添付資料１.０.３

島根原子力発電所２号炉

予備品等の確保及び保管場所について

＜　目　次　＞

1.　重要安全施設 1.0.3-1
2.　予備品等の確保 1.0.3-1
3.　予備品等の保管場所 1.0.3-2

第１表　重要安全施設一覧 1.0.3-3
第２表　予備品及び予備品への取り替えのために必要な機材 1.0.3-5
第１図　予備品等の保管場所及びアクセスルート 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，重要安全施設の取り替え可能な機器，部品等に対する予備品及び予備品への取り替えのために必要な機材等の確保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り替え可能な機器，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あらかじめ確保する。

- 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。

上記の方針に適合する系統として屋外に設置している設備である原子炉補機海水ポンプ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原子炉補機海水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

確保を行う。

また，予備品への取り替え作業に必要な資機材として，がれき撤去等のためのホイールローダ，予備品への取り替え時に使用する重機としてラフタークレーン及び夜間その他の作業環境の対応を想定した可搬型照明をあらかじめ確保する。（第２表参照）

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」に記載する。

なお，設備の復旧作業場所へのアクセスルートについては，第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「保管場所及び屋外のアクセスルート等の点検状況」と同じ点検管理を実施する。

第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の崩壊熱除去機能	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）
原子炉停止後における除熱のための原子炉が隔離された場合の注水機能	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系
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
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
格納容器内又は放射性物質が格納容器内から漏れ出た場所の雰囲気中の放射性物質の濃度低減機能	非常用ガス処理系
格納容器の冷却機能	残留熱除去系（格納容器冷却モード）
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	非常用電源系（直流）
非常用の交流電源機能	ディーゼル発電設備
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	原子炉補機冷却系

安全機能 （設置許可基準規則第 12 条）	系統・設備
冷却用海水供給機能	原子炉補機海水系※
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，自動減圧機能のアキュムレータ 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	原子炉保護系
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	工学的安全施設作動系
事故時の原子炉の停止状態の把握機能	中性子束 原子炉スクラム用電磁接触器の状態又は制御棒位置
事故時の炉心冷却状態の把握機能	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉圧力
事故時の放射能閉じ込め状態の把握機能	原子炉格納容器圧力 格納容器エリア放射線量率 サプレッション・プール水温
事故時のプラント操作のための情報の把握機能	原子炉圧力 原子炉水位（広帯域，燃料域） 格納容器圧力 サプレッション・プール水温 原子炉格納容器水素濃度 原子炉格納容器酸素濃度 排気筒モニタ

※　予備品（第２表　１．予備品）を保管する系統（区分Ⅰ，Ⅱ）

第２表　予備品及び予備品への取り替えのために必要な機材

1.　予備品

名称	仕様	数量※	保管場所※
原子炉補機海水ポンプ 電動機	三相誘導電動機	１台	第１保管エリア (EL50m)

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3.4m^3	３台	第１保管エリア (EL50m) 第３保管エリア (EL13～33m) 第４保管エリア (EL8.5m)

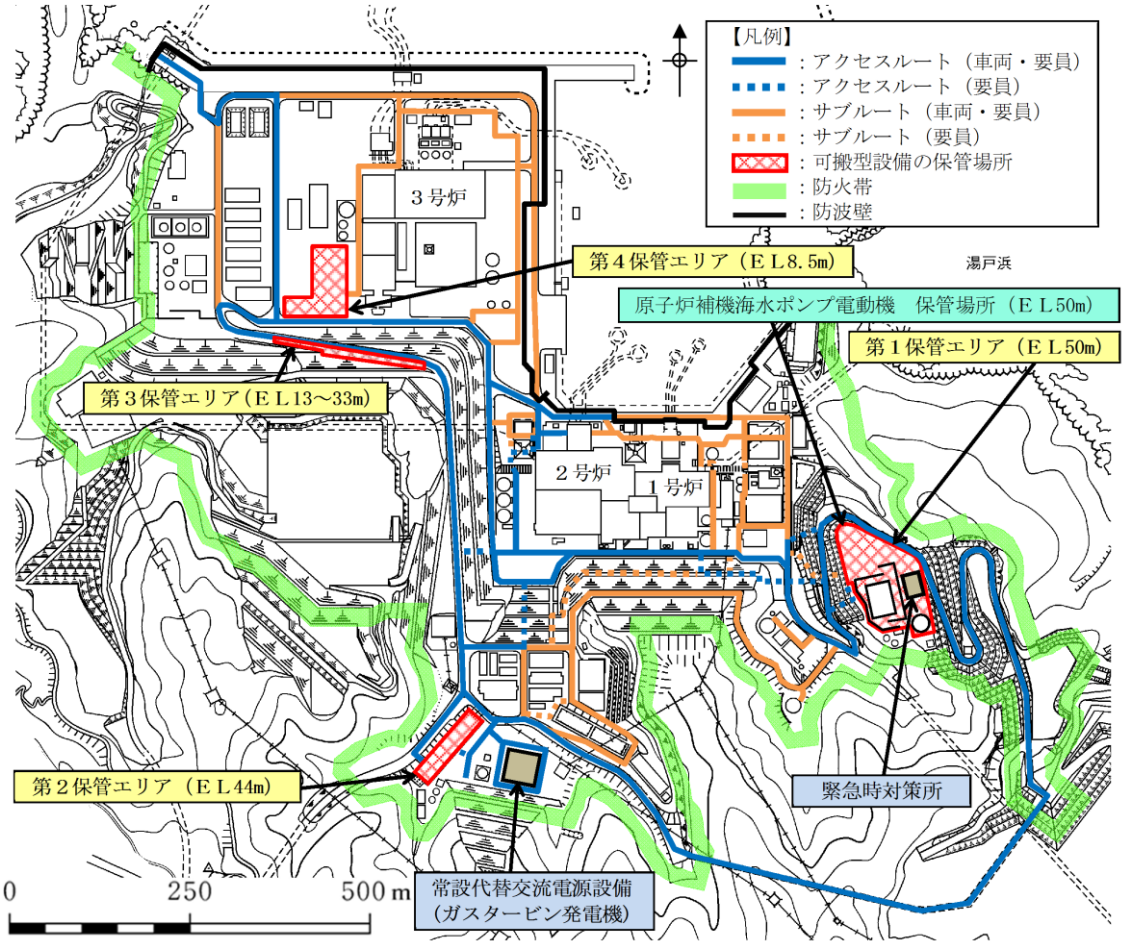
3.　予備品取り替え時に使用する重機

名称	仕様	数量※	保管場所※
ラフタークレーン	最大つり上げ荷重 60ｔ	１台	第１保管エリア (EL50m)

4.　可搬型照明

名称	電源種別	数量※1	保管場所※1
ヘッドライト	乾電池	11 個 （運転員分９個＋予備２個）	中央制御室
		38 個 （免震重要棟で宿泊する要員分 34 個＋予備４個）	免震重要棟
		３個 （第１チェックポイントで当直する要員分２個＋予備１個）	第１チェックポイント
懐中電灯	乾電池	11 個 （運転員分９個＋予備２個）	中央制御室
		11 個 （運転員分９個＋予備２個）	第２チェックポイント
		43 個 （緊急時対策所（対策本部）の初動対応要員分 38 個＋予備５個）	緊急時対策所（対策本部）
		38 個 （免震重要棟で宿泊する要員分 34 個＋予備４個）	免震重要棟
		３個 （第１チェックポイントで当直する要員分２個＋予備１個）	第１チェックポイント
ＬＥＤライト（ランタンタイプ）	乾電池	12 個 （中央制御室対応として中央制御室執務机６個＋中央制御室待避室２個＋予備４個）	中央制御室
		９個 （緊急時対策所（対策本部）の初動対応要員分７個＋予備２個）	緊急時対策所（対策本部）
ＬＥＤライト（三脚タイプ）	蓄電池 交流電源※2	３個 （中央制御室２個＋予備１個）	中央制御室前通路
ＬＥＤライト（フロアタイプ）	蓄電池	４個 （非常用ガス処理系配管の補修用２個＋予備２個）	第２チェックポイント

※１　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。
※２　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給電可能。



第１図　予備品等の保管場所及びアクセスルート

補足１

予備品の確保等の考え方

1.　残留熱除去系（ＲＨＲ）の復旧に関する予備品の確保等について

島根原子力発電所では，アクシデントマネジメント活動の一環として行われる復旧活動に際して，プラントの安全性確保に必要な機能を持つ系統・機器を復旧させる手順を「原子力災害対策手順書（復旧班）」にて整備している。本手順書には，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。）の復旧手順も盛り込まれており，ＲＨＲ系（A），（B）の全ての除熱能力が喪失あるいは低下した際に，「ＲＨＲ系系統異常発生要因フローチャート」により異常のある系統を判断し，「機器別故障原因特定マトリクス」にて故障個所の特定を行い，故障個所に応じた「復旧手順」にて復旧を行う構成としている（第２図）。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り替え可能な機器，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原子炉補機海水系を選定し，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，原子炉補機海水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，残留熱を除去する機能を有するＲＨＲ系は２系統（ＲＨＲ系３系統のうち１系統は注水機能のみ）あり，防波壁等の津波対策及び原子炉建物内の内部溢水対策により区分分離されていることから，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

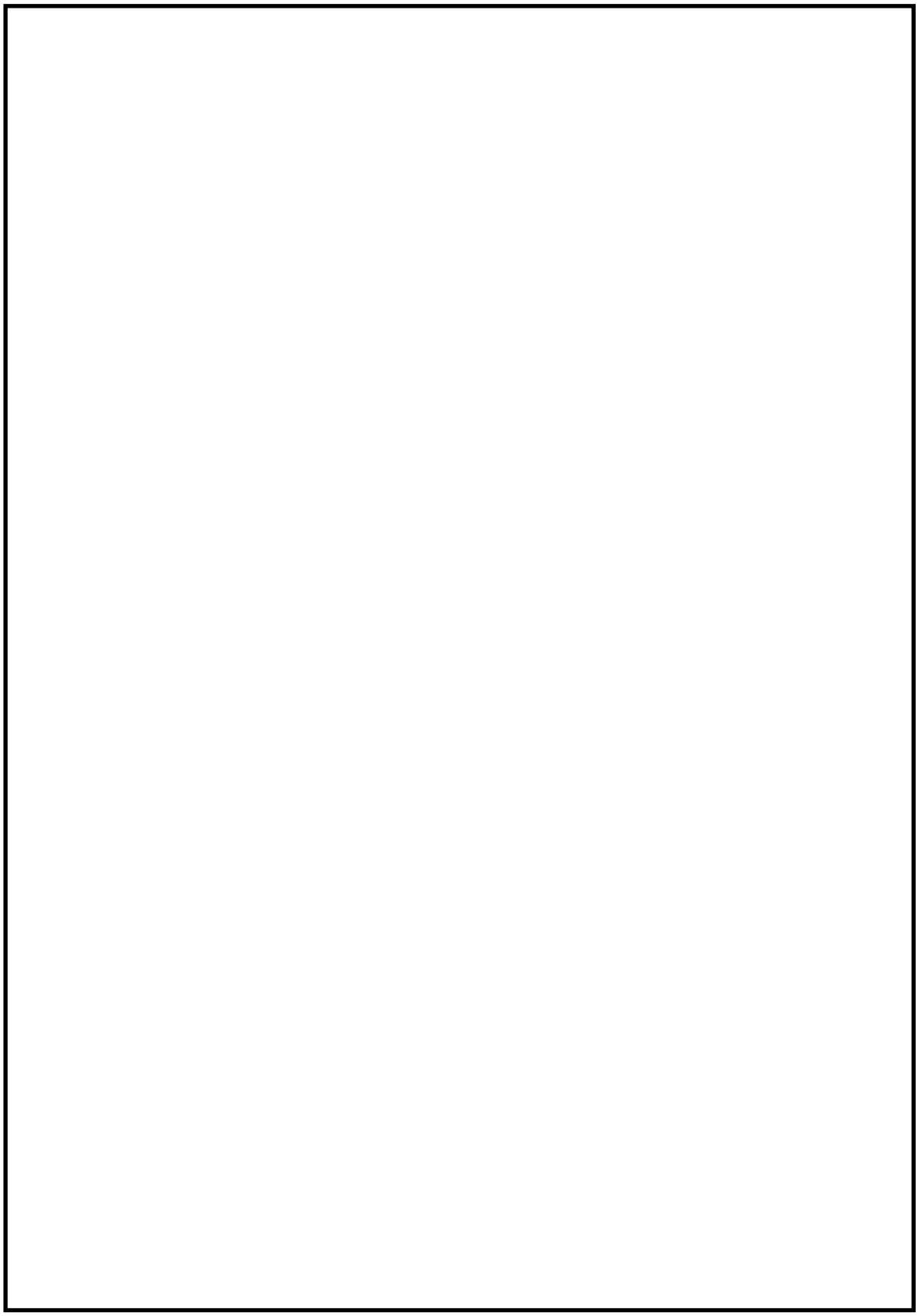
重大事故等発生後の事故対応については，重大事故等対処設備にて対応することにより事故収束を行うことから，必要な作業については当社社員及び協力会社社員で実施できるようにしている。

また，予備品を用いた原子炉補機海水ポンプ電動機の復旧作業は協力会社の支援による実施を考えている。

本復旧作業は事故収束後のプラントの安定状態を継続する上で有効であることから，直営訓練等を通じて復旧手順の整備や作業内容把握，訓練施設において予備品の類似機器を用いた分解点検や組立作業訓練等を通じて現場技能向上への取り組みを継続的に実施していく。

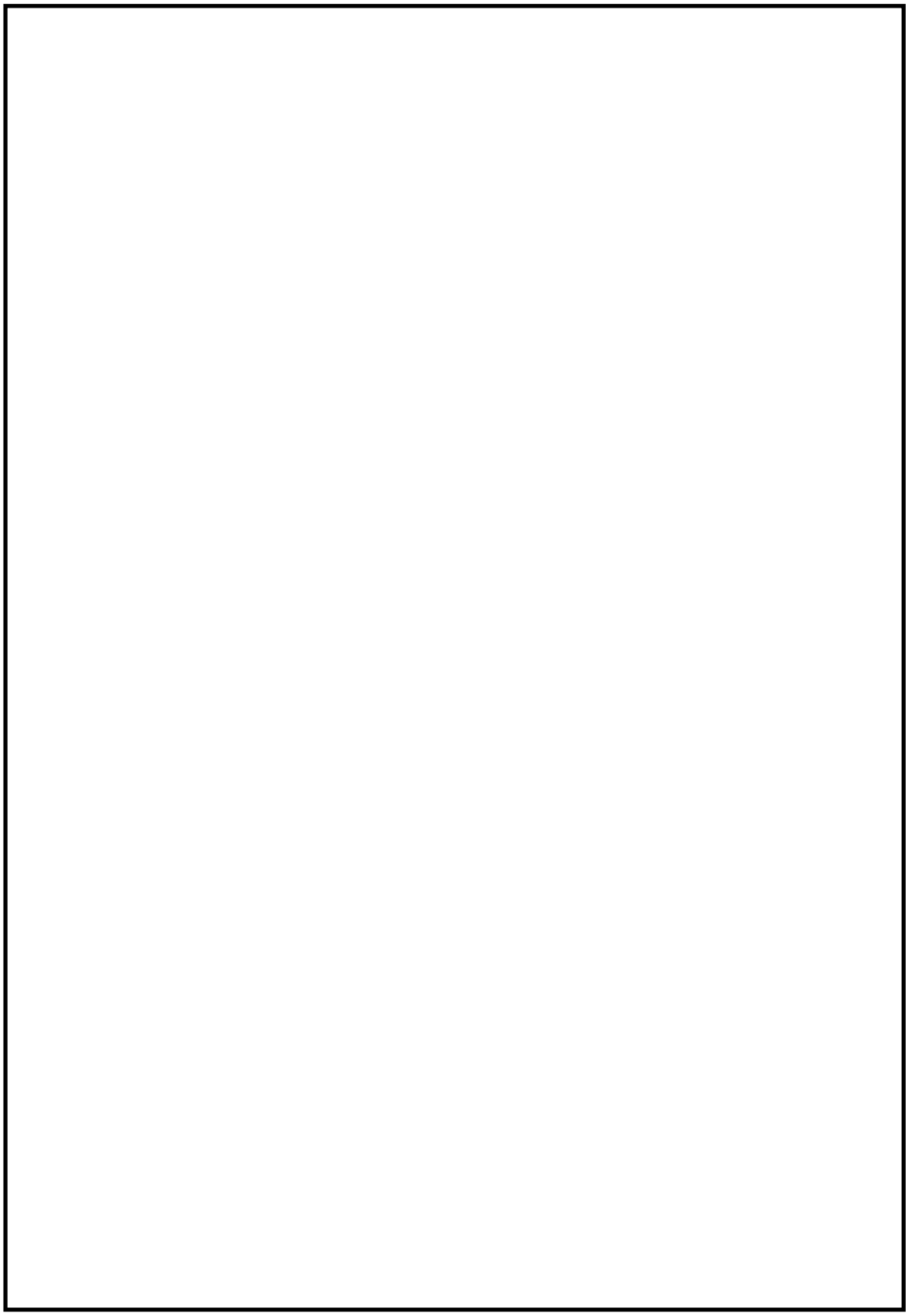
第２図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（１／７）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（２／７）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（３／７）

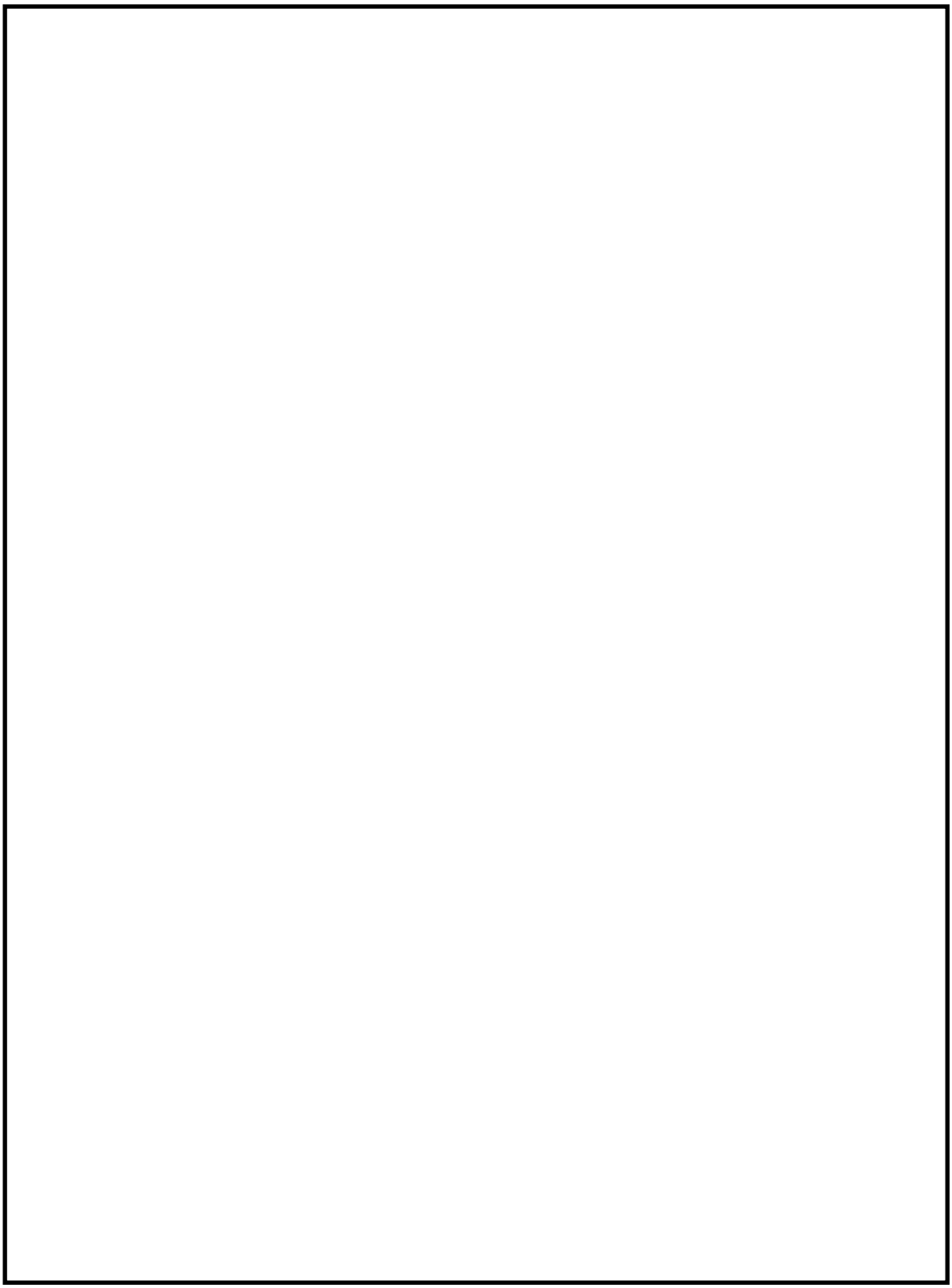
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第２図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（４／７）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

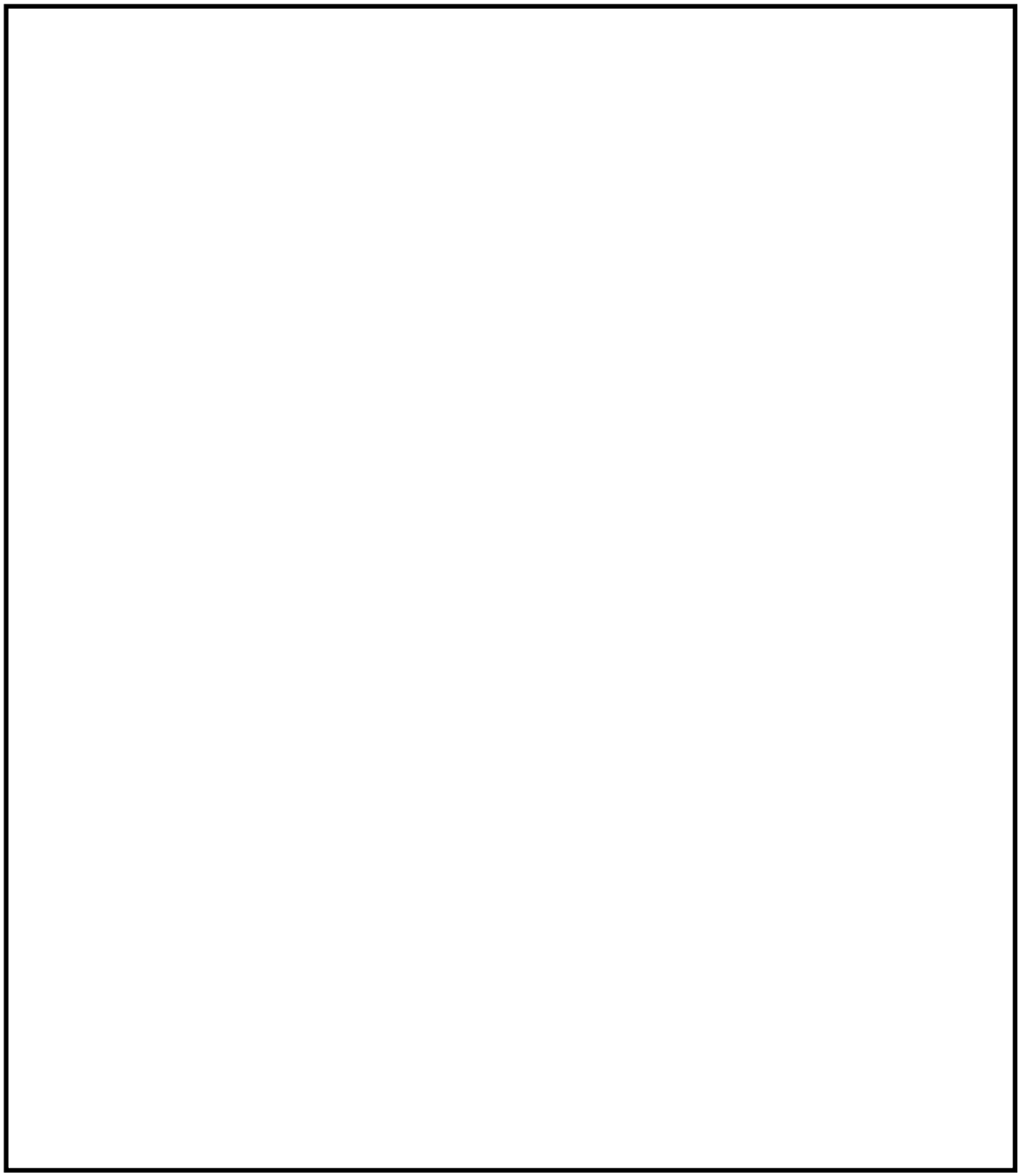
第２図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（５／７）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（６／７）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（７／７）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添付資料 1.0.4

島根原子力発電所２号炉

外部からの支援について

＜目　次＞

1.　事故収束対応を維持するために必要な燃料，資機材 ..... 1.0.4－1
(1)　重大事故等発生後７日間の対応 ..... 1.0.4－1
(2)　重大事故等発生後８日目以降の対応 ..... 1.0.4－1
2.　プラントメーカ及び協力会社による支援 ..... 1.0.4－2
(1)　プラントメーカによる支援 ..... 1.0.4－2
ａ．支援体制 ..... 1.0.4－2
(2)　協力会社による支援 ..... 1.0.4－3
ａ．放射線測定，管理業務等の支援体制 ..... 1.0.4－3
ｂ．緊急時に係る設備の修理・復旧等の支援体制 ..... 1.0.4－3
ｃ．資機材等の輸送に係る支援体制 ..... 1.0.4－3
ｄ．燃料調達に係る支援体制 ..... 1.0.4－4
ｅ．消火，注水活動に係る支援体制 ..... 1.0.4－4
3.　原子力事業者による支援 ..... 1.0.4－4
4.　その他組織による支援 ..... 1.0.4－5
5.　原子力事業所災害対策支援拠点 ..... 1.0.4－7
第１表　発電所構内に確保している燃料（事象発生後７日間の対応）
..... 1.0.4－8
第２表　放射線管理用資機材品名と配備数 ..... 1.0.4－9
第３表　チェンジングエリア用資機材 ..... 1.0.4－12
第４表　その他資機材等（緊急時対策所） ..... 1.0.4－13
第５表　原子力災害対策活動で使用する資料（緊急時対策所） ..... 1.0.4－14
第６表　原子力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
..... 1.0.4－15
第７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，
通信連絡設備の整備状況等 ..... 1.0.4－16
第１図　飛行場外離着陸場の位置 ..... 1.0.4－17
第２図　重大事故等時における発電所外からの支援体制 ..... 1.0.4－18
第３図　防災組織全体図 ..... 1.0.4－19
第４図　原子力事業所災害対策支援拠点 体制図 ..... 1.0.4－20
別紙１　原子力事業所災害対策支援拠点について ..... 1.0.4－21

1.　事故収束対応を維持するために必要な燃料，資機材

(1)　重大事故等発生後７日間の対応

島根原子力発電所では，重大事故等が発生した場合において，当該事故等に対処するために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，重大事故等発生後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順等」から 1.19「通信連絡に関する手順等」にて示す。

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

放射線管理用資機材及びチェンジングエリア用資機材，その他資機材，原子力災害対策活動で使用する資料の数量とその考え方については，第２～５表に示すとおり，外部からの支援なしに重大事故等発生後７日間の活動に必要な資機材等を緊急時対策所等に配備している。重大事故等時において，現場作業では作業環境が悪化していることが予想され，重大事故等に対処する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。このため，要員は，添付資料 1.0.13「重大事故等に対処する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。島根原子力発電所では，第２～５表に示す緊急時対策所，中央制御室の資機材を，今後も継続して配備する。

重大事故等の対応に必要な水源については，輪谷貯水槽等の淡水源に加え，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８日目以降の対応

重大事故等発生後８日目以降の事故収束対応を維持するため，重大事故等発生後６日後までに，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（電源車，通信連絡設備等），主要な設備の取替部品，食料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重大事故等発生後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，他の原子力事業者と，原子力災害発生時における設備及び資機材の融通に向けた検討を進めており，各社が保有する主な設備及び資機材のデータベースを整備し，事業者間でそのリストを共有するとともに，随時，更新を図っている。

2. プラントメーカ及び協力会社による支援

重大事故等時における外部からの支援については，プラントメーカ及び協力会社等から重大事故等時に現場操作対応等を実施する人員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や設備の補修に必要な予備品等の供給及び人員の派遣等について，協議及び合意のうえ，支援計画を定め，「非常災害発生時における応急復旧の支援に関する覚書」を締結し，重大事故等時に必要な支援が受けられる体制を整備している。

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

なお，プラントメーカ，協力会社及び燃料供給会社等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緊急時対策総本部に要請して調達する。

(1) プラントメーカによる支援

重大事故等時における当社が実施する事故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，平常時から必要な連絡体制を整備している。また，事故対応が長期に及んだ場合においても交替要員等の継続的に支援を得られる体制としている。

ａ．支援体制

（平時体制）

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

（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。）第十条第一項に該当する事象又は第十五条第一項に該当する事象（以下「原災法該当事象」という。）（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。
・緊急時の状況評価及び復旧対策に関する助言，電気・機械・計装設備，その他の技術的情報を提供等により当社を支援。

・中長期対応として，プラントメーカ本社等における 1,000 名規模の技術支援体制を構築。
・技術支援については，緊急時対策総本部のみならず，必要に応じて緊急時対策本部でも実施可能。

(2) 協力会社による支援

重大事故等時における当社が実施する事故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 13 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，平常時から必要な連絡体制を整備している。

協力会社 13 社の支援については，重大事故等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，事故対応が中長期に及んだ場合においても交替要員等の継続的な派遣を得られる体制としている。

ａ．放射線測定，管理業務等の支援体制

重大事故等時における放射線測定，管理業務の実施について，協力会社と合意文書を締結している。

ｂ．緊急時に係る設備の修理・復旧等の支援体制

重大事故等時における，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，協力会社と合意文書を締結している。

(a) 移動式代替熱交換設備等への電源ケーブル繋ぎ込み
(b) 原子炉等への注水のためのホース繋ぎ込み
(c) 高圧発電機車等の操作
(d) 大量送水車等の操作
(e) 軽油タンク等からタンクローリへの燃料抜取り
(f) 大量送水車等への燃料補給
(g) がれき等の撤去作業
(h) 機械・計装設備・通信連絡設備等の復旧に関する事項
(i) 仮設事務所等の設置作業
(j) その他原子力施設の応急復旧に必要な作業

ｃ．資機材等の輸送に係る支援体制

島根原子力発電所で重大事故等が発生した場合又は発生のおそれがある場合の陸路による資機材の輸送，空路による資機材及び要員の輸送について，それぞれ協力会社と協定等を結んでいる。

資機材の輸送に当たっては，陸路による輸送を基本とするが，島根原子力発電所又は重大事故等時に設置される支援拠点へのアクセス道路の寸断等により陸路での資機材，要員の輸送が困難な場合には，空路での輸送も実施する。

なお，陸路での輸送及び空路での輸送について，それぞれ運輸会社と契約を結んでいる。

ヘリコプターによる空輸を実施する場合には，広島ヘリポート（広島県広島市）に常駐のヘリコプターを優先して使用し，発電所構内のヘリポート間を往復する。発電所近隣のヘリポートとしては，災害時の飛行場外離着陸場として松江市内の３箇所について，発電所構内のヘリポートとともに契約を結んでいる航空会社から大阪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

島根原子力発電所に重大事故等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と燃料供給の契約を締結している。

また，島根原子力発電所内の備蓄及び近隣からの調達を強化している。

ｅ．消火，注水活動に係る支援体制

島根原子力発電所の構内（建物内含む。）で火災が発生した場合の消火，発電用原子炉や燃料プール注水活動，低圧原子炉代替注水槽等への水補給に関する活動の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から，島根原子力発電所内で訓練を実施するとともに，24 時間交替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」及び「原子力事業における相互協力に関する協定書」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。

「原子力災害時における原子力事業者間協力協定」の内容は以下のとおり。

（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。

（情報連絡）

・各社の原子力事業者防災業務計画に定める警戒事象が発生した場合，すみやかにその情報を他の原子力事業者に連絡する。

（協力要請）

・原災法該当事象の通報を実施した場合，ただちに他の協定事業者に協力要員の派遣及び資機材の貸与に係る協力要請を行う。

（協力の内容）

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

・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６表に示す資機材の貸与他

（支援本部の活動）

・幹事事業者

発災事業者の場所ごとに，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。（当社島根原子力発電所が発災した場合は，それぞれ九州電力株式会社，関西電力株式会社としている。）

幹事事業者は副幹事事業者と協力し，協力要員及び貸与された資機材の受入と協力に係る業務の基地となる原子力事業所支援本部（以下「支援本部」という。）を設置し，運営する。なお，幹事事業者が被災する等，業務の遂行が困難な場合は，副幹事事業者が幹事事業者の任に当たり，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，副幹事事業者を交替することができる。

・支援本部の設置について

当社は，あらかじめ支援本部候補地を４箇所程度設定している。発災事業者は，協力を要請する際に，候補地の中から支援本部の設置場所を決定し伝える。

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

4.　その他組織による支援

原子力事業者は，東京電力福島第一原子力発電所の事故対応の教訓を踏まえ，重大事故等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緊急時対策要員も参加し，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。

（支援要請）

発災事業者は，原災法該当事象の通報後，速やかにその情報を美浜支援センターに連絡するとともに，事態に応じて資機材の提供などの支援要請を行う。

（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支援拠点までの，美浜支援センター要員の派遣や資機材の搬送。
- 支援拠点から発災事業者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うえ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・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運搬等を行う。

（平常時）

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

（要員）
21 名

（資機材）
・遠隔操作資機材（小型・中型ロボット，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（重機搬送用），中型トラック）

5. 原子力事業所災害対策支援拠点

東京電力福島第一原子力発電所の事故において，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，島根原子力発電所においても同様な機能を配置する候補地点をあらかじめ選定し，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，重大事故等時における風向及び放射性物質の拡散範囲等を考慮し，島根原子力発電所からの方位，距離（約 20km 圏内外）が異なる地点を複数選定する。

別紙１の第１図に，支援拠点の候補地を記した地図を示す。島根原子力発電所原子力事業者防災業務計画においては，島根支社（島根県松江市），中国電力ネットワーク株式会社　知井宮変電所（島根県出雲市），広瀬中央公園（島根県安来市）を支援拠点の候補地として定めている。

第２図に防災組織全体図を，第３図に支援拠点の体制図を示す。

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

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

また，支援拠点で使用する主な原子力関連資機材は本社等に確保しており，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７表）

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

第１表　発電所構内に確保している燃料（事象発生後７日間の対応）

プラント状況：２号炉運転中，１号炉廃止措置中，３号炉初装荷燃料装荷前。

事象：ＬＯＣＡ時注水機能喪失は２号炉を想定。

なお，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，緊急時対策所用可搬型電源設備等，プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
２号炉	事象発生直後～事象発生後７日間	７日間の軽油消費量 約 700m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 容量約 730m^3 及びガスタービン発電機用軽油タンク 容量 450m^3 であり ７日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　２台起動。※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.618m^3/h×24h×７日×２台＝543.648m^3		
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　１台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0.927m^3/h×24h×７日×１台＝155.736m^3		
	事象発生直後～事象発生後７日間	７日間の軽油消費量 約 363m^3	
	ガスタービン発電機　１台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2.09 m^3/h×24h×７日×１台＝351.12m^3		
	大量送水車　１台起動。 0.0652m^3/h×24h×７日×１台＝10.9536m^3		
１号炉	事象発生直後～事象発生後７日間	７日間の軽油消費量 約 40m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク容量約 78m^3 であり，７日間対応可能。
	高圧発電機車　１台起動。 0.11 m^3/h×24h×７日×１台＝18.48m^3		
	大量送水車　１台起動。 0.0652 m^3/h×24h×７日×１台＝10.9536m^3		
	・化学消防自動車　１台起動。 0.0275 m^3/h×24h×７日×１台＝4.62m^3 ・小型動力ポンプ付水槽車　１台起動。 0.025 m^3/h×24h×７日×１台＝4.2m^3		
その他	事象発生直後～事象発生後７日間	７日間の軽油消費量 約８m^3	緊急時対策所用燃料地下タンク容量は 45m^3 であり，７日間対応可能。
	緊急時対策所用発電機　１台起動。 0.0469m^3/h×24h×７日×１台＝7.8792m^3		

※１：事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は１台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機２台を起動させて評価した。

第２表　放射線管理用資機材品名と配備数

○防護具

品名	配備数※7		
	緊急時対策所	中央制御室	構内（参考）
汚染防護服	1,155 着※1	210 着※8	約 5,000 着
靴下	1,155 足※1	210 足※8	約 5,000 足
帽子	1,155 着※1	210 着※8	約 5,000 着
綿手袋	1,155 双※1	210 双※8	約 5,000 双
ゴム手袋	2,310 双※2	420 双※9	約 15,000 双
ろ過式呼吸用保護具 （以下内訳）	495 個※3	90 個※10	約 2,100 個
電動ファン付き全面マスク	30 個※5	10 個※12	約 100 個
全面マスク	465 個※15	80 個※16	約 2,000 個
チャコールフィルタ （以下内訳）	1,155 組※1	210 組※8	約 5,100 組
電動ファン付き全面マスク用	210 組※17	70 組※19	約 100 組
全面マスク用	945 組※18	140 組※20	約 5,000 組
被水防護服	578 着※4	105 着※11	約 3,000 着
作業用長靴	30 足※5	10 足※12	約 100 足
高線量対応防護服 （タングステンベスト）	12 着※6	－	約 10 着
セルフエアーセット	－	４台※13	約 50 台
酸素呼吸器	－	３台※14	約 10 台

※１：110 名（１号及び２号炉対応の緊急時対策要員 77 名＋自衛消防隊 15 名＋運転員９名＋余裕，以下同様）×７日×1.5 倍
※２：※１×２重（内側，外側）
※３：110 名×３日（除染による再使用を考慮）×1.5 倍
※４：110 名×７日×1.5 倍×50%（年間降水日数を考慮）
※５：30 名（１号及び２号炉対応の現場復旧班要員 24 名＋放射線管理班要員４名＋余裕）
※６：12 名（プルーム通過直後に対応する現場復旧班要員 12 名）
※７：予備を含む（今後，訓練等で見直しを行う）
※８：10 名（運転員９名＋余裕，以下同様）×２交替×７日×1.5 倍
※９：※８×２重（内側，外側）
※10：10 名×２交替×３日（除染による再使用を考慮）×1.5 倍
※11：10 名×２交替×７日×1.5 倍×50%（年間降水日数を考慮）
※12：10 名
※13：初期対応用３台＋予備１台
※14：インターフェイスシステム LOCA 等対応用２台＋予備１台
※15：※３－※５
※16：※10－※12　※17：※５×７日　※18：※１－※17　※19：※12×７日
※20：※８－※19

・1.5 倍の妥当性の確認について

【緊急時対策所】

全体体制時（１日目），１号及び２号炉対応の要員は緊急時対策要員 77 名＋自衛消防隊 15 名であり，本部要員 49 名，現場要員 28 名及び自衛消防隊 15 名で構成されている。このうち，本部要員は，緊急時対策所を正圧化することにより，防護具類を着用する必要がないが，全要員は 12 時間を目途に１回交替するため，２回の交替分を考慮する。また，現場要員 28 名は，１日に６回現場に行くことを想定する。自衛消防隊は火災現場には消防服で出向し，防護具類を着用する必要がないため考慮しない。

プルーム通過以降（２日目以降），１号及び２号炉対応の要員は緊急時対策要員60名であり，本部要員46名及び現場要員14名で構成されている。このうち，本部要員は，緊急時対策所を正圧化することにより，防護具類を着用する必要がないが，全要員は７日目以降に１回交替するため，１回の交替分を考慮する。また，現場要員は１日に２回現場に行くことを想定する。自衛消防隊は火災現場には消防服で出向し，防護具類を着用する必要がないため考慮しない。

また，中央制御室の交替要員は，緊急時対策所から中央制御室に行くため，１日２回の交替分を考慮する。

92名×２交替＋28名×６回＋60名＋14名×２回×６日＋９名×２回×７日＝706着＜1,155着

【中央制御室】

要員数９名は，運転員（中央制御室）５名と運転員（現場）４名で構成されている。このうち，運転員（中央制御室）は，中央制御室内を正圧化することにより，防護具類を着用する必要がない。ただし運転員は２交替を考慮し，交替時の１回着用を想定する。また，運転員（現場）は，１日に１回現場に行くことを想定している。

９名×１回×２交替×７日＋４名×１回×２交替×７日＝182 着＜210 着

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

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

○計測器（被ばく管理，汚染管理）

品名		配備台数※10	
		緊急時対策所	中央制御室
個人線量計	電子式線量計	110 台※1	10 台※2
	ガラスバッジ	110 個※1	10 個※2
ＧＭ汚染サーベイ・メータ		４台※3	３台※4
電離箱サーベイ・メータ		５台※5	２台※6
可搬式エリア放射線モニタ		２台※7	３台※8
ダストサンプラ		２台※9	２台※9

※１：110 名（１号及び２号炉対応の緊急時対策要員 77 名＋自衛消防隊 15 名名＋運転員９名＋余裕）

※２：10 名（運転員９名＋余裕）

※３：緊急時対策所内モニタリング用１台＋チェンジングエリア用２台＋予備１台

※４：中央制御室内外モニタリング用１台＋チェンジングエリア用１台＋予備１台

※５：緊急時対策所内モニタリング用１台＋屋外モニタリング用３台＋予備１台

※６：中央制御室内外モニタリング用１台＋予備１台

※７：緊急時対策所の居住性（線量率）を確認するための重大事故等対処設備として１台＋予備１台（緊急時対策本部に１台設置する。設置のタイミングは，チェンジングエリア設営判断と同時（原災法該当事象））

※８：中央制御室内用１台＋チェンジングエリア用１台＋予備１台（設置のタイミングは，チェンジングエリア設営判断と同時（原災法該当事象））

※９：室内のモニタリング用１台＋予備１台

※10：予備を含む（今後，訓練等で見直しを行う）

○飲食料等

品名	配置数※10	
	緊急時対策所	中央制御室
飲食料※1 ・食料 ・飲料水（1.5 リットル）	 2,310 食※4 1,540 本※5	 210 食※7 140 本※8
簡易トイレ※2	1 式	1 式
安定よう素剤※3	880 錠※6	160 錠※9

※１：プルーム通過中に緊急時対策所から退出する必要がないように，余裕数を見込んで７日分以上の食料及び飲料水を緊急時対策本部に配備する。
※２:プルーム通過中に緊急時対策所又は中央制御室待避室から退出する必要がないよう,また，本設のトイレが使用できない場合に備え，簡易トイレを配備する。
※３：初日に２錠，２日目以降は１錠／日服用する。
※４：110 名（１号及び２号炉対応の緊急時対策要員 77 名＋自衛消防隊 15 名＋運転員９名＋余裕，以下同様）×７日×３食
※５：110 名×７日×２本（1.5 リットル／本）
※６：110 名×８錠（初日２錠＋２日目以降１錠／日×６日）
※７：10 名（運転員９名＋余裕，以下同様）×７日×３食
※８：10 名×７日×２本
※９：10 名×８錠（初日２錠＋２日目以降１錠／日×６日）×２交替
※10：予備を含む（今後，訓練等で見直しを行う。）

○薬品防護具類

品名	配備数※1	
	緊急時対策所	中央制御室
化学防護服	40 セット※2，3	10 セット※2，4
化学防護手袋		
化学防護長靴		
全面マスク		
チャコールフィルタ		

※１：予備を含む（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。
※３：40 名（１号及び２号炉対応の現場復旧班要員 24 名＋放射線管理班要員４名＋余裕）
※４：10 名（運転員９名＋余裕）

第３表　チェンジングエリア用資機材

名称	数量※1		根拠
	緊急時対策所	中央制御室	
チェンジングエリア区画資材	－	１式	チェンジングエリアの運用に必要な数量
養生シート	５巻※2	２巻※12	
バリア	５個※3	４個※13	
粘着マット	４枚※4	４枚※14	
装備回収箱	８個※5	６個※15	
ヘルメット掛け	１式	１式	
ポリ袋	300 枚※6	200 枚※16	
テープ	24 巻※7	12 巻※17	
ウエス	１箱※8	１箱※18	
ウェットティッシュ	５個※9	５個※19	
はさみ	１個	１個	
マジック	２本	２本	
簡易テント	１台※10	１台※20	
簡易シャワー	１台	１台	
簡易タンク	１台	１台	
トレイ	１個	１個	
バケツ	２個	２個	
ベルトパーテーション	３本※11	－	
可搬式空気浄化装置	１台	１台	
チェンジングエリア用照明	－	２個	

※１　今後，訓練等で見直しを行う。
※２　約130㎡（床，壁の養生面積（エリア全面張替え１回分））×２（補修張替え等）
　　÷90㎡／巻×1.5倍≒５巻（養生シート損傷，汚染時等）
※３　５個（各エリア間設置箇所数）
※４　２枚（設置箇所数）×２（汚染時の交換用）＝４枚
※５　８個（設置箇所数）
※６　８枚（設置箇所）×３枚／日（１日交換回数）×７日×1.5倍＝252枚→300枚
※７　約230m（養生エリアの外周距離（エリア全面張替え１回分））×２（補修張替え等）
　　÷30m／巻×1.5倍＝23巻→24巻（養生シート損傷，汚染時等）
※８　1,200枚／箱（除染等）
※９　120枚／個（除染等）
※10　960mm×960mm×1,600mm（除染エリア設置）
※11　３本（設置箇所数）
※12　約35㎡（床，壁の養生面積）×３（エリア全面張替え１回分＋補修張替え等）
　　÷90㎡／巻×1.5倍≒２巻（養生シート損傷，汚染時等）
※13　４個（各エリア間設置箇所数）
※14　２枚（設置箇所数）×２（汚染時の交換用）＝４枚
※15　６個（設置箇所数）
※16　６枚（設置箇所）×３枚／日（１日交換回数）×７日×1.5倍＝189枚→200枚
※17　約80m（養生エリアの外周距離）×３（エリア全面張替え１回分＋補修張替え等）
　　÷30m／巻×1.5倍＝12巻（養生シート損傷，汚染時等）
※18　1,200枚／箱（除染等）
※19　120枚／個（除染等）
※20　960mm×960mm×1,600mm（除染エリア設置）

第４表　その他資機材等（緊急時対策所）

名称	仕様等	数量
酸素濃度計	・測定範囲：0.0～25.0vol％ ・測定精度：±0.5vol％ ・電　　源：単３形乾電池２本 ・検知原理：ガルバニ電池式 ・管理目標：19.0vol％以上（鉱山保安法施行規則）	２台※1
二酸化炭素濃度計	・測定範囲：0～10,000ppm ・測定精度：±500ppm ・電　　源：単４形乾電池２本 ・検知原理：非分散形赤外線式（NDIR） ・管理目標：1.0％以下（鉱山保安法施行規則）	２台※1
一般テレビ （回線，機器）	報道や気象情報等を入手するため，一般テレビ（回線，機器）を配備する。	１式
社内パソコン （回線，機器）	社内情報共有に必要な資料，書類等を作成するため，社内パソコンを配備するとともに，必要なインフラ（社内回線）を整備する。	１式

※１：予備を含む。

第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．島根原子力発電所サイト周辺地図 ①　島根原子力発電所周辺地図（1/25,000） ②　島根原子力発電所周辺地図（1/50,000）
２．島根原子力発電所サイト周辺航空写真パネル
３．島根原子力発電所周辺環境モニタリング関係データ 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
４．島根原子力発電所周辺人口関連データ ①　方位別人口分布図 ②　集落の人口分布図 ③　市町村人口表
５．島根原子力発電所原子炉設置（変更）許可申請書
６．島根原子力発電所系統図及び配置図（各ユニット） ①　系統図 ②　プラント配置図
７．島根原子力発電所防災関係規程類 ①　原子炉施設保安規定 ②　原子力事業者防災業務計画 ③　異常事象発生時の対応要領
８．島根原子力発電所気象観測データ ①　統計処理データ ②　毎時観測データ
９．島根原子力発電所主要系統模式図（各ユニット）
10．島根原子力発電所プラント主要設備概要（各ユニット）
11．プラント関係プロセス及びエリア放射線計測配置図（各ユニット）
12．原子炉安全保護系ロジック一覧表（各ユニット）
13．事故時操作要領書

第６表　原子力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
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
放射線測定用車両
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
可搬式モニタリング・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７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，通信連絡設備の整備状況等

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，支援拠点を開設する際，持ち込むこととしている。

○通信連絡設備

資機材	数量	保管場所
保安電話（災害時優先）	５台	本社
可搬型衛星通信機器 （電話，ＦＡＸ）	１局	中国電力ネットワーク株式会社 山陰統括ネットワークセンター 母衣町事務所

○計測器

資機材	数量	保管場所
表面汚染密度測定用サーベイ・メータ	12 台	本社
ガンマ線測定用サーベイ・メータ	４台	本社
個人用外部被ばく線量測定器	270 個	本社

○出入管理

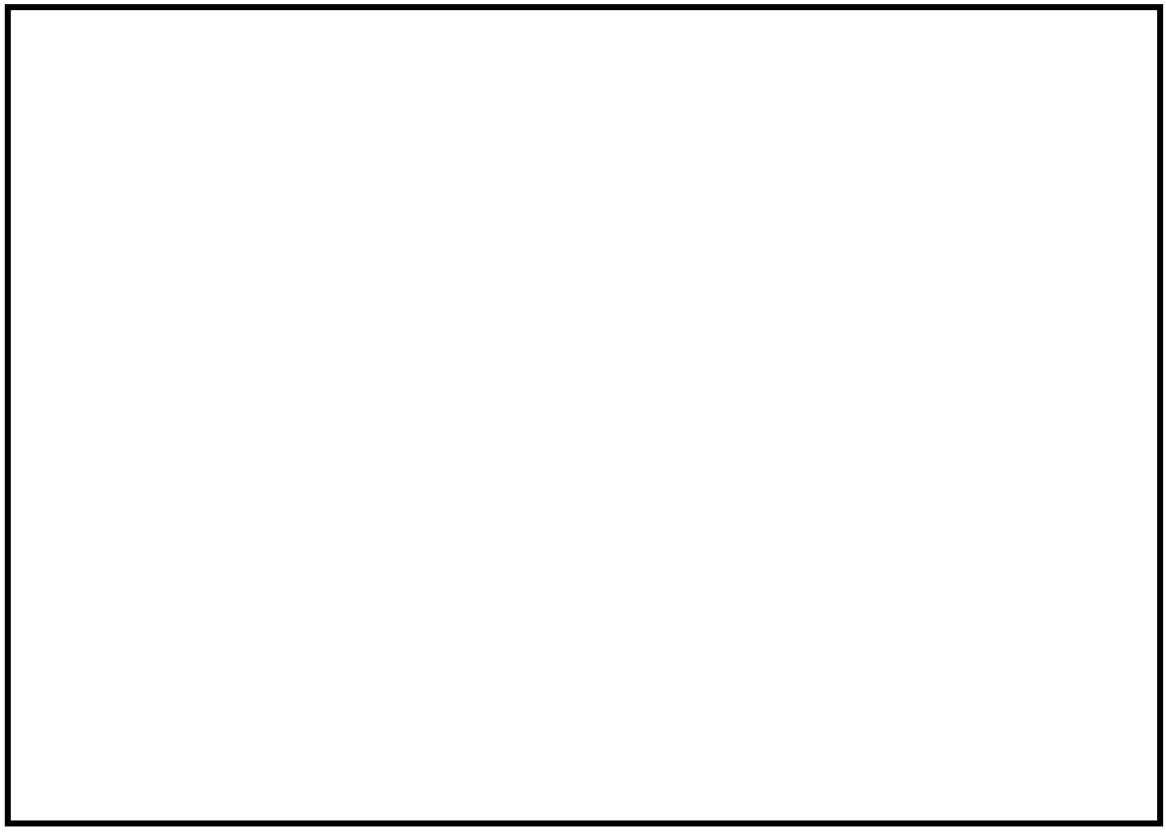
資機材	数量	保管場所
入構管理証発行用機材	２台	本社
作業者証発行用機材	２台	本社

○防護具

資機材	数量	保管場所
汚染防護服	1,800 着	宇品東ビル
フィルタ付防護マスク	450 個	宇品東ビル

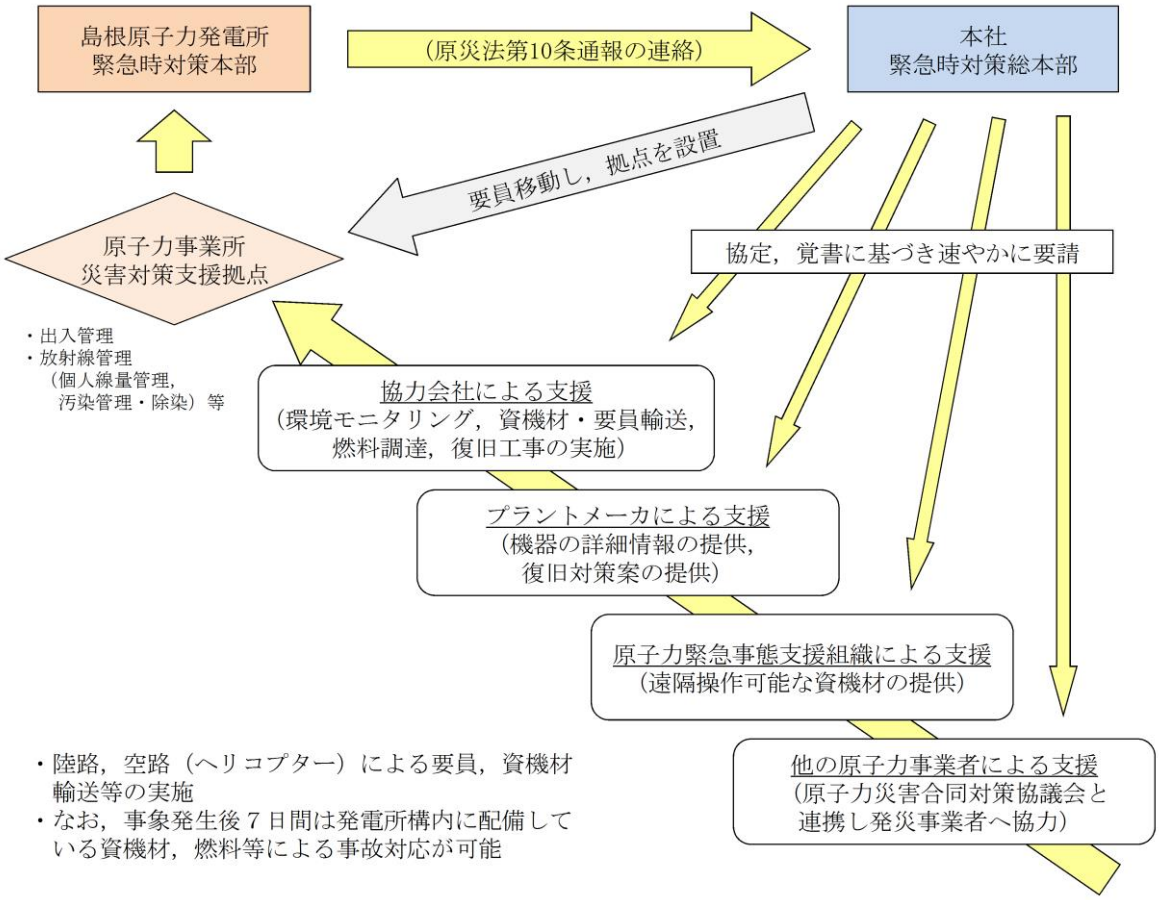
○その他

資機材	数量	保管場所
安定よう素剤	3,240 錠	宇品東ビル
可搬式発電機	２台	宇品東ビル

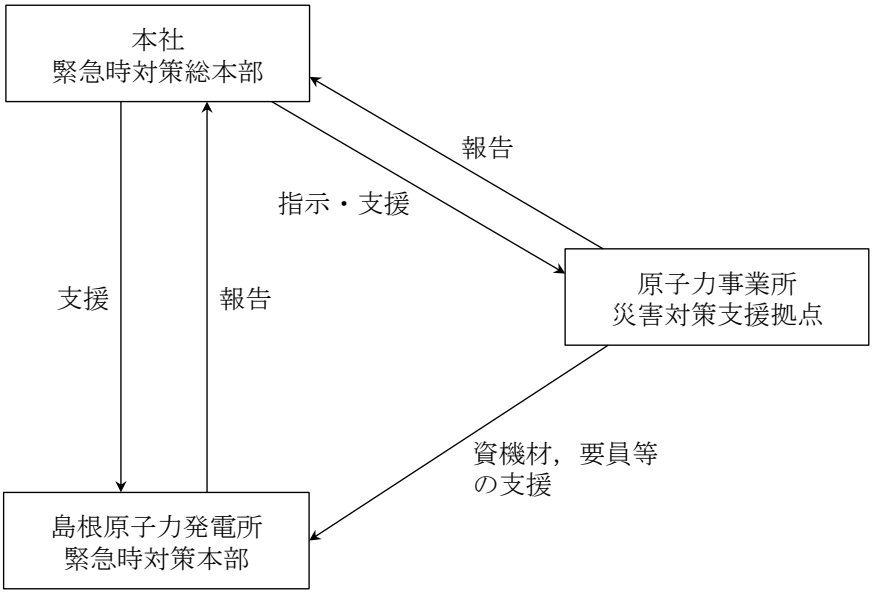


第１図　飛行場外離着陸場の位置

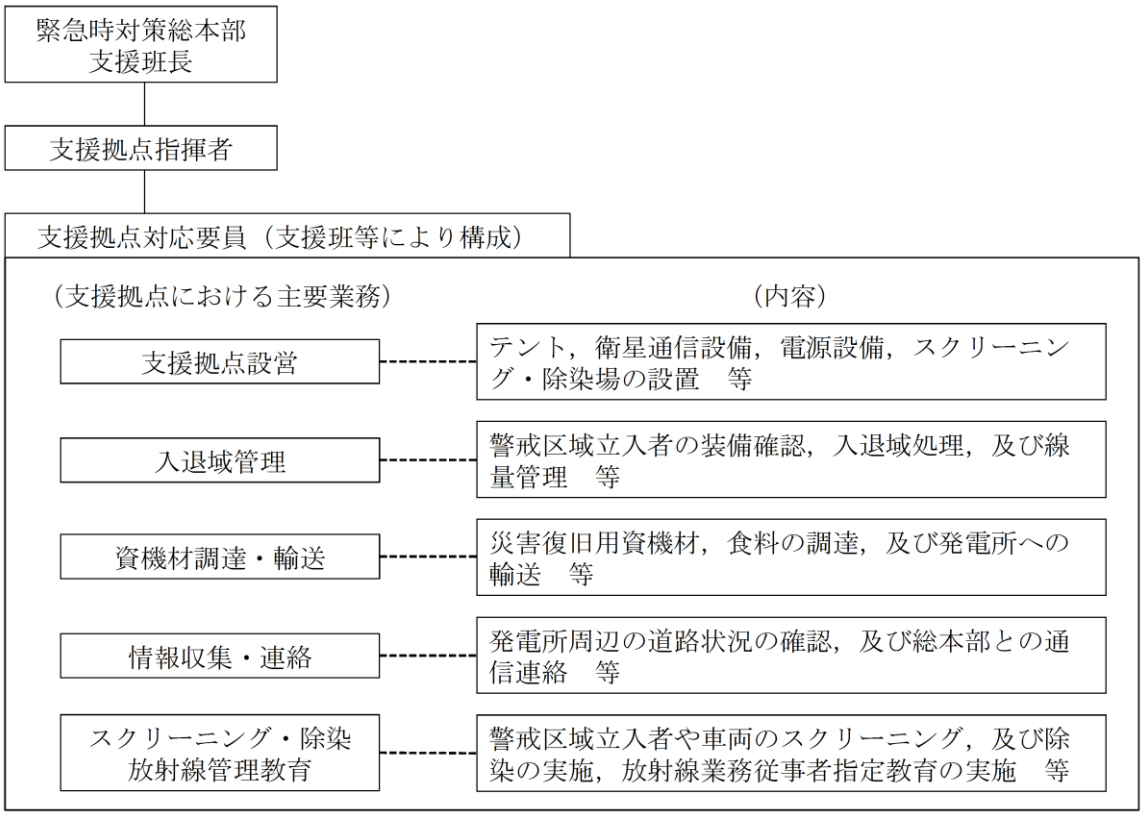
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　重大事故等時における発電所外からの支援体制


本社
緊急時対策総本部
報告
指示・支援
支援
報告
原子力事業所
災害対策支援拠点
資機材，要員等
の支援
島根原子力発電所
緊急時対策本部

第３図　防災組織全体図



第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

島根支社

所在地	島根県松江市母衣町 115
発電所からの方位，距離	南東約９km
敷地面積	約 6,300m^2
非常用電源	可搬式発電機
通信機器	・可搬型衛星通信機器（電話，FAX） ・保安電話（災害時優先） ・一般電話・FAX ・衛星携帯電話
その他	消耗品類（燃料，食料，飲料水等）は最寄りの小売店より調達 駐車場は島根支社から約４km 先に位置する自社関連会社の敷地を使用

中国電力ネットワーク株式会社　知井宮変電所

所在地	島根県出雲市知井宮町 1756-7
発電所からの方位，距離	南西約 34km
敷地面積	約 8,100m^2
非常用電源	可搬式発電機
通信機器	・可搬型衛星通信機器（電話，FAX） ・保安電話（災害時優先）
その他	消耗品類（燃料，食料，飲料水等）は最寄りの小売店より調達

広瀬中央公園

所在地	島根県安来市広瀬町広瀬 307
発電所からの方位，距離	南東約 25km
敷地面積	約 35,000m^2
非常用電源	可搬式発電機
通信機器	・可搬型衛星通信機器（電話，FAX） ・保安電話（災害時優先）
その他	消耗品類（燃料，食料，飲料水等）は最寄りの小売店より調達



第１図　原子力事業所及び原子力事業所災害対策支援拠点の位置

添付資料 1.0.5

島根原子力発電所２号炉

重大事故等への対応に係る文書体系

＜目　次＞

1.　重大事故等への対応に係る文書体系 1.0.5-1

第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 1.0.5-3
第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） 1.0.5-4

1.　重大事故等への対応に係る文書体系

実用発電用原子炉の設置，運転等に関する規則（以下「実用炉規則」という。）第九十二条（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，島根原子力発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）第 108 条の２（重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備）及び第 108 条の３（大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備）に，以下の内容を新たに規定することとしている。

・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な要員の配置
・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な要員に対する毎年１回以上の教育及び訓練
・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な電源車，送水車，ホース及びその他の資機材の配備
・重大事故等発生時等における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な事項（炉心の著しい損傷を防止するための対策に関すること，原子炉格納容器の破損を防止するための対策に関すること，燃料プール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，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，緊急時対策要員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（規定類の作成）に基づき「設備別運転要領書　別冊　警報発生時の措置」，「事故時操作要領書（事象ベース）」，「事故時操作要領書（徴候ベース）」及び「ＡＭ設備別操作要領書」，保安規定第 110 条（原子力防災資機材等の整備）に基づき「事故時操作要領書（シビアアクシデント）」を作成し，それぞれ具体的な対応を定めている。これらは，第１図に示すとおり二次文書である「運転管理要領」に繋がる三次文書として整理している。

また，緊急時対策要員が使用する手順書は，保安規定第９章　緊急時の措置（第 108 条～第 117 条）に基づく二次文書「緊急時の措置要領」に繋がる三次文書として，「事故時操作要領書（ＡＭガイドライン）」，「緊急時対策本部対応手順書」，「原子力災害対策手順書」及び「緊急時対策所運用手順書」を定めている。

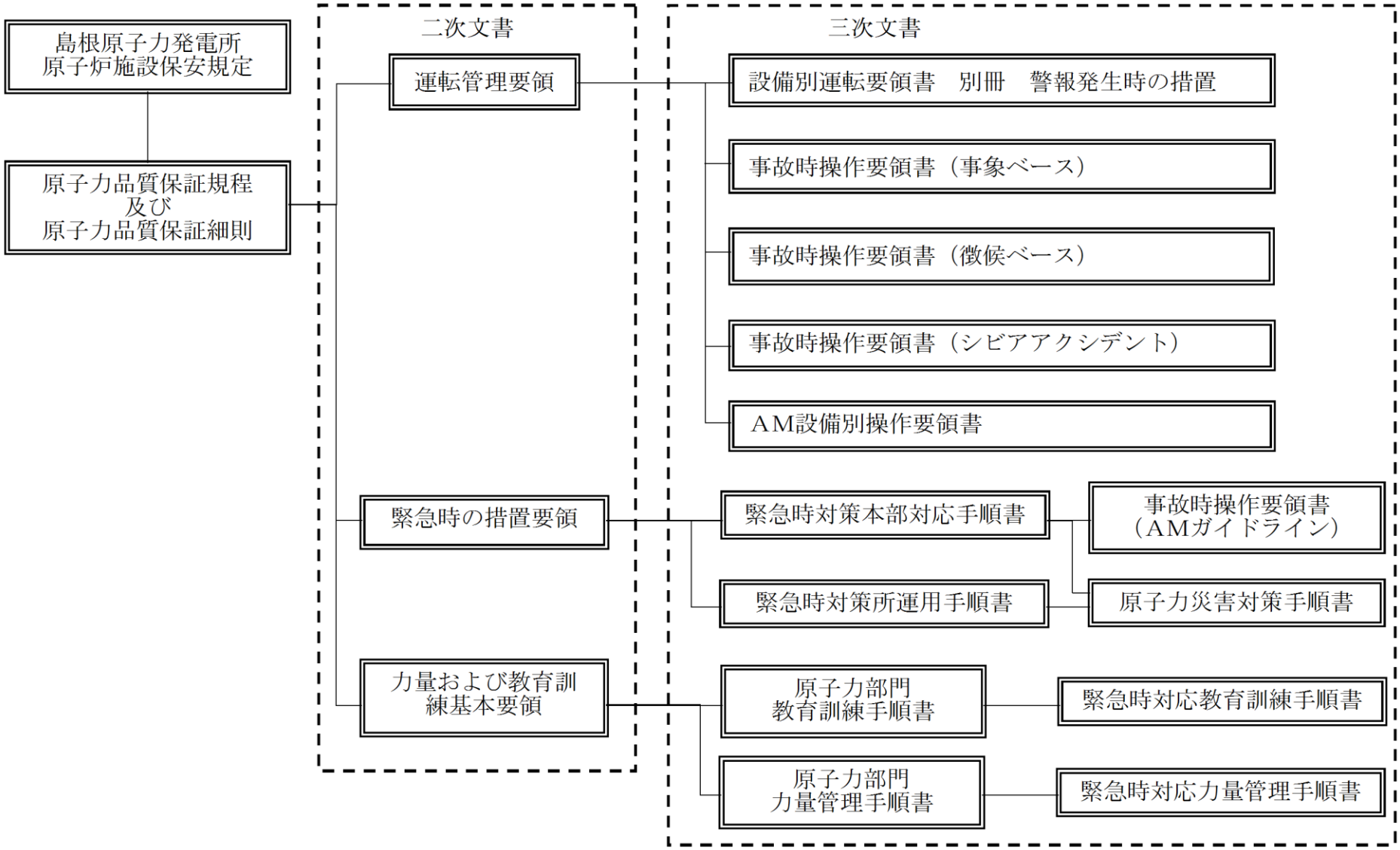
なお，運転員が使用する手順書と緊急時対策要員が使用する手順書は，使用目的によっては，相互の手順の完遂により機能を達成する場合があり，相互の手順書は関連付けされる。

上記，運転員及び緊急時対策要員が必要な力量を確保するために，二次文書「力量および教育訓練基本要領」に繋がる三次文書「緊急時対応教育訓練手順書」及び「緊急時対応力量管理手順書」に必要な措置を定めている。

実用炉規則各条文と保安規定各条文に対する手順の関係を第１表に示す。また，第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及び三次文書の体系を第１図に示す。

第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	社内規程類
第九十二 条第１項第八号	発電用原子炉施設の運転に関すること。	第 14 条	規定類の作成	運転管理要領
第九十二 条第１項第十五号	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の整備 通報経路 緊急時訓練 通報 緊急時体制の発令 応急措置 緊急時における活動 緊急時体制の解除	緊急時の措置要領 運転管理要領
第九十二条第１項第十六号	設計想定事象、重大事故等又は大規模損壊に係る発電用原子炉施設の保全に関すること。	第 108 条の２	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	緊急時の措置要領
		第 108 条の３	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	



第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

島根原子力発電所２号炉

重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について

＜　目　次　＞

1.　手順書の体系について 1.0.6-1
2.　各種手順書の概要について 1.0.6-1
2.1　運転操作手順書 1.0.6-2
(1)　設備別運転要領書　別冊　警報発生時の措置 1.0.6-2
(2)　事故時操作要領書（事象ベース） 1.0.6-2
(3)　事故時操作要領書（徴候ベース） 1.0.6-2
(4)　事故時操作要領書（シビアアクシデント） 1.0.6-4
(5)　ＡＭ設備別操作要領書 1.0.6-4
2.2　緊急時対策本部用手順書 1.0.6-5
(1)　緊急時の措置要領 1.0.6-5
(2)　緊急時対策所運用手順書 1.0.6-5
(3)　緊急時対策本部対応手順書 1.0.6-6
(4)　事故時操作要領書（ＡＭガイドライン） 1.0.6-6
(5)　原子力災害対策手順書 1.0.6-6
2.3　各種手順書の判断者・操作者の明確化 1.0.6-7
(1)　判断者の明確化 1.0.6-7
(2)　操作者の明確化 1.0.6-7
3.　各種手順書の間のつながり，移行基準について 1.0.6-7
(1)　設備別運転要領書 別冊 警報発生時の措置からほかの
事故手順書への移行 1.0.6-8
(2)　ＡＯＰからＥＯＰへの移行 1.0.6-8
(3)　ＥＯＰからＳＯＰへの移行 1.0.6-8
(4)　ＡＭ設備別操作要領書の使用 1.0.6-9
(5)　緊急時対策本部用手順書の導入 1.0.6-9
4.　運転員の対応操作の流れについて 1.0.6-9
5.　重大事故等時の対応及び手順書の内容について 1.0.6-11

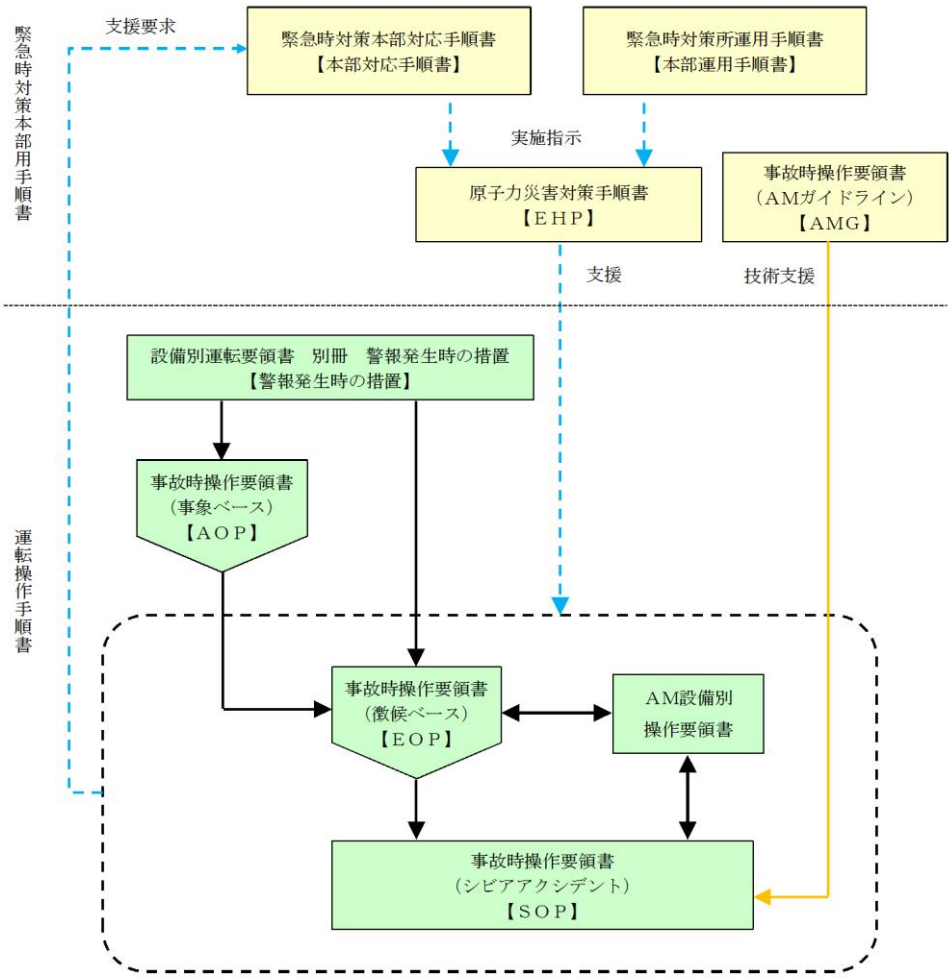
添付１　炉心損傷開始の判断基準について
別紙１　ＡＯＰ「全給水喪失」対応フロー図
別紙２　ＥＯＰフローチャート
別紙３　ＥＯＰ目的及び基本的な考え方
別紙４　ＥＯＰ操作等判断基準一覧
別紙５　ＳＯＰフローチャート
別紙６　ＳＯＰ目的及び基本的な考え方
別紙７　ＳＯＰ操作等判断基準一覧
別紙８　ＡＭ設備別操作要領書一覧
別紙９　緊急時対策本部対応手順書と各班の役割

別紙 10 原子力災害対策手順書一覧
別紙 11 ＥＯＰ／ＳＯＰフローチャート凡例
別紙 12 重大事故等対策における作業ごとの想定時間の設定について

1.　手順書の体系について

島根原子力発電所では，プラントに異常が発生した場合等において，重大事故への進展を防止するため，「設備別運転要領書　別冊　警報発生時の措置」，「事故時操作要領書（事象ベース）」及び「事故時操作要領書（徴候ベース）」を整備している。また，重大事故に至る可能性が高い場合あるいは重大事故に進展した場合に備えて「事故時操作要領書（シビアアクシデント）」，「ＡＭ設備別操作要領書」，「緊急時対策本部対応手順書」，「緊急時対策所運用手順書」，「事故時操作要領書（ＡＭガイドライン）」及び「原子力災害対策手順書」を整備する。

事故発生時における対応手順書の機能体系は第１図のとおり。



第１図　手順書機能体系の概要図

2.　各種手順書の概要について

各種手順書は使用主体に応じて，運転員が使用する手順書（以下「運転操作手順書」という。）及び緊急時対策要員が使用する手順書（以下「緊急時対策本部用手順書」という。）に分類して整備する。

以下，運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書の概要を示す。

2.1　運転操作手順書

(1)　設備別運転要領書　別冊　警報発生時の措置（以下「警報発生時の措置」という。）

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

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

警報ごとに対応手順を定めており，手順書に記載しているパラメータの確認や対応処置等を実施することで，故障・事故の徴候の把握及び事故の収束・拡大防止を図る。

(2)　事故時操作要領書（事象ベース）（以下「ＡＯＰ」という。）

単一の故障等で発生する可能性のあるあらかじめ想定された異常事象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。

設計基準事故の範囲内の特定された事故ごとの操作内容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，過渡状態が収束するまでの間に適用する。

ＡＯＰは，事象ごとに「事故の想定」，「操作のポイント」，「対応フロー図」及び「対応手順」で構成される。

ＡＯＰの一例として，発電用原子炉が運転中に給水ポンプがトリップし，給水不能となった場合の対応操作を定めた，ＡＯＰ「給水全喪失」の対応フロー図を別紙１に示す。

（別紙１）

【ＡＯＰの構成】

ａ．原子炉編

目的　：原子炉関連設備の事故対応

手順書：原子炉スクラム事故，冷却材喪失事故，給水喪失事故等

ｂ．タービン・電気編

目的　：タービン関連設備，電気関連設備の事故対応

手順書：タービントリップ事故，発電機トリップ事故，制御電源喪失事故等

(3)　事故時操作要領書（徴候ベース）（以下「ＥＯＰ」という。）

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

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示した

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

ＥＯＰは，目的に応じて「原子炉制御」，「格納容器制御」，「二次格納施設制御」，「燃料プール制御」，「不測事態」，「電源復旧」及び「プラント停止時制御」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」，各手順の「対応手順」及び対応手順中の運転操作や注意事項の意味合いを記載した「解説」により構成される。

事故時には，発電用原子炉の未臨界維持，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，その手順の対応処置を開始する。

ＥＯＰによる対応中は，「原子炉制御」，「格納容器制御」，「二次格納施設制御」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ており，原子炉格納容器が破損するおそれがある場合を除き，原子炉側から要求される操作を優先することを原則としている。

各手順のフローチャート，目的及び基本的な考え方及び操作判断基準一覧を別紙２，３，４に示す。

（別紙２，３，４）

【ＥＯＰフローチャート】

ａ．原子炉制御

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

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

目的　：原子炉格納容器の健全性確保

手順書：ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ），Ｄ／Ｗ温度制御（ＤＷ／Ｔ），Ｓ／Ｃ温度制御（ＳＰ／Ｔ），Ｓ／Ｃ水位制御（ＳＰ／Ｌ），ＰＣＶ水素濃度制御（ＰＣ／Ｈ）

ｃ．二次格納施設制御

目的　：原子炉建物への漏えいの拡大防止，二次格納施設の健全性確保

手順書：二次格納施設制御（ＳＣ／Ｃ）

ｄ．燃料プール制御

目的　：燃料プール内の燃料の損傷防止・緩和

手順書：燃料プール制御（ＦＰ／Ｃ）

ｅ．不測事態

目的　：予期せぬ事象により特殊操作が必要となった場合の対応

手順書：水位回復（Ｃ１），急速減圧（Ｃ２），水位不明（Ｃ３），ＡＭ初期対応（Ｃ４）

ｆ．電源復旧

目的　：外部電源喪失発生時の交流／直流電源の供給維持

手順書：電源復旧（ＰＳ／Ｒ）

ｇ．プラント停止時制御

目的　：プラント停止中における原子炉未臨界，炉心損傷防止

手順書：崩壊熱除去機能喪失時対応手順（ＲＬ），冷却材喪失時対応手順（ＬＯＣＡ），外部電源喪失時対応手順（ＬＯＰＡ），臨界事象発生時対応手順（ＲＣＥ）

(4)　事故時操作要領書（シビアアクシデント）（以下「ＳＯＰ」という。）

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

炉心が損傷し，原子炉圧力容器及び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事象に適用する。

ＳＯＰは，炉心損傷後に実施すべき対応操作の内容を視覚的に認識できるようにした「フローチャート」及び「手順」にて構成される。

各手順のフローチャート，目的及び基本的な考え方及び操作等判断基準一覧を別紙５，６，７に示す。

（別紙５，６，７）

【ＳＯＰフローチャート】

ＳＯＰ操作方針の全体流れ図

注水－１　「損傷炉心への注水」

注水－２　「長期の原子炉水位の確保」

注水－３ａ　「ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水」

注水－３ｂ　「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破損後の除熱」

放出　「ＰＣＶ破損防止」

水素　「Ｒ／Ｂ水素爆発防止」

(5)　ＡＭ設備別操作要領書

ＡＭ設備別操作要領書には，重大事故等時において恒設の電源設備，注水設備が使用できない場合に，緊急時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）が行う対応操作及び事故時において当直（運転員）が行う主要な設備の対応操作を定めた手順書である。

ＡＭ設備別操作要領書では，発電用原子炉の安全確保を達成するために必要な「電源確保」や「原子炉注水」等，別紙に示す機能別に複数の手順を整備する。

また，事故の状況や現場要員の確保状況等に応じて，適切な手順書を選択可能とするため，ＡＭ設備別操作要領書の各手順を実施するための所要時間，必要人員数等，手順実施時に必要な情報を記載する。さらに，実施組織（運転員以外）が使用する原子力災害対策手順書との紐付けにより，運転員と実施組織（運転員以外）の意思疎通，連携の強化を図る。

なお，ＥＯＰ及びＳＯＰにはＡＭ設備別操作要領書が使用可能なタイミングを明示する。

ＡＭ設備別操作要領書の一覧を別紙８に示す。

（別紙８）

【ＡＭ設備別操作要領書の構成】

電源確保戦略	：ＧＴＧによるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電，ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電，Ｂ１－115Ｖ系蓄電池（ＳＡ）によるＢ－115Ｖ系直流盤受電等
原子炉注水戦略	：ＲＣＩＣによる原子炉注水，ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水等
原子炉減圧戦略	：ＳＲＶ駆動源確保等
格納容器除熱戦略	：ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ，ＲＨＡＲによる格納容器除熱等
格納容器機能維持戦略	：ＦＣＶＳによる格納容器ベント，ＦＣＳによる格納容器水素・酸素濃度制御等
燃料プール除熱戦略	：消火ポンプまたは補助消火ポンプによる燃料プール注水，ＳＦＰ監視カメラ用冷却設備起動，ＦＰＣ による燃料プール除熱
代替除熱戦略	：ＲＣＷ／ＲＳＷによる冷却水確保
原子炉除熱戦略	：ＲＨＲによる原子炉除熱等
代替監視戦略	：可搬型計測器による計測等
居住性確保戦略	：ＭＣＲによる居住性確保等
ペデスタル注水戦略	：ＦＬＳＲポンプによるペデスタル注水等

2.2　緊急時対策本部用手順書

緊急時対策本部用手順書は使用主体に応じて，緊急時対策本部が使用する手順書，緊急時対策本部のうち技術支援組織が使用する手順書及び緊急時対策本部のうち実施組織（運転員以外）が使用する手順書に分類して整備する。

(1)　緊急時の措置要領

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，緊急事態に関する緊急時対策本部の責任と権限及び実施事項を定めた要領。

(2)　緊急時対策所運用手順書

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，

緊急時対策所の立上げ及び支援組織が実施する事項を定めた手順書で，緊急時対策本部が使用する。また，緊急時対策本部内の各班が実施する事項の手順については，本手順書の下位に紐付く各班の原子力災害対策手順書に記載する。

(3)　緊急時対策本部対応手順書（以下「本部対応手順書」という。）

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，プラント戦略に関する実施組織が実施する事項を定めた手順書で，緊急時対策本部が使用する。

また，緊急時対策本部内の各班が実施する事項の手順については，本手順書の下位に紐付く各班の原子力災害対策手順書に記載する。

本部対応手順書に紐付く原子力災害対策手順書を別紙９に示す。

（別紙９）

(4)　事故時操作要領書（ＡＭガイドライン）（以下「ＡＭＧ」という。）

炉心損傷後に想定されるプラント状態の判断や，事故の進展防止及び影響緩和のために実施すべき操作の技術的根拠となる情報を定めた要領で，運転員に対する支援活動の参考として，技術支援組織が使用する。

ＡＭＧには，損傷炉心の冷却成否，原子炉圧力容器の破損有無等のプラント状態を判断するために必要となる情報や，対応操作の有効性に関する情報等を記載している。

技術支援組織は，これらの情報等を用いて，運転員がＳＯＰに基づき実施する操作がプラント状態に応じた適切な操作となっているか，想定した効果を発揮しているか，予期せぬ事態へと至っていないか等を把握し，状況に応じて実施すべき措置を緊急時対策本部長に進言する。なお，ＳＯＰの操作が成功しない場合，ＳＯＰに記載のない応用操作が必要となった場合等，予想外の事態が発生し，運転員に対する技術的支援が必要となった場合には，ＡＭＧの情報を参考として，適切な対応操作を検討し，緊急時対策本部長に進言する。これらの検討結果をふまえた運転員への指示内容を緊急時対策本部長が承認する。

(5)　原子力災害対策手順書（以下「ＥＨＰ」という。）

自然現象や大規模損壊等により，多数の恒設の電源設備・注水設備等が使用できない場合に，運転員の事故対応に必要な支援を行うため，可搬型設備等による事故対応操作のうち，主に屋外設備の操作内容を定めた手順書で，実施組織（運転員以外）及び支援組織が使用する。

ＥＨＰでは，発電用原子炉の安全確保を達成するために必要な「格納容器機能維持」や「水源」等，別紙に示す戦略別に複数の手順を整備する。

また，事故の状態や現場要員の確保状況等に応じて，適切な手順を選択可

能とするため，ＥＨＰの各手順を実施するための所要時間，必要人数等，手順実施時に必要な情報を記載する。さらに，運転員が使用するＡＭ設備別操作要領書との紐付けにより，実施組織（運転員以外）と運転員の意思疎通，連携の強化を図る。

ＥＨＰの一覧を別紙 10 に示す。

（別紙 10）

【ＥＨＰの構成】

水素爆発防止	：水素爆発防止のための原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放手順等
燃料プール注水	：原子炉建物内ホース展張による燃料プールへの注水及びスプレイ等
放射性物質拡散抑制	：放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制等
水源確保	：大量送水車を使用した送水／補給等
電源確保	：高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用したＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系電源確保等
その他	：アクセスルートの確保，移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保等

2.3　各種手順書の判断者・操作者の明確化

(1)　判断者の明確化

運転操作手順書に従い運転員が実施する事故時の事故対応の判断は，１号炉は１号当直主任，２号炉は２号当直副長が行う。

一方，緊急時対策要員が実施する対応の判断は，緊急時の措置要領上で役割分担に応じて定める責任者が行う。

(2)　操作者の明確化

各種手順書は，運転員が使用するものと緊急時対策要員が使用するものと，使用主体によって整備している。

ただし，使用目的によっては，相互の手順の完遂により機能を達成する場合があることから，重大事故等対処設備の使用に当たっては，中央制御室と緊急時対策本部の間で緊密な情報共有を図りながら行うこととする。

3.　各種手順書の間のつながり，移行基準について

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

また，事故対応中は複数の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)　設備別運転要領書 別冊 警報発生時の措置からほかの事故手順書への移行

警報発生時の措置に基づく対応において事象が進展した場合は，警報ごとの手順書の記載内容に従い，ＡＯＰへ移行する。

また，警報発生時の措置で対応中にスクラム等のＥＯＰ導入条件が成立した場合は，ＥＯＰへ移行する。

(2)　ＡＯＰからＥＯＰへの移行

ＡＯＰ対応中に以下のＥＯＰ導入条件が成立した場合は，ＥＯＰへ移行する。

【ＥＯＰ導入条件（いずれかに該当した場合)】

ａ．発電用原子炉を手動スクラムした場合，若しくは自動スクラム信号が発生（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における燃料プール制御導入条件が成立した場合

ｅ．ＥＯＰにおけるプラント停止時制御導入条件が成立した場合
(プラント停止の場合)

【ＥＯＰ移行後のＡＯＰの使用について】

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

(3)　ＥＯＰからＳＯＰへの移行

ＥＯＰ対応中に以下のＳＯＰ導入条件が成立した場合は，ＳＯＰに移行する。

【ＳＯＰ導入条件（いずれかに該当した場合）】

ａ．原子炉停止後の経過時間と格納容器雰囲気放射線モニタによるドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の関係から炉心損傷と判断された場合

ｂ．格納容器雰囲気放射線モニタによる原子炉格納容器内ガンマ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

（添付 1）

(4)　AM設備別操作要領書の使用

ＥＯＰ又はＳＯＰによる事故対応中に，多数の恒設の電源設備・注水設備等が使用できず，ＥＯＰ又はＳＯＰのフローチャートにおける原子炉注水等の操作項目が達成できない場合は，その操作項目に対応したAM設備別操作

要領書の手順及びその手順に紐付くＥＨＰの手順の中から実現可能な手順を選択し，可搬型設備等による対応を行う。ＥＨＰの手順を実施する際には，運転員と実施組織（運転員以外）との情報交換を密にして，プラント状況及び実施すべき操作内容を相互に確認しながら実施する。

なお，ＥＯＰ又はＳＯＰの操作項目が達成できない場合に，AM設備別操作要領書及びＥＨＰに複数の使用可能な手順が存在する場合は，以下のような観点から使用可能な手順を対比し，事故対応に適切な手順を選択する。

【手順選択時の着目点】

ａ．手順の操作完了（機能発揮）までの所要時間の長短

ｂ．注水圧力・注水流量等，プラントへの効果（炉心冷却効果等）の大小

ｃ．操作に伴うプラント設備への悪影響（使用水の水質等）の大小

AM設備別操作要領書及びＥＨＰで選択した手順が完了した場合は，引き続きＥＯＰ又はＳＯＰによる対応を行う。

(5)　緊急時対策本部用手順書の導入

発電所において緊急時対策本部を設置した際は，緊急時対策本部対応手順書（各班の原子力災害対策手順書を含む。）を導入し，緊急時対策本部の運営，情報収集及び事故対応の支援を開始する。また，事故・故障等が拡大し，炉心損傷に至った場合はＡＭＧを導入し，事故の進展防止，影響緩和のための対応を開始する。

【ＥＨＰ手順選択時の着目点】

ａ．ＥＨＰの操作完了（機能発揮）までの所要時間の長短

ｂ．水源確保・給油等も含めた，機器の機能維持に必要となる対応の要否

ｃ．注水圧力・注水流量等，プラントへの効果（炉心冷却効果等）の大小

ｄ．操作に伴うプラント設備への悪影響（使用水の水質等）の大小

4.　運転員の対応操作の流れについて

故障又は事故が発生した場合，運転員は「止める」，「冷やす」，「閉じ込める」の原則に基づき事故対応操作を実施する。

「止める」の対応

異常や事故発生時に作動する原子炉スクラム信号を確認し，発電用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，発電用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，発電用原子炉の停止を判断する。

「冷やす」の対応

原子炉停止後も炉心では崩壊熱による残留熱が発生していることから，この熱を除去するため，給水系，復水系，原子炉隔離時冷却系又は非常用炉心冷却

系により原子炉への注水手段を確保する。
原子炉水位を所定の水位（Ｌ－３～Ｌ－８）に維持することにより，炉心が冷やされていることを確認する。

「閉じ込める」の対応
放射性物質が環境へ放出されていないことを確認する。また，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。

これら事故対応の原則をベースに，運転員は，運転操作手順書を用いて炉心の損傷防止，原子炉格納容器の破損防止を目的とした対応操作の判断を以下の流れで行う。
異常又は事故の発生時，警報発生時の措置により初期対応を行う。
事象が進展し，その事象の判断が可能な場合には，あらかじめ定めたＡＯＰに移行し対応を行う。
警報発生時の措置又はＡＯＰで対応中に，ＥＯＰの導入条件が成立した場合にはＥＯＰに移行し対応を行う。
原子炉スクラムに至る事故が発生した場合，ＥＯＰでは事故直後の操作として発電用原子炉の自動スクラムを確認する。自動スクラムしていない場合は，手動により発電用原子炉をスクラムする。
その後は，「原子炉制御」の対応として原子炉水位，原子炉圧力，タービン・電源に関するスクラム後の確認及び操作を並行して行うとともに，発電用原子炉の未臨界維持，炉心の冷却確保・損傷防止，原子炉格納容器の健全性確保等の対応をするため，パラメータ（未臨界性，炉心の冷却機能，原子炉格納容器の健全性）の継続監視を行う。パラメータの変化により「原子炉制御」以外の手順の導入条件が成立した場合は，確認されたパラメータの変化に対応した個別の手順により対応操作を実施する。
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，炉心損傷後における原子炉圧力容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損防止のための対応を行う。
また，運転操作手順書に基づく安全確保が不可能，若しくはそのおそれがある場合には，可搬型設備等も含めて使用可能な設備を最大限活用した安全確保を行う。当直長は必要に応じて緊急時対策本部に支援を要請し，ＥＨＰによる事故対応支援を受けた上で引き続き事故収束に向けた対応処置を実施する。
なお，発電用原子炉が停止中の場合においても，対応操作の流れについては発電用原子炉が運転中の場合と同様である。

5.　重大事故等時の対応及び手順書の内容について

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

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

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

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」で整理する。審査基準 1.16～1.19 については，各々の手順で整備する。

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

以上

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棒有効長頂部（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。

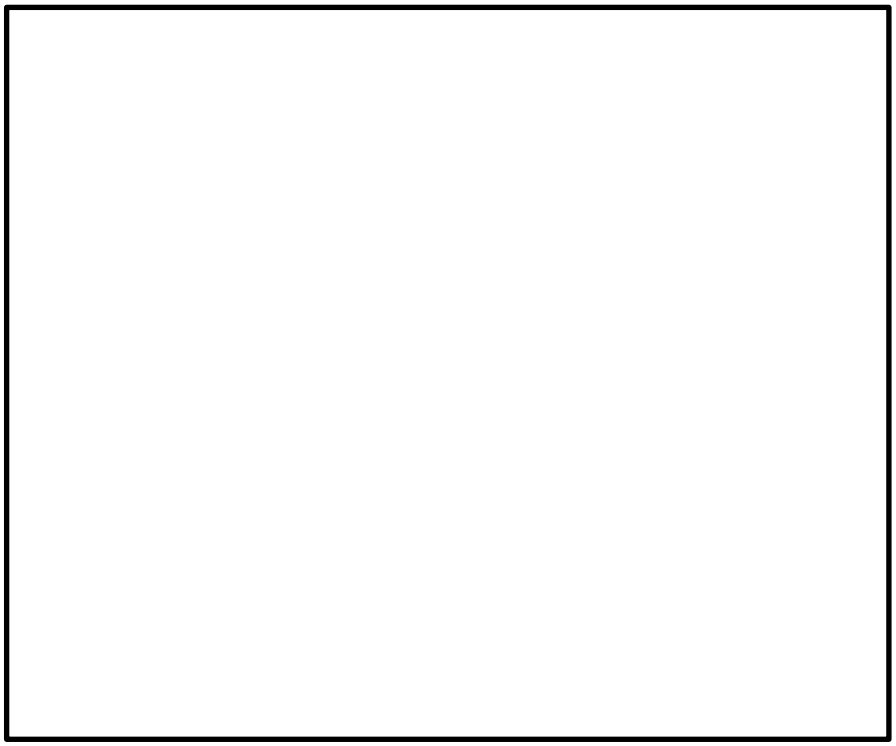
ＥＯＰでは，原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がＴＡＦ未満となった際に，格納容器雰囲気放射線モニタを用いて，ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し，第１図に示す設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合を，炉心損傷開始の判断としている。

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ふまえて，原子炉格納容器内のガンマ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に用いているものである。

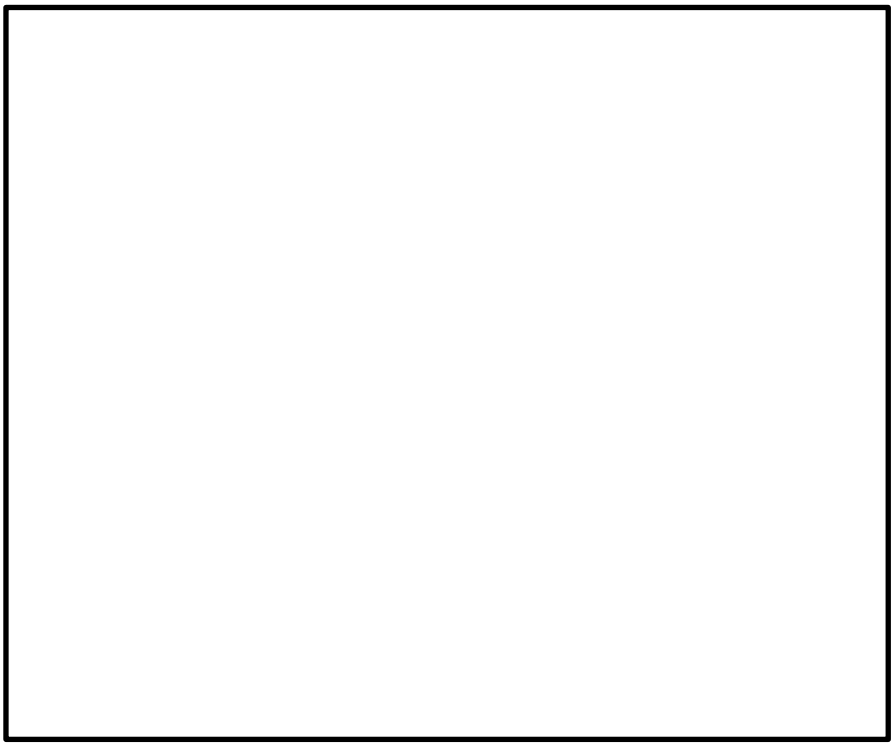
また，東京電力福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計，格納容器雰囲気放射線モニタ等の計装設備が使用不能となり，炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み，格納容器雰囲気放射線モニタに頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており，その結果，格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能の場合は，「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上（１点以上）」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する。なお，300℃以上の判断に当たっては，近接の原子炉圧力容器表面温度との比較，炉心への注水状況により，計器の単一故障による指示値の上昇でないことを確認する。

原子炉圧力容器表面温度は，炉心が冠水している場合には，逃がし安全弁の動作圧力（安全弁機能の最大 8.35MPa［gage］）における飽和温度約 299℃を超えることはなく，300℃以上にはならない。一方，原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり，温度は飽和温度を超えて上昇するため，300℃以上になると考えられる。上記より，炉心損傷の判断基準を 300℃以上としている。

なお，炉心損傷判断は格納容器雰囲気放射線モニタが使用可能な場合は，当該の計装設備にて判断を行う。



（１）　ドライウェルのガンマ線線量率



（２）ウェットウェルのガンマ線線量率

第１図　ＳＯＰ導入条件判断図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別紙１

ＡＯＰ「全給水喪失」対応フロー図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＲＣ

「スクラム」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＲＣ／Ｑ

「反応度制御」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＲＣ／Ｌ

「水位確保」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＣＤ

「減圧冷却」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＰＣ／Ｐ

「ＰＣＶ圧力制御」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＤＷ／Ｔ

「Ｄ／Ｗ温度制御」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＳＰ／Ｔ

「Ｓ／Ｃ温度制御」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＳＰ／Ｌ

「Ｓ／Ｃ水位制御」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＰＣ／Ｈ

「ＰＣＶ水素濃度制御」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＳＣ／Ｃ

「二次格納施設制御」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＦＰ／Ｃ

「燃料プール制御」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＦＰ／Ｃ

「燃料プール制御」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

Ｃ１

「水位回復」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

Ｃ２

「急速減圧」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

Ｃ３

「水位不明」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

Ｃ４

「ＡＭ初期対応」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＰＳ／Ｒ

「電源復旧」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＲＬ

「崩壊熱除去機能喪失時対応手順」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＬＯＣＡ

「冷却材喪失時対応手順」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＬＯＰＡ

「外部電源喪失時対応手順」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＲＣＥ

「臨界事象発生時対応手順」

赤数字：操作判断の内容は別紙４参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	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。 ・格納容器制御への導入条件を監視する。（原子炉がスクラムしない場合を含む。） ・二次格納施設制御への導入条件を監視する。（原子炉がスクラムしない場合を含む。） ・燃料プール制御への導入条件を監視する。（原子炉がスクラムしない場合を含む。）			
	【反応度制御】 ＲＣ／Ｑ	・ＡＴＷＳ発生時に，原子炉を安全に停止させる。			
	【水位確保】 ＲＣ／Ｌ	・原子炉水位をＴＡＦ以上に回復させ，安定に維持する。			

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	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ＴＡＦ以上に維持しつつ，原子炉を減圧し，冷温停止状態へ移行させる。			
格納容器制御	【ＰＣＶ圧力制御】 ＰＣ／Ｐ	・格納容器圧力を監視し，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。			

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
格納容器制御	【Ｓ／Ｃ温度制御】 ＳＰ／Ｔ	・Ｓ／Ｃの水温及び空間部温度を監視し，制御する。			
	【Ｓ／Ｃ水位制御】 ＳＰ／Ｌ	・Ｓ／Ｐ水位を監視し，制御する。			
	【ＰＣＶ水素濃度制御】 ＰＣ／Ｈ	・格納容器内の水素及び酸素濃度を監視し，制御する。			

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	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	・二次格納施設及び二次格納施設内の機器を保護する。 ・二次格納施設への放射性物質の放出抑制，及び二次格納施設の健全性を維持する。			
燃料プール制御	【燃料プール制御】 ＦＰ／Ｃ	・燃料プール水を冷却し，燃料プールの水位を維持する。			
不測事態	【水位回復】 Ｃ１	・原子炉水位を回復する。			

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	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。			

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	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。			
	【ＡＭ初期対応】 Ｃ４	・ＳＯＰへの移行を円滑にするための初期対応を行う。			

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
—	【電源復旧】 ＰＳ／Ｒ	・交流電源及び直流電源の供給を復旧する。			

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	基本的な考え方
プラント停止時制御	【崩壊熱除去機能喪失時対応手順】 ＲＬ	・崩壊熱除去機能喪失時に，崩壊熱による温度上昇，水位低下を抑制して燃料が露出しないように対応する。			
	【冷却材喪失時対応手順】 ＬＯＣＡ	・停止時の冷却材喪失時に，原子炉水位低下を抑制する。			
	【外部電源喪失時対応手順】 ＬＯＰＡ	・停止時の外部電源喪失時に，電源喪失による影響を緩和できるようにする。			
	【臨界事象発生時対応手順】 ＲＣＥ	・臨界事象発生時に，臨界による反応度上昇を抑制する。			

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	自動スクラム成功確認	・警報「Ａ，Ｂ－自動スクラム」 ・全制御棒全挿入表示灯 ・APRM 指示「減少」	
	1-2	全制御棒全挿入	・全制御棒全挿入表示灯 ・全炉心表示器 ・4Rod 表示 ・CRT 表示	
	1-3	１本のみ制御棒が未挿入	・全制御棒全挿入表示灯 ・全炉心表示器 ・4Rod 表示 ・CRT 表示	
原子炉水位	2-1	原子炉水位確認	・原子炉水位	
	2-2	給・復水（H／W 含）正常確認	・給・復水系運転状態 ・H/W 水位 ・給水制御系制御状態	
	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	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	3-1	MSIV 開確認	・MSIV 開閉状態	
	3-2	EHC 圧力制御正常確認	・TBV 追従状態	
	3-3	復水器使用可能確認	・復水器真空 ・TGS 圧力 ・CSW 系運転状態 ・復水系（H/W 含む。）運転状態 ・OFG 系運転状態	
	3-4	SRV 開固着なし確認	・原子炉圧力 ・SRV 開閉状態	
	3-5	SRV による原子炉圧力調整確認	・原子炉圧力 ・SRV 開閉状態	
タービン・電気	4-1	所内電源有確認	・常用母線電圧	
	4-2	MSIV 開確認	・MSIV 開閉状態	
	4-3	EHC 圧力制御正常確認	・TBV 追従状態	
	4-4	復水器使用可能確認	・復水器真空 ・TGS 圧力 ・CSW 系運転状態 ・復水系（H/W 含む。）運転状態 ・OFG 系運転状態	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	5-1	D/W 圧力 [redacted] kPa 以上	・D/W 圧力	
	5-2	D/W 冷却器入口ガス温度 [redacted] ℃以上 D/W 温度（局所） [redacted] ℃以上	・D/W 冷却器入口ガス温度 ・D/W 温度	
	5-3	トーラス水バルク温度 [redacted] ℃以上	・S/P 水温度	
	5-4	トーラス空間部（局所）温度 [redacted] ℃以上	・S/C 空間部温度	
	5-5	トーラス水位 [redacted] cm 以上	・S/P 水位	
		トーラス水位 [redacted] cm 以下	・S/P 水位	
	5-6	TAF 経験又は L-1+D/W 圧力 [redacted] kPa 以上 水位不明時又は MSIV 閉にて [redacted] hr 以内に冷温停止不可	・原子炉水位 ・D/W 圧力 ・MSIV 開閉状態 ・炉水温度	
二次格納施設制御への導入	6-1	原子炉棟内の温度異常高，放射線異常高，床漏洩（溢水）の警報発報	・原子炉棟温度 ・原子炉棟放射線 ・原子炉棟水位	
燃料プール制御への導入	7-1	燃料プール水位 NWL [redacted] mm 以下	・燃料プール水位	
		燃料プール温度 [redacted] ℃以上	・燃料プール温度	
復旧	8-1	MSIV 開確認	・MSIV 開閉状態	
	8-2	MSIV 開可能確認	・主蒸気隔離信号 ・復水器使用可能	
	8-3	PLR 運転中確認	・PLR ポンプ運転状態	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	原子炉隔離確認	・MSIV 開閉状態 ・MSV 及び TBV 開閉状態	
水位	2-1	原子炉隔離確認	・MSIV 開閉状態 ・MSV 及び TBV 開閉状態	
	2-2	水位 L3 から L8 に維持確認	・原子炉水位	
	2-3	水位 L1H 以上に維持確認	・原子炉水位	
水位低下	3-1	給水を全閉し，炉出力 □ %未満を維持する（下限 L1H）	・APRM 指示 ・原子炉水位	
	3-2	水位 L1H 以上に維持確認	・原子炉水位	
	3-3	L1 □ cm 以上に維持確認	・原子炉水位	
減圧	4-1	SRV(ADS) ２弁開にして減圧し，L1 □ cm 以上に維持確認	・原子炉水位	
	4-2	SRV(ADS) １弁ずつ追加開放し，L1 □ cm 以上に維持確認	・原子炉水位	
水位不明	5-1	SRV(ADS) １弁を開放し炉心冠水最低圧力まで注水維持確認	・原子炉圧力 ・給復水系，CRD 系， HPCS 系運転状態	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	水位 L3～L8 維持確認	・原子炉水位	
	1-2	水位判明確認	・原子炉水位 ・原子炉圧力 ・D/W 温度	
	1-3	水位下降中確認	・原子炉水位	
	1-4	ECCS 系及び給復水系作動せず確認	・ECCS 及び給復水系運転状態	
	1-5	代替注水系起動確認	・代替注水系運転状態	
	1-6	TAF 以上維持可能確認	・原子炉水位	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	主復水器使用可能確認	・復水器真空 ・TGS 圧力 ・CSW 系運転状態 ・復水系（H/W 含む。）運転状態 ・OFG 系運転状態	
	1-2	トーラス熱容量制限図確認	・S/P 水温度 ・原子炉圧力	
	1-3	RHR 停止時冷却モード起動確認	・RHR 系運転状態	
水位	2-1	水位 TAF～L8 維持確認	・原子炉水位	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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
格納容器 圧力制御	1-1	Ｎ２又は空気漏洩によるか確認	・D/W 酸素濃度 ・D/W 温度	
	1-2	Ｌ１以下経験確認	・原子炉水位	
	1-3	Ｌ０以上で安定かつ当該ＬＰＣＩ 以外のＥＣＣＳ運転中確認	・原子炉水位 ・ECCS 運転状態	
	1-4	D/W スプレイ，トーラススプレイ確認	・RHR 系運転状態	
	1-5	トーラス圧力確認	・S/C 圧力	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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
格納容器圧力制御	1-6	□Hr 以内に □kPa 未満確認	・S/C 圧力	
	1-7	D/W スプレイ，トーラススプレイ確認	・RHR，RHAR 系運転状態	
原子炉満水	2-1	原子炉水位をできるだけ高く維持確認	・原子炉水位 ・給復水系，CRD 系，ECCS 運転状態	
	2-2	□kPa 以下維持可能確認	・S/C 圧力	
格納容器ベント	3-1	炉心損傷なし確認	・格納容器モニタ	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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
ドライウェル温度制御	1-1	D/W 局所温度確認	・D/W 温度	
	1-2	D/W スプレイ起動確認	・RHR,RHAR 系運転状態	
	1-3	代替スプレイ起動確認	・PCV 代替スプレイ系運転状態	
	1-4	D/W 冷却機全台運転及び CUW 通常モード運転,CUW 再生熱交バイパス運転	・D/W 冷却機運転状態 ・CUW 系運転状態	
	1-5	D/W 空間部温度制限確認	・D/W 温度 ・原子炉圧力	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ「Ｓ／Ｃ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
サプレッションチェンバ水温制御	1-1	トーラス水温確認	・S/P 水温度	
	1-2	□Hr 以内に□℃未満に維持可能確認	・S/P 水温度	
	1-3	トーラス熱容量制限確認	・S/P 水温度 ・原子炉圧力	
サプレッションチェンバ空間部温度	2-1	トーラス空間部温度確認	・S/C 空間部温度	
	2-2	トーラス水温□℃以上確認	・S/P 水温度	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ「Ｓ／Ｃ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
サプレッションチェンバ水位制御（高水位）	1-1	トーラス水位確認	・S/P 水位	
	1-2	□Hr 以内に□cm 以下に復帰確認	・S/P 水位	
サプレッションチェンバ水位制御（低水位）	2-1	トーラス水位確認	・S/P 水位	
	2-2	□Hr 以内に□cm 以上に復帰確認	・S/P 水位	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	水素濃度 [redacted] %以上確認	・D/W 水素濃度	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	一次系漏洩確認	・原子炉水位 ・原子炉圧力 ・MS 流量-FW 流量（ミスマッチ） ・H/W 水位 ・R/B 温度 ・R/B 放射線 ・R/B 水位 ・系統圧力異常の警報発報の有無 ・R/B 差圧 ・火災報知器動作の有無 ・床ドレンサンプ運転の有無	
	1-2	自動スクラム成功確認	・警報「Ａ，Ｂ－自動スクラム」 ・全制御棒全挿入表示灯 ・APRM 指示「減少」	
	1-3	漏えい箇所 隔離操作成功確認	・隔離弁開閉状態 ・R/B 温度 ・R/B 放射線 ・R/B 水位	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ「燃料プール制御（ＦＰ／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
ＳＦＰ水位	1-1	燃料プールオーバーフロー水位付近維持可能確認	・燃料プール水位	
	1-2	燃料プール水位燃料貯蔵ラック上端□ｍ以上維持可能確認	・燃料プール水位	
ＳＦＰ水位	2-1	原因箇所はＳＦＰか確認	・ドレンサンプ ・作業状況	
	2-2	原因箇所は一次系か確認	・トーラス，ドレンサンプ ・作業状況	
	2-3	スキマ堰下端以上確認	・燃料プール水位	
	2-4	ＦＰＣポンプ運転中確認	・燃料プール冷却ポンプの状態	
	2-5	燃料プール水位燃料貯蔵ラック上端□ｍ以上維持可能確認	・燃料プール水位	
ＳＦＰ温度	3-1	原子炉による影響確認	・残留熱除去系の運転状態確認	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	低圧注入可能システム起動確認	・ECCS 運転状態 ・給・復水系運転状態	
	1-2	TAF 以上維持可能確認	・原子炉水位	
	1-3	水位 下降 or 上昇中	・原子炉水位	
水位下降中	2-1	炉圧 0.74MPa 以上確認	・原子炉圧力	
	2-2	水位上昇中確認	・原子炉水位	
	2-3	低圧注入可能システム１系統以上起動確認	・ECCS 運転状態 ・給・復水系運転状態	
	2-4	代替注水系１系列以上起動確認	・代替注水系運転状態	
水位上昇中	3-1	RCIC または HPAC 作動中確認	・RCIC 系，HPAC 系運転状態	
	3-2	TAF 継続時間の確認	・原子炉水位	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	ADS 全弁開確認	・ADS 作動状態	
	1-2	ADS＋SRV6 弁開放確認	・ADS 系及び SRV 作動状態	
	1-3	SR 弁 1 弁以上開確認	・SRV 作動状態	
	1-4	代替減圧手段確認	・RCIC 系，HPAC 系運転状態	
	1-5	減圧不可確認	・原子炉圧力	
	1-6	水位判明確認	・原子炉水位	
	1-7	D/W 空間部温度制限確認	・原子炉圧力 ・D/W 温度	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	低圧注水可能システム１系統以上起動確認	・ECCS 運転状態 ・給・復水系運転状態	
	1-2	RCIC または HPAC 起動確認	・RCIC 系，HPAC 系運転状態	
	1-3	代替注水系起動確認	・代替注水系運転状態	
	1-4	低圧注水系，代替注水系復旧確認	・低圧注水系，代替注水系復旧状態	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	2-1	SR 弁 1 弁以上開確認	・SRV 開閉状態	
	2-2	HPCS 又は M-RFP 起動確認	・HPCS 系又は M-RFP 運転状態	
	2-3	原子炉への注水を増加し，差圧 □ MPa 以上確認	・原子炉圧力 ・S/C 圧力	
	2-4	１系統ずつ順次起動し，差圧を □ MPa 以上確認	・原子炉圧力 ・S/C 圧力	
	2-5	開する SR 弁の数を減らし(最少１弁)，差圧を □ MPa 以上確認	・原子炉圧力 ・S/C 圧力	
	2-6	代替注水系で満水確認	・原子炉圧力 ・S/C 圧力 ・代替注水系運転状態	
水位計復旧	3-1	最長許容炉心露出時間内に水位判明確認	・原子炉水位	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	格納容器モニタ確認	・格納容器モニタ	
	1-2	注水系統起動確認	・ECCS 運転状態 ・代替注水系運転状態	
	1-3	原子炉水位 L1 以下確認	・原子炉水位	
	1-4	原子炉水位 TAF 未満確認	・原子炉水位	
	1-5	炉心損傷開始確認	・格納容器モニタ	
	1-6	原子炉水位 BAF+20%以下確認	・原子炉水位	
	1-7	RPV 表面温度 300℃以上確認	・RPV 表面温度	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」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	操作項目
電源復旧	1-1	C-M/C および D-M/C 正常確認	・C,D-M/C 電圧の有無	
C-M/C停電対応	2-1	A-115V 直流電源正常確認	・A-115V 直流電源の有無	
	2-2	C-M/C 受電確認	・C-M/C の受電可否	
	2-3	緊急用 M/C 受電確認	・緊急用 M/C の受電可否	
A-115V 直流電源確保	3-1	交流電源受電可能確認	・交流母線の受電可否 ・交流母線への給電可否	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」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	操作項目
D-M/C停電対応	4-1	B-115V 直流電源正常確認	・B-115V 直流電源の有無	
	4-2	D-M/C 受電確認	・D-M/C の受電可否	
	4-3	緊急用 M/C 受電確認	・緊急用 M/C の受電可否	
	4-4	８時間以内に交流電源受電可能確認	・交流母線の受電可否 ・交流母線への給電可否	
B-115V 直流電源確保	5-1	24 時間以内に交流電源受電可能確認	・交流母線の受電可否 ・交流母線への給電可否	
	5-2	遮断器電源維持可能確認	・B-115V 直流電源の有無	
	5-3	低圧電源融通による直流電源確保確認	・低圧電源融通の実施可否	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ「崩壊熱除去機能喪失時対応手順（ＲＬ）」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
水温上昇時の対応	1-1	炉水温度上昇原因を特定	・燃料プール冷却系又は残留熱除去系の運転状況	
	1-2	燃料プールの影響か確認	・燃料プール冷却系の運転状態	
	1-3	温度上昇の原因箇所の早期復旧不可確認	・温度上昇の原因	
	1-4	炉水温度が□℃以上に到達する可能性の確認	・冷却材温度	
ＲＨＲ（ＳＤＣモード）による除熱	2-1	待機ＲＨＲポンプ起動確認	・残留熱除去系の状態	
代替除熱系統による除熱	3-1	代替除熱系を起動確認	・原子炉浄化系，燃料プール冷却系の状態	
	3-2	炉水温度下降傾向確認	・冷却材温度	
注水による事象緩和	4-1	注水量を調整確認	・冷却材温度	
注水状況の確認	5-1	原子炉への注水が停止確認	・原子炉への注水状態	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ「冷却材喪失時対応手順（ＬＯＣＡ）」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	操作項目
注水操作	1-1	水位低下が遅いか確認	・原子炉水位 ・燃料プール水位	
	1-2	水位維持確認	・原子炉水位 ・燃料プール水位	
	1-3	ＥＣＣＳにより注水確認	・非常用炉心冷却系の状態	
	1-4	水位確保確認	・原子炉水位 ・燃料プール水位	
事象発生原因の特定	2-1	水位低下原因が特定	・水位低下原因 ・作業内容	
	2-2	水位低下原因は一次系か確認	・水位低下原因 ・作業内容	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ「外部電源喪失対応手順（ＬＯＰＡ）」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	操作項目
電源復旧操作	1-1	非常用Ｄ／Ｇ起動確認	・非常用ディーゼル発電機電圧 ・非常用高圧母線電圧	
	1-2	電源の復旧確認	・非常用高圧母線電圧	
電源復旧後操作	2-1	ＲＨＲポンプ再起動確認	・残留熱除去ポンプ出口流量	
	2-2	ＦＰＣポンプ再起動確認	・燃料プール冷却ポンプ出口流量	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＥＯＰ「臨界事象発生時対応手順（ＲＣＥ）」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	操作項目
未臨界操作（指示上昇大）	1-1	原子炉が未臨界へ移行	・中性子源領域計装指示	
	1-2	原子炉スクラムで未臨界へ移行	・警報「Ａ，Ｂ－自動スクラム」 ・全制御棒全挿入表示灯 ・中性子源領域計装指示	
未臨界操作（指示上昇過大）	2-1	原子炉が未臨界へ移行	・中性子源領域計装指示	
	2-2	原子炉スクラムで未臨界へ移行	・警報「Ａ，Ｂ－自動スクラム」 ・全制御棒全挿入表示灯 ・中性子源領域計装指示	
未臨界操作（異常対応）	3-1	原子炉が未臨界へ移行	・中性子源領域計装指示	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

注水―１

「損傷炉心への注水」

赤数字：操作判断の内容は別紙７参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

注水―２

「長期の原子炉水位の確保」

赤数字：操作判断の内容は別紙７参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

注水―３

「ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／

ＲＰＶ破損後のペデスタル注水」

赤数字：操作判断の内容は別紙７参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

注水―４

「長期のＲＰＶ破損後の注水」

赤数字：操作判断の内容は別紙７参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

除熱―１

「損傷炉心冷却後の除熱」

赤数字：操作判断の内容は別紙７参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

除熱―２

「ＲＰＶ破損後の除熱」

赤数字：操作判断の内容は別紙７参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

放出

「ＰＣＶ破損防止」

赤数字：操作判断の内容は別紙７参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

水素

「Ｒ／Ｂ水素爆発防止」

赤数字：操作判断の内容は別紙７参照

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＳＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	目的	移行条件	基本的な考え方
注水操作方針	注水－１ 「損傷炉心への注水」	・損傷している恐れのある炉心に対して早急に注水を開始し，注水の実施により原子炉水位をＴＡＦ以上に確保する。 ・ドライウェルヘッドフランジ部の過温破損を防止するために，原子炉ウェルへの注水を実施する。		
	注水－２ 「長期の原子炉水位の確保」	・原子炉水位をＴＡＦ以上に維持しつつ，低圧ＥＣＣＳが復旧又はＲＨＡＲが起動した場合は適切に注水系統を切替え，長期の炉心の冷却を維持する。		
	注水－３ 「ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／ＲＰＶ破損後のペデスタル注水」	・万が一原子炉圧力容器が破損しても，事前に原子炉格納容器下部へ水張りをすることにより，溶融物が格納容器に接触し格納容器が破損することを防止する。 ・原子炉圧力容器が破損した場合に格納容器に放出された溶融物を冷却し，溶融物・コンクリートの相互作用を停止させる。		
	注水－４ 「長期のＲＰＶ破損後の注水」	・格納容器に放出した溶融物を冷却しつつ，低圧ＥＣＣＳが復旧又はＲＨＡＲが起動した場合は適切に注水系統を切替え，長期の溶融物の冷却を維持する。 ・ドライウェルヘッドフランジ部の過温破損を防止するために，原子炉ウェルへの注水を実施する。		

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＳＯＰ目的及び基本的な考え方

	運転手順書名称	目的	移行条件	基本的な考え方
除熱操作方針	除熱－１ 「損傷炉心冷却後の除熱」	・格納容器破損を防止しつつ，ＲＨＲ系又はＲＨＡＲ系により発生する崩壊熱を除去する。		
除熱操作方針	除熱－２ 「ＲＰＶ破損後の除熱」	・格納容器破損を防止しつつ，ＲＨＲ系又はＲＨＡＲ系により発生する崩壊熱を除去する。		
放出操作方針	放出 「ＰＣＶ破損防止」	・格納容器ベント操作により，ＰＣＶの破損を防止する。		
水素操作方針	水素 「Ｒ／Ｂ水素爆発防止」	・原子炉建物からの排気操作により可燃性ガスを大気へ放出することにより，可燃性ガスの燃焼によるプラント設備の破損を防止する。		

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	原子炉圧力 [redacted] MPa 未満の確認	・原子炉圧力	
	1-2	高圧注水系統使用可能の確認	・高圧注水系の作動状況	
	1-3	低圧注水系統注水可能の確認	・低圧注水系の作動状況	
	1-4	原子炉水位減圧基準水位到達の確認	・原子炉水位	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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
原子炉ウェル注水	2-1	D/W ヘッド雰囲気温度 □℃以上の確認	・D/W ヘッド雰囲気温度	
	2-2	原子炉ウェル注水の確認	・ARWF の作動状況 ・D/W ヘッド雰囲気温度	
炉心確認	3-1	損傷炉心冷却成功の確認	・原子炉水位 ・原子炉下鏡部表面温度 ・原子炉への注水量 ・原子炉スクラム後の経過時間	
	3-2	RPV 健全の確認	・原子炉圧力 ・D/W 圧力 ・ペデスタル雰囲気温度 ・ペデスタル水温度 ・原子炉水位 ・制御棒位置の指示値 ・制御棒駆動機構温度指示値 ・RPV 下鏡部表面温度指示値 ・D/W 温度 ・S/P 水温 ・D/W 水素濃度	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	原子炉水位確認可能	・原子炉水位	
	1-2	低圧 ECCS，RHAR 使用不可の確認	・低圧 ECCS，RHAR の作動状況	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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
炉心確認	2-1	損傷炉心冷却成功の確認	・原子炉水位 ・原子炉下鏡部表面温度 ・原子炉への注水量 ・原子炉スクラム後の経過時間	
	2-2	RPV 健全の確認	・原子炉圧力 ・D/W 圧力 ・ペデスタル雰囲気温度 ・ペデスタル水温度 ・原子炉水位 ・制御棒位置の指示値 ・制御棒駆動機構温度指示値 ・RPV 下鏡部表面温度指示値 ・D/W 温度 ・S/P 水温 ・D/W 水素濃度	
	2-3	S/P 水位＋1.29m到達の確認	・S/P 水位	
低圧 ECCS 復旧	3-1	低圧 ECCS，RHAR による注水の確認	・低圧 ECCS，RHAR の作動状況 ・注水流量 ・原子炉水位	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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
原子炉ウェル注水	1-1	D/W ヘッド雰囲気温度 □℃以上の確認	・D/W ヘッド雰囲気温度	
	1-2	原子炉ウェル注水の確認	・ARWF の作動状況 ・D/W ヘッド雰囲気温度	
低圧 ECCS 使用不可	2-1	低圧 ECCS，RHAR 使用不可の確認	・低圧 ECCS，RHAR 作動状況	
	2-2	S/P 水位＋1.29m到達の確認	・S/P 水位	
低圧 ECCS 復旧	3-1	低圧 ECCS，RHAR による注水の確認	・低圧 ECCS，RHAR の作動状況 ・注水流量 ・原子炉水位	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	RHR，RHAR 除熱機能確保	・RHR の作動状況 ・RHAR の起動状況	
	1-2	原子炉水位 L3～L8 安定の確認	・原子炉水位	
	1-3	格納容器圧力□kPa 以上又は格納容器温度□℃以上の確認	・格納容器圧力 ・格納容器温度	
	1-4	RHR または RHAR による除熱達成の確認	・RHR ポンプ出口流量 ・RHR 熱交出入口温度 ・格納容器圧力／温度	
	1-5	S/P 水位＋1.29m到達及び格納容器代替ｽﾌﾟﾚｲ起動不可の確認	・S/P 水位 ・格納容器圧力 ・格納容器温度 ・格納容器代替ｽﾌﾟﾚｲ流量	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ＳＯＰ「除熱－２（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	1-1	RHR，RHAR 除熱機能確保	・RHR の作動状況 ・RHAR の起動状況	
	1-2	格納容器圧力□kPa 以上又は格納容器温度□℃以上の確認	・格納容器圧力 ・格納容器温度	
	1-3	RHR または RHAR による除熱達成の確認	・RHR ポンプ出口流量 ・RHR 熱交出入口温度 ・格納容器圧力／温度	
	1-4	S/P 水位＋1.29m到達及び格納容器代替ｽﾌﾟﾚｲ起動不可の確認	・S/P 水位 ・格納容器圧力 ・格納容器温度 ・格納容器代替ｽﾌﾟﾚｲ流量	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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 破損防止	1-1	格納容器ベント条件の確認	・S/P 水位 ・格納容器圧力 ・R/B 水素濃度 ・PCV 酸素濃度	
	1-2	RHR または RHAR による除熱の確認	・RHR ポンプ出口流量 ・RHR 熱交出入口温度 ・格納容器圧力／温度	
	1-3	PCV スプレイ可能領域の確認	・格納容器圧力 ・PCV 水素濃度	
	1-4	PCV スプレイ停止条件到達の確認	・格納容器圧力	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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	1-1	ブローアウトパネル開放条件確認	・R/B 水素濃度	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

AM設備別操作要領書一覧

手順項目		項目概要
原子炉注水	ＨＰＡＣによる原子炉注水	ＨＰＡＣポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。
	ＲＣＩＣによる原子炉注水	ＲＣＩＣポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。
	ＣＲＤによる原子炉注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに，原子炉補機冷却系により冷却水を確保し，ＣＲＤポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。
	ＳＬＣによる原子炉注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，ＳＬＣポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。
	ＲＨＲによる原子炉注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに，原子炉補機代替冷却系等により冷却水を確保し，ＲＨＲポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。
	ＬＰＣＳによる原子炉注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに，原子炉補機代替冷却系等により冷却水を確保し，ＬＰＣＳポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。
	ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，ＦＬＳＲポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。
	ＣＷＴによる原子炉注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，ＣＷＴポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。
	消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，消火ポンプ，補助消火ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。
	大量送水車による原子炉注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車により弁の駆動電源を確保し，大量送水車により原子炉圧力容器へ注水する。

手順項目		項目概要
原子炉減圧	ＳＲＶ駆動源確保（窒素ガスボンベ）	ＳＲＶ駆動用の窒素ガスボンベが交換圧力まで下降した場合に常用側ボンベから予備側ボンベに切替を行う。
	ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）	ＳＲＶ駆動用の電源が喪失した場合に，Ｂ－１１５Ｖ電源からＳＡ用１１５Ｖ電源へ切替を行う。
	ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ用蓄電池）	ＳＲＶ駆動用の電源が喪失した場合に，蓄電池により電源供給する。
原子炉除熱	ＲＨＲによる原子炉除熱	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに，原子炉補機代替冷却系等により冷却水を確保し，ＲＨＲポンプにより停止時冷却モードによる発電用原子炉からの除熱を行う。
	ＣＵＷによる原子炉除熱	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに，原子炉補機冷却系等により冷却水を確保し，ＣＵＷ非再生熱交換器を用いて発電用原子炉からの除熱を行う。
格納容器除熱	ＲＨＲによる格納容器除熱	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに，原子炉補機代替冷却系等により冷却水を確保し，ＲＨＲポンプにより格納容器の除熱を行う。
	ＲＨＡＲによる格納容器除熱	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに，原子炉補機代替冷却系等により冷却水を確保し，ＲＨＡＲポンプによりＢ－ＲＨＲ熱交換器を用いて格納容器の除熱を行う。
	ＨＶＤによる格納容器除熱	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに，原子炉補機代替冷却系等により冷却水を確保し，ＨＶＤにより格納容器の除熱を行う。
	ＦＣＶＳによる格納容器ベント	ＦＣＶＳにより，格納容器を減圧する。
	耐圧強化ベントによる格納容器ベント	耐圧強化ベントラインにより，格納容器を減圧する。

手順項目		項目概要
格納容器機能維持	ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，ＦＬＳＲポンプにより格納容器スプレイを行う。
	ＣＷＴによる格納容器スプレイ	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，ＣＷＴポンプにより格納容器スプレイを行う。
	消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，消火ポンプ，補助消火ポンプにより格納容器スプレイを行う。
	大量送水車による格納容器スプレイ	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車により弁の駆動電源を確保し，大量送水車により格納容器スプレイを行う。
	大量送水車による原子炉ウェル注水	大量送水車による原子炉ウェル注水時に水位警報回路を有効にする。
	ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整	電動弁により，フィルタスクラバ容器の水抜きを行う。
	ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ	可搬式窒素供給装置により，格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを行う。
	耐圧強化ベント停止後のＮ２パージ	可搬式窒素供給装置により，耐圧強化ベントラインの窒素ガスによるパージを行う。
	Ｓ／Ｐ水ｐＨ制御	格納容器ベント時の放射性物質の系外放出量を低減させるために，サプレッション・プールに薬品を注入する。
	ＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定	ＣＡＭＳにより格納容器内の水素・酸素濃度を測定する。
	ＭＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定	ＭＣＡＭＳにより格納容器内の水素・酸素濃度を測定する。
	ＦＣＳによる格納容器水素・酸素濃度制御	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりブロワ・弁等の駆動電源を確保し，ＲＨＲ系及びＲＨＡＲ系にてＦＣＳ冷却器への冷却が可能な時ＦＣＳを起動する。

手順項目		項目概要
ペデスタル注水	ＦＬＳＲポンプによるペデスタル注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，ＦＬＳＲポンプにより原子炉格納容器下部へ注水する。
	ＣＷＴによるペデスタル注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，ＣＷＴポンプにより原子炉格納容器下部へ注水する。
	消火ポンプまたは補助消火ポンプによるペデスタル注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，消火ポンプ，補助消火ポンプにより原子炉格納容器下部へ注水する。
	大量送水車によるペデスタル注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車により弁の駆動電源を確保し，大量送水車により原子炉格納容器下部へ注水する。
燃料プール除熱	ＦＰＣによる燃料プール除熱	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保するとともに，原子炉補機代替冷却系等により冷却水を確保し，ＦＰＣポンプにより燃料プールの除熱を行う。
	消火ポンプまたは補助消火ポンプによる燃料プール注水	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，消火ポンプ，補助消火ポンプにより燃料プールへ注水する。
	ＳＦＰ監視カメラ用冷却設備起動	燃料プール監視カメラ用冷却設備により燃料プール監視カメラを冷却する。
代替除熱	移動式代替熱交換設備による冷却水確保	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）により移動式代替熱交換設備，弁の駆動電源を確保し，原子炉補機代替冷却系による冷却水確保のための系統構成を行う。
	大型送水ポンプ車による冷却水確保	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）により弁の駆動電源を確保し，大型送水ポンプ車による冷却水確保のための系統構成を行う。
	ＲＣＷ／ＲＳＷによる冷却水確保	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりポンプ・弁の駆動電源を確保し，ＲＣＷポンプ，ＲＳＷポンプを起動する。

手順項目		項目概要
代替監視	重要計器の電源切替	重要計器の電源が喪失した場合に，Ｂ－１１５Ｖ電源からＢ１－１１５Ｖ（ＳＡ）へ切替を行う。
	可搬型計測器による計測	可搬型計測器を使用し，各種パラメータを計測する。
居住性確保	ＭＣＲによる居住性確保	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）により空調機・ダンパの駆動電源を確保し，中央制御室の陽圧化を行う。
	ＳＧＴによる放射性物質除去	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）によりファン・弁の駆動電源を確保し，ＳＧＴにより，原子炉棟の負圧維持及び放射性物質の除去を行う。
	中央制御室の居住性確保	中央制御室に可搬型照明を設置し，酸素及び二酸化炭素の濃度測定及び管理を行う。
	待避室の居住性確保	空気ボンベによる中央制御室待避室の陽圧化及び準備を行う。
電源確保	ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）からＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃを受電する。
	高圧発電機車によるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電	高圧発電機車からＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃを受電する。
	ＧＴＧによるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電	ガスタービン発電機（ＧＴＧ）を起動し，ＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃを受電する。
	高圧発電機車によるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電	高圧発電機車からＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃを受電する。
	主要弁の電源切替	主要弁の電源を緊急用電源に切替を行う。

手順項目		項目概要
電源確保	号炉間融通によるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電	他号炉ＤＥＧからＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃを受電する。
	低圧電源融通	他号炉ＤＥＧからＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃを受電する。
	ＨＰＣＳ－ＤＥＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電	ＨＰＣＳ－ＤＥＧからＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系を受電する。
	Ｂ１－１１５Ｖ系蓄電池（ＳＡ）による直流Ｂ－１１５Ｖ系直流盤受電	Ｂ－115Ｖ蓄電池からＢ１－115Ｖ蓄電池（ＳＡ）に切替え，直流Ｂ－１１５Ｖ系直流盤を 24 時間以上給電する。
	ＳＡ用１１５Ｖ系蓄電池（ＳＡ）による直流Ｂ－１１５Ｖ系直流盤受電	ＳＡ用１１５Ｖ蓄電池（ＳＡ）による直流Ｂ－１１５Ｖ系直流盤に給電する
	直流給電車による直流盤受電	直流給電車から直流母線を受電する。
	充電器復旧，中央監視計器復旧	ガスタービン発電機（ＧＴＧ），高圧発電機車等により，非常用母線受電し直流電源の機能を回復後，蓄電池室の換気を確保したうえで蓄電池の充電及び中央制御室の計器普及を図る。

緊急時対策本部対応手順書と各班の役割

【緊急時対策本部対応手順書】

発電所において重大事故等又は大規模損壊が発生した場合，緊急時体制の発令を行う事象の対応を行う。本手順書は，緊急時体制の発令から解除までの緊急時対策本部内組織が実施する基本的な事項について定めたものであり，具体的な実施事項は事象の内容により緊急時対策本部内の各班が定める手順書を用いて事態の対応並びに進展防止・収束を行う。

班名	手順書の概要
プラント監視班	運転員の任務，事故の影響緩和及び拡大防止に必要な運転上の操作，プラントデータ採取・状況まとめ等，プラント監視班の活動内容を定めた手順書 （例）設備の系統構成，異常状況の把握，プラントデータ採取・状況のまとめ，発電所施設の保安維持
復旧班	復旧作業の実施，消火活動等，復旧班の活動内容を定めた手順書 （例）可搬型設備の準備，発電所施設の被災状況把握，応急措置のための復旧作業方法の作成，復旧作業の実施，消火活動
技術班	原子炉の事故の影響緩和及び拡大防止に必要な運転に関する技術的措置等，技術班の活動内容を定めた手順書 （例）原子炉及び燃料プール等の運転に関するデータの収集，分析及び評価，事故の影響緩和及び異常拡大防止に必要な運転に関する技術的措置
放射線管理班	周辺環境の放射能監視及び放出評価，作業に伴う線量管理，放射性物質による汚染の除去等，放射線管理班の活動内容を定めた手順書 （例）放射性物質の影響範囲の推定，緊急時対策活動に係る立ち入り禁止措置，退去措置及び除染等の放射線管理
支援班	緊急時対策本部の設置，活動資機材調達，避難誘導等，支援班の活動内容を定めた手順書 （例）緊急時対策本部の設営及び運営の支援，避難誘導，資機材及び輸送手段の確保，救出・医療活動

原子力災害対策手順書一覧

手順項目		項目概要
アクセスルート確保	アクセスルート確保	ホイルローダを使用しアクセスルートを確保する。
消火戦略	航空機燃料火災時等における初動対応	化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車，又は，化学消防自動車，小型動力ポンプ付水槽車及び小型放水砲により初期対応における泡消火を行う。
	放水砲による消火活動	海を水源として大型送水ポンプ車及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火を行う。
原子炉圧力容器への注水戦略	原子炉隔離時冷却系排水処理	「ＲＣＩＣ現場起動による原子炉注水」に伴い発生する排水を移送する。
	蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作（補助盤室）	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）により逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。
	蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作（原子炉建物）	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）により逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。
	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による主蒸気逃がし安全弁開放	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を駆動させ発電用原子炉を減圧する。
	窒素ガスボンベによる主蒸気逃がし安全弁背圧対策	格納容器圧力が設計圧力の２倍の状態（２Ｐｄ）において確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，窒素ガス供給設備の供給圧力を調整する。

手順項目		項目概要
水素爆発防止戦略	水素爆発防止のための原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放手順	原子炉建物内に水素ガスが漏えいし，原子炉建物内の水素濃度が上昇した場合，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルを開放し，原子炉建物オペレーティングフロア天井部の水素ガスを大気へ排出することで，原子炉建物内における水素ガスの滞留を防止する。
原子炉格納容器除熱戦略	可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換	格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。
	第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給	スクラバ容器水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に，第１ベントフィルタスクラバ容器補給水ラインから第１ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。
	可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換	原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため，可搬式格納容器窒素供給装置設備により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。
	格納容器フィルタベント系系統構成	格納容器フィルタベント前にＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
燃料プール注水戦略	原子炉建物内ホース展張による燃料プールへの注水及びスプレイ	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水により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。また，燃料プールへのスプレイにより燃料損傷を緩和し，臨界を防止し，放射性物質の放出を低減する。
	燃料プールの漏えい緩和	燃料プール内側から漏えいしている場合に，シール材を張り付けたステンレス鋼板を燃料プール開口部付近までロープで吊り下ろし，漏えいするプール水の流れやプール水による水圧を利用して開口部を塞ぐことで漏えいを緩和する。
放射性物質拡散抑制	放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	発電所外へ放射性物質の拡散を抑制するため大型送水ポンプ車，放水砲により原子炉建物に放水する。
	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	原子炉建物放水設備の影響により，放射性物質を含む汚染水の発生を想定して，放射性物質吸着材により汚染水の海洋への拡散抑制を行う。
	シルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制	原子炉建物放水設備の影響により，放射性物質を含む汚染水の発生を想定して，シルトフェンスにより汚染水の海洋への拡散抑制を行う。

手順項目		項目概要
電源確保	ガスタービン発電機の現場起動による電源確保	ガスタービン発電機を現場で起動して緊急用M／Ｃを受電する。
	高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保	高圧発電機車を緊急用メタクラ接続プラグ盤に接続してM／Ｃ　Ｃ系又はM／Ｃ　Ｄ系を受電する。
	高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用したM／ＣＣ系又はM／Ｃ　Ｄ系電源確保	高圧発電機車を高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続してM／Ｃ　Ｃ系又はM／Ｃ　Ｄ系を受電する。
	高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用した緊急用M／Ｃ電源確保	高圧発電機車を高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続して緊急用M／Ｃを受電する。
	高圧発電機車による直流電源確保時の可搬ケーブルを使用した中央制御室排風機電源確保	中央制御室排風機の電源を可搬ケーブルを使用して，ＳＡコントロールセンタから給電する。
	直流給電車を使用した直流盤電源確保	直流給電車をＢ－115V 系直流盤，230V 系直流盤（ＲＣＩＣ），Ｂ－115V 系直流盤（ＳＡ）及び230V 系直流盤（常用）に接続し，直流電源を給電する。
水源確保	大量送水車を使用した送水	大量送水車を使用して，各水源から接続口までの送水を実施する。
	海水を使用した水源の補給	大型送水ポンプ車及び大量送水車を使用して，海を水源とした各水源への補給を実施する。
	大量送水車を使用した送水／補給	大量送水車を使用して，各水源への補給を実施する。

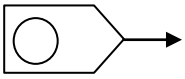
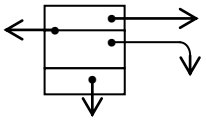
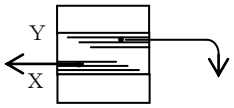
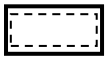
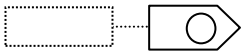
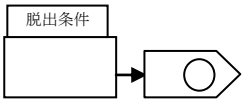
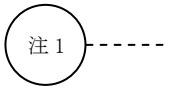
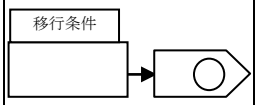
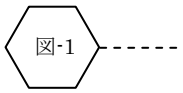
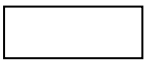
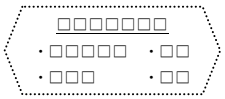
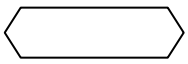
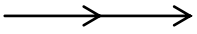
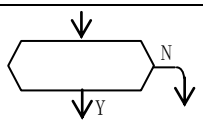
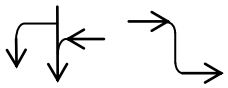
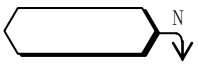
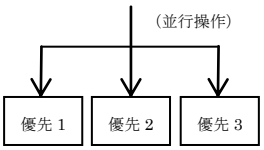
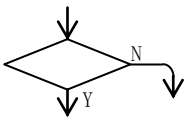
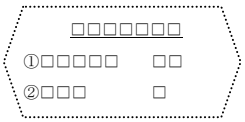
手順項目		項目概要
その他	軽油タンク等を使用したタンクローリへの燃料積載	ガスタービン発電機用軽油タンク，非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等を使用してタンクローリへ軽油の補給を行う。
	タンクローリから各機器等への給油	可搬型重大事故等対処設備等への給油が必要な場合，タンクローリを用いて，可搬型重大事故等対処設備等へ給油する。
	移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保	原子炉補機代替冷却系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。
	大型送水ポンプ車を使用した海水供給	大型送水ポンプ車により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水することにより最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。
	データ伝送設備（発電所内）によるプラントパラメータ等の監視手順	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）のうちＳＰＤＳ伝送サーバ及びＳＰＤＳデータ表示装置によるプラントパラメータ等の伝送状態を確認する。
	ＳＰＤＳによるパラメータ記録結果の保存	ＳＰＤＳ伝送サーバ（１，２系）に記録された計測結果が記録容量を超える前に定期的にメディア(記録媒体)に保存する。
	中央制御室チェンジングエリアの設営及び運用手順	モニタリング及び作業服の着替え等を行うためにチェンジングエリアの設営及び運用を行う。
	可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の測定	可搬式モニタリング・ポストにより放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。
	可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の代替測定	モニタリング・ポストが機能喪失した場合，可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の代替測定を行う。
	放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度の測定	周辺監視区域境界付近等の空気中の放射性物質の濃度を放射能観測車により監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。

手順項目		項目概要
その他	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	放射能測定装置（可搬式ダスト・よう素サンプラ，GM汚染サーベイ・メータ，ＮａＩ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監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。
	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	発電所及びその周辺（周辺海域を含む。）において，放射能測定装置により，放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）及び放射線量の測定を行う。放射能測定装置により，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・ポストのバックグラウンド低減対策	放射性物質の放出によりモニタリング・ポストの周辺の汚染を確認した場合，周辺の汚染レベルを確認し，局舎壁等の除染，除草，周辺の土壌撤去等により，バックグラウンドを低減する。
	可搬式モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	放射性物質の放出により可搬式モニタリング・ポストの周辺の汚染を確認した場合，周辺の汚染レベルを確認し，除草，周辺の土壌撤去等により，バックグラウンドを低減する。
	可搬式気象観測装置による気象観測項目の代替測定	可搬式気象観測装置により発電所における風向，風速及びその他の気象条件を測定し，及びその結果を記録する。
	海上モニタリング測定	小型船舶を使用し，放射能測定装置により空気中及び水中の放射性物質の濃度や放射線量の測定を行う。
	放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策	放射能測定装置の検出器を遮へい材で囲むこと等によりバックグラウンドレベルを低減させて，放射性物質の濃度を測定する。
	緊急時対策本部内可搬式エリア放射線モニタ設置	緊急時対策所の居住性の確認（線量率の測定）を行うため，緊急時対策所内に可搬式エリア放射線モニタを設置する。
	緊急時対策所空気浄化装置運転	緊急時対策所で活動する緊急時対策要員の必要な換気量の確保及び被ばくの低減のため，緊急時対策所空気浄化送風機を起動する。

手順項目		項目概要
その他	緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定	緊急時対策所空気浄化装置運転，酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う。
	緊急時対策所空気ボンベ加圧装置設備による空気供給準備	緊急時対策所空気ボンベによる緊急時対策所内の加圧に必要な系統構成を行い，漏えい等がないことを確認し，切り替えの準備を行う。
	緊急時対策所空気浄化装置から緊急時対策所空気ボンベへの加圧設備への切替	格納容器ベントを実施する場合に備え，緊急時対策所空気浄化送風機から緊急時対策所空気ボンベに切り替えることにより，緊急時対策所への外気の流入を遮断する。
	緊急時対策所空気ボンベ加圧設備から緊急時対策所空気浄化装置への切替	周辺環境中の放射性物質が十分減少した場合にプルーム通過後の緊急時対策所空気ボンベから緊急時対策所空気浄化送風機への切り替えを行う。
	緊急時対策所空気浄化装置の待機側への切替	緊急時対策所空気浄化送風機及び緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの切り替えが必要となった場合に，待機側を起動し，切り替えを実施する。
	緊急時対策所用発電機準備	緊急時対策所用発電機の可搬ケーブル接続を行う手順を整備する。
	緊急時対策所用発電機起動	緊急時対策所の必要な負荷は，２号炉の非常用低圧母線より受電されるが，同母線より受電できない場合は，可搬型代替交流電源設備である緊急時対策所用発電機から給電する。
	緊急時対策所用発電機の切替	２号炉の非常用低圧母線より受電できない場合において，早期の電源回復が不能の場合で，緊急時対策所用発電機を運転した際は，燃料補給のため緊急時対策所用発電機を切り替える。
	緊急時対策所用発電機の並列運転	格納容器ベントに備える必要がある場合に備え，緊急時対策所用発電機の待機側発電機の並列運転を行う。
	緊急時対策所用発電機（予備）の切替手順	緊急時対策所用発電機が２台損傷した場合に，緊急時対策所用発電機（予備）へ切り替える。

手順項目		項目概要
その他	緊急時対策所チェンジングエリアの設営及び運用手順	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にチェンジングエリアの設営及び運用を行う。
	放射線管理用資機材の維持管理等	緊急時対策所には，７日間外部からの支援がなくとも緊急時対策要員が使用する十分な数量の装備（汚染防護服，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，管理し，重大事故等時には，防護具等の使用及び管理を適切に運用し，十分な放射線管理を行う。
	飲料水，食料等の維持管理	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。
	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の操作手順	原子炉棟内部の負圧を確保するために必要な場合は原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルを閉止する。

ＥＯＰ／ＳＯＰフローチャート凡例

	記　号	記 号 の 意 味		記　号	記 号 の 意 味
1		・他の制御からの導入（常に左から入る） ・○内は矢羽根連携ナンバーを記載	12		・パラメータ別の移行先
2		・他の制御への導入（常に右へ出る） ・○内は矢羽根連携ナンバーを記載	13		・Ｙになる前に事前操作，判断 ・Ｘになる前に事前操作，判断
3		・主制御名称	14		・操作毎に特記すべき注意書
4		・各制御名称	15		・格納容器制御導入条件補足
5		・各 EOP 制御から「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。	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。
6		・「スクラム」(RC)以外の制御へ移行するための条件。 ・この条件が成立した場合，他の制御へ移行する。 ・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。	17		・フローチャート別，図－１
7		・確認	18		・操作および確認目的の視認向上を目的に下線を使用する。
8		・操作	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
9		・操作判断	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。
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。	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，か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。
11		・判断	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。

重大事故等対策における作業ごとの想定時間の設定について

1.　想定時間の設定における基本事項

(1)　体制

重大事故等対策における作業ごとの想定時間は，重大事故等対策の有効性評価を考慮し，中央制御室の当直（運転員）１名及び現場運転員４名にて行うものとする。また，中央制御室の当直（運転員）１名は運転操作を実施するが，現場運転員は，２名／１組×２チームを構成し，現場対応を行うこととしている。

2.　運転員における移動時間

運転員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ごと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防護具の着用時間

項目	装備	想定時間	備考
初動対応時における装備（高湿度環境下の作業）	酸素呼吸器，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服，耐熱服	30 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）は中央制御室を移動開始起点とし，建物内は実測により算定している。また，有線式通信設備の敷設を考慮し，移動時間を 1.5 倍としており，更に扉の開閉等を考慮し，移動時間を設定している。

また，移動時間において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　移動時間において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）又は懐中電灯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	常設及び仮設資機材設備は固縛・転倒防止措置を実施することにより，影響がない。また，資機材設備が転倒した場合であっても，通行可能な通路幅，乗り越え又は迂回が可能である。	移動時間への考慮不要

第３表　移動時間において考慮した事項について

項目		算定の考え方	考慮有無
通信	有線式通信設備	運転員は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，有線式通信設備の敷設による移動時間への影響は実測時間の 1.5 倍とし，想定時間を上回ることがないことを確認した。	1.5 倍を考慮
水密扉		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。	60 秒

3．運転員における作業時間

運転員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)　中央制御室内における盤配置

常設重大事故等対処設備の運転操作のため，中央制御室に重大事故　操作盤が設置される。なお，中央制御室における制御盤の配置を第１図に示す。

第１図　中央制御室における制御盤の配置図

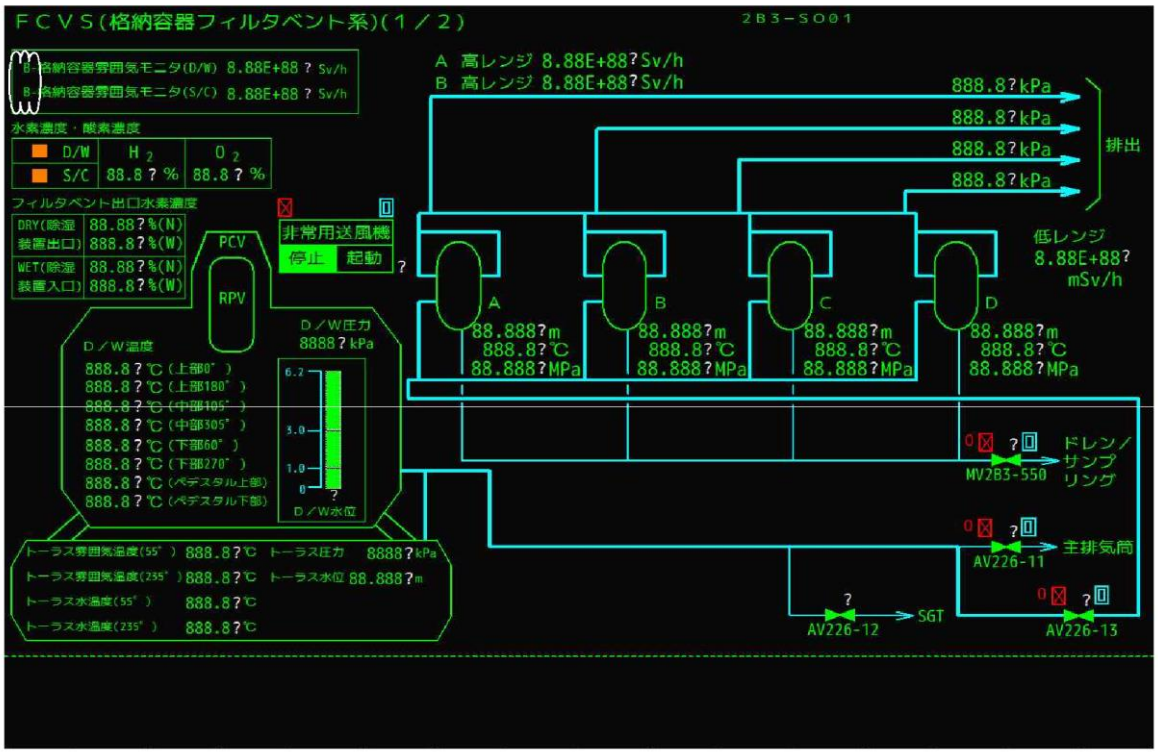
(2)　中央制御室操作

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の作業に関し考慮した事項を第４表に，タッチパネル式である重大事故操作盤の監視操作画面（イメージ図）を第２図に示す。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第４表　中央制御室における運転員の作業に関し考慮した事項

項目	算定の考え方	時間
操作スイッチ（移動，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１操作の想定時間を算定した。	60 秒／操作
計器の確認	訓練により計測した時間を切り上げた時間。	20 秒／操作
電動弁	訓練，実際の操作により測定した時間から，想定時間を算定した。	―



第２図　監視操作画面（イメージ図）

(3)　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） 手動弁	訓練により計測した時間又は，操作できない弁は同型弁を訓練により計測した時間。	―
電源関係（M／C，L／C等）	訓練により計測した時間を切り上げた時間で想定時間を算定した。	―
その他	盤扉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 1.0.7

島根原子力発電所２号炉

有効性評価における重大事故対応時の手順について

＜　目　次　＞

1.　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
1.1　高圧・低圧注水機能喪失
1.2　高圧注水・減圧機能喪失
1.3　全交流動力電源喪失
1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）
1.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）
1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）
1.3.4　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（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
2.　運転中の原子炉における重大事故
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）
2.1.1　残留熱代替除去系を使用する場合
2.1.2　残留熱代替除去系を使用しない場合
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.　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のある事故
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
4.4　反応度の誤投入　※重大事故等の対策は，全て自動で作動するため，手順による対応は不要。

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

特徴

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

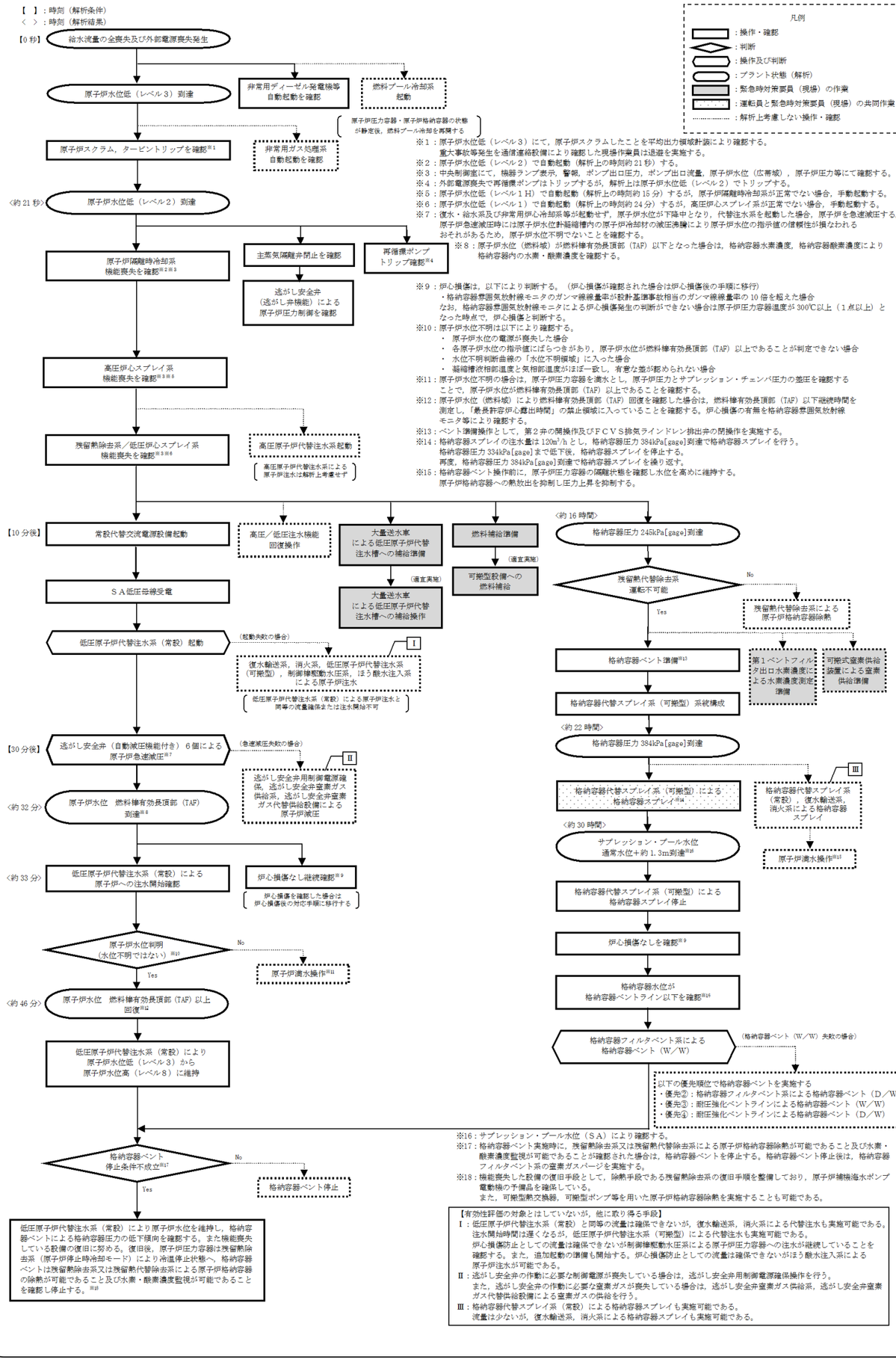
基本的な考え方

逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．高圧・低圧注水機能喪失確認
c．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
d．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
e．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
f．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

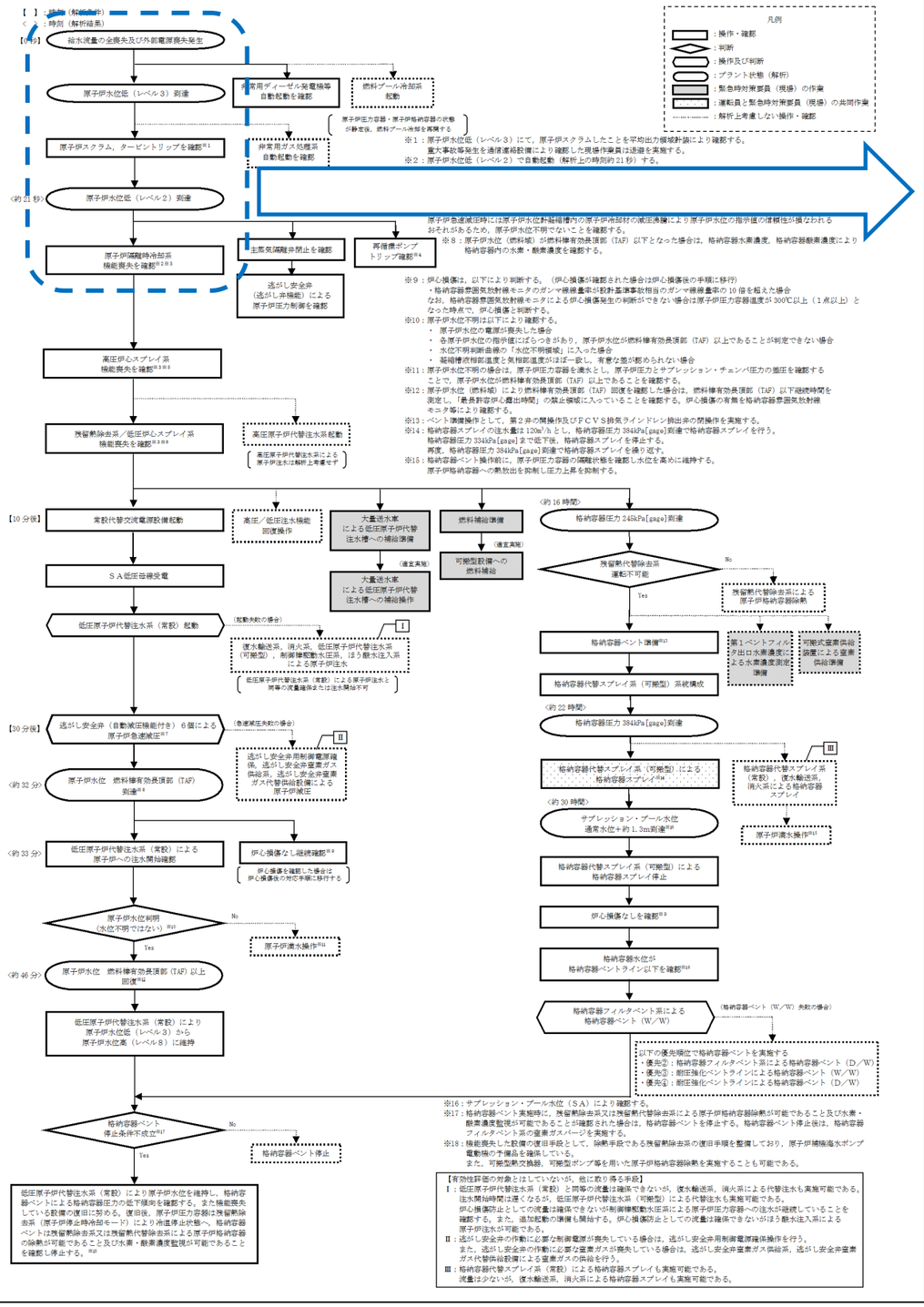
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用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。

原子炉水位は全給水喪失し，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動するが高圧注水機能喪失により，原子炉圧力容器への注水が不可となる。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行し，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線へ電源供給をする。

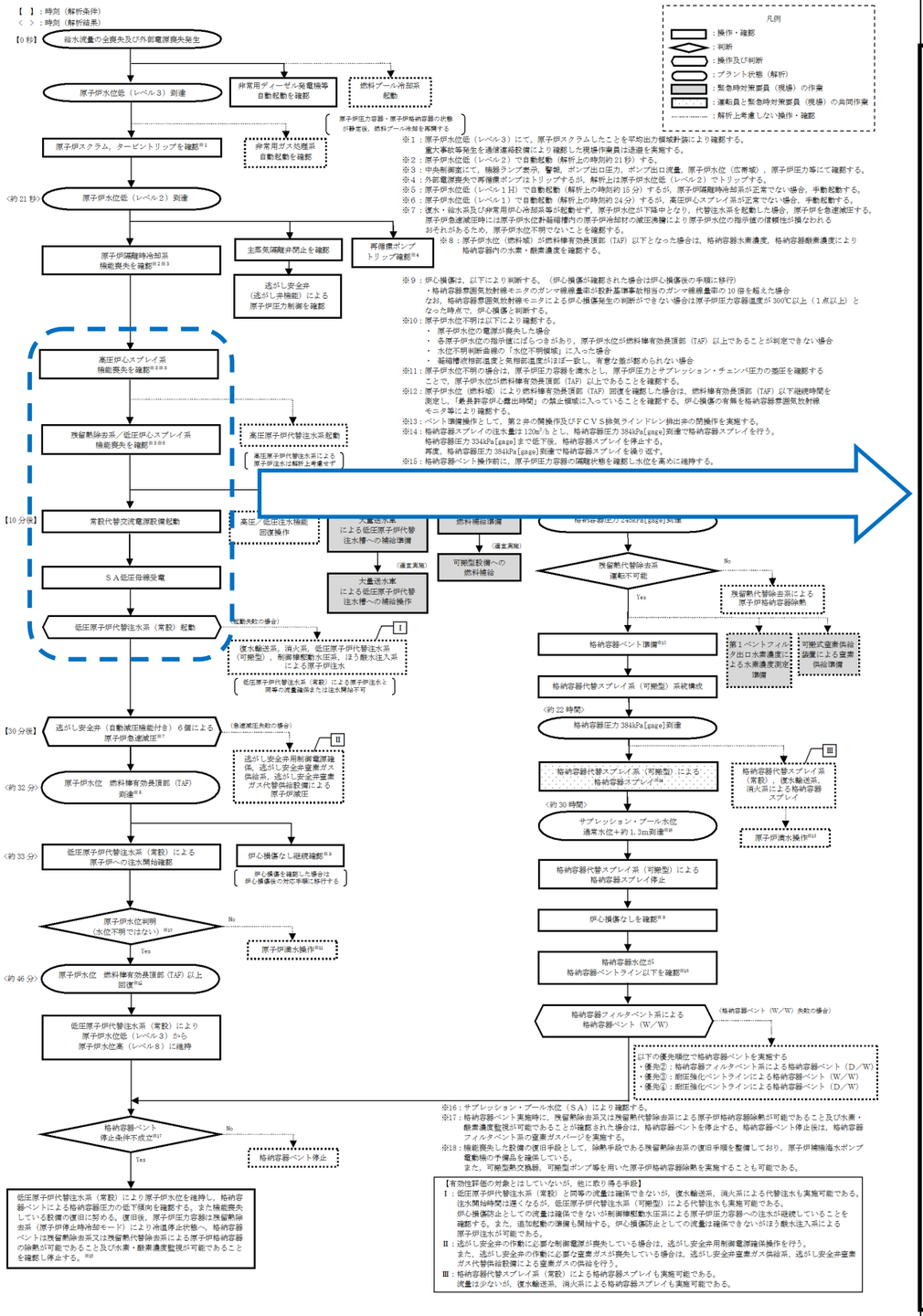
逃がし安全弁の動作により，格納容器圧力が上昇する。**ドライウェル圧力13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　B

操作補足事項

「水位確保」

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。

全給水喪失し原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系の起動に失敗し原子炉水位の低下が継続する。**ガスタービン発電機起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

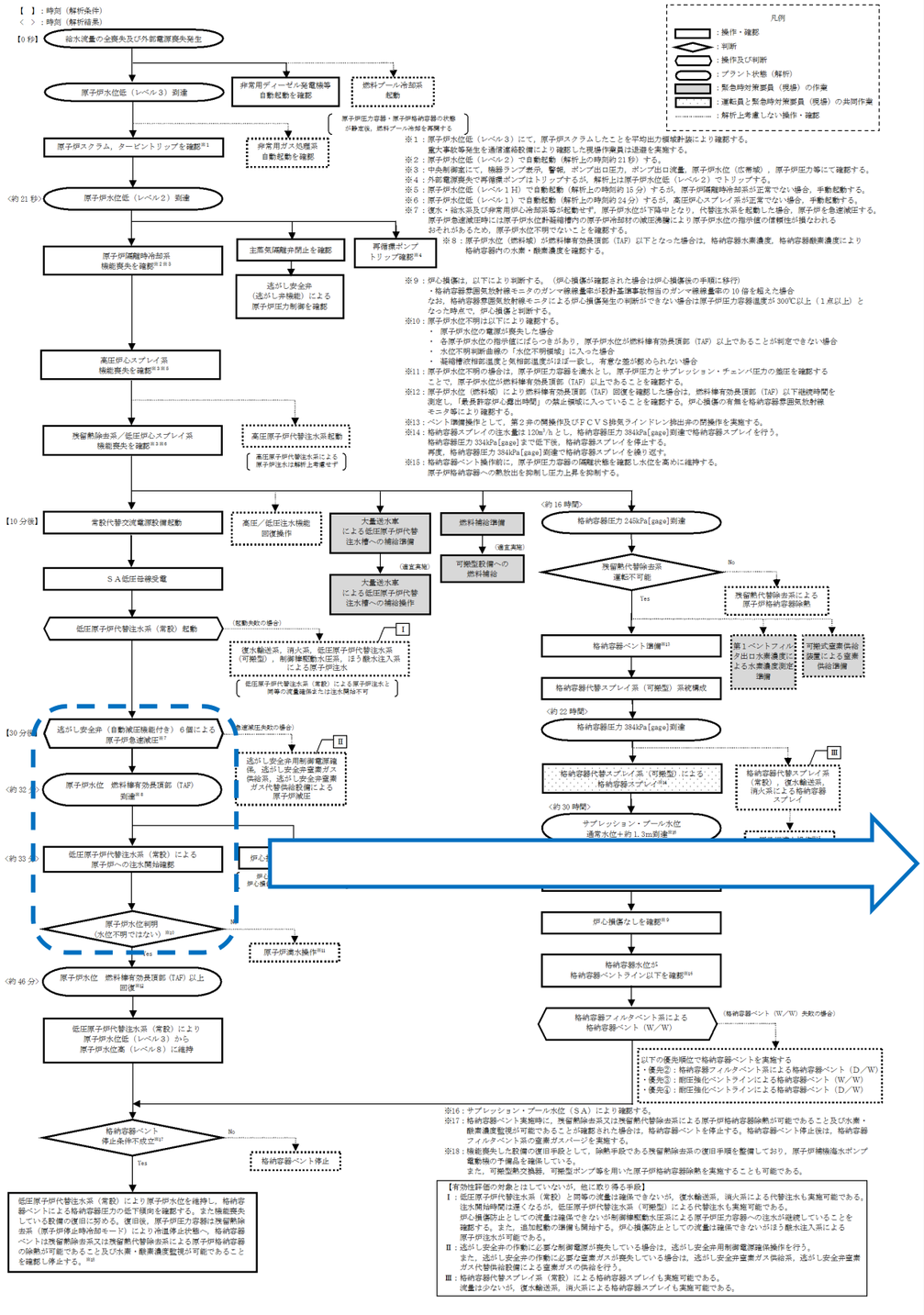
AM 1：「原子炉注水戦略」

・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　C

操作補足事項

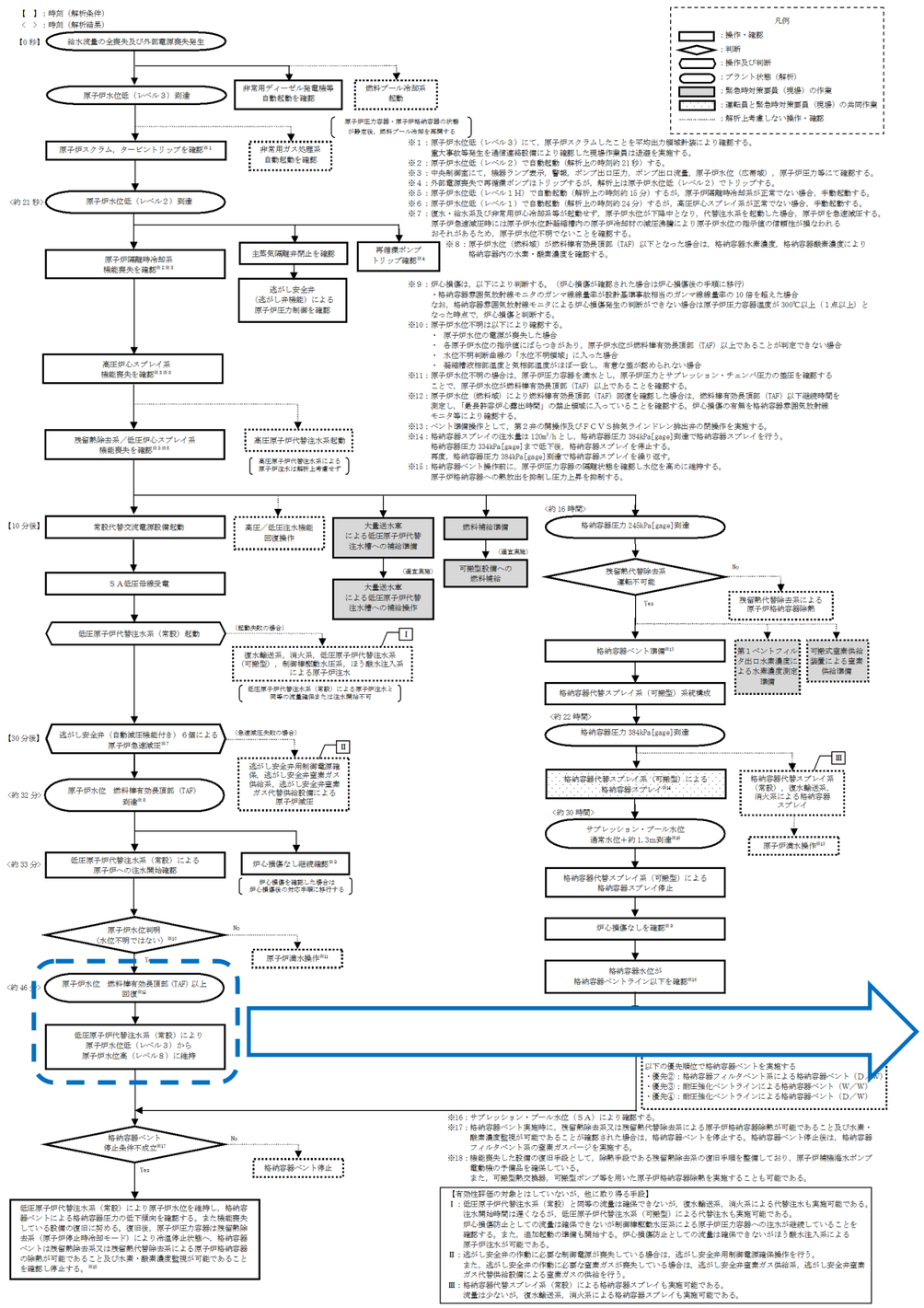
「急速減圧」
　低圧代替原子炉注水系（常設）が起動していることを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開し原子炉を減圧する。
　原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　D

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　E

操作補足事項

「水位回復」
原子炉減圧により，低圧原子炉代替注水系（常設）から原子炉へ注水が開始し，**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上になれば，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

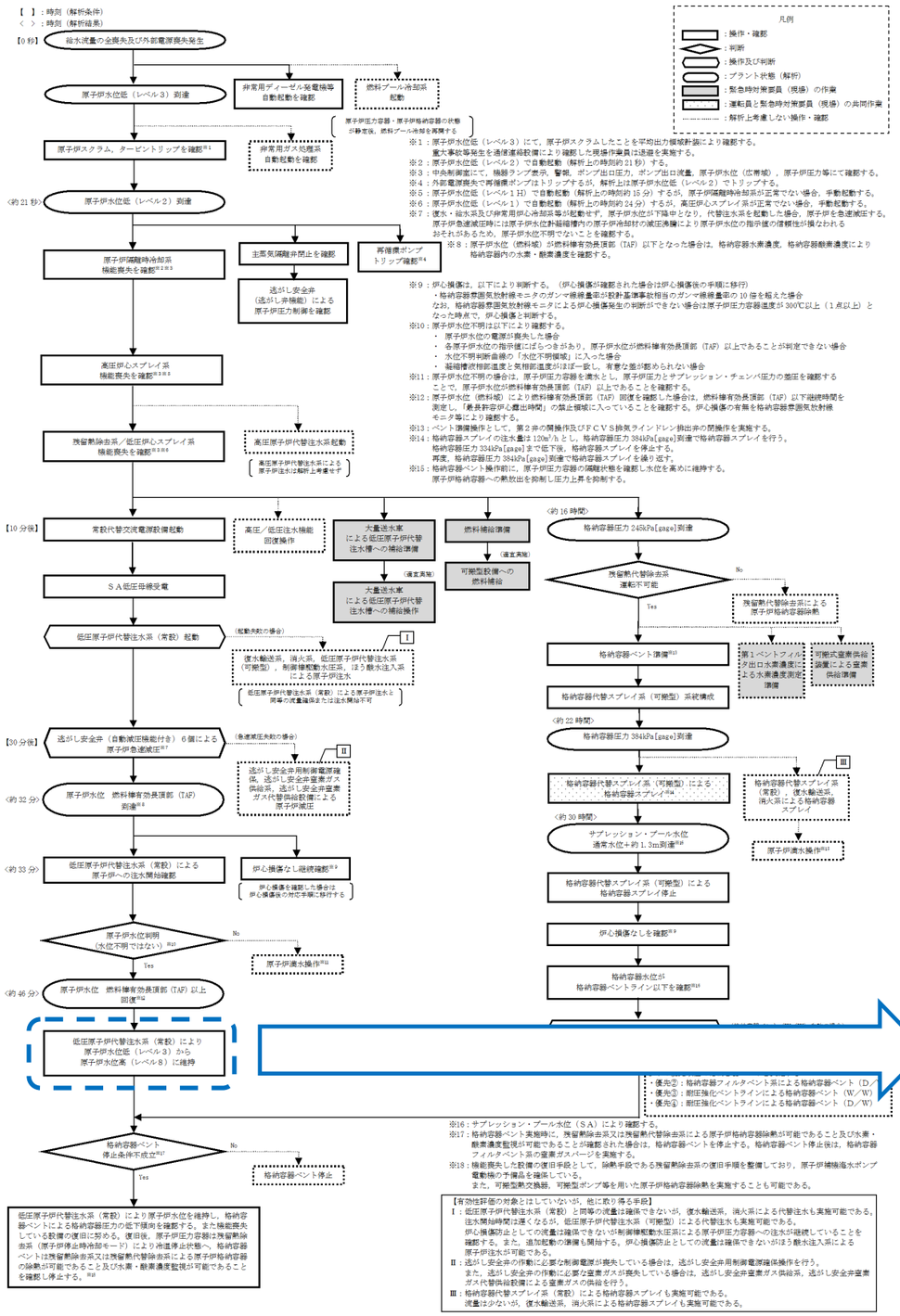
「水位確保」
低圧原子炉代替注水系（常設）により，**原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できるため，原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

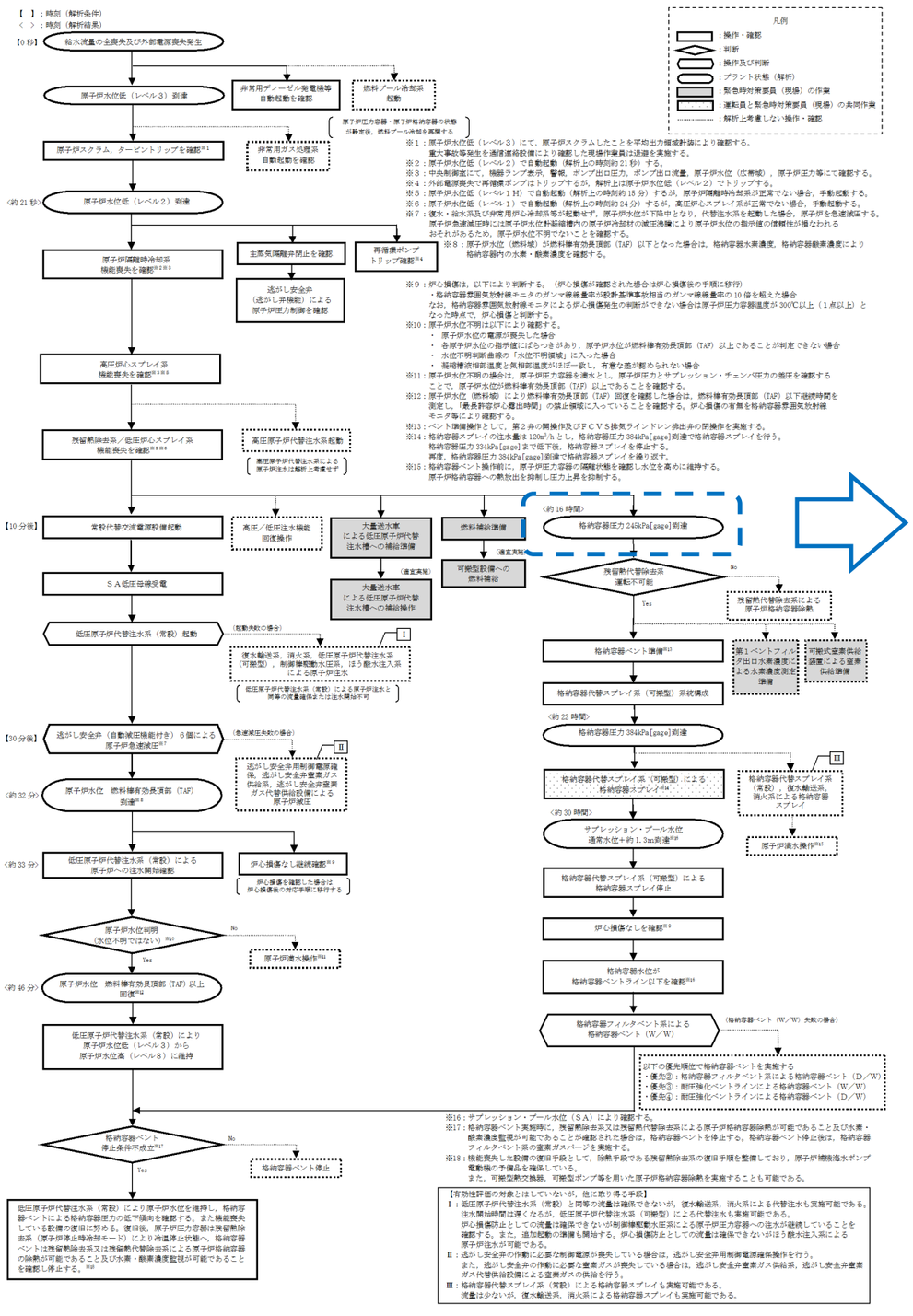
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

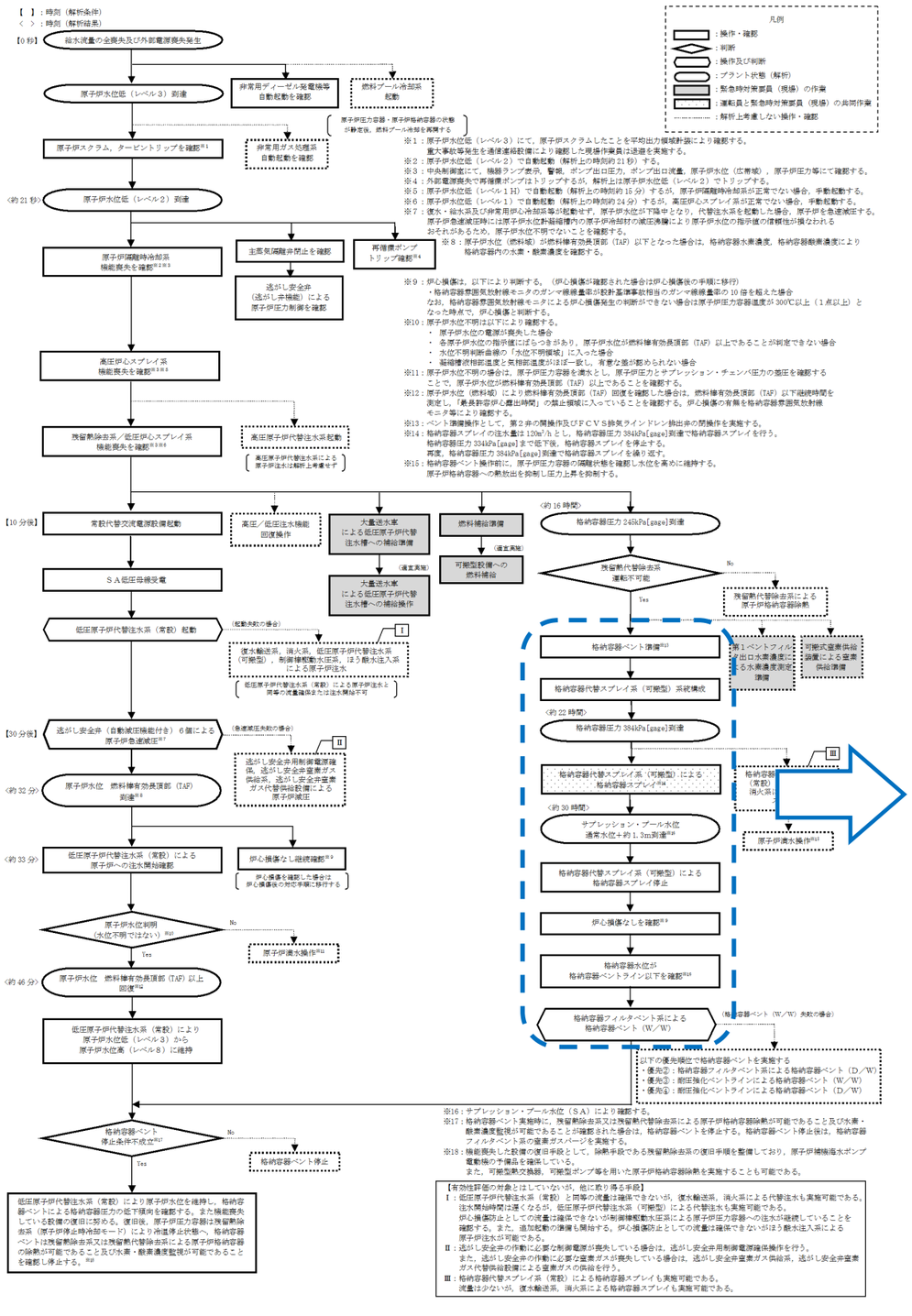
操作補足事項

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」

サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

炉心損傷が発生していないことを確認する。

サプレッション・プール水位が＋1.29m到達にて，ウェットウェル側からの格納容器ベントを実施する。

AM設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」

・ＦＣＶＳによる格納容器ベント

AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.2　高圧注水・減圧機能喪失

特徴

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

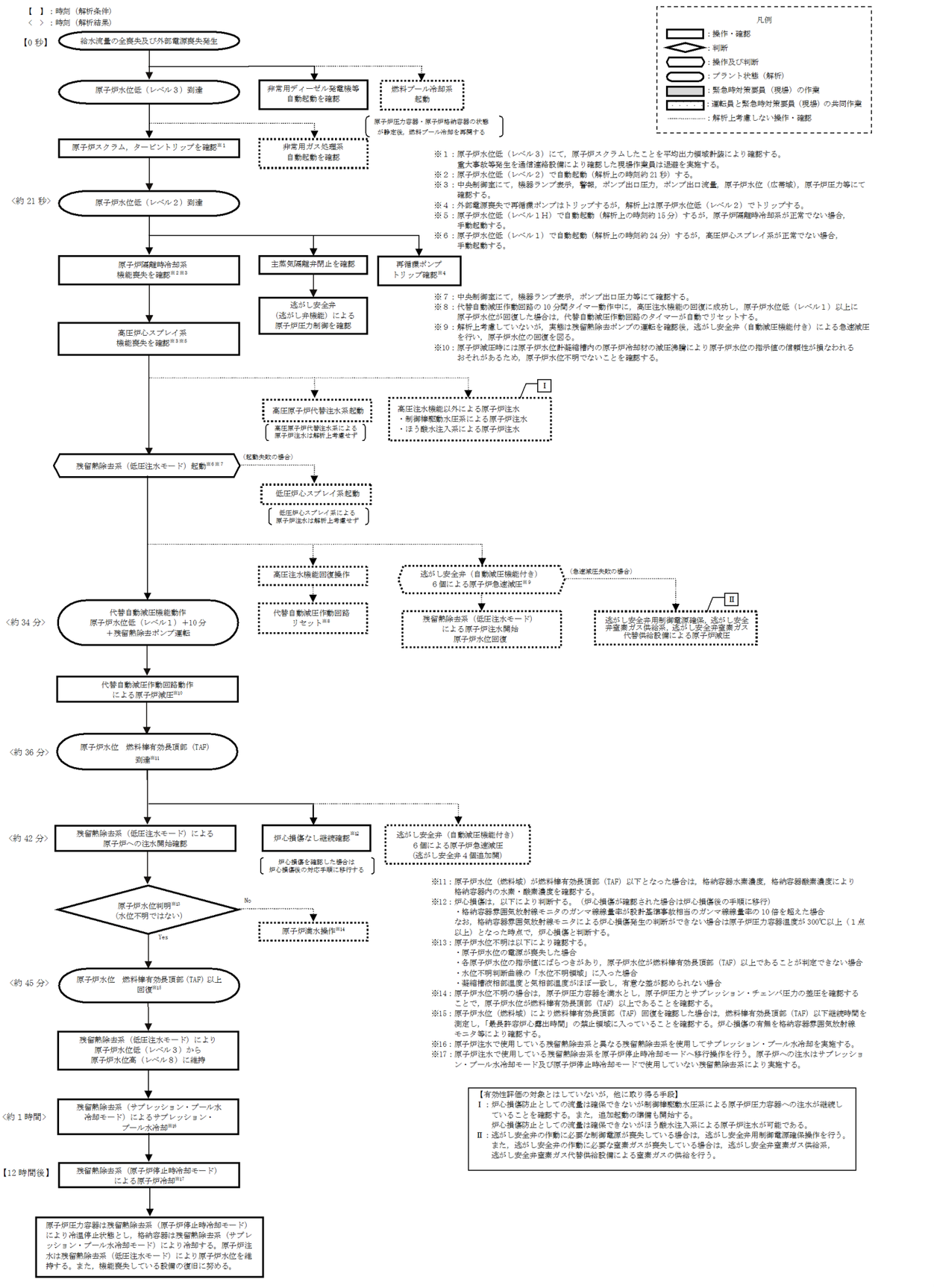
基本的な考え方

代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．高圧注水機能喪失確認
c．代替自動減圧機能動作確認
d．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
e．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転
f．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

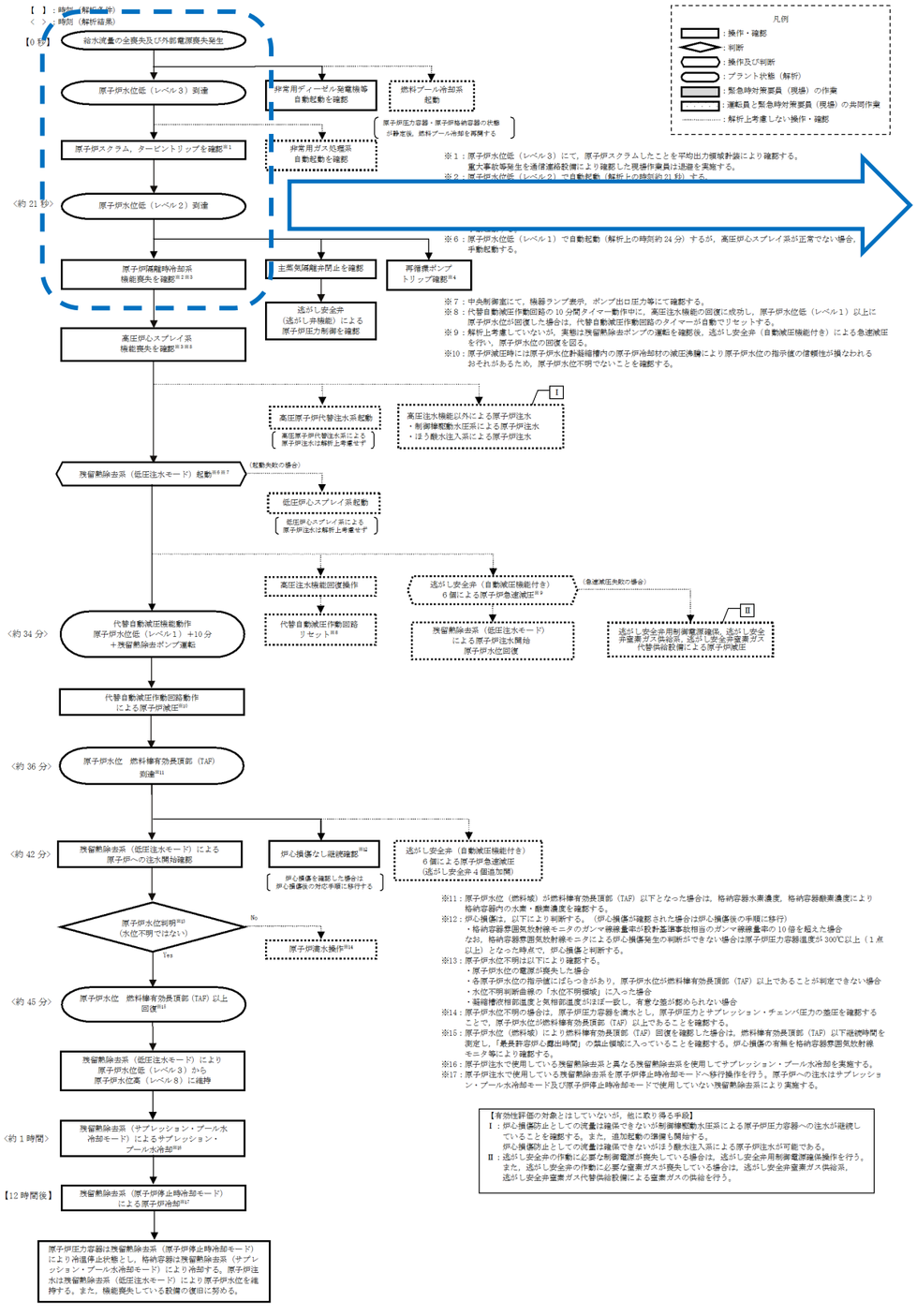
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用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。

原子炉水位は全給水喪失し，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動するが高圧注水機能喪失により，原子炉圧力容器への注水が不可となる。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行し，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線へ電源供給をする。

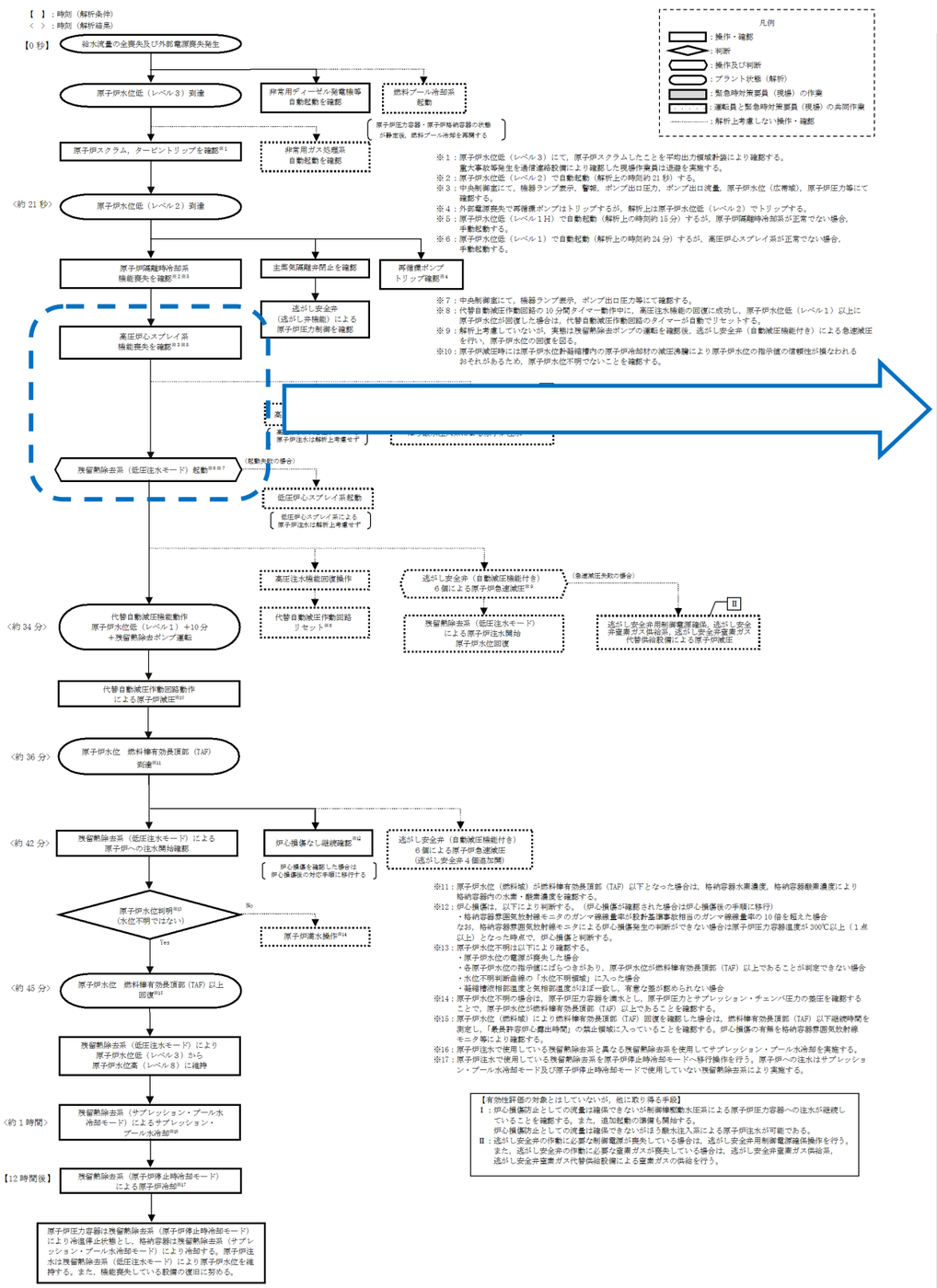
逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。**サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　B

操作補足事項

「水位確保」

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。

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。

全給水喪失し，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により，原子炉圧力容器への注水ができず原子炉水位は低下する。

原子炉水位低（レベル１）にて低圧注水系，低圧炉心スプレイ系の起動を確認する。

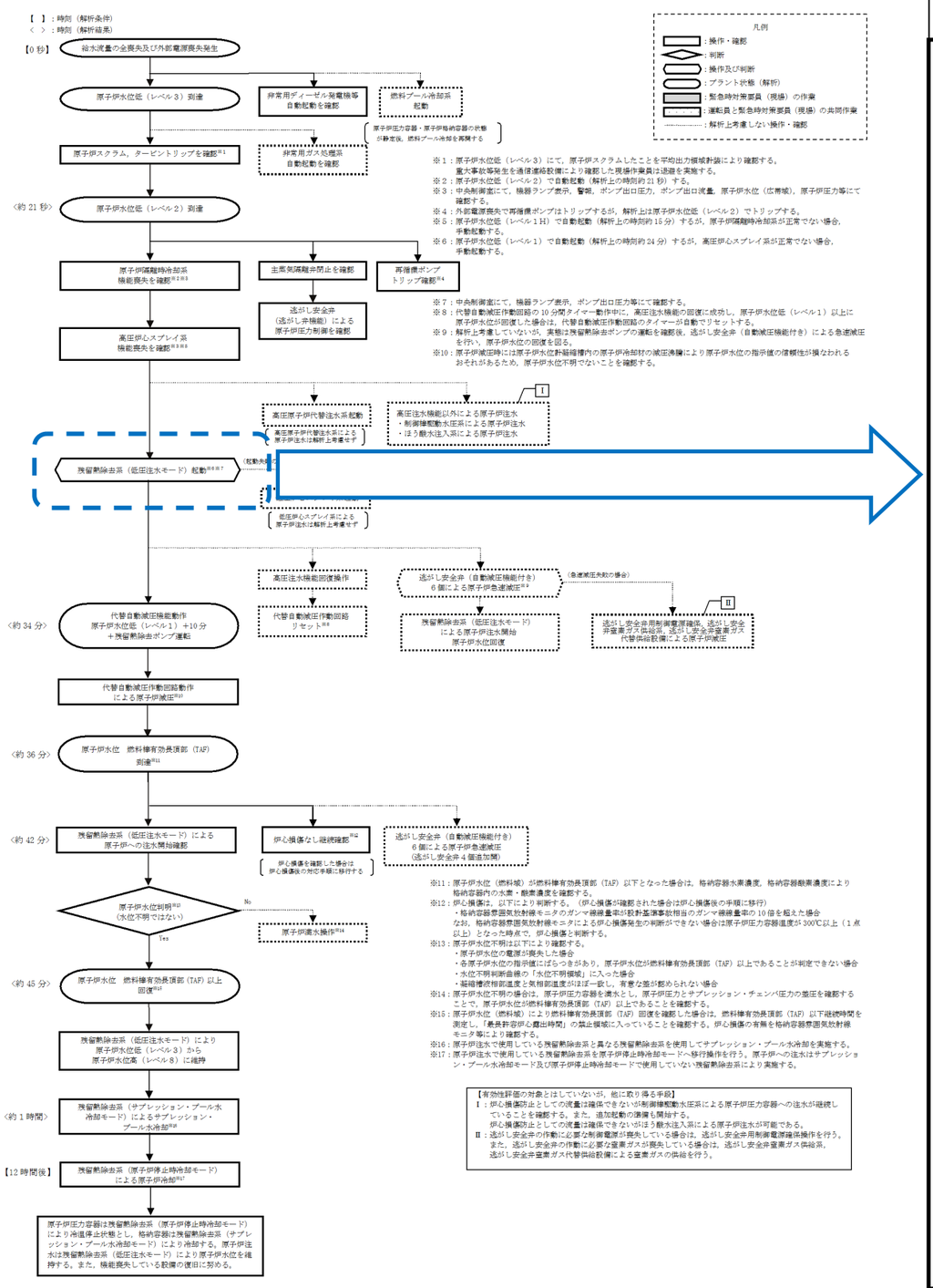
原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上に維持不可のため不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　C

操作補足事項

「水位回復」

低圧注水系は，自動起動には成功するが，減圧機能喪失により原子炉圧力容器への注水が不可となることから，原子炉水位は低下する。

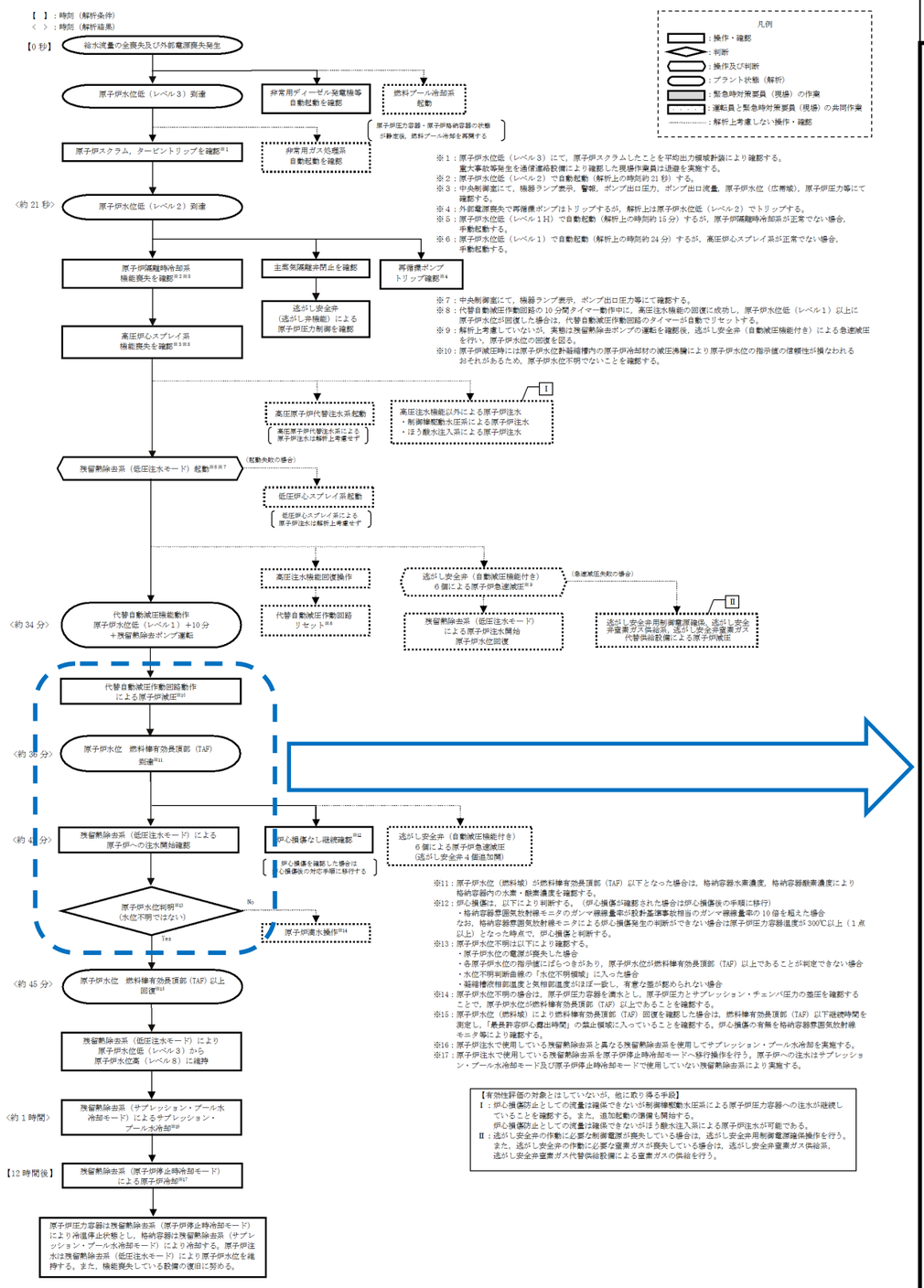
低圧注水可能系統１系統以上があることを確認後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 21 秒）する。
※3：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位低（レベル１社）で自動起動（解析上の時刻約 15 分）するが，原子炉隔離時冷却系が正常でない場合，手動起動する。
※6：原子炉水位低（レベル１）で自動起動（解析上の時刻約 24 分）するが，高圧炉心スプレイ系が正常でない場合，手動起動する。
※7：中央制御室にて，機器ランプ表示，ポンプ出口圧力等にて確認する。
※8：代替自動減圧作動回路の 10 分間タイマー動作中に，高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位低（レベル１）以上に原子炉水位が回復した場合は，代替自動減圧作動回路のタイマーは自動でリセットする。
※9：解析上考慮していないが，実態は残留熱除去ポンプの運転を確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による急速減圧を行い，原子炉水位の回復を図る。
※10：原子炉減圧時には原子炉水位計基幅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。
※11：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※12：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のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※13：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※14：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※15：原子炉水位（燃料域）により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は，燃料棒有効長頂部（TAF）以下継続時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。
※16：原子炉注水で使用している残留熱除去系と異なる残留熱除去系を使用してサプレッション・プール水冷却を実施する。
※17：原子炉注水で使用している残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードへ移行操作を行う。原子炉への注水はサプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モードで使用していない残留熱除去系により実施する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
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。
炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　D

操作補足事項

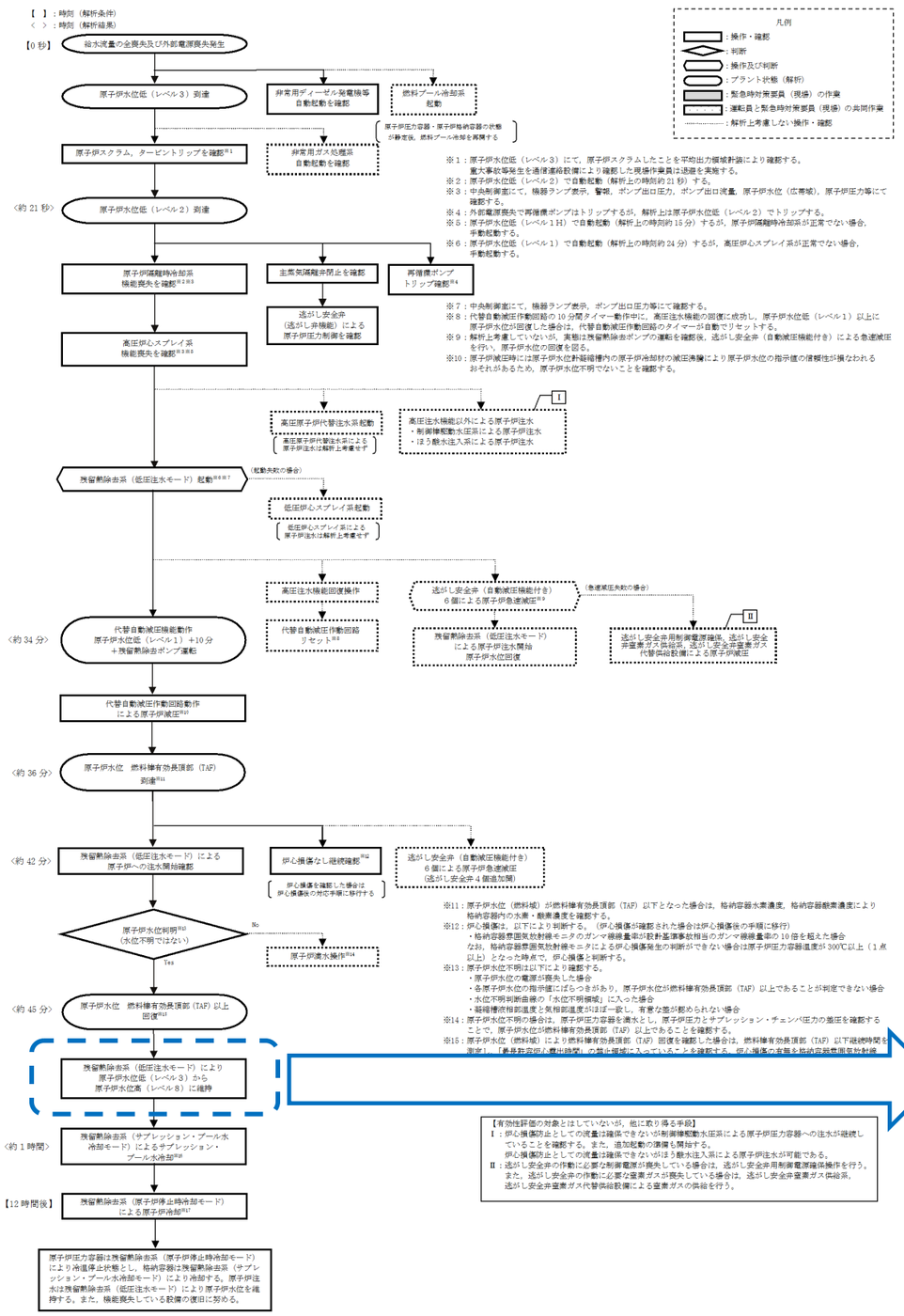
「急速減圧」
　原子炉水位低（レベル１）の状態が１０分継続し，低圧注水可能系統が起動している場合，代替自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能付き）２個による原子炉減圧が開始する。
　原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。
　原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　E

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　F

操作補足事項

「水位回復」
　原子炉減圧により，低圧炉心スプレイ系から原子炉へ注水が開始する。**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上になれば，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

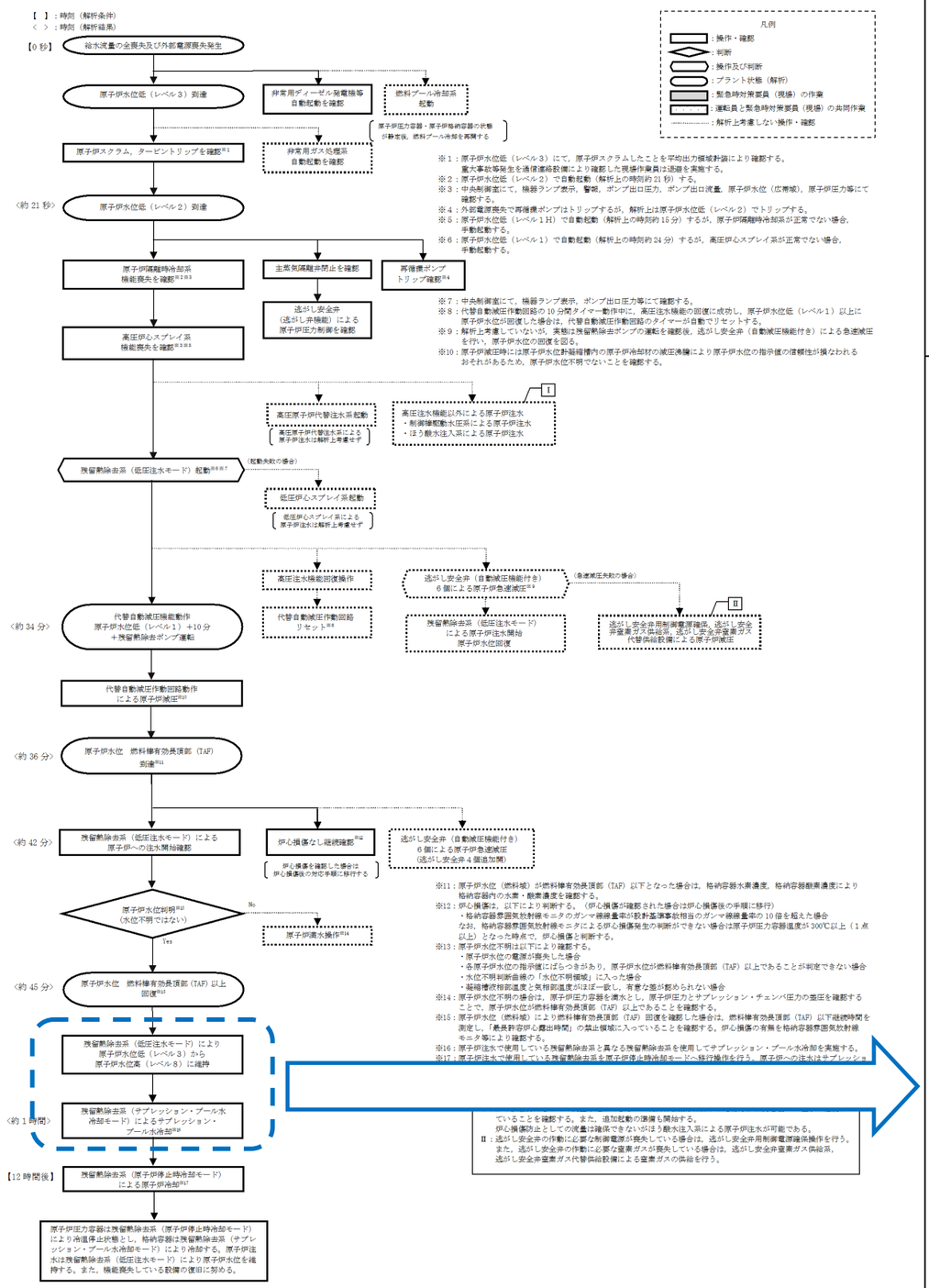
「水位確保」
　低圧炉心スプレイ系により，**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持し，「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」　G

操作補足事項

「スクラム」
　原子炉水位を連続監視する。

「Ｓ／Ｃ温度制御」
　低圧注水モードで起動した残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードに切り替えを行い，サプレッション・プール水の冷却を行う。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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（ＴＢＵ）

1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）

特徴

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

基本的な考え方

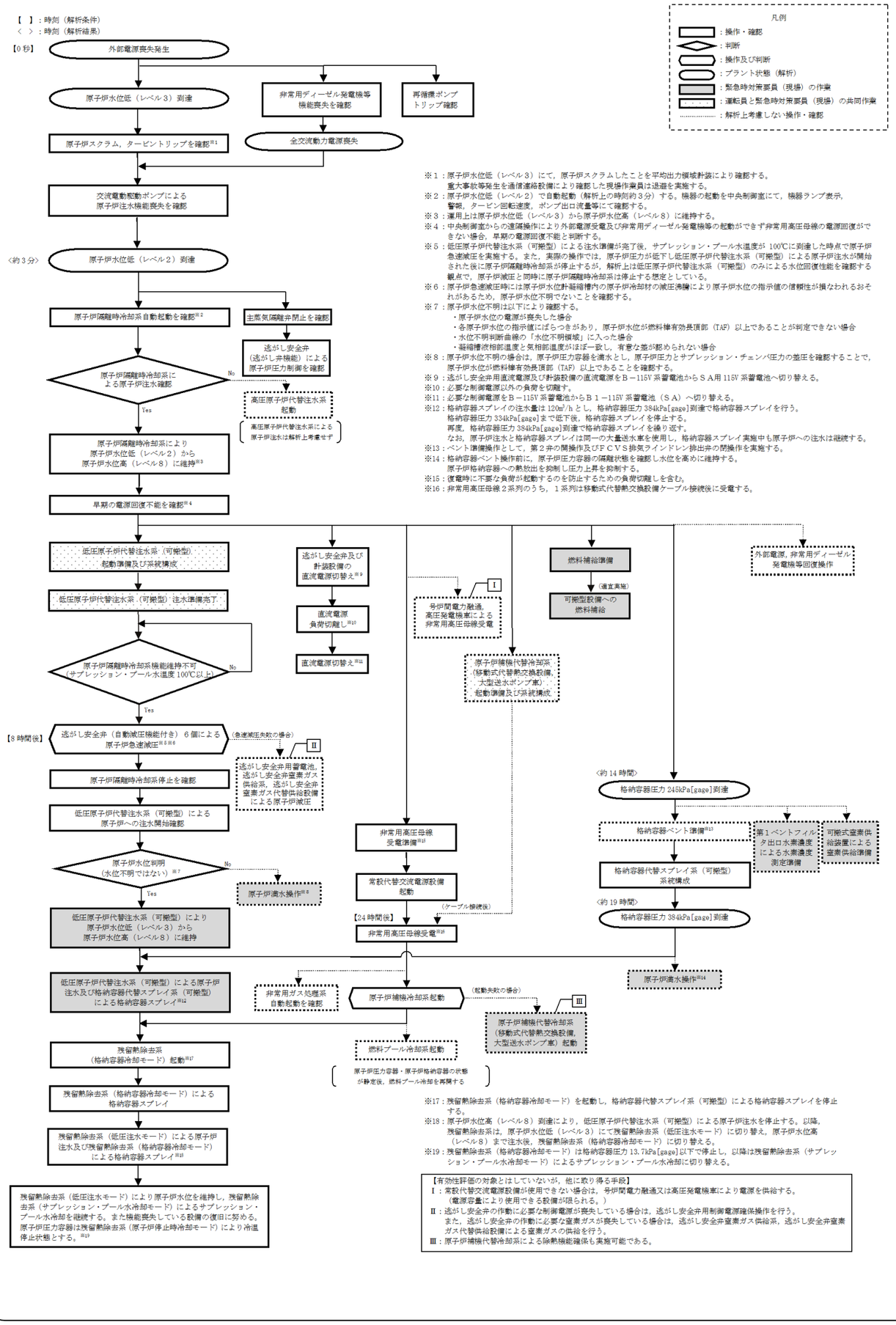
所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生８時間後まで炉心を冷却し，その後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生 24 時間 30 分後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．直流電源負荷切離し及び切替え
e．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
f．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
g．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
h．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
i．残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
j．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失」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（長期ＴＢ）」，「全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）」，「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」は原子炉圧力容器への注水方法に原子炉隔離時冷却系と高圧原子炉代替注水系の違いはあるが手順上同じであることから「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」を代表して記載する。

解析上の対応手順の概要フロー

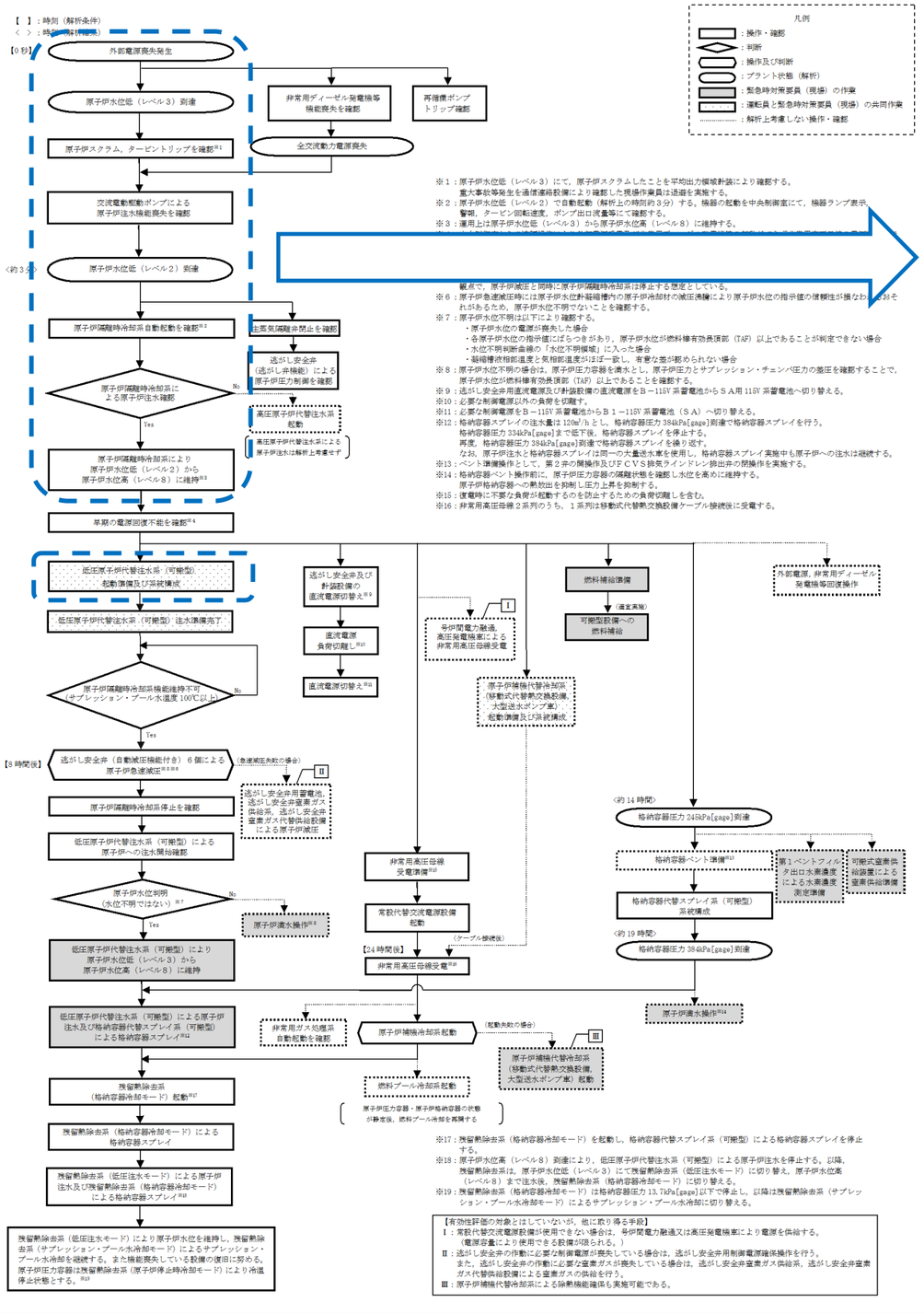


事故時操作運転手順書　ＥＯＰ対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用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。

原子炉水位は全給水喪失するため水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。サプレッション・プール水温度が 100℃到達で機能喪失するため，他の注水手段を確保する。

所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。

原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール温度，格納容器圧力が上昇する。

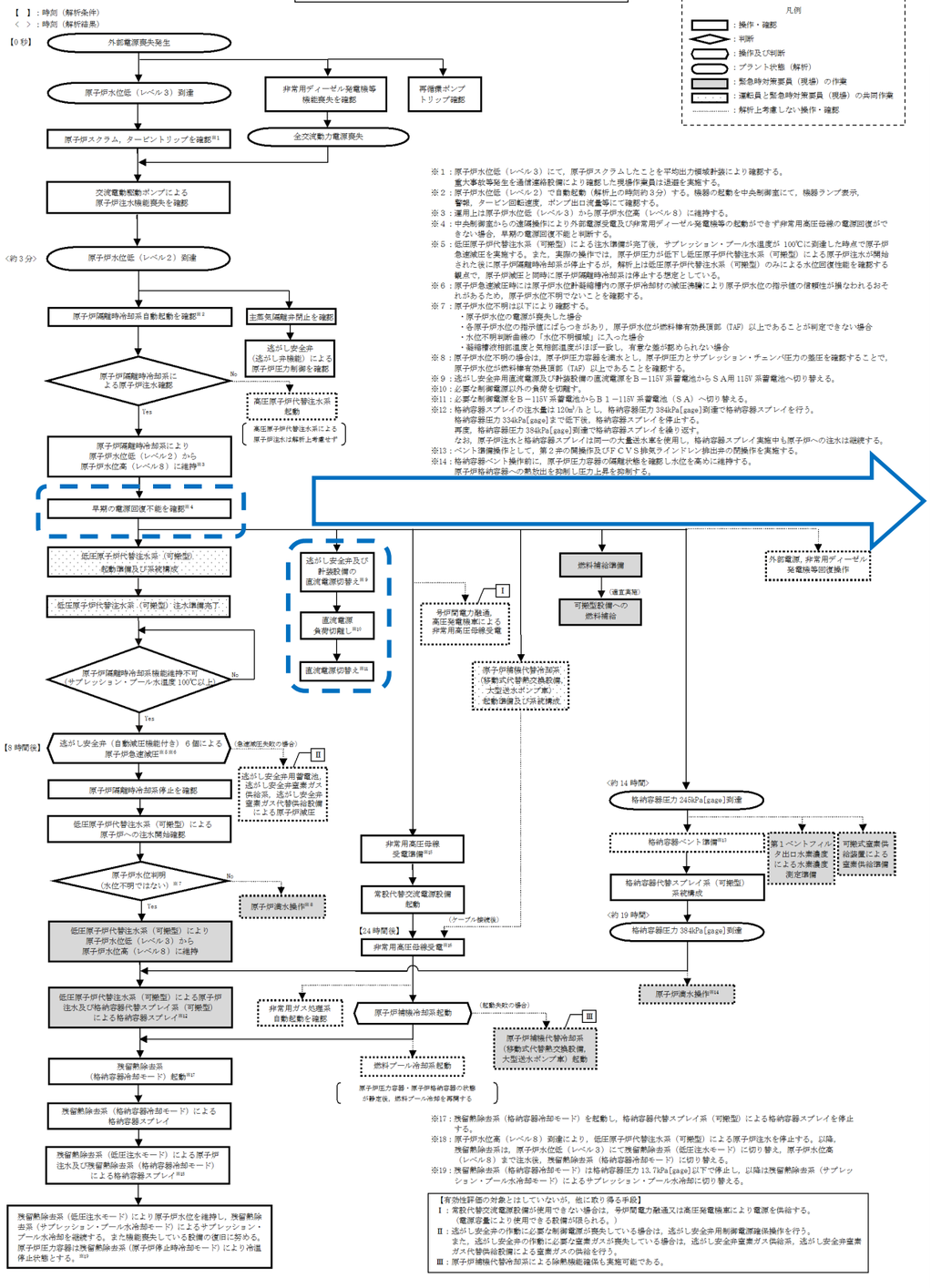
サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。ドライウェル圧力 13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現操作実員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※4：中央制御室からの遠隔操作により非常用原子炉電圧及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧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：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※6：原子炉急速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，原子炉水位不明ではないことを確認する。
※7：原子炉水位不明は以下により確認する。
　・原子炉水位の電源が喪失した場合
　・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
　・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
　・格納槽雰囲気温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※8：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を調圧とし，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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※9：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
　格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
　再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
　なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＳＲＶ８弁真空ブレイクドレン弁近弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
　原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
　（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
　また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　電源復旧　B

操作補足事項

「電源復旧」
　外部電源および非常用ディーゼル発電機等が喪失しているため，ガスタービン発電機の起動を試みるが起動に失敗する。
　直流電源は蓄電池により給電されるが，制御電源を維持するため不要な負荷を切り離す。
　逃がし安全弁用電源を確保するため，電源切替を実施する。
　B-115V 系直流電源については，B１-115V 系（SA）直流電源から融通し 24 時間維持する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 2：「原子炉減圧戦略」
・ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）

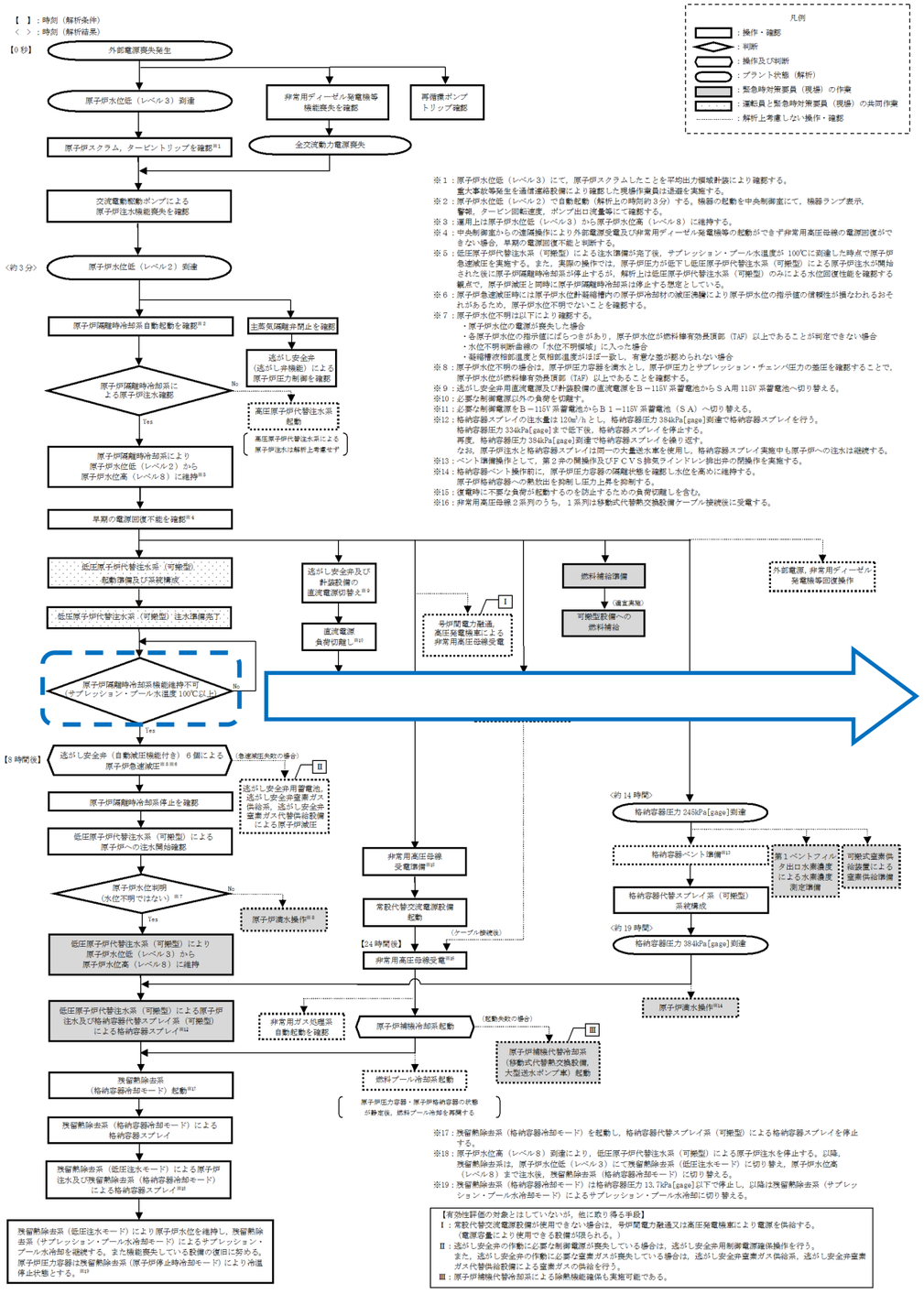
AM 9：「代替監視戦略」
・重要計器の電源切替

AM 11：「電源確保戦略」
・B1-115V 蓄電池（SA）による B-115V 系直流盤受電

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時間約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）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等の起動ができず非常用高圧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：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※６：原子炉急速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，原子炉水位不明ではないことを確認する。
※７：原子炉水位不明は以下により確認する。
　・原子炉水位の電源が喪失した場合
　・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
　・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
　・格納槽雰囲気温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※９：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
　格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
　再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
　なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＰＣＶＳ換気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
　原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
　（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
　また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」　C

操作補足事項

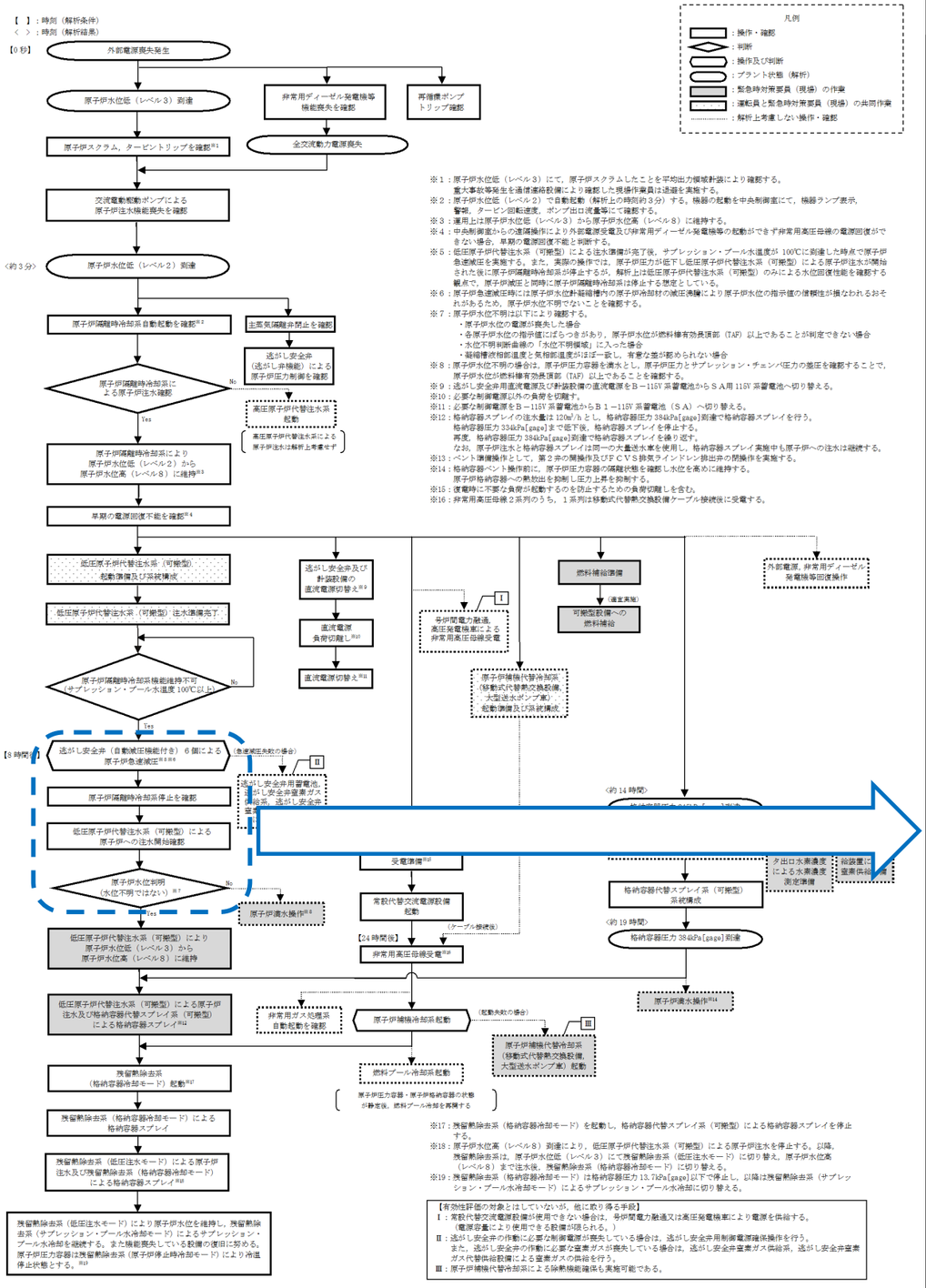
「Ｓ／Ｃ温度制御」
　サプレッション・プール冷却を試みるが全交流動力電源喪失により，原子炉補機冷却系／原子炉補機海水系が喪失しているため，起動できない。
　サプレッション・プール水温の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が 100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル3）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時刻約3分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：運用上は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）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等の起動ができず非常用高圧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：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※6：原子炉急速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。
※7：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※9：逃がし安全弁用直流電源及び制御設備の直流電源をB－115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をB－115V系蓄電池からB1－115V系蓄電池（SA）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第2弁の開操作及びFCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16：非常用高圧母線2系列のうち，1系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル8）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル8）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　D

操作補足事項

「急速減圧」

低圧原子炉代替注水系（可搬型）が起動していることを確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開にし，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。

原子炉水位が判明していることを確認し，格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御（ＳＰ／Ｔ））」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 1：「原子炉注水戦略」

・大量送水車による原子炉注水

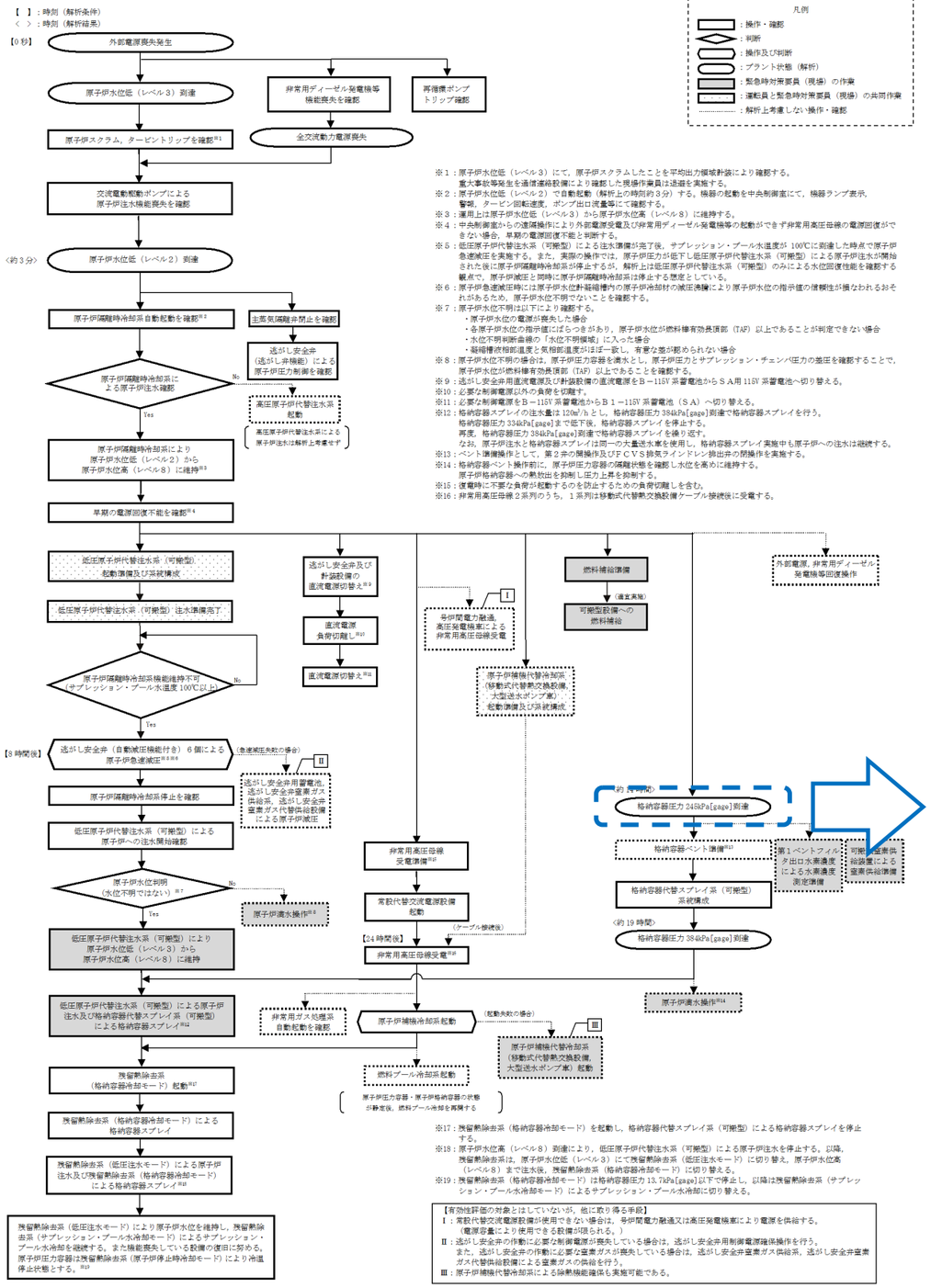
原子力災害対策手順書

EHP

・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時間約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）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等の起動ができず非常用高圧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：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※６：原子炉急速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。
※７：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※９：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120㎥/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」 Ｅ

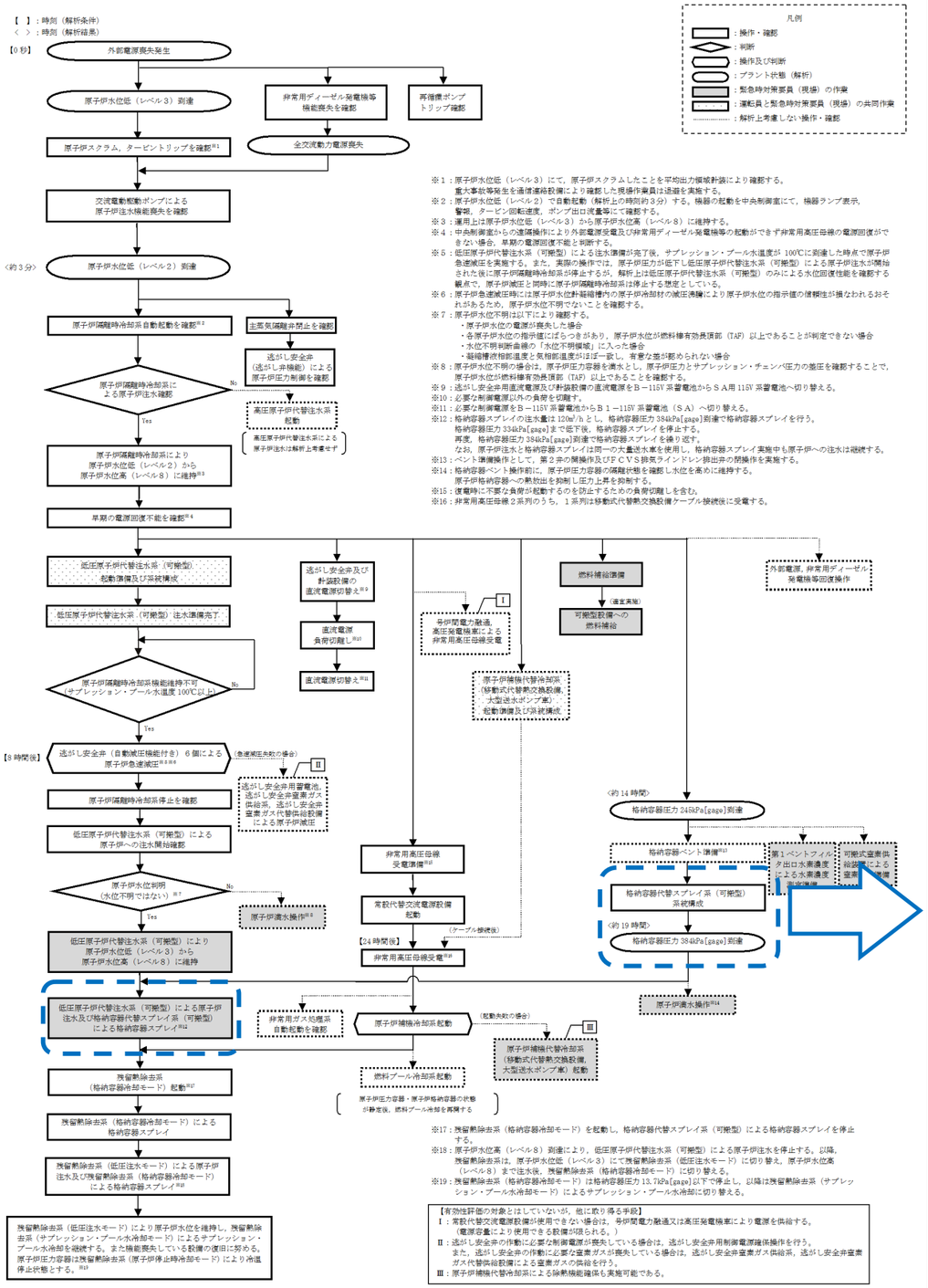
操作補足事項

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　E

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」
サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

AM設備別操作要領書

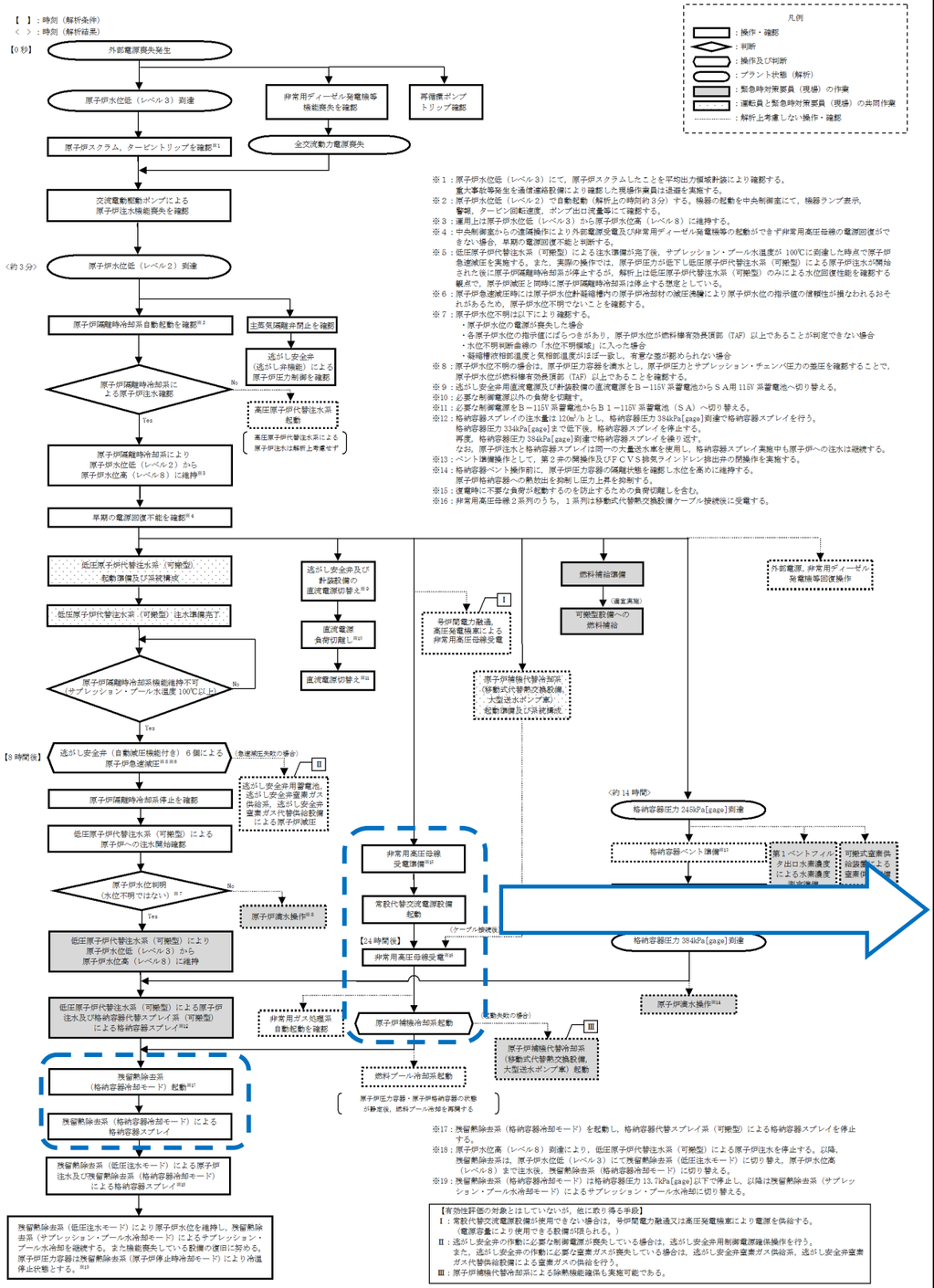
AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル3）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時間約3分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：運用上は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）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等の起動ができず非常用高圧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：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※6：原子炉急速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。
※7：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※9：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をB－115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をB－115V系蓄電池からB1－115V系蓄電池（SA）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第2弁の開操作及びFCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16：非常用高圧母線2系列のうち，1系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル8）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル8）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　電源復旧　B

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　E

操作補足事項

「電源復旧」
ガスタービン発電機が起動可能になり，非常用母線受電準備が完了していること，移動式代替熱交換設備の電源ケーブルが接続されていることを確認し，ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

「ＰＣＶ圧力制御」
非常用母線受電後，原子炉補機冷却系，残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＲＨＲによる格納容器除熱

原子力災害手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.4　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

特徴

全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁１個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

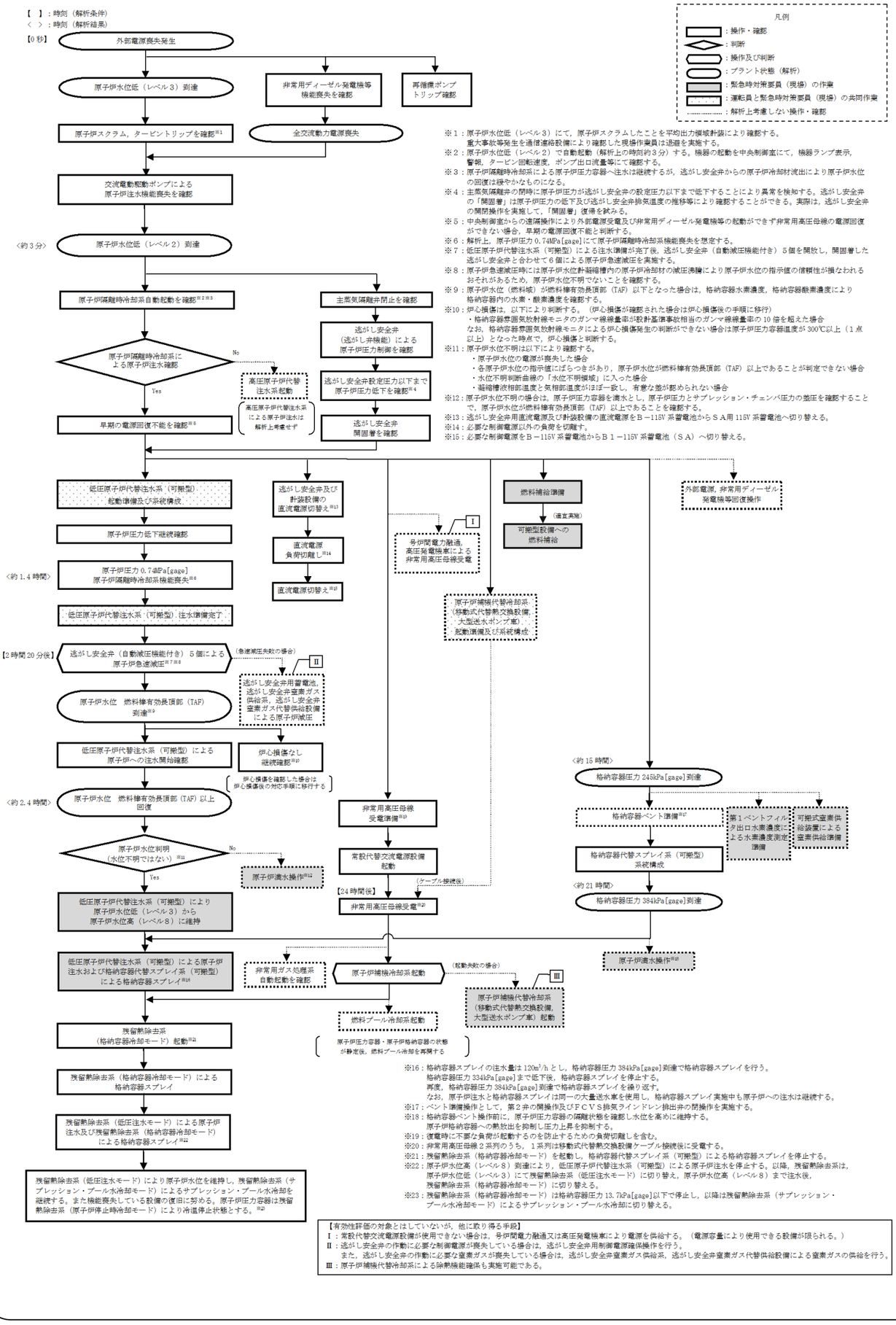
基本的な考え方

逃がし安全弁１個の開固着によって，蒸気駆動の注水系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所内常設蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了した後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水系）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．直流電源切替え
e．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
f．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
g．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
h．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
i．残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
j．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

解析上の対応手順の概要フロー

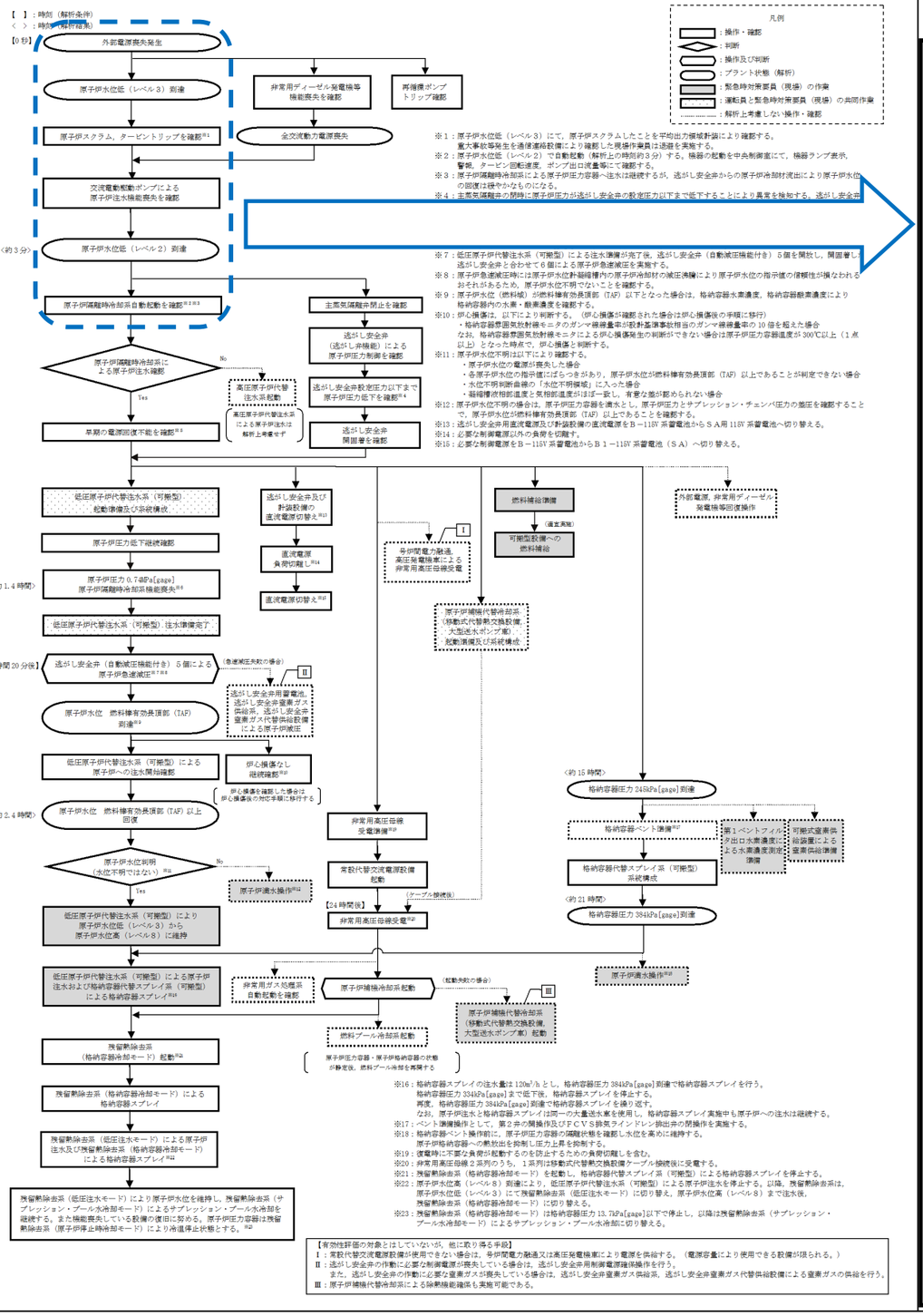


事故時操作運転手順書　ＥＯＰ対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

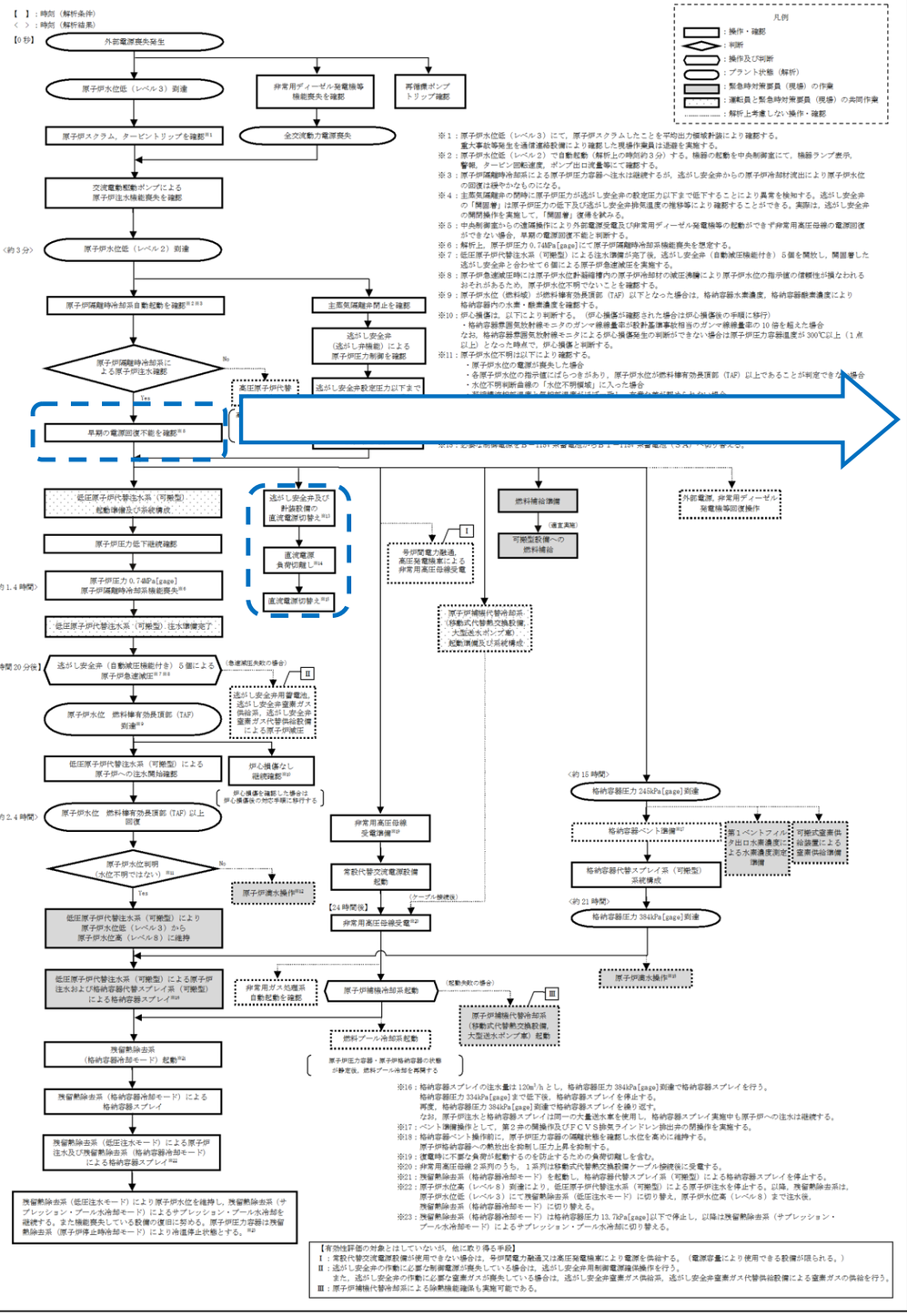
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は全給水喪失するため水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動するが逃がし安全弁が開固着しているため，水位低下が継続する。**原子炉水位低（レベル３）到達で原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。
原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール温度，格納容器圧力が上昇する。**サプレッション・プール水温度35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。ドライウェル圧力13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）　電源復旧

B

操作補足事項

「電源復旧」

外部電源および非常用ディーゼル発電機等が喪失しているため，ガスタービン発電機の起動を試みるが起動に失敗する。

直流電源は蓄電池により給電されるが，制御電源を維持するため不要な負荷を切り離す。

逃がし安全弁用電源を確保するため，電源切替を実施する

B-115V系直流電源については，B1-115V系（SA）直流電源から融通し24時間維持する。

AM設備別操作要領書

AM 2：「原子炉減圧戦略」
・ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）

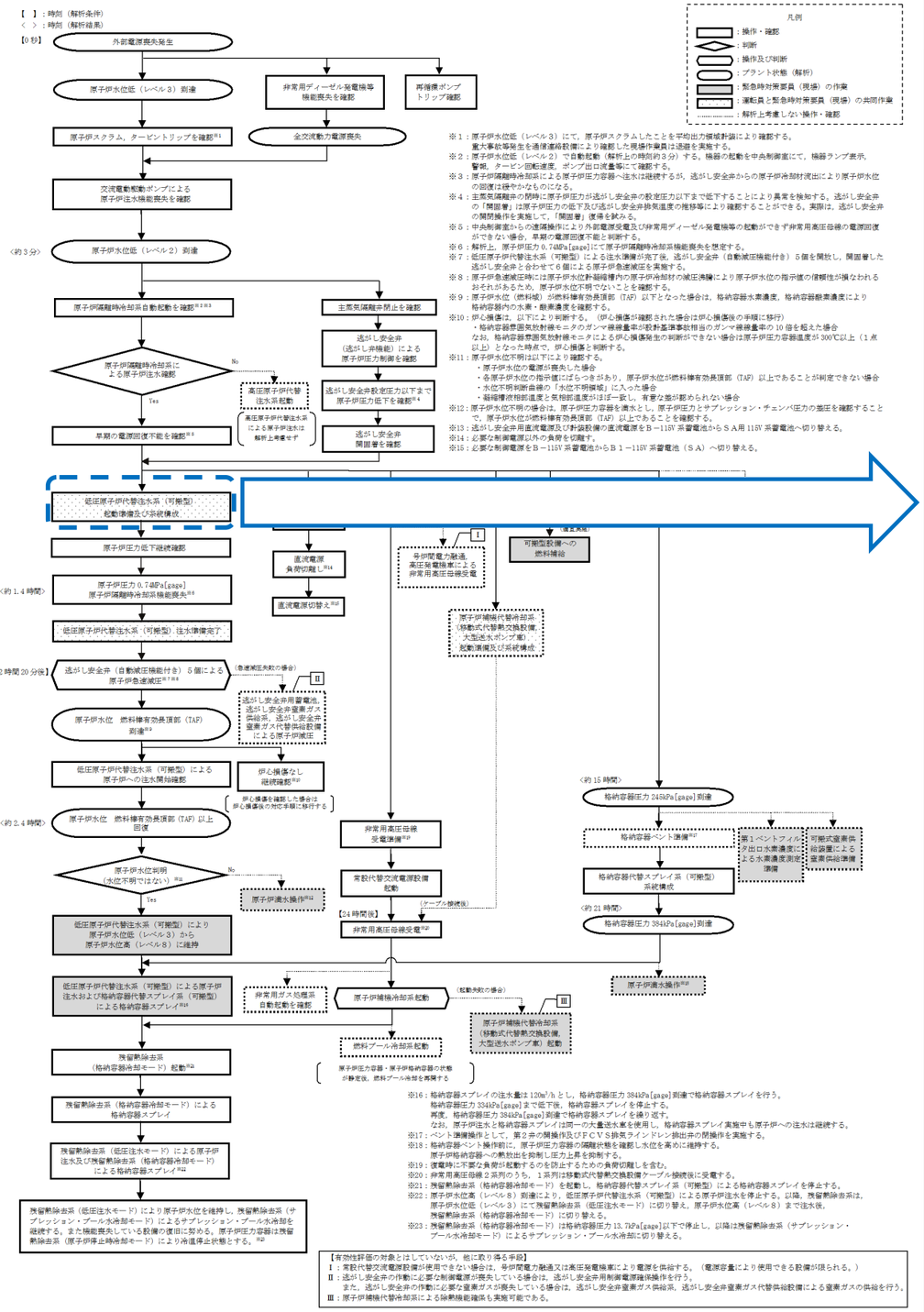
AM 9：「代替監視戦略」
・重要計器の電源切替

AM 11：「電源確保戦略」
・B1-115V 蓄電池（SA）による B-115V 系直流盤受電

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　C

操作補足事項

「水位確保」

逃がし安全弁が開固着しているため原子炉水位の低下が継続する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）を準備する。**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上に維持できないと判断し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

AM 1：「原子炉注水戦略」

・大量送水車による原子炉注水

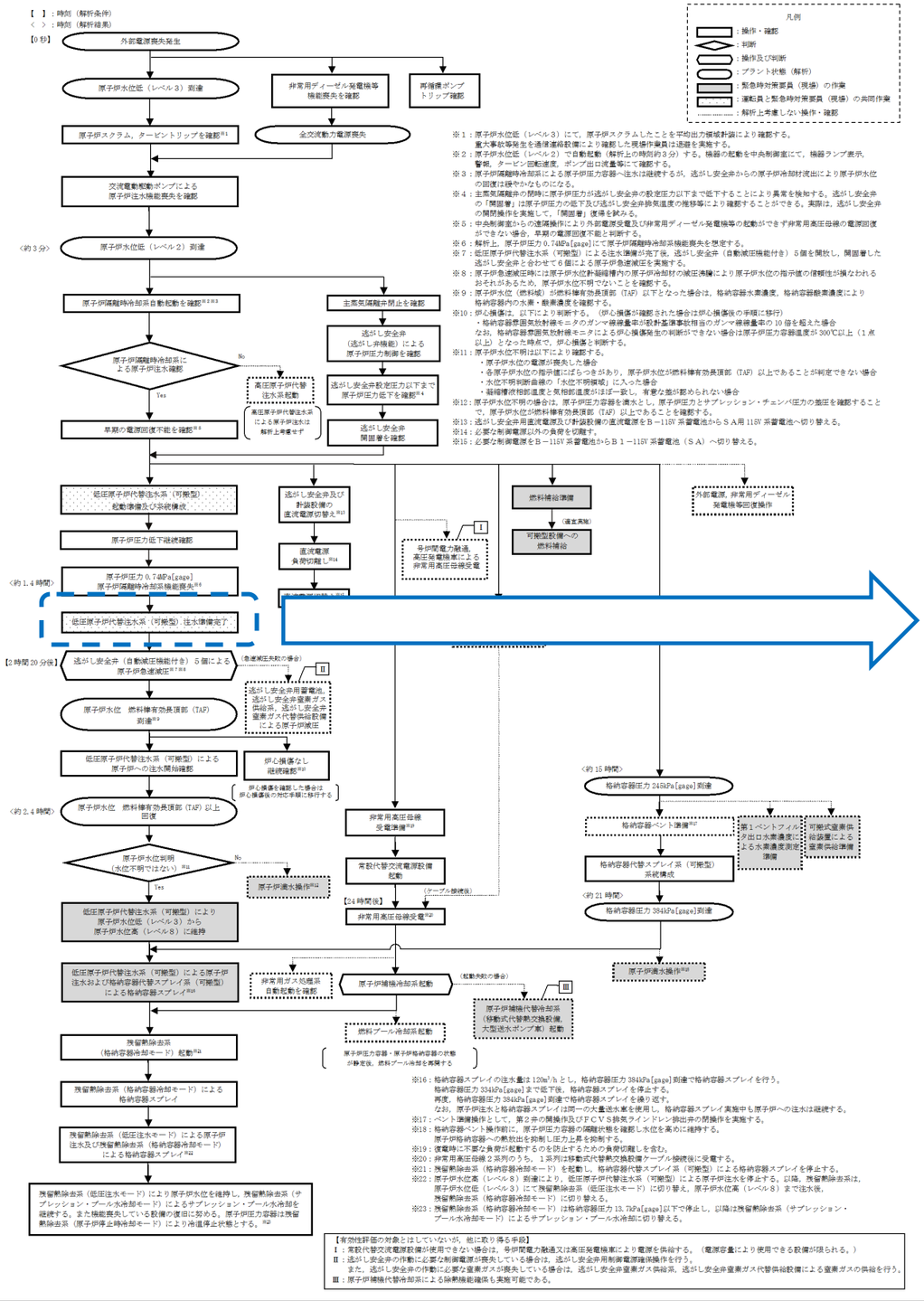
原子力災害対策手順書

EHP

・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル3）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時刻約3分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
※4：主蒸気隔離弁の閉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する。逃がし安全弁の「開固着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※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等の起動ができず非常用高圧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：解析上，原子炉圧力0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）5個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて6個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基幅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。
※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※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のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が300℃以上（1点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・器幅槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をB－115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をB－115V系蓄電池からB1－115V系蓄電池（SA）へ切り替える。
※16：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第2弁の開操作及びFCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※20：非常用高圧母線2系列のうち，1系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル8）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル8）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　D

操作補足事項

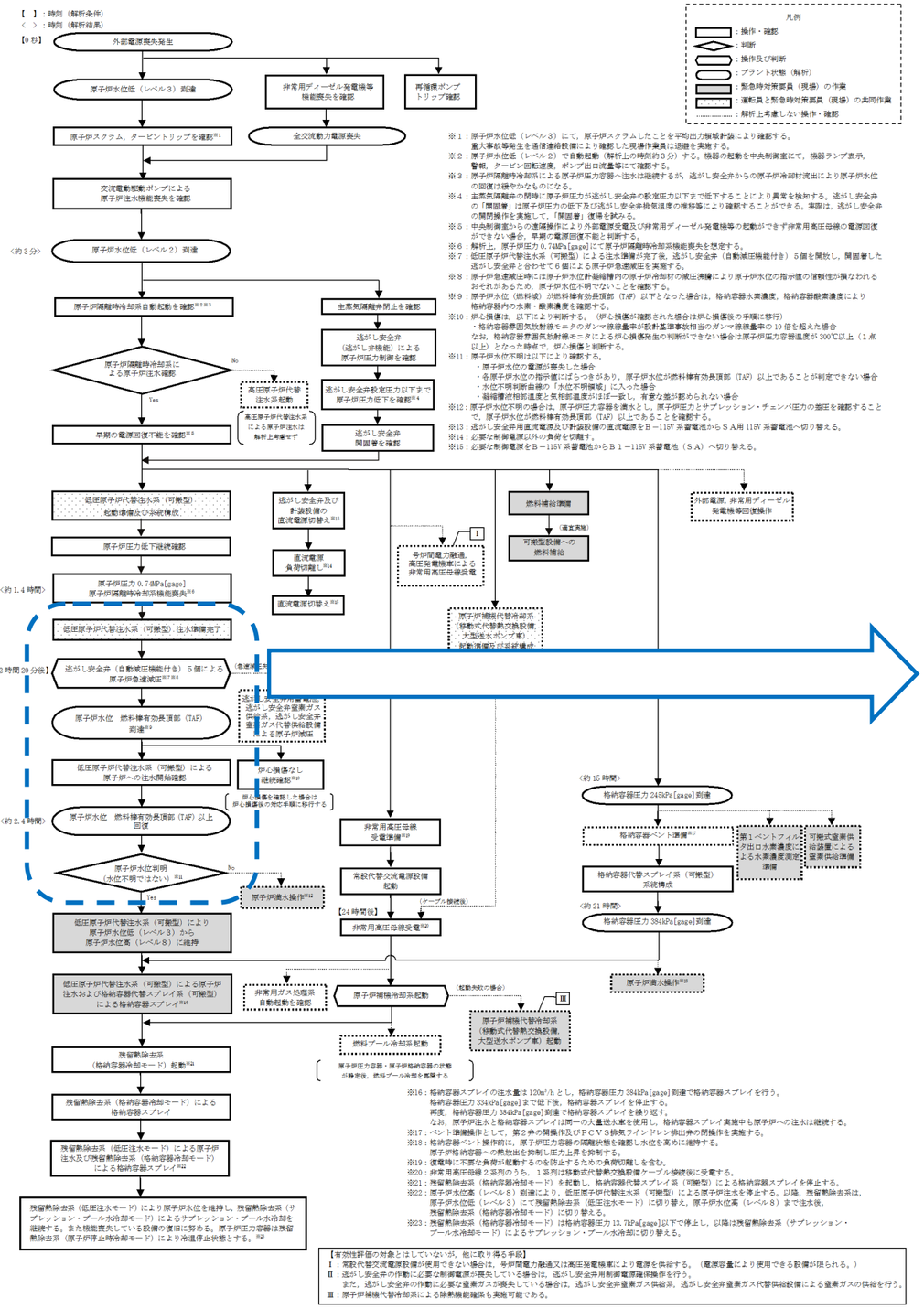
「水位回復」
逃がし安全弁開固着により，原子炉圧力容器内からの水の流出が継続し原子炉水位が燃料棒有効長頂部未満であり原子炉水位の低下が継続していることを確認する。**低圧原子炉代替注水系（可搬型）の起動準備が完了し不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



凡例
：操作・確認
：判断
：操作及び判断
：プラント状態（解析）
：緊急時対策要員（現場）の作業
：運転員と緊急時対策要員（現場）の共同作業
：解析上考慮しない操作・確認

※16：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第2弁の開操作及びFCVS排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※20：非常用高圧母線2系列のうち，1系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル8）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル8）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
I：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
II：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
III：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　E

操作補足事項

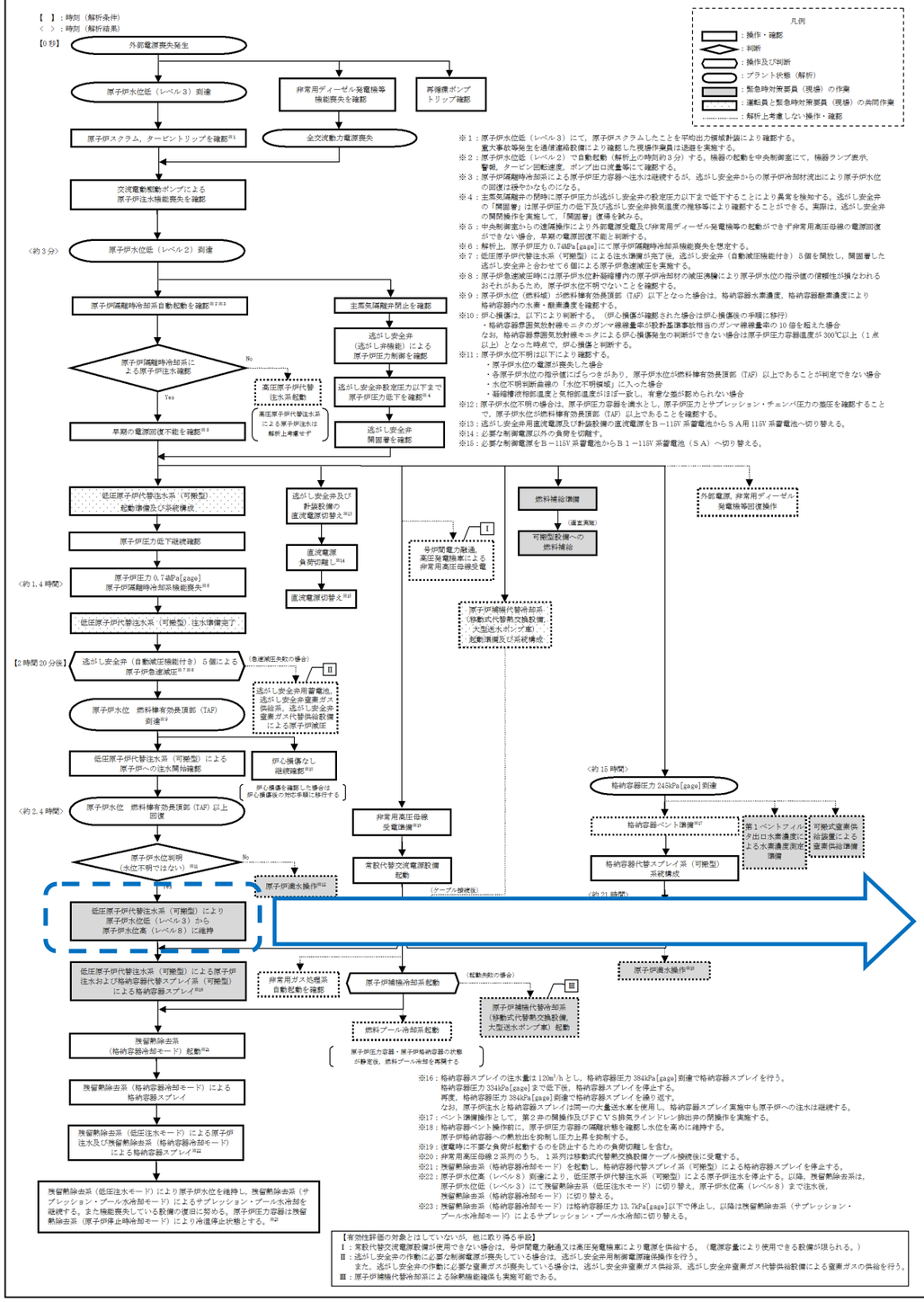
「急速減圧」
低圧原子炉代替注水系（可搬型）の起動していることを確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を全開にし，原子炉を減圧する。
原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。
原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　F

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　C

操作補足事項

「水位回復」

原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上で原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。

「水位確保」

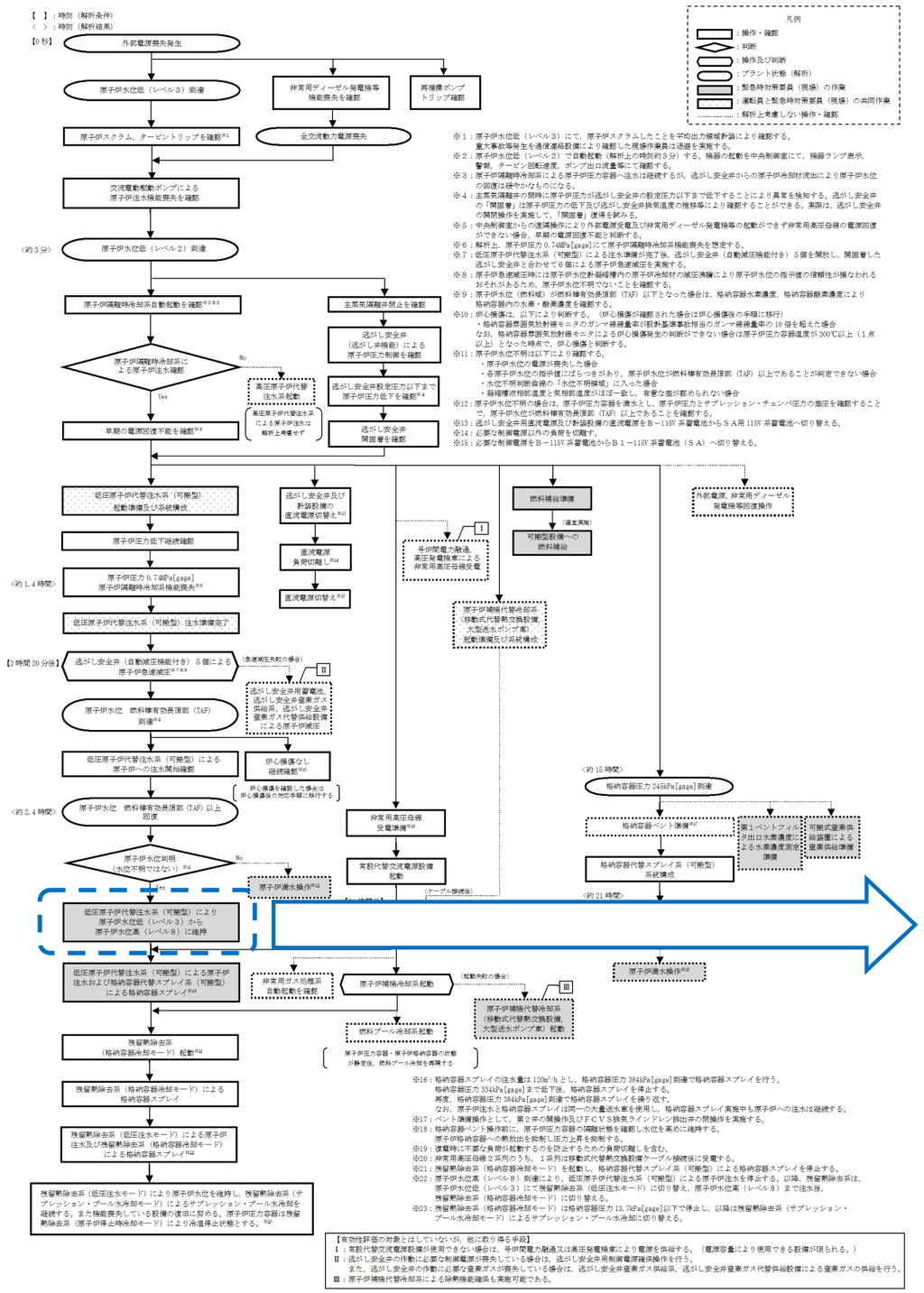
原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持可能により原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
※4：主蒸気隔離弁の閉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する。逃がし安全弁の「開固着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」故障を試みる。
※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等の起動ができず非常用高圧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：解析上，原子炉圧力 0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基幹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。
※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※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のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であるとが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納容器雰囲気温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※12：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を減圧とし，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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント頂備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：頂備時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確認も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

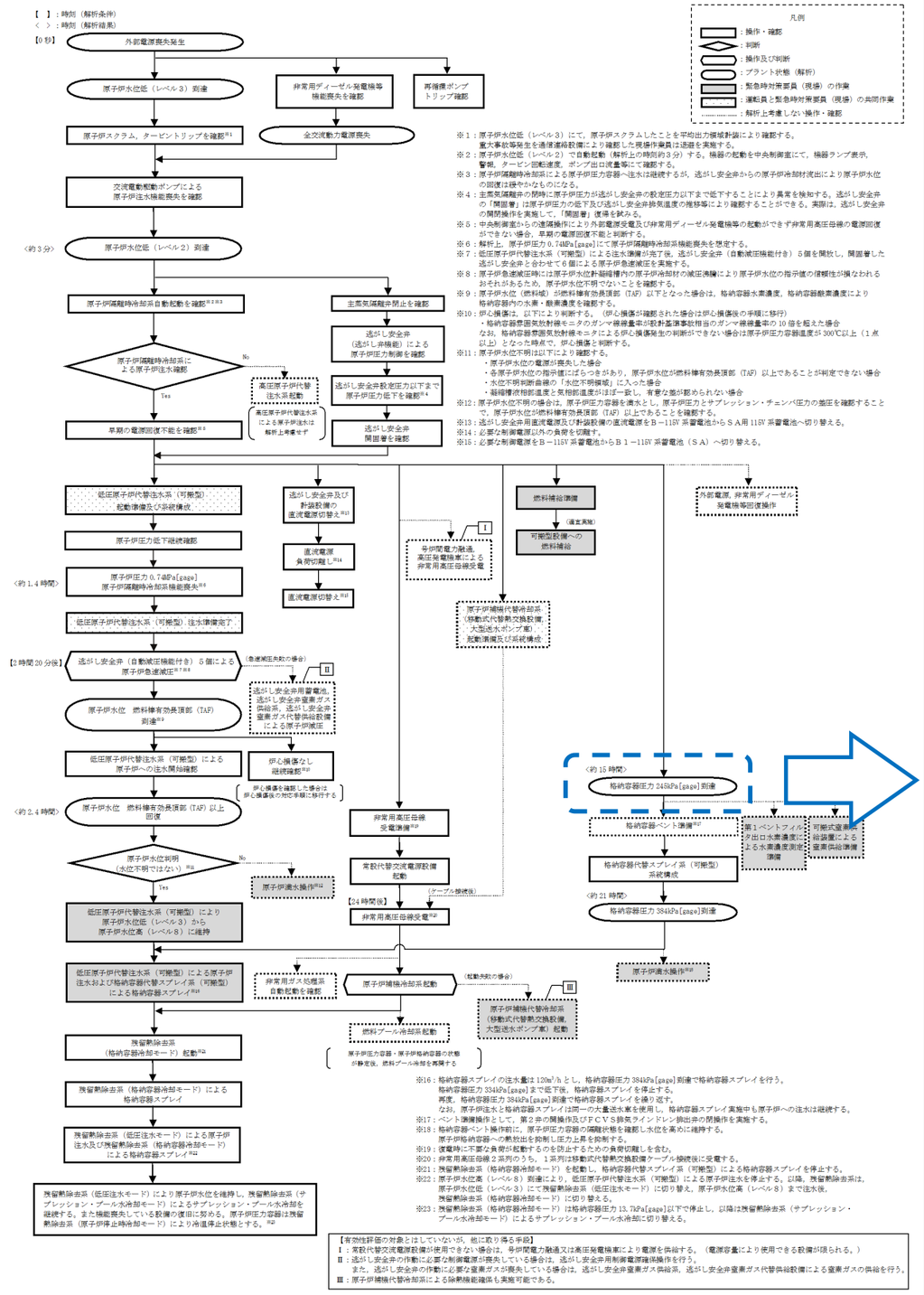
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」 G

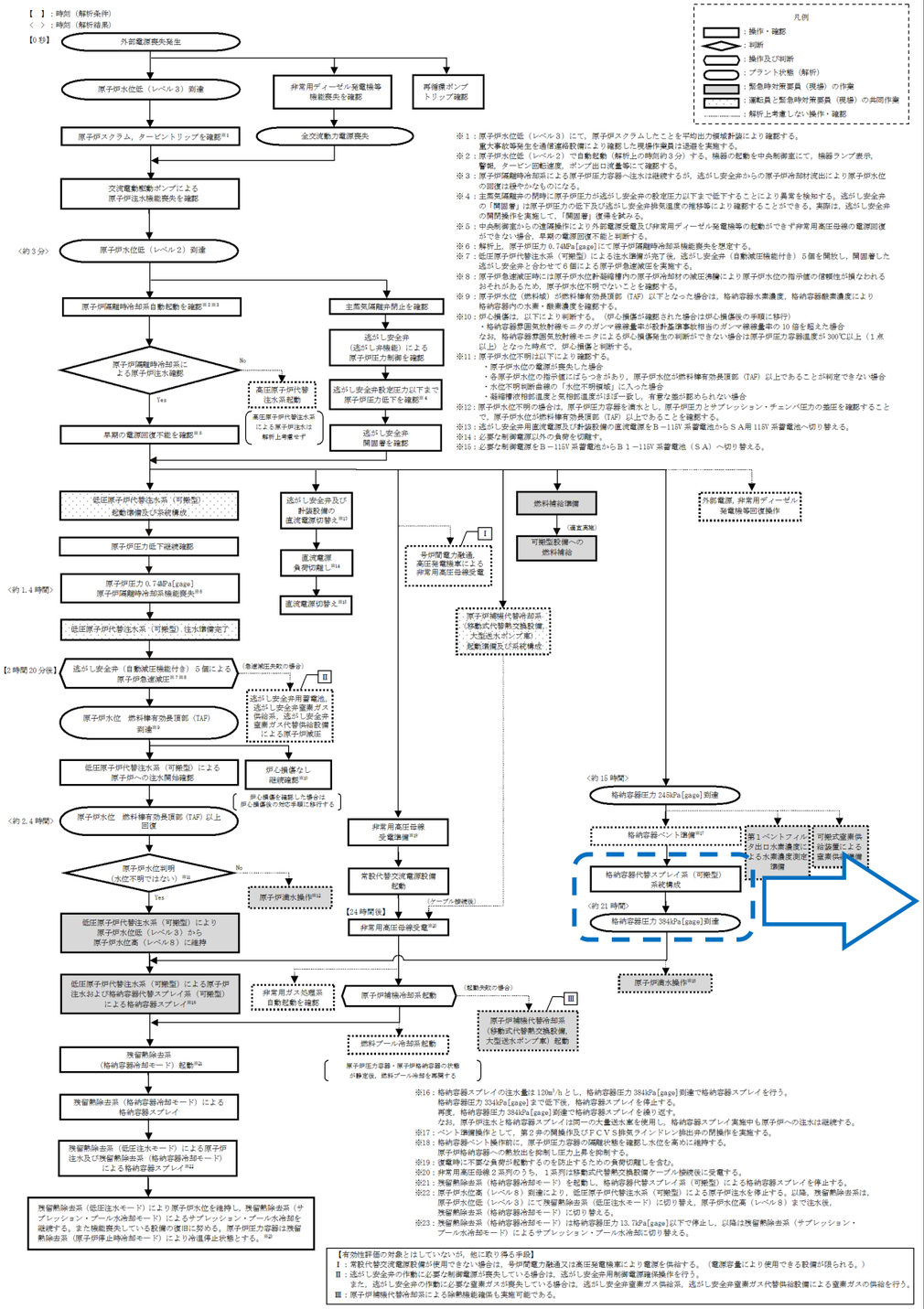
操作補足事項

AM設備別操作要領書

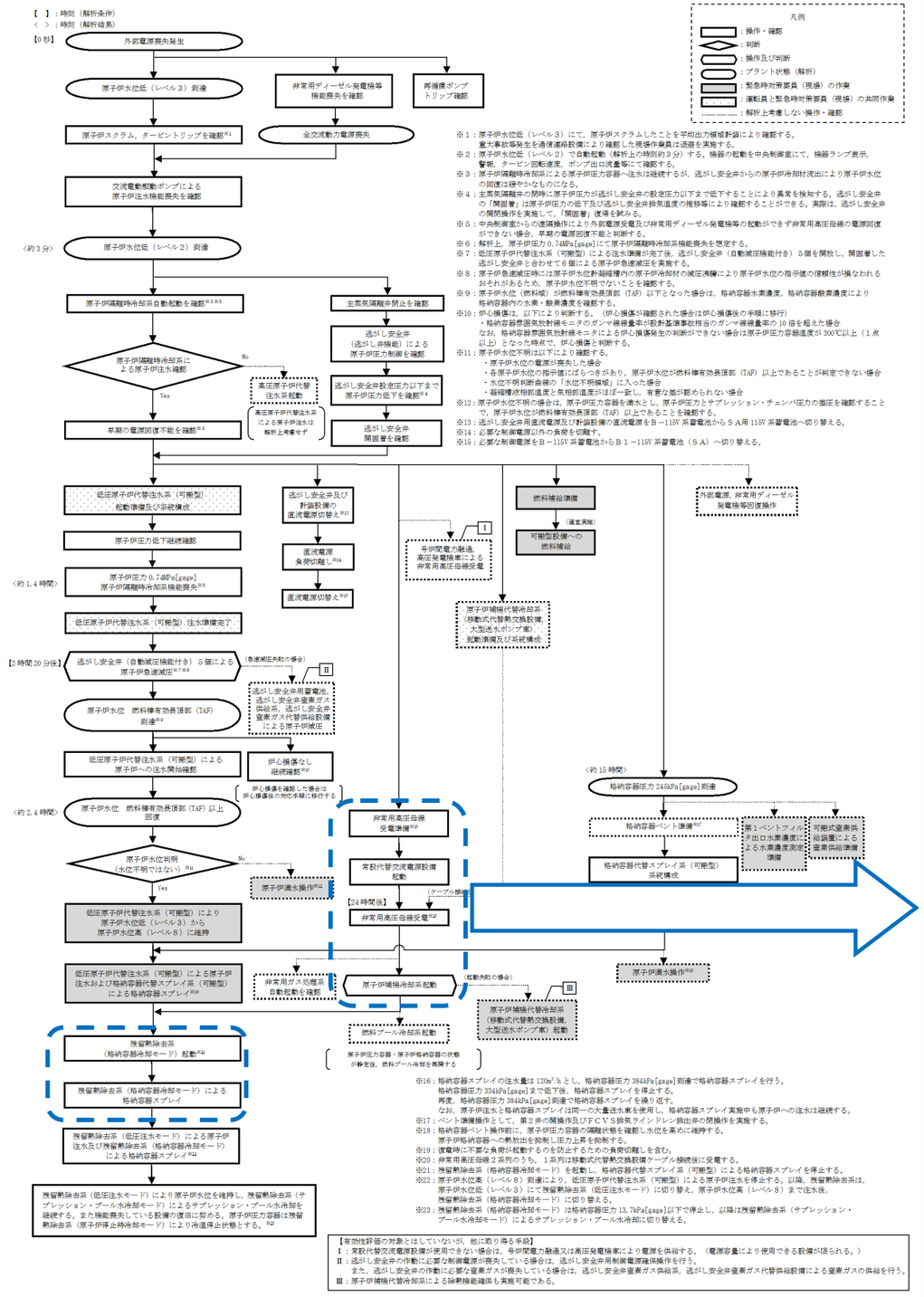
原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー


【 】：時刻（解析条件）
〈 〉：時刻（解析結果）
凡例
：操作・確認
：判断
：操作及び判断
：プラント状態（解析）
：緊急時対策要員（現場）の作業
：運転員と緊急時対策要員（現場）の共同作業
：解析上考慮しない操作・確認
【0秒】
外部電源喪失発生
原子炉水位低（レベル3）到達
非常用ディーゼル発電機等機能喪失を確認
再循環ポンプトリップ確認
原子炉スクラム，タービントリップを確認※1
全交流動力電源喪失
交流電動駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失を確認
〈約3分〉
原子炉水位低（レベル2）到達
原子炉隔離時冷却系自動起動を確認※2※3
主蒸気隔離弁閉止を確認
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水確認
No
Yes
逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御を確認
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水は解析上考慮せず
逃がし安全弁設定圧力以下で原子炉圧力低下を確認※4
早期の電源回復不能を確認※5
逃がし安全弁開固着を確認
低圧原子炉代替注水系（可搬型）起動準備及び系統構成
逃がし安全弁及び計装設備の直流電源切替え※12
直流電源負荷切離し※14
原子炉圧力低下継続確認
〈約1.4時間〉
原子炉圧力0.74MPa[gage]原子炉隔離時冷却系機能喪失※6
直流電源切替え※13
低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水準備完了
【2時間20分後】
逃がし安全弁（自動減圧機能付き）5個による原子炉急速減圧※7※8
（急速減圧失敗の場合）
Ⅱ
逃がし安全弁用蓄電池，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による原子炉減圧
原子炉水位　燃料棒有効長頂部（TAF）到達※9
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉への注水開始確認
炉心損傷なし継続確認※10
炉心損傷を確認した場合は炉心損傷後の対応手順に移行する
〈約2.4時間〉
原子炉水位　燃料棒有効長頂部（TAF）以上回復
原子炉水位判明（水位不明ではない）※11
No
Yes
原子炉圧力容器・原子炉格納容器の状態が安定後，燃料プール冷却系を再開する
原子炉圧力容器・原子炉格納容器の状態が静定後，燃料プール冷却を再開する

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
　　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は穏やかなものになる。
※４：主蒸気隔離弁の閉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する。逃がし安全弁の「開閉管」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開閉管」健全を試みる。
※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等の起動ができず非常用高圧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：解析上，原子炉圧力 0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※７：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※８：原子炉急速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。
※９：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※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のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
　なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
　・原子炉水位の電源が喪失した場合
　・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
　・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
　・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
　格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
　再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
　なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＰＣＶ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
　原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，
　原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，
　残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
　また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）　電源復旧　B

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

操作補足事項

「電源復旧」
　ガスタービン発電機が起動可能になり，非常用母線受電準備が完了していること，移動式代替熱交換設備の電源ケーブルが接続されていることを確認し，ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

「ＰＣＶ圧力制御」
　非常用母線受電後，原子炉補機冷却系，残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＲＨＲによる格納容器除熱

原子力災害手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.4　崩壊熱除去機能喪失

1.4.1　取水機能が喪失した場合

特徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，取水機能の喪失を想定することから，併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで，対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から，外部電源の喪失を設定し，全交流動力電源喪失が生じるものとした。

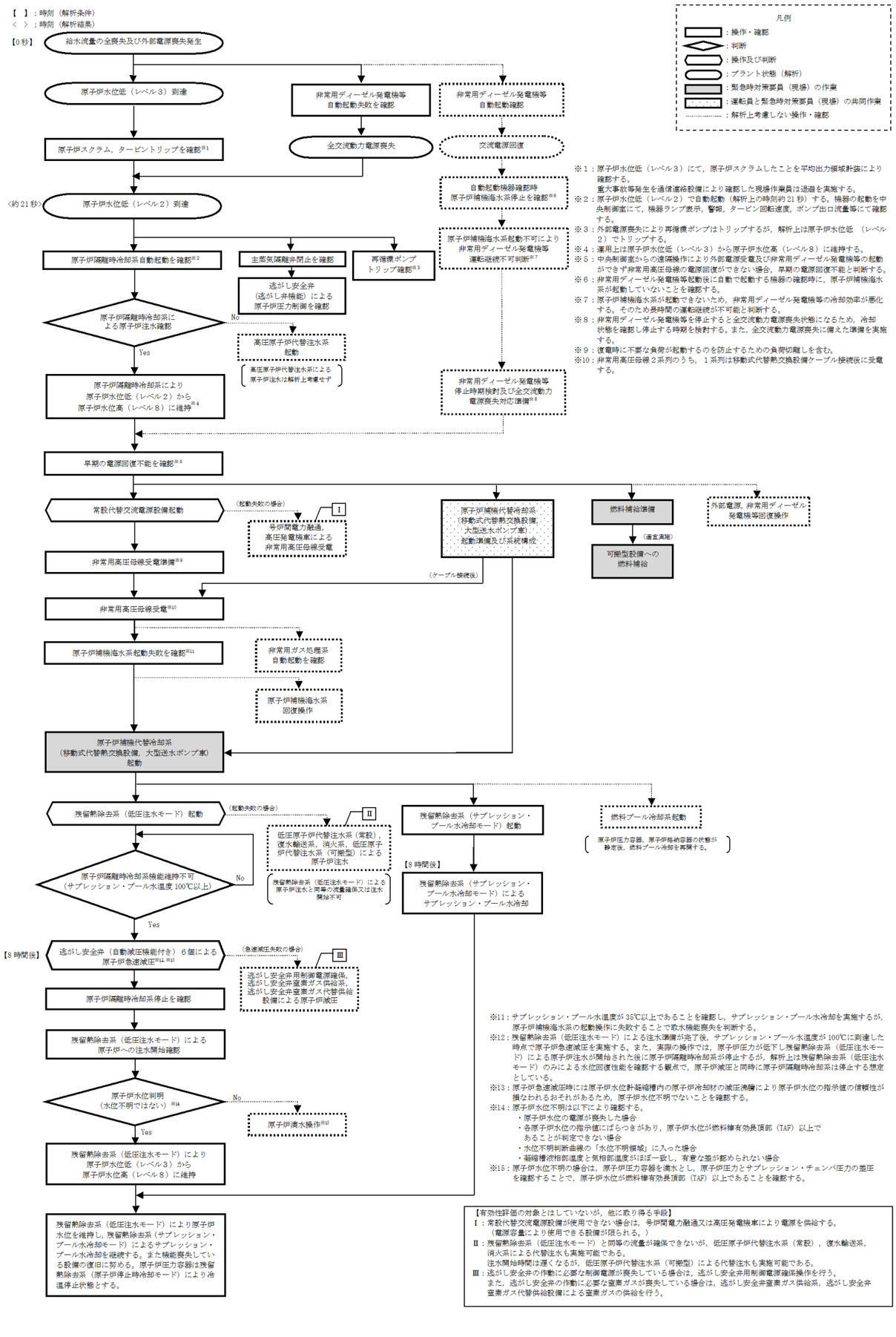
基本的な考え方

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了したところで，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
e．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
f．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転

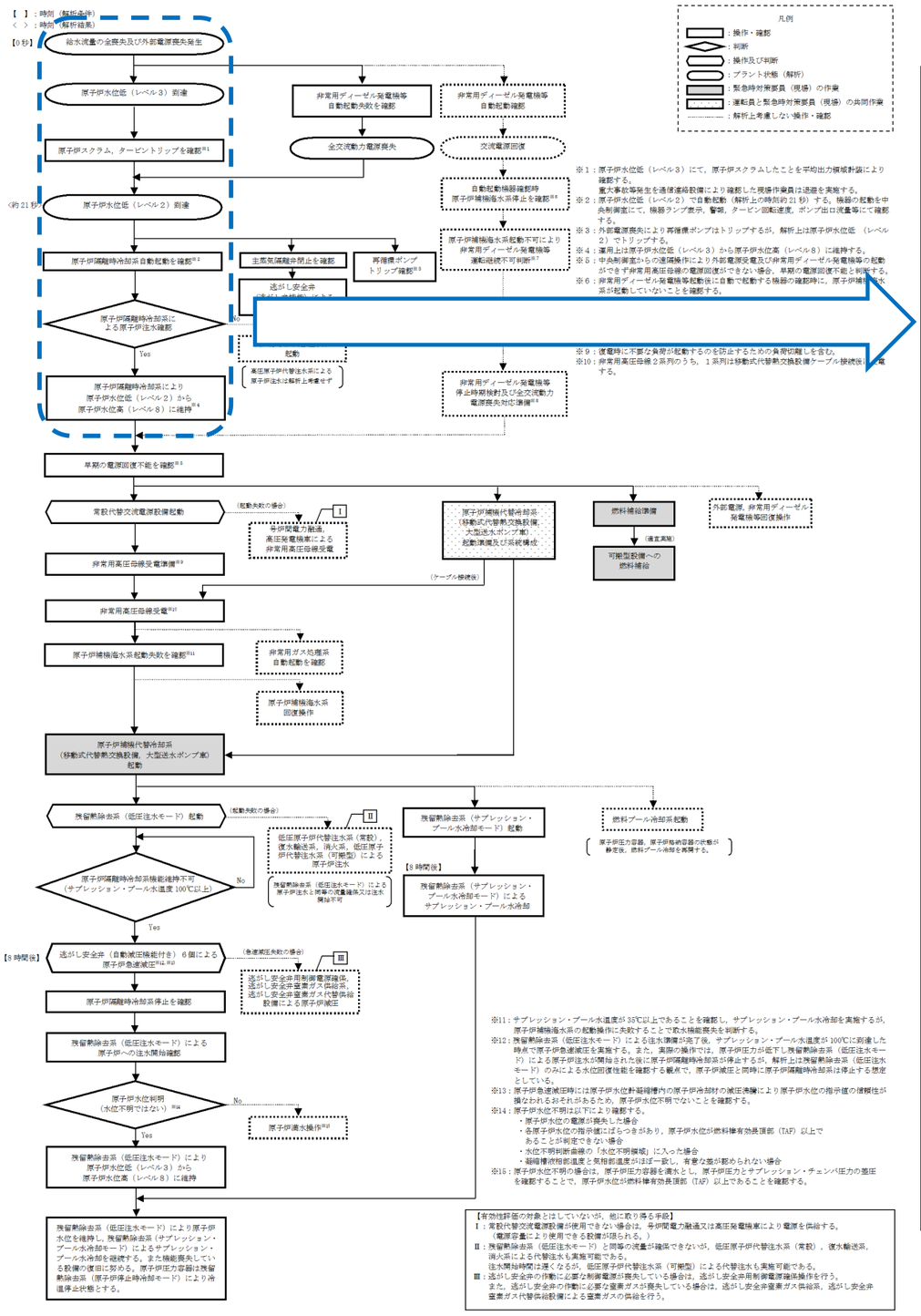
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　Ⓐ

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用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。

原子炉水位は全給水喪失し水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。サプレッション・プール水温度が100℃到達で機能喪失するため，他の注水手段を確保する。

所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。

原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

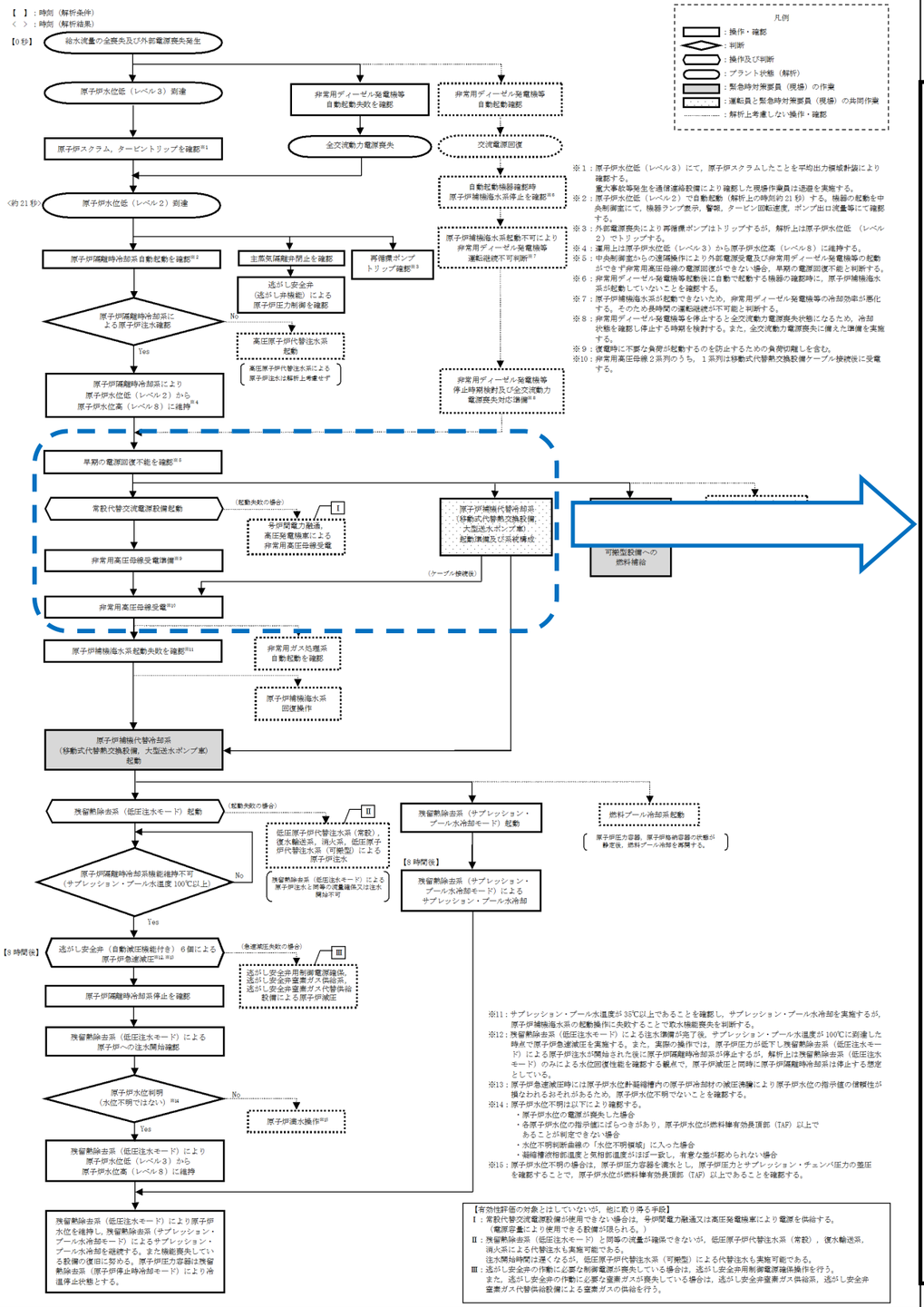
サプレッション・プール水温度35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
　　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現操作実員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約21秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※4：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）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等の起動ができず非常用高圧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：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に，原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
※7：原子炉補機海水系が起動できないため，非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
※8：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため，冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また，全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
※9：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※10：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※11：サプレッション・プール水温度が35℃以上であることを確認し，サプレッション・プール水冷却を実施するが，原子炉補機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。
※12：残留熱除去系（低圧注水モード）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し残留熱除去系（低圧注水モード）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，解析上は残留熱除去系（低圧注水モード）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧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。
※13：原子炉急速減圧時には原子炉水位計装機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。
※14：原子炉水位不明は以下により確認する。
　・原子炉水位の電源が喪失した場合
　・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
　・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
　・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※15：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
　（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：残留熱除去系（低圧注水モード）と同等の流量が確保できないが，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
　注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
　また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　電源復旧

B

操作補足事項

「電源復旧」
　ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

AM設備別操作要領書

AM 8：「代替除熱戦略」
・移動式代替熱交換設備による冷却水確保

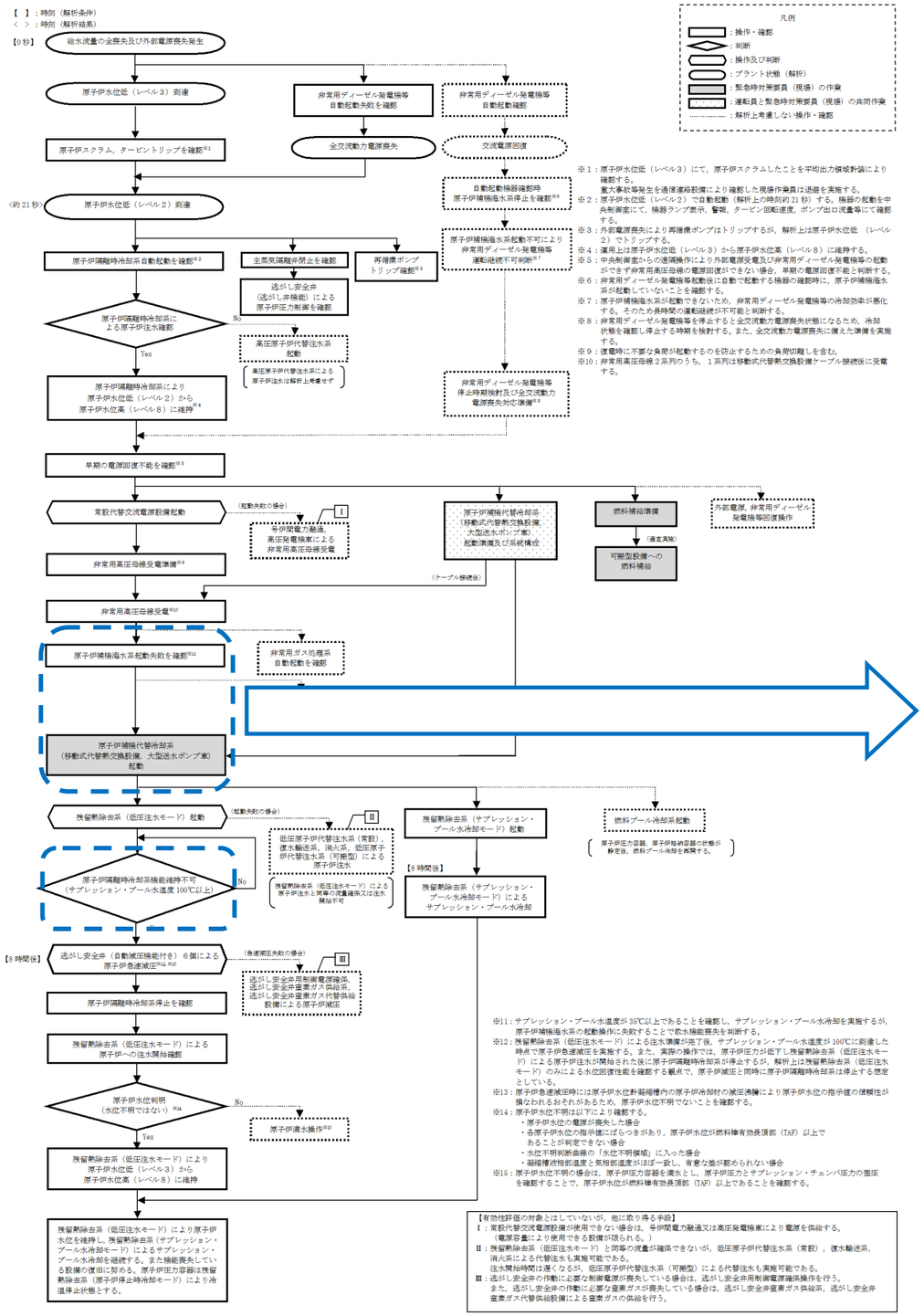
AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

原子力災害対策手順書

EHP
・移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（UHSS 編）
・大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約21秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※4：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）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等の起動ができず非常用高圧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：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に，原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
※7：原子炉補機海水系が起動できないため，非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
※8：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため，冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また，全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
※9：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※10：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

※11：サプレッション・プール水温度が35℃以上であることを確認し，サプレッション・プール水冷却を実施するが，原子炉補機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。
※12：残留熱除去系（低圧注水モード）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し残留熱除去系（低圧注水モード）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，解析上は残留熱除去系（低圧注水モード）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧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。
※13：原子炉急速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。
※14：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※15：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を減圧とし，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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：残留熱除去系（低圧注水モード）と同等の流量が確保できないが，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」 C

操作補足事項

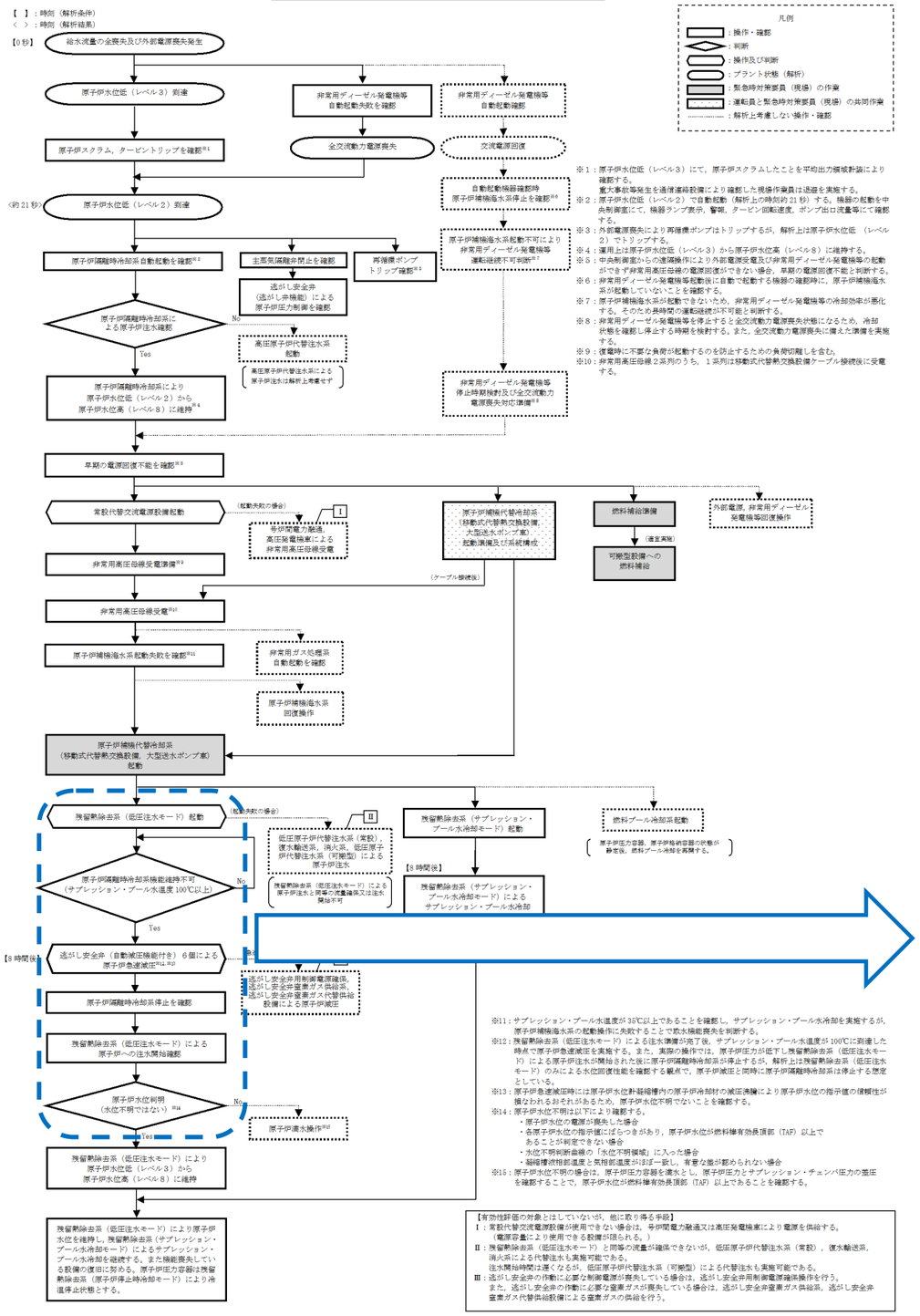
「Ｓ／Ｃ温度制御」
サプレッション・プール冷却を試みるが取水機能喪失により，原子炉補機冷却系／原子炉補機海水系が喪失していることを確認する。
サプレッション・プール水温の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約21秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※4：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）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等の起動ができず非常用高圧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：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に，原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
※7：原子炉補機海水系が起動できないため，非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
※8：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため，冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また，全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
※9：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※10：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

※11：サプレッション・プール水温度が35℃以上であることを確認し，サプレッション・プール水冷却を実施するが，原子炉補機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。
※12：残留熱除去系（低圧注水モード）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し残留熱除去系（低圧注水モード）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，解析上は残留熱除去系（低圧注水モード）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧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。
※13：原子炉急速減圧時には原子炉水位計装缶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。
※14：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・蒸縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※15：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる数量が限られる。）
Ⅱ：残留熱除去系（低圧注水モード）と同等の流量が確保できないが，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　D

操作補足事項

「急速減圧」
原子炉補機代替冷却系を起動後，残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開にし，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。
原子炉水位が判明していることを確認し，**格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御（ＳＰ／Ｔ）」へ移行する。**

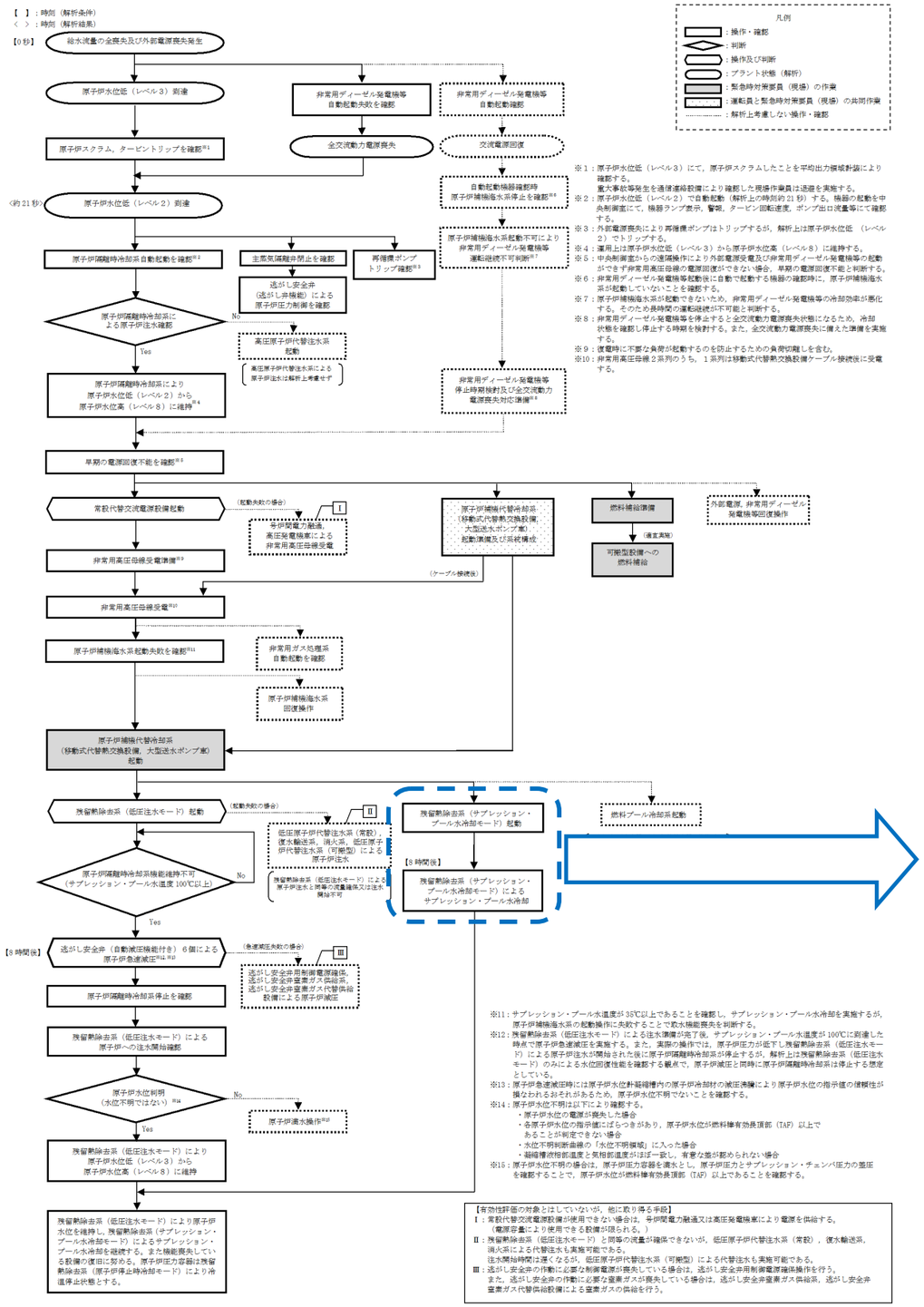
AM設備別操作要領書

AM 8：「代替除熱戦略」
・ＲＨＲによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約21秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※4：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）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等の起動ができず非常用高圧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：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に，原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
※7：原子炉補機海水系が起動できないため，非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
※8：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため，冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また，全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
※9：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※10：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

※11：サプレッション・プール水温度が35℃以上であることを確認し，サプレッション・プール水冷却を実施するが，原子炉補機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。
※12：残留熱除去系（低圧注水モード）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し残留熱除去系（低圧注水モード）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，解析上は残留熱除去系（低圧注水モード）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧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。
※13：原子炉急速減圧時には原子炉水位計装箱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。
※14：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納容器雰囲気温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※15：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：残留熱除去系（低圧注水モード）と同等の流量が確保できないが，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」 C

操作補足事項

「Ｓ／Ｃ温度制御」
原子炉補機代替冷却系の起動および非常用母線受電後，サプレッション・プール水冷却のため残留熱除去系を起動しサプレッション・プール水の冷却を行う。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＲＨＲによる格納容器除熱

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.4　崩壊熱除去機能喪失

1.4.2　残留熱除去系が故障した場合

特徴

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

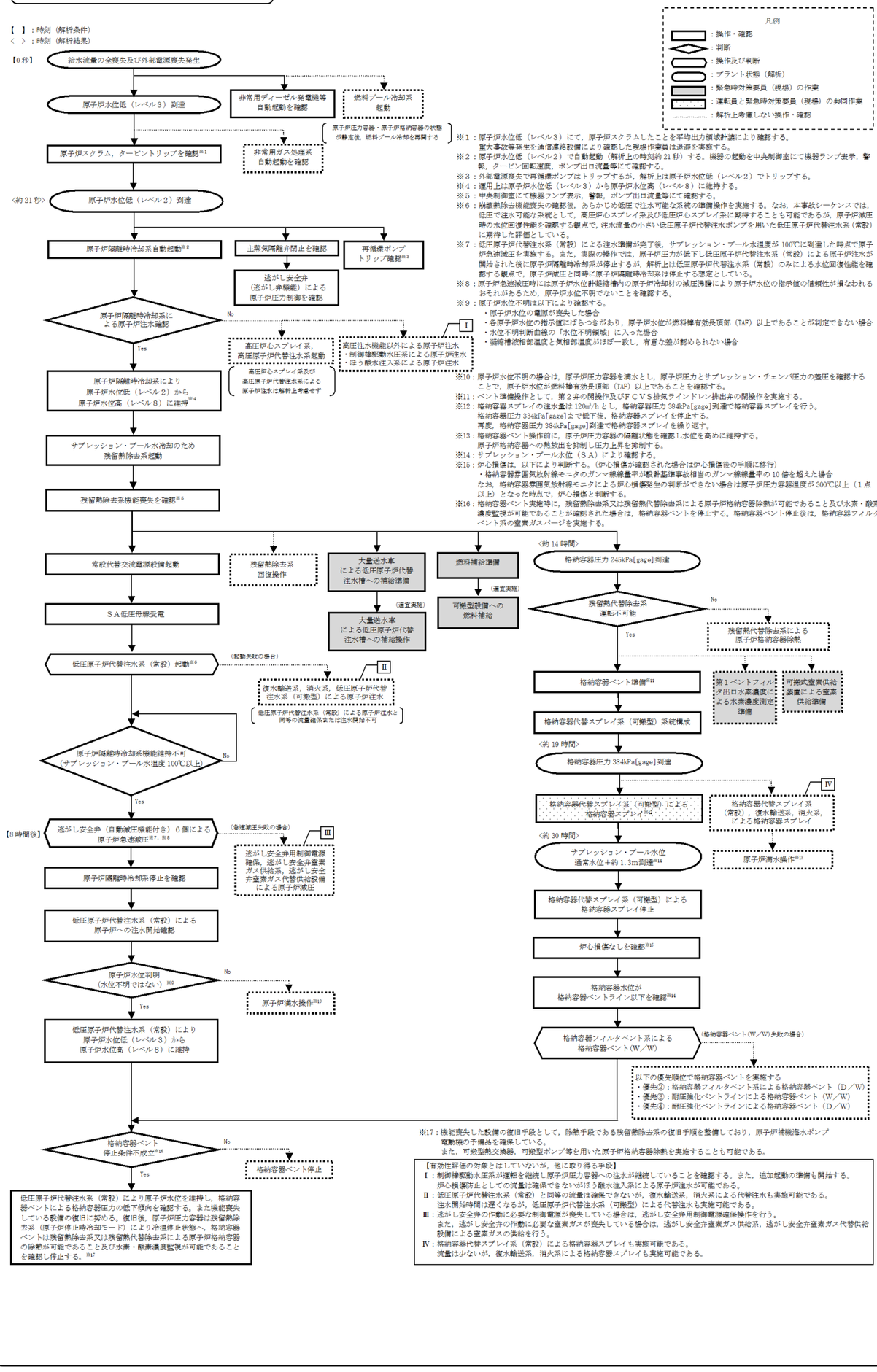
基本的な考え方

原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．残留熱除去系機能喪失確認
d．逃がし安全弁による原子炉減圧
e．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
f．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
g．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

解析上の対応手順の概要フロー



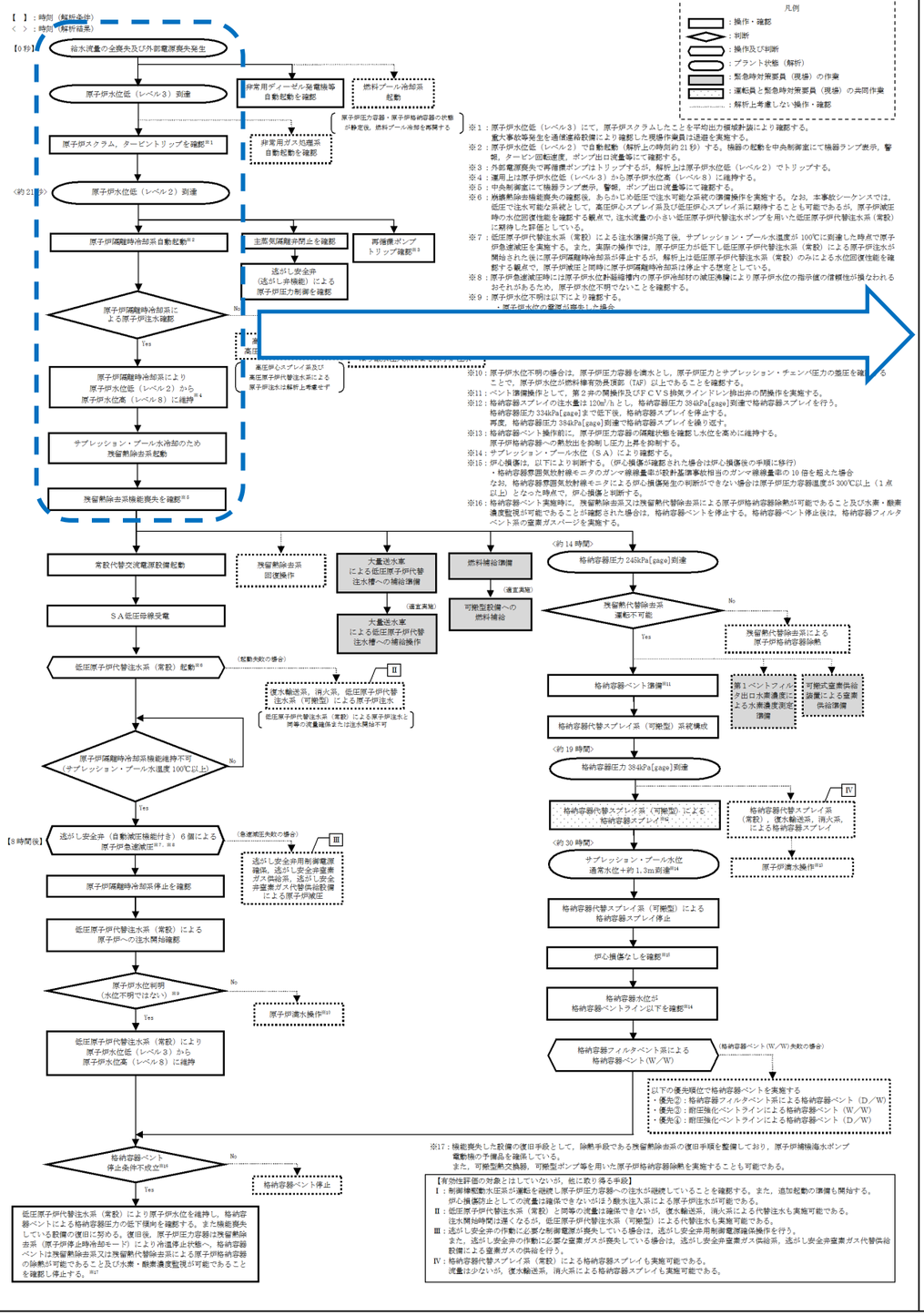
※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 21 秒）する。機器の起動を中央制御室にて機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※4：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※5：中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：崩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，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系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，注水流量の小さい低圧原子炉代替注水ポンプを用いた低圧原子炉代替注水系（常設）に期待した評価としている。
※7：低圧原子炉代替注水系（常設）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（常設）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧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：原子炉急速減圧時には原子炉水位計統縮管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。
※9：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※11：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＳＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：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のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※16：格納容器ベント実施時に，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※17：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。
また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉格納容器除熱を実施することも可能である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：制御棒駆動水圧系が運転を継続し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。
炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅳ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

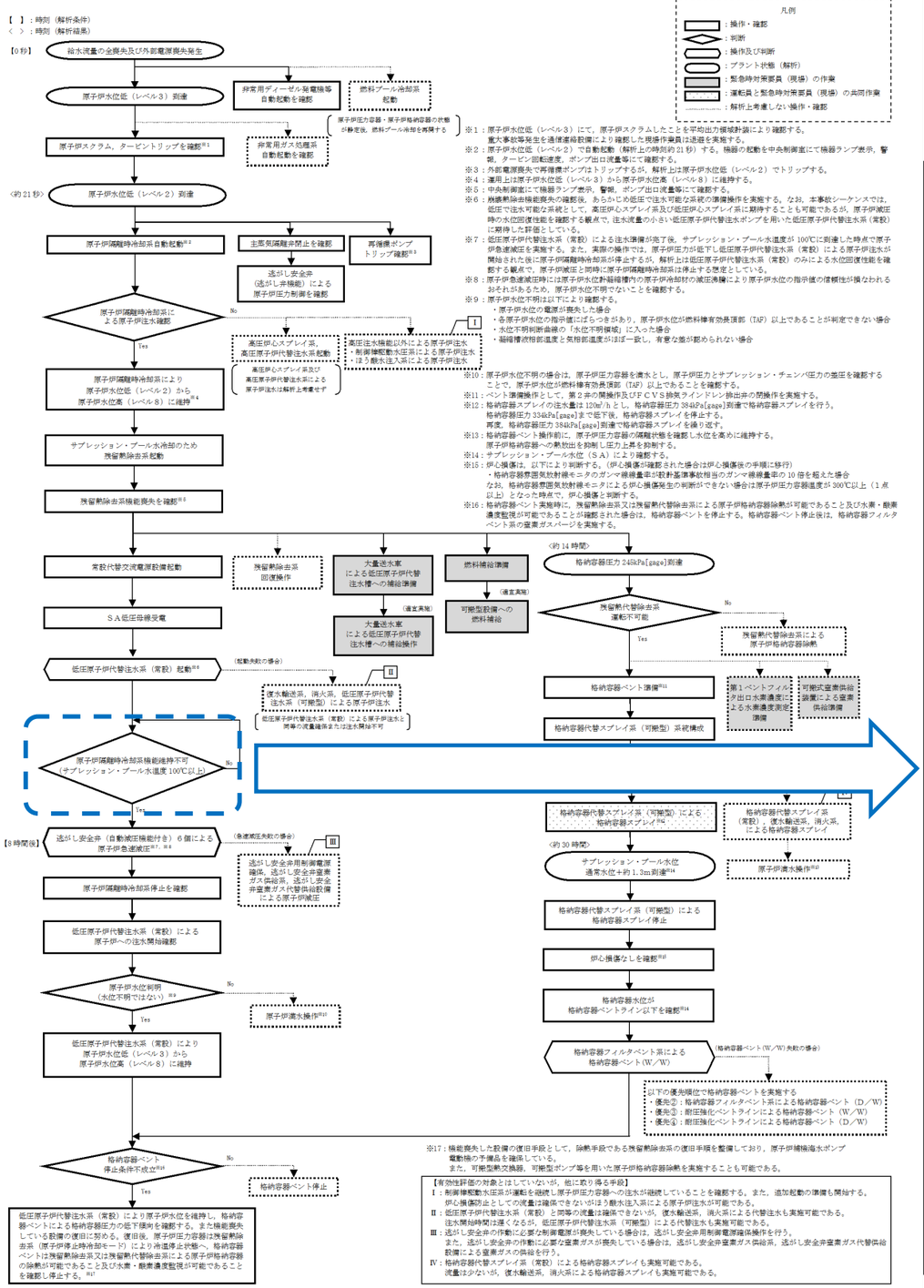
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は全給水喪失し水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。サプレッション・プール水温度が 100℃到達で機能喪失するため，他の注水手段を確保する。
原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール水温度，格納容器圧力が上昇する。サプレッション・プール水冷却のため残留熱除去系起動を試みるが起動失敗により残留熱除去機能が喪失していることを判断する。
サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。
ドライウェル圧力 13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行し，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線へ電源供給をする。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」　B

操作補足事項

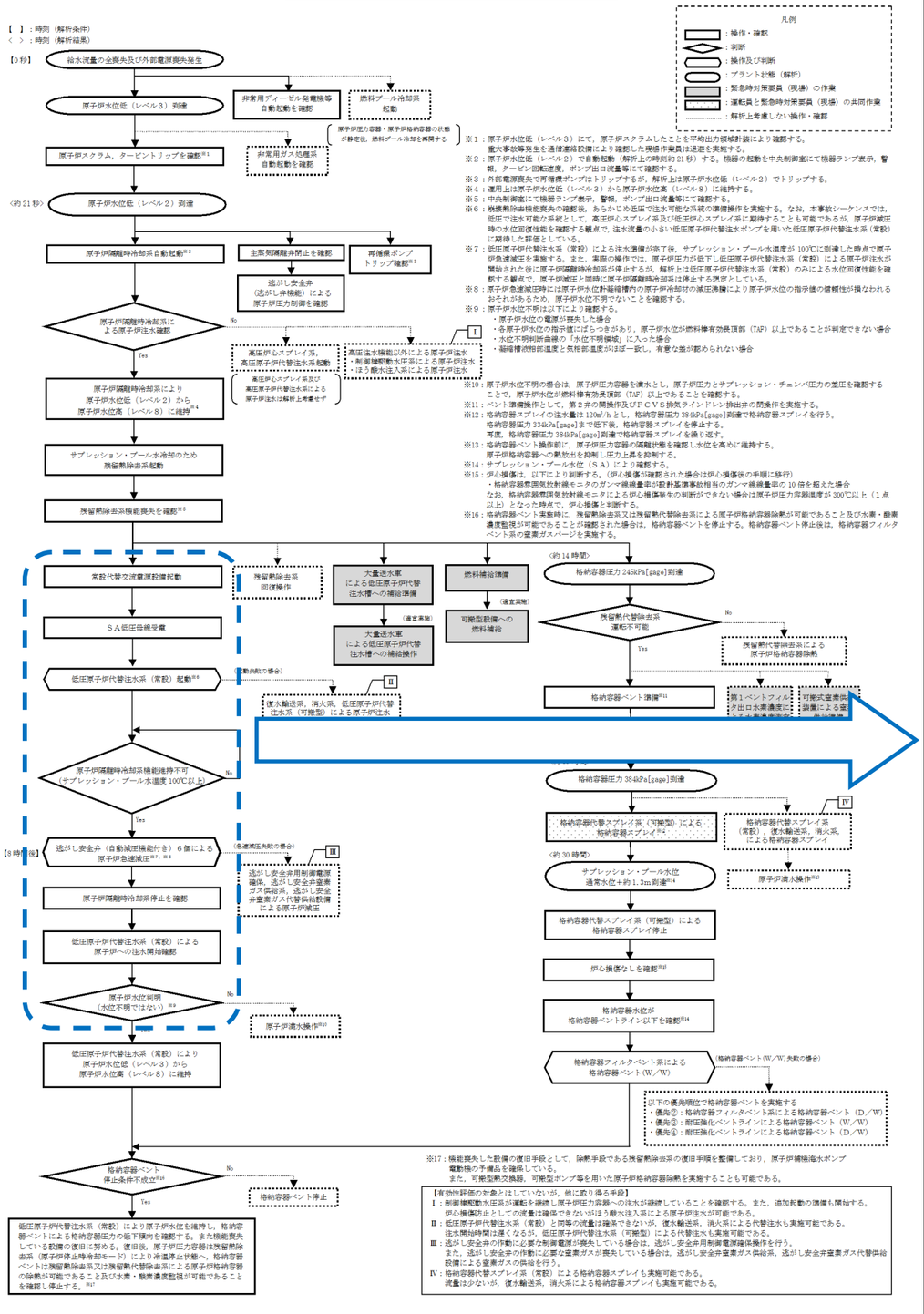
「Ｓ／Ｃ温度制御」
　残留熱除去系が起動できないためサプレッション・プール水温度の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が 100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」

C

操作補足事項

「急速減圧」

ガスタービン発電機起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）を起動後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開にし，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。

原子炉水位が判明していることを確認し，格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御（ＳＰ／Ｔ）」へ移行する。

「Ｓ／Ｃ温度制御」

残留熱除去系が起動できないため，サプレッション・プール水の冷却ができない。

AM設備別操作要領書

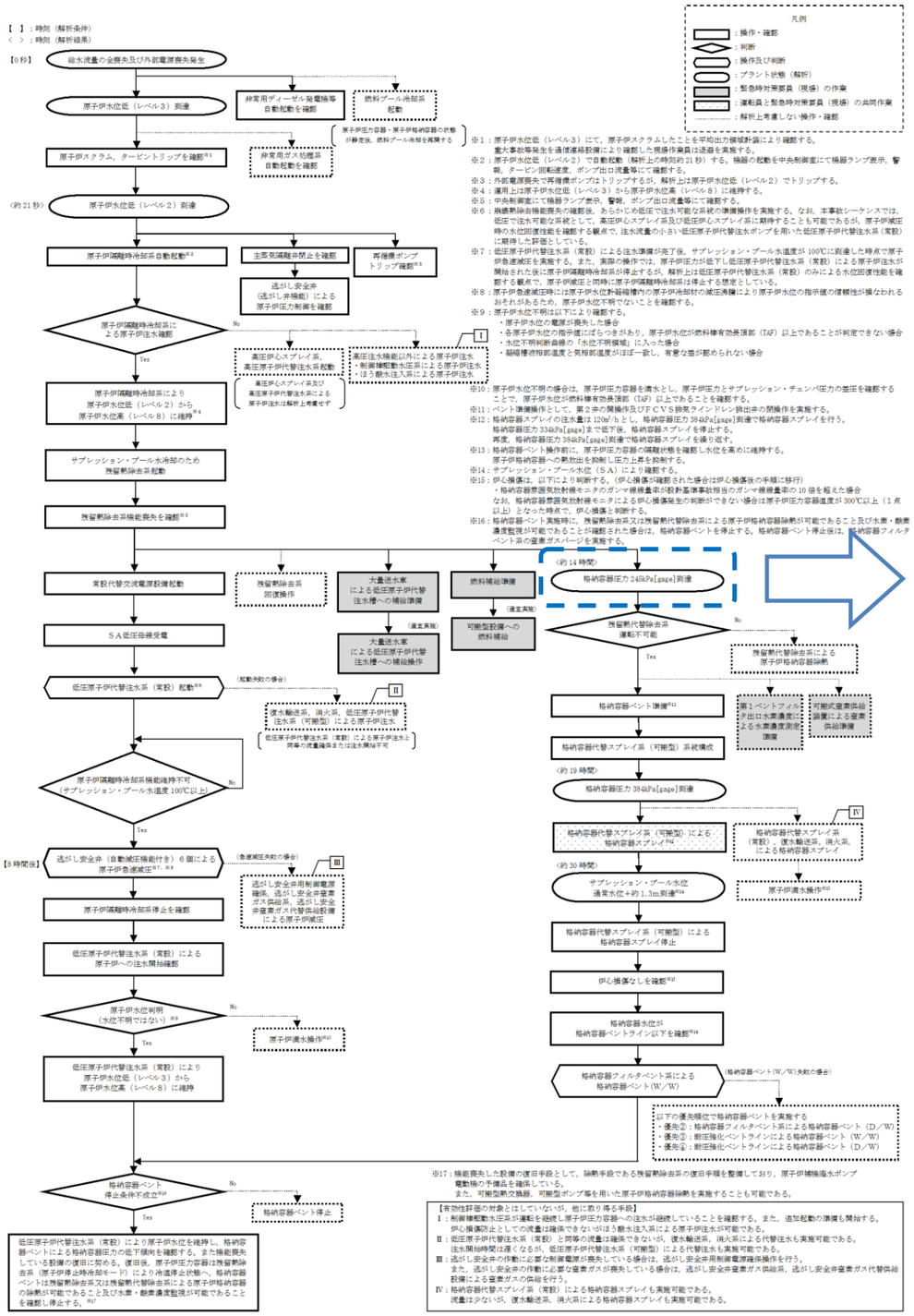
AM 1：「原子炉注水戦略」

・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」 D

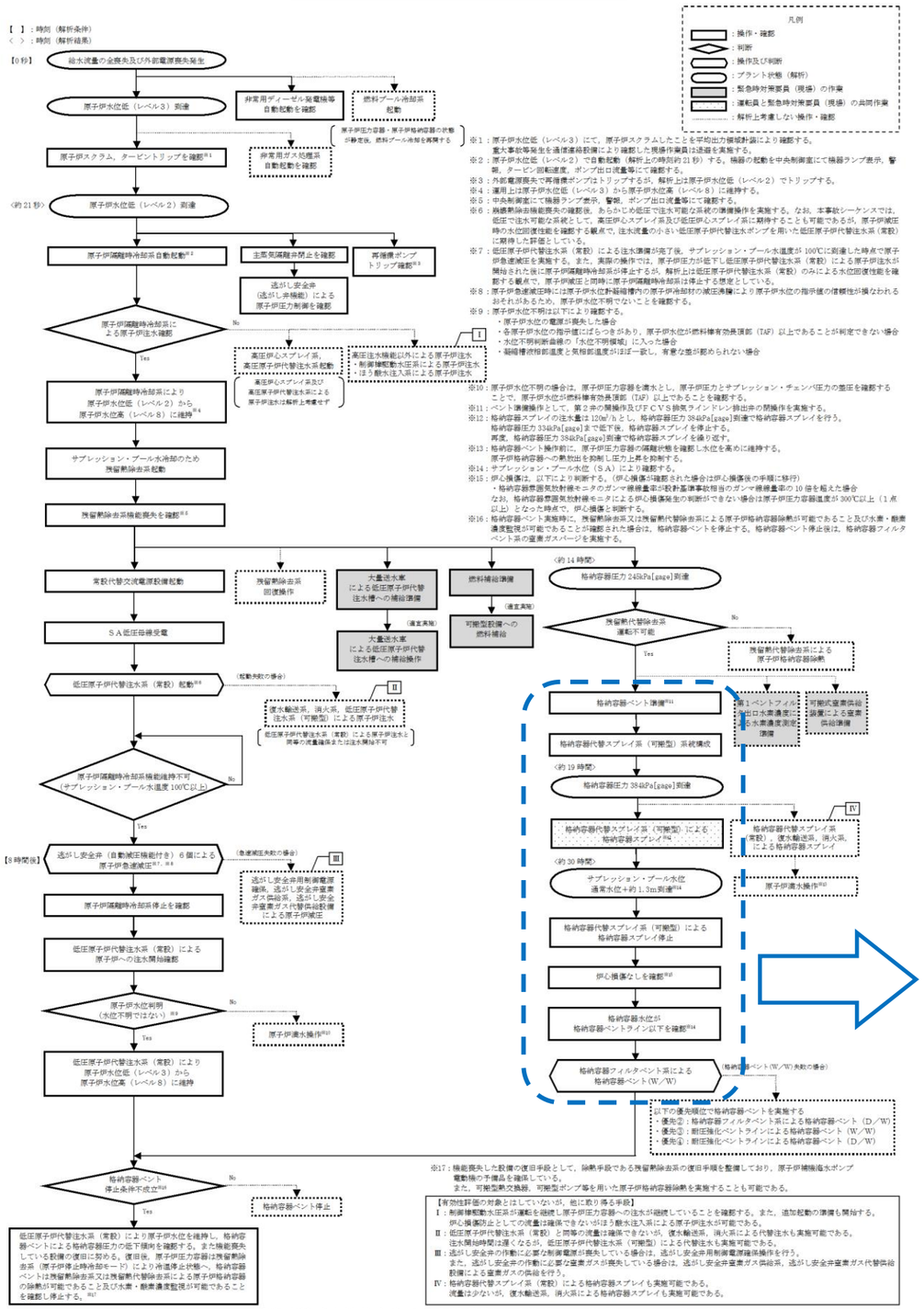
操作補足事項

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　D

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」

サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

炉心損傷が発生していないことを確認する。

サプレッション・プール水位が＋1.29m到達にて，ウェットウェル側からの格納容器ベントを実施する。

AM設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」

・ＦＣＶＳによる格納容器ベント

AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態を継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷に至る。

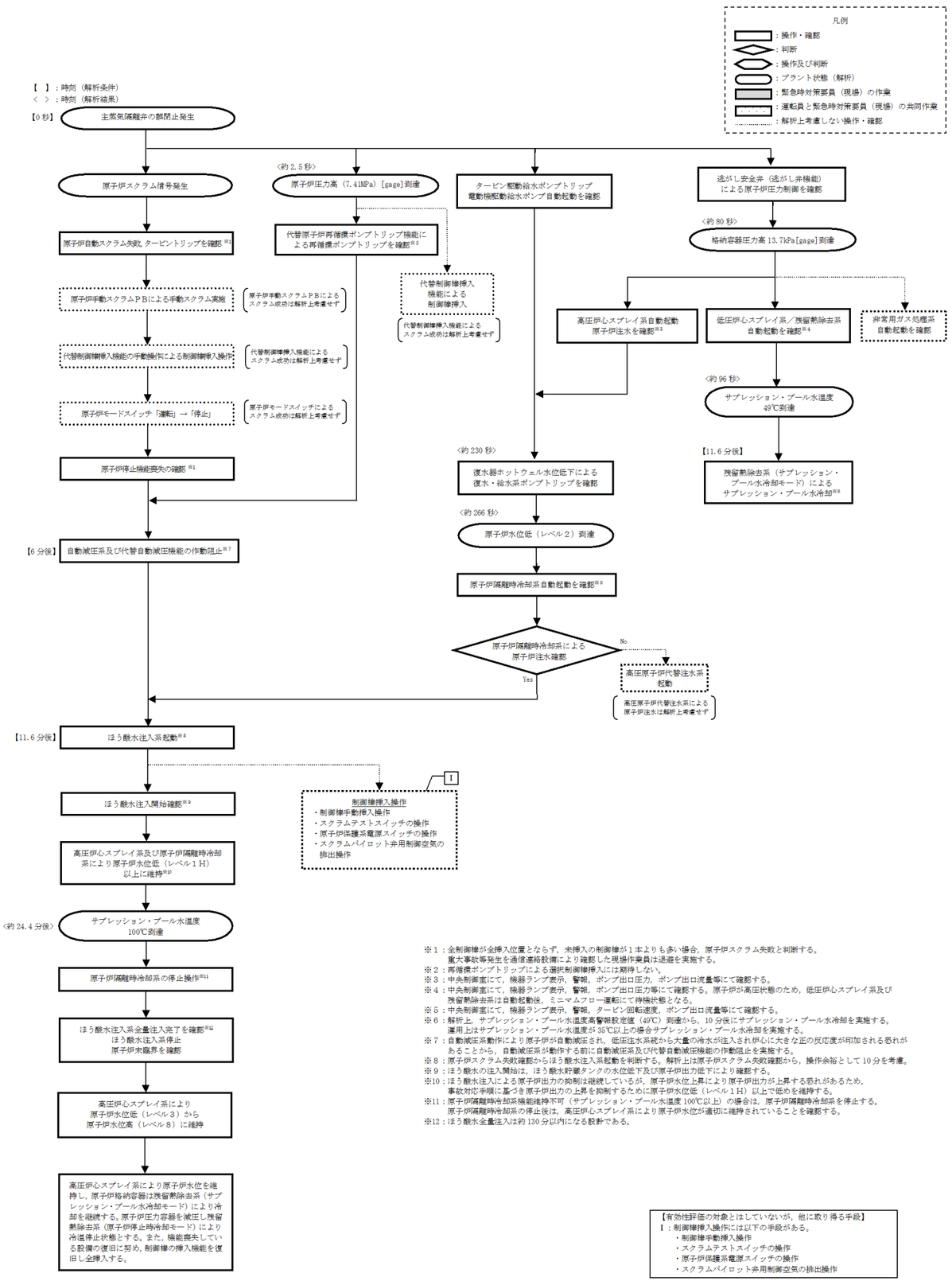
基本的な考え方

ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）による原子炉停止又はＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．原子炉スクラム失敗確認
b．格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認
c．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水位維持
d．自動減圧系及び代替自動減圧機能の自動起動阻止
e．ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作
f．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転

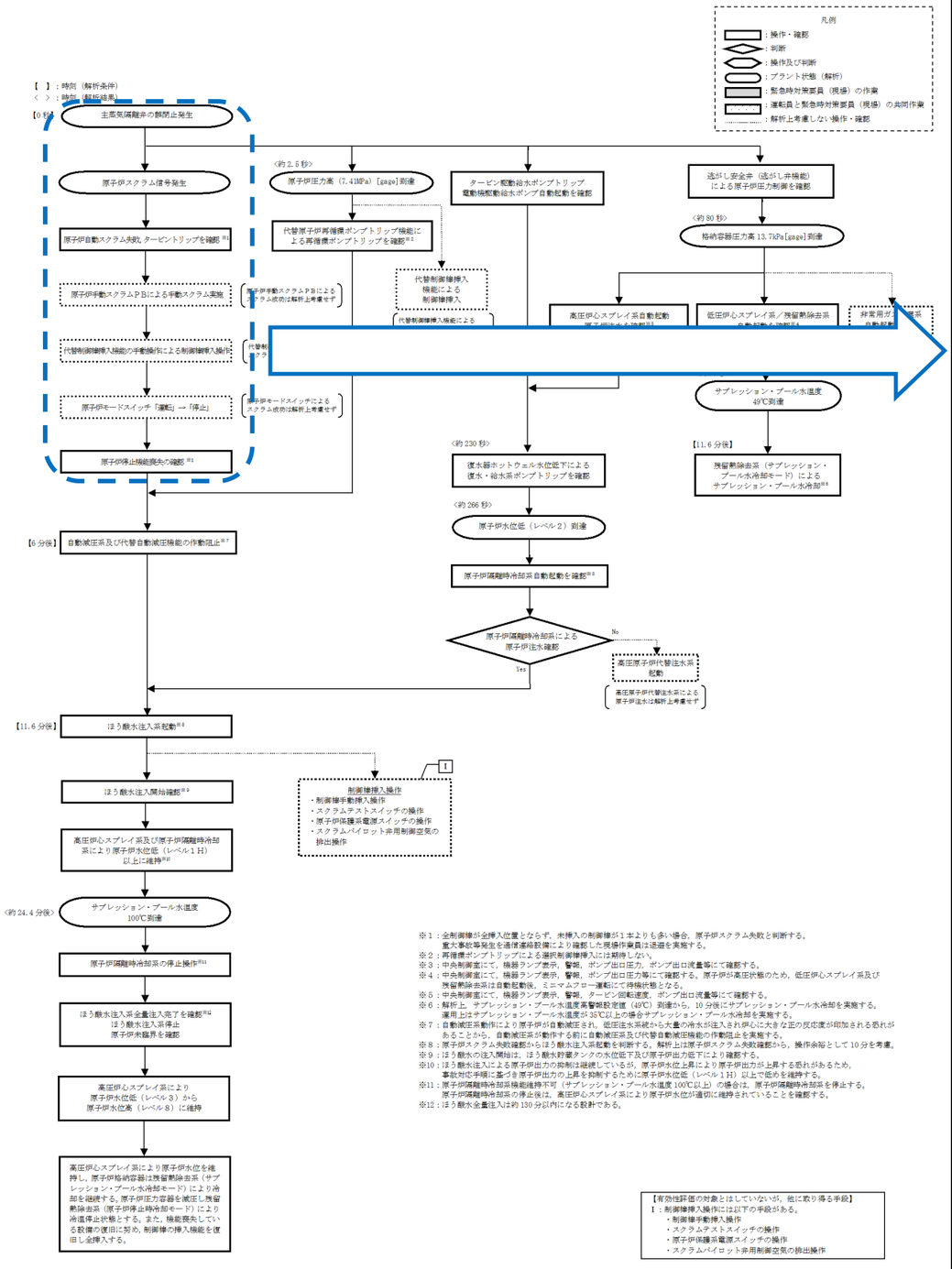
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1：全制御棒が全挿入位置とならず，未挿入の制御棒が１本よりも多い場合，原子炉スクラム失敗と判断する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：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。
※3：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※4：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口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は自動起動後，ミニマムフロー運転にて待機状態となる。
※5：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：解析上，サプレッション・プール水温度高警報設定値（49℃）到達から，10 分後にサプレッション・プール水冷却を実施する。
運用上はサプレッション・プール水温度が 35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を実施する。
※7：自動減圧系動作により原子炉が自動減圧され，低圧注水系統から大量の冷水が注入され炉心に大きな正の反応度が印加される恐れがあることから，自動減圧系が動作する前に自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動阻止を実施する。
※8：原子炉スクラム失敗確認からほう酸水注入系起動を判断する。解析上は原子炉スクラム失敗確認から，操作余裕として 10 分を考慮。
※9：ほう酸水の注入開始は，ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する。
※10：ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが，原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇する恐れがあるため，事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル１H）以上で低めを維持する。
※11：原子炉隔離時冷却系機能維持不可（サプレッション・プール水温度 100℃以上）の場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。
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。
※12：ほう酸水全量注入は約 130 分以内になる設計である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：制御棒挿入操作には以下の手段がある。
・制御棒手動挿入操作
・スクラムテストスイッチの操作
・原子炉保護系電源スイッチの操作
・スクラムパイロット弁非用制御空気の排出操作

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」 A

操作補足事項

主蒸気隔離弁閉止により，原子炉がスクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。

原子炉スクラム信号が発信するが，制御棒の挿入は失敗し，原子炉圧力高によるＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）が作動するが，**制御棒の挿入に失敗し原子炉制御「反応度制御（ＲＣ／Ｑ）」へ移行する。**

原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

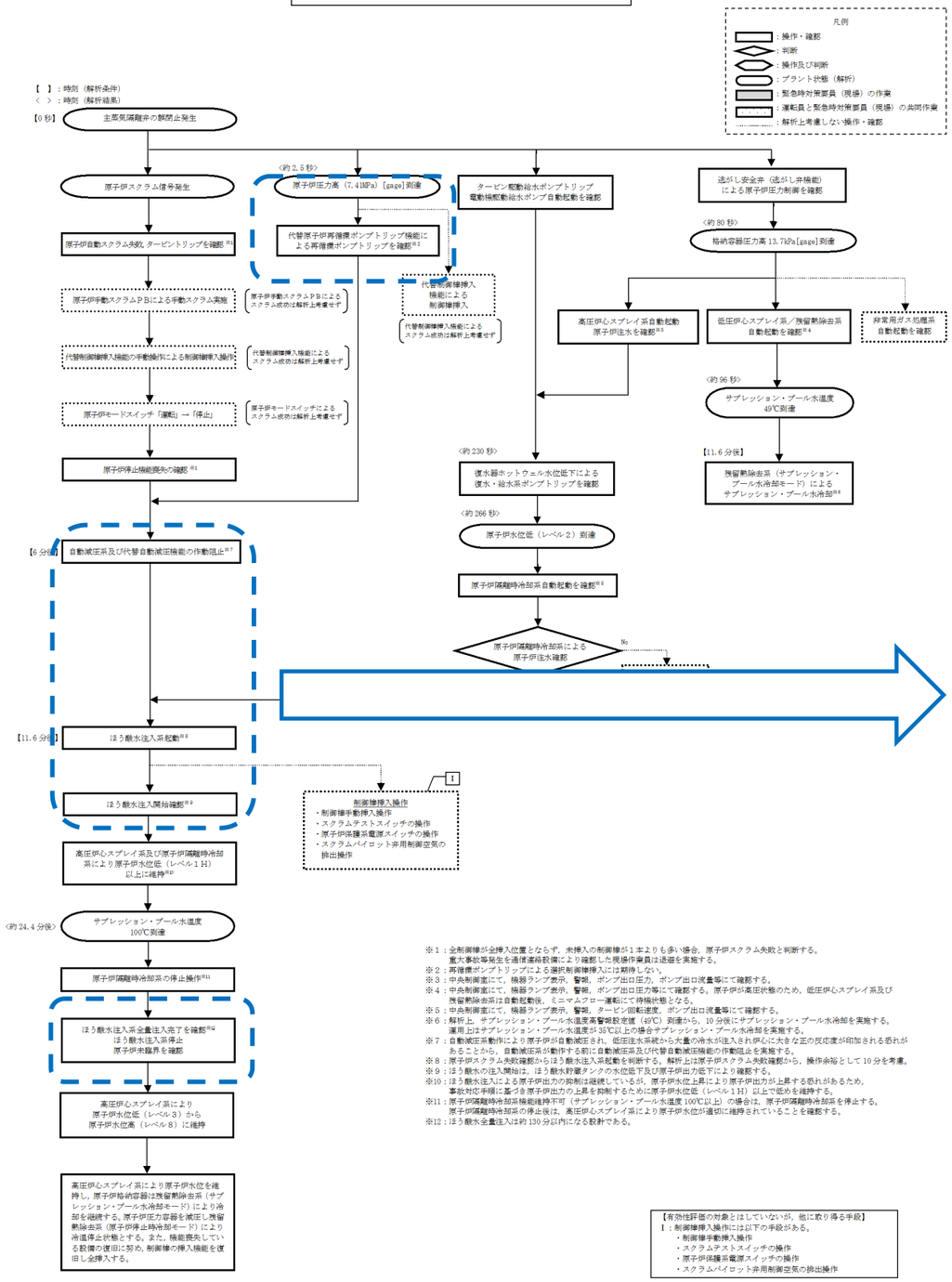
サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：全制御棒が全挿入位置とならず，未挿入の制御棒が1本よりも多い場合，原子炉スクラム失敗と判断する。
　　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：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。
※3：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※4：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口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は自動起動後，ミニマムフロー運転にて待機状態となる。
※5：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：解析上，サプレッション・プール水温度高警報設定値（49℃）到達から，10分後にサプレッション・プール水冷却を実施する。
　　運用上はサプレッション・プール水温度が35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を実施する。
※7：自動減圧系動作により原子炉が自動減圧され，低圧注水系統から大量の冷水が注入され炉心に大きな正の反応度が印加される恐れがあることから，自動減圧系が動作する前に自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動阻止を実施する。
※8：原子炉スクラム失敗確認からほう酸水注入系起動を判断する。解析上は原子炉スクラム失敗確認から，操作余裕として10分を考慮。
※9：ほう酸水の注入開始は，ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する。
※10：ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続している※5，原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇する恐れがあるため，事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル1H）以上で低めを維持する。
※11：原子炉隔離時冷却系機能維持不可（サプレッション・プール水温度100℃以上）の場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。
　　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。
※12：ほう酸水全量注入は約130分以内になる設計である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：制御棒挿入操作には以下の手段がある。
　・制御棒手動挿入操作
　・スクラムテストスイッチの操作
　・原子炉保護系電源スイッチの操作
　・スクラムパイロット弁用制御空気の排出操作

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「反応度制御」　B

操作補足事項

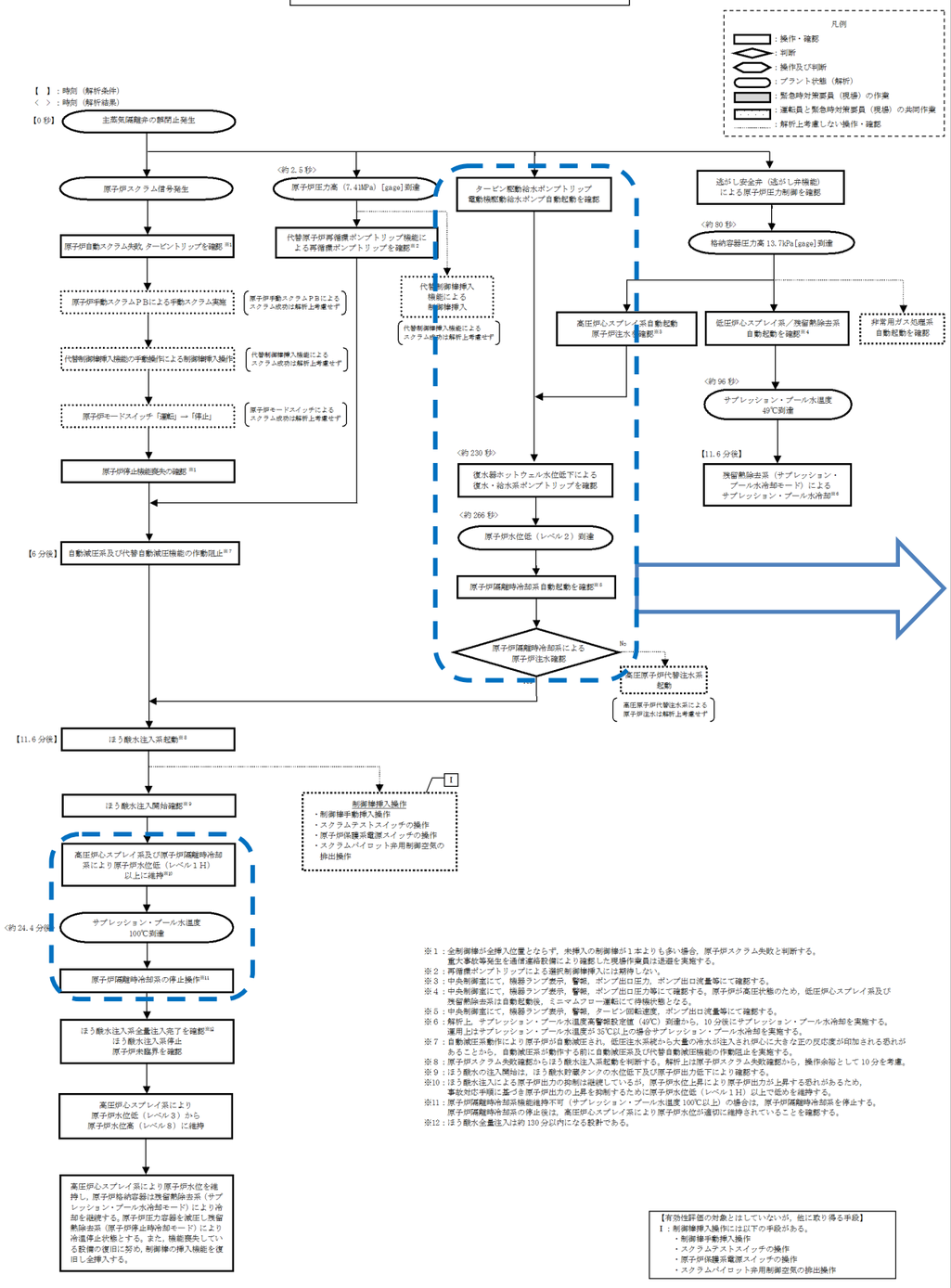
「反応度制御」
　ヒートシンクとして復水器を使用の判断のため，原子炉隔離の有無を確認する。
　自動減圧系が作動しないよう作動阻止操作を行う。
ほう酸水全量注入により，ほう酸水注入系を停止し，原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：全制御棒が全挿入位置とならず，未挿入の制御棒が1本よりも多い場合，原子炉スクラム失敗と判断する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：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。
※3：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※4：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口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は自動起動後，ミニマムフロー運転にて待機状態となる。
※5：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：解析上，サプレッション・プール水温度高警報設定値（49℃）到達から，10分後にサプレッション・プール水冷却を実施する。
運用上はサプレッション・プール水温度が35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を実施する。
※7：自動減圧系動作により原子炉圧自動減圧され，低圧注水系統から大量の冷水が注入され炉心に大きな正の反応度が印加される恐れがあることから，自動減圧系が動作する前に自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動阻止を実施する。
※8：原子炉スクラム失敗確認からほう酸水注入系起動を判断する。解析上は原子炉スクラム失敗確認から，操作余裕として10分を考慮。
※9：ほう酸水の注入開始は，ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する。
※10：ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが，原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇する恐れがあるため，事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル1H）以上で低圧を維持する。
※11：原子炉隔離時冷却系機能維持不可（サプレッション・プール水温度100℃以上）の場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。
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。
※12：ほう酸水全量注入は約130分以内になる設計である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
I：制御棒挿入操作には以下の手段がある。
・制御棒手動挿入操作
・スクラムテストスイッチの操作
・原子炉保護系電源スイッチの操作
・スクラムパイロット弁用制御空気の排出操作

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「反応度制御」　B

操作補足事項

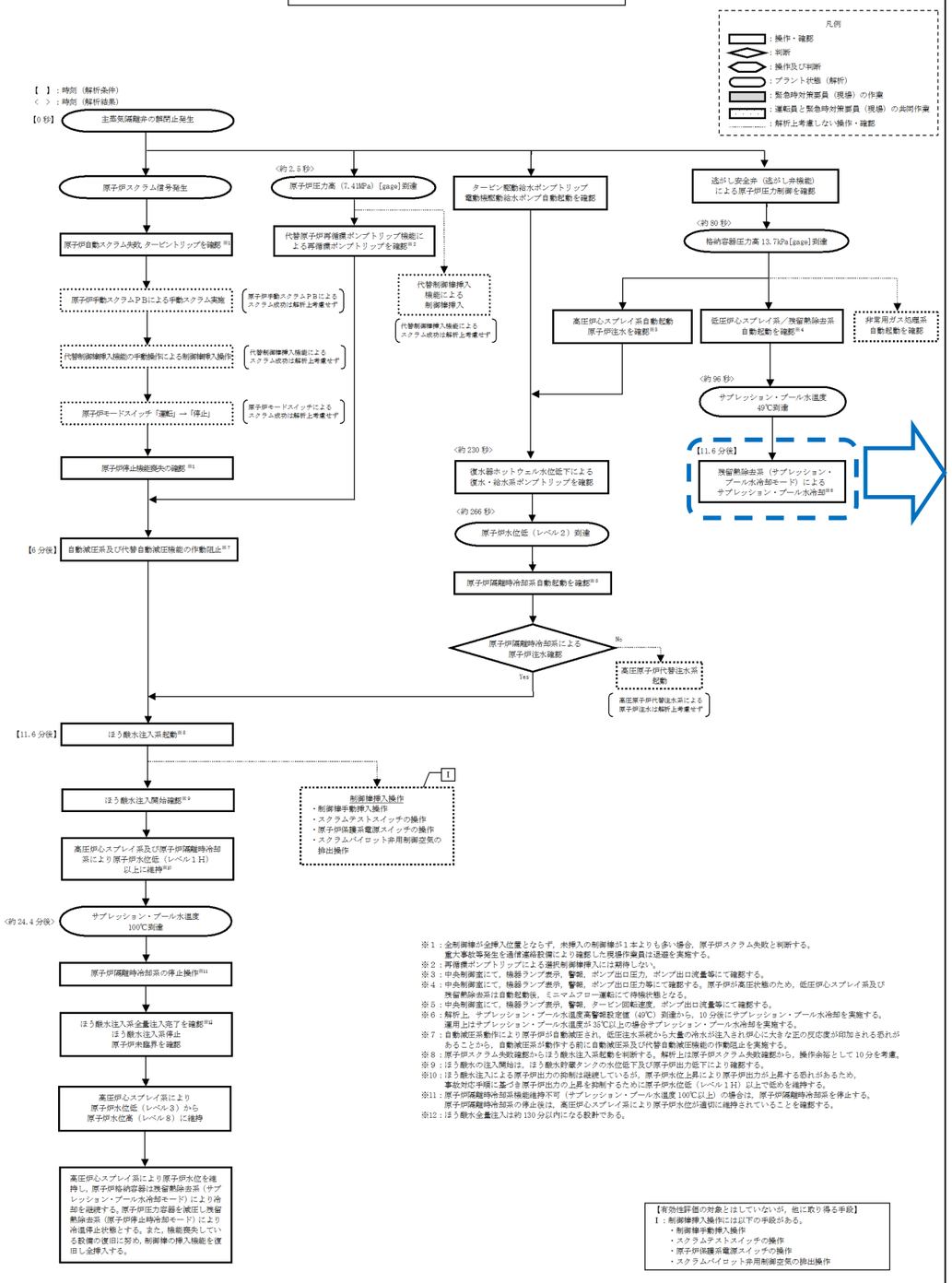
「反応度制御」
　ヒートシンクとして復水器を使用の判断のため，原子炉隔離の有無を確認する。
　原子炉水位は原子炉出力の抑制のため原子炉水低（レベル１Ｈ）以上に維持する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：全制御棒が全挿入位置とならず，未挿入の制御棒が1本よりも多い場合，原子炉スクラム失敗と判断する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：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。
※3：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※4：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口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は自動起動後，ミニマムフロー運転にて待機状態となる。
※5：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：解析上，サプレッション・プール水温度高警報設定値（49℃）到達から，10分後にサプレッション・プール水冷却を実施する。
運用上はサプレッション・プール水温度が35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を実施する。
※7：自動減圧系動作により原子炉圧自動減圧され，低圧注水系統から大量の冷水が注入され炉心に大きな正の反応度が印加される恐れがあることから，自動減圧系が動作する前に自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動阻止を実施する。
※8：原子炉スクラム失敗確認からほう酸水注入系起動を判断する。解析上は原子炉スクラム失敗確認から，操作余裕として10分を考慮。
※9：ほう酸水の注入開始は，ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する。
※10：ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが，原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇する恐れがあるため，事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル1H）以上で低圧を維持する。
※11：原子炉隔離時冷却系機能維持不可（サプレッション・プール水温度100℃以上）の場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。
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。
※12：ほう酸水全量注入は約130分以内になる設計である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：制御棒挿入操作には以下の手段がある。
・制御棒手動挿入操作
・スクラムテストスイッチの操作
・原子炉保護系電源スイッチの操作
・スクラムパイロット弁用制御空気の排出操作

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」　C

操作補足事項

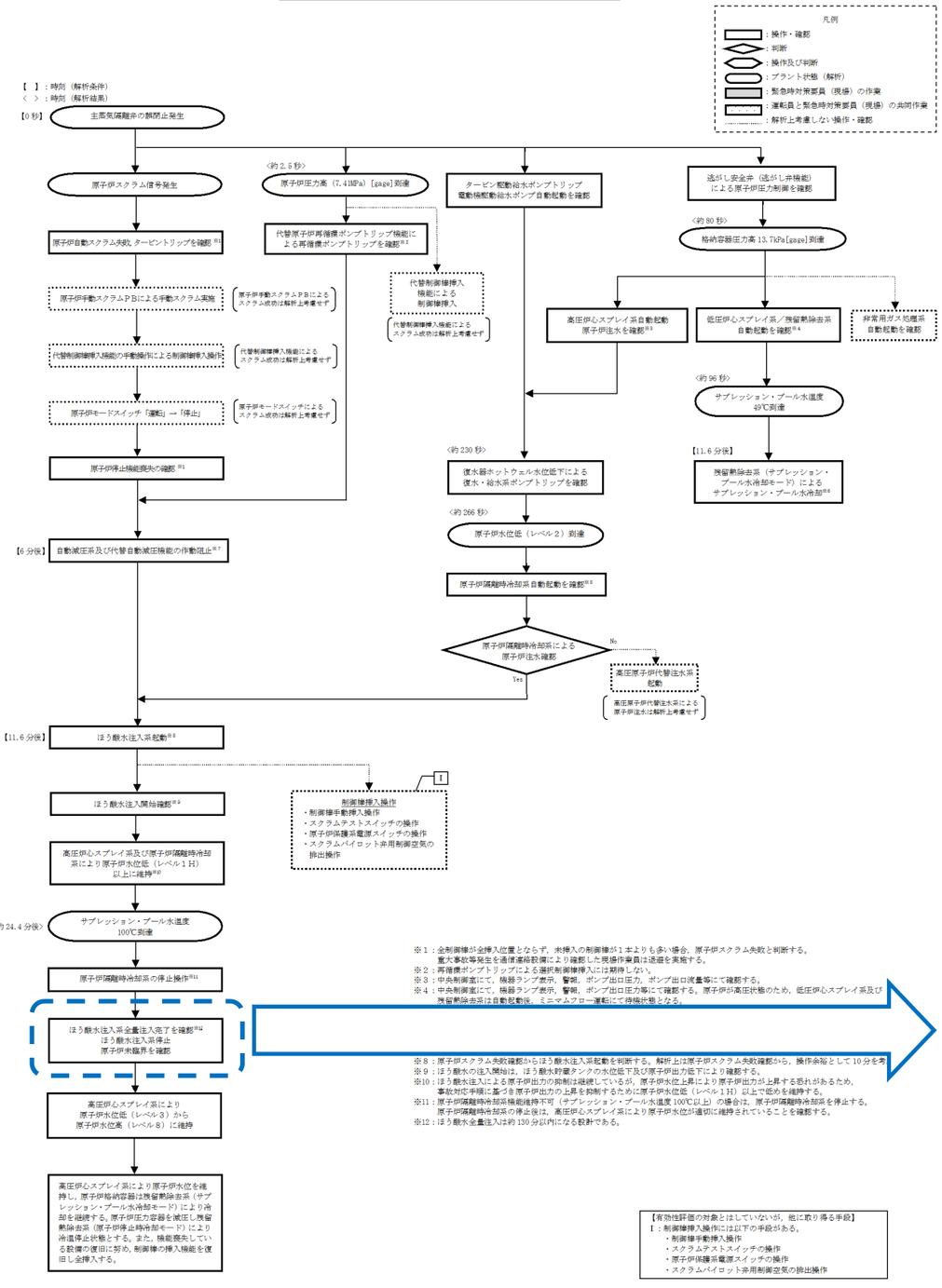
「Ｓ／Ｃ温度制御」
　残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードで起動し，サプレッション・プール水の冷却を行う。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

「スクラム」
　中性子源領域計装及び中間領域計装の検出器を挿入し，未臨界になったことを確認する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

特徴

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

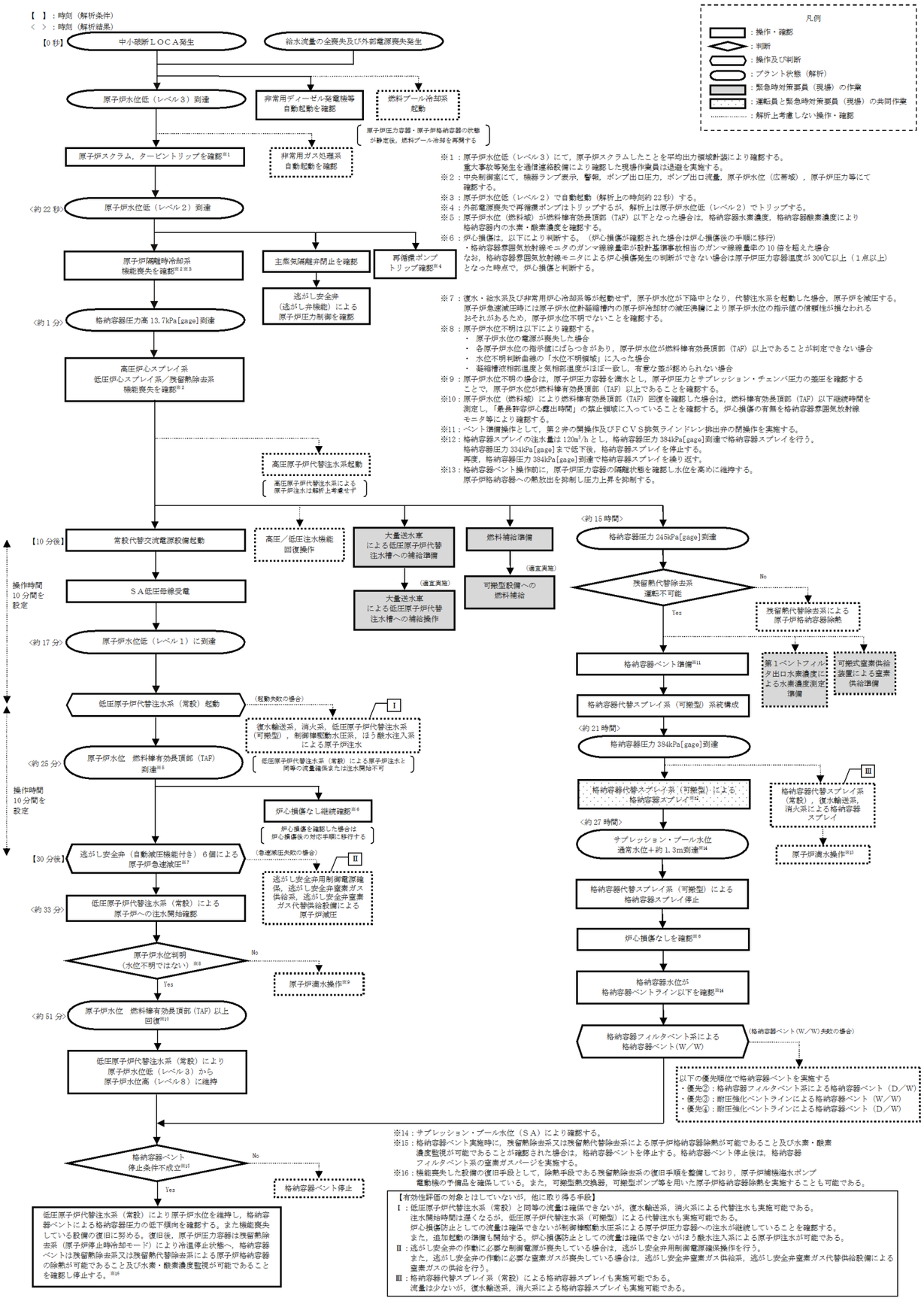
基本的な考え方

逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．高圧・低圧注水機能喪失確認
c．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
d．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
e．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
f．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

解析上の対応手順の概要フロー



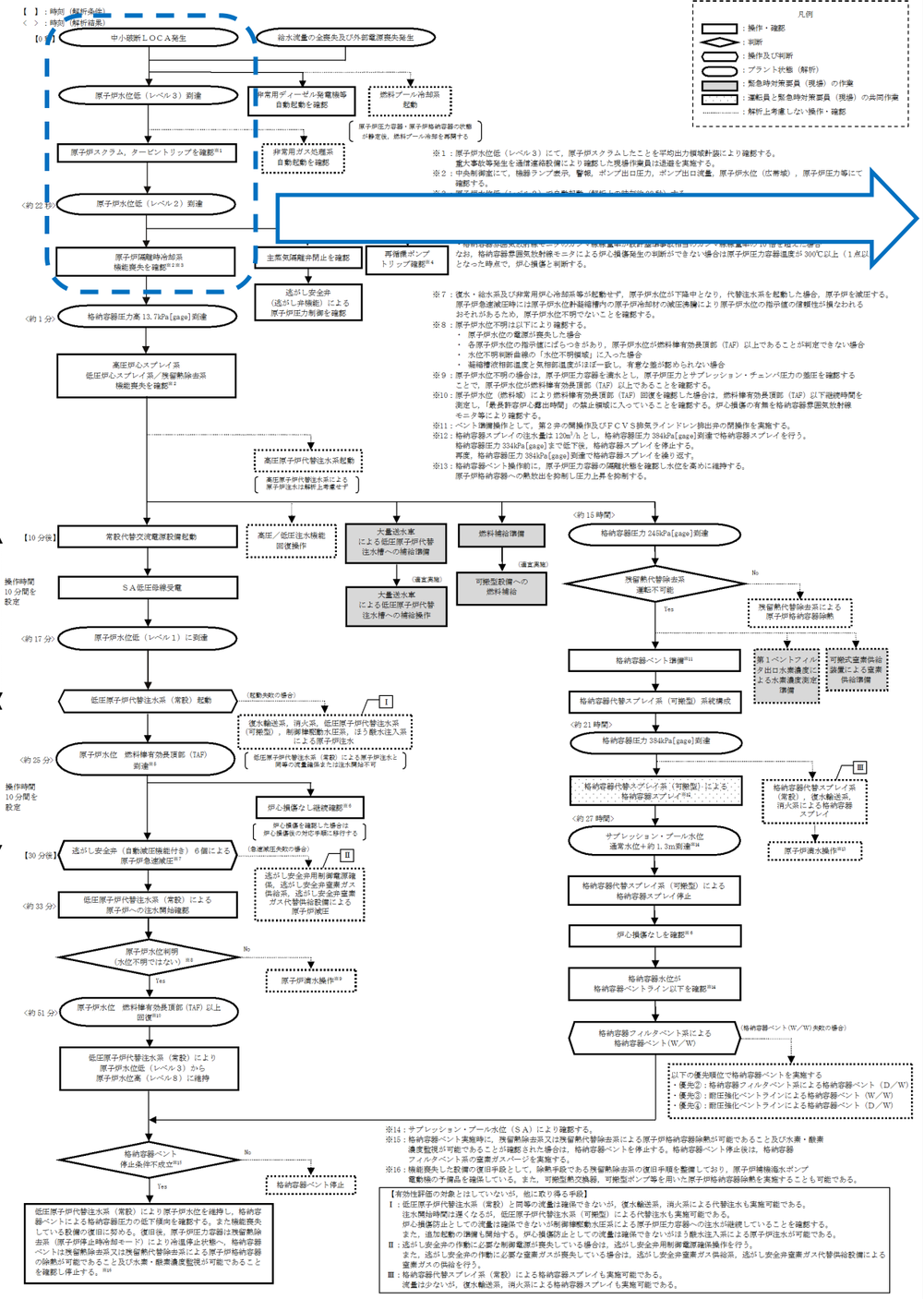
※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 22 秒）する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※6：炉心損傷は，以下により判断する。（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のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※7：復水・給水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず，原子炉水位が下降中となり，代替注水系を起動した場合，原子炉を減圧する。
原子炉急速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。
※8：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※10：原子炉水位（燃料域）により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は，燃料棒有効長頂部（TAF）以下継続時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。
※11：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：格納容器ベント実施時に，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※16：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉格納容器除熱を実施することも可能である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
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。炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用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。

原子炉水位は全給水喪失し，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動するが高圧注水機能喪失により，原子炉圧力容器への注水が不可となる。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

格納容器内パラメータにより格納容器内の漏えいがあることを確認する。

格納容器内漏えい及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，格納容器圧力が上昇する。**ドライウェル圧力 13.7kPa［gage］到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。**

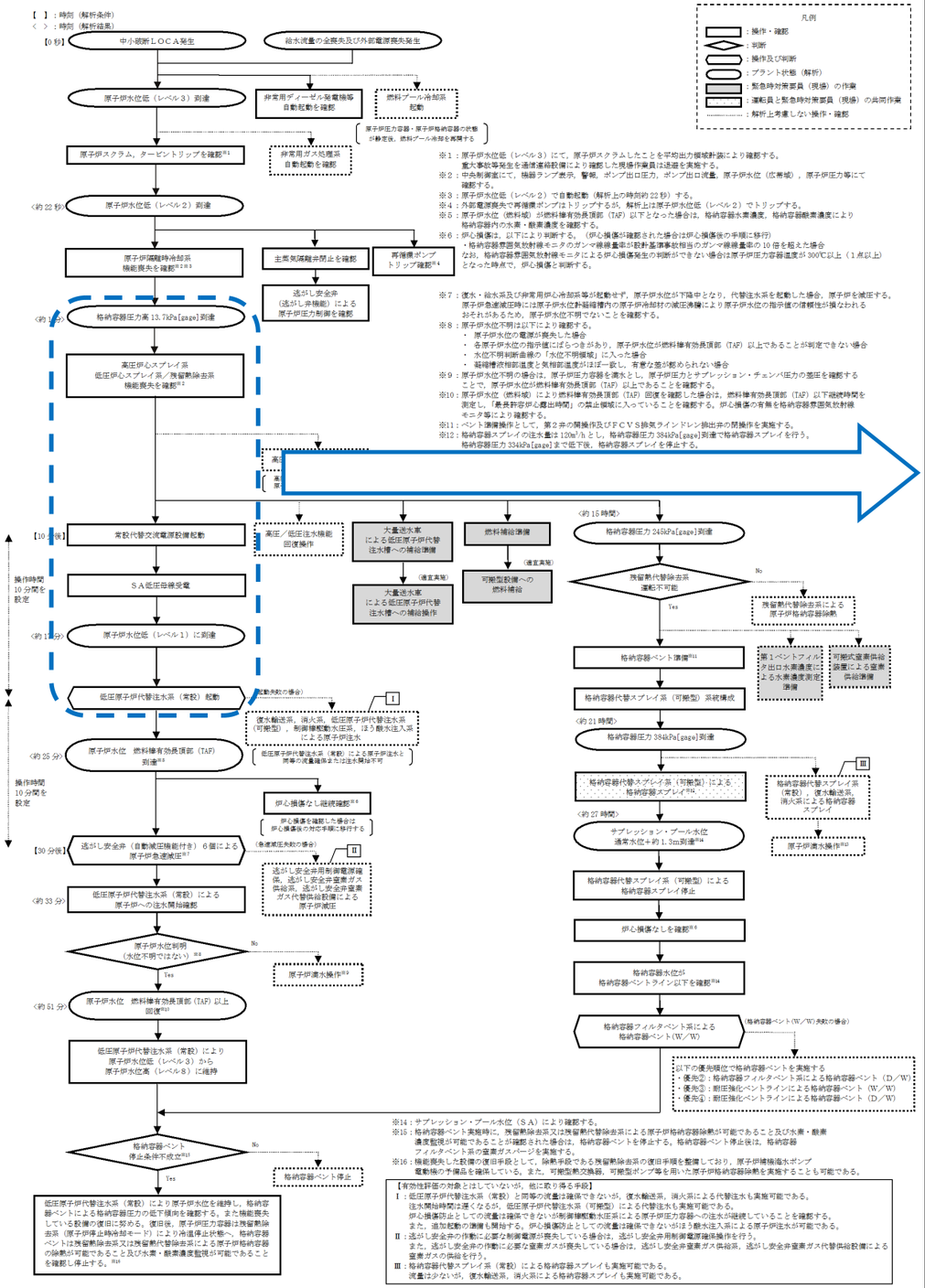
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行し，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線へ電源供給をする。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

「水位確保」
　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。
　全給水喪失し原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系の起動に失敗し原子炉水位の低下が継続する。**ガスタービン発電機起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

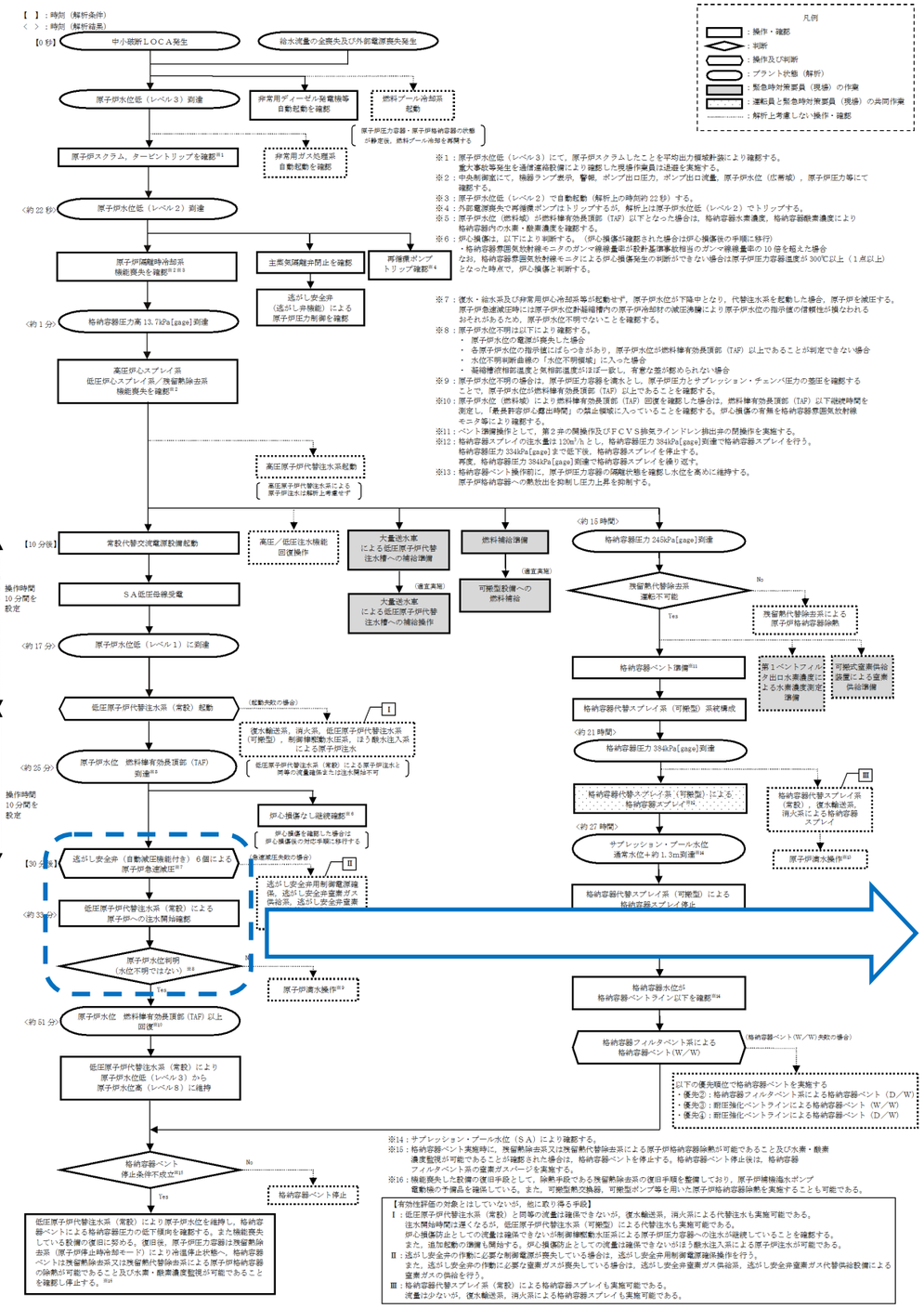
AM 1：「原子炉注水戦略」

・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　C

操作補足事項

「急速減圧」

低圧原子炉代替注水系（常設）が起動していることを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開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。

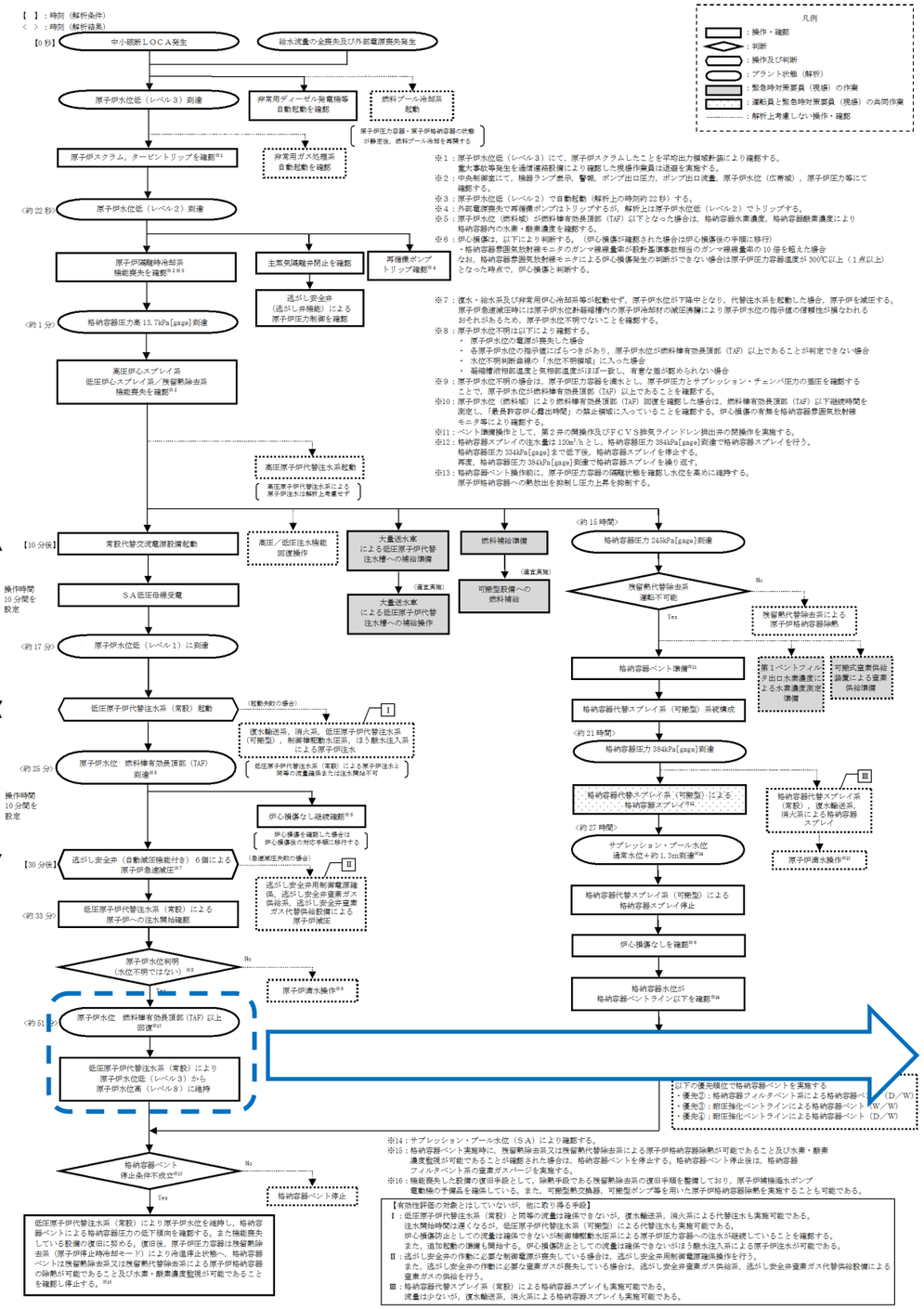
原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　D

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　E

操作補足事項

「水位回復」
　原子炉減圧により，低圧原子炉代替注水系（常設）から原子炉へ注水が開始し，**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上になれば，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

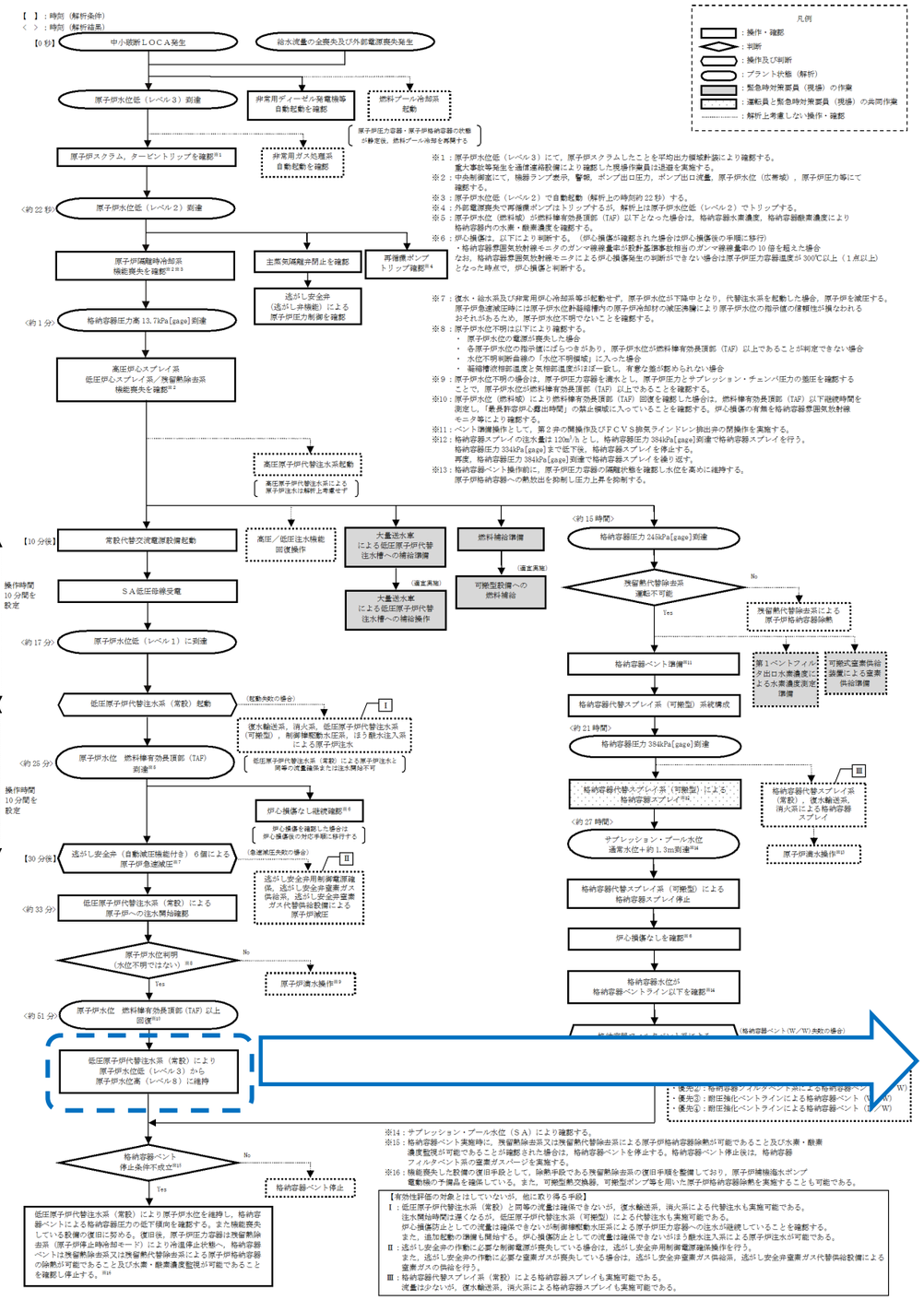
「水位確保」
　低圧原子炉代替注水系（常設）により，**原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できるため，原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 22 秒）する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度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。（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のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※7：復水・給水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず，原子炉水位が下降中となり，代替注水系を起動した場合，原子炉を減圧する。
原子炉急速減圧時には原子炉水位計装幅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。
※8：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納槽底部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※10：原子炉水位（燃料域）により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は，燃料棒有効長頂部（TAF）以下継続時間を測定し，「最長非容伊心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。
※11：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の減圧状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：格納容器ベント実施時に，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※16：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉格納容器除熱を実施することも可能である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
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，追加配置の準備も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

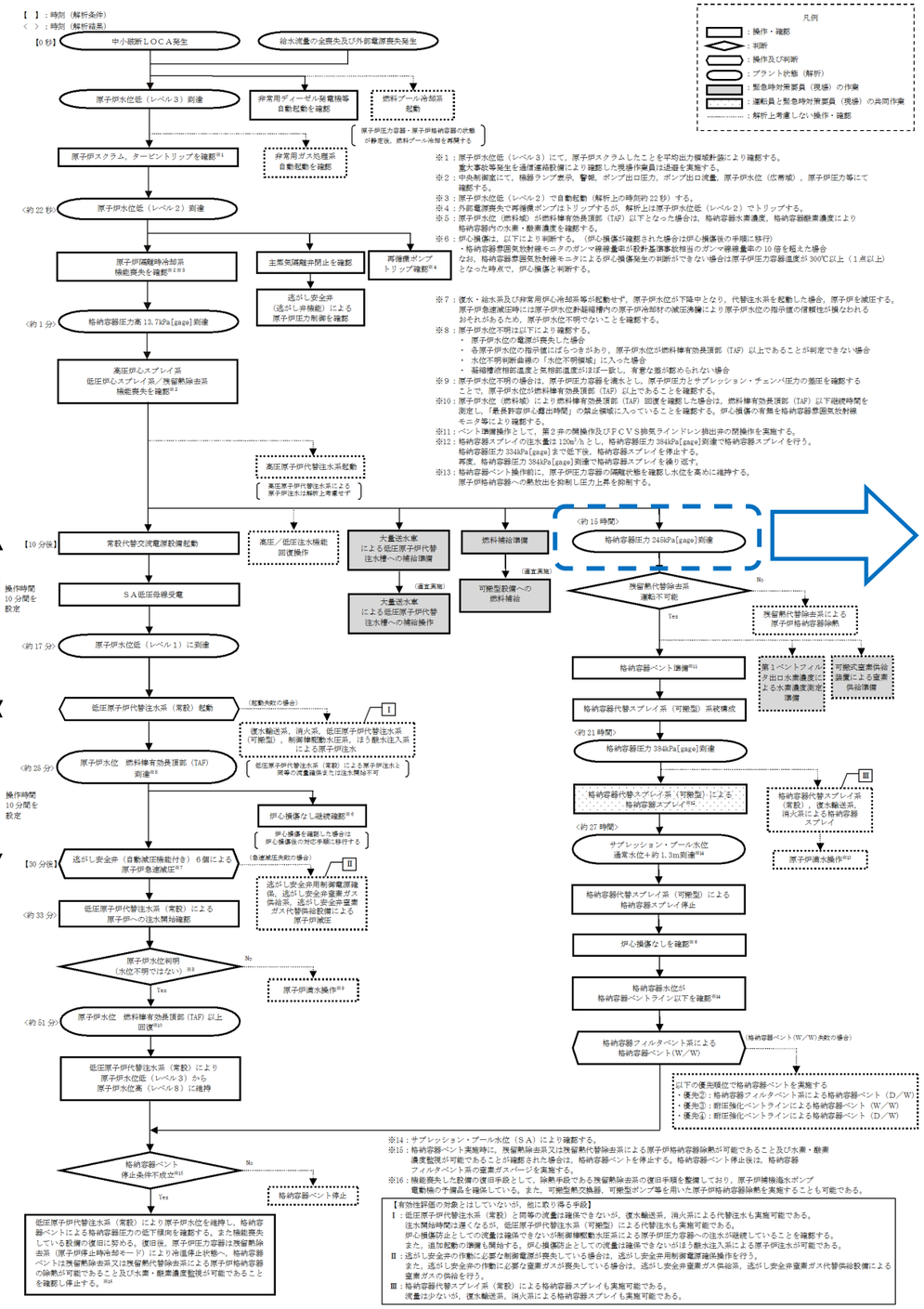
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

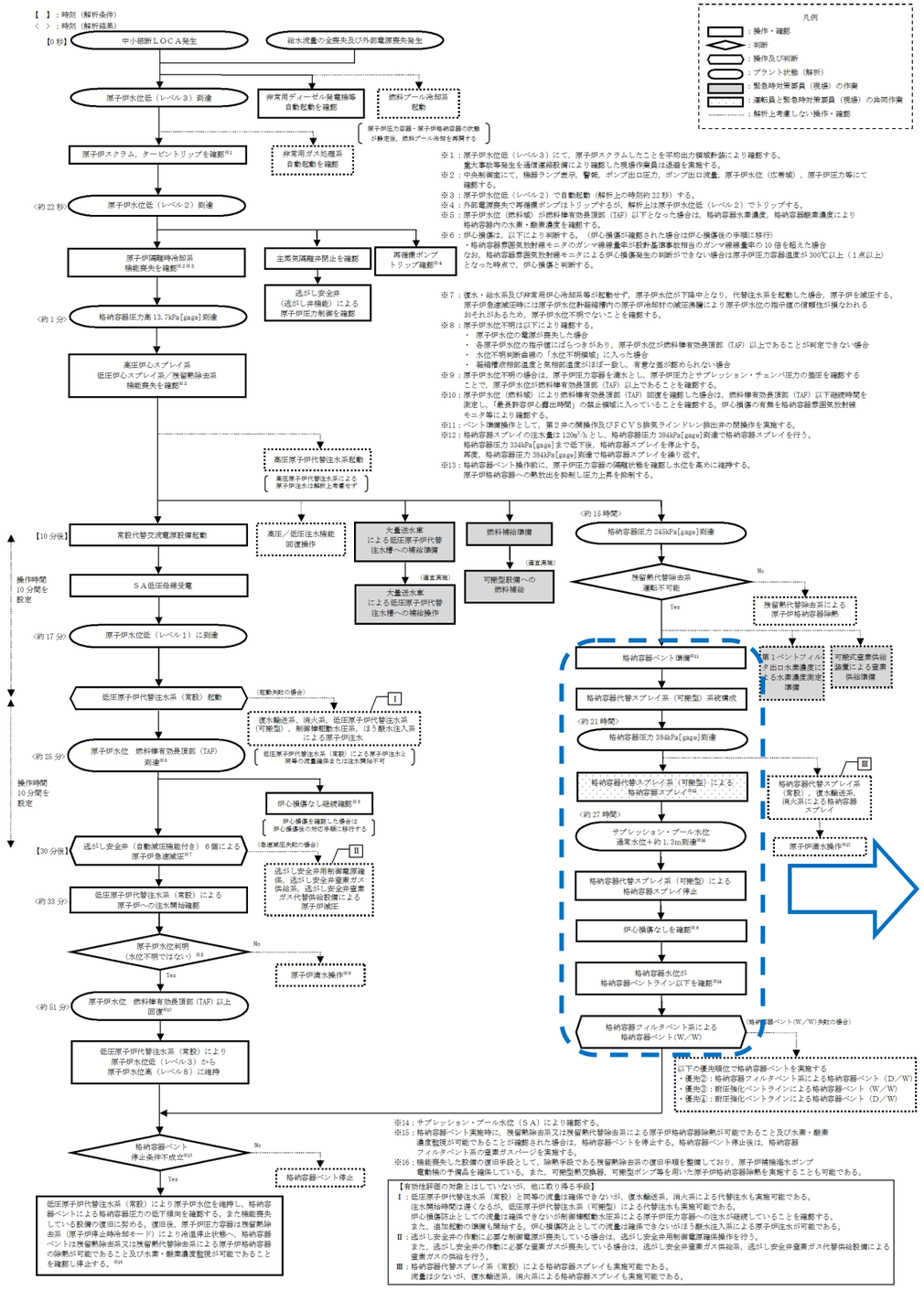
操作補足事項

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」

サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

炉心損傷が発生していないことを確認する。

サプレッション・プール水位が＋1.29m到達にて，ウェットウェル側からの格納容器ベントを実施する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＦＣＶＳによる格納容器ベント

AM 5：「格納容器機能維持戦略」
・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.7　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

特徴

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

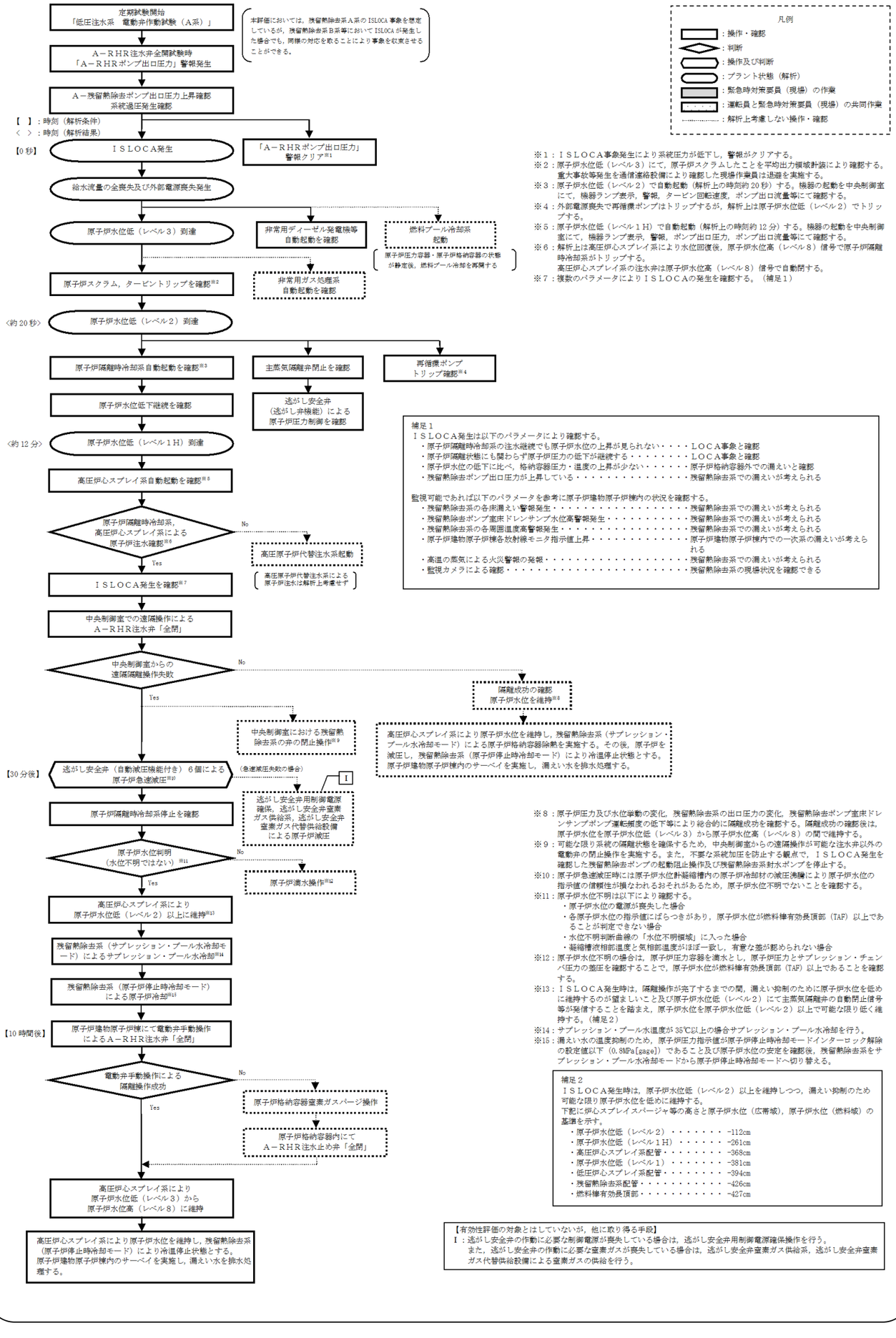
基本的な考え方

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り，また，逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びＩＳＬＯＣＡの発生箇所の隔離によって，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．ＩＳＬＯＣＡ発生
b．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認
c．原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水
d．ＩＳＬＯＣＡ発生確認
e．中央制御室での残留熱除去系隔離失敗
f．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
g．高圧炉心スプレイ系による原子炉注水
h．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転
i．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転
j．現場操作での残留熱除去系隔離操作
k．残留熱除去系隔離後の水位維持

解析上の対応手順の概要フロー



※1：ＩＳＬＯＣＡ事象発生により系統圧力が低下し，警報がクリアする。
※2：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※3：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 20 秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位低（レベル１H）で自動起動（解析上の時刻約 12 分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：解析上は高圧炉心スプレイ系により水位回復後，原子炉水位高（レベル８）信号で原子炉隔離時冷却系がトリップする。
高圧炉心スプレイ系の注水弁は原子炉水位高（レベル８）信号で自動閉する。
※7：複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する。（補足１）

補足１
ＩＳＬＯＣＡ発生は以下のパラメータにより確認する。
・原子炉隔離時冷却系の注水継続でも原子炉水位の上昇が見られない・・・・ＬＯＣＡ事象と確認
・原子炉隔離状態にも関わらず原子炉圧力の低下が継続する・・・・・・・・ＬＯＣＡ事象と確認
・原子炉水位の低下に比べ，格納容器圧力・温度の上昇が少ない・・・・・・原子炉格納容器外での漏えいと確認
・残留熱除去ポンプ出口圧力が上昇している・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる

監視可能であれば以下のパラメータを参考に原子炉建物原子炉棟内の状況を確認する。
・残留熱除去系の各床漏えい警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・残留熱除去ポンプ室床ドレンサンプ水位高警報発生・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・残留熱除去系の各周囲温度高警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・原子炉建物原子炉棟各放射線モニタ指示値上昇・・・・・・・・・・・・・原子炉建物原子炉棟内での一次系の漏えいが考えられる
・高温の蒸気による火災警報の発報・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・監視カメラによる確認・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系の現場状況を確認できる

※8：原子炉圧力及び水位挙動の変化，残留熱除去系の出口圧力の変化，残留熱除去ポンプ室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。隔離成功の確認後は，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）の間で維持する。
※9：可能な限り系統の隔離状態を確保するため，中央制御室からの遠隔操作が可能な注水弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。また，不要な系統加圧を防止する観点で，ＩＳＬＯＣＡ発生を確認した残留熱除去ポンプの起動阻止操作及び残留熱除去系封水ポンプを停止する。
※10：原子炉急速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。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：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低（レベル２）にて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，原子炉水位を原子炉水位低（レベル２）以上で可能な限り低く維持する。（補足２）
※14：サプレッション・プール水温度が 35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を行う。
※15：漏えい水の温度抑制のため，原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下（0.8MPa[gage]）であること及び原子炉水位の安定を確認後，残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードから原子炉停止時冷却モードへ切り替える。

補足２
ＩＳＬＯＣＡ発生時は，原子炉水位低（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。
下記に炉心スプレイスパージャ等の高さと原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）の基準を示す。
・原子炉水位低（レベル２）・・・・・・・・ -112cm
・原子炉水位低（レベル１H）・・・・・・・ -261cm
・高圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・・ -368cm
・原子炉水位低（レベル１）・・・・・・・・ -381cm
・低圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・・ -394cm
・残留熱除去系配管・・・・・・・・・・・・ -426cm
・燃料棒有効長頂部・・・・・・・・・・・・ -427cm

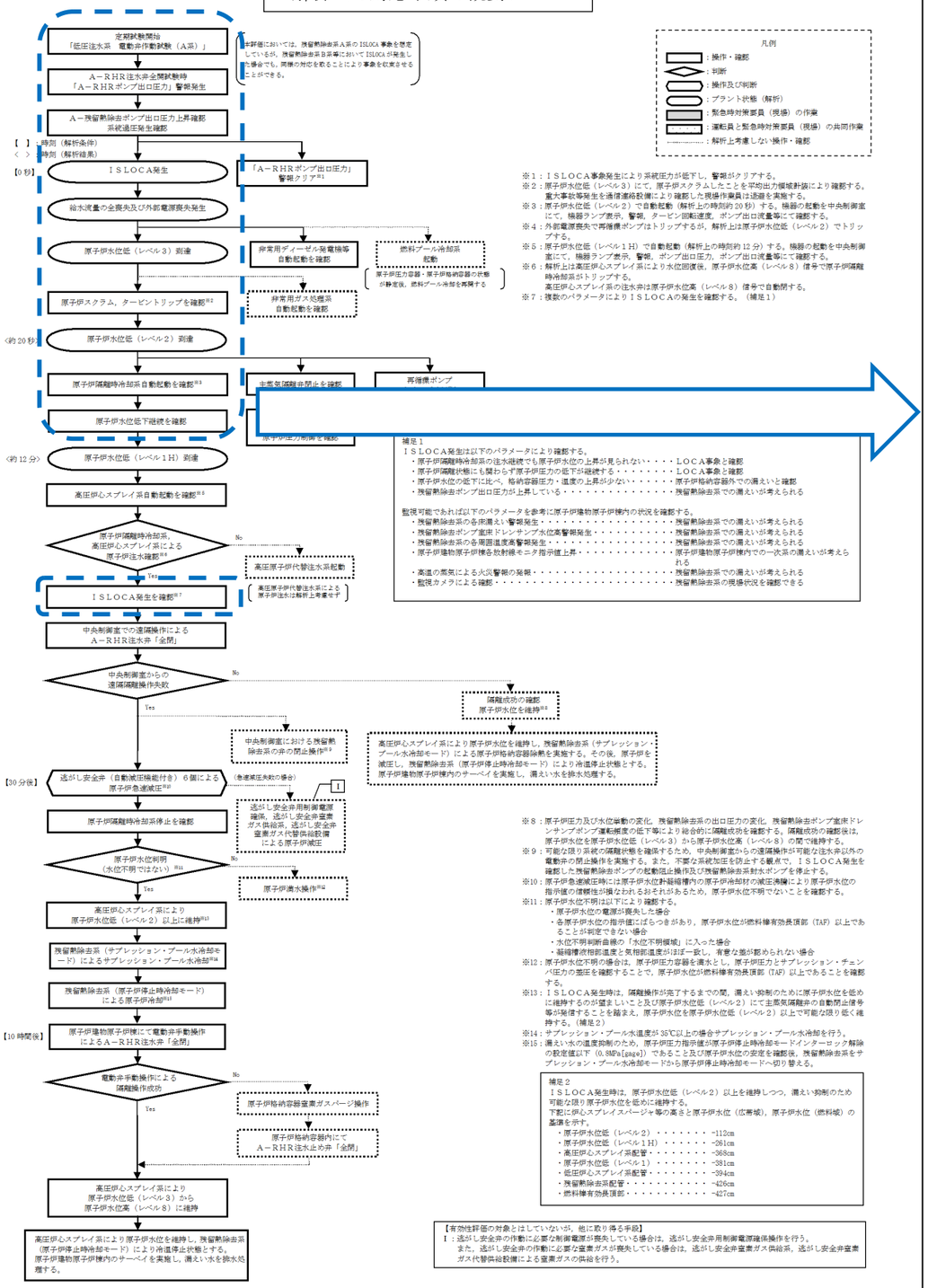
【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ｉ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作運転手順書　ＥＯＰ対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

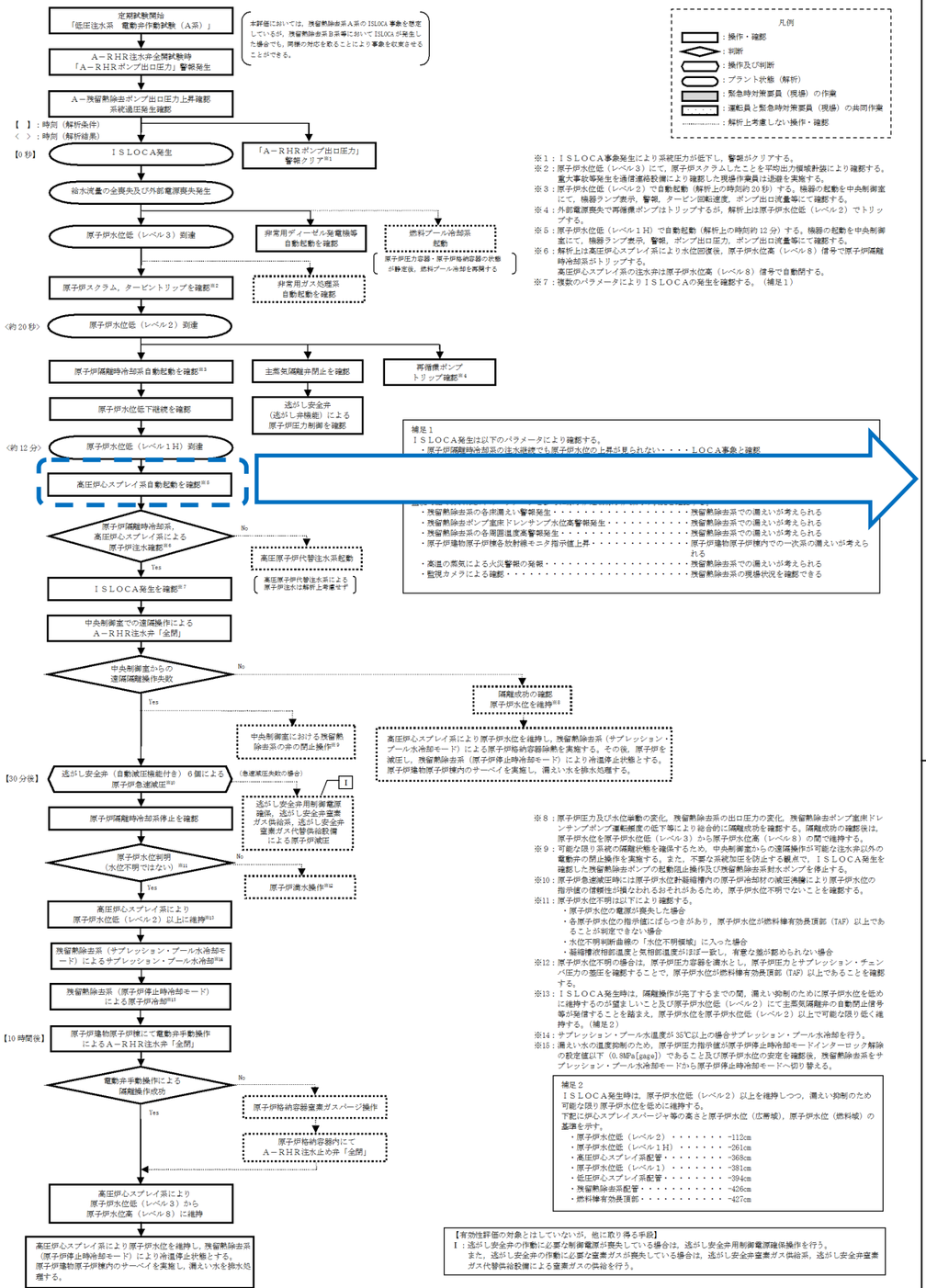
「スクラム」
原子炉水位は全給水喪失することにより水位が低下する。原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が起動するが**原子炉水位の低下が継続するため，「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
原子炉建屋内パラメータにより格納容器外の漏えいがあることを確認し，「二次格納施設制御（ＳＣ／Ｃ）」へ移行する。

AM設備別操作要領書

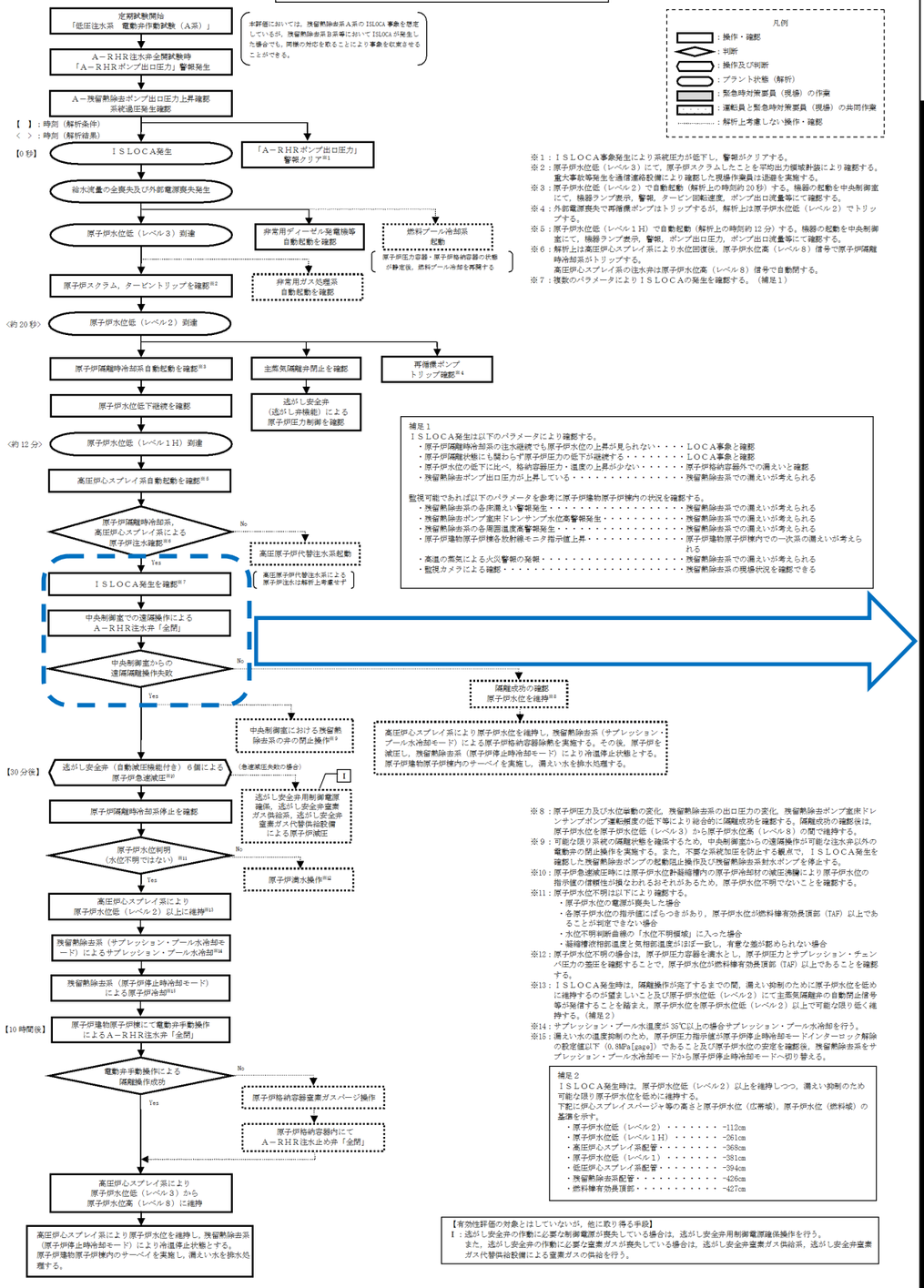
原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー


定期試験開始
「低圧注水系　電動弁作動試験（A系）」
本評価においては，残留熱除去系A系のISLOCA事象を想定しているが，残留熱除去系B系等においてISLOCAが発生した場合でも，同様の対応を取ることにより事象を収束させることができる。
A－RHR注水弁全開試験時
「A－RHRポンプ出口圧力」警報発生
A－残留熱除去ポンプ出口圧力上昇確認
系統過圧発生確認
【 】：時刻（解析条件）
〈 〉：時刻（解析結果）
【0秒】
ISLOCA発生
「A－RHRポンプ出口圧力」警報クリア※1
給水流量の全喪失及び外部電源喪失発生
原子炉水位低（レベル3）到達
非常用ディーゼル発電機等自動起動を確認
燃料プール冷却系起動
原子炉圧力容器・原子炉格納容器の状態が静定後，燃料プール冷却を再開する
原子炉スクラム，タービントリップを確認※2
非常用ガス処理系自動起動を確認
〈約20秒〉
原子炉水位低（レベル2）到達
原子炉隔離時冷却系自動起動を確認※3
主蒸気隔離弁閉止を確認
再循環ポンプトリップ確認※4
原子炉水位低下継続を確認
逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御を確認
〈約12分〉
原子炉水位低（レベル1H）到達
高圧炉心スプレイ系自動起動を確認※5
補足1
ISLOCA発生は以下のパラメータにより確認する。
・原子炉隔離時冷却系の注水継続でも原子炉水位の上昇が見られない・・・・LOCA事象と確認
・残留熱除去系の各所漏えい警報発生・・・・

解析上の対応手順の概要フロー



※1：ＩＳＬＯＣＡ事象発生により系統圧力が低下し，警報がクリアする。
※2：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを定格出力模擬計装により確認する。
　　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※3：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約20秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位低（レベル１Ｈ）で自動起動（解析上の時刻約12分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：解析上は高圧炉心スプレイ系により水位回復後，原子炉水位高（レベル８）信号で原子炉隔離時冷却系がトリップする。
　　高圧炉心スプレイ系の注水弁は原子炉水位高（レベル８）信号で自動閉する。
※7：複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する。（補足１）

補足１
ＩＳＬＯＣＡ発生は以下のパラメータにより確認する。
・原子炉隔離時冷却系の注水継続でも原子炉水位の上昇が見られない・・・・ＬＯＣＡ事象と確認
・原子炉隔離状態にも関わらず原子圧力の低下が継続する・・・・・・・・ＬＯＣＡ事象と確認
・原子炉水位の低下に比べ，格納容器圧力・温度の上昇が少ない・・・・・・・原子炉格納容器外での漏えいと確認
・残留熱除去ポンプ出口圧力が上昇している・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる

監視可能であれば以下のパラメータを参考に原子炉建物原子炉棟内の状況を確認する。
・残留熱除去系の各床漏えい警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・残留熱除去ポンプ室床ドレンサンプ水位高警報発生・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・残留熱除去系の各周囲温度高警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・原子炉建物原子炉棟各放射線モニタ指示値上昇・・・・・・・・・・・・・原子炉建物原子炉棟内での一次系の漏えいが考えられる
・高温の蒸気による火災警報の発報・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・監視カメラによる確認・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系の現場状況を確認できる

※8：原子炉圧力及び水位挙動の変化，残留熱除去系の出口圧力の変化，残留熱除去ポンプ室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。隔離成功の確認後は，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）の間で維持する。
※9：可能な限り系統の隔離状態を確保するため，中央制御室からの遠隔操作が可能な注水弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。また，不要な系統加圧を防止する観点で，ＩＳＬＯＣＡ発生を確認した残留熱除去ポンプの起動阻止操作及び残留熱除去系封水ポンプを停止する。
※10：原子炉急速減圧時には原子炉水位計器箱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。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
　・原子炉水位の電源が喪失した場合
　・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
　・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
　・基礎槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：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低（レベル２）にて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，原子炉水位を原子炉水位低（レベル２）以上で可能な限り低く維持する。（補足２）
※14：サプレッション・プール水温度が35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を行う。
※15：漏えい水の温度抑制のため，原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下（0.8MPa[gage]）であること及び原子炉水位の安定を確認後，残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードから原子炉停止時冷却モードへ切り替える。

補足２
ＩＳＬＯＣＡ発生時は，原子炉水位低（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。
下記に炉心スプレイスパージャ等の高さと原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）の基準を示す。
・原子炉水位低（レベル２）・・・・・・・・-112cm
・原子炉水位低（レベル１H）・・・・・・・-261cm
・高圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・・-368cm
・原子炉水位低（レベル１）・・・・・・・・-381cm
・低圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・・-394cm
・残留熱除去系配管・・・・・・・・・・・・-426cm
・燃料棒有効長頂部・・・・・・・・・・・・-427cm

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
　また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　二次格納容器制御「二次格納施設制御」

C

操作補足事項

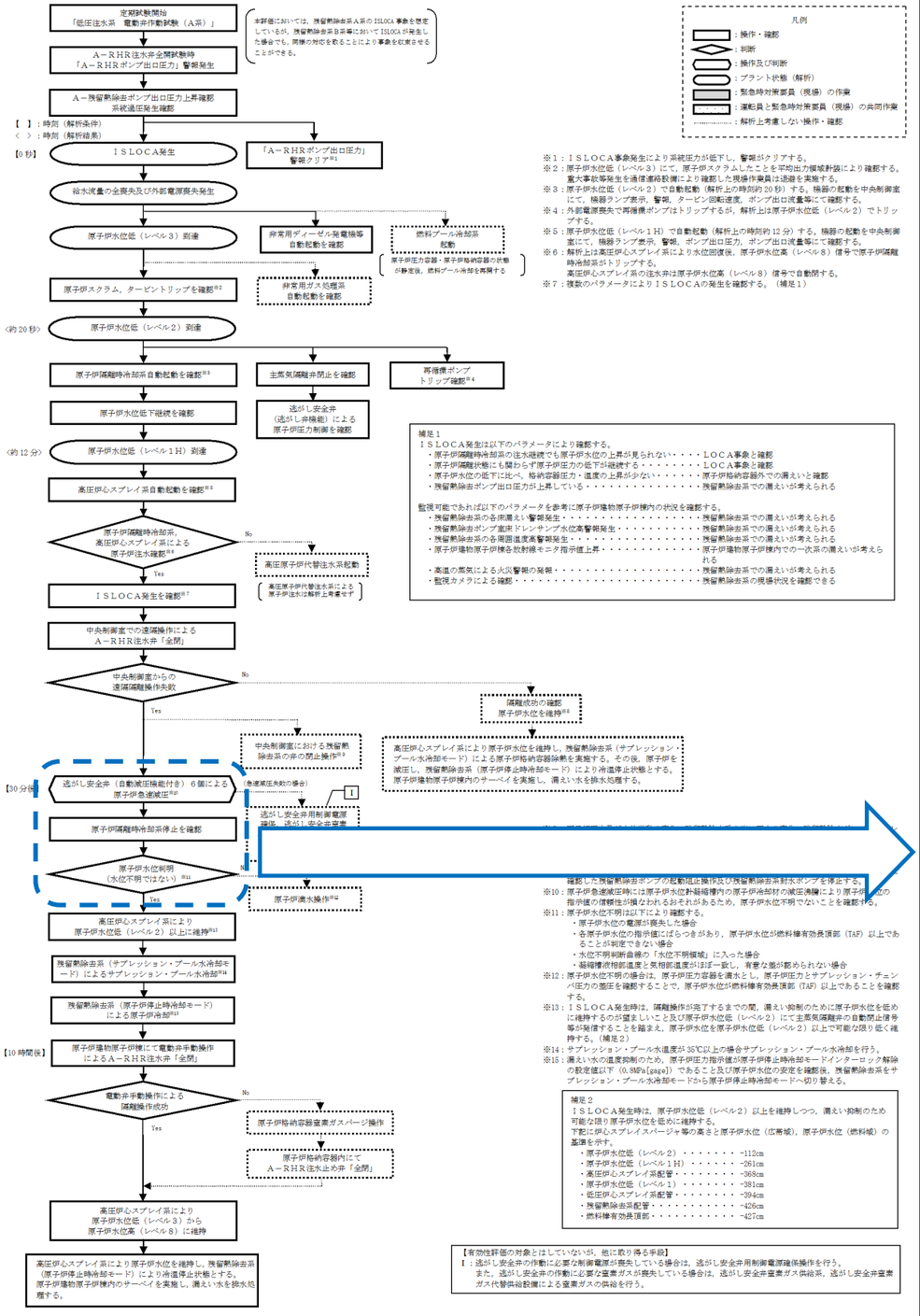
「二次格納施設制御」
　中央制御室から漏えい個所の隔離操作を試みるが**隔離に失敗し，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

「急速減圧」

高圧炉心スプレイ系が起動していることを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開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。

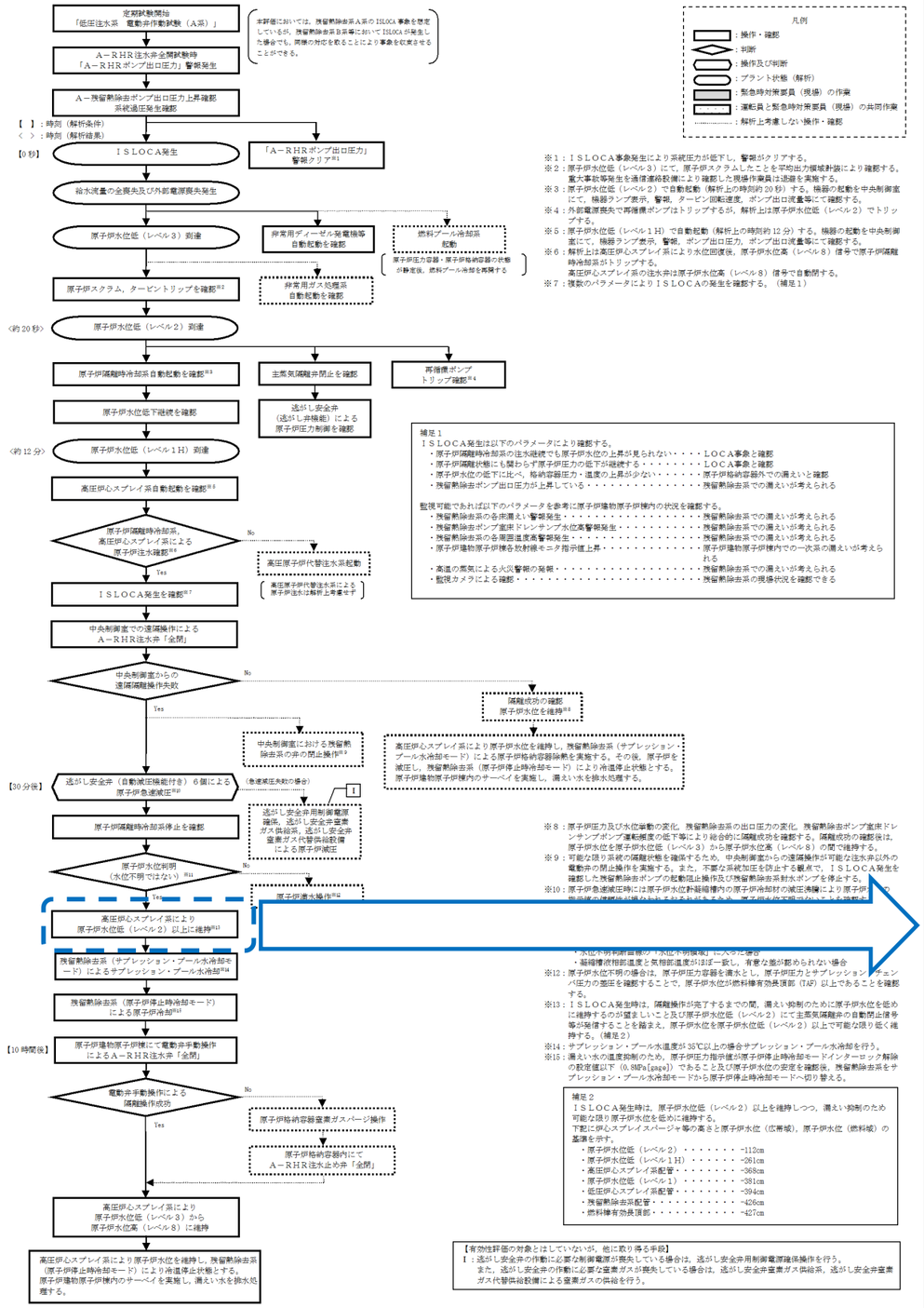
原子炉水位が判明していることを確認し，「二次格納施設制御（ＳＣ／Ｃ）」へ移行し，漏えい箇所を隔離する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



凡例
- ：操作・確認
- ：判断
- ：操作及び判断
- ：プラント状態（解析）
- ：緊急時対策要員（現場）の作業
- ：運転員と緊急時対策要員（現場）の共同作業
- ：解析上考慮しない操作・確認

※1：ISLOCA事象発生により系統圧力が低下し，警報がクリアする。
※2：原子炉水位低（レベル3）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※3：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時刻約20秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル2）でトリップする。
※5：原子炉水位低（レベル1H）で自動起動（解析上の時刻約12分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：解析上は高圧炉心スプレイ系により水位回復後，原子炉水位高（レベル8）信号で原子炉隔離時冷却系がトリップする。
高圧炉心スプレイ系の注水弁は原子炉水位高（レベル8）信号で自動閉する。
※7：複数のパラメータによりISLOCAの発生を確認する。（補足1）

補足1
ISLOCA発生は以下のパラメータにより確認する。
- 原子炉隔離時冷却系の注水継続でも原子炉水位の上昇が見られない・・・・LOCA事象と確認
- 原子炉隔離状態にも関わらず原子炉圧力の低下が継続する・・・・・・・・LOCA事象と確認
- 原子炉水位の低下に比べ，格納容器圧力・温度の上昇が少ない・・・・・・原子炉格納容器外での漏えいと確認
- 残留熱除去ポンプ出口圧力が上昇している・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる

監視可能であれば以下のパラメータを参考に原子炉建物原子炉棟内の状況を確認する。
- 残留熱除去系の各床漏えい警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
- 残留熱除去ポンプ室床ドレンサンプ水位高警報発生・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
- 残留熱除去系の各周囲温度高警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
- 原子炉建物原子炉棟各放射線モニタ指示値上昇・・・・・・・・・・・・・・原子炉建物原子炉棟内での一次系の漏えいが考えられる
- 高温の蒸気による火災警報の発報・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
- 監視カメラによる確認・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系の現場状況を確認できる

※8：原子炉圧力及び水位挙動の変化，残留熱除去系の出口圧力の変化，残留熱除去ポンプ室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。隔離成功の確認後は，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）の間で維持する。
※9：可能な限り系統の隔離状態を確保するため，中央制御室からの遠隔操作が可能な注水弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。また，不要な系統加圧を防止する観点で，ISLOCA発生を確認した残留熱除去ポンプの起動阻止操作及び残留熱除去系封水ポンプを停止する。
※10：原子炉急速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，原子炉水位不明ではないことを確認する。
・水位不明判断目標の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：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低（レベル2）にて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，原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）以上で可能な限り低く維持する。（補足2）
※14：サプレッション・プール水温度が35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を行う。
※15：漏えい水の温度抑制のため，原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下（0.8MPa[gage]）であること及び原子炉水位の安定を確認後，残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードから原子炉停止時冷却モードへ切り替える。

補足2
ISLOCA発生時は，原子炉水位低（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。
下記に炉心スプレイスパージャ等の高さと原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）の基準を示す。
- 原子炉水位低（レベル2）・・・・・・・・-112cm
- 原子炉水位低（レベル1H）・・・・・・・-261cm
- 高圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・・-368cm
- 原子炉水位低（レベル1）・・・・・・・・-381cm
- 低圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・・-394cm
- 残留熱除去系配管・・・・・・・・・・・・-426cm
- 燃料棒有効長頂部・・・・・・・・・・・・-427cm

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
I：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　二次格納施設制御「二次格納施設制御」

E

操作補足事項

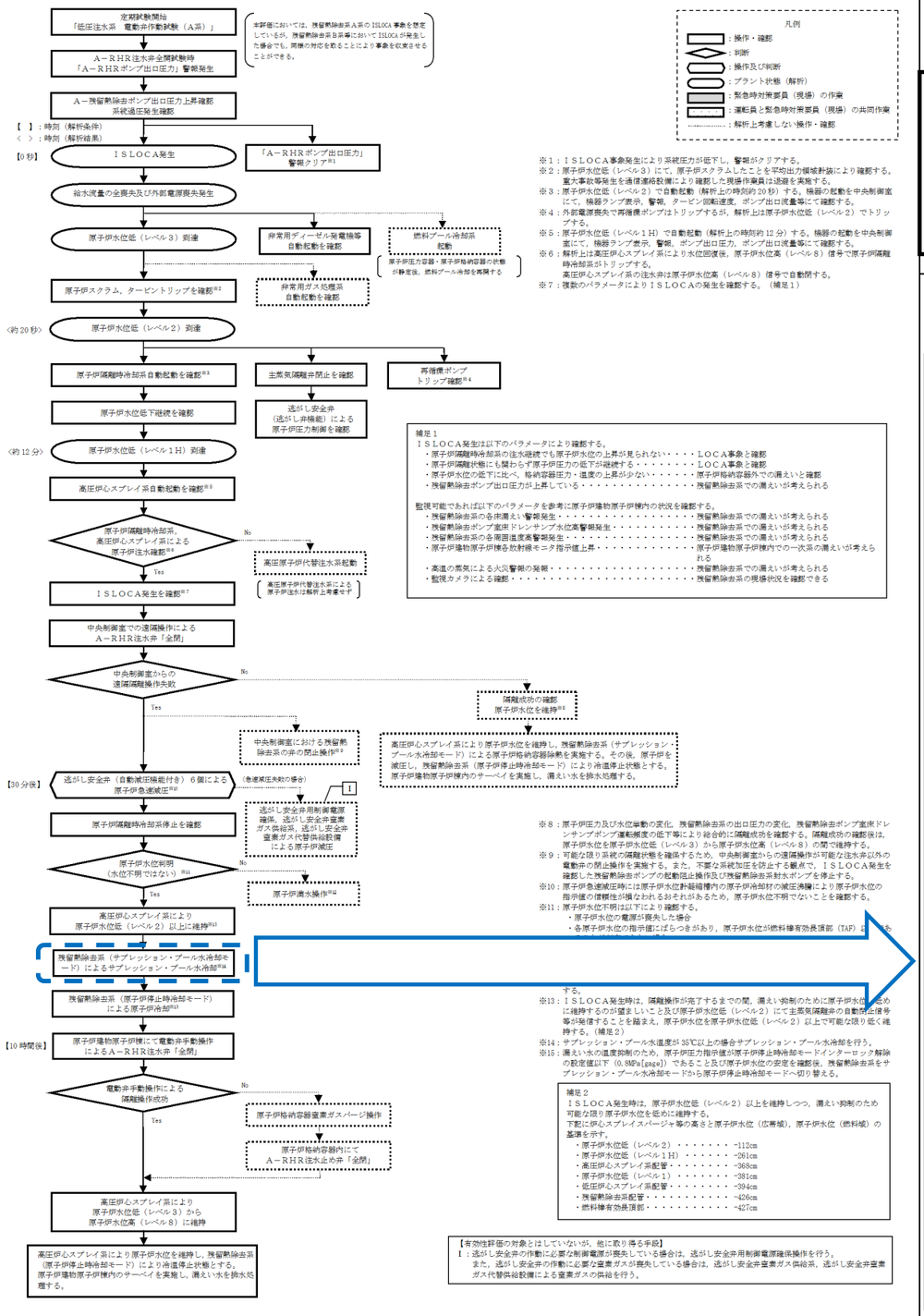
「二次格納施設制御」
破断箇所からの漏えい抑制のため，原子炉水位を原子炉水位低（レベル２）以上で低めに維持する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：ＩＳＬＯＣＡ事象発生により系統圧力が低下し，警報がクリアする。
※２：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
　　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※３：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 20 秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※４：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※５：原子炉水位低（レベル１Ｈ）で自動起動（解析上の時刻約 12 分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※６：解析上は高圧炉心スプレイ系により水位回復後，原子炉水位高（レベル８）信号で原子炉隔離時冷却系がトリップする。
　　高圧炉心スプレイ系の注水弁は原子炉水位高（レベル８）信号で自動閉する。
※７：複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する。（補足１）
※８：原子炉圧力及び水位挙動の変化，残留熱除去系の出口圧力の変化，残留熱除去ポンプ室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。隔離成功の確認後は，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）の間で維持する。
※９：可能な限り系統の隔離状態を確保するため，中央制御室からの遠隔操作が可能な注水非以外の電動弁の閉止操作を実施する。また，不要な系統加圧を防止する観点で，ＩＳＬＯＣＡ発生を確認した残留熱除去ポンプの起動阻止操作及び残留熱除去系封水ポンプを停止する。
※10：原子炉急速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。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
　・原子炉水位の電源が喪失した場合
　・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）よりも
　　する。
※13：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低（レベル２）にて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，原子炉水位を原子炉水位低（レベル２）以上で可能な限り低く維持する。（補足２）
※14：サプレッション・プール水温度が 35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を行う。
※15：漏えい水の温度抑制のため，原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下（0.8MPa[gage]）であること及び原子炉水位の安定を確認後，残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードから原子炉停止時冷却モードへ切り替える。

補足１
ＩＳＬＯＣＡ発生は以下のパラメータにより確認する。
・原子炉隔離時冷却系の注水継続でも原子炉水位の上昇が見られない・・・・ＬＯＣＡ事象と確認
・原子炉隔離状態にも関わらず原子炉圧力の低下が継続する・・・・・・・・ＬＯＣＡ事象と確認
・原子炉水位の低下に比べ，格納容器圧力・温度の上昇が少ない・・・・・・原子炉格納容器外での漏えいと確認
・残留熱除去ポンプ出口圧力が上昇している・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる

監視可能であれば以下のパラメータを参考に原子炉建物原子炉棟内の状況を確認する。
・残留熱除去系の各所漏えい警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・残留熱除去ポンプ室床ドレンサンプ水位高警報発生・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・残留熱除去系の各周囲温度高警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・原子炉建物原子炉棟各放射線モニタ指示値上昇・・・・・・・・・・・・・原子炉建物原子炉棟内での一次系の漏えいが考えられる
・高温の蒸気による火災警報の発報・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・監視カメラによる確認・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系の現場状況を確認できる

補足２
ＩＳＬＯＣＡ発生時は，原子炉水位低（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。
下記に炉心スプレイスパージャ等の高さと原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）の基準を示す。
・原子炉水位低（レベル２）・・・・・・・・-112cm
・原子炉水位低（レベル１Ｈ）・・・・・・・-261cm
・高圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・・-368cm
・原子炉水位低（レベル１）・・・・・・・・-381cm
・低圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・・-394cm
・残留熱除去系配管・・・・・・・・・・・・-426cm
・燃料棒有効長頂部・・・・・・・・・・・・-427cm

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ｉ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
　　また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」　E

操作補足事項

「スクラム」
　逃がし安全弁から放出される蒸気により，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 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。

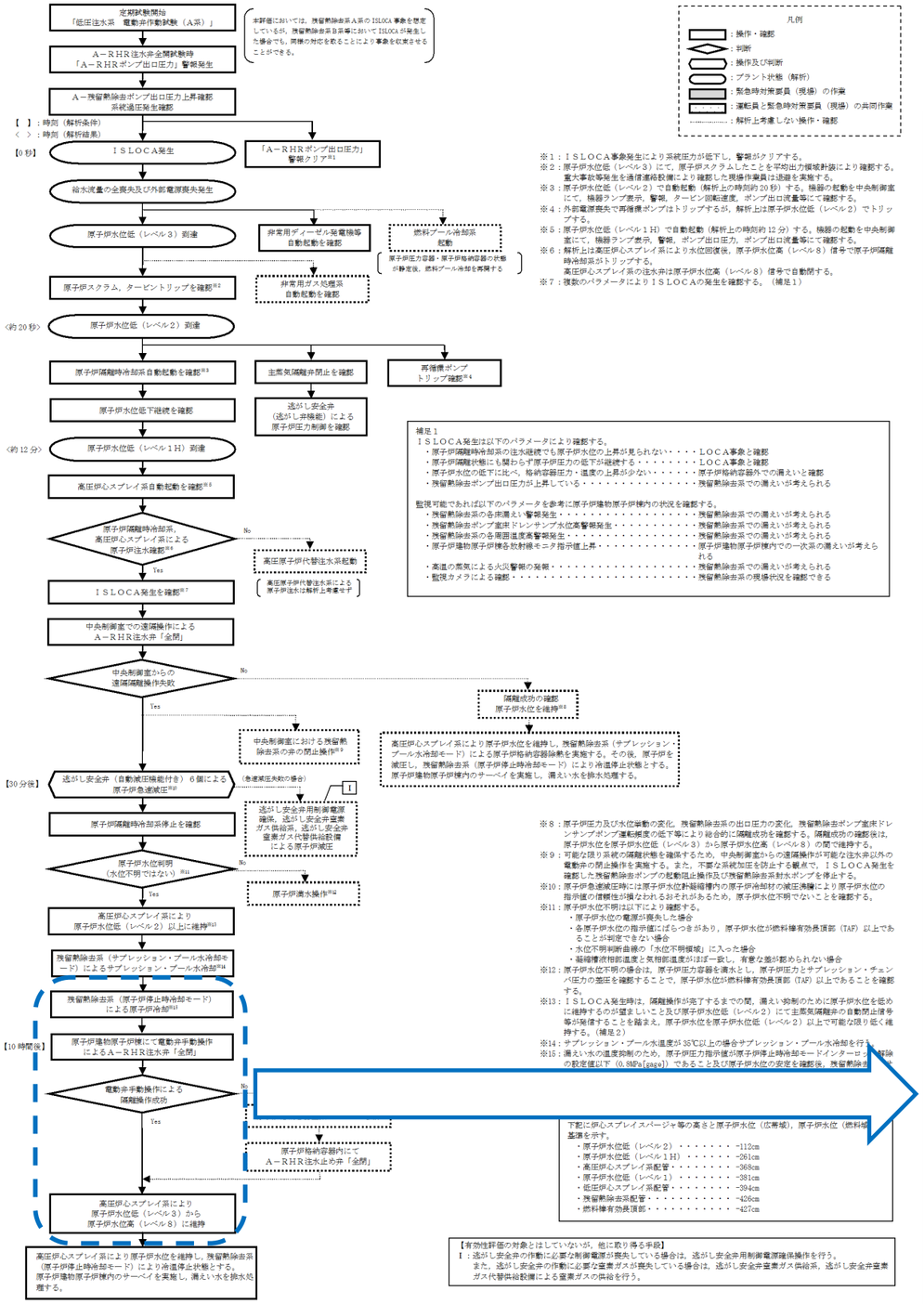
「Ｓ／Ｃ温度制御」
　残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードで起動し，サプレッション・プール水の冷却を行う。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　二次格納施設制御「二次格納施設制御」

C

操作補足事項

「二次格納施設制御」
　原子炉減圧により原子炉圧力が原子炉冷却モードインターロック解除の設定値以下及び原子炉水位の安定確認後，残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モード運転から原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。
現場操作による残留熱除去系を隔離し，原子炉制御「スクラム」へ移行する。

「スクラム」
　原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.　運転中の原子炉における重大事故

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）

2.1.1　残留熱代替除去系を使用する場合

2.4　水素燃焼

特徴

発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，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の蓄積によって，原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至る。

基本的な考え方

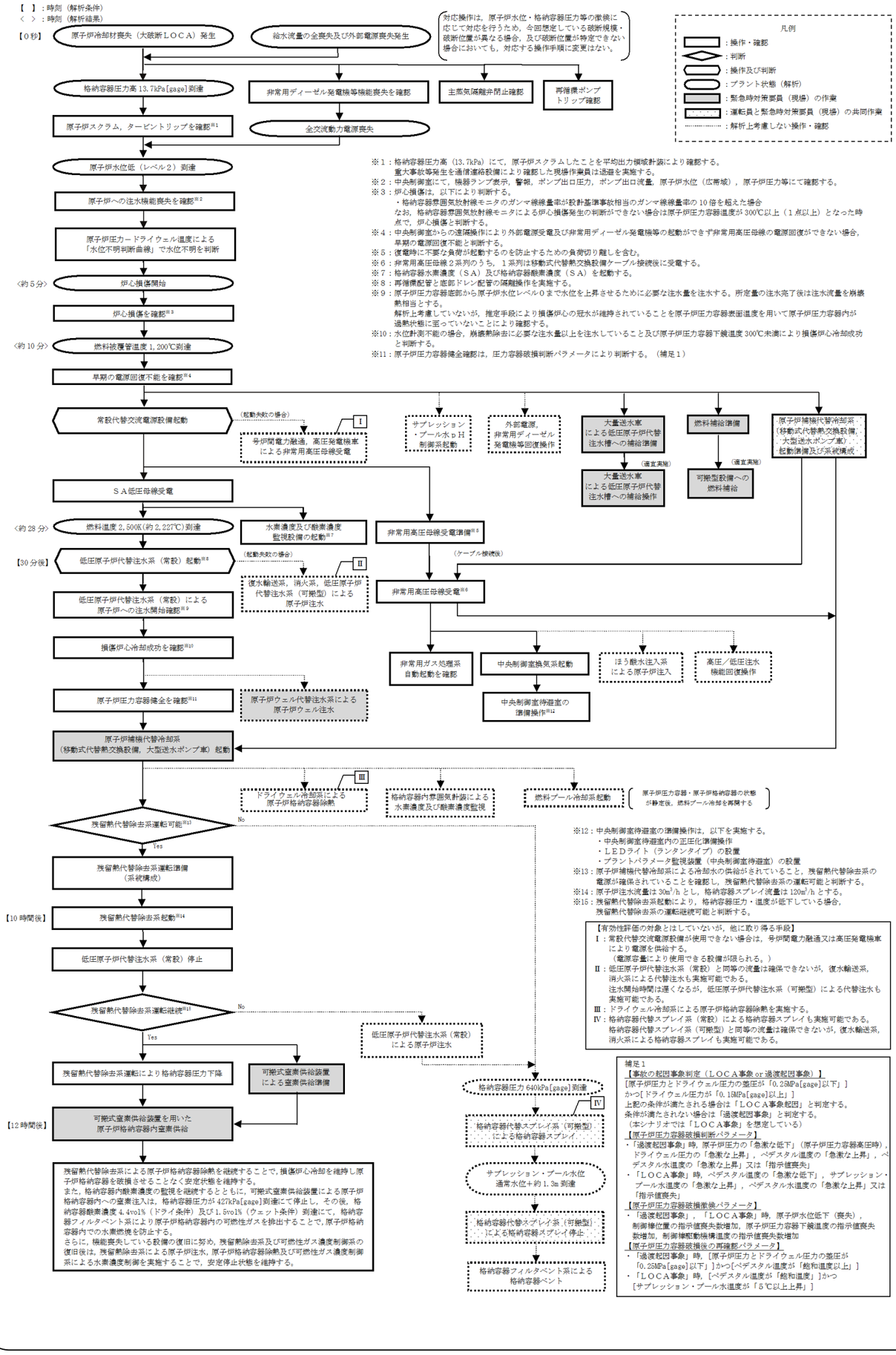
損傷炉心の冷却のための低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。また，原子炉格納容器の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止するために，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器内における水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。

対応手順の概要

a．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認
b．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備
c．炉心損傷確認
d．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
e．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動
f．残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱
g．可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入

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）」と同じ手順である。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作運転手順書　ＥＯＰ対応フロー

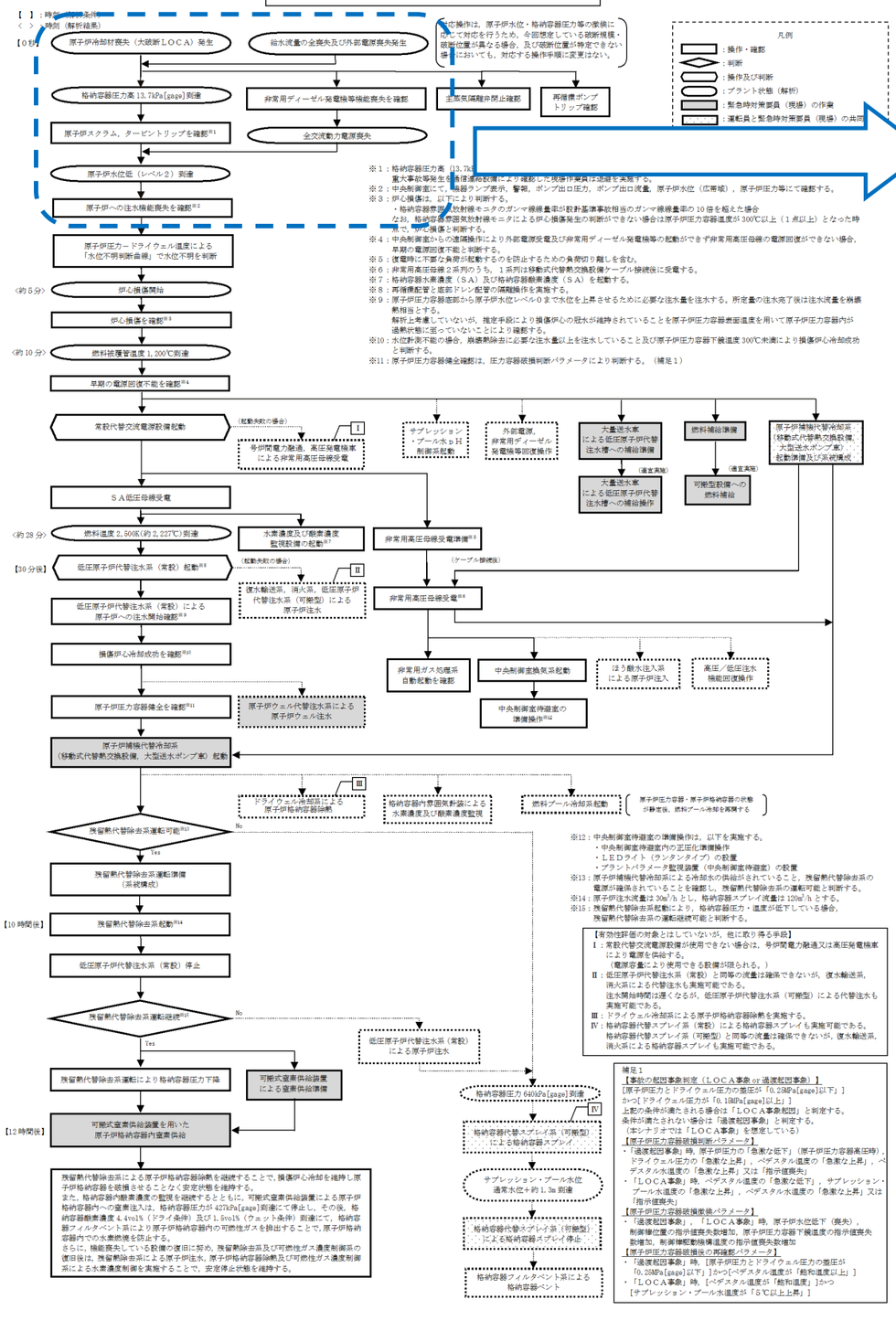
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

事故時運転操作手順書　ＳＯＰ対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　Ａ

操作補足事項

ＬＯＣＡによる格納容器圧力異常高で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

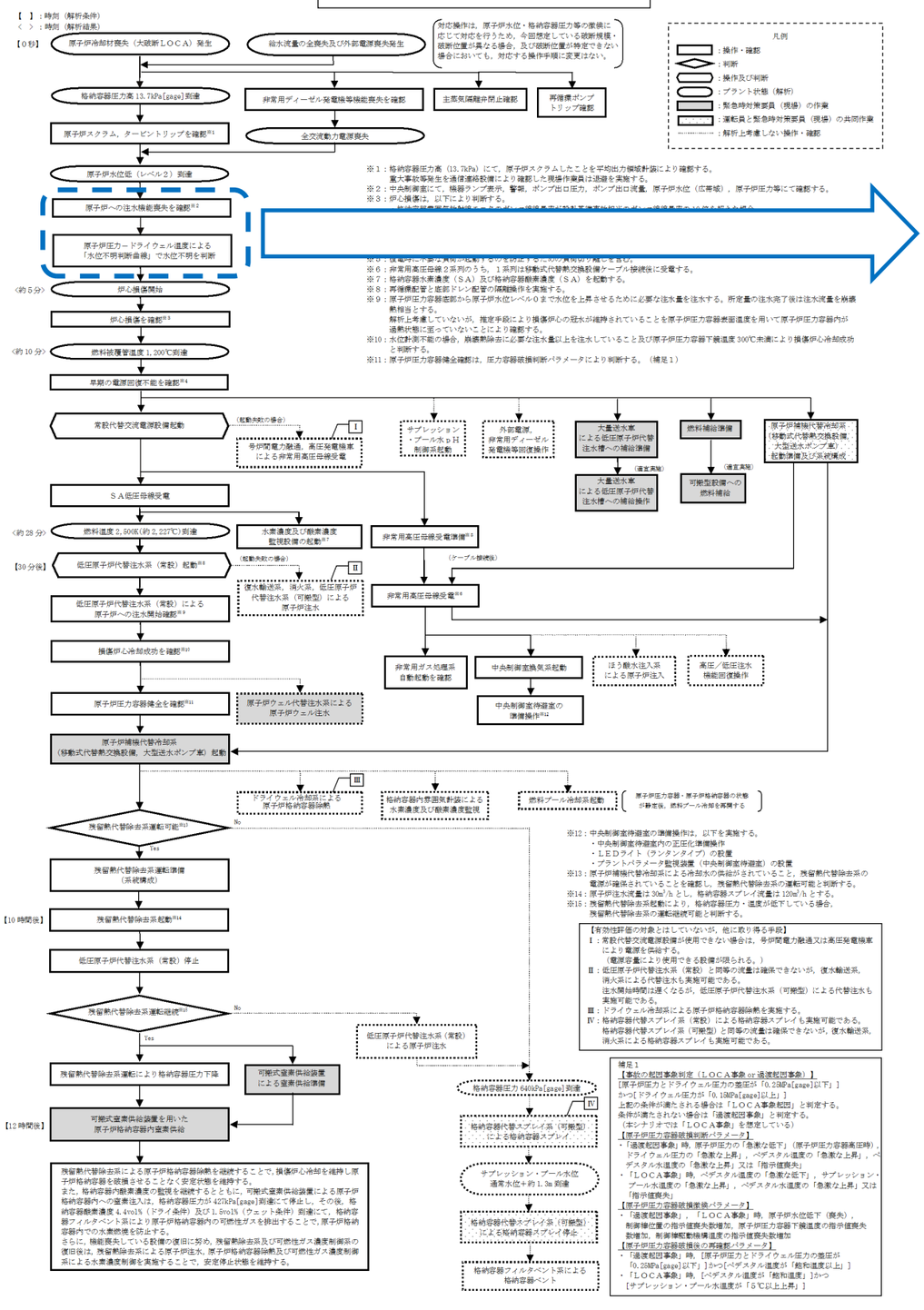
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は大破断ＬＯＣＡ及び非常用炉心冷却系，原子炉隔離時冷却系の起動が失敗するため水位が低下する。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。
ドライウェル圧力高（13.7kPa）[gage]到達により，原子炉格納容器内で，漏えいが発生していることを確認する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：格納容器圧力高（13.7kPa）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：炉心損傷は，以下により判断する。
※６：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※７：格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）を起動する。
※８：再循環配管と底部ドレン配管の隔離操作を実施する。
※９：原子炉圧力容器底部から原子炉水位レベル０まで水位を上昇させるために必要な注水量を注水する。所定量の注水完了後は注水流量を崩壊熱相当とする。
解析上考慮していないが，推定手段により損傷炉心の冠水が維持されていることを原子炉圧力容器表面温度を用いて原子炉圧力容器内が過熱状態に至っていないことにより確認する。
※10：水位計測不能の場合，崩壊熱除去に必要な注水量以上を注水していること及び原子炉圧力容器下鏡温度 300℃未満により損傷炉心冷却成功と判断する。
※11：原子炉圧力容器健全確認は，圧力容器破損判断パラメータにより判断する。（補足１）

※12：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
・ＬＥＤライト（ランタンタイプ）の設置
・プラントパラメータ監視装置（中央制御室待避室）の設置
※13：原子炉補機代替冷却系による冷却水の供給がされていること，残留熱代替除去系の電源が確保されていることを確認し，残留熱代替除去系の運転可能と判断する。
※14：原子炉注水流量は 30m³/h とし，格納容器スプレイ流量は 120m³/h とする。
※15：残留熱代替除去系起動により，格納容器圧力・温度が低下している場合，残留熱代替除去系の運転継続可能と判断する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：ドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱を実施する。
Ⅳ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
格納容器代替スプレイ系（可搬型）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

補足１
【事故の起因事象判定（ＬＯＣＡ事象 or 過渡起因事象）】
［原子炉圧力とドライウェル圧力の差圧が「0.23MPa[gage]以下」］
かつ［ドライウェル圧力が「0.15MPa[gage]以上」］
上記の条件が満たされる場合は「ＬＯＣＡ事象起因」と判定する。
条件が満たされない場合は「過渡起因事象」と判定する。
（本シナリオでは「ＬＯＣＡ事象」を想定している）
【原子炉圧力容器破損判断パラメータ】
・「過渡起因事象」時，原子炉圧力の「急激な低下」（原子炉圧力容器高圧時），ドライウェル圧力の「急激な上昇」，ペデスタル温度の「急激な上昇」，ペデスタル水温度の「急激な上昇」又は「指示値喪失」
・「ＬＯＣＡ事象」時，ペデスタル温度の「急激な低下」，サプレッション・プール水温度の「急激な上昇」，ペデスタル水温度の「急激な上昇」又は「指示値喪失」
【原子炉圧力容器破損徴候パラメータ】
・「過渡起因事象」，「ＬＯＣＡ事象」時，原子炉水位低下（喪失），制御棒位置の指示値喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡温度の指示値喪失数増加，制御棒駆動機構温度の指示値喪失数増加
【原子炉圧力容器破損後の再確認パラメータ】
・「過渡起因事象」時，［原子炉圧力とドライウェル圧力の差圧が「0.23MPa[gage]以下」］かつ［ペデスタル温度が「飽和温度以上」］
・「ＬＯＣＡ事象」時，［ペデスタル温度が「飽和温度」］かつ［サプレッション・プール水温度が「５℃以上上昇」］

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　Ｂ

補足説明事項

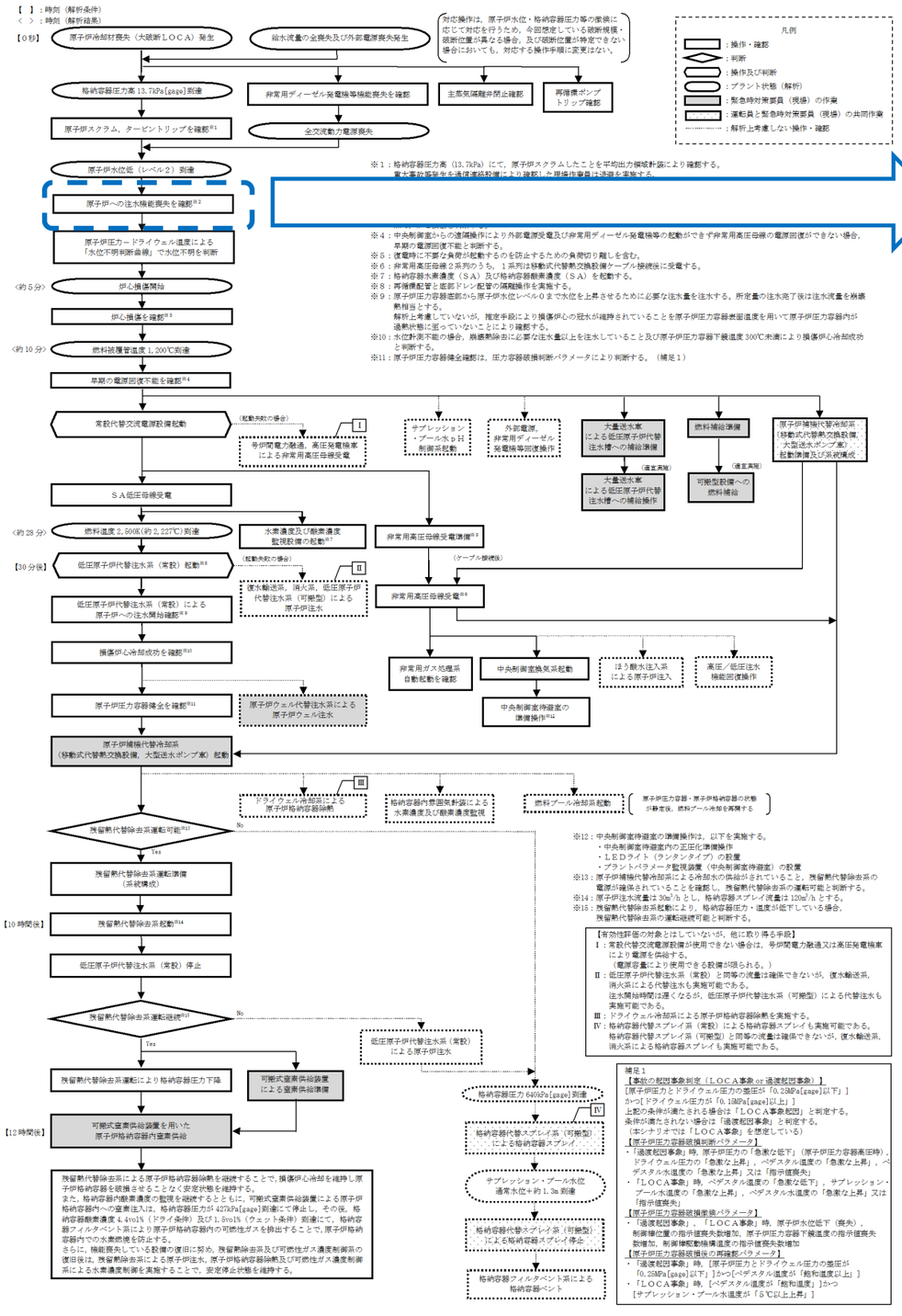
「水位確保」
プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。
原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係による「**水位不明判断曲線」で原子炉水位が水位不明と判断し不測事態「水位不明（Ｃ３）」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位不明」　C

補足説明事項

「水位不明」

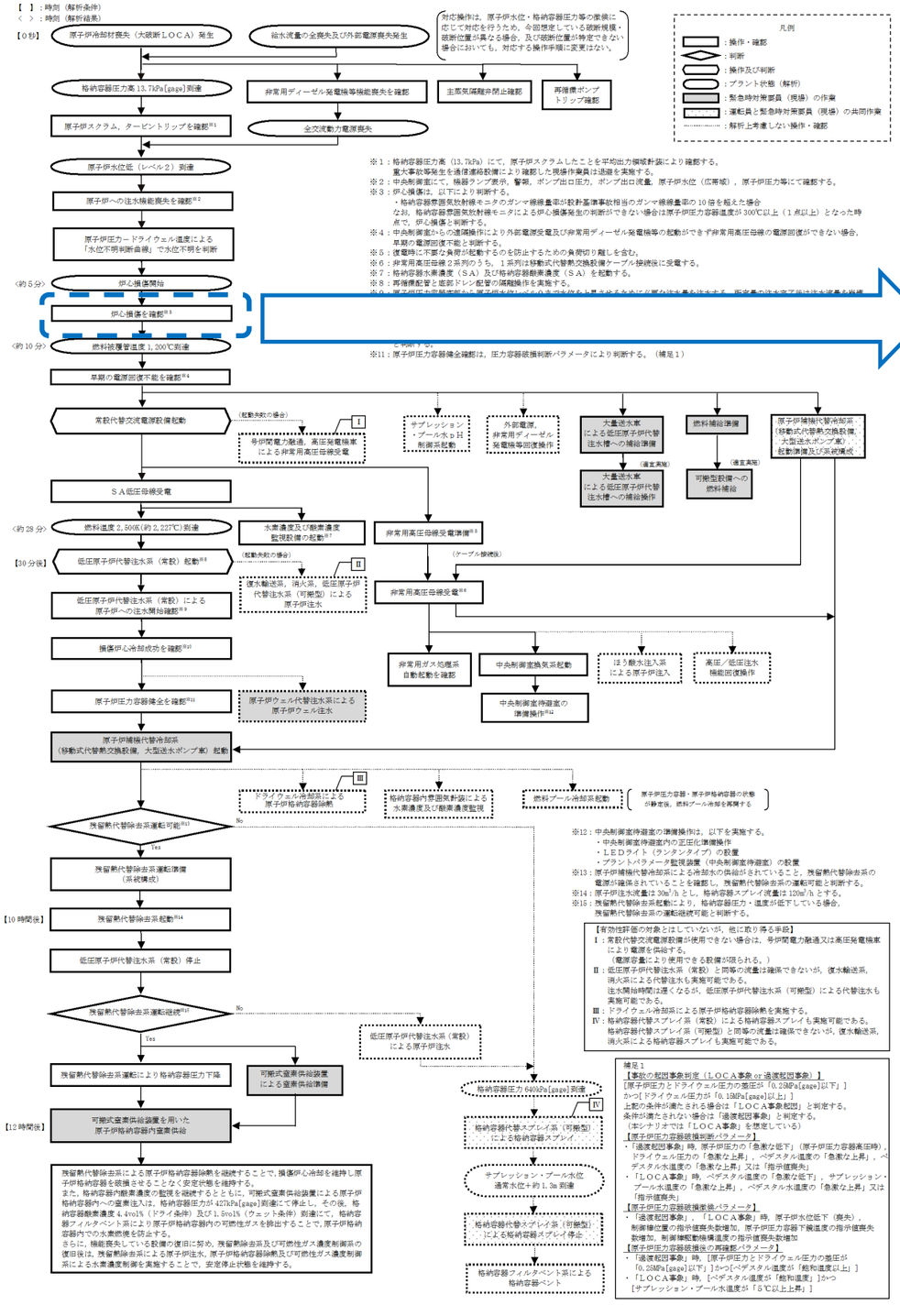
原子炉へ注水可能な系統を１系統も運転状態にすることができないため，不測事態「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「AM初期対応」

D

補足説明事項

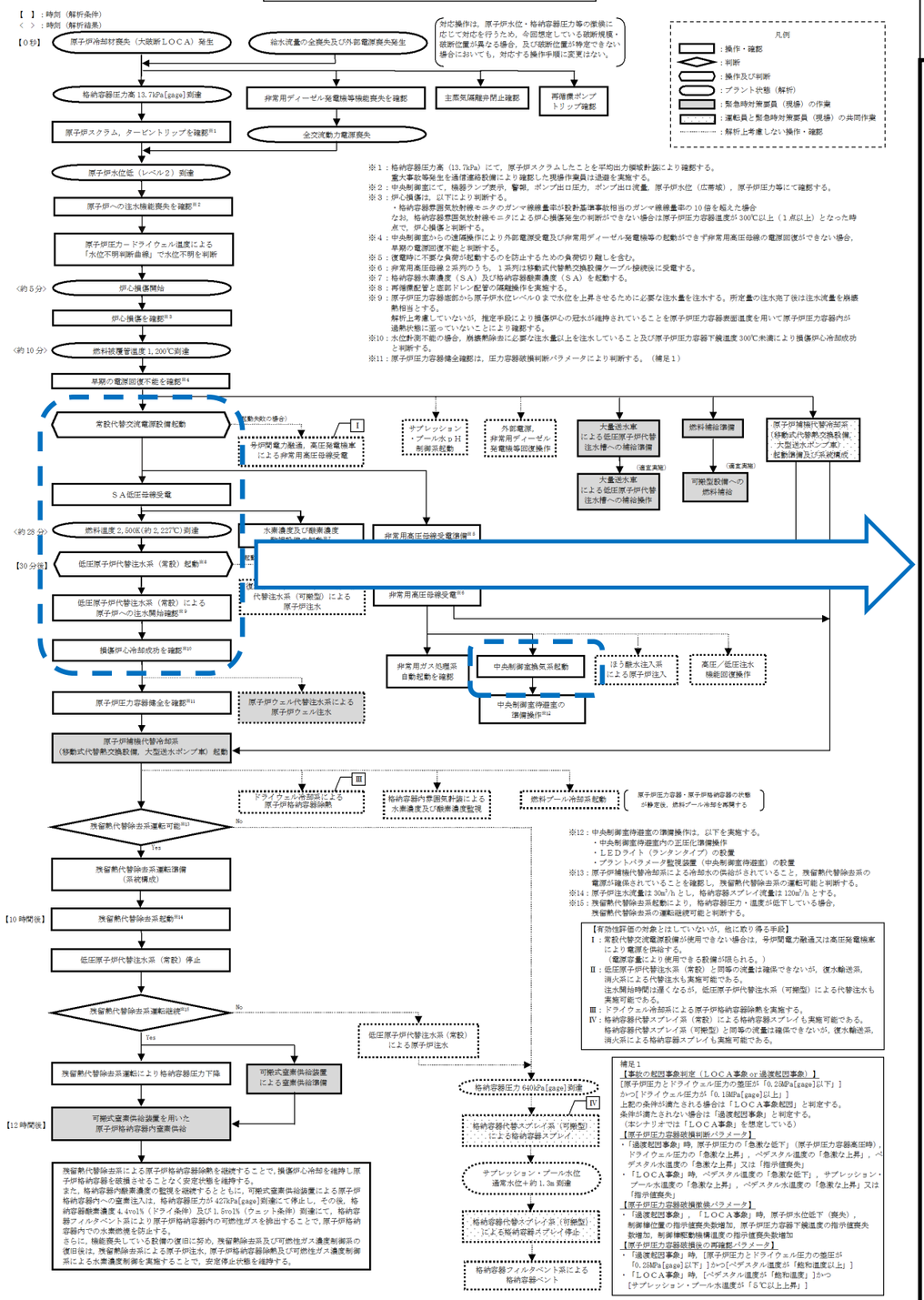
「AM初期対応」
格納容器モニタを確認し，**格納容器内γ線線量率が各種設計基準事故時に想定される値の10倍を超えた場合に，事故時操作要領書「シビアアクシデント」の「注水ー１」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－１（損傷炉心への注水）

E

補足説明事項

「注水－１」
原子炉格納容器内漏えいを確認したため，隔離操作を実施する。
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉へ注水のため，低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。
中央制御室作業環境確保のため，中央制御室換気系を起動する。
損傷炉心が冷却できていること及び原子炉圧力容器が健全であることを確認し，「注水－２」「除熱－１」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

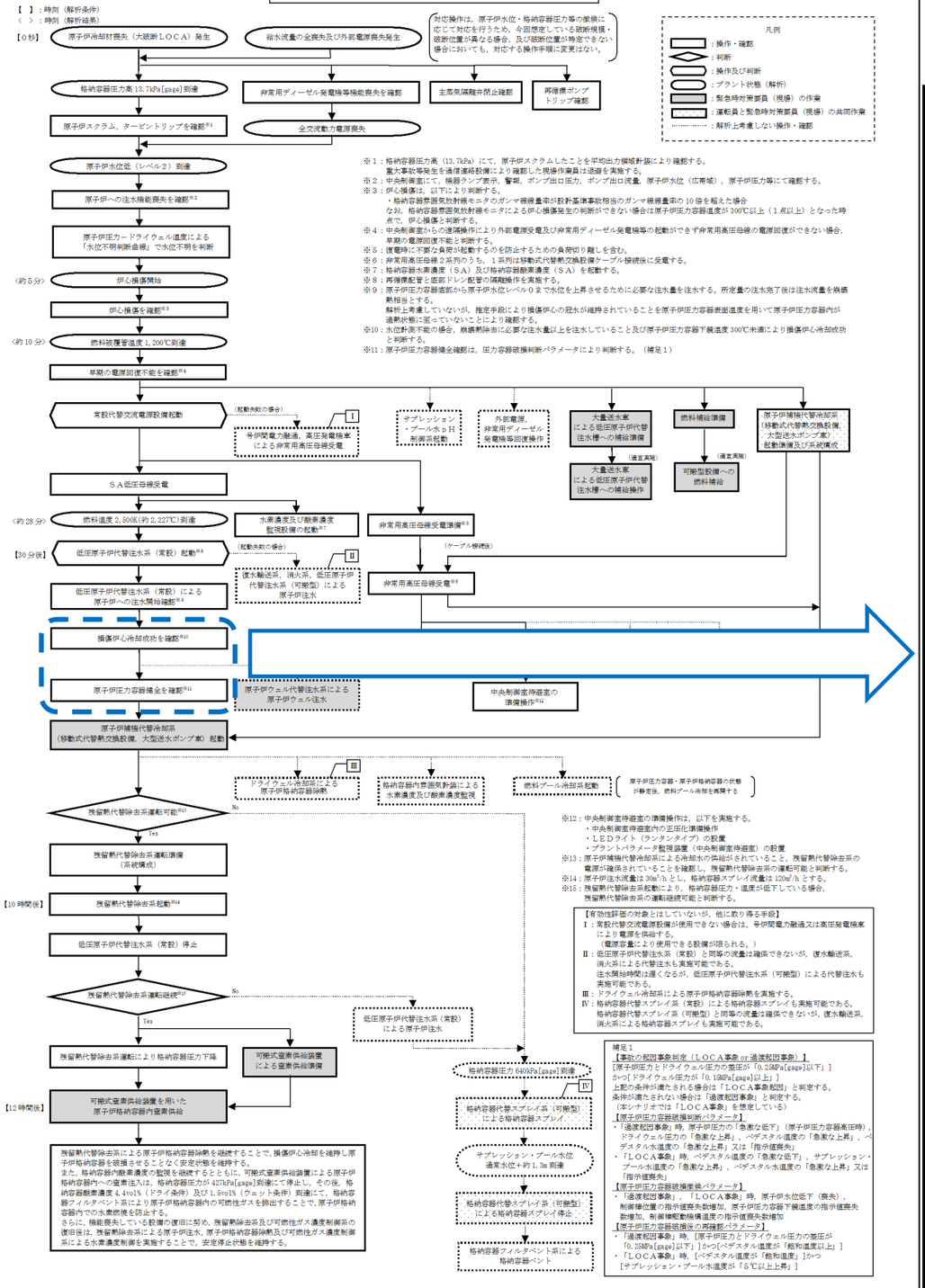
AM 10：「居住性確保戦略」
・ＭＣＲによる居住性確保

AM 1：「原子炉注水戦略」
・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：格納容器圧力高（13.7kPa）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：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のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※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等の起動ができず非常用高圧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：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む。
※6：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※7：格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）を起動する。
※8：再循環配管と原子炉ドレン配管の隔離操作を実施する。
※9：原子炉圧力容器底部から原子炉水位レベル０まで水位を上昇させるために必要な注水量を注水する。所定量の注水完了後は注水流量を崩壊熱相当とする。
解析上考慮していないが，推定手段により損傷炉心の冠水が維持されていることを原子炉圧力容器表面温度を用いて原子炉圧力容器内が過熱状態に至っていないことにより確認する。
※10：水位計測不能の場合，崩壊熱除去に必要な注水量以上を注水していること及び原子炉圧力容器下鏡温度 300℃未満により損傷炉心冷却成功と判断する。
※11：原子炉圧力容器健全確認は，圧力容器破損判断パラメータにより判断する。（補足１）

※12：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
・ＬＥＤライト（ランタンタイプ）の設置
・プラントパラメータ監視装置（中央制御室待避室）の設置
※13：原子炉補機代替冷却系による冷却水の供給ができていること，残留熱代替除去系の電源が確保されていることを確認し，残留熱代替除去系の運転可能と判断する。
※14：原子炉注水流量は 30m³/h とし，格納容器スプレイ流量は 120m³/h とする。
※15：残留熱代替除去系起動により，格納容器圧力・温度が低下している場合，残留熱代替除去系の運転継続可能と判断する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：ドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱を実施する。
Ⅳ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
格納容器代替スプレイ系（可搬型）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

補足１
【基数の起因事象判定（ＬＯＣＡ事象 or 過渡起因事象）】
[原子炉圧力とドライウェル圧力の差圧が「0.23MPa[gage]以下」
かつ[ドライウェル圧力が「0.13MPa[gage]以上」]
上記の条件が満たされる場合は「ＬＯＣＡ事象起因」と判定する。
条件が満たされない場合は「過渡起因事象」と判定する。
（シナリオでは「ＬＯＣＡ事象」を想定している）
【原子炉圧力容器破損判断パラメータ】
・「過渡起因事象」時，原子炉圧力の「急激な低下」（原子炉圧力容器高圧時），ドライウェル圧力の「急激な上昇」，ペデスタル温度の「急激な上昇」，ペデスタル水温度の「急激な上昇」又は「指示値喪失」
・「ＬＯＣＡ事象」時，ペデスタル温度の「急激な低下」，サプレッション・プール水温度の「急激な上昇」，ペデスタル水温度の「急激な上昇」又は「指示値喪失」
【原子炉圧力容器破損後パラメータ】
・「過渡起因事象」，「ＬＯＣＡ事象」時，原子炉水位低下（喪失），制御棒位置の指示値喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡温度の指示値喪失数増加，制御棒駆動機構温度の指示値喪失数増加
【原子炉圧力容器破損後の再機能パラメータ】
・「過渡起因事象」時，[原子炉圧力とドライウェル圧力の差圧が「0.23MPa[gage]以下」]かつ[ペデスタル温度が「飽和温度以上」]
・「ＬＯＣＡ事象」時，[ペデスタル温度が「飽和温度」]かつ[サプレッション・プール水温度が「５℃以上上昇」]

事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－２（長期の原子炉水位の確保）

F

補足説明事項

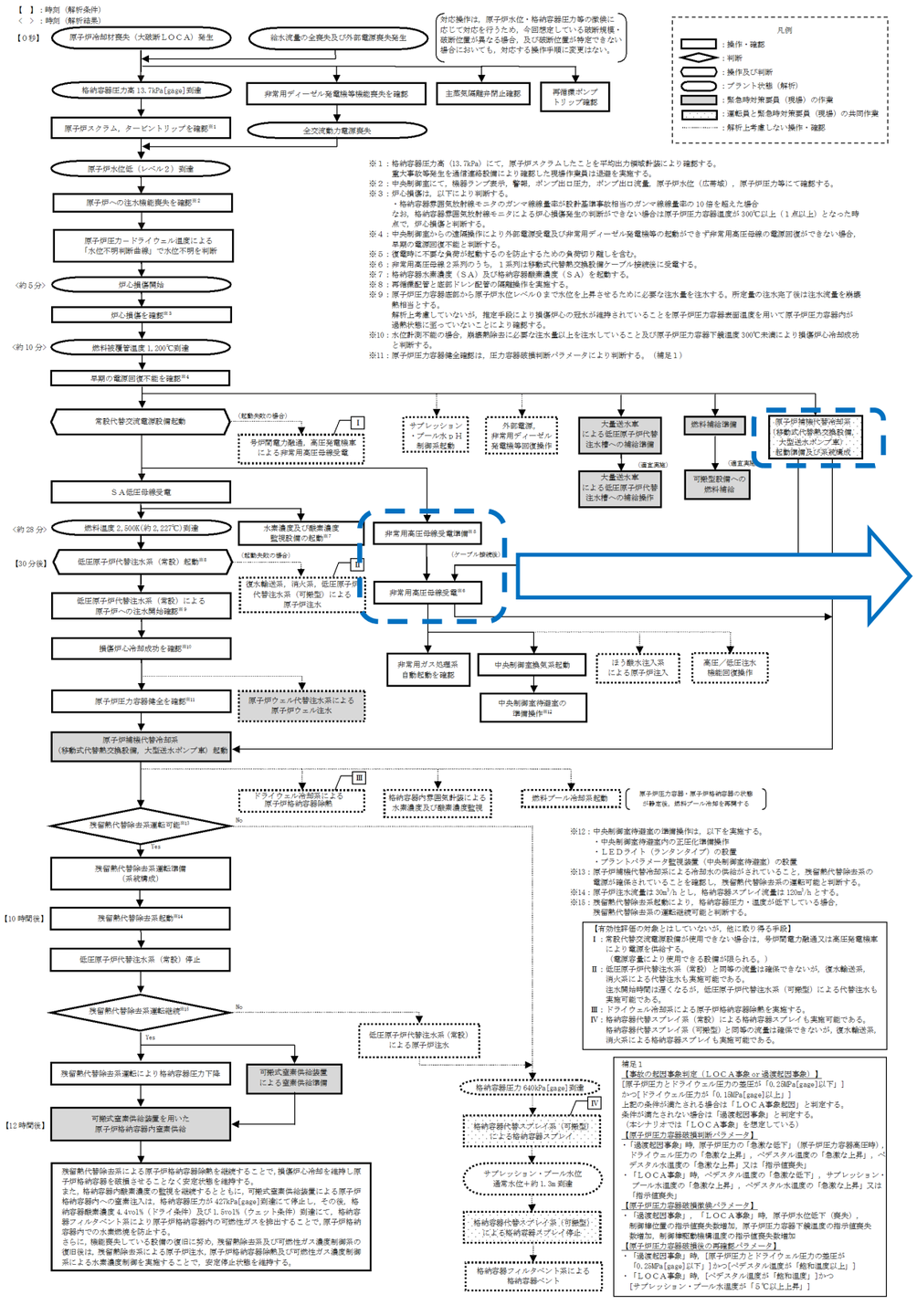
「注水－２」
原子炉水位が確認できずＬＯＣＡが発生しているため，シュラウド内水位回復に必要な時間注水後，崩壊熱相当分注水し，引き続き**損傷炉心が冷却されていることおよび原子炉圧力容器が健全であることを確認する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　電源復旧

G

操作補足事項

「電源復旧」
　ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 8：「代替除熱戦略」
・移動式代替熱交換設備による冷却水確保

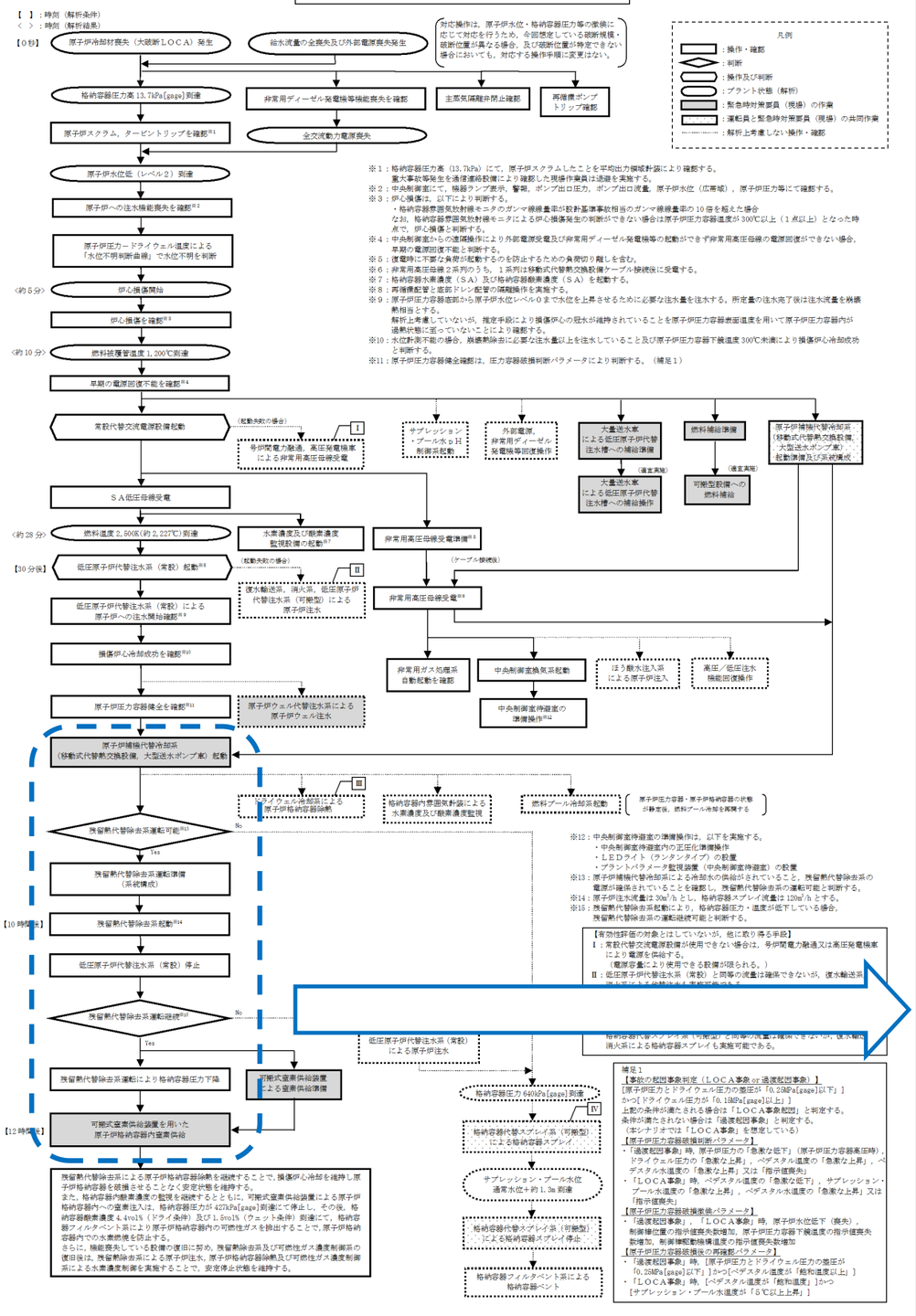
AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

原子力災害対策手順書

EHP
・移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（UHSS 編）
・大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」

除熱－１（損傷炉心冷却後の除熱）

H

補足説明事項

「除熱－１」

残留熱代替除去系が運転可能と判断し，原子炉補機代替冷却系起動後，残留熱代替除去系を起動する。

原子炉格納容器内酸素濃度の上昇を抑制するため，可搬型窒素供給装置を起動し，原子炉格納容器内へ窒素を供給する。

残留熱代替除去系により格納容器圧力が降下し，事象収束

AM設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」

・ＲＨＡＲによる格納容器除熱

原子力災害対策手順書

EHP

・可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.　運転中の原子炉における重大事故

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）

2.1.2　残留熱代替除去系を使用しない場合

特徴

発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，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の蓄積によって，原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至る。

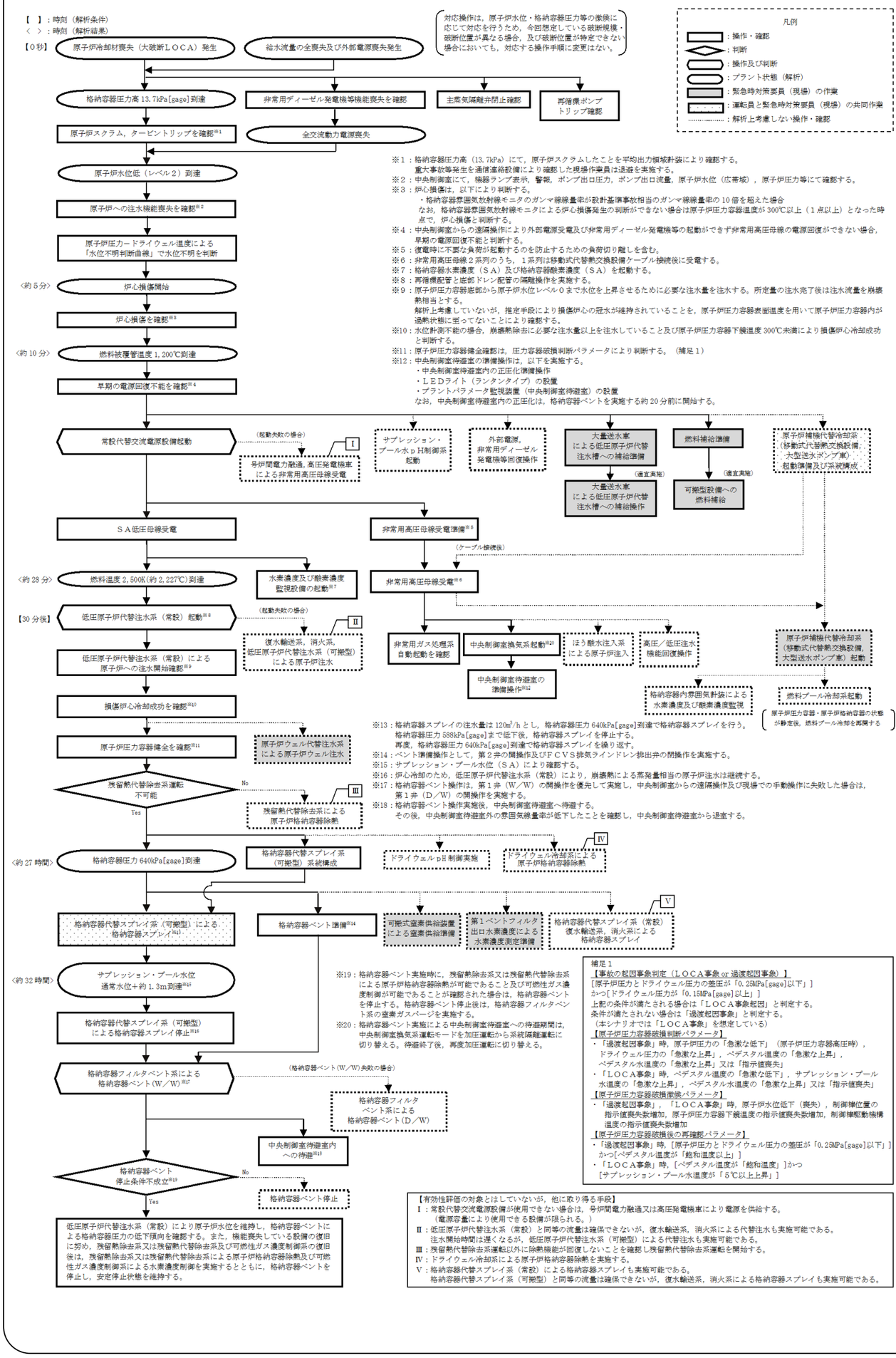
基本的な考え方

損傷炉心の冷却のための低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱によって原子炉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。また，原子炉格納容器の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止するために，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器内における水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。

対応手順の概要

a．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認
b．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備
c．炉心損傷確認
d．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
e．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動
f．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
g．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作運転手順書　ＥＯＰ対応フロー

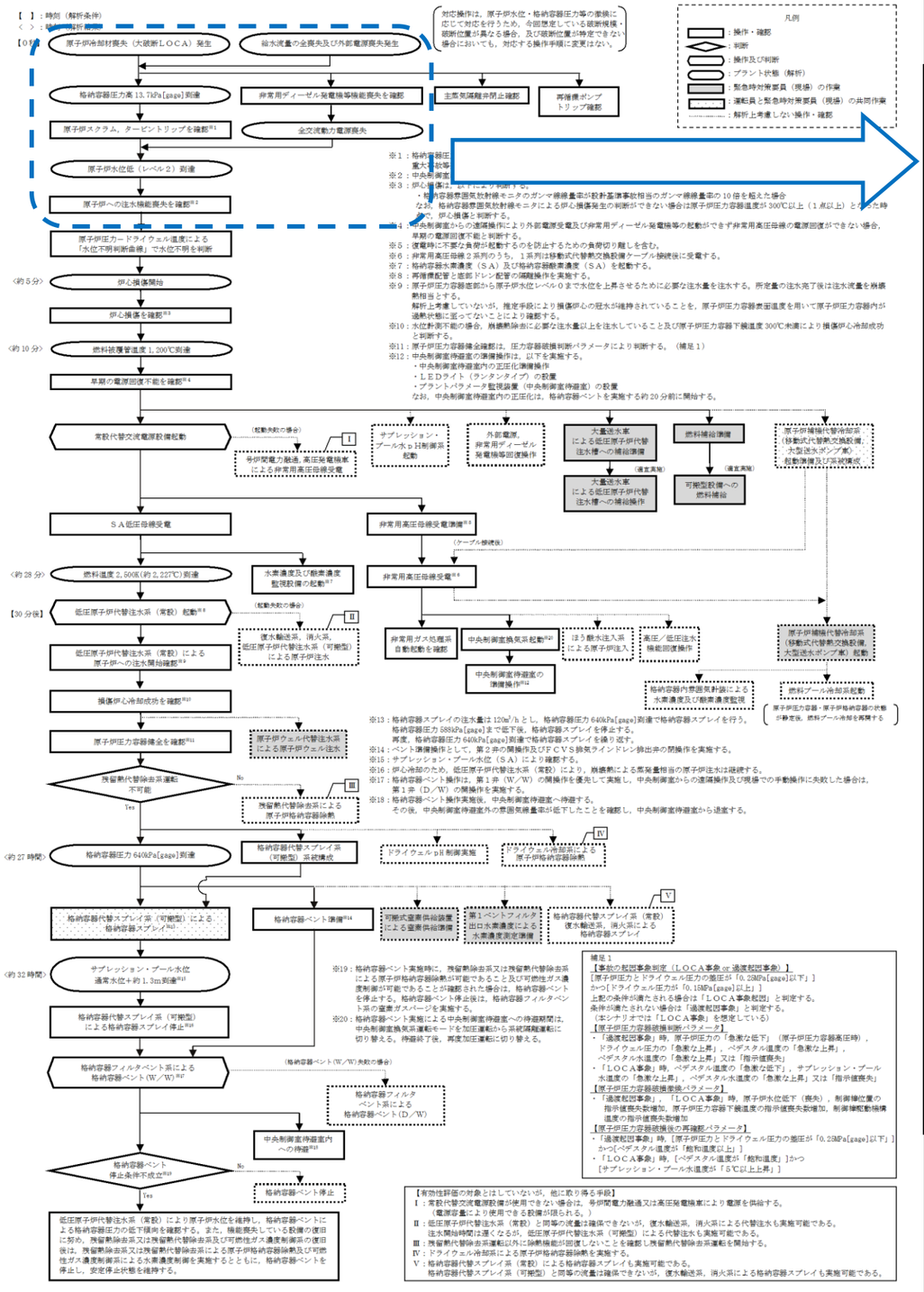
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

事故時運転操作手順書　ＳＯＰ対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

ＬＯＣＡによる格納容器圧力異常高で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

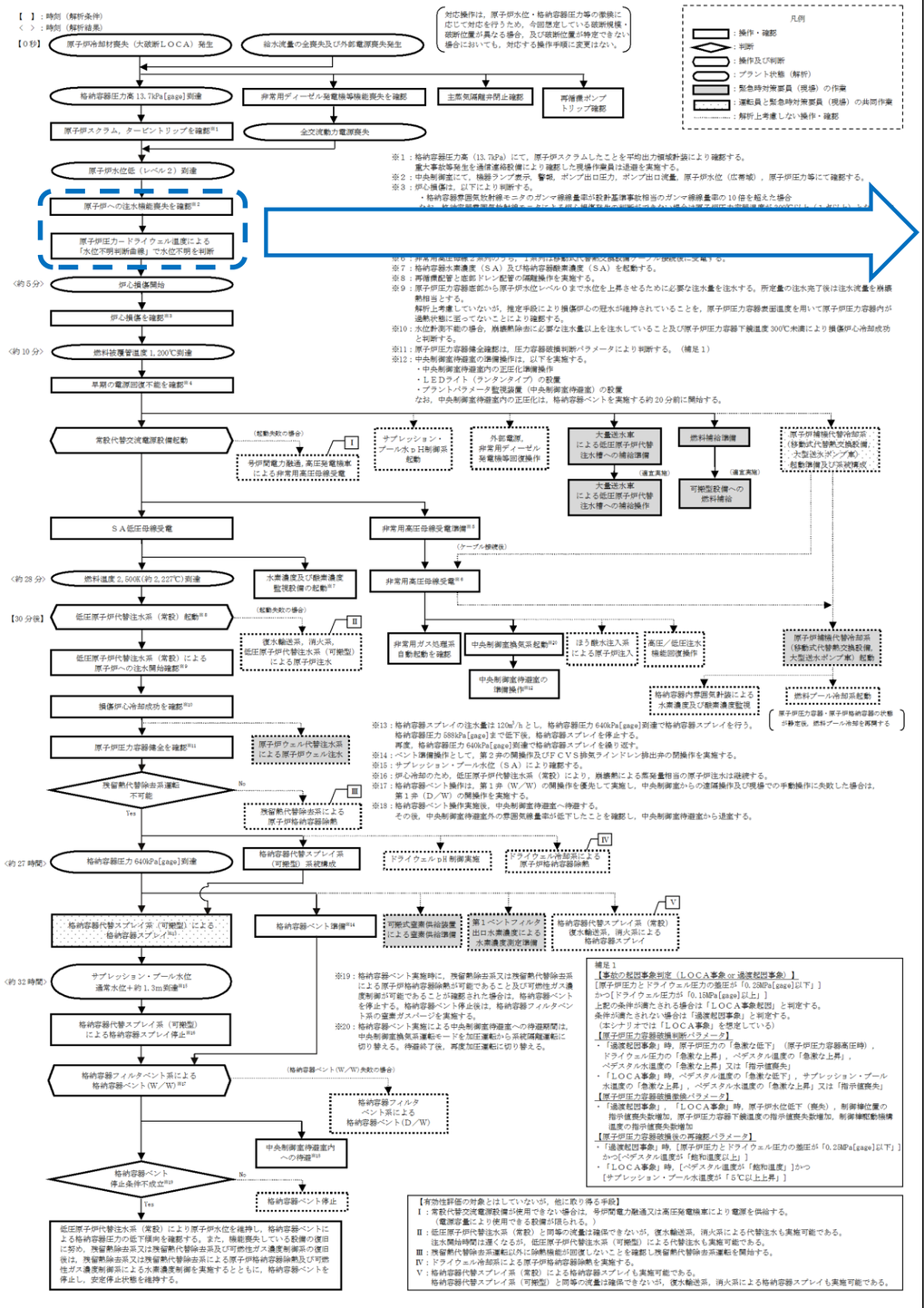
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は大破断ＬＯＣＡ及び非常用炉心冷却系，原子炉隔離時冷却系の起動が失敗するため水位が低下する。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。
ドライウェル圧力高（13.7kPa）［gage］到達により，格納容器内で，漏えいが発生していることを確認する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　B

補足説明事項

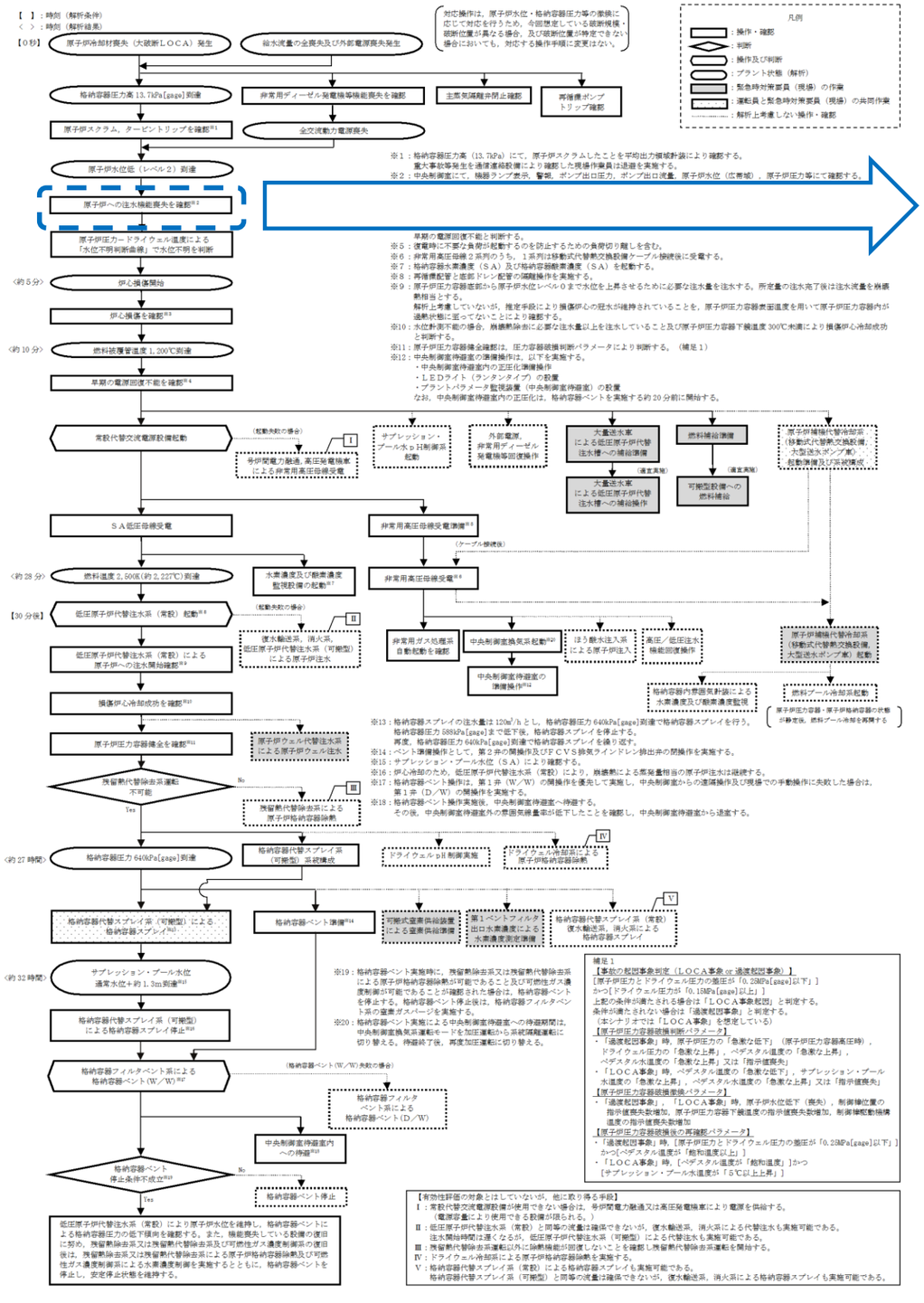
「水位確保」
　プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。
　原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係による「**水位不明判断曲線」で原子炉水位が水位不明と判断し不測事態「水位不明（Ｃ３）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位不明」　C

補足説明事項

「水位不明」

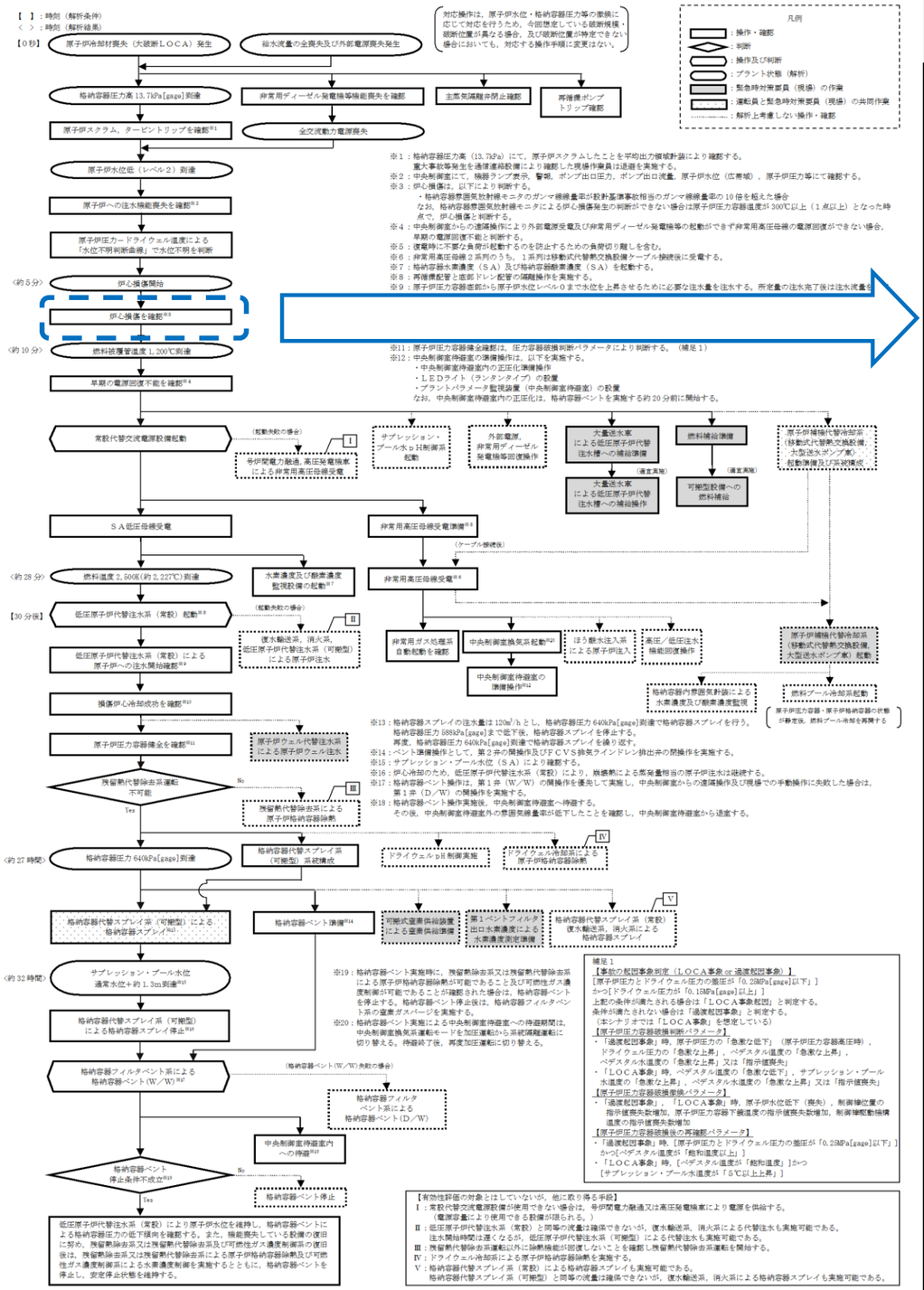
原子炉へ注水可能な系統を１系統も運転状態にすることができないため，不測事態「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「ＡＭ初期対応」

D

補足説明事項

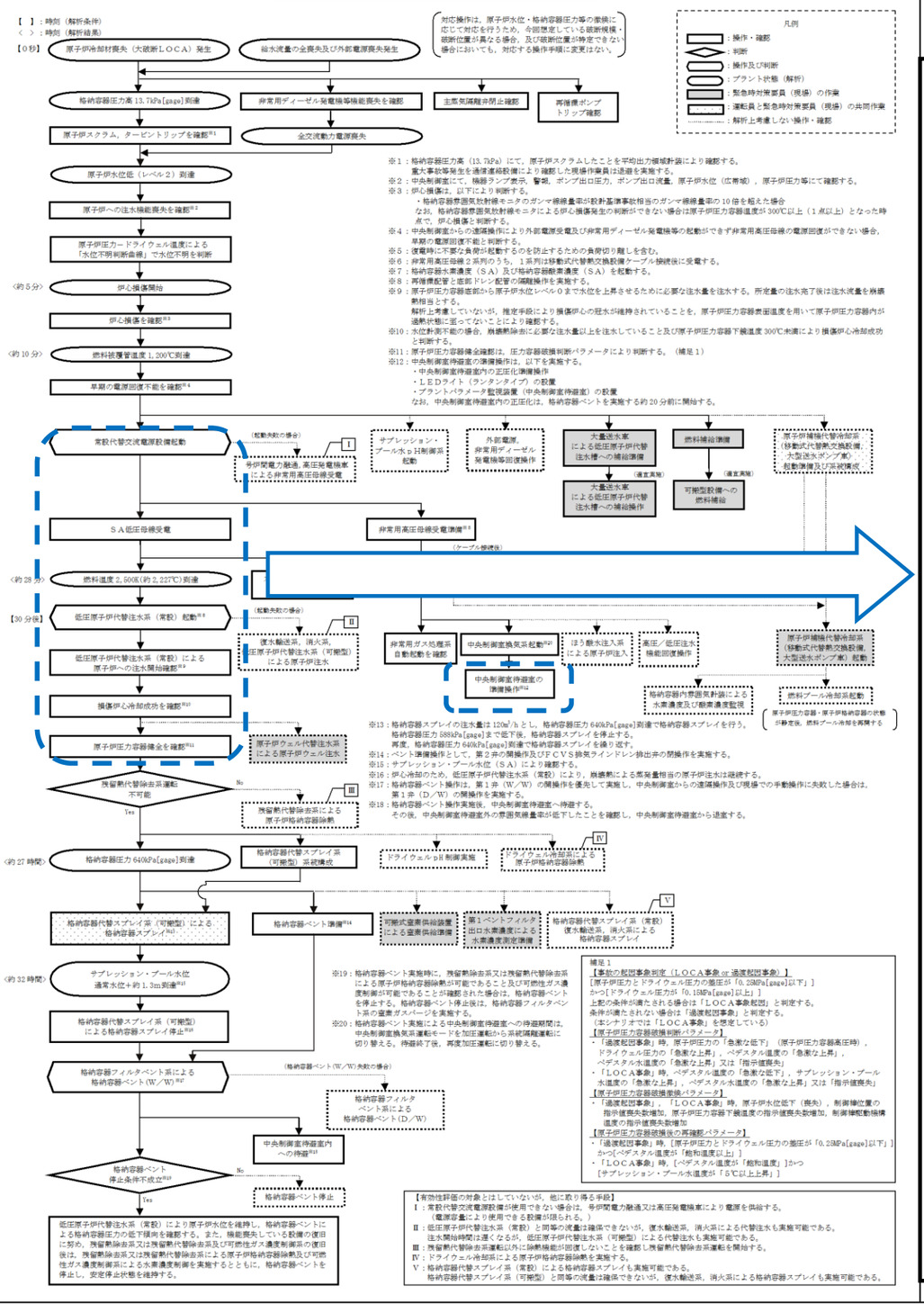
「ＡＭ初期対応」
格納容器モニタを確認し，**格納容器内γ線線量率が各種設計基準事故時に想定される値の 10 倍を超えた場合に，事故時操作要領書「シビアアクシデント」の「注水－１」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－１（損傷炉心への注水）

E

補足説明事項

「注水－１」
格納容器破損の防止のため，「放出」へ移行する。
原子炉格納容器内漏えいを確認したため，隔離操作を実施する。
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉へ注水のため，低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。
中央制御室作業環境確保のため，中央制御室換気系を起動する。
損傷炉心が冷却できていること及び原子炉圧力容器が健全であることを確認し，「注水－２」「除熱－１」へ移行する。

AM設備別操作要領書

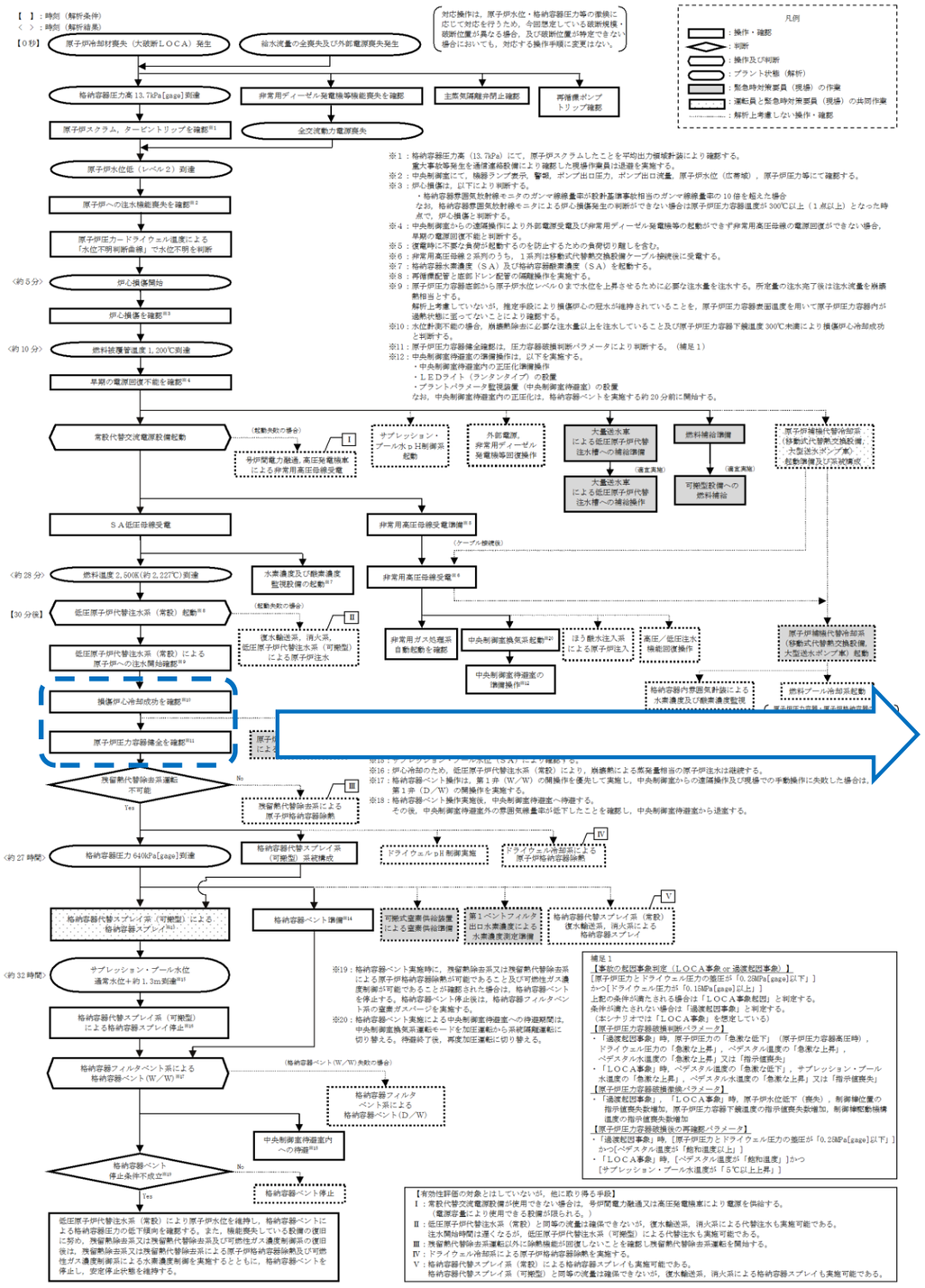
AM 10：「居住性確保戦略」
・ＭＣＲによる居住性確保

AM 1：「原子炉注水戦略」
・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－２（長期の原子炉水位の確保）

F

補足説明事項

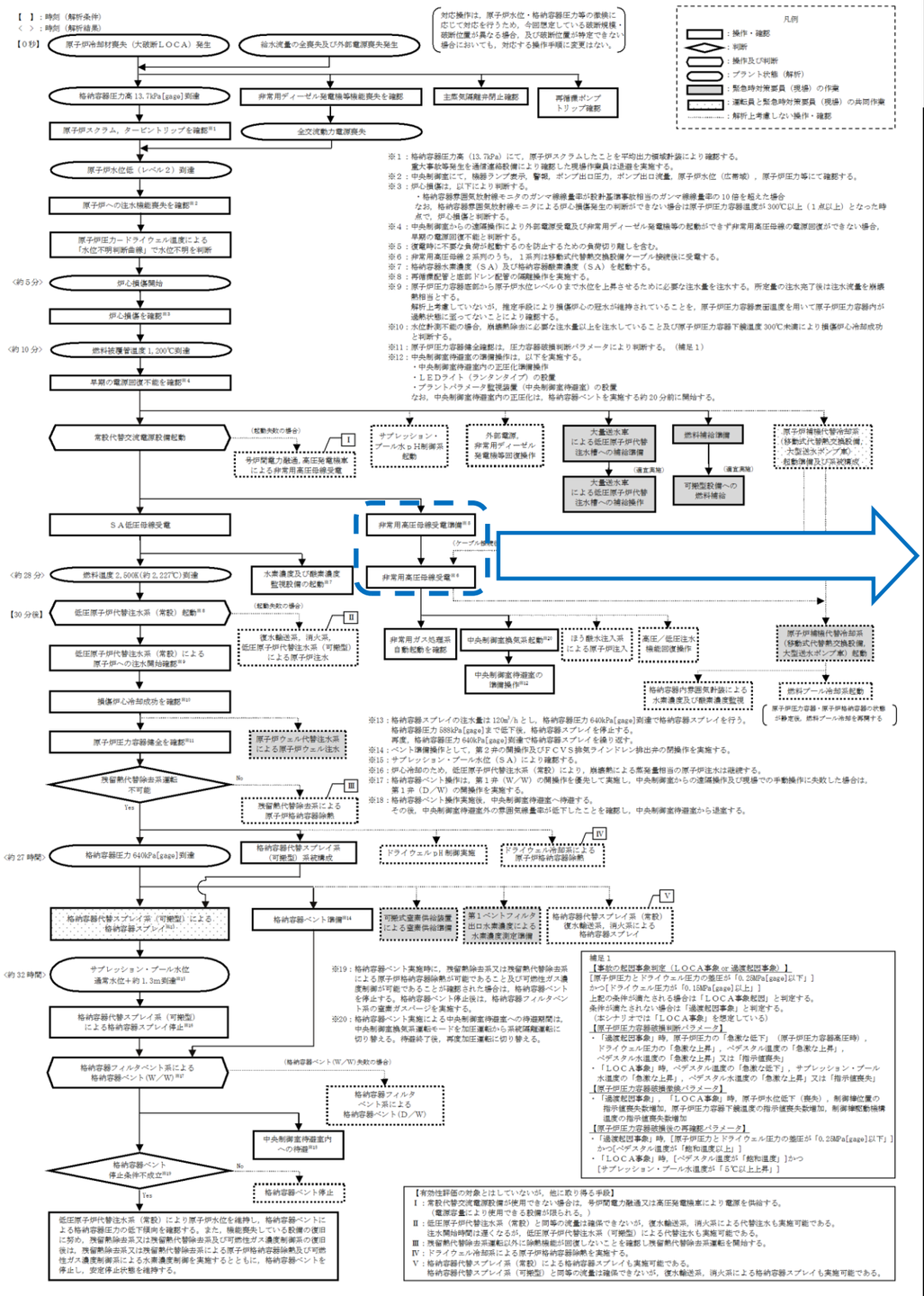
「注水－２」
原子炉水位が確認できずＬＯＣＡが発生しているため，シュラウド内水位回復に必要な時間注水後，崩壊熱相当分注水し，**引き続き損傷炉心が冷却されていることおよび原子炉圧力容器が健全であることを確認する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）　電源復旧

G

補足説明事項

「電源復旧」
ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

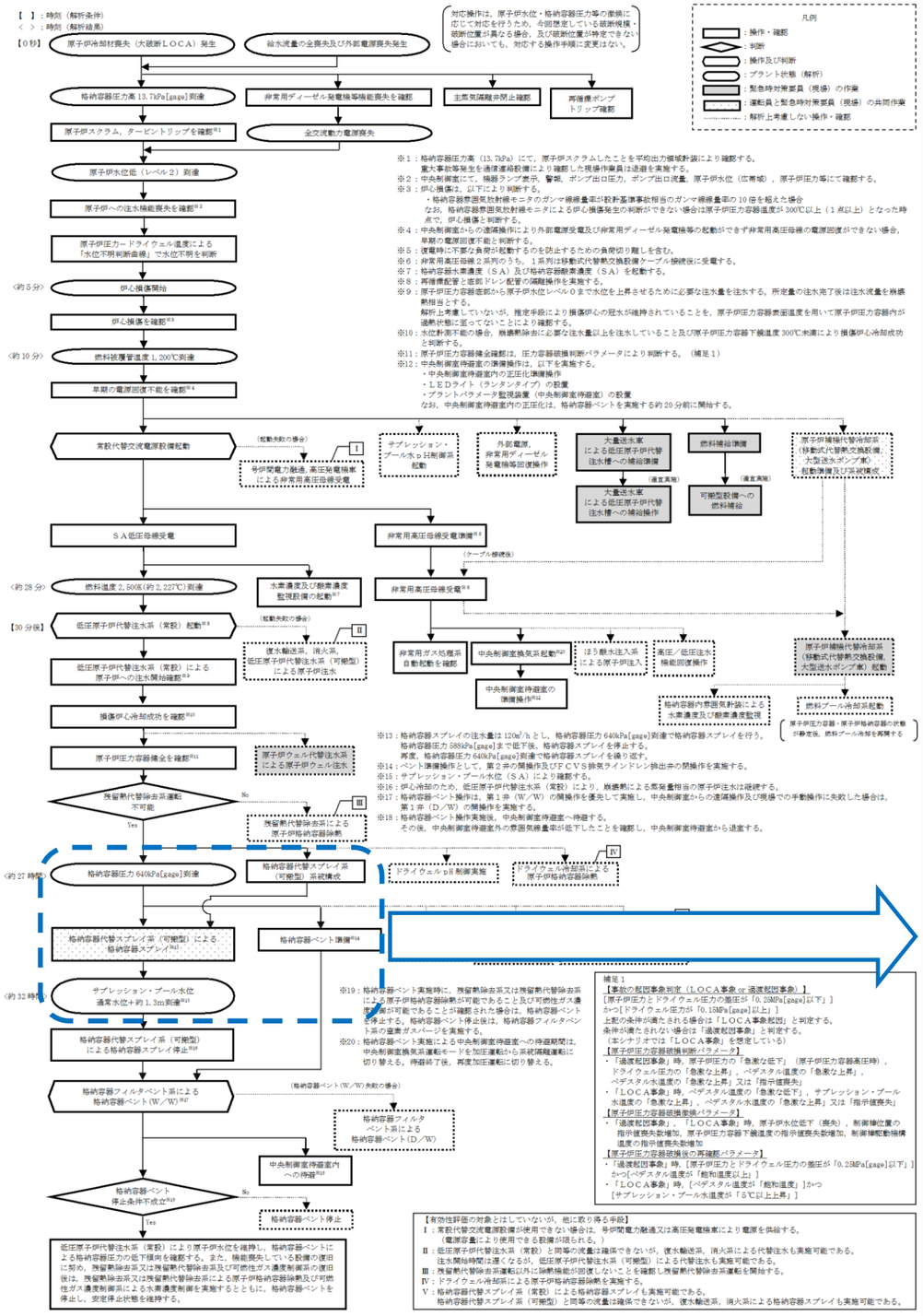
ＡＭ設備別操作要領書

AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」

除熱－１（損傷炉心冷却後の除熱）

H

補足説明事項

「除熱―１」

格納容器圧力が 640kPa［gage］到達後，格納容器代替スプレイ系による格納容器スプレイ（間欠スプレイ）を実施する。

残留熱除去系による除熱ができないかつ，Ｓ／Ｐ水位が＋1.29m に到達後，「放出」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

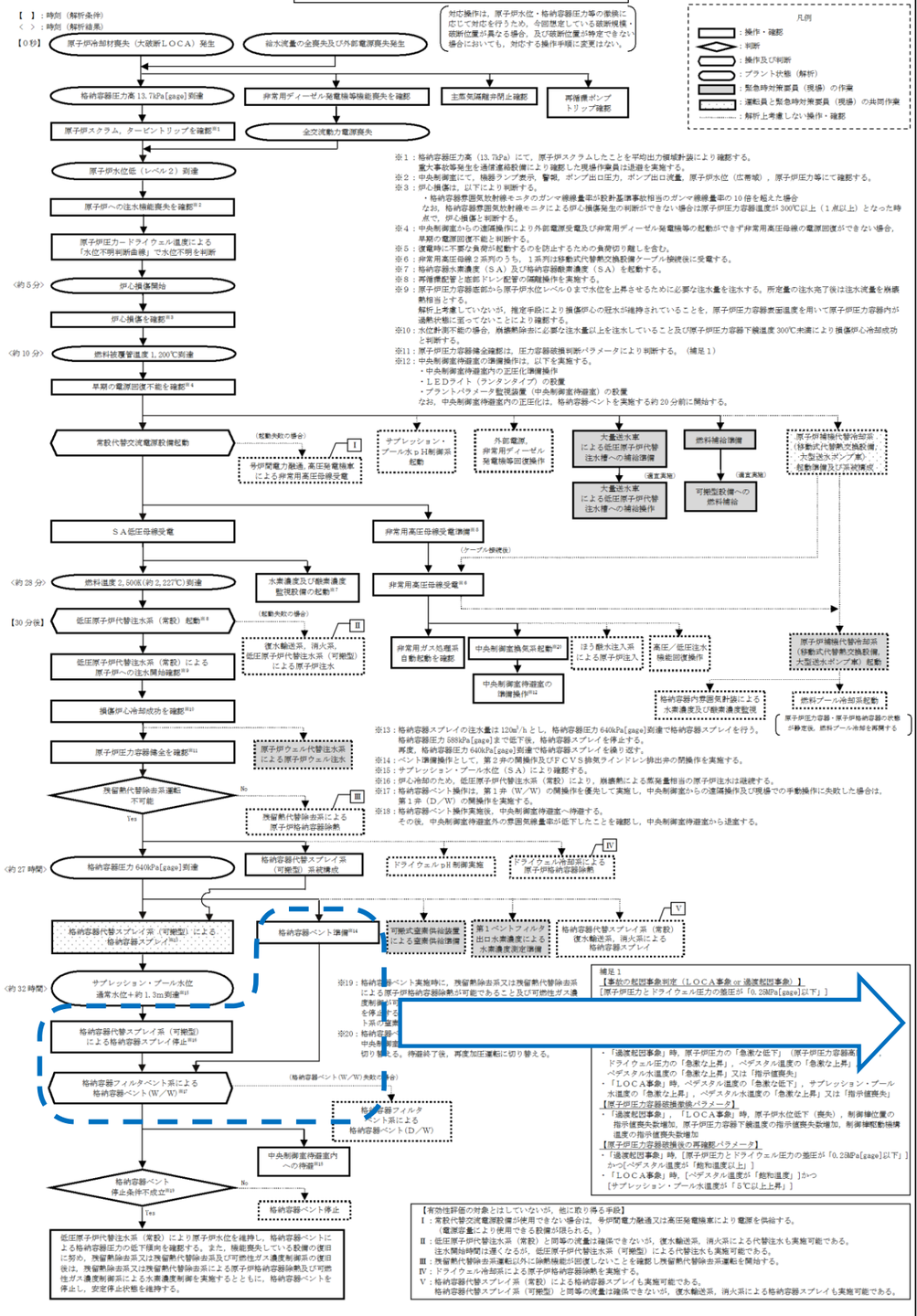
原子力災害対策手順書

EHP

・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
放出（ＰＣＶ破損防止）

Ⅰ

補足説明事項

「放出」
格納容器圧力が 640kPa［gage］到達後，格納容器ベント準備を行う。
サプレッション・プール水位が＋1.29m に到達後，格納容器スプレイの停止操作，中央制御室換気系を循環運転に切り替えを行う。
格納容器スプレイ停止空調換気系循環運転切り替え後，格納容器フィルタベント系によるベントを行う。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＦＣＶＳによる格納容器ベント

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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

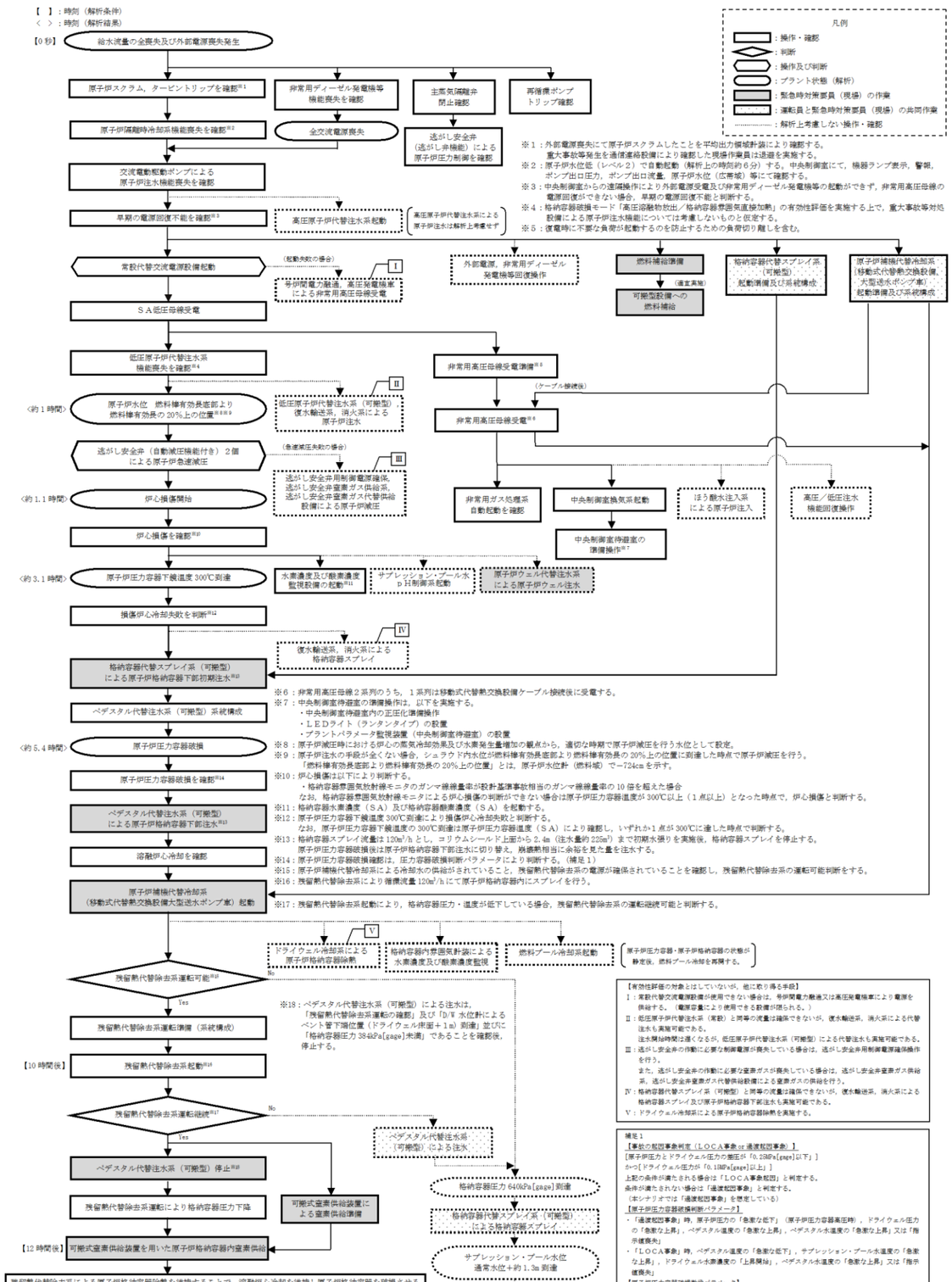
特徴

(2.2)
発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，原子炉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，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至る。
(2.3)
発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）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原子炉格納容器の破損に至る。
(2.5)
発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内へ流れ出し，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって，原子炉格納容器下部のコンクリートが侵食され，原子炉格納容器の構造部材の支持機能を喪失し，原子炉格納容器の破損に至る。

基本的な考え方

(2.2)
溶融炉心，水蒸気及び水素ガスの急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，原子炉格納容器の破損を防止する。
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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によって原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに格納容器冷却を実施する。溶融炉心の落下後は，コリウムシールド及びペデスタル代替注水系（可搬型）によって溶融炉心の冷却を実施する。その後，残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系によって原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。
さらに，原子炉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，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器内における水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。
(2.3)
原子炉格納容器を冷却及び除熱し，溶融炉心から原子炉格納容器下部の水への伝熱による，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，原子炉格納容器の破損を防止する。
(2.5)
原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下する時点で，原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保し，かつ，溶融炉心の落下後は，ペデスタル代替注水系（可搬型）によって溶融炉心を冷却すること及び原子炉格納容器下部にコリウムシールドを設置することにより，原子炉格納容器の破損を防止するとともに，溶融炉心・コンクリート相互作用による水素ガス発生を抑制する。

解析上の対応手順の概要フロー



対応手順の概要

a．原子炉スクラム確認
b．高圧・低圧注水機能喪失確認
c．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備
d．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
e．炉心損傷確認
f．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動
g．原子炉格納容器下部への注水
h．原子炉圧力容器破損確認
i．溶融炉心への注水
j．残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱
k．可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入

事故シーケンスグループ「原子炉圧力容器外の溶融燃料／冷却在相互作用」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。

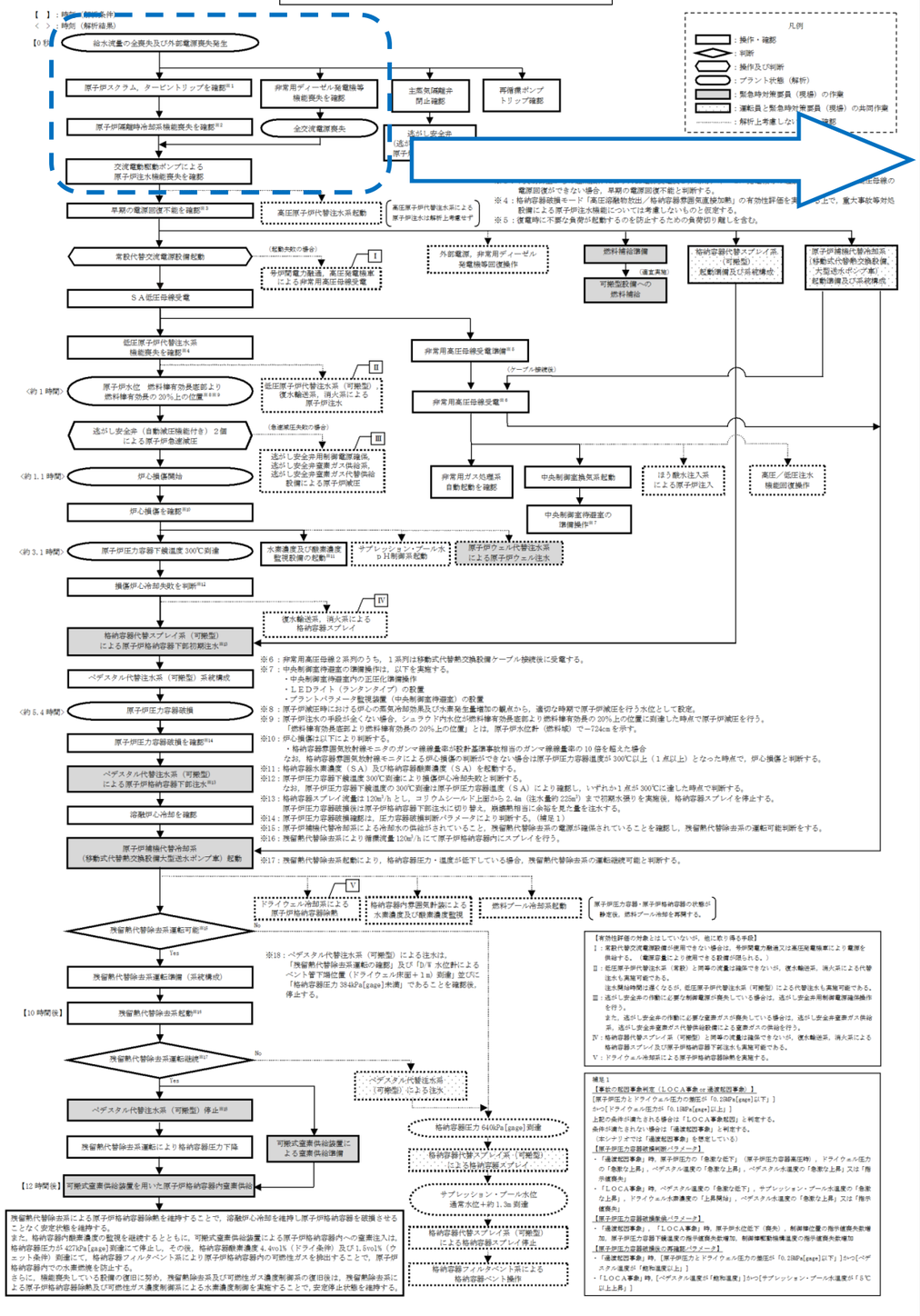
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

事故時操作運転手順書　ＳＯＰ対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

外部電源喪失に伴い，原子炉はスクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

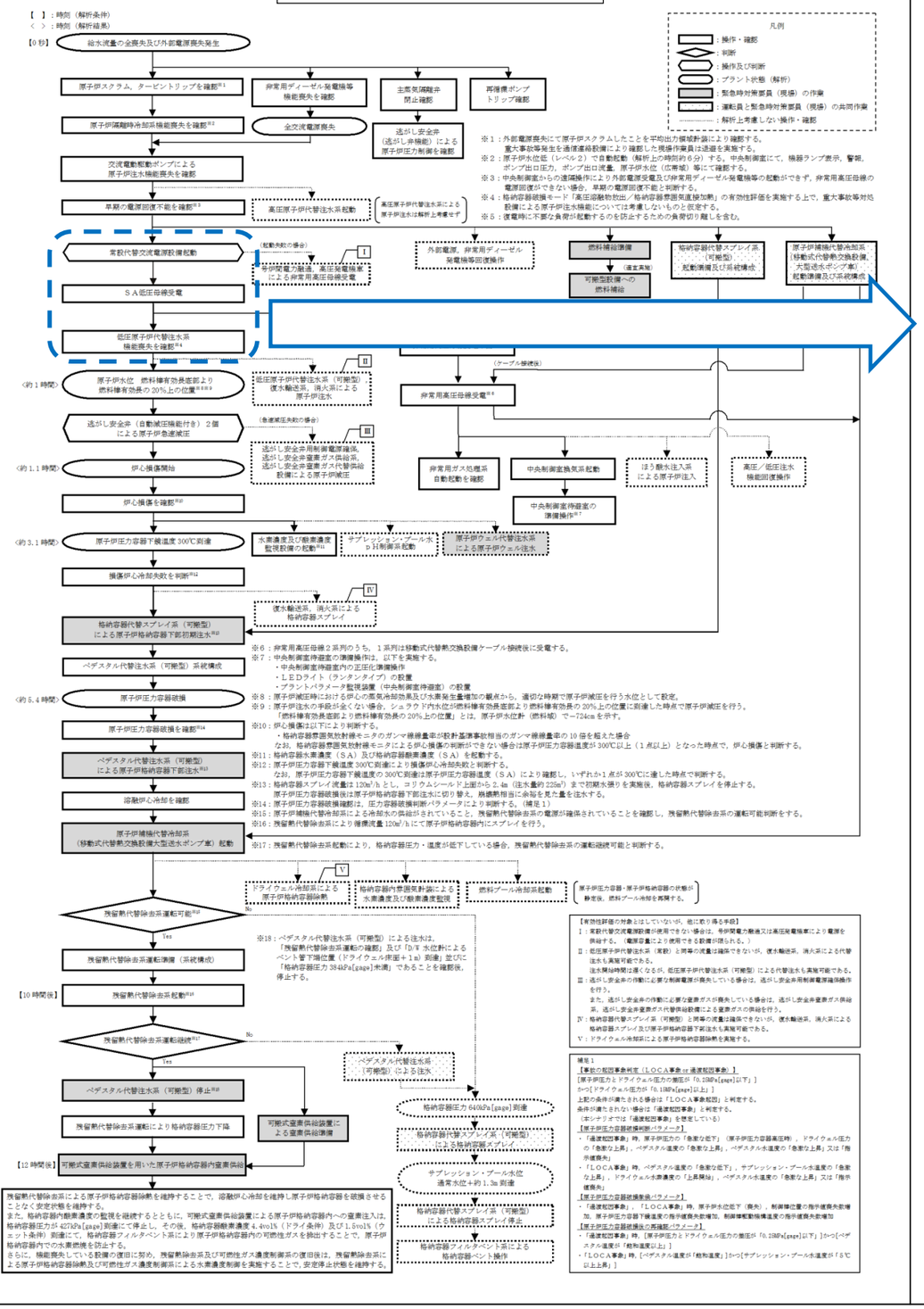
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は全給水喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動が失敗するため原子炉水位は低下する。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　B

操作補足事項

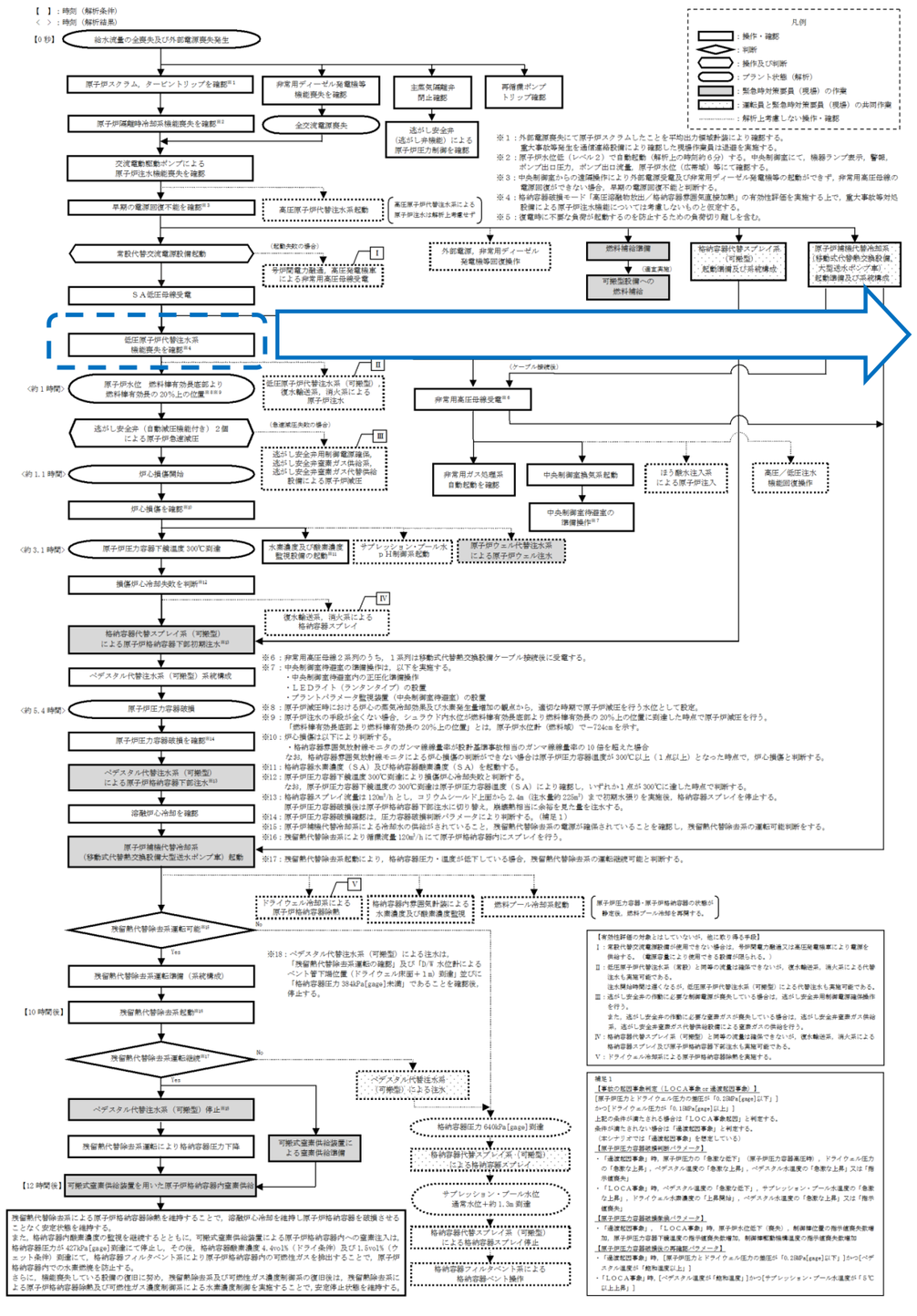
「水位確保」
　プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。
　全給水喪失し原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系の起動に失敗し原子炉水位の低下が継続する。低圧原子炉代替注水系の起動も失敗する。**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上に維持できないと判断し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　C

操作補足事項

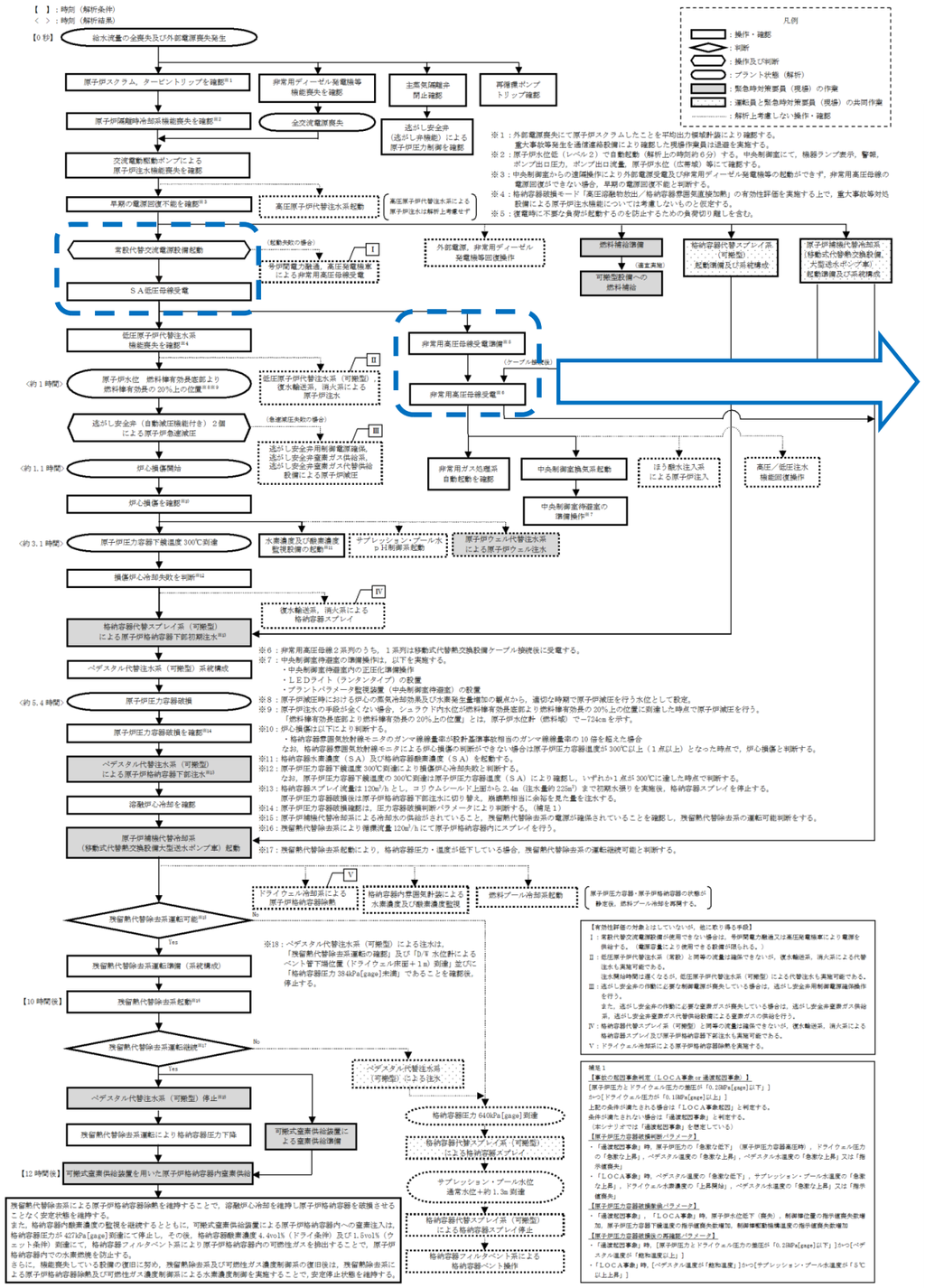
「水位回復」
　原子炉へ注水できる系統がないため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部未満であり原子炉水位の低下が継続していることを確認する。
原子炉へ注水可能な系統を１系統も運転状態にすることができないため不測事態「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）　電源復旧

D

操作補足事項

「電源復旧」
　ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

AM設備別操作要領書

AM 8：「代替除熱戦略」
・移動式代替熱交換設備による冷却水確保

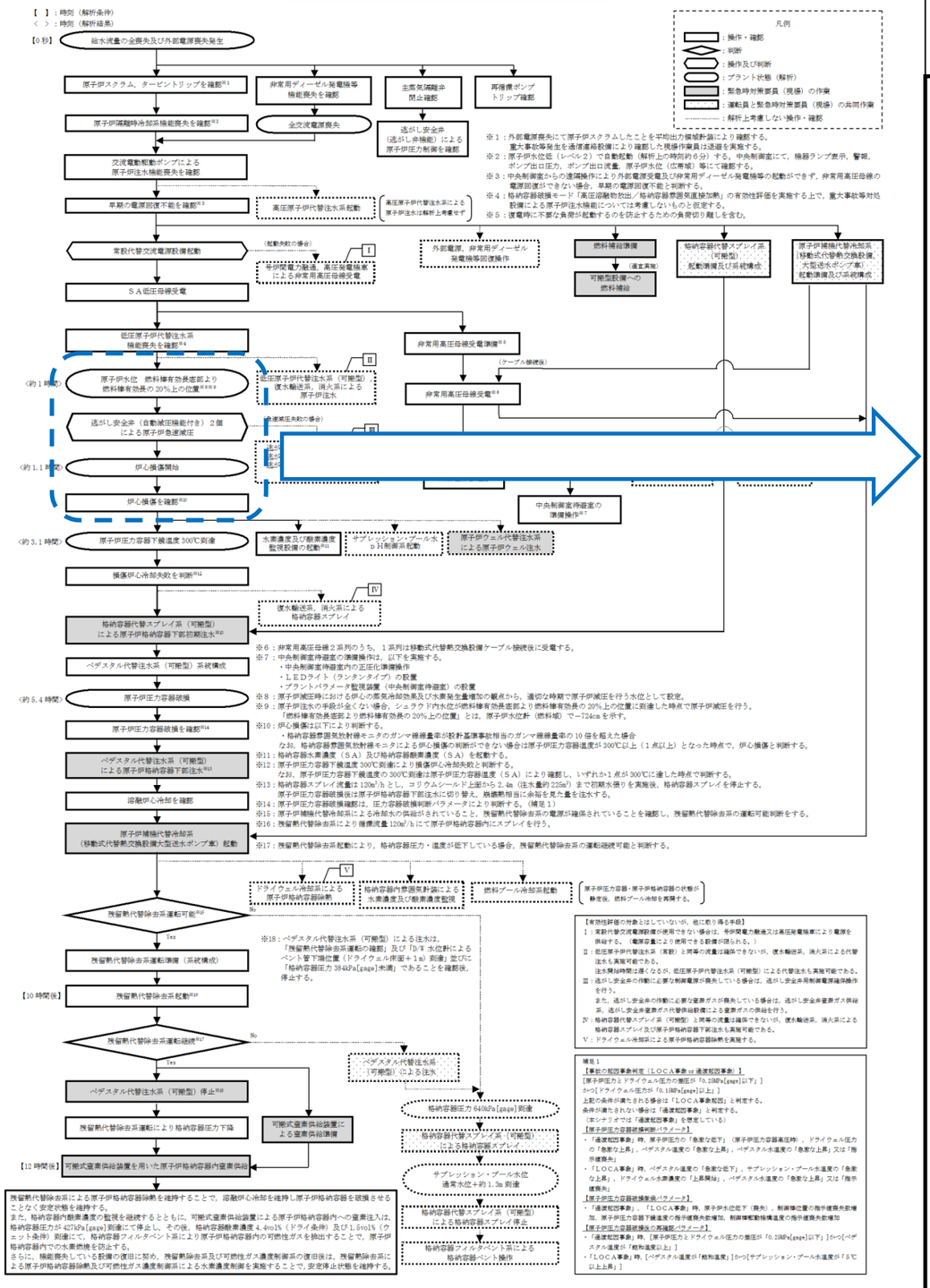
AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

原子力災害対策手順書

EHP
・移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（UHSS 編）
・大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「ＡＭ初期対応」　E

操作補足事項

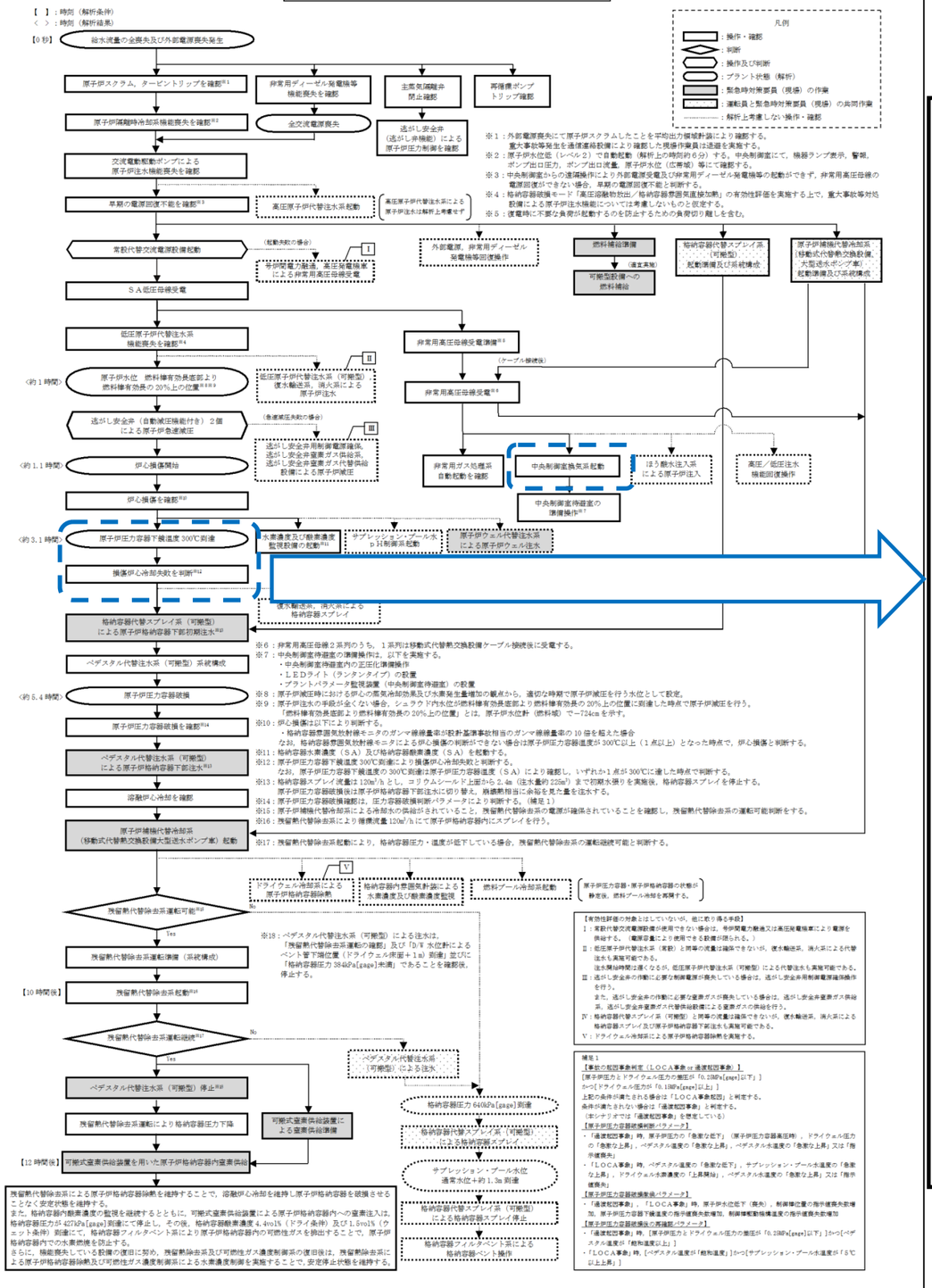
「AM初期対応」
　格納容器モニタの監視をする。
　原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置に到達したら，逃がし安全弁２個を開き，原子炉の減圧を行う。
　格納容器内γ線線量率が各種設計基準事故時に想定される10倍を超えた場合に，事故時操作要領書（シビアアクシデント）の「注水―１」へ移行する。

AM設備別操作要領書

原子力災害手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－１　（損傷炉心への注水）

F

操作補足事項

「注水－１」
　中央制御室環境改善のため，中央制御室換気系を起動する。
　原子炉注水可能系統がなく，損傷炉心の冷却に失敗したと判断し「注水－３ａ」へ移行する。

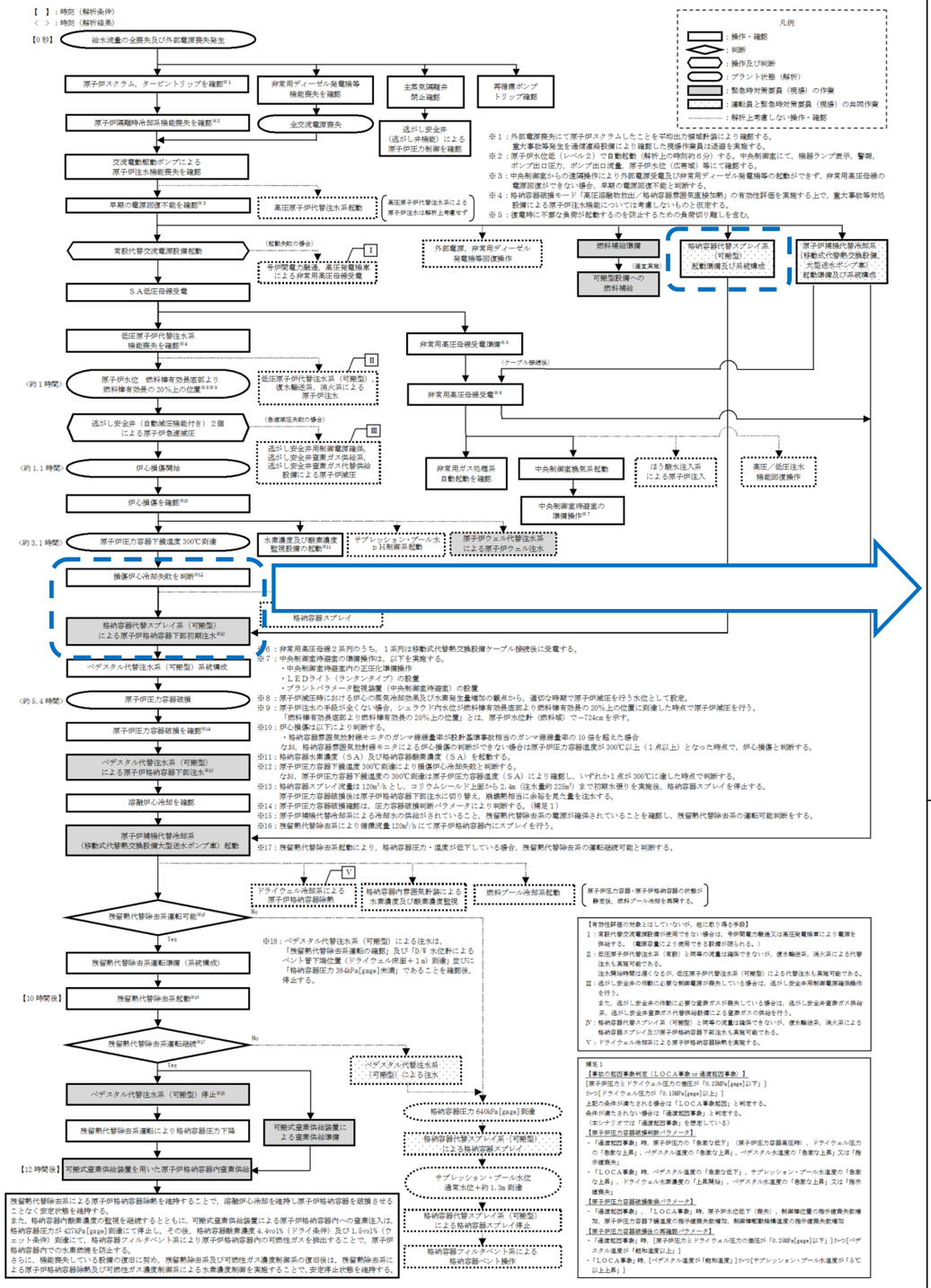
AM設備別操作要領書

AM 10：「居住性確保戦略」
・ＭＣＲによる居住性確保

原子力災害手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－３ａ　（RPV 破損前のペデスタル初期注水）

G

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－１　（損傷炉心への注水）

H

操作補足事項

「注水－３ａ」
格納容器代替スプレイ系により，原子炉格納容器下部に約 70m³ 注水し，「注水－１」に移行する。

「注水－１」
原子炉圧力容器破損の判定条件から原子炉圧力容器が破損したことを確認し，「注水－３ｂ」へ移行する。

AM設備別操作要領書

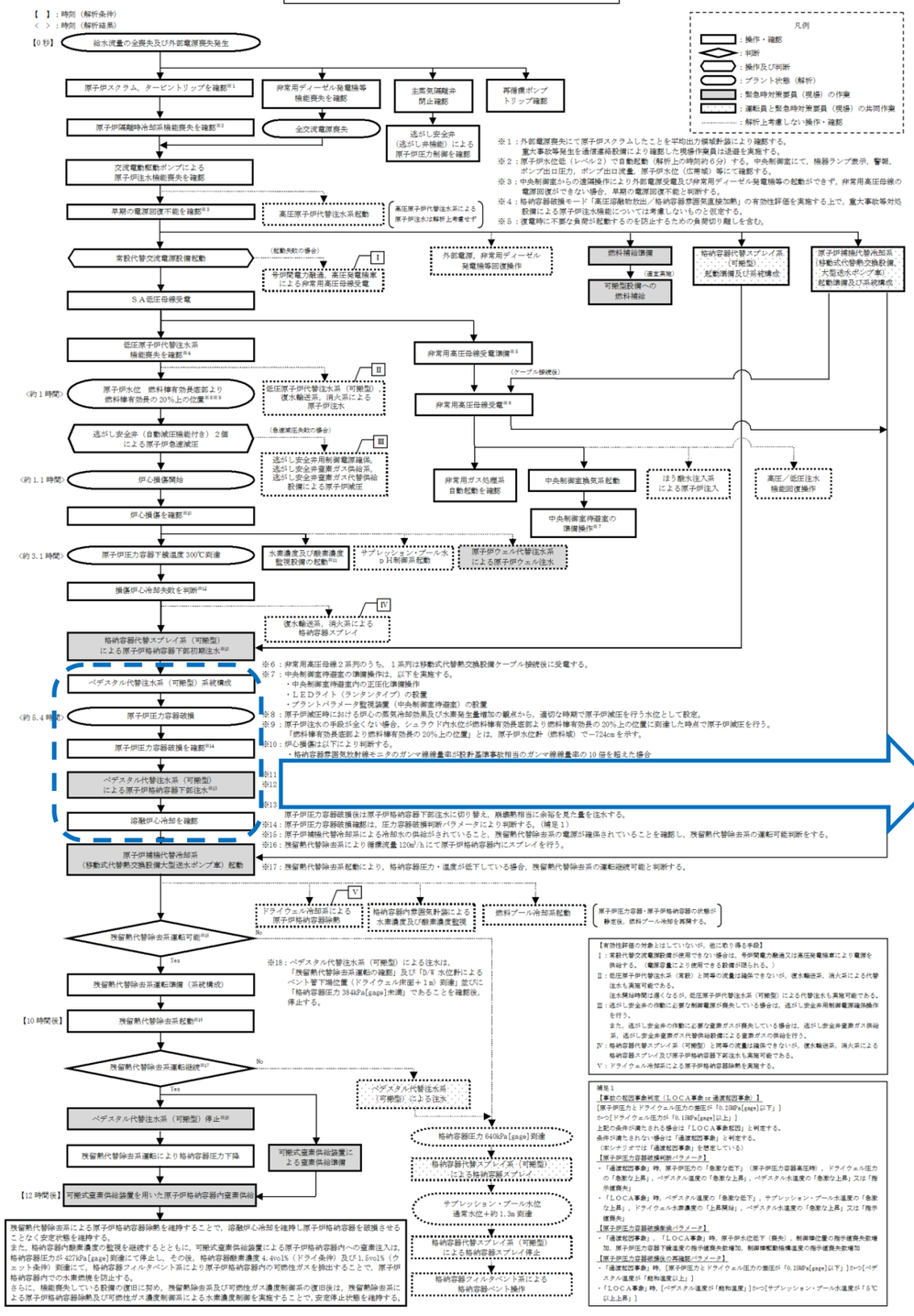
AM 5：「格納容器機能維持戦略」
・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

EHP
・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－３ｂ　（RPV 破損後のペデスタル注水）

Ⅰ

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－４　（長期の RPV 破損後の注水）

Ⅱ

操作補足事項

「注水－３ｂ」
ペデスタル代替注水系（可搬型）により，崩壊熱相当に余裕をみた量を注水し，「注水－４」「除熱－２」に移行する。

「注水－４」
ペデスタル代替注水系（可搬型）により，**原子炉停止後の経過時間に応じてペデスタル流量を調整する。**

AM設備別操作要領書

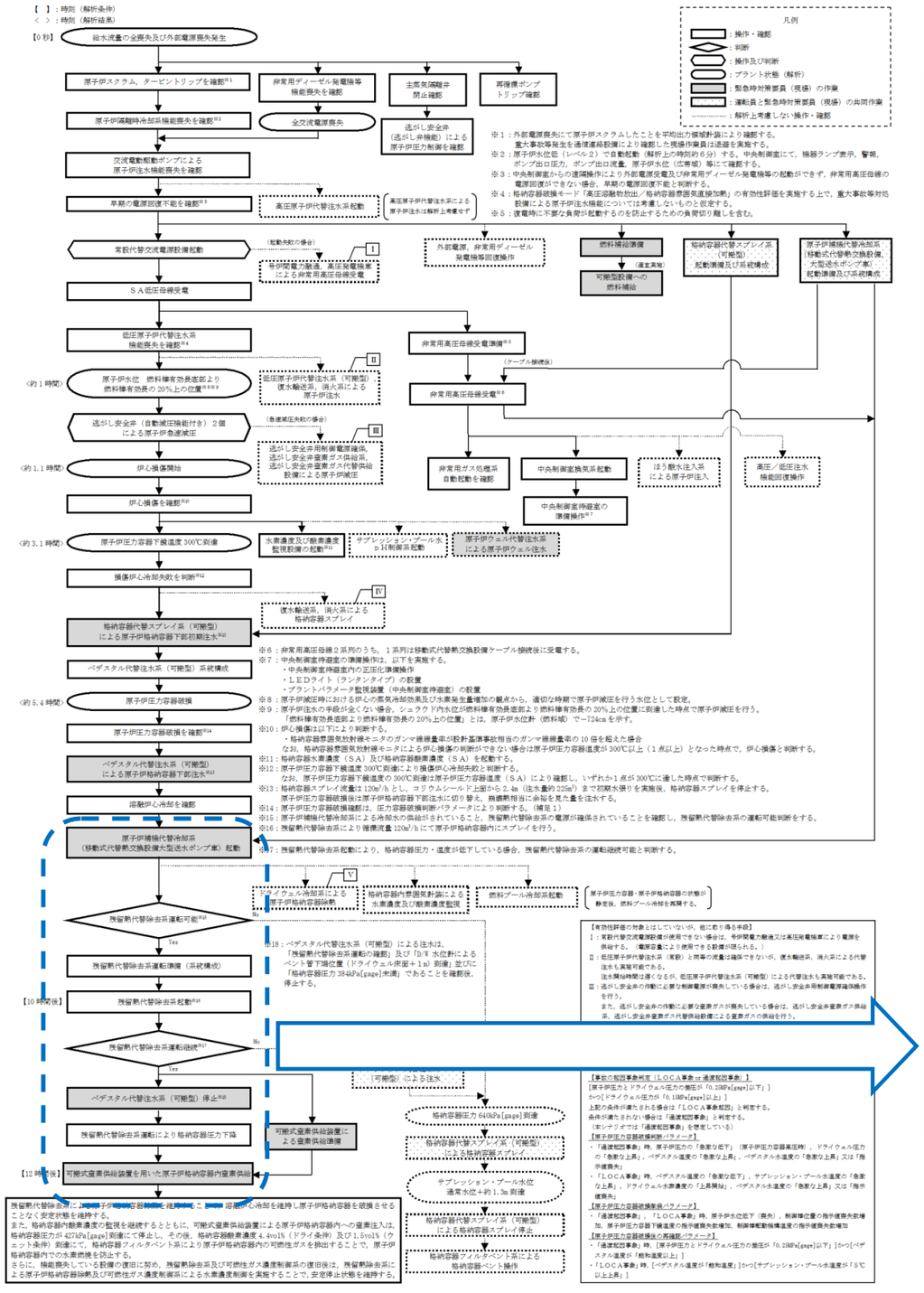
AM 6：「ペデスタル注水戦略」
・大量送水車によるペデスタル注水

原子力災害対策手順書

EHP
・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱－２　（RPV 破損後の除熱）

K

操作補足事項

「除熱－２」
　残留熱代替除去系が運転可能と判断し，原子炉補機代替冷却系起動後，残留熱代替除去系を起動する。
　残留熱代替除去系により格納容器圧力が降下し，事象収束

AM設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＲＨＡＲによる格納容器除熱

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3.　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

特徴

燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため，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燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

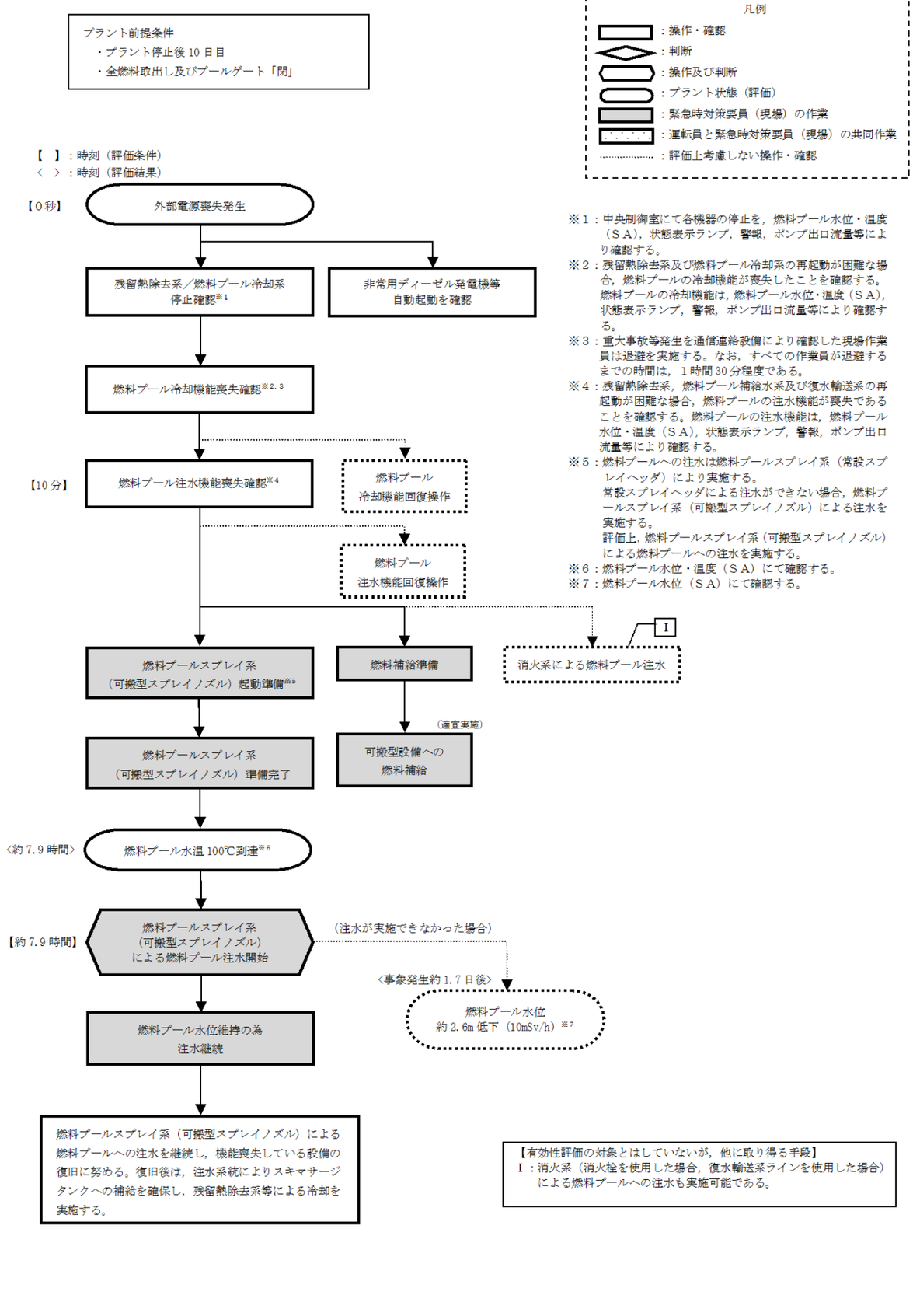
基本的な考え方

燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）により燃料プールへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）により燃料プール水位を維持する。

対応手順の概要

a．燃料プールの冷却系機能喪失確認
b．燃料プールの注水機能喪失確認
c．燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水

解析上の対応手順の概要フロー

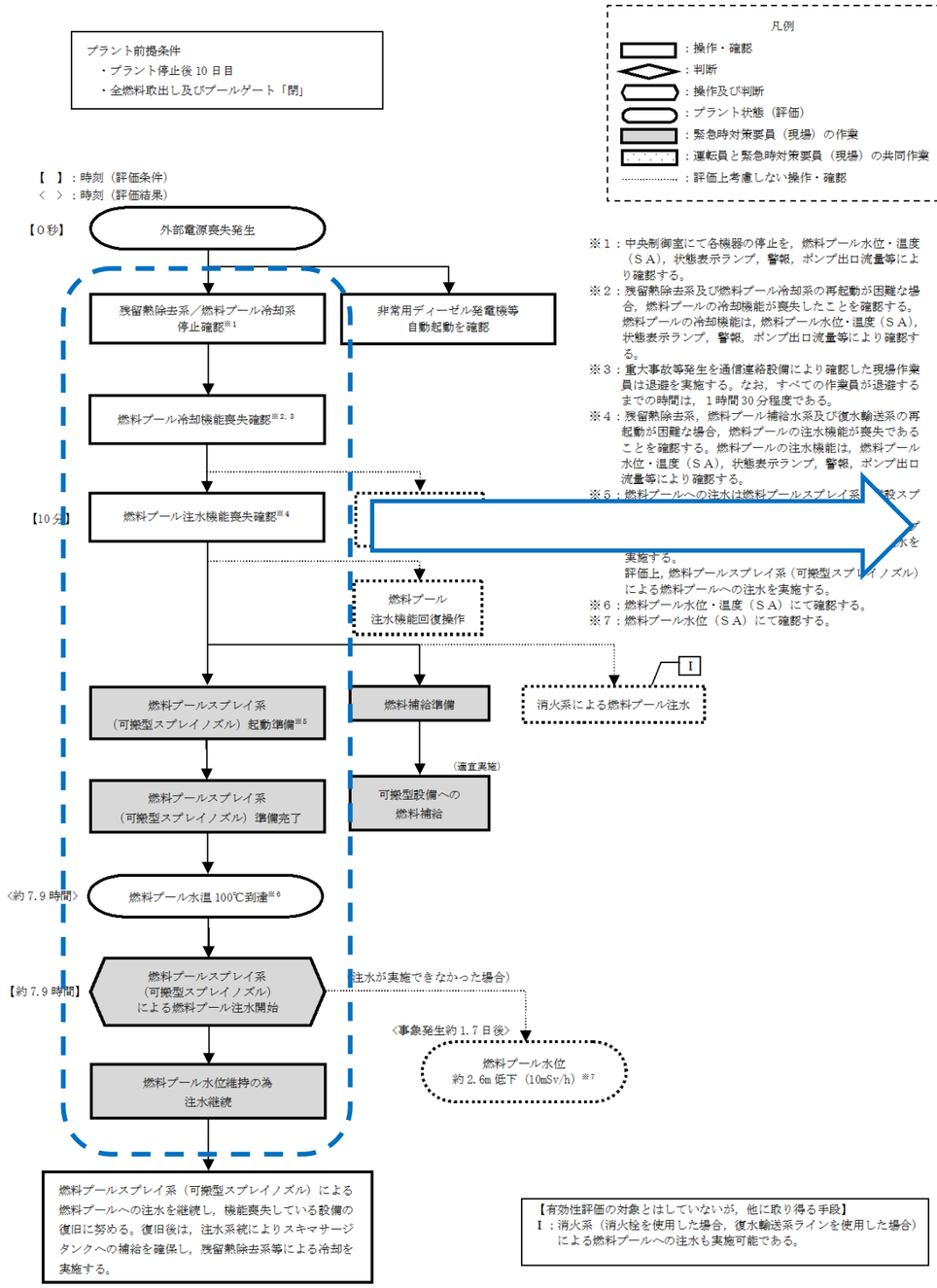


事故時操作運転手順書　ＥＯＰ対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　燃料プール制御「燃料プール制御」 A

操作補足事項

燃料プール冷却系停止に伴い燃料プール水温が上昇する。

燃料プール水温度 55℃到達により，事故時操作要領書（徴候ベース）「燃料プール制御（ＦＰ／Ｃ）」を導入する。

「燃料プール制御」

燃料プール冷却系および残留熱除去系の起動を試みるが失敗する。

燃料プール水温上昇緩和のため，燃料プール水位オーバーフロー水位付近に維持できないと判断し燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）の準備，起動を行う。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

EHP

・原子炉建物内ホース展張による燃料プールへの注水及びスプレイ

・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3.2　想定事故２

特徴

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，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，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。

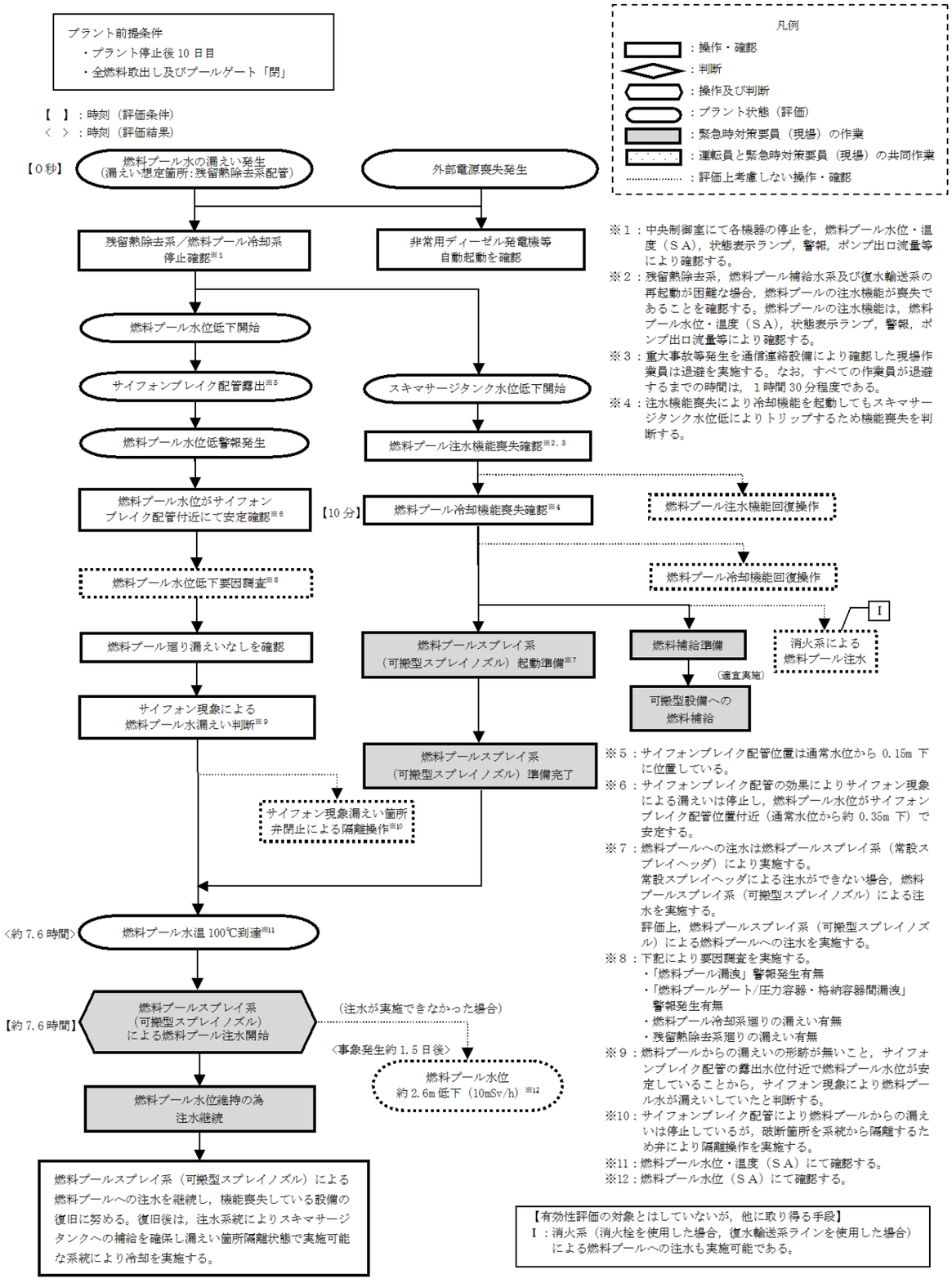
基本的な考え方

燃料プール水の漏えいの停止及び燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水によって，燃料損傷の防止を図る。また，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）により燃料プール水位を維持する。

対応手順の概要

a．燃料プール水位低下確認
b．燃料プールの注水機能喪失確認
c．サイフォンブレイク配管による燃料プール漏えい停止確認
d．燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水

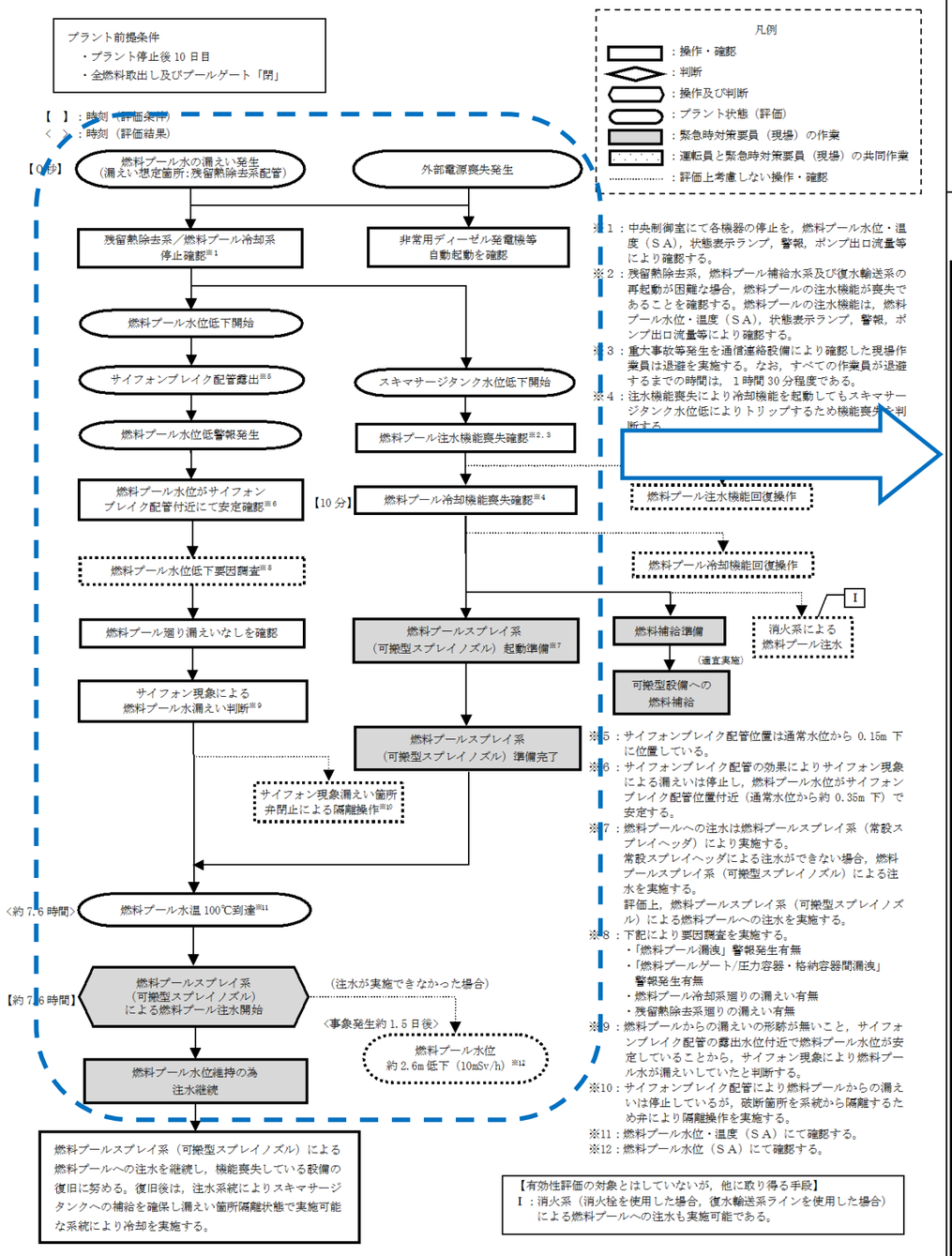
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　燃料プール制御「燃料プール制御」 A

操作補足事項

燃料プール水の小規模な漏えいが発生に伴い燃料プール水位が低下する。

燃料プール水位低下により，事故時操作要領書（徴候ベース）「燃料プール制御（ＦＰ／Ｃ）」を導入する。

「燃料プール制御」
燃料プール水位が低下するため漏えいと判断する。
燃料プール水位回復のため燃料プール水の漏えい箇所を特定し，隔離を行う。
燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）の準備の依頼をする。
燃料プール水位回復のため燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）の準備，起動を行う。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

EHP
・原子炉建物内ホース展張による燃料プールへの注水及びスプレイ
・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4.　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故

4.1　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）

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することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

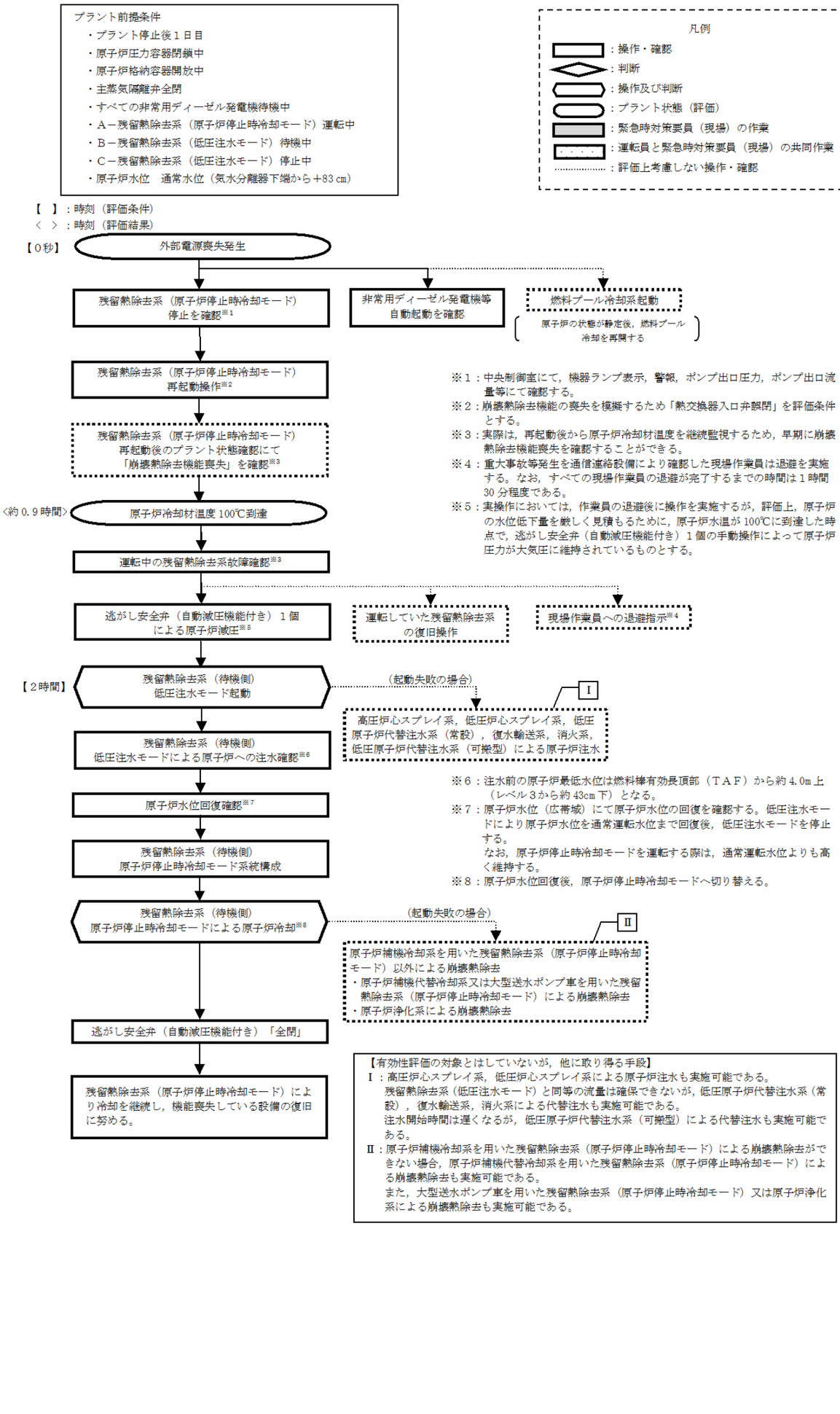
基本的な考え方

運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による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，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

対応手順の概要

a．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認
b．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持
c．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
d．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復

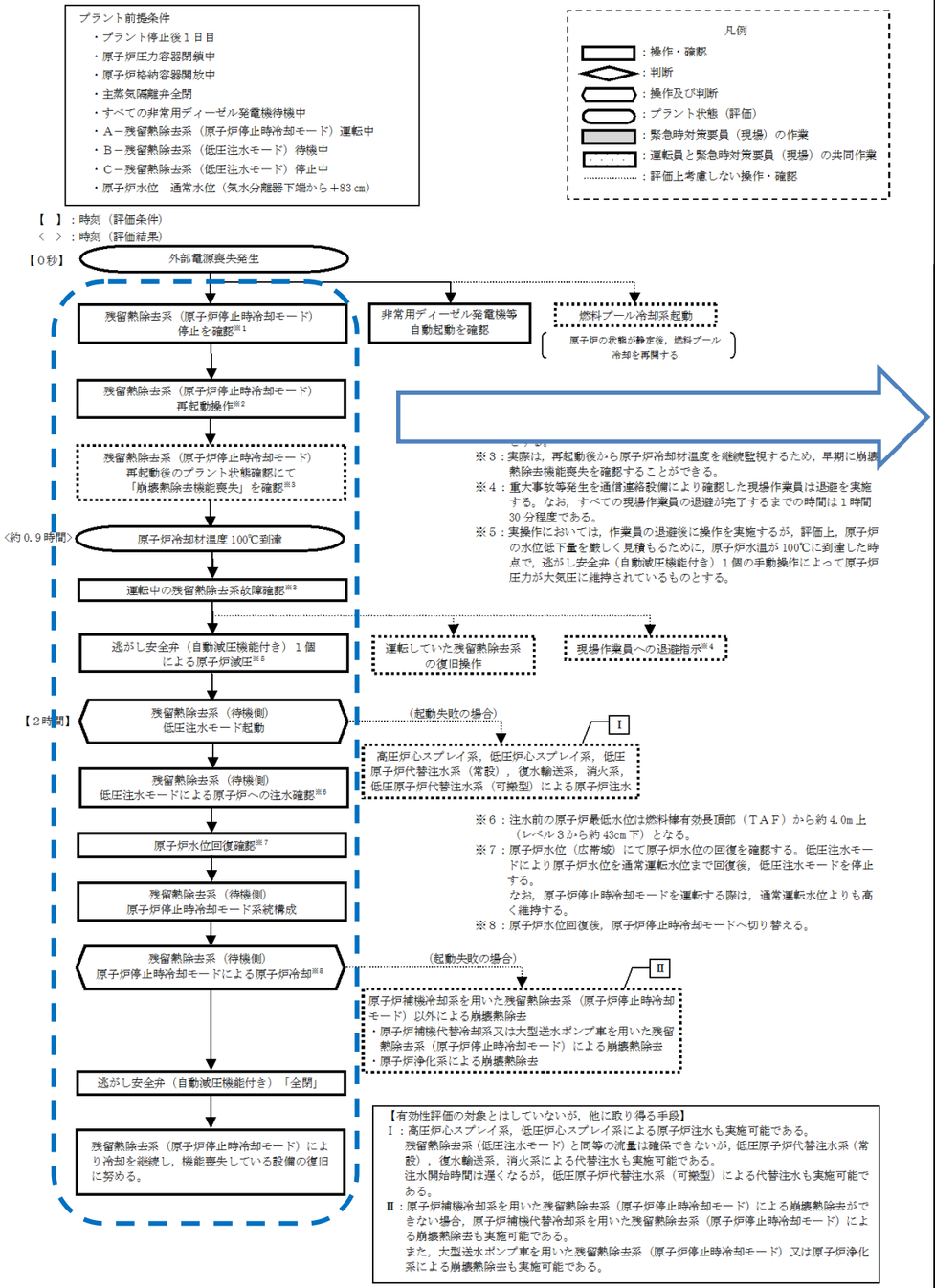
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」
プラント停止時制御「崩壊熱除去機能喪失時対応手順」

A

操作補足事項

残留熱除去系停止に伴い原子炉水温が上昇する。

原子炉水温上昇により，事故時操作要領書（徴候ベース）「残留熱除去機能喪失時対応手順（ＲＬ）」を導入する。

「崩壊熱除去機能喪失時対応手順」

残留熱除去系および代替除熱系統の起動を試みるが失敗する。

残留熱除去系が起動可能となり，原子炉水位が蒸発により低下しているため残留熱除去系（低圧注水モード）で原子炉水位を回復させる。

原子炉水位が回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉を冷却する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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，原子炉の注水機能及び除熱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することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

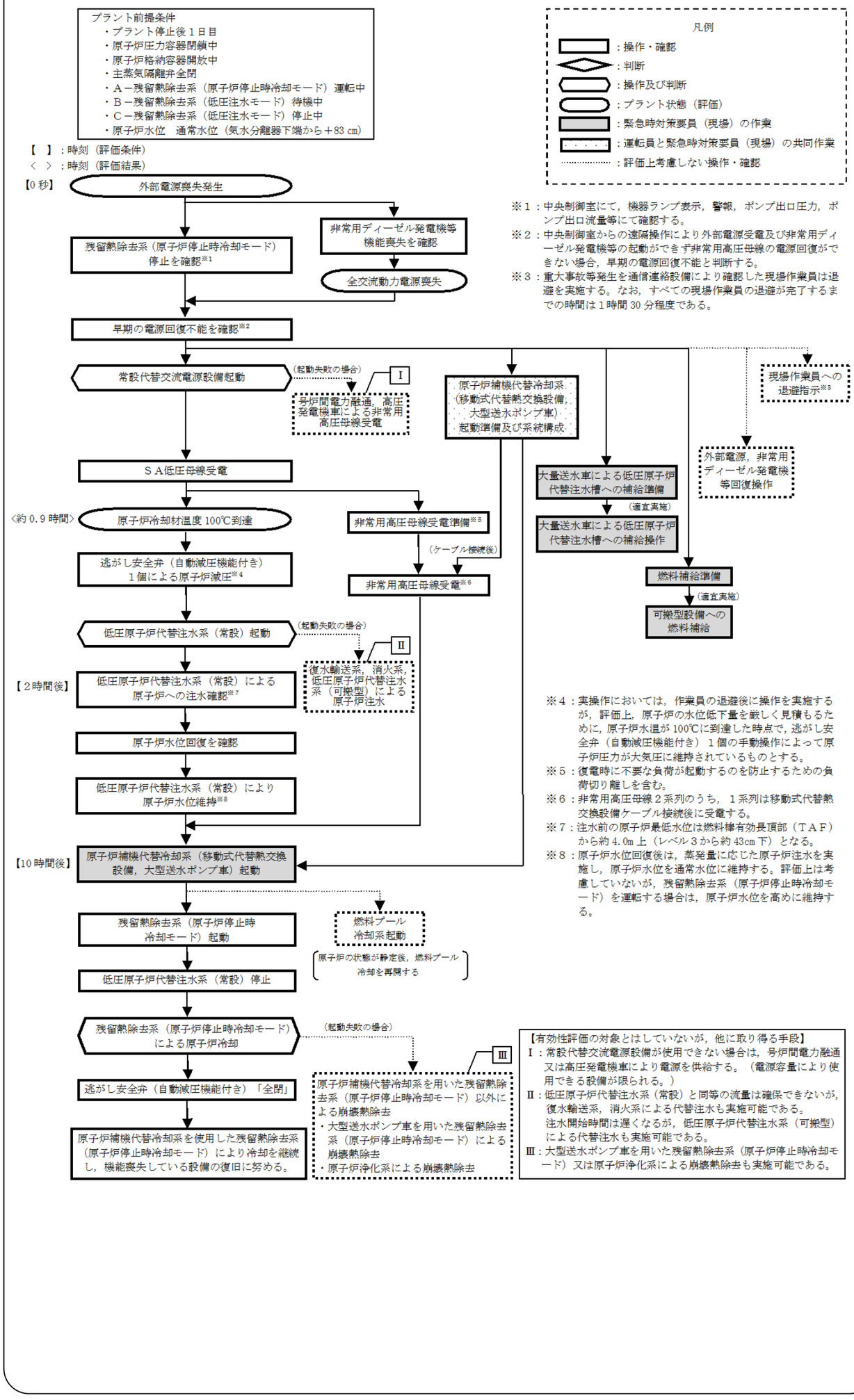
基本的な考え方

運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧原子炉代替注水系（常設）による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，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

対応手順の概要

a．全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認
b．早期の電源回復不能判断及び対応準備
c．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持
d．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
e．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復

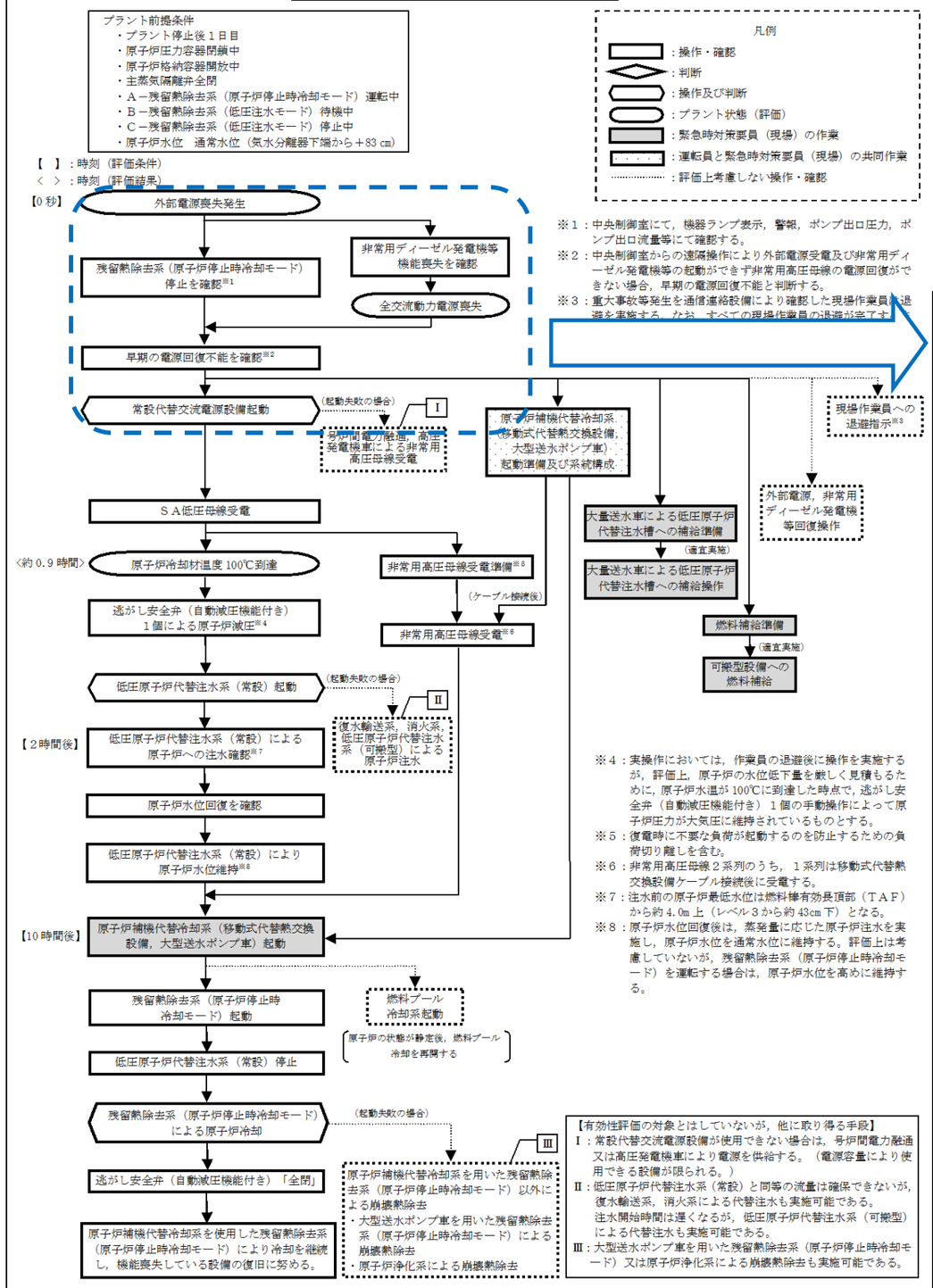
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」
プラント停止時制御「外部電源喪失時対応手順」

A

操作補足事項

原子炉運転停止中に外部電源喪失し，事故時操作要領書（徴候ベース）「外部電源喪失時対応手順（ＬＯＰＡ）」を導入する。

「外部電源喪失時対応手順」
非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが失敗する。
ガスタービン発電機を起動する
残留熱除去ポンプの再起動を試みるが，取水機能が喪失しているため起動できず，「残留熱除去機能喪失時対応（ＲＬ）」へ移行する。

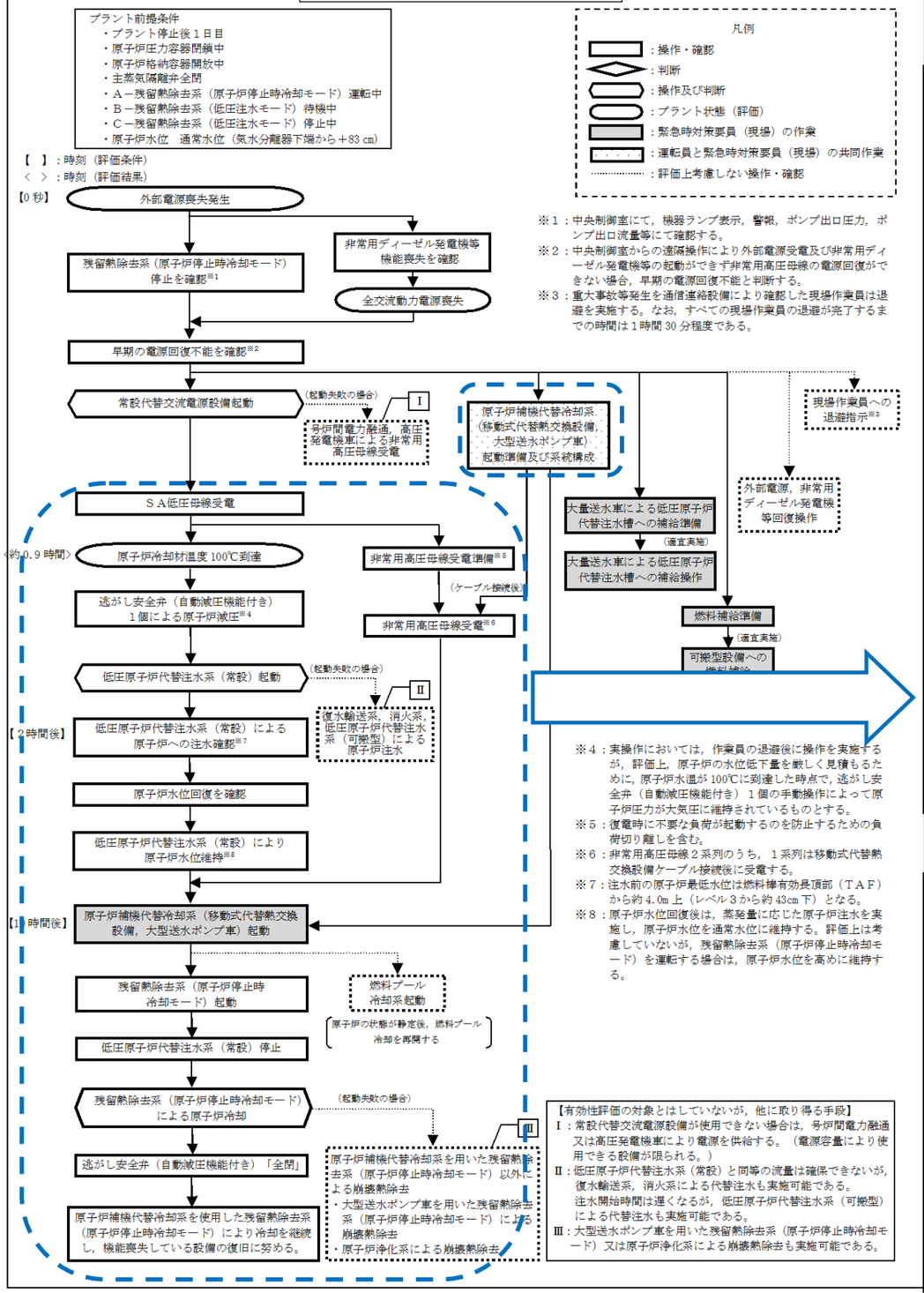
ＡＭ設備別操作要領書

AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」
プラント停止時制御「崩壊熱除去機能喪失時対応手順」

B

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」
プラント停止時制御「外部電源喪失時対応手順」

A

操作補足事項

「崩壊熱除去機能喪失時対応手順」
　取水機能が喪失しているため，原子炉補機代替冷却系を起動準備及び系統構成する。
　除熱機能が喪失しているため，崩壊熱により冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下しているため，低圧原子炉代替注水系（常設）から注水し，原子炉水位を回復させる。
　原子炉補機代替冷却系を起動する。
　残留熱除去ポンプを停止時冷却モードで起動し原子炉を冷却する。
　低圧原子炉代替注水系（常設）からの注水を停止する。
残留熱除去系にて除熱が可能になったため「外部電源喪失時対応手順」へ移行する。

「外部電源喪失時対応手順」
　原子炉水温が低下することを確認

ＡＭ設備別操作要領書

AM 1：「原子炉注水戦略」
・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

AM 8：「代替除熱戦略」
・移動式代替熱交換設備による冷却水確保

原子力災害対策手順書

EHP
・移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（UHSS編）
・大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4.3　原子炉冷却材の流出

特徴

原子炉の運転停止中に，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流出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原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

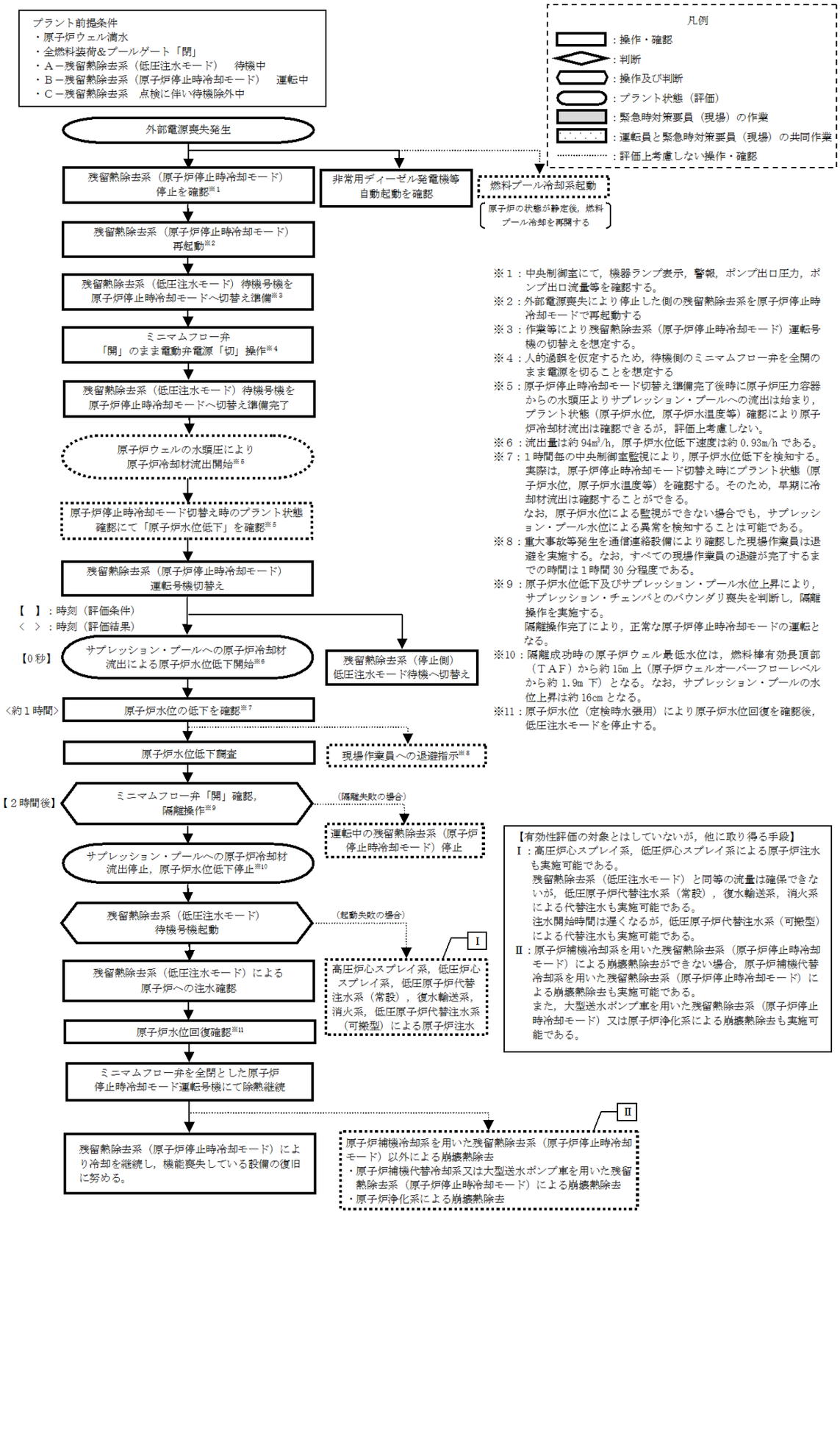
基本的な考え方

原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

対応手順の概要

a．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認
b．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認
c．残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水

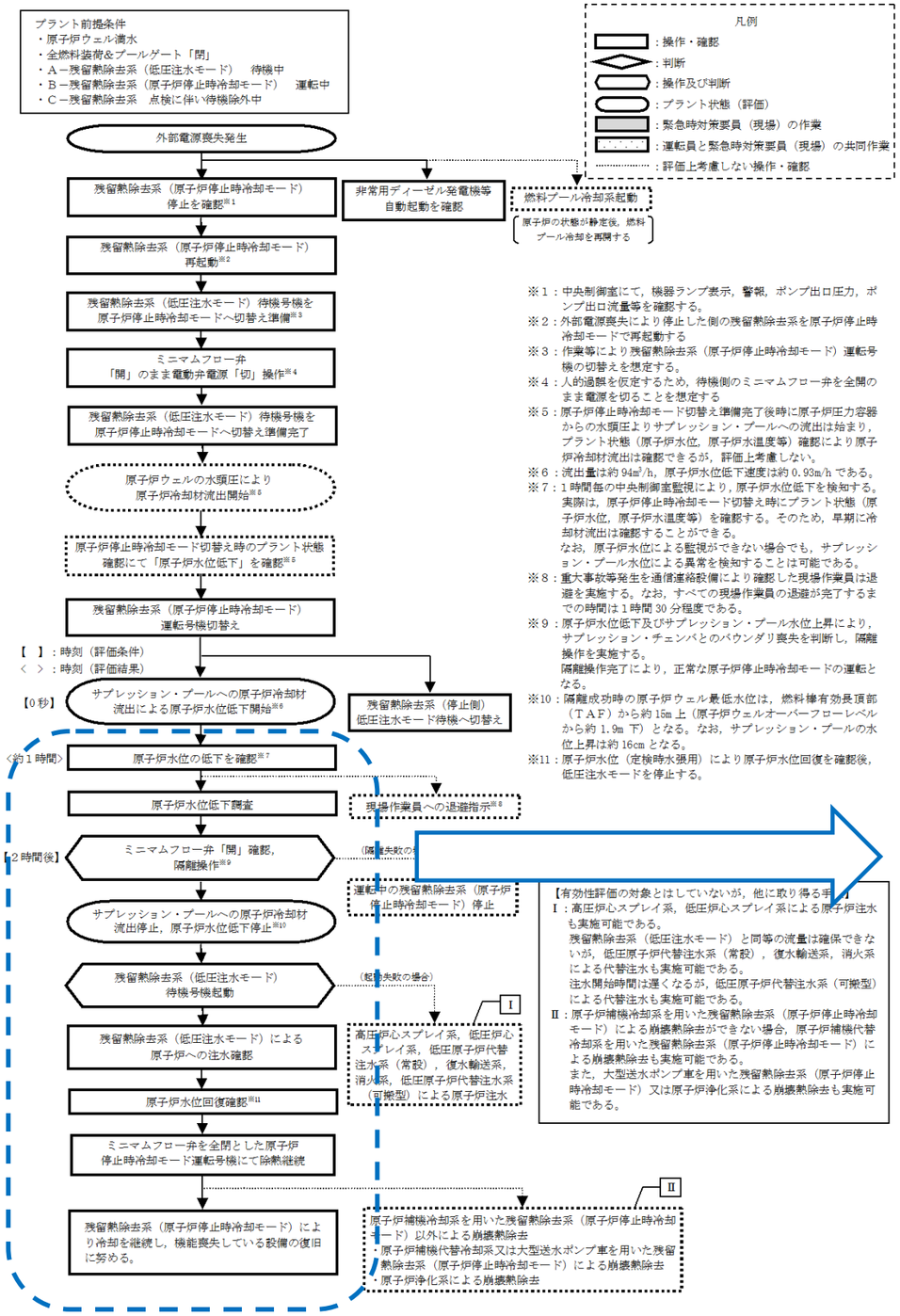
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等を確認する。
※2：外部電源喪失により停止した側の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードで再起動する
※3：作業等により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転号機の切替えを想定する。
※4：人的過誤を仮定するため，待機側のミニマムフロー弁を全開のまま電源を切ることを想定する
※5：原子炉停止時冷却モード切替え準備完了後時に原子炉圧力容器からの水頭圧よりサプレッション・プールへの流出は始まり，プラント状態（原子炉水位，原子炉水温度等）確認により原子炉冷却材流出は確認できるが，評価上考慮しない。
※6：流出量は約 94m³/h，原子炉水位低下速度は約 0.93m/h である。
※7：1時間毎の中央制御室監視により，原子炉水位低下を検知する。
実際は，原子炉停止時冷却モード切替え時にプラント状態（原子炉水位，原子炉水温度等）を確認する。そのため，早期に冷却材流出は確認することができる。
なお，原子炉水位による監視ができない場合でも，サプレッション・プール水位による異常を検知することは可能である。
※8：重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。なお，すべての現場作業員の退避が完了するまでの時間は1時間 30 分程度である。
※9：原子炉水位低下及びサプレッション・プール水位上昇により，サプレッション・チェンバとのバウンダリ喪失を判断し，隔離操作を実施する。
隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。
※10：隔離成功時の原子炉ウェル最低水位は，燃料棒有効長頂部（ＴＡＦ）から約 15m 上（原子炉ウェルオーバーフローレベルから約 1.9m 下）となる。なお，サプレッション・プールの水位上昇は約 16cm となる。
※11：原子炉水位（定検時水張用）により原子炉水位回復を確認後，低圧注水モードを停止する。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」
プラント停止時制御「冷却材喪失時対応手順」

A

操作補足事項

運転停止中に原子炉水位が低下することにより，事故時操作要領書（徴候ベース）「冷却材喪失時対応手順（ＬＯＣＡ）」を導入する。

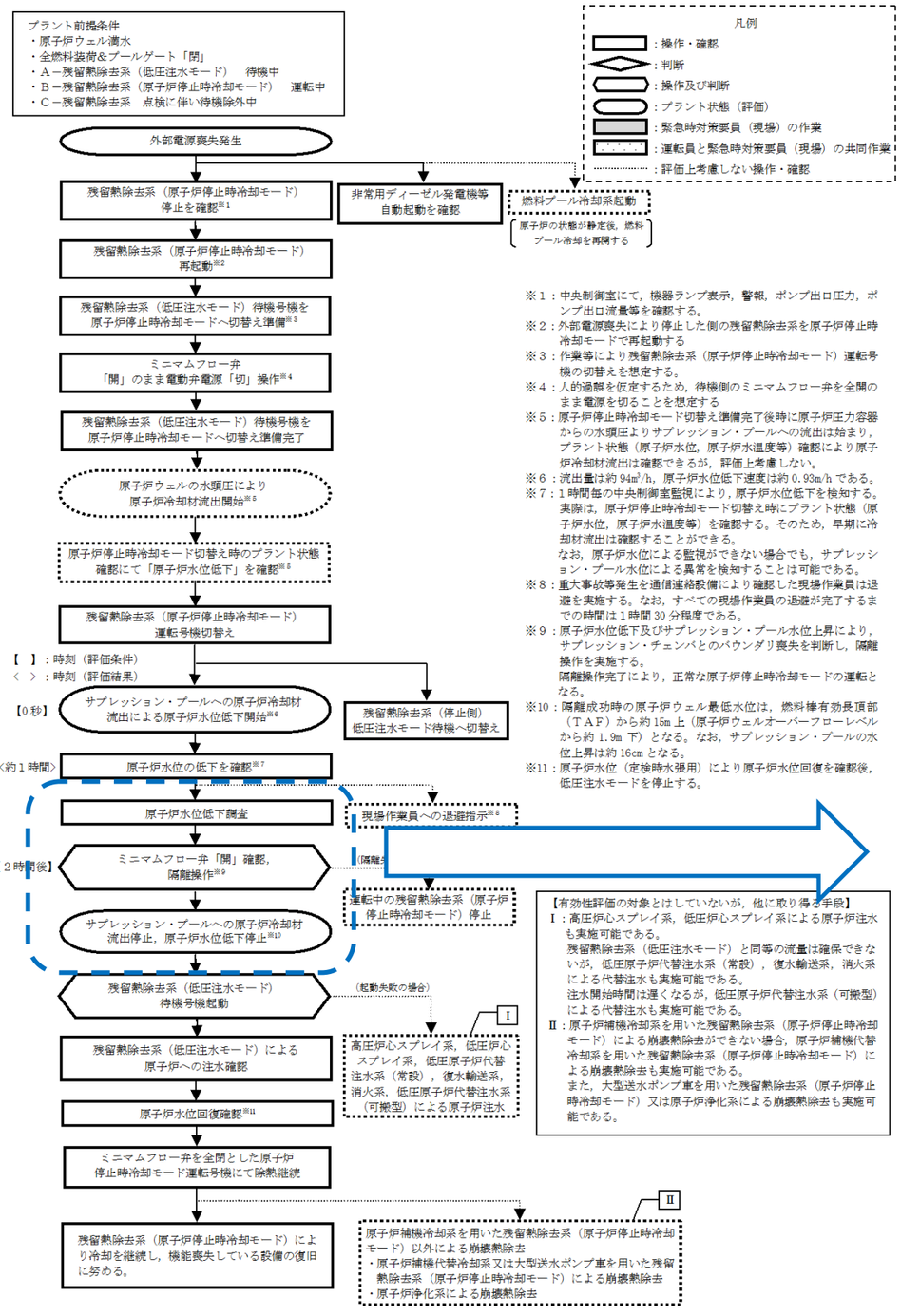
「冷却材喪失時対応手順」
水位低下速度を確認しＣＷＴポンプから原子炉へ注水して原子炉水位が維持可能と判断する。
ＣＷＴポンプの起動ができないため，残留熱除去系を低圧注水モードで起動し原子炉水位を維持する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」
プラント停止時制御「冷却材喪失時対応手順」

A

操作補足事項

「冷却材喪失時対応手順」

漏えい箇所を確認し，原子炉停止時冷却モードで運転中の残留熱除去系のミニマムフロー弁からサプレッション・チェンバに流出していることを確認する。

原子炉停止時冷却モードで運転中の残留熱除去系のミニマムフロー弁を隔離する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添付資料１.０.８

島根原子力発電所２号炉

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の対応について

＜目　次＞

1.　「大津波警報」発表時の対応 1.0.8-1
(1)　津波発生時の対応について 1.0.8-1
ａ．発電所近傍で大きな地震が発生した場合の対応 1.0.8-1
ｂ．大津波警報発表時の対応 1.0.8-1
(2)　体制の整備 1.0.8-2
(3)　その他 1.0.8-2
ａ．海水ポンプの防護対策 1.0.8-2
ｂ．建物の浸水防護対策 1.0.8-2
ｃ．基準津波を超える津波に対する対策 1.0.8-3
2.　火山の影響による降下火砕物の対応 1.0.8-3
(1)　降下火砕物に対する対応について 1.0.8-3
ａ．通常時の対応 1.0.8-3
ｂ．近隣火山の大規模な噴火兆候がある場合 1.0.8-3
ｃ．近隣火山の大規模な噴火が発生した場合又は敷地内に降下火砕物が降り積もる状況となった場合 1.0.8-3
第１表 津波警報・注意報の種類について 1.0.8-5
第１図 気象庁が定める津波予報区 1.0.8-6
第２図 要員の移動経路図 1.0.8-7

島根原子力発電所では,自然災害等の影響によりプラントの原子炉安全に影響を及ぼす可能性がある事象（以下「前兆事象」という。）について，前兆事象として把握できるか，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，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷及び火山の影響を想定する。

本資料では，前兆事象を確認した時点での事前対応の例として「大津波警報」発表時の対応及び火山の影響による降下火砕物の対応について整備する。

1. 「大津波警報」発表時の対応

(1) 津波発生時の対応について

島根原子力発電所では，津波に対して防波壁（ＥＬ15.0m）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，発電所近傍が震源の場合，発生した津波の波高等を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。

ａ．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取水槽水位及び津波監視カメラによる津波の監視を行う。

ｂ．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図に示す発電所を含む区域である「島根県　出雲・石見」区域に対し，第１表に示す発表基準に従い気象庁から大津波警報が発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。

①大津波警報が誤報であった場合。
②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槽水位計による津波の監視を行い，引き波により取水槽水位が-2.0m 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，緊急時警戒体制を発令し，重大事故等に対処する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。

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 10 分で移動ができる。主な移動経路を第２図に示す。

(3)　その他

島根原子力発電所の敷地前面における基準津波の最高水位はＥＬ11.8m と評価しており，防波壁（高さＥＬ15.0m）を越波しないものの，津波に対し，以下の対策を講じている。

ａ．海水ポンプの防護対策

海水ポンプが設置されている取水槽海水ポンプエリアは，取水路，放水路等の経路からの津波の流入を防止する観点で津波防護施設（防水壁（取水槽除じん機エリア）），浸水防止設備（取水槽床ドレン逆止弁等）を設置する。

ｂ．建物の浸水防護対策

タービン建物内で地震により海水系配管が破損し，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（原子炉建物，廃棄物処理建物等）への浸水を防止する。

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

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

これ以外にも，原子炉補機海水ポンプ及び高圧炉心スプレイ補機海水ポンプを長尺化することにより，引き波時においても，必要な海水を確保できる設計とする。さらに，津波監視カメラ及び取水槽水位計による津波の監視を継続する。

ｃ．基準津波を超える津波に対する対策

基準津波を超える津波に対しても，防波壁（高さＥＬ15.0m）の設置，タービン建物外壁への水密扉の設置，屋外排水路の設置等，更なる信頼性向上の観点から自主的な対策を実施している。

また，取水槽は貯留構造となっており，基準津波を超える引き波に対しても，必要な海水を確保できる設計としている。

2.　火山の影響による降下火砕物の対応

(1)　降下火砕物に対する対応について

島根原子力発電所では，降下火砕物に備え，手順を整備し，以下のとおり段階的に対応することとしている。その体制については火山事象等の自然災害に対し，保安規定に基づく保安管理体制として整備し，その中で体制の移行基準，活動内容についても明確にする。なお，多くの火山では，噴火前に震源の浅い火山性地震の頻度が急増し，火山性微動の活動が始まるため，事前に対策準備が可能である。

ａ．通常時の対応

火山の噴火事象発生に備え，担当箇所は降下火砕物の除去等に使用する資機材等（ショベル，ゴーグル及び防護マスク等）については，定期的に配備状況を確認する。

ｂ．近隣火山の大規模な噴火兆候がある場合

発電所において災害の発生のおそれがあると判断される場合は，原子力防災管理者の指示のもと，担当箇所は，火山情報（火山の位置，噴火規模，風向，降灰予測等）を把握し，監視体制及び連絡体制を強化する。

ｃ．近隣火山の大規模な噴火が発生した場合又は敷地内に降下火砕物が降り積もる状況となった場合

担当箇所は，近隣火山において大規模な噴火が確認された場合又は原子力発電所敷地内で降灰が確認された場合に，関係箇所と協議のうえ，発電所対策本部の設置判断をする。

空調換気設備の取替用フィルタの配備状況を確認するとともに，アクセスルート，屋外廻りの機器，屋外タンク，建物等の降下火砕物の除去のため，発電所内に保管しているホイールローダ，ショベル，マスク等の資機材の配備状況の確認を行う。

プラントの機器，建物等の現在の状態（屋外への開口部が開放されていないか）を確認する。

敷地内に降下火砕物が到達した場合には，降灰状況を把握する。

プラント及び屋外廻りの監視を強化し，アクセスルート，屋外廻りの機器，

屋外タンク，建物等の降下火砕物の除去を行うとともに，空調換気設備のフィルタ差圧を確認し，状況に応じてフィルタの取替え又は清掃等を行う。

なお，降下火砕物の影響により，プラントの原子炉安全に影響を及ぼす可能性がある場合は，原子炉を手動停止する。

第１表　津波警報・注意報の種類について

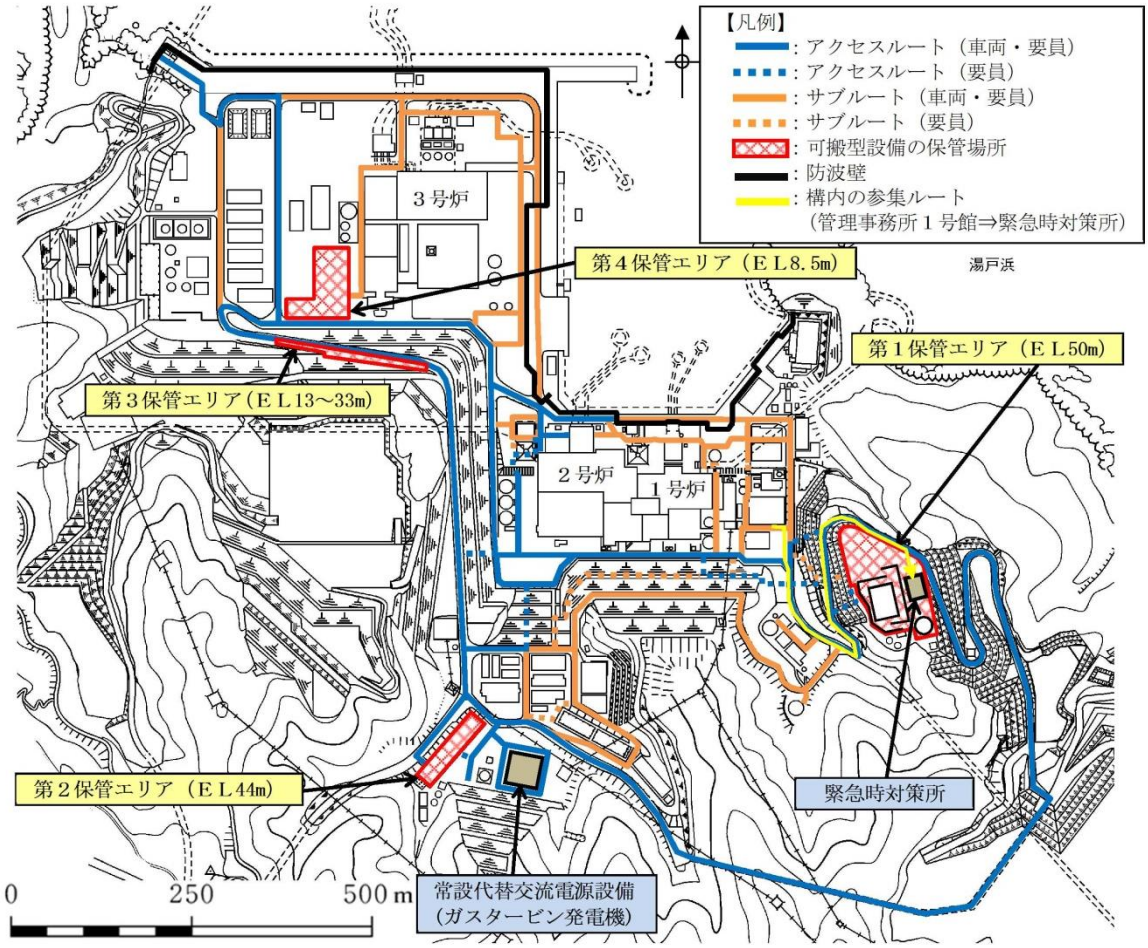
種類	発表基準	発表される津波の高さ		想定される被害と取るべき行動
		数値での発表 （津波の高さ予想の区分）	巨大地震の場合の発表	
大津波警報*	予想される津波の高さが高いところで3mを超える場合。	**10m超** (10m＜予想高さ)	**巨大**	木造家屋が全壊・流失し、人は津波による流れに巻き込まれます。 **沿岸部や川沿いにいる人は、ただちに高台や避難ビルなど安全な場所へ避難してください。**
		10m (5m＜予想高さ≦10m)		
		5m (3m＜予想高さ≦5m)		
津波警報	予想される津波の高さが高いところで1mを超え、3m以下の場合。	**3m** (1m＜予想高さ≦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」



出典：気象庁ホームページ「津波予報区について」

第１図　気象庁が定める津波予報区



第２図　要員の移動経路図

添付資料 1.0.9

島根原子力発電所２号炉

重大事故等対策の対処に係る
教育及び訓練について

＜　目　次　＞

1.　基本となる教育及び訓練　..... 1.0.9－1
(1)　基本教育　..... 1.0.9－1
ａ．防災教育　..... 1.0.9－1
ｂ．アクシデントマネジメント教育　..... 1.0.9－2
(2)　原子力防災訓練　..... 1.0.9－2
ａ．要素訓練　..... 1.0.9－3
ｂ．総合訓練　..... 1.0.9－4
(3)　その他の教育及び訓練　..... 1.0.9－5
2.　運転員に対する教育及び訓練　..... 1.0.9－5
3.　当直（運転員）を除く実施組織に対する教育及び訓練　..... 1.0.9－5
4.　支援組織に対する教育及び訓練　..... 1.0.9－6
5.　教育及び訓練計画の頻度の考え方　..... 1.0.9－6
6.　教育及び訓練の効果の確認についての整理　..... 1.0.9－6
(1)　要員の力量管理並びに教育及び訓練の有効性評価　..... 1.0.9－6
(2)　対応能力の向上　..... 1.0.9－7
7.　実務経験によるプラント設備の習熟　..... 1.0.9－7
8.　協力会社社員の教育及び訓練参加について　..... 1.0.9－7
9.　本社の緊急時対策要員の教育及び訓練について　..... 1.0.9－8

第１表　重大事故等対策に関する教育及び訓練（運転員の主な教育内容）
..... 1.0.9－9
第２表　重大事故等対策に関する教育及び訓練（実施組織（運転員を除く。）
の主な教育内容）　..... 1.0.9－11
第３表　重大事故等対策に関する教育及び訓練（支援組織の主な教育内容）
..... 1.0.9－12
第４表　重大事故等対策に関する主な訓練　..... 1.0.9－13
第５表　教育及び訓練計画の頻度の考え方について　..... 1.0.9－33
第６表　重大事故等に対処する要員の力量管理について　..... 1.0.9－34
第７表　プラント設備の習熟のための保守点検活動　..... 1.0.9－35
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　..... 1.0.9－36
補足２　社外評価に対するフィードバックについて　..... 1.0.9－38
補足３　全交流動力電源喪失（ＳＢＯ）環境下における操作項目の
訓練実績について　..... 1.0.9－39

運転員，緊急時対策要員及び自衛消防隊（以下「重大事故等に対処する要員」という。）は，常日頃から重大事故等時の対応のための教育及び訓練を実施することにより，事故対応に必要な力量の習得を行い，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，島根原子力発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）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。

東京電力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，がれき撤去のための訓練等を必要な時間内に成立することの確認も含め，継続的に実施している。

これらの教育及び訓練は，必要な資機材の運搬，操作手順に従い行うことを基本とし，更に各機器の取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，知識及び技能の向上を図るために定められた頻度，内容で実施し，必要に応じて手順等の改善を図り実効性を高めていくこととしており，教育及び訓練の状況は以下のとおりである。

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

なお，緊急時対策本部の構成は添付資料1.0.10にて定義のとおりで，各要員の役割に応じた教育及び訓練を計画的に実施するが，重大事故等に対処する要員のうち協力会社社員については業務委託契約に基づき実施する。

1.　基本となる教育及び訓練（第１，２，３，４表参照）

運転員及び緊急時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発電用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,発電用原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型重大事故等対処設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に,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総合訓練を年１回以上実施する。

(1)　基本教育（第１，２，３表参照）

ａ．防災教育

緊急事態応急対策等，原子力防災対策活動に関する知識を深めるための教

育を実施している。

・「原子力防災体制，組織及び活動に関する知識」
運転員及び緊急時対策要員に対して，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」
運転員及び緊急時対策要員に対して，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」
緊急時対策要員のうち放射線管理班の要員に対して，測定機器の用途，測定方法，機器の取扱いについて教育する。

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，実施組織となる運転員への教育については勿論であるが，技術支援組織としてシビアアクシデント時に中央制御室での対応をバックアップする緊急時対策要員及び実施組織として現場で活動する緊急時対策要員の知識レベルの向上を図ることも重要である。そのため，重大事故等時の発電用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に資する教育を計画的に行う。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：事故時における発電用原子炉施設の挙動，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)　原子力防災訓練

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

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

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

きることを確認する。

なお，重大事故等対策に使用する資機材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。

原子力防災訓練の具体的な内容について，以下に示す。

ａ．要素訓練（第４表参照）

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

発電用原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型重大事故等対処設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に，実施組織の要員に対し，重大事故等対策に関する教育として手順の内容理解（作業の目的，事故シーケンスとの関係等）や資機材の取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，現場作業にあたる緊急時対策要員が，作業に習熟し必要な作業を確実に完了できるよう，運転員（中央制御室及び現場）と連携して一連の活動を行う訓練を計画的に取り入れる。

要素訓練は，現場操作の指揮，緊急時対策本部との連絡等を行う指揮者，現場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，訓練ごとの訓練対象者全員が原則として実際の設備，活動場所で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。

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

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（汚染防護服，全面マスク）を着用して活動を行う等，悪条件（高線量下，夜間，悪天候（降雨，降雪，強風等）及び照明機能低下等）を想定し，必要な防護具等を着用した訓練も実施する。これらの訓練内容を網羅的に盛り込んだ教育訓練内容を設定することにより，円滑かつ確実な災害対策活動が実施できる要員を継続的に確保する。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，緊急時対策本部が中央制御室の運転員を支援できることを確認している。さらに，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・連絡訓練，緊急被ばく医療訓練，緊急時モニタリング訓練，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緊急時対策本部が総合的に機能することを確認している。

b．総合訓練

組織全体としての力量向上を図るために発電所は年１回以上総合訓練を実施する。各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。本社等と行う総合訓練においては，当社経営層も参加し，緊急時対策本部における活動の指揮命令及び情報収集，並びに他の災害対策本部等との連携についての活動訓練を実施することにより，原子力災害発生時における発電所と本社等のコミュニケーションの強化を図っている。

また，総合訓練では，適宜，オフサイトセンターや自治体等への情報提供等の連携，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，緊急時対策本部との情報連携の訓練や，自治体関係者へプラントの情報を直接説明するために人員を派遣し説明を行う訓練，原子力事業所災害対策支援拠点へ実際に派遣される要員自らが拠点を立ち上げる訓練，他の原子力事業者への連携では発電所が発災した場合の支援本部幹事事業者である九州電力株式会社へ実際に協力要請を行う連携訓練，本社等において社外へのプラントの状況の説明等を行う模擬記者会見訓練等を行っている。

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

また，複数号炉同時被災のシナリオも取り込み，緊急時対策本部の各活動が輻輳しないことも確認している。

訓練に当たっては，事象進展に応じて訓練者が対応手段を判断していくシナリオ非提示型の訓練を実施し，対応能力を強化するとともに，これまでも地震及び津波による外部電源喪失だけでなく，様々な自然災害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。

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

(3)　その他の教育及び訓練

日本原子力発電株式会社内に設置されている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。さらに緊急事態支援組織に緊急時対策要員を定期的に派遣し，遠隔操作が可能なロボットの操作訓練及び保修訓練等を行い操作の習熟を図る。

2.　運転員に対する教育及び訓練（第１，４表参照）

運転員に対する教育及び訓練については，机上教育にて重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため，重大事故等時の発電用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，東京電力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運転員の技術的能力の向上が重要であるとの観点から随時拡充し，実施している。また，重大事故等が発生したときの対応力を養成するため，手順に従った監視，操作において判断に用いる監視計器の故障や動作すべき機器の不動作等，多岐にわたる機器の故障を模擬し，関連パラメータによる事象判断能力，代替手段による復旧対応能力等の運転操作の対応能力向上を図っている。今後も重大事故等時に適切に対応できるよう，シミュレータ訓練を計画的に実施していく。

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

3.　当直（運転員）を除く実施組織に対する教育及び訓練（第２，４表参照）

緊急時対策要員のうち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，重大事故等時の発電用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，発電用原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型重大事故等対処設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に，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

の総合訓練を年１回以上実施する。

4.　支援組織に対する教育及び訓練（第３，４表参照）

緊急時対策要員のうち支援組織の要員に対する教育及び訓練については，机上教育にて支援組織の位置付け，実施組織との連携及び資機材等に関する教育に加え，役割に応じた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。各要員に必要な力量の維持及び向上が図られていない場合は，教育及び訓練内容の改善を速やかに実施する。

(1)　要員の力量管理並びに教育及び訓練の有効性評価

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

・各要員が社内規程に従い，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。併せて，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，その要員を緊急

時対策要員から外し，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「パフォーマンス目標と基準」の評価項目を取り入れた緊急時対策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り返り，反省点，課題等を集約する等，訓練の実施結果を確認し，その中から改善が必要な事項を抽出し，手順，資機材，教育及び訓練計画への反映を行う。

また，ＷＡＮＯ等の社外機関のピアレビューを受け，教育及び訓練を含む取り組みについて，社外の視点での客観的な評価も取り入れている。

7. 実務経験によるプラント設備の習熟（第７表参照）

運転員及び保修部員は，計画的に実施する教育及び訓練の他，実務経験を通じてプラント設備への習熟を図っている。

運転員は，通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき，設備の巡視点検，定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。

保修部員は，設備の点検において，保守実施方法をまとめた手順書に基づき，現場にて，巡視点検，分解機器の状況確認，組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに，作業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，訓練施設にてポンプ，弁設備の分解点検，調整，部品交換等の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。

なお，予備品を用いた原子炉補機海水ポンプ電動機の復旧作業は，協力会社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，訓練施設において予備品の類似機器を用いた分解点検や組立作業訓練等を通じて現場技能向上への取り組みを継続的に実施する。

8. 協力会社社員の教育及び訓練参加について

重大事故等に対処する要員のうち，当社社員以外の協力会社社員は，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，当社が作成した計画に従い必要な教育を受け，当社が実施する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.　本社の緊急時対策要員の教育及び訓練について

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

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

教育名	目的	内容	対象者	時間・頻度
異常時対応訓練 （指揮・状況判断）	異常時に指揮者として適切な指揮，状況判断ができるよう，異常時操作の対応（判断・指揮命令）及び警報発生時の監視項目について理解する	・異常時操作の対応（判断・指揮命令含む。） ・警報発生時の監視項目	当直長，当直副長	３年間で 30 時間以上※２ （他の項目も含む。）
異常時対応訓練 （中央制御室内対応）	異常時に中央制御室において適切な処置がとれるように，警報発生時の対応及び異常時操作の対応について理解する 役割に応じた活動に要する資機材等に関する知識の習得	・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） ・異常時の対応操作（中央制御室）	当直長，当直副長，当直主任，運転士	
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） ・異常時の対応操作（現場操作）	当直長，当直副長，当直主任，運転士，補助運転士	
シミュレータ訓練Ⅰ	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	・運転操作の際の連携訓練 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	当直長，当直副長，当直主任，運転士，補助運転士	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	当直主任，運転士	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	当直長，当直副長	３年間で９時間以上※２

※１：東京電力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：保安規定 保安教育に定められた教育時間

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

教育名	目的	内容	対象者	時間・頻度
防災教育 （原子力防災体制，組織及び活動に関する知識）	発電所員としての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）※1	当直長，当直副長，当直主任，運転士，補助運転士	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	当直長，当直副長，当直主任，運転士，補助運転士	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	当直長，当直副長，当直主任，運転士，補助運転士	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	・シビアアクシデントの概要※1 ・シビアアクシデントの物理現象の概要※1 ・アクシデントマネジメントの概要※1 ・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動の概要※1 ・重大事故等時における体制と役割※1	当直長，当直副長，当直主任，運転士，補助運転士	１回／年
アクシデントマネジメント教育 （応用的知識）	事故時における発電用原子炉施設の挙動，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	・シビアアクシデントの物理現象※1 ・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動 ・具体的なアクシデントマネジメントの手順※1 ・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位	当直長，当直副長	１回／年
総合訓練	想定した原子力災害への対応，各機能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 ・各機能班の連携 ・当直の意思決定 【重大事故等を想定し，上記を実施】※1	当直長，当直副長，当直主任，運転士，補助運転士	１回／年

※１：東京電力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：保安規定 保安教育に定められた教育時間

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

教育名	目的	内容	対象者	頻度
防災教育 （原子力防災体制，組織及び活動に関する知識）	発電所員としての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）※	実施組織 （自衛消防隊を除く。）	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	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	実施組織	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	・シビアアクシデントの概要※ ・アクシデントマネジメント概要※ ・重大事故等時における体制と役割※	実施組織 （自衛消防隊を除く。）	１回／年
アクシデントマネジメント教育 （応用的知識）	事故時における発電用原子炉施設の挙動，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	・シビアアクシデントの物理現象※ ・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動 ・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位	実施組織 （各統括，各班長）	１回／年
総合訓練	想定した原子力災害への対応，各機能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	・各機能班の活動 ・各機能班の連携 ・本部の意思決定 ・総本部との連携 【重大事故等を想定し，上記を実施】※	緊急時対策要員	１回／年

※：東京電力福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容

第３表　重大事故等対策に関する教育及び訓練（支援組織の主な教育内容）

教育名	目的	内容	対象者	頻度
防災教育 （原子力防災体制，組織及び活動に関する知識）	発電所員としての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）※	技術支援組織 運営支援組織	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	技術支援組織 運営支援組織	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	技術支援組織 運営支援組織	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	・シビアアクシデントの概要※ ・アクシデントマネジメント概要※ ・重大事故等時における体制と役割※	技術支援組織 運営支援組織	１回／年
アクシデントマネジメント教育 （応用的知識）	事故時における発電用原子炉施設の挙動，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	・シビアアクシデントの物理現象※ ・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動 ・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位	技術支援組織 （統括，技術班，各班長）	１回／年
総合訓練	想定した原子力災害への対応，各機能や組織間の連携等，組織があらかじめ定められた機能を発揮できることを確認する	・各機能班の活動 ・各機能班の連携 ・本部の意思決定 ・総本部との連携 【重大事故等を想定し，上記を実施】※	緊急時対策要員	１回／年
その他訓練	あらかじめ定められた機能を発揮できるようにするために資機材操作を含めて行い，機能ごとの対応能力向上を図る	・通報・連絡訓練	運営支援組織 （情報管理班，通報班）	１回／年
		・緊急時モニタリング訓練	技術支援組織（放射線管理班）	
		・避難誘導訓練	運営支援組織（支援班）	
		・緊急被ばく医療訓練	技術支援組織（放射線管理班） 運営支援組織（支援班）	

※：東京電力福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した項目

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	原子炉の停止	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「スクラム」（原子炉出力）	運転員	・代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入：１回／年以上
	反応度制御	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「反応度制御」	運転員	・原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制：１回／年以上 ・自動減圧系等の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止：１回／年以上 ・ほう酸水注入：１回／年以上

注１：教育訓練に使用する手順書，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る。以下，第４表において同じ。

注２：「1.19 通信連絡に関する手順等」については，各手順の訓練の中で実際に使用することで習熟していく。以下，第４表において同じ。

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（２／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	高圧原子炉への注水	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「水位確保」等	運転員	・原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却：１回／年以上 ・高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」	運転員	・高圧原子炉代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却：１回／年以上 ・高圧原子炉代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＲＣＩＣによる原子炉注水」	運転員	・原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＳＬＣによる原子炉注水」	運転員	・ほう酸水注入系による進展抑制（ほう酸水注入）：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（３／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	原子炉の減圧	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「減圧冷却」等 ○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－1」	運転員	・手動操作による減圧（逃がし安全弁）：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）」	運転員	・可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ用蓄電池）」	運転員	・主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁機能回復：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作（補助盤室）」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（窒素ガスボンベ）」	運転員	・逃がし安全弁窒素ガス供給系による窒素ガス確保：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＲＶ背圧対策」	運転員	・逃がし安全弁の背圧対策：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「窒素ガスボンベによる主蒸気逃がし安全弁背圧対策」	実施組織 （復旧班員）	
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「二次格納施設制御」等	運転員	・二次格納施設制御：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（４／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	低圧原子炉への注水	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「水位確保」等	運転員	・残留熱除去系（低圧注水モード）による発電用原子炉の冷却：１回／年以上 ・低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却：１回／年以上
		○事故時操作要領書（徴候ベース） 「減圧冷却」等	運転員	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」	運転員	・低圧原子炉代替注水系（常設）による発電用原子炉への冷却：１回／年以上 ・低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」	運転員	・低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉への冷却：１回／年以上 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	
		○AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる原子炉注水」	運転員	・常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＬＰＣＳによる原子炉注水」	運転員	・常設代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧：１回／年以上
	原子炉の除熱	○AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる原子炉除熱」	運転員	・常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（５／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	最終ヒートシンクへの熱輸送	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」	運転員	・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」	運転員	・格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：１回／年以上 ・現場操作による格納容器ベント：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」	運転員	・原子炉補機代替冷却系による除熱：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（ＵＨＳＳ編）」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（電源編）」	実施組織 （復旧班員）	

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（６／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	格納容器内の冷却・減圧・除熱	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 「Ｓ／Ｃ温度制御」 「ＰＣＶ水素濃度制御」 ○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」	運転員	・残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ：１回／年以上
		○事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」	運転員	・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ」	運転員	・格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」	運転員	・格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」	運転員	・残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ：１回／年以上 ・残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（７／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	格納容器内の減圧・除熱	○AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	運転員	・格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」 「大量送水車を使用した送水」 「格納容器フィルタベント系系統構成」	実施組織 （復旧班員）	
		○AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」	運転員	・現場操作による格納容器ベント：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」	運転員	・不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	実施組織 （復旧班員）	
		○AM設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」	運転員	・残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（８／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	原子炉圧力容器への注水	○AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによるペデスタル注水」	運転員	・ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 「大量送水車によるペデスタル注水」	運転員	・格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水：１回／年以上 ・ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	
		○AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」	運転員	・高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＳＬＣによる原子炉注水」	運転員	・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回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」	運転員	・低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」	運転員	・低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（９／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	○原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	実施組織 （復旧班員）	・原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」	運転員	・格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＭＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」 「ＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」	運転員	・水素濃度及び酸素濃度の監視：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１０／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	水素爆発による原子炉建物等の損傷防止	○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「水素」	運転員	・原子炉建物内の水素濃度監視：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１１／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	燃料プールへの注水及びスプレイ	○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	・燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水：１回／年以上 ・燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへのスプレイ：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」 「原子炉建物内ホース展張による燃料プールへの注水及びスプレイ」	実施組織 （復旧班員）	・燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水：１回／年以上 ・燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへのスプレイ：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＦＰ監視カメラ用冷却設備起動」	運転員	・燃料プールの状態監視：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＰＣによる燃料プール除熱」	運転員	・燃料プール冷却系による燃料プールの除熱：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１２／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	発電所外への放射性物質の拡散抑制	○原子力災害対策手順書 「放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制」	実施組織 （復旧班員）	・大気への放射性物質の拡散抑制：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「シルトフェンス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」	実施組織 （復旧班員）	・海洋への放射性物質の拡散抑制：１回／年以上
	消火活動	○原子力災害対策手順書 「放水砲による消火活動」	実施組織 （復旧班員）	・航空機燃料火災への対応：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１３／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	送水	○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	・輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした送水：１回／年以上 ・海を水源とした送水：１回／年以上
	低圧原子炉代替注水槽への補給	○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」	実施組織 （復旧班員）	・輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした補給（淡水／海水）：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」		・海を水源とした補給：１回／年以上
	輪谷貯水槽への補給	○原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」	実施組織 （復旧班員）	・輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への海水補給：１回／年以上
	水源切替	○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」	実施組織 （復旧班員）	・低圧原子炉代替注水槽へ補給する水源の切替え：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」 「大量送水車を使用した送水／補給」		・輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）へ補給する水源の切替え：１回／年以上 ・輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）から海への切替え：１回／年以上
		○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水-2」	運転員	・外部水源から内部水源への切替え（外部水源（低圧原子炉代替注水槽）から内部水源（サプレッション・チェンバへの切替え））：１回／年以上
		○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水-4」		・外部水源から内部水源への切替え（外部水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））から内部水源（サプレッション・チェンバへの切替え））：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１４／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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給電	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」	運転員	・非常用交流電源設備による給電：１回／年以上
	非常用直流電源設備による給電	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「電源復旧」	運転員	・非常用直流電源設備による給電：１回／年以上
	代替交流電源設備による給電	○ＡＭ設備別操作要領書 「ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」	運転員	・常設代替交流電源設備による給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「ガスタービン発電機の現場起動による電源確保」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「高圧発電機車によるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」	運転員	・可搬型代替交流電源設備による給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用したＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」	実施組織 （復旧班員）	
	代替直流電源設備による給電	○ＡＭ設備別操作要領書 「Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）によるＢ－115V 系直流盤受電」 「充電器復旧，中央監視計器復旧」	運転員	・所内常設蓄電式直流電源設備による給電：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＡ用 115V 系蓄電池によるＢ－115V 系直流盤受電」	運転員	・常設代替直流電源設備による給電：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１５／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.14 電源の確保に関する手順等（続き）	代替直流電源設備による給電（続き）	○AM設備別操作要領書 「高圧発電機車によるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電」 「充電器復旧，中央監視計器復旧」	運転員	・可搬型直流電源設備による給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用した緊急用Ｍ／Ｃ電源確保」 「高圧発電機車による直流電源確保時の可搬ケーブルを使用した中央制御室排風機電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」	実施組織 （復旧班員）	
	代替所内電気設備による給電	○AM設備別操作要領書 「ＧＴＧによるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電」 「高圧発電機車によるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電」 「主要弁の電源切替」	運転員	・代替所内電気設備による給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「ガスタービン発電機の現場起動による電源確保」 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用した緊急用Ｍ／Ｃ電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」	実施組織 （復旧班員）	
	燃料の補給	○原子力災害対策手順書 「軽油タンク等を使用したタンクローリへの燃料積載」 「タンクローリから各機器等への給油」	実施組織 （復旧班員）	・燃料補給設備による給油：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１６／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.15 事故時の計装に関する手順等	事故時の計装	○原子力災害対策手順書 「重要計器の監視・復旧」	実施組織 （プラント監視班員）	・他チャンネルによる計測：１回／年以上 ・代替パラメータによる推定：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「可搬型計測器による計測」	運転員	・可搬型計測器による計測：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「重要計器の電源切替」	運転員	・設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「ＳＰＤＳによるパラメータ記録結果の保存」	運営支援組織 （情報管理班員）	・パラメータ記録：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１７／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	中央制御室の居住性の確保	○ＡＭ設備別操作要領書 「ＭＣＲによる居住性確保」	運転員	・ＭＣＲ運転による居住性確保：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「待避室の居住性確保」	運転員	・中央制御室待避室の使用：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「中央制御室の居住性確保」	運転員	・可搬型照明による居住性確保：１回／年以上 ・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：１回／年以上
	運転員等の被ばく低減	○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＧＴによる放射性物質除去」	運転員	・ＳＧＴによる放射性物質の除去：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１８／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.17 監視測定等に関する手順等	放射線量の代替測定	○原子力災害対策手順書 「可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の代替測定」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の代替測定：１回／年以上
	空気中の放射性物質の濃度の代替測定	○原子力災害対策手順書 「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」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・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：１回／年以上
	放射線量の測定	○原子力災害対策手順書 「可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の測定」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の測定：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「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」		・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：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「海上モニタリング測定」		・海上モニタリング測定：１回／年以上
	放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）の測定	○原子力災害対策手順書 「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」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・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：１回／年以上
	海上モニタリング	○原子力災害対策手順書 「海上モニタリング測定」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・海上モニタリング測定：１回／年以上
	気象観測項目の代替測定	○原子力災害対策手順書 「可搬式気象観測装置による気象観測項目の代替測定」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・可搬式気象観測装置による気象観測項目の代替測定：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１９／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	緊急時対策所の居住性の確保	○原子力災害対策手順書 「緊急時対策所空気浄化装置運転」 「緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定」 「緊急時対策所空気ボンベ加圧設備による空気供給準備」 「緊急時対策所空気浄化装置から緊急時対策所空気ボンベ加圧設備への切替」 「緊急時対策所空気ボンベ加圧設備から緊急時対策所空気浄化装置への切替」	実施組織 （復旧班員）	・緊急時対策所空気浄化装置運転：１回／年以上 ・緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定：１回／年以上 ・緊急時対策所空気ボンベ加圧設備による空気供給準備：１回／年以上 ・緊急時対策所空気浄化装置から緊急時対策所空気ボンベ加圧設備への切替：１回／年以上 ・緊急時対策所空気ボンベ加圧設備から緊急時対策所空気浄化装置への切替：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「緊急時対策本部内可搬式エリア放射線モニタ設置手順」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・緊急時対策本部内可搬式エリア放射線モニタ設置：１回／年以上
	必要な指示及び通信連絡	○原子力災害対策手順書 「安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）によるプラントパラメータ等の監視」	実施組織 （プラント監視班員）	・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）によるプラントパラメータ等の監視：１回／年
	代替交流電源設備からの給電	○原子力災害対策手順書 「緊急時対策所用発電機準備」 「緊急時対策所用発電機起動」 「緊急時対策所用発電機の切替」 「緊急時対策所用発電機への燃料給油」 「緊急時対策所用発電機（予備）の切替」	実施組織 （復旧班員）	・緊急時対策所用発電機準備：１回／年以上 ・緊急時対策所用発電機起動：１回／年以上 ・緊急時対策所用発電機の切替：１回／年以上 ・緊急時対策所用発電機への燃料給油：１回／年以上 ・緊急時対策所用発電機（予備）の切替：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（２０／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.0 共通事項	アクセスルートの確保	○原子力災害対策手順書 「ホイールローダを使用したアクセスルート確保」	実施組織 （復旧班員）	・ホイールローダを使用したアクセスルート確保：１回／年以上

第５表　教育及び訓練計画の頻度の考え方について

項目	頻度	教育及び訓練の方針	教育及び訓練の内容
教育訓練の計画	１回／年	・原子炉施設保安規定に基づく社内規程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及び訓練
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，緊急時対策要員の実効性等を確認する。	・緊急時対策要員の実効性等を総合的に確認

第６表　重大事故等に対処する要員の力量管理について

要員	必要な作業	必要な力量	主要な教育及び訓練	主要な効果（力量）の確認方法
緊急時対策要員 ・本部長，各統括	○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 ○的確な指揮 ○各班との連携	○アクシデントマネジメント教育 ○防災教育 ○総合訓練	○防災教育の実施状況，総合訓練の結果から効果（力量）の確認を行う。
緊急時対策要員 ・上記以外の要員	○発電所における災害対策活動の実施 （統括／班長指示による） ○関係箇所への情報提供 ○各班要員の活動状況把握	○所掌内容の理解 ○対策本部との情報共有 ○各班との連携		
運転員	○事故状況の把握 ○事故拡大防止に必要な運転上の措置 ○除熱機能等確保に伴う措置	○確実なプラント状況把握 ○運転操作 ○事故対応手順の理解	○アクシデントマネジメント教育 ○防災教育 ○総合訓練 ○シミュレータ訓練	○事故を収束できること，適切に作業を実施できることをシミュレータ訓練の結果，防災教育等の実施状況から効果（力量）の確認を行う。
実施組織 （運転員除く。）	○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，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	○必要な活動が出来ることを各班機能に応じた要素訓練結果，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。
技術支援組織	○事故拡大防止対策の検討 ○放射線・放射能の状況把握	○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。
運営支援組織	○資材の調達及び輸送 ○社外関係機関への通報連絡	○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７表　プラント設備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基礎等の知識を学んだ後，発電所の運転業務（当直業務）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）を習得する。	力量および教育訓練基本要領
運転員	巡視点検	・巡視点検を１回以上／直で実施。 ・必要により簡易な保守を実施。	運転管理要領
	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。	運転管理要領
保修部員	施設管理	・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。必要に応じて部品取替や計器調整などの作業を実施。	施設管理要領
	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，設備ごとの担当者が分解点検等の現場に立会い，設備の健全性確認を行うとともに，作業の安全管理等を実施。	施設管理要領 調達管理基本要領
	教育訓練	・保修部門配属後，訓練施設において，基本的な設備（調節弁，ポンプ，モータ，手動弁，遮断器，検出器，伝送器，制御器等）の分解点検や組立て及び点検調整等の実習トレーニングを行い，現場技能を習得。 ・ＯＪＴを主体に専門知識の習得を図ることで，技能に堪能な人材を早期に育成。	力量および教育訓練基本要領

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（第１，２表参照）

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

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

第１表　力量評価の例

<table>
<tr><td colspan="2">訓練項目</td><td colspan="2">高圧発電機車による電源確保</td></tr>
<tr><td colspan="2">訓練日時</td><td colspan="2">○年○月○日　○時○分～○時○分</td></tr>
<tr><td colspan="2">訓練内容</td><td colspan="2">・高圧発電機車の配置，運転
・ケーブル敷設，接続</td></tr>
<tr><td colspan="2">判定基準</td><td colspan="2">○○分以内に高圧発電機車による給電が開始できること。
所要時間：○○分</td></tr>
<tr><td rowspan="4">要員名
個人力量評価</td><td>指揮者</td><td>（所属）　中電　一郎</td><td>合・否</td></tr>
<tr><td rowspan="3">担当者</td><td>（所属）　中電　二郎</td><td>合・否</td></tr>
<tr><td>（所属）　中電　三郎</td><td>合・否</td></tr>
<tr><td>（所属）　中電　四郎</td><td>合・否</td></tr>
<tr><td colspan="2">評価者</td><td colspan="2">（所属）　中電　太郎</td></tr>
</table>

第２表　力量レベルと力量水準の例

力量レベル	力量水準
指揮者	・作業手順に精通し，現場の指揮・統括ができる。 ・本部と連絡を取りながら，現場進捗状況の説明ができる。 ・本部と連絡を取りながら，プラント状況の理解ができる。
担当者	作業手順に従い作業が実施できる。

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う。その結果,判定基準を満たさない訓練が連続した場合など,必要な力量を有した要員が確保できていないような状況になるおそれがある場合には,教育訓練の実施頻度,内容等を見直すこととする。

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（エクセレンス）の振る舞いを事業者に提供している。各発電所は４年ごと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：要改善事項）として受け，計画的に改善活動を行う。

ＪＡＮＳＩは，ＷＡＮＯと同様の考え方で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。

島根原子力発電所では，2019 年８月 22 日から 2019 年９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 Guideline 等を参考に改善を進め，計画的に改善に取り組んでいる。また， 2017 年 11 月７日から 2017 年 11 月 22 日には，ＪＡＮＳＩピアレビューを受けた。この時に受けたＡＦＩについてもＷＡＮＯピアレビューと同様に，計画的に改善に取り組んでいる。

今後も定期的に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。

補足３

全交流動力電源喪失（ＳＢＯ）環境下における操作項目の訓練実績について

1.　訓練実績

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

これら訓練は操作項目に応じて,

・手順書を用いた机上確認

・シミュレータを用いた対応訓練

・現場にて，操作員が手順に従い対応する訓練（模擬操作を含む。）

により対応している。

2.　ＳＢＯ時を想定した訓練について

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

建物内操作場所のＳＢＯ環境下の模擬は,プラント運転中では安全確保上難しいことから，プラント停止中に実施する訓練として位置付ける。また，操作場所の照明消灯等により暗所を模擬し,暗所でも操作対象弁が分かるよう反射テープを施した弁の模擬操作訓練を行う等，実践的な訓練を行うことで，力量向上に努める。

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

3.　その他

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

第１表　有効性評価シナリオにおける操作項目の訓練実績（令和２年度）

作業項目	作業内容（有効性評価シナリオ）	操作要員（操作場所）	訓練名称，対応する手順書等	訓練内容	訓練頻度	訓練実績 ※1	備考
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成 ・ポンプ起動，注水操作	１回／年・班	21 回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	低圧原子炉代替注水系（常設）注水操作	運転員（中央制御室）					
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（可搬型）系統構成	運転員（現場）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） 大量送水車による原子炉注水	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成	１回／年・班	７回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）準備操作	復旧班員（現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 大量送水車を使用した送水	原子力災害対策手順書を使用し，対応手順を習得。 ・大量送水車の配置，運転 ・ホース敷設，接続	１回／年	２回	
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水操作	復旧班員（現場）					
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）運転	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＲＨＲによる原子炉注水	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成 ・ポンプ起動，注水操作	１回／年・班	７回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	残留熱除去系（低圧注水モード）運転	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：シミュレータ訓練】	訓練シナリオに応じた対応操作を実施。	１回／年・班	—	通常のプラント操作又は事故対応操作のため，個別の操作訓練は行わず，シミュレータ訓練に包含して訓練を実施。
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧原子炉代替注水系　起動操作	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＨＰＡＣによる原子炉注水	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成 ・ポンプ起動，注水操作	１回／年・班	21 回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	運転員（中央制御室）					
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ	格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） 大量送水車による格納容器スプレイ	「格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタル注水」の項の実績に同じ			
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	運転員（現場）					
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作	運転員（中央制御室）					
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作	復旧班員（現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 大量送水車を使用した送水	「低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」の項の実績に同じ			
残留熱除去系による格納容器除熱	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＲＨＲによる格納容器除熱 （ＡＭ設備別操作要領書） ＲＣＷ／ＲＳＷによる冷却水確保	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成 ・ポンプ起動，除熱操作	１回／年・班	７回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練（サプレッション・プール水冷却モード）を実施。
	残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動操作	運転員（中央制御室）					
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：シミュレータ訓練】	訓練シナリオに応じた対応操作を実施。	１回／年・班	—	通常のプラント操作又は事故対応操作のため，個別の操作訓練は行わず，シミュレータ訓練に包含して訓練を実施。
	残留熱除去系運転モード切替え操作	運転員（中央制御室）					

作業項目	作業内容（有効性評価シナリオ）	操作要員（操作場所）	訓練名称，対応する手順書等	訓練内容	訓練頻度	訓練実績※1	備考
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＲＨＲによる原子炉除熱	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成 ・ポンプ起動，除熱操作	１回／年・班	—※2	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成	運転員（現場）					
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動	運転員（中央制御室）					
	原子炉冷却材温度調整	運転員（中央制御室）					
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：シミュレータ訓練】	訓練シナリオに応じた対応操作を実施。	１回／年・班	—	通常のプラント操作又は事故対応操作のため，個別の操作訓練は行わず，シミュレータ訓練に包含して訓練を実施。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成	運転員（現場）					
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動	運転員（中央制御室）					
	原子炉冷却材温度調整	運転員（中央制御室）					
	残留熱除去系運転モード切替え操作	運転員（中央制御室）					
ＡＴＷＳ時対応	残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）への切替	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （事故時操作要領書（徴候ベース）） 反応度制御等	・ＡＴＷＳ発生時の原子炉停止操作	１回／年・班	７回	
	自動減圧系等の起動阻止	運転員（中央制御室）					
	ほう酸水注入系起動操作	運転員（中央制御室）					
	原子炉水位調整操作	運転員（中央制御室）					
原子炉急速減圧操作	原子炉急速減圧操作	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：シミュレータ訓練】	訓練シナリオに応じた対応操作を実施。	１回／年・班	—	通常のプラント操作又は事故対応操作のため，個別の操作訓練は行わず，シミュレータ訓練に包含して実施。
ＩＳ－ＬＯＣＡ時対応	原子炉注水操作	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （事故時操作要領書（徴候ベース）） 二次格納施設制御等	・ＩＳ－ＬＯＣＡ発生時の対応操作 ・ＲＨＲ注水弁隔離操作（移動，弁手動閉操作（模擬）） ・耐熱服，酸素呼吸器等の放射線防護具装着	１回／年・班	７回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	原子炉急速減圧操作	運転員（中央制御室）					
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転	運転員（中央制御室）					
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）切替え	運転員（中央制御室）					
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	運転員（中央制御室）					
	残留熱除去系の漏えい停止操作（中央制御室）	運転員（中央制御室）					
	残留熱除去系からの漏えい停止準備操作	運転員（現場）					
	残留熱除去系からの漏えい停止操作（現場操作）	運転員（現場）					
原子炉冷却材流出の停止	原子炉水位回復操作	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （事故時操作要領書（徴候ベース）） 原子炉水位低下調査／漏洩隔離操作	・原子炉水位低下調査（状況把握，対応指示等） ・原子炉水位低下原因の除去（隔離操作（模擬））	１回／年・班	—※2	
	原子炉水位回復操作	運転員（現場）					

作業項目	作業内容（有効性評価シナリオ）	操作要員（操作場所）	訓練名称，対応する手順書等	訓練内容	訓練頻度	訓練実績 ※1	備考
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	格納容器ベント準備操作	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＦＣＶＳによる格納容器ベント	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成 ・ベント操作	１回／年・班	—※2	
	格納容器ベント操作	運転員（中央制御室）					
	格納容器ベント準備操作	復旧班員（現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 格納容器フィルタベント系系統構成	原子力災害対策手順書を使用し，対応手順を習得。 ・系統構成	１回／年	—※2	
低圧原子炉代替注水槽への補給	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）から低圧原子炉代替注水槽への補給	復旧班員（現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 大量送水車を使用した送水／補給	「低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」の項の実績に同じ			
各機器への給油	燃料補給準備	復旧班員（現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 軽油タンク等を使用したタンクローリへの燃料積載 （原子力災害対策手順書） タンクローリから各機器等への給油	原子力災害対策手順書を使用し，対応手順を習得。 ・燃料の抜取・補給 ・ホース接続	１回／年	２回	
	燃料補給作業	復旧班員（現場）					
常設代替交流電源設備対応	常設代替交流電源設備起動操作，受電操作	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＧＴＧによるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・ＧＴＧ起動操作 ・緊急用母線受電操作	１回／年・班	28 回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	常設代替交流電源設備起動操作	運転員（中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・ＧＴＧ起動操作 ・非常用母線受電準備 ・非常用母線受電操作	１回／年・班	28 回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	Ｃ系（Ｄ系）非常用高圧母線受電準備	運転員（中央制御室）					
		運転員（現場）					
	Ｃ系（Ｄ系）非常用高圧母線受電操作	運転員（中央制御室）					
		運転員（現場）					
電源切替え操作	注水弁電源切替え操作	運転員（現場）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） 主要弁の電源切替	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・注水弁等の電源切替	１回／年・班	７回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	計装設備の直流電源切替え操作	運転員（現場）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） 重要計器の電源切替	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・ＳＲＶの電源切替	１回／年・班	７回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	逃がし安全弁用電源切替え操作	運転員（現場）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＳＲＶ駆動源確保（電源切替）	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・ＳＲＶの電源切替	１回／年・班	７回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
所内用蓄電池切替え操作	所内用蓄電池切替え操作	運転員（現場）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） Ｂ１－115Ｖ蓄電池（ＳＡ）によるＢ－115Ｖ系直流盤受電	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・不要負荷の切り離し ・蓄電池切替	１回／年・班	７回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
原子炉補機代替冷却系運転操作	原子炉補機代替冷却系準備操作	運転員（現場）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） 移動式代替熱交換設備による冷却水確保	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成	１回／年・班	14 回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	原子炉補機代替冷却系運転	運転員（中央制御室）					
	原子炉補機代替冷却系準備操作	復旧班員（現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（電源編）	原子力災害対策手順書を使用し，対応手順を習得。 ・ケーブル接続	１回／年	—※2	
	原子炉補機代替冷却系準備操作	復旧班員（現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 移動式代替熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（ＵＨＳＳ編） （原子力災害対策手順書） 大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）	原子力災害対策手順書を使用し，対応手順を習得。 ・移動式代替熱交換設備の設置 ・大型送水ポンプ車の配置，運転 ・ホース敷設，接続	１回／年	—※2	
	原子炉補機代替冷却系運転						

作業項目	作業内容（有効性評価シナリオ）	操作要員 （操作場所）	訓練名称，対応する手順書等	訓練内容	訓練頻度	訓練実績 ※1	備考
残留熱代替除去系による格納容器除熱操作	残留熱代替除去系　準備操作	運転員 （中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＲＨＡＲによる格納容器除熱 （事故時操作要領書（ＳＯＰ）） 注水－２等	ＡＭ設備別操作要領書等を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成 ・ポンプ起動，除熱操作	１回／ 年・班	—※2	
	残留熱代替除去系　運転開始	運転員 （中央制御室）					
	低圧原子炉代替注水系（常設）停止操作	運転員 （中央制御室）					
	ペデスタル代替注水系（可搬型）停止操作	運転員 （中央制御室）					
	残留熱代替除去系運転状態監視	運転員 （中央制御室）					
原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	運転員 （中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＭＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・起動操作	１回／ 年・班	14 回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
格納容器代替スプレイ（可搬型）によるペデスタル注水	格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	運転員 （中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） 大量送水車による格納容器スプレイ （ＡＭ設備別操作要領書） 大量送水車によるペデスタル注水	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成 ・注水操作	１回／ 年・班	７回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）注水操作	運転員 （中央制御室）					
	ペデスタル代替注水系（可搬型）系統構成	運転員 （中央制御室）					
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）準備操作	復旧班員 （現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 大量送水車を使用した送水	「低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」の項の実績に同じ			
	ペデスタル代替注水系（可搬型）注水操作	復旧班員 （現場）					
可搬式窒素供給装置による格納容器内の不活性化	可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給準備	復旧班員 （現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換	原子力災害対策手順書を使用し，対応手順を習得。 ・可搬式窒素供給装置の設置，接続	１回／年	—※2	
	可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給	復旧班員 （現場）					
燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水	燃料プールスプレイ系準備操作	復旧班員 （現場）	【要素訓練】 （原子力災害対策手順書） 大量送水車を使用した送水	「低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」の項の実績に同じ			
	大量送水車による燃料プールへの注水	復旧班員 （現場）					
居住性の確保	非常用ガス処理系　運転確認	運転員 （中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＳＧＴによる放射性物質除去	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成，起動操作	１回／ 年・班	28 回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	中央制御室換気系　起動	運転員 （中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＭＣＲによる居住性確保	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・起動前確認（電源確認等） ・系統構成 ・起動操作，加圧操作	１回／ 年・班	14 回	シミュレータで模擬可能な範囲について実技訓練を実施。
	中央制御室換気系　起動	運転員 （現場）					
	中央制御室換気系　運転モード切替え	運転員 （中央制御室）					
	中央制御室待避室準備	運転員 （中央制御室）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） 待避室の居住性確保	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・準備操作 ・加圧操作	１回／ 年・班	—※2	
	中央制御室待避室準備	運転員 （現場）					

※１：令和２年度の訓練は最新手順を用いていない訓練を含むため，訓練実績は参考として記載。
※２：今後，訓練を計画し，実施する予定。

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

作業項目	作業内容（有効性評価シナリオ）	操作要員 （操作場所）	訓練名称，対応する手順書等	訓練内容	訓練頻度	訓練実績 ※1	備考
ＲＣＩＣ現場起動	—	運転員 （現場）	【運転員教育訓練：重大事故等対策訓練】 （ＡＭ設備別操作要領書） ＲＣＩＣによる原子炉注水	ＡＭ設備別操作要領書を使用し，対応手順を習得。 ・系統構成 ・ポンプ起動，注水操作	１回／ 年・班	—※2	

※１：令和２年度の訓練は最新手順を用いていない訓練を含むため，訓練実績は参考として記載。
※２：今後，訓練を計画し，実施する予定。

添付資料 1.0.10

島根原子力発電所２号炉

重大事故等時の体制について

＜　目　次　＞

1.　重大事故等対策に係る体制の概要 1.0.10-1
(1)　体制の特徴 1.0.10-1
(2)　重大事故等に対処する要員の確保に関する基本的な考え方 1.0.10-2
(3)　重大事故等対策における判断者及び操作者について 1.0.10-2
ａ．判断者の明確化 1.0.10-2
ｂ．操作者の明確化 1.0.10-3
2.　島根原子力発電所における重大事故等対策に係る体制について .. 1.0.10-3
(1)　緊急時対策本部の体制概要 1.0.10-3
ａ．発電所長の役割 1.0.10-3
ｂ．緊急時対策本部の構成 1.0.10-3
ｃ．重大事故等に対処する要員が活動する施設 1.0.10-6
(2)　緊急時対策本部の要員参集 1.0.10-6
ａ．運転員 1.0.10-7
ｂ．発電所内に常駐している緊急時対策要員及び自衛消防隊 1.0.10-8
ｃ．発電所外から発電所に参集する重大事故等に対処する要員 1.0.10-9
ｄ．自衛消防隊 1.0.10-10
(3)　通報連絡 1.0.10-10
(4)　緊急時対策本部内における各機能班との情報共有について 1.0.10-10
ａ．プラント状況，重大事故等への対応状況の情報共有 1.0.10-11
ｂ．指示・命令，報告 1.0.10-11
ｃ．緊急時対策総本部との情報共有 1.0.10-11
(5)　交替要員の考え方 1.0.10-12
(6)　格納容器ベントに伴うプルーム通過前後の体制の移行 1.0.10-12
ａ．プルーム通過前 1.0.10-12
ｂ．プルーム通過中 1.0.10-13
ｃ．プルーム通過後 1.0.10-13
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 1.0.10-13
(1)　緊急時対策総本部 1.0.10-13
ａ．緊急時対策総本部の体制概要 1.0.10-13
ｂ．緊急時対策総本部設置までの流れ 1.0.10-14
ｃ．広報活動 1.0.10-15
(2)　原子力事業所災害対策支援拠点 1.0.10-15
(3)　中長期的な体制 1.0.10-16

第１表　体制の区分と緊急時活動レベル（ＥＡＬ） 1.0.10-17
第２表　本部長不在時の代行順位 1.0.10-18
第１図　島根原子力発電所 原子力防災組織 体制図 （要員参集後） .. 1.0.10-19

第２図　島根原子力発電所 原子力防災組織 体制図（夜間及び休日） 1.0.10-20
第３図　島根原子力発電所 原子力防災組織 体制図（プルーム通過時） 1.0.10-21
第４図　中央制御室運転員の体制（２号炉運転中の場合） 1.0.10-22
第５図　中央制御室運転員の体制（２号炉停止中の場合） 1.0.10-22
第６図　発電所における体制発令と重大事故等に対処する要員の非常招集
..... 1.0.10-23
第７図　要員招集システムによる非常招集連絡 1.0.10-24
第８図　重大事故等発生から格納容器ベントに伴うプルーム通過
前後の重大事故等に対処する要員の動き 1.0.10-25
第９図　重大事故等に対処する要員の非常招集の流れ 1.0.10-26
第 10 図　緊急時対策所における各機能班，緊急時対策総本部との
情報共有イメージ 1.0.10-27
第 11 図　重大事故等時の支援体制（概要） 1.0.10-28
第 12 図　緊急時対策総本部の構成 1.0.10-29
第 13 図　本社における体制発令と緊急時対策要員の非常招集 1.0.10-30
第 14 図　全面緊急事態時の情報発信体制 1.0.10-31
第 15 図　緊急時対策総本部及び原子力事業所災害対策支援拠点の構成 1.0.10-32

別紙１　島根原子力発電所における緊急時対策本部体制と指揮命令及び情報の流れ
..... 1.0.10-33
別紙２　自衛消防隊の体制について 1.0.10-40
別紙３　重大事故等時における重大事故等に対処する要員の動き 1.0.10-46
別紙４　緊急時対策所における主要な資機材一覧 1.0.10-47
別紙５　緊急時対策要員による通報連絡について 1.0.10-48
別紙６　原子力事業所災害対策支援拠点について 1.0.10-50
別紙７　発電所構外からの要員の参集について 1.0.10-52

補足１　２号当直副長又は１号当直主任による運転士への操作指示／確認手順
について 1.0.10-68
補足２　発電所が締結している医療協定について 1.0.10-69

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，所長（原子力防災管理者）は，事象に応じて緊急時警戒体制，緊急時非常体制又は緊急時特別非常体制（以下総称して「緊急時体制」という。）を発令し，発電所長を緊急時対策本部長（以下「本部長」という。）とする緊急時対策本部を設置する。（第１表）

また，発電所における緊急時体制の発令を受けた本社は，本社における緊急時体制を発令し，本社に緊急時対策総本部を設置する。

発電用原子炉施設に異常が発生し，その状況が原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）第十条第一項に該当する事象又は第十五条第一項に該当する事象（以下「原災法該当事象」という。）である場合の通報，体制の発令，対策本部の設置等については，原災法第七条に基づき作成している島根原子力発電所原子力事業者防災業務計画（以下「防災業務計画」という。）に定めている。

防災業務計画には，緊急時対策本部の設置，原子力防災要員を含む緊急時対策要員を置くこと，並びにこれを支援するため緊急時対策総本部を設置することを規定している。これらの組織により全社（全社とは，中国電力株式会社及び中国電力ネットワーク株式会社のことをいい，以下同様とする。）として原子力災害事前対策，緊急事態応急対策，及び原子力災害中長期対策を実施できるようにしておくことで，原災法第三条で求められる原子力事業者の責務を果たしている。

発電用原子炉施設の異常時には，緊急時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。

以下に具体的な重大事故等時の体制について示す。

(1)　体制の特徴

緊急時対策本部は，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し，それぞれの役割分担，指揮命令系統を明確にし，効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

発電所における原子力防災組織は，その基本的な機能として，①意思決定・指揮，②情報収集・計画立案，③復旧対応，④プラント監視対応，⑤対外対応，⑥情報管理，⑦ロジスティック・リソース管理を有しており，①の責任者として本部長が当たり，②～⑦の機能ごとに責任者として「統括」を置いている。さらに，「統括」の下に機能班を配置し，それぞれの機能班に「班長」を置いている。

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

あらかじめ定める要領等に記載された手順の範囲内において，本部長の権限

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

②～⑦の機能を担う必要要員規模は対応すべき事故の様相，また事故の進展や収束の状況により異なるが，プルーム通過の前・中・後でも要員の規模を拡大・縮小しながら円滑な対応が可能な組織とする。

(2) 重大事故等に対処する要員の確保に関する基本的な考え方

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

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

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

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

また，あらかじめ定めた連絡体制に基づき，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）を含めて必要な重大事故等に対処する要員を非常招集できるよう，定期的に連絡訓練を実施する。

(3) 重大事故等対策における判断者及び操作者について

ａ．判断者の明確化

重大事故等対策の判断はすべて発電所にて行うこととし，緊急時対策総本部は全社大での体制にて，発電所で実施される対策活動の支援を行う。

運転員が使用する手順書（以下「運転操作手順書」という。）に従い実施される事故時のプラント対応の判断は，当直副長が行う。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，発電用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，本部長が最終的に判断する。

なお，国及び自治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，緊急時対策総本部長が行う。

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

プラントの同時発災時等において複数号炉での対処が必要な事象が発生した場合，運転操作手順書に従い実施される事故時のプラント対応の判断は，

当直副長が行い，緊急時対策本部は各プラントの状況（プラント監視班）や使用可能な設備（復旧班），事象の進展（技術班）等の状況について戦略会議等で共有し，本部長が対応すべき優先順位の最終的な判断を行う。なお，廃止措置号炉である１号炉については，１号炉の燃料プールに保管されている燃料に対する必要な措置を実施することとなるが，燃料プールの冷却機能を喪失した場合においても，燃料プールの水温が 100℃に到達するのは約 11 日後と評価※しているため，２号炉の対応が優先される。

※ 添付資料 1.0.16「重大事故等時における停止号炉の影響について」による。

b．操作者の明確化

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

ただし，使用目的によっては，相互の手順の完遂により機能を達成する場合があることから，重大事故等対処設備の操作に当たっては，中央制御室と緊急時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. 島根原子力発電所における重大事故等対策に係る体制について

(1) 緊急時対策本部の体制概要

a．発電所長の役割

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

b．緊急時対策本部の構成

(a) 緊急時対策本部

緊急時対策本部は，実施組織及び支援組織に区分される。さらに，支援組織は，技術支援組織及び運営支援組織に区分される。

実施組織は，重大事故等対策を実施する責任者としてプラント監視統括及び復旧統括を配置し，プラント監視統括のもと，プラント監視班及び当直（運転員），復旧統括のもと，復旧班及び自衛消防隊で構成する。

支援組織のうち技術支援組織は，復旧計画の戦略立案及び発電所内外の放射能の状況把握等を行う責任者として技術統括を配置し，技術統括のもと，技術班及び放射線管理班で構成する。

支援組織のうち運営支援組織は，対外対応を行う責任者として広報統括，情報管理を行う責任者として情報統括及び緊急時対策本部の運営を支援する責任者として支援統括を配置し，広報統括のもと，報道班及び対外対応班，情報統括のもと，情報管理班及び通報班，支援統括のもと，支援班及び警備

班で構成する。

各班及び当直にはそれぞれ責任者である班長，当直副長を配置する。

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

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

緊急時対策本部（全体体制）101 名は，当社社員と給水確保，電源確保，燃料確保，アクセスルート確保，放射線管理及び消火対応に当たる協力会社社員（18 名）で構成される。

なお，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，初動対応を行う重大事故等に対処する要員 47 名については，当社社員と給水確保，電源確保，燃料確保，アクセスルート確保，放射線管理及び消火対応に当たる自衛消防隊長及び協力会社社員（18 名）等で構成する。

廃止措置号炉である１号炉は，すべての使用済燃料が１号炉の燃料プールに保管され，十分な期間にわたり冷却された状態であり，対応作業までに時間的な余裕があるため，監視や運転操作対応については，号炉ごとに確立した指揮命令系統のもと，中央制御室に常駐している運転員により対応に当たる。

また，可搬型設備により１号炉の燃料プールへ注水する操作については，平日の勤務時間帯においては発電所内に勤務する緊急時対策要員，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においては，発電所外から参集した緊急時対策要員で２号炉の対応を優先しつつ対応に当たる。

＜実施組織＞

プラント監視統括：事故状況の把握の統括，事故の影響緩和及び拡大防止に必要な運転上の操作への助言

プラント監視班：　当直（運転員）からの重要パラメータの入手，事故対応手段の選定に関する当直（運転員）への情報提供

当直（運転員）：　事故の影響緩和及び拡大防止に係るプラントの運転上の操作

復旧統括：　可搬型設備を用いた対応，不具合設備の復旧及び消火活動の統括

復旧班：　事故の影響緩和及び拡大防止に係る可搬型重大事故等対処設備の準備と操作並びに不具合設備の応急措置のための復旧作業方法の作成及び復旧作業の実施

自衛消防隊：　消火活動

火災発生時には，発電所内に常駐する自衛消防隊（自衛

消防隊長及び初期消火要員）が初期消火活動を実施する。（別紙２）

＜技術支援組織＞

技術統括：　原子炉の運転に関するデータの収集，分析及び評価の統括，原子炉の運転に関する具体的復旧方法，工程等作成の統括，発電所内外の放射線，放射性物質濃度の状況把握に係る測定の統括

技術班：　原子炉の運転に関するデータの収集，分析及び評価，原子炉の事故の影響緩和及び拡大防止に必要な運転に関する技術的措置，原子炉の運転に関する具体的復旧方法，工程等作成

放射線管理班：発電所内外の放射線及び放射性物質濃度の状況把握に係る測定，放射性物質の影響範囲の推定，緊急時対策活動に係る立入禁止措置，退去措置，除染等の放射線管理並びに重大事故等に対処する要員・退避者の線量評価及び汚染拡大防止措置・除染

＜運営支援組織＞

広報統括：　報道機関対応支援，対外対応活動の統括

報道班：　緊急時対策総本部が行う報道機関対応の支援

対外対応班：自治体からの問合せ対応，自治体派遣者の支援

情報統括：　関係機関への通報連絡，情報管理等の統括

情報管理班：情報の収集，共有等

通報班：　関係機関への通報連絡等

支援統括：　緊急時対策本部の運営支援，警備対応の統括

支援班：　緊急時対策本部の運営支援，重大事故等に対処する要員の人員把握，避難誘導，資機材及び輸送手段の確保，救出・医療活動

警備班：　出入り管理及び警備当局対応，緊急車両の誘導

島根原子力発電所における緊急時対策本部体制と指揮命令及び情報の流れについて別紙１に記す。また，原子力防災組織（重大事故等に対処する要員）の体制について第１図～第３図に，中央制御室の運転員の体制を第４図，第５図に，自衛消防隊の体制について別紙２に記す。

(b)　緊急時対策本部設置までの流れ

発電所において，警戒事態該当事象（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，原災法該当事象に至るおそれがある事象），原災法該当事象が発生した場合，所長（原子力防災管理者）はただちに緊急時体制を発令するとともに本社電源事業本部部長（原子力管理）へ報告する。

情報統括は，緊急時対策本部を設置するため，重大事故等に対処する要員

を非常招集する。（第６図）

所長（原子力防災管理者）は，発電所における緊急時体制を発令した場合，速やかに緊急時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，当直長から事象の発生連絡を受けた連絡責任者は，所長（原子力防災管理者）に発生事象の報告を行うとともに，手順書に従い，要員招集システムを用いて重大事故等に対処する要員の非常招集を行う。

ｃ．重大事故等に対処する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，緊急時対策本部における実施組織及び支援組織が関係箇所との連携を図り迅速な対応により事故対応を円滑に実施するために，以下の施設及び設備を整備する。これらは，重大事故等時において，初期に使用する施設及び設備であり，これらの施設又は設備を使用することによって発電用原子炉の状態を確認し，必要な所内外各所へ通報連絡を行い，また重大事故等対処のため夜間においても速やかに現場へ移動する。なお，これらは重大事故等への対応における各班，要員数を踏まえ数量を決定し，原子力防災訓練において，適切に活動を実施できる数量であることを確認している。（別紙３，別紙４）

(a)　支援組織の活動に必要な施設及び設備

重大事故等対応に必要なプラントのパラメータを確認するための安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ），発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワーク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通信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，有線式通信設備，無線通信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可搬型照明設備を整備する。

(2)　緊急時対策本部の要員参集

平日の勤務時間帯に緊急時体制が発令された場合，電話，所内通信連絡設備等にて発電所構内の重大事故等に対処する要員に対して非常招集を行い，緊急時対策本部を設置したうえで活動を実施する。島根原子力発電所では，中長期的な対応も交替できるよう運転員以外の発電所員についてもほぼ全員（約 450 名）が緊急時対策要員であることから，平日の勤務時間帯での要員確保は可能である。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に緊急時体制が発令された場合，要

員招集システムを用いて緊急時対策本部体制を構成する重大事故等に対処する要員に対し非常招集を行うとともに，緊急時対策本部体制が構築されるまでの間については，発電所内に常駐している重大事故等に対処する要員による初動体制を確立し，迅速な対応を図る。

また，平日の勤務時間帯，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の場合においても，重大事故等に対処する要員は，非常招集時，原則緊急時対策所に参集する。

以下，発電所構内の要員数が少なくなる夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）における緊急時体制発令時の体制について記載する。

ａ．運転員

２号炉について，中央制御室の運転員は，当直長１名，当直副長１名，運転士２名，及び補助運転士３名の計７名／直を配置している。（第４図）

２号炉の運転停止中※1については，運転員を５名（第５図）とする。

なお，廃止措置号炉である１号炉は，当直主任１名及び補助運転士１名の計２名／直を配置している。

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

重大事故等時には２号当直副長が，重大事故等対策に係る運転操作に関する指揮・命令・判断を行い，中央制御室で運転操作を行う運転員及び現場で対応する運転員は，２号当直副長の指示のもと重大事故等対策の対応を行うために整備された手順書に従い事故対応を行う。当直長は，適宜，緊急時対策本部のプラント監視班長又は連絡責任者と連携しプラント対応操作の状況を報告する。

２号炉停止中の運転員の数は，２号炉運転中の運転員の数より少ないが，当直内の役割分担及び指揮命令系統は維持される。

なお，廃止措置号炉である１号炉との同時被災時においては，１号炉はすべての使用済燃料が１号炉の燃料プールに保管され，十分な期間にわたり冷却された状態であることから，監視や運転操作対象が１号炉の燃料プールに限定されること及び運転操作指揮を１号炉の当直主任が行うことにより，２号炉の重大事故等の指揮において，情報の混乱や指揮命令が遅れることはない。

当直長は，適宜，緊急時対策本部のプラント監視班長又は連絡責任者と連携しプラント対応操作の状況を報告する。

また，当直主任及び運転士は中央制御室内のプラント操作・監視，現場操作の指示を行い，運転士及び補助運転士は２名以上が１組で現場操作を行う。

なお，運転員の勤務形態は，通常サイクル５班２交替で運用しており，重大事故等時においても，中長期での運転操作等の対応に支障が出ることがないよう，通常時と同様の勤務形態を継続することとしていること及び重大事故の対応に当たっては号炉ごとに完結できるよう，２号炉は中央制御室運転

員２名，現場運転員４名（２人１組で２チーム）の体制を整えていること，また作業に当たり被ばく線量が集中しないよう配慮する運用としていることから，特定の運転員に作業負荷や被ばく線量が集中することはない。

また，１号炉は，当直長（２号炉との兼任）のもと２名の運転員が当直業務を行っており，発電所に緊急時体制が発令された場合，必要に応じて速やかに１号炉の燃料プールに保管されている燃料に対する必要な措置を実施することにより，２号炉との同時被災の場合にも適切に対応できる。具体的には，燃料プール水位の監視を実施するとともに，スロッシングや燃料プールの損傷による水位低下に対し，常設設備等を使用した冷却水補給操作等の必要な措置を実施する。

１号炉の燃料プールへ注水する操作については，発電所外から参集要員が参集した時点で対応に当たる。

ｂ．発電所内に常駐している緊急時対策要員及び自衛消防隊

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）には，発電所内に常駐している緊急時対策所で対応を行う要員５名（意思決定・指揮を行う要員１名，対外対応・情報管理を行う要員４名），現場で対応を行う復旧班要員 28 名（電源確保要員３名，給水確保要員６名，送水確保要員６名，燃料確保要員４名，アクセスルート確保要員２名，自衛消防隊長１名，消防チーム６名），チェンジングエリアの設営等を行う放射線管理要員３名及び中央制御室が機能しない場合に対応を行う運転補助要員２名の合計 38 名を非常招集し，緊急時対策本部の初動体制を確立するとともに，各要員は任務に応じた対応を行う。（第２図）

なお，緊急時対策要員及び自衛消防隊 38 名が発電所内に常駐しており，重大事故等時においても，中長期での緊急時対策所や現場での対応に支障が出ることがないよう，緊急時対策要員及び自衛消防隊は交替で対応可能な人員を確保していること及び重大事故等の対応に当たっては作業ごとに対応可能な要員を確保し，対応する手順において役割と分担を明確化していること，また，作業に当たり被ばく線量が集中しないよう配慮する運用としていることから，特定の現場要員に作業負荷や被ばく線量が集中することはない。

また，廃止措置号炉である１号炉は，すべての使用済燃料が１号炉の燃料プールに保管され，十分な期間にわたり冷却された状態であり，対応作業までに時間的な余裕があるため，監視や運転操作対応については，号炉ごとに確立した指揮命令系統のもと，中央制御室に常駐している運転員により対応に当たる。

また，可搬型設備により１号炉の燃料プールへ注水する操作については，平日の勤務時間帯においては発電所内に勤務する緊急時対策要員，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においては，発電所外から参集した緊急時対策要員で２号炉の対応を優先しつつ対応に当たる。

c．発電所外から発電所に参集する重大事故等に対処する要員

(a)　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，発電所外にいる重大事故等に対処する要員を速やかに非常招集するため，「要員招集システム」,「通信連絡手段」等を活用し，要員の非常招集を行う。（第７図）

松江市内で震度６弱以上の地震が発生した場合には，社内規程に基づき，非常招集連絡がなくても自主的に発電所に参集する。

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

集合場所は，基本的には構外参集拠点（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）とするが，発電所の状況が入手できる場合は，直接発電所へ参集可能とする。

構外参集拠点（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）に参集した重大事故等に対処する要員は，緊急時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９図）

①発電所の状況（発電所への移動が可能なプラント状況かどうか（格納容器ベントの実施見通し），発電所に行くための必要な装備（放射線防護服，マスク，線量計を含む。））

②その他発電所で得られた情報（発電所への移動に関する道路状況等，移動するうえで有益な情報）

③発電所へ移動する人の情報（人数，体調，移動手段（徒歩，車両），連絡先）

(b)　非常招集となる要員

緊急時対策本部（全体体制）については，発電所員約 540 名のうち，約 390 名（令和３年３月現在）が 10km 圏内に在住しており，数時間で相当数の要員の非常招集が可能である。（別紙７）

なお，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等が発生した場合の重大事故等に対処する要員の参集動向（所在場所（準備時間を含む。）～集合場所（情報収集時間を含む。）～発電所までの参集に要する時間）を評価した結果，要員の参集手段が徒歩移動のみを想定した場合かつ，年末年始やゴールデンウィーク等の大型連休であっても，７時間以内に参集可能な重大事故等に対処する要員は150名以上(発電所員約540名の約３割)と考えられる。このことから，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の初動体制の拡大を図り，長期的な事故対応を行うために外部から発電所へ参集する緊急時対策要員（54名※2）は，要員参集の目安としている８時間以内に確保可能であることを確認した。

※2 要員数については，今後の訓練等の結果により人数を見直す可能性がある。

非常招集により参集した重大事故等に対処する要員の中から状況に応じて必要要員を確保し，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の体制から緊急時対策本部の体制に移行する。なお，残りの要員については交替要員として待機させる。

d．自衛消防隊

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に火災が発生した際，発電所に常駐している自衛消防隊長及び初期消火要員による初期消火活動を実施する。

初期消火要員は，常時 10 名以上で編成し，当直長１名，運転員２名，連絡責任者１名，誘導員１名及び消防チーム（初期消火活動を専任とする）６名を配置している。

重大事故等に対処する要員参集後は，自衛消防隊長１名，消防チーム６名に，参集した消火班８名も加わった自衛消防体制を構築する。

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発生した場合には，緊急時対策要員のうち，給水・送水確保要員６名を活用するが，消火活動が終了した時点で，自衛消防隊長の判断により速やかに重大事故等の対応に係る現場操作に戻ることとしている。

上記の体制を構築することにより，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に火災が発生した際にも，重大事故等の対応に影響を及ぼすことがないようにする。（別紙２）

(3)　通報連絡

緊急時体制が発令された場合の通報連絡は情報管理班及び通報班が行うが，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の場合，発電所に常駐している連絡責任者１名，連絡担当者３名の計４名で行うものとし，内閣総理大臣，原子力規制委員会，島根県知事，松江市長，鳥取県知事及びその他定められた通報連絡先に，所定の様式によりＦＡＸを用いて一斉送信することにより，複数地点への連絡を迅速に行う体制とする。（別紙５）

ａ．内閣総理大臣，原子力規制委員会，島根県知事，松江市長及び鳥取県知事に対しては，電話でＦＡＸの着信の確認を行うとともに，その他通報連絡先へもＦＡＸを送信した旨を連絡する。

ｂ．その後，重大事故等に対処する要員の招集で，参集した情報管理班及び通報班の要員確保により，更なる時間短縮を図る。

(4)　緊急時対策本部内における各機能班との情報共有について

緊急時対策本部内における各機能班，緊急時対策総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 10 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プラント監視班が安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び通信連絡設備を用い，当直長又は当直副長からプラント状況を逐次入手し，ホワイトボード等に記載するとともに，主要な情報について緊急時対策本部内全体に共有するため発話する。

②技術班は，ＳＰＤＳデータ表示装置をもとにプラントパラメータを確認し，状況把握，今後の進展予測及び中期的な対応・戦略を検討する。

③各機能班は，適宜，入手したプラント状況，周辺状況，重大事故等への対応状況をホワイトボード等に記載するとともに，適宜ＯＡ機器(パーソナルコンピュータ等)内の共通様式に入力することで，緊急時対策本部内の全要員，緊急時対策総本部との情報共有を図る。

④プラント監視統括，復旧統括は，配下の各機能班の発話，ＳＰＤＳデータ表示装置をもとに全体の状況把握，今後の進展予測・戦略検討に努めるとともに，定期的に配下の各班長に対して，プラント状況，今後の対応方針について説明し，状況認識，対応方針を共有する。

⑤本部長は，定期的に各統括と対外対応を含む対応戦略等を協議し，その結果を本部席から緊急時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情報管理班を中心に，本部長，各統括の発話内容をＯＡ機器内の共通様式に入力し，発信情報，意思決定，指示事項等の情報を更新することにより，情報共有を図る。

ｂ．指示・命令，報告

①各機能班は，各々の責任と権限があらかじめ定められており，本部席での発話や他の機能班から直接聴取，ＯＡ機器内の共通様式からの情報に基づき，自律的に自班の業務に関する検討・対応を行うとともに，その対応状況をホワイトボード等への記載，並びにＯＡ機器内の共通様式に入力することで，緊急時対策本部内の情報共有を図る。また，重要な情報について上司である統括へ報告するが，無用な発話，統括への報告・連絡・相談で緊急時対策本部内の情報共有を阻害しないように配慮している。

②各統括は，配下の各班長から報告を受け，各班長に指示・命令を行うとともに，重要な情報について，適宜本部席で発話することで情報共有する。

③本部長は，各統括からの発話，報告を受け，適宜指示・命令を出す。

④情報管理班を中心に，本部長，各統括の指示・命令，報告，発話内容をＯＡ機器内の共通様式に入力することで，緊急時対策本部内の全要員，緊急時対策総本部との情報共有を図る。

ｃ．緊急時対策総本部との情報共有

緊急時対策本部と緊急時対策総本部の情報共有は，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)　交替要員の考え方

平日の勤務時間帯に緊急時体制が発令された場合，電話，所内通信連絡設備等にて発電所構内の重大事故等に対処する要員に対して非常招集を行う。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の場合，発電所内に宿直している運転員７名及び緊急時対策要員及び自衛消防隊の初動要員38名にて初期対応を実施する（第２図)。それ以外の重大事故等に対処する要員は，要員招集システムにより非常招集される（第７図)。((2)　緊急時対策本部の要員参集　ｃ．発電所外から発電所に参集する重大事故等に対処する要員　参照)

発電用原子炉主任技術者については，重大事故等の発生連絡を受けた後，速やかに緊急時対策本部に駆けつけられるよう，早期に非常招集が可能なエリア（松江市）に発電用原子炉主任技術者又は代行者を１名待機させる。

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設備（衛星電話設備（携帯型）等）を携行することにより，緊急時対策本部からプラントの状況，対策の状況等の情報連絡が受けられるとともに自ら確認することができる。

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

平日の勤務時間帯，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）のいずれの場合も，参集する重大事故等に対処する要員は時間の経過に伴って増加し全体体制の要員数（101名：第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８図，別紙７)。

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

なお，格納容器ベントに伴う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及び中央制御室に合計69名が待機する。

緊急時対策所には，64名（内訳：主要な本部員，統括，班長，発電用原子炉主任技術者等の23名とその交替要員23名，中央制御室から待避４名，現場から待避14名）が待機し，中央制御室待避室には同様に５名（内訳：当直長１名，２号当直副長１名，２号当直主任又は２号運転士１名，２号補助運転士２名）が待機する。なお，プルーム通過中は，現場対応は行わないが，緊急時対策所の各班の機能は維持される（第３図)。

(6)　格納容器ベントに伴う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，プルーム通過前に緊急時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重大事故等に対処する要員を残し，それ以外の重大事故等に対処する要員は事前に原子力事業所災害対策支援拠点等に一時退避する。

中央制御室の運転員は，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待避する。中央制御室で監視に当たる運転員は，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。

b．プルーム通過中

プルーム通過中は，重大事故等の現場対応は実施できないが，緊急時対策所における緊急時対策本部の本部長及び各統括・班長による本部体制及び各班の機能は維持され，ＳＰＤＳデータ表示装置や監視カメラ等を用いてプラント状況や周囲状況の把握及び作業再開後の対応について，緊急時対策所内で議論される。プルーム通過後の作業再開は，可搬式モニタリング・ポスト等の指示が減少に転じ，指示が安定したことをもって判断する。

c．プルーム通過後

プルームの通過が判断され次第，緊急時対策所の空調を緊急時対策所正圧化装置（空気ボンベ）による加圧状態から緊急時対策所空気浄化送風機への切替えを行い，緊急時対策所のチェンジングエリアの運用を再開する。

プルーム通過前に緊急時対策所に待避していた中央制御室の運転員は，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等に退避していた重大事故等に対処する要員を，本部長は緊急時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ことに合わせ，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

発電所において緊急時体制の発令を受けた場合，緊急時対策総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 11 図）

以下に発電所外における体制について示す。

(1)　緊急時対策総本部

a．緊急時対策総本部の体制概要

(a)　社長の役割

社長は，緊急時対策総本部の総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緊急時対策総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，緊急時対策総本部の副総本部長がその職務を代行する。

(b)　緊急時対策総本部の構成

緊急時対策総本部は，原子力部門のみでなく他部門も含めた全社大での体

制にて，重大事故等の拡大防止を図り，事故により放射性物質を環境に放出することを防止するために，特に中長期の対応について緊急時対策本部の活動を支援することとし，事故進展評価及び放射線管理に関する支援の他，緊急時対策本部が事故対応に専念できるよう緊急時対策本部が必要とする資機材や人員の手配・輸送，社内外の情報収集及び災害状況の把握，報道機関への情報発信，原子力緊急事態支援組織等関係機関への連絡，原子力事業所災害対策支援拠点の選定・運営，他の原子力事業者等への応援要請やプラントメーカ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 12 図）

統括班　　：緊急時対策総本部指令の伝達，情報収集，社外関係個所への連絡及び関係官庁等への報告連絡，応急措置の検討，統合原子力防災ネットワークの接続確保，その他緊急時対策総本部運営に関する事項

放射線班　：放射線被ばく状況の把握・推定，原子力災害医療，その他放射線管理に関する事項

技術班　　：事故状況の把握・評価，統括班支援

広報班　　：報道機関対応，お客さまへの広報関係，社外諸団体との折衝

総務班　　：食料等の調達及び宿泊施設の手配，被害申出窓口の開設

警備班　　：警備関係

資材班　　：応急復旧用資機材及び輸送手段の確保，その他必要な物品の調達

労務班　　：従業員・応援者の健康管理，作業服の調達

外部電源復旧班：送電設備被害・復旧状況の把握，送電設備の応急措置・復旧対策の検討，発電所保安用外部電源の送電確保に係る需給運用

通信班　　：保安通信回線の確保

情報システム班：情報共有システムの維持管理

支援班　　：原子力事業所災害対策支援拠点の設営，運営，情報収集，要員の入退域管理，資機材の調達，輸送，その他原子力災害対策活動の後方支援

支援班（東京支社）：中央官庁等対応，原子力規制庁緊急時対応センターへの派遣

地域対応班：原子力防災活動における関係自治体との連携，原子力事業者間協力協定に基づく他電力との防災活動の連携

ｂ．緊急時対策総本部設置までの流れ

発電所において，緊急時体制の発令に該当する事象が発生した場合，所長（原子力防災管理者）はただちに緊急時体制を発令するとともに本社電源事業本部部長（原子力管理）へ報告する。

報告を受けた本社電源事業本部部長（原子力管理）はただちに社長に報告し，社長は本社における緊急時体制を発令する。

本社電源事業本部部長（原子力管理）は，緊急時対策総本部を設置するため，本社緊急時対策要員を非常招集する。（第 13 図）

社長は，本社における緊急時体制を発令した場合，速やかに原子力施設事態即応センターに緊急時対策総本部を設置する。

なお，緊急時対策総本部の要員は，主に広島市内に居住していることから，発電所において大規模な自然災害が発生した場合でも容易に参集できる。

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，原災法第十六条第一項に基づき設置される原子力災害対策本部（全面緊急事態時の場合）と連携することとしており，原子力規制庁緊急時対応センター（ＥＲＣ）及びオフサイトセンターとの情報発信体制を構築し，緊急時対策総本部にて対応を行う。（第 14 図）

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

(2)　原子力事業所災害対策支援拠点

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

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

社長は，発電所における重大事故等対策に係る活動を支援するために，原災法該当事象の通報後，原子力事業所災害対策支援拠点の設営を本社統括班長に指示する。

本社統括班長は，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うえで原子力事業所災害対策支援拠点を指定する。（別紙６）

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

原子力事業所災害対策支援拠点へ派遣された要員は，支援拠点指揮者の指揮の下，それぞれの役割に基づき活動を行う。（第 15 図）

また，事態の長期化による作業員等の増員に伴って増加する放射線管理業務等を行うための追加要員（24 時間対応及び交替要員含む。）については，全社大

からの支援要員で対応することを基本とする。

(3)　中長期的な体制

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

具体的には，プラントメーカ（日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社）及び協力会社等から重大事故等時に現場操作対応等を実施する人員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や設備の補修に必要な予備品等の供給及び人員の派遣等について，協議及び合意のうえ，支援計画を定め，「非常災害発生時における応急復旧の支援に関する覚書」を締結し，重大事故等時に必要な支援が受けられる体制を整備している。

第１表　体制の区分と緊急時活動レベル（ＥＡＬ）

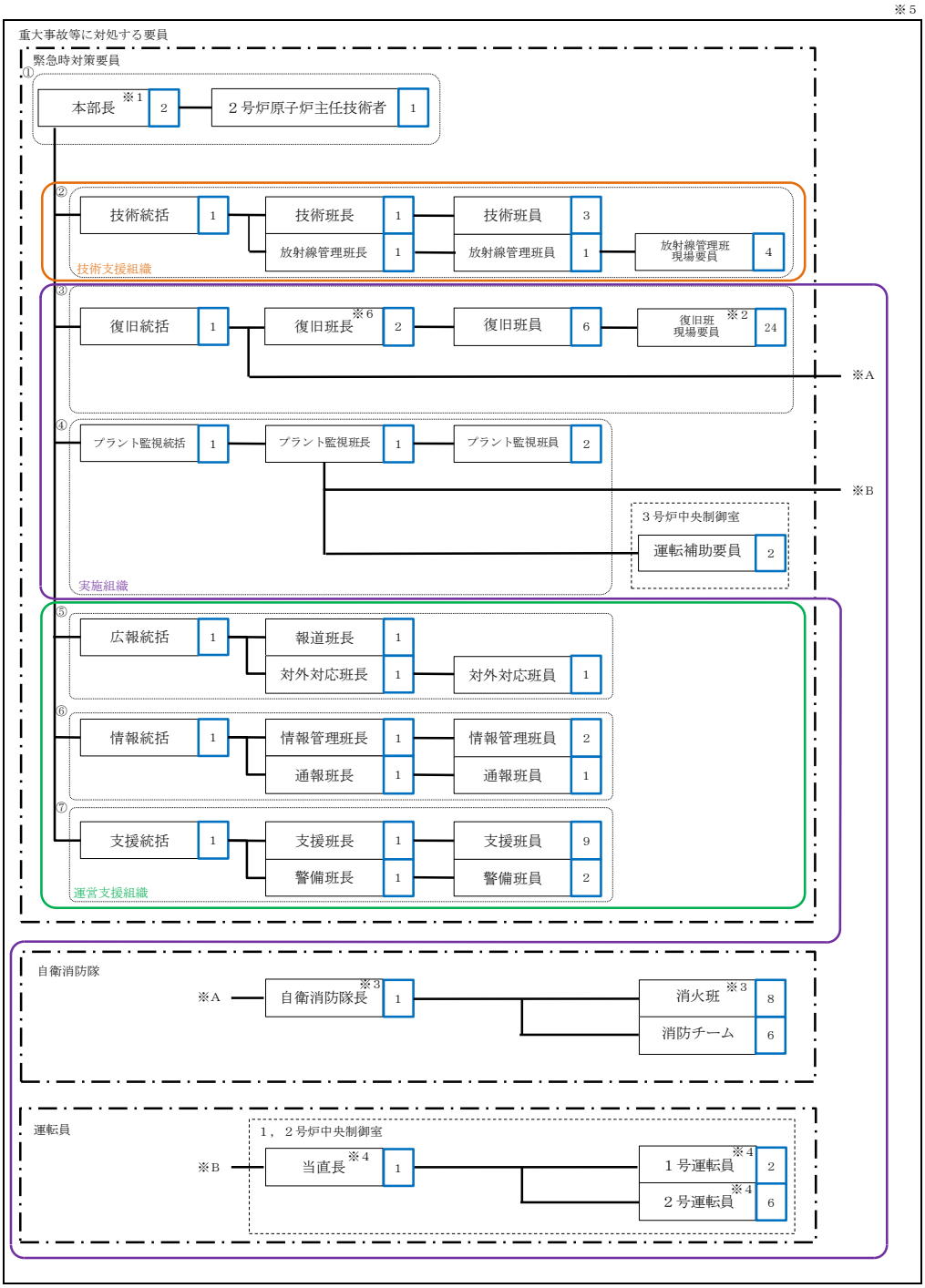
体　制		緊急事態区分	異常・緊急時の情勢	施設状況	事象の種類	
緊急時体制	緊急時警戒体制	警戒事態	原子力防災管理者が指針の警戒事態を判断する規定に基づく連絡基準に該当する事象の発生について報告を受け，又は自ら発見したとき。	その時点では公衆への放射線による影響やそのおそれが緊急のものではないが，原子力施設における異常事象の発生又はそのおそれがあるため，情報収集や，緊急時モニタリングの準備，施設敷地緊急事態要避難者の避難等の防護措置の準備を開始する必要がある事態	○原子力発電所敷地境界付近において 0.22 μSv/h 以上の放射線量が検出された場合 (AL11) 原子炉停止機能の異常又は異常のおそれ (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) 非常用交流高圧母線喪失又は喪失のおそれ (AL29) 停止中の原子炉冷却機能の一部喪失	(AL30) 使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失のおそれ (AL42) 単一障壁の喪失又は喪失のおそれ (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 ○外的な事象による原子力施設への影響
	緊急時非常体制	施設敷地緊急事態 (原災法第十条事象)	原子力防災管理者が原災法第十条第一項の規定及び指針の施設敷地緊急事態を判断する規定に基づく通報基準に該当する事象の発生について報告を受け，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生じたため，原子力施設周辺において緊急時に備えた避難等の主な防護措置の準備を開始する必要がある事態	(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) 非常用交流高圧母線の 30 分間以上喪失	(SE27) 直流電源の部分喪失 (SE29) 停止中の原子炉冷却機能の喪失 (SE30) 使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失 (SE41) 格納容器健全性喪失のおそれ (SE42) ２つの障壁の喪失又は喪失のおそれ (SE43) 原子炉格納容器圧力逃がし装置の使用 (SE51) 原子炉制御室他の一部の機能喪失・警報喪失 (SE52) 所内外通信連絡機能の全ての喪失 (SE53) 火災・溢水による安全機能の一部喪失 (SE55) 防護措置の準備及び一部実施が必要な事象発生
	緊急時特別非常体制	全面緊急事態 (原災法第十五条事象)	原子力防災管理者が原災法第十五条第一項の規定に基づく原子力緊急事態宣言発令の基準及び指針の全面緊急事態を判断する規定に基づく通報基準に該当する事象の発生について報告を受け，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が高い事象が生じたため，重篤な確定的影響を回避し又は最小化するため，及び確率的影響のリスクを低減するため，迅速な防護措置を実施する必要がある事態	(GE01) 敷地境界付近の放射線量の上昇 (GE02) 通常放出経路での気体放射性物質の放出 (GE03) 通常放出経路での液体放射性物質の放出 (GE04) 火災爆発等による管理区域外での放射線の異常放出 (GE05) 火災爆発等による管理区域外での放射性物質の異常放出 (GE06) 施設内(原子炉外)での臨界事故 (GE11) 全ての原子炉停止操作の失敗 (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) 非常用交流高圧母線の１時間以上喪失 (GE27) 全直流電源の５分間以上喪失 (GE28) 炉心損傷の検出 (GE29) 停止中の原子炉冷却機能の完全喪失 (GE30) 使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失・放射線放出 (GE41) 格納容器圧力の異常上昇 (GE42) ２つの障壁喪失及び１つの障壁の喪失又は喪失のおそれ (GE51) 原子炉制御室他の機能喪失・警報喪失 (GE55) 住民の避難を開始する必要がある事象発生

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

第２表　本部長不在時の代行順位

代行順位	役職
1	副所長（技術全般）
2	副所長（３号試運転）
3	技術部長
4	保修部長
5	発電部長
6	廃止措置・環境管理部長
7	保修部課長（保修管理）
8	保修部課長（保修技術）
9	保修部課長（ＳＡ工事プロジェクト）
10	保修部課長（電気）
11	保修部課長（計装）
12	保修部課長（原子炉）
13	保修部課長（タービン）
14	保修部課長（３号電気）
15	保修部課長（３号機械）

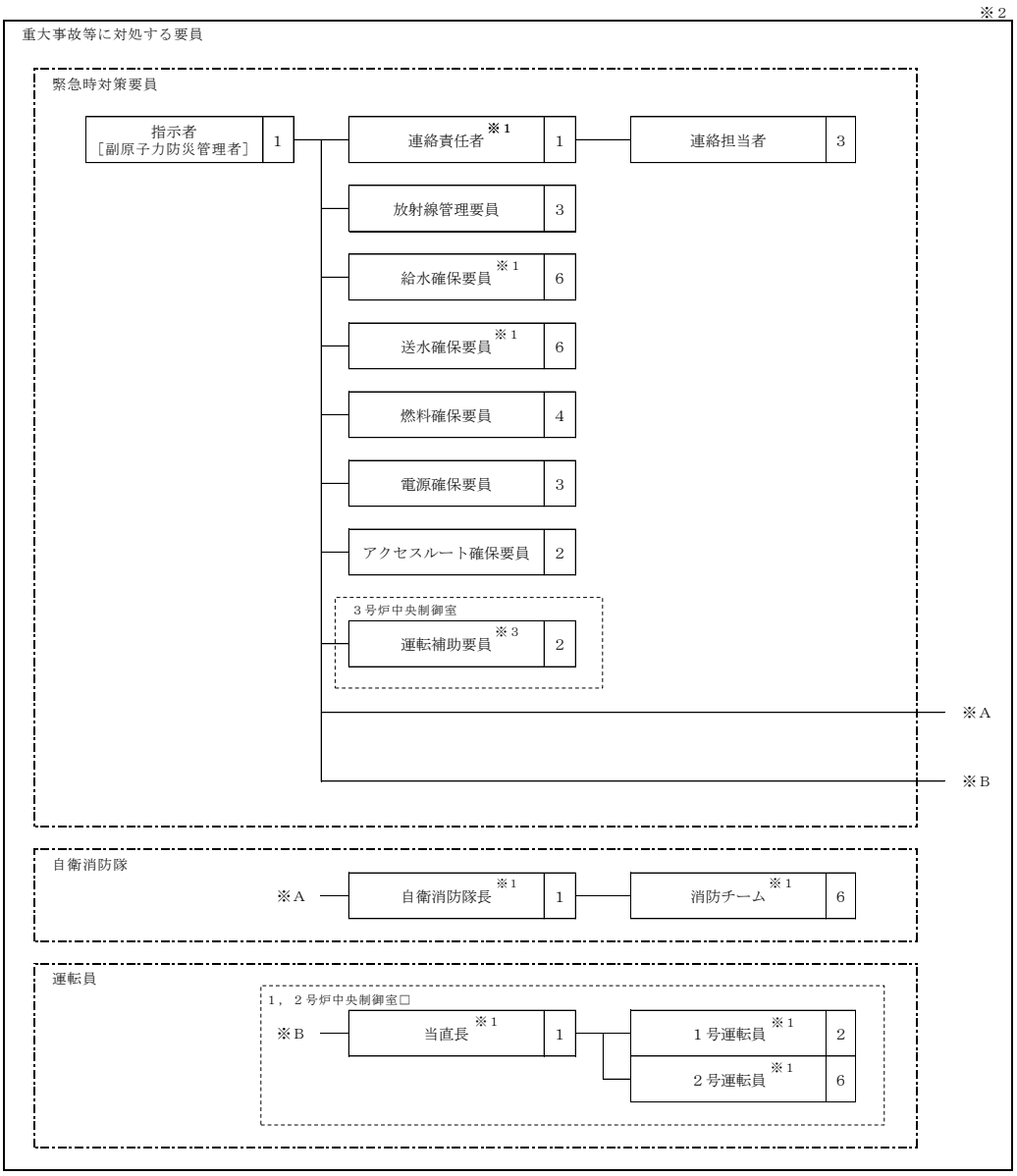
※　役職については，組織見直し等により変更される場合がある。



※1　本部員含む。
※2　役割に応じたチームを編成する。
※3　火災発生時以外は復旧班員として活動を行う。
※4　火災発生時は自衛消防隊として活動を行う。
※5　1，2号炉含め本体制にて対応するが，1号炉については必要な措置を講じるまでに時間的余裕があるため，2号炉対応を優先する。
※6　復旧班長2名のうち1名が，1号復旧対応を実施する際に，必要な指示を実施する。
□　は人数を示す

①：意思決定・指揮
②：情報収集・計画立案
③：復旧対応
④：プラント監視対応
⑤：対外対応
⑥：情報管理
⑦：ロジスティック・リソース管理

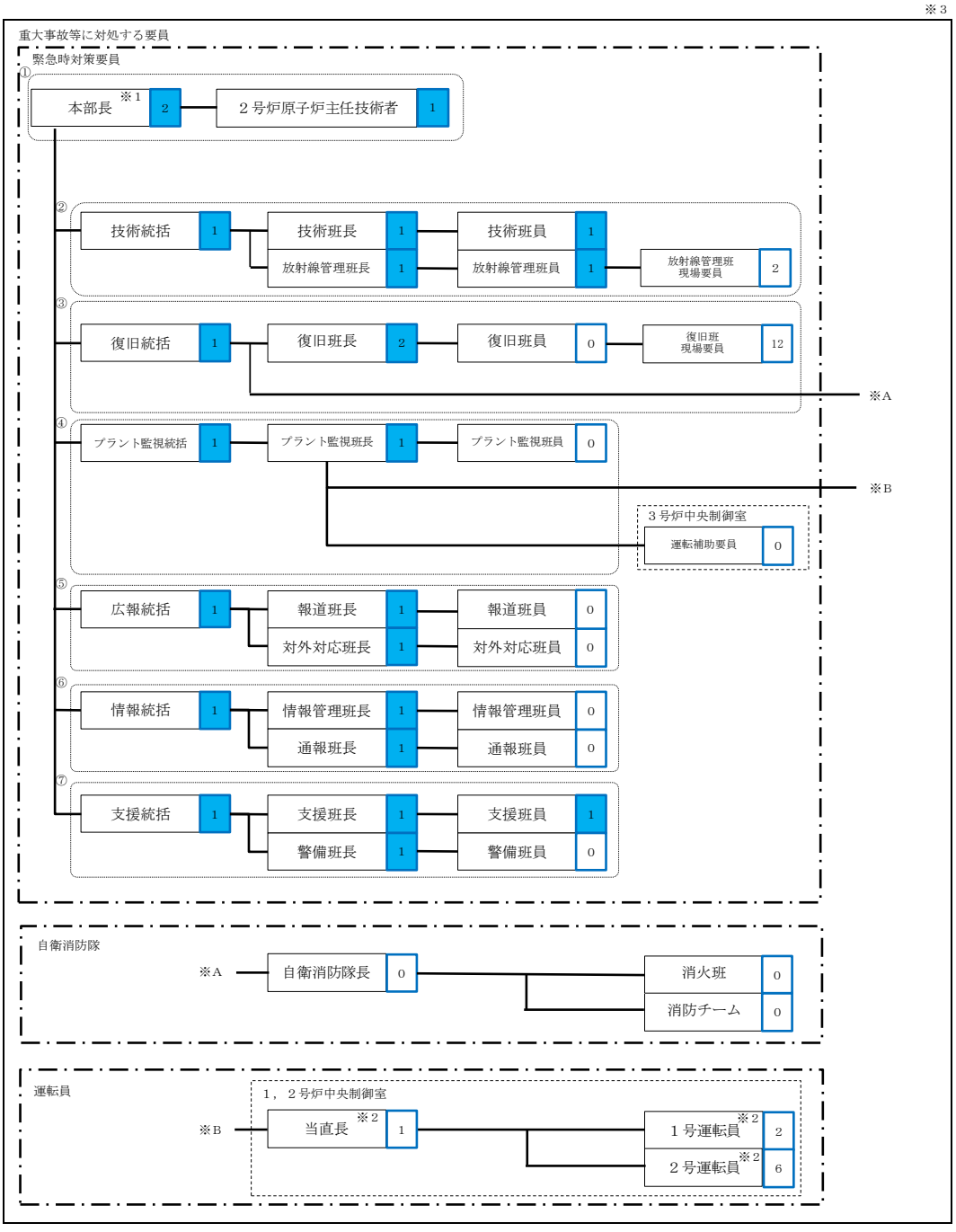
第1図　島根原子力発電所　原子力防災組織　体制図（要員参集後）



合計：４７名

※１　火災発生時は自衛消防隊として活動を行う。
※２　１，２号炉含め本体制にて対応するが，１号炉については必要な措置を講じるまでに
　　時間的余裕があるため，２号炉対応を優先する。
※３　故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生により，１，２号炉中央制御室
　　（運転員を含む。）が機能しない場合に活動を期待する要員。

第２図　島根原子力発電所　原子力防災組織　体制図（夜間及び休日）

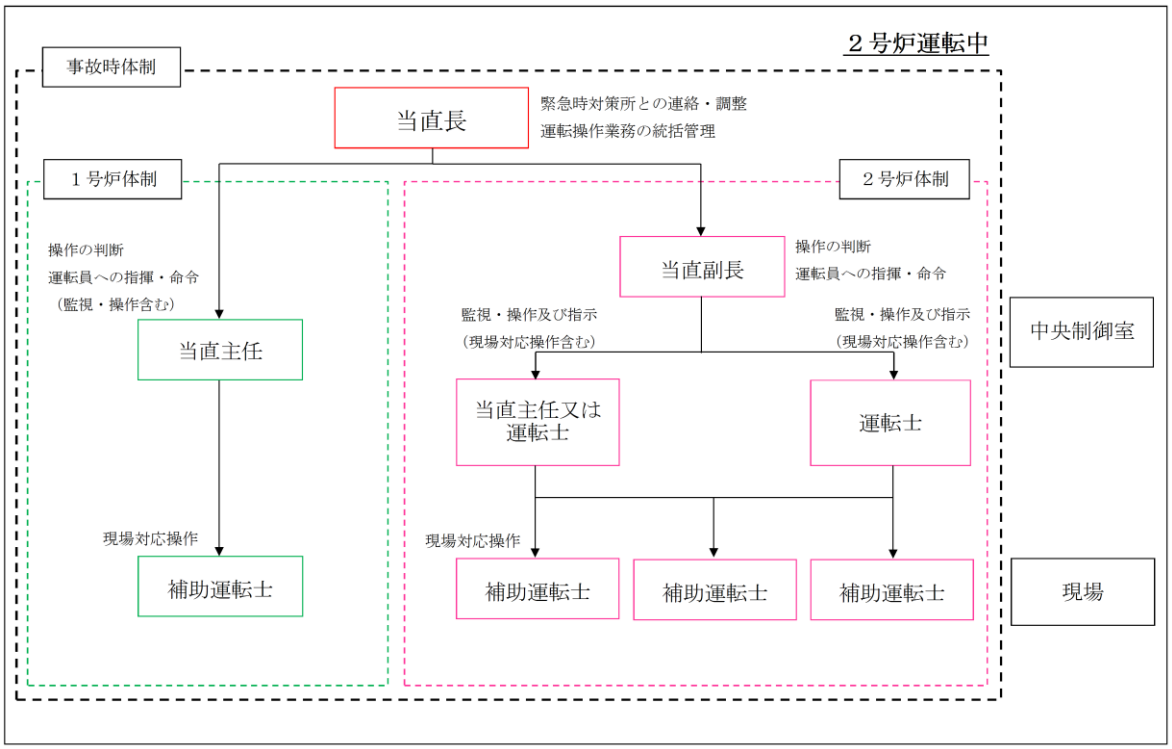


合計：６９名

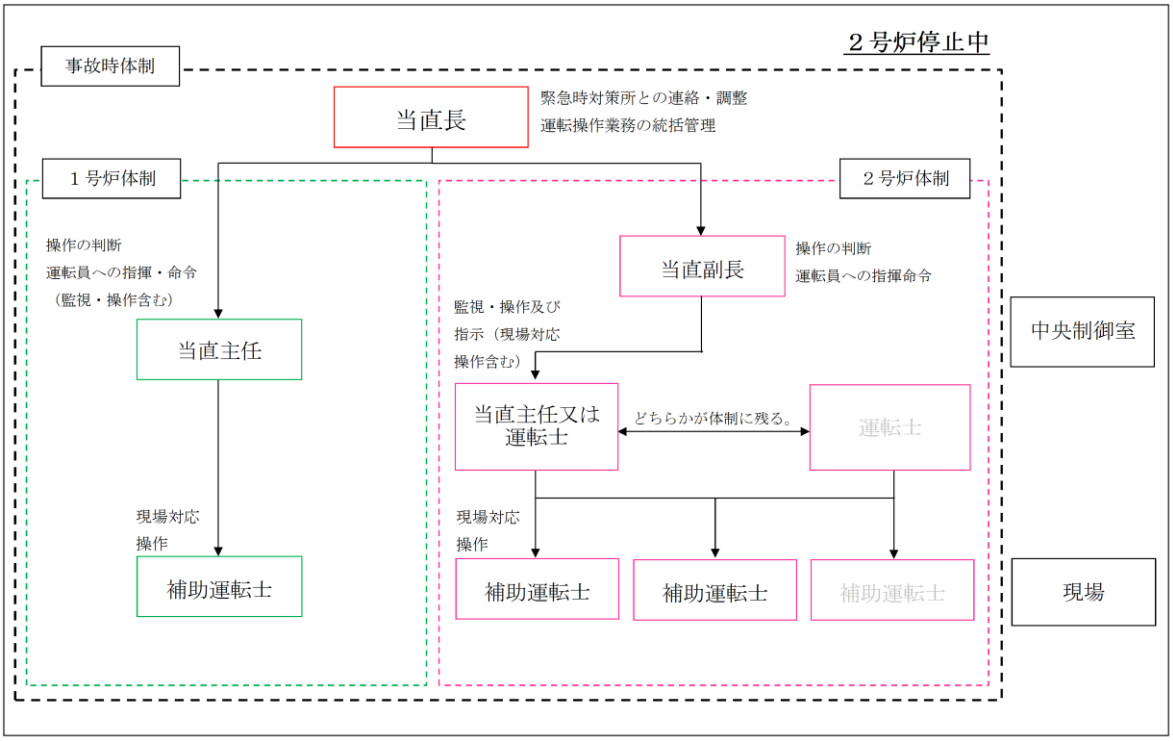
※1　本部員含む。
※2　プルーム通過時，中央制御室待避室に当直長１名及び２号運転員４名がとどまり，１号運転員２名と２号運転員２名は，緊急時対策所に待避する。
※3　１，２号炉含め本体制にて対応するが，１号炉については必要な措置を講じるまでに時間的余裕があるため，２号炉対応を優先する。
□ は人数を示す
■ は交替要員あり

①：意思決定・指揮
②：情報収集・計画立案
③：復旧対応
④：プラント監視対応
⑤：対外対応
⑥：情報管理
⑦：ロジスティック・リソース管理

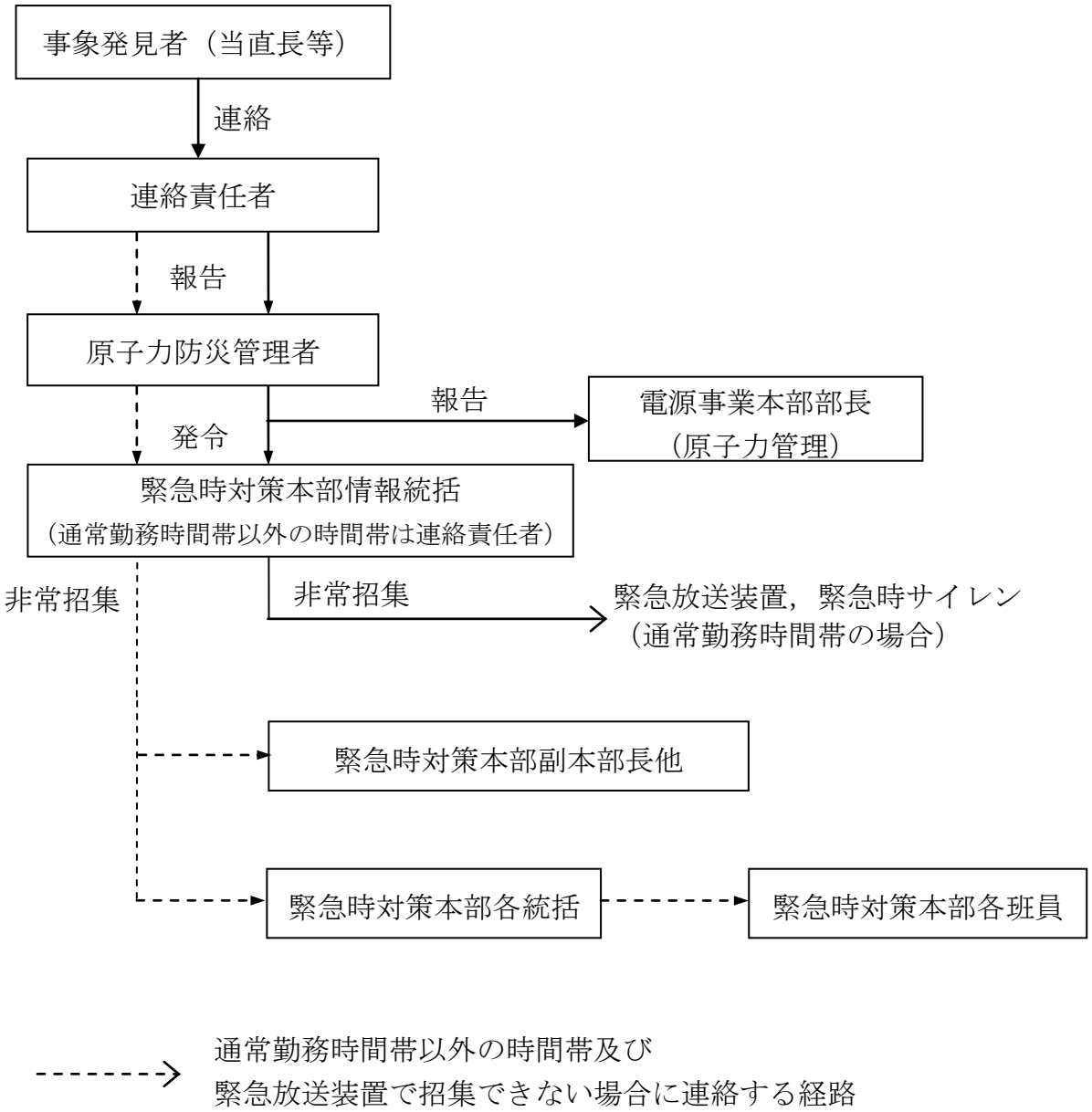
第３図　島根原子力発電所　原子力防災組織　体制図（プルーム通過時）



第４図　中央制御室運転員の体制（２号炉運転中の場合）



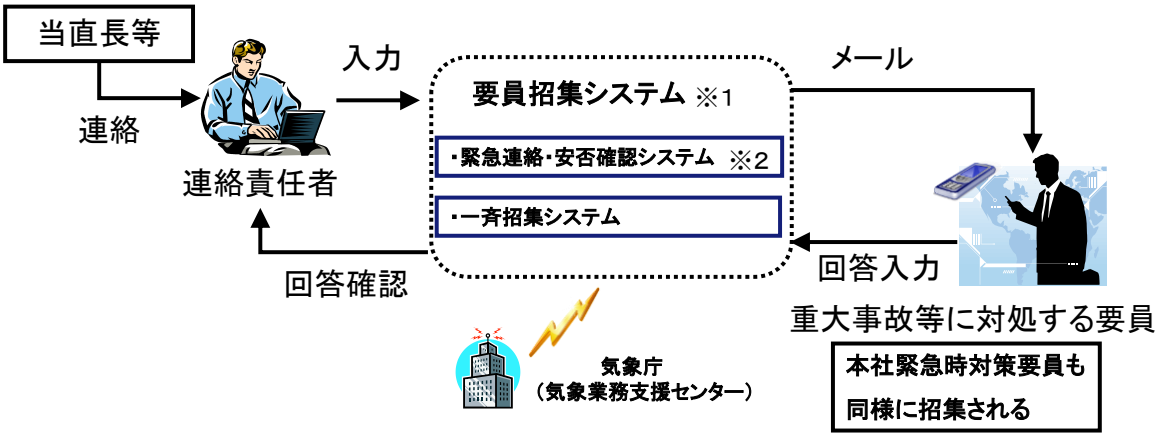
第５図　中央制御室運転員の体制（２号炉停止中の場合）



第６図　発電所における体制発令と重大事故等に対処する要員の非常招集

■ 要員招集システムによる対応要員の招集

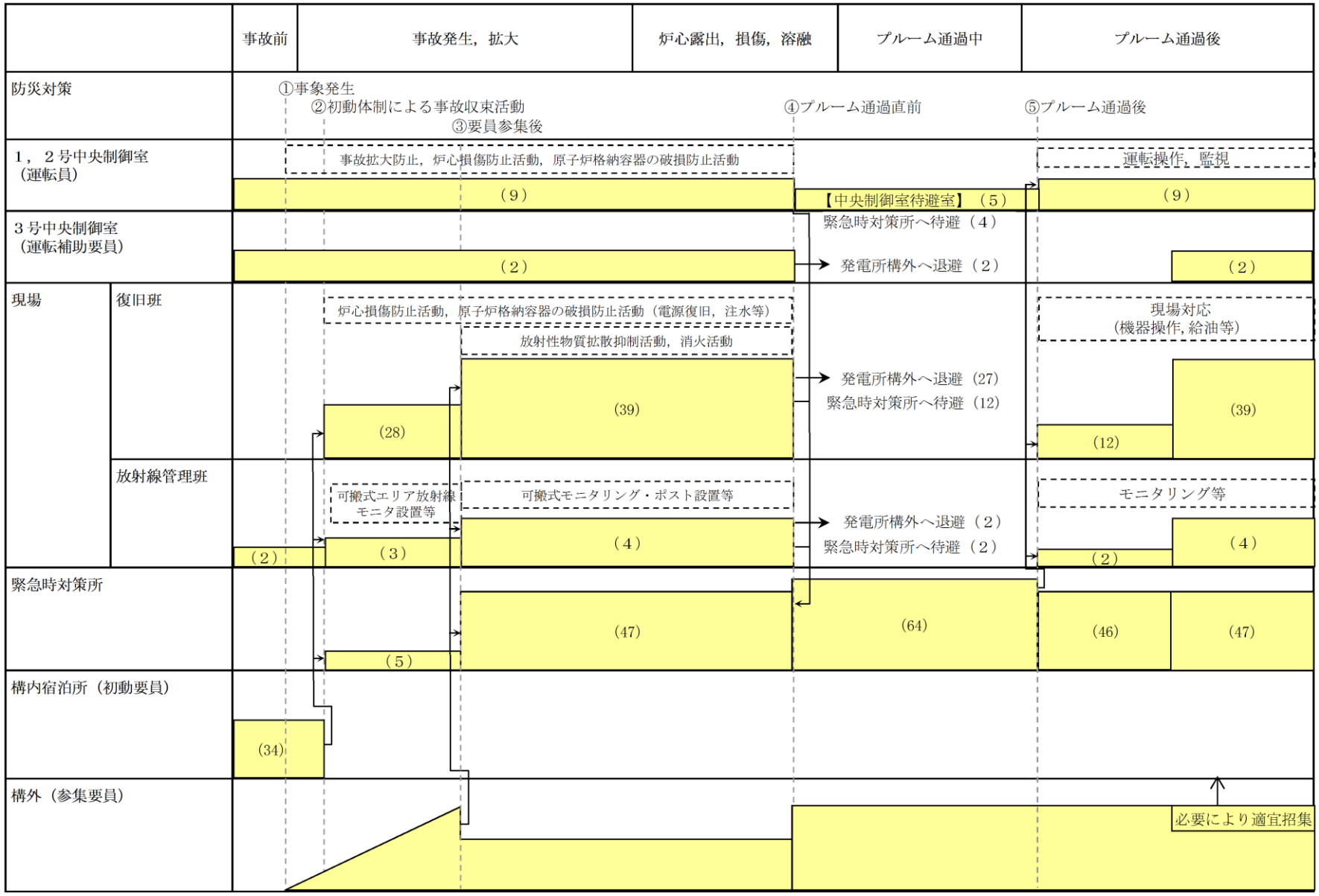
連絡責任者が要員招集システムを操作し，招集メールを発信する。



※1　発電所沿岸で津波警報，大津波警報が発令された場合は気象庁の情報により要員招集システムからも招集メールが自動配信される。

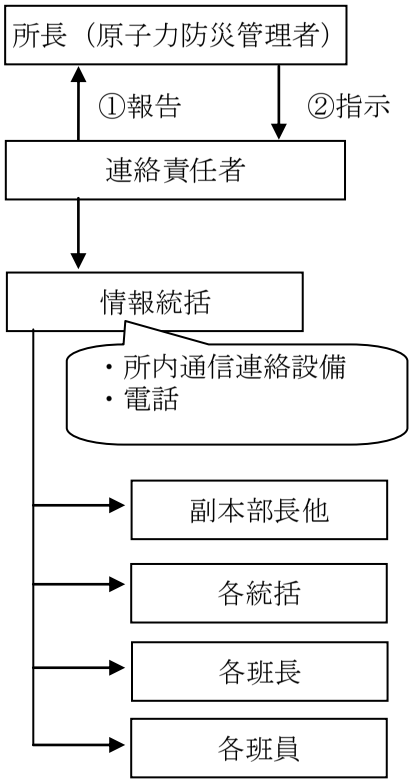
※2　松江市内で震度6弱以上の地震が発生した場合，自主的に参集を開始するが，地震情報は当該システムからも自動配信される。

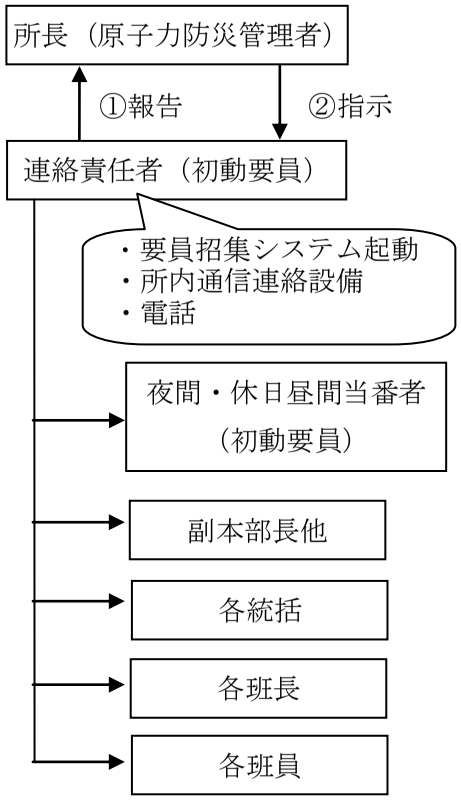
第７図　要員招集システムによる非常招集連絡



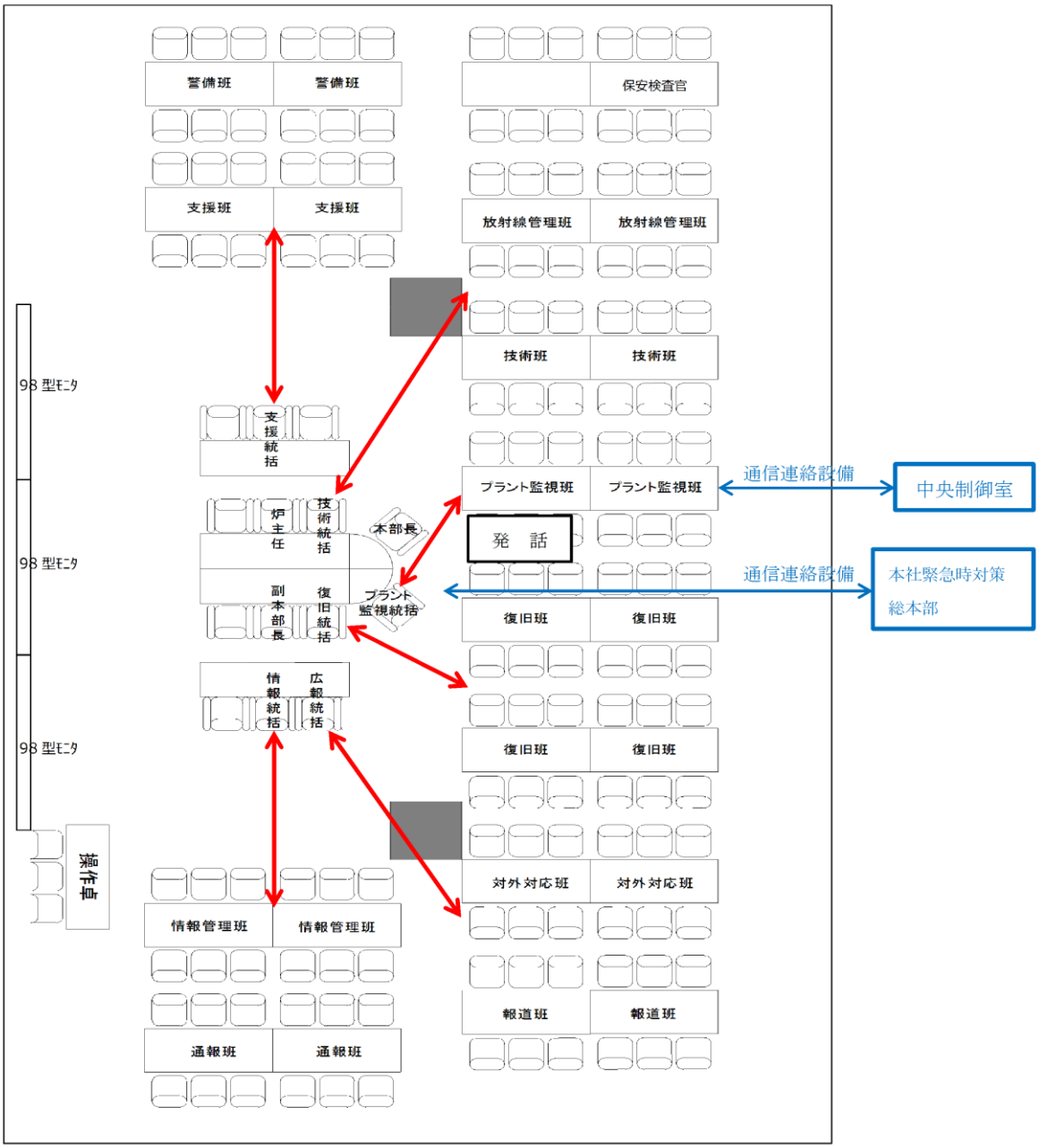
（注）要員数については，今後の訓練等を踏まえた検討により変更となる可能性がある。

第８図　重大事故等発生から格納容器ベントに伴うプルーム通過前後の重大事故等に対処する要員の動き

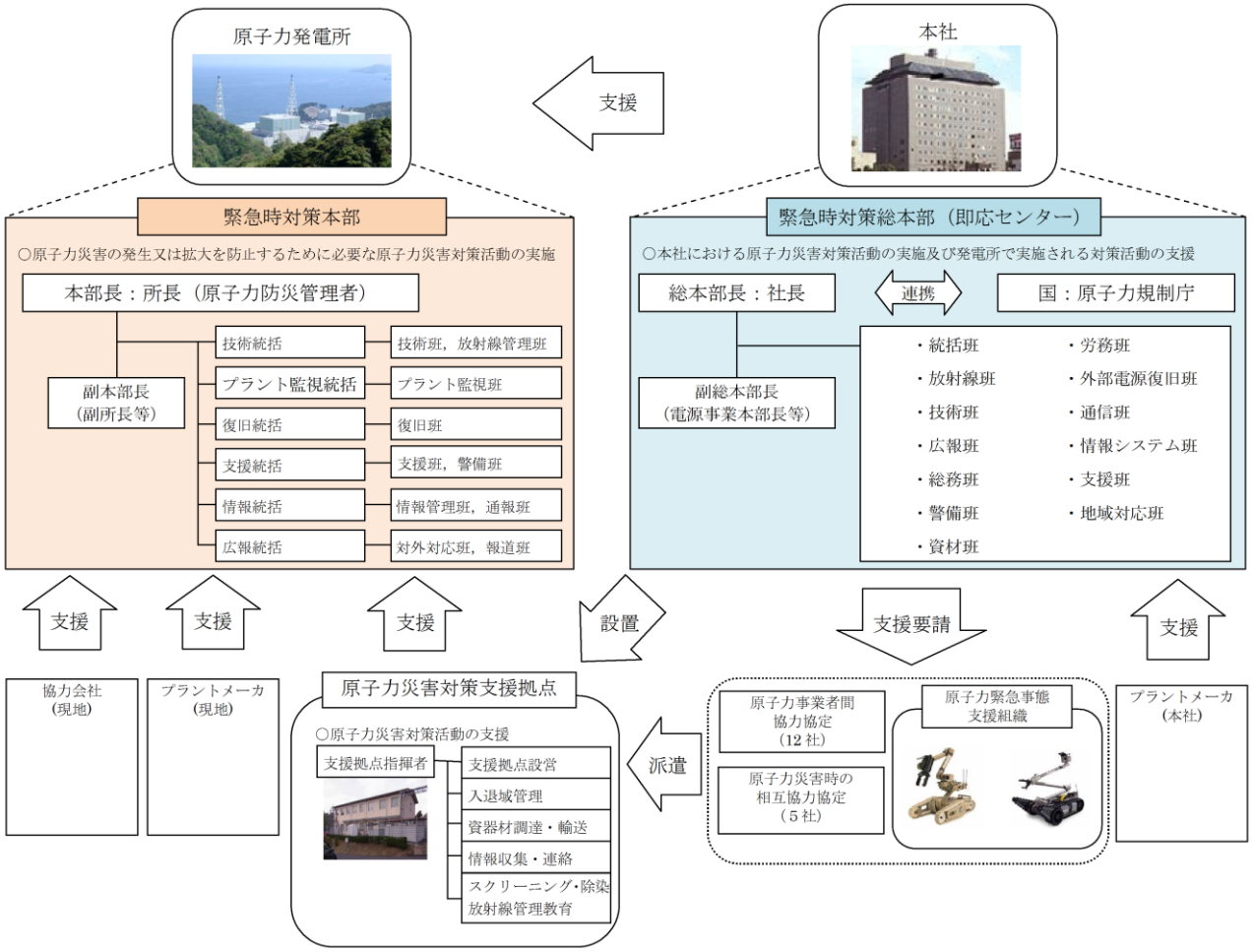
<table>
<tr><th>非常招集連絡</th><th>非常招集の実施</th></tr>
<tr><td colspan="2">原子力災害対策指針の「警戒事態」，「施設敷地緊急事態」，「全面緊急事態」に該当する事象が発生した場合，以下のフローにて重大事故等に対処する要員に対する招集連絡を行う。</td></tr>
<tr><td>＜平日昼間＞
 

＜夜間・休日昼間＞
 
</td><td>○電話又は要員招集システムにより招集連絡を受けた重大事故等に対処する要員は，直接発電所に向けて参集する。また，松江市内で震度６弱以上の地震が発生した場合は，電話又は要員招集システムによる招集連絡がなくとも自主的に発電所に参集する。
○地震等により家族，自宅等が被災した場合や自治体からの避難指示等が出された場合は，家族を一旦避難所に避難させるなどの必要な措置を行い，家族の身の安全を確保したうえで移動する。
○集合場所は，基本的に構外参集拠点（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）とするが，発電所の状況が入手できる場合は直接発電所へ参集可能とする。
○構外参集拠点（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）に参集した要員は，緊急時対策本部と非常招集に係る以下の確認，調整を行い，通信連絡設備，懐中電灯等を持参し，発電所と連絡を取りながら，集団で移動する。構外参集拠点（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）には通信連絡設備として衛星電話設備（携帯型）を各５台配備する。
①発電所の状況（発電所への移動が可能なプラント状況かどうか（格納容器ベントの実施見通し），発電所に行くための必要な装備（放射線防護服，マスク，線量計を含む。））
②その他発電所で得られた情報（発電所への移動に関する道路状況等，移動するうえで有益な情報）
③発電所へ移動する人の情報（人数，体調，移動手段（徒歩，車両），連絡先）
○発電用原子炉主任技術者は通信連絡手段により，必要の都度，発電所の連絡責任者と連絡をとり，原子炉施設の運転に関し，保安上の指示を行う。</td></tr>
</table>

第９図　重大事故等に対処する要員の非常招集の流れ



第 10 図　緊急時対策所における各機能班，緊急時対策総本部との
情報共有イメージ

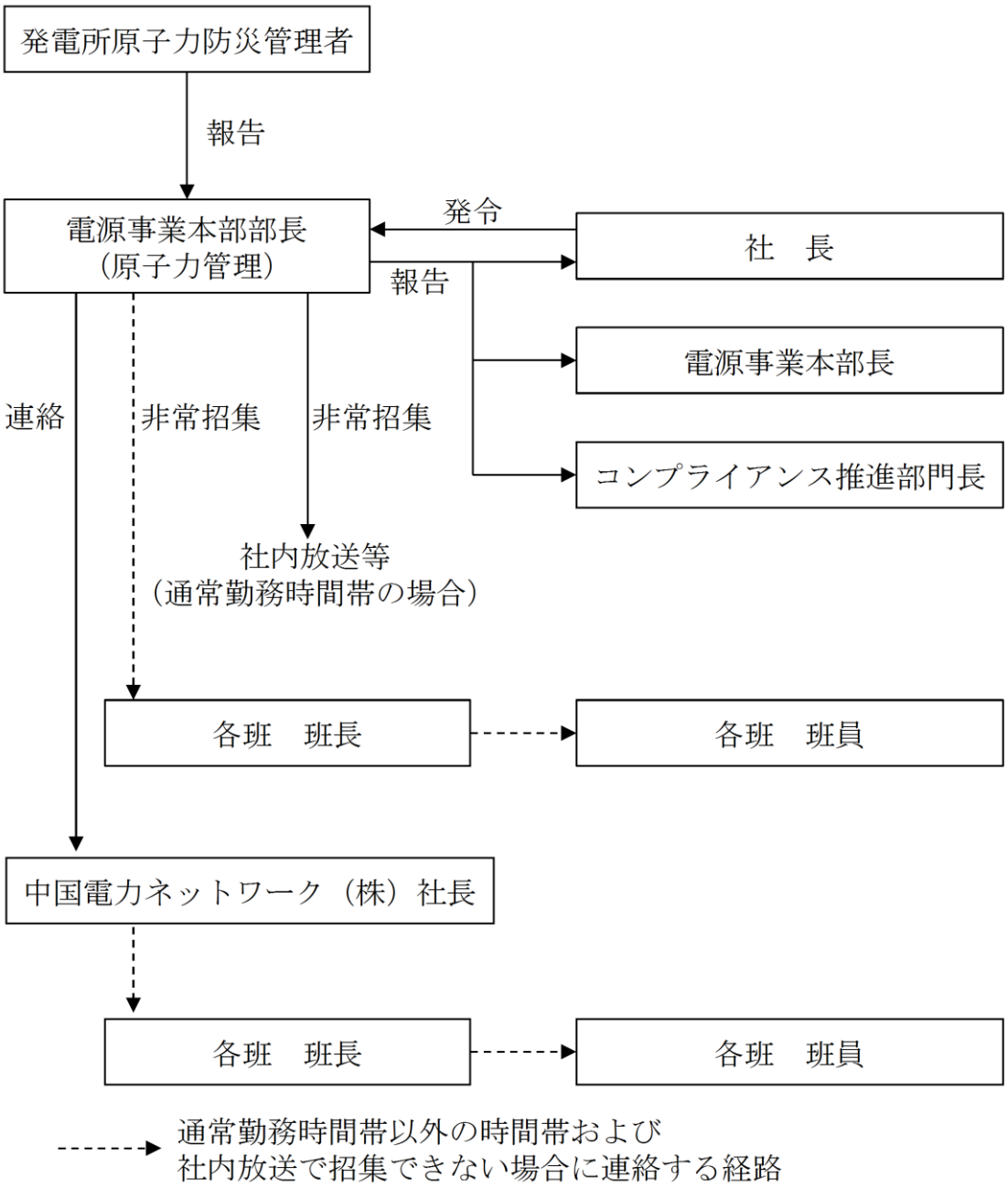


第 11 図　重大事故等時の支援体制（概要）

	役割・機能
緊急時対策 総本部長	・緊急時対策総本部の指揮・統括

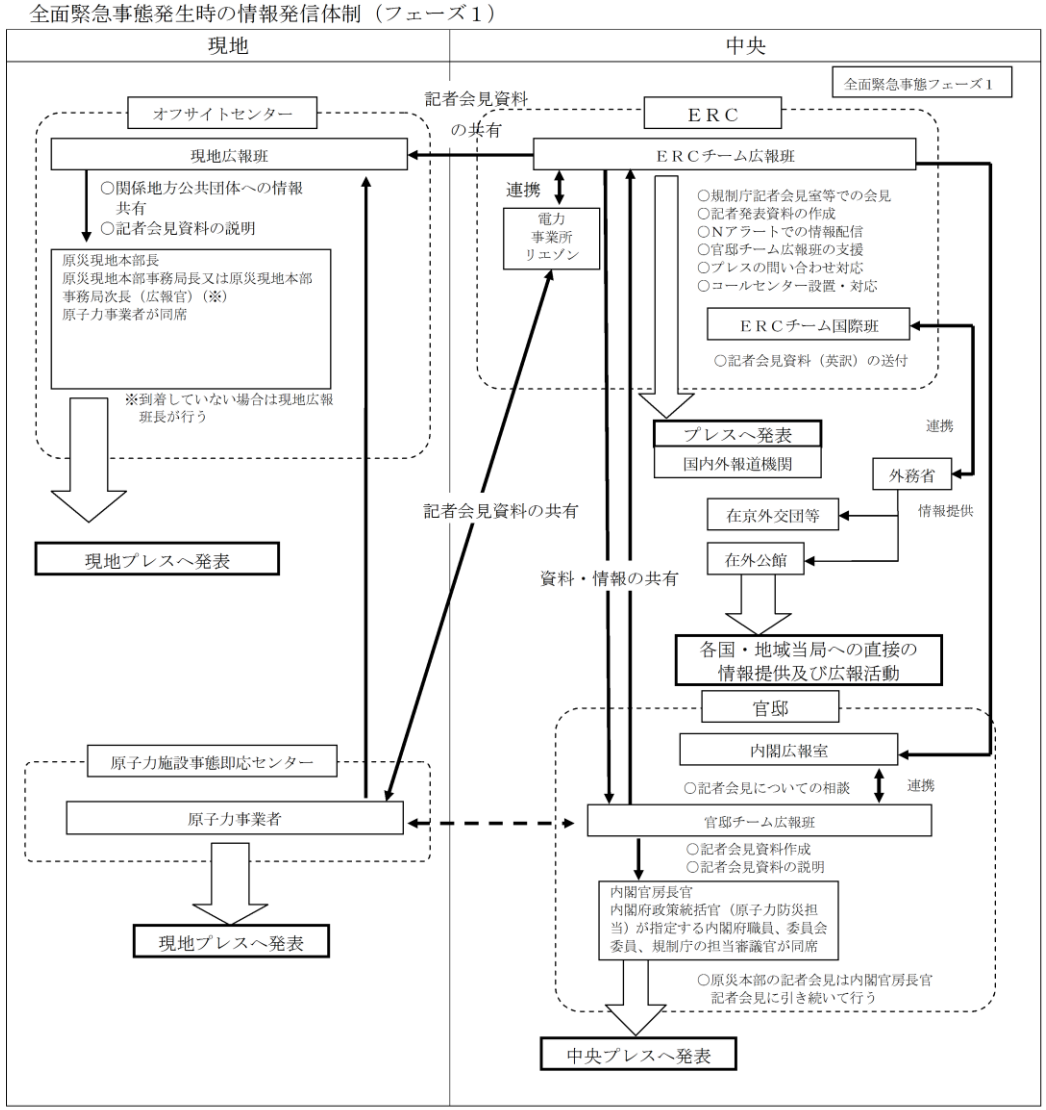
班名	役割・機能
統括班	・緊急時対策総本部指令の伝達 ・情報収集 ・社外関係箇所への連絡及び関係官庁等への報告連絡 ・応急措置の検討 ・統合原子力防災ネットワークの接続確保 ・その他緊急時対策総本部運営に関する事項
放射線班	・放射線被ばく状況の把握・推定 ・原子力災害医療 ・その他放射線管理に関する事項
技術班	・事故状況の把握・評価 ・統括班支援
広報班	・報道機関対応 ・お客さまへの広報関係 ・社外諸団体との折衝
総務班	・食料等の調達及び宿泊施設の手配 ・被害申出窓口の開設
警備班	・警備関係
資材班	・応急復旧用資機材及び輸送手段の確保 ・その他必要な物品の調達
労務班	・従業員・応援者の健康管理 ・作業服の調達
外部電源復旧班	・送電設備被害・復旧状況の把握 ・送電設備の応急措置・復旧対策の検討 ・発電所保安用外部電源の送電確保に係る需給運用
通信班	・保安通信回線の確保
情報システム班	・情報共有システムの維持管理
支援班	・原子力事業所災害対策支援拠点の設営，運営 ・情報収集 ・要員の入退域管理 ・資機材の調達，輸送 ・その他原子力災害対策活動の後方支援
支援班 （東京支社）	・中央官庁等対応 ・原子力規制庁緊急時対応センターへの派遣
地域対応班	・原子力防災活動における関係自治体との連携 ・原子力事業者間協力協定に基づく他電力との防災活動の連携

第 12 図　緊急時対策総本部の構成



第 13 図　本社における体制発令と緊急時対策要員の非常招集

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



（原子力災害対策マニュアル：原子力防災会議幹事会　令和２年７月 27 日一部改訂より抜粋）

【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。

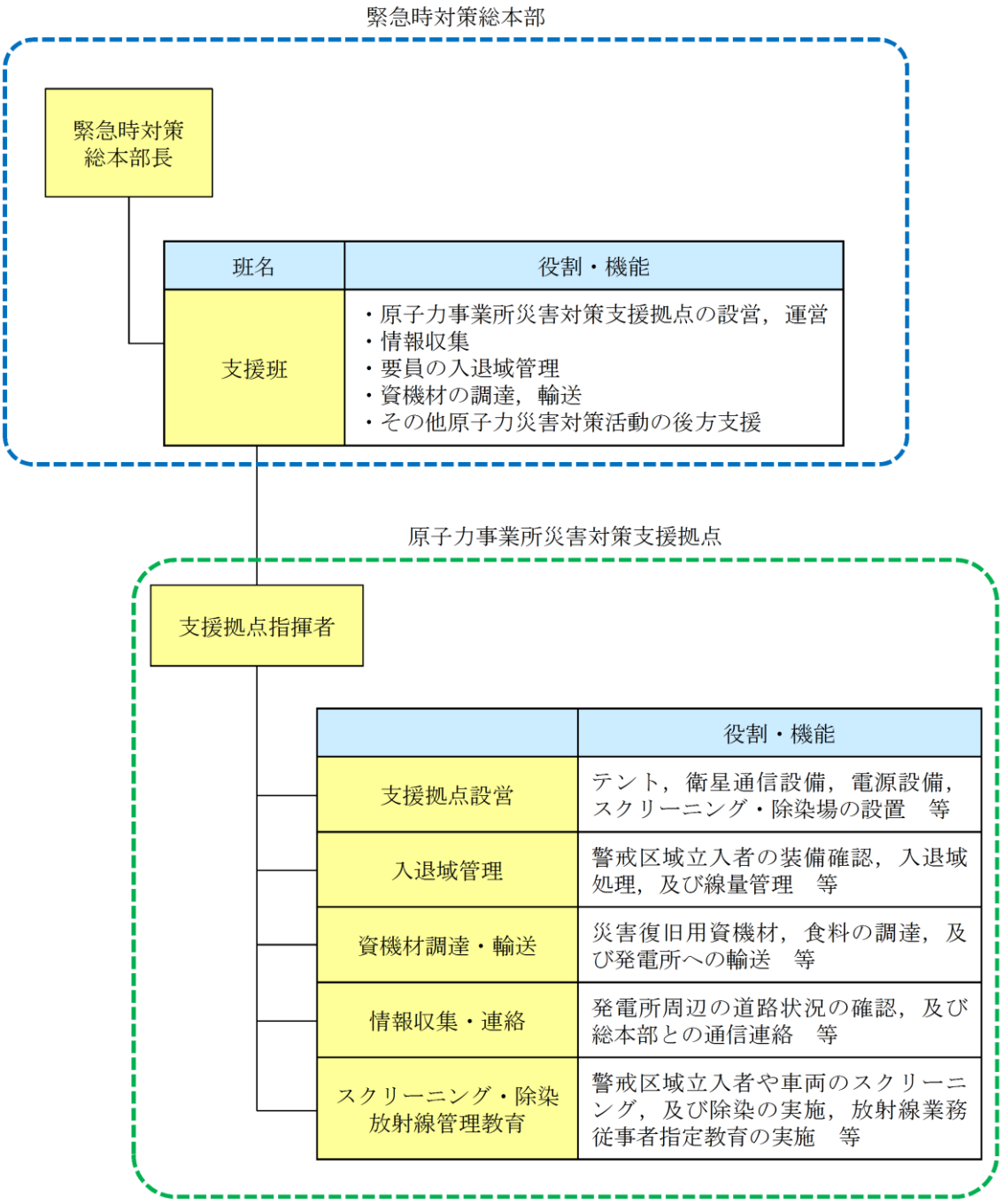
官邸での記者会見に向けた情報収集及び記者会見の準備については，内閣府政策統括官（原子力防災担当）が指定する内閣府（原子力防災担当）職員及び規制庁長官が指定する規制庁職員の統括の下，官邸チーム広報班その他の官邸チーム主要機能班（プラント班，放射線班，住民安全班等），関係省庁，原子力事業者等が連携。

② オフサイトセンターでの情報発信は，原災現地本部長，原災現地本部事務局長又は原災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。

第 14 図　全面緊急事態時の情報発信体制



第 15 図　緊急時対策総本部及び原子力事業所災害対策支援拠点の構成

別紙１

島根原子力発電所における緊急時対策本部体制と指揮命令及び情報の流れ

島根原子力発電所における原子力防災組織の体制について，以下に説明する。

１．基本的な考え方

島根原子力発電所の原子力防災組織を第１図に示す。

緊急時対策本部の体制の構築に伴う基本的な考え方は以下のとおり。

・機能ごとの整理

まず基本的な機能を以下の６つに整理し，機能ごとに責任者として「統括」を配置する。さらに「統括」の下に機能班を配置する。

(1)　情報収集・計画立案
(2)　復旧対応
(3)　プラント監視対応
(4)　対外対応
(5)　情報管理
(6)　ロジスティック・リソース管理

これらの統括の上に，組織全体を統括し，意思決定，指揮を行う「本部長」を置く。このように役割，機能を明確に整理するとともに，階層化によって管理スパンを適正な範囲に制限する。

・権限委譲と自律的活動

あらかじめ定める要領等に記載された手順の範囲内において，本部長の権限は各統括，班長に委譲されており，各統括，班長は上位職の指示を待つことなく，自律的に活動する。

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

・戦略の策定と対応方針の確認

技術統括は，本部長のブレーンとして事故対応の戦略を立案し，本部長に進言する。また，実施組織が行う事故対応の方向性の妥当性を常に確認し，必要に応じて是正を助言する。

・復旧操作対応

原子力防災組織は，適切に緊急時対応ができるようにするため，緊急時対策本部内における機能ごとに責任者として「統括」（技術統括，復旧統括，プラント監視統括，広報統括，情報統括及び支援統括）を配置する。

・申請号炉と廃止措置号炉への対応

廃止措置号炉である１号炉は，すべての使用済燃料が１号炉の燃料プールに保管され，十分な期間にわたり冷却された状態であり，対応作業までに時間的な余裕があるため，監視や運転操作対応については，号炉ごとに確立し

た指揮命令系統のもと，中央制御室に常駐している運転員により対応に当たる。

また，可搬型設備により１号炉の燃料プールへ注水する操作については，平日の勤務時間帯においては発電所内に勤務する緊急時対策要員，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においては，発電所外から参集した緊急時対策要員で２号炉の対応を優先しつつ対応に当たる。

プラント監視対応：１号運転員及びプラント監視班員にて確認
復旧対応：復旧班員にて対応。復旧班長２名のうち１名が，必要な指示を実施

・本部長の管理スパン

以上のように，統括を配置することで，本部長は１，２号炉の現場対応について，技術統括，復旧統括，プラント監視統括の３名を管理することになる。

本部長は各統括に基本的な役割を委譲していることから，３名の統括を通じて１，２号炉の管理をする。

・発電所全体に亘る活動

発電所全体を所管する自衛消防隊は，復旧統括の指揮下で活動する。

また，発電所全体を所管する放射線管理班は，技術統括配下に配置する。

２．役割・機能（ミッション）

緊急時対策本部における各職位の役割・機能（ミッション）を，第１表に示す。

この中で，特に緊急時にプラントの復旧操作を担当するプラント監視班，復旧班，プラント監視統括，及び復旧統括の役割・機能について，以下のとおり補足する。

○プラント監視班：　プラント設備に関する運転操作について，運転員による実際の対応を確認する。この運転操作には常設設備を用いた対応まで含む。

これらの運転操作の実施については，本部長から当直長にその実施権限が委譲されているため，プラント監視班から特段の指示がなくても，運転員が手順に従って自律的に実施し，プラント監視班へは実施の報告が上がって来ることになる。万一，運転員の対応に疑義がある場合には，プラント監視班長は運転員に助言する。

○復旧班:　設備や機能の復旧や，可搬型設備を用いた対応を実施する。

これらの対応の実施については，復旧班にその実施権限が委譲されているため，復旧班が手順に従って自律的

に準備し，復旧統括への状況の報告を行う。

○プラント監視統括:運転員及びプラント監視班の実施するプラント運転操作に関する報告を踏まえて，プラント運転操作の責任者として当該活動を統括する。

なお，あらかじめ決められた範囲での運転操作については運転員及びプラント監視班にその実施権限が委譲されているため，プラント監視統括は万一対応に疑義がある場合に是正の指示を行う。

○復旧統括：　復旧班の実施するプラント復旧活動に関する報告を踏まえて，プラント復旧活動の責任者として当該活動を統括する。

なお，あらかじめ決められた範囲での復旧活動については復旧班にその実施権限が委譲されているため，復旧統括は万一対応に疑義がある場合に是正の指示を行う。

また，火災の場合には，自衛消防隊の指揮を行う。

３．指揮命令及び情報の流れについて

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

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

以上のような指揮命令及び情報の流れについて，具体例として以下の場合を示す。

（具体例）大量送水車による原子炉圧力容器への注水（定められた手順で対応が可能な場合の例：第３図）

・復旧統括の指示の下，復旧班が自律的に大量送水車による送水の準備を開始する。
・復旧班長は，復旧統括に大量送水車の準備状況を報告し，復旧統括はプラント監視統括に情報を共有する。
・２号当直副長の指示の下，当直が自律的に原子炉圧力容器への注水ラインを構成する。
・プラント監視班長は，プラント監視統括に状況を報告し，プラント監視統括は復旧統括に情報を共有する。
・復旧班は，２号当直副長の指示により，大量送水車の注水弁開操作を開始す

る。

・復旧班は，２号当直副長に注水弁開操作完了を報告する。

・２号当直副長は，原子炉圧力容器への注水が開始されたことをプラント監視班長に報告する。

・プラント監視班長は，プラント監視統括へ注水弁開操作完了した旨を報告し，プラント監視統括は，報告を受け本部内に情報を共有する。

４．その他

(1)　夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の体制

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

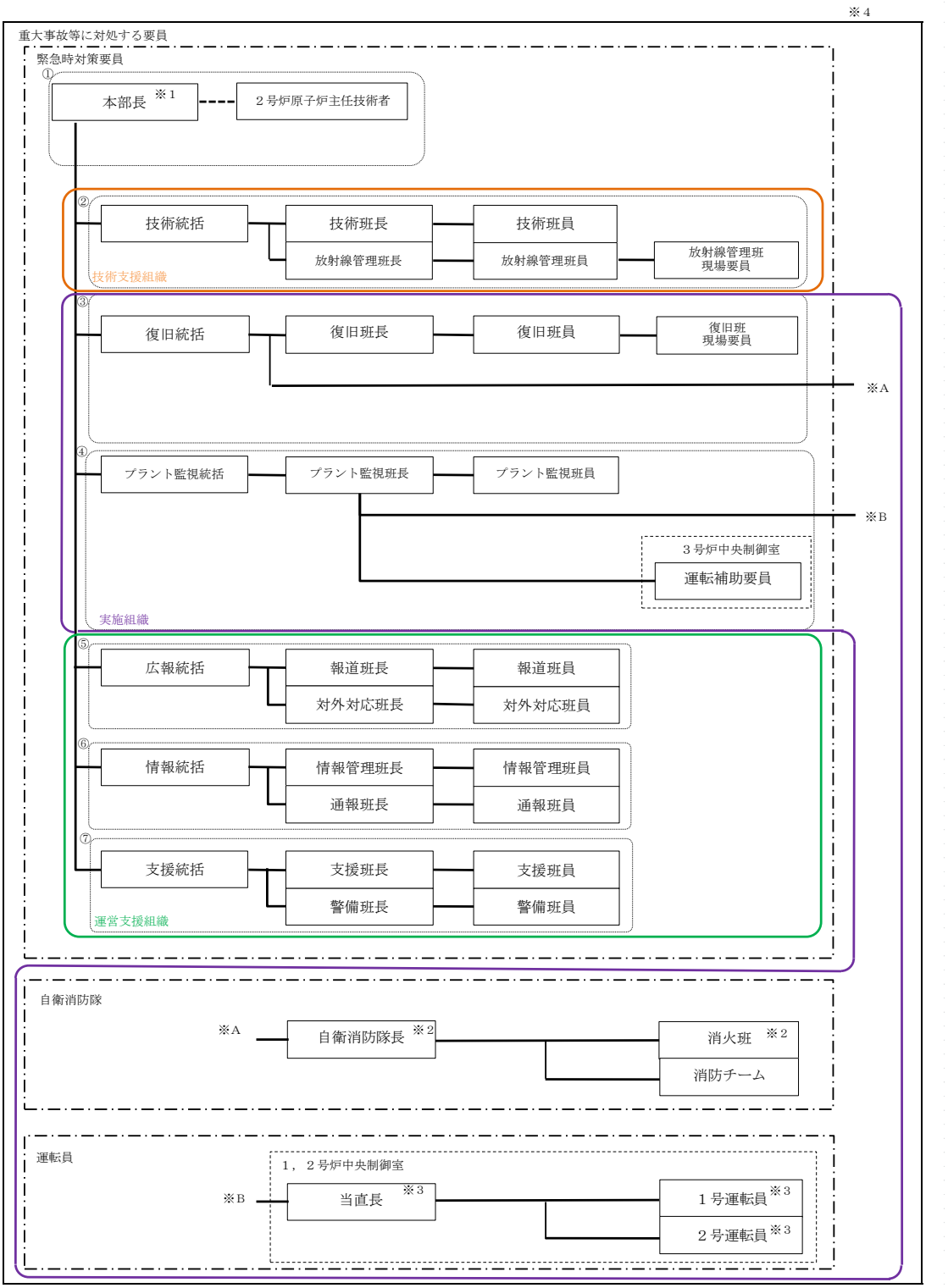
(2)　要員が負傷した際等の代行の考え方

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

具体的な代行者の選定については，上位職の者が決定する。

第１表　各職位のミッション

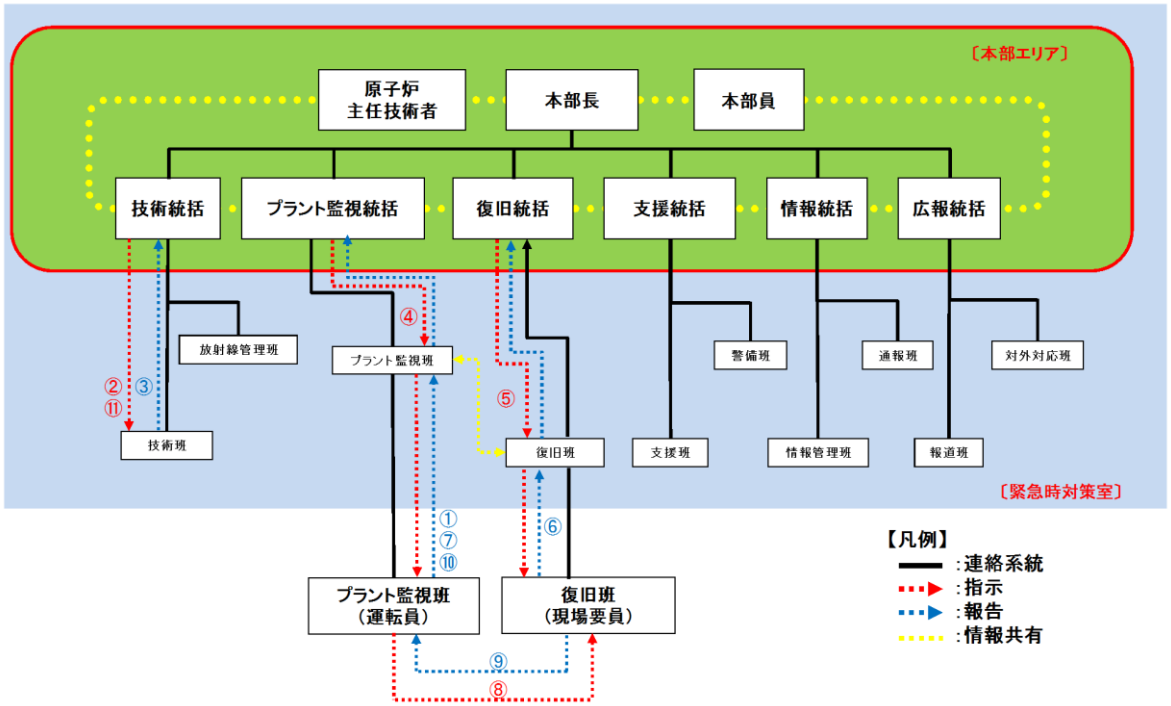
職　位	ミッション
本部長	・防災体制の発令，変更の決定 ・緊急時対策本部の指揮・統括 ・重要な事項の意思決定
原子炉主任技術者	・原子炉安全に関する保安の監督，本部長への助言
技術統括	・原子炉の運転に関するデータの収集，分析及び評価の統括 ・原子炉の運転に関する具体的復旧方法，工程等作成の統括 ・発電所内外の放射線，放射性物質濃度の状況把握に係る測定の統括
技術班	・原子炉の運転に関するデータの収集，分析及び評価 ・原子炉の事故の影響緩和及び拡大防止に必要な運転に関する技術的措置 ・原子炉の運転に関する具体的復旧方法，工程等作成
放射線管理班	・発電所内外の放射線及び放射性物質濃度の状況把握に係る測定 ・放射性物質の影響範囲の推定 ・緊急時対策活動に係る立入禁止措置，退去措置，除染等の放射線管理 ・重大事故等に対処する要員・退避者の線量評価及び汚染拡大防止措置・除染
プラント監視統括	・事故状況の把握の統括 ・事故の影響緩和及び拡大防止に必要な運転上の操作への助言
プラント監視班	・当直（運転員）からの重要パラメータの入手 ・事故対応手段の選定に関する当直（運転員）への情報提供
当直（運転員）	・事故の影響緩和及び拡大防止に係るプラントの運転操作
運転補助要員	・大規模損壊発生時の運転補助
復旧統括	・可搬型設備を用いた対応，不具合設備の復旧及び消火活動の統括
復旧班	・事故の影響緩和及び拡大防止に係る可搬型重大事故等対処設備の準備と操作 ・不具合設備の応急措置のための復旧作業方法の作成及び復旧作業の実施
自衛消防隊	・消火活動
広報統括	・報道機関対応支援，対外対応活動の統括
報道班	・緊急時対策総本部が行う報道機関対応の支援
対外対応班	・自治体からの問合せ対応，自治体派遣者の支援
情報統括	・関係機関への通報連絡等，情報管理の統括
情報管理班	・情報の収集，共有等
通報班	・関係機関への通報連絡等
支援統括	・緊急時対策本部の運営支援，警備対応の統括
支援班	・緊急時対策本部の運営支援 ・重大事故等に対処する要員の人員把握 ・避難誘導 ・資機材及び輸送手段の確保 ・救出・医療活動
警備班	・出入り管理及び警備当局対応 ・緊急車両の誘導



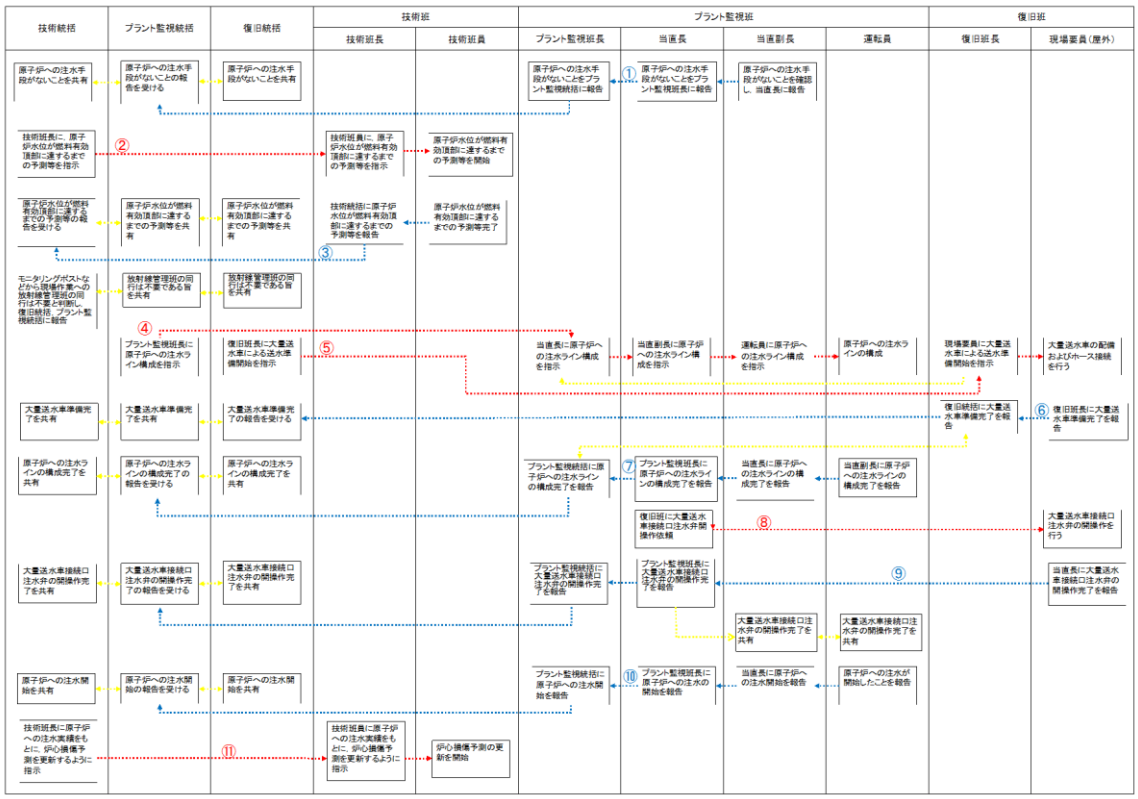
※1　本部員含む
※2　火災発生時以外は復旧班員として活動を行う。
※3　火災発生時は自衛消防隊として活動を行う。
※4　1，2号炉含め本体制にて対応するが，1号炉については必要な措置を講じるまでに時間的余裕があるため，2号炉対応を優先する。

①：意思決定・指揮
②：情報収集・計画立案
③：復旧対応
④：プラント監視対応
⑤：対外対応
⑥：情報管理
⑦：ロジスティック・リソース管理

第1図　島根原子力発電所　原子力防災組織　体制図



指示・命令の流れ（例：大量送水車による２号炉への注水が必要となった場合）



第２図　大量送水車による原子炉圧力容器への注水が必要になった場合の情報の流れ（例）

別紙２

自衛消防隊の体制について

１．　自衛消防隊の体制

自衛消防隊の体制を第１表に記す。

火災が発生した際,発電所内に常駐している自衛消防隊長及び初期消火要員による初期消火活動が行われる。

その後，参集した消火班も加わった自衛消防体制が構築される。

第１表　自衛消防隊編成表

構成	所属等	役割
自衛消防隊長（１）	【平日昼間】 ① 保修部課長（保修管理） ② 保修部課長（保修技術） ③ 保修部課長（建築） 【夜間及び休日】 自衛消防隊専属の宿直者	① 自衛消防隊の責任者 ② 消火活動全体の指揮 ③ 当直長への消火活動の情報提供・プラント情報の共有 ④ 公設消防窓口（プラント状況・消火活動の情報提供）
初期消火要員（11）	当直長（１）	① 公設消防への通報 ② 自衛消防隊長，消防チームへの連絡 ③ 運転員への初期消火指示 ④ プラントの情報提供，消火活動の情報共有（当直長は,現場での消火活動のメンバーに属さない）
	運転員（２）	① 火災現場での消火活動 ② 火災現場での消火戦略検討 ③ 火災現場（屋内）への公設消防誘導・説明 ④ 放射線量測定
	連絡責任者（１）	関係者への連絡
	誘導員（１）	火災発生現場（構内全域）への公設消防誘導
	消防チーム（６）	屋内・屋外での消火活動
【平日昼間】 消火班：班長（１），班員（７） 【夜間・休日昼間】 給水・送水確保要員（６）※1		【参集状況に応じ，班長が役割分担を指名】 ① 消火活動（消火器・屋外消火栓等の使用） ② 緊急時対策本部への情報連絡 ③ 火災発生現場での情報収集・記録

（　）内は人数

※１　重大事故等対応中に発電所敷地内で復旧班の現場操作を妨げるような火災が発生した場合，自衛消防隊長の指揮のもと，消火活動を行う。

２．　重大事故等発生時における複数同時火災時の対応

緊急時対応中に島根原子力発電所構内において火災が発生し，消火活動が必要になった場合の対応について示す。火災については，建物本館内部での火災（以下「内部火災」という。）が２箇所で発生したケースと，発電所敷地内での火災（以下「外部火災」という。）が２箇所で発生したケースの２ケースを示す。

2.1　内部火災の場合

(1)　前提条件

・緊急時対応の最中に，建物本館内部で原因の特定されない同時火災を想定する。
・火災の発生防止対策，感知・消火対策を実施していることから，初期消火要員が対応する火災は，原子炉建物，タービン建物等の可燃物が少ない火災区域で発生し消火器で短期間に消火できる規模の火災を想定する。
・緊急時対応において，運転員の現場操作に際して消火活動が必要な火災に対しては，運転員の一部を活用する。
・原子炉の運転状態として，２号炉運転中及び停止中を想定し，各運転状態における運転員の人数を前提とする。

(2)　内部火災での対応及び体制

建物本館内部での同時火災に対する対応フローを第１図に，建物本館内部での同時火災発生時の初期消火要員の体制を第２図に，運転員の体制を第３図，第４図に示す。

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

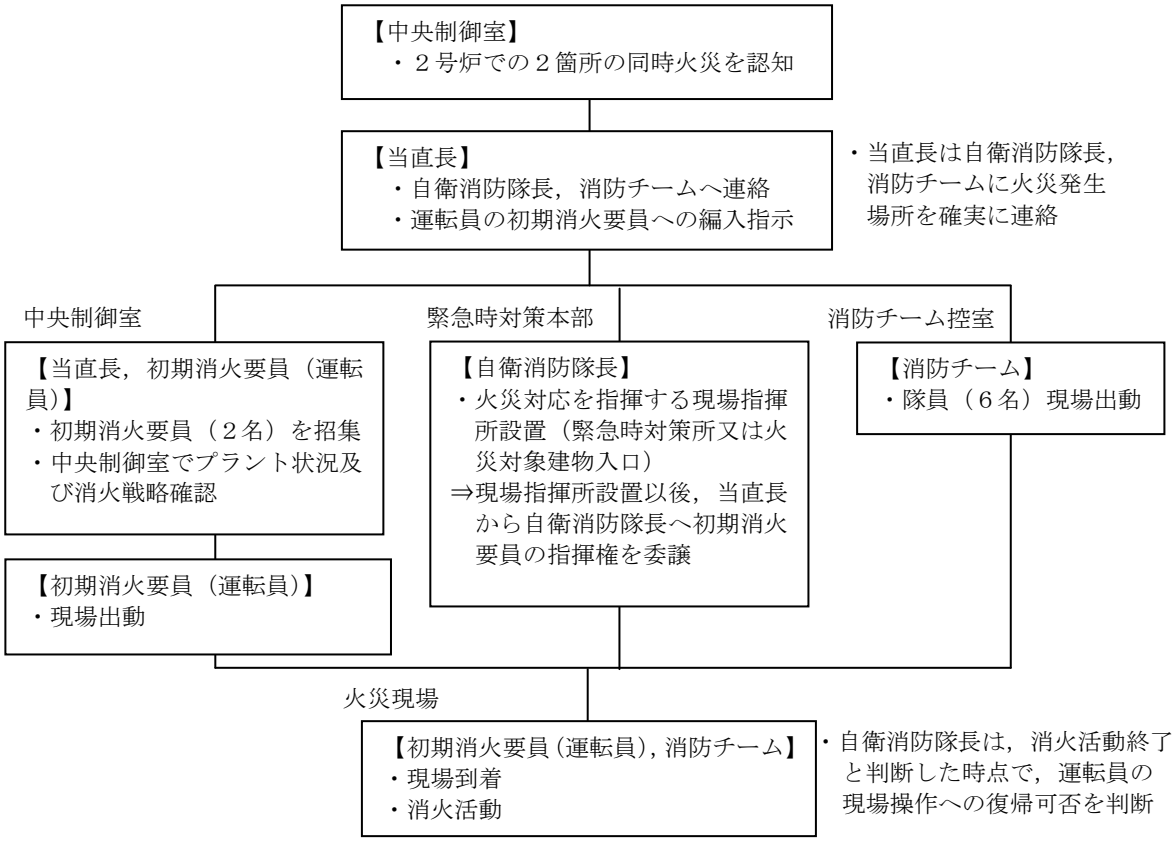
消火体制については，初期消火要員として選任されている運転員２名，消防チーム（委託）６名で編成する。

なお，建物内での火災発生に対して，原子炉の高温停止及び冷温停止を達成し維持するための安全機能を有する構築物，系統及び機器を設置する区域で煙充満や放射線の影響により消火活動が困難となる区域は，固定式消火設備を設置する設計としており，当該火災区域での火災発生に対して初期消火要員に依存することなく，速やかな消火活動が可能である。

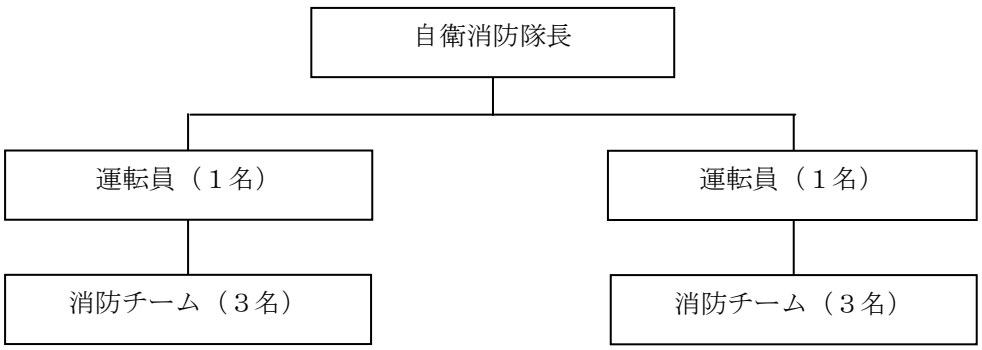
よって，プラントの運転状態に依らず緊急時対応中の内部火災に対して，８名の初期消火要員で十分に消火活動が可能で，その活動も短時間であることか

ら，初期消火要員に充てた運転員は，消火活動後速やかに現場操作対応を行うことが可能であり，緊急時対応に支障を及ぼすことはない。

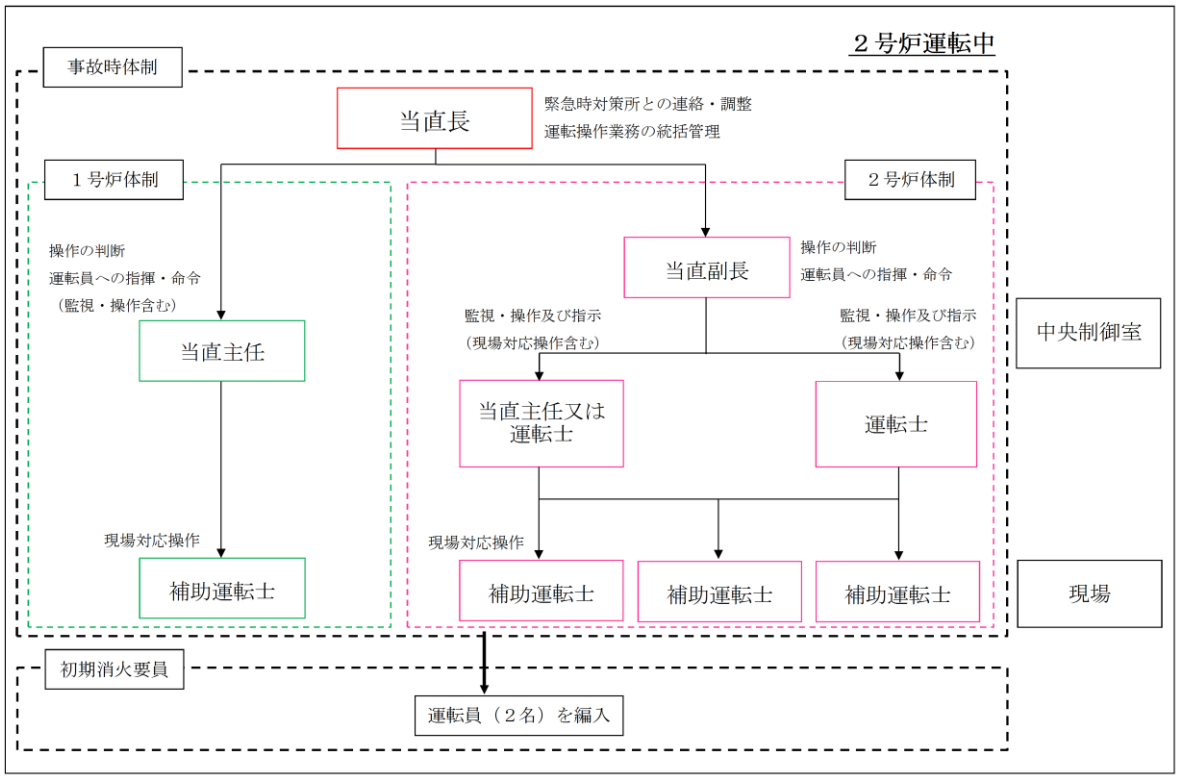
本運用については，社内規程に定める。



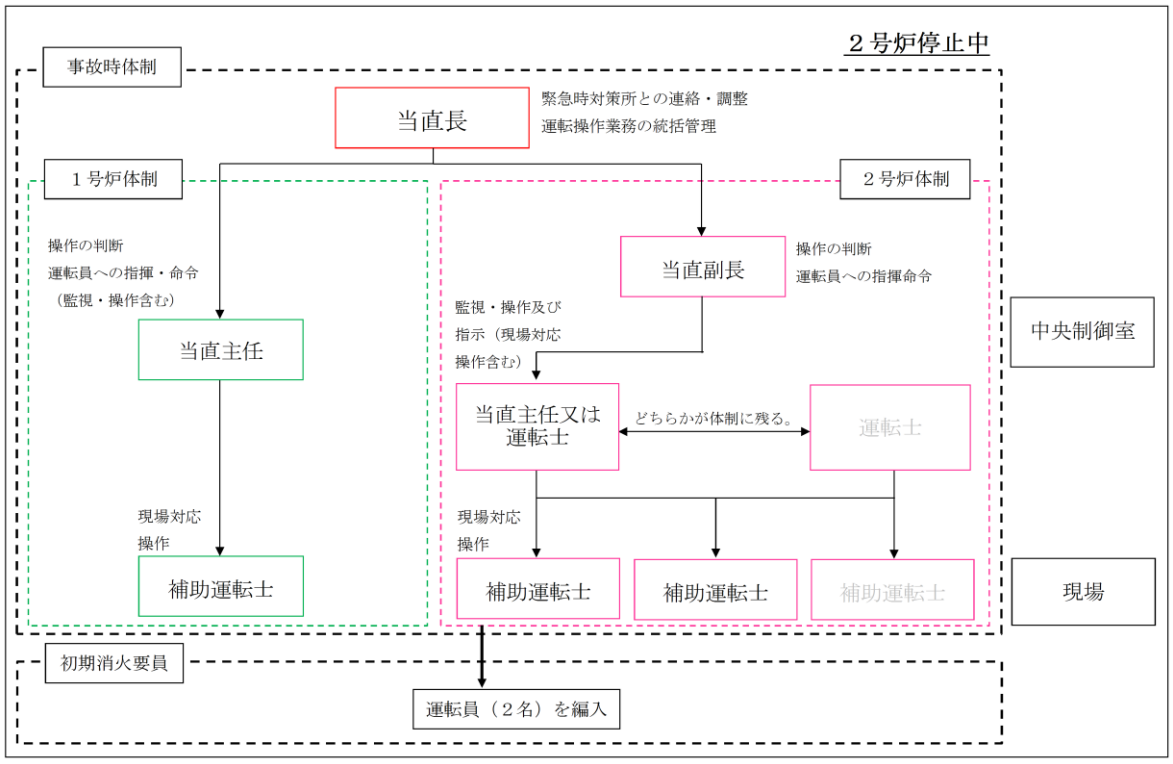
第１図　建物内部での同時火災に対する対応フロー



第２図　建物内部での同時火災発生時の初期消火体制



第３図　２号炉事故及び火災対応時の運転体制について
（２号炉運転中の場合）



第４図　２号炉事故及び火災対応時の運転体制について
（２号炉停止中の場合）

2.2　外部火災の場合

(1)　前提条件

・外部火災として，緊急時対応中に発電所敷地内で現場操作を妨げるような火災が同時に２箇所で発生することを想定する。

・消火活動は，化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車等の組合せにより，消火活動を行う。

・化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車の操作は，消防チームが行う。

・復旧班の現場操作に際して消火活動が必要な火災に対しては，大量送水車等の操作が可能な給水・送水確保要員を活用する。

(2)　外部火災での対応及び体制

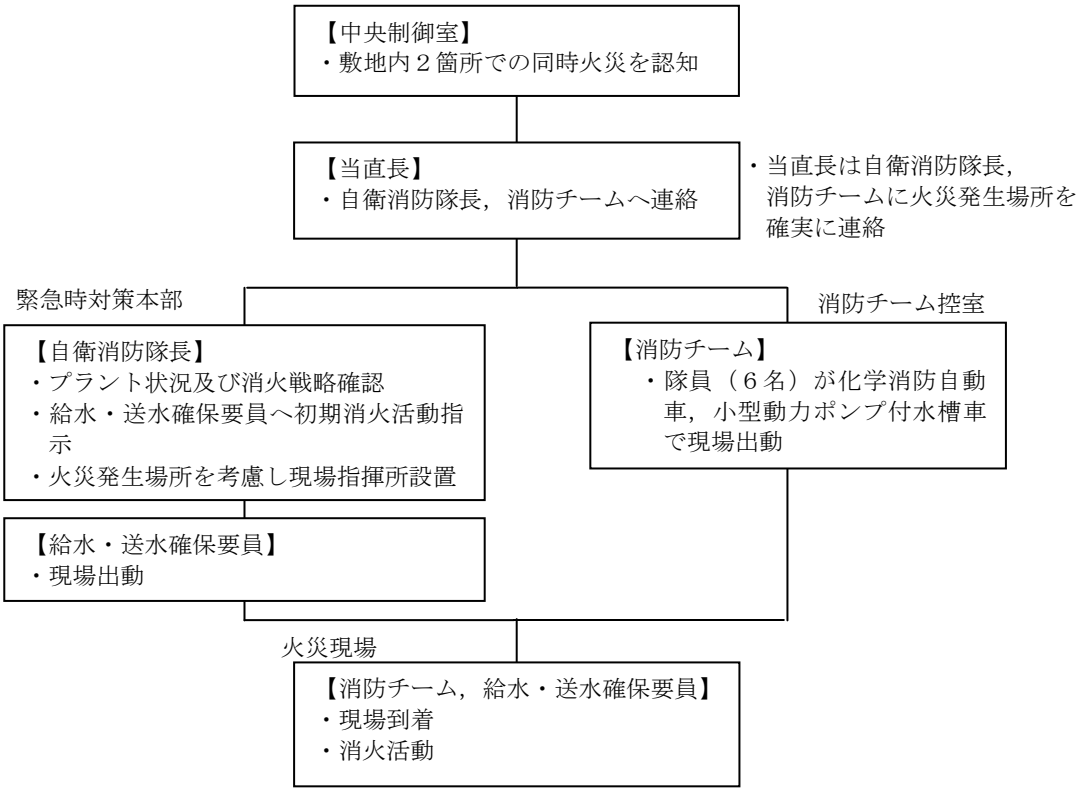
発電所敷地内での同時火災に対する対応フローを第５図に，発電所敷地内での同時火災発生時の初期消火要員の体制を第６図に示す。

外部火災における消火活動は，自衛消防隊長が指揮を執る。通常，敷地内の１箇所の火災発生に対しては，火災対応のため常時待機している消防チーム６名で十分対応可能であるが，復旧班の現場操作に際して消火活動が必要な敷地内２箇所の同時火災が発生した場合には，消防チームに加え，給水・送水確保要員から６名を充て，消火活動を行う。

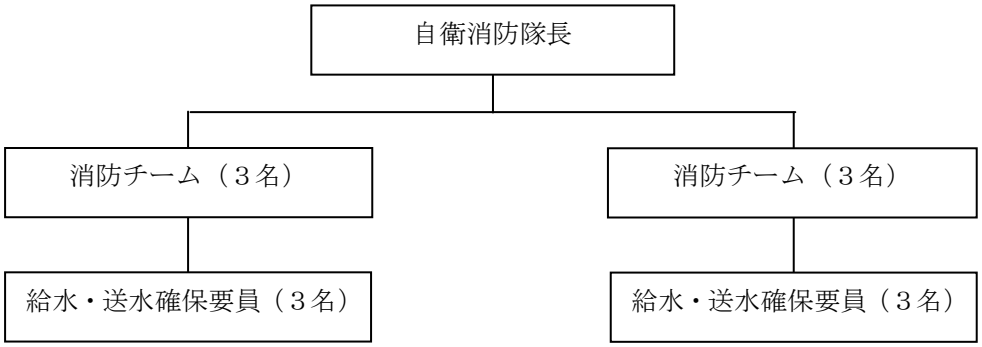
実際の放水活動は，化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車等の組合せで行うことから，原則として，１班当たり６名の２班を編成し，２箇所に分かれて消火活動を行う。その際，消防チーム等は化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車等の操作を行う。

一方，初期消火活動に充てられた給水・送水確保要員は本来緊急時の原子炉圧力容器への注水等の対応を行うため，消火活動が終了とした時点で，自衛消防隊長の判断により速やかに原子炉圧力容器への注水等の作業に戻ることとする。

本運用については，社内規程に定める。



第５図　発電所敷地内での同時火災に対する対応フロー



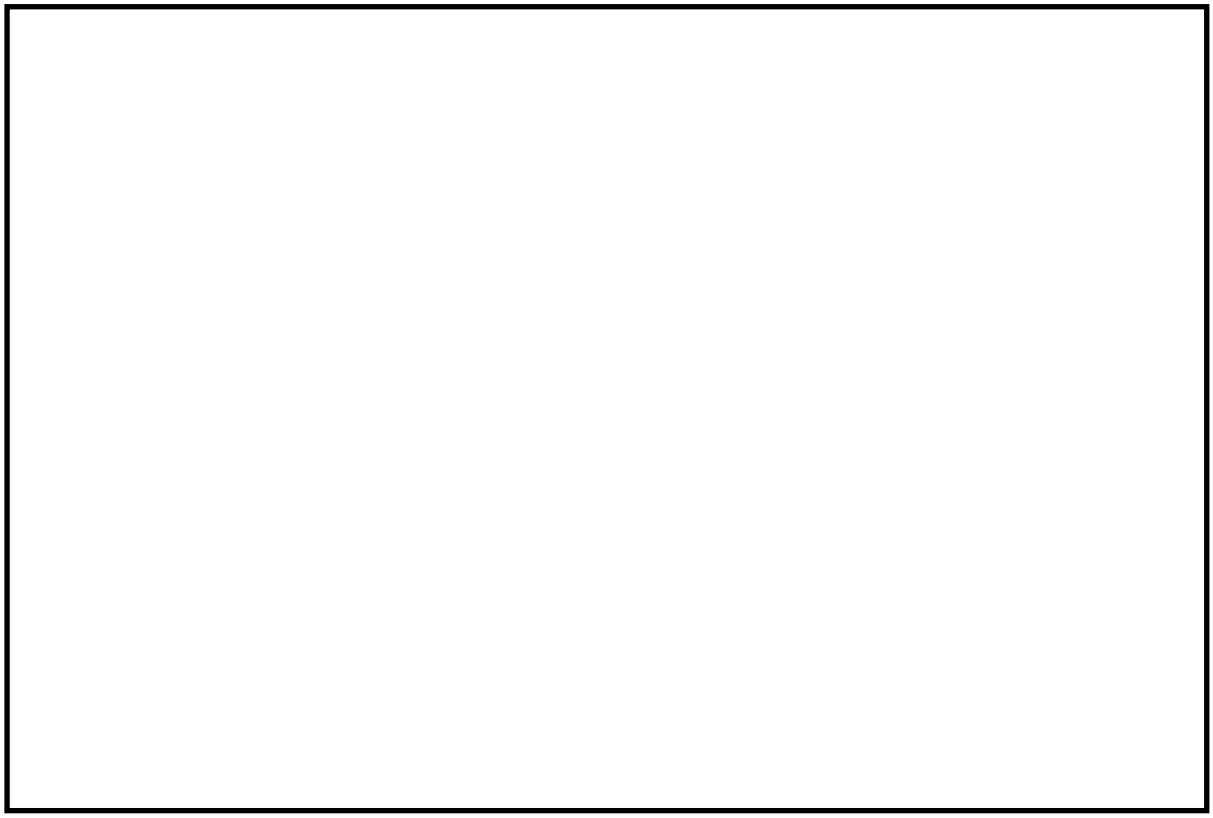
第６図　発電所敷地内での同時火災発生時の初期消火体制

別紙３

重大事故等時における重大事故等に対処する要員の動き

重大事故等時における重大事故等に対処する要員の動きについては以下のとおり。

・平日勤務時間帯において，重大事故等に対処する要員のほとんどが管理事務所で執務しており，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）において，初動対応する重大事故等に対処する要員（本部要員，現場要員）は，免震重要棟又はその近傍，１，２号炉制御室建物又はその近傍及び３号炉制御室建物又はその近傍で執務若しくは待機しており，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。



第１図　緊急時対策所までのアクセスルート

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別紙４

緊急時対策所における主要な資機材一覧

緊急時対策所に配備している主要な資機材については以下のとおり。

１．緊急時対策所

○通信連絡設備

通信種別	主要設備		数量※1
発電所内外	衛星電話設備	衛星電話設備（固定型）	５台
		衛星電話設備（携帯型）	10 台
	電力保安通信用電話設備	固定電話機	10 台
		ＰＨＳ端末	32 台
		ＦＡＸ	１台
発電所内	所内通信連絡設備	ハンドセットステーション	１台
		スピーカ	１台
	無線通信設備	無線通信設備（固定型）	５台
		無線通信設備（携帯型）	62 台
発電所外	統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備	ＩＰ－電話機（有線系）	４台
		ＩＰ－電話機（衛星系）	２台
		ＩＰ－ＦＡＸ（有線系）	２台
		ＩＰ－ＦＡＸ（衛星系）	１台
		テレビ会議システム	１式
	テレビ会議システム（社内向）	テレビ会議システム（社内向）	１式
	専用電話設備	専用電話設備（ホットライン）	４台
	衛星電話設備（社内向）	衛星社内電話機	１台
		衛星テレビ会議システム（社内向）	１式
	局線加入電話設備	固定電話機	１台
		ＦＡＸ	１台

※1：予備を含む（今後，訓練等で見直しを行う）

○必要な情報を把握できる設備

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

○可搬型照明設備

品名	数量
懐中電灯	43 個
ＬＥＤライト（ランタンタイプ）	９個

別紙５

緊急時対策要員による通報連絡について

重大事故等が発生した場合，発電所の連絡責任者が，内閣総理大臣，原子力規制委員会，島根県知事，松江市長及び鳥取県知事並びにその他定められた通報連絡先への通報連絡をＦＡＸを用いて一斉送信するとともに，通報連絡後の統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 発電所の連絡責任者は，特定事象等発見者から事象発生の連絡を受けた場合は，所長（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十条第一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，島根県知事，松江市長及び鳥取県知事及びその他定められた通報連絡先に，ＦＡＸを用いて一斉送信することで，効率化を図る。

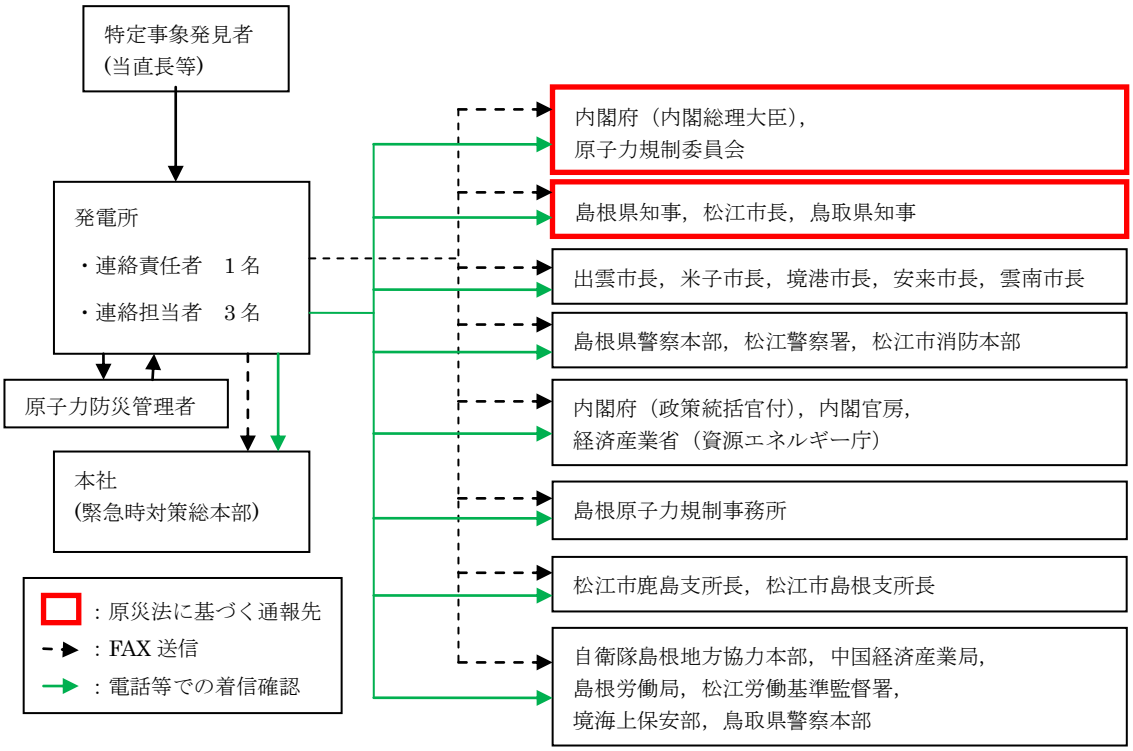
③ 内閣総理大臣，原子力規制委員会，島根県知事，松江市長及び鳥取県知事等に対しては，電話でＦＡＸの着信の確認を行うとともに，その他通報連絡先へもＦＡＸを送信した旨を連絡する。

④ これらの連絡は，緊急時対策本部の連絡責任者（１名）と連絡担当者（３名）が分担して行うことにより時間短縮を図る。

⑤ その後，重大事故等に対処する要員の招集で，参集した情報管理班及び通報班の要員確保により，更なる時間短縮を図る。

⑥ 原子力規制庁への情報連絡は，必要により統合原子力防災ネットワークを活用する。

⑦ 通報連絡の体制，要領については，手順書を整備し運用を行う。



第１図　原子力災害対策特別措置法第十条第一項等に基づく通報連絡経路

別紙６

原子力事業所災害対策支援拠点について

島根支社

所在地	島根県松江市母衣町１１５
発電所からの方位，距離	南東約９㎞
敷地面積	約６，３００㎡
非常用電源	可搬式発電機※
通信機器	可搬型衛星通信機器（電話，ＦＡＸ）※ 保安電話（災害時優先）※，一般電話・ＦＡＸ，衛星携帯電話
その他	消耗品類（燃料，食料，飲料水等）は最寄りの小売店より調達 駐車場は島根支社から約４㎞ 先に位置する自社関連会社の敷地を使用

※　設営時に車両等で搬送する。

中国電力ネットワーク株式会社　知井宮変電所

所在地	島根県出雲市知井宮町１７５６－７
発電所からの方位，距離	南西約３４㎞
敷地面積	約８，１００㎡
非常用電源	可搬式発電機※
通信機器	可搬型衛星通信機器（電話，ＦＡＸ）※ 保安電話（災害時優先）※
その他	消耗品類（燃料，食料，飲料水等）は最寄りの小売店より調達

※　設営時に車両等で搬送する。

広瀬中央公園

所在地	島根県安来市広瀬町広瀬３０７
発電所からの方位，距離	南東約２５㎞
敷地面積	約３５，０００㎡
非常用電源	可搬式発電機※
通信機器	可搬型衛星通信機器（電話，ＦＡＸ）※ 保安電話（災害時優先）※
その他	消耗品類（燃料，食料，飲料水等）は最寄りの小売店より調達

※　設営時に車両等で搬送する。



*地図データは国土地理院の電子国土Webシステムより引用

第１図　原子力事業所及び原子力事業所災害対策支援拠点の位置

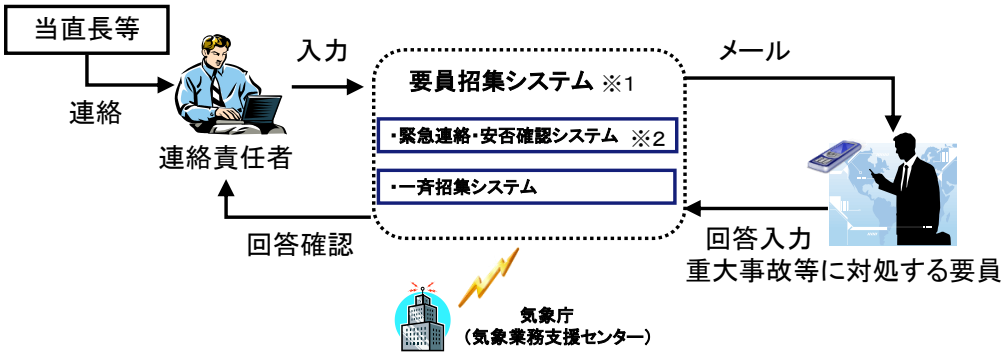
発電所構外からの要員の参集について

１．要員の招集の流れ

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，発電所外にいる重大事故等に対処する要員を速やかに非常招集するため，「要員招集システム」，「通信連絡手段」等を活用し，要員の非常招集及び情報提供を行う。（第１図）

■ 要員招集システムによる対応要員の招集

連絡責任者が要員招集システムを操作し，招集メールを発信する。



※1 発電所沿岸で津波警報，大津波警報が発令された場合は気象庁の情報により要員招集システムからも招集メールが自動配信される。

※2 松江市内で震度6弱以上の地震が発生した場合，自主的に参集を開始するが，地震情報は当該システムからも自動配信される。

第１図　要員招集システム

松江市内で震度６弱以上の地震が発生した場合には，社内規程に基づき，非常招集連絡がなくても自主的に参集する。

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

集合場所は，基本的には構外参集拠点（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）（第２図）とするが，発電所の状況が入手できる場合は，直接発電所へ参集可能とする。

構外参集拠点（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）に集合した要員は，緊急時対策本部と非常招集に係る以下の確認，調整を行い，通信連絡設備，懐中電灯等を持参し，発電所と連絡を取りながら集団で移動する。構外参集拠点（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）には通信連絡設備として衛星電話設備（携帯型）を各５台配備する。

① 発電所の状況（発電所への移動が可能なプラント状況かどうか（格納容器ベントの実施見通し），発電所に行くための必要な装備（放射線防護服，マスク，線量計を含む。））

② その他発電所で得られた情報（発電所への移動に関する道路状況等，移動するうえで有益な情報）

③ 発電所へ移動する人の情報（人数，体調，移動手段（徒歩，車両），連絡先）

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



第２図　島根原子力発電所とその周辺

２．重大事故等に対処する要員の所在について

発電所員の社宅・寮がある島根原子力発電所から半径５km 圏内に，発電所員（約 540 名）の約４割が居住している。更に，島根原子力発電所から半径５～10km 圏内には，発電所員の約３割が居住しており，おおむね島根原子力発電所から半径 10km 圏内に発電所員の約７割が居住している。（第２図）（第１表）

第１表　居住地別の発電所員数（令和３年３月時点）

居住地	５km 圏内	５～10km 圏内	10～20km 圏内	その他地域（半径 20km 圏外）
居住者数	231 名（43%）	155 名（29%）	90 名（17%）	60 名（11%）

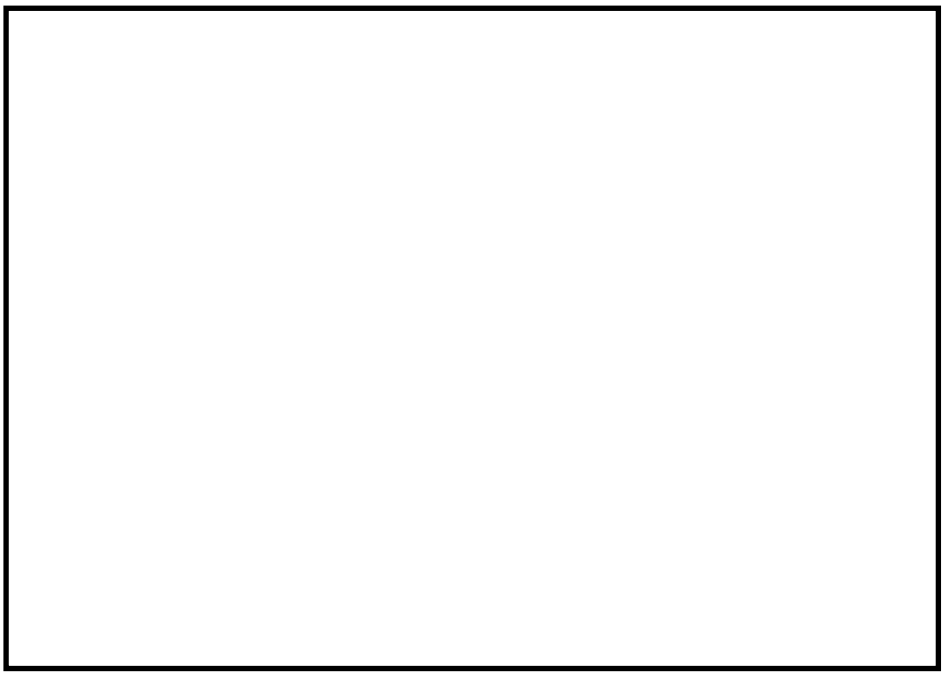
３．発電所構外からの要員の参集ルート

(1)　概要

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

地震による橋梁の崩落については，参集ルート上の橋梁が崩落等により通行ができなくなった場合でも，迂回ルートが複数存在することから，参集は可能である。また，木造建物の密集地域はなくアクセスに支障はない。なお，地震による参集ルート上の主要な橋梁への影響については，平成 12 年鳥取県西部地震においても，実際に徒歩による通行に支障はなかった。

大規模な地震が発生し，発電所で重大事故等が発生した場合には，住民避難の交通渋滞が発生すると考えられるため，交通集中によるアクセス性への影響回避のため，参集ルートとしては可能な限り住民避難の渋滞を避けることとし，複数ある参集ルートから適切なルートを選定する。



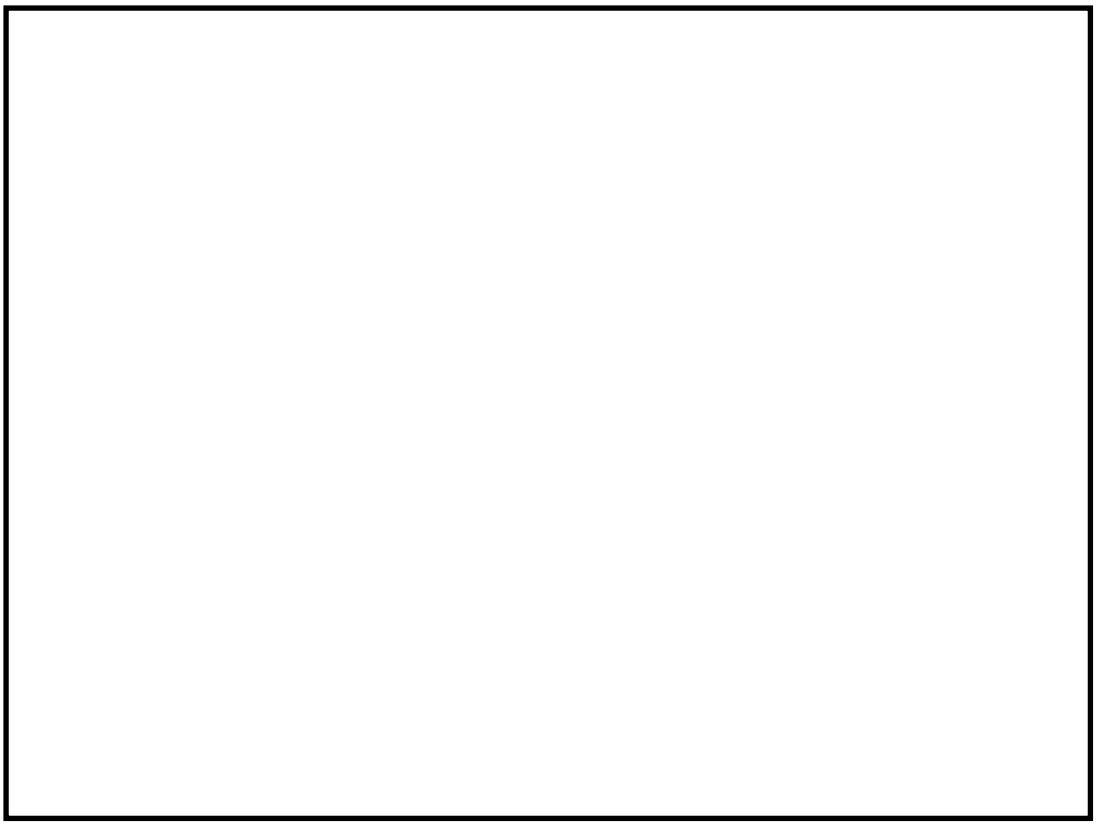
第３図　発電所構外からの要員参集ルート

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

(2)　津波による影響が考えられる場合の参集ルート

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

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第４図　参集拠点からの参集ルート

(3)　住民避難が行われている場合の参集について

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

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

４．発電所構内への参集ルート

発電所敷地外から発電所構内への参集ルートは，通常の一矢入口及び本谷入口を通過するルートに加え迂回ルートを確保している。（第５図）

発電所近傍にある 500kV，220kV 及び 66kV 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。

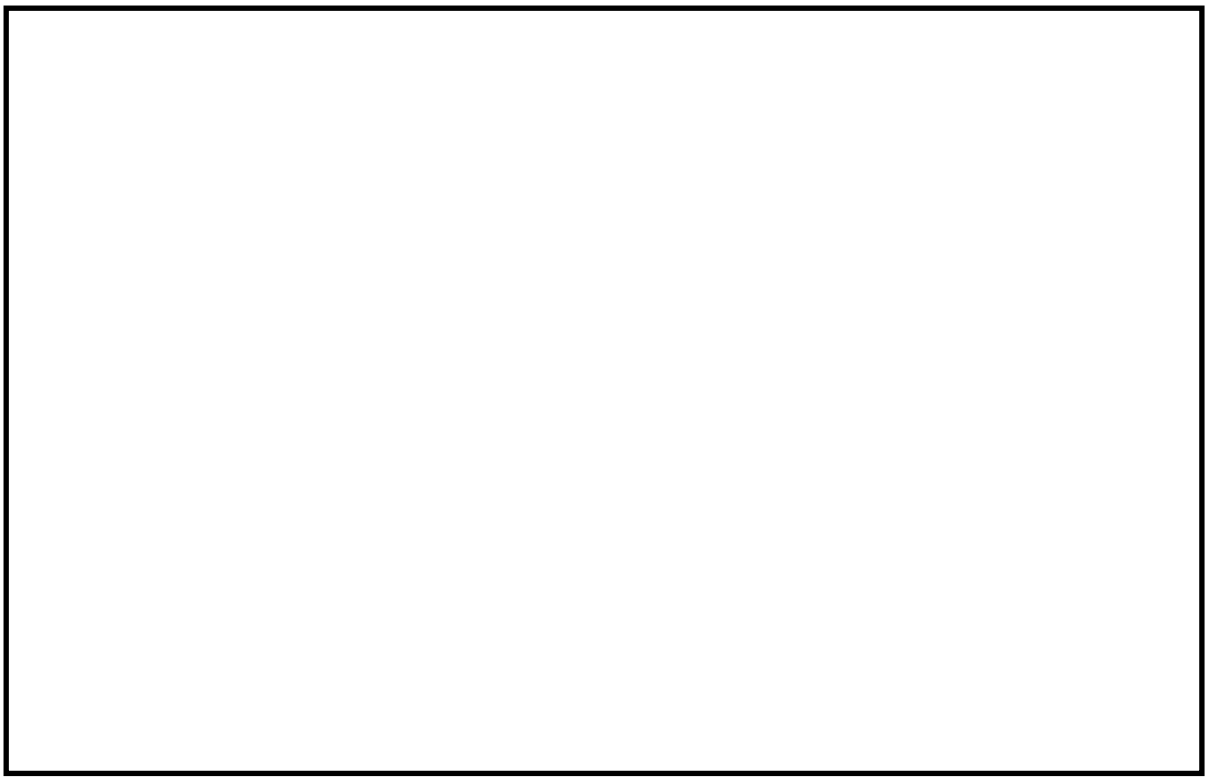
発電所近傍にある 500kV,220kV 及び 66kV の送電鉄塔の倒壊による障害を想定し，鉄塔が倒壊した場合における通行の考え方を別紙補足１に示す。

平日の勤務時間帯において，重大事故等に対処する要員の多くは管理事務所で執務しており，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，初動対応する重大事故等に対処する要員が免震重要棟又はその近傍及び１，２号及び３号炉制御室建物又はその近傍で執務若しくは待機しており，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。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

管理事務所及び免震重要棟から緊急時対策所までの主なアクセスルートを，第５図に示す。



第５図　発電所構内への参集ルート及び緊急時対策所へのアクセスルート

５．夜間及び休日における要員参集について

(1) 要員の想定参集時間

第１表及び第２図に示すとおり，要員の大多数は発電所から半径 10km 圏内に居住していることから，仮に発電所から 10km 地点に所在する要員が，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，発災 30 分後に自宅を出発するものとし，徒歩移動で参集する場合であっても，参集時間は約６時間 30 分と考えられる。

さらに，要員集合場所（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）に立寄り，情報収集を行ったうえで参集することから，情報収集する場合の時間を 30 分必要であると仮定した場合であっても，発電所から 10km に所在する要員は，約７時間で発電所に参集可能であると考えられる。

(2) 要員参集調査

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等が発生した場合の重大事故等に対処する要員の参集動向（所在場所（準備時間を含む。）～集合場所（情報収集時間を含む。）～発電所までの参集に要する時間）を評価した結果，要員の参集手段が徒歩移動のみを想定した場合かつ，年末年始やゴールデンウィーク等の大型連休であっても，７時間以内に参集可能な要員は 150 名以上（発電所員約 540 名の約３割）と考えられる。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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

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

また，集合場所（緑ヶ丘施設）からの参集訓練結果について別紙補足２に示す。

＜参考：要員参集調査による評価＞

○夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等が発生した場合の重大事故等に対処する要員の参集動向をより具体的に把握するため，「平日夜間」「休日日中」「休日夜間」「大型連休日中」「大型連休夜間」の５ケースにおいて緊急呼び出しがかかった場合を想定し，その時々における要員の所在場所（発電所からの直線距離に応じた区分を回答）を調査することで，参集状況を評価する。（第７図及び第８図）

○参集の流れは，所在場所（準備時間を含む。）～集合場所（情報収集時間を含む。）～発電所までの移動とする。

○集合場所（緑ヶ丘施設，宮内（社宅・寮）及び佐太前寮）での情報収集時間30 分を考慮する（第 6 図）。

○過去５回の要員参集調査を実施し，重大事故等が発生した場合の重大事故等に対処する要員の参集動向を評価した結果，年末年始やゴールデンウィーク等の大型連休であっても，7 時間以内に参集可能な重大事故等に対処する要員は 150 名以上（発電所員約 540 名の約３割）と考えられる。このことから，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の初動体制の拡大を図り，長期的な事故対応を行うために外部から発電所へ参集する緊急時対策要員（54 名）は，要員参集の目安としている８時間以内に確保可能であることを確認している※。

※（ａ）平成 28 年５月：162 名（うち，実施組織 109 名（復旧班 49 名，プラント監視班 60 名））

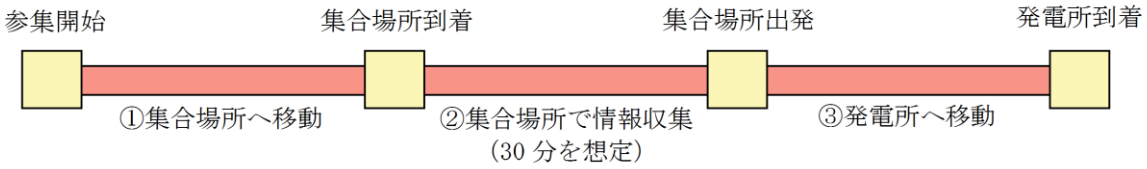
（ｂ）平成 29 年５月：167 名（うち，実施組織 118 名（復旧班 67 名，プラント監視班 51 名））

（ｃ）平成 30 年１月：151 名（うち，実施組織 102 名（復旧班 50 名，プラント監視班 52 名））

（ｄ）令和元年１月：157 名（うち，実施組織 105 名（復旧班 49 名，プラント監視班 56 名））

（ｅ）令和２年１月：221 名（うち，実施組織 145 名（復旧班 74 名，プラント監視班 71 名））





第６図　要員参集の流れについて（イメージ）

ａ．車が使える場合（第７図）

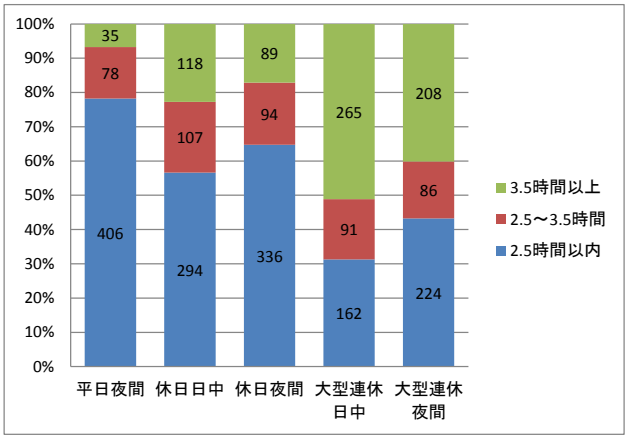
○３時間 30 分以内に約８割の要員が参集可能な場所にいることを確認した。（大型連休は除く。）

○大型連休でも，３時間 30 分以内に約５割の要員が参集可能な場所にいる。

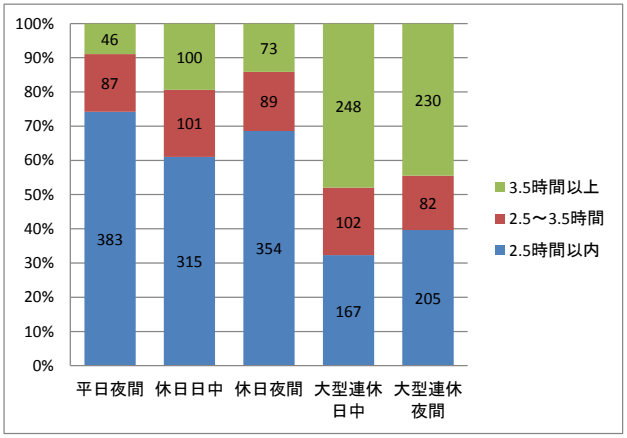
ｂ．徒歩移動のみの場合（第８図）

○車を使用した場合に比べ要員参集のタイミングが遅くなるが，６割程度の要員は，７時間以内に参集可能な場所にいることを確認した。（大型連休は除く。）

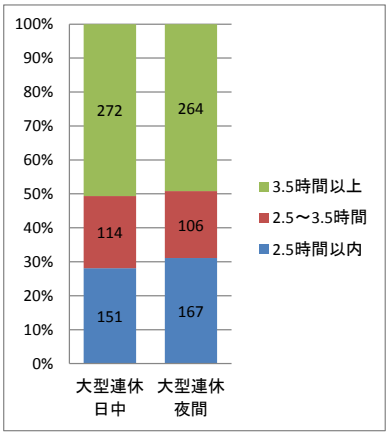
○通常の休日と大型連休を比較すると，大型連休には約３割多い要員が半径 10km 圏内から不在（徒歩７時間以上）となるが，７時間以内で参集可能な要員は約３割。



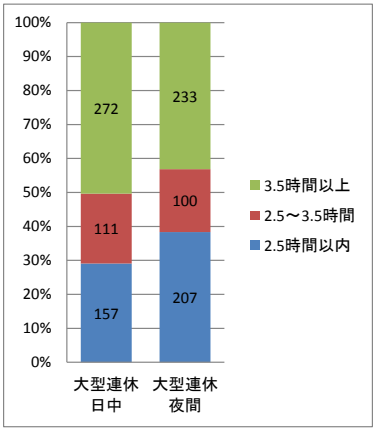
（ａ）平成 28 年５月



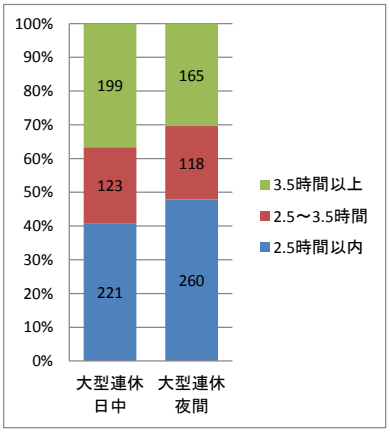
（ｂ）平成 29 年５月



（ｃ）平成 30 年１月



（ｄ）令和元年１月

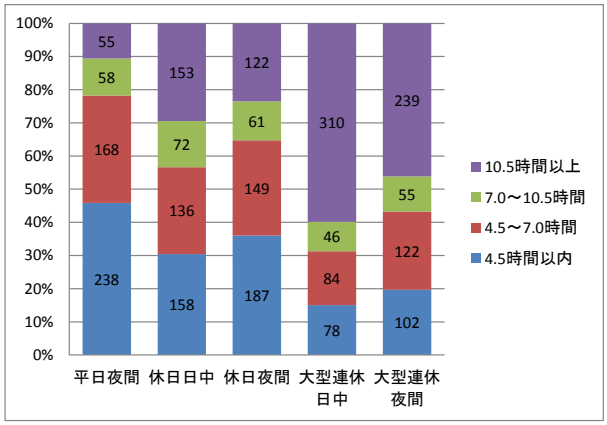


（ｅ）令和２年１月

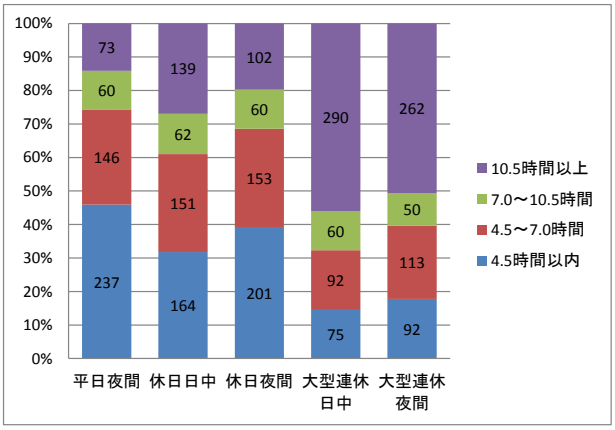
※発電所からの直線距離に応じた区分を回答してもらい，その区分に応じた移動時間（30 分以内（～10km），30 分～1.5 時間（10～30km），1.5 時間以上（30km～））に以下の数値を加えて算出。

・出発までの準備時間：30 分
・集合場所での情報収集時間：30 分
・集合場所から発電所間に設ける一時立寄場所に駐車し，そこから徒歩で発電所までの移動時間：１時間

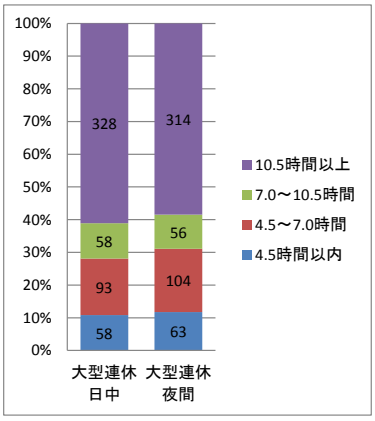
第７図　要員参集シミュレーション結果（車でアクセス可能）



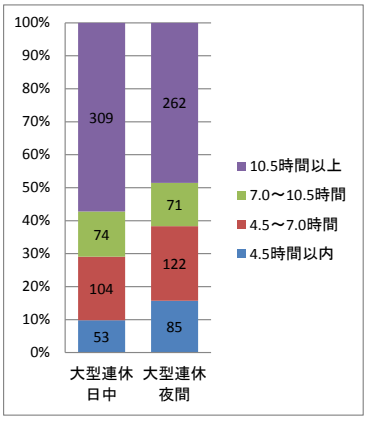
（ａ）平成 28 年５月



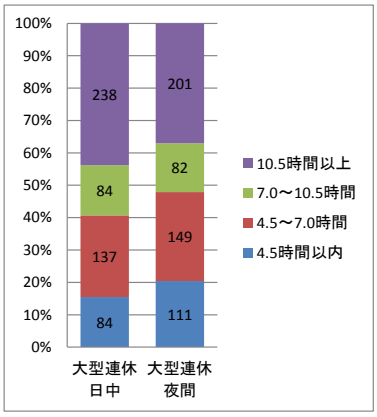
（ｂ）平成 29 年５月



（ｃ）平成 30 年１月



（ｄ）令和元年１月



（ｅ）令和２年１月

※出発までの準備時間を考慮のうえ，天候が良好な状況を想定し，集合場所を経由した場合の発電所（緊急時対策所）までの移動距離 4.0 時間以内（～3.5km），4.0～6.5 時間（3.5～10km），6.5～10.0 時間（10～20km），10.0 時間以上（20km～）により算出。なお，移動速度は参集訓練の実績（4.0km/h（67m/min））を基に算出している。（別紙補足２）

※発電所からの直線距離に応じた区分を回答。

※集合場所での情報収集時間の 30 分を考慮

第８図　要員参集シミュレーション結果（徒歩移動のみ）

(3) 参集要員の確保

(1)要員の想定参集時間，及び(2)要員参集調査から，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）かつ，参集手段が徒歩移動のみを想定した場合であっても，発電所構外の重大事故等に対処する要員は事象発生から約７時間で発電所に参集可能と考えられること，また，年末年始やゴールデンウィーク等の大型連休に重大事故等が発生した場合であっても，７時間以内に参集可能な重大事故等に対処する要員は 150 名以上（発電所員 540 名の約３割以上）と考えられる。このことから，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の初動体制の拡大を図り，長期的な事故対応を行うために外部から発電所へ参集する緊急時対策要員（54 名※）は，要員参集の目安としている８時間以内に確保可能であることを確認した。

※ 要員数については，今後の訓練等の結果により人数を見直す可能性がある。

別紙補足１

鉄塔倒壊時のアクセスについて

１．鉄塔の倒壊と参集ルートについて

発電所周囲には 500kV，220kV 及び 66kV の送電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。（第１図）

送電線の脱落及び断線，あるいは送電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，発電所に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て通行する。

・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況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

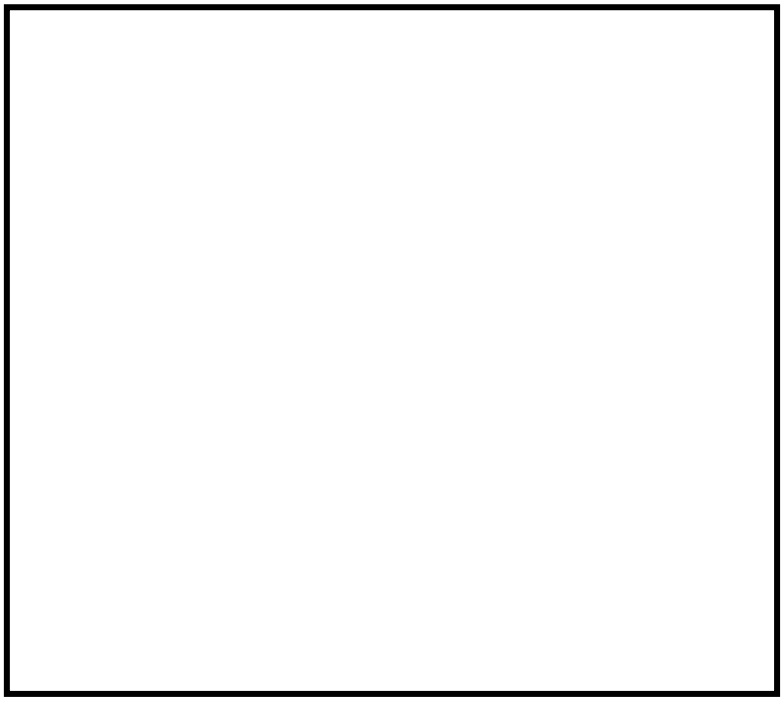


第１図　発電所周辺の参集ルートと送電鉄塔の位置

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（１）66kV No.54-甲及びNo.54-乙送電鉄塔が倒壊した場合

発電所侵入道路を阻害することになる66kV No.54-甲及びNo.54-乙送電鉄塔の倒壊がおきても，これらの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２図）



第２図　一矢入口周辺の参集ルートと送電鉄塔の位置

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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（平成 14 年 11 月 28 日）

※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（平成 24 年 3 月）

重大事故等に対処する要員は，送電線の停電など安全を確認したうえで，倒壊した送電鉄塔の影響を受けていない箇所を，離隔距離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重大事故等に対処する要員の参集性を評価するため参集訓練を実施した。集合場所である緑ヶ丘施設から緊急時対策所に参集する時間を実際に計測して，移動速度を算出した。

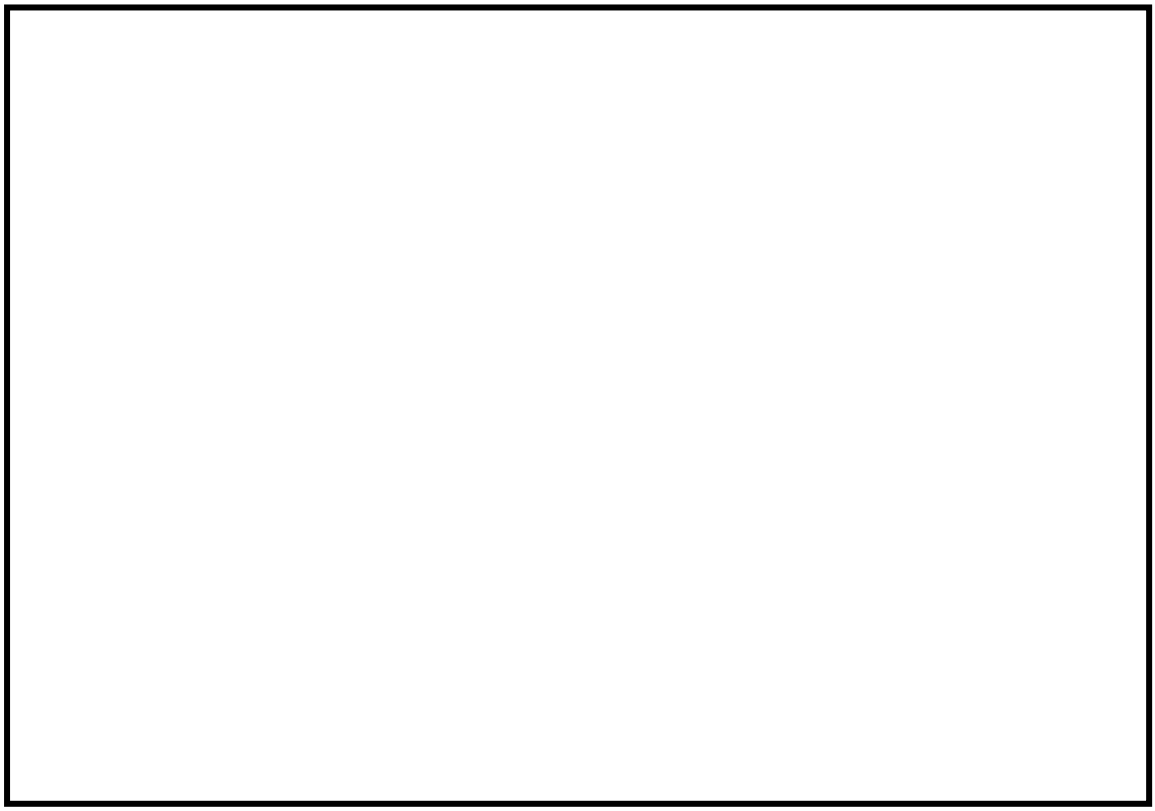
この結果から,発電所外から参集する重大事故等に対処する要員の参集するための速度を設定した。

２．参集訓練の実施

参集訓練の実施に当たっての条件と実施結果を以下に示す。

（１）参集訓練の実施概要

・移動経路は，通常参集ルートである一矢入口及び本谷入口，迂回ルートである宇中入口及び内カネ入口を通過して発電所にアクセスする４ルートを設定して実施。（第１図）
・移動速度の計測は，移動手段を徒歩として実施。
・各コースとも２名／組で実施。



第１図　集合場所（緑ヶ丘施設）からの参集訓練ルート

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（２）参集訓練の実施結果

第１表　参集訓練の実績結果（令和元年 11 月 22 日実施）

ルート	移動手段	実際の移動距離	参集時間	実際の移動速度	備考
①一矢ルート	徒歩	5.7km	80 分	4.3 km/h (72 m/min)	通常ルート
②本谷ルート	徒歩	9.0km	110 分	4.9 km/h (82 m/min)	通常ルート
③宇中ルート	徒歩	11.4km	169 分	4.0 km/h (67 m/min)	迂回ルート
④内カネルート	徒歩	7.0km	99 分	4.2 km/h (70 m/min)	迂回ルート
平均移動速度		4.4 km/h (73 m/min)			

３．参集訓練の評価

第１表の参集訓練の結果より，徒歩での移動速度は 73 m/min（4.4 km/h）と算出され，本訓練の評価用平均速度を 67 m/min（4.0 km/h）で設定した。

また，上記の参集性の評価に当たっては，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（4.0 km/h）とした。

４．参集訓練の様子

参集訓練の様子を第２図に示す。



一矢ルート



本谷ルート



宇中ルート



内カネルート

第２図　参集訓練の様子

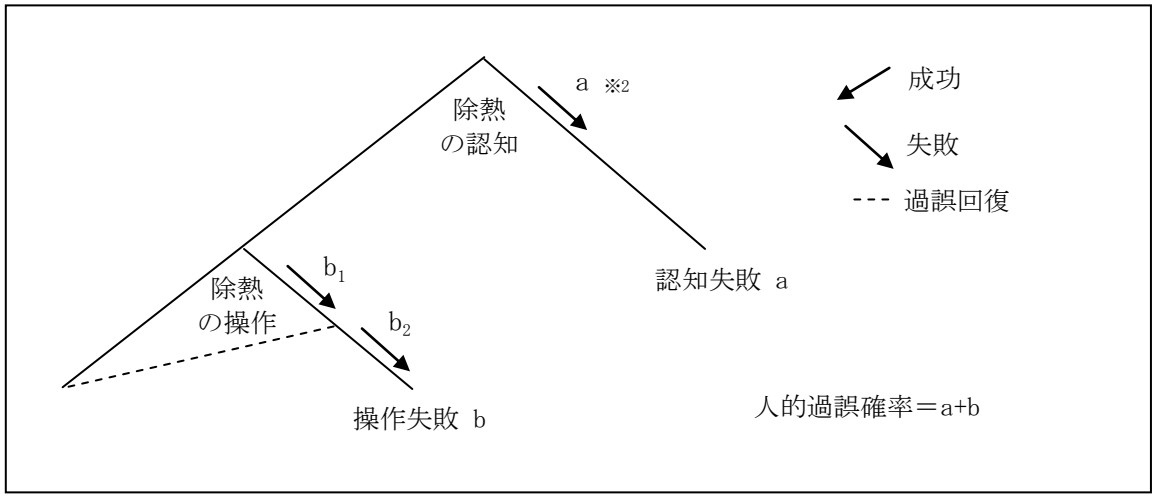
補足１

２号当直副長又は１号当直主任による運転士への操作指示／確認手順について

運転員の事故時における対応は，２号当直副長又は１号当直主任による「運転士」への操作指示がなされ，「運転士」による操作がなされる。（１人による対応）

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

人間信頼性評価（ＨＲＡ）ツリーを用いた定量評価
（炉心冷却後のＲＨＲによる停止時冷却の例）



人的過誤確率では，操作員の認知失敗や操作失敗があったとしても，１名の指示者の確認により是正がなされる評価手法を採用している。
以上により，実際の運転員による操作と，確率論的リスク評価で用いた評価手法は，整合が取られている。

※１　第244回　審査会合　資料3-4-2　島根原子力発電所２号炉確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について　参照

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

補足２

発電所が締結している医療協定について

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

現時点で，松江赤十字病院と放射線被ばく又は放射能汚染を伴う傷病者等が発生した場合の診療に関する覚書を締結して汚染傷病者の受け入れ体制を確保している。

添付資料 1.0.11

島根原子力発電所２号炉

重大事故等時の発電用原子炉主任技術者の役割について

＜　目　次　＞

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

1.　発電用原子炉主任技術者の選任

(1)　電源事業本部長は，発電用原子炉主任技術者及び代行者を，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，電源事業本部参事以上の者の中から選任する。

(4)　代行者は，課長以上の職位から選任する。

(5)　発電用原子炉主任技術者は，電源事業本部に所属し，発電所に駐在する。なお，品質保証部の部長，課長又は原子力人材育成センターの所長の職務を兼務できる。

(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，電源事業本部部長（原子力管理）又は所長の承認に先立ち確認する。

ｃ．保安規定に定める各職位からの報告内容等を確認する。

ｄ．保安規定に定める記録の内容を確認する。

ｅ．保安規定に定める報告（第 121 条第１項）を受け事態を確認し，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．原子力発電保安委員会及び原子力発電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（原子力発電保安運営委員会，発電所上層部によるミーティング等）への参加，現場パトロールを通じて，発電所の情報収集を行う。また，電気主任技術者及びボイラー・タービン主任技術者と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緊急時対策本部において，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，緊急時対策本部の本部長（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，緊急時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たって，緊急時対策本部の要員及び緊急時対策総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，運転員及び緊急時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，緊急時対策本部に参集し，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，発電所に参集できる体制，運用を整備する。

(a) 重大事故等の発生連絡を受けた後，速やかに緊急時対策本部に駆けつけられるよう，早期に非常招集が可能なエリア（松江市）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，緊急時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あらかじめ確認していることから，定められた手順書と異なった対応が必要となった場合であっても，必要の都度，プラントの状況等を把握し，原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示を行うことができる。

添付資料 1.0.12

島根原子力発電所２号炉

東京電力福島第一原子力発電所の事故教訓を踏まえた対応について

＜ 目 次 ＞

1. はじめに 1.0.12-1

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 1.0.12-2

3. その他の取組み 1.0.12-8

第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 1.0.12-2

第２表 手順書の整備に関する課題と対策 1.0.12-3

第３表 訓練の充実に関する課題と対策 1.0.12-4

第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 1.0.12-7

第５表 ヒューマンエラー防止対策の取組み 1.0.12-8

第６表 その他考慮する事項（手順書の整備） 1.0.12-8

第７表 その他考慮する事項（運用面での改善） 1.0.12-9

別紙１ 東京電力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抽出について 1.0.12-10

別紙２ 東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る
課題及び現状 1.0.12-12

1. はじめに

東日本大震災における東京電力福島第一原子力発電所については，全交流電源の喪失，常設直流電源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。

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，島根原子力発電所２号炉での対策及び取組みについて述べる。今後も，東京電力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，対策の実施可否について検討し，対応が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，島根原子力発電所２号炉において対応すべき対策を抽出した。

第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，島根原子力発電所２号炉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，か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」「運転操作を補助する資機材の充実」に分類化することができ，その対策とあわせて以下に整理した。

(2) 抽出された課題と対策

抽出された課題と島根原子力発電所２号炉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。その対策とあわせて以下に示す。

ａ．手順書の整備

第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，その後の確認作業についてのマニュアルがなく，系統確認や運転操作に対し迅速に対応できていなかった。	・全電源喪失時の手順を整備し，重大事故等にも対応できる手順を整備する。
2	・事故時の運転手順書は電源があることを前提としていた。 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３表　訓練の充実に関する課題と対策

	課題	対策
1	・㈱ＢＷＲ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。	・㈱ＢＷＲ運転訓練センター及び自社シミュレータ施設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	・㈱ＢＷＲ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。 ・東京電力福島第一原子力発電所事故から得られた知見，その他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。 ・高頻度に原子力防災訓練を行うことにより，訓練経験者を増やし，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)　運転訓練施設における運転員の訓練実績（平成26年４月～令和３年３月）

・自社シミュレータ施設における直員連携訓練：75回（累計の参加人数638名）

・社外シミュレータ施設における運転員の訓練：65回（累計の参加人数80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
（写真は自社施設での実施状況，電源喪失時を想定）

(b)　発電所における訓練実績（平成26年４月～令和３年３月の累計）

・総合訓練：８回（緊急時対策本部を設置し対応，現場での実模擬操作と連動）

・要素訓練：386回（高圧発電機車の操作及びケーブル敷設，大量送水車の移動及びホース展張，タンクローリの移動及びホース展張 他）



総合防災訓練の状況



高圧発電機車を用いた電源供給訓練の状況
（写真は全交流電源喪失時を想定した電源ケーブル接続作業）



大量送水車による訓練状況
（写真はホース展張とホース接続作業）

c．運転操作を補助する資機材の充実

第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系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。 ・中央制御室及び緊急時対策所から操作及び作業の連絡を行うため，所内通信連絡設備，電力保安通信用電話設備を整備する。 ・電源喪失時の準備として，避難用の照明とは別に作業用照明を設置し，中央制御室及び機器へのアクセスルート等は非常用電源により照明が使用できるようにするとともに，懐中電灯等の可搬型照明等により，既存の照明設備のない状況での操作及びパトロールを可能とする。
		・発電所内の連絡手段を確保するため，電源機能喪失時の対応用資機材として，無線通信設備，有線式通信設備及び衛星電話設備等を配備する。

3.　その他の取組み

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，当社として取り組むべき事項を以下のとおり整理し，対応している。

(1) 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５表に記載した事項について考慮する。

第５表　ヒューマンエラー防止対策の取組み

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。

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６表の観点も追加して整備する。

第６表　その他考慮する事項（手順書の整備）

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（ほう酸水注入，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，当直副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。

(2) 運用面での改善

従来から，当社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，運用面での取組みについて，第７表に関する事項について改善を行う。

第７表　その他考慮する事項（運用面での改善）

1	・本部長の指揮下に各統括を配置し，各統括の指揮下には各班を設け，従来の本部長に集中する情報を各統括を介しての情報連絡に見直すことにより，整理された情報伝達を可能とし，対応戦略の意思決定等を円滑に行う。
2	・各種の情報が本社とも共有可能な情報共有ツール（時系列管理システム，ＣＯＰ（Ｃｏｍｍｏｎ　Ｏｐｅｒａｔｉｏｎａｌ　Ｐｉｃｔｕｒｅ））を整備し，電話や紙による情報共有に加え，より円滑に情報を関係者で共有できるようにする。
3	・社外対応を行う者に対して，モバイルパソコンやタブレット等のツールを活用した情報提供を行う。
4	・夜間・休日昼間においては，重大事故等が発生した場合，速やかに対策の対応を行うため，発電所構内に重大事故等に対処する要員を常時確保する。また，あらかじめ定めた連絡体制に基づき，夜間・休日昼間を含めて必要な要員を招集できるよう，定期的に連絡訓練を実施する。
5	・発電所と中国電力ネットワーク株式会社で系統事故時対応訓練を実施して協力関係を強化する。また，外部電源復旧訓練を中国電力ネットワーク株式会社と合同で実施する等，連携も強化する。
6	・地震の揺れに対する防護のため，中央制御室の制御盤に地震時対応用手摺りの取付け及び中央制御室内の什器の固定など，地震を念頭に置いた対策を実施する。
7	・事故時に要求される特殊技量（重機の操作等）を有した要員を確保するために，大型自動車・けん引及び重機等の免許等について社員の資格取得を継続して計画する。また，資格所有者の管理を実施する。
8	・運転訓練シミュレータとは別に，シビアアクシデント時の知識，理解力向上のためプラント挙動等を可視化する研修ツール（卓上ＰＣシステム）を構築しており，プラント挙動を可視化するツールの特徴を活かした事故時の挙動の解説や事故の影響緩和策等の対応策の検討等，教育へ活用する。

別紙１

東京電力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抽出について

1. 抽出要領

本資料における東京電力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，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，原子力部門戦略会議に報告し，その進捗状況を管理している。

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（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）

島根原子力発電所２号炉に係る指摘及び提言事項

約440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60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）
・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）
・発電所の緊急時対策本部及び本社の緊急時対策総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２表　手順書の整備に関する課題と対策
・第３表　訓練の充実に関する課題と対策
・第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

別紙２

東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る課題及び現状

1. はじめに

原子力規制委員会「東京電力福島第一原子力発電所における事故の分析に係る検討会」（以下「事故分析検討会」という。）において取りまとめられた「東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る中間取りまとめ」（以下「中間取りまとめ」という。）に記載された事項から課題を抽出し，島根原子力発電所２号炉における現状を整理した。

中間取りまとめは，事故分析検討会において，2021 年３月までに技術的な内容の具体的検討を行った結果等を取りまとめたもので，今後，引き続き調査・分析を継続することとされており，事故時の現象に関する未解明のメカニズム等については最終報告を確認する必要があるが，東京電力福島第一原子力発電所事故から可能な限り教訓を得る観点から，対応すべき課題を抽出した。

2. 抽出された課題及び現状

中間取りまとめから抽出された課題に対して，島根原子力発電所２号炉における現状を整理した結果を第１表に示す。

今後も，事故分析検討会における検討状況を注視し，新たな知見が得られ次第，適宜，対策の実施可否について検討し，対応が必要となった課題については対策を講じていく。

第１表　中間取りまとめから抽出された課題及び現状（１／６）

	課題	現状	備考
1	ラプチャーディスクの破壊設定圧力 ・ 2号機ラプチャーディスクは破裂しておらず、同号機は一度もベントに成功しなかったと判断する。【P.11】 ・ ラプチャーディスクの破壊圧力が0.528MPa(abs)という高い圧力に設定されていたことがあり、ラプチャーディスクの破壊圧力の設定の妥当性について検討することが重要である。【P.29】	・ 耐圧強化ベントラインのラプチャーディスク（0.45MPa[gage]）は撤去することとしている。 ・ 格納容器フィルタベント系のラプチャーディスク（圧力開放板）の設計破裂圧力は，十分に低い圧力（0.08MPa[gage]）に設定することとしている。 ・ 現状対応でシビアアクシデント対策上の問題は無い。	補足資料(1)参照 補足資料(2)参照
2	ウェットウェルベント時の除染係数 ・ 従来、1号機と3号機では、3号機の方がサプレッションチェンバ（S/C）の内部水の温度が飽和温度に近かったことによって、ベント時に減圧沸騰した可能性があり、この水の状態によりスクラビングによる除染係数（DF）が著しく低くなった可能性があるとの考えが示されてきた。【P.15】 ・ 1号機及び3号機のベント時に想定されるサプレッションチェンバ（S/C）内の水位や水温の条件付近では、除染係数は、ベント管の下端部から水面までの高さ（スクラビング時の水位（サブマージェンス））が重要な影響因子であって、減圧沸騰を含む水温の影響はあまり大きくないという知見を得たことから、この考えは除染係数の差を説明することに適していないと判断している。【P.15】	・ サプレッション・プール沸騰時のスクラビング効果について，電力共同研究にて実験を行っており，沸騰時と未飽和時でスクラビング効果は同等程度であることを確認している。 ・ 今後の調査・分析の動向を注視する。	補足資料(3)参照

注：課題欄の括弧内のページ数は中間取りまとめのページ数を示す。

第１表　中間取りまとめから抽出された課題及び現状（２／６）

	課題	現状	備考
3	真空破壊弁の機能不全によるスクラビング・バイパス説 ・ サプレッションチェンバ（S/C）に接続している真空破壊弁の1つが故障し、ドライウェル（D/W）中の気体がベント時にスクラビングを経由せずに排気された可能性が指摘された。【P.16】 ・ 福島第二原子力発電所において、真空破壊弁のガスケットずれが確認された。【P.16】 ・ BWRの確率論的リスク評価（PRA）手法の改善等の観点から、今後も検討すべき項目であると考えられる。【P.16】	・ 真空破壊装置のガスケットはシリコンゴム製であったが，シリコンゴムは高温蒸気環境での劣化が確認されていたことから，改良ＥＰＤＭ製シール材に変更することとしている。 ・ 真空破壊装置のガスケットは，フランジ部の溝に伸縮性のあるガスケットを広げてはめ込む構造であり，簡単には外れにくい構造としている。 ・ 仮にガスケットが溝から完全に外れた場合，フランジと弁体の機械加工された部分が接触することから，ドライウェル側からの圧力が掛かっている状態においてはサプレッション・チェンバに大量に蒸気が漏えいする可能性は低いと考えられる。なお，弁体とフランジの間にガスケットの噛み込みが発生した場合においても，ガスケットの厚み程度では隙間は小さく，ドライウェル側から圧力が掛かっている状態であれば，大量に蒸気が漏えいする可能性は低いと考えられる。 ・ 真空破壊装置故障は，現状の許認可モデルとして考慮していないが，今後，ＰＲＡモデルの高度化の一環で真空破壊装置故障による影響を考慮することとしている。	補足資料(4)参照 補足資料(5)参照

注：課題欄の括弧内のページ数は中間取りまとめのページ数を示す。

第１表　中間取りまとめから抽出された課題及び現状（３／６）

	課題	現状	備考
4	ベントガスの自号機への逆流及び他号機への流入 ・ 1号機及び3号機のいずれにおいても、自号機への相当量のベントガスの逆流があったと判断する。【P.16】 ・ 3号機への逆流量は4号機への流入量の2倍程度【P.17】 ・ 1号機への自号機逆流は2号機への流入量の数倍【P.17】 ・ 1／2号機及び3／4号機のスタックがそれぞれ共用されており、SGTS配管もスタックの手前で合流する系統構成となっている。【P.151】 ・ 系統構成中、SGTSフィルタトレイン前後に設置されている隔離弁は電源喪失時に全開となること、逆流防止のためのグラビティダンパは仕様上、一定の漏えい（逆流）が生じることが確認されている。【P.151】	・ 耐圧強化ベントラインの非常用ガス処理系からの分岐箇所を変更し，非常用ガス処理系との接続配管には隔離弁を２重で設置する設計としている。 ・ 耐圧強化ベントラインは他号機と共用しておらず，排気管は単独で排気筒頂部まで設置している。 ・ 非常用ガス処理系フィルタ出口側の隔離弁は電動駆動弁（フェールアズイズ）で，グラビティダンパはフィルタ入口側（排風機出口側）に設置している。 ・ なお，格納容器フィルタベント系は，他系統との接続配管に隔離弁を２重で設置し，排気管は単独で原子炉建物頂部まで設置しているため，自号機への逆流及び他号機への流入はない設計としている。 ・ 現状対応でシビアアクシデント対策上の問題は無い。	補足資料(1)参照
5	シールドプラグの下面の汚染 ・ 1～3号機原子炉建屋のオペレーティングフロア（以下「オペフロ」という。）の線量率の測定結果等を分析した結果、原子炉格納容器（PCV）の上部に設置されているシールドプラグの下面の汚染の程度が高いことが確認された。【P.17】 ・ 1号機のシールドプラグの歪みの形状からは、シールドプラグが下に向かって大きな力を受けた形跡を示していることなどから、水素爆発時に生じた可能性が高いと考えられる。【P.20】	・ シールドプラグは，５分割されたブロックを組み合わせたラビリンス構造としている。 ・ 今後の調査・分析の動向を注視する。	補足資料(6)参照

注：課題欄の括弧内のページ数は中間取りまとめのページ数を示す。

第１表　中間取りまとめから抽出された課題及び現状（４／６）

	課題	現状	備考
6	3号機の水素爆発現象 ・ 3号機の水素爆発は単純な非常に短時間での爆発による単一現象ではなく、多段階の事象が積み重なったものとする「多段階事象説」が有力との認識に至った。【P. 22】 ・ 3号機の水素爆発時点の原子炉建屋内部の雰囲気は、水素、（可燃性）有機化合物、水蒸気及び空気が混合したものであったと考えられる。【P. 24】	・ 今後の調査・分析の動向を注視する。	
7	オペフロ（5階）以外における水素爆発の可能性 ・ 3号機原子炉建屋3階天井部の梁の損傷が判明した。【P. 25】 ・ 4階の水素爆発によって、300～500kPaの圧力が20～40msかかると、大梁の変形が生じうるとの見解を得た。【P. 25】	・ 水素を含む高温のガスは上昇することを想定し，オペフロに静的触媒式水素処理装置（ＰＡＲ）を設置することとしている。 ・ 漏えい想定箇所であるハッチ等のシール材を改良ＥＰＤＭ製シール材へ変更することとしている。 ・ ハッチ等の付近には水素濃度計を設置することとしている。 ・ 原子炉建物水素濃度2.5vol％到達で格納容器ベントを実施する手順を整備することとしている。 ・ 現状対応でシビアアクシデント対策上の問題は無い。	補足資料(7)参照 補足資料(8)参照 補足資料(9)参照
8	3号機及び4号機における爆燃現象 ・ 3号機原子炉建屋4階並びに4号機原子炉建屋3階及び4階の破損状況について、少なくともいくつかの箇所では、爆轟現象ではなく圧力上昇（爆燃現象）が生じた結果であることを示唆していると考えられる。【P. 26】	・ 今後の調査・分析の動向を注視する。	

注：課題欄の括弧内のページ数は中間取りまとめのページ数を示す。

第１表　中間取りまとめから抽出された課題及び現状（５／６）

	課題	現状	備考
9	主蒸気逃がし安全弁（SRV）の不安定動作 ・ 全交流動力電源喪失（SBO）条件下で、アキュムレータの窒素が消耗し、主蒸気逃がし安全弁（SRV）が完全開にも完全閉にもならない不十分な開閉が反復している状態（以下「中途開閉状態」という。）に至ると、原子炉圧力容器（RPV）圧力が主蒸気逃がし安全弁（SRV）の開信号の解除圧力を下回っても中途開閉状態の状態が継続される。【P.27】 ・ 原子炉圧力容器（RPV）圧力の小刻みな変動は、主蒸気逃がし安全弁（SRV）の弁体押さえバネの温度が上昇した影響により、主蒸気逃がし安全弁（SRV）が所定の設定圧力よりも低い圧力において、安全弁機能として動作したものと考えられる。【P.27】 ・ 窒素の不足のみならず、主蒸気逃がし安全弁（SRV）の逃がし弁機能の制御機構等に何らかの未解明の要素があるとの結論に至った。【P.27】	・ 逃がし安全弁窒素ガス供給系によりＳＲＶに窒素を供給可能な設計とし，窒素不足が発生しないよう予備のガスボンベを配備することとしている。 ・ ＳＲＶ用電磁弁及びＳＲＶシリンダのシール部を改良ＥＰＤＭ製シール材に変更することとしている。 ・ 格納容器代替スプレイ系により原子炉格納容器内の温度低下が可能な設計としている。 ・ ＳＲＶの駆動用窒素の不足に関しては，現状対応でシビアアクシデント対策上の問題は無い。 ・ 中間開閉状態が解除されずに継続したメカニズムに関する未解明の要素については，今後の調査・分析の動向を注視する。	補足資料(10)参照 補足資料(11)参照

注：課題欄の括弧内のページ数は中間取りまとめのページ数を示す。

第１表　中間取りまとめから抽出された課題及び現状（６／６）

	課題	現状	備考
10	設計上予定されない ADS 作動 ・ 3 号機ベント成功は、状況が推移する中で必ずしも設計上予定されていたわけではないが、自動減圧系（ADS）の作動条件が揃い、それによって生じたサプレッションチェンバ（S/C）圧力の急上昇がラプチャーディスクの破壊とベントの成功に繋がった【P.29】 （S/C の圧力上昇を RHR ポンプの吐出圧確立と誤検知）	・ ＡＤＳの作動条件として，ポンプ出口圧力信号ではなく，ポンプ遮断器閉信号を設定している。 ・ 今後の調査・分析の動向を注視する。	補足資料(12)参照
11	RPV からの輻射を考慮した PCV 過温破損の可能性 ・ 原子炉格納容器（PCV）上部は、原子炉圧力容器（RPV）との距離も近く、原子炉圧力容器（RPV）が高温になった場合、輻射などの影響で蒸気温度を超えて原子炉格納容器（PCV）温度が上昇するとの指摘もある。【P.34】 ・ 大量の水蒸気が存在する条件における過温破損のメカニズムについて検討を要する。【P.34】	・ 重大事故等対処設備を用いたシビアアクシデント対応により，ＲＰＶからの輻射によりＰＣＶが過温破損に至るような事故シーケンスとならないことを確認している。 ・ 自主対策設備として，原子炉ウェル注水設備を設置することとしている。 ・ 現状対応でシビアアクシデント対策上の問題は無い。	補足資料(13)参照

注：課題欄の括弧内のページ数は中間取りまとめのページ数を示す。

3. 補足資料

(1) 耐圧強化ベントラインについて

(2) 圧力開放板の信頼性について
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対処設備について 別添資料－1抜粋）

(3) サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対策の有効性評価 成立性確認 補足説明資料12抜粋）

(4) 改良ＥＰＤＭ製シール材の適用性について
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対策の有効性評価 付録2抜粋）

(5) 真空破壊装置の構造について

(6) シールドプラグの構造について

(7) 原子炉格納容器の漏えい想定箇所について
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対処設備について 別添資料－3及び島根原子力発電所２号炉 重大事故等対策の有効性評価 付録2抜粋）

(8) 原子炉建物水素濃度監視設備について
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対処設備について 別添資料－3抜粋）

(9) 水素漏えい時の対策について
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対処設備について 別添資料－3抜粋）

(10) 逃がし安全弁窒素ガス供給系について
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対処設備について 3.3抜粋）

(11) ＳＲＶの耐環境性能向上に向けた取り組みについて
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対策の有効性評価 成立性確認 補足説明資料30抜粋）

(12) 自動減圧機能及び代替自動減圧機能の論理回路について
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対策の有効性評価 成立性確認 補足説明資料42抜粋）

(13) 原子炉ウェル代替注水系について
（島根原子力発電所２号炉 重大事故等対処設備について 補足説明資料 53条抜粋）

耐圧強化ベントラインについて

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための自主対策設備である耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱手段は，万一，炉心損傷前に格納容器フィルタベント系が使用できない場合に，原子炉格納容器内雰囲気ガスを窒素ガス制御系及び非常用ガス処理系を経由して，主排気筒に沿って設置している排気管から排出することで，原子炉格納容器内の減圧及び除熱を行うものである。

耐圧強化ベントラインの系統概要図を第１図に示す。

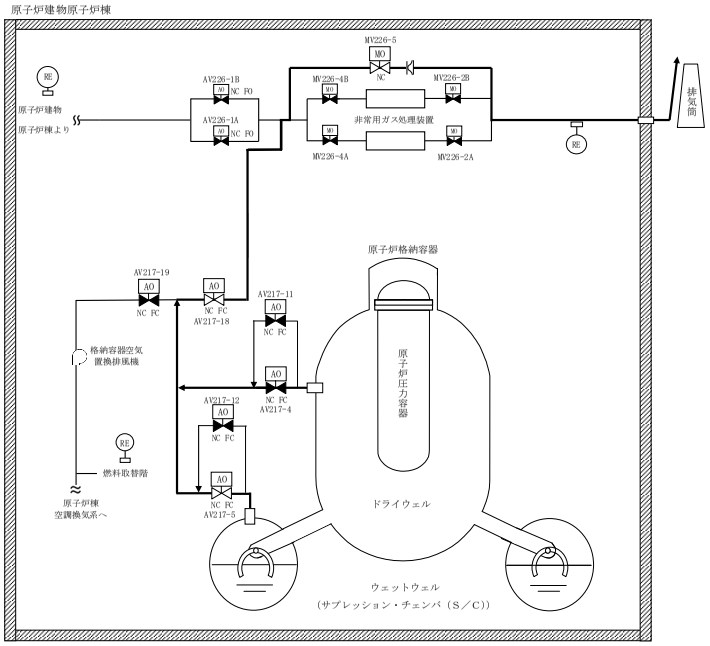
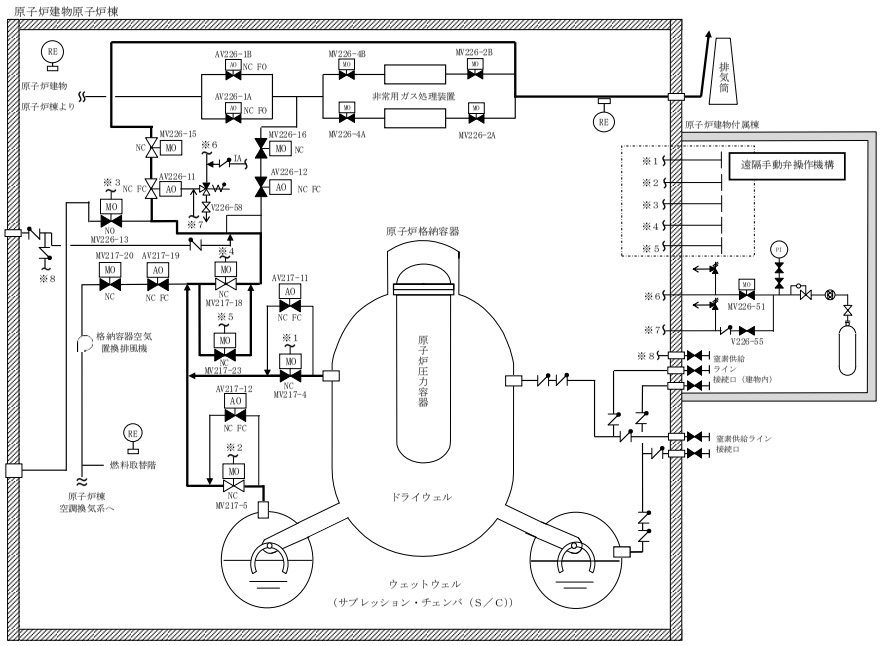
耐圧強化ベントラインに関するアクシデントマネジメント対策実施当時からの変更点は以下のとおり。

・ラプチャーディスクの撤去
・MV226-5 の撤去
・耐圧強化ベントラインの分岐位置の変更
・AV226-11,12，MV226-15,16，MV217-20 の追設
（格納容器フィルタベント系の他系統との隔離弁について２重で設置）
・AV217-4,5,18（ベント弁第１弁及び第２弁）を電動駆動弁に変更
・MV217-23 の追設（ベント弁第２弁の多重化）

耐圧強化ベントラインの隔離弁の仕様を第１表に示す。

AV226-11,12 及び MV226-15,16 については，弁シート部がメタル又は膨張黒鉛製であるため，200℃，２Pd 環境下において十分な耐熱性能を有しており，高温劣化の懸念が無い。

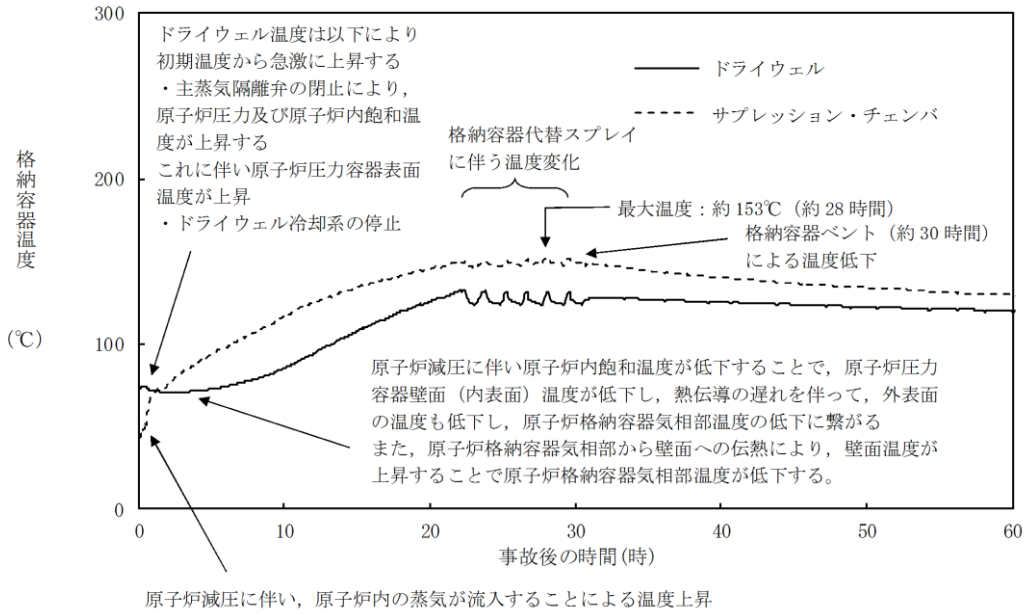
MV226-2A,2B は弁シート部に EPT ゴムを使用しており，耐熱温度は 150℃であるが，有効性評価のうち高圧・低圧注水機能喪失時における格納容器温度の最大温度は約 153℃であるため，炉心損傷前の格納容器ベント実施時の当該弁シート部の温度は耐熱温度である 150℃以下となると考えられる。高圧・低圧注水機能喪失時における格納容器温度の推移を第２図に示す。また，耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント前の系統構成として，非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し，当該弁の全閉を確認する手順を整備している。

アクシデントマネジメント対策実施当時	現状
	

第１図　耐圧強化ベントラインの系統概要図

第１表　耐圧強化ベントラインの隔離弁の仕様

	耐圧強化ベントラインの隔離弁		非常用ガス処理系との接続配管の隔離弁		非常用ガス処理系フィルタ出口の隔離弁	
弁番号	AV226-11	MV226-15	AV226-12	MV226-16	MV226-2A	MV226-2B
型式	バタフライ弁					
駆動方式	空気作動	電動駆動	空気作動	電動駆動	電動駆動	電動駆動
シート材	メタル	膨張黒鉛	メタル	膨張黒鉛	EPT ゴム	EPT ゴム
開閉状態	NC・FC	NC・FAI	NC・FC	NC・FAI	NC・FAI	NC・FAI



第２図　高圧・低圧注水機能喪失時における格納容器温度の推移

圧力開放板の信頼性について

１．圧力開放板の信頼性について

圧力開放板の設定破裂圧力は,ベントを実施する際の妨げにならないよう，ベント開始時の格納容器圧力（約 384kPa[gage]）と比較して十分低い圧力で動作するように，設定破裂圧力は 80kPa（圧力開放板前後差圧）を適用している。

操作実施後，圧力開放板が動作したことを第２表に示すパラメータの指示傾向を監視し判断する。

第２表　圧力開放板が作動したことの確認パラメータ

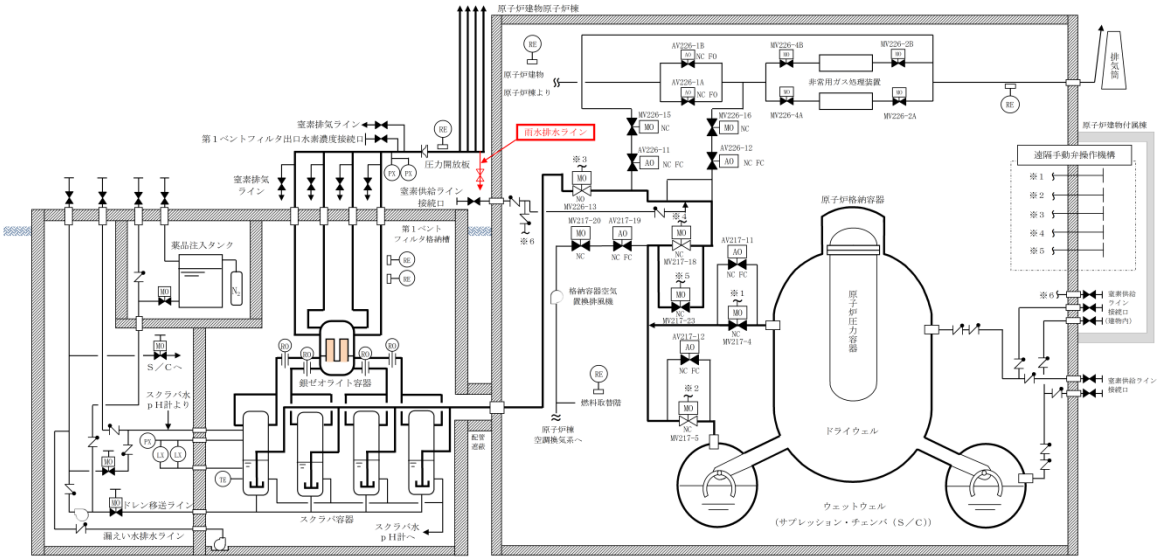
確認パラメータ	指示傾向
格納容器圧力	指示値が下降する。
フィルタ装置出口配管圧力	指示値が一旦上昇し，その後下降する。
第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（低レンジ）	指示値が上昇する。

２．圧力開放板の凍結による影響について

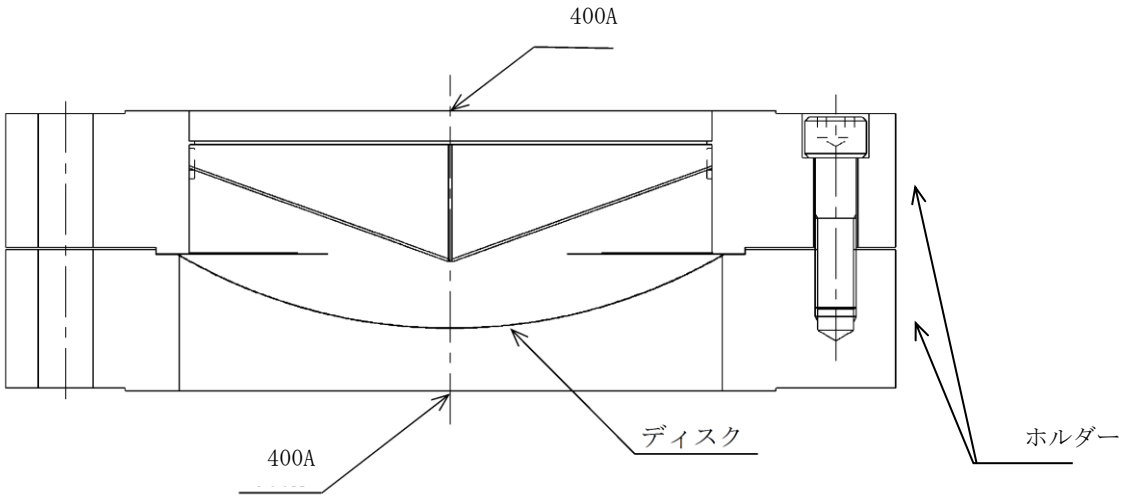
圧力開放板は，大気との境界に設置されることから，フィルタ装置出口配管端部から降水が浸入し，凍結することで機能に影響を与えることがないように系統開口部から降水が浸入し難い構造とする。

銀ゼオライト容器下流側の圧力開放板出口側は第３図に示すとおり大気側に開放されているため，格納容器フィルタベント系の出口配管の頂部放出端から雨水が流入した場合，圧力開放板まで流入する。そのため，圧力開放板の下流側配管に雨水排水ラインを設けることにより，流入した雨水は圧力開放板下流側配管内に蓄積せずに系外へ放出することができ，配管内で凍結することはない。

一方で，圧力開放板の出口側配管は大気開放されていることから，配管内で水分が結露して水滴が付着し，その状態で外気温が氷点下以下となった場合には圧力開放板表面で水分が凍結する可能性がある。圧力開放板表面が凍結することによる設定圧力での作動影響については，圧力開放板表面を意図的に凍結させ，凍結状態を模擬した破裂試験を実施し，破裂圧力に影響がないことを確認する。



第３図　雨水排水ライン系統図



第４図　圧力開放板構造図

雨水排水ラインの止め弁については，系統待機時に雨水排水ラインに雨水が溜まらないよう，プラント通常運転中は開運用とする。そのため，雨水排水ラインの止め弁については，ベント実施前に人力で確実に閉操作する運用とする。

なお，ベント実施中は，常にベントガスの流れがあるため，放出口から雨水が流入することは考えにくい。また，仮に放出口から雨水が流入したとしても，流入した雨水はスクラバ容器に回収され，格納容器に移送することが可能である。

３．製作時の考慮

圧力開放板は以下の項目を確認することで，信頼性を確保している。

圧力開放板の試験内容を第３表に示す。ホルダーについて耐圧・漏えい試験を行い，漏えい及び変形が無いことを確認しており，ディスクについては複数（実機取付用，破裂試験用，予備）製作しロット管理を行い，気密試験，耐背圧試験及び破裂試験に合格したロットの中から，系統に設置する圧力開放板を選定することとしており，破裂圧力の許容差を考慮し 80kPa～110kPa で圧力開放板が確実に動作すると考えている。

第３表　ラプチャディスク試験内容

試験項目	試験内容	試験個数	判定基準
気密試験	ディスク出口側（凹部）を大気圧とし，ディスク入口側（凸部）より試験圧力 [redacted]※1にて加圧保持（10 分以上）し，漏えいの有無を圧力計の指示値にて確認する。	ディスク ２枚	圧力降下がないこと。
耐背圧試験	ディスク入口側（凸部）を大気圧とし，ディスク出口側（凹部）より試験圧力 [redacted]※2にて加圧保持（10 分以上）し，漏えいの有無を圧力計の指示値にて確認及び変形の有無を確認する。	ディスク ２枚※3	圧力降下・変形がないこと。
破裂試験	ディスク出口側（凹部）を大気圧とし，ディスクが破裂するまで入口側（凸部）より加圧する。	ディスク ４枚以上※4	破裂圧力が 80 ～ 110kPa の範囲内であること。
耐圧・漏えい試験	穴をあけたディスクをホルダーに組込み，最高使用圧力 427kPa 以上に加圧保持（10 分以上）し，漏えい・変形の有無を圧力計・目視により確認する。	ホルダー １個（全数）	圧力降下・変形が無いこと。

※１：常用圧力の上限（差圧）

※２：メーカ設計値

※３：気密試験に使用した２枚にて実施

※４：気密試験，耐背圧試験に使用した２枚を含む計４枚以上にて実施

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果

有効性評価の「添付資料 3.1.3.3」で評価している“雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのＣｓ－137 放出量評価について”は，サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル状の放射性物質の捕集についても期待しており，その捕集効果はＭＡＡＰコード内（ＳＵＰＲＡ評価式）で考慮している。

事故発生後サプレッション・プール水は沸騰するが，沸騰時には気泡中の水蒸気凝縮に伴う除去効率の向上が見込めないため，捕集効果に影響を及ぼす可能性がある。

ここでは，サプレッション・プール水の沸騰による，捕集効果への影響について検討を行った。

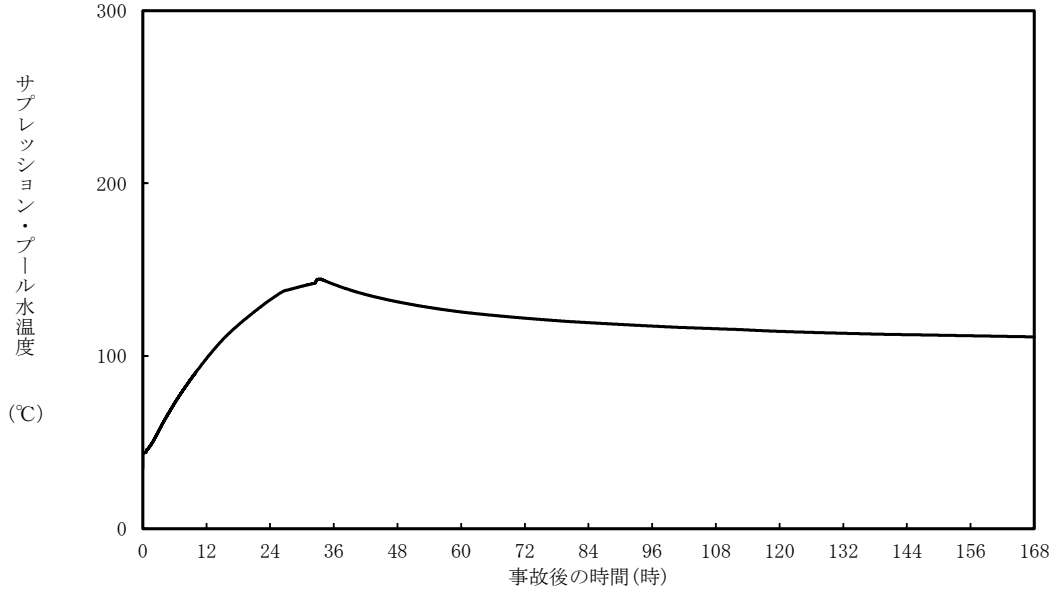
１．スクラビング時のサプレッション・プール水の状態

事故発生後，ＣｓＩ及びＣｓＯＨは原子炉圧力容器から原子炉格納容器内気相部へ移行し，また，その大部分は原子炉格納容器内液相部に移行する。ＭＡＡＰ解析により得られた原子炉格納容器内液相部中のＣｓＩ及びＣｓＯＨの存在割合の時間推移を第５図に，サプレッション・プール水温度の時間推移を第２図に示す。

第５図より，初期のブローダウンによるスクラビングの効果等により，ＣｓＩ及びＣｓＯＨの大部分が初期の数時間で液相部へと移行することが分かる。また，第６図より，最初の数時間においては，サプレッション・プール水温度は未飽和状態であり，沸騰は起きていないことがわかる。すなわち，サプレッション・プールでスクラビングされる大分部のＣｓＩ及びＣｓＯＨは，最初の数時間で非沸騰状態下でのその効果を受け，残りの少量のＣｓＩ及びＣｓＯＨが沸騰状態下でのスクラビングを受けることになる。

このことから，サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に対しては，沸騰条件下でのスクラビング効果の影響よりも，非沸騰状態下でのスクラビング効果の影響の方が支配的になると考えられる。

第５図　原子炉格納容器内液相部中の存在割合



第６図　サプレッション・プール水温度

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

２．沸騰時のスクラビング効果

(1)スクラビング効果に関する試験

沸騰後においても少量のエアロゾル粒子がサプレッション･プールのスクラビングを受けるため，沸騰時のスクラビング効果が極めて小さい場合は，サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は大きくなる可能性がある。

沸騰時のスクラビング効果については，電力共同研究にて実験が行われており，未飽和時のスクラビング効果との比較が行われている。試験の概要と試験結果を以下に示す。

ａ．試験の概要

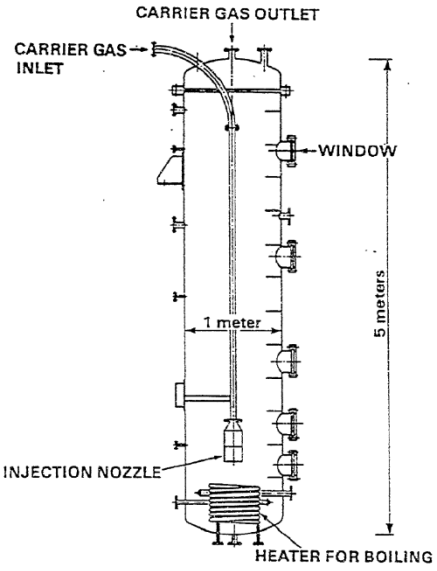
試験装置は直径約１ｍ，高さ５ｍの第７図に示す円筒状容器であり，第４表に示す試験条件のもと，スクラバ水のスクラビング効果を測定している。

ｂ．試験結果

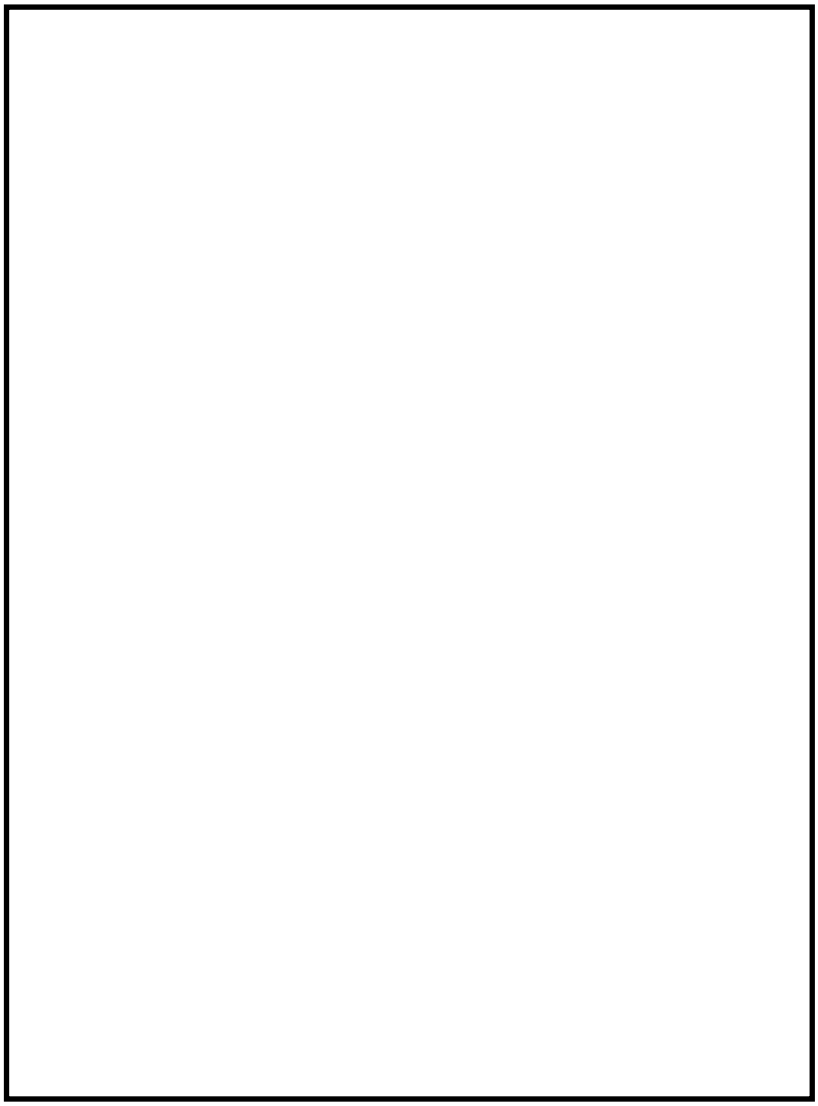
スクラバ水が未飽和である場合と，沸騰している場合の試験結果を第８図に示す。第８図では未飽和時の実験データを白丸，沸騰時の実験データを黒丸で示しており，スクラバ水の水深を実機と同程度（約１ｍ）とした場合では，スクラビング効果は沸騰時と未飽和時で同等程度となっている。このことから，実機においても，沸騰後にサプレッション・プールのスクラビング効果が全く無くなる（ＤＦ＝１）ことにはならず，沸騰後のスクラビングがサプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は限定的となると考えられる。

第４表　試験条件

Parameter			Standard Value	Range
Geometric property	injection nozzle diameter	(cm)	15	1～15
	scrubbing depth	(meters)	2.7	0～3.8
Hydraulic property	pool water temperature	(℃)	80	20～110
	carrier gas temperature	(℃)	150	20～300
	steam fraction	(vol.%)	50	0～80
	carrier gas flow rate	(L/min)	500	300～2000
Aerosol property	particle diameter	(μm)	0.21～1.1	0.1～1.9
	material		LATEX	LATEX,CsI



第７図　試験装置の概要



第８図　エアロゾル粒子に対するスクラビング効果

出典：共同研究報告書「放射能放出低減装置に関する開発研究」（PHASE2）最終報告書 平成５年３月

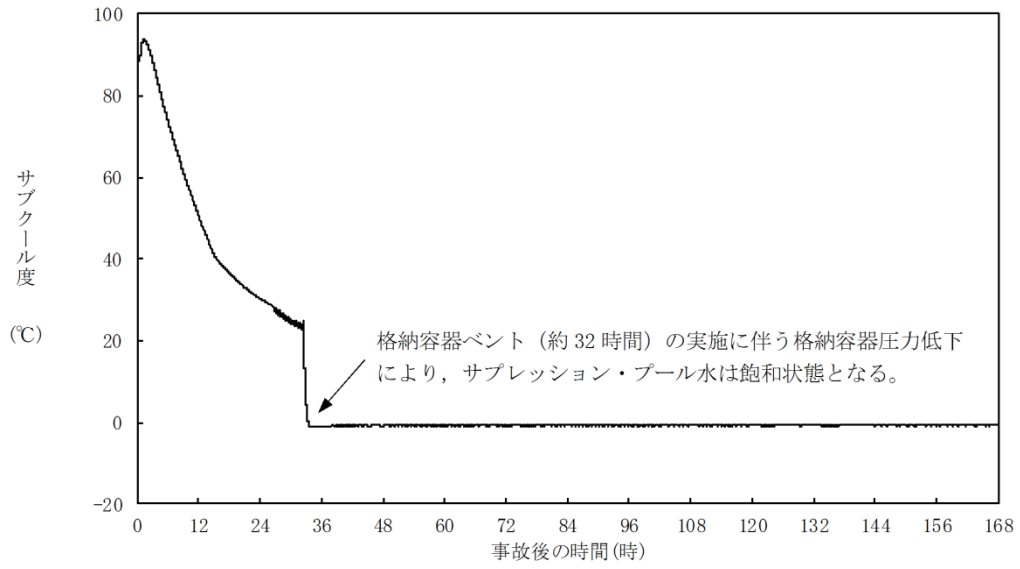
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 沸騰による除去効果への影響について

スクラビングによる除去効果について，ＭＡＡＰ解析ではスクラビング計算プログラム（ＳＵＰＲＡコード）により計算されたＤＦ値のデータテーブルに，プール水深，エアロゾルの粒子径，キャリアガス中の水蒸気割合，格納容器圧力及びサプレッション・プールのサブクール度の条件を補間して求めている。

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の残留熱代替除去系を使用しない場合では，第９図のとおり，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの実施に伴いサプレッション・プールは飽和状態（沸騰状態）になるため，サプレッション・プールの沸騰による除去効果への影響を確認した。

ＭＡＡＰ評価条件及び評価結果を第５表及び第６表に示す。なお，エアロゾルの粒径については，スクラビング前後でそれぞれ最も割合の多い粒径について除去効果への影響を確認した。その結果，第６表のとおり沸騰時の除去効果は非沸騰時に比べて小さいことを確認した。



第９図　サプレッション・プールのサブクール度の推移

第５表　評価条件

項　目	評価条件※	選定理由
蒸気割合	□ %	格納容器ベント実施前の D/W における蒸気割合（約 89%）相当
格納容器圧力	□ kPa[gage]	格納容器ベント実施前の格納容器圧力を考慮して設定（設定上限値）
サプレッション・プール水深	□ m	実機では水深３m 以上のため，設定上限値を採用
サブクール度	□ ℃	未飽和状態として設定（設定上限値）
	□ ℃	飽和状態として設定（設定下限値）
エアロゾルの粒径（半径）	□ μm	スクラビング前の最も割合が多い粒径
	□ μm	スクラビング後の最も割合が多い粒径

※　ＳＵＰＲＡコードにより計算されたデータテーブルの設定値を採用

第６表　評価結果

粒径（半径）	ＤＦ	
	未飽和状態（サブクール度□℃）	飽和状態（サブクール度□℃）
□ μm	□	□
□ μm	□	□

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

改良ＥＰＤM製シール材の適用性について

島根２号炉では，改良ＥＰＤM製シール材として[redacted]を採用する計画である。

改良ＥＰＤM製シール材の開発経緯を以下に示す。

・従来，原子炉格納容器のシール材（ガスケット）として使用していたシリコンゴムは，使用温度範囲が－60℃～＋200℃であり，従来のＥＰＤM製シール材の使用温度範囲－50℃～＋150℃よりも耐熱性は若干高いものの，既往の試験結果から高温蒸気環境での劣化が確認されていた。

・従来のＥＰＤM製シール材はシリコンゴムに比較して高温蒸気に強い材料であったが，更なる耐熱性向上を目的に材料の改良を進め，改良ＥＰＤM製シール材を開発した。

改良ＥＰＤM製シール材については，ガスケットメーカにおいて，耐熱性，耐高温蒸気性及び耐放射線性の確認を目的に，事故時環境を考慮した条件（放射線量 800kGy を照射した上で 200℃の蒸気環境にて 168 時間）にて圧縮永久ひずみ試験が実施されており，耐性が確認されている。

島根２号炉で採用予定の改良ＥＰＤM製シール材[redacted]については，ガスケットメーカで実施された試験と同様に圧縮永久ひずみ試験を実施するとともに，重大事故等時の温度及び放射線による劣化特性がシール機能に影響を及ぼすものでないことを実機フランジ模擬試験にて確認している。

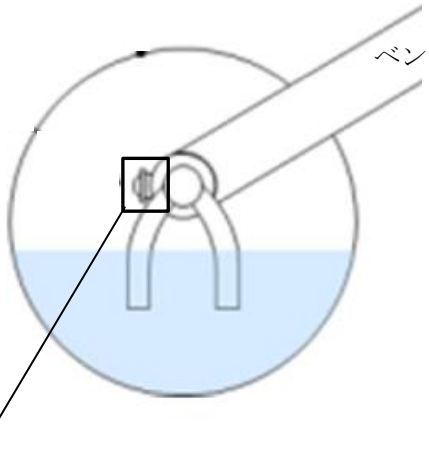
また，改良ＥＰＤM製シール材は，ガスケットメーカにて材料や特長に応じ定めている型番品[redacted]として管理されているものであり，当該品を特定可能であることから，メーカ型番を指定することにより今回シール機能が確認されたものを確実に調達することが可能である。

なお，今後の技術開発により，より高い信頼性があるシール材が開発された場合は，今回と同様に圧縮永久ひずみ試験等を実施し，事故時環境におけるシール機能評価を行うことで，実機フランジへの適用性について確認する。

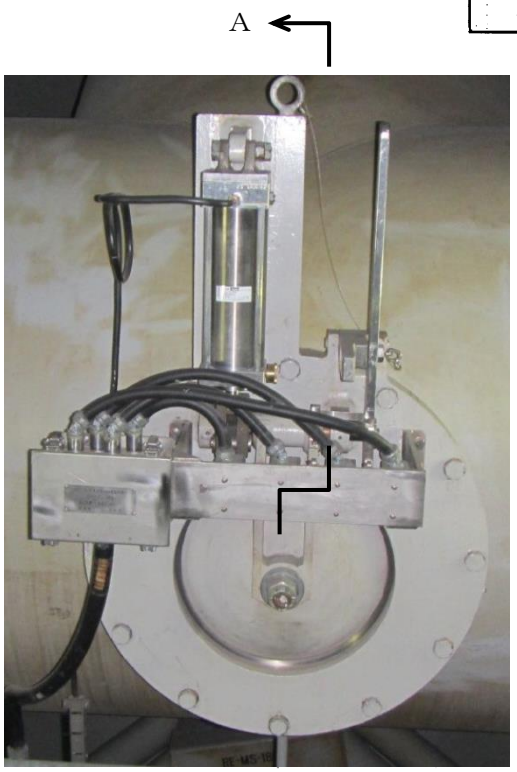
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

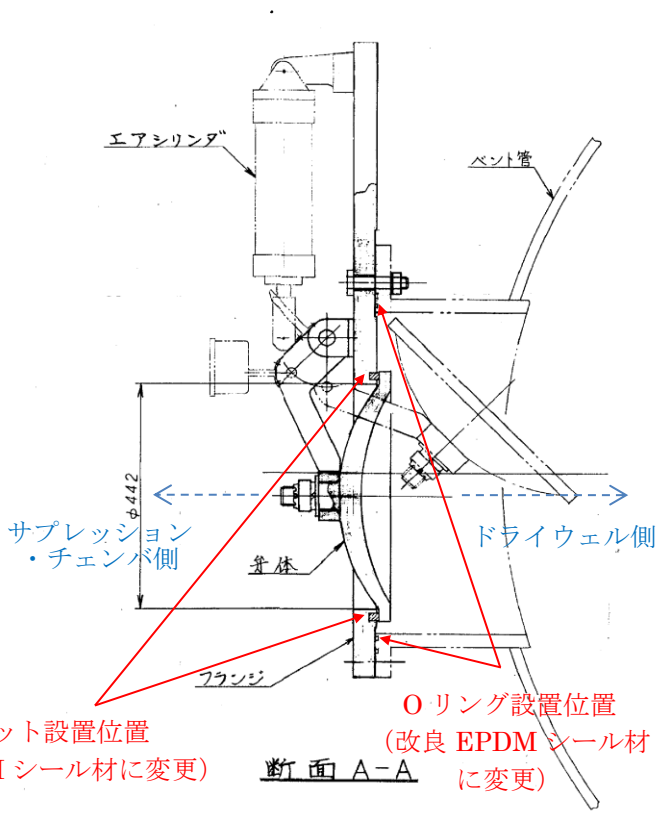
真空破壊装置の構造について

以下に真空破壊装置の構造を示す。



名　称	種　類	口径(mm)	材　料	駆動方法	個　数	取付箇所
a. 真空破壊装置	逆止め弁	442	SGV49	—	8	ベント管

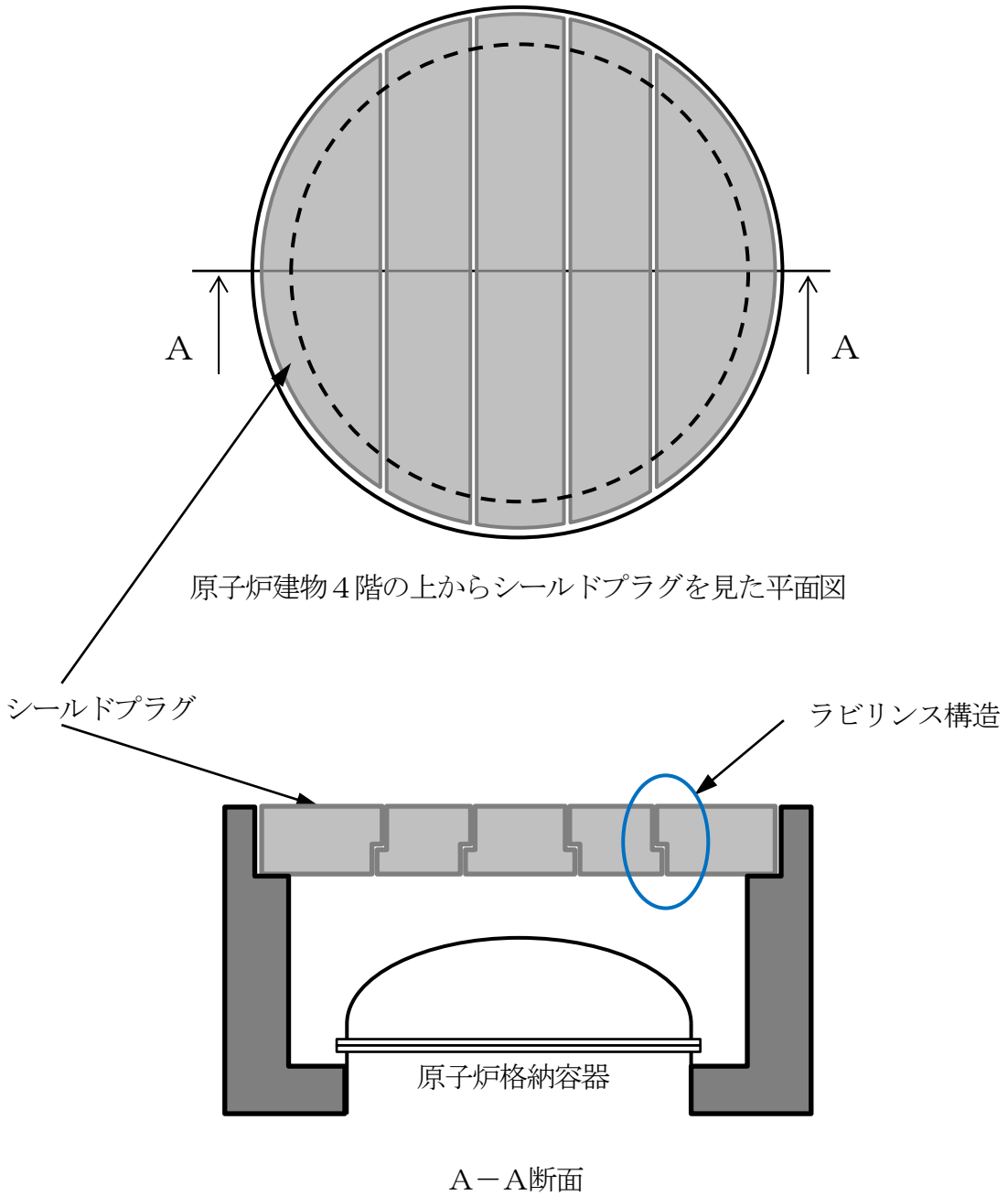




第 10 図　真空破壊装置構造図

シールドプラグの構造について

以下にシールドプラグの概略構造を示す。



第 11 図　シールドプラグ概略構造図

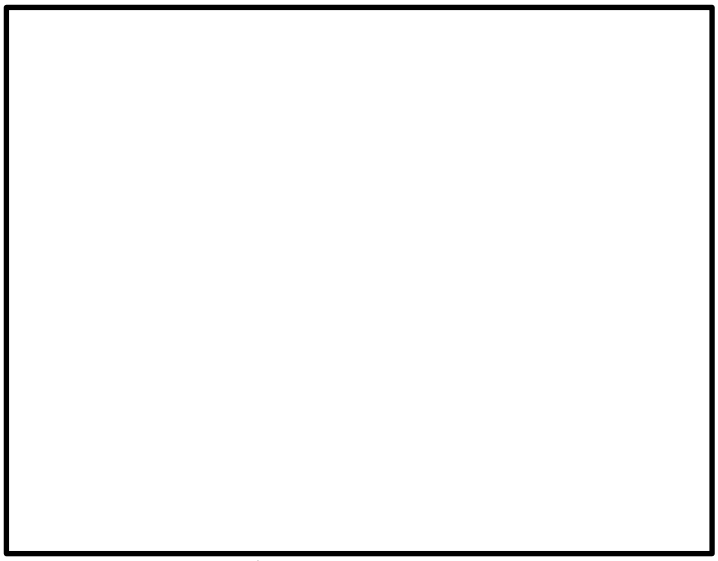
原子炉格納容器の想定漏えい箇所について

１．想定漏えい箇所

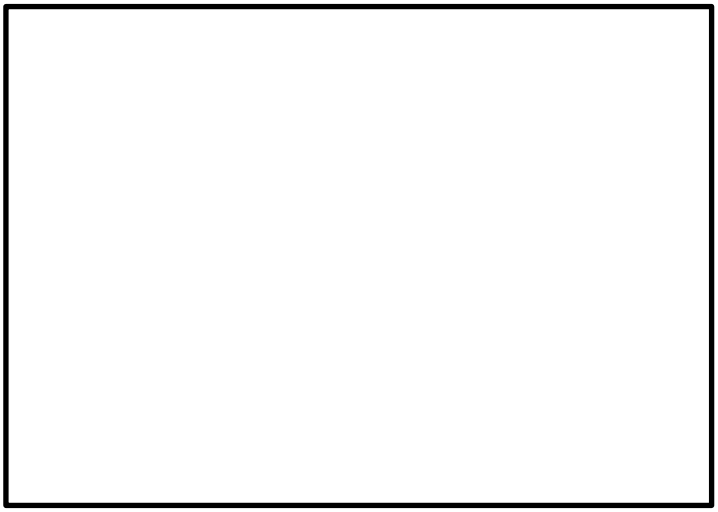
原子炉格納容器の想定漏えい箇所を第７表に示す。ＰＡＲの設計条件では格納容器バウンダリ構成部ハッチ類シール部８箇所のうち口径及び許容開口量に対する裕度から漏えいポテンシャルが最も大きいと考えられるドライウェル主フランジから全量漏えいすることを想定する。有効性評価結果を踏まえた条件では当該８箇所から分散して水素が漏えいすることを想定する。

第７表　想定漏えい箇所

フロア	想定漏えい箇所	設計条件	有効性評価結果を踏まえた条件
原子炉建物 原子炉棟４階	ドライウェル主フランジ（１箇所）	○	○
原子炉建物 原子炉棟２階	逃がし安全弁搬出ハッチ（１箇所）		○
原子炉建物 原子炉棟１階	機器搬入口（２箇所） 所員用エアロック（１箇所） 制御棒駆動機構搬出ハッチ（１箇所）		○ ○ ○
原子炉建物 原子炉棟 地下階	サプレッション・チェンバ アクセスハッチ（２箇所）		○

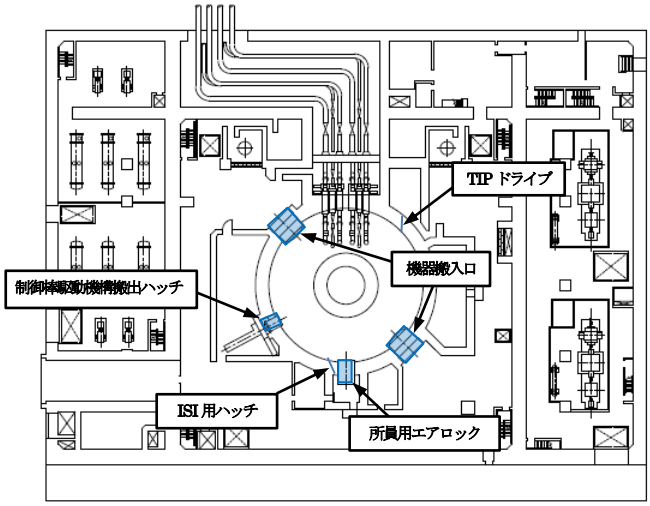


第 12 図　評価対象部位位置図（原子炉建物４階）

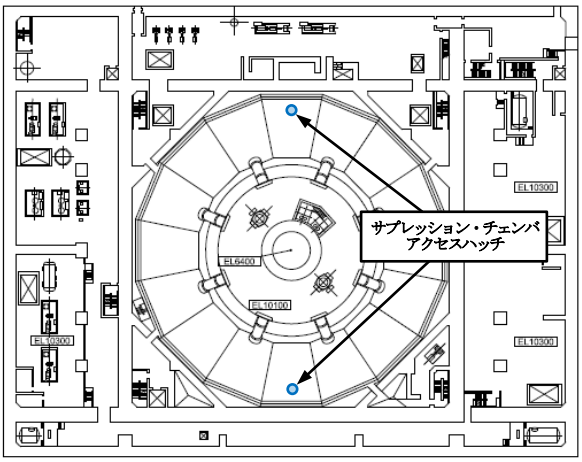


第 13 図　評価対象部位位置図（原子炉建物２階）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 14 図　評価対象部位位置図（原子炉建物 1 階）



第 15 図　評価対象部位位置図（原子炉建物地下階）

２．原子炉格納容器バウンダリにおけるシール材の変更について

原子炉格納容器バウンダリに使用しているシール材については，今後，下記に示すとおり重大事故環境下で健全性が確認されたシール材に変更する。

第８表　原子炉格納容器バウンダリに使用されているシール材の変更

バウンダリ箇所		部品	変更前部材	変更後部材
原子炉格納容器本体・ハッチ類	ドライウェル主フランジ	フランジガスケット	シリコンゴム	改良ＥＰＤＭ
	機器搬入口	フランジガスケット	シリコンゴム	改良ＥＰＤＭ
	所員用エアロック	扉ガスケット	シリコンゴム	改良ＥＰＤＭ
		均圧弁シート	フッ素樹脂	ＰＥＥＫ材
		電線貫通部シール	フッ素樹脂	黒鉛
		ハンドル軸貫通部Ｏリング	フッ素ゴム	改良ＥＰＤＭ
	逃がし安全弁搬出ハッチ	フランジガスケット	シリコンゴム	改良ＥＰＤＭ
	制御棒駆動機構搬出ハッチ	フランジガスケット	シリコンゴム	改良ＥＰＤＭ
配管貫通部	貫通部フランジ(X-7A,B)	フランジガスケット	シリコンゴム	改良ＥＰＤＭ
	貫通部フランジ(X-23A～E)	フランジＯリング	シリコンゴム	改良ＥＰＤＭ
	貫通部フランジ(X-107)	フランジＯリング	シリコンゴム	改良ＥＰＤＭ
原子炉格納容器隔離弁	窒素ガス制御系バタフライ弁	弁座シート	ＥＰゴム	改良ＥＰＤＭ
	ＴＩＰボール弁	弁座シート	フッ素樹脂	改良ＥＰＤＭ
		グランドシール	フッ素樹脂	改良ＥＰＤＭ
		弁ふたシール	フッ素ゴム	改良ＥＰＤＭ
			フッ素樹脂	
	ＴＩＰパージ弁	弁体シート	ＥＰゴム	改良ＥＰＤＭ
		グランドシール	ＥＰゴム	改良ＥＰＤＭ
		弁ふたシール	ＥＰゴム	改良ＥＰＤＭ

原子炉建物水素濃度監視設備について

１．原子炉建物水素濃度監視設備の設計方針について

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建物原子炉棟の水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定するための設備として原子炉建物水素濃度を設置する。

(1) 設計方針

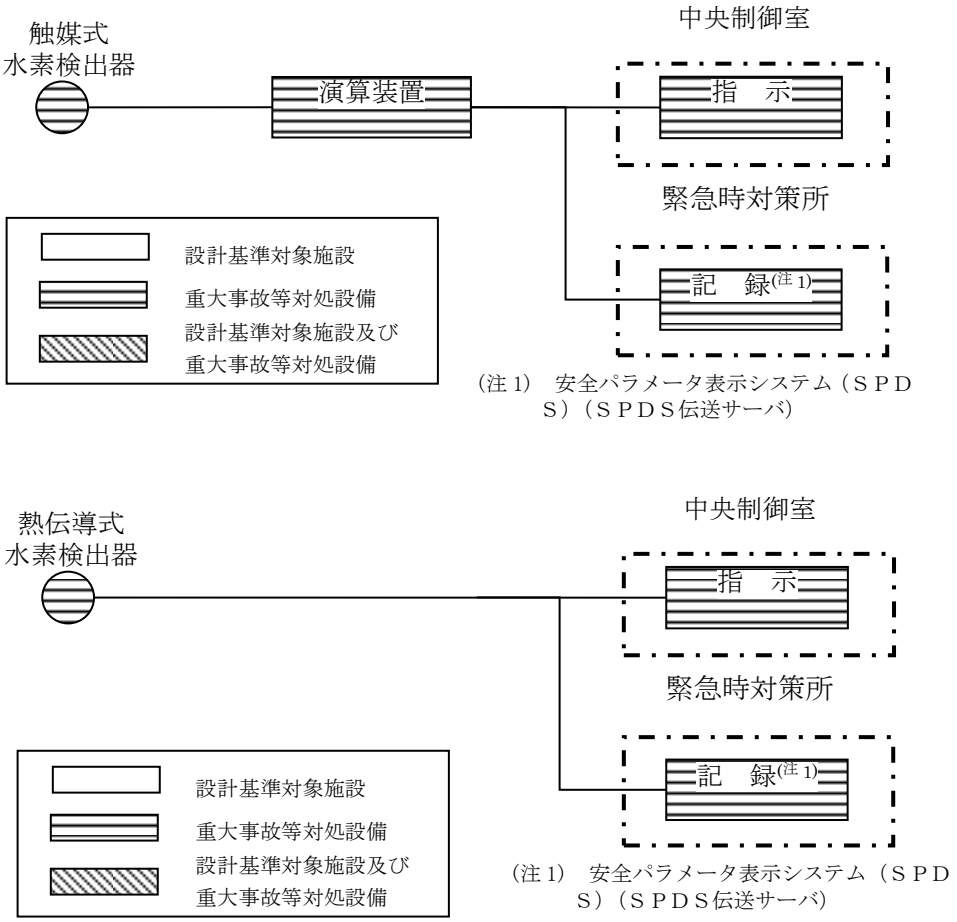
原子炉建物水素濃度は炉心の著しい損傷が発生し，ジルコニウムー水反応等で短期的に発生する水素ガス及び水の放射線分解等で長期的に緩やかに発生し続ける水素ガスが格納容器から原子炉建物原子炉棟へ漏えいした場合に，原子炉建物原子炉棟において，水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定を行い，中央制御室において連続監視できる設計とする。また，原子炉建物水素濃度は電源が喪失した場合においても常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電が可能な設計とする。

(2) 主要仕様

原子炉建物水素濃度の主要仕様を第９表に示す。原子炉建物水素濃度は原子炉建物原子炉棟の水素濃度を触媒式または熱伝導式水素濃度検出器を用いて電気信号として検出する。検出された電気信号を演算装置にて水素の濃度信号に変換した後，中央制御室に指示し，緊急時対策所にて記録する。第 16 図に概略構成図を示す。

第９表　原子炉建物水素濃度の主要仕様

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
原子炉建物水素濃度	触媒式水素検出器	０～10vol％	1	原子炉建物原子炉棟地下１階 ・トーラス室：１個
	熱伝導式水素検出器	０～20vol％	6	原子炉建物原子炉棟４階 ・床から５ｍ：１個 ・天井から－１ｍ：１個
				原子炉建物原子炉棟２階 ・非常用ガス処理系吸込配管近傍：１個 ・ＳＲＶ補修室：１個
				原子炉建物原子炉棟１階 ・ＣＲＤ補修室：１個 ・所員用エアロック室：１個



第 16 図　原子炉建物水素濃度の概略構成図

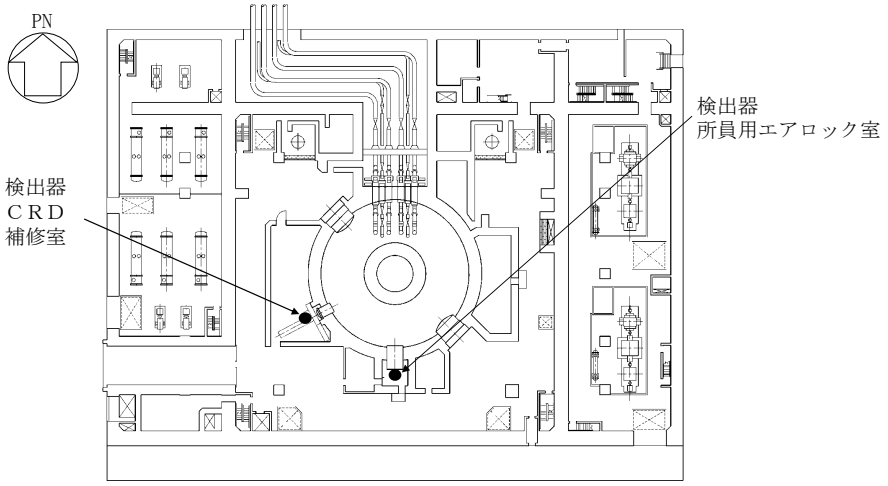
(3) 設置場所

原子炉建物水素濃度の検出器の設置場所を第 17 図から第 20 図に示す。

なお，局所エリア（SRV 補修室，CRD 補修室及び所員用エアロック室）及びトーラス室に漏えいした水素ガスを早期検知及び滞留状況を把握することは，水素爆発による原子炉建物の損傷を防止するために有益な情報になることから，局所エリア及びトーラス室に漏えいした水素ガスを計測するため水素濃度計を設置し，事故時の監視性能を向上させる。これにより，格納容器内にて発生した水素ガスが漏えいするポテンシャルのある箇所での水素濃度と，水素ガスが最終的に滞留する原子炉建物原子炉棟４階での水素濃度の両方を監視できることとなり，原子炉建物原子炉棟全体での水素影響を把握することが可能となる。なお，トーラス室の水素ガスの挙動としては，格納容器から漏えいした高温の気体による上昇流（エネルギーとしては１kW 程度）と，上昇した気体が天井および側壁にて冷却されることで発生する下降流により，トーラス室の雰囲気全体を混合する自然循環流が生じ，水素濃度はほぼ均一になると考えられるため，第 20 図に示す設置場所に１台設置する。

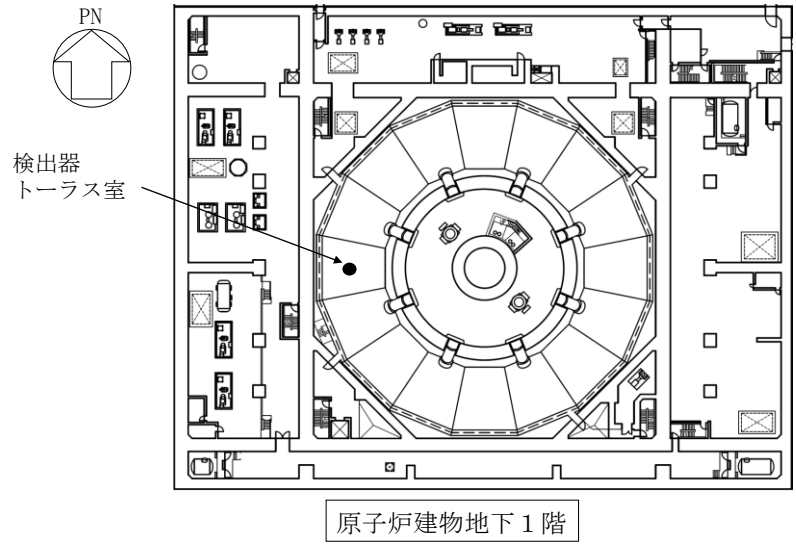
第 17 図　原子炉建物水素濃度の設置場所（原子炉建物４階）

第 18 図　原子炉建物水素濃度の設置場所（原子炉建物２階）



第 19 図　原子炉建物水素濃度の設置場所（原子炉建物１階）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 20 図　原子炉建物水素濃度の設置場所（原子炉建物地下１階）

水素漏えい時の対策について

有効性評価結果を踏まえた条件における原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析では，局所エリアを含めて水素濃度が可燃限界未満となること，原子炉建物原子炉棟４階の全てのサブボリュームにおいて水素濃度に偏りがないこと，格納容器ベント実施により水素発生源を断ち，原子炉建物原子炉棟への水素漏えいを抑制できることを確認している。

また，ＰＡＲ設計条件における原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析では，ＰＡＲによる水素処理による原子炉建物原子炉棟の水素上昇を抑制できること，原子炉建物原子炉棟４階の全てのサブボリュームにおいて水素濃度に偏りがないことを確認している。

これらの解析結果を踏まえ，格納容器設計漏えい率を超えるような異常な漏えいが発生した場合には，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを実施し，原子炉建物原子炉棟内の水素濃度上昇を抑制することが有効と考える。また，局所エリアへ設置する水素濃度計により格納容器からの水素漏えいを早期に検知することが可能であり，原子炉建物原子炉棟４階に設置する水素濃度計とともに原子炉建物原子炉棟内全体での水素影響を把握することが可能である。自主対策設備も含めた水素漏えい時の対策の全体フローを第 21 図に，フローに記載している判断基準の考え方を以下に示す。

【判断基準の考え方】

① 異常な漏えいを抑制するため格納容器ベントを実施

水素濃度が 1.5vol％を超えるとＰＡＲの作動，水素処理による水素濃度上昇の抑制効果を見込むことができ，また，格納容器の設計漏えい率を超えた状態では水素とともに放射性物質も漏えいする可能性が高いため，早期に格納容器ベント操作へ移行する方が有効と考え，水素濃度 2.5vol％に到達した時点でベント実施を判断する。また，ベント実施基準の 2.5vol%に対し，運転操作の余裕時間（0.4vol%＝３時間）を踏まえ，水素濃度 2.1vol%に到達した時点でベント準備を判断する。

② 非常用ガス処理系の停止

非常用ガス処理系は，格納容器から漏えいしたガスに含まれる放射性物質を低減しつつ，水素を大気へ放出することで原子炉建物原子炉棟の水素濃度上昇を抑制でき，また，水素の成層化を防ぐ換気効果を有することから，運転可能な場合は使用する。ただし，非常用ガス処理系は防爆仕様ではないため，系統内での水素爆発のリスクを回避する必要があり，可燃限界を下回る水素濃度 1.8vol％※を非常用ガス処理系の停止基準とする。

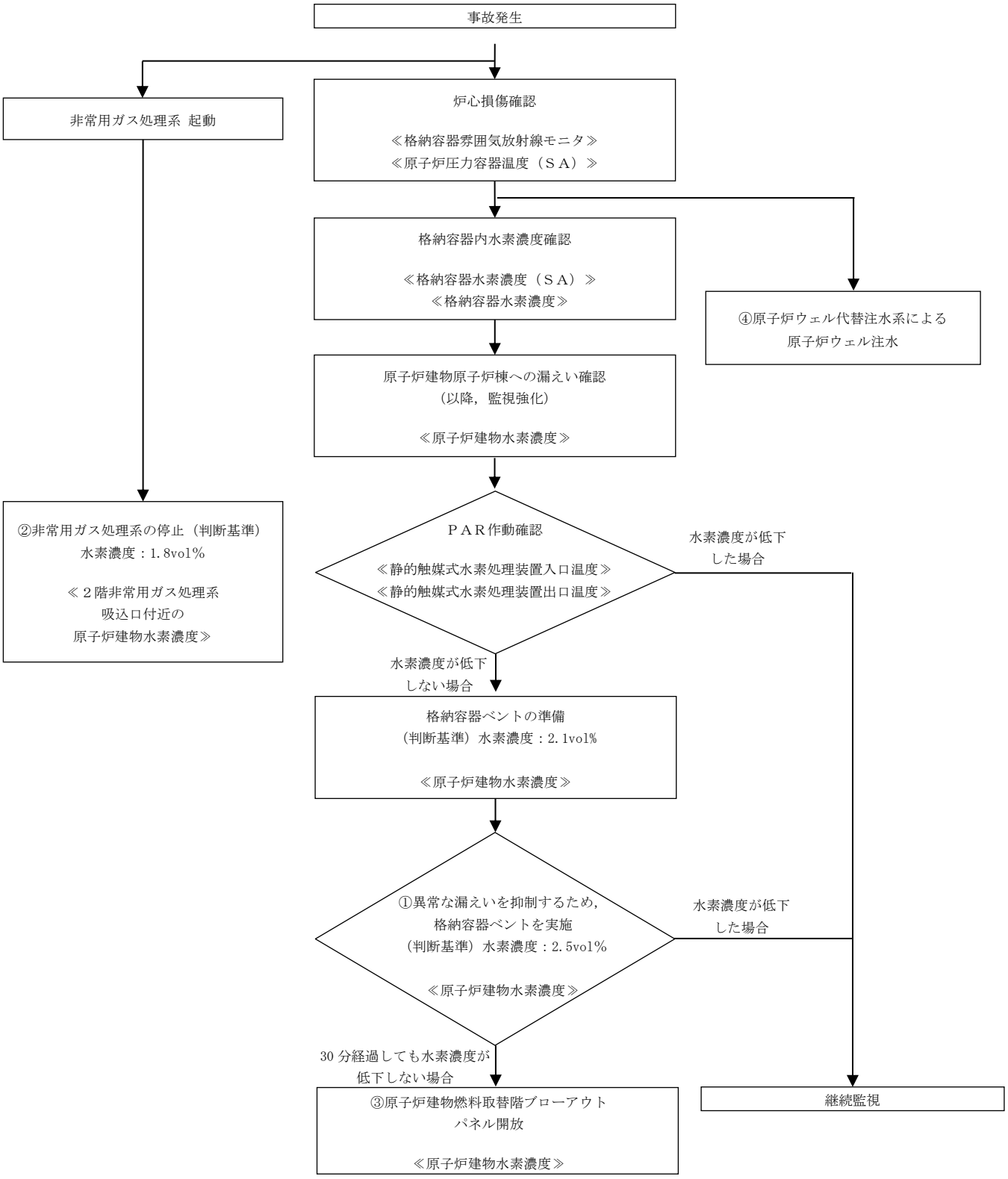
※非常用ガス処理系内の蒸気凝縮による水素濃度上昇（約 1.36 倍）を考慮し，水素濃度計の計器誤差（±1.1%）を加味した上で，可燃限界の４vol%に到達しない基準として設定（４/1.36-1.1≒1.8vol%）

③ 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放

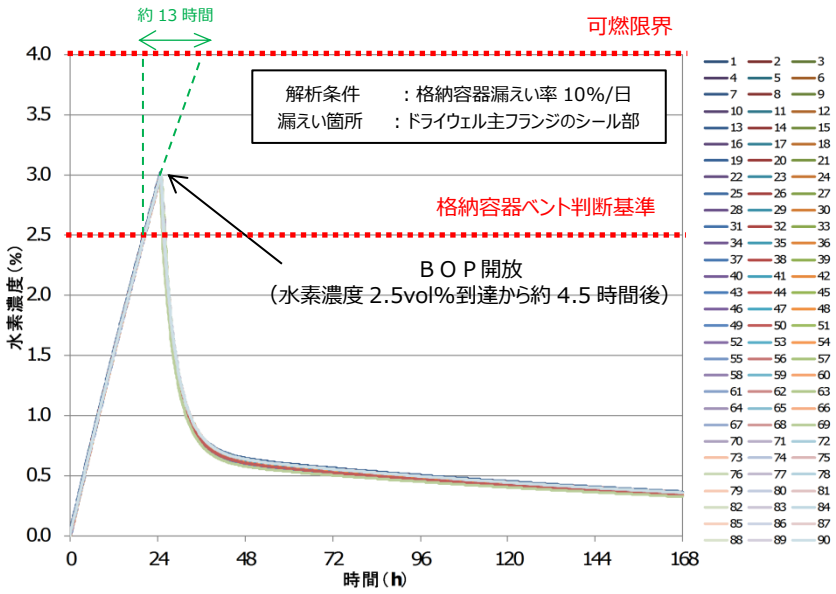
ＰＡＲによる水素処理や格納容器ベントによる水素処理にも関わらず，原子炉建物原子炉棟への水素が漏洩する場合には，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルを開放することにより水素濃度上昇を抑制する。ＰＡＲによる水素処理や格納容器ベントによる水素上昇の抑制効果を考慮し，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放は格納容器ベントを実施してもなお水素濃度が低下しない場合に実施する。なお，第 22 図に原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放による燃料取替階の水素濃度の時間変化を示すが，格納容器ベントの判断基準である水素濃度 2.5vol%から，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放の判断及び準備時間を踏まえても，可燃限界到達までには十分に時間的余裕があることから，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放操作は可能であり，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放後は燃料取替階の水素濃度の低減が期待できる。

④ 原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェル注水

ドライウェル主フランジからの水素ガス漏えいを抑制するため，原子炉格納容器内の温度の上昇が継続し，171℃に到達した場合において，原子炉ウェル代替注水系が使用可能であれば原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェルへの注水を実施する。



第 21 図　水素漏えい時の対策フロー



第 22 図　原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放による水素濃度の時間変化（ＰＡＲ及び格納容器ベント不作動時）

逃がし安全弁窒素ガス供給系について

１．設備概要

逃がし安全弁の作動に必要な逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合に備え，逃がし安全弁窒素ガス供給系を設ける。

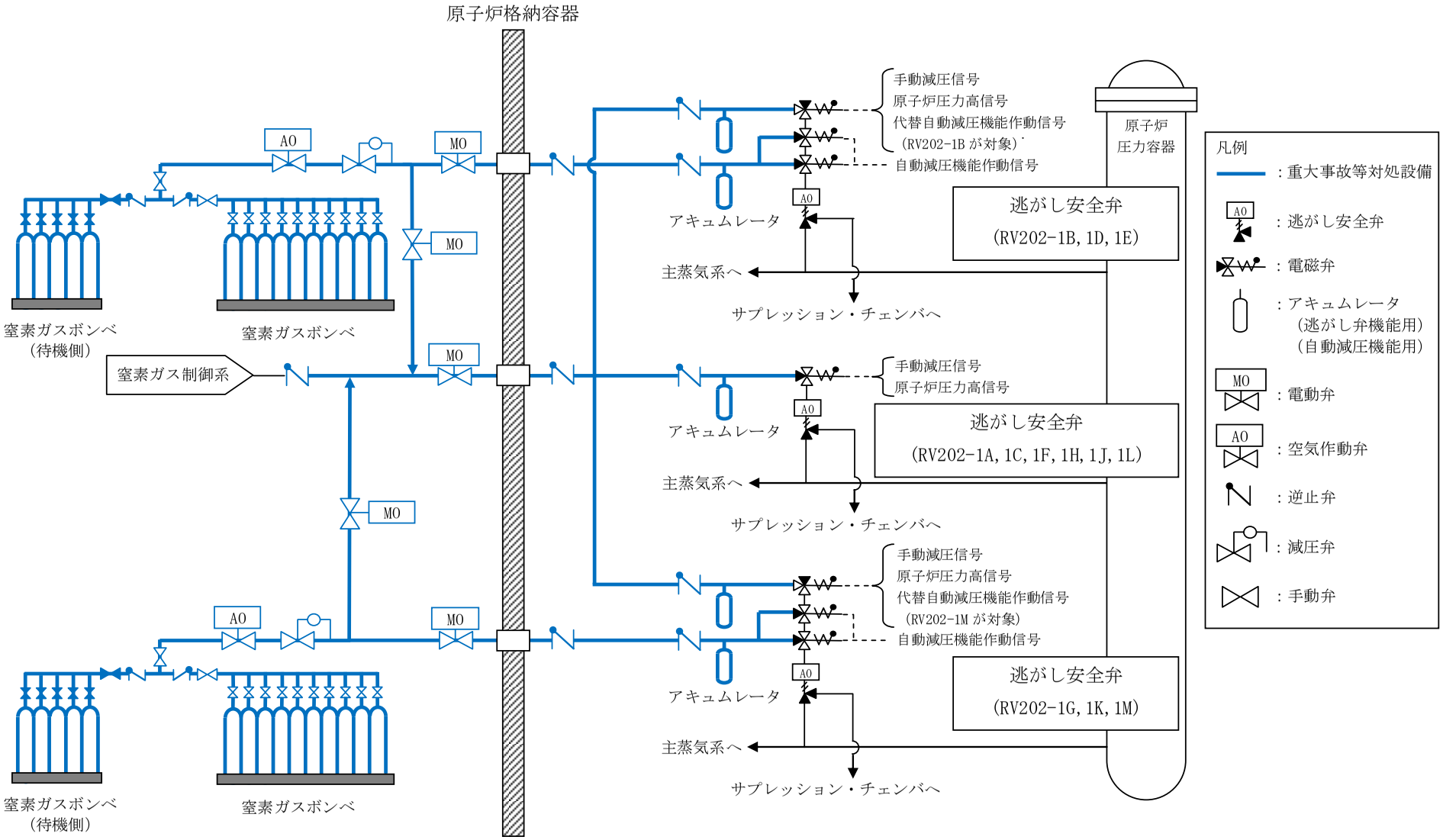
本系統は，逃がし安全弁に対して窒素ガスを供給するものであり，逃がし安全弁用窒素ガスボンベ及び逃がし安全弁窒素ガス供給系の配管・弁等で構成する。

逃がし安全弁窒素ガス供給系は，独立した２系列で位置的分散を図る系統構成であり，中央制御室又は現場での弁操作により逃がし安全弁用窒素ガスボンベの高圧窒素ガスを，逃がし安全弁のアクチュエータのピストンへ供給する。

なお，逃がし安全弁窒素ガス供給系の各系列には使用側及び待機側の２系列の逃がし安全弁用窒素ガスボンベが設置されており，ボンベ圧力が低下した場合においても，現場操作により逃がし安全弁用窒素ガスボンベの切替えが可能な設計とする。

逃がし安全弁窒素ガス供給系の系統圧力は，逃がし安全弁の作動環境条件を考慮して格納容器圧力が設計圧力の２倍の状態（853kPa[gage]）においても全開可能な圧力に設定変更可能な設計とする。

逃がし安全弁窒素ガス供給系の系統概要図を第 23 図に，重大事故等対処設備一覧を第 10 表に示す。



第 23 図　逃がし安全弁窒素ガス供給系　系統概要図

第 10 表　逃がし安全弁機能回復（代替窒素供給）に関する重大事故等対処設備一覧

設備区分	設備名
主要設備	逃がし安全弁用窒素ガスボンベ【可搬】
附属設備	－
水源	－
流路	逃がし安全弁窒素ガス供給系配管・弁【常設】 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ【常設】
注水先	－
電源設備	－
計装設備（補助）※1	ＡＤＳ用Ｎ２ガス減圧弁二次側圧力【常設】 Ｎ２ガスボンベ圧力【常設】

※１：重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いる補助パラメータ

２．主要設備の仕様

主要機器の仕様を以下に示す。

(1) 逃がし安全弁用窒素ガスボンベ

個数　　:15（予備 15）
容量　　:約 47L/個
充填圧力　　:約 15MPa[gage]
設置場所　　:原子炉建物付属棟２階
保管場所　　:原子炉建物付属棟２階

ＳＲＶの耐環境性能向上に向けた取り組みについて

１．概要

ＳＲＶの耐環境性向上対策は，更なる安全性向上対策として設置を進めている逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備に対して，ＳＲＶ駆動源である高圧窒素ガスの流路となる「ＳＲＶ用電磁弁」及び「ＳＲＶシリンダ」に対してシール材の改良を実施するものとする。

逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備は，逃がし安全弁窒素ガス供給系と独立した窒素ガスボンベ，自圧式切替弁及び配管・弁類から構成し，ＳＲＶ用電磁弁の排気ポートに窒素ガスボンベの窒素ガスを供給することにより，電磁弁操作を不要としたＳＲＶ開操作が可能な設計とする。

ここで，自圧式切替弁をＳＲＶ用電磁弁の排気ポートと逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の接続部に設置し，以下の（１）通常運転時，（２）逃がし安全弁窒素ガス供給系によるＳＲＶ動作時，（３）逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備によるＳＲＶ動作時に示すとおりの切替操作が可能な設計とする。

（１）通常運転時（ＳＲＶ待機時）

自圧式切替弁は，弁体が逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の窒素ガスボンベ側を閉止し排気ポート側を原子炉格納容器内に開放することで，ＳＲＶピストンが閉動作するときの排気流路を確保する。

（２）逃がし安全弁窒素ガス供給系によるＳＲＶ動作時

自圧式切替弁は，排気ポート側を開放しており，ＳＲＶ閉動作時のピストンからの排気を原子炉格納容器へ排気するための流路を確保する。

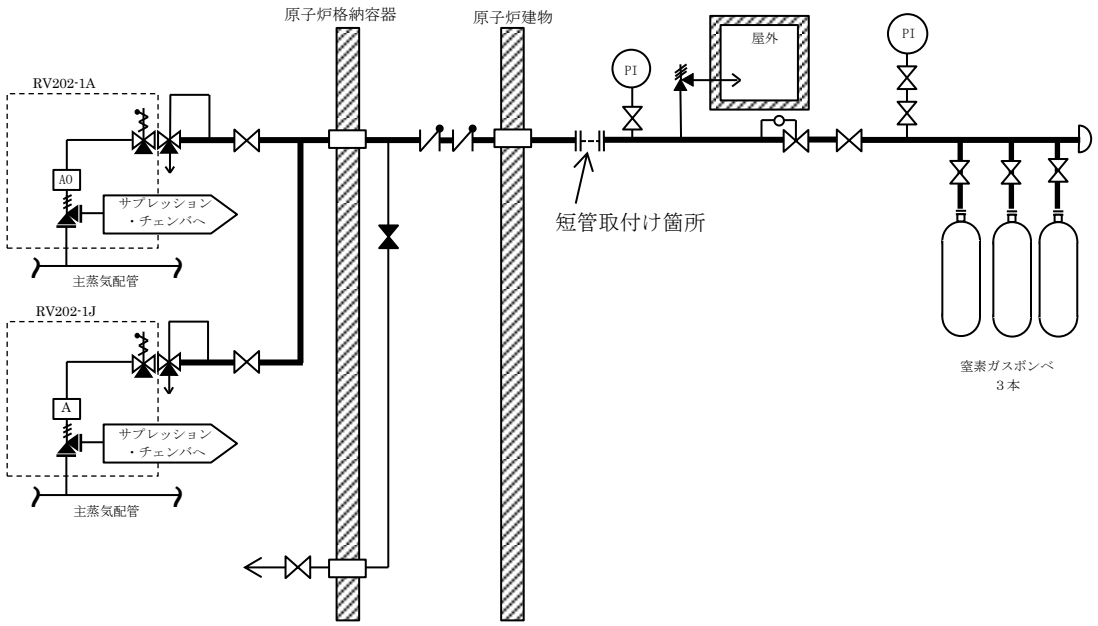
（３）逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備によるＳＲＶ動作時

自圧式切替弁は，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の窒素ガスボンベ圧力によりバネ及び弁体を押し上げられることにより排気ポートを閉止し，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の窒素ガスボンベからＳＲＶピストンまでの流路を確保する。

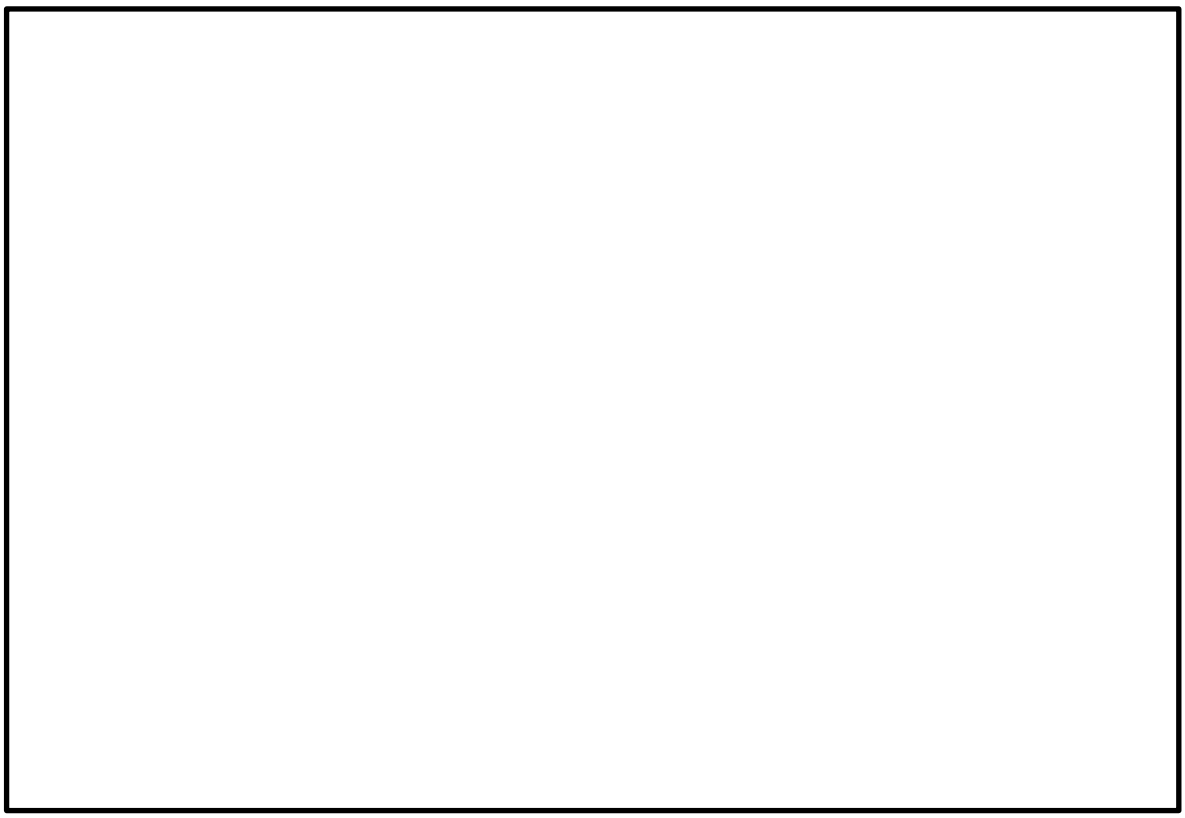
また，自圧式切替弁の弁体シール部は全て，無機物である膨張黒鉛シートを使用しており，重大事故等時の高温蒸気や高放射線量の影響によりシール性が低下することがない設計としている。

本系統は，ＡＤＳ機能がない２個へ，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の窒素ガスボンベの窒素ガスの供給を行う設計とする。

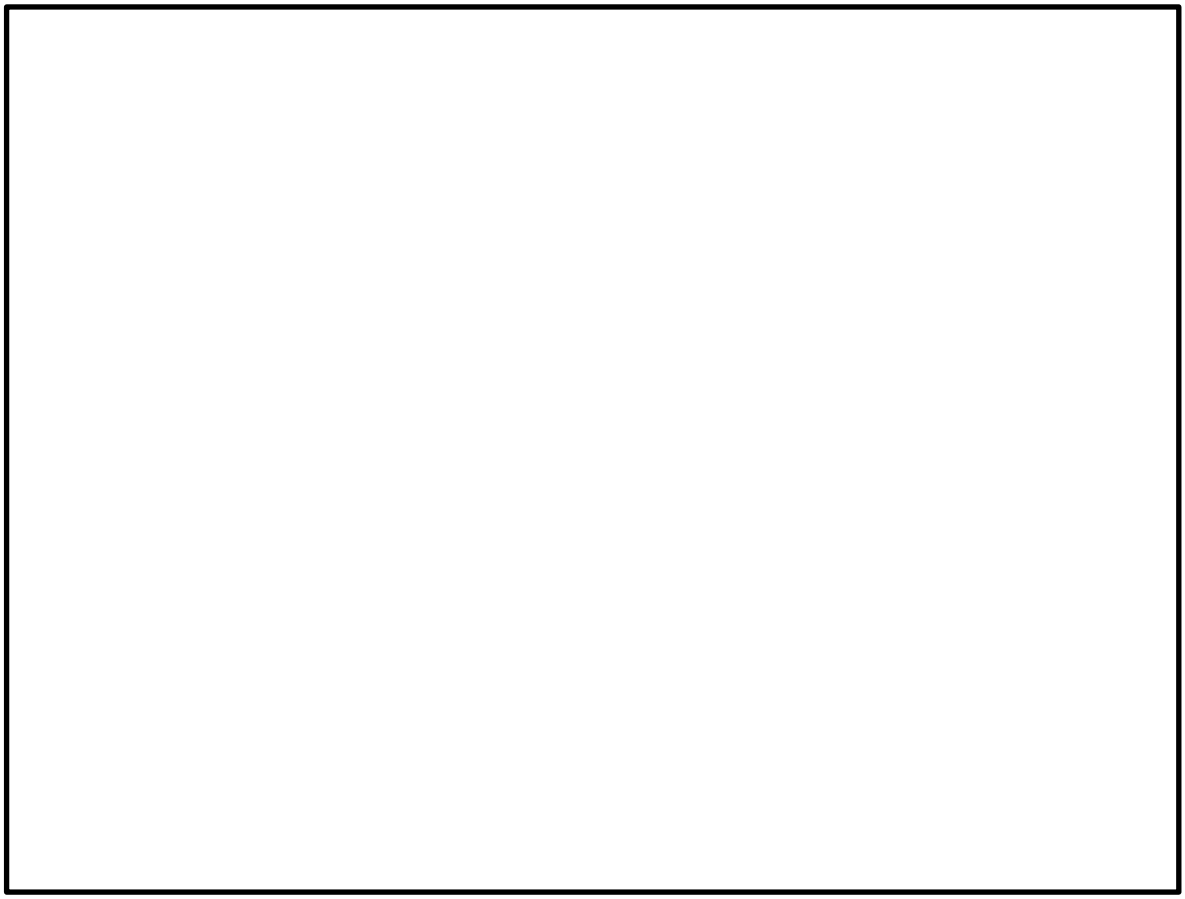
ここで，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の系統概要図を第 24 図に，ＳＲＶ本体に対する電磁弁及び自圧式切替弁の配置図を第 25 図に，自圧式切替弁の構造図を第 26 図に，自圧式切替弁及び電磁弁の動作概要図を第 27 図に示す。



第 24 図　逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備　系統概要図

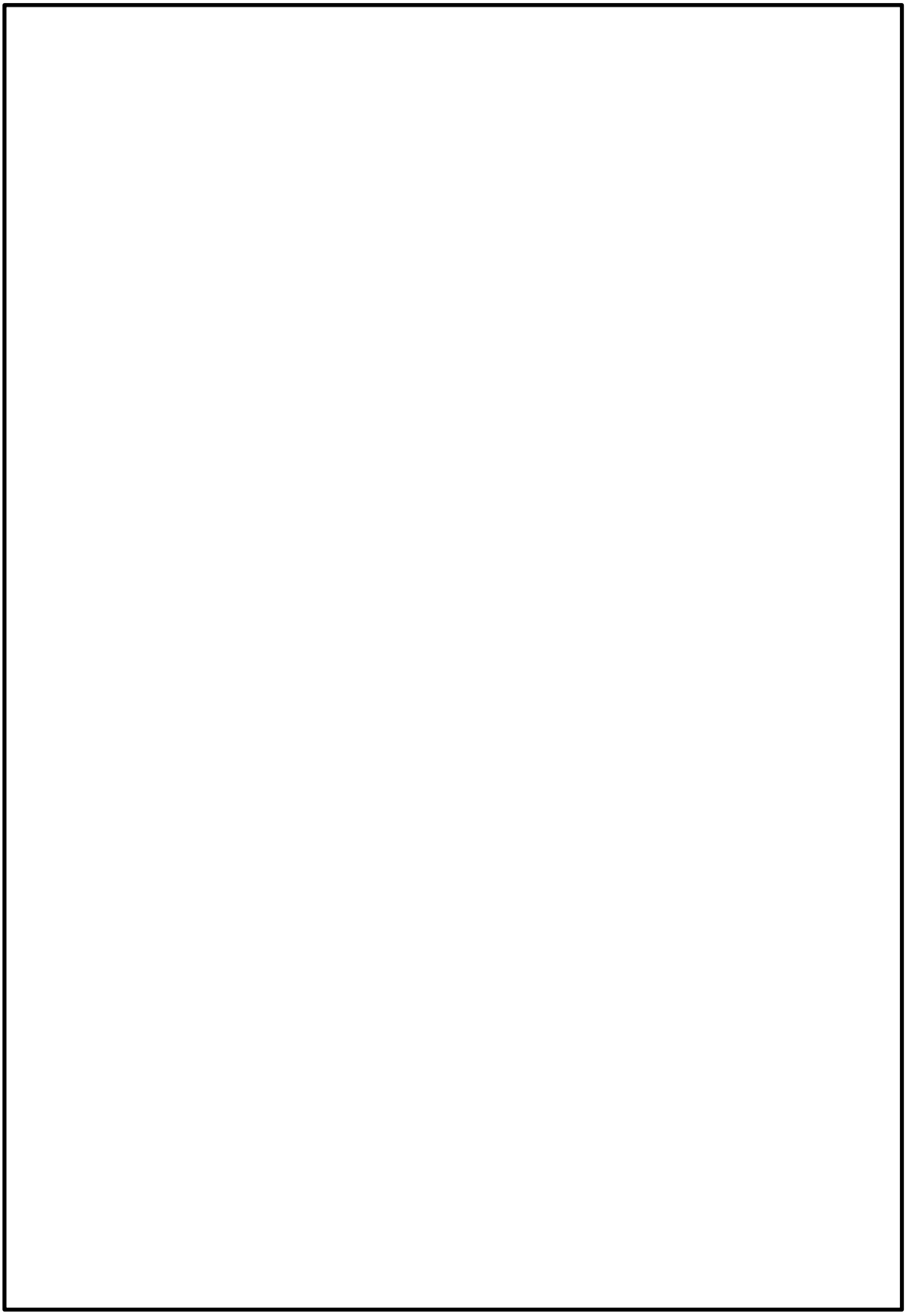


第 25 図　ＳＲＶ本体に対する電磁弁及び自圧式切替弁の配置図



第 26 図　自圧式切替弁　構造図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 27 図　自圧式切替弁及び電磁弁　動作概要図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

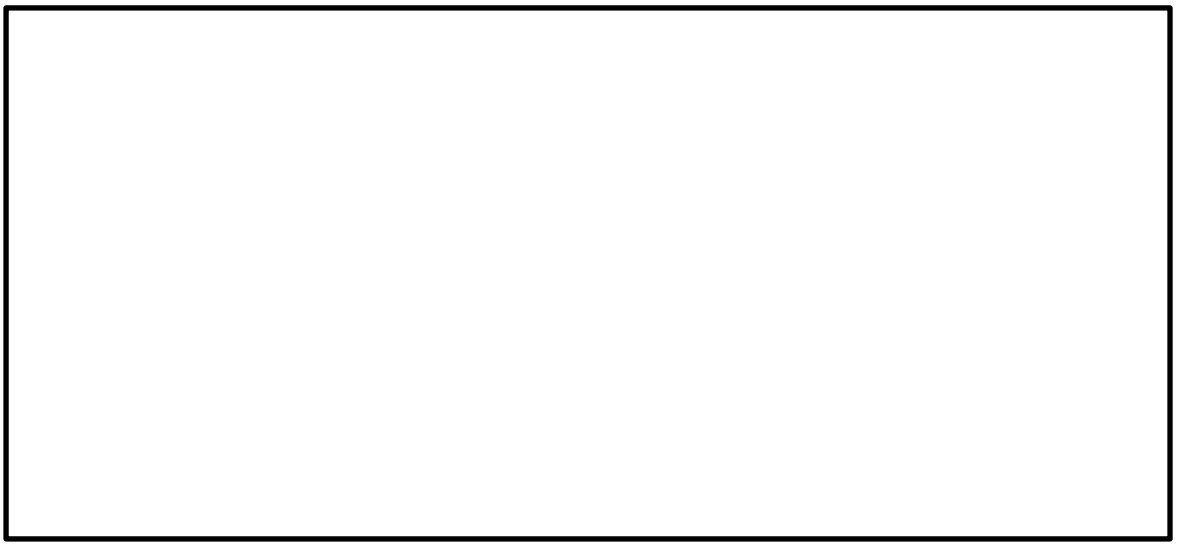
２．ＳＲＶ用電磁弁の耐環境性能試験結果並びに今後の方針について

（１）試験目的

ＳＲＶの機能向上させるための更なる安全対策として，逃がし安全弁窒素ガス供給系及び逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により高圧窒素ガスを供給する際に流路となるバウンダリについて，電磁弁の作動性能に影響を与えないシール部を，従来のフッ素ゴムより高温耐性が優れた改良ＥＰＤＭ材に変更し，高温蒸気環境下におけるシール性能を試験により確認する。

（２）試験体概要

試験体であるＳＲＶ用電磁弁の概要並びに改良ＥＰＤＭ材の採用箇所を第 28 図に示す。

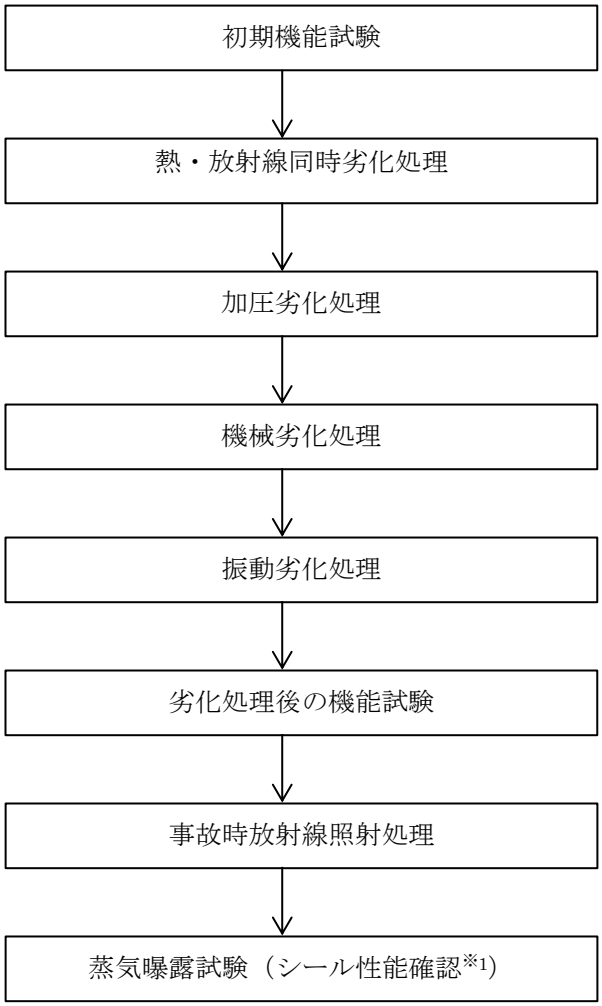


第 28 図　改良ＥＰＤＭ材を採用したＳＲＶ用電磁弁概要図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（３）試験手順及び項目

本試験で実施する試験項目を第 29 図に示す。



第 29 図　試験手順及び項目

※１シール性確認の判定基準

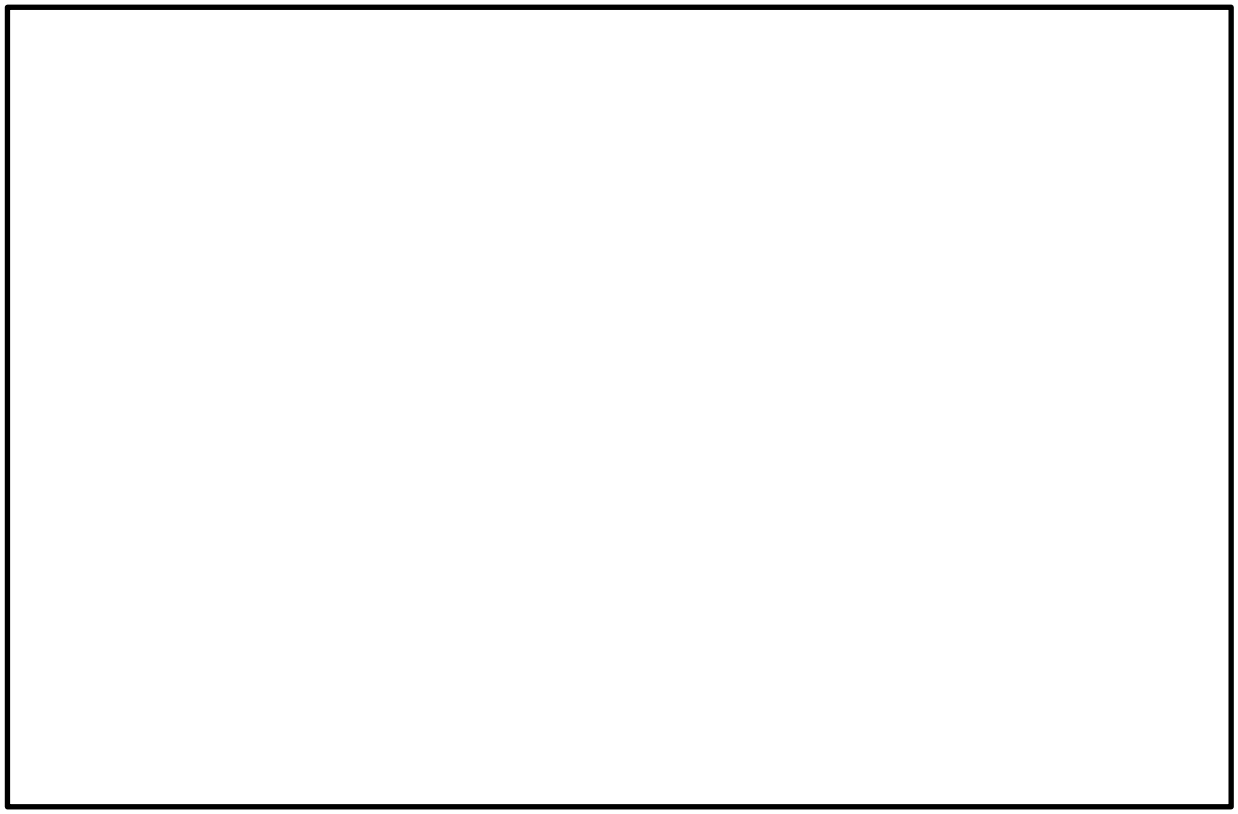
・排気(ＥＸＨ)ポート側圧力に供給(ＳＵＰ) ポート側圧力の漏えいが認められないこと。

・無励磁時の漏えい量は目標として [redacted] 以下であること。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（４）蒸気曝露試験装置概要及び蒸気曝露試験条件

本試験で使用する蒸気曝露試験装置の概要を第 30 図に示す。また，重大事故環境試験条件を第 11 表及び蒸気曝露試験条件を第 31 図に示す。



第 30 図　蒸気曝露試験装置の概要

第 11 表　重大事故環境試験条件

項目	条件	
時間(経過)	0～168 時間	168～175 時間
圧力(kPa[gage])	710	854
温度(℃)	171	178
雰囲気	蒸気	蒸気
放射線量(MGy)	[redacted] ※1	

※１：事象発生から 7 日間の累積放射線量を示す。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 31 図　蒸気曝露試験条件

（５）蒸気曝露試験並びに分解調査結果

蒸気曝露試験の結果，蒸気曝露試験中において漏えいが確認されることはなく，分解調査の結果，僅かな変形，軟化が確認されたものの，従来の設計基準事故環境下に比べ高温蒸気に対して，より長時間（第 28 図参照）にわたって，ＳＲＶ駆動部（シリンダ）へ窒素ガスを供給する経路のシール性能が発揮され耐環境性が向上していることを確認した。

蒸気曝露試験後のＳＲＶ用電磁弁を分解し，主弁，ピストン弁シート部及び主弁シート部Ｕパッキン（第 28 図参照）シール部分について，健全品との比較調査を行った。第 12 表にシール部分の分解調査結果（主弁シート部シール部分及び主弁シート部Ｕパッキンシール部分）を示す。

外観及び寸法確認の結果，主弁シート部シール部分については，シート部が軟化してシール部分の凹部の変形が確認されたが僅かなものであった。また，従来のフッ素ゴム材を使用する主弁シート部Ｕパッキンについても変形が確認されたが僅かなものであった。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 12 表　シール部分の分解調査結果
（主弁シート部シール部分及び主弁シート部Ｕパッキンシール部分）

（６）今後の方針

ＳＲＶ駆動部（シリンダ）へ窒素ガスを供給する経路のシール性能が発揮されていることが確認されたことから，ＳＲＶの機能向上させるための更なる安全性向上対策として，全てのＳＲＶ用電磁弁について改良ＥＰＤＭ材を採用した電磁弁に交換する。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

３．ＳＲＶシリンダ改良の進捗及び今後の方針について

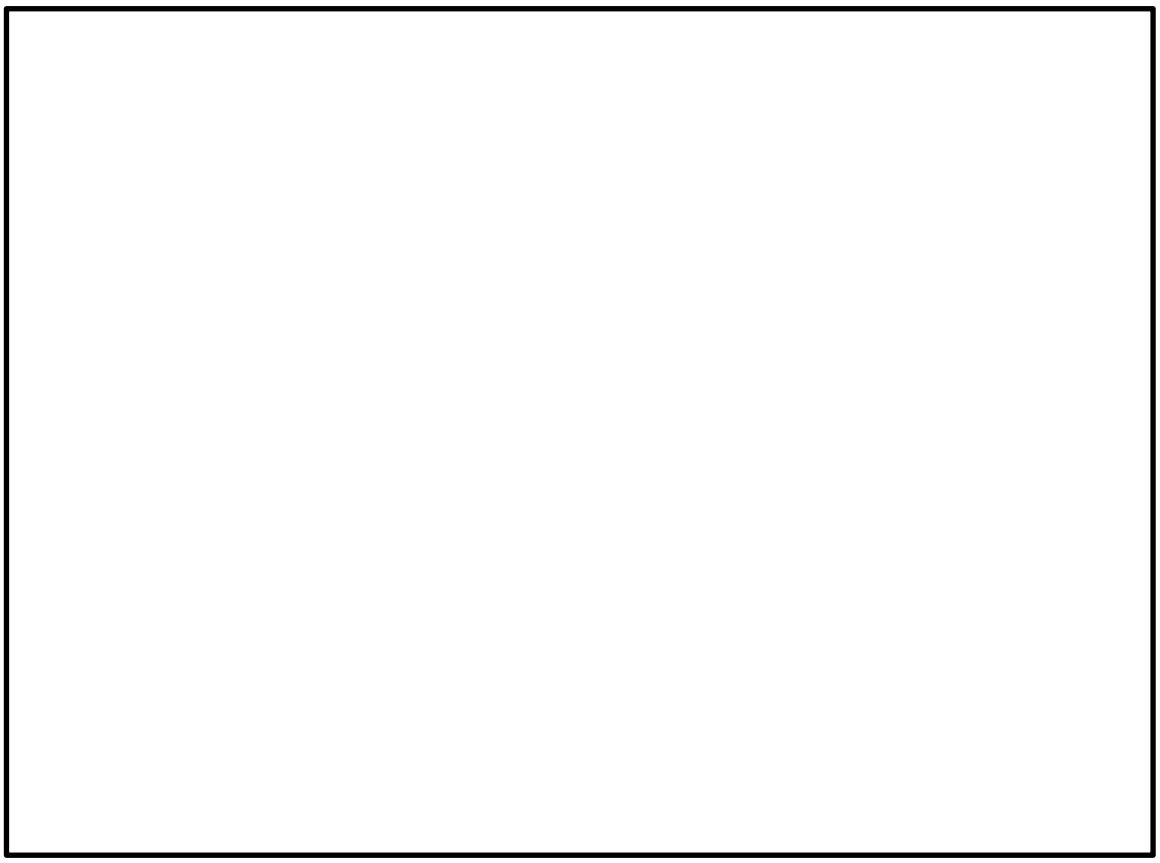
（１）設計方針

ＳＲＶシリンダのシール部においては，熱によって損傷する恐れがあることから，高温蒸気環境下におけるシール性能を向上させることを目的として，シリンダピストンの作動に影響を与えないシール部（シリンダＯリング）を，従来のフッ素ゴムより高温耐性が優れた改良ＥＰＤＭ材に変更する予定である。

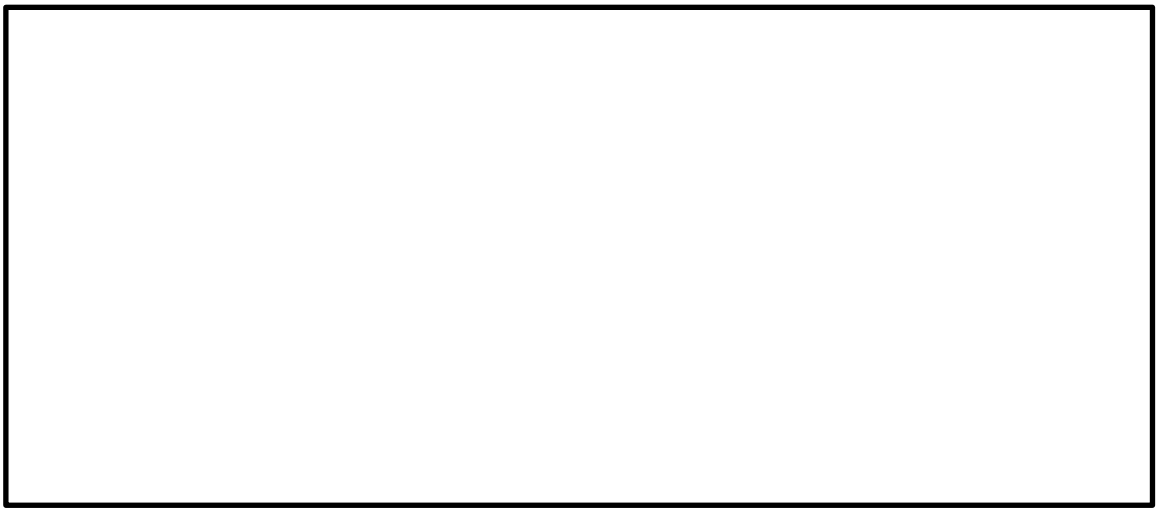
また，従来のフッ素ゴム材を使用するピストンの摺動部においては，ピストン全開動作時に，フッ素ゴム材のシート部（ピストンＯリング）の外側に改良ＥＰＤＭ材のシート部（バックシートＯリング）を設置することにより，ピストンＯリングが機能喪失した場合においてもバックシートによりシール機能を維持することが可能となる改良を実施する予定である。

ここで，既設シリンダの概要図を第 32 図に，改良シリンダの概要図を第 33 図に示す。

なお，改良シリンダに対しては，シリンダ単体試験，ＳＲＶ組合せ試験を実施するとともに，高温蒸気環境下におけるシリンダ漏えい試験を実施している。



第 32 図　既設シリンダ概要図



第 33 図　改良シリンダ　概要図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（２）健全性確認試験

改良シリンダの健全性確認試験として，放射線劣化試験後（放射線量：約[　]MGy），下記の第 13 表に示すシリンダ単体試験，ＳＲＶ組合せ試験及び蒸気曝露試験を実施し，ＳＲＶ動作に対して影響がないことの確認を実施した。

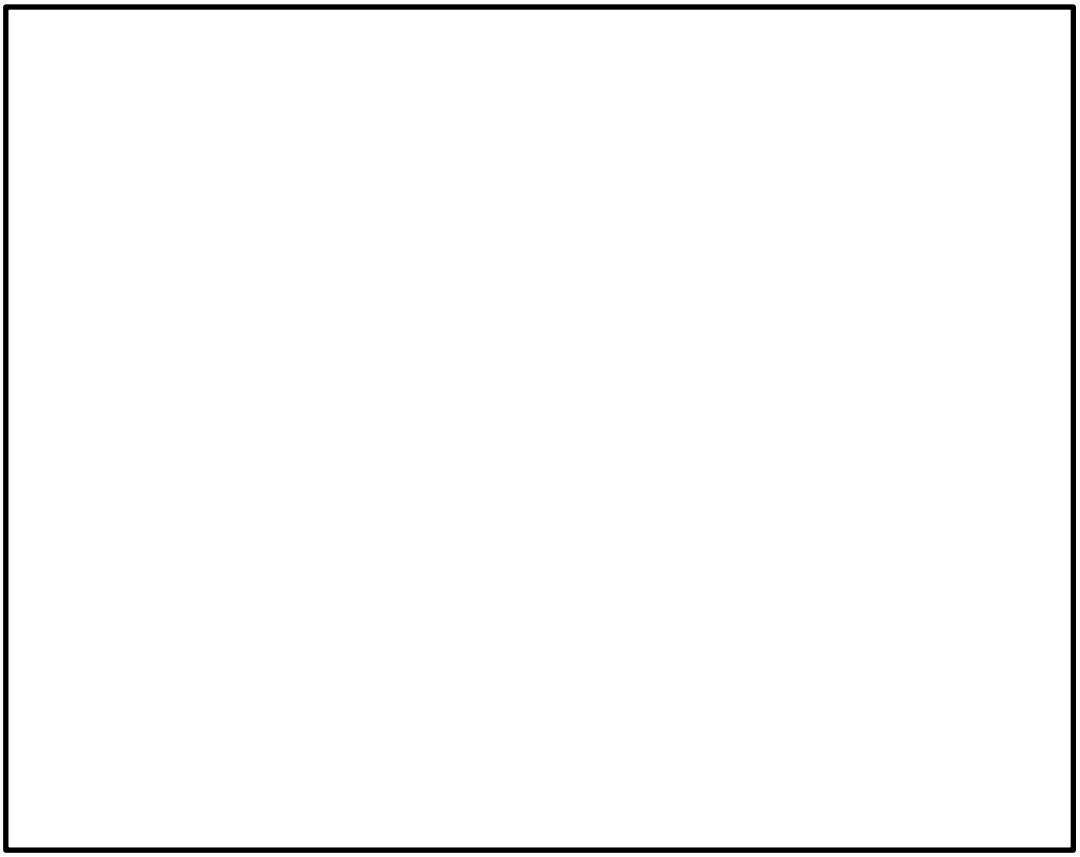
第 13 表　改良シリンダの健全性確認試験内容

	確認項目		判定基準	結果
シリンダ単体試験	駆動部作動試験		円滑に作動すること	良
	駆動部漏えい試験		漏えいがないこと	良
ＳＲＶ組合せ試験	最小作動圧確認試験		全開操作可能なこと	良※1
	逃がし弁機能試験		アキュムレータ容量（[　]L）で全開作動すること [　]回全開操作※2 可能なこと 入力信号から[　]秒以内※2 に全開動作可能なこと	良
蒸気曝露試験	開保持確認		168 時間連続開保持可能なこと	良

※１：最小作動圧力[　]MPa で動作可能なことを確認

※２：設計基準事故対処設備のＥＣＣＳ機能（ＡＤＳ機能）としての系統設計要求事項

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 34 図 蒸気曝露試験装置の概要

（３）今後の対応

ＳＲＶシリンダの改良は，ＤＢＡ時のＳＲＶ動作に影響を与える変更※1となることから，信頼性確認試験※2を実施し，プラント運転に影響を与えないこと及び 200℃／0.854MPa[gage]／168hr の環境下において開保持可能できることを確認した。試験条件を第 35 図（緑線）に示す。また，耐環境性試験（200℃／0.854MPa[gage]／168hr）前後のシリンダピストン部の外観写真を第 36 図に示す。

※１：改良シリンダは，ＳＲＶ本体に接続するシリンダ摺動部となるピストン寸法及び重量が増加する

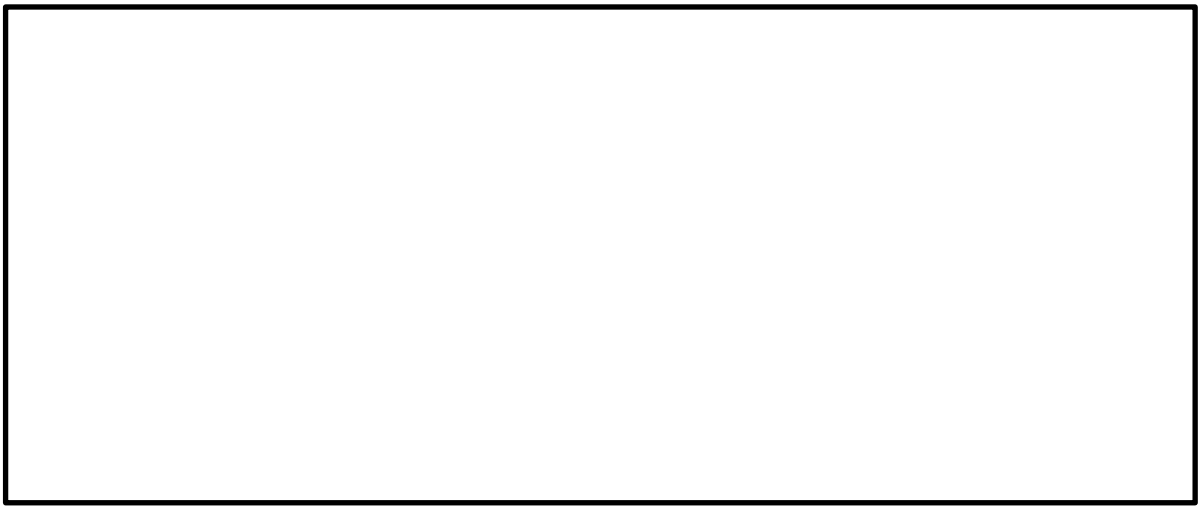
※２：信頼性確認試験の項目は機械劣化試験，放射線劣化試験，熱劣化試験，加振試験，耐震試験，水力学的動荷重試験，事故時放射線試験，蒸気曝露環境試験及び作動試験等となる

今後は，更なる安全性向上のため改良シリンダを採用することとし，実機への導入準備が整い次第，至近のプラント停止中に設置する。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 35 図　試験条件



（ａ）耐環境試験前　　（ｂ）耐環境試験後

第 36 図　耐環境性試験前後のシリンダピストン部の外観写真

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

４．シール材の健全性について

ＳＲＶ用電磁弁及びＳＲＶシリンダのシール材をフッ素ゴムから改良ＥＰＤＭへ変更することにより，シール機能の耐環境性向上について下記のとおり示す。

①フッ素ゴム及び改良ＥＰＤＭ製シール材の圧縮永久ひずみ試験について

フッ素ゴム及び改良ＥＰＤＭ製シール材の圧縮永久ひずみ試験結果の比較を表 14 に示す。

第 14 表の試験結果は，ＳＲＶが設置されている原子炉格納容器内における事故後７日間の累積放射線量を上回る 800kGy を照射し，原子炉格納容器限界温度である 200℃以上の環境に曝露した後，フッ素ゴム及び改良ＥＰＤＭ製シール材の圧縮永久ひずみを測定した結果を示している。その結果，フッ素ゴムは 800kGy，乾熱，200℃の環境に３日間（72h）曝露されることで圧縮永久ひずみが [redacted] に劣化することが予想されるのに対して，改良ＥＰＤＭ製シール材は 800kGy，乾熱/蒸気，200℃の環境に７日間(168h)曝露されても圧縮永久ひずみは最大 [redacted] であることが確認できている。本結果が示すとおり，改良ＥＰＤＭ製シール材はフッ素ゴムより耐環境性が十分高いことが確認できるため，シール機能の耐環境性向上が達成できると考えている。

第 14 表　シール材の圧縮永久ひずみ試験結果

材質	放射線累積照射量	ガス性状	温度	圧縮永久ひずみ試験※		
				24h	72h	168h
フッ素ゴム	800kGy	乾熱	200℃	[redacted]		
改良ＥＰＤＭ	800kGy	乾熱	200℃			
改良ＥＰＤＭ	800kGy	乾熱	250℃			
改良ＥＰＤＭ	800kGy	蒸気	200℃			
改良ＥＰＤＭ	800kGy	蒸気	250℃			

※圧縮永久ひずみ試験とは，所定の圧縮率をかけ変形させた後，開放時の戻り量を評価するものである。完全に元の形状に戻った場合を０％，全く復元せず完全に圧縮された状態を 100%としている。圧縮永久ひずみ試験結果が低い程，シール材の復元量が確保されていることを意味しており，シール機能は健全であることを示している。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

②改良ＥＰＤＭ製シール材の性能確認試験について

上記の①で示すシール材特性試験に加え，改良ＥＰＤＭ製シール材のシール機能を確認するために，小型フランジ試験装置を用いて事故環境下に曝露させ，性能確認試験を実施している。本試験は原子炉格納容器内における事故後７日間の累積放射線量の目安である 800kGy,格納容器限界温度である 200℃と余裕を見た 250℃の環境に７日間(168h)曝露した試験体に対して He 気密性能確認試験を実施し，格納容器限界圧力 2Pd(0.853MPa)を超える□MPa 加圧時において漏えいがないことを確認した。

なお，改良ＥＰＤＭ製シール材の試験の詳細を別紙-1「改良ＥＰＤＭシール材の試験について」で示す。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

改良ＥＰＤＭシール材の試験について

改良ＥＰＤＭシール材について，耐高温性，耐蒸気性を確認するために，800kGy のガンマ線照射を行った材料を用いて，高温曝露又は蒸気曝露を行った後，気密確認試験を実施して漏えいの有無を確認した。また，試験後の外観観察，ＦＴ－ＩＲ分析及び硬さ測定を行い，曝露後のシール材の状況を確認した。本試験に使用した試験治具寸法を第 37 図，外観を第 38 図に示す。シール材の断面寸法は実機の１／２とし，内側の段差１mm に加えて外側からも高温空気又は蒸気に曝露されるため，実機条件と比較して保守的な条件となると想定される。試験の詳細と結果を以下に記載する。

①高温曝露

熱処理炉を使用して 200℃，168h の高温曝露を実施した。

②蒸気曝露

東京電力技術開発センター第二研究棟の蒸気用オートクレーブを使用して，１MPa，250℃の蒸気環境下で 168 時間曝露を実施した。蒸気用オートクレーブの系統図を第 39 図に，試験体設置状況を第 40 図に示す。

③He 機密確認試験

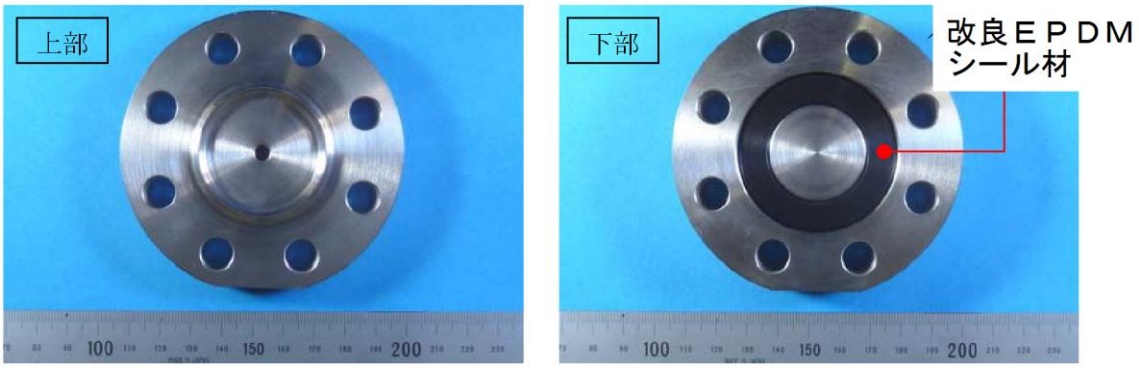
高温曝露及び蒸気曝露後の試験体について，He を用いて気密試験を実施した。負荷圧力は 0.3MPa，0.65MPa，0.9MPa とし，スヌープでのリーク確認と，0.3MPa は保持時間 10 分，0.65MPa 及び 0.9MPa は保持時間 30 分で圧力降下の有無を確認した。また，0.8mm の隙間ゲージを用いて開口変位を模擬した機密確認試験も実施した（実機 1.6mm 相当の変位）。試験状況を第 41 図，第 42 図に，試験結果を第 15 表に示す。いずれの条件下でもリーク及び圧力降下は認められなかった。

④試験後外観観察

デジタルマイクロスコープを用いて He 気密確認試験後のシール材表面を観察した。観察結果を第 43 図に示す。シール材表面に割れ等の顕著な劣化は認められなかった。

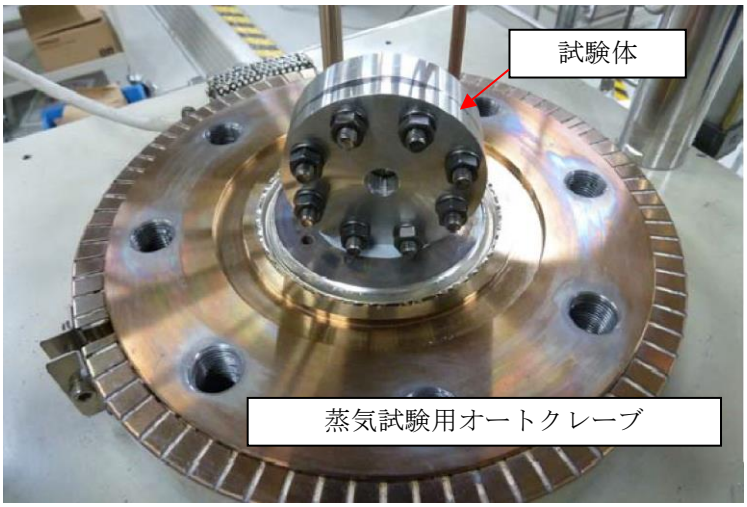
第 37 図　試験治具寸法

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 38 図　試験治具及びシール材外観

第 39 図　蒸気用オートクレーブ系統図



第 40 図　蒸気曝露試験体設置状況

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 41 図　He 気密確認試験状況

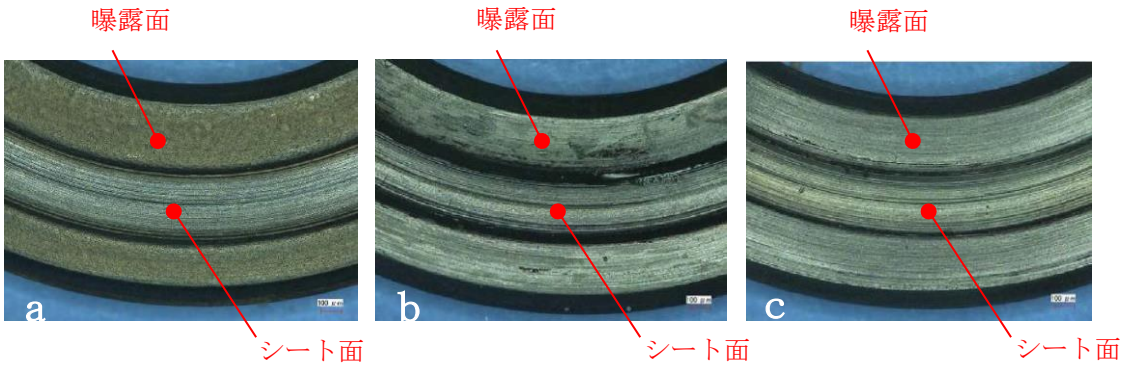


第 42 図　He 気密試験時開口模擬（隙間ゲージ使用）

第 15 表　He 気密試験確認状況

No.	曝露条件	γ線照射量	変位	0.3MPa	0.65MPa	0.9MPa
1	乾熱 200℃，168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○
2	蒸気 1MPa，250℃，168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○
3	蒸気 1MPa，250℃，168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○

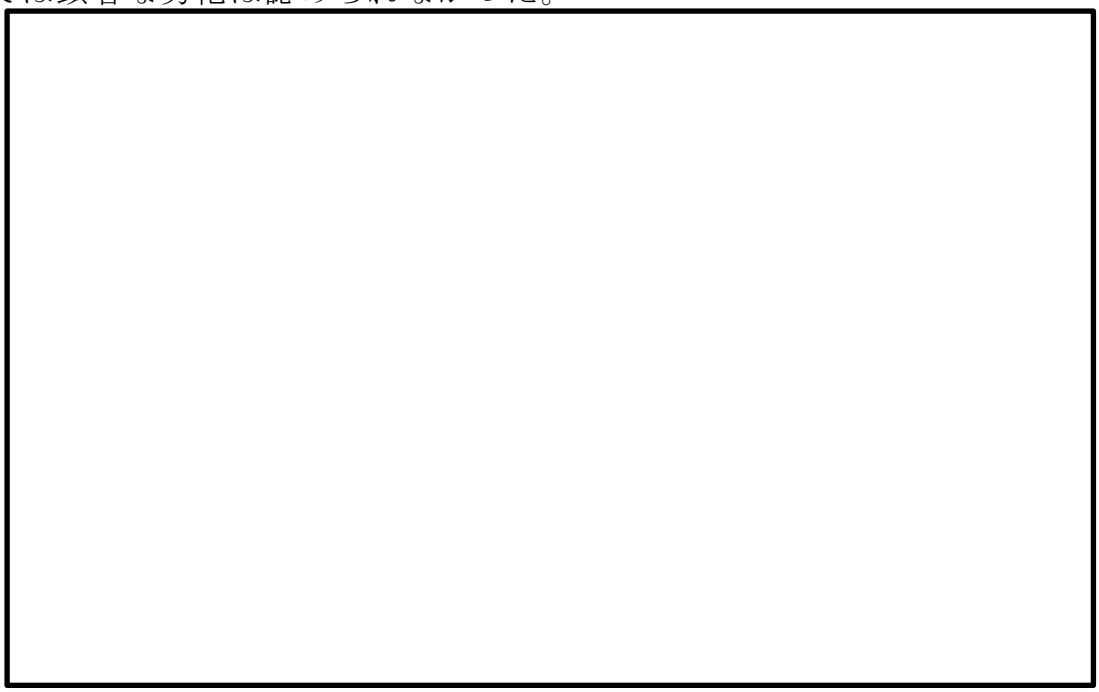
○：リーク及び圧力降下なし



第 43 図　試験後外観観察結果
（a：乾熱 200℃，168h　　b，c：蒸気 250℃，168h）

⑤ＦＴ－ＩＲ分析

試験後のシール材のＦＴ－ＩＲ分析結果を第 44 図，第 45 図に示す。ＦＴ－ＩＲは赤外線が分子結合の振動や回転運動のエネルギーとして吸収されることを利用して，試料に赤外線を照射して透過又は反射した光量を測定することにより分子構造や官能基の情報を取得可能である。高温曝露中に空気が直接接触する位置（曝露面）では，ベースポリマーの骨格に対応するピークが消失していたが，その他の分析位置，曝露条件では顕著な劣化は認められなかった。



第 44 図　ＦＴ－ＩＲ分析結果（曝露面）

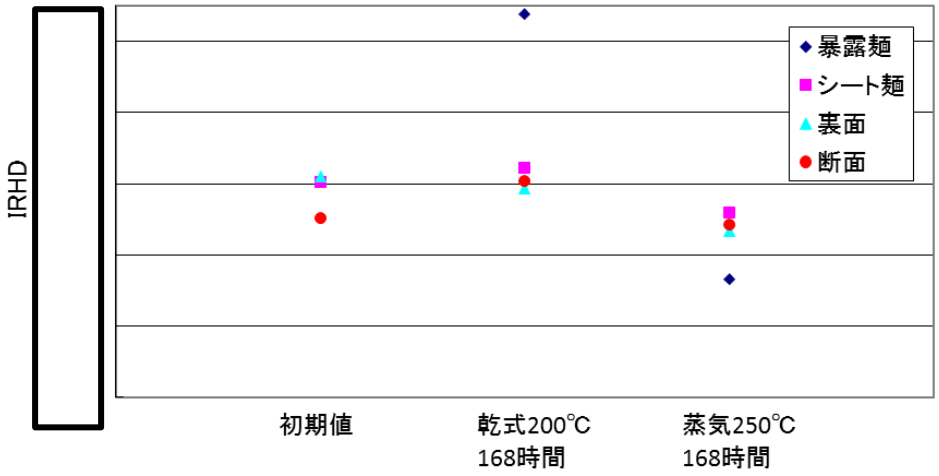


第 45 図　ＦＴ－ＩＲ分析結果（シート面）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

⑥硬さ測定

試験後のシール材の硬さ測定結果を第 46 図に示す。曝露面，シート面，裏面，断面の硬さを測定した。曝露面において，乾熱 200℃，168h 条件では酸化劣化によって硬さが顕著に上昇していた。その他の部位，条件では，蒸気 250℃，168h 条件の曝露面で若干の軟化が確認された以外，硬さは初期値近傍であり，顕著な劣化は確認されなかった。



第 46 図　硬さ測定結果

以上の試験結果から，200℃，２Pd，168h の条件下では，改良ＥＰＤＭシール材を使用した場合は，圧力上昇時のフランジ部の開口を勘案しても原子炉格納容器フランジ部の気密性は保たれると考えられる。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

自動減圧機能及び代替自動減圧機能の論理回路について

１．自動減圧機能の論理回路について

自動減圧機能は，設計基準事象（中小破断ＬＯＣＡ）の際に，自動的に原子炉を減圧し，低圧炉心注水を促進させることを目的とした設備であり，事象条件としては中小破断ＬＯＣＡ＋外部電源喪失＋高圧炉心スプレイ系の単一故障を想定し，ドライウェル圧力高と原子炉水位低（レベル１，３）のＡＮＤ条件及び残留熱除去ポンプ又は低圧炉心スプレイポンプ運転の場合に，自動減圧させることができる設計としている。

また，上記想定では，高圧炉心スプレイ系以外の非常用炉心冷却系（低圧ＥＣＣＳ）は作動するが，低圧ＥＣＣＳが全て作動しなかった場合は，減圧しても冷却水が注入されずインベントリが急減する恐れがあることから，低圧ＥＣＣＳポンプ１台以上が運転中であれば作動する回路とし，自動減圧までに１２０秒の時間遅れをもたせ，自動減圧機能の阻止スイッチを設置することで，低圧ＥＣＣＳが全て作動していない場合には，自動減圧を阻止する手順としている。

逃がし安全弁用電磁弁の作動信号について，第47図の逃がし安全弁Ｂの場合，自動減圧機能の作動信号はＳＶ‐６Ｂ，７Ｂ弁に，手動減圧機能の作動信号はＳＶ‐５Ｂ弁に入力しており，電磁弁を共用しない設計とすることで自動減圧機能は手動減圧機能に悪影響を及ぼさない設計としている。

２．代替自動減圧機能の論理回路について

代替自動減圧機能は，低圧ＥＣＣＳの多重故障も想定し，低圧ＥＣＣＳポンプが全台故障している場合には減圧しないよう原子炉水位低（レベル１）及び残留熱除去ポンプ又は低圧炉心スプレイポンプ運転の場合に，自動減圧させることができる設計としている。

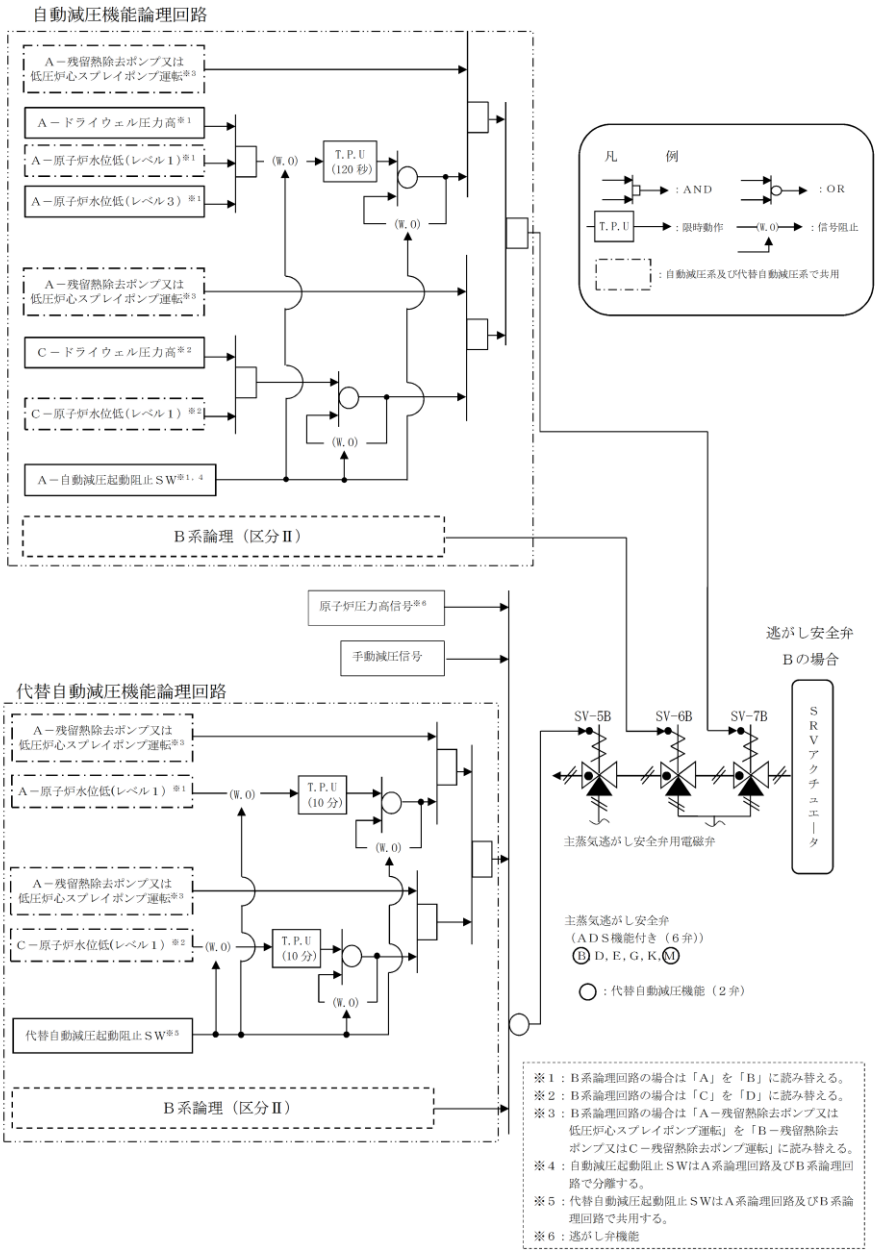
逃がし安全弁用電磁弁の作動信号について，第47図の逃がし安全弁Ｂの場合，代替自動減圧機能の作動信号はＳＶ‐５Ｂ弁に，自動減圧機能の作動信号はＳＶ‐６Ｂ，７Ｂ弁に入力しており，電磁弁を共用しない設計とすることで代替自動減圧機能は自動減圧機能に悪影響を及ぼさない設計としている。

なお，ＴＱＵＸにおけるＳＲＶ手動開放失敗の想定については，手動操作の不確実性を考慮しており，ＳＶ‐５Ｂ弁は健全性を有している想定としている。

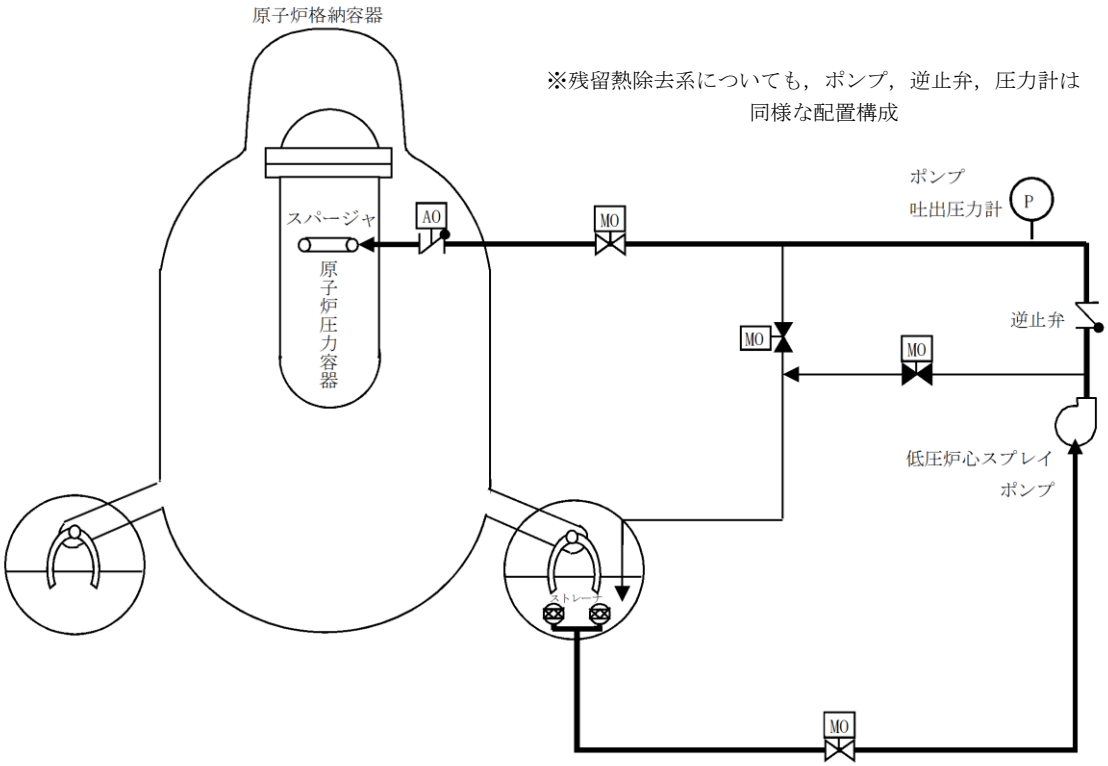
３．低圧ＥＣＣＳポンプ運転信号の検出方法について

低圧ＥＣＣＳポンプ運転状態は，ポンプ遮断器「閉」信号又はポンプ吐出圧力高信号で検出可能である。島根２号炉では，第48図のとおりポンプの吐出圧力計をポンプ下流の逆止弁後段にのみ設置しており，ポンプ起動後に異常停止しても残圧により，ポンプ運転状態を正確に判別することができない可能性があることから，ポンプが起動していることを正常に検出可能な遮断器「閉」信号を採用している。

電動機の制御回路には機械的な異常を検知する過電流継電器が設置されており，軸固着等の機械的な異常時でも遮断器が開放され，ポンプ不動作を検知可能である。他の過電流を生じない何らかの機械的な異常によりポンプが正常に運転できていない可能性はあるが，低圧ＥＣＣＳポンプ４台全てが同様の故障状態（電気的に正常かつ機械的に異常）となる可能性は極めて低い。低圧ＥＣＣＳポンプ４台全てが同様の故障状態の場合でも，中央制御室のポンプ吐出圧力計等の確認により運転員がポンプの異常を判断し，従来から整備している低圧ＥＣＣＳポンプ全台故障時の自動減圧を手動で阻止する手順により対処可能である。



第47図　自動減圧系及び代替自動減圧機能の論理回路図



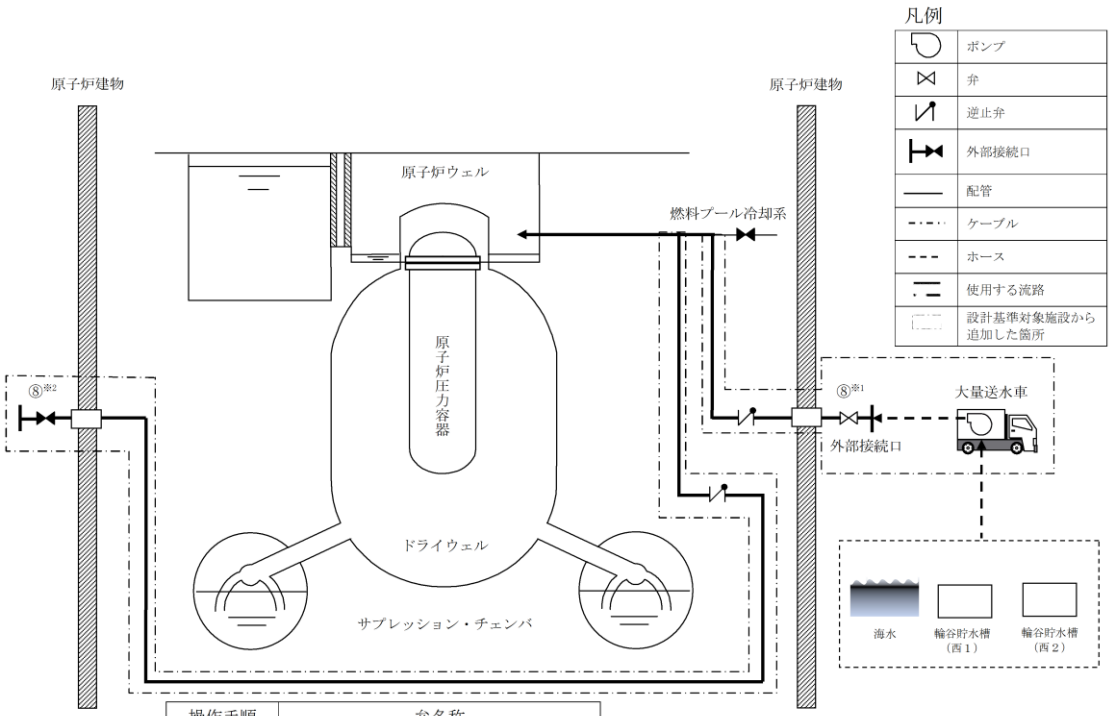
第48図　低圧炉心スプレイ系　系統概要図

原子炉ウェル代替注水系について

水素爆発による原子炉建物等の損傷を防止するための自主対策設備である原子炉ウェル代替注水系は，重大事故等時において，ドライウェル主フランジを冷却することで原子炉格納容器外への水素漏えいを抑制し，原子炉建物の水素爆発を防止する機能を有する。ドライウェル主フランジは第 49 図に示すように，原子炉ウェルに注水することで，ドライウェル主フランジシール材を外側から冷却することができる。

ドライウェル主フランジは重大事故等時の過温・過圧状態に伴うフランジ変形で，シール材が追従できない程の劣化があると，原子炉格納容器閉じ込め機能を喪失する。このシール材は，以前はシリコンゴムを採用していたが，原子炉格納容器閉じ込め機能の強化のために耐熱性，耐蒸気性，耐放射線性に優れた改良ＥＰＤM製シール材に変更し原子炉格納容器閉じ込め機能の強化を図っている。

改良ＥＰＤM製シール材は 200℃蒸気が 7 日間継続しても原子炉格納容器閉じ込め機能が確保できることを確認しているが，シール材の温度が低くなると，熱劣化要因が低下し，原子炉格納容器閉じ込め機能もより健全となり，原子炉建物原子炉棟への水素漏えいを抑制できる。



操作手順	弁名称
⑧※1	ＡＲＷＦ　Ａ－注水ライン流量調整弁
⑧※2	ＡＲＷＦ　Ｂ－注水ライン流量調整弁

記載例○　　：操作手順番号を示す。

○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 49 図　原子炉ウェル代替注水系　概略図

原子炉ウェル代替注水系は，大量送水車，接続口等から構成され，重大事故等時に原子炉建物外から代替淡水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））の水，又は海水を，大量送水車により原子炉ウェルに注水することでドライウェル主フランジを冷却できる設計とする。

なお，ドライウェル温度（ＳＡ）（ドライウェル上部温度）の指示値を中央制御室にて監視することで，継続的にドライウェル主フランジが冷却できていることを確認可能である。

添付資料 1.0.13

島根原子力発電所２号炉

重大事故等に対処する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　1.0.13-6
(1)　操作場所までの移動経路について　..... 1.0.13-6
(2)　操作場所での状況設定について　..... 1.0.13-6
(3)　作業環境による個別操作時間への影響評価　..... 1.0.13-6

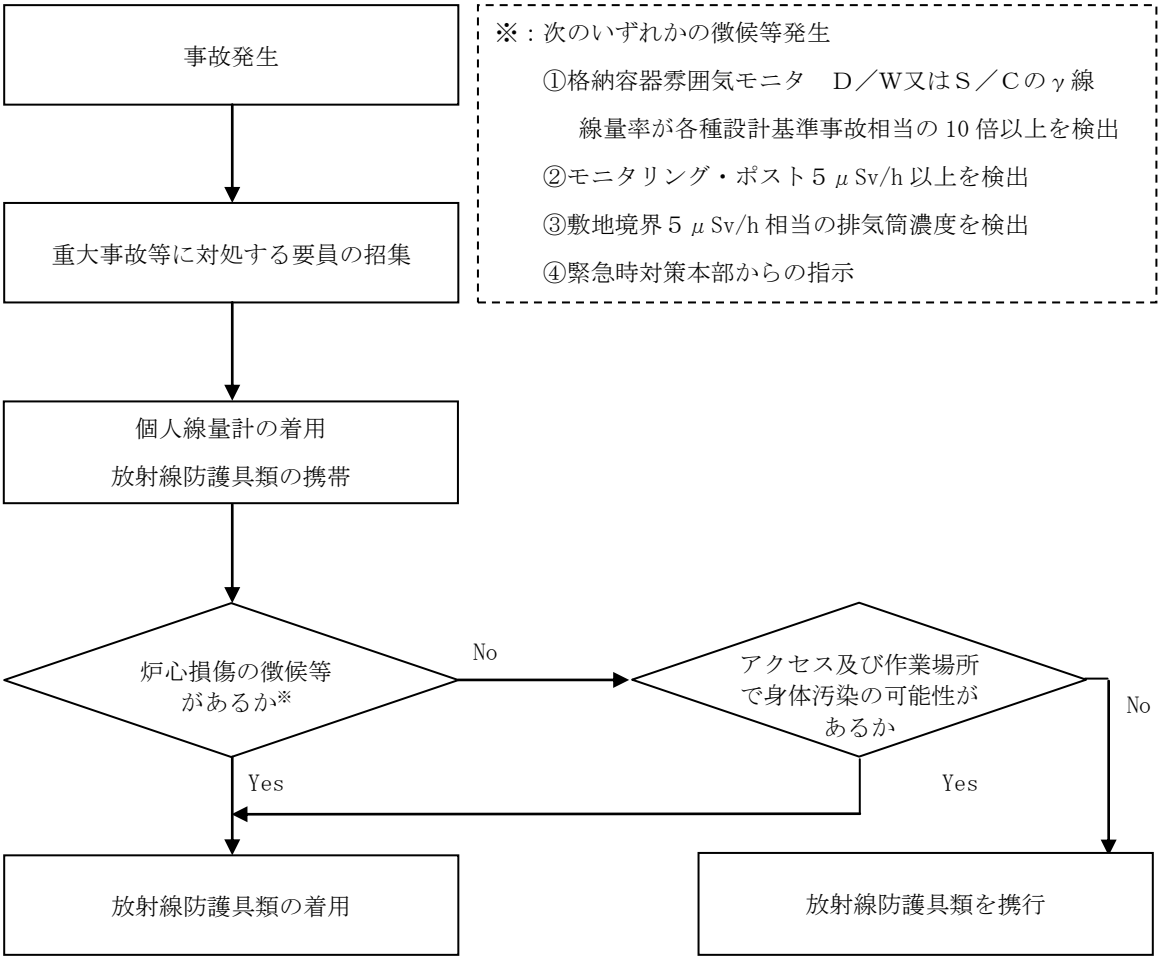
重大事故等発生時における現場作業では，作業環境が悪化していることが予想され，重大事故等に対処する要員は，作業環境に応じ第 1 表のとおり，必要な装備を着用する。また，緊急時対策所等との連絡手段の確保のため，通信連絡設備等の重大事故等対処設備を携行し使用する。

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

初動対応時における重大事故等に対処する要員の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，指示者が判断し，着用を指示する。

1. 初動対応時における放射線防護具類の選定

重大事故等時は事故対応に緊急性を要すること，通常運転時とは異なる区域の汚染が懸念されることから，通常の放射線防護具類の着用基準ではなく，作業環境及び緊急性等に応じて合理的かつ効果的な放射線防護具類を使用することで，重大事故等に対処する要員の被ばく線量を低減する。（第 1 図参照）



・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，被水防護服及び作業用長靴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酸素呼吸器等を着用する。
・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，汚染防護服】を着用：約６分
【全面マスク，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服，被水防護服，作業用長靴】を装着：約 10 分
【酸素呼吸器，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服，被水防護服，作業用長靴】を装着：約 10 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図　放射線防護具類の選定方法

2.　初動対応時における装備

・指示者は，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，重大事故等に対処する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。

・重大事故等に対処する要員は，招集後，ガラスバッジを着用する。

・重大事故等に対処する要員のうち現場作業を行う要員については，初動対応時から個人線量計（ガラスバッジ及び電子式線量計）を着用することにより，重大事故等に対処する要員の外部被ばく線量を適切に管理する。なお，作業現場に向かう際には，放射線防護具類を携帯する。

・「炉心損傷の徴候等がある場合」，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，指示者が適切な放射線防護具類を判断し，重大事故等に対処する要員に着用を指示する。指示を受けた重大事故等に対処する要員は，指示された放射線防護具類を着用する。

・身体汚染が発生した場合には，作業後に更衣及び除染を実施する。

・高線量対応防護服（タングステンベスト）は，重量があることから，移動を伴う作業においては作業時間の増加に伴い被ばく線量が増加するため，原則着用しない。

・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，被水防護服及び作業用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，酸素呼吸器等を着用する。（第１表，第２図参照）

第１表　重大事故等に対処する要員の初動対応時における装備

名称		着用基準	
		炉心損傷の徴候等あり	炉心損傷の徴候等なし
個人線量計	ガラスバッジ	現場作業を行っていない間も含めて必ず着用	同左
	電子式線量計	必ず着用	同左
綿手袋，ゴム手袋		必ず着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
汚染防護服		必ず着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
被水防護服，作業用長靴		湿潤作業を行う場合に着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある湿潤作業を行う場合に着用
高線量対応防護服（タングステンベスト）		移動を伴わない高線量下での作業を行う場合に着用	同左
全面マスク等（全面マスク又は電動ファン付き全面マスク）		必ず着用	管理区域内で内部被ばくのおそれがある場合に着用
セルフエアーセット		酸欠等のおそれがある場合に着用	同左
酸素呼吸器		高湿度環境化での作業，酸欠等のおそれがある場合に着用	同左



ガラスバッジ



電子式線量計



汚染防護服



被水防護服



作業用長靴



高線量対応防護服
（タングステンベスト）



全面マスク



セルフエアーセット



酸素呼吸器

第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

重大事故等に対処する要員の個別操作時間については,訓練実績等に基づく現場への移動時間と現場での操作時間により算出している。

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

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

(1)　操作場所までの移動経路について

a．アクセスルートとして設定したルートを移動経路とする。

b．全交流動力電源喪失等により，建物照明等が使用できず，建物内が暗い状況を考慮する。

c．炉心損傷の徴候等がある場合には，放射線防護具類を着用して現場へ移動することを考慮する。

(2)　操作場所の状況設定について

a．地震等を想定しても操作スペースは確保可能とする。

b．作業場所は照明のない暗い状況での作業を考慮する。

c．炉心損傷の徴候等がある場合には，放射線防護具類を着用して作業することを考慮する。

(3)　作業環境による個別操作時間への影響評価

操作時間に影響を与える作業環境を考慮し，「放射線防護具類を着用した状態での作業」，「暗闇での作業」，「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

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

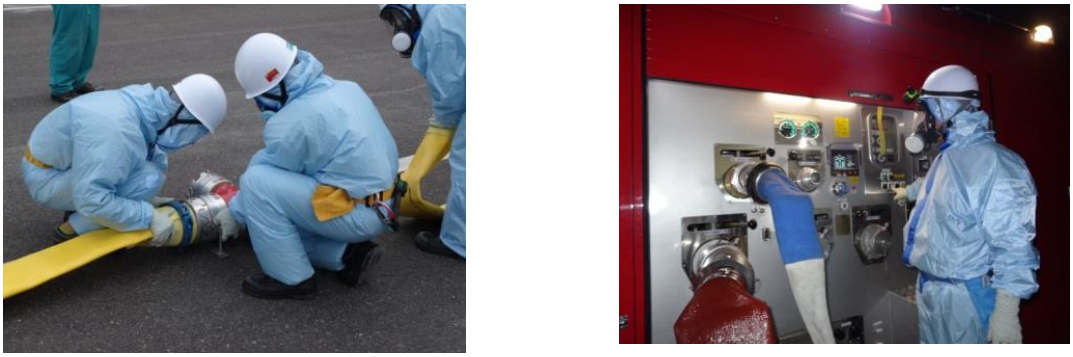
(a)　評価条件

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

(b)　評価結果

放射線防護具類を着用しない状態での作業と比較すると，全面マスク（伝声器付）の着用により視界が若干狭くな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，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。（第３図，第４図参照）



第３図　放射線防護具類を着用した状態での大量送水車設置作業



第４図　放射線防護具類を着用した状態での
高圧発電機車のケーブル敷設作業

ｂ．暗闇での作業評価

全交流動力電源喪失等により，建物照明等が使用できない状況を想定し，暗闇での作業性について評価を実施した。なお，中央制御室等にヘッドライト，懐中電灯，ＬＥＤライト等が配備されている。（第２表，第５図参照）

(a)　評価条件

暗闇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６図参照）

(b)　評価結果

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

なお，より容易に操作が可能となるよう，建物内の作業エリア，アクセスルートには，電源内蔵型照明が設置されている。（第７図参照）

第２表　可搬型照明

名称	電源種別	数量※1	保管場所※1
ヘッドライト	乾電池	11 個 （運転員分９個＋予備２個）	中央制御室
		38 個 （免震重要棟で宿泊する要員分 34 個＋予備４個）	免震重要棟
		３個 （第１チェックポイントで当直する要員分２個＋予備１個）	第１チェックポイント
懐中電灯	乾電池	11 個 （運転員分９個＋予備２個）	中央制御室
		11 個 （運転員分９個＋予備２個）	第２チェックポイント
		43 個 （緊急時対策所（対策本部）の初動対応要員分 38 個＋予備５個）	緊急時対策所（対策本部）
		38 個 （免震重要棟で宿泊する要員分 34 個＋予備４個）	免震重要棟
		３個 （第１チェックポイントで当直する要員分２個＋予備１個）	第１チェックポイント
ＬＥＤライト（ランタンタイプ）	乾電池	12 個 （中央制御室対応として中央制御室執務机６個＋中央制御室待避室２個＋予備４個）	中央制御室
		９個 （緊急時対策所（対策本部）の初動対応要員分７個＋予備２個）	緊急時対策所（対策本部）
ＬＥＤライト（三脚タイプ）	蓄電池 交流電源※2	３個 （中央制御室２個＋予備１個）	中央制御室前通路
ＬＥＤライト（フロアタイプ）	蓄電池	４個 （非常用ガス処理系配管の補修用２個＋予備２個）	第２チェックポイント

※１　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。

※２　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給電可能。



ヘッドライト



懐中電灯



ＬＥＤライト
（ランタンタイプ）



ＬＥＤライト
（三脚タイプ）

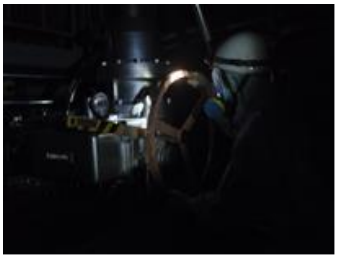


ＬＥＤライト
（フロアタイプ）

第５図　可搬型照明



通常状態



可搬型照明を使用した
状態での作業



暗所環境下での作業状況
の例

第６図　可搬型照明を使用した状態での作業状況



第７図　電源内蔵型照明

ｃ．通信環境の評価

(a)　評価条件

中央制御室，緊急時対策所及び現場間での通信手段として，所内通信連絡設備（警報装置を含む。），電力保安通信用電話設備，有線式通信設備，無線通信設備及び衛星電話設備等の通信連絡設備を整備している。（第８図参照）

(b)　評価結果

重大事故等が発生した場合であっても，整備している通信連絡設備により，通常時と同等の通信環境が保持可能であり，個別操作時間に有意な影響はないと評価した。

また，炉心損傷の徴候等がある場合には，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，伝声器付の全面マスクを使用しているため，容易に会話することは可能であり，個別操作時間に有意な影響がないことを確認している。



所内通信連絡設備
（ハンドセットステーション）



電力保安通信用電話設備
（PHS 端末）



有線式通信設備
（有線式通信機）



無線通信設備
（携帯型）



衛星電話設備
（携帯型）

第８図　通信連絡設備

添付資料 1.0.14

島根原子力発電所２号炉

技術的能力対応手段と有効性評価比較表
技術的能力対応手段と運転手順等比較表

＜　目　次　＞

第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２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表　.....　1.0.14-10

第１表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表（１／９）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	事故シーケンスグループ等																						
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故										運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	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	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.1	原子炉手動スクラム									○														
	代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入									○														
	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制									●														
	自動減圧系等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									●														
	原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制									●														
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制																							
	制御棒手動挿入									○														
1.2	中央制御室からの高圧原子炉代替注水系起動	○	○	○	●	●	○	○	○	○	○	○			○	○		○						
	現場手動操作による高圧原子炉代替注水系起動																							
	現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動																							
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																							
	可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																							
	直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電																							
	制御棒駆動水圧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及び注水	○	○						○		○													
	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）			●			●	●	●	●		●												
	高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）								○	●		●									○		○	

第１表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表（２／９）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	事故シーケンスグループ等																						
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故											運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	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	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	減圧の自動化		●※1																					
	手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）																							
	手動操作による減圧（タービン・バイパス弁の手動操作による減圧）																							
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放（常設代替直流電源設備による復旧）			●※2	●※2	●※2	●※2																	
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放（可搬型直流電源設備による復旧）																							
	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○			○	○		○						
	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○			○	○		○						
	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○			○	○		○						
	逃がし安全弁窒素ガス供給系による窒素ガス確保	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○			○	○		○						
	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を防止する手順														●	●		●						
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手順											●												

※１ 原子炉水位低（レベル１）が10分継続し，RHR，LPCSポンプ運転中の場合に自動で作動。

※２ 可搬型計測器接続作業を除く。

第１表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表（３／９）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	事故シーケンスグループ等																						
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故											運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	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	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
1.4	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	●						○	●		●		●	●			●				○	●	○	
	復水輸送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	○						○	○		○		○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）	○		●	●	●	●	○	○		○		○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水			●	●	●	●	●																
	低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水																							
	低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却																							
	復水輸送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																							
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）																							
	原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱																				○	○	○	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱																					●		
	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）		●																		●		●	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱（設計基準拡張）		●																		●		●	
	低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）		○																		○		○	
1.5	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○							○		○													
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●							●		●													
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給																							
	耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○							○		○													
	格納容器フィルタ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）	○		○	○	○	○		○		○													
	耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	○							○		○													
	原子炉補機代替冷却系による除熱			○	○	○	○	●													○	●	○	
	大型送水ポンプ車による除熱																				○	○	○	
	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱（設計基準拡張）		●							●		●									●		●	
1.6	格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	○							○		○			○			○							
	復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ	○							○		○			○	○	○	○	○						
	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	○							○		○			○	○	○	○	○						

第１表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表（４／９）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	事故シーケンスグループ等																							
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故											運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	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	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	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）	●		●	●	●	●		●		●		○	●	○	○	○	○						
	残留熱除去系（格納容器冷却モード）電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ			●	●	●	●																	
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱			●	●	●	●	●																
	ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱												○	○	○	○	○	○						
	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ（設計基準拡張）																							
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱（設計基準拡張）		●							●		●												
1.7	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												●	○	●	●	●	●						
	残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保												●	○	●	●	●	●						
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												○	●	○	○	○	○						
	格納容器フィルタ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）													○										
	サプレッション・プール水ｐＨ制御												○	○	○	○	○	○						
	ドライウェルｐＨ制御													○										
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給																							
1.8	ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水																							
	復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水														○	○		○						
	消火系による原子炉格納容器下部への注水														○	○		○						
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）														●	●		●						
	ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）														●	●		●						
	高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水																							
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入												○	○	○	○	○	○						
	制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水																							
	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水												●	●			●							
	復水輸送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												○	○	○	○	○	○						
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）												○	○	○	○	○	○						

第１表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表（５／９）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	事故シーケンスグループ等																						
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故											運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	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	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
1.9	発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化																●							
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給												●	○	●	●	●	●						
	可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化																							
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出												○	○	○	○	○	○						
	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																							
	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視												●	●	●	●	●	●						
1.10	静的触媒式水素処理装置による水素濃度抑制																							
	原子炉建物内の水素濃度監視																							
	原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水）												○	○	○	○	○	○						
	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放及び原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の開放による水素排出																							
1.11	消火系による燃料プールへの注水																		○	○				
	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水（淡水／海水）																		○	○				
	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水（淡水／海水）																		●	●				
	燃料プール漏えい抑制																			●※3				
	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）																							
	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）																							
	燃料プール漏えい緩和																							
	燃料プール監視カメラ用冷却設備起動																							
	燃料プール冷却系による燃料プールの除熱			○	○	○	○	○					○	○	○	○	○	○				○		
1.12	大型送水ポンプ車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放射性物質の漏えい箇所の絞り込み																							
	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																							
	シルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制																							
	化学消防自動車等による泡消火																							
	大型送水ポンプ車及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火																							

※3　静的機器であり操作なし。

第１表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表（６／９）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	事故シーケンスグループ等																						
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故											運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	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	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	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○	●	●	●	●	●	●	●	○	●			○	○		○			○		○	
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●	●	●													●		●	
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内の除熱		●	●	●	●	●	●		●		●												
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱	○							○		○		●	○	●	●	●	●						
	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水		○						○		○													
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の復水貯蔵タンクを水源とした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														○	○		○						
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水	●						○	●		●		●	●			●				○	●	○	
	低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○							○		○			○										
	低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の補助消火水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水	○						○	○		○		○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	補助消火水槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○							○		○			○	○	○		○						
	補助消火水槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水														○	○		○						
	補助消火水槽を水源とした燃料プールへの注水																		○	○				
	ろ過水タンクを水源とした送水																							
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のろ過水タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	○						○	○		○		○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	ろ過水タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○							○		○			○	○	○		○						
	ろ過水タンクを水源とした第１ベントフィルタスクラバ容器への補給																							
	ろ過水タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水														○	○		○						
	ろ過水タンクを水源とした原子炉ウェルへの注水																							
	ろ過水タンクを水源とした燃料プールへの注水／スプレイ																		○	○				
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした送水	●		●	●	●	●	○	●		●		●	●	●	●	●	●	●	●	○	●	○	
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉圧力容器への注水	○		●	●	●	●	○	○		○		○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉格納容器内の冷却	●		●	●	●	●		●		●		○	●	○	○	○	○						
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした第１ベントフィルタスクラバ容器への補給																							

第１表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表（７／９）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	事故シーケンスグループ等																						
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故											運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	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	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	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉格納容器下部への注水														●	●		●						
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉ウェルへの注水												○	○	○	○	○	○						
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ																		●	●				
	純水タンクを水源とした送水																							
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の純水タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水																							
	純水タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却																							
	純水タンクを水源とした第１ベントフィルタスクラバ容器への補給																							
	純水タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水																							
	純水タンクを水源とした原子炉ウェルへの注水																							
	純水タンクを水源とした燃料プールへの注水／スプレイ																							
	海を水源とした送水																							
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の海を水源とした原子炉圧力容器への注水																							
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却																							
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							
	海を水源とした原子炉ウェルへの注水																							
	海を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ																							
	海を水源とした原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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）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																							
	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	○	○						○	●	○		○	○	○	○	○	○						
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給（淡水／海水）	●							●		●		●	●			●					●		
	淡水タンクを水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給																							
	海を水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給																							
	輪谷貯水槽（東１）又は輪谷貯水槽（東２）から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給																							
	海から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給																							

第１表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表（８／９）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故											運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	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	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	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）から復水貯蔵タンクへの補給（淡水／海水）																							
	淡水タンクから復水貯蔵タンクへの補給																							
	海から復水貯蔵タンクへの補給																							
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源切替え																							
	淡水から海水への切替え																							
	海水から淡水への切替え																							
	外部水源から内部水源への切替え			●	●	●	●						●	○	●	●	●	●						
1.14	ガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系受電			●	●	●	●	●					●	●	●	●	●	●				●		
	号炉間電力融通ケーブル（常設）を使用したＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電			○	○	○	○	○					○	○	○	○	○	○				○		
	高圧発電機車によるＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電			○	○	○	○	○					○	○	○	○	○	○				○		
	号炉間電力融通ケーブル（可搬型）を使用したＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電			○	○	○	○	○					○	○	○	○	○	○				○		
	所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電			●	●	●	●	●					●	●	●	●	●	●				●		
	可搬型直流電源設備による給電																							
	直流給電車による直流盤への給電																							
	SA 用 115V 系蓄電池によるＢ－115V 系直流盤受電																							
	非常用直流電源喪失時のＡ－115V 系直流盤受電																							
	号炉間連絡ケーブルを使用したＡ－115V 系直流盤又はＢ－115V 系直流盤受電																							
	ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電	●						●	●		●		●	●	●	●	●	●			○	●	○	
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電																							
	ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	●		●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	タンクローリから各機器等への給油	●		●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	非常用交流電源設備による給電（設計基準拡張）	●	●						●		●	●							●	●	●		●	
	非常用直流電源設備による給電（設計基準拡張）			●	●		●	●					●	●	●	●	●	●				●		
1.15	計器の故障時に状態を把握するための手段（他チャンネルによる計測，代替パラメータによる推定）												●	●			●							
	計器の計測範囲を超えた場合に状態を把握するための手段（代替パラメータによる推定，可搬型計測器による計測）																							
	計器電源が喪失した場合の手段（蓄電池，代替電源（交流，直流）からの給電）			●	●	●	●	●					●	●	●	●	●	●				●		
	計器電源が喪失した場合の手段（可搬型計測器による計測又は監視）																							
	パラメータを記録する手段																							

第１表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表（９／９）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

項目	対応手段	事故シーケンスグループ等																						
		運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故											運転中の原子炉における重大事故						燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故		運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（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）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合	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	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.16	中央制御室換気系設備の運転手順等												●	●	●	●	●	●						
	中央制御室待避室の準備手順												●	●	●	●	●	●						
	中央制御室の照明を確保する手順																							
	中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																							
	中央制御室待避室の照明を確保する手順												●	●	●	●	●	●						
	中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																							
	中央制御室待避室でのプラントパラメータ監視装置によるプラントパラメータ等の監視手順												●	●	●	●	●	●						
	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営及び運用手順																							
	非常用ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	●	●	●	●	●	●						
	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル部の閉止手順																							

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（１／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP																			SOP										AM設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	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―３ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／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―２ＲＰＶ破損後の除熱	放出ＰＣＶ破損防止	水素Ｒ／Ｂ水素爆発防止				
1.1	原子炉手動スクラム	●	●					●	●		●										●													
	代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入	●	●																															
	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制		●																															
	自動減圧系等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		●																			●									●			
	原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制		●																															
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制		●																															
	制御棒手動挿入		●																		●													
1.2	中央制御室からの高圧原子炉代替注水系起動		●	●	●								●		●	●						●	●								●			
	現場手動操作による高圧原子炉代替注水系起動		●	●	●								●		●	●						●	●								●			
	現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動		●	●	●								●		●	●						●	●								●	●		
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																●														●	●		
	可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																●														●	●		
	直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電																●														●	●		
	制御棒駆動水圧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及び注水		●	●		●							●	●	●	●						●			●						●			
	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）	●	●	●	●								●		●	●						●	●											
	高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）	●	●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●									
1.3	減圧の自動化																																	原子炉水位低（レベル１）が10分継続し，RHR，LPCSポンプ運転中の場合に自動で作動
	手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）	●	●		●	●								●	●	●						●												
	手動操作による減圧（タービン・バイパス弁の手動操作による減圧）				●									●																				
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放（常設代替直流電源設備による復旧）		●		●	●								●	●	●	●					●									●			
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放（可搬型直流電源設備による復旧）		●		●	●								●	●	●	●					●									●	●		

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（２／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP																				SOP								AM設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	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―３ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／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―２ＲＰＶ破損後の除熱	放出ＰＣＶ破損防止	水素Ｒ／Ｂ水素爆発防止				
1.3	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放		●		●	●								●	●	●	●					●								●	●		
	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放		●		●	●								●	●	●	●					●								●	●		
	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放		●		●	●								●	●	●						●								●	●		
	逃がし安全弁窒素ガス供給系による窒素ガス確保		●		●	●								●	●	●						●								●			
	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を防止する手順																					●											
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手順										●																						
1.4	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●							●			
	復水輸送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		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●							●			
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●							●	●		
	残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●			
	低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●			
	低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却																								●					●			
	復水輸送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																								●					●			
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）																								●					●	●		
	原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱																	●												●			
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱				●													●		●						●				●			
	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●								
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱（設計基準拡張）				●													●		●						●							
	低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水（設計基準拡張）		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●								

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（３／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	SOP 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 ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／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破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	ＡＭ設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	備考
1.5	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱					●	●		●	●																			●			
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱					●																							●	●		
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給					○	○	○	○	○																				●		
	耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱					●																							●			
	格納容器フィルタ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）					●																							●			
	耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）					●																							●			
	原子炉補機代替冷却系による除熱				○	○	○	○	○	○		○					●	○		○			○		○	○	○			●	●		
	大型送水ポンプ車による除熱				○	○	○	○	○	○		○					●	○		○			○		○	○	○			●	●		
	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱（設計基準拡張）	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○				
1.6	格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ					●	●																			●	●			●			
	復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ					●	●																			●	●			●			
	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ					●	●																			●	●			●			
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）					●	●																			●	●			●	●		
	残留熱除去系（格納容器冷却モード）電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ					●	●	●	●	●																●	●			●			
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱							●																		●	●			●			
	ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱																									●	●			●			
	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ（設計基準拡張）					●	●	●	●	●																●	●						
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱（設計基準拡張）	●						●																		●	●						
1.7	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱																						●		●	●	●			●			
	残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保																						○		○	○	○			●	●		
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱																											●		●	●		
	格納容器フィルタ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）																											●		●			
	サプレッション・プール水ｐＨ制御																					●								●			

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（４／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP																				SOP											備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	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 ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／ 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破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	ＡＭ設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	
1.7	ドライウェルｐＨ制御																									●	●			●			
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給																									●	●	●			●		
1.8	ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水																							●	●					●			
	復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水																							●	●					●			
	消火系による原子炉格納容器下部への注水																							●	●					●			
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）																							●						●	●		
	ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）																							●	●					●	●		
	高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水																					●	●							●			
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入																					●			●					●			
	制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水																					●	●							●			
	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水																					●	●							●			
	復水輸送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																					●	●							●			
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）																					●	●							●	●		
1.9	発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化																																原子炉起動時にＰＣＶ内を窒素により不活性化する
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給																										●	●	●		●		
	可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化																																原子炉起動前にＰＣＶ内を窒素により不活性化する
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出																											●		●	●		
	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									●																		●		●			
	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視									●												●						●		●			
1.10	静的触媒式水素処理装置による水素濃度抑制																																静的機器であり操作なし
	原子炉建物内の水素濃度監視																												●				
	原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水）																					●			●					●	●		
	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放及び原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の開放による水素排出																												●		●		

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（５／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP																			SOP										備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	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 ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水 ／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破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止	ＡＭ設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	
1.11	消火系による燃料プールへの注水											●						●	●											●			
	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水（淡水／海水）											●						●	●												●		
	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水（淡水／海水）											●						●	●												●		
	燃料プール漏えい抑制																																静的機器であり操作なし
	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）											●						●	●												●		
	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）											●						●	●												●		
	燃料プール漏えい緩和											●																			●		
	燃料プール監視カメラ用冷却設備起動											○																		●			
	燃料プール冷却系による燃料プールの除熱											●						●												●			
1.12	大型送水ポンプ車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放射性物質の漏えい箇所の絞り込み																														●		
	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																														●		
	シルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制																														●		
	化学消防自動車等による泡消火																														●		
	大型送水ポンプ車及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火																														●		
1.13	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水	●	●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●			
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●			
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内の除熱	●				●	●	●	●	●																●	●			●			
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱					●	●		●	●													●		●	●	●			●			
	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●			
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の復水貯蔵タンクを水源とした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																							●	●					●			

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（６／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	SOP 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―３ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／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―２ＲＰＶ破損後の除熱	放出ＰＣＶ破損防止	水素／Ｂ水素爆発防止	ＡＭ設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	備考
1.13	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●			
	低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却					●	●																			●	●			●			
	低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							●	●					●			
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の補助消火水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●			
	補助消火水槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却					●	●																			●	●			●			
	補助消火水槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							●	●					●			
	補助消火水槽を水源とした燃料プールへの注水											●						●	●											●			
	ろ過水タンクを水源とした送水																														●		
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のろ過水タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●			
	ろ過水タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却					●	●																			●	●			●			
	ろ過水タンクを水源とした第１ベントフィルタスクラバ容器への補給																													●	●		
	ろ過水タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水																							●	●					●			
	ろ過水タンクを水源とした原子炉ウェルへの注水																					●			●					●	●		
	ろ過水タンクを水源とした燃料プールへの注水／スプレイ											●						●	●											●			
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした送水																														●		
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●	●		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉格納容器内の冷却					●	●																			●	●			●	●		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした第１ベントフィルタスクラバ容器への補給																													●	●		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							●	●					●	●		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉ウェルへの注水																					●			●					●	●		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ											●						●	●												●		
	純水タンクを使用した送水																														●		

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（７／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP																				SOP								AM設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／C温度制御	S／C水位制御	PCV水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	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 RPV破損前のペデスタル初期注水／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破損後の除熱	放出 PCV破損防止	水素 R／B水素爆発防止				
1.13	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の純水タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●	●		
	純水タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却					●	●																			●	●			●	●		
	純水タンクを水源とした第１ベントフィルタスクラバ容器への補給																													●	●		
	純水タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水																							●	●					●	●		
	純水タンクを水源とした原子炉ウェルへの注水																					●			●					●	●		
	純水タンクを水源とした燃料プールへの注水／スプレイ											●						●	●												●		
	海を水源とした送水																														●		
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の海を水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●						●	●	●	●	●		●	●			●	●		●					●	●		
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却					●	●																			●	●			●	●		
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							●	●					●	●		
	海を水源とした原子炉ウェルへの注水																					●			●					●	●		
	海を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ											●						●	●												●		
	海を水源とした原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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）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																														●		
	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		●	●		●							●	●	●	●						●			●					●			
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給（淡水／海水）		○	○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○			○	○	○	○	○	○				●		
	淡水タンクを水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給		○	○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○			○	○	○	○	○	○				●		
	海を水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給		○	○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○			○	○	○	○	○	○				●		
	輪谷貯水槽（東１）又は輪谷貯水槽（東２）から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給		○	○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○			○	○	○	○	○	○				●		
	海から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給		○	○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○			○	○	○	○	○	○				●		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）から復水貯蔵タンクへの補給（淡水／海水）		○	○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○			○	○	○	○	○	○				●		
	淡水タンクから復水貯蔵タンクへの補給		○	○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○			○	○	○	○	○	○				●		

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（８／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP																			SOP									AM設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	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 ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／ 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破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止				
1.13	海から復水貯蔵タンクへの補給		○	○	○	○	○					○	○	○	○	○		○	○			○	○	○	○	○	○					●		
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源切替え	○	○	○	○	○						○	○	○	○	○		○	○			○	○		○									
	淡水から海水への切替え																															●		
	海水から淡水への切替え																															●		
	外部水源から内部水源への切替え																						●		●									
1.14	ガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系受電																●			●											●	●		
	号炉間電力融通ケーブル（常設）を使用したＭ／Ｃ Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電																●			●											●			
	高圧発電機車によるＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電																●			●											●	●		
	号炉間電力融通ケーブル（可搬型）を使用したＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電																●			●											●	●		
	所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電																●														●			
	可搬型直流電源設備による給電																●														●	●		
	直流給電車による直流盤への給電																●														●	●		
	SA 用 115V 系蓄電池によるＢ－115V 系直流盤受電																●														●			
	非常用直流電源喪失時のＡ－115V 系直流盤受電																●														●	●		
	号炉間連絡ケーブルを使用したＡ－115V 系直流盤又はＢ－115V 系直流盤受電																●														●			
	ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電																●														●	●		
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電																●														●			
	ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給																															●		
	タンクローリから各機器等への給油																															●		
	非常用交流電源設備による給電（設計基準拡張）																●			●														
	非常用直流電源設備による給電（設計基準拡張）																●																	
1.15	計器の故障時に状態を把握するための手段（他チャンネルによる計測，代替パラメータによる推定）																														●			
	計器の計測範囲を超えた場合に状態を把握するための手段（代替パラメータによる推定，可搬型計測器による計測）																														●			
	計器電源が喪失した場合の手段（蓄電池，代替電源（交流，直流）からの給電）																●														●	●		
	計器電源が喪失した場合の手段（可搬型計測器による計測又は監視）																●														●			
	パラメータを記録する手段																														●	●		

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（９／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP																				SOP								AM設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	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 ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／ 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破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止				
1.16	中央制御室換気系設備の運転手順等																					●								●			
	中央制御室待避室の準備手順																					●						●		●			
	中央制御室の照明を確保する手順																●													●			
	中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																													●			
	中央制御室待避室の照明を確保する手順																											●		●			
	中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																					●						●		●			
	中央制御室待避室でのプラントパラメータ監視装置によるプラントパラメータ等の監視手順																					●						●		●	●		
	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営及び運用手順																														●		
	非常用ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順																					●								●			
	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル部の閉止手順																													●	●		
1.17	モニタリング・ポストによる放射線量の測定																														●		
	可搬式モニタリング・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																														●		
	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																														●		
	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																														●		
	可搬式モニタリング・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																														●		
	可搬式気象観測装置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交流電源設備から給電																●				●									●			

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（10／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP																			SOP								AM設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	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 ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／ 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破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止				
1.18	緊急時対策所空気浄化送風機運転手順																													●		
	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																													●		
	可搬式エリア放射線モニタの設置手順																													●		
	緊急時対策所正圧化装置（空気ボンベ）による空気供給準備手順																													●		
	緊急時対策所にとどまる緊急時対策要員及び運転員について																														●	
	緊急時対策所での格納容器ベントを実施する場合の対応の手順																													●		
	緊急時対策所正圧化装置（空気ボンベ）から緊急時対策所空気浄化送風機への切替え手順																													●		
	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）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等																													●		
	放射線管理用資機材の維持管理等																													●		
	チェンジングエリアの設営及び運用手順																													●		
	緊急時対策所空気浄化送風機及び緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの切替え手順																													●		
	飲料水，食料等の維持管理																														●	
	緊急時対策所用発電機準備手順																													●		
	緊急時対策所用発電機起動手順																													●		
	緊急時対策所用発電機の切替え手順																													●		
	緊急時対策所用発電機への燃料補給手順																													●		
	緊急時対策所用発電機（予備）の切替え手順																													●		

第２表　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（11／11）

技術的能力対応手段と運転手順等　比較表

●：各手順書に対応の記載あり
○：各手順書に記載はないが，間接的に対応あり

※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。

項目	対応手段	EOP																			SOP								AM設備別操作要領書	原子力災害対策手順書	緊急時対策所運用手順書	備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	ＰＣＶ圧力制御	Ｄ／Ｗ温度制御	Ｓ／Ｃ温度制御	Ｓ／Ｃ水位制御	ＰＣＶ水素濃度制御	二次格納施設制御	燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	ＡＭ初期対応	電源復旧	崩壊熱除去機能喪失時対応手順	冷却材喪失時対応手順	外部電源喪失時対応手順	臨界事象発生時対応手順	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 ＲＰＶ破損前のペデスタル初期注水／ 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破損後の除熱	放出 ＰＣＶ破損防止	水素 Ｒ／Ｂ水素爆発防止				
1.19	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手順等																													●		
	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手順等																													●		
	発電所外（社内外）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の手順等																													●		
	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）の必要な場所で共有する手順等																													●		
	代替電源設備から給電する手順等																													●		

ＥＯＰ：事故時操作要領書（徴候ベース），ＳＯＰ：事故時操作要領書（シビアアクシデント）

添付資料 1.0.15

島根原子力発電所２号炉

原子炉格納容器の長期にわたる状態維持に係る体制の整備について

＜目　次＞

はじめに 1.0.15-1
1.　考慮すべき事項 1.0.15-1
2.　原子炉格納容器の冷却手段 1.0.15-2
(1)　原子炉格納容器除熱手段について 1.0.15-2
(2)　残留熱代替除去系の長期運転及び不具合等を
想定した対策について 1.0.15-4
3.　作業環境の線量低減対策の対応例について 1.0.15-7
(1)　残留熱代替除去系を運転した場合の線量低減の対応について　1.0.15-7
(2)　汚染水発生時の対応について 1.0.15-9
4.　残留熱除去系の復旧方法について 1.0.15-9
(1)　残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について 1.0.15-9
(2)　残留熱除去系の復旧手順について 1.0.15-10
5.　可搬型格納容器除熱系統による原子炉格納容器除熱等の
長期安定冷却手段について ... 1.0.15-19
5.1　可搬型格納容器除熱系統による原子炉格納容器
除熱について 1.0.15-19
(1)可搬型格納容器除熱系統の概要について 1.0.15-19
(2)作業に伴う被ばく線量について 1.0.15-20
(3)フランジ部からの漏えい発生時の対応 1.0.15-23
5.2　原子炉補機代替冷却系を用いた原子炉浄化系による
原子炉除熱について 1.0.15-23
(1)原子炉補機代替冷却系を用いた原子炉浄化系による
原子炉除熱の概要について 1.0.15-23
6.　外部からの支援について 1.0.15-25

はじめに

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。

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

島根原子力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
・原子炉施設の除染の実施
・原子炉施設損傷部の修理，改造の実施
・放射性物質の追加放出の防止
・各復旧対策の実施体制及び復旧に関する工程

緊急時対策本部は，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。また緊急時対策総本部が中心となって，社内外の関係各所と連携し，適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

1. 考慮すべき事項

(1) 原子炉格納容器の過圧・過温破損事象等においては，残留熱代替除去系及び格納容器ベントにより長期的な原子炉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) 残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱においては，原子炉格納容器の圧力を，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。原子炉格納容器の温度については，サプレッション・プール水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。ドライウェル主フランジや機器搬入口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，原子炉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，残留熱代替除去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)　炉心損傷後に残留熱代替除去系の運転を実施することによる負の影響として，建物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)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，長期的に原子炉格納容器の圧力・温度を安定状態に保つことができるが，故障した残留熱除去系の復旧等の対策についても検討を行う。

(5)　原子炉格納容器の圧力・温度を安定状態に保つためには，残留熱代替除去系及び残留熱除去系による原子炉格納容器除熱が有効な手段であるが，これらの手段は残留熱除去系熱交換器を使用する手段であるため，残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の除熱手段の検討を行う。

(6)　重大事故等時の中長期的な対応については，プラントメーカ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。

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

また，(3)，(4)，(5)を踏まえ「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」，「5. 可搬型格納容器除熱系統による原子炉格納容器除熱等の長期安定冷却手段について」にそれぞれとりまとめる。

(6)の発電所外からの支援体制について「6. 外部からの支援について」に示す。

2.　原子炉格納容器の冷却手段

(1)　原子炉格納容器除熱手段について

東京電力福島第一原子力発電所の事故を踏まえ，島根原子力発電所２号炉では多様な原子炉格納容器除熱手段を整備することとし，その手段の有効性について有効性評価において確認している。

第１表に原子炉格納容器除熱手段を示す。また，第１図～第４図に原子炉格納容器除熱手段の概要図を示す。

第１表に示すとおり，島根原子力発電所２号炉では多くの原子炉格納容器バウンダリが確保される除熱手段を整備するとともに，原子炉格納容器バウンダリの維持はできないものの格納容器ベント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。

また，原子炉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・チェンバを水源とした除熱手段については，第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，多様な手段を整備することにより，長期的な原子炉格納容器除熱の信頼性を向上させている。

第１表　島根原子力発電所２号炉における原子炉格納容器除熱手段

	島根原子力発電所２号炉の除熱手段	
原子炉格納容器バウンダリが確保される除熱手段	残留熱代替除去系	○
	原子炉補機代替冷却系	○
	Ａ－残留熱除去系	△
	Ｂ－残留熱除去系	○
	ドライウェル冷却系，原子炉浄化系※を用いた格納容器除熱	△
原子炉格納容器バウンダリが維持されない除熱手段	格納容器フィルタベント系	○
	耐圧強化ベント系	△

○：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

※：原子炉再循環系吸込配管及び原子炉浄化系ボトムドレン配管破断の原子炉冷却材喪失事故（LOCA）時は使用不能

第２表　サプレッション・チェンバ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			
		Ⅰ－原子炉補機冷却系	Ⅱ－原子炉補機冷却系	Ａ－原子炉補機代替冷却系	Ｂ－原子炉補機代替冷却系
フロントライン系	Ａ－残留熱除去系	○		○	
	Ｂ－残留熱除去系		○		○
	残留熱代替除去系			○	○

○：使用可能な組合せ

(2)　残留熱代替除去系の長期運転及び不具合等を想定した対策について

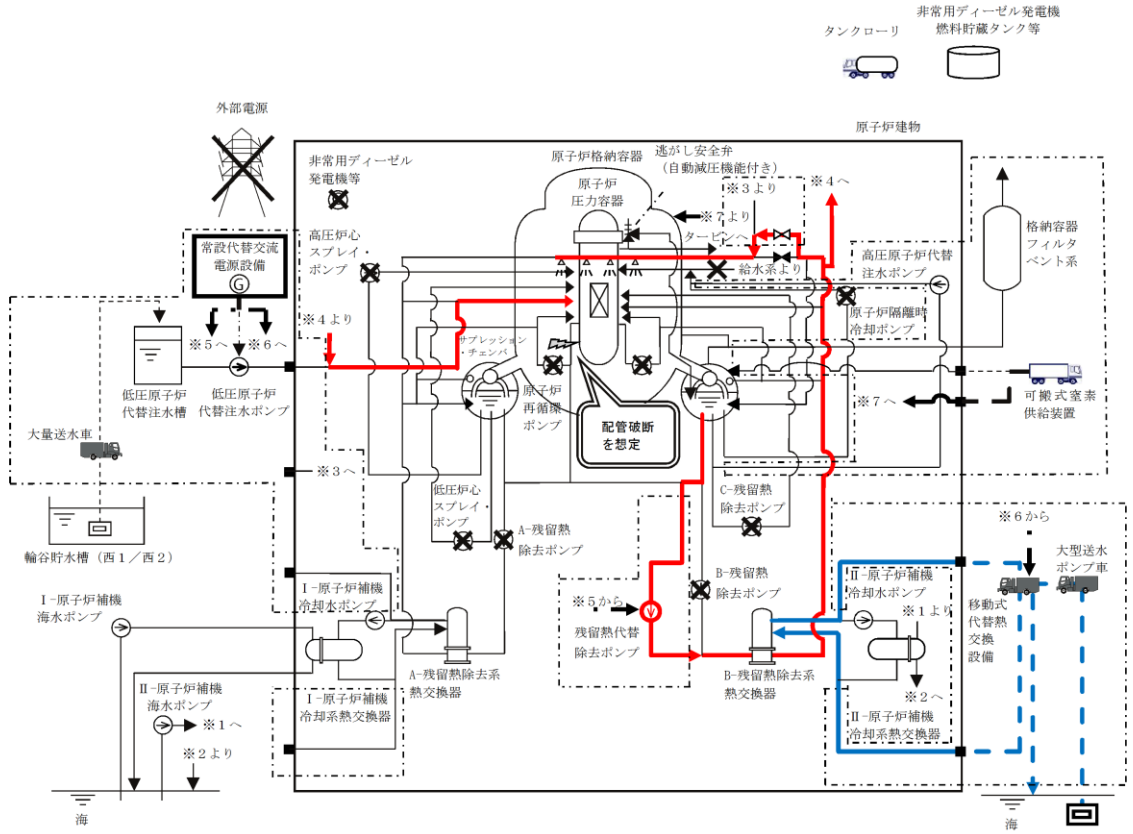
残留熱代替除去系を運転する場合には，サプレッション・チェンバを水源として原子炉及び原子炉格納容器内に冷却水を循環させることとなるため，系統水が流れる配管が高線量となる。配管表面での線量は，事故後 90 日間の積算線量で約 [redacted] と評価しており，これを考慮し，系統に使用するポンプのメカニカルシール部やポンプ電動機，電動弁の駆動部等について，耐放射線性が確保されたものを使用する。

また，事故後のサプレッション・プール水中には異物が流入する可能性があるが，サプレッション・プール水の吸込部には，大型のストレーナが設置されており，系統内に異物が流入することによるポンプ等の機器の損傷を防止する系統構成となっている。

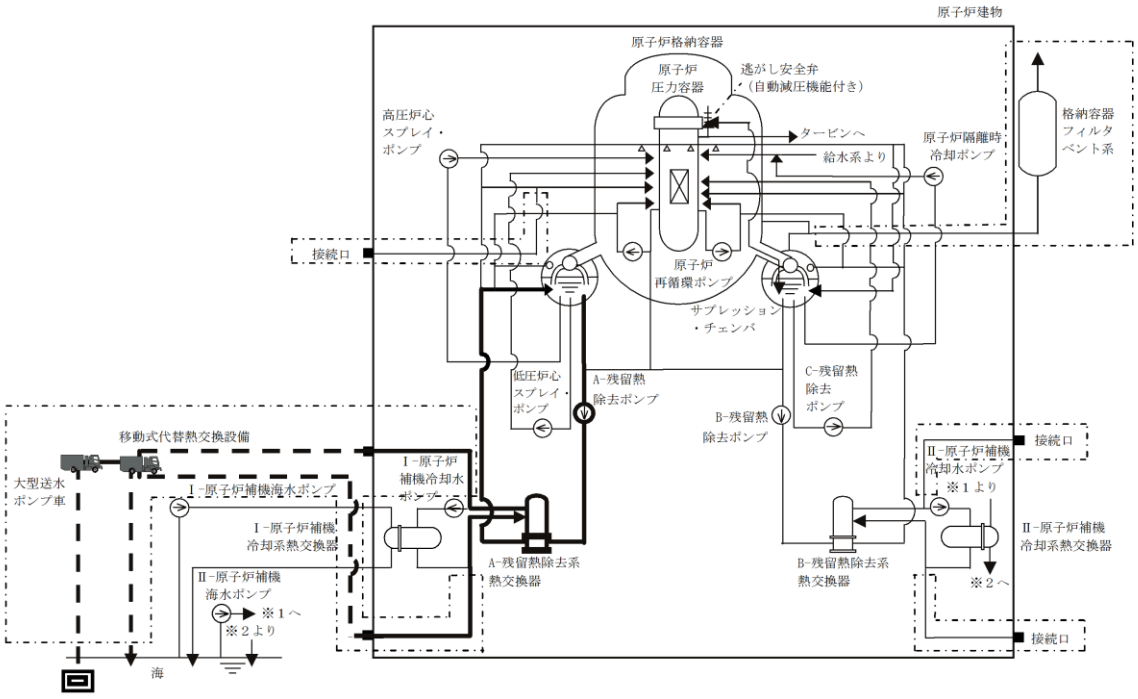
なお，ストレーナは，サプレッション・チェンバの底面から約 1.9ｍの高さに設置されており，底面に沈降する異物を大量に吸上げることはないと考えているが，ストレーナに異物が付着し，閉塞した場合を考慮し，外部水源から洗浄用水を供給（大量送水車による淡水供給）することにより，ストレーナの逆洗を行うことが可能な設備構成とする（第５図参照）。

なお，炉心損傷に至る重大事故等発生時に残留熱代替除去系が使用できない場合の除熱手段は「5. 可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱等の長期安定冷却手段について」に示す。

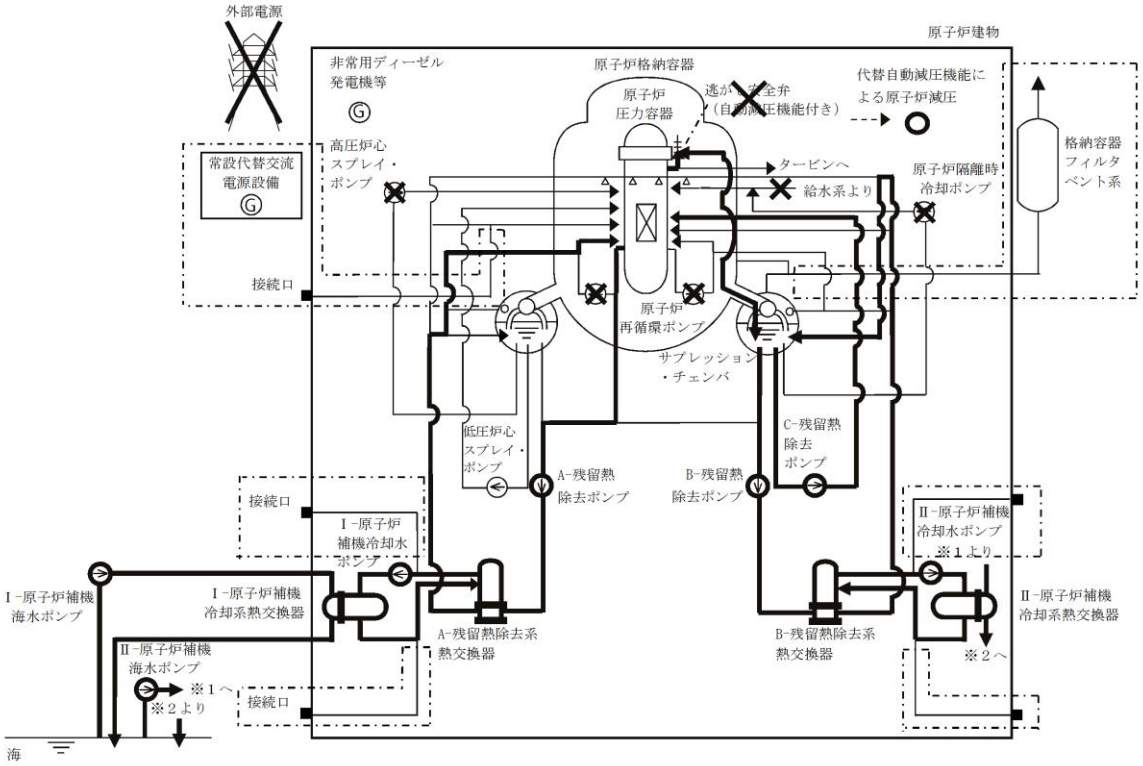
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



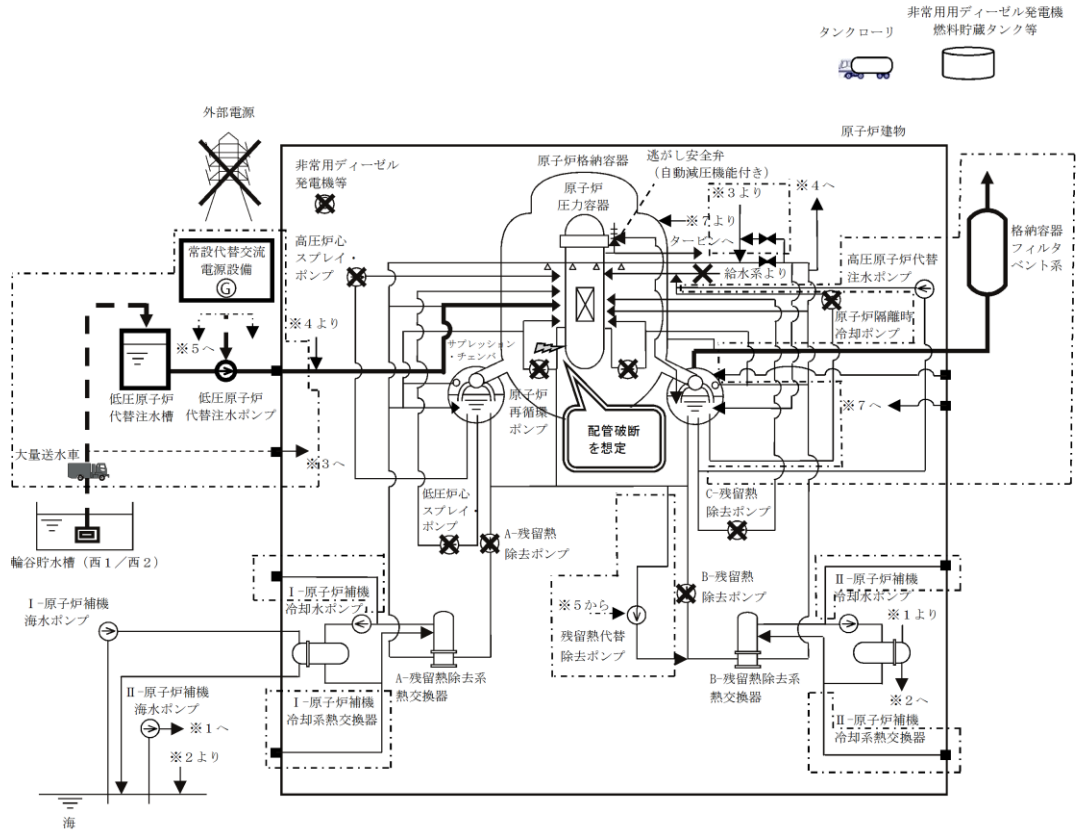
第１図　残留熱代替除去系　系統概要図



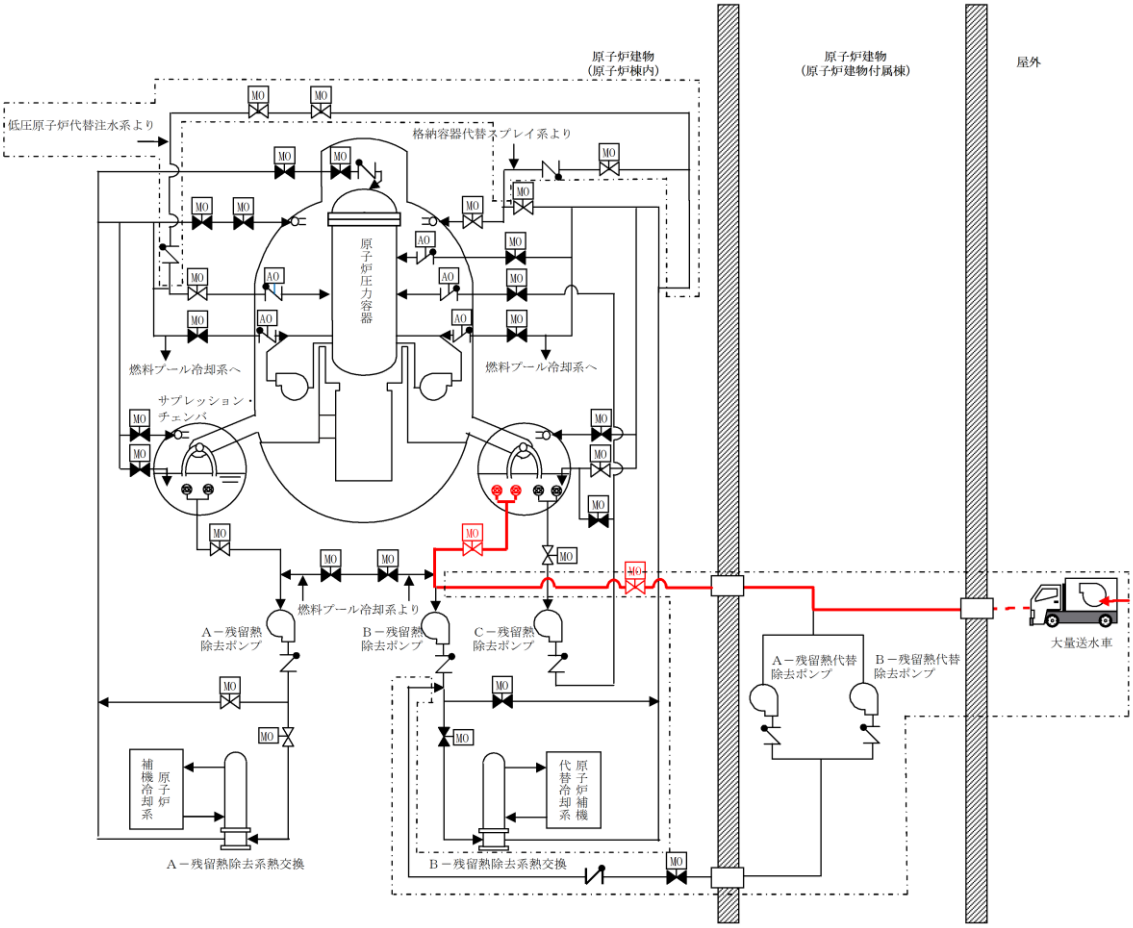
第２図　原子炉補機代替冷却系　系統概要図



第３図　残留熱除去系　系統概要図



第４図　格納容器フィルタベント系　系統概要図



第５図　残留熱除去系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)　残留熱代替除去系を運転した場合の線量低減の対応について

残留熱代替除去系は，残留熱除去系が機能喪失した場合に使用する系統である。このため，残留熱代替除去系により長期的に原子炉格納容器の圧力・温度を安定状態に保つことができるが，故障等が発生する場合も考慮し，残留熱除去系の復旧についても検討を行う。ここでは，残留熱代替除去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復旧作業時の線量低減対策の概要を示す。

残留熱代替除去系は，サプレッション・チェンバからの吸込み，原子炉格納容器へのスプレイに，残留熱除去系のＢ系を使用し，原子炉圧力容器への注水はＡ系を使用する設計としている。このため，復旧する残留熱除去系は，残留熱代替除去系の運転に伴う線量影響を受けにくい残留熱除去系Ａ系を復旧対象とする。

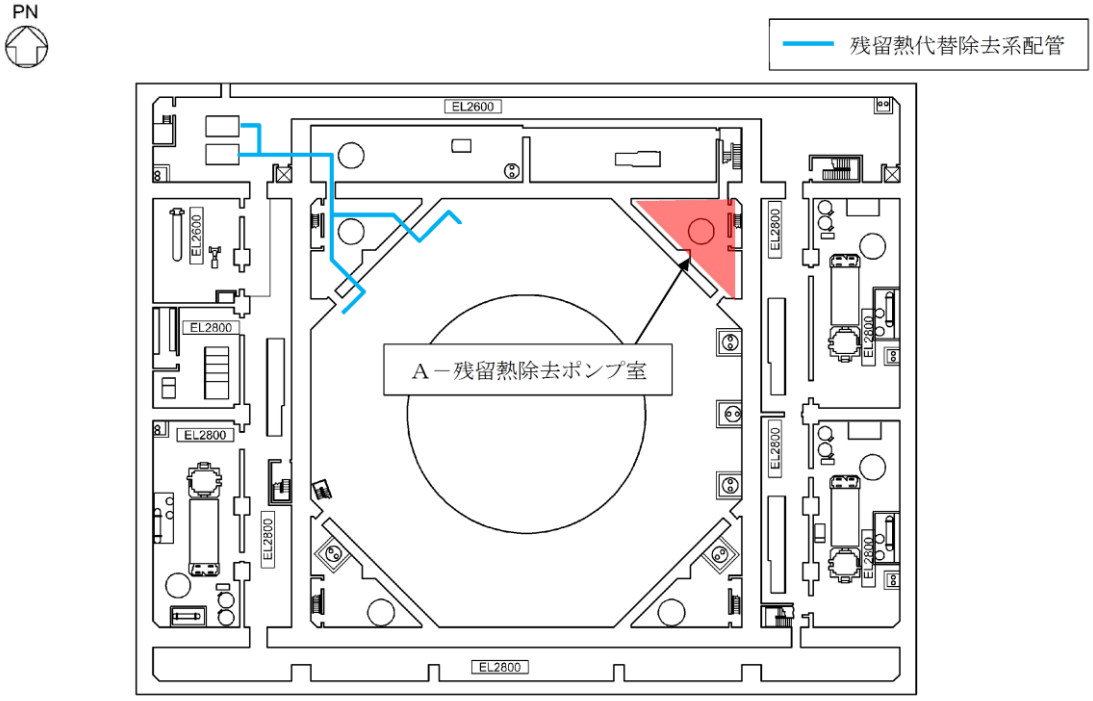
残留熱除去系のＢ系（一部はＡ系）については，第５図に示す系統を使用することで，外部水源から洗浄用水を系統内に供給（大量送水車による淡水供給）することが可能である。このため，復旧作業の前に，必要に応じて，系統全体

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・プール水中に送水し，放射線量を低減させる。

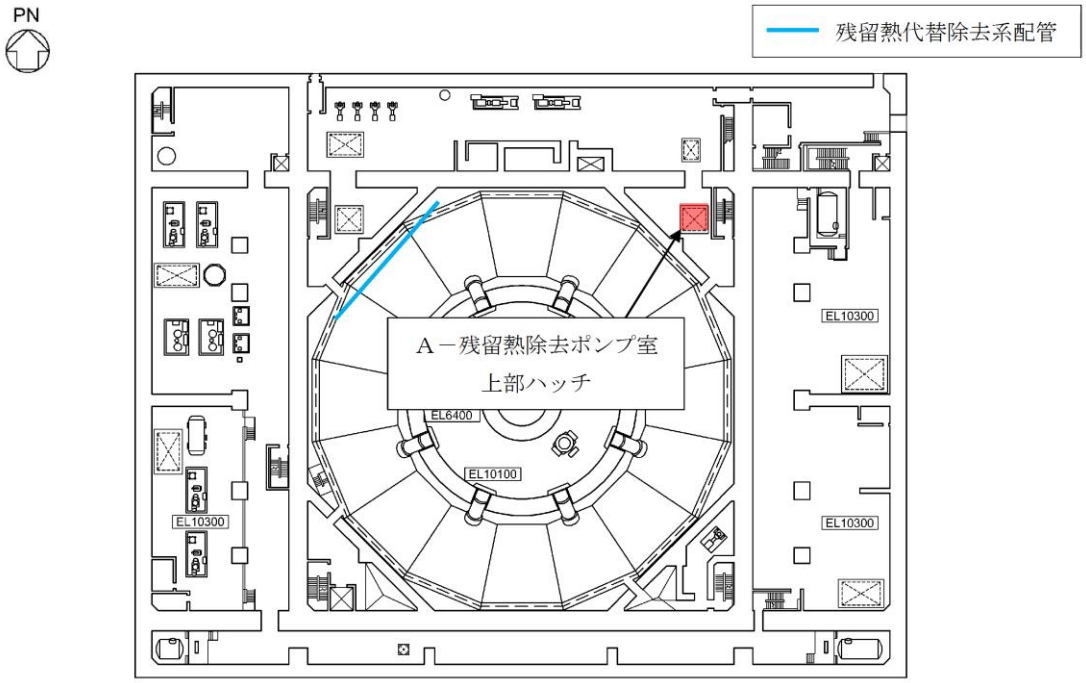
Ａ－残留熱除去ポンプ室での機器交換等の作業を想定した場合，原子炉建物地下２階のＡ－残留熱除去ポンプ室又は原子炉建物地下１階のＡ－残留熱除去ポンプ室上部ハッチにアクセスできる必要がある。

第６図に示すとおり，残留熱代替除去系の運転により高線量となる配管は，Ａ－残留熱除去ポンプ室及び同上部ハッチ付近から離れており，ポンプ室及び同上部ハッチ付近にアクセス可能であると考える。

また，復旧作業時には必要に応じて遮へい体の使用，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。



第６図　機器配置図（原子炉建物地下２階）（1/2）



第６図　機器配置図（原子炉建物地下１階）（2/2）

(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。

4.　残留熱除去系の復旧方法について

(1)　残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

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

残留熱除去系の復旧に当たり，屋外に設置され自然災害の影響を受ける可能性がある原子炉補機海水ポンプについては，予備品を確保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ことから，重大事故により同時に影響を受けない場所に電動機を予備品として確保している。(詳細は添付資料 1.0.3「予備品等の確保及び保管場所について」参照)

また，残留熱を除去する機能を有する残留熱除去系は２系統（残留熱除去系３系統のうち１系統は注水機能のみ）あり，防波壁等の津波対策及び原子炉建物内の内部溢水対策により区分分離されていることから，福島第一原子力発電所事故のように複数の残留熱除去系が浸水により同時に機能喪失することはない。

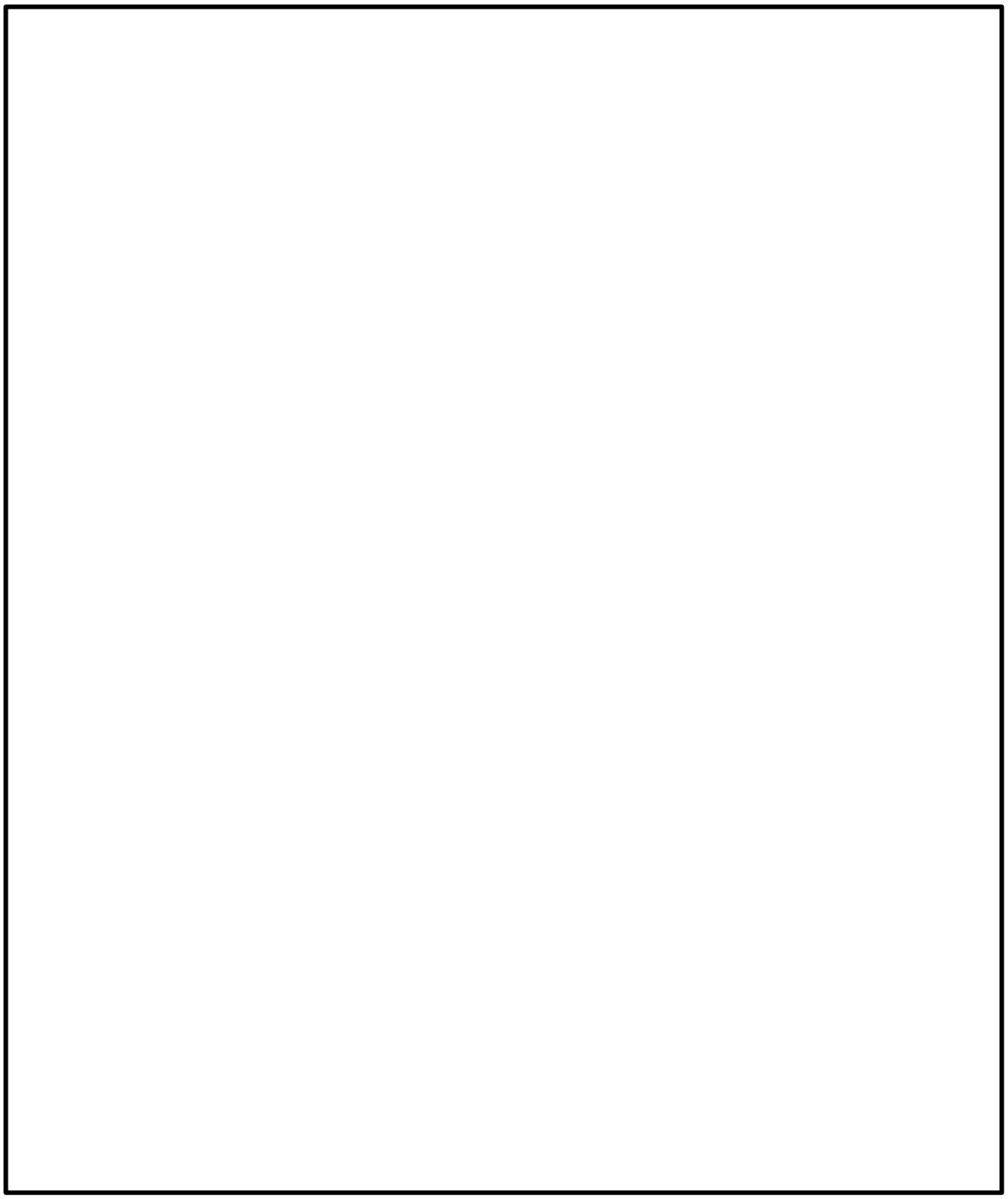
なお，ある１系統の残留熱除去系の電動機が浸水し，当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても，残りの系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。

(2)　残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は原子炉格納容器の破損に至る可能性のある事象が発生した場合に，緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を「原子力災害対策手順書（復旧班)」にて整備している。

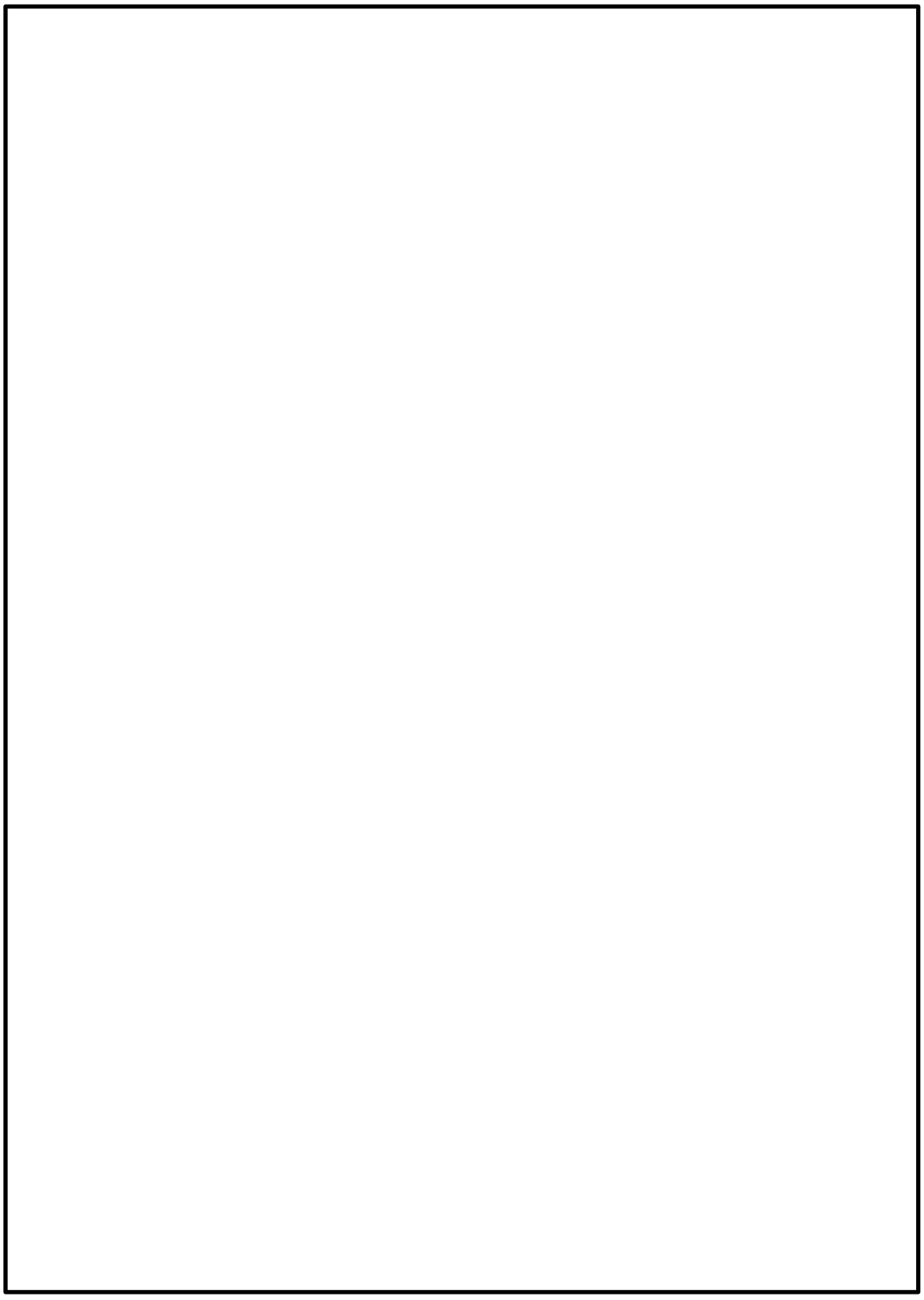
本手順では，機器の故障箇所，復旧に要する時間，炉心損傷又は原子炉格納容器破損に対する時間余裕に応じて,「恒久対策」,「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択する。

具体的には，故障個所の特定と対策の選択を行い，故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。第７図に，手順書の記載例を示す。



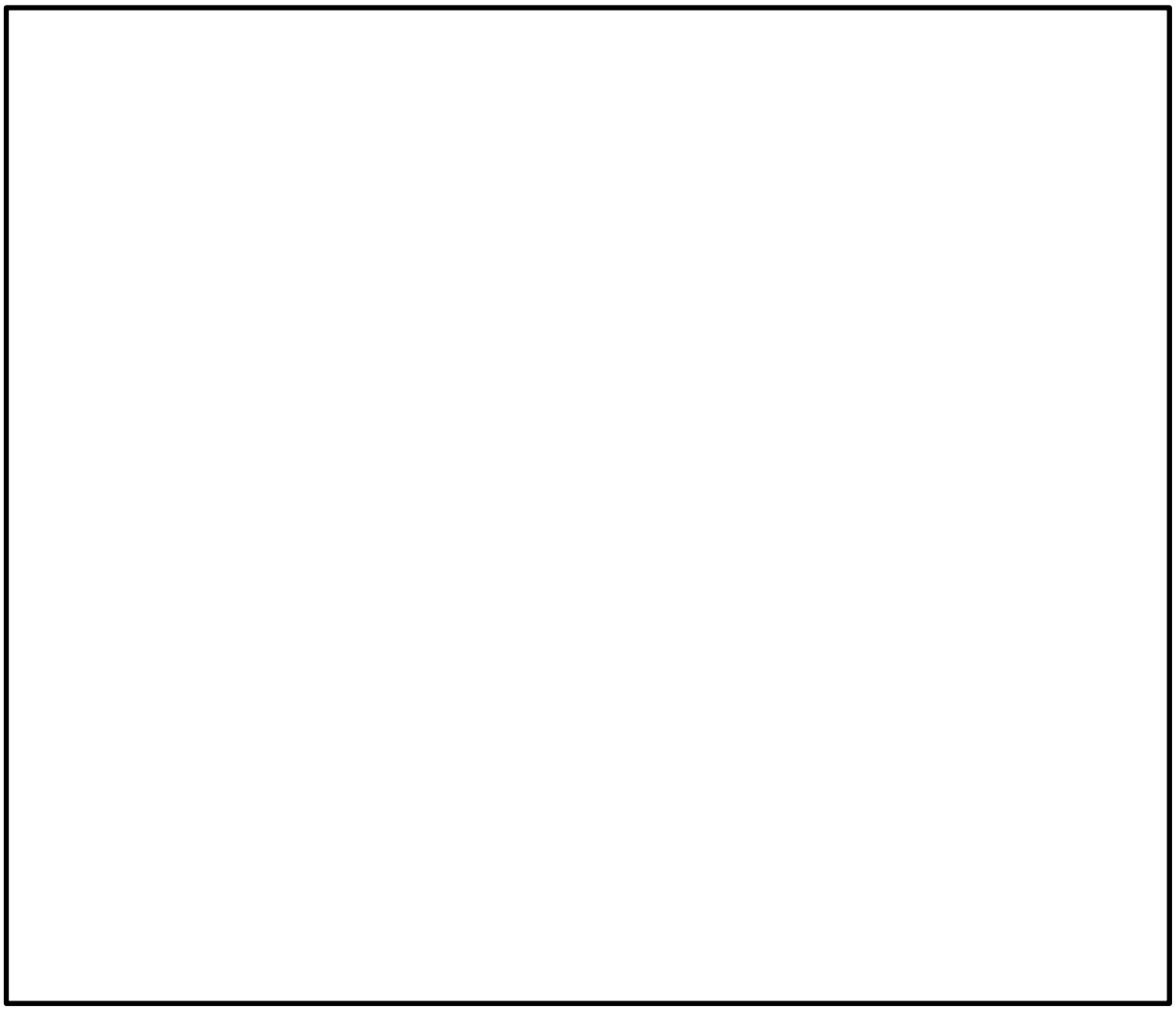
第７図　残留熱除去系の復旧手順の記載例(1/8)

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



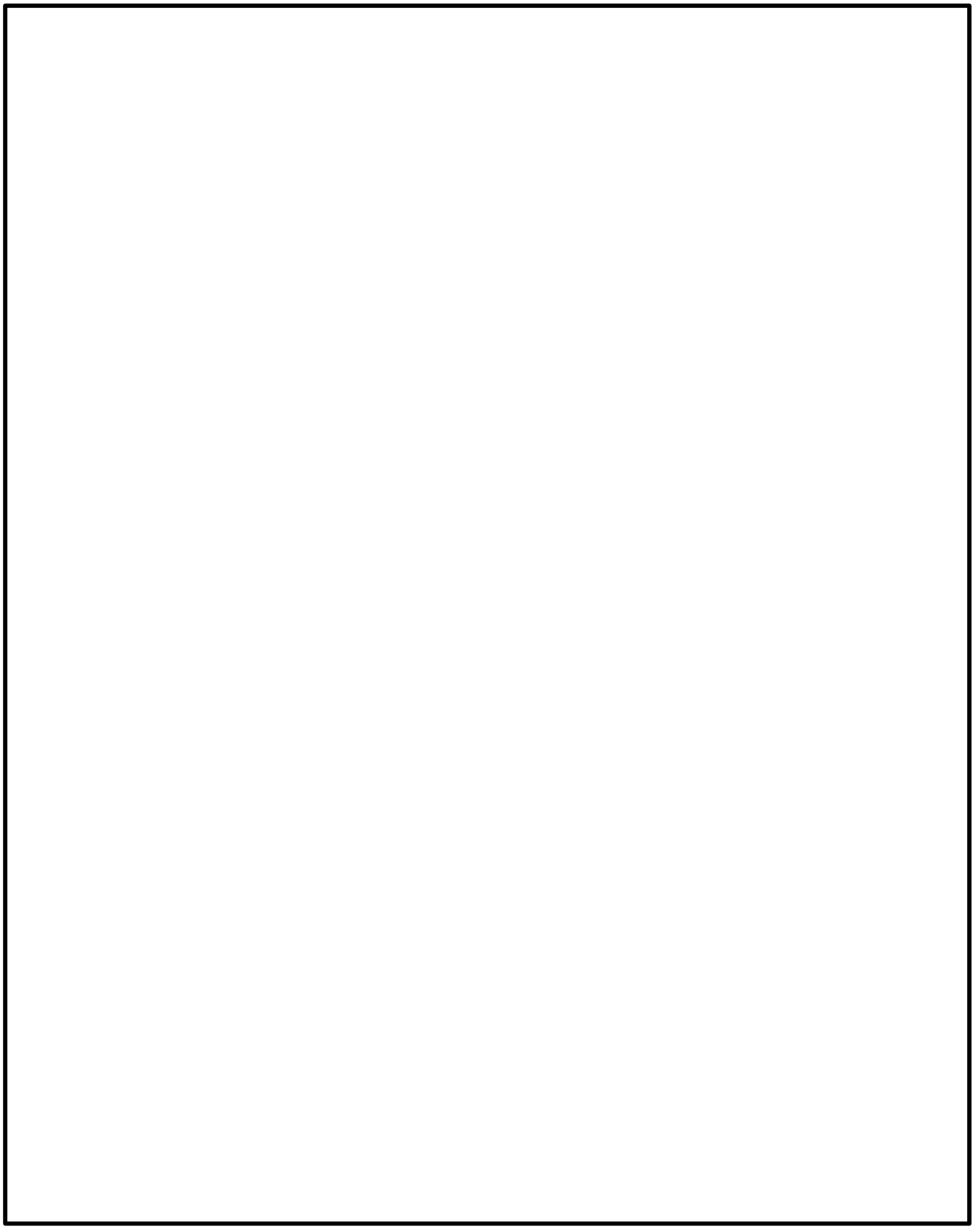
第７図　残留熱除去系の復旧手順の記載例(2/8)

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



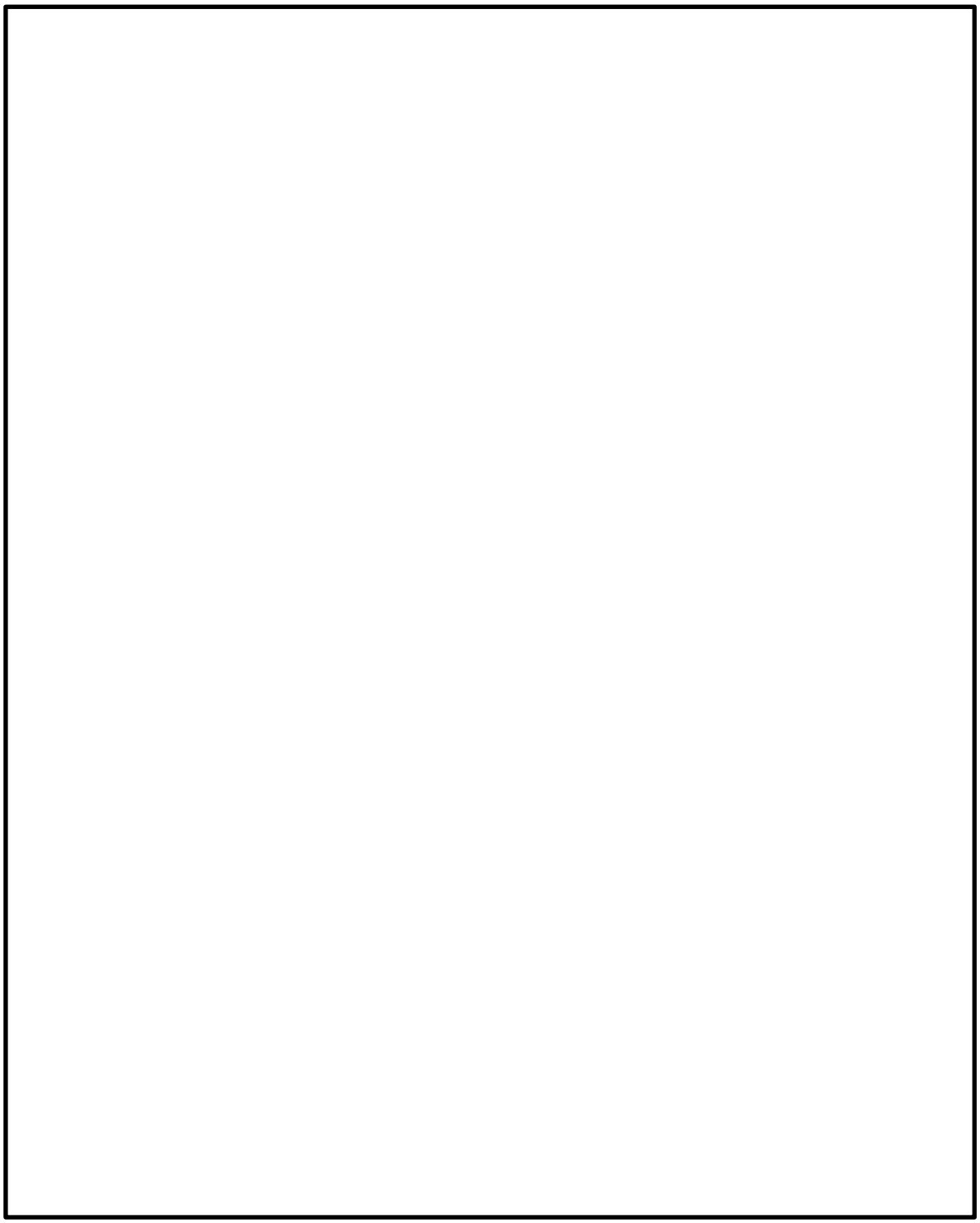
第７図　残留熱除去系の復旧手順の記載例(3/8)

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



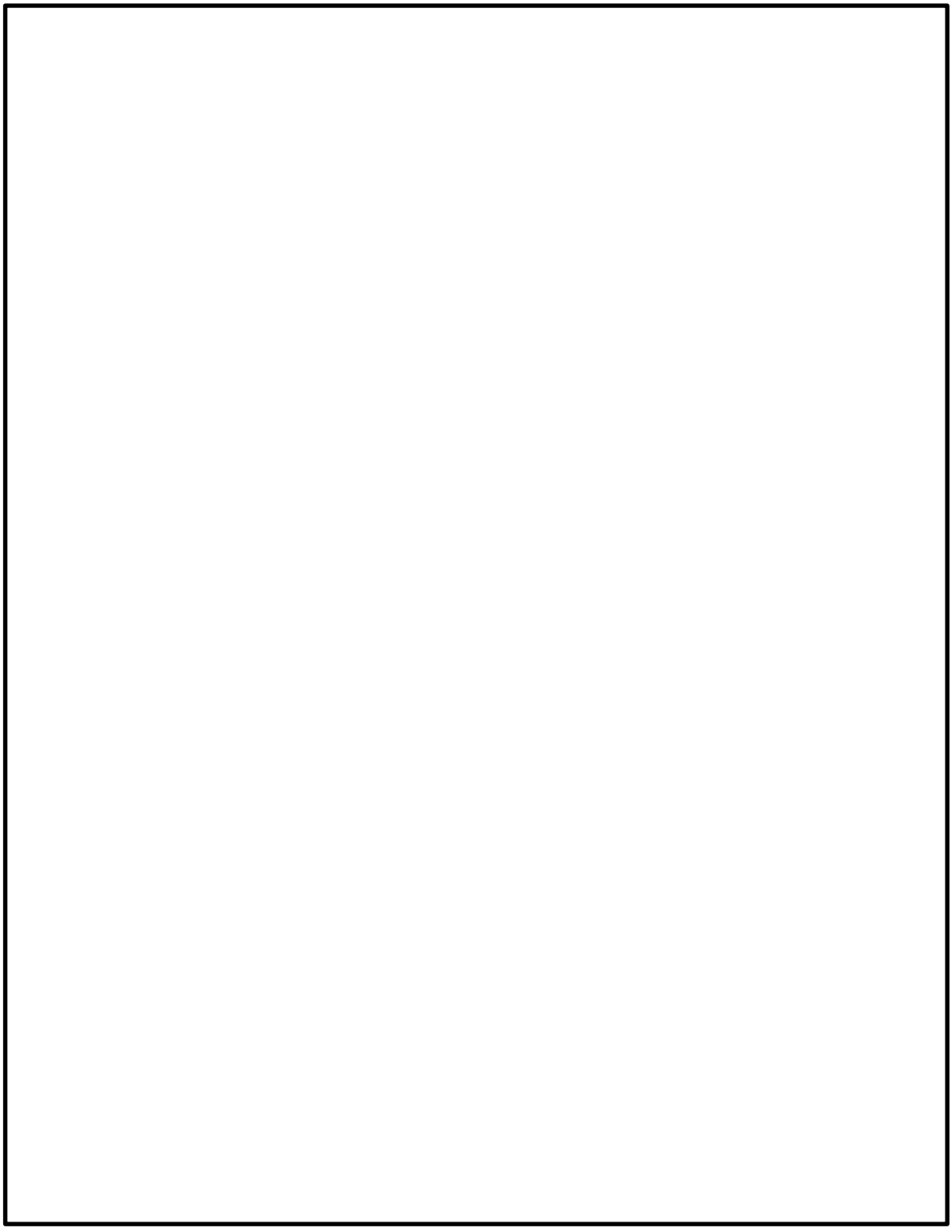
第７図　残留熱除去系の復旧手順の記載例(4/8)

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第７図　残留熱除去系の復旧手順の記載例(5/8)

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

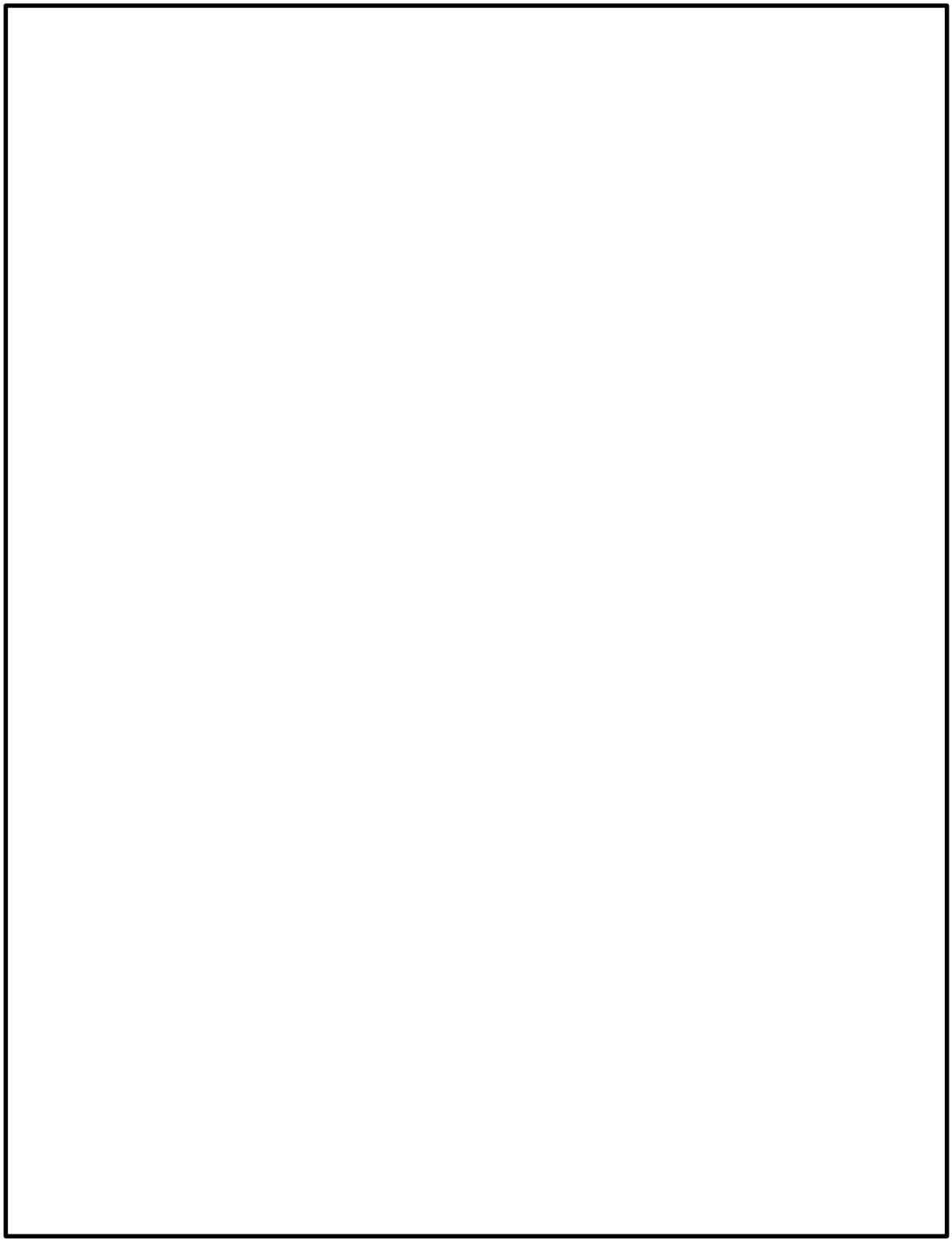


第７図　残留熱除去系の復旧手順の記載例(6/8)

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第７図　残留熱除去系の復旧手順の記載例(7/8)

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第７図　残留熱除去系の復旧手順の記載例(8/8)

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

5. 可搬型格納容器除熱系統による原子炉格納容器除熱等の長期安定冷却手段について

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

また，これに加え原子炉格納容器を直接除熱することはできないが，原子炉圧力容器を除熱することにより間接的に原子炉格納容器を除熱する「5.2　原子炉補機代替冷却系を用いた原子炉浄化系による原子炉除熱について」を構築する。

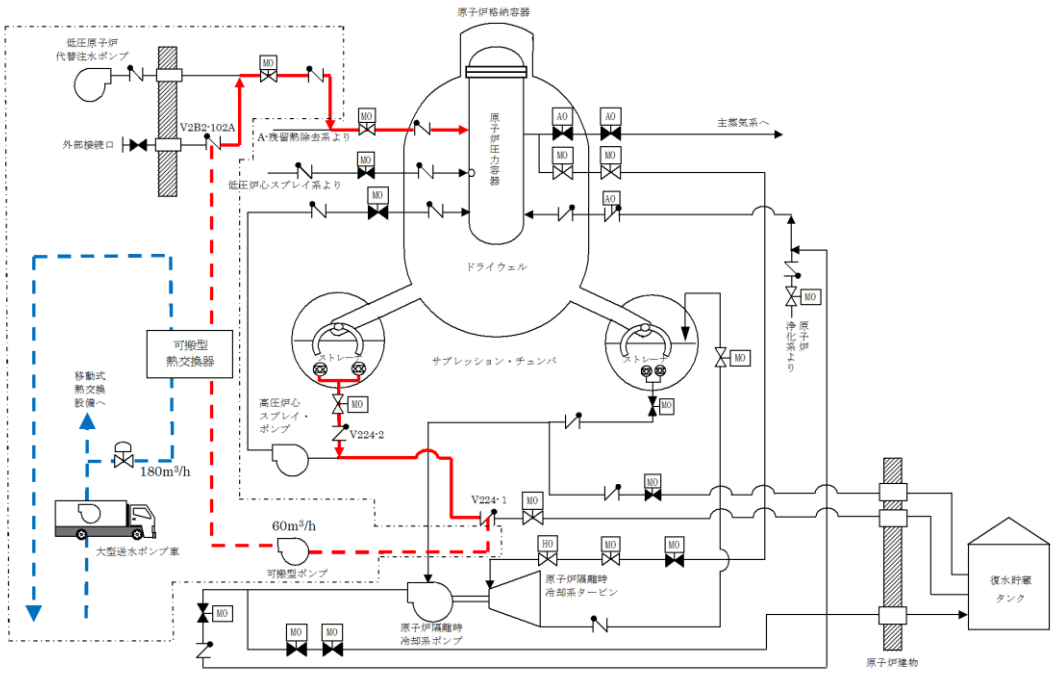
5.1　可搬型格納容器除熱系統による原子炉格納容器除熱について

(1)　可搬型格納容器除熱系統の概要について

重大事故等が発生した後，格納容器ベントによる格納容器除熱を実施している場合，残留熱除去系を補修し，サプレッション・プール水冷却モードを復旧する。また，残留熱除去系の復旧が困難な場合に可搬型設備等により構成される可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱を構築する。第８図に可搬型格納容器除熱系統の系統概要図を示す。可搬型格納容器除熱系統は，高圧炉心スプレイ系配管から耐熱ホース・可搬ポンプを用いて可搬熱交換器にサプレッション・チェンバのプール水を供給・除熱し残留熱除去系の原子炉注水ラインで原子炉圧力容器に注水するライン構成である。可搬型設備を運搬・設置する等の作業があるが，長納期品を事前に準備しておくことにより，１ヶ月程度で系統を構築することが可能であると考えられる。

可搬型格納容器除熱系統について，可搬ポンプの吸込み箇所は，高圧炉心スプレイ・ポンプの吸込み配管にある「ＨＰＣＳポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁」とし，耐熱ホースで接続する構成とする。

可搬ポンプの吐出については，耐熱ホースを用いて原子炉建物大物搬入口に設置する可搬熱交換器と接続する構成とし，可搬熱交換器の出口側については低圧原子炉代替注水系の原子炉注水配管にある「ＦＬＳＲ可搬式設備　Ａ－注水ライン逆止弁」と耐熱ホースで連結する構成とする。これらの構成で可搬ポンプによりサプレッション・チェンバのプール水を可搬熱交換器に送水し，そこで除熱した水を原子炉圧力容器に注水する系統を構築する。なお，可搬熱交換器の二次系については，大型送水ポンプ車により海水を通水できる構成とする。



第８図　可搬型格納容器除熱系統　系統概略図

(2)　作業に伴う被ばく線量について

炉心損傷で発生した汚染水は，サプレッション・プール水中にある。高圧炉心スプレイ系については，サプレッション・チェンバ側のポンプ入口弁が通常時開となっているため，系統内にサプレッション・プール水が流入することが考えられる。

ただし，高圧炉心スプレイ系については，運転している場合には，炉心損傷を防止でき，運転が停止した後に炉心損傷に至ることが考えられる。このため，炉心損傷によってサプレッション・プール水が汚染する段階では，高圧炉心スプレイ系の系統内は流動がない状態であり，汚染したサプレッション・プール水が作業エリアに敷設されている配管系まで流入しないことも考えられる。

また，ＦＬＳＲ可搬式設備　Ａ－注水ライン逆止弁はＦＬＳＲ注水隔離弁により常時隔離されているため直接汚染水に接することはない。

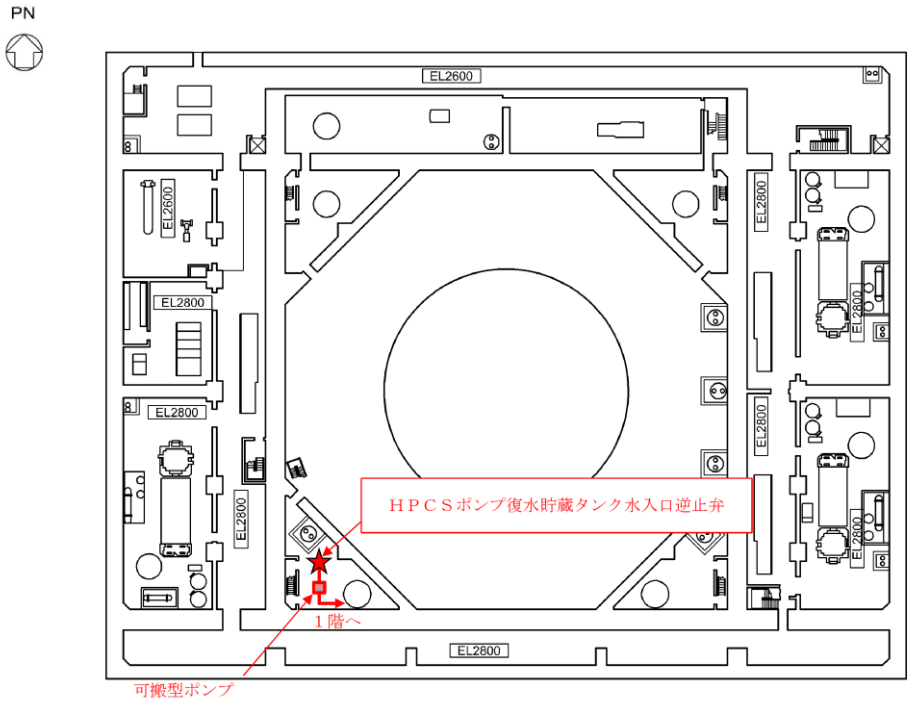
第９図に示される高圧炉心スプレイ・ポンプ室内におけるＨＰＣＳポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁付近の雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率上昇及び線源配管からの直接線による線量率上昇により約 12.8mSv/h となる。

第 10 図に示される原子炉建物１階におけるＦＬＳＲ可搬式設備　Ａ－注水ライン逆止弁付近の雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率上昇により約 3.3mSv/h となる。

原子炉建物大物搬入口における可搬型熱交換器配備箇所の雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率上昇により約

5.2mSv/h となる。

これらの作業については，準備作業，後片付けを含めて作業時間は，それぞれ約 10 時間程度（５人１班で作業）と想定しており，必要に応じて遮へい等の対策を行い，作業員の交代要員を確保し，交代体制を整えることで実施可能である。



第９図　原子炉建物地下２階　機器配置図

第 10 図　原子炉建物１階　機器配置図

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(3)　フランジ部からの漏えい発生時の対応

系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は，直ちに可搬ポンプを停止し，復水輸送ポンプからの洗浄用水によりフラッシングを実施する。

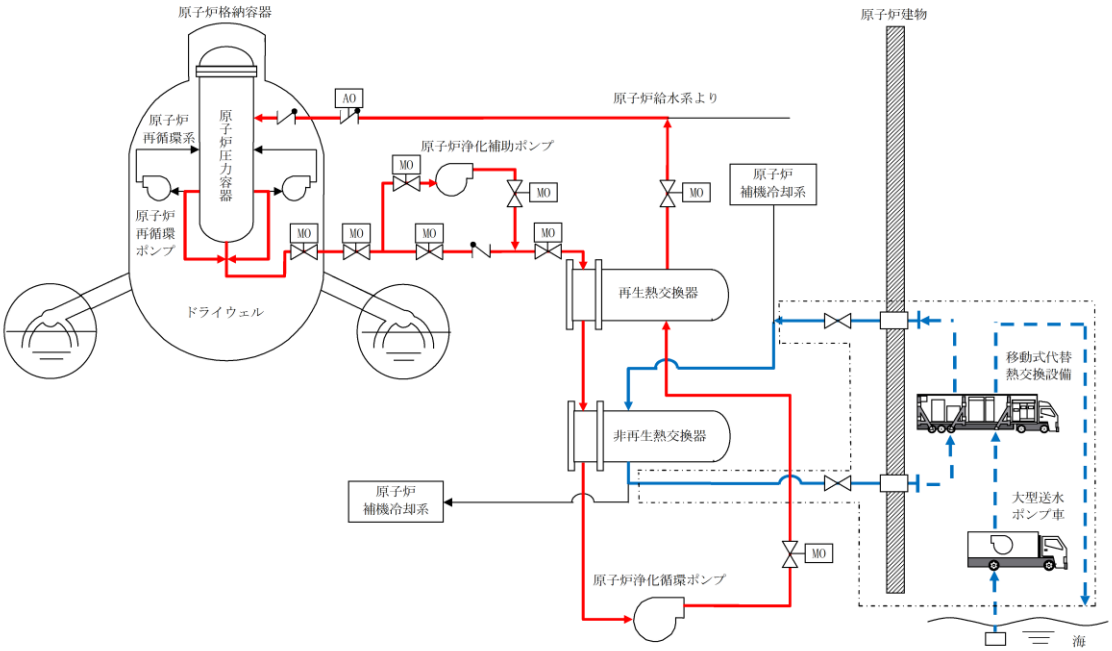
フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後，フランジの増し締め等の補修作業を実施する。

5.2　原子炉補機代替冷却系を用いた原子炉浄化系による原子炉除熱について

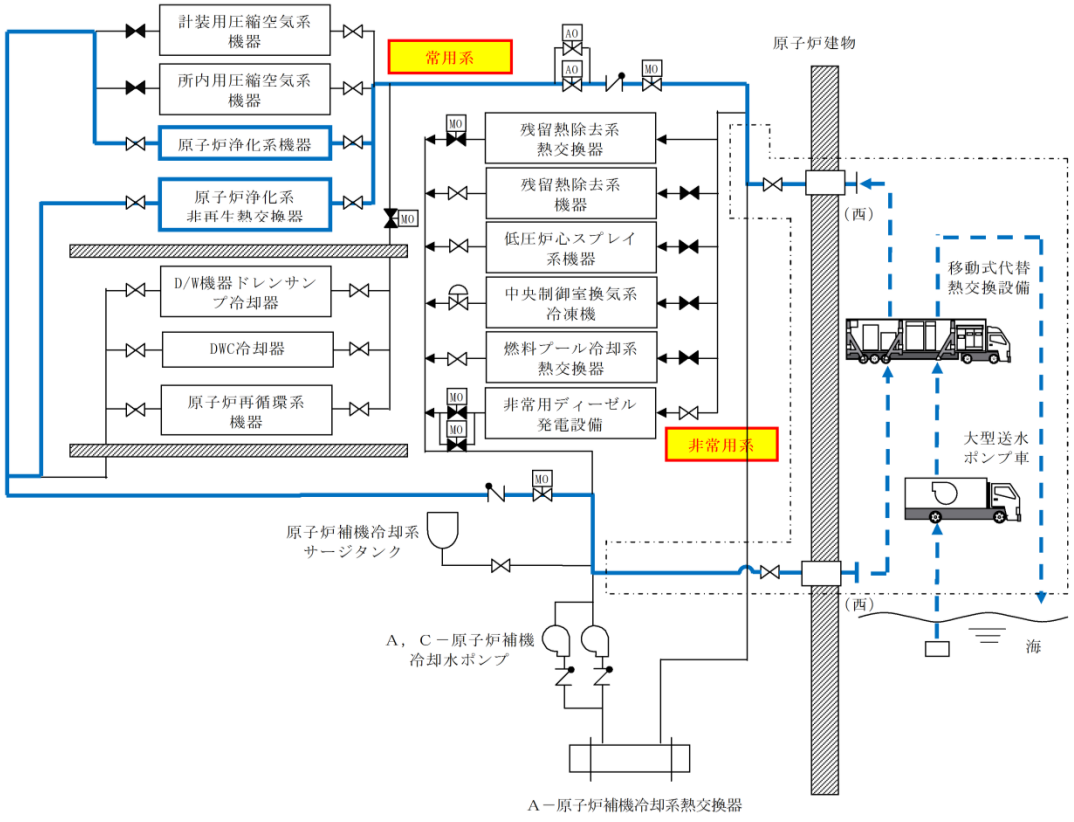
(1)　原子炉補機代替冷却系を用いた原子炉浄化系による原子炉除熱の概要について

原子炉浄化系は通常運転中に原子炉冷却材の浄化を行う系統であり，重大事故等時に原子炉水位の低下（レベル３）により隔離状態になる。また，通常は原子炉補機冷却系を冷却水として用いているが，本除熱手段では原子炉補機代替冷却系を用いることで冷却水を確保する。耐熱ホース等は原子炉浄化系では使用する必要がなく，弁による系統構成のみで運転可能である。第 11 図及び第 12 図に原子炉補機代替冷却系を用いた原子炉浄化系による原子炉除熱の系統概要図を示す。

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



第 11 図　原子炉補機代替冷却系を用いた原子炉浄化系
による原子炉除熱系統概要図



第 12 図　原子炉補機代替冷却系（原子炉浄化系除熱ライン）
系統概要図

6.　外部からの支援について

重大事故等時における外部からの支援については，プラントメーカ（日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社）及び協力会社等から重大事故等時に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や設備の補修に必要な予備品等の供給及び緊急時対策要員の派遣等について，協議・合意の上，支援計画を定め，「非常災害発生時における応急復旧の支援に関する覚書」を締結し，重大事故等時に必要な支援が受けられる体制を整備している。

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

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

添付資料 1.0.16

島根原子力発電所２号炉

重大事故等時における
停止号炉の影響について

＜目　次＞

1.　１，３号炉周辺の屋外設備の損傷による影響 1.0.16-1
(1)　地震等の自然現象での設備の損傷による直接的な影響 1.0.16-1
(2)　危険物タンク等の損傷に伴う火災による影響 1.0.16-2
(3)　屋外タンクの損傷に伴う溢水による影響 1.0.16-2
(4)　薬品タンクの損傷に伴う影響 1.0.16-2
2.　同時被災時に必要な要員及び資源の十分性 1.0.16-2
(1)　想定する重大事故等 1.0.16-2
(2)　必要となる対応操作及び必要な要員及び資源の整理 1.0.16-3
(3)　評価結果 1.0.16-3
ａ．必要な要員の評価 1.0.16-3
ｂ．必要な資源の評価 1.0.16-3
(4)　２号炉の重大事故等時の対応への影響について 1.0.16-5
3.　１号炉における高線量場発生による２号炉対応への影響 1.0.16-5
(1)　想定する高線量場発生 1.0.16-5
(2)　２号炉対応への影響 1.0.16-6
4.　まとめ 1.0.16-7

第１表　想定する各号炉の状態 1.0.16-8
第２表　同時被災時の１，２号炉の燃料プールの対応操作，必要な
要員及び資源 1.0.16-9
第３表　１，２号炉の必要な水量 1.0.16-10
第４表　１号炉の注水及び給電に用いる設備の台数 1.0.16-11
第１図　島根原子力発電所におけるアクセスルート 1.0.16-12
第２図　１号炉における各作業と所要時間 1.0.16-13
第３図　線量率の概略とアクセスルート 1.0.16-14
【参考】燃料プール水瞬時全喪失時の使用済燃料の冷却性について　1.0.16-15

島根原子力発電所２号炉（以下「２号炉」という。）運転中に重大事故等が発生した場合，他号炉及び２号炉の燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し，それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員，資源について整理する。

なお，島根原子力発電所１号炉（以下「１号炉」という。）は，廃止措置中であり，保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。

また，島根原子力発電所３号炉（以下「３号炉」という。）は，初装荷燃料装荷前のため，燃料からの崩壊熱除去が不要であり，アクセスルート等への影響評価のみを実施する。

そのため，他号炉を含めた同時被災が発生すると，他号炉への対応が必要となり，２号炉への対応に必要な要員及び資源の十分性に影響を与えるおそれがある。また，必要な要員及び資源が十分であっても，同時被災による他号炉の状態により，２号炉への対応が阻害されるおそれもある。

また，１号炉及び３号炉周辺施設が，地震等の自然現象等により設備が損傷し２号炉の重大事故等対策へ与える影響を考慮する必要がある。

以上を踏まえ，他号炉を含めた同時被災時における，１号炉及び３号炉周辺の屋外設備の損傷による影響，必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに，他号炉における高線量場の発生を前提として２号炉重大事故等対応の成立性を確認する。

また，２号炉の燃料プールを含めた事故対応においても当該号炉の要員及び資源が十分であることを併せて確認する。

1.　１，３号炉周辺の屋外設備の損傷による影響

第１図に示すとおり管理事務所又は宿泊場所から緊急時対策所へのアクセス性を確保する必要がある。

また，１，３号炉周辺についても，第１図に示すとおり２号炉の重大事故等対策を行うためのアクセスルートを設定している。

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

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

(1)　地震等の自然現象での設備の損傷による直接的な影響

１，３号炉周辺施設とアクセスルートは，離隔を有しており直接的な影響はない。

緊急時対策所は，地震等の自然現象での設備の損傷による直接的な影響はなく，２号炉の重大事故等対策に係る影響はない。

(2)　危険物タンク等の損傷に伴う火災による影響

２号炉施設に対しては，外部火災影響評価において，火災源として発電所敷地内の全ての屋外地上部に設置された危険物貯蔵施設（消防法で定められた指定数量以上を貯蔵）を考慮し影響がない設計とする。

１号炉周辺では，変圧器及び建物内からの火災の影響が想定されるが，アクセスルートと離隔距離を有しており２号炉の重大事故等対策に影響はない。

また，３号炉周辺では，変圧器火災の影響が想定されるが，アクセスルートと離隔距離を有しており直接的な影響はない。

なお，迂回が可能若しくは自衛消防隊による消火活動が可能であり，２号炉の重大事故等対策に影響はない。

(3)　屋外タンクの損傷に伴う溢水による影響

１～３号炉周辺におけるタンクからの溢水影響を評価しており，屋外タンクからの溢水を考慮した場合においても，EL8.5m エリアについては周辺の空地が平坦かつ広大であり，EL15m エリア以上では周辺の道路上及び排水設備を自然流下し拡散することからアクセスルートへの影響はない。

(4)　薬品タンクの損傷に伴う影響

１～３号炉周辺のアクセスルート近傍において，屋外に設置されている薬品タンクの漏えい影響を評価しており，タンク周辺の堰等によりアクセスルート側に漏えいすることはないが，万一漏えいした場合でも影響のないアクセスルートに迂回する又は防護具の着用により安全を確保できることから，影響はない。

2.　同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1)　想定する重大事故等

東京電力福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し，１，２号炉について，全交流動力電源喪失及び燃料プールでのスロッシングの発生を想定する。

なお，１号炉の燃料プールにおいて，全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能と考えられるため，必要な要員及び資源を検討する本事象では，燃料プールへの注水実施が必要となるスロッシングの発生を想定した。

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

２号炉について，有効性評価の各シナリオのうち，必要な要員及び資源（水源，燃料及び電源）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。

第１表 に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して，７日間の対応に必要な要員，必要な資源，２号炉の対応への影響を確認する。

(2)　必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理

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

(3)　評価結果

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

ａ．必要な要員の評価

重大事故等発生時に必要な１号炉の対応操作及び２号炉の燃料プールの対応操作については，運転員，自衛消防隊，緊急時対策要員及び８時間以降を目安に発電所外から参集する要員にて対応可能である。

ｂ．必要な資源の評価

(a)　水源

２号炉においては，水源の使用量が最も多い「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」及び「2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」を想定すると，原子炉注水及び格納容器スプレイの実施のため，７日間で約3,600m^{3}の水が必要となる。また，第３表に示すとおり，２号炉における燃料プールへの注水量（通常水位までの回復，水位維持）は，７日間の対応を考慮すると，約574m^{3}の水が必要となる（合計約4,174m^3)。

２号炉における水源として，低圧原子炉代替注水槽に約740m^{3}及び輪谷貯水槽（西１)，輪谷貯水槽（西２）に約7,000m^{3}の水を保有しているため，原子炉及び燃料プールの対応に必要な水源は確保可能である（合計約7,740m^3)。

１号炉において，スロッシングによる水位低下を想定しても，遮へいに必要な水位を維持しており，燃料プール水温が100℃に到達するのは約11日後であり，７日間の対応として燃料プールへの注水は必要ない。なお，スロッシングによる水位低下を回復させるために必要な水量を考慮すると，約180m^{3}となる。

１号炉における水源として，第３表に示す必要な水量を純水タンク，ろ過水タンク等にて確保する運用であることから，２号炉における水源を用いなくても１号炉の７日間の対応が可能である※1。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約32m^{3}であり，ろ過水タンクに必要な水量が確保されるため，２号炉における水源を用いなくても７日間の対応が可能である。

なお，１号炉においても，燃料プール水がサイフォン現象により流出する場合に備え，２号炉と同様のサイフォンブレイク配管を設け，サイフォン現象による燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。

また，スロッシングによる水位低下に伴う原子炉建物５階（燃料取替階）の線量率の上昇はないが，線量率上昇により，原子炉建物５階（燃料取替階）での燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え，高圧発電機車により給電した消火系，復水輸送系，補給水系による当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。

１号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は第４表に示すとおりである。高圧発電機車は１号炉用として，１台確保している。また，高圧発電機車を用いることで復水輸送系，補給水系，消火系等への給電も実施可能である。

※１　燃料プールの通常水位までの回復を想定した場合，１号炉においては，内部火災に対する消火活動に必要な水源と合わせ，合計約212m^{3}の水が必要となる。（１，２号炉で合計約786m^3）
したがって，燃料プールの通常水位までの回復及び運転中の原子炉での事故対応を想定すると，１，２号炉にて合計4,386m^{3}の水が必要である。２号炉の低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽（西１），輪谷貯水槽（西２）における保有水は約7,740m^{3}であり，ろ過水タンク，純水タンク等の確保される保有水量は約2,800m^{3}以上である（合計約10,540m^{3}以上）。　これらの合計量は，２号炉の重大事故等対応及び1号炉の内部火災への対応を実施した上で，１号炉の燃料プールの水位を通常水位まで回復させ，その後７日間の水位維持を可能となる水量である。７日以降については十分時間余裕があるため，外部からの水源供給や支援等にも期待できることから，１号炉の燃料プールの水位維持は可能である。

(b)　燃料（軽油）

２号炉において，軽油の使用量が最も多い「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」，「2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」，「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」を想定すると，非常用ディーゼル発電機（２台）の７日間の運転継続に約544m$^{3※2}$，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の７日間の運転継続に約156m$^{3※2}$，ガスタービン発電機の７日間の運転継続に約352m$^{3※2}$，低圧原子炉代替注水槽への補給及び燃料プールスプレイ系に使用する大量送水車の約７日間の運転継続に約12m$^{3※2}$が必要となる。（合計約1,063m^3）

非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等及びガスタービン発電機用軽油タンクにて合計約1,180m^{3}の軽油を保有しており，これらの使用が可能

であることから，２号炉の原子炉及び燃料プールの事故対応について，７日間の対応は可能である。

１号炉の燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として，保守的に最大負荷で高圧発電機車を起動した場合を想定しており，事象発生から７日間使用した場合に必要な燃料消費量は，約19m^3である。

１号炉の燃料プールの注水設備に使用する軽油の使用量として，大量送水車を想定しており，７日間で必要な燃料消費量は，約12m^3となる。

なお，１号炉における内部火災が発生した場合の消火活動に対しても，化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車の７日間の運転継続を仮定すると約10$m^{3※2}$が必要となる。（合計約40m^3）

１号炉のディーゼル発電機燃料地下タンクにて約78m^3の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，１号炉の燃料プールの事故対応及び内部火災の消火活動について，７日間の対応は可能である。

緊急時対策所用燃料地下タンクは全ての事故シーケンスグループ等で使用を想定するが，同時被災の有無に関わらず緊急時対策所用発電機の７日間の運転継続に約８$m^{3※2}$の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクに約45m^3の軽油を保有していることから，原子炉及び燃料プールの７日間の対応は可能である。

※２　保守的に事象発生直後から運転を想定し，燃料消費率は最大負荷時を想定する。

(c)　電源

高圧発電機車による電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。なお，高圧発電機車による給電ができない場合に備え，可搬型計測器接続の手順を用意している。

(4)　２号炉の重大事故等時の対応への影響について

「(3)　評価結果」に示すとおり，重大事故等時に必要となる対応操作は，運転員，自衛消防隊，緊急時対策要員及び８時間以降を目安に発電所外から参集する要員にて対応可能であることから，２号炉の重大事故等に対処する要員に影響を与えない。

２号炉の各資源にて原子炉及び燃料プールにおける７日間の対応が可能であり，また，１号炉の各資源にて１号炉の燃料プール及び内部火災における７日間の対応が可能である。

以上のことから，１号炉に重大事故等が発生した場合にも，２号炉の重大事故等時対応への影響はない。

3.　１号炉における高線量場発生による２号炉対応への影響

(1)　想定する高線量場発生

２号炉への対応に必要となる緊急時対策所における活動，及び重大事故等対策に係る作業，アクセスルートの移動による現場の線量率を評価する際において，１号炉の状態は放射線遮へいの観点で厳しい燃料プールの全保有水喪失を想定する。

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

(2)　２号炉対応への影響

ａ．緊急時対策所における活動への影響

１号炉の燃料プールにおいて，高線量場が発生した場合の，緊急時対策所での線量率の評価結果は，以下の資料で示すとおり２号炉の重大事故等時対応に影響するものではない。

・61条　緊急時対策所（補足説明資料）
61-10　緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価について
添付資料12　「燃料プール等の燃料による影響について」

ｂ．屋外作業への影響

２号炉対応に関する屋外作業としては，緊急時対策所への参集等のアクセスや，２号炉の重大事故等への対応作業がある。第４図に，１号炉で高線量場が発生した場合の線量率の概略分布を示す。

(a)　緊急時対策所への参集及び保管場所への移動による影響

緊急時対策所への参集については，管理事務所又は宿泊場所からのアクセスルートにおける徒歩の総移動時間は約 10 分であり，各エリアでの移動時間及び第３図の現場線量率の関係より移動にかかる被ばく線量は約 1.7mSv となる。

また，緊急時対策所から各保管エリアへの移動等における被ばく線量の一例として，緊急時対策所から第４保管エリア（保守性を考慮し最も移動時間がかかるエリア）への移動を考える。徒歩での総移動時間は約40分であり，各エリアでの移動時間及び第３図の現場線量率の関係より移動にかかる被ばく線量は約0.45mSvとなる。

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

よって，高線量場の発生を含め，１号炉に重大事故等が発生した場合であっても，２号炉の重大事故等への対応作業のためのアクセスは可能であり，重大事故等時における活動が可能である。

(b)　２号炉重大事故等の対応作業の影響

２号炉の重大事故等への対応作業のうち，比較的時間を要する操作とし

て原子炉補機代替冷却系の準備操作（資機材配置及びホース敷設，起動及び系統水張り）を想定しているが，１号炉の燃料プールに近い２号炉での当該操作場所での線量率は，第３図に示す線量率を内挿すると約５mSv/hとなる。

当該操作の想定操作時間は約７時間20分であること，及びこの想定操作時間には当該操作場所への移動時間が含まれていること，あるいは参集要員による操作要員の交代も可能であることから，重大事故等時における活動が可能である。

4.　まとめ

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

第１表　想定する各号炉の状態

項目	２号炉	１号炉
要員	・全交流動力電源喪失 ・燃料プールでのスロッシング発生 ・「3.1.3　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替除去系を使用しない場合」 ・「4.2　想定事故２」※1	・全交流動力電源喪失※2 ・燃料プールでのスロッシング発生 ・内部火災※3
水源	・全交流動力電源喪失 ・燃料プールでのスロッシング発生 ・「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」，「2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」 ・「4.2　想定事故２」※1	
燃料	・外部電源喪失 ・燃料プールでのスロッシング発生 ・「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」，「2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」，「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」 ・「4.2　想定事故２」※1	
電源	・全交流動力電源喪失 ・燃料プールでのスロッシング発生 ・「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」 ・「4.2　想定事故２」※1	

※１　サイフォン現象による漏えいは，サイフォンブレイク配管により停止される。
したがって，この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため，燃料プールからの漏えいは，スロッシングによる漏えいを想定する。

※２　燃料については高圧発電機車の運転継続を想定する。

※３　２号炉は火災防護措置が強化されることから，１号炉での内部火災を想定する。

第２表　同時被災時の１，２号炉の燃料プールの対応操作，必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
内部火災に対する消火活動	建物内の火災を想定し，当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する。	自衛消防隊	○水源　32m^3 ○燃料　化学消防自動車：約５m^3 （0.0275 m^3/h×24h×７日×１台） 小型動力ポンプ付水槽車：約５m^3 （0.025 m^3/h×24h×７日×１台）
各注水系による燃料プールへの注水（復水輸送系，燃料プール補給水系，消火系，大量送水車による燃料プールへの給水，２号炉は有効性評価のシナリオを想定）	各注水系による燃料プール及び格納容器への給水を行い，燃料プールからの崩壊熱の継続的な除去を行う。	運転員，緊急時対策要員，８時間以降を目安に発電所外から参集する要員	○水源（詳細は第３表参照） ・１号炉：180m^3 ・２号炉：4,174m^3※ ※２号炉については有効性評価「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」，「2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」で想定している水源(3,600m^3)も含む ○燃料 ・１号炉　大量送水車：約 12m^3 （0.0677m^3/h×24h×７日×１台） ・２号炉　大量送水車：約12m^3 （0.0677m^3/h×24h×７日×１台）
高圧発電機車による給電，受電	高圧発電機車による給電，受電操作を実施する。	運転員，緊急時対策要員，８時間以降を目安に発電所外から参集する要員	○燃料 高圧発電機車：約 19m^3 （0.11m^3/h×24h×７日×１台）
燃料給油作業	大量送水車及び高圧発電機車に給油を行う	緊急時対策要員	－

第３表　１，２号炉の必要な水量

	１号炉		２号炉	
	廃止措置中※1		運転中※1	
	炉	燃料プール	炉	燃料プール
炉心燃料	全燃料取り出し		装荷済	
原子炉開放状態	開放（プールゲート閉）		未開放（プールゲート閉）	
水位		ＮＷＬ		ＮＷＬ
想定するプラントの状態		スロッシングによる漏えい＋全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏えい＋全交流動力電源喪失
スロッシング溢水量※2（m³）		180		180
65℃到達までの時間（hr）		111		17.94
100℃到達までの時間（hr）		266.40		43.07
必要な水量①※3（m³）	―	－	重要事故シーケンス（2.1 高圧・低圧注水機能喪失，2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））による	394
事象発生からTAF到達までの時間（hr）		1,579		306.03
通常水位（オーバーフロー水位）から必要な遮へい水位※4までの水位差（m）		5.6		2.6
必要な注水量②※3（m³）		180		574

※１　廃止措置中の１号炉は平成27年４月時点での崩壊熱により算出。２号炉はプラント停止50日後の崩壊熱により算出。

※２　１号炉の溢水量は，２号炉の評価結果に基づきスロッシングによる溢水量を設定（１号炉の燃料プールは２号炉に比べて保有水量や表面積が小さいため溢水量は少なくなると考えられる）。

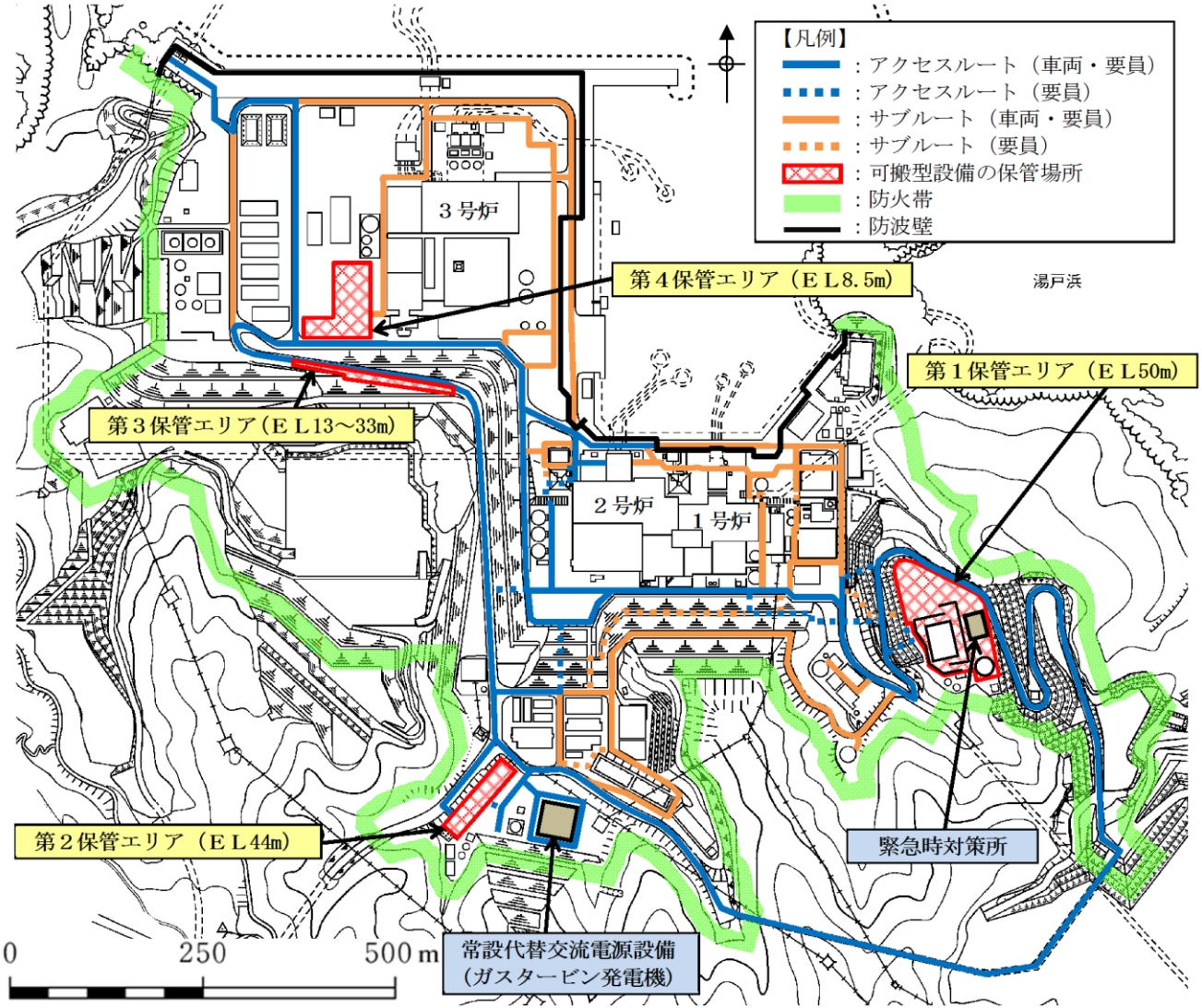
※３　「必要な注水量①」：蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」：通常水位までの回復及びその後７日間通常水位を維持するために必要な注水量。

※４　２号炉原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）での現場の線量率が10mSv/h以下となる水位（遮へい水位の計算に用いた１号炉の線源の強度は保守的に設定（実際の保管体数798体に対して1539体保管している前提で評価））

第４表　１号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり，（）内はその系統のみで注水するのに必要な台数

		１号炉	備考
注水設備	復水輸送系	３（１）	全交流動力電源喪失時は高圧発電機車による給電を実施することで使用可能
	補給水系	３（１）	全交流動力電源喪失時は高圧発電機車による給電を実施することで使用可能
	消火系	２（１）	全交流動力電源喪失時は高圧発電機車による給電を実施することで使用可能
	大量送水車	１（１）	十分時間余裕があるため，１台を用いて，必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
給電設備	高圧発電機車	１（１）	十分時間余裕があるため，１台を用いて，必要な箇所に順次給電を実施していくことが可能



第１図　島根原子力発電所におけるアクセスルート

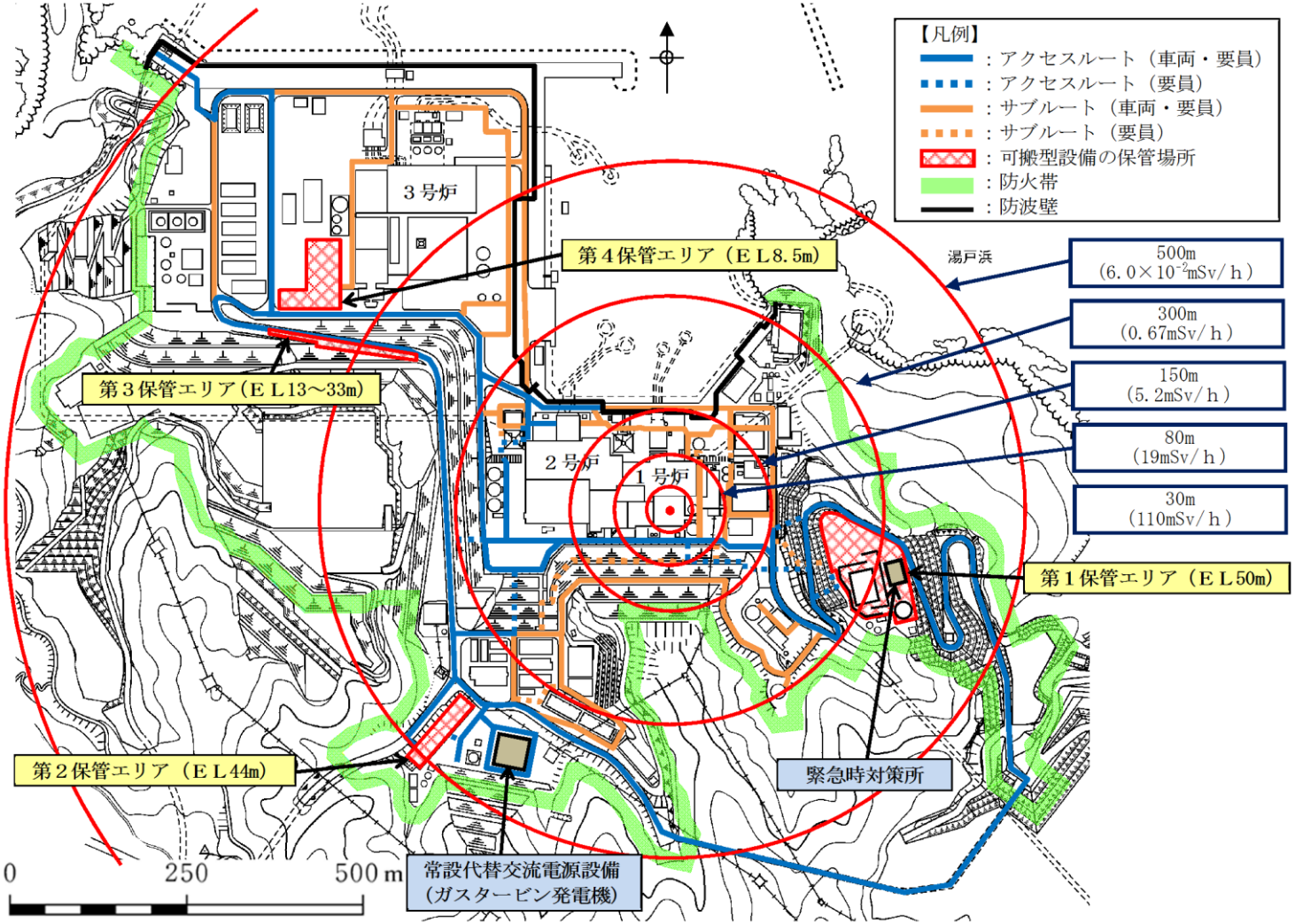
号炉	実施箇所・必要人員数				操作項目	経過時間（時間） 1 2 3 4 7 8 9 10 11 12 13 14 ▽事象発生 ▽参集要員による作業開始	備考
	運転員 （中央制御室） ※	運転員 （現場）	緊急時対策要員 （現場）	自衛消防隊			
１号炉 「全交流動力電源喪失及び燃料プールのスロッシング並びに火災発生」を想定	１人 A	—	—	—	プラント状況判断	10分	
	（１人） A	—	—	—	プラント監視 （給電不可能な場合は，可搬型計測器接続による計器監視）	適宜実施	
	（１人） A	—	—	—	火災状況確認	10分	
	—	１人	—	自衛消防隊 にて対応	火災現場確認・消火活動	消火活動継続実施	
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機　機能回復 （解析上考慮せず）		対応可能な要員により，対応する。
	（１人） A	—	—	—	復水輸送系，補給水系，消火系による燃料プール注水	２号炉の作業を優先に適宜実施	
	（１人） A	—	参集要員にて対応	—	大量送水車による燃料プール注水 （復水輸送系等による注水が不可能な場合）	２号炉の作業を優先に適宜実施	
共通	—	—	参集要員にて対応	—	高圧発電機車による給電・受電	２号炉の作業を優先に適宜実施	
	—	—	参集要員にて対応	—	燃料補給作業	適宜実施	

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数

※：当直長含む人数

なお，２号炉において原子炉運転中を想定した場合，原子炉側と燃料プール側との重大事故等対応の重畳も考えられるが，運転中に燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから（第３表参照），原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となり，緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。また，プラント状態の監視においても，原子炉側で期待している運転員が併せて燃料プール側を監視できるため，現在の要員での対応が可能である。

第２図　１号炉における各作業と所要時間



第３図　線量率の概略とアクセスルート

【参考】燃料プール水瞬時全喪失時の使用済燃料の冷却性について

（平成29年２月14日　島根原子力発電所１号炉廃止措置計画認可申請書　本文及び添付書類の一部補正について　「添付書類六の１.（維持管理に関する内容）」の追補　抜粋）

燃料プール（以下「ＳＦＰ」という。）の冷却水が全て喪失した場合における使用済燃料の健全性について評価した結果を，以下に示す。

(1) 主な計算条件

○ＳＦＰの冷却水は全て喪失していると仮定する。

○原子炉建物は健全だが換気は考慮しない（密閉状態）。

○使用済燃料からの発熱は，原子炉建物内の空気及び原子炉建物の天井を通して外気に放熱されることにより除熱される。

(2) 評価手順

ＳＦＰの冷却水が全て喪失し,原子炉建物は健全であるが換気系は停止している状態を仮定すると，使用済燃料は室内空気の自然対流により冷却される。

下記の順序で，使用済燃料からの発熱量により燃料被覆管表面温度を求める。

①　原子炉建物からの放熱計算

②　自然対流熱伝達の計算

③　燃料被覆管表面温度計算

①　原子炉建物からの放熱計算について

ＳＦＰの冷却水が全て喪失し，使用済燃料の発熱による原子炉建物内の室内温度が定常状態となる場合において，外気温度を境界条件として，原子炉建物内空気の最高温度を求める。

原子炉建物からの放熱モデルを図１に示す。

②　自然対流熱伝達の計算について

燃料集合体は格子ピッチが確保された状態で貯蔵されている。しかし，ここでは保守的に燃料ラックセル間の領域は無視し，ラックセル内のチャンネルボックスの正方形断面を実効的な流路と考えて，自然対流による燃料ラック出口温度を求める。

③　燃料被覆管表面温度計算について

自然対流による燃料被覆管表面の熱伝達係数を求め，燃料集合体の最大発熱量（360W）から，燃料被覆管表面温度を求める。

(3) 評価結果

島根１号炉の使用済燃料は，原子炉停止以降，5年以上冷却されており，自然対流による冷却によって,燃料被覆管表面温度は最高でも360℃以下に保たれる。

360℃以下では,ジルコニウム合金である燃料被覆管の酸化反応速度は小さく,燃料被覆管の酸化反応による表面温度への影響はほとんどない〔1〕。

また，上記の燃料被覆管表面温度（360℃以下）における燃料被覆管の酸化減肉を考慮した燃料被覆管周方向応力は101MPaであり,未照射の燃料被覆管の降伏応力（約140MPa）を十分に下回っている。

以上のことから，ＳＦＰの冷却水が全て喪失しても燃料被覆管表面温度は360℃以下に保たれ，酸化反応が促進されることはなく，燃料被覆管表面温度の上昇が燃料の健全性に影響を与えることはない。

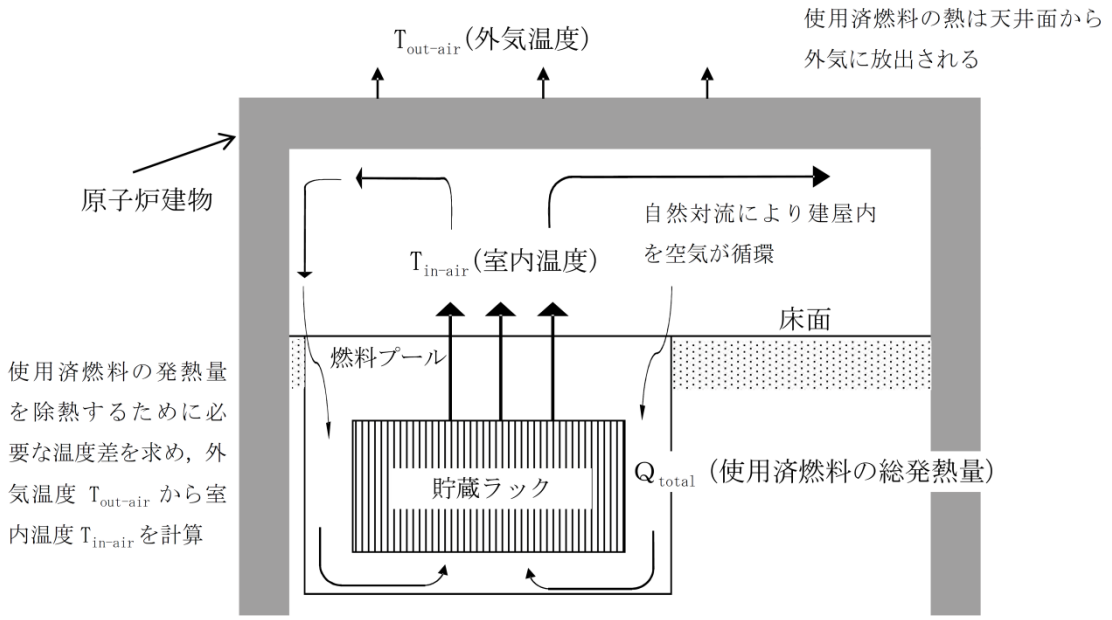


図１　原子炉建物からの放熱

〔1〕“Air Oxidation Kinetics for Zr-Based Alloys”， Argonne National Laboratory, NUREG/CR-6846 ANL-03/32