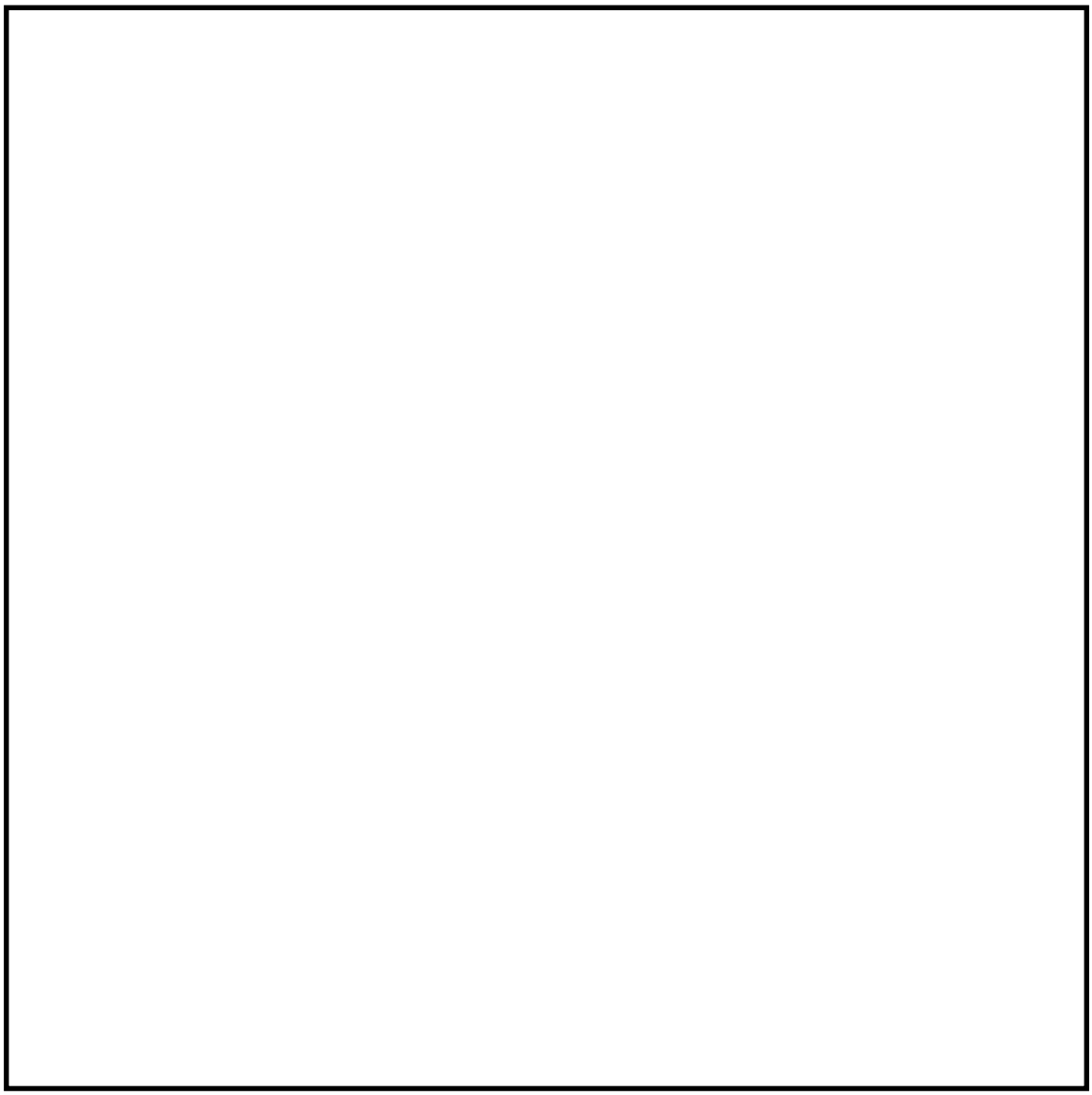
・一方，④，⑤で示された到達距離2.0Hについては，警戒範囲を示したものであり，裕度を持たせて設定されたものと考えられる。

・今回行う法面の崩壊想定は，道路の通行への影響を考慮するものであることから保守的に「2.0H」を用いることで問題ないと考える。

別紙（14）

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

別紙（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

屋外アクセスルート近傍の障害となり得る構造物等を抽出し，抽出した構造物等に対しアクセスルートへの影響評価を実施した。また，建物の損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。

屋外アクセスルートに影響する構造物等の抽出及び影響評価は以下の手順で行った。

手順①：防潮堤内側の構造物等を抽出（1 項）

防潮堤内側の構造物等を全て抽出する。

手順②：構造物等の損壊による屋外アクセスルートへの影響範囲の評価（2 項）

構造物等が損壊した場合の影響範囲を基に，アクセスルートへの干渉有無を確認のうえ，以下の点を評価する。

・アクセスルートに干渉する全ての構造物等について，単独で損壊した場合に必要な幅員が確保可能か

・損壊時にアクセスルートに干渉する全ての構造物等について，アクセスルートを挟んだ向かい側にアクセスルートに干渉する構造物の有無，ある場合は必要な幅員が確保可能か

手順③：アクセスルートに影響がある構造物の詳細確認（3 項）

手順②の評価結果のうち，がれき撤去によりアクセスルートの確保，または人力にて送水ホースを敷設することで対応するとした構造物等の対応の成立性ついて，詳細に確認する。

1.　屋外アクセスルート近傍の構造物等の抽出

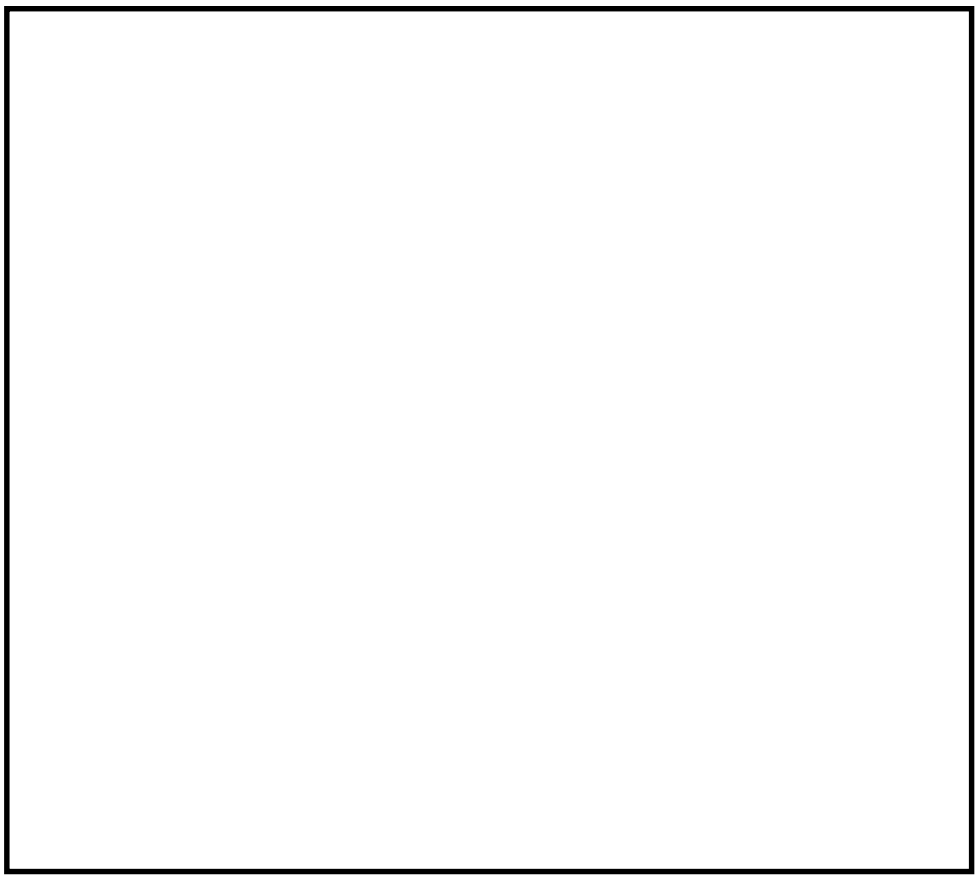
図面確認並びに現場調査により，屋外アクセスルート近傍の障害となり得る構造物等を抽出した。抽出した構造物等を第 1 表及び第 2 表に示す。また，構造物等の配置を第 1～4 図に示す。

第 1 表　アクセスルートの周辺構造物（建屋）

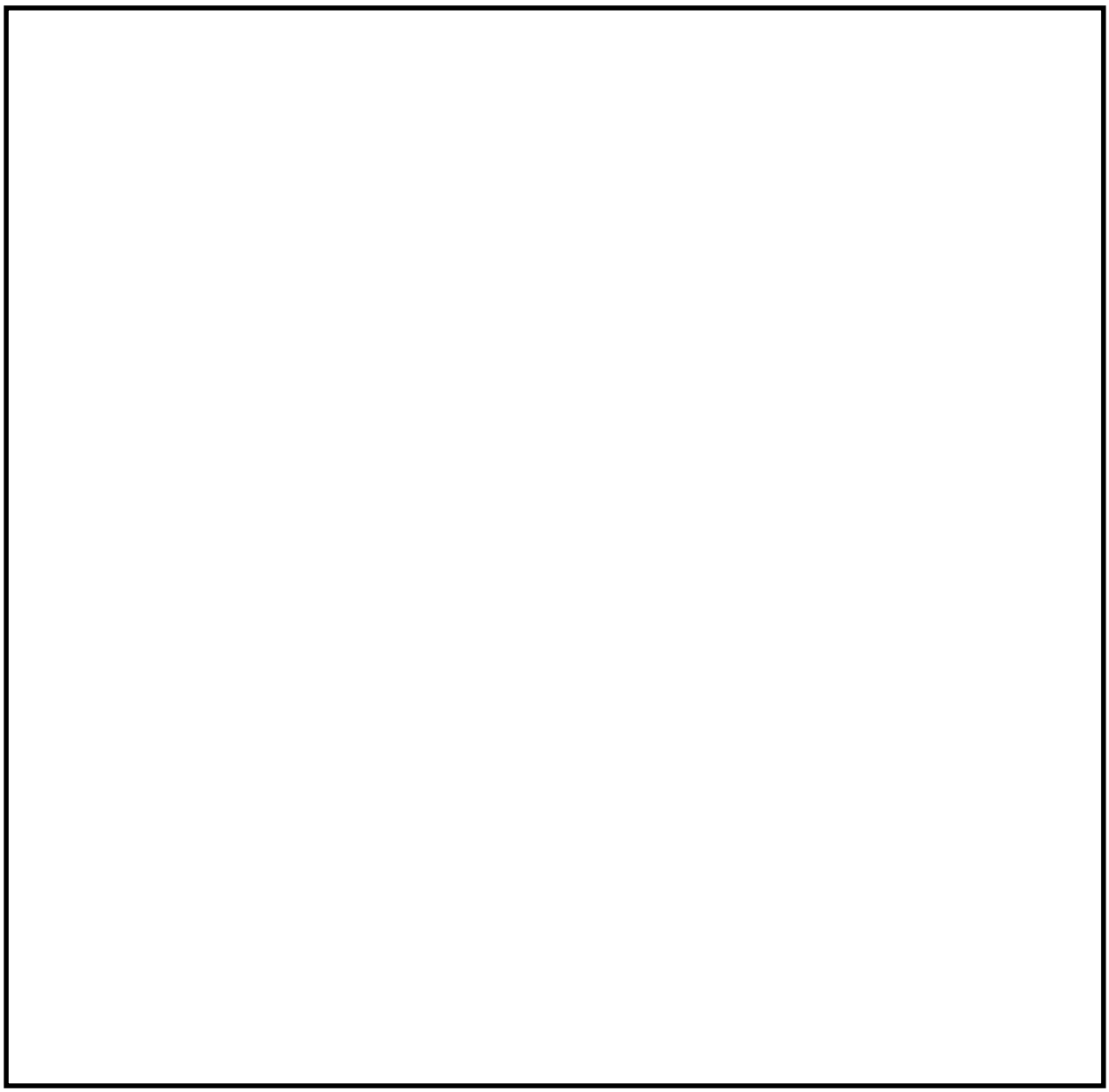
No	構造物名称	参照図面	No	構造物名称	参照図面
1	機械工作室用ボンベ庫	第2,5図	46	タービンホール（東Ⅰ）	第4,7図
2	監視所		47	サービス建屋（東Ⅰ）	
3	消防自動車車庫		48	燃料倉庫	
4	H2O2ボンベ庫		49	工具倉庫	
5	機械工作室		50	固化処理建屋	
6	屋内開閉所		51	サイトバンカー建屋（東Ⅰ）	
7	パトロール車車庫		52	放射性廃液処理施設	
8	H2CO2ガスボンベ貯蔵庫		53	地下タンク上屋（東）	
9	主発電機用ガスボンベ庫		54	地下タンク上屋（西）	
10	タービン建屋		55	使用済燃料貯蔵施設	
11	原子炉建屋		56	Hバンカー	
12	サービス建屋		57	黒鉛スリーブ貯蔵庫	
13	水電解装置建屋		58	燃料スプリッタ貯蔵庫	
14	ベーラー建屋		59	低放射性固体廃棄物詰ドラム貯蔵庫	
15	サンプルタンク室（R／W）		60	保修機材倉庫	
16	ヘパフィルター室		61	ボーリングコア倉庫	
17	マイクロ無線機室		62	ランドリー建屋	
18	モルタル混練建屋		63	再利用物品置場テントNo.4	
19	増強廃棄物処理建屋		64	再利用物品置場テントNo.5	
20	排気塔モニター室		65	再利用物品置場テントNo.6	
21	機器搬入口建屋		66	ボイラー上屋	
22	地下排水上屋（東西）		67	使用済燃料乾式貯蔵建屋	
23	CO2ボンベ室		68	非常用ディーゼルポンプ室	
24	チェックポイント		69	C.W.P制御盤室	
25	サービス建屋～チェックポイント歩道上屋		70	油倉庫	
26	サービス建屋ボンベ室		71	配電設備室	
27	所内ボイラー用ボンベ庫		72	水処理倉庫	
28	擁壁①		73	資料2号倉庫	
29	別館		74	資料5号倉庫	
30	PR第二電気室		75	資料4号倉庫	
31	給水処理建屋		76	擁壁②	
32	固体廃棄物貯蔵庫A棟	第3,6図	77	常設代替高圧電源装置	
33	固体廃棄物貯蔵庫B棟		78	排水処理建屋	第2,5図
34	給水加熱器保管庫		79	送水ポンプ室	
35	取水口電気室		80	受水槽量水器小屋	
36	屋外第二電気室		81	加圧式空気圧縮機小屋	
37	補修装置等保管倉庫		82	飲料水ポンプ室	
38	プロパンガスボンベ室		83	空気圧縮機室	第4,7図
39	機材倉庫		84	ホットワークショップ	
40	No.1保修用油倉庫		85	屋外タンク上屋	
41	No.2保修用油倉庫		86	飲料水次亜鉛滅菌装置室	
42	固体廃棄物作業建屋		87	緊急時対策所建屋	第1図
43	緊急時対策室建屋	第4,7図	88	原子力館	
44	事務本館		89	正門監視所	
45	原子炉建屋（東Ⅰ）		90	放管センター	

第２表　アクセスルートの周辺構造物等（建屋以外）

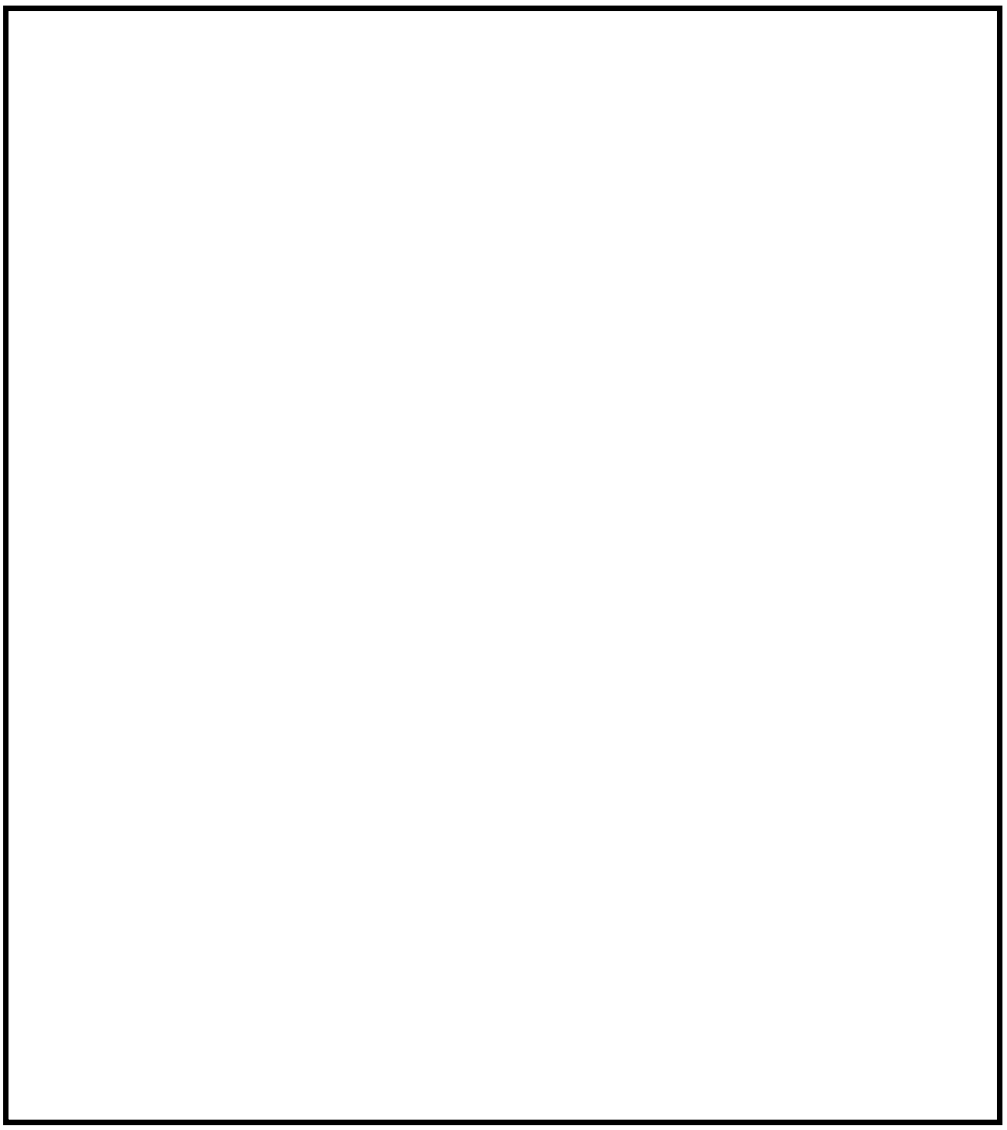
No	構造物名称	参照図面
A	275kV送電鉄塔（No.1）	第1図
B	154kV・66kV送電鉄塔（No.6）	
C	154kV・66kV送電鉄塔（No.7）	
D	154kV・66kV送電鉄塔（No.8）	
E	多目的タンク	第2,5図
F	純水貯蔵タンク	
G	ろ過水貯蔵タンク	
H	原水タンク	
I	溶融炉苛性ソーダタンク	
J	溶融炉アンモニアタンク	
K	主変圧器	
L	所内変圧器	
M	起動変圧器	
N	予備変圧器	
O	増強廃棄物処理建屋 換気空調ダクト	
P	主排気ダクト	
Q	排気筒（東二）	
R	排気筒（東Ⅰ）	第4,7図
S	No.1所内トランスN2タンク	
T	No.1主トランスN2タンク	
U	No.2主トランスN2タンク	
V	No.2所内トランスN2タンク	
W	600t純水タンク	
X	154kV引留鉄構	第2,5図
Y	崩壊土砂①	
Z	崩壊土砂②	第4,7図
AA	側方流動	第3,6図



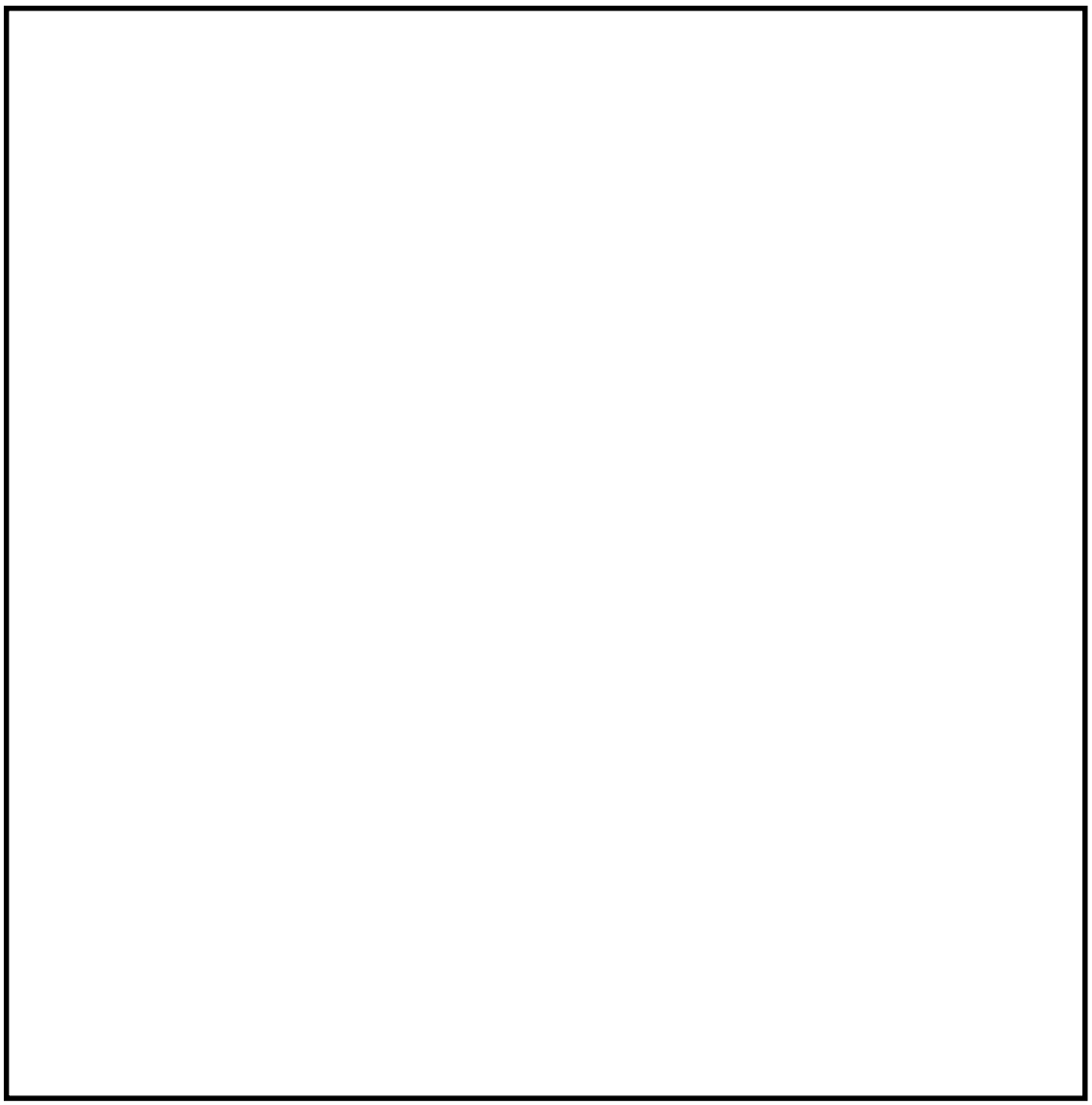
第１図　アクセスルートの周辺構造物等（発電所全体）



第2図　アクセスルートの周辺構造物等（東二側詳細図）



第3図　アクセスルートの周辺構造物等（海側詳細図）



第4図　アクセスルートの周辺構造物等（東Ⅰ側詳細図）

2.　構造物等の損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構造物のうち，耐震Ｓクラス（S_s機能維持含む）以外の構造物については，基準地震動S_sによりがれきが発生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。

建屋構造物の影響範囲は第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，又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。なお，鉄骨造建屋については，過去の被害調査から層崩壊や転倒崩壊は確認されていない（補足説明資料（3）参照）が，影響範囲を建屋高さ分と設定した。

建屋以外の構造物のうち機器類の損壊による影響範囲は，構造物が根元からアクセスルート側に影響するものとして設定し評価した。

建屋以外の構造物のうち斜面の崩壊による影響範囲は，斜面高さの2倍を崩壊土砂の到達距離として評価した。（別紙（13）参照）

構造物（建屋，機器類）の損壊によるアクセスルートへの影響評価方法を第4表，影響評価結果を第5表から第6表，損壊により影響を与える構造物等の位置を第5図から第7図に示す。損壊時にアクセスルートに干渉する全ての構造物等のうち，必要な幅員※を確保できないと想定される場合は損壊の影響を受けると評価した。

また，損壊時にアクセスルートに干渉する全ての構造物等について，アクセスルートを挟んだ向かい側にアクセスルートに干渉する構造物の有無，ある場合は必要な幅員が確保可能か確認し，確保できないと想定される場合は損壊の影響を受けると評価した。

なお，以下の箇所は重機によるがれき撤去は行わずに人力でホース又はケーブルを敷設するものとする。

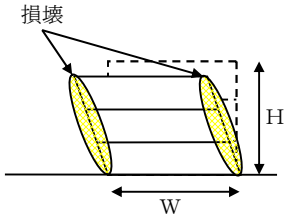
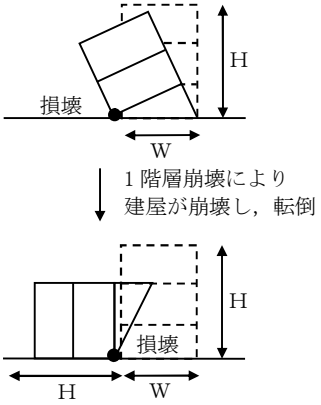
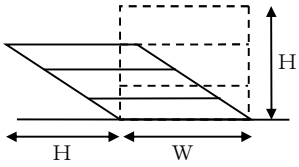
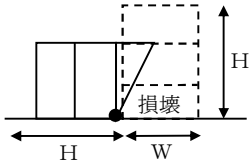
・接続口付近

がれき等の有無にかかわらず，車両通行せずに人力でホースを敷設する箇所であり，また，がれき上からホース又はケーブルを敷設することが可能である。なお，東側接続口付近に設置されている増強廃棄物建屋換気空調ダクトは地震時の損壊を想定した場合にダクト上を人力でホース又はケーブル敷設することが可能である。

あらかじめ形状変更・移設を行う構造物を第 8 図及び第 10 図に示す。

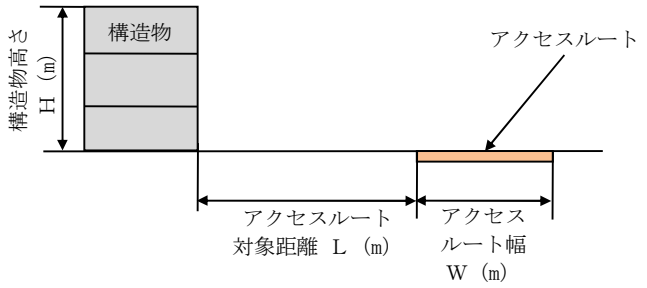
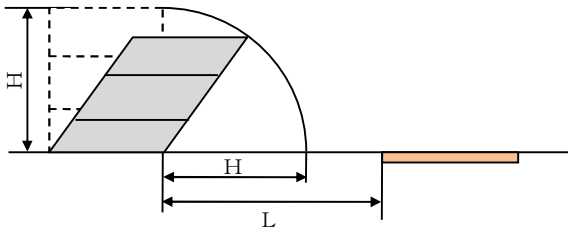
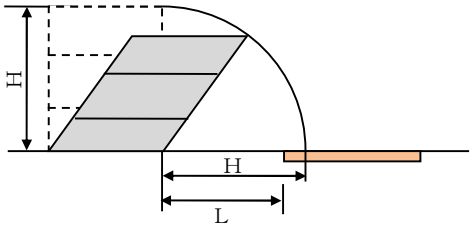
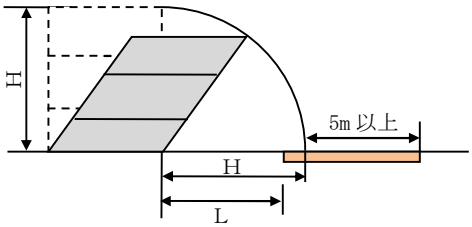
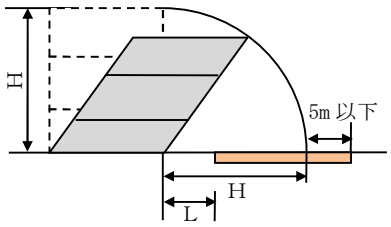
※必要な幅員（5m）は，重大事故等対応において早急に確保すべきアクセスルート幅として，車両通行幅 3m（重大事故等発生直後にアクセスルートの通行を想定している可搬型設備のうち，車幅が最大となる「可搬型代替大型注水ポンプ（車幅：2.49m)」に余裕を考慮)及び，ホース敷設幅 2m(原子炉注水等用の 200A ホース 3 本＋水源補給用の 200A ホース 1 本＋放水用の 300A ホース 2 本の計 6 本を敷設した場合の占有幅（1.4m）に余裕を考慮）から設定

第 3 表　建屋の損傷モード及び損壊による影響範囲

損傷モード	層崩壊	転倒崩壊
阪神・淡路大震災時の被害の特徴※	○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な要因に挙げられる。 ○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。	○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。
想定される損傷モード	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。 	1 階層崩壊後に転倒に至る崩壊を想定した。 
想定する建屋の損壊範囲	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。 	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。 
建屋の損壊による影響範囲	H （建屋高さ分を設定）	

※「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　構造物（建屋，機器類）損壊時の影響評価方法

<table>
<tr><th colspan="2">構造物とアクセスルートの位置関係</th></tr>
<tr><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><th>L－H が正の値の場合</th><th>L－H が負の値の場合</th></tr>
<tr><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>構造物が損壊してもがれきがアクセスルートに届かないため，通行性に影響なし
→判定「A」</td><td>構造物が損壊するとがれきがアクセスルートに干渉するため，詳細評価が必要となる</td></tr>
<tr><th>L＋W－H が 5m 以上の場合</th><th>L＋W－H が 5m 未満の場合</th></tr>
<tr><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>がれきがアクセスルートに干渉するが，道幅 5m を確保可能なため，通行性に影響なし
→判定「A」</td><td>道幅 5m が確保困難なため，がれき撤去，人力によるホース等の敷設，別ルートの通行のいずれかの対応が必要
→判定「B」，「C」</td></tr>
<tr><th colspan="2">【判定】</th></tr>
<tr><td colspan="2">「A」：通行性に影響がない構造物
（耐震性があるため損壊しない，がれきがルートに干渉しない，がれきがルートに干渉するがルートの必要幅が確保可能，設備の移設等の対策を実施）
「B」：がれき撤去によりアクセスルートを確保する構造物
（車両通行のみの場合はがれき撤去不要な構造物も含む）
「C」：がれき発生時は別ルートを通行する構造物</td></tr>
</table>

アクセスルート対象距離：L の設定にあたり，全ての構造物の影響範囲を確認（参考資料-1）した上で，アクセスルートに干渉する可能性のある面との距離を算出する。

第５表　屋外アクセスルートの影響評価結果（建屋）（1／3）

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2,5図	1	機械工作室用ボンベ庫	S	2.5	29.7	7.5	損壊による影響範囲をHとして評価	27.2	34.7	A
	2	監視所	RC	4.6	2.2	7.5		-2.4	5.1	A
	3	消防自動車車庫	S	5.0	7.9	10.0		2.9	12.9	A
	4	H2O2ボンベ庫	S	4.4	24.6	7.5		20.2	27.7	A
	5	機械工作室	S	10.3	33.2	7.5		22.9	30.4	A
	6	屋内開閉所	S	16.8	8.3	10.0		-8.5	1.5	B
	7	パトロール車車庫	S	6.0	3.0	10.0		-3.0	7.0	A
	8	H2CO2ガスボンベ貯蔵庫	S	5.5	14.3	10.0		8.8	18.8	A
	9	主発電機用ガスボンベ庫	S	4.5	26.1	10.0		21.6	31.6	A
	10	タービン建屋	RC	32.5	39.2	10.0		6.8	16.8	A
	11	原子炉建屋	RC	－	－	－	耐震評価により損壊しないことを確認	－	－	A
	12	サービス建屋	RC	14.7	31.4	7.5	損壊による影響範囲をHとして評価	16.7	24.2	A
					0.0	5.0		-14.7	-9.7	C※3
	13	水電解装置建屋	RC	8.2	8.2	10.2		0.0	10.2	A
	14	ベーラー建屋	RC	6.0	6.0	5.0		0.0	5.0	A
	15	サンプルタンク室（R／W）	S	9.9	0.0	5.0		-9.9	-4.9	－
	16	ヘパフィルター室	RC	5.7	1.4（東側）	5.0		-4.3	0.7	－※1
					3.2（南側）	5.0		-2.5	2.5	－
	17	マイクロ無線機室	S	3.6	3.6	5.0		0.0	5.0	A
	18	モルタル混練建屋	S	14.9	12.4	5.5		-2.5	3.0	B
	19	増強廃棄物処理建屋	RC	－	－	－	耐震評価により損壊しないことを確認	－	－	A
	20	排気塔モニター室	RC	4.0	11.7	10.2	損壊による影響範囲をHとして評価	7.8	18.0	A
	21	機器搬入口建屋	S	8.4	7.5	10.0		-0.9	9.1	A
	22	地下排水上屋（東西）	RC	2.9	14.1	10.0		11.2	21.2	A
	23	CO2ボンベ室	S	4.9	5.9	10.0		1.1	11.1	A
	24	チェックポイント	RC	11.4	11.4	10.0		0.0	10.0	A
	25	サービス建屋～チェックポイント歩道上屋	S	2.0	0.0	10.0		－	－	A※2
	26	サービス建屋ボンベ室	S	3.2	2.3	5.0		-0.9	4.2	C※3

【判定】 □：「A」通行性に影響がない構造物（耐震性があるため損壊しない，がれきがルートに干渉しない，がれきがルートに干渉するがルートの必要幅が確保可能，設備の移設等の対策を実施）

■：「B」がれき撤去によりアクセスルートを確保する構造物（車両通行のみの場合はがれき撤去不要な構造物も含む）

■：「C」がれき発生時は別ルートを通行する構造物

■：がれき発生時は重機によるがれき撤去は行わずに人力でがれき上にホース等を敷設する構造物

※1：ヘパフィルタ室東側は，がれき上にホースを敷設する。南側はがれき影響がないルートにホースを敷設する。

※2：対策を実施することで通行性を確保（第８図参照）

※3：当該構造物近傍のルートは，放水砲設置時にだけ使用するルートであるため，がれき影響がある場合はがれき影響がない箇所に放水砲を設置する

第５表　屋外アクセスルートの影響評価結果（建屋）（2／3）

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2,5図	27	所内ボイラー用ボンベ庫	S	2.5	33.1	7.5	損壊による影響範囲をHとして評価	30.6	38.1	A
	28	擁壁①	S	3.6	1.5	7.5		-2.1	5.4	A
	29	別館	RC	9.4	19.5	7.5		10.1	17.6	A
	30	PR第二電気室	RC	4.3	18.5	7.5		14.2	21.7	A
	31	給水処理建屋	S	9.0	35.1	7.5		26.2	33.7	A
第3,6図	32	固体廃棄物貯蔵庫A棟	RC	5.9	2.5	7.5		-3.4	4.1	C
	33	固体廃棄物貯蔵庫B棟	RC	10.6	3.6	10.5		-7.0	3.5	C
	34	給水加熱器保管庫	RC	9.4	6.2	15.0		-3.2	11.8	A
	35	取水口電気室	RC	4.0	18.3	7.5		14.3	21.8	A
	36	屋外第二電気室	S	5.5	3.1	7.5		-2.4	5.1	A
	37	補修装置等保管倉庫	S	10.0	2.9	10.2		-7.1	3.1	B
	38	プロパンガスボンベ室	S	7.3	1.5	10.0		-5.8	4.2	B
	39	機材倉庫	S	9.8	2.7	10.2		-7.1	3.1	B
	40	No.1保修用油倉庫	S	4.9	20.2	10.2		15.3	25.5	A
	41	No.2保修用油倉庫	S	4.9	20.2	10.2		15.3	25.5	A
	42	固体廃棄物作業建屋	RC	20.7	0（東側）	9.0		-20.7	-11.7	C
					0（南側）	9.0		-20.7	-11.7	C
第4,7図	43	緊急時対策室建屋	RC	13.8	0.9	7.5		-12.9	-5.4	C
	44	事務本館	RC	28.2	20.5	7.5		-7.7	-0.2	C
	45	原子炉建屋（東Ⅰ）	RC	61.0	80.3	5.0		19.3	24.3	A
	46	タービンホール（東Ⅰ）	S	23.8	20.9	7.5		-3.0	4.6	C
	47	サービス建屋（東Ⅰ）	RC	9.9	1.9	9.0		－	－	A※
	48	燃料倉庫	S	12.4	11.2	10.0		-1.2	8.8	A
	49	工具倉庫	S	2.9	11.2	10.0		8.3	18.3	A
	50	固化処理建屋	RC	9.0	10.8	8.7		1.8	10.5	A
	51	サイトバンカー建屋（東Ⅰ）	S	9.9	6.3（北側）	9.0		-3.6	5.4	B
					0.0（東側）	13.7		-9.9	3.8	B
	52	放射性廃液処理施設	S	9.4	20.7	10.0		11.3	21.3	A
	53	地下タンク上屋（東）	S	4.0	20.7	10.0		16.7	26.7	A
	54	地下タンク上屋（西）	S	6.7	20.7	10.0		14.0	24.0	A
	55	使用済燃料貯蔵施設	S	21.7	45.1	10.0		23.4	33.4	A
	56	Hバンカー	S	16.6	57.9	10.0		41.3	51.3	A
	57	黒鉛スリーブ貯蔵庫	S	15.0	28.7	10.0		13.7	23.7	A
	58	燃料スプリッタ貯蔵庫	S	15.0	22.3	10.0		7.3	17.3	A
	59	低放射性固体廃棄物詰ドラム貯蔵庫	S	5.5	42.1	10.0		36.6	46.6	A

【判定】 □：「A」通行性に影響がない構造物（耐震性があるため損壊しない，がれきがルートに干渉しない，がれきがルートに干渉するがルートの必要幅が確保可能，設備の移設等の対策を実施）

■：「B」がれき撤去によりアクセスルートを確保する構造物（車両通行のみの場合はがれき撤去不要な構造物も含む）

■：「C」がれき発生時は別ルートを通行する構造物

■：がれき発生時は重機によるがれき撤去は行わずに人力でがれき上にホース等を敷設する構造物

※対策を実施することで通行性を確保（第９図参照）

第５表　屋外アクセスルートの影響評価結果（建屋）（3／3）

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4,7図	60	保修機材倉庫	S	5.5	31.1	8.0	損壊による影響範囲をHとして評価	25.6	33.6	A
	61	ボーリングコア倉庫	S	3.3	72.3	10.0		69.0	79.0	A
	62	ランドリー建屋	RC	4.1	14.7	8.0		10.6	18.6	A
	63	再利用物品置場テントNo.4	－	6.4	8.1	8.0		1.7	9.7	A
	64	再利用物品置場テントNo.5	－	6.2	15.3	8.0		9.1	17.1	A
	65	再利用物品置場テントNo.6	－	6.3	22.6	8.0		16.3	24.3	A
	66	ボイラー上屋	S	6.9	37.4	8.0		30.5	38.5	A
	67	使用済燃料乾式貯蔵建屋	RC	22.0	23.0	10.0		1.0	11.0	A
	68	非常用ディーゼルポンプ室	RC	5.2	4.8	7.5		-0.4	7.1	A
	69	C.W.P制御盤室	S	4.0	33.1	7.5		29.1	36.6	A
	70	油倉庫	S	7.0	16.9	5.0		9.9	14.9	A
	71	配電設備室	RC	3.2	39.2	5.0		36.0	41.0	A
	72	水処理倉庫	S	2.8	40.8	7.5		38.0	45.5	A
	73	資料2号倉庫	S	5.6	18.0	5.0		12.4	17.4	A
	74	資料5号倉庫	S	5.5	16.8	8.0		11.3	19.3	A
	75	資料4号倉庫	S	7.2	5.6	8.0		-1.6	6.4	A
	76	擁壁②	RC	3.0	1.5	7.5		-1.5	6.0	A
	77	常設代替高圧電源装置	RC	－	－	－	耐震評価により損壊しないことを確認	－	－	A
第2,5図	78	排水処理建屋	RC	9.5	52.6	7.5	損壊による影響範囲をHとして評価	43.1	50.6	A
	79	送水ポンプ室	RC	2.8	28.0	7.0		25.2	32.2	A
	80	受水槽量水器小屋	S	2.5	40.1	7.5		37.6	45.1	A
	81	加圧式空気圧縮機小屋	S	3.5	57.5	7.0		54.0	61.0	A
	82	飲料水ポンプ室	S	2.5	42.8	7.0		40.3	47.3	A
第4,7図	83	空気圧縮機室	S	6.0	57.9	8.0		51.9	59.9	A
	84	ホットワークショップ	S	12.5	41.5	8.0		29.0	37.0	A
	85	屋外タンク上屋	S	6.5	39.0	8.0		32.5	40.5	A
	86	飲料水次亜鉛滅菌装置室	RC	3.3	55.6	7.5		52.3	59.8	A
第1図	87	緊急時対策所建屋	RC	－	－	－	耐震評価により損壊しないことを確認	－	－	A
	88	原子力館	RC	16.2	91.7	10.0	損壊による影響範囲をHとして評価	75.5	85.5	A
	89	正門監視所	RC	4.0	60.3	10.0		56.3	66.3	A
	90	放管センター	S	8.1	83.3	10.0		75.2	85.2	A

【判定】 □：「A」通行性に影響がない構造物（耐震性があるため損壊しない，がれきがルートに干渉しない，がれきがルートに干渉するがルートの必要幅が確保可能，設備の移設等の対策を実施）

■：「B」がれき撤去によりアクセスルートを確保する構造物（車両通行のみの場合はがれき撤去不要な構造物も含む）

■：「C」がれき発生時は別ルートを通行する構造物

■：がれき発生時は重機によるがれき撤去は行わずに人力でがれき上にホース等を敷設する構造物

第６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	構造物諸元		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図	A	275kV送電鉄塔（No.1）	57.5	56.0	10.0	損壊による影響範囲をHとして評価	-1.5	8.5	A
	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	32.3	8.0	損壊による影響範囲をHとして評価	-0.3	7.7	A
第2,5図	E	多目的タンク	13.3	10.8	7.5		-2.5	5.0	A
	F	純水貯蔵タンク	10.0	19.1	7.0		9.1	16.1	A
	G	ろ過水貯蔵タンク	13.3	25.6	7.0		12.4	19.4	A
	H	原水タンク	10.7	30.9	7.0		20.3	27.3	A
	I	溶融炉苛性ソーダタンク	2.1	0.0	9.0		-2.1	6.9	A※2
	J	溶融炉アンモニアタンク	1.4	0.0	9.0		-1.4	7.6	A※2
	K	主変圧器	10.0	12.3	10.0		2.3	12.3	A
	L	所内変圧器	5.4	25.3	10.0		19.9	29.9	A
	M	起動変圧器	7.4	28.9	7.5		21.5	29.0	A
	N	予備変圧器	6.0	6.0	5.0		0.0	5.1	A
	O	増強廃棄物処理建屋 換気空調ダクト	7.6	0.0	5.0		－	－	—
	P	主排気ダクト	26.4	0.0	5.0		－	－	C※1
	Q	排気筒（東二）	－	－	－	耐震評価により損壊しないことを確認	－	－	A
第4,7図	R	排気筒（東Ⅰ）	89.7	99.6	5.0	損壊による影響範囲をHとして評価	9.9	14.9	A
	S	No.1所内トランスN2タンク	2.7	12.5	7.5		9.8	17.3	A
	T	No.1主トランスN2タンク	4.5	11.9	7.5		7.4	14.9	A
	U	No.2主トランスN2タンク	4.5	11.9	7.5		7.4	14.9	A
	V	No.2所内トランスN2タンク	2.7	12.5	7.5		9.8	17.3	A
	W	600t純水タンク	9.0	27.5	7.5		18.5	26.0	A
第2,5図	X	154kV引留鉄構	16.50	4.0	7.0		-12.5	-5.5	A※2
	Y	崩壊土砂①	3.00	1.50	7.50	斜面高さの2倍を影響範囲として評価	-4.5	3.00※3	B
第4,7図	Z	崩壊土砂②	3.00	1.50	7.50		-4.5	3.00※3	C
第3,6図	AA	側方流動	－	91.0	7.50（西側）	水際線から100mの範囲を影響範囲として評価	-9.0	-1.5	C
				91.0	20.0（南西側※4）		-9.0	11.0	A

【判定】 □：「A」通行性に影響がない構造物（耐震性があるため損壊しない，がれきがルートに干渉しない，がれきがルートに干渉するがルートの必要幅が確保可能，設備の移設等の対策を実施）

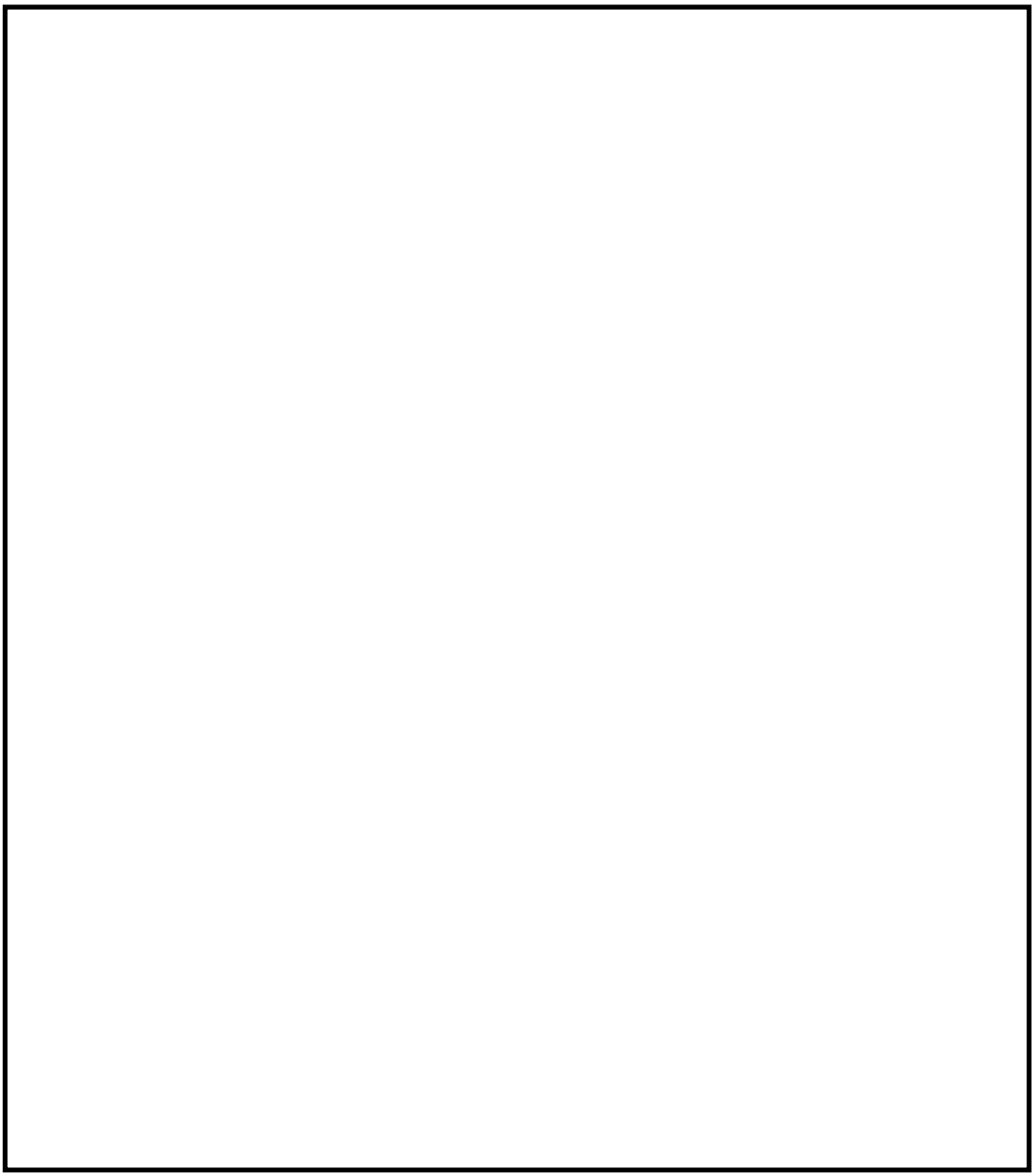
■：「B」がれき撤去によりアクセスルートを確保する構造物（車両通行のみの場合はがれき撤去不要な構造物も含む）

■：「C」がれき発生時は別ルートを通行する構造物

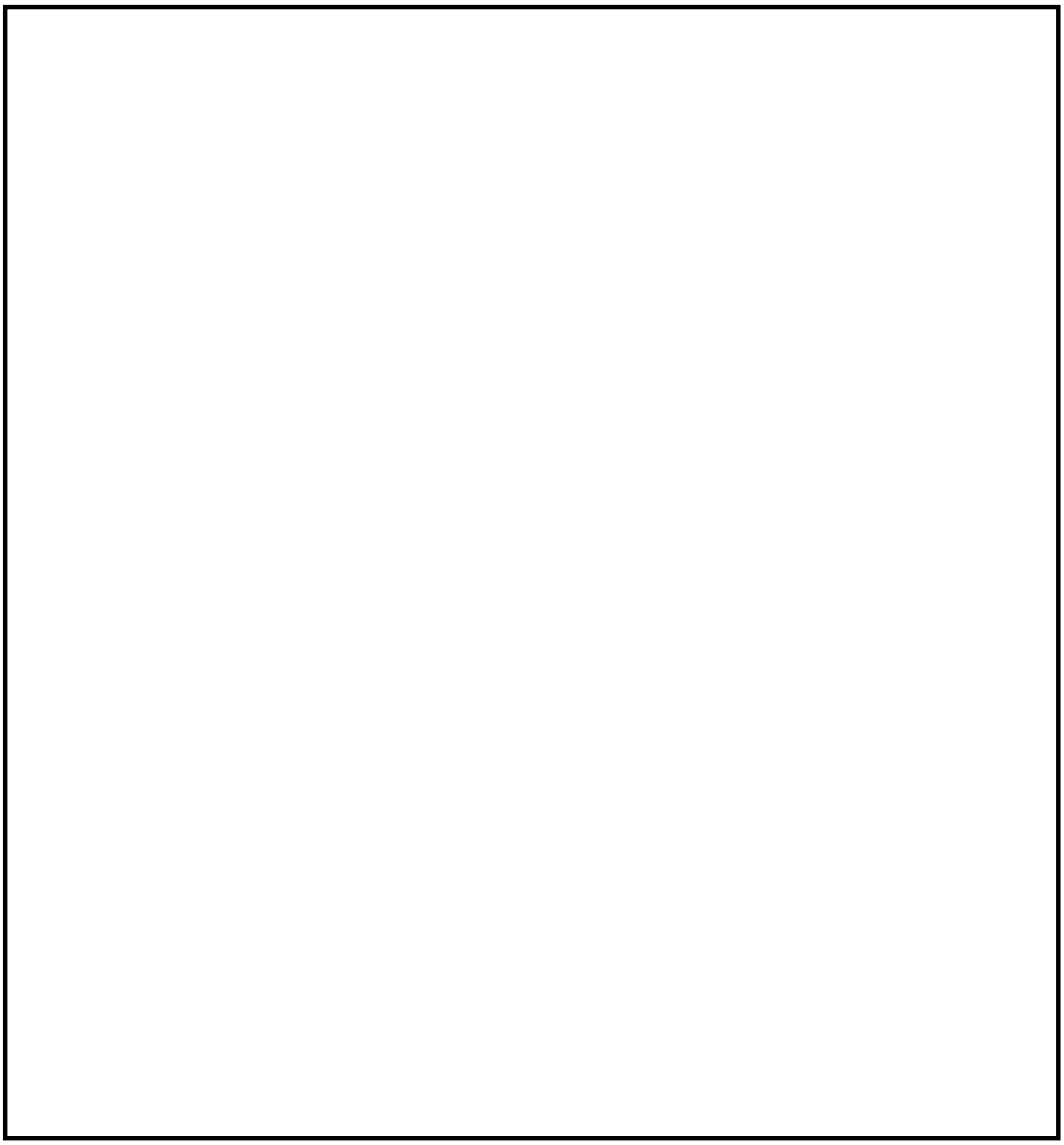
■：がれき発生時は重機によるがれき撤去は行わずに人力でがれき上にホース等を敷設する構造物

※1：当該構造物近傍のルートは，放水砲設置時にだけ使用するルートであるため，がれき影響がある場合はがれき影響がない箇所に放水砲を設置する

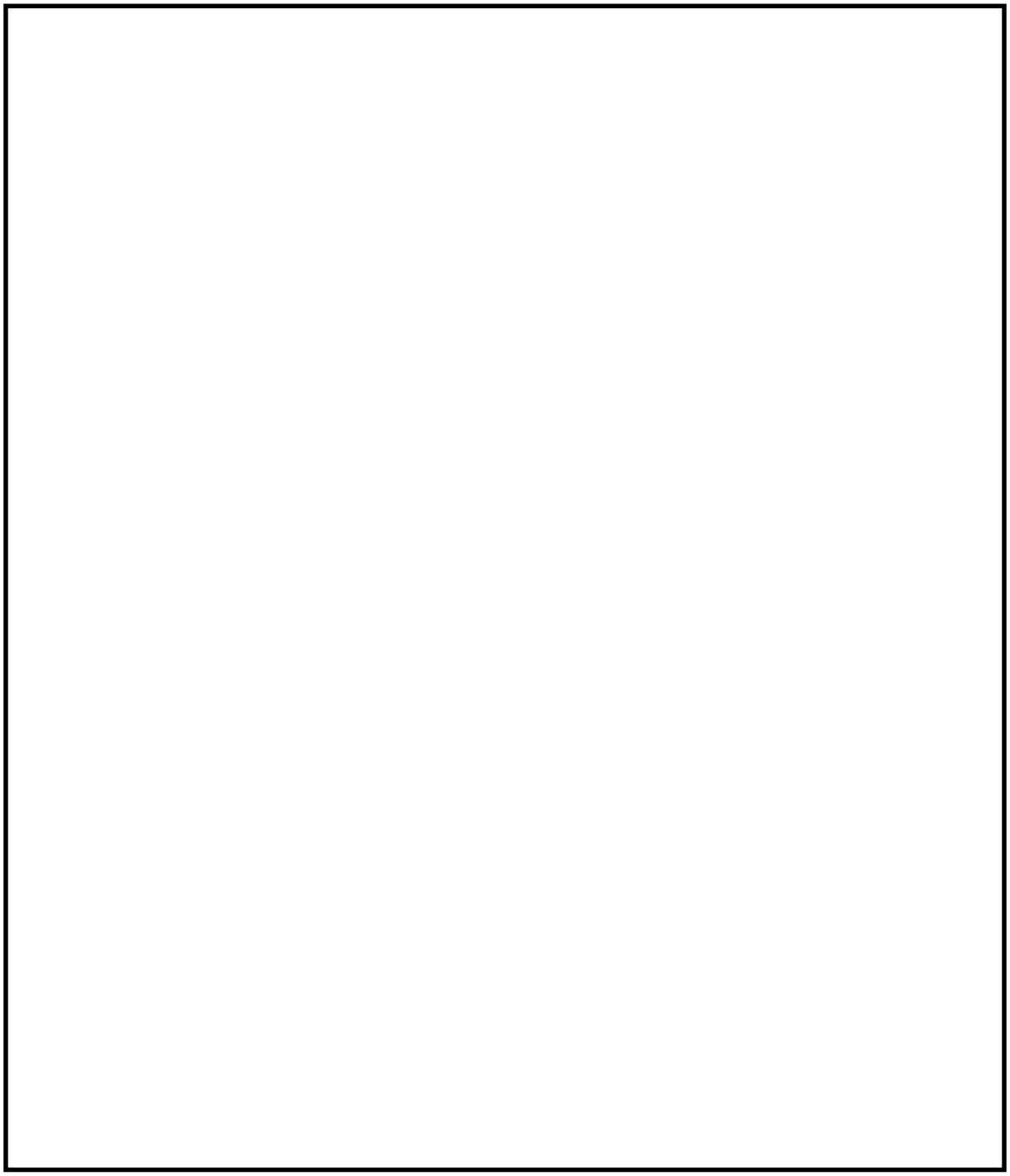
※2：対策を実施することで通行性を確保（第9,10図参照）　※3：L＋W－2H（斜面高さの2倍）で計算　※4：側方流動の影響評価範囲外（道路交差部）



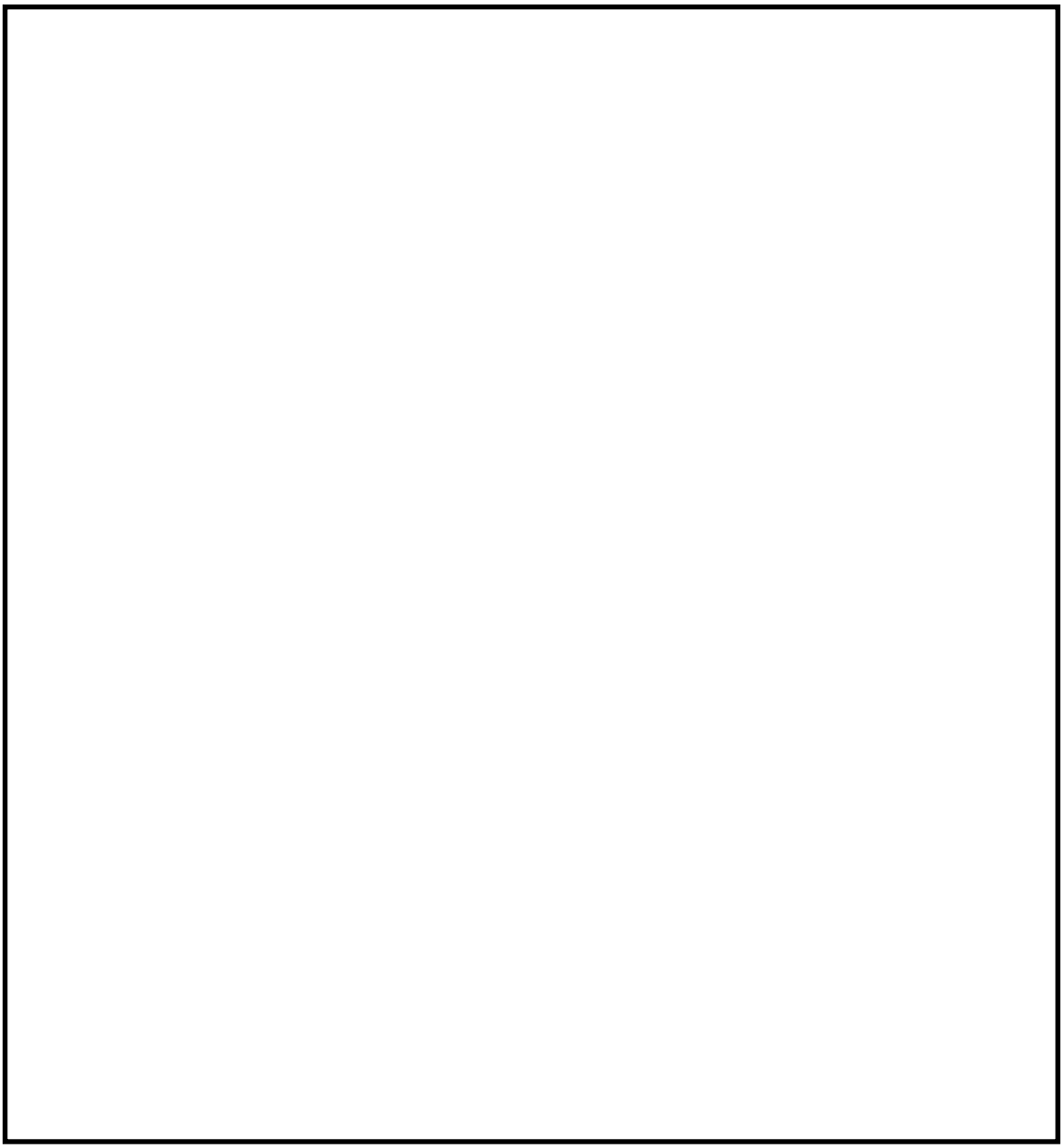
第５図　アクセスルートの周辺構造物（東二側詳細図）



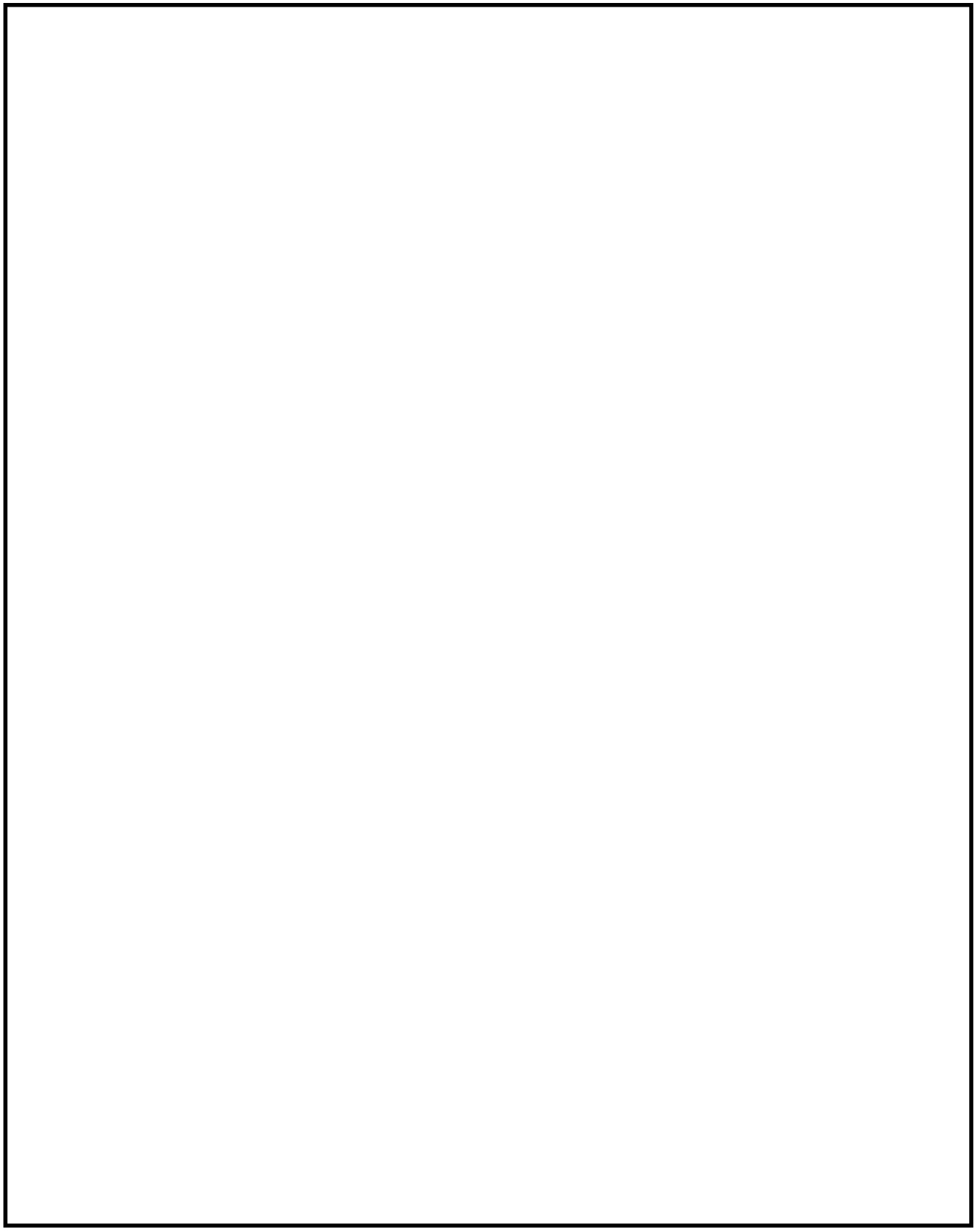
第6図　アクセスルートの周辺構造物（海側詳細図）



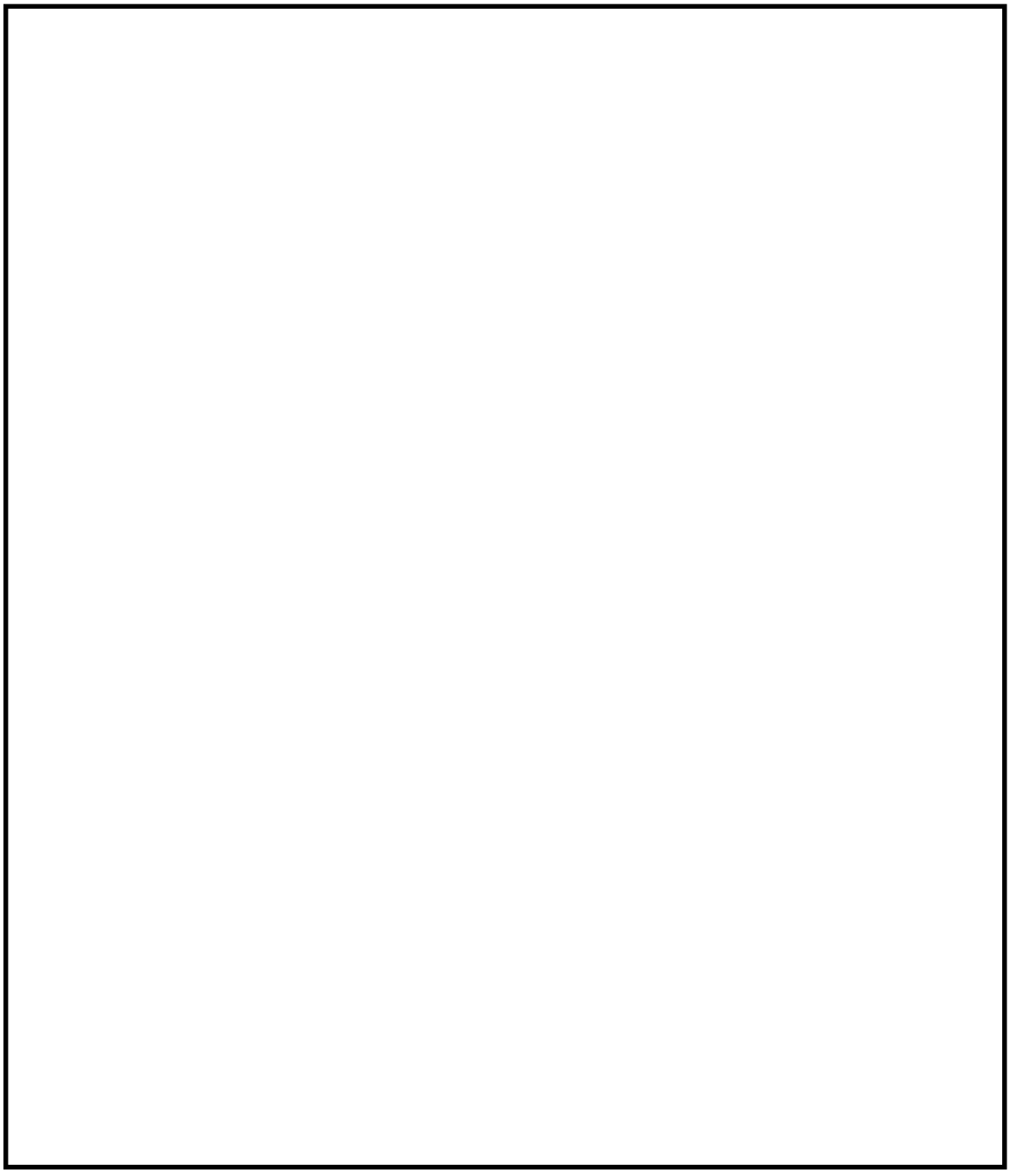
第7図　アクセスルートの周辺構造物（東Ⅰ側詳細図）



第８図　サービス建屋～チェックポイント歩道上屋に対する事前対策（形状変更）



第９図　サービス建屋（東Ⅰ），溶融炉苛性ソーダタンク，
溶融炉アンモニアタンクに対する事前対策（構造変更，移設）



第 10 図　154kV 引留鉄構に対する事前対策（移設）

第 5 表及び第 6 表において，損壊時にアクセスルートに干渉する構造物等（L（アクセスルート対象距離）－H（構造物高さ）の値が負の数の構造物等）について，構造物の影響範囲を確認（参考資料-1）した上で，確保可能なアクセスル

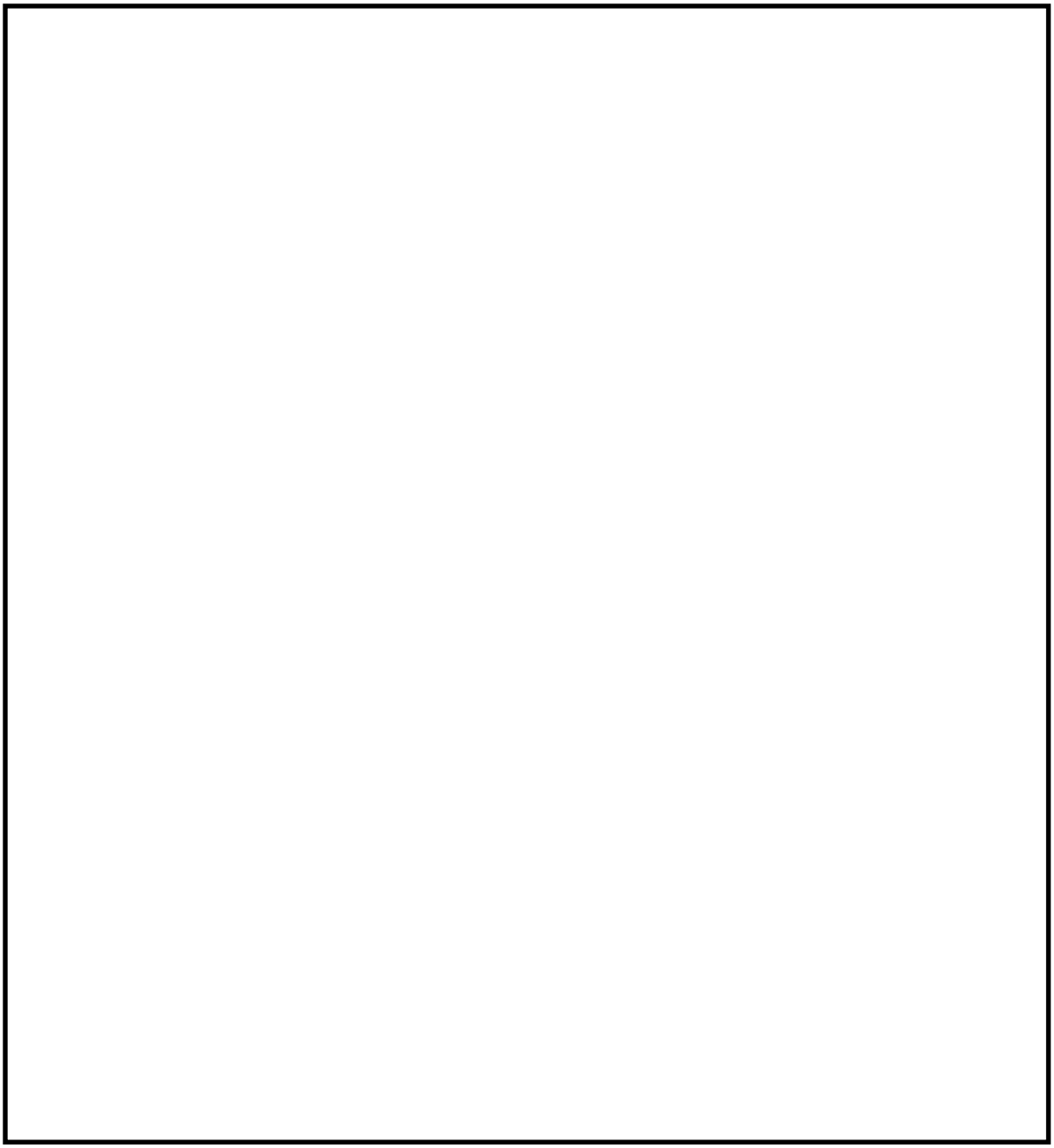
ートの幅員が構造物の単独損壊評価よりも狭くなるおそれがある構造物等について，損壊時に確保可能なアクセスルートの幅員を確認した。評価結果を第 7 表，詳細確認結果を第 12 図，第 13 図，第 15 図，第 16 図及び第 17 図に詳細を示す。

第 7 表　損壊時にアクセスルートに干渉する構造物等の評価結果

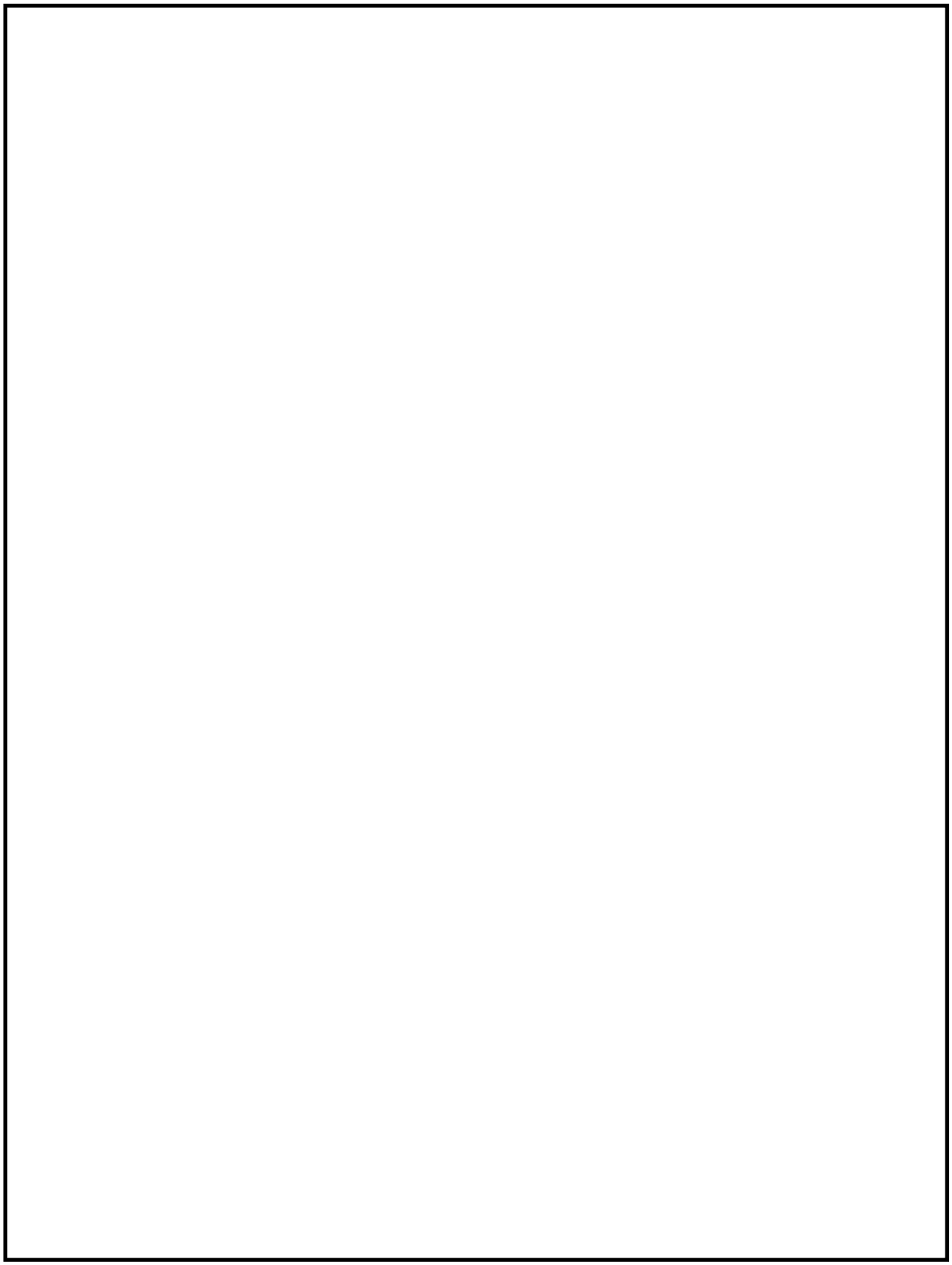
No	損壊時に単独損壊評価よりも幅員が狭くなるおそれのある構造物等の組合せ	損壊時に確保可能な道幅	対応方針	参照図面
16	ヘパフィルター室	0m	がれき撤去は行わずに，人力でがれき上にホース等を敷設する	第12図
0	増強廃棄物処理建屋換気空調ダクト			
37	補修装置等保管倉庫	11m	車両の通行に影響がないことを確認した	第13図
AA	側方流動			
42	固体廃棄物作業建屋	3.8m	がれきの影響を受けないように，アクセスルートを拡幅することで，車両の通行に必要なアクセスルートの幅を確保する	第15図
51	サイトバンカー建屋（東Ⅰ）			
43	緊急時対策室建屋	0m	当該ルートは使用せず，別ルートを使用する	第16図
44	事務本館			
46	タービンホール（東Ⅰ）			
76	擁壁②			
Z	崩壊土砂②			
32	固体廃棄物貯蔵庫A棟	0m	当該ルートは使用せず，別ルートを使用する	第17図
AA	側方流動			

3.　アクセスルートに影響がある構造物の詳細確認

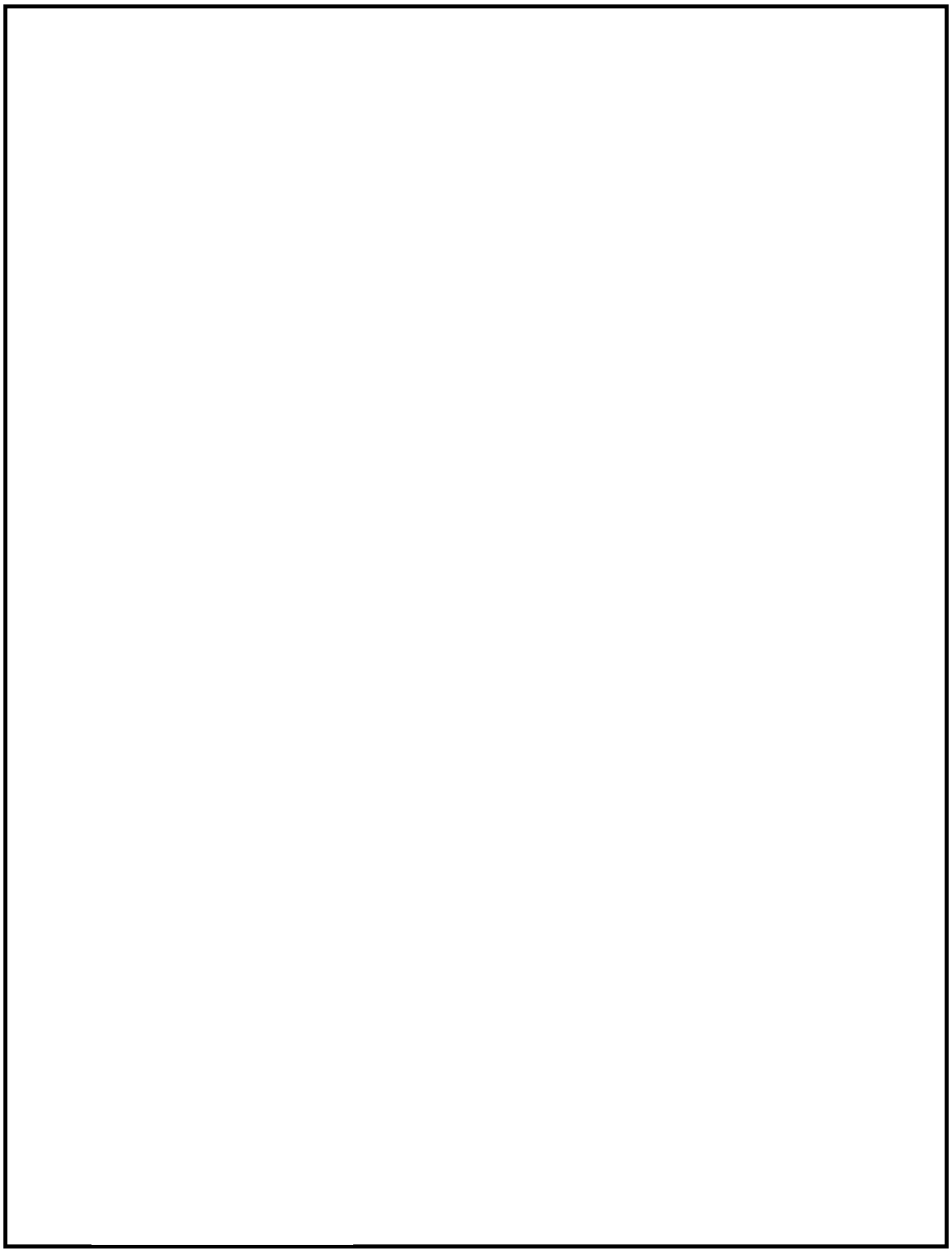
損壊時にアクセスルートに影響がある構造物等のうち，第 5 表及び第 6 表の対応方針にて，がれき撤去によりアクセスルートの確保，または人力にて送水ホースを敷設することで対応するとした構造物等の対応の成立性について，アクセスルート及び近傍構造物等との位置関係及び構造物等の外観を第 11 図から第 17 図に示す。



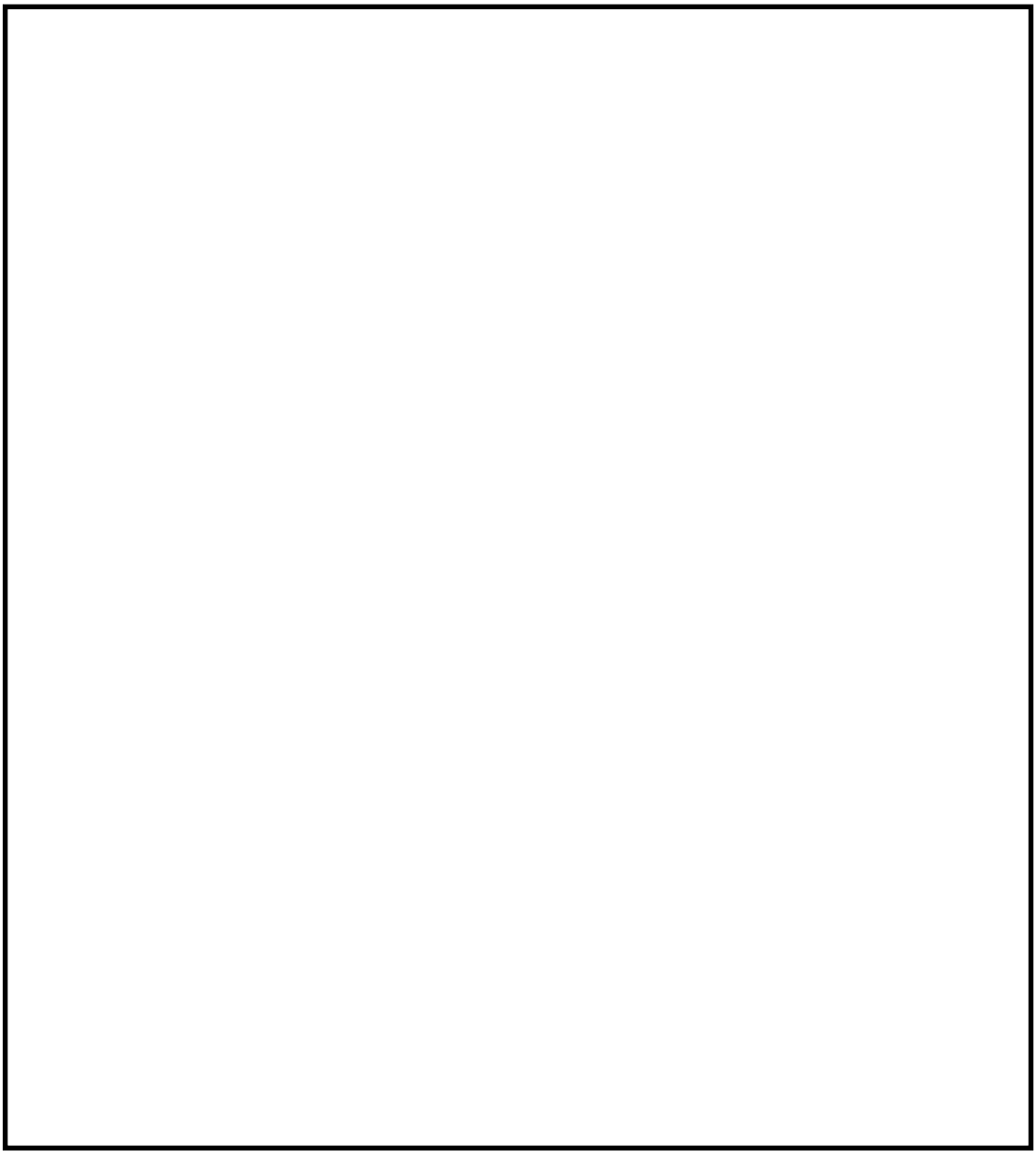
第 11 図　屋内開閉所等の構造物とアクセスルートの位置関係及び構造物外観



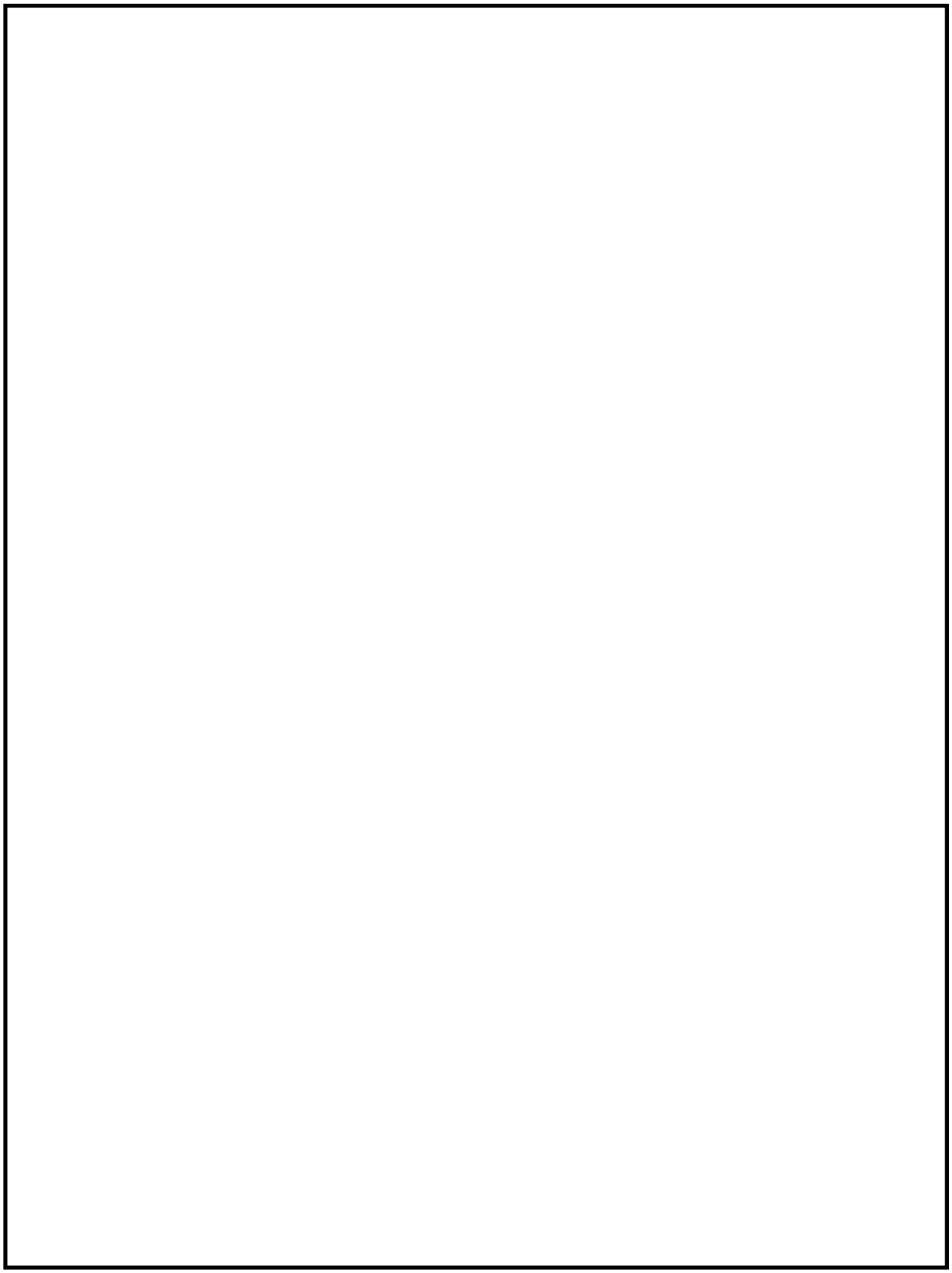
第 12 図　原子炉建屋東側の構造物とアクセスルートの位置関係及び構造物外観
並びに人力によるホース敷設の想定範囲



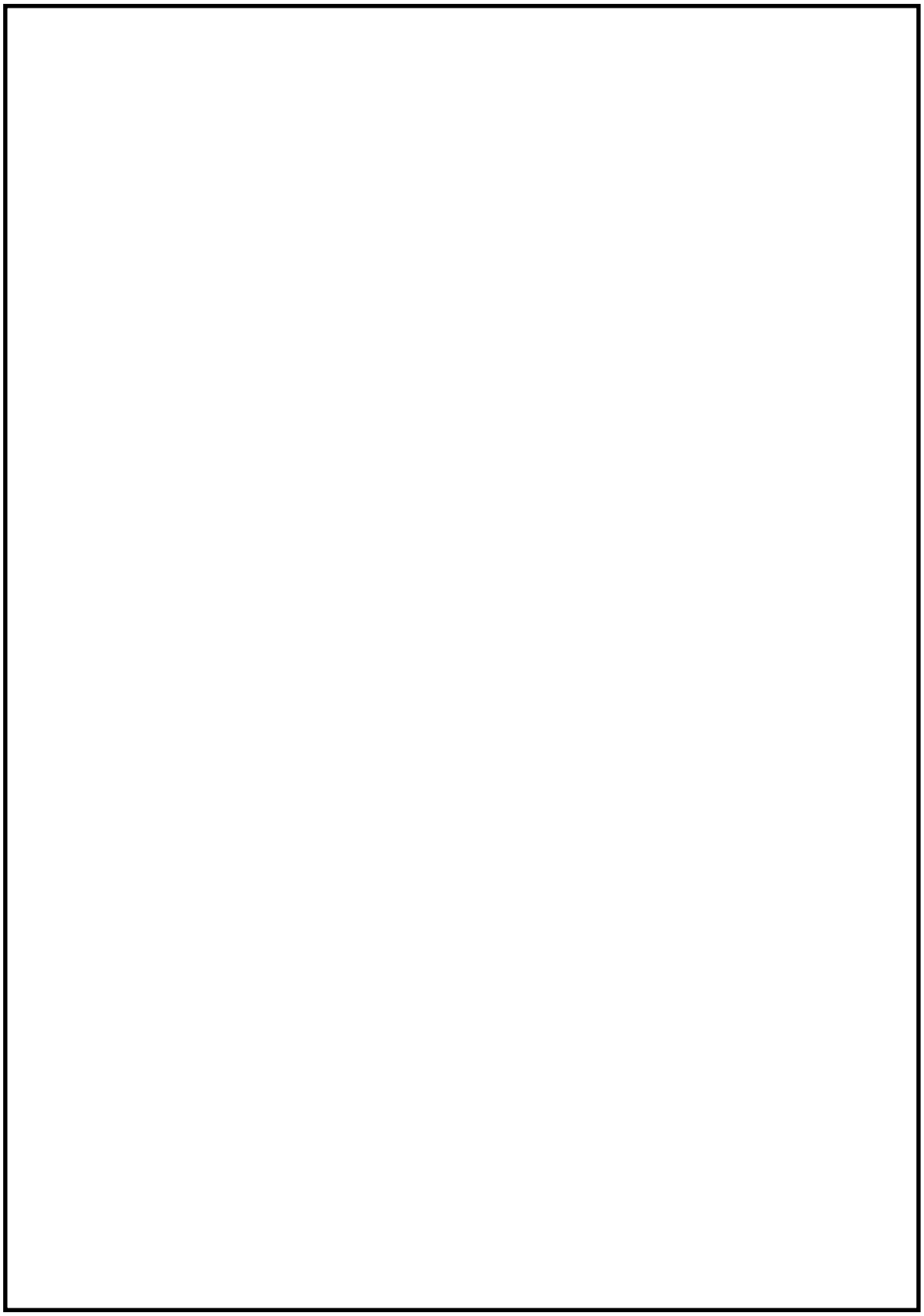
第 13 図　補修装置等保管倉庫，プロパンガスボンベ室等の構造物及び
側方流動とアクセスルートの位置関係及び構造物外観



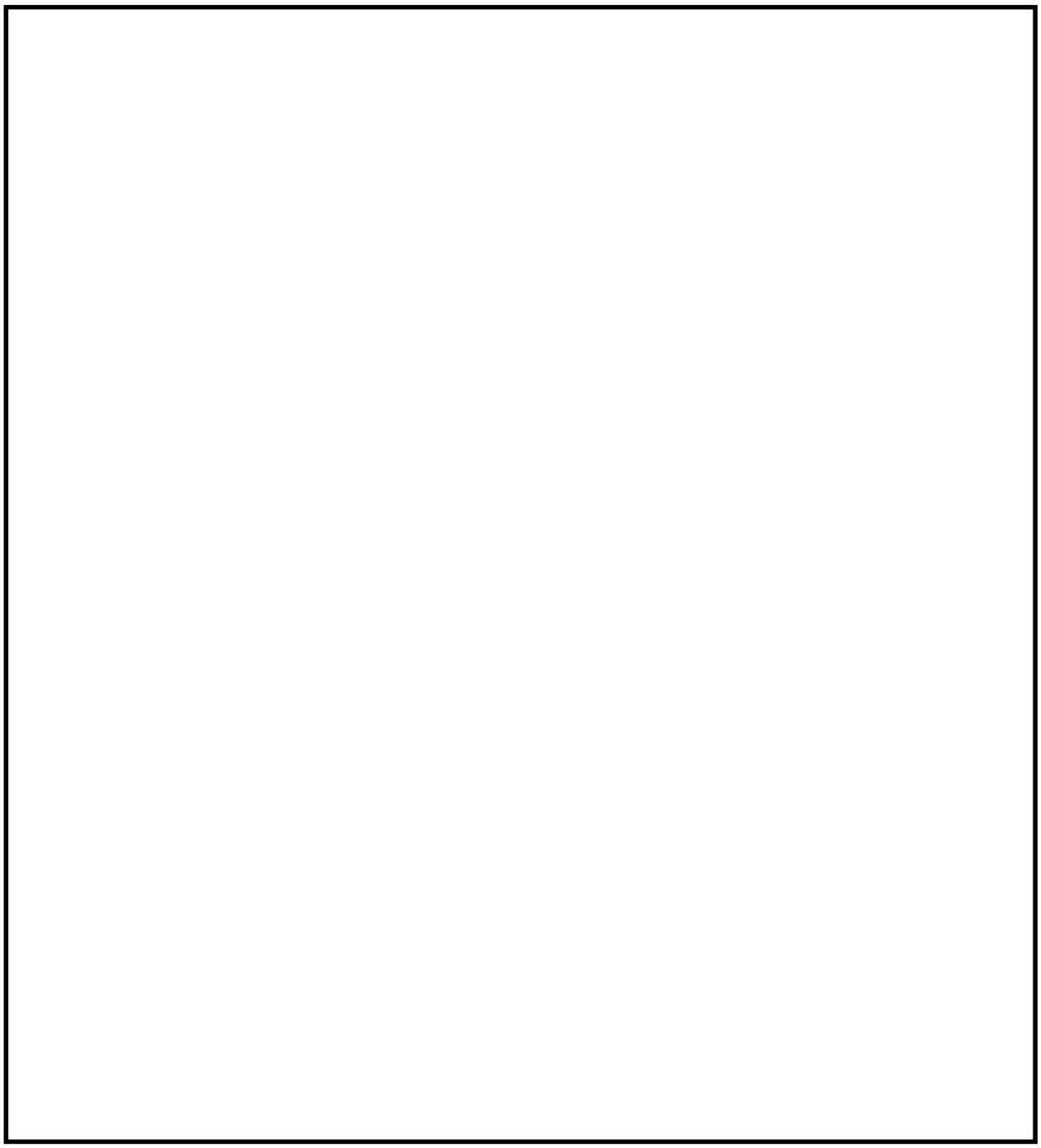
第 14 図　機材倉庫等の構造物とアクセスルートの位置関係及び構造物外観



第 15 図　サイトバンカー建屋（東Ⅰ），サービス建屋（東Ⅰ）等の構造物とアクセスルートの位置関係及び構造物外観並びに人力によるホース敷設の想定範囲



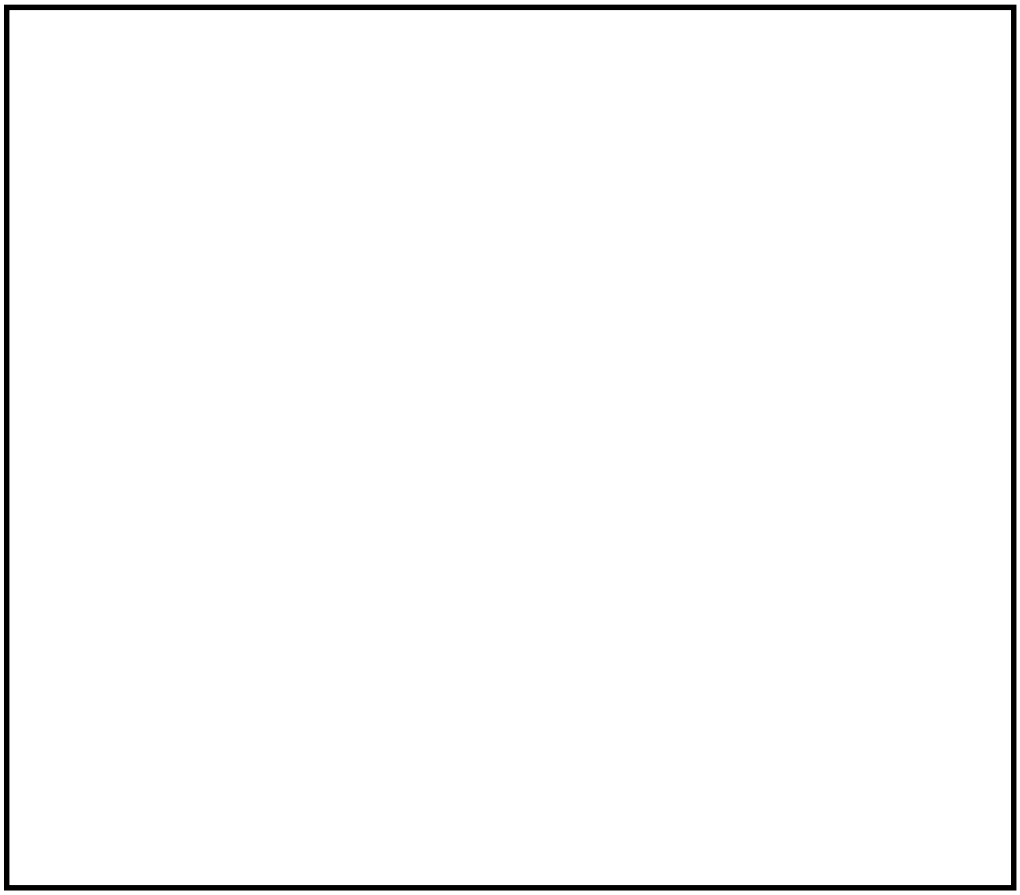
第 16 図　擁壁①，崩壊土砂①等の構造物と
アクセスルートの位置関係及び構造物外観



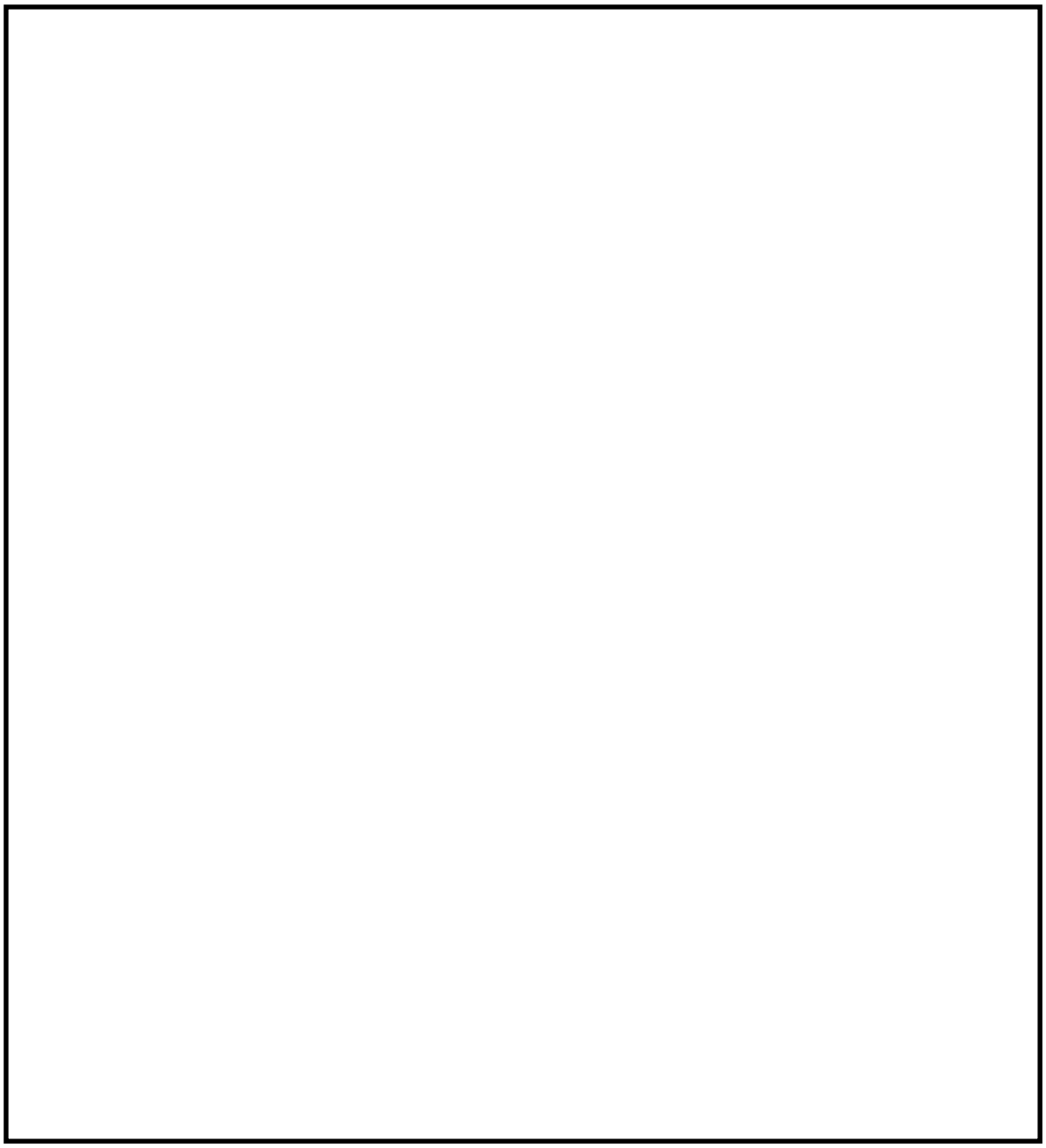
第 17 図　固体廃棄物貯蔵庫 A 棟，側方流動等の構造物と
アクセスルートの位置関係及び構造物外観

敷地内構造物等の損壊時の影響範囲

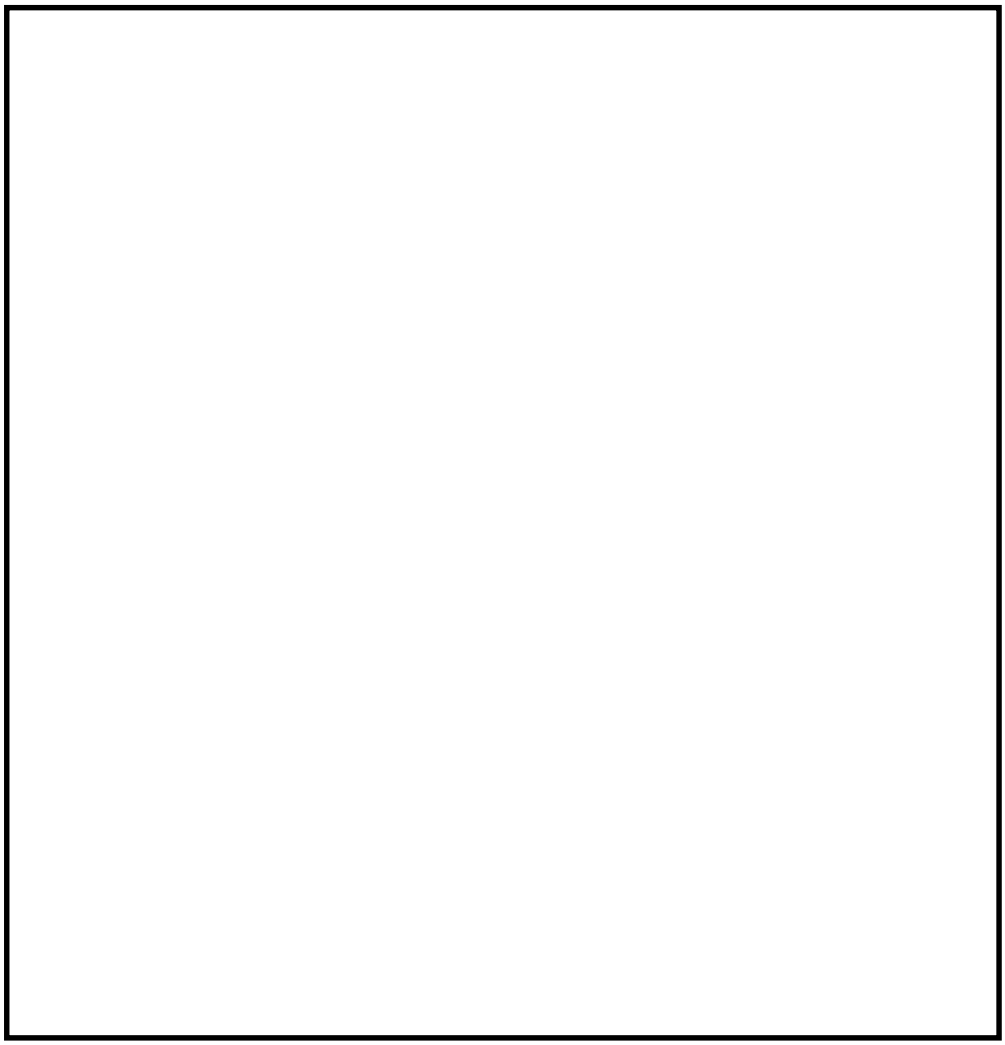
敷地内構造物等の損壊時の影響範囲を第 1 図から第 4 図に示す。



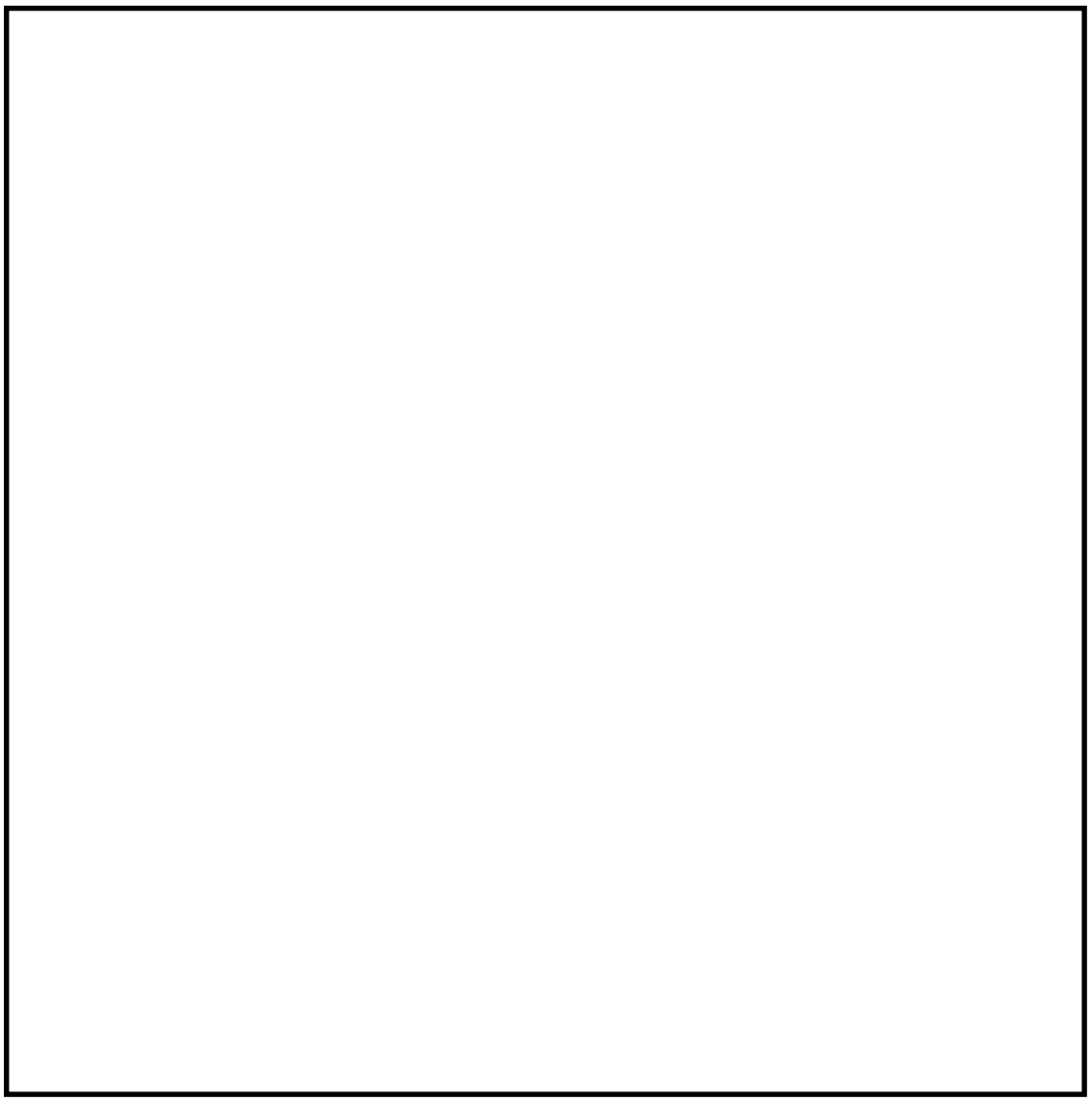
第 1 図　アクセスルートの周辺構造物等（発電所全体）



第 2 図　構造物等の損壊時の影響範囲（東二側詳細図）



第3図　アクセスルートの周辺構造物等（海側詳細図）



第 4 図　構造物等の損壊時の影響範囲（東Ⅰ側詳細図）

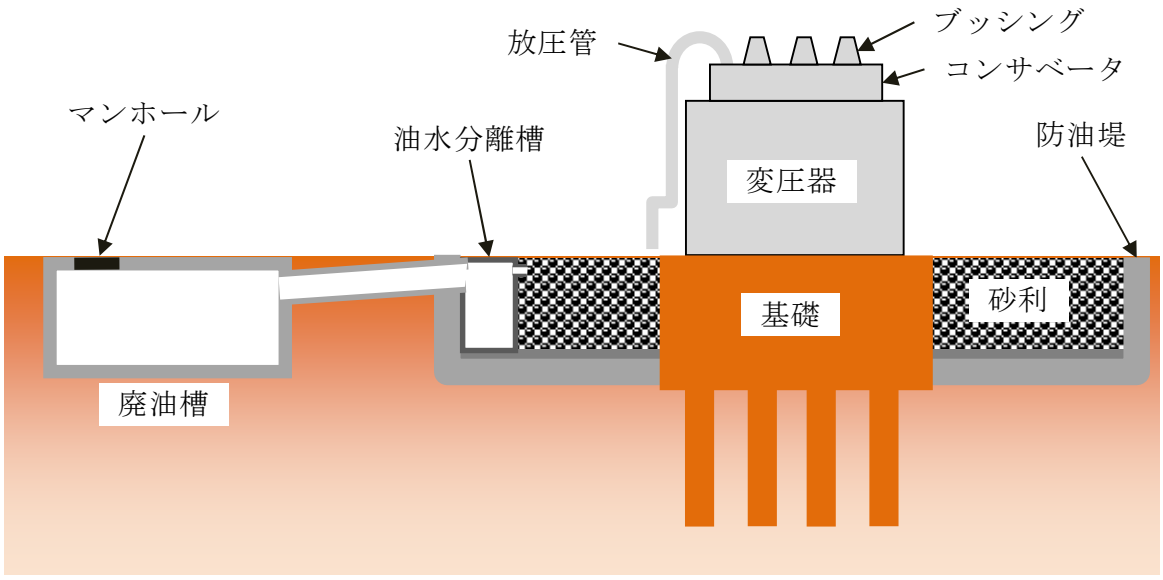
別紙（16）

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槽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

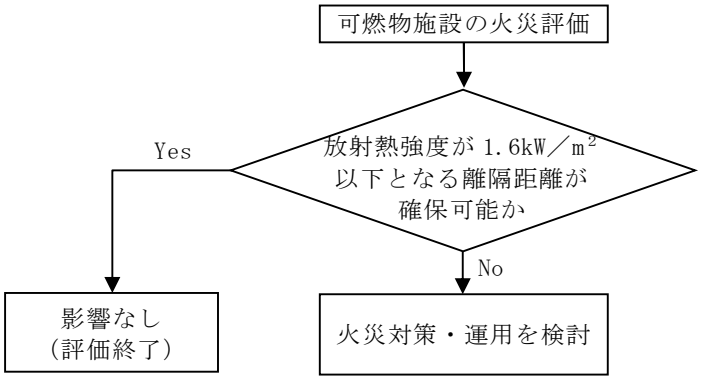
新潟県中越沖地震において，柏崎刈羽原子力発電所の所内変圧器での火災は，地盤の沈下による相対変位が主な原因であった。

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　各主要な変圧器及び可燃物設備の保有油量及び廃油槽受入量

アクセスルート周辺の各主要な変圧器の保有量及び廃油槽受入量を第1表，アクセスルート周辺の可燃物設備の保有油量を第2表に示す。

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
溶融炉灯油タンク	10	灯油
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（旧緊急時対策室）	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成立性を確認するため「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　$m=\frac{H}{R}\fallingdotseq 3$ ，$n=\frac{L}{R}$ ，$A=(1+n)^2+m^2$ ，$B=(1-n)^2+m^2$

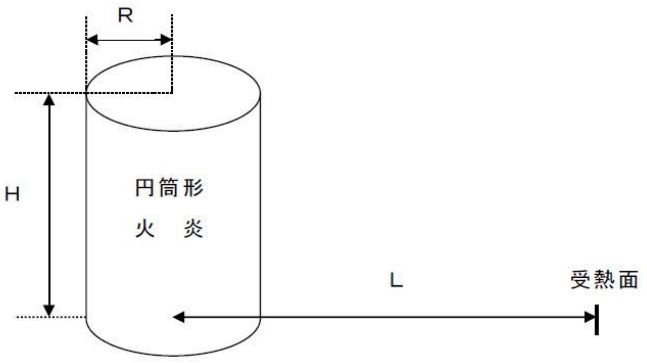
Φ:形態係数，L:離隔距離（m），H:炎の高さ（m），R:燃焼半径（m）

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 Rf 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。

$E=Rf\cdot\Phi$

E：放射熱強度（W／m^2），Rf：輻射発散度（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/m²)	可燃性液体	放射発散度 (kW/m²)
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 (kW/m²)	放射熱強度 (kcal/m²h)	状況および説明	出典
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)

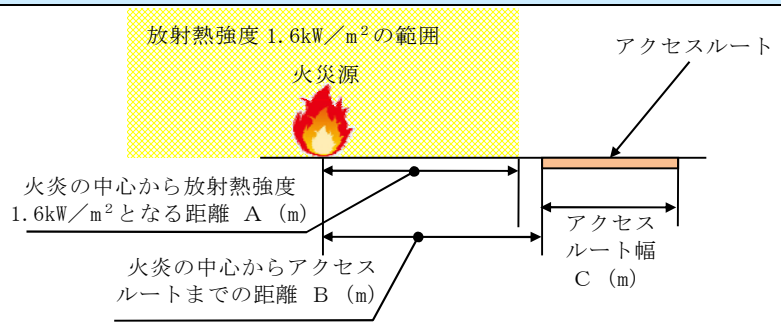
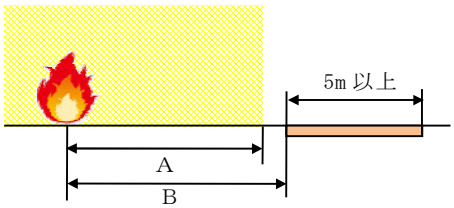
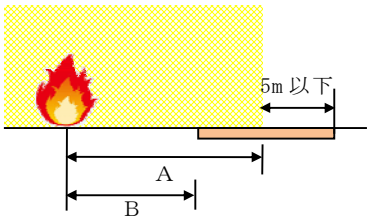
*1) 理科年表
*2) 高圧ガス保安協会：コンビナート保安・防災技術指針（1974）
*3) 消防庁特殊災害室：石油コンビナートの防災アセスメント指針（2001）
*4) 長谷見雄二，重川希志依：火災時における人間の耐放射限界について，日本火災学会論文集，Vol.31,No.1(1981)
*5) Manual of Industrial Hazard Assessment Techniques, ed.P.J.Kayes. Washington, DC: Office of Environmental and Scientific Affairs, World Bank. (1985)

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」の 1.6kW／m² を採用する。

可燃物施設火災時の影響評価方法を第 5 図，各可燃物施設からの放射熱強度を第 6 表に示す。

第５表　可燃物施設火災時の影響評価方法

<table>
<tr><th colspan="2">可燃物施設とアクセスルートの位置関係</th></tr>
<tr><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><th>Ｂ＋Ｃ－Ａ　が 5m 以上の場合</th><th>Ｌ＋Ｗ－Ｈ　が 5m 未満の場合</th></tr>
<tr><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>放射熱強度 1.6kW／m²の範囲がアクセスルートに干渉しない，または道幅 5m が確保可能なため，通行性に影響なし</td><td>放射熱強度 1.6kW／m²の範囲がアクセスルートに干渉し，道幅 5m が確保困難なため，別ルートを通行する</td></tr>
</table>

第 6 表　各可燃物施設からの放射熱強度

可燃物施設	火炎の中心から放射熱強度 1.6kW／m^2 となる距離（m）：A	火炎の中心からアクセスルートまでの距離（m）：B	アクセスルート幅（m）：C	判定値：B＋C－A 5m 以上：影響なし
ディーゼル発電機用燃料タンク※1	10	60.5	7	57.5（影響なし）
溶融炉灯油タンク※1	20	7.2	5	-7.8（別ルートを使用）
構内服洗濯用タンク※1	6	18.3	8	20.3（影響なし）
オイルサービスタンク※1	5	33.0	7	35.0（影響なし）
緊急時対策室建屋（旧緊急時対策室）※2	3	9.8	7	13.8（影響なし）
1 号エステート変圧器※2	6	15.4	7	16.4（影響なし）
2 号エステート変圧器※2	6	15.4	7	16.4（影響なし）
66kV 非常用変電所※2	8	31.4	7	30.4（影響なし）
主変圧器※2	28	17.1	10	-0.1（別ルートを使用）
所内変圧器 ※2	14	31.3	10	27.3（影響なし）
起動変圧器※2	22	31.4	7	16.4（影響なし）
予備変圧器※2	18	18.0	7	7.0（影響なし）

※1：可燃物の滞留範囲を可燃物施設の堰内と想定
※2：可燃物の滞留範囲を可燃物施設の投影面積と想定

可燃物施設のうち，溶融炉灯油タンク又は主変圧器から火災が発生した場合は，火炎中心から放射熱強度 1.6kW／m^2 となる離隔距離の確保が困難であることから，別ルートを使用することとする。

2.3　可燃物施設火災発生時の消火活動について

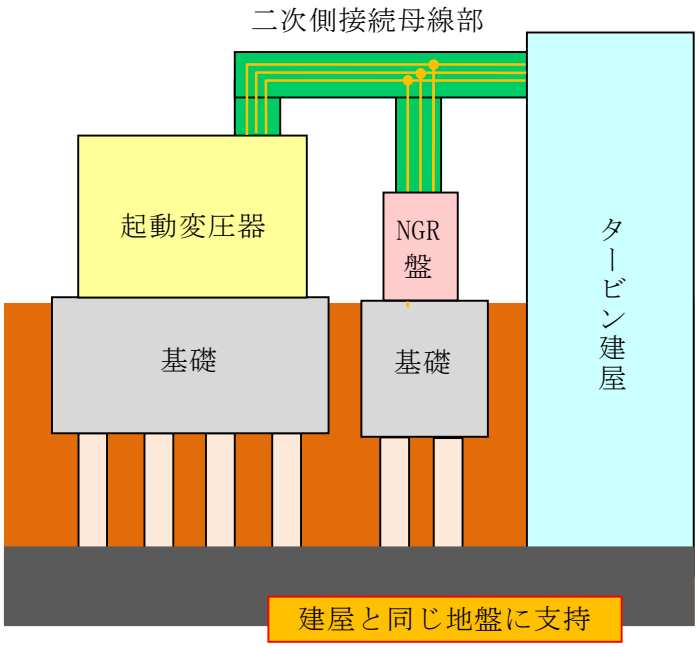
各可燃物施設における火災発生時には，初期消火活動用として配備・保有している水槽付消防ポンプ自動車，化学消防自動車及び泡消火薬剤を用いた消火活動を実施し，被害の拡大を防止する。なお，溶融炉灯油タンクまたは主変圧器から火災が発生した場合でも，消火に必要な容量は確保している。（別紙（17）参照）

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。



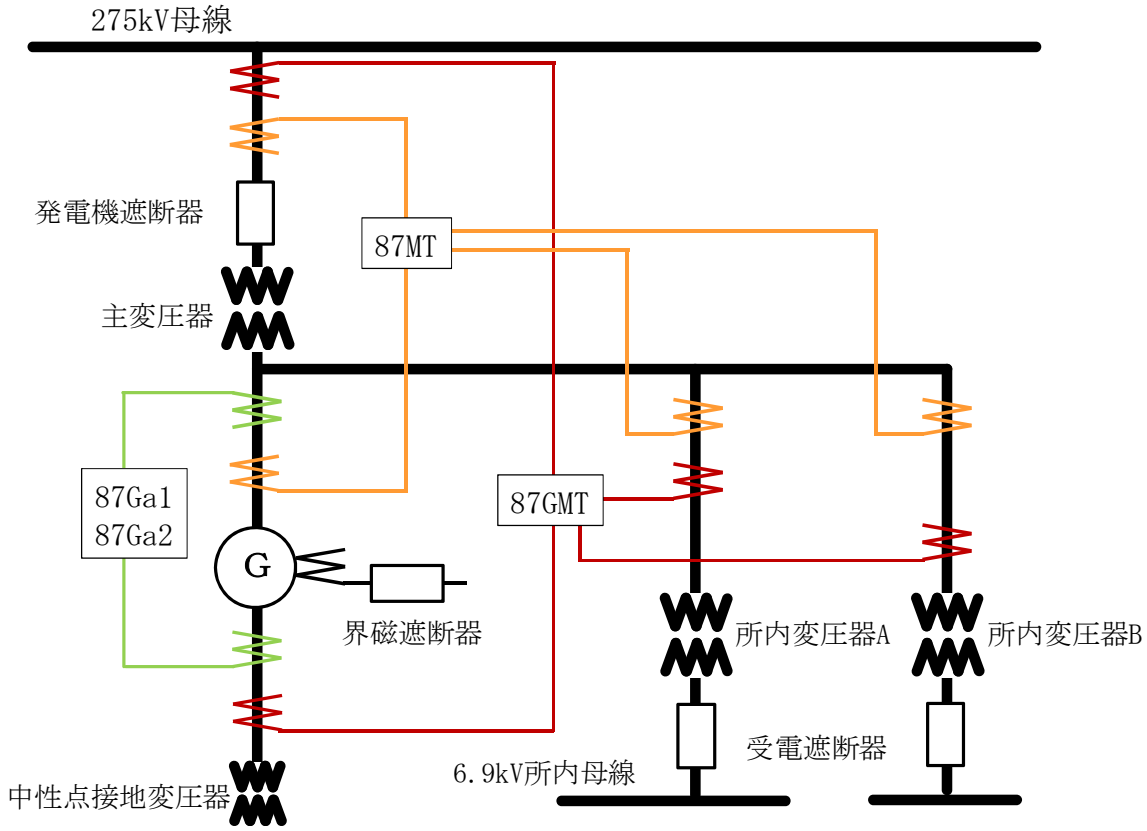
第 1 図　変圧器の基礎構造（例）

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

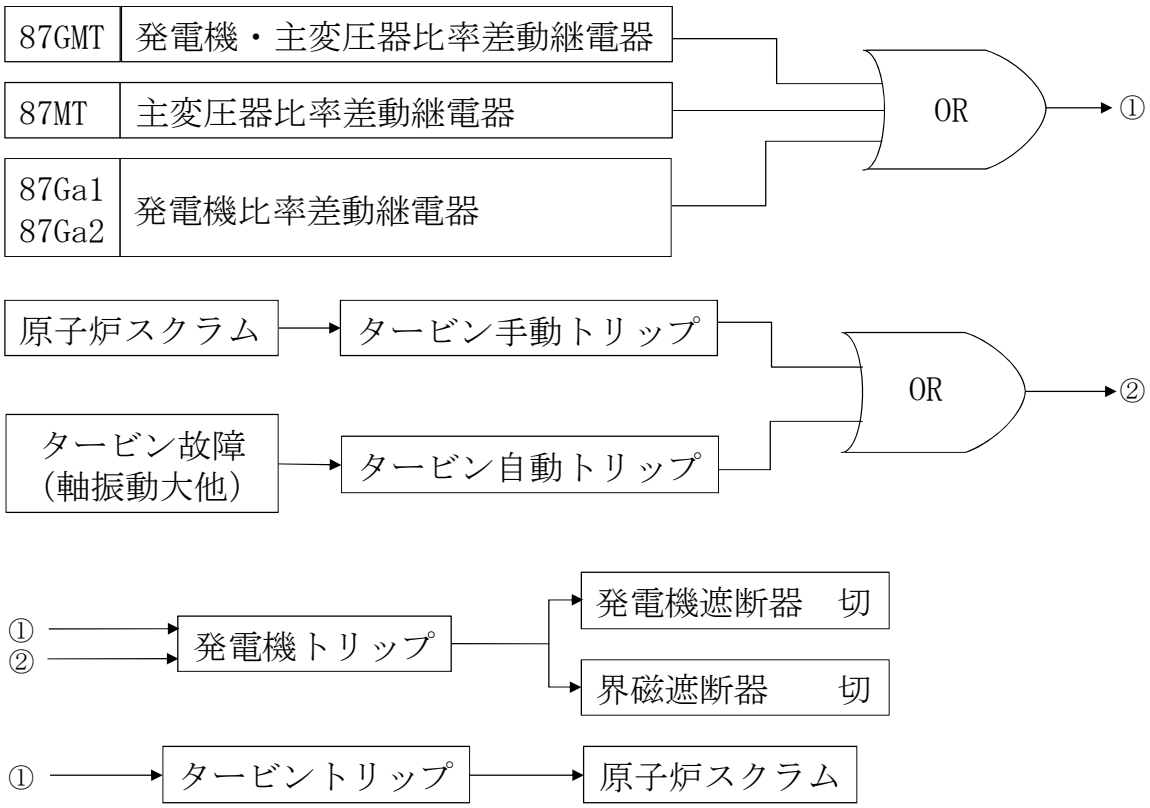
変圧器内部の巻線及び電気回路に地震等により短絡が発生すると，主変圧器1次側と2次側の電流の比率が変化することから，比率差動継電器により電流値の比率を監視している。

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，電気的に遮断するため，万一，絶縁油が漏えいした場合でも，火災発生のリスクは低減されると考える。

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）

別紙（17）

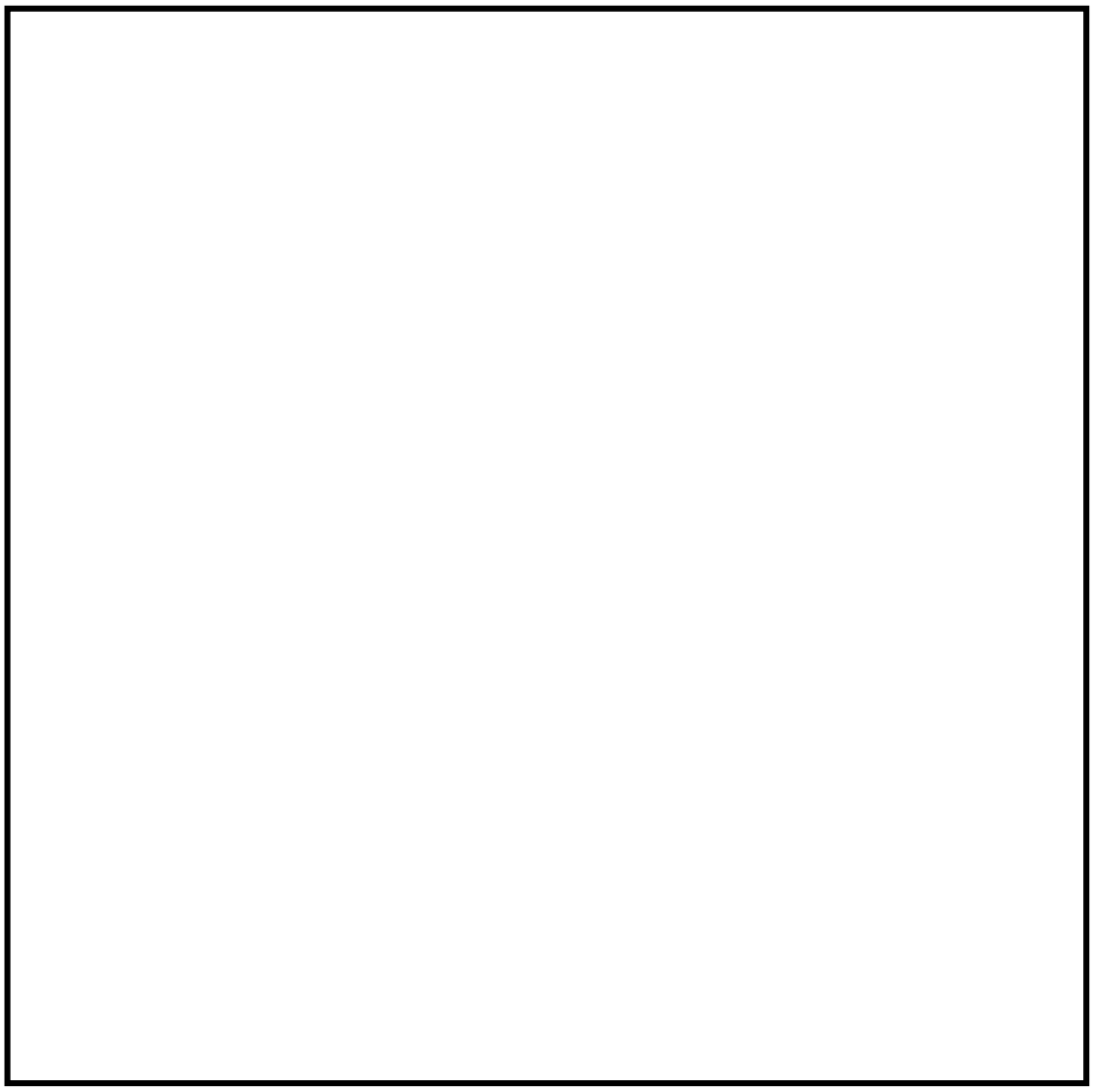
自衛消防隊による消火活動等について

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

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容器（消防車用），西側保管場所に水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（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容器（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	・水槽付消防ポンプ自動車　　：1 台 ・泡消火薬剤容器（消防車用）　：750L
南側保管場所	・化学消防自動車　　：1 台 ・泡消火薬剤容器（消防車用）　：750L
監視所付近	・水槽付消防ポンプ自動車　　：1 台 ・化学消防自動車　　：1 台 ・泡消火薬剤容器（消防車用）　：1,500L

なお，化学消防自動車及び泡消火薬剤はJEAC4626-2010「原子力発電所の火災防護規程」※に基いた容量を配備・保有しており，東二における最も保有油量が多い主変圧器の火災にも対応可能である。

※JEAC4626-2010 では，一般的な化学消防自動車の泡放射性能及び原子力発電所の変圧器等の規模等を考慮すると，一つの変圧器等の火災に対する泡放射時間として 30 分程度が妥当であると考えられ，かつ大規模な地震等により二箇所で火災が発生した場合を考慮し，おおむね 1 時間程度泡放射を継続できる泡消火薬剤の量を 1,500 リットルとしている。

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。

別紙（18）

可搬型設備（車両）の走行について

1.　浸水時の可搬型設備の走行性

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浸入し，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 5cm）

・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※
可搬型代替注水中型ポンプ	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 ㎞／h 以下での走行時における許容水深を記載。

2.　可搬型設備の登坂能力

敷地内には高所２ヶ所（T.P.＋23m 及び T.P.＋25m）に設定する西側及び南側保管場所からのアクセスルートや鋼管杭鉄筋コンクリート防潮壁沿いに勾配が付いたアクセスルートが設置される。

さらに，地震に伴う液状化及び揺すり込みによる沈下により，保管場所の地表面には傾斜の発生が想定される。

上記のアクセスルートの勾配や地震後の保管場所の傾斜は，道路構造令や林道規程より 12%（約 6.9°）を下回るような設計を行う※ことから，公道の走行が可能なことが確認されている可搬型設備を配備することから走行性は確保される。

※アクセスルートの勾配は最大で約 9%（約 5.2°）で設計を実施，地震後の保管場所の傾斜は評価により最大で約 1.1%（約 0.6°）となる。

また，環境条件（積雪，降灰，凍結，降水等）を考慮しても，重大事故等対応で使用する重量が最大の可搬型設備（可搬型代替注水大型ポンプ）の登坂能力が約 27°であり，アクセスルートの勾配や地震後の保管場所の傾斜に対して十分に余裕があることから，可搬型設備の走行性に影響はない。

万一，局所的な段差や勾配が発生した場合でも，段差の乗越え検証や，土のうによる段差復旧前後の走行性の検証（別紙（21）参照）し，走行性に影響がないことを確認している。

別紙（19）

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❷）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❺）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❹）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

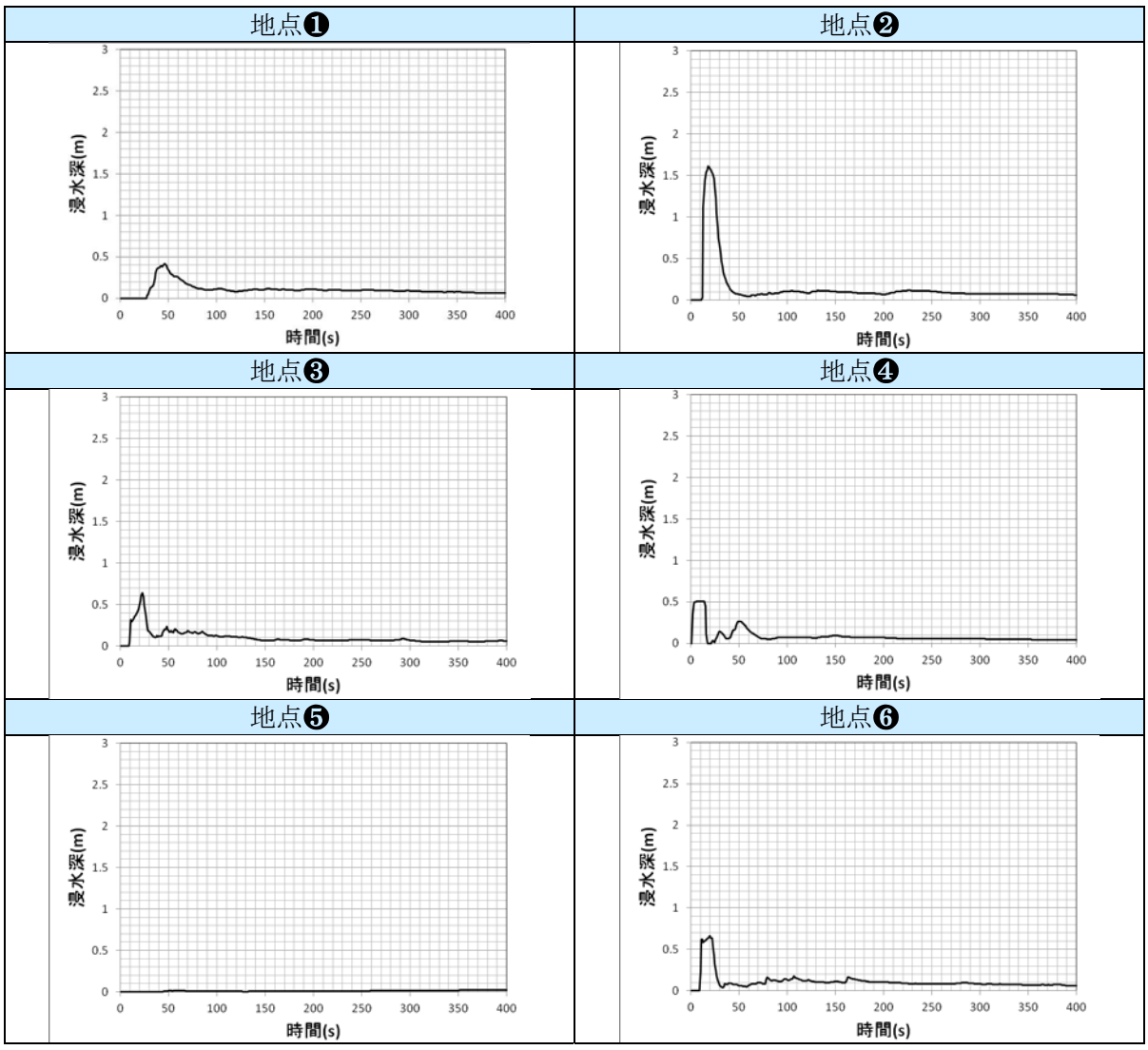
○溢水防護対象設備を内包する建屋に指向性を持って流出するように，消失する側板を建屋側の側板とする

○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

評価結果として得られた代表箇所における溢水深の時刻歴を第 1 図に示す。



第 1 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　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。

東側及び西側接続口周辺は，屋外タンク等の溢水評価を行っており（第2図 地点❷及び❺が該当），東側接続口近傍の地点❺では殆ど水位が上昇せず，接続口まで至らないため屋外タンク等の溢水の影響を受けない。また，西側接続口近傍の地点❷では過渡的に水位が上昇するが，上蓋に止水処置を施すため，屋外タンク等の溢水の影響を受けない。高所東側接続口及び高所西側接続口は，高所に設置することから屋外タンク等の溢水の影響を受けない。（別紙（9）参照）

別紙（20）

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

がれき撤去①②：平成 26 年 10 月 1 日(水)

がれき撤去③　：平成 29 年 1 月 27 日(金)

土砂撤去　　：平成 29 年 1 月 20(金)，25 日(水)

段差復旧　　：平成 27 年 4 月 9 日(木)

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

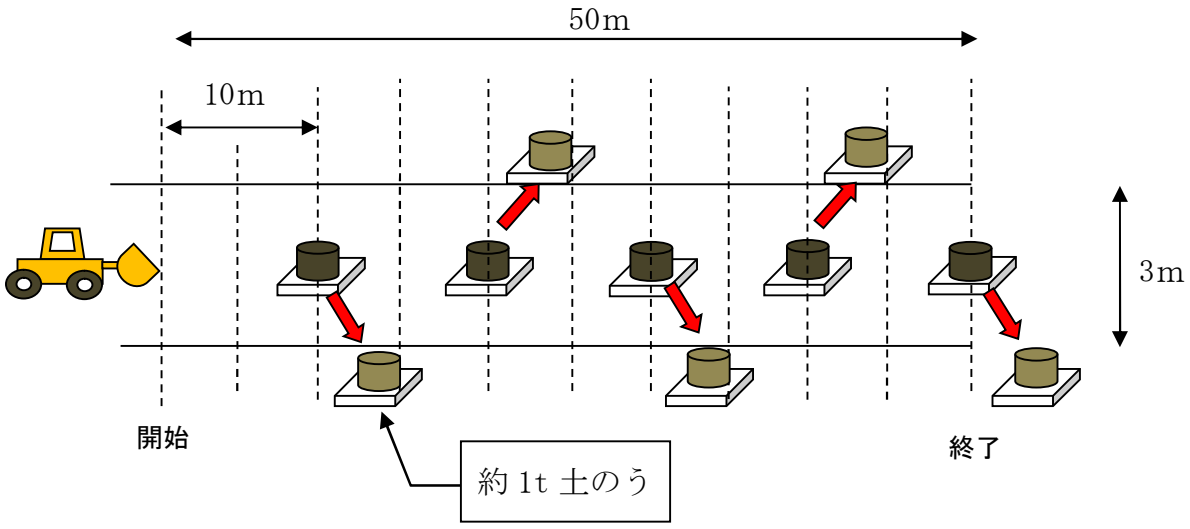
※1　平成 26 年 10 月時点
※2　平成 29 年 1 月時点

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，大型土のうをがれきに見立て，アクセスルートを確保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：2.0m^3

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：1.3m^3

(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）

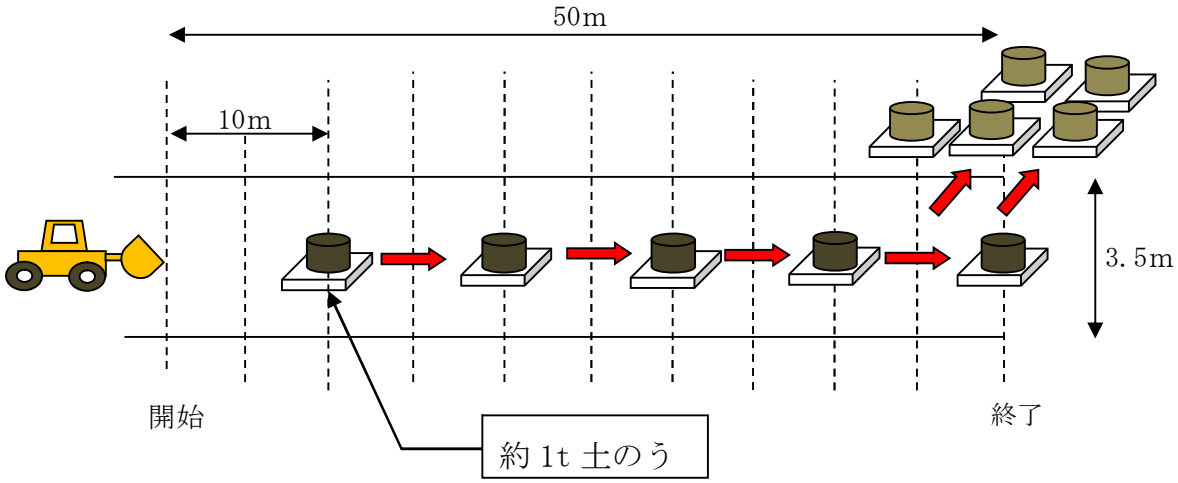
・作業員 B　　46 秒（3.9km／h）

・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，大型土のうをがれきに見立て，アクセスルートを確保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回すつ計測した。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。

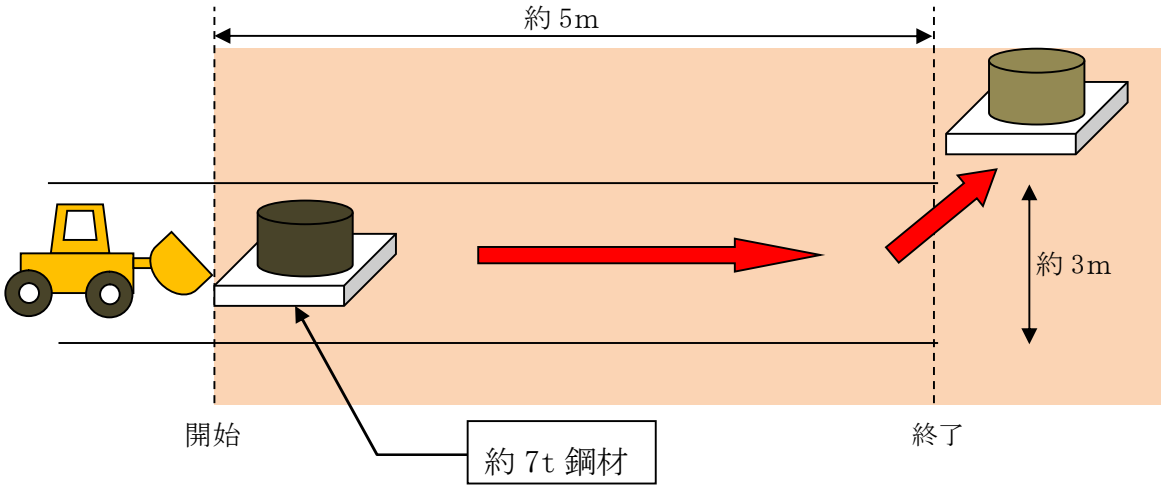
・ホイールローダ①（1 回目）　　48.02 秒（3.75km／h）

・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

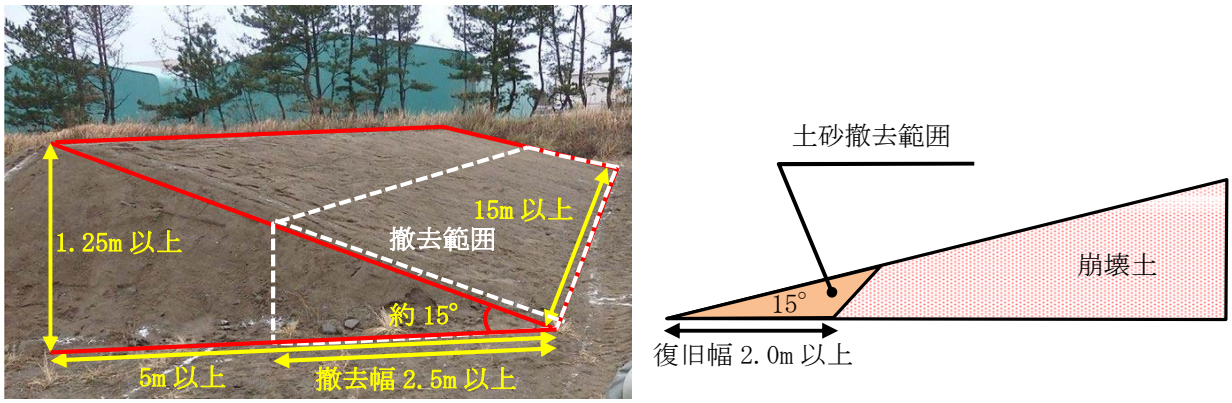
(2)　結果

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，車両通行とホース等敷設に必要なアクセスルートの幅員 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（66m^3／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	66m^3／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とおりである。

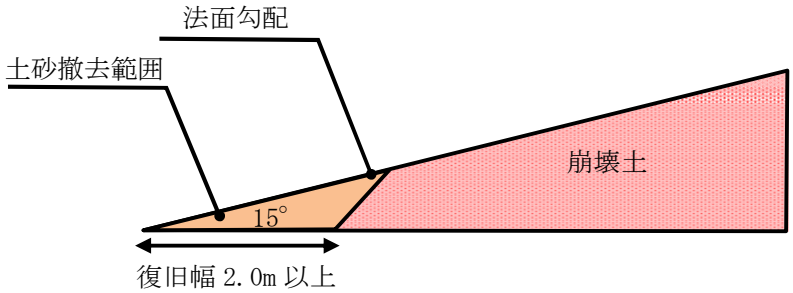
第 8 図　土砂撤去検証の写真

(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。

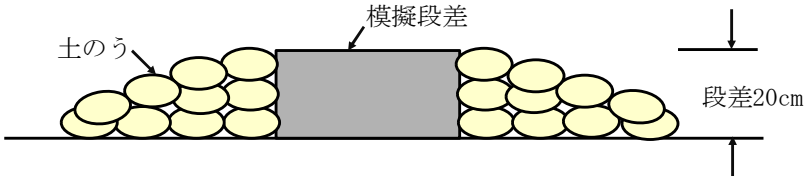
作業員	切取斜面勾配（°）
F	74.05
G	54.46
平均	64.26

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 秒（3 分 18 秒）	24 袋

6.　検証結果（補足説明資料（4）参照）

(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。

別紙（21）

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展張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展張車は約 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い中型ポンプ用送水ホース展張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展張車は約 20cm の段差を土のう復旧した箇所の走行が可能であることを確認した。

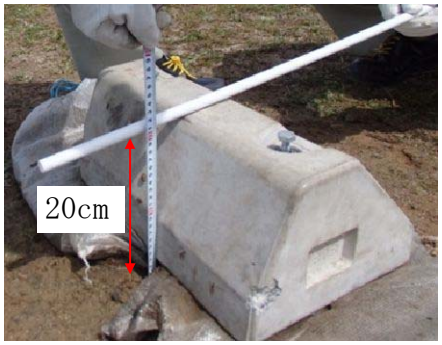
3.　検証状況写真

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）

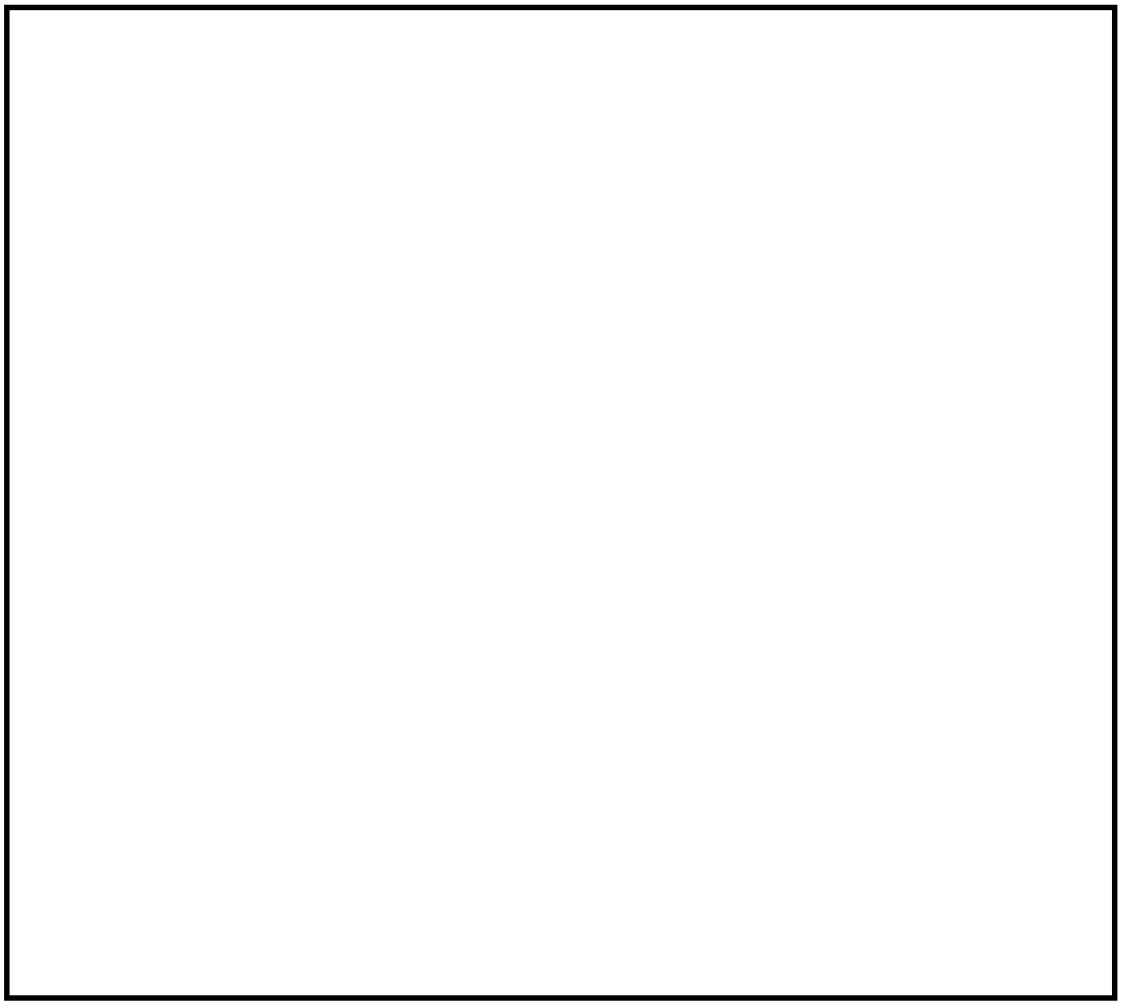
●段差復旧後
（20cm の段差を土のうにて解消後の乗越え）】

第１図　乗越え検証試験状況（2／2）

別紙（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

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）

別紙（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

1. 作業体制

作業要員２名（アクセスルート確保要員）

2. 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）

3. がれき撤去速度の算出

(1) がれき条件

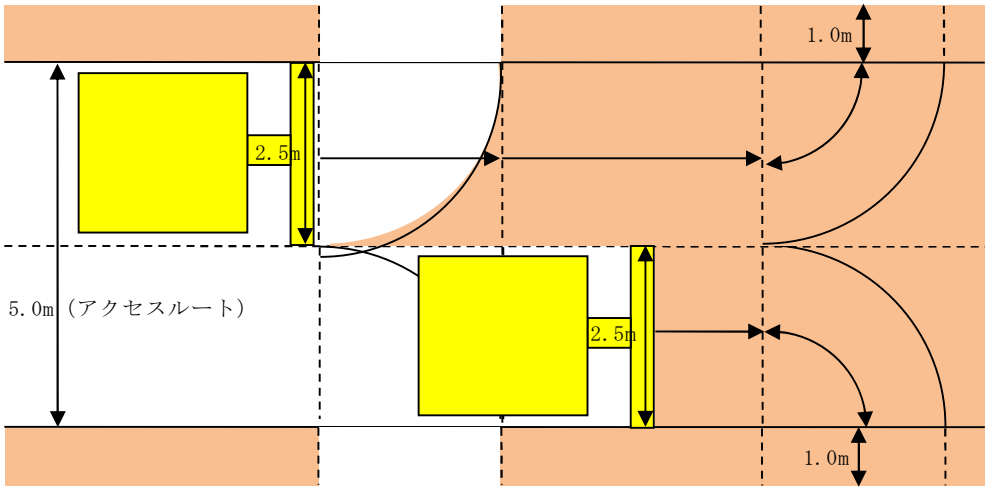
建屋倒壊がれきの中で最もがれき総量が多い「屋内開閉所（想定がれき量：215kg／m^2)」の条件を基準として評価を実施する。

(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（けん引力）÷215kg／m^2（想定がれき量）≒32.55m^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 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）：15.0m÷1.1m／s≒14 秒

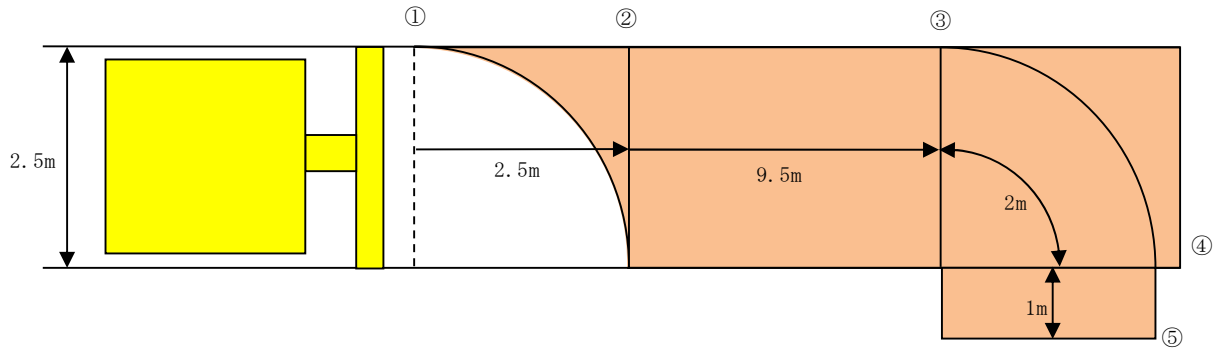
・B：ギア切り替え：6 秒

・C：後進：(⑤→④→③)：3.0m÷1.1m／s＝2.73 秒≒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 秒＋6 秒＋3 秒＋6 秒＝29 秒≒30 秒



＜各区間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）＝2.5m×2.5m－2.5m×2.5m×π×90／360≒1.35m^2

・③から④の撤去面積（旋回部の面積）＝2.5m×2.5m×π×90／360≒4.91 m^2

・④から⑤の撤去面積（押出し部の面積）＝1m×2.5m＝2.5m^2

・②から③の撤去面積（直進部の面積）＝1回の撤去可能面積m^2－取残し部面積m^2－旋回部面積m^2－押出部面積m^2
＝32.55 m^2－1.35m^2－4.91m^2－2.5m^2＝23.79m^2

＜各区間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等）＝2.5m

・②から③の撤去距離（直進部の距離m）＝直進部の面積m^2÷バケット幅m＝23.79 m^2÷2.5m＝9.516m≒9.5m

・③から④の撤去距離（旋回部の距離m）＝バケット幅2.5m÷2×2×π×90/360≒2.0m

・④から⑤の撤去距離（押出し部の距離）＝1m

・①から⑤の合計距離＝2.5m＋9.5m＋2.0m＋1m＝15.0m

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（約1.44km／h）と設定する。

4.　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土，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の区間の土砂を押土，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。

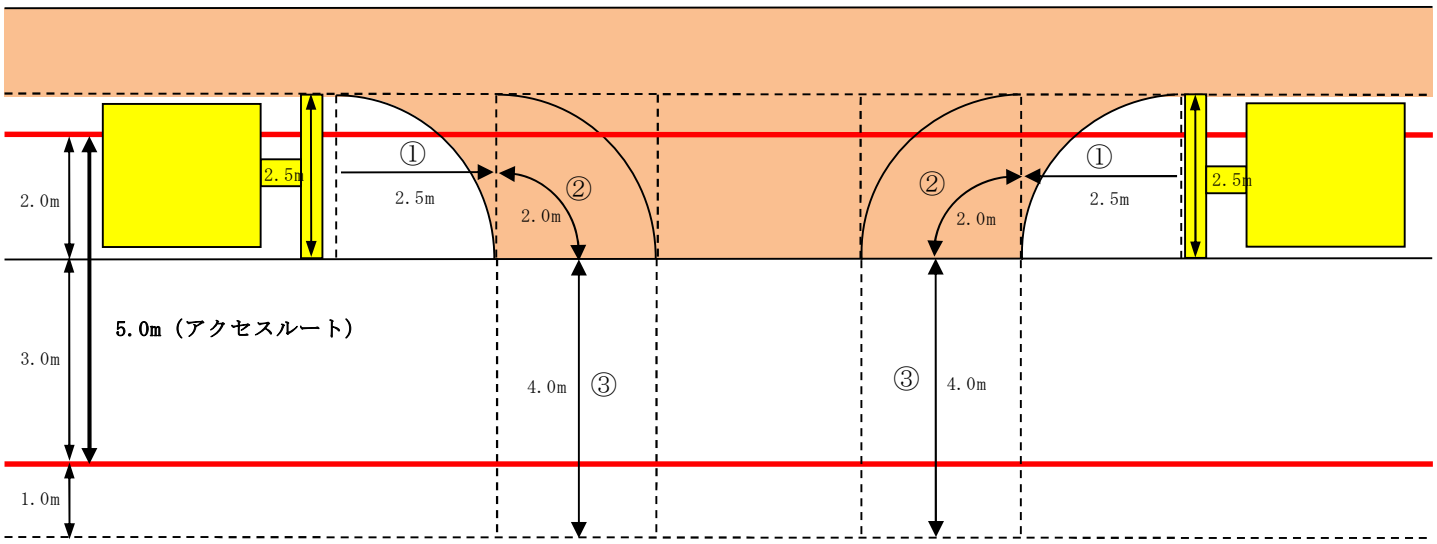
(2)　各区間での撤去土量と走行距離（第3図参照）

・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（押出し部の距離）：4m

①＋②の土量合計 1.95 m^3 ＜ バケット容量 $2m^3$



第 3 図　土砂撤去のサイクル図

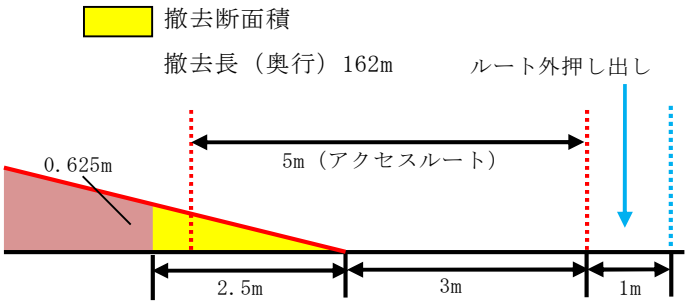
・1 サイクル当りの移動距離は，

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＝0.78125m^2

・撤去断面積の平均高さ
0.78125m^2÷2.5m＝0.3125m

＜各区間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≒1.35m^2
区間①の撤去土量（前サイクルでの取残し部の土量）＝1.35m^2×0.3125m≒0.42m^3
・区間②の撤去面積（旋回部の面積）＝2.5m×2.5m×π×90／360≒4.91m^2
区間②の撤去土量（旋回部の土量）＝4.91m^2×0.3125m≒1.53m^3

＜各区間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等）＝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（押出し部の距離）＝3m（ルート内押出し）＋1m（ルート外押出し）＝4m

第 4 図　崩壊土砂の撤去想定断面図

5.　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当たり，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×q×f×E／Cm ここに　Q：運転時間当たり作業量（m3／h） q：１サイクル当たりの積込量（m3） f：土量換算係数 E：作業効率 Cm：サイクルタイム（sec）		Q＝3,600×qo×K×f×E／Cm ここに　Q：運転時間当たり作業量（m3／h） qo：バケット容量（m3） K：バケット係数 f：土量換算係数 E：作業効率 Cm：サイクルタイム（sec）
作業量Q	67m^3／h	66m^3／h	72m^3／h
バケット容量 qo	カタログ値から設定		
	【採用値：2.0m^3】		
バケット係数 K	文献の表を参考に算出	―	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ット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：0.829】	―	【採用値：0.900】
１サイクル当たりの作積込量ｑ	q=qo×K	q=0.84×qo-0.03	―
	【採用値：1.658m^3】	【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 Cm	ホイール形の値を採用		文献の算定式より算出
	【採用値：40sec】	【採用値：40sec】	【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】

別紙（24）

屋外アクセスルートの復旧計画について

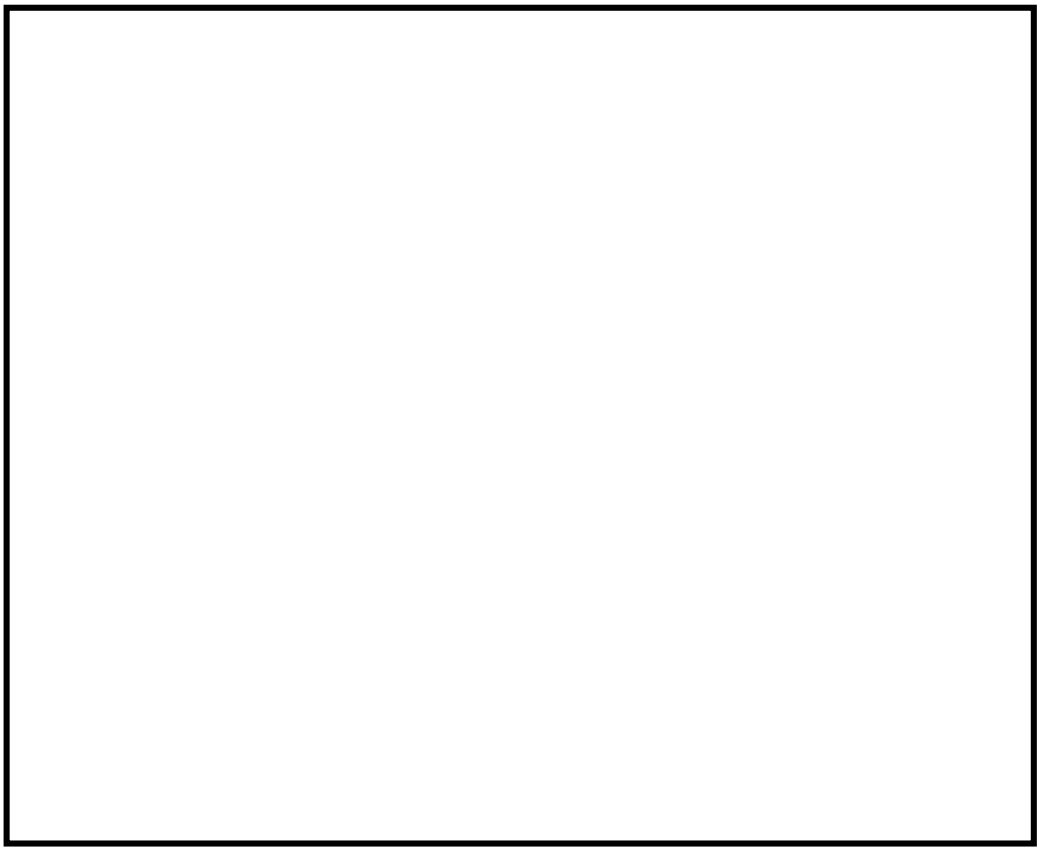
1.　土砂の流出箇所について

・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，車両の通行及びホース等敷設に必要な幅員（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。

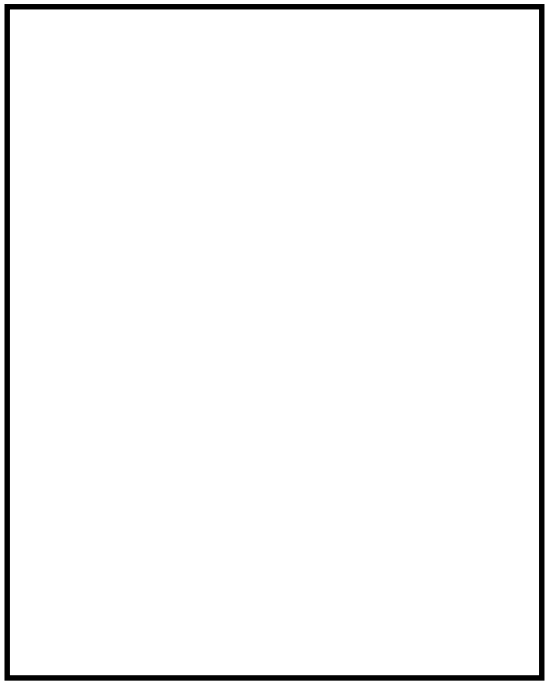
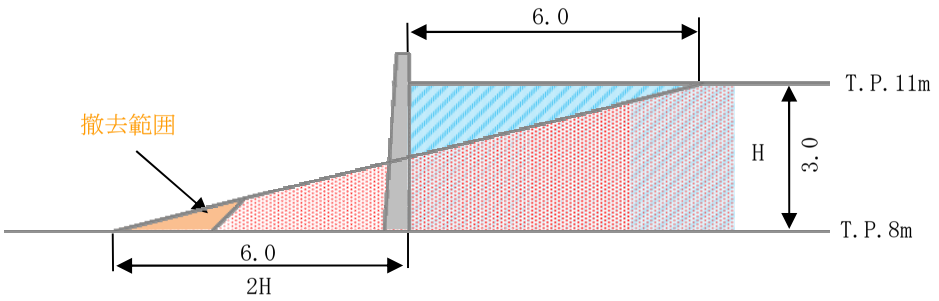
・溢水範囲は崩壊土砂の影響範囲にも及んでいるが，アクセスルートが過渡的に約50cmの浸水深となる多目的タンク前であっても数分程度で可搬型設備がアクセス可能であることから，事故対応のためのアクセスルート確保及び作業実施に影響はない（別紙（19）参照）。

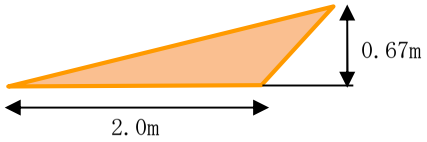
崩壊土砂の復旧箇所を第1図，土砂撤去に要する時間を第1表に示す。



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

<table>
<tr><th>平面図</th><th>断面図</th></tr>
<tr><td>  </td><td> 

A—A’ 断面図
 

A＝0.67m^2
撤去範囲拡大図</td></tr>
<tr><th>土量算定</th><th>崩壊土砂撤去に要する時間</th></tr>
<tr><td>土量（m^3）＝復旧延長×撤去断面積
＝162m×0.67m^2＝109 m^3</td><td>時間（分）＝土量÷ホイールローダ作業量
＝109 m^3÷（66 m^3／h×2 台※）×60
＝49.6 ≒ 50 分
※当該箇所はホイールローダ 2 台で復旧を行う</td></tr>
</table>

別紙（25）

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，復旧が可能な重機や土のう等の資機材をあらかじめ備えており（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，設計基準としての降水量（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））。

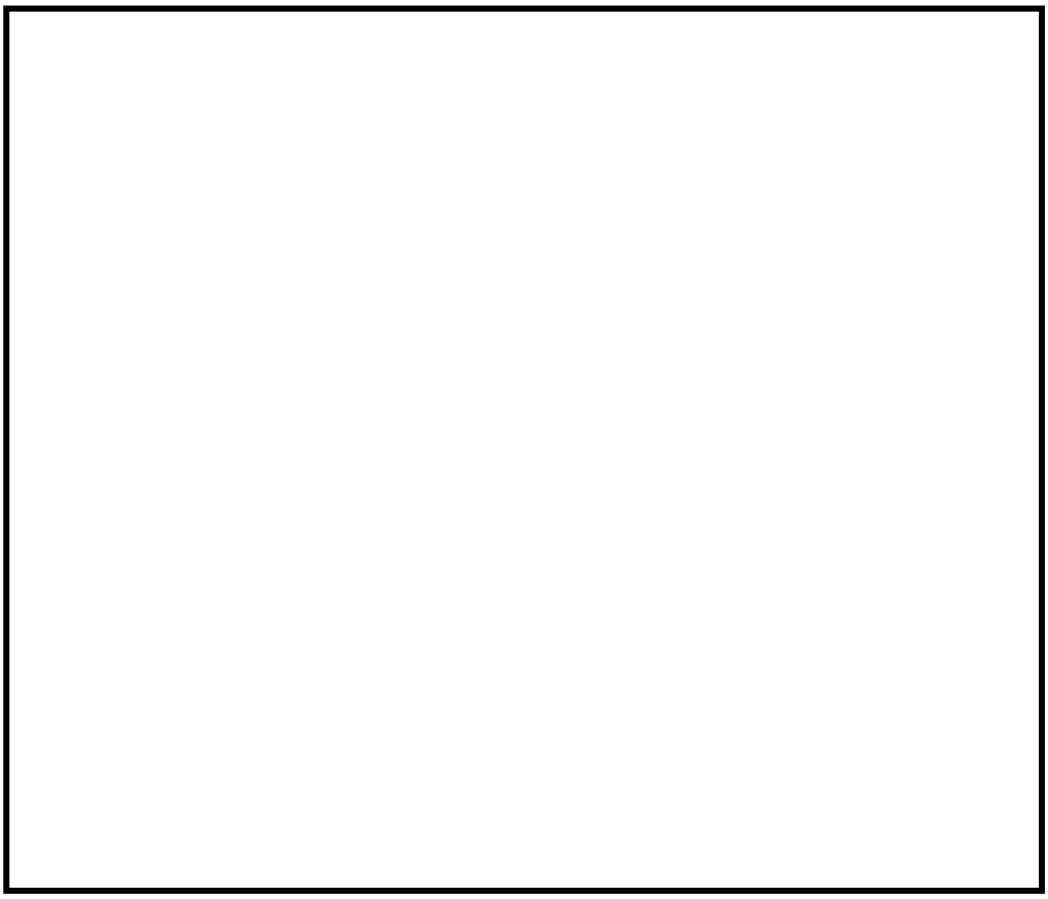
第1図に保管場所及びアクセスルートの配置を示す。

○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

別紙（26）

防潮堤内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。）の原子炉及び使用済燃料プール（以下「原子炉等」という。）において重大事故等が発生した場合に，東二と同じ防潮堤内の敷地に設置している東海発電所（廃止措置中，核燃料搬出済み。）においても建屋損壊，機器損傷，火災等が発生すると想定し，これらの事象が発生した場合でも東二重大事故等対応が成立することを確認する。防潮堤内施設の概略配置図を第1図に示す。

また，東二敷地内に設置している使用済燃料乾式貯蔵設備※（以下「貯蔵設備」という。）についても，東二の原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等による使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「貯蔵建屋」という。）への影響及び貯蔵設備が東二の原子炉等の重大事故等対応に与える影響を検討する。

※ 貯蔵設備は，貯蔵建屋に付随する設備（天井クレーン等），使用済燃料乾式貯蔵容器（以下「貯蔵容器」という。），貯蔵容器支持構造物及び監視装置で構成される。

2. 東海発電所からの影響

2.1 想定事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性

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海発電所で同時に発生する事象としては，基準地震動S_s，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。）による建屋倒壊，機器損傷及び火災等が考えられる。

東海発電所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。

2.2　作業環境による影響評価

東海発電所の原子炉建屋，タービン建屋及びその他各建屋が設置されている敷地は東二敷地に隣接しており，また，東二重大事故等対応を行うためのアクセスルートの一部は，東海発電所の敷地周辺に設定されている。これらの位置関係を第1図に示す。

東海発電所については，廃止措置工事中であるが，2017年9月現在，原子炉構造物の解体は未着手であり，原子炉内には黒鉛（総数：30,000本，総重量：約1600t）が保管されている。原子炉と４基の蒸気発生器を接続するガスダクト（一次系配管）は，高温側及び低温側の両ガスダクトともに蒸気発生器の手前（８か所）にて閉止されており，原子炉内は隔離された状態にある。

第1表のとおり，東海発電所の建屋倒壊による，東二の原子炉建屋構造への影響及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートへの影響について以下に確認した。

(1) 基準地震動及び敷地遡上津波による影響に関する評価

東海発電所の原子炉建屋，タービン建屋及びその他各建屋は，東二原子炉建屋及びその他重大事故等に係る設備から約100m以上離れている。このため，万が一建屋が損壊しても東二原子炉建屋の構造に影響しない。

東海発電所の原子炉建屋，タービン建屋，サービス建屋及び固化処理建屋並びに幾つかの屋外施設（変圧器等）は，東二重大事故等対処設備へのアクセスルート（最も近い場所）に近い場所に位置している。万が

一これらの建屋及び機器が損壊した場合には発生したがれきや機器等によりアクセスルートへの限定的な影響が考えられるため，保有している重機（ホイールローダ）を用いてがれきを撤去するなどの対応により，アクセスルートを確保する。

なお，東海発電所の原子炉建屋頂部に設置している排気筒については，万が一損壊しても，東二の原子炉建屋への構造に影響しないように，短尺化する。

(2) 放射線環境に関する評価

(1) において東二原子炉建屋への離隔距離が近い東海発電所の各建屋が万が一倒壊した場合における東二重大事故等対応への影響を放射線環境の観点から検討した。

東海発電所の原子炉構造物及び原子炉内の保管物のうち放射能量が多く，機器自体の燃焼によって放射性物質の飛散が想定されるものとして黒鉛が挙げられる。

黒鉛は，原子炉内において拘束シリンダー及びカバープレートで固定されており，原子炉容器で密閉化されている。さらに，一次生体遮蔽壁，二次生体遮蔽壁及び原子炉建屋にて覆われている。黒鉛の設置状況を第2図に示す。このように黒鉛は多数の容器及び壁等によって覆われていることから，基準地震動Ｓｓ及び敷地遡上津波によっても原子炉建屋外に流出することはない。

また，2.1(3)に示すように，黒鉛は着火しないことから黒鉛の火災は発生しない。万が一，黒鉛の火災が発生しても，黒鉛は燃焼の持続性がないことから，大量の放射能が建屋外に飛散することはない。

万が一，原子炉容器，一次生体遮蔽壁，二次生体遮蔽壁及び原子炉建

屋が全て損壊した場合には，アクセスルートに対して線量影響を生じることが考えられる。この場合においても，アクセスルートの線量率は，添付1に示すとおり，建屋が全て倒壊すると保守的に評価しても，直接ガンマ線による線量率は0.02mSv／h，スカイシャインによる線量率は0.005mSv／hと評価される。いずれの線量率においても，東二の重大事故等対応及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートに影響を及ぼすものではない。

東海発電所（原子炉構造物以外）の各建屋の線量率分布については，燃料取扱建屋，使用済燃料冷却池建屋，放射性廃液処理建屋，固化処理建屋及びチェックポイント建屋の一部に高線量率の範囲があるが，最高でも約0.15mSv／hであり，万が一，建屋が損壊して放射線量影響を与える建屋構造物や物品が流出しても，東二重大事故等対応及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートに対する放射線環境による影響はない。

（1）及び（2）の検討結果より，基準地震動Ｓｓにより東海発電所の建屋が万が一損壊しても，離隔距離の観点から，東二原子炉建屋の構造に影響を及ぼすことはなく，また，東二の重大事故等対応に支障を来すことはない。

また，敷地遡上津波により東海発電所の屋外施設が流出しても，東二重大事故等対処対応に係るアクセスルートに対する影響も限定的であり，保有している重機を用いてがれき等を撤去することにより，東二重大事故等対応に支障を来すことはない。

更に，基準地震動Ｓｓや敷地遡上津波により東海発電所の炉内構造物や

建屋が万が一損壊しても，原子炉容器内に保管されている黒鉛は建屋外に飛散しないことから，東二重大事故等対応及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートに対する放射線環境による影響はない。

3.　貯蔵設備の同時被災による影響評価

3.1　想定事象と貯蔵設備に影響を与える可能性及び影響評価

原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等により，貯蔵設備が同時に被災するような場合の影響として，貯蔵容器の安全機能（除熱機能，密封機能，遮蔽機能及び臨界防止機能）の喪失が考えられる。そこで，東二との同時被災により貯蔵容器に影響を与えると考えられる自然現象等と，それらによる貯蔵容器への影響を以下のとおり検討し評価した。

貯蔵設備で同時に発生する事象としては，基準地震動S_s，敷地遡上津波，設計基準のその他の自然現象，外部人為事象，内部火災及び内部溢水が想定される。

地震については，基準地震動S_sに対して，貯蔵建屋の損壊や貯蔵容器の転倒は発生せず，貯蔵容器の安全機能への影響はないことを確認している。敷地遡上津波については，貯蔵建屋への津波波力の作用，貯蔵建屋への漂流物の衝突の可能性はあるが，貯蔵建屋が損壊することはなく貯蔵容器への影響もないため，貯蔵容器の安全機能に影響はない。また，貯蔵建屋内への津波による浸水により，貯蔵建屋内の部材が漂流物となる可能性はあるが，衝突しても貯蔵容器の密封機能に影響はなく，浸水により保守的に貯蔵容器の水没を仮定した場合においても密封機能に影響はない。設計基準のその他の自然現象，外部人為事象，内部火災及び内部溢水が発生しても貯蔵容器の安全機能に影響はないことを確認している。

以上から，原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然

現象等により，貯蔵設備が同時に被災する場合においても，貯蔵容器の安全機能に影響を与えないことを確認した。

3.2　貯蔵設備が東二重大事故等対応に影響を与える影響と影響評価

3.1より,原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等により，貯蔵設備が同時に被災する場合においても，貯蔵容器の安全機能に影響がないことを確認した。また，万が一このような状況が発生した場合においても，貯蔵設備が東二重大事故等対応に影響を与えないことを次のとおり確認した。

原子炉等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の想定事象としては，敷地遡上津波による貯蔵建屋の大物搬入口扉，遮蔽扉及びガラリ等の流出が考えられるが，これら部材が転倒した状態では，抗力よりも摩擦力が十分大きく，貯蔵建屋外に流出することはない。

ゆえに東二重大事故等対応及びアクセスルートに影響することはない。

4.　東海発電所の廃止措置作業で使用する資機材及び発生する廃材等による影響評価

4.1　想定事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性

東二と同じ敷地内において,東海発電所では廃止措置作業を行っている。東海発電所の廃止措置作業が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2表に示す。

4.2　作業環境による影響評価

東海発電所の廃止措置作業に用いる資機材（クレーン，ユニック車，トラック等）は，基準地震動S_s及び敷地遡上津波により容易に転倒しないように設置し，また，資機材及び廃材（鉄骨等）等が荷崩れしないように

固縛する。万が一，基準地震動Ｓ$_{s}$により資機材及び廃材等が転倒又荷崩れした場合でも，屋外の重大事故等対処設備を損壊させない位置及びアクセスルートに必要な通行幅5mを確保できる位置に配置する。特に，クレーンについては，作業により一時的にアームを伸ばした状態で転倒した場合にアクセスルートとして必要な通行幅5mを確保できない場合は，複数のアクセスルートのうち通行可能なルートを使用する。

また，東海発電所の廃止措置作業における資機材及び廃材等は，敷地遡上津波によるアクセスルートへの影響を回避するため,資機材については,使用時以外はアクセスルートからできるだけ離れた場所に保管し，廃材等もアクセルルートからできるだけ離れた場所に保管する。万が一，資機材及び廃材等が流出してアクセスルートへの影響が確認された場合には，保有している重機（ホイールローダ）を用いて資機材及び廃材を撤去することでアクセスルートを確保する。

さらに，東海発電所の廃止措置作業に用いる資機材は，竜巻により容易に転倒しないように設置し，また，資機材及び廃材等が荷崩れしないように固縛する。あるいは建屋内に収納又は敷地外から搬出する。万が一，竜巻により資機材及び廃材等が転倒又は荷崩れした場合は，発生したがれき等によりアクセスルートへの限定的な影響が考えられるため，保有している重機（ホイールローダ）を用いてがれき等を撤去することで，アクセスルートを確保する。

竜巻の襲来が予想される場合には，速やかに作業を中断するとともに，建屋搬入口の閉止，クレーンのアームを降ろす，資機材及び廃材等については想定（設計）竜巻飛来物以外の物が飛来物とならないように固縛，ネット付設等，車両については退避，固縛等の必要な措置を講じる。

4.3　運用対策の実施

東二重大事故等対応に影響を与えないためには，上記4.2に記載した東海発電所の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必要である。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規程に基づき実施する。

5.　評価結果

上記2～4の評価及び対策により，東海発電所及び貯蔵設備が東二原子炉等と同時に被災しても，東二重大事故等の対応については影響を与えないことを確認した。

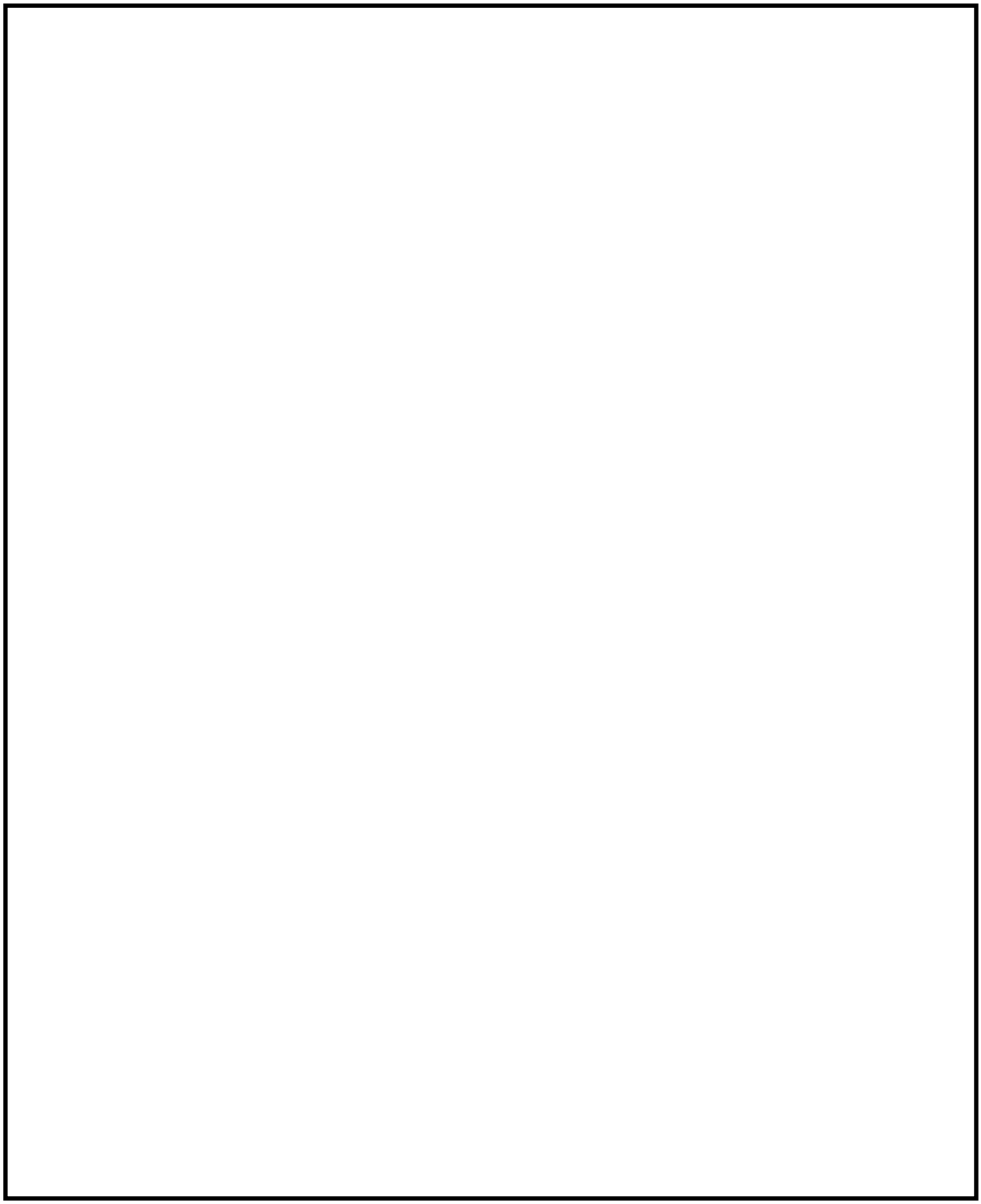
第1表　東海発電所における想定事象と可能性のある影響

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	損壊流出物	・基準地震動Ｓ$_s$等による東海発電所の建屋損壊 ・敷地遡上津波による東海発電所の屋外機器の流出	・東海発電所建屋の損壊により東二原子炉建屋の構造に影響を及ぼす ・東海発電所の建屋の損壊及び原子炉内の黒鉛の流出により，屋外の東二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となる。 ・損壊した建屋（がれき）により，線量場が増加し，東二重大事故等対処作業に影響を及ぼす
	間接的影響	火災	・地震等による東海発電所の屋外可燃物施設の損壊により発生する火災	
		溢水，漏えい	・地震等による東海発電所の屋外タンク（水系，薬品系，油系）の損傷により発生する溢水，漏えい	

※1：東海発電所は核燃料が全て搬出済みであるため，全交流動力電源喪失，使用済燃料冷却池スロッシング，使用済燃料冷却池崩壊熱除去機能喪失，使用済燃料冷却池漏えい，核燃料露出（高線量場発生）は想定事象に含めない。

第2表　東海発電所廃止措置作業で使用する資機材又は発生する
廃材等に対する想定事象と可能性のある影響

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	損壊 流出物	・基準地震動S_s等による東海発電所廃止措置作業に用いる機材（クレーン等）の転倒又は資材・廃材（鉄骨等）の荷崩れ ・敷地に遡上する津波による東海発電所廃止措置作業に用いる機材（クレーン・廃材（鉄骨等）の流出 ・竜巻による東海発電所廃止措置作業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	・屋外の東二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となる。



第１図　東二原子炉建屋と重大事故等対応に必要な屋外の重大事故等対処設備，アクセスルート，東海発電所及び貯蔵設備との位置関係

別紙（27）

資機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ＳＡ用海水ピットの近傍に設置し，接続先までアクセスルート上にホース等を敷設する。

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

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。

LED ライト

ランタン

ヘッドライト

第 1 図　可搬型照明

また，耐震性はないが停電時に使用可能な蓄電池内蔵型照明を建屋内に設置している。（別紙（30）参照）

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

別紙（29）

屋外での通信機器通話状況の確認について

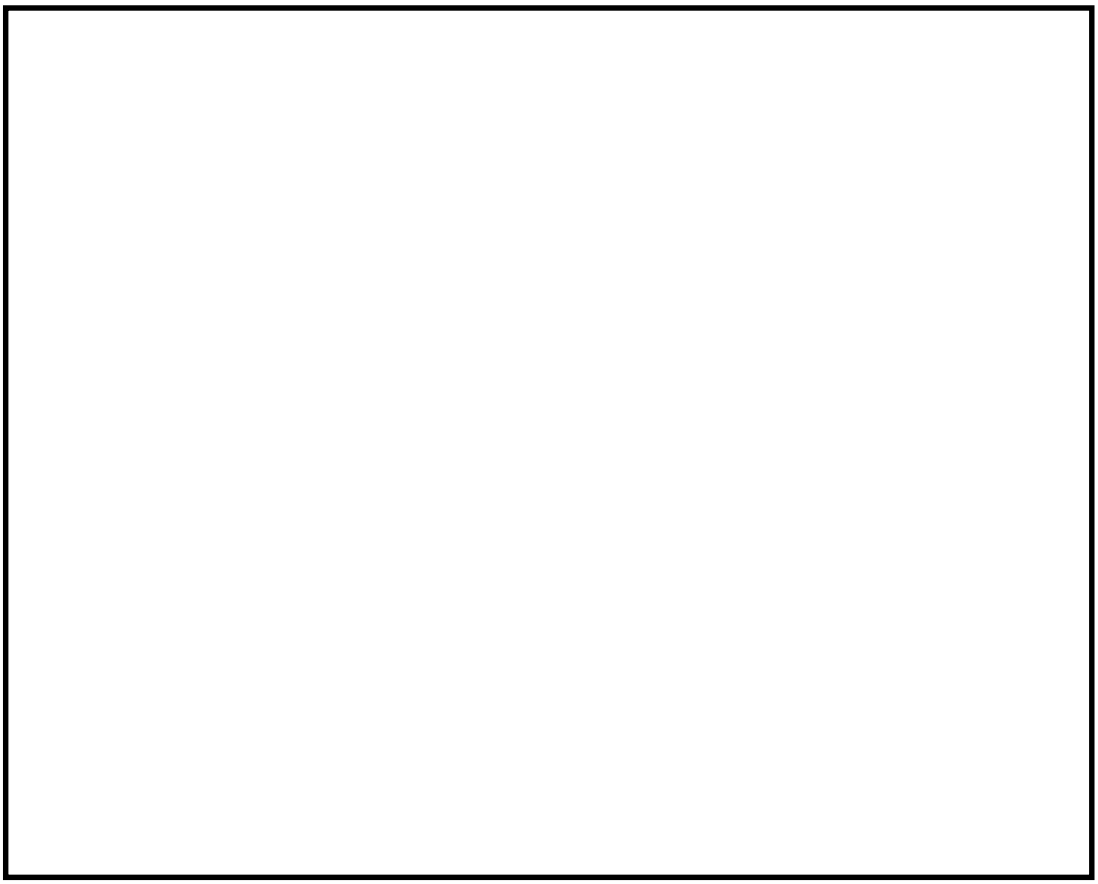
東海第二発電所構内における屋外での作業や移動中，及び発電所構外における要員招集の途中において，通信機器が確実に機能することを以下の方法により確認した。なお，高所に新設するアクセスルートは，通信機器が確実に機能するような対応をとる。

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

別紙（30）

屋内アクセスルートの設定について

屋内アクセスルートは，重大事故等時において必要となる現場活動場所まで外部事象を想定しても移動が可能であり，また，移動時間を考慮しても要求される時間までに必要な措置を完了させることが重要である。外部事象のうち一番厳しい事象は地震であり，地震起因による火災，溢水，全交流動力電源の喪失を考慮してもアクセスに与える影響がないことを確認し設定する。

1.　屋内アクセスルート設定における考慮事項

屋内での各階層におけるアクセスルートを選定する場合，地震随伴火災のおそれがある油内包機器又は水素内包機器※1，地震随伴内部溢水※2を考慮しても移動可能なアクセスルートをあらかじめ設定する。

また，建屋屋上にアクセスする際は，地震津波以外の自然現象を考慮し，気象状況をあらかじめ確認し必要な措置を講じる。例えば積雪時においては，事前に除雪を実施し，アクセス性を確保する。

以下に屋内アクセスルートの選定の考え方を示す。

・中央制御室から原子炉棟，廃棄物処理棟へ移動するルートは，原子炉建屋内に設定されるアクセスルートを優先して使用することを基本とする。
・火災発生時に優先ルートのアクセス性が阻害された場合は，別ルートを使用する。
・原子炉棟，廃棄物処理棟の各階層を移動するルートは，地震，火災等の被害により，アクセス性が阻害された場合は，影響の小さいルートを使用し操作場所までアクセスする。
・地震随伴内部溢水については，アクセスルートの最大溢水水位を評価した

上で影響を受ける可能性があることを想定し，必要な措置を講じる。

※１：火災源となる機器については，別紙（31）「地震随伴火災源の影響評価について」参照

※２：内部溢水については，別紙（32）「地震随伴内部溢水の影響評価について」参照

2.　屋内アクセスルートの成立性

技術的能力 1.1～1.19 で整備した重大事故等発生時において期待する手順について，外部事象による影響を考慮しても屋内に設定したアクセスルートを通行できることを確認した。その結果を「技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧」に整理する。

また，移動経路は第 1 図に示す。また，第 1 図に記した「①～⑧」は第 1 表の屋内アクセスルートに記載のある数字と関連づけがなされている。なお，第 2 表に，第 1 図中の操作対象箇所における操作対象機器及び操作項目等を示す。

3.　屋外アクセスルートとの関係

重大事故等発生時は屋内での活動はもとより，可搬型重大事故等対処設備の屋外での設置作業との連携が重要である。そこで，重大事故等発生時の屋内現場操作においては，災害対策本部（初動体制）の重大事故等対応要員（運転操作対応）が速やかに屋内へアクセスし，中央制御室に常駐する運転員と共に現場活動を行う必要がある。

上記の重大事故等対応要員（運転操作対応）は，確実かつ速やかに屋内へアクセスする必要があることから，原子炉建屋入口への入域方法等について以下に示す。

また，屋外から直接原子炉建屋入口へ入域するためのアクセスルートを第

2 図に示す。

・ 運転操作要員は，平日，夜間及び休日（平日の勤務時間帯外）での重大事故等発生時において．執務室（事務本館）又は緊急時対策室建屋から速やかに屋内へアクセスする。

・ 停電時においても入域可能な原子炉建屋への入口を 4 箇所設定し，地震発生時は原子炉建屋西側の 2 箇所から入域する。また，地震に対して多様性を確保するために設定する原子炉建屋南側から入域することも可能である。（第 3 表参照）

・ 原子炉建屋西側からの入域時は，高所に設定する入口を優先して使用する。

・ 原子炉建屋西側に設定される残りの入口を使用する場合は，電源盤が設置される電気室を通過する必要があるため，電気室での火災発生に伴う影響により，アクセスが困難と想定される場合は別ルートにて屋内へ入域する。（第 3 表参照）

・ 屋内への入域後，事故時の現場作業に備え敷地遡上津波の影響を受けない中央制御室へ参集又は操作場所へ移動する。（第 3 表参照）

なお，夜間及び休日（平日の勤務時間帯外）において，発電所外から発電所に参集する災害対策要員は，参集先となる緊急時対策所から屋内へアクセスする。

その他，重大事故等対処設備を使用する場合には，重大事故等対応要員が緊急時対策所近隣の可搬型設備の保管場所に移動し，可搬型代替注水大型ポンプやタンクローリを準備し各水源や接続口周りでの現場活動に当たることとなる。

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（1／13）

条文		対応手段		操作・作業場所		
				中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート
1.1	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	原子炉緊急停止 （代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入）		○		
		原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制 （原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制）		○		
		自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止 （自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止）		○		
		ほう酸水注入 （ほう酸水注入）		○		
1.2	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	高圧代替注水系による原子炉の冷却 （高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却）		○		
		高圧代替注水系による原子炉の冷却 （高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却）		○	（現場操作①） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｆ⑧）→［⑧－5］→（⑧階段Ｆ⑦）→［⑦－6］→（⑦階段Ｇ⑧）→［⑧－6］→（⑧階段Ｇ⑦）→［⑦－7］】 （現場操作②） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｂ③）→［③－7］→（③階段Ｂ⑥）→（⑥階段Ｅ⑦）→［⑦－7］	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		重大事故等の進展抑制 （ほう酸水注入系による進展抑制）		○	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ②）→［②－4］→［②－5］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		原子炉隔離時冷却系による原子炉注水		○		
		高圧炉心スプレイ系による原子炉注水		○		
1.3	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	代替減圧 （原子炉減圧の自動化）				
		代替減圧 （手動による原子炉減圧）		○		
		常設直流電源系統喪失時の減圧 （常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復）		○		
		常設直流電源系統喪失時の減圧 （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）		○		
		逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧 （高圧窒素ガス供給系（非常用）による窒素確保）		○	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ④）→［④－6］→［④－7］→［④－6］→［④－8］→［④－9］→［④－8］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手順	中央制御室からの隔離操作	○		
			現場での隔離操作	○	（残留熱除去系注入弁（Ａ）隔離の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｂ④）→［④-4］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
				○	（残留熱除去系注入弁（Ｂ）隔離の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥梯子Ａ④）→［④-2］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：｛（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）｝

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（2／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート
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	原子炉運転中の低圧代替注水（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	○		
		原子炉運転中の低圧代替注水（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水））	○	（残留熱除去系（Ｃ）配管を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ④）→［④－1］→（④階段Ａ③）→［③－1］→［③－2］】	・緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
			○	（低圧炉心スプレイ系配管を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｂ④）→［④－3］→［④－5］】	・緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		原子炉運転中の復旧（残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水）	○		
		原子炉運転中の復旧（低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水）	○		
		溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の低圧代替注水（代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却）	○		
		原子炉運転停止中の復旧（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱）	○	（原子炉保護系の復旧） 【中央制御室→ ※1 →［⑥－20］→［⑥－1］→［⑥－5］→［⑥－4］→（⑥階段Ｉ⑦）→［⑦－4］→［⑦－5］→（⑦階段Ｉ⑥）→［⑥－2］→［⑥－3］→［⑥－1］→［⑥－20］→［⑥－5］→［⑥－4］→（⑥階段Ｉ⑦）→［⑦－4］→［⑦－5］→（⑦階段Ｉ⑥）→［⑥－2］→［⑥－1］→［⑥－2］→［⑥－3］→［⑥－20］→［⑥－3］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
			○	（残留熱除去系（Ａ）の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｆ⑧）→［⑧－4］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
			○	（残留熱除去系（Ｂ）の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｅ⑧）→［⑧－3］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	○		
		低圧炉心スプレイ系による原子炉注水	○		
		残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	○	（原子炉保護系の復旧） 【中央制御室→ ※1 →［⑥－20］→［⑥－1］→［⑥－5］→［⑥－4］→（⑥階段Ｉ⑦）→［⑦－4］→［⑦－5］→（⑦階段Ｉ⑥）→［⑥－2］→［⑥－3］→［⑥－1］→［⑥－20］→［⑥－5］→［⑥－4］→（⑥階段Ｉ⑦）→［⑦－4］→［⑦－5］→（⑦階段Ｉ⑥）→［⑥－2］→［⑥－1］→［⑥－2］→［⑥－3］→［⑥－20］→［⑥－3］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
			○	（残留熱除去系（Ａ）の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｆ⑧）→［⑧－4］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
			○	（残留熱除去系（Ｂ）の場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｅ⑧）→［⑧－3］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：｛（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）｝

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（3／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	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による格納容器内の減圧及び除熱（フィルタ装置スクラビング水補給）【水源が多目的タンクの場合】	○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		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（格納容器内の不活性ガス（窒素）置換）	○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		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（フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換）	○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		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（フィルタ装置スクラビング水移送）	○	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑦）→[⑦－8]】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		耐圧強化ベント系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の遠隔人力操作機構による現場操作		（Ｓ／Ｃ側ベントの場合）【中央制御室→ ※1 →[⑥－13]】（Ｄ／Ｗ側ベントの場合）【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｑ⑤）→（⑤階段Ｐ④）→（④階段Ｏ③）→（③階段Ｊ②）→[②－6]】（Ｓ／Ｃ，Ｄ／Ｗベント共通）【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑤）→（⑤階段Ｇ④）→[④－10]】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		緊急用海水系による除熱	○		
		残留熱除去系海水系による除熱	○		

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：{（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）}

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（4／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート
1.6	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	炉心の著しい損傷防止するための代替格納容器スプレイ（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）	○		
		炉心の著しい損傷防止するための代替格納容器スプレイ（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（淡水／海水））	○	（残留熱除去系（A）を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段D⑤）→（⑤階段A④）→（④階段A③）→［③－3］→［③－4］→［③－5］→［③－6］】	・緊急時対策所→C／S4階空調機械室入口扉（③－9） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
			○	（残留熱除去系（B）を使用した場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段B⑤）→［⑤－2］→［⑤－1］→（⑤階段B⑥）→［⑥－11］→［⑥－10］】	・緊急時対策所→C／S4階空調機械室入口扉（③－9） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		炉心の著しい損傷防止するための代替格納容器スプレイ（代替循環冷却系による格納容器除熱）	○		
		炉心の著しい損傷防止するための復旧（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）	○		
		炉心の著しい損傷防止するための復旧（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・プール冷却系）の復旧）	○		
		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（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　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：｛（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）｝

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（5／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート※
1.7	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱（格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱）	○	（Ｓ／Ｃ，Ｄ／Ｗベント共通） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑤）→（⑤階段Ｇ④）→（④－10）】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		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（フィルタ装置スクラビング水補給） 【水源が多目的タンクの場合】	○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
			○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		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（格納容器内の不活性ガス（窒素）置換）	○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		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（フィルタ装置の不活性ガス（窒素）置換）	○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		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（フィルタ装置スクラビング水移送） 【水源が多目的タンクの場合】	○	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑦）→[⑦－8]】	・緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		代替循環冷却系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の遠隔人力操作機構による現場操作	○	（Ｓ／Ｃ側ベントの場合） 【中央制御室→ ※1 →[⑥－13]】 （Ｄ／Ｗ側ベントの場合） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｑ⑤）→（⑤階段Ｐ④）→（④階段Ｏ③）→（③階段Ｊ②）→[②－6]】 （Ｓ／Ｃ，Ｄ／Ｗベント共通） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑤）→（⑤階段Ｇ④）→[④－10]】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		二次隔離弁操作室空気ボンベユニットによる二次隔離弁操作室の正圧化		二次隔離弁操作室空気ボンベユニットによる二次隔離弁操作室の正圧化 【二次隔離弁操作要員の操作であり，当該弁の近傍で行う作業のため，上欄の（S/C，D/Ｗベント共通）と同様】	

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：{（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）}

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（6／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート※
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	ペデスタル（ドライウェル部）への注水（格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水）	○		
		ペデスタル（ドライウェル部）への注水（格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水））	○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
			○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		原子炉圧力容器への注水（原子炉原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水）	○		
		原子炉圧力容器への注水（高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水）	○		
		原子炉圧力容器への注水（低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水）	○		
		原子炉圧力容器への注水（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水）	○		
		原子炉圧力容器への注水（代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水）	○		
		原子炉圧力容器への注水（ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入）	○		
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	格納容器内不活性化による格納容器水素爆発防止（原子炉運転中の格納容器内の不活性化）			
		炉心の著しい損傷が発生した場合の格納容器水素暴発防止（格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の水素及び酸素の排出）	○	（Ｓ／Ｃ，Ｄ／Ｗベント共通）【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｈ⑤）→（⑤階段Ｇ④）→（④－10）】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		水素濃度及び酸素濃度の監視（格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による格納容器内の水素濃度監視）	○		
1.10	水素爆発による原子炉建屋等の破損を防止するための手順等	水素濃度制御による原子炉建屋原子炉棟の損傷防止（静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制）			
		水素濃度制御による原子炉建屋原子炉棟の損傷防止（原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視）	○		

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：｛（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）｝

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（7／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート※
1.11	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	燃料プール代替注水（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水）	○		
		燃料プール代替注水（可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水））	○	（西側接続口による使用済燃料プール注水の場合）【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ③）→［③－1］→（③階段Ａ①）→［①－1］】	緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
			○	（東側接続口による使用済燃料プール注水の場合）【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ①）→（①階段Ｃ②）→［②－8］→（②階段Ｃ①）→［①－2］】	緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		漏えい抑制（サイフォン現象による使用済燃料プール水漏えい発生時の漏えい抑制）			
		燃料プールスプレイ（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ）	○		
		燃料プールスプレイ（可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水））	○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
			○		緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		燃料プールスプレイ（可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水））	○	（Ｒ／Ｗコントロール室脇入口扉を使用した場合）【中央制御室→ ※1 →（⑥－17扉開放）→（⑥－15）→（⑥－14）→（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ②）→（②－1）→（②階段Ａ①）→［①－1］→［①－2］→［①－3］→（①階段Ａ⑤）→（⑤階段Ｄ⑥）→（⑥－17）】	・緊急時対策所→Ｒ／Ｗコントロール室脇入口扉（⑥－17） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
			○	（原子炉建屋大物搬入口扉を使用した場合）【中央制御室→ ※1 →（⑥－19扉開放）→（⑥階段Ｄ⑤）→（⑤階段Ａ①）→（①階段Ｃ②）→［②－3］→［②－2］→［②－7］→（②階段Ｃ①）→［①－1］→［①－2］→［①－3］→（①階段Ａ⑤）→（⑤階段Ｄ⑥）→（⑥－19）】	・緊急時対策所→原子炉建屋大物搬入口扉（⑥－19） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		使用済燃料プールの監視	○		
		代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール除熱	○		

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：｛（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）｝

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（8／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート※
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	可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による大気への拡散抑制			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		放射性物質吸着剤による海洋への拡散抑制			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		汚濁防止膜による海洋への拡散抑制			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		可搬型代替注水大型ポンプ，放水砲及び泡消火薬剤（ＳＡ）による航空機燃料火災への泡消火			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		代替淡水貯槽を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		代替淡水貯槽を水源とした格納容器内の冷却（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		代替淡水貯槽を水源とした格納容器下部への注水（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		代替淡水貯槽を水源とした格納容器頂部への注水（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		西側淡水貯水設備を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		西側淡水貯水設備を水源とした格納容器内の冷却			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		西側淡水貯水設備を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		西側淡水貯水設備を水源とした格納容器下部への注水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		西側淡水貯水設備を水源とした格納容器頂部への注水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		西側淡水貯水設備を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした格納容器内の冷却			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした格納容器下部への注水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：{（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）}

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（9／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート※
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水		【(③－9) →（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）→（⑥階段Ｋ⑦）→[⑦－9]】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水		【(③－9) →（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）→（⑥階段Ｋ⑦）→[⑦－9]】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		復水貯蔵タンクを水源とした格納容器内の冷却		【(③－9) →（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）→（⑥階段Ｋ⑦）→[⑦－9]】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		復水貯蔵タンクを水源とした格納容器下部への注水		【(③－9) →（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）→（⑥階段Ｋ⑦）→[⑦－9]】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		復水貯蔵タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水		【(③－9) →（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）→（⑥階段Ｋ⑦）→[⑦－9]】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		海を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		海を水源とした格納容器内の冷却			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		海を水源とした格納容器下部への注水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		海を水源とした格納容器頂部への注水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		海を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		海を水源とした最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		海を水源とした非常用ディーゼル（高圧炉心スプレイ系を含む）発電機用海水系への代替海水送水			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		海を水源とした代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール除熱			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		淡水から海水への切り替え			緊急時対策所→淡水貯水池

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：{(④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥)}

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（10／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート※
1.14	電源の確保に関する手順等	代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電（常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電）	○	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ⅰ⑧）→［⑧－1］→（⑧階段Ⅰ⑦）→［⑦－1］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－7］→［⑥－8］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電（可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電）	○	【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ⅰ⑧）→［⑧－2］→（⑧階段Ⅰ⑦）→［⑦－2］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－7］→［⑥－8］】	・緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電（所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電）	○	【中央制御室→ ※1 →［⑥－18］→［⑥－7］→［⑥－8］→［⑥－18］→［⑥－9］→［⑥－7］→［⑥－6］→［⑥－5］→［⑥－4］→［⑥－7］→［⑥－8］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電（可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電）	○	【中央制御室→ ※1 →［⑥－7］→［⑥－8］→［⑥－7］→［⑥－8］】	・緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧	○	（常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ⅰ⑧）→［⑧－1］→［⑧－2］→（⑧階段Ⅰ⑦）→［⑦－1］→［⑦－2］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－7］→［⑥－8］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
			○	（可搬型代替低圧電源車による遮断器用制御電源の復旧） 【中央制御室→ ※1 →（⑥階段Ⅰ⑧）→［⑧－2］→（⑧階段Ⅰ⑦）→［⑦－2］→（⑦階段Ⅰ⑥）→［⑥－7］→［⑥－8］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電（常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電）	○	【中央制御室→ ※1 →［⑥－12］→［⑥－8］→［⑥－9］→［⑥－7］→［⑥－6］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電（可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電）	○	【中央制御室→ ※1 →［⑥－12］→［⑥－8］→［⑥－7］】	・緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電（常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電）	○	不要な直流負荷切離し 【中央制御室→ ※1 →［⑥－7］→［⑥－8］→［⑥－9］→［⑥－7］→［⑥－6］→［⑥－8］→［⑥－9］→［⑥－7］→［⑥－6］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9）
		代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電（可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電）		【中央制御室→ ※1 →⑥－12］】	・緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9） ・緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		燃料補給設備による給油（可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		燃料補給設備による給油（タンクローリから各機器への給油）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		燃料補給設備による給油（燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油）			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：｛（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）｝

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（11／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート※
1.15	事故時の計装に関する手順等	他チャンネルによる計測，代替パラメータによる推定（計器の故障時）	○		
		代替パラメータによる推定（計器の計測範囲を超えた場合）	○		
		蓄電池，代替電源（交流，直流）からの給電	○		
		可搬型計測器によるパラメータの計測又は監視	○	【(③－9) →（③階段Ｎ④）→中央制御室（可搬型計測器保管場所→ＳＡ変換器盤)】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9)
		パラメータ記録	○		
1.16	原子炉制御室の居住性等に関する手順等	中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の運転手順（交流動力電源が正常な場合）	○		
		中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の運転手順（全交流動力電源が喪失した場合）	○		
		中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順	○		
		中央制御室の照明を確保する手順	○		
		中央制御室待避室の照明を確保する手順	○		
		データ表示装置（待避室）によるプラントパラメータの監視手順	○		
		中央制御室待避室の準備手順	○		
		中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順	○		
		その他の放射線防護措置等に関する手順等	○		
		チェンジングエリアの設置及び運用手順		【(③－9) →［③－8］】	緊急時対策所→Ｃ／Ｓ４階空調機械室入口扉（③－9)

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：｛(④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥)｝

第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（12／13）

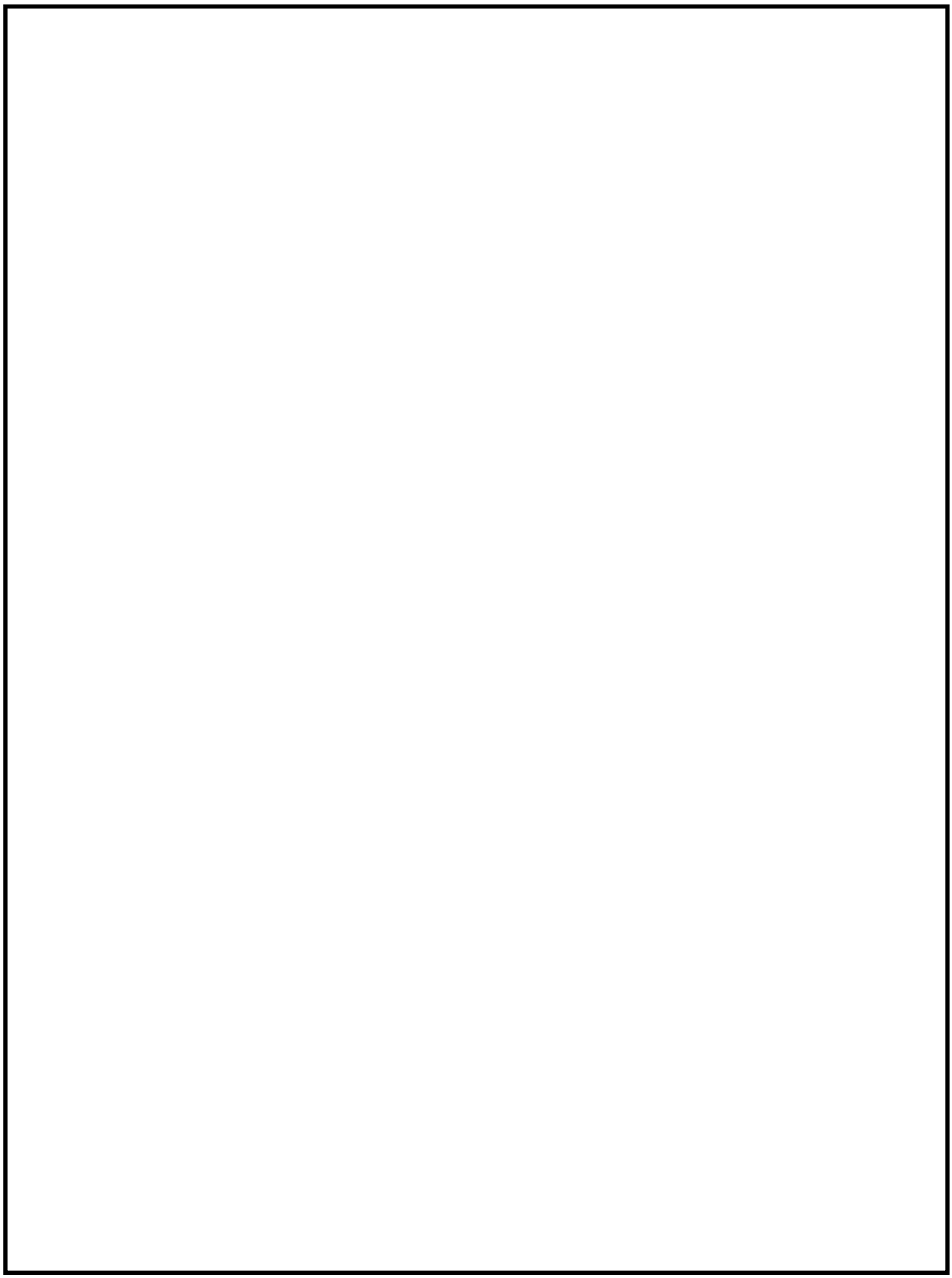
条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート※
1.17	監視測定等に関する手順等	モニタリング・ポストによる放射線量の測定			
		可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定			
		放射能観測車による放射性物質の濃度の測定			緊急時対策所→予備機置場
		可搬型放射能測定装置による放射性物質の濃度の代替測定			
		可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定			緊急時対策所→西側保管場所又は南側保管場所
		モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策			
		可搬型モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策			
		放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策			
		気象観測設備による気象観測項目の測定			
		可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定			
		モニタリング・ポストの電源を代替電源設備から給電する手順			
1.18	緊急時対策所の居住性等に関する手順等	緊急時対策所非常用換気空調設備運転手順			
		緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順			
		緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順			
		緊急時対策所エリアモニタ等の設置手順			
		緊急時対策所加圧設備への切替準備手順			
		緊急時対策所加圧設備への切替手順			
		緊急時対策所加圧設備の停止手順			
		緊急時対策所のデータ伝送設備によるプラントパラメータ等の監視手順			
		重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備			
		通信連絡に関する手順			

※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：{（④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥）}

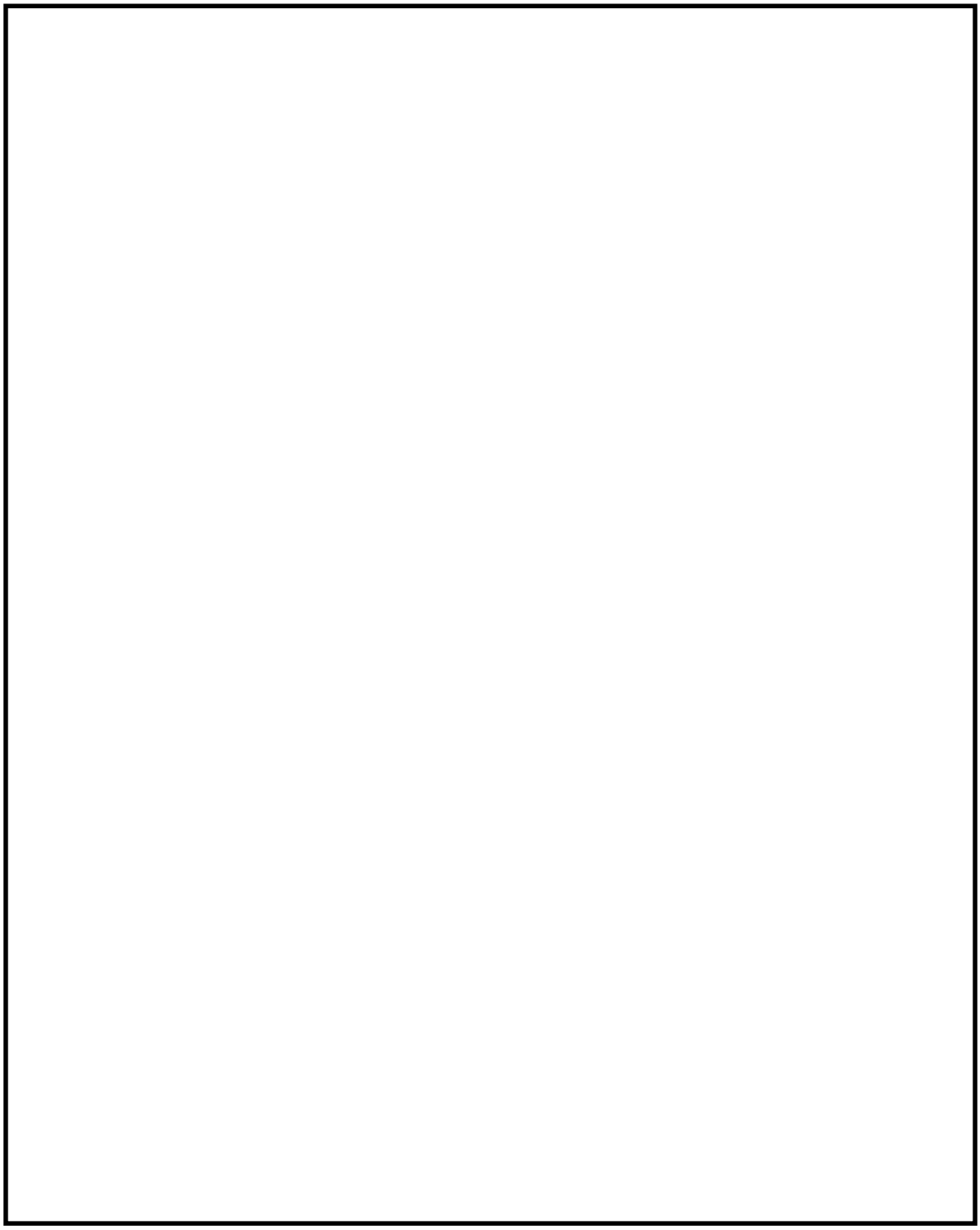
第１表　東海第二発電所　技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（13／13）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内アクセスルート	屋外アクセスルート※
1.18	緊急時対策所の居住性等に関する手順等	放射線管理用資機材及びチェンジングエリア用資機材の維持管理			
		チェンジングエリアの設置及び運用手順			
		飲料水，食料等の維持管理			
		緊急時対策所用発電機による給電			
		緊急時対策所用発電機(予備)起動手順			
1.19	通信連絡に関する手順等	発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための対応手順	○	（携行型優先通話装置） 専用接続箱→各操作場所	
		計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する対応手順			
		代替電源設備から給電する対応手順			

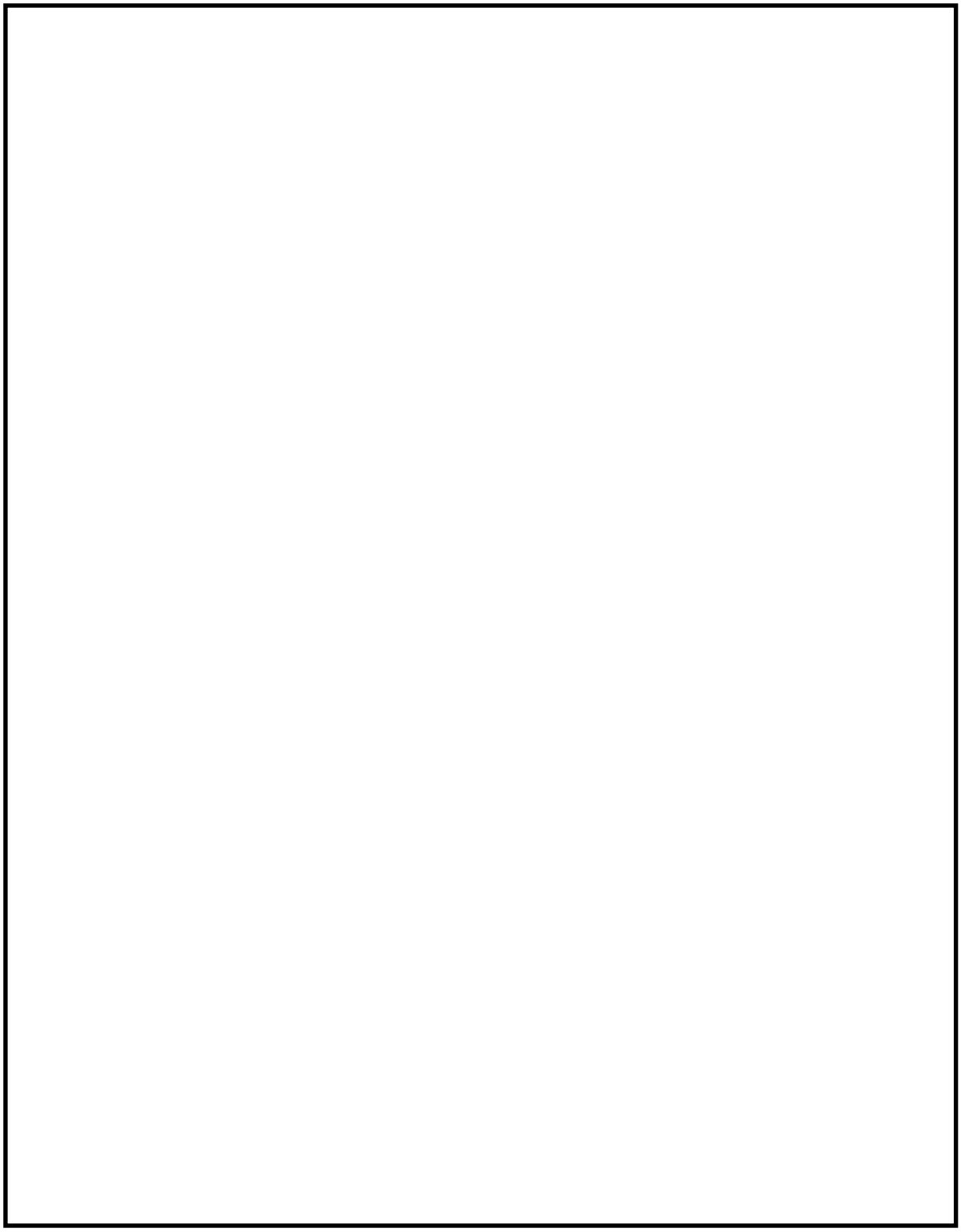
※1　中央制御室から付属棟電気室１階までの移動経路：{(④階段Ｎ③）→（③階段Ｏ④）→（④階段Ｐ⑤）→（⑤ハッチ開放）→（⑤階段Ｑ⑥)}



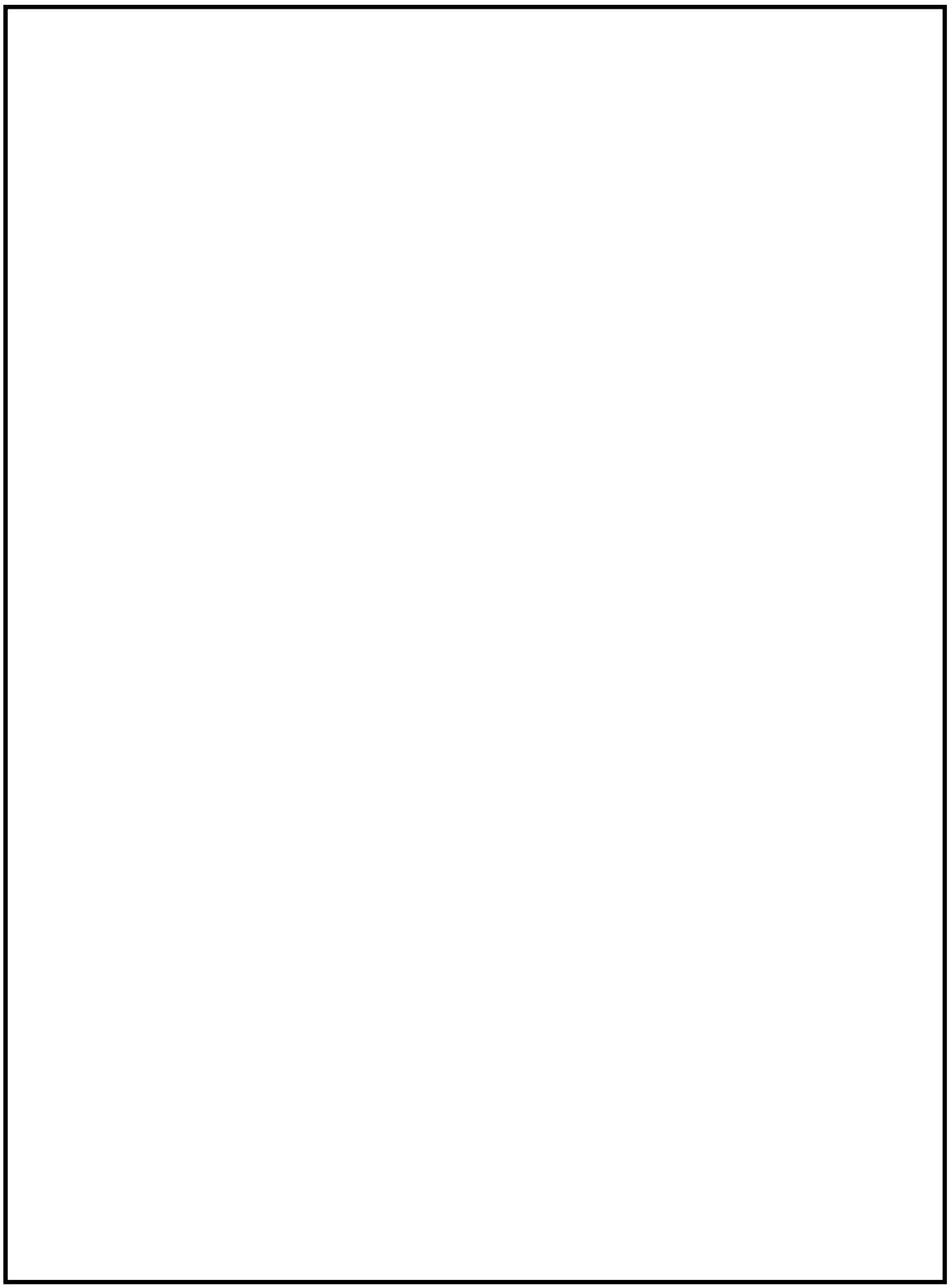
第１図　①東海第二発電所　重大事故発生時　屋内アクセスルート（1／8）



第１図　②東海第二発電所　重大事故発生時　屋内アクセスルート（2／8）

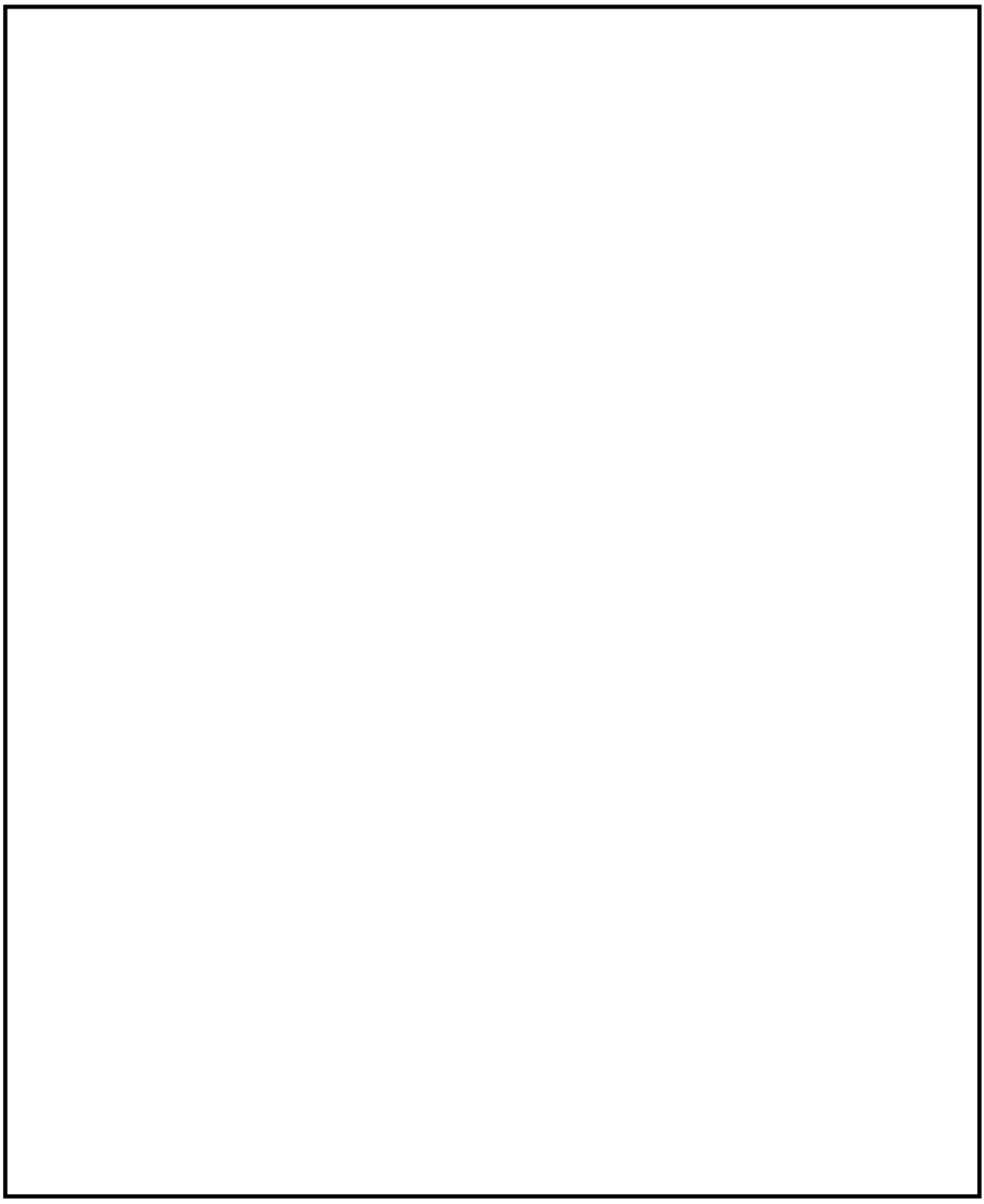


第１図　③東海第二発電所　重大事故発生時　屋内アクセスルート（3／8）

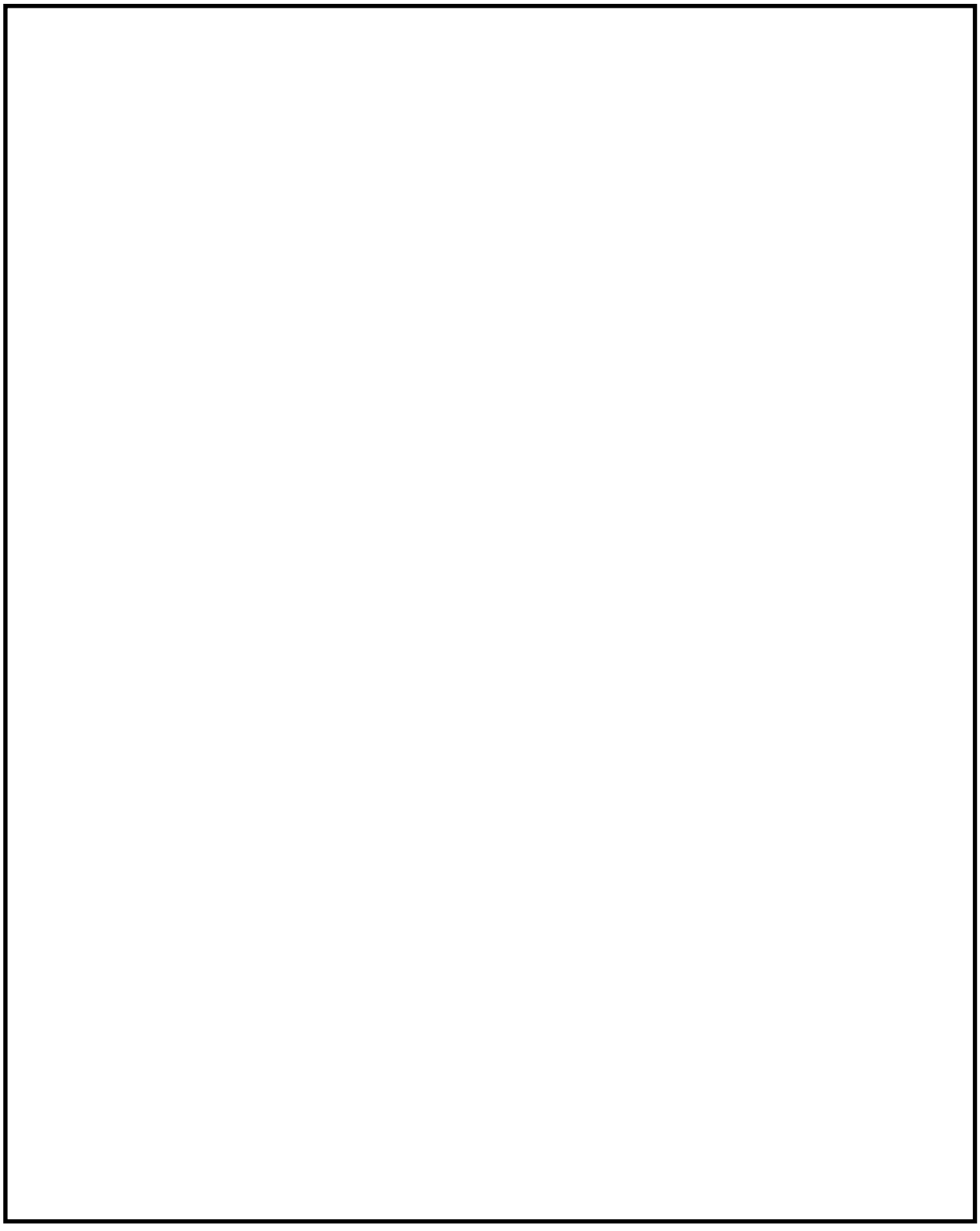


第１図　④東海第二発電所　重大事故発生時　屋内アクセスルート（4／8）

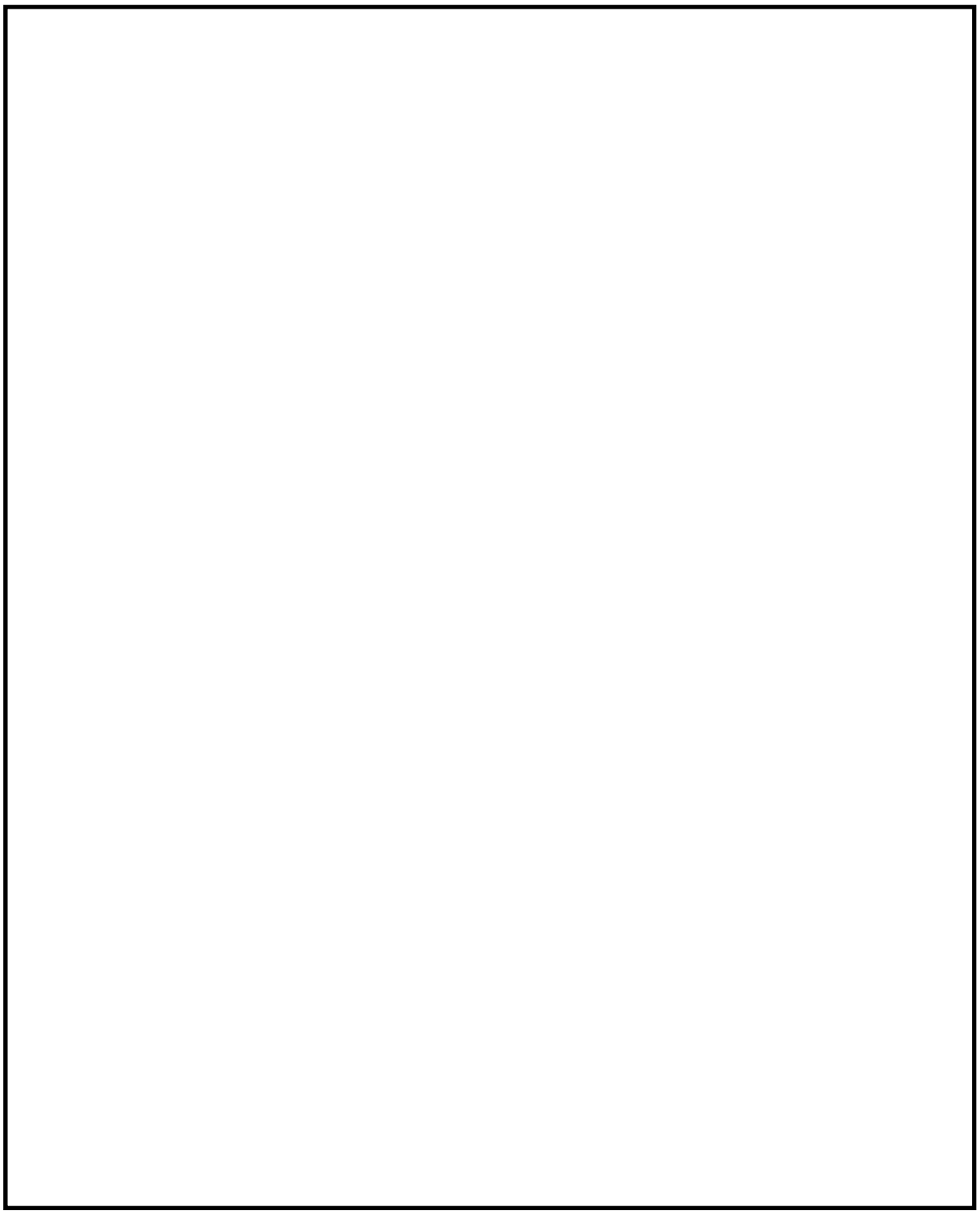
第1図　⑤東海第二発電所　重大事故発生時　屋内アクセスルート（5／8）



第１図　⑥東海第二発電所　重大事故発生時　屋内アクセスルート（6／8）



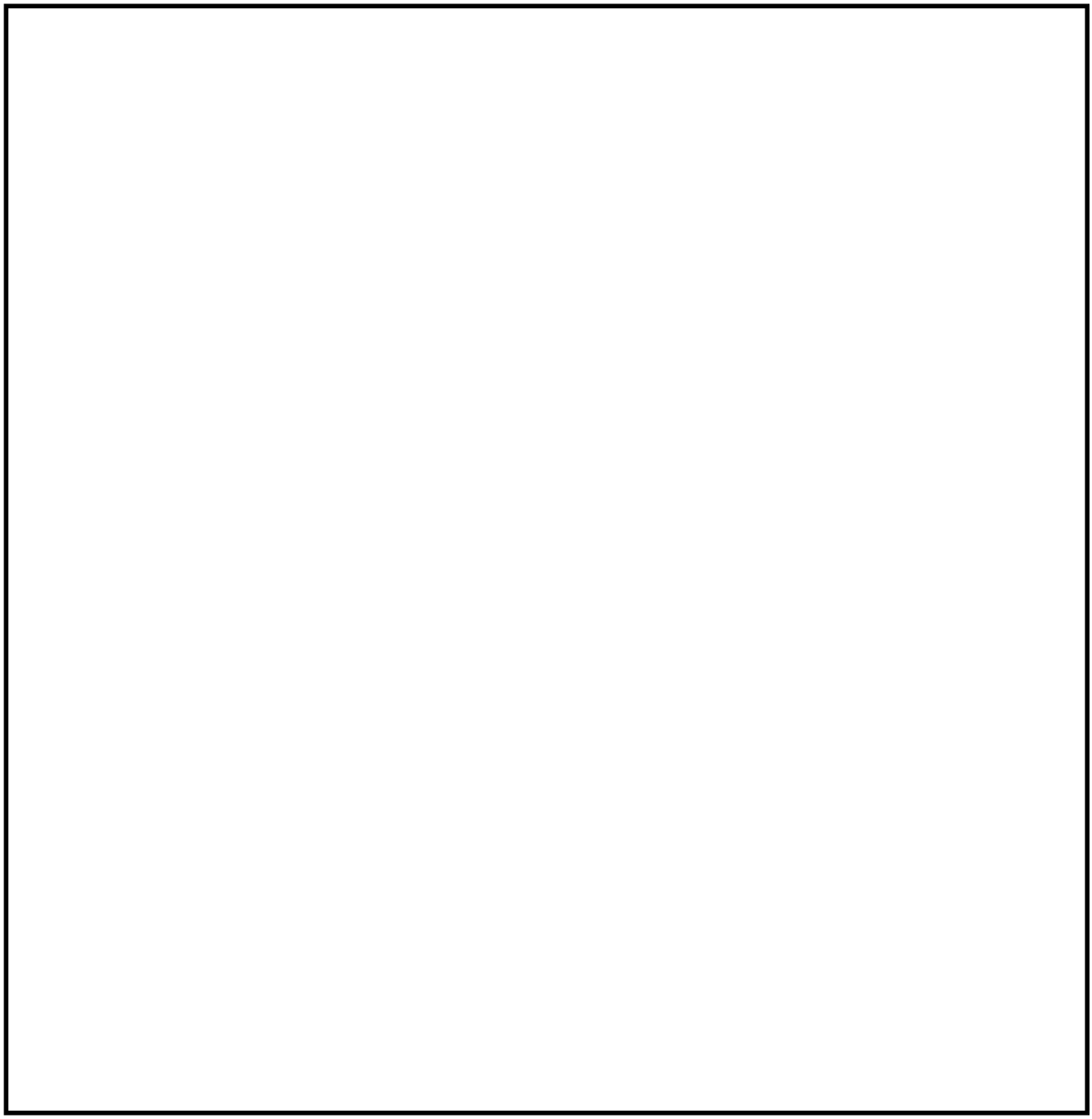
第１図　⑦東海第二発電所　重大事故発生時　屋内アクセスルート（7／8）



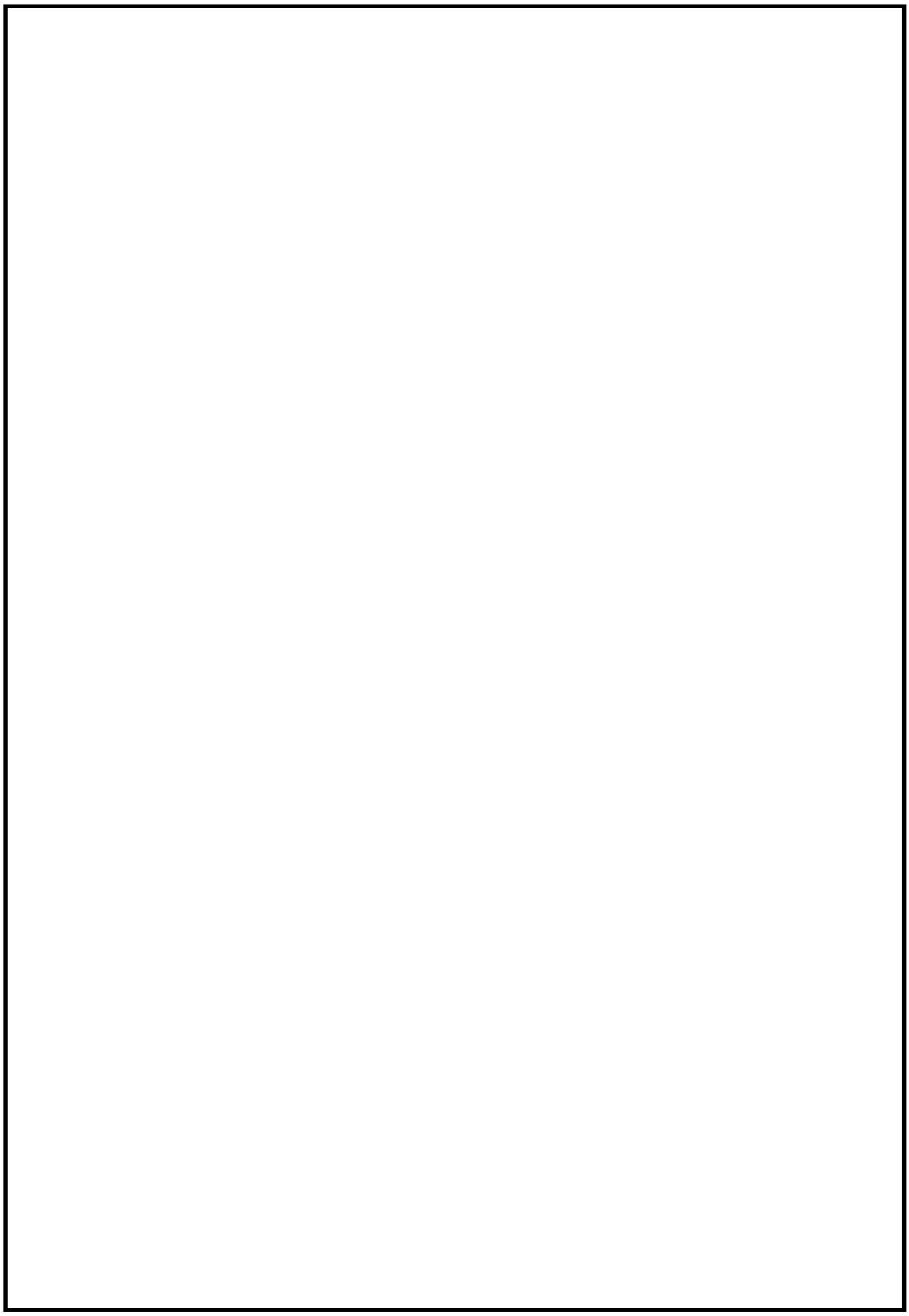
第1図　⑧東海第二発電所　重大事故発生時　屋内アクセスルート（8／8）

第 2 表　操作対象機器一覧

①－1	SFP 注水・スプレイ銃設置①	①－2	SFP 注水・スプレイ銃設置②
①－3	SFP 注水・スプレイ銃設置③		
②－1	SFP 注水・スプレイ装置保管箱③	②－2	SFP 注水・スプレイ装置保管箱①
②－3	SFP 注水・スプレイ装置保管箱②	②－4	ほう酸水注入ポンプ
②－5	ほう酸水注入ポンプ	②－6	格納容器ベント弁（D/W 側）
②－7	SFP 注水・スプレイ用ホース敷設	②－8	使用済燃料プール注水ライン流量調整弁
③－1	低圧代替注水系注水弁①	③－2	低圧代替注水系注水弁②
③－3	残留熱除去系（A）スプレイ弁	③－4	残留熱除去系（A）スプレイ弁
③－5	代替格納容器スプレイ注水弁	③－6	代替格納容器スプレイ流量調整弁
③－7	原子炉隔離時冷却系注入弁	③－8	チェンジングプレース
③－9	Ｃ／Ｓ4 階空調機械室入口扉		
④－1	残留熱除去系(C)注入弁	④－2	残留熱除去系（B）注入弁
④－3	低圧炉心スプレイ系注入弁	④－4	残留熱除去系（A）注入弁
④－5	低圧代替注水系注水弁	④－6	窒素ボンベ
④－7	窒素ボンベ（予備）	④－8	窒素ボンベ
④－9	窒素ボンベ（予備）	④－10	格納容器ベント弁（第 2 弁）操作
④－11	ＳＡ変換器盤	④－12	高圧炉心スプレイ系注入弁
⑤－1	残留熱除去系（B）スプレイ弁	⑤－2	残留熱除去系（B）スプレイ弁
⑥－1	原子炉保護系（A）分電盤	⑥－2	原子炉保護系（A）ＭＧセット制御盤
⑥－3	原子炉保護系（B）ＭＧセット制御盤	⑥－4	ＭＣＣ　２Ｄ－６
⑥－5	ＭＣＣ　２Ｃ－６	⑥－6	125V DC DIST PNL 2A-1
⑥－7	直流 125V 充電器 2A 及び 125V DC DIST CTR 2A	⑥－8	直流 125V 充電器 2B 及び 125V DC DIST CTR 2B
⑥－9	125V DC DIST PNL 2B-1	⑥－10	代替格納容器スプレイ流量調整弁
⑥－11	代替格納容器スプレイ注水弁	⑥－12	緊急用ＭＣＣ
⑥－13	格納容器ベント弁（S/P 側）	⑥－14	SFP 注水・スプレイ装置保管箱④
⑥－15	SFP 注水・スプレイ装置保管箱⑤	⑥－16	Ｃ／Ｓ電気室入口扉
⑥－17	Ｒ／Ｗコントロール室脇入口扉	⑥－18	直流 24V 充電器
⑥－19	原子炉建屋大物搬入口扉	⑥－20	原子炉保護系（B）分電盤
⑦－1	Ｍ／Ｃ　２Ｄ	⑦－2	Ｐ／Ｃ　２Ｄ
⑦－3	ＲＳＳ制御盤	⑦－4	ＭＣＣ　２Ｄ－４
⑦－5	ＭＣＣ　２Ｃ－４	⑦－6	原子炉隔離時冷却系計装パネル
⑦－7	高圧代替注水系蒸気供給弁及び原子炉隔離時ＳＡ蒸気止め弁	⑦－8	フィルタ装置スクラビング水移送弁
⑦－9	復水移送配管閉止フランジ	⑦－10	可搬型代替直流電源設備用電源切替盤
⑧－1	Ｍ／Ｃ　２Ｃ	⑧－2	Ｐ／Ｃ　２Ｃ
⑧－3	残留熱除去系（B）系弁	⑧－4	残留熱除去系（A）系弁
⑧－5	原子炉隔離時冷却系ポンプ	⑧－6	常設高圧代替注水弁



第 2 図　緊急時対策所，事務本館，緊急時対策室建屋から原子炉建屋への
徒歩によるアクセスルート（1／2）



第 2 図　緊急時対策所，事務本館，緊急時対策室建屋から原子炉建屋への
徒歩によるアクセスルート（2／2）

第 3 表　重大事故等対応要員（運転操作対応要員）の

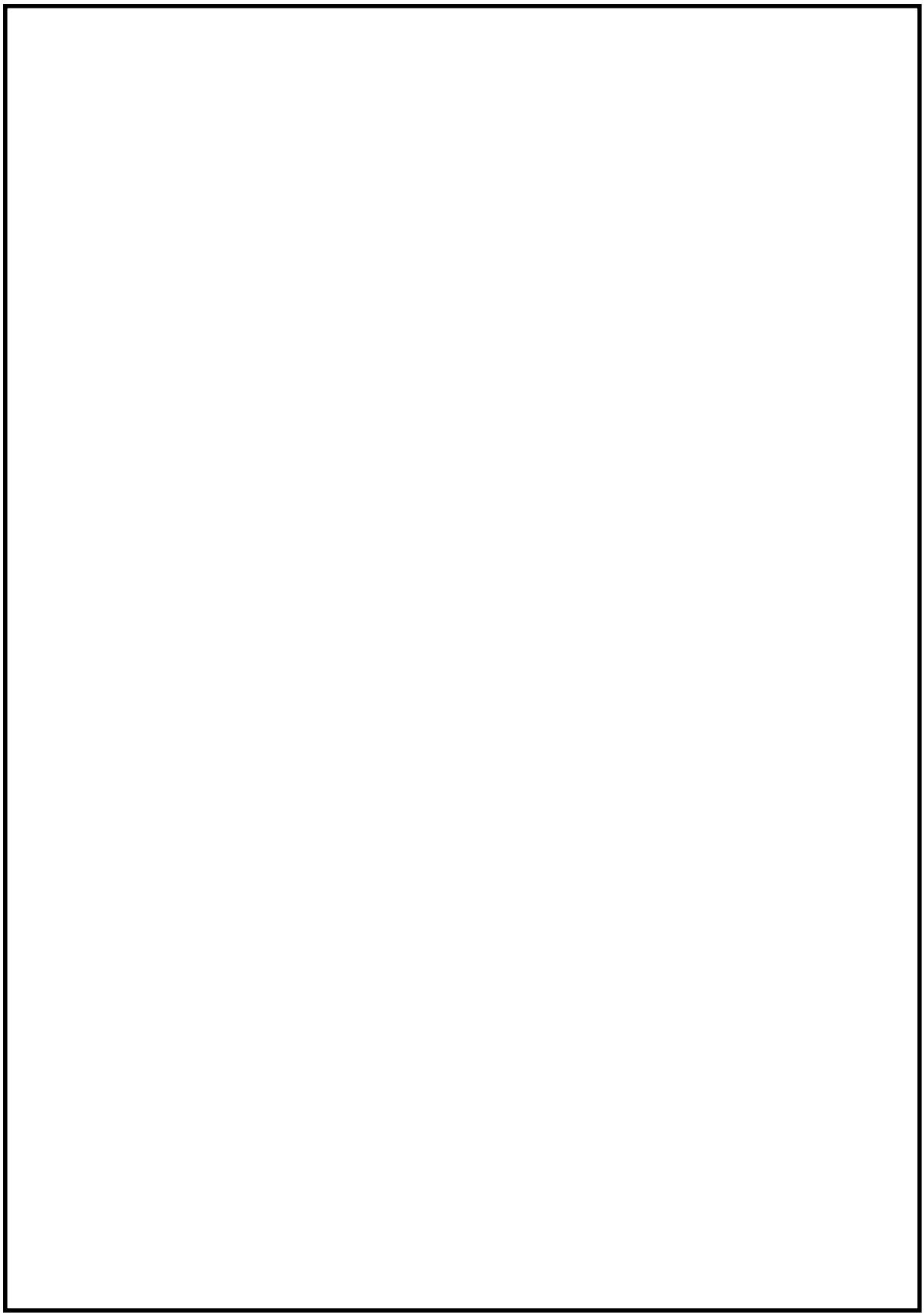
屋外から原子炉建屋入口へのアクセスルート影響評価

項　目	原子炉建屋西側①	原子炉建屋西側②	原子炉建屋南側	原子炉建屋東側	原子炉建屋南側
地震時	・地震による構造物の損壊影響を受けない ・入域先のエリアは地震による火災の影響を受けない	・地震による構造物の損壊影響を受けない ・入域先のエリアが地震による火災の影響を受ける可能性があることから，屋内への速やかなアクセスが困難な場合は別ルートを使用する	・地震による構造物の損壊影響を受けない ・入域先のエリアは地震による火災の影響を受けない	・地震時は構造物の損壊による影響を受ける可能性があることから，屋内への速やかなアクセスが困難な場合は別ルートを使用する。 ・地震による火災の影響を受けない	同左
津波時	・重大事故等発生後，速やかに原子炉建屋入口にアクセス可能であることから影響を受ける可能性は小さい ・敷地遡上津波に対して影響を受けない高所から原子炉建屋入口に入域することから影響を受けない	・重大事故等発生後，速やかに水密化された原子炉建屋入口にアクセス可能であることから影響を受ける可能性は小さい	同　左	同　左	同左
その他	・停電時でも入域可能であることから影響を受けない	同　左	同　左	同　左	同左

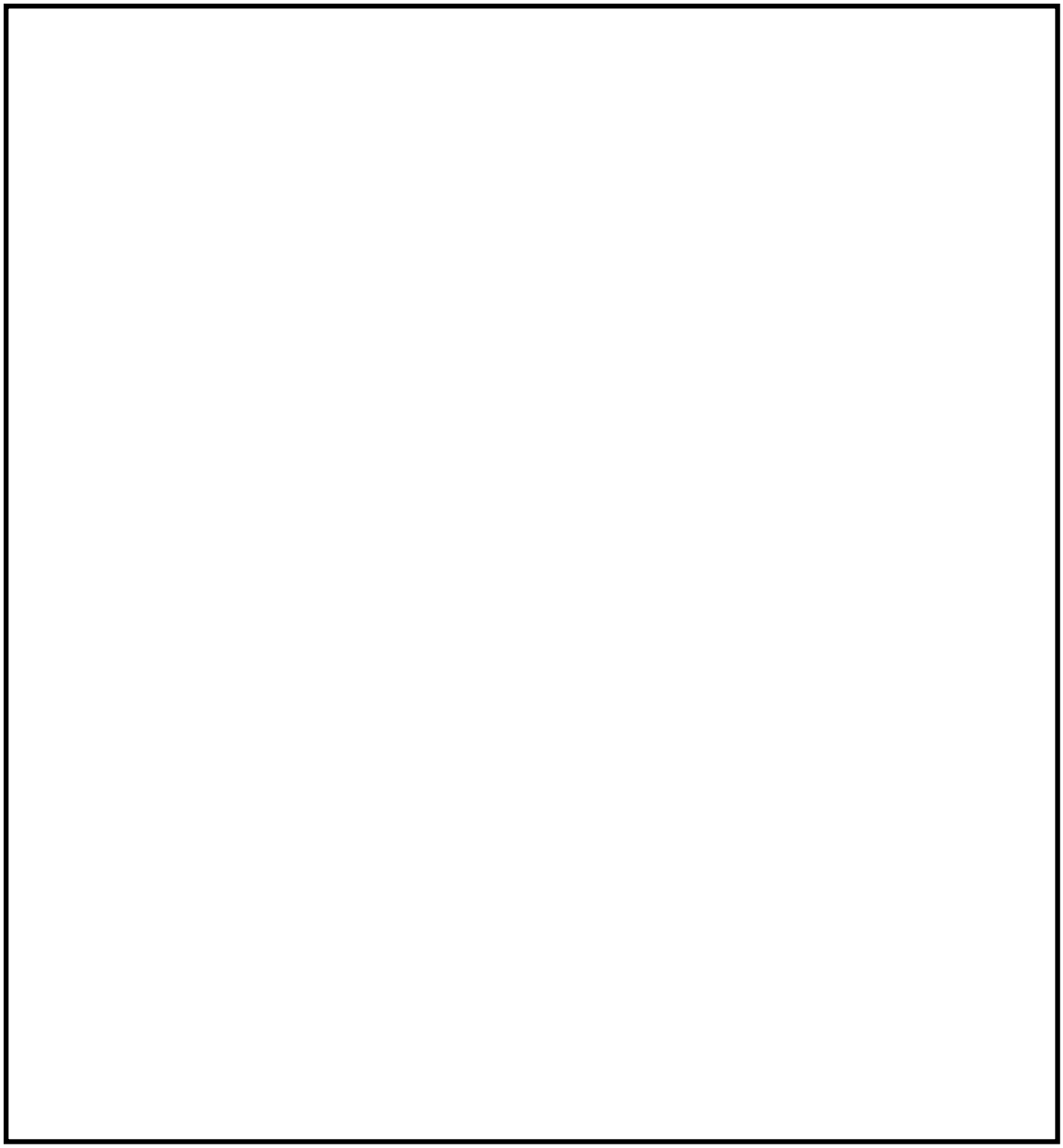
屋内アクセスルートにおける狭隘な箇所

アクセスルートの通行幅は，原則 80 ㎝と設定しているが，原子炉建屋付属棟内のケーブル処理室は平常時における通行路ではなく，一部，60 ㎝未満となり通行姿勢の制限を受ける区域となる。

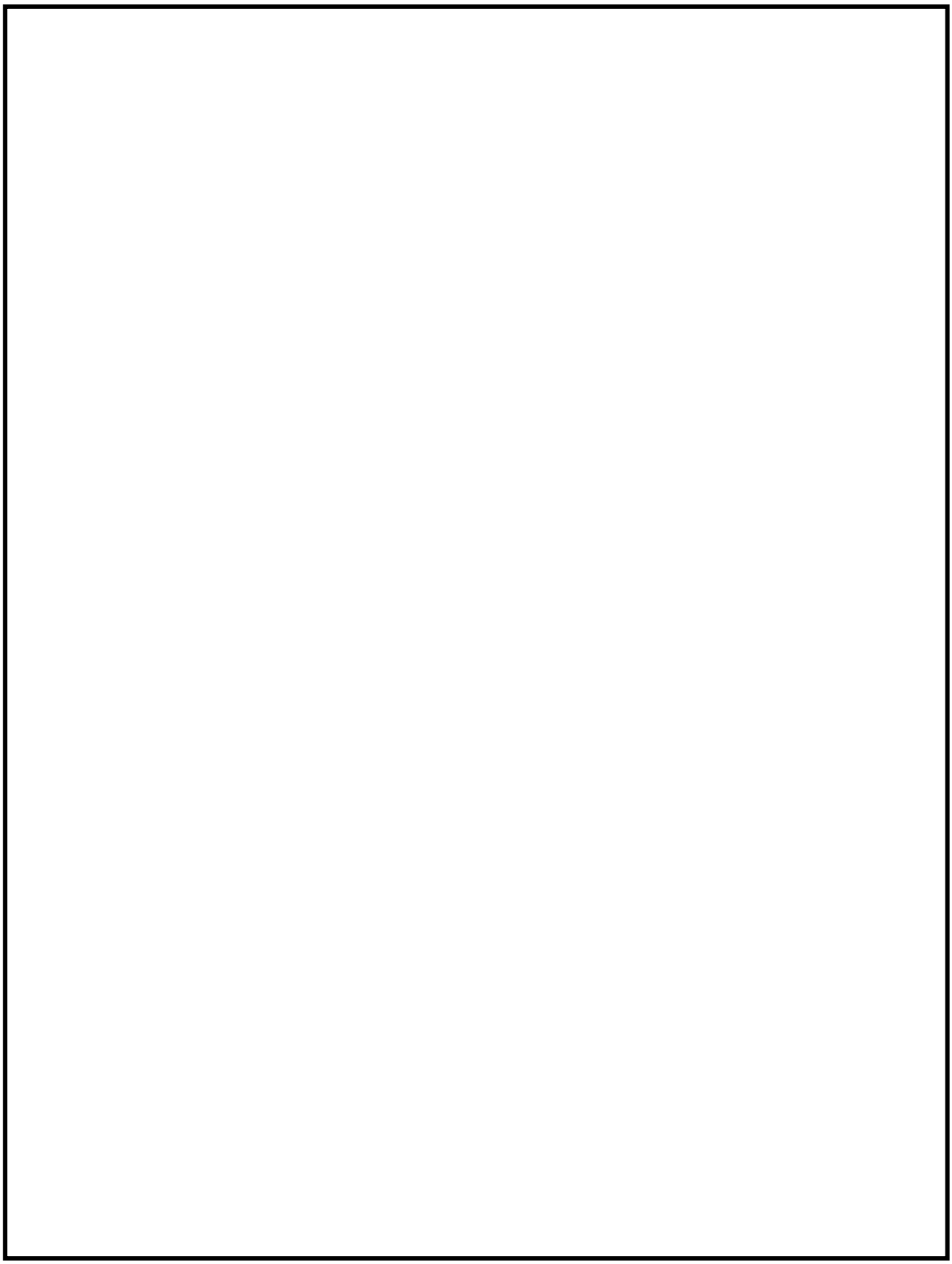
そのため，現場の状況確認を行い，通行が不可能となるような箇所がないことを確認した。



第１図　屋内アクセスルートにおける通行時に通行姿勢が制限される箇所（1／3）



第１図　屋内アクセスルートにおける通行時に通行姿勢が制限される箇所
(2／3)



第１図　屋内アクセスルートにおける通行時に通行姿勢が制限される箇所
(3／3)

参考資料-2

原子炉建屋付属棟内新設ルートについて

原子炉建屋付属棟における中央制御室を基点とした，上下階の行き来を可能とする新設アクセスルートを設定する。

なお，当該ルートの設定は，昇降設備として階段を設置すること，火災区域のバウンダリを確保すること，また，重大事故発生時に空調機械室に設営するチェンジングプレースとの干渉等を念頭に実施する。

当該アクセスルートの概要を第 1 図に示す。

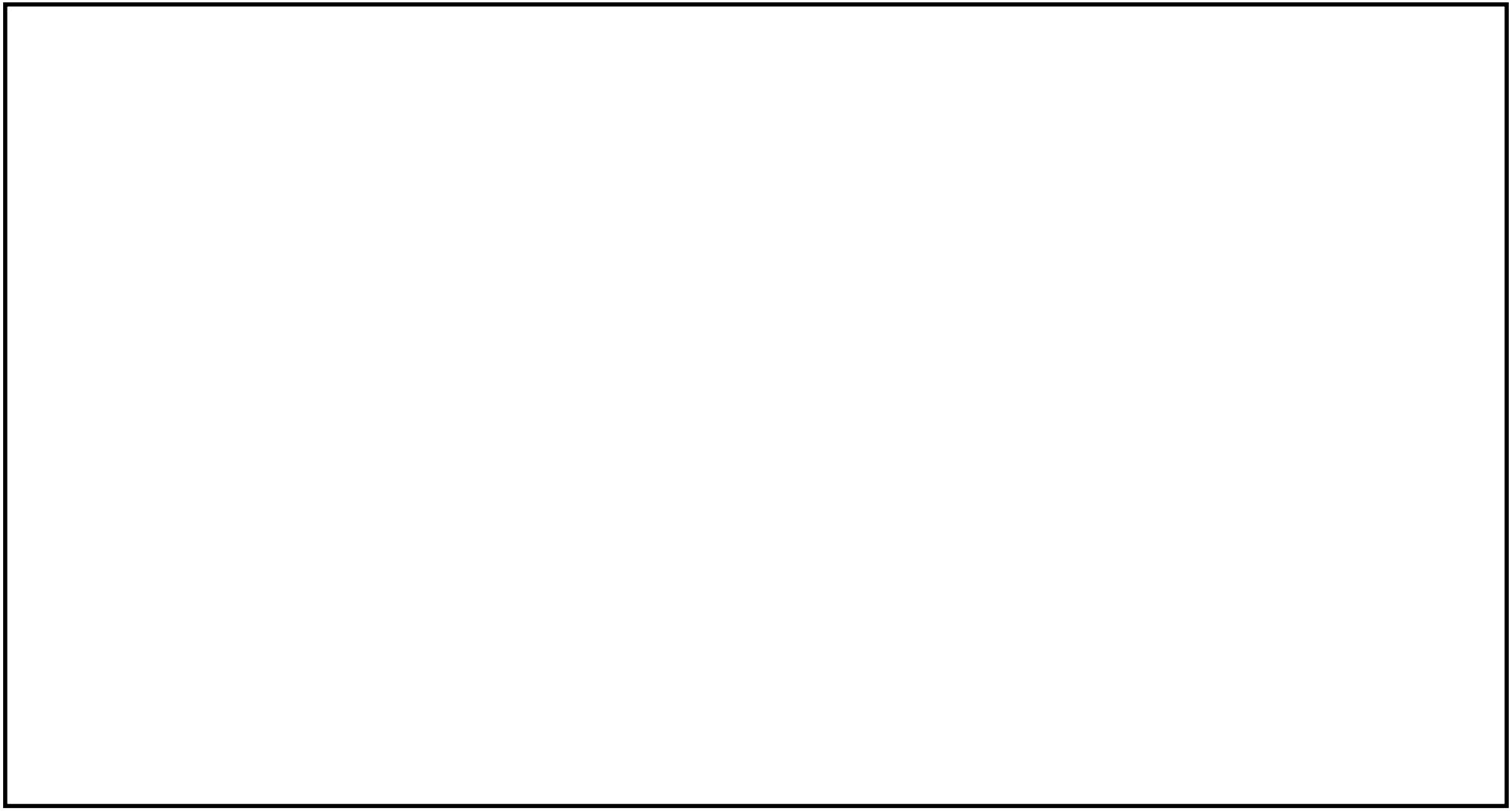
第１図　原子炉建屋付属棟内新設アクセスルート概要図（1／2）

第１図　原子炉建屋付属棟内新設アクセスルート概要図（2／2）

原子炉建屋付属棟1階電気室の耐火障壁設置による通行性及び作業性について

原子炉建屋付属棟1階電気室における，電気盤等の系統分離のための1時間耐火障壁設置による，アクセスルートの通行性及び電気盤類の操作性等について，影響確認を行った。

第1図に当該電気室内の機器，耐火障壁の配置及び影響確認結果を示す。



第１図　原子炉建屋付属棟電気室１階 耐火障壁設置による系統分離図

原子炉建屋付属棟内新設階段に設置するハッチの仕様及び運用について

1. ハッチの概要(仕様)

火災区域のバウンダリを確保するために，火災区域境界として3時間耐火隔壁機能及びラッチ機構を有するハッチを設置する。(防火扉と同じ構造)

新設ハッチの概要を第1図，ハッチ部の仕様を第2表，寸法と重量を第3表に示す。

なお，ハッチ上部は耐火隔壁の機能維持を考慮して通行禁止とし、柵等による立ち入り制限を行う。

2. ハッチ開閉作業について

人力によりハッチ開閉作業を行う。

ハッチ開閉に要する想定時間は第1表のとおり。

第1表　ハッチ開閉想定時間

動　作	想定時間
ハッチ片側扉開	30秒
ハッチ片側扉開	30秒
落下防止チェーン取外し	30秒
落下防止チェーン取付け	30秒
ハッチ片側扉閉	30秒
ハッチ片側扉閉	30秒
余裕分	120秒
計	300秒（5分）

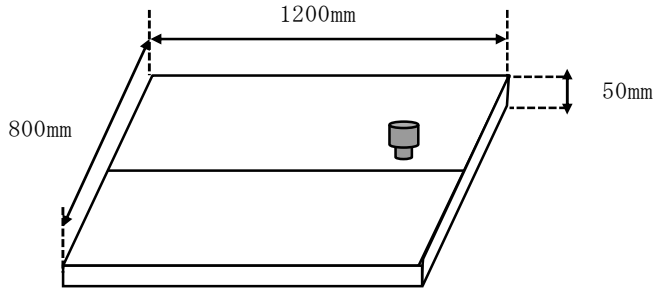
第 2 表　ハッチ部仕様（概要）

名　称	性　能	備　考
ハッチ	3 時間耐火性能	・８条「火災による損傷の防止」審査資料の防火扉と同じ構造とする。 ・寸法は開口部に合わせ第 2 表のとおり製作するが，耐火試験を行った防火扉（約 2.7m×約 2.8m）に比べ小さいことから歪み量，合わせ面長さは少ないため，耐火性は同等

第 3 表　寸法と重量※1

名　称	寸　法	重　量	開閉方式
ハッチ	縦 800mm×横 1,200mm×高さ 50mm（鋼板厚さ 1.6mm）	約 38kg（片扉約 19kg※2）	両開き

※１：詳細設計で確定
※２：開閉時はヒンジ部も荷重を分担するため，人力での開閉時の重さは約 9.5kg



第 1 図　新設ハッチ概要図

別紙（31）

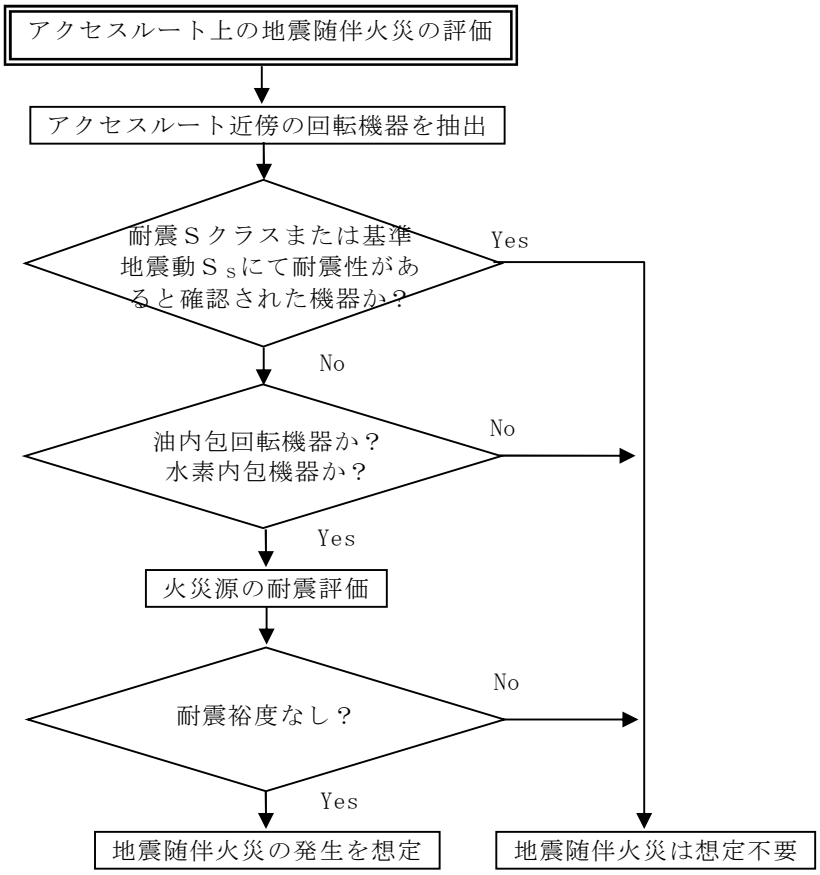
地震随伴火災源の影響評価について

屋内アクセスルート近傍の地震随伴火災の発生の可能性がある機器について，以下のとおり抽出・評価を実施した。抽出フローを第1図，抽出した火災源となる機器のリストを第1表，抽出した機器の配置を第2図に示す。

- 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クラス機器，又は基準地震動Ｓ$_S$にて耐震性があると確認された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考える。
- 耐震Ｓクラス機器ではない，又は基準地震動Ｓ$_S$にて耐震性がない機器のうち，油を内包する機器については地震により支持構造物が損壊し，漏えいした油又は水素ガス（4vol％以上）に着火する可能性があるため，火災源として耐震評価を実施する。
- 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，JEAG4601に従った評価を実施する。
- 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。

※アクセスルート近傍のケーブルトレイ及び電源盤は，設置許可基準規則第八条「火災による損傷の防止」において得られた火災防護を適用し，火災の火炎，熱による直接的な影響のみならず，煙，流出流体，断線及び爆発等の二次的影響が考えにくいことから除外する。

なお，火災時に煙充満による影響については，煙が滞留するような箇所は自動起動又は中央制御室からの手動操作による固定式消火設備を設置することからアクセス性に影響はないと考えられるが，速やかなアクセスが困難な場合は別ルートを使用する。



第１図　想定火災源の熱影響評価対象抽出フロー

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	12	220	BCクラス（耐震裕度有）
				せん断	7	169	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	2	186	
				せん断	4	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	9	186	
				せん断	6	143	
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	12	220	BCクラス（耐震裕度有）
				せん断	7	169	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	2	186	
				せん断	4	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	9	186	
				せん断	6	143	
③	ドライウェル除湿系冷凍機※1	機能損傷	基礎ボルト	引張	98	154	BCクラス（耐震裕度有）
				せん断	67	143	
④	ドライウェル除湿系冷水ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	15	186	BCクラス（耐震裕度有）
				せん断	9	143	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	1	186	
				せん断	3	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	9	186	
				せん断	6	143	
⑤	非常用ガス再循環系排風機(A),(B)	－	－	－	－	－	Sクラス
⑥	ほう酸水注入ポンプ(A),(B)	－	－	－	－	－	Sクラス
⑦	燃料プール冷却浄化系循環ポンプ(A),(B)	機能損傷	基礎ボルト	引張	12	198	BCクラス（耐震裕度有）
				せん断	11	152	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	3	186	
				せん断	11	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	13	186	
				せん断	8	143	
⑧	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	8	186	BCクラス（耐震裕度有）
				せん断	4	143	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	1	186	
				せん断	4	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	7	186	
				せん断	5	143	

※1 スクリュー式冷凍機であることから基礎ボルトにて評価

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	
⑨	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	9	186	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	4	143	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	1	186	
				せん断	3	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	9	186	
				せん断	5	143	
⑩	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	31	180	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	51	143	
		機能損傷	原動機（ポンプ含む）取付ボルト	引張	29	186	
				せん断	16	143	
⑪	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	29	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	16	154	
		機能損傷	ブロワ取付ボルト	引張	15	186	
				せん断	5	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	5	186	
				せん断	3	143	
⑫－1	原子炉冷却材浄化系循環ポンプ（A）※2	機能損傷	基礎ボルト	引張	15	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	12	154	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	2	186	
				せん断	6	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	11	186	
				せん断	6	143	
⑫－2	原子炉冷却材浄化系循環ポンプ（B）※2	機能損傷	基礎ボルト	引張	17	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	13	154	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	2	186	
				せん断	6	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	13	186	
				せん断	9	143	
⑬	クラリ苛性ポンプ	－	－	－	－	－	休止設備
⑭	クラリ凝集剤ポンプ	－	－	－	－	－	休止設備
⑮	クラリ高分子凝集剤ポンプ	－	－	－	－	－	休止設備

※2 原動機の重量が（A），（B）で異なる

第１表　地震随伴火災源　一覧表（3／5）

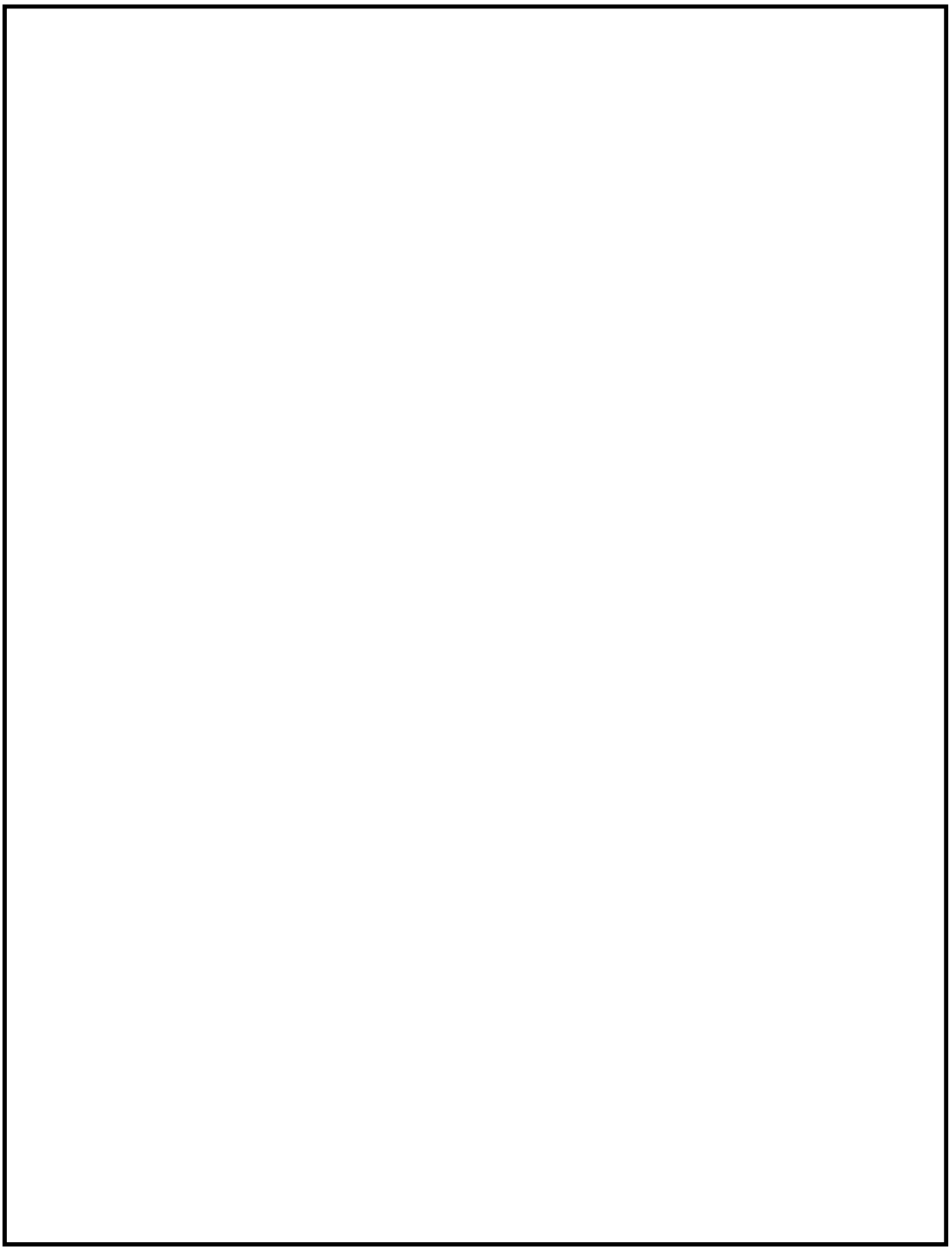
No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	発生値	許容基準値	設備区分
					MPa	MPa	
⑯	クラリファイアー供給ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	10	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	6	154	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	1	186	
				せん断	3	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	6	186	
				せん断	3	143	
⑰	凝縮水収集ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	11	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	8	154	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	1	186	
				せん断	5	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	9	186	
				せん断	5	143	
⑱	廃液濃縮器循環ポンプ（A），（B）	機能損傷	基礎ボルト	引張	33	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	20	154	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	2	186	
				せん断	8	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	12	186	
				せん断	8	143	
⑲	廃液濃縮器補助循環ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	7	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	4	154	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	1	186	
				せん断	5	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	3	186	
				せん断	2	143	
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	りん酸ソーダポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	81	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	20	154	
		機能損傷	駆動部（ポンプ，原動機）取付ボルト	引張	47	186	
				せん断	19	143	
㉔	中和硫酸ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	22	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	7	154	
		機能損傷	駆動部（ポンプ，原動機）取付ボルト	引張	11	186	
				せん断	6	143	

第１表　地震随伴火災源　一覧表（4／5）

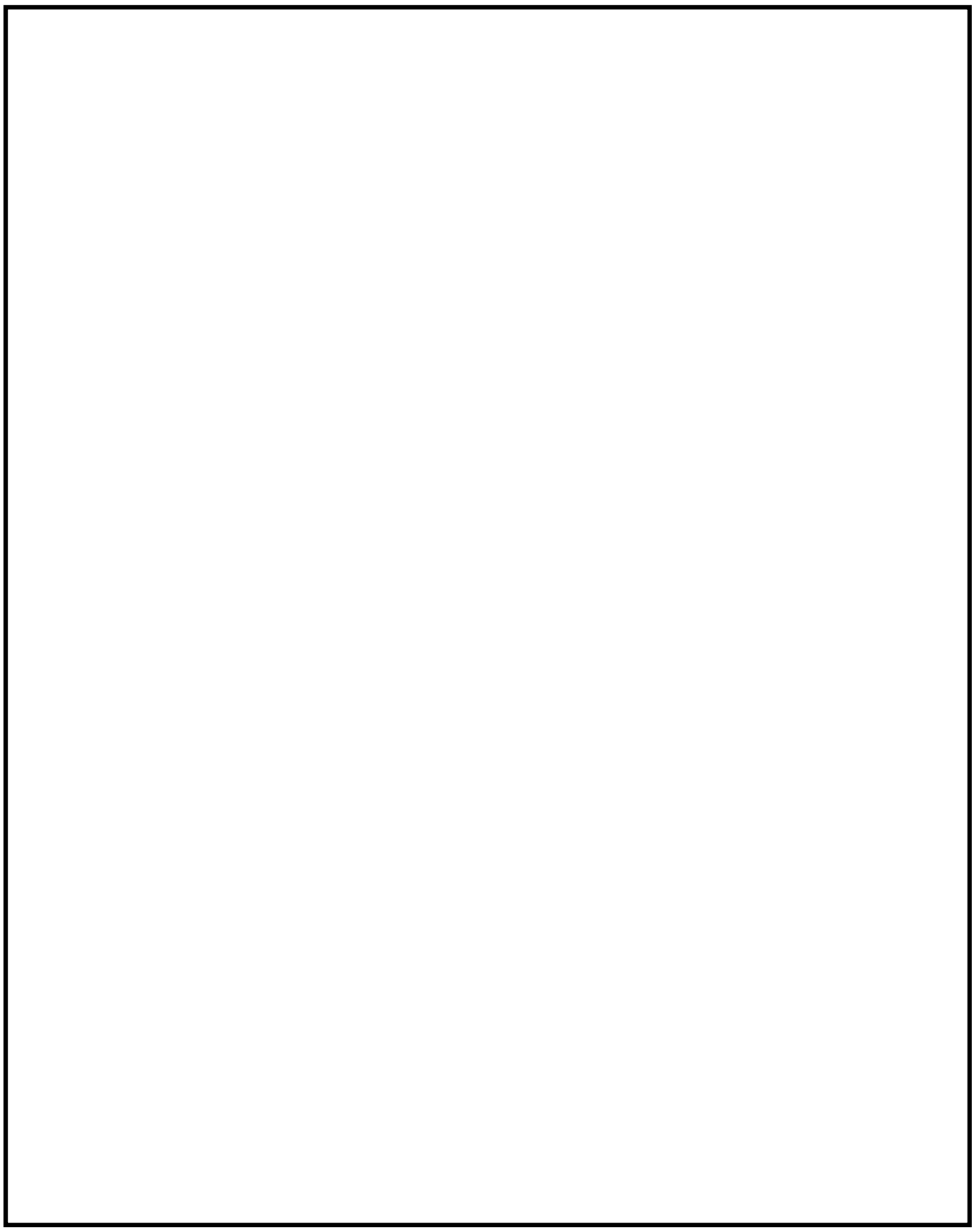
No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	発生値	許容基準値	設備区分
					MPa	MPa	
㉕	中和苛性ポンプ	機能損傷	基礎ボルト	引張	22	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	7	154	
			駆動部（ポンプ，原動機）取付ボルト	引張	11	186	
				せん断	6	143	
㉖	制御棒駆動水ポンプ（A），（B）	機能損傷	基礎ボルト	引張	20	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	14	154	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	18	186	
				せん断	13	143	
		機能損傷	増速機取付ボルト	引張	8	186	
				せん断	4	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	12	186	
				せん断	8	143	
㉗	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	20	200	BC クラス（耐震裕度有）
				せん断	14	154	
		機能損傷	ポンプ取付ボルト	引張	3	186	
				せん断	2	143	
		機能損傷	原動機取付ボルト	引張	15	186	
				せん断	2	143	
㉘	非常用ディーゼル発電機（2C）	－	－	－	－	－	S クラス
㉙	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	－	－	－	－	－	S クラス
㉚	非常用ディーゼル発電機（2D）	－	－	－	－	－	S クラス
㉛	残留熱除去系ポンプ（A），（B），（C）	－	－	－	－	－	S クラス
㉜	残留熱除去系レグシールポンプ	－	－	－	－	－	S クラス
㉝	原子炉隔離時冷却系ポンプ	－	－	－	－	－	S クラス
㉞	原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ	－	－	－	－	－	S クラス

第１表　地震随伴火災源　一覧表（5／5）

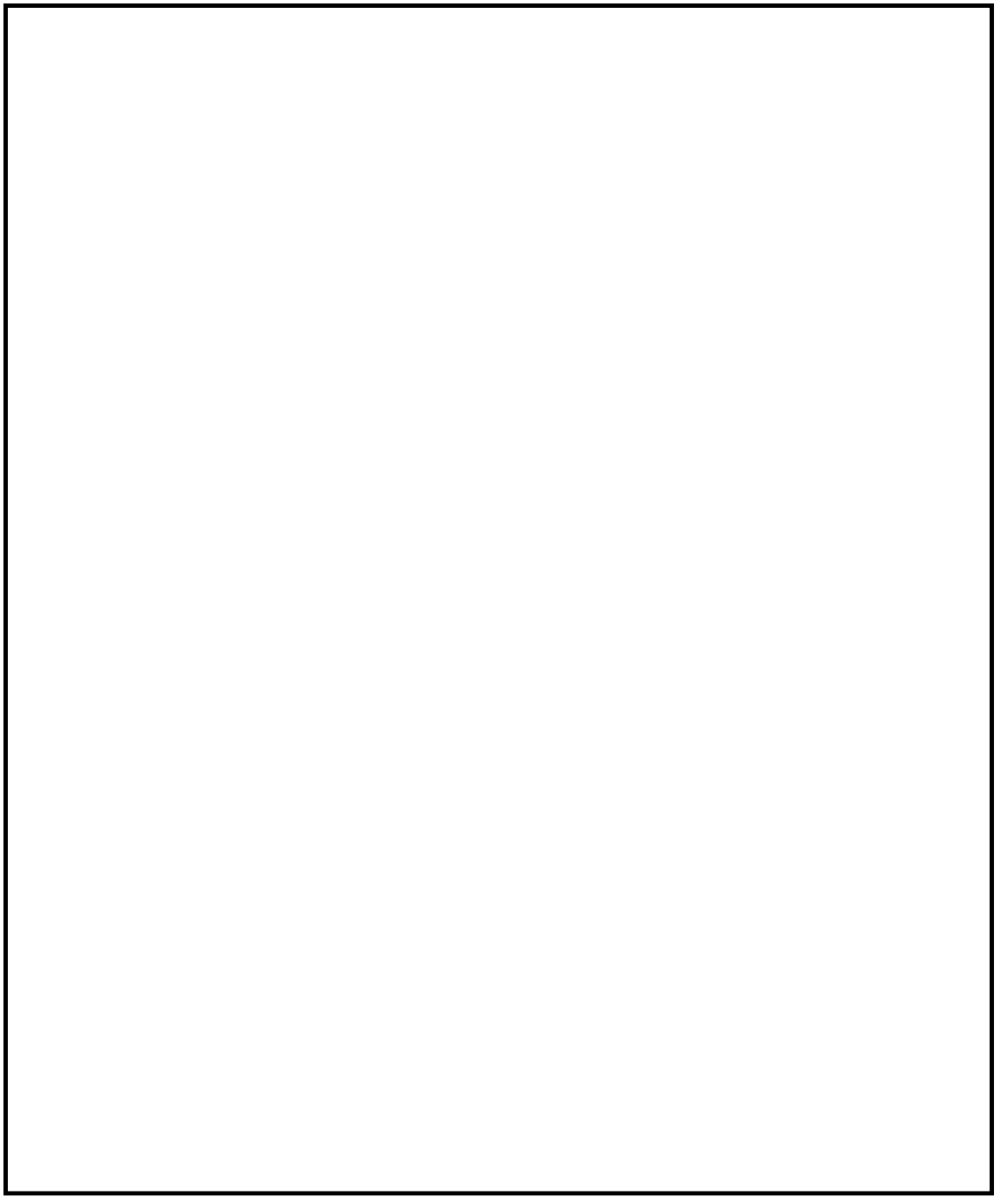
No	機器名称	損傷モード	評価部位	応力分類	発生値	許容基準値	設備区分
					MPa	MPa	
㉟	低圧炉心スプレイ系ポンプ	－	－	－	－	－	Ｓクラス
㊱	低圧炉心スプレイ系レグシールポンプ	－	－	－	－	－	Ｓクラス



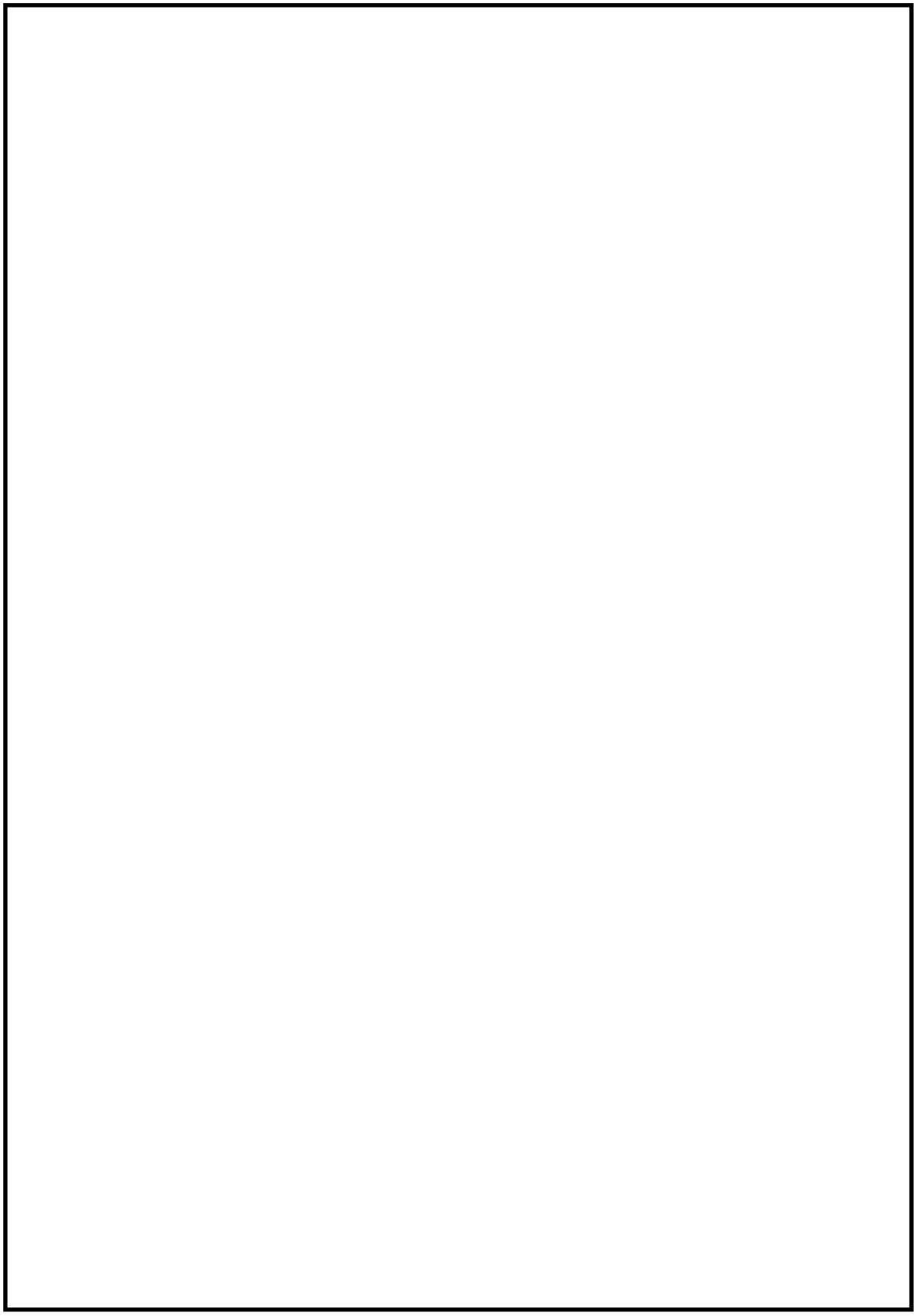
第 2 図　地震随伴火災源の抽出（1／8）



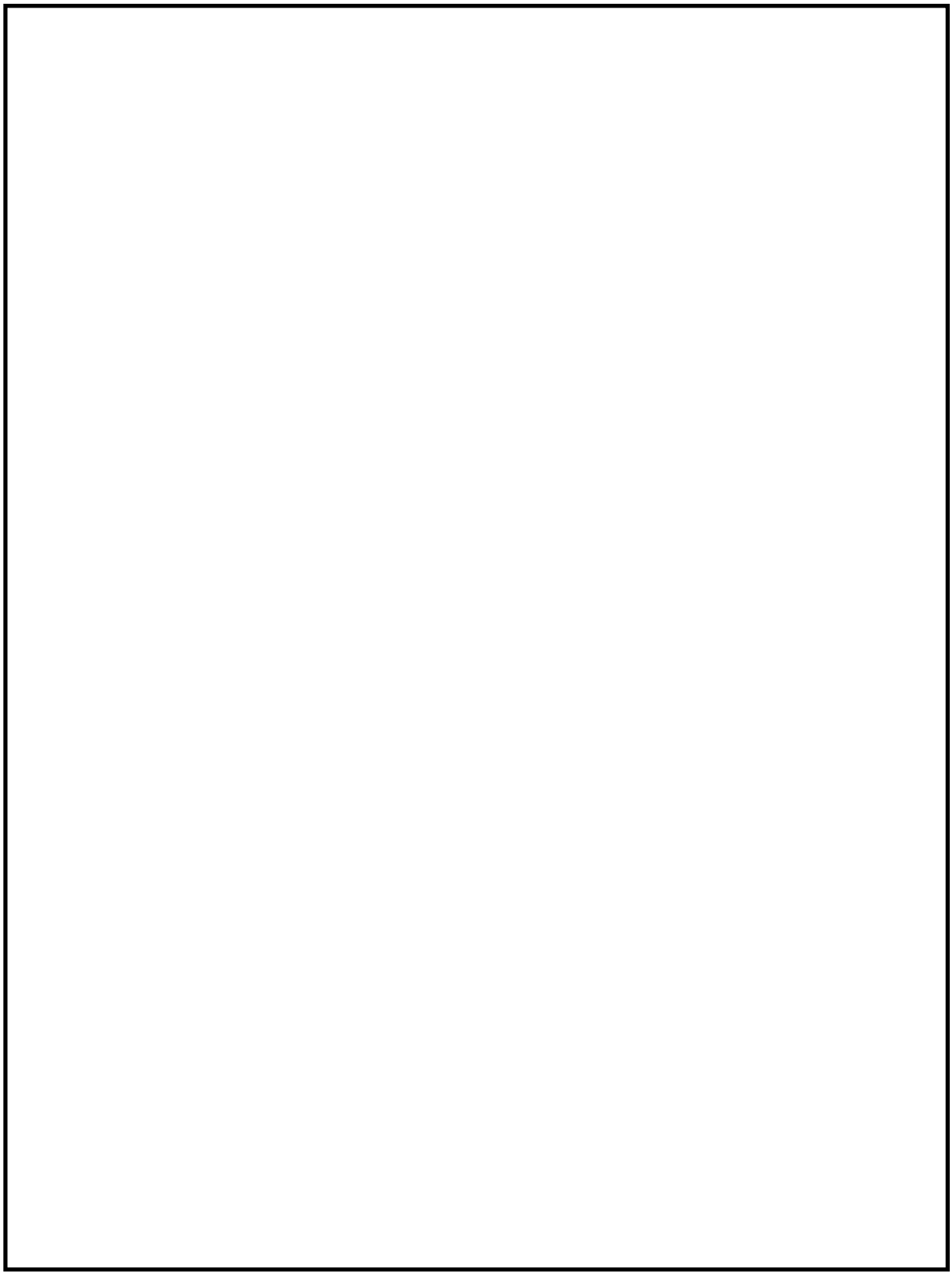
第 2 図　地震随伴火災源の抽出（2／8）



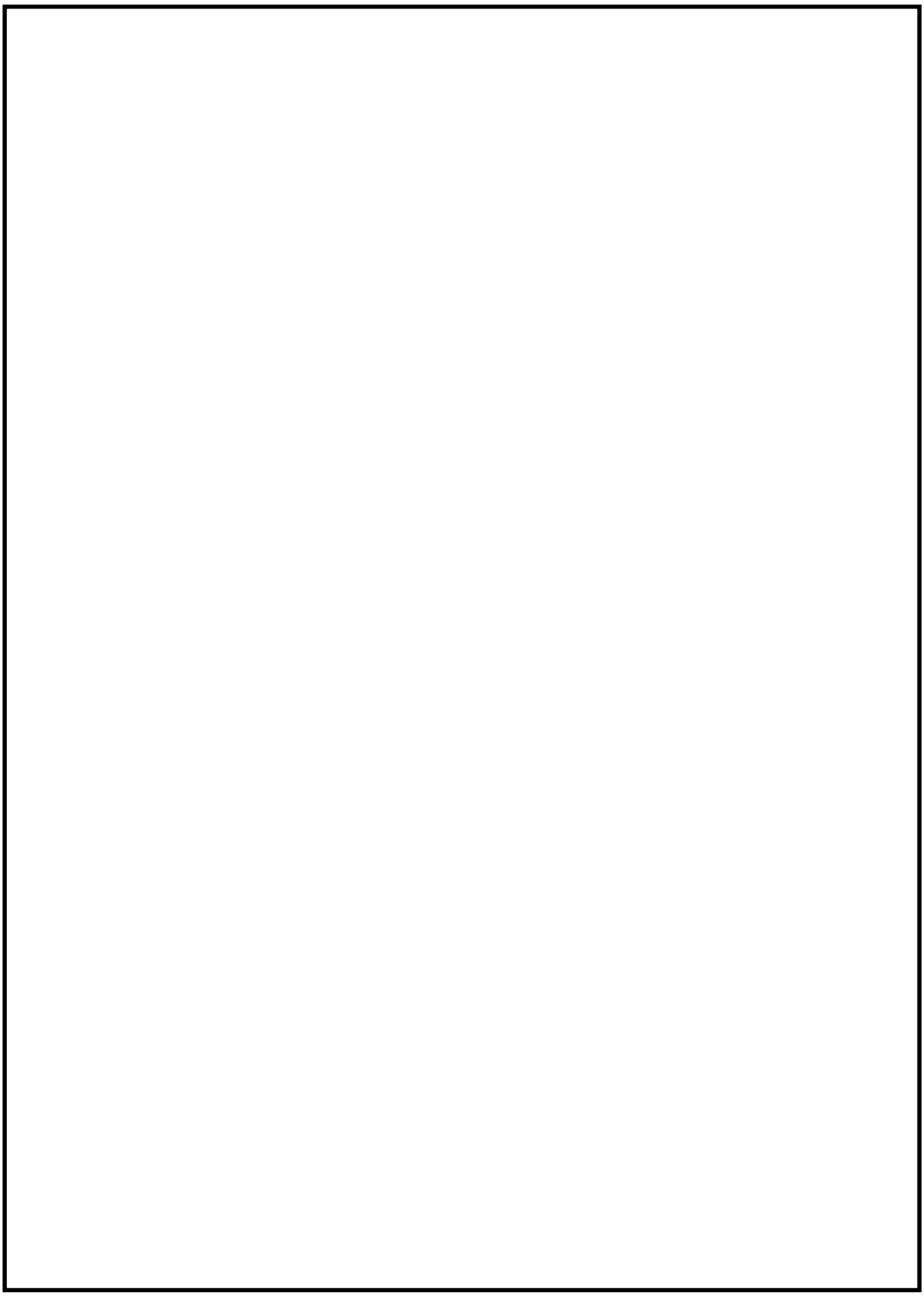
第 2 図　地震随伴火災源の抽出（3／8）



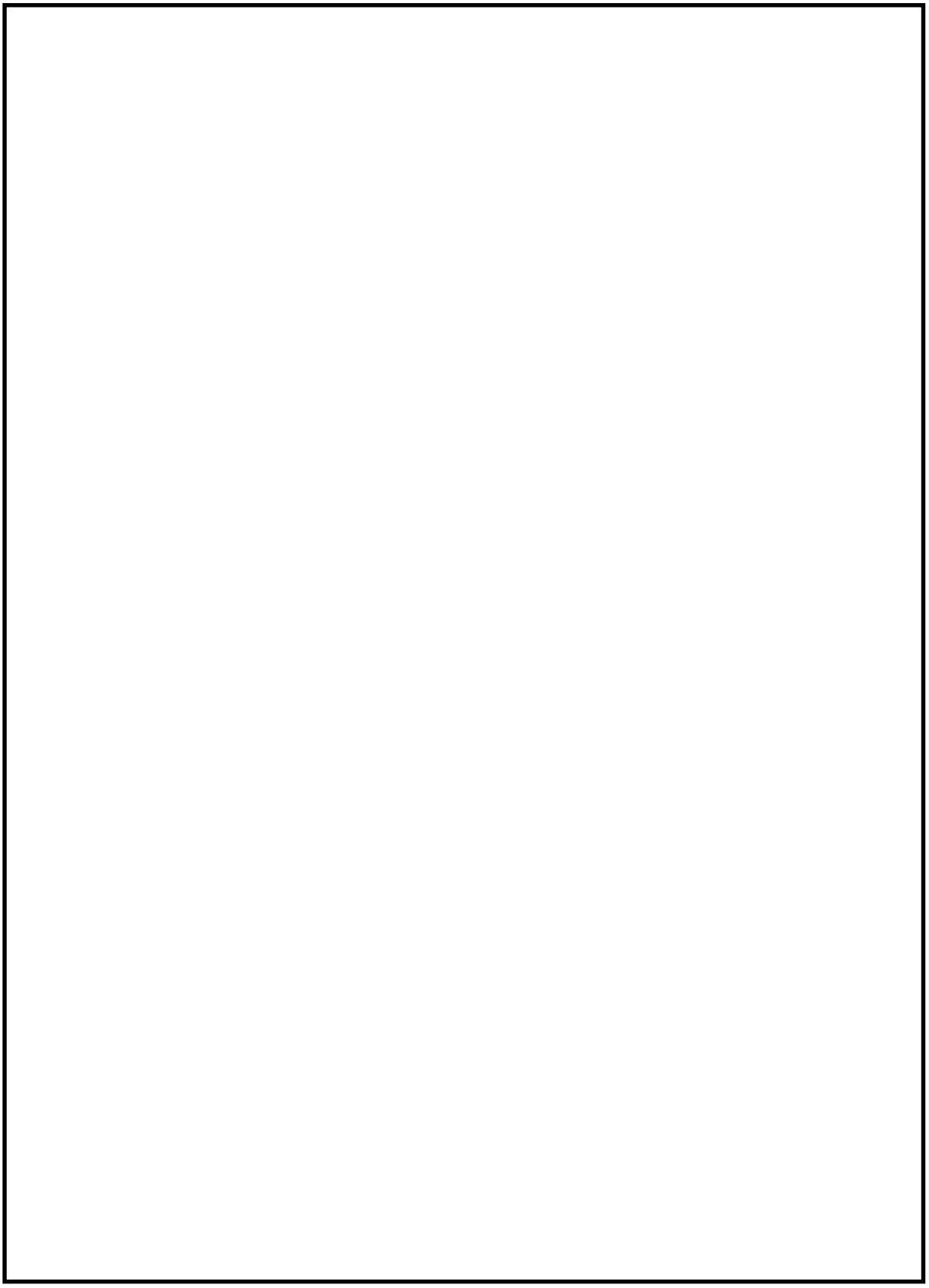
第 2 図　地震随伴火災源の抽出（4／8）



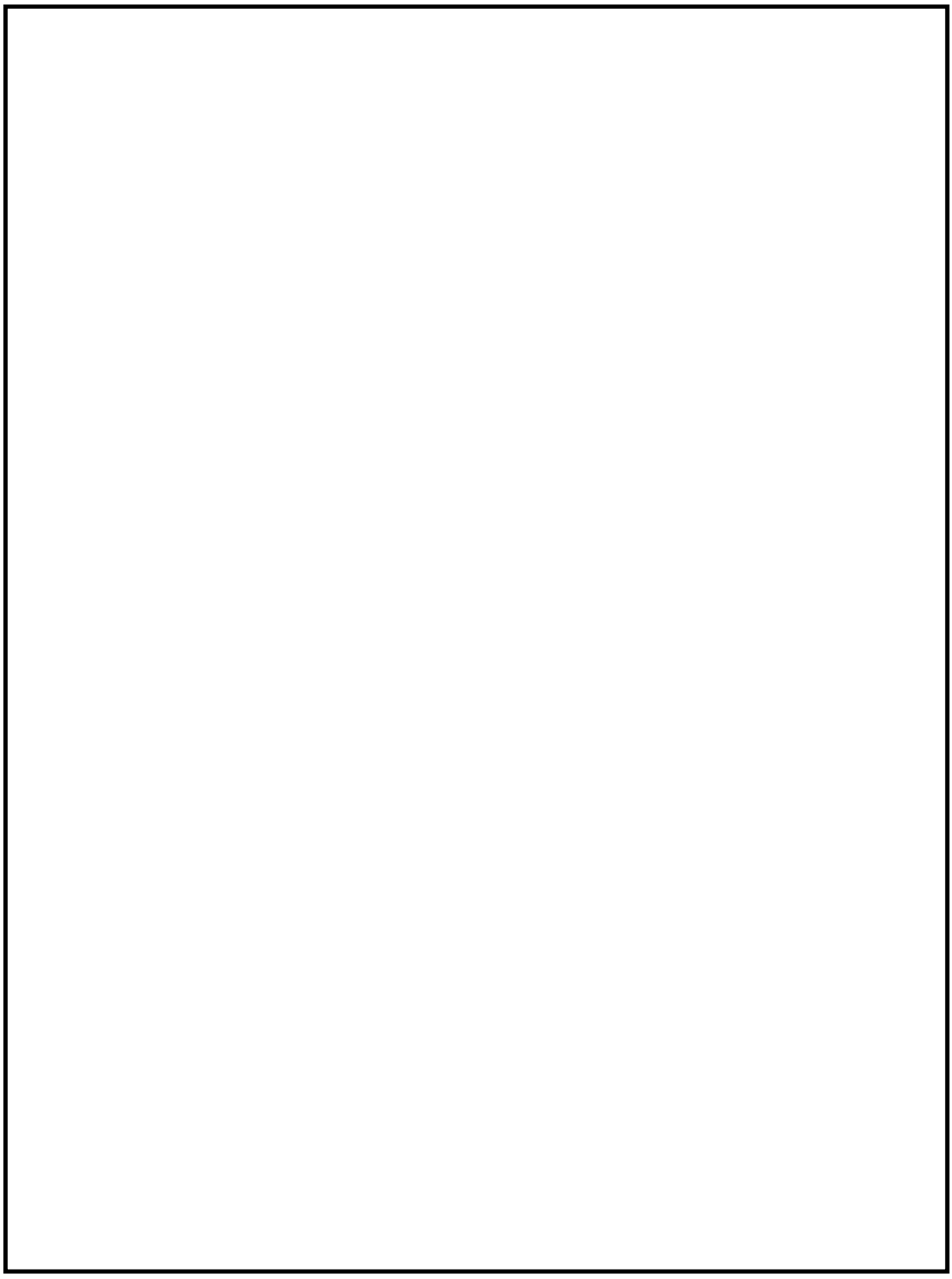
第 2 図　地震随伴火災源の抽出（5／8）



第 2 図　地震随伴火災源の抽出（6／8）



第 2 図　地震随伴火災源の抽出（7／8）



第 2 図　地震随伴火災源の抽出（8／8）

別紙（32）

地震随伴内部溢水の影響評価について

地震発生による内部溢水時のアクセスルートの評価について,設置許可基準規則第9条溢水による損傷の防止等の評価を踏まえ，以下のとおり実施する。評価フローを第1図，評価概要図を第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。

(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。

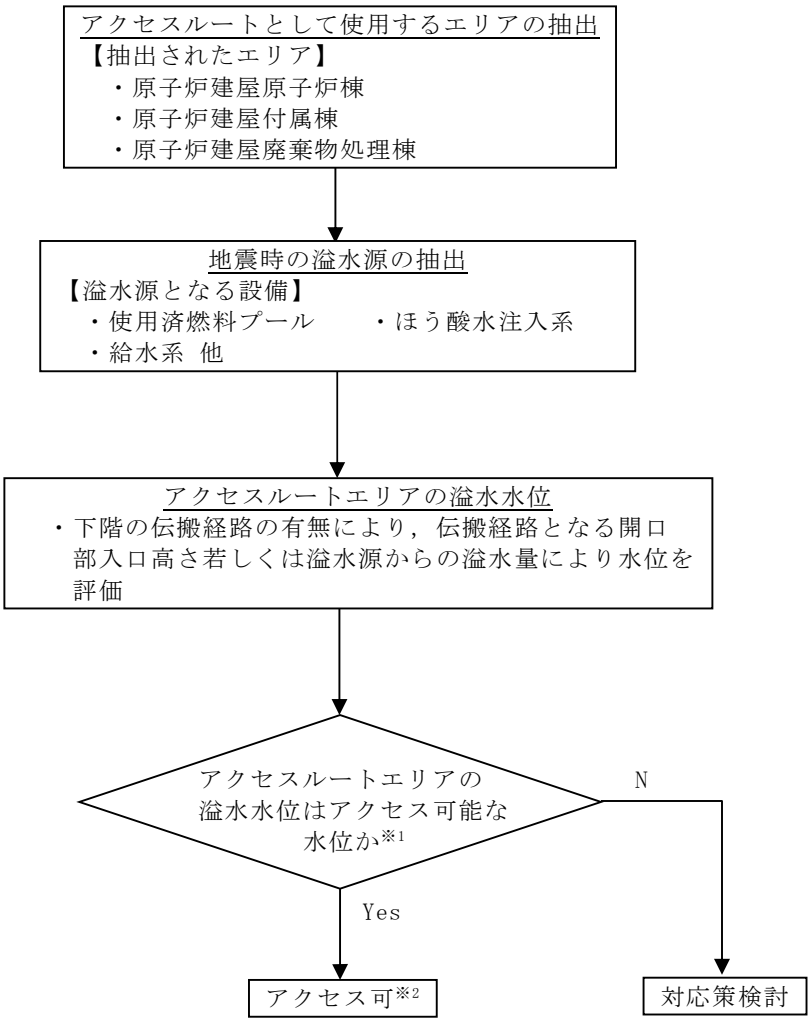
また，操作場所へのアクセスルートが成立することを評価する上で，耐震Ｂ，Ｃクラスのうち，基準地震動に対する耐震性が確保されていない機器も抽出する。

(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内部溢水対策（堰高さ10cm等）により，最終滞留区画である原子炉棟地下2階の西側区画を除き,歩行可能な水深20cm以下に抑えられる。

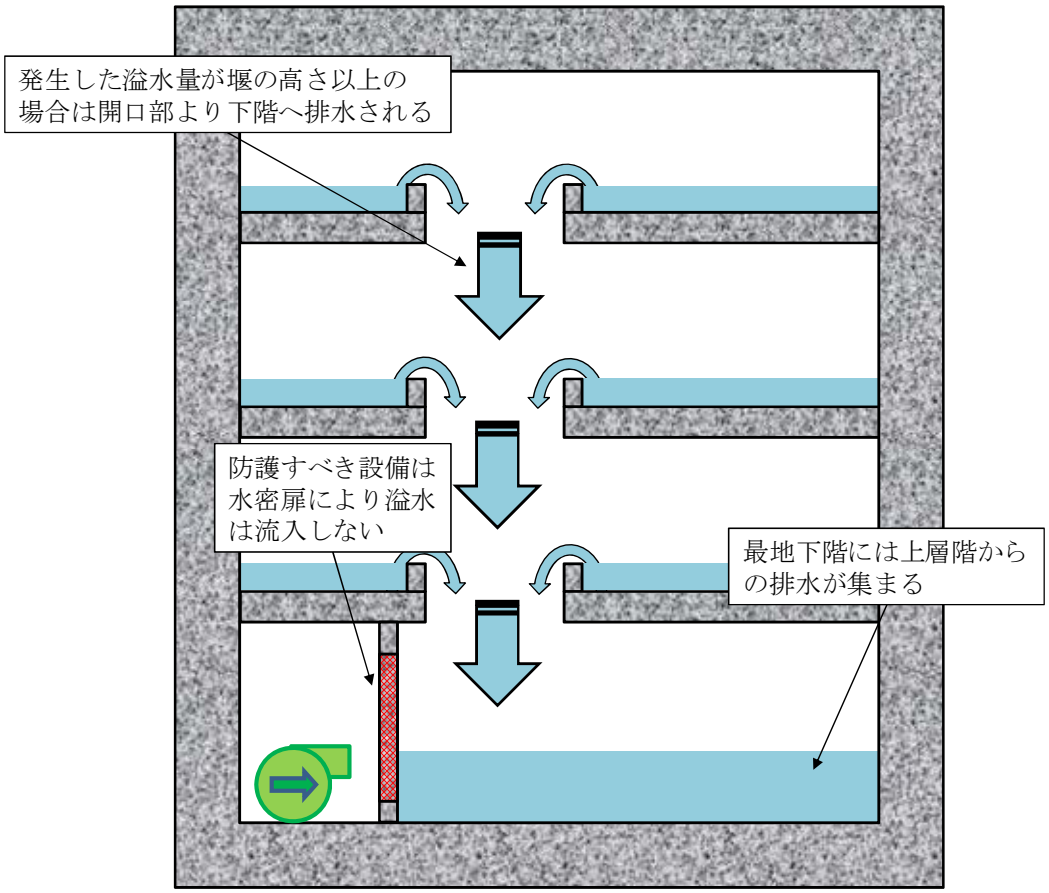
最終滞留区画については，アクセスに必要で滞留水位が20 cmより高くなる場合は，想定される水位に応じて必要な高さの歩廊（第3図参照）を設置し，アクセスに影響のないよう措置を講じる。

有効性評価及び技術的能力手順で期待している操作において，アクセスルートとなるエリアを第1表，各エリアの溢水水位を第2表に示す。



※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。水位20cm以下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1図　地震随伴の内部溢水評価フロー図


発生した溢水量が堰の高さ以上の
場合は開口部より下階へ排水される
防護すべき設備は
水密扉により溢水
は流入しない
最地下階には上層階から
の排水が集まる

第 2 図　水位評価概要図

第１表　有効性評価及び技術的能力手順におけるアクセスエリア

EL(m)	原子炉建屋原子炉棟	原子炉建屋付属棟	原子炉建屋廃棄物処理棟
46.50	❻		
38.80	❶ ❻		
30.50		❸ ❹	
29.00	③ ④ ⑤ ⑪ ❶ ❺ ❻		
27.00			—
25.30			—
23.00		③ ④ ⑤ ⑥ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑳ ㉑ ❶ ❷ ❸ ❹ ❺ ❻ ❽ ❾	
22.00			⑬ ❸
20.30	③ ④ ⑤ ⑩ ⑪ ❶ ❷ ❺ ❻		—
18.00		③ ④ ⑤ ⑥ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑳ ㉑ ❶ ❷ ❸ ❹ ❺ ❻ ❽ ❾	
14.00	③ ④ ⑤ ⑩ ⑪ ❶ ❷ ❺ ❻		⑬ ❸
13.70		③ ④ ⑤ ⑥ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑳ ㉑ ❶ ❷ ❸ ❹ ❺ ❻ ❽ ❾	
10.50		—	
8.20	③ ④ ⑤ ⑩ ⑪ ⑳ ❶ ❷ ❺ ❻	③ ④ ⑤ ⑥ ⑦ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑳ ㉑ ❶ ❷ ❸ ❹ ❺ ❻ ❼ ❽ ❾	③ ④ ⑤ ⑩ ⑪ ⑬ ⑳ ❶ ❷ ❸ ❹ ❺ ❻ ❼ ❽
2.56		③ ④ ⑤ ⑥ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑳ ㉑	
2.00	⑳ ❶		
-0.50			❸ ❹ ❼
-4.00	⑳ ❶	③ ④ ⑤ ⑥ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ㉑	—

【凡例（1／2)】
黒丸数字※：有効性評価でアクセスするフロア
白抜き丸数字※：技術的能力手順でアクセスするフロア（有効性評価外）
※ 次頁に黒・白抜き丸数字の対応表を掲載
— ：アクセスしないフロア
■ ：対象フロアなし

【凡例（2／2)】

「重大事故等対策の有効性評価」事故シーケンス対応表

No	事故シーケンス	No	事故シーケンス
①	高圧・低圧注水機能喪失	②	高圧注水・減圧機能喪失
③	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	④	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）
⑤	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	⑥	崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失した場合）
⑦	崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系が故障した場合）	⑧	原子炉停止機能喪失
⑨	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	⑩	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
⑪	津波浸水による注水機能喪失	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する場合）
⑬	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）	⑭	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
⑮	原子炉圧力容器外の溶融燃料－ 冷却材相互作用	⑯	水素爆発
⑰	溶融炉心・コンクリート相互作用	⑱	想定事故１
⑲	想定事故２	⑳	崩壊熱除去機能喪失（停止時）
㉑	全交流動力電源喪失（停止時）	㉒	原子炉冷却材の流出（停止時）
㉓	反応度の誤投入（停止時）		

原子炉建屋へのアクセスがある技術的能力手順（有効性評価外）対応表

No	技術的能力手順
❶	【技術的能力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
❷	【技術的能力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
❸	【技術的能力1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等
❹	【技術的能力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
❺	【技術的能力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
❻	【技術的能力1.11】 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等
❼	【技術的能力1.13】 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等
❽	【技術的能力1.14】 電源の確保に関する手順等
❾	【技術的能力1.16】 原子炉制御室の居住性等に関する手順等

第 2 表　有効性評価及び技術的能力手順におけるアクセスエリア溢水水位

EL(m)	原子炉建屋原子炉棟	原子炉建屋付属棟	原子炉建屋廃棄物処理棟
46.50	堰高さ以下		
38.80	堰高さ以下		
30.50		滞留水なし	
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			滞留水なし
-4.00	最大 64 cm	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

地震時に最終滞留区画となる原子炉棟地下 2 階の西側エリアを除く，アクセスルートにおける最大溢水水位は，20cm 以下であることから，胴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。

なお，最終滞留区画については，最大 64 cmの溢水水位となる。このため，現場へのアクセス及び操作が可能となるよう必要な高さの歩廊を設置する。

有効性評価及び技術的能力手順におけるアクセスルートの溢水源となる系統を第 3 表から第 5 表に示す。また，アクセスルートと溢水防護区画の関係及び薬品タンクの配置を第 3 図に示す。

第３表　アクセスエリアの溢水源（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
EL＋46.50m（地上6階）	RB-6-1	SFP スロッシング	81.49	65	12	無	有
EL＋38.80m（地上5階）	RB-5-1	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-5-2	無し	0.00	—	10※2	—	—
	RB-5-3	ほう酸水注入系	0.80	30	4	有	無
	RB-5-14	無し	0.00	—	0	—	—
EL＋29.00m（地上4階）	RB-4-1	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-4-2	無し	0.00	—	10※2	—	—
	RB-4-3	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-4-22	無し	0.00	—	0	—	—
EL＋20.30m（地上3階）	RB-3-1	原子炉再循環系	0.07	52	1	無	有
	RB-3-2	無し	0.00	52	10※2	—	—
	RB-3-4	無し	0.00	52	10※2	—	—
	RB-3-6	原子炉再循環系	0.38	60	7	無	有
	RB-3-8	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-3-9	無し	0.00	—	10※2	—	—
EL＋14.00m（地上2階）	RB-2-3	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-2-9	無し	0.00	52	10※2	—	—

【凡例】
※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

第３表　アクセスエリアの溢水源（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
EL＋8.20m（地上1階）	RB-1-1	無し	0.00	—	1	—	—
	RB-1-2	無し	0.00	52	10※2	—	—
EL＋2.20m（地下1階）	RB-B1-1	無し	0.00	—	1※2	—	—
	RB-B1-2	無し	0.00	—	10※2	—	—
	RB-B1-9	無し	0.00	—	0※2※3	—	—
EL－4.00m（地下2階）	RB-B2-3	無し	0.00	—	64	—	—
	RB-B2-5	無し	0.00	—	64	—	—
	RB-B2-6	無し	0.00	—	64	—	—
	RB-B2-7	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-B2-8	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-B2-10	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-B2-11	無し	0.00	—	1	—	—
	RB-B2-12	無し	0.00	—	1	—	—
	RB-B2-13	無し	0.00	—	1	—	—
	RB-B2-14	無し	0.00	—	64	—	—
	RB-B2-15	無し	0.00	—	0	—	—
	RB-B2-17	無し	0.00	—	0	—	—

【凡例】
※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

第４表　アクセスエリアの溢水源（原子炉建屋付属棟）

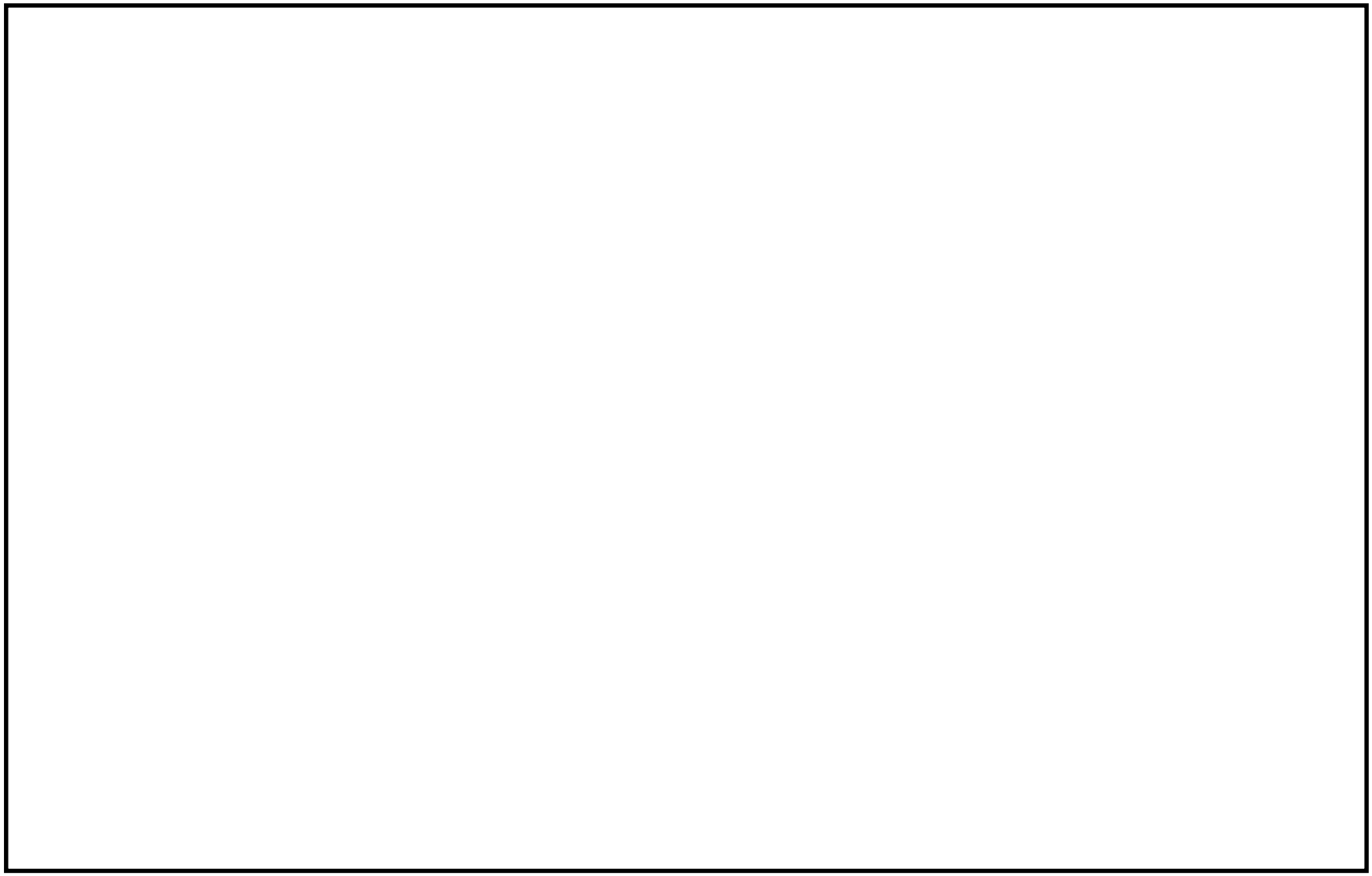
フロア	区画番号※１	溢水源	溢水量（m³）	温度（℃）	溢水水位（cm）	溢水源への添加薬品	放射能の有無
EL＋23.00m（地上3階）	CS-3-1	無し	0.00	—	0	—	—
EL＋18.00m（地上2階）	CS-2-1	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-2-2	無し	0.00	—	0	—	—
EL＋13.70m（地上中2階）	CS-M2-1	無し	0.00	—	0	—	—
EL＋8.20m（地上1階）	CS-1-3	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-1-4	無し	0.00	—	0	—	—
	CS-1-5	無し	0.00	—	0	—	—
EL＋2.56m（地下1階）	CS-B1-1	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	—	—
EL−4.00m（地下2階）	CS-B2-1	無し	0.00	—	0	—	—

【凡例】
※1　：内部溢水にて影響評価を行っている区画番号

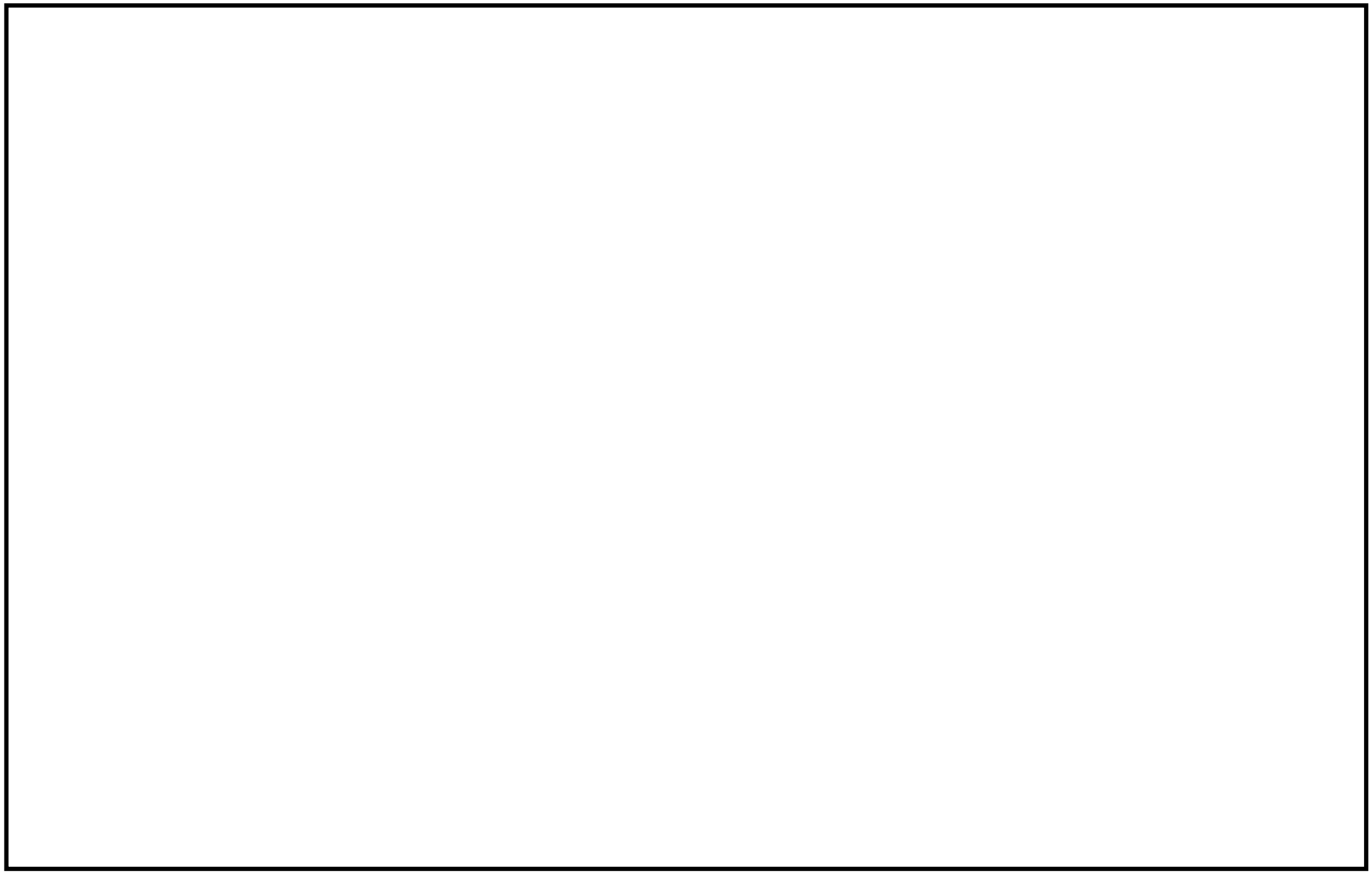
第５表　アクセスエリアの溢水源（原子炉建屋廃棄物処理棟）

フロア	区画番号※1	溢水源	溢水量（m³）	温度（℃）	溢水水位（cm）	溢水源への添加薬品	放射能の有無
EL＋22.00m（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	0.00	◆	0	—	—
	RW-3-2	原子炉補機冷却水系※2	0.02	27	1	防食剤	無
	RW-3-3	原子炉補機冷却水系※2	0.02	27	1	防食剤	無
EL＋14.00m（地上2階）	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	0.00	◆	0	—	—
EL＋8.20m（地上1階）	RW-1-1	無し	0.00	—	0	—	—
	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	0.00	◆	0	—	—
	RW-1-5	機器ドレン系※2	132.60	30	0※3	無	無

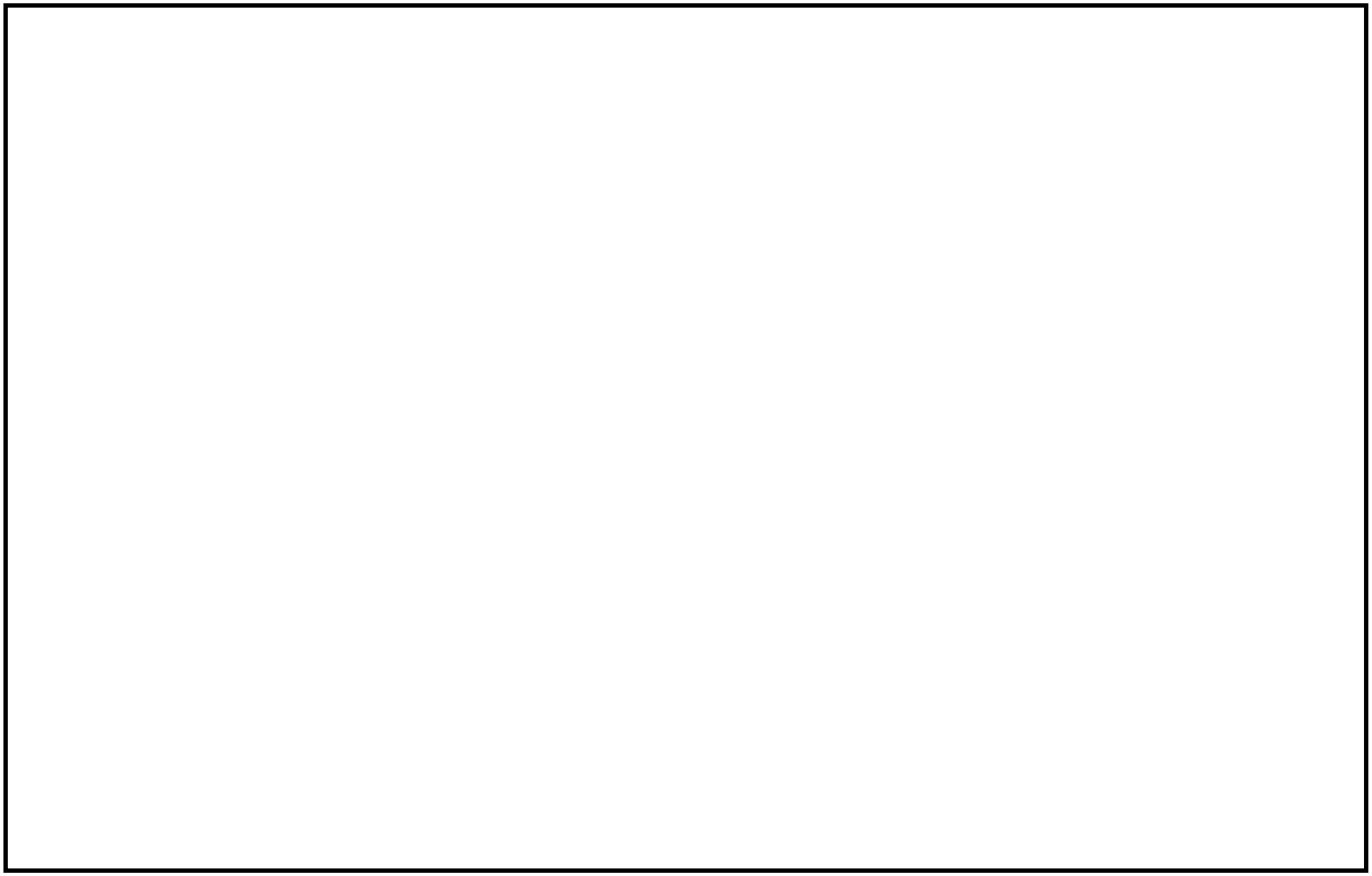
【凡例】
※1　：内部溢水にて影響評価を行っている区画番号
※2　：系統名「放射性廃棄物処理系」を省略
※3　：開口部から下層へ落水するため
◆　：高エネルギー配管



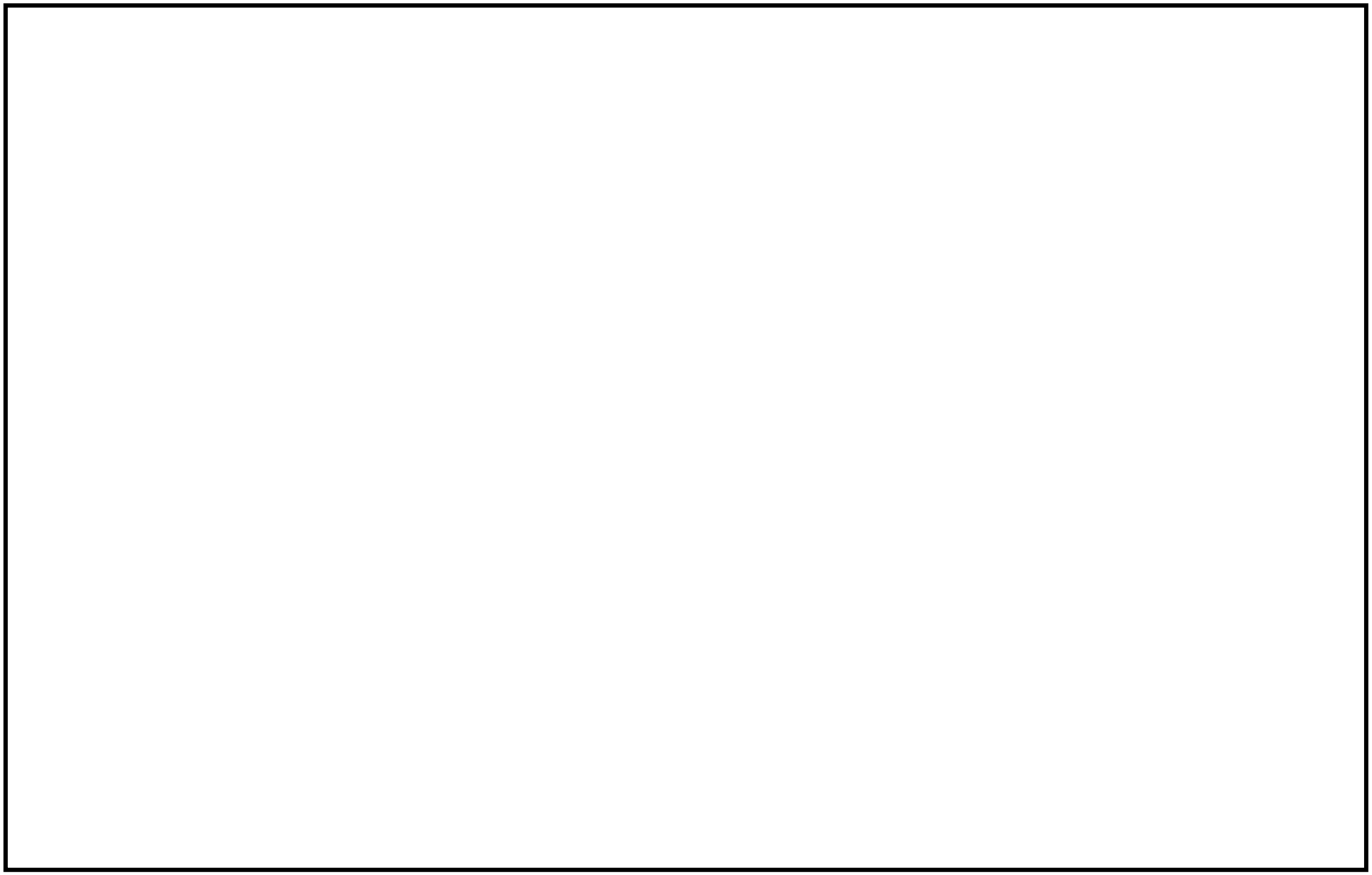
第3図　東海第二発電所　溢水防護区画図（1／8）



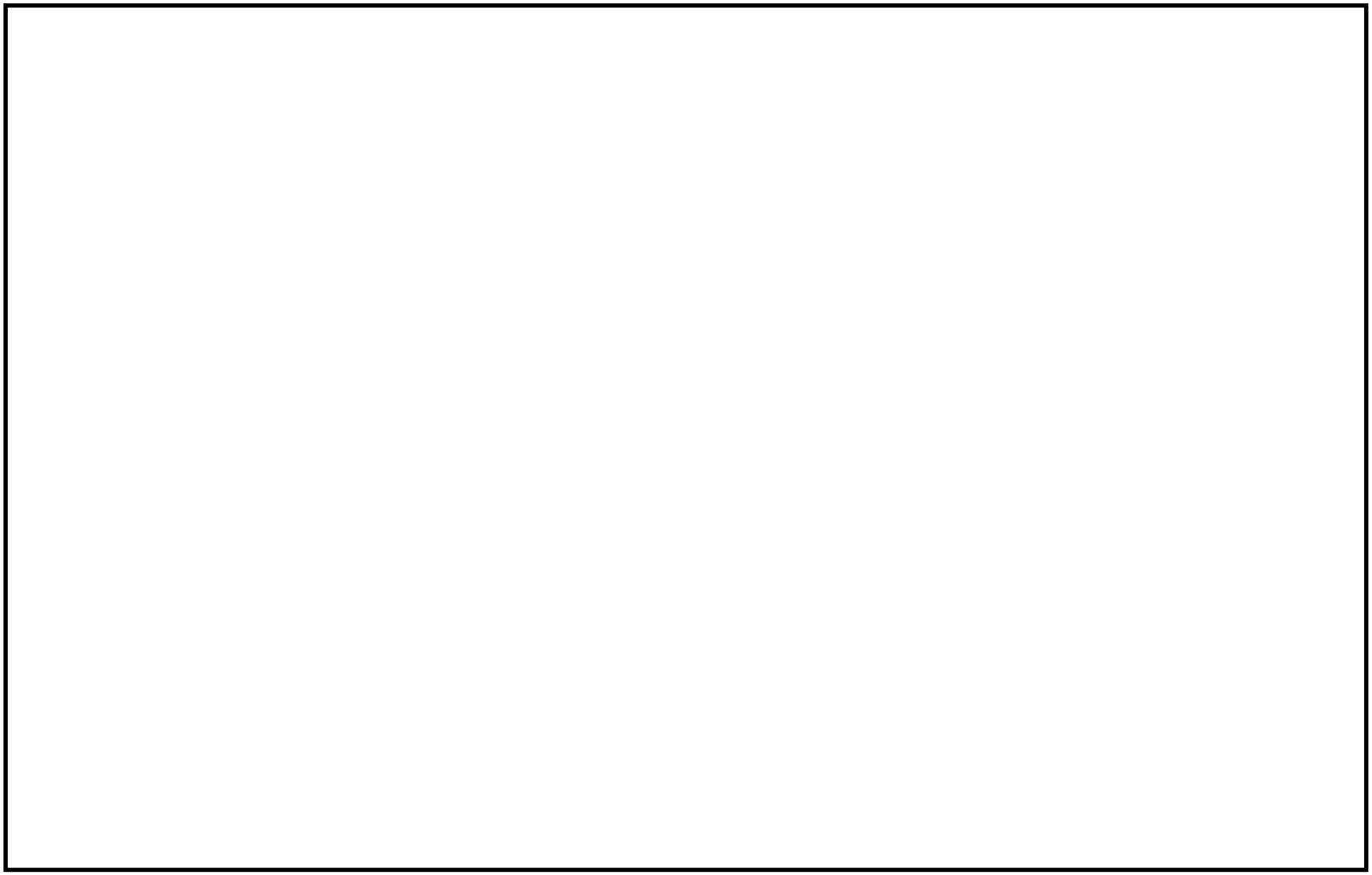
第3図　東海第二発電所　溢水防護区画図（2／8）



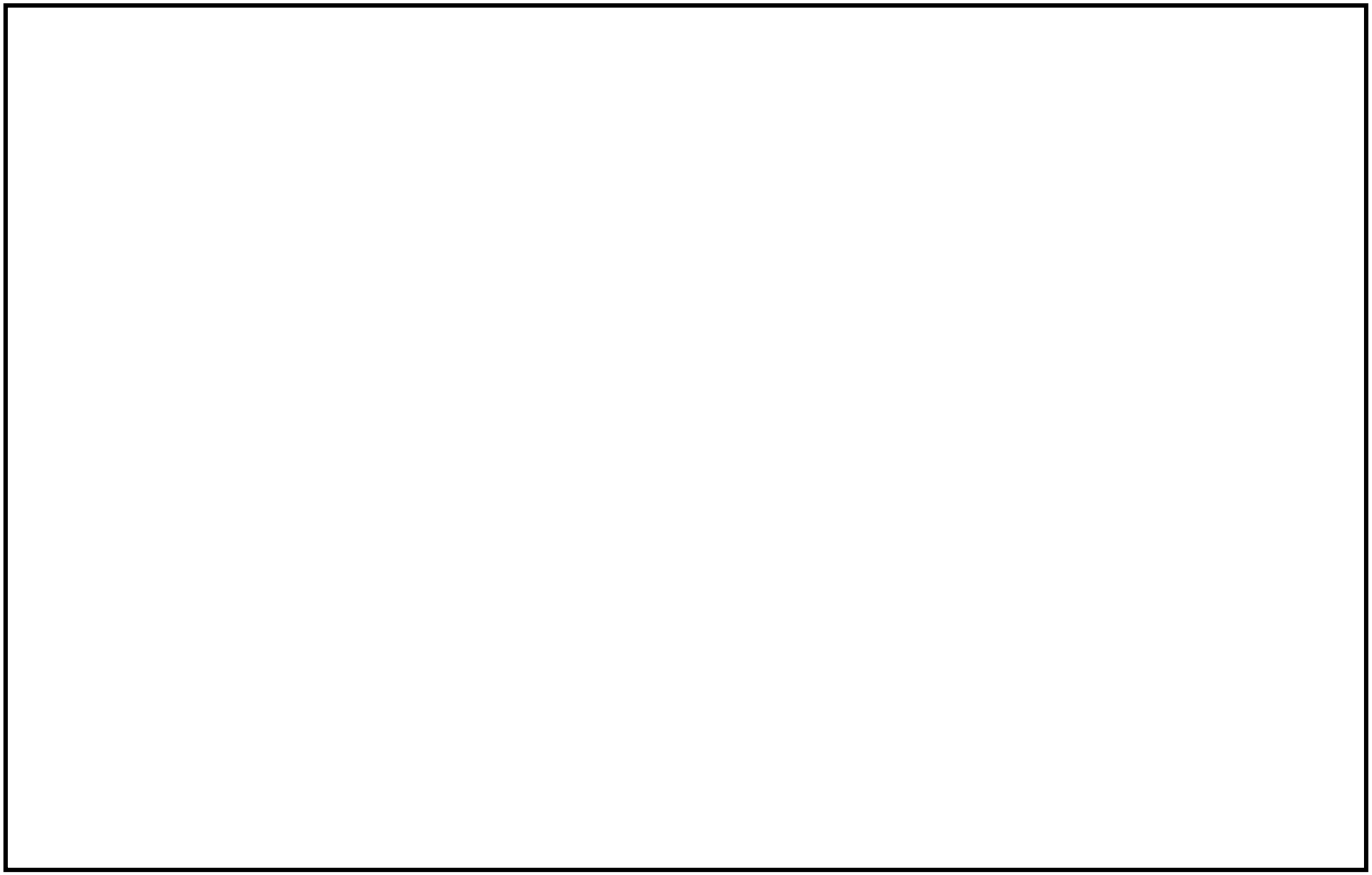
第3図　東海第二発電所　溢水防護区画図（3／8）



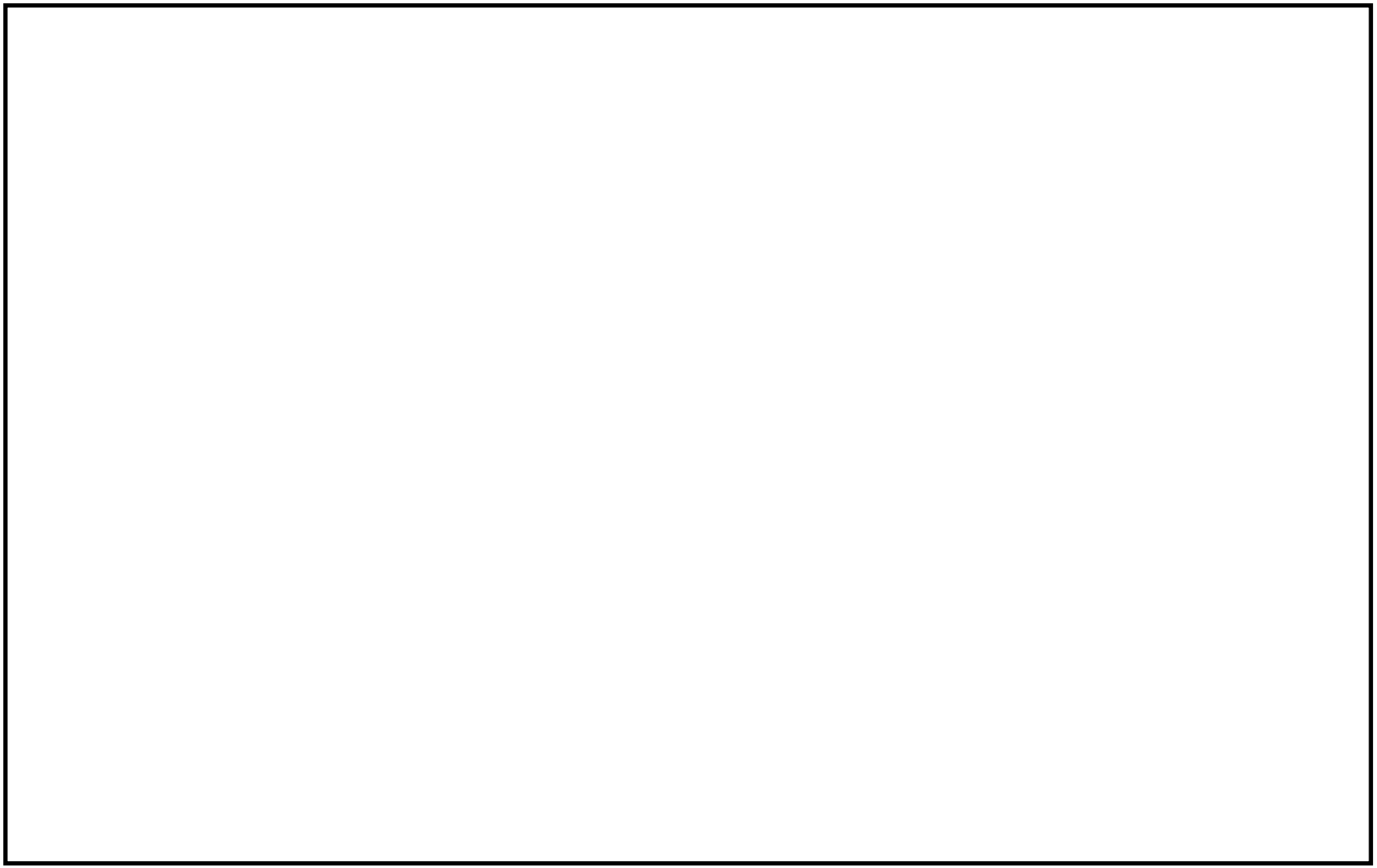
第3図　東海第二発電所　溢水防護区画図（4／8）



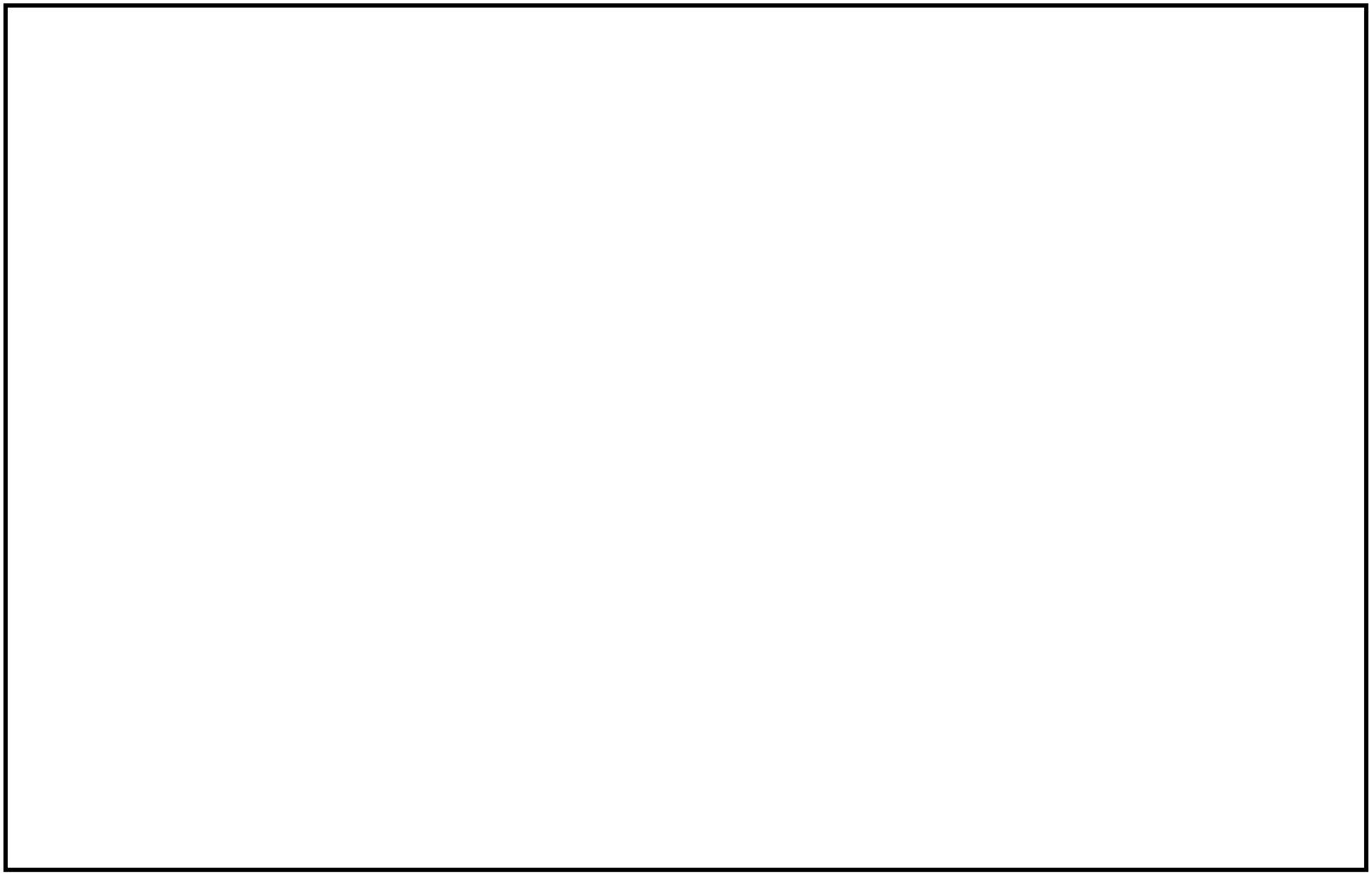
第3図　東海第二発電所　溢水防護区画図（5／8）



第 3 図　東海第二発電所　溢水防護区画図（6／8）



第3図　東海第二発電所　溢水防護区画図（7／8）



第3図　東海第二発電所　溢水防護区画図（8／8）

(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「放射性廃棄物処理系加熱蒸気系」が考えられる。放射性廃棄物処理系加熱蒸気系は，アクセスルート上の配管の耐震性を確保するため，蒸気の漏えいは発生しない。

したがって，有効性評価における原子炉建屋内での作業における高温状態による影響はないと考えられる。

なお，「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」は，このインターロックによる自動隔離対象外の事象であり，原子炉建屋内が高温環境になることが考えられるが，漏えい箇所の隔離作業に係る区画の雰囲気温度は，作業開始を想定する原子炉減圧操作後に原子炉建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から，現場隔離操作が完了する 5 時間までの最大で 41℃程度（ブローアウトパネルに期待しない場合でも約 44℃程度）であることから，屋内現場作業における高温状態による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「使用済燃料プールのスロッシング」である。

使用済燃料プールのスロッシング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には「ほう酸水溶液」，「補機冷却水系に含ま

れる防食剤」が存在し，溢水源の周辺の堰内や近傍のエリアに滞留が想定されるが，ガスの発生が想定されないことから，炉心損傷のおそれがある場合は溢水を考慮した放射線防護具（アノラック等），炉心損傷のおそれがない場合は通常の装備を着用する。

原子炉建屋廃棄物処理棟の溢水源には苛性ソーダ，硫酸及びりん酸ソーダが存在する。当該タンクの周辺には堰が設置されているため，薬品の漏えい時には堰内に薬品が滞留し，ガスの発生が想定される。そのため，廃棄物処理棟内の作業時は，炉心損傷のおそれがある場合は放射線防護具のうち自給式呼吸用保護具，炉心損傷のおそれがない場合は薬品防護具を着用する。また，当該薬品タンクの設置場所を迂回することが可能である。

第3図に薬品タンクの配置を示す。

(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と考えられる。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4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 4 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，消防服

薬品類の漏えい時に着用する防護具は別紙（36）参照。

※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

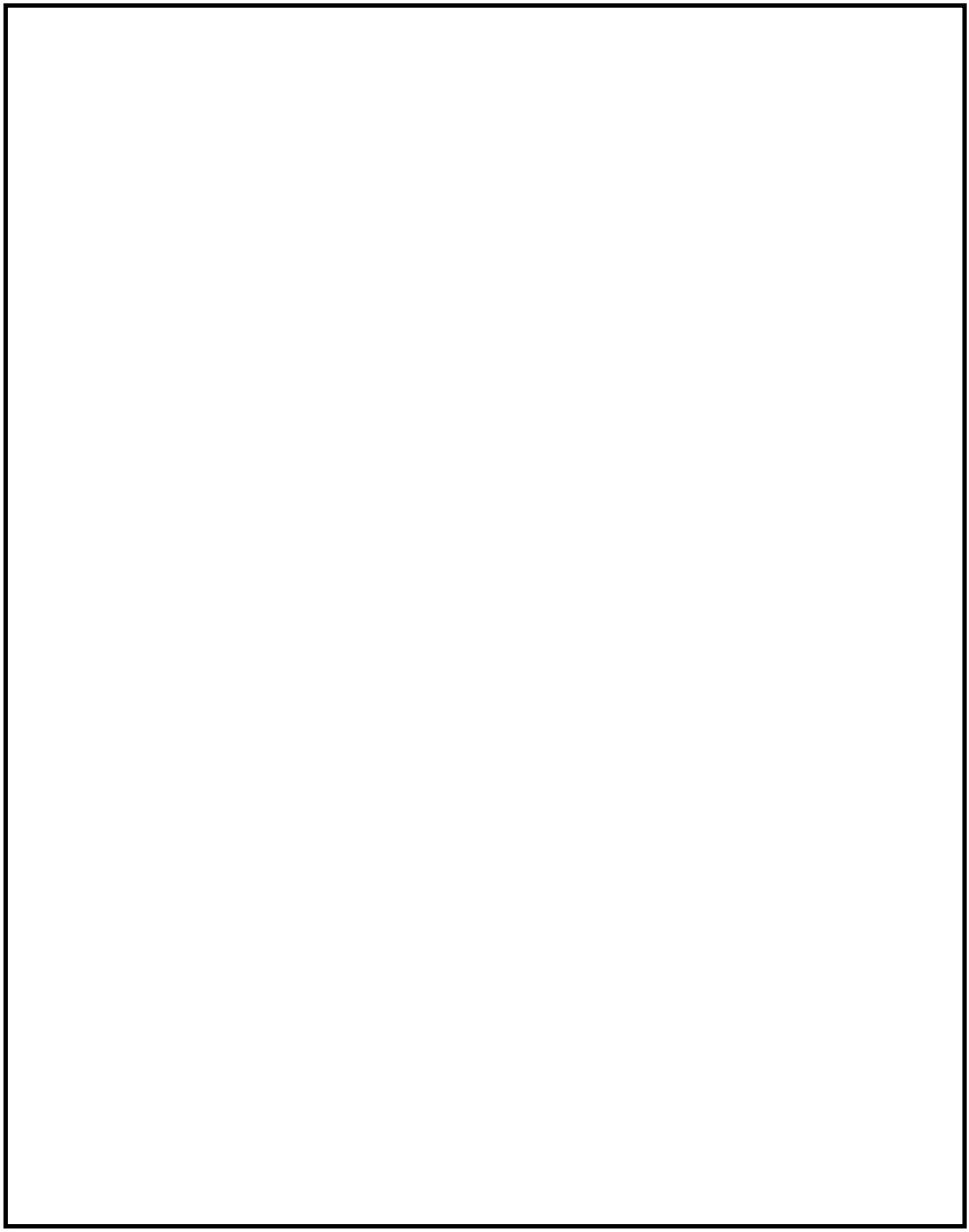
全面マスク

第 4 図　防護具の着用例

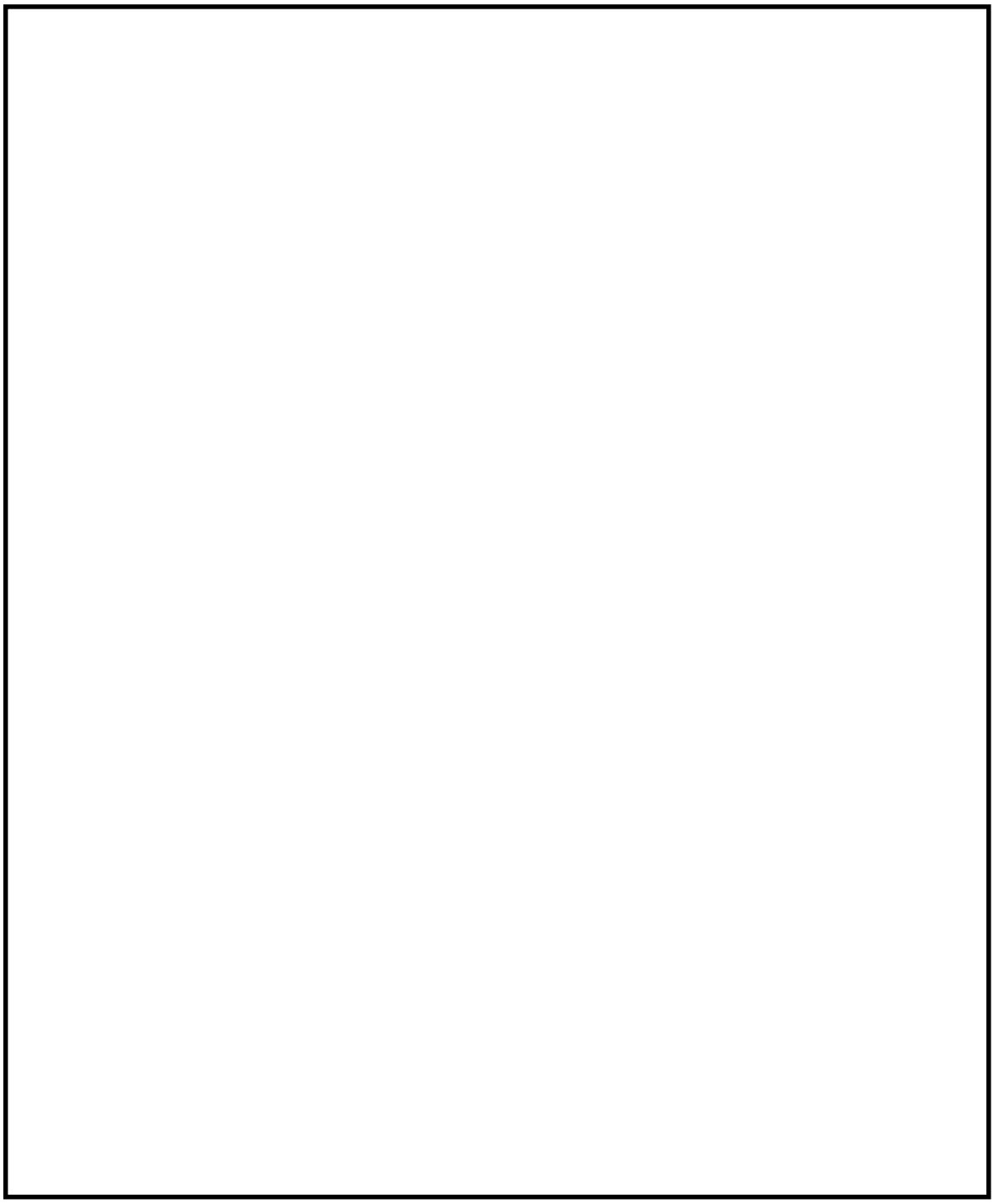
別紙（33）

屋内アクセスルート確認状況（地震時の影響）について

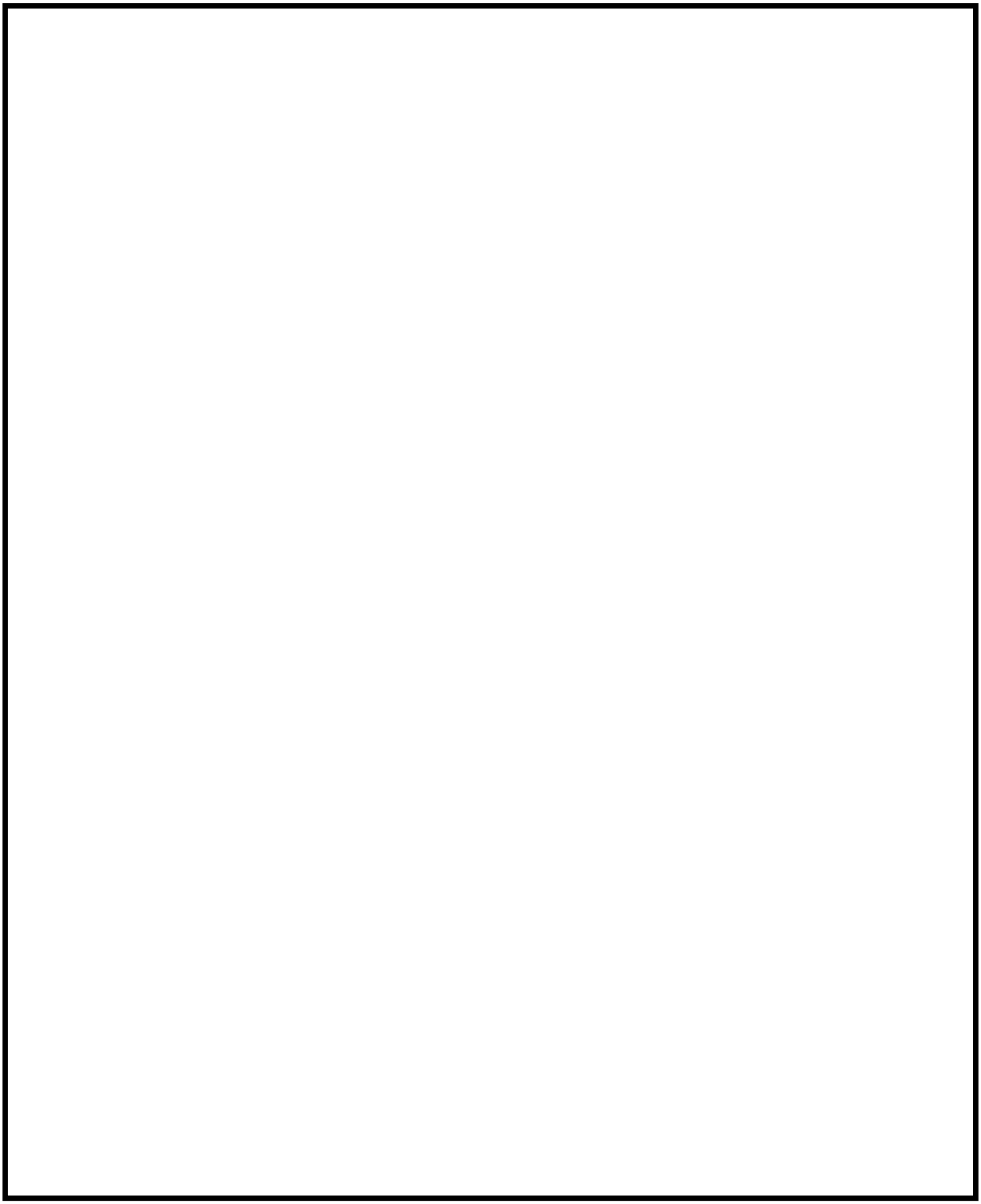
東海第二発電所における屋内アクセスルートのプラントウォークダウン確認結果を第1図及び第1表に示す。



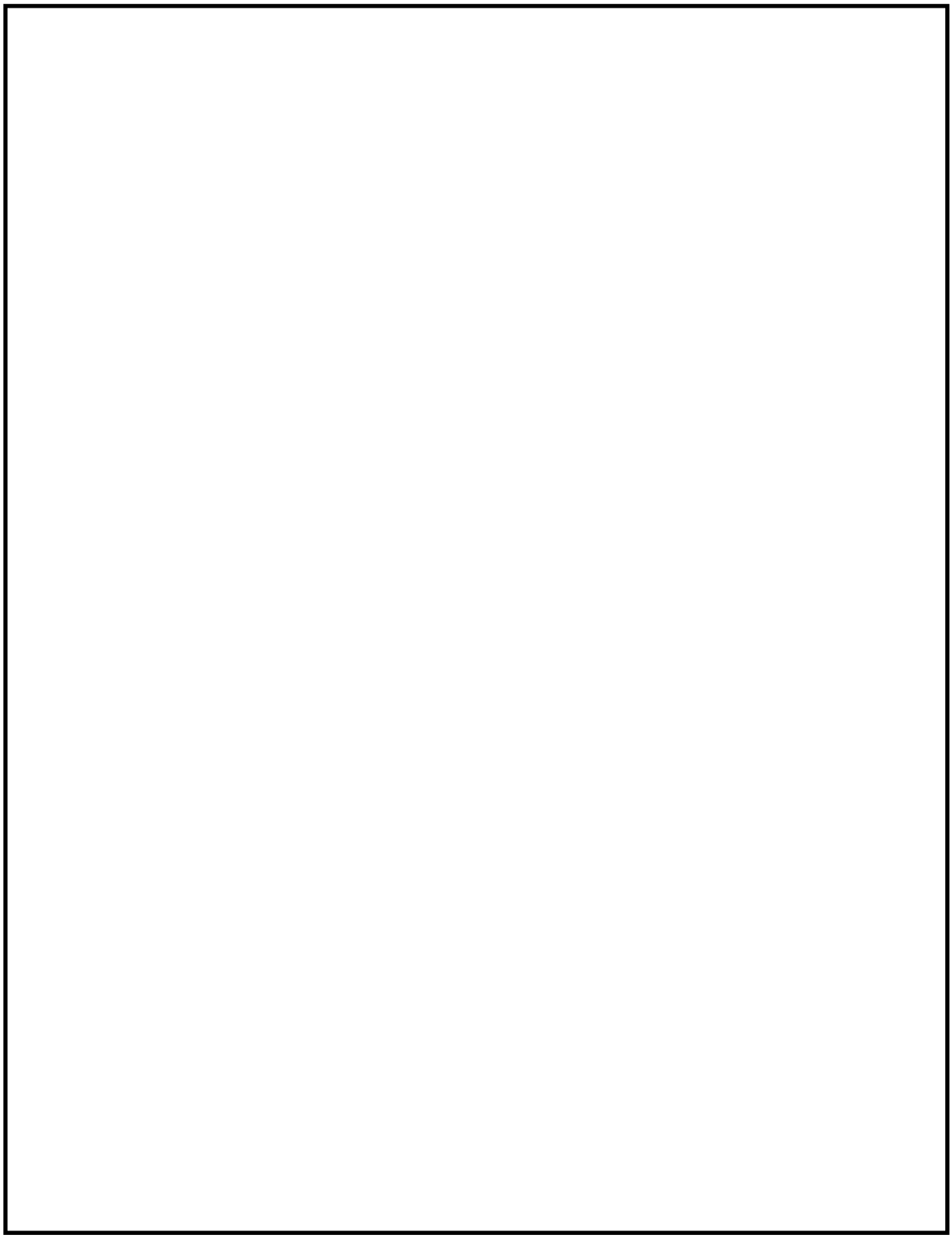
第１図　東海第二発電所　屋内アクセスルート　現場確認結果（1／8）



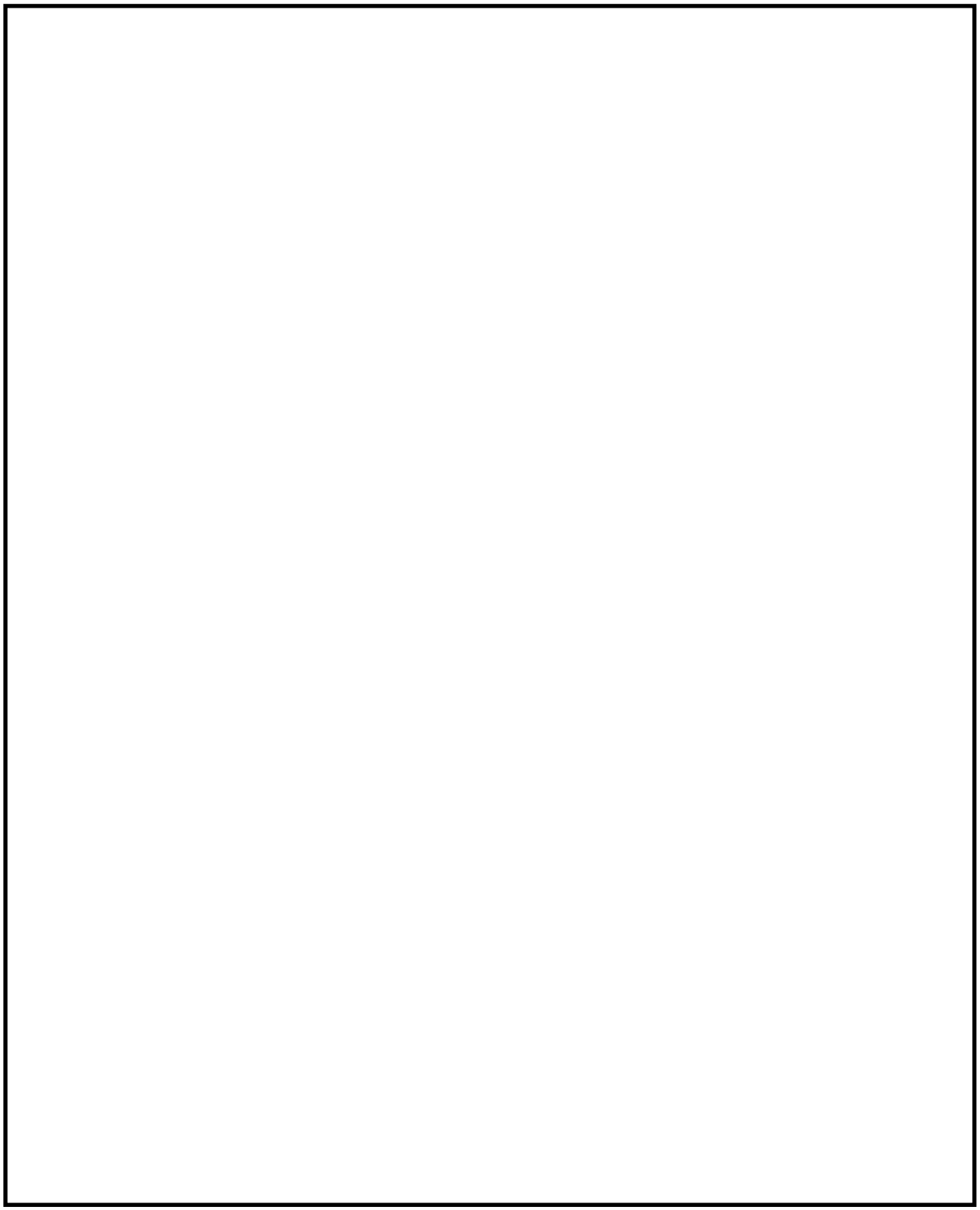
第１図　東海第二発電所　屋内アクセスルート　現場確認結果（2／8）



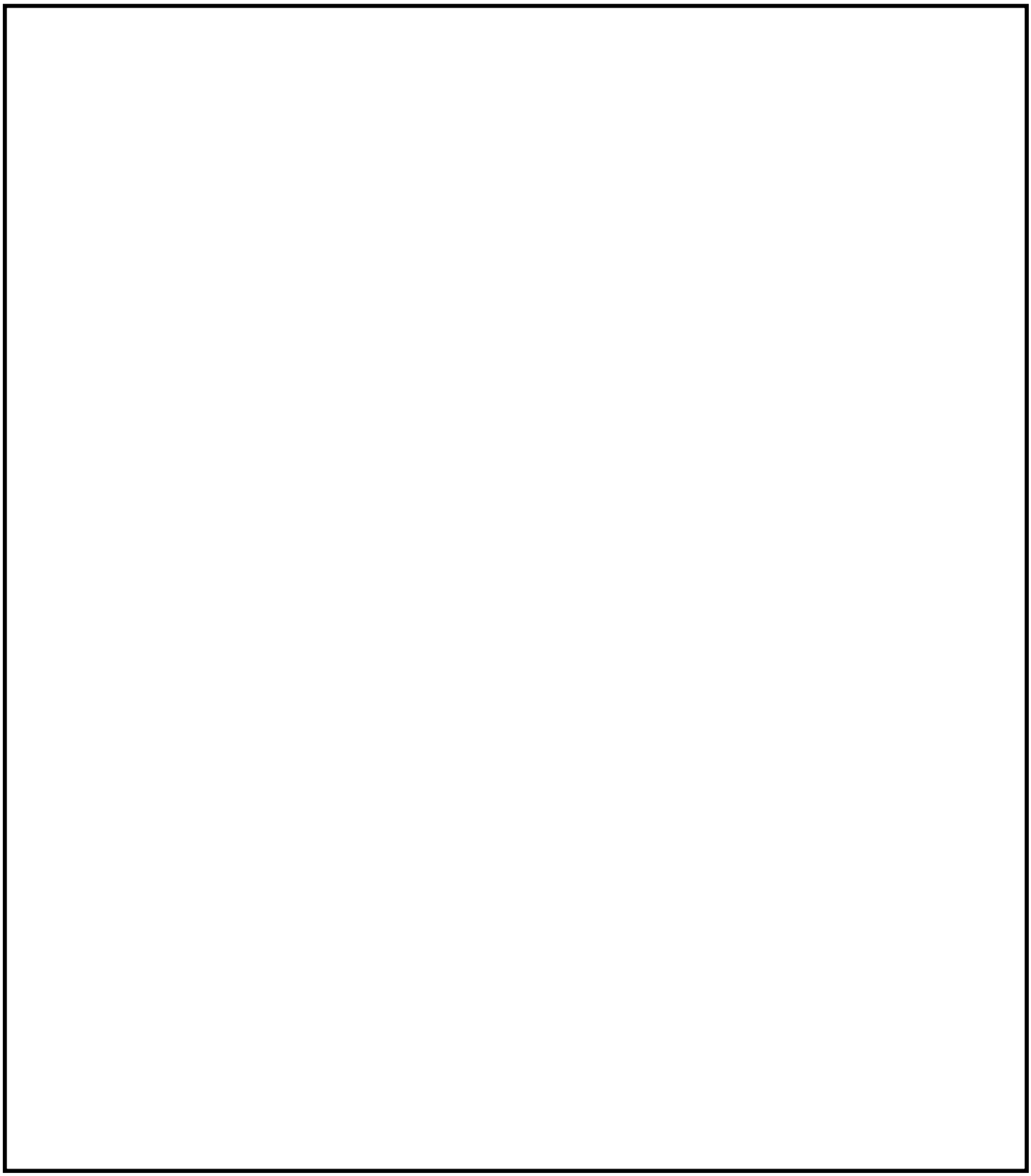
第１図　東海第二発電所　屋内アクセスルート　現場確認結果（3／8）



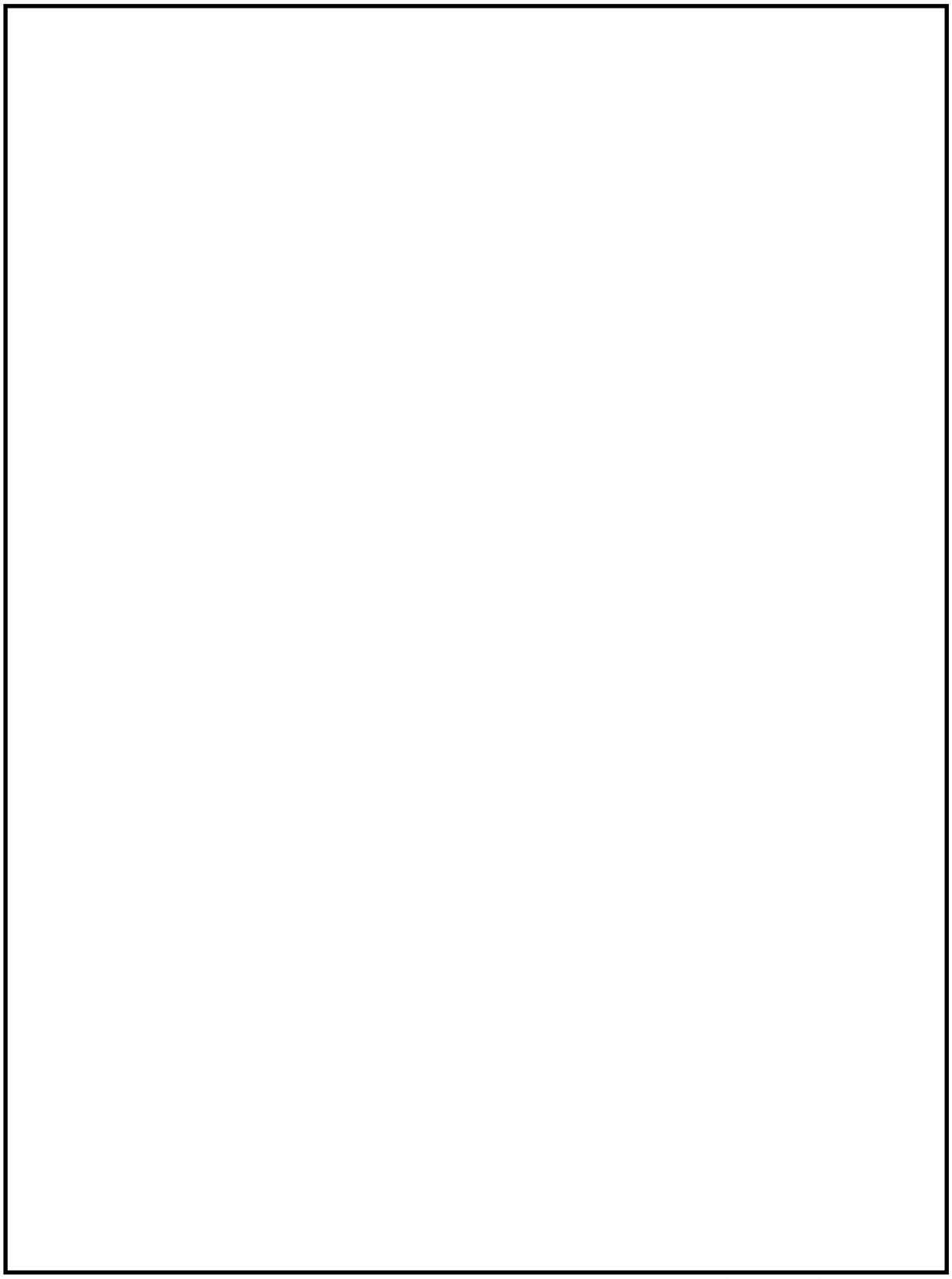
第１図　東海第二発電所　屋内アクセスルート　現場確認結果（4／8）



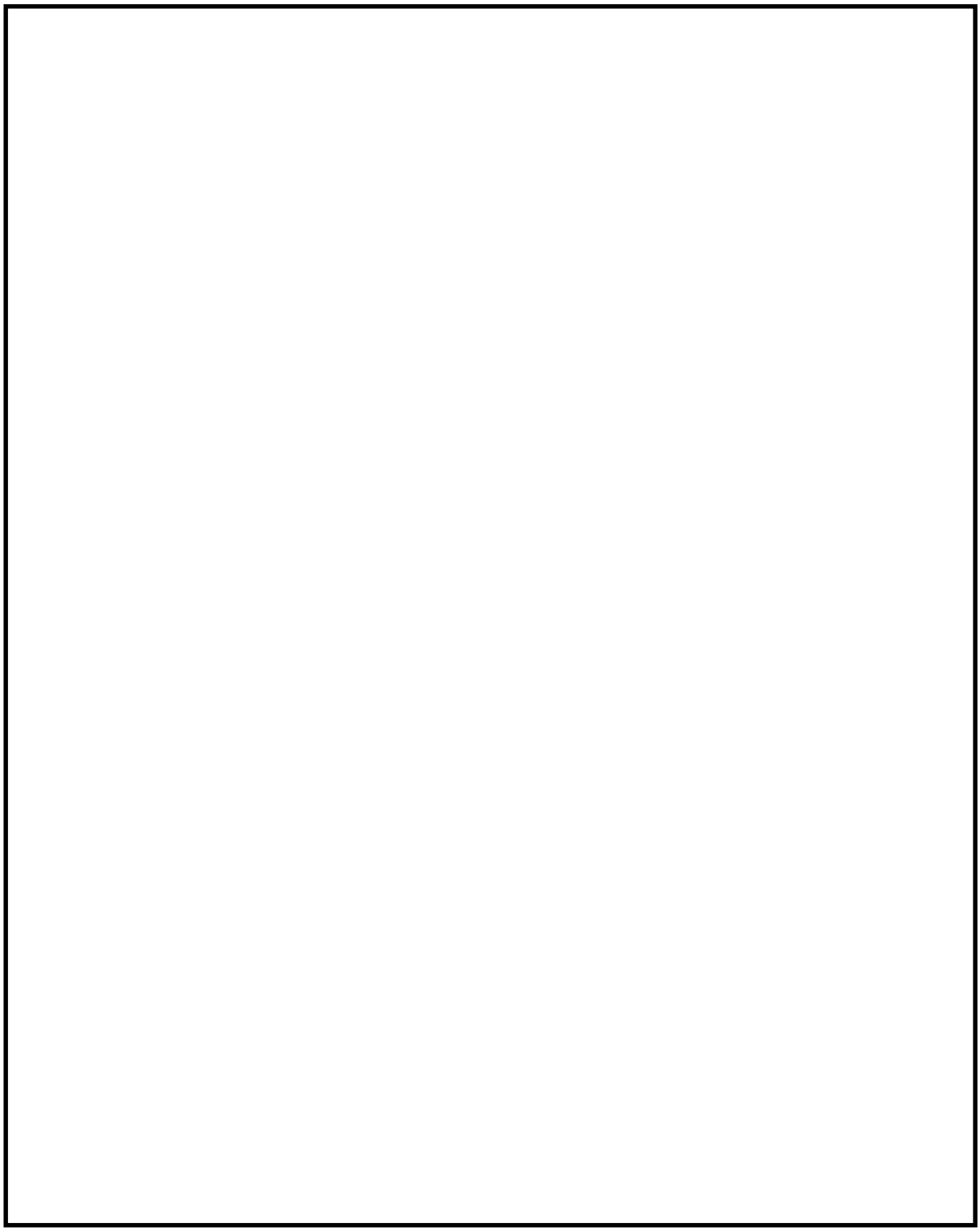
第１図　東海第二発電所　屋内アクセスルート　現場確認結果（5／8）



第１図　東海第二発電所　屋内アクセスルート　現場確認結果（6／8）



第１図　東海第二発電所　屋内アクセスルート　現場確認結果（7／8）



第１図　東海第二発電所　屋内アクセスルート　現場確認結果（8／8）

第１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）（1／11）

項目	設置場所	評価
分解用治具（ＲＣＩＣポンプ用）	R／B B2FL EL-4.00m	・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）
工具箱		・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）
ＬＰＣＳポンプベントライン 仮設ホース		・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）
資材保管ハウス		・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）
資材保管ハウス		・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）
踏み台		・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）
資材保管ハウス		・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）
踏み台		・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）
踏み台		・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）
手摺り （機器ハッチ用／ＬＰＣＳ・ＨＰＣＳ）	R／B B1FL EL+2.00m	・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）
収納箱（定検試験機材保管箱）		・固縛を実施している ・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）
ＲＨＲポンプ分解治具		・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
Ｓ／Ｐ点検用資材		・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）
日点工具保管庫　№1		・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）

第１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）（2／11）

項目	設置場所	評価
日常点検工具保管庫	R／B B1FL EL+2.00m	・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）
ＲＨＲポンプ部品収納箱（Ｂ－１，２，３）		・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）
ＲＨＲポンプ部品収納箱（Ｃ－１）		・固縛を実施している ・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）
ＲＨＲポンプ部品収納箱（Ｄ－２）		・固縛を実施している ・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）
取外し式梯子		・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）
取外し式梯子		・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）
踏み台		・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）
取外し式梯子		・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）
収納箱　ＲＨＲポンプ部品収納箱		・固縛を実施している ・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）
制御棒位置検出器(PIP)収納箱		・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）
ボンベ運搬用台車		・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）
ボンベ運搬用台車		・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）
工具箱		・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）
RHR ポンプ用シャフト		・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）

第１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）（3／11）

項目	設置場所	評価
手摺り	R／B 1FL EL8.20m	・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）
ダストサンプリング用架台		・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）
移動式足場		・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
手摺		・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）
清掃用具		・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）
清掃用具		・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）
担架収納用キャビネット		・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）
緊急時用防護具		・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）
緊急時用防護具		・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）
緊急時用ウェス		・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）
汚染検査 BOX		・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）
工具箱		・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）
カラーコーン・コーンバー		・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
手摺		・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）

第1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）（4／11）

項目	設置場所	評価
RB集中清掃系中間集塵機	R／B 2FL EL14.00m	・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）
ダストサンプリング用架台		・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）
CRD交換用装置収納箱		・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）
LPRMシャッター		・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）
踏み台		・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）
緊急用資機材　ケーブル		・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
超音波洗浄機及び工具一式	R／B 3FL EL20.30m	・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）
超音波洗浄機及び工具一式		・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）
試験関連保管箱		・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）
取外し式梯子		・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
MSIV自動ﾗｯﾋﾟﾝｸﾞ装置		・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）
MSIV点検専用工具箱		・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）
チャージングポンプ		・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）
HCUベントホース収納用 プラスチックコンテナ		・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）

第１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）（5／11）

項目	設置場所	評価
キャビネット	R／B 3FL EL20.30m	・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）
収納庫（HCU 点検用工具一式）		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真③参照）
データ処理装置		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真④参照）
中継器		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
収納庫（HCU 点検用工具一式） （HCU 性能試験装置）		・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）
取外し式梯子		・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）
収納庫（HCU 性能試験装置）		・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）
収納庫（HCU 点検用工具一式）		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真③参照）
収納庫		・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
弁操作用架台		・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）
工具箱		・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）
MSIV 仮組 L／T 用フランジ		・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
MSIV 摺合せ治具		・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
工具箱		・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）
工具箱		・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）
MSIV 点検用吊具		・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1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）（6／11）

項目	設置場所	評価
遮蔽用鉛毛マット	R／B 4FL EL29.00m	・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）
取外し式梯子		・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
遮蔽用2次容器		・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）
FPCポンプ定検用倉庫		・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）
取外し式梯子		・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
収納庫　ＣＲＤ交換装置点検工具（着脱ヘッド試験治具）		・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
収納箱　ＳＬＣ系ホース収納箱		・固縛を実施している （転倒防止処置例は写真①参照）
弁操作用架台		・固縛を実施している （転倒防止処置例は写真①参照）
取外し式梯子		・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）
取外し式梯子		・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）
FHMケーブルベア用ブリッジ	R／B 5FL EL38.80m	・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真①参照）
バイオトイレ		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真④参照）
キャビネット		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
活性炭吸引機		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真④参照）
DHC治具		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
放管資材保管用ロッカー		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
ポンプアウトユニット		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
SLC点検用治具		・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
作業台		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真①参照）
汚染検査BOX		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真④参照）
活性炭充填機		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真④参照）
燃料貯蔵プール排気ダクト隔離弁操作架台用昇降はしご（東側）		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）

第１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）（7／11）

項目	設置場所	評価
金属製物置	R／B 5FL EL38.80m	・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
燃料貯蔵プール排気ダクト隔離弁操作架台用昇降はしご（西側）		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
取外し式梯子		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
取外し式梯子		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真③参照）
架台		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
ダストサンプリング用架台	R／B 6FL EL46.50m	・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
垂直吊具		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真①参照）
ラック		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
道工具棚		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
キャビネット		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真④参照）
キャビネット		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
燃料取扱機材		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真②参照）
踏み台	C／S 1FL EL8.20m	・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）
リフター		・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）
リフター		・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）
踏み台		・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）
踏み台		・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）
予備品収納箱		・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）
踏み台	C／S 2FL EL18.00m	・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

第１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）（8／11）

項目	設置場所	評価
光ファイバー温度監視装置	C／S 3FL EL23.00m	・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
原子炉格納容器 漏えい率試験装置		・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
使用済燃料貯蔵プール 監視カメラ機器収納盤		・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
PC ラック		・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
オフガス高感度モニタ監視装置		・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
工具箱（換気空調設備定検工事用）		・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）
取外し式手摺り		・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）
RPS-MG 模擬負荷抵抗	C／S B1FL EL2.56m	・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）
リフター		・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）
リフター		・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）
リフター		・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）
脚立		・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）
脚立	C／S B1FL EL2.56m	・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③参照）
脚立		・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）

第1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）（9／11）

項目	設置場所	評価
リフター	C／S B2FL EL-4.00m	・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）
リフター		・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）
リフター		・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）
油圧防振器用点検資機材	Rw／B 1FL EL8.20m	・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
収納箱　工具収納箱		・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
ダストサンプラー置き場		・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
綿手・ゴム手袋用ラック		・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）
消耗品ラック		・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
TOC計		・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）
再利用ポリビン保管ラック		・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
測定機器用机		・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
踏み台		・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
No.1倉庫		・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）
タンク遠隔点検用資材		・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
油圧防振器予備品		・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
工具箱		・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）
工具箱		・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）
緊急時対応用ウェス		・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

第１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）（10／11）

項目	設置場所	評価
バッテリー式リフト	Rw／B 1FL EL8.20m	・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い
R／W 開口部用柵	Rw／B 2FL EL14.00m	・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）
SRV 定検資材		・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
SRV 定検資材		・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
SRV 定検資材		・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
SRV 定検資材		・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
新樹脂保管用ラック		・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
ラック（ISI 試験片用）		・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
バイオトイレ		・固縛，転倒防止策を実施している （転倒防止処置例は写真④参照）
SRV 取外・取付用資材		・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
SRV 取外・取付用資材		・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
SRV 定検資機材		・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）
踏台・脚立ＯＧハッチ用梯子		・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）
ハッチ用手摺		・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）
SRV		・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
SRV		・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
SRV 定検資材		・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
踏み台	Rw／B 3FL EL22.00m	・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

第１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）（11／11）

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	 例：試験関連保管箱	
写真②	 例：予備品収納箱	
写真③	 例：脚立	
写真④	 例：リフター	

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

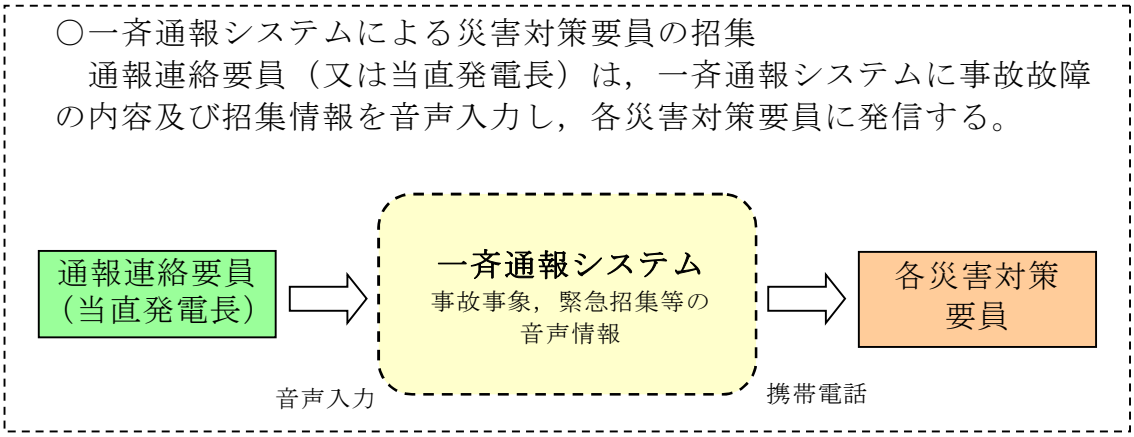
東海第二発電所の屋内設置物（常置品，仮置資機材）については，地震等による転倒によって，重大事故等対応の障害になることを防止するため，常置品，仮置き資機材の設置に対する運用，管理を社内規程に基づき実施する。

別紙（34）

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（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合，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）



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地方公共団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。

発電所参集要員（拘束当番）である災害対策要員は，直接発電所へ参集する。発電所参集要員（拘束当番）以外の参集要員は，発電所外参集場所となる第三滝坂寮に集合し，発電所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，災害対策本部からの要員派遣の要請に従い，集団で発電所に移動する。（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

東海村の大半は東二から半径 5km 圏内であり，発電所員の約 5 割が居住している。更に，東海村周辺のひたちなか市，那珂市など東二から半径 5～10km 圏内には，発電所員の約 2 割が居住しており，おおむね東二から半径 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　東二とその周辺

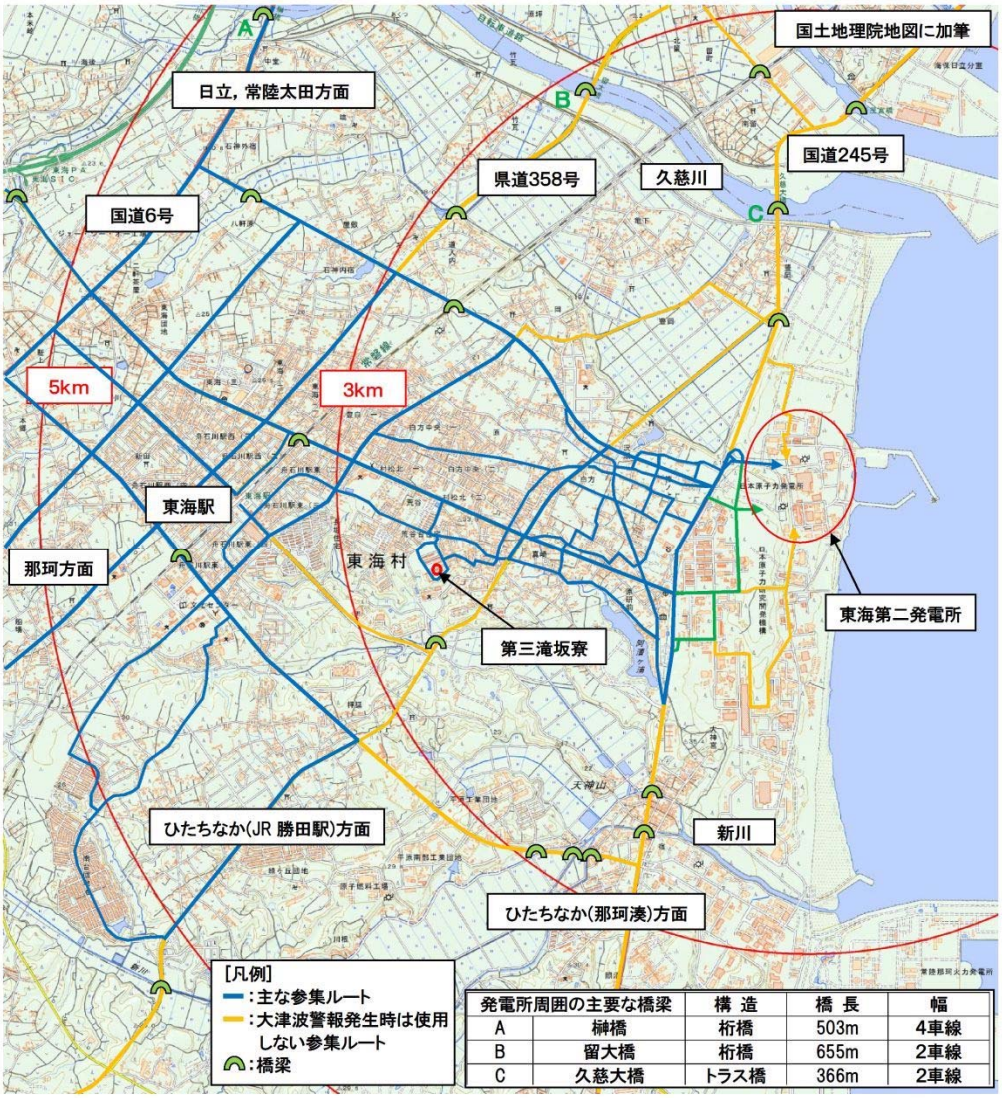
第 1 表　居住地別の発電所員数（平成 28 年 7 月時点）

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。



発電所周囲の主要な橋梁		構 造	橋 長	幅
A	榊橋	桁橋	503m	4車線
B	留大橋	桁橋	655m	2車線
C	久慈大橋	トラス橋	366m	2車線

第 3 図　主要な参集ルート

東二が立地する東海村は比較的平坦な土地であり，発電所構外の拠点となる要員の集合場所（第三滝坂寮）から発電所までの参集ルートは，通行に支障となる地形的な要因の影響が少ない。また，木造建物の密集地域はなくアクセスに支障はない。このため，参集要員は通行可能な道路等を状況に応じて選択して参集できる。

この他の参集に係る障害要因としては，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

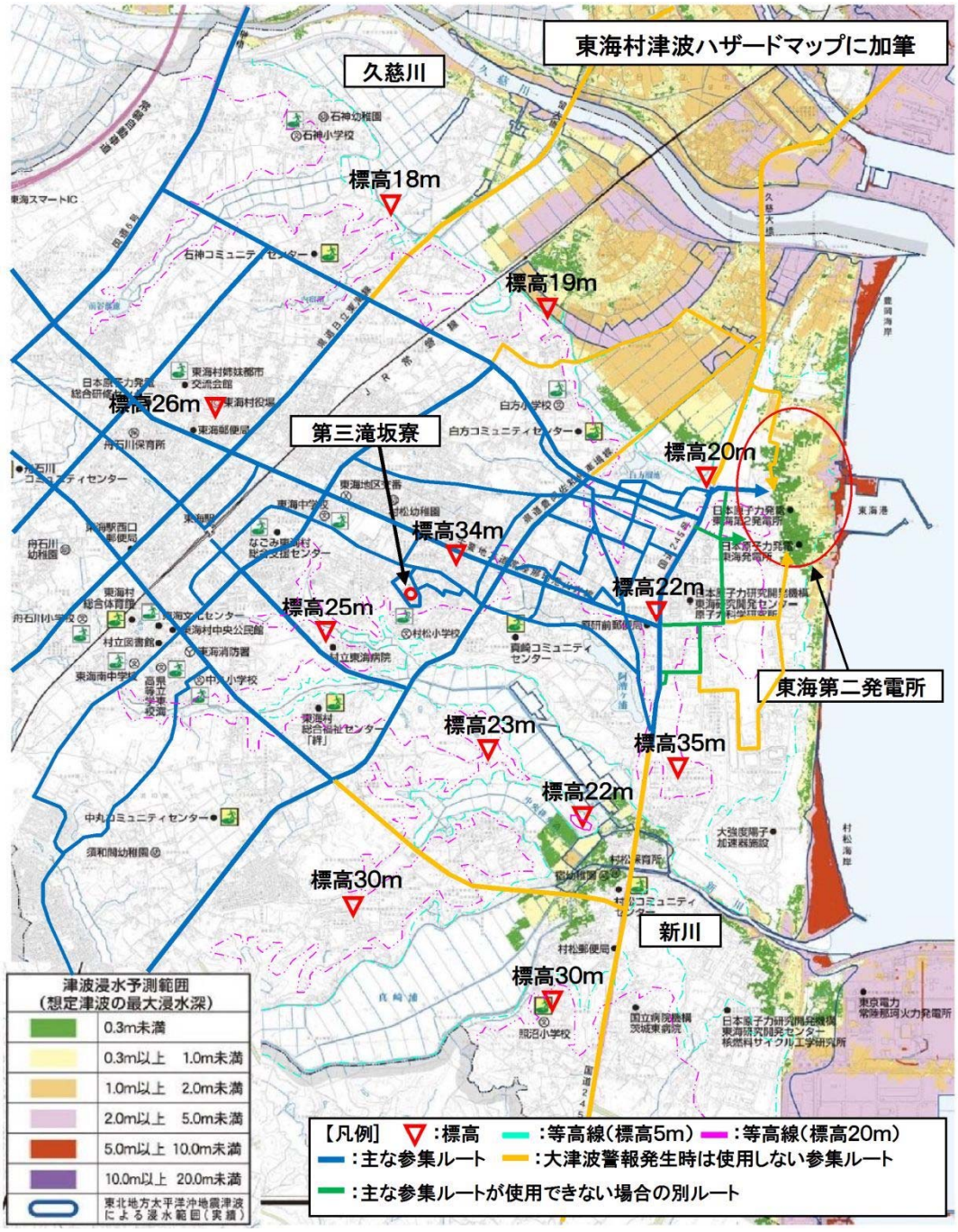
行ができなくなった場合でも，迂回ルートが複数存在することから，参集は可能である。なお，地震による参集ルート上の主要な橋梁への影響については，平成 23 年の東北地方太平洋沖地震においても，実際に徒歩による通行に支障はなかった。

参集ルートが津波により浸水した場合には，アクセス性への影響を未然に回避するため，大津波警報発生時には，基準津波が襲来した際に浸水が予想されるルート（第 3 図に示す，ひたちなか市（那珂湊方面）及び日立市の比較的海に近いルート）は使用せず，これ以外の参集ルートを使用して参集する。

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。

3.2　津波による影響が考えられる場合の参集ルート

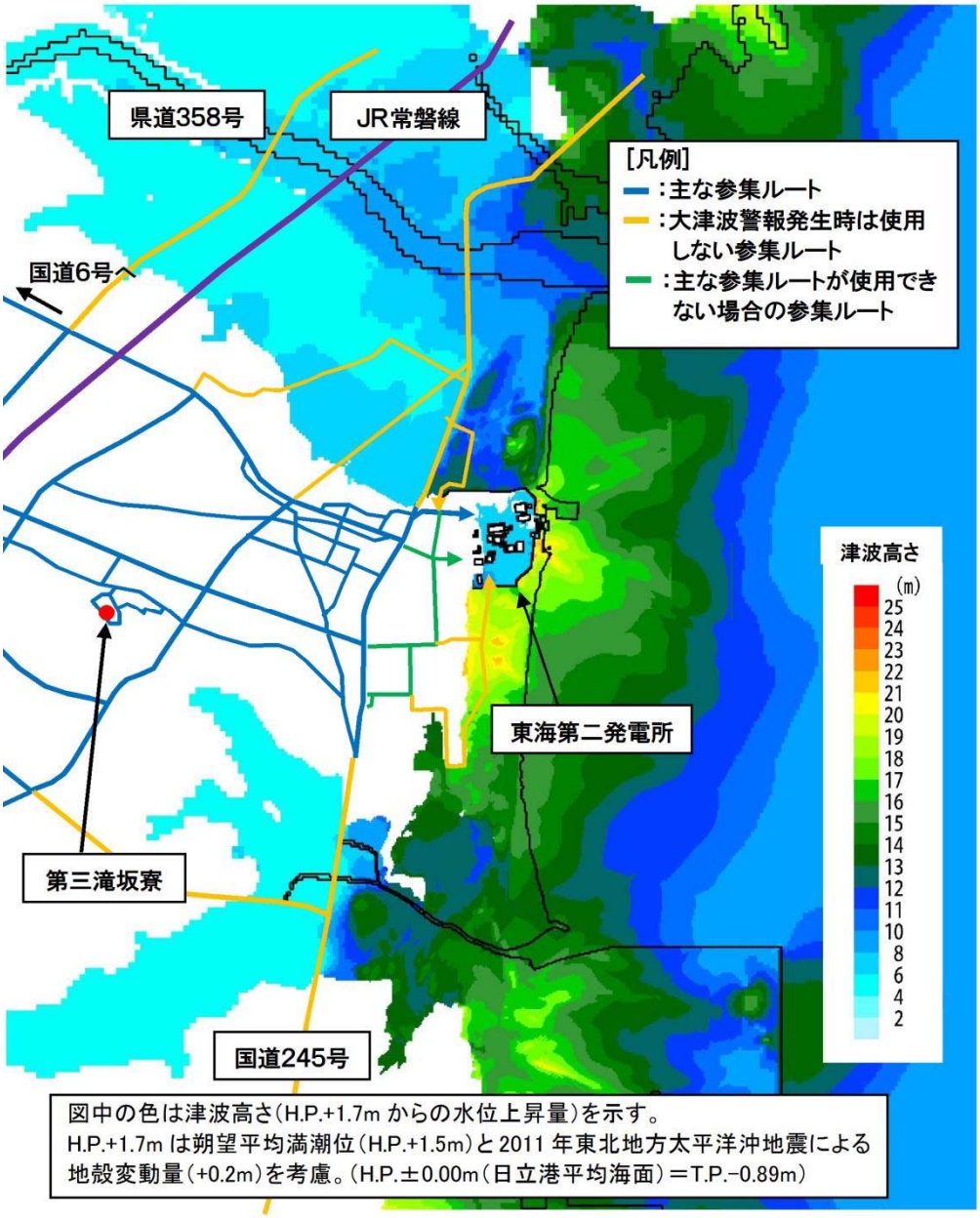
東海村津波ハザードマップ（第 4 図）によると，東海村中心部から東二までの参集ルートへの影響はほとんど見られない（川岸で数 10cm 程度）が，大津波警報発令時は，津波による影響を想定し，海側や新川の河口付近を避けたルートにより参集する。



第４図　茨城県（東海村）の津波浸水想定図（抜粋）

また，東二では，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（以下「敷地遡上津波」という。）に対して影響を考慮する必要がある。敷地遡上津波の遡上範囲の解析結果（第５図）から，発電所周辺に浸水する範囲が認められるが，東海村中心部から東二の敷地までの参集ルート

に津波の影響がない範囲が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，住民避難が開始されている場合には，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　発電所構内への参集ルート

東二の敷地周辺の参集ルートについては，以下に示す敷地の特徴を踏まえて，複数の参集ルートを設定している。

・東二への参集に当たっては必ず国道 245 号線を通過することから，同国道の交通状態及び道路状態によるアクセス性への影響を受けないように，同国道を通行する距離を短くするとともに，できるだけ多くの参集ルートを設定し，更に各参集ルートの構内への進入場所をできるだけ離す
・敷地入口近傍にある 275kV 及び 154kV の送電鉄塔の倒壊による障害を想定し，鉄塔が倒壊しても影響を受けない参集ルートを設定する
・敷地高さを踏まえ，敷地を遡上する津波によっても影響を受けずに緊急時対策所に到達できる参集ルートを設定する

この考え方に基づき，発電所構外から発電所構内への参集ルートとして，正門ルート（通常時のルート）の他に，南側ルート，南西側ルート，西側ルート及び北側ルートを設定する。（第 6 図，第 7 図）

各参集ルートの考慮すべき外的事象を第 2 表に示す。また，送電鉄塔の倒壊時における通行の考え方を，別紙補足 1 に示す。

災害対策要員が参集する際は，各参集ルートの状況を踏まえて安全に通行できるルートを選定する。

なお，正門ルート及び代替正門ルートを通行できない場合は，隣接する他機関の敷地内を通行する南側ルート，南西側ルート，西側ルート及び北側ルートを介して災害対策要員が発電所に参集する。このため，他機関とは，通

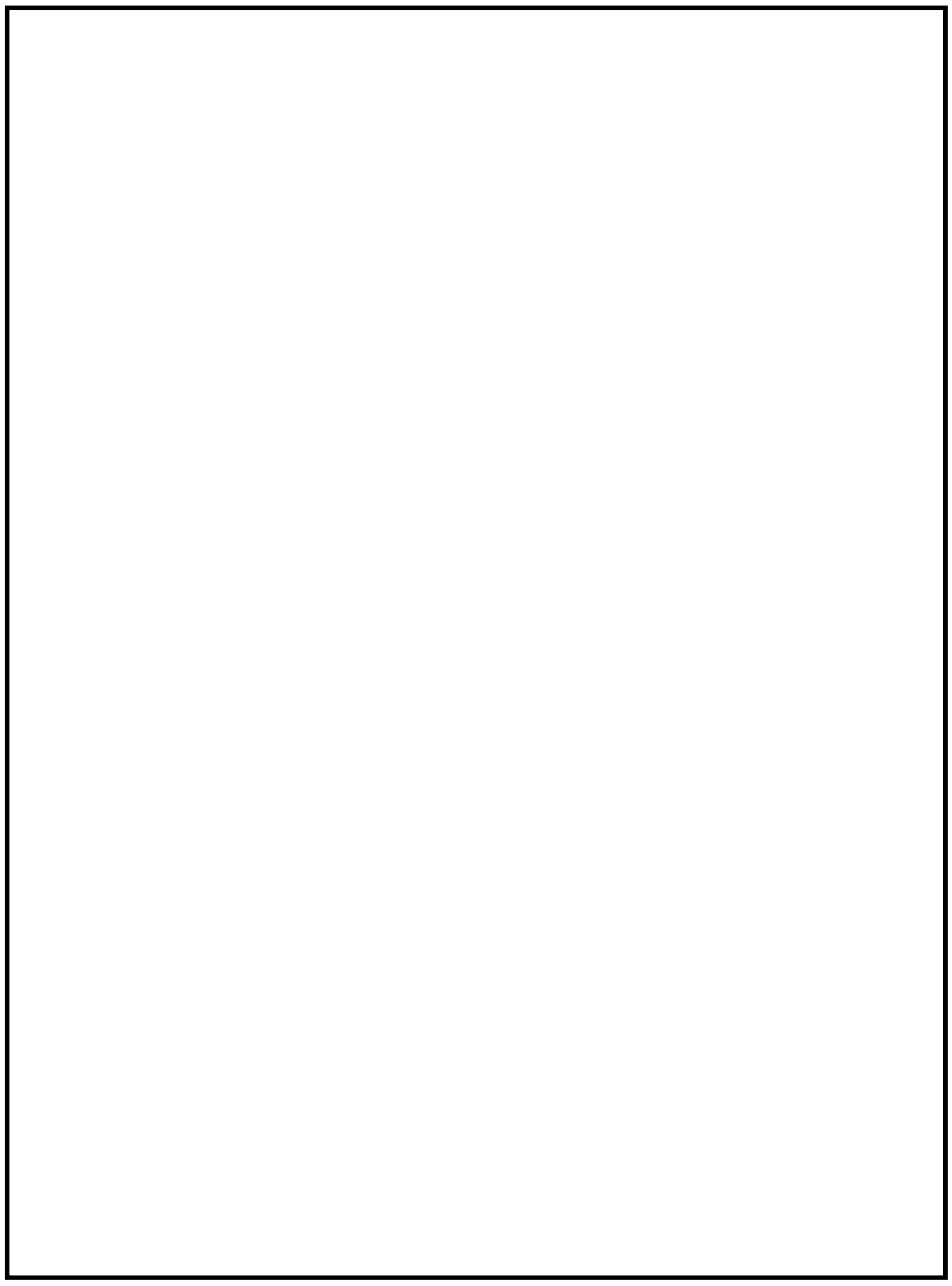
行に係る運用及び参集ルートに影響する障害物の撤去等に係る運用について，あらかじめ取り決めることとしている。

3.5　緊急時対策所への参集ルート

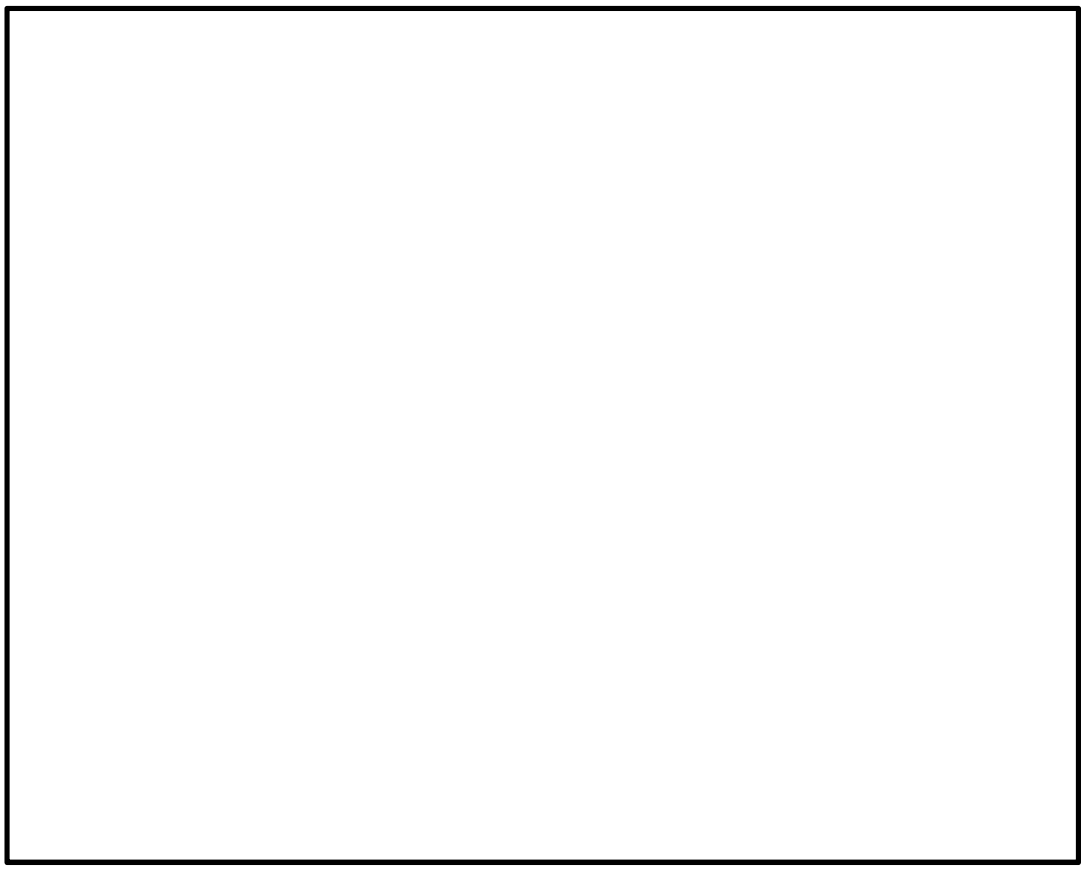
平日の勤務時間帯においては，災害対策要員のほとんどは事務本館で執務しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に参集する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においては，初動対応要員が事務本館等での執務若しくは発電所構内に設けた待機場所に待機しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に参集する。

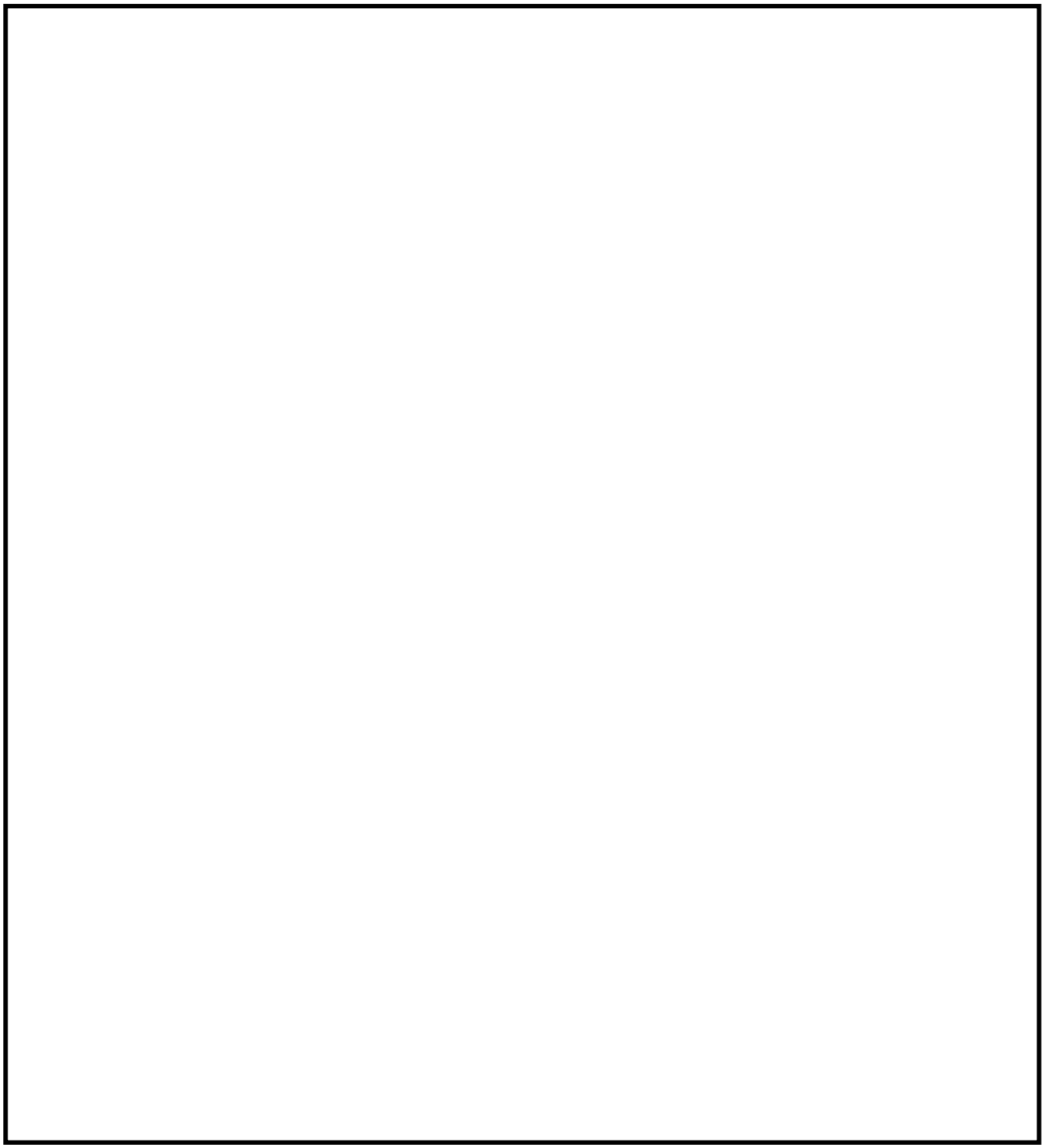
事務本館及び発電所構内に設けた待機場所から緊急時対策所までの参集ルートを，第 8 図に示す。



第 6 図　発電所構内への参集ルート



第 7 図　発電所周辺の送電線路と発電所への参集ルート



第 8 図　緊急時対策所までの参集ルート

第２表　各参集ルートの特徴を踏まえた要員参集の適合性

参集ルート （国道 245 号線からの進入ルート →構内への進入ルート）		考慮すべき外的事象による参集ルートへの影響の可能性		要員参集の適合性（対応）	
		送電鉄塔の倒壊※1	津波浸水※2	災害発生後１日程度以内	災害発生後１週間程度
正門ルート		△	△	・送電鉄塔が倒壊した場合は，安全性（停電）を確認できた場合のみ離隔を維持して通行する。 ・遡上津波の影響によっては通行できない可能性あり。	倒壊した送電鉄塔の撤去及び遡上津波による影響（がれき除去）を行うことで通行可能。
代替正門ルート	→正門ルート	△	△		
	→西側ルート	△	○	・送電鉄塔が倒壊した場合は，安全性（停電）を確認できた場合のみ離隔を維持して通行する。	・倒壊した送電鉄塔を撤去することで通行可能。
南側ルート		○	△	・遡上津波の影響によっては通行できない可能性あり。	・遡上津波による影響（がれき除去）を行うことで通行可能。
南西側ルート	→正門ルート	○	△		
	→西側ルート	○	○	（通行の支障なし）	（通行の支障なし）
西側ルート		△	○	・送電鉄塔が倒壊した場合は，安全性（停電）を確認できた場合のみ離隔を維持して通行する。	・倒壊した送電鉄塔を撤去することで通行可能。
北側ルート		○	△	・遡上津波の影響によっては通行できない可能性あり。	・遡上津波による影響（がれき除去）を行うことで通行可能。

〈凡例〉　○：影響の可能性なし（通行可能），△：影響の可能性あり（状況に応じて通行可否を判断する）

※１：参集ルートの幅の一部あるいは全幅が，送電鉄塔の倒壊範囲と重複すると評価される場合は△とした。

※２：参集ルートの一部が，敷地を遡上する津波により浸水する範囲の評価結果（T.P.＋8m）と重複する場合は△とした。

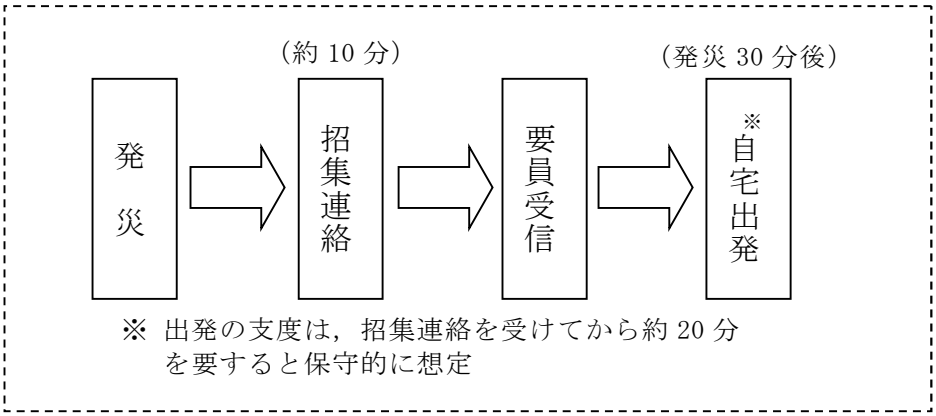
4.　夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の要員参集条件及び参集時間について

実際に実施した参集訓練等で得られた結果及び各種のハザードを考慮した参集条件を保守的に設定し，これを用いて災害対策要員の参集時間を以下に評価した。

4.1　評価条件

(1)　自宅等を出発するまでの時間

事象発生後に，あらかじめ拘束当番に指名されており発電所に参集する災害対策要員は，災対本部からの招集連絡を受けて，発災 30 分後に自宅を出発するものとする。（第 7 図）



第 7 図　要員の招集から自宅出発までの概要

(2)　移動手段・移動速度

徒歩による移動とする。参集訓練実績をもとに移動速度を 4.0km／時（67m／分）※とする。なお，参考として，自転車で参集する場合を想定し，同様の考え方で移動速度を 12km／時（200m／分）とする。（別紙補足 2）

※参集訓練の実績 5.0km／時（80m／分）に対して保守的に 4.0km／時（67m／分）とする。自転車は，訓練実績を踏まえて保守的に「12km／時（200m／分）」とする。

(3)　参集ルート

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。

4.2　参集に要する時間と災害対策要員数

事象発生時には，発電所敷地内に既に待機している初動要員（39 名）を除く，あらかじめ拘束当番に指名されている災害対策要員（71 名）を含む全ての災害対策要員※が発電所に参集する。

※　発電所に参集する要員数は，全ての災害対策要員（約 255 名，平成 28 年 7 月時点，表 1 参照）から初動要員(39 名)を差し引いた 216 名となる。拘束当番である災害対策要員（71 名）は，216 名の内数である。

参集する災害対策要員が，東二の敷地に参集する（発電所構外の拠点となる集合場所を経由しない）までの所要時間と参集する災害対策要員数の関係を第 3 表に示す。

第 3 表　参集に係る所要時間と災害対策要員数の関係（平成 28 年 7 月時点）

参集に係る所要時間	参集する災害対策要員数		
	徒　歩 (4.0km／h)	参　考	
		徒　歩 (5.0km／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

第 3 表より，あらかじめ拘束当番に指名されており発電所に参集する災害対策要員（71 名）は，事象発生後 120 分には参集していると考えられる。また，参集ルートの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。

上記の参集に係る所要時間は，事象発生時に，構外から参集する災害対策要員に求められる参集時間（最短で約 3 時間，可搬型代替注水中型ポンプへの燃料補給）と比較して十分に早い。（別紙補足 3，別紙補足 4）

参集する災害対策要員は，参集ルート上に建物等の倒壊他により通行が困難な状態を確認した場合には，それを避けた別の参集ルートを通行する。この場合，参集時間に影響すると考えられるが，第 3 表の評価結果は，以下に示す保守的な条件設定に基づく評価結果であるため，実際の参集性には影響はない。

・災害対策要員は発災 30 分後（招集連絡を受信してから 20 分後）に出発することとしているが，実態は数分で出発可能である。

・移動手段は，発電所周辺の道路の通行に支障があることを想定し，道路の状況に応じて参集ルートを選べる徒歩による移動とした。

・移動速度は参集訓練の実績（5.0km／h）に対し，保守的に 4.0km／h とした。

・参集ルートは，発電所周辺には複数の道路があることから，主要な幹線道路を用いた主要参集ルートが通行できない場合でも比較的近い場所を迂回参集ルートとして通行することが可能である。このため，迂回参集ルートは主要参集ルートと比較して移動距離及び移動時間はあまり変わらない。（別紙補足 5）

別紙補足1

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

発電所周囲には 275kV 及び 154kV の送電線鉄塔が設置されており，送電線及び送電鉄塔は参集ルート上を横断又は参集ルートに近接している。

送電線の脱落及び断線，あるいは送電線鉄塔が倒壊した場合においても，垂れ下がった送電線又は倒壊した送電線鉄塔に対して十分な離隔距離を保って通行すること，又は複数の参集ルートからその他の適切な参集ルートを選択することで，発電所へ参集することは可能である。

2. 送電鉄塔の倒壊時に通行する参集ルート

送電鉄塔の倒壊等が発生した際に通行する参集ルートについては，倒壊した送電鉄塔の場所及び損壊状況に応じて，その他の複数の参集ルートから，以下の事項を考慮して，確実に安全を確保できる適切な参集ルートを選定し通行する。

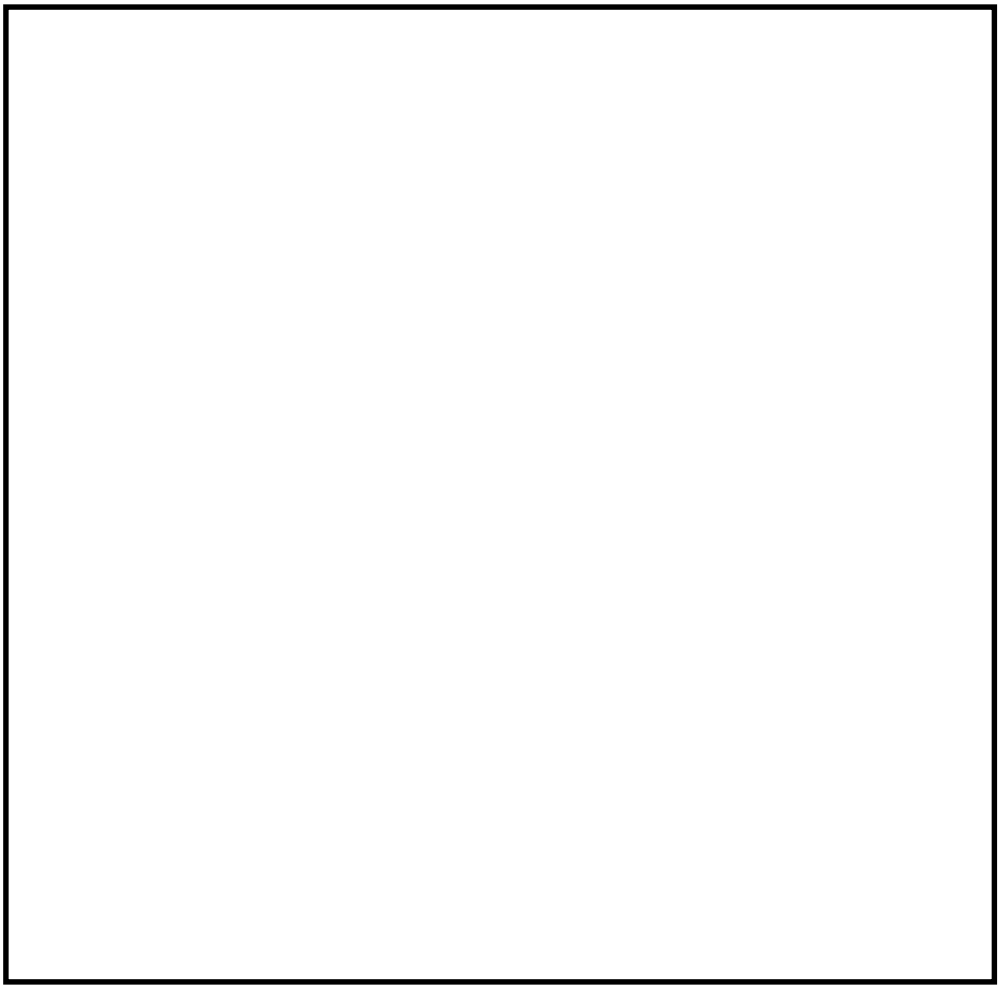
・大津波警報発生の有無

・倒壊した送電鉄塔及び送電線の損壊状態及び送電線の停電状況

・上記以外の倒壊物による参集ルートへの影響状況

2.1　275kV No.2 鉄塔が倒壊した場合

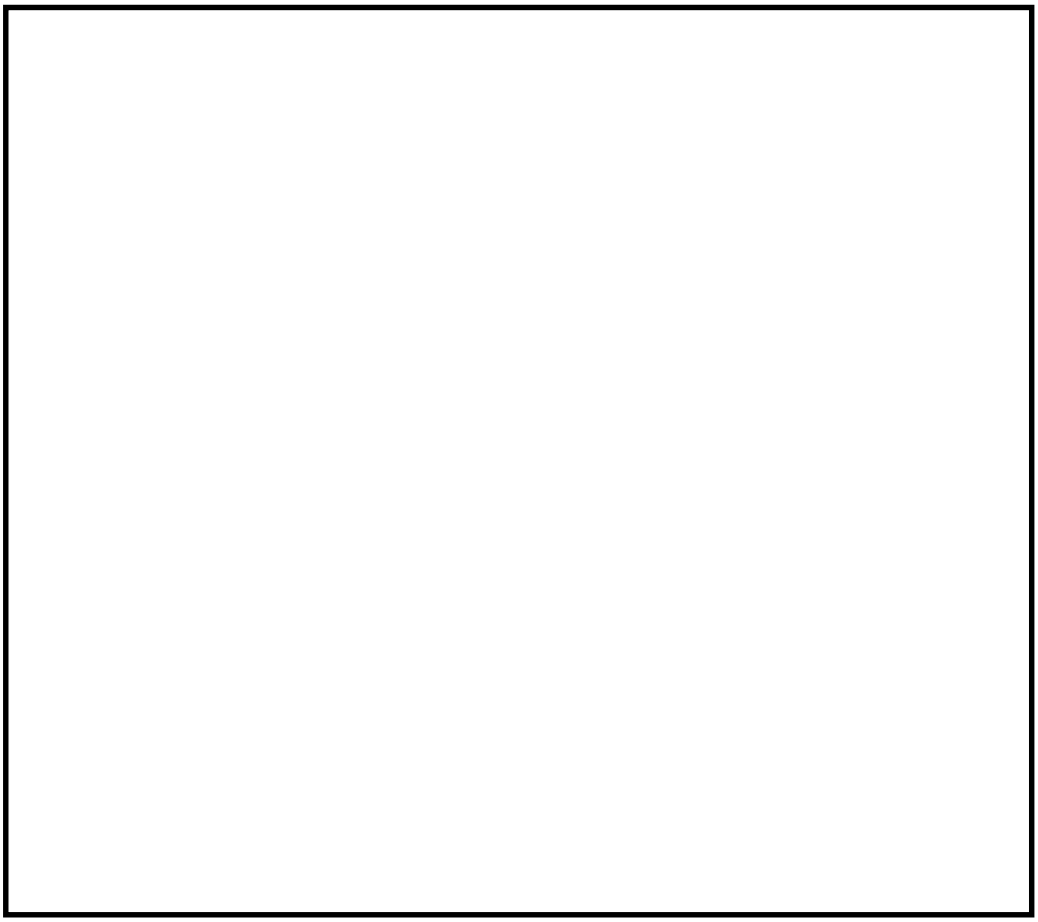
発電所進入道路を阻害することになる，275kV No.2 鉄塔の南側への倒壊又は 154kV No.5 鉄塔の北側への倒壊が起きても，275kV No.2 鉄塔を迂回することでアクセスすることは可能である。（第 1 図）



第 1 図　鉄塔倒壊時のアクセスルート（代替正門ルート）

2.2　154kV No.3 鉄塔が倒壊した場合

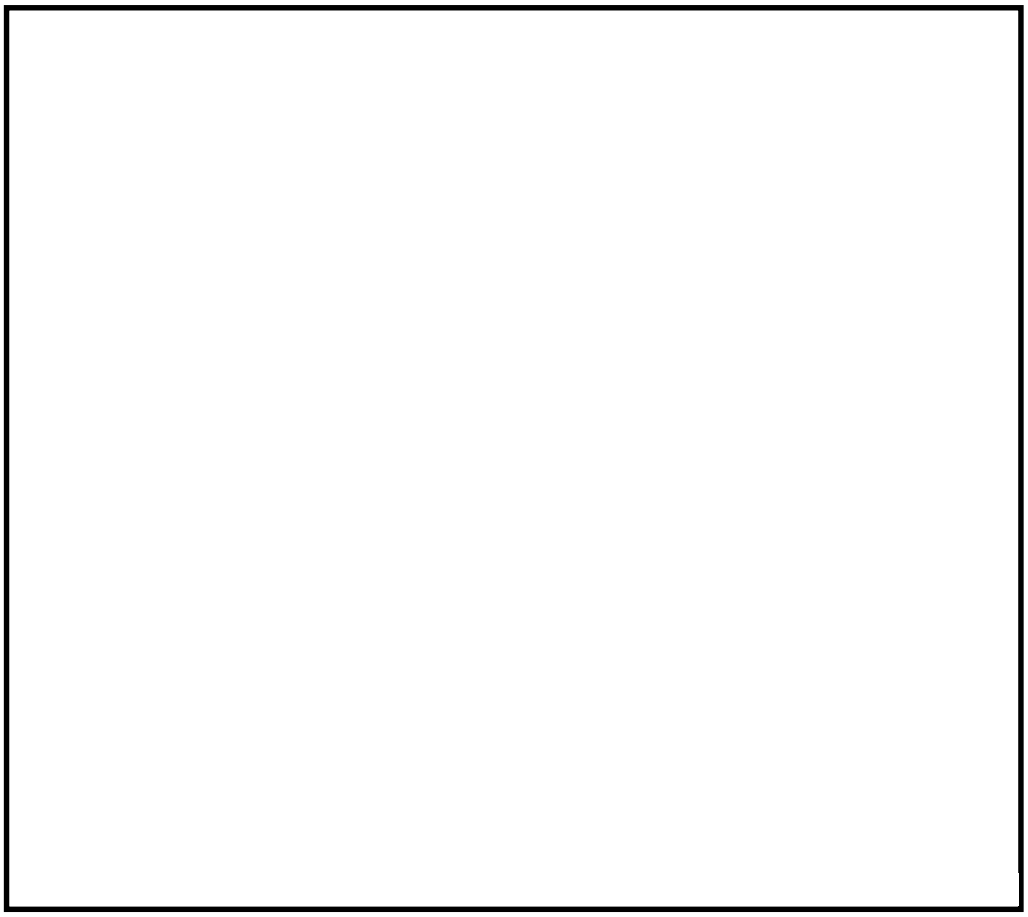
西側ルートは，国道 245 号から 2 箇所の入口があるため，154kV No.3 送電鉄塔が倒壊しても,影響を受けない入口からアクセスすることは可能。また，154kV No.3 送電鉄塔を迂回した場合は，JAEA 敷地内を通行して南西側ルートよりアクセスすることも可能である。（第 2 図）



第 2 図　鉄塔倒壊時のアクセスルート（西側ルート）

2.3　154kV No.2～4 鉄塔が倒壊した場合

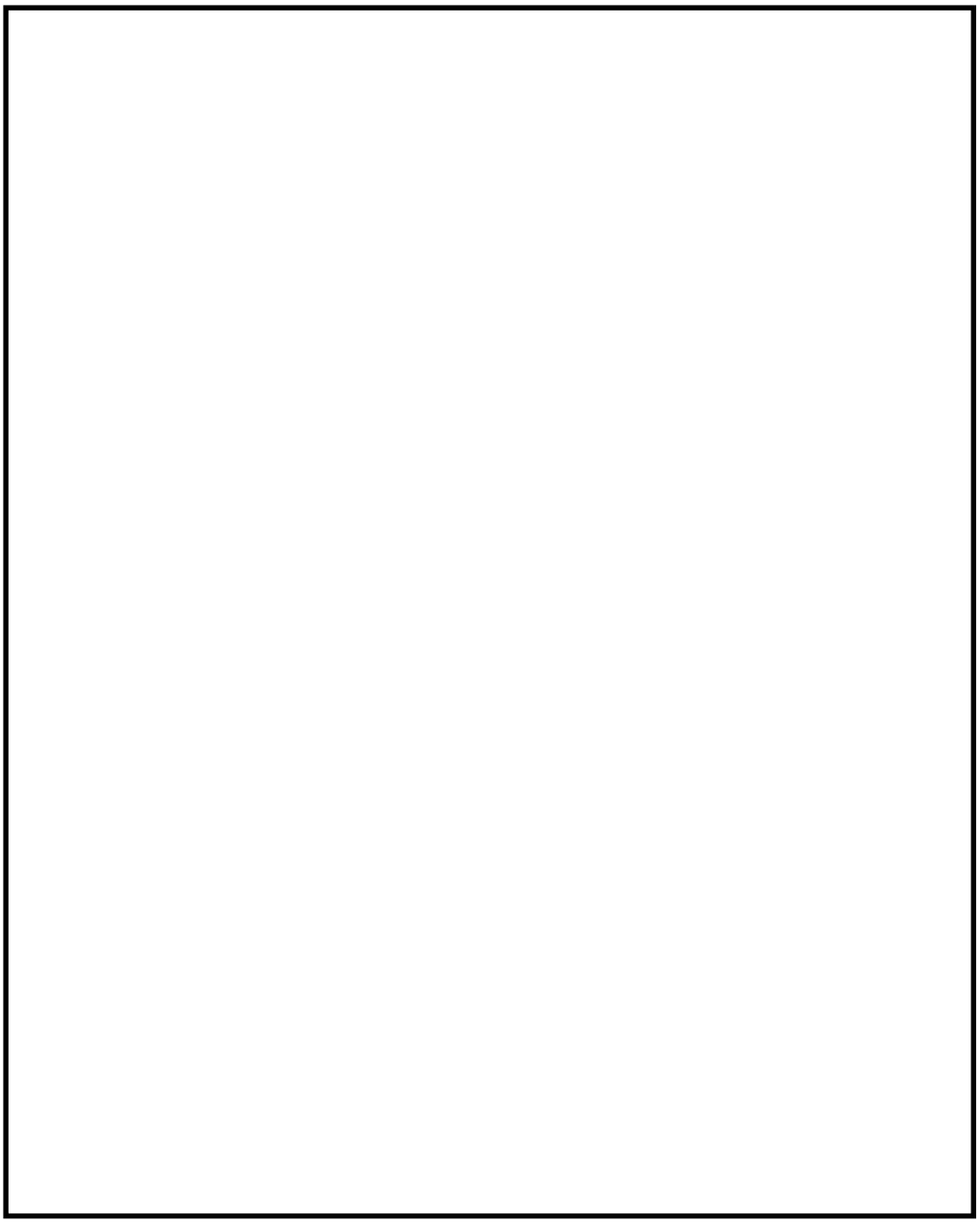
154kV No.1～4 鉄塔が全て西側へ倒壊して国道 245 号の通行を阻害しても，発電所周囲の別の道に迂回することで 154kV 鉄塔の倒壊の影響を避けて発電所進入道路へアクセスすることは可能。（第 3 図）



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)）

2.4　154kV No.2～4 鉄塔が倒壊した場合

275kV No.2 鉄塔の南側への倒壊又は 154kV No.5 鉄塔の北側への倒壊が発生し，かつ 154kV No.1～4 送電鉄塔が全て西側へ倒壊して国道 245 号の通行を阻害している場合，津波警報が発生していない状況であれば，標高の低い箇所を辿る北側及び南側ルートを用いてアクセスすることが可能である。(第 4 図)



第 4 図　鉄塔倒壊時のアクセスルート（北側，南側ルート）

3.　倒壊した送電鉄塔の影響について

自然災害により送電鉄塔が倒壊した事例を第5図に示す。

強風による鉄塔の倒壊事例①※1

強風による鉄塔の倒壊事例②※1

地震による斜面の崩落に伴う鉄塔の倒壊事例※2

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5図　自然災害による送電鉄塔の倒壊事例

いずれの自然災害においても，送電鉄塔は鉄骨間の間隙を保って倒壊し

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送電鉄塔の影響を受けていない箇所を離隔を保って迂回するルートで鉄塔の近傍を通過することが可能である。

別紙補足2

参集訓練の実施結果

1. 概要

重大事故等が発生した場合において，発電所外から参集する災害対策要員の参集性を評価するため参集訓練を実施した。参集する要員は，居住地及び年齢など種々の組み合わせを考慮して選定し，発電所まで参集する時間を実際に計測して，移動速度を算出した。

この結果から，発電所外から参集する災害対策要員の参集するための保守的な移動速度を設定した。

2. 参集訓練の実施

参集訓練の実施にあたっての条件と実施結果を以下に示す。

2.1 参集訓練の実施概要

・移動経路は発電所の東側を除いた，北側，西側，及び南側で２ルートの合計４ルートを設定して実施。

・移動速度の計測は，移動手段を徒歩として実施。但し，南側のルートの計測では，自転車での速度の計測も実施。

・各コースとも２名/組で実施し，年齢層によるバラツキをなくすため，各組の合計年齢が同じようになるように設定（各組で 80 歳～100 歳）。

2.2 参集訓練の実施結果

表１　参集訓練の実施結果（平成 27 年 9 月 29 日実施）

No.	対象者	実際の移動距離	移動手段	参集時間※1	実際の移動速度	備　考
1	A,B	16.4km	徒歩	200 分	4.9km/h (82m/min)	主に発電所の北側から参集するルート
2	C,D	11.5km	徒歩	122 分	4.6km/h (76m/min)	主に発電所の西側から参集するルート
3	E,F	11.8km	徒歩	146 分	4.9km/h (81m/min)	主に発電所の南側のうち内陸側から参集するルート
4	G,H	12.3km	徒歩	125 分	5.9km/h (98m/min)	主に発電所の南側のうち海側から参集するルート
5	I,J	12.3km (往路)	自転車	58 分	12.7km/h (212m/min)	主に発電所の南側のうち海側から参集するルート
6	I,J	12.3km (復路)	自転車	60 分	12.3km/h (205m/min)	主に発電所の南側のうち海側から参集するルート
平均移動速度				徒　歩：5.0km/h(83m/min) 自転車：12.5km/h(208m/min)		

※１　休憩・ロスタイムを含む時間

3. 参集訓練の評価

表１参集訓練の結果より，徒歩での移動速度は 83m/min（5.0km/h）と算出されるが，これより本訓練の評価用歩行速度は 83m/min（5.0km/h）で設定した。

また，上記の参集性の評価にあたっては，測定結果に交通事情や道路条件及び道路上に発生した障害によって発生する迂回に要する時間を考慮し，保守的に参集に係る移動速度を 67m/min（4.0km/h）とした。

なお，自転車を用いた移動速度は 208m/min（12.5km/h）と評価でき，参集に自転車を用いれば参集に係る所要時間は更に短縮できることを確認した。

4. 参集訓練の様子

参集訓練の様子を図１に示す。

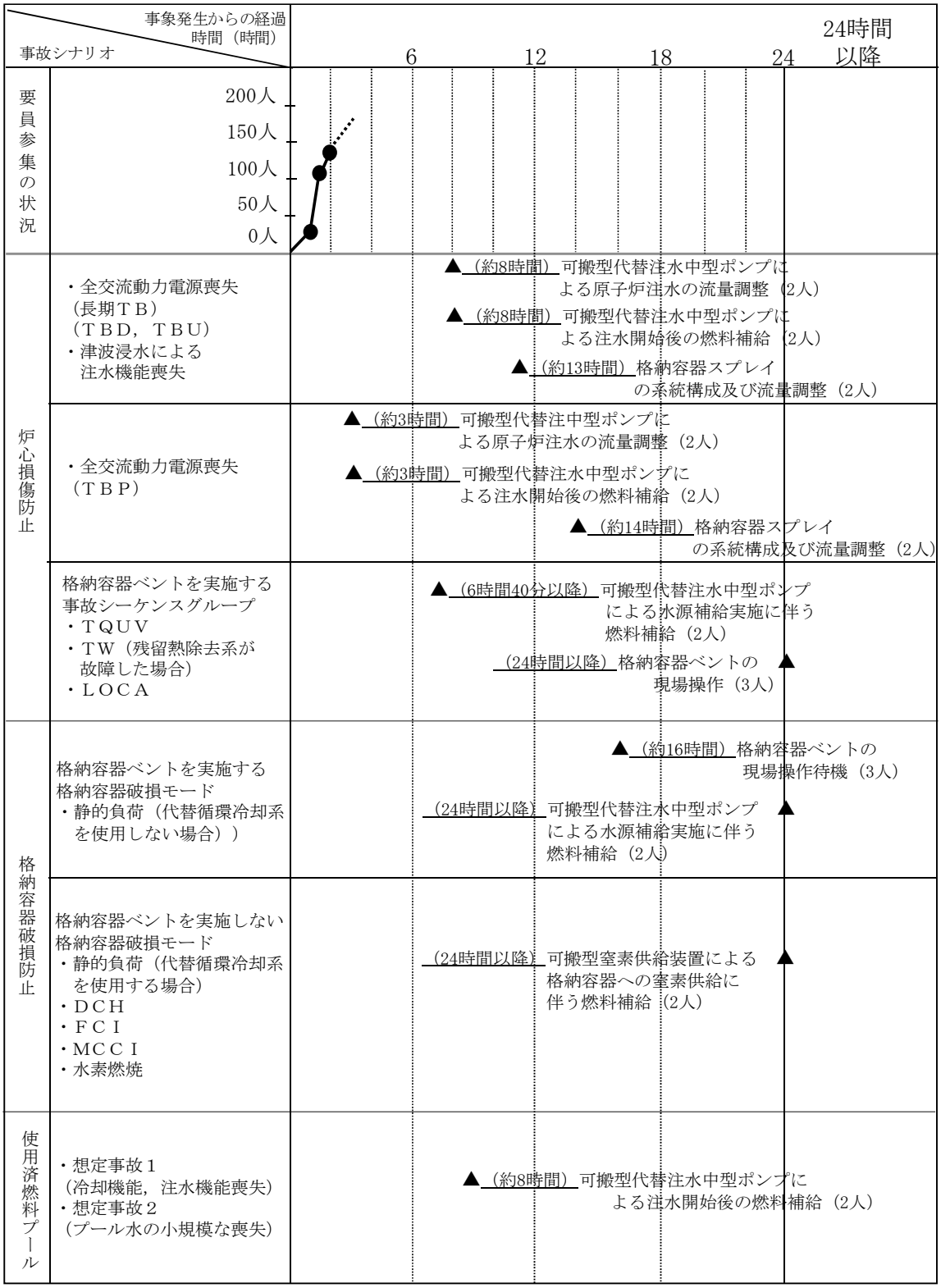
北側ルート

南側(内陸側)ルート

南側(海側)ルート（徒歩）

南側(海側)ルート（自転車）

図１　参集訓練の様子



第１図　各事故シナリオにおける参集要員に求める主な対応と参集時間

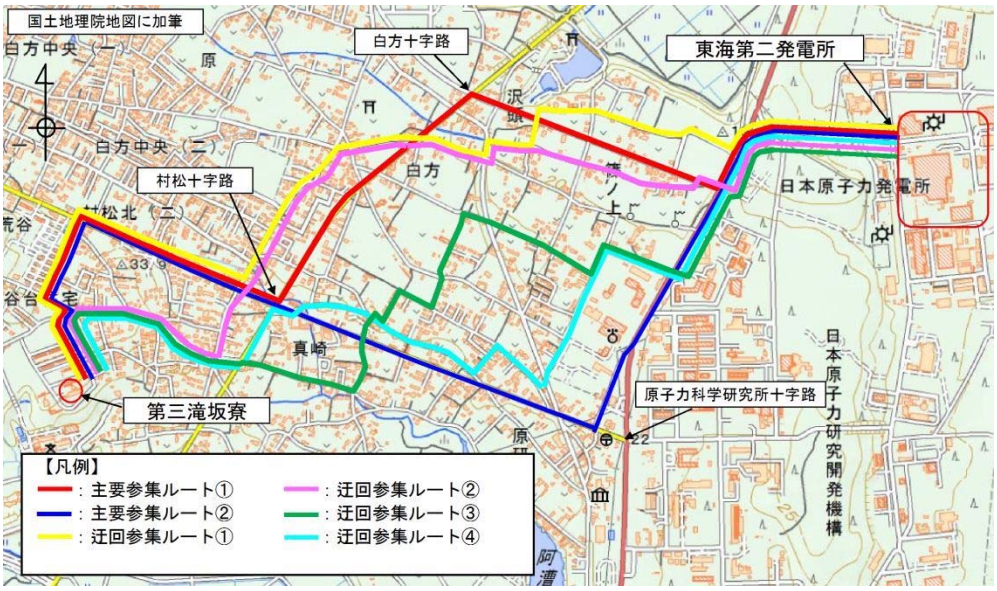
第１表　全交流電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間

別紙補足 4

別紙補足 5

参集ルートに対する迂回参集ルートの移動距離及び移動時間の影響

東二の構外の拠点（第三滝坂寮）から東二の敷地までの参集ルートを広範囲に複数設定した場合に，各参集ルートの移動距離と所要時間を第 1 図及び第 1 表に比較した。



第 1 図　発電所の構外拠点から発電所敷地までの参集ルート及び迂回参集ルート

第 1 表　第 4 図における参集ルート及び迂回参集ルートの移動距離及び所要時間

ルート	距離（m）	所要時間	
		移動速度：4km／h	（参考） 移動速度：4.8km／h
参集ルート①	3,180	47 分 28 秒	39 分 45 秒
参集ルート②	3,630	54 分 11 秒	45 分 23 秒
迂回参集ルート①	3,150	47 分 1 秒	39 分 23 秒
迂回参集ルート②	2,980	44 分 29 秒	37 分 15 秒
迂回参集ルート③	3,215	47 分 59 秒	40 分 12 秒
迂回参集ルート④	3,230	48 分 13 秒	40 分 23 秒

参集ルートと迂回参集ルートについて，距離の差は最大で 650m，所要時間の差は最大で 9 分 42 秒である。参集に係る所要時間と災害対策要員数の関係の結果（4.2 項 第 3 表）を踏まえると，迂回参集ルート所要時間の増加による要員参集結果への影響は少ない。

別紙（35）

基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する対応について

1. 基準津波を超え敷地に遡上する津波の想定

設置許可基準規則第 37 条の重要事故シーケンスの選定において，津波起因の事故シーケンスについて，「津波浸水による注水機能喪失」を新たな事故シーケンスグループとして追加し，「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとして選定している。

この事故シーケンスグループでは，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。）として T.P.＋24m（防潮堤位置）※1までの津波高さを想定している。

このため，ここでは T.P.＋24m までの津波高さに係る対応について整理を行う。

※1　津波高さ（T.P.＋24m）は，仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤位置の最高水位を示す。

2.　敷地遡上津波時の影響評価

(1)　敷地浸水評価

敷地遡上津波時の最大浸水深分布を第 1 図に示す。

敷地浸水評価の結果，敷地遡上津波時の影響としては以下の特徴がある。

・敷地内への流入は防潮堤南側終端からの回り込みが支配的であり，T.P.＋8m に設定するアクセスルートはおおむね浸水する。（第 1 図）

・防潮堤前面からの越流による敷地内への流入は限定的である。（第 2 図）

・アクセスルートの周辺施設における最大浸水深は，防潮堤南側終端に近い使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「D／C」という。）前面を除き，おおむね 0.4m である。（第 3 図）

(2)　漂流物の影響

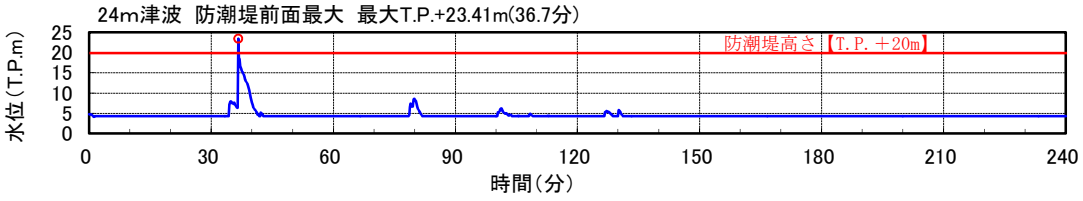
敷地浸水評価で抽出した特徴を踏まえ，敷地遡上津波時において想定される漂流物の影響を以下に示す。

・発電所付近で操業する漁船（約 5t 未満）が防潮堤前面を乗り越え敷地内に侵入する可能性があるが，防潮堤東側付近の最大浸水深は 0.4m 程度と浅いため，仮に敷地内に入ったとしても敷地内を漂流することはない。

・防潮堤南側終端からの流入が想定される漂流物については，浸水深が比較的深い南側の敷地内を漂流する可能性があるが，防潮堤南側終端付近以外は最大浸水深が 0.4m 程度であることから，接続口等が設置される原子炉建屋周辺へのアクセス性に影響を及ぼす大きな漂流物はないものと考える。

・以上より，アクセスルートの復旧を想定する場所において，重機による撤去が困難となるような漂流物が漂着することはないものと考える。

第1図　敷地遡上津波時の最大浸水深分布

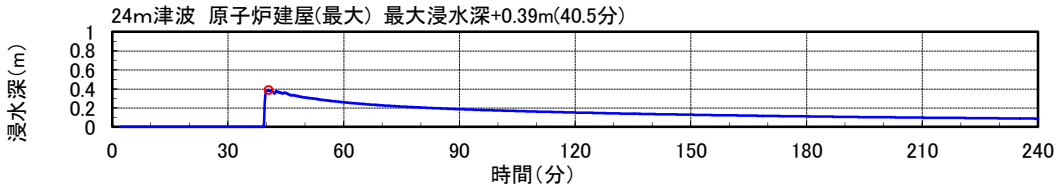


第 2 図　防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形

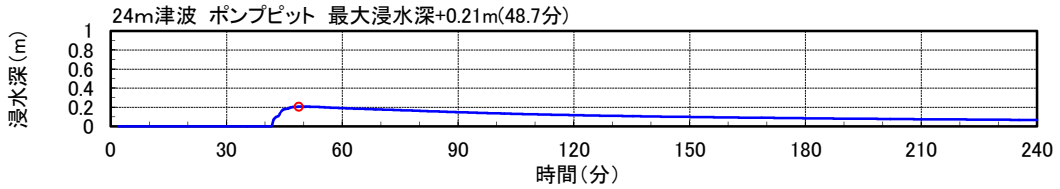
注：防潮堤ルート変更前の時刻歴波形である。変更後も波形の大幅な変更はない見込みである。

浸水深

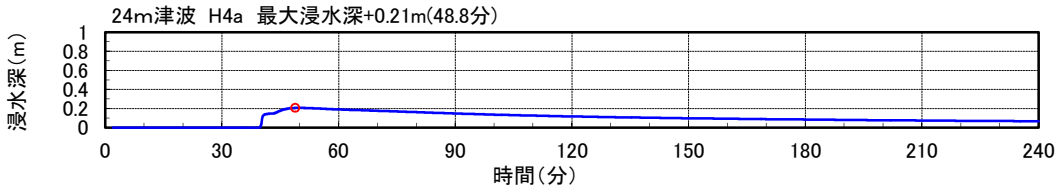
①原子炉建屋



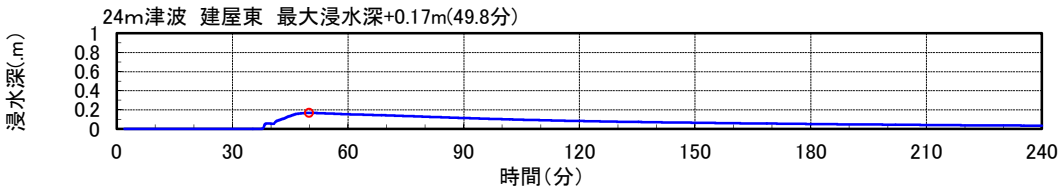
②緊急用海水ポンプピット上部



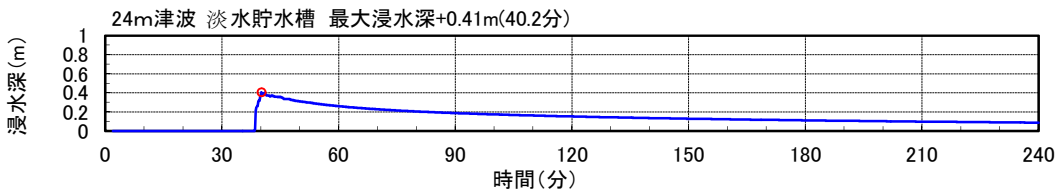
③排気筒南東



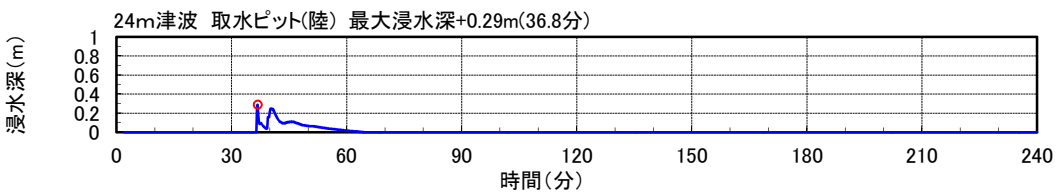
④原子炉建屋東



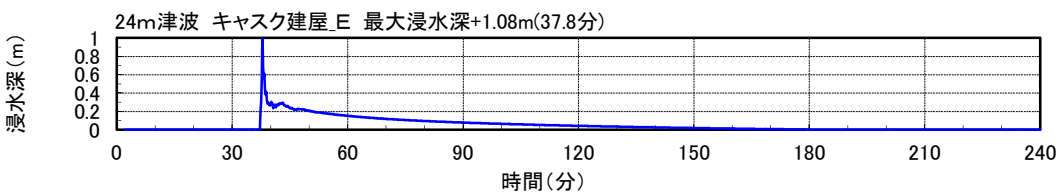
⑤代替淡水貯槽上部



⑥ＳＡ用海水ピット

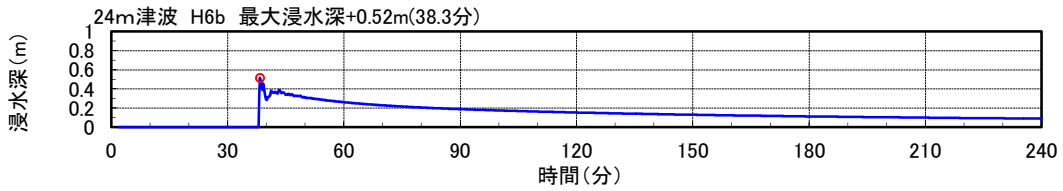
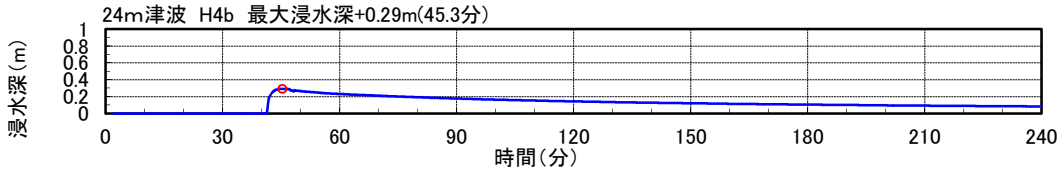


⑦Ｄ／Ｃ前面



第３図　各施設の浸水深の時刻歴波形（1／2）

注：防潮堤ルート変更前の時刻歴波形である。変更後も波形の大幅な変更はない見込みである。

浸水深	
⑧緊急時対策室建屋西	
⑨原子炉建屋西	

第 3 図　各施設の浸水深の時刻歴波形（2／2）

注：防潮堤ルート変更前の時刻歴波形である。変更後も波形の大幅な変更はない見込みである。

3.　津波影響の不確かさを考慮した対応策

2.の評価結果より，敷地遡上津波に伴う漂流物の影響は少ないと考えるが，被害やその後の復旧作業には不確かさがあることを考慮し，敷地遡上津波の影響を受けない敷地高さに以下の対応策を講ずることとする。

＜対応策＞

①　淡水源の設置位置

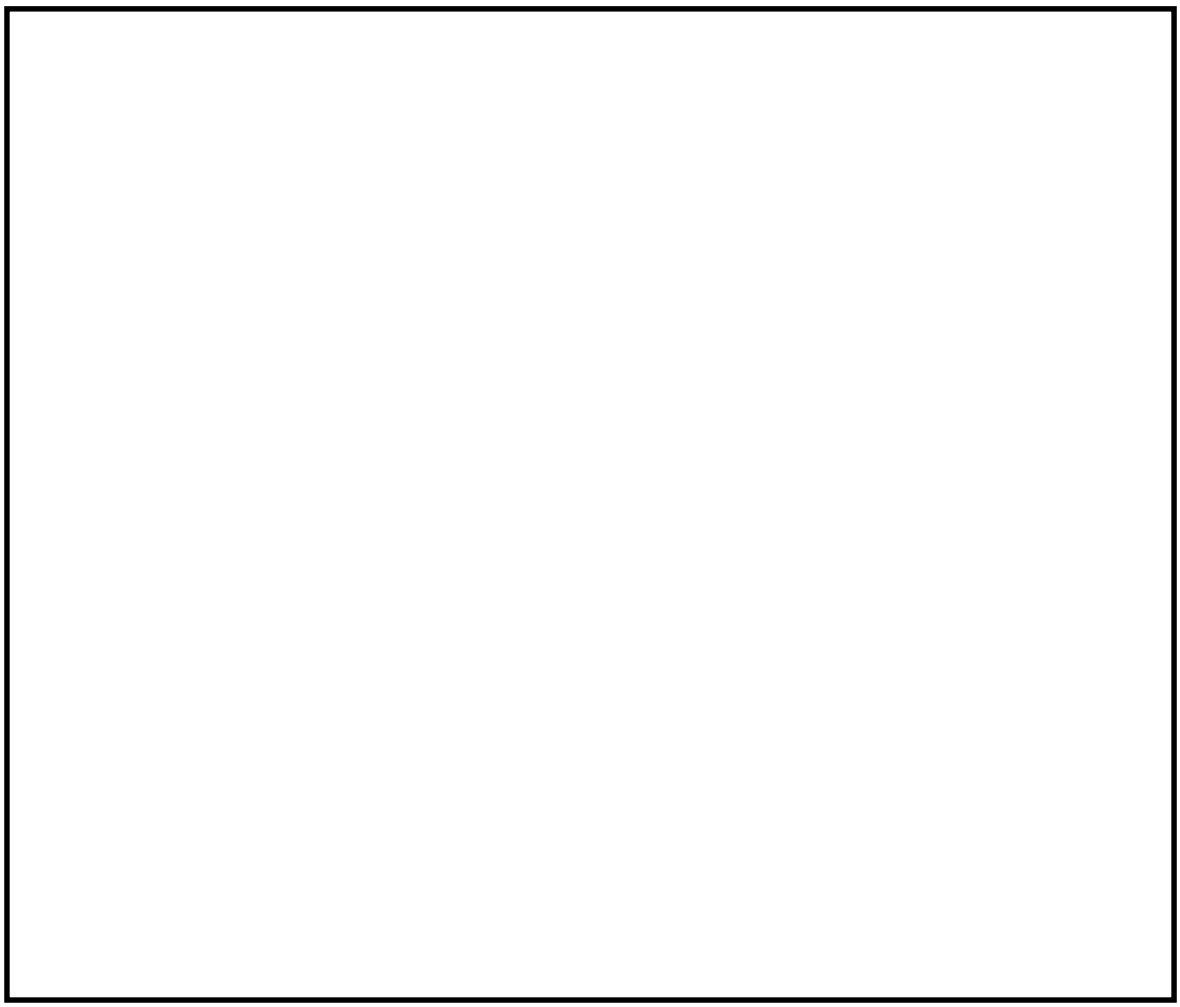
代替淡水源を敷地遡上津波の影響を受けない発電所西側の常設代替高圧電源装置置場（T.P.＋11m）の地下に設置

②　淡水系接続口の設置

可搬型代替注水中型ポンプを用いた原子炉等への注水用の接続口を，敷地遡上津波の影響を受けない常設代替高圧電源装置置場（T.P.＋11m）に2ヶ所設置

以上に示す対応策の概要を第4図に示す。

敷地遡上津波を起因とした重大事故等は，当該津波から防護する常設重大事故等対処設備（原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系，残留熱除去系，緊急用海水系（参考資料-1），常設代替高圧電源装置等）により対応可能な設計とするが，対応の多様性を確保するため可搬型設備による原子炉等への注水に係る可搬型設備のアクセスルートを設定する。

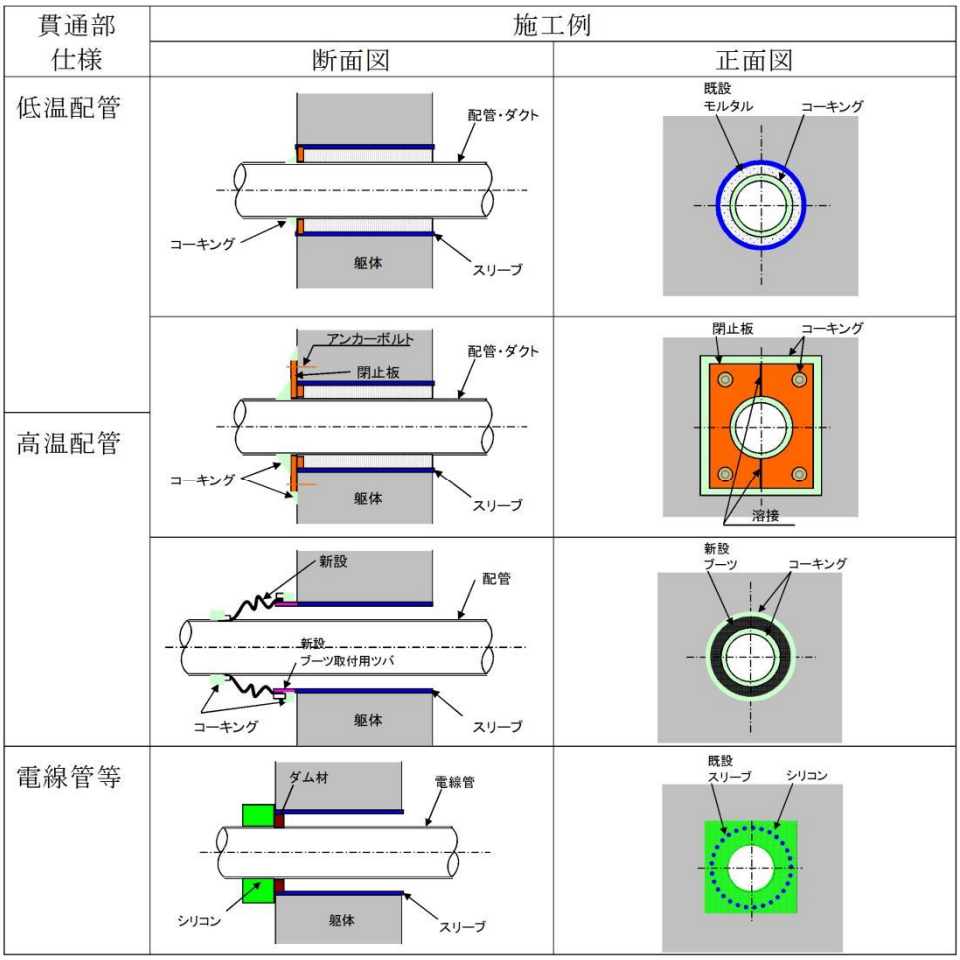


第4図　敷地遡上津波に対する対応概要図

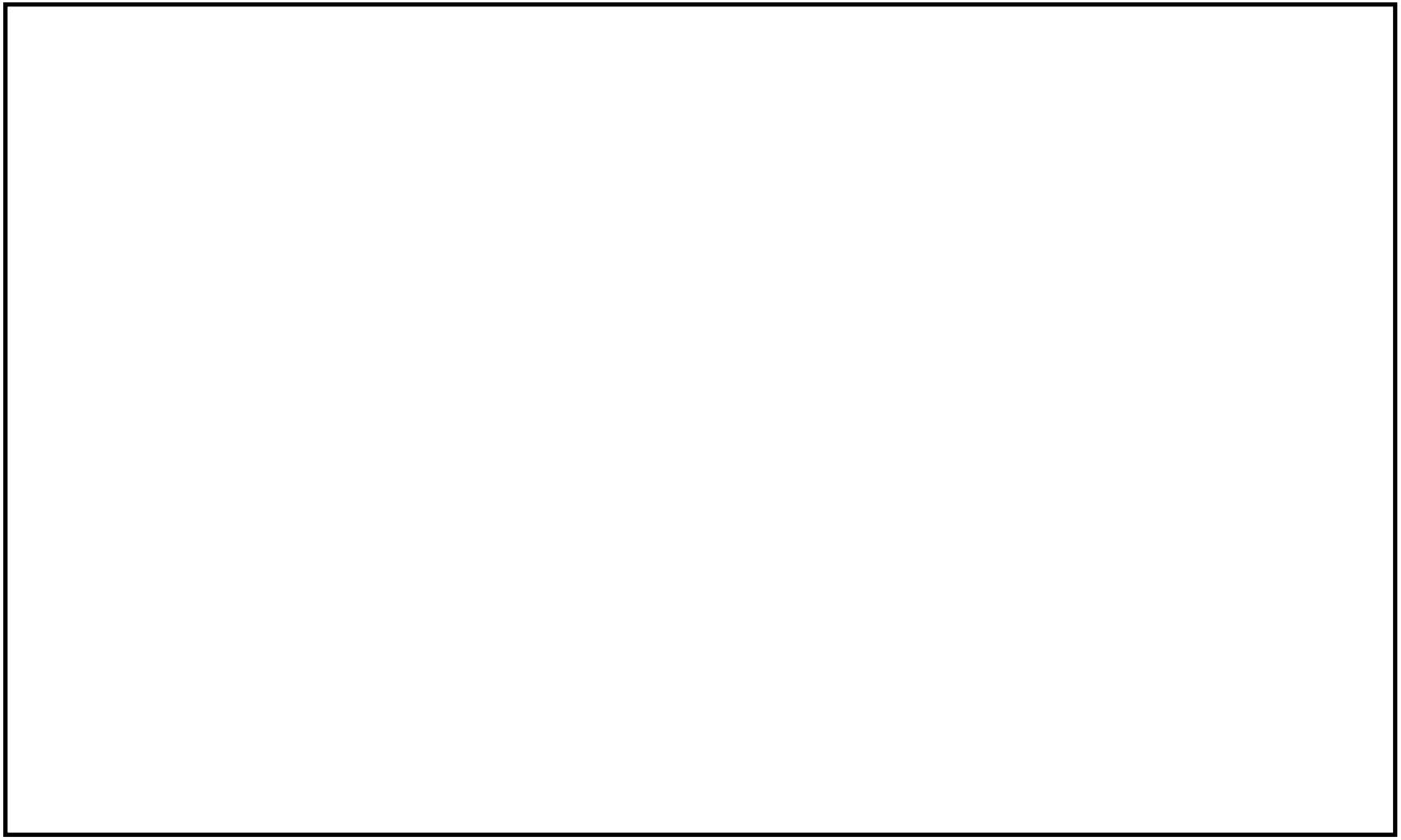
4.　敷地遡上津波に対する建屋の水密化について

敷地遡上津波発生時は，浸水評価の結果から T.P.＋8m に設置する原子炉建屋が約 0.4m 浸水する。原子炉建屋の防護対象範囲への浸水を防止するため，貫通部に対して止水処理を実施する。また，扉等開口部については，水密扉を設置することで，津波の浸水を防止する。

貫通部止水対策の施工例を第 5 図に，貫通部止水処理及び水密扉設置箇所の配置を第 6 図に示す。



第 5 図　貫通部止水対策（施工例）



第 6 図　貫通部止水処理及び水密扉設置箇所配置図（原子炉建屋 1FL T.P.+8.2m）

緊急用海水系の系統概略について

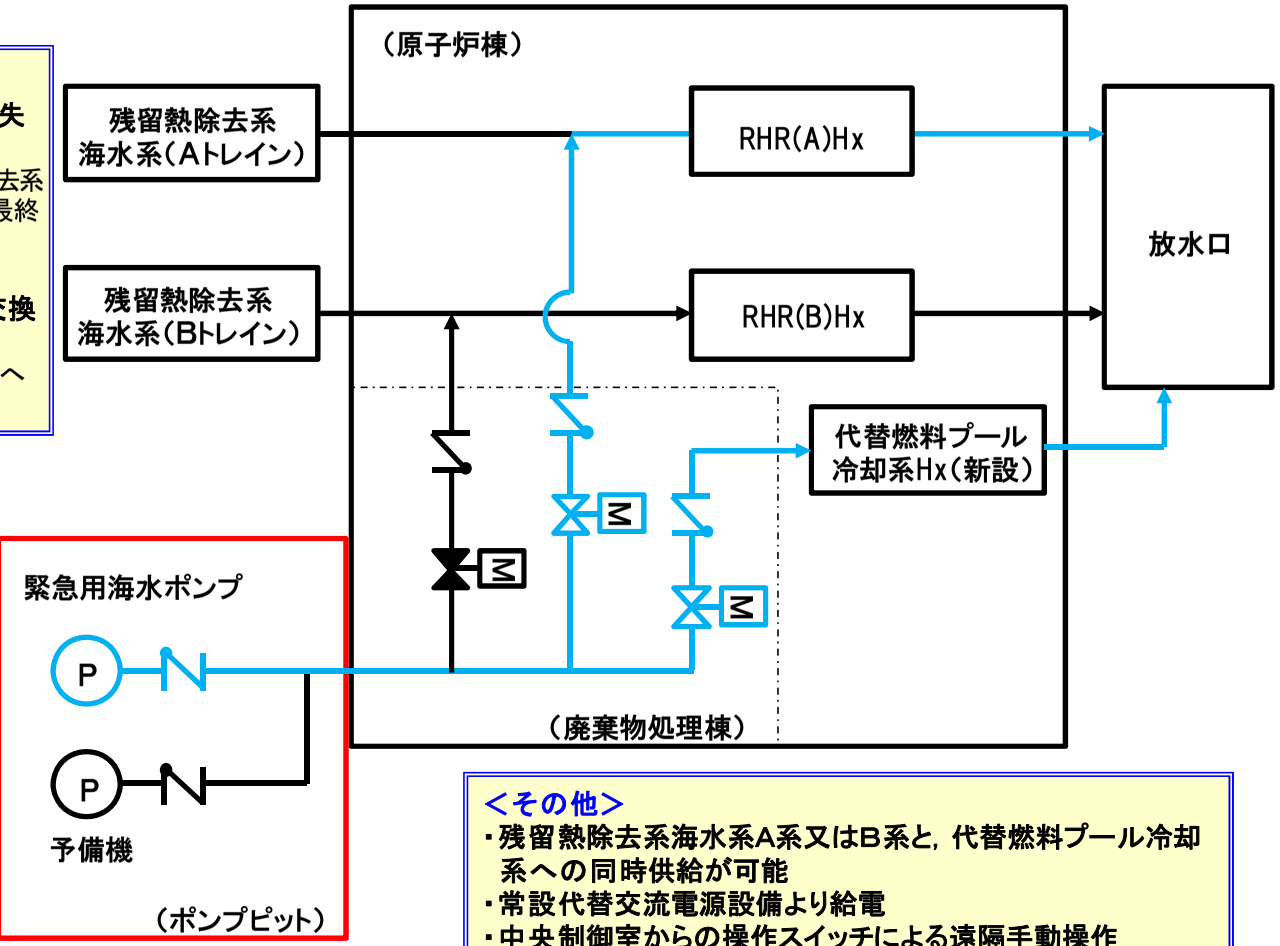
＜緊急用海水系の機能＞

①残留熱除去系海水系機能喪失時の代替海水供給機能

可搬型設備と同様に，残留熱除去系海水系機能喪失時に崩壊熱等を最終ヒートシンクへ移送する機能

②代替燃料プール冷却系（熱交換器）への海水供給機能

新設する代替燃料プール冷却系への冷却海水供給機能



＜容量＞

- **敷地に遡上する津波の発生時に格納容器ベントを行わず除熱可能な容量を確保**
- **既設燃料プール冷却浄化系と同等の除熱容量を確保**

設備仕様
- 台数：1台（予備：1台）
- 容量：840m3/h以上

（RHRHx1台と代替燃料プール冷却系Hxの同時使用を想定）

＜その他＞

- **残留熱除去系海水系A系又はB系と，代替燃料プール冷却系への同時供給が可能**
- **常設代替交流電源設備より給電**
- **中央制御室からの操作スイッチによる遠隔手動操作**

緊急用海水系（Emergency Sea Water System）の配置について

＜配置場所＞

原子炉建屋東側

・ポンプピット（ESWポンプを含む）を建屋近傍（当初の格納容器圧力逃がし装置格納槽予定位置）に設置

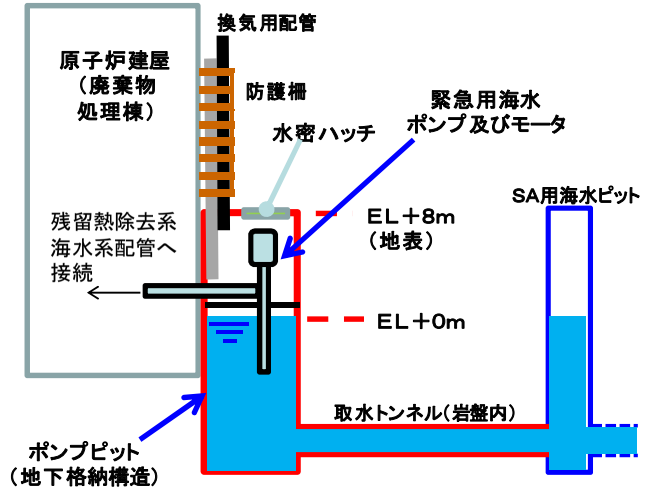
・ポンプピットは，SA用海水ピットと取水トンネル（岩盤内設置）により接続し，海水を供給

＜ポンプピット構造＞

・地下格納槽構造とし，敷地に遡上する津波漂流物等から防護

・ポンプ排熱のため，換気設備設置予定。なお，屋外ダクトは津波漂流物等を考慮して，角型鋼管等により防護

・海水ポンプ室への津波の流入を防止するため，流入経路に対して浸水防護対策を実施



別紙（36）

薬品類の漏えい時に使用する防護具について

1. 防護具について

東海第二発電所の屋内にはりん酸ソーダや硫酸等，屋外には硫酸や苛性ソーダ，アンモニア等の各種の薬品タンクが設置されている。

第 1 表に示す防護具の選定表に基づき，必要な防護具を着用する。

第 1 表　地震時の防護具の選定表

	炉心損傷のおそれあり	炉心損傷のおそれなし
薬品の影響あり （廃棄物処理棟内の作業）	放射線防護具 （自給式呼吸用保護具）	薬品防護具
薬品の影響なし （廃棄物処理棟以外の作業）	放射線防護具	通常の装備

1.1 屋内作業

廃棄物処理棟にはりん酸ソーダタンク，中和苛性タンク，中和硫酸タンクが設置されている。これらの薬品タンクは，地震により薬品が漏えいし，薬品タンク周辺に設置されている堰内に薬品が滞留し，ガスの発生が想定される。

そのため，廃棄物処理棟内の作業時は，炉心損傷のおそれがある場合は放射線防護具のうち自給式呼吸用保護具，炉心損傷のおそれがない場合は薬品防護具を着用する。

また，当該薬品タンクの設置場所は迂回することが可能である。（参考資料-1）。

なお，有効性評価において廃棄物処理棟内で行う作業（格納容器ベント準備操作（現場移動（第二弁））は，想定時間（19 時間）に対して作業時間

は事象発生 16 時間後から 41 分であり，自給式呼吸用保護具の着用時間（21 分）を考慮しても余裕があるため，影響はない。

原子炉棟にはほう酸水注入系テストタンクが設置されている。この薬品タンクは，地震により薬品が漏えいし，薬品タンク周辺の堰及び近傍のエリアに滞留が想定されるが，ガスの発生が想定されない。

そのため，原子炉棟内の作業時は，炉心損傷のおそれがある場合は溢水を考慮した放射線防護具（アノラック等），炉心損傷のおそれがない場合は通常の装備を着用する。

1.2　屋外作業

屋外において薬品が漏えいした場合，薬品タンク周辺の路面勾配による路肩への流下が考えられる。また，薬品タンクはアクセスルートから 10m 以上離れているため，漏えいした薬品がタンク周辺に滞留していた場合でも，漏えいによる影響は小さいと考えられる。

なお，アクセスルートの近傍に設置している溶融炉苛性ソーダタンクや溶融炉アンモニアタンクは，アクセスルートから十分な離隔を確保した箇所に移設する。

そのため，屋外の作業時は，炉心損傷のおそれがある場合は放射線防護具，炉心損傷のおそれがない場合は通常の装備を着用する。

上記のとおり，薬品防護具の着用は不要であるが，万一，薬品が滞留している箇所周辺へのアクセスや作業を行う場合を想定し，中央制御室及び緊急時対策所建屋に，現場で作業に当たる要員の人数を踏まえた数量の薬品防護具を配備する。

薬品防護具の一覧を第 2 表，薬品防護具を第 1 図に示す。

第 2 表　薬品防護具一覧

装備品	耐薬品性	保管場所※1
化学防護服	薬品全般	中央制御室： （9 セット）※2，※3 緊急時対策所建屋： （30 セット）※2，※4
化学防護手袋		
化学防護長靴		
防毒マスク	飛沫からの防護，揮発性の薬品に対応	
吸収缶（塩素，塩化水素，アンモニア等）		
自給式呼吸用保護具※5	揮発性の薬品に対応	中央制御室　：（9 セット）

※１：上記の表の装備品一式をセットして保管場所に配備する。
※２：装備品はクリーンウェスで洗浄することにより再使用する。洗浄用のウェスを中央制御室に 2 缶，緊急時対策所建屋に 4 缶配備する。
※３：（3 名（運転員（現場））＋3 名（重大事故等対応要員（運転操作））×1.5 倍≒9 セット
※４：（10 名（庶務班）＋8 名（保修班）＋2 名（放射線管理班））×1.5 倍＝30 セット
※５：放射線防護資器材として配備している装備品

化学防護服

化学防護手袋

化学防護靴

保護メガネ

防毒マスク

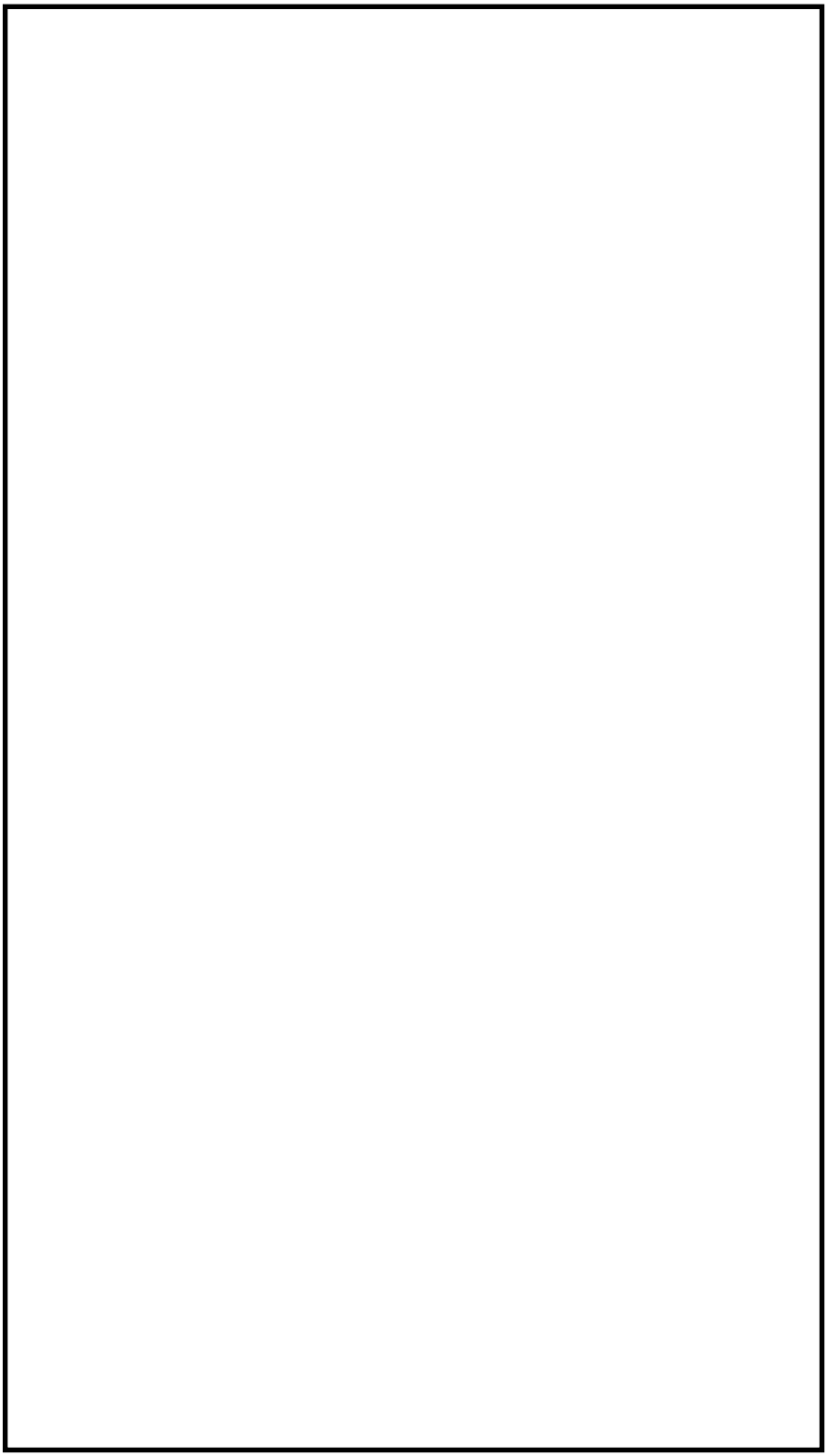
吸収缶

自給式呼吸用保護具

第 1 図　薬品防護具

屋内及び屋外において薬品漏えい時に使用するルート

廃棄物処理棟内の薬品タンク（りん酸ソーダタンク，中和苛性タンク，中和硫酸タンク）を迂回するためのルートを第1図に示す。



廃棄物処理棟の薬品タンクの設置場所を通行できない場合でも，階段①（赤丸部）より上階の迂回ルート（緑色破線）を通行し，階段②（青丸部）より下階に降りることで，薬品タンクの設置場所を迂回することが可能。

第１図　薬品滞留時に使用するルート（屋内）

別紙（37）

使用済燃料乾式貯蔵建屋の西側斜面の安定性評価について

東海第二発電所において最も急峻な使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「D／C」という。）の西側斜面の安定性評価を以下のとおり実施する。

1. 評価方法

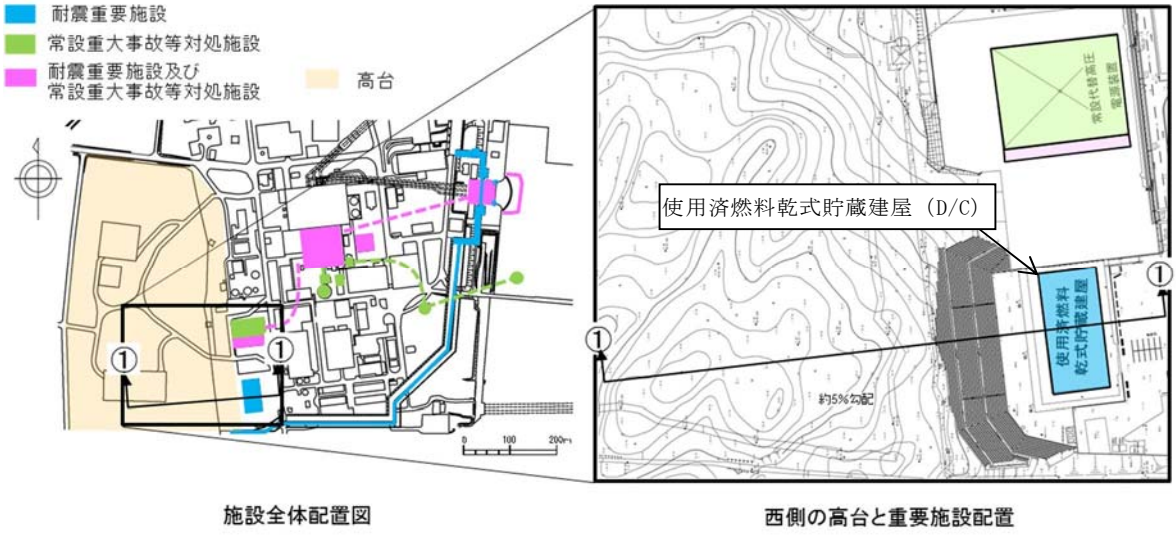
斜面形状,斜面高さ等を考慮して検討断面を選定し,基準地震動S_sに対する地震応答解析を二次元動的有限要素法により行う。地震応答解析は周波数応答解析手法を用い,等価線形化法によりせん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存性を考慮する。地震時の応力は,静的解析による常時応力と地震応答解析による動的応力を重ね合わせることにより算出する。

なお,常時応力解析には解析コード「Abaqus 6.11-1」を,地震応答解析には解析コード「Super FLUSH／2DJB ver6.1」を,すべり計算には「SFCALC ver5.2.0」を使用する。

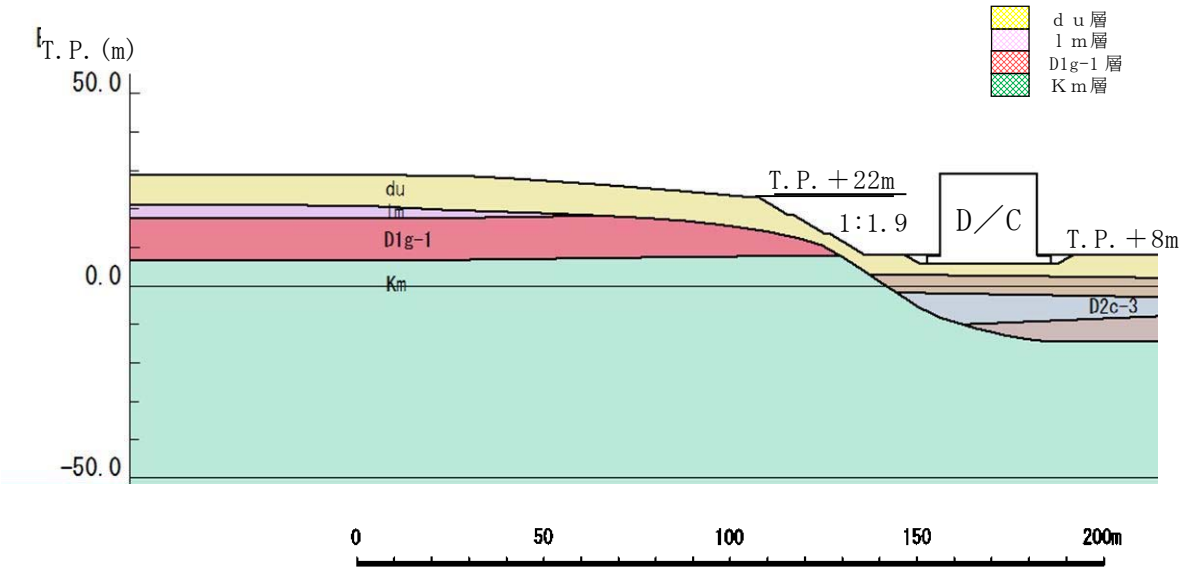
2. 評価断面の抽出

D／C の西側斜面の影響評価断面の位置図を第 1 図,断面図を第 2 図に示す。また,評価断面の具体的な抽出方法を以下に示す。

・西側斜面のうち,斜面高さが最も高くなる①－①断面を選定した。



第 1 図　D／C の西側斜面の影響評価断面位置図

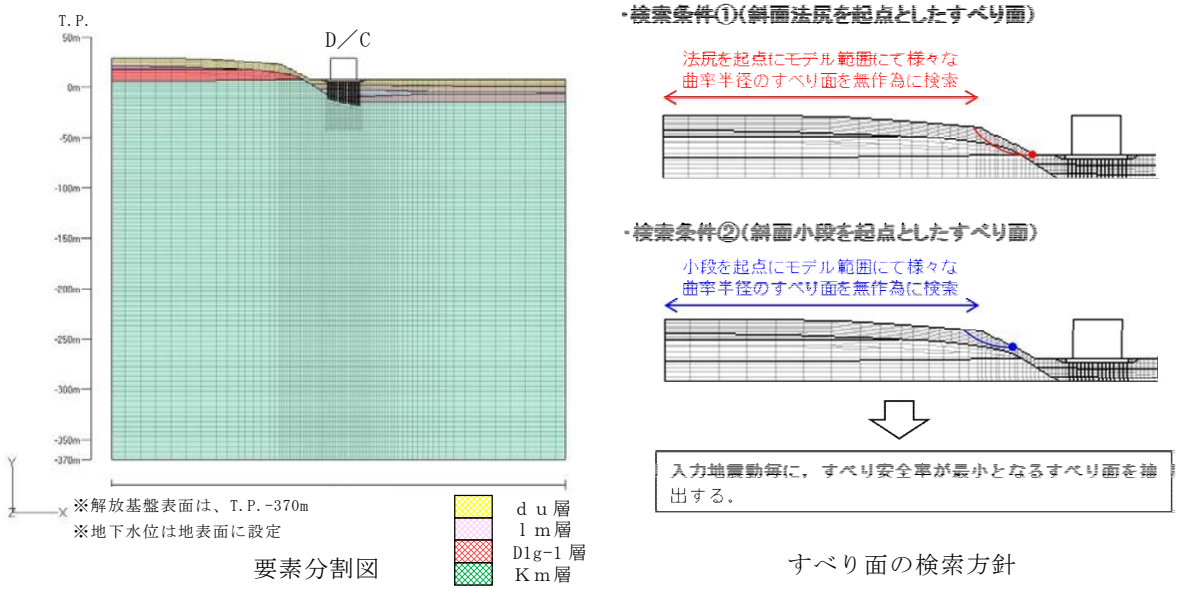


第 2 図　D／C の西側斜面の影響評価断面図

3.　安定性確認

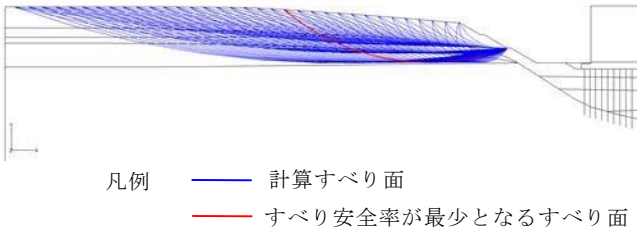
抽出された評価断面について，二次元動的有限要素法により基準地震動Ｓｓによる地震応答解析を行い，D／C の西側斜面の最小すべり安全率を算出し，評価基準値以上であることを確認する。

最小すべり安全率の検索条件を第 3 図に示す。



要素分割図　　すべり面の検索方針

すべり面の検索例（斜面小段を起点としたすべり面　Ss-31）



第 3 図　最小すべり安全率の検索条件

4.　評価基準値の設定

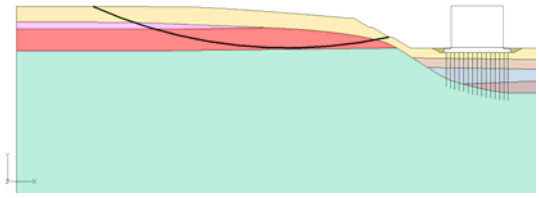
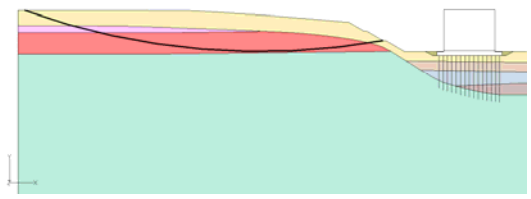
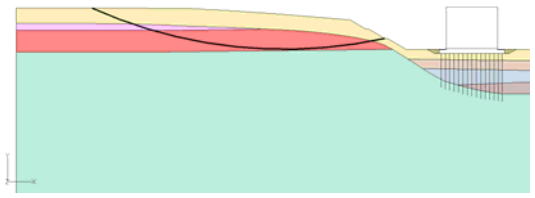
基準地震動Ｓ$_S$による地震応答解析により求めたすべり安全率は，参考資料-1 に示すとおり，動的解析によるすべり安全率が 1.0 以上であればすべり破壊は生じないものと考えられること，また，今回実施する安定性評価は二次元断面による保守的な評価であることから，1.0 を評価基準値とした。

5.　評価結果

D／C の西側斜面について，基準地震動Ｓ$_S$による地震応答解析により斜面の安定性評価を実施した結果，すべり安全率は最小で 5.1（基準地震動Ｓ$_S$-31

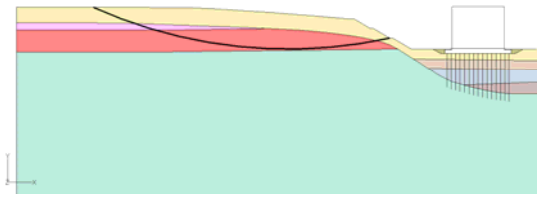
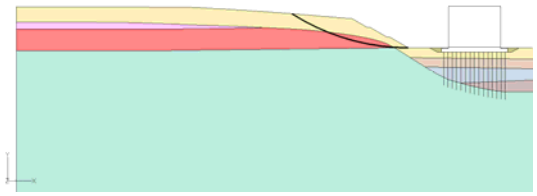
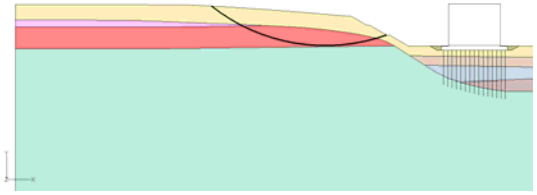
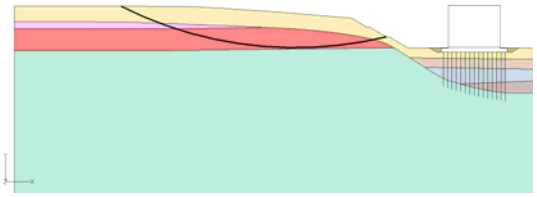
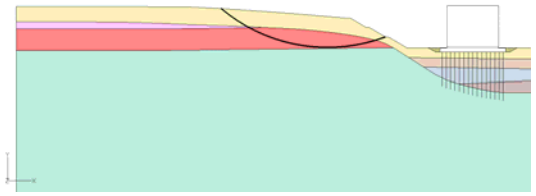
の場合）であり，基準地震動Ｓｓに対して十分な裕度を確保していることを確認した。また，du 層のみのすべり安全率は最小で 9.3（基準地震動Ｓｓ-31 の場合）であることを確認した。なお，安定性評価においては，モビライズ面等を踏まえてすべり易いすべり面形状をすべて抽出している。

各地震動毎のすべり面形状とすべり安全率を第 4 図に示す。また，du 層のみのすべり面形状とすべり安全率を第 5 図に示す。

基準地震動	すべり面形状	すべり安全率
Ｓｓ-D1		5.6 （逆，正） ［53.87］
Ｓｓ-11		9.5 ［25.65］
Ｓｓ-12		9.1 ［27.99］

※ 〔 〕は，発生時刻（秒）を示す。
※ Ss-D1 は水平・鉛直反転を考慮し，（正，正），（正，逆），（逆，正），（逆，逆）の組合せのうち最小となるすべり安全率を記載。

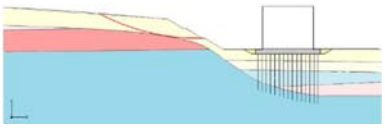
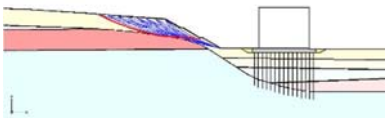
第 4 図　各地震動毎のすべり面形状とすべり安全率（1／2）

基準地震動	すべり面形状	すべり安全率
S s-13		9.7 [25.22]
S s-14		13.4 [31.51]
S s-21		9.6 [69.16]
S s-22		8.9 [83.77]
S s-31		(5.1) (正,正) [8.66]

※ (　) は,最小すべり安全率を示す。
※ 〔　〕は,発生時刻（秒）を示す。
※ Ss-31 は水平反転を考慮し,（正,正）,（逆,正）の組合せのうち最小となるすべり安全率を記載。

第 4 図　各地震動毎のすべり面形状とすべり安全率（2／2）

【du 層のみのすべり安全率】

基準地震動	すべり面形状	すべり安全率
Ｓｓ-31	 すべり面の検索結果  計算すべり面 すべり安全率が最少となるすべり面	9.3 (正,正) [8.65]

※全ての基準地震動Ｓｓのうち，すべり安全率が最も小さい結果を示す。

第 5 図　du 層のみのすべり面形状とすべり安全率

斜面のすべり安定性評価における評価基準値の設定根拠について

斜面のすべり安定性評価における評価基準値は,1.0 を閾値としていることから,以下にその設定根拠を整理した。

1. 評価方法

斜面の安定性評価においては,二次元動的有限要素法解析（等価線形解析）を用いた基準地震動による地震応答解析を行い,想定したすべり線上の応力状態をもとに,すべり線上のせん断抵抗力の和をすべり線上のせん断力の和で除して求めたすべり安全率の最小値が評価基準値（1.0）以上であることを確認することとしている。

$$\text{すべり安全率} = \frac{\Sigma\ (\text{すべり線上のせん断抵抗力})}{\Sigma\ (\text{すべり線上のせん断力})}$$

2. 評価基準値

すべり安全率の評価基準値（1.0）については,以下の理由から二次元動的有限要素法解析におけるすべり安全率が1.0 以上であれば,斜面の安定性は確保できると考えている。

- 「斜面安定解析入門（社団法人地盤工学会）」※1において,「有限要素法を用いた動的解析ですべり安全率が１以上であれば、局所安全率が１を下回る所があっても、全体的なすべり破壊は生じないものと考えられる。さらに、このすべり安全率が１を下回っても、それが時間的に短い区間であれば、やはり必ずしも全体的すべりに至らないであろう。」と示されている。

・「大規模地震に対するダム耐震性能照査指針（案）・同解説（国土交通省河川局）」※2において,等価線形化法による動的解析を用いたすべり安定性の検討において,すべり安全率が１を下回る場合にはすべり破壊が発生する可能性があるとされている。

・「道路土工盛土工指針（社団法人日本道路協会）」※3において,「レベル２地震動に対する設計水平震度に対して、円弧すべり面を仮定した安定解析法によって算定した地震時安全率の値が1.0 以上であれば、盛土の変形量は限定的なものにとどまると考えられるため、レベル２地震動の作用に対して性能２を満足するとみなしてよい。」と示されている。

注） レベル２地震動：供用期間中に発生する確率は低いが大きな強度を持つ地震動。
注） 性能２：想定する作用による損傷が限定的なものにとどまり,盛土としての機能の回復がすみやかに行い得る性能

また,解析に当たっては,以下に示す保守的な評価を行っているため,すべり安全率1.0 は評価基準値として妥当であると考えている。

・２次元断面による評価であり,現実のすべりブロック（３次元形状）が持つ側方抵抗を考慮していないため,保守的な評価となっている。

・各要素の応力状態より,「引張応力が発生した要素」,「せん断強度に達した要素」については,せん断抵抗力の算定に用いる強度に残留強度を採用し,健全強度より低下させることで安全側の評価を実施している。

※1 社団法人地盤工学会,斜面安定解析入門,P81
※2 国土交通省河川局,平成 17 年 3 月,大規模地震に対するダム耐震性能照査指針（案）・同解説,P132
※3 社団法人日本道路協会,平成22年4月,道路土工盛土工指針（平成22年度版）,P123

別紙（38）

敷地の地質・地質構造の特徴及び想定されるリスクについて

１．敷地の地質・地質構造の特徴

敷地の地質・地質構造として，敷地内の地質構成を第 1 表に，第四系基底の標高分布及び段丘面区分を第 1 図に示す。敷地の南部には，主に砂礫，砂及びシルトからなる段丘堆積物（D1 層，D2 層）が分布し，その上位には砂礫からなる沖積層（Ag2 層）が分布する。D1 層の分布標高は約 21m～約 5m であり，上部には厚さ 2.5m～3.0m 程度の風化火山灰層を伴う。D2 層の分布標高は約 0m～約-14m であり，沖積層下の埋没段丘となっている。敷地北部は久慈川の侵食により形成された凹状の谷となっている。この谷底の標高は約-60m であり，ほぼ平坦な面である。第四系の基底部付近に主として砂礫層（Ag1 層）が分布し，その上位には粘土層（Ac 層），砂層（As 層）及び礫混じり砂層（Ag2 層）が互層状を呈して分布している。最上位には，敷地全体にわたり細粒～中粒の均一な砂からなる砂丘砂層（du 層）が分布している。

液状化に伴う不等沈下等を考慮する上で，地質・地質構造の特徴を整理すると，以下の点となる。

①敷地の第四系は，砂層，砂礫層，粘土層からなり，おおむね水平に分布している。

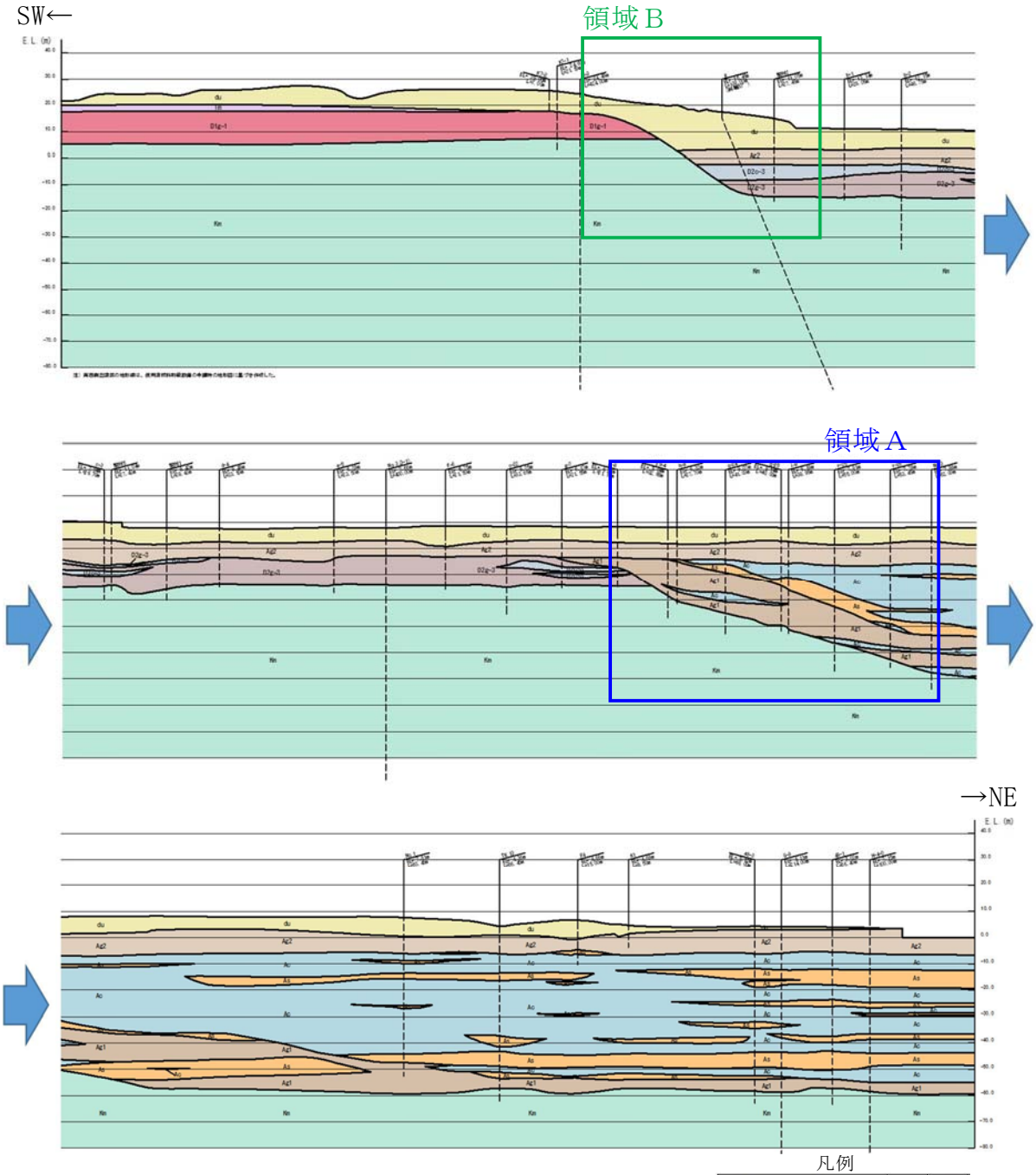
②敷地の北部と南部には，北西－南東方向に延びる岩盤の深度の急変部（領域Ａ及び領域Ｂ）が認められ，これに伴う第四系の層厚及び地層構成の変化が認められる。（第 2 図）

第１表　敷地内の地質構成

地質時代		地層名	岩層
第四紀	完新世	du 層	砂
		Ag2 層	砂礫
		Ac 層	粘土
		As 層	砂
		Ag1 層	砂礫
	更新世	D2c-3 層	シルト
		D2s-3 層	砂
		D2g-3 層	砂礫
		D2c-2 層	シルト
		D1g-1 層	砂礫
新代三紀	鮮新世	久米層	砂質泥岩

※ハッチング部が液状化評価の対象層

第１図　第四系基底の標高分布及び段丘面区分図



地質時代		地質区分		記号	岩相
第四紀	完新世	砂丘層		du	砂
		沖積低地堆積層	久慈川堆積層	Ag2	砂礫
				Ac	シルト
				As	砂
				Ag1	砂礫
	更新世	低位段丘Ⅰ堆積層	段丘堆積層2	D2c-3	粘土
				D2s-3	砂
				D2g-3	砂礫
				D2c-2	粘土
				D2g-2	砂礫
		中位段丘堆積層	段丘堆積層1	lm	ローム
				D1c-1	粘土
				D1g-1	砂礫
第三紀	鮮新世	久米層		Km	砂質泥岩

第 2 図　地質断面図（①－①’断面）

２．敷地の地質・地質構造の特徴から保管場所・アクセスルートに想定されるリスク

敷地の地質・地質構造の特徴に対し，保管場所・アクセスルートにて想定されるリスクを抽出する。

①敷地の第四系は，砂層，砂礫層，粘土層からなり，おおむね水平に分布している。

a. 重要施設設置において大規模な掘削・埋戻が行われるため，地山と埋戻部の不等沈下が想定される。

b. 砂質地盤に液状化を仮定すると噴砂による不陸が想定される。

②敷地の北部と南部には，北西－南東方向に延びる岩盤の深度の急変部（領域Ａ及び領域Ｂ）が認められ，これに伴う第四系の層厚及び地層構成の変化が認められる。

c. 岩盤の傾斜に伴う堆積層厚の変化により，沈下量が場所的に変化することが想定される。

d. 岩盤の傾斜部の地層構成の変化により，沈下量が場所的に変化することが想定される。

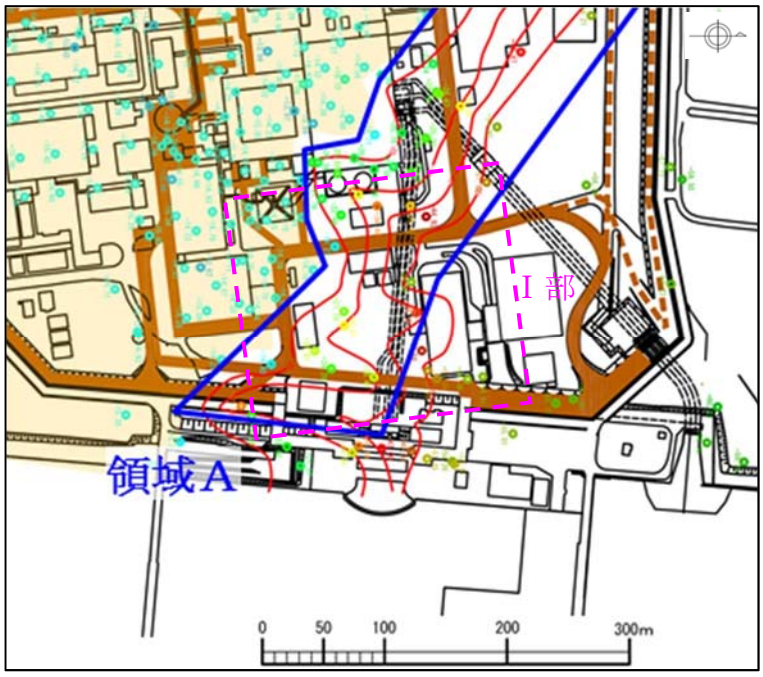
保管場所については，b 項が該当することから，その影響を評価する。

アクセスルートについては，全ての項目が該当することから，その影響を評価する。

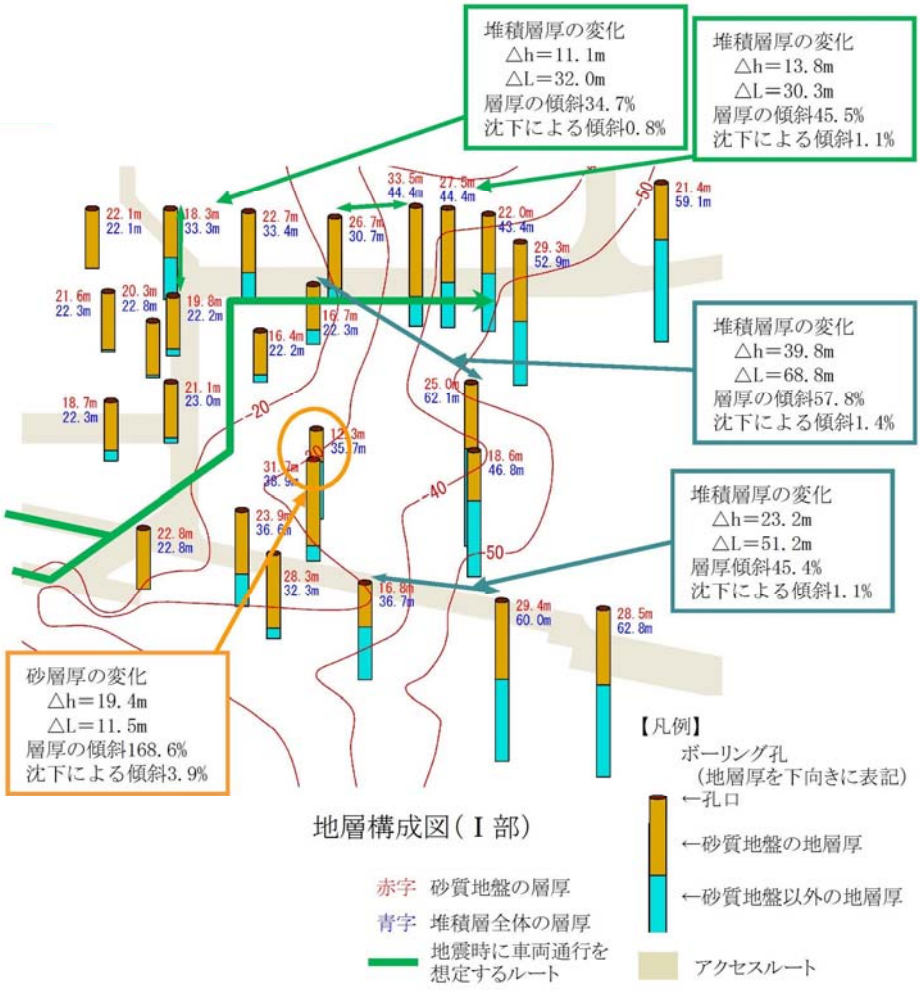
３．岩盤の傾斜に伴う堆積層厚の変化及び岩盤の傾斜部の地層構成の変化の程度の確認

岩盤の傾斜に伴う堆積層厚の変化及び岩盤の傾斜部の地層構成の変化の程度が比較的大きい領域Ａの東側（取水構造物西側付近：Ｉ部）について，堆積層厚及び地層構成（砂質地盤の厚さ）を確認する。第 3 図に確認箇所を，第 4 図に確認結果を示す。

岩盤の傾斜に伴う堆積層厚の変化については，層厚変化が大きい場所で約 58%（層厚の変化量÷距離）であった。また，砂質地盤の厚さの変化については，層厚変化が大きい場所で約 169%（層厚の変化量÷距離）であった。



第３図　確認箇所位置図



第４図　堆積層厚及び砂質地盤厚さの分布（Ⅰ部）

別紙（39）

有効応力解析について

液状化による沈下量の算出のうち,地震時の残留変位の算出に用いた有効応力解析の概要を以下に示す。

1. 有効応力解析

地震時の地盤の液状化による残留変位の算出にあたっては,地盤の液状化の程度やそれに基づく地盤の変形を有効応力解析法により,算出している。有効応力解析法とは,地盤内の応力を有効応力及び間隙水圧に分けて評価する手法である。有効応力解析では,地震時の地盤内の間隙水圧の上昇及びそれに伴う有効応力の低下による地盤挙動の変化を適切に考慮できるため,液状化を含めた地盤の地震時応答を評価することができる。

２．有効応力解析の計算プログラム（FLIP）

本評価における地震時の残留変位は,解析コード FLIP（ver.7.3.0_2）を用いて算出している。FLIP（Finite element analysis of Liquefaction Program）は,1988 年に運輸省港湾技術研究所において開発された平面ひずみ状態を対象とする有効応力解析法に基づく二次元地震応答解析プログラムである。

FLIP の主な特徴としては,以下の点を挙げることができる。

・有限要素法に基づくプログラムである。
・平面ひずみ状態を解析対象とする。
・地盤の有効応力の変化を考慮した地震応答解析を行い,部材断面力や残留変形等を計算する。

・土のせん断応力－せん断ひずみ関係のモデルとして,マルチスプリングモデルを採用している。
・液状化現象は有効応力法により考慮する。そのために必要な過剰間隙水圧発生モデルとして井合モデルを用いている。

本評価の類似性の高い被災事例（1995 年兵庫県南部地震の際に被災した淀川堤防の被災事例）について,本解析コードによる再現解析が行われており,解析結果が被災事例をよく再現できていること※を確認している。

また,FLIP は,港湾施設の設計に用いられる「港湾の施設の技術上の基準・同解説（2007）（社団法人日本港湾協会)」において,港湾の施設に対しての適用性が確認されている解析コードとして取り扱われており,本評価に使用することは妥当である。

※FLIP 研究会 14 年間の検討成果のまとめ,FLIP 研究会 14 年間の検討成果のまとめ WG

別紙（40）

保管場所及びアクセスルートにおける相対密度の設定について

液状化による不等沈下の評価に必要となる保管場所及びアクセスルートの相対密度は,以下のとおり設定する。

1. 敷地の地質・地質構造

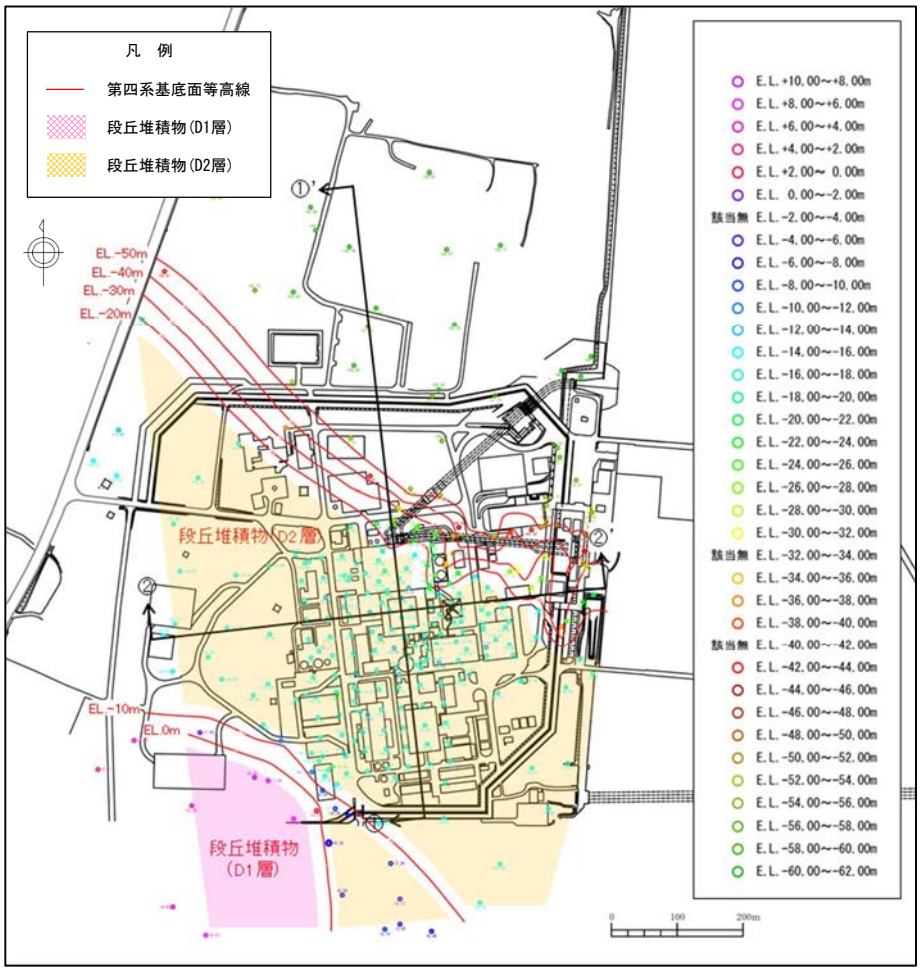
敷地の地質・地質構造として,敷地内の地質構成を第 1 表に,第四系基底の標高分布及び段丘面区分を第 1 図に示す。敷地の南部には,主に砂礫,砂及びシルトからなる段丘堆積物（D1 層,D2 層）が分布し,その上位には砂礫からなる沖積層（Ag2 層）が分布する。D1 層の分布標高は約 21m～約 5m であり,上部には厚さ 2.5m～3.0m 程度の風化火山灰層を伴う。D2 層の分布標高は約 0m～約-14m であり,沖積層下の埋没段丘となっている。敷地北部は久慈川の侵食により形成された凹状の谷となっている。この谷底の標高は約-60m であり,ほぼ平坦な面である。第四系の基底部付近に主として砂礫層（Ag1 層）が分布し,その上位には粘土層（Ac 層）,砂層（As 層）及び礫混じり砂層（Ag2 層）が互層状を呈して分布している。最上位には,敷地全体にわたり細粒～中粒の均一な砂からなる砂丘砂層（du 層）が分布している。（第 2 図）

西側保管場所は,段丘堆積物（D2 層）及びそれを覆う砂丘砂層上に,南側保管場所は,段丘堆積物（D1 層）とそれを覆う風化火山灰層及び砂丘砂層上に設置する。このため,液状化に伴う沈下を検討するため,各地層の相対密度を検討した。

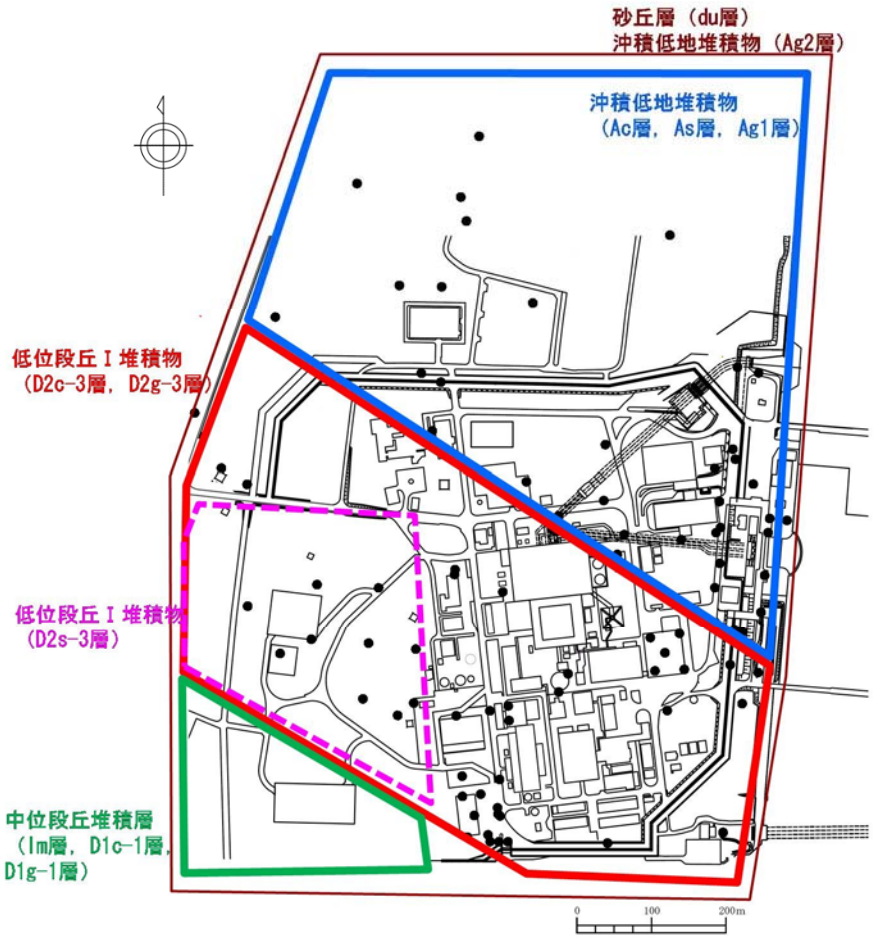
第１表　敷地内の地質構成

地質時代		地層名	岩層
第四紀	完新世	du 層	砂
		Ag2 層	砂礫
		Ac 層	粘土
		As 層	砂
		Ag1 層	砂礫
	更新世	D2c-3 層	シルト
		D2s-3 層	砂
		D2g-3 層	砂礫
		D2c-2 層	シルト
		D1g-1 層	砂礫
新代三紀	鮮新世	久米層	砂質泥岩

※ハッチング部が液状化評価の対象層



第１図　第四系基底の標高分布及び段丘面区分図



第２図　敷地に分布する各地層の地質エリア

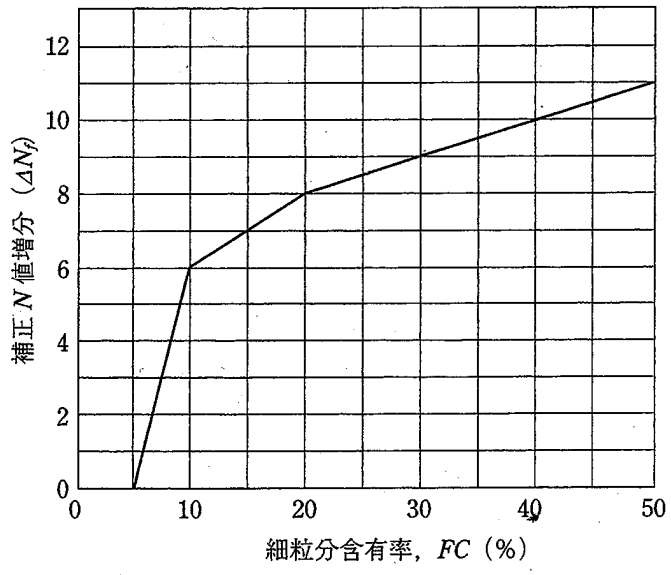
２．　保管場所及びアクセスルートの相対密度の設定

敷地内の各地層の相対密度を第 2 表,各地層の相対密度を第 3 図から第 8 図に示す。

相対密度は,Tokimatsu et al.（1983）[1] で提案されたＮ値及び細粒分の影響を考慮した定数（ΔN_f）と相対密度に関する以下の関係式により求める。また,細粒分の影響を考慮した定数（ΔN_f）は,建築基礎構造設計指針（2001）に示される関係式を用いる（第 3 図)。

$$\mathrm{Dr} = 16\sqrt{N_1 + \Delta N_f} \quad , N_1 = \frac{1.7}{\sigma_v' + 0.7} N$$

ここに,Dr は相対密度,N_1は有効上載圧 1kgf／cm^2（98kPa）相当に換算したＮ値,NはＮ値,σ_v'は有効上載圧（kgf／cm^2）,ΔN_f：細粒分の影響を考慮した定数である。



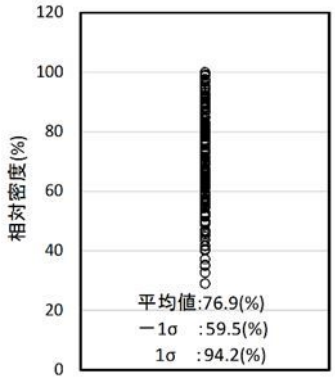
第 3 図　細粒分含有率とＮ値の補正係数

(1) Kohji Tokimatsu,Yoshiaki Yoshimi（1983）: Empirical correlation of soil liquefaction based on SPT N-Value and fines content,Soils and foundations Vol.23,No,4,Dec.1983
(2) 日本建築学会：建築基礎構造設計指針（2001 改定）

【du 層（砂層）の相対密度】

du 層の相対密度は，平均 76.9％である。

地層	相対密度[％]
	平均
du 層	76.9

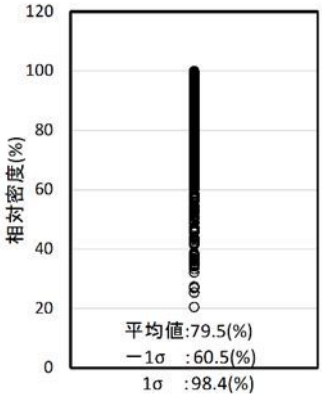


第 3 図　du 層（砂層）の相対密度

【Ag2 層（砂礫層）の相対密度】

Ag2 層の相対密度は，平均 79.5％である。

地層	相対密度[％]
	平均
Ag2 層	79.5

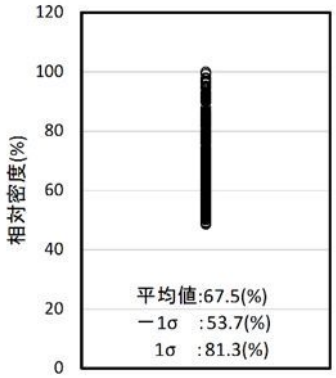


第 4 図　Ag2 層（砂礫層）の相対密度

【As 層（砂層）の相対密度】

As 層の相対密度は，平均 67.5%である。

地層	相対密度[%]
	平均
As 層	67.5

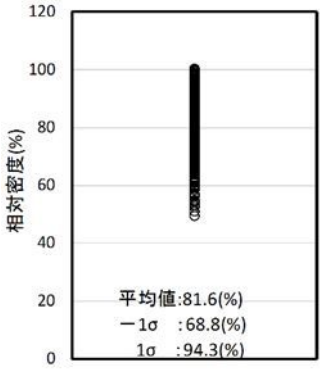


第 5 図　As 層（砂層）の相対密度

【Ag1 層（砂礫層）の相対密度】

Ag1 層の相対密度は，平均 81.6%である。

地層	相対密度[%]
	平均
Ag1 層	81.6

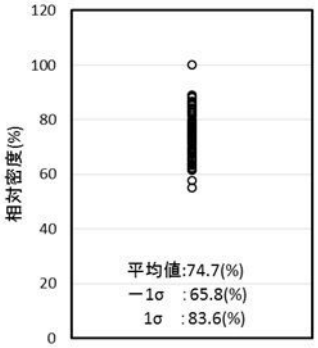


第 6 図　Ag1 層（砂礫層）の相対密度

【D2s-3 層（砂層）の相対密度】

D2s-3 層の相対密度は，平均 74.7％である。

地層	相対密度[％]
	平均
D2s-3 層	74.7

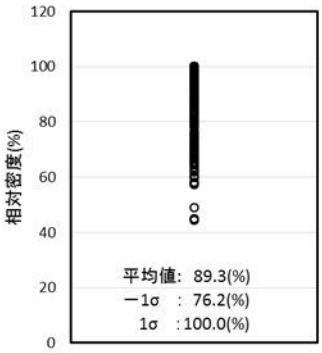


第 7 図　D2s-3 層（砂層）の相対密度

【D2g-3 層（砂礫層）の相対密度】

D2g-3 層の相対密度は，平均 89.3％である。

地層	相対密度[％]
	平均
D2g-3 層	89.3



第 8 図　D2g-3 層（砂礫層）の相対密度

以上より，保管場所の評価においては，保管場所周辺に分布する対象の地層

（du 層，D2s-3 層，D2g-3 層，及び D1g-1 層）のうち，保守的に最も相対密度が小さい D2s-3 層の相対密度である 75%と設定する。また，アクセスルートの評価においては，保守的に敷地に分布する全ての対象の地層（du 層，Ag2 層，As 層，Ag1 層，D2s-3 層，D2g-3 層，及び D1g-1 層）のうち，最も相対密度が小さい As 層の相対密度である 68%と設定する。

保管場所及びアクセスルートの相対密度（Dr）を第 2 表に示す。

第 2 表　保管場所及びアクセスルートの相対密度（Dr）

地質時代		地層名	層相	細粒分含有率(fc)	平均相対密度 Dr(%)	保管場所		アクセスルート	
						分布地層	設定相対密度(%)	分布地層	設定相対密度(%)
第四紀	完新世	du 層	砂	5.2%	76.9	○	75	○	68
		Ag2 層	砂礫	5.2%	79.5	—	—	○	68
		As 層	砂	27.2%	67.5	—	—	○	68
		Ag1 層	砂礫	12.3%	81.6	—	—	○	68
	更新世	D2s-3 層	砂	26.5%	74.7	○	75	○	68
		D2g-3 層	砂礫	8.1%	89.3	○	75	○	68
		D1g-1 層	砂礫	—	79.5※1	○	75	○	68

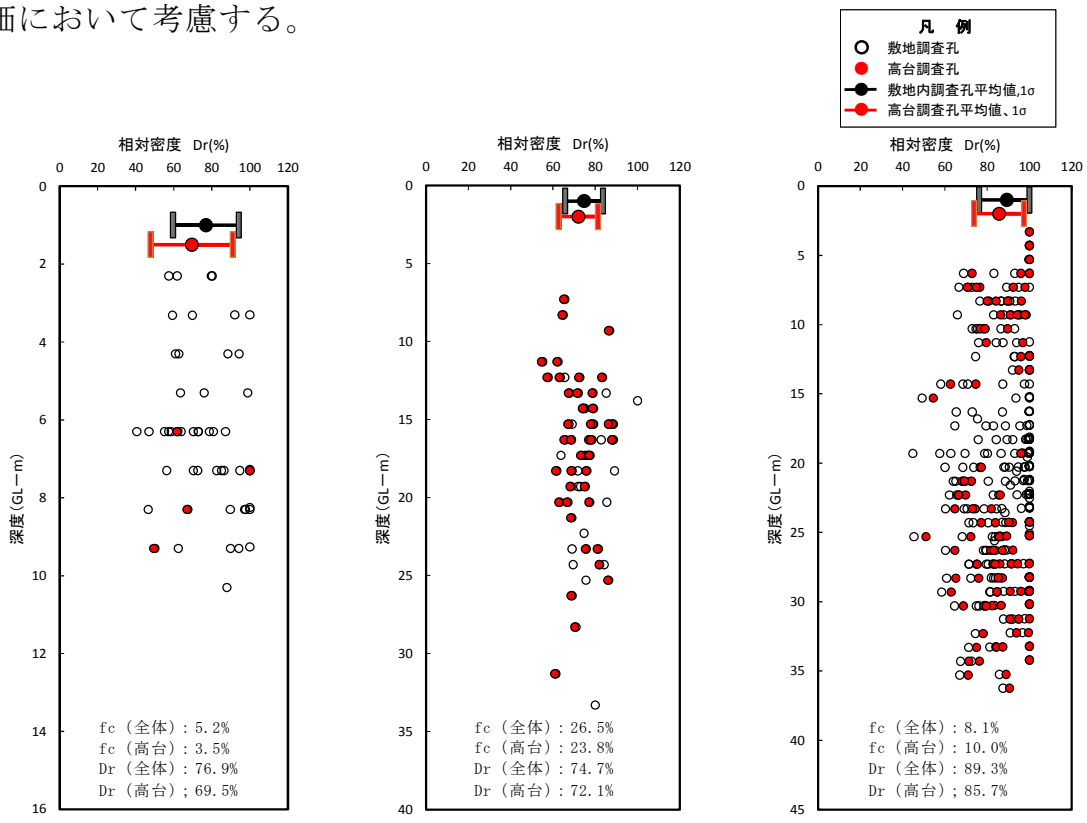
※1 Ag2 層の相対密度を代用する。

３．相対密度の場所的変化の確認

各地層の相対密度について，場所的変化の可能性について検討を行う。場所的変化の検討は，敷地全体の相対密度の分布に対し，評価対象である保管場所が設置される高台の相対密度の分布について，同付近に分布する du 層，D2s-3 層及び D2g-3 層について検討を行った。なお，相対密度は，前述の式の通り，各Ｎ値について取得した深度の有効上載圧を考慮し，1kgf/cm^{2}相当に換算したＮ値（N_1）と細粒分含有率から算出した。

第 9 図に相対密度の比較結果を示す。

各地層とも平均値及び標準偏差は，両者でおおむね同等の値となっているものの，高台の相対密度の分布が若干敷地全体よりも小さいことから，データ数が多い D2s-3 層及び D2g-3 層のうち，保守的に低下の大きい D2g-3 層の低下率（96%）を高台の設定相対密度（74.7%）に乗じた Dr＝71.7%を高台の評価において考慮する。



【du 層】　【D2s-3 層】　【D2g-3 層】

第 9 図　相対密度の比較結果

別紙（41）

敷地内の地下水位の設定について

1. 敷地内の地下水位観測データ

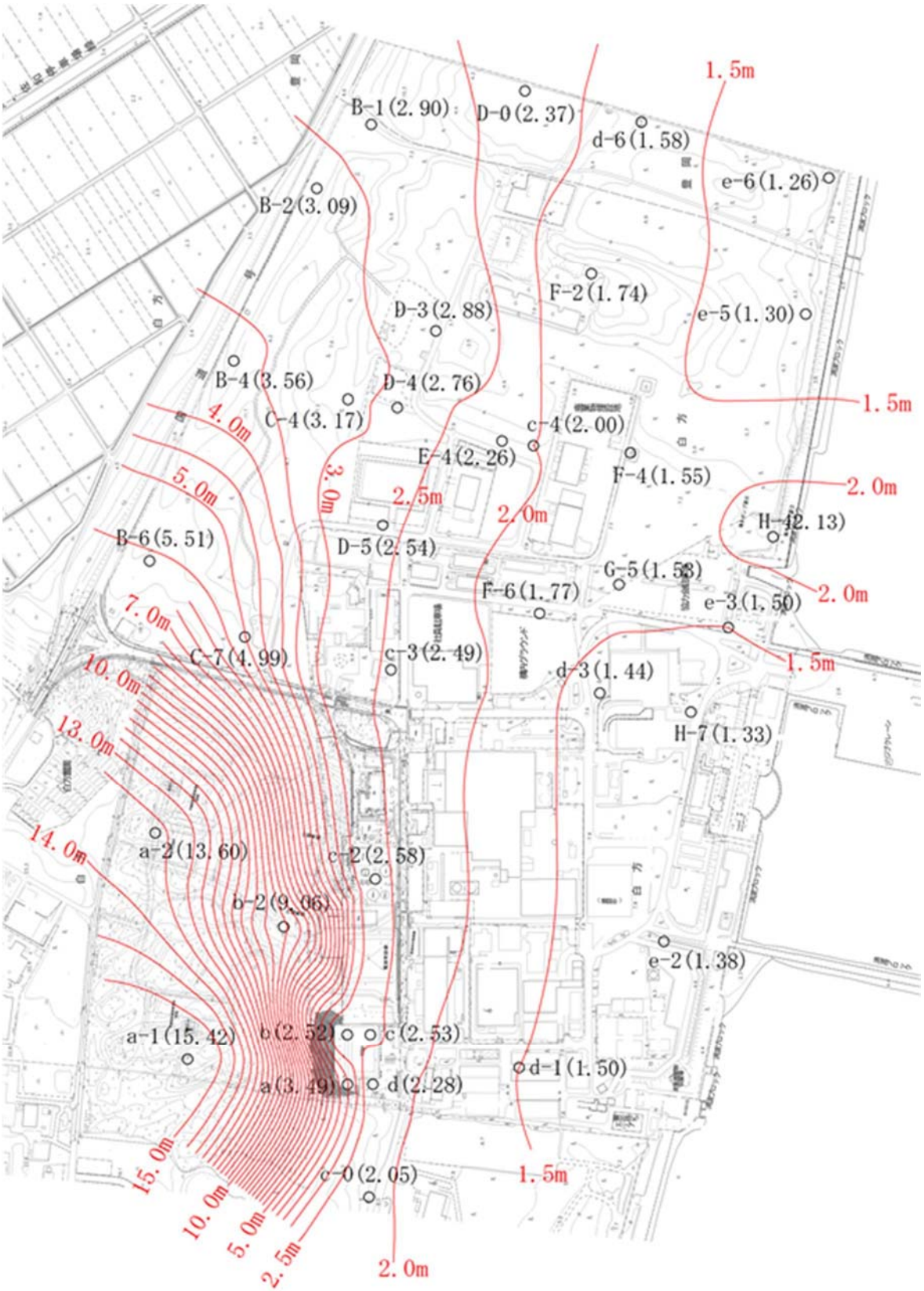
過去の地下水位観測データを第 1 表,観測最高地下水位コンター図を第 1 図に示す。

第 1 表　過去の地下水位観測データ（その 1）

観測孔名	計測期間	最高水位 (T.P.＋m)	最高水位 計測時期
a	1995～1999	3.49	1998 年 10 月 8 日
b	1995～1999	2.52	1998 年 9 月 25 日
c	1995～1999	2.53	1998 年 9 月 22 日
d	1995～1999	2.28	1998 年 9 月 22 日
a-1	1995～1999，2004～2009	15.42	2006 年 8 月 7 日
a-2	2004～2009	13.60	2006 年 7 月 28 日
b-2	2004～2009	9.06	2006 年 7 月 30 日
c-0	1995～1999，2004～2009	2.05	1998 年 9 月 19 日
c-2	1995～1999，2004～2017	2.58	2012 年 7 月 7 日
c-3	2004～2017	2.49	2012 年 7 月 7 日
c-4	2004～2017	2.00	2012 年 6 月 25 日
d-1	1995～1999，2004～2009	1.50	1998 年 9 月 18 日
d-3	2004～2017	1.44	2013 年 10 月 27 日
d-6	2004～2017	1.58	2013 年 10 月 28 日
e-2	2004～2017	1.38	2006 年 10 月 8 日
e-3	2004～2017	1.50	2013 年 10 月 16 日
e-5	2004～2017	1.30	2013 年 10 月 21 日
e-6	2004～2017	1.26	2013 年 10 月 21 日

第 1 表　過去の地下水位観測データ（その 2)

観測孔名	計測期間	最高水位 (T.P.＋m)	最高水位 計測時期
B-1	2005～2017	2.90	2006 年 7 月 30 日
B-2	2005～2017	3.09	2006 年 7 月 30 日
B-4	2005～2017	3.56	2006 年 7 月 31 日
B-6	2005～2017	5.51	2006 年 8 月 17 日
C-4	2005～2017	3.17	2012 年 6 月 27 日
C-7	2005～2017	4.99	2006 年 8 月 18 日
D-0	2006～2017	2.37	2012 年 6 月 22 日
D-3	2005～2017	2.88	2006 年 10 月 7 日
D-4	2006～2017	2.76	2012 年 6 月 25 日
D-5	2006～2017	2.54	2012 年 7 月 16 日
E-4	2006～2017	2.26	2012 年 6 月 25 日
F-2	2005～2015	1.74	2013 年 10 月 30 日
F-4	2005～2017	1.55	2013 年 10 月 27 日
F-6	2005～2017	1.77	2012 年 6 月 24 日
G-5	2005～2017	1.53	2013 年 10 月 27 日
H-4	2006～2017	2.13	2013 年 10 月 16 日
H-7	2005～2017	1.33	2013 年 10 月 27 日



第１図　観測最高地下水位コンター図

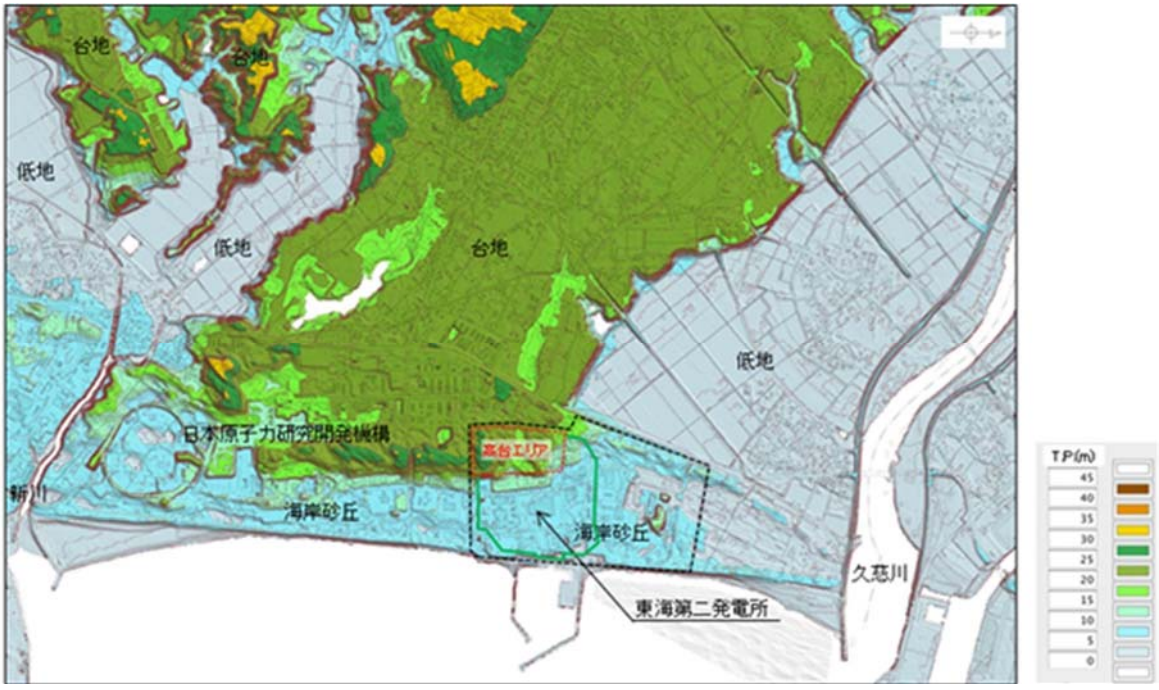
2.　防潮堤を考慮した地下水位の設定

防潮堤の設置により地下水位が上昇する可能性を考慮し，地下水位の設定について以下の検討を行った。

(1)敷地近傍陸域の地形

第 2 図に敷地近傍陸域の地形図を示す。

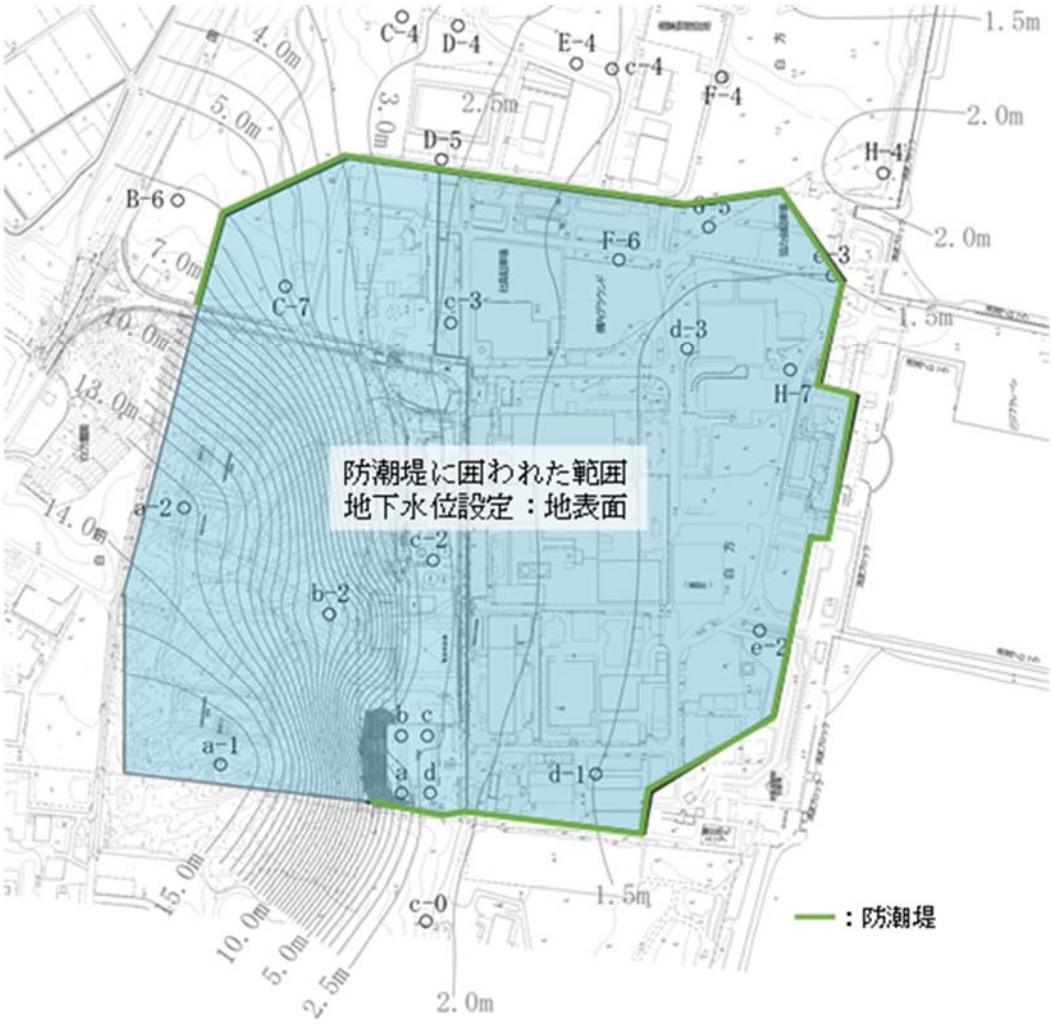
敷地近傍陸域の地形は，台地，低地及び海岸砂丘からなる。敷地の南西方の高台エリアは台地東方部に位置し，海岸砂丘との境界に当たる。高台エリアの北方には海岸砂丘と低地の境界が分布しており，その西方には台地と低地（T.P.+5m 以下）の境界が分布している。このような地形的状況から，高台エリアへの流入地下水は，高台エリアから西方に続く台地より流入しているものと考えられる。なお，高台エリアの西端の標高とその西方の台地の標高に大きな差はない。



第 2 図　敷地近傍陸域の地形図

(2)防潮堤に囲われた範囲の地下水位の検討

防潮堤の設置に伴い地下水位の上昇の可能性を踏まえ，施設設計の保守性を考慮し，防潮堤に囲われた第 3 図に示す範囲については，地下水位を地表面に設定することを基本とする。



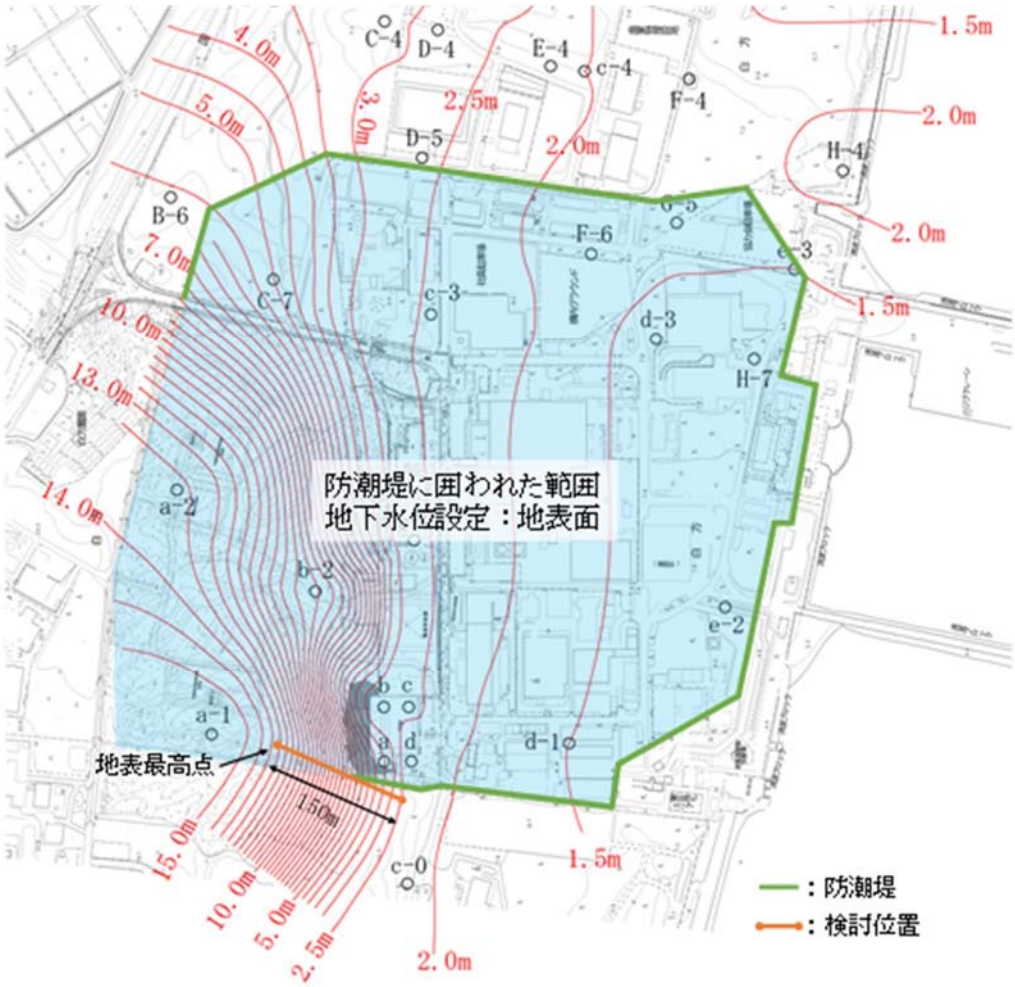
第 3 図　地下水位設定

(3)地下水位の上昇によるその他の影響

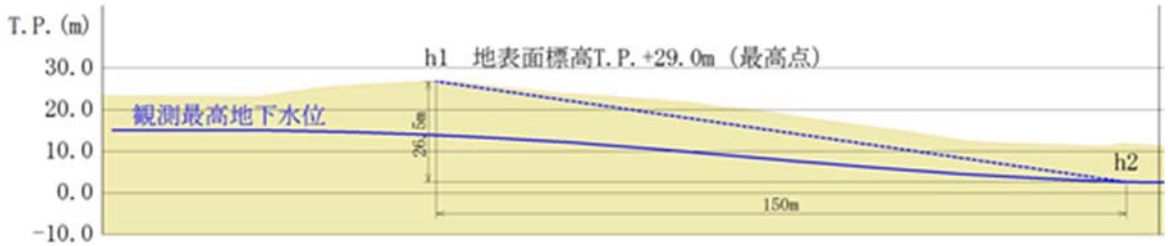
防潮堤で囲われた範囲について地下水位の上昇を考慮した際の，周辺の領域の地下水の流速の変化及びそれに伴う影響（地盤中の砂の流出）の有無について検討する。地盤への影響の検討は，設定した地下水位から想定される地下水の流速と，現地の土質材料から想定される多粒子限界流速を比較することにより行う。

検討は，地下水位の高低差が大きくなる敷地南側の境界部を対象とした。敷地南側の防潮堤で境される敷地南側の高台については，T.P.+18m までは防潮堤が設置されるため，防潮堤を境に北側，南側で水位差が発生することになるが，防潮堤の南西終端部より以西は地下水位を区分けする構造物がないことから，北側（敷地側）の地下水位上昇により相対的に地下水位が低くなる南側に地下水が流れることが想定される。この流れについて，設計で考慮する条件（地下水位を地表面とする）における防潮堤の外側の地下水の流れについて検討を行う。

第 4 図に検討位置を，第 5 図に検討イメージ図を，第 2 表に各地層の透水係数を示す。



第 4 図　検討位置図



第 5 図　検討イメージ図

防潮堤に囲われた範囲の地下水位は地表面に設定していることから，地下水位の最高点として地表の最も高い位置 h1（T.P.+29.0m）を，また，下流側は既往の観測記録のコンターに地下水位が摺りつくと仮定し，保守的に地下水位がなだらかになる手前の点 h2（地下水位 T.P.+2.5m）を選定

し，両者の水位差と水平距離及び透水係数から，地盤中に流れる地下水の流速をダルシー則で求めた。なお，透水係数は当該箇所に分布する地層で最も大きい透水係数である du 層の透水係数を採用した。

$\triangle h = h1 - h2 = T.P.+29.0m - T.P.+2.5m = 26.5m$

$\triangle L = 150m$

$k = 3.23 \times 10^{-2}$ cm/s

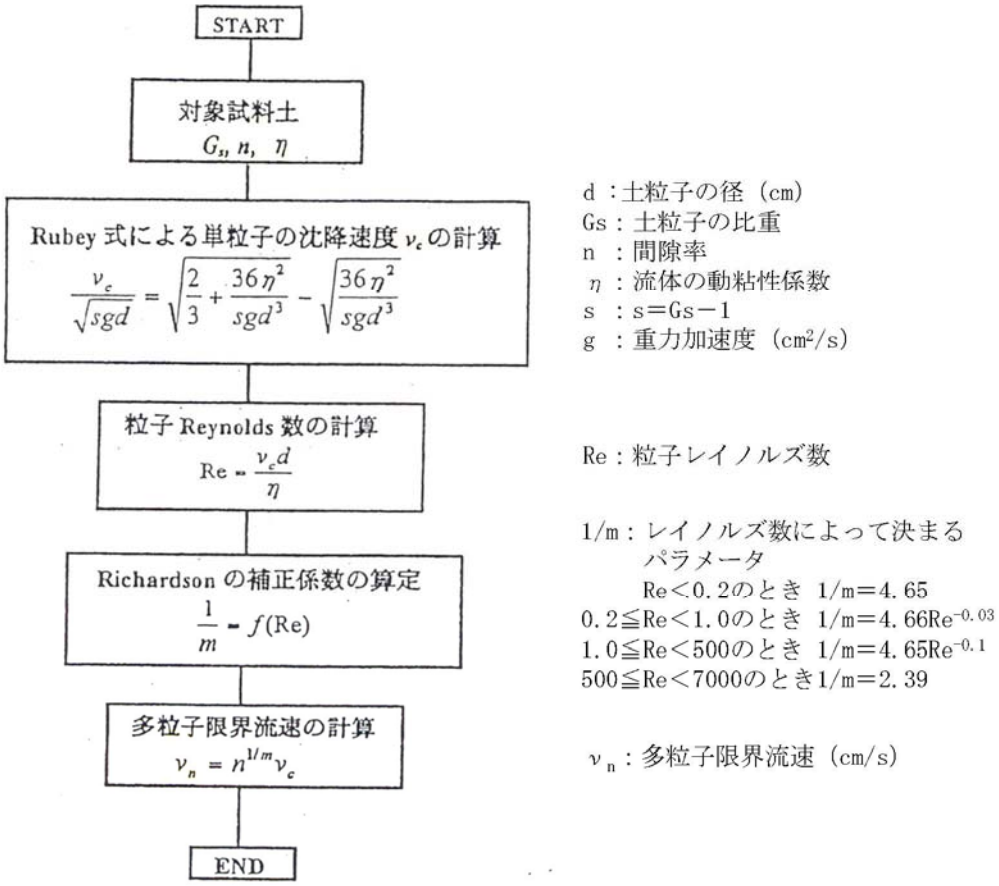
$v = k \times i = 3.23 \times 10^{-2}$ [cm/s] $\times 26.5m / 150m$

$= 5.71 \times 10^{-3}$ [cm/s]

第 2 表　各地層の透水係数

地層	透水係数	備考
du 層	3.23×10^{-2} cm/s	採用
D2g-3 層	1.87×10^{-2} cm/s	
D2s-3 層(細砂)	6.31×10^{-3} cm/s	
D2s-3 層(粗砂)	3.16×10^{-2} cm/s	

一方，多粒子限界流速※1により，du 層の平均粒径 D50 及び 20%粒径 D20 に対する限界流速を求めた。多粒子限界流速の算定フローを第 6 図に，計算に用いたパラメータを第 3 表に示す。



第 6 図　多粒子限界流速の算定フロー

第 3 表　多粒子限界流速の算出に用いた計算パラメータ（du 層）

項目		設定値
Gs	土粒子の比重	2.71
n	間隙率	42.86%
η	流体の動粘性係数（地下水温 15～20℃を想定し設定）	0.011cm²/s
s	Gs－1	1.71
d	土粒子径（平均粒径 D50 検討時）	0.0384 cm
	土粒子径（20%粒径 D20 検討時）	0.01 cm

du 層の平均粒径 D50 に対する多粒子限界流速は 2.99×10^{-1}cm/s ，20％粒径に対する多粒子限界流速は 1.63×10^{-2}cm/s であり，前述の地盤中に流れる地下水の流速 5.71×10^{-3} cm/s は多粒子限界流速を下回っていることから，粒子の移動は発生せず，これらの地下水の流れが地盤に影響を及ぼすものではない。

※1：浸透破壊における粒子群を考慮した限界流速（1997，杉井，宇野，山田ら，地下水技術 Vol.39，No.8，p28～35）

別紙（42）

路盤補強（段差緩和対策）について

路盤補強（段差緩和対策）の例として，H鋼を主桁とした路盤補強を代表として以下に示す。

１．評価方針

地中埋設構造物が損壊した状態を想定し，大型緊急車両の通行時に主桁であるH鋼に作用する曲げ応力、せん断力およびその合力が評価基準値を下回ることを確認する。

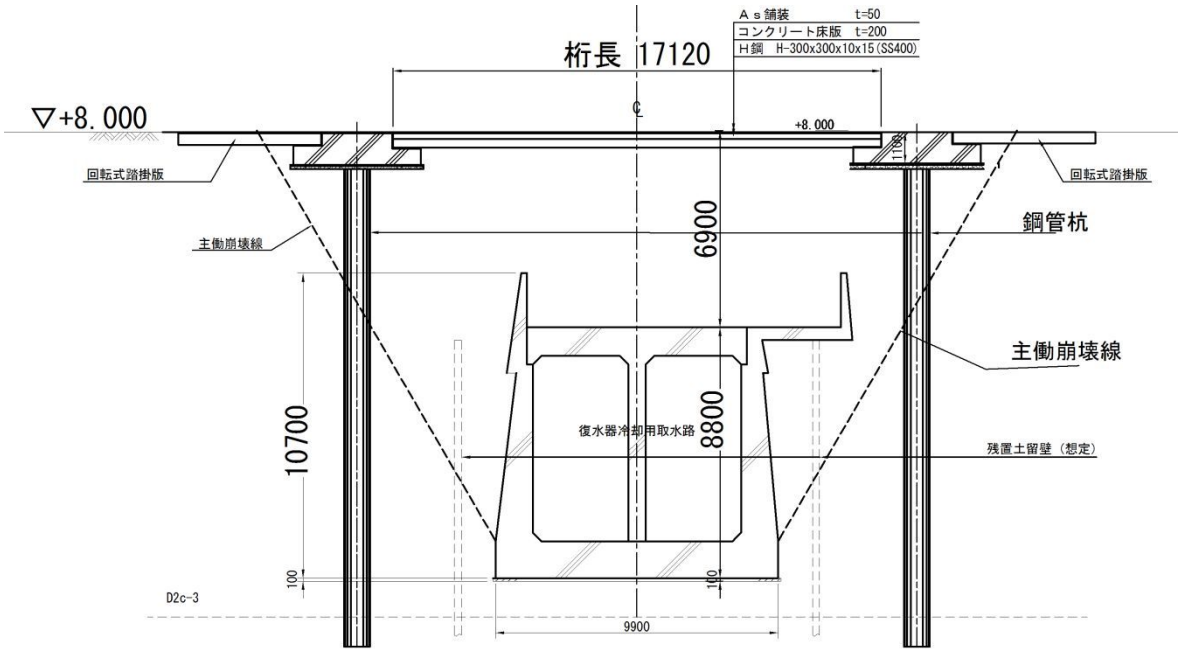
２．評価箇所の抽出

路盤補強（段差緩和対策）を実施する地点のうち、桁長が最も長くなる復水器冷却用取水路（東Ⅰ）部を代表箇所として選択する。

３．評価方法

ａ．構造

評価箇所（No.118 復水器冷却用取水路（東Ⅰ））の断面図を第 1 図に示す。



第１図　評価箇所断面図

主動崩壊角　α_f＝45°＋ϕ/2＝45°＋35.7°/2＝62.8°

（石原　第２版　土質力学）

ｂ．評価条件

・鋼材　SS400

・主桁寸法　H-300×300×10×12　腐食しろ 1mm 考慮

・径間　L=16.120m　（桁長　17.120m）

ｃ．荷重の設定

①死荷重（ｑ1）

アスファルト舗装(t=5cm)

鉄筋コンクリート床板（t=20cm)

H鋼（300×300×10×12)

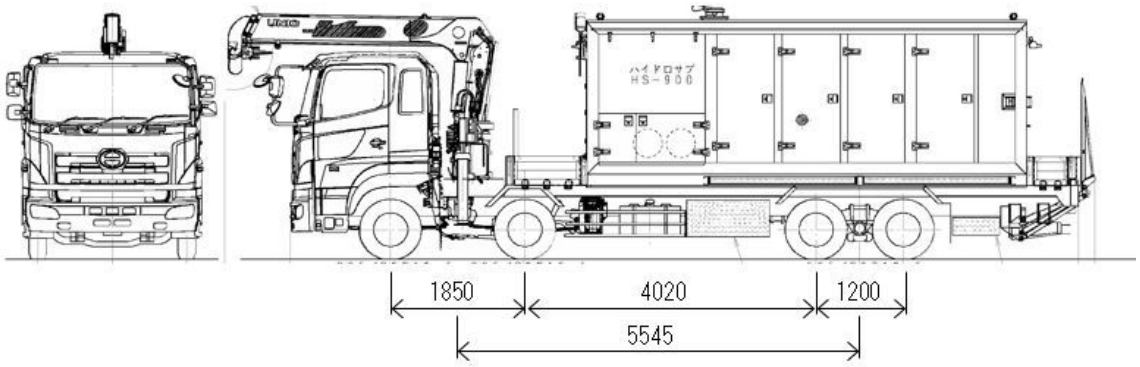
計　9.07kN/m^2

今後の設計等により変更となる可能性がある

②活荷重 p1,p2

可搬型代替注水大型ポンプ

車両寸法	全長	mm	11,920mm
	全幅	mm	2,490mm
	全高	mm	3,470mm
	車両総重量	kg	23,395kg



第２図　可搬型代替注水大型ポンプ

前輪荷重＝45.9kN/片輪

後輪荷重＝68.8kN/片輪

衝撃係数ｉ＝20／（50＋径間）＝20／（50＋16.12）＝0.302

（道路橋示方書　Ⅰ共通編）

ｄ．評価基準値

H鋼（SS400）に関する評価基準値は、「道路橋示方書　Ⅳ下部構造編」に基づき設定する短期許容応力度とする。

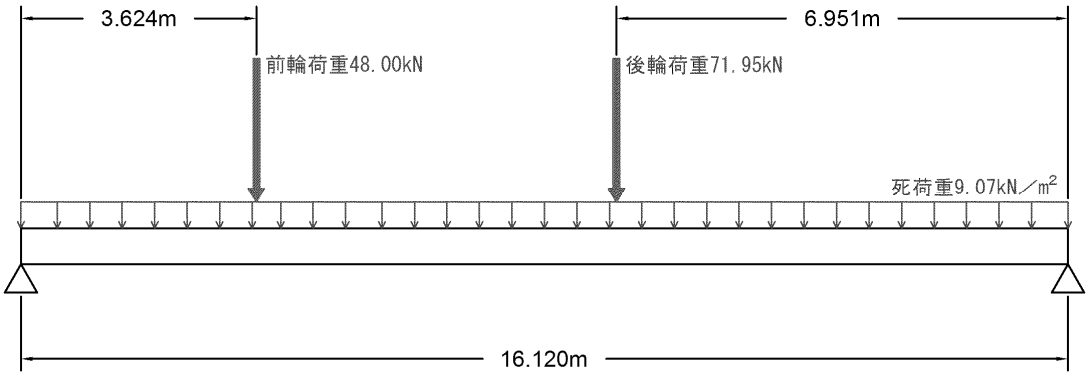
SS400　短期許容応力度　曲げ圧縮応力度　210N/mm^2（140N/mm^2×1.5）

せん断応力度　　120N/mm^2（80N/mm^2×1.5）

４．評価結果

H鋼に対する評価結果を以下に示す。H鋼に作用する応力が基準値以下であることを確認した。

なお,活荷重についてはスパンが車両より大きいため,連行荷重として断面力が最も大きくなる値をもって評価した。



第３図　荷重図

・曲げ圧縮応力

曲げモーメント　Mmax＝294.61kN･m＋357.16kN･m＝651.77kN･m

断面係数　　Ｚ＝1165cm^3×3.33 本

曲げ応力度　　σ＝Ｍ／Ｚ＝168.0N/mm^2　＜　210N／mm^2

・せん断応力度

せん断力　　Ｓmax＝73.10kN＋72.36＝145.46kN

断面積　　Ａ＝21.8cm^2×3.33 本

せん断応力度　　τ＝Ｓ／Ａ＝20.2N／mm^2　＜　120N／mm^2

・合成応力度

Σcw＝（σ/σa）^{2}＋（τ/τa）^{2}

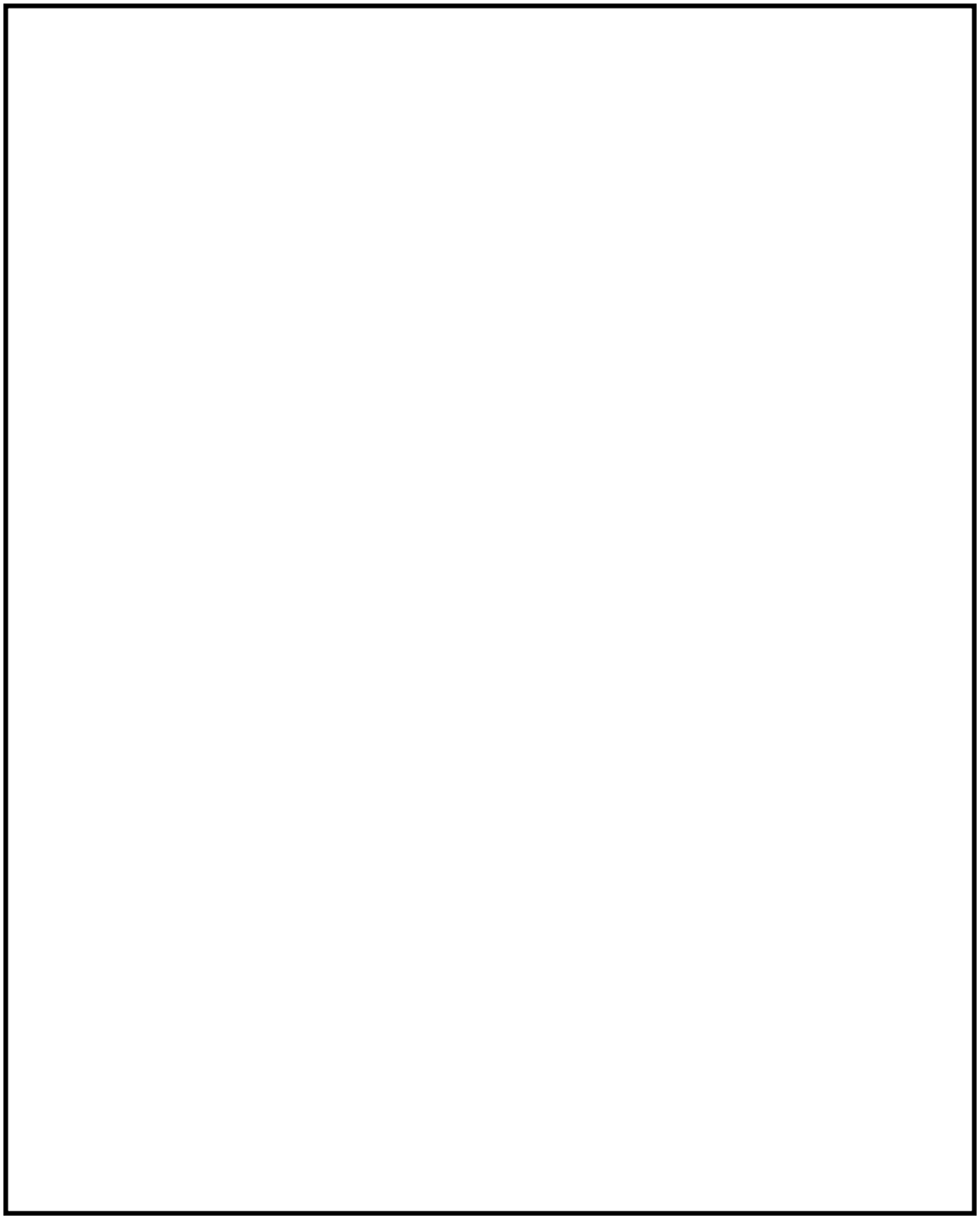
＝（168.0/210）^{2}＋（20.2/120）^{2}＝0.67　＜　1.2

以上より、事前対策を行うことで大型緊急車両の通行に影響がないことを確認した。

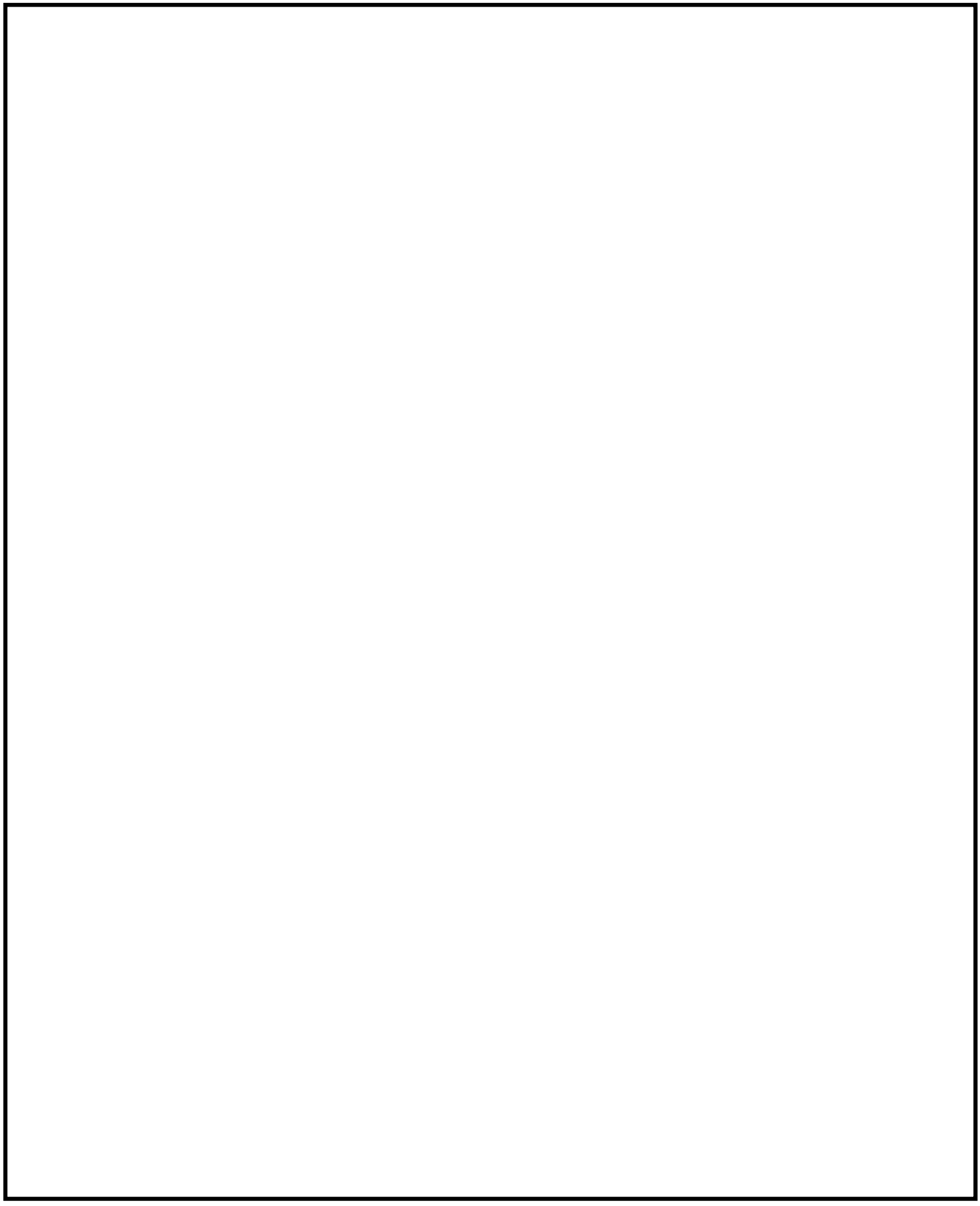
補足説明資料（1）

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

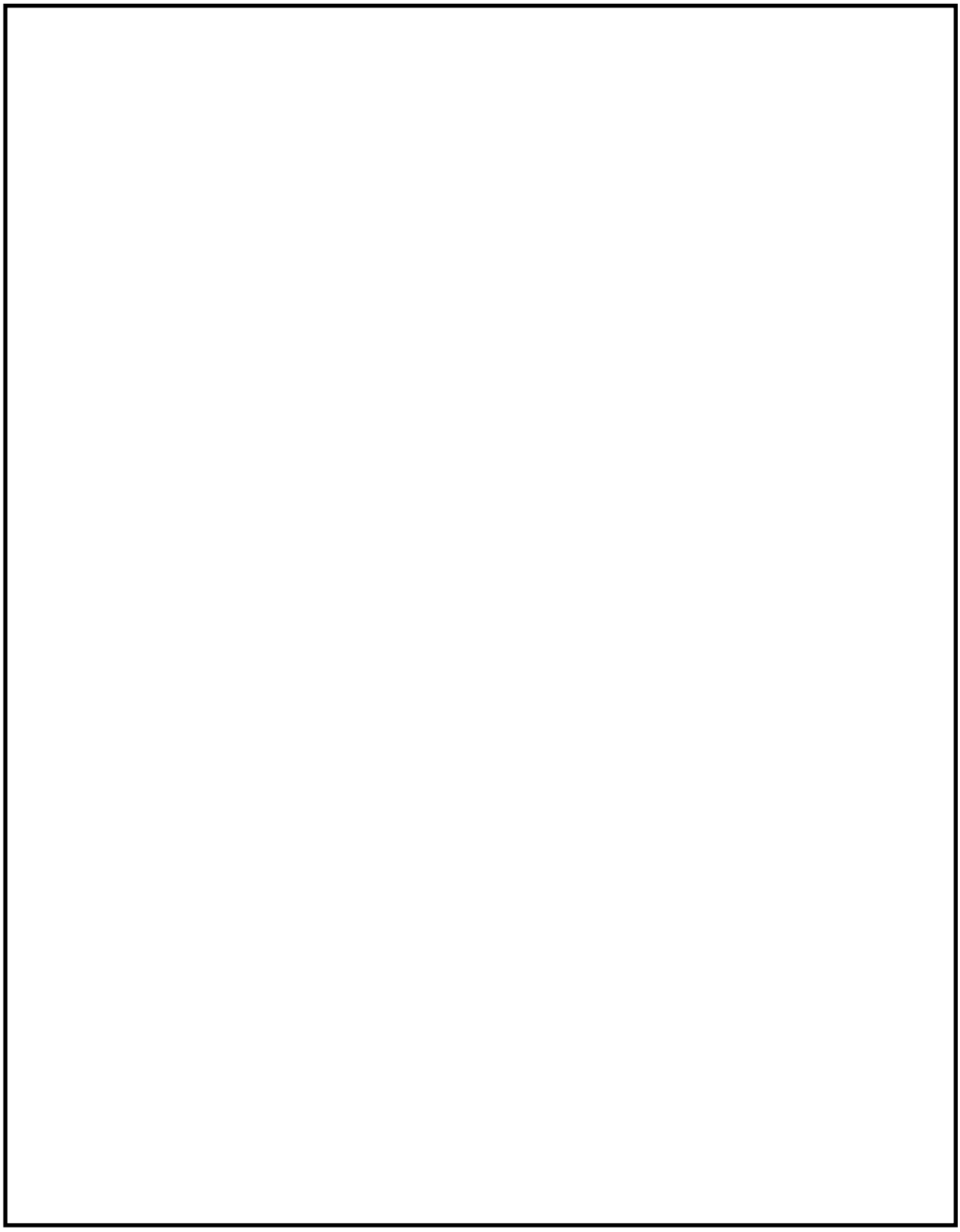
第１図に原子炉建屋内の可搬型重大事故等対処設備の配置を示す。



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）

補足説明資料（2）

可搬型代替注水中型ポンプ等使用時におけるホースの配備長さ並びにホースコンテナ及び展張車等の配備イメージについて

東海第二発電所における可搬型代替注水中型ポンプや可搬型代替注水大型ポンプと共に使用するホースの配備長さ，並びにホースコンテナ及び展張車等の配備イメージについて，以下に示す。

1．ホースの配備長さ

ホースの配備長さは，以下の考え方で設定した。

① 用途ごとに算出したホース敷設距離（自主設備の使用を含む）をもとに，並列敷設数及び同時使用を考慮して必要長さを設定

② ホースコンテナに搭載可能なホース長さをもとに，ホース必要長さを満足するコンテナ数を設定

③ ホースコンテナ数とホースコンテナに搭載可能なホース長さからホースの配備長さを設定

④ 有効性評価上の作業において必要となるホース長さをもとに，上記ホース設定とは別に、ホース人力敷設用カゴ台車数を設定

また，ホース展張車数は用途毎の同時使用を考慮して設定した。

用途ごとのホース配備長さ，ホース展張車配備数及びカゴ台車配備数を第 1 表及び第 2 表に示す。また，用途ごとのホース敷設ルートを第 1 図から第 8 図に，用途ごとのホース必要長さを第 3 表から第 10 表に示す。

2．ホースコンテナ及び展張車の配備イメージ

ホースコンテナ及び展張車の配備イメージについて，第 11 表に示す。

第１表　用途ごとのホース配備長さ及びホース展張車配備数（1／2）

ホース径	用 途	必要長さ		配備するホースコンテナ数及びホース長さ(※)	配備するホース展張車数(※)	補 足
200A	＜代替淡水貯槽を水源とした低圧代替注水作業＞			コンテナ３基 ホース 3,000m (1,000m／1 基)	２台	・低圧代替注水と水源補給は，同時敷設となるため，合算する。 ・左記の３ケースは同時に行われる作業ではなく，それぞれ状況に応じて対応が選択されるものであるため，配備するホース数は 3,000m と設定する。
	低圧代替注水（淡水）	1,650m （第１図 ルート①）	2,700m			
	水源補給（淡水）	1,050m （第３図 ルート②）				
	＜西側淡水貯水設備を水源とした低圧代替注水作業＞					
	低圧代替注水（淡水）	1,050m （第１図 ルート⑥）	2,250m			
	水源補給（海水）	1,200m （第４図 ルート③）				
	＜海を水源とした低圧代替注水作業＞					
	低圧代替注水（海水）	2,400m（第２図 ルート③）				
	ＤＧＳＷ系代替冷却（海水）	950m（第５図 ルート②）		—	—	・ＤＧＳＷ系代替冷却（自主）は余剰設備にて対応

（※）１セット分の配備数

第１表　用途ごとのホース配備長さ及びホース展張車配備数（2／2）

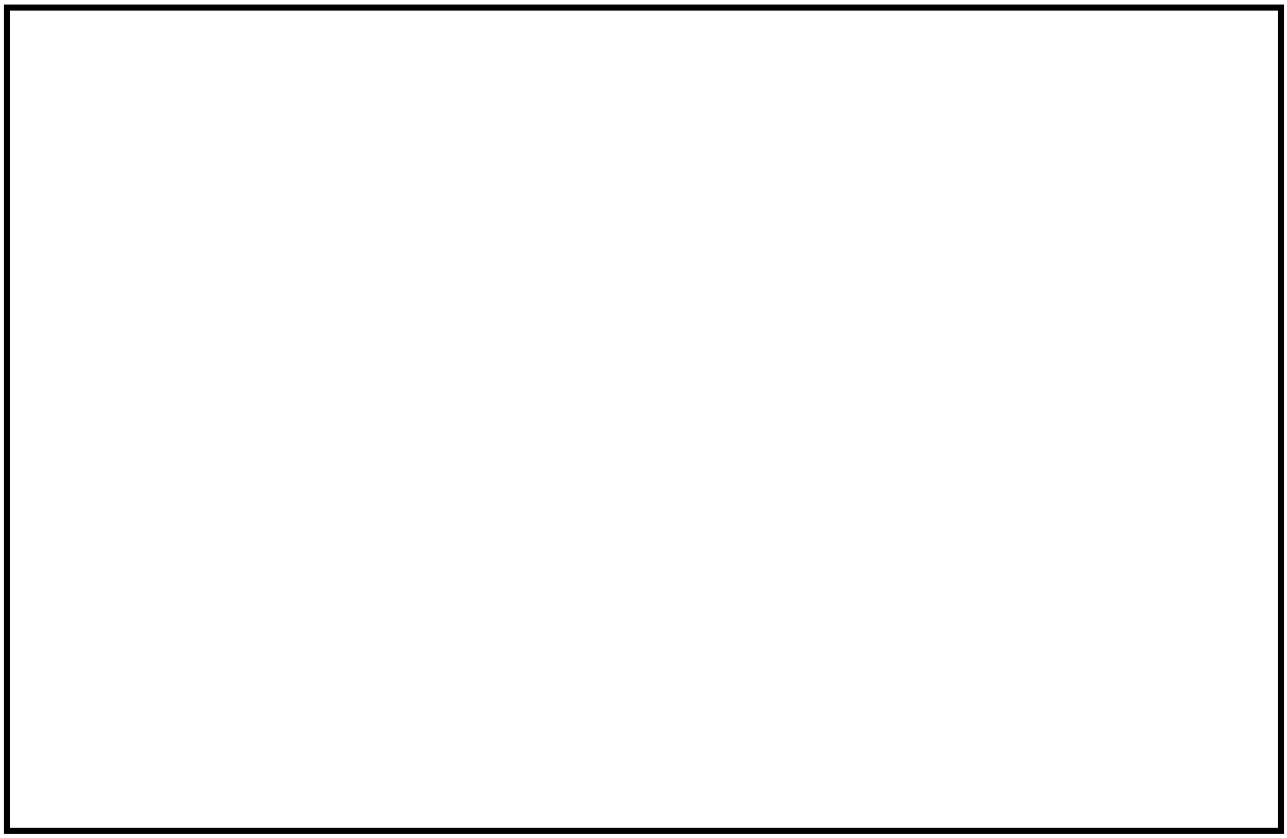
ホース径	用 途	必要長さ	配備するホース コンテナ数及び ホース長さ(※)	配備するホース 展張車数(※)	補 足
300A	放射性物質拡散抑制	1,900m（第6図 ルート②）	コンテナ4基 ホース 2,400m （600m／1 基）	1 台	―
	代替ＲＨＲＳ及び 代替ＳＦＰ冷却	1,600m（第7図 ルート④）	コンテナ3基 ホース 1,800m （600m／1 基）	1 台	―
150A	可搬型代替注水中型ポンプを使用した消火活動	2,000m	コンテナ1基 ホース 2,000m （2,000m／1 基）	1 台	・防潮堤内敷地の対角距離約800m に余裕を考慮した長さを配備することで，各水源を起点とした消火活動が可能

（※）１セット分の配備数

第２表　有効性評価の作業において敷設するホース長さと人力敷設用カゴ台配備数数

ホース径	用 途	必要長さ		配備するカゴ台車数(※)	配備するホース展張車数	補 足
200A	＜有効性評価の作業において敷設するホース長さ（人力での敷設を想定）＞					
	低圧代替注水（淡水）	250m （第８図 ルート②）	350m	カゴ台車７個 （50m／1 個）	—	・有効性評価においては，低圧代替注水と水源補給作業は同時に行わないため，ホース敷設の長さは，長い方の 350m と設定する。 ・カゴ台車は，コンテナに保管
	水源補給（淡水）	350m （第８図 ルート③）				

（※）１セット分の配備数



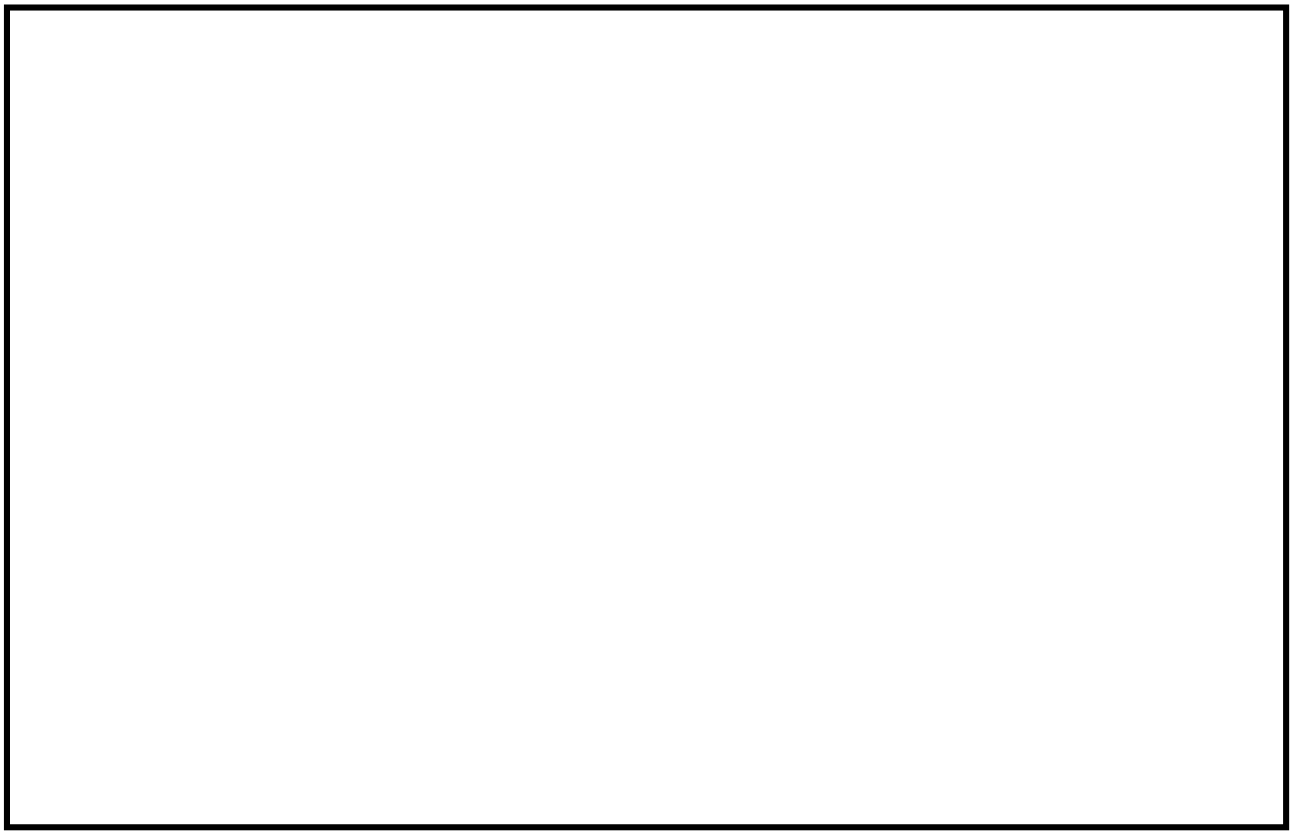
第 1 図　ホース敷設ルート（低圧代替注水時淡水使用）

第 3 表　ホース敷設距離（低圧代替注水時淡水使用）

使用ホースサイズ：200A

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	評価用距離 (A)	並列数 (B)	必要長さ (C)=(A)×(B)
———	ルート①	代替淡水貯槽	東側接続口	542m	550m	3	1,650m
- - -	ルート②		西側接続口	66m	100m	3	300m
———	ルート③		高所東側 接続口	307m	350m	1	350m
———	ルート④	西側淡水貯水 設備	高所西側 接続口	70m	100m	1	100m
- - -	ルート⑤		高所東側 接続口	223m	250m	1	250m
- - -	ルート⑥		東側接続口	1,014m	1,050m	1	1,050m

（注）西側淡水貯水設備を水源とするホース敷設距離には，地下貯水エリアまでの距離も考慮（以降同じ）

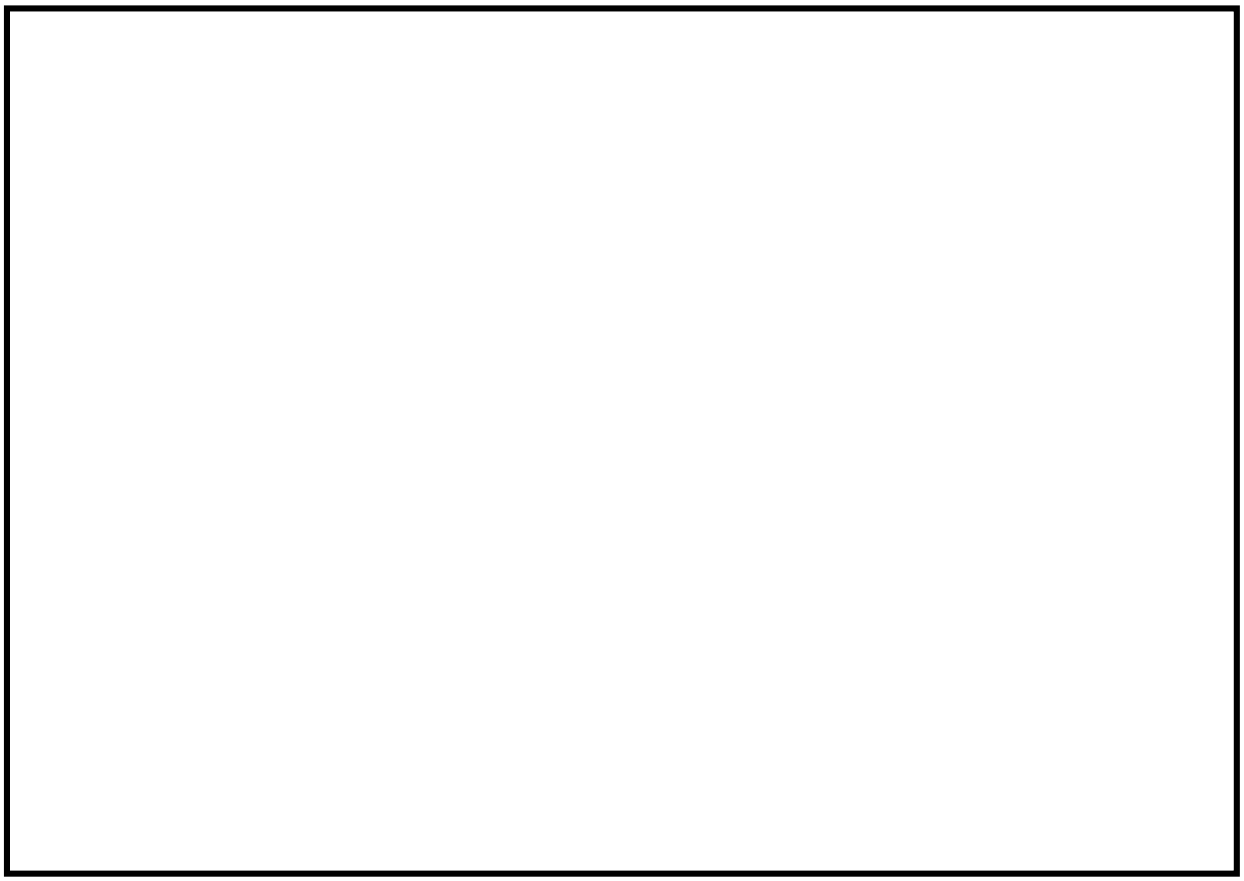


第 2 図　ホース敷設ルート（低圧代替注水時海水使用）

第 4 表　ホース敷設距離（低圧代替注水時海水使用）

使用ホースサイズ：200A

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	評価用距離 (A)	並列数 (B)	必要長さ (C)=(A)×(B)
———	ルート①	SA 用海水ピット	東側接続口	355m	400m	3	1,200m
- - -	ルート②		西側接続口	253m	300m	3	900m
———	ルート③	放水路	西側接続口	798m	800m	3	2,400m
- - -	ルート④		高所東側 接続口	1,168m	1,200m	1	1,200m



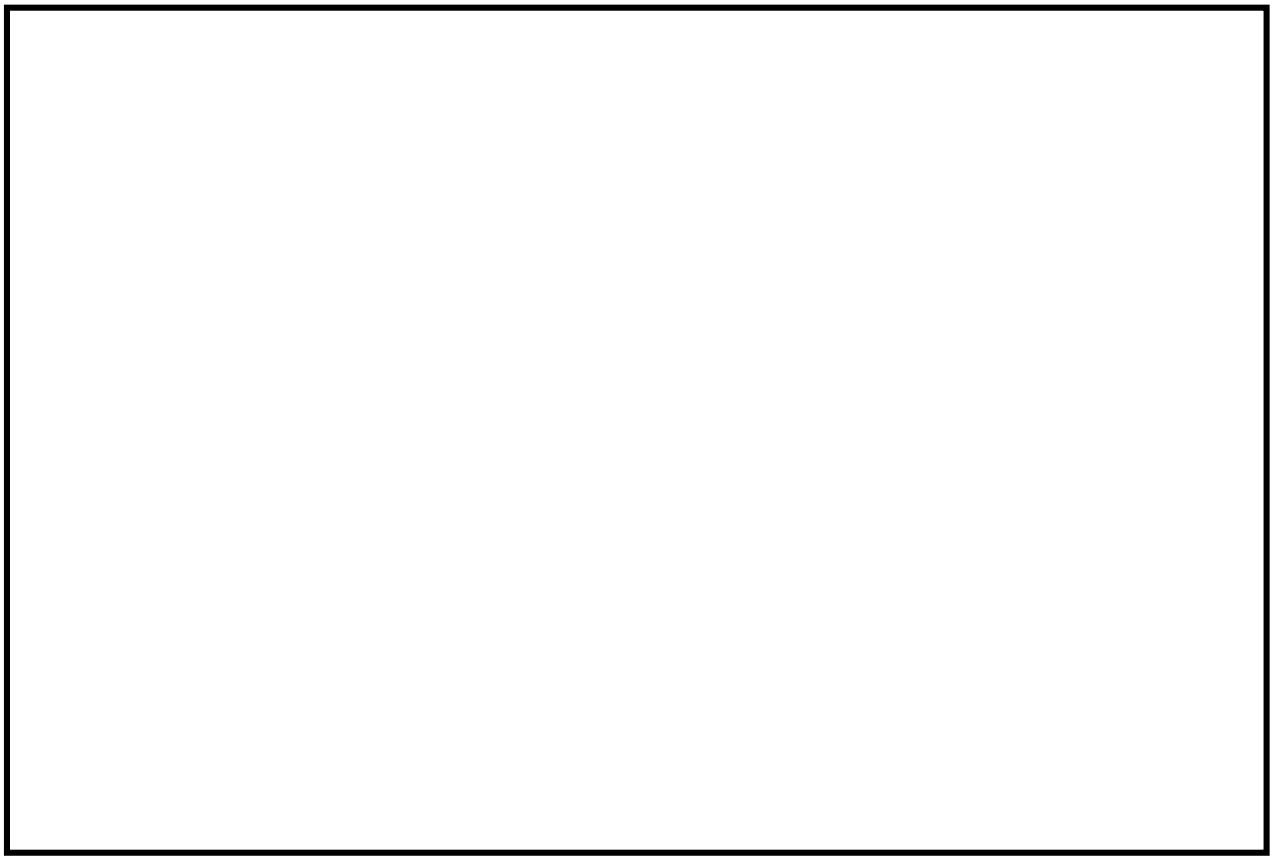
第 3 図　ホース敷設ルート（水源（淡水）補給時）

第 5 表　ホース敷設距離（水源（淡水）補給時）

使用ホースサイズ：200A

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	評価用距離 (A)	並列数 (B)	必要長さ (C)=(A)×(B)
———	ルート①	西側淡水貯水設備	代替淡水貯槽	339m	350m	1	350m
- - -	ルート②			1,004m	1,050m	1	1,050m
———	ルート③	淡水タンク		114m	150m	1	150m
———	ルート④		西側淡水貯水設備	225m	250m	1	250m

代替淡水貯槽を水源とし，西側淡水貯水設備へ送水するルートは，①及び②に同じ。

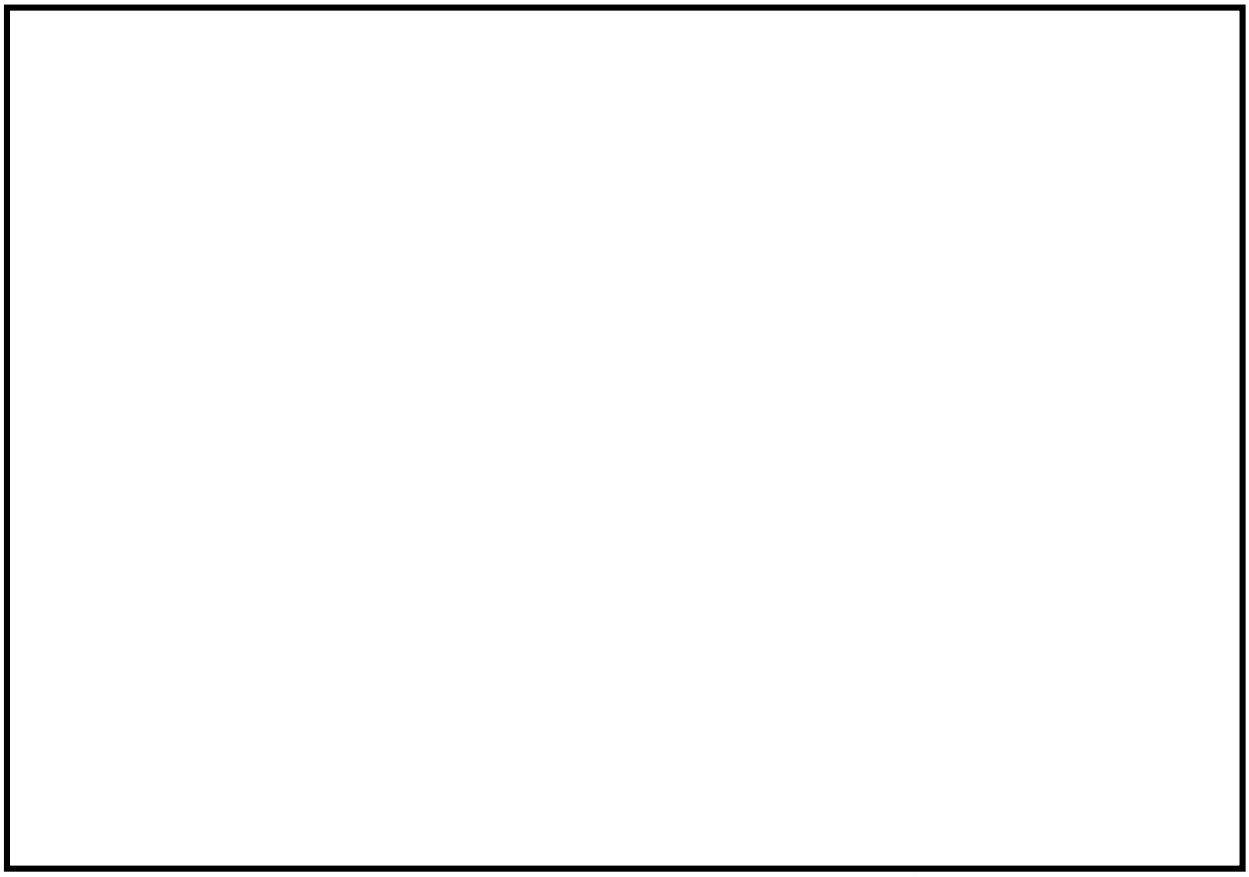


第 4 図　ホース敷設ルート（水源（海水）補給時）

第 6 表　ホース敷設距離（水源（海水）補給時）

使用ホースサイズ：200A

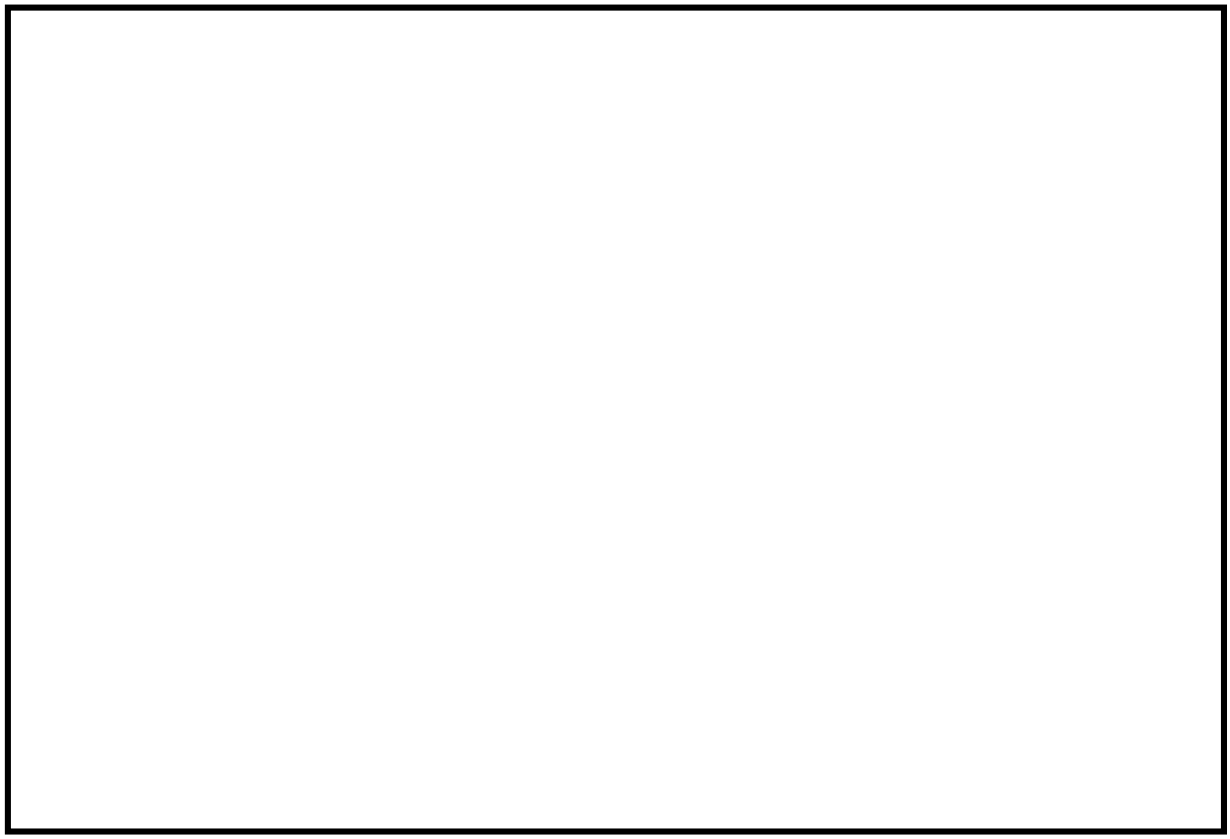
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	評価用距離 (A)	並列数 (B)	必要長さ (C)=(A)×(B)
———	ルート①	SA 用海水ピット	代替淡水貯槽	932m	950m	1	950m
———	ルート②	放水路		834m	850m	1	850m
- - -	ルート③		西側淡水貯水設備	1,200m	1,200m	1	1,200m



第 5 図　ホース敷設ルート（ＤＧＳＷ系代替冷却）

第 7 表　ホース敷設距離（ＤＧＳＷ系代替冷却）
使用ホースサイズ：200A

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	評価用距離 (A)	並列数 (B)	必要長さ (C)=(A)×(B)
———	ルート①	SA 用海水ピット	R/B 南側壁面 (D/G 室南側)	210m	250m	1	250m
- - -	ルート②			944m	950m	1	950m

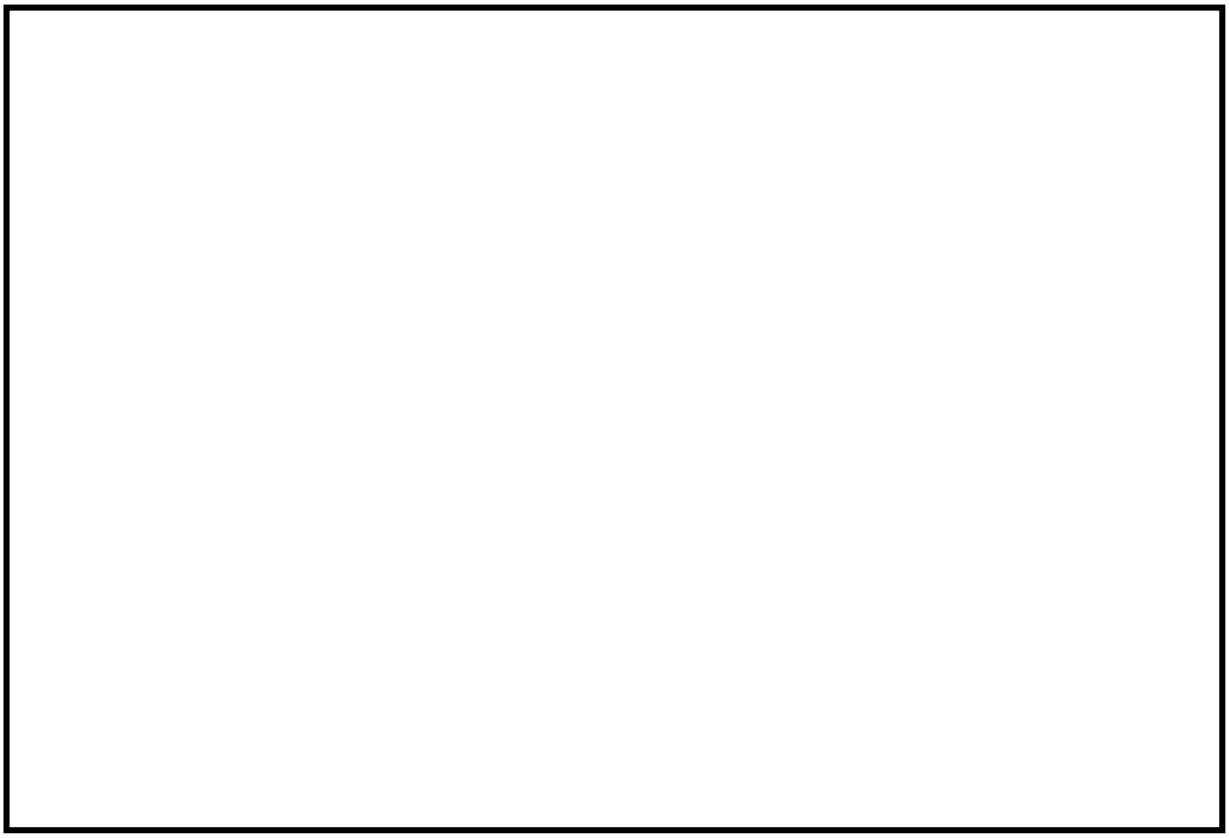


第 6 図　ホース敷設ルート（放射性物質拡散抑制）

第 8 表　ホース敷設距離（放射性物質拡散抑制）

使用ホースサイズ：300A

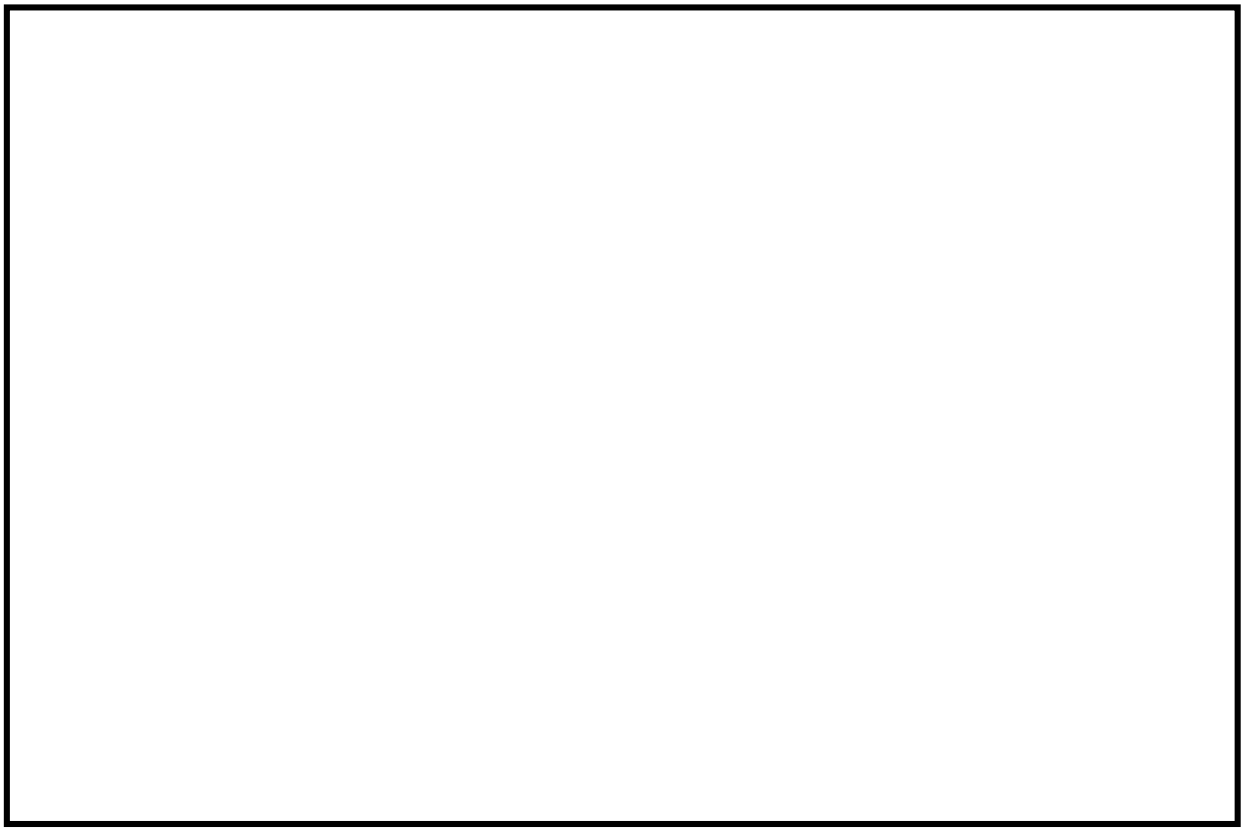
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	評価用距離 (A)	並列数 (B)	必要長さ (C)=(A)×(B)
———	ルート①	SA 用海水ピット	R/B 南側エリア	180m	200m	2	400m
- - -	ルート②			932m	950m	2	1,900m
———	ルート③	放水路		853m	900m	2	1,800m
- - -	ルート④			636m	650m	2	1,300m



第７図　ホース敷設ルート（代替ＲＨＲＳ及び代替ＳＦＰ冷却）

第９表　ホース敷設距離（代替ＲＨＲＳ及び代替ＳＦＰ冷却）
使用ホースサイズ：300A

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	評価用距離 (A)	並列数 (B)	必要長さ (C)=(A)×(B)
———	ルート①	SA 用海水ピット	東側接続口	355m	400m	2	800m
- - -	ルート②		西側接続口	253m	300m	2	600m
———	ルート③	放水路	東側接続口	499m	500m	2	1,000m
- - -	ルート④		西側接続口	798m	800m	2	1,600m



第 8 図　ホース敷設ルート（有効性評価で期待するルート）

第 10 表　ホース敷設距離

使用ホースサイズ：200A

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	評価用距離 (A)	並列数 (B)	必要長さ (C)=(A)×(B)
———	ルート①	西側淡水貯水設備	高所西側 接続口	70m	100m	1	100m
- - -	ルート②		高所東側 接続口	223m	250m	1	250m
———	ルート③		代替淡水貯槽	339m	350m	1	350m

第 11 表　ホースコンテナ及び展張車の配備イメージ

用途	ホース長さ	ホース コンテナ数	展張車数	配備イメージ
低圧代替注水 及び水源補給 （有効性評価） （200A）	（350m）	（カゴ台車） 7 個	—	（西側及び南側保管場所に同数配備） （カゴ台車 1 個の内数） （200A） 50m 分 × 7 保管場所に配備される 運搬車両にて運搬可能
低圧代替注水 及び水源補給 （各種手順） （200A）	3,000m	3 基	2 台	（西側及び南側保管場所に同数配備） （コンテナ 1 基の内数） （200A） 1,000m 分 ＋ （250A） 30m 分
放射性物質拡散 抑制 （300A）	2,400m	4 基	1 台	（西側及び南側保管場所に同数配備） （コンテナ 1 基の内数） （300A） 600m 分 ＋ （250A） 30m 分 展張車に 互換性あり
代替 RHRS 及び 代替 SFP 冷却 （300A）	1,800m	3 基	1 台	
消火活動 （150A）	2,000m	1 基	1 台	（西側保管場所に配備） （コンテナ 1 基の内数） （150A） 2,000m 分

補足説明資料（3）

アクセスルート復旧時間評価の妥当性について

1. 考慮する被害事象

地震によるアクセスルートへの影響を評価した結果，復旧時間評価に考慮する事象は，「周辺構造物の倒壊」と「周辺斜面の崩壊」である。（本文 5.4 項参照）

2. 想定被害とアクセスルート確保方針

1 項に示した事象が発生した場合の想定被害と撤去方針を以下に示す。

被害事象	対象設備	想定被害	撤去方針
周辺構造物の損壊	鉄骨造建屋※1	建屋損壊	重機による撤去（接続口付近は人力作業によるホース敷設）
	鉄筋コンクリート造建屋※2	建屋損壊	重機による撤去は行わないが，人力作業によるホース敷設が可能な箇所はルートとして使用
周辺斜面の崩壊	T.P.+8m 西側擁壁※3	土砂崩壊	重機による撤去

※1 アクセスルート確保時にがれき撤去が必要となる建屋は別紙（15）第 5 表参照
※2 鉄筋コンクリート造建屋については，過去の被害状況から重機による撤去が困難な場合もあると想定
※3 擁壁の外観は本文 第 5.4.2-2 図Ａ，擁壁の場所は別紙（15）第 2 図㉘参照

3. 評価条件設定の考え方と妥当性

2 項に従い，復旧時間評価条件の設定及び人力作業によるホース敷設の作業時間に係る考え方と妥当性を以下に示す。

(1) 被害想定

ａ．鉄骨造建屋の損壊

平成 23 年（2011 年）東北地方太平洋沖地震時の宮城県，福島県，茨城県

等の広範囲の地域の一般的な鉄骨造建築物の外観による被害調査結果によると，屋外への影響としては，ALC パネル等の外装材の脱落といった非構造部材の被害が各地で散見されているものの，柱，梁等の主要な構造部材に座屈や破断等の大きな被害は観察されていなかった。(過去の被害事例は 4 項に記載)

以上より，鉄骨造建屋の損壊によるアクセスルートへの影響は小さいものと考えるが，評価においては保守的に以下の条件を設定する。

・影響範囲としては，建屋設置位置から建屋高さ分の影響範囲を設定（別紙（15）第 11 図～第 17 図参照）

・がれき重量としては，建屋全体重量を想定し，上記の影響範囲に堆積するものと仮定

・がれき撤去時間の評価には，損壊を想定する建屋の中で最もがれき総重量が大きい屋内開閉所の単位重量（215kg／m^2）を使用

b．鉄筋コンクリート造建屋の損壊

鉄筋コンクリート造建屋の損壊を想定した場合については，鉄骨造建屋と同様に建屋設置位置から建屋高さ分の影響範囲を設定し，アクセスルートへの影響評価にて車両通行に必要な幅員（3m）を確保できない場合でも，人力作業によるホース敷設が可能な箇所はがれき撤去を行わずホース敷設ルートとして使用する。

c．T.P.+8m 西側擁壁の土砂崩壊

擁壁が損壊することを想定した場合の崩壊土砂の到達距離は，各種文献の記載を踏まえ，保守的に「2.0H（斜面高さの 2 倍)」と設定する。(別紙（13）参照)

(2)　復旧時間評価条件の設定

ａ．建屋がれき撤去

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に押し出し撤去する場合の撤去速度を評価した。

評価にあたっては以下の保守性を考慮し，復旧時間評価条件として妥当な設定であることを検証試験結果との比較により確認した。

＜机上評価で考慮した保守性＞

・走行速度は 1 速の 1／2 に設定

・がれき撤去幅がアクセスルートに必要な幅員(5m)より小さい場合にも，5m 幅でがれき撤去すると仮定

・上記を考慮して評価したがれき撤去速度（30 秒／12m（1.44km／h））を復旧時間評価条件として設定

＜復旧時間評価条件の妥当性＞

・検証試験結果(別紙(20) 5.1(2))の中で最も遅いがれき撤去速度(2.3km／h）と比較※し，復旧時間評価条件として妥当であることを確認

※以下の検証試験を実施し，撤去区間あたりの撤去速度が最も遅い検証試験 1 の結果を比較対象として選定

【検証試験 1】

重機の押し出し動作が多く，撤去に要する時間が長くなることが想定されるケースとして，ルートの左右に模擬がれきを押し出す場合の撤去速度を確認(別紙(20) 5.1 参照)

【検証試験 2】

重機に加わる荷重を徐々に増加させ，重機の撤去速度が徐々に低下することが想定されるケースとして，模擬がれきを徐々に増加させた場合の撤去速度を確認（別紙（20）5.2 参照）

【検証試験 3】

重機が評価上の最大けん引力(7t)で押し出しが可能であることを確認(別紙(20) 5.3 参照)

ｂ．人力作業によるホース敷設

アクセスルート上の人力作業によるホース敷設時間は，訓練実績をもとに設定している。

【訓練実績（第 1 図)】

実施日時：平成 26 年 8 月 27 日

人　　数：8 人

訓練概要：緊急時接続用配管への海水送水模擬訓練にて，50m ホース 3 本を 150m にわたり人力にて敷設

作業内容:ホース展張車からの 50m ホースの引出し(5 分×ホース 3 本)

ホースの切り離し・接続（1 分×ホース 3 本)

第 1 図　ホース人力敷設訓練の状況

上記に示す訓練結果をもとに，人力によるホース敷設が可能となる以下の箇所についてホース敷設時間を評価した。

作業時間は訓練実績をもとに以下のとおり設定

作業目的	敷設ホース	時間		
		人力敷設時間	車両移動時間	合計時間
原子炉注水	50m：3本	18分（21.6分）※1	11分	35分※2
水源補給	50m：1本	6分（7.2分）※1	11分	20分※2

※1（ ）内は作業時間を1.2倍し，保守性を考慮した時間
※2 作業の合計時間については5分単位で切り上げを実施

＜机上評価で考慮した保守性＞

・訓練実績をもとに評価した作業時間に保守性を考慮し1.2倍として設定

・作業の合計時間は，5分単位で切上げし余裕を考慮した時間で設定

＜復旧時間評価条件の妥当性＞

・訓練実績に余裕を考慮した作業時間で評価している。

c．崩壊土砂撤去

アクセスルート上に流入した土砂をホイールローダで道路脇に押し出し撤去する場合の作業量を評価した。

評価にあたっては以下の保守性を考慮し，復旧時間評価条件として妥当な設定であることをを検証試験結果との比較により確認した。

＜机上評価で考慮した保守性＞

・土砂撤去に関連する各種文献の作業量を比較し，最も小さい作業量（66m^3／h）を復旧時間評価条件として設定（別紙（23）参照）

＜復旧時間評価条件の妥当性＞

・検証試験結果（別紙（20）5.4（2））の中で最も小さい作業量（78m^3／h）と比較し，復旧時間評価条件として妥当であることを確認

以上より，ホイールローダによるアクセスルート復旧時間の評価条件が妥当であることを確認した。

4. 過去の被害事例

東北地方太平洋沖地震時の鉄骨造建築物の被害状況について文献※1, ※2 で確認した。宮城県，福島県，茨城県等の広範囲の地域の一般的な鉄骨造建築物の外観による被害調査を実施した結果，屋外への影響としては，ALC パネル等の外装材の脱落といった非構造部材の被害が各地で散見されているものの，柱，梁等の主要な構造部材に座屈や破断等の大きな被害は観察されていなかった。（第 2 図）

外装材の脱落，ガラス破損

ALC パネルの脱落

第 2 図　東北地方太平洋沖地震時の被害状況

国内においては，東北地方太平洋沖地震以外の震災についても鉄骨造建築物の被害調査が実施されている。他の震災における鉄骨造建築物の被害状況を文献※3※4※5※6にて確認した結果，新潟県中越地震（第 3 図），新潟県中越沖地震（第 4 図），熊本地震（第 5-1 図，第 5-2 図）において，一部の建築物等に筋かい材の座屈・破断及び柱脚部の被害が確認されていたが，倒壊に至るような大きな被害を受けた鉄骨造建築物は見られなかった。

内観

筋かい材ボルト破断

間柱脚部アンカーボルト破断

ブレース材の座屈

第 3 図　新潟県中越地震時の被害状況

外観

筋かい材プレート破断

アンカーボルト引き抜け

柱脚部コンクリート破壊

筋かい材の座屈（刈羽村）

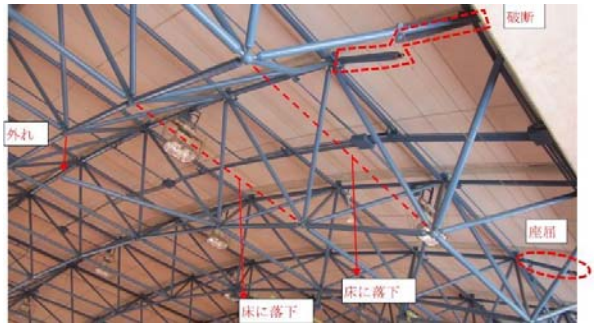
柱脚部コンクリートの割れ・剥落（長岡市）

第 4 図　新潟県中越沖地震時の被害状況

 建築物 01(建設年 1987 年頃) 倒壊	 建築物 02（建設年 1971 年） 大破	 建築物 03（建設年 1980 年） 大破
 建築物 04（建設年 1976 年） 大破	 建築物 05（建設年 1993 年） 大破	 建築物 06（建設年 1986 年） 大破
 建築物 07（建設年 1982 年以前）　大破	 建築物 08（建設年 1982 年以前）　大破	 建築物 09（建設年 1995 年） 大破
 建築物 10,11（建設年 2006 年）　大破	 建築物 12（建設年 1982 年） 大破	 建築物 13（建設年 1985 年） 大破
 建築物 14(建設年 1992-1997 年)　大破	 建築物 15（建設年 2000 年） 大破	 建築物 16(建設年 2003-2008 年)　大破

第 5-1 図　熊本地震時の被害状況

外観



筋かい材の座屈・落下

筋かい材の変形

ブレース孔欠損部の破断

柱脚部コンクリートのひび割れ

支承部コンクリート側方破壊

第 5-2 図　熊本地震時の被害状況

参考文献
※1 平成 23 年（2011 年）東北地方太平洋沖地震調査研究（速報）（東日本大震災），平成 23 年 5 月国土交通省国土技術政策総合研究所，独立行政法人建築研究所
※2 平成 23 年(2011 年)東北地方太平洋沖地震調査報告,平成 24 年 3 月国土交通省国土技術政策総合研究所，独立行政法人建築研究所
※3 平成 16 年（2004 年）新潟県中越地震被害に係わる現地調査概要，国土交通省国土技術政策総合研究所
※4 平成 19 年（2007 年）新潟県中越沖地震建築物被害調査報告，国土交通省国土技術政策総合研究所，独立行政法人建築研究所
※5 平成 28 年（2016 年）熊本地震による建築物等被害第八次調査報告（上益城郡益城町における鉄骨造建築物の調査速報），国土交通省国土技術政策総合研究所，国立研究開発法人建築研究所
※6 平成 28 年（2016 年）熊本地震による建築物等被害第 13 次調査報告（学校体育館等の被害調査速報），国土交通省国土技術政策総合研究所，国立研究開発法人建築研究所

補足説明資料（4）

地震時における屋外アクセスルートへの放射線影響について

発電所内の構造物が地震により損壊することを想定した場合の屋外アクセスルートへの放射線影響について検討した。

1. 損壊を想定する構造物

防潮堤内側に設置される構造物のうち，耐震Ｓクラス（Ｓ$_s$機能維持含む）の構造物※を除く全ての構造物が地震により損壊することを想定する。

※原子炉建屋，増強廃棄物処理建屋，常設代替高圧電源装置，緊急時対策所，排気筒

2. 構造物損壊時の放射線影響

1.において損壊を想定する構造物のうち，放射性物質を内包する設備等を含む構造物（以下「構造物」という。）を以下に示す。構造物の配置を第1図に，構造物が地震により損壊した場合の放射線影響を第1表に示す。

・サンプルタンク室（R／W）

・ヘパフィルター室

・給水加熱器保管庫

・固体廃棄物貯蔵庫A棟

・固体廃棄物貯蔵庫B棟

・東海発電所の各建屋

なお，上記に示す構造物の他に，タービン建屋，サービス建屋，チェックポイント建屋に線源となる設備があるが，各建屋内にある線源から屋外アクセスルートまでは十分に離れていることから，重大事故等対応に影響を及ぼすものではないと考えている。

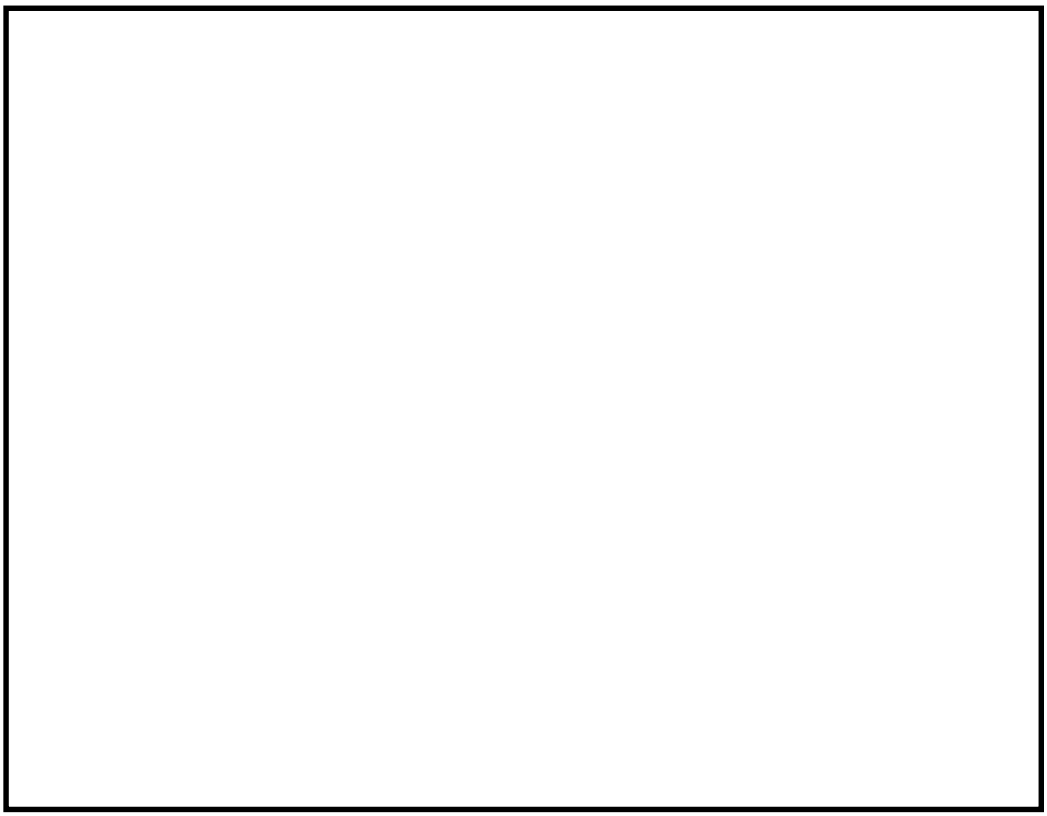
3.　屋外アクセスルートへの放射線影響

2.に示した構造物が地震により損壊した場合の屋外アクセスルートに対する放射線影響について検討した結果，重大事故等対応に影響を及ぼすものはないと考える。

(1) 重大事故等対応において，ポンプ設置作業を実施することにより，作業時間が比較的長くなる場所となる水源（代替淡水貯槽，西側淡水貯水設備）付近に構造物が設置されていない

(2) 東側接続口に近い場所に構造物（サンプルタンク室（R／W），ヘパフィルター室）が設置されているが，当該構造物が損壊した場合の放射線影響は小さい

(3) 比較的線量率の高い構造物（固体廃棄物貯蔵庫）の周辺に屋外アクセスルートが設定されているが，可搬型設備の通行又はホース敷設作業時に一時的に通過する場所であり，長期間滞在することはないため，放射線影響は小さい



第１図　地震による損壊を想定する放射性物質を内包する構造物

第１表　構造物損壊時の放射線影響

構造物名称	放射性物質を内包する設備等	放射線影響（構造物損壊時）
サンプルタンク室（R/W）	サンプルタンク	0.1mSv／h 以下※2
ヘパフィルター室	ヘパフィルター	0.1mSv／h 以下※3
給水加熱器保管庫	保管容器	0.1mSv／h 以下※4
固体廃棄物貯蔵庫 A 棟	ドラム缶※1	約 2mSv／h※5
固体廃棄物貯蔵庫 B 棟	ドラム缶※1	約 2mSv／h※5
東海発電所の各建屋	－	約 0.15mSv／h※6

※１　雑固体廃棄物（管理区域内の作業によって生じた金属や養生シート等の可燃雑物），セメントや溶融体等の固化された物，焼却炉で可燃を燃やした後の灰等を保管
※２　サンプルタンク表面
※３　ヘパフィルター表面
※４　保管容器表面
※５　ドラム缶表面
※６　屋外アクセスルート沿いには東海発電所の各建屋があるが，最高でも約 0.15mSv／h であり屋外アクセスルートに対する影響はない（別紙 26 参照）

補足説明資料（5）

竜巻対策固縛を解除する時間の考慮について

1. 竜巻対策固縛の概要

可搬型設備は，竜巻防護施設及び竜巻防護施設に波及的影響を及ぼす施設に悪影響を及ぼす可能性のある飛来物源として，飛来物発生防止対策の選定フローに従い選定した対策手法により固縛を実施する。

第1図に東海第二発電所の飛来物発生防止対策の選定フロー，第2図に飛来物発生防止対策の例を示す。

可搬型設備は，上記の選定フローに従い，緊張固縛又は余長付き固縛のいずれかの対策手法により保管場所に固縛することとしている。

2. 固縛解除作業の想定時間

第1表に可搬型設備の出動準備に係る作業内容と作業時間を示す。

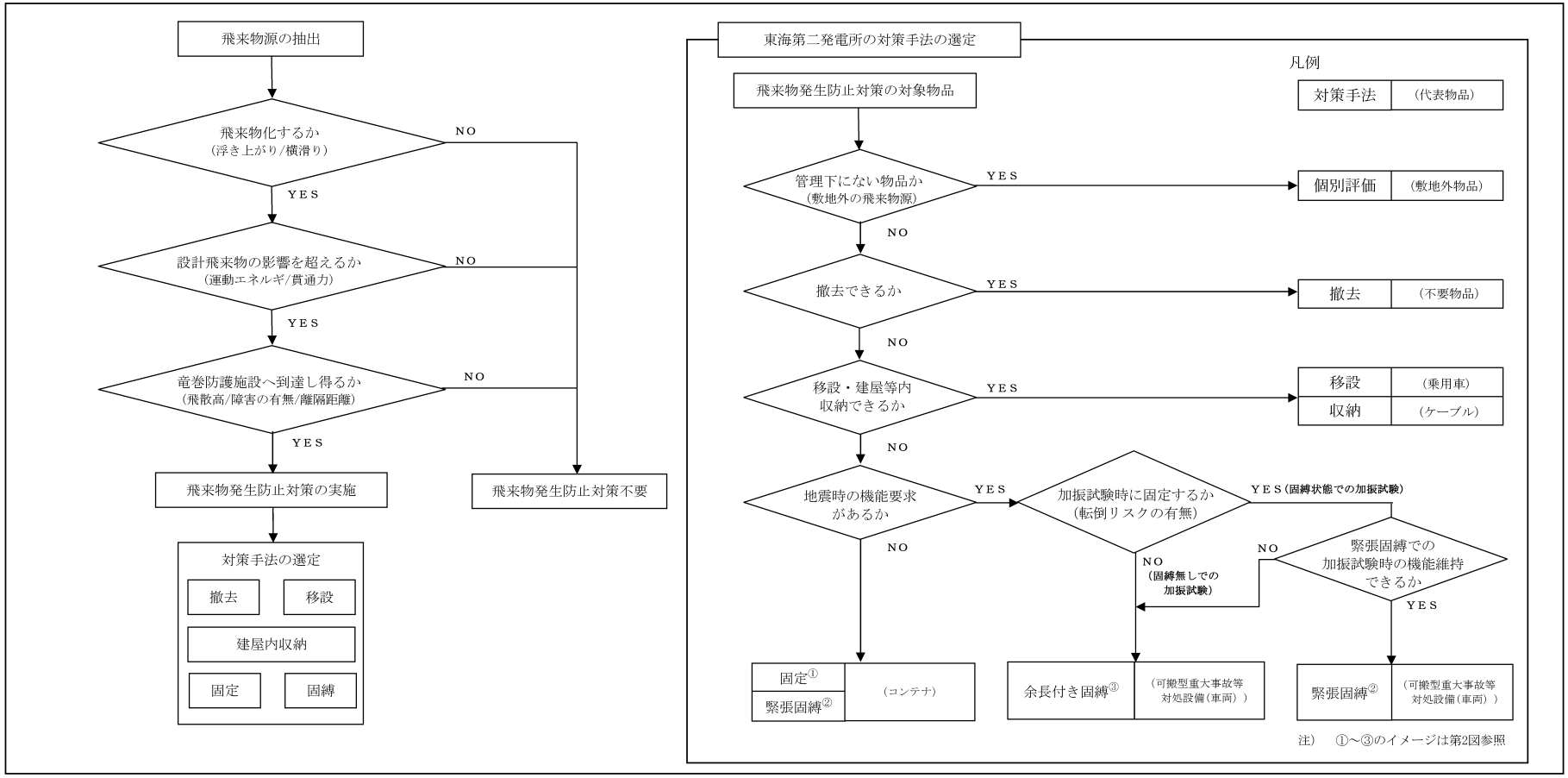
竜巻対策固縛の解除は，重大事故等時における可搬型設備の出動準備30分のうち，車両等出動前確認の約10分で行うことを想定する。

第1表　可搬型設備の出動準備作業時間と固縛解除作業の想定時間

作業内容	作業時間	合計時間
防護具着用	約15分	約30分
緊急時対策所から保管場所までの移動	約5分	
車両等出動前確認（可搬型設備の固縛解除を含む）	約10分	

【 飛来物発生防止対策のフロー】

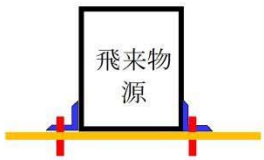
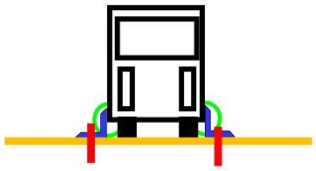
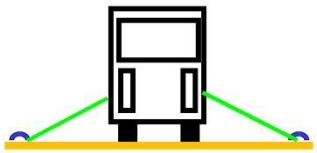
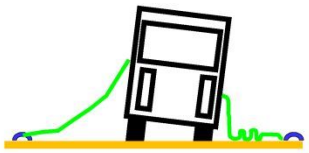
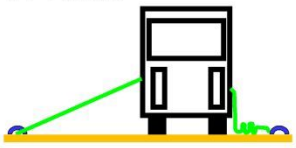
・現地調査による飛来物源に対して，飛来物発生防止対策の選定フローを下図に示す。



第1図　東海第二発電所の飛来物発生防止対策の選定フロー

【飛来物発生防止対策（固定，固縛）の手法の例】

・飛来物発生防止対策のうち，固定及び固縛の手法の例を下図に示す。

手法	対策の概要図	
①固定		飛来物源に固定金具を 取り付けて固定
②緊張固縛		飛来物源に車輪部を 連結材と固定金具 を用いて固定
		飛来物源を連結材 （ロープ）を用いて 固定
③余長付き 固縛	（通常時） （地震時(展張の可能性もある)）  （竜巻時(展張)） 	飛来物源を連結材 （ロープ）を用いて 固縛 【動き代がある】

第2図　飛来物発生防止対策の例

3.　固縛解除作業の想定時間の妥当性

車両等出動前確認の作業内容と固縛解除作業の想定時間の妥当性について以下に示す。

(1)　車両等出動前確認の作業内容等

重大事故等時の初動対応として出動が想定される可搬型設備は，アクセスルート確保に使用するホイールローダ，給水確保に使用する可搬型代替注水大型ポンプ又は可搬型代替注水中型ポンプ並びにそのホース展張車である。車両等出動前確認においては，これらの可搬型設備について以下の作業を実施する。

ａ．可搬型設備の固縛解除及び車輪止め取り外し

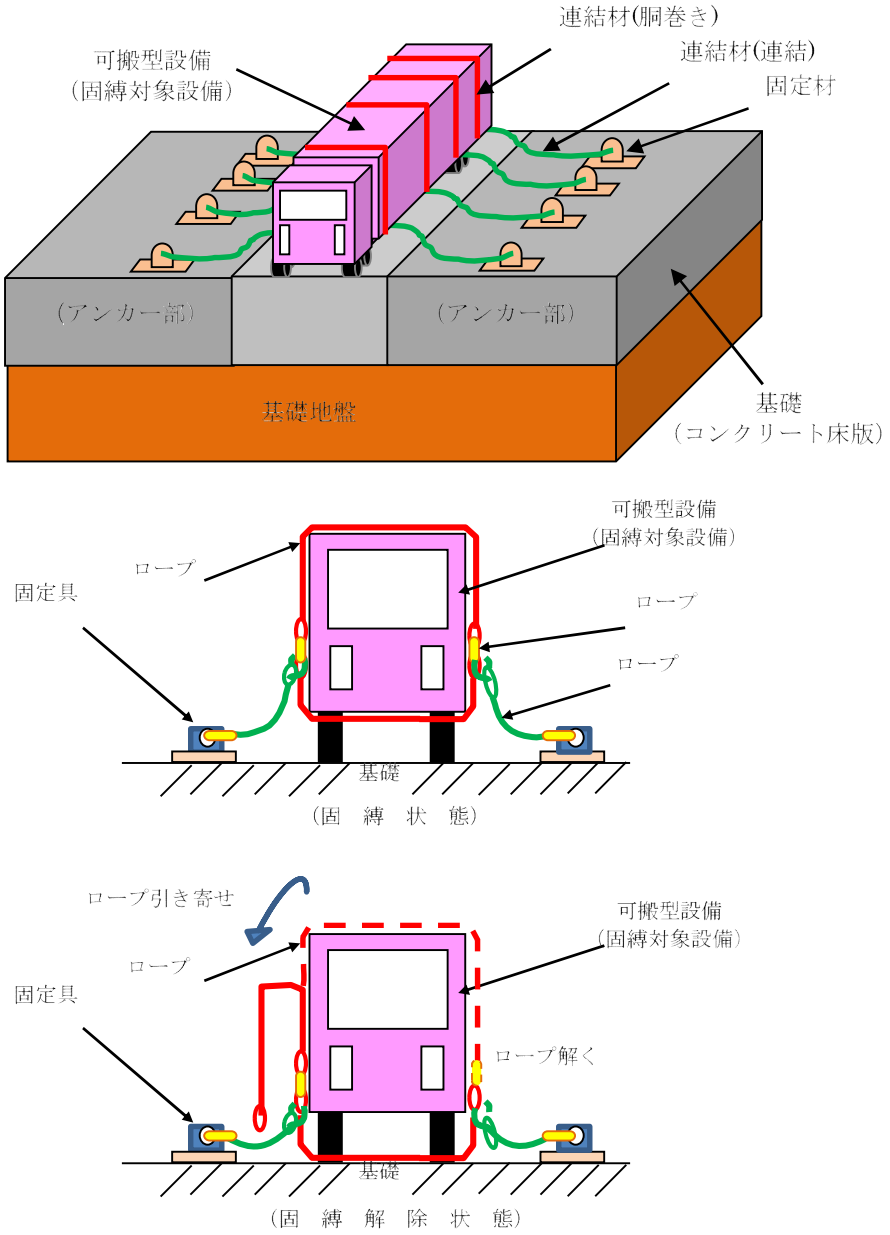
第3図に可搬型設備の固縛解除の概要，第2表に重大事故等時の初動対応において固縛解除する箇所数を示す。

第2表に示す固縛箇所数に対して，固縛解除は2名1組で対応することとし，固縛箇所1箇所当たりの作業時間については，模擬訓練の結果を踏まえ，約1分と設定する。また，固縛解除に合わせて車輪止めの取り外しを行う。

第2表　重大事故等時の初動対応において固縛解除する箇所数※1

対象設備	台数（台）	固縛箇所数（箇所）	
		1台あたり	合計
ホイールローダ	2	4	8
可搬型代替注水大型ポンプ （可搬型代替注水中型ポンプ）	1 (2)	5 (5)	5 (10)
ホース展張車	3	4	12
初動対応で固縛解除する箇所数			25 (30)

※1　西側（又は南側）保管場所において，初動対応として出動が想定される可搬型設備を対象とする



第3図　可搬型設備の固縛解除の概要

b．外観点検及びエンジン始動

外観点検及びエンジン始動は2名1組で対応することとし，徒歩による移動速度（4km／h）に余裕を考慮した時間として，可搬型設備1台当たり約1分と設定する。

(2)　固縛解除作業の想定時間の妥当性

重大事故等時の初動対応において，可搬型設備の出動準備は庶務班要員2名，保修班要員10名で実施する。想定時間の妥当性確認に当たっては，保守的に以下の事項を考慮する。

・ホイールローダの車両等出動前確認は，庶務班要員2名で実施

・可搬型代替注水大型ポンプ（又は可搬型代替注水中型ポンプ）及びホース展張車の車両等出動前確認は，保修班要員10名で実施

上記を踏まえ，固縛解除を含む車両等出動前確認に要する時間について検討した結果，約10分で対応が可能であることより，固縛解除作業の想定時間は妥当であることを確認した。（第3表）

現実的には，保修班要員10名は，可搬型代替注水大型ポンプ等の車両等出動前確認を実施した後にホイールローダ側の作業に移行できることから，ホイールローダの車両等出動前確認時間は短縮するものと考える。

第3表　車両等出動前確認に係る想定時間の妥当性

対象設備	作業内容	対象数※3	単位作業時間	対応要員	作業時間	
					作業	合計
ホイールローダ	固縛解除※1	8箇所	1分／箇所※4	1組※5	8分	10分※7
	外観点検※2	2台	1分／台		2分	
可搬型代替注水大型ポンプ（可搬型代替注水中型ポンプ）及びホース展張車	固縛解除※1	17箇所（22箇所）	1分／箇所※4	4組※6	5分（6分）	5分※8（6分）※8
	外観点検※2	4台（5台）	1分／台	1組※6	4分（5分）	

※1　可搬型設備の固縛解除及び車輪止め取り外し
※2　外観点検及びエンジン始動
※3　各設備の固縛箇所数及び台数は第2表参照
※4　緊張固縛又は余長付き固縛を解除する時間
※5　庶務班要員1組（2名）で作業実施
※6　保修班要員5組（10名）で作業実施
※7　1組（2名）で対応するため，固縛解除後に外観点検を実施する場合の作業時間を記載
※8　4組（8名）による固縛解除と1組（2名）による外観点検を並行して実施するため，所要時間が長い固縛解除の作業時間を記載

補足説明資料（6）

重大事故等対応時の中央制御室から原子炉棟入口までの移動時間評価について

重大事故等対応における中央制御室から原子炉建屋原子炉棟入口（エアロック）前までの移動時間について評価を行った。

1. 評価対象ルート

中央制御室を起点とする以下の 2 ルートを設定する。

A ルート：原子炉建屋付属棟 1FL を経由して，原子炉建屋廃棄物処理棟 1FL に入域するルート

B ルート：原子炉建屋付属棟 4FL から屋上及び原子炉建屋廃棄物処理棟屋上を経由して，原子炉建屋廃棄物処理棟屋上から建屋内に入域するルート

2. 作業の成立性に係る時間評価方法

移動時間の算出方法は以下のとおり

- 移動時間：距離を基にした移動時間（想定）※1を 1.5 倍した時間＋扉等操作時間※2

※1：通常の移動時間とは，下記の合計時間

① 徒歩での移動時間：一般的な歩行速度を基に設定

歩行による移動距離（m）÷4（km／hr）

② 階段部の移動時間：一般的な歩行速度を基に設定

階段部の距離（m）÷4（km／hr）

（傾斜が急な階段は，類似階段での実測時間を基に設定

段数×2（秒／段））

③ 弁操作のための垂直梯子の昇降時間：

既存設備での実測時間を基に設定　段数×2（秒／段）

※2：扉等操作時間

① 耐火扉，水密扉の操作時間：既存扉の実操作時間を基に設定

1ヶ所あたり1分（60秒）

② 原子炉建屋外壁付扉操作時間：既存扉の実操作時間を基に設定

1ヶ所あたり1分30秒（90秒）

③ 付属棟内ケーブル処理室床面ハッチの操作時間：5分

（別紙30 参考資料-4参照）

- その他，現場作業に当たっては放射線防護具の着用が必須となる。着用時間は訓練実績から12分を付与する。

3．移動時間算出結果

Aルート：第1図参照 青色ルート（中央制御室→階段Ｎ→入域扉操作→階段Ｏ→耐火扉①→階段Ｐ→ハッチ操作→階段Ｑ→耐火扉②→耐火扉③→水密扉①→原子炉棟入口前）

①歩行による移動時間：約153.9m÷4000m／hr＝139秒

②階段部の移動時間：階段Ｎ，Ｏ，Ｐ，Ｑはいずれも傾斜が急なものであり，

段数×2秒で算出

総段数 72段（現設計での想定）×2秒＝144秒

また，3人が同時に現場に向かうケースで1人ずつの階段移動として積算しており，

144秒×3（人）＝432秒※3

※3：傾斜が急な階段は，安全上，複数人が同時に使用しないこととする。

③扉等操作時間：入域扉（原子炉建屋外壁付扉） 90 秒×1 ヶ所＝90 秒

耐火扉①～③及び水密扉① 60 秒×4 ヶ所＝240 秒

ケーブル処理室床面ハッチ 5 分（300 秒）

④放射線防護具着用時間：12 分（訓練実績による）

合計時間は，（①＋②）×1.5＋③＋④となるため，

（139 秒＋432 秒）×1.5＋90 秒+240 秒+300 秒＋720 秒

（①＋②） （③） ④

＝ 571 秒×1.5 ＋ 630 秒 ＋ 720 秒

＝ 2207 秒（36 分 47 秒） ⇒ 約 37 分（Aルート）

Bルート：第 1 図参照 桃色ルート（中央制御室→階段Ｎ→入域扉操作→R/B 外壁扉①→階段Ｊ→R/B 外壁扉②→階段Ｌ→原子炉棟入口前）

①歩行による移動時間：約 267.3m÷4000m／hr＝241 秒※4

②階段部の移動時間：階段Ｎは傾斜が急なものであり，段数×2 秒で算出

段数 20 段（現設計での想定）×2 秒＝40 秒

また，3 人が同時に現場に向かうケースで積算しており，

40 秒×3（人）＝120 秒

※4：階段Ｊ及び階段Ｌは，通常の階段であるため，上記①歩行による移動距離にて積算

③扉等操作時間：入域扉及び R/B 外壁扉①，②（原子炉建屋外壁付扉）

90 秒×3 ヶ所＝270 秒

④放射線防護具着用時間：12 分（訓練実績による）

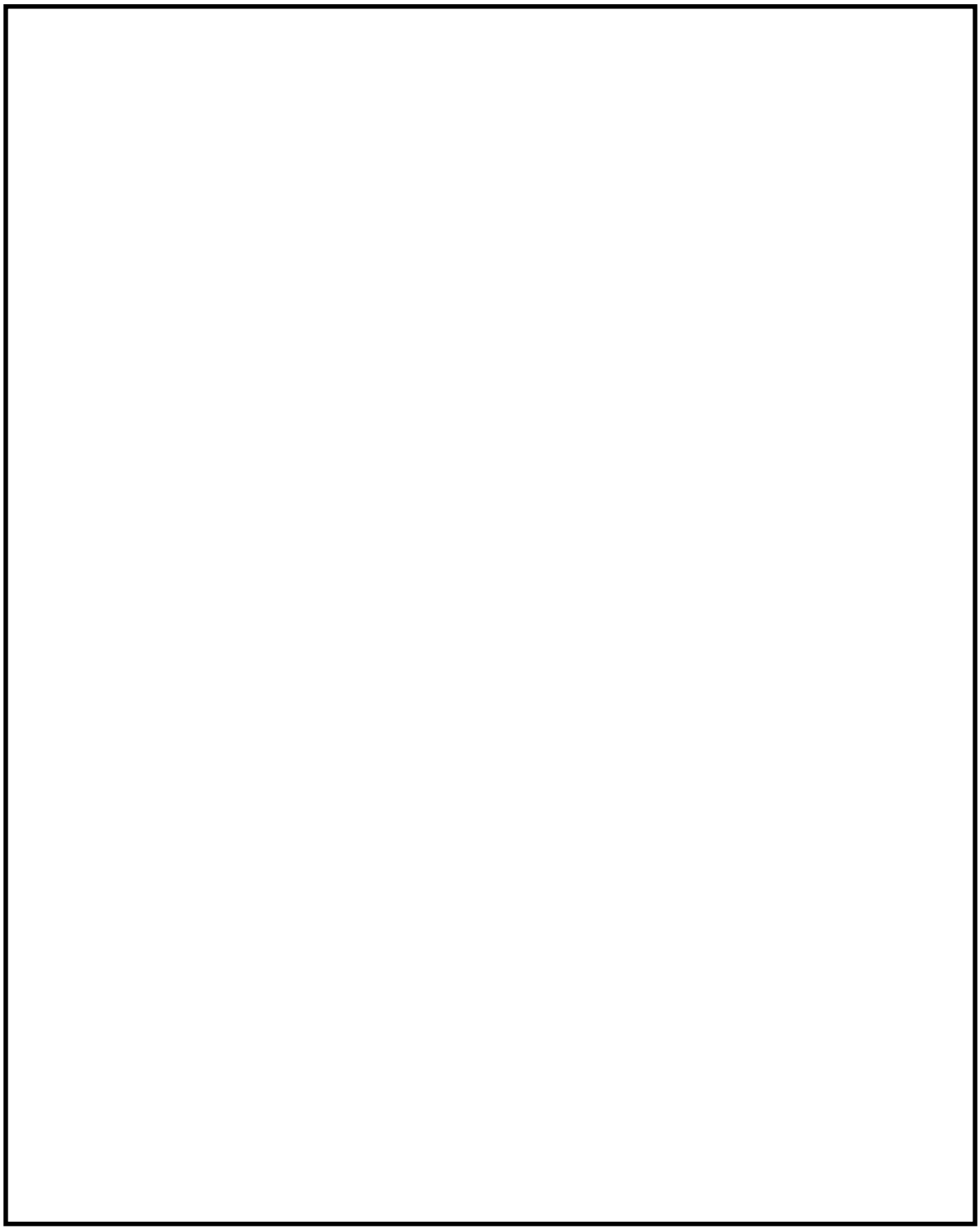
合計時間は，（①＋②）×1.5＋③＋④となるため，

（241 秒＋120 秒）×1.5＋270 秒＋720 秒

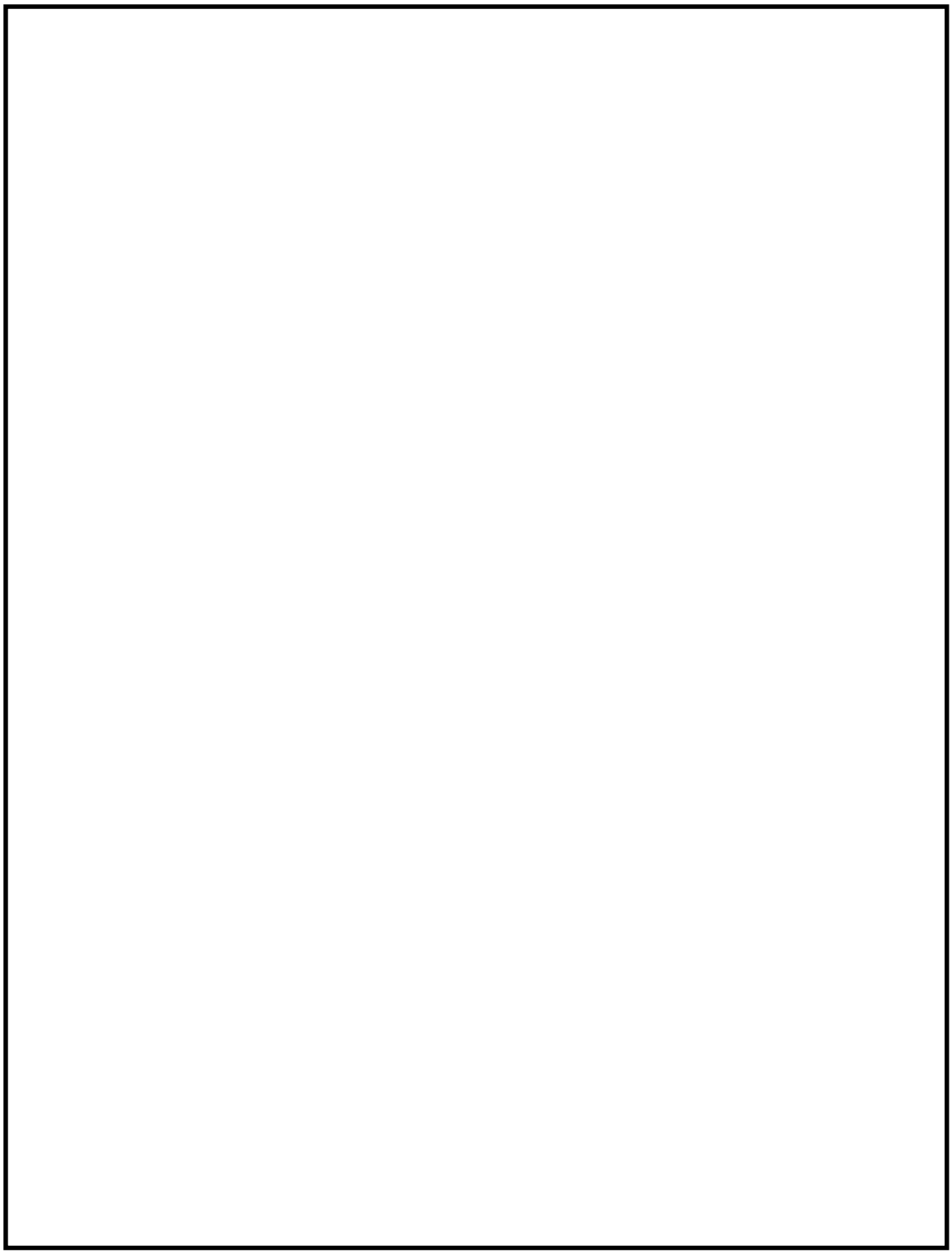
（①＋②） （③） ④

＝ 361 秒×1.5 ＋ 270 秒 ＋ 720 秒

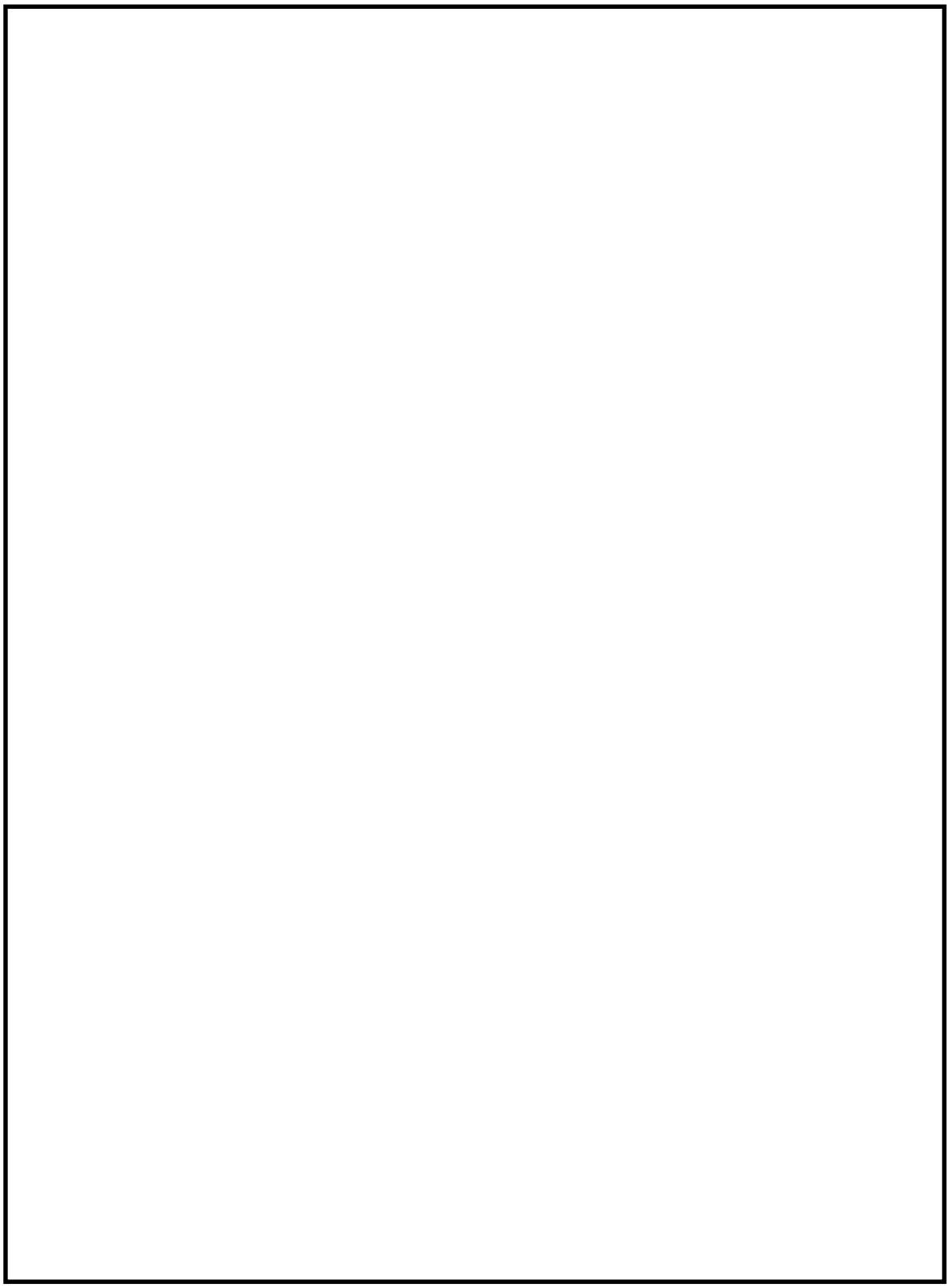
＝ 1532 秒（25 分 32 秒） ⇒ 約 26 分（Bルート）



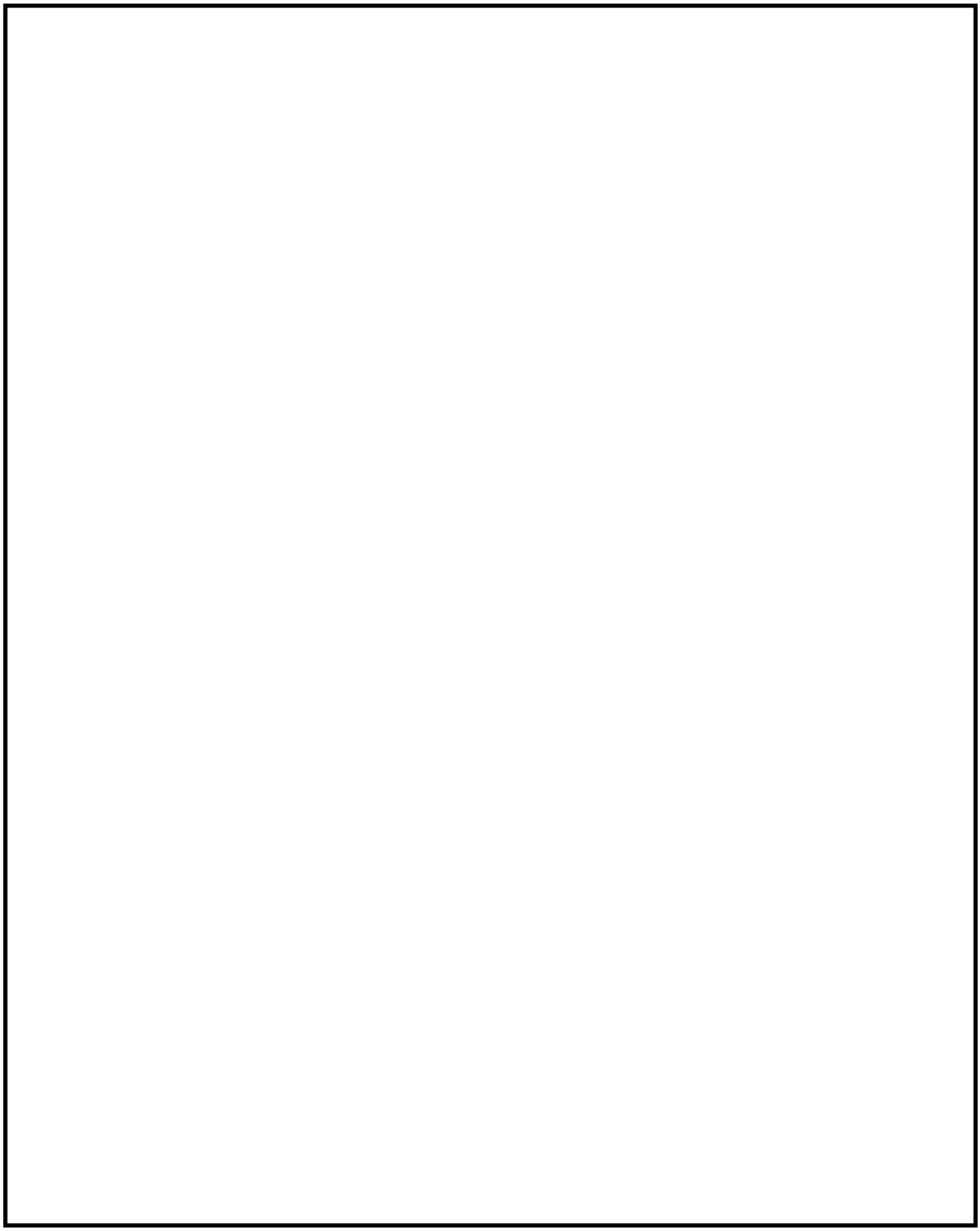
第 1 図　中央制御室から原子炉建屋原子炉棟入口までのアクセスルート（1／5）



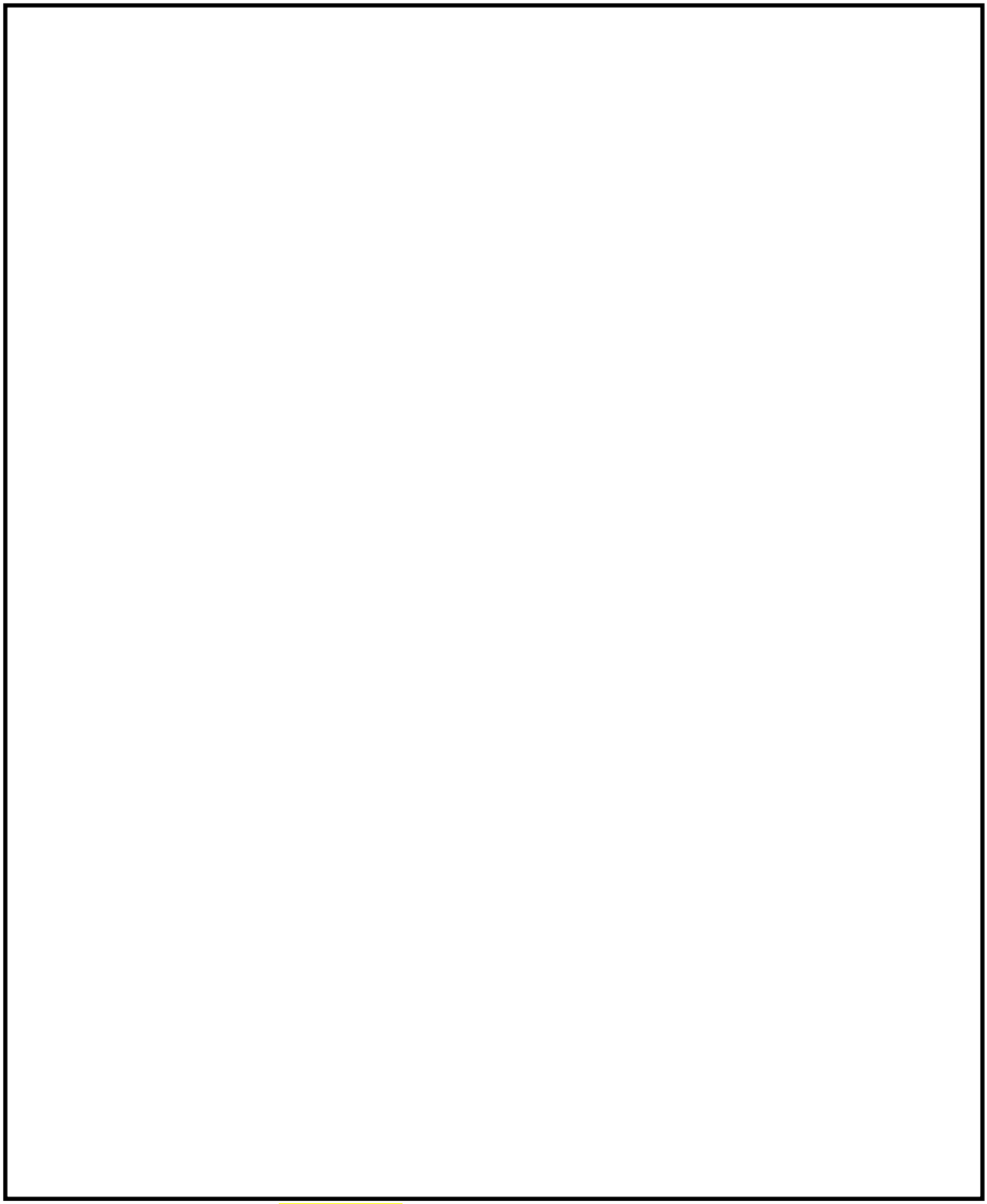
第１図　中央制御室から原子炉建屋原子炉棟入口までのアクセスルート（2／5）



第１図　中央制御室から原子炉建屋原子炉棟入口までのアクセスルート（3／5）



第１図　中央制御室から原子炉建屋原子炉棟入口までのアクセスルート（4／5）

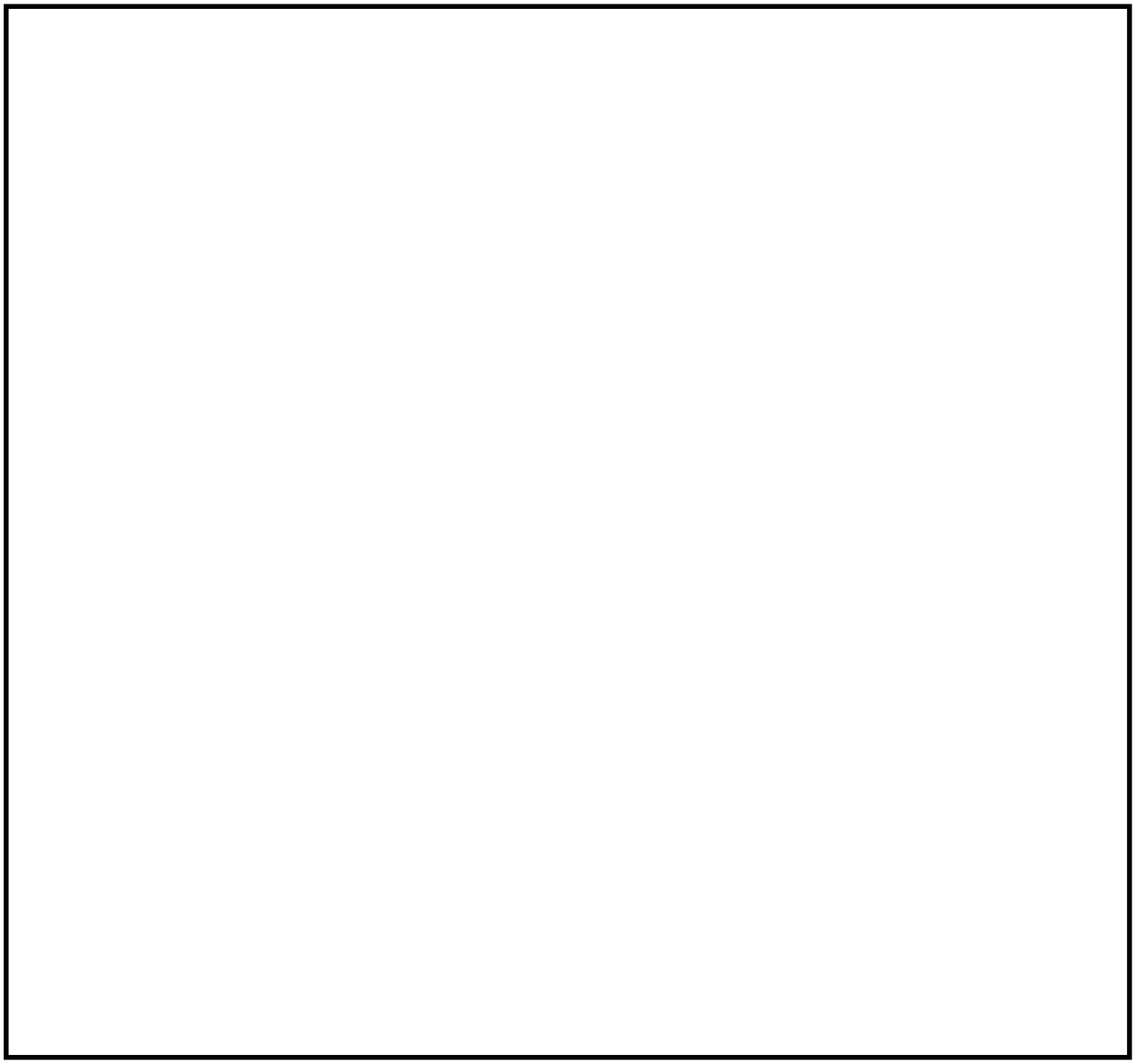


第１図　中央制御室から原子炉建屋原子炉棟入口までのアクセスルート（5／5）

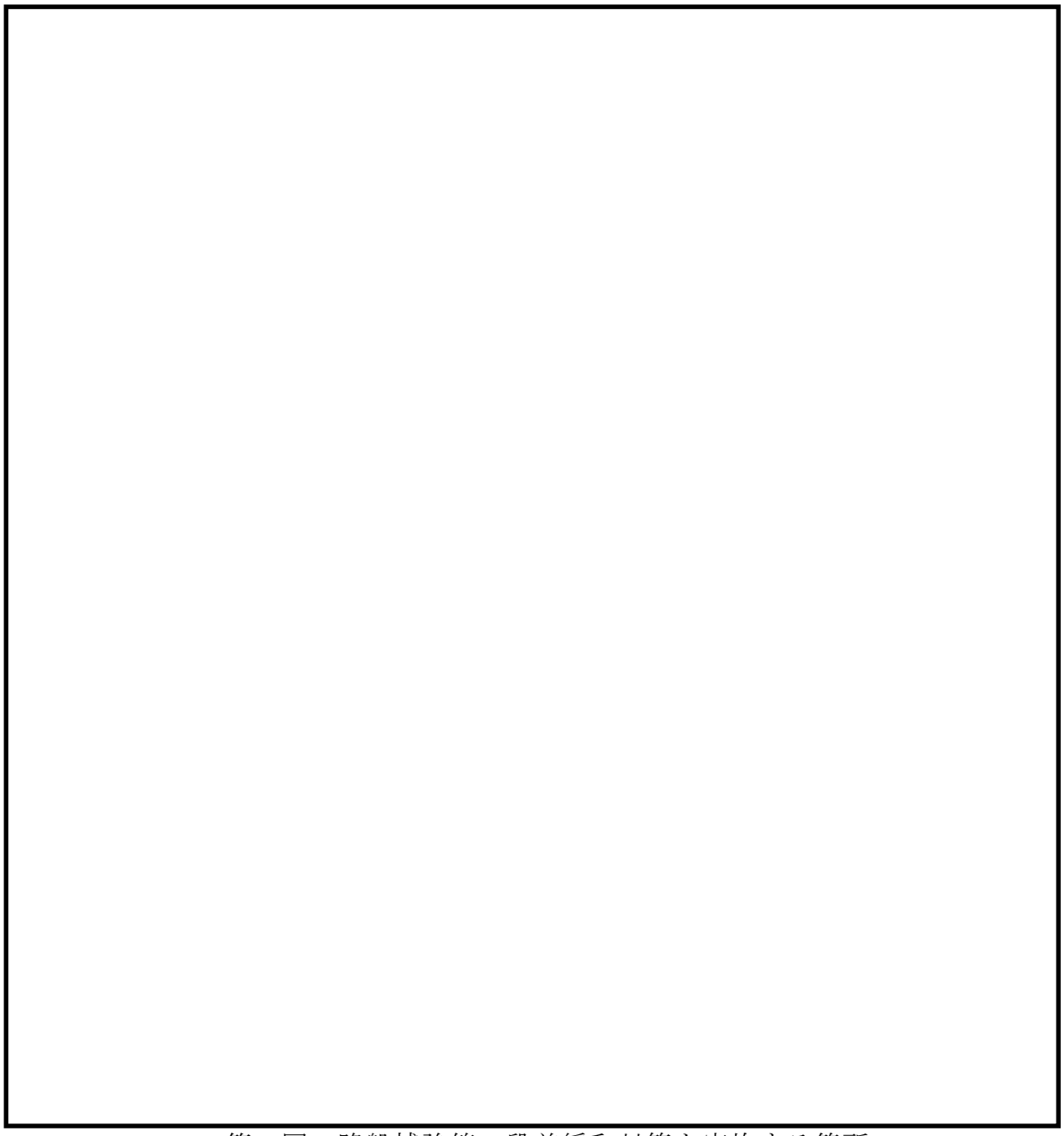
補足説明資料（7）

路盤補強等の対策箇所について

屋外アクセスルートにおいて，地震による不等沈下，浮き上がり，構造物の損壊により通行影響が想定される箇所を第 1 図，路盤補強等の段差緩和対策を実施する箇所を第 2 図に示す。



第 1 図　地震時に通行影響が想定される箇所
（図中の番号は，本文 第 5.4.3-1-1,2,3,7 表の構造物番号を示す）



第 2 図　路盤補強等の段差緩和対策を実施する箇所
（図中の番号は，本文 第 5.4.3-1-1,2,3,7 表の構造物番号を示す）

添付資料 1.0.3

東海第二発電所

予備品等の確保及び保管場所について

＜目　　次＞

１．重要安全施設 …… 1.0.3－1

２．予備品等の確保 …… 1.0.3－1

３．予備品等の保管場所 …… 1.0.3－2

第 1.0.3－1 表　重要安全施設一覧 …… 1.0.3－4

第 1.0.3－2 表　予備品及び予備品への取替えのために
必要な機材 …… 1.0.3－6

第 1.0.3－1 図　予備品等の保管場所 …… 1.0.3－7

補足１　予備品の確保等の考え方 …… 1.0.3－8

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

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

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

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

１．重要安全施設

上記の設置許可基準規則第十二条の解釈の表に規定された安全機能の重要度が特に高い安全機能に対応する具体的な系統・設備を第 1.0.3－1 表に示す。

２．予備品等の確保

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

事故収束を継続させるためには，機能喪失した重要安全施設の機能回復を図ることが有効な手段であるため，以下の方針に基づき重要安全施設の取替

え可能な機器，部品等の復旧作業を優先的に実施することとし，そのために必要な予備品を確保する。

・短期的には重大事故等対処設備で対応を行い，その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。

・単一の重要安全施設の機能を回復することによって，重要安全施設の多数の設備の機能を回復することができ，事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。

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

上記の方針に適合する系統として海水ポンプ室に設置している設備である残留熱除去系海水系，ディーゼル発電機海水系は自然災害の影響を受ける可能性があるため対象機器として選定し，予備品として保有することで復旧までの時間が短縮でき，成立性の高い作業で機能回復できる機器であり，機械的故障と電気的故障の要因が考えられる残留熱除去系海水系ポンプ電動機，ディーゼル発電機海水系ポンプ電動機を予備品として確保する。確保する予備品については，保全計画に基づく定期的な機能確認を行う。

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

また，予備品の取替え作業に必要な資機材として，がれき撤去のためのホイールローダ等，予備品取替時に使用する重機としてクレーン等，夜間の対応を想定した照明機器等及びその他作業環境を想定した資機材を確保する。（第 1.0.3－2 表）

３．予備品等の保管場所

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

保管場所については，可搬型重大事故等対処設備と同じであり，保管場所及び屋外アクセスルートの対策概要については，添付 1.0.2 可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルートについての「2.概要 2.1 保管場所及びアクセスルート」に記載する。

なお，予備品復旧場所へのアクセスルートについては，第 1.0.3－1 図に示すアクセスルートから複数のルートを確保してアクセスし，予備品の保管場所から復旧作業場所へ予備品を移動させて復旧する。

また，保管場所及びアクセスルートの点検管理については，「添付 1.0.2 可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルートについて」で記載している「保管場所及びアクセスルート等の点検について」と同じ点検管理を実施する。

第 1.0.3－1 表　重要安全施設一覧

安全機能 （設置許可基準規則第12条）	系統・設備
原子炉の緊急停止機能	制御棒及び制御棒駆動系
未臨界維持機能	制御棒及び制御棒駆動系 ほう酸水注入系
原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	逃がし安全弁（安全弁としての開機能）
原子炉停止後における除熱のため崩壊熱除去機能	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系 逃がし安全弁（手動逃がし機能） 自動減圧系（手動逃がし機能） 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）
原子炉停止後における除熱のための原子炉が隔離された場合の注水機能	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系
原子炉停止後における除熱のための原子炉が隔離された場合の圧力逃がし機能	逃がし安全弁（手動逃がし機能） 自動減圧系（手動逃がし機能）
事故時の原子炉の状態に応じた炉心冷却のための原子炉内高圧時における注水機能	高圧炉心スプレイ系 自動減圧系（逃がし安全弁）により原子炉を減圧し，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉へ注水を行う
事故時の原子炉の状態に応じた炉心冷却のための原子炉内低圧時における注水機能	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系（低圧注水モード） 高圧炉心スプレイ系
事故時の原子炉の状態に応じた炉心冷却のための原子炉内高圧時における減圧系を作動させる機能	自動減圧系（逃がし安全弁）
格納容器内又は放射線物質が格納容器内から漏れ出た場所の雰囲気中の放射性物質の濃度低減機能	原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス再循環系，非常用ガス処理系）
格納容器の冷却機能	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）
格納容器内の可燃性ガス制御機能	可燃性ガス濃度制御系
非常用交流電源から非常用の負荷に対し電力を供給する機能	非常用電源系（交流）
非常用直流電源から非常用の負荷に対し電力を供給する機能	非常用所内電源系（直流電源系統）
非常用の交流電源機能	ディーゼル発電機設備

安全機能 （設置許可基準規則第12条）	系統・設備
非常用の直流電源機能	直流電源設備
非常用の計測制御用直流電源機能	計測制御用電源設備
補機冷却機能	残留熱除去系海水系※　及び ディーゼル発電機海水系※
冷却用海水供給機能	残留熱除去系海水系※　及び ディーゼル発電機海水系※
原子炉制御室非常用換気空調機能	中央制御室換気系
圧縮空気供給機能	逃がし安全弁及び自動減圧機能のアキュムレータ並びに主蒸気隔離弁のアキュムレータ
原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の隔離機能	原子炉冷却材圧力バウンダリ隔離弁
原子炉格納容器バウンダリを構成する配管の隔離機能	原子炉格納容器バウンダリ隔離弁
原子炉停止系に対する作動信号（常用系として作動させるものを除く）の発生機能	安全保護系（スクラム機能）
工学的安全施設に分類される機器若しくは系統に対する作動信号の発生機能	安全保護系（非常用炉心冷却系作動，主蒸気隔離，原子炉格納容器隔離，原子炉建屋ガス処理系作動）
事故時の原子炉の停止状態の把握機能	起動領域計装 原子炉スクラム用電磁接触器の状態監視設備及び制御棒位置監視設備
事故時の炉心冷却状態の把握機能	原子炉水位計装（広帯域，燃料域） 原子炉圧力計装
事故時の放射能閉じ込め状態の把握機能	原子炉格納容器圧力計装 サプレッション・プール水温度計装 原子炉格納容器エリア放射線量率計装
事故時のプラント操作のための情報の把握機能	原子炉圧力計装 原子炉水位計装（広帯域，燃料域） 原子炉格納容器圧力計装 サプレッション・プール水温度計装 原子炉格納容器水素濃度計装 原子炉格納容器酸素濃度計装 主排気筒放射線モニタ計装

※　予備品（第1.0.3－2表　１．予備品）を保管する系統

第1.0.3－2 表　予備品及び予備品への取替のために必要な機材

１．予備品

名称	仕様	数量※	保管場所※
残留熱除去系海水系ポンプ用電動機	三相誘導電動機	2台	南側保管場所 (T.P.＋25m)
非常用ディーゼル発電機海水系ポンプ用電動機	三相誘導電動機	1台	南側保管場所 (T.P.＋25m)

２．がれき撤去用重機

名称	仕様	数量※	保管場所※
ホイールローダ	バケット容量 2.0m^3	2台	南側保管場所 (T.P.＋25m) 西側保管場所 (T.P.＋23m)
ブルドーザ	けん引力 23t	1台	南側保管場所 (T.P.＋25m) 西側保管場所 (T.P.＋23m)
油圧ショベル	バケット容量 0.16m^3	1台	南側保管場所 (T.P.＋25m)

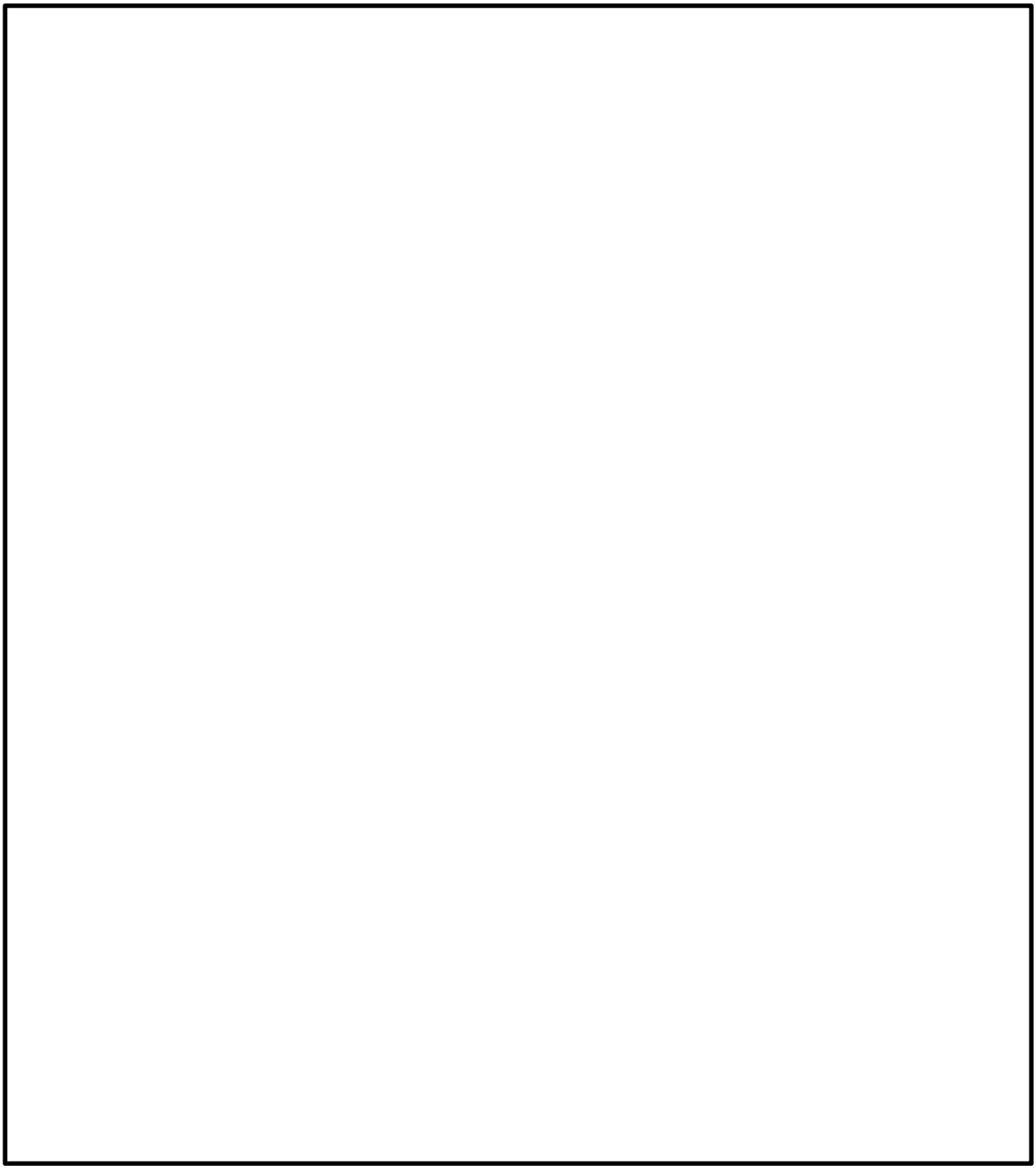
３．予備品取替時に使用する重機

名称	仕様	数量※	保管場所※
予備電動機交換用クレーン	最大吊り上げ荷重 220t	1台	南側保管場所 (T.P.＋25m)
予備電動機運搬用トレーラー	積載荷重 20t	1台	南側保管場所 (T.P.＋25m)

４．作業用照明

名　称	仕　様	数　量※	保管場所※
ヘッドライト	乾電池式	10個	緊急時対策所建屋 (T.P.＋23m)
充電式ＬＥＤスティックライト	充電式	4個	緊急時対策所建屋 (T.P.＋23m)
バッテリーライト（床置きタイプ）	充電式	4個	緊急時対策所建屋 (T.P.＋23m)

※　数量，保管場所については，今後の検討により変更となる可能性がある。



第 1.0.3－1 図　予備品等の保管場所

補足１

予備品の確保等の考え方

１．残留熱除去系及びディーゼル発電機の復旧に関する予備品の確保等について

東海第二発電所では，アクシデントマネジメント活動の一環として行われる復旧活動に際して，プラントの安全性確保に必要な機能を持つ系統・機器を復旧させる手順を「アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン」にて整備している。本ガイドラインには，事故収束を安定的に継続するために有効である残留熱除去系（以下「ＲＨＲ系」という。）及びディーゼル発電機（以下「ＤＧ」という。）の復旧手順も盛り込まれており，ＲＨＲ　Ａ系，Ｂ系の全ての除熱能力が喪失あるいは低下したとき，またはＤＧ全台の発電能力が喪失あるいは低下したとき，「ＲＨＲ系基本復旧手順フローチャート」及び「ＤＧ基本復旧手順フローチャート」により異常のある系統を判断し，「機器別故障原因特定マトリクス」にて故障個所の特定を行い，故障個所に応じた「復旧手順」にて復旧を行う構成としている。しかしながら，すべての系統・機器の故障モードを網羅して予備品を確保することは効率的ではないので，以下の方針に基づき重要安全施設の取替可能な機器，部品等の復旧作業を優先的に実施することとし，そのために必要な予備品を確保する。

・短期的には重大事故等対処設備で対応を行い，その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。

・単一の重要安全施設の機能を回復することによって，重要安全施設の多数の設備の機能を回復することができ，事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。

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

上記の方針に適合する系統としてＲＨＲ系海水系及びＤＧ海水系を選定し，予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき成立性の高い作業で機能回復できる機器として，ＲＨＲ系海水ポンプ電動機及びＤＧ海水系ポンプ電動機を予備品として確保する。

確保する予備品については，保全計画に基づく定期的な機能確認を行う。

なお，ＲＨＲ系については，防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていること，更にＲＨＲ系は３系統あることから，東日本大震災のように複数のＲＨＲ系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられるが，ある１系統のＲＨＲ系の電動機が浸水し，当該のＲＨＲ系が機能喪失に至った場合においても，他系統のＲＨＲ系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。

２．予備品を用いた復旧作業について

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

一方，予備品を用いたＲＨＲ系海水ポンプ電動機及びＤＧ海水系ポンプ電

動機の復旧作業は上記に該当せず,協力企業の支援による実施を考えている。しかしながら，本復旧作業は事故収束後のプラントの安定状態を継続する上で有効であることから，当社社員のみで対応できるように訓練等を通じて復旧手順の整備や作業内容把握，総合研修センターにおいて予備品の類似機器を用いた分解点検や組立作業訓練等を通じて現場技能向上への取り組みを継続的に実施していく。

添付資料 1.0.4

東海第二発電所

復旧作業に必要な資機材及び

外部からの支援について

＜目　　次＞

１．事故収束対応を維持するために必要な燃料，資機材‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.4－1
（１）重大事故発生後７日間の対応‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥

第 1.0.4－5 表　原子力災害対策活動で使用する資料
（緊急時対策所建屋）・・・・・・・1.0.4－18
第 1.0.4－6 表　放射線防護資機材等（中央制御室）・・・・・・・・・・・・・1.0.4－19
第 1.0.4－7 表　チェンジングエリア用資機材（中央制御室）・・・・・1.0.4－22
第 1.0.4－8 表　事業者間協力協定に基づき貸与される
原子力防災資機材・・・・1.0.4－24
第 1.0.4－9 表　原子力事業所災害対策支援拠点における必要な資機材,
通信機器の整備状況等・1.0.4－25
第 1.0.4－1 図　飛行場外離着陸場の位置・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・1.0.4－26
第 1.0.4－2 図　原子力災害発生時における発電所外からの支援体制1.0.4－27
第 1.0.4－3 図　防災組織全体図・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・1.0.4－28
第 1.0.4－4 図　原子力事業所災害対策支援拠点　体制図・・・・・・・・・1.0.4－29
別紙 1　原子力事業所災害対策支援拠点について・・・・・・・・・・・・・・・・1.0.4－30

１．事故収束対応を維持するために必要な燃料，資機材

（１）重大事故発生後 7 日間の対応

東海第二発電所では，重大事故等が発生した場合において，当該事故等に対処するためにあらかじめ用意された手段（重大事故等対処設備，予備品，燃料等）により，事故発生後7日間における事故収束対応を実施する。あらかじめ用意された手段のうち，重大事故等対処設備については，技術的能力1.1「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手段等」から1.19「通信連絡に関する手順等」にて示す。

発電所内に保有する燃料量については，第1.0.4－1表に示すとおり，保守的に事故発生後7日間連続して運用する条件で算出した重大事故等に対処するために必要となる燃料量を上回る。

放射線管理用資機材及びチェンジングエリア用資機材，その他資機材，原子力災害対策活動で使用する資料の数量とその考え方については，第1.0.4－2表～第1.0.4－7表に示すとおり，外部からの支援なしに事故発生後7日間の活動に必要な資機材等を緊急時対策所建屋等に配備している。重大事故等発生時において，現場作業では作業環境が悪化していることが予想され，災害対策要員は環境に応じた放射線防護具を着用する必要がある。災害対策要員は，添付資料1.0.13「災害対策要員の作業時における装備について」に示す着用基準に従い，これらの資機材の中から必要なものを装備し，作業を実施する。東海第二発電所では，第1.0.4－2表～第1.0.4－7表に示す緊急時対策所建屋，中央制御室の資機材を，常時配備する。

重大事故等の対応に必要な水源については，北側淡水池及び高所淡水池，等の淡水源に加え最終的に海水に切り替えることにより水源が枯渇することがないよう手順を整備することとしている。具体的には，技術

的能力1.13「重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて示す。

（２）重大事故等発生後７日間以降の対応

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

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

２．プラントメーカ及び協力会社による支援

重大事故等発生時における外部からの支援については，プラントメーカ，協力会社等から重大事故等発生後に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や要員の派遣等について，協議・合意の上，支援計画を定め，東海第二発電所の技術支援に関するプラントメーカ及び協力会社との覚書を締結し，重大事故等発生後に必要な支援が受けられる体制を整備している。

また，プラントメーカ及び協力会社等からの支援については，作業現場の放射線量を考慮して支援を受けることとする。

なお，プラントメーカ及び協力会社から支援を受ける場合に必要となる資機材については，あらかじめ緊急時対策所建屋に確保している資機材の余裕分を活用するのと合わせ，必要に応じて資機材の追加調達を本店総合災害対策本部に要請して調達する。

（１）プラントメーカによる支援

重大事故等発生時における当社が実施する事態収拾活動を円滑に実施するため，プラントの状況に応じた事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援を迅速に得られるよう，プラントメーカ（日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社）との間で支援体制を整備するとともに，平常時より必要な連絡体制を整備している。

ａ．支援体制

（平時体制）

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

（緊急時体制）

・原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）10条第1項又は15条第1項に定める事象（おそれとなる事象が発生した場合も含む）が発生した場合に技術支援を要請。適宜，通報訓練を実施しいく。

・緊急時に状況評価及び復旧対策に関する助言，電気・機械・計装設備，その他の技術的情報の提供等により当社を支援。

・技術支援については，本店総合災害対策本部のみならず，必要に応じて発電所災害対策本部でも実施可能。

・中長期対応として，事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援体制の更なる拡充をメーカと協議する。

（２）協力会社による支援

重大事故等発生時における当社が実施する事態収拾活動を円滑に実施するため，事故収束及び復旧対策活動の協力が得られるよう，協力会社と支援内容に関する覚書等を締結し，支援体制を整備するとともに，平常時より必要な連絡体制を整備している。

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

ａ．放射線測定，管理業務等の支援体制

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

ｂ．緊急時に係る設備の修理・復旧等の支援体制

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

（Ⅰ）電気設備，機械設備及び計装設備の応急復旧に関する事項

（Ⅱ）事態収拾現場の照明等の作業環境確保に関する事項

（Ⅲ）放射線測定，放射線作業管理に関する事項

（Ⅳ）水質分析に関する事項

（Ⅴ）建物，構築物等の応急復旧に関する事項

（Ⅵ）通信設備等の応急復旧に関する事項

（Ⅶ）その他受託業務全般に関する事態収拾に必要な事項

ｃ．要員等の輸送に係る支援体制

東海第二発電所で原子力災害が発生した場合又は，発生のおそれがある場合，要員の運搬及び資機材の輸送について支援を迅速に得られるよう，協力会社と協定等を結んでいる。

支援拠点に集まった発電所の事故収束対応を維持するために必要な燃料，食糧その他の消耗品を含めた資機材，予備品について，継続的な重大事故等対策の実施を妨げないよう発電所に適宜輸送する。

ヘリコプターによる空輸を実施する場合には，東京ヘリポート（東京都江東区）（所要時間：約1時間）及びつくば市内のヘリポート（茨城県つくば市）（所要時間：約30分）に常駐のヘリコプターを優先して使用する契約を締結しており，発電所構内の飛行場外離着陸場間を往復する。災害時における発電所近隣の飛行場外離着陸場として東海村内の1か所（当社敷地内）と，発電所構内の飛行場外離着陸場の1か所について，協力会社から東京航空局へ飛行場外離着陸許可申請書を提出し，許可を得ている。第1.0.4－1図に飛行場外離着陸場の位置を示す。

ｄ．燃料調達に係る支援体制

東海第二発電所に重大な災害が発生した場合又は発生のおそれがある場合における燃料調達手段として，当社と取引のある燃料供給会社

の油槽所等と燃料の優先調達の契約を締結する。

また，東海第二発電所の備蓄及び近隣からの調達を強化している。

ｅ．消火活動に係る支援体制

東海第二発電所の構内（建物内含む）で火災が発生した場合の消火活動に関する支援について協力会社と契約を結んでいる。

なお，消火活動としては平時より，東海第二発電所で訓練を実施するとともに，24時間交代勤務体制が取られているため，迅速な初動活動が可能である。

ｆ．注水活動に係る支援体制

東海第二発電所に重大な災害が発生した場合に，原子炉や使用済燃料プール注水活動の支援について協力会社と契約を結んでいる。

なお，可搬型代替注水ポンプ等の取扱いについては平時より，東海第二発電所で訓練を実施するとともに，24時間交代勤務体制が取られているため，迅速な初動活動が可能である。

３．原子力事業者による支援

上記のプラントメーカや協力会社等からの支援のほか,原子力事業者で「原子力災害時における原子力事業者間協力協定」を締結し，他の原子力事業者による支援を受けられる体制を整備している。第 1.0.4－2 図に原子力災害発生時における発電所外からの支援体制を示す。

（目的）

国内原子力事業所（事業所外運搬を含む。）において，原子力災害が発

生した場合，協力事業者が発災事業者に対し，協力要員の派遣，資機材の貸与その他当該緊急事態応急対策の実施に必要な協力を円滑に実施し，原子力災害の拡大防止及び復旧対策に努める。

（発災事業者による協力要請）

・各社の原子力事業者防災業務計画に定める警戒事象が発生した場合，発災事業者は速やかにその情報を他の原子力事業者に連絡する。

・発災事業者は，原災法10条に基づく通報を実施した場合，ただちに他の協定事業者に対し，協力要員の派遣及び資機材の貸与に係る協力要請を行う。

（協力の内容）

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

・環境放射線モニタリングに関する協力要員の派遣

・周辺地域の汚染検査及び汚染除去に関する協力要員の派遣

・第1.0.4－8表に示す資機材の貸与　他

（支援本部の活動）

・幹事事業者

発災事業所の場所ごとに，あらかじめ支援本部幹事事業者，支援本部副幹事事業者を設定している（当社東海第二発電所が発災した場合は，それぞれ東京電力株式会社，中部電力株式会社としている）。

幹事事業者は副幹事事業者と協力し，協力要員及び貸与された資機材の受入と協力に係る業務の基地となる原子力事業所支援本部（以下

「支援本部」という。）を設置し，運営する。なお，幹事事業者が被災するなど業務の遂行が困難な場合は，副幹事事業者が幹事事業者の任に当たり，幹事事業者以外の事業者の中から副幹事事業者を選出することとしている。また支援期間が長期化する場合は，幹事事業者，副幹事事業者を交代することができる。

・支援本部の運営について

発災事業者は，協力を要請する際に，候補地の中から支援本部の設置場所を決定し伝える。当社は，あらかじめ支援本部候補地を6箇所程度設定している。

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

４．その他組織による支援

原子力事業者は，福島第一原子力発電所の事故対応の教訓を踏まえ，原子力災害が発生した場合に多様かつ高度な災害対応を可能とする原子力緊急事態支援組織を設立することとし，平成 25 年 1 月に，原子力緊急事態支援センター（以下「支援センター」という。）を共同で設置した。

支援センターは，平成 28 年 3 月に体制の強化及び資機材の更なる充実化を図り，平成 28 年 12 月より美浜原子力緊急事態支援センター（以下「美浜支援センター」という。）として本格的に運用を開始した。

美浜支援センターは，発災事業者からの原子力災害対策活動に係る要請を受けて以下の内容について支援する。

なお，美浜支援センターにおいて平時から実施している，遠隔操作による災害対策活動を行うロボット操作技術等の訓練には当社の災害対策要員も参加し，ロボット操作技術の習得による原子力災害対策活動能力の向上を図っている。

（発災事業者からの支援要請）

発災事業者は，原災法10条に基づく通報後，原子力緊急事態支援組織の支援を必要とするときは，美浜支援センターに原子力災害対策活動に係る支援を要請する。

（美浜支援センターによる支援の内容）

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

・美浜支援センターから原子力事業所災害対策支援拠点（以下「後方支援拠点」という。）までの，美浜支援センター要員の派遣や資機材の搬送。
・後方支援拠点から発災事業所の災害現場までの資機材の搬送。
・発災事業者の災害現場における放射線量をはじめとする環境情報収集の支援活動。
・発災事業者の災害現場における作業を行う上で必要となるアクセスルートの確保作業の支援活動。
・支援組織の活動に必要な範囲での，放射性物質の除去等の除染作業の支援活動。

美浜支援センターの支援体制は以下のとおり。

（事故時）

・原子力災害発生時，事故が発生した事業者からの出動要請を受け，要員及び資機材を美浜支援センターから迅速に搬送する。

・事故が発生した事業者の指揮の下，協働で遠隔操作可能なロボット等を用いて現場状況の偵察，空間線量率の測定，がれき等屋外障害物の除去によるアクセスルートの確保，屋内障害物の除去や機材の運搬等を行う。

（平常時）

・緊急時の連絡体制（24時間体制）を確保し，出動計画を整備する。

・ロボット等の操作訓練や必要な資機材の調達・維持管理を行う。・訓練等で得られたノウハウや経験に基づく改良を行う。

（要員）

・21名

（資機材）

・遠隔操作資機材（小型・中型ロボット，無線重機，無線ヘリコプター）

・現地活動用資機材（放射線防護用資機材，放射線管理・除染用資機材，作業用資機材，一般資機材）

・搬送用車両（ワゴン車，大型トラック，（重機搬送車両），中型トラック）

５．原子力事業所災害対策支援拠点

福島第一原子力発電所事故において，発電所外からの支援に係る対応拠点としてＪヴィレッジを活用したことを踏まえ，東海第二発電所においても同

様な機能を配置する候補地点をあらかじめ選定し，必要な要員及び資機材を確保する。

候補地点の選定に当たっては，原子力災害発生時における風向及び放射性物質の放出範囲等を考慮し，東海第二発電所からの方位，距離（約 20ｋｍ圏内外）が異なる地点を複数選定する。

別紙１に，支援拠点の候補地を記した地図を示す。東海第二発電所原子力事業者防災業務計画においては，日本原子力発電株式会社 地域共生部（茨城事務所）（茨城県水戸市），東京電力パワーグリッド株式会社 茨城総支社日立事務所別館（茨城県日立市），東京電力パワーグリッド株式会社 茨城総支社別館（茨城県水戸市），東京電力パワーグリッド株式会社 常陸大宮事務所（茨城県常陸大宮市），株式会社日立製作所　電力システム社日立事業所（茨城県日立市），株式会社日立パワーソリューションズ　勝田事業所（茨城県ひたちなか市）を支援拠点の候補地として定めている。

原災法 10 条に基づく通報の判断基準に該当する事象が発生した場合，本店対策本部長は，原子力事業所災害対策の実施を支援するための発電所周辺の拠点として支援拠点の設置を指示し，支援拠点の適任者を指名する。また，本店対策本部長は，外部支援計画を策定して支援拠点の責任者に実行を指示するとともに，発電所の災害対応状況，要員及び資機材の確保状況等を踏まえて，効果的な支援ができるように適宜見直しを行う。

支援拠点の責任者は，外部支援計画に基づき，また，災害対応状況等を踏まえながら，支援拠点の設置場所及び活動場所を，放射性物質が放出された場合の影響，周囲の道路状況等を踏まえた上で決定し，発電所，本店及び関係機関と連携をして，発電所における災害対策活動の支援を実施する。第1.0.4－3図に防災組織全体図を，第1.0.4－4図に支援拠点の体制図を示す。

また，支援拠点で使用する主な原子力関連資機材は地域共生部 茨城事務所

等にて確保しており，定期的に保守点検を行い，常に使用可能な状態に整備している。第 1.0.4－9 表に原子力事業所災害対策支援拠点における必要な資機材，通信機器の整備状況等を示す。

なお，資機材の消耗については，発電所内であらかじめ用意された資機材により，事故発生後 7 日間は事故収束対応が維持でき，また，事象発生後 6 日間までに外部から支援を受けられる計画としている。

第 1.0.4－1 表　発電所構内に保有する燃料（事象発生後 7 日間の対応）

燃料タンク	必要量※1	容　　量	備　　考
軽油貯蔵タンク	約 755.5ｋＬ（以下の合計） ・非常用ディーゼル発電機（2 台） 1,440.4Ｌ／ｈ（燃料消費率）×168ｈ（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 484.0ｋＬ ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（1 台） 775.6Ｌ／ｈ（燃料消費率）×168ｈ（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3ｋＬ ・常設代替高圧電源装置（2 台） 420.0Ｌ／ｈ（燃料消費率）×168ｈ（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 141.2ｋＬ	約 800ｋＬ （約 400ｋＬ／基 ×2 基）	・重大事故等対策の有効性評価で，最大の燃料消費量 ・記載の燃料消費率は定格出力での消費率
可搬型設備用軽油タンク	約 174.6ｋＬ（以下の合計） ・可搬型代替注水中型ポンプ（注水／補給用） 35.7Ｌ／ｈ（燃料消費率）×168ｈ（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 12.0ｋＬ ・可搬型代替注水大型ポンプ（注水／補給用） 218Ｌ／ｈ（燃料消費率）×168ｈ（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6ｋＬ ・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） 218Ｌ／ｈ（燃料消費率）×168ｈ（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6ｋＬ ・可搬型代替低圧電源車（電源用） 110Ｌ／ｈ（燃料消費率）×168ｈ（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 37.0ｋＬ ・可搬型代替低圧電源車（窒素供給装置用電源） 110Ｌ／ｈ（燃料消費率）×168ｈ（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 18.5ｋＬ ・その他 約 33.9ｋＬ	約 210ｋＬ （約 30ｋＬ／基 ×7 基※2）	・重大事故等対処時に，可搬型代替低圧電源車，可搬型代替注水大型ポンプ，可搬型窒素供給装置，重機，消防設備等を全て使用した場合の燃料消費量 ・重大事故等対策の有効性評価で期待する設備を含めた必要量 ・記載の燃料消費率は定格出力での消費率
緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク	0.411ｋＬ／ｈ（燃料消費率）×168ｈ＝約 70ｋＬ	約 150ｋＬ （約 75ｋＬ／基 ×2 基）	・記載の燃料消費率は定格出力での消費率

※1 重大事故等の対応において，保守的に 7 日間運転した場合の燃料消費量

※2 可搬設備用軽油タンクは西側保管場所及び南側保管場所に４基ずつ配置し，計８基を設置する。8 基のうち 1 基は予備とする。

第 1.0.4－2 表　放射線防護資機材等（緊急時対策所建屋）

○放射線防護具類

品　名	配備数※1	
	緊急時対策所建屋	中央制御室※2
タイベック	1,155着※3	17 着※15
靴下	2,310足※4	34 足※16
帽子	1,155個※5	17 個※17
綿手袋	1,155双※6	17 双※18
ゴム手袋	2,310双※7	34 双※19
全面マスク	330個※8	17 個※17
チャコールフィルタ	2,310個※9	34 個※20
アノラック	462着※10	17 着※15
長靴	132足※11	9 足※21
胴長靴	12足※12	9 足※21
遮蔽ベスト	15着※13	―
自給式呼吸用保護具	―	9 式※22
バックパック	66個※14	17個※17

※1　今後，訓練等で見直しを行う。
※2　運転員等は交替のために中央制御室に向かう際に，緊急時対策所建屋より防護具類を持参する。
※3　110名（要員数）×7日×1.5倍＝1,155着
※4　110名（要員数）×7日×2倍（2足を1セットで使用）×1.5倍＝2,310足
※5　110名（要員数）×7日×1.5倍＝1,155個
※6　110名（要員数）×7日×1.5倍＝1,155双
※7　110名（要員数）×7日×2倍（2双を1セットで使用）×1.5倍＝2,310双
※8　110名（要員数）×2日（3日目以降は除染にて対応）×1.5倍＝330個
※9　110名（要員数）×7日×2倍(2個を1セットで使用)×1.5倍＝2,310個
※10　44名（現場の災害対策要員から自衛消防隊員を除いた数）×7日×1.5倍＝462着
※11　44名（現場の災害対策要員から自衛消防隊員を除いた数）×2倍（現場での交替を考慮）×1.5倍（基本再使用，必要により除染）=132足
※12　4名（重大事故等対応要員4名：放水砲対応）×2倍（現場での交替を考慮）×1.5倍（基本再使用，必要により除染）=12足
※13　10名（重大事故等対応要員10名：放水砲，アクセスルート確保，電源確保，水源確保対応））×1.5倍（基本再使用，必要により除染）=15着
※14　44名（現場の災害対策要員から自衛消防隊員を除いた数）×1.5倍＝66個

※15　11名（中央制御室要員数）×1.5倍=16.5→17着
※16　11名（中央制御室要員数）×2倍（2足を1セットで使用）×1.5倍=33足→34足
※17　11名（中央制御室要員数）×1.5倍=16.5→17個
※18　11名（中央制御室要員数）×1.5倍=16.5→17双
※19　11名（中央制御室要員数）×2倍（2双を1セットで使用）×1.5倍=33双→34双
※20　11名（中央制御室要員数）×2倍（2個を1セットで使用）×1.5倍=33個→34個
※21　6名（運転員（現場）3名＋重大事故対応要員3名：屋内現場対応）×1.5倍=9足
※22　6名（運転員（現場）3名＋重大事故対応要員3名：屋内現場対応）×1.5倍=9式

・放射線防護具類の配備数の妥当性の確認について
【緊急時対策所建屋】
全体体制（1日目），東海第二発電所の緊急時対策要員数は110名であり，緊急時対策所の災害対策本部本部員及び各作業班要員47名，現場要員55名（うち自衛消防隊11名を含む。）及び発電所外での活動を行うオフサイトセンターへの派遣要員8名で構成されている。このうち，現場要員から自衛消防隊員を除いた44名は，1日に4回現場に行くことを想定する。また，全要員は，12時間に1回交替することを想定する。
プルーム通過以降（2日目以降）について，現場要員から自衛消防隊員を除いた44名は，1日に2回現場に行くことを想定する。なお，交替時の放射線防護具類については，交替要員が発電所外から発電所に向かう際（往路）に，発電所外へ移動する（復路）分の防護具類を持参し，原則緊急時対策所建屋内の防護具類は使用しないため考慮しない。
タイベック等（帽子，綿手袋）の配備数は，以下のとおり，上記を踏まえ算出した必要数を上回っており妥当である。
44名×4回＋110名×2交替＋44名×2回×6日＝924 ＜ 1,155
靴下及びゴム手袋は二重にして使用し，チャコールフィルタは2個装着して使用する。靴下等の配備数は，以下のとおり，必要数を上回っており妥当である。
（44名×4回＋110名×2交替＋44名×2回×6日）×2＝1,848 ＜ 2,310
全面マスクは，再使用するため，必要数は交替を考慮して220個（要員数分×2倍）であり，配備数（330個）は必要数を上回っており妥当である。
アノラック，長靴，胴長靴，遮蔽ベスト，自給式呼吸用保護具及びバックパックの配備数は，それぞれ想定する使用者数を上回るよう設定しており妥当である（※10～14参照）。

○放射線計測器（被ばく管理・汚染管理）

品　名	配備数※1	
	緊急時対策所建屋	中央制御室
個人線量計	330台※3	33 台※8
ＧＭ汚染サーベイメータ	5台※4	3 台※9
電離箱サーベイメータ	5台※5	3 台※10
緊急時対策所エリアモニタ	2台※6	—
可搬型モニタリング・ポスト※2	2台※6	—
ダストサンプラ	2台※7	2 台※7

※1　今後，訓練等で見直しを行う
※2　緊急時対策所建屋の可搬型モニタリング・ポスト（加圧判断用）については「監視測定設備」の可搬型モニタリング・ポストと兼用する。
※3　110名（要員数）×2台（交替時用）×1.5倍＝330台

※4　身体の汚染検査用に3台＋2台（予備）＝5台
※5　現場作業等用に4台＋1台（予備）＝5台
※6　加圧判断用に1台＋１台（予備）＝2台
※7　室内のモニタリング用に1台＋1台（予備）＝2台
※8　11 名（中央制御室要員数）×2 台（交替時用）×1.5 倍＝33 台
※9　身体の汚染検査用に2台＋1台（予備）＝3台
※10　現場作業等用に2台＋1台（予備）＝3台

○薬品防護具類

品　名※2	配備数※1	
	緊急時対策所建屋	中央制御室
化学防護服	30セット※2, 3	9 セット※2, 4
化学防護手袋		
化学防護長靴		
防毒マスク		
吸収缶（塩素，塩化水素，アンモニア等）		

※1　今後，訓練等で見直しを行う。
※2　装備品一式を1セットとして配備する。
※3　（10名（庶務班）＋8名（保修班）＋2名（放射線管理班））×1.5倍（基本再使用，必要により除染）＝30セット
※4　（3名（運転員（現場））＋3名（重大事故等対応要員（運転操作）））×1.5倍（基本再使用，必要により除染）=9セット

第1.0.4－3表　チェンジングエリア用資機材（緊急時対策所）

○チェンジングエリア用資機材

	名称	数量※1
エリア設営用	バリア	8個※2
	簡易シャワー	1式※3
	簡易水槽	1個※3
	バケツ	1個※3
	水タンク	1式※3
	可搬型空気浄化装置	3台※4
消耗品	はさみ，カッター	各3本※5
	筆記用具	2式※6
	養生シート	4巻※7
	粘着マット	3枚※8
	脱衣収納袋	9個※9
	難燃袋	525枚※10
	難燃テープ	12巻※11
	クリーンウェス	31缶※12
	吸水シート	924枚※13

※1　今後，訓練等で見直しを行う。
※2　各エリア間の5個×1.5倍＝7.5個→8個
※3　エリアの設営に必要な数量
※4　2台×1.5倍＝3台
※5　設置作業用，脱衣用，除染用の3本
※6　サーベイエリア用，除染エリア用の2式
※7　105.5 m^2（床，壁の養生面積）×2（補修張替え等）÷90 m^2／巻×1.5倍≒4巻
※8　2枚(設置箇所数)×1.5倍＝3枚
※9　9個(設置箇所数　修繕しながら使用)
※10　50枚／日×7日×1.5倍＝525枚
※11　57.54 m（養生エリアの外周距離）×2（シートの継ぎ接ぎ対応）×2（補修張替え等）÷30m／巻×1.5倍＝11.5→12巻
※12　110名（要員数）×7日×8枚（マスク，長靴，両手，身体の拭き取りに各2枚）÷300（枚／缶）×1.5倍＝30.8→31缶
※13　簡易シャワーの排水をシートに吸水させることで固体廃棄物として処理する。
110名（要員数）×7日×40ℓ(1回除染する際の排水量)÷50ℓ(シート1枚の給水量)×1.5倍＝924枚

第1.0.4－4表　その他資機材等（緊急時対策所）

○緊急時対策所

名　称	仕様等	保管数
酸素濃度計	仕様等 ・検知範囲：0.0～40.0vol％ ・表示精度：±0.1vol％ ・電源　　：乾電池（単四：2本） 測定可能時間：約3,000時間※2 ・検知原理：ガルバニ電池式 ・管理目標：19vol%以上（鉱山保安法施行規則を準拠）	2台※1
二酸化炭素濃度計	仕様等 ・検知範囲：0.0～5.0vol％ ・表示精度：±3.0％F.S ・電源　　：乾電池（単三：4本） 測定可能時間：約12時間※2 ・検知原理：NDIR（非分散型赤外線） ・管理目標：1.0vol%以下（鉱山保安法施行規則を準拠）	2台※1
大型モニタ	要員が必要な情報を共有するため	1式
一般テレビ（回線，機器）	報道や気象情報を入手するため	1式
社内パソコン	社内情報共有に必要な資料・書類を作成するため。	1式
飲食料	プルーム通過中に災害対策本部から退出する必要がないよう，災対要員の1日分以上の食料及び飲料水を災害対策本部内に保管する。 ・110名（災対要員数）×7日×3食 ・110名（災対要員数）×7日×2本 （1.5ℓ/本）※3	2,310食 1,540本
簡易トイレ	プルーム通過中に災害対策本部から退出する必要がないように，連続使用可能な簡易トイレを配備する。	一式
よう素剤	交替要員考慮し要員数の約2倍 ・110名（災対要員数）×（（初日：2錠＋2日目以降：1錠×6日）×2交替	1,760錠

※1　故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として予備1個も含め，2台を保有する。

※2　乾電池切れの場合，予備を稼働させ，乾電池交換を実施する。

※3　飲料水1.5ℓ容器での保管の場合（要員1名当たり1日3ℓを目安に配備）

第 1.0.4－5 表　原子力災害対策活動で使用する資料（緊急時対策所）

資　　料　　名	
1．組織及び体制に関する資料	（１）原子力発電所施設を含む防災業務関係機関の緊急時対応組織資料 ① 東海第二発電所原子力事業者防災業務計画 ② 東海第二発電所原子炉施設保安規定 ③ 災害対策規程 ④ 東海第二発電所災害対策要領 ⑤ 東海発電所・東海第二発電所防火管理要領 ⑥ 東海第二発電所非常時運転手順書 （２）緊急時通信連絡体制資料 ① 東海第二発電所災害対策要領 ② 東海・東海第二発電所災害・事故・故障・トラブル時の通報連絡要領
2．放射能影響推定に関する資料	（１）気象観測関係資料 ①気象観測データ （２）環境モニタリング資料 ① 空間線量モニタリング配置図 ② 環境試料サンプリング位置図 ③ 環境モニタリング測定データ （３）発電所設備資料 ① 主要系統模式図 ② 原子炉設置（変更）許可申請書 ③ 系統図 ④ 施設配置図 ⑤ プラント関連プロセス及び放射線計測配置図 ⑥ 主要設備概要 ⑦ 原子炉安全保護系ロジック一覧表 （４）周辺人口関連データ ① 方位別人口分布図 ② 集落別人口分布図 ③ 周辺市町村人口表 （５）周辺環境資料 ① 周辺航空写真 ② 周辺地図（2万5千分の１） ③ 周辺地図（5万分の１） ④ 市町村市街図
3．事業所外運搬に関する資料	（１）全国道路地図 （２）海図（日本領海部分） （３）ＮＦＴ－３２Ｂ型核燃料輸送物設計承認書

第 1.0.4－6 表　放射線防護資機材等（中央制御室）

○放射線防護具類

品　名	配備数※1	
	緊急時対策所建屋	中央制御室※2
タイベック	1,155着※3	17 着※15
靴下	2,310足※4	34 足※16
帽子	1,155個※5	17 個※17
綿手袋	1,155双※6	17 双※18
ゴム手袋	2,310双※7	34 双※19
全面マスク	330個※8	17 個※17
チャコールフィルタ	2,310個※9	34 個※20
アノラック	462着※10	17 着※15
長靴	132足※11	9 足※21
胴長靴	12足※12	9 足※21
遮蔽ベスト	15着※13	—
自給式呼吸用保護具	—	9 式※22
バックパック	66個※14	17個※17

※1　今後，訓練等で見直しを行う。
※2　運転員等は交替のために中央制御室に向かう際に，緊急時対策所建屋より防護具類を持参する。
※3　110名（要員数）×7日×1.5倍＝1,155着
※4　110名（要員数）×7日×2倍（2足を1セットで使用）×1.5倍＝2,310足
※5　110名（要員数）×7日×1.5倍＝1,155個
※6　110名（要員数）×7日×1.5倍＝1,155双
※7　110名（要員数）×7日×2倍（2双を1セットで使用）×1.5倍＝2,310双
※8　110名（要員数）×2日（3日目以降は除染にて対応）×1.5倍＝330個
※9　110名（要員数）×7日×2倍(2個を1セットで使用)×1.5倍＝2,310個
※10　44名（現場の災害対策要員から自衛消防隊員を除いた数）×7日×1.5倍＝462着
※11　44名（現場の災害対策要員から自衛消防隊員を除いた数）×2倍（現場での交替を考慮）×1.5倍（基本再使用，必要により除染）=132足
※12　4名（重大事故等対応要員4名：放水砲対応）×2倍（現場での交替を考慮）×1.5倍（基本再使用，必要により除染）=12足
※13　10名（重大事故等対応要員10名：放水砲，アクセスルート確保，電源確保，水源確保対応））×1.5倍（基本再使用，必要により除染）=15着
※14　44名（現場の災害対策要員から自衛消防隊員を除いた数）×1.5倍＝66個

※15　11名（中央制御室要員数）×1.5倍=16.5→17着
※16　11名（中央制御室要員数）×2倍（2足を1セットで使用）×1.5倍=33足→34足
※17　11名（中央制御室要員数）×1.5倍=16.5→17個
※18　11名（中央制御室要員数）×1.5倍=16.5→17双
※19　11名（中央制御室要員数）×2倍（2双を1セットで使用）×1.5倍=33双→34双
※20　11名（中央制御室要員数）×2倍（2個を1セットで使用）×1.5倍=33個→34個
※21　6名（運転員（現場）3名＋重大事故対応要員3名：屋内現場対応）×1.5倍=9足
※22　6名（運転員（現場）3名＋重大事故対応要員3名：屋内現場対応）×1.5倍=9式

・放射線防護具類の配備数の妥当性の確認について
【中央制御室】
中央制御室には初動対応に必要な数量を配備することとし，初動対応以降は交替要員が中央制御室に向かう際に，緊急時対策所建屋より防護具類を持参することで対応する。
中央制御室の要員数は11名であり，運転員等（中央制御室）4名と運転員（現場）3名，情報班員1名，重大事故等対対応要員3名で構成されている。このうち，運転員等（現場）は，1回現場に行くことを想定する。また，全要員の交替時の防護具類を考慮する。
タイベック等（帽子，綿手袋）の配備数は，以下のとおり，上記を踏まえ算出した必要数を上回っており妥当である。
11名×1回（交替時）＋3名×1回（現場）＝14 ＜ 17
靴下及びゴム手袋は二重にして使用し，チャコールフィルタは2個装着して使用する。靴下等の配備数は，以下のとおり，必要数を上回っており妥当である。
（11名×1回（交替時）＋3名×1回（現場））×2倍＝28 ＜ 34
全面マスク及びバックパックは，再使用するため，必要数は11個であり，配備数（17個）は必要数を上回っており妥当である。
長靴，胴長靴及び自給式呼吸用保護具は，それぞれ想定する使用者数を上回るよう設定しており妥当である（※23，24参照）。

○放射線計測器（被ばく管理・汚染管理）

品　名	配備数※1	
	緊急時対策所建屋	中央制御室
個人線量計	330台※3	33 台※8
GM汚染サーベイメータ	5台※4	3 台※9
電離箱サーベイメータ	5台※5	3 台※10
緊急時対策所エリアモニタ	2台※6	—
可搬型モニタリング・ポスト※2	2台※6	—
ダストサンプラ	2台※7	2 台※7

※1　今後，訓練等で見直しを行う
※2　緊急時対策所建屋の可搬型モニタリング・ポスト（加圧判断用）については「監視測定設備」の可搬型モニタリング・ポストと兼用する。
※3　110名（要員数）×2台（交替時用）×1.5倍=330台
※4　身体の汚染検査用に3台＋2台（予備）

※5　現場作業等用に4台＋1台（予備）=5台
※6　加圧判断用に1台+１台（予備）＝2台
※7　室内のモニタリング用に1台+1台（予備）=2台
※8　11 名（中央制御室要員数）×2 台（交替時用）×1.5 倍=33 台
※9　身体の汚染検査用に2台＋1台（予備）=3台
※10　現場作業等用に2台＋1台（予備）=3台

○薬品防護具類

品　名※2	配備数※1	
	緊急時対策所建屋	中央制御室
化学防護服	30セット※2, 3	9 セット※2, 4
化学防護手袋		
化学防護長靴		
防毒マスク		
吸収缶（塩素，塩化水素，アンモニア等）		

※1　今後，訓練等で見直しを行う。
※2　装備品一式を1セットとして配備する。
※3　（10名（庶務班）＋8名（保修班）＋2名（放射線管理班））×1.5倍（基本再使用，必要により除染）＝30セット
※4　（3名（運転員（現場））＋3名（重大事故等対応要員（運転操作）））×1.5倍（基本再使用，必要により除染）=9セット

○飲食料等

品　名	配備数※1
飲食料等 ・食料 ・飲料水（1.5 リットル）	 231 食※2 154 本※3
簡易トイレ	1 式
ヨウ素剤	176 錠※4

※1　今後，訓練等で見直しを行う。
※2　11 名（中央制御室運転員 7 名＋情報連絡要員 1 名＋運転対応要員 3 名）×7 日×3 食＝231 食
※3　11 名（中央制御室運転員 7 名＋情報連絡要員 1 名＋運転対応要員 3 名）×7 日×2 本＝154 本
※4　11 名（中央制御室運転員 7 名＋情報連絡要員 1 名＋運転対応要員 3 名）×（初日 2 錠＋2 日目以降 1 錠／1 日×2 交替）＝154 錠

第 1.0.4－7 表　チェンジングエリア用資機材（中央制御室）

○チェンジングエリア用資機材

	名　称	数　量※1
エリア設営用	テントハウス	7 張※2
	バリア	6 個※3
	簡易シャワー	1 式※2
	簡易水槽	1 個※2
	バケツ	1 個※2
	水タンク	1 式※2
	可搬型空気浄化装置	2 台※4
消耗品	はさみ，カッター	各 3 本※5
	筆記用具	2 式※6
	養生シート	2 巻※7
	粘着マット	2 枚※8
	脱衣収納袋	8 個※9
	難燃袋	84 枚※10
	難燃テープ	12 巻※11
	クリーンウェス	5 缶※12
	吸水シート	93 枚※13

※1　今後，訓練等で見直しを行う。
※2　エリアの設営に必要な数量
※3　各エリア間の4個×1.5倍＝6個
※4　1台×1.5倍＝1.5→2台
※5　設置作業用，脱衣用，除染用の3本
※6　サーベイエリア用，除染エリア用の2式
※7　44.0 m^2（床，壁の養生面積）×2（補修張替え等）÷90m^2／巻×1.5倍＝1.5→2巻
※8　1枚（設置箇所数）×1.5倍＝1.5→2枚
※9　8個（設置箇所数，修繕しながら使用）
※10　8枚／日×7日×1.5倍＝84枚
※11　58.4 m（養生エリアの外周距離）×2（シートの継ぎ接ぎ対応）×2（補修張替え等）÷30m／巻×1.5倍＝11.7→12巻
※12　11名（中央制御室要員数）×7日×2交替×8枚（マスク，長靴，両手，身体の拭き取りに各2枚）÷300枚／缶＝4.1→5缶
※13　簡易シャワーの排水をシートに吸水させることで固体廃棄物として処理する。
11名（要員数）×7日×4ℓ(1回除染する際の排水量)÷5ℓ(シート1枚の給水量)×1.5倍＝92.4→93枚

○その他

名称	数量※	根拠
可搬型照明（ＳＡ）	4台（予備1台含む）	チェンジングエリアの運用に必要な数量

※今後，訓練等で見直しを行う

第 1.0.4－8 表　事業者間協力協定に基づき貸与される原子力防災資機材

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

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

第 1.0.4－9 表　原子力事業所災害対策支援拠点における必要な資機材，通信機器の整備状況等

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

○非常用通信機器

資機材	数量	保管場所
携帯電話	5台	地域共生部（茨城事務所）
携帯電話（災害優先）	5台	地域共生部（茨城事務所）
衛星携帯電話	1台	地域共生部（茨城事務所）
衛星ファクシミリ	1台	地域共生部（茨城事務所）

○計測器類

資機材	数量	保管場所
汚染密度測定用（β線）サーベイメータ	5台	地域共生部（茨城事務所）
バックグラウンド線量当量率サーベイメータ	1台	地域共生部（茨城事務所）
線量当量率サーベイメータ	1台	地域共生部（茨城事務所）
電子式個人線量計	126台	地域共生部（茨城事務所）

○出入管理

資機材	数量	保管場所
入構管理証発行機	1式	地域共生部（茨城事務所）
放射線防護教育資料	100部	地域共生部（茨城事務所）

○放射線障害防護用器具

資機材	数量	保管場所
汚染防護服（タイベック等）	756組	地域共生部（茨城事務所）近傍倉庫
ダスト・マスク	189個	地域共生部（茨城事務所）
チャコールフィルタ	1,512個	地域共生部（茨城事務所）

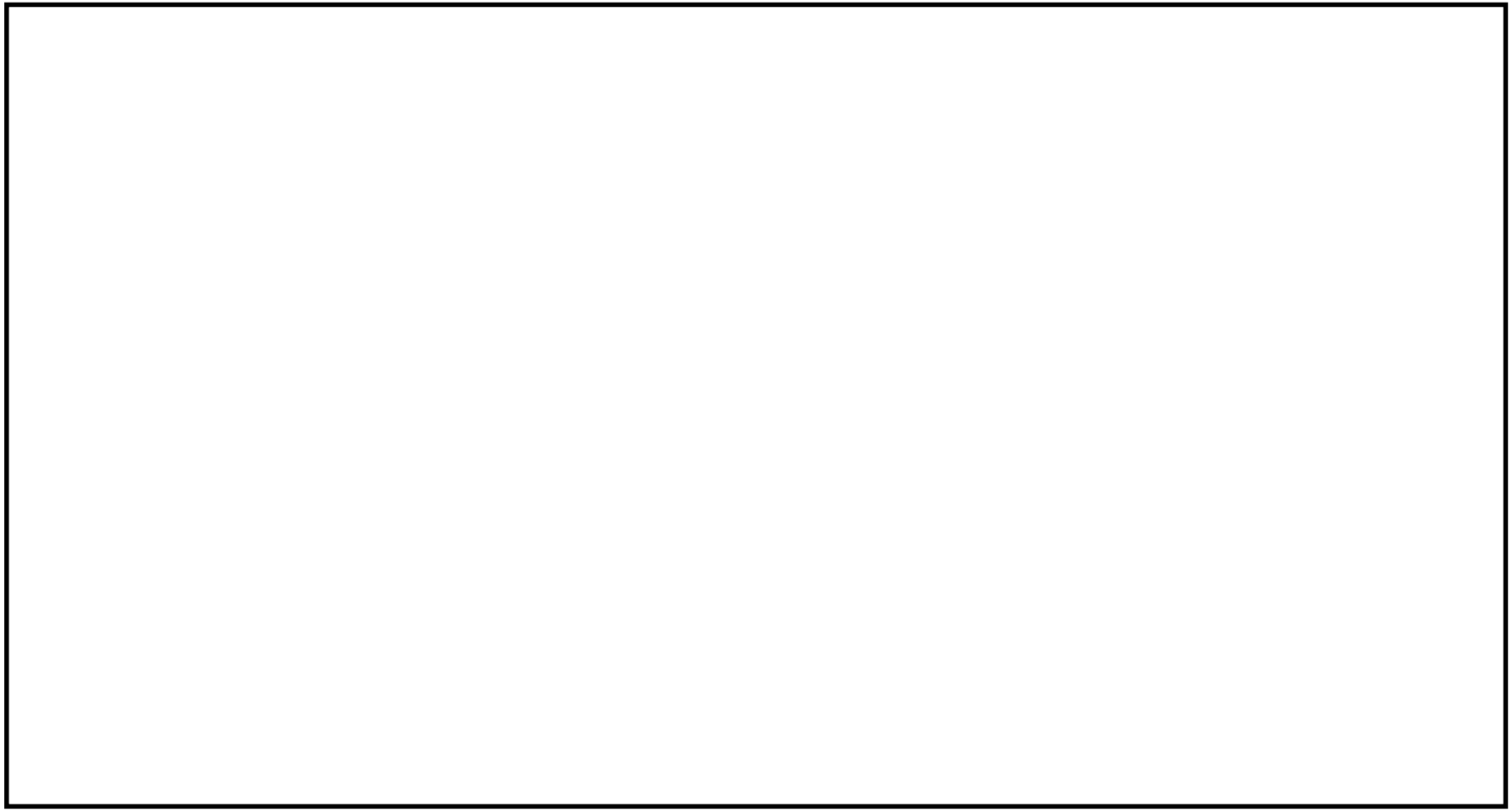
○非常用電源

資機材	数量	保管場所
移動式発電機	1台	地域共生部（茨城事務所）

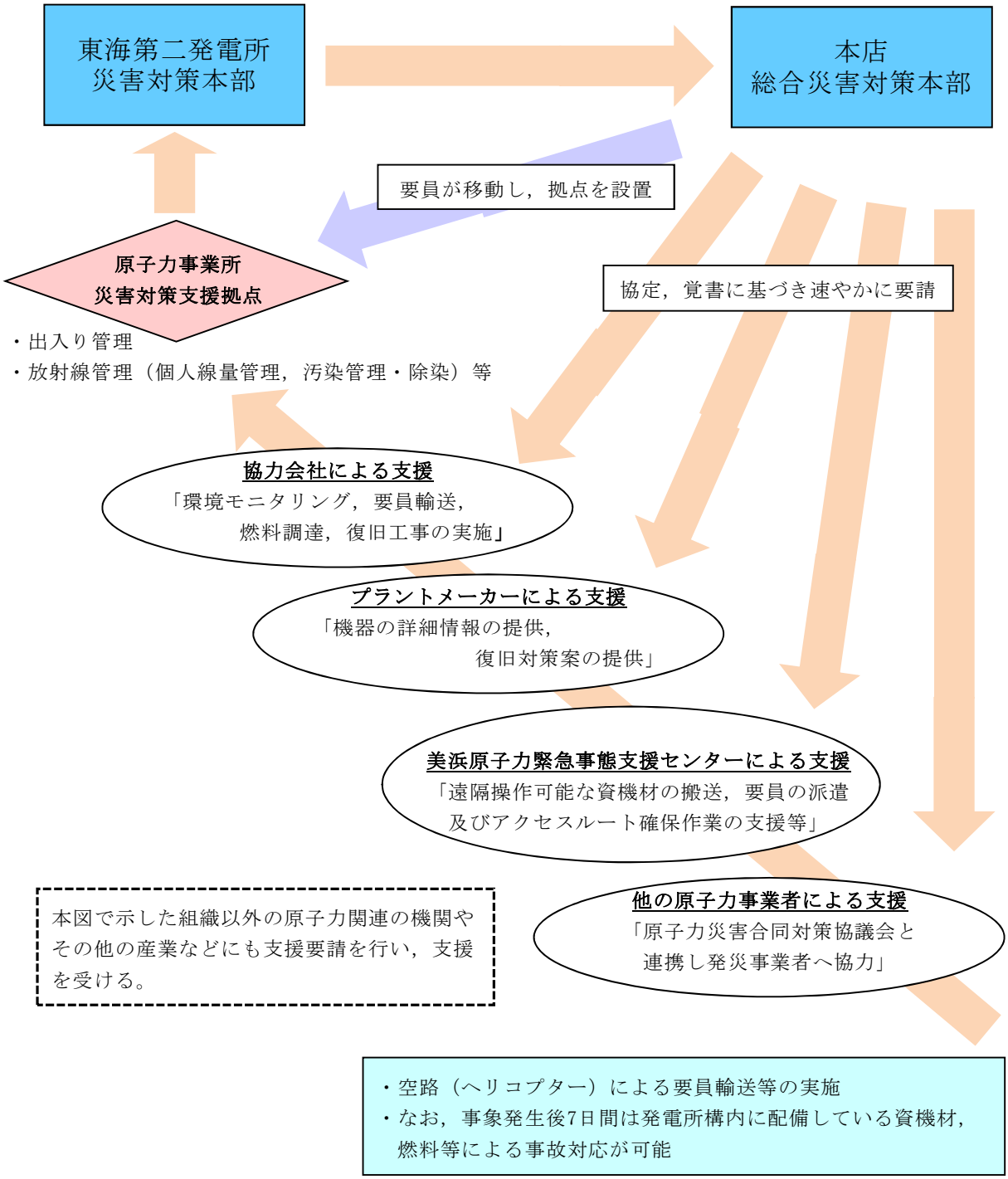
○その他資機材

資機材	数量	保管場所
安定よう素剤	1,512錠	地域共生部（茨城事務所）
除染用機材（シャワー設備等）※1	1式/数量2	地域共生部（茨城事務所）
養生シート	1式	地域共生部（茨城事務所）近傍倉庫
非常用食料※2	－	－
資機材輸送用車両	1台	地域共生部（茨城事務所）
燃料（軽油）※2	－	－
テント類	1式	地域共生部（茨城事務所）近傍倉庫
作業服	1式	地域共生部（茨城事務所）近傍倉庫
照明器具	1式	地域共生部（茨城事務所）近傍倉庫

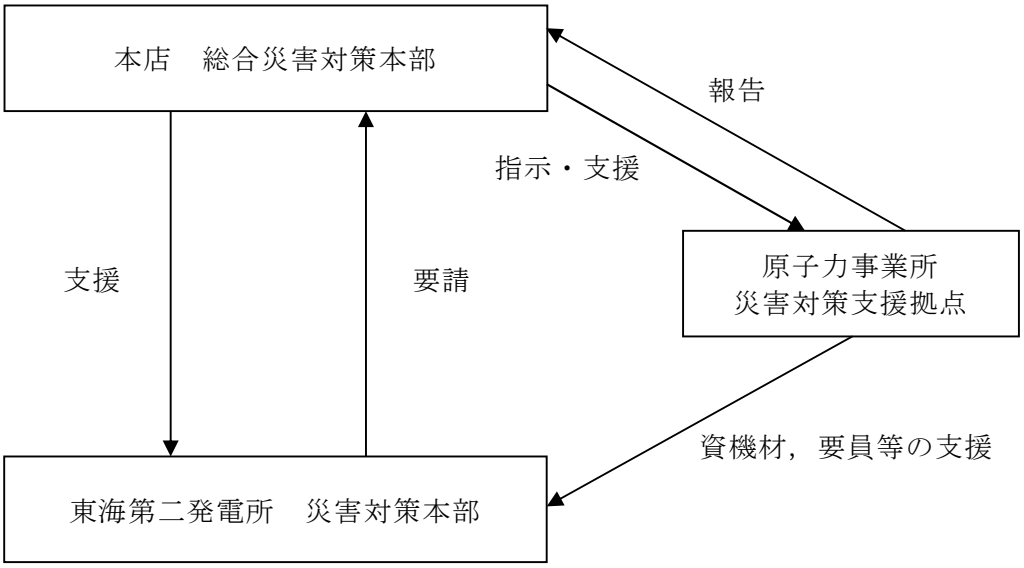
※１：原子力緊急事態支援組織による集中管理資機材として必要時に提供を受ける。
※２：最寄りの小売店より調達する。



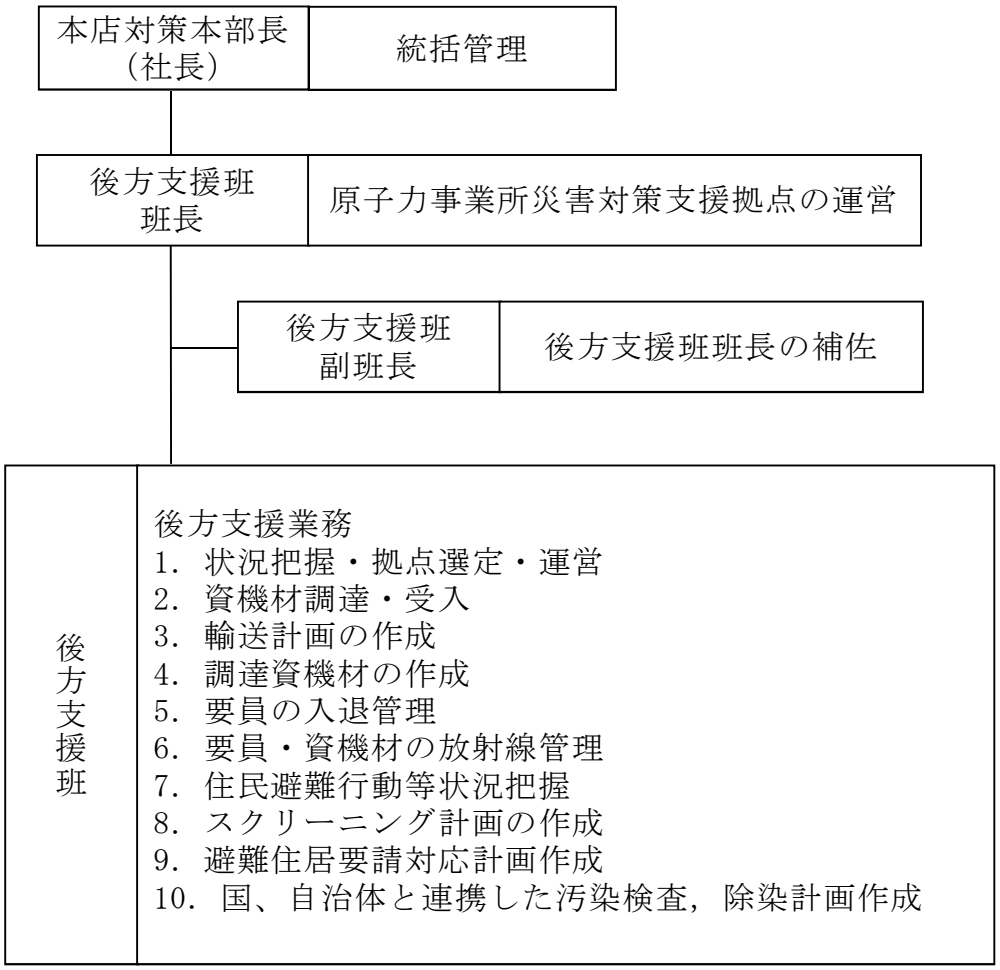
第 1.0.4－1 図　飛行場外離着陸場の位置



第 1.0.4－2 図　原子力災害発生時における発電所外からの支援体制



第 1.0.4－3 図　防災組織全体図



第 1.0.4－4 図　原子力事業所災害対策支援拠点　体制図

別紙１

原子力事業所災害対策支援拠点について

１．日本原子力発電（株）地域共生部　茨城事務所

所在地	茨城県水戸市笠原978－25
発電所からの方位，距離	南西　約20ｋｍ
施設構成	商業ビル（鉄骨鉄筋コンクリート造7階建5階　執務室床面積約350m^2）
非常用電源	非常用ディーゼル発電機（3.1kVA）　1台
非常用通信機器	・電話（携帯電話，衛星系） ・ＦＡＸ（衛星系）
その他	・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。

２．東京電力パワーグリッド（株）茨城総支社　日立事務所　別館

所在地	茨城県日立市神峰町2－8－4
発電所からの方位，距離	北北東　約15ｋｍ
施設構成	事務所建屋（鉄筋コンクリート造4階建　執務室，会議スペース等，総床面積約1,300m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

３．東京電力パワーグリッド（株）茨城総支社　別館

所在地	茨城県水戸市南町2－6－2
発電所からの方位，距離	南西　約15ｋｍ
施設構成	事務所建屋（鉄筋コンクリート造4階建　執務室，会議スペース等，総床面積約2,400m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

４．東京電力パワーグリッド（株）茨城総支社　常陸大宮事務所

所在地	茨城県常陸大宮市下町1456
発電所からの方位，距離	西北西　約20ｋｍ
施設構成	事務所建屋（鉄筋コンクリート造3階建　執務室，会議スペース等，総床面積約2,900m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

５．（株）日立製作所　電力システム社日立事業所

所在地	茨城県日立市会瀬町4丁目2
発電所からの方位，距離	北北東　約15ｋｍ
施設構成	体育館（約4,900m^2），グランド施設（2面，約28,000m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

６．（株）日立パワーソリューションズ　勝田事業所

所在地	茨城県ひたちなか市堀口832－2
発電所からの方位，距離	南西　約10ｋｍ
施設構成	工場施設（上屋あり，約2,700m^2），グランド施設（約16,000m^2）
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

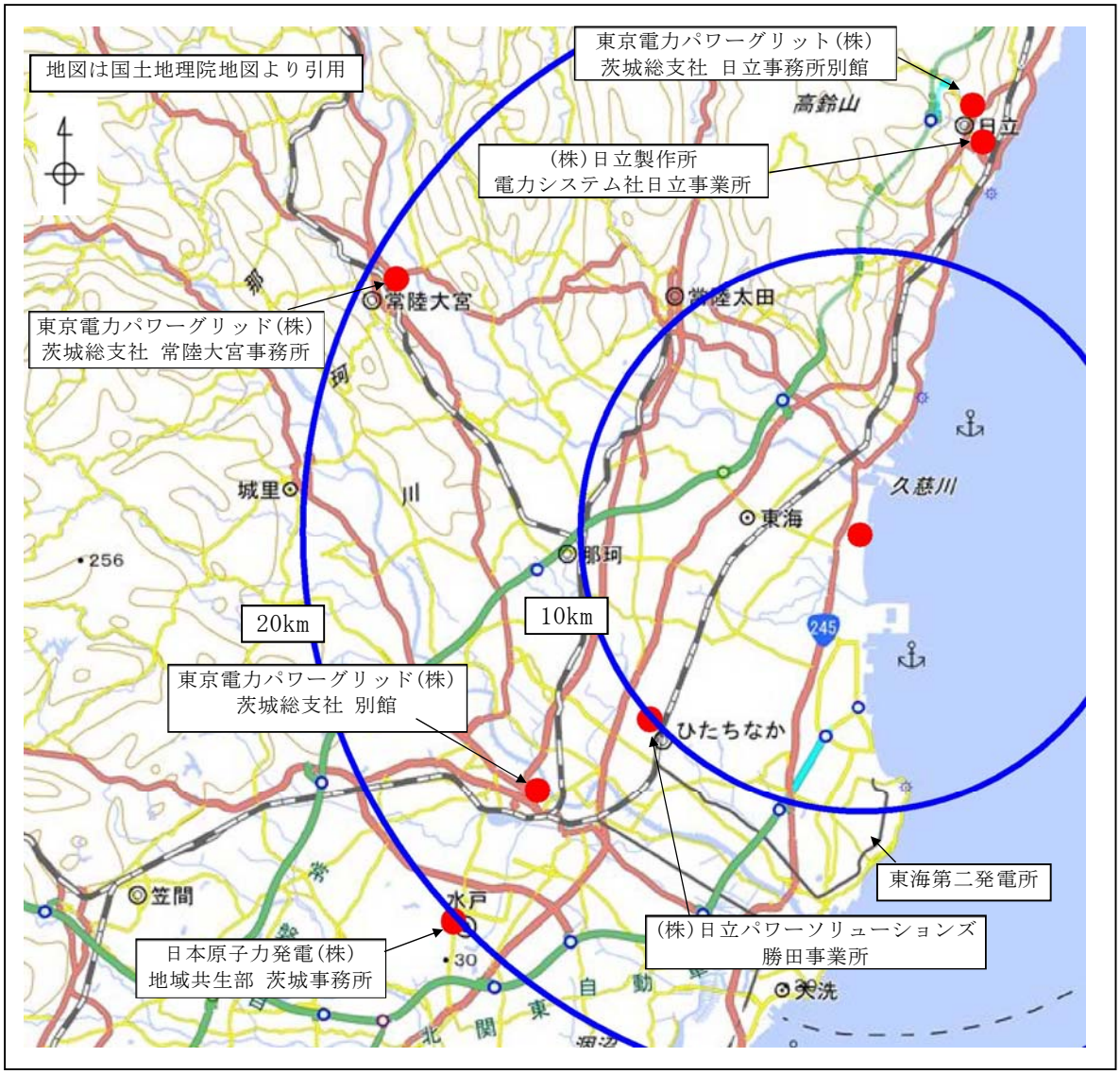


図　原子力事業所及び原子力事業所災害対策支援拠点の位置

添付資料 1.0.5

東海第二発電所

重大事故等への対応に係る文書体系

＜目　　次＞

１．重大事故等への対応に係る文書体系‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.5－1

第 1.0.5－1 表　実用炉規則各条文と保安規定各条文に対する
手順の関係 ‥‥ 1.0.5－4

第 1.0.5－1 図　品質マネジメントシステム文書体系図
（重大事故等発生時等に係る文書）‥ 1.0.5－5

１．重大事故等への対応に係る文書体系

実用発電用原子炉の設置，運転等に関する規則（以下「実用炉規則」という。）第９２条（保安規定）において，重大事故等発生時及び大規模損壊発生時（以下「重大事故等発生時等」という。）における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備について保安規定に定めることを要求されていることから，東海第二発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）第１７条の５（重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備）及び第１７条の６（大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備）に，以下の内容を新たに規定することとしている。

・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な要員の配置

・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な要員に対する毎年１回以上の教育及び訓練

・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な資機材の配備

・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な事項（炉心の著しい損傷を防止するための対策に関すること，原子炉格納容器の破損を防止するための対策に関すること，使用済燃料貯蔵設備に貯蔵する燃料体の損傷を防止するための対策に関すること，原子炉停止時における燃料体の損傷を防止するための対策に関すること，大規模な火災が発生した場合における消火活動に関すること，炉心の損傷を緩和するための対策に関すること，原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関すること，使用済燃料プールの水位を確保するための対策及び燃料

の損傷を緩和するための対策に関すること，放射性物質の放出を低減するための対策に関すること）

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

運転員が使用する手順書は，保安規定第１４条（手順の作成）に基づき「警報処置手順書」，「非常時運転手順書（事象ベース）」及び「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」，保安規定第１１０条（原子力防災資機材等）に基づき「非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）」を作成し，それぞれ具体的な対応を定めている。これらは，第1.0.5－1図に示すとおり二次文書である「運転管理業務要項」に繋がる三次文書として整理している。

また，災害対策本部が使用する手順書は，保安規定第９章非常時の措置（第１０８条～第１１７条）に基づく二次文書「原子力災害対策業務要項」に繋がる三次文書として，「災害対策要領」，「アクシデントマネジメントガイド」及び「重大事故等対策要領」を定める。

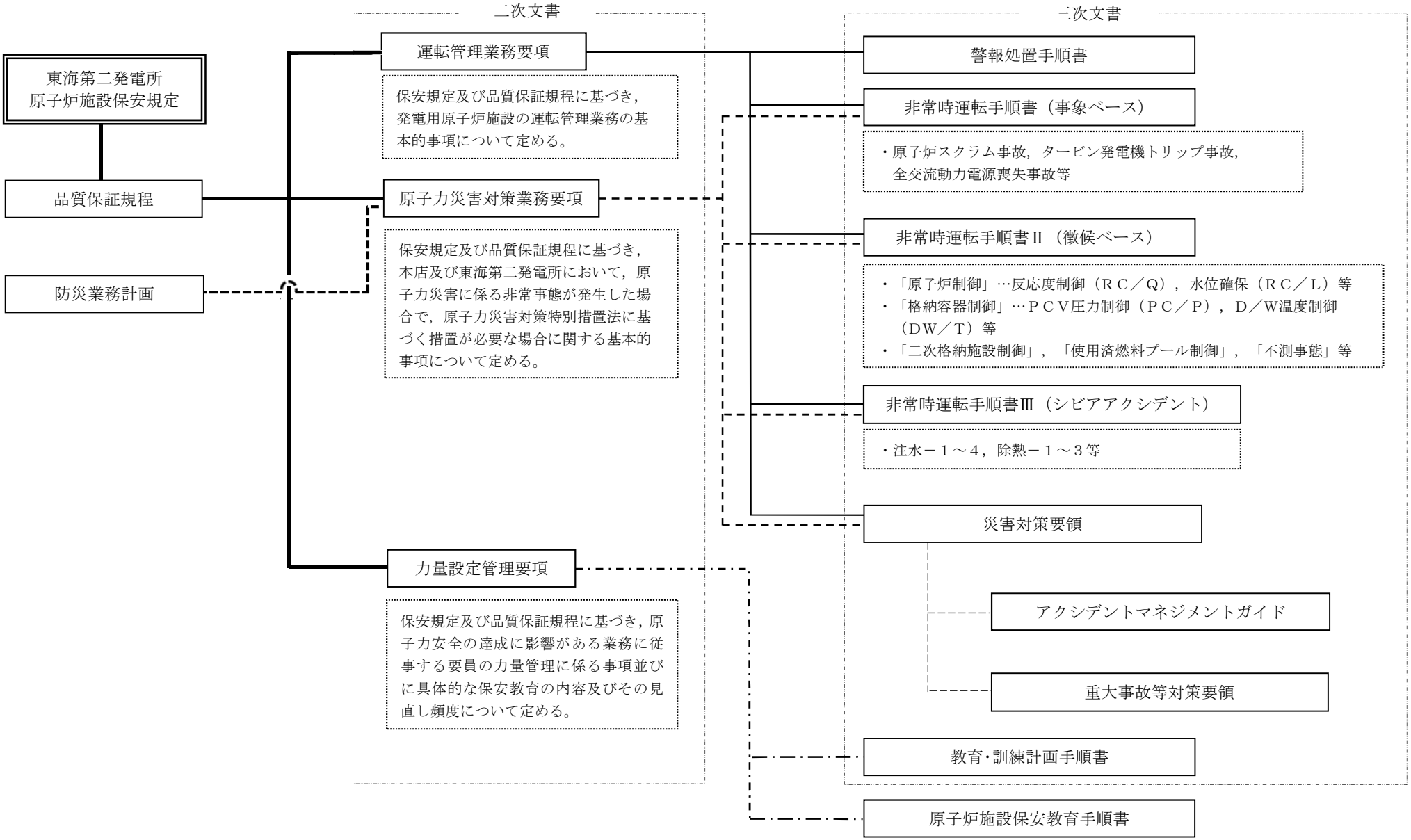
なお，運転員が使用する手順書と災害対策本部が使用する手順書は，使用目的によっては，相互の手順の完遂により機能を達成する場合があり，相互の手順書は関連付けされる。

上記，運転員及び災害対策本部の要員が必要な力量を確保するために，二次文書「力量設定管理要項」及び三次文書「教育・訓練計画手順書」，「原子炉施設保安教育手順書」に必要な措置を定める。

実用炉規則各条文と保安規定各条文に対する手順の関係を第 1.0.5-1 表に示す。また，第 1.0.5－1 表に示す重大事故等発生時等に係る社内規程類に関する二次文書及び三次文書の体系を第 1.0.5－1 図に示す。

第 1.0.5－1 表　実用炉規則各条文と保安規定各条文に対する手順の関係

実用炉規則	実用炉規則に規定する内容	保安規定	保安規定に規定する内容	社内規程（二次文書）
第九十二条第１項 第九号	発電用原子炉施設の運転に関すること	第１４条	手順の作成	「運転管理業務要項」
第九十二条第１項 第十九号	非常の場合に講ずべき処置に関すること	第１０８条 第１０９条 第１１０条 第１１１条 第１１２条 第１１３条 第１１４条 第１１５条 第１１６条 第１１７条	原子力防災組織 原子力防災組織の要員 原子力防災資機材等 通報経路 原子力防災訓練 通報 非常事態の宣言 応急措置 非常時における活動 非常事態の解除	「運転管理業務要項」 「原子力災害対策業務要項」 「力量設定管理要項」
第九十二条第１項 第二十二号	重大事故等発生時における発電用原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備に関すること	第１７条の５	重大事故等発生時における発電用原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備	「運転管理業務要項」 「原子力災害対策業務要項」 「力量設定管理要項」
第九十二条第１項 第二十三号	大規模損壊発生時における発電用原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備に関すること	第１７条の６	大規模損壊時における発電用原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備	



第1.0.5－1 図　品質マネジメントシステム文書体系図（重大事故等発生時等に係る文書）

添付資料1.0.6

東海第二発電所

重大事故等対応に係る

手順書の構成と概要について

目　　次

1.　手順書の体系について.....1.0.6-1

2.　手順書の概要について.....1.0.6-1

2.1　運転手順書.....1.0.6-2

(1)　警報処置手順書.....1.0.6-2

(2)　非常時運転手順書（事象ベース）.....1.0.6-2

(3)　非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）.....1.0.6-2

(4)　非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）.....1.0.6-5

2.2　災害対策本部で使用する手順書.....1.0.6-6

(1)　災害対策要領.....1.0.6-6

(2)　アクシデントマネジメントガイド.....1.0.6-7

(3)　重大事故等対策要領.....1.0.6-8

2.3　運転手順書の判断者・操作者の明確化.....1.0.6-8

(1)　判断者の明確化.....1.0.6-8

(2)　操作者の明確化.....1.0.6-8

3.　運転手順書間のつながり，移行基準について.....1.0.6-9

(1)　警報処置手順書から他の運転手順書への移行.....1.0.6-9

(2)　非常時運転手順書（事象ベース）から他の運転手順書への移行
.....1.0.6-9

(3)　非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）から他の運転手順書への移行
.....1.0.6-10

(4)　災害対策要領の導入.....1.0.6-10

4.　当直運転員の対応操作の流れについて.....1.0.6-10

(1)　「止める」の対応.....1.0.6-10

(2)　「冷やす」の対応.....1.0.6-11
(3)　「閉じ込める」の対応.....1.0.6-11
5.　重大事故等時の対応及び手順書の内容について.....1.0.6-12

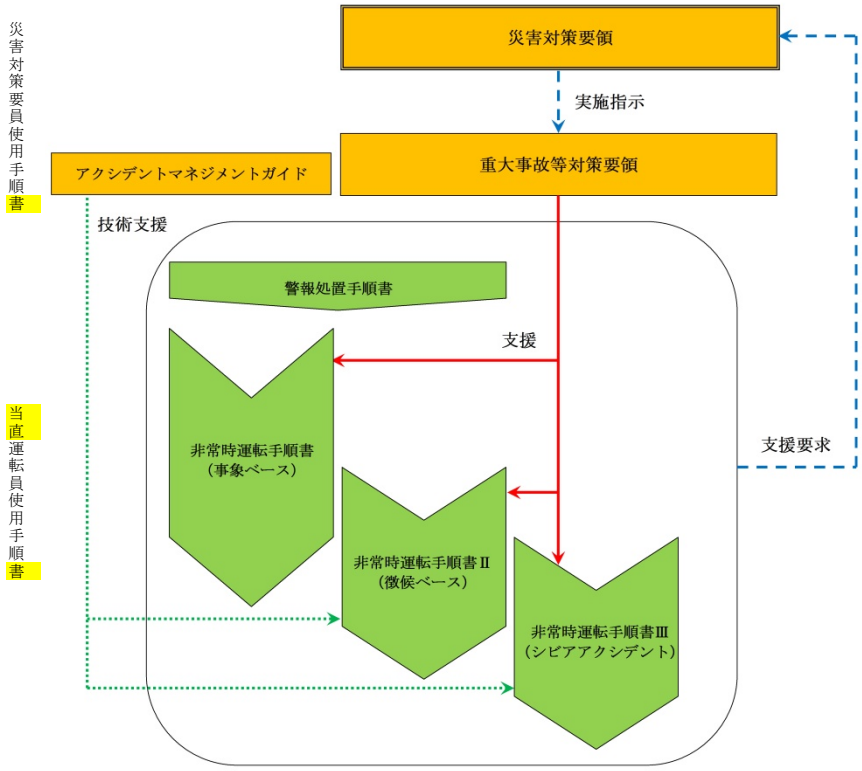
添付１　炉心損傷開始の判断基準について
別紙１　ＡＯＰ「外部電源喪失」「全交流動力電源喪失」「全直流電源喪失」対応フロー図
別紙２　ＡＯＰ「外部電源喪失」「全交流動力電源喪失」「全直流電源喪失」操作等判断基準一覧
別紙３　ＥＯＰ　フローチャート
別紙４　ＥＯＰ　目的及び基本的な考え方
別紙５　ＥＯＰ　操作等判断基準一覧
別紙６　ＥＯＰ　ＡＭ設備別操作手順書一覧
別紙７　ＳＯＰ　フローチャート
別紙８　ＳＯＰ　目的及び基本的な考え方
別紙９　ＳＯＰ　操作等判断基準一覧
別紙１０　重大事故等対策要領概要
別紙１１　ＥＯＰ／ＳＯＰ　フローチャート凡例

1.　手順書の体系について

東海第二発電所では，プラントに異常が発生した場合等において，重大事故への進展を防止するため，「警報処置手順書」，「非常時運転手順書（事象ベース）」及び「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」を整備している。

また，重大事故に至る可能性が高い場合あるいは重大事故に進展した場合に備えて「非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）」，「災害対策要領」，「アクシデントマネジメントガイド」及び「重大事故等対策要領」を整備する。

事故発生時における手順書の機能体系は以下のとおり。



手順書機能体系の概要図

2.　手順書の概要について

手順書は使用主体に応じて，当直運転員が使用する手順書（以下「運転手順書」という。），災害対策要員（当直運転員を除く）が使用する手順書に

分類して整備する。

以下，運転手順書及び災害対策要員（当直運転員を除く）が使用する手順書の概要を示す。

2.1　運転手順書

(1)　警報処置手順書

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

手順書に記載しているパラメータの確認や対応処置等を実施することで，故障・事故の徴候の把握及び事故の収束・拡大防止を図る。

(2)　非常時運転手順書（事象ベース）

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

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故発生時等の主な事象の対応をあらかじめ手順化しており，当該手順で対応できると判断した場合に使用し，発生事象が収束するまでの間適用する。

非常時運転手順書（事象ベース）（以下「ＡＯＰ」という。）は，事象毎に事故の想定，操作のポイント，対応フロー図，対応手順等で構成される，ＡＯＰには「原子炉スクラム事故」，「タービン発電機トリップ事故」，「再循環ポンプトリップ事故」，「冷却材喪失事故」，「ＭＳＩＶ閉による原子炉隔離事故」，「給復水系故障による原子炉スクラム事故」，「復水器循環水喪失事故」，「275kV電源喪失事故」，「全交流動力電源喪失事故」等がある。

ＡＯＰにて事故対応中，多重事故へと進展し想定したＡＯＰ手順から逸

脱する場合には非常時手順書Ⅱ（徴候ベース）にて対応する。

ＡＯＰの一例として，全交流動力電源が喪失した時に，電源喪失が継続している間の対応と電源の復旧操作を定めた，フローチャート及び操作等判断基準一覧を別紙１，２に示す。

（別紙１，２）

(3)　非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）

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

ＡＯＰが設計基準事故の範囲内の特定された事故ごとの対応操作を定めた手順書であるのに対して，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）（以下「ＥＯＰ」という。）は，プラントの徴候（パラメータの変化）に応じた対応操作を定めた手順書であり，設計基準事故に加え設計基準を超えるような設備の多重事故時等に適用する。

ＥＯＰは，目的に応じて「原子炉制御」，「格納容器制御」，「二次格納施設制御」，「使用済燃料プール制御」，「不測事態」及び「ＡＭ初期対応」に分類した各手順を視覚的に認識できるようにした「フローチャート」，フローチャート中の操作を実施する際に使用する「ＥＯＰ　ＡＭ設備別操作手順書」により構成される。事故時には，発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の未臨界維持，炉心損傷防止，原子炉格納容器の健全性確保等に関するパラメータを確認し，各手順の導入条件が成立した場合には，その手順に移行し対応処置を実施する。

ＥＯＰによる対応においては，原子炉制御，格納容器制御，二次格納施設制御，使用済燃料プール制御等の対応が同時進行する状況を想定して，

対応の優先順位をあらかじめ定め，原子炉格納容器が破損するおそれがある場合を除き，原則として原子炉側から要求される操作を優先する。

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

なお，各手順，フローチャート及び操作等判断基準において，原子炉圧力容器を「ＲＰＶ」，原子炉格納容器を「ＰＣＶ」，原子炉棟原子炉建屋「Ｒ／Ｂ」という。その他の略語については使用箇所に示す。

（別紙３，４，５，６）

ａ．ＥＯＰフローチャート

(a)　原子炉制御

ⅰ）　目的：スクラム確認，原子炉未臨界，炉心損傷防止
ＥＯＰ各制御への導入判断

ⅱ）　手順書：スクラム（ＲＣ），反応度制御（ＲＣ／Ｑ），水位確保（ＲＣ／Ｌ），減圧冷却（ＣＤ）

(b)　格納容器制御

ⅰ）　目的：原子炉格納容器の健全性確保

ⅱ）　手順書：ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ），Ｄ／Ｗ温度制御（ＤＷ／Ｔ），Ｓ／Ｐ温度制御（ＳＰ／Ｔ），Ｓ／Ｐ水位制御（ＳＰ／Ｌ），ＰＣＶ水素濃度制御（ＰＣ／Ｈ）

(c)　二次格納施設制御

ⅰ）　目的：二次格納施設への漏えい拡大防止，二次格納施設の健全性確保

ⅱ）　手順書：二次格納施設制御（ＳＣ／Ｃ）

(d)　使用済燃料プール制御

ⅰ） 目的：使用済燃料プール内の燃料損傷防止・緩和

ⅱ） 手順書：使用済燃料プール制御（ＳＦ／Ｃ）

(e) 不測事態

ⅰ） 目的：予期せぬ事象により特殊操作が必要となった場合の対応

ⅱ） 手順書：水位回復（Ｃ１），急速減圧（Ｃ２），水位不明（Ｃ３）

(f) ＡＭ初期対応

ⅰ） 目的：非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）への移行判断及び非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）への円滑な移行

ⅱ） 手順書：ＡＭ初期対応（Ｃ４）

b．ＥＯＰ　ＡＭ設備別操作手順書

非常時対応において，多数の恒設の電源設備，注水設備が使用できない場合に，災害対策本部の実施組織による支援を受けて行う事故対応操作のうち，当直運転員の操作内容を定めた手順書である。

ＥＯＰ　ＡＭ設備別操作手順書では，電源確保，反応度制御，原子炉注水，原子炉減圧，原子炉格納容器冷却，原子炉格納容器減圧，原子炉格納容器下部注水，水素対策，使用済燃料プール注水，使用済燃料プール冷却，除熱，冷却水確保，中央制御室居住性確保の項目ごとに手順を定め，その手順を使用するタイミングを対応操作のフローチャートに明示する。

(4) 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）

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

炉心が損傷し，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の健全性を脅かす可

能性のあるシビアアクシデントに適用する。

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）（以下「ＳＯＰ」という。）は，炉心損傷後に実施すべき対応操作の内容を視覚的に認識できるようにした「フローチャート」，フローチャート中の対応操作を実施する際に使用する「ＥＯＰ　AM設備別操作手順書」にて構成される。

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

（別紙７，８，９）

ａ．ＳＯＰフローチャート(a)　AM操作方針の全体流れ図

(b)　注水－１　「損傷炉心への注水」

(c)　注水－２　「長期の原子炉水位の確保」

(d)　注水－３ａ「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）初期注水」

(e)　注水－３ｂ「ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」

(f)　注水－４　「長期のＲＰＶ破損後の注水」

(g)　除熱－１　「損傷炉心冷却後の除熱」

(h)　除熱－２　「ＲＰＶ破損後の初期ＰＣＶスプレイ」

(i)　除熱－３　「ＲＰＶ破損後の除熱」

(j)　放出　　「ＰＣＶ破損防止」

(k)　水素　　「Ｒ／Ｂ水素爆発防止」

2.2　災害対策本部で使用する手順書

(1)　災害対策要領

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

災害対策本部は所長が本部長となり，重大事故等時対策を実施する実施組織及びその支援組織を構成し，それぞれの機能毎に責任者を定め，役割分担を明確にし，効果的な重大事故対策を実施しえる体制としている。詳細は，添付資料1.0.10に示す。

(2)　アクシデントマネジメントガイド

プラントで発生した事故・故障等が拡大した際の，炉心損傷の防止あるいは炉心が損傷に至った場合における影響緩和のために実施すべき措置を判断，選択するための情報を定めたガイドで，技術支援組織が使用する。

アクシデントマネジメントガイド（以下「ＡＭＧ」という。）は，プラント状態（炉心損傷の有無，炉心冷却成否，原子炉圧力容器破損の有無等）に応じた操作の全体像を示した「ＡＭストラテジ選択フローチャート」に基づき注水ストラテジ及び除熱ストラテジ等が選択され，個別のストラテジに従って，「確認ガイド」及び「操作ガイド」を参照して，事故収束へ移行させる構成となっている。

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

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

(3)　重大事故等対策要領

自然現象や大規模損壊等により，多数の恒設の電源設備・注水設備等が使用できない場合に，当直運転員のプラント対応に必要な支援を行うため，可搬型設備等によるプラント対応操作を定めた要領で災害対策要員が使用する。

また，残留熱除去系，非常用ディーゼル発電機２Ｃ及び２Ｄの復旧作業が難行する場合に応急的に実施する「アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン」を整備する。重大事故等対策要領の概要を別紙１０に示す。

（別紙１０）

2.3　運転手順書の判断者・操作者の明確化

(1)　判断者の明確化

運転手順書に従い実施される事故時のプラント対応の判断は，当直発電長が行う。

一方，災害対策本部で実施される事故時のプラント対応の判断は，災害対策本部長が行う。

なお，当直運転員が行う運転操作や復旧操作において，あらかじめ定めた手順によらない操作及び対応については，災害対策本部長（所長）が最終的に判断する。

(2)　操作者の明確化

手順書は，当直運転員が使用するものと災害対策要員（当直運転員を除く）が使用するものと，使用主体によって整備している。

ただし，使用目的によっては，相互の手順の完遂により機能を達成する

場合があることから，重大事故等対処設備の操作にあたっては，中央制御室と災害対策本部の間で緊密な情報共有を図りながら行うこととする。

3. 運転手順書間のつながり，移行基準について

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

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

(1) 警報処置手順書から他の運転手順書への移行

警報処置手順書で対応中にスクラム等のＥＯＰ導入条件が成立した場合は，ＥＯＰへ移行する。

警報処置手順書に基づく対応において，ＥＯＰ導入条件に至らないＡＯＰ事象に進展した場合は，ＡＯＰへ移行する。

(2) 非常時運転手順書（事象ベース）から他の運転手順書への移行

ＡＯＰ対応中に以下のＥＯＰ導入条件が成立した場合は，ＥＯＰへ移行する。

ａ．ＥＯＰ導入条件（いずれかに該当した場合）

(a) 原子炉を手動スクラム若しくは自動スクラムが発生（スクラム失敗を含む）した場合

(b) ＥＯＰにおける格納容器制御導入条件が成立した場合

(c) ＥＯＰにおける二次格納施設制御導入条件が成立した場合

(d) ＥＯＰにおける使用済燃料プール制御導入条件が成立した場合

ｂ．ＥＯＰ移行後のＡＯＰの使用について

ＥＯＰ導入条件が成立した場合はＡＯＰからＥＯＰへ移行するが，原子炉スクラム時の確認事項，タービン・発電機側の対応操作等，ＡＯＰ

に具体的内容を定めている初動対応についてはＡＯＰを参照する。

(3)　非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）から他の運転手順書への移行

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

ａ．ＳＯＰ導入条件

(a)　原子炉停止後の経過時間と原子炉格納容器内γ線線量率の関係から炉心損傷と判断された場合

(b)　格納容器雰囲気モニタ（以下「ＣＡＭＳ」という。）による原子炉格納容器内γ線線量率監視が不可能の場合に，原子炉圧力容器温度から炉心損傷と判断された場合

(4)　災害対策要領の導入

発電所において災害対策本部が設置される際に災害対策要領が導入される。詳細は，添付資料1.0.10に示す。

4.　当直運転員の対応操作の流れについて

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

(1)　「止める」の対応

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

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

(2)　「冷やす」の対応

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

原子炉水位を所定の水位（原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８））に維持することにより，炉心が冷却されていることを判断する。

(3)　「閉じ込める」の対応

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

これらプラント対応の原則をベースに，当直運転員は，運転手順書を用いて炉心の損傷防止，原子炉格納容器破損防止等を目的とした対応操作の判断を以下の流れで行う。

異常な過渡変化の発生時，警報処置手順書により初期対応を行う。

警報処置手順書に基づく対応において，ＥＯＰ導入条件に至らないＡＯＰ事象に進展した場合は，ＡＯＰに移行し対応を行う。警報処置手順書又はＡＯＰで対応中に，スクラム等のＥＯＰ導入条件が成立した場合には，ＥＯＰに移行し対応を行う。

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

その後は，原子炉水位，原子炉圧力，タービン・電源の各制御を並行して行うとともに，原子炉の未臨界維持，炉心の冷却確保・損傷防止，原子炉格納容器の健全性確保等の対応を行うため，パラメータ（未臨界性，炉心の冷却機能，原子炉格納容器の健全性等）を常に監視し，個別の導入条件が成立すれば，徴候毎に用意した手順に移行する。

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

運転手順書に基づく安全確保が困難な場合又はそのおそれがある場合，当直発電長は事故収束のために災害対策本部に支援を要請し，災害対策本部長は災害対策要員による可搬型設備等も含めた使用可能な設備を最大限活用した対応処置を実施する。

5.　重大事故等時の対応及び手順書の内容について

①　海水を炉心へ注水する事態等においても，財産保護より安全を最優先するという方針の下，当直発電長が迷うことなく判断できるよう，あらかじめ原子炉施設保安運営委員会で判断基準を審議・確認し，運転手順書に定める。

②　有効性評価で示した重要事故シーケンス等は，全て本手順書体系にて対応できるように整備する。併せて，有効性評価で示した判断基準や監視パラメータについても本手順書体系の中で整備する。

詳細は添付資料1.0.7及び添付資料1.0.14に示す。

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

なお，審査基準1.1～1.15の具体的なパラメータ，監視計器，手順等については，「1.15　事故時の計装に関する手順等」で整備する。審査基準1.16～1.19については，各々の手順で整備する

④　これらの手順を有効かつ適切に使用し，プラントの状態に応じた対応を行うために，当直運転員及び災害対策要員は，常日頃から対応操作について教育・訓練等を実施し，手順の把握，機器の取扱い，系統特性の理解及び原子炉の運転に必要な知識等の習得，習熟を図る。

添付１

炉心損傷開始の判断基準について

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

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）では，原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がＴＡＦ未満となった際，ＣＡＭＳを用いて，ドライウェル又はウェットウェルのγ線線量率の状況を確認し，図１に示す設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の10倍以上となった場合を，炉心損傷の判断としている。

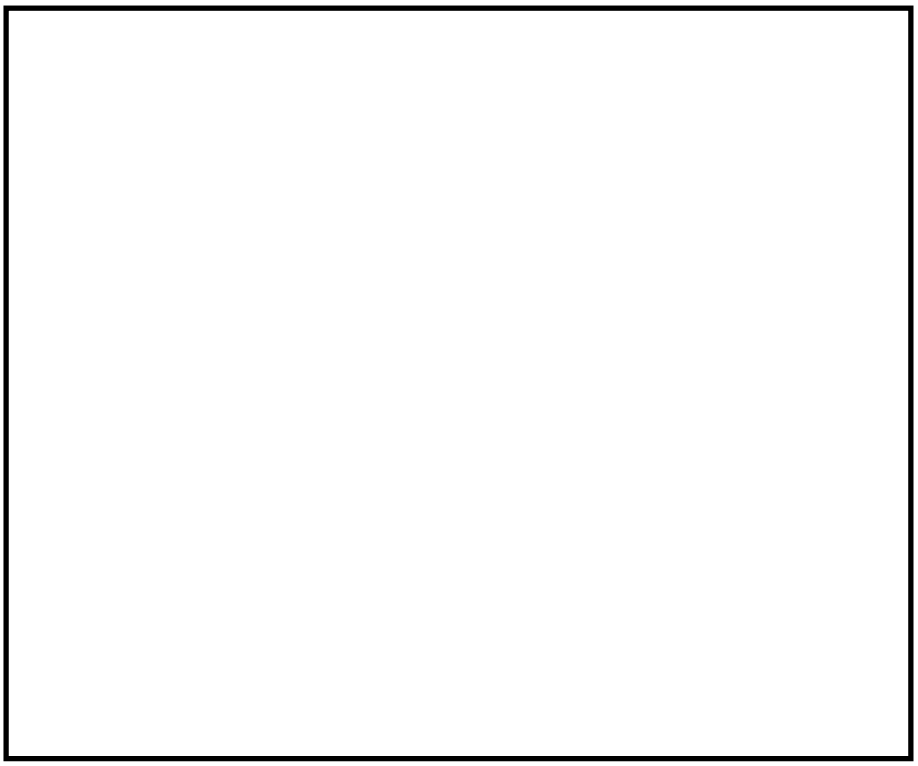
炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が逃がし安全弁等を介して原子炉格納容器内に流入する事象進展を踏まえて，原子炉格納容器内のγ線線量率の値の上昇を，運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。

また，福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計，ＣＡＭＳ等の計器が使用不能となり，炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み，ＣＡＭＳに頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており，その結果，ＣＡＭＳの使用不能の場合は，「原子炉圧力容器温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する。

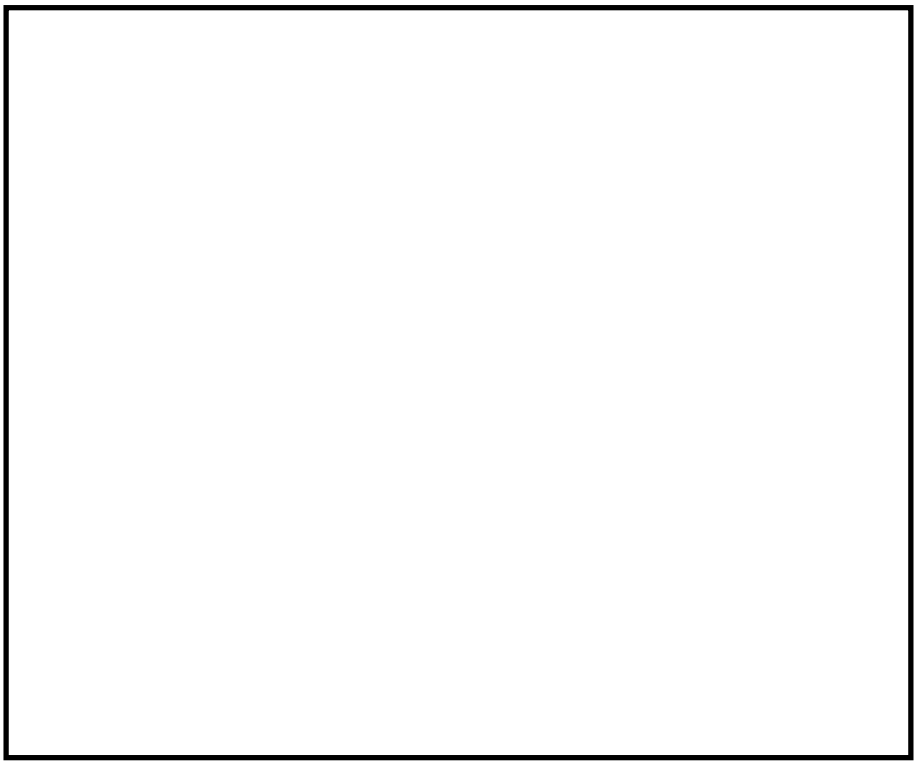
原子炉圧力容器温度は，炉心が冠水している場合には，逃がし安全弁動作圧力（安全弁機能の最大8.31MPa[gage]）における飽和温度約299℃を超えることなく，300℃以上にはならない。一方，原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり，温度は飽和温度を超えて上昇するため，300℃以上になると考えられる。上記より，炉心損傷の判断基準を300℃以上としてい

る。

なお，炉心損傷判断においてＣＡＭＳが使用可能な場合には，ＣＡＭＳにて判断を行う。



(1)　ドライウェルのγ線線量率



(2) ウェットウェルのγ線線量率

図１　ＳＯＰ導入条件判断

電源供給回復
（PS/R）

赤数字：操作内容の判断は別紙２参照

ＡＯＰ「外部電源喪失」「全交流動力電源喪失」「全直流電源喪失」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
275kV 系 電源喪失	PSR 1-1	154kV 系使用可能	・154kV 系電圧	

【略語】
D/G 又は非常用 D/G ：非常用ディーゼル発電機
M/C ：メタルクラッド開閉装置
P/C ：パワーセンタ

ＡＯＰ「外部電源喪失」「全交流動力電源喪失」「全直流電源喪失」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
154kV 系 電源喪失	PSR 2-1	非常用 D/G 等１台以上起動，電圧確立	・非常用 D/G 運転状態	
	PSR 2-2	起動非常用 D/G 自動併入成功	・非常用 D/G 運転状態 ・D/G 遮断機表示灯 ・非常用各母線電圧	

ＡＯＰ「外部電源喪失」「全交流動力電源喪失」「全直流電源喪失」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
全交流電源喪失（外部電源喪失かつD/G全台起動失敗）	PSR 3-1	所内常設直流電源設備使用可能	・所内常設直流電源設備の状態	
	PSR 3-2	常設代替交流電源設備起動中	・全交流電源喪失 ・常設代替交流電源設備の運転状態	

ＡＯＰ「外部電源喪失」「全交流動力電源喪失」「全直流電源喪失」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
全交流電源喪失（外部電源喪失かつD/G全台起動失敗）	PSR 3-3	可搬型代替交流電源設備使用可能	・緊急用P/Cの状態 ・可搬型代替交流電源設備の状態	
	PSR 3-4	P/C 2C又は2D受電	・P/C 2Cの状態 ・P/C 2Dの状態	
	PSR 3-5	緊急用P/C受電	・緊急用P/Cの状態	

ＡＯＰ「外部電源喪失」「全交流動力電源喪失」「全直流電源喪失」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
全直流電源喪失	PSR 4-1	常設代替直流電源設備使用可能	・常設代替直流電源設備の状態	
	PSR 4-2	可搬型代替直流電源設備使用可能	・可搬型代替直流電源設備の状態	
	PSR 4-3	直流 125V 主母線盤 2A 又は 2B 受電	・直流 125V 主母線盤 2A 又は 2B の状態	

ＡＯＰ「外部電源喪失」「全交流動力電源喪失」「全直流電源喪失」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
全直流電源喪失	PSR 4-4	緊急用直流 125V 主母線盤受電	・緊急用直流 125V 主母線盤	
	PSR 4-5	P/C 2C 又は 2D 受電	・P/C 2C の状態 ・P/C 2D の状態	
	PSR 4-6	緊急用 P/C 受電	・緊急用 P/C の状態	

ＡＯＰ「外部電源喪失」「全交流動力電源喪失」「全直流電源喪失」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
非常用交流電源復旧	PSR 5-1	外部電源復旧	・275kV 系電圧 ・154kV 系電圧	
	PSR 5-2	非常用 D/G 又は常設代替交流電源設備復旧	・非常用 D/G の状態 ・常設代替交流電源設備の状態	

スクラム
（RC）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

反応度制御
（RC/Q）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

水位確保
（RC/L）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

減圧冷却
（CD）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

ＰＣＶ圧力制御
（PC/P）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

Ｄ／Ｗ温度制御
（ＤＷ／Ｔ）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

Ｓ／Ｐ温度制御
（SP/T）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

Ｓ／Ｐ水位制御
(SP/L)

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

ＰＣＶ水素濃度制御
（PC/H）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

二次格納施設制御
(SC/C)

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

使用済燃料プール制御（SF/C）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

水位回復
（C1）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

急速減圧
（C2）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

水位不明
（C3）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

ＡＭ初期対応
（C4）

赤数字：操作内容の判断は別紙５参照

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
原子炉制御	「スクラム」 （ＲＣ）	・原子炉スクラムを確認する。 ・原子炉を停止する。 ・十分な炉心冷却状態を維持する。 ・原子炉を冷温停止状態まで冷却する。 ・格納容器制御・二次格納施設制御・使用済燃料プール制御への導入条件を監視し，導入条件が成立した場合には各制御へ移行する。 （原子炉がスクラムしない場合を含む。）			

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
原子炉制御	「反応度制御」 （ＲＣ／Ｑ）	・スクラム不能異常過渡事象発生時に，原子炉を安全に停止させる。			

【略語】
ECCS：非常用炉心冷却系
S/P ：サプレッション・プール
SLC ：ほう酸水注入系
CR ：制御棒

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
原子炉制御	「水位確保」 （ＲＣ／Ｌ）	・原子炉水位を燃料有効長頂部（TAF）以上に回復させ，安定に維持する。			

【略語】
Ｌ－８：原子炉水位高（レベル８）
Ｌ－３：原子炉水位低（レベル３）
Ｌ－２：原子炉水位異常低（レベル２）
Ｌ－１：原子炉水位異常低（レベル１）
TAF　：燃料有効長頂部

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
原子炉制御	「減圧冷却」 （ＣＤ）	・原子炉水位をＬ－1 以上に維持しつつ，原子炉を減圧し，冷温停止状態へ移行させる。			

【略語】
MSIV：主蒸気隔離弁
SRV ：逃がし安全弁（逃がし弁機能）
RHR ：残留熱除去系

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
格納容器制御	「ＰＣＶ圧力制御」 （ＰＣ／Ｐ）	・ＰＣＶ圧力を監視し，制御する。			
	「Ｄ／Ｗ温度制御」 （ＤＷ／Ｔ）	・D/W の空間温度を監視し，制御する。			

【略語】
D/W ：ＰＣＶドライウェル部
D/W HVH：ドライウェル内ガス冷却装置

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
格納容器制御	「Ｓ／Ｐ温度制御」（ＳＰ／Ｔ）	・S/P 水温度及び空間部温度を監視し，制御する。			
	「Ｓ／Ｐ水位制御」（ＳＰ／Ｌ）	・S/P 水位を監視し，制御する。			

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
格納容器制御	「Ｓ／Ｐ水位制御」（ＳＰ／Ｌ）（続き）	・S/P 水位を監視し，制御する。			
	「ＰＣＶ水素濃度制御」（ＰＣ／Ｈ）	・PCV 内の水素及び酸素濃度を監視し，制御する。			

【略語】
FCS ：可燃性ガス濃度制御系
CAMS：ＰＣＶ雰囲気モニタ

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
二次格納施設制御	「二次格納施設制御」 （ＳＣ／Ｃ）	・原子炉建屋内での原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えいの拡大防止，原子炉建屋の健全性確保。 ・原子炉建屋内外部への放射能放出の制限			
使用済燃料プール制御	「使用済燃料プール制御」 （ＳＦ／Ｃ）	・使用済燃料プール内燃料の損傷防止・緩和			

【略語】
NWL ：通常水位

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
不測事態	「水位回復」 （Ｃ１）	・原子炉水位を回復する。			

【略語】
RCIC：原子炉隔離時冷却系

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
不測事態	「急速減圧」 （Ｃ２）	・原子炉を速やかに減圧する。			

【略語】
ADS ：逃がし安全弁（自動減圧機能）

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
不測事態	「急速減圧」 （Ｃ２） （続き）	・原子炉を速やかに減圧する。			

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
不測事態	「水位不明」 （Ｃ３）	・原子炉水位が不明な場合に原子炉の冷却を確保する。			

ＥＯＰ 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
不測事態	「ＡＭ初期対応」 （Ｃ４）	・ＳＯＰへの移行を円滑にするために初期対応操作を行う。			

【略語】
SOP ：非常時運転手順書Ⅲ
（シビアアクシデント）

ＥＯＰ「スクラム（ＲＣ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉出力	RC 1-1	自動スクラム成功	・スクラム警報 ・全制御棒挿入状態 ・中性子束「減少」	
	RC 1-2	全制御棒全挿入又は「02」ポジション	・全制御棒全挿入位置又は「02」ポジション ・全制御棒炉心状態表示ユニット ・4ROD 表示 ・CRT 表示 ・プロコン（制御棒位置表示）	

ＥＯＰ「スクラム（ＲＣ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉水位	RC 2-1	原子炉水位	・原子炉水位	
	RC 2-2	給復水系（H/W 含む）正常	・給復水系の運転正常 ・H/W 水位正常 ・給水制御系正常	

ＥＯＰ「スクラム（ＲＣ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉水位	RC 2-3	原子炉水位連続監視，調整 L－3～L－8 に維持	・原子炉水位	
原子炉圧力	RC 3-1	MSIV 開	・MSIV 開閉表示灯	
	RC 3-2	EHC 圧力制御正常	・タービンバイパス弁の追従状況	
	RC 3-3	復水器使用可能	・LPCP 正常 ・CWP 正常 ・O/G 系正常 ・グランドシール（HS 含む）正常	

ＥＯＰ「スクラム（ＲＣ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉圧力	RC 3-4	SRV 開固着なし	・原子炉圧力 ・SRV 開閉表示灯 ・SRV 排気管温度	
	RC 3-5	SRV による原子炉圧力調整	・原子炉圧力 ・SRV 開閉表示灯 ・SRV 排気管温度	

ＥＯＰ「スクラム（ＲＣ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
タービン・電源	RC 4-1	所内電源有	・常用 6.9kV 母線電圧	
	RC 4-2	MSIV 開	・MSIV 開閉表示灯	
	RC 4-3	EHC 圧力制御正常	・タービンバイパス弁の追従状況	
	RC 4-4	復水器使用可能	・LPCP 正常 ・CWP 正常 ・O/G 系正常 ・グランドシール（HS 含む）正常	

ＥＯＰ「スクラム（ＲＣ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
モニタ確認	RC 5-1	モニタ確認	・MS モニタ ・スタックモニタ ・SGTS モニタ ・O/G モニタ ・LDS モニタ ・モニタリングポスト ・その他放射線モニタ	

ＥＯＰ「スクラム（ＲＣ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
格納容器制御への導入	RC 6-1	D/W圧力13.7kPa[gage]以上	・D/W圧力	
	RC 6-2	D/W HVH戻り温度 65℃（局所66℃）以上	・D/W HVH戻り温度 ・D/W局所温度	
	RC 6-3	S/P水温度（バルク）32.0℃以上	・S/P水温度（バルク）	
	RC 6-4	S/P 空間部温度（局所）82.0℃以上	・S/P空間部（局所）温度	
	RC 6-5	S/P水位＋16.7 cm以上	・S/P水位	
	RC 6-6	S/P水位－4.7 cm以下	・S/P水位	
	RC 6-7	MSIV 全閉後 12 時間以内に冷温停止できない場合	・MSIV閉時刻 ・原子炉冷却材温度	

ＥＯＰ「スクラム（ＲＣ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
二次格納施設制御への導入	RC 7-1	原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい警報発生	・ECCS 機器室周囲温度・換気差温度 ・LDS 論理作動状況 ・放射線モニタ指示 ・火災報知設備	
使用済燃料プール制御への導入	RC 8-1	使用済燃料プール温度高警報 50℃以上	・使用済燃料プール温度	
	RC 8-2	使用済燃料プール水位低警報 NWL －142㎜以下	・使用済燃料プール水位	

ＥＯＰ「スクラム（ＲＣ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
復旧	RC 9-1	MSIV 開	・MSIV 開閉表示灯	
	RC 9-2	MSIV 開可能	・復水器使用可能 ・隔離信号の有無	
	RC 9-3	PLR ポンプ運転中	・PLR ポンプ運転状態 ・炉心流量	

ＥＯＰ「反応度制御（ＲＣ／Ｑ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
反応度制御 ＲＣ／Ｑ	RCQ 1-1	原子炉出力 3%以上	・原子炉出力	
	RCQ 1-2	タービン運転中	・タービン主要弁の開閉状態 ・タービントリップ警報 ・タービンの回転速度	

ＥＯＰ「反応度制御（ＲＣ／Ｑ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＳＬＣ	RCQ 2-1	中性子束振動発生の有無	・原子炉出力	
	RCQ 2-2	S/P 水温	・原子炉出力 ・S/P 水温	

ＥＯＰ「反応度制御（ＲＣ／Ｑ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位	RCQ 3-1	原子炉出力	・原子炉出力	
	RCQ 3-2	原子炉隔離	・MSIV 開閉状態 ・タービンバイパス弁開閉状態	
	RCQ 3-3	水位 L－3～L－8 に維持	・原子炉水位	

ＥＯＰ「反応度制御（ＲＣ／Ｑ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
圧力	RCQ 4-1	復水器使用可能	・LPCP 正常 ・CWP 正常 ・O/G 系正常 ・グランドシール（HS 含む）正常	
	RCQ 4-2	タービンバイパス弁にて原子炉圧力を一定に維持	・原子炉圧力 ・MSIV 開閉状態 ・タービンバイパス弁開閉状態	
水位低下	RCQ 5-1	給水を絞り，原子炉出力 3%未満を維持する（下限 L-2 まで）	・原子炉出力 ・原子炉水位 ・給水制御系	
	RCQ 5-2	水位 L－1＋500 mm～＋1500 mmに維持	・原子炉水位	

ＥＯＰ「反応度制御（ＲＣ／Ｑ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
減圧	RCQ 6-1	タービンバイパス弁にて減圧し，水位L－1＋500 mm～＋1500 mmに維持	・原子炉圧力 ・原子炉水位	
	RCQ 6-2	SRV（ADS）2弁開にして減圧し，水位L－1＋500 mm～＋1500 mmに維持	・原子炉圧力 ・原子炉水位	
	RCQ 6-3	SRV（ADS）1弁ずつ順次開放し，水位L－1＋500 mm～＋1500 mmに維持	・原子炉圧力 ・原子炉水位	

ＥＯＰ「反応度制御（ＲＣ／Ｑ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＲＣ／Ｑ 水位不明	RCQ 7-1	SRV（ADS）２弁開にして炉心冠水最低圧力まで注水維持	・原子炉圧力 ・原子炉水位	

ＥＯＰ「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位	RCL 1-1	水位Ｌ－3～Ｌ－8に維持	・原子炉水位	
	RCL 1-2	水位下降中	・原子炉水位	

ＥＯＰ「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位	RCL 1-3	ECCS 及び給復水系作動せず	・ECCS の作動状況 ・給復水系の作動状況	
	RCL 1-4	水位 L－1 以上維持可能	・原子炉水位	

ＥＯＰ「減圧冷却（ＣＤ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
減圧	CD 1-1	主復水器使用可能	・LPCP 正常 ・CWP 正常 ・O/G 系正常 ・グランドシール（HS 含む）正常	
	CD 1-2	減圧手段選択	・原子炉圧力 ・S/P 水温度	

ＥＯＰ「減圧冷却（ＣＤ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
減圧	CD 1-3	RHR SDC 起動	・原子炉水位 ・原子炉圧力 ・RHR の状態	
水位	CD 2-1	水位Ｌ－1～Ｌ－8 に維持	・原子炉水位	

ＥＯＰ「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ 圧力制御	PCP 1-1	N_2 又は空気漏えいによるか	・D/W 圧力 ・D/W 温度 ・D/W 酸素濃度 ・N_2 使用量	
	PCP 1-2	水位 L－1 未満経験	・原子炉水位記録計 ・警報記録（アラームタイパ）	

ＥＯＰ「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ 圧力制御	PCP 1-3	水位 L－0 以上維持	・原子炉水位	
	PCP 1-4	炉心損傷の有無	・SOP 対象領域判定図 ・CAMS による γ 線線量率 ・原子炉停止後の経過時間 ・RPV 温度	

ＥＯＰ「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ 圧力制御	PCP 2-1	S/P圧力13.7kPa[gage]～98.0kPa[gage]	・S/P圧力	
		S/P圧力98.0kPa[gage]～245kPa[gage]	・S/P圧力	
		S/P圧力245kPa[gage]～279kPa[gage]	・S/P圧力	
		S/P圧力279kPa[gage]～310kPa[gage]	・S/P圧力	

ＥＯＰ「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ 圧力制御	PCP 2-2	24 時間以内に S/P 圧力　13.7kPa[gage]未満	・S/P 圧力	
	PCP 2-3	炉心損傷の有無	・SOP 対象領域判定図 ・CAMS によるγ線線量率 ・原子炉停止後の経過時間 ・RPV 温度	

ＥＯＰ「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ 圧力制御	PCP 2-4	RHR が PCV スプレイに使用できない場合は代替格納容器スプレイ冷却系（常設）起動 ・開始 S/P 圧力 279kPa[gage] ・停止 S/P 圧力 217kPa[gage]	・S/P 圧力 ・RHR の運転状態 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の状態	
原子炉 満水	PCP 3-1	S/P 圧力 279kPa[gage]以下維持可能	・S/P 圧力	

ＥＯＰ「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ ベント	PCP 4-1	炉心損傷の有無	・ＳＯＰ対象領域判定図 ・CAMS によるγ線線量率 ・原子炉停止後の経過時間 ・RPV 温度	

ＥＯＰ「Ｄ／Ｗ温度制御（ＤＷ／Ｔ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
Ｄ／Ｗ 温度制御	DWT 1-1	D/W 局所温度 66℃ 未満	・D/W 局所温度 ・D/W HVH 戻り温度	
		D/W 局所温度 90℃ 到達	・D/W 局所温度	
		D/W 局所温度 171℃ 近接	・D/W 局所温度	
		D/W 局所温度 171℃ 以上	・D/W 局所温度	
	DWT 1-2	D/W 空間部温度制限	・原子炉圧力 ・D/W 空間部温度	
	DWT 1-3	D/W スプレイ起動	・D/W 局所温度 ・D/W HVH 戻り温度	

ＥＯＰ「Ｓ／Ｐ温度制御（ＳＰ／Ｔ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
Ｓ／Ｐ 温度制御 （水温）	SPT 1-1	S/P 水温度	・S/P 水温度	
	SPT 1-2	24時間以内に32℃未満に冷却可能	・S/P 水温度	
	SPT 1-3	S/P 熱容量制限	・原子炉圧力 ・S/P 水温度	

ＥＯＰ「Ｓ／Ｐ温度制御（ＳＰ／Ｔ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
Ｓ／Ｐ 温度制御 （空間部）	SPT 2-1	S/P 空間部温度	・S/P 空間部温度	
	SPT 2-2	S/P 水温度 49℃以上	・S/P 水温度	
	SPT 2-3	S/P 熱容量制限	・原子炉圧力 ・S/P 水温度	

ＥＯＰ「Ｓ／Ｐ水位制御（ＳＰ／Ｌ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
Ｓ／Ｐ 水位制御 （高）	SPL 1-1	S/P 水位＋16.7 cm 以上	・S/P 水位	
		S/P 水位＋26.7 cm 到達	・S/P 水位	
		S/P 水位＋5.5m 到達	・S/P 水位	
		S/P 水位＋6.0m 近接	・S/P 水位	
		S/P 水位＋6.5m 到達	・S/P 水位	
		S/P 水位 EL 32.4m 到達	・S/P 水位 ・D/W 水位高高表示灯	

ＥＯＰ「Ｓ／Ｐ水位制御（ＳＰ／Ｌ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
Ｓ／Ｐ 水位制御 （高）	SPL 1-2	24 時間以内に＋16.7 cm未満	・S/P 水位	
Ｓ／Ｐ 水位制御 （低）	SPL 2-1	S/P水位－4.7cm以下	・S/P 水位	
		S/P 水位－14.7 cm 到達	・S/P 水位	
		S/P 水位－50 cm以下	・S/P 水位	
	SPL 2-2	24 時間以内に－4.7 cm超過	・S/P 水位	

ＥＯＰ「ＰＣＶ水素濃度制御（ＰＣ／Ｈ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ 水素濃度 制御 ＰＣ／Ｈ	PCH 1-1	水素濃度 3.4vol％以上	・PCV 水素濃度	

ＥＯＰ「二次格納施設制御（ＳＣ／Ｃ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
二次格納施設制御 ＳＣ／Ｃ	SCC 1-1	漏えい箇所自動隔離失敗	・漏えい箇所の隔離 ・表示灯 ・漏えい判断時のパラメータ指示	
	SCC 1-2	漏えい箇所遠隔手動隔離失敗	・漏えい箇所の隔離 ・漏えい判断時のパラメータ指示	

ＥＯＰ「二次格納施設制御（ＳＣ／Ｃ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
二次格納施設制御	SCC 1-3	低圧で原子炉へ注水可能な系統 1 系統以上起動	・復水系の起動状態 ・ECCS の起動状態	

ＥＯＰ「二次格納施設制御（ＳＣ／Ｃ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
二次格納施設制御（急速減圧より）	SCC 2-1	漏えい箇所隔離成功	・漏えい箇所の隔離	
	SCC 2-2	炉心損傷の有無	・SOP 対象領域判定図 ・CAMS による γ 線線量率 ・原子炉停止後の経過時間 ・RPV 温度	

ＥＯＰ「使用済燃料プール制御（ＳＦ／Ｃ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
使用済燃料プール制御（水温）	SFC 1-1	使用済燃料プール冷却系統の運転状態	・使用済燃料プール冷却系の状態 ・RHR 系統の状態 ・代替燃料プール冷却系の状態	
	SFC 1-2	使用済燃料プール冷却系統の復旧	・使用済燃料プール冷却系の状態 ・RHR 系統の状態 ・代替燃料プール冷却系の状態	
	SFC 1-3	使用済燃料プール水温度低下中	・使用済燃料プール水温度	

ＥＯＰ「使用済燃料プール制御（ＳＦ／Ｃ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
使用済燃料プール制御（水温）	SFC 1-4	使用済燃料プール温度 100℃到達	・使用済燃料プール水温度	
	SFC 1-5	使用済燃料プール水温 50℃未満	・使用済燃料プール水温度	

ＥＯＰ「使用済燃料プール制御（ＳＦ／Ｃ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
使用済燃料プール制御（水位）	SFC 2-1	使用済燃料プール水位 戻り配管下端（NWL－230mm）以上維持可能	・使用済燃料プール水位	
	SFC 2-2	使用済燃料プール水位 戻り配管下端（NWL－230mm）未満継続	・使用済燃料プール水位	

ＥＯＰ「使用済燃料プール制御（ＳＦ／Ｃ）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
使用済燃料プール制御（水位）	SFC 2-3	使用済燃料プール水位低警報（NWL－142mm）以上 水位回復	・使用済燃料プール水位	

ＥＯＰ「水位回復（Ｃ１）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位回復 Ｃ１	C1 1-1	低圧で原子炉へ注水可能な系統 2 系統以上起動	・復水系の起動状態 ・ECCS の起動状態	
	C1 1-2	水位下降中 or 上昇中	・原子炉水位	

ＥＯＰ「水位回復（Ｃ１）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位 下降中	C1 2-1	炉圧　1.03MPa[gage] 以上	・原子炉圧力	
	C1 2-2	水位上昇中	・原子炉水位	

ＥＯＰ「水位回復（Ｃ１）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位 下降中	C1 2-3	低圧で原子炉へ注水可能な系統 1 系統以上起動	・復水系の起動状態 ・ECCS の起動状態	
	C1 2-4	低圧代替注水系起動	・低圧代替注水系（常設）の起動状態	

ＥＯＰ「水位回復（Ｃ１）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位 上昇中	C1 3-1	RCIC 又は高圧代替注水系作動中	・原子炉水位 ・RCIC の運転状態 ・高圧代替注水系の運転状態	
	C1 3-2	TAF 継続時間の確認	・原子炉水位 ・最長許容炉心露出時間 ・原子炉停止後の時間 ・TAF 継続時間	
	C1 3-3	TAF 未満	・原子炉水位	

ＥＯＰ「水位回復（Ｃ１）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位 上昇中	C1 3-4	ECCS 1 系統以上 起動	・ECCS の起動状態	

ＥＯＰ「水位回復（Ｃ１）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
（急速減圧より）	C1 4-1	原子炉水位Ｌ－０以下	・原子炉水位	
	C1 4-2	再冠水維持 低圧注水系１系統 以上運転	・低圧注水系の運転状態	
	C1 4-3	スプレイ冷却維持 HPCS 又は LPCS 運転	・HPCS の運転状態 ・LPCS の運転状態	

ＥＯＰ「急速減圧（Ｃ２）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
急速減圧 Ｃ２	C2 1-1	ADS 全弁順次開放 （ADS 7 弁開放）	・原子炉圧力 ・SRV 開閉表示灯 ・SRV 排気管温度	
	C2 1-2	ADS＋SRV の合計 7 弁まで追加開放	・原子炉圧力 ・SRV 開閉表示灯 ・SRV 排気管温度	

ＥＯＰ「急速減圧（Ｃ２）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
急速減圧 Ｃ２	C2 1-3	ADS 又は SRV 1 弁以上開放	・原子炉圧力 ・SRV 開閉表示灯 ・SRV 排気管温度	
	C2 1-4	代替減圧手段	・RCIC の運転状態	
	C2 1-5	減圧可能	・原子炉圧力	

ＥＯＰ「急速減圧（Ｃ２）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
急速減圧 Ｃ２	C2 1-6	水位判明	・原子炉水位	
	C2 1-7	D/W 空間部温度制限	・水位不明判断曲線 ・原子炉圧力 ・D/W 空間部温度	

ＥＯＰ「水位不明（Ｃ３）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
注水確保	C3 1-1	低圧で原子炉へ注水可能な系統 1 系統以上起動	・復水系の起動状態 ・ECCS の起動状態	
	C3 1-2	低圧代替注水系起動	・低圧代替注水系（常設）の起動状態	

ＥＯＰ「水位不明（Ｃ３）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
注水確保	C3 1-3	低圧で原子炉へ注水可能な系統，低圧代替注水系（常設）復旧	・復水系の復旧 ・ECCS の復旧 ・低圧代替注水系（常設）の復旧	

ＥＯＰ「水位不明（Ｃ３）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
満水注入	C3 2-1	SRV 1 弁以上開	・原子炉圧力 ・SRV 開閉表示灯 ・SRV 排気管温度	
	C3 2-2	MD RFP 又は HPCS 注入不能	・MD RFP の運転状態 ・HPCS の運転状態	

ＥＯＰ「水位不明（Ｃ３）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
満水注入	C3 2-3	減圧注水維持	・原子炉圧力 ・原子炉水位	

ＥＯＰ「水位不明（Ｃ３）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
満水注入	C3 2-4	低圧で原子炉へ注水可能な系統 1 系統のみで満水	・復水系の運転状態 ・ECCS の運転状態 ・原子炉圧力 ・S/P 圧力	
	C3 2-5	低圧で原子炉へ注水可能な系統を 1 系統ずつ順次起動して満水	・復水系の運転状態 ・ECCS の運転状態 ・原子炉圧力 ・S/P 圧力	

ＥＯＰ「水位不明（Ｃ３）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
満水注入	C3 2-6	SRV 開個数を減らし（最少１弁）満水	・原子炉圧力 ・S/P 圧力 ・SRV 開閉表示灯 ・SRV 排気管温度	
	C3 2-7	他の代替確認方法にて原子炉満水を確認する。	・原子炉圧力 ・SRV 排気管温度	
	C3 2-8	ADS 弁を 7 弁開として代替注水系を起動し原子炉水位をできるだけ上昇させる。	・原子炉圧力 ・原子炉水位 ・SRV 開閉表示灯 ・SRV 排気管温度 ・代替注水系の起動状況	

ＥＯＰ「水位不明（Ｃ３）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
水位計 復旧	C3 3-1	最長許容炉心露出時間内に水位判明	・原子炉水位 ・最長許容炉心露出時間 ・原子炉停止後の時間	

ＥＯＰ「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＡＭ初期対応 Ｃ４	C4 1-1	注水系統を起動	・原子炉への注水系統の起動状態	

ＥＯＰ「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＡＭ初期対応 Ｃ４	C4 1-2	原子炉水位Ｌ－1未満	・原子炉水位	
	C4 1-3	原子炉水位 BAF＋20％到達	・原子炉水位	
	C4 1-4	炉心損傷開始確認	・CAMS によるγ線線量率 ・原子炉停止後の経過時間 ・RPV 温度	

ＥＯＰ「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＡＭ初期対応 Ｃ４	C4 2-1	RHR が PCV スプレイに使用できない場合は代替格納容器スプレイ冷却系（常設）起動 ・開始 S/P 圧力 465kPa[gage] ・停止 S/P 圧力 400kPa[gage]	・S/P 圧力 ・RHR の運転状態 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の状態	
	C4 3-1	代替循環冷却系原子炉注水流量 ・100m^3/h	・代替循環冷却系の運転状態 ・代替循環冷却系原子炉注水流量	

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
電源確保※①	常設代替交流電源設備起動	MCR にて，常設代替交流電源設備を起動する。
	常設代替交流電源設備による緊急用 M/C 受電	常設代替交流電源設備の起動を確認し，緊急用 M/C を受電する。
	常設代替交流電源設備による緊急用 M/C から M/C 2C 又は 2D 受電	交流電源負荷抑制のため，非常用母線負荷の遮断器「切」，動的負荷の自動起動防止のため CS を「切」又は「切保持」とし，緊急用 M/C から M/C 2C 又は 2D を受電する。
	HPCS D/G による M/C 2C 又は 2D 受電	交流電源負荷抑制のため，非常用母線負荷の遮断器「切」，動的負荷の自動起動阻止のため CS を「切」又は「切保持」とし，HPCS D/G から M/C 2E を経由して M/C 2C 又は 2D を受電する。
	可搬型代替交流電源設備による P/C 2C 及び 2D 受電	交流電源負荷抑制のため非常用母線負荷の遮断器「切」，動的負荷の自動起動防止のため CS を「切」又は「切保持」とし，可搬型代替交流電源設備が P/C 2C 及び 2D 連絡母線に受電されていることを確認後，P/C 2C 及び 2D を受電する。
	125V A 系及び B 系蓄電池による直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B 受電	自動受電開始から 8 時間以降に直流電源負荷抑制のため，電源負荷の遮断器「切」とし，交流電源復旧までの延命処置をする。
	可搬型代替交流電源設備による直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B 受電	負荷の MCCB を「切」とし，可搬型代替直流電源設備の起動を確認後，可搬型代替直流電源設備用電源切替盤及び直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B の MCCB を「入」とし，直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B を受電する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
電源確保※①	常設代替交流電源設備による直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B 受電	常設代替交流電源設備により非常用母線を受電し，直流 125V 充電器 A 及び B を受電する。
	可搬型代替交流電源設備による直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B 受電	可搬型代替交流電源設備により非常用母線を受電し，直流 125V 充電器 A 及び B を受電する。
	常設代替交流電源設備による緊急用 M/C，P/C，MCC 受電	常設代替交流電源設備により緊急用 M/C，P/C，MCC を受電する。
	可搬型代替交流電源設備による緊急用 P/C，MCC 受電	可搬型代替交流電源設備により緊急用 P/C，MCC を受電する。
	常設代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B 受電	緊急用 125V 蓄電池の延命処置として直流電源負荷抑制のため，電源負荷の遮断器「切」及び 125V　A 系，B 系蓄電池の遮断器を開放後，緊急用直流 125V 主母線盤，可搬型代替直流電源設備用電源切替盤及び直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B の MCCB を「入」とし，直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B を受電する。
	常設代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤受電	常設代替直流電源設備の起動を確認後，常設代替直流電源設備用電源切替盤及び緊急用直流 125V 主母線盤の MCCB を「入」とし，緊急用直流 125V 主母線盤を受電する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
電源確保※①	可搬型代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤受電	可搬型代替直流電源設備の起動を確認後，可搬型代替直流電源設備用電源切替盤及び緊急用直流 125V 主母線盤の MCCB を「入」とし，緊急用直流 125V 主母線盤を受電する。
	可搬型代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B 受電	負荷の MCCB を「切」とし，可搬型代替直流電源設備の起動を確認後，可搬型代替直流電源設備用電源切替盤及び直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B の MCCB を「入」とし，直流 125V 主母線盤 2A 及び 2B を受電する。
	D/G 2C，2D 及び HPCS D/G 海水系への代替送水	D/G 2C，2D 及び HPCS D/G 海水系への代替送水により，非常用 D/G の機能を回復する。
反応度制御※②	SLC による反応度制御	SLC ポンプを起動し，ほう酸水注入により反応度を制御する。
	制御棒挿入による反応度制御	手動スクラムスイッチ，原子炉モードスイッチ，代替制御棒挿入機能（自動・手動），選択制御棒挿入機構（自動・手動）及び現場操作による制御棒挿入により反応度を制御する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　ＡＭ設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
原子炉注水※③	RCIC による原子炉注水	RCIC を起動し，原子炉へ注水する。
	HPCS による原子炉注水	HPCS を起動し，原子炉へ注水する。
	高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系を起動し，原子炉へ注水する。
	LPCS による原子炉注水	LPCS を起動し，原子炉へ注水する。
	RHR（低圧注水系）による原子炉注水	RHR（低圧注水系）により原子炉へ注水する。
	CRD による原子炉注水	CRD ポンプを起動し，原子炉へ注水する。
	SLC による原子炉注水	SLC ポンプを起動し，原子炉へ注水する。
	高圧代替注水系の現場起動による原子炉注水	高圧代替注水系を現場で起動し，原子炉へ注水する。
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	低圧代替注水系（常設）を起動し，原子炉へ注水する。
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	系統構成を行い，低圧代替注水系（可搬型）の起動を確認し，原子炉への注水を確認する。
	代替循環冷却系による原子炉注水	代替循環冷却系を起動し，原子炉へ注水する。
	消火系による原子炉注水	消火系を起動し，原子炉へ注水する。
	CST 系による原子炉注水	CST 系を起動し，原子炉へ注水する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　ＡＭ設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
原子炉減圧※④	SRV による原子炉減圧（電源確保）	常設代替高圧電源装置，常設代替直流電源設備，可搬型代替低圧電源車，可搬型代替直流設備のいずれかにより，弁の駆動電源を確保し，SRV を操作し原子炉を減圧する。
	SRV による原子炉減圧（駆動源確保）	代替逃がし安全弁駆動装置，窒素発生装置，予備の高圧窒素ガスボンベのいずれかにより，弁の駆動源を確保し，SRV を操作し原子炉を減圧する。
	代替減圧手段による原子炉の減圧	RCIC，高圧代替注水系，CUW 又はタービンバイパス弁により，原子炉を減圧する。
	RHR（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却	SRV による原子炉減圧等により，温度が上昇するサプレッション・プール水を RHR で冷却する。
	代替循環冷却系によるサプレッション・プール冷却	SRV による原子炉減圧等により，温度が上昇するサプレッション・プール水を代替循環冷却系にて冷却する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
原子炉格納容器冷却※⑤	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	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器へスプレイし，原子炉格納容器の冷却をする。
	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	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器へスプレイし，原子炉格納容器の冷却をする。
	RHR（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイ	RHR（格納容器スプレイ冷却系）により原子炉格納容器へスプレイし，原子炉格納容器の冷却をする。
	代替循環冷却系による格納容器スプレイ	代替循環冷却系により原子炉格納容器へスプレイし，原子炉格納容器の冷却をする。
	CST 系による格納容器スプレイ	CST 系により原子炉格納容器へスプレイし，原子炉格納容器の冷却をする。
	消火系による格納容器スプレイ	消火系（常設）により原子炉格納容器へスプレイし，原子炉格納容器の冷却をする。
	ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器冷却	ドライウェル内ガス冷却装置の起動により原子炉格納容器内の冷却をする。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
原子炉格納容器減圧※⑥	格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）による格納容器減圧	格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）により原子炉格納容器を減圧する。
	格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）による格納容器減圧	格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）により原子炉格納容器を減圧する。
	耐圧強化ベント系（サプレッション・チェンバ側）による格納容器減圧	耐圧強化ベント系（サプレッション・チェンバ側）により原子炉格納容器を減圧する。
	耐圧強化ベント系（ドライウェル側）による格納容器減圧	耐圧強化ベント系（ドライウェル側）により原子炉格納容器を減圧する。
	格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による格納容器減圧	格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の遠隔手動弁操作設備を現場で手動操作し，原子炉格納容器を減圧する。
	格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による格納容器減圧(現場操作)	格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の遠隔手動弁操作設備を現場で手動操作し，原子炉格納容器を減圧する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
原子炉格納容器減圧※⑥	フィルタ装置スクラビング水補給	フィルタ装置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。
	サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入	格納容器圧力逃がし装置を使用する際，サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入により原子炉格納容器内が酸性化することを防止し，サプレッション・プール水中によう素を捕捉することで，よう素の放出量を低減する。
	格納容器内の不活性ガス（窒素ガス）置換	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント停止後，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不活性ガス（窒素ガス）に置換を実施する。
	フィルタ装置の不活性ガス（窒素ガス）置換	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント停止後，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，フィルタ装置を不活性ガス（窒素ガス）に置換する。
	フィルタ装置スクラビング水移送	フィルタ装置の水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため，フィルタ装置のスクラビング水をサプレッション・プールへ移送を実施する。
	中央制御室退避室正圧化	炉心損傷後において格納容器圧力逃がし装置を使用する際に，退避する中央制御室退避室を空気ボンベユニットにより加圧し，中央制御室退避室の居住性を確保する。
	第二弁操作室の正圧化	炉心損傷後において格納容器圧力逃がし装置を使用する際に，弁操作員が退避する第二弁操作室を空気ボンベユニットにより加圧し，居住性を確保する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
原子炉格納容器下部注水※⑦	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水	格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水	格納容器下部注水系（可搬型）によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。
	消火系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水	消火系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。
	CST 系によるペデスタル（ドライウェル部）注水	CST 系によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
水素対策※⑧	格納容器圧力逃がし装置による格納容器水素ガス・酸素ガスの排出	格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の水素ガス・酸素ガスを排出し，格納容器内の水素濃度を制御する。
	FCS による原子炉格納容器内の水素濃度制御	FCS により原子炉格納容器内の水素濃度を制御する。
	格納容器内雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測	格納容器内雰囲気モニタにより原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を計測する。
	格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測	格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を計測する。
	原子炉建屋原子炉棟の水素濃度計測	原子炉建屋原子炉棟水素濃度計により水素濃度を監視する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
使用済燃料プール注水※⑨	低圧代替注水系（常設）による代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	低圧代替注水系（常設）により代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プールへ注水する。
	可搬型代替注水中型ポンプ又は大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	可搬型代替注水中型ポンプ又は大型ポンプにより代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プールへ注水する。
	CST 系による使用済燃料プール注水	CST 系により使用済燃料プールへ注水する。
	消火系による使用済燃料プール注水	消火系（消火栓又はＲＨＲライン）により使用済燃料プールへ注水する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
使用済燃料プール冷却※⑩	低圧代替注水系（常設）による代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ	低圧代替注水系（常設）により代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用して使用済燃料プールへ注水する。
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ	可搬型代替注水大型ポンプにより代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用して使用済燃料プールへ注水（淡水／海水）する。
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用して使用済燃料プールへ注水（淡水／海水）する。
	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	代替燃料プール冷却系により使用済燃料プールを冷却する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　ＡＭ設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
除熱※⑪	RHR（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	RHR（原子炉停止時冷却系）により原子炉を除熱する。
	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り原子炉格納容器を除熱する。
冷却水確保※⑫	残留熱除去系海水系による冷却水確保	残留熱除去系海水系により，RHR の冷却水を確保する。
	緊急用海水系による冷却水確保	緊急用海水系により，RHR の冷却水を確保する。
	代替残留熱除去系海水系による冷却水確保	代替残留熱除去系海水系により，RHR の冷却水を確保する。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

ＥＯＰ　AM設備別操作手順書一覧

手順項目		項目概要
中央制御室居住性確保※⑬	中央制御室換気系起動（閉回路循環運転）	通常換気系隔離を確認し，中央制御室換気系（閉回路循環運転）を起動（自動・手動）する。
	非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系起動	通常換気系隔離を確認し，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系を起動（自動・手動）する。
	中央制御室酸素及び二酸化炭素測定	中央制御室の酸素及び二酸化炭素濃度を測定する。
	中央制御室換気系起動（外気取入れ運転）	中央制御室の酸素及び二酸化炭素濃度測定から中央制御室換気系起動（外気取入れ運転）を行う。
	中央制御室用可搬型照明設置	中央制御室に可搬型照明を設置する。
	中央制御室退避室用可搬型照明設置	中央制御室退避室に可搬型照明を設置する。
	データ表示装置（退避室）設置	中央制御室退避室にデータ表示装置（退避室）を設置する。
	中央制御室退避室酸素及び二酸化炭素測定及び管理	中央制御室退避室の酸素及び二酸化炭素濃度測定を測定し，濃度を管理する。
	衛星電話設備（可搬型）（退避室）設置	中央制御室退避室に衛星電話設備（可搬型）（退避室）を設置する。
	放射線防護具着用	中央制御室運転員等の放射線防護具装備について定める。

※：手順項目番号はフローチャートにて使用

AM操作方針の全体流れ図

注水-1：「損傷炉心への注水」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

注水-2：「長期の原子炉水位の確保」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

注水-3a：「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）初期注水」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

注水-3b：「ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

注水-4：「長期のRPV破損後の注水」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

除熱-1
「損傷炉心冷却後の除熱」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

除熱-2：「ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

除熱-3
「ＲＰＶ破損後の除熱」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

放出：「ＰＣＶ破損防止」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

水素：「Ｒ／Ｂ水素爆発防止」

赤数字：操作内容の判断は別紙９参照

ＳＯＰ 目的及び基本的な考え方

ストラテジ名称	目的	移行条件	基本的な考え方
注水－1 「損傷炉心への注水」	・炉心損傷後，最初に実施されるストラテジであり，損傷炉心へ注水することによって損傷炉心の冷却を行い，RPVの破損を回避する。		
注水－2 「長期の原子炉水位の確保」	・原子炉の水位を長期的に確保する。		

ＳＯＰ 目的及び基本的な考え方

ストラテジ名称	目的	移行条件	基本的な考え方
注水－3a 「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）初期注水」	・注水－1「損傷炉心への注水」導入と同時に導入されるストラテジであり，炉心損傷後，あらかじめペデスタル（ドライウェル部）に水を注水することで，放出されるデブリの冷却性向上及びペデスタル（ドライウェル部）の床面コンクリートの浸食抑制を図る。		
注水－3b 「ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」	・注水－1「損傷炉心への注水」又は注水－2「長期の原子炉水位の確保」においてRPVが破損し，ペデスタル（ドライウェル部）にデブリが流出した可能性のある場合，デブリの冷却を行うためペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。		
注水－4 「長期のＲＰＶ破損後の注水」	・注水－3b「ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」から，RPV破損後の原子炉への注水を継続することで格納容器への放熱を抑制するとともに，デブリの冷却を行うためペデスタル（ドライウェル部）注水を継続する。		

ＳＯＰ 目的及び基本的な考え方

ストラテジ名称	目的	移行条件	基本的な考え方
除熱－1 「損傷炉心冷却後の除熱」	・注水－1「損傷炉心への注水」で原子炉水位が確保できた場合に，注水－2「長期の原子炉水位の確保」と並行して格納容器の除熱を行い，格納容器の健全性を維持する。		
除熱－2 「ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」	・注水－1「損傷炉心への注水」又は注水－2「長期の原子炉水位の確保」においてRPVが破損し，格納容器が過温破損するおそれがあるため，格納容器スプレイを実施する。		
除熱－3 「ＲＰＶ 破損後の除熱」	・注水－3b「ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」及び除熱－2「ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」において，RPV破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水及び格納容器スプレイを行い，PCV圧力の低下を確認後，注水－4「長期のＲＰＶ破損後の注水」と並行して格納容器の除熱を行い，格納容器の健全性を維持する。		

ＳＯＰ 目的及び基本的な考え方

ストラテジ名称	目的	移行条件	基本的な考え方
放出 「ＰＣＶ 破損防止」	・注水－1「損傷炉心への注水」導入と同時に導入されるストラテジであり，格納容器の健全性を確認する。 ・除熱－1「損傷炉心冷却後の除熱」，除熱－3「ＲＰＶ破損後の除熱」において，S/P水位が6.5mに到達した場合，PCV圧力が上昇しPCV破損に至る可能性がある場合，PCVベントを行う。また，PCVからの異常な漏えいを認知した場合，PCV からの漏えい影響を抑制するため，PCVベントを行う。 ・PCV水素濃度及び酸素濃度を監視し，PCV 酸素濃度が4.3vol％以上に上昇してきた場合はPCVベントを行い，水素及び酸素を放出することにより PCV 破損を防止する。		
水素 「Ｒ／Ｂ 水素爆発防止」	・注水－1「損傷炉心への注水」導入と同時に導入されるストラテジであり，R/Bの水素濃度を監視するとともに，R/B 水素排出を行い，R/B の水素爆発を防止する。		

ＳＯＰ「注水－１：損傷炉心への注水」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
初期注水	注水 1 1-1	原子炉圧力 0.69MPa [gage]未満	・原子炉圧力	

ＳＯＰ「注水－１：損傷炉心への注水」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
初期注水	注水 1 1-2	高圧注水系統使用可能	・高圧注水系統の状態	

ＳＯＰ「注水－１：損傷炉心への注水」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
初期注水	注水 1 1-3	低圧注水系統使用可能	・低圧注水系統の状態	
	注水 1 1-4	原子炉水位 BAF＋20%到達	・原子炉水位	

ＳＯＰ「注水－１：損傷炉心への注水」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ウェル注水	注水１ 2-1	D/W雰囲気温度 190℃以上	・D/W 雰囲気温度	
原子炉圧力容器破損の判定	注水１ 3-1	RPV 健全	・原子炉圧力 ・原子炉水位 ・制御棒位置指示 ・制御棒駆動機構温度指示値 ・RPV 下鏡部温度指示値 ・格納容器下部水温 ・D/W 圧力 ・D/W 雰囲気温度 ・ペデスタル（D/W 部）雰囲気温度 ・S/P 水温 ・D/W 水素濃度	

ＳＯＰ「注水－２：長期の原子炉水位の確保」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
長期の原子炉水位の確保	注水２ 1-1	原子炉水位確認可能	・原子炉水位	

ＳＯＰ「注水－２：長期の原子炉水位の確保」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
長期の原子炉水位の確保	注水２ 1-1	原子炉水位確認可能（続き）	・原子炉水位	
	注水２ 1-2	RHR 使用不可	・RHR の状態	

ＳＯＰ「注水－２：長期の原子炉水位の確保」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉圧力容器破損の判定	注水 2 2-1	RPV 健全	・原子炉圧力 ・原子炉水位 ・制御棒位置指示 ・制御棒駆動機構温度指示値 ・RPV 温度指示値 ・格納容器下部水温 ・D/W 圧力 ・D/W 雰囲気温度 ・ペデスタル（D/W 部）雰囲気温度 ・S/P 水温 ・D/W 水素濃度	
—	注水 2 2-2	代替循環冷却移行不可	・代替循環冷却系の状態	

ＳＯＰ「注水－３ｂ：ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ペデスタル（ドライウェル部）注水	注水 3b 1-1	デブリ堆積高さ 0.2m 以上	・デブリ堆積高さ ・格納容器下部水温	
	注水 3b 1-2	ペデスタル（ドライウェル部）水位 0.5m 未満	・ペデスタル（ドライウェル部）水位 ・格納容器下部水温	

ＳＯＰ「注水－４：長期のＲＰＶ破損後の注水」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
原子炉注水	注水４ 1-1	RPV ヘッドスプレイ使用可能	・RHR（A）系の状態	
ウェル注水	注水４ 2-1	D/W雰囲気温度 190℃以上	・D/W 雰囲気温度	

ＳＯＰ「注水－４：長期のＲＰＶ破損後の注水」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
—	注水 4 3-1	RHR 使用不可	・RHR の状態	
	注水 4 3-2	代替循環冷却移行不可	・代替循環冷却系の状態	

ＳＯＰ「除熱－１：損傷炉心冷却後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	除熱 1 1-1	RHR 使用不可	・RHR の状態	
	除熱 1 1-2	代替循環冷却系運転中	・代替循環冷却系運転状態	

ＳＯＰ「除熱－１：損傷炉心冷却後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	除熱 1 1-3	PCV 圧力 465kPa[gage]以上又は PCV 温度 171℃以上	・PCV 圧力 ・PCV 温度	

ＳＯＰ「除熱－１：損傷炉心冷却後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	除熱 1 1-4	代替循環冷却系起動	・代替循環冷却系運転状態	
	除熱 1 1-5	PCV 温度 171℃以上	・PCV 温度	
	除熱 1 1-6	代替循環冷却系格納容器スプレイ停止条件到達	・PCV 圧力	

ＳＯＰ「除熱－１：損傷炉心冷却後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	除熱 1 1-6	代替循環冷却系格納容器スプレイ停止条件到達（続き）	・PCV 圧力	
	除熱 1 2-1	PCV 圧力 465kPa[gage]以上又は PCV 温度 171℃以上	・PCV 圧力 ・PCV 温度	

ＳＯＰ「除熱－１：損傷炉心冷却後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	除熱 12-2	PCV 温度 171℃以上	・PCV 温度	
	除熱 12-3	PCV 圧力 400kPa[gage]まで低下	・PCV 圧力	

ＳＯＰ「除熱－１：損傷炉心冷却後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	除熱 1 3-1	FCS 起動可能	・FCS の状態	
	除熱 1 4-1	RHR による除熱達成	・RHR 系の運転状態 ・PCV 圧力 ・PCV 温度	
	除熱 1 4-2	S/P 水位 5.5m 到達	・S/P 水位	

ＳＯＰ「除熱－１：損傷炉心冷却後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	除熱 14-3	S/P 水位 6.4m 到達	・S/P 水位	
	除熱 14-4	S/P 水位 6.5m 到達	・S/P 水位	

ＳＯＰ「除熱－２：ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱 2 1-1	PCV 圧力・温度低下中	・PCV 圧力 ・PCV 温度	

ＳＯＰ「除熱－３：ＲＰＶ破損後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＲＰＶ破損後の除熱	除熱 3 1-1	RHR 使用不可	・RHR の状態	
	除熱 3 1-2	代替循環冷却系運転中	・代替循環冷却系運転状態	

ＳＯＰ「除熱－３：ＲＰＶ破損後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
損傷炉心冷却後の除熱	除熱 3 1-3	PCV圧力465kPa[gage]以上又はPCV温度171℃以上	・PCV圧力 ・PCV温度	・PCV圧力が465kPa[gage]以上又はPCV温度が171℃以上の場合は，代替循環冷却系をテストライン運転から格納容器スプレイ運転に切り替える。 PCV圧力465kPa[gage]以上の場合； 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量150m^3/h PCV温度171℃以上の場合； 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量250m^3/h 両方のスプレイ制御が同時に導入される場合は流量の多い250m^3/hでスプレイを行う。 ・PCV圧力が465kPa[gage]未満及びPCV温度が171℃未満である場合はRHRの状態を確認する。

ＳＯＰ「除熱－３：ＲＰＶ破損後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＲＰＶ破損後の除熱	除熱 3 1-4	代替循環冷却系起動	・代替循環冷却系運転状態	
	除熱 3 1-5	PCV 温度 171℃以上	・PCV 温度	
	除熱 3 1-6	代替循環冷却系格納容器スプレイ停止条件到達	・PCV 圧力	

ＳＯＰ「除熱－１：損傷炉心冷却後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＲＰＶ破損後の除熱	除熱 3 1-6	代替循環冷却系格納容器スプレイ停止条件到達（続き）	・PCV 圧力	
	除熱 3 2-1	PCV 圧力 465kPa[gage]以上又は PCV 温度 171℃以上	・PCV 圧力 ・PCV 温度	

ＳＯＰ「除熱－１：損傷炉心冷却後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＲＰＶ破損後の除熱	除熱 3 2-2	PCV 温度 171℃以上	・PCV 温度	
	除熱 3 2-3	PCV 圧力 400kPa[gage]まで低下	・PCV 圧力	

ＳＯＰ「除熱－３：ＲＰＶ破損後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＲＰＶ破損後の除熱	除熱 3 3-1	FCS 起動可能	・FCS の状態	
	除熱 3 4-1	RHR による除熱達成	・RHR の運転状態 ・PCV 圧力 ・PCV 温度	
	除熱 3 4-2	S/P 水位 5.5m 到達	・S/P 水位	

ＳＯＰ「除熱－３：ＲＰＶ破損後の除熱」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＲＰＶ破損後の除熱	除熱 3 4-3	S/P 水位 6.4m 到達	・S/P 水位	
	除熱 3 4-4	S/P 水位 6.5m 到達	・S/P 水位	

ＳＯＰ「放出：ＰＣＶ破損防止」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ ベント	放出 1-1	S/P 水位 6.5m 到達	・S/P 水位	
	放出 1-2	RHR 又は代替循環 冷却系起動	・RHR の状態 ・代替循環冷却系の状態	

ＳＯＰ「放出：ＰＣＶ破損防止」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶベント	放出 1-3	PCV スプレイ停止条件到達	・PCV 圧力	
	放出 1-4	S/P 水温 100℃未満	・S/P 水温	
	放出 1-5	FCS 使用可能及び運転制限圧力以下	・FCS の状態 ・PCV 圧力	

ＳＯＰ「放出：ＰＣＶ破損防止」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ 水素・酸素 濃度制御	放出 2-1	FCS 起動可能	・FCS の状態	
	放出 2-2	FCS 運転制限圧力 以下	・PCV 圧力	
	放出 2-3	PCV 酸素濃度 3.5vol％以上	・PCV 酸素濃度	

ＳＯＰ「放出：ＰＣＶ破損防止」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ 水素・酸素 濃度制御	放出 2-4	PCV 酸素濃度 4.0vol％以上	・PCV 酸素濃度	
	放出 2-5	PCV 酸素濃度 4.3vol％以上	・PCV 酸素濃度	
	放出 2-6	S/P 水温 100℃未満	・S/P 水温	

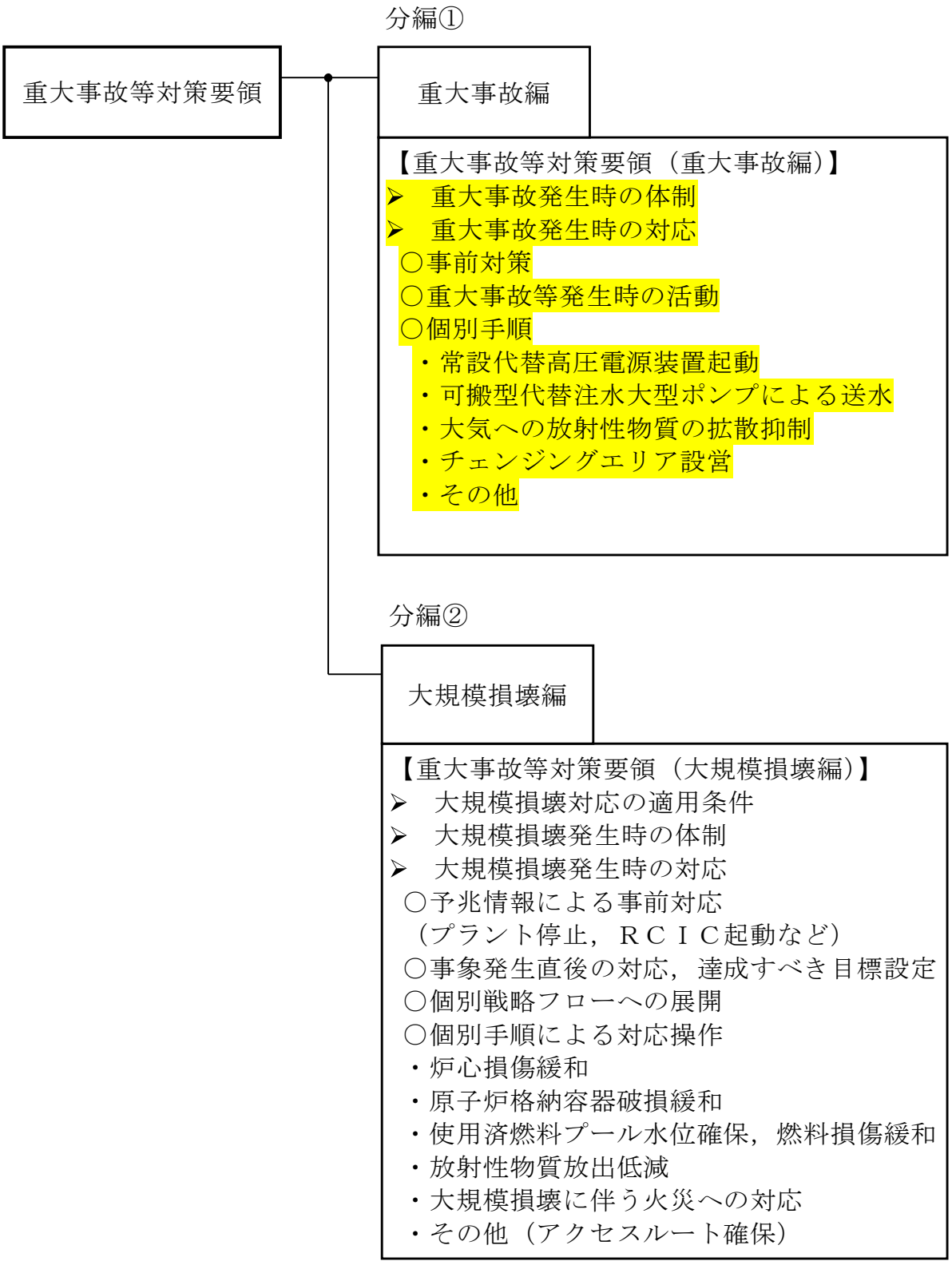
ＳＯＰ「放出：ＰＣＶ破損防止」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
ＰＣＶ 水素・酸素 濃度制御	放出 2-7	FCS 使用可能及び運転制限圧力以下	・FCS の状態 ・PCV 圧力	
	放出 2-8	RHR 又は代替循環冷却系の復旧	・RHR の状態 ・代替循環冷却系の状態	

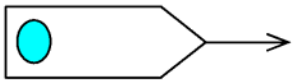
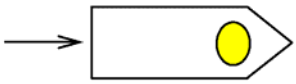
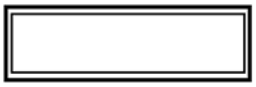
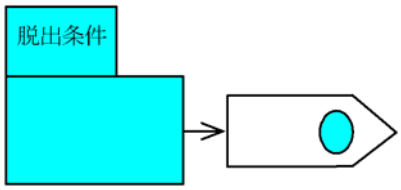
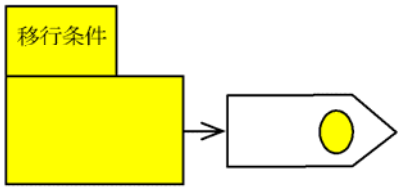
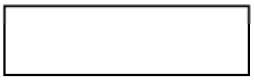
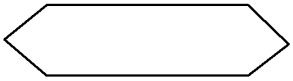
ＳＯＰ「水素：Ｒ／Ｂ水素爆発防止」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
Ｒ／Ｂ水素爆発防止	水素 1-1	R/B 水素濃度 2vol％到達	・R/B 水素濃度	

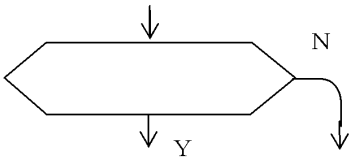
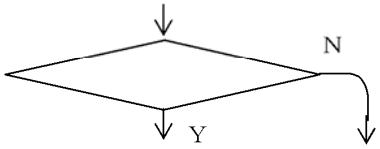
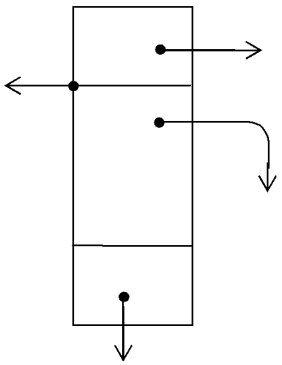
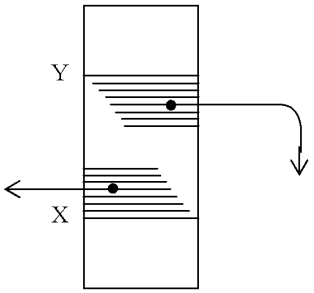
重大事故等対策要領概要



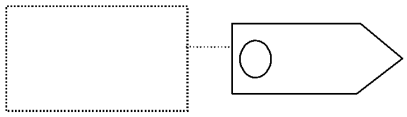
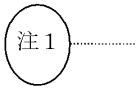
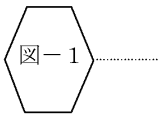
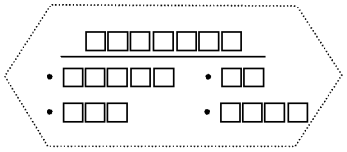
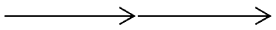
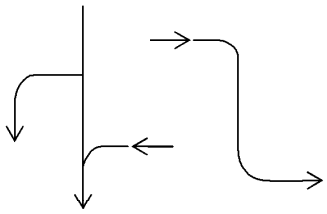
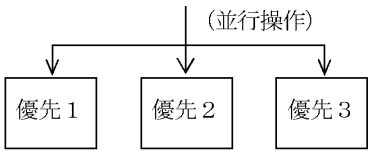
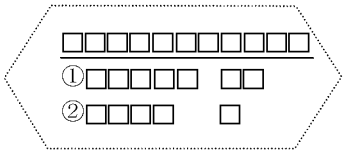
ＥＯＰ／ＳＯＰ フローチャート凡例

	記　　号	記号の意味
1		・他の手順からの導入（常に左から入る） ・○内は矢羽根連携ナンバーを記載 ○内色は「スクラム」（ＲＣ）は「青色」 その他は「黄色」
2		・他の手順への移行（常に右へ出る） ・○内は矢羽根連携ナンバーを記載 ○内色は「スクラム」（ＲＣ）は「青色」 その他は「黄色」
3		・主制御名称
4		・各制御名称
5		・各手順から「スクラム」（ＲＣ）へ脱出するための条件 ・条件の内，一つでも満足された場合は「スクラム」ＲＣへ脱出する ・フローシートの上部に置き，指揮者の常時監視項目である （青色で統一）
6		・「スクラム」（ＲＣ）以外の手順へ移行するための条件 ・この条件が成立した場合，他の手順へ移行する ・フローシートの関係箇所に置き，指揮者の常時監視項目である （黄色で統一）
7		・確認
8		・操作

ＥＯＰ／ＳＯＰ フローチャート凡例

	記　　号	記号の意味
9		・操作判断
１０		・待ち（監視操作継続） ・脱出条件または移行条件が満足されるまで監視操作継続。 ・操作が遂行できなければ（NO）次の操作へ移行する
１１		・判断
１２		・パラメータ別の移行先
１３		・Ｙになる前に事前に操作，判断 ・Ｘになる前に事前に操作，判断
１４		・操作毎に特記すべき注意書

ＥＯＰ／ＳＯＰ フローチャート凡例

	記　　号	記号の意味
１５		・格納容器制御導入条件補足
１６		・フローチャート別，注意－１ ・注意事項の解説がある項目については，注意事項の枠内で＃４と二重の記載がある
１７		・フローチャート別，図－１
１８		・操作および確認目的の視認性向上を目的に下線を使用する
１９		・各操作ステップ間の連絡線には移行方向を明確にするため三角矢印を適所に用いる
２０		・各操作ステップ間の連絡線の曲り箇所は，ステップ記号の視認性向上を目的に曲線とする
２１		・各制御または各ステップ操作，確認等が並行操作であり，且つ優先順位がある場合には，左から優先順位順に記載する
２２		・操作ステップ内の目的操作，確認等に優先順位がある場合には，丸数字により優先順位を記載する

添付資料 1.0.7

東海第二発電所

有効性評価における

重大事故対応時の手順について

目　次

１．運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

１．１　高圧・低圧注水機能喪失

１．２　高圧注水・減圧機能喪失

１．３　全交流動力電源喪失

１．３．１　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

１．３．２　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

１．３．３　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

１．４　崩壊熱除去機能喪失

１．４．１　取水機能が喪失した場合

１．４．２　残留熱除去系が故障した場合

１．５　原子炉停止機能喪失

１．６　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

１．７　格納容器バイパス（インターフェースシステムＬＯＣＡ）

１．８　津波浸水における注水機能喪失

２．重大事故

２．１　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

２．２　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

２．３　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

２．４　水素燃焼

２．５　溶融炉心・コンクリート相互作用

３．使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

３．１　想定事故１

３．２　想定事故２

４．運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

４．１　崩壊熱除去機能喪失

４．２　全交流動力電源喪失

４．３　原子炉冷却材の流出

1.1　高圧・低圧注水機能喪失

特　徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

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

基本的な考え方

原子炉圧力容器を強制的に減圧し，低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，格納容器内の冷却を行い，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

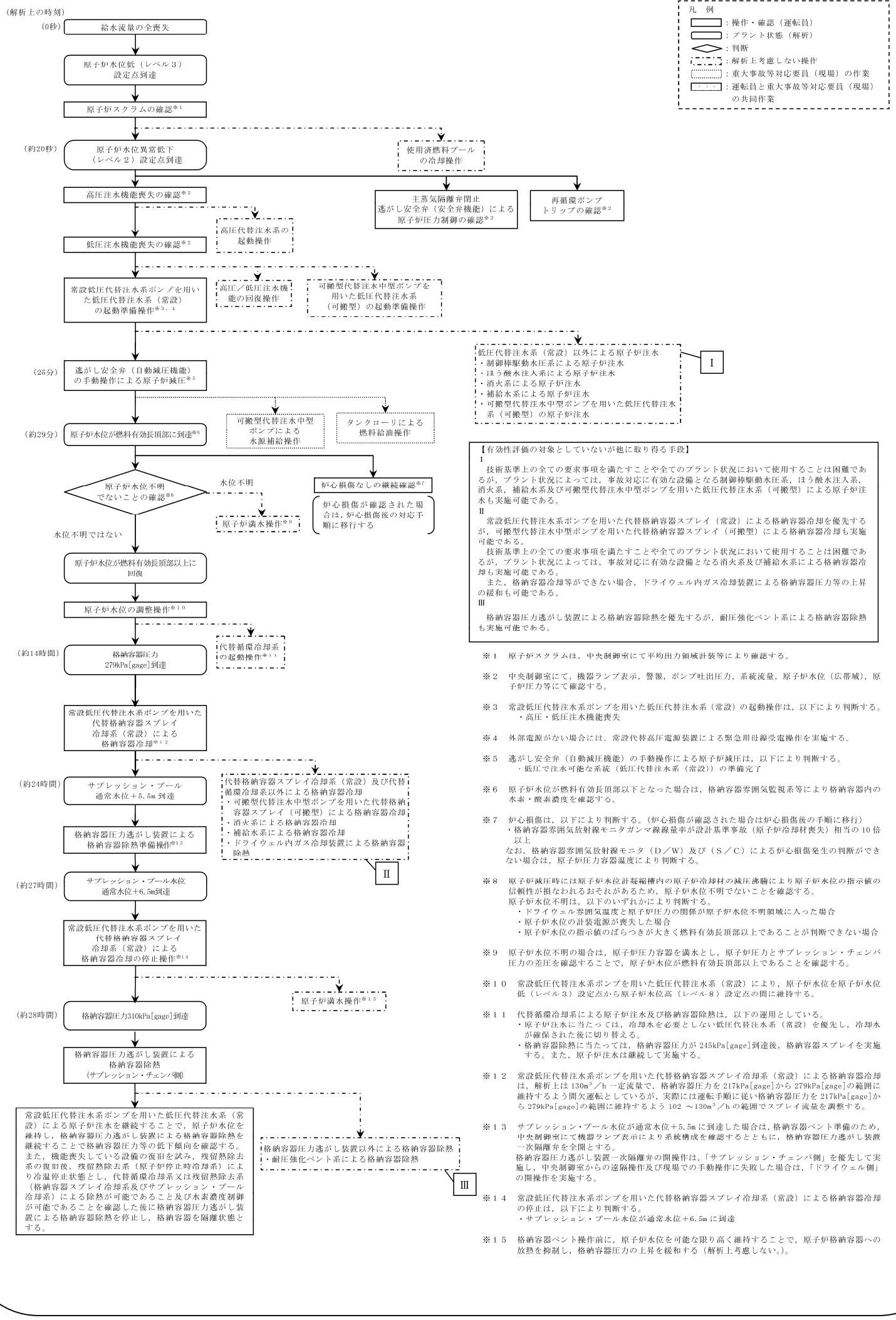
対応手順概要

a．原子炉スクラムの確認
b．高圧注水機能喪失の確認
c．高圧代替注水系の起動操作
d．低圧注水機能喪失の確認
e．高圧・低圧注水機能の回復操作
f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
g．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
h．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧
i．原子炉水位の調整操作
j．代替循環冷却系の起動操作
k．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による納容器冷却
l．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）
m．可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作
n．タンクローリによる燃料給油操作
o．使用済燃料プールの冷却操作

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※５　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

※６　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

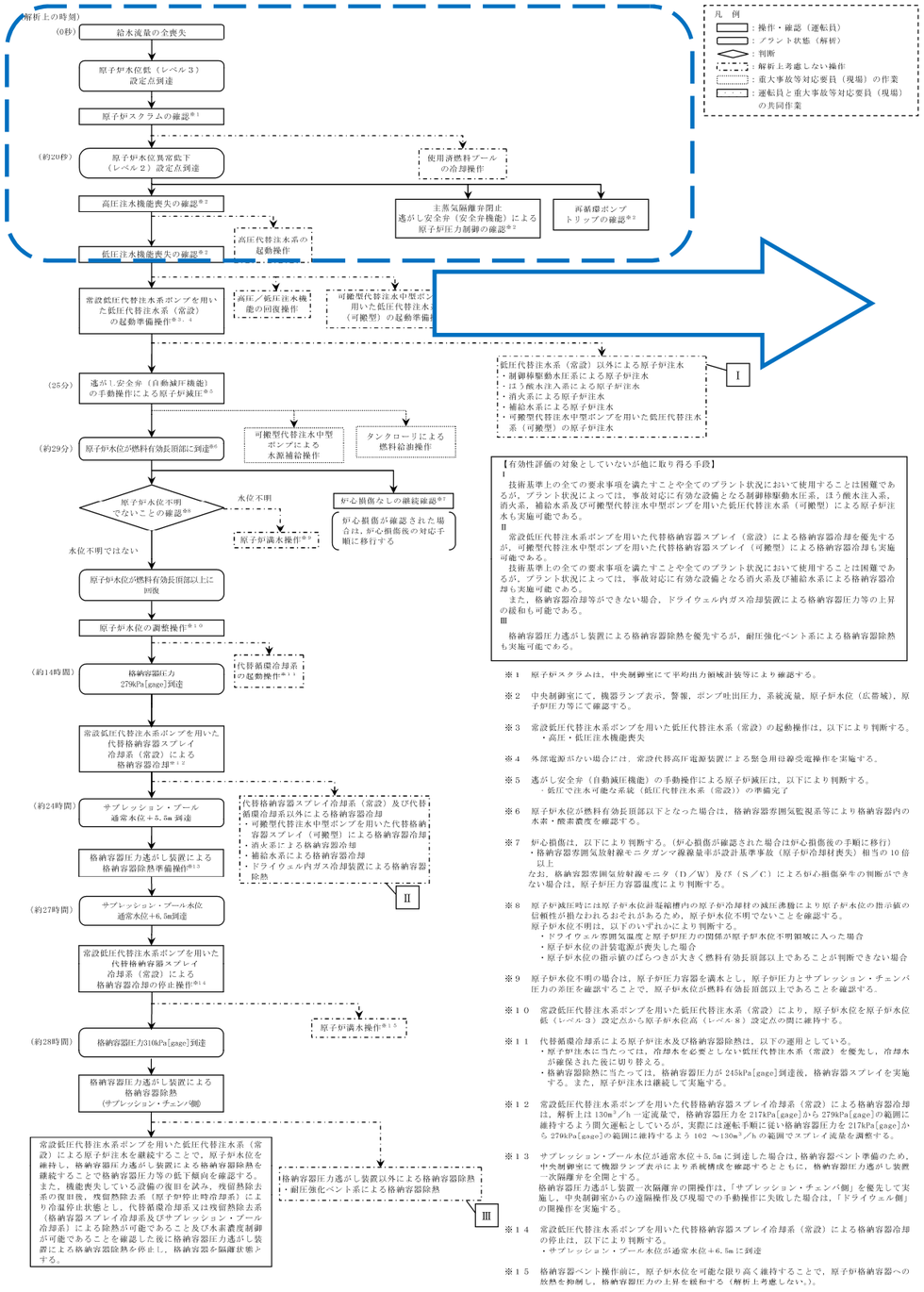
※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「給水流量全喪失」事象発生

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

全給水喪失していることから，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動するが，高圧注水機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

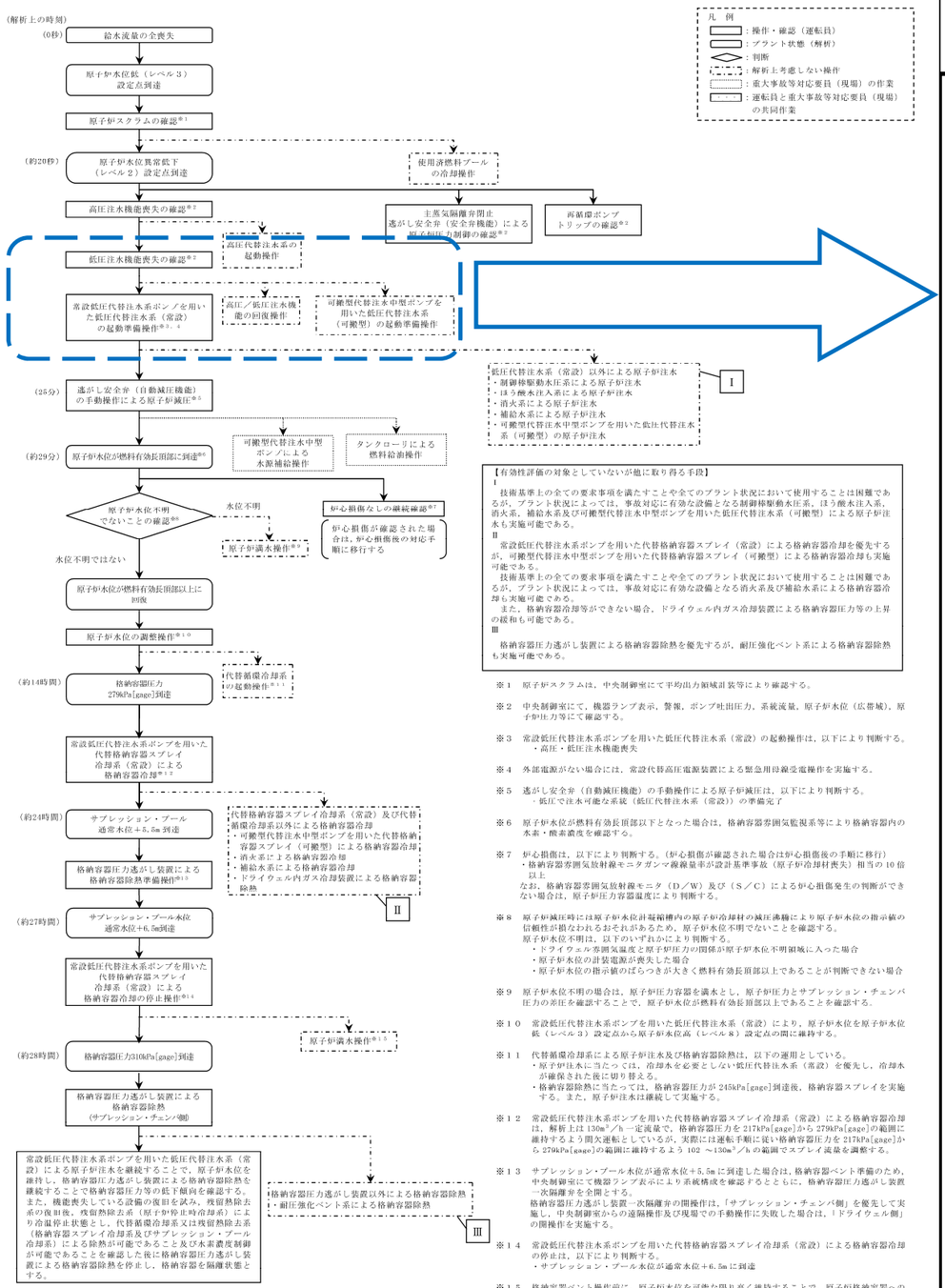
原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」へ移行する。

AM設備別手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

II

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

III

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※５　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

※６　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は130m³／h一定流量で，格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／hの範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5mに到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

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

高圧注水機能喪失により，原子炉への注水ができず，原子炉水位低下が継続する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上維持可能でないことを確認し，「水位回復」へ移行する。

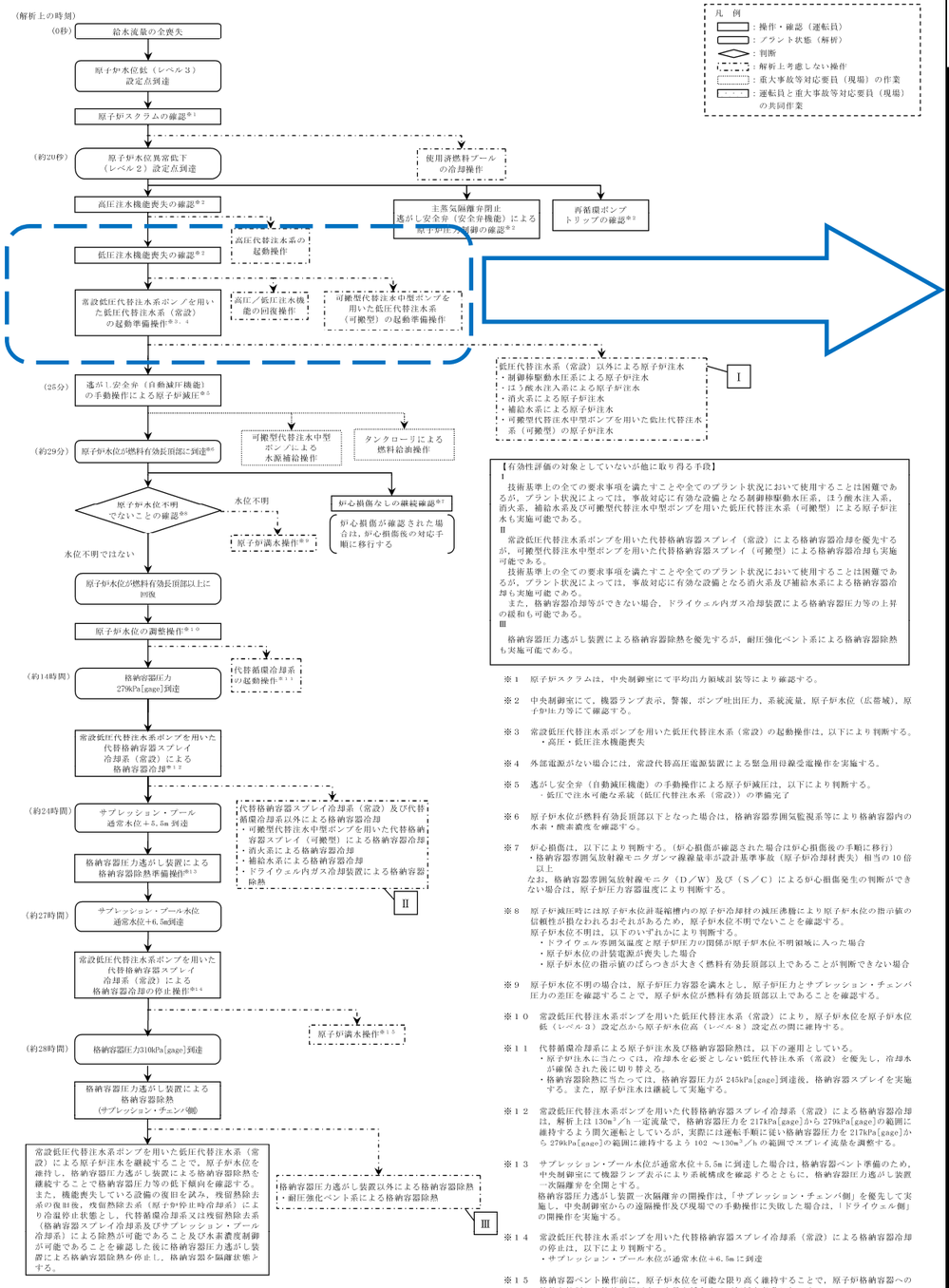
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

II

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

III

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※５　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

※６　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は130m³／h一定流量で，格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう102 ～130m³／hの範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5mに到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉水位低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル１）で残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が自動起動するが，低圧注水系機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

低圧注水機能喪失判断後，低圧代替注水系（常設）の起動準備を開始する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）到達後，更に低下傾向であることを確認し，低圧代替注水系（常設）を起動する。

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し「急速減圧」へ移行する。

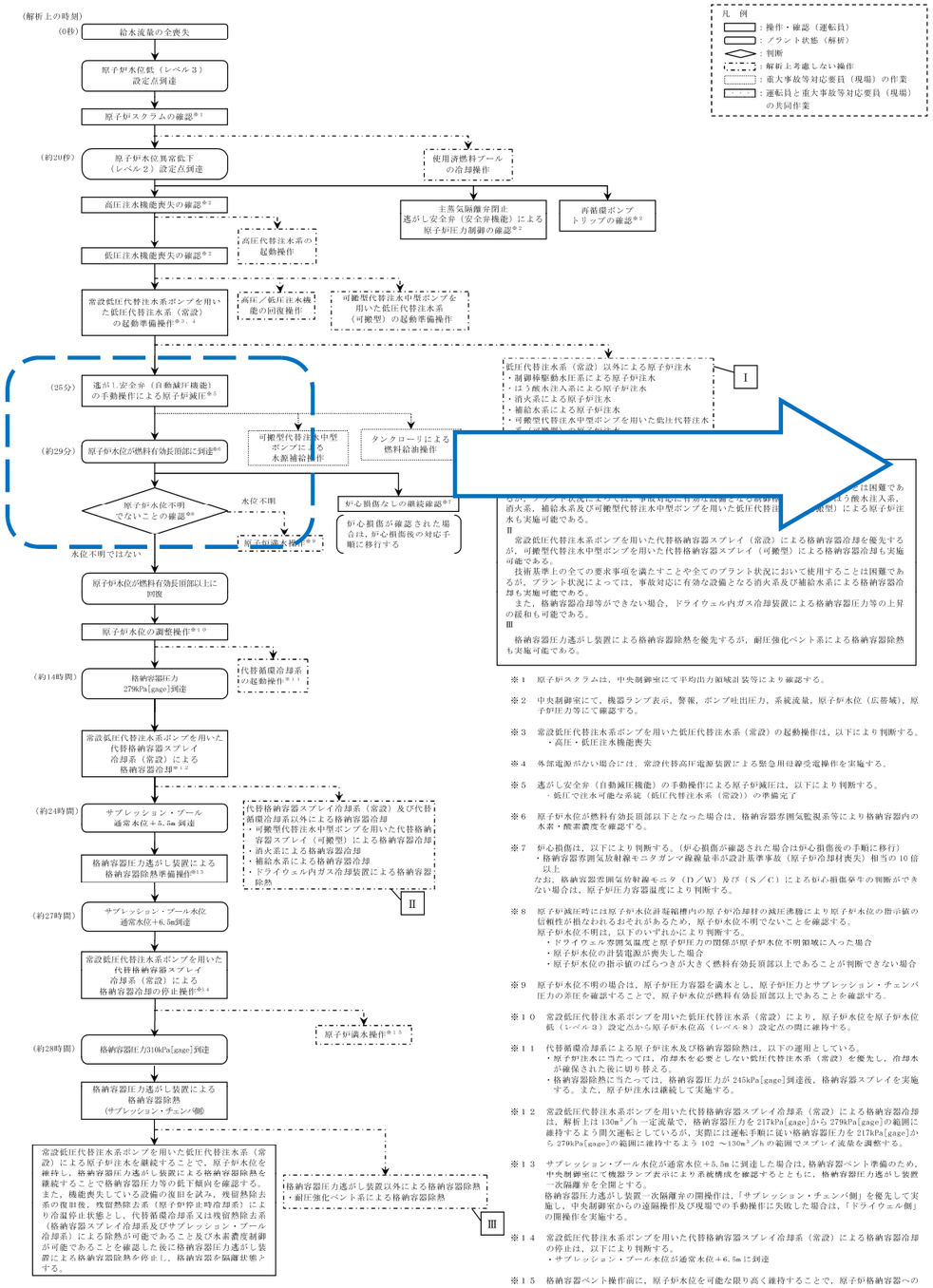
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対応要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し，逃がし安全弁７弁を手動開放し原子炉を減圧する。

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

原子炉水位計正常を確認後「水位回復」へ移行する。

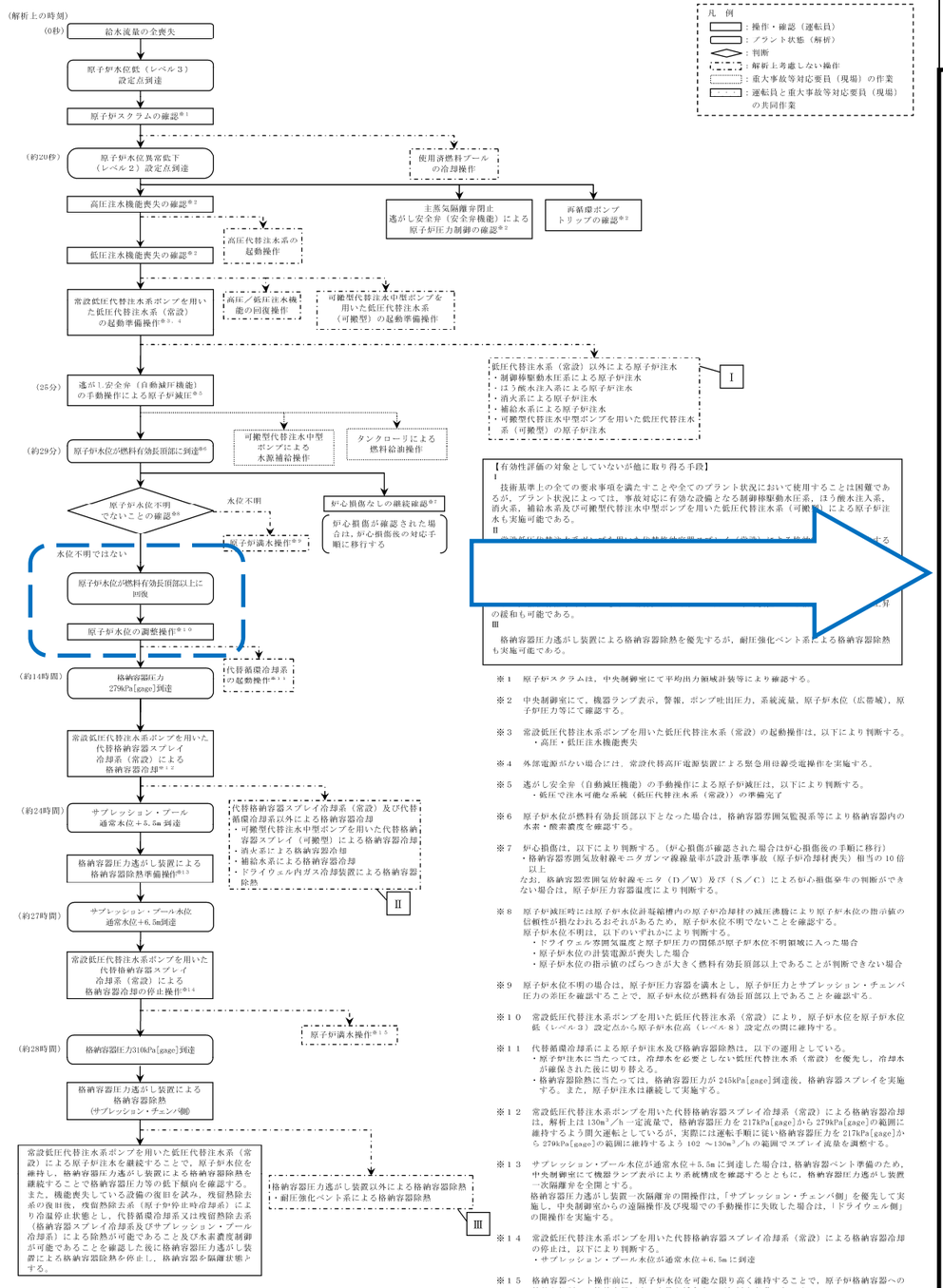
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※５　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

※６　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計基準器内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう開欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉減圧により，低圧代替注水系（常設）による注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し「水位確保」に移行する。

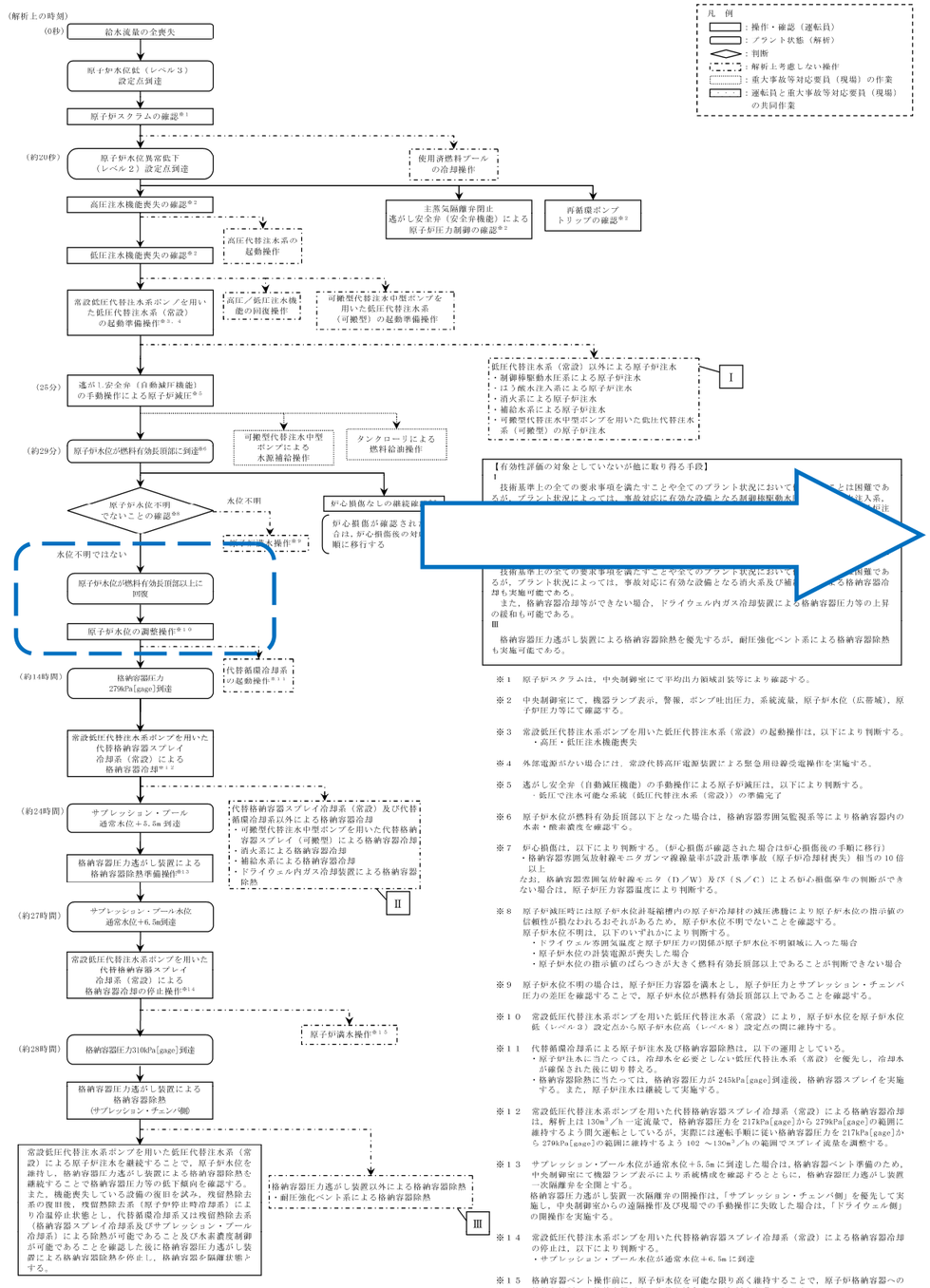
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※５　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

※６　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計基準槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は130m³／h一定流量で，格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう102～130m³／hの範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5mに到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）により，**原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し「スクラムに移行する。**

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

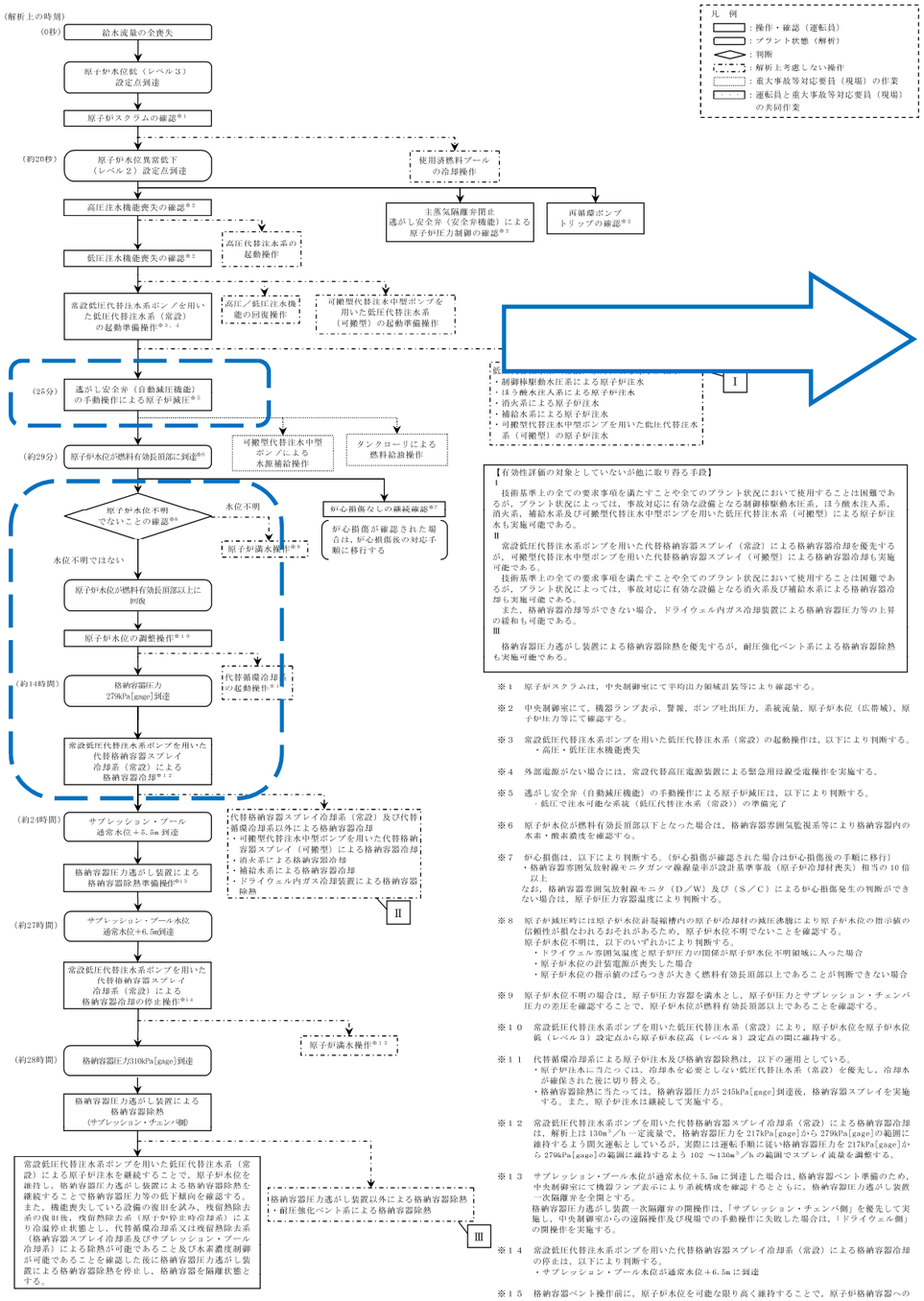
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※５　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

※６　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は130m³／h一定流量で，格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう開欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう102～136m³／hの範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5mに到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

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

ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。

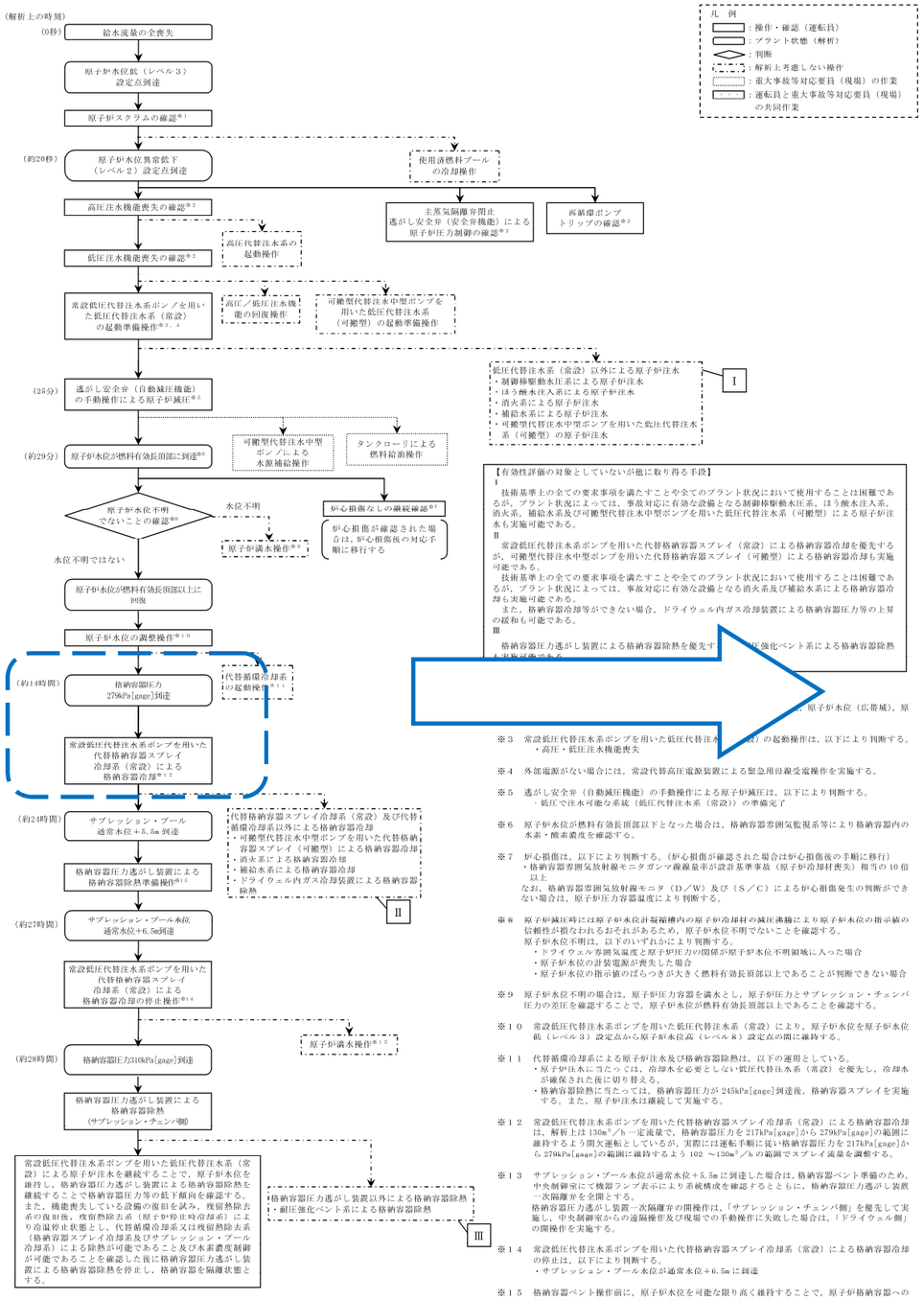
AM設備別手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

II

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

III

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先す[illegible]圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

[illegible]原子炉水位（広帯域），原

※３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水[illegible]（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※５　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

※６　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計基準槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器フシブ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]以上となったことを確認し，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。

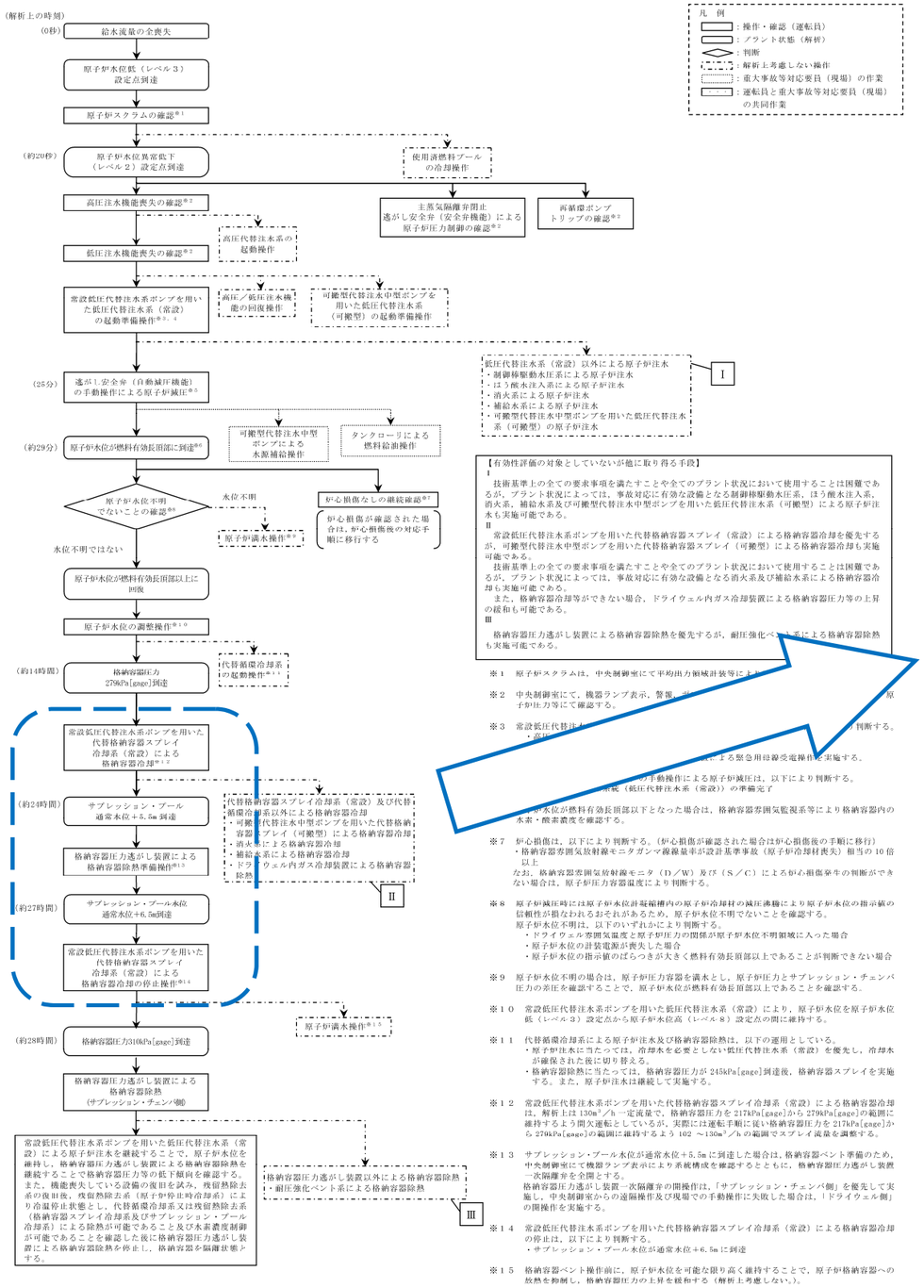
AM設備別手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

II

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

III

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等によ

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，

原子炉圧力等にて確認する。

※３　常設低圧代替注水

判断する。

・高圧

による緊急用母線受電操作を実施する。

の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。

系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）によるが心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は130m³／h一定流量で，格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう102～130m³／hの範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5mに到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」格納容器制御「Ｓ／Ｐ水位制御」

F

操作補足事項

外部水源を使用した代替格納容器スプレイにより，サプレッション・プール水位が上昇する。

サプレッション・プール水位が＋16.7㎝以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ水位制御」に移行する。

サプレッション・プール水位の監視を行い，＋5.5m以上にて格納容器ベント準備操作を実施する。

また，サプレッション・プール水位の上昇が継続することにより＋6.5m以上となったことを確認し，代替格納容器スプレイを停止する。

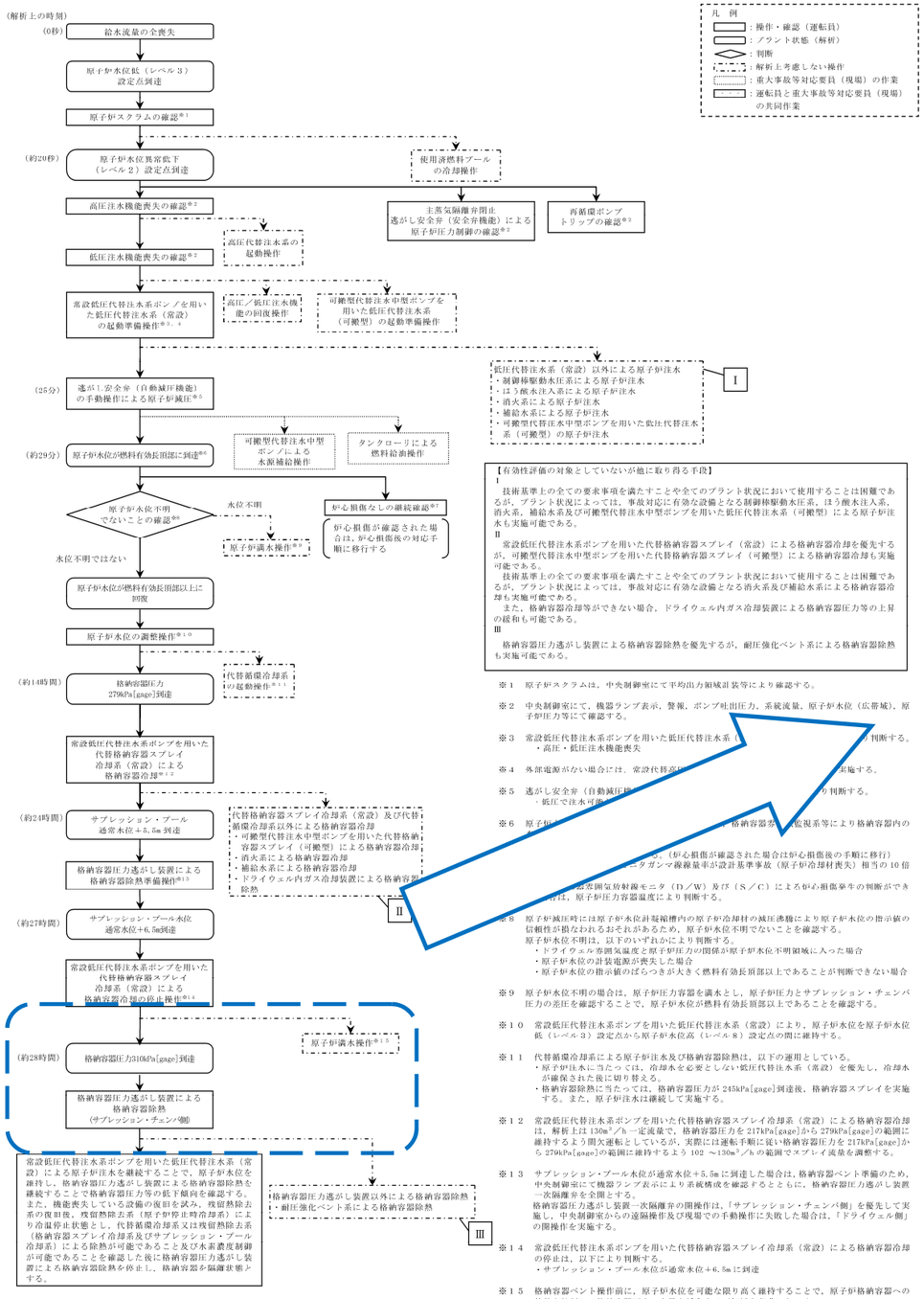
AM設備別手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

II

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

III

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（ … 判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４　外部電源がない場合には，常設代替高 … 実施する。

※５　逃がし安全弁（自動減圧 … 判断する。
・低圧で注水可能 …

※６　原子炉 … 格納容器券 … 監視系等により格納容器内の …

… 。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
… ニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍 …
… 器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）によるが心損傷発生の判断ができ … は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は130m³／h一定流量で，格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう102～130m³／hの範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5mに到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

サプレッション・チェンバ圧力を監視し，310kPa[gage]に到達したことを確認したら，格納容器ベントを実施する。

AM設備別手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧
AM⑥　原子炉格納容器減圧

重大事故等対策要領

1.2　高圧注水・減圧機能喪失

特　徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失するとともに，原子炉減圧機能も喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

基本的な考え方

代替の原子炉減圧機能により原子炉を減圧し低圧注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る

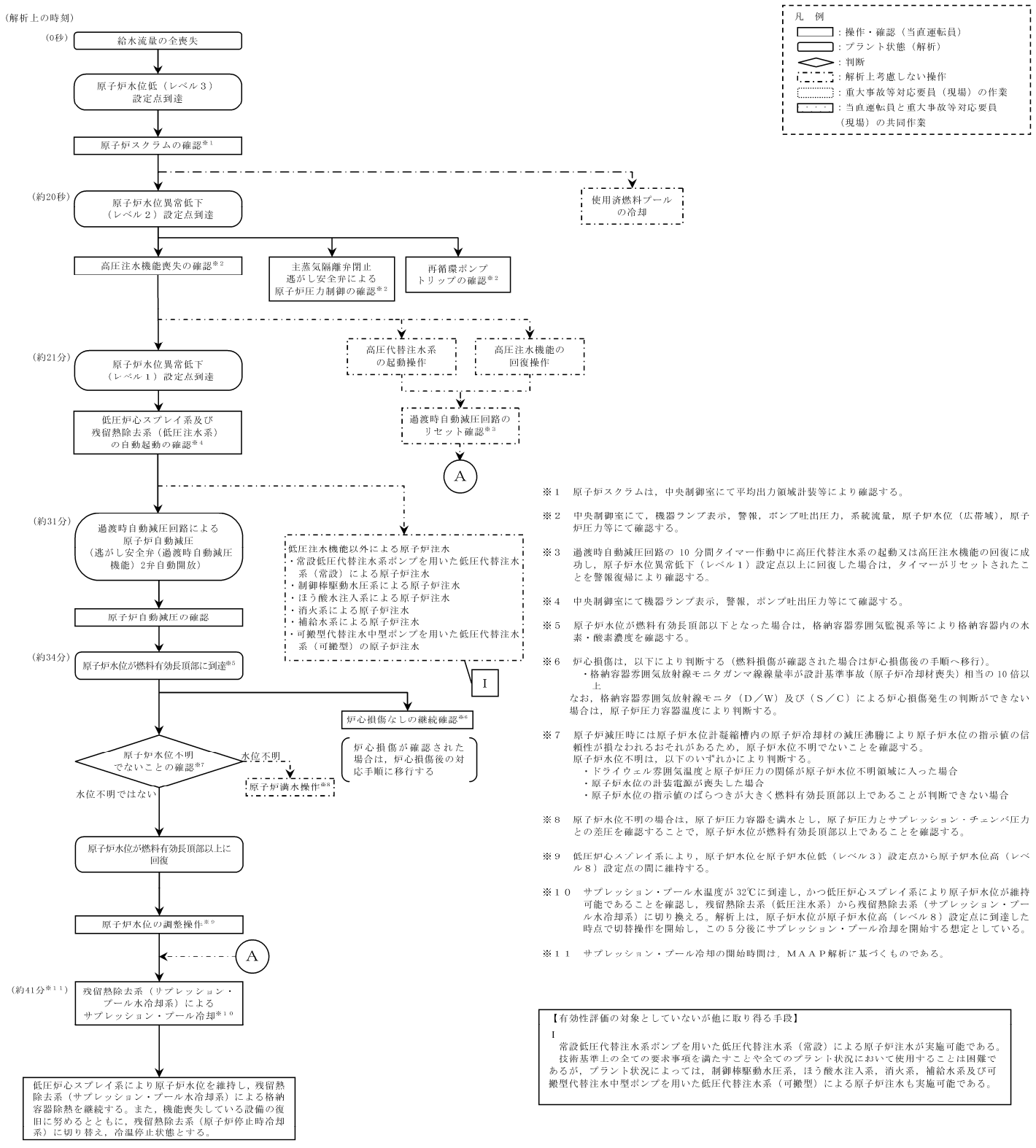
対応手順概要

a．原子炉スクラムの確認
b．高圧注水機能喪失の確認
c．高圧代替注水系の起動操作
d．高圧注水機能の回復操作
e．低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認
f．原子炉自動減圧の確認
g．原子炉水位の調整操作
h．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却
i．使用済燃料プールの冷却

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※４　中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※６　炉心損傷は，以下により判断する（燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行）。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※８　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※９　低圧炉心スプレイ系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１０　サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

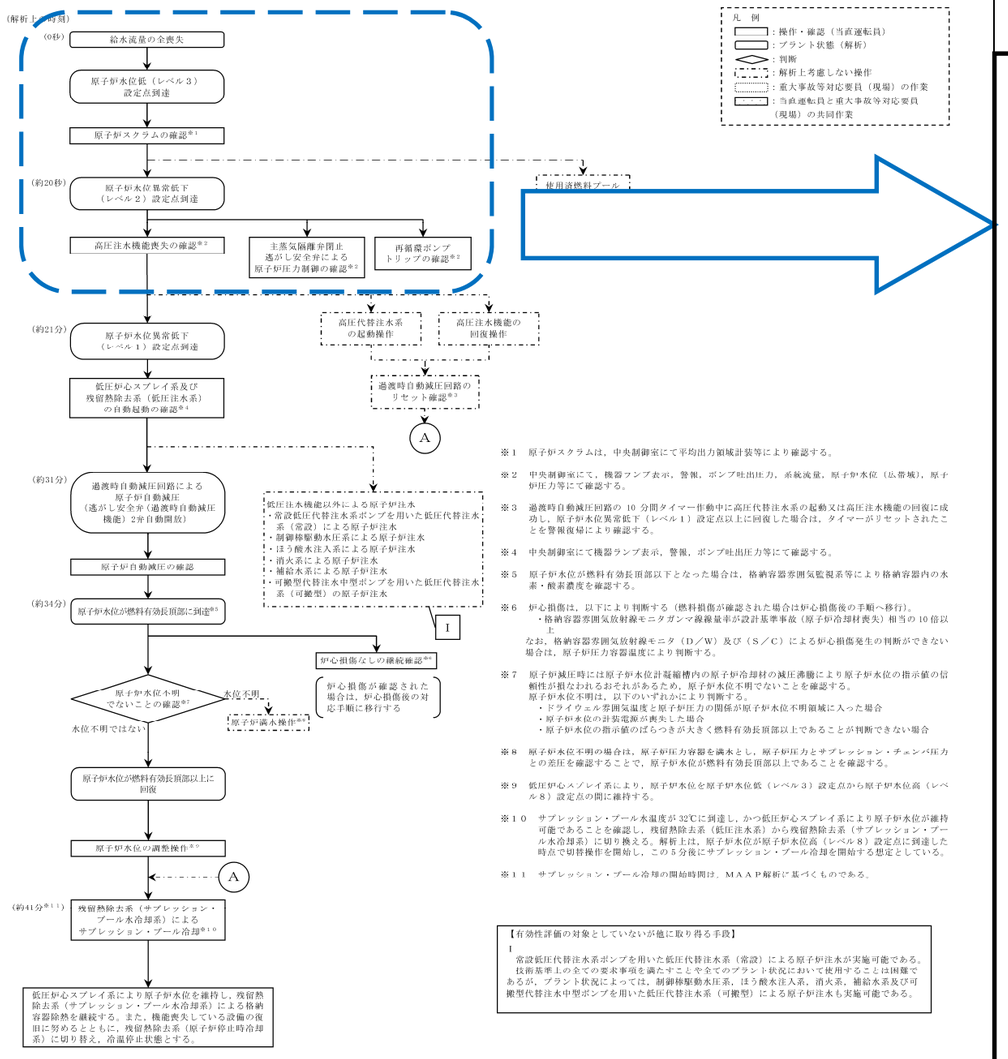
※１１　サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。
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，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※４　中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※６　炉心損傷は，以下により判断する（燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行）。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※８　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※９　低圧炉心スプレイ系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１０　サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※１１　サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。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，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「給水流量全喪失」事象発生

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

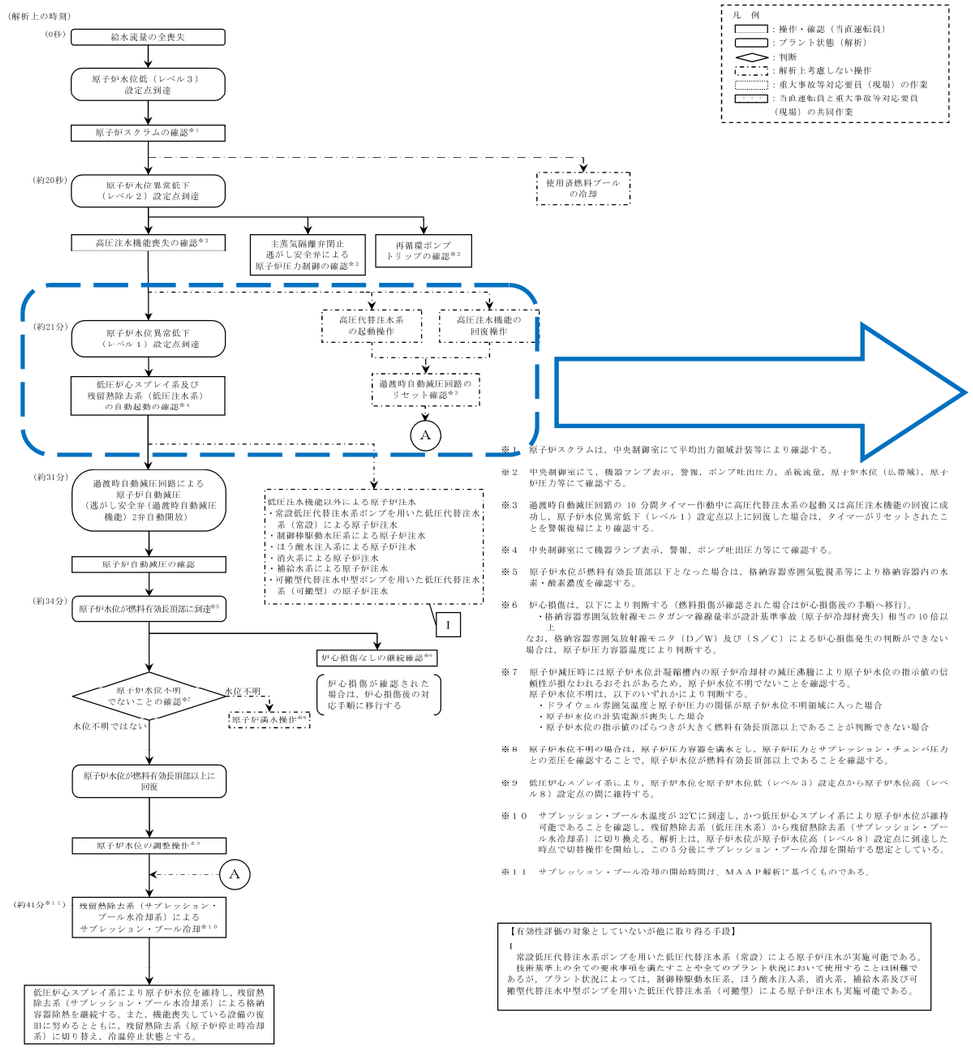
全給水喪失していることから，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動するが，高圧注水機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」へ移行する。

AM設備別操作手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことと警報復帰により確認する。

※４　中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※６　炉心損傷は，以下により判断する（燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行）。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※８　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※９　低圧炉心スプレイ系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１０　サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※１１　サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。

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，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

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

高圧注水機能喪失により，原子炉への注水ができず，原子炉水位低下が継続する。

高圧注水機能喪失により原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上維持可能でないことを確認し，「水位回復」へ移行する。

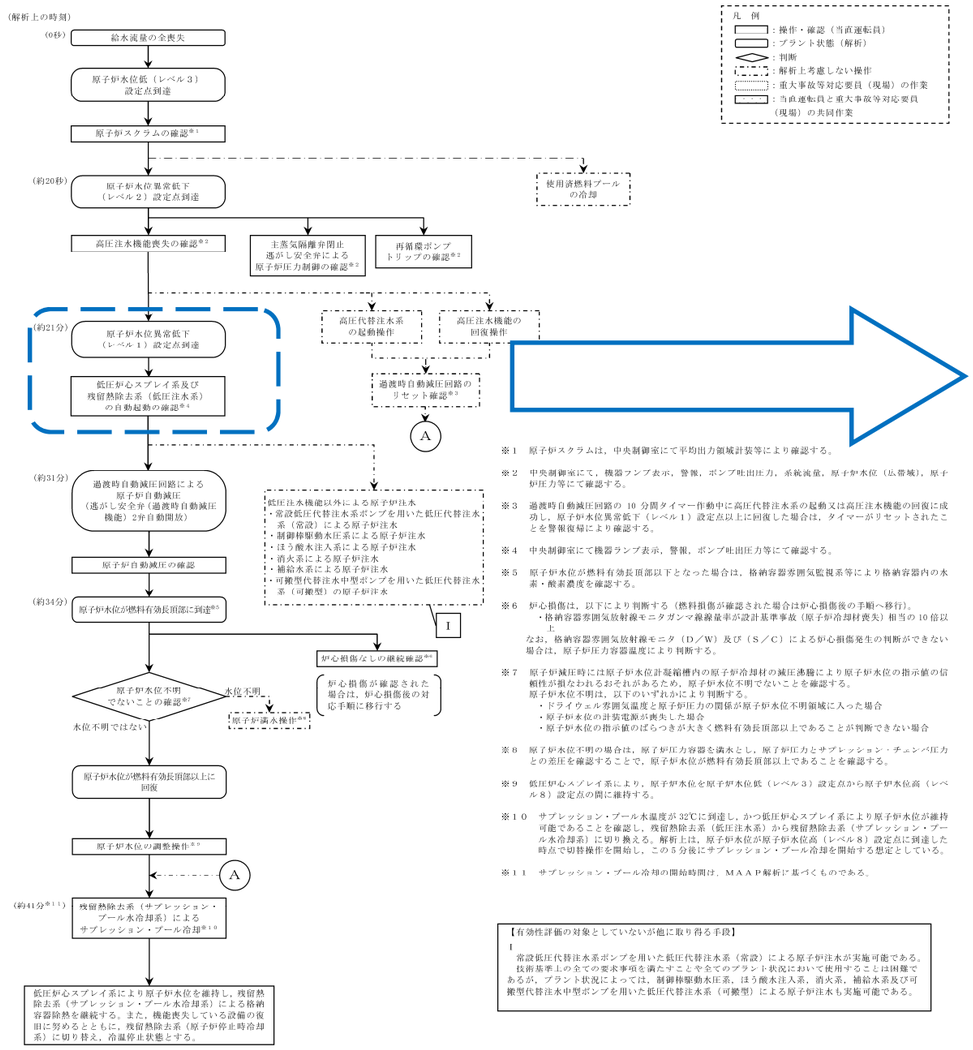
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※４　中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※６　炉心損傷は，以下により判断する（燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行）。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※８　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※９　低圧炉心スプレイ系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１０　サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※１１　サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。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，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

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

原子炉水位低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル１）で残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系は自動起動するが，減圧機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

低圧で原子炉へ注水可能な系統１系統以上起動していることを確認し，「急速減圧」へ移行する。

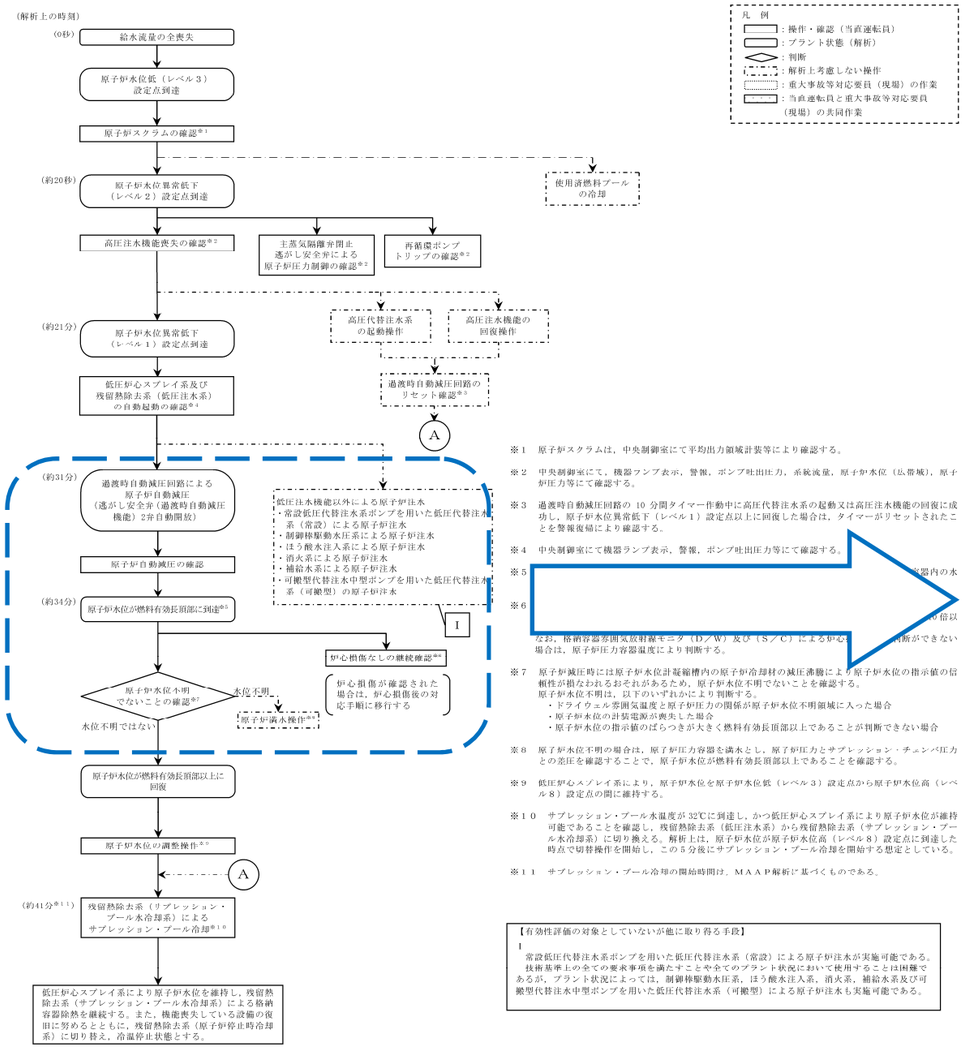
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※４　中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５

※６

※７　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※８　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※９　低圧炉心スプレイ系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１０　サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※１１　サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。
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，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

原子炉水位異常低下（レベル１）以下の状態が 10 分継続し，かつ~~低圧注水系~~又は低圧炉心スプレイ系が起動している場合，過渡時自動減圧機能~~回路~~が作動し，逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧が開始される。

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

原子炉水位計正常を確認し，「水位回復」へ移行する。

AM設備別手順書

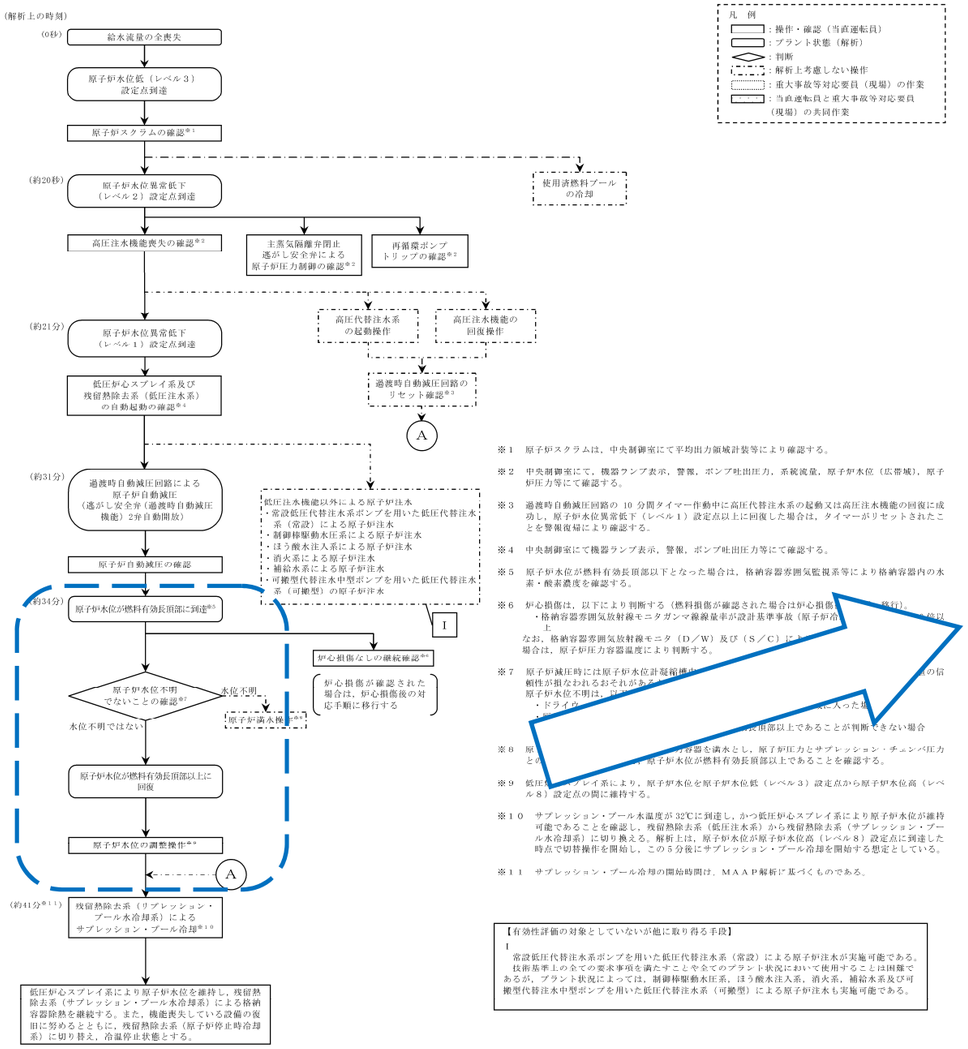
AM③　原子炉注水

AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※４　中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※６　炉心損傷は，以下により判断する（燃料損傷が確認された場合は炉心損傷[illegible]移行）。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷[illegible]上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）に[illegible]場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽[illegible]の信頼性が損なわれるおそれがあ[illegible]原子炉水位不明は，以下[illegible]
・ドライウ[illegible]に入った場[illegible]
[illegible]燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※８　原[illegible]力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力とが[illegible]原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※９　低圧[illegible]プレイ系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１０　サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※１１　サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。
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，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉減圧により，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系による注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し，「水位確保」に移行する。

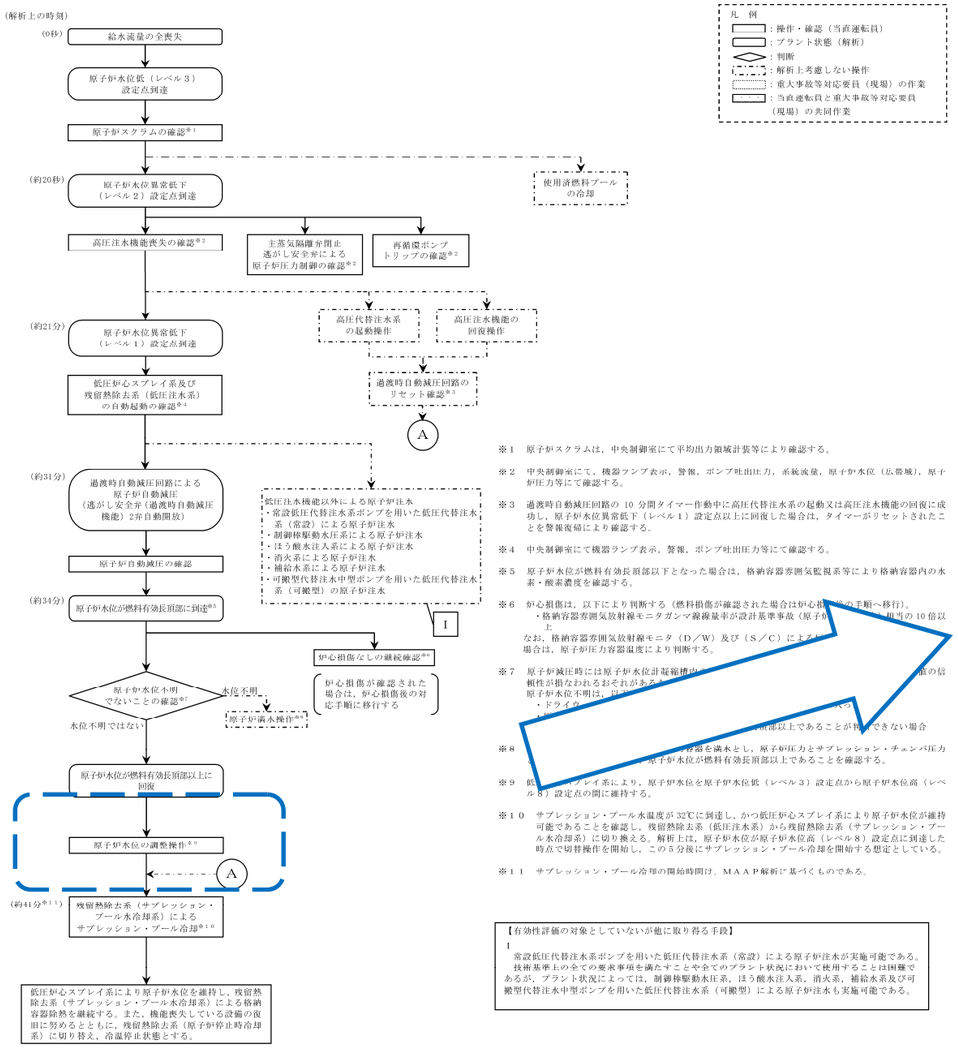
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



凡　例
：操作・確認（当直運転員）
：プラント状態（解析）
：判断
：解析上考慮しない操作
：重大事故等対応要員（現場）の作業
：当直運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※４　中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※６　炉心損傷は，以下により判断する（燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行）。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉[illegible]）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）によ[illegible]場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内[illegible]値の信頼性が損なわれるおそれがある[illegible]原子炉水位不明は，以下[illegible]
・ドライ[illegible]
[illegible]頂部以上であることが判断できない場合

※８　[illegible]容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力[illegible]原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※９　低[illegible]スプレイ系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１０　サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※１１　サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。
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，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

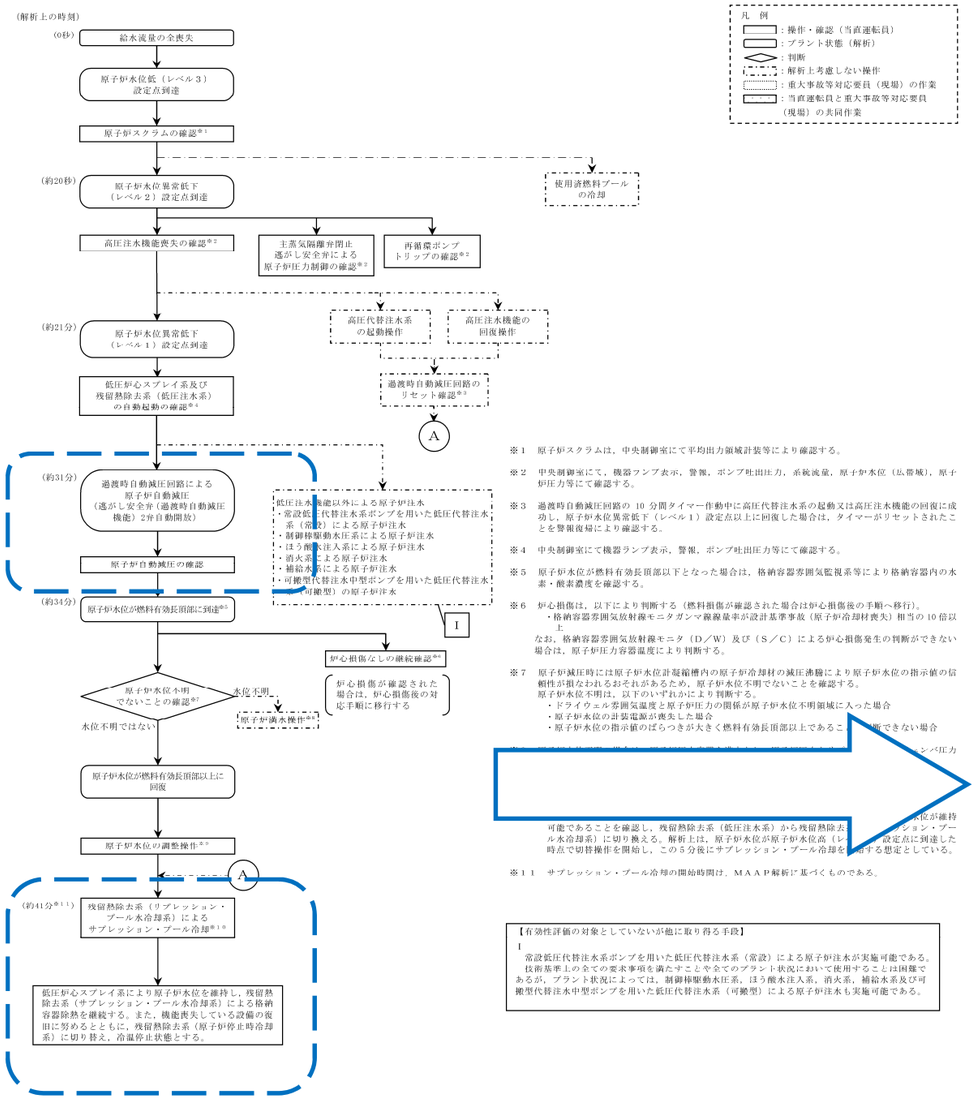
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



凡　例
- ：操作・確認（当直運転員）
- ：プラント状態（解析）
- ：判断
- ：解析上考慮しない操作
- ：重大事故等対応要員（現場）の作業
- ：当直運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※４　中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※６　炉心損傷は，以下により判断する（燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行）。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であること[illegible]断できない場合

[illegible]ンバ圧力

[illegible]水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去[illegible]ション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レ[illegible]設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を[illegible]する想定としている。

※１１　サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。
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，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御

E

操作補足事項

逃がし安全弁の排気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

サプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ温度制御」に移行する。

「Ｓ／Ｐ温度制御」にてサプレッション・プール冷却操作を行う。

AM設備別手順書

重大事故等対策要領

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

特　徴

全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失することで，原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

基本的な考え方

一定期間の蓄電池からの給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

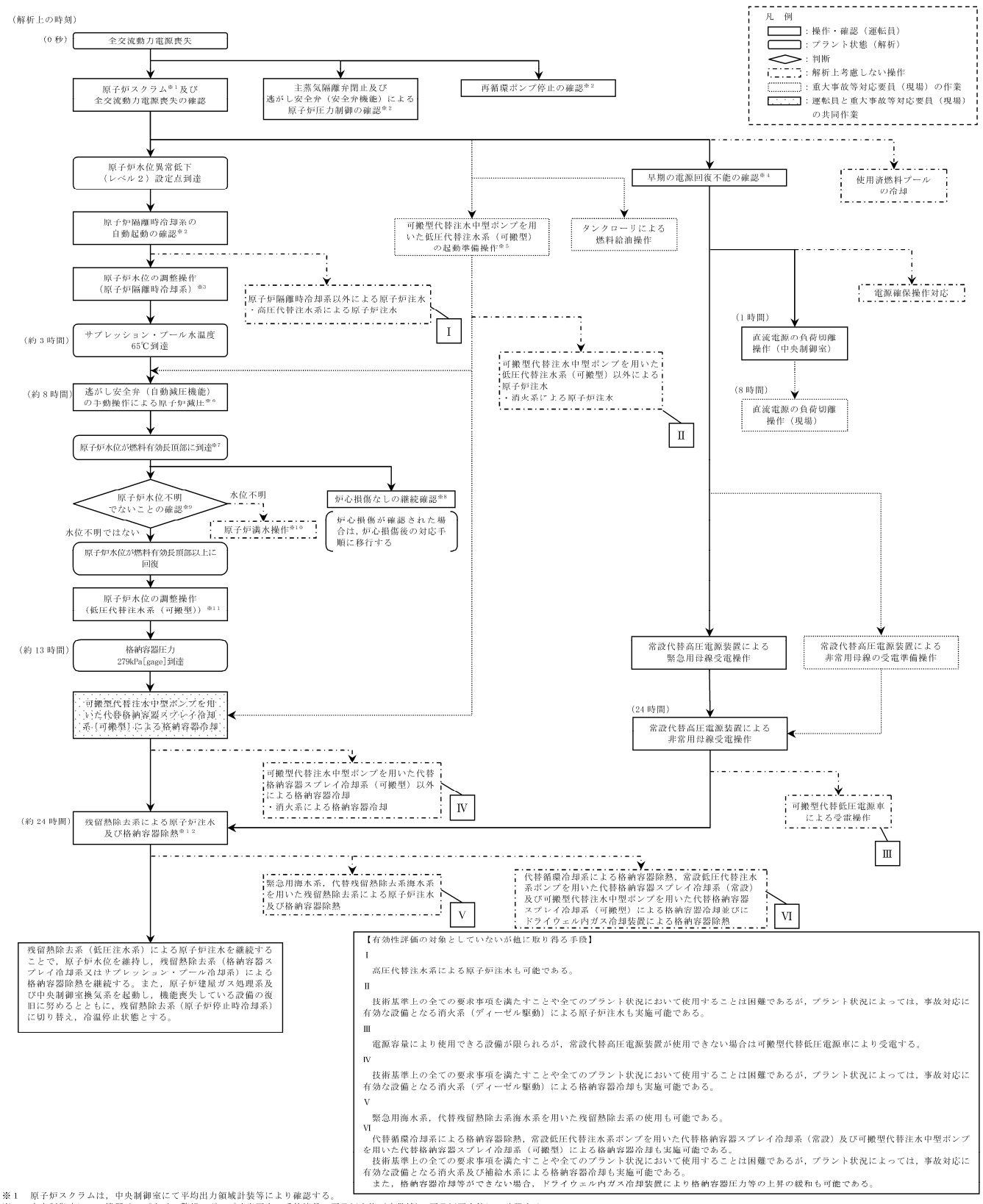
対応手順概要

a．原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認
b．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認
c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
d．早期の電源回復不能の確認
e．電源確保操作対応
f．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧
h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））
i．タンクローリによる燃料給油操作
j．直流電源の負荷切離操作
k．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
l．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
m．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
n．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
o．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
p．使用済燃料プールの冷却

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失することを想定

解析上の対応手順の概要フロー

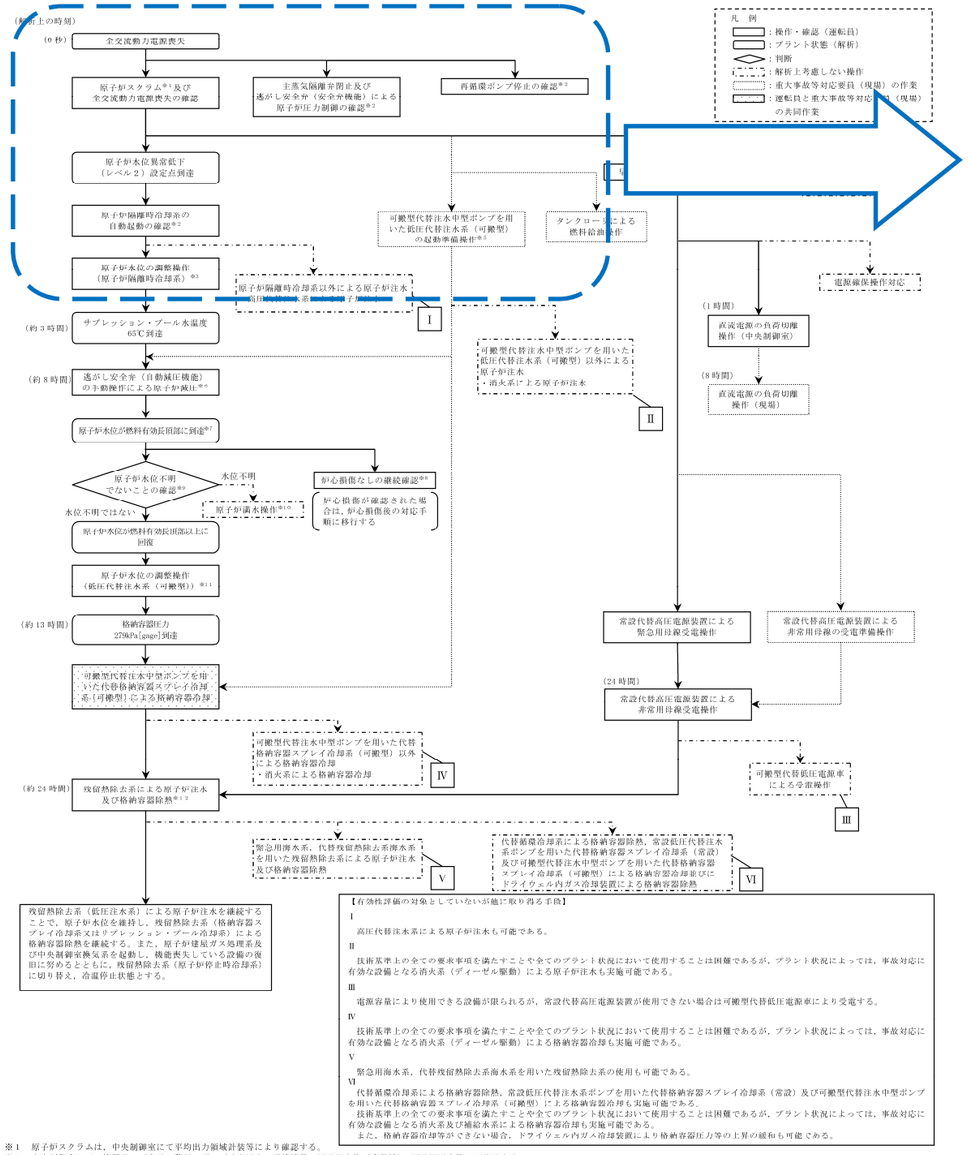


※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※４　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※６　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※９　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１０　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１１　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※４　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※６　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合，格納容器雰囲気ヶ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※９　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１０　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１１　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ(徴候ベース)「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「全交流動力電源喪失」発生

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

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

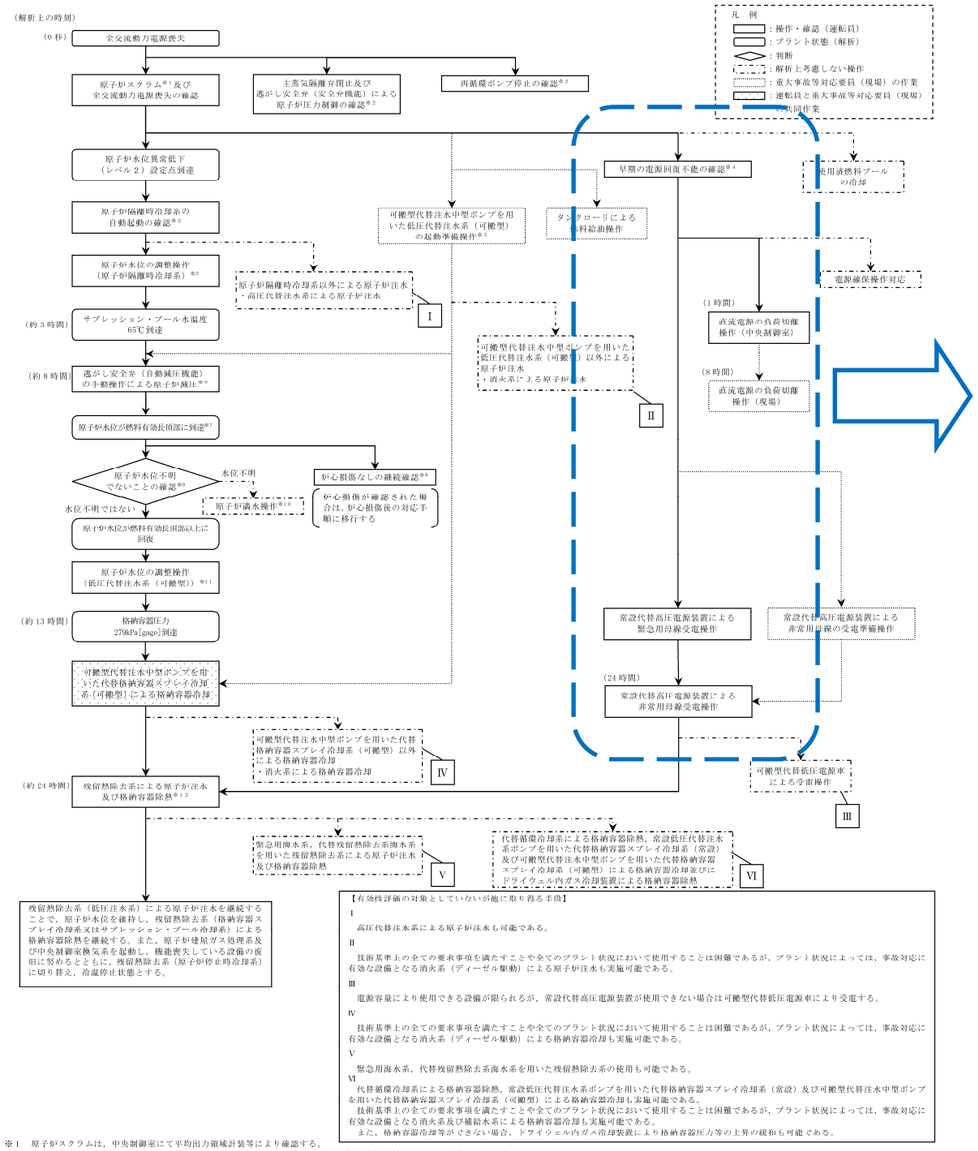
原子炉水位をレベル３～レベル８に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。

「タービン・電源」制御にて所内電源喪失を確認する事により，ＡＯＰ「電源喪失」へ移行し対応する。

AM設備別手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

Ⅱ
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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅲ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。

Ⅳ
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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅴ
緊急用海水系，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

Ⅵ
代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※４　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復不能と判断する。
※５　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※６　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気ヶ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※９　原子炉減圧時には原子炉水位計電縄槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１０　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１１　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書(事象ベース)「ＡＯＰ」
「電源喪失」

A

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。その後，非常用交流電源の復旧を適宜行う。

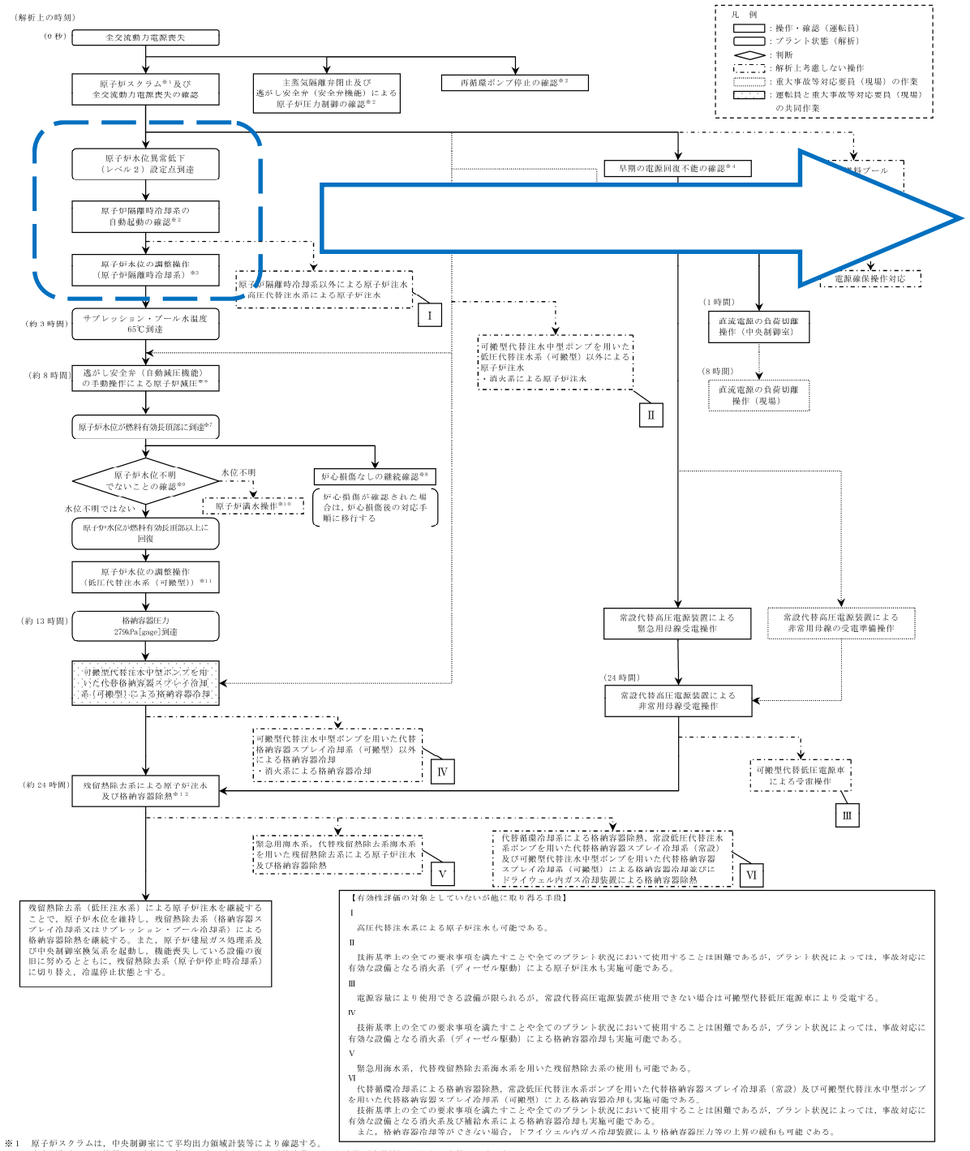
AM設備別手順書

AM①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※４　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※６　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※９　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１０　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１１　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

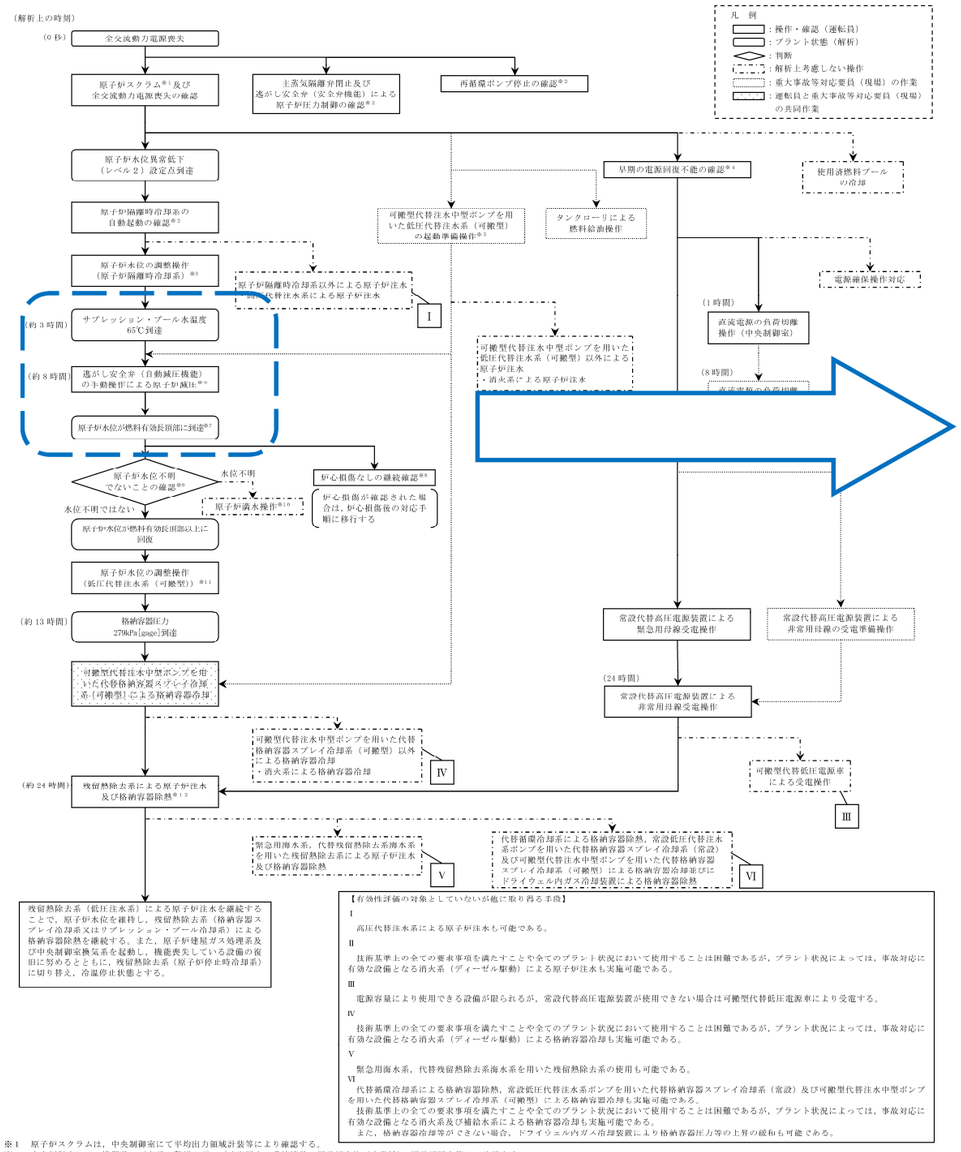
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※４　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※６　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気ヶ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタポンプ機能喪失が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※９　原子炉減圧時には原子炉水位計基礎槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１０　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１１　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替え。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

C

操作補足事項

全交流動力電源喪失により，残留熱除去系によるサプレッション・プール水の冷却ができないため，サプレッション・プール水の温度を継続監視する。

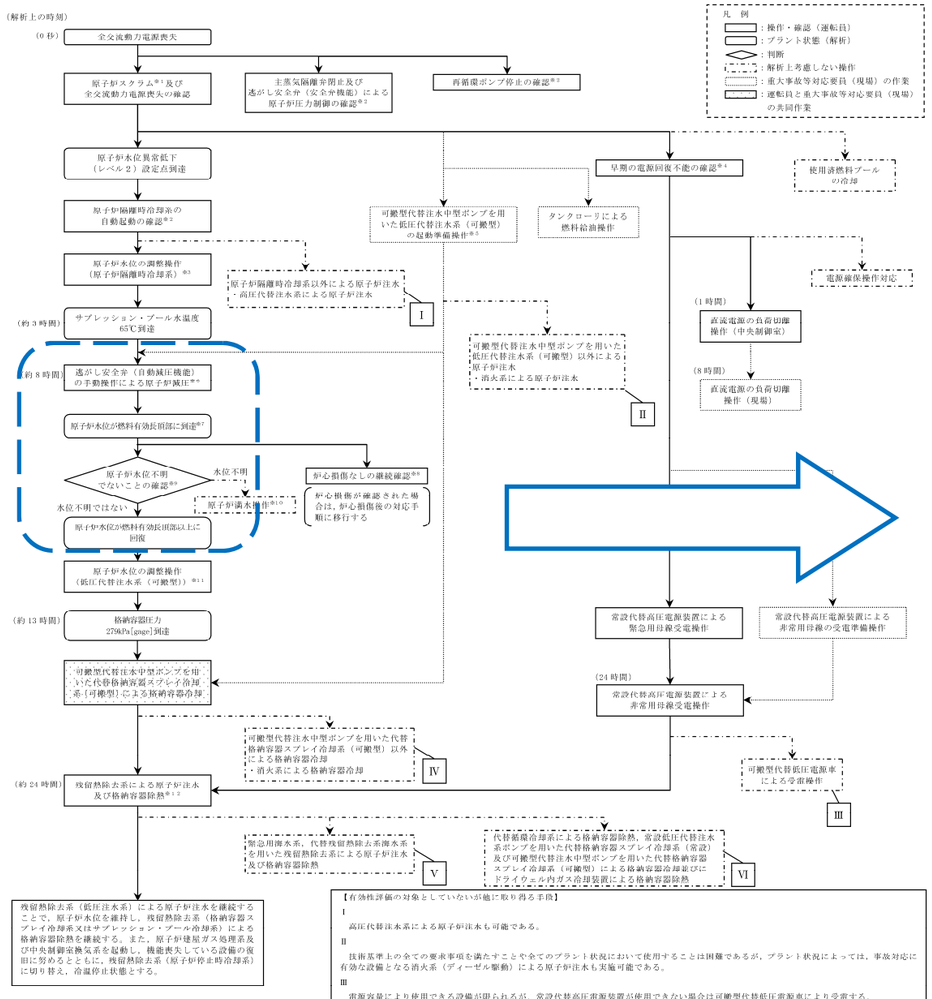
サプレッション・プールの水温度がサプレッション・プール水熱容量制限値以上になった場合には，「急速減圧」制御に移行する。

AM設備別手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※４　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※６　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉圧力の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するか，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気ガス探モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※９　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１０　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１１　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了したことを確認し，逃がし安全弁 7 弁を手動開放し原子炉を減圧する。

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

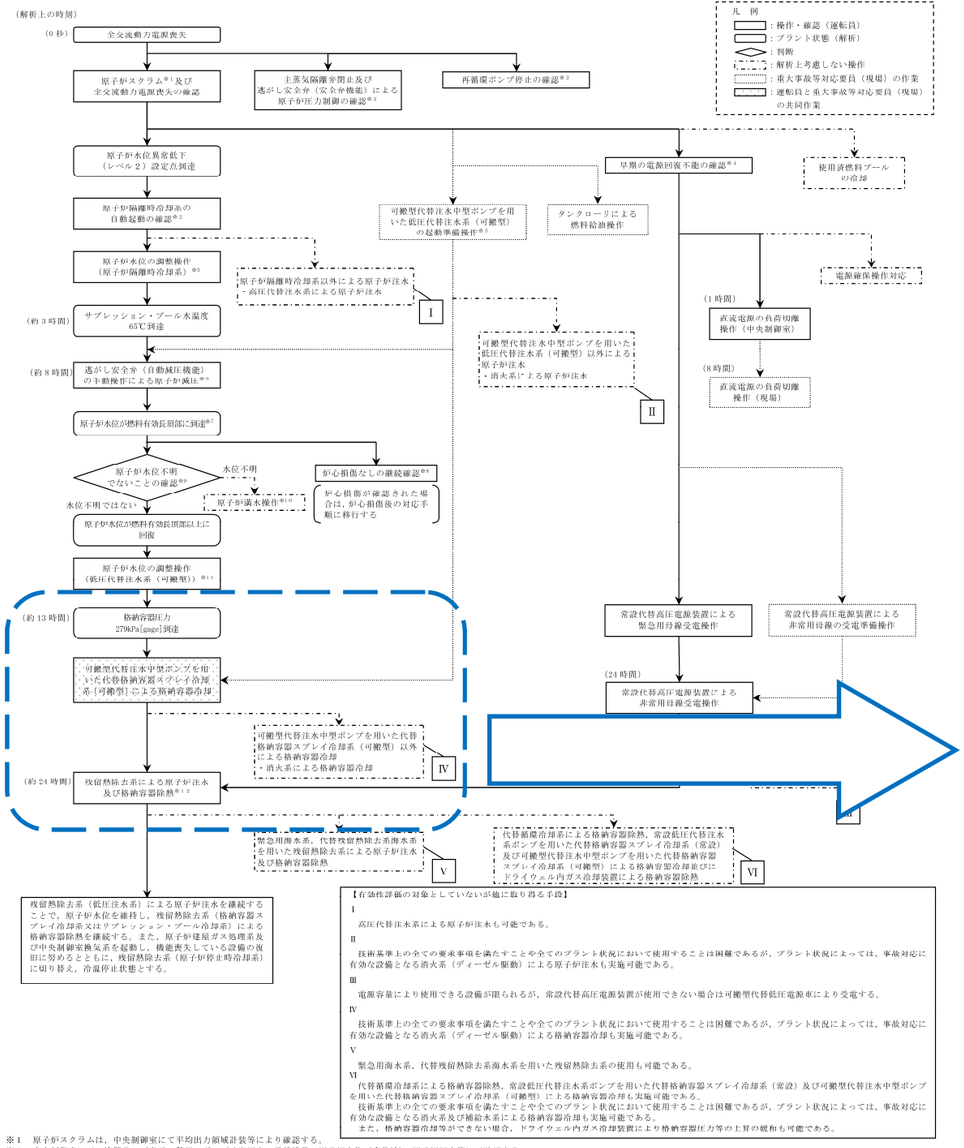
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※４　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※６　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気ヶ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※９　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１０　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１１　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

格納容器冷却機能がないため，原子炉格納容器の圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]以上となったことを確認し，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行う。

非常用母線復旧以降，原子炉水位がレベル３まで低下したら，残留熱除去系による原子炉注水を再開し，原子炉水位がレベル８まで上昇したら，格納容器スプレイを再開することを繰り返す。

AM設備別手順書

AM⑤　原子炉格納容器減圧

重大事故等対策要領

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

特　徴

原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。これに伴い，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

基本的な考え方

代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

対応手順概要

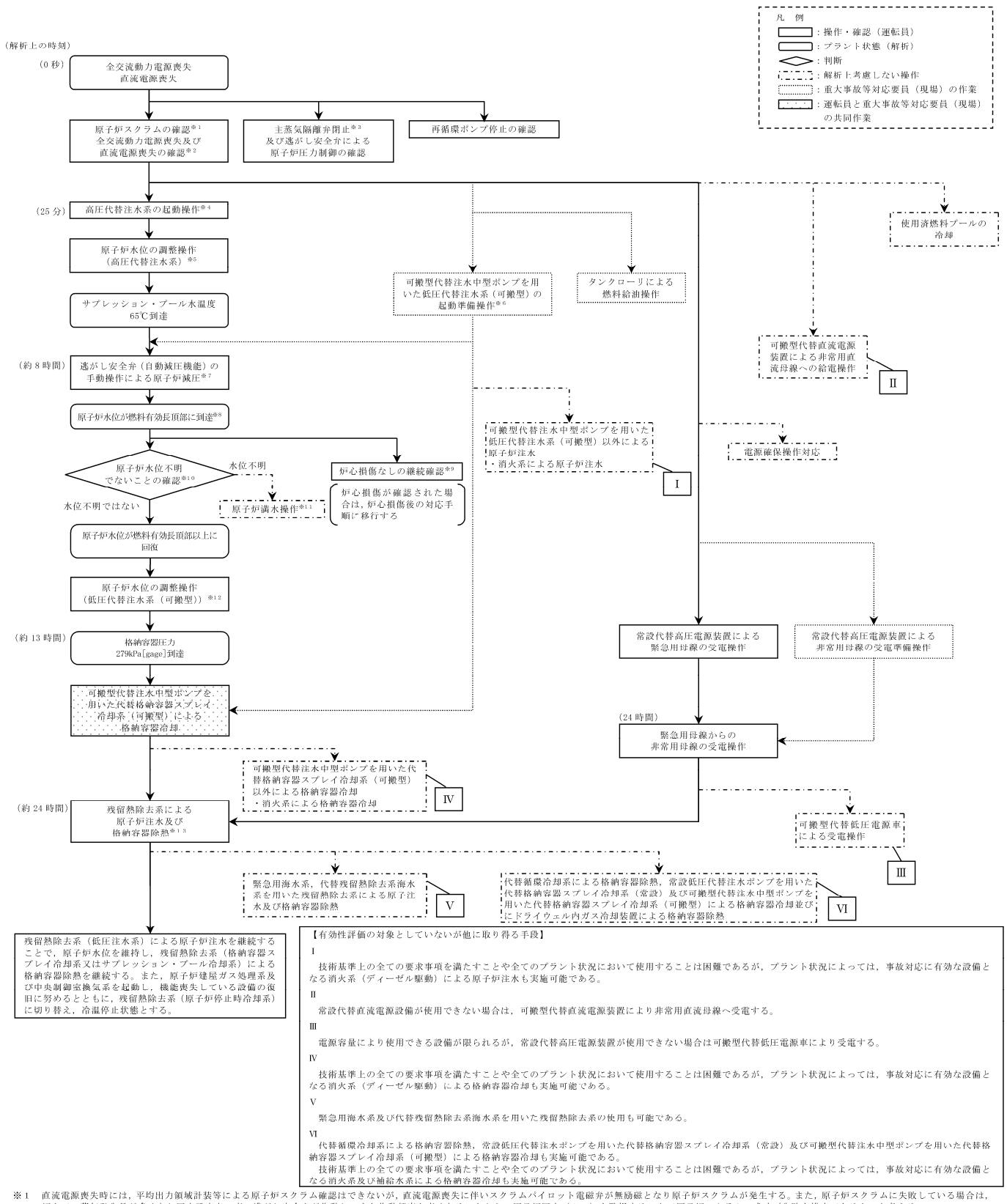
a．原子炉スクラム及び全電源喪失の確認
b．高圧代替注水系の起動操作
c．原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）
d．電源確保操作対応
e．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
f．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧
g．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））
h．タンクローリによる燃料給油操作
i．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
j．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
k．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
l．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
m．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
n．使用済燃料プールの冷却

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスグループのうち，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗）」「全交流電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗＋高圧炉心冷却失敗）」「全交流電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS 失敗）」は，手順上同じであることから，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗）」を代表して記載する。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	所内常設直流電源設備の機能喪失	所内常設直流電源設備の喪失による非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源喪失を想定

解析上の対応手順の概要フロー

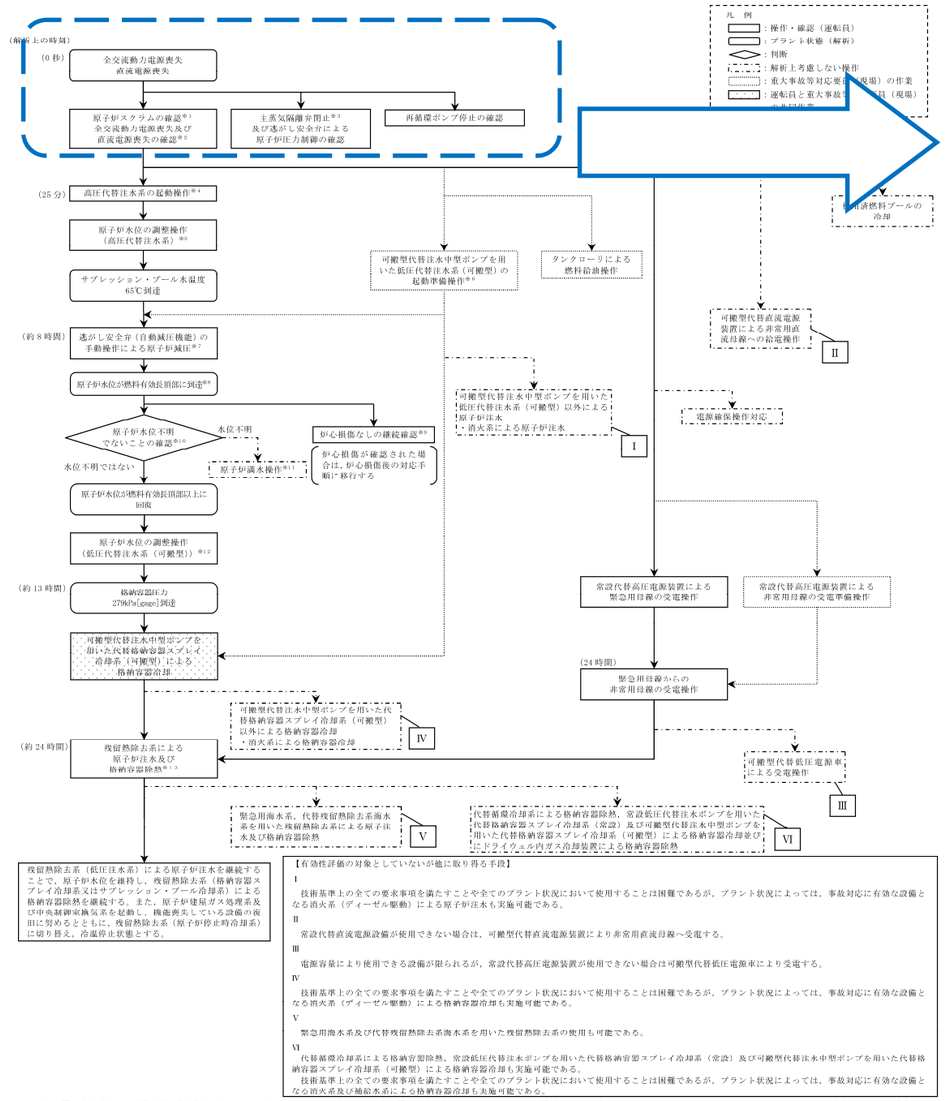


※１　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。
※２　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※３　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※４　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
・全電源喪失
※５　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を継続することで，原子炉水位を維持し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を継続する。また，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

II
常設代替直流電源設備が使用できない場合は，可搬型代替直流電源装置により非常用直流母線へ受電する。

III
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。

IV
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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

V
緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

VI
代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

※1　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなる"ことから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視する"ことで原子炉スクラムの成功／失敗を確定できるものと考える。
※2　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※3　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※4　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の遮断切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
・全電源喪失
※5　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※9　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を減水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「全交流動力電源喪失，直流電源喪失」発生

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

原子炉水位は継続して低下し，原子炉水位異常低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が起動するが，高圧炉心スプレイ系は全交流動力電源喪失のため起動しない。

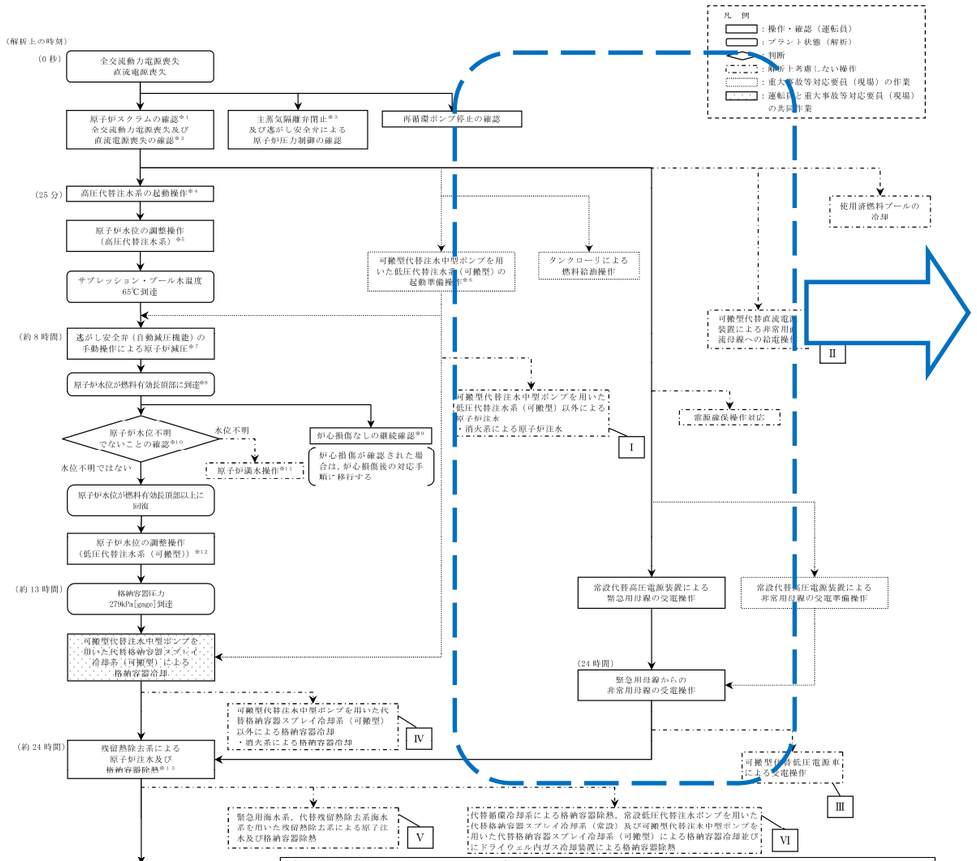
原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。

「タービン・電源」制御にて所内電源喪失を確認する事により，ＡＯＰ「電源喪失」へ移行し対応する。

ＡＭ設備別手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を継続することで，原子炉水位を維持し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を継続する。また，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ

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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅱ

常設代替直流電源設備が使用できない場合は，可搬型代替直流電源装置により非常用直流母線へ受電する。

Ⅲ

電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。

Ⅳ

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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅴ

緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

Ⅵ

代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

※1　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。
※2　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
　　また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※3　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※4　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
　　・全電源喪失
※5　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※9　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
　　・格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）高（炉心冷却材喪失）相当の 10 倍以上
　なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
　　原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
　　・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
　　・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
　　・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書（事象ベース）「ＡＯＰ」
「電源喪失」

A

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。また，全直流電源が喪失していることから，常設代替直流電源設備により所内直流電源設備を復旧する。

その後，非常用交流電源の復旧を適宜行う。

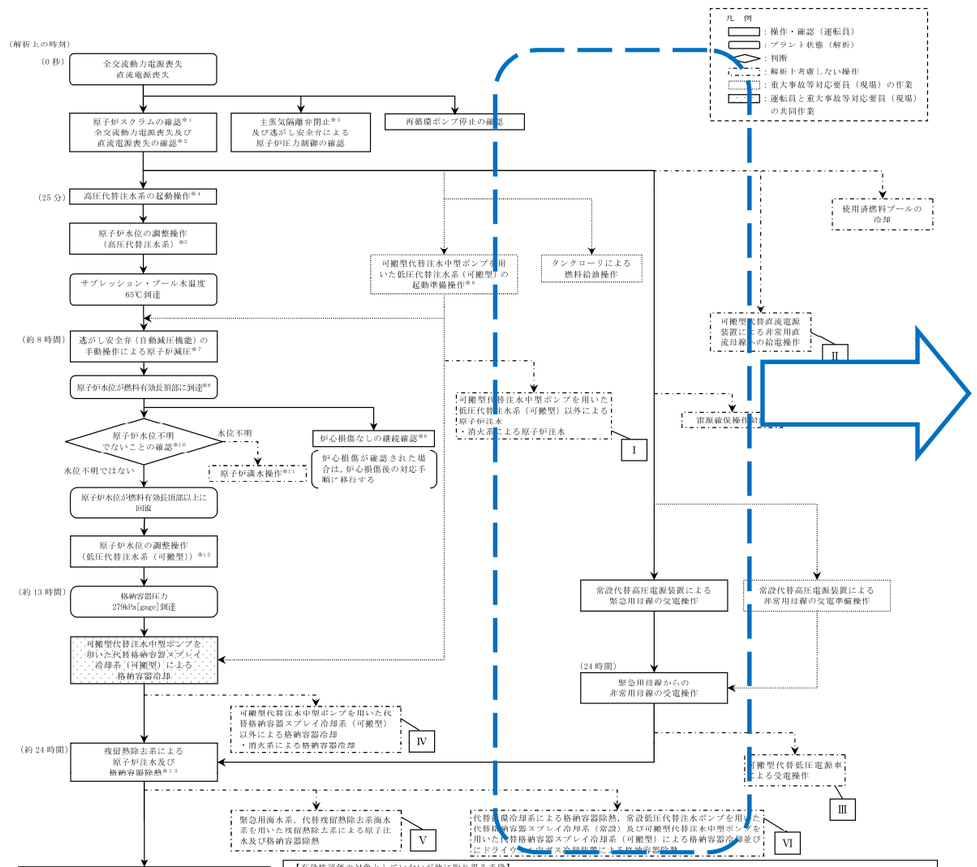
ＡＭ設備別手順書

ＡＭ①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を継続することで，原子炉水位を維持し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を継続する。また，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

II

常設代替直流電源設備が使用できない場合は，可搬型代替直流電源装置により非常用直流母線へ受電する。

III

電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。

IV

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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

V

緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

VI

代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

※1　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。
※2　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※3　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※4　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
・全電源喪失
※5　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※9　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書（事象ベース）「ＡＯＰ」
「電源喪失」

A

操作補足事項

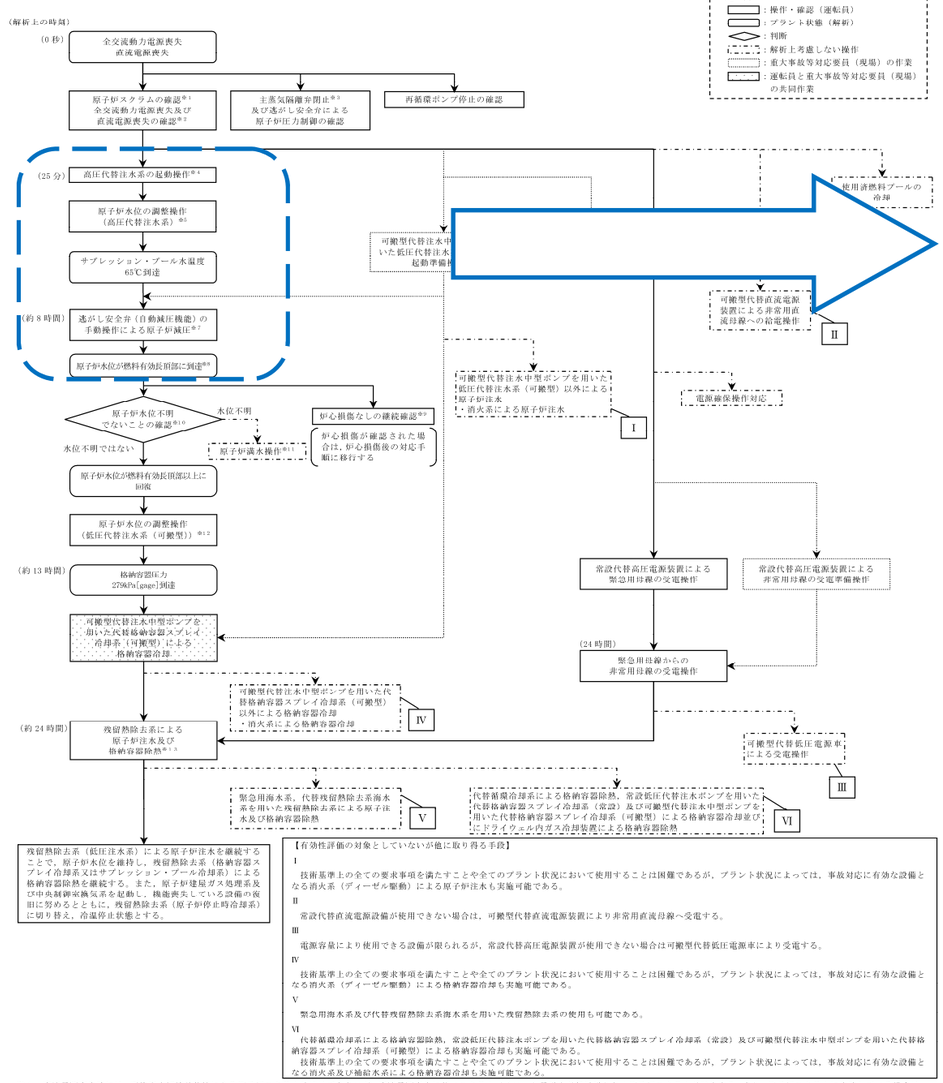
ＡＭ設備別手順書

ＡＭ①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。
※2　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
　また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※3　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※4　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
　・全電源喪失
※5　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※9　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
　・格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
　なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
　原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
　・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
　・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
　・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

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

高圧注水機能喪失により，原子炉への注水ができず，原子炉水位低下が継続する。

高圧注水機能喪失により原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上維持可能でないことを確認し，「水位回復」へ移行する。

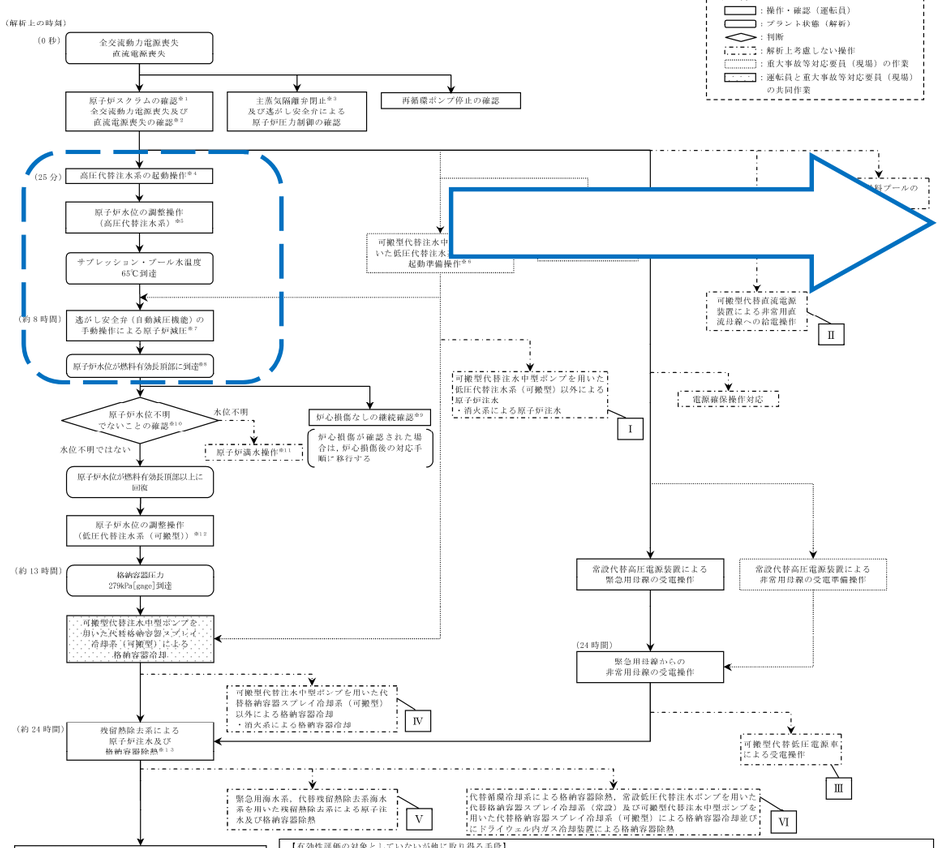
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（SA）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。

※2　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。

※3　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。

※4　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
・全電源喪失

※5　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。

※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復機能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。

※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※9　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※10　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を調水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※12　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※13　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

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

原子炉水位低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル１）で残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が自動起動するが，低圧注水系機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

低圧注水機能喪失判断後，低圧代替注水系（常設）の起動準備を開始する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）到達後，更に低下傾向であることを確認し，低圧代替注水系（常設）を起動する。

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し，「急速減圧」へ移行する。

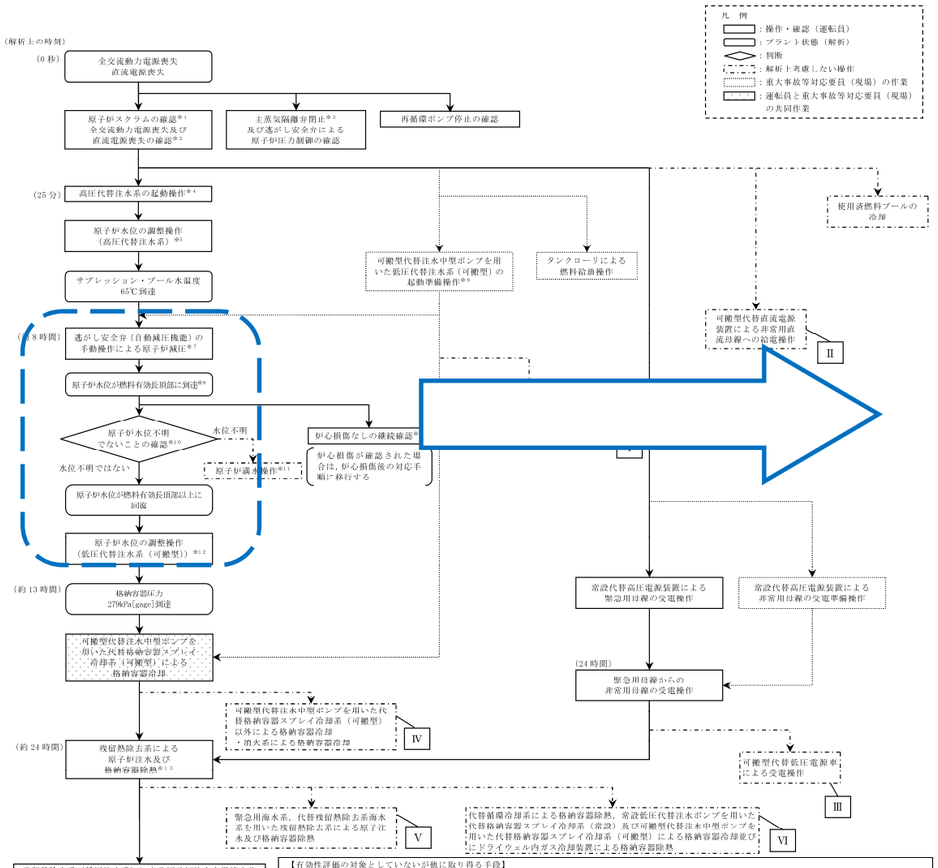
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対応要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。
※２　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※３　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※４　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
・全電源喪失
※５　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復特性を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ ガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し，逃がし安全弁７弁を手動開放し原子炉を減圧する。

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

原子炉水位計正常を確認後，「水位回復」へ移行する。

AM設備別手順書

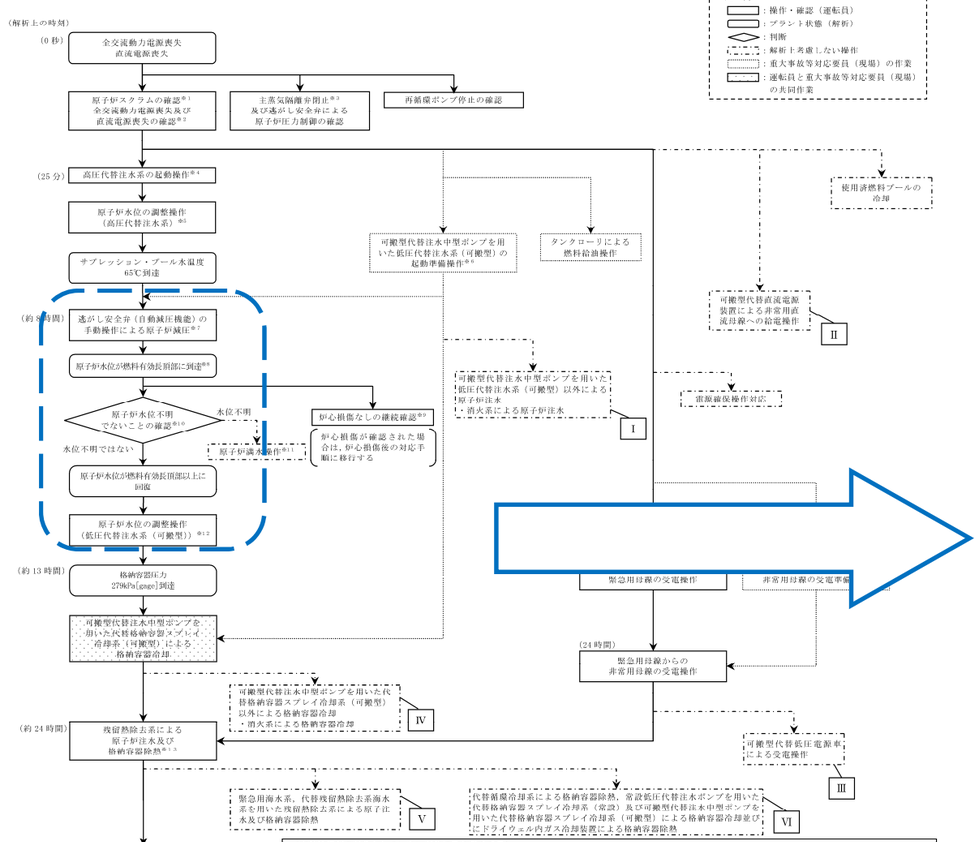
AM③　原子炉注水

AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。

※2　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。

※3　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。

※4　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
・全電源喪失

※5　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。

※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。

※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※9　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※10　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※12　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※13　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉減圧により，低圧代替注水系（常設）による注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し，「水位確保」に移行する。

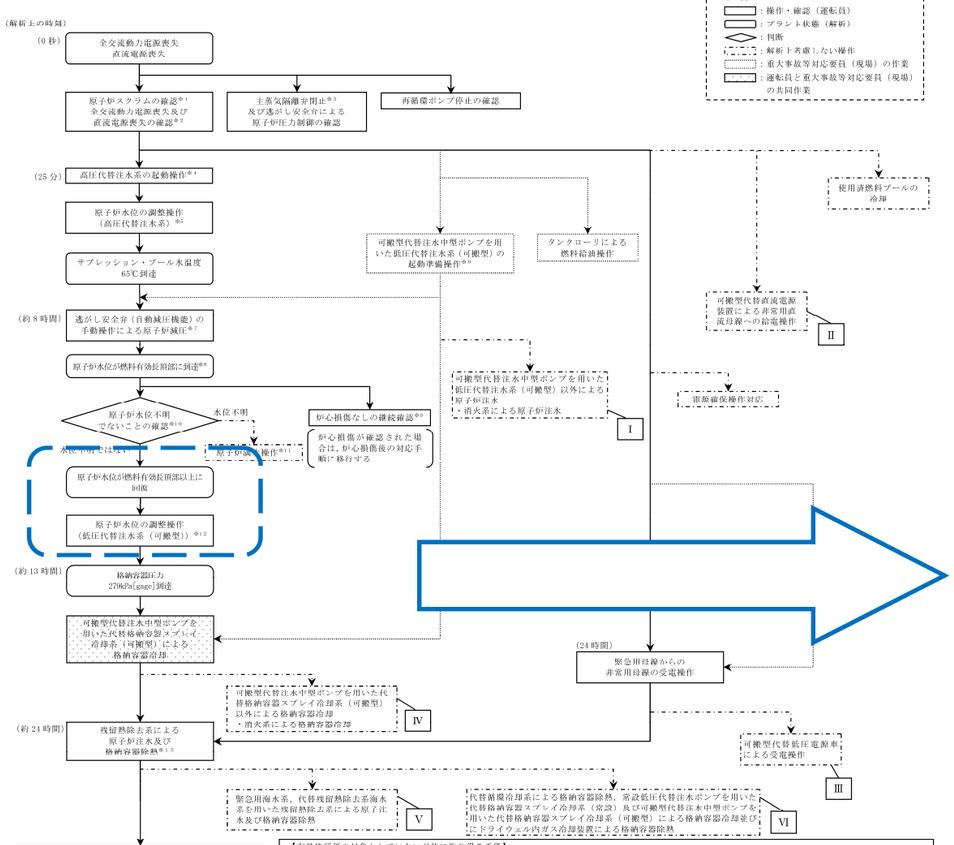
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を継続することで，原子炉水位を維持し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を継続する。また，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ

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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅱ

常設代替直流電源設備が使用できない場合は，可搬型代替直流電源装置により非常用直流母線へ受電する。

Ⅲ

電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。

Ⅳ

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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅴ

緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

Ⅵ

代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

※1　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。
※2　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
　また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復手段と判断する。
※3　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※4　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
　・全電源喪失
※5　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復挙動を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※9　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
　・格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
　なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
　原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
　・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
　・原子炉水位の計装電源喪失した場合
　・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

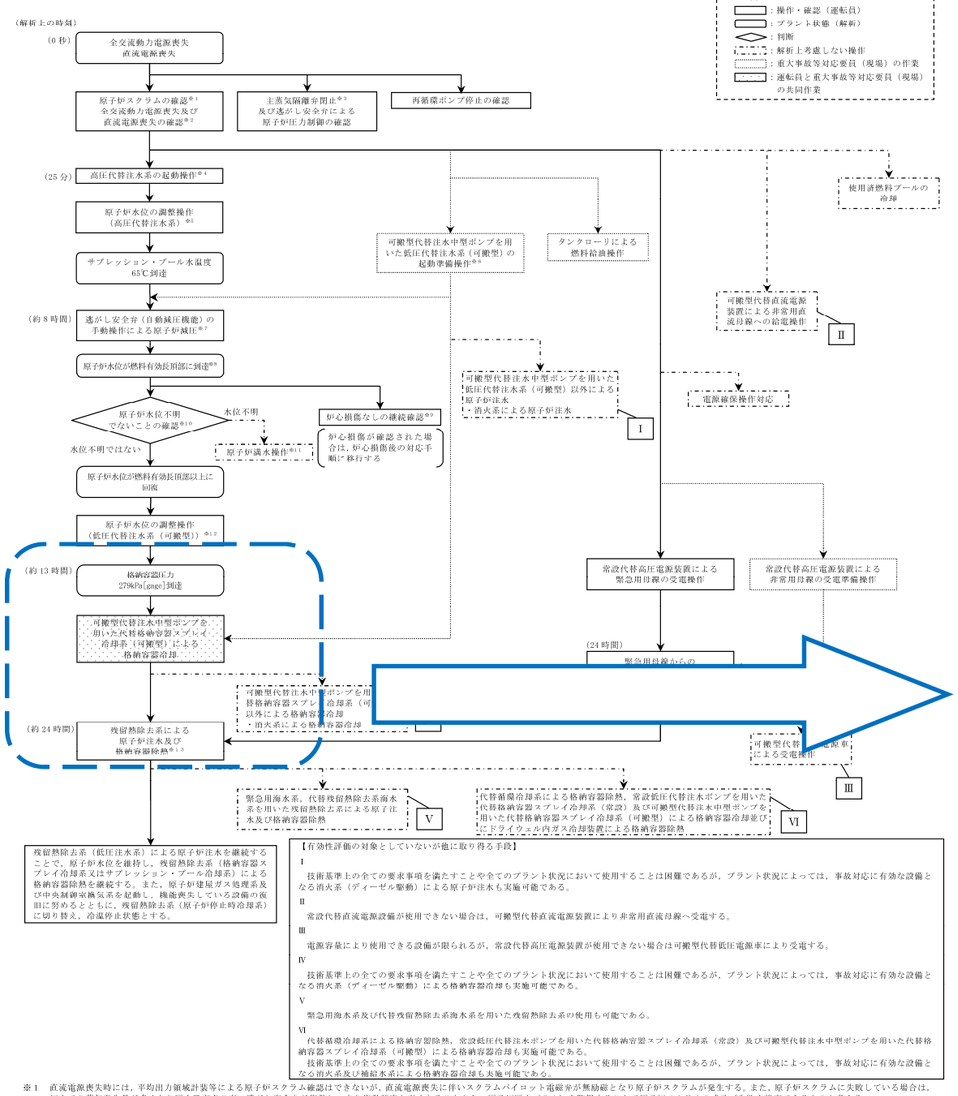
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなる～とから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視する～とで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。
※2　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※3　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※4　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
・全電源喪失
※5　高圧代替注水系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※9　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及びＣＡＭＳ（Ｄ／Ｗ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及びＣＡＭＳ（Ｄ／Ｗ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10　原子炉減圧時には原子炉水位計基準器内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつき方大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

格納容器冷却機能がないため，原子炉格納容器の圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]以上となったことを確認し，格納容器スプレイを行う。

非常用母線復旧以降，原子炉水位低（レベル３）まで低下したら，残留熱除去系による原子炉注水を再開し，原子炉水位高（レベル８）まで上昇したら，格納容器スプレイを再開することを繰り返す。

AM設備別手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

特　徴

原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁 1 弁が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

基本的な考え方

逃がし安全弁 1 弁開固着によって蒸気駆動の原子炉注水機能が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

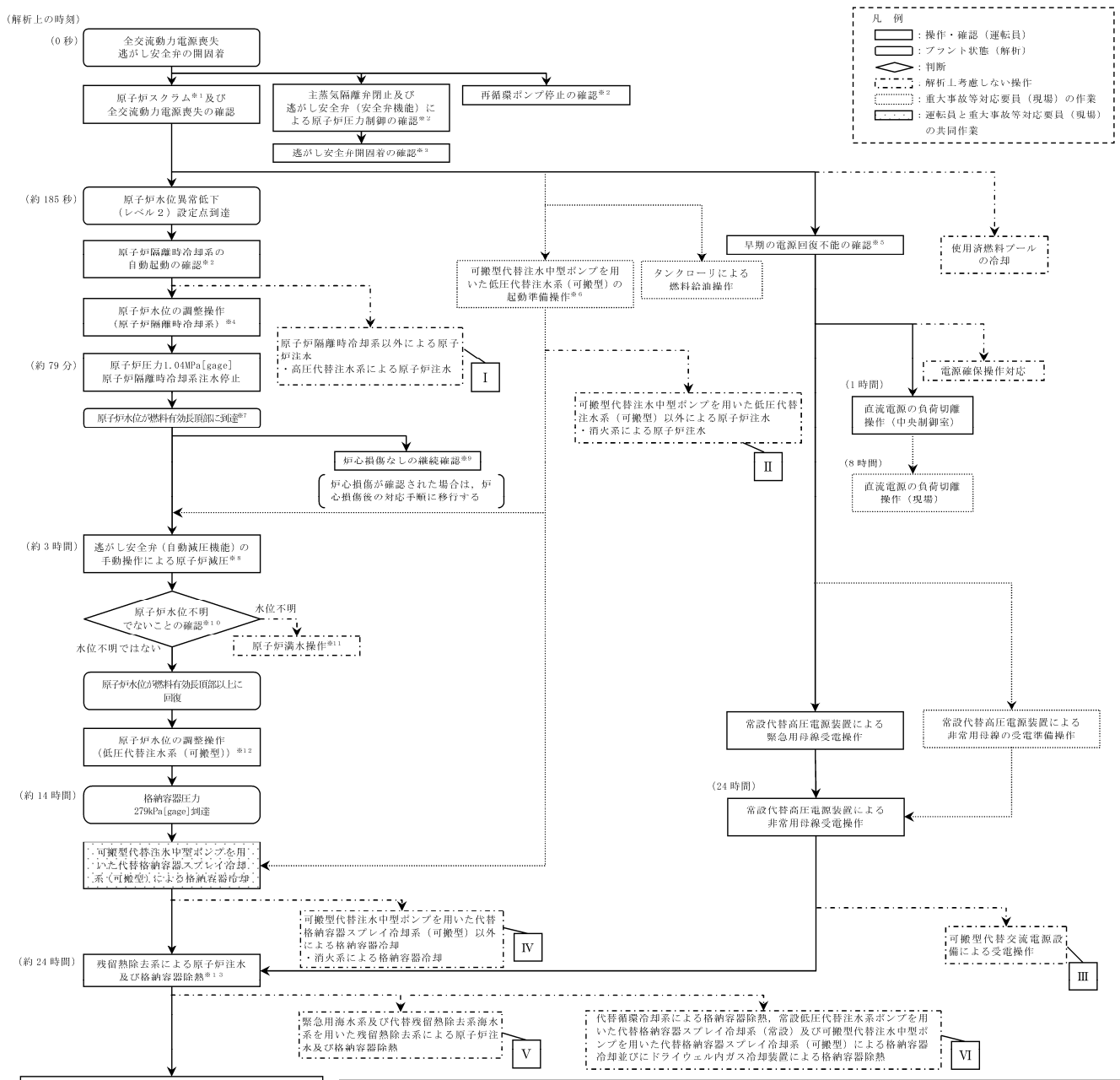
対応手順概要

a．原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認
b．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認
c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
d．早期の電源回復不能の確認
e．電源確保操作対応
f．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧
h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））
i．タンクローリによる燃料給油操作
j．直流電源の負荷切離操作
k．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
l．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
m．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
n．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
o．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
p．使用済燃料プールの冷却

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 逃がし安全弁 1 弁開固着	本重要事故シーケンスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等の機能喪失と同時に逃がし安全弁 1 弁の開固着を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失することを想定

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II
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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

III
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

IV
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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

V
緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

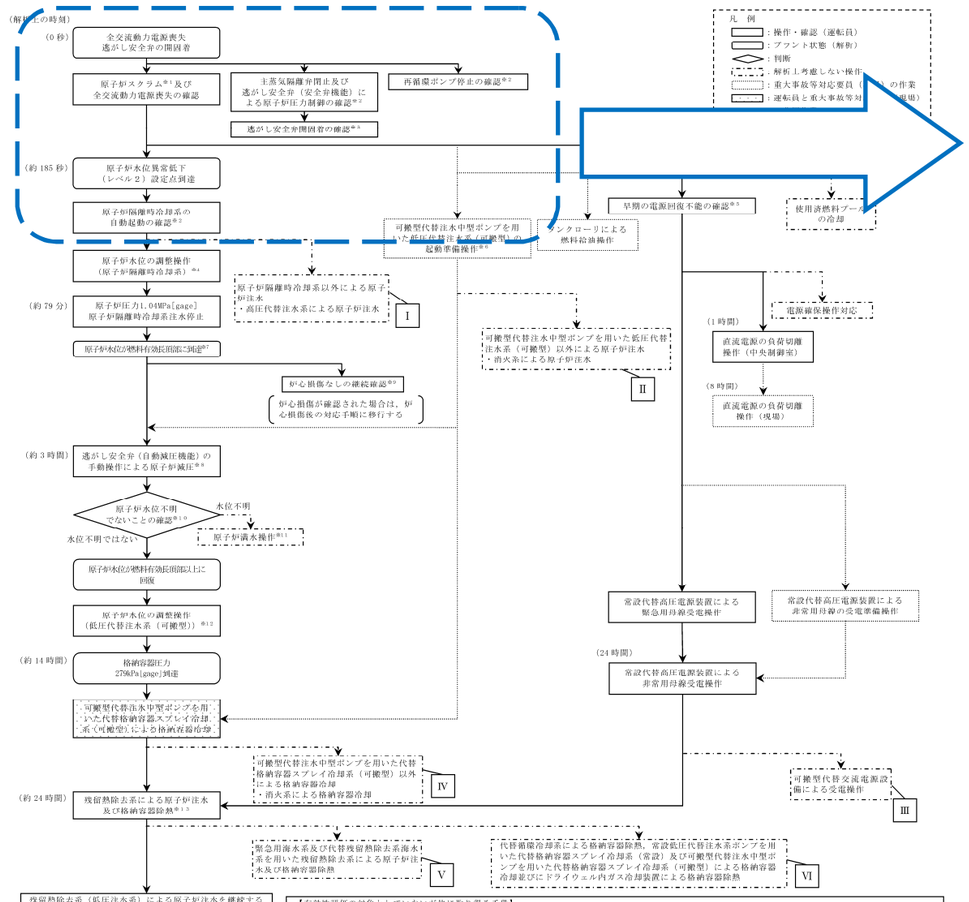
VI
代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※1：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※2：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※4：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※8：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※9：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル 3）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル 8）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を継続することで，原子炉水位を維持し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を確保する。また，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。

【有効性評価の対象としていない が他に取り得る手段】

Ⅰ
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

Ⅱ
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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅲ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

Ⅳ
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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅴ
緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

Ⅵ
代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「全交流動力電源喪失」発生

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

原子炉水位は継続して低下し，原子炉水位異常低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が起動するが，高圧炉心スプレイ系は全交流動力電源喪失のため起動しない。

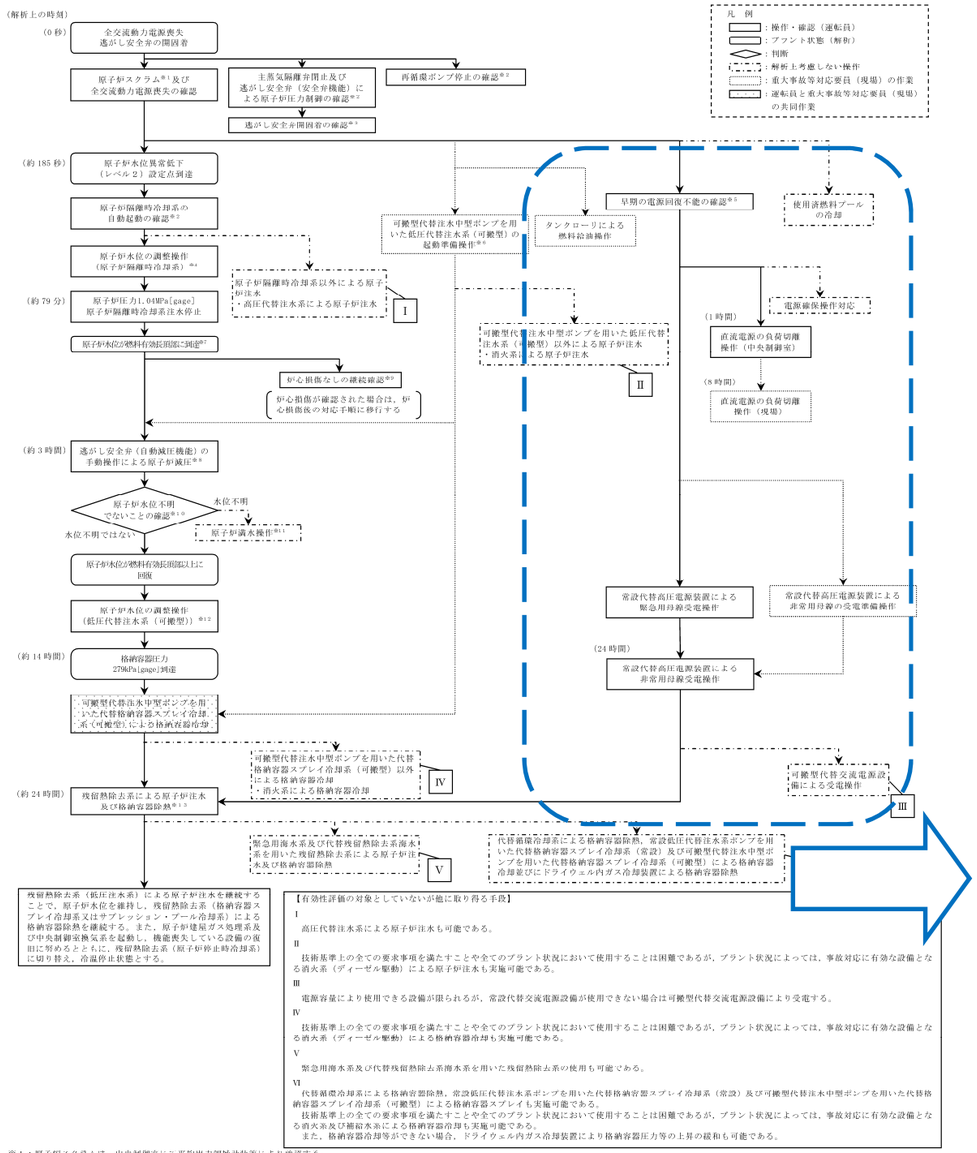
原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。

「タービン・電源」制御にて所内電源喪失を確認する事により，ＡＯＰ「電源喪失」へ移行し対応する。

AM設備別手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II
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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

III
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

IV
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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

V
緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

VI
代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※1：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※2：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※4：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※8：低圧ご注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※9：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル8）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書（事象ベース）「ＡＯＰ」
「電源喪失」

A

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。

その後，非常用交流電源の復旧を適宜行う。

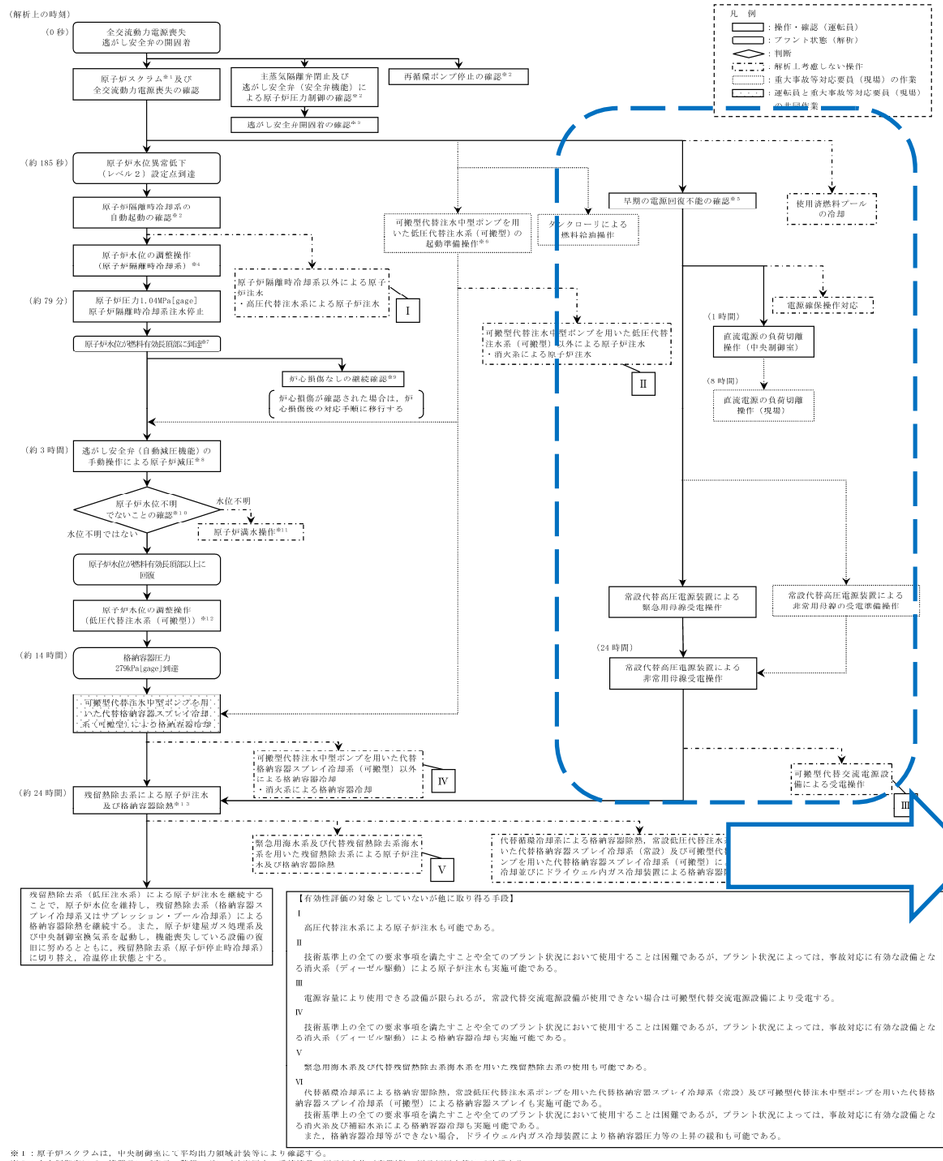
AM設備別手順書

AM①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ ガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書（事象ベース）「ＡＯＰ」
「電源喪失」

A

操作補足事項

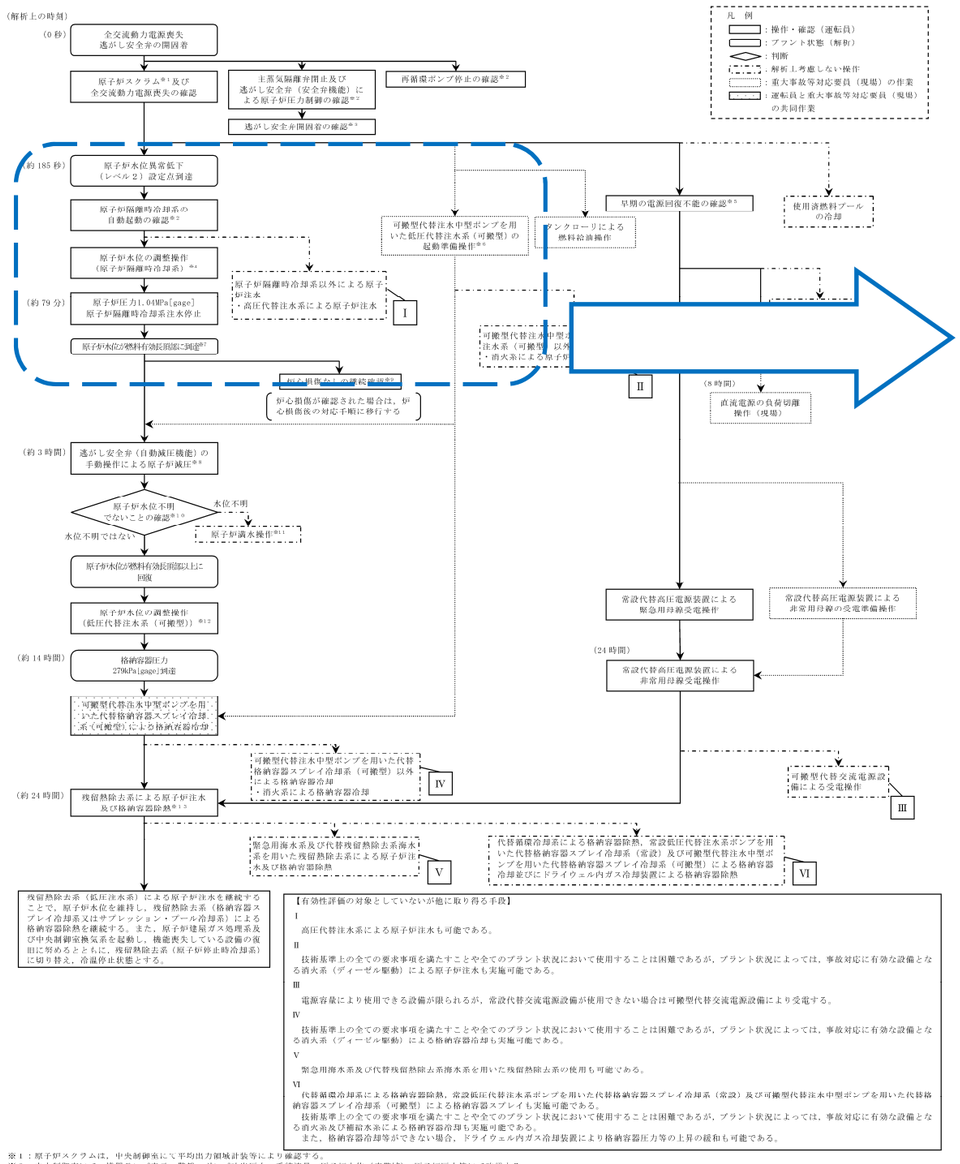
AM設備別手順書

AM①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

Ⅱ
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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅲ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

Ⅳ
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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅴ
緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

Ⅵ
代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ又は格納容器内雰囲気放射線モニタ（D/W）及び（S/C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び（S/C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を減水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

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

逃がし安全弁会固着により原子炉圧力が低下するため，原子炉隔離時冷却系が停止し，高圧注水機能喪失により，原子炉への注水ができず，原子炉水位低下が継続する。

高圧注水機能喪失により原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上維持可能でないことを確認し，「水位回復」へ移行する。

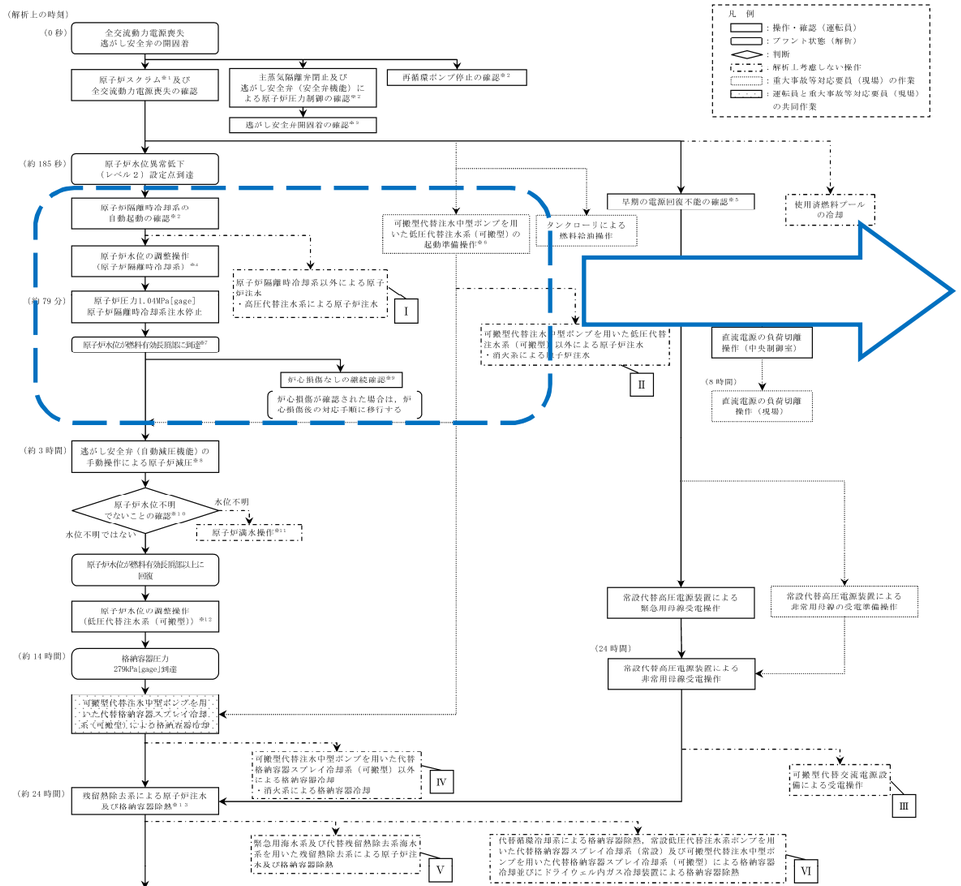
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を継続することで，原子炉水位を維持し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を継続する。また，原子炉建屋ガス処理系及びⅠ-B制御盤直流電源系を起動し，機能喪失しているⅠ-A設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

Ⅱ
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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅲ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

Ⅳ
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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅴ
緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

Ⅵ
代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※1：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※2：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※4：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※8：低圧ご注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※9：炉心損傷は，以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
・格納容器雰囲気放射線モニタ(ガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以下であることが判断できない場合
※11：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル8）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

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

低圧注水系機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

低圧注水機能喪失判断後，低圧代替注水系（可搬型）の起動準備を開始する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）到達後，更に低下傾向であることを確認し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備操作を行う。

低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了していることを確認し，「急速減圧」へ移行する。

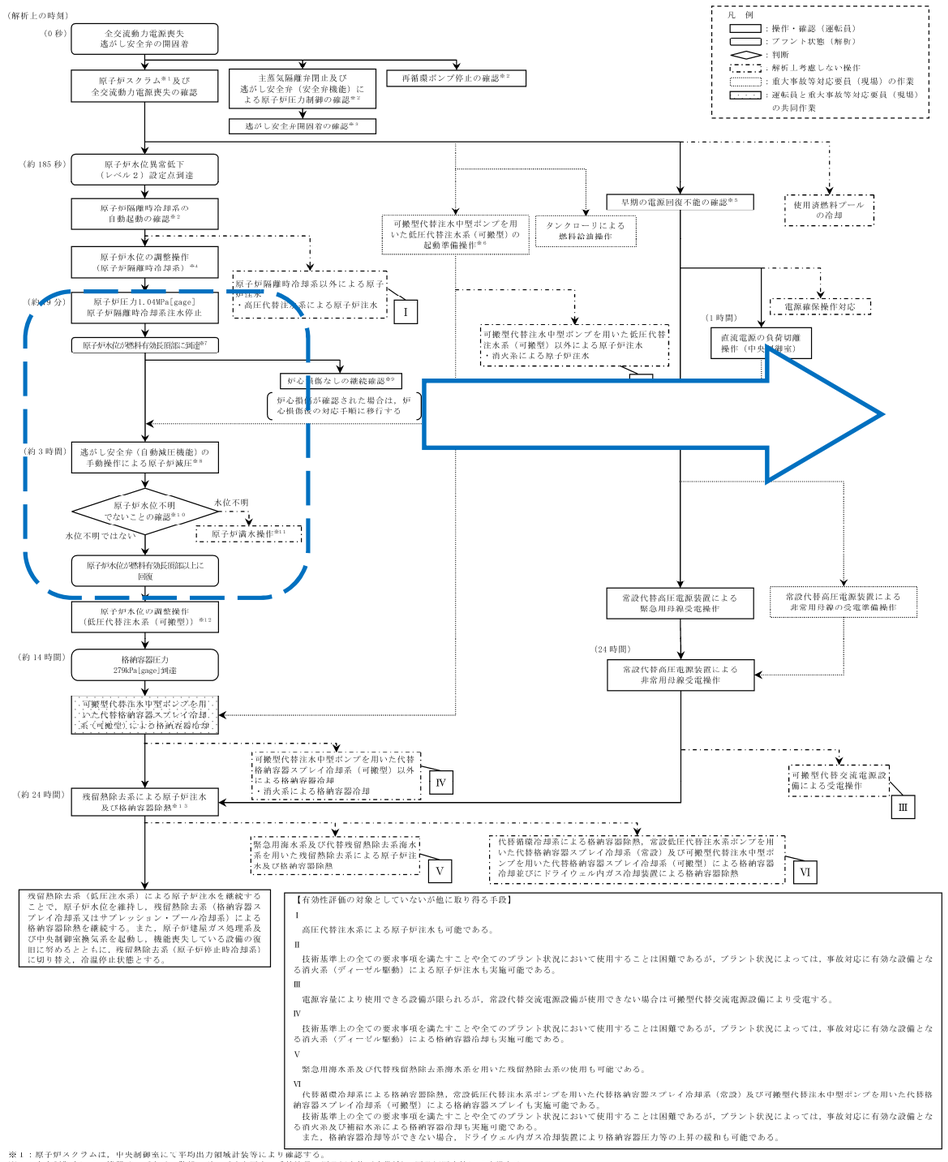
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対応要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を継続することで，原子炉水位を維持し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を継続する。また，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II

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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

III

電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

IV

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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

V

緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

VI

代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計電源喪失の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（可搬型）が準備完了していることを確認し，逃がし安全弁 7 弁を手動開放し原子炉を減圧する。

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

原子炉水位計正常を確認後，「水位回復」へ移行する。

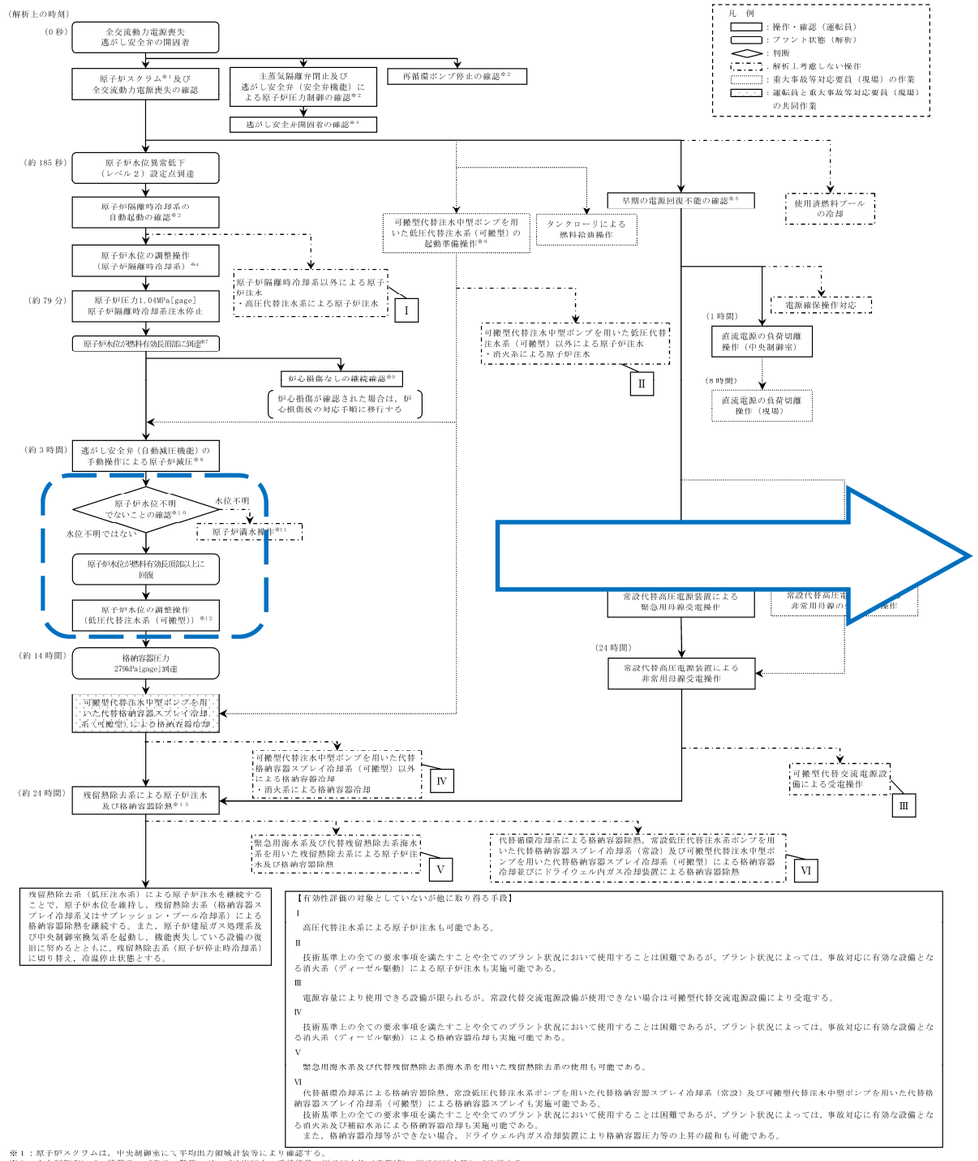
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II

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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

III

電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

IV

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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

V

緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

VI

代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断基準が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉減圧により，低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し，「水位確保」に移行する。

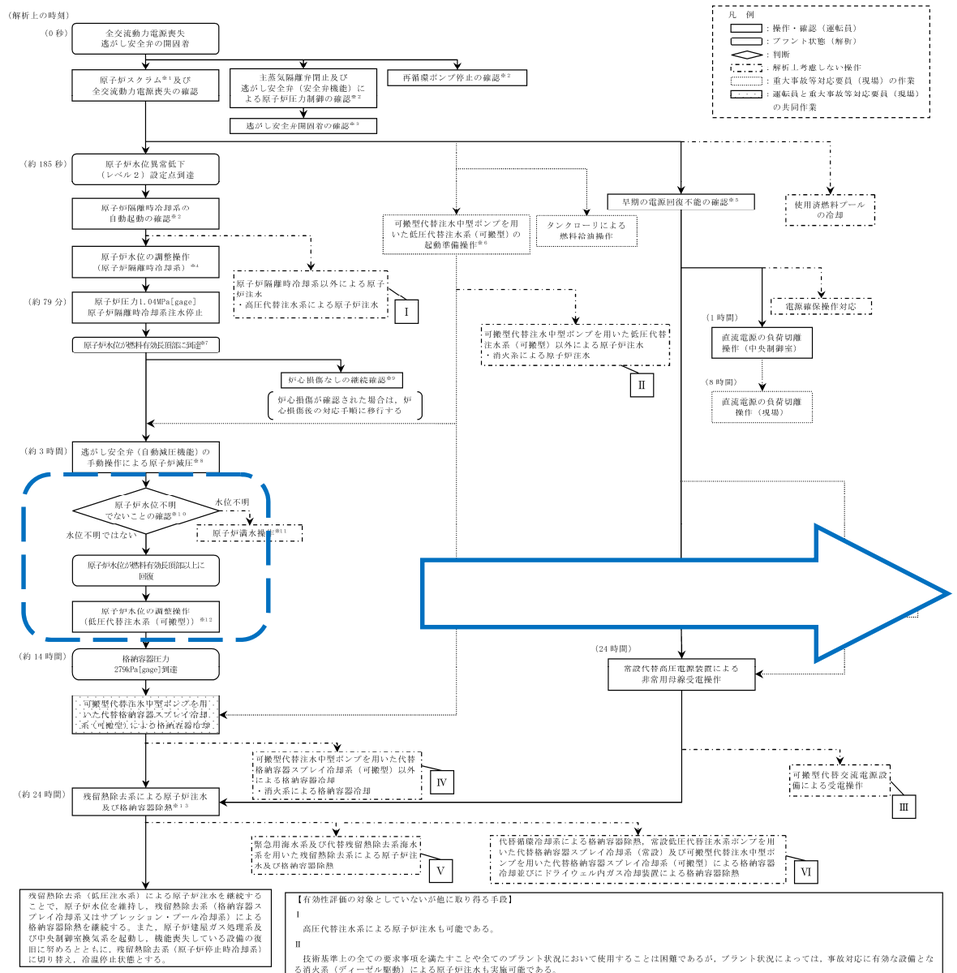
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※2：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※4：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※8：低圧ECCS注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※9：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及びS／Cにおる炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※10：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわおおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル8）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

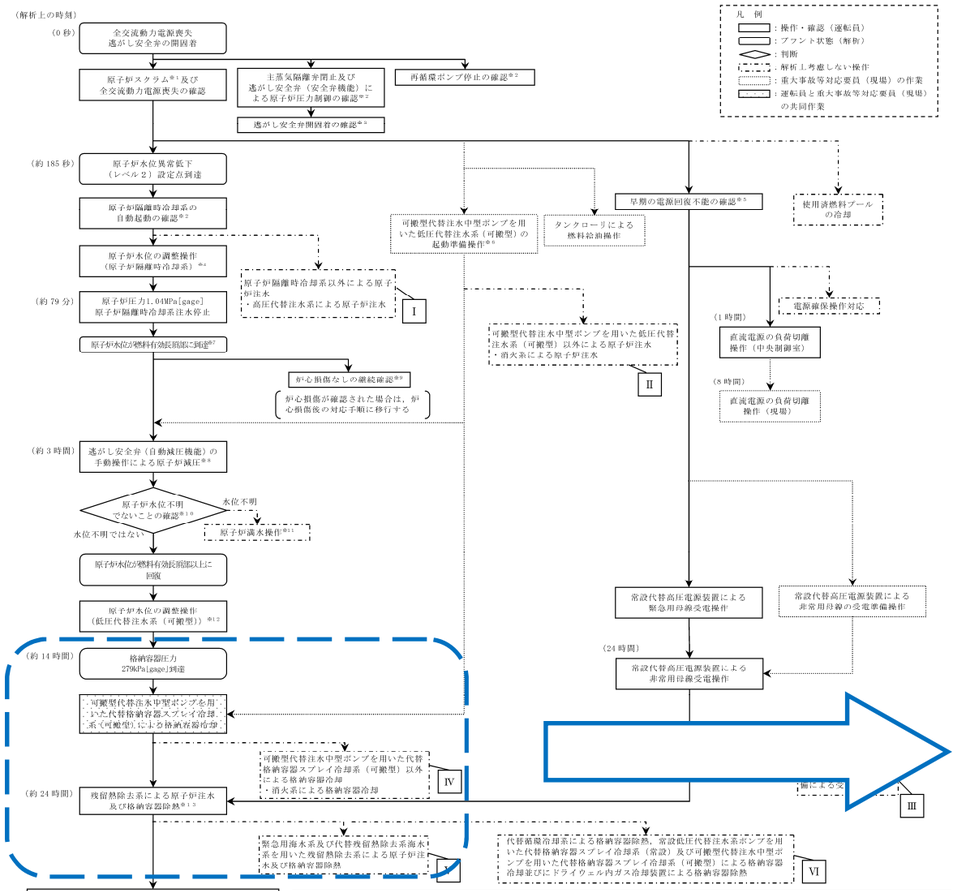
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

Ⅱ

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となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅲ

電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

Ⅳ

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となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅴ

緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

Ⅵ

代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

格納容器冷却機能がないため，原子炉格納容器の圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。サプレッシン・チェンバ圧力 279kPa[gage]以上となったことを確認し，格納容器スプレイを行う。

非常用母線復旧以降，原子炉水位低（レベル３）まで低下したら，残留熱除去系による原子炉注水を再開し，原子炉水位高（レベル８）まで上昇したら，格納容器スプレイを再開することを繰り返す。

AM設備別手順書

AM⑤　格納容器冷却

重大事故等対策要領

1.4　崩壊熱除去機能喪失
1.4.1　取水機能が喪失した場合

特　徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

基本的な考え方

原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，代替の海水取水機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

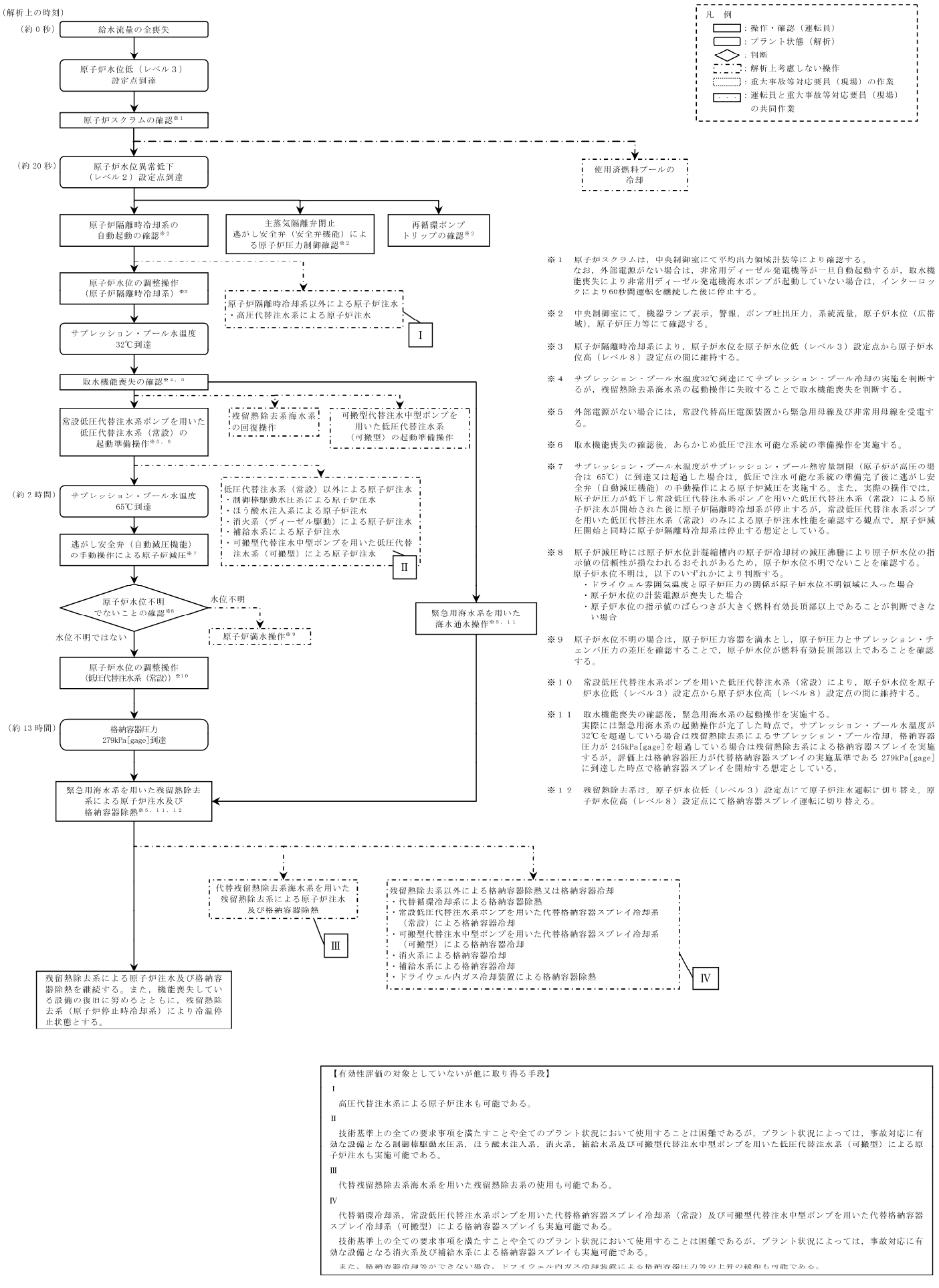
対応手順概要

a．原子炉スクラムの確認
b．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認
c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
d．取水機能喪失の確認
e．残留熱除去系海水系の回復操作
f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
g．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
h．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧
i．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））
j．緊急用海水系を用いた海水通水操作
k．緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
l．使用済燃料プールの冷却

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい外部電源ありを設定

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
なお，外部電源がない場合は，非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが，取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は，インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※４　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。

※５　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置から緊急用母線及び非常用母線を受電する。

※６　取水機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する。
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃を超過している場合は残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却，格納容器圧力が 245kPa[gage]を超過している場合は残留熱除去系による格納容器スプレイを実施するが，評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイを開始する想定としている。

※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水運転に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ運転に切り替える。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

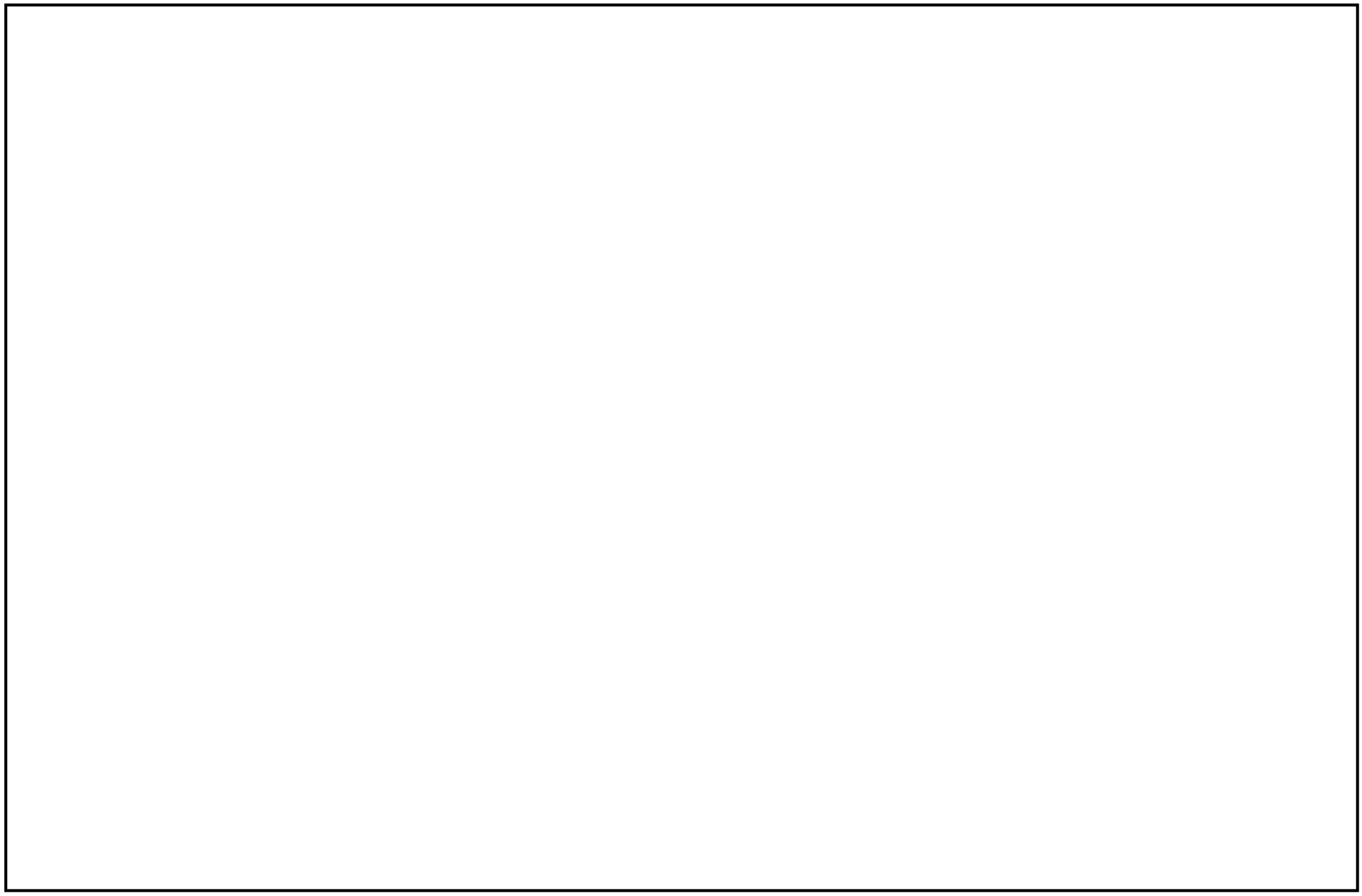
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

III
代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

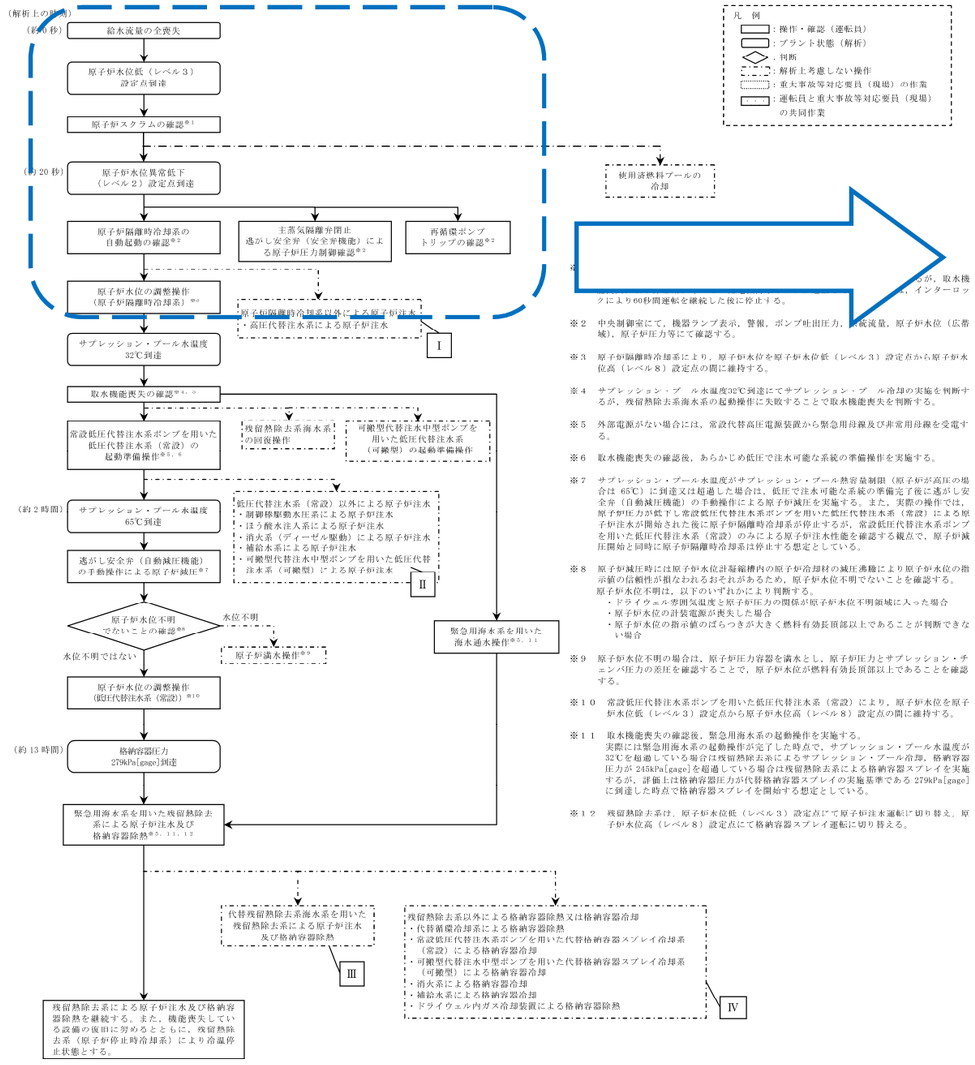
IV
代替循環冷却系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

非常時運転手順書　全体対応フロー



詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※２　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※３　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。

※４　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置から緊急用母線及び非常用母線を受電する。

※５　取水機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。

※６　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する。
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃を超過している場合は残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却，格納容器圧力が 2454kPa[gage]を超過している場合は残留熱除去系による格納容器スプレイを実施するが，評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイを開始する想定としている。

※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水運転に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ運転に切り替える。

【有効性評価の対象としていない が他に取り得る手段】

I

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

III

代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

IV

代替循環冷却系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅱ(徴候ベース)「EOP」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「給水流量全喪失」事象発生

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

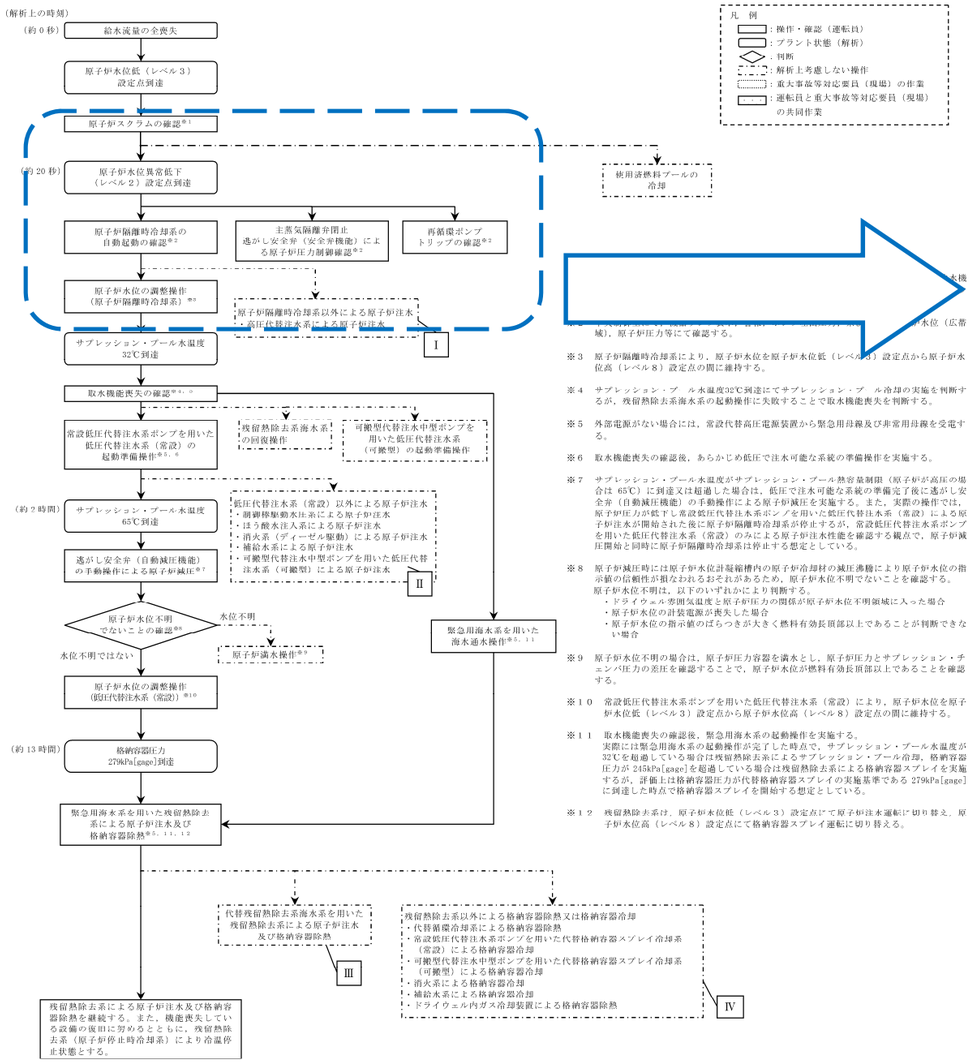
全給水喪失により原子炉スクラム後も原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持不可能のため，「水位確保」へ移行する。

「タービン・電源」制御にて所内電源喪失を確認する事により，ＡＯＰ「電源喪失」へ移行し対応する。

AM設備別手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※４　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。

※５　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置から緊急用母線及び非常用母線を受電する。

※６　取水機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する。
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃を超過している場合は残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却，格納容器圧力が 245kPa[gage]を超過している場合は残留熱除去系による格納容器スプレイを実施するが，評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイを開始する想定としている。

※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水運転に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ運転に切り替える。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

III

代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

IV

代替循環冷却系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ(徴候ベース)「EOP」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ(徴候ベース)「EOP」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉水位異常低下（レベル２）にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉隔離時冷却系により注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

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

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

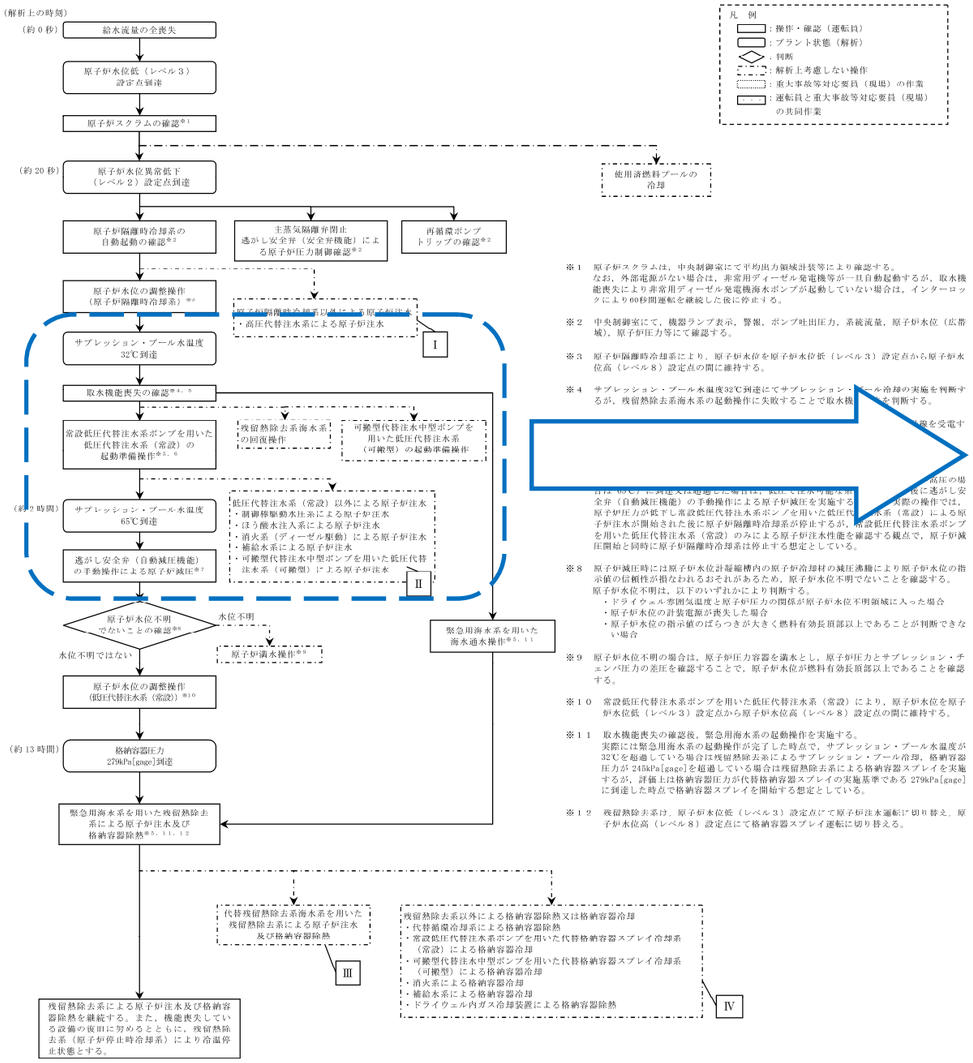
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



凡　例
- ：操作・確認（運転員）
- ：プラント状態（解析）
- ：判断
- ：解析上考慮しない操作
- ：重大事故等対応要員（現場）の作業
- ：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

※1　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
なお，外部電源がない場合は，非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが，取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は，インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。

※2　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※3　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※4　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。

※5　[illegible]を受電す[illegible]高圧の場合は，[illegible]に逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※8　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※9　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※10　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※11　取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する。
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃を超過している場合は残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却，格納容器圧力が245kPa[gage]を超過している場合は残留熱除去系による格納容器スプレイを実施するが，評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイを開始する想定としている。

※12　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水運転に切り替え，原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイ運転に切り替える。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

III
代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

IV
代替循環冷却系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

C

操作補足事項

取水機能喪失により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

サプレッション・プール水温度が32℃以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ温度制御」に移行する。

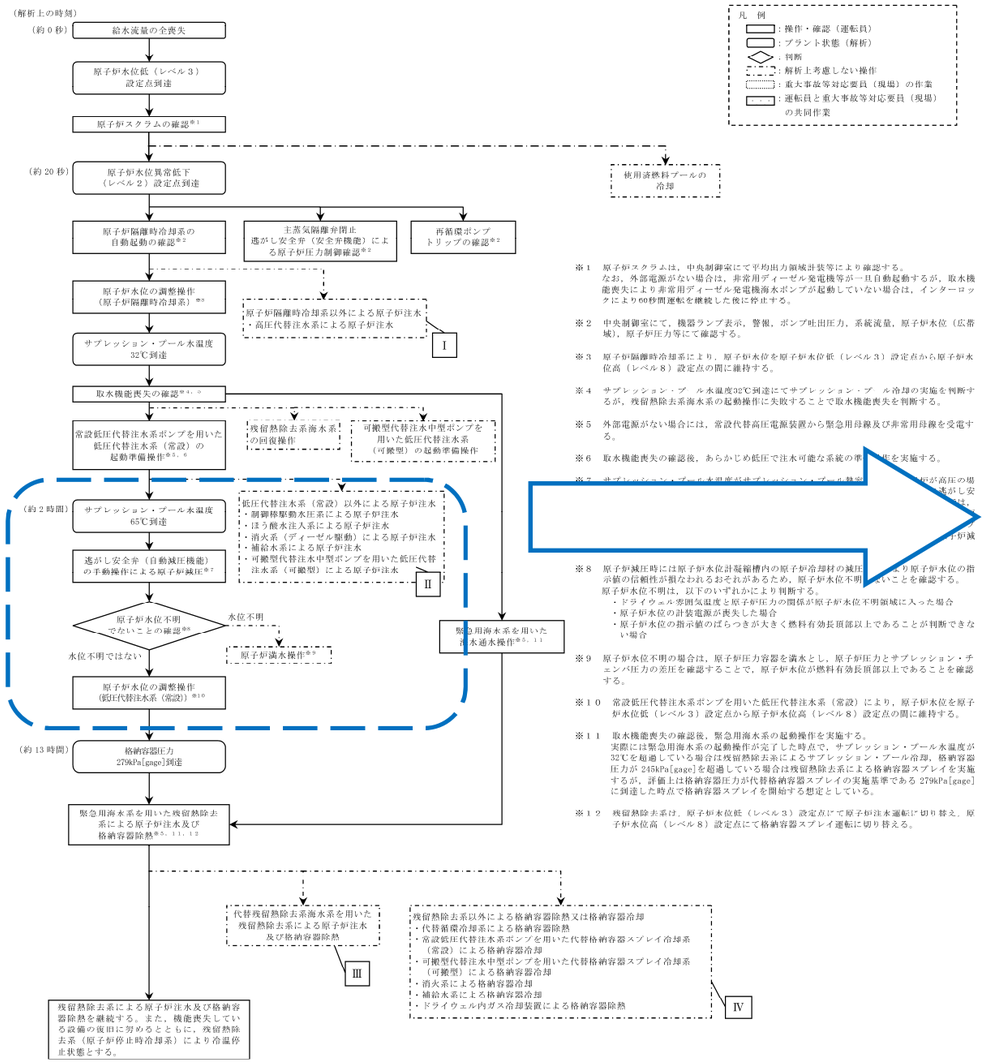
サプレッション・プール水温度を継続監視し，サプレッション・プール水熱容量制限図の運転禁止領域に入ったことを確認した場合は，「急速減圧」へ移行する。

AM設備別手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
なお，外部電源がない場合は，非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが，取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は，インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※４　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。

※５　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置から緊急用母線及び非常用母線を受電する。

※６　取水機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度が低サプレッション・プール冷却の場合が高圧の場合は逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する。
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃を超過している場合は残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却，格納容器圧力が245kPa[gage]を超過している場合は残留熱除去系による格納容器スプレイを実施するが，評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイを開始する想定としている。

※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水運転に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ運転に切り替える。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

Ⅱ

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅲ

代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

Ⅳ

代替循環冷却系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）を起動後，逃がし安全弁を手動開放し原子炉を減圧する。

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

原子炉水位計正常を確認後，「Ｓ／Ｐ温度制御」へ移行する。

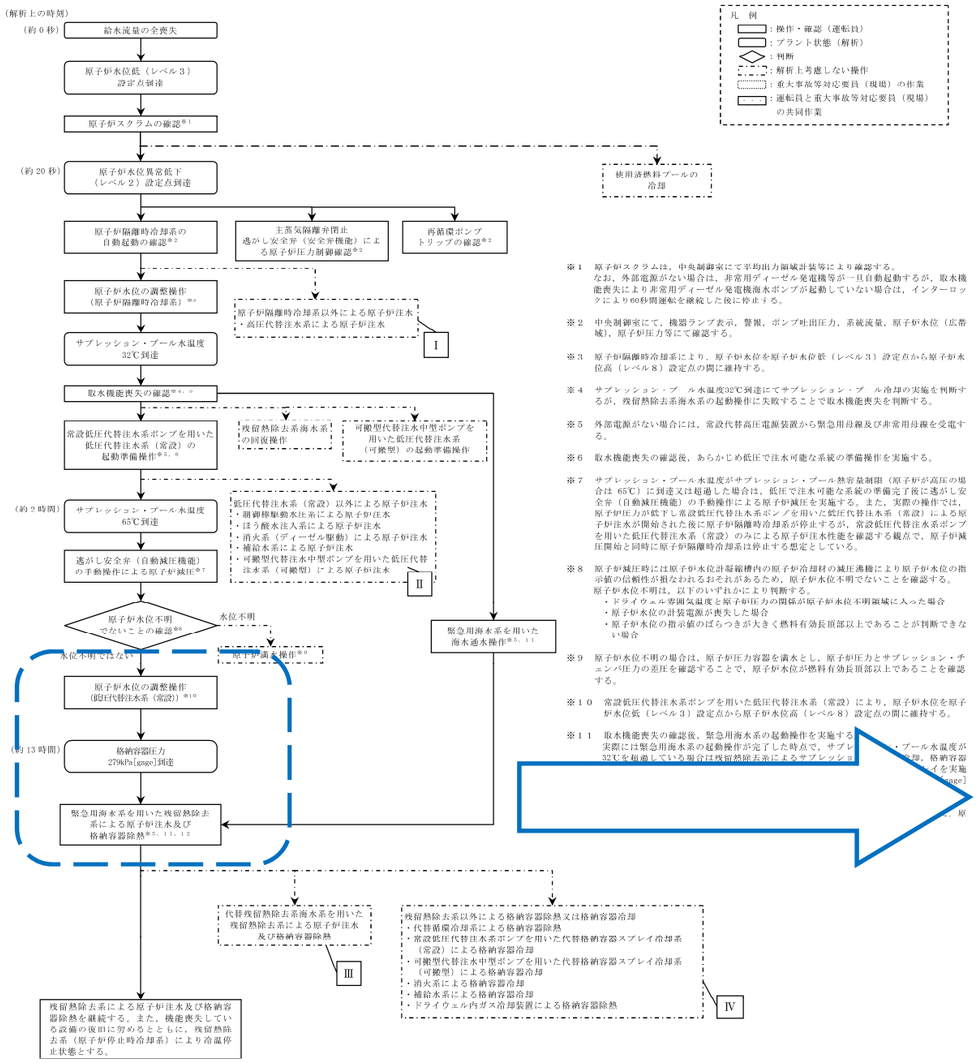
AM設備別手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



凡　例
- ：操作・確認（運転員）
- ：プラント状態（解析）
- ：判断
- ：解析上考慮しない操作
- ：重大事故等対応要員（現場）の作業
- ：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
なお，外部電源がない場合は，非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが，取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は，インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※４　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。

※５　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置から緊急用母線及び非常用母線を受電する。

※６　取水機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１１　取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレ
32℃を超過している場合は残留熱除去系によるサプレッショ
・プール水温度が
冷却，格納容器
イを実施
[gage]
原

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

III

代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

IV

代替循環冷却系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた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も実施可能である。

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となる消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

取水機能喪失により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，格納容器圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し，「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行い，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]以上となったことを確認し，緊急用海水系を使用した残留熱除去系による格納容器スプレイ操作を行う。

以降，原子炉水位低（レベル３）まで低下したら，残留熱除去系による原子炉注水を再開し，原子炉水位高（レベル８）まで上昇したら，格納容器スプレイを再開することを繰り返す。

ＡＭ設備別手順書

ＡＭ⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

1.4　崩壊熱除去機能喪失
1.4.2　残留熱除去系が故障した場合

特　徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで，炉心損傷に至る。

基本的な考え方

原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，格納容器内の冷却を行い，代替の残留熱除去機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破

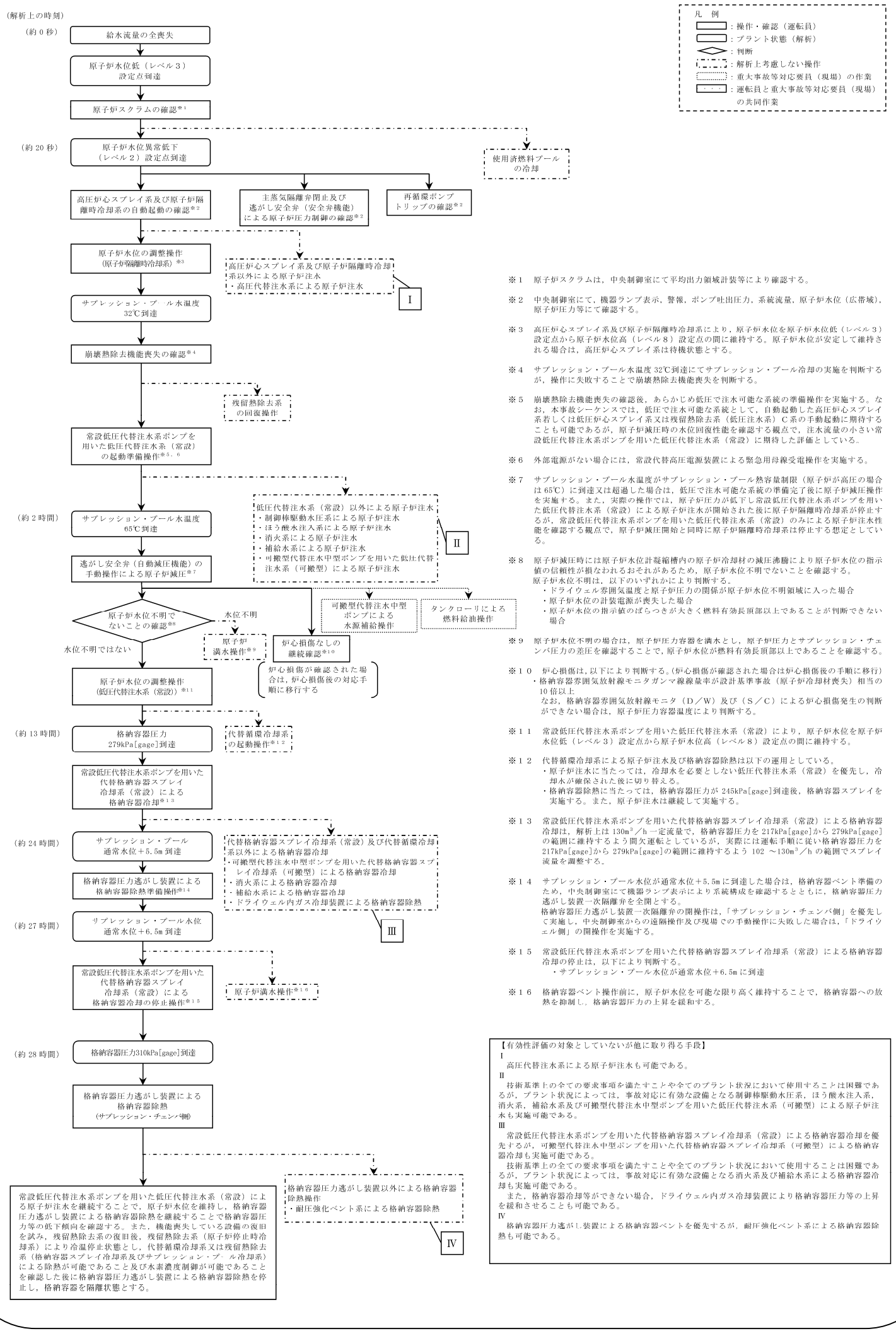
対応手順概要

a．原子炉スクラムの確認
b．高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認
c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
d．崩壊熱除去機能喪失の確認
e．残留熱除去系の回復操作
f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧
h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））
i．代替循環冷却系の起動操作
j．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却
k．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）
l．可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作
m．タンクローリによる燃料給油操作
n．使用済燃料プールの冷却

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　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）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４　サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※６　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１２　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１４　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

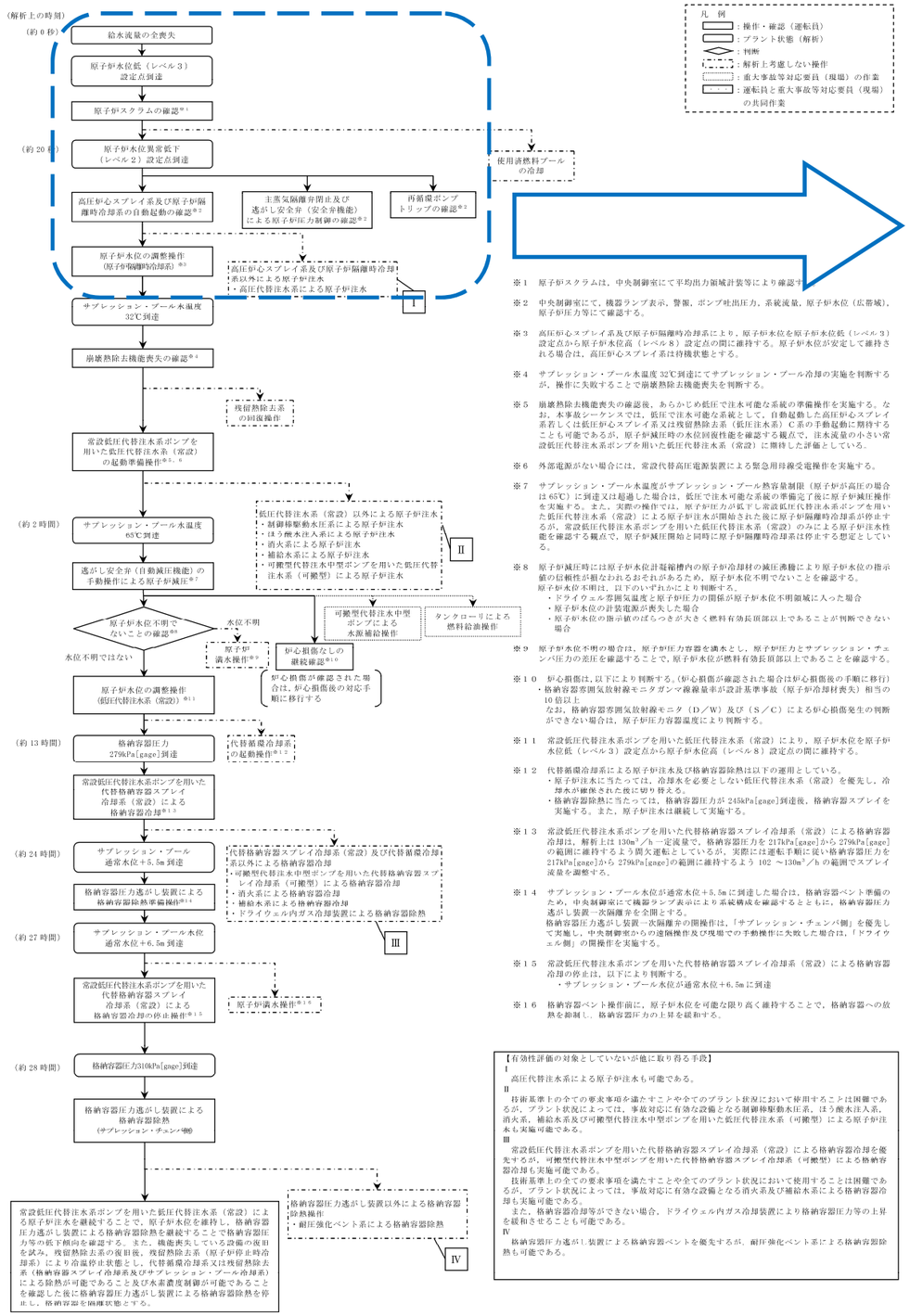
※１６　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
II
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
III
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
IV
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※2　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※3　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）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※4　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※5　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※6　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※8　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※9　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※10　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※11　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※12　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※13　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は130m³／ｈ一定流量で，格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう開欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※14　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※15　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※16　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
II
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
III
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
IV
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「給水流量全喪失」事象発生

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。

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

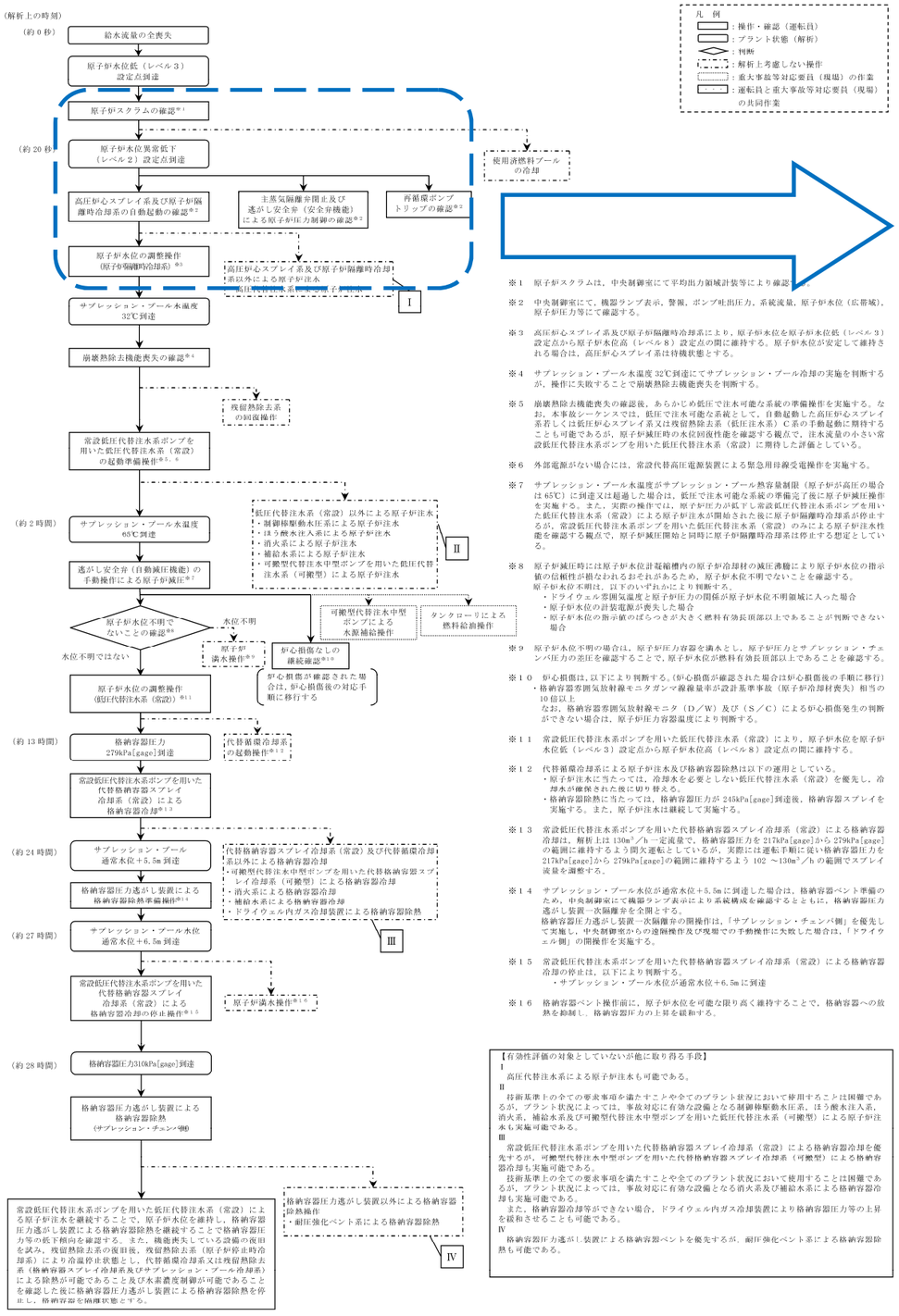
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

全給水喪失により原子炉スクラム後も原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，「水位確保」へ移行する。

AM設備別操作手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　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）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※６　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１２　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は130m³／ｈ一定流量で，格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう開欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／ｈの範囲でスプレイ流量を調整する。

※１４　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5mに到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達

※１６　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
II
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
III
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
IV
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉水位異常低下（レベル２）にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し，注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

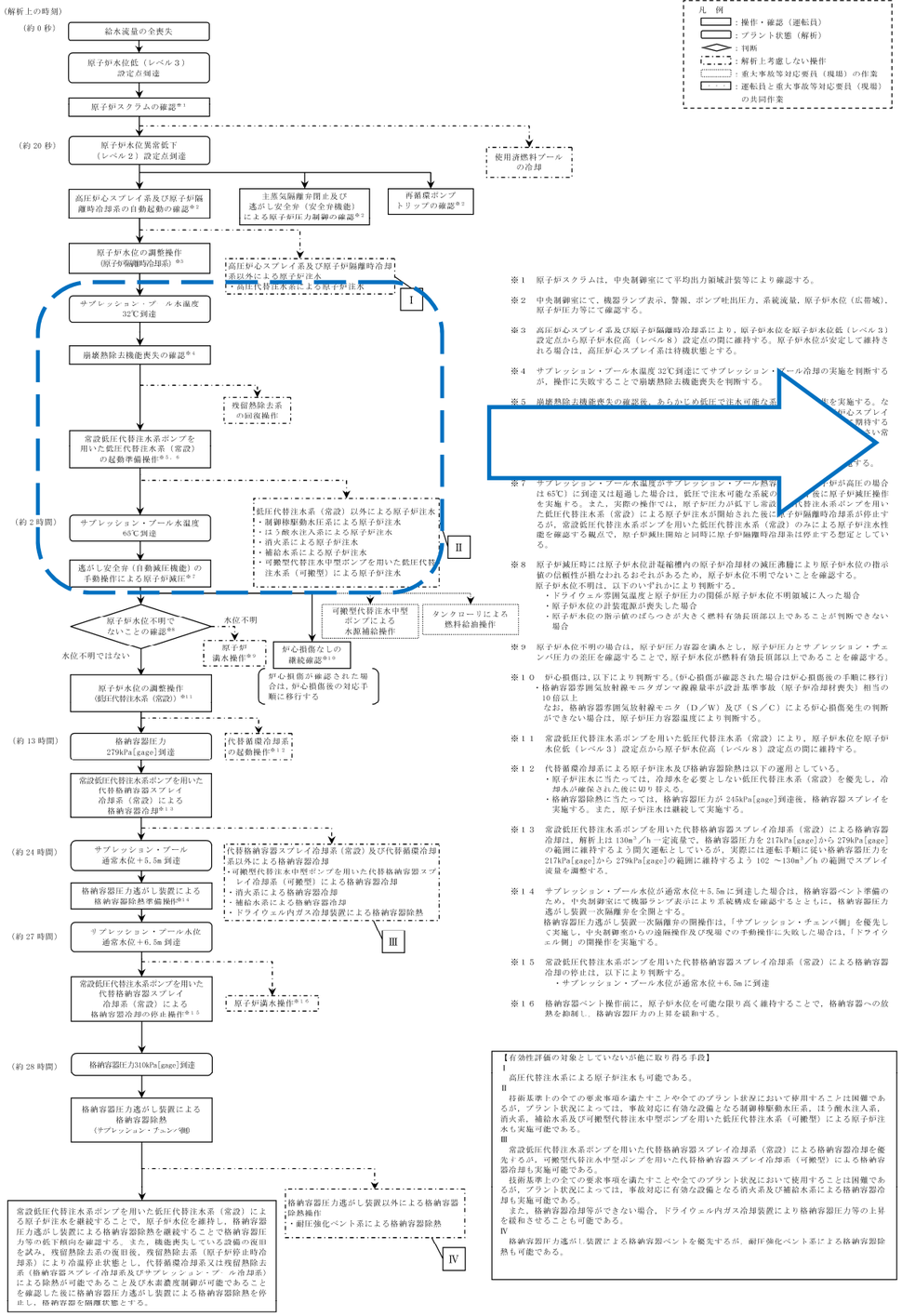
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　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）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４　サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系[illegible]注を実施する。な[illegible]高圧炉心スプレイ[illegible]待する[illegible]い常[illegible]する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容[illegible]圧が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の[illegible]後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設[illegible]代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に，原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１２　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう開欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１４　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１６　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
II
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
III
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
IV
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

C

操作補足事項

残留熱除去系の機能喪失により，崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

サプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ温度制御」に移行する。

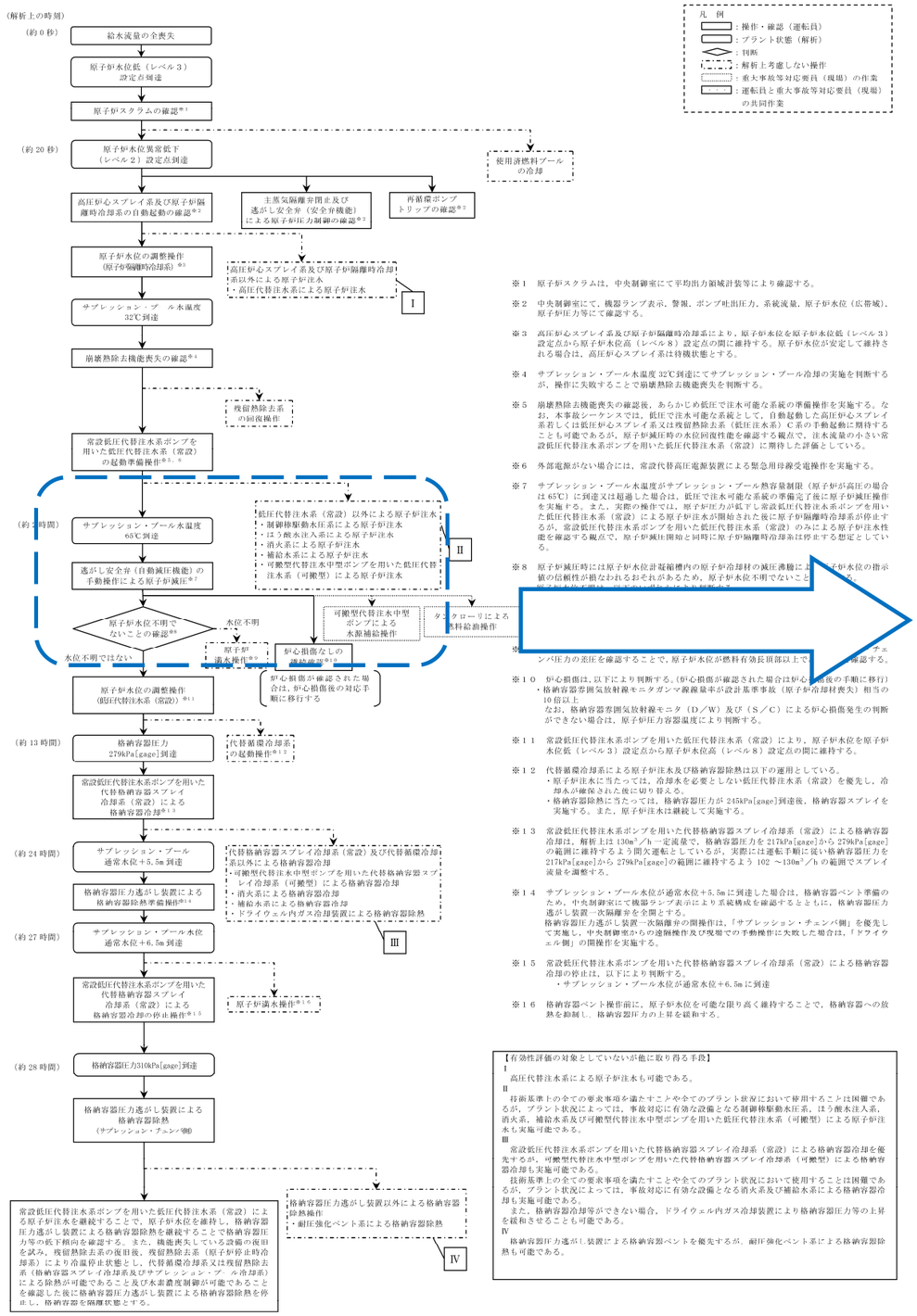
サプレッション・プール水温度を継続監視し，サプレッション・プール水熱容量制限図の運転禁止領域に入ったことを確認した場合は，「急速減圧」へ移行する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　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）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※６　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰による原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。

※９　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰による原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１２　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後にＵＰＲ替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１４　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１６　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
II
技術基準上の全ての要求事項を満たすこと又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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
III
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすこと又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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
IV
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）を起動後，逃がし安全弁７弁を手動開放し原子炉を減圧する。また，原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系が停止することを確認する。

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

原子炉水位計正常を確認後，「Ｓ／Ｐ温度制御」へ移行する。

AM設備別操作手順書

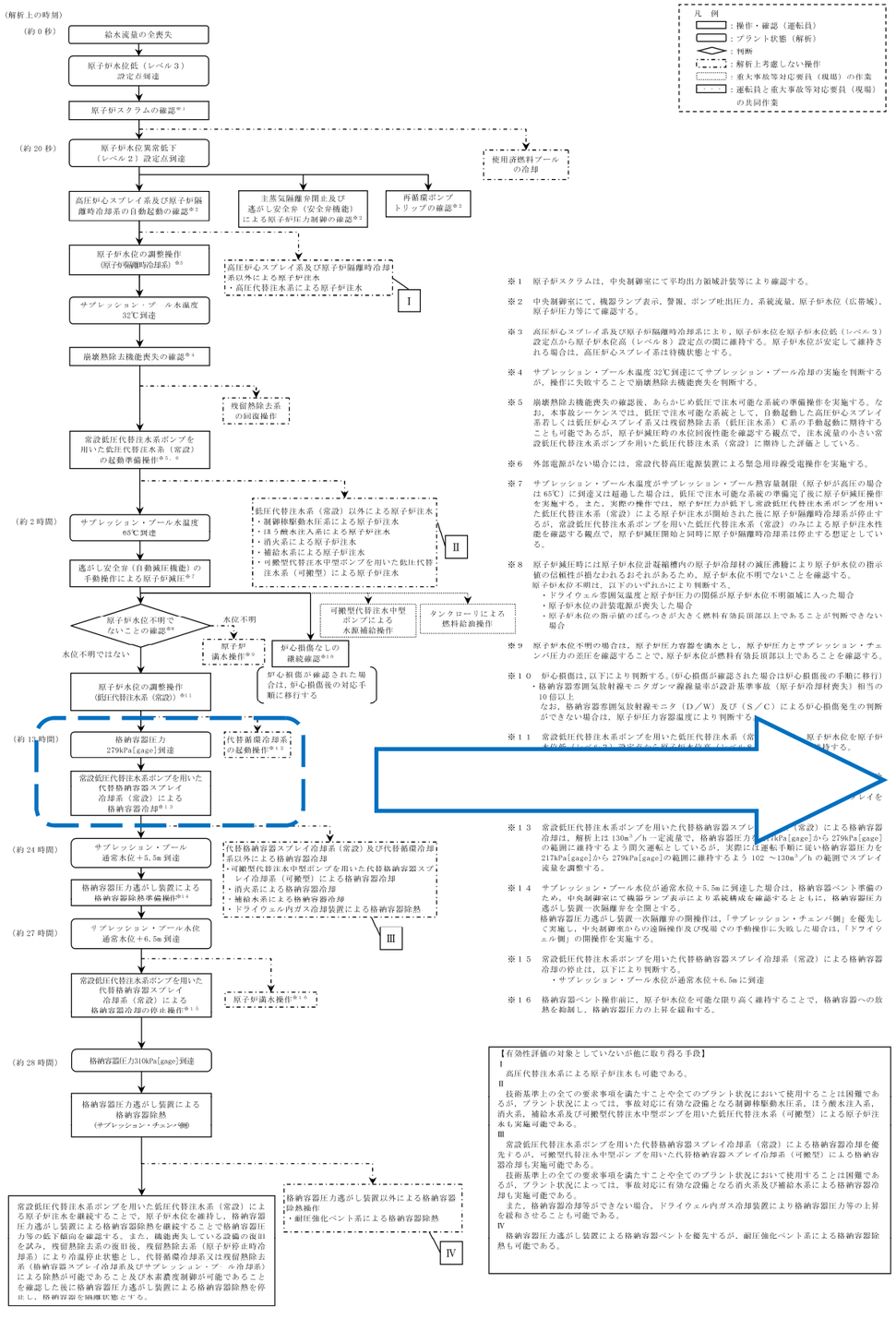
AM③　原子炉注水

AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　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）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４　サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※６　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力が 279kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１４　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１６　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
II
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
III
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
IV
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」

A

事故時対応手順書(徴候ベース)「EOP」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

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

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し，「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。

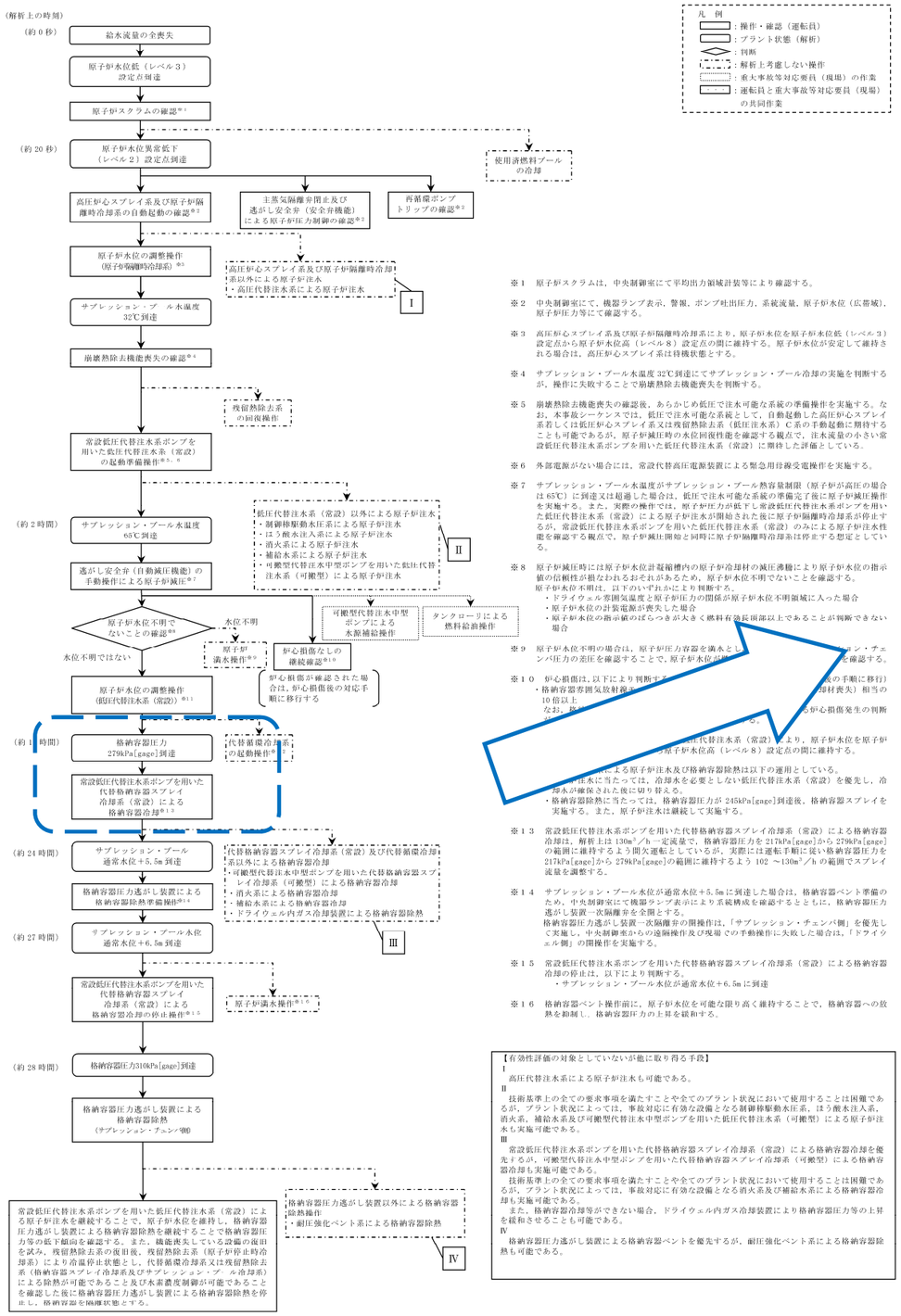
AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　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）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４　サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※６　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし[illegible]ン・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が[illegible]を確認する。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する[illegible]の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線[illegible]（燃料被覆管の[illegible]燃料被覆管損傷）相当の 10 倍以上
なお，格[illegible]る炉心損傷発生の判断[illegible]。

[illegible]代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉[illegible]原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

[illegible]による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・[illegible]注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう開欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１４　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１６　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
II
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
III
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
IV
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]以上となったことを確認し，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。

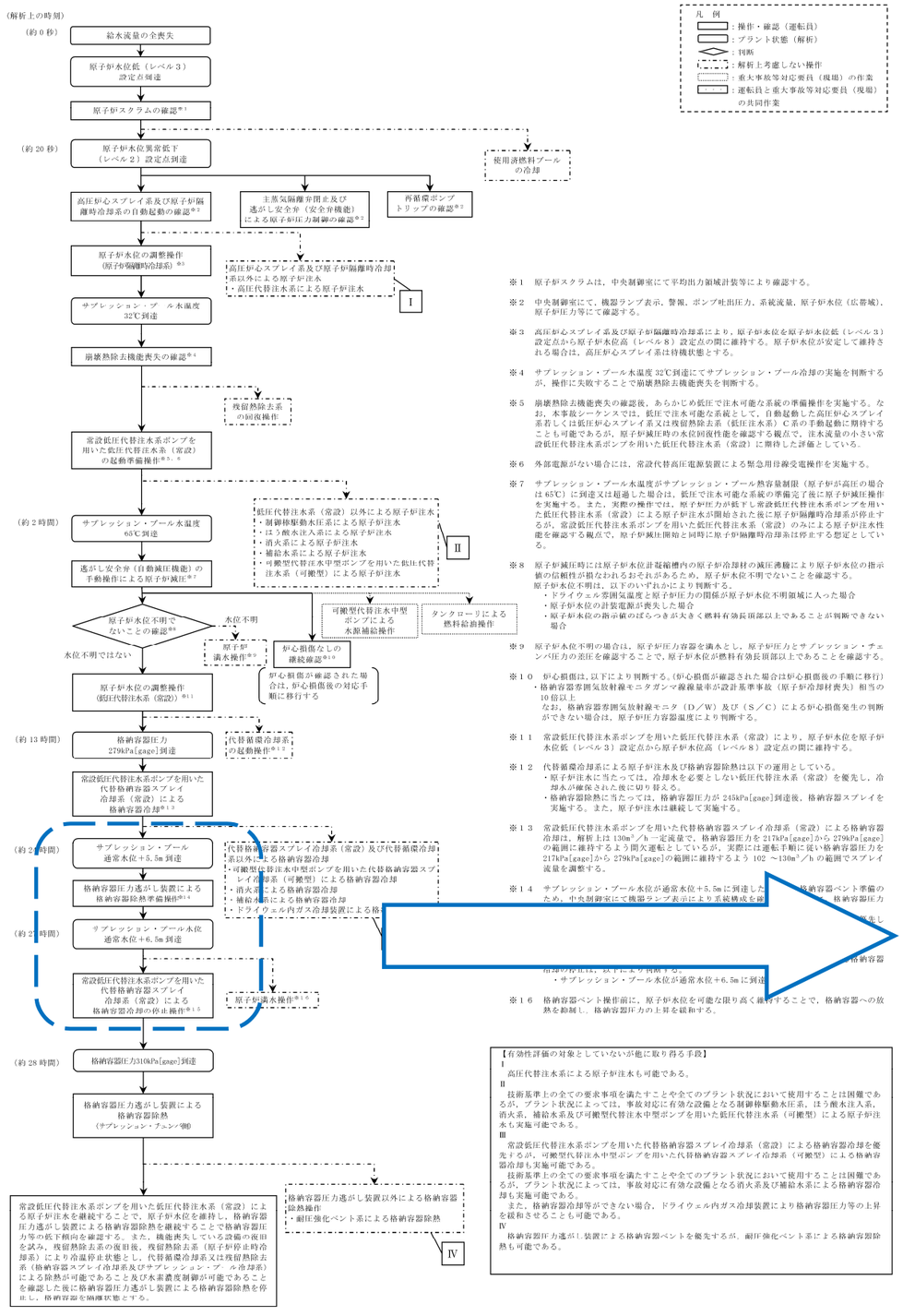
AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　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）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※６　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１２　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう開閉operationしているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１４　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した[illegible]ため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確[illegible]格納容器ベント準備の[illegible]格納容器圧力[illegible]先し[illegible]格納容器[illegible]冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１６　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
II
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
III
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
IV
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ水位制御」

F

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

操作補足事項

外部水源を使用した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より，サプレッション・プール水位が上昇する。

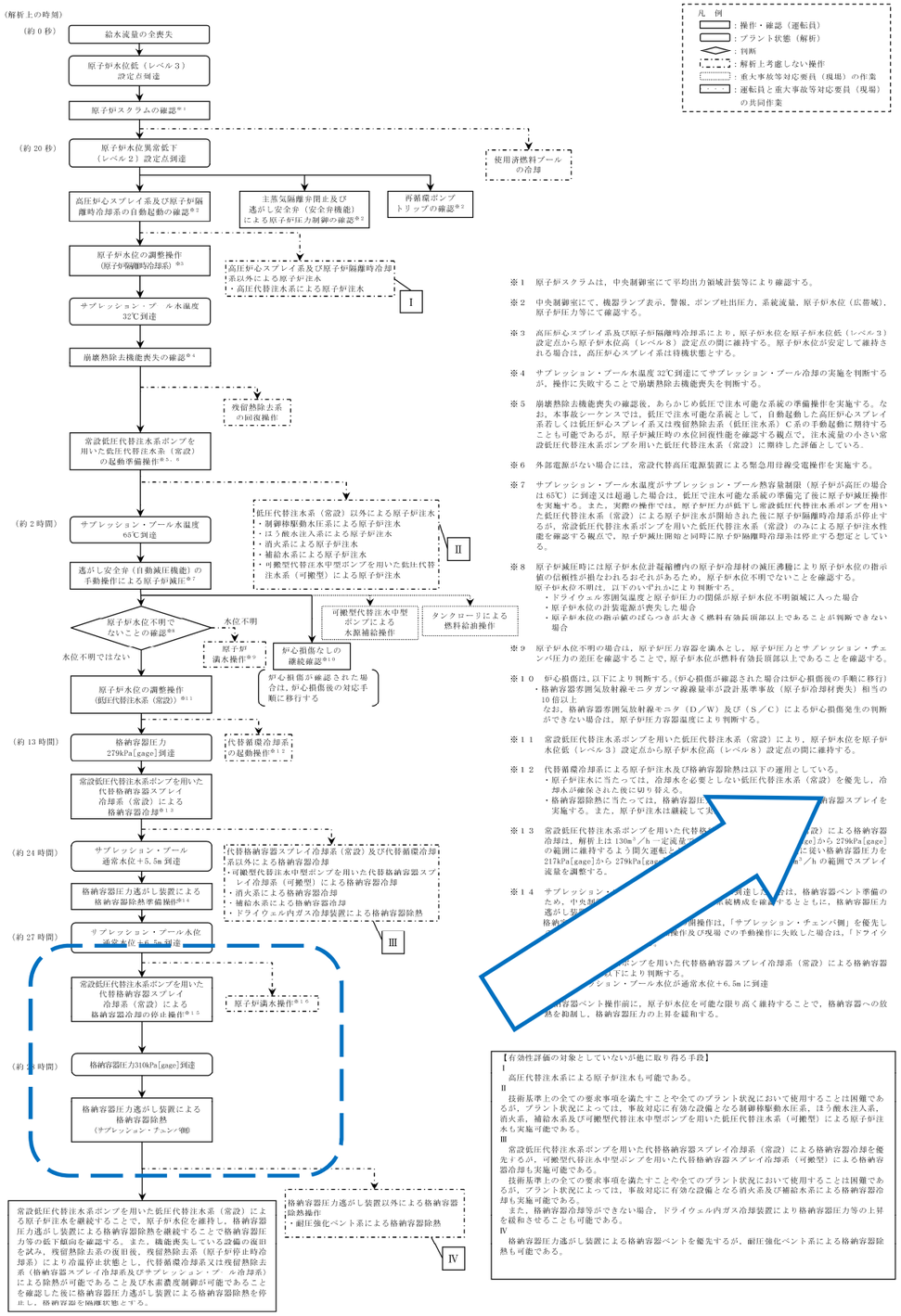
サプレッション・プール水位が＋16.7 ㎝以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ水位制御」に移行する。

サプレッション・プール水位の監視を行い，＋5.5m 以上にて格納容器ベント準備操作を実施する。

また，サプレッション・プール水位の上昇が継続することにより＋6.5m以上となったことを確認し，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停止する。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３　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）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※６　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１２　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧[illegible]納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実[illegible]

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格[illegible]設）による格納容器冷却は，解析上は130m³／h一定流量[illegible]ge]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転と[illegible]に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage][illegible]m³／hの範囲でスプレイ流量を調整する。

※１４　サプレッション・[illegible]到達した[illegible]は，格納容器ベント準備のため，中央制[illegible]系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装[illegible]格納容[illegible]開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先し[illegible]操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウ[illegible]

[illegible]ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器[illegible]以下により判断する。
[illegible]ション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達

[illegible]納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
Ⅱ
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
Ⅲ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
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となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
Ⅳ
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

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停止により，サプレッション・チェンバ圧力が上昇する。

サプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]到達したことを確認し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧
AM⑥　原子炉格納容器減圧

重大事故等対策要領

1.5　原子炉停止機能喪失

特　徴

運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態が継続し，原子炉出力が高い状態で維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

基本的な考え方

代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

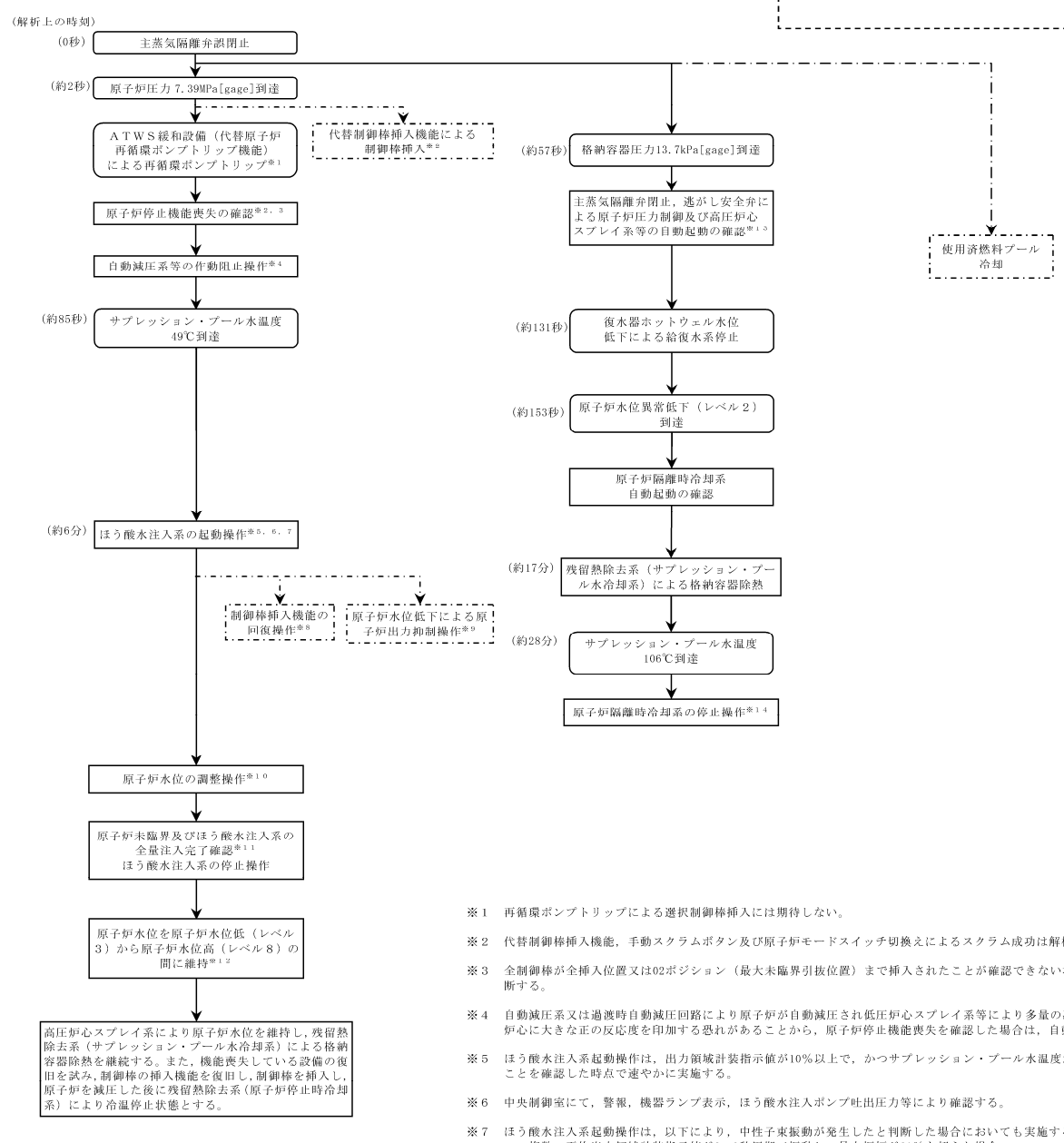
対応手順概要

a．原子炉停止機能喪失の確認
b．高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等
c．自動減圧系等の作動阻止操作
d．ほう酸水注入系の起動操作
e．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱
f．原子炉水位の調整操作
g．使用済燃料プールの冷却

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく，原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 原子炉手動スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定

解析上の対応手順の概要フロー



※１　再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。

※２　代替制御棒挿入機能，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。

※３　全制御棒が全挿入位置又は02ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※４　自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると，炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから，原子炉停止機能喪失を確認した場合は，自動減圧系等の作動を阻止する。

※５　ほう酸水注入系起動操作は，出力領域計装指示値が10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認した時点で速やかに実施する。

※６　中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。

※７　ほう酸水注入系起動操作は，以下により，中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
・複数の平均出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が20%を超えた場合
又は
・複数の局所出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が10%を超えた場合

※８　制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが，解析上考慮しない。
・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
・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水

※９　原子炉停止機能喪失時は，運転手順に従い原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※１０　ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点付近に維持する。

※１１　ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※１２　ほう酸水注入系の全量注入完了後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

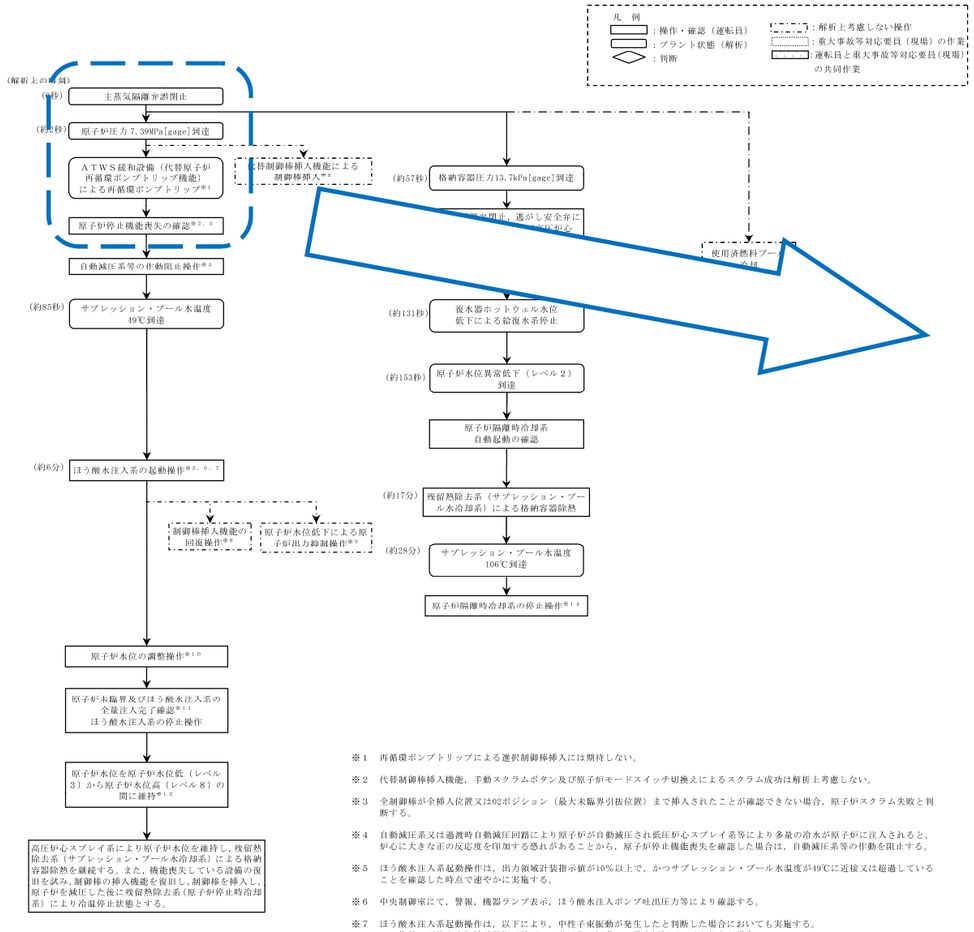
※１３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。 原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動するが，ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

※１４　原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合は停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。

※２　代替制御棒挿入機能，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。

※３　全制御棒が全挿入位置又は02ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※４　自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると，炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから，原子炉停止機能喪失を確認した場合は，自動減圧系等の作動を阻止する。

※５　ほう酸水注入系起動操作は，出力領域計装指示値が10％以上で，かつサプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認した時点で速やかに実施する。

※６　中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。

※７　ほう酸水注入系起動操作は，以下により，中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
・複数の平均出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が20％を超えた場合
又は
・複数の局所出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が10％を超えた場合

※８　制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが，解析上考慮しない。
・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
・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水

※９　原子炉停止機能喪失時は，運転手順に従い原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※１０　ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点付近に維持する。

※１１　ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※１２　ほう酸水注入系の全量注入完了後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

※１３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。　原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動するが，ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

※１４　原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合は停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。

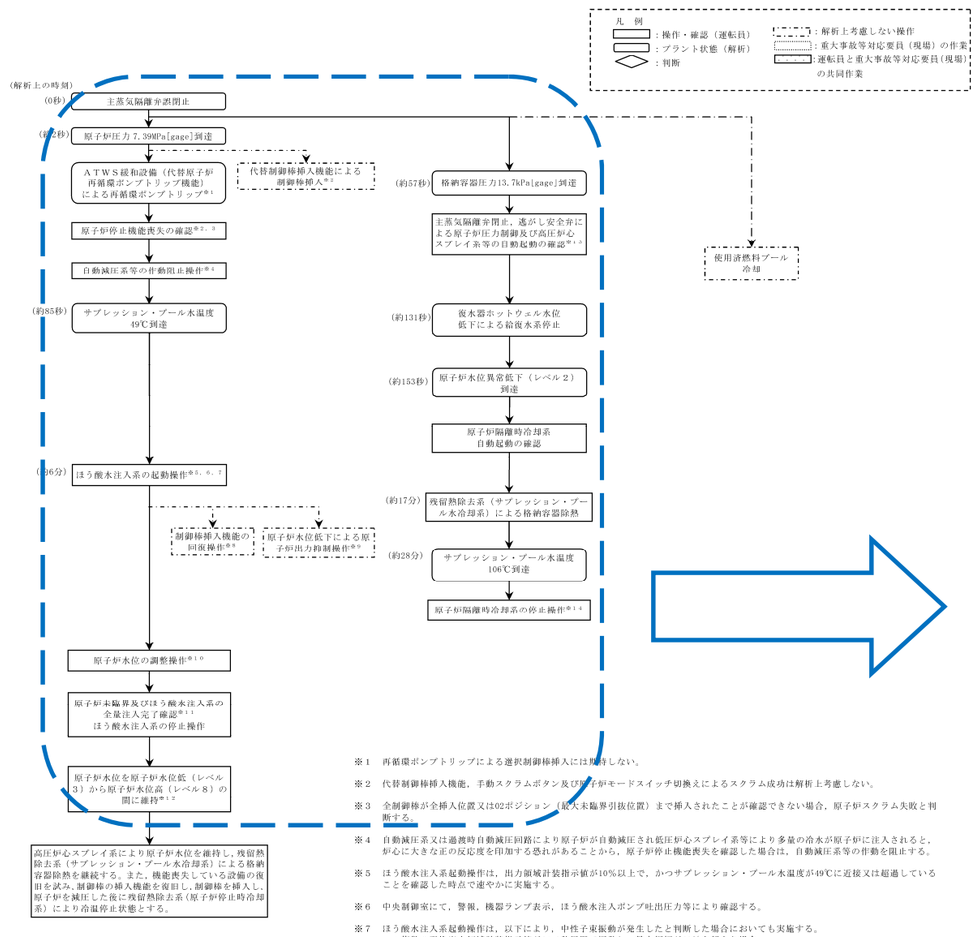
原子炉スクラムに失敗しているため「反応度制御」へ移行する。

また，「格納容器制御導入」を継続監視するが，以降は「反応度制御」を優先する。

ＡＭ設備別操作手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。

※２　代替制御棒挿入機能，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。

※３　全制御棒が全挿入位置又は02ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※４　自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると，炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから，原子炉停止機能喪失を確認した場合は，自動減圧系等の作動を阻止する。

※５　ほう酸水注入系起動操作は，出力領域計装指示値が10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認した時点で速やかに実施する。

※６　中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。

※７　ほう酸水注入系起動操作は，以下により，中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
・複数の平均出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が20%を超えた場合
又は
・複数の局所出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が10%を超えた場合

※８　制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが，解析上考慮しない。
・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
・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水

※９　原子炉停止機能喪失時は，運転手順に従い原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※１０　ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点付近に維持する。

※１１　ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※１２　ほう酸水注入系の全量注入完了後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

※１３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動するが，ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

※１４　原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合は停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「反応度制御」

B

操作補足事項

原子炉冷却材再循環ポンプの停止確認又は手動により停止させる。

ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])信号と原子炉水位レベル１信号が検出され 120 秒経過後，自動減圧系が作動し，非常用炉心冷却系による多量の注水による反応度投入防止のため自動減圧系等の作動阻止を行う。

「ＳＬＣ」操作

ほう酸水注入系を起動し，原子炉にほう酸水を注入することで，原子炉出力を低下させる。

逃がし安全弁の排気により，サプレッション・プール水温が上昇することから，残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却を行う。

また，サプレッション・プール水温が 106℃近接にてＲＣＩＣを停止する。

「ＣＲ」操作

代替制御棒挿入機能，スクラムテストスイッチ，ヒューズ引き抜き，制御棒手動挿入等により，制御棒を挿入する。

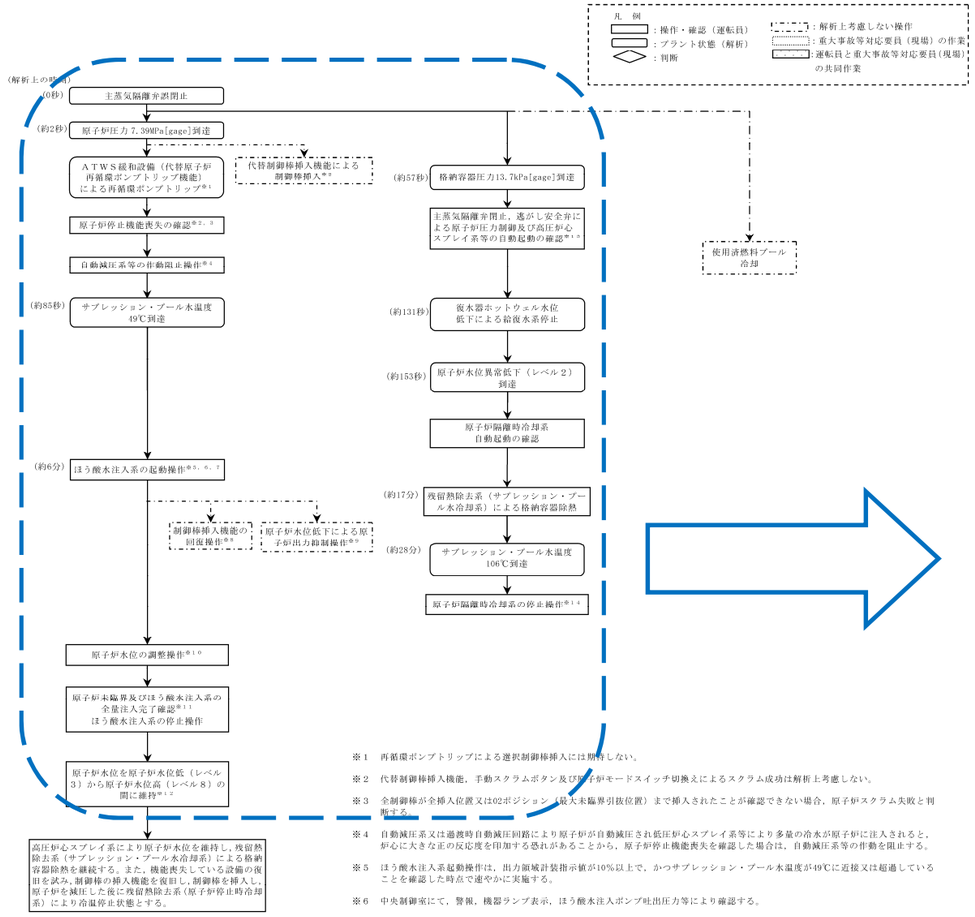
ほう酸水の全量注入完了又は制御棒 02 ポジション以下まで挿入完了後，「スクラム」へ移行する。

AM設備別操作手順書

AM②　反応度制御
AM④　原子炉減圧

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。

※２　代替制御棒挿入機能，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。

※３　全制御棒が全挿入位置又は02ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※４　自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると，炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから，原子炉停止機能喪失を確認した場合は，自動減圧系等の作動を阻止する。

※５　ほう酸水注入系起動操作は，出力領域計装指示値が10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認した時点で速やかに実施する。

※６　中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。

※７　ほう酸水注入系起動操作は，以下により，中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
・複数の平均出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が20%を超えた場合
又は
・複数の局所出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が10%を超えた場合

※８　制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが，解析上考慮しない。
・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
・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水

※９　原子炉停止機能喪失時は，運転手順に従い原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※１０　ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点付近に維持する。

※１１　ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※１２　ほう酸水注入系の全量注入完了後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

※１３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。　原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動するが，ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

※１４　原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合は停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「反応度制御」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

「水位」操作
主蒸気隔離弁の閉止により給水全喪失に至るが，格納容器圧力 13.7kPa[gage]で原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉注水が確保される。原子炉出力が高い場合は，原子炉への注水量を調整し，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）付近まで低下させることで，原子炉出力を低下させる。

「圧力」操作
逃がし安全弁にて，原子炉圧力を一定に維持する。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

1.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

特　徴

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断ＬＯＣＡが発生した後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失による崩壊熱除去機能喪失を想定する。

基本的な考え方

原子炉圧力容器を強制的に減圧し，低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，格納容器内の冷却を行い，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

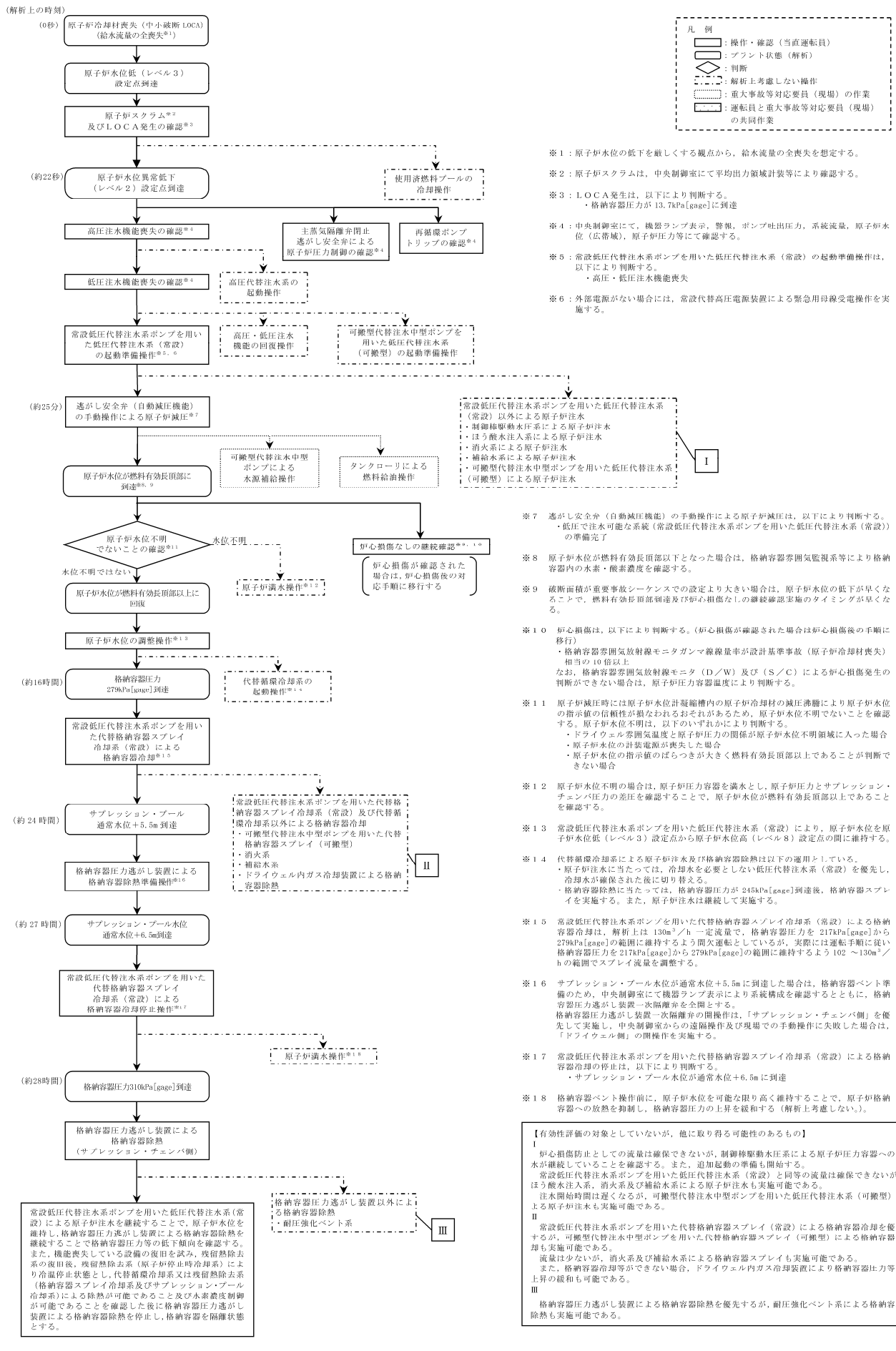
対応手順概要

a．原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認
b．高圧注水機能喪失の確認
c．高圧代替注水系の起動操作
d．低圧注水機能喪失の確認
e．高圧・低圧注水機能の回復操作
f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
g．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作
h．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧
i．原子炉水位の調整操作
j．代替循環冷却系の起動操作
k．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却
l．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）
m．可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作
n．タンクローリによる燃料給油操作
o．使用済燃料プールの冷却

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	再循環配管に 約 3.7cm^{2}及び約 9.5cm^2 の 破断が発生	破断位置は，冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし，シュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないこと及び格納容器破損防止対策の有効性評価では原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径の破断を想定することを考慮し，再循環配管とする。 破断面積は，低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし，不確かさを考慮して約 3.7 cm^{2}及び約 9.5 cm^{2}とする。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 また，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷ならの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１２　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１４　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m^3／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう運転操作としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m^3／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１６　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１７　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

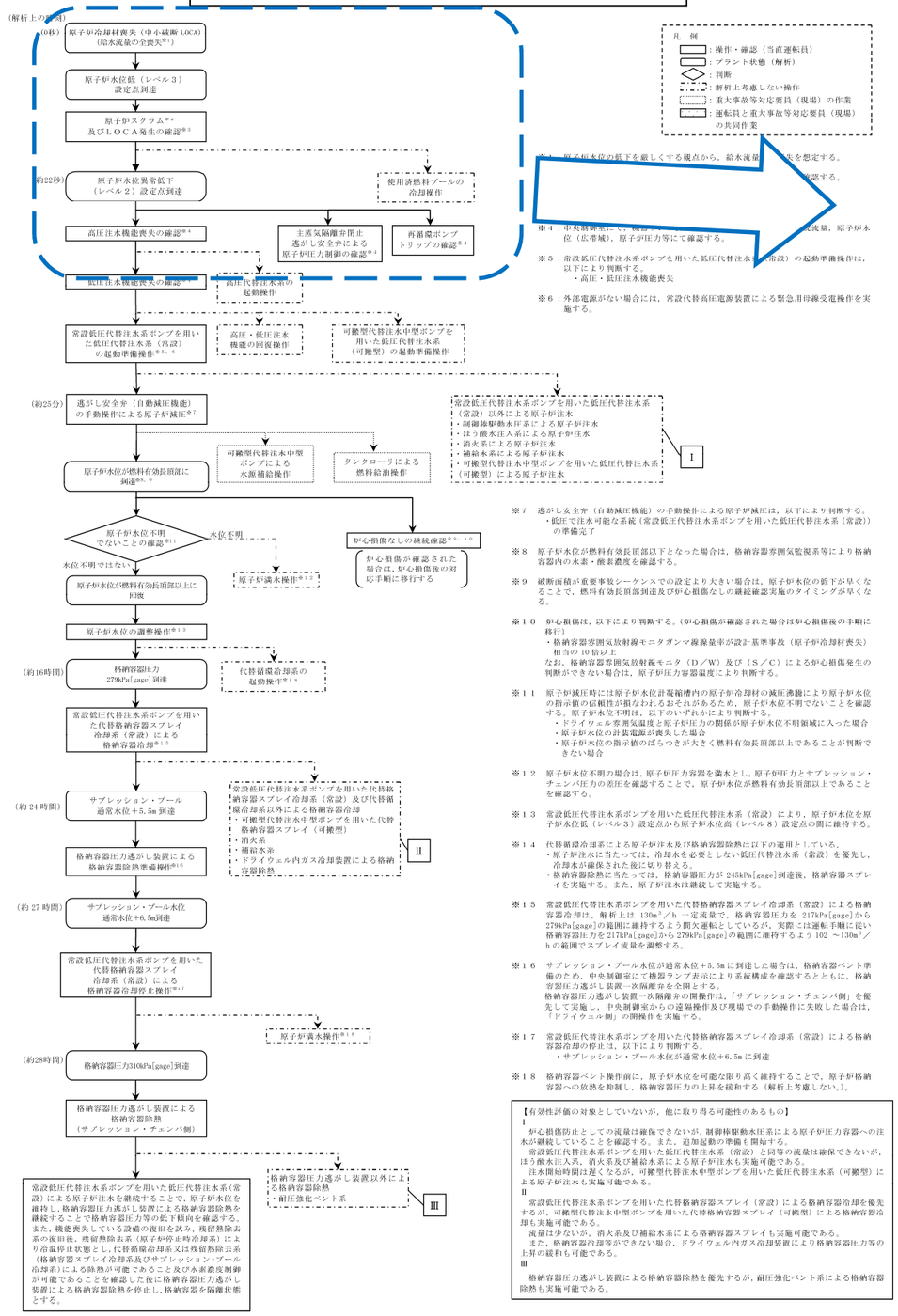
※１８　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※2：原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）設定点到達を確認する。

※3：ＬＯＣＡ発生は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※4：中央制御室にて，原子炉水位，原子炉圧力，逃がし安全弁の作動状況，主蒸気流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※5：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※6：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※7　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※9　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※10　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※11　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※12　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※13　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※14　代替循環冷却系による原子炉圧水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※15　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※16　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※17　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※18　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，耐震棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「冷却材喪失事故」発生

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

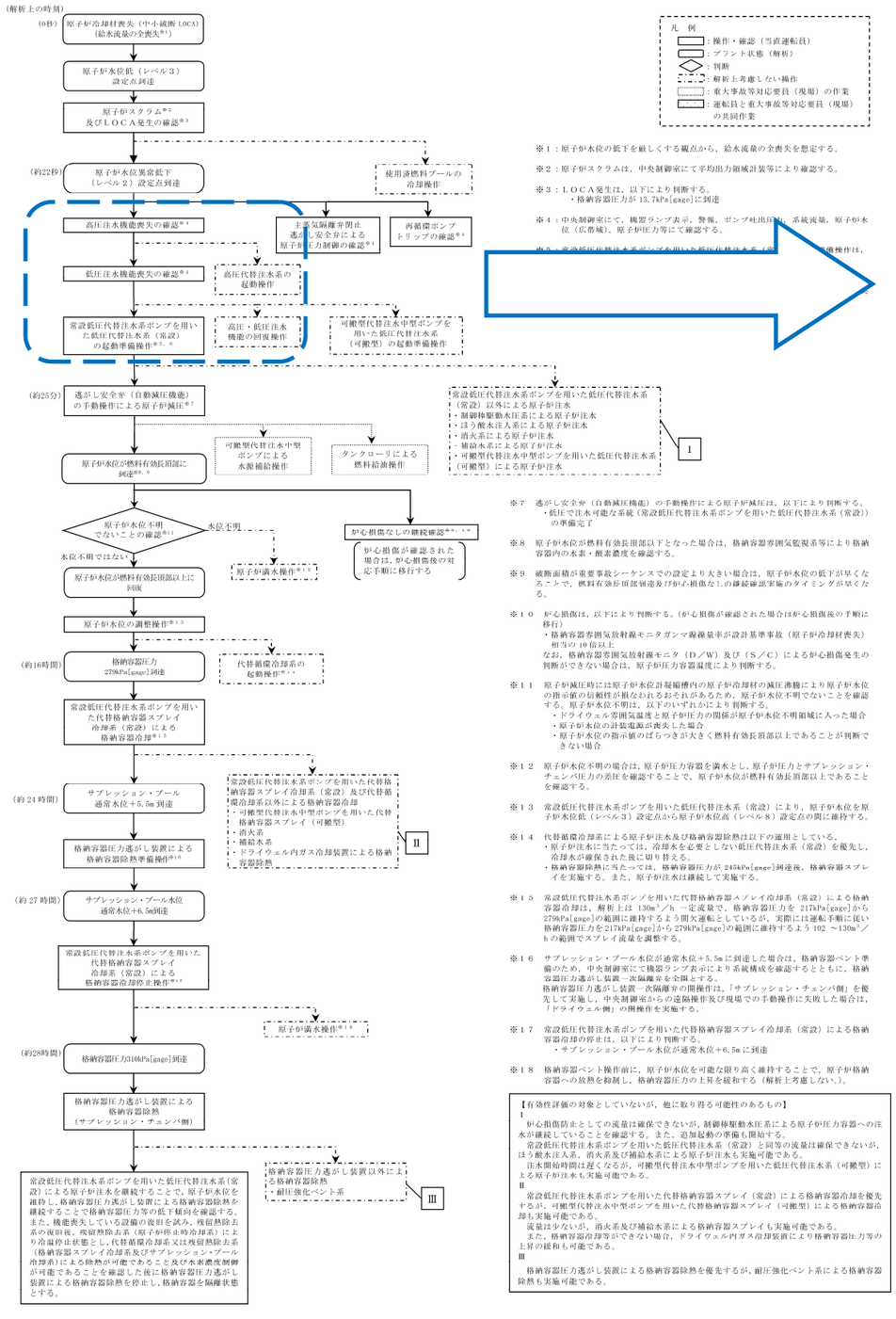
外部電源喪失により，給水機能が喪失していることから，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動するが，高圧注水機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

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

AM設備別操作手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

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

高圧注水機能喪失により，原子炉への注水ができず，原子炉水位低下が継続する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上維持可能でないことを確認し，「水位回復」へ移行する。

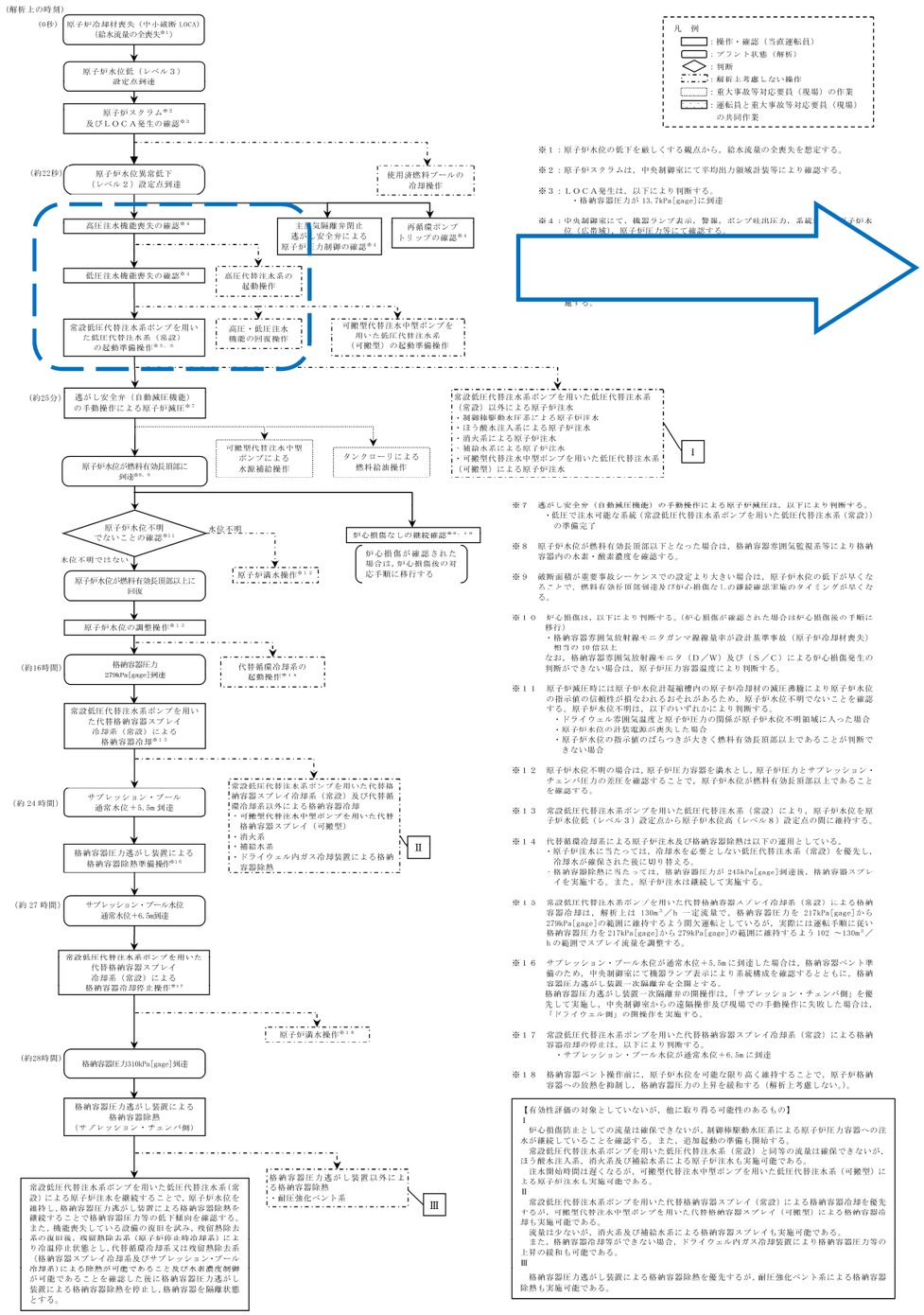
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統[illegible]原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

[illegible]する。

※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）によるが心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１２　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１４　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１６　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１７　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１８　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉水位低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル１）で低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系が自動起動するが，低圧注水系機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

低圧注水機能喪失判断後，低圧代替注水系（常設）の起動準備を開始する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）到達後，更に低下傾向であることを確認し，低圧代替注水系（常設）を起動する。

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し「急速減圧」へ移行する。

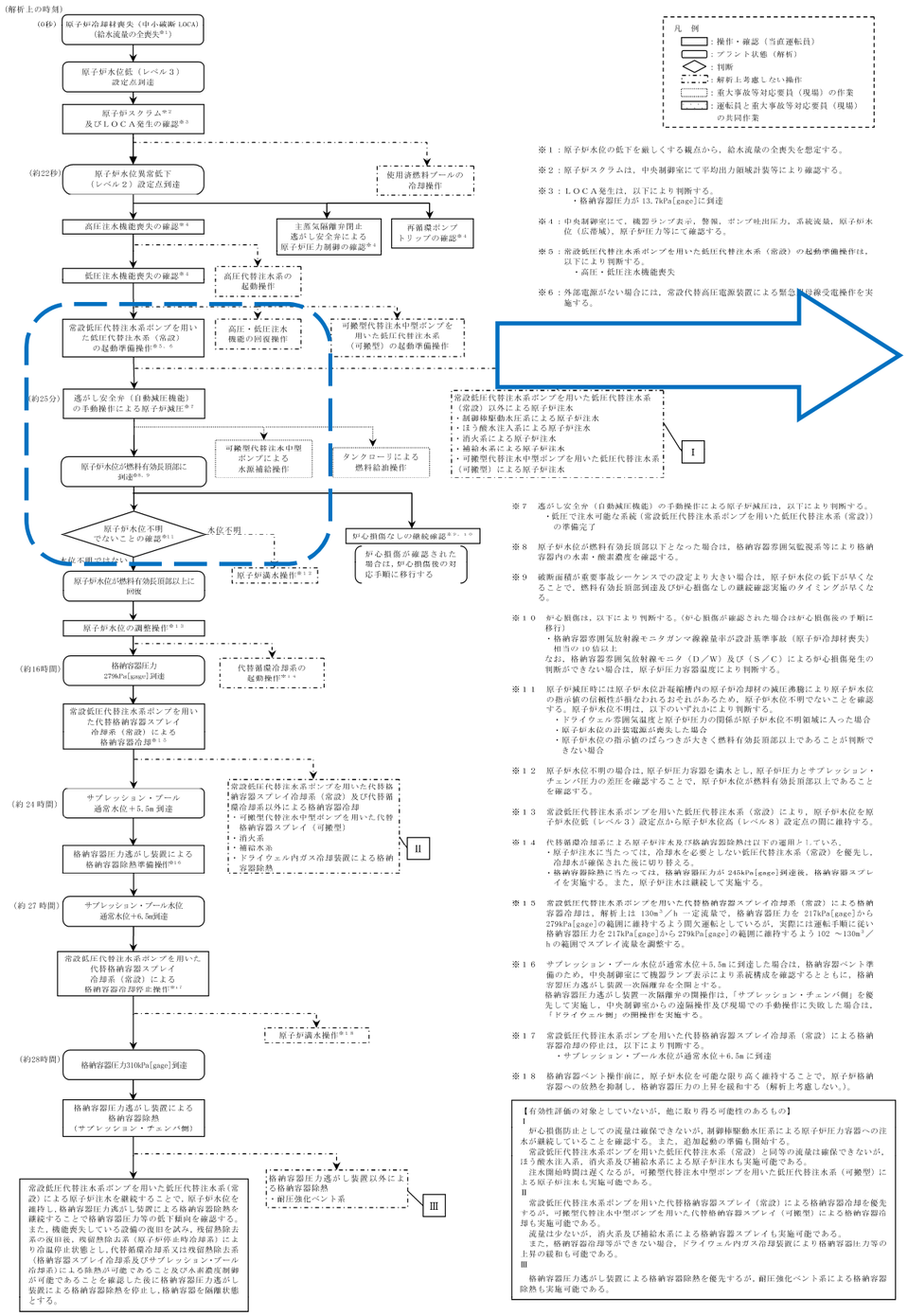
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　原子炉減圧時に注原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１２　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１４　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／ｈ一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には連転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／ｈの範囲でスプレイ流量を調整する。

※１６　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１７　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１８　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時期は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し，逃がし安全弁 7 弁を手動開放し原子炉を減圧する。

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

原子炉水位計正常を確認後「水位回復」へ移行する。

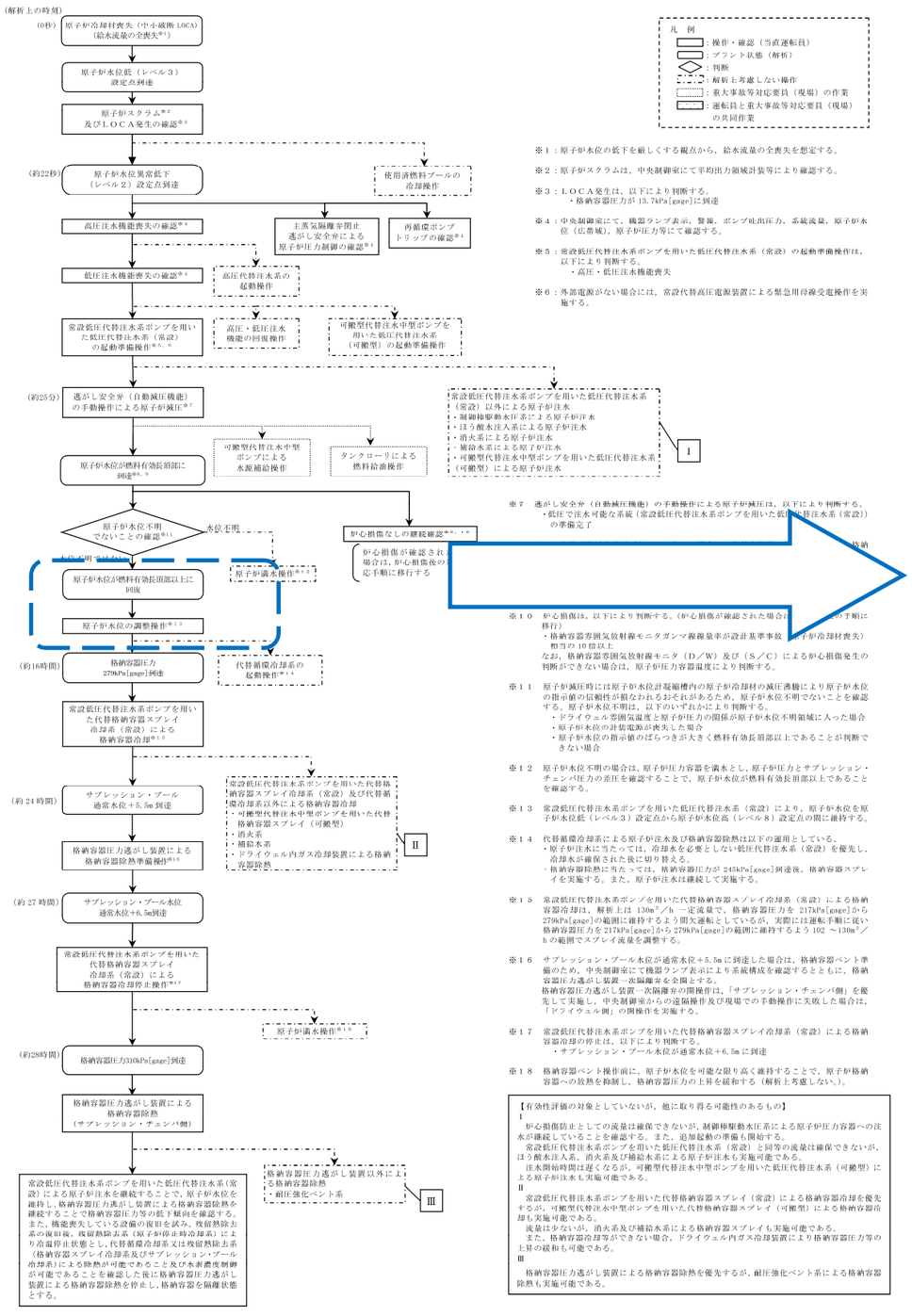
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は，[illegible]の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１２　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１４　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１６　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１７　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１８　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉減圧により，低圧代替注水系（常設）による注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し「水位確保」に移行する。

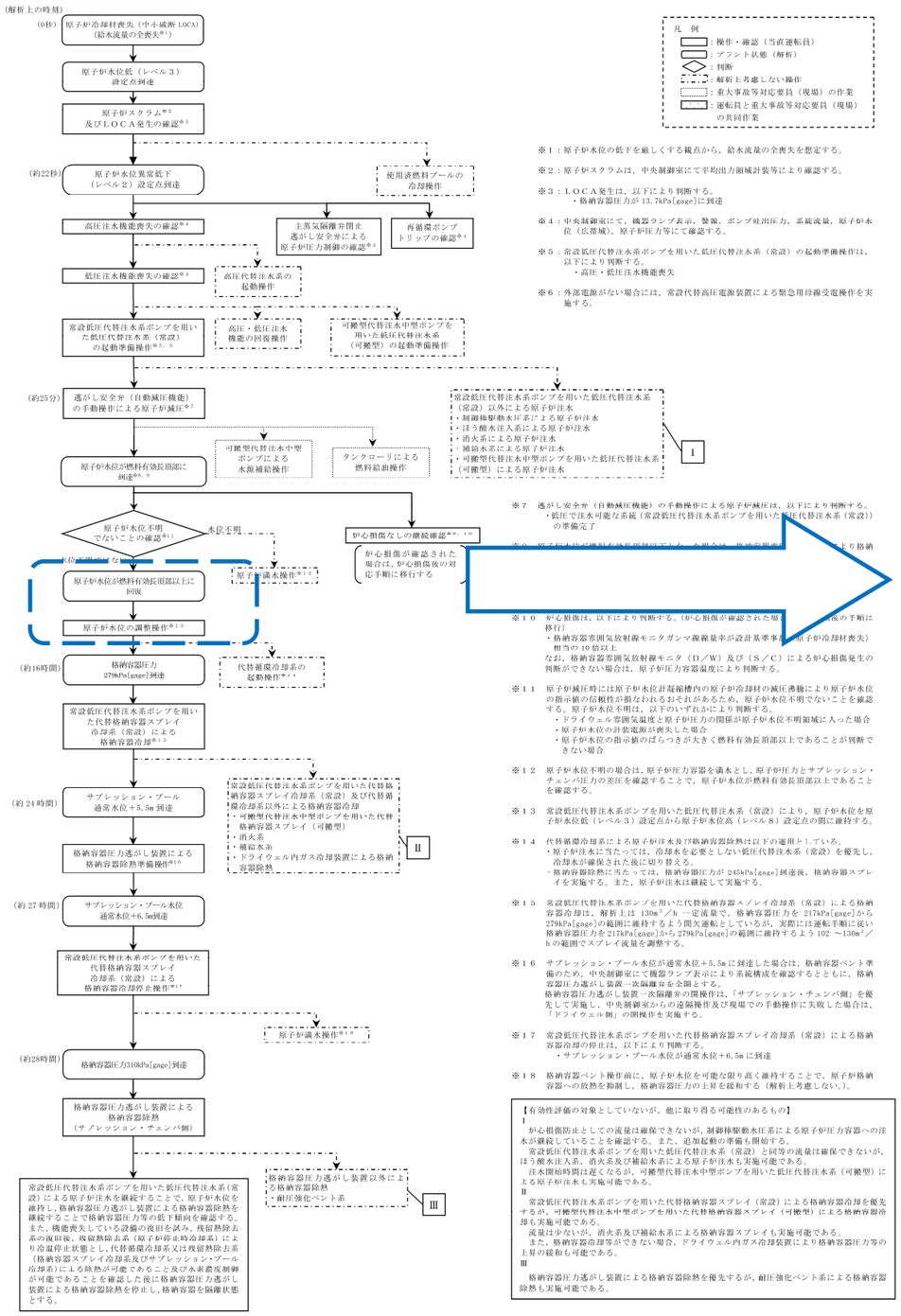
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」 原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」 原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し「スクラム」へ移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

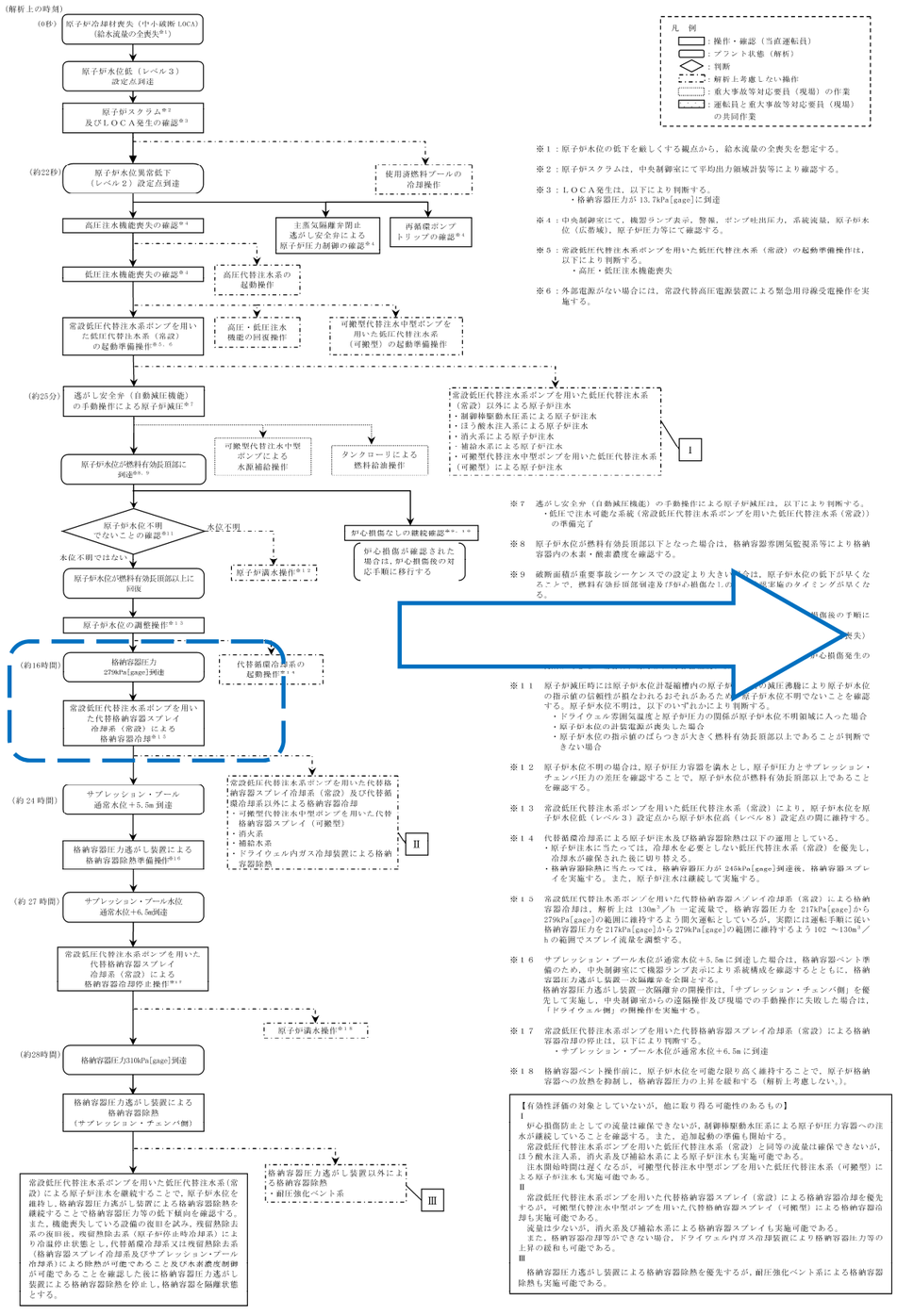
AM設備別操作手順書

ＡＭ③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷となるまでの時間が短くなる。

※１０　炉心損傷発生の判断は，炉心損傷後の手順に移行する時点で，以下により判断する。
・格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）の指示値が，炉心損傷判断値（燃料被覆管破損（ギャップ放出）を判断する値）を超えた場合

※１１　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉水が蒸発することにより減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１２　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１４　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう開欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１６　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１７　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１８　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

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

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

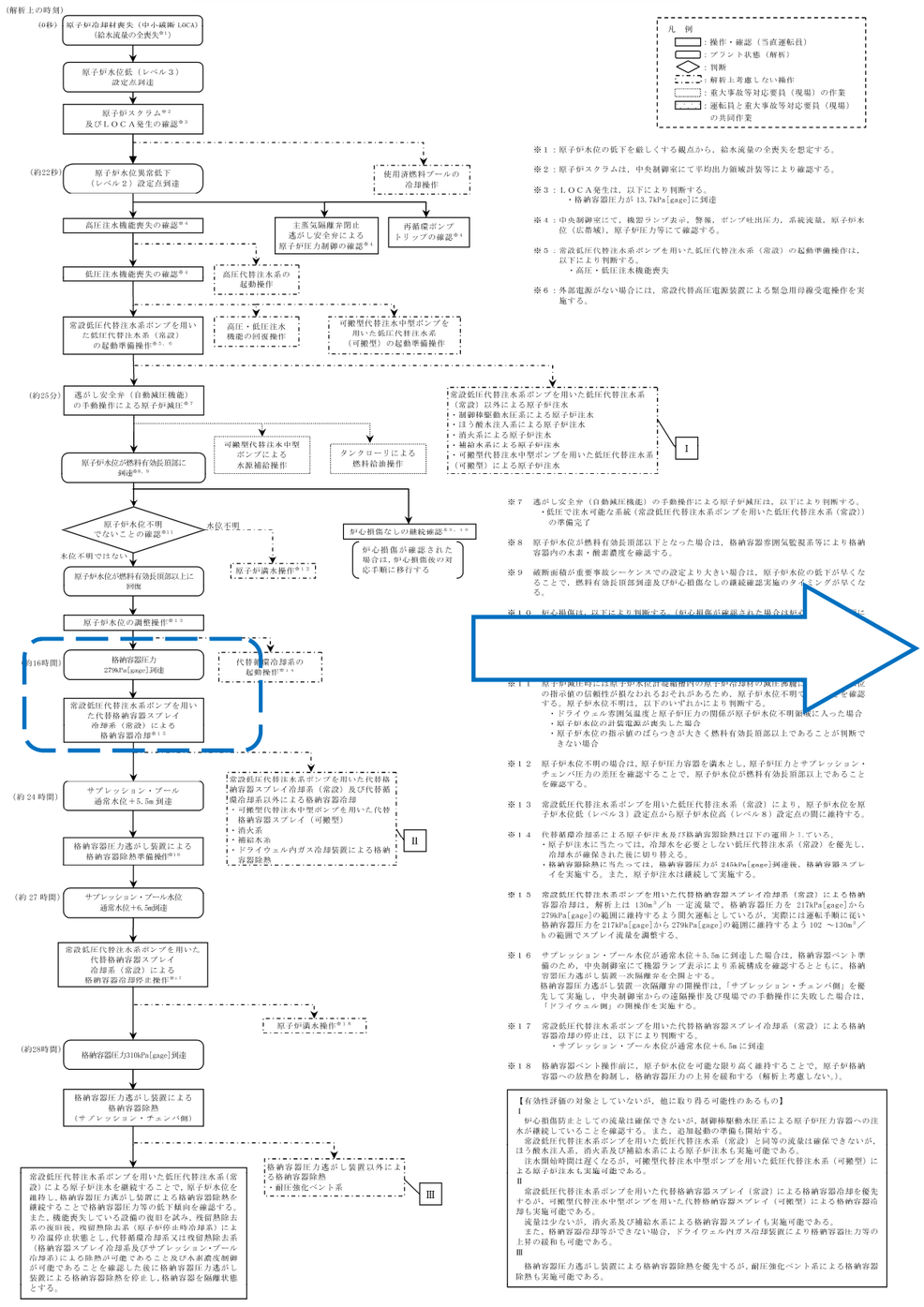
サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉

※１１　原子炉減圧時には原子炉水位計測範囲内の原子炉冷却材の減圧沸騰に
の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明で
する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１２　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉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）設定点の間に維持する。

※１４　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう開欠運転としているが，実際には運転予順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１６　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１７　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１８　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達したら，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，代替格納容器スプレイを実施する。

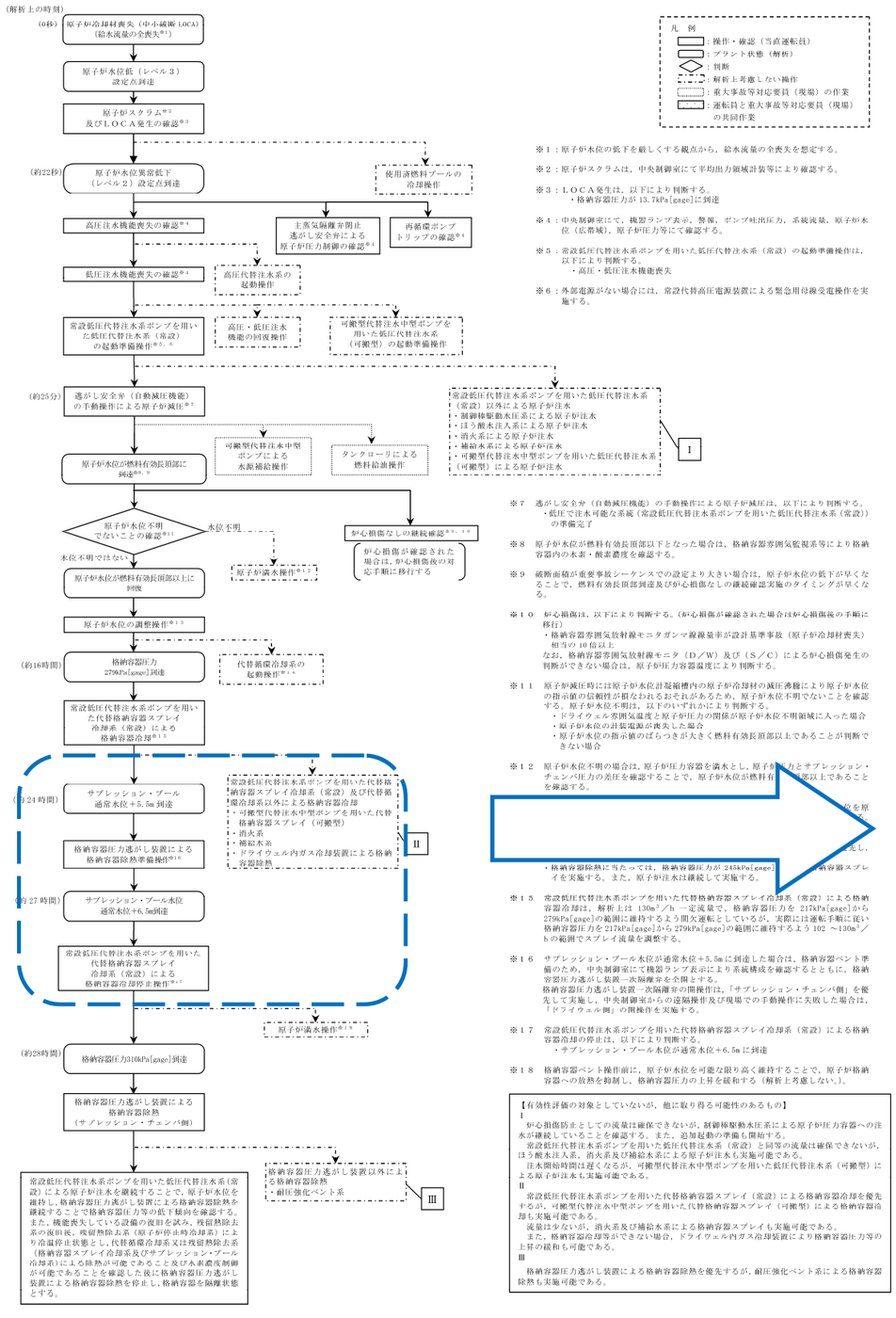
AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１２　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１３　原子炉水位を原
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]
容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう開欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１６　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置－次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置－次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１７　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１８　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ水位制御」

F

操作補足事項

外部水源を使用した代替格納容器スプレイにより，サプレッション・プール水位が上昇する。

サプレッション・プール水位が＋16.7 ㎝以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ水位制御」に移行する。

サプレッション・プール水位の監視を行い，＋5.5m 以上にて格納容器ベント準備操作を実施する。

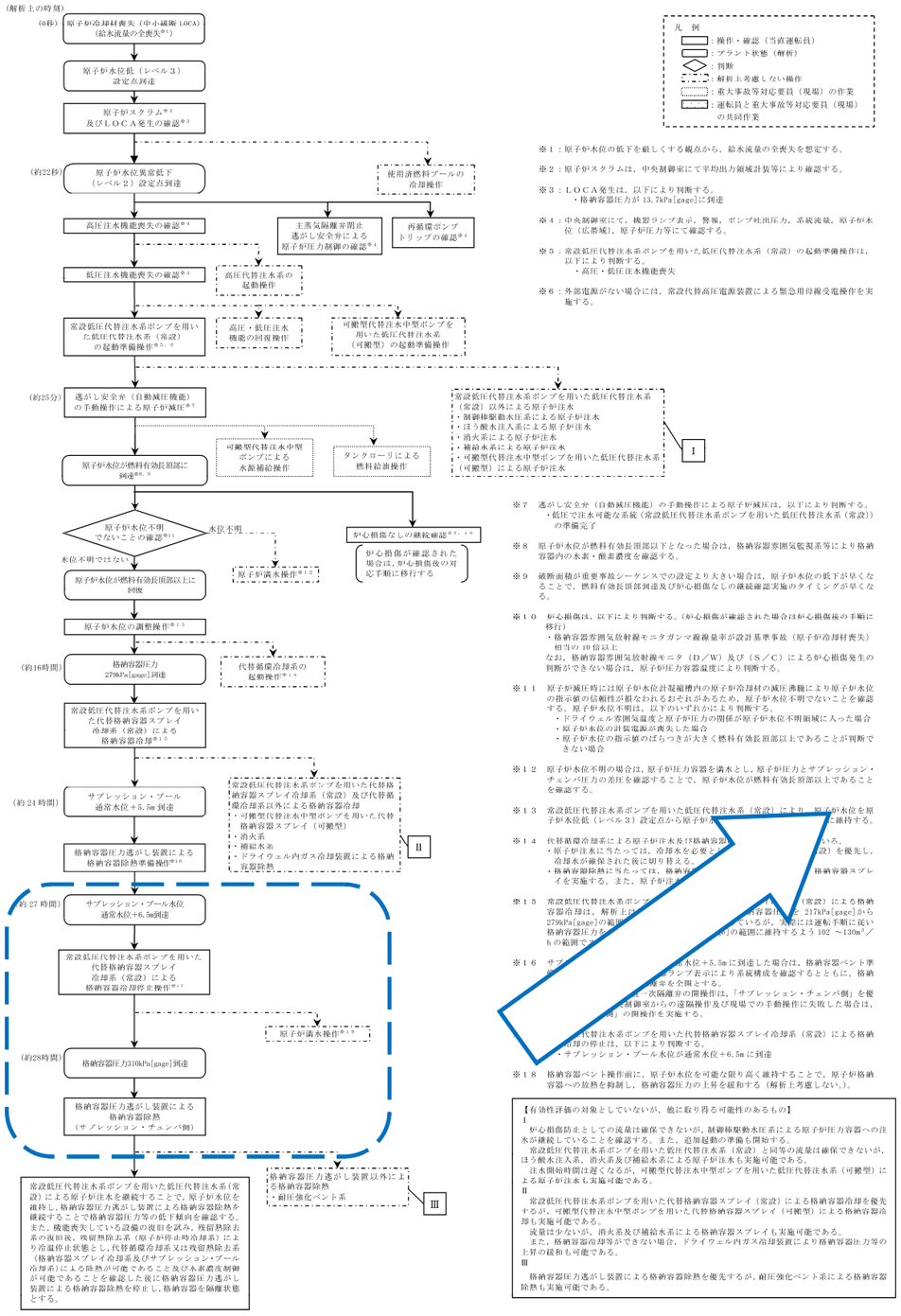
また，サプレッション・プール水位の上昇が継続することにより＋6.5m 以上となったことを確認し，代替格納容器スプレイを停止する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



凡　例
：操作・確認（当直運転員）
：プラント状態（解析）
：判断
：解析上考慮しない操作
：重大事故等対応要員（現場）の作業
：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１２　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位[illegible]に維持する。

※１４　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器[illegible]
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要[illegible]設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容[illegible]格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注[illegible]

※１５　常設低圧代替注水系ポンプ[illegible]による格納容器冷却は，解析上は[illegible]容器圧[illegible]から 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲[illegible]ているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力[illegible]の範囲に維持するよう 102 ～130m³／h の範囲で[illegible]

※１６　サプ[illegible]水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準[illegible]ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納[illegible]操作を全開とする。
[illegible]ー次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優[illegible]制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，[illegible]」の開操作を実施する。

※１７　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１８　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

サプレッション・チェンバ圧力を監視し，310kPa[gage]に到達したことを確認したら，格納容器ベントを実施する。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧
AM⑥　原子炉格納容器減圧

重大事故等対策要領

1.7　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

特　徴

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統において，高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損し，原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいすることを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

基本的な考え方

健全な原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，原子炉冷却材の流出の抑制を図り，漏えい箇所を隔離することによって格納容器外への原子炉冷却材の流出の停止を図る。また，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送することによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

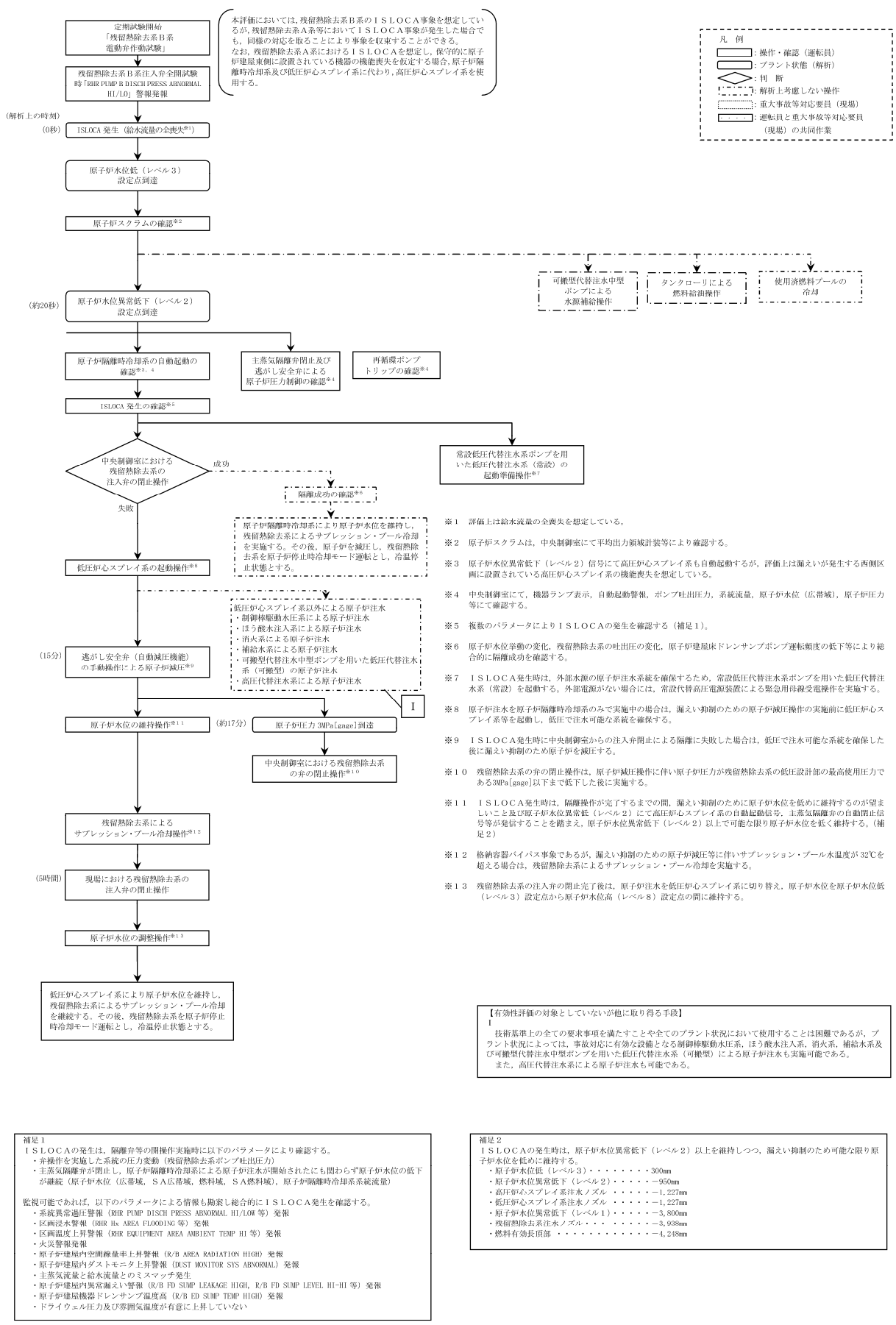
対応手順概要

a．ＩＳＬＯＣＡの発生
b．原子炉スクラムの確認
c．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認
d．ＩＳＬＯＣＡ発生の確認
e．中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作
f．低圧炉心スプレイ系の起動操作
g．逃がし安全弁（自動減圧機能）手動操作による原子炉減圧
h．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
i．原子炉水位の維持操作
j．中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作
k．残留熱除去系（プレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却
l．現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作
m．原子炉水位の調整操作
n．使用済燃料プールの冷却

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系Ｂ系熱交換器フランジ部に約21cm²の破断面積を想定	残留熱除去系の構造健全性評価の結果，ＩＳＬＯＣＡにより系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため，加圧範囲のうち最も大きなシール構造である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］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続的に負荷され，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設定
	安全機能の喪失に対する仮定	ＩＳＬＯＣＡの発生を想定する残留熱除去系Ｂ系の機能喪失	ＩＳＬＯＣＡが発生した系統の機能喪失を設定
		原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系の機能喪失	残留熱除去系Ｂ系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため，保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

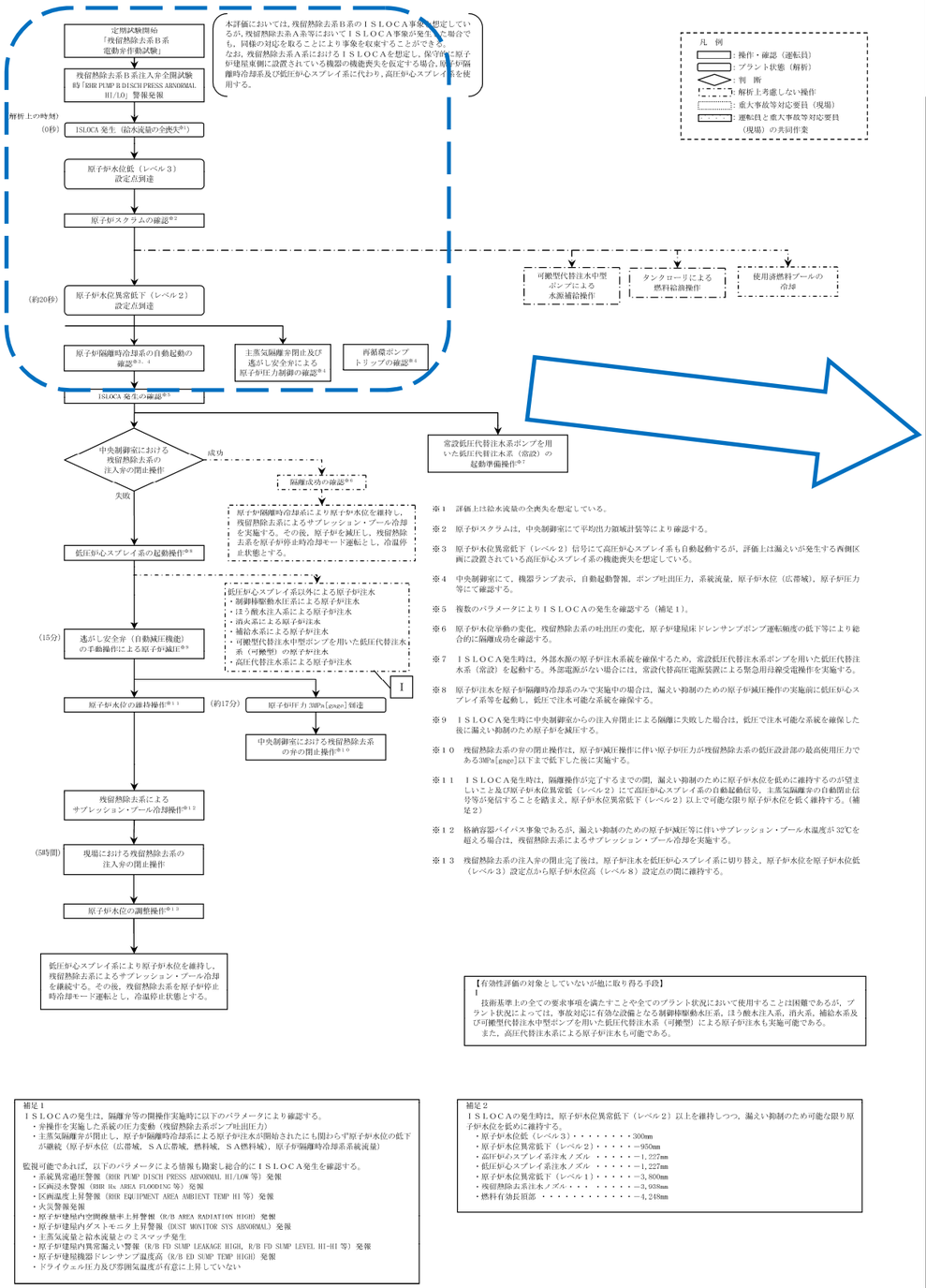
解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
1
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続（原子炉水位（広帯域，ＳＡ広帯域，燃料域，ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も勘案し総合的にＩＳＬＯＣＡ発生を確認する。
・系統異常過圧警報（RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等）発報
・区画浸水警報（RHR Rx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・300mm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・・－950mm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・－1,227mm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・－1,227mm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・－3,800mm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・・－3,938mm
・燃料有効長頂部　・・・・・・・・・・・・－4,248mm

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

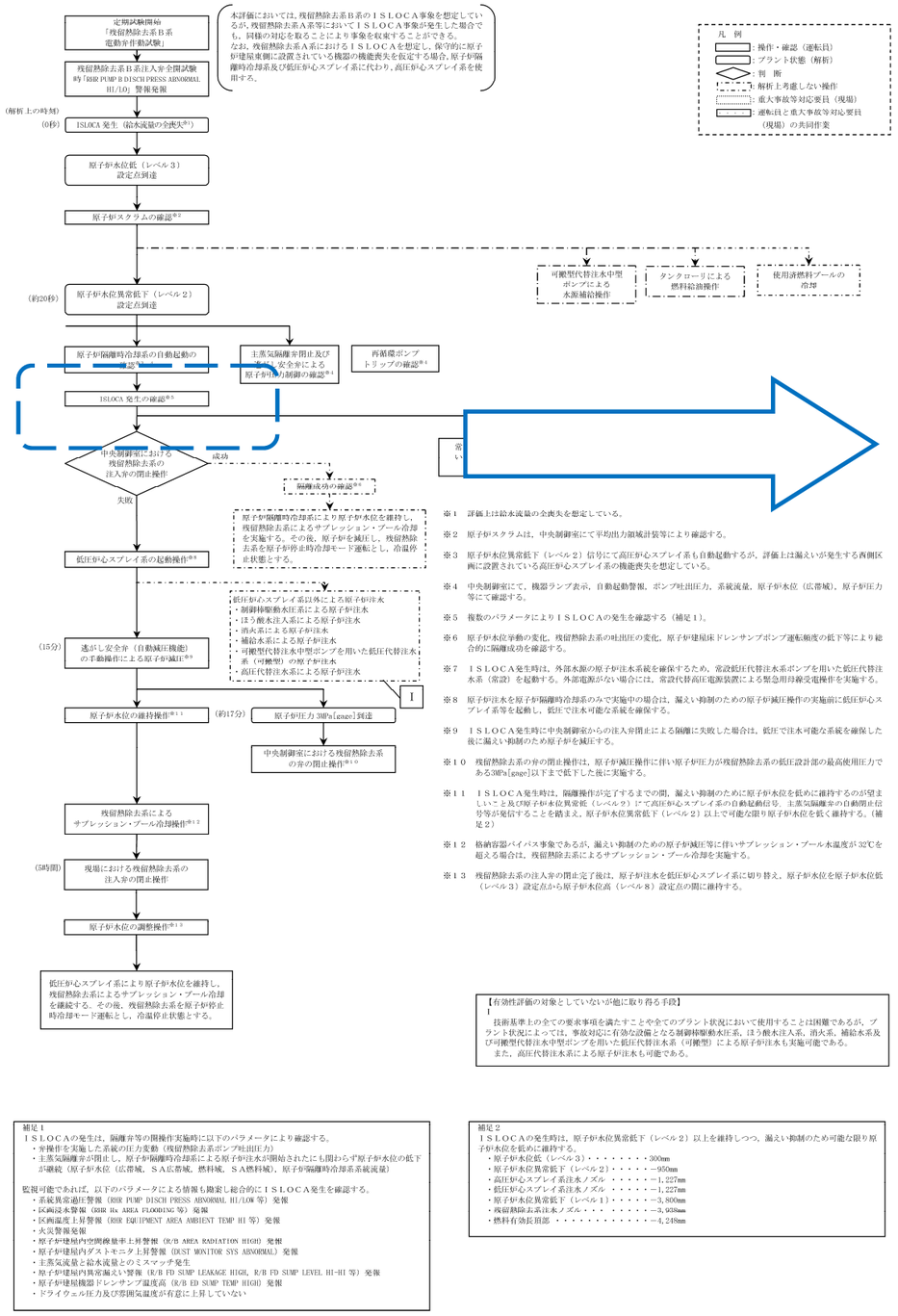
全給水喪失していることから，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動するが，高圧炉心スプレイ系が同区分の区画であるため機能喪失を仮定する。

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」へ移行する。

ＡＭ設備別操作手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　評価上は給水流量の全喪失を想定している。

※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３　原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上は漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※４　中央制御室にて，機器ランプ表示，自動起動警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５　複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する（補足１）。

※６　原子炉水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。

※７　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，外部水源の原子炉注水系統を確保するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※８　原子炉注水を原子炉隔離時冷却系のみで実施中の場合は，漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し，低圧で注水可能な系統を確保する。

※９　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で注水可能な系統を確保した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１０　残留熱除去系の弁の閉止操作は，原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa[gage]以下まで低下した後に実施する。

※１１　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１２　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が 32℃を超える場合は，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。

※１３　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，原子炉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）設定点の間に維持する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の隔操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続（原子炉水位（広帯域，ＳＡ広帯域，燃料域，ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も勘案し総合的にＩＳＬＯＣＡ発生を確認する。
・系統異常過圧警報（RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等）発報
・区画浸水警報（RHR Rx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・300mm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・－950mm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル ・・・・・－1，227mm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル ・・・・・－1，227mm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・－3，800mm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・・－3，938mm
・燃料有効長頂部 ・・・・・・・・・・・・－4，248mm

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

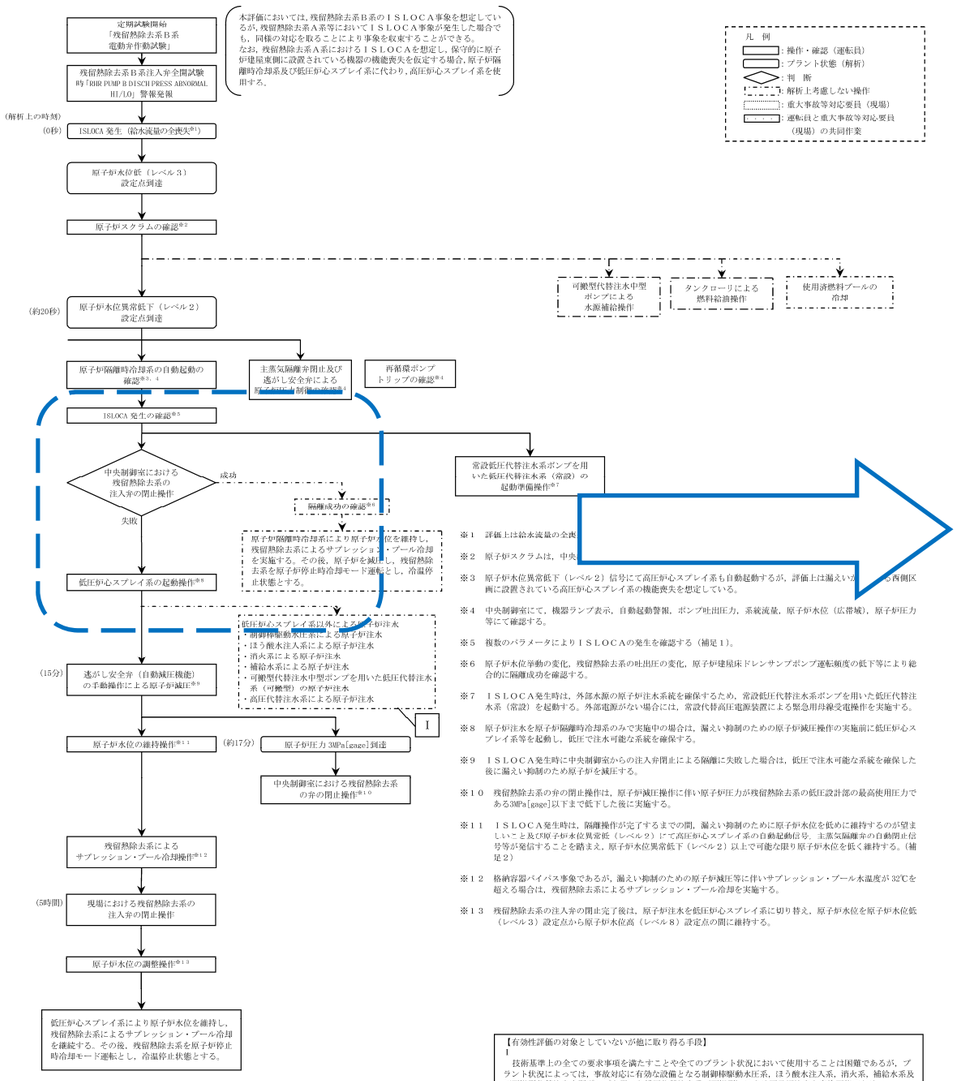
操作補足事項

原子炉水位の低下，原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えいに関する警報及び指示の上昇を確認し，「二次格納施設制御」へ移行する。

AM設備別操作手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　評価上は給水流量の全喪

※２　原子炉スクラムは，中央

※３　原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上は漏えい　　る西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※４　中央制御室にて，機器ランプ表示，自動起動警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５　複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する（補足１）。

※６　原子炉水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。

※７　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，外部水源の原子炉注水系統を確保するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※８　原子炉注水を原子炉隔離時冷却系のみで実施中の場合は，漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し，低圧で注水可能な系統を確保する。

※９　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で注水可能な系統を確保した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１０　残留熱除去系の弁の閉止操作は，原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa[gage]以下まで低下した後に実施する。

※１１　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１２　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が 32℃を超える場合は，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。

※１３　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，原子炉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）設定点の間に維持する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続（原子炉水位（広帯域，ＳＡ広帯域，燃料域，ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も勘案し総合的にＩＳＬＯＣＡ発生を確認する。
・系統異常過圧警報（RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等）発報
・区画浸水警報（RHR Hx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・300mm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・－950mm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・－1,227mm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・－1,227mm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・－3,800mm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・・－3,938mm
・燃料有効長頂部　・・・・・・・・・・・・・－4,248mm

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
二次格納施設制御

B

操作補足事項

インターフェースＬＯＣＡを判断した場合は，破損箇所を特定し隔離する。

速やかな破損箇所の隔離が不能な場合は低圧注水系１系統以上又は低圧代替注水系（常設）を起動し，原子炉を急速減圧する。

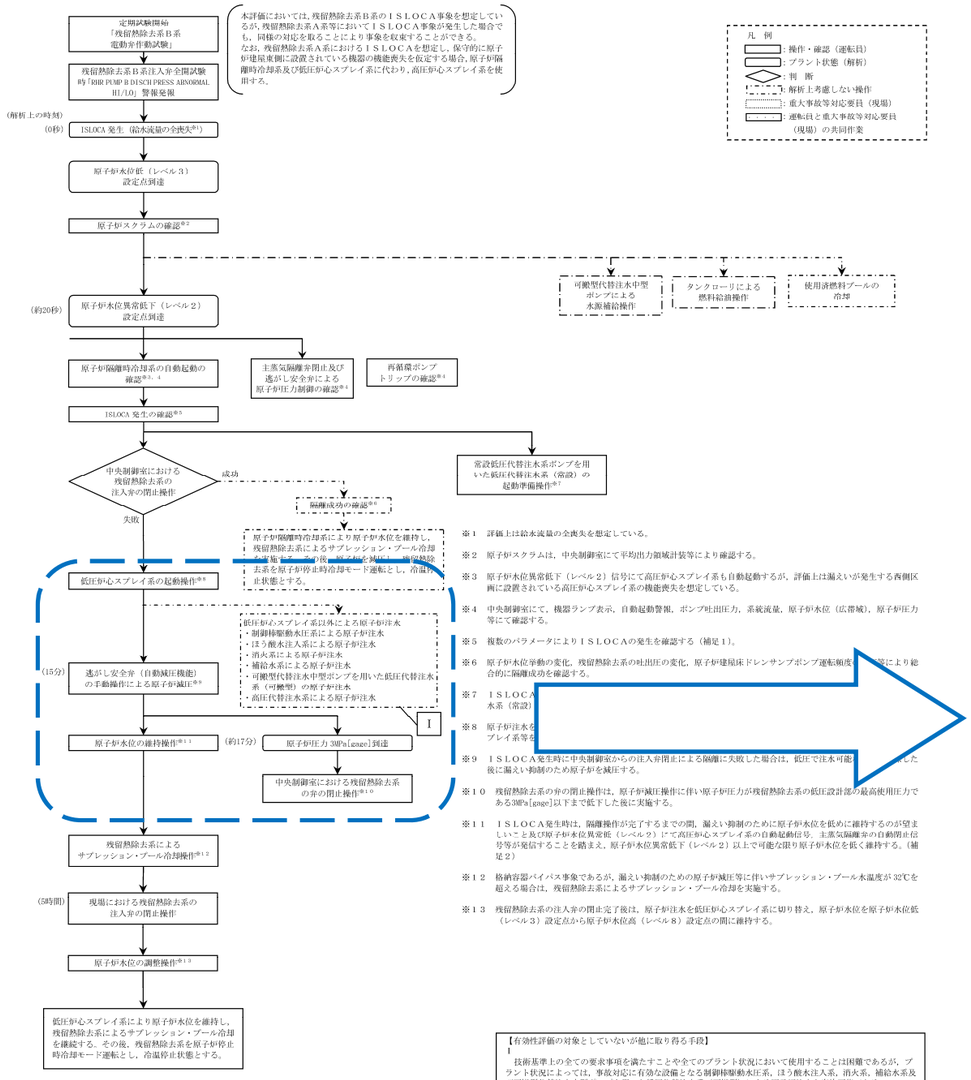
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　評価上は給水流量の全喪失を想定している。

※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３　原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上は漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※４　中央制御室にて，機器ランプ表示，自動起動警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５　複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する（補足１）。

※６　原子炉水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の変化により総合的に隔離成功を確認する。

※７　ＩＳＬＯＣＡ
水系（常設）

※８　原子炉注水
プレイ系等

※９　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で注水可能
後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１０　残留熱除去系の弁の閉止操作は，原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa[gage]以下まで低下した後に実施する。

※１１　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１２　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が32℃を超える場合は，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。

※１３　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，原子炉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）設定点の間に維持する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の閉操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続（原子炉水位（広帯域，ＳＡ広帯域，燃料域，ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も勘案し総合的にＩＳＬＯＣＡ発生を確認する。
・系統異常通圧警報（RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等）発報
・区画浸水警報（RHR Rx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FB SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・300mm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・−950mm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル・・・・・・−1,227mm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル・・・・・・−1,227mm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・−3,800mm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・−3,938mm
・燃料有効長頂部・・・・・・・・・・・・−4,248mm

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

C

操作補足事項

低圧で原子炉へ注水可能な系統を起動し，逃がし安全弁７弁を手動開放し原子炉を減圧する。原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位計正常を確認後「二次格納施設制御」へ移行する。

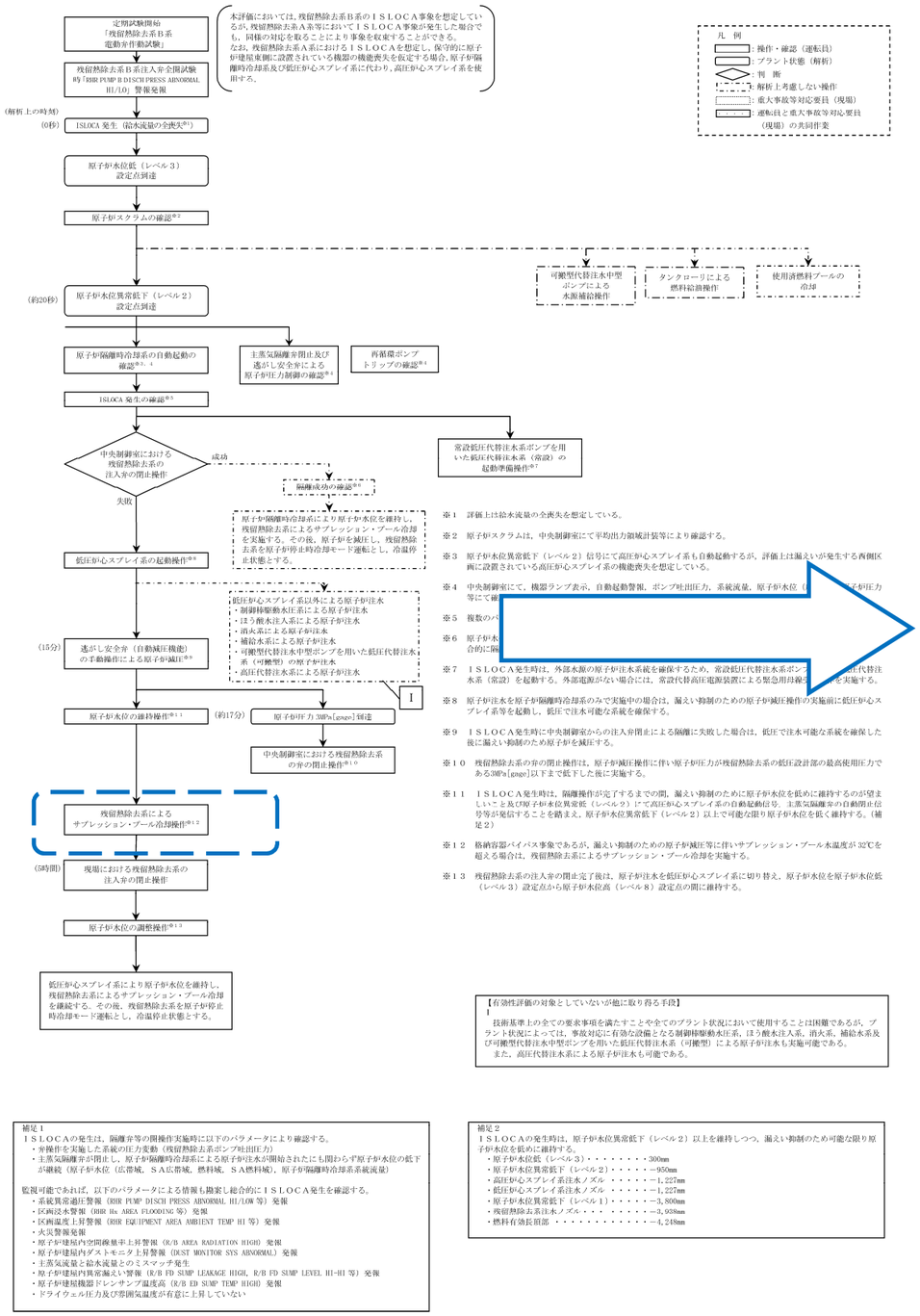
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　評価上は給水流量の全喪失を想定している。

※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３　原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上は漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※４　中央制御室にて，機器ランプ表示，自動起動警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（　　），原子炉圧力等にて確

※５　複数のパ

※６　原子炉水

合的に隔

※７　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，外部水源の原子炉注水系統を確保するため，常設低圧代替注水系ポンプ　　低圧代替注水系（常設）を起動する。外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線　　を実施する。

※８　原子炉注水を原子炉隔離時冷却系のみで実施中の場合は，漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し，低圧で注水可能な系統を確保する。

※９　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で注水可能な系統を確保した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１０　残留熱除去系の弁の閉止操作は，原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa[gage]以下まで低下した後に実施する。

※１１　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１２　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が32℃を超える場合は，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。

※１３　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，原子炉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）設定点の間に維持する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
　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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
　また，高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の閉操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・単操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続（原子炉水位（広帯域，ＳＡ広帯域，燃料域，ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も踏案し総合的にＩＳＬＯＣＡ発生を確認する。
・系統異常過圧警報（RHR Hx AREA FLOODING 等）発報
・区画浸水警報（RHR Hx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・・300mm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・－950mm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・－1,227mm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・－1,227mm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・－3,800mm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・・－3,938mm
・燃料有効長頂部　・・・・・・・・・・・・－4,248mm

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

D

操作補足事項

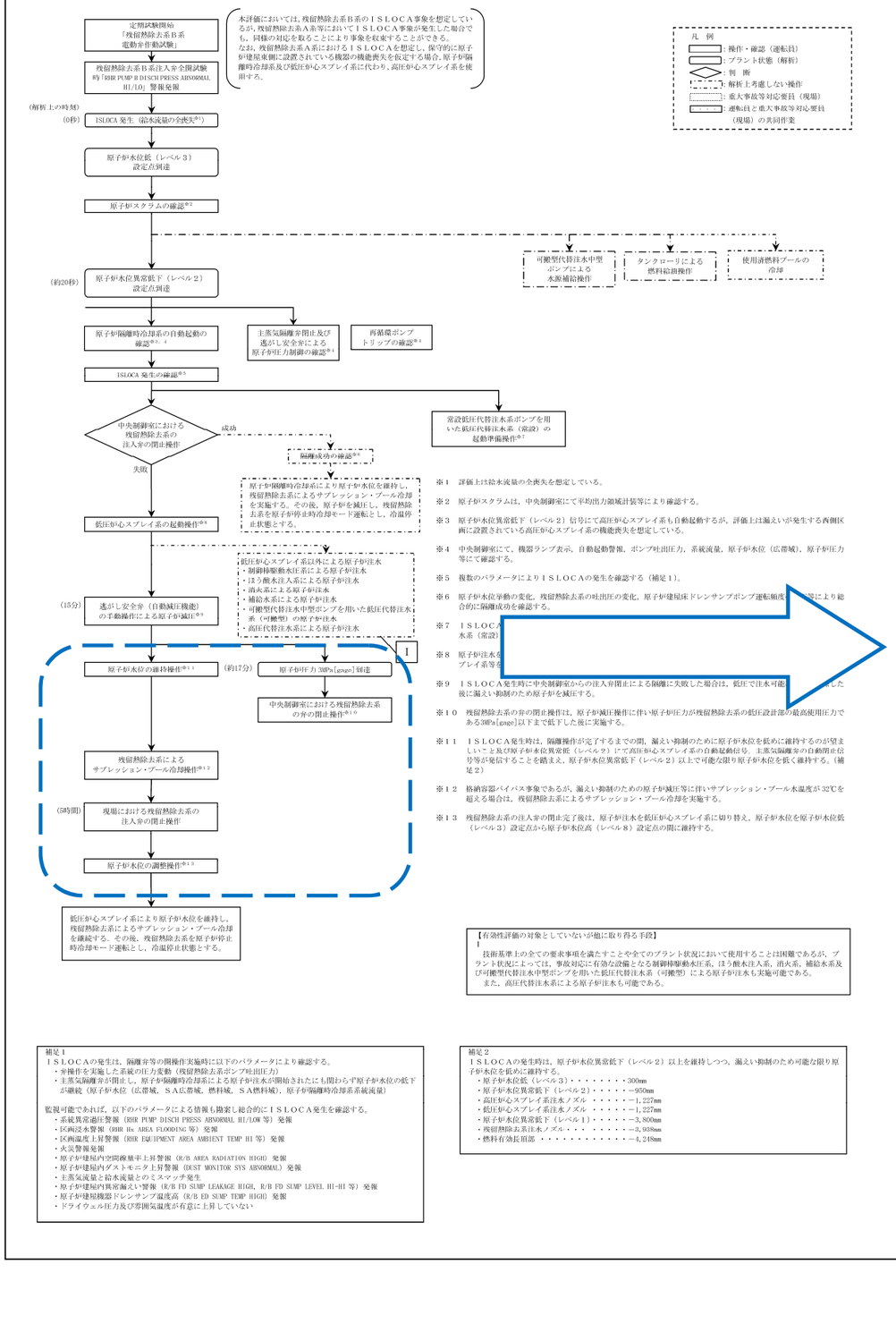
原子炉の減圧に伴い，サプレッション・プール水温度が上昇する。サプレッション・プール水温度32℃を超える場合は，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　評価上は給水流量の全喪失を想定している。

※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３　原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上は漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※４　中央制御室にて，機器ランプ表示，自動起動警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５　複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する（補足１）。

※６　原子炉水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度[illegible]等により総合的に隔離成功を確認する。

※７　ＩＳＬＯＣ[illegible]
水系（常設）

※８　原子炉注水[illegible]
プレイ系等な[illegible]

※９　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で注水可能[illegible]した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１０　残留熱除去系の弁の閉止操作は，原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa[gage]以下まで低下した後に実施する。

※１１　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル３）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１２　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が32℃を超える場合は，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。

※１３　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，原子炉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）設定点の間に維持する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続（原子炉水位（広帯域，ＳＡ広帯域，燃料域，ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も踏まえ総合的にＩＳＬＯＣＡ発生を確認する。
・系統異常過圧警報（RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等）発報
・区画浸水警報（RHR Rm AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・・300mm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・＝950mm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル ・・・・・＝1，227mm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル ・・・・・＝1，227mm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・＝3，800mm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・・＝3，938mm
・燃料有効長頂部 ・・・・・・・・・・・・＝4，248mm

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
二次格納施設制御

E

操作補足事項

原子炉冷却材の流出が継続しているため，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル２）～原子炉水位低（レベル３）で維持するように制御する。

漏えい箇所の隔離が成功した場合，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し「水位確保」へ移行する。

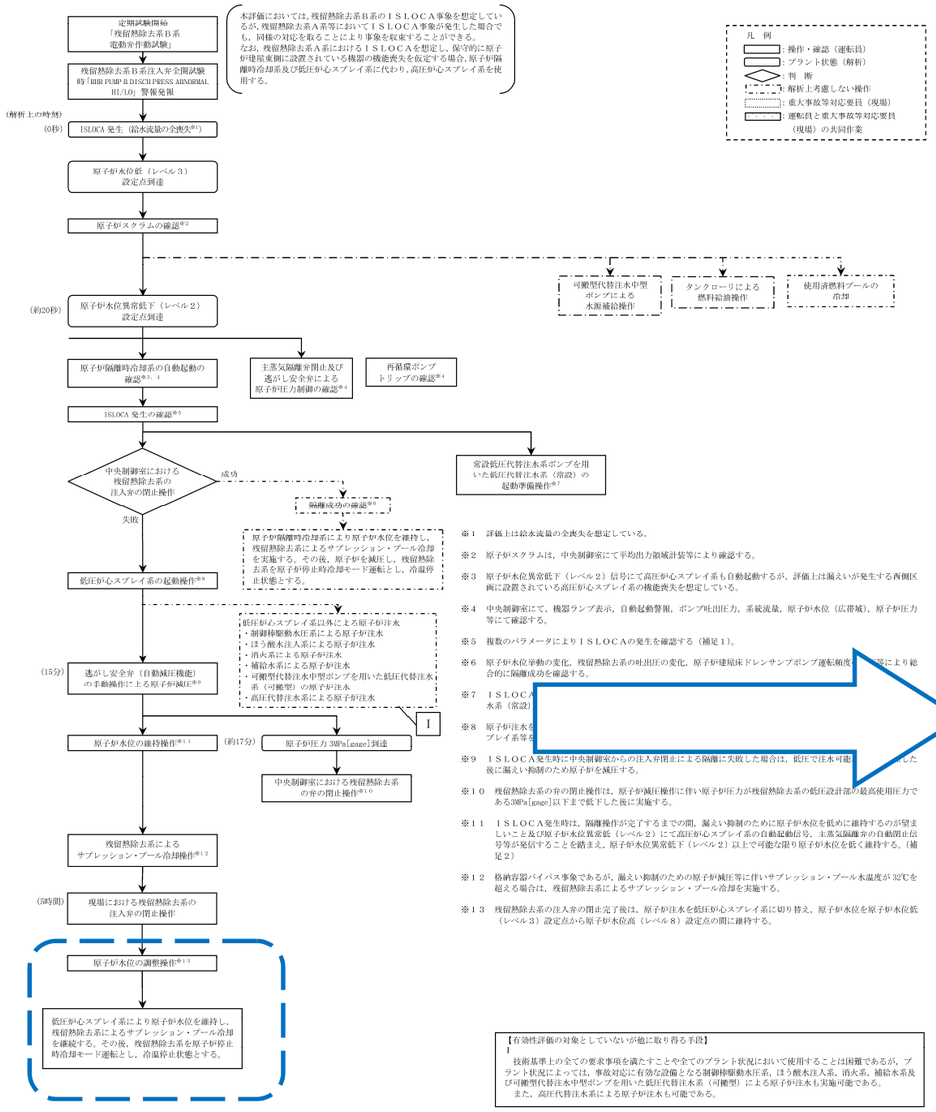
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　評価上は給水流量の全喪失を想定している。

※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３　原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上は漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※４　中央制御室にて，機器ランプ表示，自動起動警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５　複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する（補足１）。

※６　原子炉水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度[illegible]等により総合的に隔離成功を確認する。

※７　ＩＳＬＯＣＡ[illegible]水系（常設）

※８　原子炉注水[illegible]プレイ系等[illegible]

※９　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で注水可能[illegible]した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１０　残留熱除去系の弁の閉止操作は，原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa[gage]以下まで低下した後に実施する。

※１１　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１２　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が32℃を超える場合は，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。

※１３　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，原子炉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）設定点の間に維持する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
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となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の閉操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続（原子炉水位（広帯域，ＳＡ広帯域，燃料域，ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系統流量）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も総合的にＩＳＬＯＣＡ発生を確認する。
・系統異常過圧警報（RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等）発報
・区画浸水警報（RHR Hx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・300mm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・−950mm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・−1，227mm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・−1，227mm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・−3，800mm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・・−3，938mm
・燃料有効長頂部　・・・・・・・・・・・・−4，248mm

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

E

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し「スクラムに移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

1.8　津波浸水における注水機能喪失

特　徴

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

基本的な考え方

敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

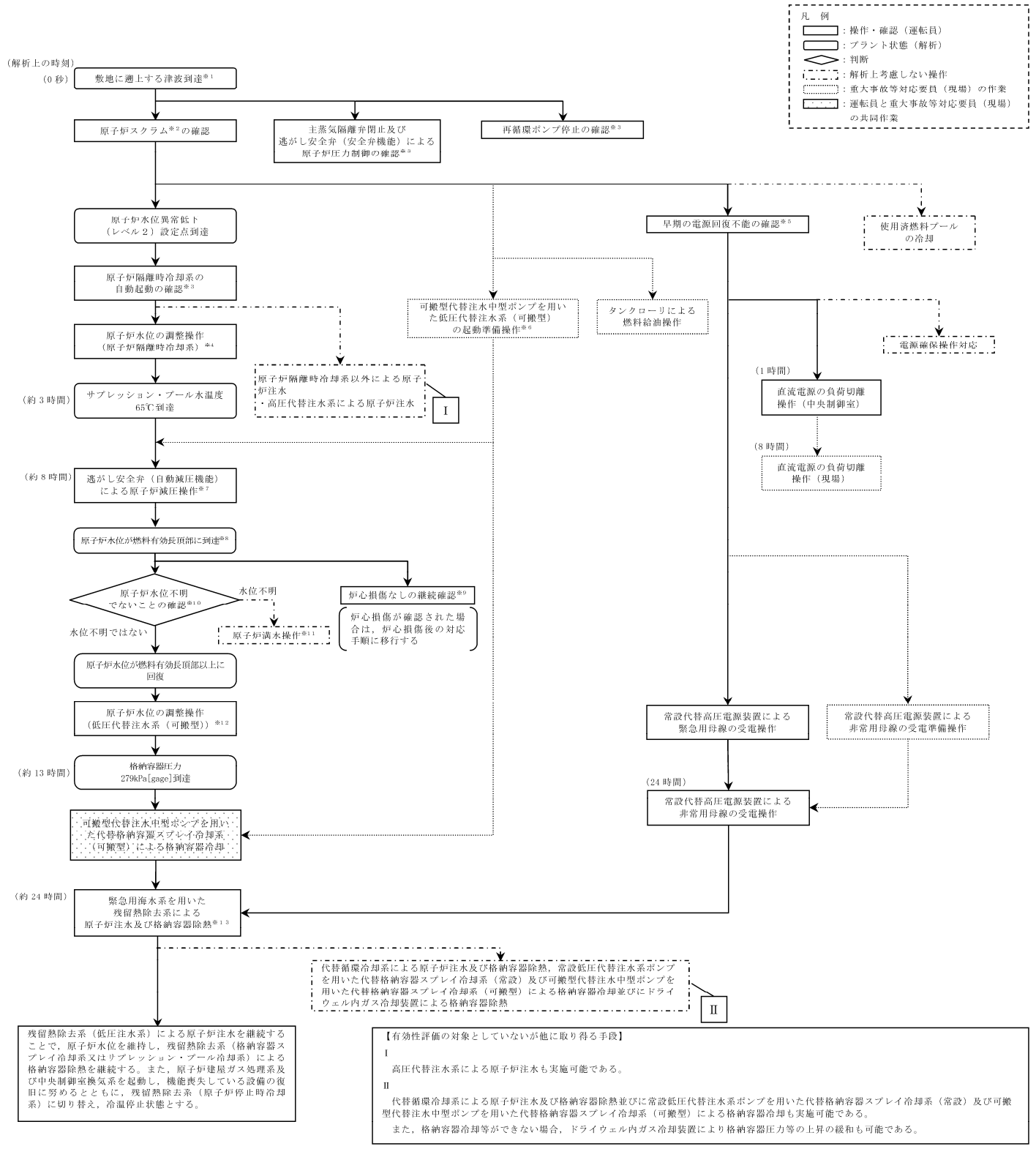
対応手順概要

a．原子炉スクラムの確認
b．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認
c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
d．早期の電源回復不能の確認
e．電源確保操作対応
f．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧操作
h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））
i．タンクローリによる燃料給油操作
j．直流電源の負荷切離操作k．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
l．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
m．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
n．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
o．緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
p．使用済燃料プールの冷却

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失することを想定

解析上の対応手順の概要フロー

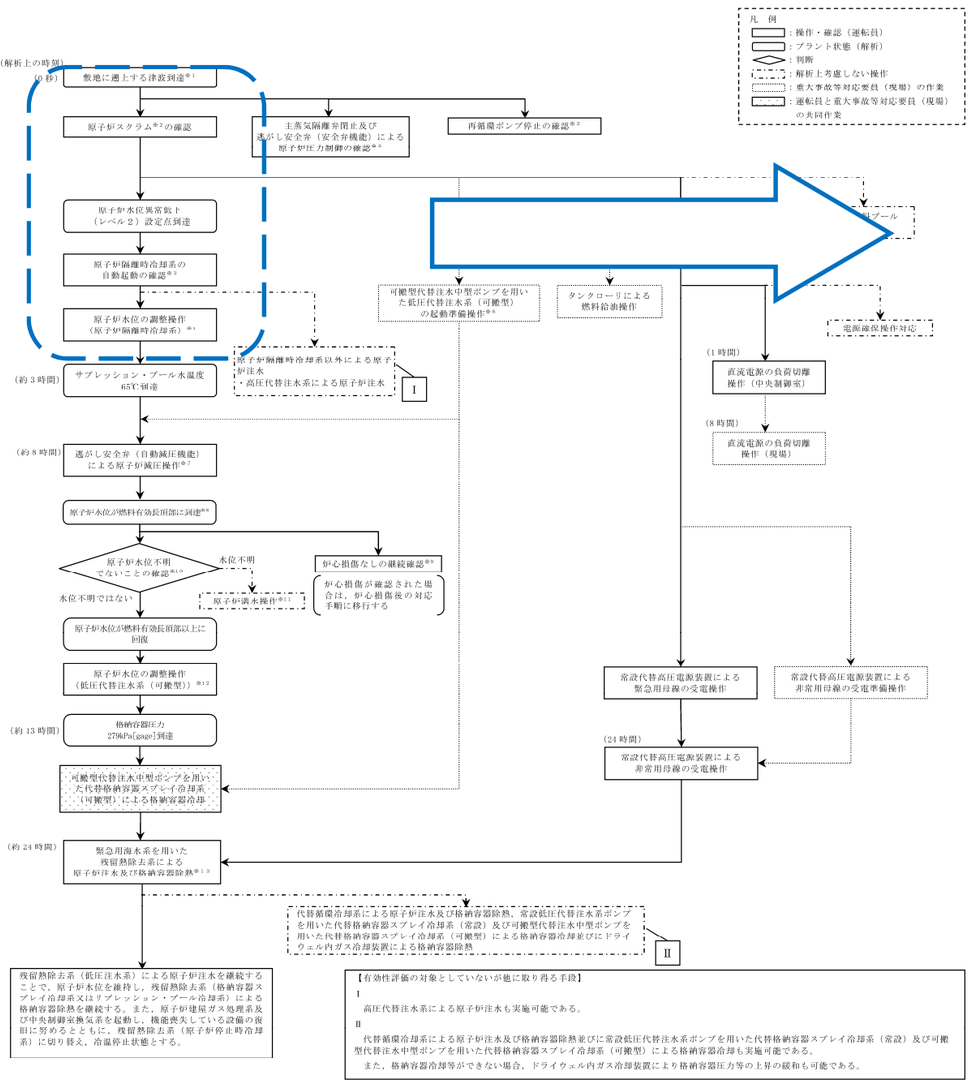


※1　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。
※2　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域等により確認する。
※3　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※4　原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※5　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※9　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※10　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※12　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※13　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
高圧代替注水系による原子炉注水も実施可能である。

II
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※１　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。
※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域等により確認する。
※３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９　炉心損傷は，以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「敷地に遡上する津波」の到達及び「給水流量全喪失」「全交流動力電源喪失」事象発生。

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

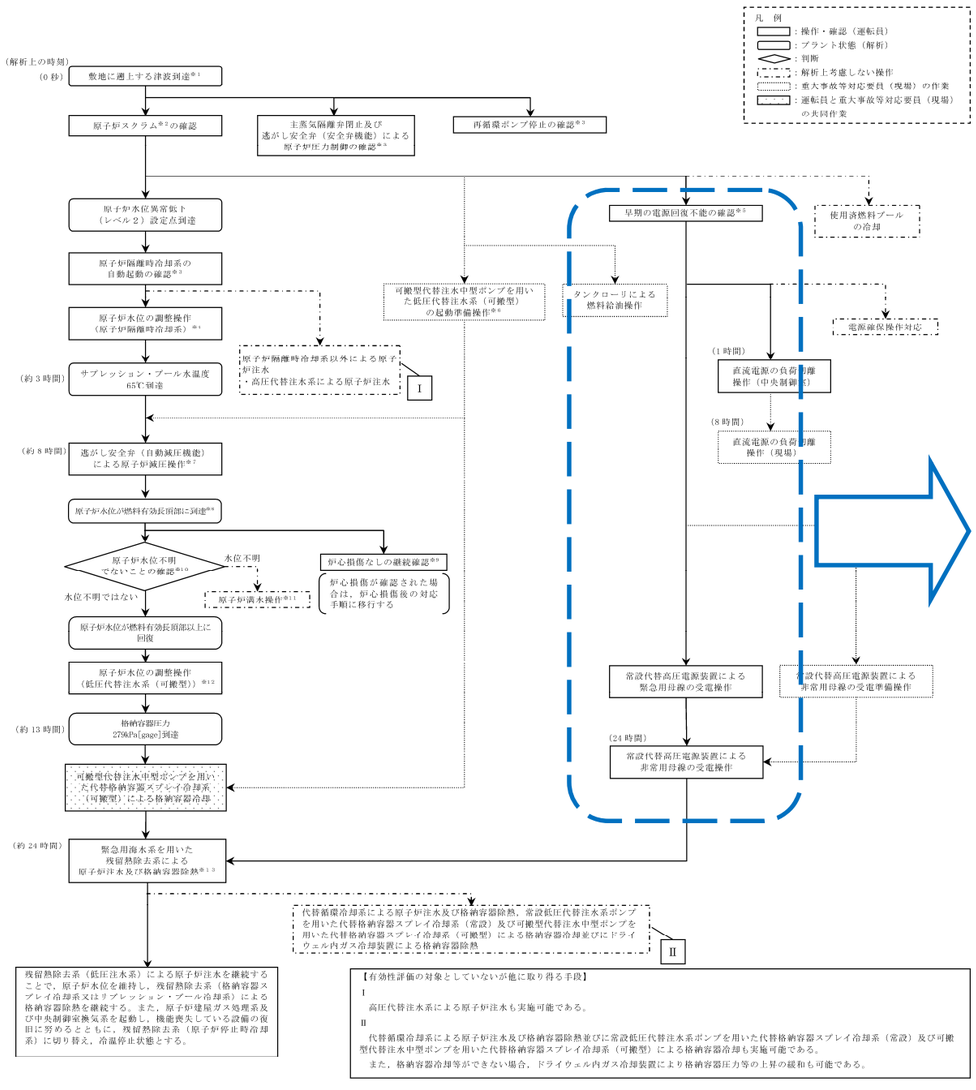
全給水喪失により原子炉スクラム後も原子炉水位は低下し，原子炉水低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持不可能のため，「水位確保」へ移行する。

「タービン・電源」制御にて所内電源喪失を確認する事により，ＡＯＰ「電源喪失」へ移行し対応する。

ＡＭ設備別操作手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。
※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて手均出力領域等により確認する。
※３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書（事象ベース）「ＡＯＰ」
「電源喪失」

A

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。その後，非常用交流電源の復旧を行う。

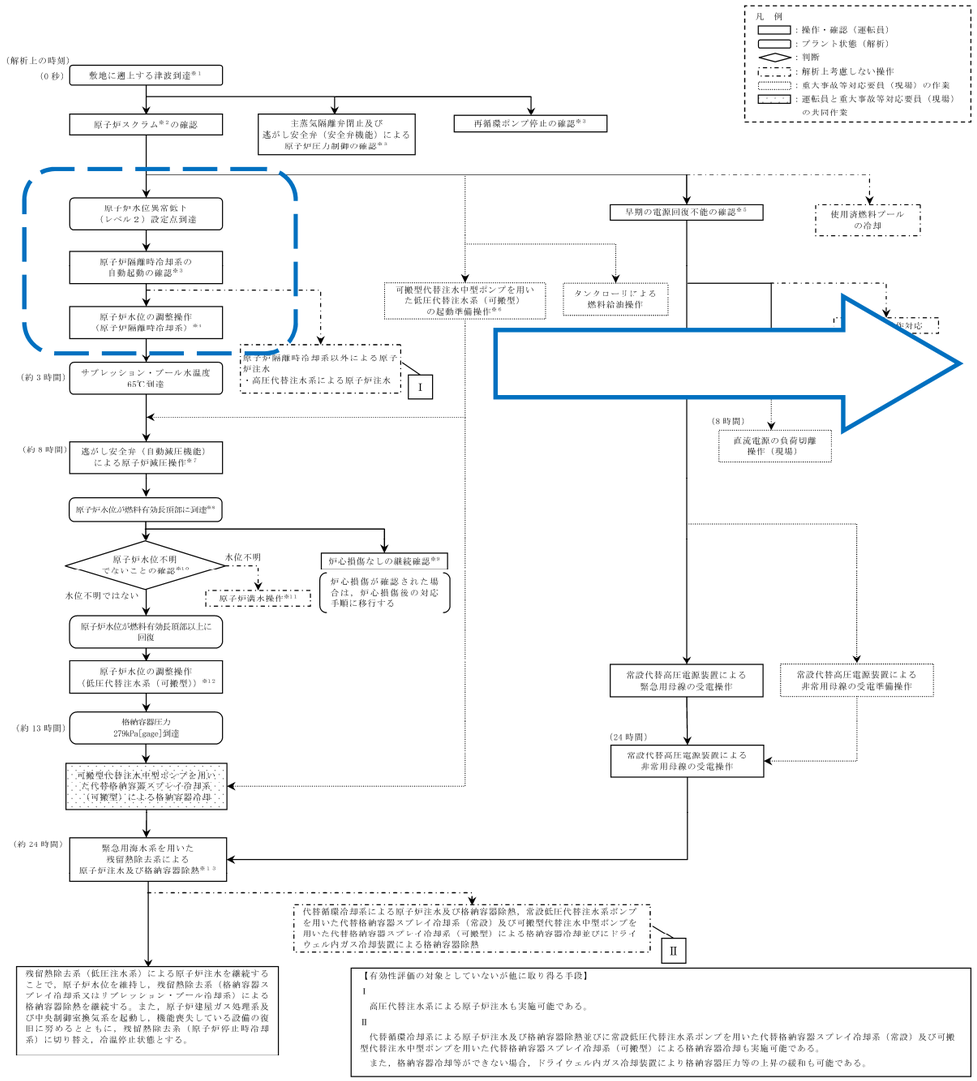
AM設備別操作手順書

AM①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。
※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域等により確認する。
※３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以下であることが判断できない場合
※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉水位異常低下（レベル２）にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉隔離時冷却系により注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

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

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

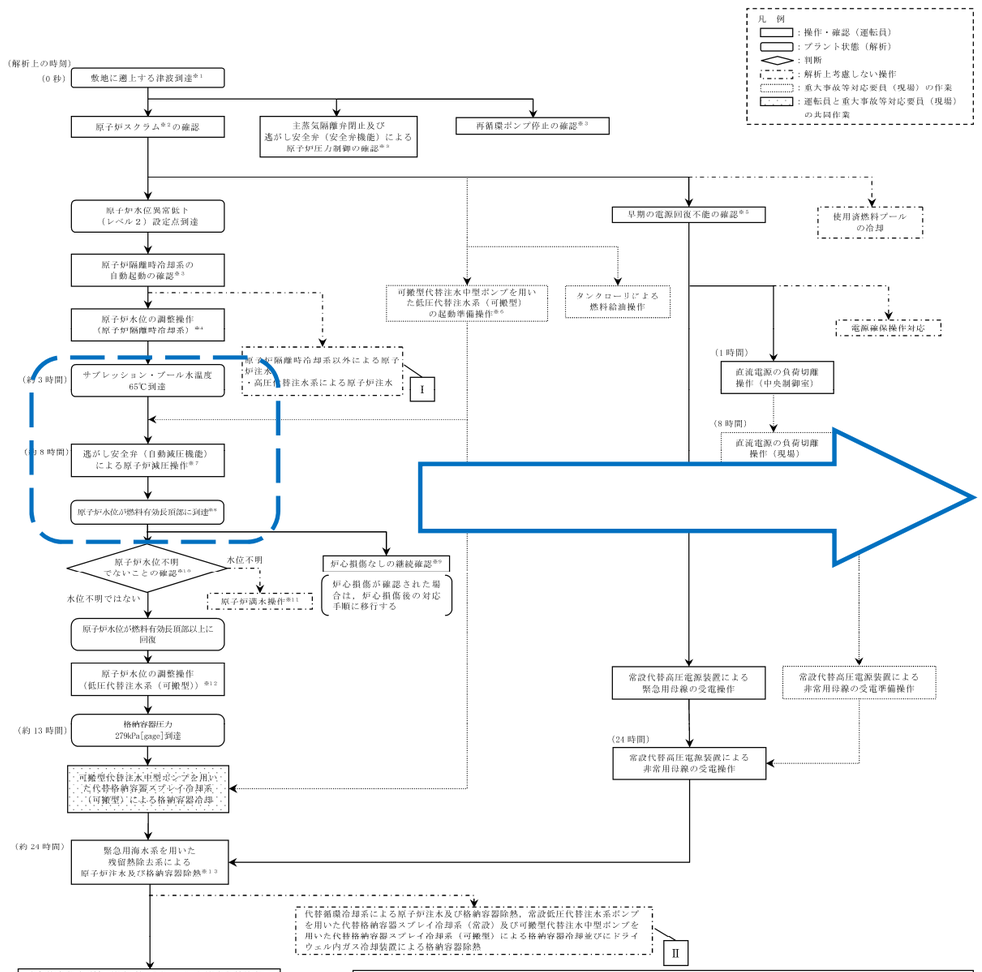
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。
※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域等により確認する。
※３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

C

操作補足事項

取水機能喪失により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

サプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ温度制御」に移行する。

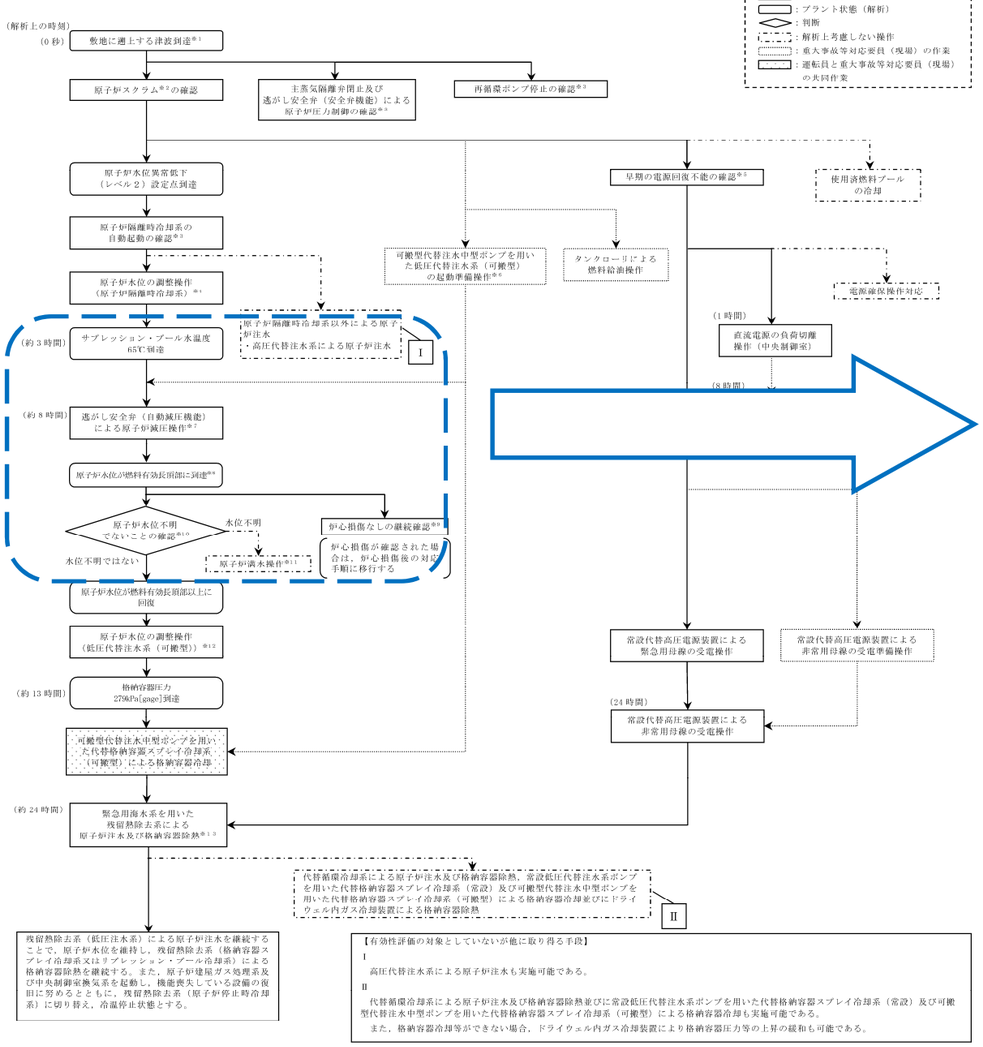
サプレッション・プール水温度を継続監視し，サプレッション・プール熱容量制限に到達した場合は，「急速減圧」へ移行する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。
※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて半均出力領域等により確認する。
※３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（可搬型）準備完了を確認後，逃がし安全弁を手動開放し原子炉を減圧する。

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

原子炉水位計正常を確認後，「Ｓ／Ｐ温度制御」へ移行する。

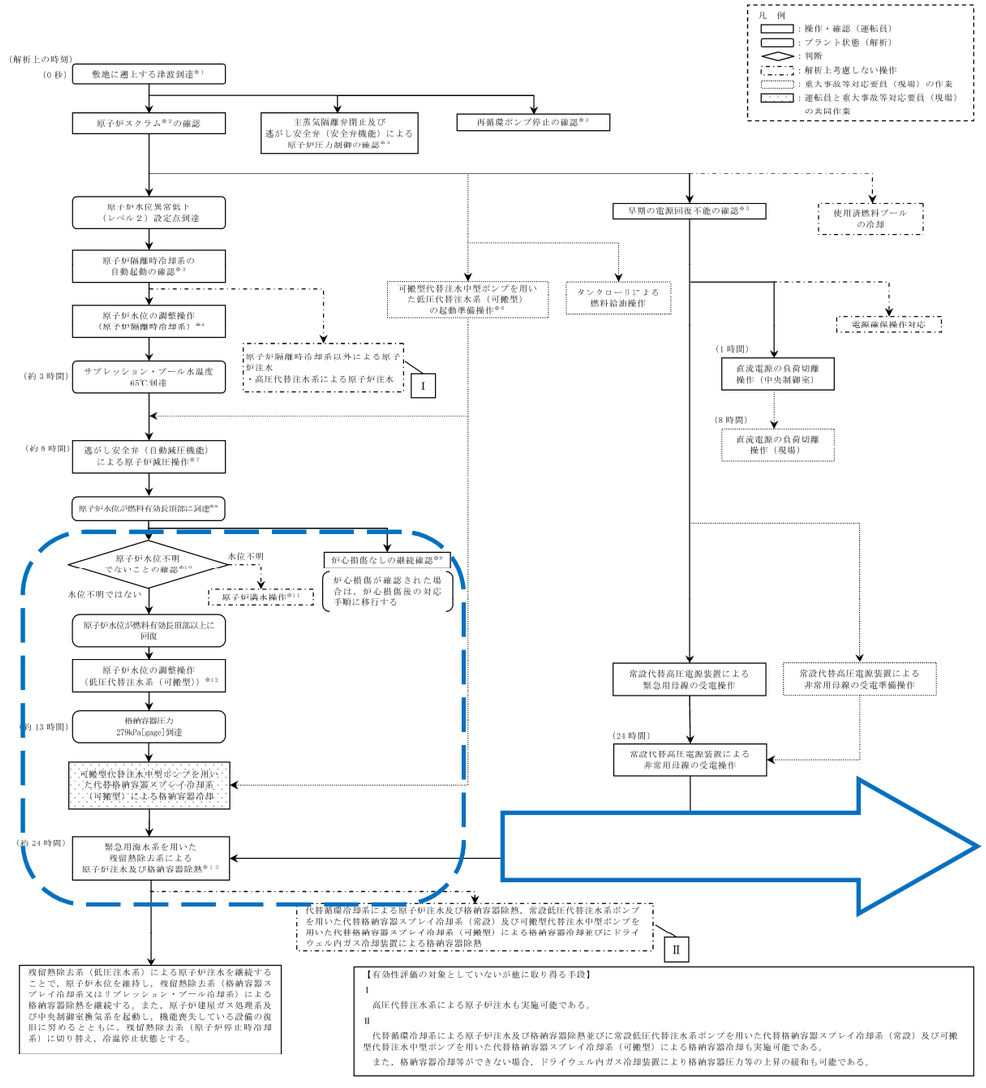
AM設備別操作手順書

ＡＭ③　原子炉注水
ＡＭ④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。
※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域等により確認する。
※３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４　原子炉隔離時冷却系により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※５　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉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）設定点の間に維持する。
※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

取水機能喪失により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，格納容器圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し，「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行い，サプレッシン・チェンバ圧力が 279kPa[gage]以上となったことを確認し，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，非常用母線復旧後は緊急用海水系を使用した残留熱除去系による格納容器スプレイ操作を行う。

AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
2.4　水素燃焼

特　徴

(2.1)
　発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウム－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により格納容器破損に至る。
(2.4)
　ジルコニウム－水反応，水の放射線分解，金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用等により発生する水素によって格納容器内の水素濃度が上昇し，水の放射線分解により発生する酸素によって格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため，緩和措置がとられない場合には，格納容器内の水素と酸素が反応することによって激しい燃焼が生じ，格納容器の破損に至る。

基本的な考え方

(2.1)
　損傷炉心の冷却のための常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱によって格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。
(2.4)
　窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化及び格納容器内への窒素供給によって，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を可燃限界未満に維持し，格納容器の破損を防止する。また，溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生に対しては「溶融炉心・コンクリート相互作用」のとおり，コリウムシールドの設置及びペデスタル（ドライウェル部）への注水によって水素発生を抑制する。

対応手順概要

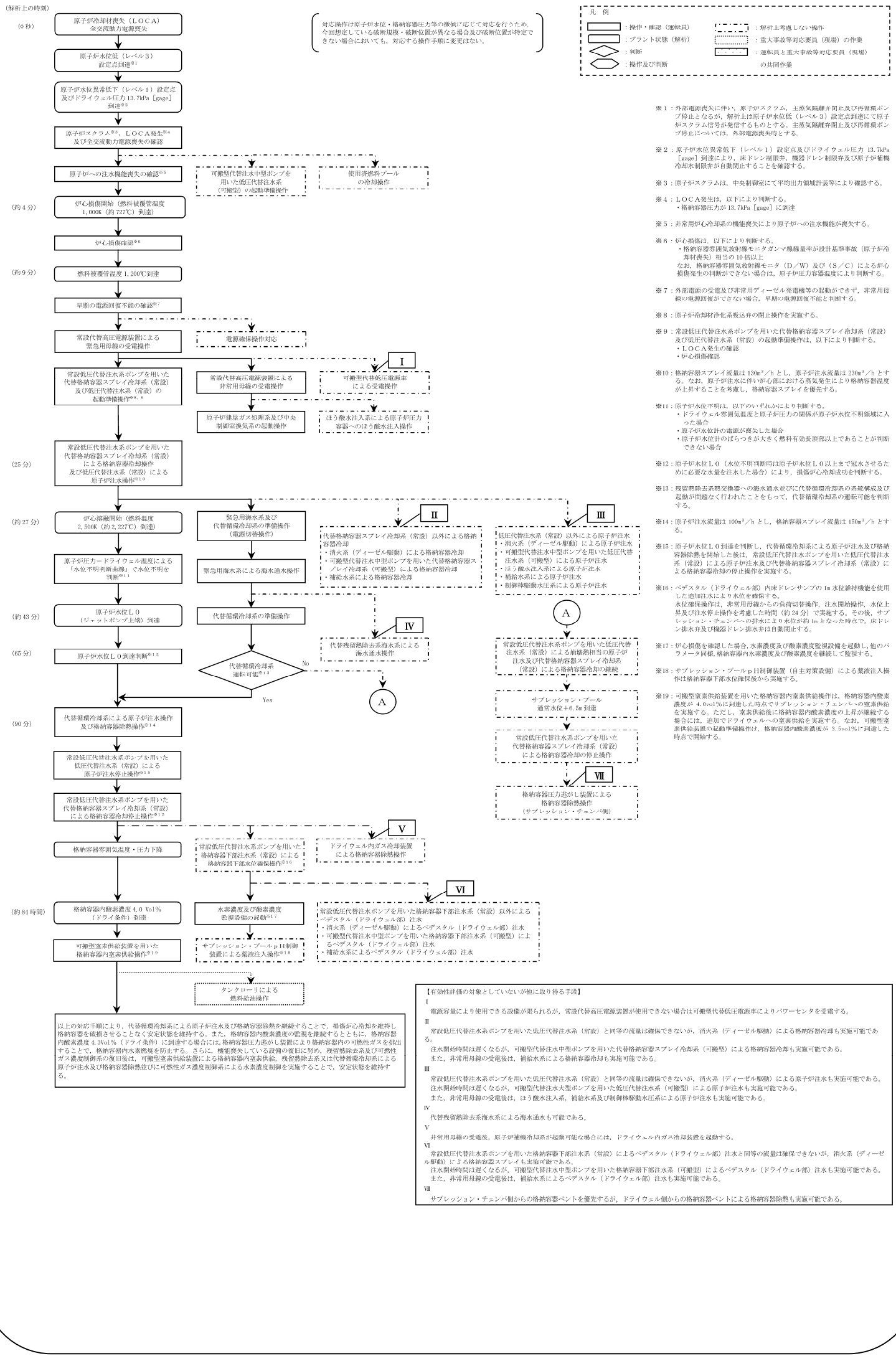
a．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認
b．原子炉への注水機能喪失の確認
c．炉心損傷確認
d．早期の電源回復不能の確認
e．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作
f．電源確保操作対応
g．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
h．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
i．原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作
j．ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作
k．緊急用海水系による海水通水操作
l．代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作
m．常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容下部水位確保操作
n．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作
o．サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作
p．使用済燃料プールの冷却操作
q．可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作
r．タンクローリによる燃料給油操作

　事故シーケンスグループ「水素燃焼」は「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の「代替循環冷却を使用する場合」と同じ手順である。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 再循環系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として，原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち，口径が最大である再循環系の吸込配管における両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重畳を考慮し設定
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，格納容器圧力及び雰囲気温度に対する影響が軽微であることから考慮していない

解析上の対応手順の概要フロー

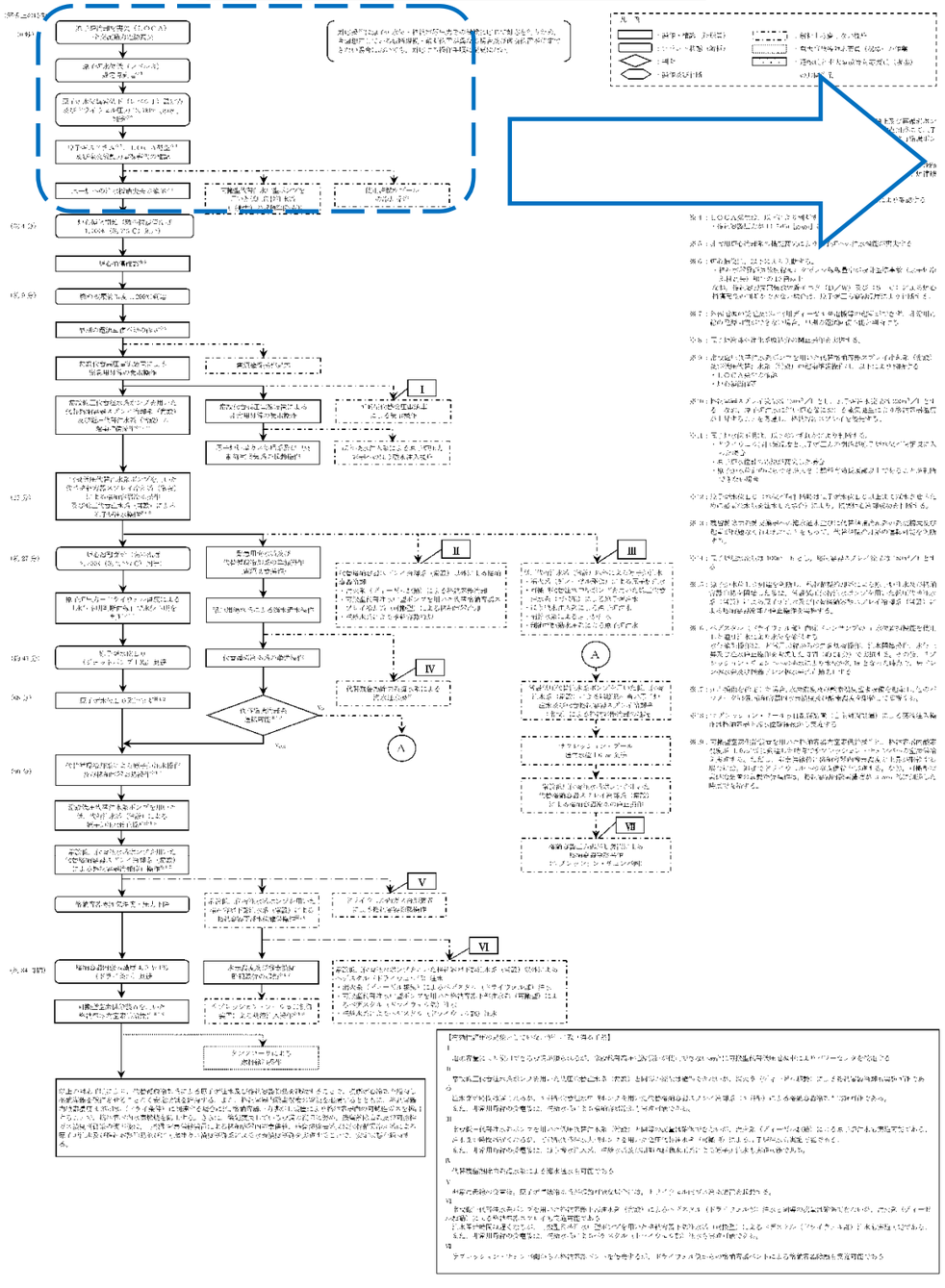


非常時運転手順書　全体対応フロー

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

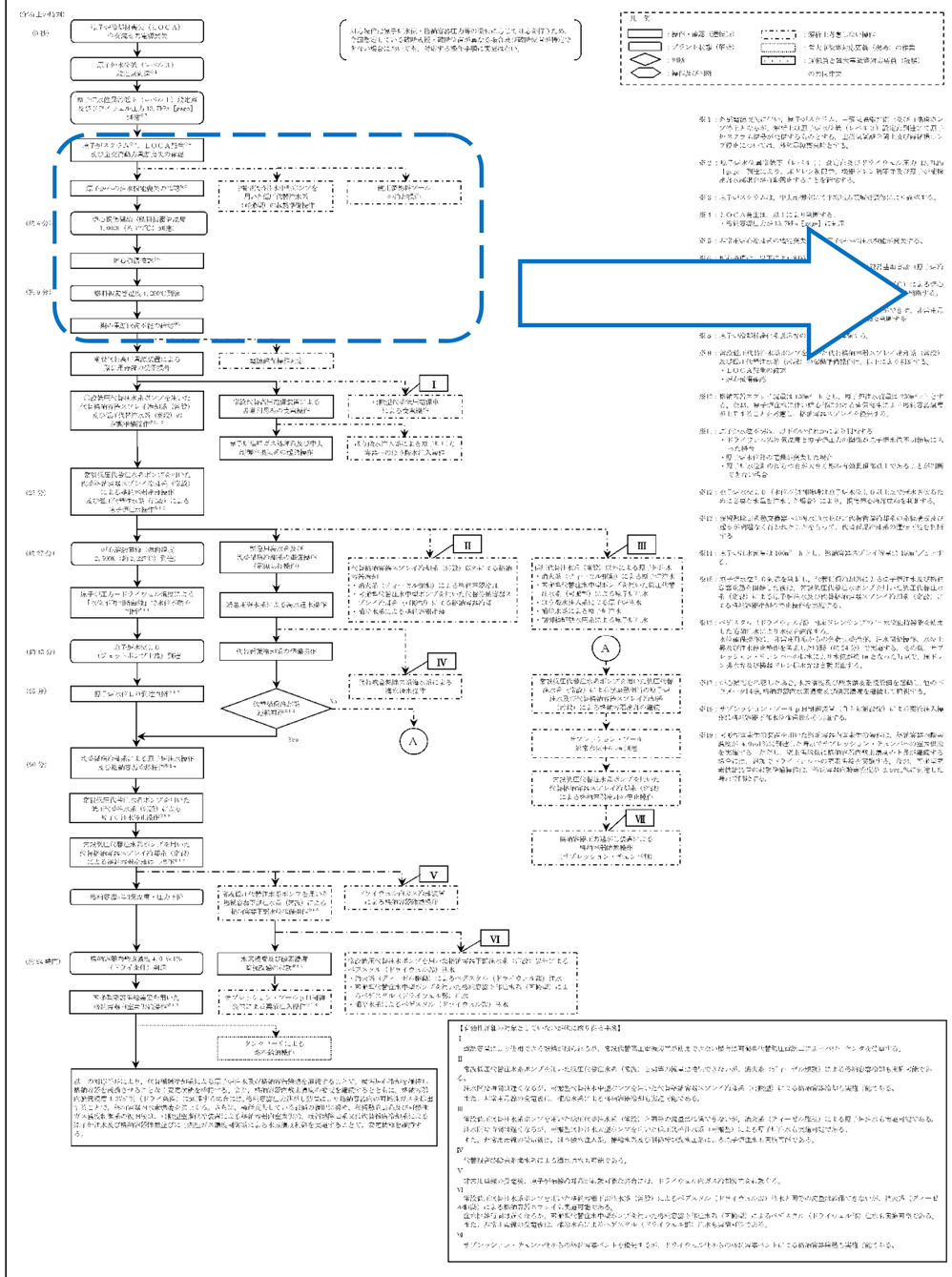
「冷却材喪失事故，全交流動力電源喪失」発生

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，ＥＯＰ「スクラム」へ移行して対応するが，その他の必要な操作でＥＯＰに記載のない操作はＡＯＰ「電源喪失」で対応する。

AM設備別操作手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

B

操作補足事項

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

冷却材喪失，全交流動力電源喪失によりドライウェル圧力が上昇するため，「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

原子炉への注水機能が喪失するため，原子炉水位 L-0 以上維持が不可となる。その後，CAMSγ線線量率により炉心が損傷したことを確認し，「AM初期対応へ移行する。

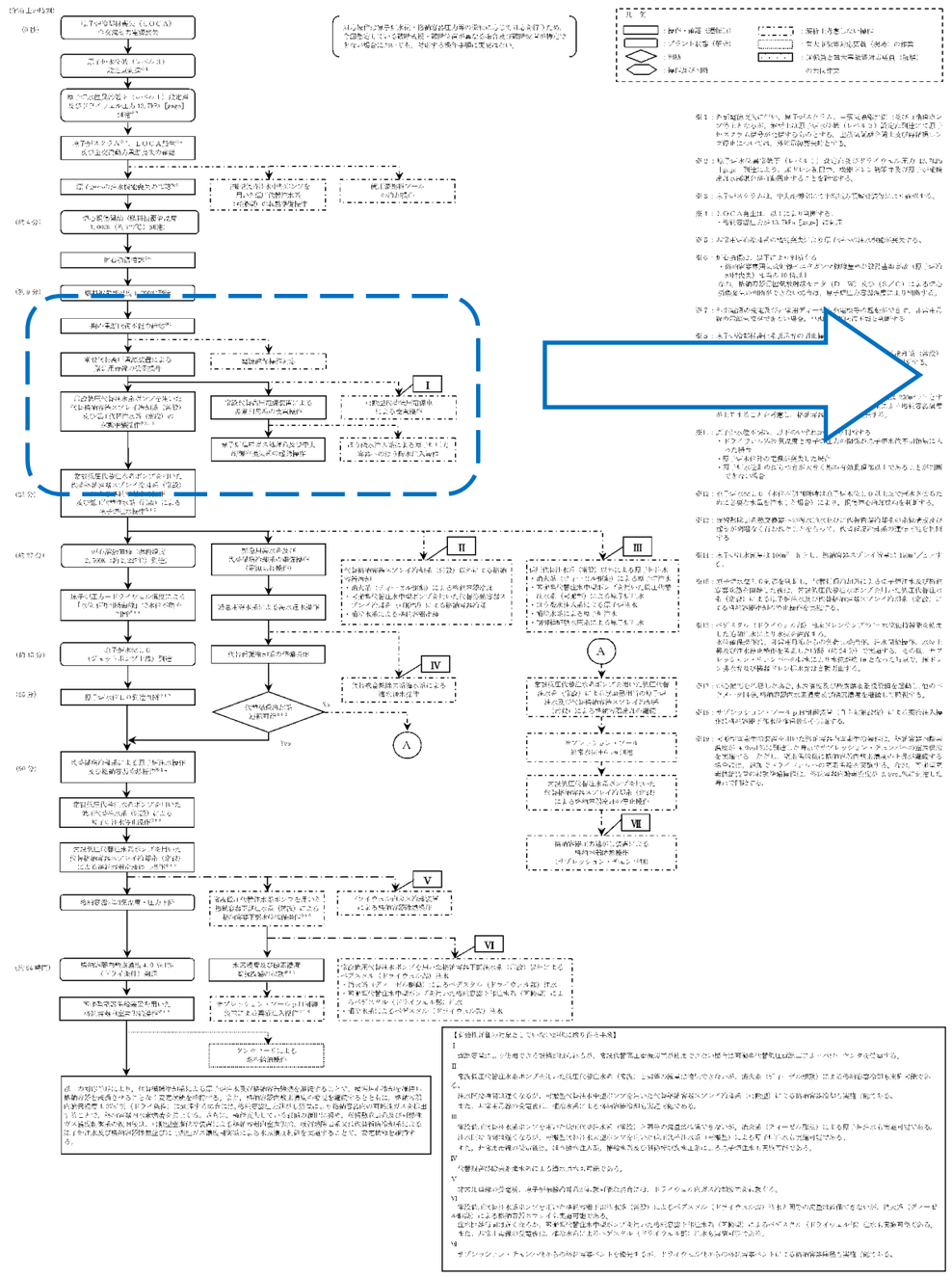
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書(事象ベース)「ＡＯＰ」
「電源喪失」

A

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。その後，非常用交流電源の復旧を行う。

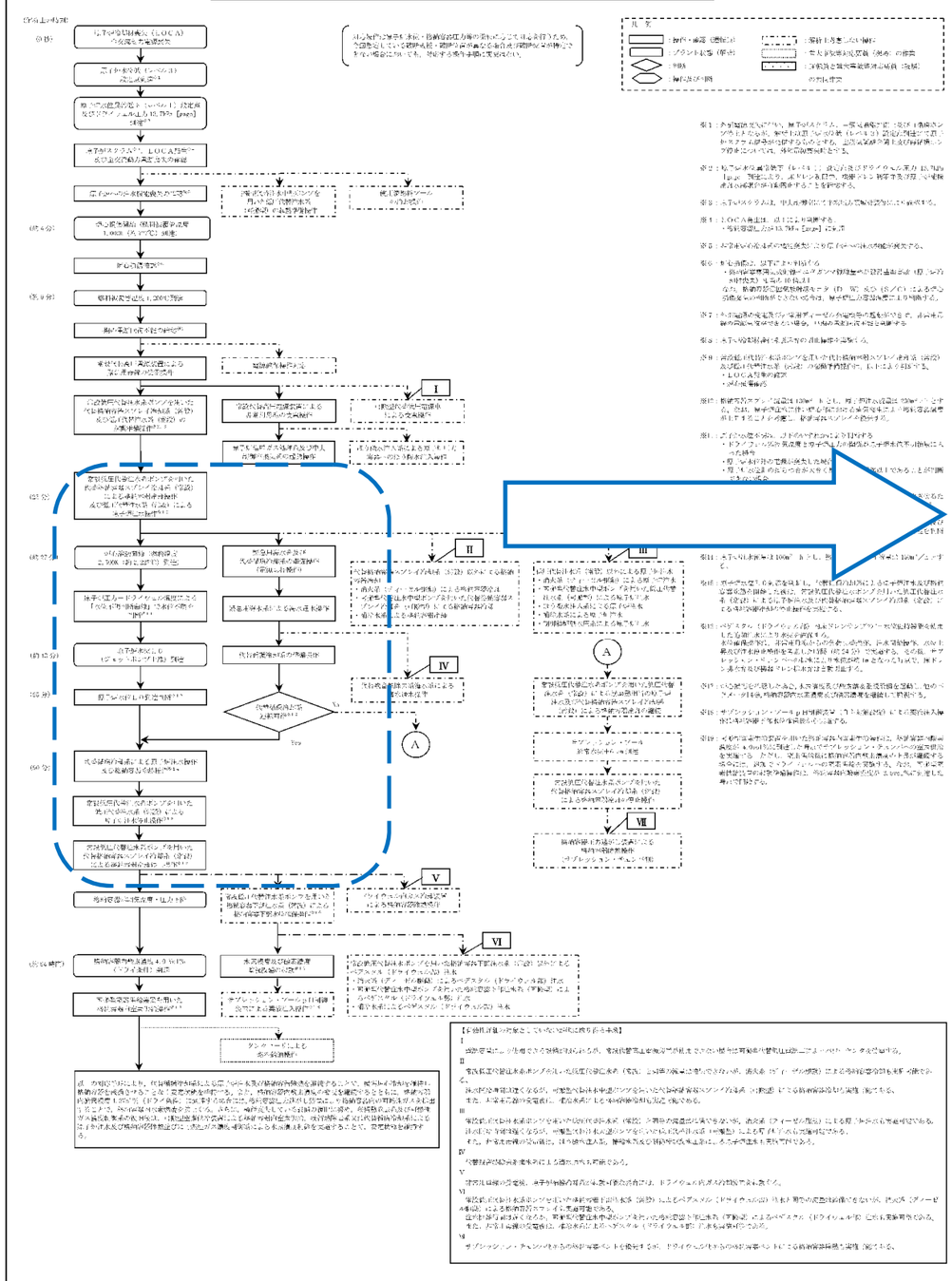
AM設備別操作手順書

AM①　電源回復

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「ＡＭ初期対応」

C

操作補足事項

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電後，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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

その後，原子炉圧力－D/W 空間部温度により「水位不明判断曲線」水位不明であることを確認する。

原子炉注水流量を一定流量で継続し，原子炉水位 L-0 到達までの必要注水時間経過後，崩壊熱相当の注水流量に変更する。

これにより，損傷炉心冷却成功となる。

また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の一時停止操作を実施し，非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）へ移行する。

なお，運転手順においては，原子炉注水及び格納容器スプレイ操作を優先して実施するため，原子炉圧力容器の健全性確認は非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）にて実施する。

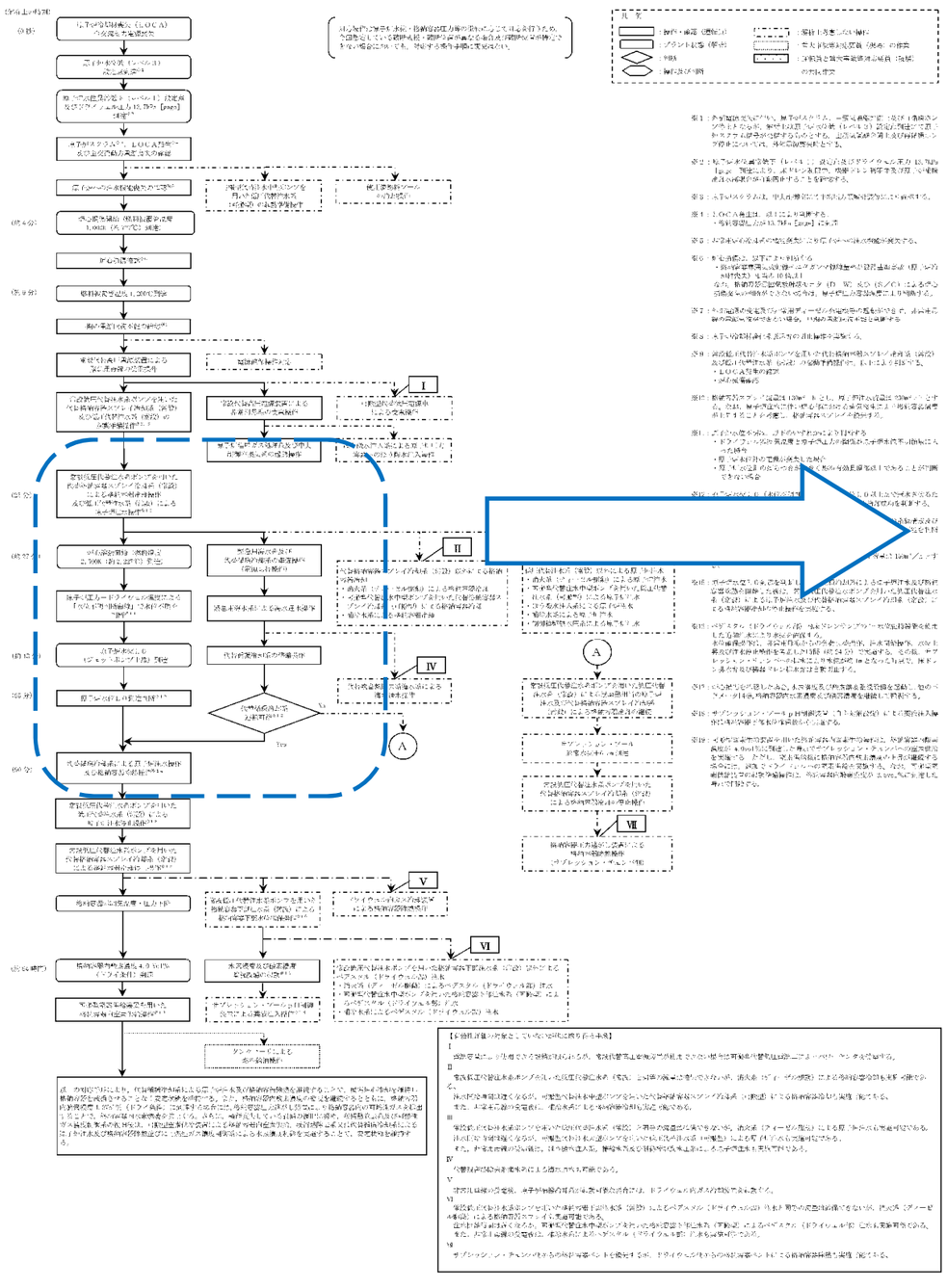
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水-1「損傷炉心への注水」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，炉心を冠水させるとともに，注水-3a「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）初期注水」）を並行して実施する。

原子炉圧力容器の健全性確認後，注水-2「長期の原子炉水位の確保」，除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」に移行する。

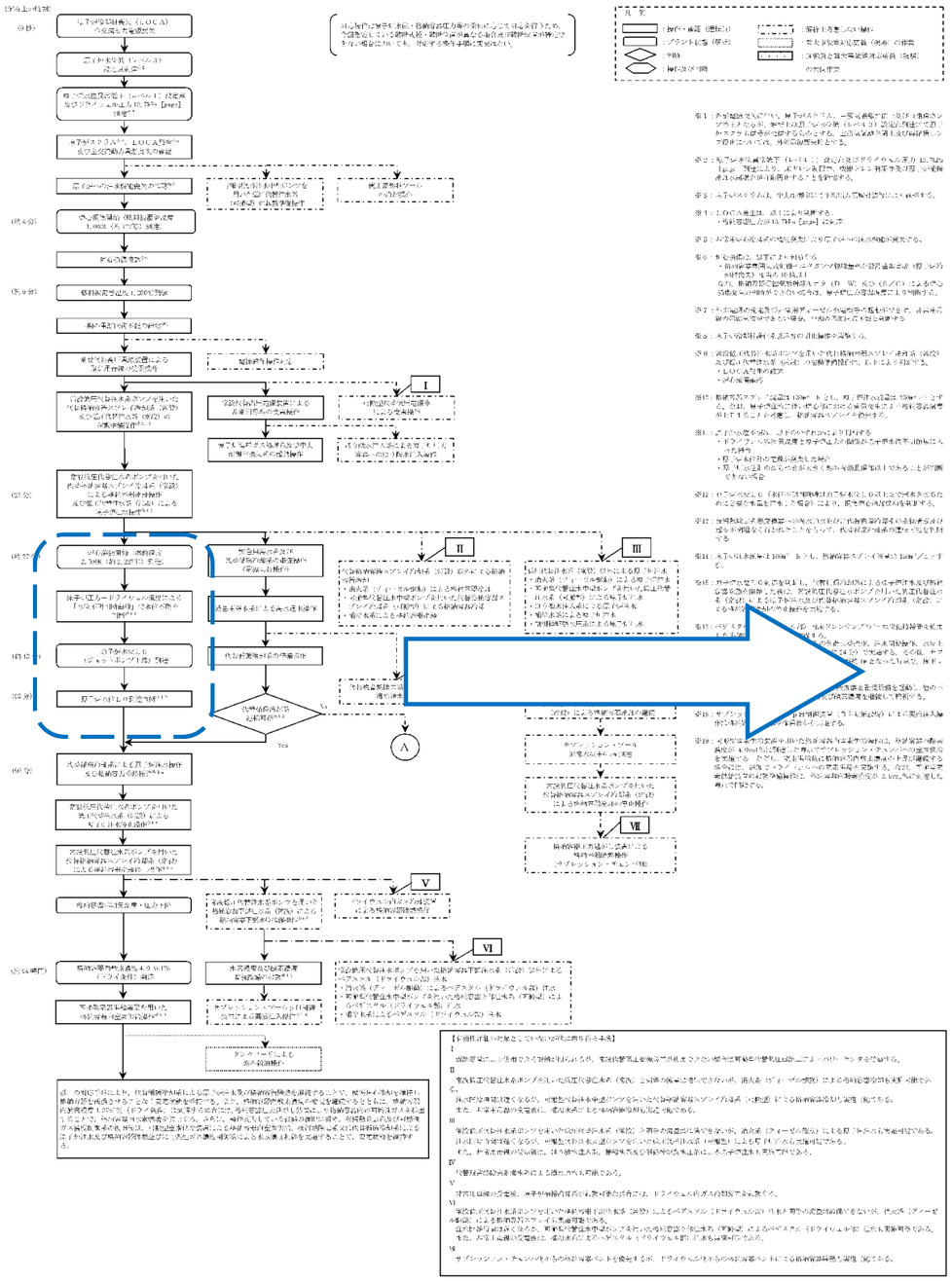
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」

E

操作補足事項

格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作を実施する。

（注水-1「損傷炉心への注水」と並行操作）

ペデスタル（ドライウェル部）床面から 1.0m まで注水し，注水-1「損傷炉心への注水」へ移行する。

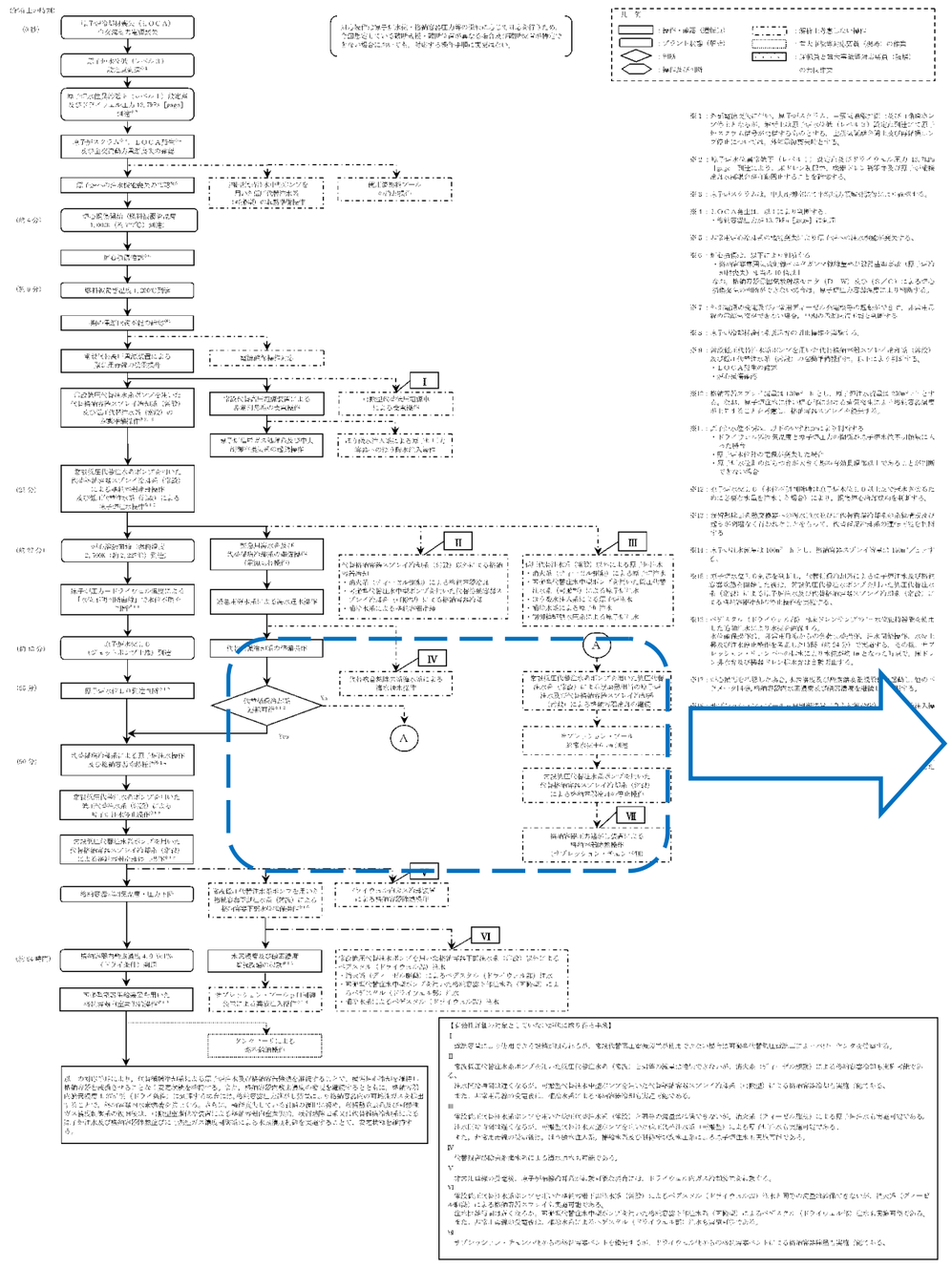
AM設備別操作手順書

AM⑦　原子炉格納容器下部注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」

F

操作補足事項

原子炉格納容器圧力が465kPa[gaga]に到達後は，S/P水位が 6.5m に到達するまで代替格納容器スプレイの流量制御又は間欠運転を実施する。

なお，運転手順においては，適宜代替循環冷却系への移行可否を判断するが，ここでは緊急用海水系の通水準備未完を想定し，代替格納容器スプレイを継続するものとする。

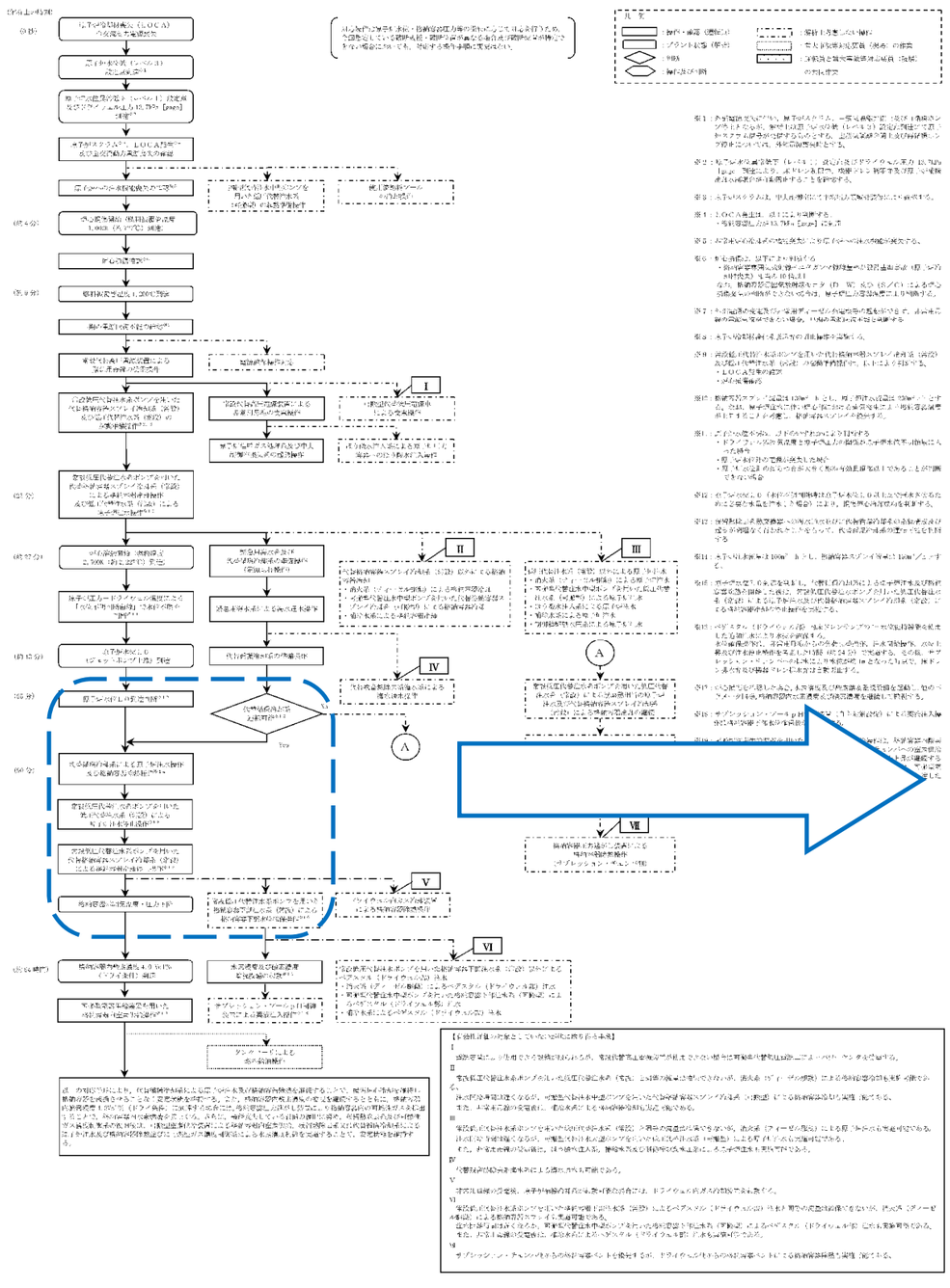
AM設備別操作手順書

- AM③　原子炉注水
- AM④　原子炉減圧
- AM⑤　原子炉格納容器冷却
- AM⑥　原子炉格納容器減圧
- AM⑧　水素対策
- AM⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

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

F

操作補足事項

緊急用海水系による海水通水操作が完了し，代替循環冷却に移行可能となった場合は，代替循環冷却運転を実施し，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。

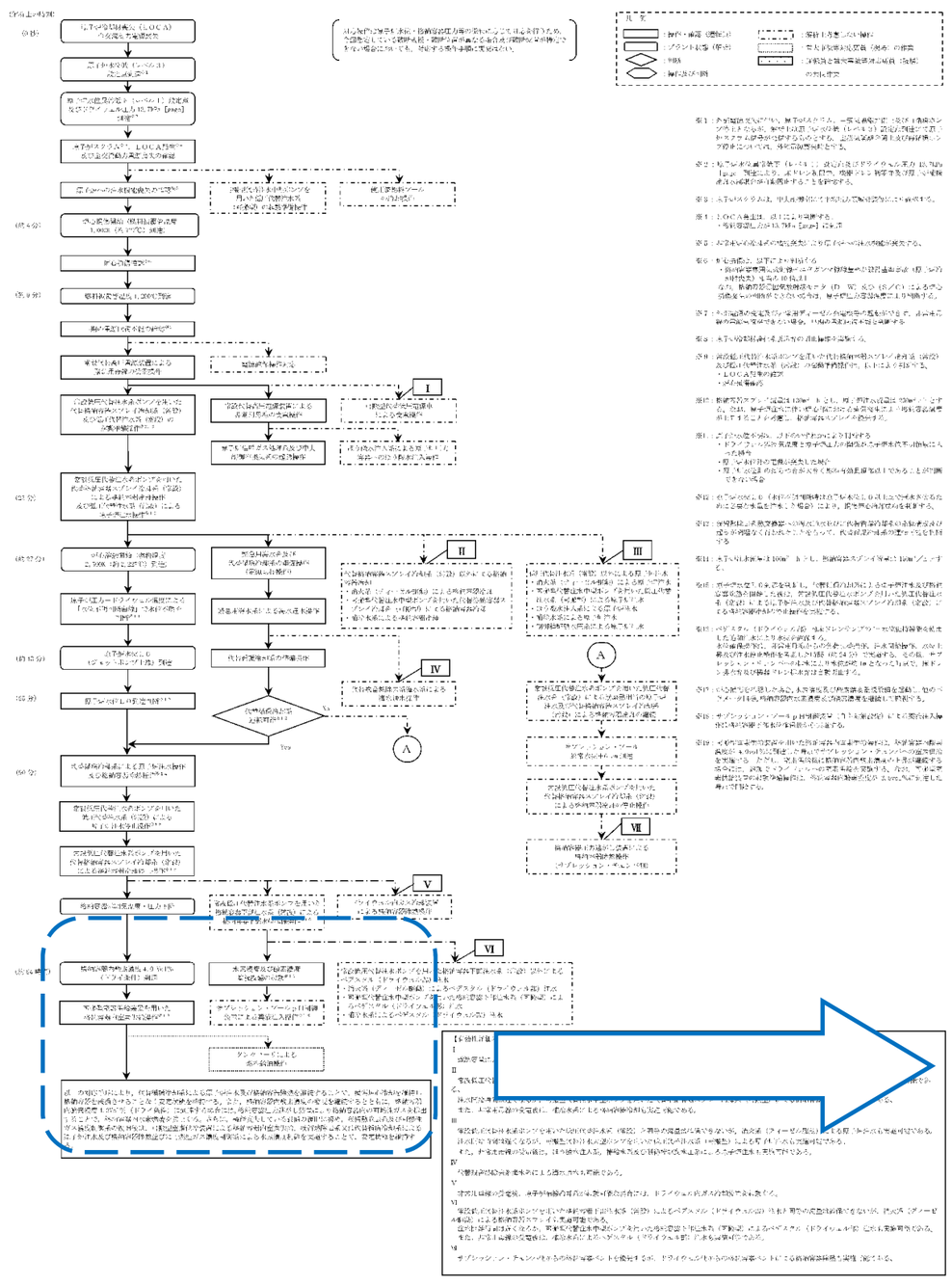
AM設備別操作手順書

- AM③　原子炉注水
- AM④　原子炉減圧
- AM⑤　原子炉格納容器冷却
- AM⑥　原子炉格納容器減圧
- AM⑧　水素対策
- AM⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
放出「ＰＣＶ破損防止」
※代替循環冷却を使用する場合

G

操作補足事項

代替循環冷却運転開始後，格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続監視し，原子炉格納容器内が可燃限界に到達することを防止するため，原子炉格納容器ベント並びに可燃性ガス濃度制御系の復旧を行う。

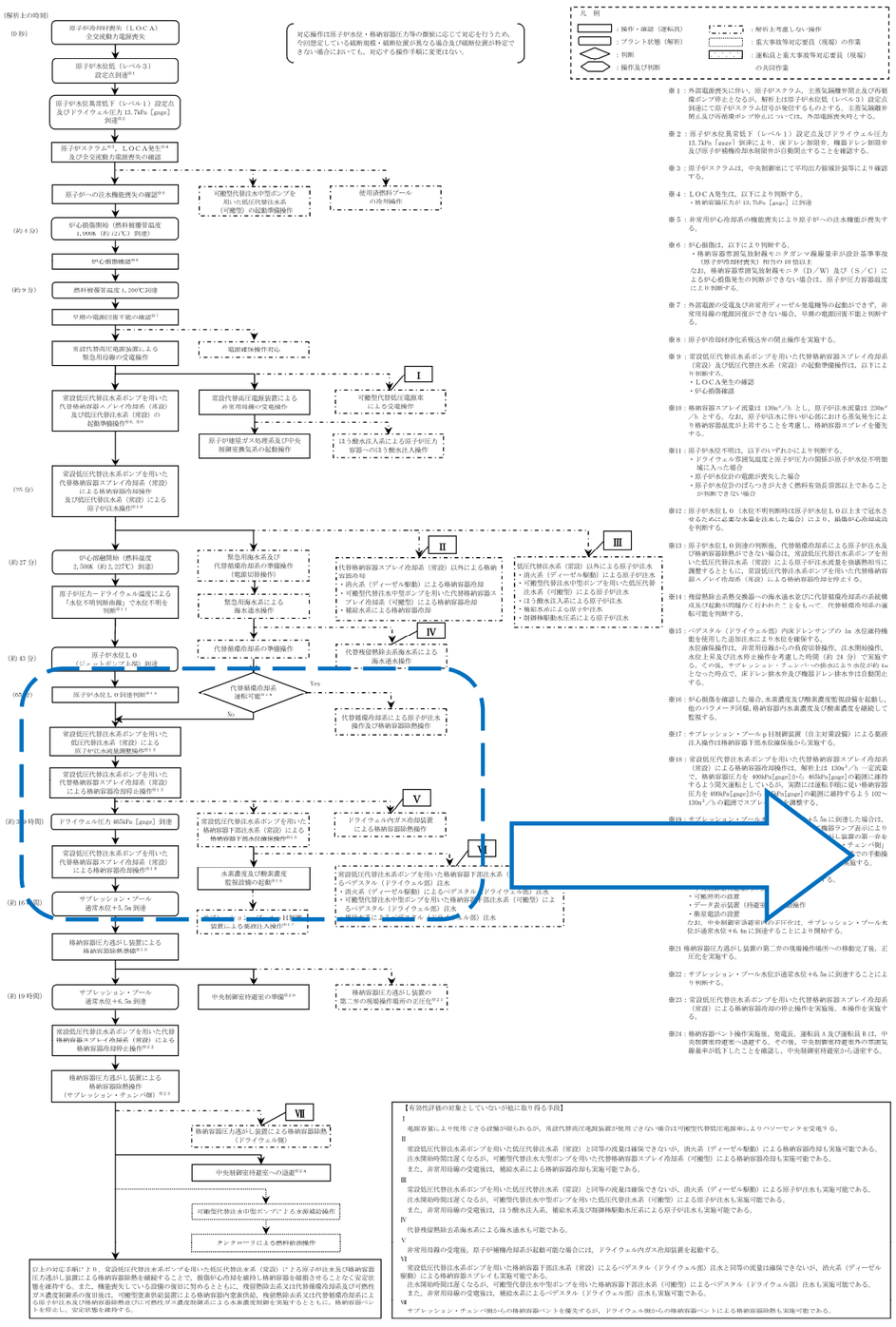
AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑥　原子炉格納容器減圧
AM⑧　水素対策

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」
※代替循環冷却を使用できない場合

G

操作補足事項

代替循環冷却が実施できない場合は，代替格納容器スプレイの流量制御又は間欠運転を継続し，S/P 水位が 6.5m に到達した時点で，放出「ＰＣＶ破損防止」に移行する。

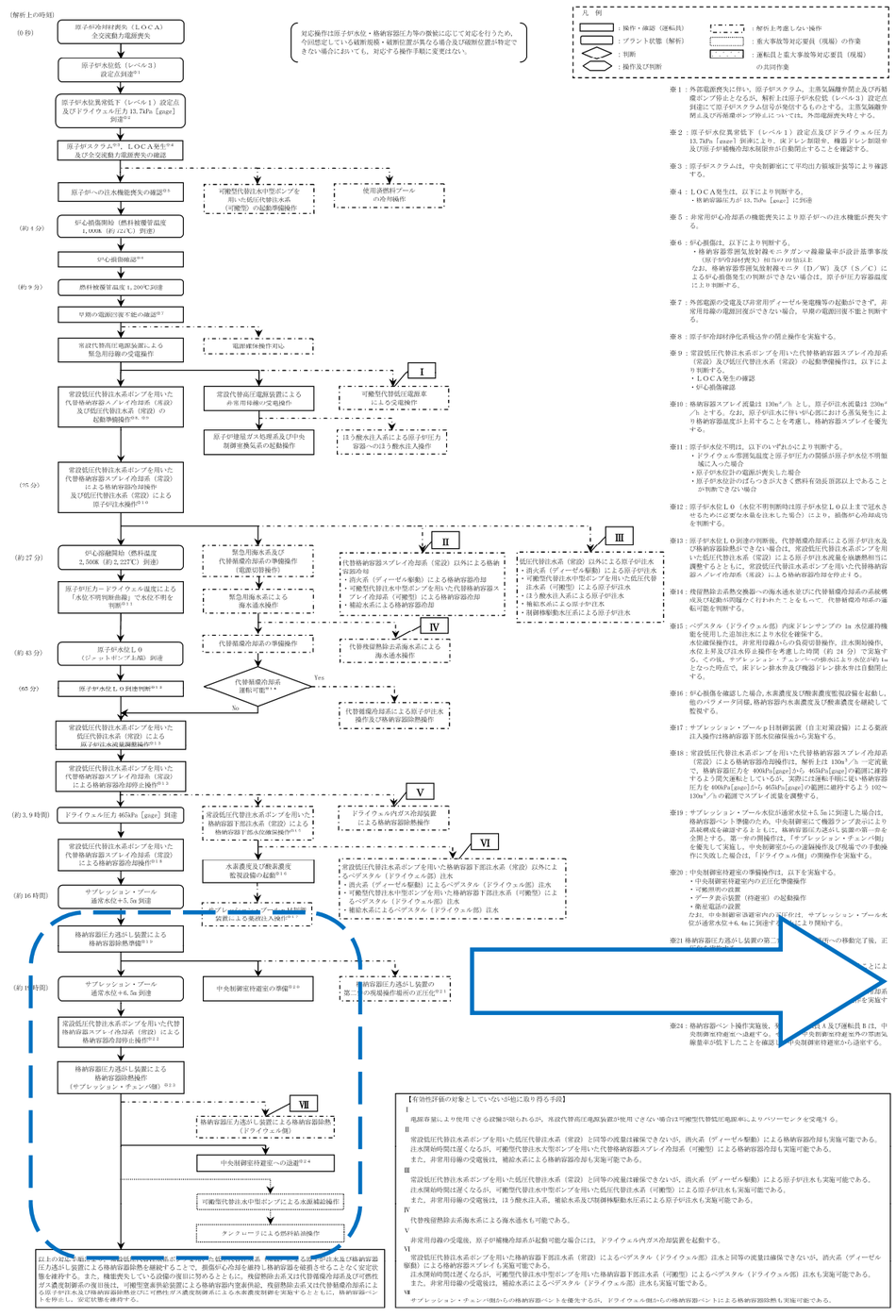
AM設備別操作手順書

- AM③　原子炉注水
- AM④　原子炉減圧
- AM⑤　原子炉格納容器冷却
- AM⑥　原子炉格納容器減圧
- AM⑧　水素対策
- AM⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー


凡 例
：操作・確認（運転員）
：プラント状態（解析）
：判断
：操作及び判断
：解析上考慮しない操作
：重大事故等対応要員（現場）の作業
：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業
対応操作は原子炉水位・格納容器圧力等の数値に応じて対応を行うため、今回想定している破断規模・破断位置が異なる場合及び破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。
〔解析上の時刻〕
（0分）
原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）全交流動力電源喪失
原子炉水位低（レベル３）設定点到達※1
原子炉水位異常低下（レベル１）設定点及び ドライウェル圧力 13.7kPa［gage］到達※2
原子炉スクラム※3，ＬＯＣＡ発生※4及び全交流動力電源喪失の確認
原子炉への注水機能喪失の確認※5
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
使用済燃料プールの冷却操作
（約４分）
炉心損傷開始（燃料被覆管温度 1,000℃（約 649℃））到達
炉心損傷確認※6
（約９分）
燃料被覆管温度 1,200℃到達
早期の電源回復不能の確認※7
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
電源確保操作対応
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動準備操作※8，※9
常設代替高圧電源装置による 6.9kV 用母線への受電操作
可搬型代替低圧電源車
Ⅰ
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作
（35分）
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作※10
（約 27 分）
炉心溶融開始（燃料温度 2,500K（約 2,227℃）到達）
緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備操作（電源切替操作）
Ⅱ
Ⅲ
原子炉圧力－ドライウェル温度による「水位不明判断曲線」で水位不明を判断※11
緊急用海水系による海水通水操作
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）以外による格納容器冷却
・消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却
・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
・補給水系による格納容器冷却
低圧代替注水系（常設）以外による原子炉注水
・消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水
・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
・ほう酸水注入系による原子炉注水
・補給水系による原子炉注水
・制御棒駆動水圧系による原子炉注水
（約 43 分）
原子炉水位Ｌ－0（ジェットポンプ上端）到達
代替循環冷却系の準備操作
Ⅳ
代替残留熱除去系海水系による海水通水操作
（65 分）
原子炉水位Ｌ－0 到達判断※12
代替循環冷却系運転可能※13
Yes
No
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量調整操作※13
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却停止操作※13
Ⅴ
（約 3.9 時間）
ドライウェル圧力 465kPa［gage］到達
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作※13
ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器除熱操作
Ⅵ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作※13
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動※14
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）以外によるペデスタル（ドライウェル部）注水
・消火系（ディーゼル駆動）によるペデスタル（ドライウェル部）注水
・可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水
・補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）注水
（約 16 時間）
サプレッション・プール通常水位＋5.5m 到達
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備※15
（約 19 時間）
サプレッション・プール通常水位＋6.5m 到達
中央制御室待避室の準備※16
格納容器圧力逃がし装置の第二弁の現場操作場所の正圧化※17
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却停止操作※18
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）※19
Ⅶ
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（ドライウェル側）
中央制御室待避室への退避※20
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作
タンクローリによる燃料給油操作
以上の対応により、[illegible]は[illegible]と[illegible]を確保することで、損傷炉心冷却を継続し格納容器を破損させることなく安定状態を維持する。また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系又は代替循環冷却系及び可燃性ガス濃度制御系の復旧後は、可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を行うことで可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御を実施するとともに、格納容器ベントを停止し、安定状態を維持する。
【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
電源容量により使用できる設備が限られるが、常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車によりパラメータセンタを受電する。
Ⅱ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが、消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
また、非常用母線の受電後は、補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
Ⅲ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが、消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また、非常用母線の受電後は、ほう酸水注入系、補給水系及び制御棒駆動水圧系による原子炉注水も実施可能である。
Ⅳ
代替残留熱除去系海水系による海水通水も可能である。
Ⅴ
非常用母線の受電後、原子炉補機冷却系が起動可能な場合には、ドライウェル内ガス冷却装置を起動する。
Ⅵ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水と同等の流量は確保できないが、消火系（ディーゼル駆動）による格納容器スプレイも実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。
また、非常用母線の受電後は、補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。
Ⅶ
サプレッション・チェンバ側からの格納容器ベントを優先するが、ドライウェル側からの格納容器ベントによる格納容器除熱も実施可能である。
※1：外部電源喪失に伴い、原子炉スクラム、主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止となるが、解析上は原子炉水位低（レベル３）設定点到達にて原子炉スクラム信号が発信するものとする。主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止については、外部電源喪失時とする。
※2：原子炉水位異常低下（レベル１）設定点及びドライウェル圧力 13.7kPa［gage］到達により、床ドレン閉鎖弁、機器ドレン閉鎖弁及び原子炉補機冷却水系隔離弁が自動閉止することを確認する。
※3：原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※4：ＬＯＣＡ発生は、以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa［gage］に到達
※5：非常用炉心冷却系の機能喪失により原子炉への注水機能が喪失する。
※6：炉心損傷は、以下により判断する。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお、格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
※7：外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
※8：原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施する。
※9：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は、以下により判断する。
・ＬＯＣＡ発生の確認
・炉心損傷確認
※10：格納容器スプレイ流量は 130m³／h とし、原子炉注水流量は 230m³／h とする。なお、原子炉注水に伴い炉心部における蒸気発生により格納容器温度が上昇することを考慮し、格納容器スプレイを優先する。
※11：原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計のばらつき が大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※12：原子炉水位Ｌ０（水位不明判断時は原子炉水位Ｌ０以上まで冠水させるために必要な水量を注水した場合）により、損傷炉心冷却成功を判断する。
※13：原子炉水位Ｌ０到達の判断後、代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱ができない場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量を後続熱相当に調整するとともに、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。
※14：残留熱除去系熱交換器への海水通水実施に伴う代替循環冷却系の系統構成及び起動操作が困難となり得ないため、代替循環冷却系の運転可能を判断する。
※15：ペデスタル（ドライウェル部）内床ドレンサンプの 1m 水位維持機能を使用した追加注水により水位を確保する。
水位確保操作は、非常用母線からの負荷切替操作、注水開始操作、水位上昇及び注水停止操作を考慮した時間（約 24 分）で実施する。この後、サプレッション・チェンバへの移水により水位が約 1m となった時点で、床ドレン排水弁及び機器ドレン排水弁は自動閉止する。
※16：炉心損傷を確認した場合、水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、他のパラメータ同様、格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続して監視する。
※17：サプレッション・プール水位計測装置（自主対策設備）による要員注入操作は格納容器下部水位確保後から実施する。
※18：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上は 130m³／h 一定流量で、格納容器圧力を 400kPa［gage］から 465kPa［gage］の範囲に維持するよう間欠運転となっているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を 400kPa［gage］から 465kPa［gage］の範囲に維持するよう 102～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。
※19：サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は、格納容器ベント準備のため、中央制御室にて機器ラック表示により系統構成を確認するとともに、格納容器圧力逃がし装置の第一弁を全開とする。第一弁の開操作は、「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し、中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は、「ドライウェル側」の開操作を実施する。
※20：中央制御室待避室の準備操作は、以下を実施する。
・中央制御室待避室内の正圧化準備操作
・可搬照明の設置
・データ表示装置（待避室）の起動操作
・衛星電話の設置
なお、中央制御室待避室内の正圧化は、サプレッション・プール水位が通常水位＋6.4m に到達することにより開始する。
※21：格納容器圧力逃がし装置の第二弁[illegible]への移動完了後、正[illegible]とによ[illegible]を実施す
※24：格納容器ベント操作実施後、[illegible]員 A 及び運転員 B は、中央制御室待避室へ退避する。[illegible]中央制御室待避室内の雰囲気線量率が低下したことを確認[illegible]中央制御室待避室から退室する。

事故時運転操作手順書

事故時対応手順書(シビアアクシデント)「SOP」
放出「ＰＣＶ破損防止」
※代替循環冷却を使用できない場合

G

操作補足事項

外部水源による代替格納容器スプレイを停止し，原子炉格納容器ベントを実施する。

AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑥　原子炉格納容器減圧
AM⑨　水素対策

重大事故等対策要領

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

特　徴

(2.2)
発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力が高い状態で原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心，水蒸気，水素等が急速に放出され，格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至る。
(2.3)
発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ，このときに発生するエネルギが大きい場合に構造物が破壊され格納容器の破損に至る。
(2.5)
発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力容器内の溶融炉心が格納容器へ流れ出し，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって，ペデスタル（ドライウェル部）のコンクリートが侵食され，格納容器の構造部材の支持機能を喪失し，格納容器の破損に至る。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重畳を考慮し設定
	重大事故等対処設備による原子炉注水に対する仮定	原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	原子炉圧力容器が破損する条件として，原子炉注水を考慮しない設定
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定

基本的な考え方

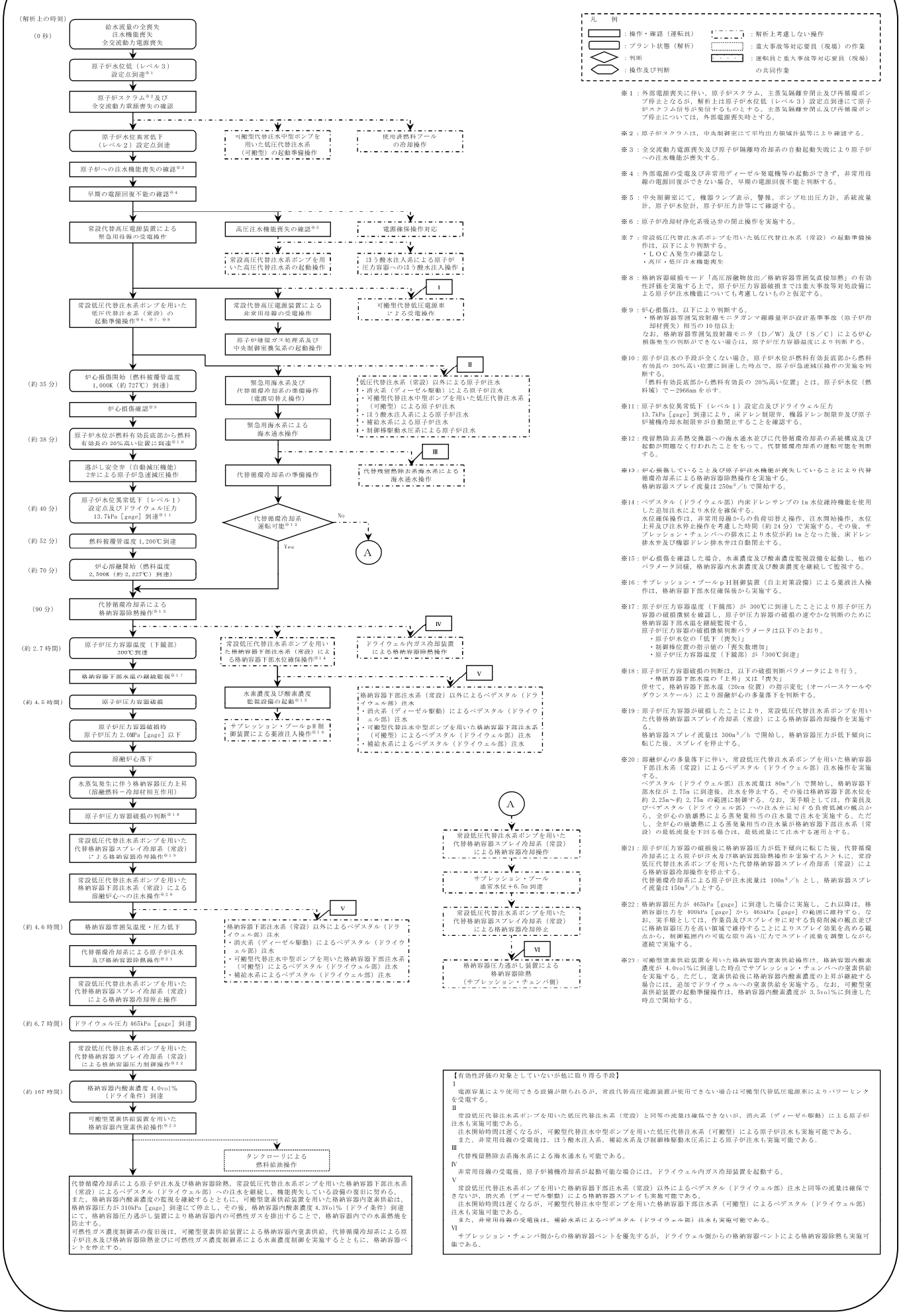
(2.2)
溶融炉心，水蒸気，水素等の急速な放出に伴い格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに原子炉を減圧することによって，格納容器の破損を防止する。
(2.3)
ペデスタル（ドライウェル部）の水位を約1mに維持し，溶融炉心からペデスタル（ドライウェル部）のプール水への伝熱による，水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより，格納容器の破損を防止する。また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，ペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心の冷却に十分な水位及び水量を確保するとともに，長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，格納容器の破損を防止する。さらに，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素供給することによって，格納容器の破損を防止する。
(2.5)
ペデスタル（ドライウェル部）にコリウムシールドを設置するとともに，通常運転中にあらかじめペデスタル（ドライウェル部）に約1mの水位で水張りを実施したうえで，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，ペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心の冷却に十分な水位及び水量を確保し，また，溶融炉心の落下後は，溶融炉心への注水によって溶融炉心を冷却することにより，溶融炉心・コンクリート相互作用による水素ガス発生を抑制するとともに格納容器の破損を防止する。また，長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，格納容器の破損を防止する。さらに，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素供給することによって，格納容器の破損を防止する。

対応手順概要

a．原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認
b．原子炉への注水機能喪失の確認
c．早期の電源回復不能の確認
d．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
e．電源確保操作対応
f．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
g．高圧注水機能喪失の確認
h．常設高圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系の起動操作
i．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
j．原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作
k．ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作
l．緊急用海水系による海水通水操作
m．代替循環冷却系による格納容器除熱操作
n．炉心損傷確認
o．逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁による原子炉急速減圧操作
p．常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作
q．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作
r．サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作
s．格納容器下部水温の継続監視
t．原子炉圧力容器破損の判断
u．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作
v．常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作
w．代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作
x．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御操作
y．使用済燃料プールの冷却操作
z．可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作
aa．タンクローリによる燃料給油操作

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

解析上の対応手順の概要フロー



※1：外部電源喪失に伴い，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止となるが，解析上は原子炉水位低（レベル３）設定点到達にて原子炉スクラム信号が発信するものとする。主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止については，外部電源喪失時とする。

※2：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※3：全交流動力電源喪失及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗により原子炉への注水機能が喪失する。

※4：外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。

※5：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力計，系統流量計，原子炉水位計，原子炉圧力計等にて確認する。

※6：原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施する。

※7：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・ＬＯＣＡ発生の確認なし
・高圧・低圧注水機能喪失

※8：格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の有効性評価を実施する上で，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても考慮しないものと仮定する。

※9：炉心損傷は，以下により判断する。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※10：原子炉注水の手段が全くない場合，原子炉水位が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時点で，原子炉急速減圧操作の実施を判断する。
「燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置」とは，原子炉水位（燃料域）で－2966mmを示す。

※11：原子炉水位異常低下（レベル１）設定点及びドライウェル圧力13.7kPa［gage］到達により，床ドレン制限弁，機器ドレン制限弁及び原子炉補機冷却水制限弁が自動閉止することを確認する。

※12：残留熱除去系熱交換器への海水通水並びに代替循環冷却系の系統構成及び起動が問題なく行われたことをもって，代替循環冷却系の運転可能を判断する。

※13：炉心損傷していること及び原子炉注水機能が喪失していることにより代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する。
格納容器スプレイ流量は250m³／hで開始する。

※14：ペデスタル（ドライウェル部）内床ドレンサンプの1m水位維持機能を使用した追加注水により水位を確保する。
水位確保操作は，非常用母線からの負荷切替え操作，注水開始操作，水位上昇及び注水停止操作を考慮した時間（約24分）で実施する。その後，サプレッション・チェンバへの排水により水位が約1mとなった後，床ドレン排水弁及び機器ドレン排水弁は自動閉止する。

※15：炉心損傷を確認した場合，水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，他のパラメータ同様，格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続して監視する。

※16：サプレッション・プールｐＨ制御装置（自主対策設備）による薬液注入操作は，格納容器下部水位確保後から実施する。

※17：原子炉圧力容器温度（下鏡部）が300℃に到達したことにより原子炉圧力容器の破損徴候を確認し，原子炉圧力容器の破損の速やかな判断のために格納容器下部水温を継続監視する。
原子炉圧力容器の破損徴候判断パラメータは以下のとおり。
・原子炉水位の「低下（喪失）」
・制御棒位置の指示値の「喪失数増加」
・原子炉圧力容器温度（下鏡部）が「300℃到達」

※18：原子炉圧力容器破損の判断は，以下の破損判断パラメータにより行う。
・格納容器下部水温の「上昇」又は「喪失」
併せて，格納容器下部水温（20m位置）の指示変化（オーバースケールやダウンスケール）により溶融炉心の多量落下を判断する。

※19：原子炉圧力容器が破損したことにより，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施する。
格納容器スプレイ流量は300m³／hで開始し，格納容器圧力が低下傾向に転じた後，スプレイを停止する。

※20：溶融炉心の多量落下に伴い，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作を実施する。
ペデスタル（ドライウェル部）注水流量は80m³／hで開始し，格納容器下部水位が2.75mに到達後，注水を停止する。その後は格納容器下部水位を約2.25m～約2.75mの範囲に制御する。なお，実手順としては，作業員及びペデスタル（ドライウェル部）への注水ホに対する負荷低減の観点から，全炉心の崩壊熱による蒸発量相当の注水量で注水を実施する。ただし，全炉心の崩壊熱による蒸発量相当の注水量が格納容器下部注水系（常設）の最低流量を下回る場合は，最低流量にて注水する運用とする。

※21：原子炉圧力容器の破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じた後，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作を実施するとともに，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を停止する。
代替循環冷却系による原子炉注水流量は100m³／h とし，格納容器スプレイ流量は150m³／hとする。

※22：格納容器圧力が465kPa［gage］に到達した場合に実施し，これ以降は，格納容器圧力を400kPa［gage］から465kPa［gage］の範囲に維持する。なお，実手順としては，作業員及びスプレイ弁に対する負荷低減の観点並びに格納容器圧力を高い領域で維持することによりスプレイ効果を高める観点から，制御範囲内の可能な限り高い圧力でスプレイ流量を調整しながら連続で実施する。

※23：可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作は，格納容器内酸素濃度が4.0vol%に到達した時点でサプレッション・チェンバへの窒素供給を実施する。ただし，窒素供給後に格納容器内酸素濃度の上昇が継続する場合には，追加でドライウェルへの窒素供給を実施する。なお，可搬型窒素供給装置の起動準備操作は，格納容器内酸素濃度が3.5vol%に到達した時点で開始する。

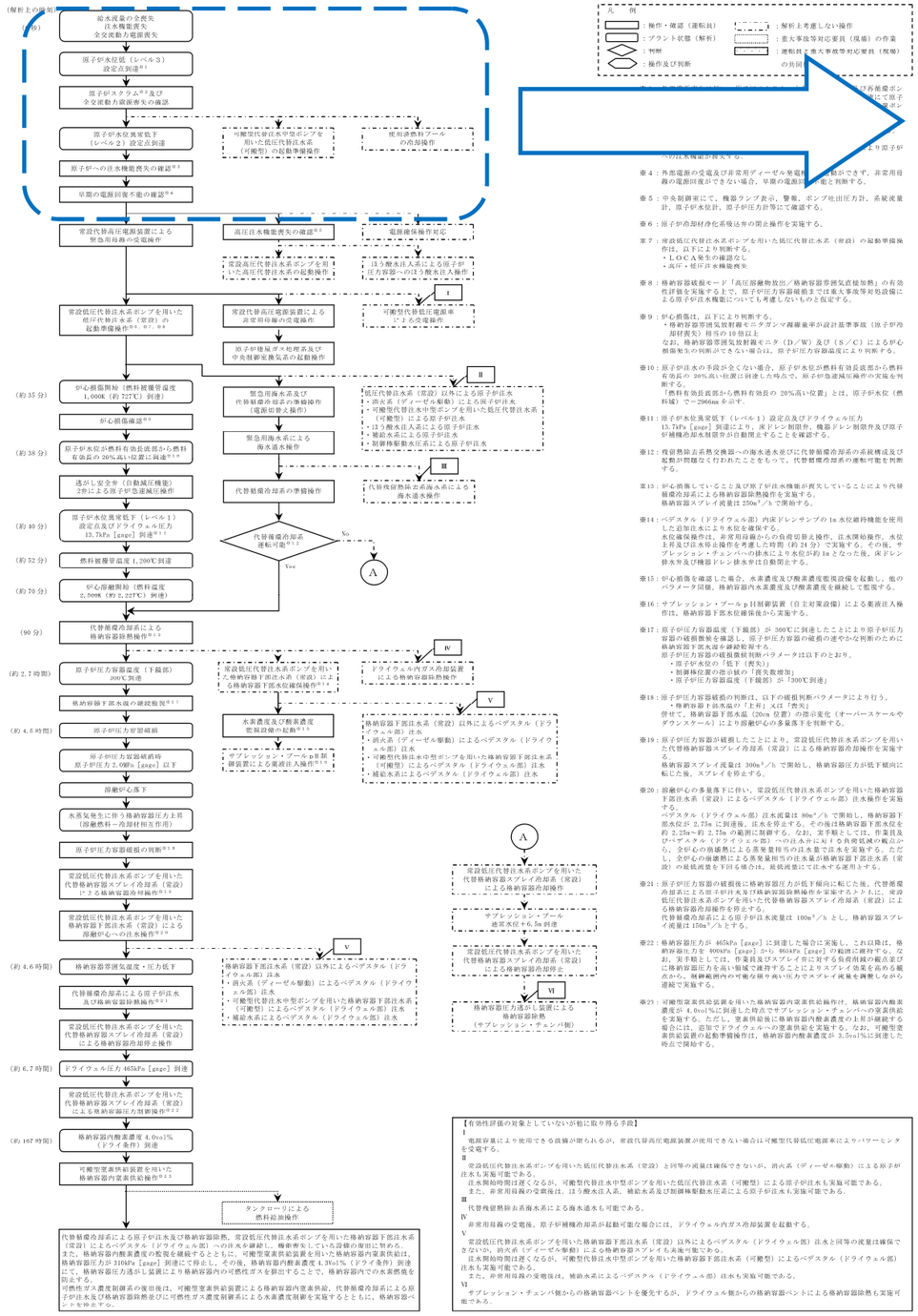
【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車によりパワーセンタを受電する。
II
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，ほう酸水注入系，補給水系及び制御棒駆動水圧系による原子炉注水も実施可能である。
III
代替残留熱除去系海水系による海水通水も可能である。
IV
非常用母線の受電後，原子炉補機冷却系が起動可能な場合には，ドライウェル内ガス冷却装置を起動する。
V
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）以外によるペデスタル（ドライウェル部）注水と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による格納容器スプレイも実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。
VI
サプレッション・チェンバ側からの格納容器ベントを優先するが，ドライウェル側からの格納容器ベントによる格納容器除熱も実施可能である。

非常時運転手順書　全体対応フロー

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

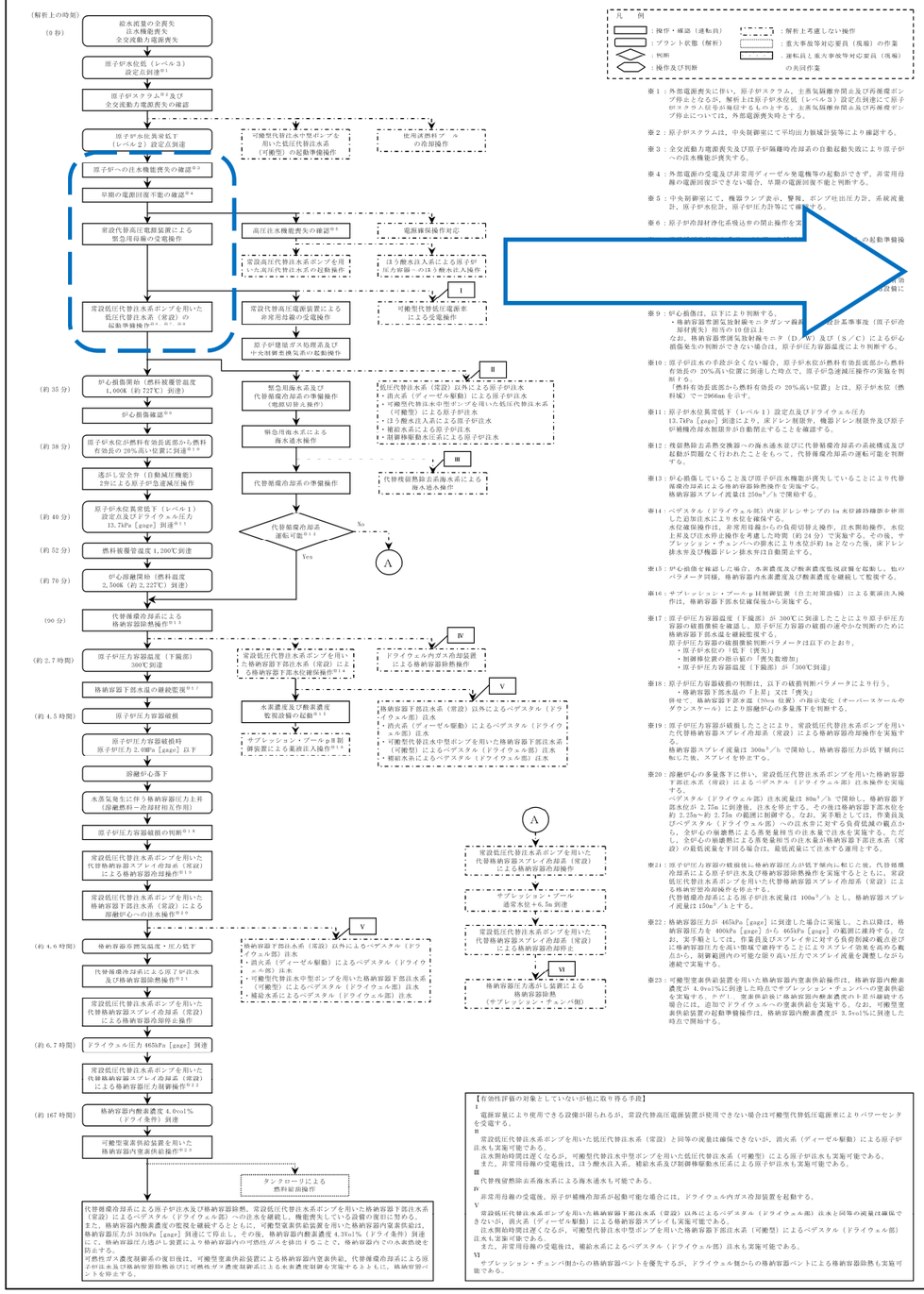
「給水全喪失事故，全交流動力電源喪失」発生

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，ＥＯＰ「スクラム」へ移行して対応するが，その他の必要な操作でＥＯＰに記載のない操作はＡＯＰ「電源喪失」で対応する。

AM設備別操作手順書

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

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

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

原子炉水位を Ｌ－3～Ｌ－8 に維持できないため，「水位確保」へ移行する。

原子炉への注水機能が喪失しているため，低圧代替注水系（常設）準備を実施する。また，原子炉水位 Ｌ－1 以上維持が不可となるため，「水位回復」へ移行する。

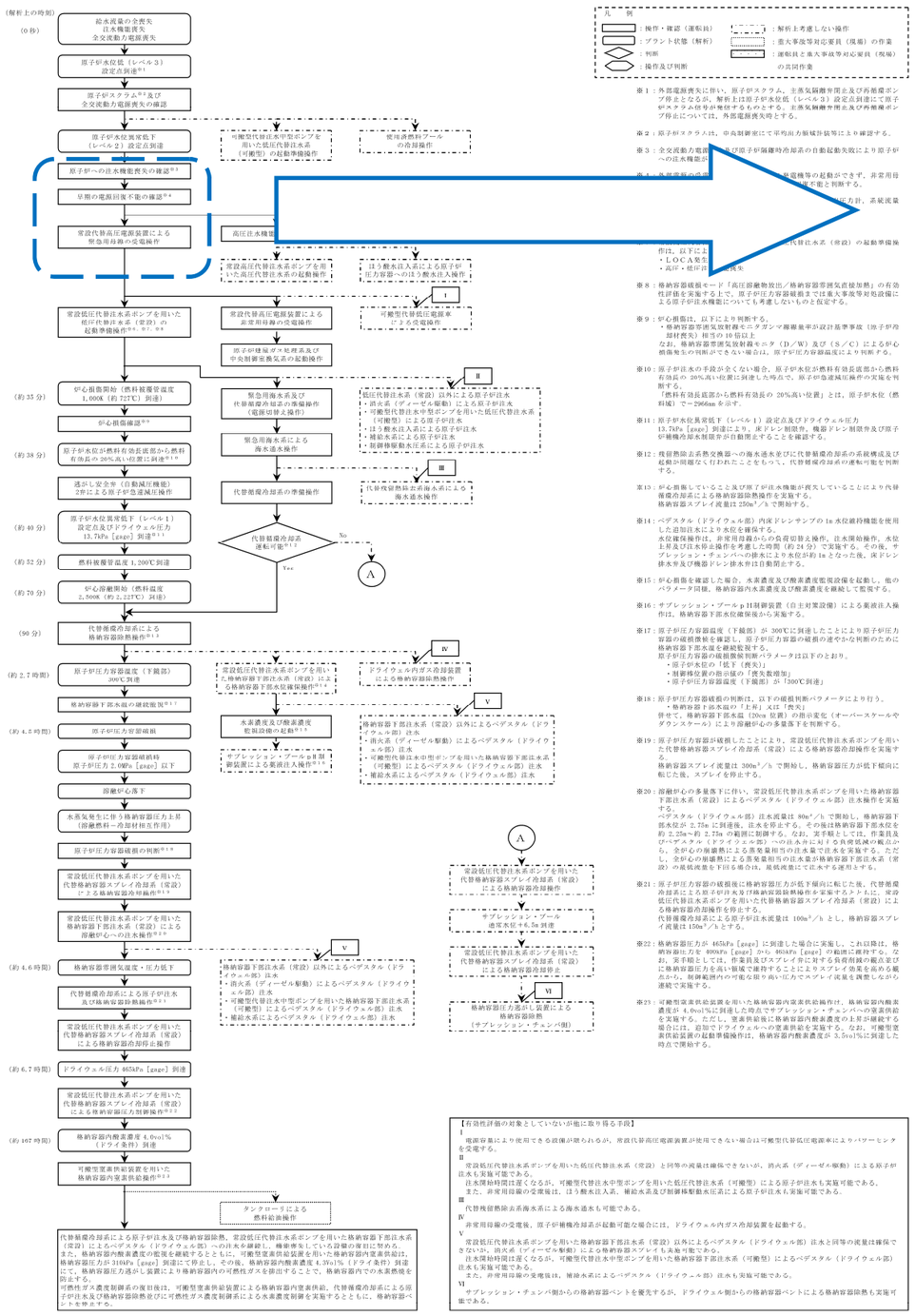
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書(事象ベース)「ＡＯＰ」
「電源喪失」

A

操作補足事項

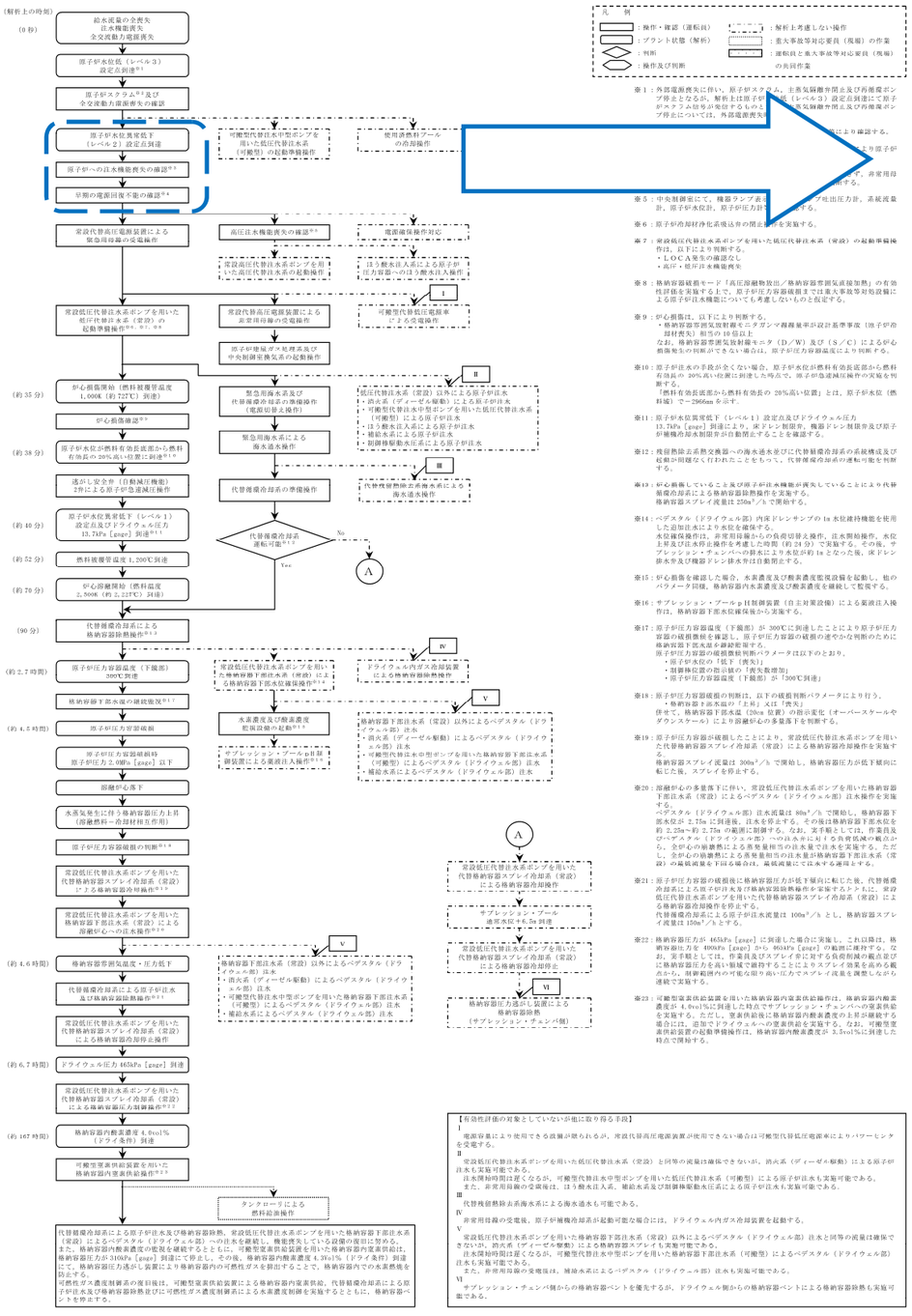
全交流動力電源が喪失していることから，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。その後，非常用交流電源の復旧を行う。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉への注水機能が喪失しているため，原子炉水位低下が継続する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を試みるが，失敗する。

※原子炉格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から原子炉圧力容器が破損する事象とするため，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水には期待しない。

原子炉注水手段を確保できないため，「ＡＭ初期対応」へ移行する。

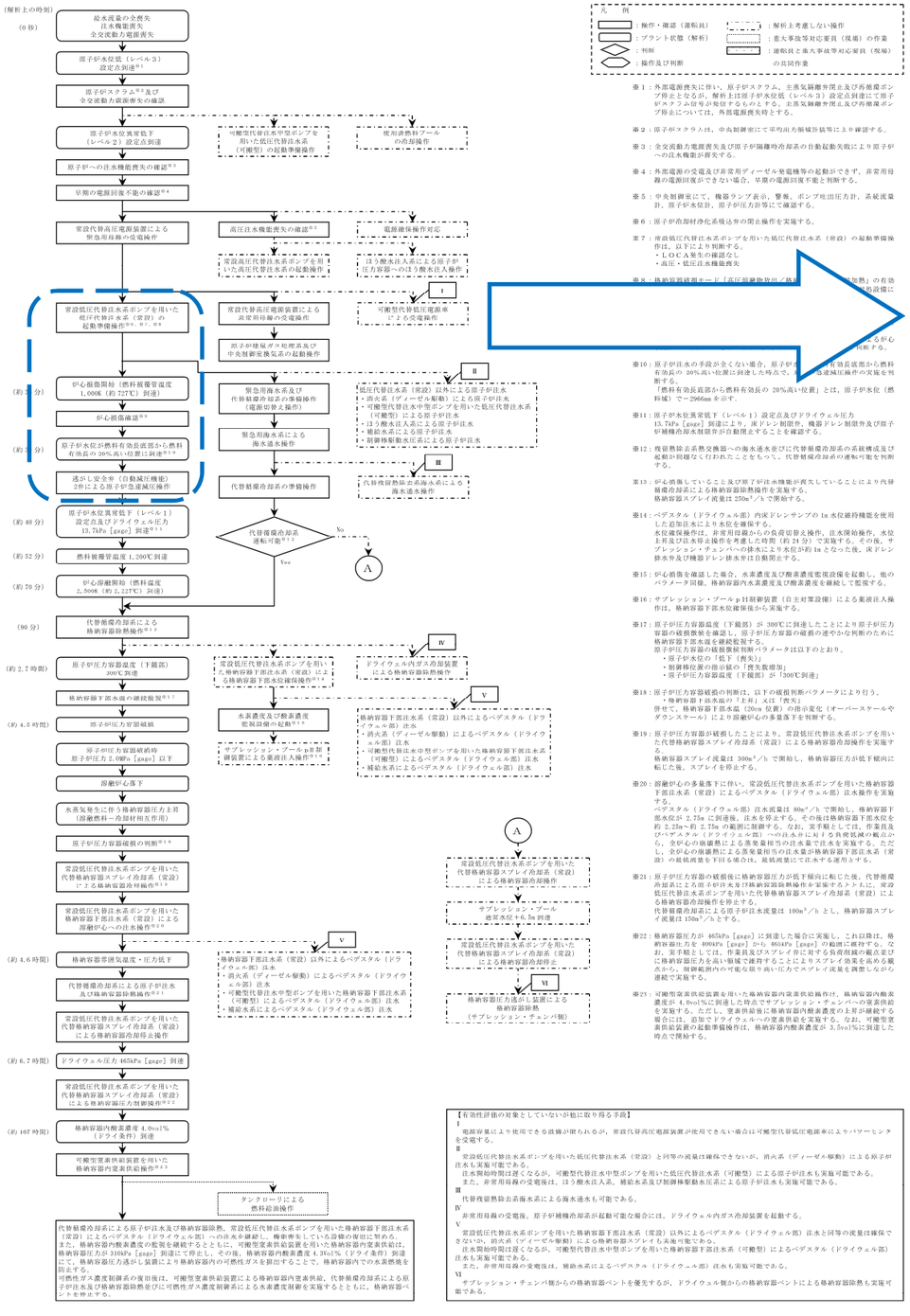
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「ＡＭ初期対応」

D

操作補足事項

原子炉水位低下が継続し，原子炉水位が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時点で逃がし安全弁 2 弁による原子炉急速減圧操作を実施する。

その後，CAMS γ線線量率により炉心が損傷したことを確認し，非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）へ移行する。

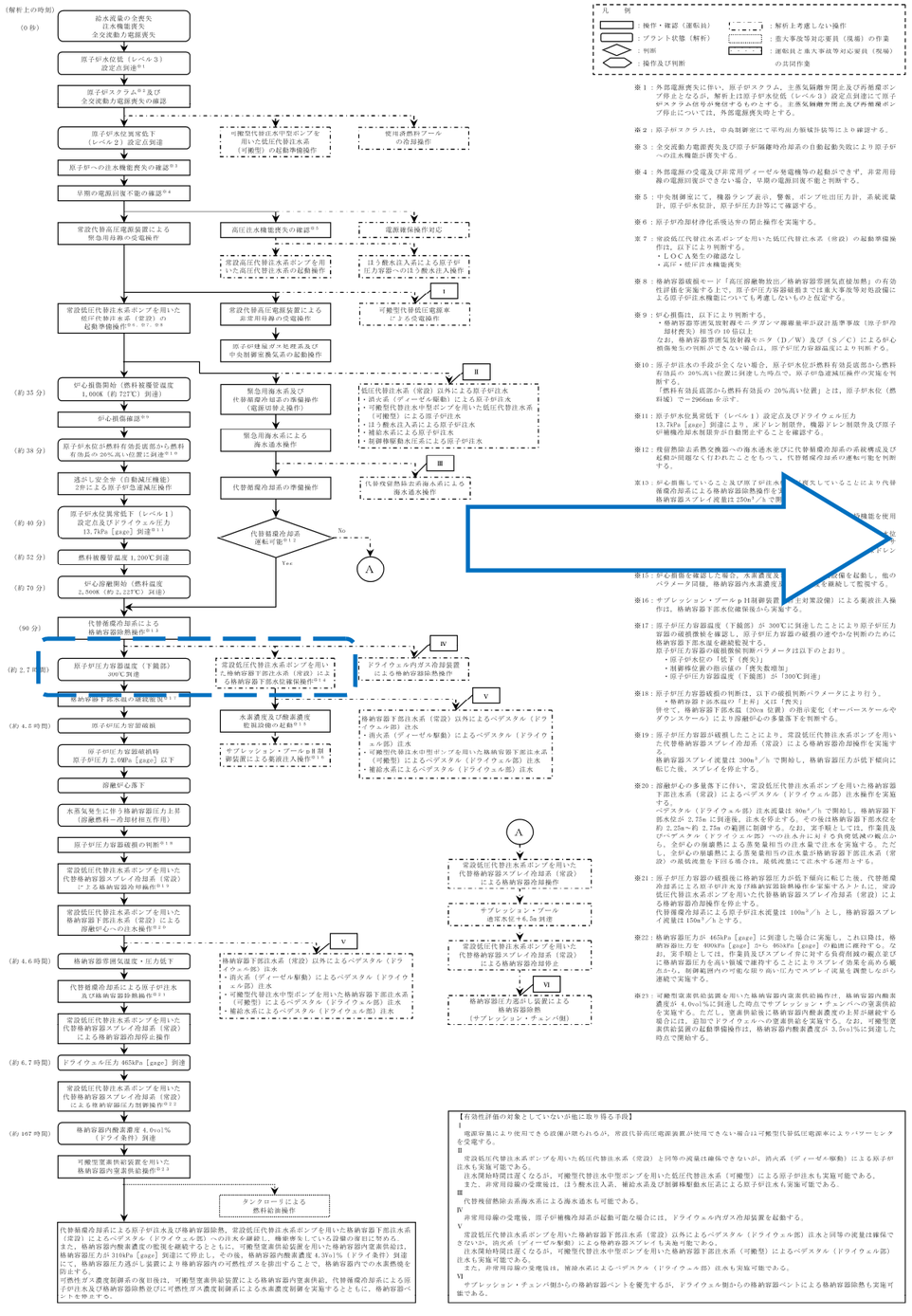
AM設備別操作手順書

ＡＭ③　原子炉注水
ＡＭ④　原子炉減圧
ＡＭ⑧　水素対策

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水-1「損傷炉心への注水」

E

注水-3a
「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）初期注水」

F

操作補足事項

注水-3a「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）初期注水」へ移行する。

格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作を実施する。

ペデスタル（ドライウェル部）床面から 1.0m まで注水し，注水-1「損傷炉心への注水」へ移行する。

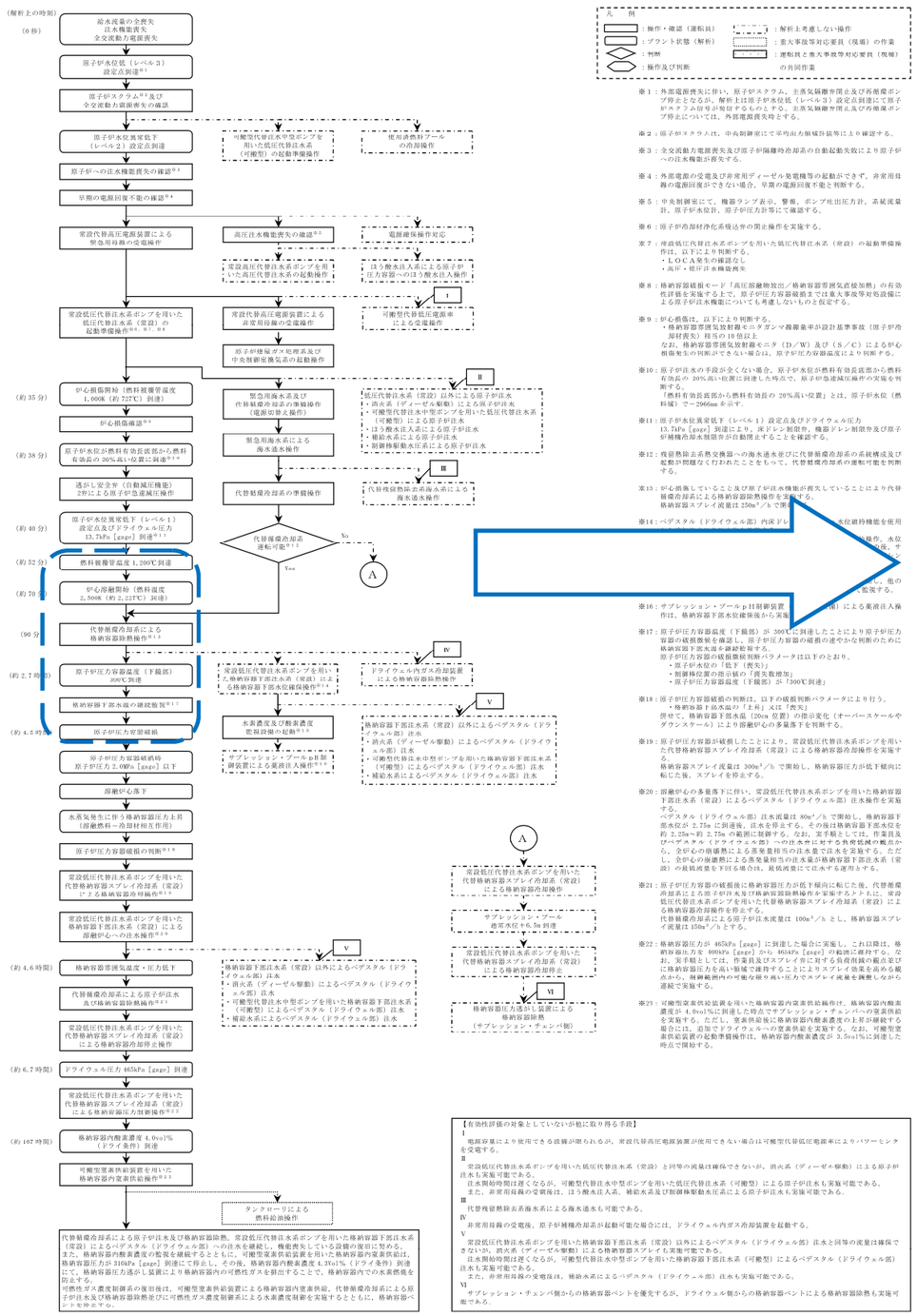
AM設備別操作手順書

AM⑦　原子炉格納容器下部注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水-1「損傷炉心への注水」

E

操作補足事項

原子炉圧力容器の健全性確認を実施し，原子炉圧力容器が破損したことを確認する。

これにより，除熱-2「ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」及び注水-3b「ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」へ移行する。

AM設備別操作手順書

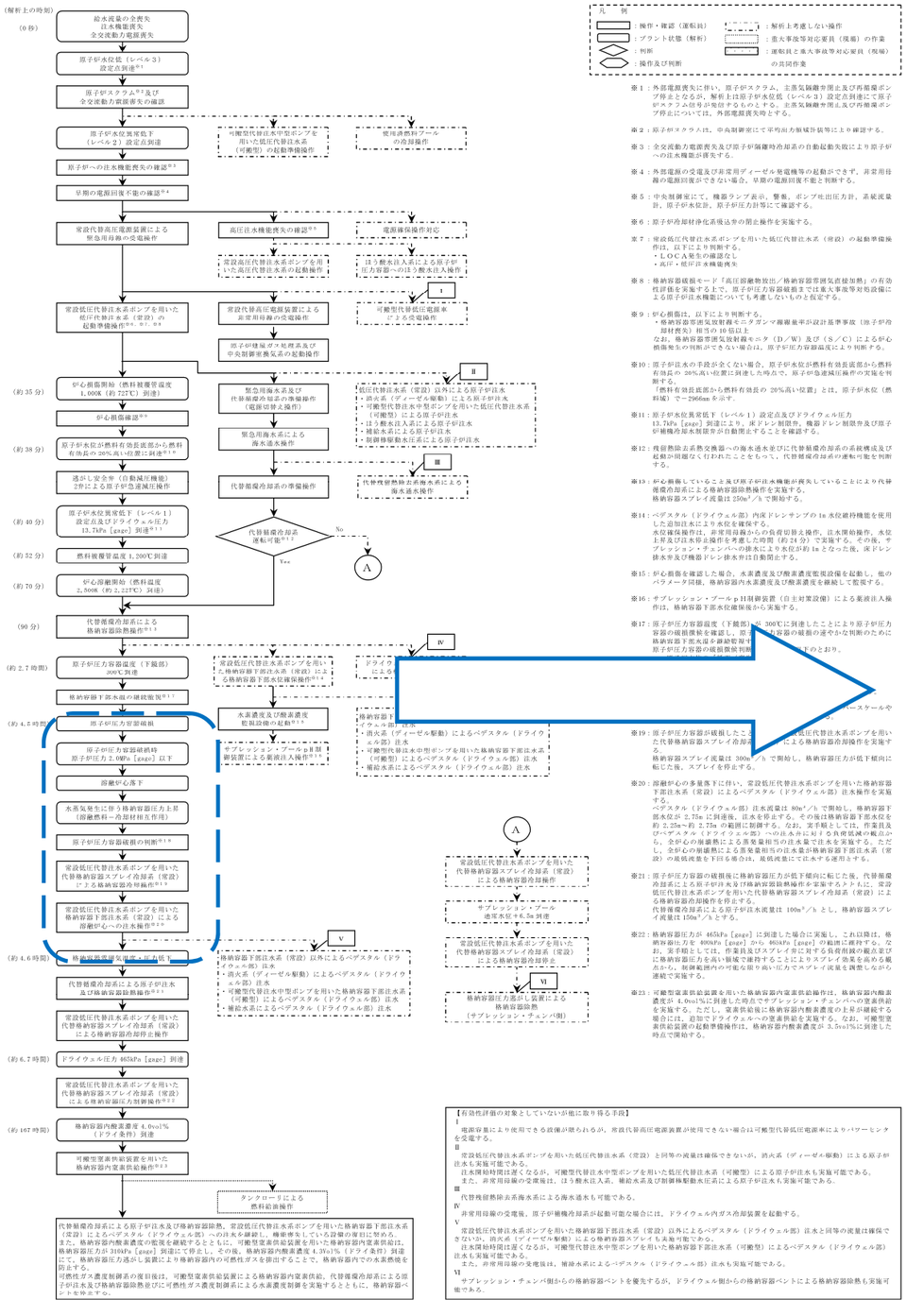
AM③　原子炉注水

AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱-2
「ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」

H

操作補足事項

原子炉圧力容器破損確認後，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操作を実施する。

格納容器スプレイを継続し，原子炉格納容器圧力上昇傾向が低下傾向に転じ，原子炉格納容器圧力が 465kPa[gage]に到達した後，格納容器スプレイ流量低下操作を実施する。

格納容器スプレイ流量低下操作実施後，注水-4「長期のＲＰＶ破損後の注水」及び除熱-3「ＲＰＶ破損後の除熱」へ移行する。

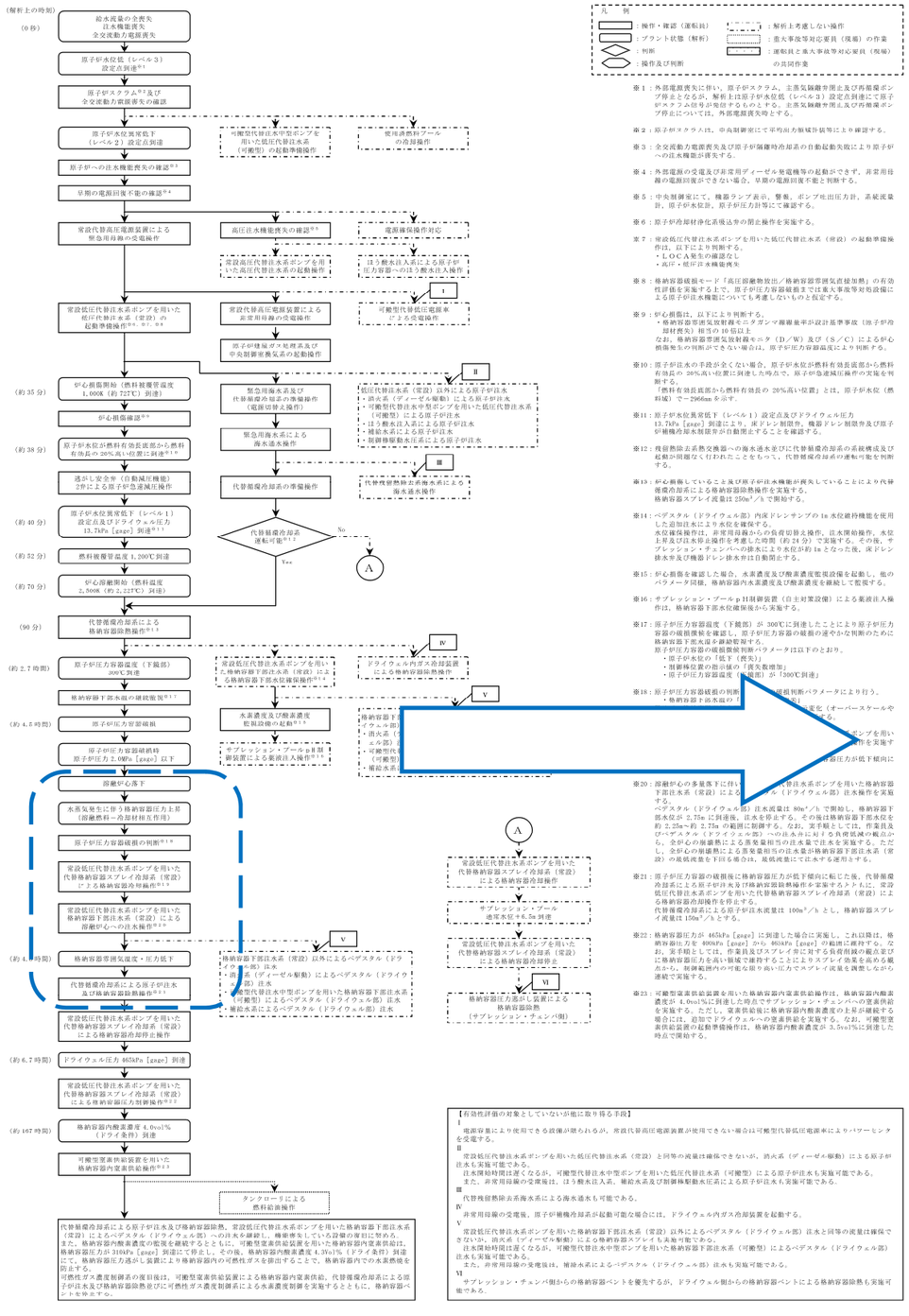
AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水-3b
「ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」

H

操作補足事項

原子炉圧力容器破損確認後，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作を実施する。

デブリ堆積高さにより，デブリ堆積高さ 0.2m以上の場合は流量 80m³/h で水張りし，ペデスタル（ドライウェル部）水位を約 2.25～2.75mに維持する。

注水-4「長期のＲＰＶ破損後の注水」及び除熱-3「ＲＰＶ破損後の除熱」へ移行する。

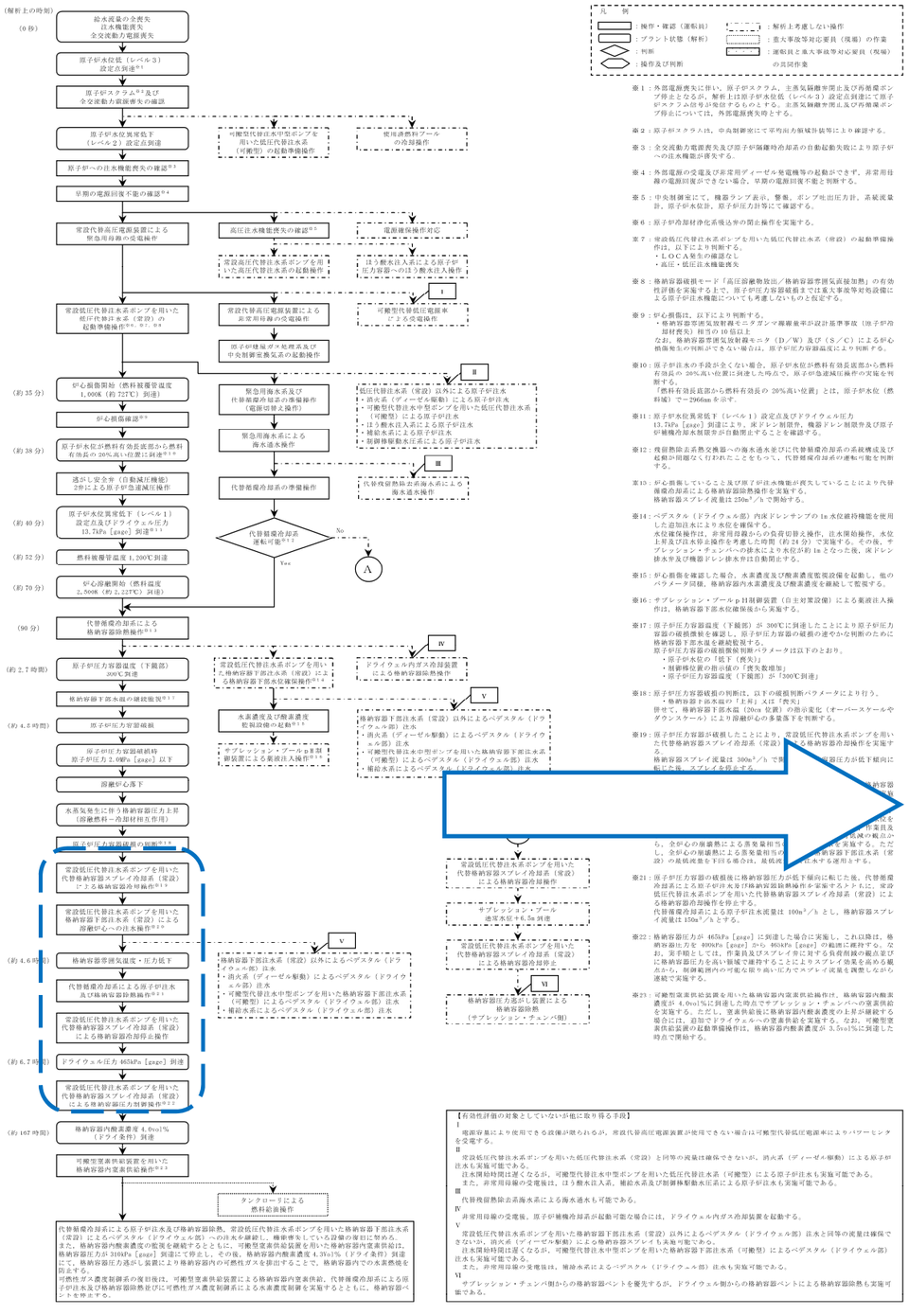
AM設備別操作手順書

AM⑦　原子炉格納容器
下部注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱-3「損傷炉心冷却後の除熱」

Ⅰ

操作補足事項

除熱-2「ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」操作実施後，代替循環冷却運転へ移行できない場合は，代替格納容器スプレイの流量調整運転又は間欠運転を実施する。

緊急用海水系の準備が完了し，代替循環冷却に移行可能となった場合は，代替循環冷却運転を実施し，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。

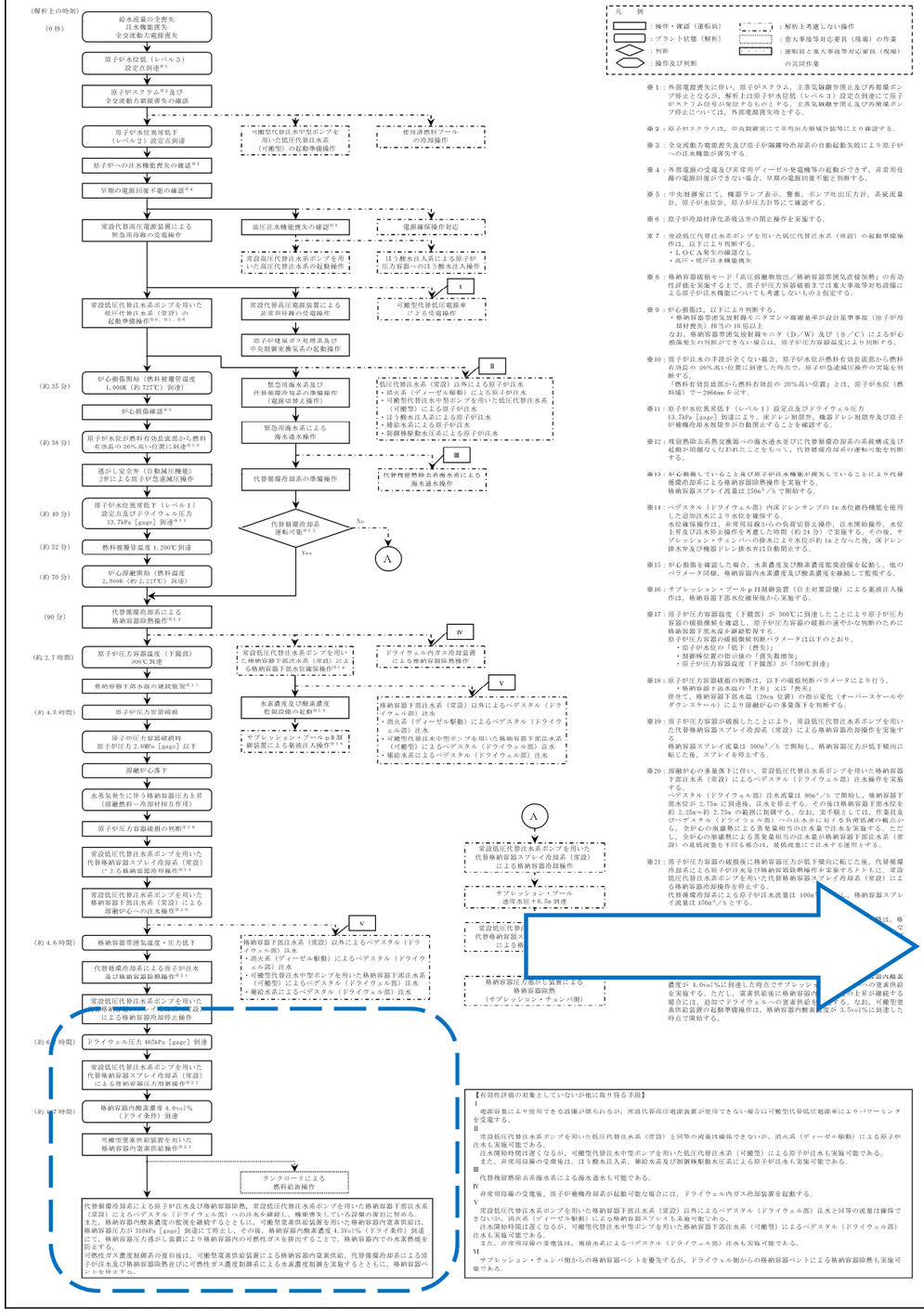
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧
AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑥　原子炉格納容器減圧
AM⑧　水素対策

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

事故時対応手順書(シビアアクシデント)「ＳＯＰ」
放出「ＰＣＶ破損防止」

Ⅰ

操作補足事項

代替循環冷却運転開始後，原子炉格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続監視し，格納容器内が可燃限界に到達することを防止するため，格納容器ベント並びに可燃性ガス濃度制御系の復旧を行う。

AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑥　原子炉格納容器減圧
AM⑧　水素対策

重大事故等対策要領

3.1　想定事故１

特　徴

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

基本的な考え方

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プールへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プール水位を維持する。

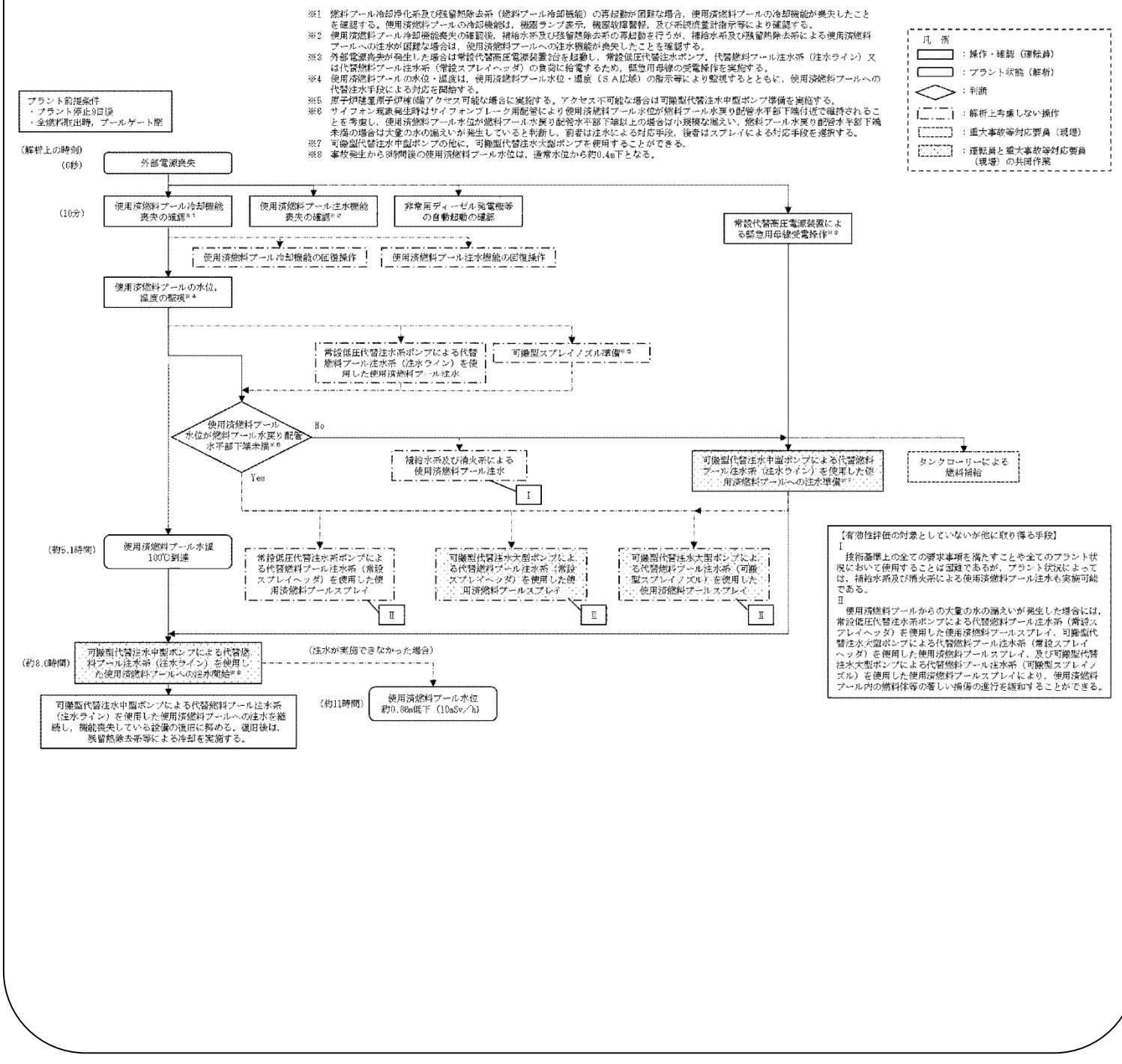
対応手順概要

a．使用済燃料プール冷却機能喪失の確認
b．使用済燃料プール注水機能喪失の確認
c．使用済燃料プール水位，温度監視
d．使用済燃料プール冷却機能の回復操作
e．使用済燃料プール注水機能の回復操作
f．常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作
g．可搬型スプレイノズルの準備
h．可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備
i．可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水
j．タンクローリによる燃料給油操作

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

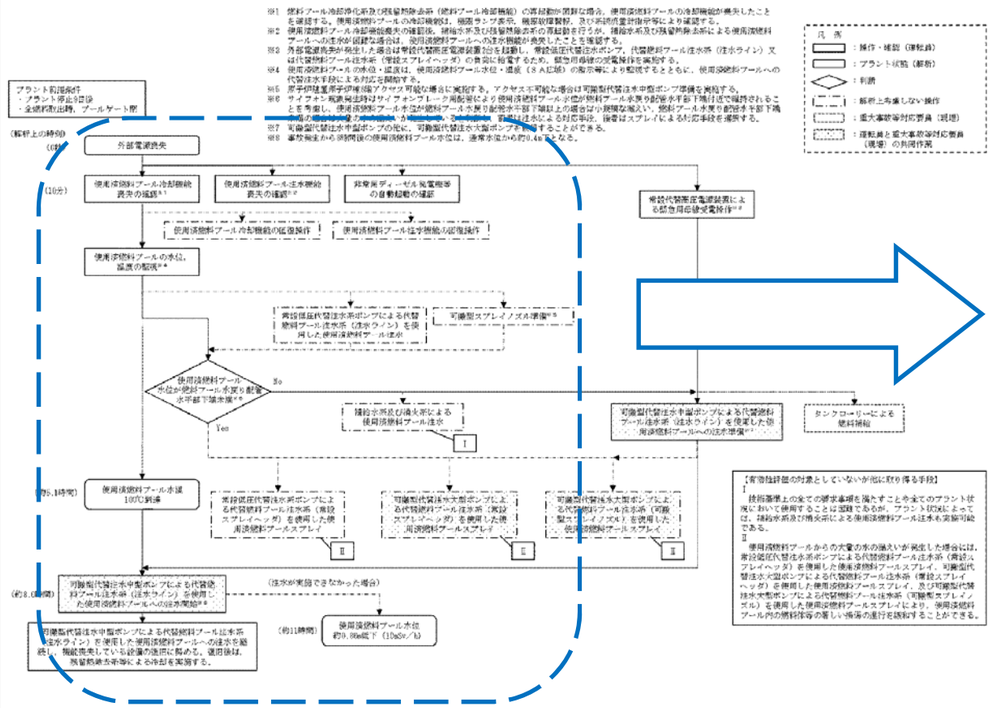
解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
使用済燃料プール制御「水温，水位」

操作補足事項

外電喪失により，使用済燃料プールの冷却系が停止し，かつ非常用ディーゼル発電機が起動するが，使用済燃料プールの冷却系の起動に失敗し，使用済燃料プールの冷却機能が喪失する。

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）使用した注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を補給することで，使用済燃料プール水位を維持する。

AM設備別操作手順書

AM⑨　使用済燃料プール注水

AM⑩　使用済燃料プール冷却

重大事故等対策要領

3.2　想定事故２

特　徴

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

基本的な考え方

静的サイフォンブレーカによる使用済燃料プール水の漏えいの停止や，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水によって，燃料損傷の防止を図る。また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プール水位を維持する。

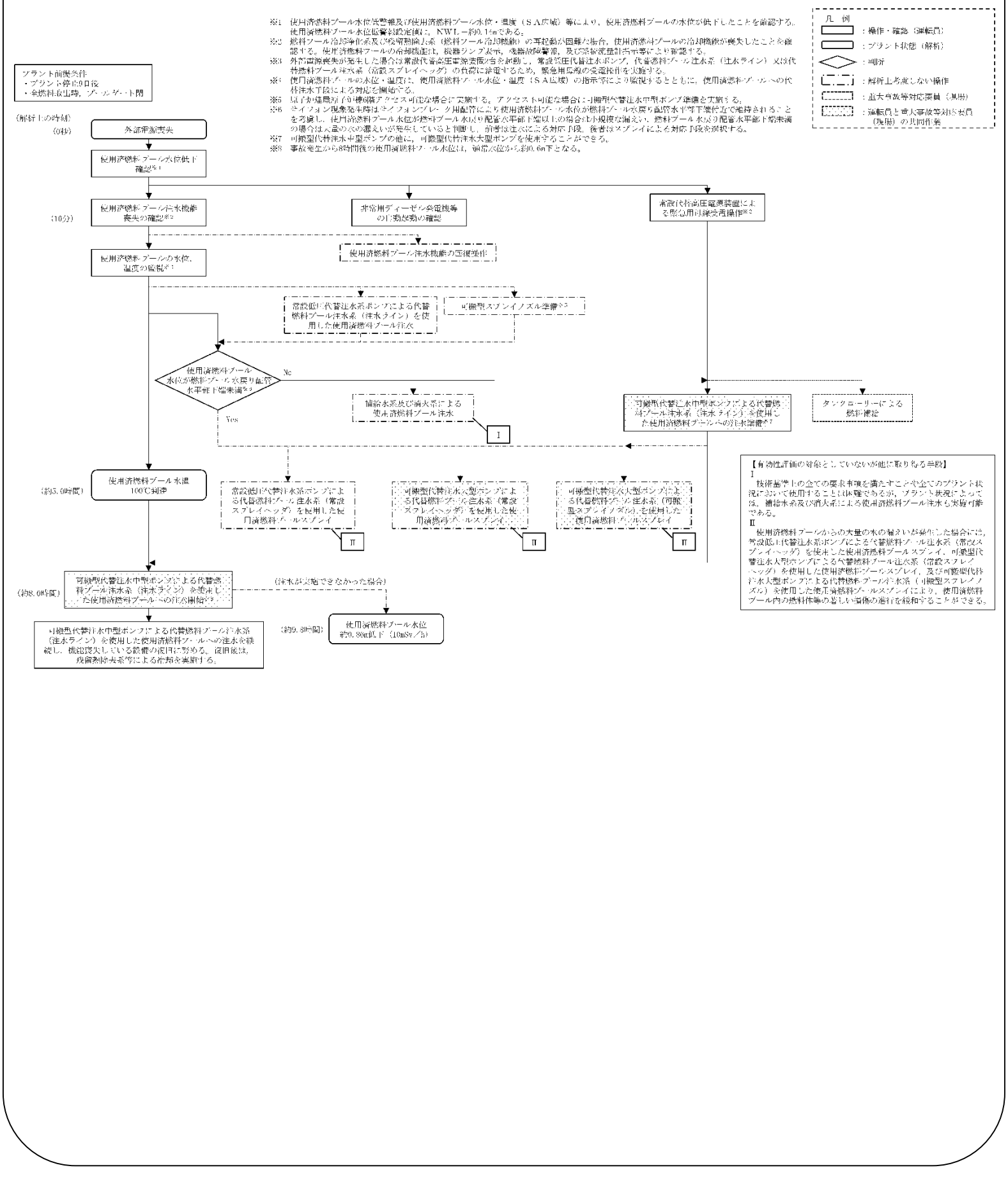
対応手順概要

a．使用済燃料プール水位低下の確認
b．使用済燃料プール注水機能喪失の確認
c．使用済燃料プール水位，温度監視
d．使用済燃料プール注水機能の回復操作
e．常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作
f．可搬型スプレイノズルの準備
g．可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備タンクローリによる燃料補給操作
h．可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水
i．タンクローリによる燃料給油操作

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	使用済燃料プール水位が低下する可能性のある漏えい事象として，使用済燃料プールの冷却系の配管破断を想定するとともに，使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。 静的サイフォンブレーカにより，サイフォン現象による流出が防止されるため，使用済燃料プール水位は燃料プール冷却浄化系のプール内設置配管のうち最も高所に設置されている水平配管の配管下端部（通常水位から約0.23m下）までの低下にとどまり，保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

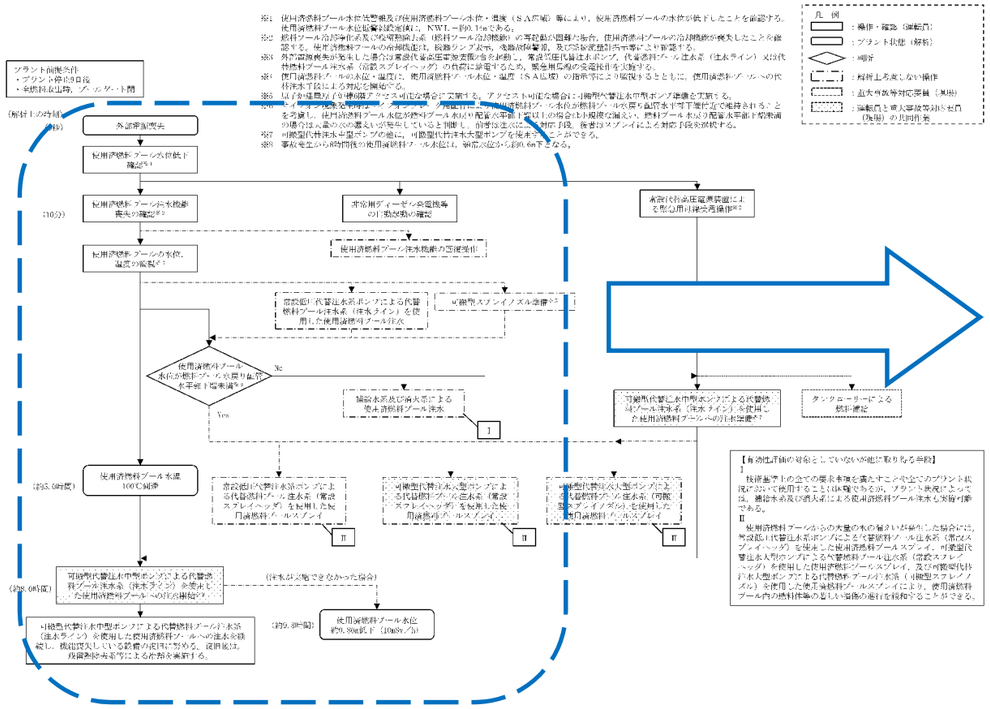
解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
使用済燃料プール制御「水温，水位」

操作補足事項

外電喪失により，使用済燃料プールの冷却系が停止し，かつ燃料プール冷却浄化系配管の破断が発生し，サイフォン現象により使用済燃料プール水位が低下する。その後，静的サイフォンブレーカにより漏えいが防止される。

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を補給することで，使用済燃料プール水位を維持する。

AM設備別操作手順書

AM⑨　使用済燃料プール注水

AM⑩　使用済燃料プール冷却

重大事故等対策要領

4.1　崩壊熱除去機能喪失

特　徴

原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

基本的な考え方

原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

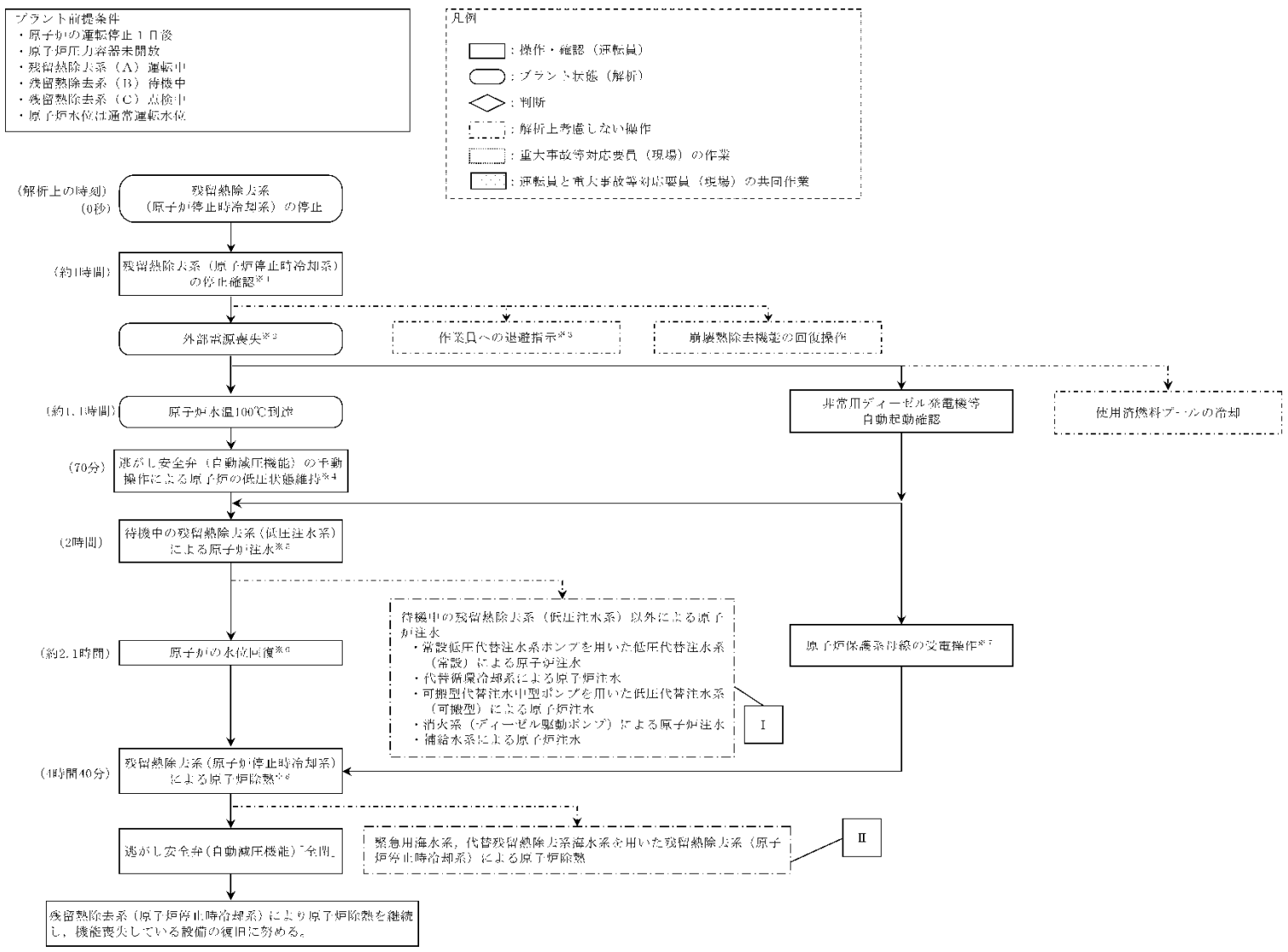
対応手順概要

a．運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認
b．作業員への退避指示
c．崩壊熱除去機能の回復操作
d．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持
e．待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
f．原子炉保護系母線の受電操作
g．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却
h．使用済燃料プールの冷却操作

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定
	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後　：外部電源なし	外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し，格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより原子炉停止時冷却系としての残留熱除去系ポンプ起動が不可となるため，崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは，事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は，原子炉保護系電源の復旧等，運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する。

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を優先するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

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となる，代替循環冷却系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II

緊急用海水系，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）も実施可能である。

※1　運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は，警報等により速やかに事象発生を認知できるが，運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から，本評価では警報による認知には期待せず，1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が停止していることを認知するものとしている。

※2　外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。ここで，事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合，原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動するためには，格納容器隔離信号のリセット操作が必要であるため，運転員は事象後速やかに崩壊熱除去機能が喪失したことを認知することができる。このため，本評価においては，運転員による対応操作を厳しく評価する観点から，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は，外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。

※3　現場作業員は，発電長のページングによる退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。

※4　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

※5　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部－4.2m（原子炉水位低（レベル3）－0.3m）となる。

※6　原子炉水位（広帯域，燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。

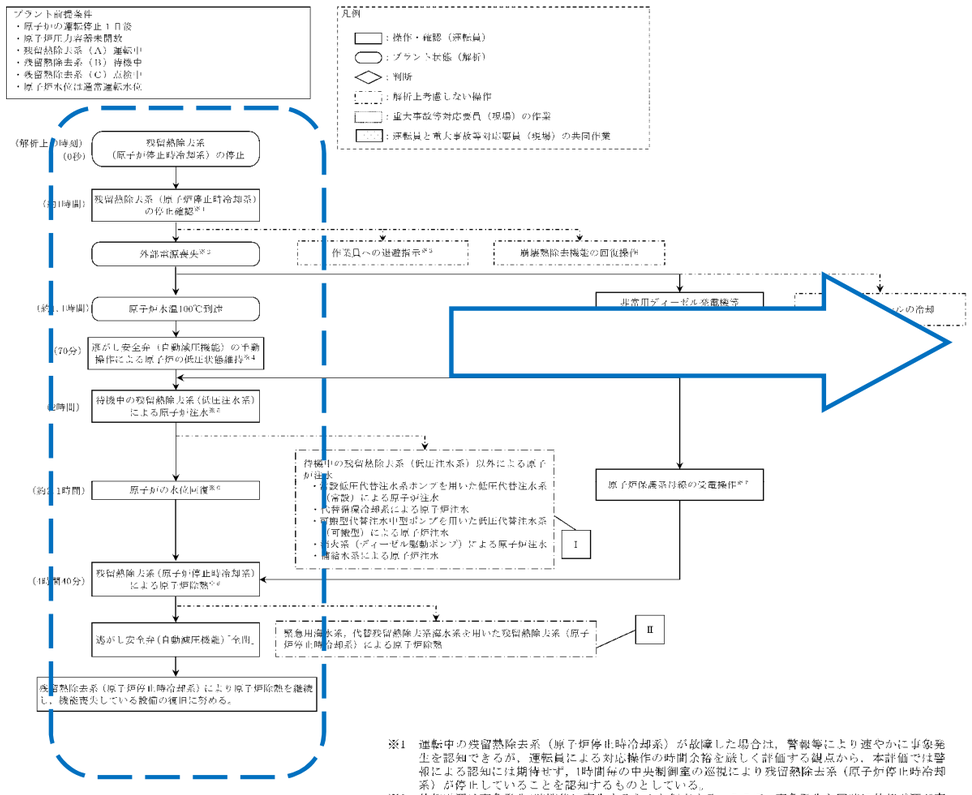
※7　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために，原子炉保護系母線の受電操作を行い，格納容器隔離信号をリセットする。

※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は，警報等により速やかに事象発生を認知できるが，運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から，本評価では警報による認知には期待せず，1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が停止していることを認知するものとしている。

※2　外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。ここで，事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合，原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動するためには，格納容器隔離信号のリセット操作が必要であるため，運転員は事象発生後速やかに崩壊熱除去機能が喪失したことを認知することができる。このため，本評価においては，運転員による対応操作を厳しく評価する観点から，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は，外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。

※3　現場作業員に，発電長のページングによる退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。

※4　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

※5　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部－4.2m（原子炉水位低（レベル３）－0.3m）となる。

※6　原子炉水位（広帯域，燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。

※7　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために，原子炉保護系母線の受電操作を行い，格納容器隔離信号をリセットする。

※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を優先するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

技術基盤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となる，代替循環冷却系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II

緊急用海水系，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書（事象ベース）「ＡＯＰ」
「停止時異常事象対応手順」

	非常時運転手順書 「停止時異常事象対応手順」
●	2.1 崩壊熱除去機能喪失時対応手順
	2.2 燃料プール冷却機能喪失時対応手順
	2.3 冷却材喪失時対応手順
	2.4 外部電源喪失時対応手順
	2.5 臨界事象発生時対応手順
	2.6 全交流電源喪失時対応手順

操作補足事項

残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生し，崩壊熱除去機能が喪失する。

原子炉水温が上昇するが，原子炉注水系統による原子炉圧力容器へ注水を実施し，原子炉水位を回復する。

その後，待機中または復旧した残留熱除去系（原子炉停止時冷却）を運転する。

非常時運転手順書（事象ベース）「停止時異常事象対応手順」にて対応する。

重大事故等対策要領

4.2　全交流動力電源喪失

特　徴

原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による，外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として外部電源の喪失を設定

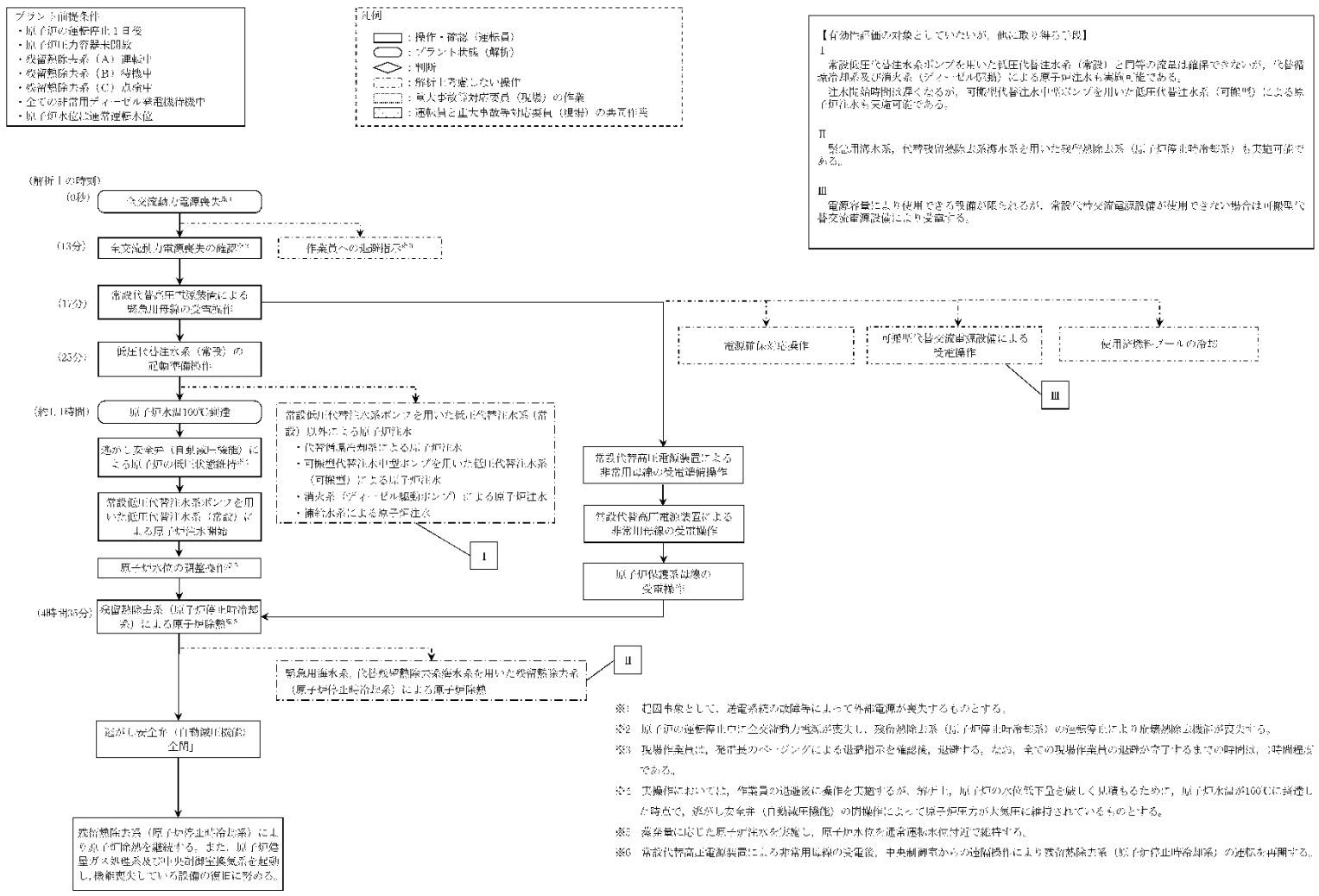
基本的な考え方

代替の交流動力電源供給機能からの給電により原子炉注水機能を確保し，原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替の交流動力電源設備からの給電により最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

対応手順概要

a．全交流動力電源喪失の確認
b．作業員への退避指示
c．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
d．電源確保操作対応
e．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
f．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
g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持
h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））
i．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
j．原子炉保護系母線の受電操作
k．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱
l．使用済燃料プールの冷却操作

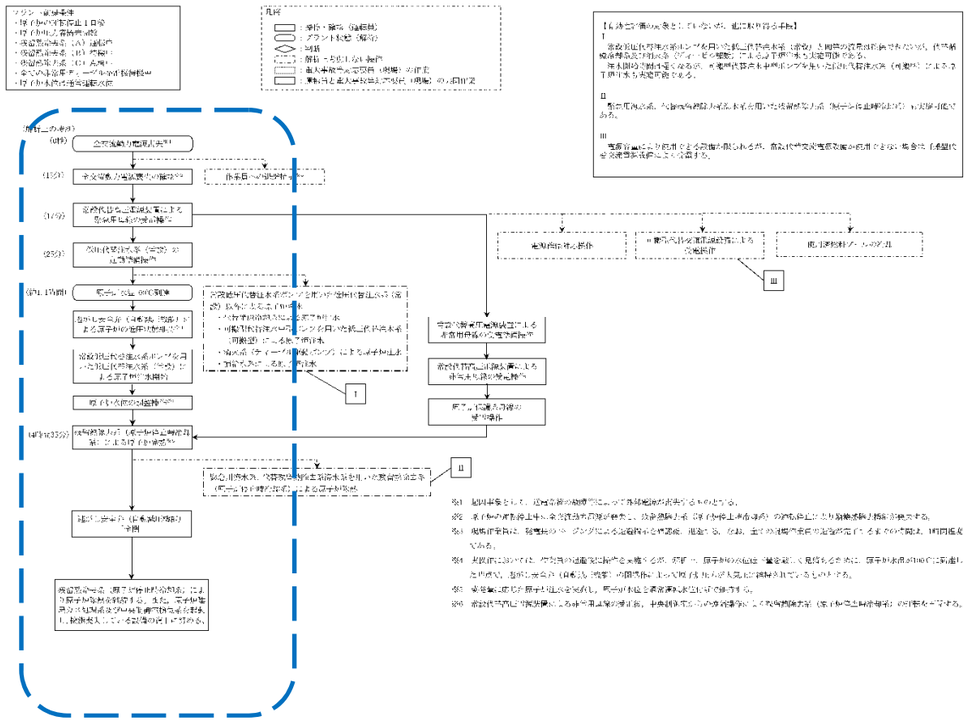
解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書（事象ベース）「ＡＯＰ」
「停止時異常事象対応手順」

	非常時運転手順書 「停止時異常事象対応手順」
	2.1 崩壊熱除去機能喪失時対応手順
	2.2 燃料プール冷却機能喪失時対応手順
	2.3 冷却材喪失時対応手順
	2.4 外部電源喪失時対応手順
	2.5 臨界事象発生時対応手順
●	2.6 全交流電源喪失時対応手順

非常時運転手順書（事象ベース）「ＡＯＰ」
「電源喪失」

操作補足事項

全交流動力電源が喪失するが，代替の交流動力電源供給機能からの給電により，原子炉注水機能と原子炉除熱機能を回復する。

非常時運転手順書（事象ベース）「停止時異常事象対応手順」及び「電源喪失」にて対応する。

AM設備別手順書

AM◎　電源確保

重大事故等対策要領

4.3　原子炉冷却材の流出

特　徴

運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い，保有水量が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料損傷に至る。

基本的な考え方

原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

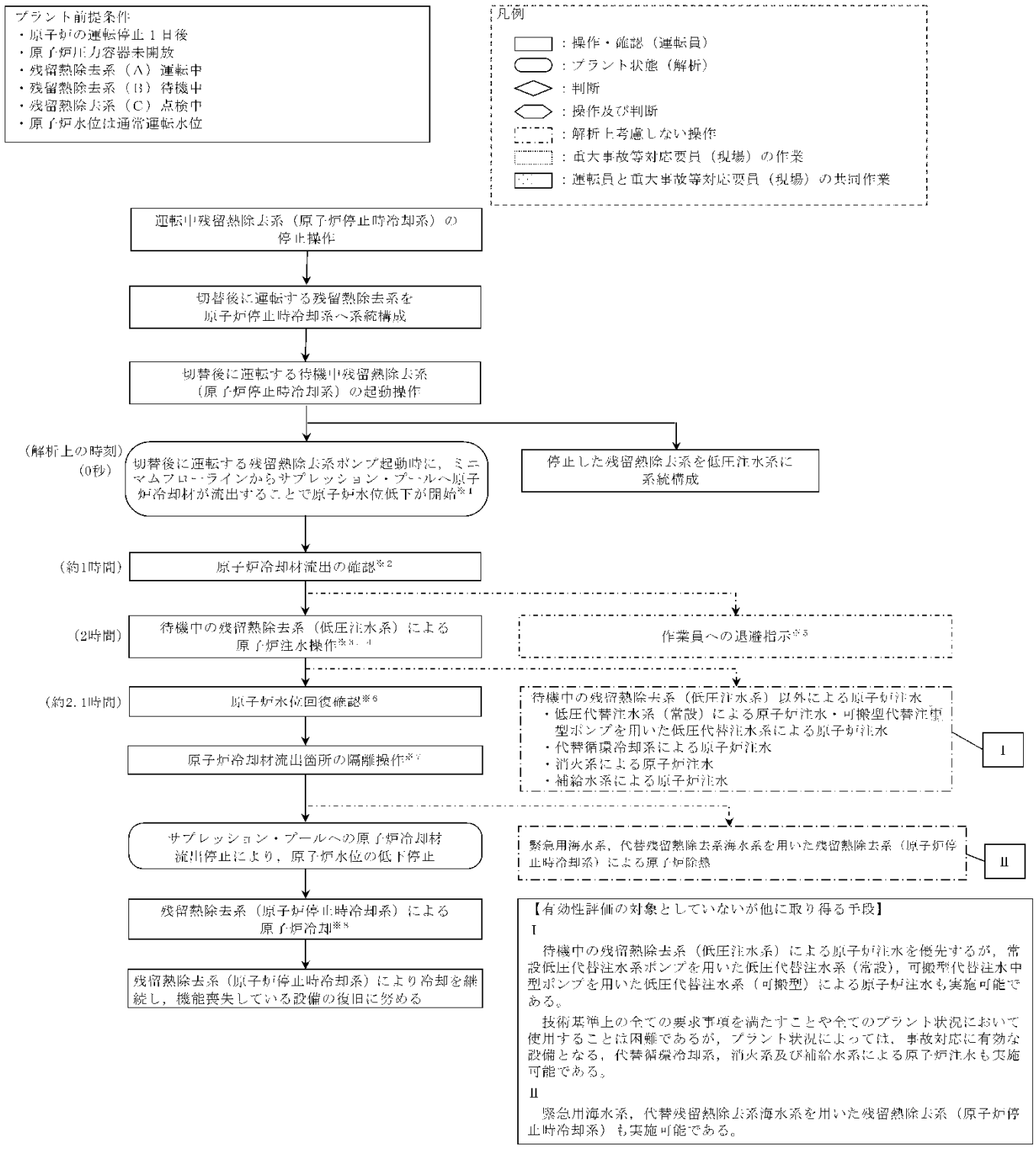
対応手順概要

a．原子炉冷却材流出の確認
b．作業員への退避指示
c．待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
d．原子炉冷却材漏えい箇所の隔離

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	45m^3／h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計，及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定している。このため，崩壊熱除去機能は喪失しないことから，原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの弁が閉となり，原子炉冷却材の流出が停止することから，原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

解析上の対応手順の概要フロー

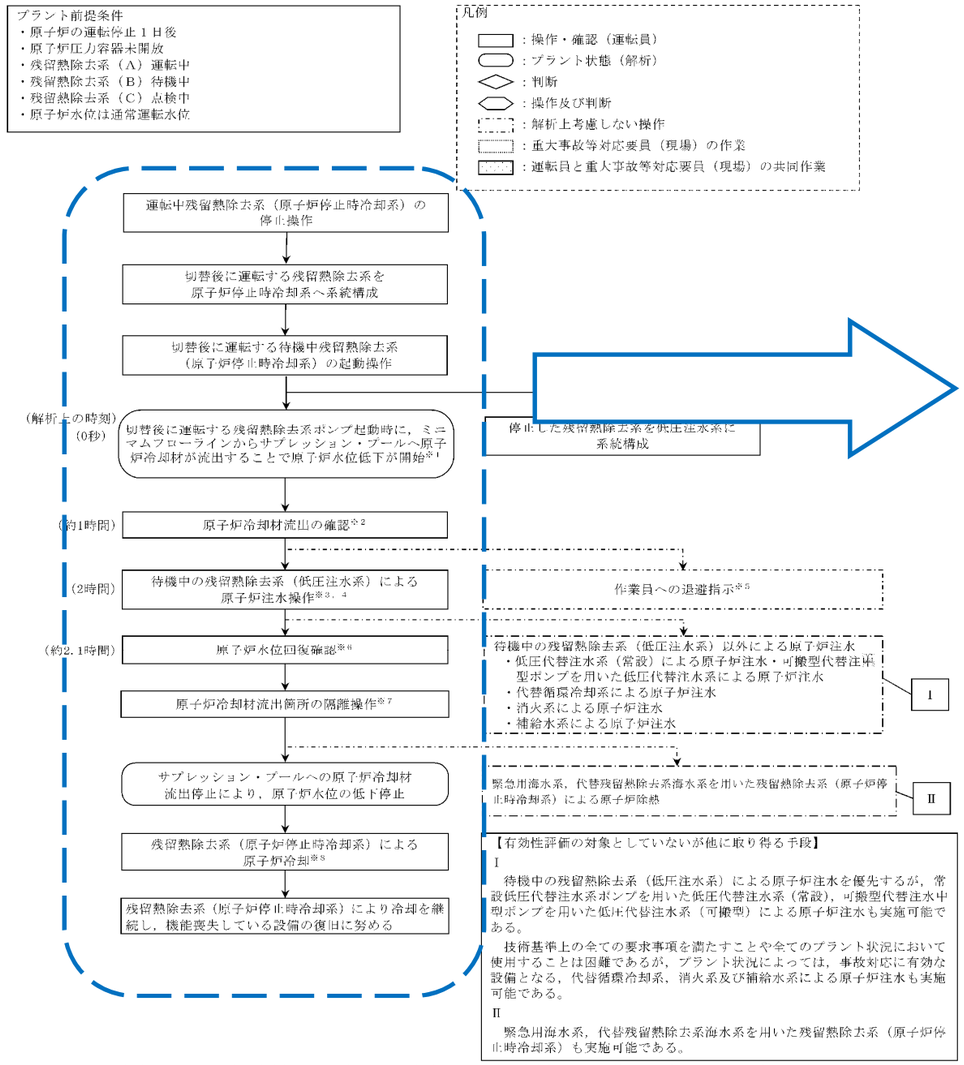


※1　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開同着することで原子炉冷却材がサプレッション・プールに流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は45m^3／h，原子炉水位の低下速度は1.5m／h）。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替後にプラント状態（原子炉水位，原子炉水温等）を確認するため，早期に原子炉冷却材の流出を確認することができる。
※2　原子炉冷却材の流出が発生した場合は，警報等により速やかに事象発生を認知できるが，運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から，本評価では警報による認知には期待せず，1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇を認知するものとしている。
※3　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施する。
※4　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部＋2.1m（原子炉水位低（レベル３）－2.4m）となる。
※5　現場作業員は，発電長のページングによる退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※6　中央制御室において，原子炉水位（広帯域，燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。
※7　残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。
※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサプレッション・プールに流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は45m³／h，原子炉水位の低下速度は1.5m／h）。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替後にプラント状態（原子炉水位，原子炉水温等）を確認するため，早期に原子炉冷却材の流出を確認することができる。
※2　原子炉冷却材の流出が発生した場合は，警報等により速やかに事象発生を認知できるが，運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から，本評価では警報による認知には期待せず，1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇を認知するものとしている。
※3　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施する。
※4　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部＋2.1m（原子炉水位低（レベル３）－2.4m）となる。
※5　現場作業員は，発電長のページングによる退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※6　中央制御室において，原子炉水位（広帯域，燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。
※7　残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。
※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（事象ベース）「ＡＯＰ」
「停止時異常事象対応手順」

	非常時運転手順書 「停止時異常事象対応手順」
	2.1 崩壊熱除去機能喪失時対応手順
	2.2 燃料プール冷却機能喪失時対応手順
●	2.3 冷却材喪失時対応手順
	2.4 外部電源喪失時対応手順
	2.5 臨界事象発生時対応手順
	2.6 全交流電源喪失時対応手順

操作補足事項

残留熱除去系（停止十冷却系）切替え操作において，原子炉水位低下を確認。

切替え後に運転する残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作を実施し，原子炉水位の上昇を確認する。

原子炉冷却材流出箇所を隔離する。

非常時運転手順書（事象ベース）「停止時異常事象対応手順」にて対応する。

重大事故等対策要領

添付資料 1.0.8

東海第二発電所

大津波警報発令時の

原子炉停止操作等について

＜目　　次＞

１．津波発生時の対応・・・

東海第二発電所では，自然災害等の影響によりプラントの原子炉安全に影響を及ぼす可能性がある事象（以下「前兆事象」という。）について，前兆事象として把握ができるか，重大事故等を引き起こす可能性があるかを考慮して，設備の安全機能の維持及び事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき，前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

前兆事象として纏める自然災害は，津波，竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，火山の影響，森林火災を想定する。

本資料では，前兆事象を確認した時点での事前対応の１例として「大津波警報」発表時の対応について整備する。

1.　津波発生時の対応について

東海第二発電所では，津波に対して防潮堤（T.P.+20.0m～T.P.+18.0m）を設置するなど安全対策を幾重にも講じるものの，津波の対応については，プラントが被災して機器・電源が使用不能になることを想定し，被災前にプラントを停止するとともに，燃料の崩壊熱を除去することで，炉心損傷に至るまでの時間を延長し，被災後の対応時間に余裕を持たせることが重要である。

津波の規模と発電所への影響として，引き波による除熱喪失のリスクがあること，また，発電所近くが震源の場合，発生した津波の波高等確認する時間的余裕がないことや発電所遠方の津波では，波高等の予測精度が低下する可能性があること等を考慮し，対応に必要な時間余裕の確保の観点から，以下の対応を実施する。

(1)　発電所近傍で大きな地震が発生した場合の対応

発電所近傍で大きな地震が発生した場合は，原子炉が自動で停止していることを確認し，発電所構内に避難指示を行うとともに，津波に関する情

報収集並びに潮位計，取水ピット水位計及び津波監視カメラによる津波の監視を行う。

(2)　大津波警報発表時の対応

気象庁が定めている津波予報区のうち，第 1.0.8－1 図に示す発電所を含む区域である「茨城県」区域に対し，第 1.0.8－1 表に示す発表基準に従い気象庁から大津波警報が発表された場合の対応として，以下の対応を実施する。

・発電所構内に避難指示を行う。

・原子炉停止操作を開始する。

ただし以下の場合は除く。

ａ．大津波警報が誤報であった場合。

ｂ．発電所から遠方で発生した地震に伴う津波であって，津波が到達するまでの間に大津波警報が解除又は見直された場合。

なお，津波注意報及び津波警報発表時は，津波に関する情報収集並びに津波監視カメラ及び取水ピット水位計による津波の監視を行い，引き波により取水ピット水位が循環水ポンプの取水可能下限水位（T.P.－1.59m：設計値）まで低下した場合等，原子炉の運転継続に支障がある場合に，原子炉を手動停止する。

2.　体制の整備

大津波警報が発表された場合，警戒事態を発令し，災害対策本部要員を非常招集することにより,速やかに重大事故等対策を実施できる体制を整える。

また，発電所構内に常駐している災害対策要員のうち運転班の要員は，中央制御室に直接向かい，その他の要員は，緊急時対策所に向かう。

なお，移動経路は津波を考慮し，安全なルートを選定して移動する。移動時間は最長でも約15分で移動ができる。主な移動経路を第1.0.8－2図に示す。

3. そ の 他

東海第二発電所の設計基準上の津波遡上高さは T.P.+17.2m（防潮堤位置での最高水位）と評価しており，防潮堤（高さ T.P.+20.0m～T.P.+18.0m）を越波しないものの，津波に対し，以下の対策を講じる。

(1) 海水ポンプ室の防護対策

非常用ディーゼル発電機及び残留熱除去系の海水ポンプが設置されている海水ポンプ室は，取水ピットからの津波の流入を防止する観点で，海水ポンプのグランドドレン配管からの流入防止対策として当該配管に逆流弁を設置するとともに，貫通部の止水対策を実施する。

(2) 建屋の浸水防止対策

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

なお，水密扉は原則閉運用とし，更に開放時に現場でブザー等による注意喚起を行い閉止忘れ防止を図る。

また，水密扉の開閉状態が確認できる監視設備を設置し，開状態の水密扉があった場合，運転員（当直員）はその状況を速やかに認知し，閉止する。

(3) 引き波時の非常用の海水ポンプの機能保持対策

引き波時において，非常用の海水ポンプによる冷却に必要な海水を確保するため，取水口前面に貯留堰を設置する。さらに，潮位計，取水ピット水位計及び津波監視カメラによる津波の監視を継続する。

(4)　基準津波を超える津波に対する対策

基準津波を超える津波に対しては，緊急用海水系の設置による冷却機能を強化するとともに原子炉建屋等の水密化，重要区画の水密化，排水設備の設置等，更なる信頼性向上の観点から対策を実施する。

(5)　敷地に遡上する津波の手順書への影響

重大事故等対応で使用する可搬型設備は，敷地に遡上する津波によって影響を受けない，敷地西側の高所の２箇所（T.P.＋23m及び T.P.＋25m）に設置する保管場所（西側及び南側保管場所）で保管する。

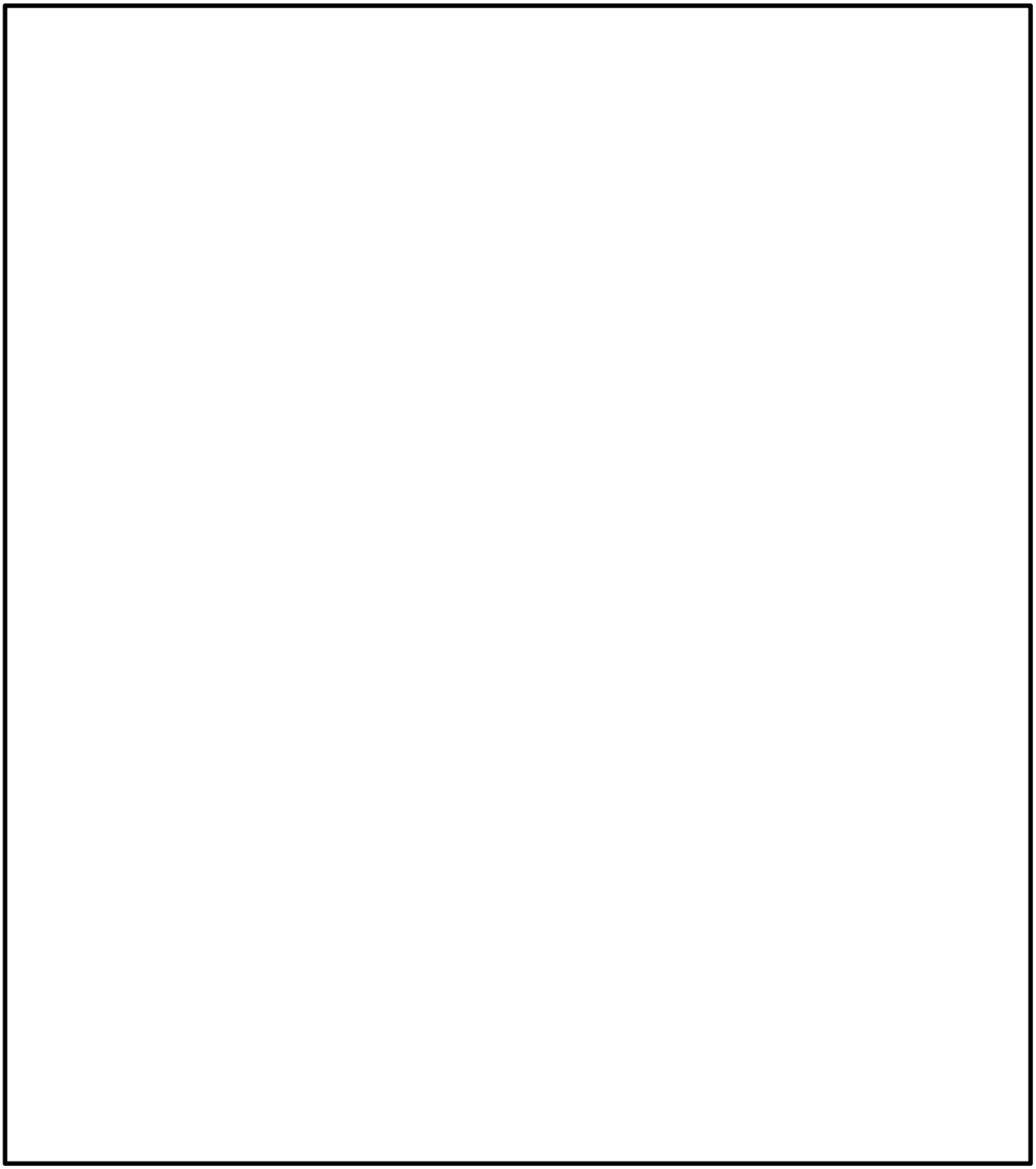
また，常設高圧代替電源装置，西側淡水貯水設備及び高所接続口についても，敷地に遡上する津波の影響を受けない T.P.＋11mの敷地に設置する。

全交流動力電源喪失事象が発生した場合の可搬型設備を用いた原子炉注水，格納容器スプレイ及び使用済燃料プール注水の対応については，上記の対応に係る施設が T.P.＋11mの敷地に設置されており，T.P.＋11mの敷地での対応を優先して実施するため，敷地に遡上する津波による敷地の浸水の影響は受けない。

その他の重大事故等対応要員による可搬型設備を用いた重大事故等対応（水源確保対応，格納容器内窒素供給対応及び放射線測定対応）については，T.P.＋8mの敷地の浸水が無くなった後で，津波の監視を継続しながら，T.P.＋8mの敷地での重大事故等対応を行う。

出典：気象庁ホームページ「津波予報区について」

第 1.0.8－1 図　気象庁が定める津波予報区



第 1.0.8－2 図　要員の移動経路図

第 1.0.8－1 表　津波警報・注意報の種類について

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

出典：気象庁ホームページ「津波警報・注意報、津波情報、津波予報について」

添付資料 1.0.9

東海第二発電所

重大事故等対策の対処に係る

教育及び訓練について

＜目　　次＞

1．基本となる教育及び訓練・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－1

2．当直に対する教育及び訓練・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－7

3．当直を除く実施組織に対する教育及び訓練・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－8

4．支援組織に対する教育及び訓練・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－9

5．教育及び訓練計画の頻度の考え方・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－9

6．教育及び訓練の効果の確認についての整理・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－9

7．実務経験によるプラント設備への習熟・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－10

8．初期消火対応要員（当社社員以外）の教育訓練参加について・・　1.0.9－11

9．本店（東京）の総合災害対策本部要員の教育及び訓練について　1.0.9－11

第 1.0.9－1 表　重大事故等対策に関する教育

（当直の主な教育内容）・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－13

第 1.0.9－2 表　重大事故等対策に関する教育

（災害対策要員（当直を除く）の主な教育内容）・　1.0.9－15

第 1.0.9－3 表　重大事故等対策に関する訓練

（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）・・・・・　1.0.9－17

第 1.0.9－4 表　重大事故等対策に係る教育訓練

（技術的能力と教育訓練の関係）・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－26

第 1.0.9－5 表　教育及び訓練計画の頻度の考え方について・・・・　1.0.9－66

第 1.0.9－6 表　重大事故等に係る発電所要員の力量管理

について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.9－67

第 1.0.9－7 表　プラント設備への習熟のための保守点検活動・・　1.0.9－68

補足 1　要員の力量評価及び教育訓練の有効性評価について・・・　1.0.9－69

補足２　社外評価に対するフィードバックについて ····· 1.0.9－71

災害対策要員は，常日頃から重大事故等時の対応のための教育及び訓練を実施することにより，事故対応に必要な力量の習得を行い，重大事故等時においても的確な判断のもと，平常心をもって適切な対応操作が行えるように準備している。また，教育及び訓練については，保安規定及び保安規定に基づく社内規程に基づいて実施しており，事故時操作の知識及び技術の向上に努めている。

福島第一原子力発電所事故以降は，事故の教訓を踏まえた緊急安全対策を整備し，全交流動力電源喪失時における初動活動に備え各種訓練を継続的に実施してきている。具体的には，電源確保及び給水確保の訓練，瓦礫撤去のための訓練等を必要な時間内に成立することの確認も含め，継続的に実施している。

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

新規制基準として新たに要求された重大事故等対策に係る教育及び訓練については，保安規定及び保安規定に基づく社内規程に適切に定め，知識・技能の向上を図るために定められた頻度，内容で実施し，必要に応じて手順等の改善を図り実効性を高めていくこととしており，教育及び訓練の状況は以下のとおりである。なお，教育及び訓練の結果を評価し，継続的改善を図っていくこととし，各項で参照する表に記載の教育及び訓練についても，今後必要な改善，見直しを行っていくものである。

1.　基本となる教育及び訓練（第1.0.9－1～3表参照）

災害対策要員に対する教育及び訓練については，机上教育にて重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため，アクシデントマネジメントの概要について教育するとともに，役割に応じて重大事故等時の原子炉施設の挙動

等の教育を実施する。

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

(1) 教育（第1.0.9－1表，第1.0.9－2表参照）

a．防災教育

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

・「原子力防災体制，組織及び地域防災計画に関する知識」

災害対策要員に対して，原子力防災組織の構成，各班の職務を踏まえて，各自が実施すべき活動について教育する。

・「放射線防護に関する知識」

災害対策要員に対して，放射線の人体に及ぼす影響，放射線防護等に関する知識について教育する。

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

災害対策要員のうち広報班を除く要員に対して，測定機器の用途，測定方法，機器の取扱いに関する知識について教育する。

b．アクシデントマネジメント教育

アクシデントマネジメントに関する教育については，実施組織となる当直への教育については勿論であるが，技術支援組織としてシビアアク

シデント時に中央制御室での対応をバックアップする災害対策要員及び実施組織として現場で活動する災害対策要員の知識レベルの向上を図ることも重要である。そのため，重大事故等時の原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図るとともに，要員の役割に応じて定期的に知識ベースの理解向上を図る。具体的には，教育内容に応じて以下のとおり基礎的知識，応用的知識に分かれ，それぞれ対象者を設定している。

・基礎的知識：アクシデントマネジメントに関する基礎的知識

・応用的知識：事故時における原子炉施設の挙動，プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識

(2)　訓練

保安規定に定める非常事態に対処するための総合的な訓練として，発電所総合訓練を実施している。発電所総合訓練の具体的な要領は，原子力災害対策特別措置法に基づき定めている東海第二発電所原子力事業者防災業務計画に従い実施している。

発電所総合訓練は，原子力防災管理者の指揮のもと，原子力防災組織が原子力災害発生時に有効に機能することを確認するために実施する。

また，訓練項目ごとに訓練対象者の力量向上のために実施する要素訓練及び本店（東京）（以下「本店」という。）等と合同で行う原子力防災訓練があり，それぞれ計画に基づいて実施する。

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

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

訓練の具体的な内容について，以下に示す。

a．要素訓練（第1.0.9－3，4表参照）

教育訓練項目と該当する手順書，対象者及び訓練名を第1.0.9－3表に整理する。

第1.0.9－3表に示す災害対策要員の教育訓練の詳細内容は，技術的能力と訓練の関係を示した第1.0.9－4表に示すとおりである。新規制基準で示される重大事故等対策における技術的能力審査基準に対応する各手順に対する力量の維持，向上を図るために実施すべき事項を第1.0.9－4表に整理している。

原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に，実施組織の要員に対し，重大事故等対策に関する教育として手順の内容理解（作業の目的，事故シーケンスとの関係等）や資機材の取扱い方法等の習得を図るため要素訓練等を年1回以上実施する。

なお，現場作業にあたる災害対策要員が，作業に習熟し必要な作業を確実に完了できるよう，当直（中央制御室及び現場）と連携して一連の活動を行う訓練を計画的に取り入れる。

要素訓練は，現場対応の指揮，発電所災害対策本部との連絡等を行う指揮者，現場対応者等のチームで行い，各人の事故対応能力の向上，役割分担の確認等を行う。また，力量評価者を置き，原子力災害発生時に

対応できるよう確実に力量が確保されていることを定期的に評価する。訓練は，訓練毎の訓練対象者全員が原則として実際の設備，活動場所で実施することとするが，実際の設備を使用するとプラントに影響を及ぼす場合(例:実際の充電中の電源盤への電源ケーブルの接続を実施すると，電気事故又は感電が発生する）は，訓練設備を用いた訓練を実施する。

訓練内容は，様々な場合を想定し実施する。活動エリアの放射線量の上昇が予測される場合には放射線防護具（タイベック，全面マスク）を着用して活動を行うなど，悪条件（高線量下，夜間，悪天候（降雨，降雪又は強風等）及び照明機能低下等）を想定し，必要な防護具等を着用した訓練も実施する。

これらの訓練内容を網羅的に盛り込んだ教育訓練内容を設定することにより，円滑かつ確実な災害対策活動が実施できる要員を継続的に確保する。

今後，計画的に訓練を行い，重大事故等対処に係る保安規定変更が施行され運用が開始されるまでには，必要な訓練対象者に対し訓練が実施され力量が確保されている状態に体制整備を実施する。

また，アクシデントマネジメント訓練により，アクシデントマネジメントガイドを使用して，事故状況の把握，事象進展防止及び影響緩和策の判断を実施し，発電所災害対策本部が中央制御室の当直を支援できることを確認している。さらに，災害対策本部対応訓練，原子力緊急事態支援組織（以下「緊急事態支援組織」という。）対応訓練，通報訓練，緊急被ばく医療訓練，モニタリング訓練，避難誘導訓練により，各要素の活動が確実に実施できることを確認するとともに，これらを組み合わせて実施する総合訓練において，重大事故等の発生を想定した場合においても発電所災害対策本部が総合的に機能することを確認している。

b．発電所総合訓練

組織全体としての力量向上を図るために年1回以上の発電所総合訓練を実施する。各要素訓練を組み合わせ，組織内各班の情報連携や組織全体の運営が適切に行えるかどうかの検証を行う。

c．原子力防災訓練

本店等と合同で行う原子力防災訓練においては，当社経営層も参加し，本店災害対策本部における活動の指揮命令及び情報収集等の活動訓練を実施することにより，原子力災害発生時における発電所と本店等のコミュニケーションの強化を図っている。

また，原子力防災訓練では，適宜，オフサイトセンターや自治体等への情報提供等の連携，原子力事業所災害対策支援拠点の立ち上げ，他の原子力事業者との連携（協力要請等），社外への情報提供（模擬記者会見訓練）等にも取り組んでいる。

具体的には，オフサイトセンターへ実際に対応要員を派遣し，発電所災害対策本部との情報連携の訓練や，自治体関係者への電話連絡及びファクシミリ装置を用いた文書の同時送信による情報提供を行う訓練，原子力事業所災害対策支援拠点へ実際に派遣される要員自らが拠点を立ち上げる訓練，他の原子力事業者への連携では発電所が発災した場合の支援本部幹事事業者である東京電力ホールディングス株式会社へ実際に協力要請を行う連携訓練，本店等において社外へのプラントの状況の説明等を行う模擬記者会見訓練等を行っている。

発電所総合訓練及び原子力防災訓練に使用する事故シナリオは，炉心損傷等の重大事故を想定したシナリオを用いて発電所災害対策本部の各

活動との連携が確実に実施できていることを，全体を通して確認している。

また，東海発電所との同時被災等のシナリオも取り込み，発電所災害対策本部の各活動が輻輳しないことも確認している。

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

(3)　その他の教育及び訓練

緊急事態支援組織に対する協力要請等の対応訓練を年1回実施し，緊急事態支援組織への出動要請，資機材の搬入及び資機材を使用した操作訓練を実際に行うことにより，対応及び操作の習熟を図る。更に緊急事態支援組織に災害対策要員を定期的に派遣し，遠隔操作が可能なロボットの操作訓練及び保修訓練等を行い操作の習熟を図る。

2.　当直に対する教育及び訓練（第1.0.9－1表，第1.0.9－3表参照）

当直に対する教育及び訓練については，机上教育にて重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため，重大事故等時の原子炉施設の挙動等の教育を実施する。また，知識の向上と実効性を確認するため，自社のシミュレータ又はＢＷＲ運転訓練センターにてシミュレーション可能な範囲において，対応操作訓練を実施する。

第1.0.9－1表に示すシミュレータ訓練は，従来からの設計基準事象ベース，設計基準外事象ベースの訓練に加え，国内外で発生したトラブル対応訓練，中越沖地震の教訓を反映した地震を起因とした複合事象の対応訓練，福島第

一原子力発電所事故の教訓から全交流動力電源喪失を想定した対応訓練等，原子力安全への達成には当直の技術的能力の向上が重要であるとの観点から随時拡充し，実施している。また，重大事故等が発生した時の対応力を養成するため，手順にしたがった監視，操作において判断に用いる監視計器の故障や動作すべき機器の不動作等，多岐にわたる機器の故障を模擬し，関連パラメータによる事象判断能力，代替手段による復旧対応能力等の運転操作の対応能力向上を図っている。今後も重大事故等時に適切に対応できるよう，シミュレータ訓練を計画的に実施していく。

また，同一直の当直全員で連携訓練を定期的に実施することで，事故時に当直発電長の指揮のもとに，チームワークを発揮して発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の安全を確保できるように，指示，命令系統の徹底，各人の事故対応能力の向上，役割分担の再確認等を行っている。

3.　当直を除く実施組織に対する教育及び訓練（第1.0.9－2表，第1.0.9－3表参照）

災害対策要員のうち当直を除く実施組織の要員に対する教育及び訓練については,机上教育にて重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため，役割に応じてアクシデントマネジメントの概要について教育するとともに，重大事故等時の原子炉施設の挙動等の教育を実施する。

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

4.　支援組織に対する教育及び訓練（第1.0.9－2表，第1.0.9－3表参照）

災害対策要員のうち支援組織の要員に対する教育及び訓練については，机上教育にて支援組織の位置付け，実施組織との連携及び資機材等に関する教育に加え，役割に応じた要素訓練を実施する。また，実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための総合訓練を年1回以上実施する。

5.　教育及び訓練計画の頻度の考え方（第1.0.9－5表参照）

各要員に対し必要な教育及び訓練を年1回以上実施し,教育及び訓練の有効性評価を行い，力量の維持及び向上が図れる実施頻度に見直す。

・各要員が力量の維持及び向上を図るためには，各要員の役割に応じた教育及び訓練を受ける必要がある。各要員の役割に応じた教育及び訓練を年1回以上，毎年繰り返すことにより，各手順及び操作を習熟し，力量の維持及び向上を図る。

・各要員の力量評価の結果に基づき教育及び訓練の有効性評価を行い，年1回の実施頻度では力量の維持が困難と判断される教育及び訓練については，年2回以上の実施頻度に見直す。

6.　教育及び訓練の効果の確認についての整理（第1.0.9－6表参照）

各要員が必要な教育及び訓練を計画的に実施し，力量の維持及び向上が図られていることを確認することにより，教育及び訓練内容が適切であることを確認する。力量を有していると確認された要員は，管理リストへの反映により管理する。

(1)　要員の力量管理並びに教育及び訓練の有効性評価

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

・各要員が社内規程に従い，確実に教育及び訓練を実施していることの確認を行う。

・各要員の力量の評価は，教育の履歴及び訓練における対応操作の評価結果で行い,各要員の力量の維持及び向上が図られていることを確認する。合わせて，必要な力量を有した要員を確保できているか確認することにより教育及び訓練の有効性評価を行う。

・教育及び訓練の有効性評価は，教育及び訓練計画書へ反映する。

なお，訓練により必要な力量を有していないと判断された場合，例えば所定の時間内に必要な操作を適切に完了できない場合等は，その要員を災害対策要員から外し，再度，必要な教育及び訓練を実施することにより，力量の確実な維持・向上を図ることとしている。

(2)　対応能力の向上

総合訓練における評価の信頼性向上を図るため，ＷＡＮＯ（世界原子力発電事業者協会）の「達成目標と基準」の評価項目を取り入れた災害対策要員の訓練評価シートを整備する。訓練参加者以外の者を評価者として配置し，評価者が訓練評価シートを用いて訓練参加者の対応状況を確認し，評価する。総合訓練実施後は，訓練参加者及び評価者で訓練を振返り，反省点，課題等を集約する等，訓練の実施結果を確認し，その中から改善が必要な事項を抽出し，手順，資機材，教育及び訓練計画への反映を行う。また，ＷＡＮＯピアレビュー等により，教育及び訓練を含む取り組みについて，社外の原子力発電所経験者から客観的な評価も取り入れている。

7.　実務経験によるプラント設備への習熟（第1.0.9－7表参照）

当直及び保修室員は，計画的に実施する教育及び訓練の他，実務経験を通

じてプラント設備への習熟を図っている。

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

保修室員は，設備の点検において，保守実施方法をまとめた社内規程に基づき，現場に立ち，巡視点検，分解機器の状況確認，組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに，工事要領書の内容確認及び作業工程検討等の保守点検活動を行うことにより普段から設備についての習熟を図る。また，研修施設にてポンプ，弁設備の分解点検，調整，部品交換等の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。

なお，予備品を用いた残留熱除去系海水ポンプ用電動機及びディーゼル発電機海水ポンプ用電動機の復旧作業は，協力企業の支援による実施としているが，本復旧作業は事故収束後のプラント安定状態を継続する上で有効であることから，直営訓練等を通じて復旧手順の整備や作業内容把握，研修施設において予備品の類似機器を用いた分解点検や組立作業訓練等を通じて現場技能向上への取り組みを継続的に実施する。

8.　初期消火対応要員（当社社員以外）の教育及び訓練参加について

初期消火対応要員のうち，当社社員以外の協力企業社員は，個別に締結している業務委託契約に基づいて必要な教育訓練を行うこととしている。このため，初期消火対応要員も当社が作成した教育訓練プログラムに従い必要な教育を受け，当社が実施する要素訓練及び総合訓練に参加することにより必要な力量の維持及び向上を図ることとしている。

9.　本店の総合災害対策本部要員の教育及び訓練について

本店の総合災害対策本部要員に対しては，原子力防災対策活動及び重大事故等の現象について理解するための教育を行う。また，発電所の災害対策本部への支援，社内外の情報収集及び災害状況の把握，情報発信，関係組織への連絡など本店の活動に関する訓練を役割に応じて行い，必要な力量の維持及び向上を図る。

第1.0.9－1表 重大事故等対策に関する教育（当直の主な教育内容）（1／2）

教育名	目的	内容	対象者	時間・頻度
異常時対応訓練 （指揮，状況判断）	異常時に指揮者として適切な指揮，状況判断が出来るよう，異常時操作の対応（判断・指揮命令）及び警報発生時の監視項目について理解する	・異常時操作の対応（判断，指揮命令含む） ・警報発生時の監視項目	・当直発電長 ・当直副発電長	3年間で30時間以上※2 （他項目も含む）
異常時対応訓練 （中央制御室内対応）	異常時に中央制御室において適切な処置がとれるように，警報発生時の対応及び異常時操作の対応について理解する 役割に応じた活動に要する資機材等に関する知識の習得	・原子炉の起動停止に関する操作と監視項目 ・各設備の運転操作と監視項目 ・警報発生時の対応操作（中央制御室） ・異常時操作の対応（中央制御室）	・当直発電長 ・当直副発電長 ・当直運転員（運転員Ⅰ）	
異常時対応訓練 （現場機器対応）	異常時に現場において適切な処置がとれるように，警報発生時の対応及び異常時操作の対応について理解する	・原子炉の起動停止の概要 ・各設備の運転操作の概要（現場操作） ・警報発生時の対応操作（現場操作） ・異常時操作の対応（現場操作）	・当直発電長 ・当直副発電長 ・当直運転員（運転員Ⅰ，運転員Ⅱ）	
シミュレータ訓練Ⅰ （ファミリー訓練）	異常事象対応時（設計基準外事象含む）の連携措置の万全を図る	・運転操作の連携訓練 自社シミュレータ又はＢＷＲ運転訓練センターにて行う訓練 【重大事故等の対応を含む】※1	・当直発電長 ・当直副発電長 ・当直運転員（運転員Ⅰ，運転員Ⅱ）	3年間で15時間以上※2
シミュレータ訓練Ⅱ	警報発生時及び異常事象時（設計基準外事象含む）対応の万全を図る	・起動停止・異常時・警報発生時対応訓練 自社シミュレータ又はＢＷＲ運転訓練センターにて行う訓練 【重大事故等の対応を含む】※1	・当直運転員（運転員Ⅰ）	3年間で9時間以上※2
シミュレータ訓練Ⅲ	警報発生時及び異常事象時（設計基準外事象含む）対応の万全を図る	・起動停止，異常時・警報発生時の対応・判断・指揮命令訓練 自社シミュレータ又はＢＷＲ運転訓練センターにて行う訓練 【重大事故等の対応を含む】※1	・当直発電長 ・当直副発電長	3年間で9時間以上※2

※1：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容

※2：東海第二発電所　原子炉施設保安規定　保安教育に定められた教育時間

第 1.0.9－1 表 重大事故等対策に関する教育（当直の主な教育内容）（2／2）

教育名	目的	内容	対象者	時間・頻度
防災教育 （原子力防災体制，組織及び地域防災計画に関する知識）	・発電所員として必要な基礎知識の理解 ・原子力災害に関する知識を習得し，原子力防災活動の円滑な実施に資する	・原子力災害対策特別措置法及び関係法令の概要 ・原子力事業者防災業務計画の概要 ・防災体制，防災組織及び活動 ・緊急時活動レベル（ＥＡＬ）	・当直発電長 ・当直副発電長 ・当直運転員（運転員Ⅰ，運転員Ⅱ）	1 回／年
防災教育 （放射線防護に関する知識）	・放射線安全の観点から放射線の人体に及ぼす影響，放射線防護等に関する知識の理解	・放射線の人体に及ぼす影響に関すること ・線量限度等，被ばく管理に関すること ・放射線防護に関すること	・当直発電長 ・当直副発電長 ・当直運転員（運転員Ⅰ，運転員Ⅱ）	1 回／年
防災教育 （放射線及び放射性物質の測定機器並びに測定方法を含む防災対策上の諸設備に関する知識）	・機器の用途，測定方法，機器の取扱い方法の理解	・防災関係設備に関すること	・当直発電長 ・当直副発電長 ・当直運転員（運転員Ⅰ，運転員Ⅱ）	1 回／年
アクシデントマネジメント教育（基礎的知識）	アクシデントマネジメントに関する基礎的知識の習得	・アクシデントマネジメントの概要 ・津波アクシデントマネジメントの概要※1	・当直発電長 ・当直副発電長 ・当直運転員（運転員Ⅰ，運転員Ⅱ）	1 回／年
アクシデントマネジメント教育（応用的知識）	事故時における原子炉施設の挙動，プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識の習得	・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動 ・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位	・当直発電長 ・当直副発電長	1 回／年
発電所総合訓練	想定した原子力災害への対応，各作業班や組織間の連携等，組織があらかじめ定められた機能を発揮できることを確認する	・当直の活動 ・各作業班との連携 ・当直の意思決定 【重大事故等を想定し，上記を実施】※1	・当直発電長 ・当直副発電長 ・当直運転員（運転員Ⅰ，運転員Ⅱ）	1 回／年

※1：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容
※2：東海第二発電所　原子炉施設保安規定　保安教育に定められた教育時間

第 1.0.9－2 表 重大事故等対策に関する教育（災害対策要員（当直を除く）の主な教育内容）（1／2）

教育名	目的	内容	対象者	頻度
防災教育 （原子力防災体制，組織及び地域防災計画に関する知識）	・発電所員として必要な基礎知識の理解 ・原子力災害に関する知識を習得し，原子力防災活動の円滑な実施に資する。	・原子力災害対策特別措置法及び関係法令の概要 ・原子力事業者防災業務計画の概要 ・防災体制，防災組織及び活動 ・緊急時活動レベル（ＥＡＬ）	・本部員 ・運営支援組織 ・技術支援組織 ・実施組織（初期消火対応要員を除く）	1 回／年
防災教育 （放射線防護に関する知識）	・放射線安全の観点から放射線の人体に及ぼす影響，放射線防護等に関する知識の理解	・放射線の人体に及ぼす影響に関すること ・線量限度等，被ばく管理に関すること ・放射線防護に関すること	・本部員 ・運営支援組織 ・技術支援組織 ・実施組織	1 回／年
防災教育 （放射線及び放射性物質の測定機器並びに測定方法を含む防災対策上の諸設備に関する知識）	・機器の用途，測定方法，機器の取扱い方法の理解	・防災関係設備に関すること	・運営支援組織（広報班を除く班長及び班員） ・技術支援組織（班長，班員及び重大事故等対応要員（放射線測定対応）） ・実施組織（班長，初期消火対応要員及び重大事故等対応要員（拡散抑制対応，アクセスルート確保対応，電源確保対応，給水確保対応））	1 回／年

※：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容

第 1.0.9－2 表 重大事故等対策に関する教育（災害対策要員（当直を除く）の主な教育内容）(2／2)

教育名	目的	内容	対象者	頻度
アクシデントマネジメント教育 （基礎的知識）	アクシデントマネジメントに関する基礎的知識の習得	・アクシデントマネジメントの概要 ・津波アクシデントマネジメントの概要※	・本部員 ・運営支援組織 ・技術支援組織 ・実施組織（初期消火対応要員を除く）	1 回／年
アクシデントマネジメント教育 （応用的知識）	事故時における原子炉施設の挙動，プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識の習得	・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位	・本部長 ・本部長代理 ・技術支援組織（本部員，班長，班員）	1 回／年
発電所総合訓練	想定した原子力災害への対応，各作業班や組織間の連携等，組織があらかじめ定められた機能を発揮できることを確認する。	・各作業班の活動 ・各作業班の連携 ・本部の意思決定 ・本店本部との連携 【重大事故等を想定し，上記を実施】※	・災害対策要員	1 回／年
その他訓練	あらかじめ定められた機能を発揮できるようにするために資機材操作を含めて行い，機能毎の対応能力向上を図る。	・通報訓練	・運営支援組織（情報班）	1 回／年
		・モニタリング訓練	・技術支援組織（放射線管理班）	
		・避難誘導訓練	・運営支援組織（庶務班（総務））	
		・緊急時被ばく医療訓練	・運営支援組織（庶務班（保健安全） ・技術支援組織（放射線管理班）	

※：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（1／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
電源確保	常設代替高圧電源装置による給電	○非常時運転手順書（事象ベース） ・常設代替交流電源設備による緊急用M／CからM／C　２C，２D受電	当直	・常設代替高圧電源設備による非常用所内電気設備への給電：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・常設代替高圧電源装置起動手順	重大事故等対応要員（電源確保対応）	・常設代替高圧電源装置（現場起動）による給電：1回／年
	可搬型代替低圧電源車による給電	○非常時運転手順書（事象ベース） ①可搬型代替交流電源設備によるP／C　２C及び２D受電 ②可搬型代替交流電源設備による緊急用P／C，MCC給電	当直	①可搬型代替低圧電源車による非常用所内電気設備への給電：1回／年 ②可搬型代替低圧電源車による代替所内電気設備への給電：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・可搬型代替低圧電源車起動手順	重大事故等対応要員（電源確保対応）	・可搬型代替低圧電源車起動操作：1回／年
	非常用高圧母線電源融通	○非常時運転手順書（事象ベース） ・HPCS　D／GによるM／C　２C又は２D受電	当直	・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源融通：1回／年
	常設代替高圧電源装置，可搬型代替低圧電源車等への燃料補給	○重大事故等対策要領 ①タンクローリへの給油手順 ②タンクローリからの給油手順 ③燃料補給設備の確認手順	重大事故等対応要員（アクセスルート確保対応）	①可搬型設備用軽油貯蔵タンクからタンクローリへの給油：1回／年 ②タンクローリから各機器への給油：1回／年 ③燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（2／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
電源確保	非常用ディーゼル発電機等冷却水確保	○非常時運転手順書（事象ベース） ・Ｄ／Ｇ　２Ｃ，２Ｄ及びＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ海水系への代替送水	当直	・Ｄ／Ｇ　２Ｃ，２Ｄ及びＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ海水系への代替送水準備：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・非常用ディーゼル発電機等冷却系海水系ホース接続：1回／年 ・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年
	蓄電池による給電	○非常時運転手順書（事象ベース） ・125V　Ａ系及びＢ系蓄電池による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	当直	・所内常設直流電源設備による非常用直流母線への給電：1回／年
	可搬型代替直流電源設備による給電	○非常時運転手順書（事象ベース） ①可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電 ②可搬型代替直流電源設備による緊急用直流125V主母線盤受電	当直	①可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電：1回／年 ②可搬型代替直流電源設備による緊急用直流125V主母線盤受電：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・可搬型代替低圧電源車起動手順	重大事故等対応要員（電源確保対応）	・可搬型代替直流電源設備による給電：1回／年
炉心損傷緩和	原子炉の停止	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ・現場操作による制御棒挿入（手動）	当直	・現場操作による制御棒手動挿入：1回／年
	高圧の原子炉への注入操作	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①高圧代替注水系現場起動による原子炉注水 ②ＳＬＣによる原子炉注水	当直	①高圧代替注水系現場起動による原子炉注水（可搬型計測器に関する取扱い含む）：1回／年 ②ＳＬＣによる原子炉注水：1回／年
	原子炉の減圧	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①代替減圧手段による原子炉の減圧 ②ＳＲＶによる原子炉減圧（駆動源確保）	当直	①代替逃がし安全弁駆動装置による原子炉減圧：1回／年 ②ＳＲＶ駆動源確保（高圧窒素ガスボンベ切替，可搬型窒素供給装置（小型））：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・可搬型窒素供給装置（小型）による送気	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型窒素供給装置（小型）の起動操作：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（3／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
炉心損傷緩和	低圧の原子炉への注入操作	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水 ②消火系による原子炉注水 ③ＣＳＴ系による原子炉注水	当直	①低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水：1回／年 ②消火系による原子炉注水：1回／年 ③ＣＳＴ系による原子炉注水：1回／年
		○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	重大事故等対応要員（運転操作対応）	①低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③連絡配管閉止フランジの切替え	重大事故等対応要員（給水確保対応）	①可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③連絡配管閉止フランジの切替え
	最終ヒートシンクへの熱輸送	○重大事故等対策要領 ・可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応	○非常時運転手順書Ⅱ ・二次格納施設制御	当直	・現場手動操作による漏えい箇所隔離：1回／年
		○非常時運転手順書Ⅱ ・二次格納施設制御	重大事故等対応要員（運転操作対応）	・現場手動操作による漏えい箇所隔離：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（4／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
炉心損傷緩和（続き）	格納容器内の減圧・除熱・冷却	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による格納容器減圧 ②格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による格納容器減圧 ③フィルタ装置スクラビング水移送 ④フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄 ⑤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 ⑥消火系による格納容器スプレイ ⑦ＣＳＴ系による格納容器スプレイ	当直	①②格納容器圧力逃がし装置の現場操作による格納容器減圧：1回／年 ③フィルタ装置スクラビング水移送：1回／年 ④フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄：1回／年 ⑤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：1回／年 ⑥消火系による格納容器スプレイ：1回／年 ⑦ＣＳＴ水系による格納容器スプレイ：1回／年
		○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による格納容器減圧 ②格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による格納容器減圧 ③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	重大事故等対応要員（運転操作対応）	①②格納容器圧力逃がし装置の現場操作による格納容器減圧：1回／年 ③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：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③連絡配管閉止フランジの切替え ④可搬型窒素供給装置による送気	重大事故等対応要員（給水確保対応） （電源確保対応）	①可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③連絡配管閉止フランジの切替え：1回／年 ④可搬型窒素供給装置の起動操作：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（5／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
格納容器破損防止	格納容器内の減圧・除熱・冷却	○非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） ①格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による格納容器減圧 ②格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による格納容器減圧 ③消火系によるペデスタル（ドライウェル部）注水 ④ＣＳＴ系によるペデスタル（ドライウェル部）注水 ⑤フィルタ装置スクラビング水移送	当直	①②格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント：1回／年 ③消火系によるペデスタル（ドライウェル部）注水：1回／年 ④ＣＳＴ系によるペデスタル（ドライウェル部）注水：1回／年 ⑤フィルタ装置スクラビング水移送：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③連絡配管閉止フランジの切替え ④可搬型窒素供給装置による送気	重大事故等対応要員（給水確保対応） （電源確保対応）	①可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③連絡配管閉止フランジの切替え：1回／年 ④可搬型窒素供給装置の起動操作：1回／年
		○非常時運転手順書Ⅲ ①格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による格納容器減圧 ②格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による格納容器減圧 ③格納容器圧力逃がし装置第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化	重大事故等対応要員（運転操作対応）	①②格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント：1回／年 ③格納容器圧力逃がし装置第二弁操作室の準備及び運用：1回／年
	原子炉圧力容器への注水	○非常時運転手順書Ⅲ ①消火系による原子炉圧力容器への注水 ②ＣＳＴ系による原子炉圧力容器への注水	当直	①消火系による原子炉圧力容器への注水：1回／年 ②ＣＳＴ系による原子炉圧力容器への注水：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③連絡配管閉止フランジの切替え	重大事故等対応要員（給水確保対応）	①可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③連絡配管閉止フランジの切替え：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（6／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
格納容器破損防止（続き）	水素爆発による格納容器の破損防止	○重大事故等対策要領 ・可搬型窒素供給装置による送気	重大事故等対応要員（給水確保対応）（電源確保対応）	・可搬型窒素供給装置の起動操作：1回／年
使用済燃料プール水位維持及び燃料損傷緩和	使用済燃料プールへの注水及びスプレイ	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水 ②消火系による使用済燃料プール注水 ③ＣＳＴ系による使用済燃料プール注水	当直	①可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水：1回／年 ②消火系による使用済燃料プール注水：1回／年 ③ＣＳＴ系による使用済燃料プール注水：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③使用済燃料プール漏えい緩和	重大事故等対応要員（給水確保対応）	①可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ：1 回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③使用済燃料プール漏えい緩和：1 回／年
放射性物質放出緩和	発電所外への放射性物質の拡散抑制	○重大事故等対策要領 ①大気への放射性物質の拡散抑制 ②海洋への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	①放水砲による拡散抑制：1 回／年 ②汚濁防止膜による拡散抑制：1 回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（7／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
水源確保	代替淡水貯槽への補給	○重大事故等対策要領 ・可搬型代替注水中型ポンプ手順 ・可搬型代替注水大型ポンプ手順	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年
	西側淡水貯水設備への補給	○重大事故等対策要領 ・可搬型代替注水大型ポンプ手順	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年
	送水	○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ②代替淡水貯槽水源手順 ③西側淡水貯水設備水源手順 ④淡水タンク水源手順 ⑤海水源手順	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ・ホース取扱訓練：1回／年
その他対策	アクセスルートの確保	○重大事故等対策要領 ・瓦礫撤去	重大事故等対応要員（アクセスルート確保対応）	・瓦礫撤去（ホイールローダ）：1回／年
	事故時の計装	○重大事故等対策要領 ①可搬型計測器による測定手順 ②メディアへの保存手順	重大事故等対応要員（電源確保対応）	①可搬型計測器によるパラメータ計測：1回／年 ②メディア（記録媒体）への保存：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・ＳＰＤＳ操作手順	情報班班員	・ＳＰＤＳデータ表示装置操作：1回／年
	中央制御室の居住性の確保	○非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） ・中央制御室退避室正圧化	当直	・中央制御室退避室の正圧化：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・チェンジングエリア設営手順	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・中央制御室チェンジングエリアの設置：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（8／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
その他対策	緊急時対策所等の居住性の確保	○重大事故等対策要領 ・チェンジングエリア設置手順	放射線管理班　班員	・緊急時対策所チェンジングエリアの設置：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・緊急時対策所エリアモニタ設置手順	放射線管理班　班員	・緊急時対策所エリアモニタ設置：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①緊急時対策所非常用換気設備起動手順 ②緊急時対策所加圧設備準備手順 ③緊急時対策所加圧設備切替準備手順 ④緊急時対策所加圧操作手順 ⑤緊急時対策所加圧停止操作手順 ⑥酸素濃度及び二酸化炭素濃度測定手順 ⑦緊急時対策所用発電機（予備）起動手順	庶務班 班員	①緊急時対策所非常用換気設備運転操作 ：1回／年 ②③④⑤緊急時対策所加圧設備準備及び運転操作：1回／年 ⑥緊急時対策所の酸素濃度及び二酸化炭素濃度測定手順：1回／年 ⑦緊急時対策所用発電機（予備）起動操作 ：1回／年
	環境モニタリング	○重大事故等対策要領 ①放射能観測車取扱手順 ②可搬型放射能測定装置取扱手順 ③小型船舶取扱手順 ④可搬型モニタリング・ポスト設置手順 ⑤可搬型モニタリング・ポスト養生シート交換手順	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	①放射能観測車による放射能濃度測定：1回／年 ②可搬型放射能測定装置による放射性物質の濃度測定：1回／年 ③小型船舶取扱い：1回／年 ④可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定：1回／年 ⑤可搬型モニタリング・ポスト養生シート交換：1回／年
		○重大事故等対応要領 ・モニタリング・ポスト検出器保護カバー交換手順	保修班 班員	・モニタリング・ポスト検出器保護用カバー交換：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（9／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
その他対策（続き）	気象条件の測定	○重大事故等対策要領 ・可搬型気象観測設備取扱手順	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・可搬型気象観測設備取扱い：1 回／年
	消火活動	○防火管理要領 ・消防自動車による消火手順	自衛消防隊	・消防操法：1 回／年
		○重大事故等対策要領 ・航空機燃料火災への泡消火	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1 回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（1／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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	1.1.2.1(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）	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・中央制御室操作による制御棒挿入（自動・手動）	・手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラム操作 ・原子炉モード・スイッチ「停止」位置切替操作	1名
	1.1.2.1(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」	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・中央制御室操作による制御棒挿入（自動・手動） ・中央制御室操作による反応度制御（自動・手動） ・ＳＬＣによる反応度制御 ・ＲＨＲによるＳ／Ｐ冷却	・代替制御棒挿入機能による制御棒挿入操作（自動・手動） ・選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制操作（自動・手動） ・原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制操作（自動・手動） ・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 ・ほう酸水注入操作 ・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・プール冷却操作 ・原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作 ・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引き抜き操作 ・中央制御室からの手動操作による制御棒挿入操作	2名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・現場操作による制御棒挿入（手動）	・制御棒手動挿入 ・スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作 ・スクラム個別スイッチの操作 ・制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁からの排水操作	2名

※1　シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。

※2　教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（2／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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	1.2.2.1(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＣＩＣによる原子炉注水	・原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作	1名
	1.2.2.1(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＨＰＣＳによる原子炉注水	・高圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作	1名
	1.2.2.2(1) a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・高圧代替注水系による原子炉注水	・中央制御室からの高圧代替注水系起動操作	2名
	1.2.2.3(1) a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・高圧代替注水系による原子炉注水	・中央制御室からの高圧代替注水系起動操作	2名
	1.2.2.3(1) b. 現場での人力操作による高圧代替注水系起動	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・可搬型計測器に関する取扱い	・中央制御室での可搬型計測器接続及び計測 ・可搬型計測器を使用した常設高圧代替注水ポンプの監視及び原子炉水位確認	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・高圧代替注水系現場起動による原子炉注水	・現場手動操作による高圧代替注水系起動操作	4名
	1.2.2.4(2) 常設高圧代替注水系ポンプの作動状況確認	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・可搬型計測器に関する取扱い	・中央制御室での可搬型計測器接続及び計測 ・可搬型計測器を使用した常設高圧代替注水ポンプの監視	1名
	1.2.2.4(3) 原子炉水位の制御	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・可搬型計測器に関する取扱い	・中央制御室での可搬型計測器接続及び計測 ・可搬型計測器を使用した原子炉水位確認	1名
	1.2.2.5(1) a. ほう酸水注入系による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＳＬＣによる原子炉注水	・ほう酸水注入系による原子炉注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・ＳＬＣによる原子炉注水	・ほう酸水貯蔵タンク純水補給操作	2名
	1.2.2.5(1) b. 制御棒駆動水圧系による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＣＲＤによる原子炉注水	・制御棒駆動水圧系による原子炉注水操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（3／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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	1.3.2.1(1) a . 手動による原子炉減圧	当直	・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）	1 回／年※1	・代替減圧手段による原子炉の減圧	・逃がし安全弁による原子炉減圧操作 ・原子炉隔離時冷却系の復水貯蔵タンク循環運転による原子炉減圧操作 ・タービン・バイパス弁による原子炉減圧操作	1 名
	1.3.2.2(1) a . 常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年※1	・ＳＲＶによる原子炉減圧（電源確保）	・常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復操作 ・逃がし安全弁による原子炉減圧操作	1 名
	1.3.2.2(1) b . 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年※1	・ＳＲＶによる原子炉減圧（電源確保）	・可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復操作 ・逃がし安全弁による原子炉減圧操作	1 名
	1.3.2.2(1) c . 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	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年※1	・ＳＲＶによる原子炉減圧（電源確保）	・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操作 ・逃がし安全弁による原子炉減圧操作 ・可搬型計測器を使用した原子炉圧力確認	1 名
	1.3.2.2(2) a . 非常用窒素供給系による窒素確保	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年※1	・ＳＲＶによる原子炉減圧（駆動源確保）	・不活性ガス系から高圧窒素ガス供給系（非常用）への切替操作 ・警報確認	1 名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・ＳＲＶによる原子炉減圧（駆動源確保）	・高圧窒素ガス供給系（非常用）高圧窒素ガスボンベ切替操作	2 名
	1.3.2.2(2) b . 可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・ＳＲＶによる原子炉減圧（駆動源確保）	・可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保に伴う系統構成	2 名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型窒素供給装置（小型）による送気	・可搬型窒素供給装置（小型）の取扱い ・ホースの運搬 ・逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源への窒素供給	2 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（4／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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 （続き）	1.3.2.2(2)ｃ． 非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・ＳＲＶによる原子炉減圧（駆動源確保）	・非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧に伴う系統構成 ・逃がし安全弁による原子炉減圧操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・ＳＲＶによる原子炉減圧（駆動源確保）	・非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧に伴う系統構成 ・安全弁駆動系高圧窒素ボンベ交換操作	2名
	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	当直	・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）	1回／年 ※1	・代替減圧手段による原子炉の減圧	・代替減圧手段による原子炉の減圧操作	1名
	1.3.2.4(1) 非常用運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「二次格納施設制御」	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・二次格納施設制御	・漏えい箇所隔離操作 ・隔離不可時，原子炉スクラム等操作 ・原子炉減圧及び注水操作 ・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・プール冷却操作	2名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・二次格納施設制御	・現場手動操作による漏えい箇所隔離操作	3名
		重大事故等対応要員（運転操作対応）	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・二次格納施設制御	・現場手動操作による漏えい箇所隔離操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（5／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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	1.4.2.1(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲ（低圧注水系）による原子炉注水	・残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	1名
	1.4.2.1(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＬＰＣＳによる原子炉注水	・低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作	1名
	1.4.2.1(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲ（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）による原子炉除熱操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲ（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）による原子炉除熱に伴う系統構成	2名
	1.4.2.2(1)ａ．(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	2名
	1.4.2.2(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）	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）確認	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成	3名
		重大事故等対応要員（運転操作対応）	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成	3名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（6／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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 （続き）	1.4.2.2(1) a．(c) 代替循環冷却系による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・代替循環冷却系による原子炉注水	・代替循環冷却系による原子炉注水操作	2名
	1.4.2.2(1) a．(d) 消火系による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・消火系による原子炉注水	・消火系による原子炉注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・消火系による原子炉注水	・消火系による原子炉注水に伴う系統構成	2名
	1.4.2.2(1) a．(e) 補給水系による原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＣＳＴ系による原子炉注水	・補給水系による原子炉注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・ＣＳＴ系による原子炉注水	・補給水系による原子炉注水に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジの切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え	6名
	1.4.2.2(2) a．(a) 残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲ（低圧注水系）による原子炉注水	・残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水操作	1名
	1.4.2.2(2) a．(b) 低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＬＰＣＳによる原子炉注水	・低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水操作	1名
	1.4.2.2(3) a．(a) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（7／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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 （続き）	1.4.2.2(3) a．(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）	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.4.2.2(3) a．(c) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・代替循環冷却系による原子炉注水	・代替循環冷却系による原子炉注水操作	2名
	1.4.2.2(3) a．(d) 消火系による残存溶融炉心の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・消火系による原子炉注水	・消火系による原子炉注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・消火系による原子炉注水	・消火系による原子炉注水に伴う系統構成	2名
	1.4.2.2(3) a．(e) 補給水系による残存溶融炉心の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・ＣＳＴ系による原子炉注水	・補給水系による原子炉注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・ＣＳＴ系による原子炉注水	・補給水系による原子炉注水に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジの切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え	6名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（8／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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 （続き）	1.4.2.3(1) 原子炉運転停止中の原子炉注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	2名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）確認	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成	3名
		重大事故等対応要員（運転操作対応）	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成	3名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・代替循環冷却系による原子炉注水	・代替循環冷却系による原子炉注水操作	2名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・消火系による原子炉注水	・消火系による原子炉注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・消火系による原子炉注水	・消火系による原子炉注水に伴う系統構成	2名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＣＳＴ系による原子炉注水	・補給水系による原子炉注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・ＣＳＴ系による原子炉注水	・補給水系による原子炉注水に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジの切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え	6名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（9／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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 （続き）	1.4.2.3(2) a．(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲ（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）復旧後の原子炉注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲ（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）による原子炉除熱に伴う系統構成	2名
	1.4.2.3(2) a．(b) 原子炉冷却材浄化系による進展抑制	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・原子炉冷却材浄化系による原子炉冷却材の除熱	・原子炉冷却材浄化系による原子炉冷却材の除熱操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・原子炉冷却材浄化系による原子炉冷却材の除熱	・原子炉冷却材浄化系による原子炉冷却材の除熱に伴う系統構成	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（10／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	1.5.2.1(1) 残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・ＲＨＲＳによる冷却水確保	・残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保操作	1名
	1.5.2.2(1)ａ．(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）による原子炉格納容器減圧 ・格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）による原子炉格納容器減圧	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱準備操作 ・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作	1名
				1回／年	・格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による原子炉格納容器減圧 ・格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による原子炉格納容器減圧	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作（遠隔人力操作機構使用）	3名
		重大事故等対応要員（運転操作対応）	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による原子炉格納容器減圧 ・格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による原子炉格納容器減圧	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作（遠隔人力操作機構使用）	3名
	1.5.2.2(1)ａ．(b) フィルタ装置スクラビング水補給	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・フィルタ装置スクラビング水補給に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（11／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等 （続き）	1.5.2.2(1)ａ．(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員 （給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型窒素供給装置による送気	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換に伴う系統構成	6名
	1.5.2.2(1)ａ．(d) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員 （給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型窒素供給装置による送気	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換に伴う系統構成	6名
	1.5.2.2(1)ａ．(e) フィルタ装置スクラビング水移送	当直	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・フィルタ装置スクラビング水移送	・フィルタ装置スクラビング水移送操作 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄に伴う系統構成 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年	・フィルタ装置スクラビング水移送	・フィルタ装置スクラビング水移送に伴う系統構成 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員 （給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（12／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等 （続き）	1.5.2.2(1)ｂ. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・耐圧強化ベント系（サプレッション・チェンバ側）（ドライウェル側）による原子炉格納容器減圧	・耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・耐圧強化ベント系（サプレッション・チェンバ側）（ドライウェル側）による原子炉格納容器減圧	・耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に伴う系統構成	3名
		重大事故等対応要員（運転操作担当）	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・耐圧強化ベント系（サプレッション・チェンバ側）（ドライウェル側）による原子炉格納容器減圧	・耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に伴う系統構成	3名
	1.5.2.3(1)ａ. 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・緊急用海水系による冷却水確保	・緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作	2名
	1.5.2.3(1)ｂ. 代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・代替残留熱除去系海水系による冷却水確保	・代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保操作	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・可搬型代替注水大型ポンプによる代替残留熱除去系海水系への送水に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（13／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.6 原子炉格納容器内等の冷却のための手順等	1.6.2.1(1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲ（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器スプレイ	・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱操作	1名
	1.6.2.1(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・プール水の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲによるサプレッション・プール冷却	・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・プール水の除熱操作	1名
	1.6.2.2(1)ａ．(a) 代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・代替循環冷却系によるサプレッション・プール水冷却	・代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱操作	2名
	1.6.2.2(1)ａ．(b) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・代替循環冷却系による格納容器スプレイ	・代替循環冷却系による格納容器内の除熱操作	2名
	1.6.2.2(1)ｂ．(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器スプレイ	・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（14／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.6 原子炉格納容器内等の冷却のための手順等 （続き）	1.6.2.2(1)ｂ．(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器スプレイ	・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）確認	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器スプレイ	・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成	3名
		重大事故等対応要員（運転操作対応）	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器スプレイ	・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成	3名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.6.2.2(1)ｂ．(c) 消火系による原子炉格納容器内の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・消火系による原子炉格納容器スプレイ	・消火系による原子炉格納容器内の冷却操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・消火系による原子炉格納容器スプレイ	・消火系による原子炉格納容器内の冷却に伴う系統構成	2名
	1.6.2.2(1)ｂ．(d) 補給水系による原子炉格納容器内の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・ＣＳＴ系による原子炉格納容器スプレイ	・補給水系による原子炉格納容器内の冷却操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・ＣＳＴ系による原子炉格納容器スプレイ	・補給水系による原子炉格納容器内の冷却に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジの切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え操作	6名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（15／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.6 原子炉格納容器内等の冷却のための手順等 （続き）	1.6.2.2(1)ｃ．(a) ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器冷却	・ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱操作	1名
	1.6.2.2(2)ａ．(a) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲ（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器スプレイ	・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱操作	1名
	1.6.2.2(2)ａ．(b) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・ＲＨＲによるサプレッション・プール冷却	・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱操作	1名
	1.6.2.3(1)ａ．(a) 代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・代替循環冷却系によるサプレッション・プール水冷却	・代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱操作	2名
	1.6.2.3(1)ａ．(b) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・代替循環冷却系による格納容器スプレイ	・代替循環冷却系による格納容器内の除熱操作	2名
	1.6.2.3(1)ｂ．(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器スプレイ	・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（16／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.6 原子炉格納容器内等の冷却のための手順等 （続き）	1.6.2.3(1)ｂ．(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器スプレイ	・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.6.2.3(1)ｂ．(c) 消火系による原子炉格納容器内の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・消火系による原子炉格納容器スプレイ	・消火系による原子炉格納容器内の冷却操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・消火系による原子炉格納容器スプレイ	・消火系による原子炉格納容器内の冷却に伴う系統構成	2名
	1.6.2.3(1)ｂ．(d) 補給水系による原子炉格納容器内の冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・ＣＳＴ系による原子炉格納容器スプレイ	・補給水系による原子炉格納容器内の冷却操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・ＣＳＴ系による原子炉格納容器スプレイ	・補給水系による原子炉格納容器内の冷却に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジの切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え操作	6名
	1.6.2.3(1)ｃ．(a) ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器冷却	・ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（17／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.6 原子炉格納容器内等の冷却のための手順等 （続き）	1.6.2.3(2)a．(a) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・ＲＨＲ（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器スプレイ	・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱操作	1名
	1.6.2.3(2)a．(b) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・ＲＨＲによるサプレッション・プール冷却	・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（18／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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	1.7.2.1(1) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）による原子炉格納容器減圧 ・格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）による原子炉格納容器減圧	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱準備操作 ・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作	1名
				1回／年	・格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による原子炉格納容器減圧 ・格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による原子炉格納容器減圧	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）準備操作	3名
		重大事故等対応要員（運転操作対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による原子炉格納容器減圧 ・格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による原子炉格納容器減圧	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）操作	3名
	1.7.2.1(1) b. 第二弁操作室の正圧化	重大事故等対応要員（運転操作対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化操作	・第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化操作	3名
	1.7.2.1(1) c. フィルタ装置スクラビング水補給	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・フィルタ装置スクラビング水補給に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（19／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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 （続き）	1.7.2.1(1)ｄ. 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員 （給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型窒素供給装置による送気	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換に伴う系統構成	6名
	1.7.2.1(1)ｅ. フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員 （給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型窒素供給装置による送気	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換に伴う系統構成	6名
	1.7.2.1(1)ｆ. フィルタ装置スクラビング水移送	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・フィルタ装置スクラビング水移送	・フィルタ装置スクラビング水移送操作 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄に伴う系統構成 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・フィルタ装置スクラビング水移送	・フィルタ装置スクラビング水移送に伴う系統構成 ・フィルタ装置スクラビング水移送に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員 （給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・フィルタ装置スクラビング水移送に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（20／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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 （続き）	1.7.2.1(2) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱	・代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作	2名
	1.7.2.1(3) サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入	・サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（21／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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	1.8.2.1(1)a. 格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水	・格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水操作	2名
	1.8.2.1(1)b. 格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水	・格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.8.2.1(1)c. 消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・消火系によるペデスタル（ドライウェル部）注水	・消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・消火系によるペデスタル（ドライウェル部）注水	・消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水に伴う系統構成	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（22／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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 （続き）	1.8.2.1(1)ｄ. 補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・ＣＳＴ系によるペデスタル（ドライウェル部）注水	・補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・ＣＳＴ系によるペデスタル（ドライウェル部）注水	・補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジ切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え	6名
	1.8.2.2(1)ａ. 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・ＲＣＩＣによる原子炉注水	・原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
	1.8.2.2(1)ｂ. 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・高圧代替注水系による原子炉注水	・高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
	1.8.2.2(1)ｃ. 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	・低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水操作	2名
	1.8.2.2(1)ｄ. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）に伴う系統構成	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型大型ポンプの取扱（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.8.2.2(1)ｅ. 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・代替循環冷却系による原子炉注水	・代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水操作	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（23／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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 （続き）	1.8.2.2(1) f . 消火系による原子炉圧力容器への注水	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・消火系による原子炉注水	・消火系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・消火系による原子炉注水	・消火系による原子炉圧力容器への注水に伴う系統構成	2名
	1.8.2.2(1) g . 補給水系による原子炉圧力容器への注水	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・ＣＳＴ系による原子炉注水	・補給水系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
		当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・ＣＳＴ系による原子炉注水	・補給水系による原子炉圧力容器への注水に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジ切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え	6名
	1.8.2.2(1) h . ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・ＳＬＣによる原子炉注水	・ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（24／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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	1.9.2.1(1) b. 可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化	重大事故等対応要員 （給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化に伴う系統構成	6名
	1.9.2.1(2) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器水素爆発防止	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器水素ガス・酸素ガスの排出	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素の排出準備操作 ・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素の排出操作	1名
	1.9.2.1(2) b. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	・可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	1名
	1.9.2.1(3) a. 格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測	・格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	1名
	1.9.2.1(3) b. 格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器雰囲気モニタによる水素濃度及び酸素濃度計測	・格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（25／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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	1.10.2.1(1) 原子炉建屋ガス処理系による水素排出	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・原子炉建屋ガス処理系による水素排出	・原子炉建屋ガス処理系による水素排出操作	1名
	1.10.2.1(2)ａ. 原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視	当直	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年※1	・原子炉建屋水素濃度計測	・原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（26／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	1.11.2.1(1) a . 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水操作	1 名
	1.11.2.1(1) b . 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	・可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）確認	1 名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	・可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）に伴う系統構成	2 名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（27／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等 （続き）	1.11.2.1(1) c. 補給水系による使用済燃料プール注水	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・ＣＳＴ系による使用済燃料プール注水	・補給水系による使用済燃料プール注水操作	1 名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・ＣＳＴ系による使用済燃料プール注水	・補給水系による使用済燃料プール注水に伴う系統構成	2 名
	1.11.2.1(1) d. 消火系による使用済燃料プール注水【消火栓を使用した場合】	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・消火系による使用済燃料プール注水	・消火系による使用済燃料プール注水操作	1 名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・消火系による使用済燃料プール注水	・消火系による使用済燃料プール注水に伴う系統構成	4 名
	1.11.2.1(1) d. 消火系による使用済燃料プール注水【残留熱除去系ラインを使用した場合】	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・消火系による使用済燃料プール注水	・消火系による使用済燃料プール注水操作	1 名
		当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・消火系による使用済燃料プール注水	・消火系による使用済燃料プール注水に伴う系統構成	2 名
	1.11.2.2(1) a. 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ操作	1 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（28／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等 （続き）	1.11.2.2(1)ｂ. 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）に伴う系統構成 ・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.11.2.2(1)ｃ. 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年※1	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・建屋内ホース敷設 ・可搬型スプレイノズル設置	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（29／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等 （続き）	1.11.2.2(2) a． 使用済燃料プール漏えい緩和	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・使用済燃料プール監視	・使用済燃料プールの監視	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・使用済燃料プール漏えい緩和	・使用済燃料プール漏えい緩和措置	4名
	1.11.2.3(1) a． 使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・使用済燃料プール監視	・使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動操作	1名
	1.11.2.4(1) a．(a) 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	・代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却操作	1名
	1.11.2.4(1) a．(b) 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・緊急用海水系による冷却水確保	・緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作 ・緊急用海水系の起動操作	1名
	1.11.2.4(1) a．(c) 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替大型ポンプによる冷却水（海水）の確保	当直	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール冷却系に使用する冷却水（海水）の確保	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール冷却系に使用する冷却水（海水）確保に伴う系統構成	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水大型ポンプの取り扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（30／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
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	1.12.2.1(1) a . 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・大気への放射性物質の拡散抑制	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・放水砲の取扱い	8 名
	1.12.2.1(1)b. ガンマカメラ又はサーモカメラによる大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認	・ガンマカメラ又はサーモカメラの取扱い（運搬，設置，確認）	2 名
	1.12.2.1(2) a . 汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・海洋への放射性物質の拡散抑制	・汚濁防止膜の運搬，設置	9 名
	1.12.2.1(2) b . 放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・海洋への放射性物質の拡散抑制	・放射性物質吸着材の運搬，設置	9 名
	1.12.2.2(1) a . 化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（消防車用）による延焼防止処置	自衛消防隊	・防火管理要領	1 回／年	・航空機燃料火災時の延焼防止	・化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車の取扱い（消火活動） ・泡消火薬剤の補給	9 名
	1.12.2.2(2) a . 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・航空機燃料火災への泡消火	・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）の取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・放水砲の取扱い ・泡消火薬剤の混合	8 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（31／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	1.13.2.1(2) a . 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・代替淡水貯槽水源手順 ・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8 名
	1.13.2.1(4) a . 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・西側淡水貯水設備手順 ・可搬型代替注水中型ポンプ手順	・可搬型代替注水中型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8 名
	1.13.2.1(7) a . 淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる注水	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・淡水タンク水源手順 ・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8 名
	1.13.2.1(8) a . 海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・海水源手順 ・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（32／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等 （続き）	1.13.2.2(1) a . 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）	当直	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる手順	・中央制御室での水位指示監視	2 名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8 名
	1.13.2.2(2) a . 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	2 名
	1.13.2.3(2) 淡水から海水への切替	当直	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・中央制御室での監視	2 名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8 名
1.14 電源の確保に関する手順等	1.14.2.2(1) a . 常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1 回／年 ※1	・常設代替交流電源設備起動 ・常設代替交流電源設備による緊急用M／C受電 ・常設代替交流電源設備による緊急用M／CからM／C　2C又は2D受電	・常設代替高圧電源装置の起動 ・緊急用M／C受電 ・非常用M／C受電	2 名
		当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1 回／年	・常設代替交流電源設備による緊急用M／CからM／C　2C又は2D受電	・非常用M／C受電準備及び受電確認	2 名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	・常設代替高圧電源装置の現場操作	2 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（33／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.14 電源の確保に関する手順等 （続き）	1.14.2.2(1) b. 可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年 ※1	・可搬型代替交流電源設備による P／C　２C及び２D受電	・P／C　２C及び２D受電準備 ・P／C　２C及び２D受電	２名
		当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年	・可搬型代替交流電源設備による P／C　２C及び２D受電	・P／C　２C及び２D受電準備及び受電確認	２名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	６名
	1.14.2.2(2) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（常用M／C　２E経由）による非常用所内電気設備への給電	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年 ※1	・HPCS　D／GによるM／C ２C又は２D受電	・HPCS　D／GによるM／C ２C又は２D受電準備 ・HPCS　D／Gの起動 ・HPCS　D／GによるM／C ２C又は２D受電	２名
		当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年	・HPCS　D／GによるM／C ２C又は２D受電	・HPCS　D／GによるM／C ２C又は２Dへの受電準備及び受電確認	２名
	1.14.2.2(3) ２C・２D非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による２C・２D非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源供給機能の復旧	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年	・D／G　２C，２D及びHPCS　D／G海水系への代替送水	・D／G　２C，２D及びHPCS　D／G海水系への代替送水準備	２名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	８名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（34／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.14 電源の確保に関する手順等 （続き）	1.14.2.3(1) a . 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1 回／年 ※1	・125VA系及びB系蓄電池による直流 125V 主母線盤２A及び２B受電	・125VA系及びB系蓄電池による直流 125V 主母線盤２A及び２B受電確認	２名
		当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1 回／年	・125VA系及びB系蓄電池による直流 125V 主母線盤２A及び２B受電	・直流 125V 主母線盤２A及び２B不要負荷切り離し	２名
	1.14.2.3(1) b . 可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1 回／年	・可搬型代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤２A及び２B受電	・可搬型代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤２A及び２B受電準備及び受電確認	２名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・可搬型整流器の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	６名
	1.14.2.4(1) a . 常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1 回／年 ※1	・常設代替交流電源設備起動 ・常設代替交流電源設備による緊急用M／C受電 ・常設代替交流電源設備による緊急用M／C，P／C，MCC受電 ・緊急用直流 125V 主母線盤による直流 125V 主母線盤２A及び２B受電	・常設代替高圧電源装置の起動 ・緊急用M／C，P／C，MCC受電	２名
		当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1 回／年	・緊急用直流 125V 主母線盤による直流 125V 主母線盤２A及び２B受電	・緊急用直流 125V 主母線盤による直流 125V 主母線盤２A及び２B受電及び受電確認	２名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・常設代替高圧電源装置起動手順	・常設代替高圧電源装置の現場操作	２名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（35／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.14 電源の確保に関する手順等 （続き）	1.14.2.4(1)ｂ. 可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年 ※1	・可搬型代替交流電源設備による緊急用Ｐ／Ｃ，ＭＣＣ受電	・可搬型代替交流電源設備による緊急用Ｐ／Ｃ，ＭＣＣ受電	2名
		当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年	・可搬型代替交流電源設備による緊急用Ｐ／Ｃ，ＭＣＣ受電 ・緊急用直流 125V 主母線盤による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	・可搬型代替交流電源設備による緊急用Ｐ／Ｃ，ＭＣＣ受電確認 ・緊急用直流 125V 主母線盤による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電及び受電確認	2名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名
	1.14.2.4(2)ａ. 常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年 ※1	・常設代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤受電	・常設代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤受電確認	2名
		当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年	・緊急用直流 125V 主母線盤による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	・緊急用直流 125V 主母線盤による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電及び受電確認	2名
	1.14.2.4(2)ｂ. 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年	・可搬型代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤受電 ・緊急用直流 125V 主母線盤による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	・可搬型代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤受電及び受電確認 ・緊急用直流 125V 主母線盤による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電及び受電確認	2名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・可搬型整流器の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名
	1.14.2.5(1)ａ. 可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	重大事故等対応要員（アクセスルート確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・タンクローリへの給油手順	・タンクローリの取扱い（補給作業）	2名
	1.14.2.5(1)ａ. タンクローリから各機器への給油	重大事故等対応要員（アクセスルート確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・タンクローリからの給油手順	・タンクローリの取扱い（給油作業）	2名
	1.14.2.5(1)ｂ. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油	当直	・非常時運転手順書（事象ベース）	1回／年	・軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油手順	・軽油貯蔵タンク出口弁切替操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（36／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.15 事故時の計装に関する手順等	1.15.2.1(1) 計器故障時の手順	当直	・重大事故等対策要領	1回／年 ※1	・計器故障時の手順	・他チャンネルによる計測 ・代替パラメータによる推定	1名
	1.15.2.1(2) a. 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順（代替パラメータによる推定）	当直	・重大事故等対策要領	1回／年 ※1	・計器の計測範囲を超えた場合の手順	・代替パラメータによる推定	1名
	1.15.2.1(2) b. 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順（可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視）	重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視	・可搬型計測器の取扱い	2名
	1.15.2.2(1) c. 計測に必要な電源が喪失した場合の手順（可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視）	重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視	・可搬型計測器の取扱い	2名
	1.15.2.3 重大事故等時のパラメータを記録する手順	重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・重大事故等時のパラメータを記録する手順	・メディア（記録媒体）への保存 ・代替パラメータの計測結果から推定したパラメータ値の記録 ・可搬型計測器での計測値の記録	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（37／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	1.16.2.1(1) a . 中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の運転手順等（交流動力電源が正常な場合）	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1 回／年 ※1	・中央制御室換気系起動（閉回路循環運転） ・非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系起動	・中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動及び動作状況確認 ・通常建屋換気系の隔離状態確認	2 名
	1.16.2.1(1) b . 中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の運転手順等（全交流動力電源が喪失した場合）	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1 回／年 ※1	・中央制御室換気系起動（閉回路循環運転） ・非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系起動	・中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動及び動作状況確認 ・通常建屋換気系の隔離状態確認	2 名
	1.16.2.1(2) 中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1 回／年	・中央制御室酸素及び二酸化炭素測定手順 ・中央制御室換気系起動（外気取入れ運転）	・中央制御室の酸素及び二酸化炭素測定 ・中央制御室換気系外気取入れ運転	2 名
	1.16.2.1(3) 中央制御室の照明を確保する手順	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1 回／年	・中央制御室用可搬型照明設置手順	・中央制御室への可搬型照明設置	1 名
	1.16.2.1(4) 中央制御室待避室の照明を確保する手順	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1 回／年	・中央制御室退避室用可搬型照明設置手順	・中央制御室退避室への可搬型照明設置	1 名
	1.16.2.1(5) データ表示装置（待避室）によるプラントパラメータの監視手順	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1 回／年	・データ表示装置（退避室）設置手順	・中央制御室退避室へのデータ表示装置（退避室）設置	1 名
	1.16.2.1(6) 中央制御室待避室の準備手順	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1 回／年	・中央制御室退避室正圧化	・中央制御室退避室の正圧化	1 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（38／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等（続き）	1.16.2.1(7) 中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1回／年	・中央制御室退避室酸素及び二酸化炭素測定手順 ・中央制御室退避室酸素及び二酸化炭素濃度管理手順	・中央制御室の酸素及び二酸化炭素測定 ・中央制御室退避室の酸素及び二酸化炭素濃度管理	1名
	1.16.2.1(8) 衛星電話設備（可搬型）（待避室）による通信連絡手順	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1回／年	・衛星電話設備（可搬型）（退避室）設置手順	・中央制御室退避室への衛星電話設備（可搬型）（退避室）の設置	1名
	1.16.2.1(9) その他の放射線防護措置等に関する手順等	当直	・非常時運転手順書Ⅲ	1回／年	・放射線防護具着用手順	・全面マスクの着用	－
	1.16.2.2(1) チェンジングエリアの設置及び運用	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・チェンジングエリア設置及び運用	・チェンジングエリア設営	2名
1.17 監視測定等に関する手順等	1.17.2.1(2) 可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型モニタリング・ポスト設置手順	・可搬型モニタリング・ポストの取扱い	2名
	1.17.2.1(3) 放射能観測車による放射性物質の濃度の測定	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・放射能観測車取扱手順	・放射能観測車の取扱い	2名
	1.17.2.1(4) 可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型放射能測定装置取扱手順	・可搬型放射能測定装置の取扱い	2名
	1.17.2.1(5)ａ．～ｃ． 可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型放射能測定装置取扱手順	・可搬型放射能測定装置の取扱い	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（39／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.17 監視測定等に関する手順等 （続き）	1.17.2.1(5) d. 可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定のうち海上モニタリング	重大事故等対応要員 （放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・小型船舶取扱手順 ・可搬型放射能測定装置取扱手順	・小型船舶の取扱い ・可搬型放射能測定装置の取扱い	4 名
	1.17.2.1(6) モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	保修班 班員	・重大事故等対策要領	1 回／年	・モニタリング・ポスト検出器保護用カバー交換手順	・モニタリング・ポストの検出器保護用カバー交換	2 名
	1.17.2.1(7) 可搬型モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員 （放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型モニタリング・ポスト養生シート交換手順	・可搬型モニタリング・ポスト養生シート交換	2 名
	1.17.2.1(8) 放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員 （放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型放射能測定装置遮蔽手順	・可搬型放射能測定装置遮蔽	2 名
	1.17.2.2(2) 可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定	重大事故等対応要員 （放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型気象観測設備取扱手順	・可搬型気象観測設備設置	2 名
1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	1.18.2.1(1) a. 緊急時対策所非常用換気空調設備運転手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1 回／年	・緊急時対策所非常用換気設備起動手順	・緊急時対策所非常用換気設備起動	1 名
	1.18.2.1(1) b. 緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1 回／年	・緊急時対策所加圧設備準備手順	・ボンベ出口圧力確認 ・警報バイパス	2 名
	1.18.2.1(1) c. 緊急時対策所加圧設備への切替準備手順	放射線管理班 班員 庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1 回／年	・緊急時対策所加圧設備切替準備手順	・可搬型モニタリング・ポストの監視強化 ・加圧設備の操作要員配置	各 1 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（40／40）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規定（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等（続き）	1.18.2.1(1) d. 緊急時対策所加圧設備への切替手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策所加圧操作手順	・緊急時対策所加圧操作	2名
	1.18.2.1(1) e. 緊急時対策所加圧設備の停止手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策所加圧停止操作手順	・緊急時対策所加圧停止操作	2名
	1.18.2.1(2) a. 緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・酸素濃度及び二酸化炭素濃度測定手順	・酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定	1名
	1.18.2.1(2) b. 緊急時対策所加圧設備運転中の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・酸素濃度及び二酸化炭素濃度測定手順	・酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定	1名
	1.18.2.1(3) a. 緊急時対策所エリアモニタ設置手順	放射線管理班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策所エリアモニタ設置手順	・緊急時対策所エリアモニタ設置	1名
	1.18.2.2(1) ＳＰＤＳによるプラントパラメータ等の監視手順	情報班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・ＳＰＤＳ操作手順	・ＳＰＤＳデータ表示装置監視	1名
	1.18.2.3(2) b. チェンジングエリアの設置及び運用手順	放射線管理班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・チェンジングエリア設置手順	・チェンジングエリアの設置	2名
	1.18.2.4(2) a. 緊急時対策所用代替電源設備の手動起動手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策所用代替電源設備の手動への切替手順	・緊急時対策所用代替電源設備の手動起動	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－5 表 教育及び訓練計画の頻度の考え方について

項目	頻度	教育・訓練の方針	教育・訓練の内容
教育・訓練の計画	1 回／年	・原子炉施設保安規定に基づく手順書で計画の策定方針を規定する。	・重大事故等対策に関する知識向上のための教育・訓練等
要素訓練	1回／年以上	・各要員に対し必要な教育及び訓練項目を年1回以上実施し，評価することにより，力量が維持されていることを確認する。 ・各要員が力量の維持及び向上を図るためには，各要員の役割に応じた教育及び訓練を受ける必要がある。各要員の役割に応じた教育及び訓練を年1回以上，毎年繰り返すことにより，各手順を習熟し，力量の維持及び向上を図る。 ・各要員の力量評価の結果に基づき教育及び訓練の有効性評価を行い，年1回の実施頻度では力量の維持が困難と判断される教育又は訓練については，年2回以上の実施頻度に見直す。	・給水活動及び電源復旧活動等の各項目の教育・訓練
発電所総合訓練	1回／年以上	・想定した原子力災害への対応，各機能や組織間の連携等，組織があらかじめ定められた機能を発揮できることを総合的に確認する訓練を年1回以上実施し，評価することにより，災害対策要員の実効性等を確認する。	・災害対策要員の実効性等を総合的に確認。

第 1.0.9－6 表 重大事故等に係る発電所要員の力量管理について

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

第 1.0.9－7 表 プラント設備への習熟のための保守点検活動

対象者	主な活動	保守点検活動の内容（例）	社内規程
入社１年目 原子力技術系社員（全員）	現場実習	・入社後、原子力発電所の仕組みや放射線の基礎等の知識を学んだ後、発電所の運転業務（直業務）の研修を受け、系統設備の概略や現場パトロール（機器配置）を習熟する。	力量設定管理要項
当直	巡視点検	・巡視点検を1回以上／日で実施。 ・必要により簡易な保守を実施。	運転管理業務要項
	運転操作	・プラント起動又は停止時の運転操作及び機器の状態確認 ・非常用炉心冷却設備等の定期的な起動試験に係る運転操作及び機器の状態確認。	運転管理業務要項
保修室員	保守管理	・設備ごとに担当者を定め，プラント運転中の定期的な巡視，及びプラント起動停止時や試運転時に立会い，異常有無等の状態を確認。 ・設備不具合時等に設備の状況を把握し，原因の特定及び復旧方針を策定。	保守管理業務要項
	工事管理 （調達管理）	・各設備の定期的な保守点検工事あるいは修繕工事等において，当社立会のホールドポイントを定めて，設備毎の担当者が分解点検等の現場に立会い，設備の健全性確認を行うとともに，作業の安全管理等を実施。	保守管理業務要項 力量設定管理要項
	教育訓練	・保修部門配属後，研修施設において，基本的な設備（制御弁，ポンプ，モータ，手動弁，遮断器，検出器，伝送器，制御器等）の分解点検や組み立て及び点検調整等の実習トレーニングを行い，現場技能を習得している。 ・ＯＪＴを主体に専門知識の習得を図ることで，技術に堪能な人材を早期に育成している。	力量設定管理要項

補足 1

要員の力量評価及び教育訓練の有効性評価について

1. 要員の力量評価（表 1，表 2，表 3 参照）

各要員の評価は，社内規程にて力量基準を設定し，力量評価を行うこととする。力量評価の方法は，訓練毎に設定した判定基準を満たした訓練を有効なものとし，その訓練における各要員の対応状況を評価する。評価は，当該訓練で既に力量を有している者を評価者として配置し，評価者が評価対象の要員の対応状況を確認し,表3に示す力量水準に照らして力量レベルを判定していくこととする。

2. 教育訓練の有効性評価

教育訓練の有効性は，要素訓練毎に必要人数を満たしているか否かを確認することで評価を行うこととする。有効性の評価方法は，各要員の力量評価を訓練毎に集約し，必要な力量を有した要員を確保できているか確認することにより行い，その結果，必要な力量を有した要員が確保できていない場合には，教育訓練の実施頻度，内容等を見直すこととする。

表1　要素訓練評価の例

1. 訓練項目	水源確保（ハイドロポンプ車・ホース車取扱訓練） 可搬型代替注水ポンプ（ハイドロポンプ）設置訓練			
2. 訓練日時	平成28年○月○日（○）　□時□分～□時□分			
3. 訓練対象者 （所属：氏名） 当番者：○名	○○室：○○　○○ □□室： △△室：			
4. 訓練内容	ポンプ設置訓練は，荷揚場等の取水箇所又は訓練用の取水箇所（模擬）を設定して実施。			
5. 判定基準	6. 訓練対象者で25分以内にポンプ設置*ができること。 *ポンプ吐出口に5m又は10mﾎｰｽを接続し，二又分岐，逆止弁，排水用仕切弁を設置し送水系統を構成すること。			
6. 作業担当（役割）※1	1回目（力量評価※2）		2回目（力量評価）	
①作業指揮者		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
②クレーン操作者		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
③合図・玉掛け		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
④介添えﾛｰﾌﾟ保持者♂		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
⑤油圧ホース補助者		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
⑥送水ホース補助者		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
○所要時間（≧25分） 合否判定※3	分　秒 合　格：不合格		分　秒 合　格：不合格	
記録担当				
評価者				
訓練補助				

♂はポンプユニットペンダント操作実施

※1：表2参照

※2：表3参照

※3：両方「不合格」は再訓練

表2　訓練担当と力量水準の例

訓練担当 （力量レベル）	訓練での役割及び力量水準
①作業指揮者	〈役割〉 ・訓練対象の作業手順（要領）に精通し，各担当者（訓練対象者）に対して指揮・統括を行う。 〈力量水準〉 ・特別管理職（待機当番者２：特5級以上）の水源確保要員のうち，訓練対象の作業手順（要領）に精通している者又は，当該訓練(作業手順)に精通している守衛員。
②～⑥担当者 ②ｸﾚｰﾝ操作者 ③合図・玉掛け者 ④ポンプ介添者 ⑤油圧ﾎｰｽ補助者 ⑥送水ﾎｰｽ補助者	〈役割〉 ・指揮者の指示により，各担当の作業を実施する。 〈力量水準〉 ・災害対策要員のうち，待機当番２又は水源確保要員。
評価者	〈役割〉 ・訓練の実施状況や各訓練対象の対応状況を確認し，評価（判定）を行う。 〈力量水準〉 ・訓練対象の作業手順に精通し，十分な訓練経験を有する者（指揮者相当の力量を有する者）。

表3　評価水準の例

力量判定(評価)	力量水準
優	作業手順に精通し，他の訓練者と協力・連携し，迅速・的確に作業が実施できる。
良	指揮者等の指示のもと，担当の作業を迅速・的確に作業できる。
可	他の訓練担当と協力して担当の作業を実施できる。
再訓練	指示された作業が実施できない。
合格	訓練体制において，判定基準を満足している。
不合格	訓練体制において，判定基準を満足できない。

補足 2

社外評価に対するフィードバックについて

原子力安全に対する発電所における種々の訓練及び活動の有効性を評価する第三者機関として，ＷＡＮＯ（世界原子力発電事業者協会）及びＪＡＮＳＩ（原子力安全推進協会）がある。

ＷＡＮＯは，種々の訓練及び活動について，世界中の原子力発電所の経験を踏まえ，各分野の世界最高水準（エクセレント）の振る舞いを事業者に提供している。各発電所は４年毎にピアレビューを受け，種々の訓練及び活動と世界最高水準との差（ギャップ）をＡＦＩ（Area For Improvement；改善提言）として受け，計画的に改善活動を行う。

東海第二発電所では，2014 年 2 月 19 日～2014 年 3 月 5 日に，ＷＡＮＯピアレビューを受けた。この時に受けたＡＦＩについて，ＷＡＮＯ Performance Improvement Guideline 等を参考に改善を進め，その後，当社が公表している自主的かつ継続的安全性向上の取組みと合わせて計画的に改善に取組んでいる。2016 年 6 月 13 日～2016 年 6 月 17 日には,ＷＡＮＯフォローアップピアレビューを受け，当社の改善の方向性及び進捗状況について確認を受けた。

一方，ＪＡＮＳＩについても，ＷＡＮＯと同様の考え方で１０分野（運転，保修，放射線防護，火災防護，緊急時対応，組織・管理体制等）について，定期的な発電所のピアレビューを行っており，ＡＦＩを提示することで，各発電所の種々の訓練及び活動の改善を促している。

東海第二発電所では,これまでにＪＡＮＳＩピアレビューは受けていないが，他発電所と同様に，再稼働前及び再稼働以降も定期的にＷＡＮＯ及びＪＡＮＳＩのピアレビューを受けることで，継続的に種々の訓練及び活動の改善を行っていく。

添付資料 1.0.10

東海第二発電所

重大事故等発生時の体制について

＜目　　次＞

1.　重大事故等対策に係る体制の概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－1

(1) 体制の特徴・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－2

(2) 災害対策要員の確保に関する基本的な考え方・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－3

(3) 重大事故等対策における判断者及び操作者について・・・・・・・・　1.0.10－4

2.　東海第二発電所における重大事故等対策に係る体制について　1.0.10－5

(1) 災害対策本部の体制概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－5

a. 災害対策本部長（所長）及び本部長代理の役割・・・・・・・・・・・　1.0.10－5

b. 災害対策本部の構成・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－5

c. 災害対策要員が活動する施設・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－9

(2) 災害対策本部の要員招集・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－10

a. 当直要員・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－10

b. 発電所構内等に常駐している災害対策要員

（当直要員除く）・　1.0.10－12

c. 発電所外から発電所に参集する災害対策要員・・・・・・・・・・・・　1.0.10－12

(3) 通報連絡・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－14

(4) 災害対策本部内の情報共有について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－15

a. プラント状況，重大事故等への対応状況の情報共有・・・・・・　1.0.10－15

b. 指示・命令，報告・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－16

c. 本店対策本部との情報共有・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－16

(5) 交代要員の考え方・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－17

(6) プルーム通過前後の体制の移行・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1.0.10－18

3.　発電所外における重大事故等対策に係る体制について・・・・・　1.0.10－19

(1) 本店対策本部 ····· 1.0.10－20
a. 本店対策本部の体制概要 ····· 1.0.10－20
b. 本店対策本部設置までの流れ ····· 1.0.10－21
c. 広報活動 ····· 1.0.10－21
(2) 原子力事業所災害対策支援拠点 ····· 1.0.10－22
(3) 中長期的な体制 ····· 1.0.10－22
第 1.0.10－1 表 防災体制の区分と緊急時活動レベル（ＥＡＬ） 1.0.10－24
第 1.0.10－2 表 所長（原子力防災管理者）不在時の代行順位 ·· 1.0.10－26
第 1.0.10－1 図 災害対策本部体制 ····· 1.0.10－27
第 1.0.10－2 図 災害対策本部の初動体制及び全体体制の構成 ·· 1.0.10－28
第 1.0.10－3 図 災害対策本部の初動体制から全体体制への移行 1.0.10－29
第 1.0.10－4 図 災害対策本部の要員（プルーム通過時） ····· 1.0.10－30
第 1.0.10－5 図 中央制御室の当直要員等の体制（運転中） ···· 1.0.10－31
第 1.0.10－6 図 中央制御室の当直要員等の体制（停止中） ···· 1.0.10－32
第 1.0.10－7 図 発電所における非常事態宣言と
災害対策要員の非常招集 ····· 1.0.10－33
第 1.0.10－8 図 プルーム通過前後の災害対策要員の動き ····· 1.0.10－34
第 1.0.10－9 図 一斉通報装置による災害対策要員の
非常招集連絡 ····· 1.0.10－35
第 1.0.10－10 図 災害対策要員の非常招集の流れ ····· 1.0.10－36
第 1.0.10－11 図 緊急時対策所（災害対策本部）内における各作業班，
本店対策本部との情報共有イメージ ····· 1.0.10－37
第 1.0.10－12 図 重大事故等発生時の支援体制（概要） ····· 1.0.10－38
第 1.0.10－13 図 本店対策本部の組織及び職務 ····· 1.0.10－39

第 1.0.10－14 図 本店（東京）における態勢発令と災害対策要員の非常招集
（非常召集の連絡経路）・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0.10－40
第 1.0.10－15 図 全面緊急事態発生時の情報発信体制・・・・・・・・・ 1.0.10－41
第 1.0.10－16 図 原子力事業所災害対策支援拠点の体制・・・・・・・ 1.0.10－42
別紙１ 自衛消防隊の体制について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0.10－43
別紙２ 緊急時対策所における主要な資機材一覧・・・・・・・・・・・・・・ 1.0.10－54
別紙３ 重大事故等発生時における災害対策要員の動き・・・・・・・・・ 1.0.10－55
別紙４ 災害対策要員による通報連絡について・・・・・・・・・・・・・・・・ 1.0.10－56
別紙５ 原子力事業所災害対策支援拠点について・・・・・・・・・・・・・・ 1.0.10－58
別紙６ 発電所構外からの災害対策要員の参集について・・・・・・・・・ 1.0.10－60
補足１ 発電所が締結している医療協定について・・・・・・・・・・・・・・ 1.0.10－87

1.　重大事故等対策に係る体制の概要

発電所において，重大事故等を起因とする原子力災害が発生するおそれがある場合，又は発生した場合に，事故原因の除去，原子力災害の拡大の防止，その他必要な活動を円滑に行うため，原子力防災管理者（所長）は，事象に応じて警戒事態又は原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）第10 条第 1 項に基づく特定事象等の重大事故等発生の場合には非常事態を宣言し，所長を災害対策本部長とする発電所警戒本部又は発電所災害対策本部（以下「災害対策本部」という。）を設置する。（第 1.0.10－1 図）

また，発電所において警戒事態又は非常事態の宣言を受けた本店（東京）は，本店警戒事態又は本店非常事態を発令し，本店警戒本部又は本店総合災害対策本部（以下「本店対策本部」という。）を設置する。

原子炉施設に異常が発生し，その状況が原災法第 10 条第 1 項に基づく特定事象である場合の通報，非常事態の宣言，災害対策本部の設置等については，原災法第 7 条に基づき作成している東海第二発電所原子力事業者防災業務計画（以下「防災業務計画」という。）及び関連する社内規程に定めている。

防災業務計画には，災害対策本部の設置，原子力防災要員を置くこと，及びこれを支援するため本店対策本部を設置することを規定している。これらの組織により全社として原子力災害事前対策，緊急事態応急対策，及び原子力災害中長期対策を実施できるようにしておくことで，原災法第 3 条で求められる原子力事業者の責務を果たしている。

原子炉施設の異常時には，災害対策本部の対応が事象収束に対して有効に機能するように，保安規定及び社内規程において，防災訓練等を通じて平時から機能の確認を行う。

本資料では，重大事故等発生時，即ち，原災法第 10 条第 1 項に基づく特定事象が発生して，東海第二発電所に災害対策本部を設置し，本店（東京）

に本店対策本部を設置した場合における体制について示す。

(1)　体制の特徴

原子力防災組織は，災害対策本部長，災害対策本部長代理，本部員及び発電用原子炉主任技術者で構成される「本部」と，7つの作業班で構成され，役割分担に応じて対処する。

災害対策本部において，指揮命令は基本的に災害対策本部長を最上位に置き，階層構造の上位から下位に向かってなされる。一方，下位から上位へは，実施事項等が報告される。また，プラント状況や各班の対応状況についても各本部員より適宜報告されるため，常に綿密な情報の共有がなされる。

あらかじめ定めた手順に従って運転班（当直）が行う運転操作や復旧操作については，当直発電長の判断により自律的に実施し，運転本部員に実施の報告が上がってくることになる。

東海第二発電所において組織している災害対策本部体制について，以下に説明する。

a．災害対策本部の構成

災害対策本部体制は緊急時対策所に構築され，以下の要員（災害対策要員）で構成される。

・災害対策本部長：原子力防災管理者（所長）

・災害対策本部長代理：副原子力防災管理者

・発電用原子炉主任技術者

・本部員：担当班の統括

各班は基本的な役割，機能毎に以下の班を構成し，それぞれの本部

員の指揮の下，活動を実施する。

①情報班

②広報班

③庶務班

④技術班

⑤放射線管理班

⑥保修班

⑦運転班

各班の必要要員規模は，対応すべき事故の様相又は事故の進展や収束の状況により異なるが，プルーム通過の前・中・後でも要員の規模を拡大・縮小しながら円滑な対応が可能な組織とする。

(2)　災害対策要員の確保に関する基本的な考え方

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等が発生した場合でも速やかに対策を行えるよう，発電所構内に必要な要員を常時確保する。また，火災発生時の初期消火活動に対応するため，初期消火要員についても発電所に常時確保する。

重大事故等の対応で，高線量下における対応が必要な場合においても，社員で対応できるよう要員を確保する。病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し，所定の要員に欠員が生じた場合は，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）を含め要員の補充を行うとともに，そのような事態に備えた体制に係る管理を行う。

必要な要員の補充の見込みが立たない場合は，原子炉停止等の措置を実施し，確保できる要員で，安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。また，あらかじめ定めた連絡体制に基づき，夜間及び休日（平日の勤務時

間帯以外）を含めて必要な要員を非常招集できるよう，定期的に通報連絡訓練を実施する。

(3)　重大事故等対策における判断者及び操作者について

a．判断者の明確化

発電所の重大事故等対策の災害対策活動に関する一切の業務は，災害対策本部のもとで行い，かつ，災害対策本部において行う対策活動を本店対策本部は支援する。

運転班（当直）が行う運転操作や復旧操作については，あらかじめ定めた手順に従って当直発電長の判断により実施する。一方，あらかじめ定めた手順によらない操作及び対応については，原子炉施設の運転に関し保安の監督を職務とする発電用原子炉主任技術者の助言を踏まえ，災害対策本部長が最終的に判断する。

また，国及び地方公共団体等の関係機関及び社外の支援組織との連携に係る対応の判断は，本店対策本部長が行う。

隣接する東海発電所との同時発災により各発電所での対応が必要な事象が発生した場合，災害対策本部は各発電所の状況や使用可能な設備，事象の進展等の状況を共有し，東海発電所長及び東海第二発電所長を兼務する災害対策本部長が対応すべき優先順位の最終的な判断を行う。

b．操作者の明確化

各種手順書は，使用主体に応じて，当直運転員が使用する運転手順書と，災害対策要員（当直運転員を除く）が災害対策本部で使用する手順等を整備する。

ただし，使用目的によっては，相互の手順の完遂により機能を達成する場合があることを踏まえ，重大事故等対処設備の操作に当たっては，中央制御室と災害対策本部の間で緊密な情報共有を図りながら行うこととする。

2.　東海第二発電所における重大事故等対策に係る体制について

(1)　災害対策本部の体制概要

a．災害対策本部長（所長）及び本部長代理の役割

所長は,災害対策本部長として原子力防災組織を統括管理するとともに,必要な要員を招集し状況の把握に努め，原子力災害の発生又は拡大の防止のために必要な応急措置を行う。

所長が不在の場合は，あらかじめ定めた順位に従い，副原子力防災管理者がその職務を代行する。（第 1.0.10－2 表）

また，重大事故等の発生時には複数の事象が同時に進行することを想定し，災害対策本部長の助成や，災害対策本部長の指示を受けて，原子力オフサイトセンターでの対応及び重大事故等の応急措置等に係る特定の課題を迅速に確認及び各班に具体的な対応を指示する本部長代理を 3 名配置する。

b．災害対策本部の構成

(a) 災害対策本部

災害対策本部は，実施組織及び支援組織に区分される。さらに，支援組織は，技術支援組織及び運営支援組織に区分される。

実施組織は，当直，重大事故等の現場活動を行う重大事故等対応要員及び初期消火活動を行う自衛消防隊から構成される。重大事故等対応要

員は，庶務班，保修班及び運転班で構成され，各班には班員に対して必要な指示を行う本部員と班員に対して具体的な作業指示や作業状況を本部に報告を行う班長を配置する。

支援組織のうち技術支援組織は，技術班，放射線管理班，保修班及び運転班から構成され，各班には班員に対して必要な指示を行う本部員と班員に対して具体的な作業指示や作業状況の報告を行う班長を配置する。

支援組織のうち運営支援組織は，情報班，広報班及び庶務班から構成され，各班には班員に対して必要な指示を行う本部員と班員に対して具体的な作業指示や作業状況の報告を行う班長を配置する。（第 1.0.10－1 図～第 1.0.10－6 図）

災害対策本部（全体体制）110 名は，当社社員と自衛消防隊の消火担当及び給水確保対応にあたる協力会社社員（13 名）で構成される。

なお，災害対策本部の初動対応要員 39 名については、自衛消防隊の消火担当（7 名）の要員以外を当社社員で構成する。

＜実施組織＞

当直：事故の影響緩和・拡大防止に関する運転上の措置，初期消火活動等

重大事故等対応要員：役割別に各班に分かれる。

庶務班：アクセスルート確保（2名）

放射性物質の拡散抑制対策に伴う措置（14名）

自衛消防隊による初期消火活動（11名）

保修班：事故の影響緩和・拡大防止に関する対応（2名）

給水確保に伴う措置（8名）

電源確保に伴う措置（6名）

運転班：事故の影響緩和・拡大防止に関する運転上の措置（3名）

重大事故等対応要員のうち庶務班及び保修班の要員は，実施組織が行う各災害対策活動を相互に助勢して実施できる配置とし，対応する必要がある災害対策活動に対処可能な体制とする。

火災発生時には，火災の発生場所に応じて当直あるいは守衛が初期消火を行い，要請を受けた自衛消防隊が初期消火を引き続いて実施する。また，平日（勤務時間中）と平日夜間及び休日では初期消火の対応要領が異なるが，どちらの場合においても，迅速かつ適切に初期消火活動を行うことができる。（別紙 1）

＜技術支援組織＞

技術班：事故状況の把握・評価，プラント状態の進展予測・評価，事故拡大防止対策の検討及び技術的助言等（3 名）

放射線管理班：影響範囲の評価，被ばく管理，汚染拡大防止措置等に関する技術的助言，二次災害防止に関する措置等（3 名）
発電所内外の放射線・放射能の状況把握（4 名）

保修班：事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示，不具合設備の応急復旧及び技術的助言，放射性物質の汚染除去等（5 名）

運転班：プラント状態の把握及び災害対策本部へのインプット，事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示及び技術的助言等（3 名）

＜運営支援組織＞

情報班：事故に関する情報収集・整理及び連絡調整，本店対策本部及び社外機関との連絡調整等（5 名）

広報班：発生した事象に関する広報，関係地方公共団体の対応，報道機関等の社外対応，発電所内外へ広く情報提供等（4 名）

庶務班：災害対策本部の運営，防災資機材の調達及び輸送（4 名）

社外関係機関への連絡（6 名）

所内警備，避難誘導（3 名）

医療(救護)に関する措置，二次災害防止に関する措置（3 名）

(b) 災害対策要員

災害対策要員は重大事故等に対処するために必要な指示を行う本部要員，各作業班員，現場にて対応を行う重大事故等対応要員，当直要員及び自衛消防隊(初期消火要員)で構成する。

(c) 災害対策本部設置までの流れ

発電所において，重大事故等の原子力災害が発生するおそれがある場合，原子力防災管理者（所長）は直ちに警戒事態を宣言するとともに本店発電管理室長へ報告する。原子力防災管理者は速やかに発電所警戒本部を設置し，災害対策本部体制を構成する災害対策本部要員に対し非常招集を行う。

さらに，発電所において，原災法第 10 条第 1 項に定める特定事象等を含む重大事故等の原子力災害が発生した場合，原子力防災管理者（所長）は直ちに非常事態を宣言するとともに本店発電管理室長へ報告する。原子力防災管理者は速やかに災害対策本部を設置し，災害対策本部体制を構成する災害対策要員に対し非常招集を行う。

なお，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，当直発電長から事象の発生の連絡を受けた原子力防災管理者（所長）は，当直

発電長に災害対策本部の要員の招集を指示し，通報連絡要員が一斉通報システムを用いて災害対策要員の非常招集を行う。（第 1.0.10－7図）

ｃ．災害対策要員が活動する施設

重大事故等が発生した場合において，災害対策本部における実施組織及び支援組織が関係箇所との連携を図り迅速な対応により事故対応を円滑に実施するために，以下の施設及び設備を整備する。これらは，重大事故等発生時において，初期に使用する施設及び設備であり，これらの施設又は設備を使用することによって発電用原子炉の状態を確認し，必要な発電所内外各所へ通報連絡を行い，また重大事故等への対応における各班，要員数を踏まえ数量を決定し，防災訓練において，適切に活動を実施できる数量であることを確認する。（別紙 3）

(a) 支援組織の活動に必要な施設及び設備

重大事故等対応に必要なプラントのパラメータを確認するための安全パラメータ表示システム（以下「ＳＰＤＳ」という。），発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ－電話機，ＩＰ－ＦＡＸ），衛星電話設備及び無線連絡設備等を備えた緊急時対策所を整備する。

(b) 実施組織の活動に必要な施設及び設備

中央制御室，緊急時対策所及び現場との連携を図るため，携行型有線通話装置，無線通話設備及び衛星電話設備等を整備する。また，電源が喪失し照明が消灯した場合でも，迅速な現場への移動，

操作及び作業を実施し，作業内容及び現場状況の情報共有を実施できるようヘッドライト及びランタン等を配備する。

(2)　災害対策本部の要員招集

平日の勤務時間帯に警戒事態又は非常事態が発生した場合，送受話器(ページング)，所内放送等にて発電所構内の災害対策本部体制を構成する災害対策要員に対して非常招集を行い，災害対策本部を設置した上で活動を実施する。東海第二発電所では，中長期的な対応も交替できるよう当直運転員以外の発電所職員についてもほぼ全員が災害対策要員となっており，平日の勤務時間中での要員確保は可能である。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に警戒事態又は非常事態が発生した場合，一斉通報システムにて災害対策本部体制を構成する災害対策要員に対し非常招集を行うとともに，災害対策本部体制が構築されるまでの間については，当直要員及び発電所構内に常駐している災害対策要員を主体とした初動体制を確立し，迅速な対応を図る。

また，発電所構内に常駐している災害対策要員のうち運転班の要員は，原則中央制御室に参集する。その他の参集する要員は，緊急時対策所に参集する。

以下に，発電所構内の要員数が少なくなる夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）における非常事態発生時の体制について記載する。この時期においても，重大事故等発生時に適切に対応を行うことができる。(第 1.0.10－3 図，第 1.0.10－5 図，第 1.0.10－6 図，第 1.0.10－7 図，第 1.0.10－8 図，第 1.0.10－9 図)

ａ．当直要員

原子炉運転時における中央制御室の当直要員は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び当直運転員 5 名の計 7 名／直を配置している（第 1.0.10－5 図)。また，原子炉運転停止中※2 における当直要員は，現場対応操作を考慮して，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び当直運転員 3 名の計 5 名／直を配置している(第 1.0.10－6 図)。

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

重大事故等発生時には，当直発電長が重大事故等対策に係る運転操作に関する指揮・命令・判断を行い，当直副発電長は当直発電長を補佐する。中央制御室で運転操作を行う当直運転員及び現場で対応する当直運転員は，当直発電長指示のもと重大事故等対策の対応を行うために整備された手順書に従い事故対応を行う。当直発電長は適宜，災害対策本部と連携し重大事故等対応操作の状況を報告する。

原子炉運転停止中の当直要員の数は，原子炉運転時の当直要員の数より少ないが，当直内の各役割及び指揮命令系統は維持される。

なお，当直要員の勤務形態は，通常サイクル5班2交替で運用しており，重大事故等発生時においても，中長期での運転操作等の対応に支障が出ることがないよう，通常時と同様の勤務形態を継続することとしていること，及び重大事故等の対応に当たっては有効性評価を考慮して中央制御室の当直運転員2名及び現場運転員6名（現場の当直運転員3名と重大事故等対応要員のうち運転操作対応3名（2人1組3チーム））の体制を整えている。また，特定の作業に当たり被ばく線量が集中しないよう配慮する運用としていることから，特定の現場運転員に作業負荷や被ばく線量が集中することはない。

ｂ．発電所構内に常駐している災害対策要員（当直要員除く）

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）には，発電所構内に常駐している災害対策要員（当直要員除く）が，緊急時対策所で初動対応を行う。

初動対応の全体を指揮する統括待機当番者 1 名の下に，現場を指揮する現場統括待機者 1 名，外部通報・連絡及び情報収集を行う要員 2 名※3，現場対応を行う庶務班，運転班及び保修班の要員 26 名（内訳：アクセスルート確保要員 2 名，初期消火要員 11 名，運転操作要員 3 名，電源・給水確保要員 10 名）及び放射線測定等を行う放射線管理班要員 2 名の合計 32 名が非常招集を受けて参集し，災害対策本部の初動体制を確立する。

重大事故等の応急対応については，必要な対応を実施可能な要員を確保することとし，これを初動体制の各班の機能及び要員数により対応可能としている。このため，特定の現場要員に作業負荷や被ばく線量が集中することはない。（第 1.0.10－2 図）

※3：情報班員のうち１名が中央制御室に常駐し初動対応を行う。

ｃ．発電所外から発電所に参集する災害対策要員

(a) 非常招集により参集する要員

災害対策本部の要員については，発電所員約 260 名のうち，約 130 名が発電所から５ｋｍ圏内に居住している。（平成 28 年 7 月現在）

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合に，災害対策要員の所在や参集ルート等を踏まえて参集時間と参集する災害対策要員数を評価した。その結果，要員の参集開始時間を招集連絡の 30 分後とすることや，要員の参集手段を徒歩移動とするという保守的な条件においても，重大事故等の発生の 2 時間後には約 110 名が参集すると評価される。この評価結果は，東海第二発電所で抽出される全て

の事故シナリオにおいて，外部からの参集要員に要求される参集時間及び要員数を十分に達成できる。（別紙 6）

参集した要員は災害対策本部の初動体制に加わることで，災害対策本部は初動体制から全体体制に移行する。統括待機当番者は，災害対策本部長の参集後には，本部長代理となる。また，初動体制における情報班，保修班，放射線管理班，庶務班及び運転班は，参集した要員による班員数が増加により，長期の現場応急対応を円滑かつ確実に実施することが可能となる。さらに，参集した要員により，中長期的な対応等を検討する技術班が全体体制の中で設置される。なお，残りの要員は交代要員として待機する。（第 1.0.10－2 図）

(b) 非常招集の対象者

発電所外から参集する災害対策本部の要員は，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても，拘束当番として 71 名を確保する。

確保する拘束当番者の選定にあたっては、対象者の居住場所を考慮する。他操作との流動性が少ない特定の力量を有する参集要員（運転員）については，参集の確実さを向上させるために，あらかじめ発電所近傍に待機させる運用とする。また，庶務班や保修班等において作業に必要な有資格者（各種主任技術者や大型車両及びクレーンなどの免状取得者）を配置する。

(c) 非常招集の流れ

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合に，発電所外にいる災害対策要員を速やかに非常招集するため，「一斉通報システム」，「通信連絡手段」等を活用し災害対策要員の非常招

集を行う。（第 1.0.10－9 図）

東海村周辺地域で震度 6 弱以上の地震が発生した場合には，非常招集の連絡がなくても支障がない限り発電所の緊急時対策所又は発電所外集合場所（第三滝坂寮）に参集する。なお，地震等により家族及び自宅などが被災した場合や地方公共団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。

招集する災害対策要員のうち，あらかじめ指名されている発電所参集要員である災害対策要員は，直接に発電所の緊急時対策所に参集する。あらかじめ指名された発電所参集要員以外の要員は，発電所外の集合場所に参集し，災害対策本部の指示に従い対応する。

発電所外の集合場所に参集した要員は，災害対策本部と非常招集に係る以下の確認，調整を行い，発電所に集団で移動する。（第 1.0.10－10 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

(3)　通報連絡

原子力警戒事態又は非常事態が宣言された場合の通報連絡は情報班が行うが，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の場合，発電所に常駐する当直発電長又は通報連絡要員が，内閣総理大臣，原子力規制委員会，茨城県知事，東海村村長，原子力防災専門官，原子力緊急時支援・研修センター及びその他定められた通報連絡先に，所定の様式によりＦＡＸを用いて一斉送

信することにより，複数地点への連絡を迅速に行う。(別紙 4)

a．各通報連絡先に対しては，あらかじめ指名された通報連絡当番者が電話により，ＦＡＸの着信確認又はＦＡＸを送信した旨を連絡する。

b．その後，災害対策要員の招集により通報連絡要員を確保し，更なる時間短縮を図る。

(4)　災害対策本部内の情報共有について

災害対策本部内及び本店対策本部との基本的な情報共有方法は，以下のとおりである。今後の訓練等で有効性を確認し適宜見直していく。(第 1.0.10－11 図, 第 1.0.10－13 図)

a．プラント状況，重大事故等への対応状況の情報共有

①情報班は，通信連絡設備を用い当直発電長又は情報班員からプラント状況を逐次入手し，ホワイトボード等に記載するとともに，主要な情報を災害対策本部に報告する。

②技術班は，ＳＰＤＳデータ表示装置によりプラントパラメータを監視し，状況把握，今後の進展予測及び中期的な対応・戦略を検討する。

③各作業班は，適宜，入手したプラント状況，周辺状況，重大事故等への対応状況をホワイトボード等に記載するとともに，適宜ＯＡ機器（パーソナルコンピュータ等）内の共通様式に入力することで，災害対策本部内の全要員，本店対策本部との情報共有を図る。

④災害対策本部長は，本部と各作業班の発話，情報共有記録をもとに全体の状況把握，今後の進展予測・戦略検討に努めともに，プラント状況，今後の対応方針について災害対策本部内に説明し，状況認識，対応方針の共有化を図る。

⑤災害対策本部長は，定期的に対外対応を含む対応戦略等を災害対策本

部要員と協議し，その結果を災害対策本部内の全要員に向けて発話し，全体の共有を図る。

⑥情報班を中心に，災害対策本部長，災害対策本部長代理，各本部員の発話内容をＯＡ機器内の共通様式に入力し，発信情報，意思決定，指示事項等の情報を記録・保存し，情報共有を図る。

ｂ．　指示・命令，報告

①災害対策本部内において，指揮命令は基本的に災害対策本部長を最上位に置き，階層構造の上位から下位に向かってなされる。一方，下位から上位へは，実施事項等が報告される。また，プラント状況や各班の対応状況についても各本部員より適宜報告されるため，常に綿密な情報の共有がなされる。

②災害対策本部長は，各本部員からの発話，報告を受け，適宜指示・命令を出す。

③各本部員は，配下の各作業班長から報告を受け，各班長に指示・命令を行うとともに，重要な情報を災害対策本部内で適宜発話し情報共有する。また，災害対策本部長に報告する。

④各作業班長は，各班員に対応の指示を行うとともに，班員の対応状況等の情報を入手し，情報を整理した上で本部員へ報告する。

⑤情報班を中心に，災害対策本部長，災害対策本部長代理，各本部員の指示・命令，報告，発話内容をホワイトボード等への記載，並びにＯＡ機器内の共通様式に入力することで，災害対策本部内の全要員，本店対策本部との情報共有を図る。

ｃ．本店対策本部との情報共有

災害対策本部と本店対策本部間の情報共有は，テレビ会議システム，通信連絡設備，ＯＡ機器内の共通様式を用いて行う。

(5)　交代要員の考え方

平日の勤務時間帯に警戒事態又は非常事態が宣言された場合，送受話器（ページング），所内放送等にて発電所構内の災害対策本部体制を構成する災害対策要員及び発電用原子炉主任技術者に対し非常招集を行う。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の場合，当直要員 7 名及び発電所構内に宿直している重大事故等に対処する災害対策要員 32 名にて初期対応を実施する（第 1.0.10－2 図，第 1.0.10－8 図)。それ以外の災害対策要員及び発電用原子炉主任技術者は，一斉通報システムにより非常招集される。（第 1.0.10－9 図）※4

※4 (2)災害対策本部の要員招集 c.発電所外から発電所に招集する災害対策要員を参照

非常招集の対象となる発電用原子炉主任技術者又は代行者については，召集連絡を受けた後，速やかに災害対策本部に駆けつけられるよう，東海村又は隣接市町村に配置する。

発電用原子炉主任技術者は，参集途上であっても通信連絡手段（衛星電話設備（携帯型）等）を携行することにより，災害対策本部からプラントの状況及び対策の状況等を確認あるいは情報連絡を受けることができる。

また，初動対応者の交代を考慮し，主要な本部要員，班長，発電用原子炉主任技術者の交代要員は，発電所に比較的早期に参集できるように配慮する。

平日の勤務時間帯，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）のいずれの場合も，参集する災害対策要員は，時間の経過とともに必要とする人員

（110 名：第 1.0.10－1 図）以上になる。このため，長期的対応に備えて，対応者と待機者を人選する（第 1.0.10－9 図）。

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

なお，プルーム通過時には，必要な活動に対して交替要員を考慮した最小限の要員を緊急時対策所，中央制御室及び現場（原子炉建屋付属棟 3 階）に合計 70 名が待機する。

緊急時対策所には 64 名（内訳：主要な本部員・班長，発電用原子炉主任技術者の災害対策対応 23 名とその交替要員 23 名，中央制御室から退避 4 名，現場から退避 14 名）が待機し，中央制御室待機室には同様に 3 名（内訳：当直 3 名）が待機し，現場（原子炉建屋付属棟 3 階）にも同様に 3 名（内訳：重大事故等対応要員である運転班員 3 名）が待機する。なお，プルーム通過中は，現場作業は行わないが，緊急時対策所の各班の機能は維持される。（第 1.0.10－4 図）。

(6)　プルーム通過前後の体制の移行

ａ．プルーム通過前

緊急時対策所の災害対策本部の体制は，格納容器ベントに伴うプルームの通過に備え，プルーム通過前に災害対策本部の体制を変更する。プルーム通過時においても緊急時対策所に必要な災害対策要員を残し，それ以外の災害対策要員は事前に原子力事業所災害対策支援拠点に一時退避する。

中央制御室の当直運転員及び情報班員は，プルーム通過中の監視に必要な要員を除き緊急時対策所に退避する。中央制御室で監視にあたる当直運転員は，中央制御室待避室を正圧化させてプルームの通過に備える。

また，格納容器破損ベント対応のため二次隔離弁操作室で操作にあたる運転班要員も、プルーム通過前に二次隔離弁操作室に移動し，同操作室を正圧化させてプルーム通過に備える。

ｂ．プルーム通過後の作業再開の判断

プルーム通過後の作業再開に係る判断は、可搬型モニタリング・ポスト等の指示が急激に低下し，指示が安定したことをもってプルームの通過を判断する。

ｃ．プルーム通過後

プルームの通過が判断され次第，緊急時対策所建屋の空調を正圧化状態から空気浄化モードに移行し，緊急時対策所建屋のチェンジングエリアの運用を再開する。二次隔離弁操作室に待機していた運転班要員の緊急時対策所への帰還は，チェンジングエリアの運用再開後を原則とするが，チェンジングエリアの運用開始前に，やむを得ず帰還する必要がある場合には，緊急時対策所建屋内のエアロックのエリアにおいて，放射線防護具の脱衣及び汚染検査を行う。

プルーム通過前に緊急時対策所に退避していた中央制御室の当直運転員及び情報班員は，プルーム通過後，中央制御室のチェンジングエリアの運用が再開され次第中央制御室に移動する。また，原子力事業所災害対策支援拠点に退避していた災害対策要員を，災害対策本部長は災害対策本部の体制をプルーム通過時の体制から重大事故等時の対応体制に戻すのに合わせ，発電所に要員を招集する。

3.　発電所外における重大事故等対策に係る体制について

発電所において原子力警戒事態又は非常事態が宣言された場合，本店対策本部及び原子力事業所災害対策支援拠点において，発電所における重大事故等対策に係る活動を支援する体制を構築する。（第 1.0.10－12 図）

以下に発電所外における体制について示す。

(1)　本店対策本部

a．本店対策本部の体制概要

(a) 本店対策本部長（社長）の役割

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

(b) 本店対策本部の構成

本店対策本部は，重大事故等の拡大防止を図り，事故により放射性物質を環境に放出すること防止するために，特に中長期の対応について災害対策本部の活動を支援する。

重大事故等の応急対応を実施する災害対策本部の各班を支援するために，本店対策本部には対応する各班を設置するとともに，災害対策本部が事故対応に専念できるように，社内外の情報収集及び災害状況の把握，報道機関への情報発信，原子力緊急事態支援組織等関係機関への連絡，原子力事業所災害対策支援拠点の選定・運営を行う各班を設置する。

また，他の原子力事業者等への応援要請やプラントメーカ等からの対策支援対応等，技術面・運用面で支援する体制を整備する。（第 1.0.10－13 図）

情報班：事故に関する情報の収集，災害対策本部への指導・援助及び

本店対策本部内での連絡調整，社外関係機関との連絡・調整及び法令上必要な連絡，報告等

庶務班：通信施設の確保，要員の確保，応援計画案の作成及び各班応援計画の取り纏め等

広報班：報道機関等の対応，広報関係資料の作成，応援計画案の作成等

技術班：原子炉・燃料の安全に係る事項の検討，発電所施設・環境調査施設の健全性確認，災害対策本部が行う応急活動の検討，応援計画案の作成等

放射線管理班：放射線管理に係る事項の検討，個人被ばくに係る事項の検討，応援計画の作成等

保健安全班：緊急被ばく医療に係る事項の検討，応援計画案の作成等

ｂ．本店対策本部設置までの流れ

発電所において原子力警戒事態又は非常事態が宣言された場合，発電管理室長は，本店対策本部組織の要員を非常招集する。（第1.0.10－14図）発電管理室長は，発電所に災害対策本部が設置された場合，社長を本部長とする本店対策本部を設置する。なお，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，本店対策本部体制が構築されるまでの間については，本店近傍で待機している宿直者2名にて初期対応を行う。

ｃ．広報活動

原子力災害発生時における広報活動については，原災法第16条第1項に基づき設置される原子力災害対策本部（全面緊急事態発生時の場合）と連携することとしており，原子力規制庁緊急時対応センター（ＥＲＣ）及び緊急事態応急対策等拠点施設（オフサイトセンター）との情報発信

体制を構築し，災害対策本部と連携し対応を行う。（第 1.0.10－15 図）

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

(2)　原子力事業所災害対策支援拠点

発電所において非常事態が宣言された場合に，発電所外から 7 日間支援を受けなくとも災害対応が実施できるように，発電所構内には，災害対応が可能な資機材として，必要な数量の食料，飲料水，防護具類（不燃布カバーオール，ゴム手袋，全面マスク等），燃料を配備している。

一方で，災害対応が更に長期化する可能性を考慮し，発電所外からの支援体制として，以下のとおり原子力事業所災害対策支援拠点を整備する。

本店対策本部長（社長）は，発電所における重大事故等対策に係る活動を支援するため，原子力災害対策特別措置法第 10 条通報後に，原子力事業所災害対策支援拠点の設営を庶務班長に指示する。

庶務班長は，あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を考慮した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定する。（別紙 5）また，原子力事業所災害対策支援拠点へ必要な要員を派遣するとともに，原子力事業所災害対策支援拠点を運営し，発電所における重大事故等対策に係る活動を支援する。

原子力事業所災害対策支援拠点へ派遣された要員は，現地責任者の指揮のもと，後方支援業務を行う。（第 1.0.10－16 図）

(3)　中長期的な体制

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

具体的には，プラントメーカ（日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社）及び協力会社から，重大事故等発生後に現場操作対応等を実施する要員の派遣や，事故収束に向けた対策立案等の技術支援や要員の派遣等について，協議・合意の上，東海第二発電所の技術支援に関するプラントメーカとの覚書を締結し，重大事故等発生後に必要な支援が受けられる体制を整備する。

第1.0.10－1表　防災体制の区分と緊急時活動レベル（ＥＡＬ）

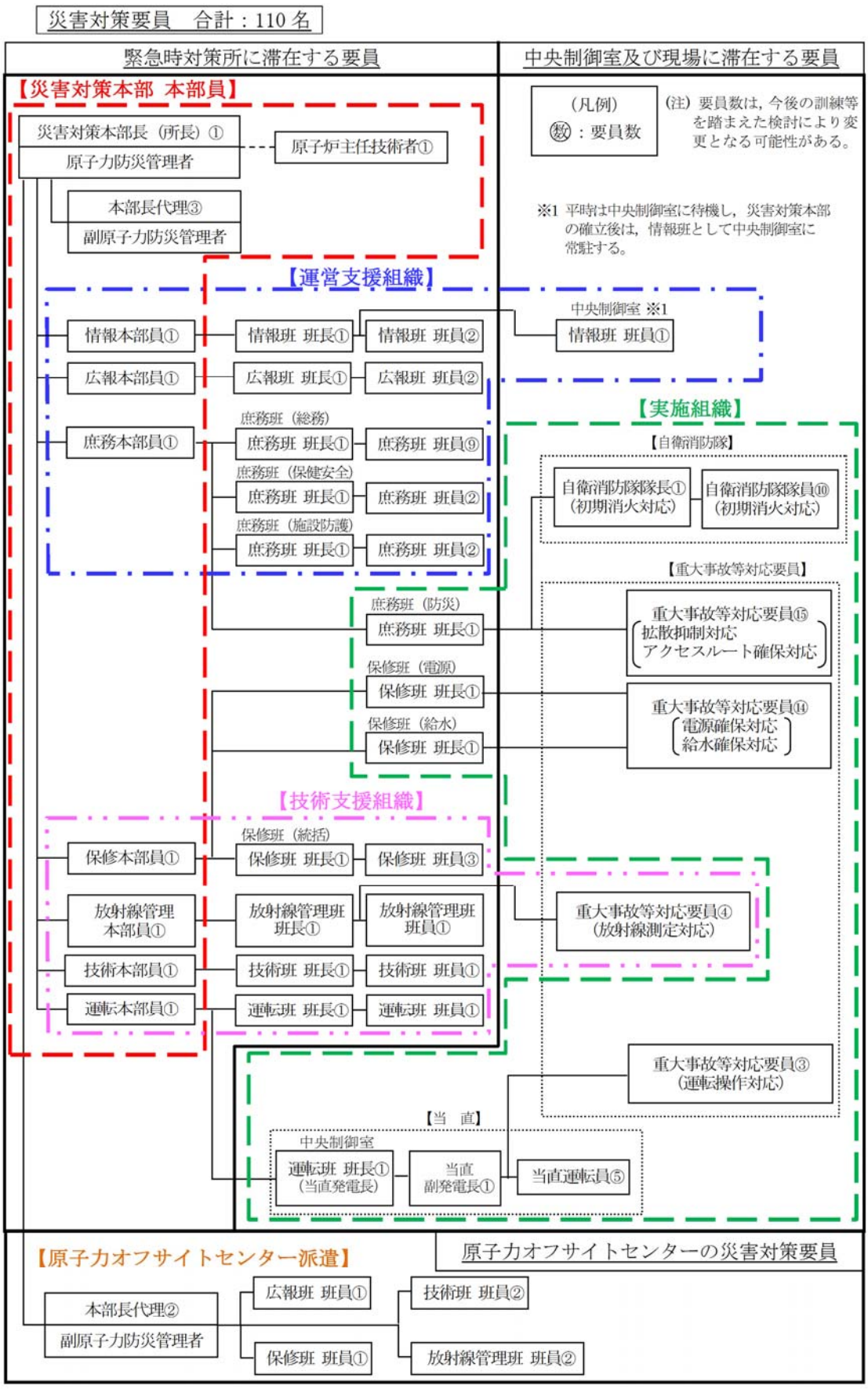
防災体制	緊急事態の区分	異常・緊急時の情勢	施設の状況	事象の種類	
警戒事態	警戒事態	○原子力防災管理者（所長）が，警戒事象（右の事象の種類参照）の発生について連絡を受け，又は自ら発見したとき。 ○原子力規制委員会より，警戒事態とする旨の連絡があったとき。	その時点では公衆への放射線による影響やそのおそれが緊急のものではないが，原子力施設における異常事象の発生又は，そのおそれがある状態が発生	(AL11)原子炉停止機能の異常のおそれ (AL21)原子炉冷却材の漏えい (AL22)原子炉給水機能の喪失 (AL23)原子炉除熱機能の一部喪失 (AL25)全交流電源喪失のおそれ (AL29)停止中の原子炉冷却機能の一部喪失 (AL30)使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失のおそれ (AL42)単一障壁の喪失または喪失可能性 (AL51)原子炉制御室他の機能喪失のおそれ (AL52)所内外通信連絡機能の一部喪失 (AL53)重要区域での火災・溢水による安全機能の一部喪失のおそれ	○外的事象（自然災害） ・大地震の発生，大津波警報の発令，竜巻等の発生 ○外的事象 ・原子力規制委員会委員長又は委員長代理が警戒本部の設置を判断した場合 ○その他原子力施設の重要な故障等 ・原子力防災管理者が警戒を必要と認める原子炉施設の重要な故障等
非常事態	施設敷地緊急事態（原災法第10条事象）	○原子力防災管理者（所長）が，特定事象（右の事象の種類参照）の発生について通報を受け，又は自ら発見したとき。	原子力施設において，公衆に放射線による影響をもたらす可能性のある事象が発生	(SE01)敷地境界付近の放射線量の上昇 (SE02)通常放出経路での気体放射性物質の放出 (SE03)通常放出経路での液体放射性物質の放出 (SE04)火災爆発等による管理区域外での放射線の放出 (SE05)火災爆発等による管理区域外での放射性物質の放出 (SE06)施設内（原子炉外）臨界事故のおそれ (SE21)原子炉冷却材漏えい時における非常用炉心冷却装置による一部注水不能 (SE22)原子炉注水機能喪失のおそれ (SE23)残留熱除去機能の喪失 (SE25)全交流電源の30 分以上喪失 (SE27)直流電源の部分喪失	(SE29)停止中の原子炉冷却機能の喪失 (SE30)使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失 (SE41)格納容器健全性喪失のおそれ (SE42) ２つの障壁の喪失または喪失可能性 (SE43)原子炉格納容器圧力逃し装置の使用 (SE51)原子炉制御室の一部の機能喪失・警報喪失 (SE52)所内外通信連絡機能の全て喪失 (SE53)火災・溢水による安全機能の一部喪失 (SE55)防護措置の準備及び一部実施が必要な事象発生

防災体制	緊急事態の区分	異常・緊急時の情勢	施設の状況	事象の種類	
非常事態	全面緊急事態（原災法第15 条事象）	○原子力防災管理者（所長）が，原災法第15条第1項に該当する事象（右の事象の種類参照）の発生について通報を受け，又は自ら発見したとき，若しくは内閣総理大臣が原災法第15条第2項に基づく原子力緊急事態宣言を行ったとき。	原子力施設において，公衆に放射線による影響をもたらす可能性が高い事象が発生	(GE01)敷地境界付近の放射線量の上昇 (GE02)通常放出経路での気体放射性物質の放出 (GE03)通常放出経路での液体放射性物質の放出 (GE04)火災爆発等による管理区域外での放射線の異常放出 (GE05)火災爆発等による管理区域外での放射性物質の異常放出 (GE06)施設内（原子炉外）での臨界事故 (GE21)原子炉冷却材漏えい時における非常用炉心冷却装置による注水不能 (GE22)原子炉注水機能の喪失 (GE23)残留熱除去機能喪失後の圧力制御機能喪失	(GE25)全交流電源の1 時間以上喪失 (GE27)全直流電源の５分以上喪失 (GE28)炉心損傷の検出 (GE29)停止中の原子炉冷却機能の完全喪失 (GE30)使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失・放射線放出 (GE41)格納容器圧力の異常上昇 (GE42)２つの障壁の喪失及び１つの障壁の喪失または喪失可能性 (GE51)原子炉制御室の機能喪失・警報喪失 (GE55)住民の避難を開始する必要がある事象発生

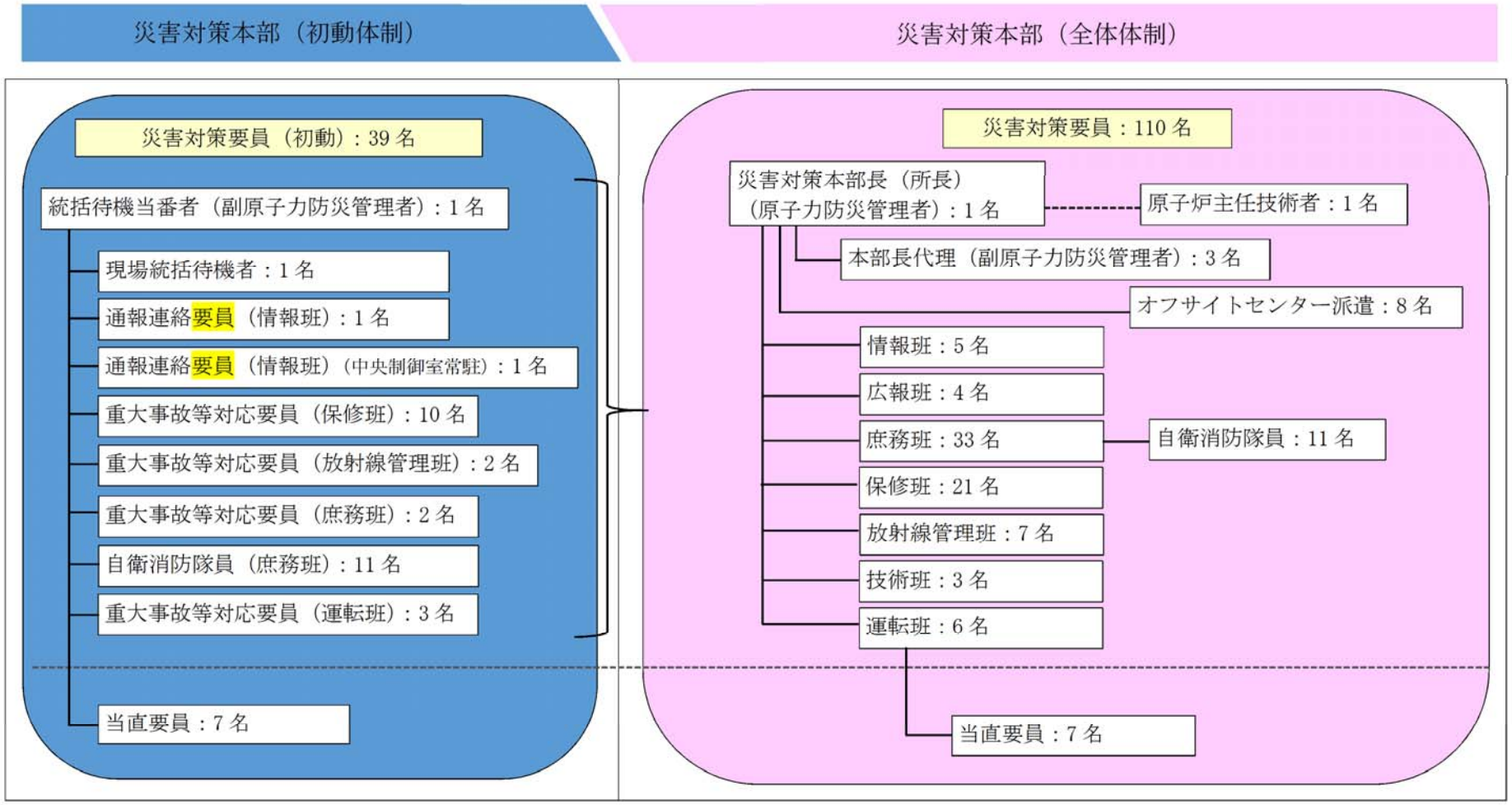
※EAL：Emergency Action Level AL：Alert SE：Site area Emergency GE：General Emergency

第 1.0.10－2 表　所長（原子力防災管理者）不在時の代行順位

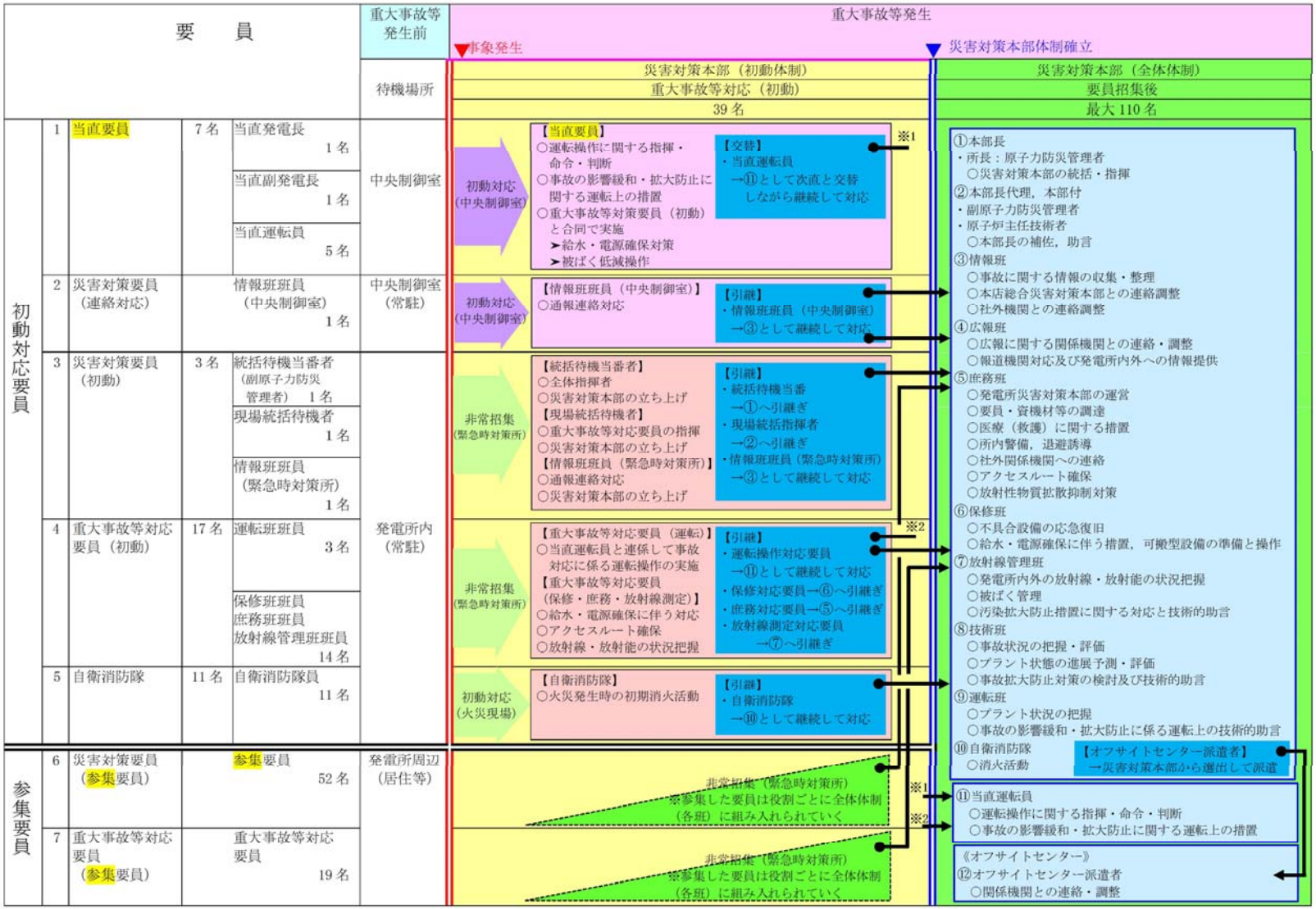
代行順位	役職
1	所長代理
2	副所長
3	次長
4	各室長



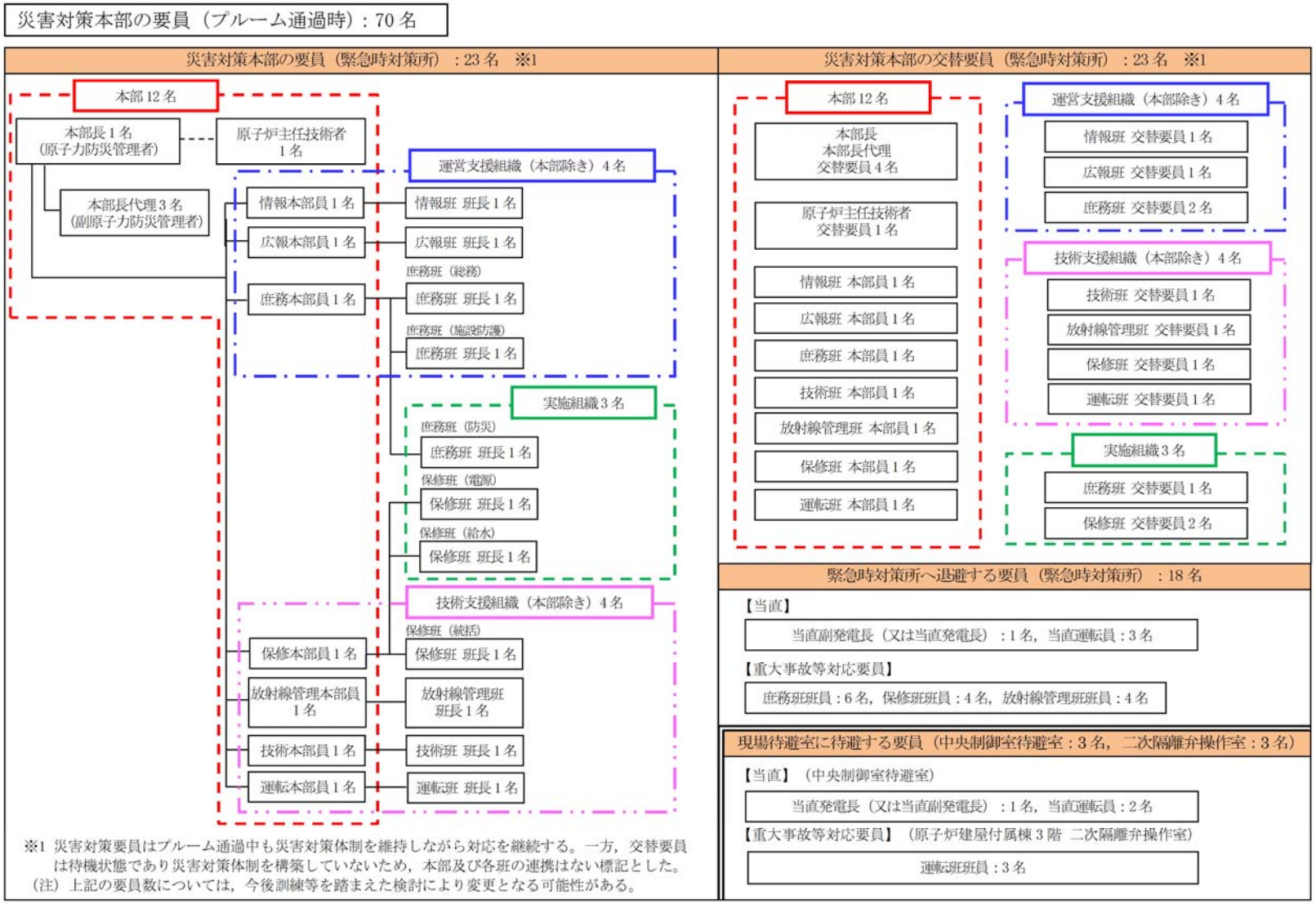
第 1.0.10－1 図　災害対策本部体制



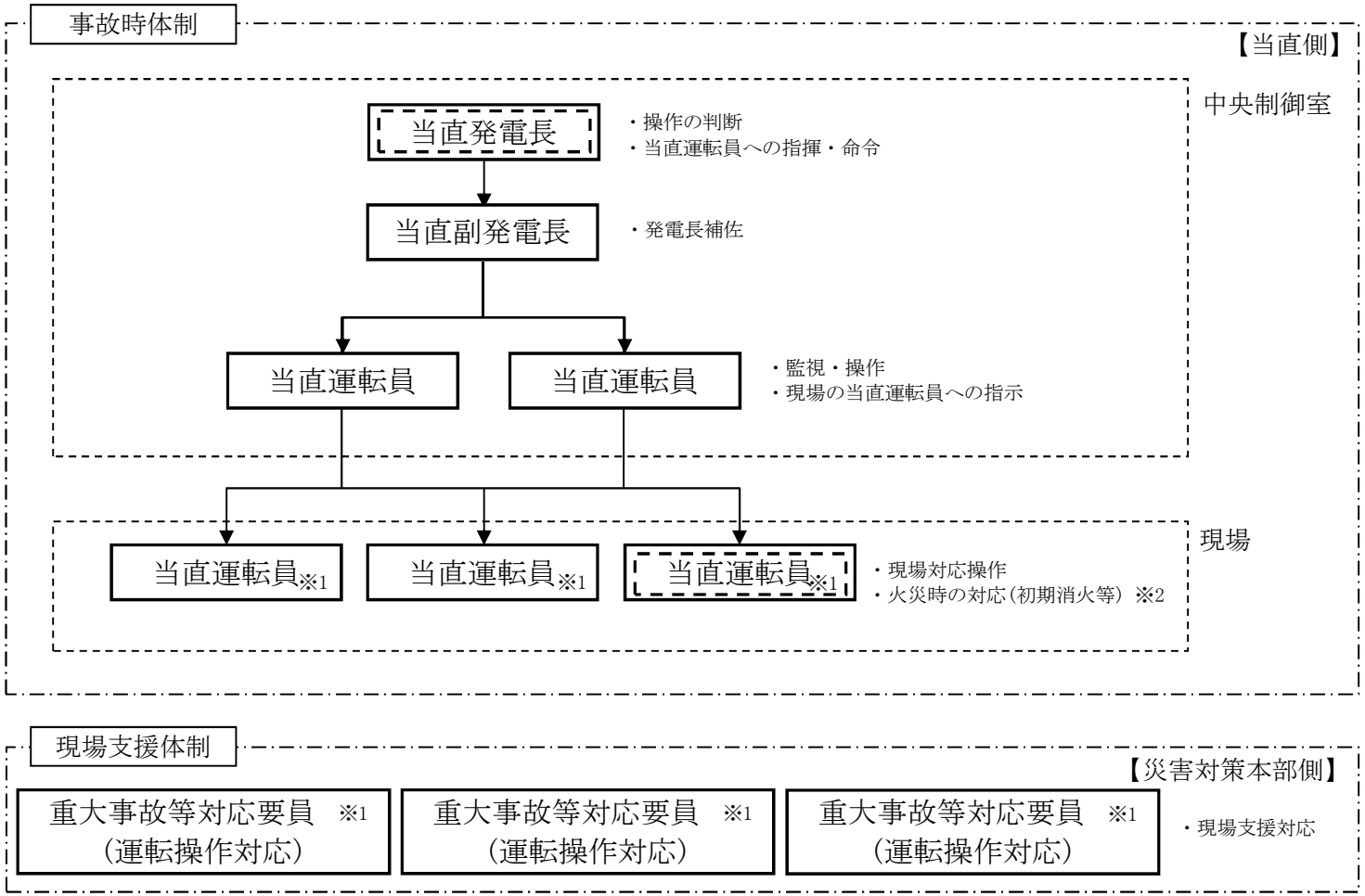
第1.0.10－2図　災害対策本部の初動体制及び全体体制の構成



第1.0.10－3図　災害対策本部の初動体制から全体体制への移行



第 1.0.10－4 図　災害対策本部の要員（プルーム通過時）

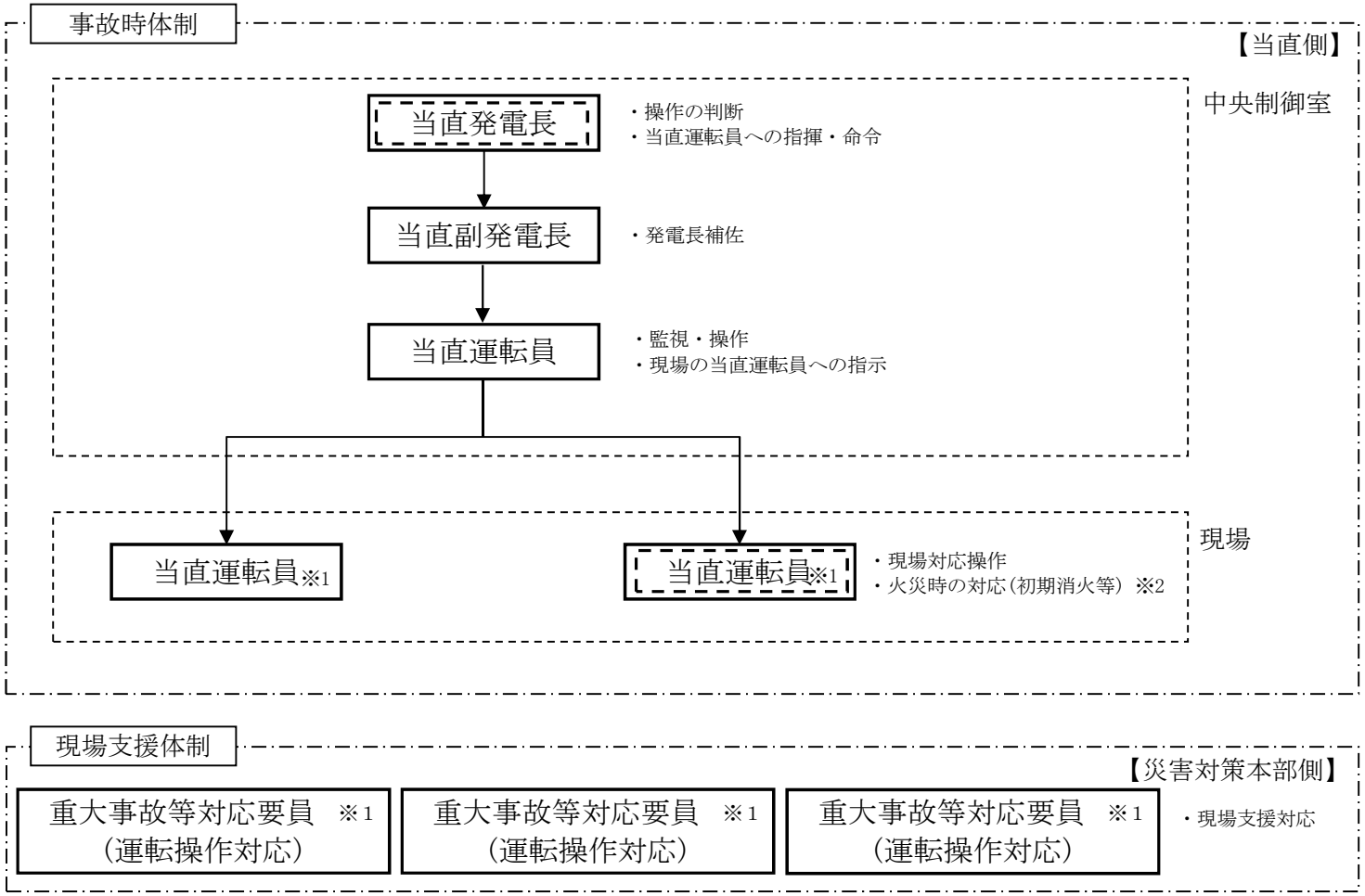


※１：重大事故等対応時は発電長の指示の下，現場の当直運転員及び災害対策要員の２人以上で１組のチームを組み，現場対応を行う。

※２：重大事故等の対応発生時は，それを優先する。

：火災時の対応要員

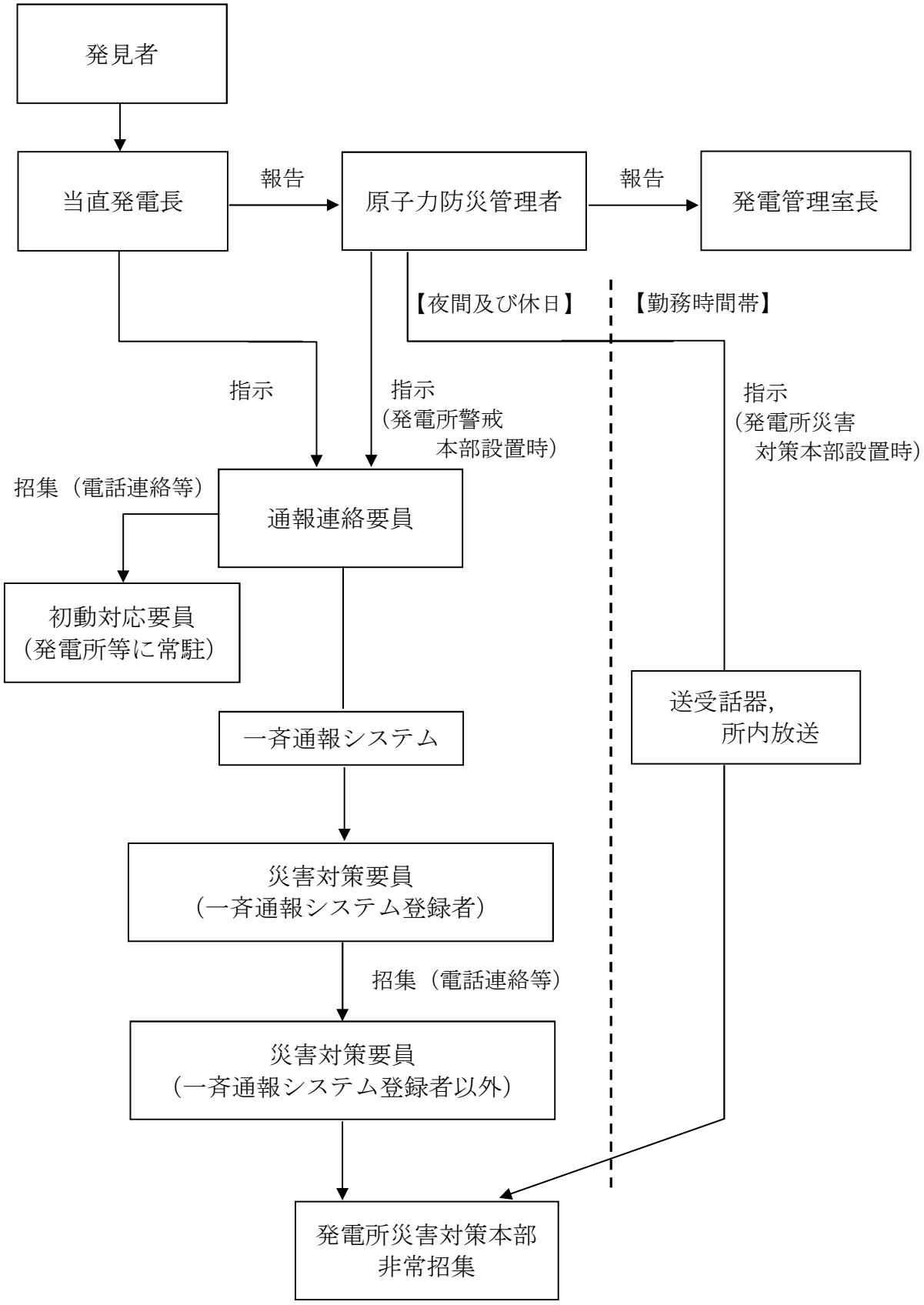
第 1.0.10－5 図　中央制御室の当直要員等の体制（運転中）



※１：重大事故等対応時は発電長の指示の下，現場の当直運転員及び災害対策要員の２人以上で１組のチームを組み，現場対応を行う。
※２：重大事故等の対応発生時は，それを優先する。

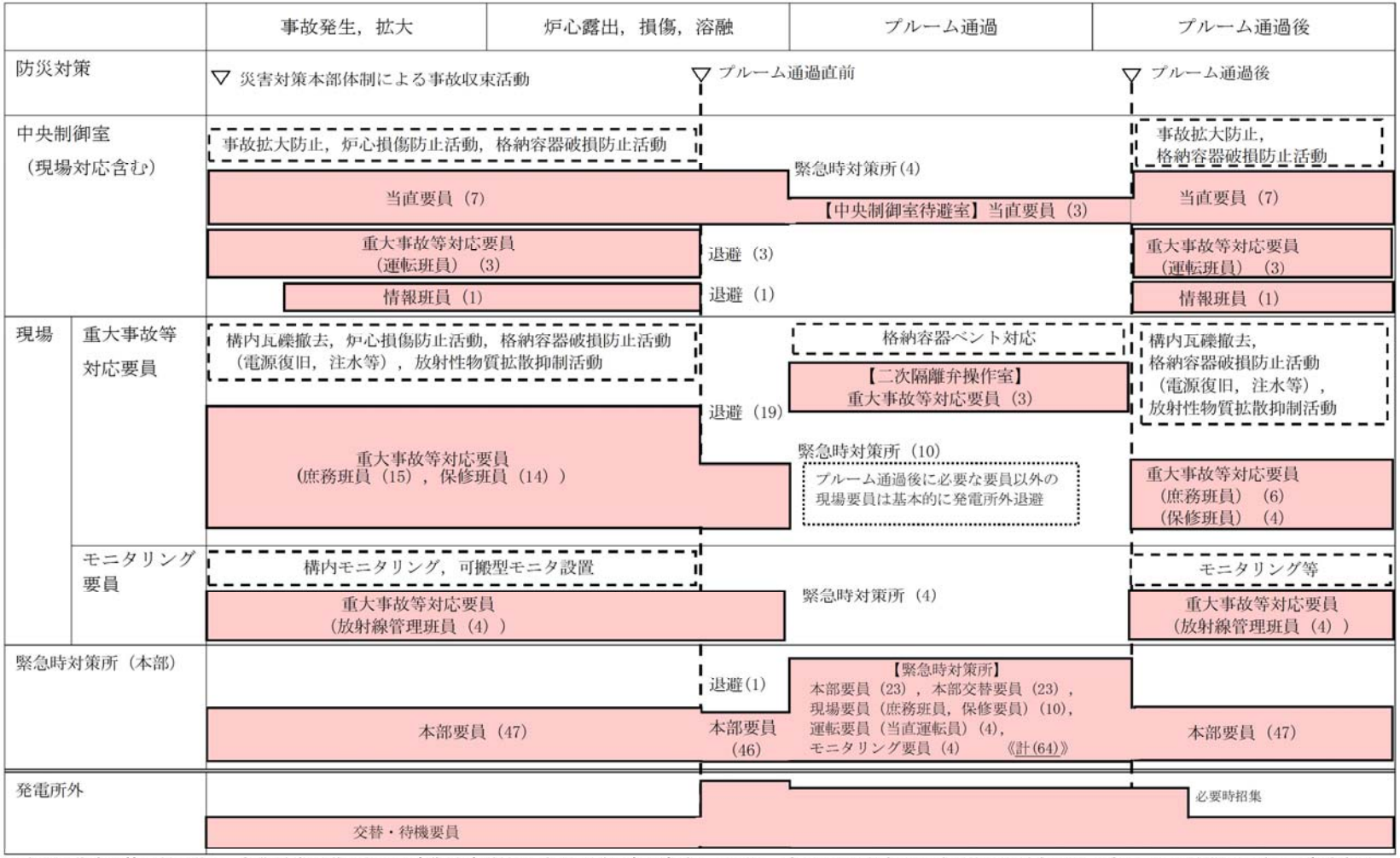
: 火災時の対応要員

第1.0.10－6図　中央制御室の当直要員等の体制（停止中）



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

第 1.0.10－7 図　発電所における非常事態宣言と災害対策要員の非常招集



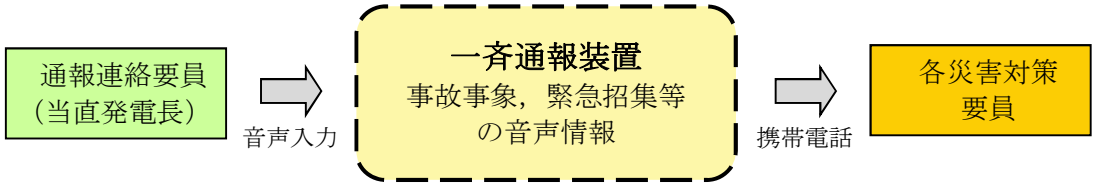
※上記の災害対策要員の他に，初期消火活動にあたる自衛消防隊員 11 名が発電所内に常駐している。プルーム通過中は発電所外に退避するが，プルーム通過後は発電所に常駐する。
また，オフサイトセンターに派遣されたオフサイトセンター派遣者 8 名が発電所外で活動している。
※要員数については，今後の訓練等を踏まえた検討により変更となる可能性がある。

第 1.0.10－8 図　プルーム通過前後の災害対策要員の動き

【一斉通報システムの概要】

○ 一斉通報システムによる対策要員の招集

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。

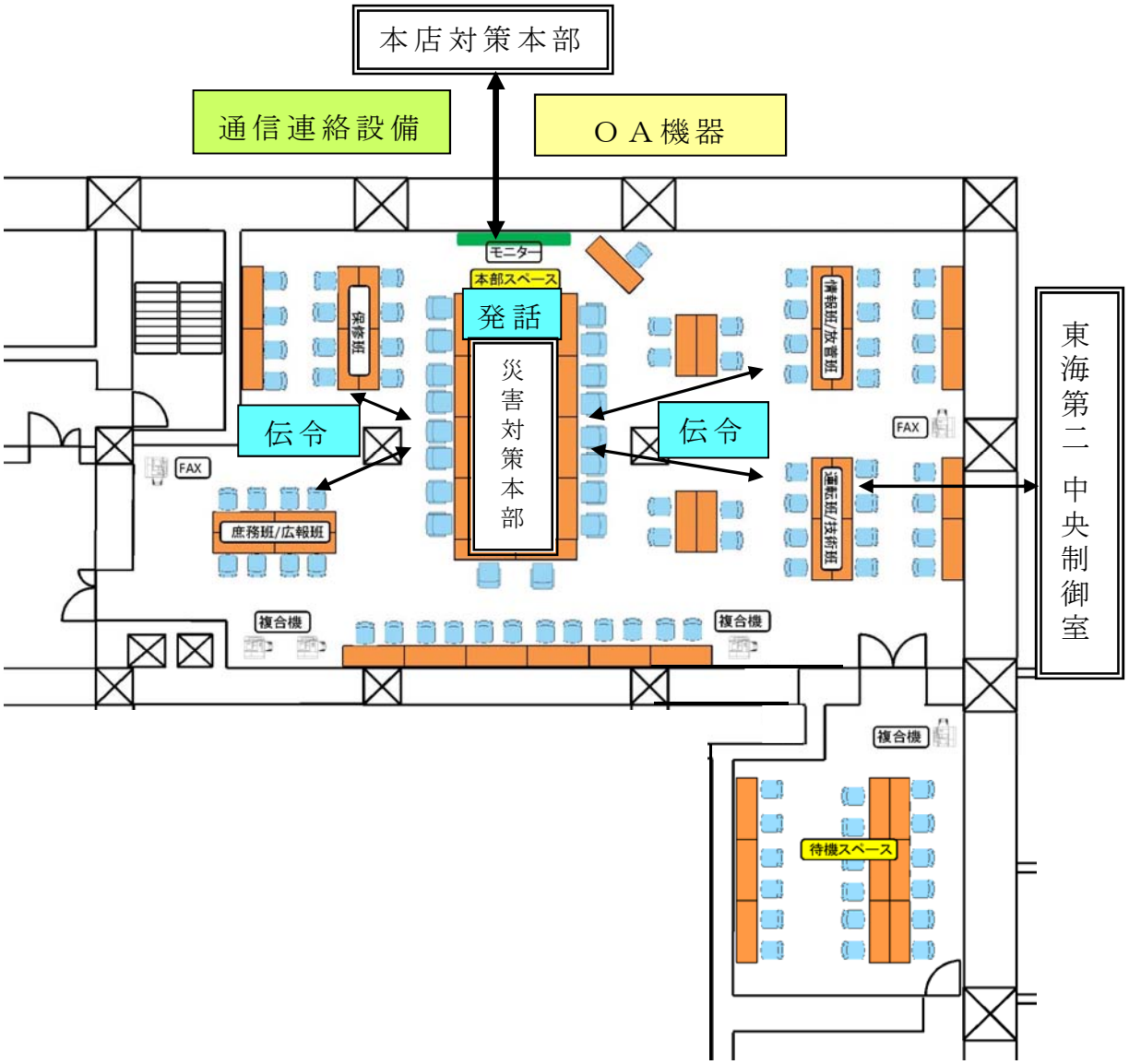


※ 発電所周辺地域（東海村）で震度６弱以上の地震が発生した場合には，各災害対策要員は，社内規程に基づき自主的に参集する。

第 1.0.10－9 図　一斉通報装置による災害対策要員の非常招集連絡

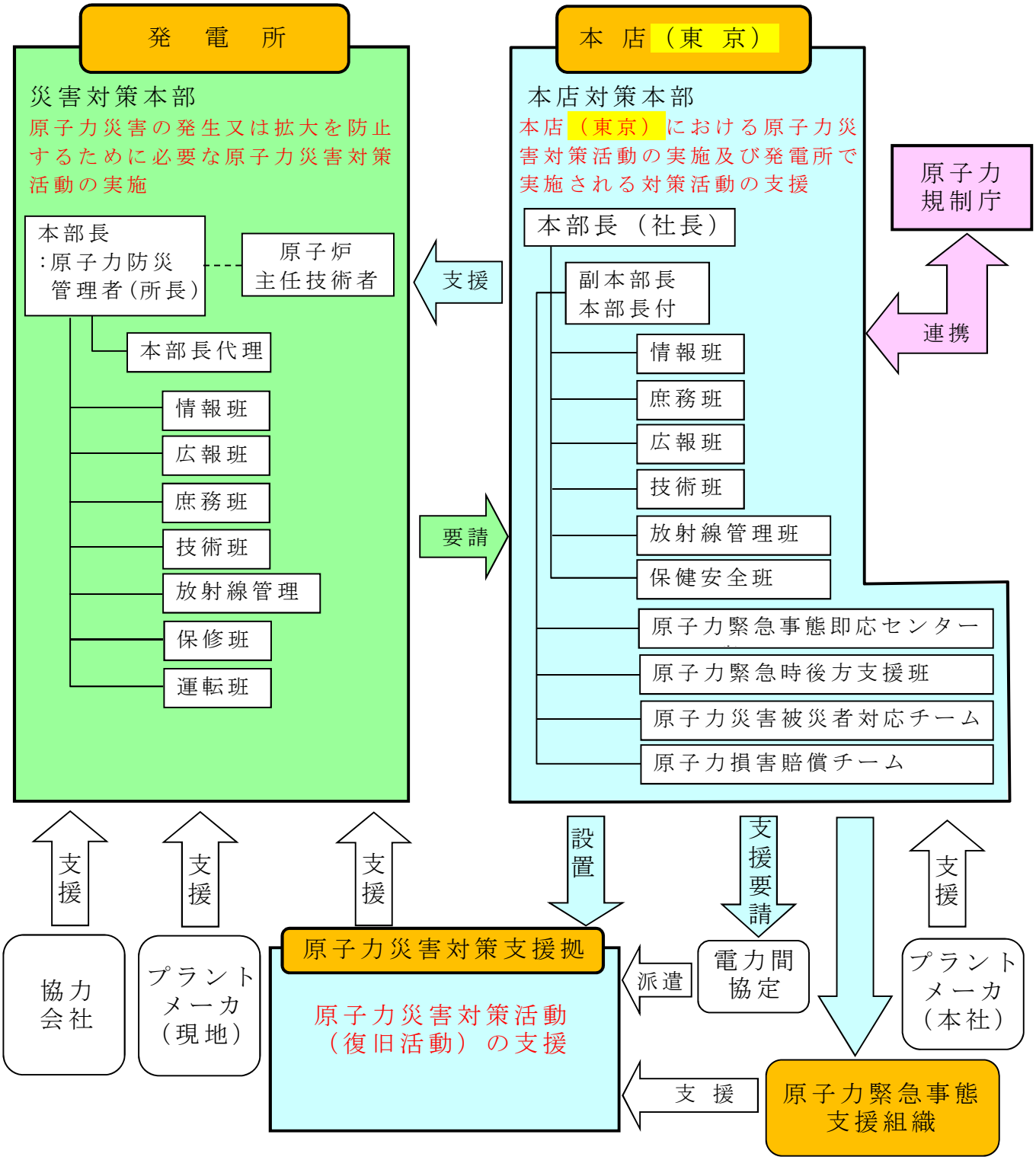
非常招集の連絡	非常招集のための準備	非常招集の実施
○重大事故等が発生した場合，一斉通報システム等により招集の連絡を行う。 ［初動対応要員（発電所構内及び発電所近傍に常駐）］ 《事象発生，招集連絡》 当直発電長（連絡責任者） ⇄ 通報連絡要員※ ※中央制御室常駐1名 ・統括待機当番（本部長代理）：1名 ・現場統括当番（本部長代理又は本部員）：1名 ・情報班員（通報連絡要員）：1名 ・重大事故等対応要員（現場要員）：15名※ ※放射線管理要員を除く ・消火活動要員：11名※　※火災時現場出動 ・放射線管理要員：2名 ［参集要員（自宅，寮等からの参集）］ 《非常招集連絡》 通報連絡要員又は当直発電長 （一斉通報システム） ↓ 災害対策要員※ ※発電所の緊急時対策所（災害対策本部）又は発電所外集合場所（第三滝坂寮）に参集する。 発電所周辺地域で震度6弱以上の地震が発生した場合は，災害対策要員は自主的に参集する。	○参集する災害対策要員の指名と参集場所の指定 ①発電所参集要員（拘束当番）の災害対策要員：緊急時対策所（災害対策本部） ②発電所参集要員（拘束当番）以外の災害対策要員：発電所外参集場所（第三滝坂寮）※ ※災害対策本部と無線連絡設備等により連絡を取り合う。 ○発電所外集合場所と災害対策本部間の通信設備の配備及び連絡担当（庶務班員）の指名 《発電所参集時の確認項目》 ・発電所の状況（設備及び所員の被災等） ・参集した要員の確認（人数，体調等） ・防護具（汚染防護服，マスク，線量計等） ・持参品（通信連絡設備，照明機器等） ・気象，災害情報等 ○発電所参集ルートの選定 ・あらかじめ定めた参集ルートの中から，気象，災害情報等を踏まえ，最適なルートを選定する。 ○発電所参集手段の選定 ・参集ルートの道路状況や気象状況を勘案し最適な手段（自動車，自転車，徒歩等）を選定する。	○非常招集の開始 ・発電所構内及び発電所近傍に常駐する初動対応要員は，発電所の緊急時対策所（災害対策本部）に参集，又は災害対策本部の指示により現場対応を行う。 ・あらかじめ指名されている発電所参集要員（拘束当番）である災害対策要員（本部長，本部長代理，各本部要員，各班長及び各班の要員）は，直接発電所に向け参集を開始する。 ・あらかじめ指名された発電所参集要員（拘束当番）以外の災害対策要員は，発電所外集合場所（第三滝坂寮）に参集し，災害対策本部と参集に係る情報確認を行い，災害対策本部からの要員派遣の要請に従い，集団で発電所に移動する。 ○非常招集中の連絡 ・所長（本部長）は，無線連絡設備，携帯電話等により，災害対策要員の参集状況等について適宜確認を行う。 ○緊急時対策所への参集 ・災害対策要員（本部長，本部長代理，各本部要員，各班長及びその他必要な要員）は，発電所の緊急時対策所（災害対策本部）に参集し，本部長又は本部長代理の指揮のもとに活動を開始する。

第1.0.10－10図　災害対策要員の非常招集の流れ

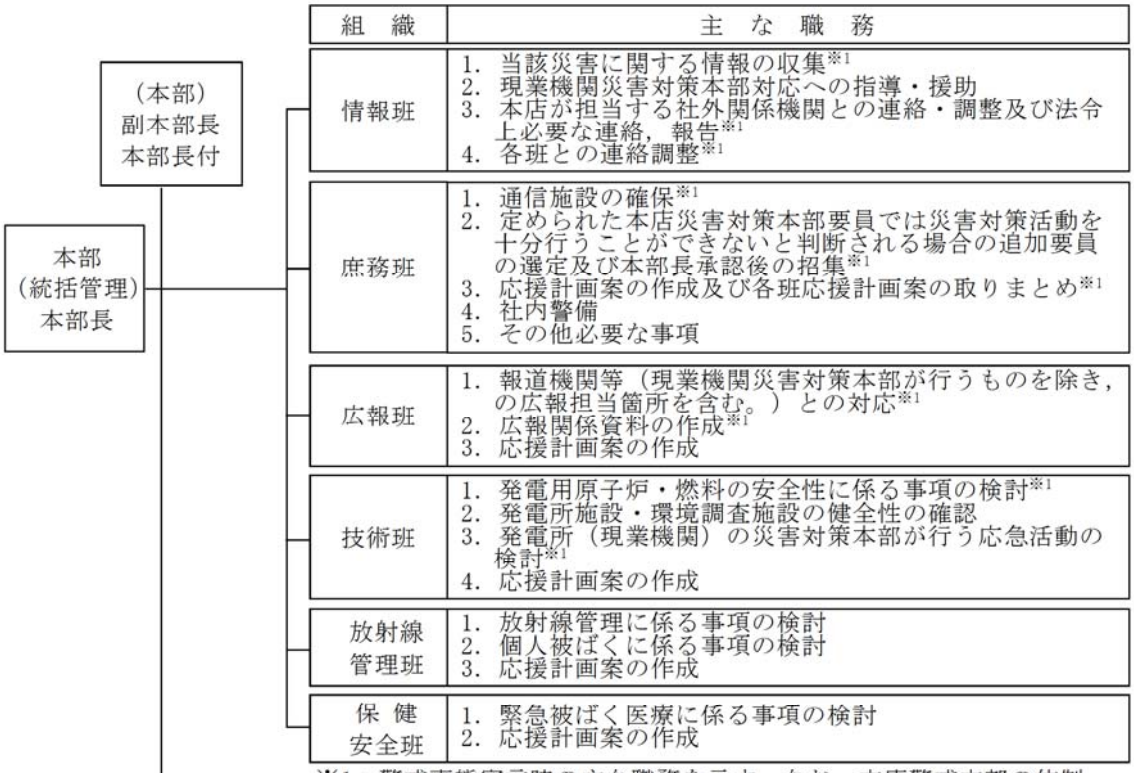


（注）緊急時対策所（災害対策本部）内の配置については，今後訓練等の結果を踏まえた検討により変更となる可能性がある。

第 1.0.10－11 図　緊急時対策所（災害対策本部）内における各作業班，本店対策本部との情報共有イメージ



第1.0.10－12図　重大事故等発生時の支援体制（概要）



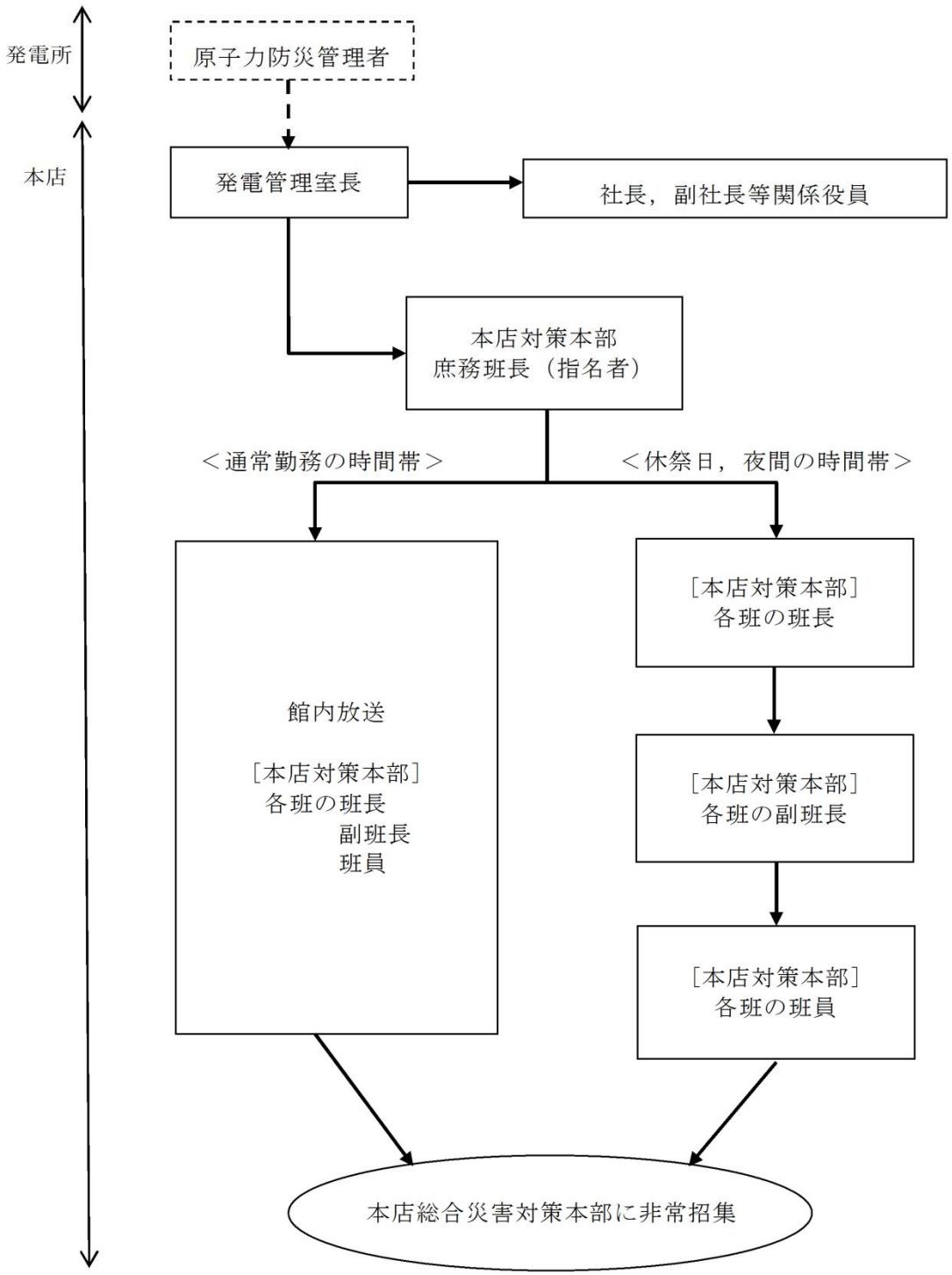
組　織	主　な　職　務
情報班	1．当該災害に関する情報の収集※1 2．現業機関災害対策本部対応への指導・援助 3．本店が担当する社外関係機関との連絡・調整及び法令上必要な連絡，報告※1 4．各班との連絡調整※1
庶務班	1．通信施設の確保※1 2．定められた本店災害対策本部要員では災害対策活動を十分行うことができないと判断される場合の追加要員の選定及び本部長承認後の招集※1 3．応援計画案の作成及び各班応援計画案の取りまとめ※1 4．社内警備 5．その他必要な事項
広報班	1．報道機関等（現業機関災害対策本部が行うものを除き，の広報担当箇所を含む。）との対応※1 2．広報関係資料の作成※1 3．応援計画案の作成
技術班	1．発電用原子炉・燃料の安全性に係る事項の検討※1 2．発電所施設・環境調査施設の健全性の確認 3．発電所（現業機関）の災害対策本部が行う応急活動の検討※1 4．応援計画案の作成
放射線管理班	1．放射線管理に係る事項の検討 2．個人被ばくに係る事項の検討 3．応援計画案の作成
保　健 安全班	1．緊急被ばく医療に係る事項の検討 2．応援計画案の作成

※1：警戒事態宣言時の主な職務を示す。なお，本店警戒本部の体制は，発生した事象に応じ本店警戒本部長がこの組織から必要要員をその都度指名する。

［本部長は，必要に応じ以下の組織を設置する］

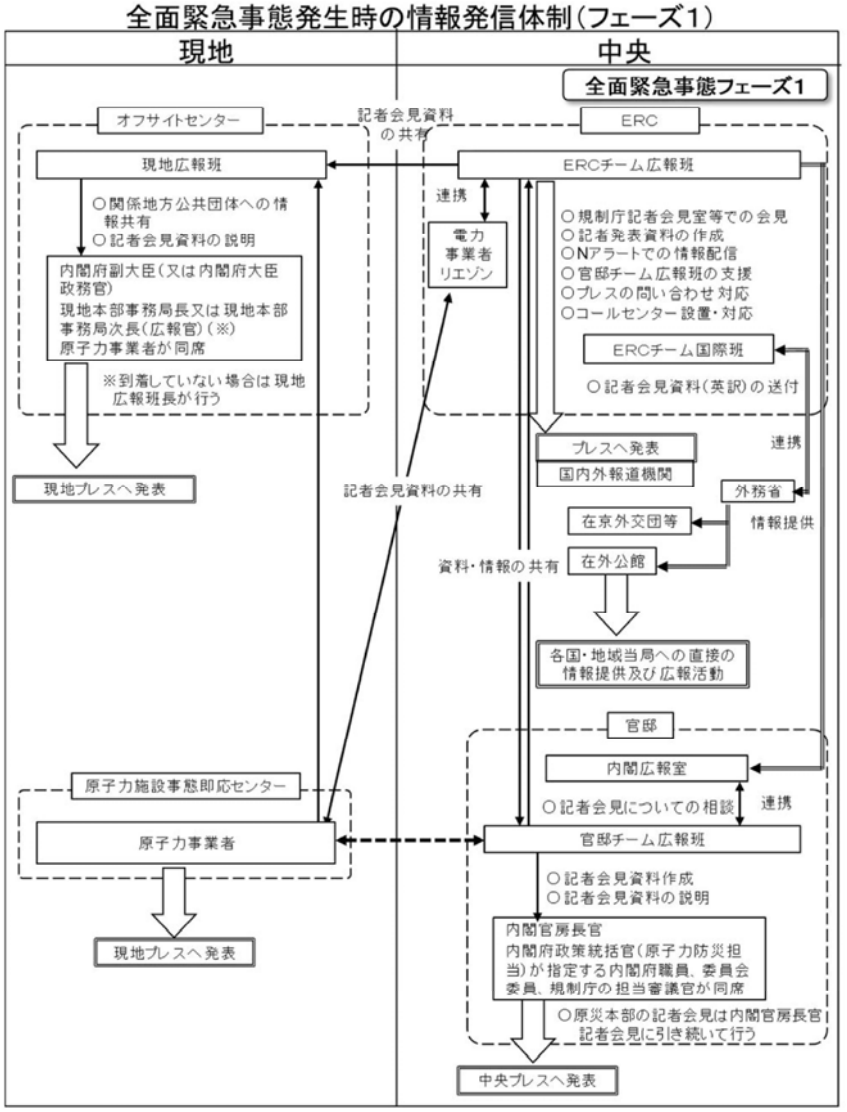
組　織	主　な　職　務
原子力施設事態即応センター	1．原子力規制委員会，緊急時対策監等の対応
原子力緊急時後方支援班	1．状況把握・拠点選定・運営 2．資機材調達・受入 3．輸送計画の作成 4．調達資機材の管理 5．要員の入退管理 6．要員・資機材の放射線管理 7．住民避難行動等状況把握 8．スクリーニング計画作成 9．避難住居要請対応計画作成 10．国，自治体と連携した汚染検査，除染計画作成
原子力災害被災者対応チーム	1．自治体との連携 2．避難所対応 3．被災者対応 4．地域モニタリングの計画作成
原子力損害賠償チーム	1．補償相談・広報計画作成 2．初期の補償窓口 3．本格体制の準備 4．法令手続き

第 1.0.10－13 図　本店対策本部の組織及び職務



第 1.0.10－14 図　本店（東京）における態勢発令と災害対策要員の非常招集（非常招集の連絡経路）

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



【中央，現地，原子力事業者の情報発信体制，役割分担】

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

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

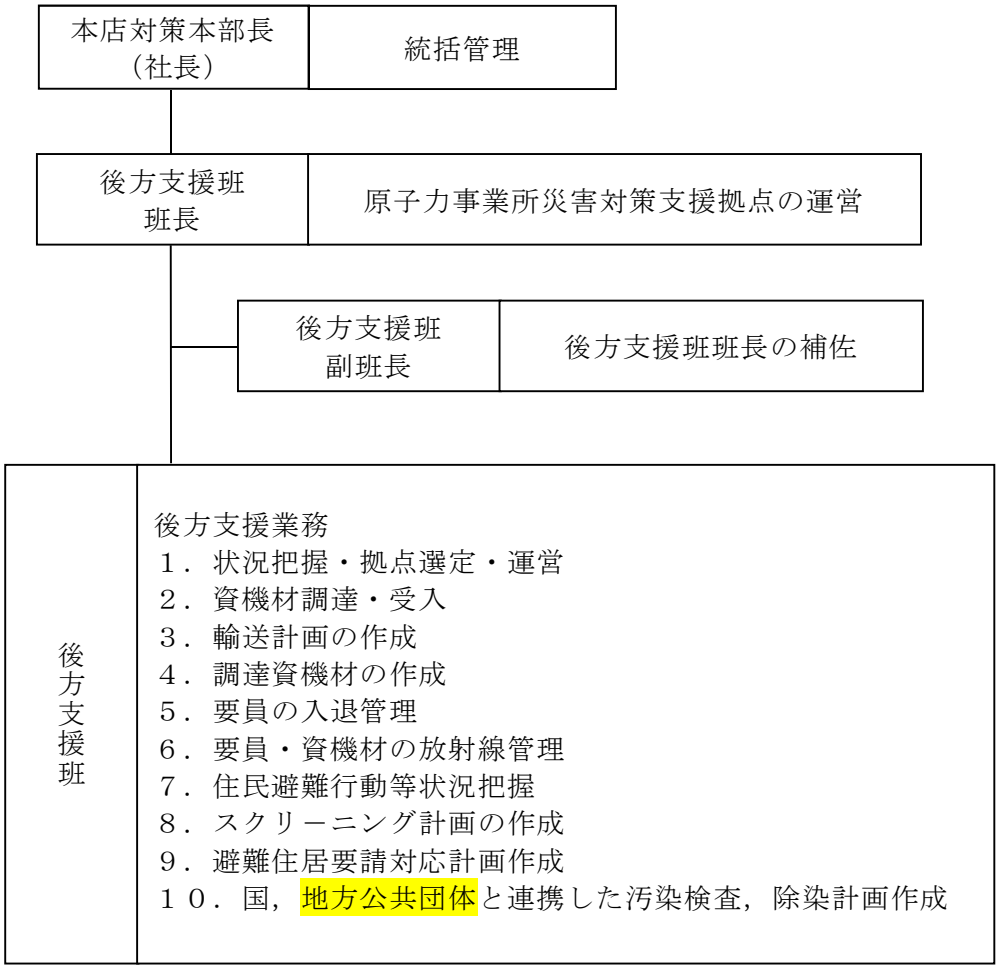
② オフサイトセンターでの情報発信に関しては，内閣府副大臣（又は内閣府大臣政務官）及び現地本部事務局長又は現地本部事務局次長（広報官）（現地に到着していない場合は，現地広報班長）等が必要に応じて記者会見を行うものとする。その際，事故の詳細等に関する説明のため，原子力事業者に対応を要請。

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

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

（原子力災害対策マニュアル：原子力防災会議幹事会　平成 28 年 12 月 7 日 一部改訂より抜粋）

第 1.0.10－15 図　全面緊急事態発生時の情報発信体制



第 1.0.10－16 図　原子力事業所災害対策支援拠点の体制

別紙１

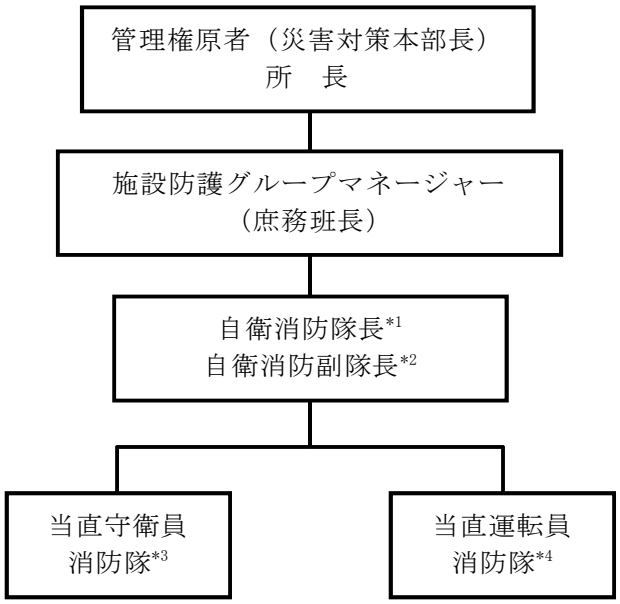
自衛消防隊の体制について

１．自衛消防隊の体制

（１）自衛消防隊の編成

東海第二発電所（以下「東二」という。）の構内（東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備）において火災が発生した場合，発電所構内に常駐している当直守衛員及び当直運転員が，自衛消防隊（内訳：自衛消防隊長 1 名，自衛消防副隊長 1 名及び消火担当 7 名）を編成し，初期消火活動を行う。（図 1，表 1）

また，火災発生時は，施設防護グループマネージャーが当直守衛員消防隊を出動させ初期消火活動を行う。



注：（ ）内は，災害対策本部設置後の体制を示す。
*1 現場指揮者（夜間及び休日は宿直当番者対応）
*2 現場連絡責任者（夜間及び休日は宿直当番者対応）
*3 構内全域における初期消火活動等
*4 東二の管理区域及び周辺防護区域内における初期消火活動等

図１　自衛消防隊の編成

表１　初期消火活動のための要員と主な役割

初期消火活動の要員	消火活動における担当（人数）	主な役割
当直発電長 当直守衛員	通報連絡責任者 （1 名）	・消防機関への通報 ・所内関係者への連絡及び出動指示
当直運転員 当直守衛員	連絡担当 （1 名）	・火災現場への移動及び状況確認 ・現場状況の所内関係者への伝達 ・可能な範囲での初期消火
自衛消防隊長 （技術系管理職）	現場指揮者 （1 名）	・出動の準備／火災現場への移動 ・火災状況の把握 ・現場状況の所内関係者への伝達 ・火災現場での消火活動の指揮
自衛消防副隊長 （管理職）	現場連絡責任者 （1 名）	・消防機関への情報提供。 ・消防機関の現場誘導
当直守衛員	消火担当 （7 名）	・出動の準備／火災現場への移動 ・消防自動車，消火器，消火栓等による消火活動

（２）火災発生時の消火活動要員の動き

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）と，平日勤務時間帯における火災発生時の消火活動に係る要員の動きを，表 2 に示す。夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の時間帯は廃止措置消防隊が不在であるが，現場の監視及び消火活動は十分に対応可能である。また，火災活動に必要な資機材は必要に応じて，東二及び他施設とは別配置としている。以下に詳細を記載する。

ａ．夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）

東二当直要員は東二管理区域（建屋内外）及び周辺防護区域を所掌とし，また，当直守衛員は東海発電所管理区域及び屋外全般を所掌として，

火災発生時には初期消火対応及び公設消防への連絡を行う。

初動対応において出動要請を受けた自衛消防隊は，初期消火に引き続いて消火対応を行い，公設消防の到着後は公設消防の指揮下で消火対応を行う。

b. 平日勤務時間帯

東二当直要員は東二管理区域（建屋内外）及び周辺防護区域を所掌とし，廃止措置室消防隊が東海発電所管理区域を所掌とし，当直守衛員が屋外全般を所掌として，火災発生時には初期消火対応及び公設消防への連絡を行う。

初動対応において出動要請を受けた自衛消防隊は，初期消火に引き続いて消火対応を行い，公設消防の到着後は公設消防の指揮下で消火対応を行う。

自衛消防隊は，隊長と副隊長（夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）は，訓練により力量を確保している宿直当番者）及び当直守衛員７人により構成される。当直守衛員７人により，化学消防自動車及び水槽付消防ポンプ自動車を同時に使用した消火活動が可能である。

当直要員及び当直守衛員が，各々の所掌において火災を発見した場合は，上記のとおり初期消火対応及び公設消防への連絡を行うとともに，当直要員と当直守衛員の間で迅速に情報共有する。

表2　火災発生時の消火活動要員の動き

夜間及び休日（平日勤務時間帯を除く）				所掌	活動場所	時系列						本部体制の所属	
						初動対応				自衛消防隊到着後	公設消防の現場誘導	初動体制	全体体制
						現場確認	119通報	自衛消防隊出動要請	初期消火				
災害対策本部体制（39名）の要員	初期消火活動要員	当直発電長（通報連絡責任者）	1	東二内部	MCR		●	●		運転対応移行※4		当直要員	当直要員
		当直運転員（連絡担当）	1		MCR～火災現場	●			●				
		自衛消防隊（宿泊当番）：自衛消防隊長（現場指揮者）	1	※3 東一内部・東二内部・屋外	火災現場					消火対応※5	●	庶務班（防災）	庶務班（防災）
		自衛消防隊（宿泊当番）：自衛消防副隊長（現場連絡責任者，1名）	8		現場指揮本部								
		自衛消防隊（宿泊当番）：当直守衛員※1（消火担当，7名）			火災現場								
		当直守衛員（通報連絡責任者）	2	※3 東一内部・屋外	監視所		●	●		対応継続※6			
		当直守衛員（連絡担当）			監視所～火災現場	●			●				
－	廃止措置室消防隊	（不在）											

平日勤務時間帯				所掌	活動場所	時系列						本部体制の所属	
						初動対応				自衛消防隊到着後	公設消防の現場誘導		全体体制
						現場確認	119通報	自衛消防隊出動要請	初期消火				
災害対策本部体制（39名）の要員	初期消火活動要員	当直発電長（通報連絡責任者）	1	東二内部	MCR		●	●		運転対応移行※4			当直要員
		当直運転員（連絡担当）	1		MCR～火災現場	●			●				
		自衛消防隊（宿泊当番）：自衛消防隊長（現場指揮者）	1	※3 東一内部・東二内部・屋外	火災現場					消火対応※5	●		庶務班（防災）
		自衛消防隊（宿泊当番）：自衛消防副隊長（現場連絡責任者，1名）	8		現場指揮本部								
		自衛消防隊（宿泊当番）：当直守衛員※1（消火担当，7名）			火災現場								
		当直守衛員（通報連絡責任者）	2	屋外	監視所		●	●		対応継続※6			
		当直守衛員（連絡担当）			監視所～火災現場	●			●				
上記要員外	廃止措置室消防隊（廃止措置管理Gr）	Gr マネージャー	1	※3 東一内部	本部		●	●		対応継続※7			
		Gr 員	1		火災現場	●			●				
		Gr 員	4※2						●				

※1　自衛消防隊のうち当直守衛員（7名）は消防車操作の力量を有する
※2　廃止措置室消防隊のうちGr員の要員数は変動する場合あり
※3　東一：東海発電所を示す
※4　当直発電長及び当直運転員は中央制御室にてプラント運転対応に移行
※5　自衛消防隊長：火災現場で消火活動の指揮，自衛消防副隊長以下8名：火災現場等で消火対応

※6　通報連絡責任者：監視所で連絡の指揮，連絡担当：他火災の連絡業務に備える
※7　廃止措置室消防隊は東Ⅰの火災現場で消火対応実施

（3）消火活動用資機材及び水源

東二及び他施設（東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備）の消火活動用資機材の種類，水源及び配備，設置場所を以下に示す。

消火栓及び消火器は東二，東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備に各々設置し，消防用自動車は東二，東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備の共用として配備している。

なお、各消火用資機材の水源は東二重大事故等対処設備ではないため，これらの消火活動用資機材を用いた消火活動は東二重大事故等対応に影響しない。

・屋外消火栓（水源：防火水槽及び原水タンク）：共用として設置
・屋内消火栓（水源：ろ過水タンク及び多目的タンク）
：東二，東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備に各々設置
・消　火　器：東二，東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備に各々設置
・化学消防自動車（1台）及び水槽付消防ポンプ自動車（1台）：
共用として配備

2．重大事故等発生時における複数同時火災時の対応

（1）概要

東二敷地内において同時に複数個所で火災が発生した場合（東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備を含む）は，災害対策本部の確立前は，当直発電長は火災によるアクセルルート及び重大事故等対応に及ぼす影響等を考慮して消火活動の優先度を判断し，自衛消防隊を出動させ消火活動にあたる。災害対策本部の確立後においては，当直発電長からの報告を受けた災害対策本部長が上記と同様の観点から消火活動の優先度を判断する。

東二敷地内において同時に複数個所で火災が発生した場合（東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備を含む）の対応の例として，東二の建屋内部の2か所での同時火災のケース（以下「建屋内同時火災」という。）と，東二敷地内（建外）の2か所での同時火災のケース（以下「屋外同時火災」という。）について以下に示す。

（２）建屋内同時火災

ａ．前提条件

・重大事故等の対応中に，東二建屋内で原因を特定しない同時火災が発生することを想定する。

・建屋内同時火災が発生した場合，当直運転員は初期消火活動にあたる。しかし，自衛消防隊が消火現場に到着して当直運転員から消火活動を交替する場合や，火災によるアクセルルートや重大事故等対応に及ぼす影響の程度によっては，当直発電長の判断により，当直運転員が重大事故等の現場対応操作を優先する。

・建屋内の火災であるため，消火活動は建屋内の消火器，消火栓を使用する。

ｂ．対応及び体制

東二の建屋内同時火災の対応フローを図2に，初期消火体制を図3に示す。

当直発電長は，火災の状況を含めプラント状況の把握や災害対策本部との連絡を行うとともに，現場指揮所設置までの当直運転員が行う初期消火活動の指揮を執る。

自衛消防隊長は，災害対策本部（庶務班長）の指示を受け，速やかに現場指揮所を設置するとともに，設置後は消火活動を指揮する。指揮権の委譲の際には，当直発電長と現場対応者（当直運転員等）から両方の火災状況の説明を受ける。その後は，一方の火災現場に現場指揮及び連絡を担当する担当者を配置し，適宜状況報告を受け両方の火災対応の指揮を執るとともに，災害対策本部との連絡を行う。

消火体制について，初期消火要員として当直発電長から指名された当直運転員等が自衛消防隊で初期消火対応を行い，その後は自衛消防隊で2班を編成し消火活動に当たる。消火活動は，自衛消防隊長及び自衛消防隊員6名の計7名の体制で対応可能であり，必要により現場指揮所と火災現場の連絡担当を配置する。

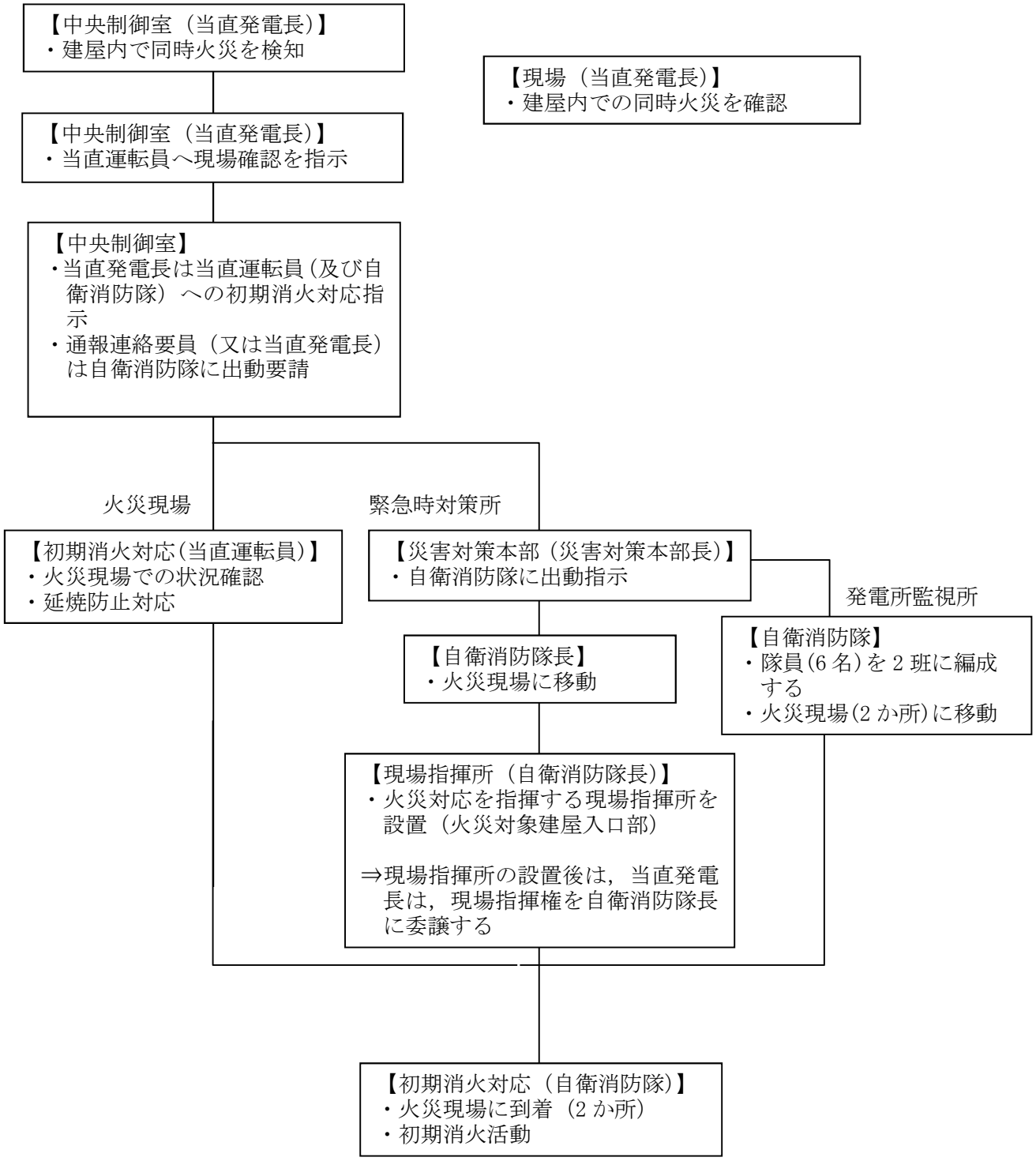
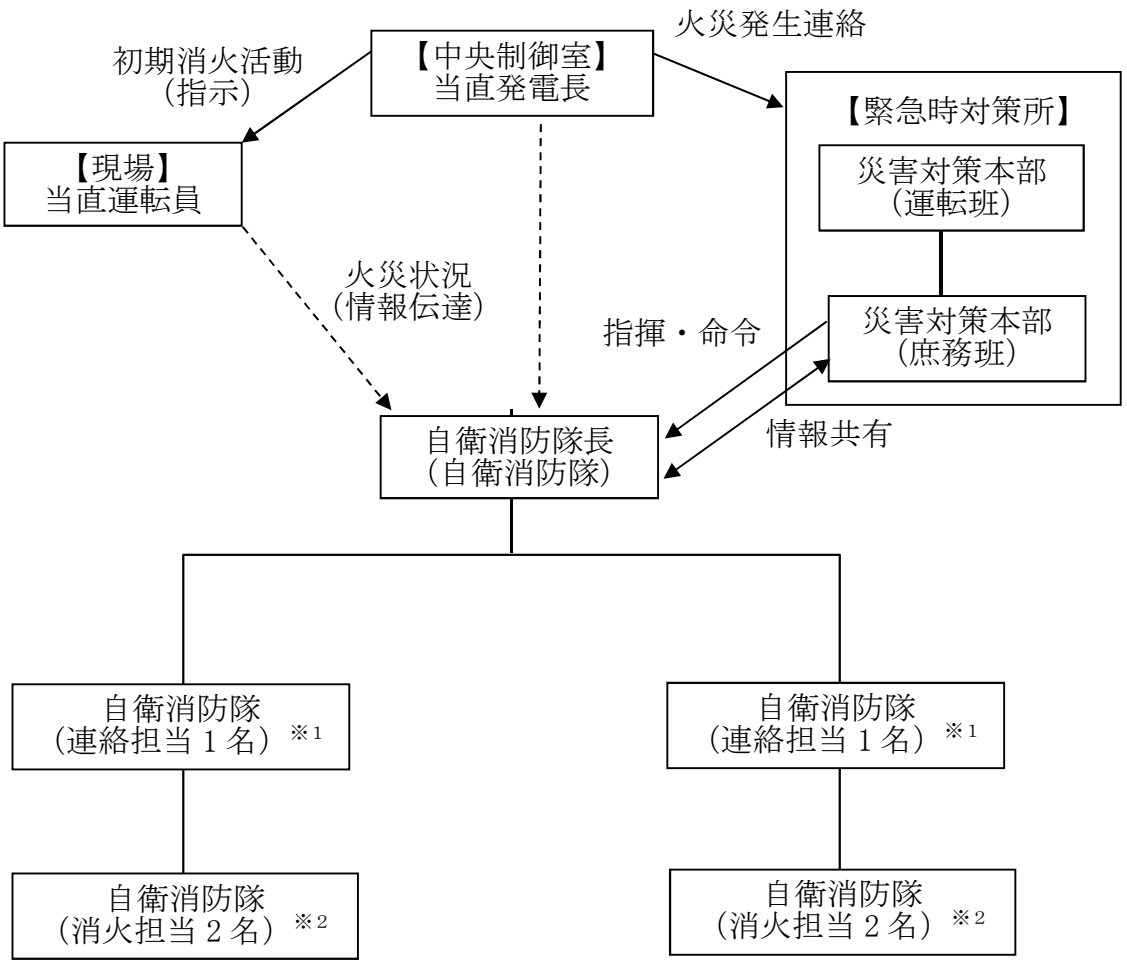


図３　建屋内同時火災の対応フロー



※１　現場指揮対応
※２　自衛消防隊員 2 名一組での消火対応となるが，消火器及び屋内消火栓での消火活動であるため，十分対応可能

図３　建屋内同時火災発生時の初期消火体制

（２）屋外同時火災

ａ．前提条件

・東二敷地内の屋外で，重大事故等の対応中に発電所敷地内で現場操作を妨げるような火災が同時に2箇所で発生することを想定する。

・消火活動は重大事故等対応のための活動である前提とし，化学消防自動車及び水槽付消防ポンプ自動車を用いる。

・火災状況や火災規模により，上記の消防用自動車に加えて可搬型代替注水中型ポンプを使用する場合は，可搬型代替注水中型ポンプは自主の消火設備として活用する。

・可搬型代替注水中型ポンプを用いる消火活動が必要な場合は，庶務班及び保修班の現場要員を消火活動の要員として活用し，初期消火要員の消火活動には影響を与えない。

ｂ．外部火災での対応及び体制

屋外同時火災の対応フローを図4に，初期消火体制を図5に示す。

屋外同時火災における消火活動は，自衛消防隊長が指揮を執る。敷地内2か所での同時火災に対しての消火活動は，常時待機している自衛消防隊（当直守衛員消防隊7名）と自衛消防隊長等の2名（現場指揮者及び現場連絡責任者）の計9名で対応可能である。

なお，庶務班や保修班の現場操作を前提として，可搬型代替注水中型ポンプを用いて消火活動を行う場合は，庶務班及び保修班の現場要員6名で消火活動を行う。この場合，現場要員は，消火活動の終了次第，災害対策本部の判断により速やかに原子炉等への給水作業等に戻る。

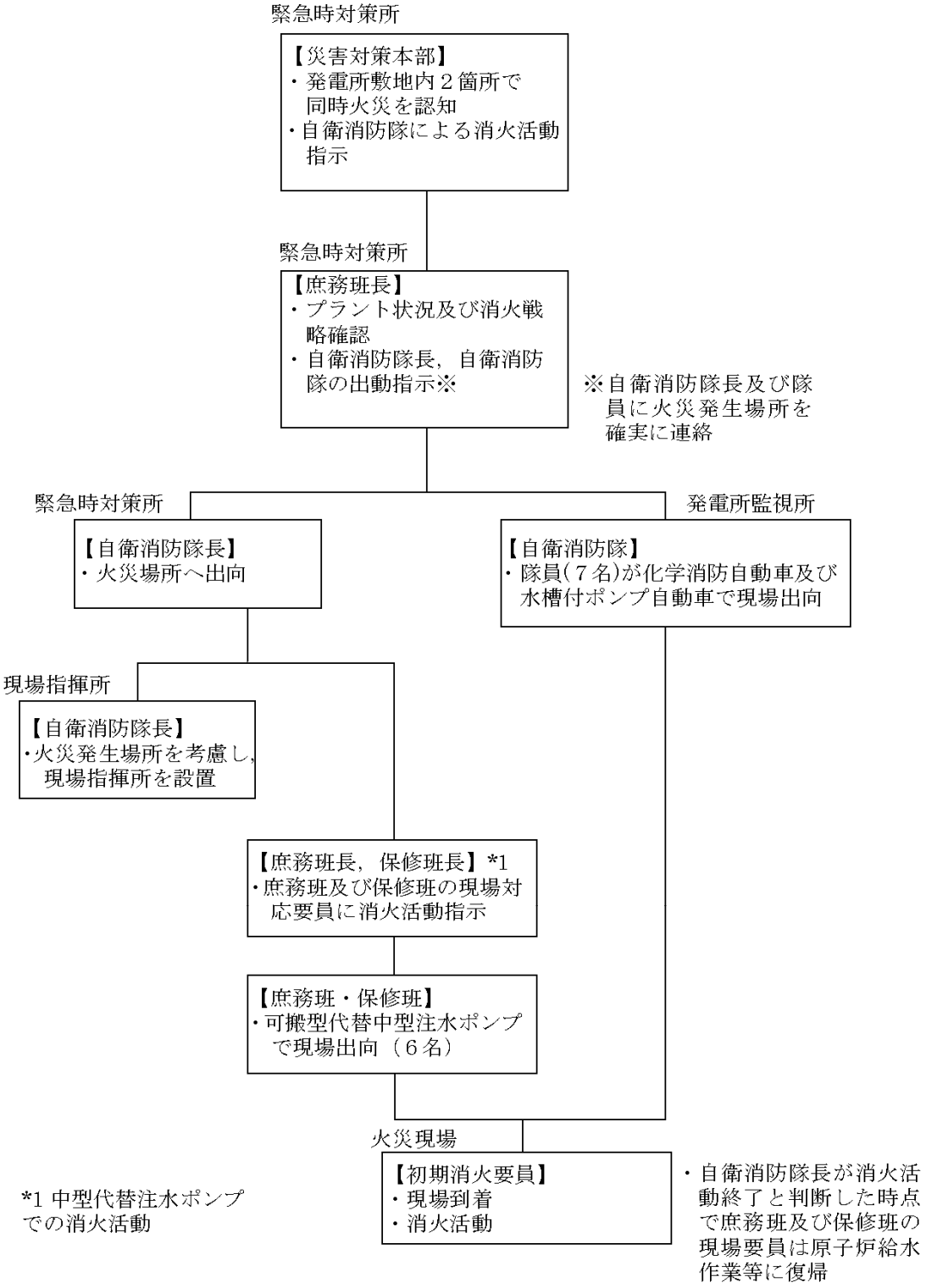
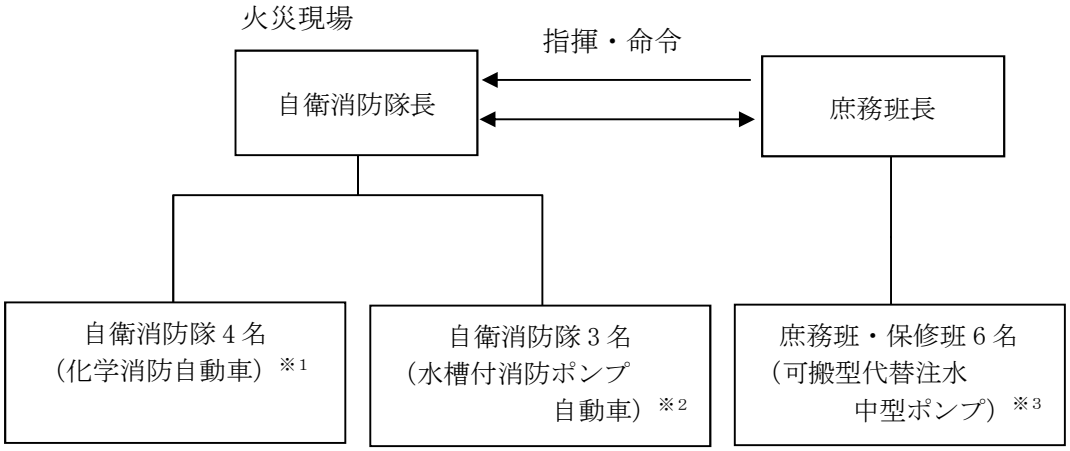


図４　発電所敷地内での同時火災に対する対応フロー



※1 筒先担当１名，機関操作１名，泡消火薬剤補充員２名
※2 筒先担当１名，筒先担当補佐１名，機関操作１名
※3 対応が必要な場合

図５　緊急時における発電所敷地内の同時火災発生時の初期消火体制

別紙２

緊急時対策所における主要な資機材一覧

緊急時対策所に配備している主要な資機材については以下のとおり。

○通信連絡設備

通信種別	主要設備		台数※3
発電所内外	電力保安通信用電話設備※1	（固定型）	4台
		（携帯型）※2	約40台
	衛星電話設備	（固定型）	7台
		（携帯型）※2	12台
発電所内	無線連絡設備	（固定型）	2台
	無線連絡設備	（携帯型）※2	20台
	送受話器		3台
	携行型有線通話装置※2		4台
発電所外	テレビ会議システム（社内）		2台
	加入電話※1		9台
	統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備	テレビ会議システム	1式
		IP 電話	7台
		IP－FAX	3台

※1　通信事業者回線に接続されており，発電所外への連絡も可能。

※2　予備の充電池と交換することにより7日間以上継続して使用が可能。

※3　台数は，予備を含む（台数については，今後訓練等を踏まえた検討により変更となる可能性がある）。

○必要な情報を把握できる設備

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

○照明設備

通信種別	主要設備	台数
発電所内	LED ライト	20個
発電所内	ランタン	20個
発電所内	ヘッドライト	20個

別紙３

重大事故等発生時における災害対策要員の動き

重大事故等発生時における災害対策要員の動きについては以下のとおり。

・平日の勤務時間中においては災害対策要員のほとんどが事務本館で執務しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に集合する。

・夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）は，初動対応要員（本部要員，現場要員）が免震機能を持つ建物や耐震を考慮した建物に待機しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に集合する。

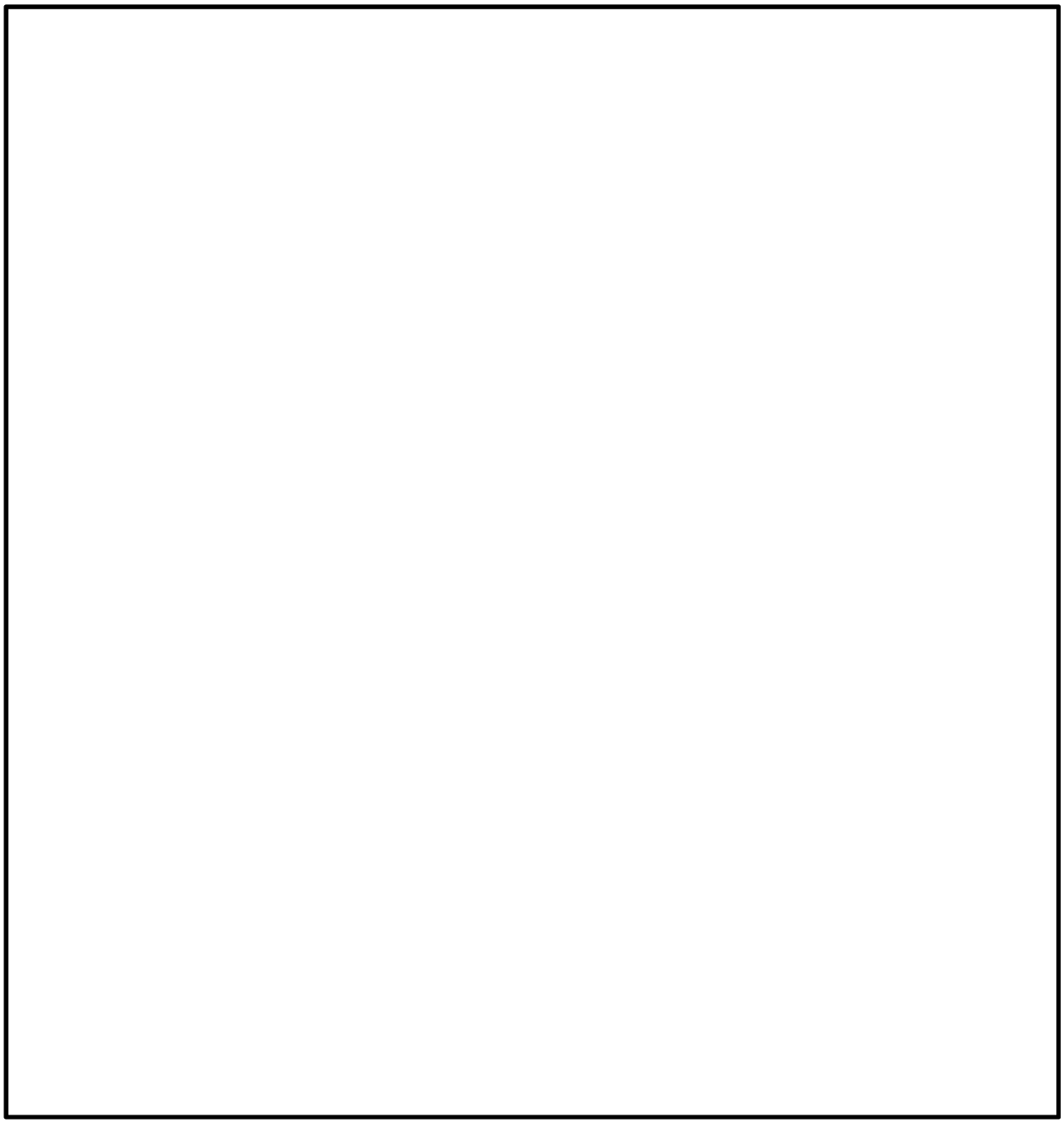


図１　緊急時対策所までの参集ルート

別紙４

災害対策要員による通報連絡について

重大事故等が発生した場合，発電所の通報連絡責任者が，内閣総理大臣，原子力規制委員会，茨城県知事及び東海村村長並びにその他定められた通報連絡先への通報連絡を，ＦＡＸを用いて一斉送信するとともに，その着信を確認する。また通報連絡後の総合原子力防災ネットワークの情報連絡の管理を一括して実施する。

① 発電所の通報連絡責任者は，特定事象発見者から事象発生の連絡を受けた場合は，原子力防災管理者へ報告するとともに，他の通報対応者と協力し通報連絡を実施する。

② 重大事故等（原子力災害対策特別措置法第 10 条第 1 項に基づく通報すべき事象等）が発生した場合の通報連絡は，内閣総理大臣，原子力規制委員会，茨城県知事，東海村村長並びにその他定められた通報連絡先に，ＦＡＸを用いて一斉送信することで，効率化を図る。

③ 内閣総理大臣，原子力規制委員会，茨城県知事，東海村村長に対しては，電話でＦＡＸの着信の確認を行うとともに，その他通報連絡先へもＦＡＸを送信した旨を連絡する。

④ これらの連絡は，災害対策本部の通報連絡要員（6 名）が分担して行うことにより時間短縮を図る。

⑤ その後，緊急時対策要員の招集で，参集した庶務班の要員確保により，更なる時間短縮を図る。

⑥ 発電所から通報連絡ができない場合は，本店（東京）から通報先にＦＡＸを用いて通報連絡を行う。

⑦ 原子力規制庁への情報連絡は，統合原子力防災ネットワークを活用する。

⑧ 通報連絡の体制，要領については，手順書を整備し運用を行う。

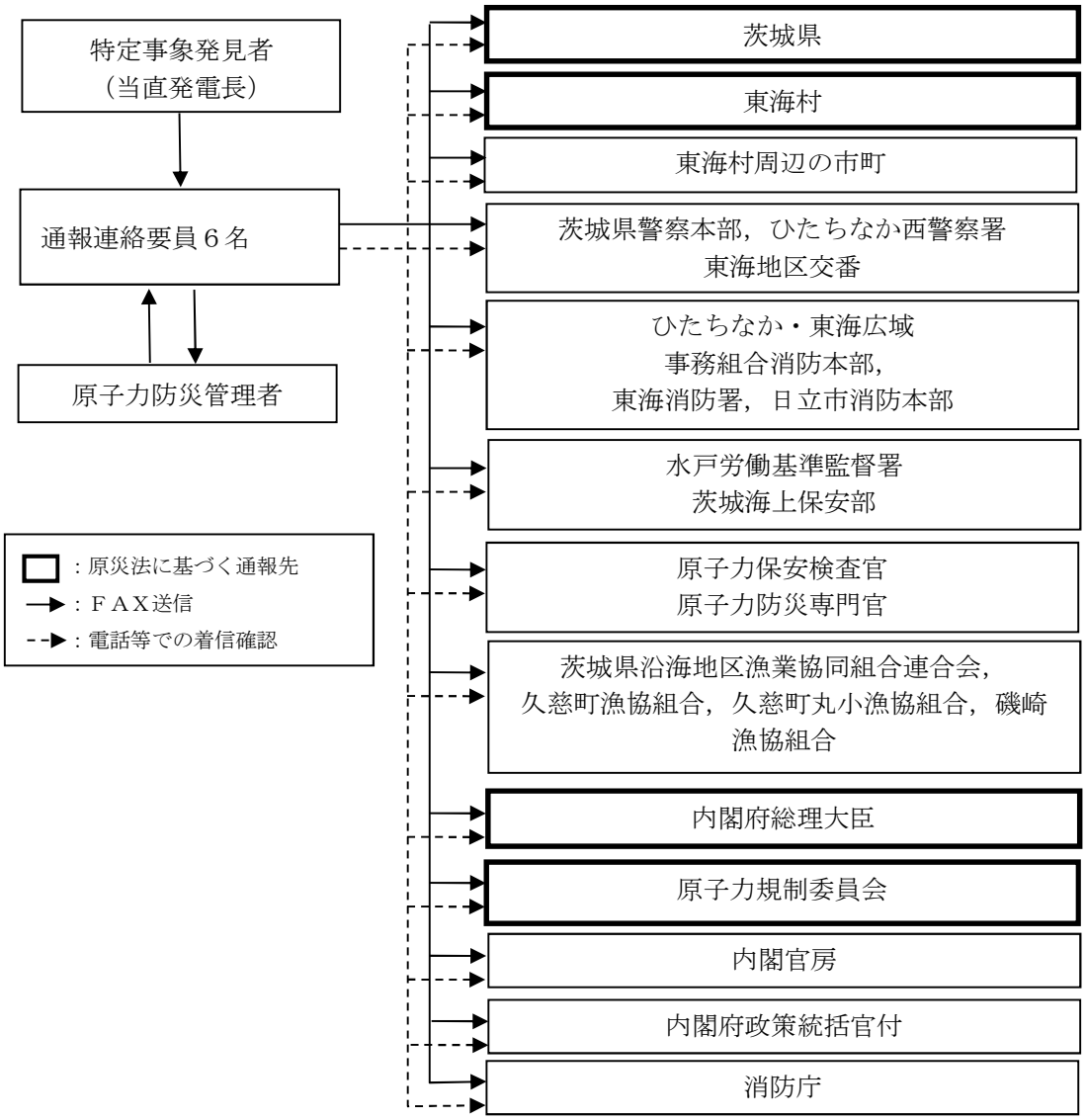


図１　原子力災害対策特別措置法第 10 条第１項等に基づく通報連絡先

別紙５

原子力事業所災害対策支援拠点について

１．日本原子力発電（株）地域共生部　茨城事務所

所在地	茨城県水戸市笠原978－25
発電所からの方位，距離	南西　約20ｋｍ
施設構成	商業ビル（鉄骨鉄筋コンクリート造7階建5階　執務室床面積約350m^2）
非常用電源	非常用ディーゼル発電機（3.1kVA）　1台
非常用通信機器	・電話（携帯電話，衛星系） ・ＦＡＸ（衛星系）
その他	・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。

２．東京電力パワーグリッド（株）茨城総支社　日立事務所　別館

所在地	茨城県日立市神峰町2－8－4
発電所からの方位，距離	北北東　約15ｋｍ
施設構成	事務所建屋（鉄筋コンクリート造4階建　執務室，会議スペース等，総床面積約1,300m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

３．東京電力パワーグリッド（株）茨城総支社　別館

所在地	茨城県水戸市南町2－6－2
発電所からの方位，距離	南西　約15ｋｍ
施設構成	事務所建屋（鉄筋コンクリート造4階建　執務室，会議スペース等，総床面積約2,400m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

４．東京電力パワーグリッド（株）茨城総支社　常陸大宮事務所

所在地	茨城県常陸大宮市下町1456
発電所からの方位，距離	西北西　約20ｋｍ
施設構成	事務所建屋（鉄筋コンクリート造3階建　執務室，会議スペース等，総床面積約2,900m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

５．（株）日立製作所　電力システム社日立事業所

所在地	茨城県日立市会瀬町4丁目2
発電所からの方位，距離	北北東　約15ｋｍ
施設構成	体育館（約4,900m^2），グランド施設（2面，約28,000m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

６．（株）日立パワーソリューションズ　勝田事業所

所在地	茨城県ひたちなか市堀口832－2
発電所からの方位，距離	南西　約10ｋｍ
施設構成	工場施設（上屋あり，約2,700ｍ^2），グランド施設（約16,000ｍ^2）
非常用電源 非常用通信機器 その他	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。

図１　原子力事業所及び原子力事業所災害対策支援拠点の位置

別紙６

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（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合，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。（図 1）

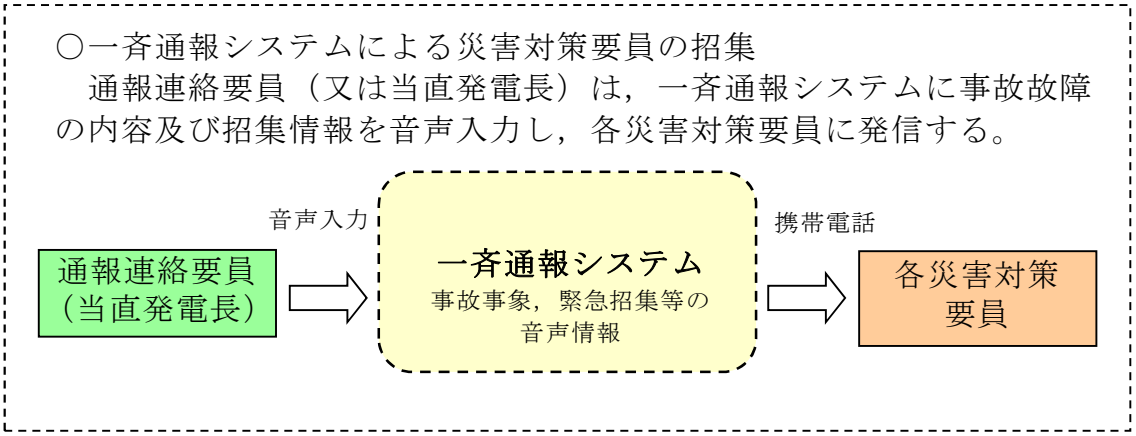


図１　一斉通報システムの概要

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地方公共団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。

発電所参集要員（拘束当番）である災害対策要員は，直接発電所へ参集する。発電所参集要員（拘束当番）以外の参集要員は，発電所外参集場所となる第三滝坂寮に集合し，発電所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，災害対策本部からの要員派遣の要請に従い，集団で発電所に移動する。（図 2）

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

東海村の大半は東二から半径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，那珂市など東二から半径５～10ｋｍ圏内には，発電所員の約２割が居住しており，概ね東二から半径10ｋｍ圏内に発電所員の約７割が居住している。（図２）（表１）

図２　東二とその周辺

表１　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，図 3 に示すとおりである。

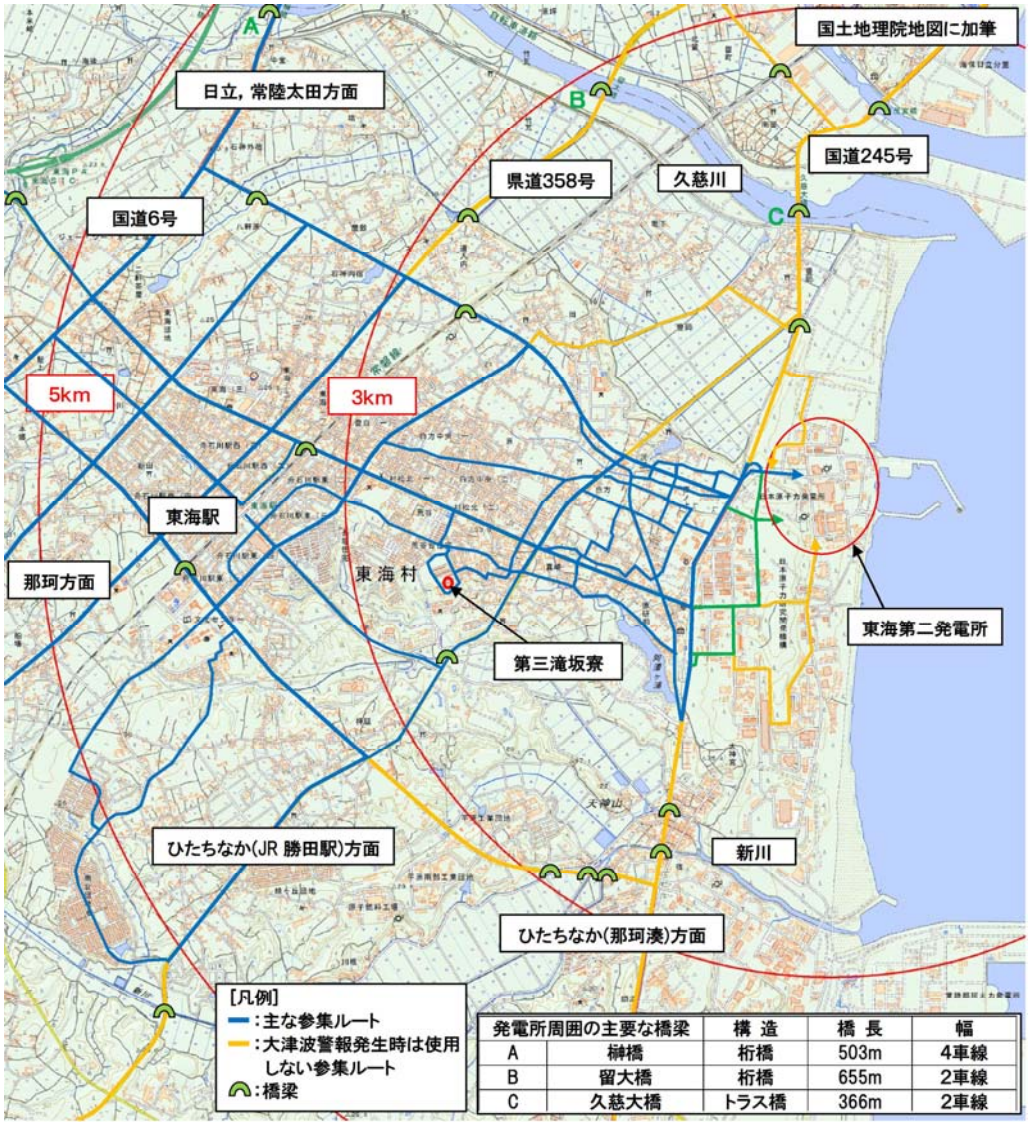


図 3　主要な参集ルート

東二が立地する東海村は比較的平坦な土地であり，発電所構外の拠点となる要員の集合場所（第三滝坂寮）から発電所までの参集ルートは，通行に支障となる地形的な要因の影響が少ない。また，木造建物の密集地域はなくアクセスに支障はない。このため，参集要員は通行可能な道路等を状況に応じて選択して参集できる。

この他の参集に係る障害要因としては，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。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 年の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。

参集ルートが津波により浸水した場合には，アクセス性への影響を未然に回避するため，大津波警報発生時には，基準津波が襲来した際に浸水が予想されるルート（図 3 に示す，ひたちなか市（那珂湊方面）及び日立市の比較的海に近いルート）は使用せず，これ以外の参集ルートを使用して参集する。

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ルート考えられるため，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。

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（図 4）によると，東海村中心部から東二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

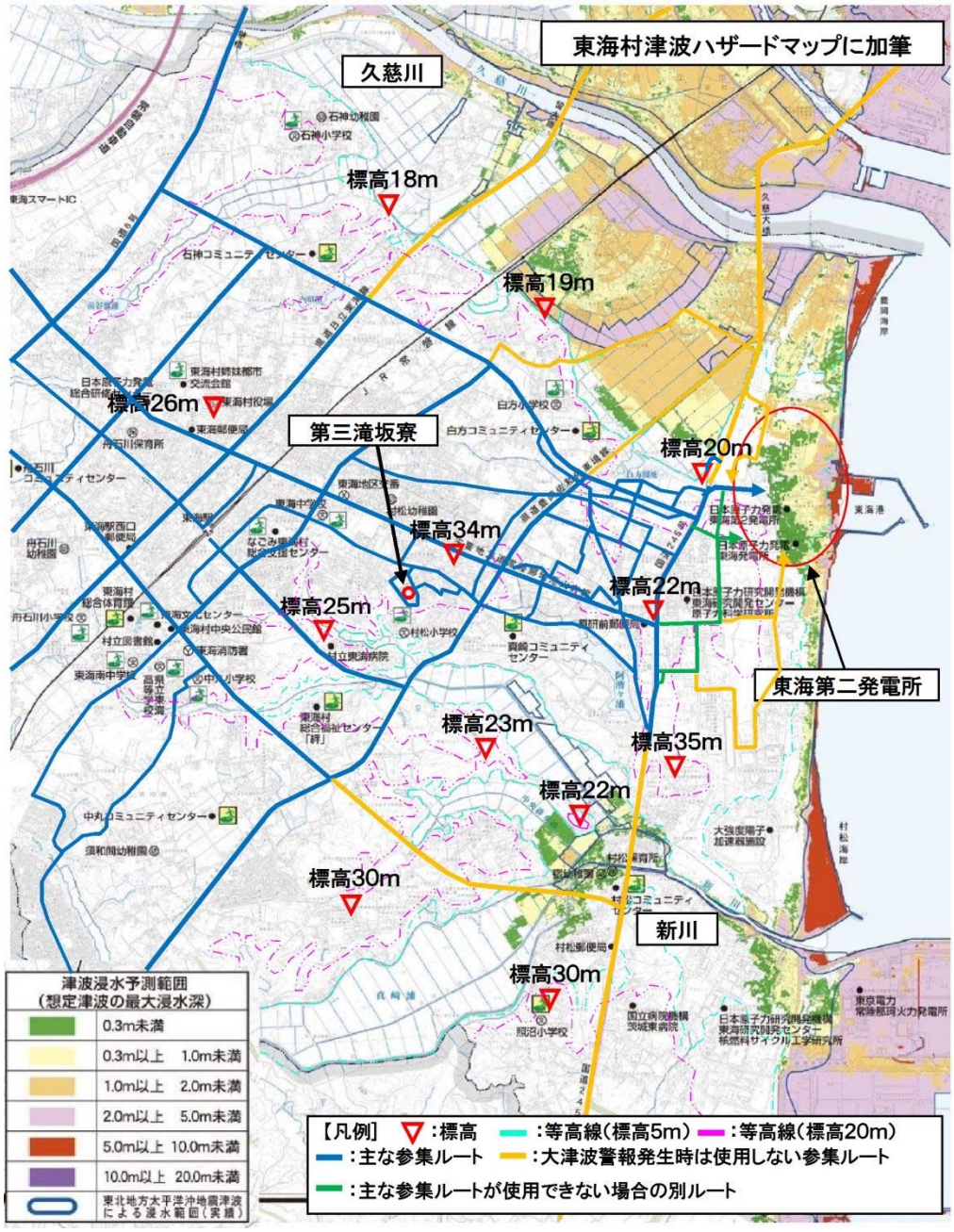


図４　茨城県（東海村）の津波浸水想定図（抜粋）

また，東二では，津波ＰＲＡの結果を踏まえ，基準津波を超えて敷地に遡上する津波に対して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（図 5）から，発電所周辺に浸水する範囲が認められるが，東海村中心部から東二の敷地までの参集ルートに津波の影響がない

範囲が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。

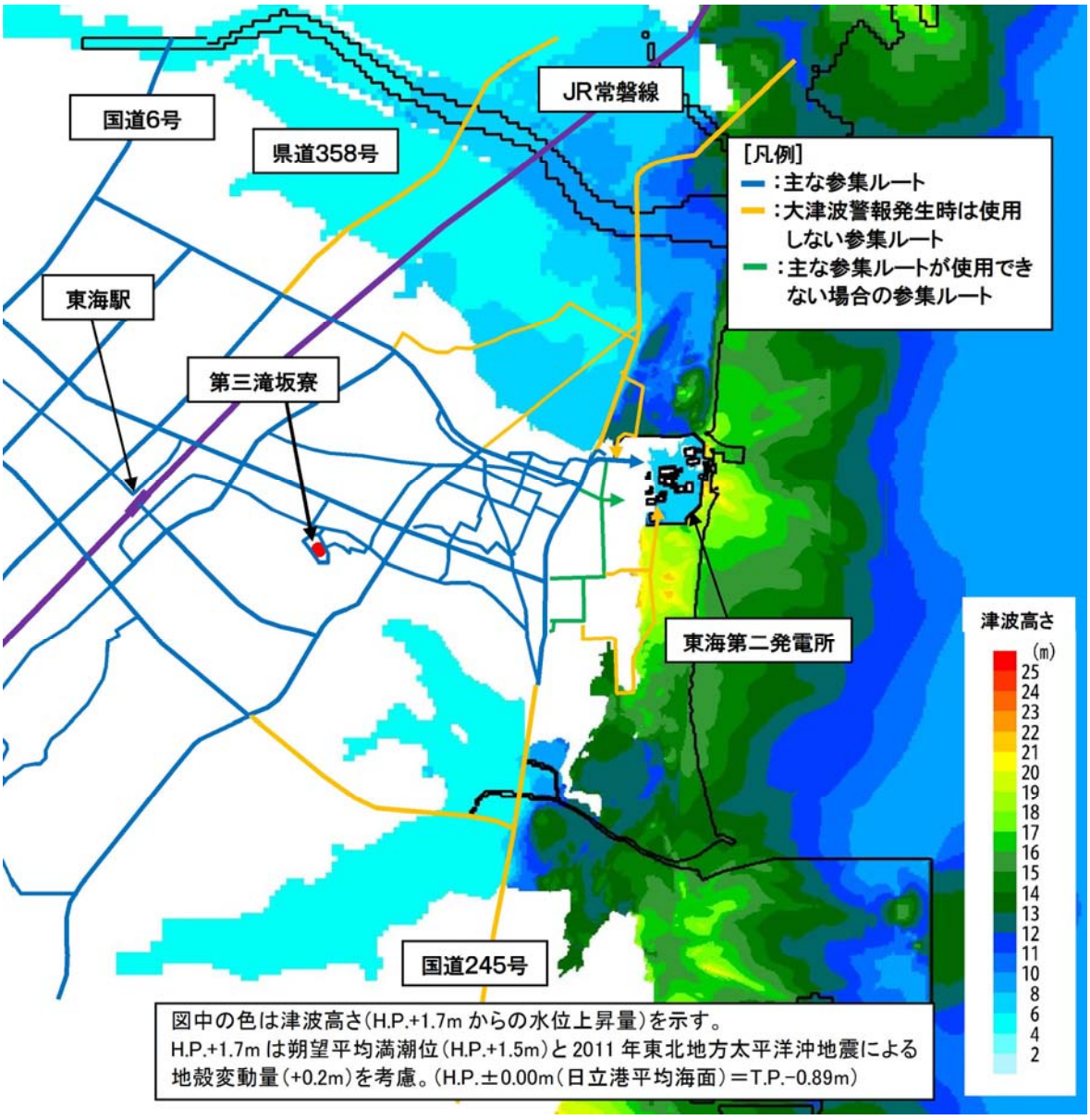


図５　敷地に遡上する津波の遡上範囲想定図

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，住民避難が開始されている場合には，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　発電所構内への参集ルート

東二の敷地周辺の参集ルートについては，以下に示す敷地の特徴を踏まえて，複数の参集ルートを設定している。

・東二への参集に当たっては必ず国道 245 号線を通過することから，同国道の交通状態及び道路状態によるアクセス性への影響を受けないように，同国道を通行する距離を短くするとともに，できるだけ多くの参集ルートを設定し，更に各参集ルートの構内への進入場所をできるだけ離す

・敷地入口近傍にある 275ｋＶ及び 154ｋＶの送電鉄塔の倒壊による障害を想定し，鉄塔が倒壊しても影響を受けない参集ルートを設定する

・敷地高さを踏まえ，敷地を遡上する津波によっても影響を受けずに緊急時対策所に到達できる参集ルートを設定する

この考え方に基づき，発電所構外から発電所構内への参集ルートとして，正門ルート（通常時のルート）の他に，南側ルート，南西側ルート，西側ルート及び北側ルートを設定する。（図 6，図 7）

各参集ルートの考慮すべき外的事象を表 2 に示す。また，送電鉄塔の倒壊時における通行の考え方を，別紙補足 1 に示す。

災害対策要員が参集する際は，各参集ルートの状況を踏まえて安全に通行できるルートを選定する。

なお，正門ルート及び代替正門ルートを通行できない場合は，隣接する他機関の敷地内を通行する南側ルート，南西側ルート，西側ルート及び北

側ルートを介して災害対策要員が発電所に参集する。このため，他機関とは，通行に係る運用及び参集ルートに影響する障害物の撤去等に係る運用について，あらかじめ取り決めることとしている。

３．５　緊急時対策所への参集ルート

平日の勤務時間帯においては，災害対策要員の多くは事務本館で執務しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に参集する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においては，初動対応要員が事務本館等での執務若しくは発電所構内に設けた待機場所に待機しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に参集する。

事務本館及び発電所構内に設けた待機場所から緊急時対策所までの主な参集ルートを，図８に示す。

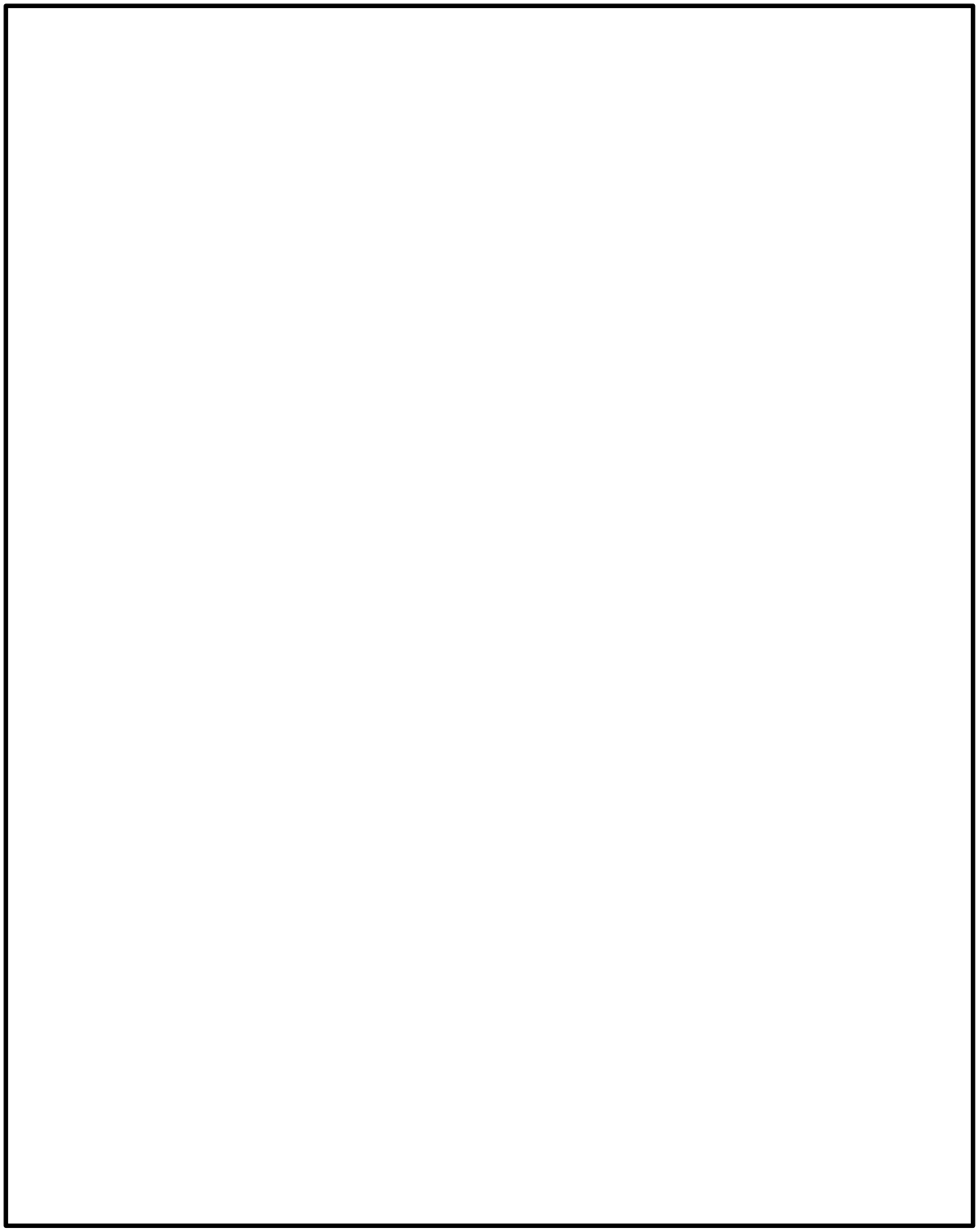


図６　発電所構内への参集ルート

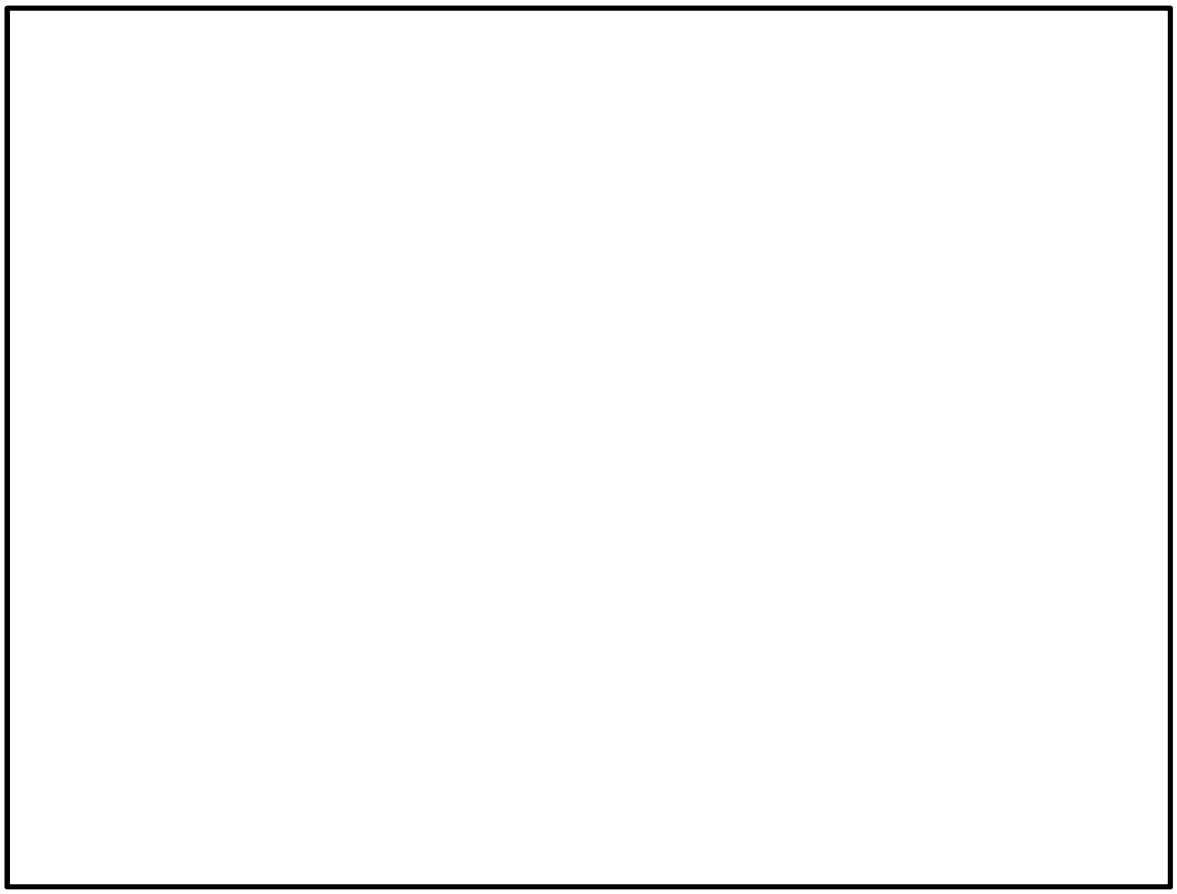


図７　発電所周辺の送電線路と発電所への参集ルート

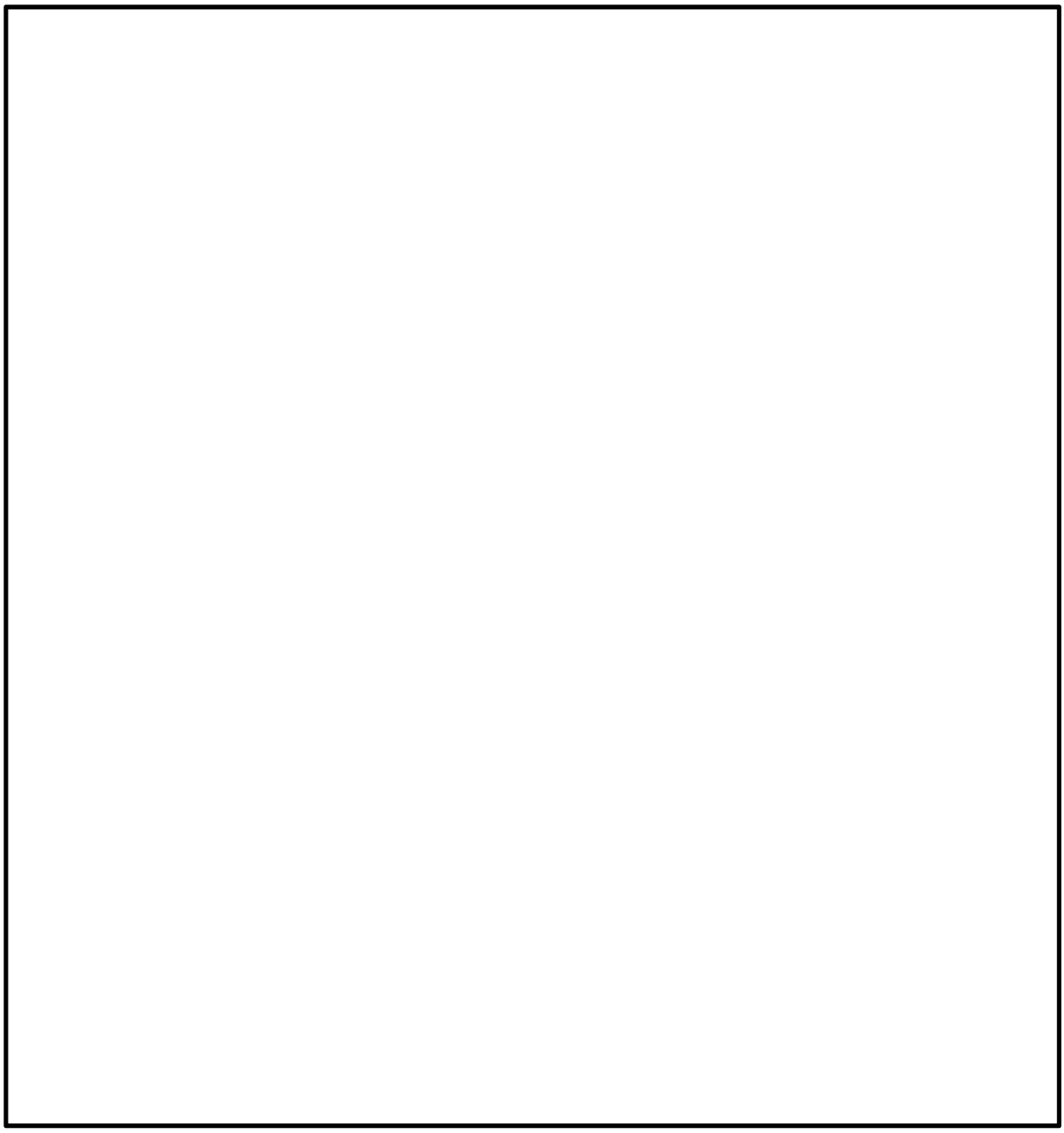


図８　緊急時対策所までの参集ルート

表２　各参集ルートの特徴を踏まえた要員参集の適合性

参集ルート （国道 245 号線からの進入ルート →構内への進入ルート）	考慮すべき外的事象による参集ルートへの影響の可能性		要員参集の適合性（対応）	
	送電鉄塔の倒壊※1	津波浸水※2	災害発生後１日程度以内	災害発生後１週間程度

〈凡例〉　○：影響の可能性なし（通行可能），△：影響の可能性あり（状況に応じて通行可否を判断する）
※1：参集ルートの幅の一部あるいは全幅が，送電鉄塔の倒壊範囲と重複すると評価される場合は△とした。
※2：参集ルートの一部が，敷地を遡上する津波により浸水する範囲の評価結果（T.P.+8m）と重複する場合は△とした。

４．夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の要員参集条件及び参集時間について

実際に実施した参集訓練等で得られた結果及び各種のハザードを考慮した参集条件を保守的に設定し，これを用いて災害対策要員の参集時間を以下に評価した。

４．１　評価条件

a)自宅等を出発するまでの時間

事象発生後に，予め拘束当番に指名されており発電所に参集する災害対策要員は，災対本部からの招集連絡を受けて，発災 30 分後に自宅を出発するものとする。（図 7）

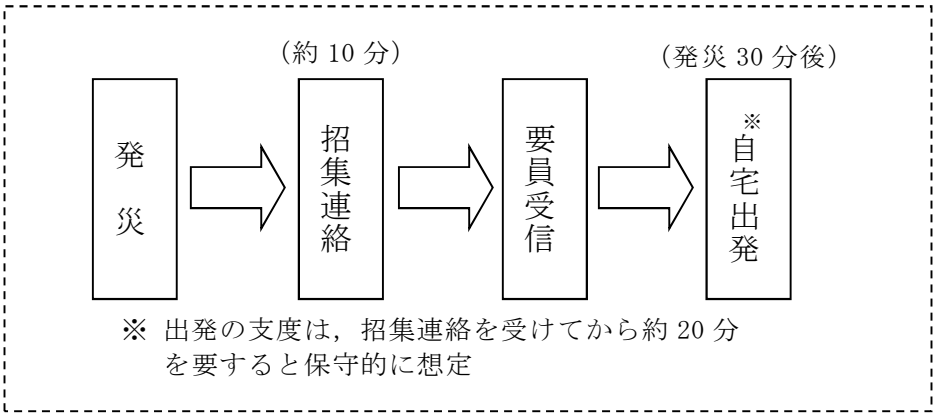


図９　要員の招集から自宅出発までの概要

b)移動手段・移動速度

徒歩による移動とする。参集訓練実績をもとに移動速度を 4.0ｋｍ／ｈ（67ｍ／ｍｉｎ）※3 とする。なお，参考として，自転車で参集する場合を想定し，同様の考え方で移動速度を 12ｋｍ／ｈ（200ｍ／ｍｉｎ）とする。（別紙補足 2）

※3　参集訓練の実績 5.0ｋｍ／ｈ（83ｍ／ｍｉｎ）に対して保守的に 4.0ｋｍ／ｈ（67ｍ／ｍｉｎ）とする。自転車は，訓練実績を踏まえて保守的に「12ｋｍ／ｈ（200ｍ／分）」とする。

c)参集ルート

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。

４．２　参集に要する時間と災害対策要員数

事象発生時には，発電所敷地内に既に待機している初動対応要員（39名）を除く，予め拘束当番に指名されている災害対策要員（71名）を含む全ての災害対策要員※4が発電所に参集する。

※4　発電所に参集する要員数は，全ての災害対策要員（約255名，平成28年7月時点，表1参照）から初動対応要員(39名)を差し引いた216名となる。拘束当番である災害対策要員（71名）は，216名の内数である。

参集する災害対策要員が，東二の敷地に参集する（発電所構外の拠点となる集合場所を経由しない）までの所要時間と参集する災害対策要員数の関係を表3に示す。

表3　参集に係る所要時間と災害対策要員数の関係（平成28年7月時点）

参集に係る所要時間	参集する災害対策要員数		
	徒　歩 （4.0ｋｍ／ｈ）	参　考	
		徒　歩 （5.0ｋｍ／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

表3より，予め拘束当番に指名されており発電所に参集する災害対策要員（71名）は，事象発生後120分には参集すると考えられる。また，参集ルートの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。

上記の参集に係る所要時間は，事象発生時に，構外から参集する災害対策要員に求められる参集時間（最短で約 3 時間，可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給）と比較して十分に早い。(別紙補足 3, 別紙補足 4)

参集する災害対策要員は，参集ルート上に建物等の倒壊他により通行が困難な状態を確認した場合には，それを避けた別の参集ルートを通行する。この場合，参集時間に影響すルート考えられるが，表 3 の評価結果は，以下に示す保守的な条件設定に基づく評価結果であるため，実際の参集性には影響はない。

・災害対策要員は発災 30 分後（招集連絡を受信してから 20 分後）に出発することしているが，実態は数分で出発可能である。

・移動手段は，発電所周辺の道路の通行に支障があることを想定し，道路の状況に応じて参集ルートを選べる徒歩による移動とした。

・移動速度は参集訓練の実績（5.0ｋｍ／ｈ）に対し，保守的に 4.0ｋｍ／ｈとした。

・参集ルートは，発電所周辺には複数の道路があることから，主要な幹線道路を用いた主要参集ルートが通行できない場合でも比較的近い場所を迂回参集ルートとして通行することが可能である。このため，迂回参集ルートは主要参集ルートと比較して移動距離及び移動時間はあまり変わらない。（別紙補足 5）

別紙補足１

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

発電所周囲には 275ｋＶ及び 154ｋＶの送電線鉄塔が設置されており，送電線及び送電鉄塔は参集ルート上を横断又は参集ルートに近接している。

送電線の脱落及び断線，あるいは送電線鉄塔が倒壊した場合においても，垂れ下がった送電線又は倒壊した送電線鉄塔に対して十分な離隔距離を保って通行すること，又は複数の参集ルートからその他の適切な参集ルートを選択することで，発電所へ参集することは可能である。

２．送電鉄塔の倒壊時に通行する参集ルート

送電鉄塔の倒壊等が発生した際に通行する参集ルートについては，倒壊した送電鉄塔の場所及び損壊状況に応じて，その他の複数の参集ルートから，以下の事項を考慮して，確実に安全を確保できる適切な参集ルートを選定し通行する。

・大津波警報発生の有無

・倒壊した送電鉄塔及び送電線の損壊状態及び送電線の停電状況

・上記以外の倒壊物による参集ルートへの影響状況

２．１　275kV No.2 送電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 送電鉄塔の南側への倒壊又は 154kV No.5 鉄塔の北側への倒壊が起きても，275kV No.2 鉄塔を迂回することでアクセスすることは可能である。（図１）

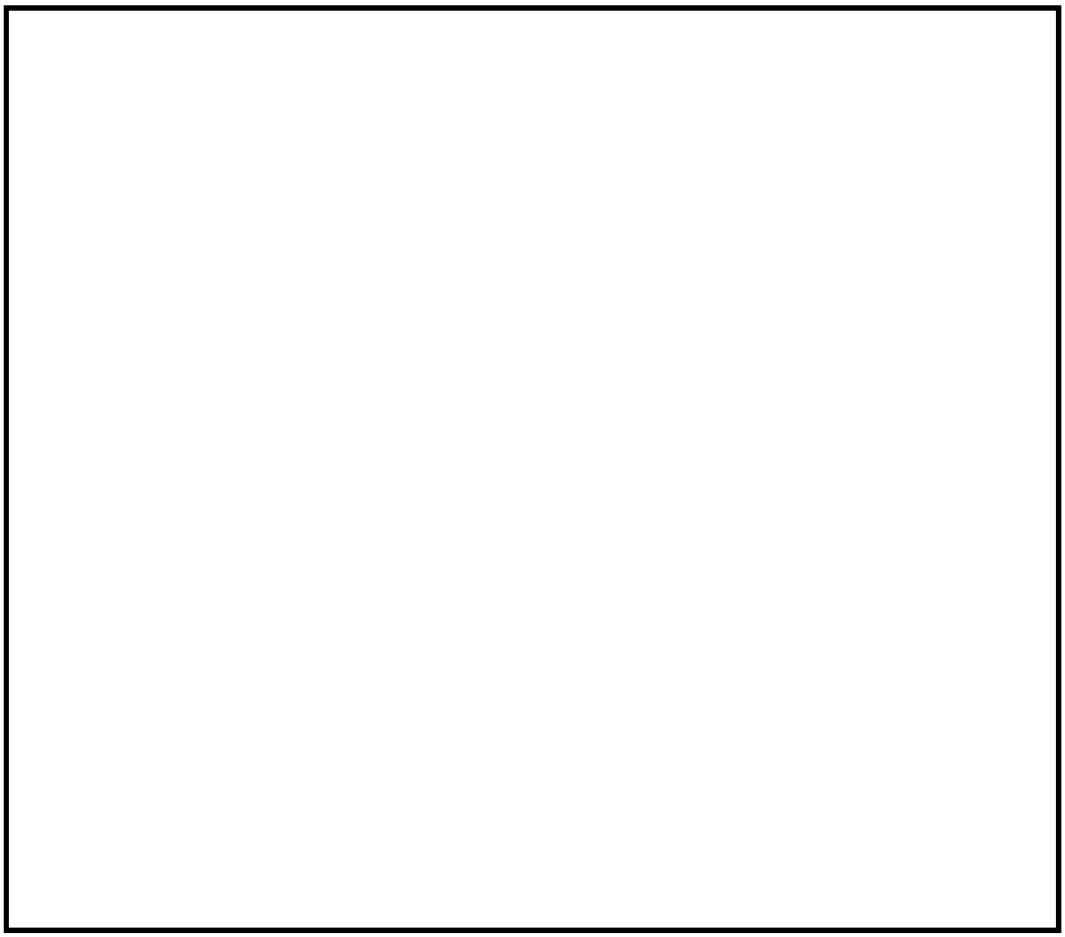


図１　送電鉄塔倒壊時のアクセスルート（代替正門ルート）

２．２　154kV No.3 送電鉄塔が倒壊した場合

西側ルートは，国道 245 号から２箇所の入口があるため，154kV No.3 送電鉄塔が倒壊しても，影響を受けない入口からアクセスすることは可能。また，154kV No.3 送電鉄塔を迂回した場合は，JAEA 敷地内を通行して南西側ルートよりアクセスすることも可能である。（図２）

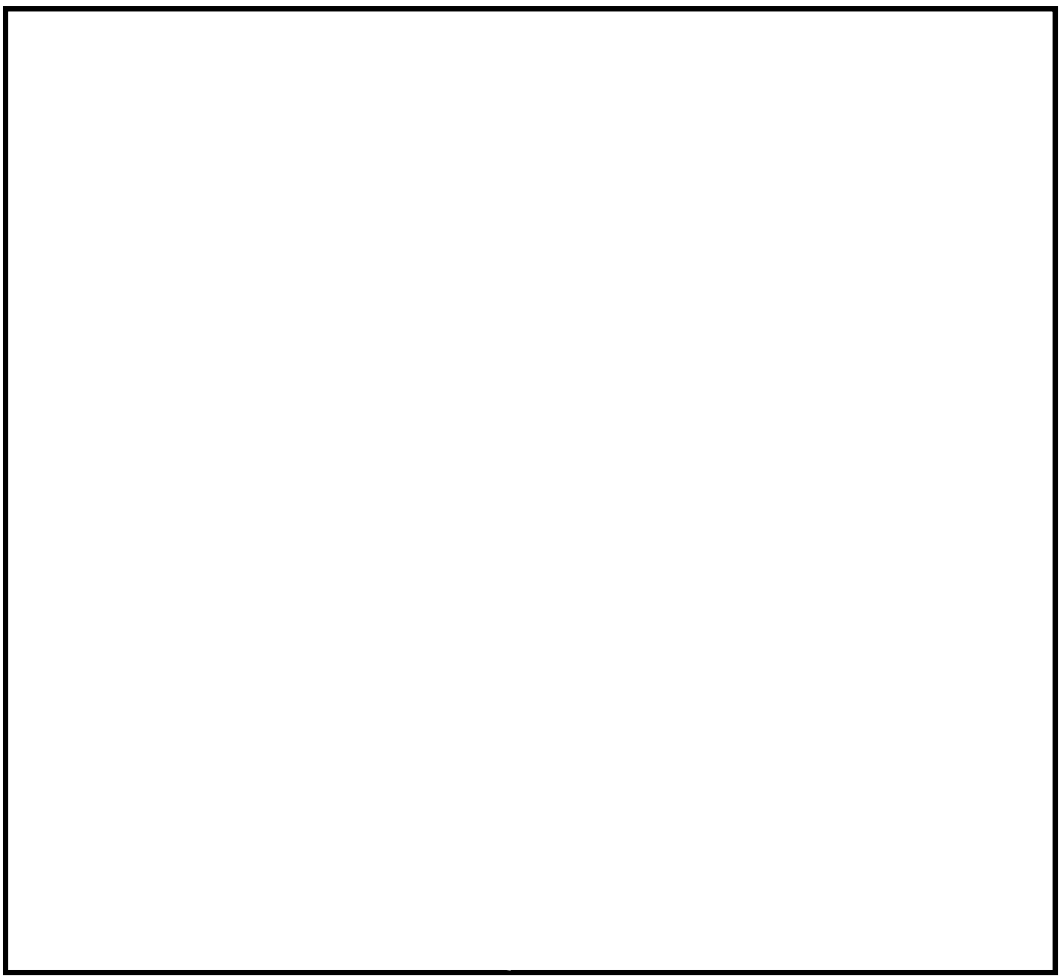


図２　鉄塔倒壊時のアクセスルート（西側ルート）

２．３　154kV No.2～4 送電鉄塔が倒壊した場合

154kV No.1～4 送電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，発電所周囲の別の道に迂回することで 154kV 送電鉄塔の倒壊の影響を避けて発電所進入道路へアクセスすることは可能。（図３）

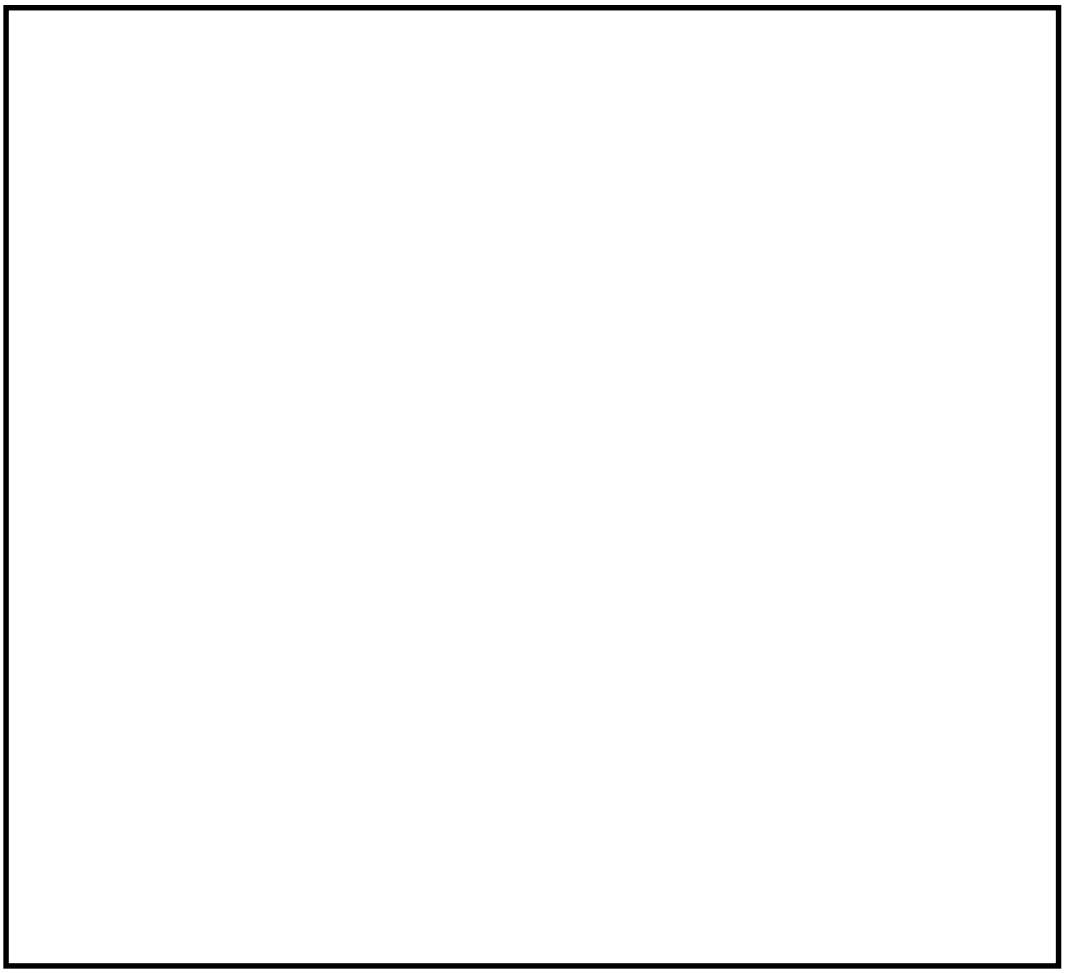


図３　鉄塔倒壊時のアクセスルート（別ルート(国道 245 号迂回)）

２．４　154kV No.2～4 送電鉄塔が倒壊した場合

275kV No.2 鉄塔の南側への倒壊又は 154kV No.5 鉄塔の北側への倒壊が発生し，かつ 154kV No.1～4 送電鉄塔が全て西側へ倒壊して国道 245 号の通行を阻害している場合，津波警報が発生していない状況であれば，標高の低い箇所を辿る北側及び南側ルートを用いてアクセスすることが可能である。（図４）

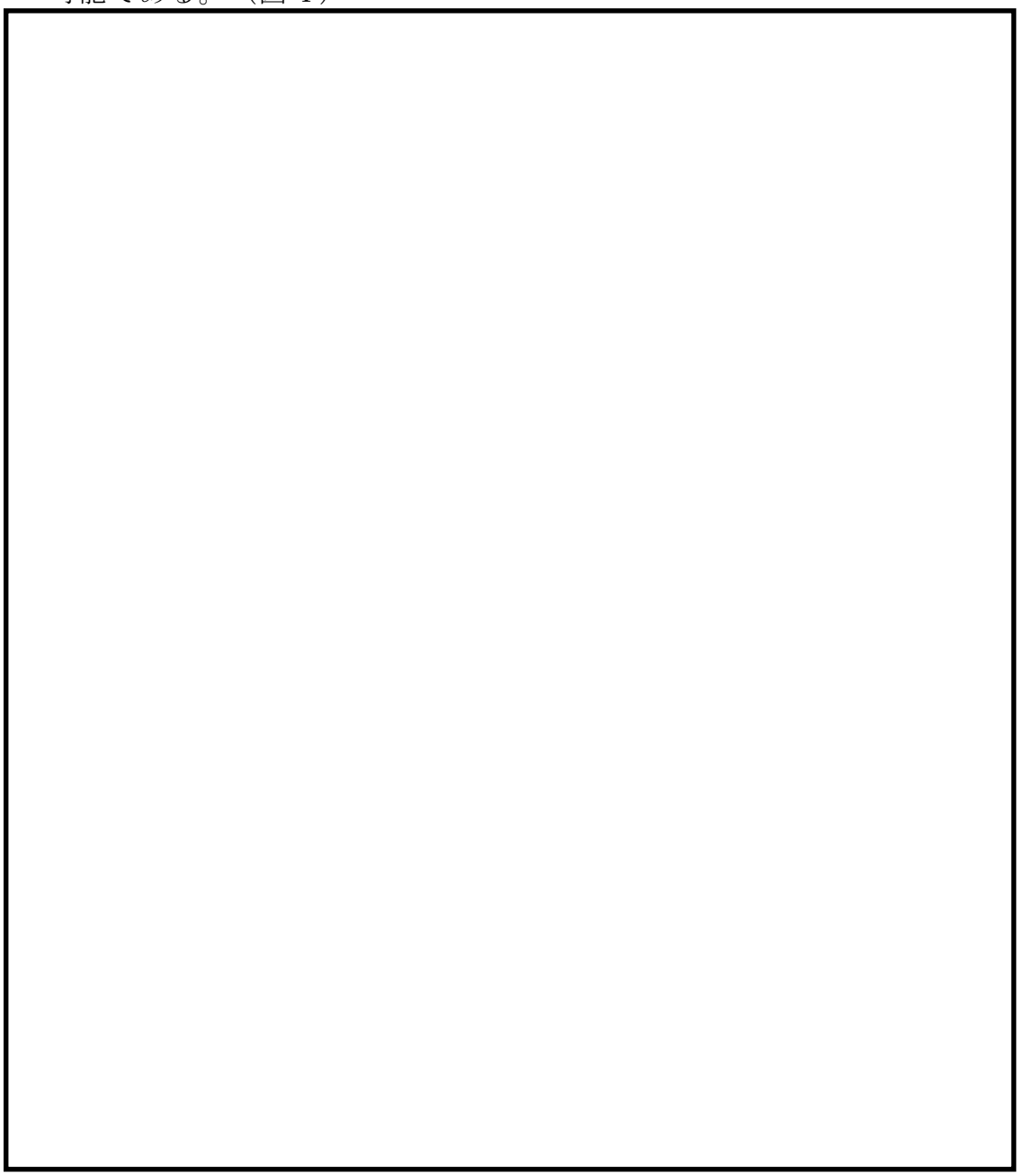


図４　鉄塔倒壊時のアクセスルート（北側，南側ルート）

３．倒壊した送電鉄塔の影響について

自然災害により送電鉄塔が倒壊した事例を以下に示す。

強風による送電鉄塔の倒壊事例①※1

強風による送電鉄塔の倒壊事例②※1

地震による斜面の崩落に伴う送電鉄塔の倒壊事例※2

津波による隣接鉄塔の倒壊に伴う送電鉄塔の倒壊事例※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)

いずれの自然災害においても，送電鉄塔は鉄骨間の間隙を保っ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，倒壊した送電鉄塔の影響を受けていない箇所を，離隔を保って迂回するルートで鉄塔の近傍を通過することが可能である。

別紙補足２

参集訓練の実施結果

１．概 要

重大事故等が発生した場合において，発電所外から参集する災害対策要員の参集性を評価するため参集訓練を実施した。参集する要員は，居住地及び年齢など種々の組み合わせを考慮して選定し，発電所まで参集する時間を実際に計測して，移動速度を算出した。

この結果から，発電所外から参集する災害対策要員の参集するための保守的な移動速度を設定した。

２．参集訓練の実施

参集訓練の実施にあたっての条件と実施結果を以下に示す。

２．１　参集訓練の実施概要

・移動経路は発電所の東側を除いた，北側，西側，及び南側で２ルートの合計４ルートを設定して実施。

・移動速度の計測は，移動手段を徒歩として実施。但し，南側のルートの計測では，自転車での速度の計測も実施。

・各コースとも２名/組で実施し，年齢層によるバラツキをなくすため，各組の合計年齢が同じようになるように設定（各組で 80 歳～100 歳）。

２．２　参集訓練の実施結果

表１　参集訓練の実施結果（平成 27 年 9 月 29 日実施）

No.	対象者	実際の移動距離	移動手段	参集時間※1	実際の移動速度	備　考
1	A,B	16.4km	徒歩	200 分	4.9km/h (82m/min)	主に発電所の北側から参集するルート
2	C,D	11.5km	徒歩	122 分	4.6km/h (76m/min)	主に発電所の西側から参集するルート
3	E,F	11.8km	徒歩	146 分	4.9km/h (81m/min)	主に発電所の南側のうち内陸側から参集するルート
4	G,H	12.3km	徒歩	125 分	5.9km/h (98m/min)	主に発電所の南側のうち海側から参集するルート
5	I,J	12.3km (往路)	自転車	58 分	12.7km/h (212m/min)	主に発電所の南側のうち海側から参集するルート
6	I,J	12.3km (復路)	自転車	60 分	12.3km/h (205m/min)	主に発電所の南側のうち海側から参集するルート
平均移動速度				徒　歩：5.0km/h(83m/min) 自転車：12.5km/h(208m/min)		

※１　休憩・ロスタイムを含む時間

３．　参集訓練の評価

表１参集訓練の結果より，徒歩での移動速度は 83m／ｍｉｎ（5.0ｋｍ／ｈ）と算出され，本訓練の評価用歩行速度を 67m／ｍｉｎ（4.0ｋｍ／ｈ）で設定した。

また，上記の参集性の評価にあたっては，測定結果に交通事情や道路条件及び道路上に発生した障害によって発生する迂回に要する時間を考慮し，保守的に参集に係る移動速度を 67m／ｍｉｎ（4.0ｋｍ／ｈ）とした。

なお，自転車を用いた移動速度は 208m／ｍｉｎ（12.5ｋｍ／ｈ）と評価でき，参集に自転車を用いれば参集に係る所要時間は更に短縮できることを確認した。

４．　参集訓練の様子

参集訓練の様子を図１に示す。

北側ルート

南側（内陸側）ルート

南側（海側）ルート（徒歩）

南側（海側）ルート（自転車）

図１　参集訓練の様子

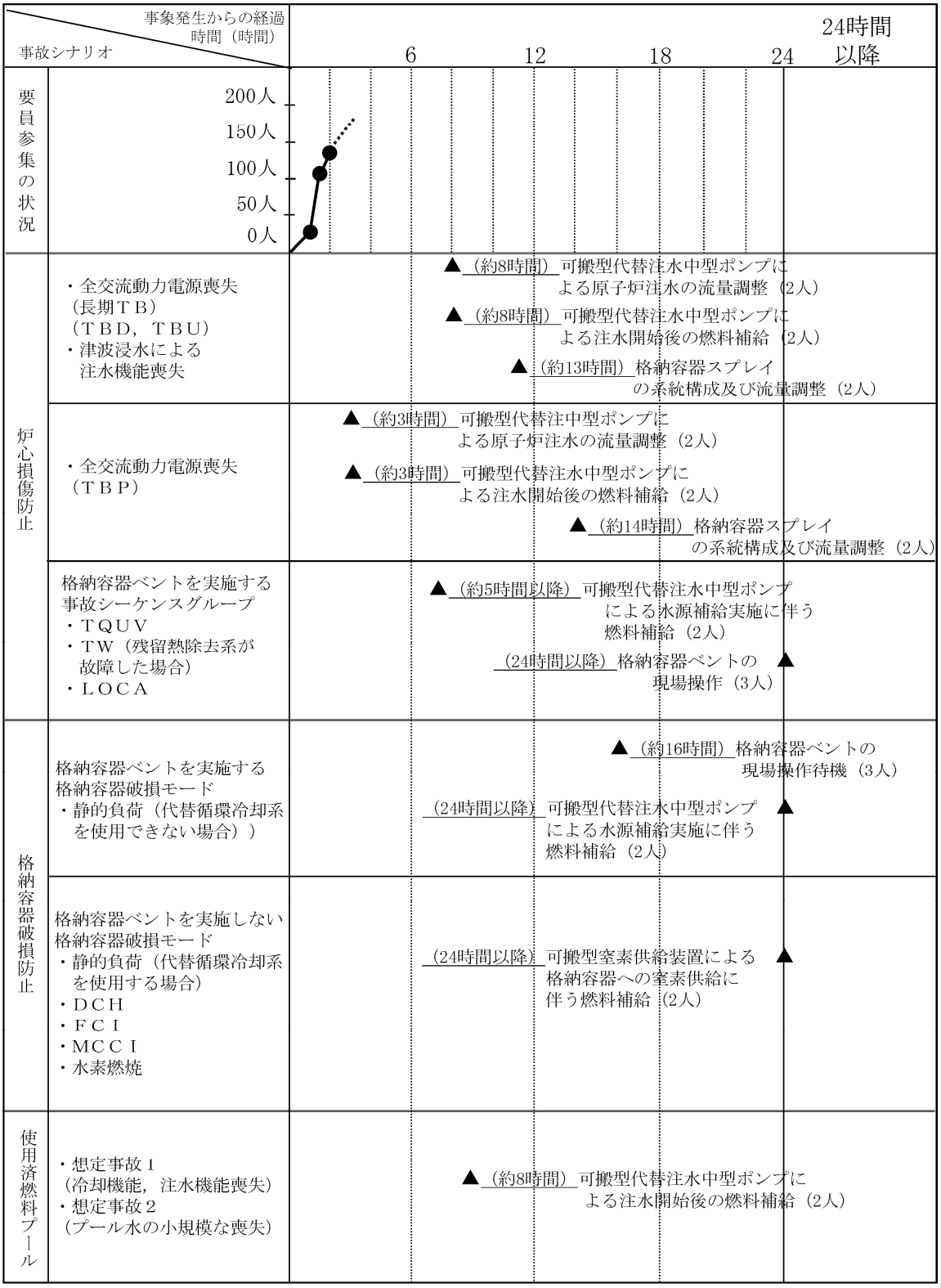


図１　各事故シナリオにおける参集要員に求める主な対応と参集時間

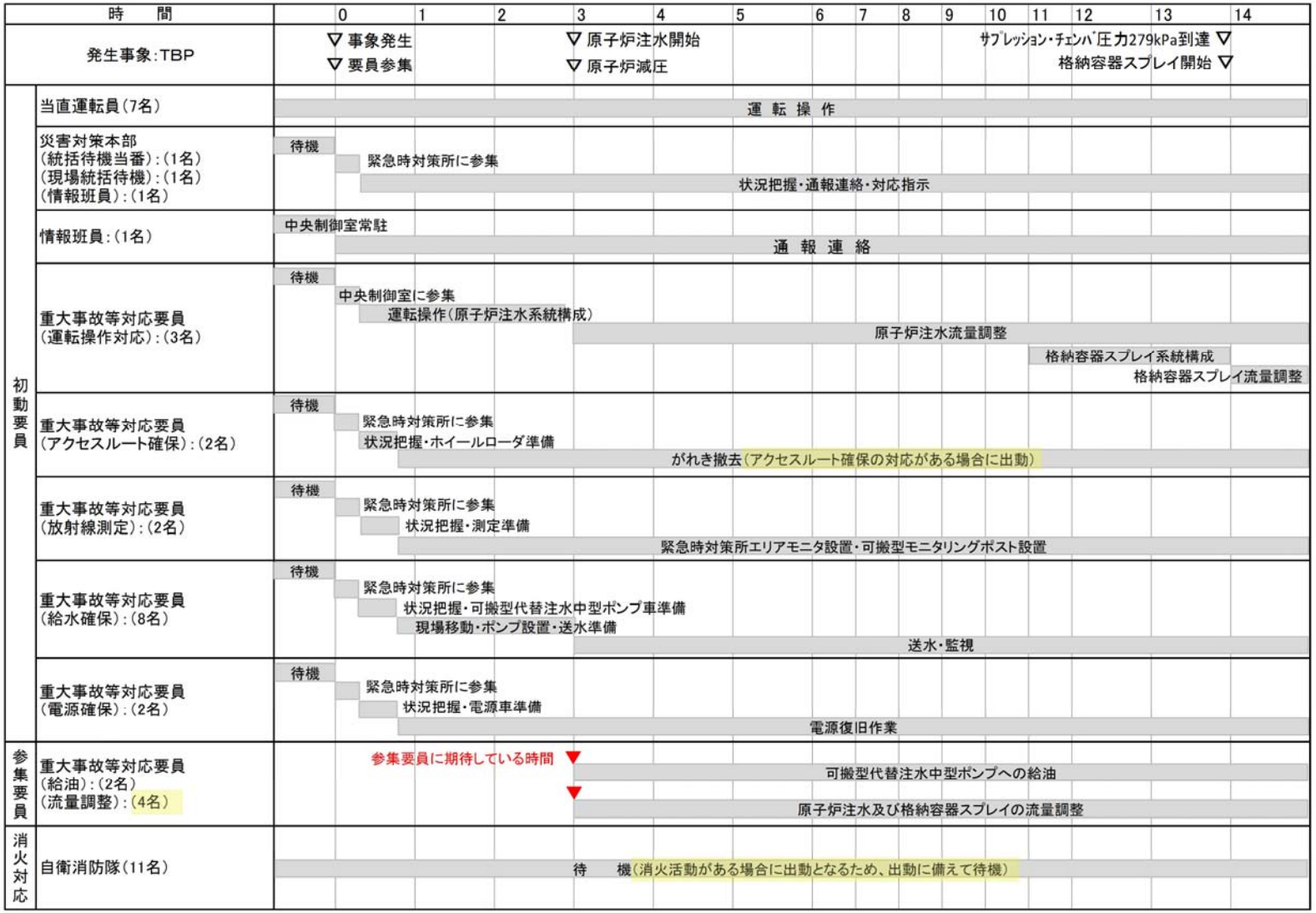


図１　全交流電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間

別紙補足５

参集ルートに対する迂回参集ルートの移動距離及び移動時間の影響

東二の構外の拠点（第三滝坂寮）から東二の敷地までの参集ルートを，広範囲に複数設定した場合に，各参集ルートの移動距離と所要時間を以下に比較した。

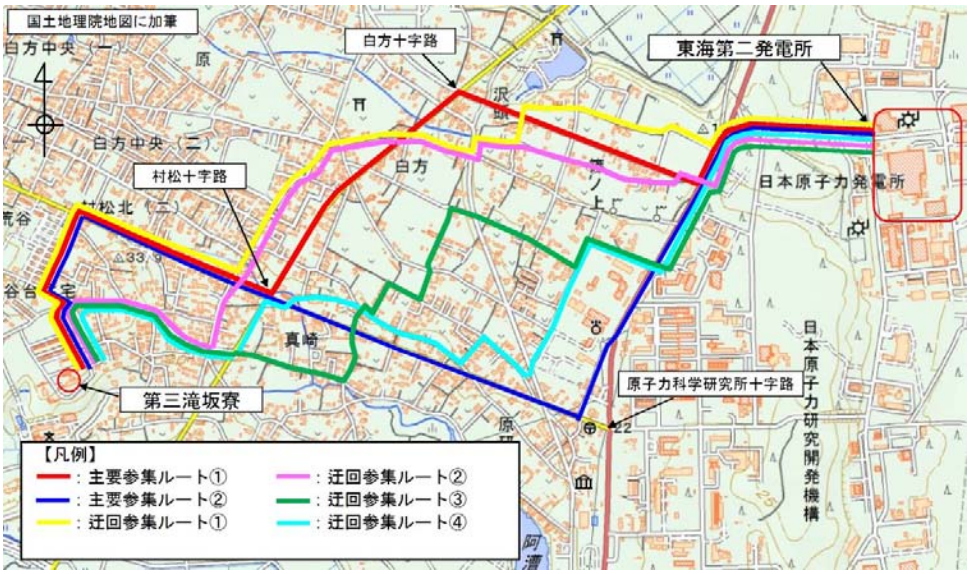


図１　発電所の構外拠点から発電所敷地までの参集ルート及び迂回参集ルート

表１　図１の参集ルート及び迂回参集ルートの移動距離及び所要時間

ルート	距離（m）	所要時間	
		移動速度：4.0ｋｍ／ｈ	（参考）移動速度：5.0ｋｍ／ｈ
参集ルート①	3,180	47 分 28 秒	38 分 10 秒
参集ルート②	3,630	54 分 11 秒	43 分 34 秒
迂回参集ルート①	3,150	47 分 1 秒	37 分 48 秒
迂回参集ルート②	2,980	44 分 29 秒	35 分 46 秒
迂回参集ルート③	3,215	47 分 59 秒	38 分 35 秒
迂回参集ルート④	3,230	48 分 13 秒	38 分 46 秒

参集ルートと迂回参集ルートについて，距離の差は最大で 650m，所要時間の差は最大で 9 分 42 秒である。参集に係る所要時間と災害対策要員数の関係の結果（本文 表 3）を踏まえると，迂回参集ルート所要時間の増加による要員参集結果への影響は少ない。

補足１

発電所が締結している医療協定について

東二では，自然災害が複合的に発生した場合等を想定し，より多くの医療機関で汚染傷病者の診療が可能なように体制を整備しておくことが必要であると考えている。

現時点で，茨城東病院，日立総合病院，水戸赤十字病院，水戸医療センター，筑波大学附属病院など，茨城県内外にある 10 か所の病院と放射性物質による汚染を伴う傷病者の診療に関する覚書を締結しており，汚染傷病者の受入態勢を確保している。

添付資料 1.0.11

東海第二発電所

重大事故等発生時の発電用原子炉主任技術者の役割について

＜目　　次＞

１．発電用原子炉主任技術者の選任‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.11－1

２．発電用原子炉主任技術者の職務等‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.11－1

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

１．発電用原子炉主任技術者の選任

(1) 社長は，発電用原子炉主任技術者及び代行者を，発電用原子炉主任技術者免状を有する者であって，以下のa.からd.のいずれかの業務に通算して３年以上従事した経験を有する者の中から選任する。

a. 原子炉施設の工事又は保守管理に関する業務

b. 原子炉の運転に関する業務

c. 原子炉施設の設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務

d. 原子炉に使用する燃料体の設計又は管理に関する業務

(2) 発電用原子炉主任技術者は，原子炉毎に選任する。

(3) 発電用原子炉主任技術者は，管理職（能力等級特３級以上又は役割ランク３号以上）から選任する。

(4) 代行者は，管理職（能力等級特４級以上又は役割ランク４号以上）から選任する。

(5) 発電用原子炉主任技術者は，本店発電管理室に所属し，発電所に駐在して，発電用原子炉主任技術者の職務を専任する。

(6) 発電用原子炉主任技術者が職務を遂行できない場合は，代行者と交代する。ただし，職務を遂行できない期間が長期にわたる場合は，(1)項から(3)項に基づき，発電用原子炉主任技術者を選任し直す。

(7) これらの体制を整備していても，万一，発電用原子炉主任技術者及び代行者が不在となった場合は，原子炉主任技術者の資格を有している者を常に把握していることから，速やかに発電用原子炉主任技術者を選任し，選任後30日以内に原子力規制委員会へ届け出る。

２．発電用原子炉主任技術者の職務等

(1) 発電用原子炉主任技術者は，原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実

に行うことを任務とし，次の職務を遂行する。

a. 原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ指示する。

b. 保安規定に定める事項を，所長の承認に先立ち確認する。

c. 保安規定に定める各職位からの報告内容等を確認する。

d. 保安規定に定める記録の内容を確認する。

e. 保安規定に定める報告（第１２１条第１項）を受け事態を確認し，その確認した正確な情報を自らの責任において社長に直接報告する。

f. 保安の監督状況を定期的及び必要に応じて社長に直接報告する。

g. 原子炉施設保安委員会及び原子炉施設保安運営委員会に必ず出席する。

h. その他，原子炉施設の運転に関する保安の監督に必要な職務を行う。

(2) 原子炉施設の運転に従事する者（所長を含む。）は，発電用原子炉主任技術者がその保安のためにする指示に従う。

(3) 発電用原子炉主任技術者は，自らの原子炉施設の保安活動を効果的に実施するため，所内会議（原子炉施設保安運営委員会，発電所上層部によるミーティング等）への参加，現場パトロールを通じて，発電所の情報収集を行う。また，電気主任技術者及びボイラー・タービン主任技術者と相互の職務について情報を共有し，意思疎通を図る。

３．重大事故等対策における発電用原子炉主任技術者の役割

(1) 発電用原子炉主任技術者は，平常時のみでなく，重大事故等が発生した場合においても，原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実，かつ，最優先に行うことを任務とする。

a. 重大事故等が発生した場合の災害対策本部において，発電用原子炉主

任技術者の職務に支障をきたすことがないよう，独立性を確保して配置する。

b. 発電用原子炉主任技術者は，重大事故等が発生した場合において，原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ指示し，災害対策本部の本部長（所長）は，その指示を踏まえ方針を決定する。

（a） 発電用原子炉主任技術者は，災害対策本部等から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は事象緩和に関し，保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ助言及び指示する。

（b） 発電用原子炉主任技術者は，保安上必要な場合の助言及び指示を行うに当って，災害対策本部の要員及び本店対策本部の要員等から意見を求めることができる。

(2) 発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改正）に当たって，保安上必要な事項について確認を行う。

a. 発電用原子炉主任技術者が，重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改正）における保安上必要な事項等について確認を行っている。このため，運転員及び災害対策本部の実施組織の要員等が手順書どおりに重大事故等対策の対応を行う場合には，発電用原子炉主任技術者からの指示を受けることなく対応可能である。

(3) 発電用原子炉主任技術者は，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合，発生連絡を受けた後，災害対策本部に参集し，原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行う。

a. 発電用原子炉主任技術者が，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等の発生連絡を受けた後，発電所に非常招集できる体制，運用を整備する。

(a) 重大事故等の発生連絡を受けた後，速やかに災害対策本部に駆けつけられるよう，早期に非常召集が可能なエリア（東海村又は隣接市町村）に発電用原子炉主任技術者又は代行者を配置する。

b. 発電用原子炉主任技術者は，参集途上であっても通信連絡設備（衛星電話設備（携帯型）等）を携行することにより，災害対策本部からプラントの状況，対策の状況等の情報連絡が受けられるとともに自ら確認することができる。

なお，通信連絡設備（衛星電話設備（携帯型）等の整備は，技術の進歩に応じて，都度改善を行う。

c. 発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改正）における保安上必要な事項等について予め確認していることから，定められた手順書と異なった対応が必要となった場合であっても，必要の都度，プラントの状況等を把握し，原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示を行うことができる。

添付資料 1.0.12

東海第二発電所

福島第一原子力発電所の

事故教訓を踏まえた対応について

目　　次

1.　はじめに‥‥‥

1. はじめに

東日本大震災における福島第一原子力発電所事故については，全交流電源の喪失，常設直流原電の喪失とともに安全系の機器又は計測制御機器の多重故障等のこれまでに経験したことがない事象が発生した。過酷環境において原子炉を冷却するために種々の対応が行われ，この対応において得られた様々な知見や国内外の各機関が指摘した問題点及び教訓が，東京電力をはじめ，国内外の各機関によって整理・指摘され，対策が提言されている。

これらの指摘及び提言は，重大事故等対処設備の整備強化等の設備面の対策だけでなく，重大事故等対処設備の活用のための手順書の整備，教育・訓練の充実及び運転操作を補助する資機材の充実についても挙げられている。

上記内容とは別に，東海第二発電所（以下「東二」という）については，東日本大震災時において原子炉を安全に停止したが，その対応の中からも様々な知見及び教訓が得られており，今後の対策計画に反映すべき事項がある。

本項では，これらの指摘及び提言を踏まえ，重大事故等対処設備の活用に関する運用面の課題を整理し，東二での対策及び取組について述べる。今後も，福島第一原子力発電所事故により得られる新たな知見や対策が得られ次第，適宜，対策実施可否について検討し，対応必要な課題については対策を講じていく。

2. 東京電力福島第一原子力発電所における事故対応の運用面の問題点及び対策

(1) 課題の抽出要領

重大事故等対処設備の運用面の課題の抽出に当たっては，以下の報告書に記載された指摘又は提言から，東二において対応すべき対策を抽出した。

第 1.0.12－1 表　重大事故等対処設備の運用面の課題を抽出した報告書

	報告書名称	機関	報告年月
1	東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故調査委員会報告書	国会事故調	2012 年 6 月
2	東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会　最終報告書	政府事故調	2012 年 7 月
3	福島原発事故独立検証委員会　調査・検証報告書	民間事故調	2012 年 2 月
4	福島原子力事故調査委員会　最終報告書	東京電力	2012 年 6 月
5	福島第一原子力発電所における原子力事故から得た教訓	ＩＮＰＯ （原子力発電運転協会）	2012 年 8 月

上記の各報告書には、内容が同様あるいは類似の指摘及び提言があるため，抽出された指摘及び提言を分類化し，東二におけるこれまでの対応を踏まえて、対応すべき課題を選定した。

各報告書の指摘及び提言には，深層防護の考え方に基づく重大事故等対処設備の多重化や多様化等の設備対応の強化が含まれているが，これらのハード対策は，他の説明資料にて対策方針が示されているため本資料には記載しない。本資料では，別紙 1 に示すように，指摘及び提言の対応方針が確立し，且つ，他資料に記載していない運用面に関する課題を抽出した。

抽出した課題は「手順書の整備」「訓練の充実」「資機材の充実」に分類化することができ，その対策と合わせて以下に整理した。

(2)抽出された課題と対策

抽出された課題と東二における対策について,「手順書の整備」「訓練の充実」「運転操作を補助する資機材の充実」の観点に整理した。その対策と合わせて以下に示す。

ａ．手順書の整備

第 1.0.12－2 表　手順書の整備に関する課題と対策

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

b. 訓練の充実

第 1.0.12－3 表　訓練の充実に関する課題と対策

	課題	対策
1	・運転訓練センターにおける重大事故等対応の運転員の教育・訓練は，直流電源が確保され中央制御室の制御盤が使える前提であった。このため，常設直流電源が喪失した条件での重大事故等は対象としていなかった。	・運転訓練センター及び社内総合研修センターにおける運転員の訓練においては，シミュレータを用いて全交流動力電源の喪失，常設直流電源の喪失等での重大事故等の状態を想定し，重大事故等対処設備を使用した訓練を実施することにより，実効性のある訓練を行う。
2	・運転訓練センターにおける運転員の教育訓練は重大事故等対応の内容を「説明できる」ことが目標の机上教育に留まっており，実効性のある訓練となっていなかった。	
3	・防災訓練を 1 年に 1 回の頻度でしか実施していなかった。 　このため，防災訓練の経験者の増加が僅かであり，チームとしての対処能力の向上には至っていなかった。	・訓練参加者に対して，事前に訓練シナリオを伝えない訓練を実施することにより，実効的な緊急時対応能力の向上に努める。 ・福島第一原子力発電所事故から得られた知見，その他の各種知見を基にした新規制基準の適合申請において想定した事故シナリオ及び対処策を用いて，定期的な訓練を計画・実施する。 ・高頻度に防災訓練及び要素訓練を行うことより，訓練経験者を拡大し，交替要員を含めたチーム全体の対処能力の向上を図る。

【実施状況】

a）運転訓練センターにおける運転員の訓練実績（平成 24 年 4 月～平成 29 年 8 月）

・社内総合研修センター（シミュレータ）における運転班の訓練：69 回（累計の参加人数 541 名）

・社外施設（シミュレータ）における運転操作員の訓練：57 回（累計の参加人数 97 名）

（上記２つの訓練は，いずれも電源機能等喪失，重大事故等の発生を想定し，シミュレータを用いて対処操作を検討・評価する。）

シミュレータを用いた運転操作訓練の状況
（写真は社外施設での実施状況，電源喪失時を想定）

b）発電所における訓練実績（平成 24 年 9 月～平成 29 年 1 月の累計）

・総合防災訓練：5 回（災害対策本部を設置し訓練を実施，現場の実模擬操作と連動した訓練）

・災害対策本部対応訓練：12 回（平成 27 年度下期から実施）

・個別訓練　：820 回（累計の参加人数 4,382 名）

（可搬型代替注水大型ポンプの操作及びホース接続，消防車及び可搬式動力ポンプの操作，代替高圧電源装置及び移動式低圧電源車の操作とケーブル敷設，ホイールローダ運転操作　他）

総合防災訓練の状況
（写真は発電所災害対策本部，災害対策本部対応訓練においても同様の状況）

移動式高圧電源車の訓練の状況
（写真は過酷環境を想定した服装による，電源ケーブルを接続作業）

可搬型代替注水大型ポンプの訓練の状況
（写真はホースを接続するクランプ部の接続作業）

c．運転操作を補助する資機材の充実

第 1.0.12－4 表　運転操作を補助する資機材の充実に関する課題と対策

	課題	対策
1	・電源喪失によって，中央制御室での計装設備の監視及び制御である中央制御室の機能，発電所内の照明，ホットライン以外の通信手段を失った。 このため，有効なツールや手順書がない中で，現場の運転員たちによる臨機の判断，対応に依拠せざるを得ず，手探りの状態での事故対応となった。	・電源喪失時により，中央制御室の既存の計装設備への交流電源が停止した場合にも，速やかに直流電源を供給し，監視を継続及び制御が可能な構成とする。また，重大事故等対応に必要な新規に設置する計装設備は直流電源による給電とする。 ・電源喪失時でも，現場及び災害対策本部との通信機能を確保するため，無線連絡設備や衛星電話設備等による通信手段を確保する。 ・電源喪失時でも，中央制御室で実効的な活動ができるように，ヘッドライト，ランタン，ＬＥＤライト等の照明設備を配備する。
		・発電所内の通信手段を確保するため，携行型有線通話装置，送受話器，無線連絡設備，衛星電話設備等を配備する。

3．その他の取り組み

2．項で述べた東京電力福島第一原子力発電所事故における事故対応の運用面の問題点及び対策のほかに，東日本大震災時における東二での対応から得られた知見及びこれまでの運転経験を踏まえて，重大事故等の発生時に適切な対処を講じるために，以下について取り組む。

(1)東日本大震災時における東二での対応から得られた知見と今後の取組み

東二は，東日本大震災の発生時（平成 23 年 3 月 11 日 14 時 46 分）には，定格熱出力一定運転中（第 25 運転サイクル）であったが，地震による蒸気タービンに係る警報（同日 14 時 48 分，タービン軸振動高）の発報によって原子炉自動スクラム（全制御棒全挿入）となった。

地震により全ての外部電源（275kV 系 2 回線，154kV 系 1 回線）が喪失したことにより，非常用ディーゼル発電機 3 台が自動起動した。その後の津波の来襲によって，非常用ディーゼル発電機 2C は海水ポンプの水没により使用不可となったが，被水対策を講じていた海水ポンプを用いて，非常用ディーゼル発電機 2D 及び高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機より所内各設備への給電を継続した。

原子炉冷却は，主蒸気逃がし安全弁を間欠に手動で開操作しながら，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を用いて，原子炉水位を維持しながら実施した。原子炉温度は順調に低下し，地震の約 3 日後に外部電源の一部が復旧（154 系 1 回線）した後は，残留熱除去系による原子炉冷却に切り替えて原子炉冷却を継続し，平成 23 年 3 月 15 日 0 時 40 分に原子炉は冷温停止状態となった。

この期間の対応について関係者に聞き取りした結果を整理し，得られた知見と，今後，取組むべき事項を以下に整理した。

第 1.0.12－5－1 表　東二の対応から得られた知見と今後の取組み
（中央制御室）

	得られた知見	取組み（対策）
1	・常用電源の喪失によりＩＴＶが使用できず，建屋内外の状況確認に時間を要した。	・津波監視及び使用済燃料プール監視のためのＩＴＶ電源は非常用電源からの供給とする。
2	・プラント状況に応じた迅速な運転操作・対応を行うため，プラント状況の把握のための，災対本部と発電長の間の連絡は極力短時間とすべき。	・平時より，情報連絡要員を中央制御室に待機させ，重大事故等発生時には，初動対応時からプラントや中央制御室の状況を災害対策本部に報告させることにより，必要な情報を迅速に共有する。

第 1.0.12－5－2 表　東二の対応から得られた知見と今後の取組み
（現場操作・作業）

	得られた知見	取組み（対策）
1	・電源関連のトラブルが発生した場合には，ＭＣＲにおける監視や遠隔操作が不可能となるため，屋外巡視や現場操作に多くの人数を配置する必要が生じる。	・災害対策本部に，種々の不具合を想定しても対応が可能となる要員を確保する。
2	・現場作業が複数進行すると連絡が交錯した。	・現場から制御室に連絡する場合には，連絡相手を名指しして連絡するとともに，３way コミュニケーションを徹底する（訓練を重ねて体得する）。

3	・地震直後に複数の箇所で溢水が発生したため,隔離のため弁を閉としたが,弁開閉状態を現場掲示するタグが不足し,一部の弁については開閉状態の現場管理ができなかった。（運転操作が落ち着いた後に,操作者への聞き取りにより弁隔離状況を整理した） ・タグ管理を行うシステムが停電し使用できなかった。	・手書きできるタグを非常時用に準備しておく。

第 1.0.12－5－3 表　東二の対応から得られた知見と今後の取組み（訓練強化等）

	得られた知見	取組み（対策）
1	・地震時対応訓練，火災対応訓練を行っていたため，巡視のポイント（スロッシングの発生源となり得る箇所，上階からの巡視，電源盤の確認等），対応措置や安否確認の作業・報告がスムーズに行えた。	・今後も地震時対応訓練及び火災対応訓練を継続的に実施することで,運転対応要員の共通認識を維持・向上させる。

(2) 手順書の整備

a) 手順書の整備によるヒューマンエラー防止対策の取組み

従来から，当社は手順書を整備し，運転操作ミス（誤操作）の防止に取り組んでいる。重大事故等発生時における対処に係る運転操作に当たって，運転操作ミスの防止に係る重要性がさらに高まることから，今後は，重大事故等対処設備の運転操作に関わる事項の整備に当たっては，第 1.0.12－6 表に記載した事項について考慮する。

第 1.0.12－6 表　ヒューマンエラー防止のための対策

1	設計基準事故を超える事故に対し，的確かつ柔軟に対処できるよう，必要な手順書類を整備する。
2	適切な判断を行うために必要となる情報の種類，入手方法及び判断基準を整備する。
3	事象の進展状況に応じて手順書類がいくつかの種類に分けられる場合には，別の手順書に移行する判断基準を明確にし，手順書間の関係を明確にする。
4	運転員が操作する際には，操作指示者が確認した上で了解し実施する。また，必要なステップ毎に適切な職位がダブルチェックする。

b)その他

上記 a)のほかに，重大事故等時における手順書について，第 1.0.12－7 表の観点も追加して整備する。

第 1.0.12－7 表　その他考慮する事項

1	炉心損傷及び格納容器破損を防ぐために最優先すべき操作等（ホウ酸注入，海水注入，格納容器ベント）の判断基準をあらかじめ明確化し，発電長の判断により迅速な操作ができるようにする。
2	重大事故等時に運転操作する設備，監視する計器及び通信連絡設備等については，その他の設備等と識別化しておく。

(3) 運用面での改善

従来，東二では重大事故等の発生時に迅速・的確な事故対応ができるように，原子力防災訓練等の事故対応の教育・訓練を実施している。また，発電所員の事故対応意識の向上のため，安全文化醸成活動を継続的に実施している。このような，運用面での取り組みについて，第 1.0.12－8 表に関する事項について今後に改善を行う。

第 1.0.12－8 表　運用面における今後の改善

1	原子力防災訓練においては，シナリオ非提示型の訓練の実施，社内関係箇所とのＴＶ会議システム等を用いた情報連携等を取り入れ，より実践的な訓練を実施する。
2	フルスコープシミュレータを用いた運転員と災害対策本部員との連携訓練を行う。また，災害対策本部員の図上訓練として災害対策本部対応訓練を高頻度で繰り返し実施する。
3	休日・夜間に非常招集可能な体制の整備等，重大事故等対策に要する体制の構築，整備を行う。
4	淡水による原子炉圧力容器への注水等ができない場合に海水を使用する手順を社内規程に定めておくなど，原子力災害発生時において発電長が躊躇なく判断できる社内規程を整備する。
5	地震の揺れに対する防護のため，中央制御室盤に地震時対応用手摺りの取付けなど，地震を念頭においた対策を実施する。
6	外部からの支援に頼らずに当社社員が自ら対応できるようにホイルローダ等をあらかじめ配備し，運転操作を習得する。また，事故時に要求される特殊技量（重機の操作等）を有した要員を確保するために，大型自動車，重機等の免許等について社員の資格取得を進める。
7	マスク着用等，様々な環境を想定した現場の対応訓練を実施する。
8	本部長，班長について，複数名の人員を配置することで，事故対応が長期間に及んでも交代で対応することができ，常により最適な判断が下せるようにする。
9	放射線管理上の強化として，可搬型モニタリングポスト等の設置に必要な災害対策要員の確保，社員に対して放射線計測器の取扱研修を行いモニタリング要員の育成，緊急時対策所への電子式個人線量計の配備を実施する。 緊急時対策所入口にチェンジングプレースを設置し，外部から放射性物質を持ち込まない環境を整備するとともに，総合訓練時に設置訓練を行う。
10	原子力緊急事態支援組織との連携を図る訓練を行い，資機材（ロボット等）の迅速な輸送に関する訓練を適宜実施する。

別紙 1

福島第一原子力発電所の事故に係る重大事故等対処設備の運用面の課題の抽出について

1. 抽出要領

本資料における福島第一原子力発電所の事故に係る重大事故等対処設備の運用面の課題の抽出の概要を以下に示す。

指摘及び提言事項は，各分野（運転，設備，安全，放管等）の各々の選任者が調査対象となる報告書の記載を確認して抽出した。抽出された指摘及び提言事項は重複するものを整理した後に，各部門にて各々の指摘及び提言事項の対応方針を確認し，対応方針が未確立の事項について，本検討の中で改めて対応方針を検討し確立した。この抽出された指摘及び提言事項とその対応方針は，経営層が出席する会議（発電所パフォーマンスレビュー会議）に報告されている。今後も対応状況が適宜確認される。

調査対象

	報告書名称	機関
1	東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故調査委員会報告書（2012 年 6 月）	国会事故調
2	東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会　最終報告書（2012 年 7 月）	政府事故調
3	福島原発事故独立検証委員会　調査・検証報告書（2012 年 2 月）	民間事故調
4	福島原子力事故調査委員会　最終報告書（2012 年 6 月）	東京電力
5	福島第一原子力発電所における原子力事故から得た教訓（2012 年 8 月）	ＩＮＰＯ（原子力発電運転協会）

⇩

東海第二発電所に係る指摘及び提言事項

⇩ 約 800 項目

抽出した指摘及び提言事項について、内容が類似の事項を統合

⇩ 約 200 項目

統合した指摘及び提言事項のうち，対応が明確である事項を抽出
ただし，以下に示すような他の説明資料で記載される事項は対象外とした
（他の説明資料で記載されるため対象外とした内容の例）
・設備及び資機材の整備に係る事項
・設備及び資機材の整備に伴って対応する事項
（手順書を整備すること，整備した手順書を用いた訓練を行うこと等）
・発電所の災害対策本部及び本店の災害総合対策本部の体制や要員の活用等に係る事項
・その他（他の説明資料で記載される内容）

本資料中の下記の表に集約
・第 1.0.12-2 表 手順書の整備に関する課題と対策
・第 1.0.12-3 表 訓練の充実に関する課題と対策
・第 1.0.12-4 表 運転操作を補助する資機材の充実に関する課題と対策

添付資料 1.0.13

東海第二発電所

災害対策要員の作業時における

装備について

＜目　　次＞

1.　初動対応時における放射線防護具類の選定..... 1.0.13－1

2.　初動対応時における装備..... 1.0.13－3

3.　放射線防護具類の着用等による個別操作時間への影響について 1.0.13－7

（１）　操作場所までの移動経路について..... 1.0.13－7

（２）　操作場所での状況設定について..... 1.0.13－7

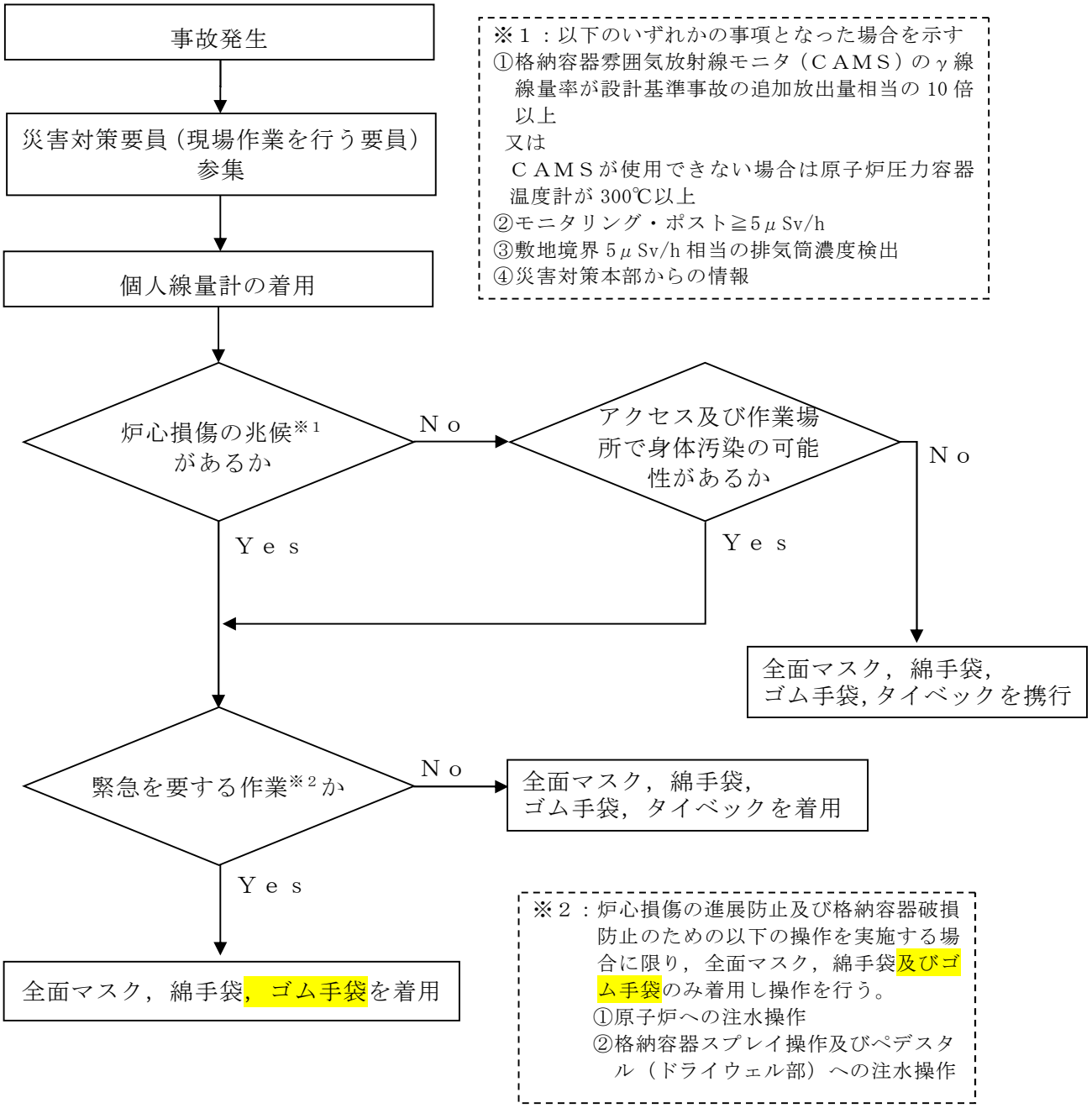
（３）　作業環境による個別操作時間への影響評価..... 1.0.13－7

初動対応時における災害対策要員の現場作業における放射線防護具類については，以下のとおり整備する。また，初動対応時における適切な放射線防護具類の選定については，発電長又は放射線管理班長が判断し，着用を指示する。

１．初動対応時における放射線防護具類の選定

重大事故等発生時は事故対応に緊急性を要すること，通常運転時とは異なる区域の汚染が懸念されることから，通常の防護具類の着用基準ではなく，以下のフローのように作業環境，緊急性等に応じて合理的かつ効果的な放射線防護具類を使用することで，災害対策要員の被ばく線量を低減する。

（第 1.0.13－1 図参照）



・湿潤状況下で作業を行う場合は，長靴又は胴長靴及びアノラックを追加で着用するとともに，高湿度環境下で作業を行う場合は，全面マスクの代わりに自給式呼吸用保護具等を着用する。
・主な装備の着用時間は以下の通り。（訓練で確認済み）
　【全面マスク，綿手袋，ゴム手袋】を着用：約3分
　【全面マスク，綿手袋，ゴム手袋，タイベック】を着用：約7分
　【全面マスク，綿手袋，ゴム手袋，タイベック，アノラック，胴長靴】を装着：約12分
　【自給式呼吸用保護具，綿手袋，ゴム手袋，タイベック，アノラック，長靴】を装着：約21分
・作業後は，放射線管理班長の指示に従って，脱衣，汚染検査及び必要に応じて除染を実施する。

第1.0.13－1 図　放射線防護具の選定方法

２．初動対応時における装備

・発電長又は放射線管理班長は，プラント状態，作業環境及び作業内容を考慮して，必要な放射線防護具を判断し，災害対策要員のうち現場作業を行う要員に着用を指示する。放射線防護具は，常時，中央制御室及び緊急時対策所に保管しているものを使用する。

・現場作業を行う要員は，初動対応時から個人線量計を着用し，外部被ばく線量を適切に管理する。

・「炉心損傷の兆候がある場合」，又は「現場作業場所及びアクセスルートを通行する際に身体汚染の恐れがある場合」は，全面マスク，綿手袋，ゴム手袋及びタイベックを着用する。ただし，炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止のために実施する緊急を要する作業（原子炉への注水操作，格納容器スプレイ操作及びペデスタルへの注水操作）に限り，全面マスク，綿手袋及びゴム手袋のみ着用し，操作を実施する。

・上記のいずれにも該当しない場合は，放射線防護具の着用は不要であるが，プラント状態等の変化により移動中又は作業中に着用の指示が新たに出る場合に備えて，放射線防護具を携行する。

・中央制御室内は，中央制御室換気系により居住性を確保するため（閉回路運転による放射性物質の流入防止及びフィルタによる放射性物質の除去（希ガス除く)），放射線防護具の着用は不要とするが，中央制御室換気系の機能喪失時は，内部被ばく低減のため全面マスクを着用する。ただし，炉心損傷の進展防止及び格納容器破損の防止のために早急な対応操作が必要な場合には，一時的に操作を優先し，操作後に全面マスクを着用する。

・作業後は，放射線管理班長の指示に従って脱衣，汚染検査及び必要に応じて除染を実施する。

・遮蔽ベストは，移動を伴う作業においては作業時間が増加し被ばく線量が増加する可能性があるため原則着用せず，移動を伴わない高線量作業時に着用する。

・湿潤状況下（管理区域内で内部溢水が起こっている場所）で作業を行う場合には，アノラック，長靴又は胴長靴を追加で着用するとともに，高湿度環境下では全面マスクに装着するチャコールフィルタの劣化が早くなる恐れがあるため，自給式呼吸用保護具等を着用する。

（第 1.0.13－1 表，第 1.0.13－2 図参照）

第 1.0.13－1 表　災害対策要員の初動対応時における装備

<table>
<tr><td rowspan="2">名　称</td><td colspan="3">着用基準</td><td rowspan="2">備考</td></tr>
<tr><td>①</td><td>②</td><td>③</td></tr>
<tr><td></td><td>「炉心損傷の兆候がある場合」，又は「現場作業場所及びアクセスルートを通行する際に身体汚染の恐れがある場合」※2</td><td>①において，緊急を要する作業の場合※2</td><td>中央制御室において，中央制御室換気系の機能喪失時</td><td></td></tr>
<tr><td>個人線量計※1</td><td colspan="3">着用</td><td>—</td></tr>
<tr><td>全面マスク</td><td colspan="2" rowspan="2">全面マスクを着用（湿潤作業時は自給式呼吸用保護具を着用）</td><td>着用※3</td><td>—</td></tr>
<tr><td>自給式呼吸用保護具</td><td>—</td><td>使用可能時間 240 分</td></tr>
<tr><td>綿手袋</td><td colspan="2">着用</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>ゴム手袋</td><td colspan="2">着用</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>タイベック</td><td>着用</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>アノラック</td><td colspan="2">湿潤作業時に着用</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>長靴・胴長靴</td><td colspan="2">湿潤作業時に着用</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>遮蔽ベスト</td><td colspan="2">移動を伴わない
高線量作業時に着用</td><td>—</td><td>質量
約 20kg</td></tr>
</table>

※1　個人線量計は事故発生時に必ず着用する。

※2　身体汚染が発生した場合には，作業後に脱衣，汚染検査及び必要に応じて除染を実施する。

※3　炉心損傷の進展防止及び格納容器破損の防止のために早急な対応操作が必要な場合には，一時的に操作を優先し，操作後に全面マスクを着用する。

個人線量計

タイベック

アノラック

長靴

胴長靴

遮蔽ベスト

全面マスク

自給式呼吸用保護具

第 1.0.13－2 図　放射線防護具類

３．放射線防護具類の着用等による個別操作時間への影響について

災害対策要員の個別操作時間については，訓練実績等に基づく現場への移動時間と現場での操作時間により算出する。

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

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

（１）操作場所までの移動経路について

ａ．アクセスルートとして設定したルートを移動する。

ｂ．全交流動力電源喪失等により，建屋照明等が使用できず，建屋内が暗い状況を考慮する。

ｃ．炉心損傷の徴候がある場合には，放射線防護具類を着用して現場に移動することを考慮する。

（２）操作場所での状況設定について

ａ．地震等を想定しても操作スペースは確保可能とする。

ｂ．作業場所は照明の無い暗い状況での作業を考慮する。

ｃ．炉心損傷の徴候がある場合には，放射線防護具類を着用して現場に移動することを考慮する。

（３）作業環境による個別操作時間への影響評価

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

ａ．放射線防護具類を着用した状態での作業評価

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

（ａ）評価条件

イ．初動作業時における放射線防護具類は「２．初動対応時における装備」に基づき，放射線防護具類（全面マスク，汚染防護服等）を着用する。

ロ．通常との作業性を比較するため，有意差が発生する可能性がある屋外での作業を選定する。

（ｂ）評価結果

通常装備での作業と比較すると，全面マスクにより視界が若干狭くなること及び全面マスクにより作業報告等を伝達する際には少し大きな声を出す必要があることが確認されたが，放射線防護具類を着用した状態であっても操作者の動作が制限されるものではない。また，作業安全のための安全帯や皮手袋などの防護具類を着用した状態であっても，操作者の接続等の作業に影響を与えるものではない。これらの防護具類の着用に伴い，操作時間に有意な影響がないことを訓練により確認した。（第 1.0.13－3 図，第 1.0.13－4 図参照）

第 1.0.13－3 図　放射線防護具類を着用した状態での可搬型代替注水ポンプ車の設置作業

第 1.0.13－4 図　放射線防護具類を着用した状態での電源車のケーブル敷設作業

第 1.0.13－2 表　放射線防護具を着用した状態での操作時間※1 の比較

	通常服	放射線防護具※2 装備	評価
可搬型代替注水ポンプ車の設置作業	15 分 00 秒	14 分 55 秒	有意な差無し
電源車のケーブル敷設作業	8 分 00 秒	7 分 02 秒	有意な差無し

※1 操作時間は操作の実績時間を平均した時間
※2 放射線防護具として，全面マスク，タイベック，綿手袋，ゴム手袋を装備

b．暗所作業の評価

全交流動力電源喪失により，建屋内照明等が使用できない状

況を想定し，暗所における作業性について評価を実施した。

（ａ）評価条件

イ.暗所作業時に使用する可搬型照明として,ＬＥＤライト，ランタン，ヘッドライトを中央制御室等に配備する。（第1.0.13－3表，第1.0.13－5図参照）

ロ．暗所作業の成立性を確認するため，可搬型照明（ヘッドライト）を使用して操作を実施する。（第1.0.13－6図参照）

第1.0.13－3 表　可搬型照明

名　称	仕　様	数　量※	保管場所※
ＬＥＤライト	乾電池式	14個	中央制御室
		5個	廃棄物処理操作室
		20個	緊急時対策所
ランタン	乾電池式	20個	中央制御室
		20個	緊急時対策所
ヘッドライト	乾電池式	14個	中央制御室
		20個	緊急時対策所

※数量，保管場所については，今後の検討により変更となる可能性がある。

ＬＥＤライト

ランタン

ヘッドライト

第1.0.13－5 図　可搬型照明

（通常状態）

（可搬照明を使用した状態での作業）

（暗所環境下での作業状況の例）

第 1.0.13－6 図　可搬型照明を使用した状態での作業状況

（ｂ）評価結果

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

なお，より容易に操作が可能となるよう，建屋内の作業エリア，アクセスルートには，蓄電池内蔵型照明が設置されている。（第 1.0.13－6 図参照）

第 1.0.13－6 図　蓄電池内蔵型照明の例

ｃ．通信環境の評価

（ａ）評価条件

中央制御室，緊急時対策所等及び現場間での通信手段として，運転指令装置，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備，携行型有線通話装置等の通信手段を整備する。（第 1.0.13－7 図参照）

（ｂ）評価結果

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

運転指令装置

電力保安通信用
電話設備（携帯型）

衛星電話設備
（携帯型）

無線連絡設備
（携帯型）

携行型有線通話装置

第 1.0.13－7 図　通信連絡設備

添付資料 1.0.14

東海第二発電所

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

技術的能力対応手段と手順等　比較表

＜目　　次＞

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表‥‥‥‥ 1.0.14－1

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等比較表‥‥‥‥‥‥ 1.0.14－13

別紙 1　　重大事故等対策における作業毎の

想定時間の設定について‥‥ 1.0.14－29

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（1／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.1	原子炉手動スクラム								○															
	代替制御棒挿入機能による制御棒挿入								○															
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制								○															
	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制								●															
	自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止								●															
	ほう酸水注入								●															
	原子炉水位低下による原子炉出力抑制								○															
	制御棒挿入								○															
1.2	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水			●		●	●	●	●		●	●												
	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水							●	●															
	中央制御室からの高圧代替注水系起動	○	○	○	●	○	○	○		○	○	○			○	○		○						
	現場での人力操作による高圧代替注水系起動																							
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																							
	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																							
	高圧代替注水系（中央制御室起動時）の監視計器	○	○	○	●	○	○	○		○	○	○			○	○		○						
	高圧代替注水系（現場起動時）の監視計器																							
	ほう酸水注入系による原子炉注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○						
	制御棒駆動水圧系による原子炉注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○						

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（2／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.3	原子炉減圧の自動化		●																					
	手動による原子炉減圧	●		●	●	●	●	●		●	●	●									●	●		
	常設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る逃がし安全弁機能回復																							
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復																							
	非常用窒素供給系による窒素確保																							
	可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保																							
	非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧																							
	逃がし安全弁の背圧対策																							
	代替直流電源設備による復旧				●																			
	代替交流電源設備による復旧				○																			
	炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止															●	●		●					
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応										●													

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（3／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水		●																		●		●	
	低圧炉心スプレイ系による原子炉注水		●								●													
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱																				●		●	
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	●	○				●	●		●	●										○	●	○	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	○	○	●	●	●	○	○		○	○	●									○	○	○	
	代替循環冷却系による原子炉注水	○								○											○	○	○	
	消火系による原子炉注水	○	○	○	○	○	○	○		○	○										○	○	○	
	補給水系による原子炉注水	○	○				○	○		○	○										○		○	
1.4	残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水			●	●	●	●					●												
	低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水																							
	低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却												●	●			●							
	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却												○	○			○							
	代替循環冷却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												○	○			○							
	補給水系による残存溶融炉心の冷却												○	○			○							
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)復旧後の原子炉除熱																					●		
	原子炉冷却材浄化系による進展抑制																							

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（4／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																								
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.5	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（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱		●	●	●	●	●		●		●	●												
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱			●	●	●	●					●												
	残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保		●	●	●	●			●													●	●	●
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●						●		●															
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○						○		○															
	遠隔人力操作機構による現場操作	○						○		○															
	緊急用海水系による除熱			○	○	○	●					●									○	○	○	
	代替残留熱除去系海水系による除熱			○	○	○	○														○	○	○	

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（5／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.6	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱																							
	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・プール水の除熱		●						●		●													
	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱																							
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱	○		○	○	○	○	○		○		○	●	○	●	●	●	●						
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却	●		○	○	○	○	●		●		○	●	●	●	●	●	●						
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○						
	消火系による原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	補給水系による原子炉格納容器内の冷却	○					○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱	○		○		○	○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱			●	●	●	●					●												
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱			●	●	●	●					●												
1.7	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												○	●	○	○	○	○						
	遠隔人力操作機構による現場操作												○	○	○	○	○	○						
	不活性ガス（窒素）による系統内の置換																							
	原子炉格納容器負圧破損の防止																							
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												●	○	●	●	●	●						
	サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入												○	○	○	○	○	○						

格納容器→原子炉格納容器への修正について、1.6 及び 1.7 は現時点（20170913）において、本文修正版なしのため事前処置（1.5、1.9 は修正版あり）

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（6／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.8	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	●	●	○	●						
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	○	○	○	○						
	消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	○	○	○	○						
	補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	○	○	○	○						
	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水																							
	高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水														●	●		●						
	消火系による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	補給水系による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入														○	○		○						
1.9	不活性ガス系による原子炉格納容器内の不活性化																							
	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化												●		●	●	●	●						
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器水素爆発防止																							
	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御																							
	格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視												●	●	●	●	●	●						
	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視																							
	代替電源設備により水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備への給電												●	●	●	●	●	●						

格納容器→原子炉格納容器への修正について、1.5、1.9 は修正版あり

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（7／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.10	原子炉建屋ガス処理系による水素排出																							
	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制																							
	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視																							
	代替電源設備により水素爆発による損傷を防止するための設備への給電																							
1.11	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水																	○	○				
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水																	●	●				
	補給水系による使用済燃料プール注水																	○	○				
	消火系による使用済燃料プール注水																	○	○				
	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ																	○	○				
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ																	○	○				
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ																	○	○				
	漏えい緩和																						
	大気への拡散抑制																						
	使用済燃料プールの監視																	●	●				
	代替電源による給電																	●	●				
	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○		

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（8／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.12	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制																							
	ガンマカメラ又はサーモカメラによる大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認																							
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制																							
	放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制																							
	化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（消防車用）による延焼防止処置																							
	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火																							
1.13	代替淡水貯槽を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	●		○	○	○	●	●		●	●	○	●	●			●				○	●	○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却	●		○	○	○		●		●		○	●	●	●	●	●	●						
	代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	●	○	●	●						
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ																		○	○				
	サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水			●	●	●	●	●	●		●	●												
	サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水		●			●	●				●	●									●	●	●	
	サプレッション・プールを水源とした原子炉格納容器内の除熱		●	●	●	●	●		●		●	●												
	サプレッション・プールを水源とした原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱	○		○	○	○	○	○		○		○	●	○	●	●	●	●			○	○	○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○						
	西側淡水貯水設備を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○						
	西側淡水貯水設備を水源とした使用済燃料プールへの注水																		●	●				

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（9／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	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）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	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	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：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）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.13	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○	○
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○	○	○		○		○	○	○	○	○	○	○						
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○						
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																		○	○				
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○						
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○			○		○	
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○					○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○						
	復水貯蔵タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																		○	○				
	淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	海を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水																							
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却																							
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							
	海を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ																							
	海を水源とした残留熱除去系海水系による冷却水の確保		●	●	●	●			●		●											●	●	●	
	海を水源とした最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送			○	○	○	●					●	●	●	○	●	●	●			○	○	○	
	海を水源とした大気への放射性物質の拡散抑制																							
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火																							

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（10／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	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）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	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	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：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）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.13	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保																							
	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水																							
	海を水源とした代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入	○	○				○	○	●	○	○		○	○	○	○	○	○						
	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給	●						●		●			●											
	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給																							
	海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給																							
	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給																							
	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給																							
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給																							
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源の切替え																							
	代替淡水貯槽へ補給する水源の切替え																							
	西側淡水貯水設備へ補給する水源の替え																							
	外部水源から内部水源への切替え												●	○			●							

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（11／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止											重要事故シーケンス：原子炉格納容器の破損の防止						重要事故シーケンス：使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		重要事故シーケンス：運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.14	非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	●	●					●	●	●	●								●	●	●		●	
	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電			●	●	●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電			○	○	○																○		
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電																							
	２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による２Ｃ・２Ｄ非常用及ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧																							
	所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電			●		●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電				○																			
	常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	●		●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電			○	○	○							○	○	○	○	○	○				○		
	常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	●		●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電																							
	可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油	●		●	●	●		●		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●				
	軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油	●		●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	軽油貯蔵タンクから２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油	●	●					●	●	●	●								●	●	●		●	

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（12／12）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.15	計器故障時の手順																								
	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順																								
	常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電				●																				
	可搬型代替直流電源設備からの給電																								
	可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視																								
1.16	中央制御室換気系及び原子炉建屋ガス処理系による居住性の確保（交流動力電源が正常な場合）																								
	中央制御室換気系及び原子炉建屋ガス処理系による居住性の確保（全交流動力電源が喪失した場合）												●	●	●	●	●	●							
	ブローアウトパネルが開放した場合の閉止																								
	中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理																								
	中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理																								
	可搬型照明による中央制御室の照明の確保																								
	可搬型照明による中央制御室待避室の照明の確保																								
	中央制御室待避室の準備													●											
	データ表示装置（待避室）によるプラントパラメータの監視													●											
	衛星電話設備（可搬型）（待避室）による通信連絡													●											
	その他の放射線防護措置等に関する手順等												○	○	○	○	○	○							
	チェンジングエリアの設置及び運用												○	○	○	○	○	○							

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（1／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）												災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
【要求事項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	原子炉手動スクラム		○	○			○	○	○																								
	代替制御棒挿入機能による制御棒挿入		○	○																													
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制		○	○																													
	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制		○	○																													
	自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止			○														○																
	ほう酸水注入			○															○	○														
	原子炉水位低下による原子炉出力抑制			○																														
	制御棒挿入			○																														
【要求事項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	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水		○		○	○								○		○	○		○	○														
	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水		○		○									○		○	○		○	○														
	中央制御室からの高圧代替注水系起動		○		○	○								○		○	○		○	○														
	現場での人力操作による高圧代替注水系起動	○			○	○								○		○	○	○																
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	○			○	○								○		○	○	○	○	○														
	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	○			○	○								○		○	○	○	○	○														
	高圧代替注水系（中央制御室起動時）の監視計器																	○																
	高圧代替注水系（現場起動時）の監視計器																	○																
	ほう酸水注入系による原子炉注水																	○	○	○														
	制御棒駆動水圧系による原子炉注水													○				○	○	○														

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（2／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）												災害対策本部で使用する手順書			備考
		電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																
【要求事項 1.3】 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	原子炉減圧の自動化													○																			
	手動による原子炉減圧		○	○		○	○		○					○	○	○	○		○														
	常設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る逃がし安全弁機能回復	○				○	○							○	○	○	○	○	○													○	
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復	○				○	○							○	○		○	○	○														
	非常用窒素供給系による窒素確保													○	○		○	○	○														
	可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保													○	○		○	○														○	
	非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧													○	○		○	○															
	逃がし安全弁の背圧対策																															○	
	代替直流電源設備による復旧	○		○		○	○					○			○	○	○	○	○													○	
	代替交流電源設備による復旧	○		○		○	○					○			○	○	○	○	○													○	
	炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止																		○		○	○	○		○	○	○	○					
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応		○									○					○	○														○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（3／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）												災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	S／P水位制御	S／P温度制御	D／W温度制御	PCV水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	AM設備別操作手順	注水-1 損傷炉心への注水	注水-2 長期の原子炉水位の確保	注水-3-a RPV破損前のペデスタル初期注水	注水-3-b RPV破損後のペデスタル注水	注水-4 長期のRPV破損後の注水	除熱-1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱-2 RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱-3 RPV破損後の除熱	放出 PCV破損防止	水素 R／B水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
【要求事項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	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水			○	○	○	○					○		○	○	○	○		○	○			○										
	低圧炉心スプレイ系による原子炉注水			○	○	○	○					○		○	○	○	○		○	○			○										
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱		○																														
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水			○	○	○	○					○		○	○	○	○	○	○	○			○										
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水			○	○	○	○					○		○	○	○	○	○	○	○			○									○	
	代替循環冷却系による原子炉注水			○	○	○	○					○		○	○	○	○	○	○	○			○										
	消火系による原子炉注水				○	○	○					○		○	○	○	○	○	○	○			○										
	補給水系による原子炉注水				○	○	○					○		○	○	○	○	○	○	○			○										
	残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水	○			○	○	○					○		○	○	○	○	○	○	○			○										
	低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水	○			○	○	○					○		○	○	○	○	○	○	○			○										
	低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却																○	○	○	○	○	○	○										
	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却																○	○	○	○	○	○	○									○	
	代替循環冷却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																○	○	○	○	○	○	○										
	補給水系による残存溶融炉心の冷却																○	○	○	○	○	○	○									○	
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)復旧後の原子炉除熱	○	○			○												○															
	原子炉冷却材浄化系による進展抑制	○				○												○															

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（4／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）												災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	長期の原子炉水位の確保 注水－2	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	長期のＲＰＶ破損後の注水 注水－4	損傷炉心冷却後の除熱 除熱－1	ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ 除熱－2	ＲＰＶ破損後の除熱 除熱－3	ＰＣＶ破損防止 放出	Ｒ／Ｂ水素爆発防止 水素	アクシデントマネージメントガイド フェーズⅠ	アクシデントマネージメントガイド フェーズⅡ	重大事故等対策要領	
【要求事項1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	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（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱						○			○								○															
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱						○			○	○							○					○	○	○	○							
	残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保						○										○	○					○	○	○	○							
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱						○										○	○								○					○		
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱						○										○	○								○					○		
	遠隔人力操作機構による現場操作						○										○	○								○					○		
	緊急用海水系による除熱						○										○	○								○					○		
	代替残留熱除去系海水系による除熱						○										○	○								○					○		

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（5／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）											災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	長期の原子炉水位の確保	注水－2	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
【要求事項 1.6】 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱						○	○	○	○							○	○							○	○	○						
	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・プール水の除熱						○	○	○									○														
	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱																	○														
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱						○		○	○							○	○							○		○						
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却						○		○	○							○	○							○	○	○						
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却						○		○	○							○	○							○	○	○					○	
	消火系による原子炉格納容器内の冷却						○		○	○							○	○							○		○						
	補給水系による原子炉格納容器内の冷却						○		○	○							○	○							○		○					○	
	ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱						○		○	○								○							○		○						
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱	○					○		○	○							○	○							○	○	○						
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱	○					○	○	○	○								○														

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。
格納容器→原子炉格納容器への修正について、1.6 及び 1.7 は現時点（20170913）において、本文修正版なしのため事前処置（1.5、1.9 は修正版あり）

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（6／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）											災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
【要求事項 1.7】 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱						○	○	○								○									○				○	
	遠隔人力操作機構による現場操作																○									○				○	
	不活性ガス（窒素）による系統内の置換																○									○				○	
	原子炉格納容器負圧破損の防止																○						○	○	○	○					
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱																○						○		○	○					
	サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入																○									○					

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。
格納容器→原子炉格納容器への修正について、1.6 及び 1.7 は現時点（20170913）において、本文修正版なしのため事前処置（1.5、1.9 は修正版あり）

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（7／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）												災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
【要求事項 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	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水																	○			○	○											
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水																	○			○	○										○	
	消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水																	○			○	○											
	補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水																	○			○	○											
	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水																	○	○	○												○	
	高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水																	○	○	○													
	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水																	○	○	○			○										
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水																	○	○	○			○									○	
	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水																	○	○	○			○										
	消火系による原子炉圧力容器への注水																	○	○	○			○										
	補給水系による原子炉圧力容器への注水																	○	○	○			○									○	
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入																	○	○	○			○										
【要求事項 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	不活性ガス系による原子炉格納容器内の不活性化																	○									○					○	
	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化																	○									○						
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器水素爆発防止																	○									○	○					
	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御									○								○									○	○					
	格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視									○								○									○	○					
	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視									○								○									○	○					
	代替電源設備により水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備への給電	○																○														○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。
格納容器→原子炉格納容器への修正について、1.5、1.9 は修正版あり

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（8／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）											災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
【要求事項 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	原子炉建屋ガス処理系による水素排出																	○										○				
	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制																	○										○				
	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視																	○										○				
	代替電源設備により水素爆発による損傷を防止するための設備への給電	○																○										○			○	
［要求事項 1.11］ 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水												○					○														
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水												○					○													○	
	補給水系による使用済燃料プール注水												○					○													○	
	消火系による使用済燃料プール注水												○					○														
	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ												○					○														
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ												○					○													○	
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ												○					○													○	
	漏えい緩和												○					○													○	
	大気への拡散抑制																														○	
	使用済燃料プールの監視												○					○													○	
	代替電源による給電	○																○													○	
	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却												○					○													○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（9／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）												災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
【要求事項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	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制																														○	
	ガンマカメラ又はサーモカメラによる大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認																															
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制																														○	
	放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制																														○	
	化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（消防車用）による延焼防止処置																														○	
	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火																														○	
【要求事項1.13】 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	代替淡水貯槽を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水				○									○	○	○	○	○	○	○			○									○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却						○			○							○	○						○	○	○	○					○	
	代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																										○					○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水																	○				○	○									○	
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ												○					○														○	
	サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水				○									○	○	○	○	○	○	○			○										
	サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水				○									○	○	○	○	○	○	○			○										
	サプレッション・プールを水源とした原子炉格納容器内の除熱						○			○							○	○						○	○	○	○						
	サプレッション・プールを水源とした原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱				○									○	○	○	○	○	○	○			○										
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水				○									○	○	○	○	○	○	○			○									○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器内の冷却						○			○							○	○						○	○	○	○					○	
	西側淡水貯水設備を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																										○					○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器下部への注水																																
	西側淡水貯水設備を水源とした使用済燃料プールへの注水												○					○														○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（10／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）												災害対策本部で使用する手順書			備考
		電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																															
要求事項 1.13】 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水				○									○	○	○	○	○	○	○			○									○	
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却						○			○							○	○						○	○	○	○					○	
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水																				○	○										○	
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水												○																			○	
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水				○									○	○	○	○	○	○	○			○									○	
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水				○									○	○	○	○	○	○	○			○									○	
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却						○			○							○	○						○	○	○	○					○	
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水																				○	○										○	
	復水貯蔵タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水												○																			○	
	淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																									○						○	
	海を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水																		○	○			○									○	
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却																							○	○	○	○					○	
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水																				○	○										○	
	海を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ												○																			○	
	海を水源とした残留熱除去系海水系による冷却水の確保												○														○					○	
	海を水源とした最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送												○														○					○	
	海を水源とした大気への放射性物質の拡散抑制																															○	
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火																															○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（11／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）												災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
要求事項 1.13】 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保	○																														○	
	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水												○																			○	
	海を水源とした代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却												○																			○	
	ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入				○													○	○	○			○										○	
	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給																																○	
	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給																																○	
	海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給																																○	
	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給																																○	
	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給																																○	
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給																																○	
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源の切り替え																																○	
	代替淡水貯槽へ補給する水源の切り替え																																○	
	西側淡水貯水設備へ補給する水源の切り替え																																○	
	外部水源から内部水源への切り替え																																○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（12／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）											災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－１ 損傷炉心への注水	注水－２ 長期の原子炉水位の確保	注水－３－ａ ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－３－ｂ ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－４ 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－１ 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－２ ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－３ ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
【要求事項 1.14】 電源の確保に関する手順等	非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○																														
	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○																○													○	
	可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○																○													○	
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電																	○														
	２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による２Ｃ・２Ｄ非常用及ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧																														○	
	所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○																○													○	
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○																○													○	
	常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	○																○														
	可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	○																○													○	
	常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	○																○														
	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	○																○													○	
	可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油																														○	
	軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油																														○	
	軽油貯蔵タンクから２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油																														○	
【要求事項 1.15】 事故時の計装に関する手順等	計器故障時の手順																														○	
	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順																														○	
	常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電	○																○													○	
	可搬型代替直流電源設備からの給電																														○	
	可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視																														○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（13／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）												災害対策本部で使用する手順書			備考
		電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																
【要求事項 1.16】 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	中央制御室換気系及び原子炉建屋ガス処理系による居住性の確保　（交流動力電源が正常な場合）																	○															
	中央制御室換気系及び原子炉建屋ガス処理系による居住性の確保　（全交流動力電源が喪失した場合）	○																○														○	
	ブローアウトパネルが開放した場合の閉止																	○														○	
	中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理																	○															
	中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理																	○															
	可搬型照明による中央制御室の照明の確保																	○														○	
	可搬型照明による中央制御室待避室の照明の確保																	○															
	中央制御室待避室の準備																	○															
	データ表示装置（待避室）によるプラントパラメータの監視																	○															
	衛星電話設備（可搬型）（待避室）による通信連絡																															○	
	その他の放射線防護措置等に関する手順等																															○	
	チェンジングエリアの設置及び運用																															○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（14／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）										災害対策本部で使用する手順書			備考
		電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																														
【要求事項 1.17】 監視測定等に関する手順等	モニタリング・ポストによる放射線量の測定																													○	
	可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定																													○	
	放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度の測定																													○	
	可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定																													○	
	可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定																													○	
	モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策																													○	
	可搬型モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策																													○	
	放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策																													○	
	敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制																													○	
	気象観測設備による気象観測項目の測定																													○	
	可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定																													○	
	代替交流電源設備によるモニタリング・ポスト電源への給電																													○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（15／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）										災害対策本部で使用する手順書			備考
		電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																														
【要求事項 1.18】 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	緊急時対策所非常用換気空調設備運転																													○	
	緊急時対策所加圧設備による空気供給準備																													○	
	緊急時対策所加圧設備への切替準備																													○	
	緊急時対策所加圧設備への切替																													○	
	緊急時対策所加圧設備の停止																													○	
	緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定																													○	
	緊急時対策所加圧設備運転中の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定																													○	
	緊急時対策所エリアモニタ設置																													○	
	可搬型モニタリング・ポストの設置																													○	
	必要な情報の把握（ＳＰＤＳデータ表示装置によるプラントパラメータの監視）																													○	
	対策の検討に必要な資料の整備																													○	
	通信連絡に関する手順																													○	
	緊急時対策所にとどまる要員数																													○	
	ベント実施によるプルーム通過時に要員が一時退避する対応																													○	
	放射線管理用資機材及びチェンジングエリア用資機材の維持管理																													○	
	チェンジングエリアの設置及び運用																													○	
	飲料水，食料等の維持管理																													○	
	緊急時対策所用代替電源設備の手動起動																													○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（16／16）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		＊	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）											災害対策本部で使用する手順書			備考
項目	対応手段	電源喪失	スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｓ／Ｐ水位制御	Ｓ／Ｐ温度制御	Ｄ／Ｗ温度制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	ＡＭ設備別操作手順	注水－1 損傷炉心への注水	注水－2 長期の原子炉水位の確保	注水－3－a ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水	注水－3－b ＲＰＶ破損後のペデスタル注水	注水－4 長期のＲＰＶ破損後の注水	除熱－1 損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2 ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3 ＲＰＶ破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	フェーズⅠ アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
【要求事項 1.19】 通信連絡に関する手順等	発電所内の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡																													○	
	計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所での共有																													○	
	発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡																													○	
	計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所での共有																													○	
	代替電源設備から給電する対応手順																													○	

＊：非常時運転手順書（事象ベース）
注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

別紙 1

重大事故等対策における作業毎の想定時間の設定について

1. 運転員等における移動時間

運転員等の移動時間を想定するに当たり，考慮した事項は以下のとおり。

(1) 放射線防護具着用時間

重大事故等時を考慮した現場環境を仮定し，放射線防護具類の着用時間を作業毎の想定時間に加味した。なお，着用時間は訓練にて計測した時間であり，移動時間に考慮した放射線防護具の着用時間を第 1 表に示す。

第 1 表　移動時間に考慮した放射線防護具の着用時間

項　目	装　備	設定時間	備　考
初動対応時における装備（湿潤状況下の作業）	全面マスク，綿手袋，ゴム手袋，タイベック，アノラック，胴長靴	12 分	
初動対応時における装備（高湿度環境下の作業）	自給式呼吸用保護具，綿手袋、ゴム手袋，タイベック，アノラック，胴長靴	17 分	インターフェイスシステムＬＯＣＡの移動時間で想定

(2) 移動時間

当直運転員は中央制御室，重大事故等対応要員（運転操作対応）は緊急時対策所又は待機所を移動開始起点とし，建屋内は一般的な普通歩行の約 4ｋｍ／ｈにより算定した。なお，普通歩行の約 4ｋｍ／ｈは，訓練により確認し歩行速度に問題がないことを確認した。また，移動時間における考慮した現場環境を第 2 表に，移動時間において考慮した事項を第 3 表に示す。

第 2 表　移動時間における考慮した現場環境について

項　目		算定の考え方	考慮有無
照明		可搬型照明（ヘッドライト）等を使用することにより，個別操作時間に有意な影響がないことを訓練により確認した。	移動時間への考慮不要
地震		常置品は固縛・転倒防止措置を実施することにより，影響がない。また，常置品が転倒した場合であっても，通行可能な通路幅を確保する。	移動時間への考慮不要
溢水	湿潤状況下の作業	一般的な普通歩行の約 4ｋｍ／ｈに 1.5 倍した時間とし，溢水の中を歩行する場合でも，この想定時間を上回ることがないことを確認した。	
	高湿度環境下の作業	一般的な普通歩行の約 4ｋｍ／ｈに 1.5 倍した時間とし，溢水の中を歩行する場合でも，この想定時間を上回ることがないことを確認した。	

第 3 表　移動時間において考慮した事項

項　目		算定の考え方	考慮有無
通信	携行型有線通話装置	運転員等は 2 人以上で 1 組のチームを組み，作業を実施するため，移動時において 1 名が通信設備の準備を実施することが可能。また，中継用ケーブルドラムの敷設による移動時間への影響は訓練により問題がないことを確認した。	移動時間への考慮不要
防火扉，水密扉等		訓練により計測した時間を切り上げた時間，又は設備設計により設定した時間に保守性を加えた時間とした。	最短：30 秒 最長：90 秒

2．運転員等における作業時間

運転員等の作業時間を想定するに当たり，考慮した事項は以下のとおり。

(1)　中央制御室操作

訓練にて計測した時間により設定した。また，新規に設置される設備については類似機器等により訓練を行い計測した時間にて設定した。なお，中央制御室における運転員等の作業に関し考慮した事項を第 4 表に示す。

第 4 表　中央制御室における運転員等の作業に関し考慮した事項

項　目	算定の考え方	時　間
移動	訓練により計測した時間を切り上げた時間とし，主制御盤から補機監視盤への移動は一律 60 秒に設定した。	最短：10 秒 最長：60 秒
操作スイッチ（確認含む）	訓練により計測した時間を切り上げた時間，又は設備設計により類似した機器を選定し，その選定した類似機器による訓練にて計測した時間を切り上げた時間とした。また，タッチパネル画面は複数画面を選択することが想定されることから，1 画面の選択を 1 操作とし，想定時間を算定した。	5 秒／操作
計器等の確認	訓練により計測した時間を切り上げた時間	5 秒／操作
電動弁等	設備設計から要求される動作時間に，操作スイッチ及び表示灯等の確認時間を加算した時間にて算定した。	—
その他	鍵を必要とする操作については，鍵の準備時間を考慮したうえで，盤扉等の操作時間を訓練により計測し，その時間を切り上げた時間で想定時間を算定した。	—

(2)　現場操作

訓練にて計測した時間により設定した。また，新規に設置される設備については類似機器等により訓練を行い計測した時間にて設定した。なお，現場における運転員等の作業に関し考慮した事項を第 5 表に示す。

第 5 表　現場における運転員等の作業に関し考慮した事項

項　目	算定の考え方	時　間
電動弁（現場操作）	電動弁の手動ハンドルの回転数と訓練により計測した時間から算定した時間を切り上げた時間に設定した。なお，計算により算定した時間は，訓練により計測した時間に対し，十分な余裕があることを確認したため，現場環境等を考慮した 1.5 倍の安全率は付与していない。	最短：5 秒／回転 最長：10 秒／回転
手動弁	訓練により計測した時間に 1.5 倍した時間。	—
電源関係（M／C，P／C 等）	訓練により計測した時間に 1.5 倍した時間。	—
その他	盤扉等の操作時間を訓練により計測し，その時間を切り上げた時間で想定時間を算定した。	—

添付資料 1.0.15

東海第二発電所

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

＜目　　次＞

１．考慮すべき事項 ····· 1.0.15－1
２．格納容器の冷却手段 ····· 1.0.15－4
(1)　格納容器除熱手段について ····· 1.0.15－4
(2)　代替循環冷却系の長期運転及び不具合等を想定した
対策について ····· 1.0.15－6
３．作業環境の線量低減対策の対応例について ····· 1.0.15－11
(1)　代替循環冷却系運転時の線量低減の対応について ····· 1.0.15－11
(2)　汚染水発生時の対応について ····· 1.0.15－12
４．残留熱除去系の復旧方法について ····· 1.0.15－17
(1)　残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について 1.0.15－17
(2)　残留熱除去系の復旧手順について ····· 1.0.15－17
５．外部からの支援について ····· 1.0.15－19

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

東海第二発電所原子力事業者防災業務計画では，原子力災害事後対策として「防災基本計画第 12 編原子力災害対策編」（中央防災会議）に定める災害復旧対策についての計画として復旧計画を策定し，当該計画に基づき速やかに復旧対策を実施する旨を規定している。

東海第二発電所原子力事業者防災業務計画にて定める復旧計画に関する事項は以下のとおり。

・原子炉施設の損傷状況及び汚染状況の把握

・原子炉施設の除染及び放射線遮蔽の実施

・原子炉施設損傷部の修理，改造の実施

災害対策本部は，招集した要員により，復旧計画に基づき災害発生後の長期対応を行う。また本社対策本部が中心となって，社内外の関係各所と連係し，適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

1.　考慮すべき事項

(1)格納容器過圧・過温破損事象等においては，代替循環冷却及び格納容器ベントにより長期的な格納容器除熱が可能であることを有効性評価において確認している。

(2)代替循環冷却系による格納容器除熱においては，格納容器の圧力を，最高使用圧力を下回る状態で長期的に維持することが可能である。格納容器の温度については，サプレッション・プールの温度が長期にわたり最高使用温度に近い状態で継続するが，150℃を下回っている。

トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良ＥＰＤＭ製シール材については，200℃の環境下において７日間継続した場合のシール機能に影響がないことを確認しており，また，７日間以降についても150℃の環境下が継続した場合に改良ＥＰＤＭ製シール材の基礎特性データにはほとんど変化はなく，経時劣化の兆候は認められていないことから，格納容器の放射性物質の閉じ込め機能を長期的に維持することが可能である。また，代替循環冷却系は重大事故が発生した場合における温度，放射線，荷重その他の使用条件において，重大事故に対処するために必要な機能を有効に発揮できる設計とし，長期運転及び設備不具合の発生等を想定した対策の検討を行うこととする。

(3)炉心損傷後に代替循環冷却系の運転を実施することによる負の影響として，建屋内の環境線量が上昇し，故障した機器の復旧等の作業が困難になることが考えられる。

(4)代替循環冷却系による格納容器除熱を実施することにより，長期的に格納容器の圧力・温度を安定状態に保つことができることを確認しているが，故障した残留熱除去系の復旧等の対策についても検討が必要である。

(5)重大事故等発生時の中長期的な対応については，プラントメーカとの協力協定を締結し，事故収束に向けた対策立案等必要な支援を受けられる体制の確立が必要である。

以上を踏まえ，(1)(2)の詳細検討として，「２．格納容器の冷却手段」

において，重要事故シーケンスにおける格納容器の除熱として使用できる冷却手段を整理する。

また，(3)(4)の検討結果を「３．作業環境の線量低減対策の対応例について」「４．残留熱除去系の復旧方法について」にそれぞれとりまとめる。

最後に(5)の発電所外からの支援体制について「５．外部からの支援について」に示す。

２．格納容器の冷却手段

(1)　格納容器除熱手段について

福島第一原子力発電所の事故を踏まえ，東海第二発電所では多様な格納容器除熱手段を整備することとし，その設備の有効性について有効性評価において確認している。

第 1.0.15－1 表に格納容器除熱手段を示す。また，第 1.0.15－1 図，第 1.0.15－2 図，第 1.0.15－3 図に格納容器除熱手段の概要図を示す。

第 1.0.15－1 表に示すとおり，東海第二発電所では多くの格納容器バウンダリが確保される除熱手段を整備するとともに，格納容器バウンダリの維持はできないものの格納容器ベントによる除熱手段も整備しており，多様な除熱手段を有しているといえる。また，格納容器バウンダリが確保される除熱手段のうち，サプレッション・プールを水源とした除熱手段については，第 1.0.15－2 表に示すとおり，フロントライン系とサポート系に対して，それぞれ複数の手段を整備することにより，多様な除熱手段を確保している。

第 1.0.15－1 表　格納容器除熱手段

	除熱手段	
格納容器バウンダリが確保される除熱手段	残留熱除去系Ａ系／Ｂ系	○
	代替循環冷却系Ａ系／Ｂ系	○
	残留熱除去系海水系Ａ系／Ｂ系	○
	緊急用海水系	○
	代替残留熱除去系海水系	△
	ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器除熱	△
格納容器バウンダリが確保されない除熱手段	格納容器圧力逃がし装置によるベント	○
	耐圧強化ベント	○

○：有効性評価で考慮する設備，△：有効性評価で考慮していない設備

第 1.0.15－2 表　サプレッション・プールを水源とした除熱手段に係るフロントライン系／サポート系の関係

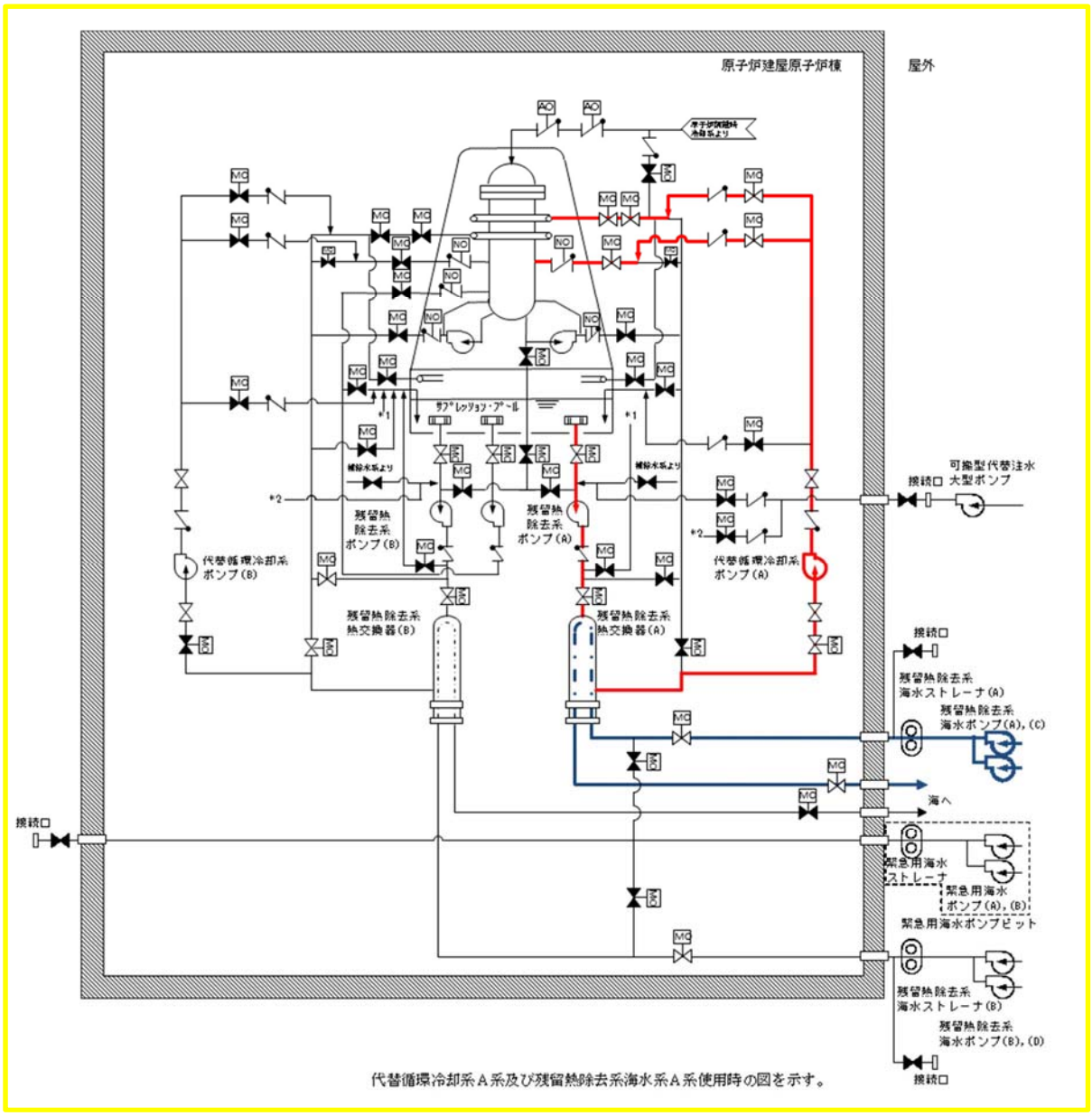
		サポート系			
		残留熱除去系海水系Ａ系	残留熱除去系海水系Ｂ系	緊急用海水系	代替残留熱除去系海水系
フロントライン系	残留熱除去系Ａ系	○		○	○
	残留熱除去系Ｂ系		○	○	○
	代替循環冷却系Ａ系	○		○	○
	代替循環冷却系Ｂ系		○	○	○

○：使用可能な組み合わせ

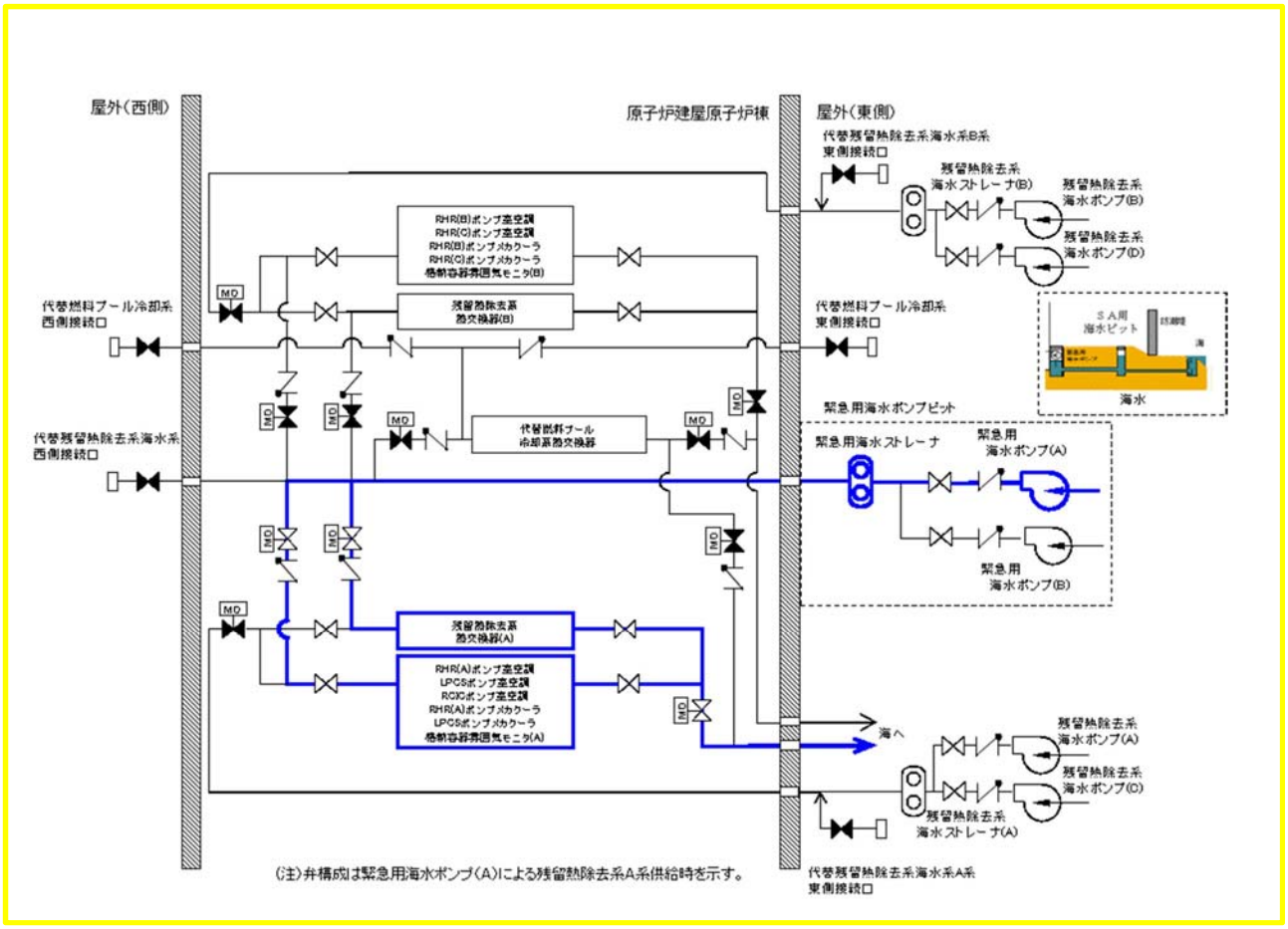
(2)　代替循環冷却系の長期運転及び不具合等を想定した対策について

代替循環冷却系を運転する場合には，サプレッション・プールを水源として原子炉及び格納容器内に冷却水を循環させることとなるため，系統水が流れる配管が高線量となる。このため，代替循環冷却系において放射線による劣化影響が懸念される機器（電動機，ケーブル，シール材等）については，代替循環冷却系を運転する環境における放射線影響を考慮して設計する。

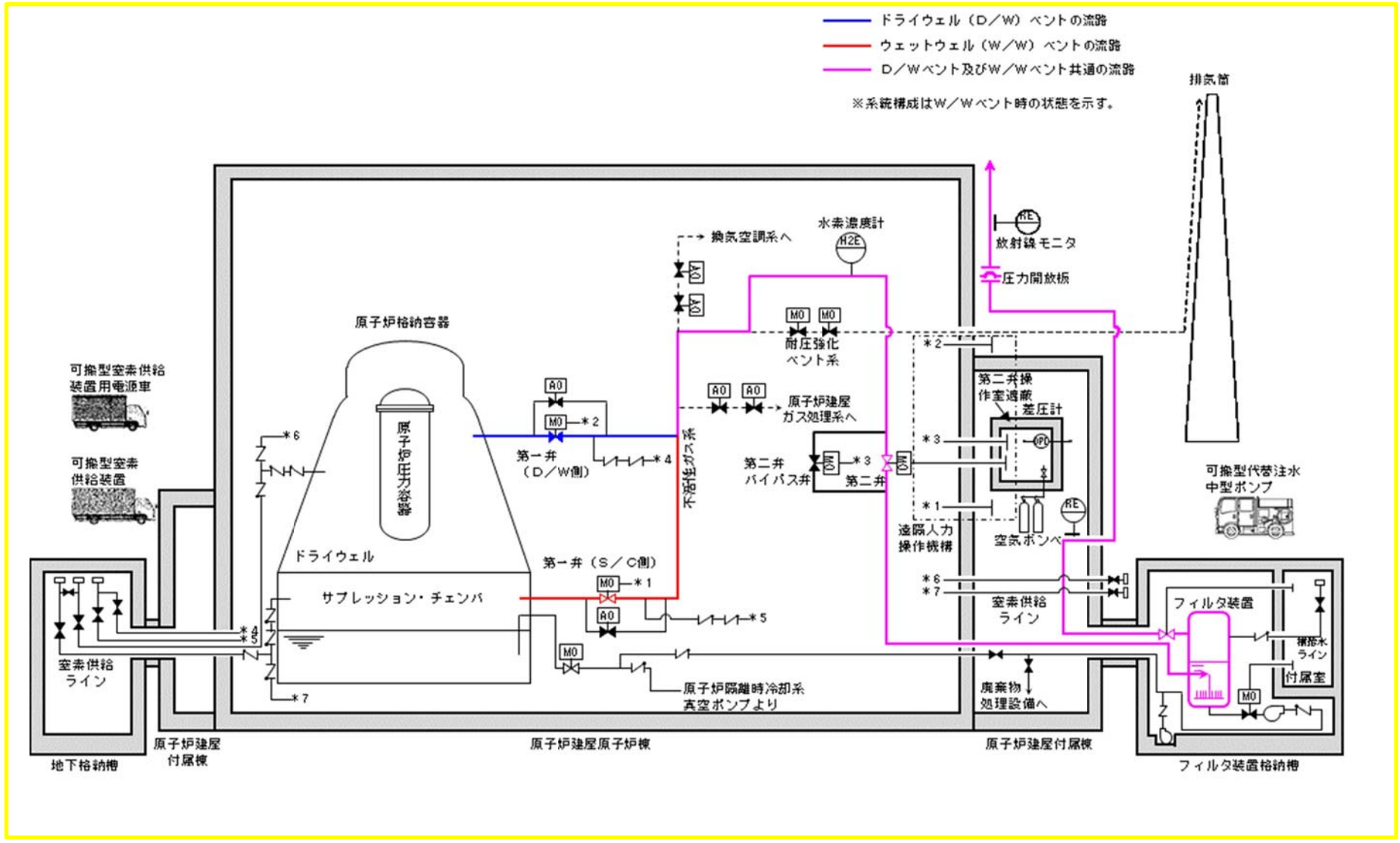
また，事故後のサプレッション・プール内には異物が流入する可能性がある。サプレッション・プールからの吸込部には，閉塞防止対策として，多孔プレートを組み合わせた大型のストレーナを第 23 回定期検査時に設置しており，系統内に異物が流入することによるポンプ等の機器の損傷を防止する系統構成となっている。なお，ストレーナは，サプレッション・プールの底面から約 1m の高さに設置されており，底面に沈降する異物を大量に吸い上げることはないと考えているが，万が一，ストレーナに異物が付着し，閉塞した場合を考慮し，外部水源から洗浄用水を供給（可搬型代替注水大型ポンプを使用した淡水供給）することにより，ストレーナの逆洗を行うことが可能な設備構成とする（第 1.0.15－4 図参照）。



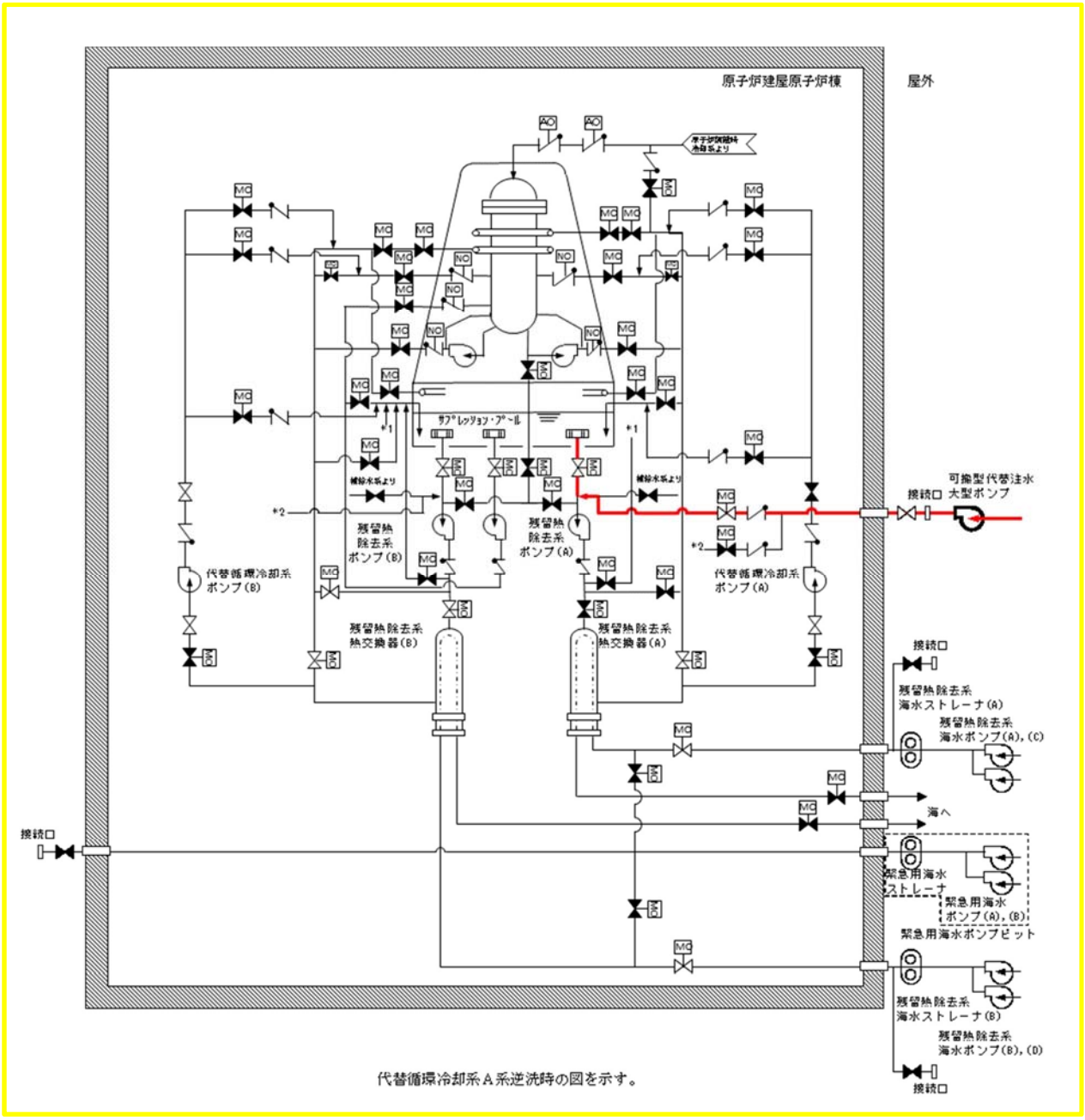
第 1.0.15－1 図　代替循環冷却系



第 1.0.15－2 図　緊急用海水系等海水系



第 1.0.15-3 図　格納容器フィルタベント系



第 1.0.15－4 図　残留熱除去系吸込ストレーナ逆洗操作時の系統構成

３．作業環境の線量低減対策の対応例について

(1)　代替循環冷却系運転時の線量低減の対応について

代替循環冷却系は，残留熱除去系による格納容器からの除熱機能が喪失した場合に使用する系統である。このため，代替循環冷却系により長期的に格納容器の圧力・温度を安定状態に保つことができるが，万が一の故障等も考慮し，残留熱除去系の復旧についても検討が必要と考えられる。ここでは，代替循環冷却系の運転によって放射線量が上昇した環境下での残留熱除去系の復旧作業の概要を示す。

代替循環冷却系は，サプレッション・プールからの吸込み，サプレッション・プール水の冷却並びに原子炉及び原子炉格納容器への注水に，残留熱除去系を使用し，代替循環冷却系Ａ系については残留熱除去系Ａ系，代替循環冷却系Ｂ系については残留熱除去系Ｂ系を使用する設計とする。このため，復旧する残留熱除去系は，代替循環冷却系の運転に伴う線量影響を受けにくい系統とし，代替循環冷却系Ａ系運転時は残留熱除去系Ｂ系を，代替循環冷却系Ｂ系運転時は残留熱除去系Ａ系を復旧対象とする。

残留熱除去系ポンプ室での機器交換等の作業を想定した場合，原子炉建屋原子炉棟地下 2 階の残留熱除去系ポンプ室並びに原子炉建屋原子炉棟 1 階及び地下 1 階の残留熱除去系ポンプ室上部ハッチにアクセスできる必要がある。

第 1.0.15－5 図に示すとおり，代替循環冷却系の配管等は，主に残留熱除去系の熱交換器室内及びその周辺に敷設され，基本的にＡ系とＢ系は耐火壁を挟んで異なる区域に設置される。このため，熱交換器室の壁，耐火壁等による遮蔽に期待できることから，アクセスは可能であると考える。また，復旧作業時には必要に応じて遮蔽体の使用，適切な放射線防護具を装備することにより，線量による影響の低減を図

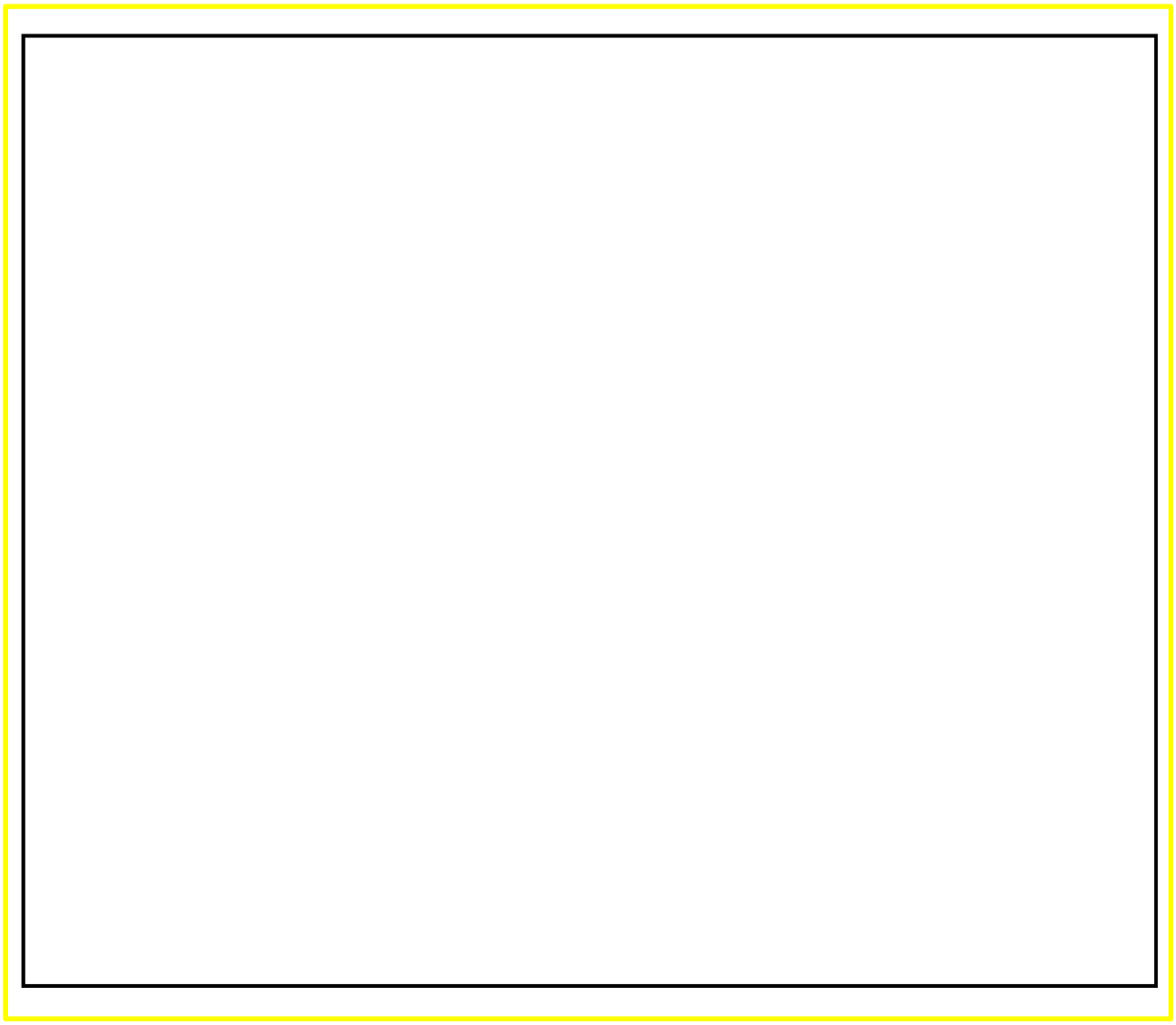
る。

残留熱除去系については，第 1.0.15－4 図に示す系統を使用することで，外部水源から洗浄用水を系統内に供給（可搬型代替注水大型ポンプによる淡水供給）することが可能である。このため，復旧作業の前に，必要に応じて，系統全体のフラッシングを行うことで，配管内の系統水に含まれる放射性物質を，可能な限りサプレッション・プールに送水し，放射線量を低減させる。

(2)　汚染水発生時の対応について

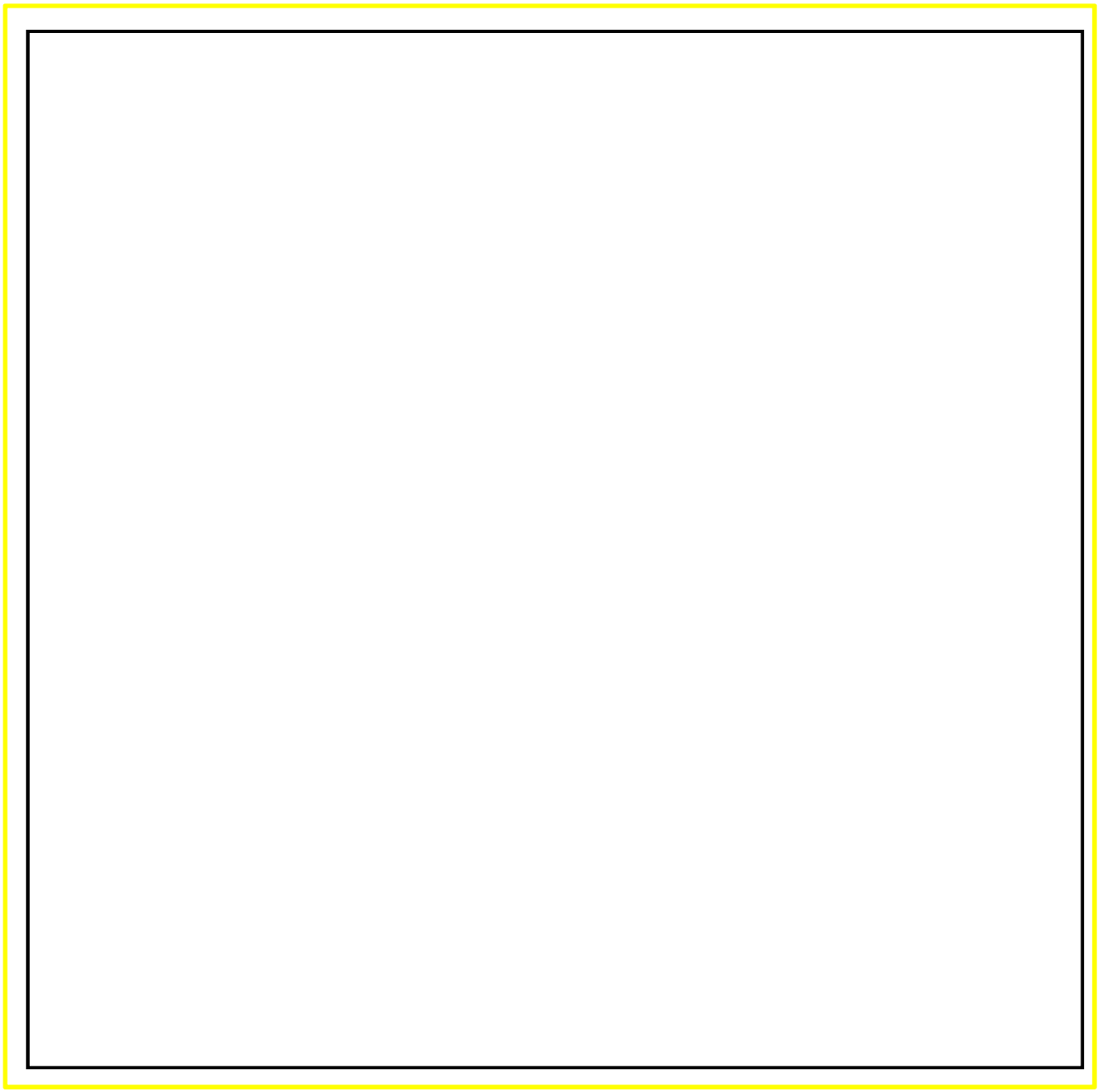
重大事故等発生時に放射性物質を含んだ汚染水が発生した場合においても，国内での汚染水処理の知見を活用し，汚染水処理装置の設置等の適用をプラントメーカの協力を得ながら対応する。

第 1.0.15－5 図　機器配置図（1／4）



第 1.0.15－5 図　機器配置図（2／4）

第 1.0.15－5 図　機器配置図（3／4）



第 1.0.15－5 図　機器配置図（4／4）

４．残留熱除去系の復旧方法について

(1)　残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

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

残留熱除去系の復旧に当たり，残留熱除去系海水系については，予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき，成立性の高い作業で機能回復できる機器であり，機械的故障と電気的故障の要因が考えられる残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保し，重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。(詳細は添付資料 1.0.3「予備品等の確保及び保管場所について」参照)

一方，残留熱除去系については，防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていることから，複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

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

(2)　残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に，災害対策要員が残留熱除去系を復旧するための手順を「アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン」にて整備している。

本手順では，機器の故障個所，復旧に要する時間，炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」，「応急対策」，又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。具体的には，故

障個所の特定と対策の選択を行い，故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。

５．外部からの支援について

重大事故等発生時における外部からの支援については，プラントメーカ（日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社），協力会社等から重大事故等発生後に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や設備の補修に必要な予備品等の供給及び要員の派遣等について，協議・合意の上，東海第二発電所の技術支援に関する覚書等を締結し，重大事故等発生後に必要な支援が受けられる体制を整備している。

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

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

添付資料 1.0.16

東海第二発電所

重大事故等発生時における

東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備

の影響について

＜目　　次＞

１．概　　要‥‥‥

添付3　津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物の衝突による
貯蔵建屋への影響について‥‥‥1.0.16－37
添付4　貯蔵建屋内で発生する漂流物による
貯蔵容器への影響について‥‥‥1.0.16－40
添付5　貯蔵建屋内への津波浸入時の貯蔵容器浸水による
密封機能への影響‥‥‥1.0.16－43
添付6　貯蔵建屋部材が外部への損壊流出物となる
可能性について‥‥‥1.0.16－44

１．概　　要

東海第二発電所（以下「東二」という。）の原子炉及び使用済燃料プール（以下「原子炉等」という。）において重大事故等が発生した場合に，東二と同じ防潮堤内の敷地に設置している東海発電所（廃止措置中，核燃料搬出済み。）においても建屋損壊，機器損傷，火災等が発生すると想定し，これらの事象が発生した場合でも東二重大事故等対応が成立することを確認する。

また，東二敷地内に設置している使用済燃料乾式貯蔵設備*（以下「貯蔵設備」という。）についても，東二の原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等による使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「貯蔵建屋」という。）への影響及び貯蔵設備が東二の原子炉等の重大事故等対応に与える影響を検討する。

＊　貯蔵設備は，貯蔵建屋，貯蔵建屋に付随する設備（天井クレーン等），使用済燃料乾式貯蔵容器（以下「貯蔵容器」という。），貯蔵容器支持構造物及び監視装置で構成される。

２．東海発電所からの影響

２．１　東海発電所との同時発災による東二重大事故等対応への影響

（１）想定事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性

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海発電所で同時に発生する事象としては，基準地震動Ｓ$_s$，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。）による建屋倒壊，機器損傷及び，火災等が考えられる。

東海発電所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1.0.16－1表に示す。

（２）作業環境による影響評価

東海発電所の原子炉建屋，タービン建屋及びその他各建屋が設置されている敷地は東二敷地に隣接しており，また，東二重大事故等対応を行うためのアクセスルートの一部は，東海発電所の敷地周辺に設定されている。これらの位置関係を第1.0.16－1図に示す。

東海発電所については，廃止措置工事中であるが，2017年9月現在，原子炉構造物の解体は未着手であり，原子炉内には黒鉛（総数：30,000本，総重量：約1600t）が保管されている。原子炉と４基の蒸気発生器を接続するガスダクト（一次系配管）は，高温側及び低温側の両ガスダクトともに蒸気発生器の手前（８か所）にて閉止されており，原子炉内は隔離された状態にある。東海発電所の概要と黒鉛の設置状況を含む原子炉内の状況を第1.0.16－2図に，東海発電所の原子炉の隔離状態を第1.0.16－3図に示す。

第1.0.16－1表のとおり，東海発電所の建屋倒壊による，東二の原子炉建屋構造への影響及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートへの影響について以下に確認した。

ａ．基準地震動及び敷地遡上津波による影響に関する評価

東海発電所の原子炉建屋，タービン建屋及びその他各建屋は，東二原子炉建屋及びその他重大事故等に係る設備から約100m以上離れている。このため，万が一建屋が損壊しても東二原子炉建屋の構造に影響しない。

東海発電所の原子炉建屋，タービン建屋，及び固化処理建屋並びに幾つかの屋外施設（変圧器等）は，東二重大事故等対処設備へのアクセスルート（最も近い場所）に近い場所に位置している。万が一これらの建屋及び機器が損壊した場合には発生したがれきや機器等によりアクセス

ルートへの限定的な影響が考えられるため，保有している重機（ホイールローダ）を用いてがれきを撤去するなどの対応により，アクセスルートを確保する。

なお,東海発電所の原子炉建屋頂部に設置している排気筒については,万が一損壊しても，東二の原子炉建屋への構造に影響しないように，短尺化する。

ｂ．放射線環境に関する評価

前項のａ．において東二原子炉建屋への離隔距離が少ない東海発電所の各建屋が万が一倒壊した場合における東二重大事故等対応への影響を,放射線環境の観点から検討した。

東海発電所の原子炉構造物及び原子炉内の保管物のうち放射能量が多く，機器自体の燃焼によって放射性物質の飛散が想定されるものとして黒鉛が挙げられる。

黒鉛は，原子炉内において拘束シリンダー及びカバープレートで固定されており,原子炉容器で密閉化されている。さらに,一次生体遮蔽壁,二次生体遮蔽壁及び原子炉建屋にて覆われている。黒鉛の設置状況を第1.0.16－2図に示す。このように黒鉛は多数の容器及び壁等によって覆われていることから，基準地震動Ｓｓ及び敷地遡上津波によっても原子炉建屋外に流出することはない。

また，2.1(3)に示すように，黒鉛は着火しないことから黒鉛の火災は発生しない。万が一，黒鉛の火災が発生しても，黒鉛は燃焼の持続性がないことから，大量の放射能が建屋外に飛散することはない。

万が一，原子炉容器，一次生体遮蔽壁，二次生体遮蔽壁及び原子炉建

屋が全て損壊した場合には，アクセスルートに対して線量影響を生じることが考えられる。この場合においても，アクセスルートの線量率は，添付1に示すとおり，建屋が全て倒壊すると保守的に評価しても，直接ガンマ線による線量率は0.02mSv／h，スカイシャインによる線量率は0.005mSv／hと評価される。いずれの線量率においても，東二の重大事故等対応及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートに影響を及ぼすものではない。

東海発電所（原子炉構造物以外）の各建屋の線量率分布については，燃料取扱建屋，使用済燃料冷却池建屋，放射性廃液処理建屋，固化処理建屋及びチェックポイント建屋の一部に高線量率の範囲があるが，最高でも約0.15mSv／hであり，万が一，建屋が損壊して放射線影響を与える建屋構造物や物品が流出しても，東二重大事故等対応及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートに対する放射線環境による影響はない。

ｃ．まとめ

ａ．及びｂ．の検討結果より，基準地震動Ｓｓにより東海発電所の建屋が万が一損壊しても，離隔距離の観点から，東二原子炉建屋の構造に影響を及ぼすことはなく，また，東二の重大事故等対応に支障を来すことはない。

また，敷地遡上津波により東海発電所の屋外施設が流出しても，東二重大事故等対処対応に係るアクセスルートに対する影響も限定的であり，保有している重機を用いてがれき等を撤去することにより，東二重大事故等対応に支障を来すことはない。

更に，基準地震動Ｓｓや敷地遡上津波により東海発電所の炉内構造物

や建屋が万が一損壊しても，原子炉容器内に保管されている黒鉛は建屋外に飛散しないことから，影響東二重大事故等対応及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートに対する放射線環境による影響はない。

（３）資源に対する影響評価

a．黒鉛の火災

東海発電所で発生する火災の想定事象のひとつに，黒鉛の火災が挙げられる。黒鉛の着火及び局所的な加熱によって燃焼が持続すると大規模な火災となる可能性がある。このため，黒鉛の燃焼性に関して，廃止措置期間中（解体工事時を含む）における黒鉛の保管場所（原子炉内）の環境における黒鉛の着火及び燃焼の持続性に関する検討を行った。

原子力発電技術機構による調査結果を基に検討した結果，添付2に示すとおり，解体工事等の作業及び何らかの原子炉容器内で火災が発生した場合においても，黒鉛が着火することはなく，万が一，着火した場合でも，黒鉛の燃焼が持続すると考えられる650度を維持することはないと評価される。また，原子炉容器は隔離された状態であるため，黒鉛が燃焼しても十分な酸素が供給されることはなく，燃焼は継続しない。

また，万が一，原子炉容器等の損壊によって黒鉛が粉じん状になった場合でも黒鉛は着火せず，一般的な着火エネルギーを与えた場合において粉じん爆発が発生する環境条件は，空気中に55％以上の酸素濃度を必要とすることから，現状の原子炉容器内の環境及び今後の廃止措置工事期間中においても，存在しえない環境である。万が一，原子炉容器等の損壊等が生じて何らかの非常に大きな着火エネルギーが黒鉛に与えられた場合には，それと同時に，原子炉容器が損壊しており密閉性がなくな

っていると考えられることから，粉じん爆発が発生する環境条件にならない。

以上より，黒鉛の火災は発生せず，また，粉じん爆発も発生しないと考えられる。万が一，火災が発生した場合には，建屋内に設置した火災検知器により感知（守衛所及び所員居室にて監視）し，他の施設での火災と同様の対応を行うことにより，東二の重大事故等対応及び重大事故等対処設備へのアクセスルートに影響を及ぼさない。

ゆえに，黒鉛による火災が発生した場合には，以下のb．に示す火災対応と同様の対応を行う。

b．その他施設での火災

東海発電所で火災が発生した場合における，必要な消火活動要員，消火活動用資機材及び消火活動用水源による東二重大事故等対応への影響について，以下に検討した。

a）消火活動要員に関する評価

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）と，平日勤務時間帯における火災発生時の消火活動に係る要員の動きを，第1.0.16－2表に示す。夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の時間帯は廃止措置室消防隊が不在であるが，現場の監視及び消火活動は十分に対応可能である。また，火災活動に必要な資機材は必要に応じて，東二及び他施設とは別配置としている。以下に詳細を記載する。

（i）夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）

東二当直要員は東二管理区域（建屋内外）及び周辺防護区域を所掌

とし，また，当直守衛員は東海発電所管理区域及び屋外全般を所掌として，火災発生時には初期消火対応及び公設消防への連絡を行う。

初動対応において出動要請を受けた自衛消防隊は，初期消火に引き続いて消火対応を行い，公設消防の到着後は公設消防の指揮下で消火対応を行う。

（ⅱ）平日勤務時間帯

東二当直要員は東二管理区域（建屋内外）及び周辺防護区域を所掌とし，廃止措置室消防隊が東海発電所管理区域を所掌とし，当直守衛員が屋外全般を所掌として，火災発生時には初期消火対応及び公設消防への連絡を行う。

初動対応において出動要請を受けた自衛消防隊は，初期消火に引き続いて消火対応を行い，公設消防の到着後は公設消防の指揮下で消火対応を行う。

自衛消防隊は，隊長と副隊長（夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）は，訓練により力量を確保している宿直当番者）及び当直守衛員７人により構成される。当直守衛員７人により，化学消防自動車及び水槽付消防ポンプ自動車を同時に使用した消火活動が可能である。

当直要員及び当直守衛員が，各々の所掌において火災を発見した場合は，上記のとおり初期消火対応及び公設消防への連絡を行うとともに，当直要員と当直守衛員の間で迅速に情報共有する。

重大事故等発生時において複数個所の同時火災が確認された場合は，災害対策本部の確立前は，当直発電長は火災によるアクセスルート及び重大事故等対応に及ぼす影響等を考慮して消火活動の優先度を判断し，

自衛消防隊を出動させ消火活動にあたる。災害対策本部の確立後においては，当直発電長からの報告を受けた災害対策本部長が上記と同様の観点から消火活動の優先度を判断する。

以上より，東二当直要員，当直守衛員及び自衛消防隊は，元々，災害対策本部体制に所属しており，また，発電所敷地内の火災の消火対応を十分に行うことができることから，東二重大事故等対応には影響しない。

ｂ）消火活動用資機材に関する評価

東二及び他施設（東海発電所及び貯蔵設備）の消火活動用資機材の種類，水源，配備及び設置場所を以下に示す。

消火栓及び消火器は東二，東海発電所及び貯蔵設備に各々設置し，消防用自動車は東二，東海発電所及び貯蔵設備の共用として配備している。

なお，各消火用資機材の水源は東二重大事故等対処設備ではないため，これらの消火活動用資機材を用いた消火活動は東二重大事故等対応に影響しない。

・屋外消火栓（水源：防火水槽及び原水タンク）　　：共用として設置
・屋内消火栓（水源：ろ過水タンク及び多目的タンク）
：東二，東海発電所及び貯蔵設備に各々設置
・消火器　　：東二，東海発電所及び貯蔵設備に各々設置
・化学消防自動車（１台）及び水槽付消防ポンプ自動車（１台）
：共用として配備

ｃ．まとめ

以上より，東二敷地内の他施設（東海発電所及び貯蔵施設）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。

２．２　東海発電所の廃止措置作業における資機材及び廃材等による影響評価

（１）想定事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性

東二と同じ敷地内において,東海発電所では廃止措置作業を行っている。東海発電所の廃止措置作業が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1.0.16－3表に示す。

（２）作業環境による影響評価

東海発電所の廃止措置作業に用いる資機材（クレーン，ユニック車，トラック等）は，基準地震動S_s及び敷地遡上津波により容易に転倒しないように設置し，また，資機材及び廃材（鉄骨等）が荷崩れしないように固縛する。万が一，基準地震動Ｓｓにより資機材及び廃材が転倒又荷崩れした場合でも，屋外の重大事故等対処設備を損壊させない位置及びアクセスルートに必要な通行幅5mを確保できる位置に配置する。特に，クレーンについては，作業により一時的にアームを伸ばした状態で転倒した場合にアクセスルートとして必要な通行幅5mを確保できない場合は，複数のアクセスルートのうち通行可能なルートを使用する。

また，東海発電所の廃止措置作業における資機材及び廃材は，敷地遡上津波によるアクセスルートへの影響を回避するため，資機材については，使用時以外はアクセスルートからできるだけ離れた場所に保管し，廃材もアクセスルートからできるだけ離れた場所に保管する。万が一，資機材及び廃材が流出してアクセスルートへの限定的な影響が確認された場合には，

保有している重機（ホイールローダ）を用いて資機材及び廃材を撤去することでアクセスルートを確保する。

さらに，東海発電所の廃止措置作業に用いる資機材は，竜巻により容易に転倒しないように設置し，また，資機材及び廃材等が荷崩れしないように固縛する。あるいは建屋内に収納又は敷地外から搬出する。万が一，竜巻により資機材及び廃材が転倒又は荷崩れした場合は，発生したがれき等によりアクセスルートへの限定的な影響が考えられるため，保有している重機（ホイールローダ）を用いてがれき等を撤去することで，アクセスルートを確保する。

さらに，竜巻の襲来が予想される場合には，速やかに作業を中断するとともに，建屋搬入口の閉止，クレーンのアームを降ろす，資機材及び廃材については想定（設計）竜巻飛来物以外の物が飛来物とならないように固縛，ネット付設等，車両については退避，固縛等の必要な措置を講じる。

（３）運用対策の実施

東二重大事故等対応に影響を与えないためには,上記3.(2)に記載した東海発電所の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必要である。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規程に基づき実施する。

３．使用済燃料乾式貯蔵設備からの影響

（１）東二原子炉等との同時被災時の貯蔵設備への影響

原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等により，貯蔵設備が同時に被災するような場合の影響として，貯蔵容器の安全

機能（除熱機能，密封機能，遮蔽機能及び臨界防止機能）の喪失が考えられる。そこで，原子炉等との同時被災により貯蔵容器に影響を与えると考えられる自然現象等と,それらによる貯蔵容器への影響を第1.0.16－4表のとおり検討した。

地震については，基準地震動Ｓ$_s$による貯蔵建屋の損壊や貯蔵容器の転倒は発生せず，貯蔵容器の安全機能への影響はないことを確認している。また，その他の自然現象（地震及び津波を除く），外部人為事象，内部火災及び内部溢水が発生しても貯蔵容器の安全機能に影響はない。

以上から，貯蔵容器に影響を与えると考えられる事象として，敷地遡上津波を想定した。

敷地遡上津波による，浸水量評価結果を第1.0.16－4図に示す。解析の結果，給気口がある貯蔵建屋長壁面の最大浸水深は4mであり，地上4.6mの高さに設けられた給気口からは浸入しないものの，大物搬入口扉と床面の隙間等から貯蔵建屋内に浸入する可能性がある。また，貯蔵建屋への津波波力の作用，貯蔵建屋への漂流物の衝突の可能性はあるが，貯蔵建屋が損壊することはない（添付3)。貯蔵建屋内への津波による浸水により，貯蔵建屋内の部材が漂流物となる可能性はあるが漂流物が貯蔵容器に衝突しても密封機能に影響はない（添付4)。さらに，保守的に貯蔵容器の水没を仮定しても密封機能への影響はない（添付5)。

貯蔵建屋が健全で給排気口による空気の自然対流が確保されるため，貯蔵容器の安全機能のうち，除熱機能は確保される。貯蔵容器の形状が維持されるため，密封境界も遮蔽材も健全であり，密封機能及び遮蔽機能は確保される。貯蔵容器内部のバスケット（仕切板）の形状が維持されるため，臨界防止機能は確保される。

上記の検討結果より，原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等によって貯蔵設備が同時に被災する場合においても，貯蔵容器の安全機能に影響がないことを確認した。

以下に，このような状況が発生した場合でも，貯蔵設備が東二の原子炉等の重大事故等対応に影響を与えないことを確認する。

（２）貯蔵設備の想定事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性

東二の原子炉等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の想定事象とその影響の検討結果を第1.0.16－5表に示す。

（３）作業環境による影響評価

貯蔵建屋及び東二の原子炉等の重大事故等対処設備は第1.0.16－1図に示すとおり，敷地内に設置されている。ここでは第1.0.16－4表に基づき，貯蔵設備が重大事故等対処設備に影響を与えるかを検討した。

敷地遡上津波によって貯蔵設備が原子炉建屋に与える影響を評価した結果，敷地遡上津波によって貯蔵建屋部材が損壊し，外部への流出物が生じた場合でも，発生した流出物による影響はないことを確認した（添付6)。

４．評価結果

上記2.～3.の評価及び対策により，東海発電所及び貯蔵設備が東二原子炉等と同時に被災しても，東二重大事故等の対応については影響を与えないことを確認した。

第1.0.16－1表　東海発電所における想定事象と可能性のある影響

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	損壊 流出物	・基準地震動S_s等による東海発電所の建屋倒壊 ・敷地に遡上する津波による東海発電所の屋外機器の流出	・東海発電所の建屋の損壊により，東二原子炉建屋の構造に影響を及ぼす。 ・東海発電所の建屋の損壊及び原子炉内の黒鉛の流出により，屋外の東二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となる。 ・損壊した建屋（がれき）及び原子炉内の黒鉛の流出により，線量場が増加し，東二重大事故等対処作業に影響を及ぼす。
	間接的影響	火災	・地震等による東海発電所の屋外可燃物施設の損壊により発生する火災	
		溢水， 漏洩	・地震等による東海発電所の屋外タンク（水系，薬品系，油系）の損傷により発生する溢水，漏洩	
資源			・東海発電所で発生する火災※1	・原子炉内の黒鉛の燃焼及びその他施設の火災により，東二重大事故等対応に必要な資源（要員，資機材，水源，電源）が確保不可となる。

※1：東海発電所は核燃料が全て搬出済みであるため，全交流動力電源喪失，使用済燃料冷却池スロッシング，使用済燃料冷却池崩壊熱除去機能喪失，使用済燃料冷却池漏洩，核燃料露出（高線量場発生）は想定事象に含めない。

第1.0.16－2表　火災発生時の消火活動要員の動き

夜間及び休日（平日勤務時間帯を除く）				所掌	活動場所	時系列						本部体制の所属	
						初動対応				自衛消防隊到着後	公設消防の現場誘導	初動体制	全体体制
						現場確認	119通報	自衛消防隊出動要請	初期消火				
災害対策本部体制（39名）の要員	初期消火活動要員	当直発電長	1	東二内部	MCR		●	●		運転対応移行※4		当直要員	当直要員
		当直運転員	1		MCR～火災現場	●			●				
		自衛消防隊 自衛消防隊宿直当番者（技術系管理職）	1	※3 東一内部・東二内部・屋外	火災現場					消火対応※5	●	庶務班（防災）	庶務班（防災）
		自衛消防隊 自衛消防隊宿直当番者（管理職）	8		現場指揮本部								
		自衛消防隊 当直守衛員※1（7名）			火災現場								
		当直守衛員（通報連絡責任者）	2	※3 東一内部・屋外	監視所		●	●		対応継続※6			
		当直守衛員（連絡担当）			監視所～火災現場	●			●				
—	廃止措置室消防隊	（不在）											

平日勤務時間帯				所掌	活動場所	時系列						本部体制の所属	
						初動対応				自衛消防隊到着後	公設消防の現場誘導		全体体制
						現場確認	119通報	自衛消防隊出動要請	初期消火				
災害対策本部体制（110名）の要員	初期消火活動要員	当直発電長	1	東二内部	MCR		●	●		運転対応移行※4			当直要員
		当直運転員	1		MCR～火災現場	●			●				
		自衛消防隊 自衛消防隊長	1	※3 東一内部・東二内部・屋外	火災現場					消火対応※5	●		庶務班（防災）
		自衛消防隊 自衛消防副隊長	8		現場指揮本部								
		自衛消防隊 当直守衛員※1（7名）			火災現場								
		当直守衛員（通報連絡責任者）	2	屋外	監視所		●	●		対応継続※6			
		当直守衛員（連絡担当）			監視所～火災現場	●			●				
上記要員外	廃止措置室消防隊（廃止措置管理Gr）	Grマネージャー	1	※3 東一内部	本部		●	●		対応継続※7			
		Gr員	1		火災現場	●			●				
		Gr員	4※2						●				

※1：自衛消防隊のうち当直守衛員（7名）は消防車操作の力量を有する
※2：廃止措置室消防隊のうちGr員の要員数は変動する場合あり
※3：東一：東海発電所のこと
※4：当直発電長及び当直運転員は中央制御室にてプラント運転対応に移行
※5：自衛消防隊長：火災現場で消火活動の指揮，自衛消防副隊長以下8名：火災現場等で消火対応
※6：通報連絡責任者：監視所で連絡の指揮，連絡担当：他火災の連絡業務に備える
※7：廃止措置室消防隊は東Ⅰの火災現場で消火対応実施

第1.0.16－3表　東海発電所の廃止措置作業における資機材及び廃材等に関する想定事象と可能性のある影響

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	損壊 流出物	・基準地震動Ｓ$_s$等による東海発電所廃止措置作業に用いる機材（クレーン等）の転倒又は資材・廃材（鉄骨等）の荷崩れ ・敷地に遡上する津波による東海発電所廃止措置作業に用いる機材（クレーン・廃材（鉄骨等）の流出 ・竜巻による東海発電所廃止措置作業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	・屋外の東二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となる。

第 1.0.16－4 表　自然現象等による貯蔵容器への影響

自然現象又は 外部人為事象等	貯蔵容器への影響
地震 （基準地震動Ｓ$_S$）	・貯蔵建屋の損傷がなく，貯蔵容器の支持架台も健全であることから，貯蔵容器の安全機能に影響はない。
津波 （敷地遡上津波）	・津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物の衝突による貯蔵建屋の損壊はないことを確認している（添付 1)。 ・貯蔵建屋内の漂流物により貯蔵容器の安全機能に影響はないことを確認している（添付 2)。 ・貯蔵建屋内への津波による浸水により，貯蔵容器の密封機能に影響はないことを確認している（添付 3)。
自然現象 （地震及び津波を除く）	・豪雨,暴風,森林火災,積雪,火山降灰等の自然現象により,送電線損傷による外部電源喪失,又は貯蔵容器及び監視設備水没のシナリオが考えられるが，貯蔵容器の安全機能は電源喪失に影響されないことから，貯蔵容器の安全機能への影響はない。
外部人為事象	・航空機落下，ダムの崩壊，爆発，近隣工場等の火災等については，原子炉建屋から貯蔵建屋まで 100m 以上の離隔距離があることにより同時被災しないこと，また，立地的要因により設計上考慮する必要がないこと等から影響はない。
内部火災	・貯蔵建屋内において,電気室及び出入管理室の制御盤・電気盤，また，トレーラエリアと電気室・出入管理室の 2 階部に常時待機している天井クレーンの減速用の潤滑油が可燃物であり，火災発生の可能性がある。 ・しかし，火災区域であるキャスク貯蔵エリアは，電気室及び出入り管理室とコンクリート壁で隔てられ，電気室・出入管理室（及び天井クレーン）から 10m 以上離隔距離があること，また,電気室の制御盤等の可燃物や天井クレーンの潤滑油が発火したとしても火災継続時間は短く，さらに,貯蔵容器自体は不燃材で構成されていることから，火災により貯蔵容器の安全機能への影響はない。
内部溢水	・貯蔵容器は自然冷却により使用済燃料の崩壊熱を除去しており，内部溢水により電源喪失が生じても除熱機能に影響はない。また,貯蔵容器が水没しても，津波の影響評価に包絡され貯蔵容器の密封機能に影響を与えない。

第 1.0.16－5 表　原子炉等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の想定事象とその影響

影響評価項目			想定事象	想定される影響
作業環境	物的影響	損壊，貯蔵建屋外部への流出	敷地遡上津波による貯蔵建屋の大物搬入口扉，遮蔽扉及びガラリ等の流出	重大事故等対処設備の損傷

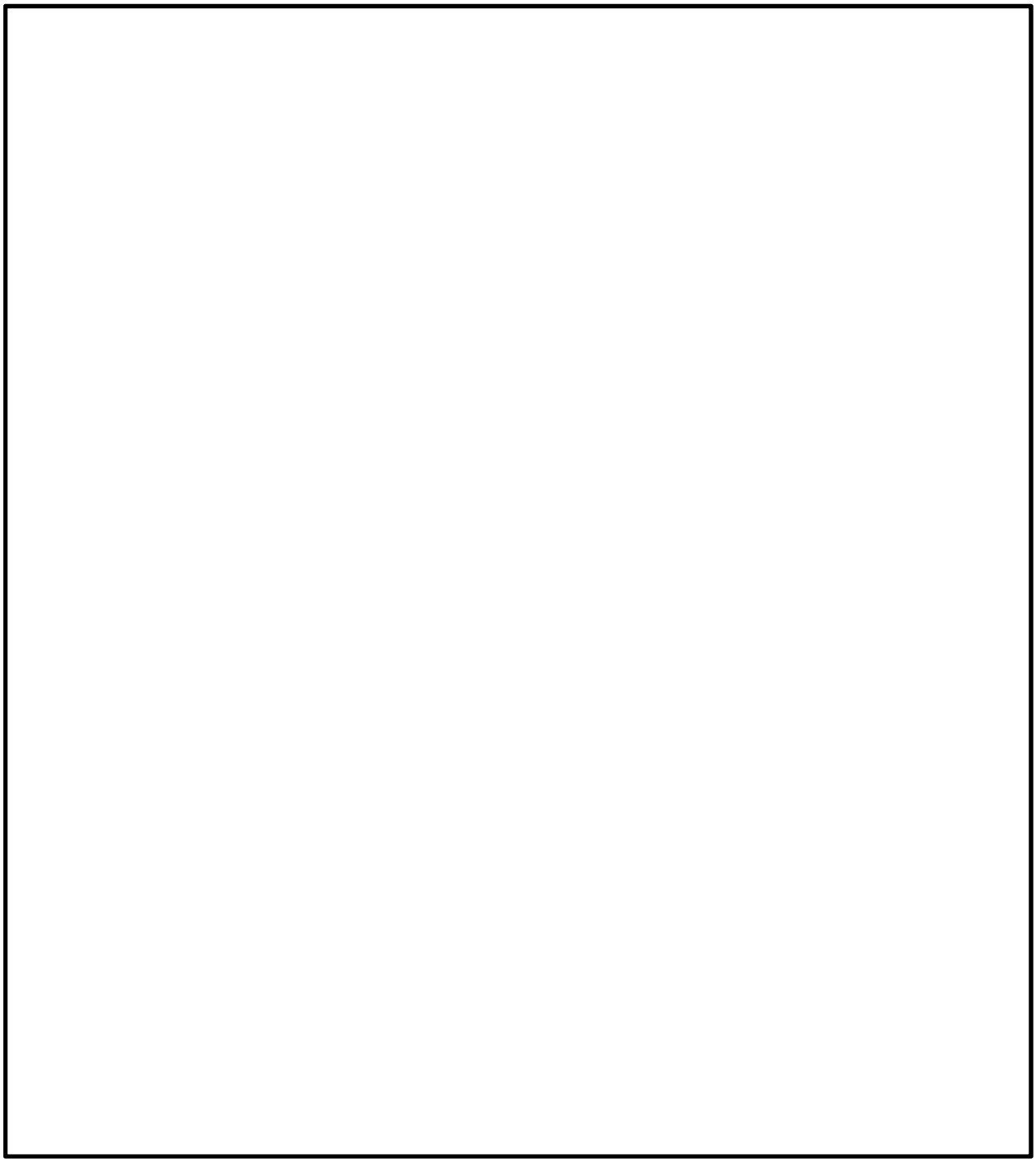
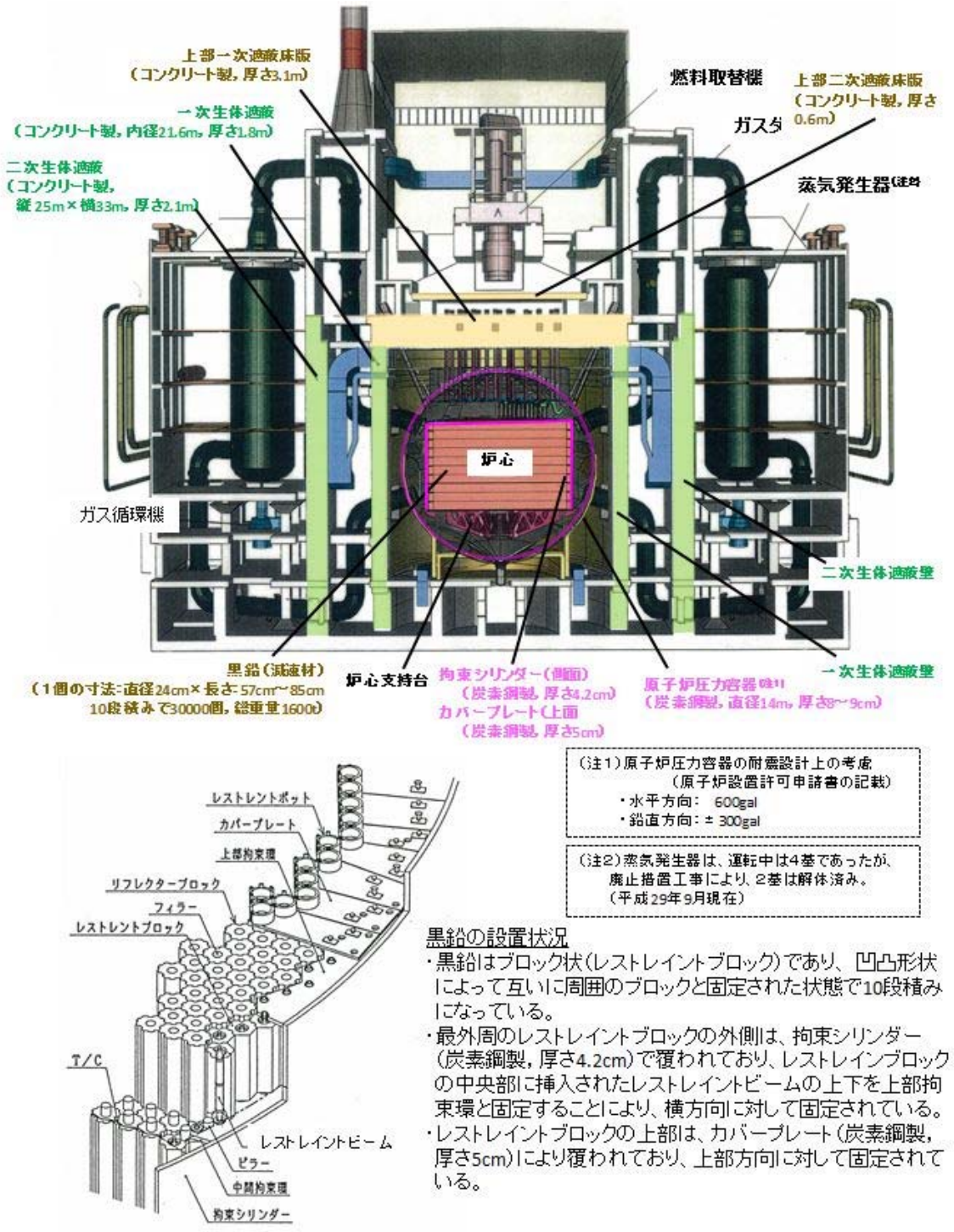
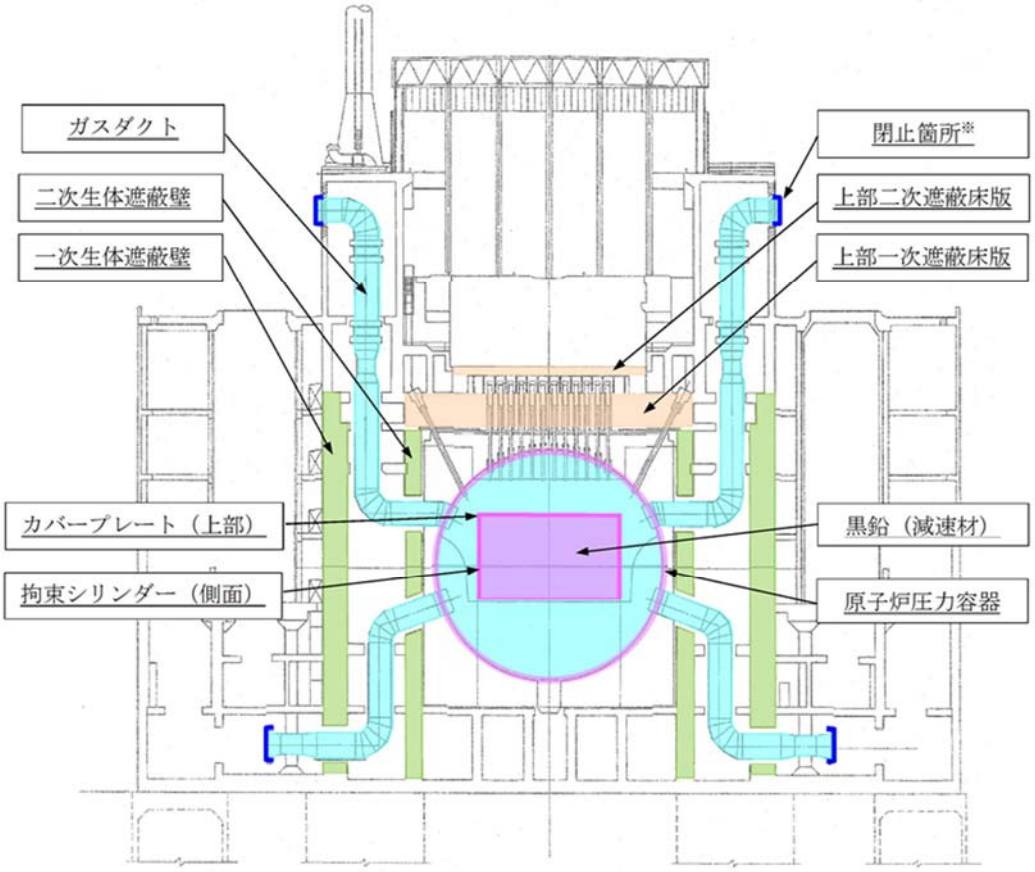


図１　原子炉建屋と重大事故等対応に必要な屋外の重大事故等対処設備，
アクセスルート，東海発電所及び貯蔵設備との位置関係

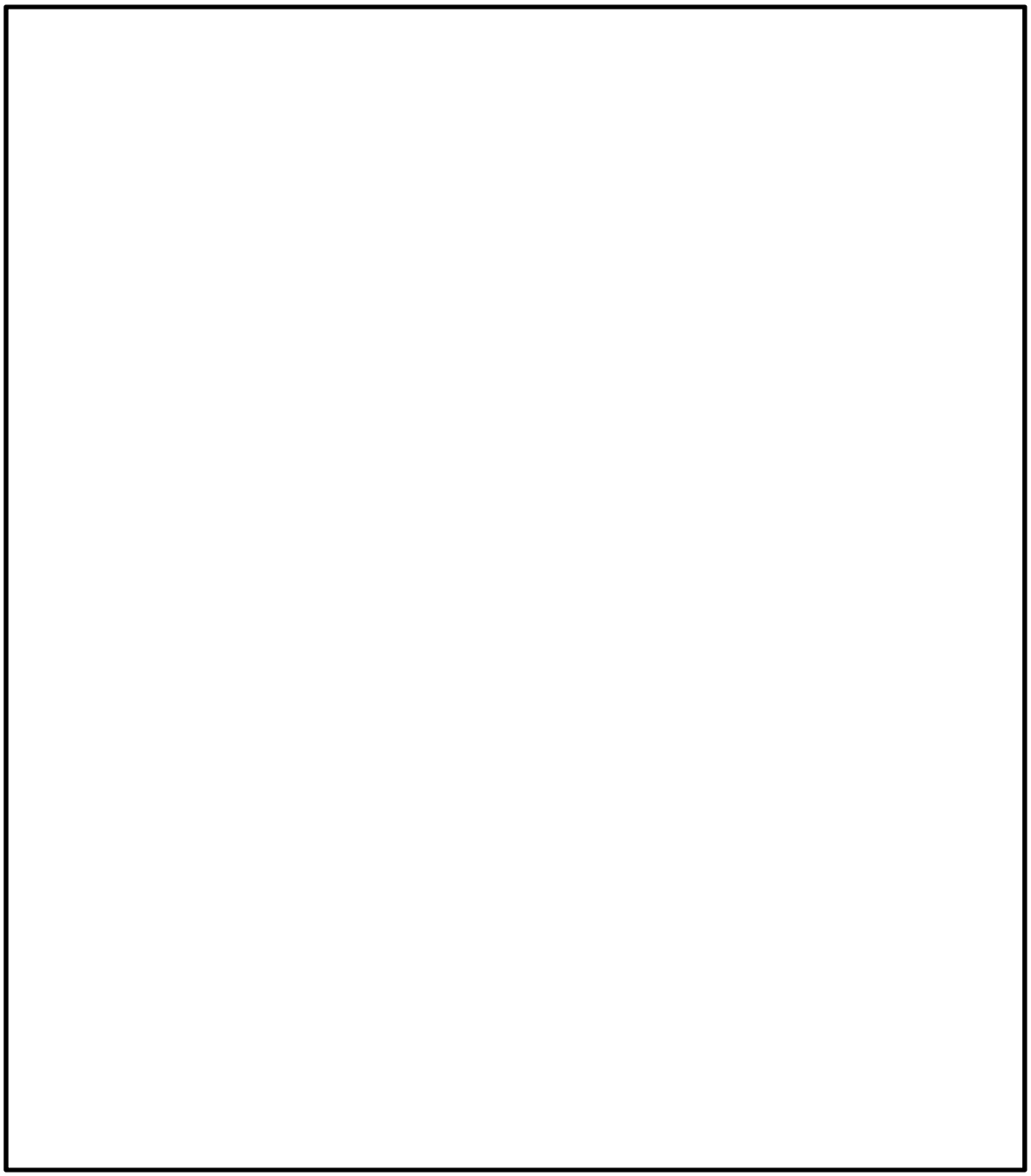


第 1.0.16－2 図　東海発電所の構造及び黒鉛（減速材）の設置状況



原子炉の隔離状態（水色の範囲）
原子炉及び一次系配管（ガスダクト）は，蒸気発生器の手前（８か所）で閉止されている。

第 1.0.16－3 図　東海発電所の原子炉の隔離状況



第 1.0.16－4 図　敷地遡上津波のシミュレーション結果（最大浸水深分布）

添付 1

東海発電所の原子炉建屋損壊時における黒鉛による線量影響について

１．概要

東海発電所は廃止措置中であるが，原子炉内構造物の解体は未着手であり，また，黒鉛が原子炉容器内に保管されている。しかし，黒鉛は原子炉容器内において拘束シリンダー及びカバープレートにより固定されており，また原子炉容器の外側には，一次生体遮蔽，二次生体遮蔽及び原子炉建屋と，多数の壁に覆われている。このため，大規模な自然災害によって東海発電所の原子炉建屋等が損壊しても，原子炉内構造物及び黒鉛が原子炉建屋外に流出することはないと考えられる。また，添付 2 に示すとおり，黒鉛は着火せず，万が一，着火しても燃焼の持続性がないため，燃焼による黒鉛の飛散は生じない。

しかし，原子炉建屋及び原子炉容器の損壊の場所及び程度によっては，東海発電所の原子炉建屋外に線量影響を及ぼす可能性があることから，以下に，放射能量が最も多い黒鉛による線量影響（直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による線量率）を算出し，東二の重大事故等対応への影響について検討した。

２．線量率の計算条件

直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線の共通の計算条件を以下に示す。

（１）線源と評価点の位置関係

黒鉛（線源），ガンマ線の飛程，及び線量率を算出する評価点の関係を図 1 に示す。評価点は，東海発電所の原子炉建屋から最も近いアクセスルートま

での距離を保守的に 100m と設定した。また，黒鉛は原子炉容器内にあるため，実際は地上 6m 程度の高さにあるが，保守的に，評価点（地上 1m 高さ）と同じ高さにあるものとした。黒鉛（線源）の形状は，実際の保管状態の全黒鉛の形状（半径：7m，高さ：4.08m）とし，その中心部からガンマ線が放出されるとした。

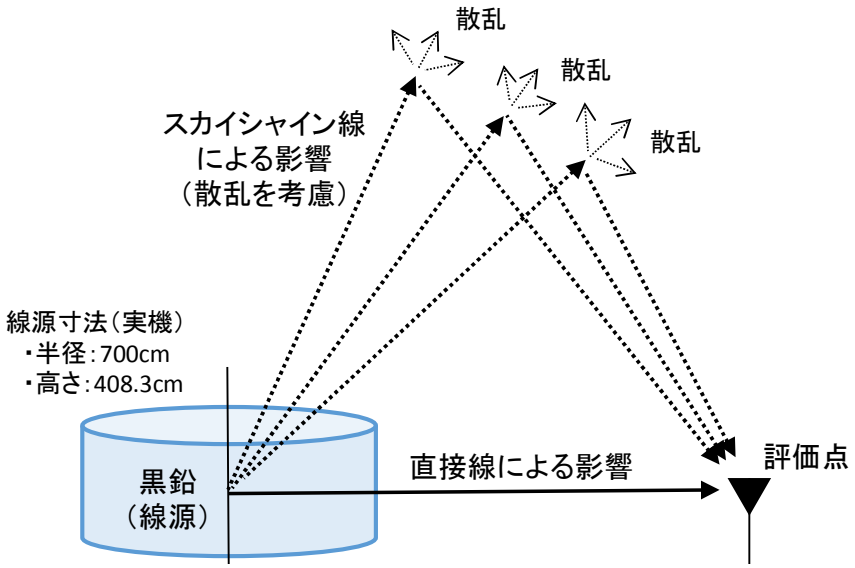


図 1　黒鉛（線源）と評価点の位置関係

（２）線源

黒鉛の線源核種及び放射能は，東海発電所廃止措置計画認可申請書（平成 23 年度申請）の記載値のうち，ガンマ線放出核種として表 1 に示す核種を用いた。

表 1　黒鉛の線源核種及び放射能

核種	放射能（Bq）
Mn54	8.10E+7
Co60	3.10E+13
I129	2.20E+4
Cs134	4.00E+9
Cs137	3.80E+10
Eu152	8.20E+7
Eu154	2.30E+11

（３）計算コード

直接線による線量率は「３次元遮蔽計算プログラム Pre/GAM-D」を用いて計算した。また，スカイシャイン線による線量率は「散乱ガンマ線計算プログラム Pre/GAM-S」を用いて計算した。

３．結論（線量率の算出結果）

原子炉容器，一次生体遮蔽，二次生体遮蔽及び原子炉建屋の全てが損壊した場合におけるアクセスルートの線量率は，直接ガンマ線による線量率は0.02mSv／h，スカイシャインによる線量率は0.005mSv／hと評価される。

いずれの線量率においても，東二の重大事故等対応及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートに影響を及ぼすものではない。

添付 2

東海発電所に貯蔵中の黒鉛の火災による東二重大事故等対応への影響について

１．概要

東海発電所の原子炉容器内部には，炉心を構成する黒鉛（30,000 体，総重量約 1,600t）が貯蔵されている。万が一，黒鉛が大規模な火災によって放射性物質を大気中に放出すると，東二の重大事故等対応への影響が懸念される。

黒鉛の燃焼性に関しては，財団法人　原子力発電技術機構による研究「軽水炉等改良技術確証試験　実用発電用原子炉廃炉設備確証試験に関する調査報告書」（平成 11 年度）において，黒鉛（ブロック状）が火災や金属ドロス※1等によって黒鉛が局部的に加熱されて燃焼し大規模な火災に至る可能性の有無，また，粉じん状の黒鉛による粉じん爆発の発生の可能性について検討されている。本研究結果を踏まえて、黒鉛の燃焼性の観点から，東二重大事故等対応への影響について考察した。

※１　金属の熱加工時に，溶けた材料が溶融物となって付着したもの。
　　金属の溶融物であるため，発生時は約 1200 度と考えられる。

２．黒鉛の燃焼性に関する検討

以下に，財団法人　原子力発電技術機構による黒鉛の燃焼性に関する研究結果の概要を示す。

（１）黒鉛の燃焼が持続する条件（Schweitzer の条件）

大規模な黒鉛火災が発生するには，黒鉛の燃焼が持続することが必要である。黒煙の燃焼が持続するためには，下記の①～⑤の全ての条件を満たすことが必要である。

①黒鉛が 650 度以上に加熱されること。

②黒鉛自体の燃焼熱又は外部の熱源により 650 度以上が維持されること。

③燃焼に必要な酸素（空気）が供給されること。

④黒鉛表面を過冷却（650 度以下となる）することなく，燃焼生成物を除去可能なガス流量が確保されていること。

⑤酸素と黒鉛の配置が燃焼に適したものであること。

（２）黒鉛の燃焼試験

黒鉛の着火及び燃焼の持続に必要な条件を調査するため，各状態を想定した以下の試験が実施されている。

ａ．直接加熱試験

廃止措置工事等の工事作業による黒鉛の着火及び燃焼の持続性への影響を調査するため，鋼材溶断に用いるプラズマトーチ（火炎温度：約 5,000 度～約 10,000 度）を黒鉛に直接あてて，黒鉛の燃焼性を調査した。また，金属ドロスを黒鉛に滴下させ同様に燃焼性を調査した。

試験の結果，プラズマトーチによる過熱により黒鉛は白色発光するものの，着火及び自己発熱による燃焼の持続は見られなかった。また，黒鉛は，ドロスの滴下によって過熱して赤色化することもなく，着火及び自己発熱による燃焼の持続は見られなかった。

ｂ．間接加熱試験

原子炉容器内の火災による黒鉛の着火及び燃焼の持続性への影響を調査するため，原子炉容器の鋼材への影響が想定される雰囲気温度が約 1,500 度である場合の黒鉛の燃焼性について調査を実施した。