8．補足資料

補足（1）

第159回審査会合（平成26年11月13日）からの主要な変更点について

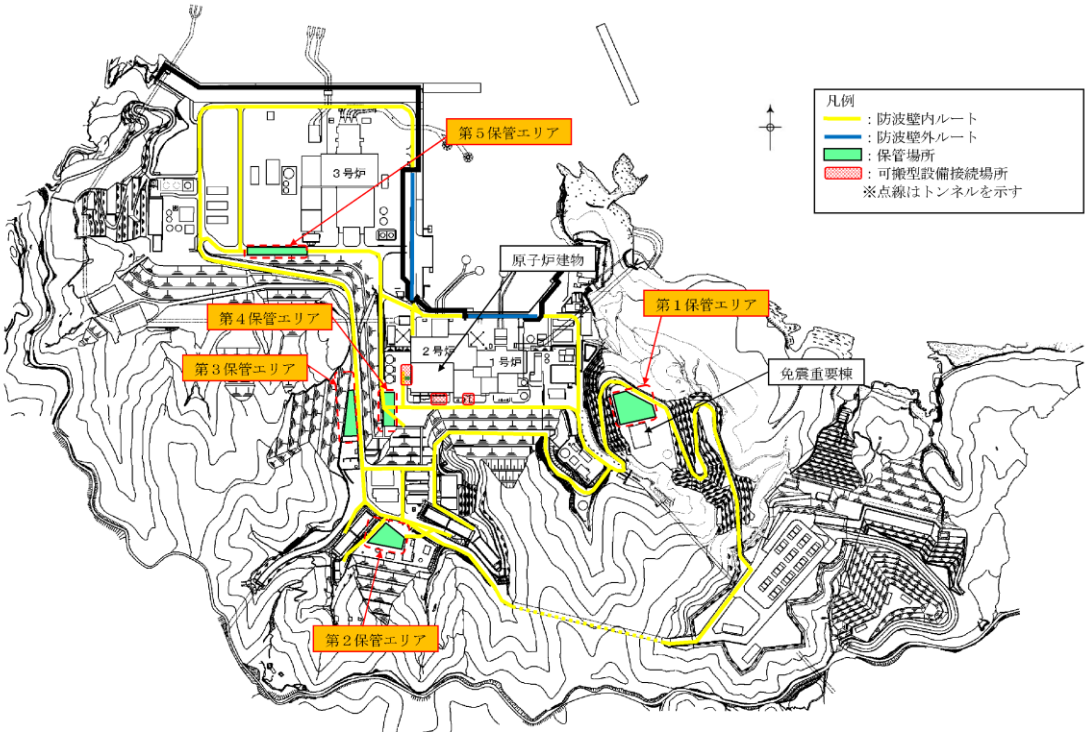
第159回審査会合（平成26年11月13日）から第819回審査会合（令和元年12月24日）間の主な変更点について，先行他プラントの状況や島根２号炉の審査の進捗により対応が必要となった保管場所及び屋外アクセスルートについて，以下のとおり変更を実施した。

1. 保管場所の変更について

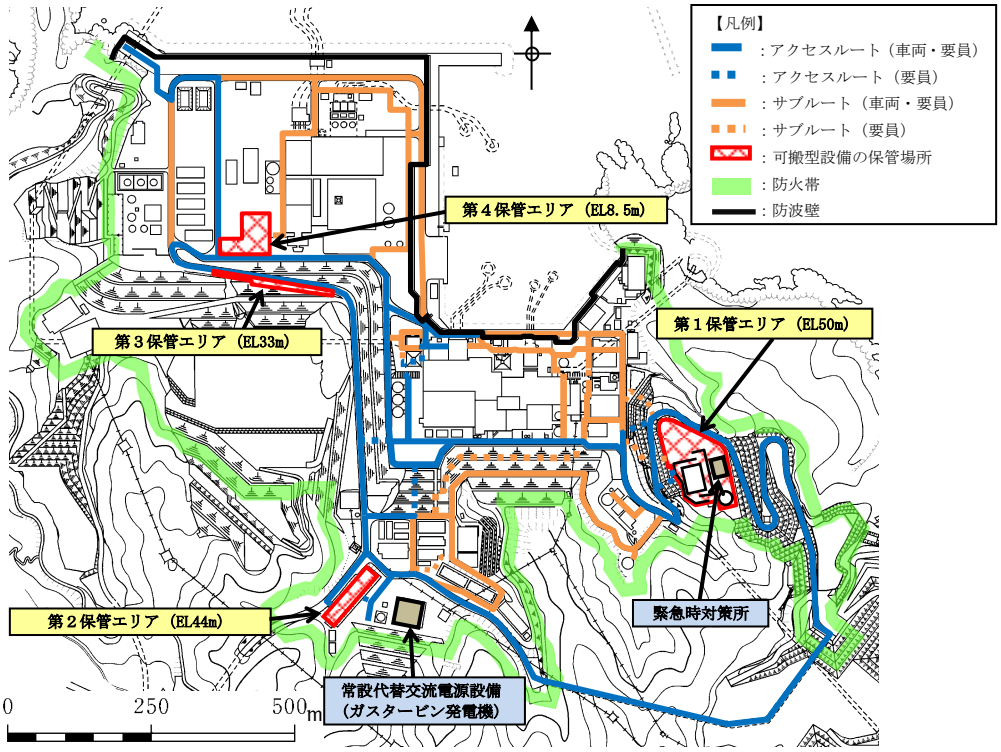
・予備も原子炉建物から100m以上の離隔距離を確保することとしたため，２号炉原子炉建物から100m以内に予備置場として設定していた第４保管エリアを他の保管場所と統合し，第５保管エリアを第４保管エリアとして再設定した。
・可搬型設備の数量見直し等に伴い，第１保管エリア及び第４保管エリアの形状を変更した。
・構内敷地造成，可搬型重大事故等対処設備等の数量見直しに伴い，第３保管エリアをＥＬ44mからＥＬ33mに移設した。
・輪谷貯水槽（西１／西２）を密閉式貯水槽に変更し，貯水槽上面を第２保管エリアとして設定した。

2. 屋外アクセスルートの変更について

・発電所構内の道路をアクセスルート（可搬型設備の運搬，要員の移動等が可能なルート）とサブルート（地震及び津波時に期待しないルート）に再設定した。
・１号炉北側の防波壁内側に新たにサブルートを設定し，防波壁内側に１，２号炉の周回ルートを確保した。
・管理事務所２号館は損壊することを前提として評価を行った。その結果，必要な幅員が確保できない事から，南側背後斜面の一部を切取り，管理事務所２号館の損壊による影響範囲外にアクセスルートの必要な幅員を確保した。
・通行不能となる全ての段差発生箇所に対して，あらかじめ段差緩和対策を行うこととする。これにより，仮復旧なしで可搬型設備の通行が可能である。



第１図　保管場所設備及び可搬型設備アクセスルート
（平成26年11月13日説明時点）



第２図　保管場所設備及び屋外アクセスルート

補足（2）

作業に伴う屋外の移動手段について

1. 作業に伴う屋外の移動手段について

重大事故等時の屋外の移動手段については，対応する要員の負担及び対応する作業の迅速化の観点から，車両が使用可能な場合には車両による移動を基本とする。

なお，地震による重大事故等時において，緊急時対策所から可搬型重大事故等対処設備の保管場所までのアクセスルートは必要な幅員を確保可能である。（別紙(19)参照）

2. 徒歩移動が必要となる作業に関する作業員の負担

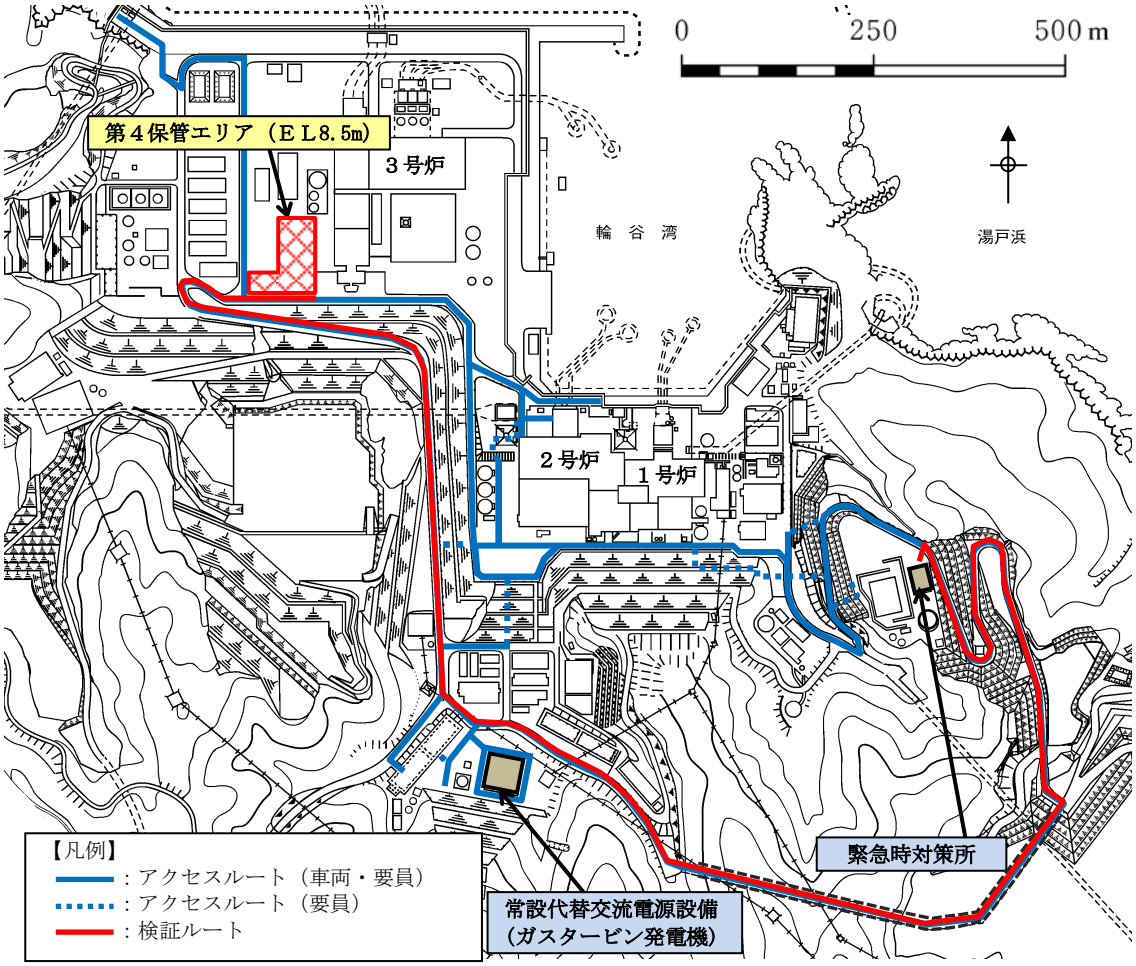
アクセスルートが確保できず車両による移動が困難な場合は，重機を操作する要員が保管場所まで徒歩で移動する必要がある。

この場合，炉心損傷の徴候等に応じて放射線防護具を着用する（炉心損傷の徴候等に応じて指示者が適切な放射線防護具類を判断し，要員に着用を指示する。）が，移動後の作業は重機での操作となること，重機にはエアコンが装備されていることから，酷暑期であっても作業負担は軽減される。

また，アクセスルートが確保されてからは車両で移動できることから，徒歩による移動はないものと考えている。

3. 徒歩移動時間の検証

通常状態の道路における徒歩移動時間が時速４km であることの妥当性について，保守的に放射線防護具を着用した状況（全面マスク等を着用）での移動時間を検証した。



第１図　徒歩移動検証ルート

第１表　緊急時対策所から第４保管エリアまでの徒歩による移動時間

ケース		所要時間	参考	
			天候等	被験者年齢
被験者Ａ	全面マスク＋化学防護服＋被水防護服＋化学防護手袋＋化学防護長靴＋ヘッドライト	29 分 41 秒	曇り 気温：11.0℃ 湿度：67％	56 才
被験者Ｂ		30 分 04 秒		26 才
被験者Ｃ		31 分 42 秒		41 才
被験者Ｄ		32 分 07 秒		39 才

緊急時対策所から第４保管エリア（約 2,710m）まで，徒歩での移動時間は約 30 分～32 分であった。移動時間は積雪や暑さ等の環境による影響も考えられるが，途中休憩を取る，又はスローペースで移動することにより想定する移動速度(時速４km で想定すると 41 分)程度での移動は可能であることを確認した。

補足（3）

屋内のアクセスルートにおける資機材設備の転倒調査について

アクセスルートにおける資機材設備の転倒等による影響について，有効性評価の各事象の対応操作毎にウォークダウンを行っている。

具体的な確認内容については，有効性評価の事象の対応操作において，時間的裕度が少ない注水弁電源切替操作を例に，中央制御室から原子炉建物３階にあるＡ及びＢ非常用電気室送風機室までのウォークダウン結果を示す。

ウォークダウンに用いたアクセスルートは第１図のとおりである。

ルート近傍にある資機材設備の場所及び大きさ，通路幅を計測した結果は第１表のとおりであり，「アクセスルート近傍の設置物は，転倒防止処置を施している物を含めすべて転倒する」ものとし，「設置物が転倒した際，最も通路がふさがれるパターンを想定しても通行可能な幅が 30cm あれば通過可能」，「設置物が転倒した際に設置物の移動が可能な場合（重量物でない場合）は，通過可能」とした場合の各資機材設備に対する通行可能性評価を行った。通行できない場合は乗り越えることを想定する。

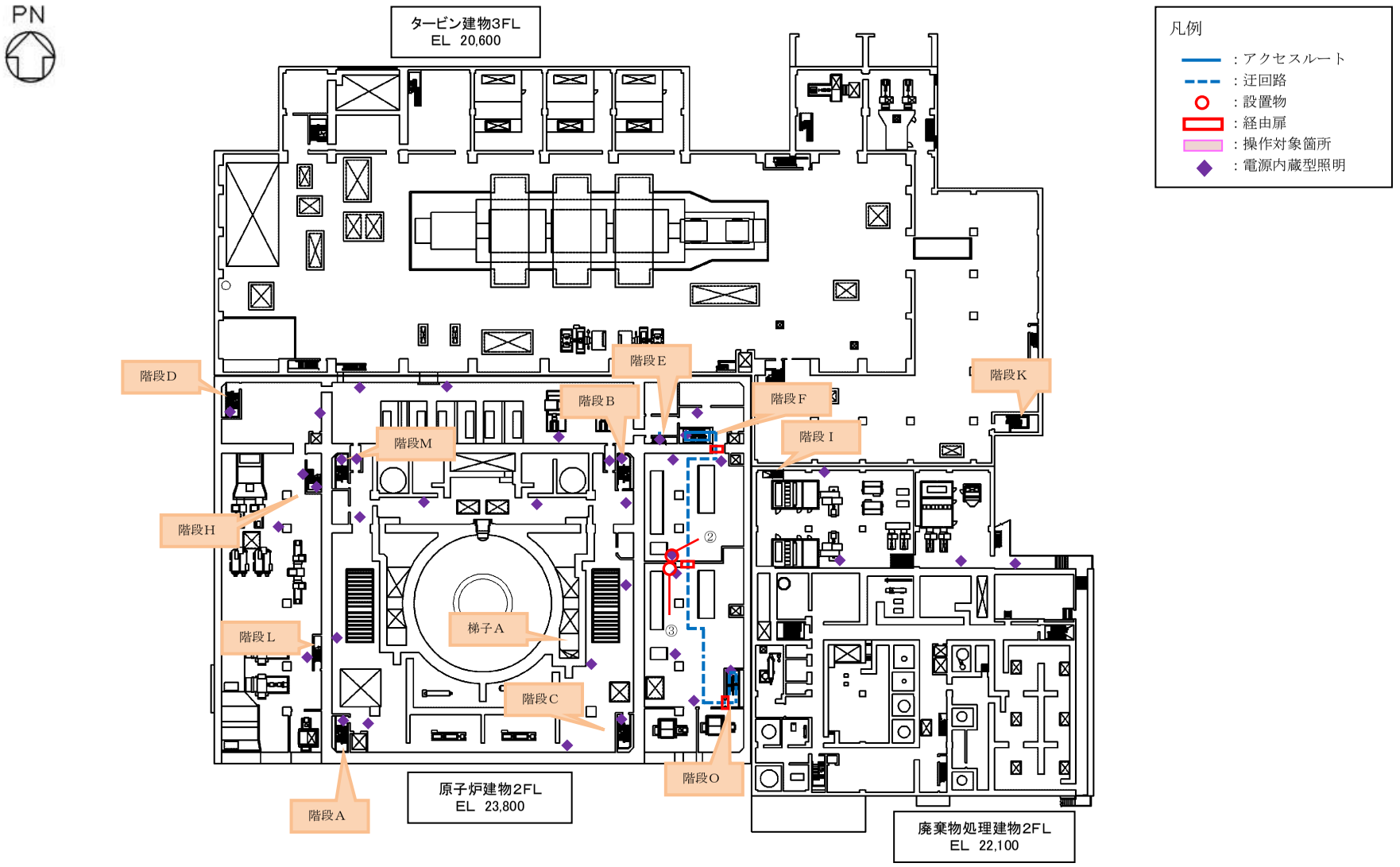
このケースの場合，乗り越えの可能性のある場所がないことを確認した。

さらに，万一通常のアクセスルートが使用できない場合を想定し，他のアクセスルートについても通過可能であることを確認した。（第１図の青破線）

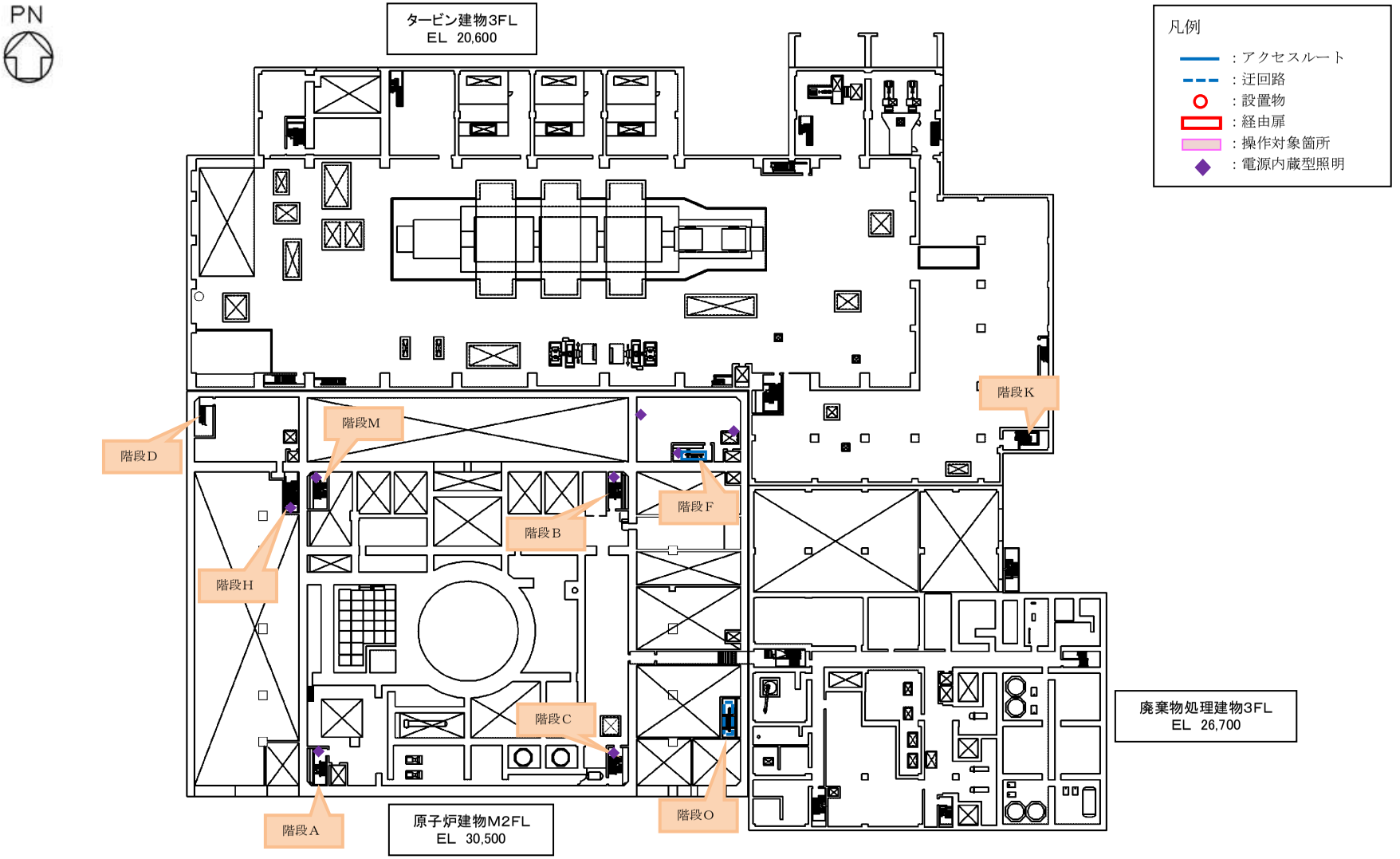
このケースの場合，転倒による乗り越えの可能性のある箇所がないことを確認した。

第１図　屋内のアクセスルートにおける資機材設備の転倒防止調査アクセスルート（１／４）

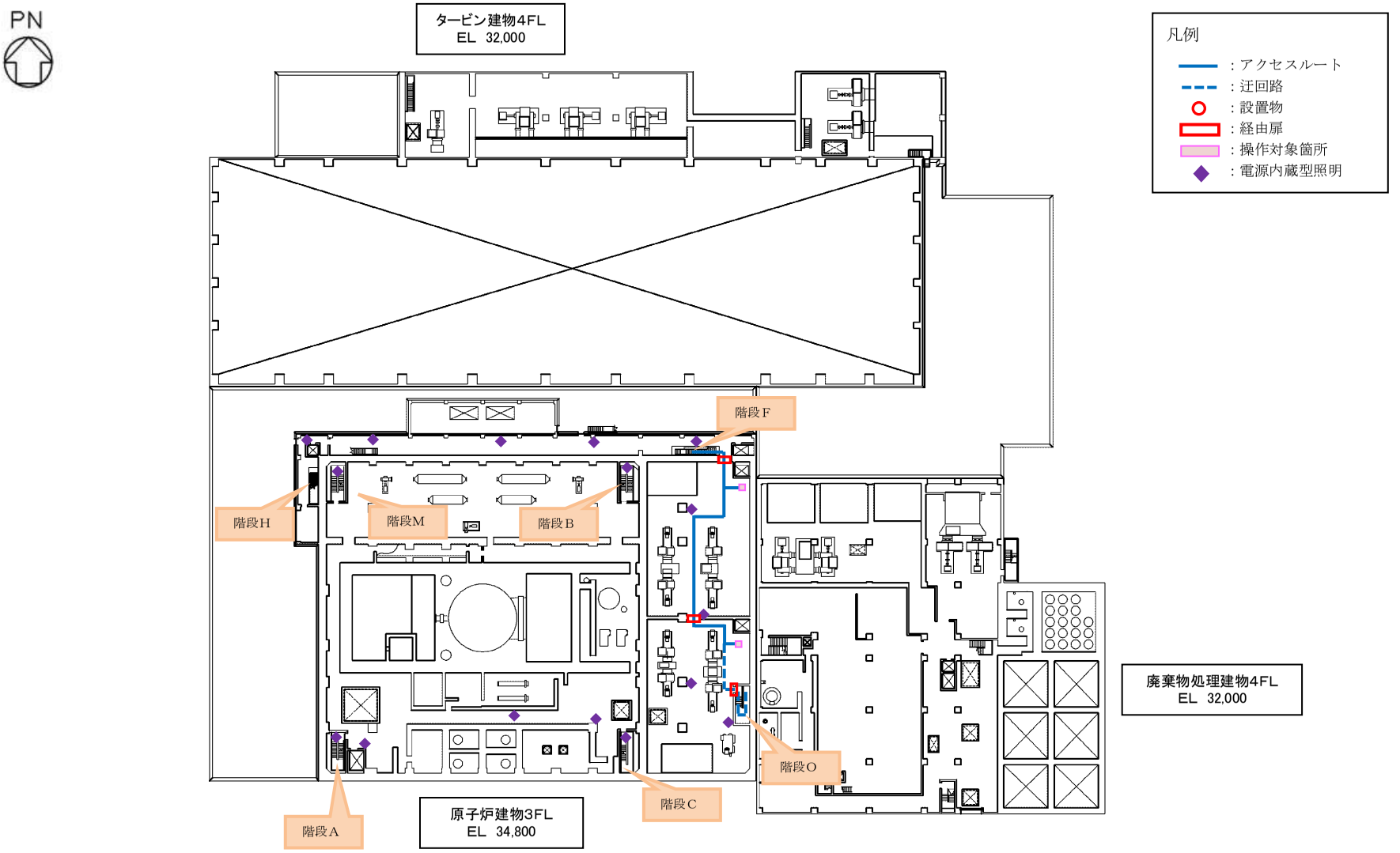
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第１図　屋内のアクセスルートにおける資機材設備の転倒防止調査アクセスルート（２／４）



第１図　屋内のアクセスルートにおける資機材設備の転倒防止調査アクセスルート（３／４）



第１図　屋内のアクセスルートにおける資機材設備の転倒防止調査アクセスルート（４／４）

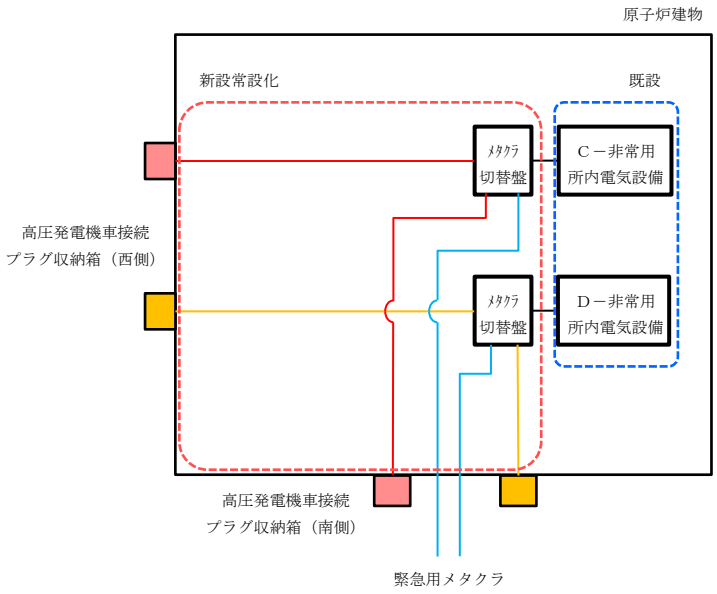
第１表　資機材設備の設置状況

番号	場所 （フロア）	物品名	（上段）物品の計測結果[mm] 高さ	奥行	幅	最大長さ （下段）評価結果	通路の幅 [mm]	写真
①	廃棄物処理建物 １階 補助盤室 連絡通路	資機材保管庫	900	400	900	1,273 設置物が転倒したとしても通路の幅が十分なためアクセス性問題なし	1,590	
②	原子炉建物 付属棟 ２階 A-非常用 電気室	資機材保管庫	1,800	400	900	2,013 設置物が転倒したとしても通路の幅が十分なためアクセス性問題なし	2,300	
③	原子炉建物 付属棟 ２階 B-非常用 電気室	踏み台	900	700	500	1,141 設置物が転倒したとしても通路の幅が十分なためアクセス性問題なし	2,300	

補足（4）

作業時間短縮に向けた取り組みについて

重大事故等時における可搬型代替交流電源設備からの電源供給を行う際，電源ケーブルを敷設する作業時間を短縮する観点で，第１図に示すあらかじめ建物内にケーブル等を敷設配置することを実施している。



第１図　電源設備の常設化概略図

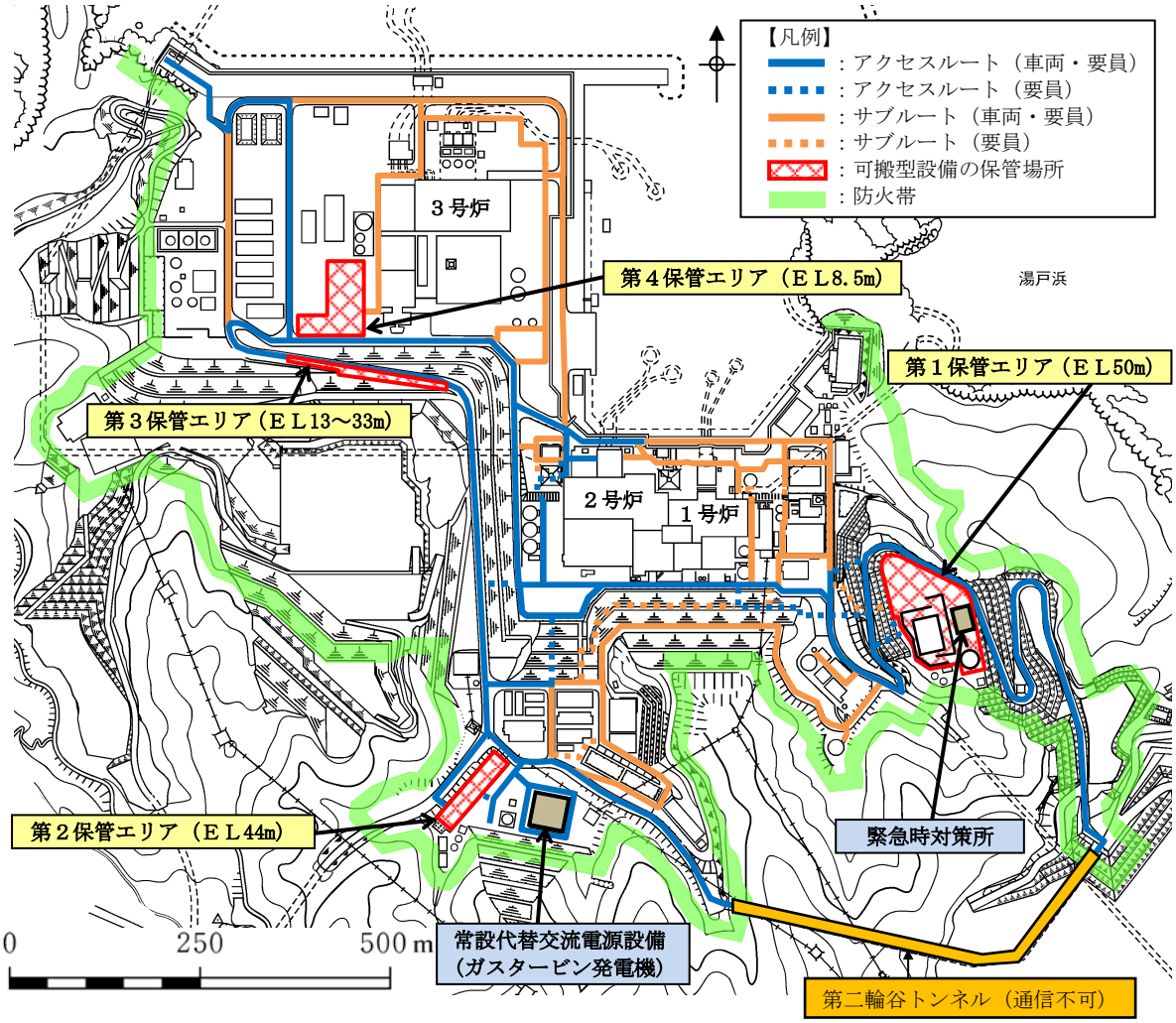
補足（5）

屋外での通信機器通話状況の確認

発電所構内における屋外での作業や移動中，及び発電所構外における要員参集の途中において，通信機器が確実に機能することを以下の方法により確認した。

方法：無線通信設備（携帯型）での通話確認
屋外アクセスルート上の車中，又は，歩行において，緊急時対策所及び中央制御室との通話が可能であることを確認する。

結果：アクセスルート，サブルートからの通信状況は良好であること（一部連絡が取りづらい場所も少しの移動で解消されること）を確認した。
なお，第二輪谷トンネルについては，通信連絡設備が使用できないことから，入域の際と退出の際に緊急時対策本部へ連絡する運用とする。



第１図　無線通信設備（携帯型）における通信状況の確認範囲

補足（6）

１～３号炉同時発災時における屋外のアクセスルートへの影響

１～３号炉同時発災時におけるアクセスルートへの影響について，有効性評価で提示したケースをもとに評価を行った。

1. 前提条件

(1) 想定する重大事故等＜有効性評価で説明＞

必要となる対応操作，必要な要員及び資源を評価する際に想定する各号炉の状態を第１ 表に示す。

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，島根原子力発電所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※1，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。

なお，島根原子力発電所３号炉については，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。

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。

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蔽の観点で厳しい１号炉の燃料プールの全保有水喪失を想定する。

※1：技術的能力 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」参照

(2) 必要となる対応操作及び必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員，７日間の対応に必要となる資源，各作業の所要時間について，第 2 表及び第 1 図のとおり整理する。また，各号炉の必要な水量を第 3 表，１号炉の注水及び給電に用いる設備の台数を第 4 表に示す。

(3)　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線量率の概略を第 2 図～第 3 図に示す。

2.　１～３号炉同時発災時におけるアクセスルートへの影響について

アクセスルートへの影響については，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をもとに評価した。第 2 図に，線量率の概略を示す。

(1)　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 2 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 2 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。

(2)　２号炉の重大事故等への対応作業への影響

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 2 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。

3.　１～３号炉同時発災時におけるアクセスルートの輻輳性について

１～３号炉同時被災時におけるアクセスルートの輻輳性について，徒歩での移動によるアクセスルートの輻輳は考えづらいことから車両移動時の輻輳性について考慮する。

地震による被害想定一覧を第3図に示す。

(1)　可搬型設備の移動の特徴

島根原子力発電所の保管場所は，第１，２，３及び４保管エリアの４箇所に可搬型設備が設置されている。このため，可搬型設備はタンクローリを除き，保管場所から設置場所に移動する際の往路のみとなるため，車両の流れは基本的には１方向になることが可搬型設備の移動における特徴である。（第3図）

(2)　検討内容

保管場所からの可搬型設備の移動において，第１，２，３及び４保管エリアから２号炉の使用場所までのアクセスルートのうち，仮復旧の必要はないが，車両が交互通行となるアクセスルート（幅員７m未満）となる箇所を第4図に示す。

第１，４保管エリアから２号炉に向かうアクセスルート及び第２，３保管エリアから作業場所へ向かうアクセスルートの一部で片側通行となるが，タンクローリを除き，可搬型設備は設置場所に移動する際の往路のみとなるため，車両の通行性に影響はない。

なお，１号炉への対処として，燃料プールへの大量送水車による注水（第1図）及びタンクローリによる給油が考えられるが，これらについても，可搬型設備の移動はタンクローリを除き保管場所から当該号炉への１方向となること，また，注水が必要になるタイミングまで十分な時間的余裕があること（第 3 表）から，アクセスルートの輻輳の要因とはならず，対応作業への影響はないと考える。

また，アクセスルートのうち道幅が狭い箇所（第 4 図）を各車両が通行する場合は，無線通信設備（携帯型）を使用し相互連絡することにより，交互通行が可能であることから，車両の通行性に影響はない。

4.　評価結果

上記 2～3. の評価及び対策により，１～３号炉が同時に発災しても，２号炉重大事故等の対応については影響を与えないことを確認した。

第１表　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	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	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（m^3）		180		180
65℃到達までの時間（hr）		111		17.94
100℃到達までの時間（hr）		266.4		43.07
必要な注水量①※3（m^3）		－		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）から必要な遮蔽水位※4までの水位差（m）		5.6		2.6
必要な注水量②※3（m^3）		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。（遮蔽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1,539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	共通	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）	必要な台数に対して十分な台数を保有（１）	十分時間余裕があるため，１台を用いて，必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
給電設備	高圧発電機車	１（１）	必要な台数に対して十分な台数を保有（１）	十分時間余裕があるため，１台を用いて，必要な箇所に順次給電を実施していくことが可能

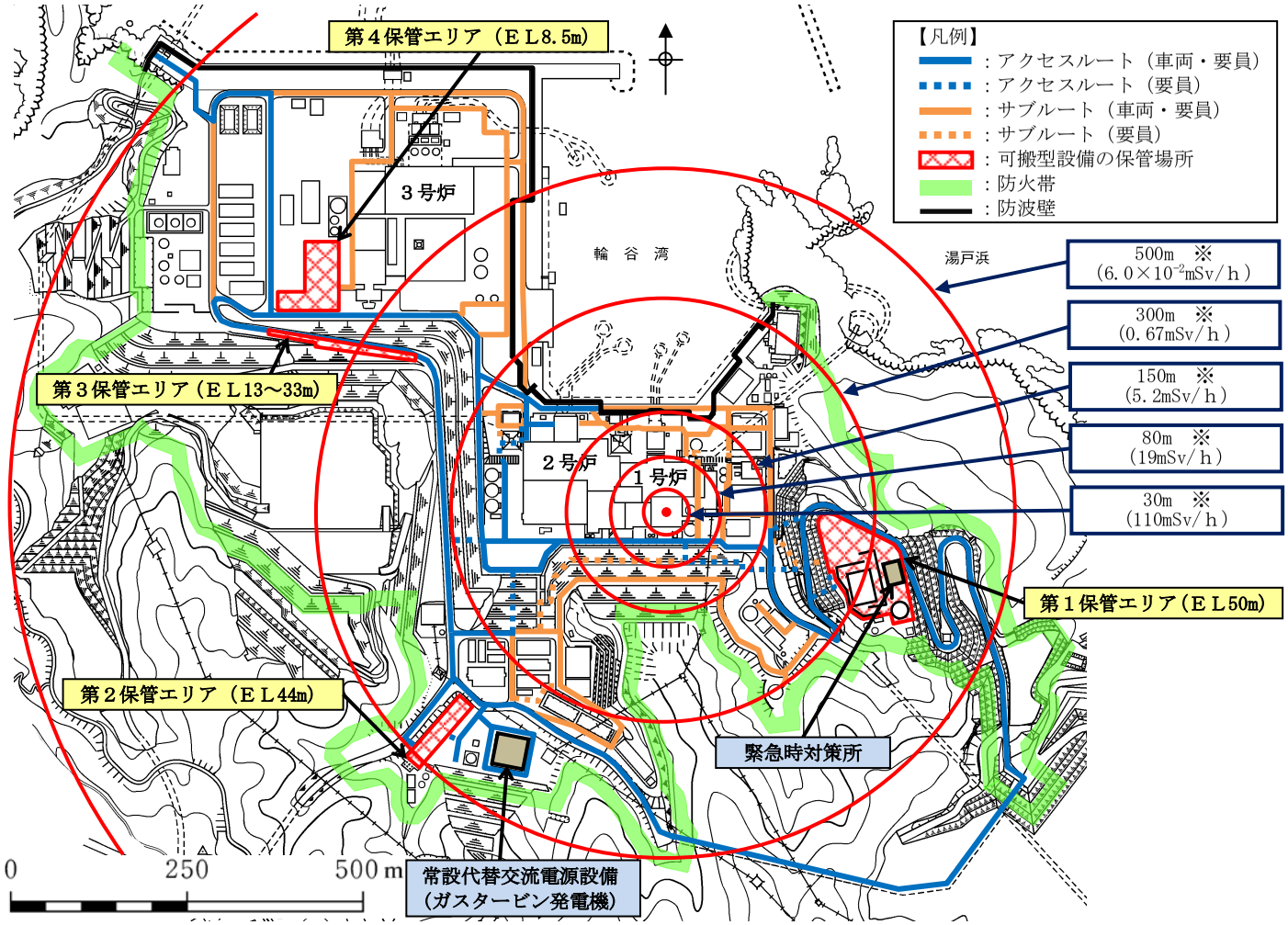
号炉	実施箇所・必要人員数				操作項目	経過時間（時間） 1 2 3 4 7 8 9 10 11 12 13 14 ▽ 事象発生 ▽ 参集要員による作業開始	備考
	運転員（中央制御室）※	運転員（現場）	緊急時対策要員（現場）	自衛消防隊			
1号炉「全交流動力電源喪失及び燃料プールのスロッシング並びに火災発生」を想定	1人 A	—	—	—	プラント状況判断	10分	
	（1人） A	—	—	—	プラント監視 （給電不可能な場合は，可搬型計測器接続による計器監視）	適宜実施	
	（1人） A	—	—	—	火災状況確認	10分	
	—	1人	—	自衛消防隊にて対応	火災現場確認・消火活動	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

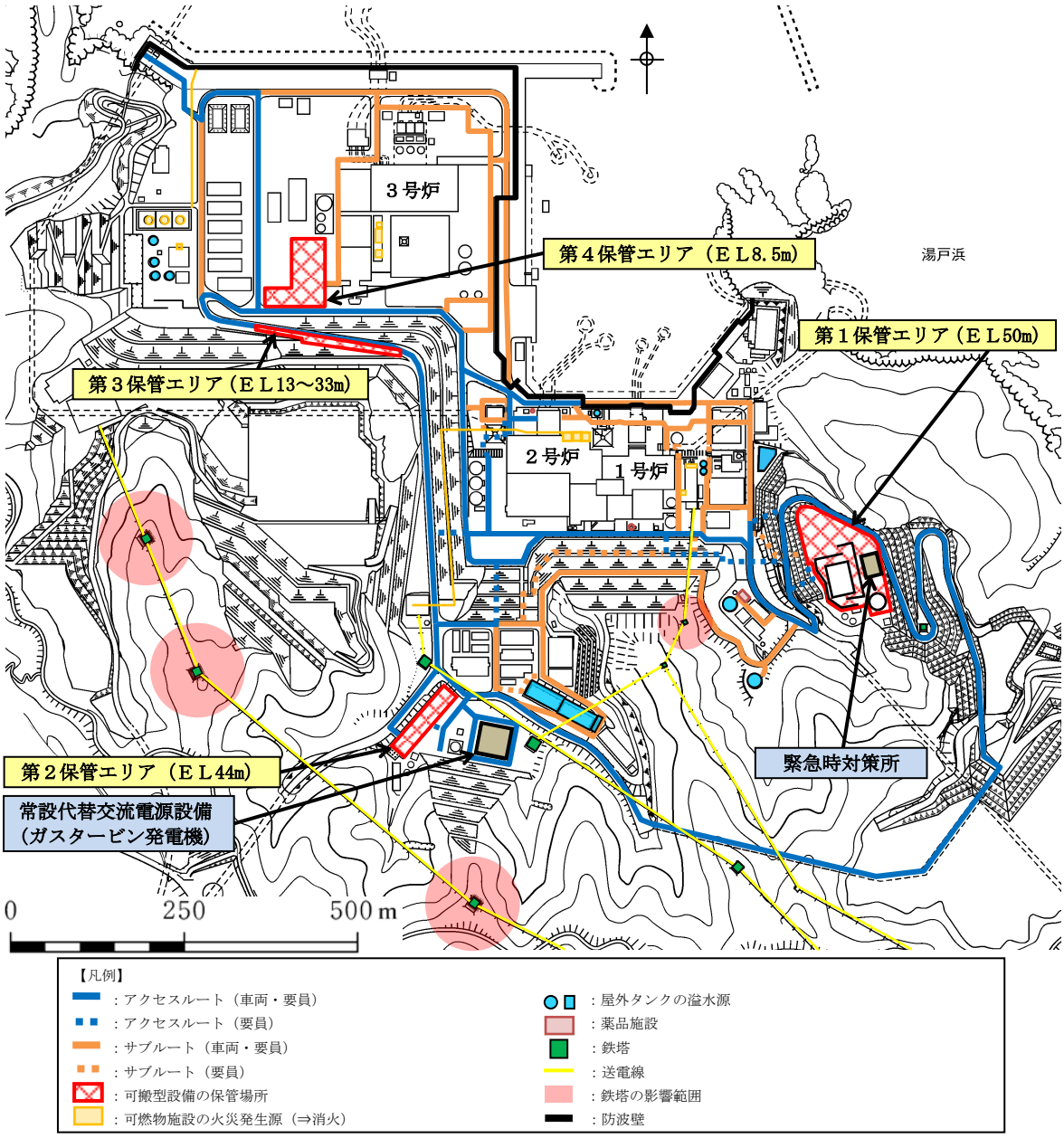
※：当直長含む人数

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。

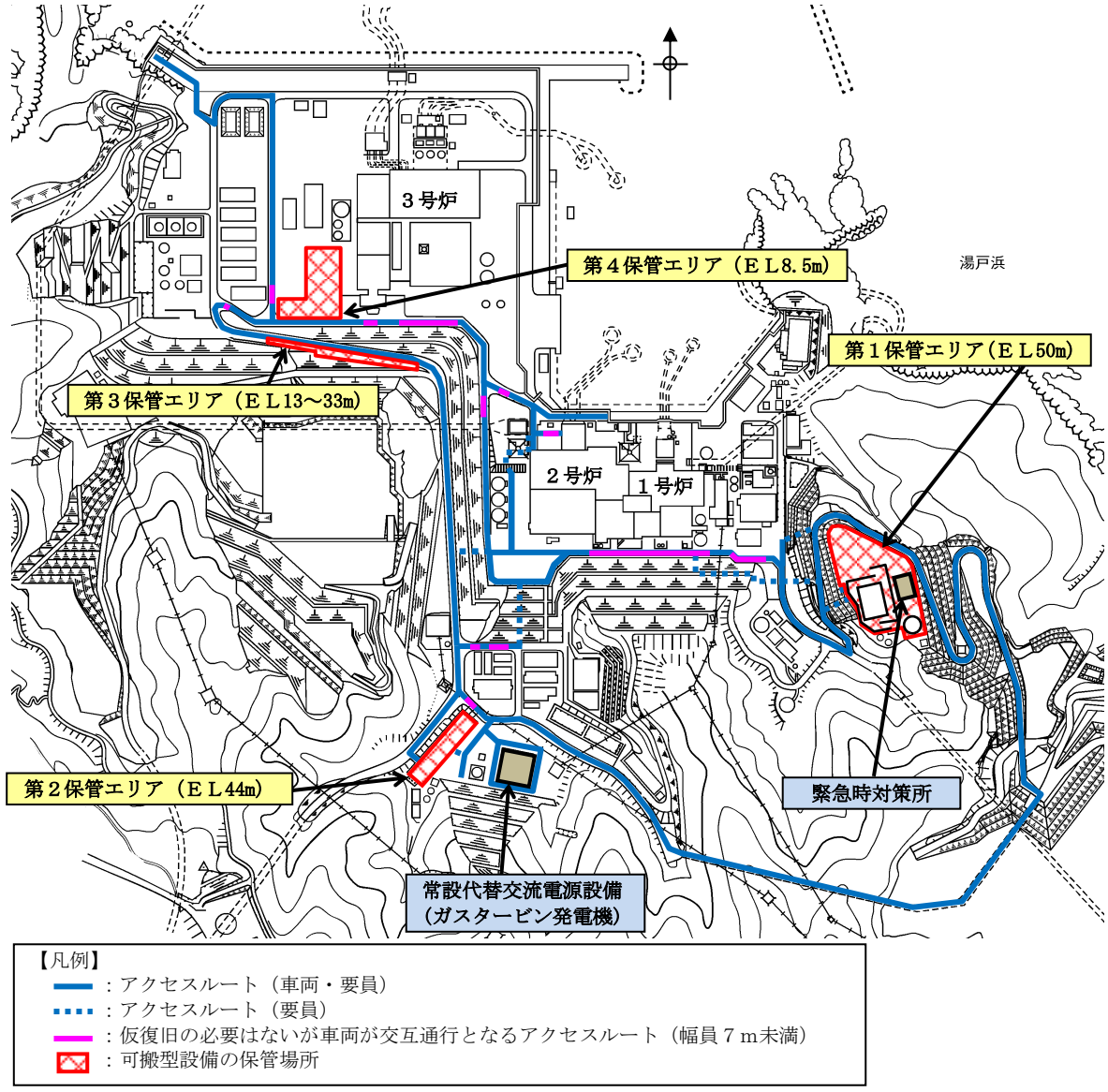
第１図　１号炉における各作業と所要時間



第２図　線量率の概略分布（１号炉での高線量場発生）



第３図　アクセスルートにおける地震後の被害想定（一覧）



第４図　アクセスルートのうち道幅が狭い箇所

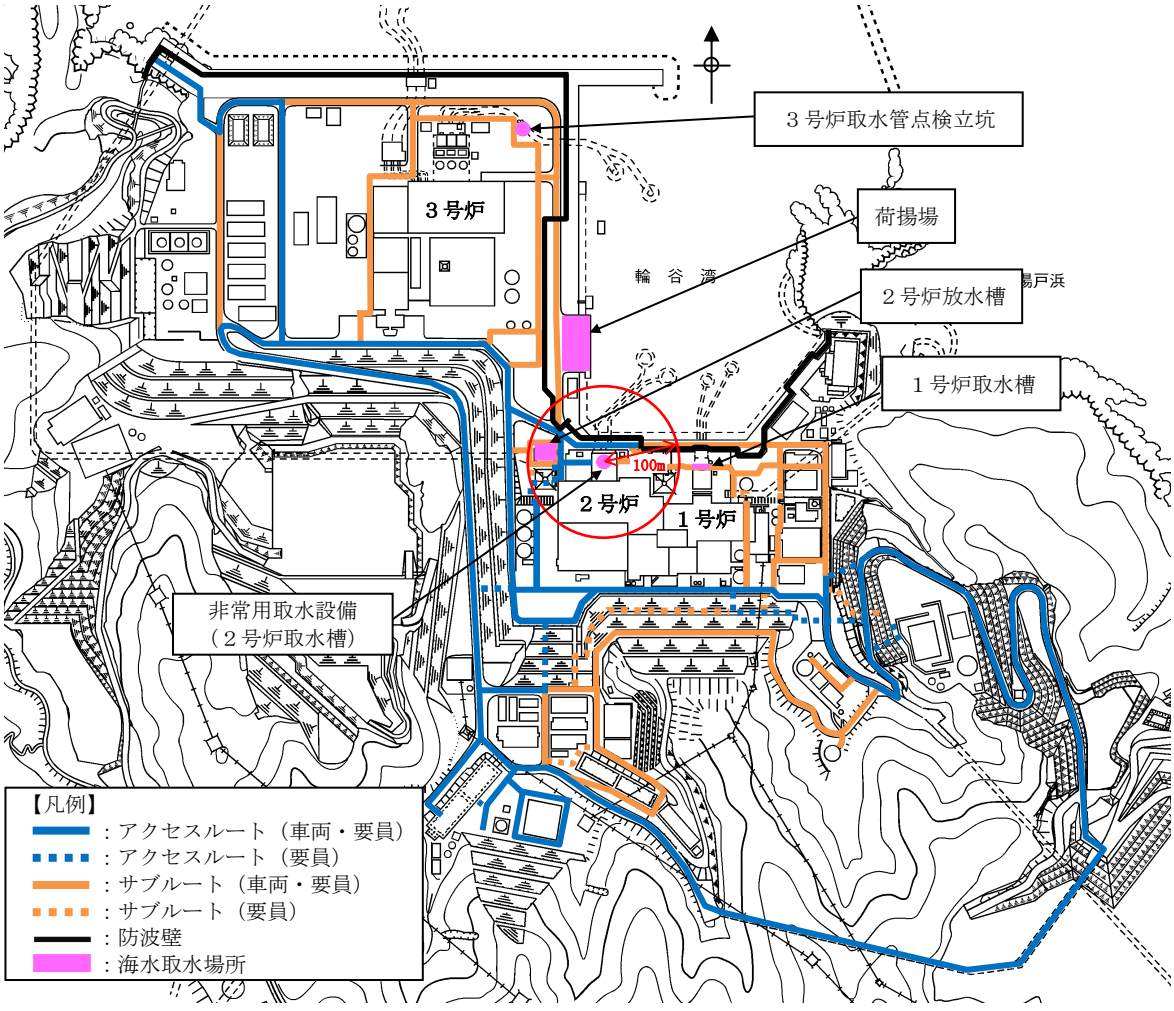
補足（7）

海水取水場所での取水ができない場合の代替手段について

海水取水については，ＥＬ8.5m に位置する海水取水場所（非常用取水設備（２号炉取水槽））から取水することとしているが，２号炉の北側（海側）で海水取水ができない場合を想定し検討を行った。

海水取水の成立性について，大型航空機落下の影響を受けた場合を想定した原子炉補機代替冷却系の設置及び使用の成立性について，大型航空機が非常用取水設備（２号炉取水槽）へ落下すると仮定し評価を行った。（第１図）

評価の結果，非常用取水設備及び２号炉放水槽以外の海水取水場所（１号炉取水槽，荷揚場，３号炉取水管点検立坑）は健全であるため，当該箇所から取水する。万一すべての取水場所が使用不可の場合は，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の除熱を行う。燃料プールについては燃料損傷までの時間余裕があることから，燃料プールスプレイ系等による注水に切り替える。



第１図　海水取水場所と原子炉建物の配置図

補足（8）

防波壁通路防波扉の運用について

防波壁通路防波扉（以下「防波扉」という。）の配置図及び外観を第1図に示す。

防波扉は，耐震Ｓクラス設備及び人力による開閉※1が可能な設計とする。また，発電機※2又は常用電源による開閉も可能な設計とする。

防波扉の運用については，通常時閉運用とし，現場での注意表示及び各種手順書にて明記する。

監視設備として，扉設置場所，中央制御室に警報ブザーを設置し，閉め忘れを防止する。

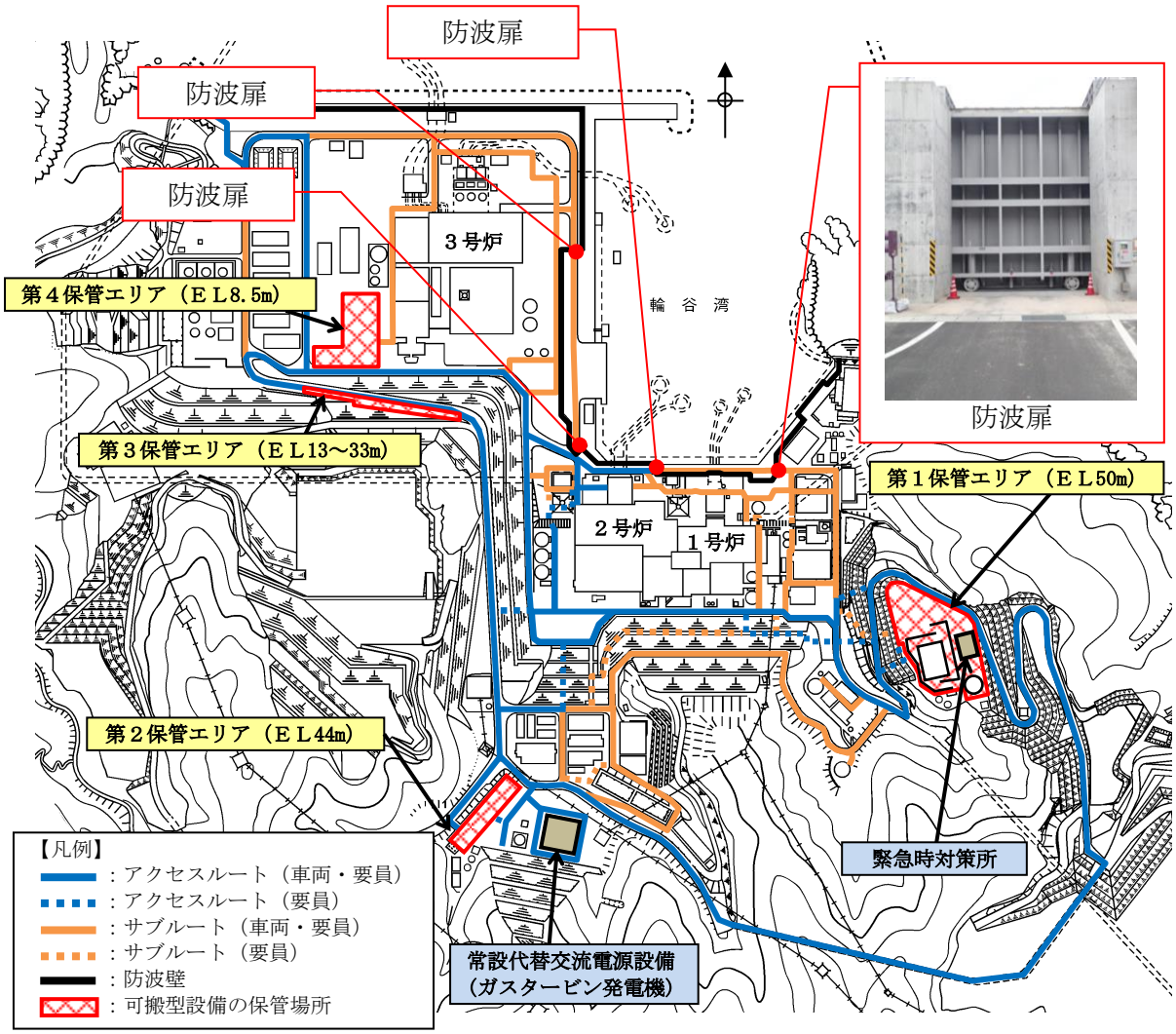
また，津波注意報，津波警報又は大津波警報発令時には速やかに閉止できる人員を確保すること，当直長からのページング放送等により直ちに閉止することを条件に開放を可とする運用とする。

※１：電源喪失時においても，第2図に示す手動ウインチ※3又は手動ハンドル※4を用いた操作により確実に閉止可能な設計とする。

※２：防波扉開閉用の小型発電機。

※３：電動操作機と扉を開閉させるための減速機の連結を切り離すことにより，電源喪失時においても，手動による開閉操作が可能。

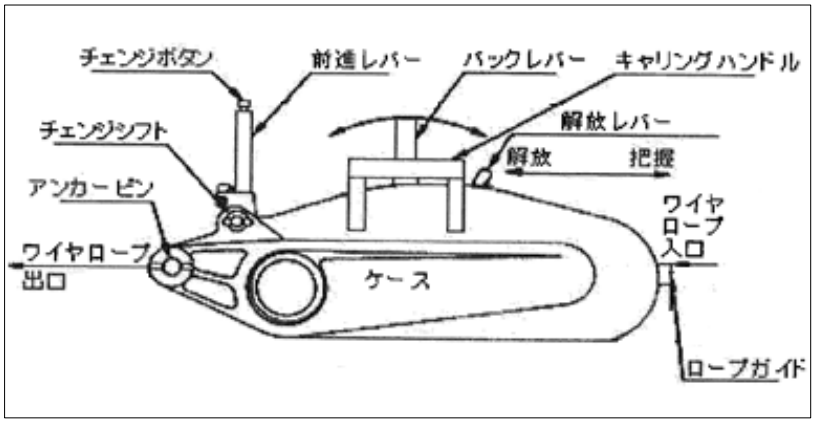
※４：電動操作機と連結する手動ハンドルを操作することで，電源喪失時においても，手動による開閉操作が可能。



第１図　防波扉配置図及び外観

手動ウインチ操作状況

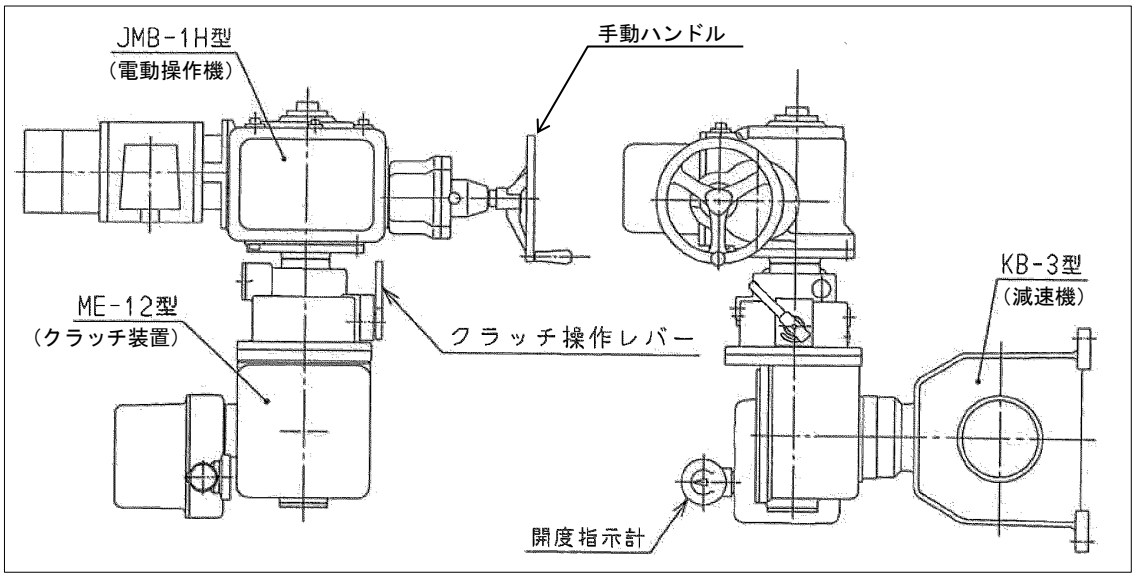
手動ウインチ　外観写真



手動ウインチ構造図

第２図　手動ウインチ及び手動ハンドルを用いた操作状況及び構造図
（例：１，２号炉北側防波扉）（１／２）

手動ハンドル操作状況



開閉装置（電動操作機，クラッチ装置，手動ハンドル，減速機）構造図

第２図　手動ウインチ及び手動ハンドルを用いた操作状況及び構造図
（例：１，２号炉北側防波扉）（２／２）

補足（9）

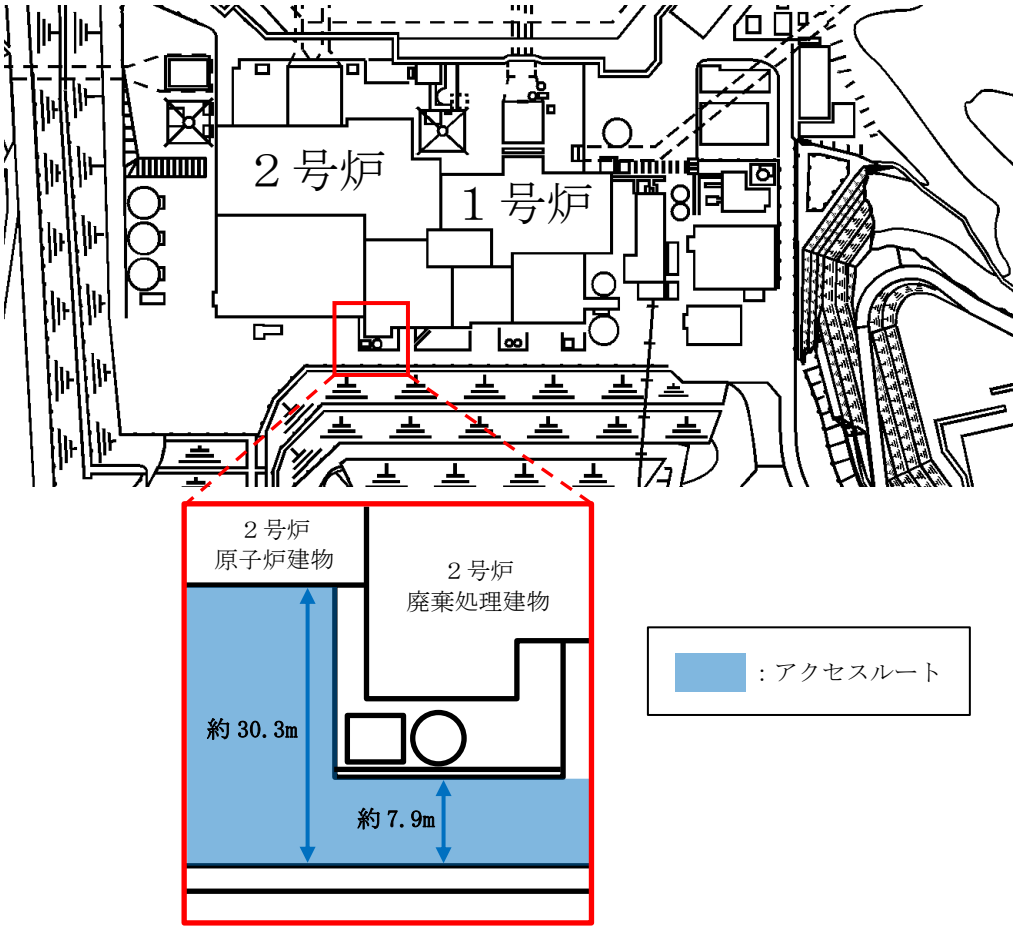
２号炉原子炉建物南側屋外のアクセスルートについて

２号炉原子炉建物南側の最小の道路幅は「約 7.9m」，２号炉原子炉建物と南側に位置する斜面との距離は「約 30.3m」であり，通常時においては可搬型設備（車両）のすれ違いを考慮しても，十分な道路幅を確保している。

なお，工事等において資機材（クレーン，トラック等）を配置する場合においても，アクセスルートに必要な通行幅 3.0m※以上を確保する。

また，アクセスルートのうち道幅が狭い箇所を車両が通行する場合は，無線通信設備（携帯型）を使用し相互連絡することにより，交互通行が可能であることから，車両の通行性に影響はない。

※可搬型設備のうち最大幅の大型送水ポンプ車の車両幅（約 2.5m）及び使用ホース中最大サイズの 300A ホース１本敷設の幅（約 0.4m）を考慮し設定。なお，その他のサイズのホース使用時も１本敷設で使用する。



第１図　２号炉原子炉建物南側における道路幅及び斜面との距離

補足（10）

大量送水車等使用時におけるホースの配備長さ並びにホースコンテナ及びホース展張車の配備イメージについて

島根原子力発電所における大量送水車及び大型送水ポンプ車とともに使用するホースの配備長さ，ホースコンテナ，ホース展張車等の配備イメージについて，以下に示す。

1. ホースの配備長さ

ホースの配備長さは，以下の考え方で設定した。

①用途ごとに算出したホース敷設距離（自主設備の使用を含む。）をもとに，敷設数及び同時使用を考慮して必要長さを設定

②ホースコンテナ及びホース展張車に搭載可能なホース長さをもとに，ホース必要長さを満足するコンテナ数及びホース展張車台数を設定

③ホースコンテナ数及びホース展張車台数とホースコンテナ及びホース展張車に搭載可能なホース長さからホースの配備長さを設定

ホース展張車数は用途ごとの同時使用を考慮して設定した。

用途ごとのホース配備長さ，ホース展張車配備数を第1表に示す。また，用途ごとのホース敷設ルートを第1図～第7図に，用途ごとのホース必要長さを第2表～第8表に示す。

2. ホースコンテナ及び展張車の配備イメージ

ホースコンテナ及び展張車の配備イメージについて，第9表に示す。

第１表　用途ごとのホース配備長さ及びホース展張車配備数（１／２）

<table>
<tr><th>用 途</th><th colspan="2">必要長さ</th><th>配備するホース
展張車数※</th><th>補 足</th></tr>
<tr><td colspan="3">輪谷貯水槽（西１／西２）を水源とした低圧代替注水作業及び補給作業</td><td rowspan="10">中型ホース展張車（150A）
950m
【ホース（150A）750m，ホース（100A）200m 積載可】
１台

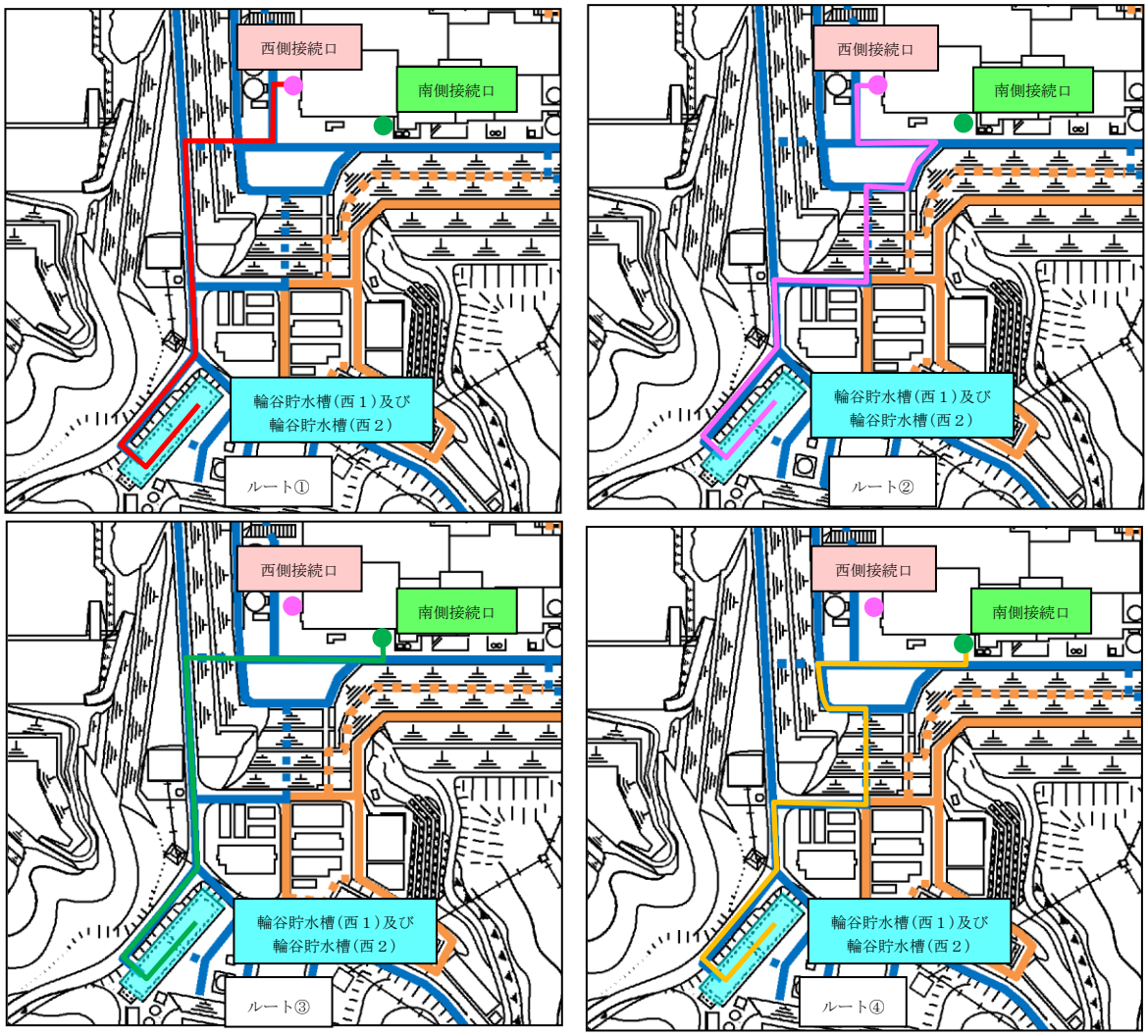
大型ホース展張車（150A）
1,050m
【ホース（150A）1,050m 積載可】
２台</td><td rowspan="10">・低圧代替注水と水源補給は，同時敷設となるため，合算する。
・左記の４ケースは同時に行われる作業ではなく，それぞれ状況に応じて対応が選択されるものであるため，配備するホースは2,776m と設定する。</td></tr>
<tr><td>低圧代替注水（淡水・海水）</td><td>766 m
（第１図 ルート②,④）</td><td rowspan="2">2,776m</td></tr>
<tr><td>水源補給（淡水・海水）</td><td>2,010m
（第３図 ルート⑥）</td></tr>
<tr><td colspan="3">低圧原子炉代替注水槽への水源補給作業</td></tr>
<tr><td>水源補給（淡水・海水）</td><td colspan="2">1,728m
（第４図 ルート⑨）</td></tr>
<tr><td colspan="3">復水貯蔵タンクへの水源補給作業</td></tr>
<tr><td>水源補給（淡水・海水）</td><td colspan="2">1,760m
（第５図 ルート⑧）</td></tr>
<tr><td colspan="3">海を水源とした低圧代替注水作業</td></tr>
<tr><td>低圧代替注水（海水）</td><td colspan="2">1,781m
（第２図 ルート⑥）</td></tr>
</table>

※：１セット分の配備数

第１表　用途ごとのホース配備長さ及びホース展張車配備数（２／２）

用 途	必要長さ	配備するコンテナ数※	配備するホース展張車数※	補 足
放射性物質拡散抑制	755m （第６図 ルート①）	コンテナ１基 （820m／1 基）	大型ホース展張車（300A） １台	・航空機燃料火災消火も同様のルートを使用
最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送	1,575m （第７図 ルート⑤）	コンテナ２基 （820m／1 基）	大型ホース展張車（300A） １台	—
初期対応における延焼防止措置	1,084m	1,100m	１台	・使用するホースは初期消火に使用する化学消防自動車，小型動力ポンプ付水槽車及び泡消火薬剤運搬車に車載し運搬する

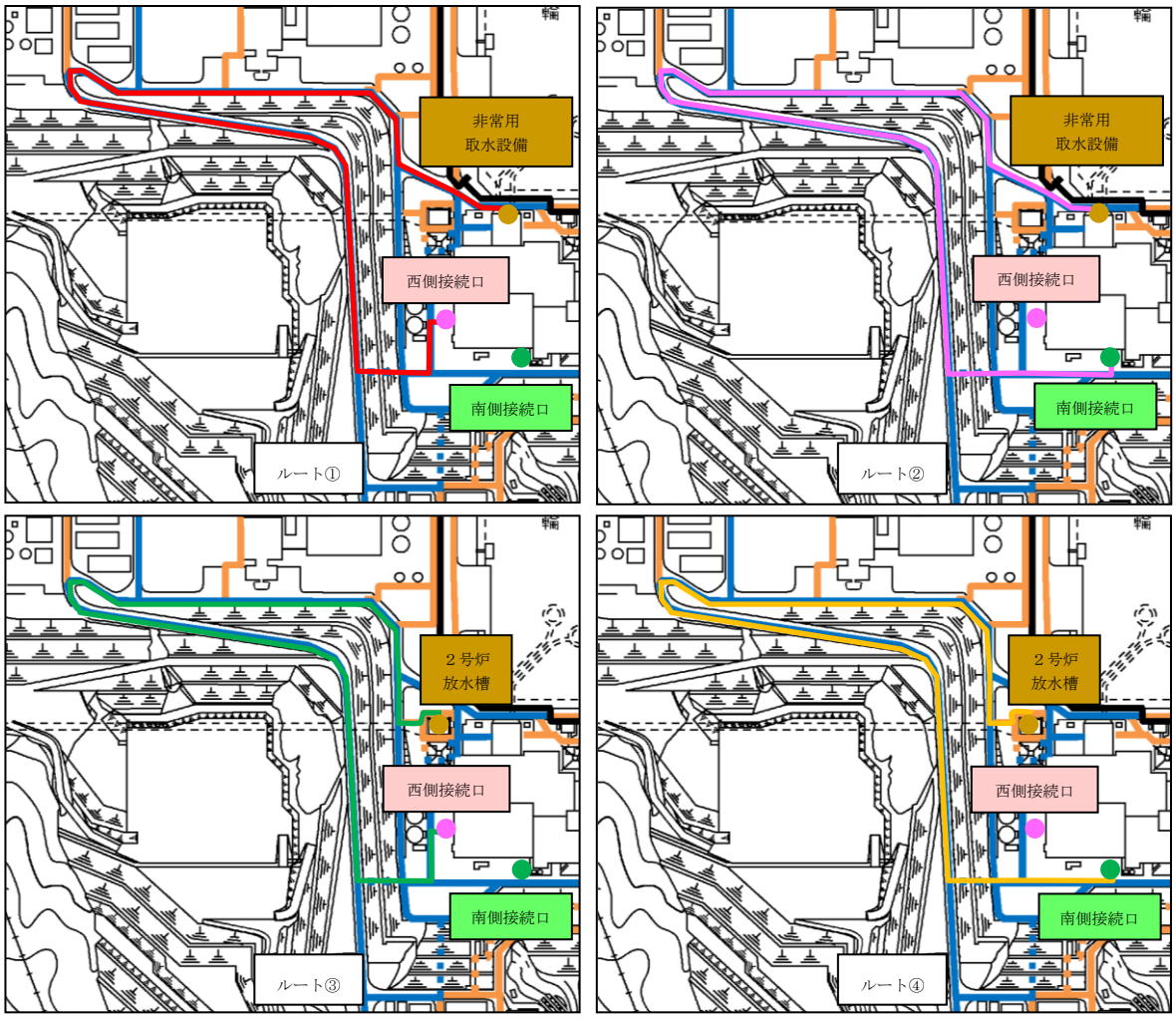
※：１セット分の配備数



第１図　ホース敷設ルート
（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした低圧代替注水）

第２表　ホース敷設距離
（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした低圧代替注水）

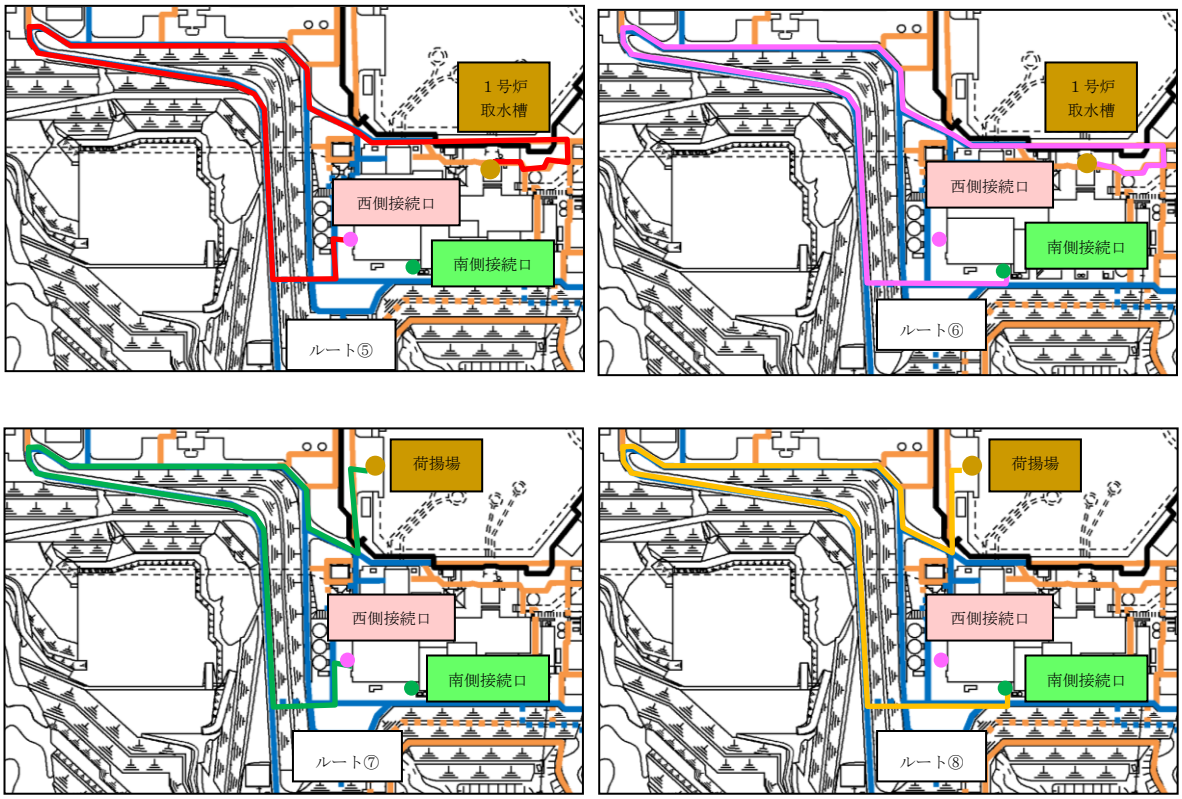
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
―	ルート①	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）	西側接続口	602m	626m
―	ルート②		西側接続口	702m	766m
―	ルート③		南側接続口	649m	676m
―	ルート④		南側接続口	726m	766m



第２図　ホース敷設ルート（海を水源とした低圧代替注水）（１／３）

第３表　ホース敷設距離（海を水源とした低圧代替注水）（１／３）

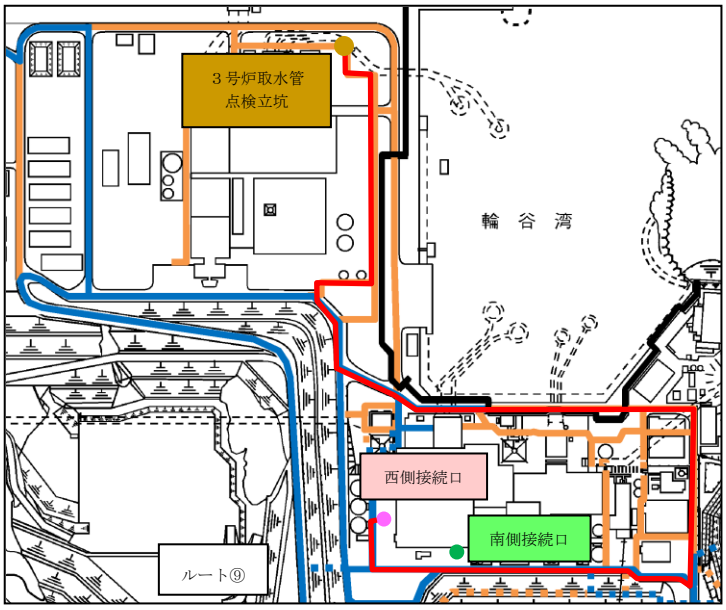
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート①	非常用 取水設備	西側接続口	1,322m	1,331m
――	ルート②		南側接続口	1,370m	1,381m
――	ルート③	２号炉放水槽	西側接続口	1,307m	1,331m
――	ルート④		南側接続口	1,354m	1,381m

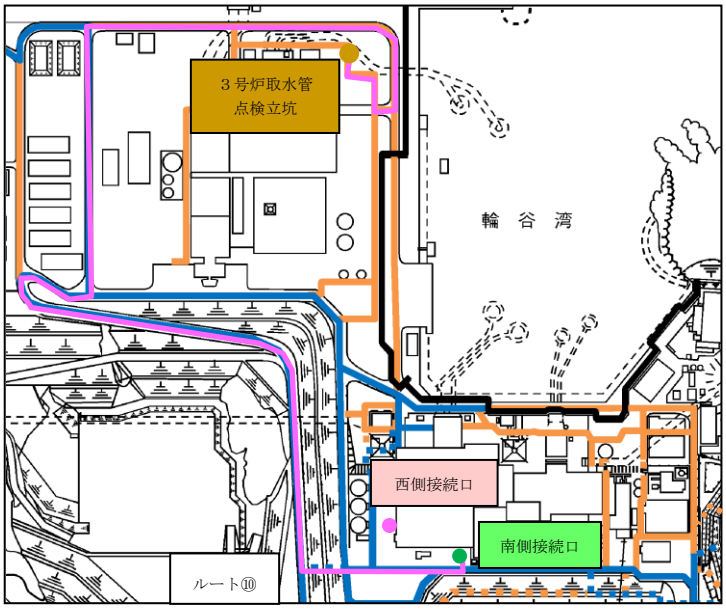


第 2 図　ホース敷設ルート（海を水源とした低圧代替注水）（２／３）

第 3 表　ホース敷設距離（海を水源とした低圧代替注水）（２／３）

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート⑤	1 号炉取水槽	西側接続口	1,687m	1,731m
――	ルート⑥		南側接続口	1,735m	1,781m
――	ルート⑦	荷揚場	西側接続口	1,405m	1,431m
――	ルート⑧		南側接続口	1,452m	1,481m

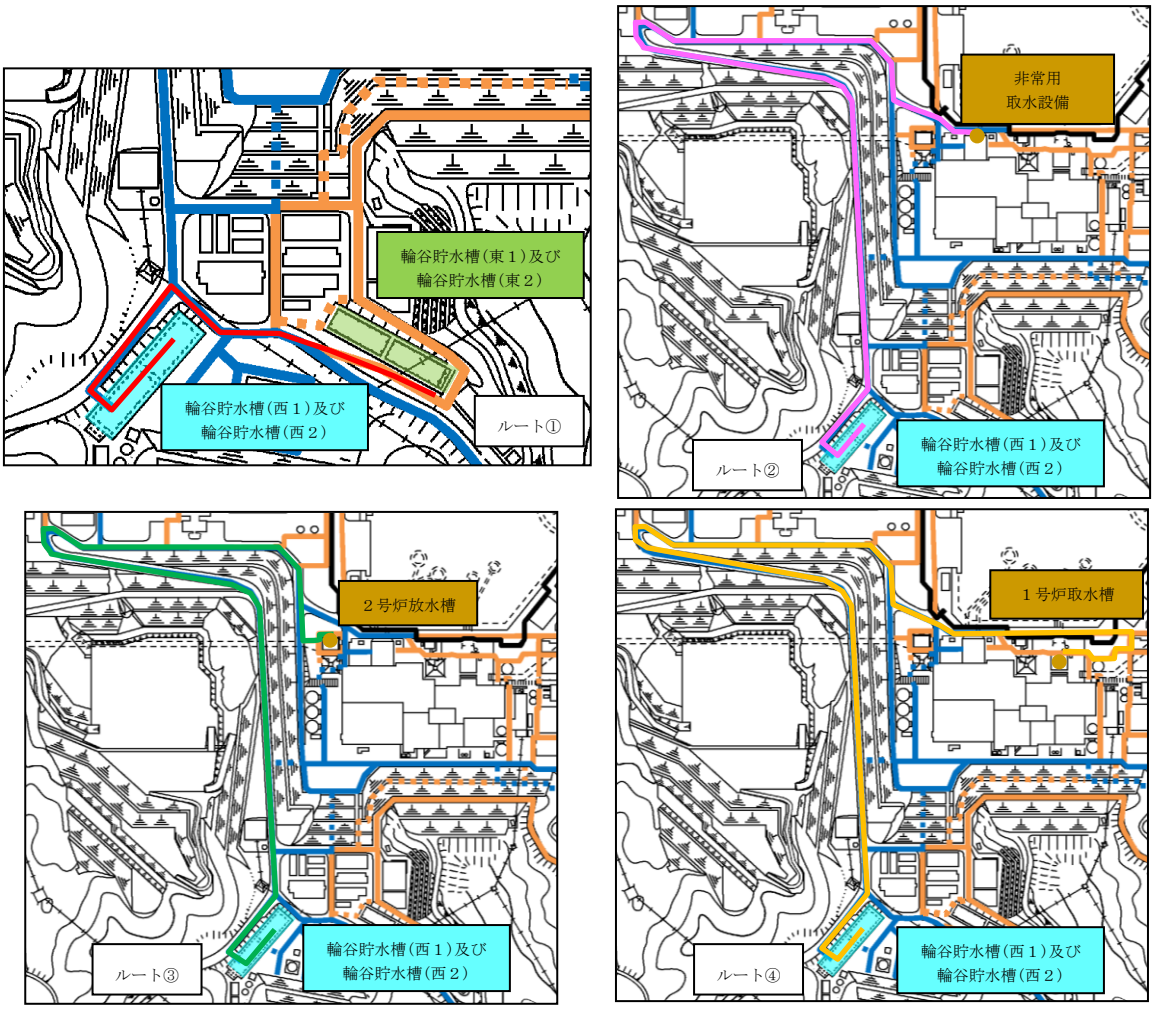




第２図　ホース敷設ルート（海を水源とした低圧代替注水）（３／３）

第３表　ホース敷設距離（海を水源とした低圧代替注水）（３／３）

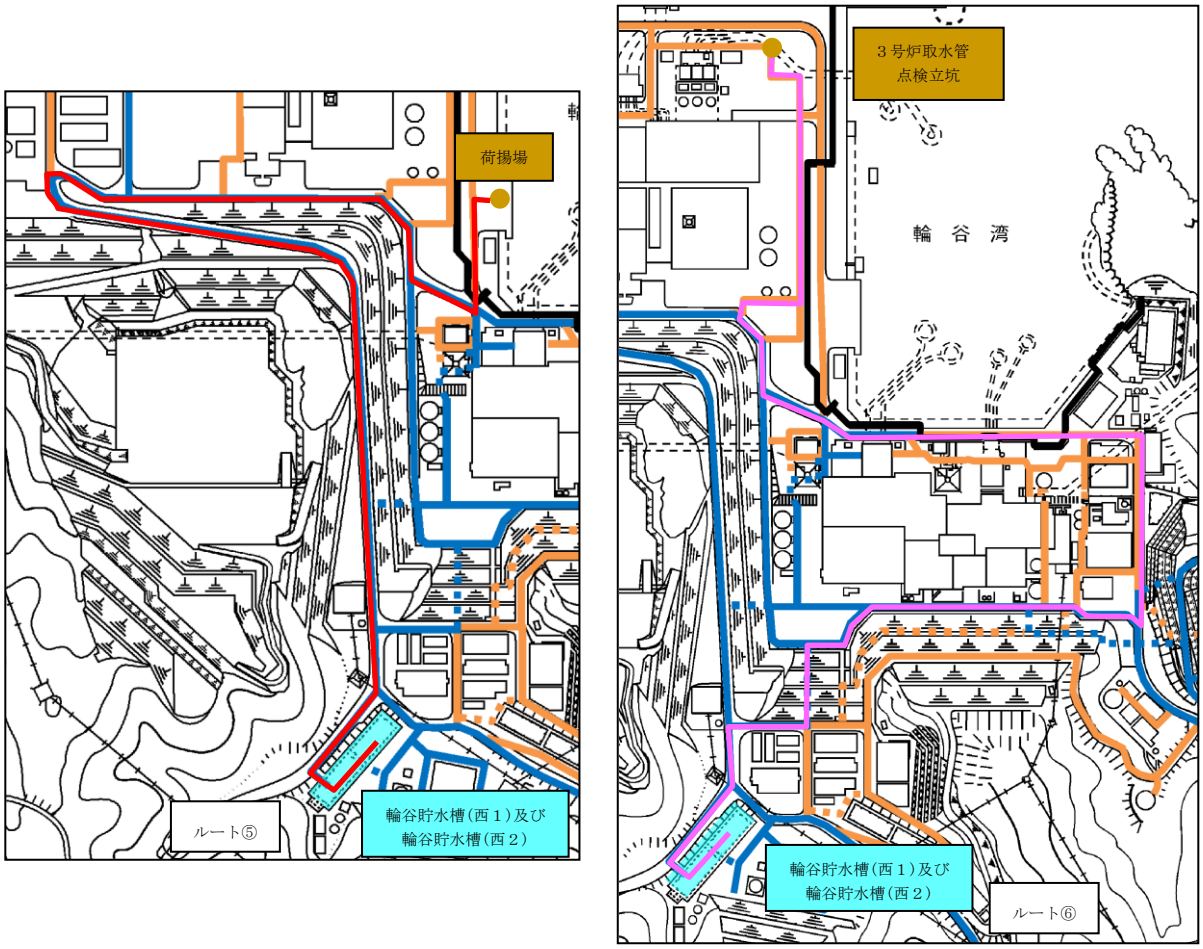
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート⑨	３号炉取水管 点検立坑	西側接続口	1,550m	1,567m
――	ルート⑩		南側接続口	1,694m	1,728m



第３図　ホース敷設ルート
（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）への補給）（１／２）

第４表　ホース敷設距離
（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）への補給）（１／２）

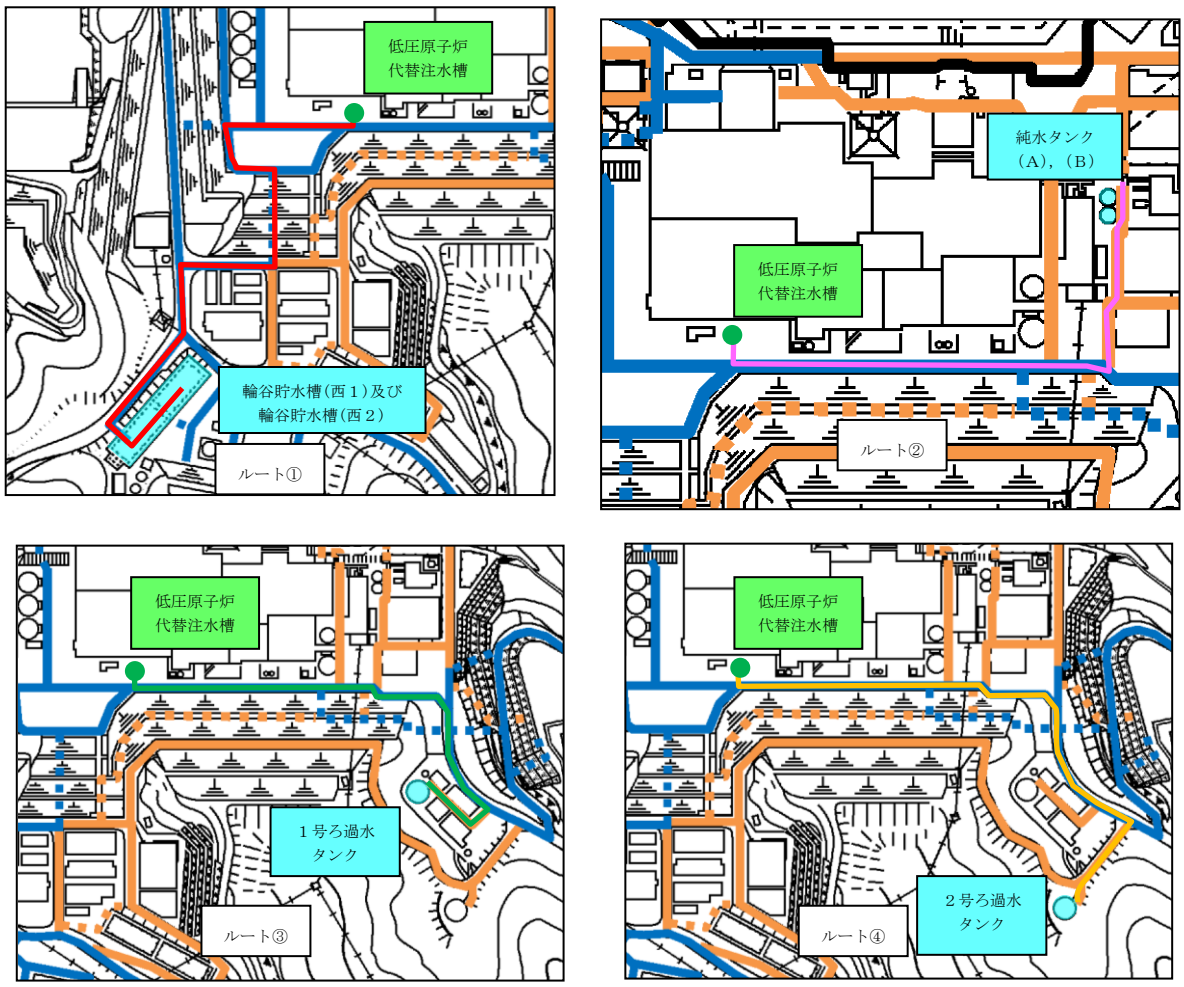
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート①	輪谷貯水槽（東１）及び 輪谷貯水槽（東２）	輪谷貯水槽 （西１）及び 輪谷貯水槽 （西２）	434m	455m
――	ルート②	非常用 取水設備		1,589m	1,610m
――	ルート③	２号炉放水槽		1,574m	1,610m
――	ルート④	１号炉取水槽		1,954m	1,960m



第３図　ホース敷設ルート
（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）への補給）（２／２）

第４表　ホース敷設距離
（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）への補給）（２／２）

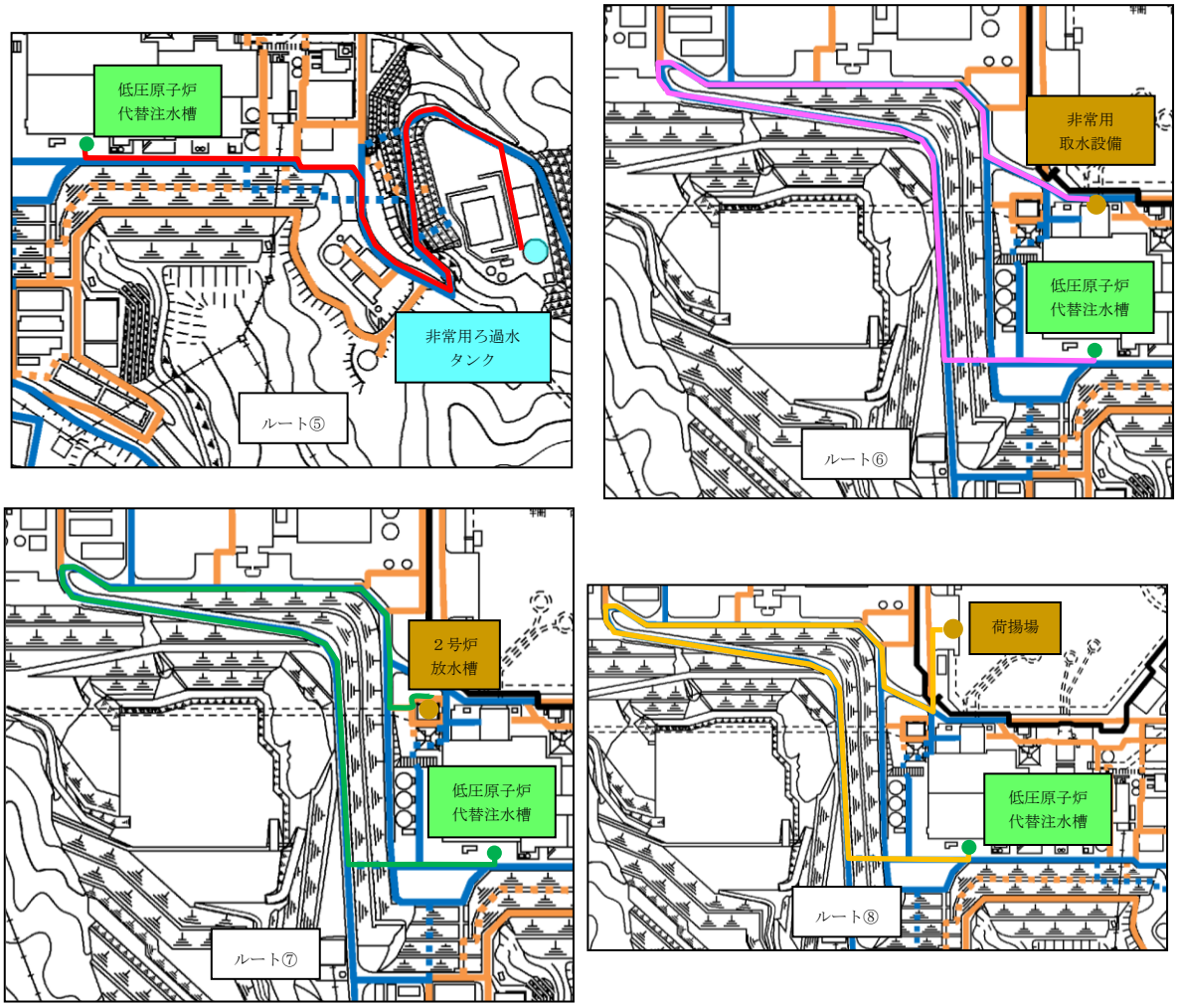
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート⑤	荷揚場	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）	1,672m	1,710m
――	ルート⑥	３号炉取水管 点検立坑		1,966m	2,010m



第４図　ホース敷設ルート（低圧原子炉代替注水槽への補給）（１／３）

第５表　ホース敷設距離（低圧原子炉代替注水槽への補給）（１／３）

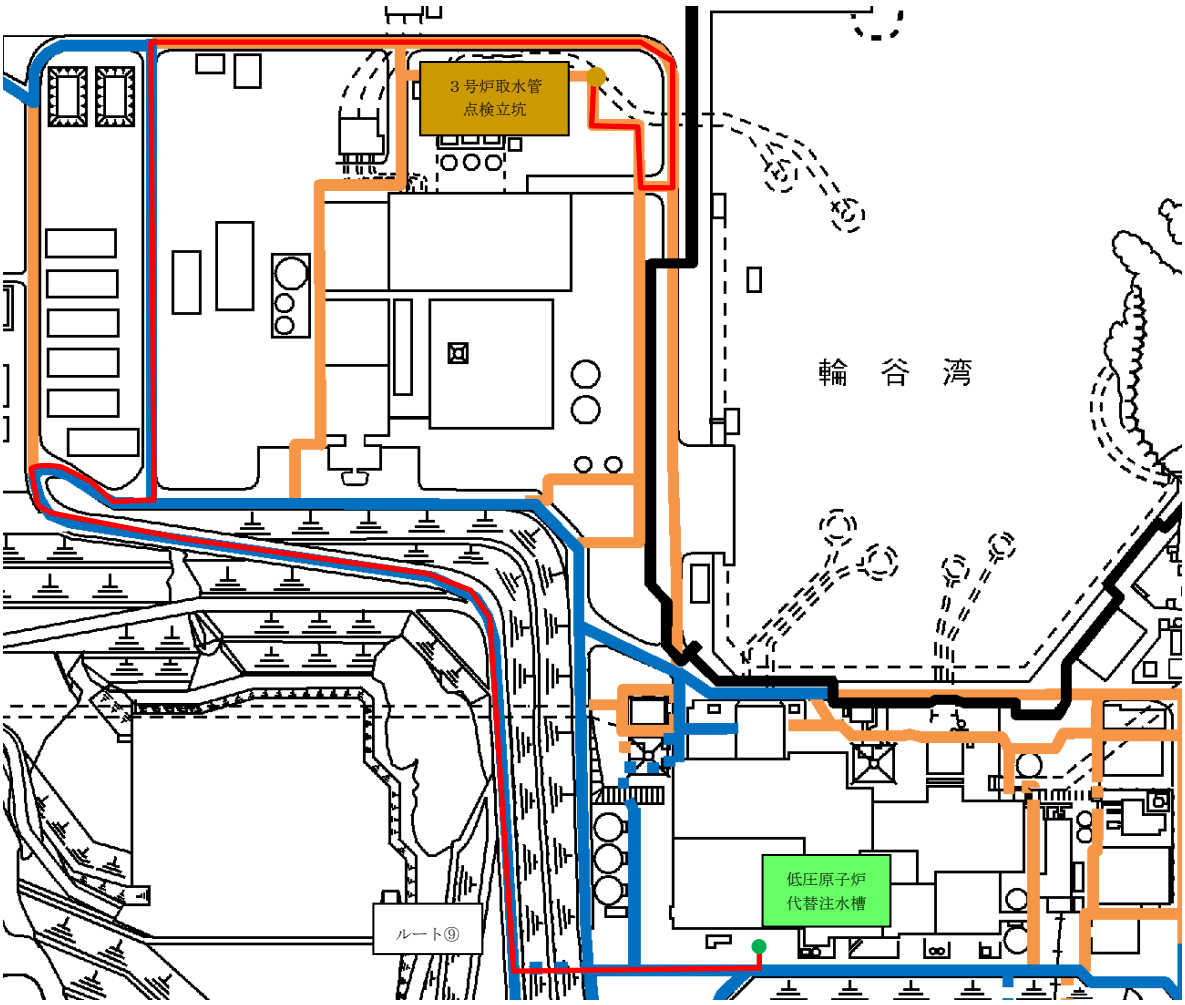
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート①	輪谷貯水槽（西１）及び 輪谷貯水槽（西２）	低圧原子炉代替 注水槽	726m	766m
――	ルート②	純水タンク （A），（B）		318m	355m
――	ルート③	１号ろ過水 タンク		483m	505m
――	ルート④	２号ろ過水 タンク		530m	555m



第４図　ホース敷設ルート（低圧原子炉代替注水槽への補給）（２／３）

第５表　ホース敷設距離（低圧原子炉代替注水槽への補給）（２／３）

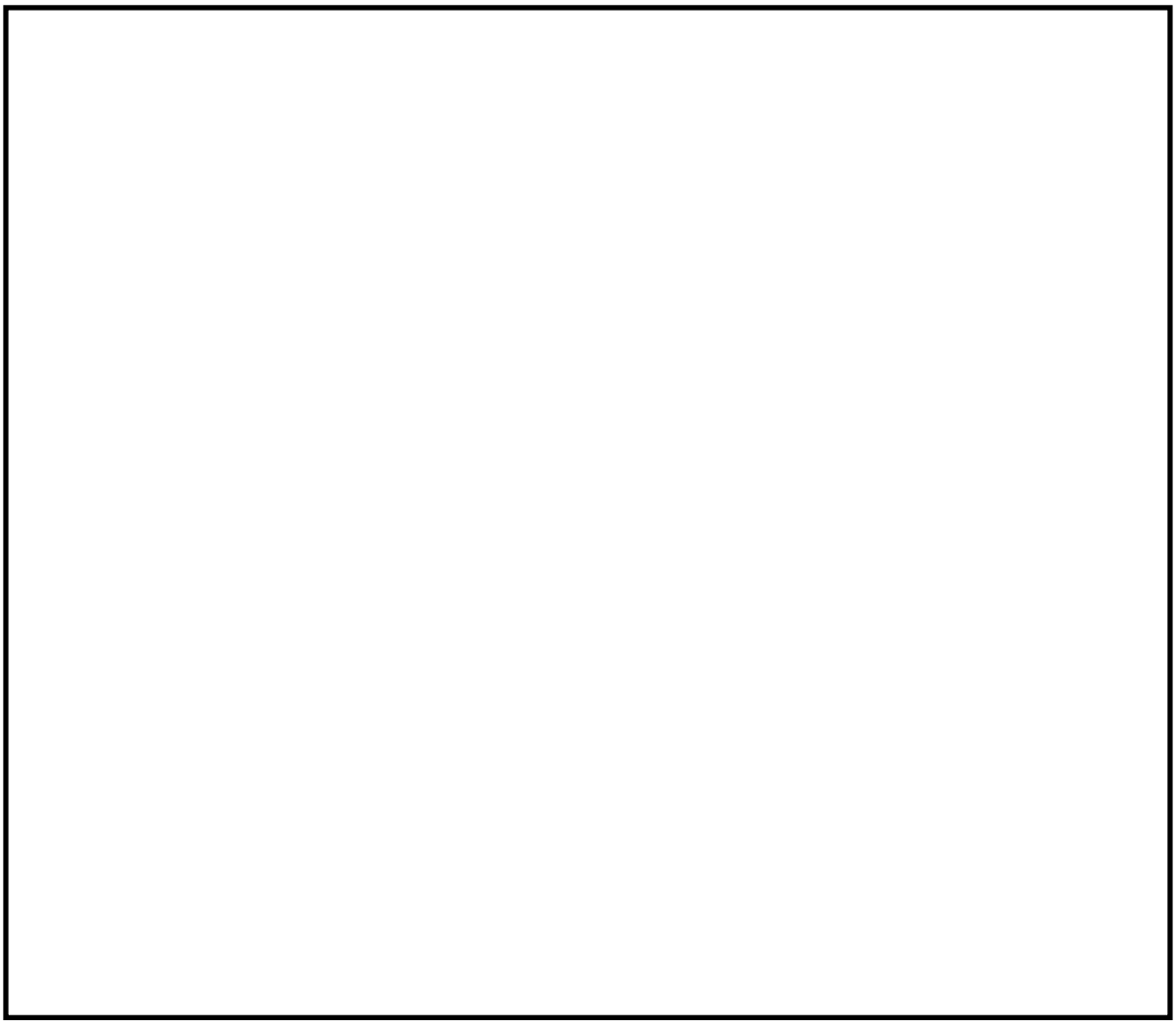
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート⑤	非常用 ろ過水タンク	低圧原子炉代替 注水槽	907m	915m
――	ルート⑥	非常用 取水設備		1,370m	1,381m
――	ルート⑦	２号炉放水槽		1,354m	1,381m
――	ルート⑧	荷揚場		1,452m	1,481m



第４図　ホース敷設ルート（低圧原子炉代替注水槽への補給）（３／３）

第５表　ホース敷設距離（低圧原子炉代替注水槽への補給）（３／３）

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート⑨	３号炉取水管 点検立坑	低圧原子炉代替 注水槽	1,694m	1,728m

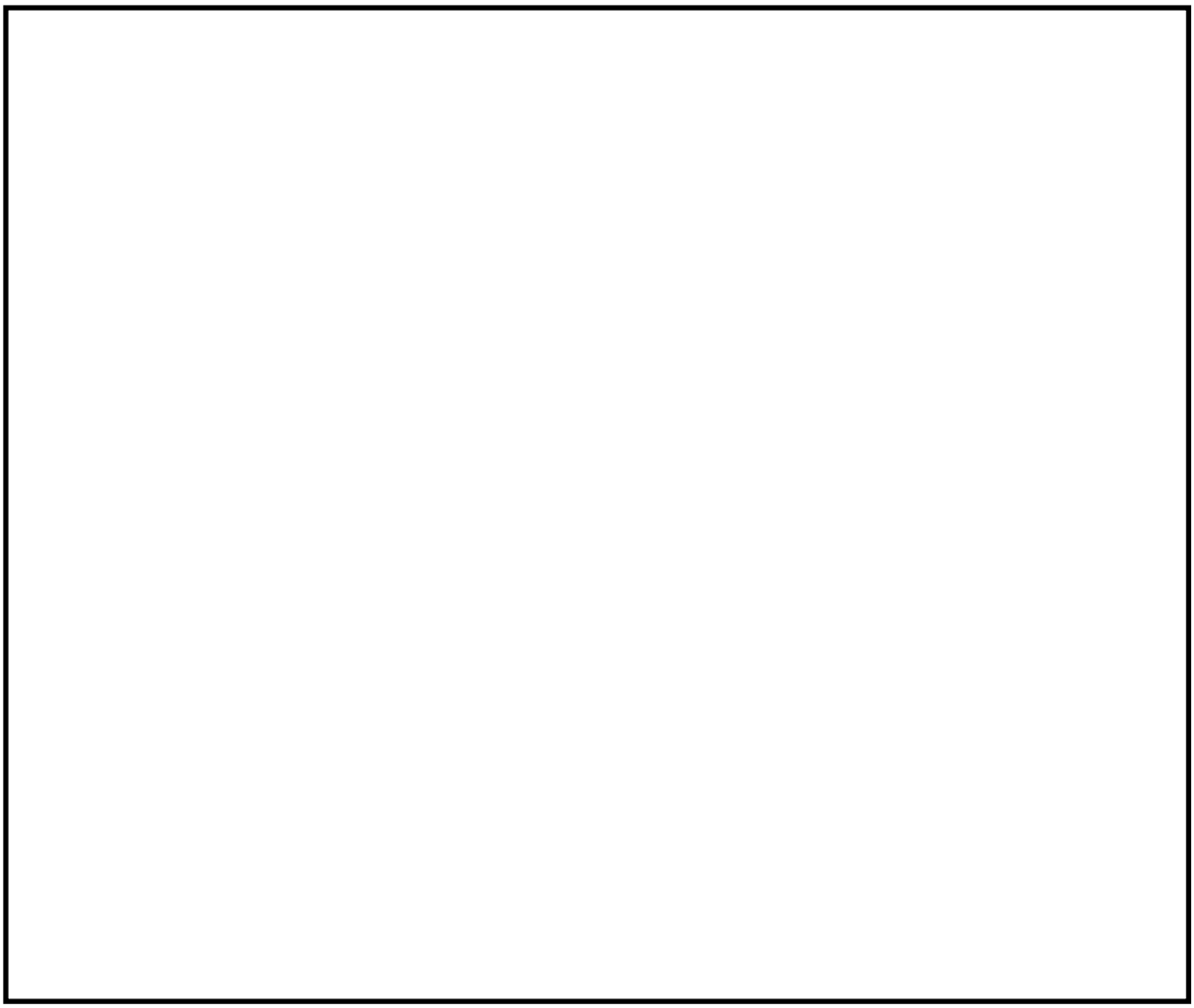


第５図　ホース敷設ルート（復水貯蔵タンクへの補給）（１／３）

第６表　ホース敷設距離（復水貯蔵タンクへの補給）（１／３）

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート①	輪谷貯水槽（西１）及び 輪谷貯水槽（西２）	復水貯蔵 タンク	712m	786m
――	ルート②	純水タンク （A），（B）		491m	535m
――	ルート③	１号ろ過水 タンク		655m	685m
――	ルート④	２号ろ過水 タンク		703m	735m

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。

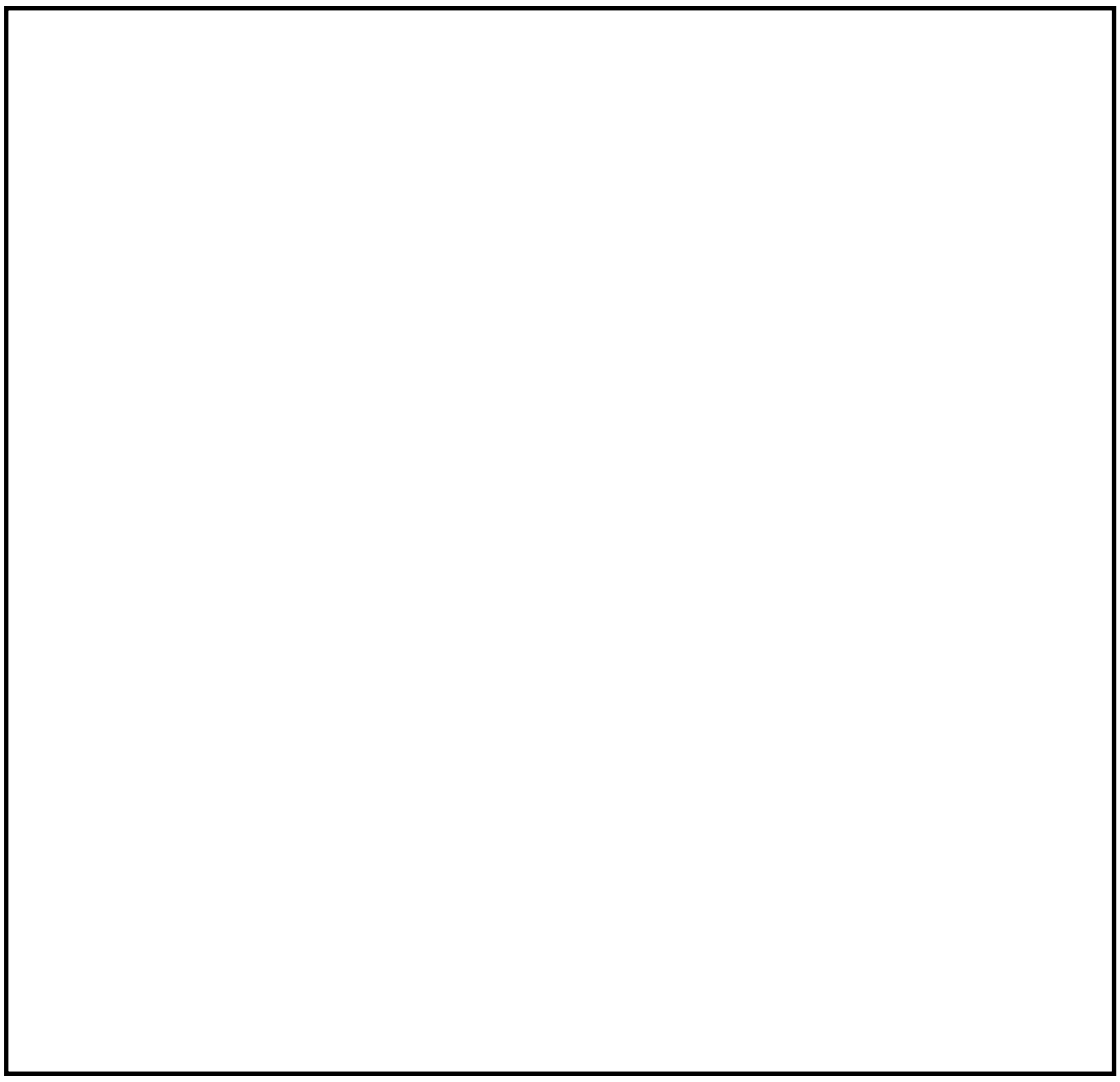


第５図　ホース敷設ルート（復水貯蔵タンクへの補給）（２／３）

第６表　ホース敷設距離（復水貯蔵タンクへの補給）（２／３）

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート⑤	非常用ろ過水タンク	復水貯蔵タンク	1,080m	1,085m
――	ルート⑥	非常用取水設備		1,332m	1,360m
――	ルート⑦	２号炉放水槽		1,316m	1,360m
――	ルート⑧	１号炉取水槽		1,697m	1,760m

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。

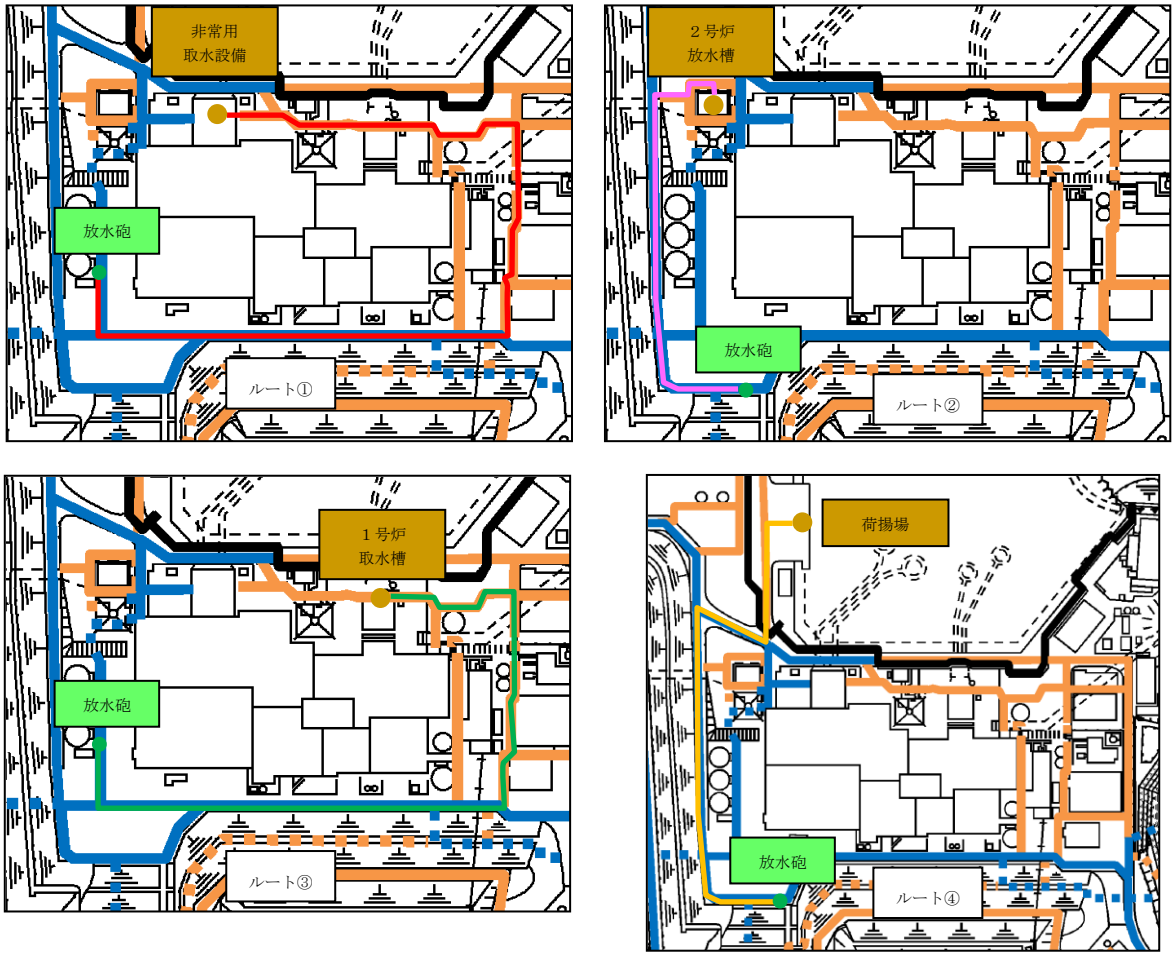


第５図　ホース敷設ルート（復水貯蔵タンクへの補給）（３／３）

第６表　ホース敷設距離（復水貯蔵タンクへの補給）（３／３）

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート⑨	荷揚場	復水貯蔵タンク	1,415m	1,460m
――	ルート⑩	３号炉取水管点検立坑		1,560m	1,590m

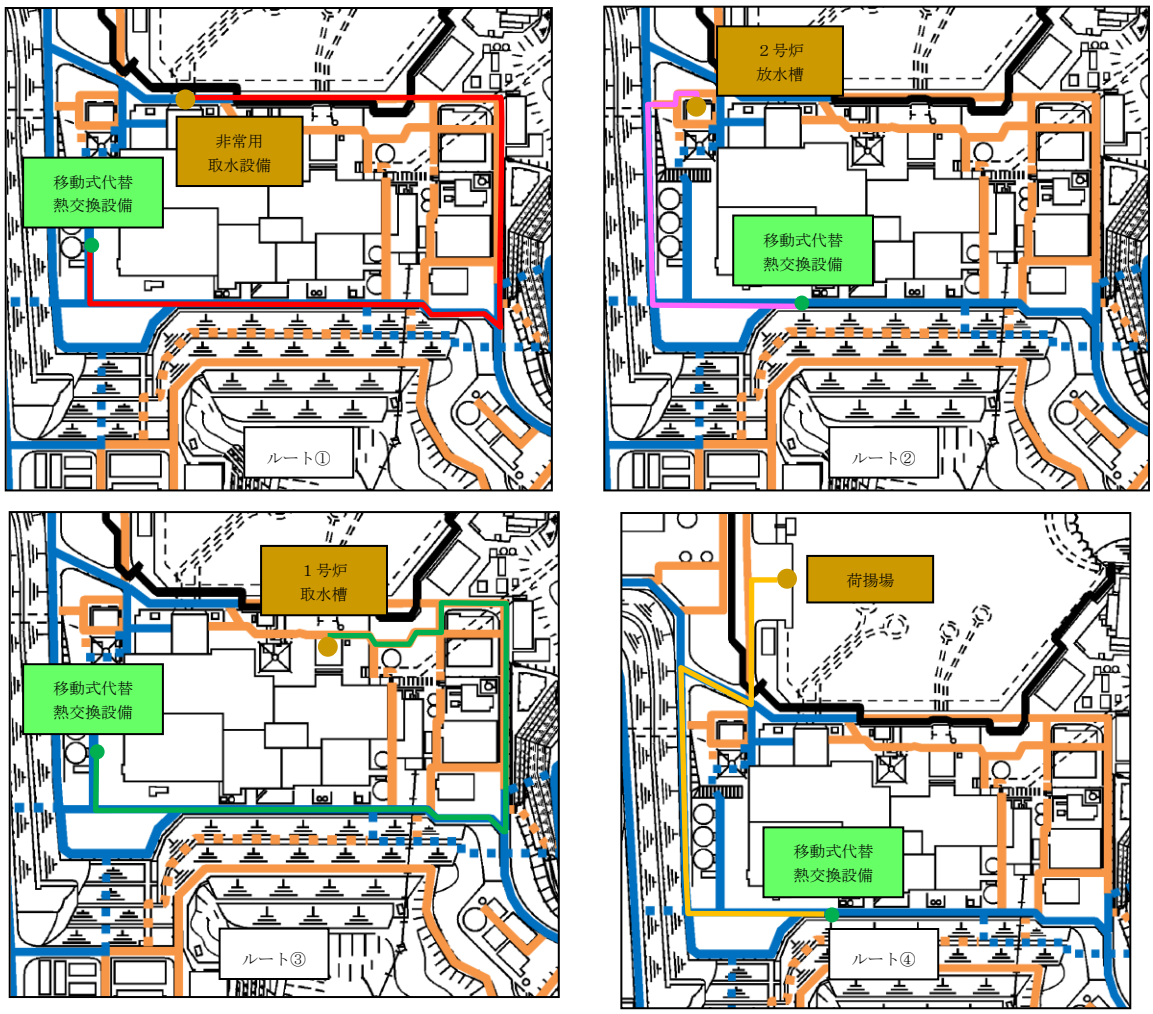
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第６図　ホース敷設ルート（放射性物質拡散抑制）

第７表　ホース敷設距離（放射性物質拡散抑制）

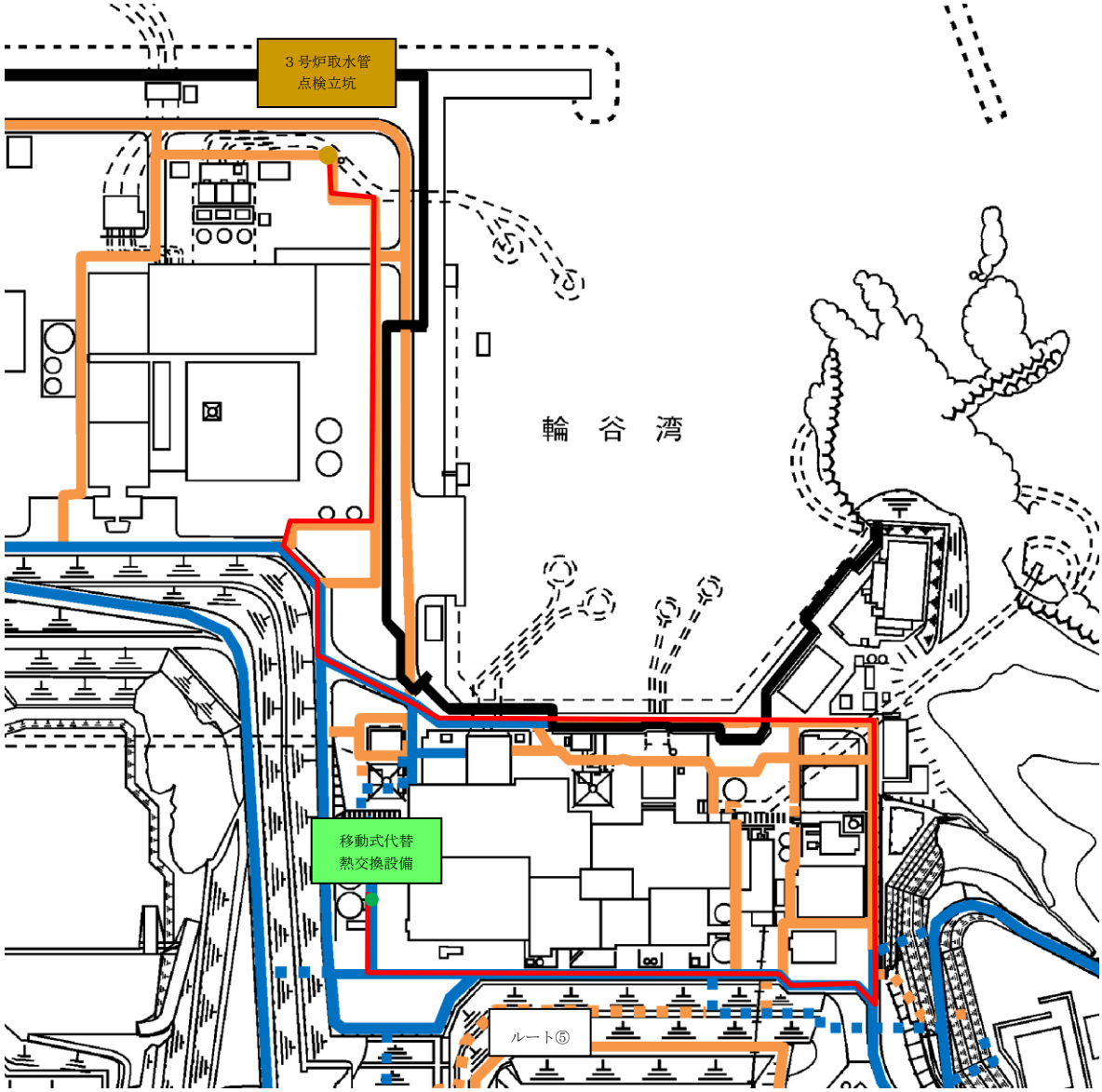
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
	ルート①	非常用取水設備	放水砲	747m	755m
	ルート②	２号炉放水槽		330m	355m
	ルート③	１号炉取水槽		643m	655m
	ルート④	荷揚場		545m	555m



第７図　ホース敷設ルート（最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送）
（１／２）

第８表　ホース敷設距離（最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送）（１／２）

凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート①	非常用取水設備	移動式代替 熱交換設備	908m	925m
――	ルート②	２号炉放水槽		388m	425m
――	ルート③	１号炉取水槽		815m	825m
――	ルート④	荷揚場		603m	625m



第７図　ホース敷設ルート（最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送）
（２／２）

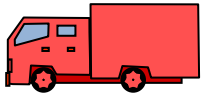
第８表　ホース敷設距離（最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送）（２／２）

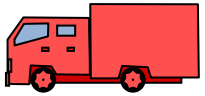
凡例	ルート	水源	送水先	敷設距離	必要長さ
――	ルート⑤	３号炉取水管 点検立坑	移動式代替 熱交換設備	1,529m	1,575m

第９表　ホースコンテナ及び展張車の配備イメージ

<table>
<tr><th>用途</th><th>ホース長さ</th><th>コンテナ数</th><th>展張車数</th><th colspan="2">配備イメージ</th></tr>
<tr><td rowspan="2">低圧代替注水及び水源補給</td><td rowspan="2">2,776m</td><td>－</td><td>中型ホース展張車（150A）
【ホース 950m】
１台</td><td>注水：766m</td><td>第２・第３保管エリアに同数配備

ホース展張車</td></tr>
<tr><td>－</td><td>大型ホース展張車（150A）
【ホース 1,050m】
２台</td><td>補給：2,010m</td><td>第１・第４保管エリアに同数配備

ホース展張車</td></tr>
<tr><td>放射性物質拡散抑制</td><td>755m</td><td>コンテナ１基
（820m／1 基）</td><td>大型ホース展張車（300A）
１台</td><td colspan="2">第４保管エリアに同数配備
 
ホース展張車

コンテナ</td></tr>
<tr><td>最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</td><td>1,575m</td><td>コンテナ２基
（820m／1 基）</td><td>大型ホース展張車（300A）
１台</td><td colspan="2">第１・第４保管エリアに同数配備
 
ホース展張車

コンテナ</td></tr>
</table>

補足（11）

地震時における屋外のアクセスルートへの放射線影響について

発電所内の構造物が地震により損壊することを想定した場合のアクセスルートへの放射線影響について検討した。

1. 損壊を想定する構造物

防波壁内側に設置される構造物のうち，耐震Ｓクラス（Ｓｓ機能維持含む。）の構造物※を除く全ての構造物が地震により損壊することを想定する。

※：別紙(28)第5表及び第6表の評価結果により耐震評価に基づき影響がないことを確認した構造物

2. 構造物損壊時の放射線影響

1.において損壊を想定する構造物のうち，放射性物質を内包する設備等を含む構造物（以下「構造物」という。）を以下に示す。構造物の配置を第1図に，構造物が地震により損壊した場合の放射線影響を第1表に示す。

・固体廃棄物貯蔵所Ｂ棟

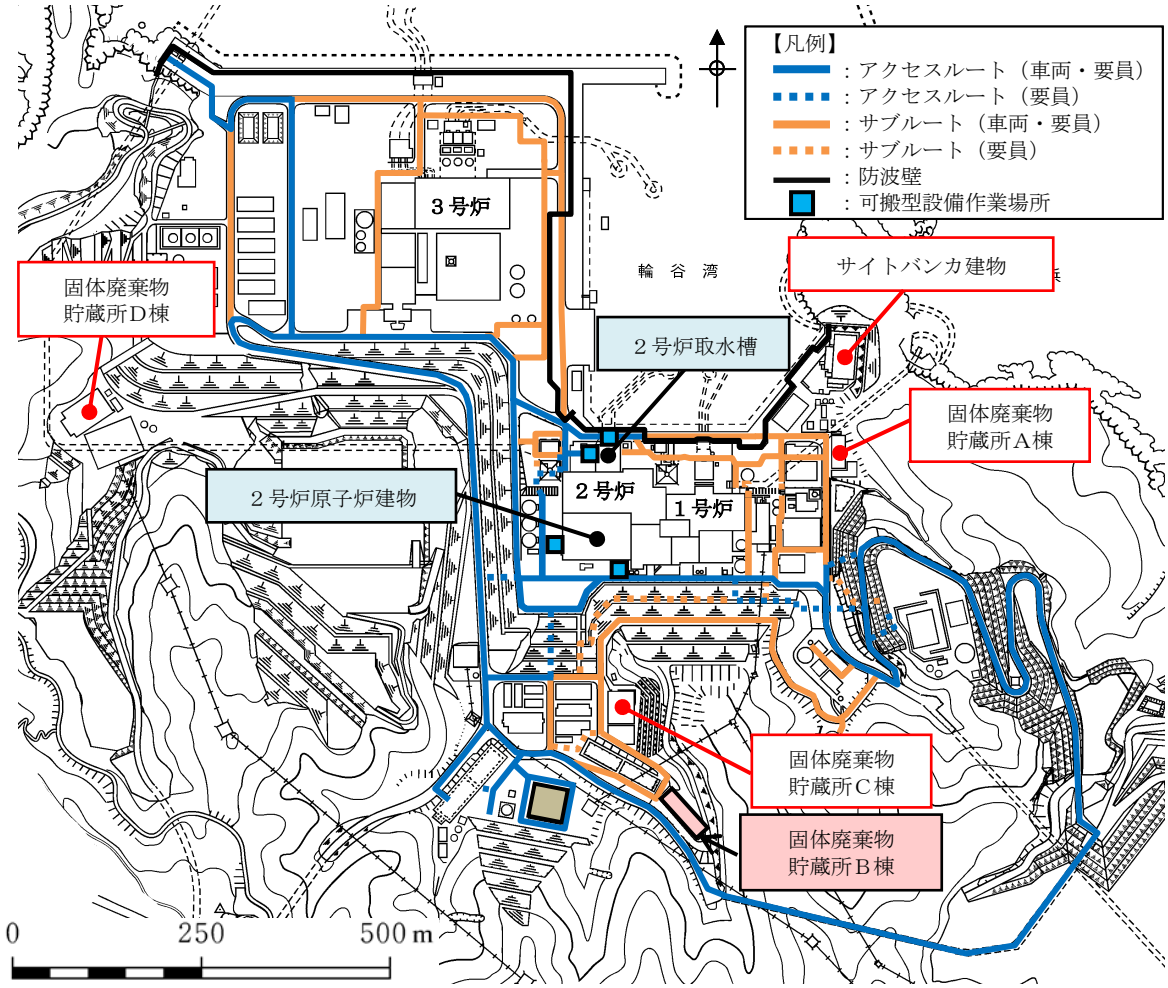
なお，上記に示す構造物の他に，サイトバンカ建物，固体廃棄物貯蔵所Ａ棟，固体廃棄物貯蔵所Ｃ棟，固体廃棄物貯蔵所Ｄ棟に線源となる設備があるが，各建物内にある線源からアクセスルートまでは十分に離れていることから，重大事故等対応に影響を及ぼすものではないと考えている。

3. アクセスルートへの放射線影響

2.に示した構造物が地震により損壊した場合のアクセスルートに対する放射線影響について検討した結果，重大事故等対応に影響を及ぼすものはないと考える。

(1) 重大事故等対応において，ポンプ設置作業を実施することにより，作業時間が比較的長くなる場所となる可搬型設備の作業場所（２号炉原子炉建物周辺，２号炉取水槽周辺）付近に構造物が設置されていない。

(2) 比較的線量率の高い構造物（固体廃棄物貯蔵所Ｂ棟）の周辺にアクセスルートが設定されているが，可搬型設備の通行時に一時的に通過する場所であり，長期間滞在することはないため，放射線影響は小さい。



第１図　地震による損壊を想定する放射性物質を内包する構造物

第１表　構造物損壊時の放射線影響

構造物名称	放射性物質を 内包する設備等	放射線影響 （構造物損壊時）
固体廃棄物貯蔵所Ｂ棟	ドラム缶※1	約 2mSv／h※2

※1：雑固体廃棄物（管理区域内の作業によって生じた金属や養生シート等の可燃雑物），セメントや溶融体等の固化された物，焼却炉で可燃物を燃やした後の灰等を保管

※2：ドラム缶表面

補足（12）

飛来物発生防止対策のうち固縛を解除する時間の考慮について

1. 飛来物発生防止対策のうち固縛の概要

可搬型設備は，外部事象防護対象施設及び外部事象防護対象施設に波及的影響を及ぼす施設に悪影響を及ぼす可能性のある飛来物源として，飛来物発生防止対策の選定フローに従い選定した対策手法により固縛を実施する。

第1図に島根原子力発電所２号炉の飛来物発生防止対策の選定フロー，第2図に飛来物発生防止対策の例を示す。

可搬型設備は，上記の選定フローに従い，固定，緊張固縛又は余長付き固縛のいずれかの対策手法により保管場所に固縛することとしている。

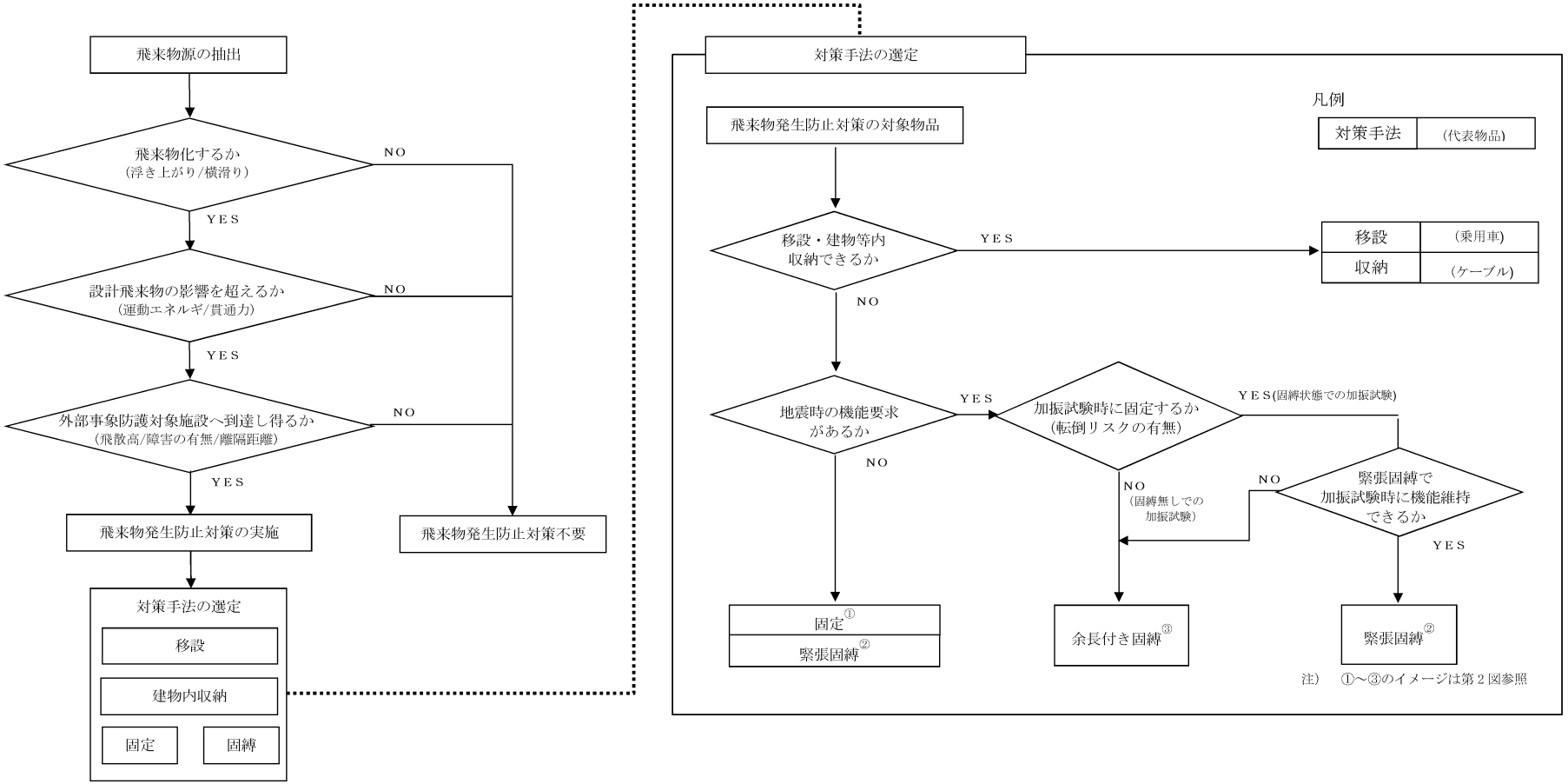
2. 固縛解除作業の想定時間

第1表に飛散物発生防止対策エリア内に位置する第３保管エリアにおける可搬型設備の出動準備に係る作業内容と作業時間を示す。

飛来物発生防止対策のうち固縛の解除は，重大事故等時における可搬型設備の出動準備約40分のうち，車両等出動前確認の約10分で行うことを想定する。

第1表　可搬型設備の出動準備作業時間と固縛解除作業の想定時間

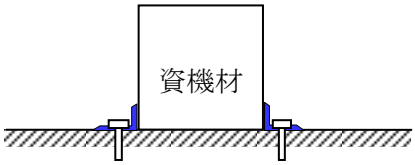
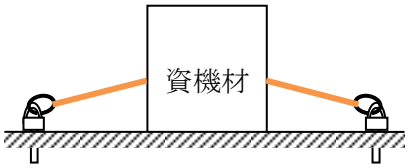
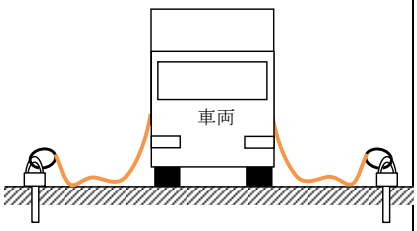
作業内容	作業時間	合計時間
緊急時対策所から保管場所までの移動（第３保管エリアの場合）	約 30 分	約 40 分
車両等出動前確認（可搬型設備の固縛解除を含む。）	約 10 分	



第1図　島根原子力発電所２号炉の飛来物発生防止対策の選定フロー

【飛来物発生防止（固定，固縛）の手法の例】

・飛来物発生防止対策のうち，固定及び固縛の手法の例を下図に示す。

手法	対策の概要図	
①固定		飛来物源に固定金具を取り付けて固定
②緊張固縛		飛来物源を連結材（ロープ）を用いて固縛
③余長付き固縛		飛来物源を連結材（ロープ）を用いて固縛【動き代がある】

第２図　飛来物発生防止対策の例

3.　固縛解除作業の想定時間の妥当性

車両等出動前確認の作業内容と固縛解除作業の想定時間の妥当性について以下に示す。

(1)　車両等出動前確認の作業内容等

飛散物発生防止対策エリア内に位置する第３保管エリアに保管する可搬型設備は，ホイールローダ，大量送水車，中型ホース展張車（150A），タンクローリ及び予備として保管する大型送水ポンプ車，移動式代替熱交換設備，高圧発電機車がある。その中で，重大事故等時の初動対応として出動が想定される可搬型設備は，アクセスルート確保に使用するホイールローダ，給水確保に使用する大量送水車及びその中型ホース展張車（150A），燃料補給に使用するタンクローリである。車両等出動前確認においては，これらの可搬

型設備について以下の作業を実施する。

ａ．可搬型設備の固縛解除及び輪留め取り外し

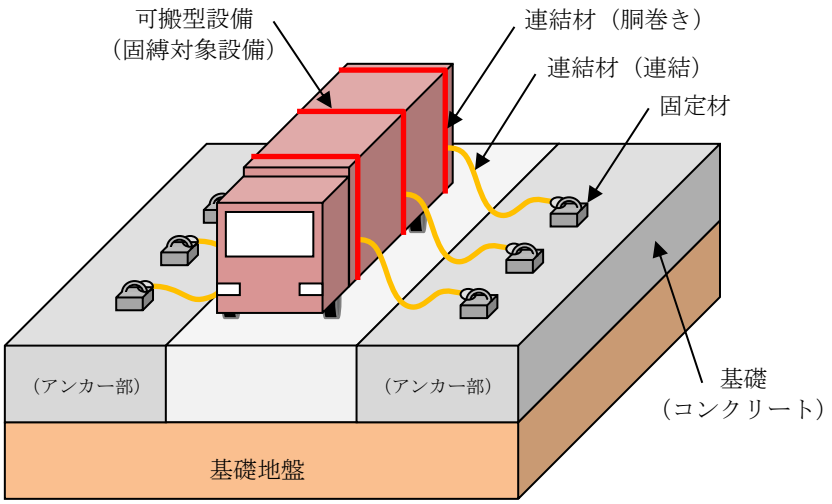
第3図に可搬型設備の固縛解除の概要，第2表に重大事故等時の初動対応において固縛解除する箇所数を示す。なお，ホイールローダは，飛散評価により飛来物とならないことから固縛不要である。

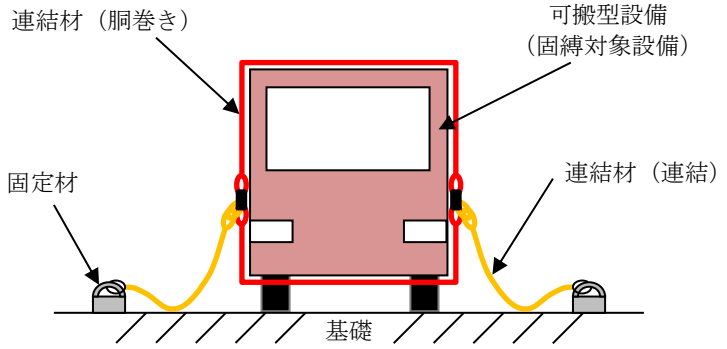
第2表に示す固縛箇所数に対して，固縛解除は２名１組で対応することとし，固縛箇所１箇所当たりの作業時間については，約１分と設定する。また，固縛解除に併せて輪止めの取り外しを行う。

第２表　重大事故等時の初動対応において固縛解除する箇所数※

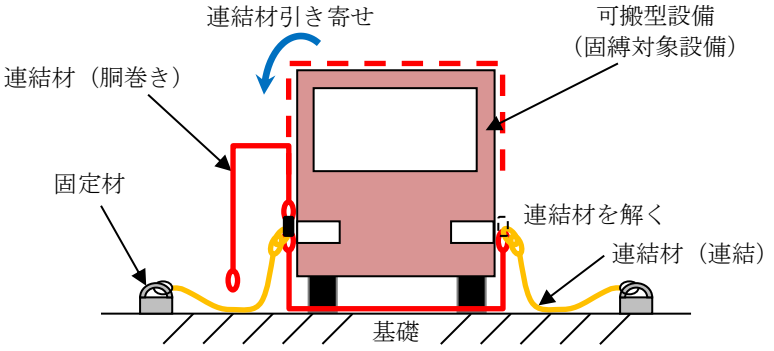
対象設備	台数（台）	固縛箇所数（箇所）	
		１台あたり	合計
中型ホース展張車（150A）	1	3	3
大量送水車	1	3	3
タンクローリ	1	3	3
初動対応で固縛解除する箇所数			9

※：第３保管エリアにおいて，初動対応として出動が想定される可搬型設備を対象とする。
また，固縛箇所数は今後の検討結果等により変更となる可能性があるが，作業時間に影響がない範囲で行う。





（固縛状態）



（固縛解除状態）

※：今後の検討結果等により変更となる可能性があるが，作業時間に影響がない範囲で行う。

第 3 図　可搬型設備の固縛解除の概要

ｂ．外観点検及びエンジン始動

外観点検及びエンジン始動は２名１組で対応することとし，徒歩による移動速度（４㎞／h）に余裕を考慮した時間として，可搬型設備１台当たり約１分と設定する。

(2)　固縛解除作業の想定時間の妥当性

重大事故等時の初動対応において，固縛対象となる可搬型設備の出動準備は緊急時対策要員９名で実施する。想定時間の妥当性確認に当たっては，保守的に以下の事項を考慮する。

・ホイールローダ，大量送水車，中型ホース展張車（150A）及びタンクローリの車両等出動前確認は，各２名で実施

上記を踏まえ，固縛解除を含む車両等出動前確認に要する時間について検討した結果，約４分で対応が可能であることより，固縛解除作業の想定時間は妥当であることを確認した。（第3表）

現実的には，妥当性確認において考慮していない緊急時対策要員１名の増員による対応も可能であることから，車両等出動前確認時間は短縮するものと考える。

第３表　車両等出動前確認に係る想定時間の妥当性

対象設備	作業内容	対象数※3	単位作業時間	対応要員※5	作業時間	
					作業	合計
ホイールローダ	固縛解除※1	０箇所	１分／箇所※4	１組	０分	１分※6
	外観点検※2	１台	１分／台		１分	
中型ホース展張車（150A）	固縛解除※1	３箇所	１分／箇所※4	１組	３分	４分※6
	外観点検※2	１台	１分／台		１分	
大量送水車	固縛解除※1	３箇所	１分／箇所※4	１組	３分	４分※6
	外観点検※2	１台	１分／台		１分	
タンクローリ	固縛解除※1	３箇所	１分／箇所※4	１組	３分	４分※6
	外観点検※2	１台	１分／台		１分	

※1：可搬型設備の固縛解除及び車輪止め外し
※2：外観点検及びエンジン始動
※3：各設備の固縛箇所数及び台数は第２表参照
※4：緊張固縛又は余長付き固縛を解除する時間
※5：対応要員１組２名で構成
※6：１組（２名）で対応するため，固縛解除後に外観点検を実施する場合の作業時間を記載

補足（13）

２号炉と同じ敷地内で実施する工事における資機材，廃材等による屋外のアクセスルートへの影響

２号炉と同じ敷地内で実施する工事における資機材，廃材等によるアクセスルートへの影響について，以下のとおり確認した。

1.　影響評価

(1)　想定事象と２号炉重大事故等対応に影響を与える可能性

２号炉と同じ敷地内において，第３系統直流電源設備設置工事，１号炉の廃止措置作業等（以下「第３系統直流電源設備設置工事等」という。）を行っている。

第３系統直流電源設備設置工事等が２号炉重大事故等対応に影響を与える可能性を検討した結果を第１表及び第１図に示す。

(2)　作業環境を踏まえた対策の実施

第３系統直流電源設備設置工事等に用いる資機材(クレーン,ユニック車,トラック等）は，容易に転倒しないように設置し，また，資機材，廃材（鉄骨等）等が荷崩れしないように固縛する。仮に，資機材，廃材等が転倒又は荷崩れした場合でも，屋外の重大事故等対処設備を損壊させない位置及びアクセスルートに必要な通行幅３ｍを確保できる位置に配置する。特に，クレーンについては，作業により一時的にアームを伸ばした状態で転倒した場合にアクセスルートとして必要な通行幅３ｍを確保できない場合は，複数のアクセスルートのうち通行可能なルートを使用する。

また，第３系統直流電源設備設置工事等に用いる資機材及び廃材は，２号炉と同様の管理を行い，設計飛来物の影響を超えることのないように飛来物発生防止対策を実施する。

さらに，竜巻の襲来が予想される場合には，速やかに作業を中断するとともに，建物搬入口の閉止，クレーン等の作業車両については退避，固縛等の必要な措置を講じる。

なお，第３系統直流電源設備設置工事等の実施に伴い，掘削等の作業により複数のアクセスルートを確保できない場合には，アクセスルートを確保するため，耐震性を有する構台等を設置する。

(3)　運用対策の実施

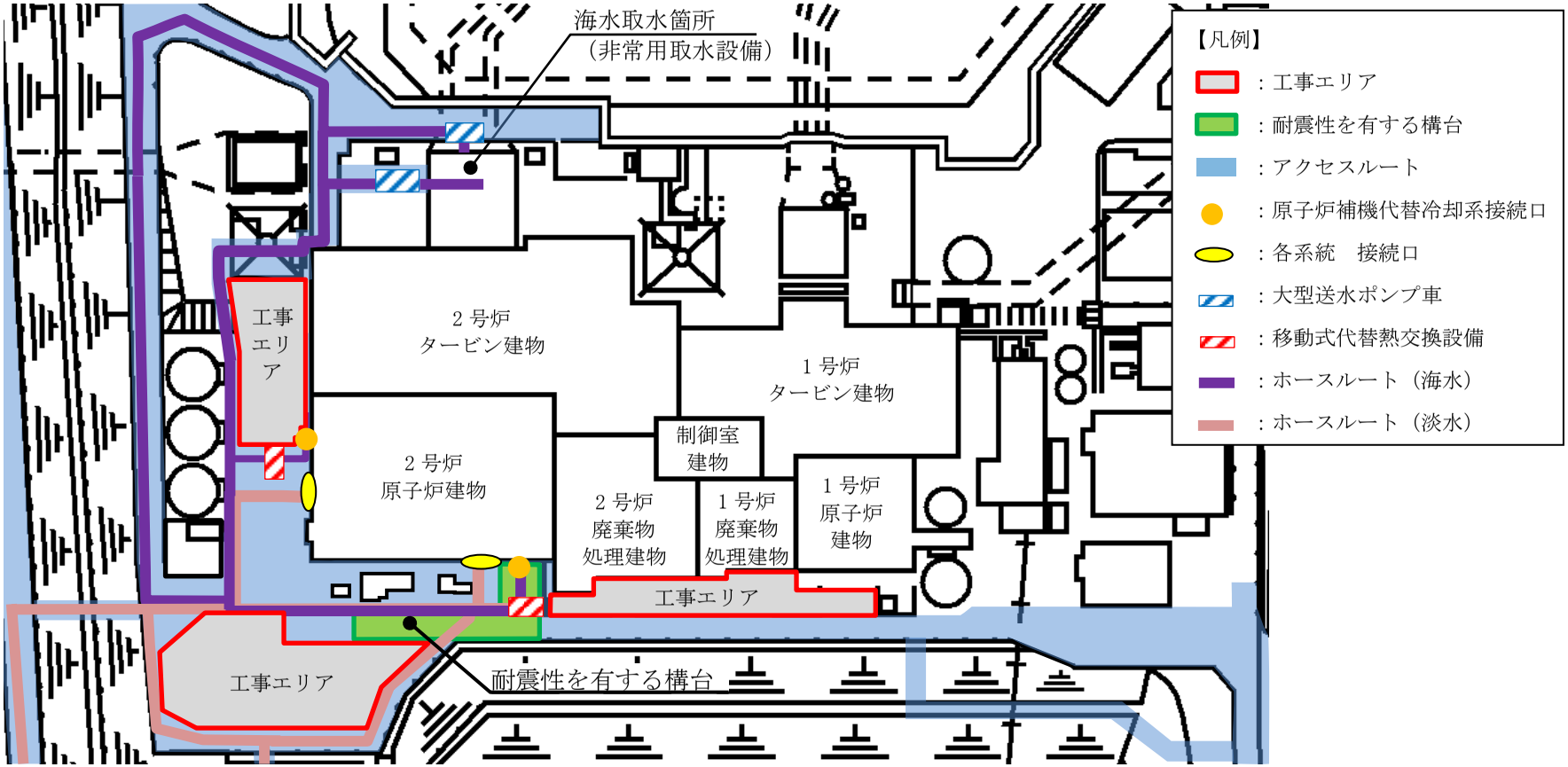
２号炉重大事故等対応に影響を与えないためには，上記 1.(2)に記載した第３系統直流電源設備設置工事等で使用する資機材又は発生する廃材に対する運用管理が必要である。これらの運用管理については，確実に実施するために手順として原子炉施設保安規定に規定し,ＱＭＳ規程に基づき実施する。

2.　評価結果

上記1.より，２号炉と同じ敷地内で実施する工事における資機材，廃材等が，２号炉重大事故等の対応に影響を与えないことを確認した。

第１表　第３系統直流電源設備設置工事等における資機材，廃材等に関する想定事象と可能性のある影響

影響評価項目			想定事象	可能性のある影響
作業環境	物的影響	損壊 流出物	・第３系統直流電源設備設置工事等に用いる資機材（クレーン等）の転倒又は資機材及び廃材（鉄骨等）の荷崩れ ・竜巻による第３系統直流電源設備設置工事等で使用する資機材，発生する廃材等の転倒，荷崩れ，飛来	・屋外の２号炉重大事故等対処設備が損傷又はアクセスルートが通行不可となる。



第 1 図　島根原子力発電所 1 号炉，2 号炉等の位置関係及び工事エリア

補足（14）

アクセスルートの用語の定義

アクセスルートの用語の定義を以下に整理する。整理結果を第1表に示す。

1. 屋外アクセスルート

屋外アクセスルートは，緊急時対策所及び可搬型設備の保管場所から設置場所及び接続場所までのルートであり，「アクセスルート」と「サブルート」で定義する。

2. 屋内アクセスルート

屋内アクセスルートは，外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建物内における各設備の操作場所までのルートであり，「アクセスルート」と「迂回路」で定義する。

第1表　アクセスルートの用語の定義

場所	大分類	小分類	概要説明
屋外	屋外アクセスルート	アクセスルート	・地震及び地震に随伴する津波を考慮しても使用が可能である。 ・有効性評価及び技術的能力手順において時間評価に用いた経路とする。
		サブルート	・地震及び津波時に期待しないルート。 ・地震，津波その他の自然現象の影響評価対象外とする。
屋内	屋内アクセスルート	アクセスルート	・地震，地震随伴火災及び地震随伴内部溢水の影響を受けない。 ・有効性評価及び技術的能力手順において時間評価に用いた経路とする。
		迂回路	・地震，地震随伴火災及び地震随伴内部溢水の影響を受けない。 ・転倒した常置品及び仮置資機材の人力による排除や乗り越え等により通行が可能である。 ・アクセスルートを使用できない場合に使用可能な経路。

補足（15）

迂回路における人力による仮置資機材の排除の考え方について

屋内の迂回路における人力による仮置資機材の排除の考え方，仮置資機材の軽量物や重量物の選定及び仮置資機材の設置に関する運用について整理し，アクセス性を確保するとともに，運用を社内規程に定める。

1. 迂回路における人力による排除可能な重量

屋内の迂回路における仮置資機材の排除の考え方について，人力（２名）で排除可能な軽量物（40kg 以下）と排除できない重量物（40kg 超過）を定義し社内規程に定める。

また，転倒時において通行可能な迂回路幅が確保できないかつ，乗り越え（高さ 40cm 程度※1）ができない仮置資機材のうち重量物は迂回路周辺に置かないことを社内規程に定める。

※１：「建築基準法施行令」第二十三条（階段及びその踊場の幅並びに階段の蹴上げ及び踏面の寸法）を参考に２段分の段差を設定。

【考え方】第１項（四）：蹴上げ（高さ）寸法 22cm／段×２段≒40cm

第１表　仮置資機材の重量目安

仮置資機材 種別	仮置資機材 重量目安	考え方
軽量物	40kg※2以下	人力（２名）で排除が可能な仮置資機材
重量物	40kg 超過	軽量物を超える重量の仮置資機材であり，人力（２名）による排除ができない仮置資機材

※２：厚生労働省公表の「職場における腰痛予防対策指針」（平成 25 年 6 月 18 日）を参考に設定。

【考え方】腰痛予防の目安とされている基準が 18 歳以上の男子労働者の場合は体重のおおむね 40%以下である。また，「厚生統計要覧」（平成 30 年度　厚生労働省公表）によると 18 歳以上の男性の平均体重が 60kg 程度であることから，人力により排除可能な重量は２名作業を想定し，60kg×40%×2 名≒40kg 以下と設定する。

補足（16）

保管場所内の可搬型設備配置について

1. 可搬型設備の配置の考え方

各保管エリア内の可搬型設備の配置は，以下事項を満足した必要な離隔距離を確保する設計とすることから，隣接する可搬型設備及びアクセスルートに影響を与えることはない。

・車両の地震による転倒防止及び加振試験による変位量を考慮した離隔距離の確保※1
・竜巻による飛散防止を考慮した固縛※2
・車両火災による他の車両への影響を想定した離隔距離（3.0m以上）の確保※3
・保管場所の敷地境界から3.0m以上の空地の確保※4

また，可搬型設備は，作業性及び車両の動線を考慮し，手順毎に設備をまとめて配置する設計とすることから，搬出に支障となることはない。また，車両移動を考慮した通行幅は，アクセスルートに必要な通行幅（3.0m以上※5）を確保し，他の可搬型設備と干渉しない設計とすることから，搬出に支障はない。

保管エリア毎の可搬型設備の配置を第1～5図に示す。

※1：車両同士の離隔距離は，隣り合う設備の変位量（加振試験にて確認した変位量であり，第１，３，４保管エリアの最大値は約1.5m，第２保管エリアの最大値は約1.8m）の合算値以上とする。
なお，車両と構造物（遮蔽壁，コンテナ等）間は，構造物は移動しない（コンテナはボルト固定，免震重要棟は最大変位量を考慮）ことから，車両の変位量以上の離隔距離を確保する。

※2：飛来物発生防止対策エリア内のみを対象とする。

※3：「設置許可基準規則」第六条（外部火災）における評価。保管場所において，車両（可搬型設備）の火災が起こったとしても周囲の車両に影響を及ぼさないことを評価。具体的には，燃料積載量の大きい大型送水ポンプ車（エンジン用燃料タンク）の火災により熱容量の最も小さいタンクローリ（走行用燃料タンク）が受熱する際に，軽油の温度が許容限界温度となる危険距離を求める。
その結果，危険距離は2.2mとなり，可搬型設備間の離隔距離を3.0m以上取ることにより，影響を及ぼすことはないと評価できる。

※4：可搬型設備には危険物である燃料油や可燃物を含むものがあることから，その保管場所については，「危険物の規則に関する政令」で要求される空地のない対象設備は，同令「屋外タンク貯蔵所」とみなし，同令第十一条第一項第二号で要求される空地の幅を参考にして，保管場所の敷地境界か

ら3.0m以上の空地を確保する。

※5：可搬型設備のうち最大車両幅を有する大型送水ポンプ車の車両幅（約2.5m）及び使用するホースのうち最大サイズの300A ホース１本敷設の幅（約0.4m）を考慮し，設定する。なお，その他のサイズのホース使用時も１本敷設で使用する。

2. 第１保管エリア

・各可搬型設備は，必要な離隔距離を確保したうえで，作業性を考慮して手順毎に使用する設備をまとめて配置する。また，同一手順で使用する可搬型設備同士を必要に応じて縦列配置にする設計とする。

・緊急時対策所関連設備（緊急時対策所用発電機，緊急時対策所正圧化装置（空気ボンベ），緊急時対策所空気浄化送風機，緊急時対策所空気浄化フィルタユニット）は，配置場所にて使用するため移動することはない。

・第１保管エリア内の通路のうち最も狭い免震重要棟遮蔽壁と緊急時対策所間等においても通路幅は約４mあり，可搬型設備のうち最大幅の大型送水ポンプ車の車両幅（約2.5m）を考慮しても，通行に支障はない。

・第１保管エリア内の最小離隔距離は，免震重要棟遮蔽壁と化学消防自動車等間の1.5mであり，地震による変位量を考慮し，互いに干渉しない設計とする。

・一部に埋戻部が存在することから，詳細設計段階において決定する地下水位が埋戻部下端以浅となる場合，噴砂による不陸の影響の評価を実施し，不陸の発生が想定される場合は，あらかじめ路盤補強等の対策を行う。

3. 第２保管エリア

・代替淡水源である輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）の上部に，淡水送水手順に使用する大量送水車，中型ホース展張車（150A），可搬型ストレーナを，必要な離隔距離を確保した上で，縦列配置する設計とする。

・中型ホース展張車（150A）は，出入口近傍に配置し，搬出する際に，大量送水車と干渉しない設計とする。

・第２保管エリア内の最小離隔距離は，可搬型ストレーナ間の5.6mであり，互いに干渉しない設計とする。

4. 第３保管エリア

・可搬型設備毎に，コンクリート基礎を設置し，それぞれ出入口を確保したうえで，他可搬型設備と干渉しない設計とする。
なお，コンクリート基礎は，地震時における各可搬型設備の変位量を考慮した十分な広さを確保し，コンクリート基礎から落下しない設計とする。また，可搬型設備同士は必要な離隔距離を確保する。

・第３保管エリア内の最小離隔距離は，可搬型ストレーナ間の2.5mであり，互いに干渉しない設計とする。

5. 第４保管エリア

・各可搬型設備は，必要な離隔距離を確保したうえで，手順毎に使用する設備をまとめて配置する。また，同一手順で使用する可搬型設備同士を必要に応じて縦列配置にする設計とする。

・重大事故等時に，優先的に使用する可搬型設備は，出入口付近に配置する設計とする。

・埋戻土上には，可搬型重大事故等対処設備（α及び予備を除く。）は配置しない。

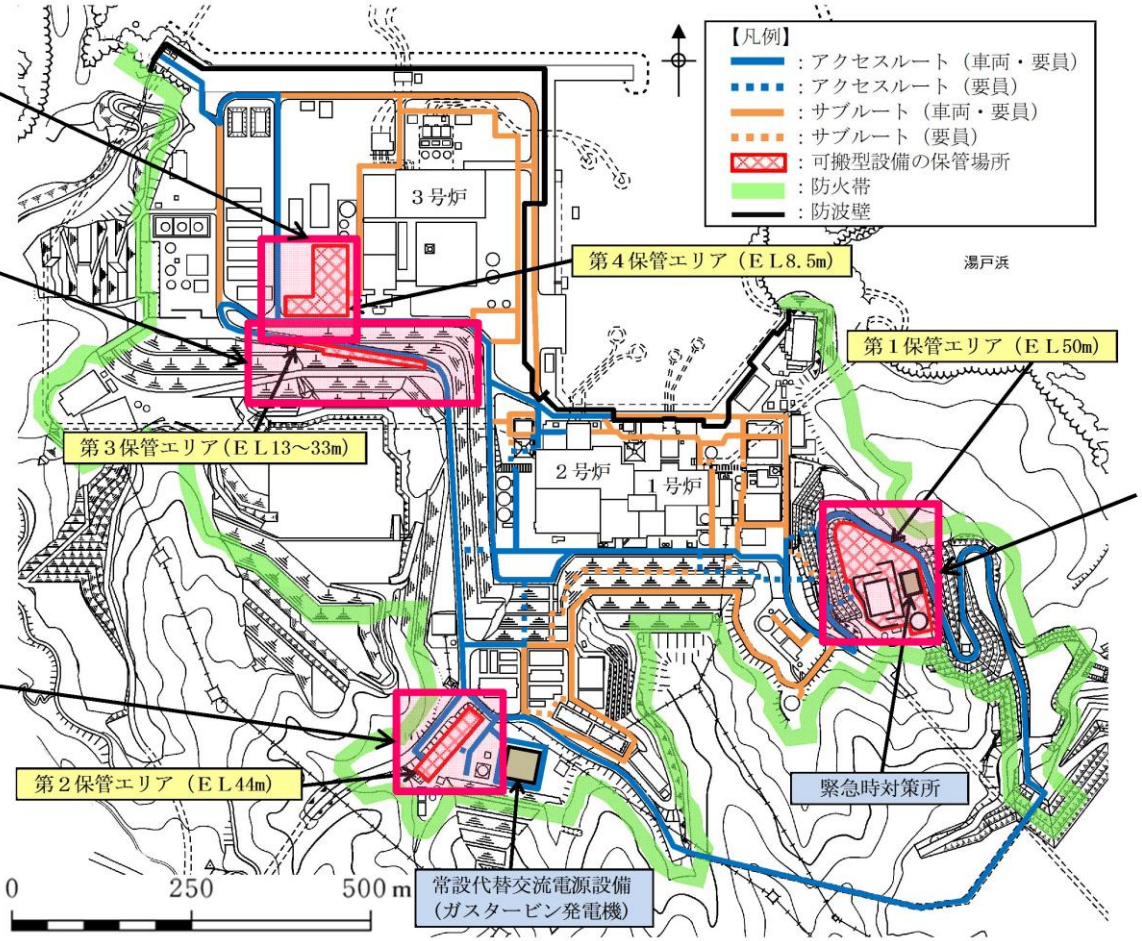
・第４保管エリア内の最小離隔距離は，大型送水ポンプ車と大型ホース展張車（300A）間等の 3.0m であり，地震による変位量を考慮し，互いに干渉しない設計とする。

・可搬型設備（α及び予備を除く。）は，切土地盤（岩盤）上に保管し，通行範囲の埋戻土はあらかじめコンクリート置換等の対策を実施することから，噴砂による不陸の影響はない。

第５図
第４保管エリア
配置図

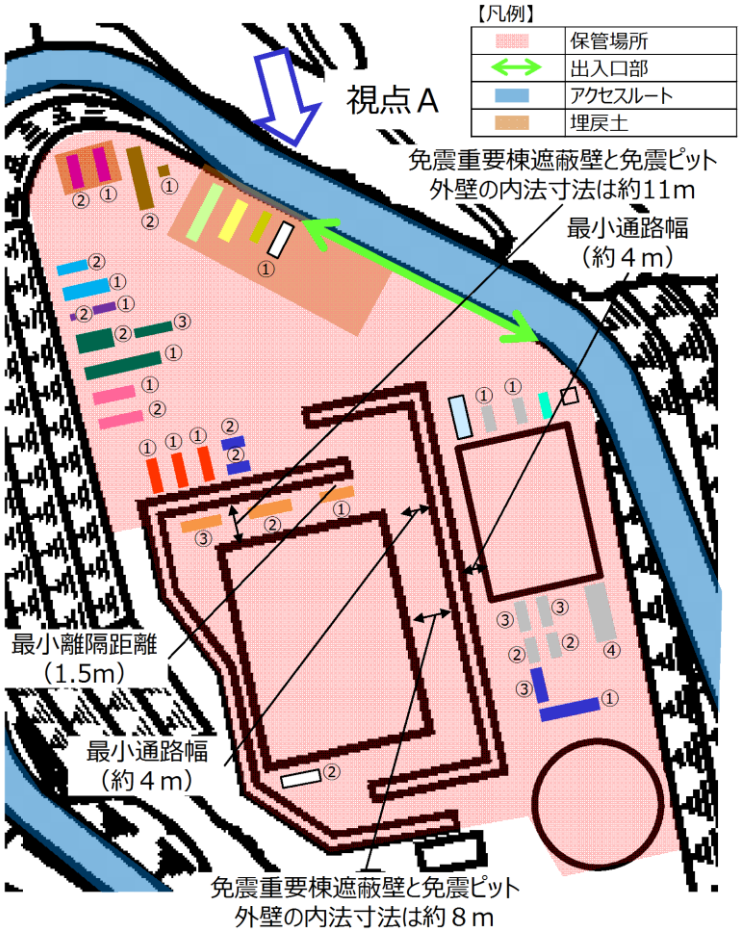
第４図
第３保管エリア
配置図

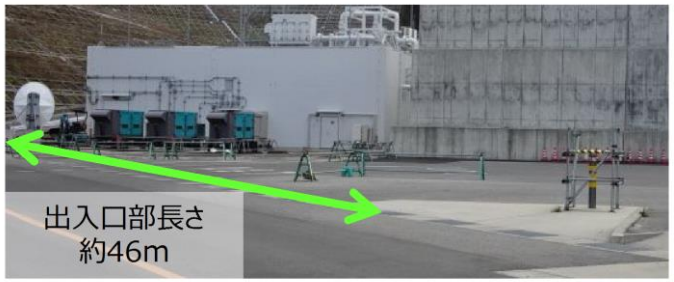
第３図
第２保管エリア
配置図



第２図
第１保管エリア
配置図

第1図　保管場所及び屋外アクセスルート図





視点Ａ

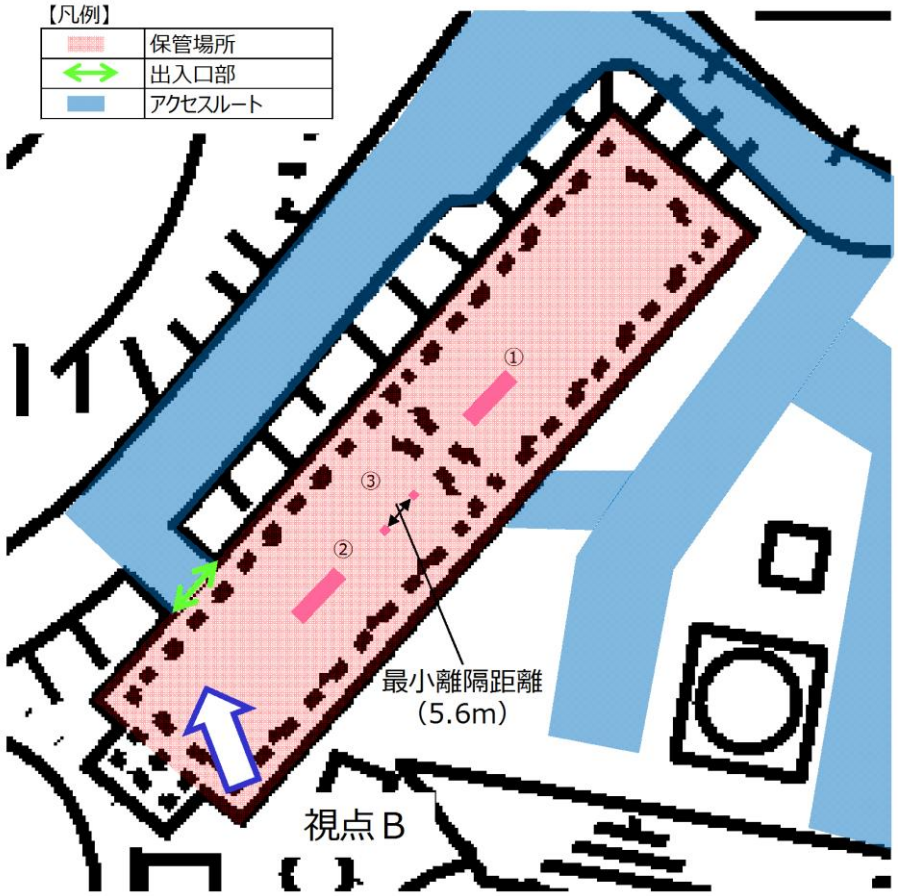
【凡例】

	・第1ベントフィルタ出口水素濃度※5
	①高圧発電機車※1
	①移動式代替熱交換設備※1 ②250Aホース※1,5 ③ホース運搬車※4
	①大型送水ポンプ車※1 ②300Aホース※1,5 ③大型ホース展張車（300A）※4
	・可搬式窒素供給装置※5
	①シルトフェンス※1,5 ②放射性物質吸着材※5
	①原子炉補機海水ポンプ電動機※3 ②ラフタークレーン※3
	・小型船舶※5
	・ホイールローダ※1
	・タンクローリ※1
	①放水砲※5 ②泡消火薬剤容器※5
	①直流給電車（115V）※2 ②直流給電車（230V）※2
	①大量送水車※1 ②大型ホース展張車（150A）※4及び 150Aホース※1
	①可搬式モニタリング・ポスト※1,5 ②可搬式気象観測装置※1
	①緊急時対策所用発電機※1 ②緊急時対策所空気浄化送風機※1,5 ③緊急時対策所空気浄化フィルタユニット※1,5 ④緊急時対策所正圧化装置（空気ボンベ）※1,5
	①化学消防自動車※2 ②泡消火薬剤運搬車※2及び 泡消火薬剤容器※2 ③小型動力ポンプ付水槽車及び小型放水砲※2

※1：重大事故等対処設備　※2：自主対策設備　※3：予備品
※4：資機材　※5：α又は予備

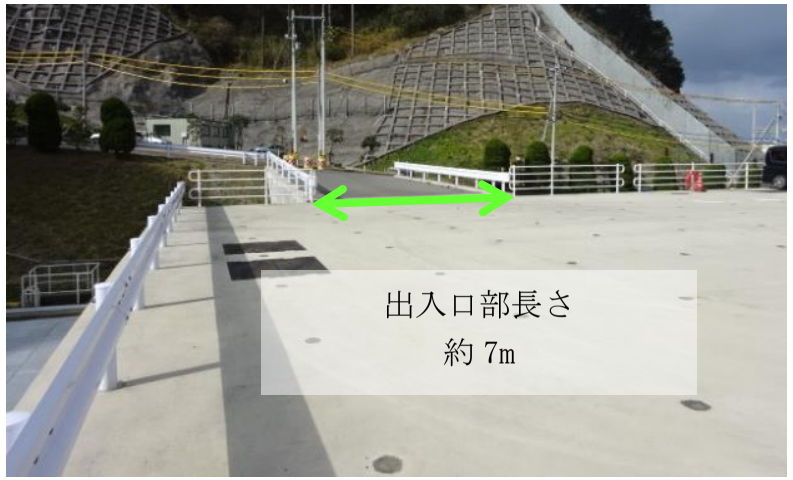
※　各設備の保管場所については，今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

第2図　第１保管エリア　配置図



【凡例】
：①大量送水車※1
②中型ホース展張車（150A）※2及び
100A,150Aホース※1
③可搬型ストレーナ※1

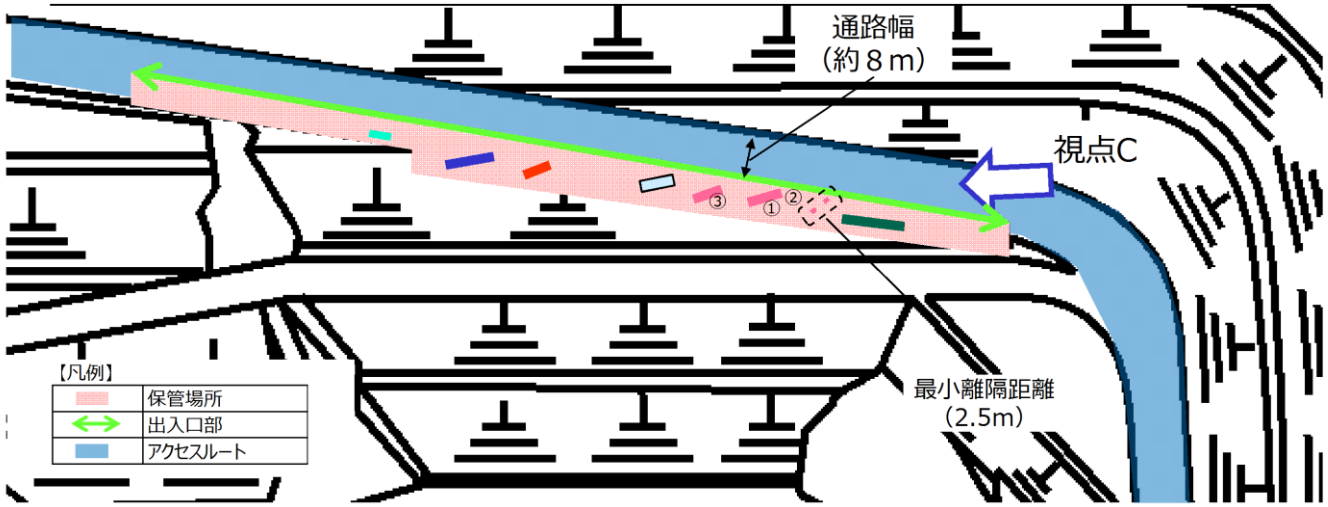
※1：重大事故等対処設備
※2：資機材



視点Ｂ

※　各設備の保管場所については，今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

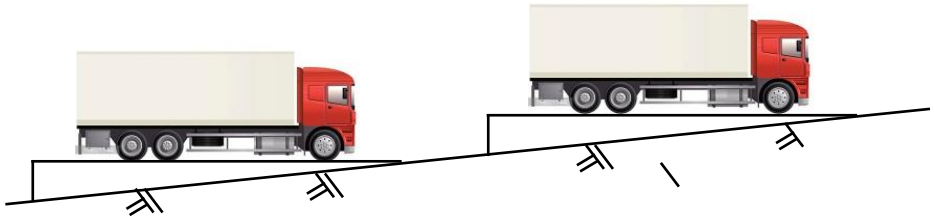
第3図　第２保管エリア　配置図



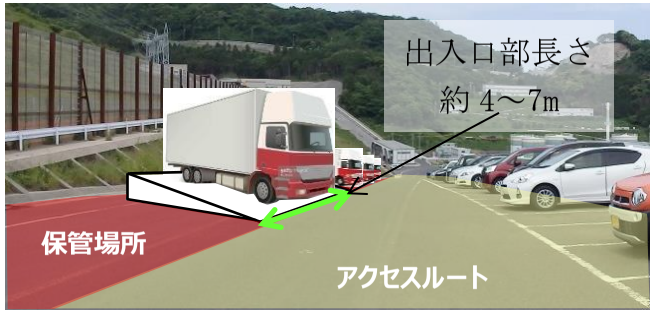
【凡例】
- ：高圧発電機車※3
- ：移動式代替熱交換設備※3
- ：大型送水ポンプ車※3
- ：タンクローリ※1
- ：ホイールローダ※1
- ：①大量送水車※1
  ②可搬型ストレーナ※1
  ③中型ホース展張車
  （150A）※2及び
  100A,150Aホース※1

※1：重大事故等対処設備
※2：資機材
※3：α又は予備

※：各設備の保管場所については，今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

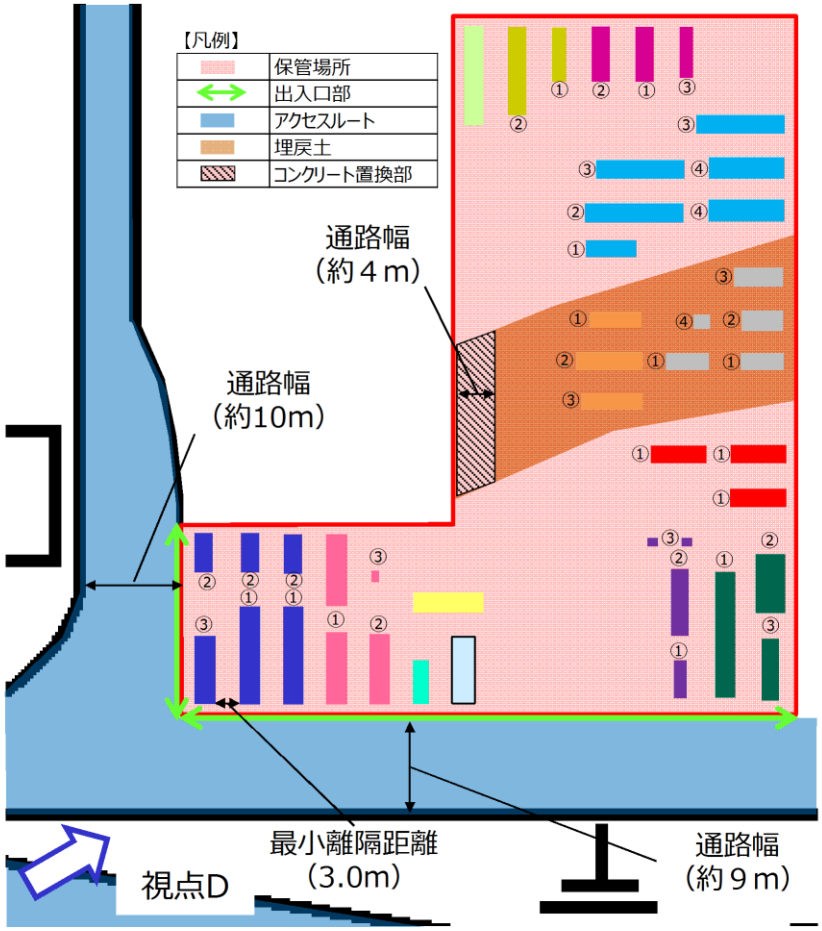


断面図イメージ



視点Ｃ

第4図　第３保管エリア　配置図



【凡例】

	・第1ベントフィルタ出口水素濃度※1		①放水砲※1 ②泡消火薬剤運搬車※3及び泡消火薬剤容器※1 ③泡消火薬剤容器※1
	①高圧発電機車※1		
	①移動式代替熱交換設備※1 ②250Aホース※1,4 ③ホース運搬車※3		①大量送水車※1,4 ②大型ホース展張車（150A）※3及び150Aホース※1,4 ③可搬型ストレーナ※4
	①大型送水ポンプ車※1 ②300Aホース※1,4 ③大型ホース展張車（300A）※3		
	・可搬式窒素供給装置※1		①小型船舶※1 ②小型船舶運搬車※3
	①放射性物質吸着材※1 ②放射性物質吸着材運搬車※3 ③シルトフェンス運搬車※3 ④シルトフェンス※1,4		①可搬式モニタリング・ポスト※1,4 ②モニタリング設備運搬車※3 ③可搬式気象観測装置※4
	①化学消防自動車※2 ②泡消火薬剤運搬車※2及び泡消火薬剤容器※2 ③小型動力ポンプ付水槽車及び小型放水砲※2		①緊急時対策所用発電機※4 ②緊急時対策所空気浄化送風機※4 ③緊急時対策所空気浄化フィルタユニット※4 ④緊急時対策所正圧化装置（空気ボンベ）※4
	・ホイールローダ※1		・タンクローリ※4

※1：重大事故等対処設備
※2：自主対策設備
※3：資機材
※4：αまたは予備

視点 D

※：各設備の保管場所については，今後の検討結果等により変更となる可能性がある。

第5図　第４保管エリア　配置図

有効性評価で用いる屋外のアクセスルートの設定について

有効性評価及び技術的能力において，作業成立性の時間評価に用いるアクセスルート※1の更なる確保を目的として，サブルート※2の成立性を検討した。

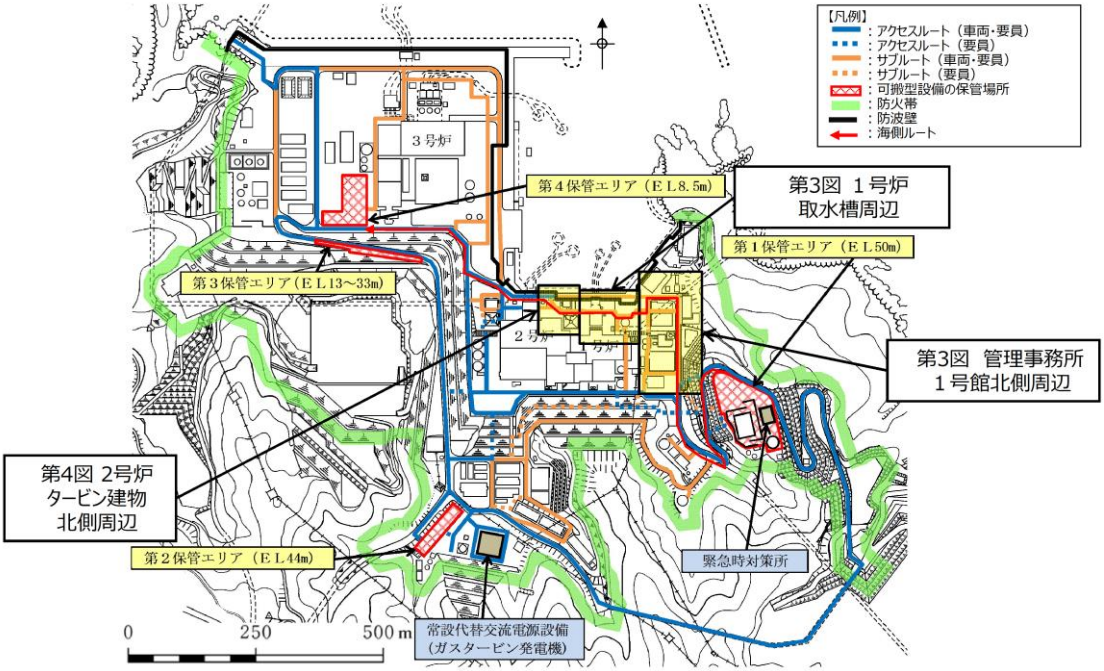
1.　１，２号炉北側のサブルートの成立性検討

サブルートのうち，緊急時対策所～第３保管エリア及び第４保管エリアに接続するルートとして，第１図に示す防波壁内側の１，２号炉北側のサブルート（海側ルート）の成立性を検討した。

検討した結果，（1）～（3）に示すとおり，地震時においては，重量物の転倒・落下や，複数の建物の倒壊影響範囲が重畳すると想定されるため，有効性評価を考慮した時間内に復旧作業を実施し，要員又は車両の通行が困難な見込みであることから，引き続き，海側ルートは地震及び津波時には期待しないサブルートとする。

※1：地震及び津波の影響を考慮し，基準津波の影響を受けない防波壁内側にあって，基準地震動Ｓｓによる被害の影響を考慮したルートと位置付け，有効性評価において作業成立性の時間評価に用いる。

※2：地震及び津波時に期待しないルートと位置付けるため，地震及び津波その他の自然現象の影響評価対象外とする。

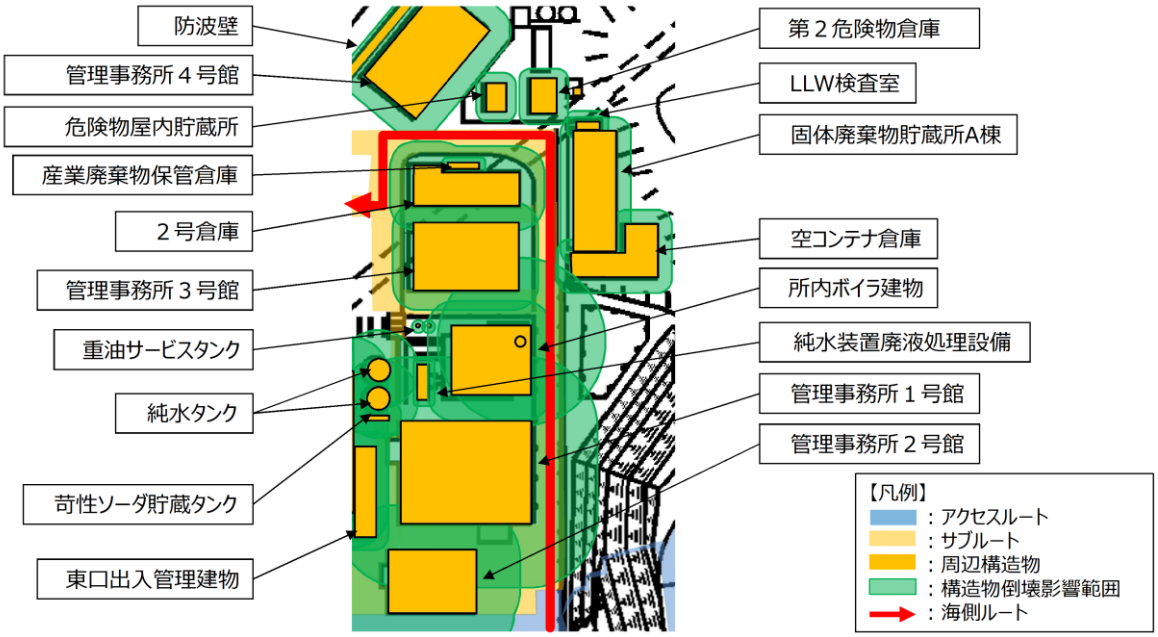


第１図　海側ルート

(1)　管理事務所１号館北側周辺

第２図に示すとおり，所内ボイラ建物，管理事務所１号館，管理事務所４号館，２号倉庫の倒壊影響範囲内にある。

各建物の倒壊影響範囲は重畳すると想定されるため，重機による撤去は困難であること及び迂回もできないことから，地震後の被害状況を踏まえ，サブルート（地震及び津波時に期待しないルート）とする。

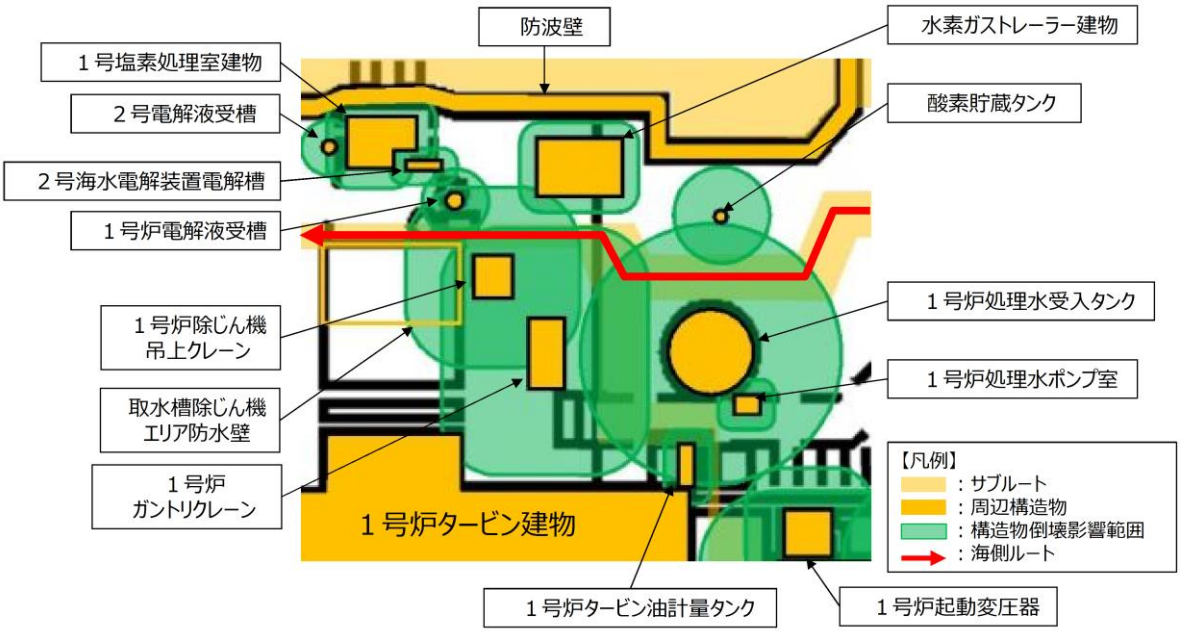


第２図　管理事務所１号館北側周辺

(2)　１号炉取水槽周辺

第３図に示すとおり，１号炉の電解液受槽，除じん機吊上クレーン，ガントリクレーン，処理水受入タンクの倒壊影響範囲内にある。

特に，除じん機吊上クレーンは，重量物であり重機による撤去は困難であること及び迂回もできないことから，地震後の被害状況を踏まえ，サブルート（地震及び津波時に期待しないルート）とする。

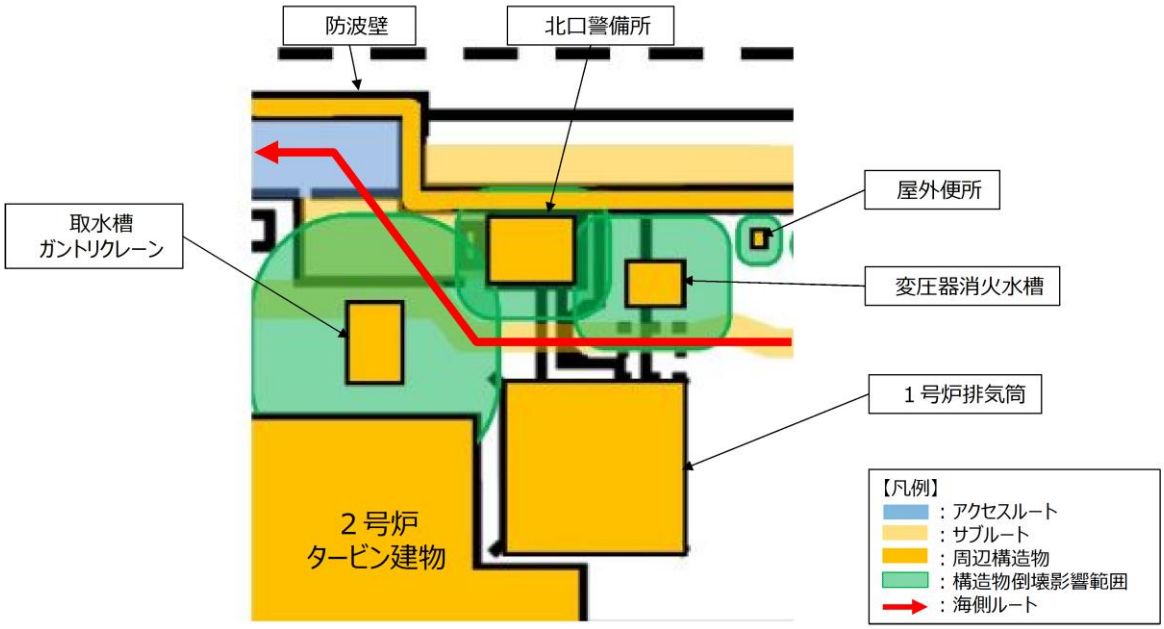


第３図　１号炉取水槽周辺

(3)　２号炉タービン建物北側周辺

第４図に示すとおり，取水槽ガントリクレーン，北口警備所，変圧器消火水槽の倒壊影響範囲内にある。

特に，取水槽ガントリクレーンは，重量物であり重機による撤去は困難であること及び迂回もできないことから，地震後の被害状況を踏まえ，サブルート（地震及び津波時に期待しないルート）とする。



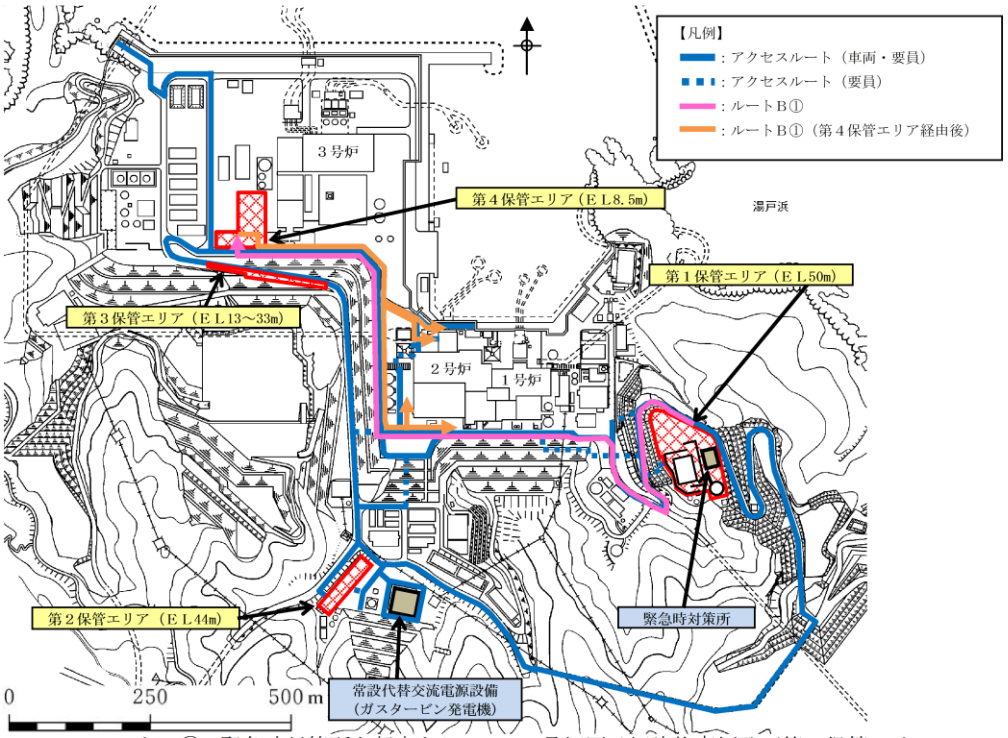
第４図　２号炉タービン建物北側周辺

2.　有効性評価における作業成立性の実績時間の見直し

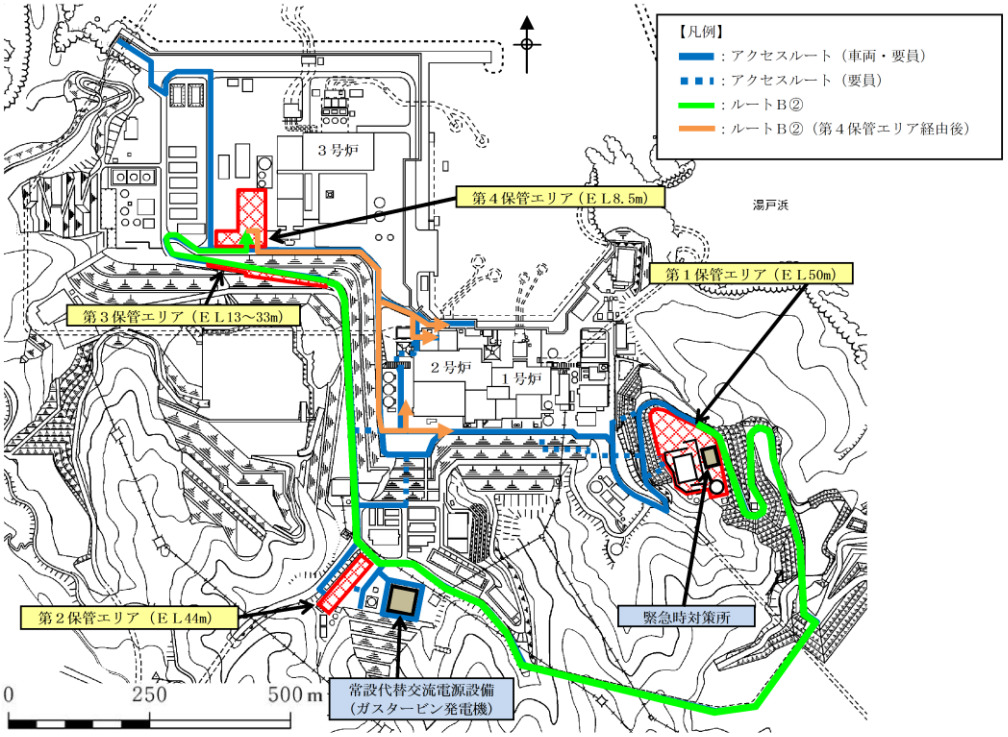
仮復旧なしで可搬型設備（車両）及び要員の通行が可能なアクセスルートとして，第5図に示すとおり「1，2号炉原子炉建物南側を経由したルート」と「第二輪谷トンネルを経由したルート」の2ルートを設定している。

1，2号炉北側のサブルート（海側ルート）のアクセスルート化が困難なことから，現在，有効性評価及び技術的能力において，「1，2号炉原子炉建物南側を経由したルート」を用いて作業成立性の時間評価を実施しているが，作業時間の観点でより保守的な評価となる「第二輪谷トンネルを経由したルート」を用いた時間評価に，第1表のとおり見直す。

所要時間目安が変更となるものの，タンクローリによる燃料補給を除き，いずれも現状の想定時間内となる。なお，タンクローリによる燃料補給の想定時間を見直すが，タンクローリによる燃料補給は第6図に示すとおり，初動で実施する大量送水車起動後の燃料枯渇前までに実施することで良いため，想定時間の変更に伴う影響はない。



ルートＢ①：緊急時対策所を起点とし，１，２号炉原子炉建物南側及び第４保管エリアを経由したＥＬ8.5m及びＥＬ15mエリア作業用アクセスルート



ルートＢ②：緊急時対策所を起点とし，第二輪谷トンネル及び第４保管エリアを経由したＥＬ8.5m及びＥＬ15mエリア作業用アクセスルート

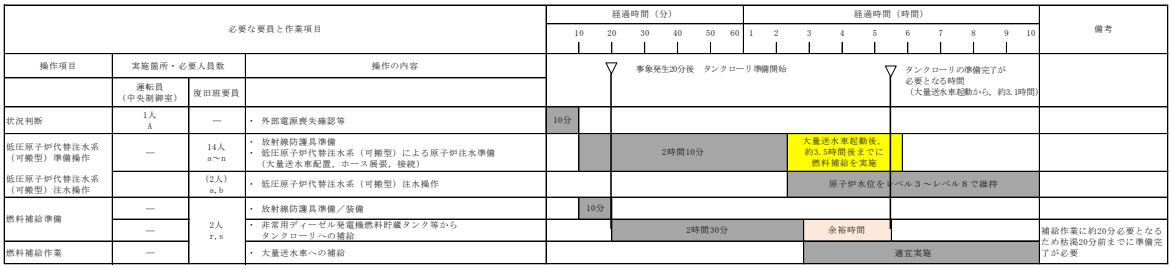
第５図　緊急時対策所を起点とし，第４保管エリアを経由したＥＬ8.5m及びＥＬ15mエリア作業用アクセスルート

第１表　要員の移動ルート変更に伴う有効性評価の作業時間

	緊急時対策所～１，２号炉原子炉建物南側を経由した場合の作業時間		緊急時対策所～第二輪谷トンネルを経由した場合の作業時間	
	所要時間目安※1	想定時間※2	所要時間目安※1	想定時間※2
大量送水車による注水等	１時間 33 分	２時間 10 分	１時間 41 分	２時間 10 分
原子炉補機代替冷却系による除熱	５時間 33 分	７時間 20 分	５時間 41 分	７時間 20 分
タンクローリによる燃料補給	１時間 29 分	１時間 40 分	２時間 12 分	２時間 30 分※
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	２時間 15 分	２時間 50 分	２時間 25 分	２時間 50 分

※1：実機による検証及び模擬により算定した時間

※2：移動時間＋操作時間に余裕を見て設定



第６図　タンクローリの想定時間変更　タイムチャート
（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））

補足（18）

第819回審査会合（令和元年12月24日）からの主要な変更点について

第819回審査会合（令和元年12月24日）からの主な変更点を以下に示す。

1. 土石流が発生した場合の対策内容

・管理事務所２号館南東に，土石流の影響を受けるおそれのないアクセスルート（要員）を確保する。アクセスルートの対策の一例を第1,2図に示す。

・第１保管エリアに保管していたｎ設備と，第４保管エリアに保管していた予備を入れ替えた。また，資機材についても保管場所を第１保管エリアから第４保管エリアに変更した。これに伴い，保管場所を確保するため，第４保管エリアの範囲を拡充した。第４保管エリアの位置を第2図に示す。また，保管場所を変更した設備を第1表に示す。

2. 鉄塔関係

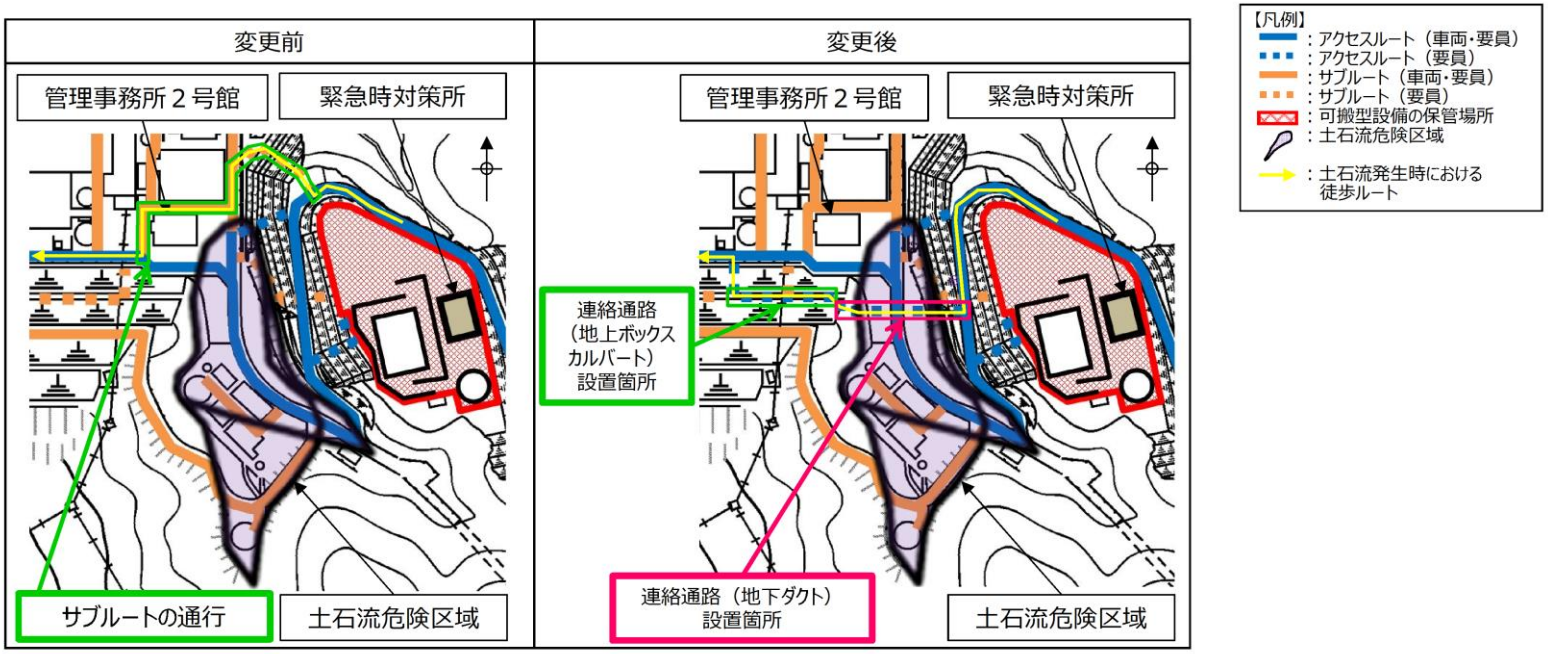
・66kV鹿島支線No.2-1鉄塔について，基準地震動Ｓｓにより倒壊するものとして整理していたが，耐震評価を実施のうえ，基準地震動Ｓｓにより倒壊しないことを確認する構造物として整理する。対象となる鉄塔の配置図を第3図に示す。

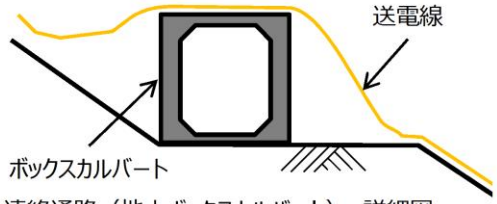
・66kV鹿島支線No.3鉄塔， 500kV島根原子力幹線No.1鉄塔，500kV島根原子力幹線No.2鉄塔及び500kV島根原子力幹線No.3鉄塔について，地震により倒壊し，斜面上を滑落する場合を想定しても，送電線の実長からアクセスルートに到達しないことを確認する。対象となる鉄塔の配置図を第3図に示す。

・万一，66kV鹿島支線No.3鉄塔～屋内開閉所間の送電線の垂れ下がりが発生した場合，迂回又はケーブルカッターによる切断等の対応を行うこととしていたが，作業安全の観点から，送電線下部に連絡通路（地上ボックスカルバート）を設置し，アクセスルート（要員）を確保する。アクセスルートの対策の一例を第1,3図に示す。

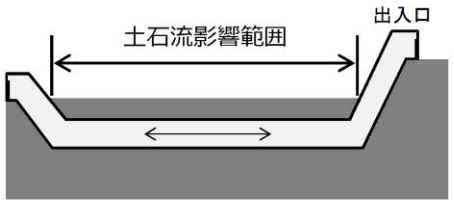
3. 接続口の追加に伴うアクセスルートの追加

・四十三条共-5「可搬型重大事故等対処設備の接続口の兼用状況について」において，「原子炉建物内接続口」及び「緊急用メタクラ接続プラグ盤」を追加したことから，接続口配置箇所への屋外及び屋内のアクセスルートを追加する。追加箇所を第4図に示す。



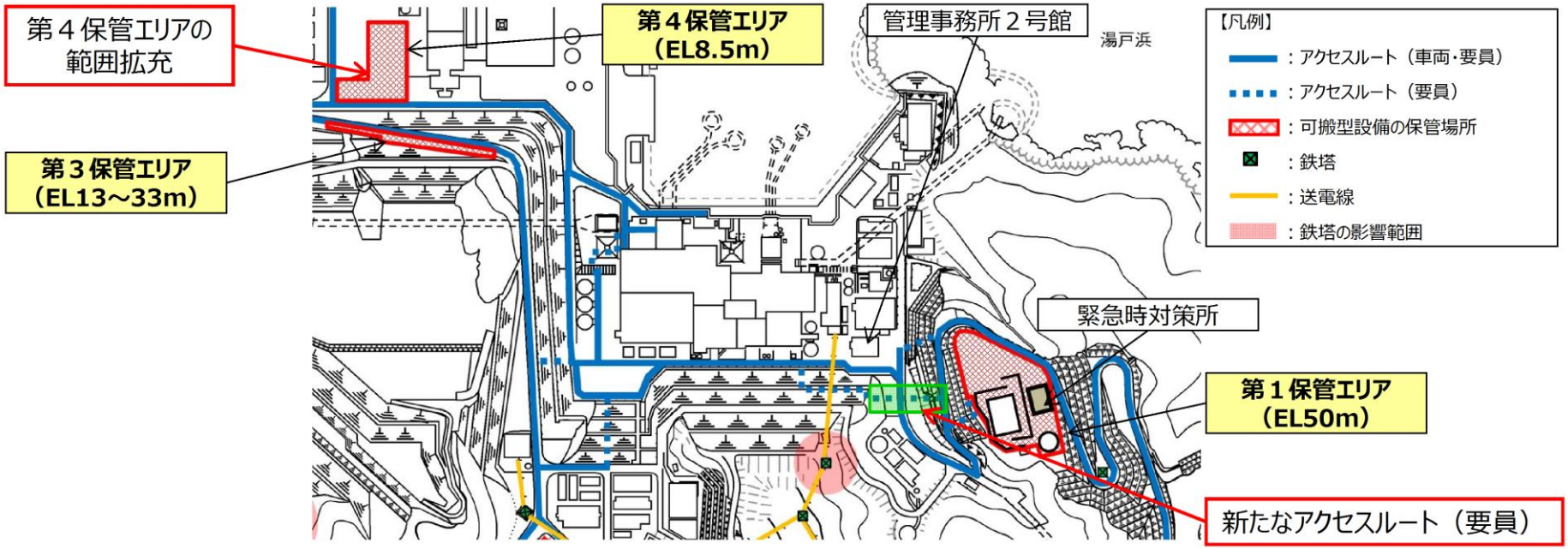


連絡通路（地上ボックスカルバート）　詳細図



連絡通路（地下ダクト）　詳細図

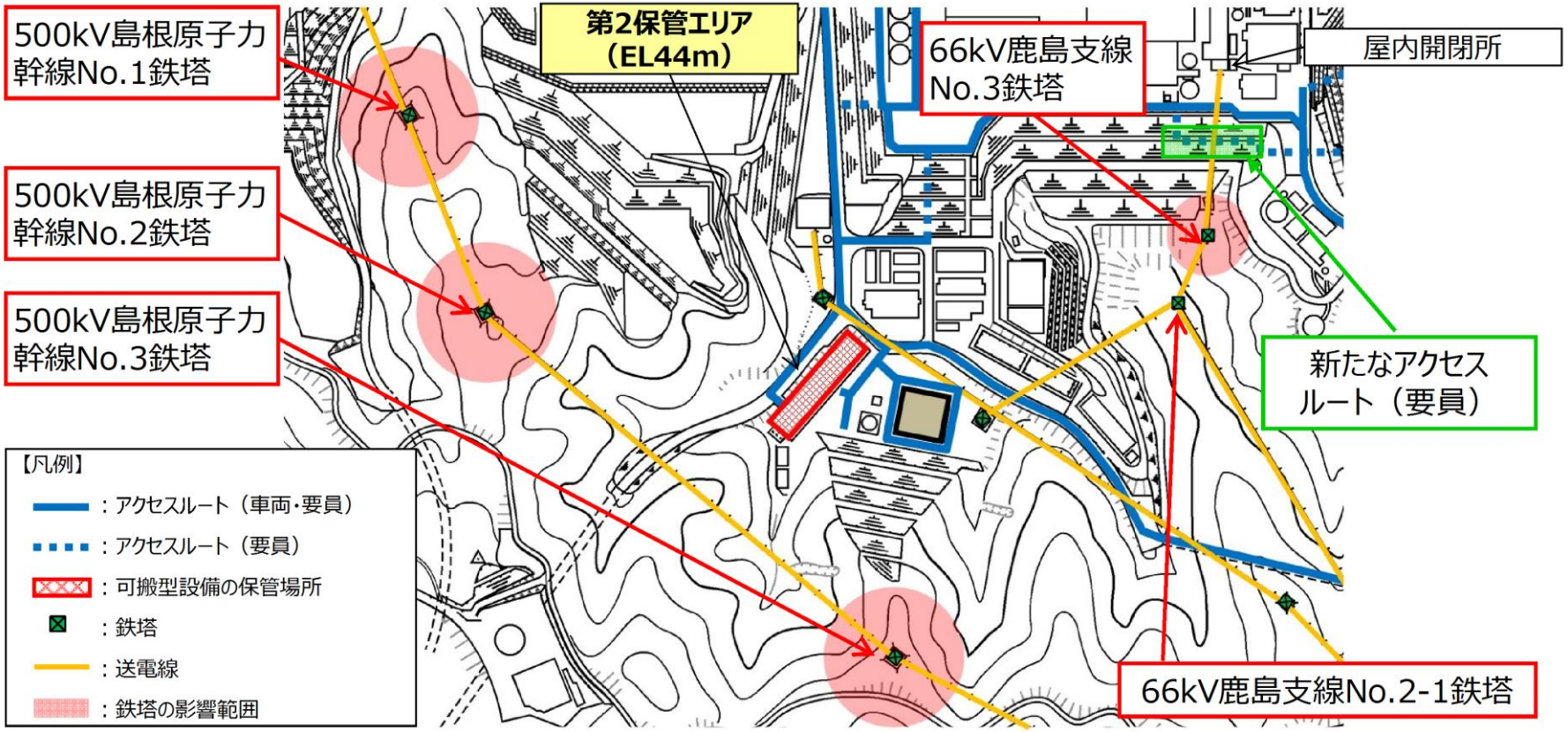
第１図　アクセスルート（要員）　対策の一例



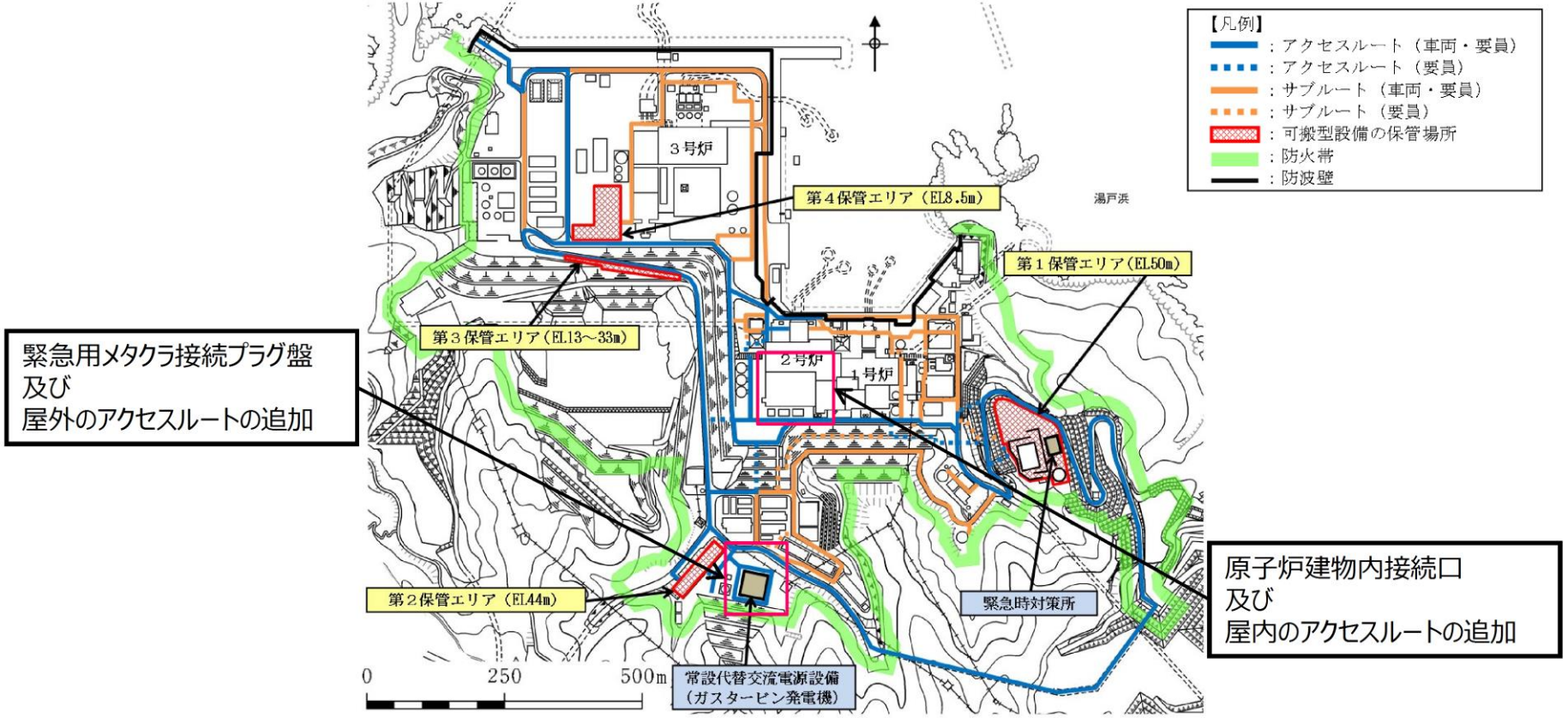
第２図　土石流が発生した場合の対策内容　概要図

第１表　ｎ設備及びその他設備における保管場所変更　一覧表

可搬型設備	変更前		変更後	
	第１保管エリア	第４保管エリア	第１保管エリア	第４保管エリア
可搬式窒素供給装置	ｎ	予備	予備	ｎ
第１ベントフィルタ出口水素濃度	ｎ	予備	予備	ｎ
シルトフェンス（２号炉放水接合槽用）	ｎ，予備	予備	ｎ，予備	ｎ，予備
シルトフェンス（輪谷湾用）	ｎ	予備	ｎ，予備	ｎ
小型船舶	ｎ	予備	予備	ｎ
放射性物質吸着材	ｎ	ｎ，予備	予備	ｎ
放水砲	ｎ	予備	予備	ｎ
泡消火薬剤容器	ｎ	予備	予備	ｎ
可搬式モニタリング・ポスト	ｎ	ｎ，予備	ｎ，予備	ｎ，予備
300A ホース	ｎ	予備	予備	ｎ
250A ホース	ｎ	予備	予備	ｎ
小型船舶運搬車	資機材	－	－	資機材
シルトフェンス運搬車	資機材	－	－	資機材
放射性物質吸着材運搬車	資機材	－	－	資機材
泡消火薬剤運搬車	資機材	－	－	資機材
モニタリング設備運搬車	資機材	－	－	資機材


500kV島根原子力
幹線No.1鉄塔
500kV島根原子力
幹線No.2鉄塔
500kV島根原子力
幹線No.3鉄塔
第2保管エリア
（EL44m）
66kV鹿島支線
No.3鉄塔
屋内開閉所
新たなアクセス
ルート（要員）
66kV鹿島支線No.2-1鉄塔
【凡例】
：アクセスルート（車両・要員）
：アクセスルート（要員）
：可搬型設備の保管場所
：鉄塔
：送電線
：鉄塔の影響範囲

第 3 図　鉄塔関係　概要図



第4図　接続口の追加に伴うアクセスルートの追加　概要図

第861回審査会合（令和２年５月18日）からの主要な変更点について

第861回審査会合（令和２年５月18日）からの主な変更点を以下に示す。

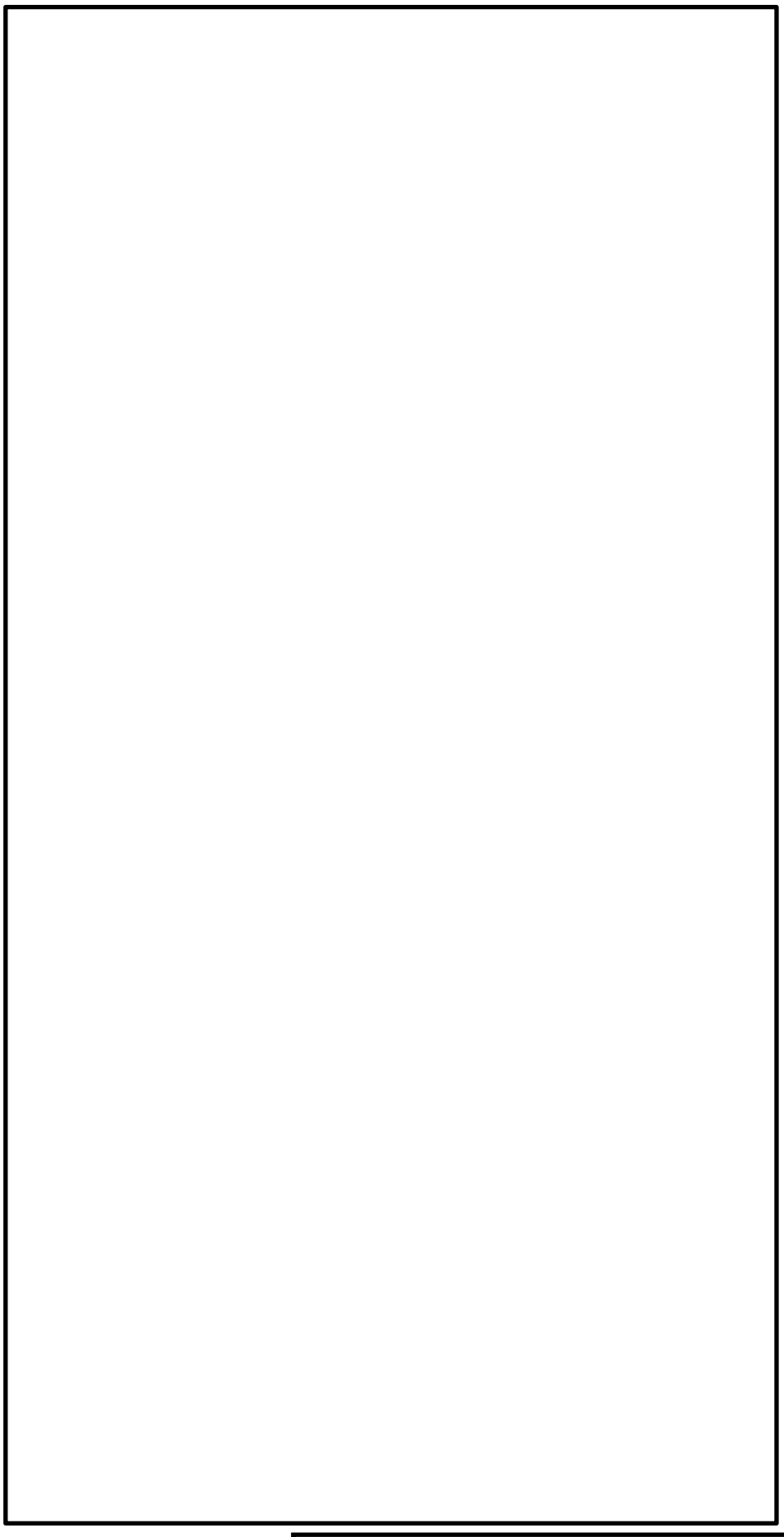
1. 可搬型設備の台数及び保管場所の変更
   - 土石流が発生した場合でも，「大型送水ポンプ車及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火」が実施できるよう，必要数分の泡消火薬剤容器を，第1表のとおり，土石流の影響を受けるおそれのない第４保管エリアに配備し，予備を第１保管エリアに配備する。
   - 海を水源とした対応手順のうち，大量送水車２台を使用した手順を自主手順からＳＡ手順に変更することに伴い，大量送水車の確保台数を３台から５台に変更する。

第1表　可搬型設備の台数及び保管場所の変更　一覧

分類	可搬型設備	用途	使用場所	変更前				変更後				
				第１保管エリア	第２保管エリア	第３保管エリア	第４保管エリア	第１保管エリア	第２保管エリア	第３保管エリア	第４保管エリア	
２ｎ＋α設備	大量送水車	送水用	ＥＬ44m周辺 ＥＬ15m周辺	０台	１台	１台	予備 １台	０台	１台	１台	０台	予備 １台 （兼用） ※
		海水取水用	ＥＬ8.5m周辺	０台	０台	０台	０台	１台	０台	０台	１台	予備 １台 （兼用） ※
ｎ設備	泡消火薬剤容器	航空機燃料火災用	ＥＬ8.5m周辺	５個	０個	０個	予備 ３個	予備 １個	０個	０個	５個	
その他設備	泡消火薬剤運搬車		ＥＬ8.5m周辺	２台	０台	０台	１台	１台	０台	０台	２台	

※：送水用及び海水取水用の「設置許可基準規則解釈」第43条第５項に基づく，故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップ（α）は，発電所全体で確保する。なお，要求されるいずれの機能も満足するため，兼用で１台確保する。

2. 屋内接続口の追加に伴うアクセスルートの追加
   - 「設置許可基準規則」第五十二条（水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備）において，窒素供給ラインの接続口を２号炉原子炉建物内に追加設置することから，接続口配置箇所への屋内のアクセスルートを第1図のとおり追加する。



第1図　屋内のアクセスルート図

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。

補足（20）

海岸付近のアクセスルートの通行について

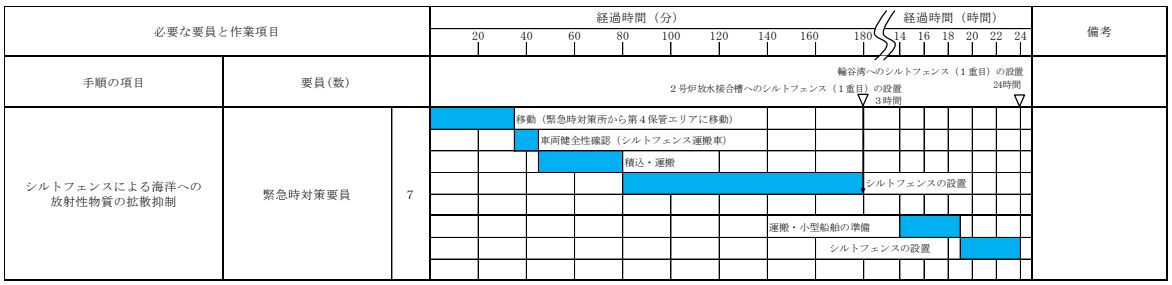
海岸付近のアクセスルート（第２図：シルトフェンスの運搬ルート）において，万一，想定を上回る沈下が発生し，通行に支障が生じた場合は，段差復旧用の砕石等を用いて，重機により仮復旧を行う。（別紙(9)参照）

また，海岸付近のアクセスルートは，第４保管エリアから２号炉放水接合槽へのシルトフェンスの車両運搬時に使用するが，万一，想定を上回る沈下が発生し，加えて，上記の段差復旧作業により仮復旧できない場合には，緊急時対策要員７名にて人力により運搬※1する。

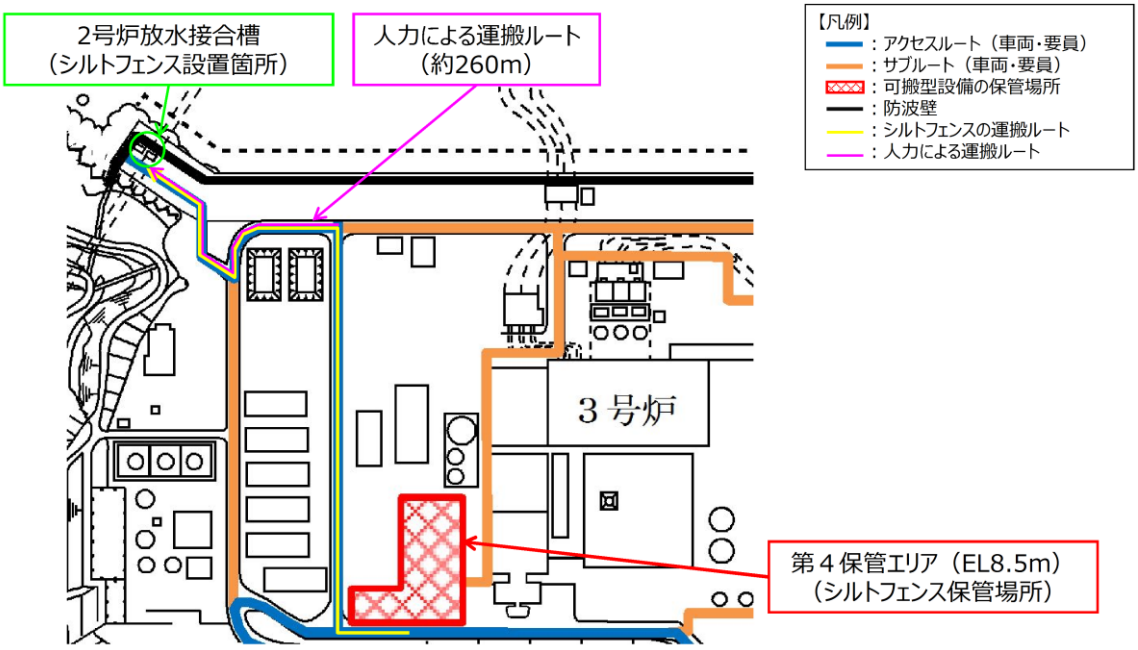
・「２号炉放水接合槽」と「輪谷湾」へのシルトフェンス設置作業の想定時間は，第１図のとおり，13 時間であり，シルトフェンスの設置完了目安である手順着手後 24 時間に対して，時間的に余裕がある。
・「２号炉放水接合槽」までのシルトフェンスの運搬は，車両を用いて行うが，想定を上回る沈下が発生し，車両通行に支障が生じた場合でも，上記時間余裕内で緊急時対策要員７名の人力による運搬※1も可能である。

※1：２号炉放水接合槽に設置するシルトフェンスは重量約 140kg で，人力で運搬可能な重量以下※2である。また，運搬時の大きさは約 30cm×30cm×1,000cm であり，人力で運搬できるよう持ち手等の治具を確保する。
なお，第４保管エリアから２号炉放水接合槽までのルートのうち人力による運搬距離は約 260m であり，万一，人力による運搬を想定しても，第１図に示す重大事故等発生時における海洋への放射性物質の拡散抑制に係るシルトフェンスの設置完了目安時間以内に設置可能と見込めるものと考える。

※2：厚生労働省公表の「職場における腰痛予防対策指針」（平成 25 年 6 月 18 日）を参考に設定。
【考え方】腰痛予防の目安とされている基準が 18 歳以上の男子労働者の場合は体重のおおむね 40%以下である。また，厚生統計要覧（平成 30 年度 厚生労働省公表）によると 18 歳以上の男性の平均体重が 60kg 程度であることから，人力により運搬可能な重量は７名作業を想定し，60kg×40%×７名≒160kg 以下と設定する。



第１図　海洋への放射性物質の拡散抑制（シルトフェンス）タイムチャート



第２図　シルトフェンス設置位置及び運搬ルート

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)

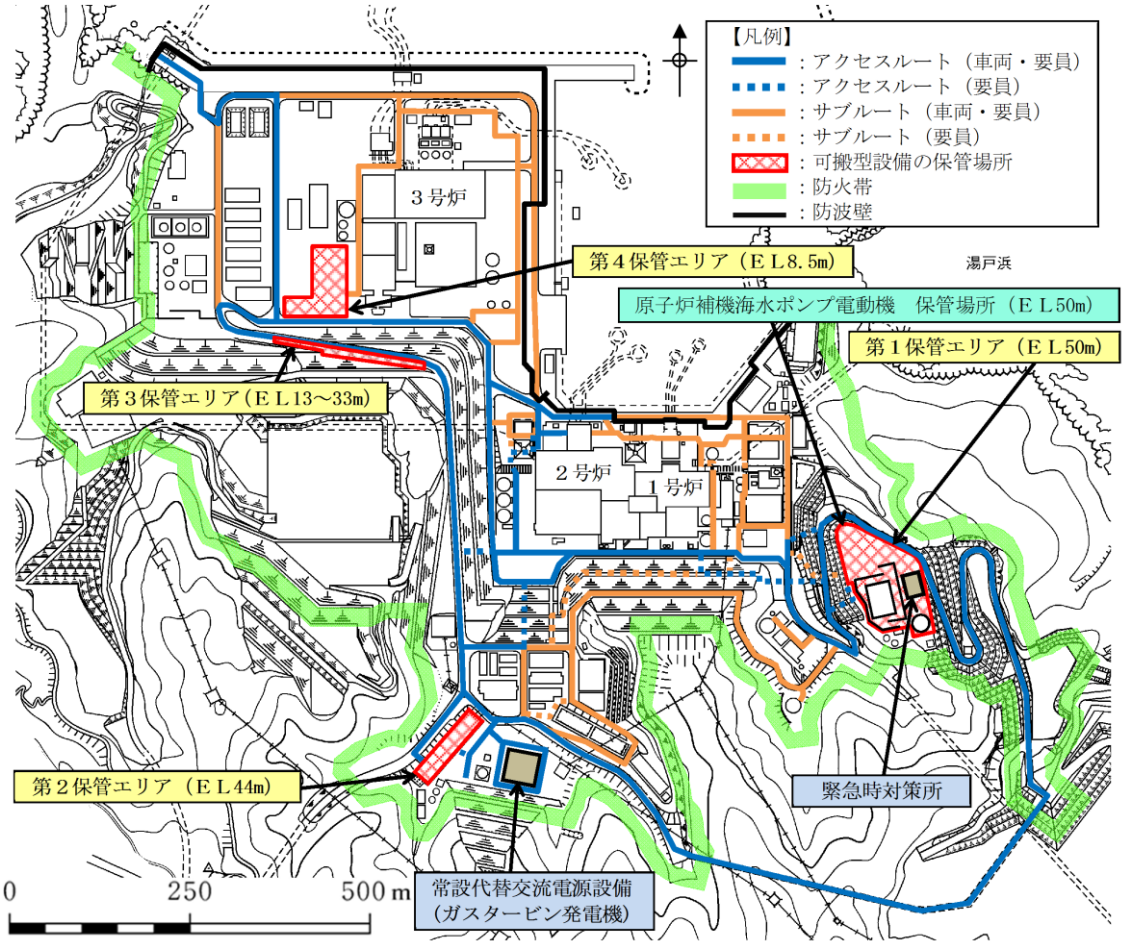
3.　予備品取り替え時に使用する重機

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）

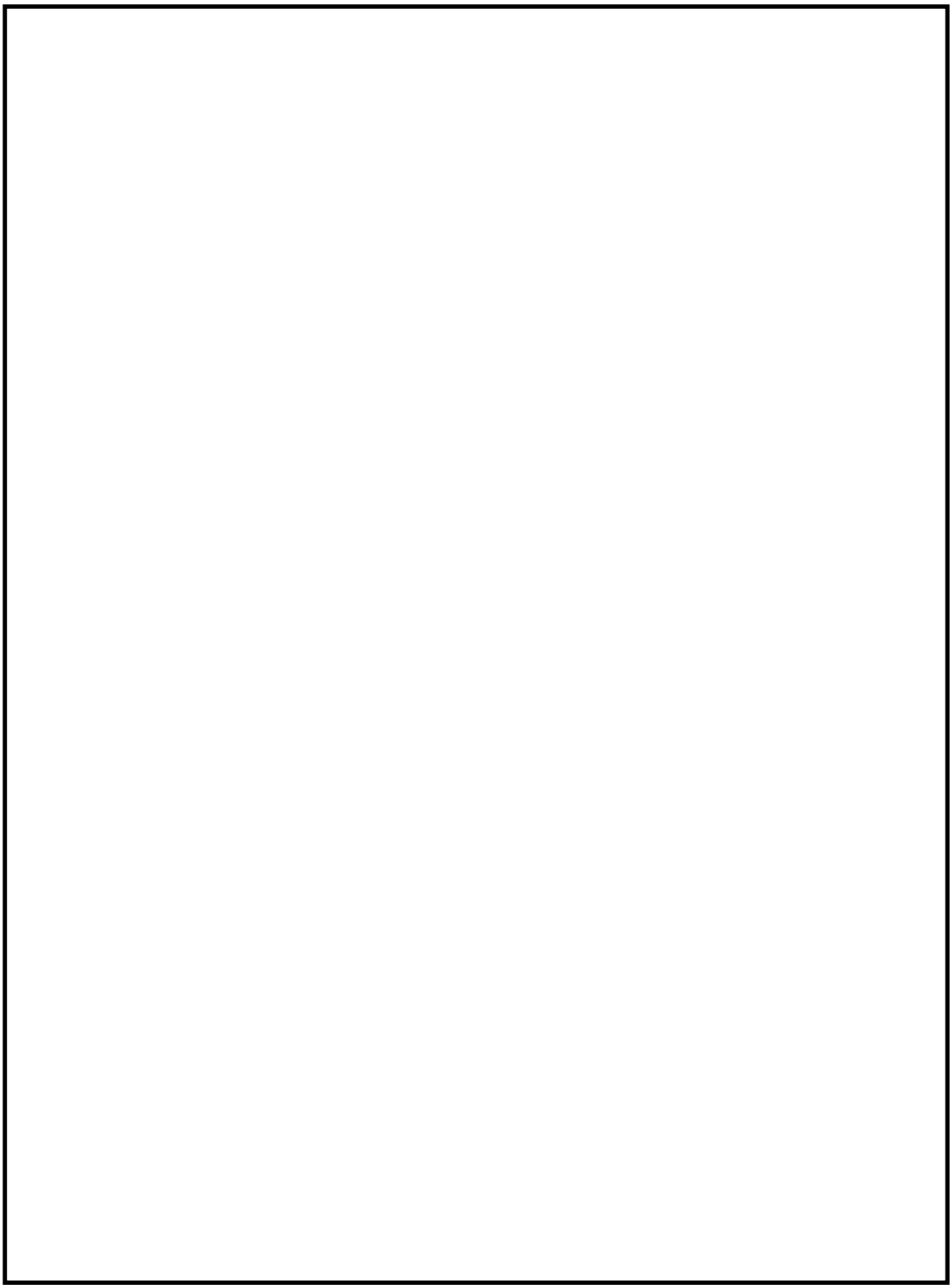
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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。

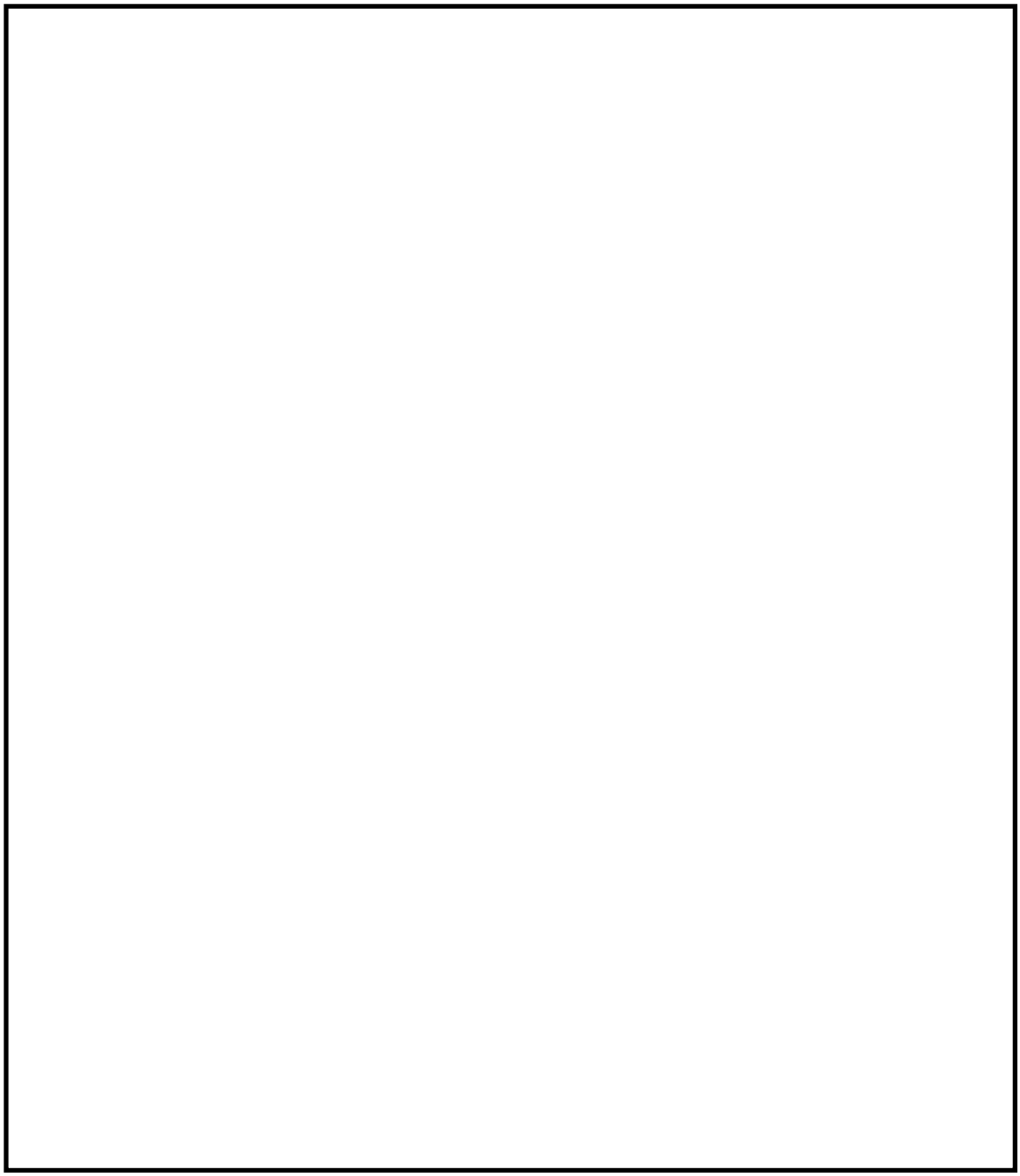
第２図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（５／７）

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

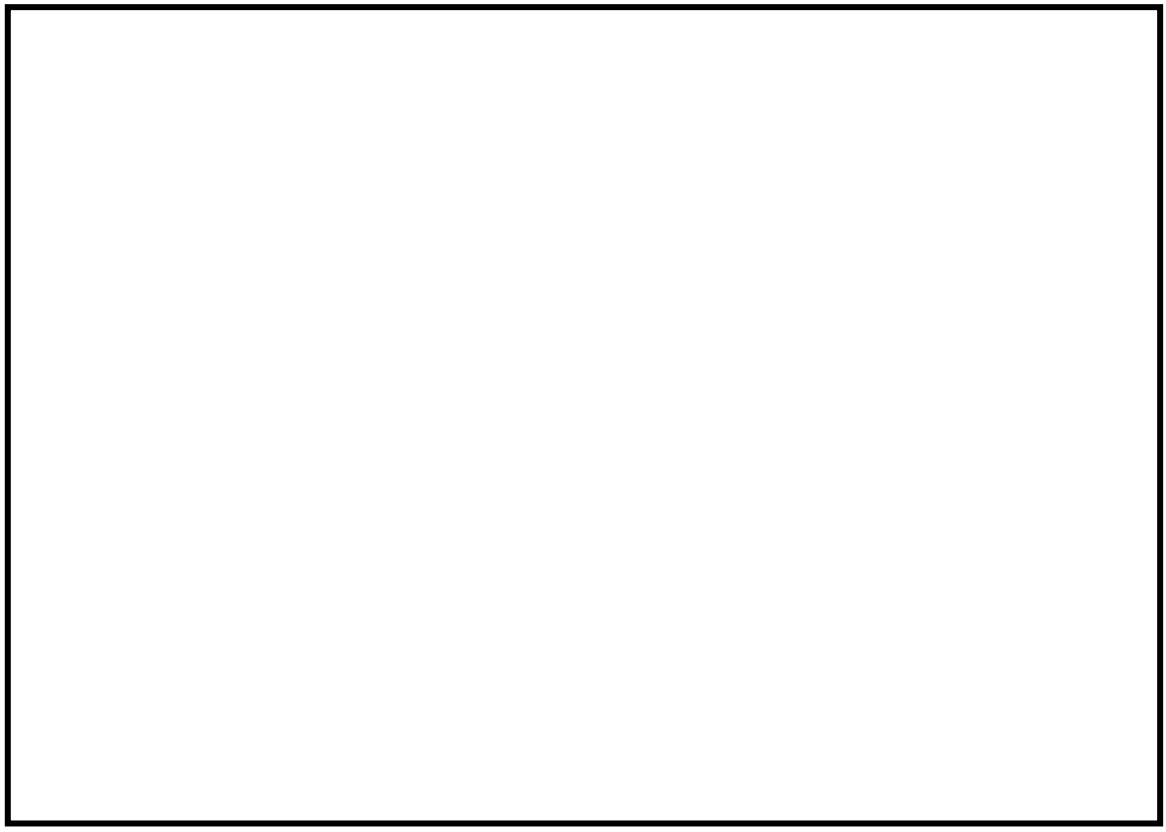
資機材	数量	保管場所
入構管理証発行用機材	２台	本社
作業者証発行用機材	２台	本社

○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

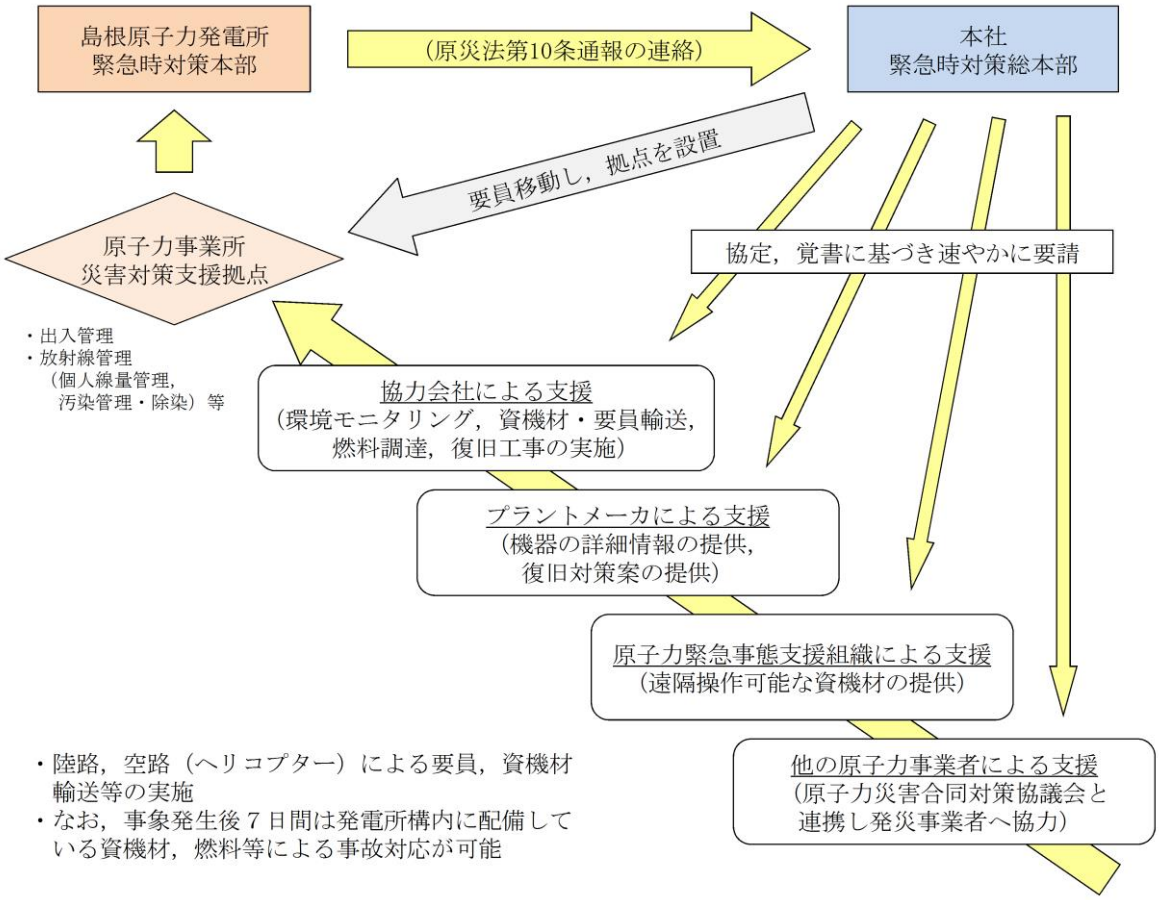
○その他

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

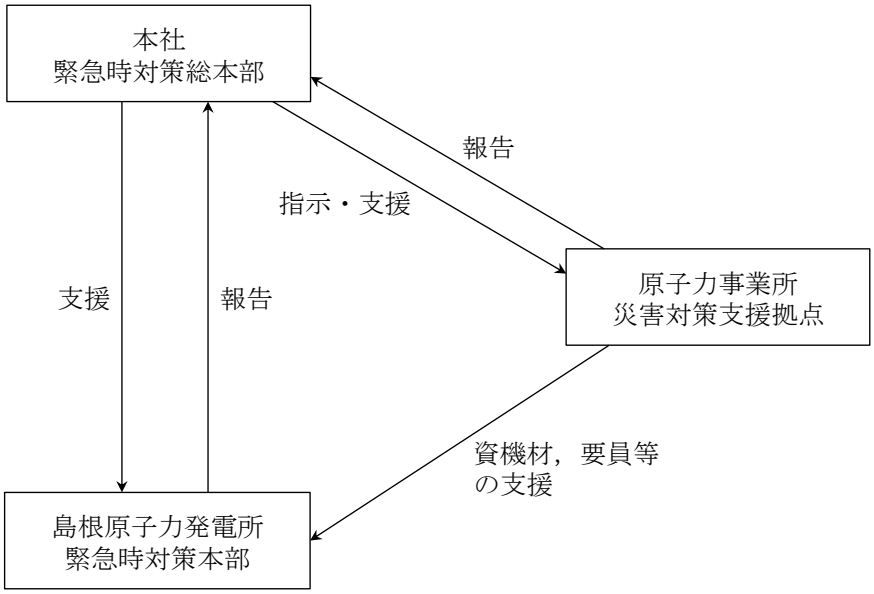


第１図　飛行場外離着陸場の位置

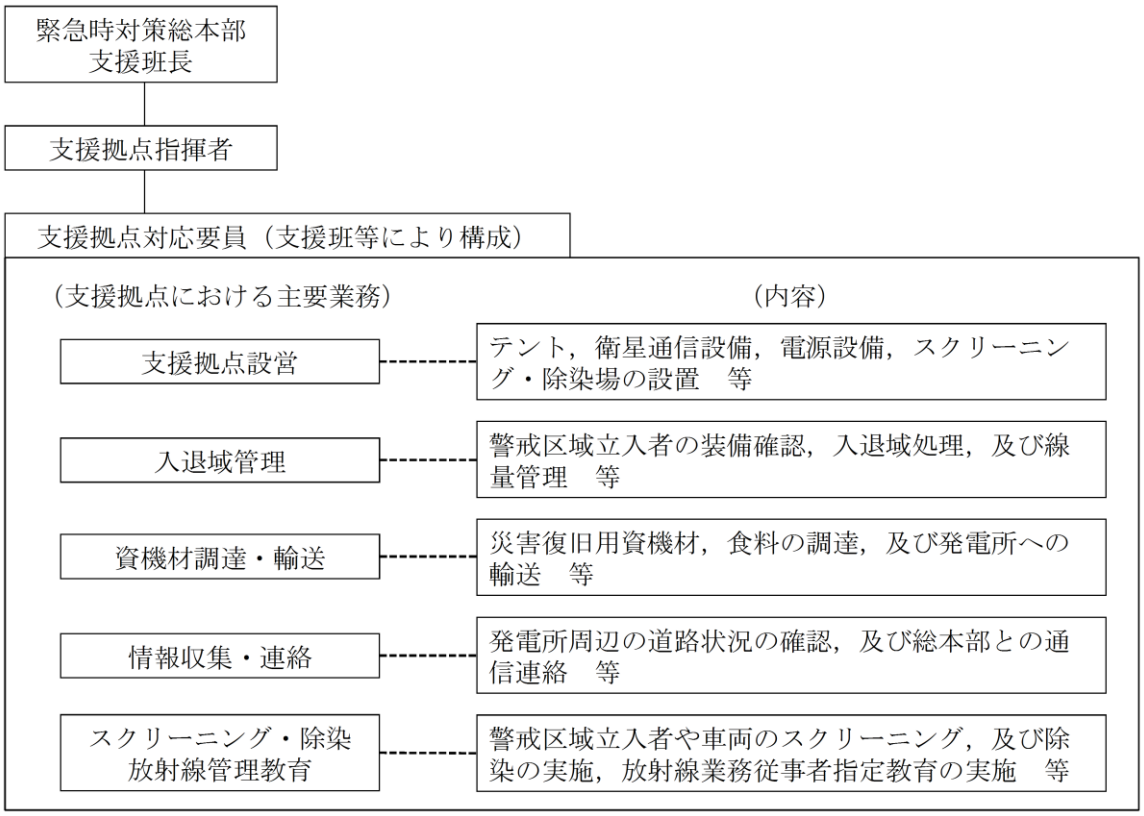
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



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

*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

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。

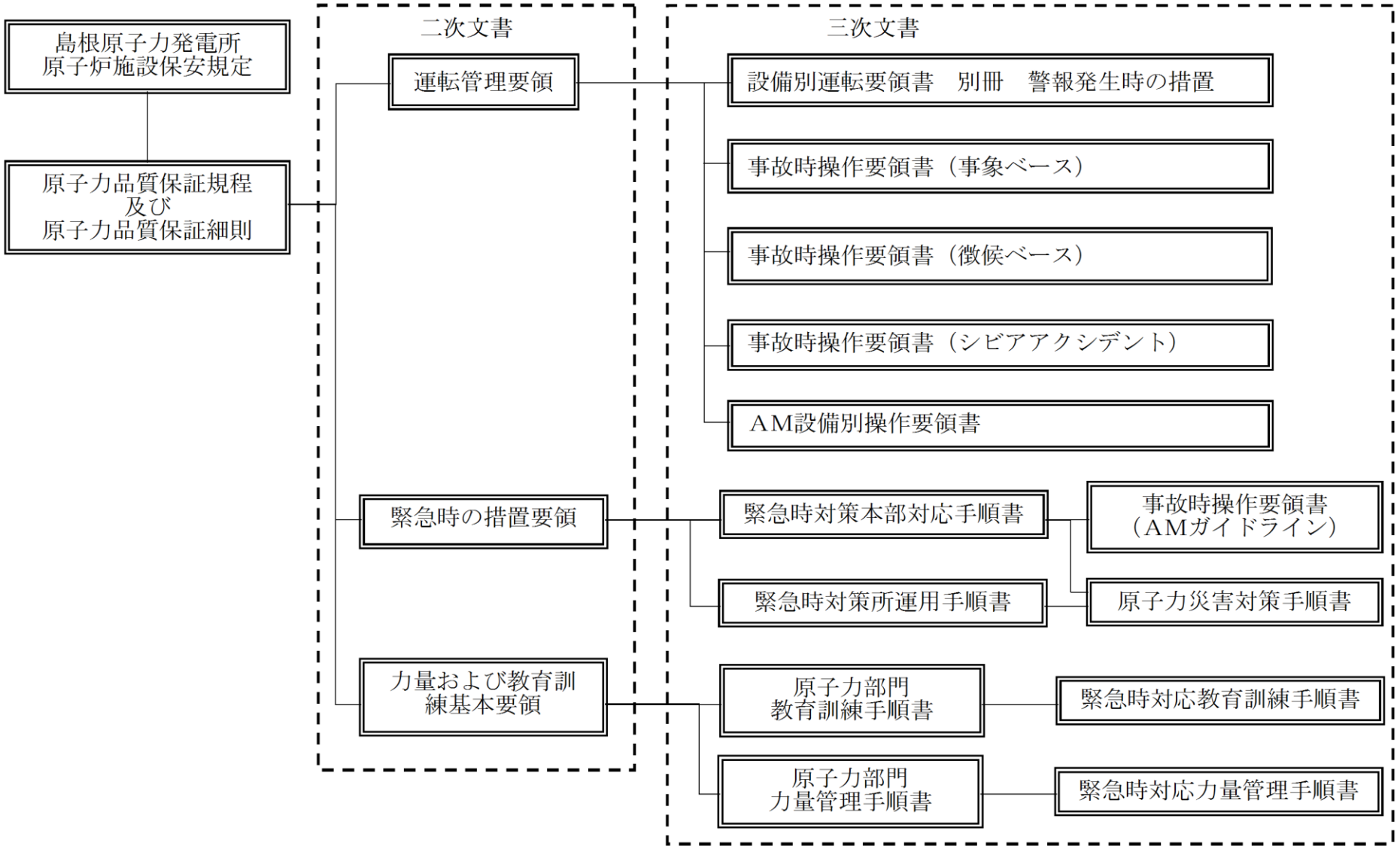
なお，運転員が使用する手順書と緊急時対策要員が使用する手順書は，使用目的によっては，相互の手順の完遂により機能を達成する場合があり，相互の手順書は関連付けされる。

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措置に関すること。	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

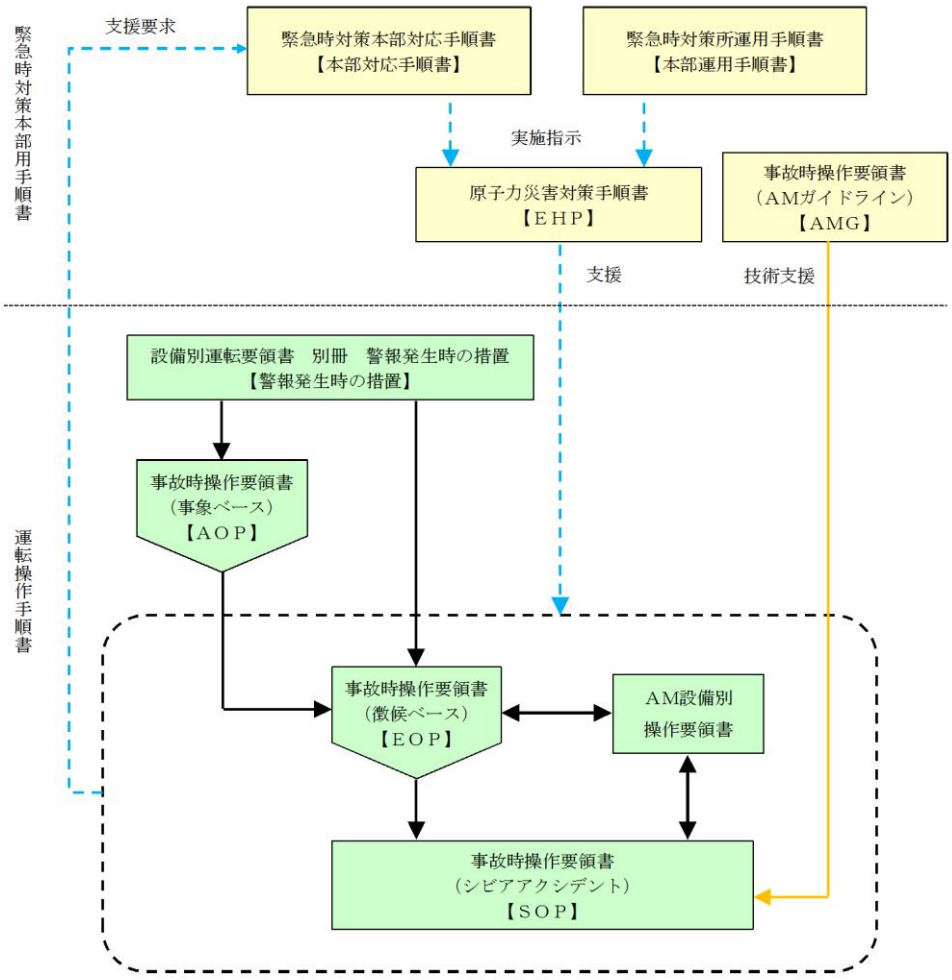
添付１　炉心損傷開始の判断基準について
別紙１　ＡＯＰ「全給水喪失」対応フロー図
別紙２　ＥＯＰフローチャート
別紙３　ＥＯＰ目的及び基本的な考え方
別紙４　ＥＯＰ操作等判断基準一覧
別紙５　ＳＯＰフローチャート
別紙６　ＳＯＰ目的及び基本的な考え方
別紙７　ＳＯＰ操作等判断基準一覧
別紙８　ＡＭ設備別操作要領書一覧
別紙９　緊急時対策本部対応手順書と各班の役割

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。

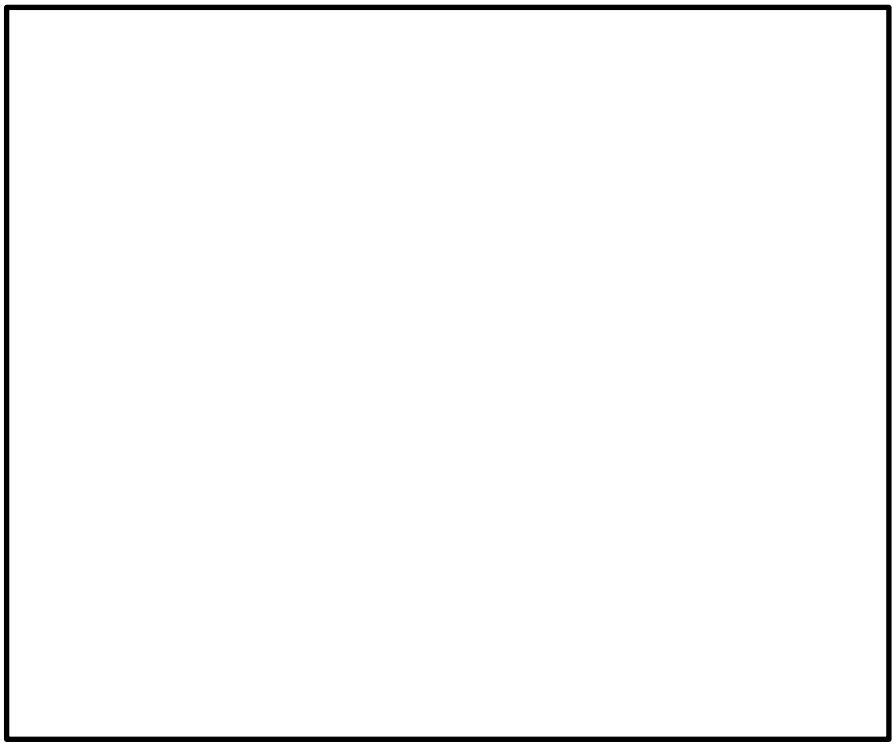
ＥＯＰでは，原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がＴＡＦ未満となった際に，格納容器雰囲気放射線モニタを用いて，ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し，第１図に示す設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合を，炉心損傷開始の判断としている。

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。

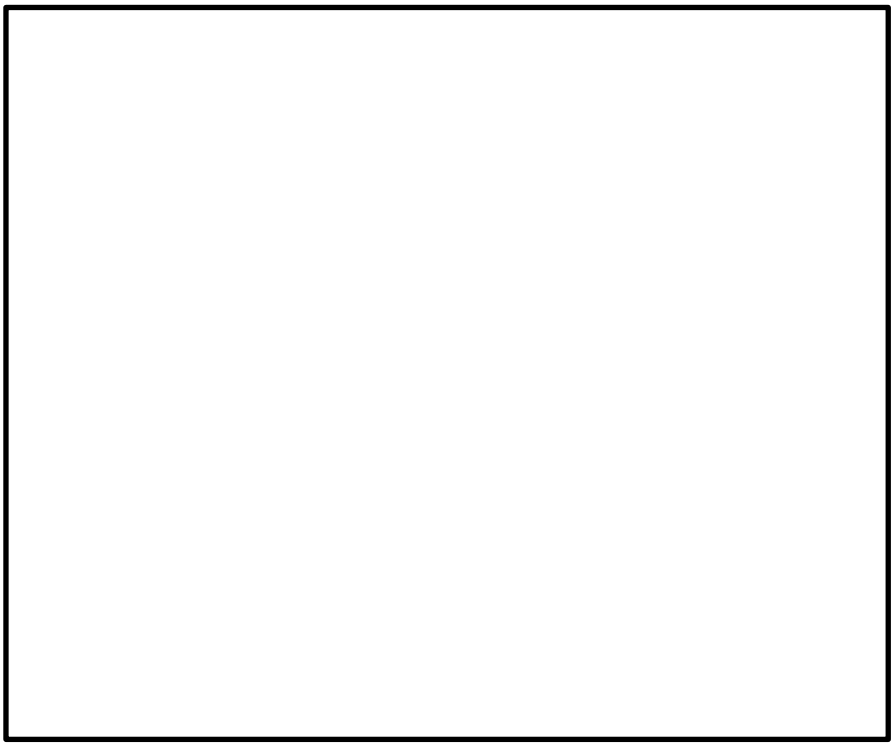
また，東京電力福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計，格納容器雰囲気放射線モニタ等の計装設備が使用不能となり，炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み，格納容器雰囲気放射線モニタに頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており，その結果，格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能の場合は，「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上（１点以上）」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する。なお，300℃以上の判断に当たっては，近接の原子炉圧力容器表面温度との比較，炉心への注水状況により，計器の単一故障による指示値の上昇でないことを確認する。

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 [redacted]℃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 [redacted]℃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。

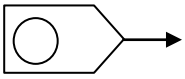
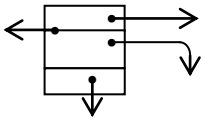
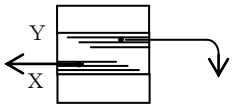
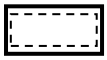
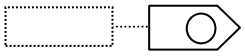
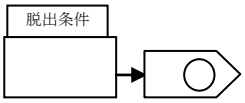
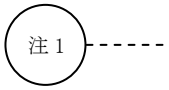
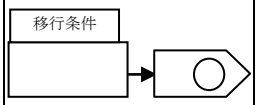
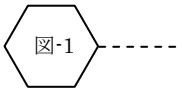
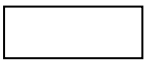
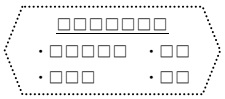
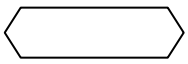
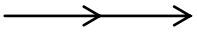
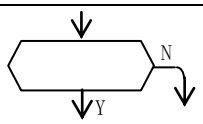
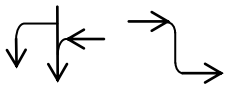
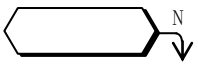
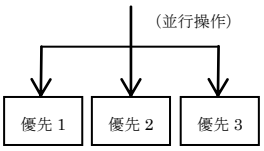
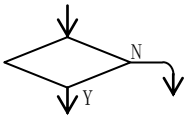
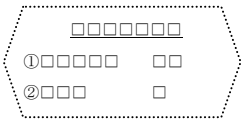
手順項目		項目概要
その他	軽油タンク等を使用したタンクローリへの燃料積載	ガスタービン発電機用軽油タンク，非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等を使用してタンクローリへ軽油の補給を行う。
	タンクローリから各機器等への給油	可搬型重大事故等対処設備等への給油が必要な場合，タンクローリを用いて，可搬型重大事故等対処設備等へ給油する。
	移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保	原子炉補機代替冷却系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。
	大型送水ポンプ車を使用した海水供給	大型送水ポンプ車により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水することにより最終ヒートシンク（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

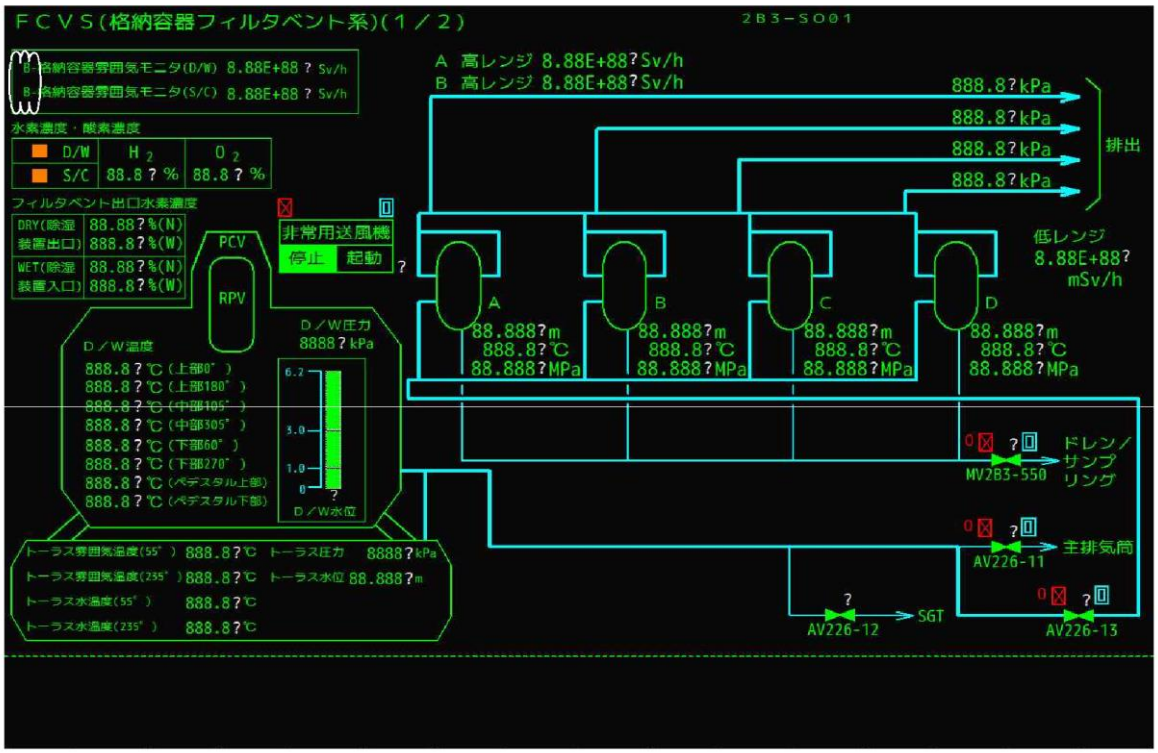
(2)　中央制御室操作

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。

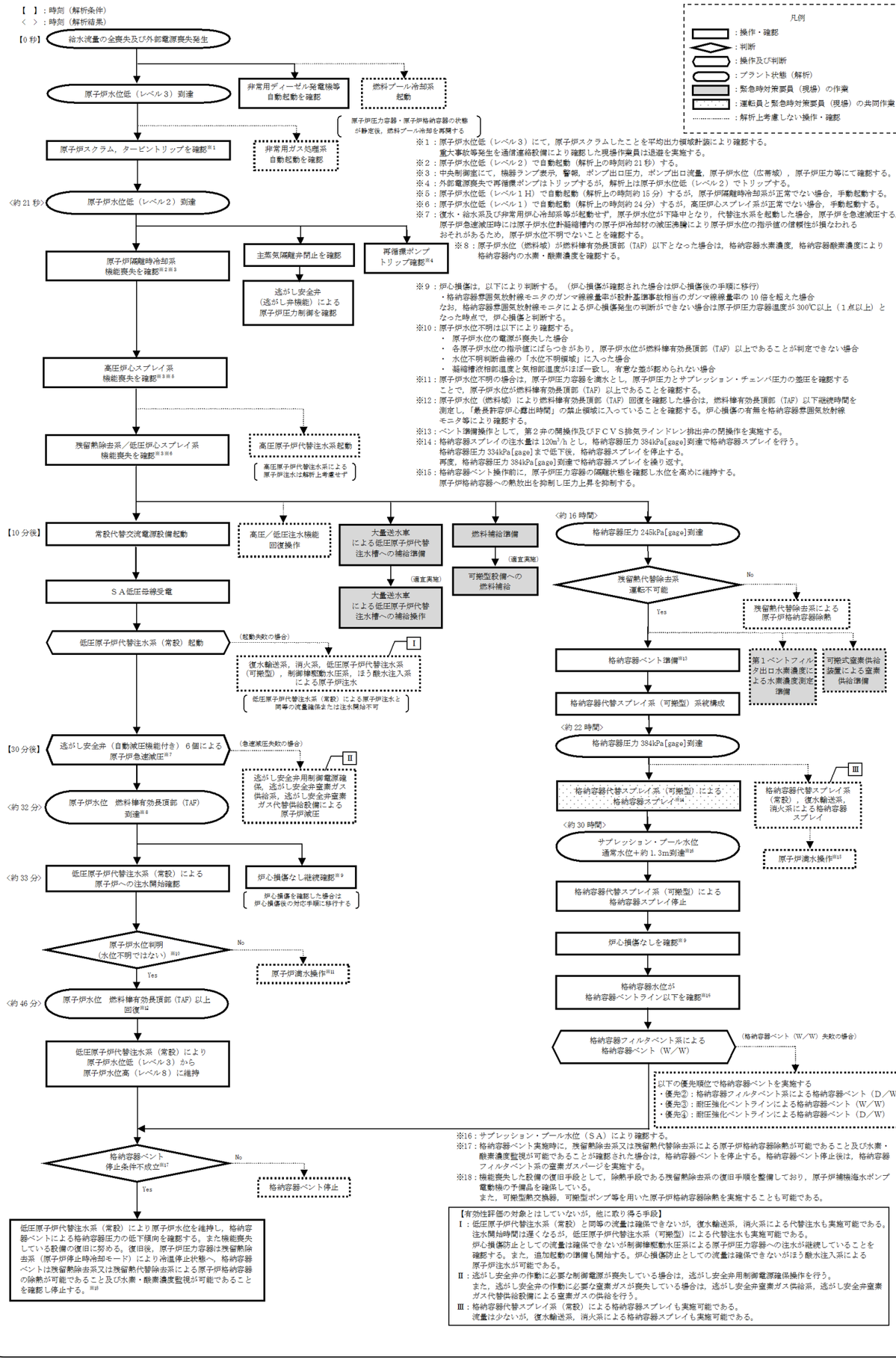
基本的な考え方

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



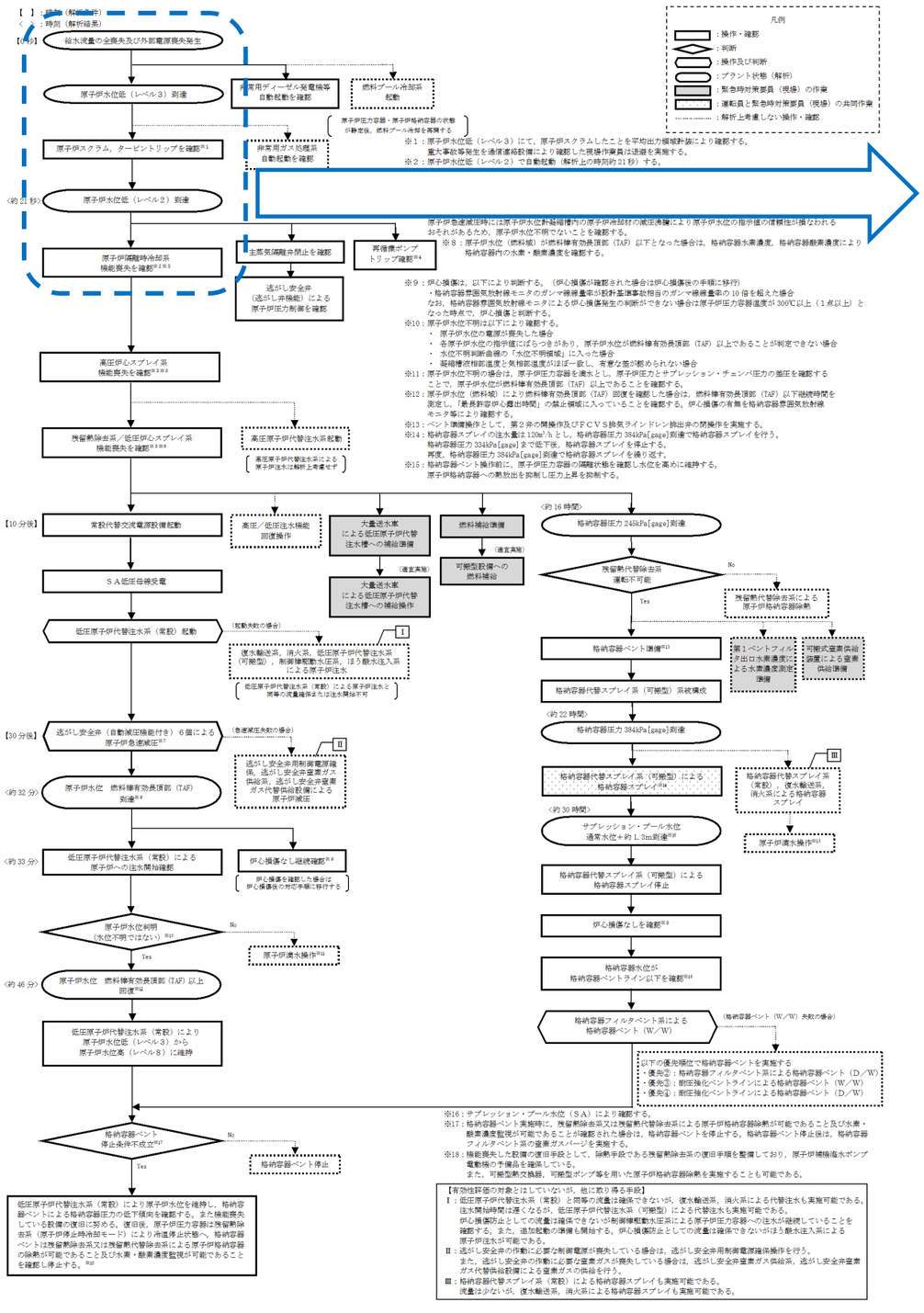
※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 21 秒）する。
※3：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位低（レベル１Ｈ）で自動起動（解析上の時刻約 15 分）するが，原子炉隔離時冷却系が正常でない場合，手動起動する。
※6：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：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，原子炉を急速減圧する。
原子炉急速減圧時には原子炉水位計装端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（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。
※9：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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。
※10：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
※11：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※12：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。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＰＣＶＳ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。
※15：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。
※16：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※17：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。
※18：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。**

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。

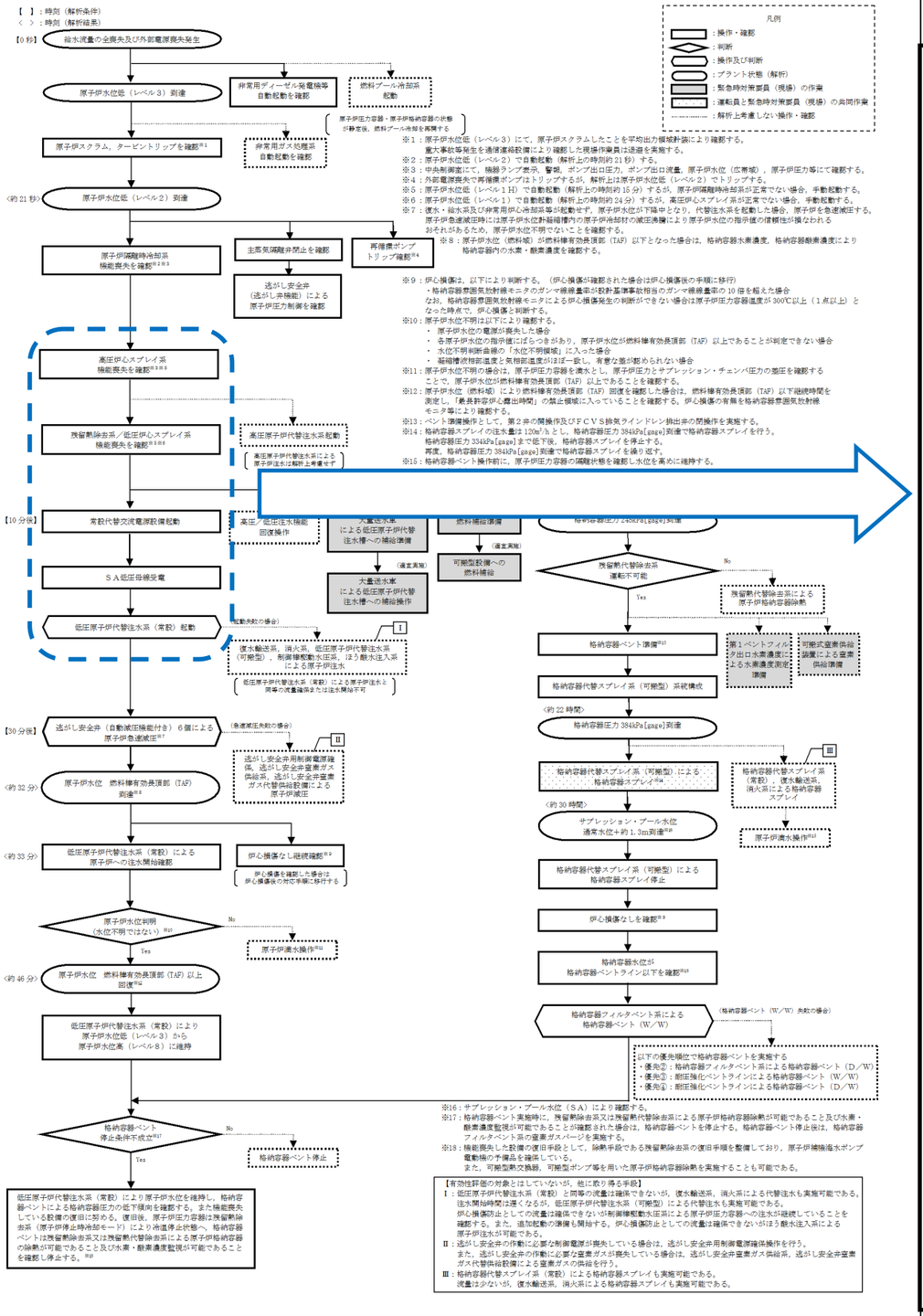
逃がし安全弁の動作により，格納容器圧力が上昇する。**ドライウェル圧力 13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。**

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

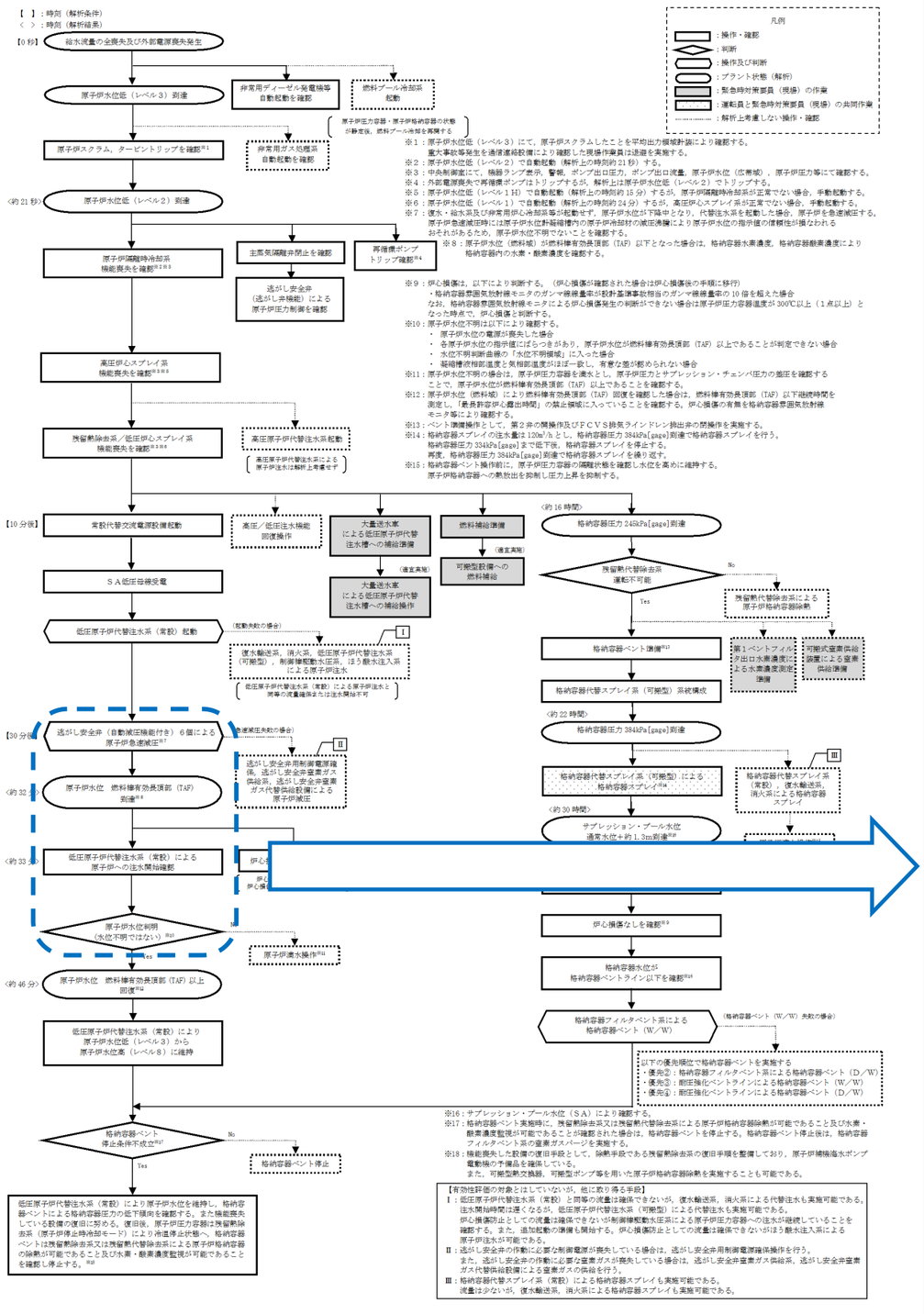
AM 1：「原子炉注水戦略」

・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。

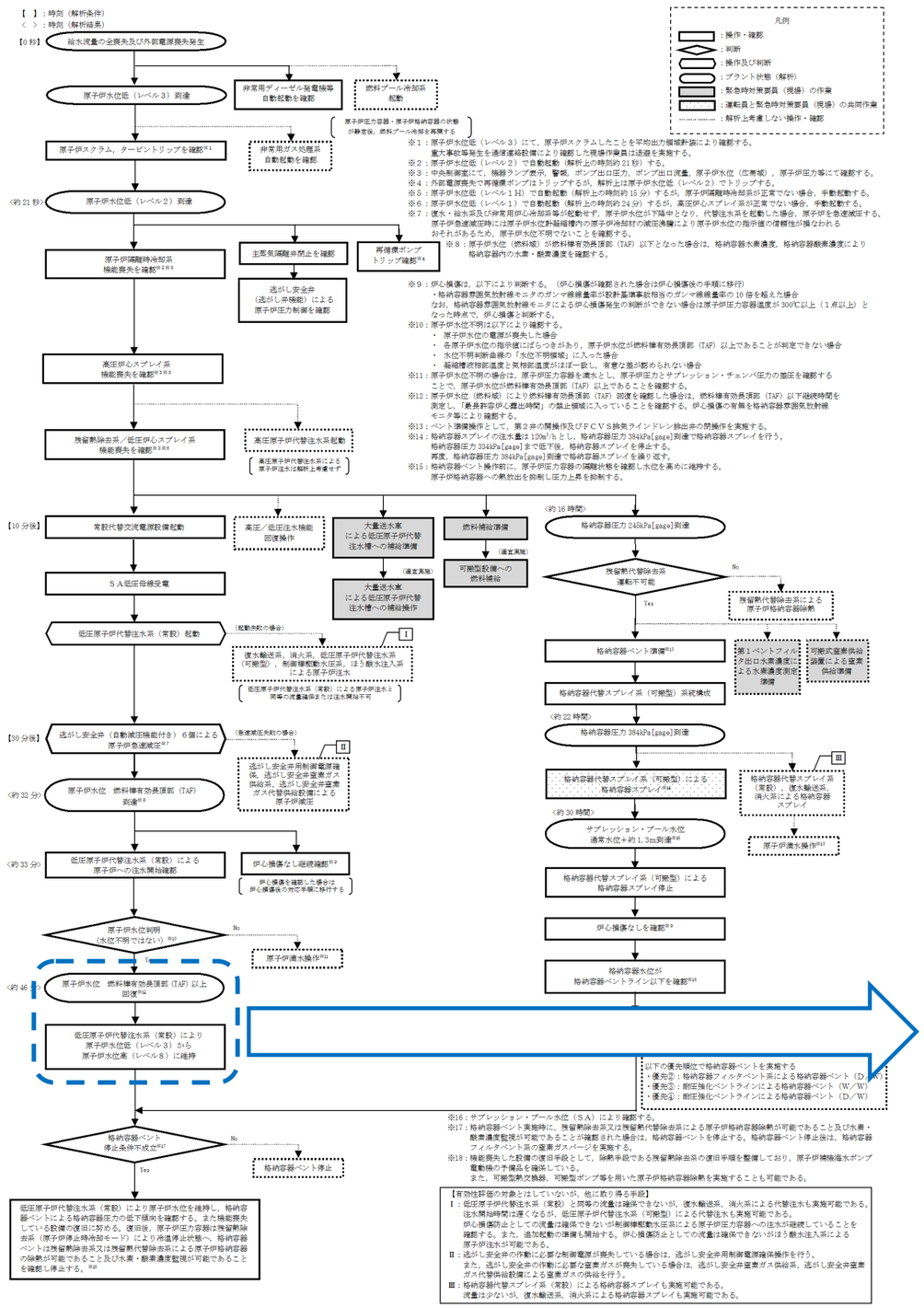
原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

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。**

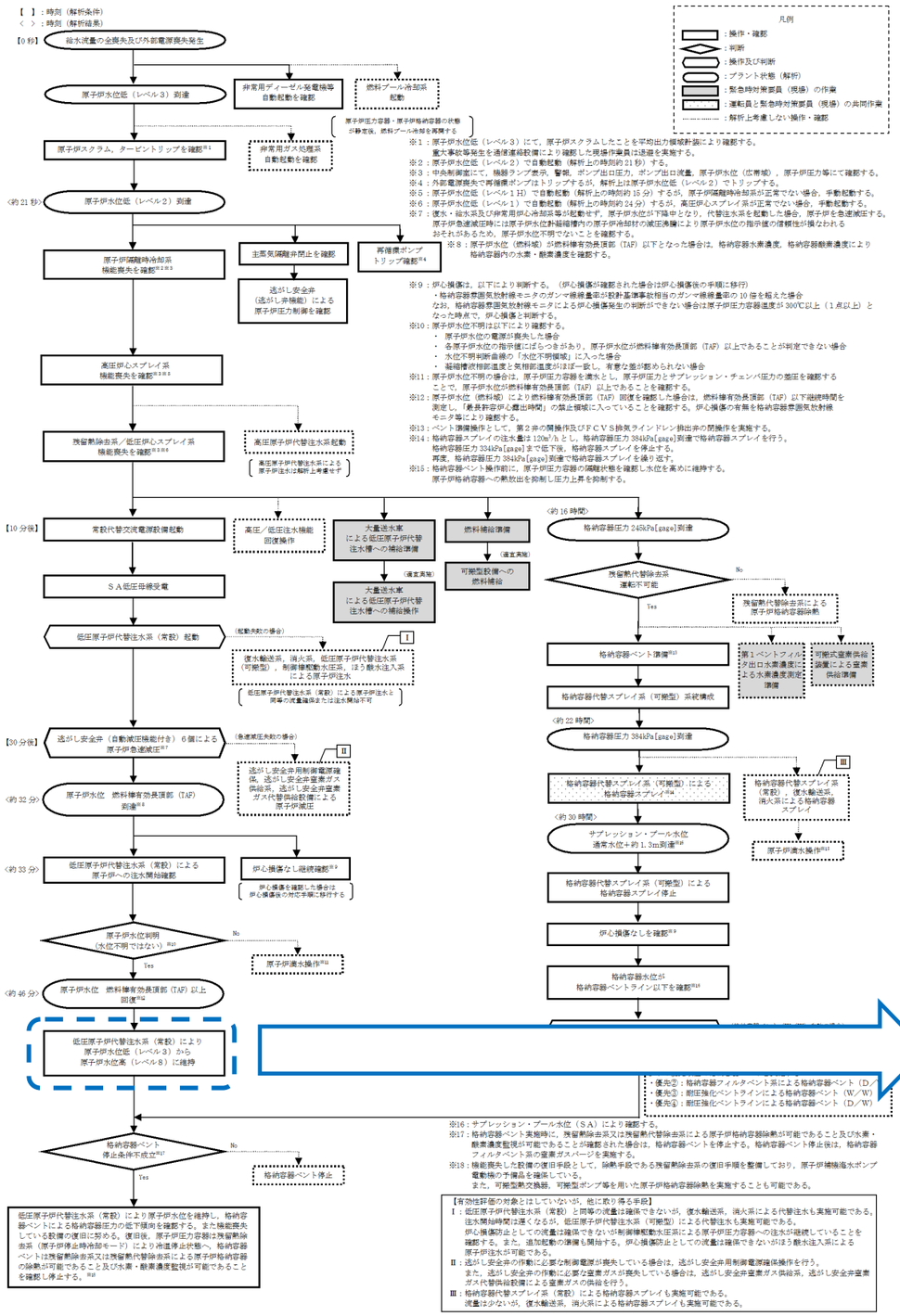
「水位確保」
低圧原子炉代替注水系（常設）により，**原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できるため，原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。**

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



※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１H）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，高圧原子炉心スプレイ系が正常でない場合，手動起動する。
※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，原子炉を急速減圧する。
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。
※8：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。
※9：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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。
※10：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
・ 最確値炉相関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
※11：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※12：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。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン弁出弁の開操作を実施する。
※14：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。
※15：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。
※16：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※17：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。
※18：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

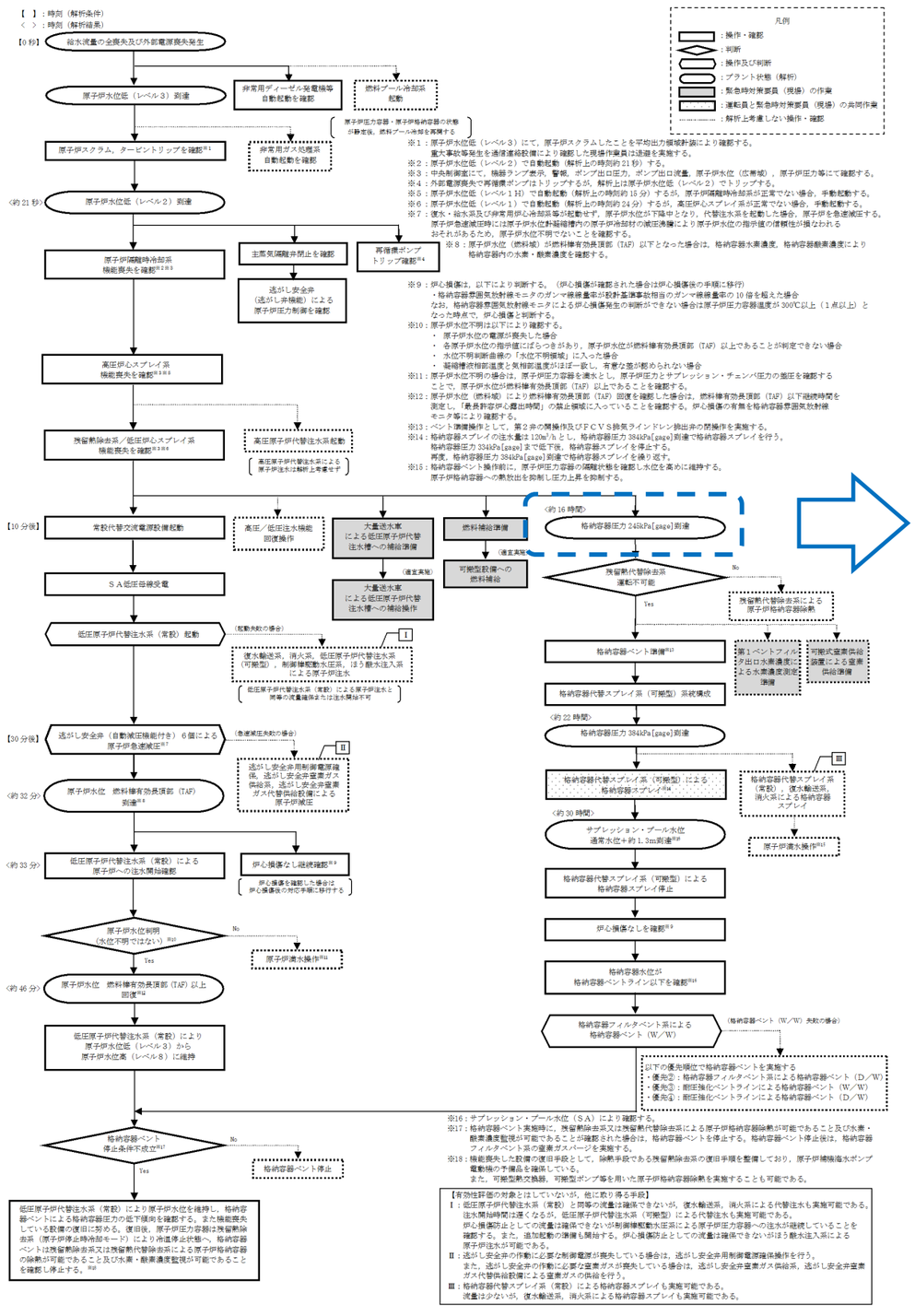
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

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

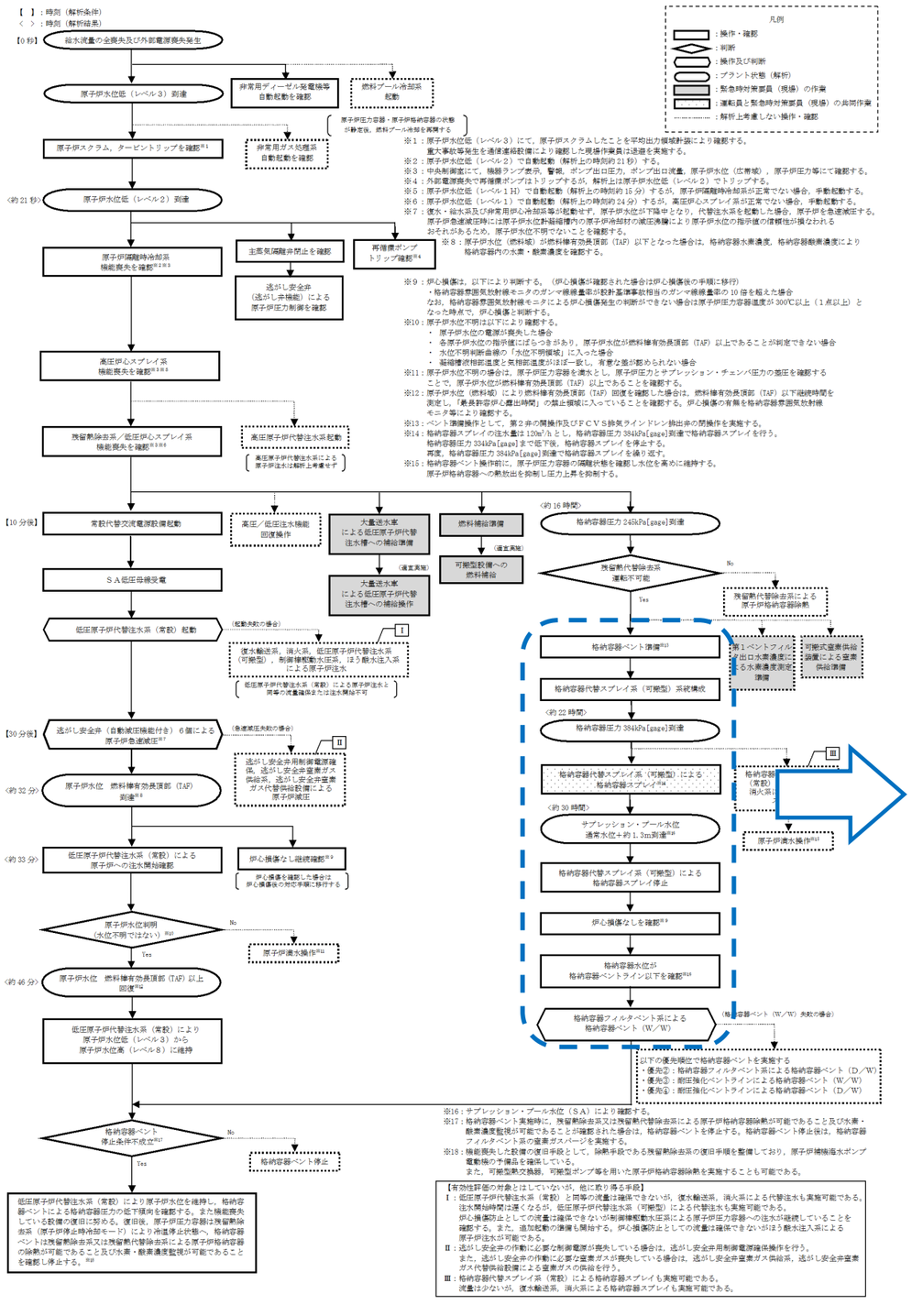
操作補足事項

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。

1.2　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。

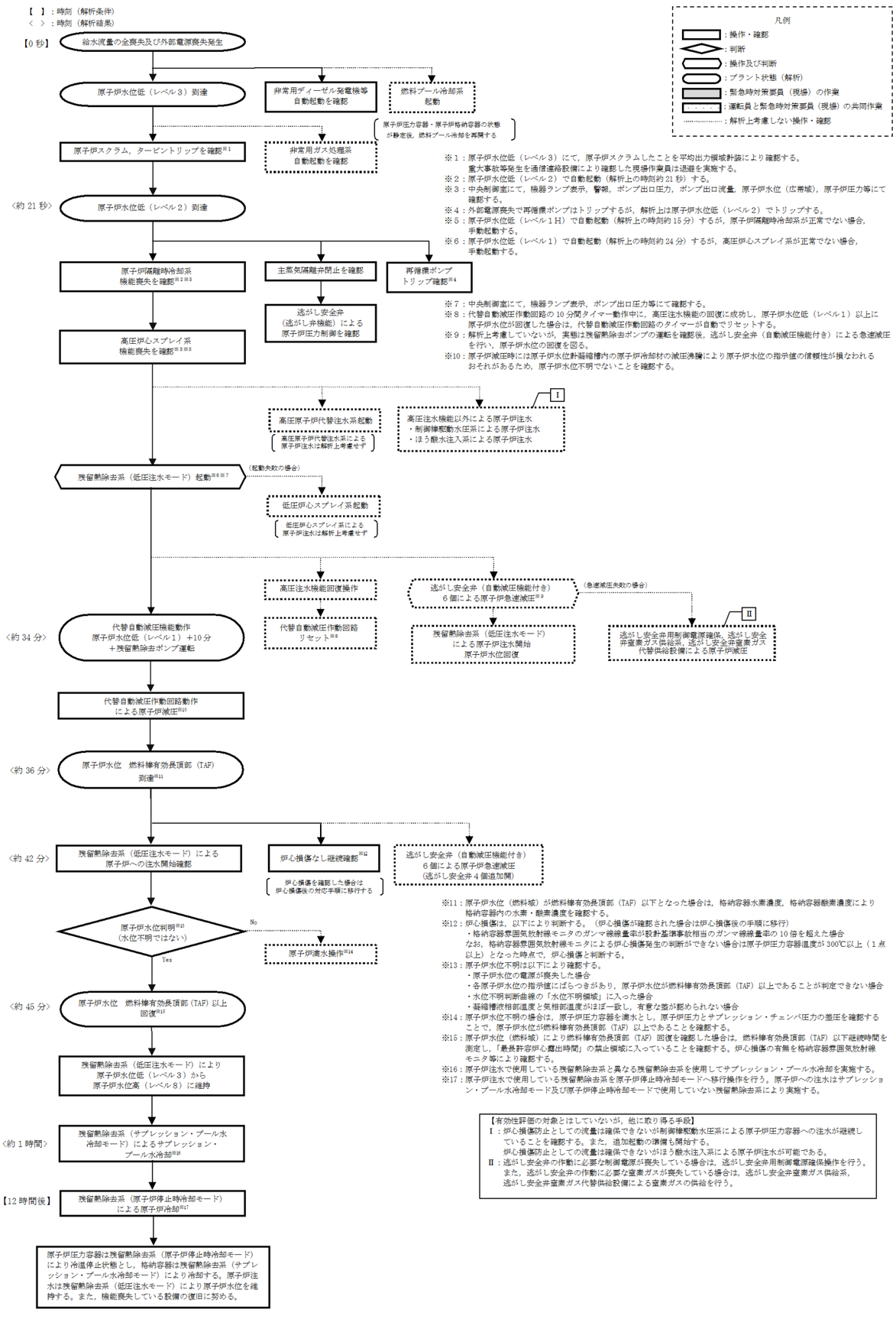
基本的な考え方

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

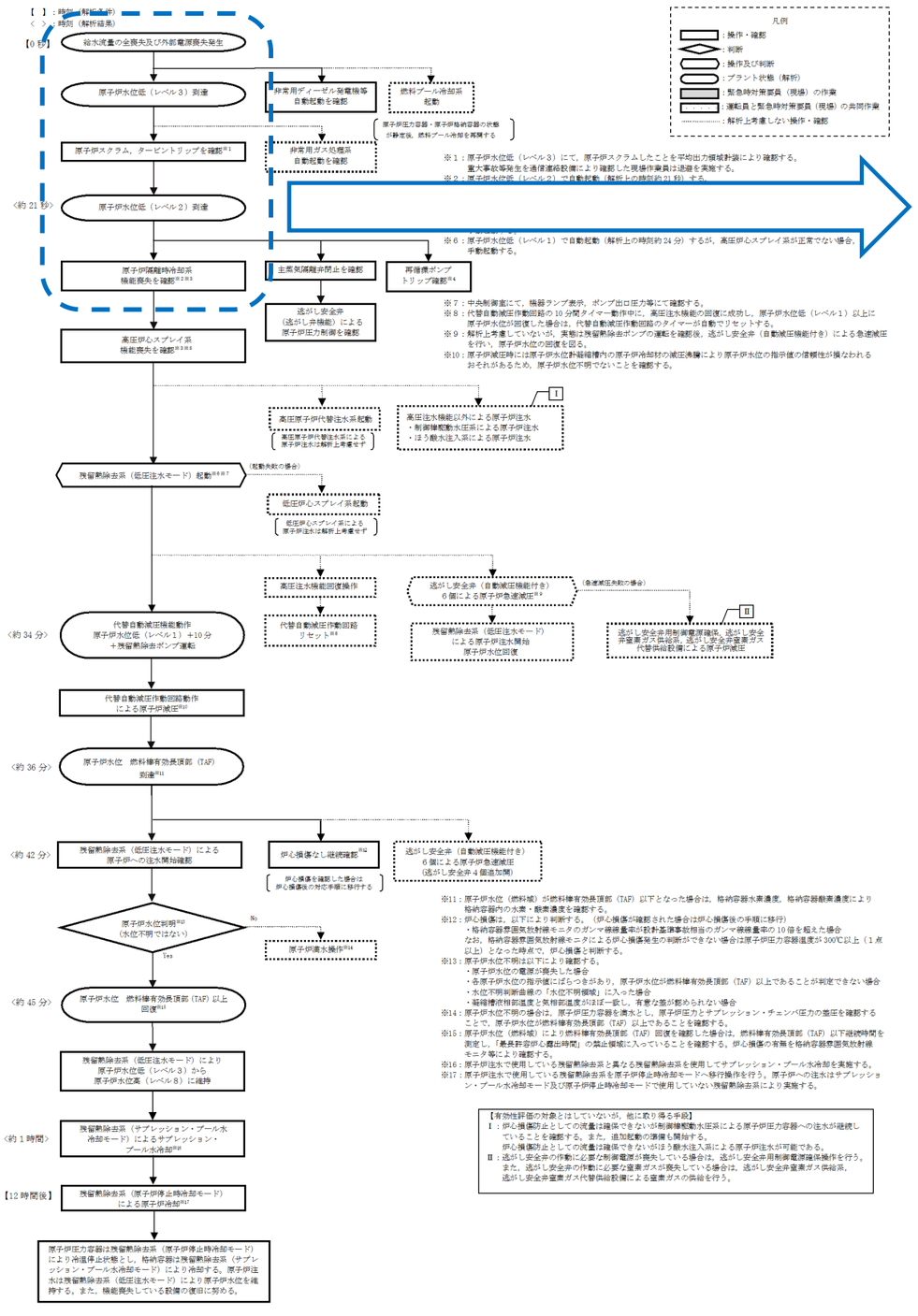
解析上の対応手順の概要フロー



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。

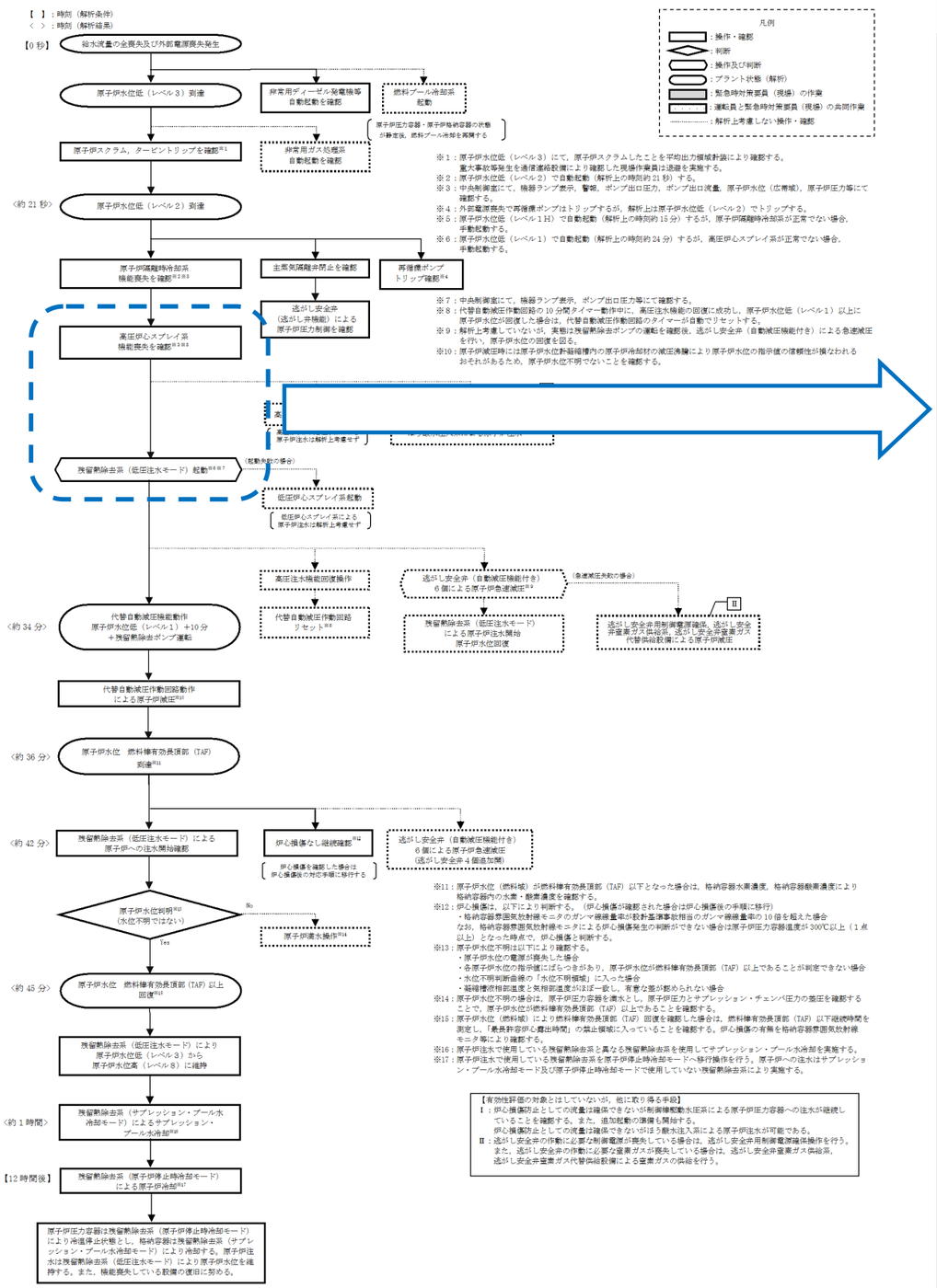
逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。**サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。**

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。

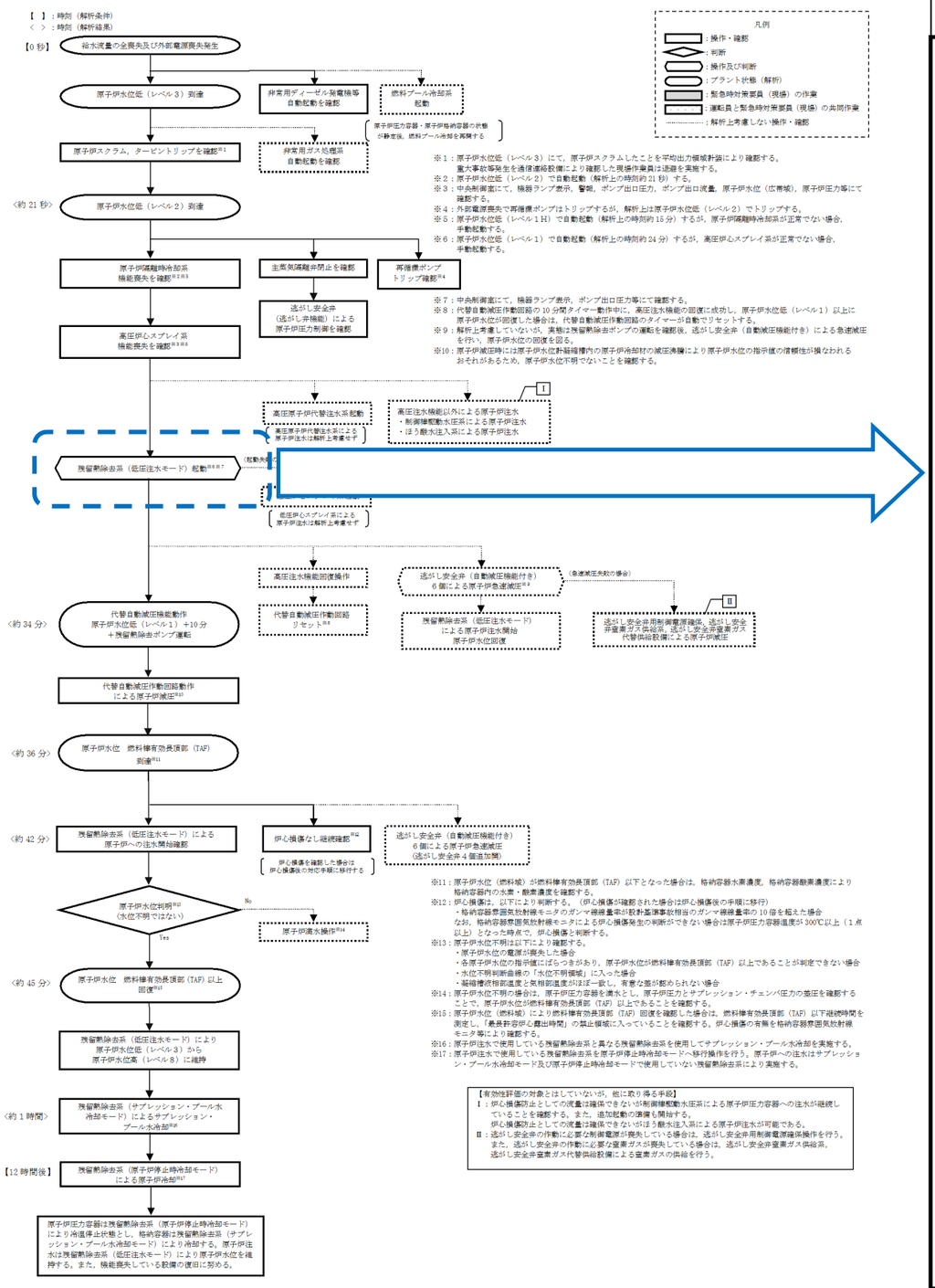
原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上に維持不可のため不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

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

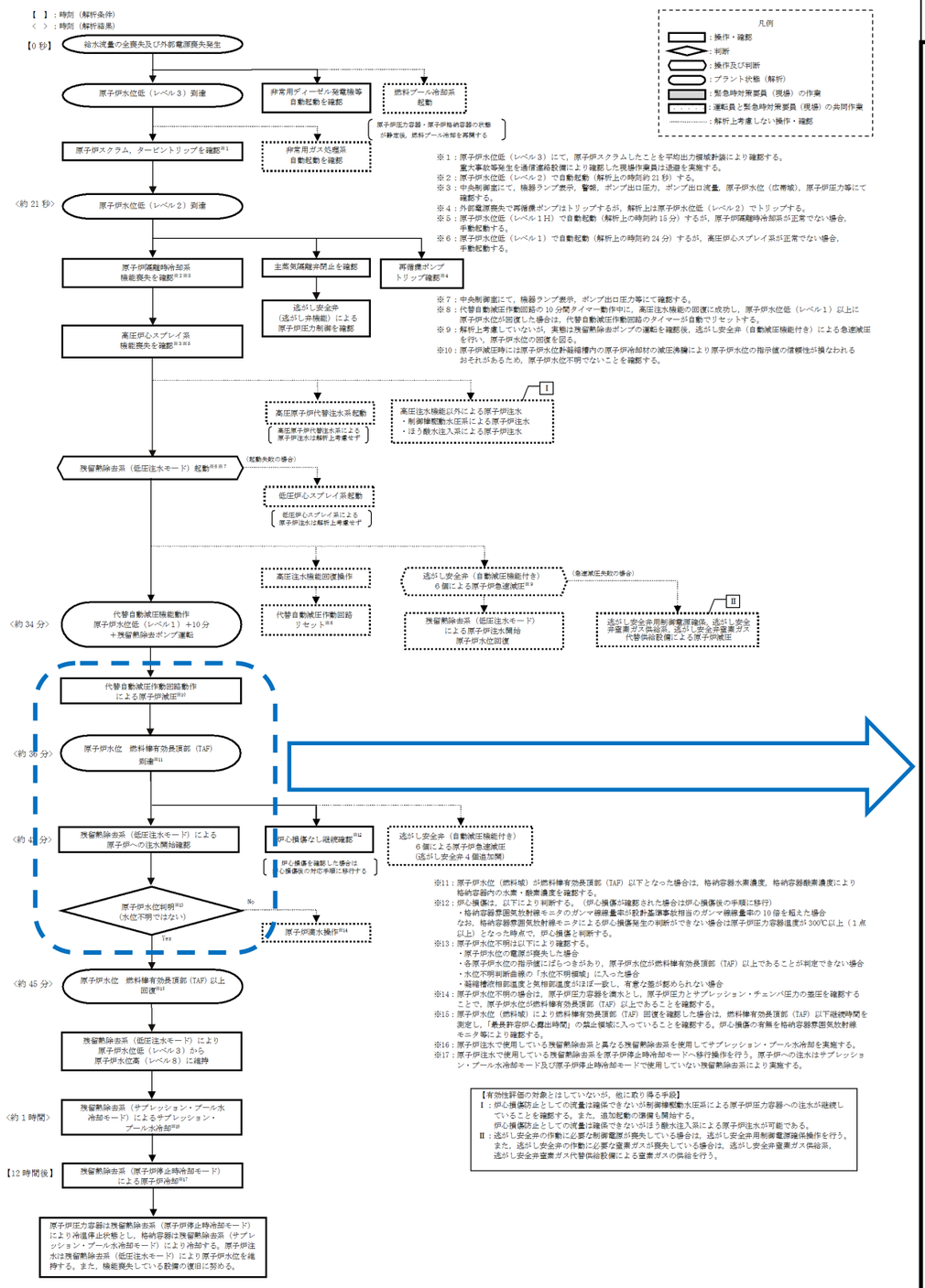
「水位回復」
低圧注水系は，自動起動には成功するが，減圧機能喪失により原子炉圧力容器への注水が不可となることから，原子炉水位は低下する。
低圧注水可能系統１系統以上があることを確認後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。

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

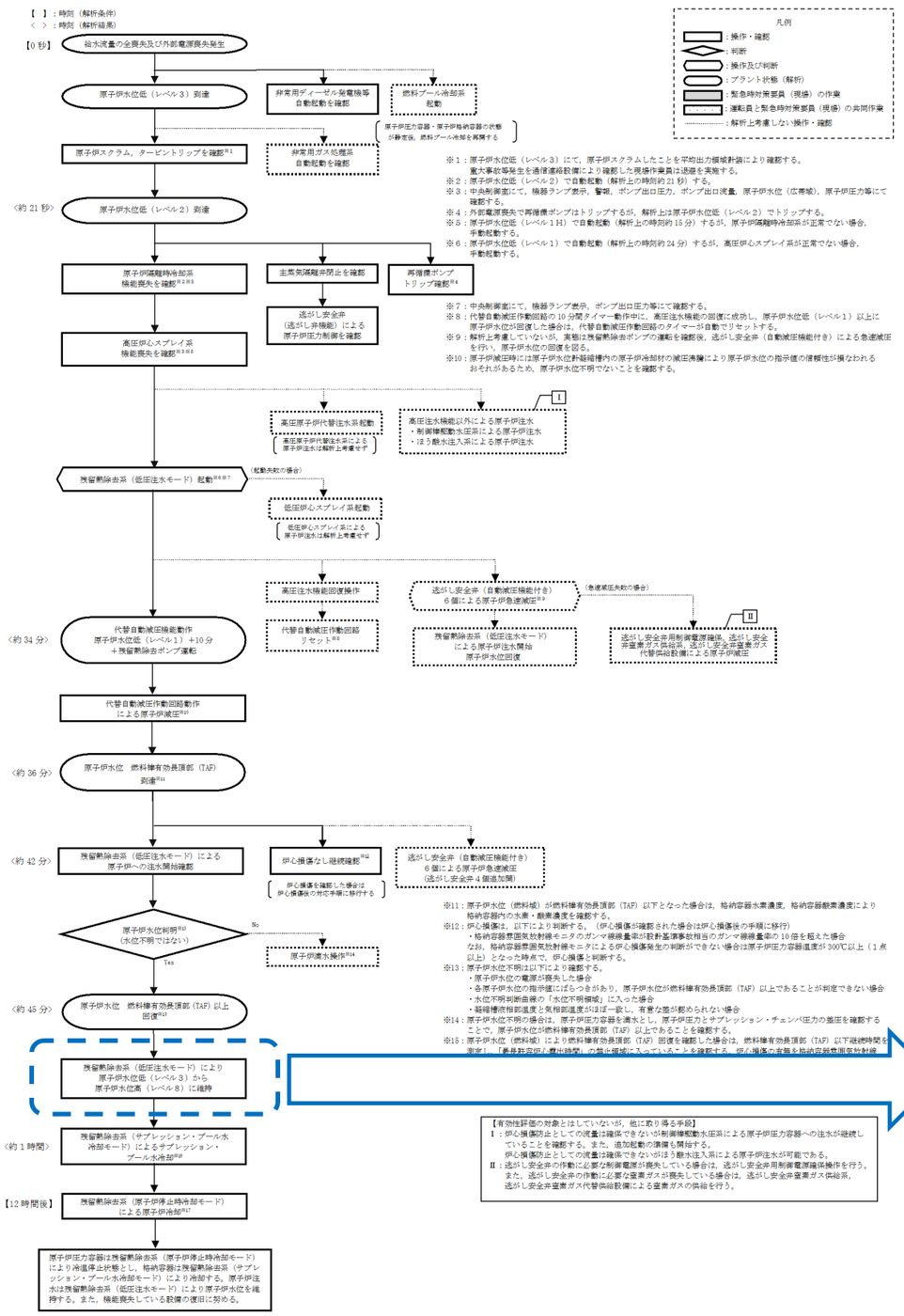
「急速減圧」
　原子炉水位低（レベル１）の状態が１０分継続し，低圧注水可能系統が起動している場合，代替自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能付き）２個による原子炉減圧が開始する。
　原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。
　原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

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。**

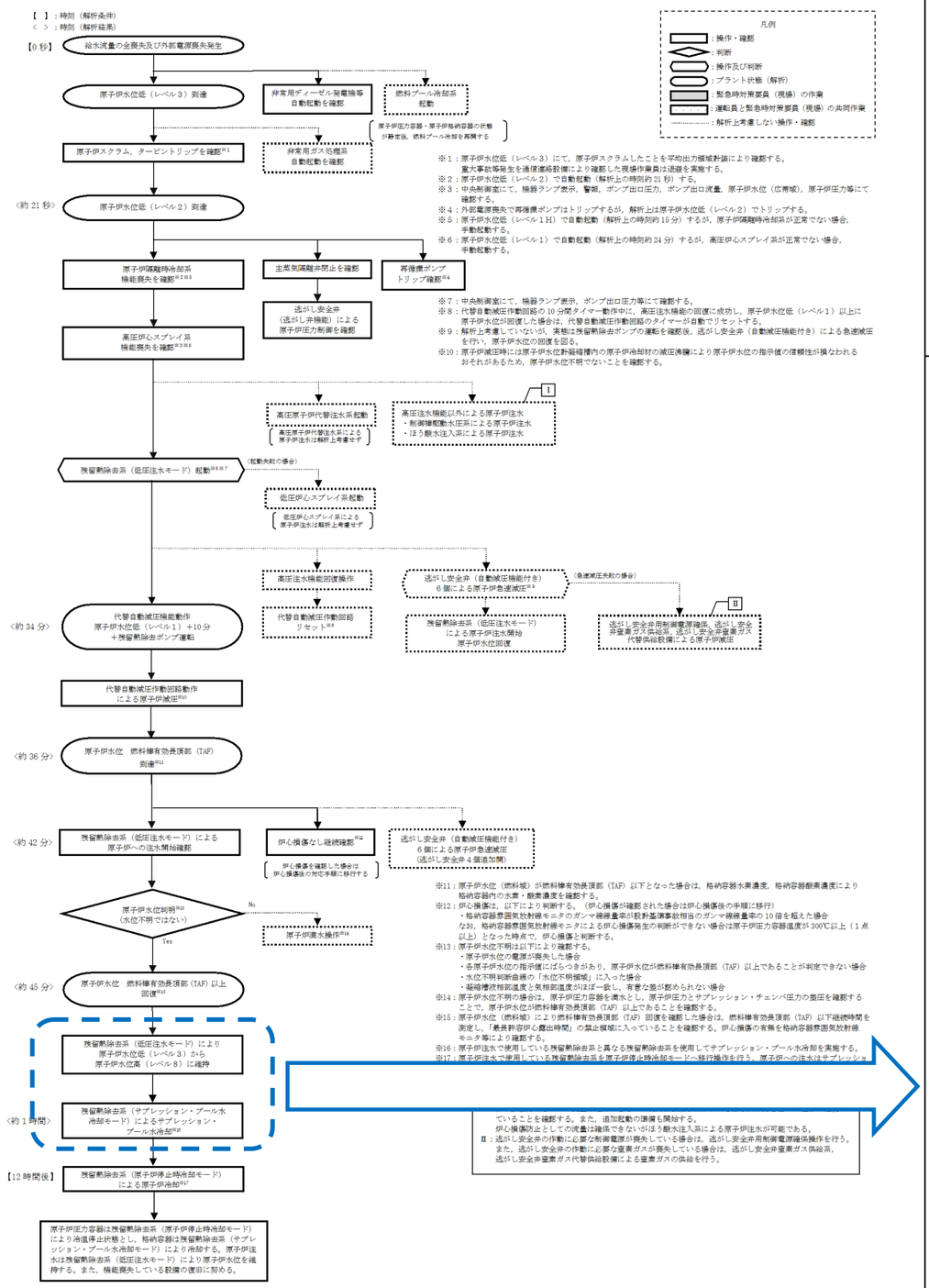
「水位確保」
　低圧炉心スプレイ系により，**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持し，「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。**

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

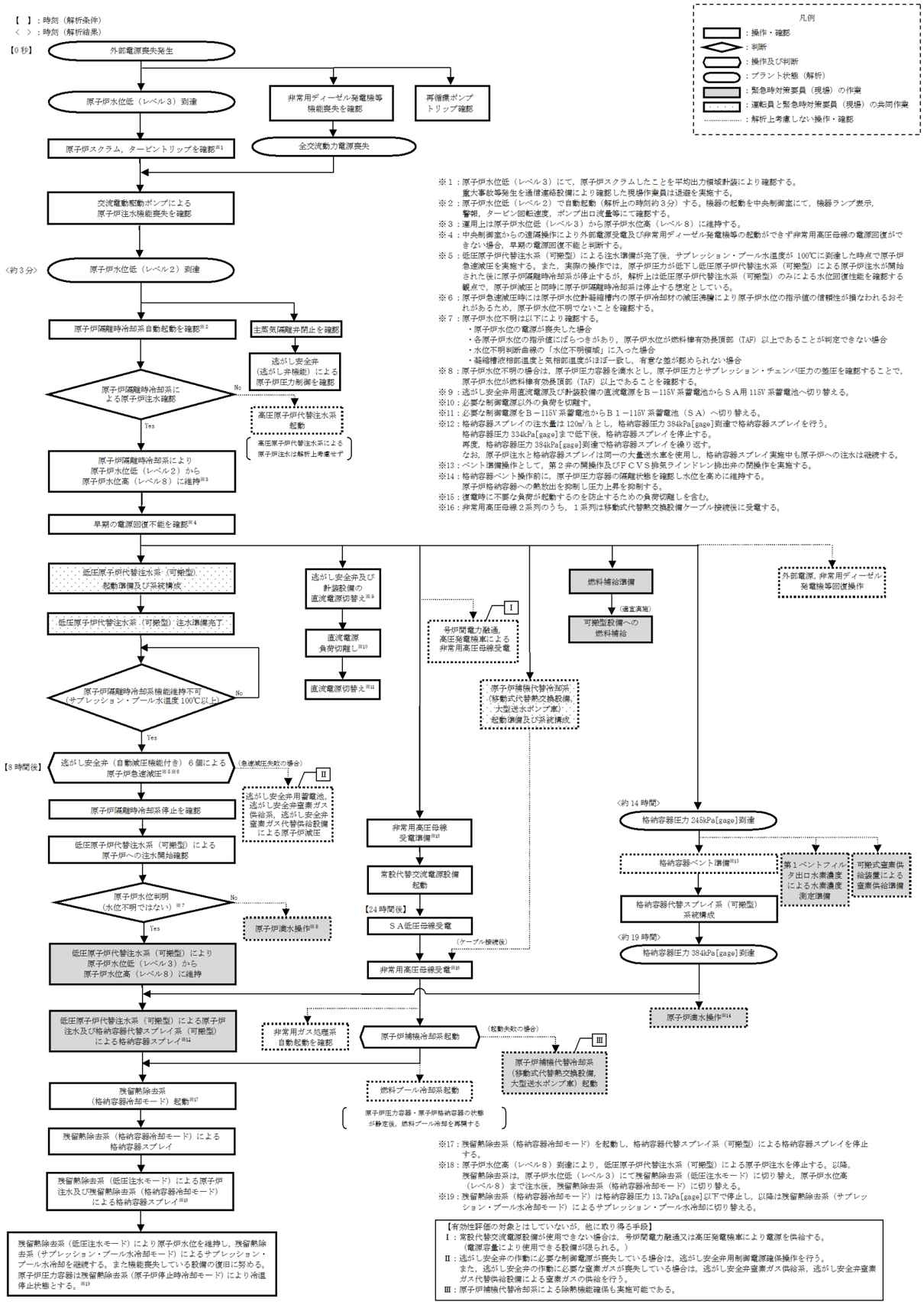
所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生８時間後まで炉心を冷却し，その後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生 24 時間 30 分後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

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「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスグループのうち，「全交流動力電源喪失（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

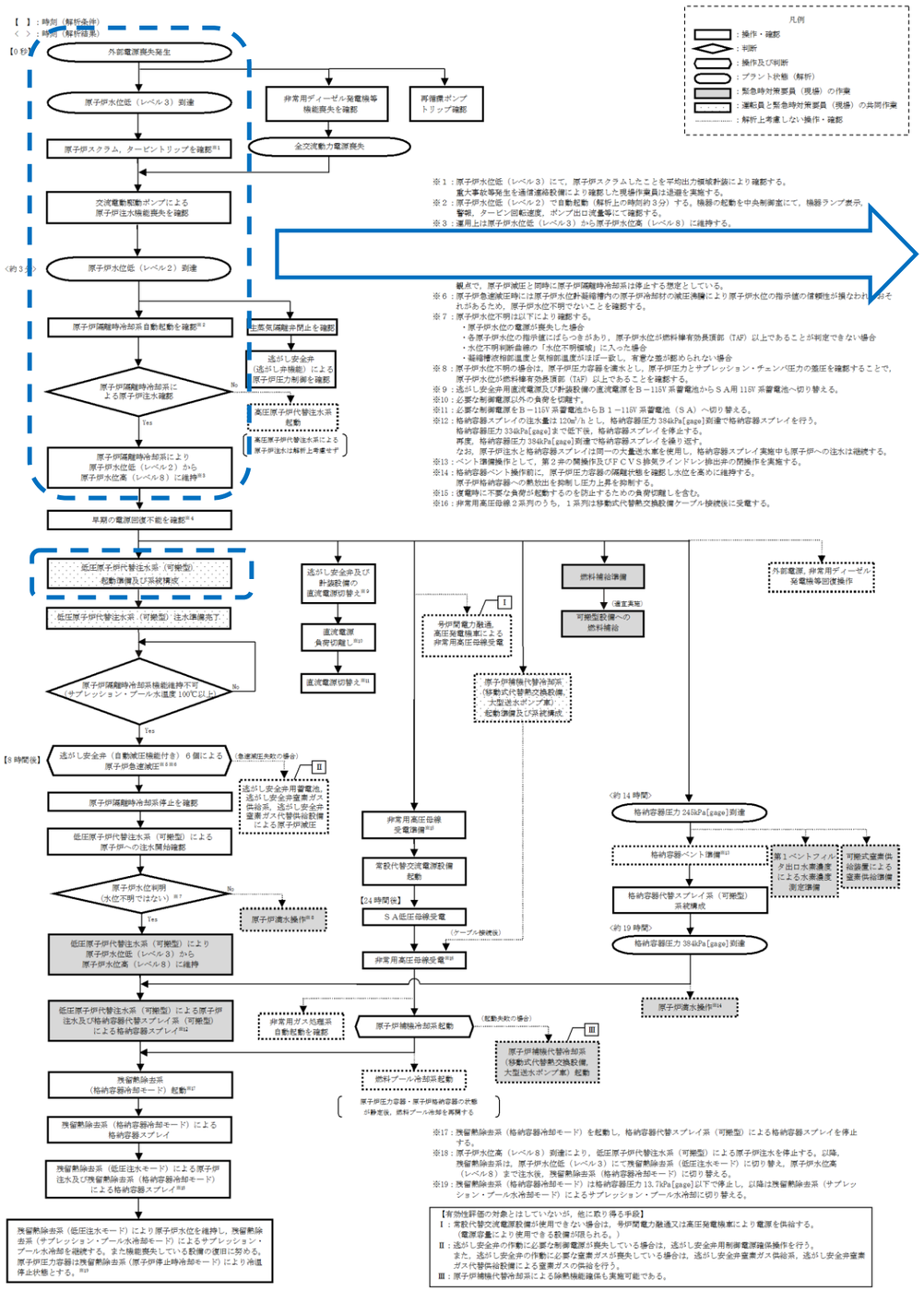


事故時操作運転手順書　ＥＯＰ対応フロー

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。

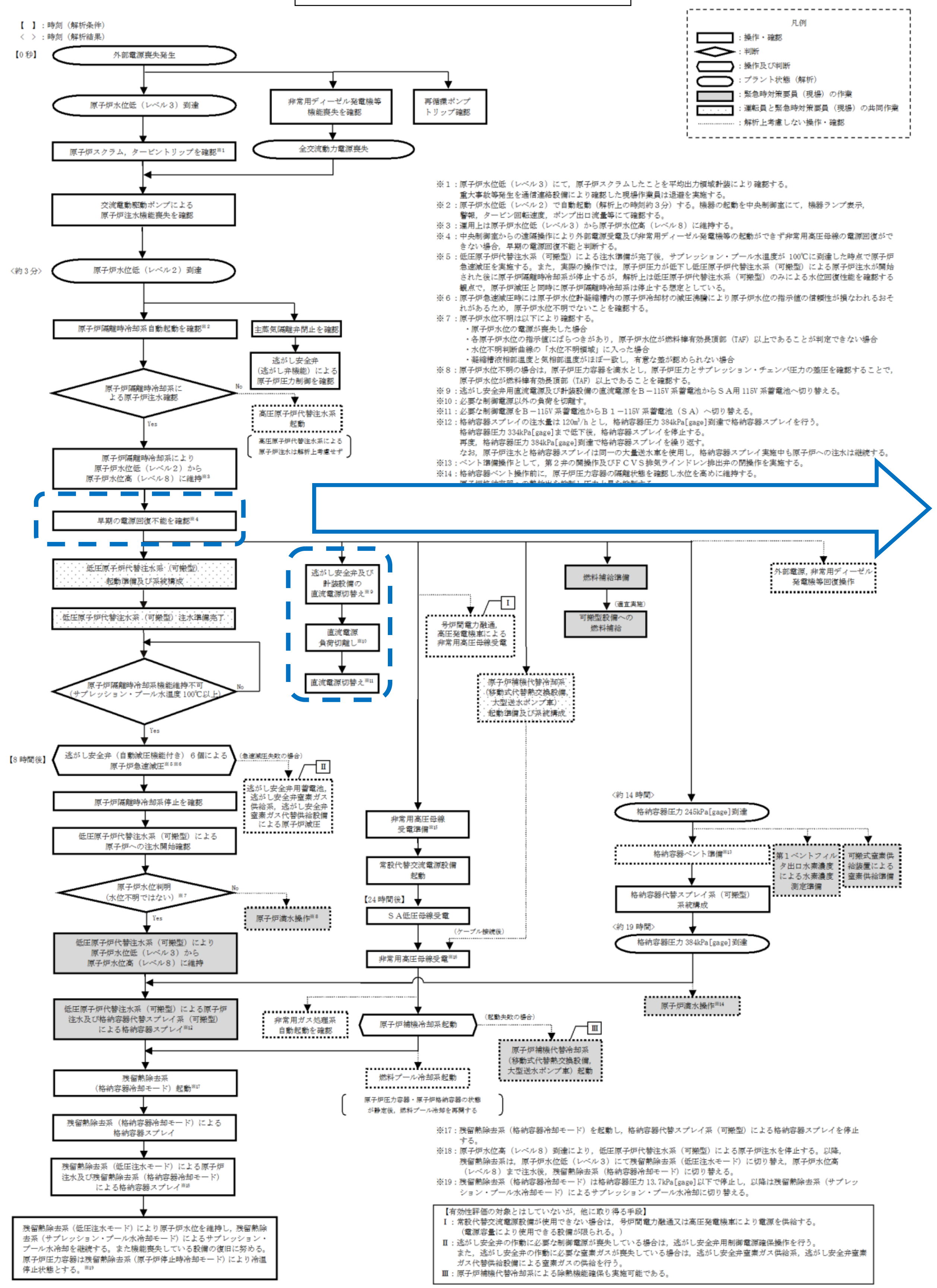
サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。ドライウェル圧力 13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。

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$120m^3/h$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。

※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）

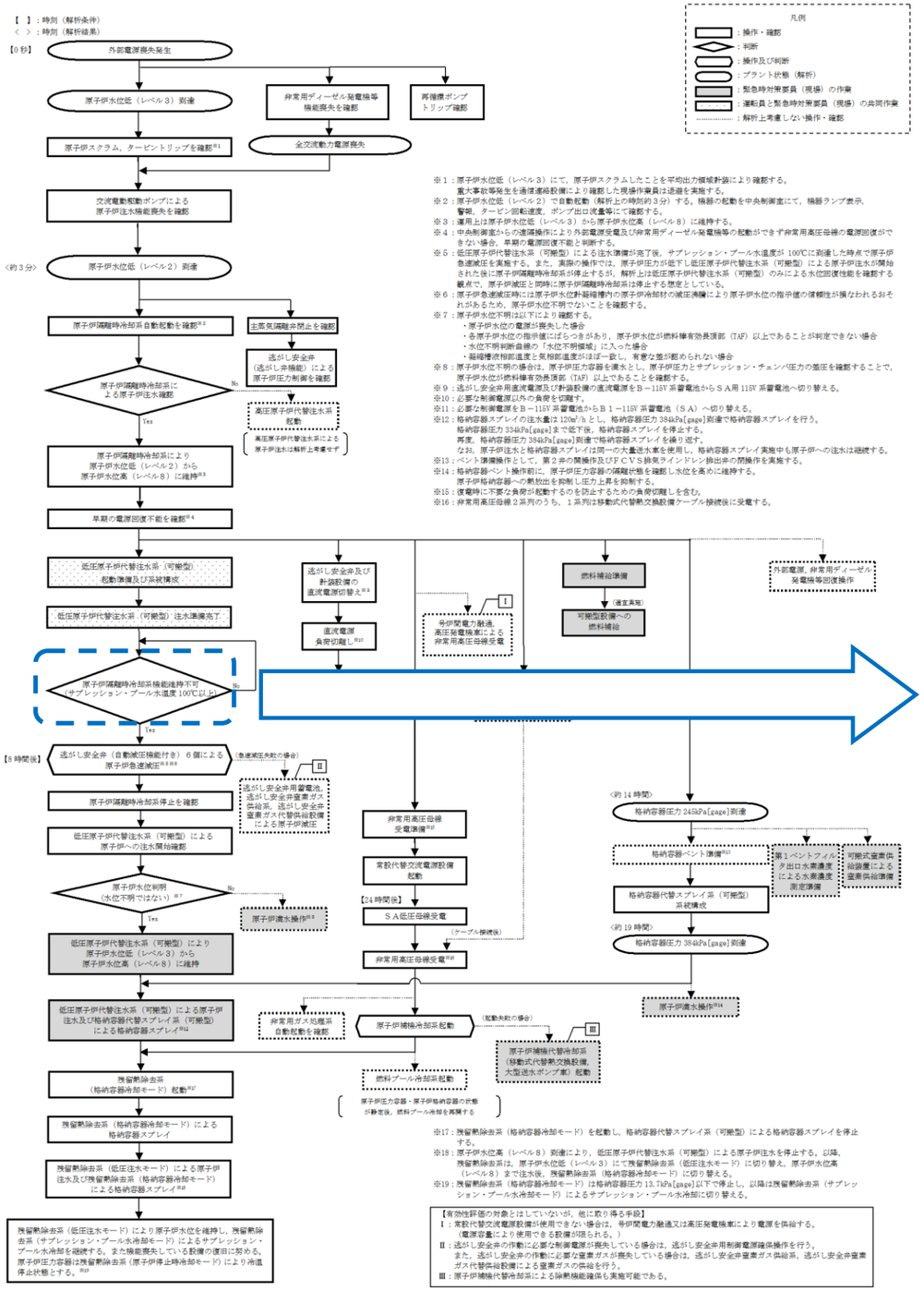
AM 9：「代替監視戦略」
・重要計器の電源切替

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。
※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
・基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
※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S A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B 1－115V系蓄電池（S A）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開操作を実施する。
※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

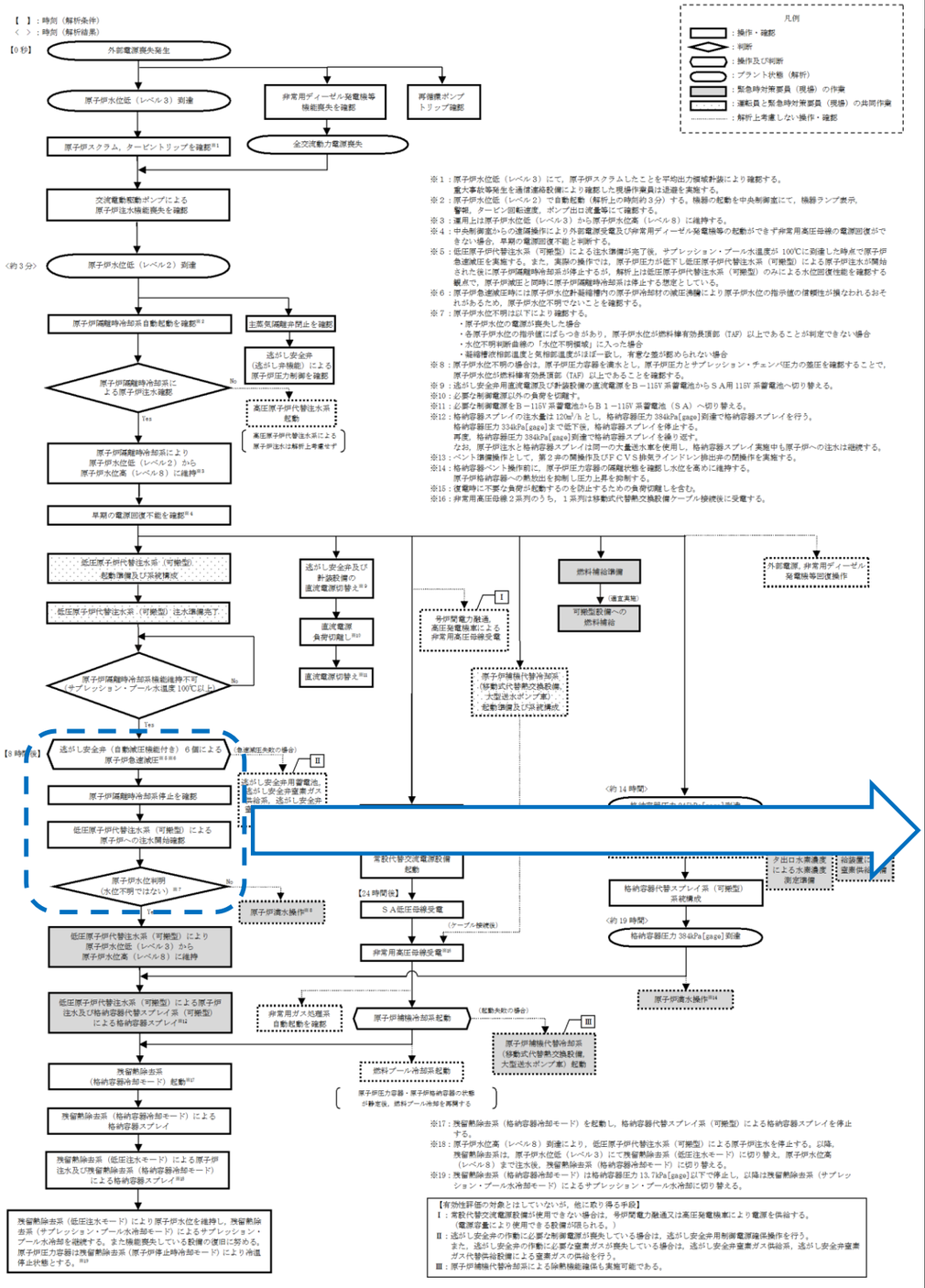
「Ｓ／Ｃ温度制御」
サプレッション・プール冷却を試みるが全交流動力電源喪失により，原子炉補機冷却系／原子炉補機海水系が喪失しているため，起動できない。
サプレッション・プール水温の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

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が基礎マット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
・格納槽気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弁の開操作及びドＣＶＳ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系列は移動式代替動交換設備ケーブル接続後に受電する。

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

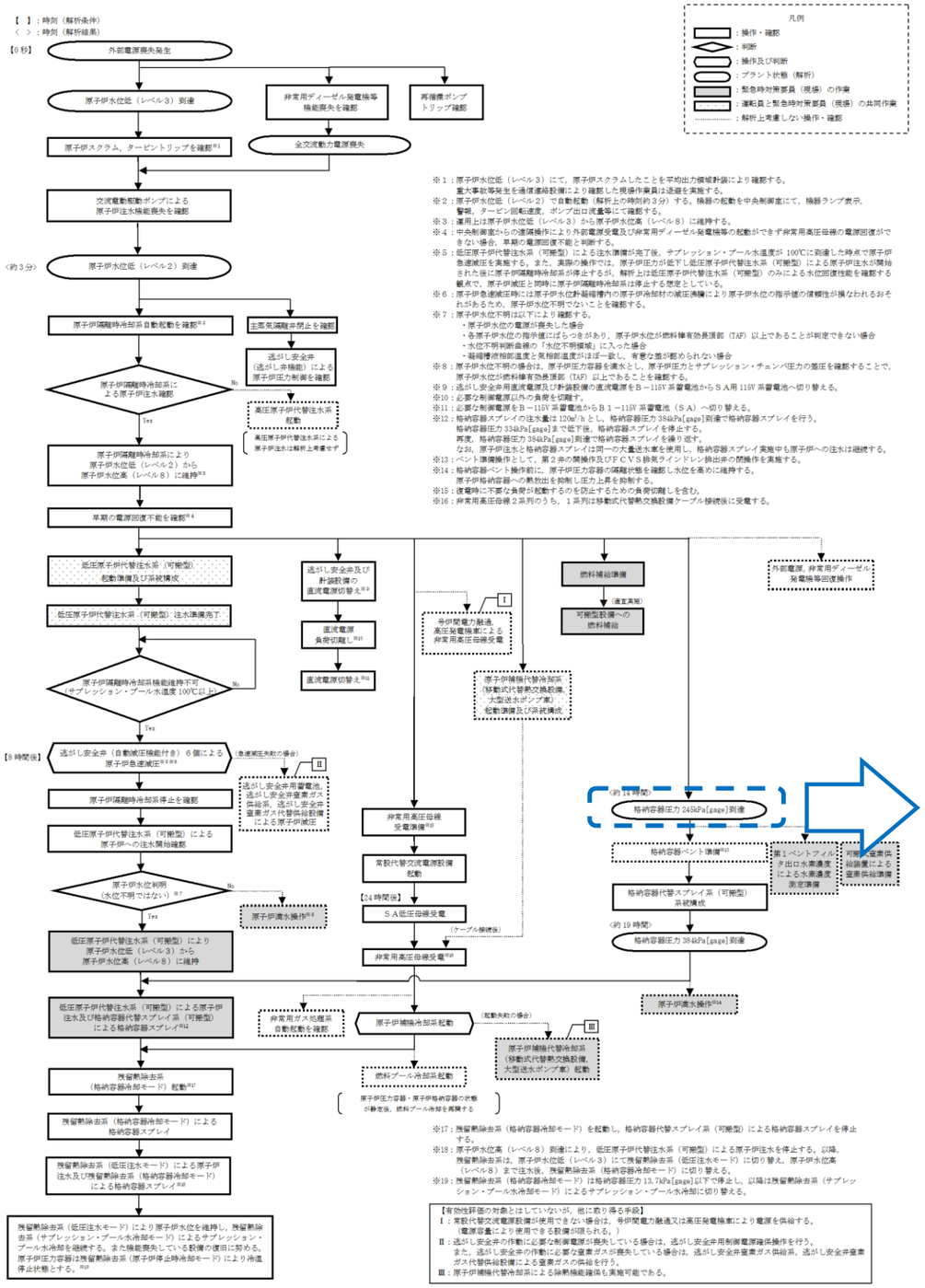
原子力災害対策手順書

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



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

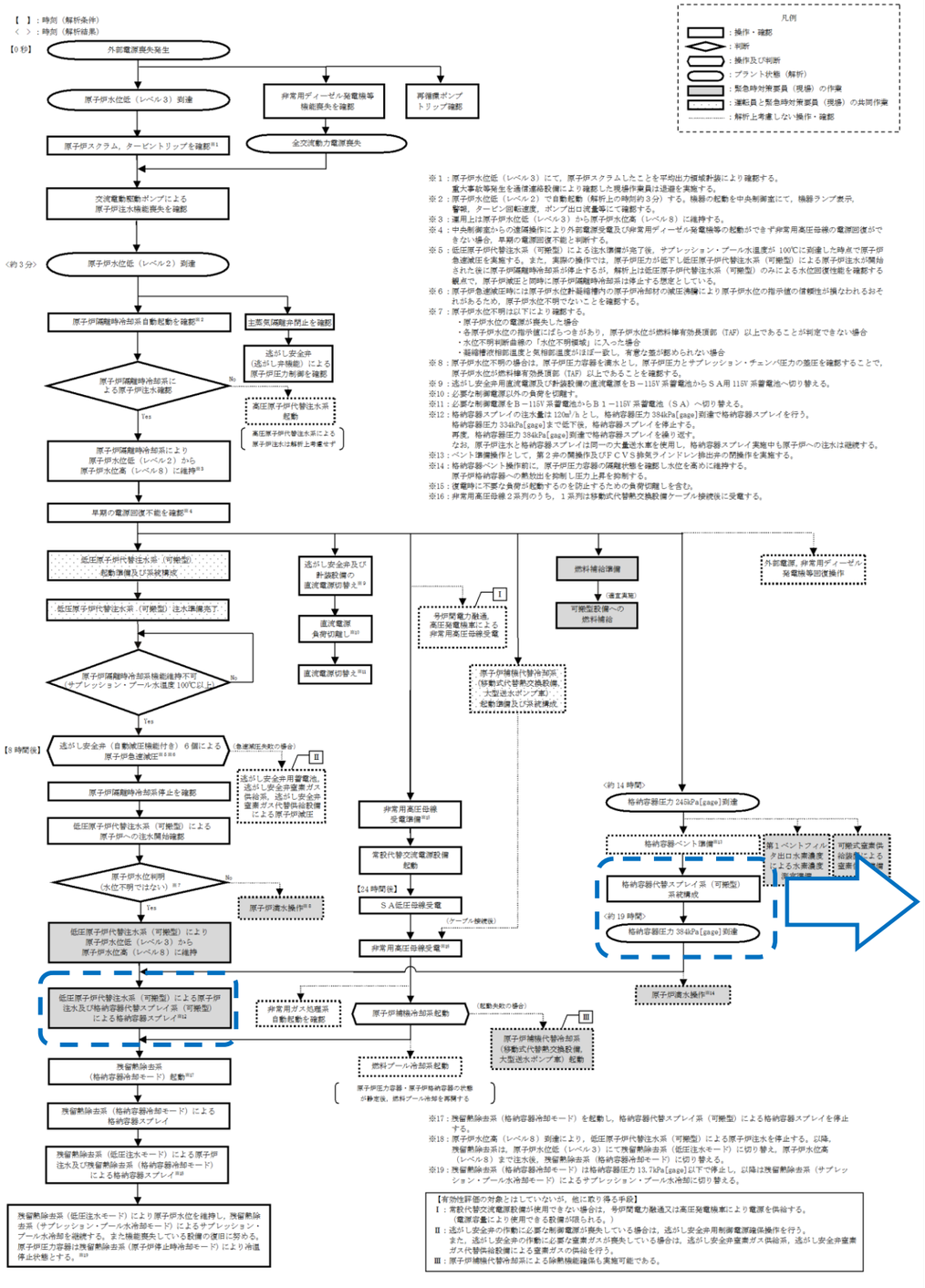
操作補足事項

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



※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
　・最確値燃料被覆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５A 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系列は移動式可搬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

「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

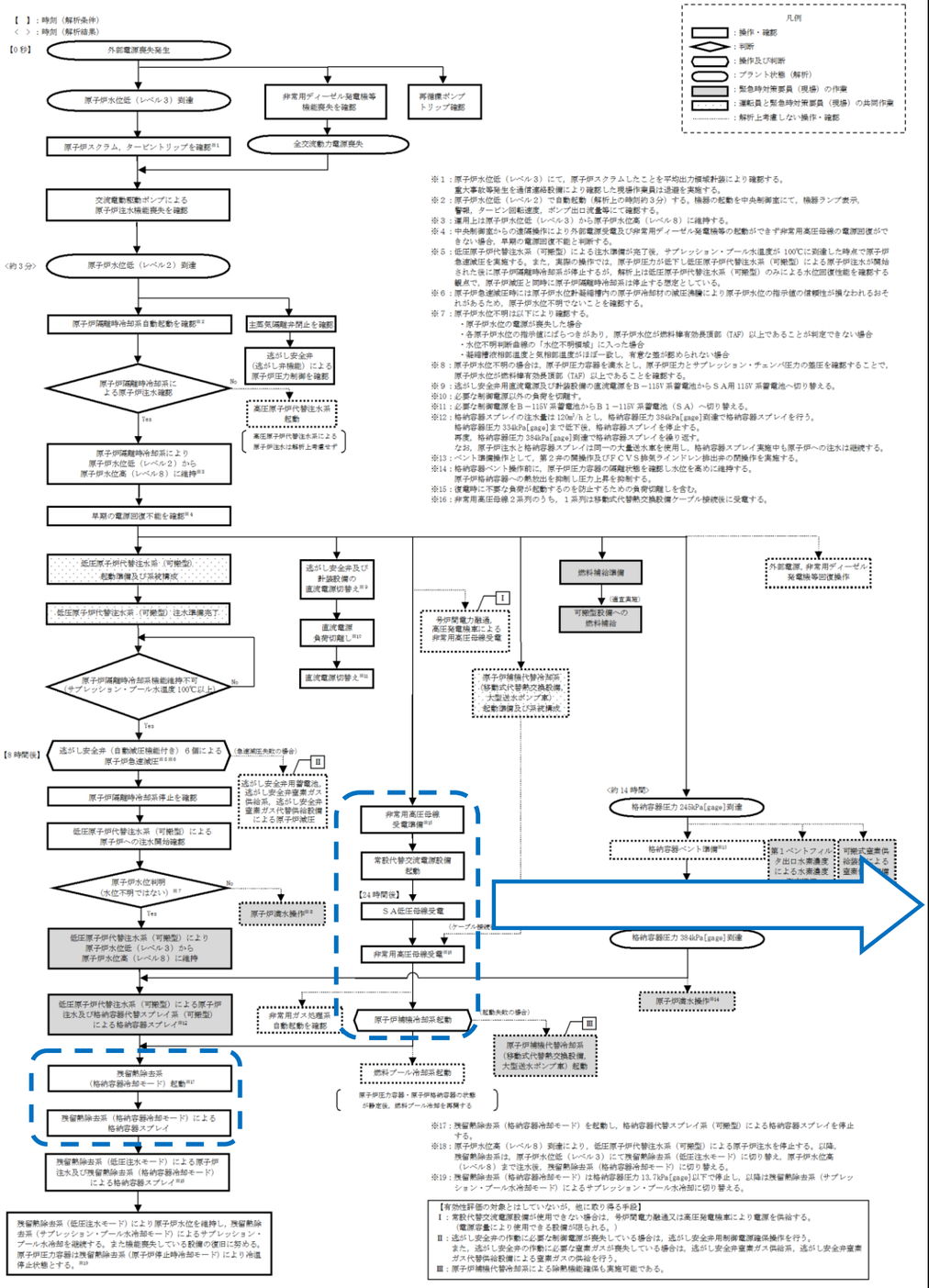
AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・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設定としている。
※6：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基礎槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※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，原子炉圧力容器を減水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（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ＵＦＣＶＳ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。

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。

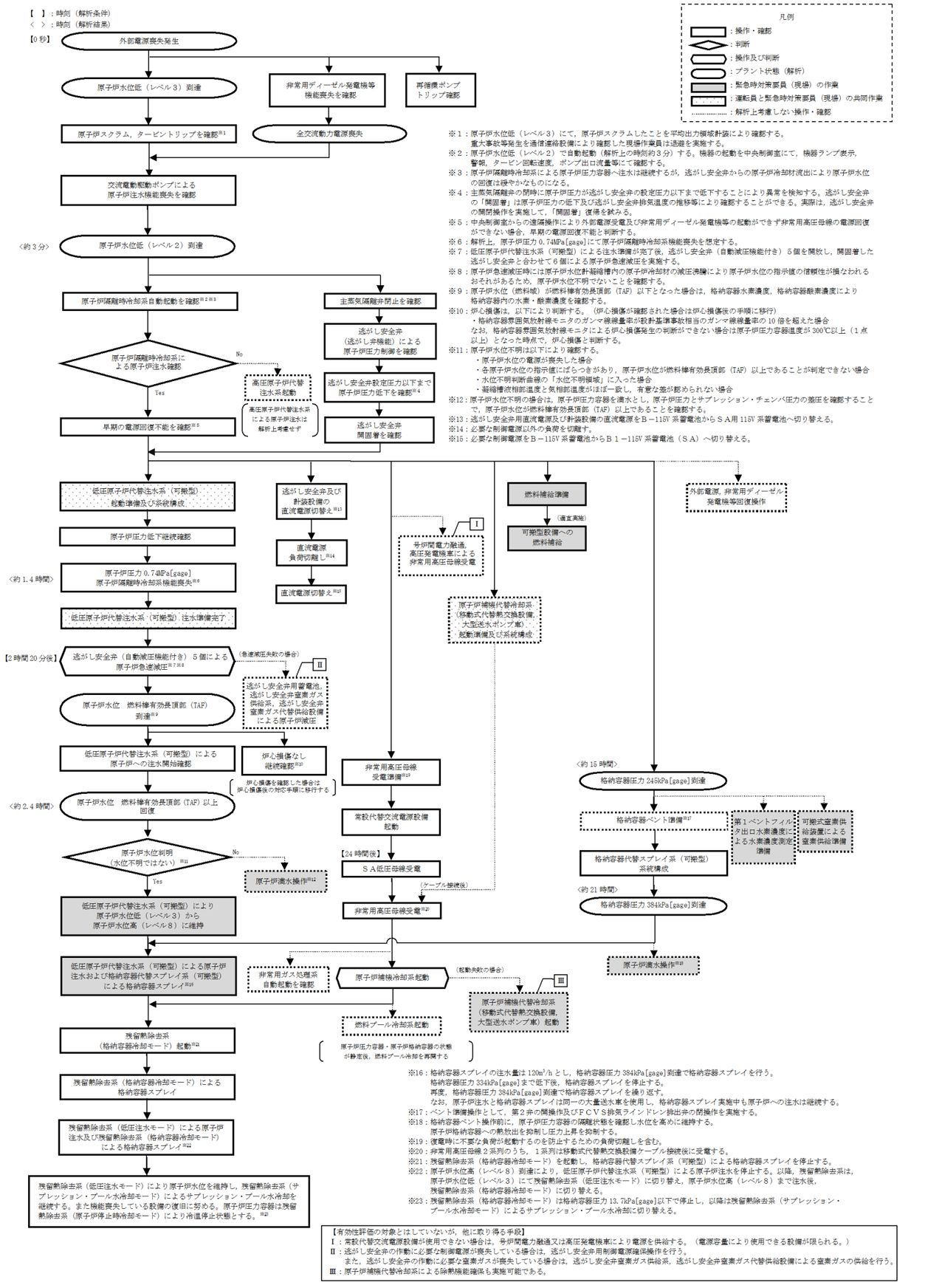
基本的な考え方

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

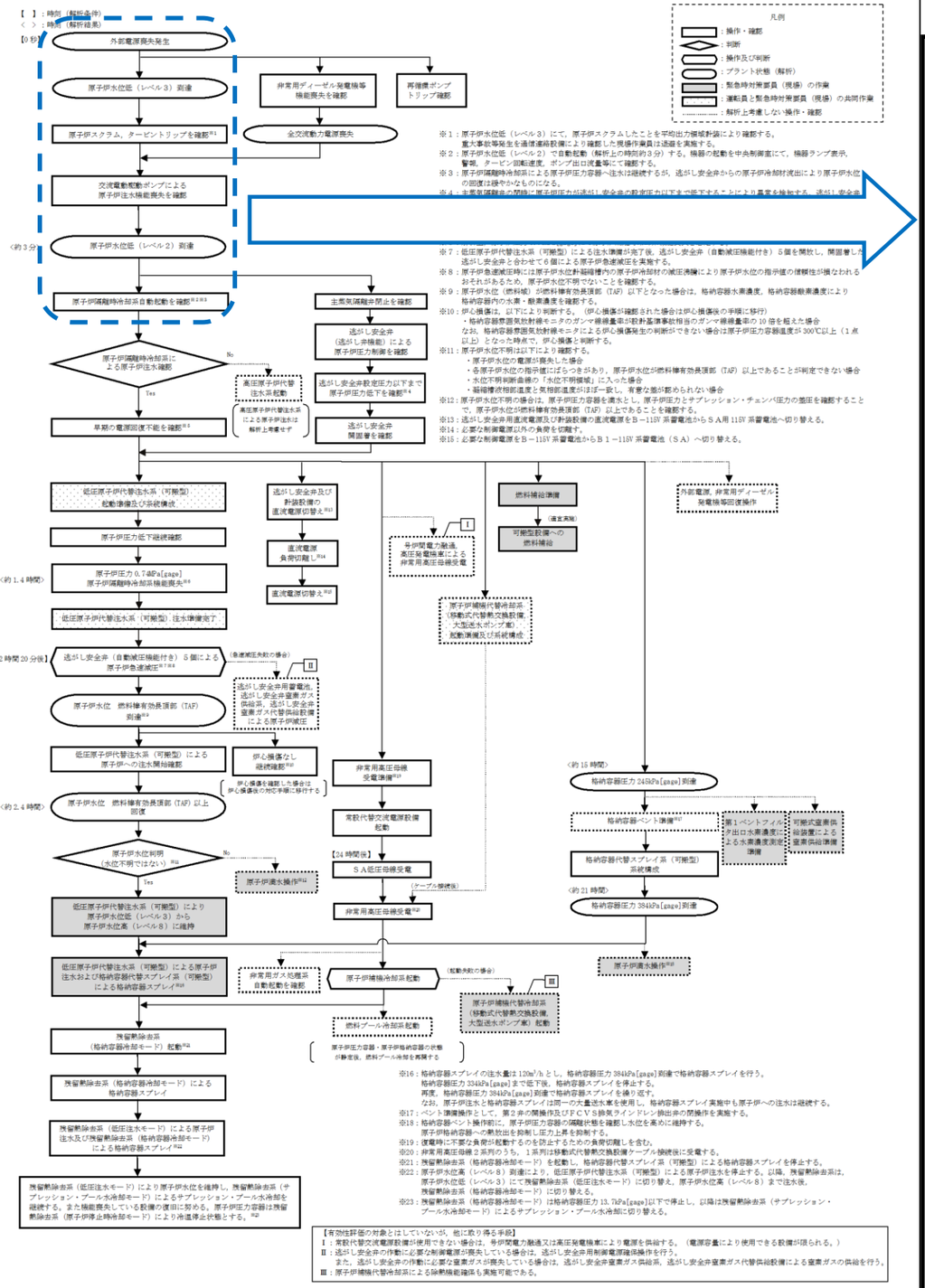


事故時操作運転手順書　ＥＯＰ対応フロー

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。**

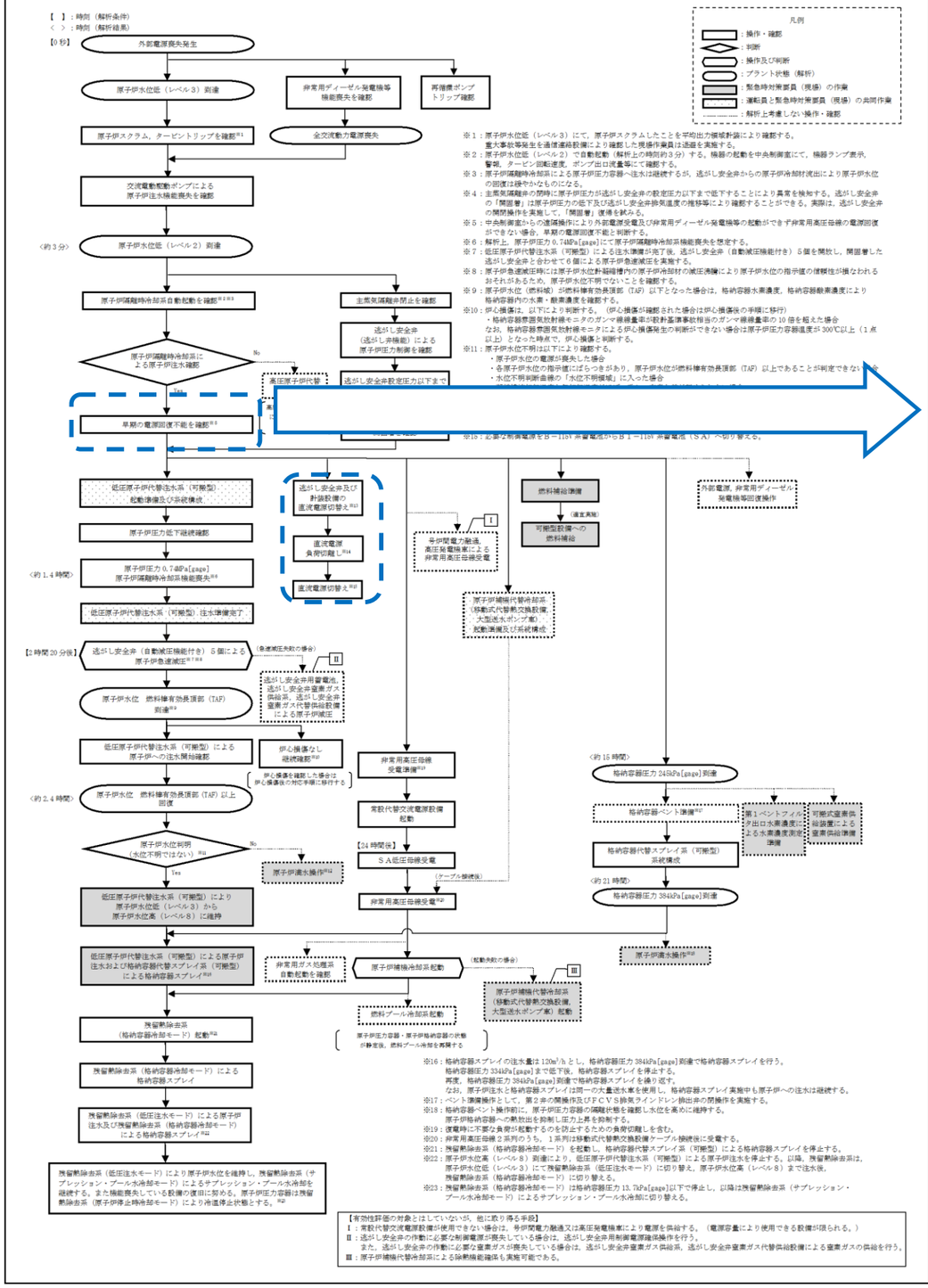
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は全給水喪失するため水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動するが逃がし安全弁が開固着しているため，水位低下が継続する。**原子炉水位低（レベル３）到達で原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。
原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール温度，格納容器圧力が上昇する。**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

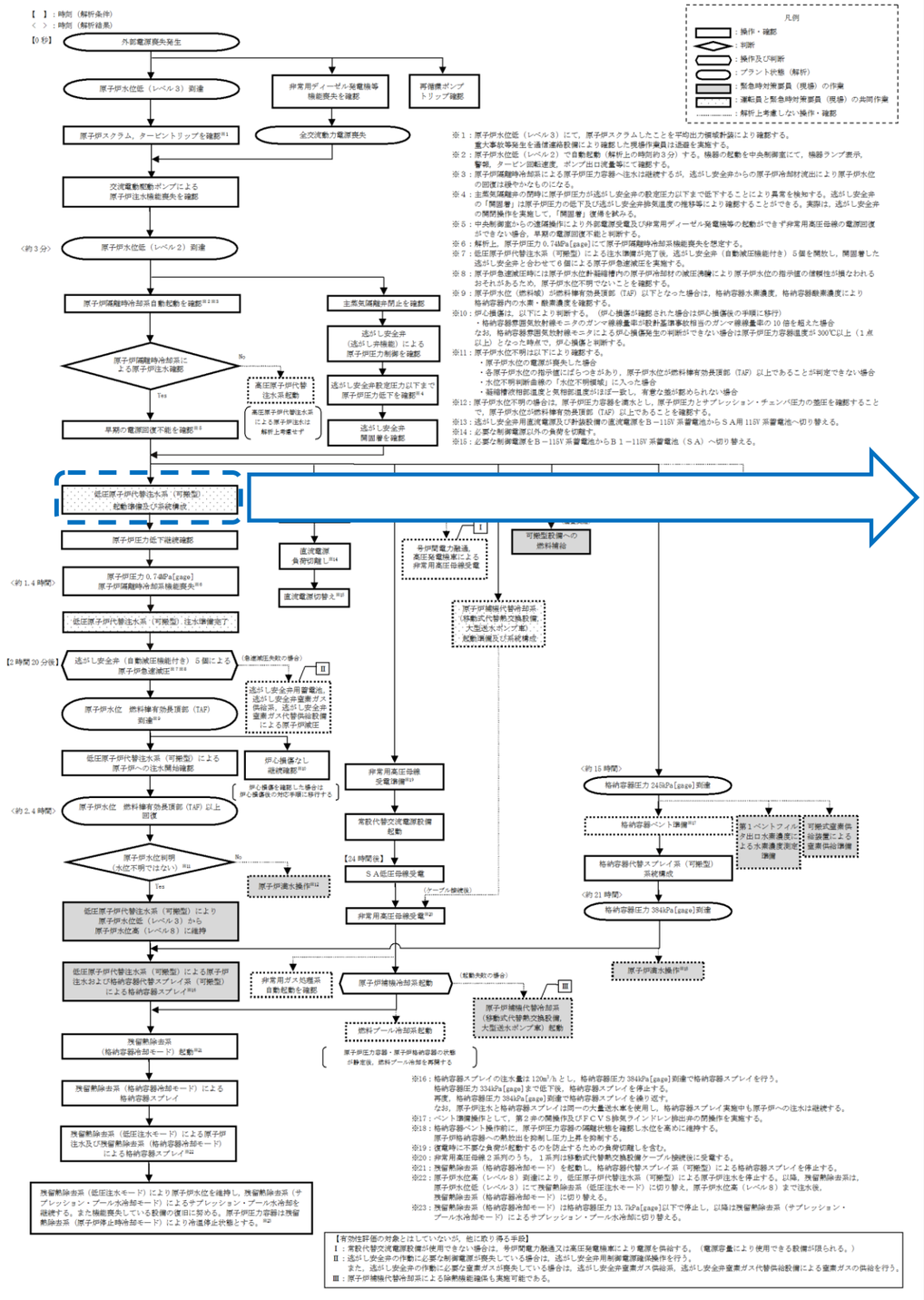
AM 11：「電源確保戦略」

・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

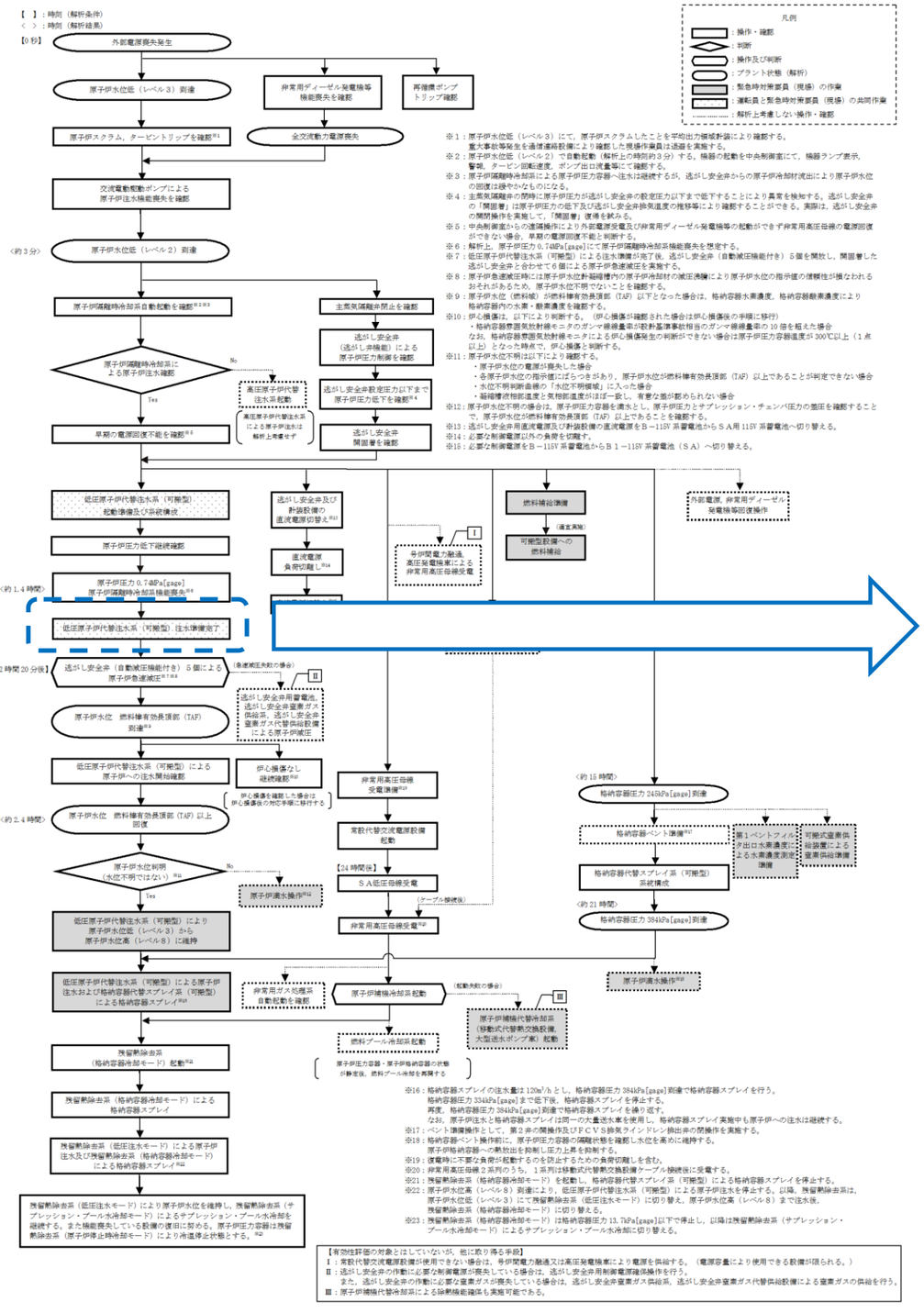
原子力災害対策手順書

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



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

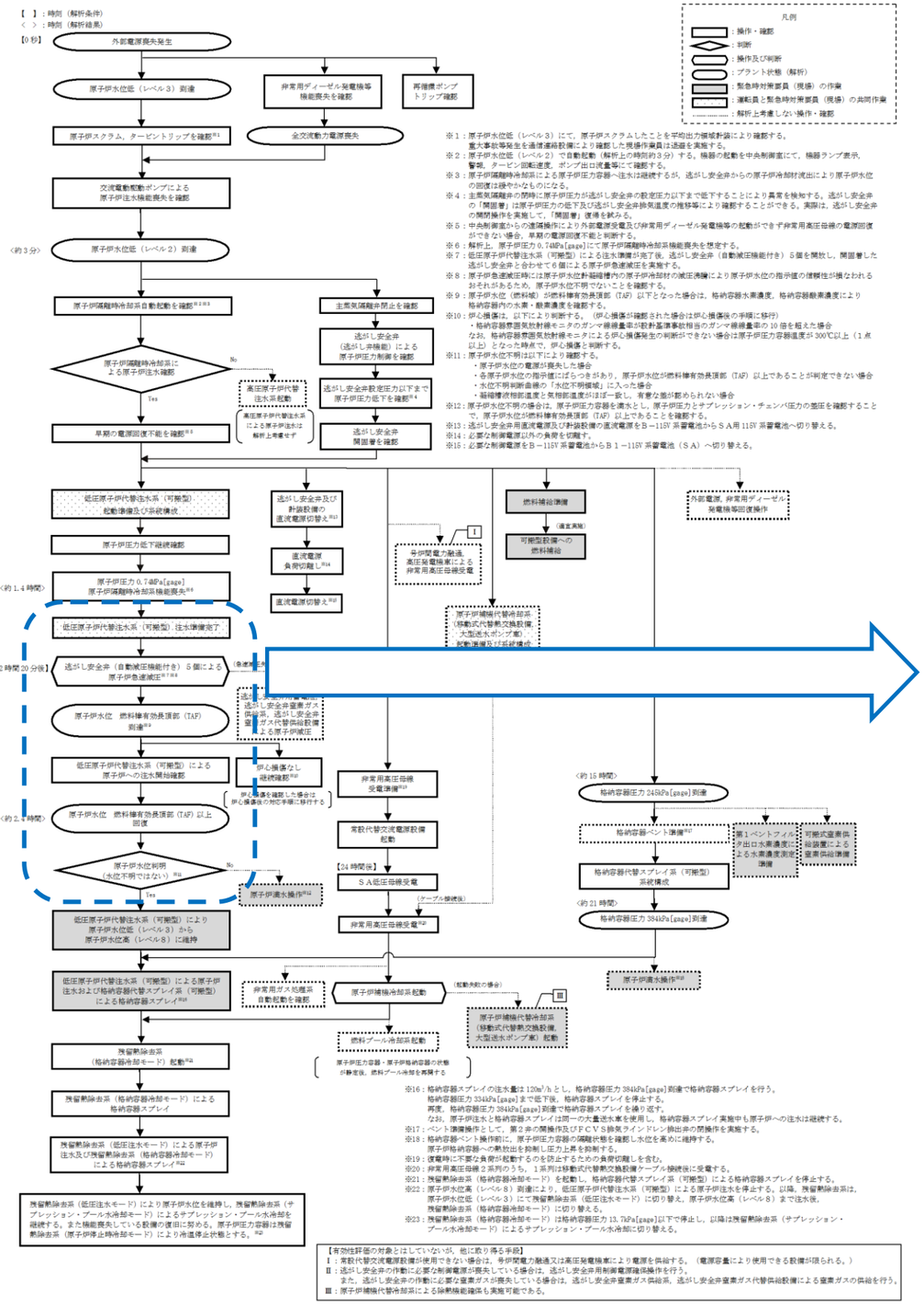
「水位回復」
逃がし安全弁開固着により，原子炉圧力容器内からの水の流出が継続し原子炉水位が燃料棒有効長頂部未満であり原子炉水位の低下が継続していることを確認する。**低圧原子炉代替注水系（可搬型）の起動準備が完了し不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

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



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。

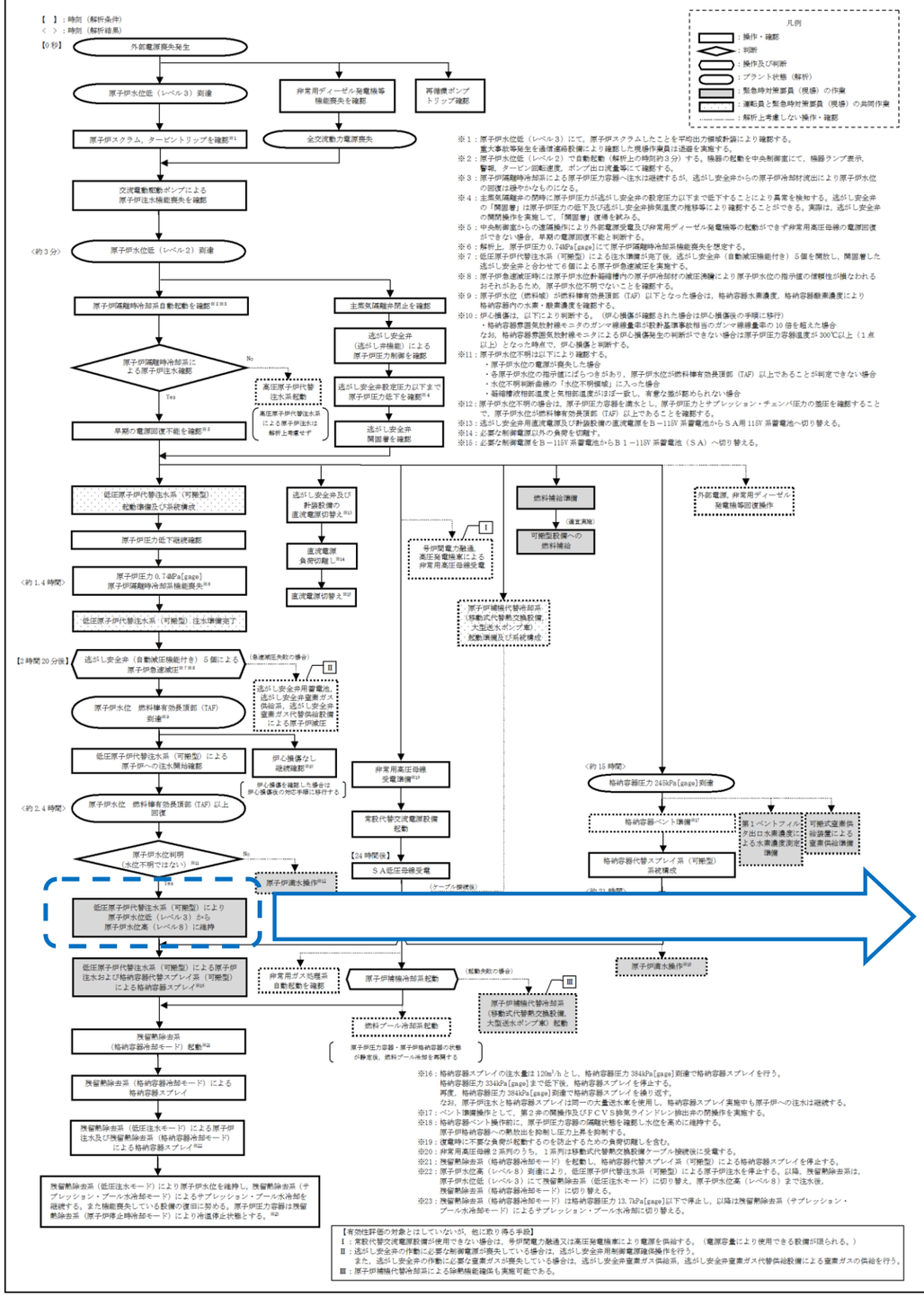
原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

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」

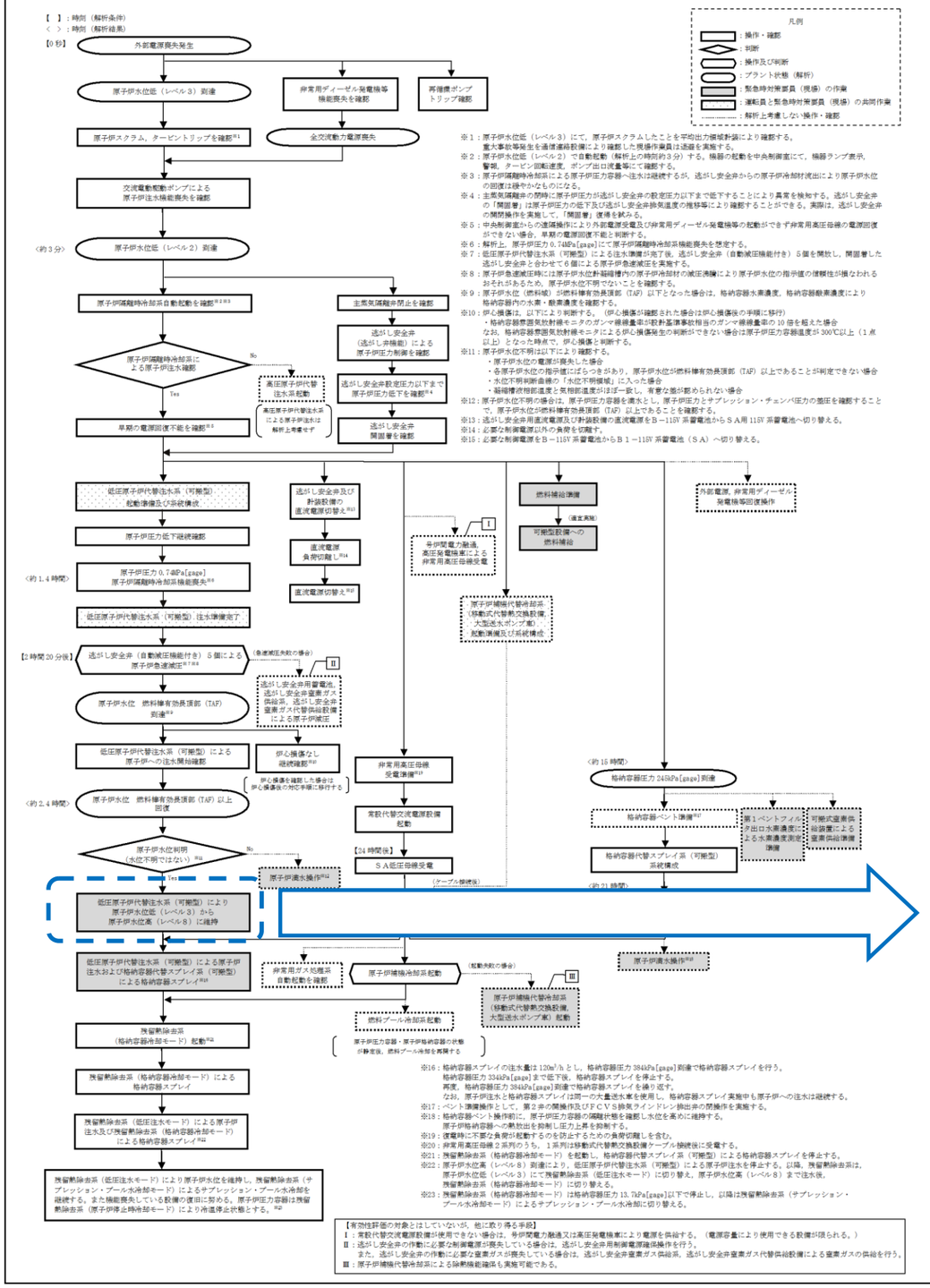
原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持可能により原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。

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



※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換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。
※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。

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

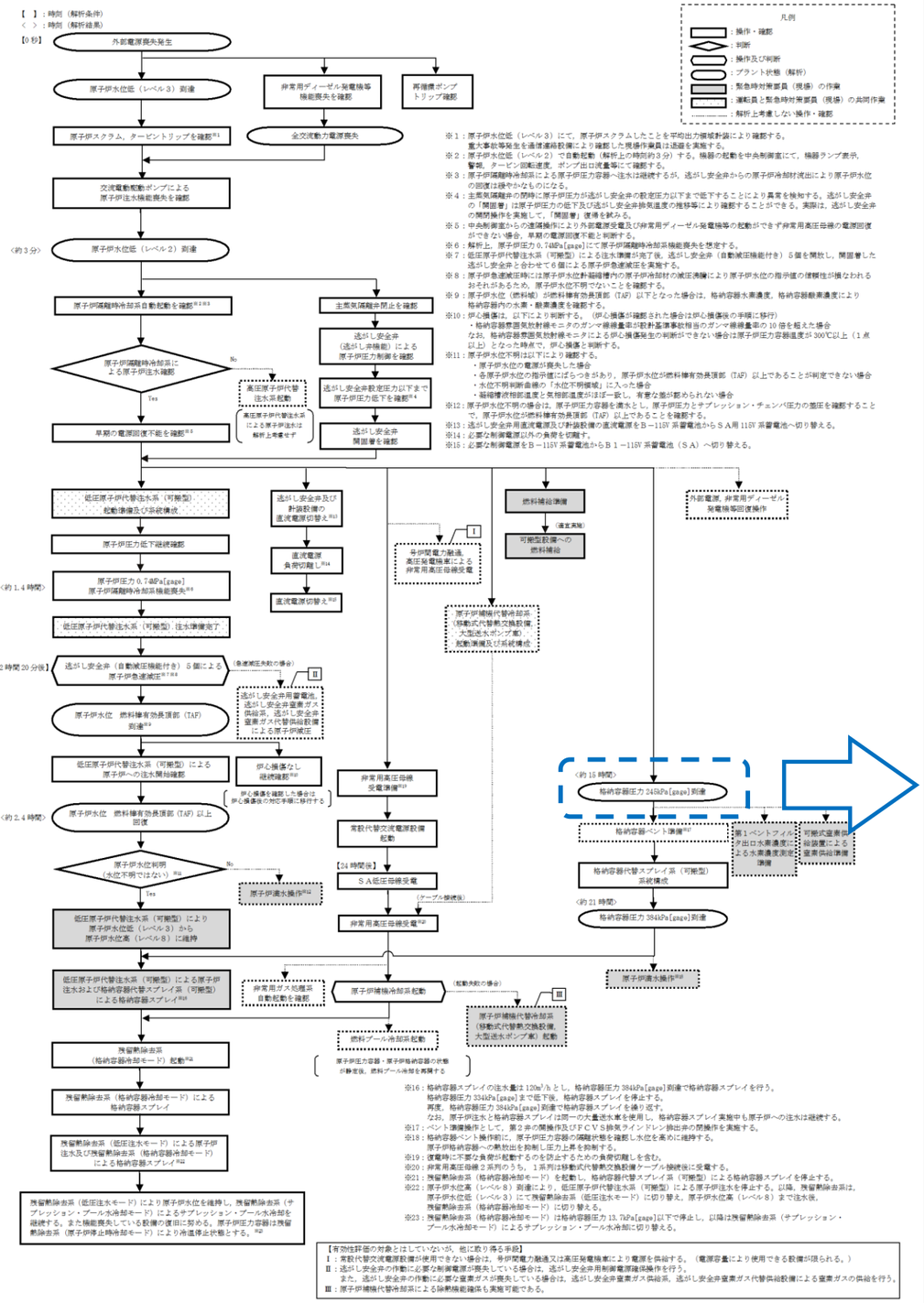
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

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

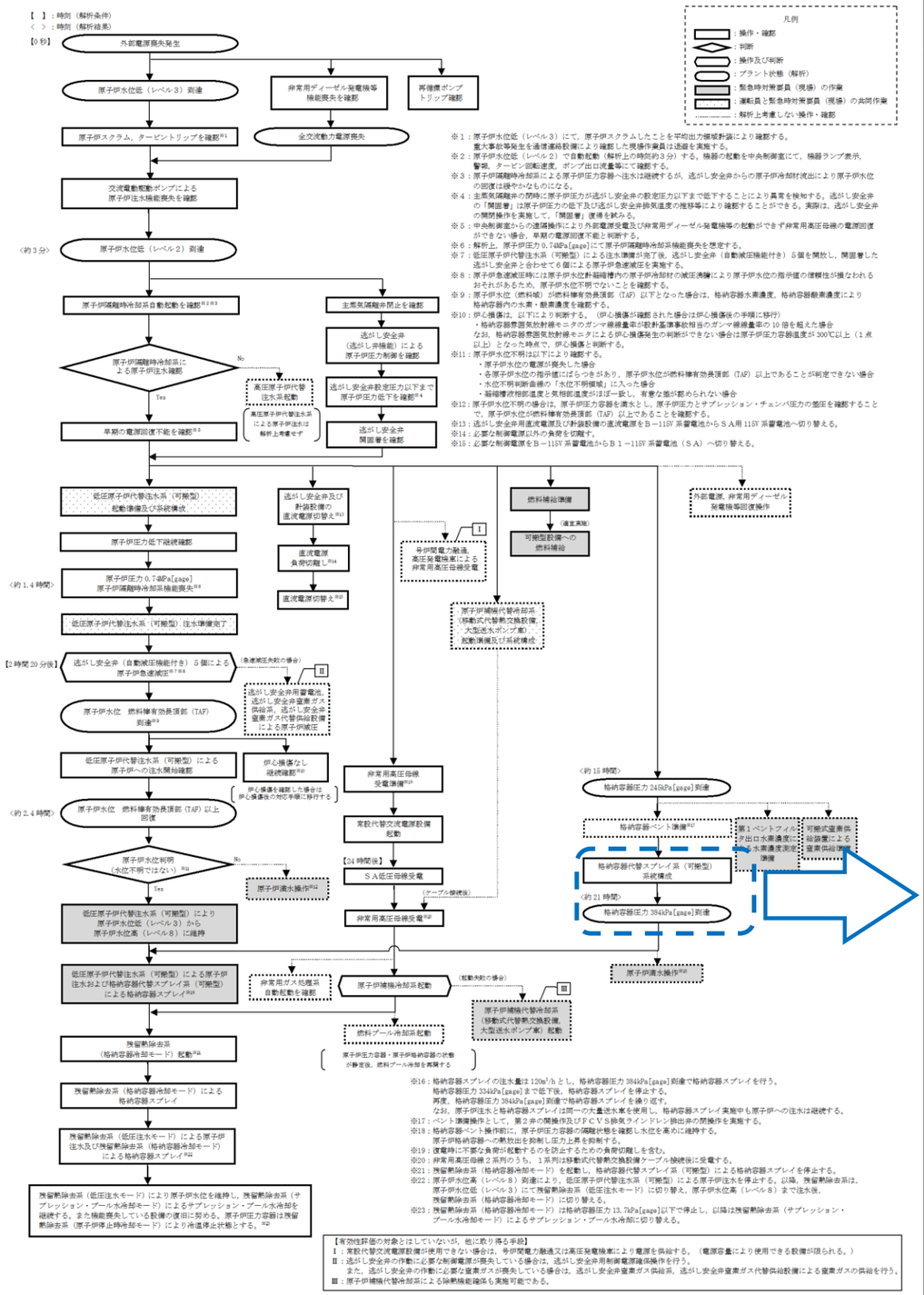
操作補足事項

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



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

「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

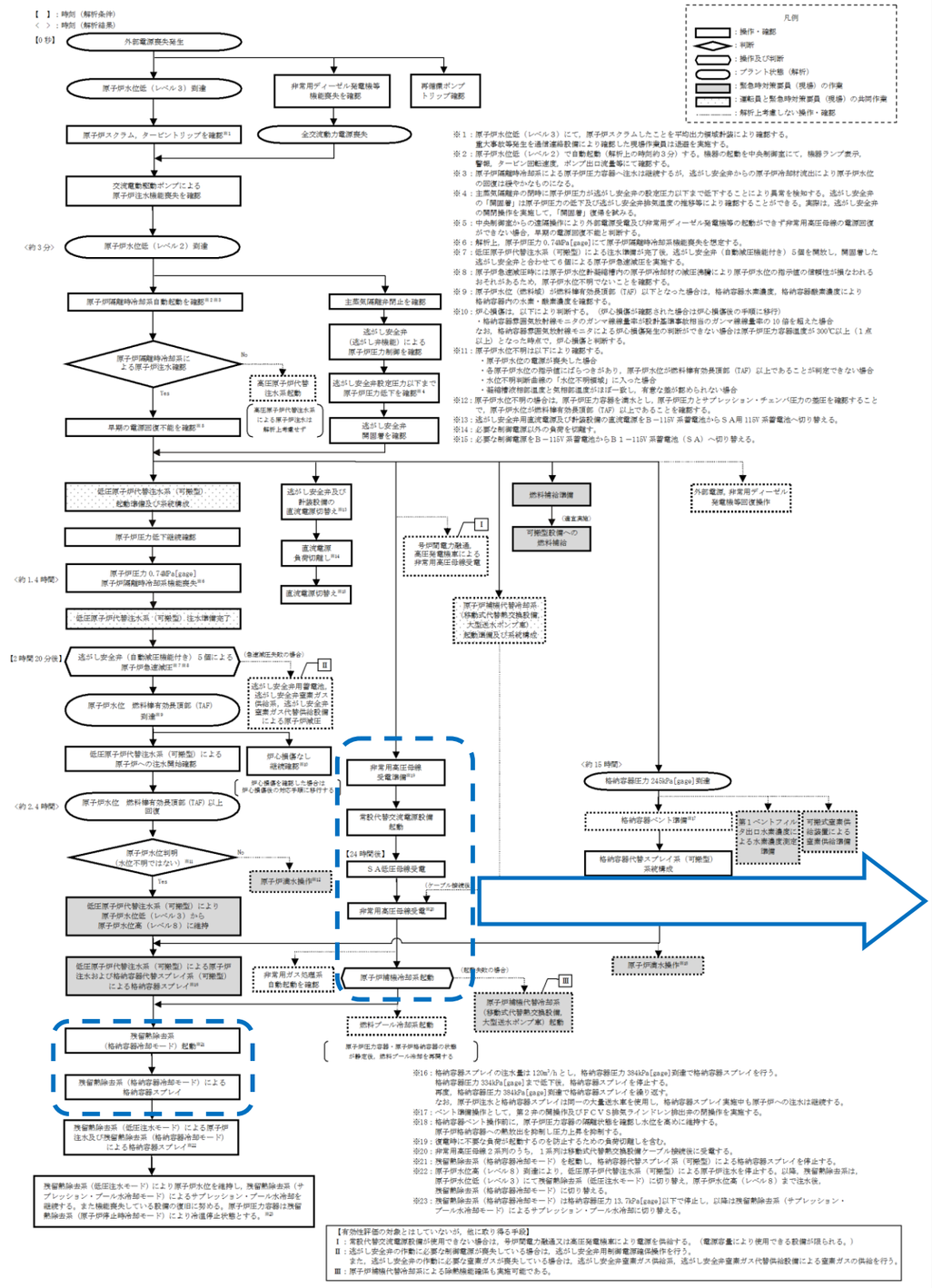
AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・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



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。

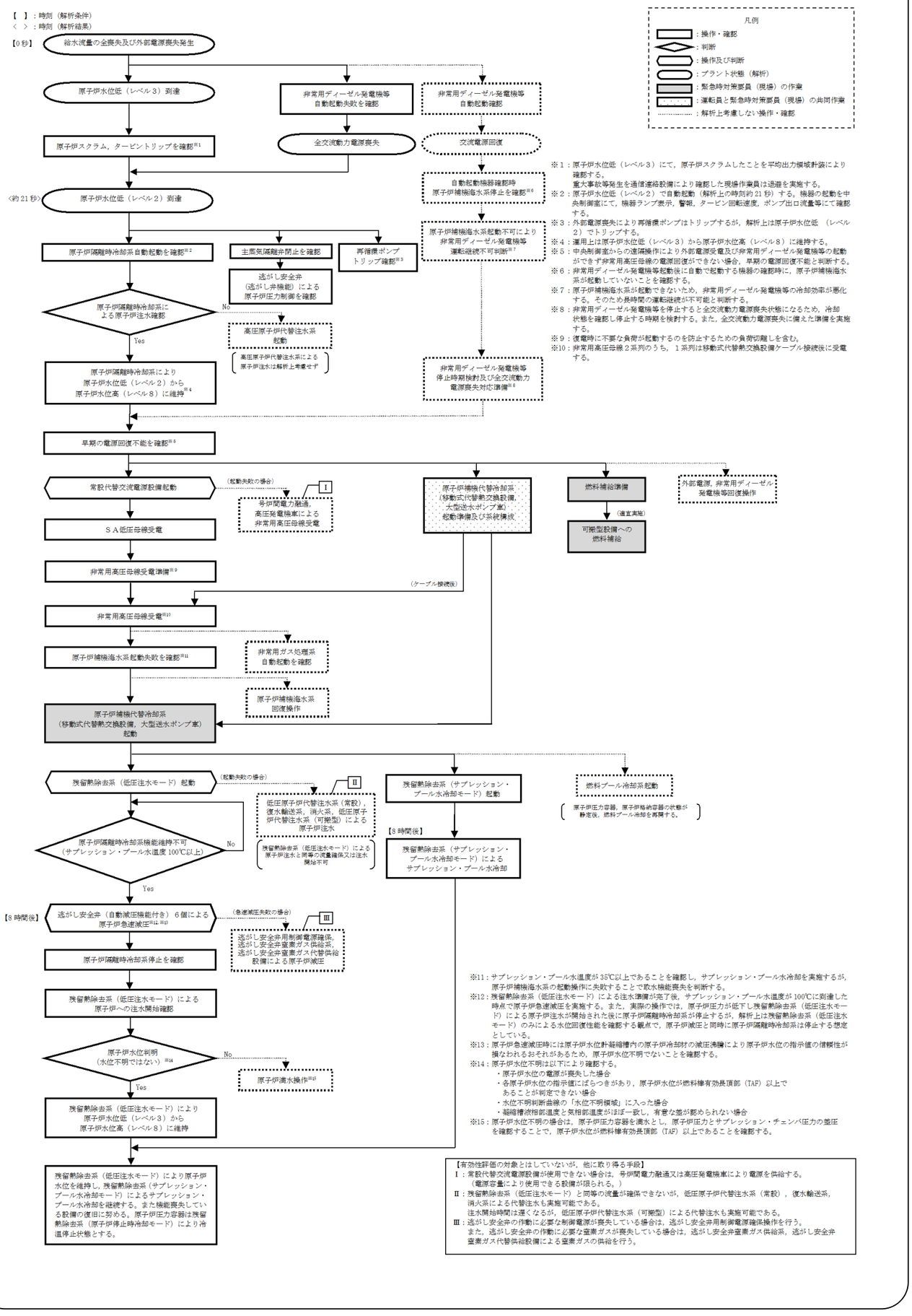
基本的な考え方

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

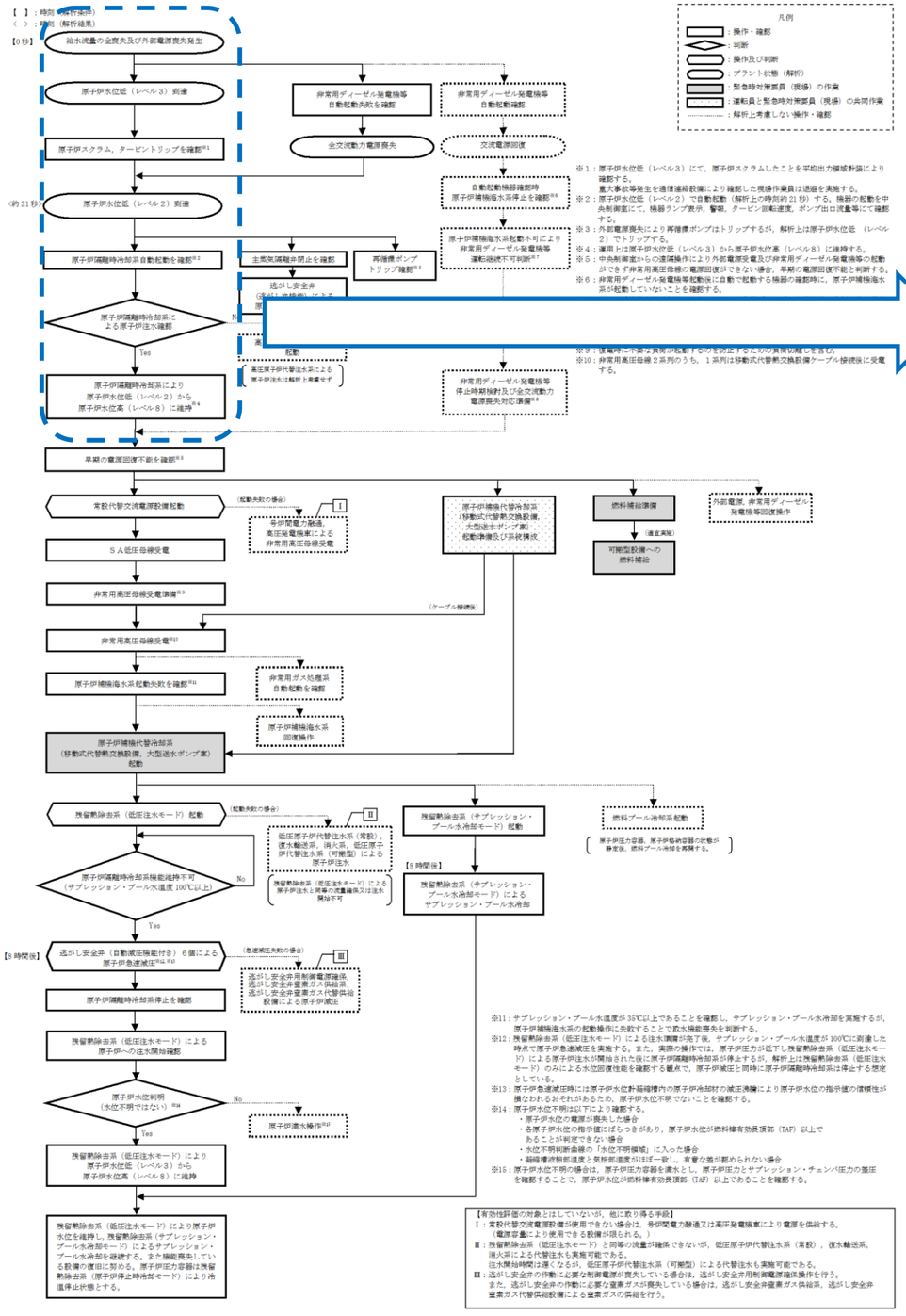
解析上の対応手順の概要フロー



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」　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。

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。

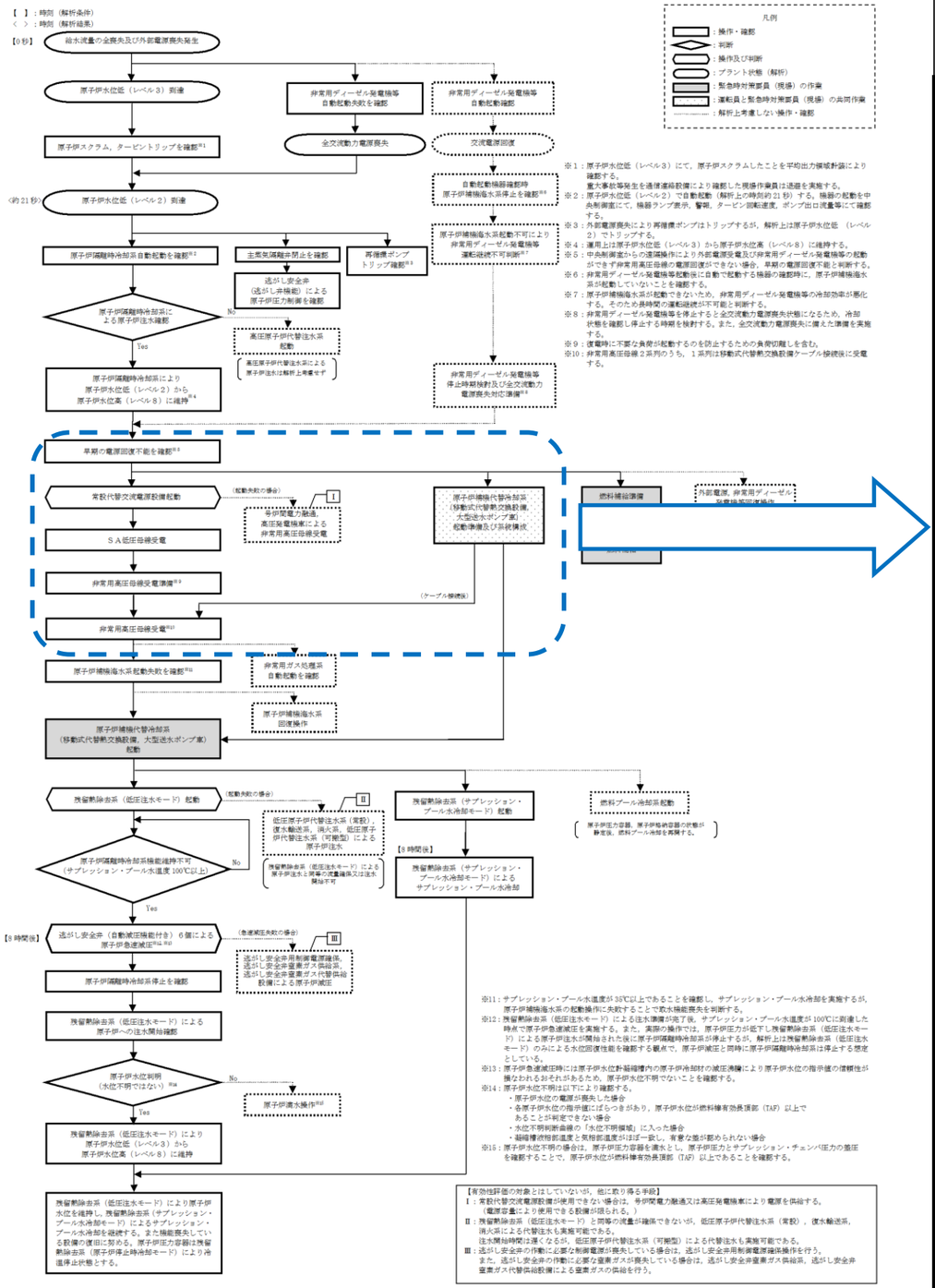
サプレッション・プール水温度35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。

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



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

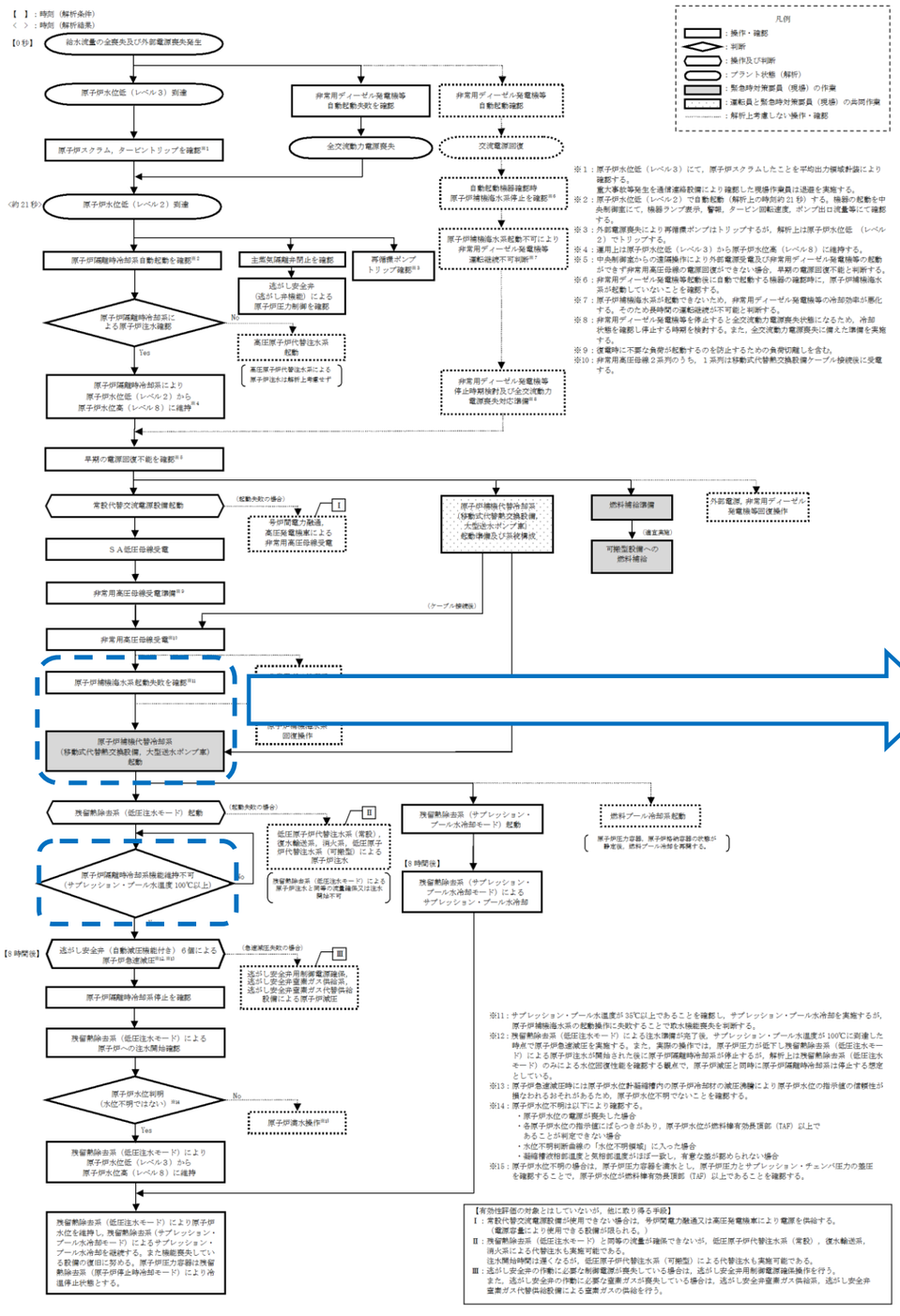
AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

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
・飽和蒸気相当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

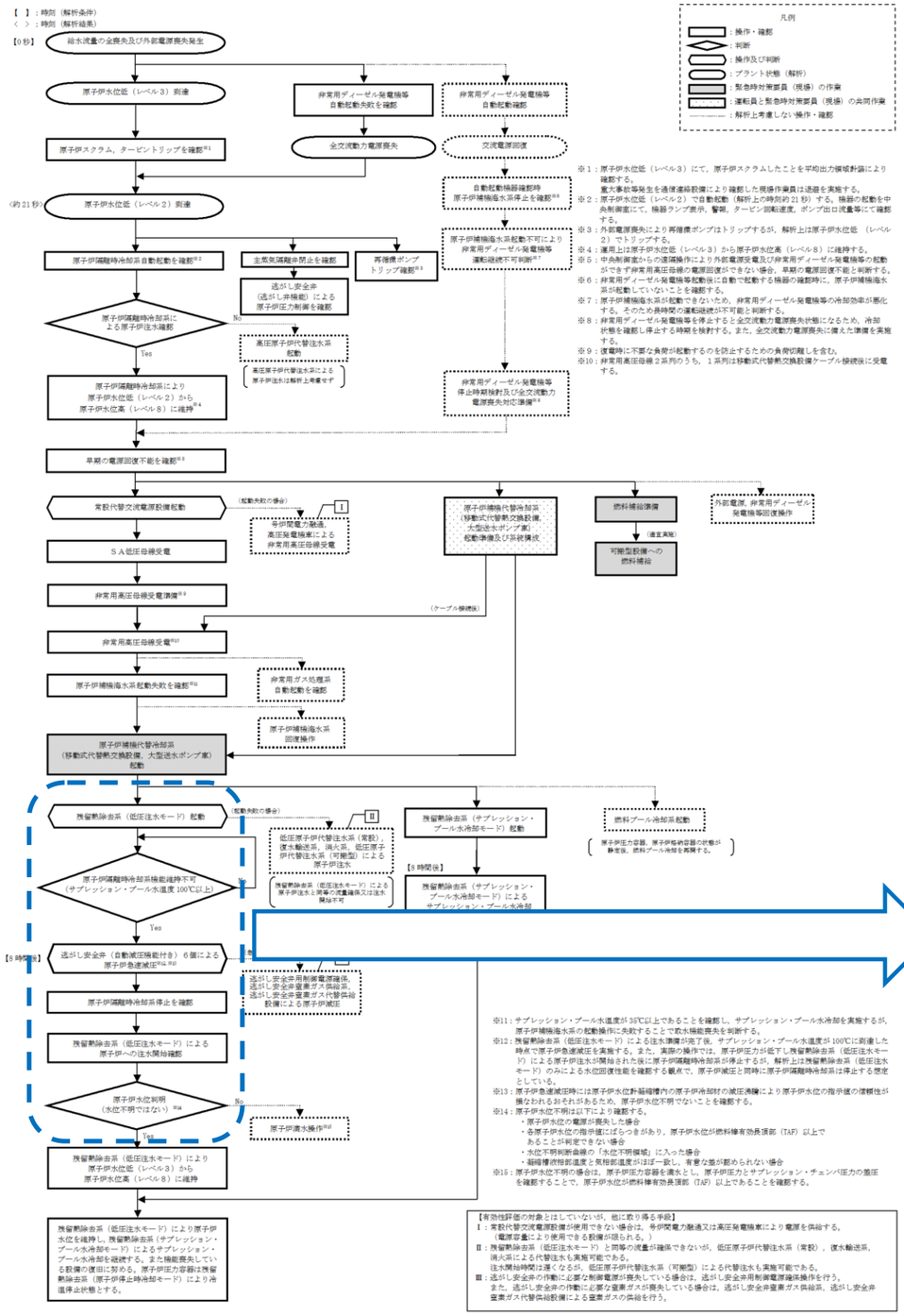
「Ｓ／Ｃ温度制御」
　サプレッション・プール冷却を試みるが取水機能喪失により，原子炉補機冷却系／原子炉補機海水系が喪失していることを確認する。
　サプレッション・プール水温の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

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



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

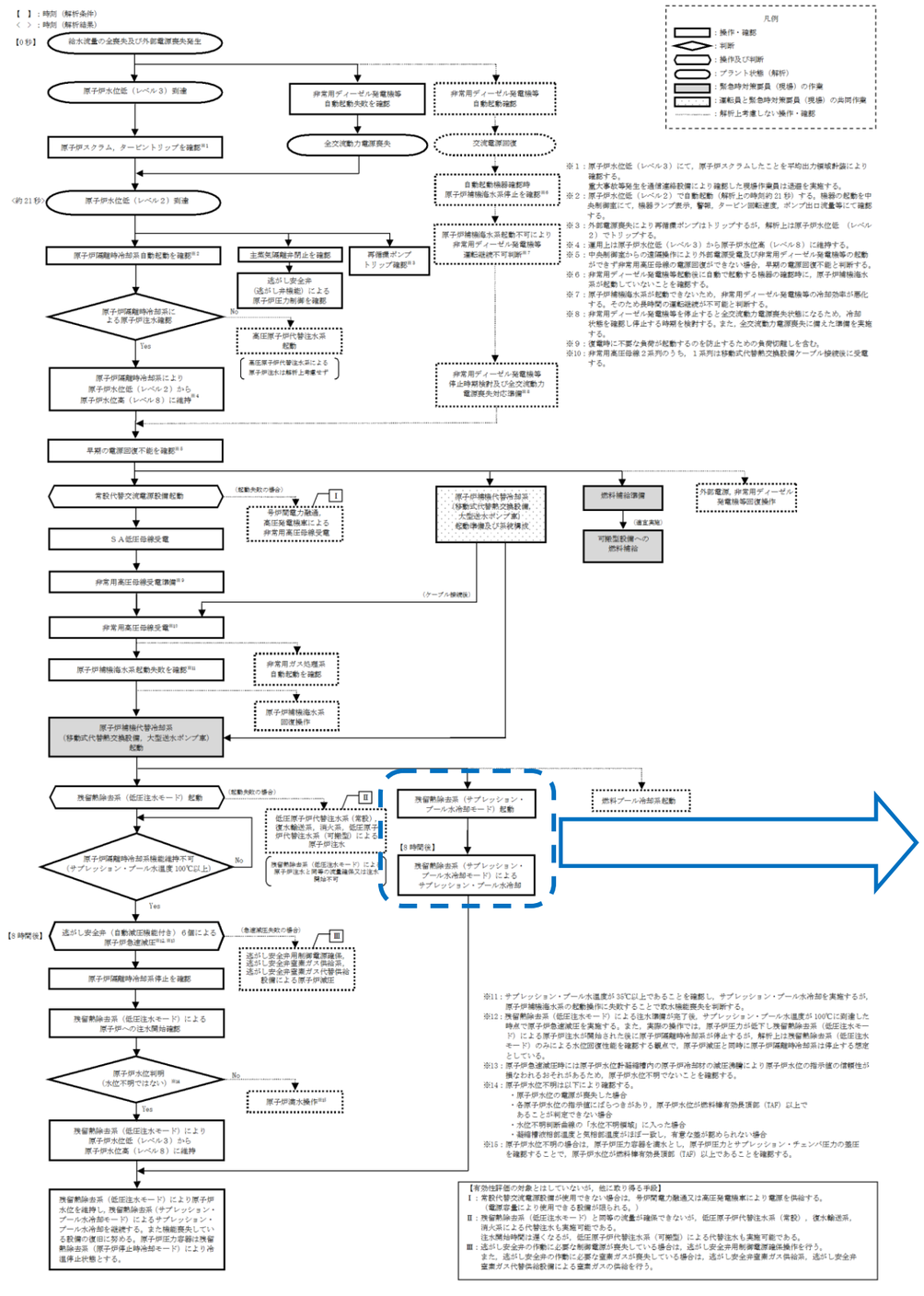
AM 8：「代替除熱戦略」

・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器により確認する。
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復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版に受電する。

※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
・基礎構造物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」　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。

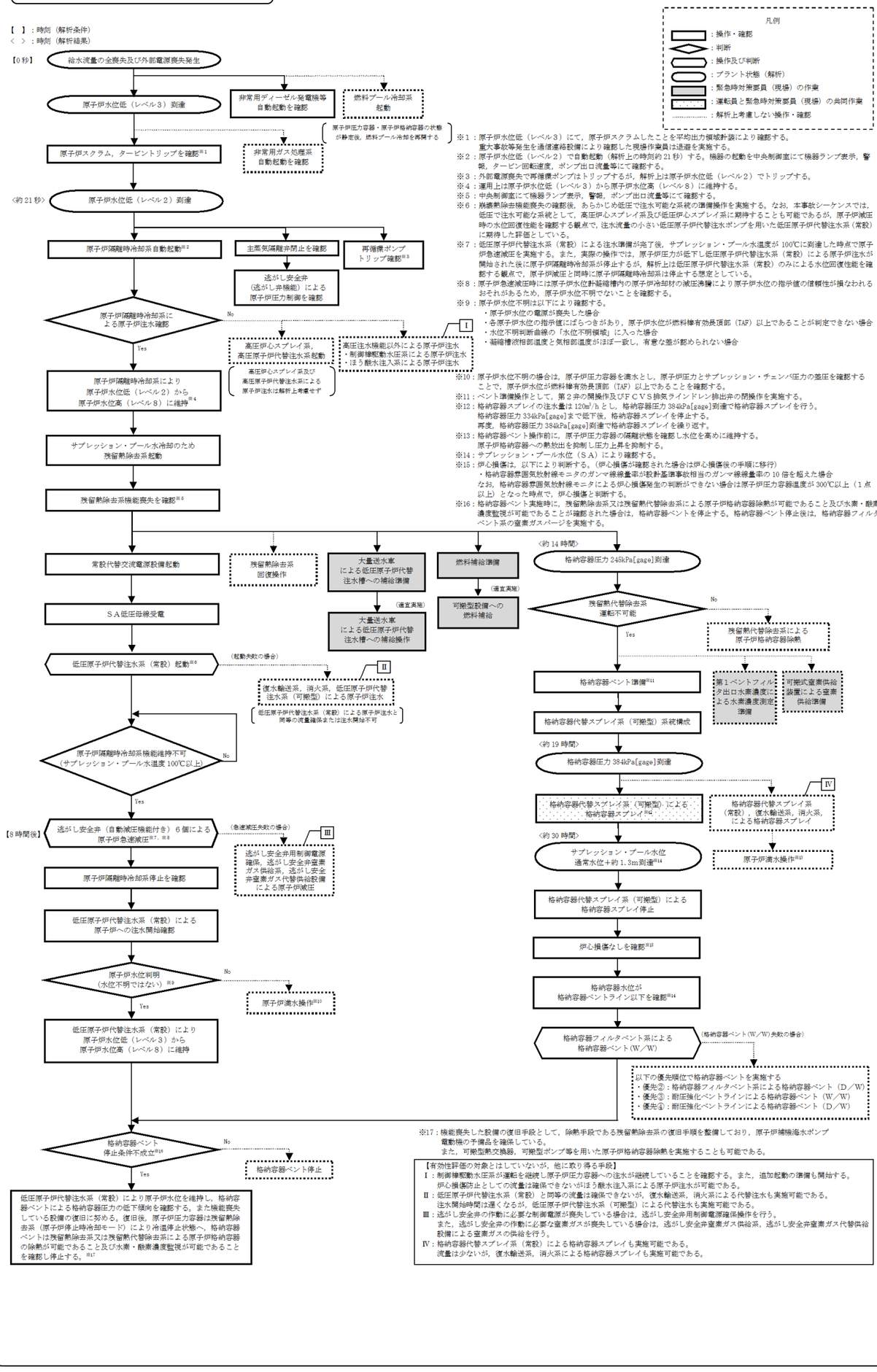
基本的な考え方

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



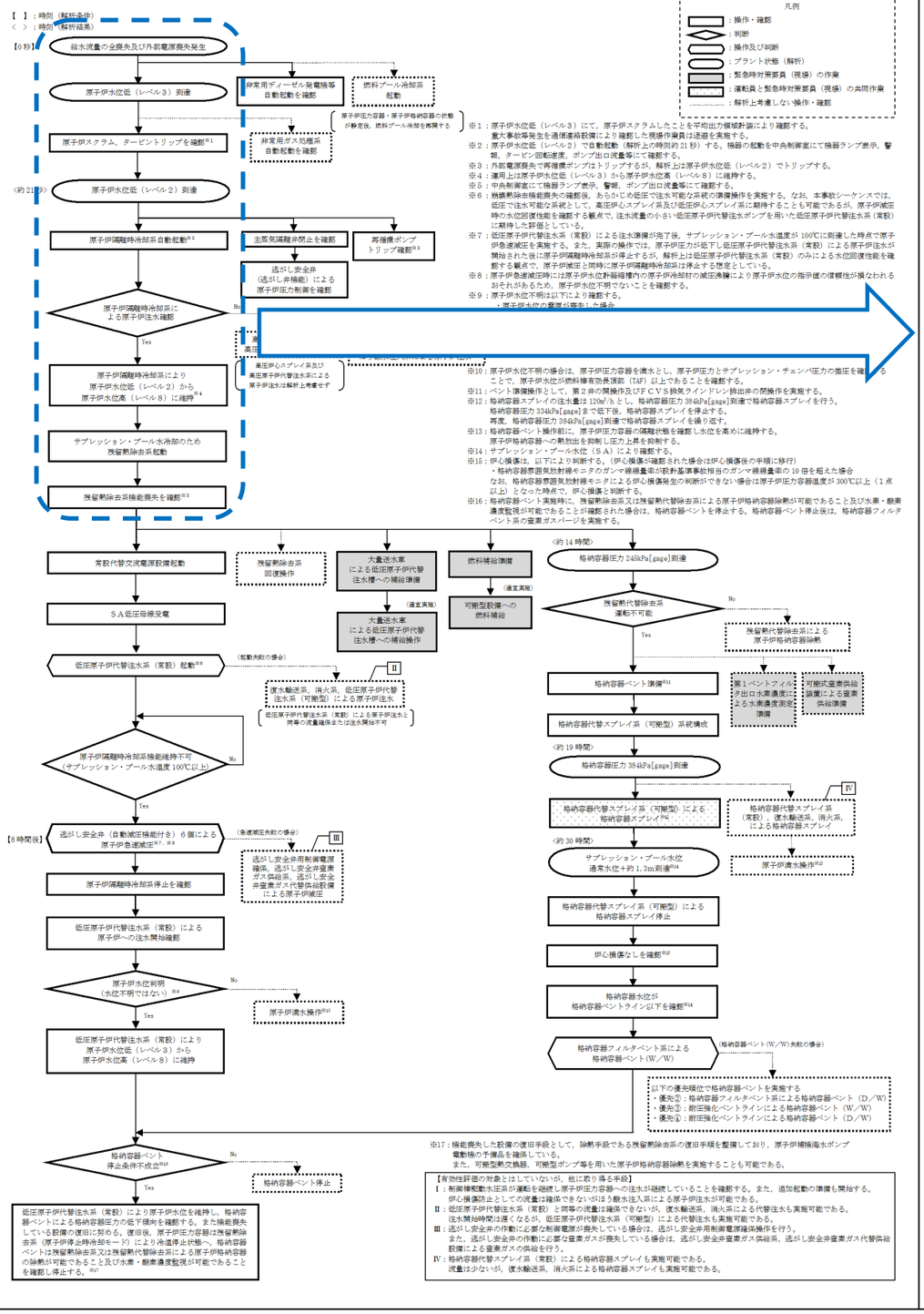
※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 21 秒）する。機器の起動を中央制御室にて機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※4：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※5：中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：崩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系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基準管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。**

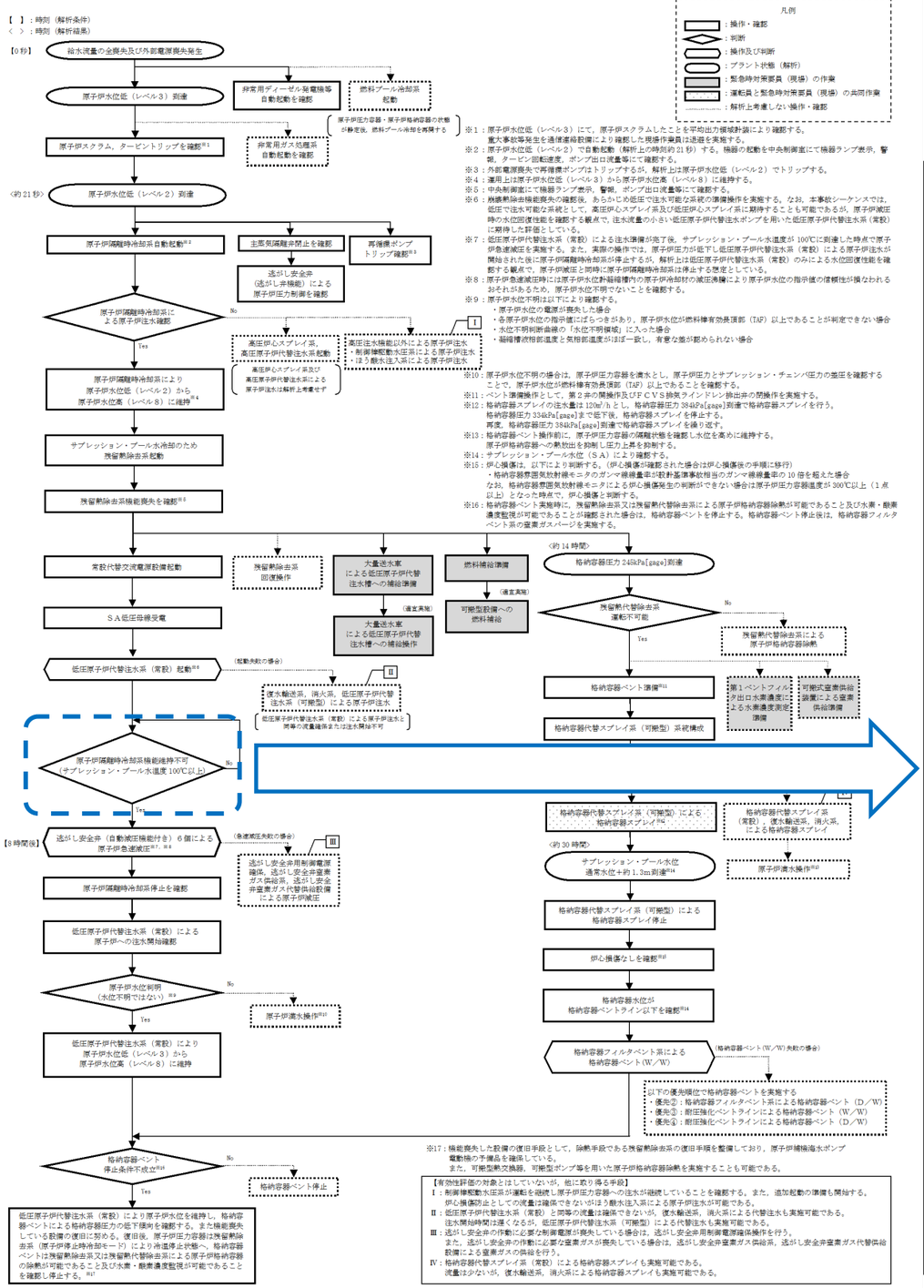
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は全給水喪失し水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。サプレッション・プール水温度が 100℃到達で機能喪失するため，他の注水手段を確保する。
原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール水温度，格納容器圧力が上昇する。サプレッション・プール水冷却のため残留熱除去系起動を試みるが起動失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



※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：運転上は原子炉水位低（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：残留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ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※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。

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

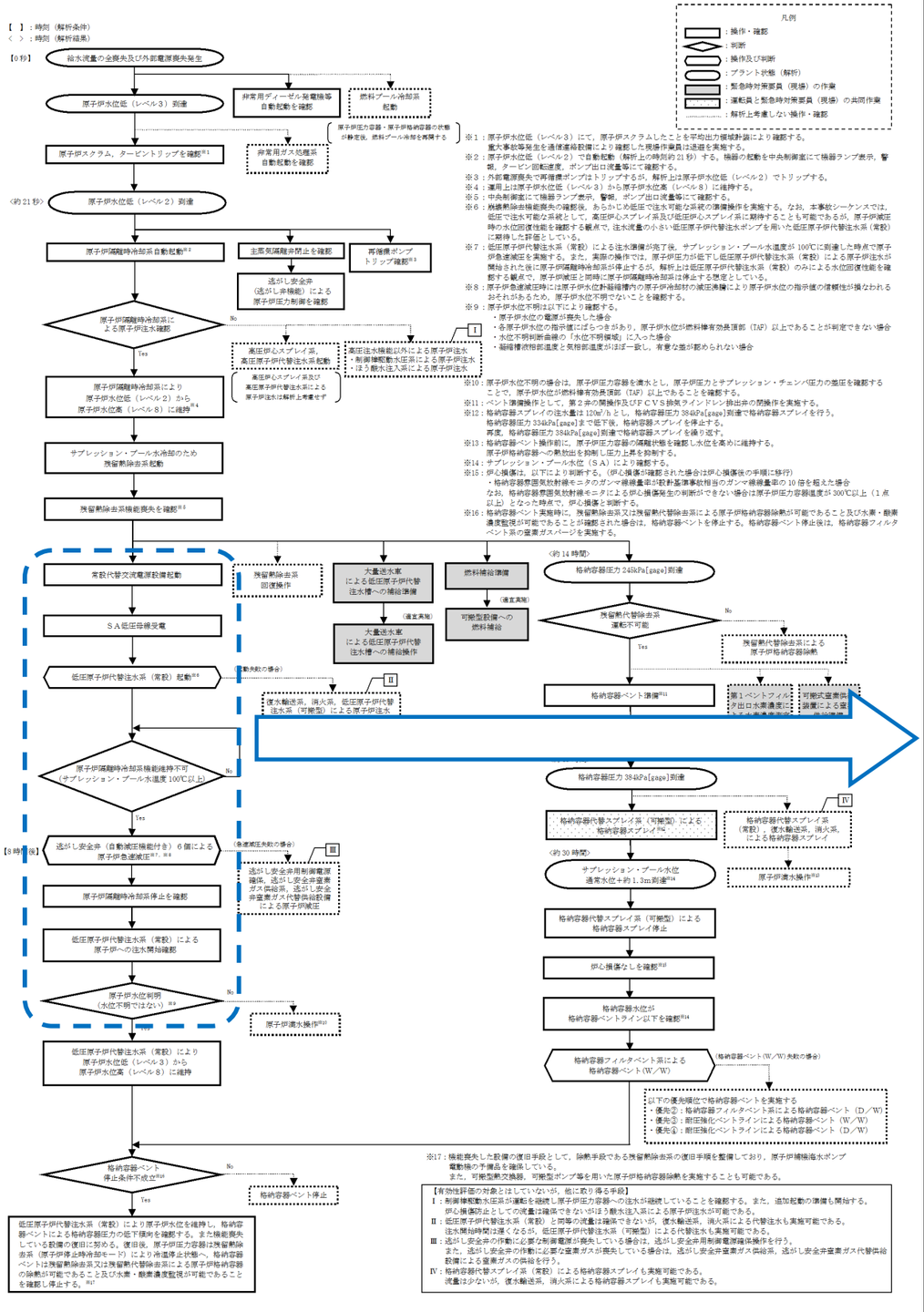
「Ｓ／Ｃ温度制御」
　残留熱除去系が起動できないためサプレッション・プール水温度の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が 100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

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



※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機能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※5，解析上は原子炉水位低（レベル2）でトリップする。
※4：運転上は原子炉水位低（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：残留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特性を確認する観点で，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，原子炉水位不明では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
・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
※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ＰＣＶ排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※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：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。

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

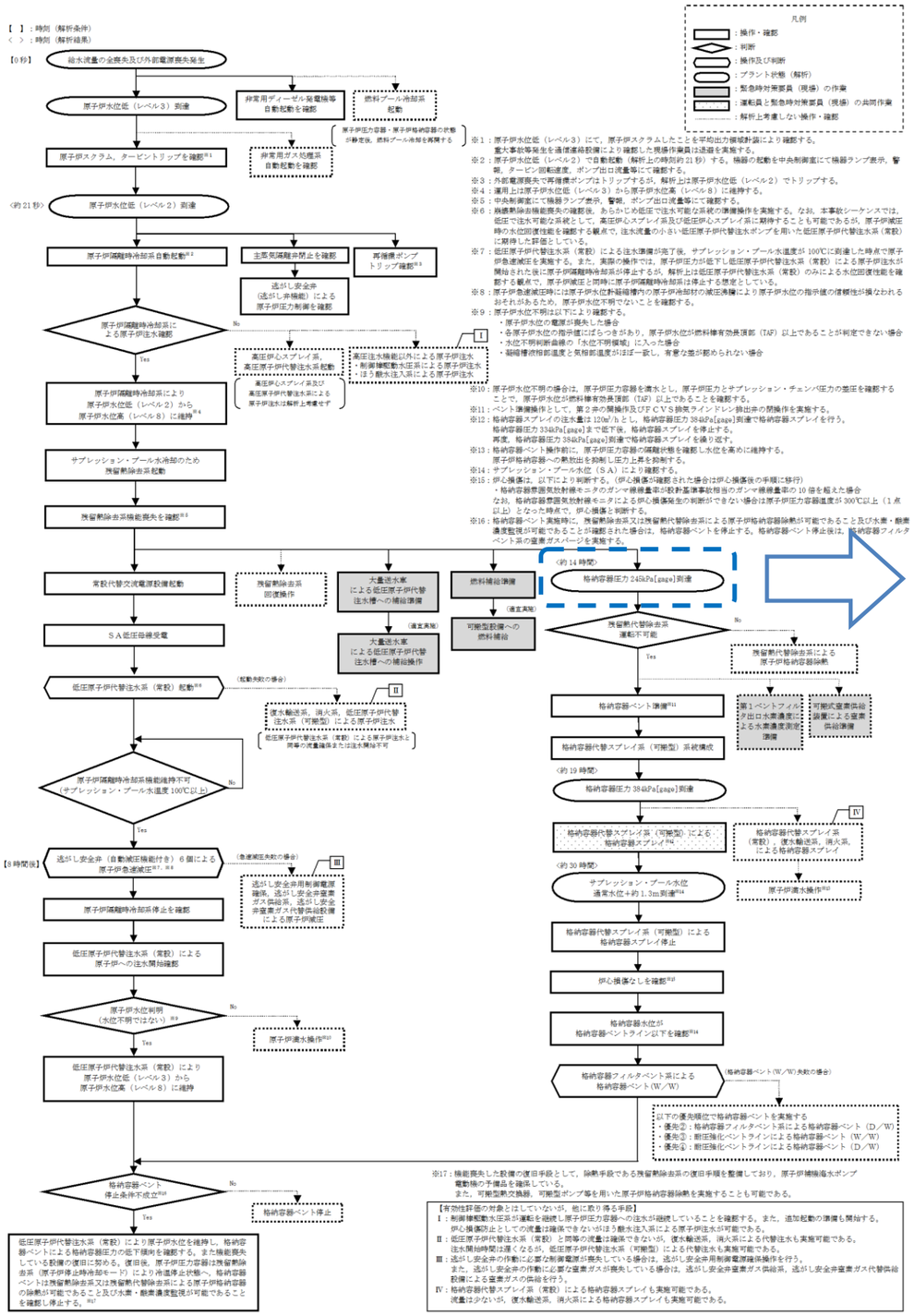
AM 1：「原子炉注水戦略」

・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



※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器により確認する。
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。なお、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装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。
※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
・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
※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FCVS排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※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：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。

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

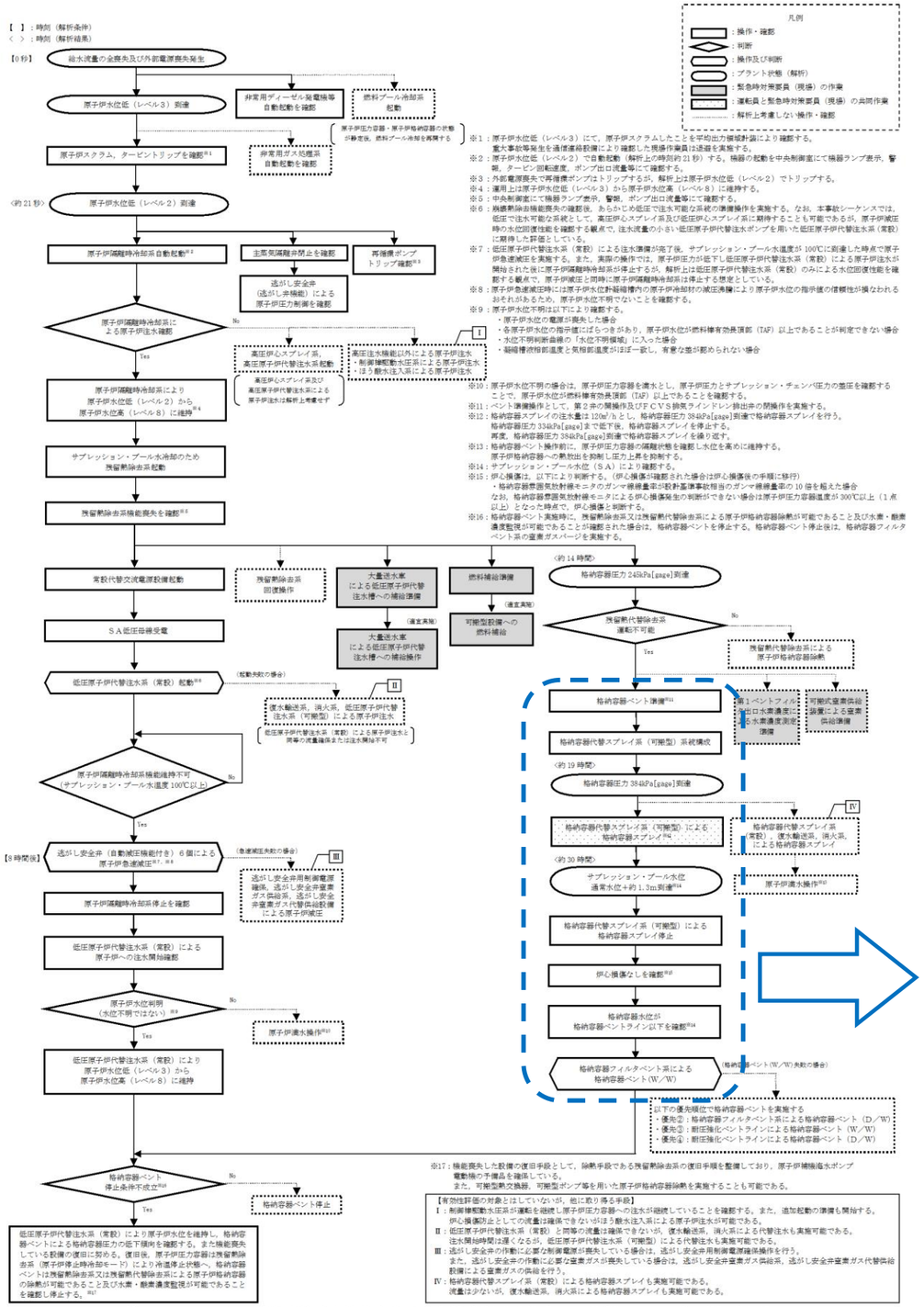
操作補足事項

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。

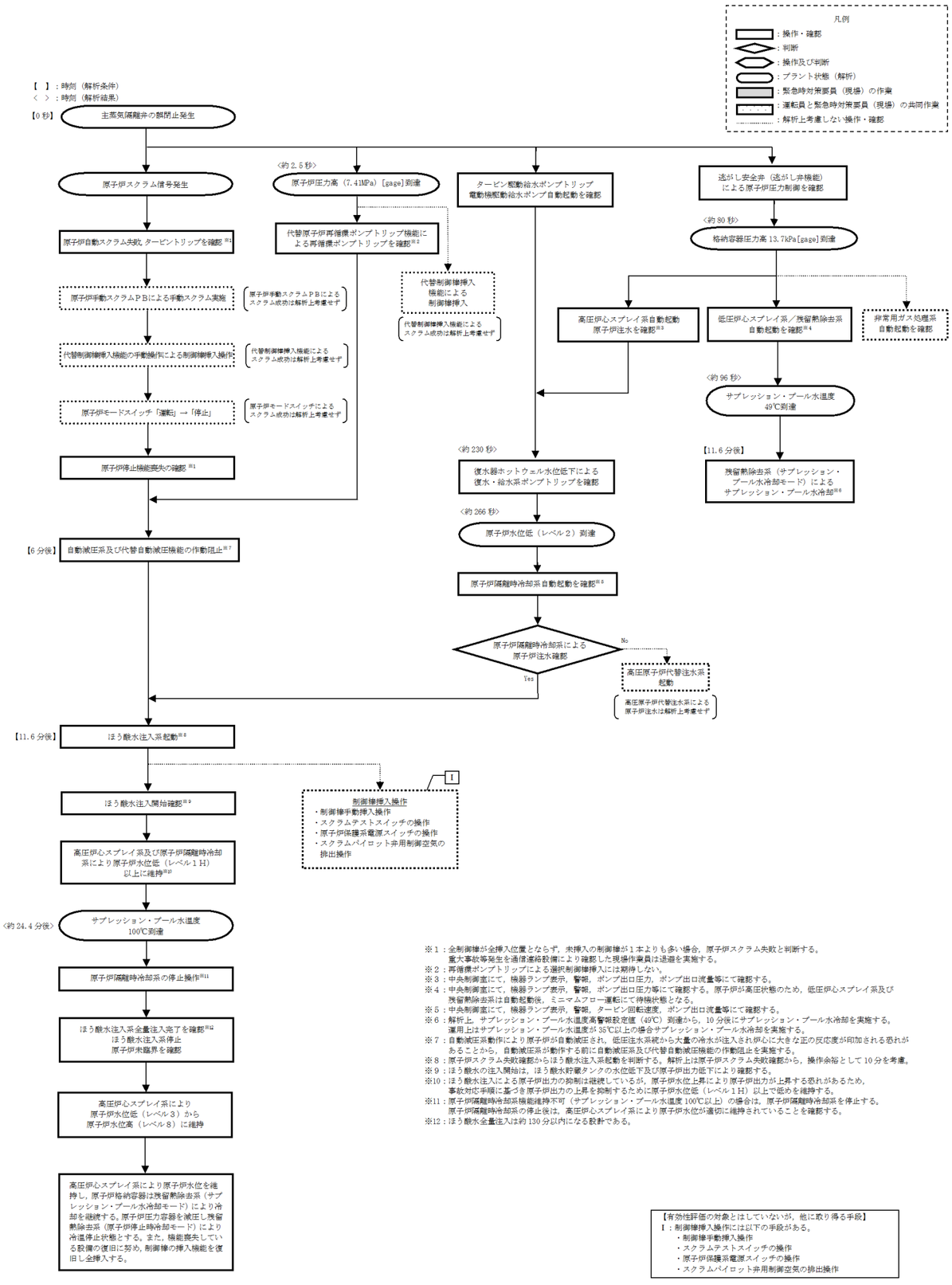
基本的な考え方

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

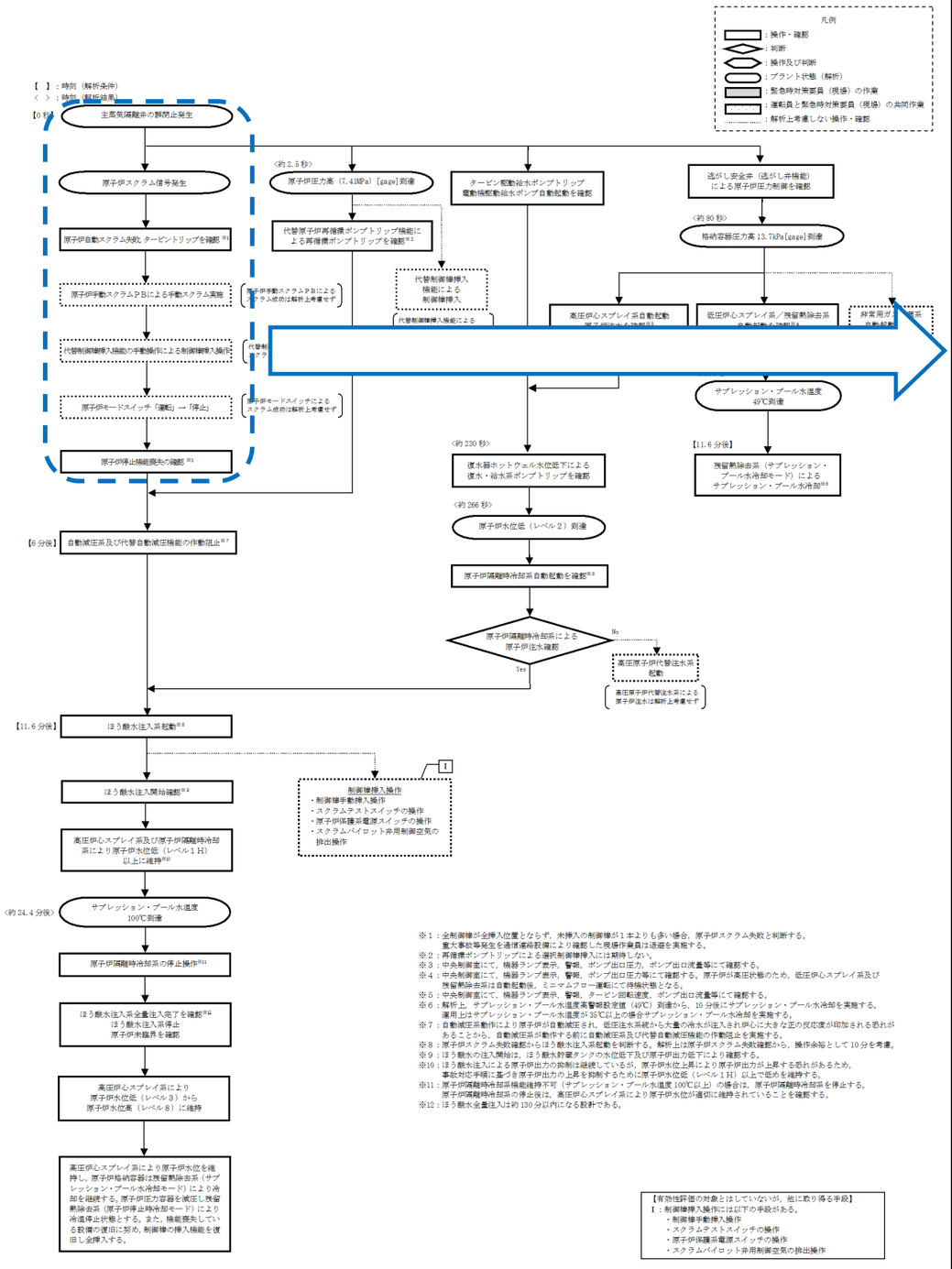
解析上の対応手順の概要フロー



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。**

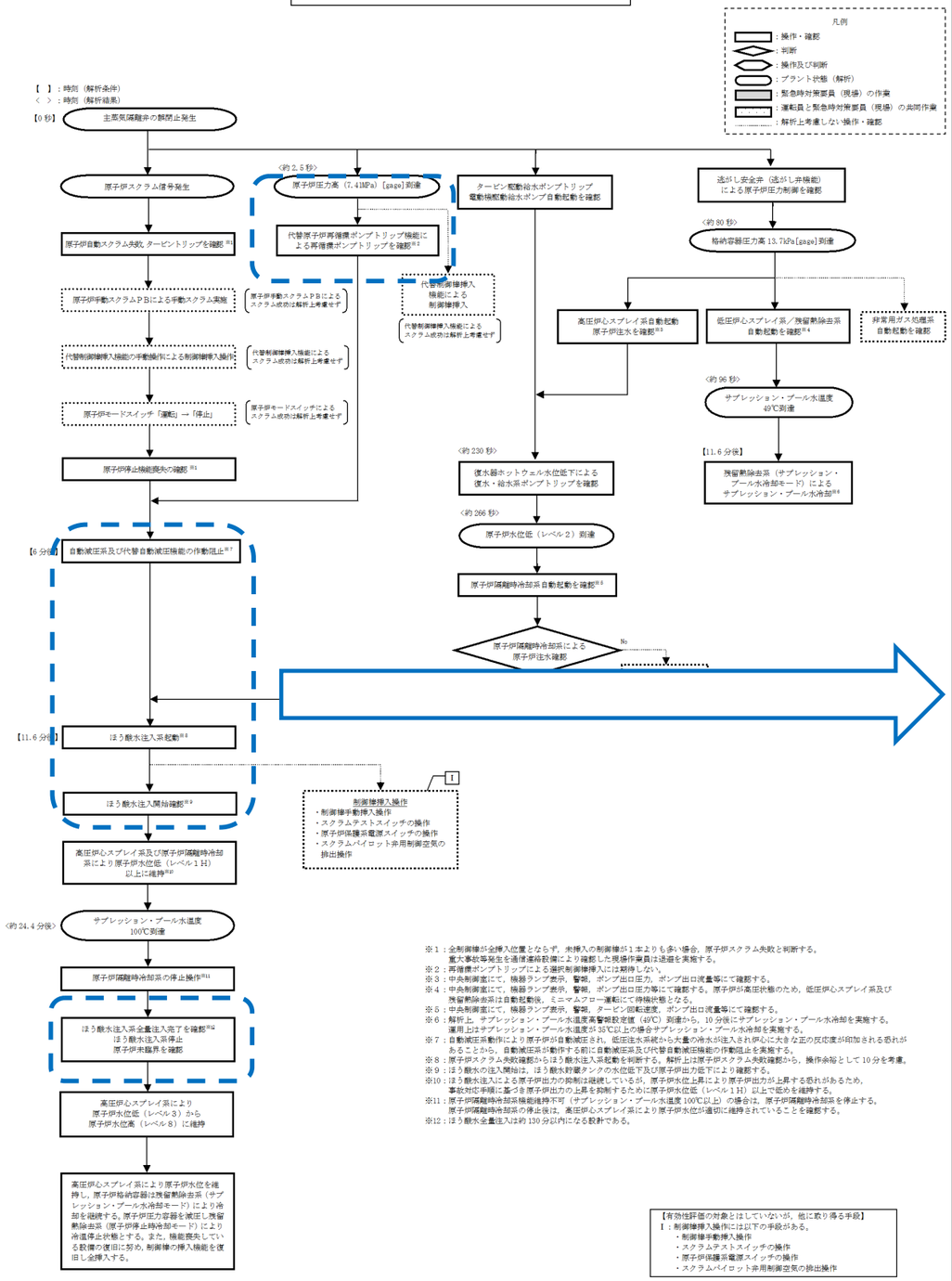
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。
原子炉スクラム信号が発信するが，制御棒の挿入は失敗し，原子炉圧力高によるＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）が作動するが，**制御棒の挿入に失敗し原子炉制御「反応度制御（ＲＣ／Ｑ）」へ移行する。**
原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。
サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。

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

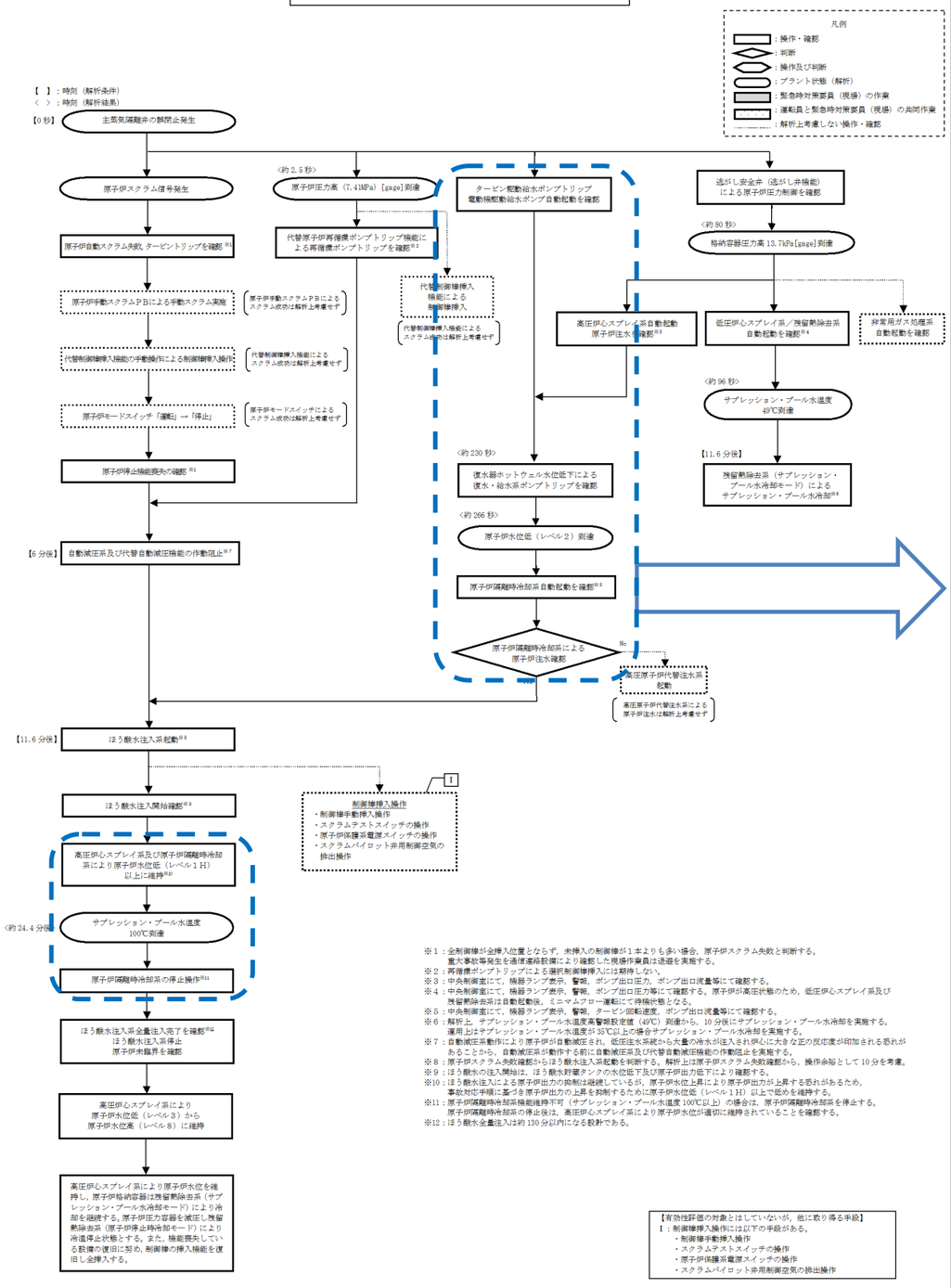
「反応度制御」
　ヒートシンクとして復水器を使用の判断のため，原子炉隔離の有無を確認する。
　自動減圧系が作動しないよう作動阻止操作を行う。
　ほう酸水全量注入により，ほう酸水注入系を停止し，原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。

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）以上で低水を維持する。
※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

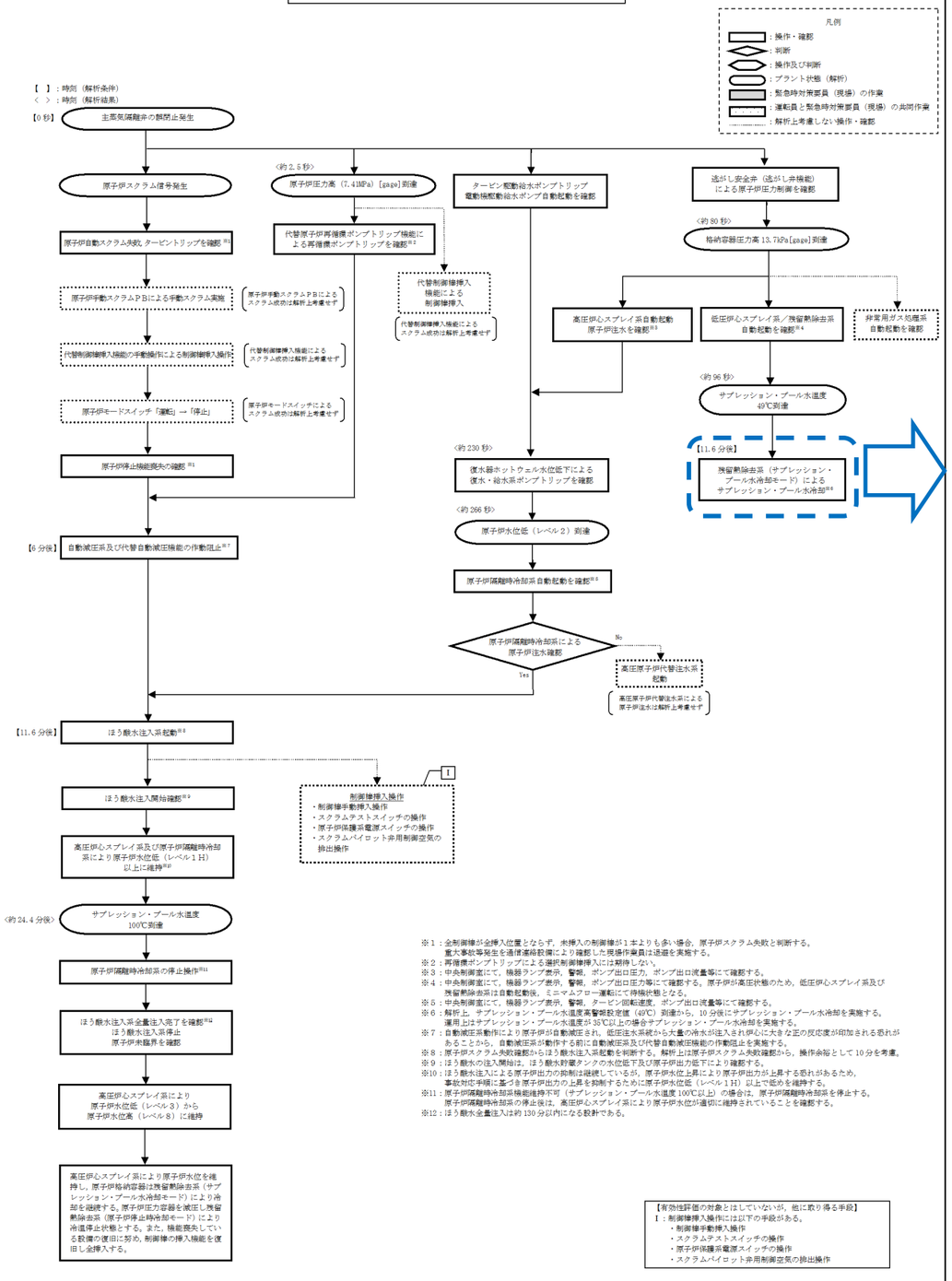
「反応度制御」
　ヒートシンクとして復水器を使用の判断のため，原子炉隔離の有無を確認する。
　原子炉水位は原子炉出力の抑制のため原子炉水低（レベル１Ｈ）以上に維持する。

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）以上で低水を維持する。
※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

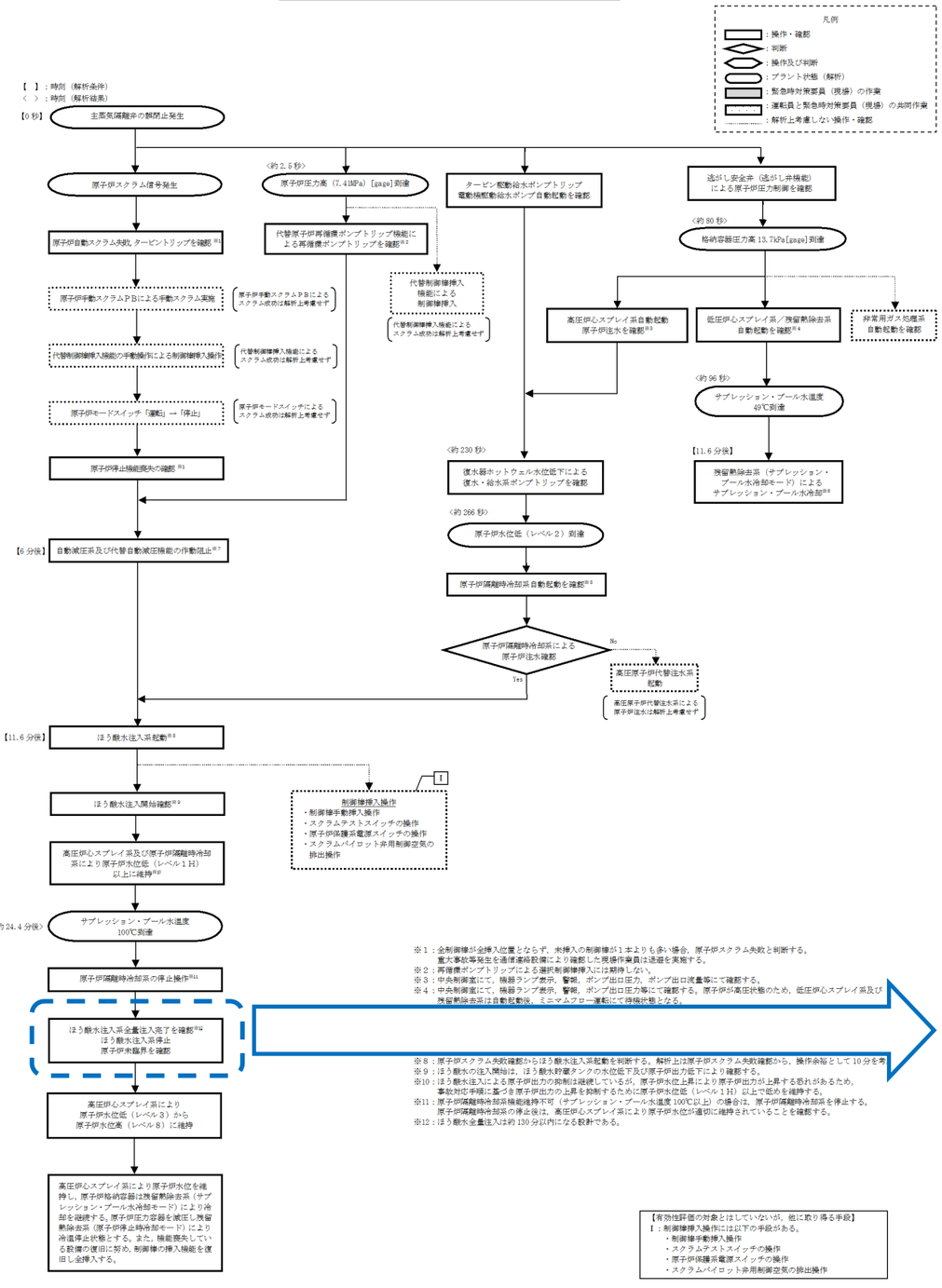
「Ｓ／Ｃ温度制御」
　残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードで起動し，サプレッション・プール水の冷却を行う。

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。

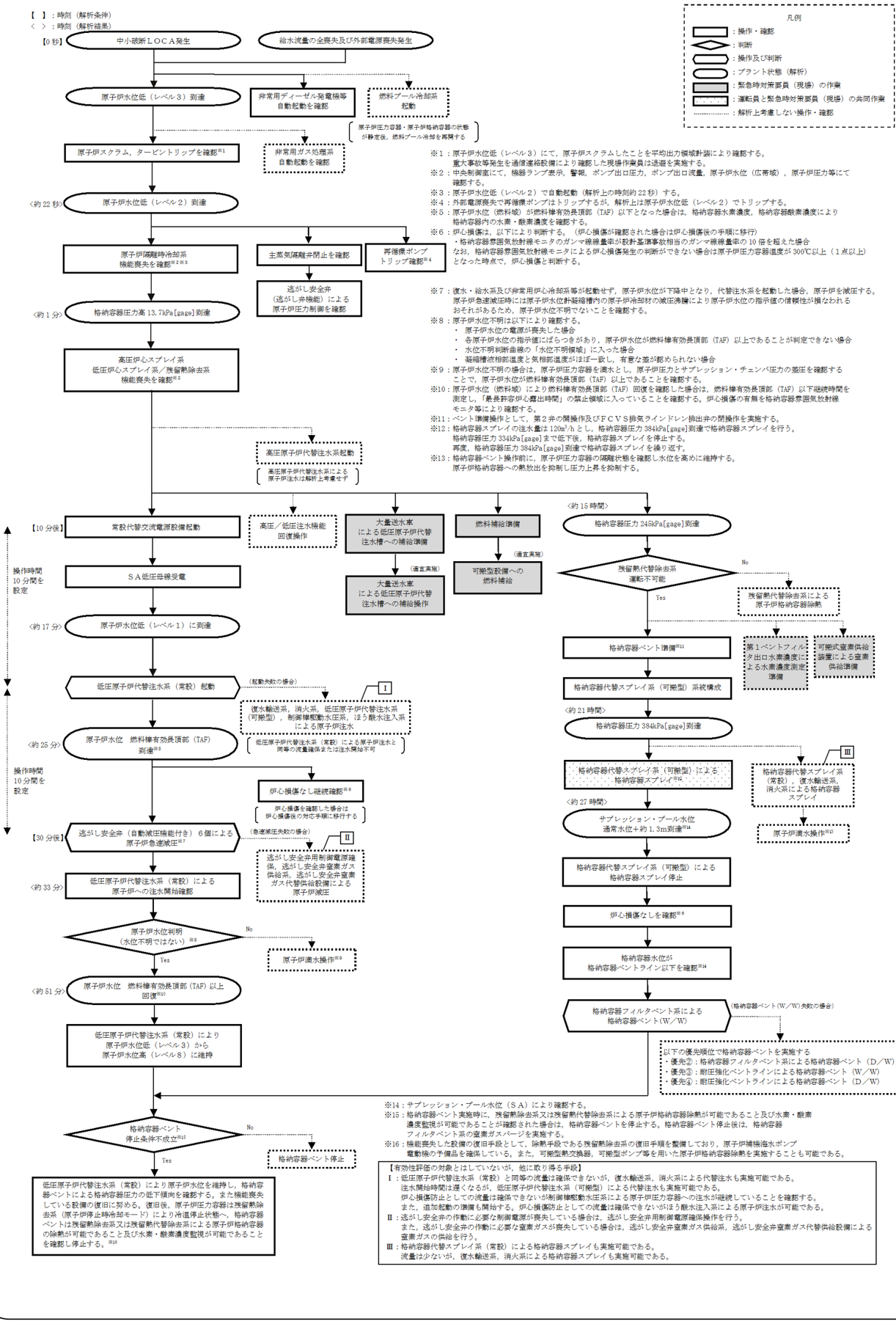
基本的な考え方

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



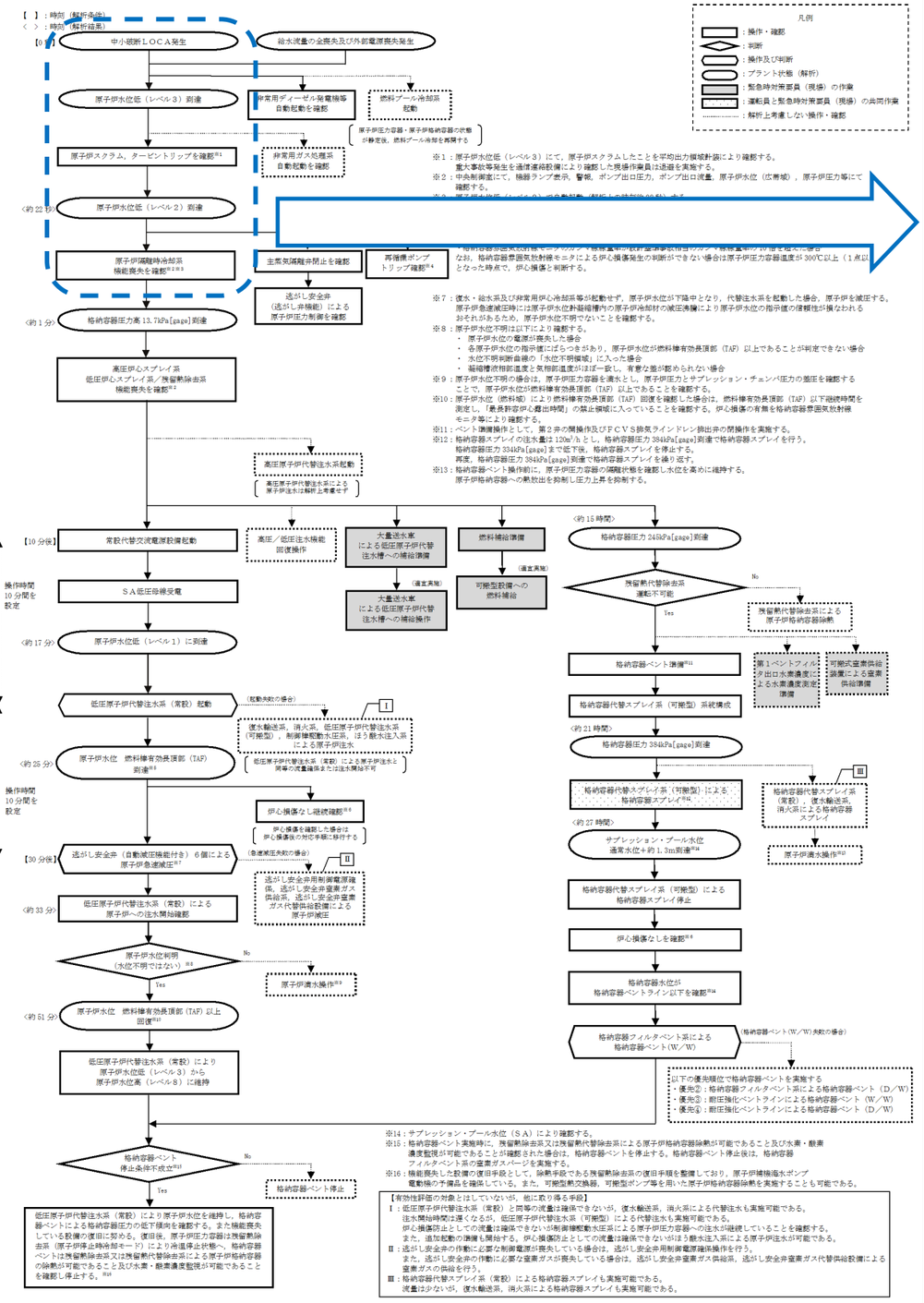
※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 22 秒）する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・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ＰＣＶ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。**

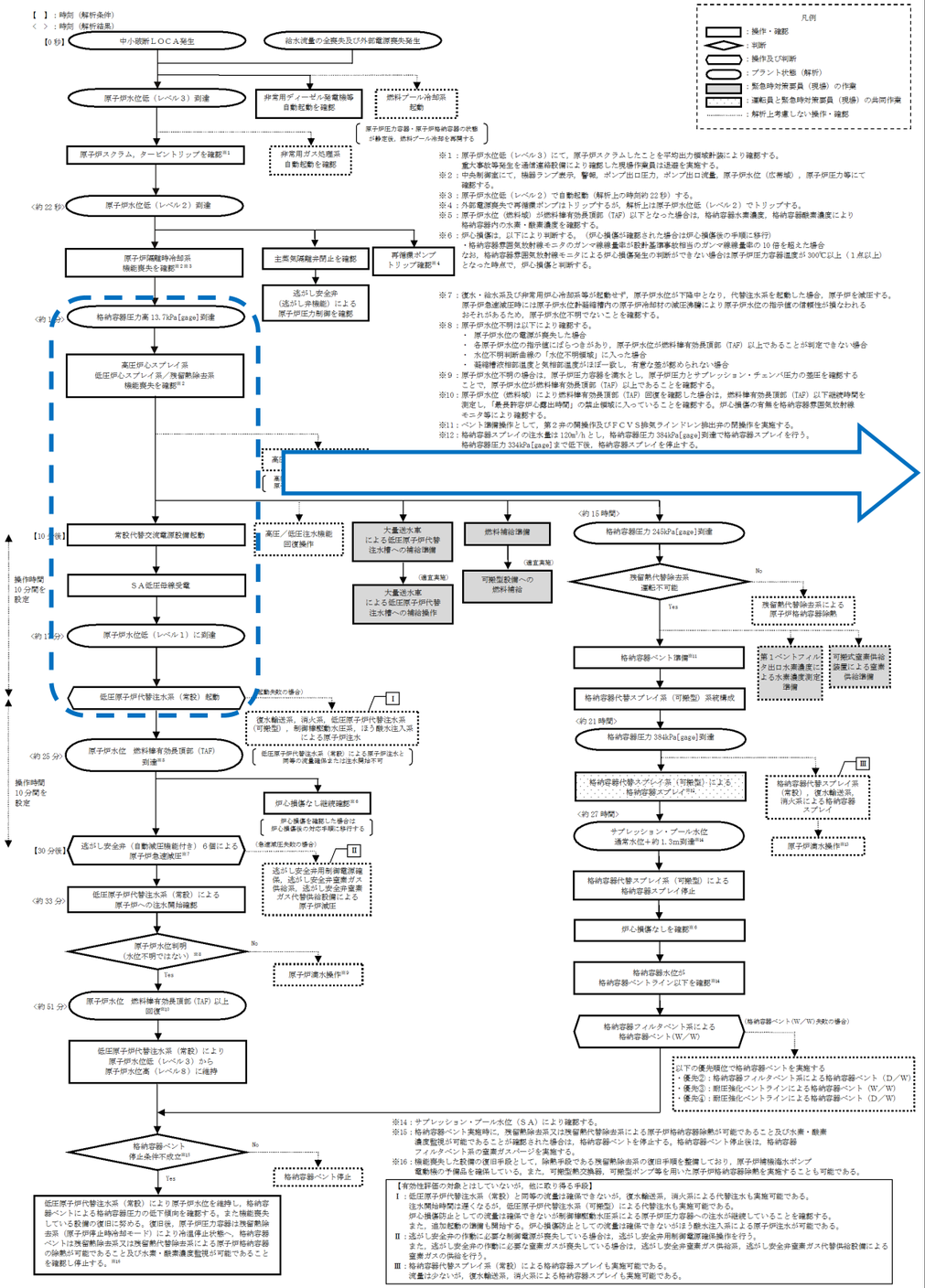
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行し，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線へ電源供給をする。

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。**

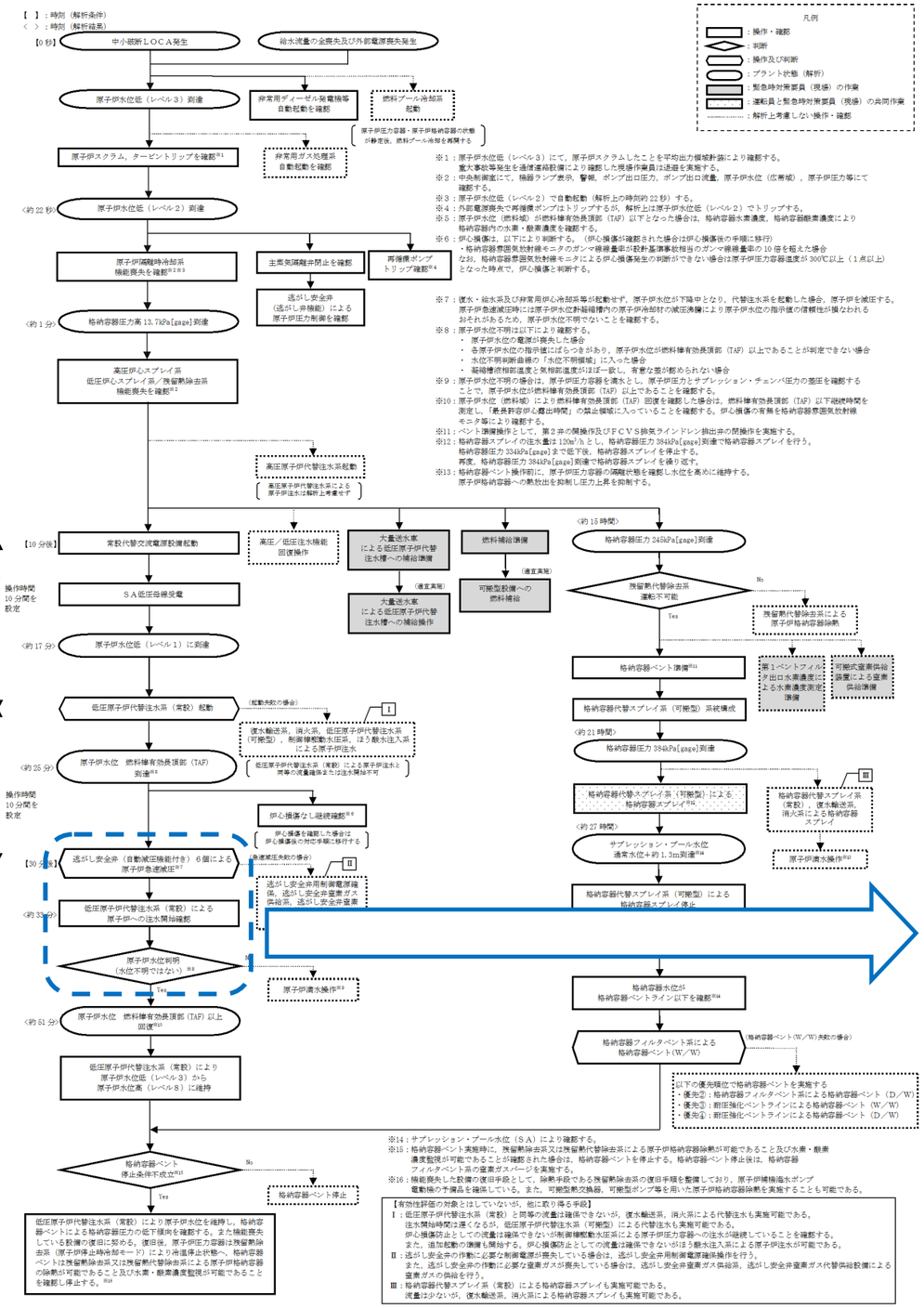
ＡＭ設備別操作要領書

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。

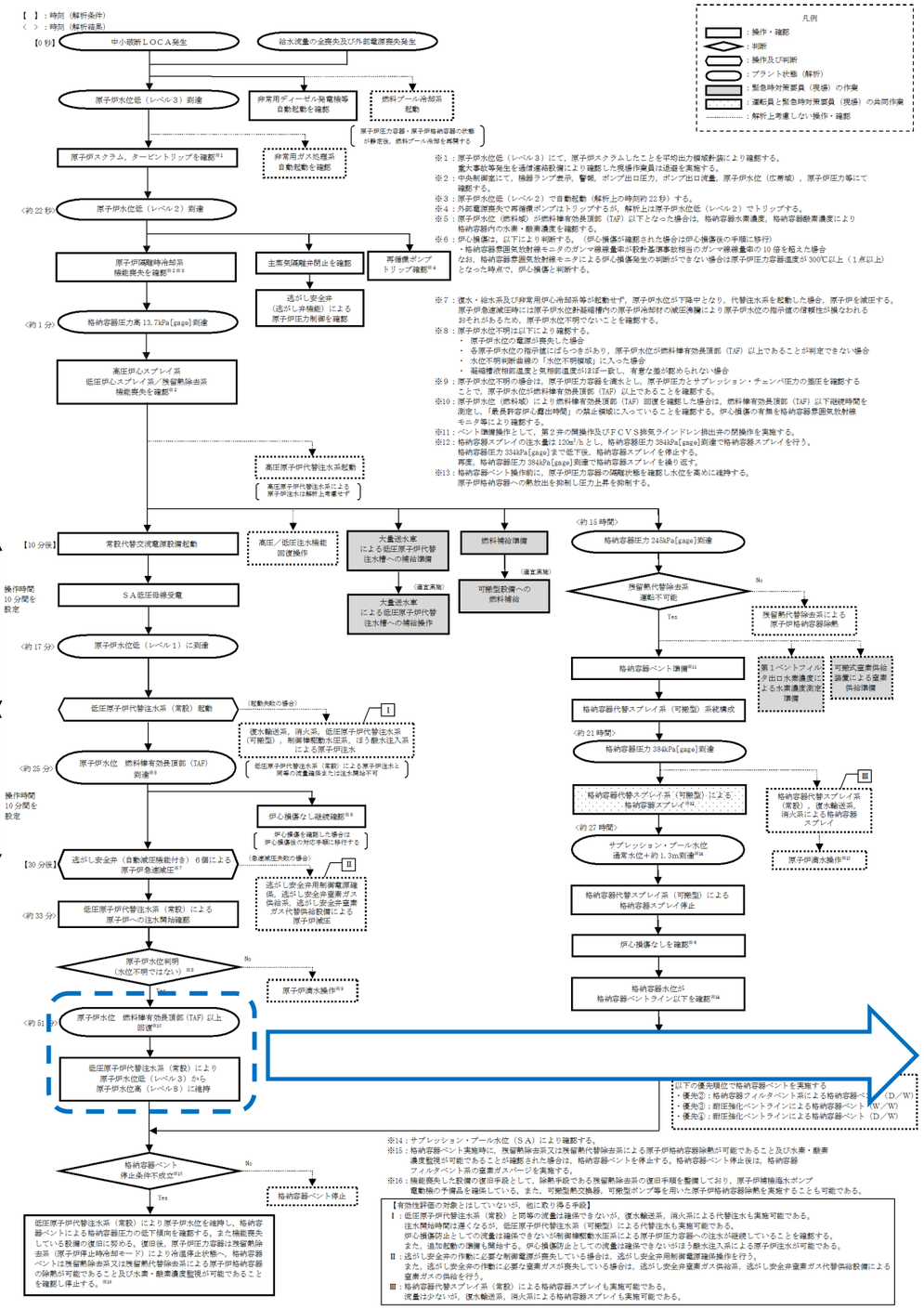
原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

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。**

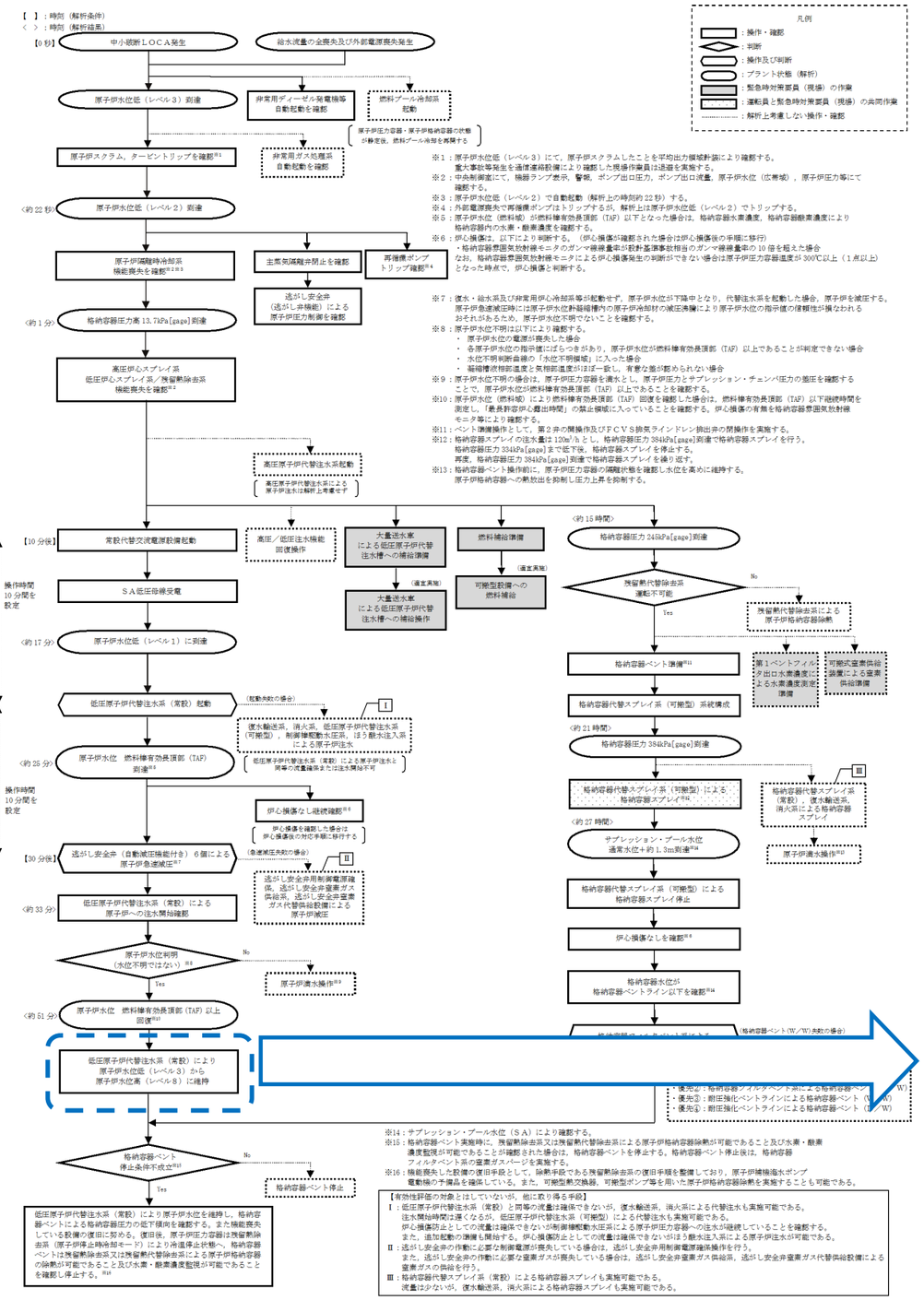
「水位確保」
　低圧原子炉代替注水系（常設）により，**原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できるため，原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。**

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，可搬型動力源である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

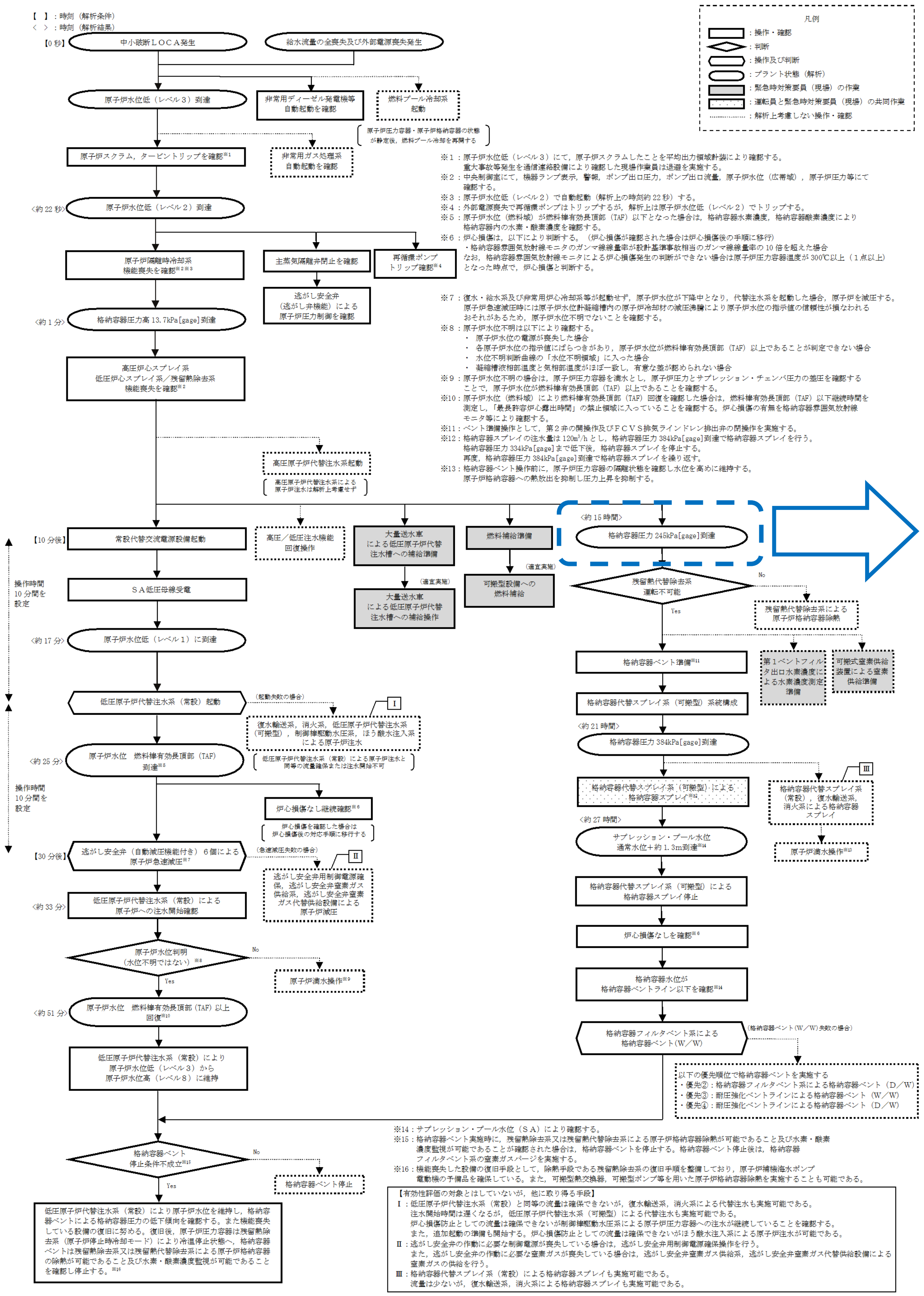
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

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



※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。

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

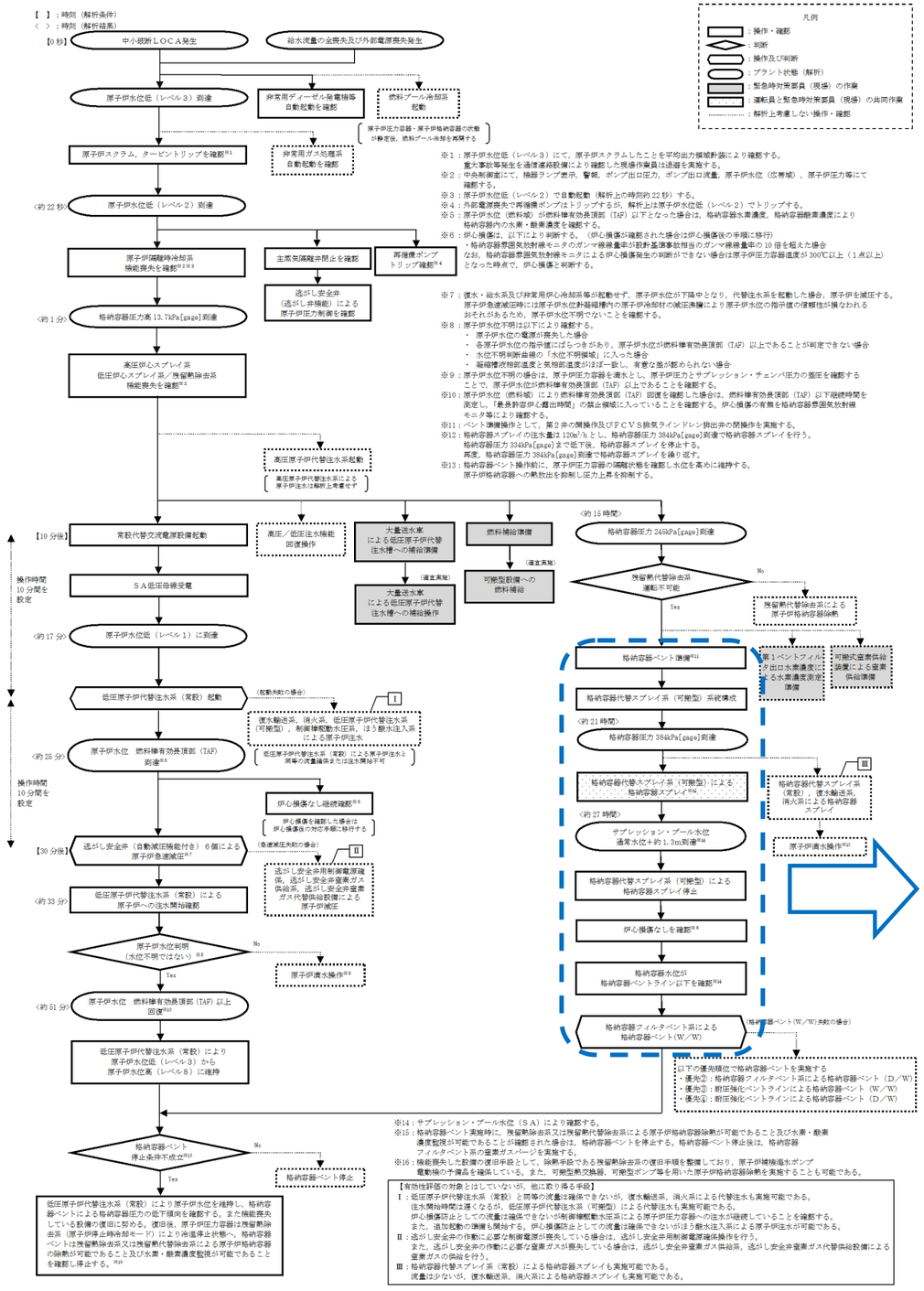
操作補足事項

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。

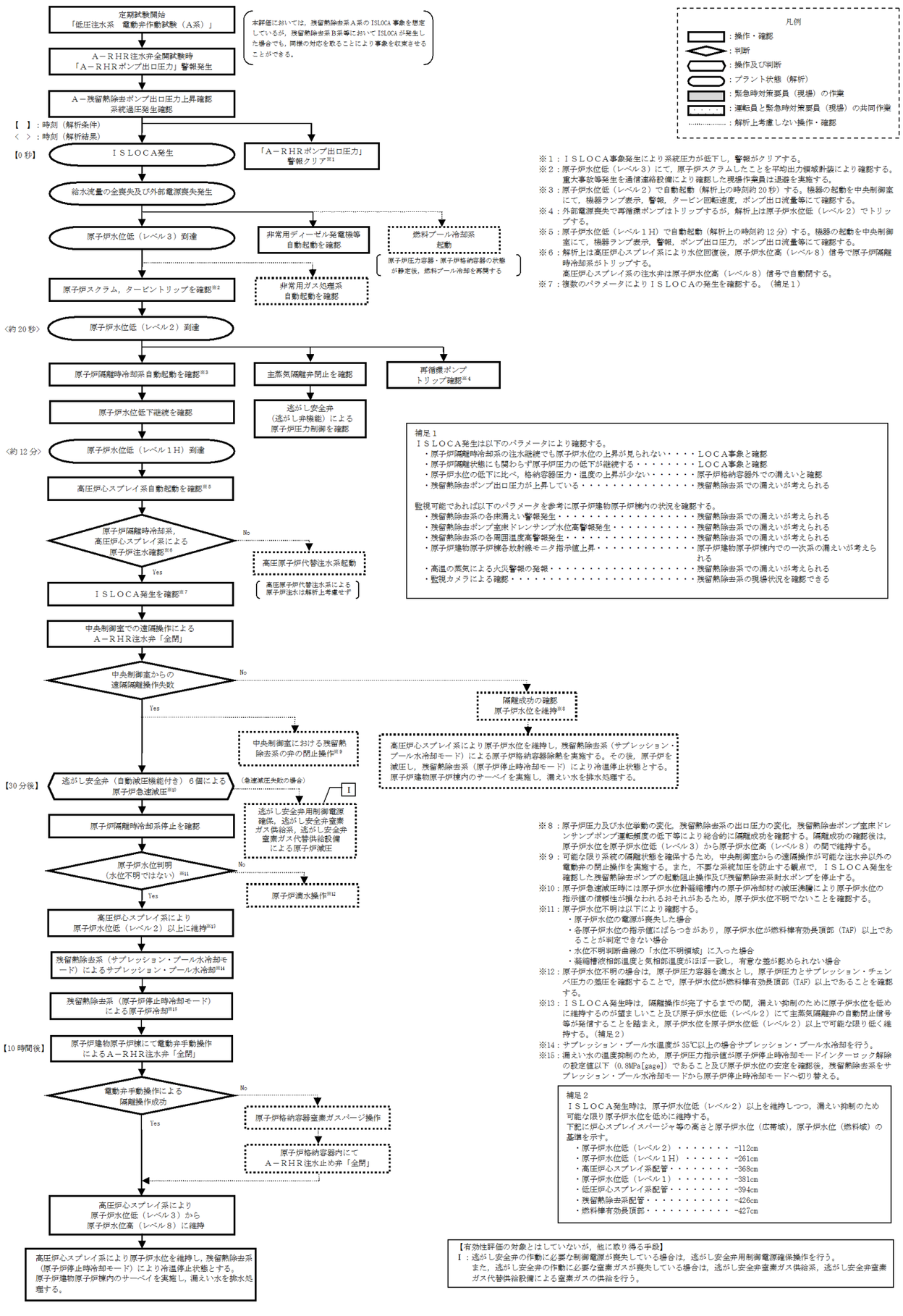
基本的な考え方

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 38℃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

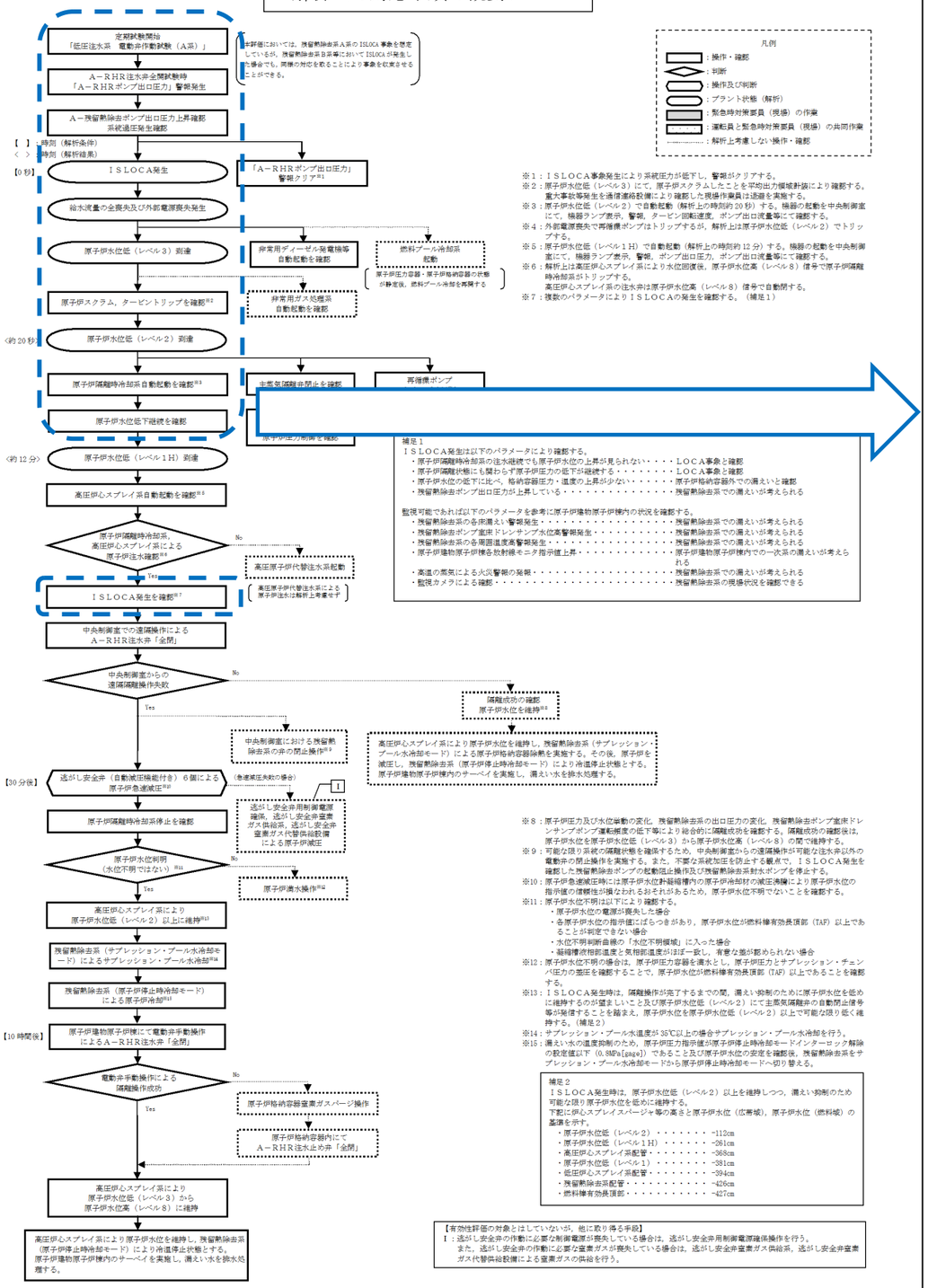
【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ｉ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

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。**

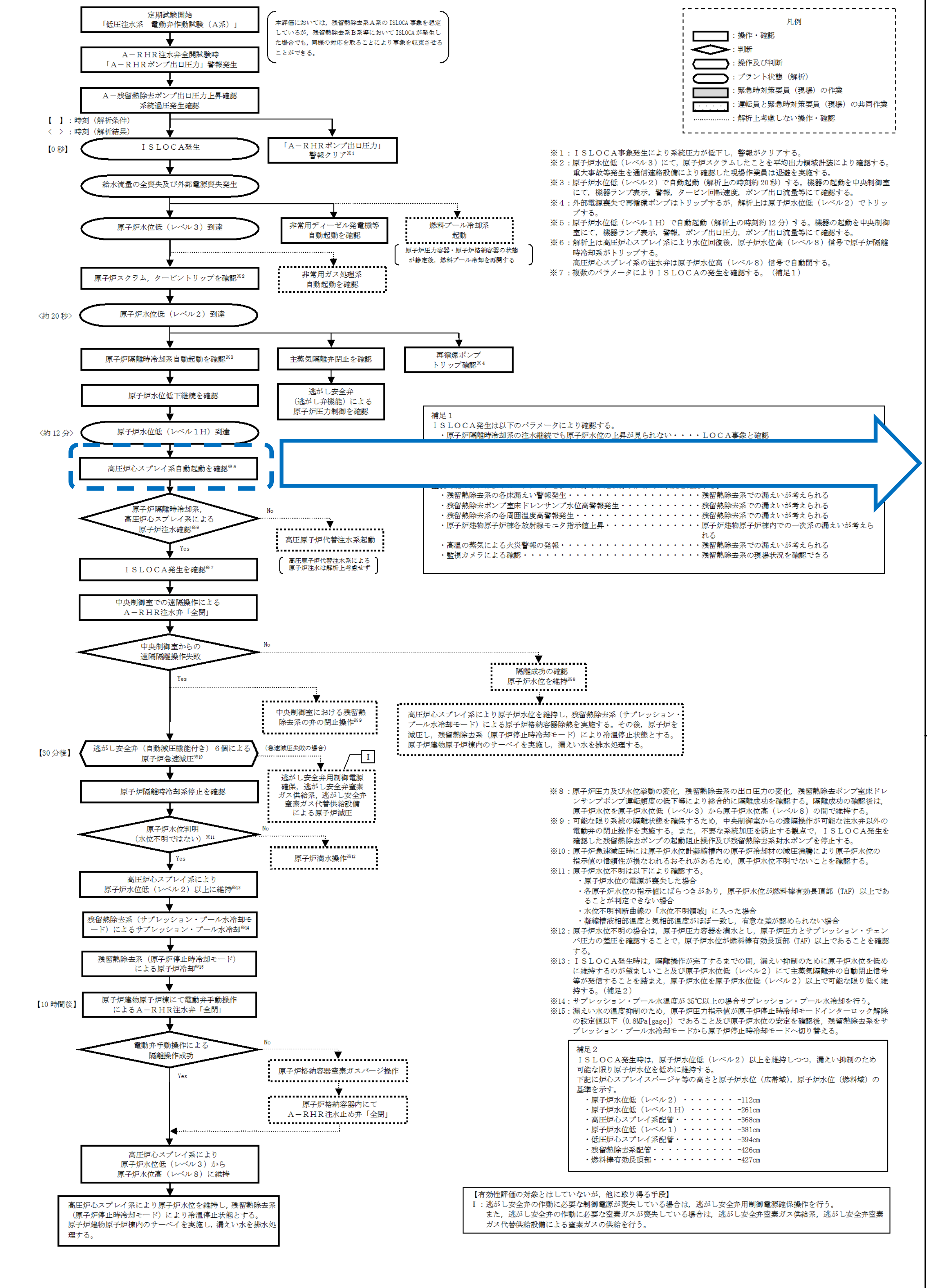
「スクラム」
原子炉水位は全給水喪失することにより水位が低下する。原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が起動するが**原子炉水位の低下が継続するため，「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
原子炉建屋内パラメータにより格納容器外の漏えいがあることを確認し，「二次格納施設制御（ＳＣ／Ｃ）」へ移行する。

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



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

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

「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。
　原子炉水位低（レベル１Ｈ）で高圧炉心スプレイ系も起動し<u>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。</u>

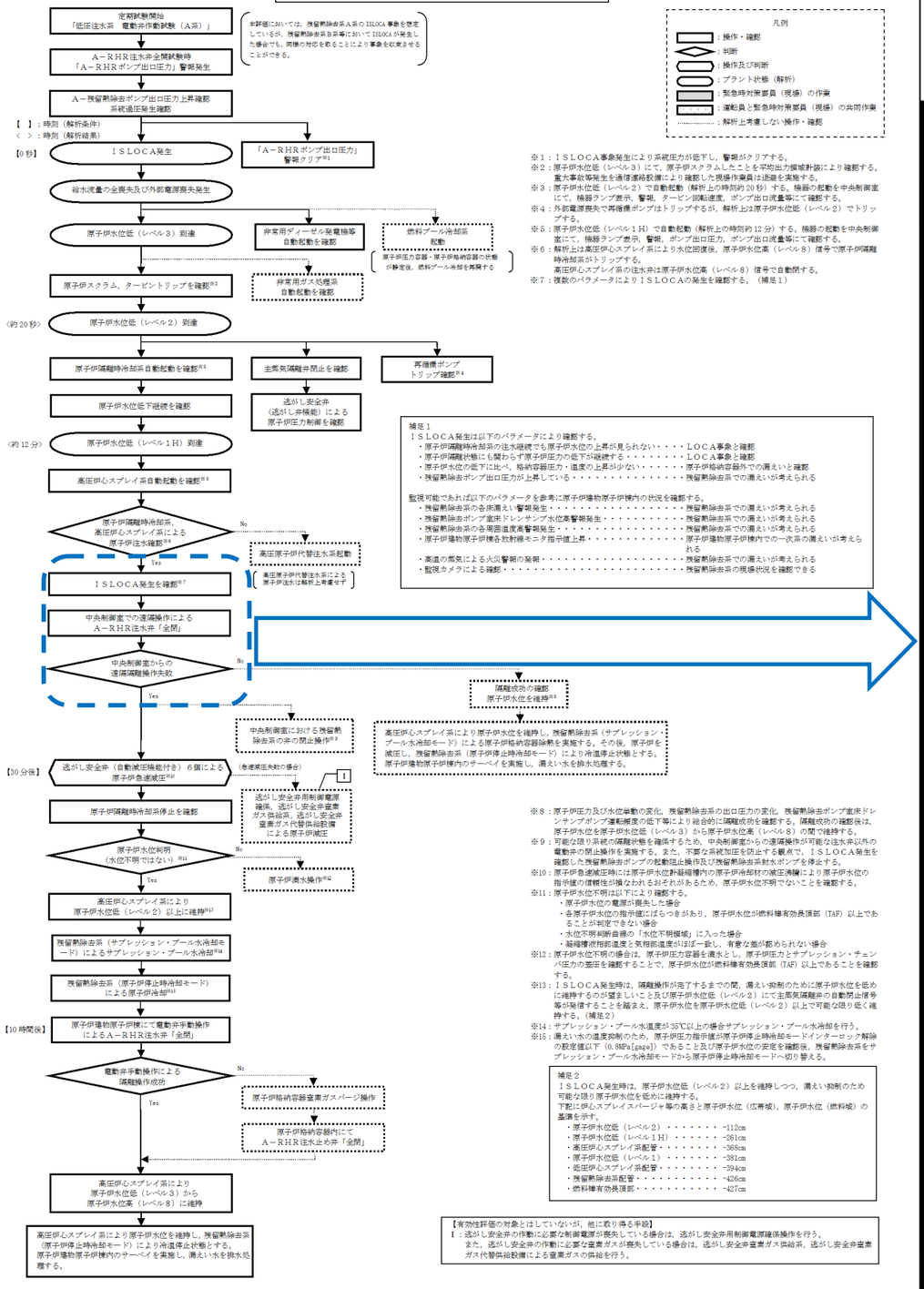
「スクラム」
　<u>原子炉水位を継続監視する。</u>

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（解析上の時間約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（解析上の時間約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

※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実とするため，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射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

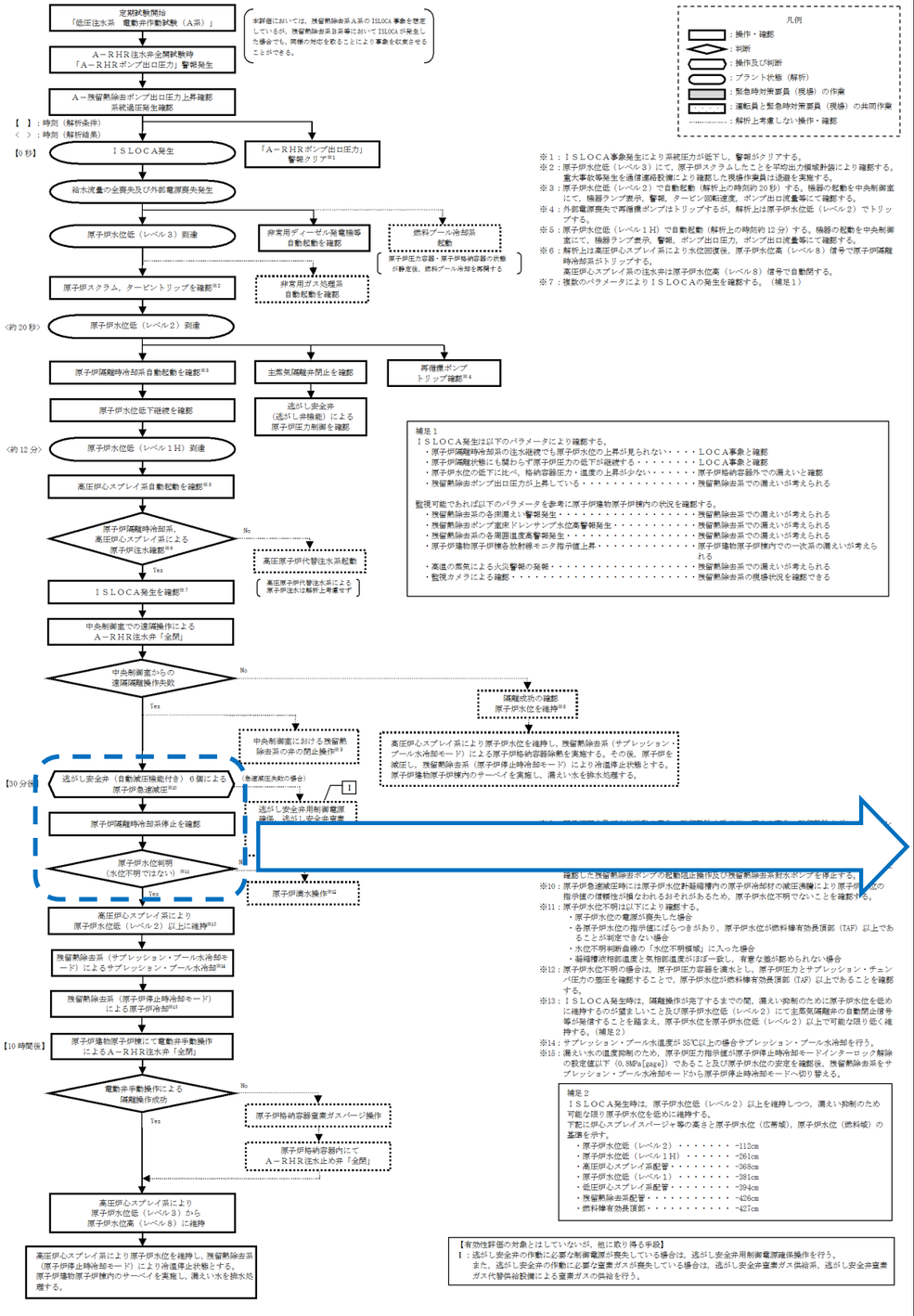
「二次格納施設制御」
　中央制御室から漏えい個所の隔離操作を試みるが**隔離に失敗し，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

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

定期試験開始
「低圧注水系　電動弁作動試験（A系）」
↓
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 → 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 / 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
↓
〈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
↓
原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水確認※6 —No→ 高圧原子炉代替注水系起動（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）
↓Yes
ISLOCA発生を確認※7
↓
中央制御室での遠隔操作による
A－RHR注水弁「全閉」
↓
中央制御室からの遠隔隔離操作失敗 —No→ 隔離成功の確認 原子炉水位を維持※8 → 高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持し，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。その後，原子炉を減圧し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により冷温停止状態とする。原子炉建物原子炉棟内のサーベイを実施し，漏えい水を排水処理する。
↓Yes
→ 中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作※9
↓
【30分後】 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個による原子炉急速減圧※10 —（急速減圧失敗の場合）→ 逃がし安全弁用制御電源確保，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［Ｉ］
↓
原子炉隔離時冷却系停止を確認
↓
原子炉水位判明（水位不明ではない）※11 —No→ 原子炉満水操作※12
↓Yes
高圧炉心スプレイ系により
原子炉水位低（レベル２）以上に維持※13
↓
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※14
↓
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉冷却※15
↓
【10時間後】 原子炉建物原子炉棟にて電動弁手動操作によるA－RHR注水弁「全閉」
↓
電動弁手動操作による隔離操作成功 —No→ 原子炉格納容器窒素ガスパージ操作 → 原子炉格納容器内にてA－RHR注水止め弁「全閉」
↓Yes
高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
↓
高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により冷温停止状態とする。
原子炉建物原子炉棟内のサーベイを実施し，漏えい水を排水処理する。

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。

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
- 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

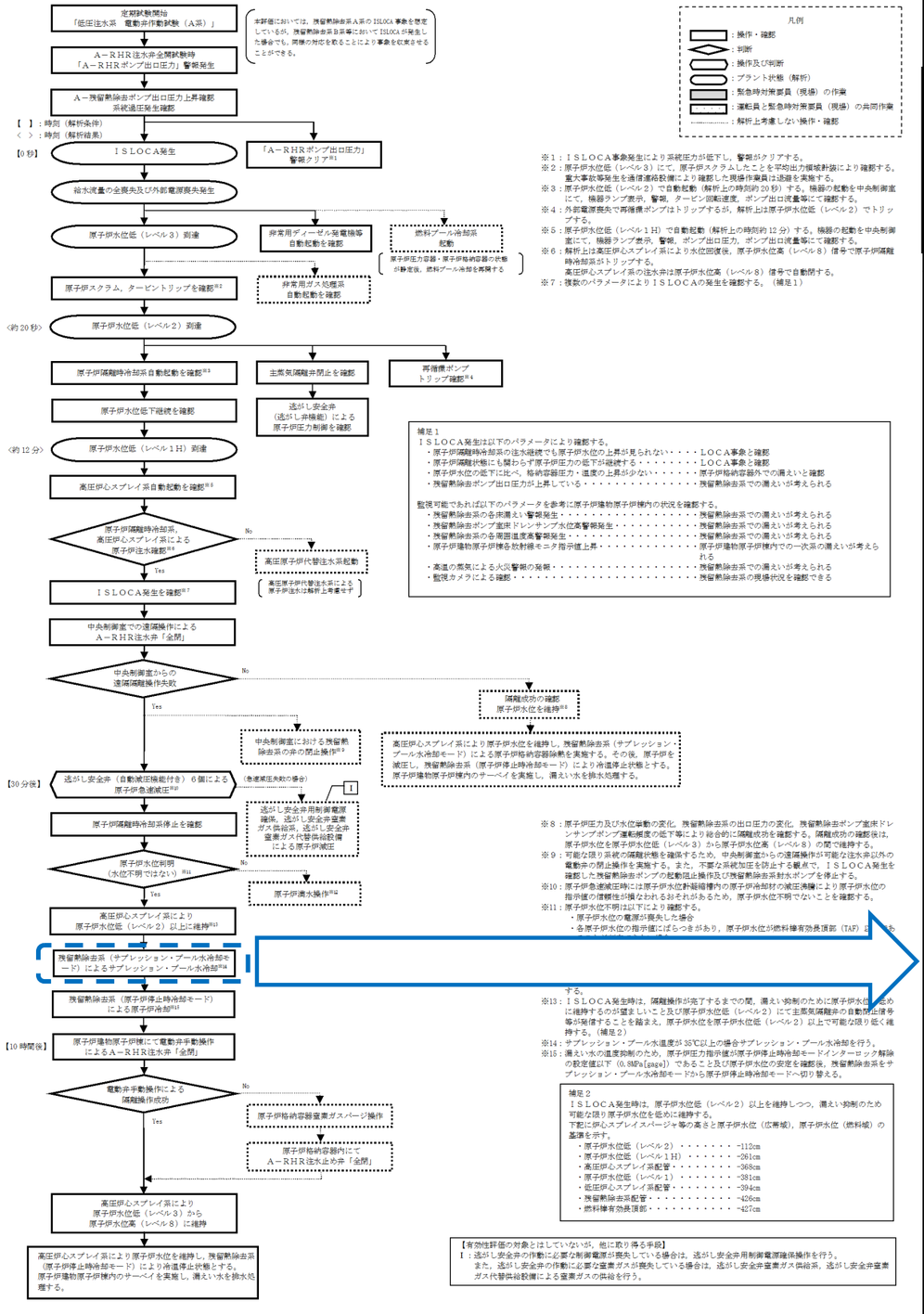
「二次格納施設制御」
破断箇所からの漏えい抑制のため，原子炉水位を原子炉水位低（レベル２）以上で低めに維持する。

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。

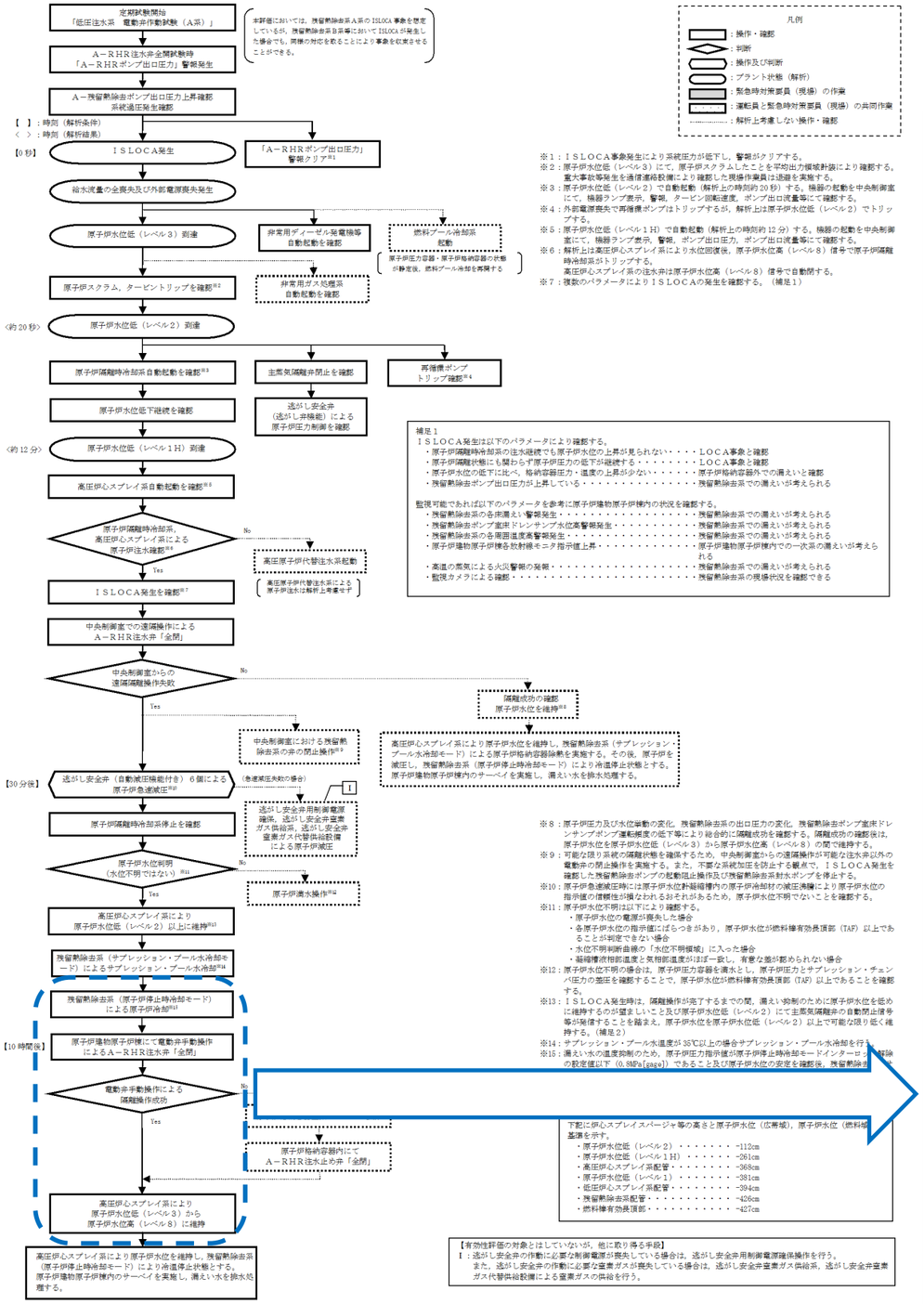
「Ｓ／Ｃ温度制御」
残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードで起動し，サプレッション・プール水の冷却を行う。

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

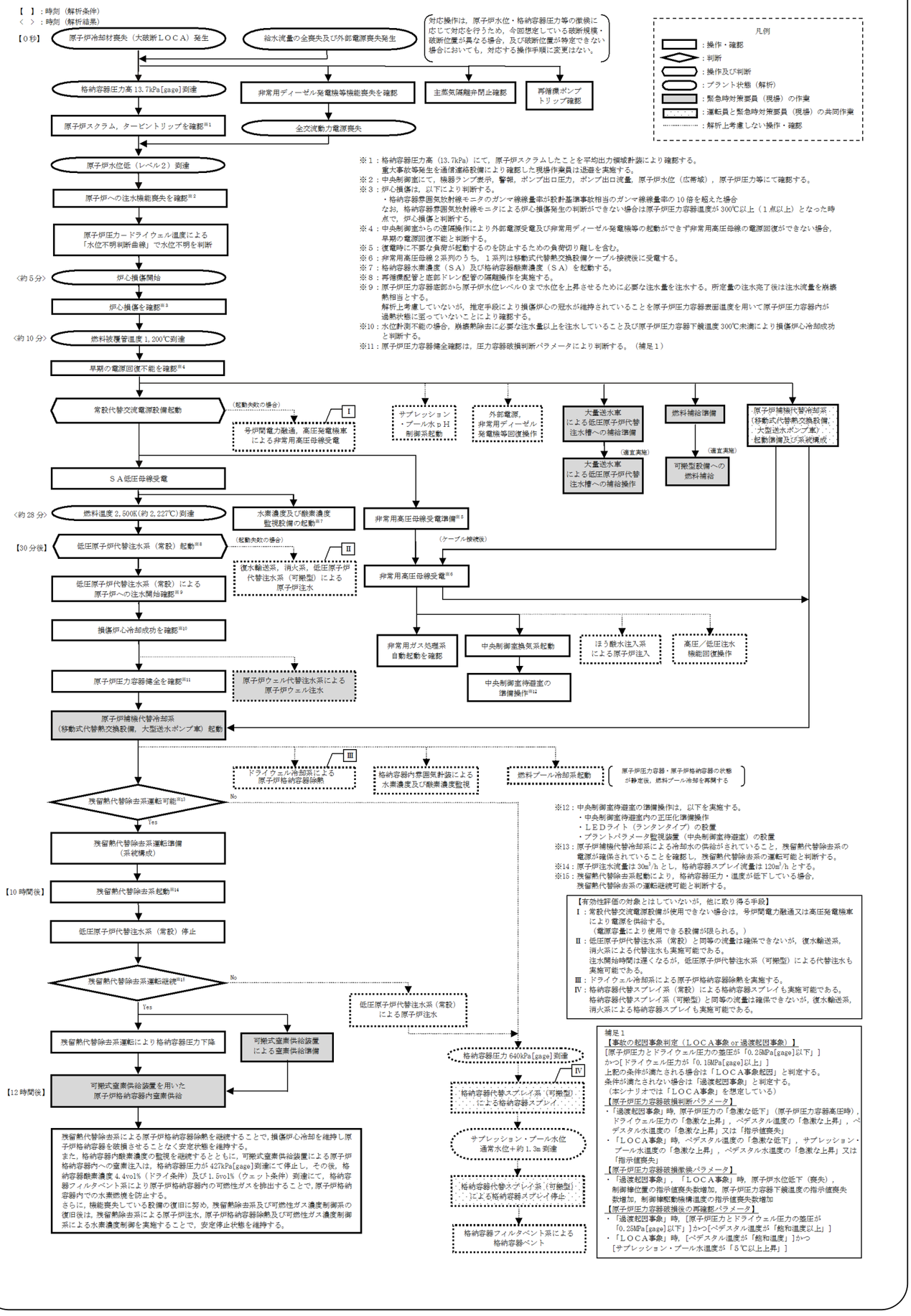
損傷炉心の冷却のための低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。また，原子炉格納容器の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止するために，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器内における水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。

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

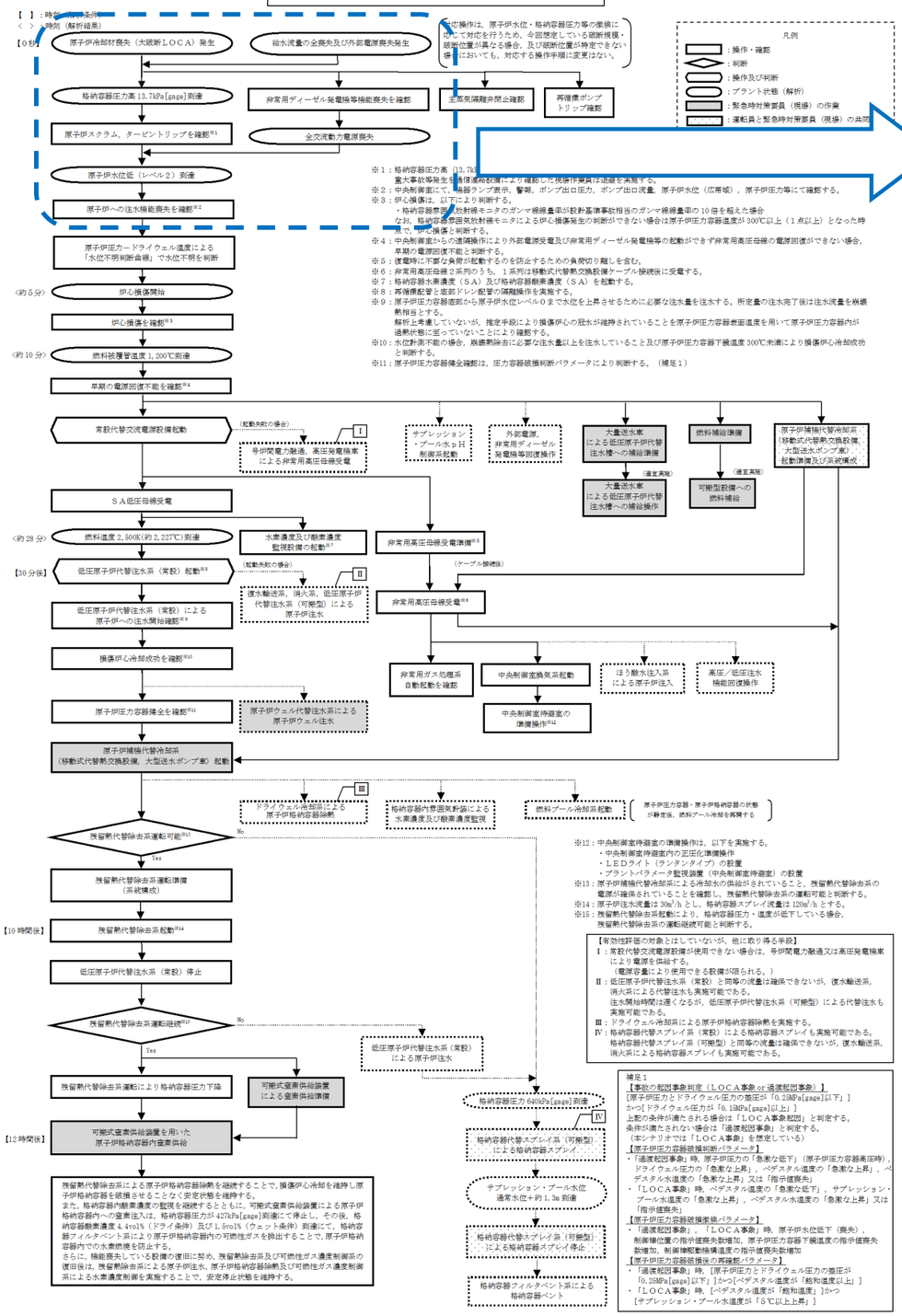
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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。**

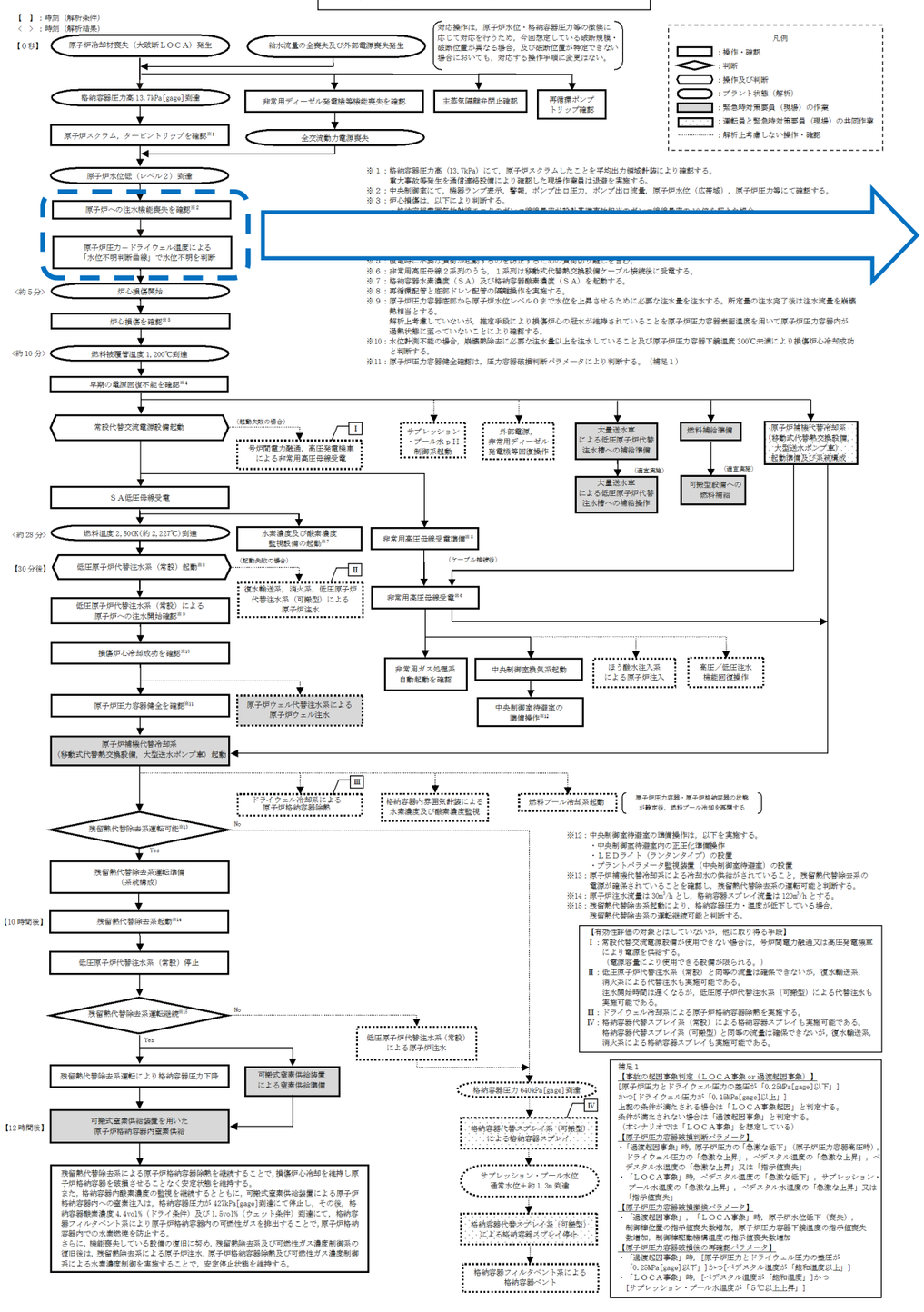
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は大破断ＬＯＣＡ及び非常用炉心冷却系，原子炉隔離時冷却系の起動が失敗するため水位が低下する。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。
ドライウェル圧力高（13.7kPa）[gage]到達により，原子炉格納容器内で，漏えいが発生しているこ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

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


【 】：時刻（解析条件）
〈 〉：時刻（解析結果）
【0秒】
原子炉冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）発生
給水流量の全喪失及び外部電源喪失発生
対応操作は，原子炉水位・格納容器圧力等の徴候に応じて対応を行うため，今回想定している破断規模・破断位置が異なる場合，及び破断位置が特定できない場合においても，対応する操作手順に変更はない。
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
格納容器圧力高 13.7kPa[gage]到達
非常用ディーゼル発電機等機能喪失を確認
主蒸気隔離弁閉止確認
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
原子炉水位低（レベル２）到達
原子炉への注水機能喪失を確認※2
原子炉圧力・ドライウェル温度による「水位不明判断曲線」で水位不明を判断
〈約５分〉
炉心損傷開始
炉心損傷を確認※3
〈約 10 分〉
燃料被覆管温度 1,200℃到達
早期の電源回復不能を確認※4
常設代替交流電源設備起動
（起動失敗の場合）
Ⅰ
号炉間電力融通，高圧発電機車による非常用高圧母線受電
サプレッション・プール水ｐＨ制御系起動
外部電源，非常用ディーゼル発電機等回復操作
大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備
燃料補給準備
原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車），起動準備及び系統構成
（通常実施）
大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給操作
可搬型設備への燃料補給
ＳＡ低圧母線受電
〈約 28 分〉
燃料温度 2,500K（約 2,227℃）到達
水素濃度及び酸素濃度監視盤の起動※7
非常用高圧母線受電準備※5
【30 分後】
低圧原子炉代替注水系（常設）起動※8
（起動失敗の場合）
Ⅱ
復水輸送系，消火系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
（ケーブル接続後）
非常用高圧母線受電※6
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水開始確認※9
損傷炉心冷却成功を確認※10
非常用ガス処理系自動起動を確認
中央制御室換気系起動
ほう酸水注入系による原子炉注入
高圧／低圧注水機能回復操作
原子炉圧力容器降圧を確認※11
原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェル注水
中央制御室待避室の準備操作※12
原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車）起動
Ⅲ
ドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱
格納容器内雰囲気計装による水素濃度及び酸素濃度監視
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安定後，燃料プール冷却を再開する）
残留熱代替除去系運転可能※13
No
Yes
残留熱代替除去系運転準備（系統構成）
【10 時間後】
残留熱代替除去系起動※14
低圧原子炉代替注水系（常設）停止
残留熱代替除去系運転継続※15
No
Yes
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
残留熱代替除去系運転により格納容器圧力下降
可搬式窒素供給装置による窒素供給準備
【12 時間後】
可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内窒素供給
格納容器圧力 640kPa[gage]到達
Ⅳ
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
サプレッション・プール水位 通常水位＋約 1.3m 到達
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停止
格納容器フィルタベント系による格納容器ベント
残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を継続することで，損傷炉心冷却を維持し原子炉格納容器を破損させることなく安定状態を維持する。
また，格納容器内酸素濃度の監視を継続するとともに，可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入は，格納容器圧力が 427kPa[gage]到達にて停止し，その後，格納容器酸素濃度 4.4vol%（ドライ条件）及び 5.9vol%（ウェット条件）到達にて，格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器内の可燃性ガスを排出することで，原子炉格納容器内での水素燃焼を防止する。
さらに，機能喪失している設備の復旧に努め，残留熱除去系及び可燃性ガス濃度制御系の復旧後は，残留熱除去系による原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御を実施することで，安定停止状態を維持する。
※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。
重大事故等発生を連絡通報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。
※4：後電源に不要な負荷が起動するものを除去する。500V負荷切り離しを含む。
※5：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。
※6：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。
※7：再循環配管と底部ドレン配管の隔離操作を実施する。
※8：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「0.03MPa[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。
（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徴候パラメータ】
・「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「0.03MPa[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

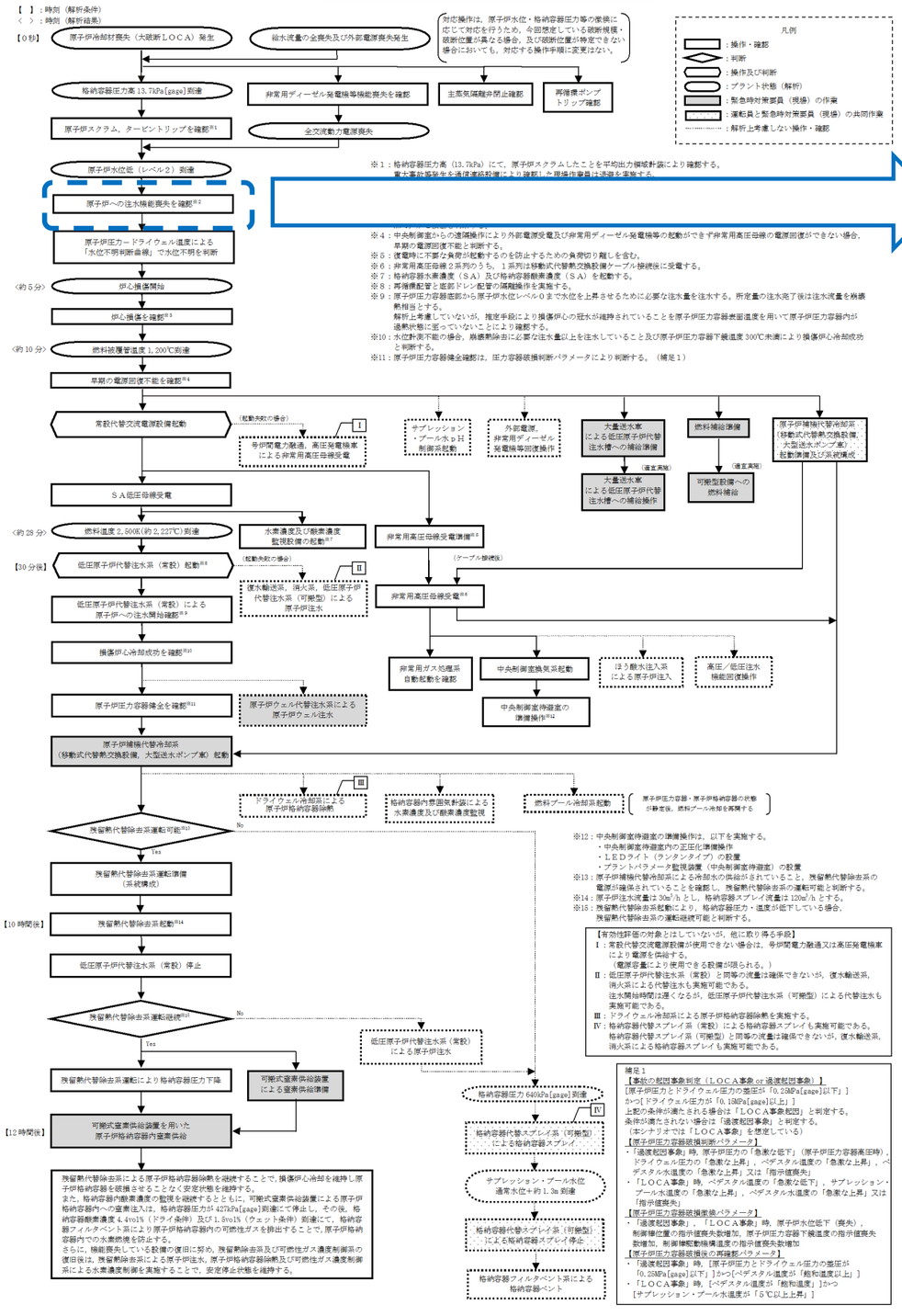
「水位確保」
プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。
原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係による「**水位不明判断曲線」で原子炉水位が水位不明と判断し不測事態「水位不明（Ｃ３）」へ移行する。**

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」

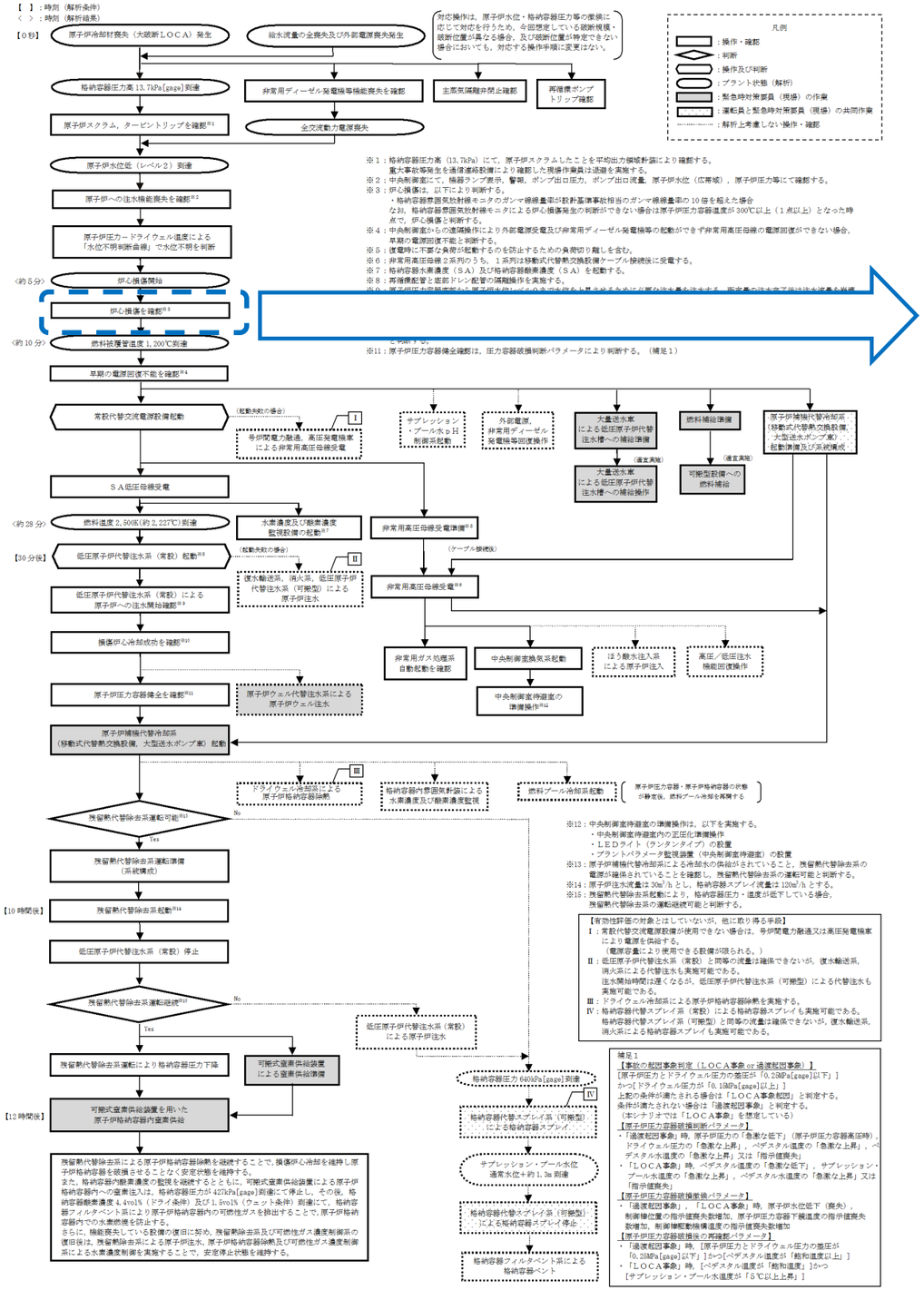
原子炉へ注水可能な系統を１系統も運転状態にすることができないため，不測事態「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」へ移行する。

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

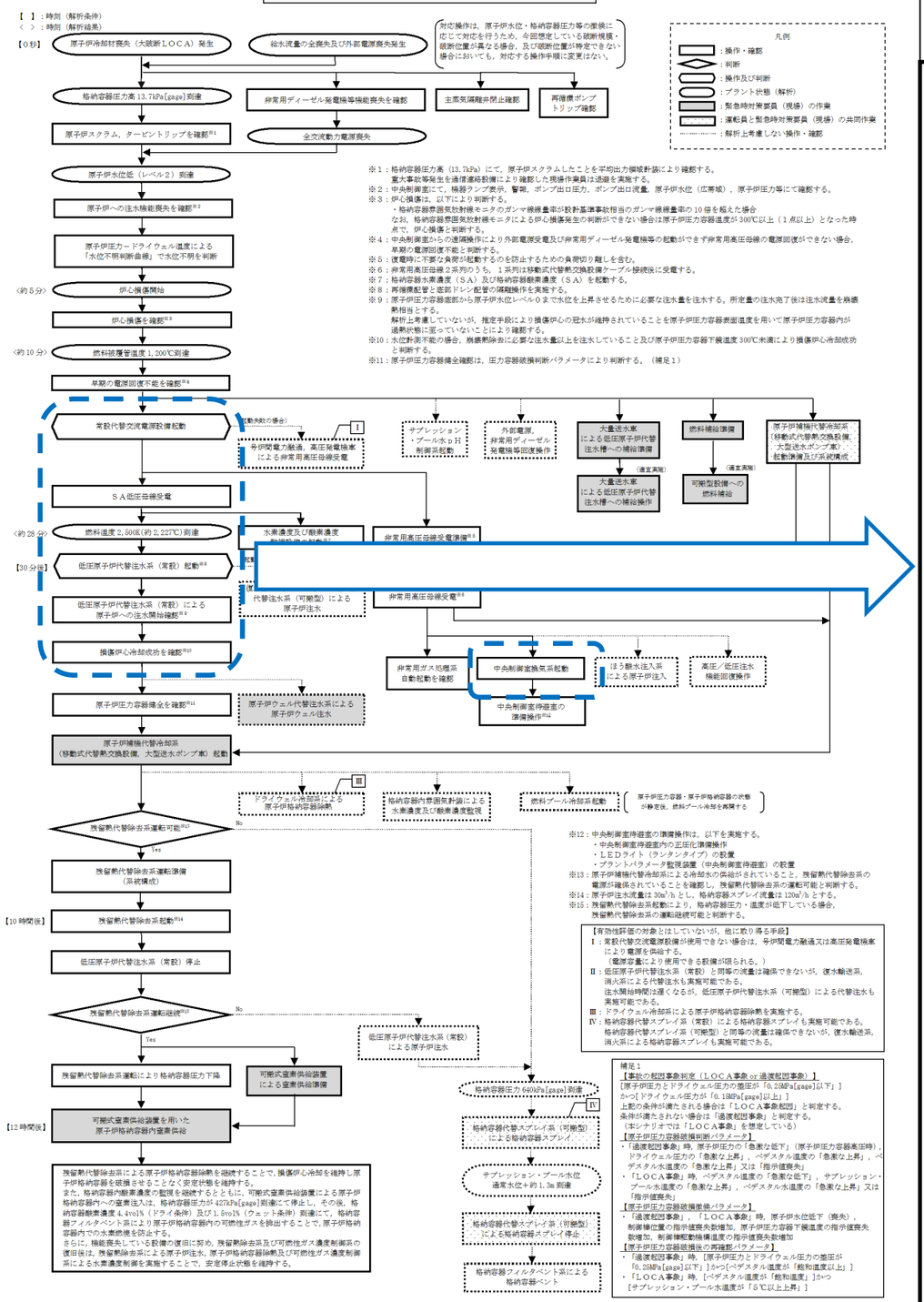
「AM初期対応」
格納容器モニタを確認し，**格納容器内γ線線量率が各種設計基準事故時に想定される値の10倍を超えた場合に，事故時操作要領書「シビアアクシデント」の「注水ー１」へ移行する。**

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


【 】：時刻（解析条件）
〈 〉：時刻（解析結果）
【0秒】
原子炉冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）発生
給水流量の全喪失及び外部電源喪失発生
対応操作は，原子炉水位・格納容器圧力等の挙動に応じて対応を行うため，今回想定している破断規模・破断位置が異なる場合，及び破断位置が特定できない場合においても，対応する操作手順に変更はない。
格納容器圧力高 13.7kPa[gage]到達
非常用ディーゼル発電機等機能喪失を確認
主蒸気隔離弁閉止確認
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
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
原子炉水位低（レベル２）到達
原子炉への注水機能喪失を確認※2
原子炉圧力ードライウェル温度による「水位不明判断曲線」で水位不明を判断
〈約５分〉
炉心損傷開始
炉心損傷を確認※3
〈約 10 分〉
燃料被覆管温度 1,200℃到達
早期の電源回復不能を確認※4
※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：中央制御室からの連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）
常設代替交流電源設備起動
（起動失敗の場合）
号炉間電力融通，高圧発電機車による非常用高圧母線受電
サプレッション・プール水ｐＨ制御実施数
外部電源，非常用ディーゼル発電機等回復操作
大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備
燃料補給準備
原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車）起動準備及び系統構成
大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給操作
（適宜実施）
可搬型設備への燃料補給
ＳＡ低圧母線受電
〈約 28 分〉
燃料温度 2,500K（約 2,227℃）到達
水素濃度及び酸素濃度
非常用高圧母線受電準備※5
【30 分後】
低圧原子炉代替注水系（常設）起動※6
復水
代替注水系（可搬型）による原子炉注水
非常用高圧母線受電※6
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水開始確認※7
損傷炉心冷却成功を確認※10
非常用ガス処理系自動起動を確認
中央制御室換気系起動
ほう酸水注入系による原子炉注入
高圧／低圧注水機能回復操作
中央制御室待避室の準備操作※12
原子炉圧力容器健全を確認※11
原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェル注水
原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車）起動
Ⅲ
ドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱
格納容器内雰囲気計装による水素濃度及び酸素濃度監視
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安定後，燃料プール冷却を再開する）
残留熱代替除去系運転可能※13
No
Yes
残留熱代替除去系運転準備（系統構成）
【10 時間後】
残留熱代替除去系起動※14
低圧原子炉代替注水系（常設）停止
残留熱代替除去系運転継続※15
No
Yes
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
残留熱代替除去系運転により格納容器圧力下降
可搬式窒素供給装置による窒素供給準備
【12 時間後】
可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内窒素供給
格納容器圧力 640kPa[gage]到達
Ⅳ
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
サプレッション・プール水位通常水位＋約 1.3m 到達
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停止
格納容器フィルタベント系による格納容器ベント
残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を継続することで，損傷炉心冷却を維持し原子炉格納容器を破損させることなく安定状態を維持する。
また，格納容器内酸素濃度の監視を継続するとともに，可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入は，格納容器圧力が 427kPa[gage]到達にて停止し，その後，格納容器酸素濃度 4.4vol％（ドライ条件）及び 1.8vol％（ウェット条件）到達にて，格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器内の可燃性ガスを排出することで，原子炉格納容器内での水素燃焼を防止する。
さらに，機能喪失している設備の復旧に努め，残留熱除去系及び可燃性ガス濃度制御系の復旧後は，残留熱除去系による原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御を実施することで，安定停止状態を維持する。
※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「0.25MPa[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。
（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後パラメータ】
・「過渡起因事象」時，「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「0.25MPa[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「ＳＴＣ以上非」］

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

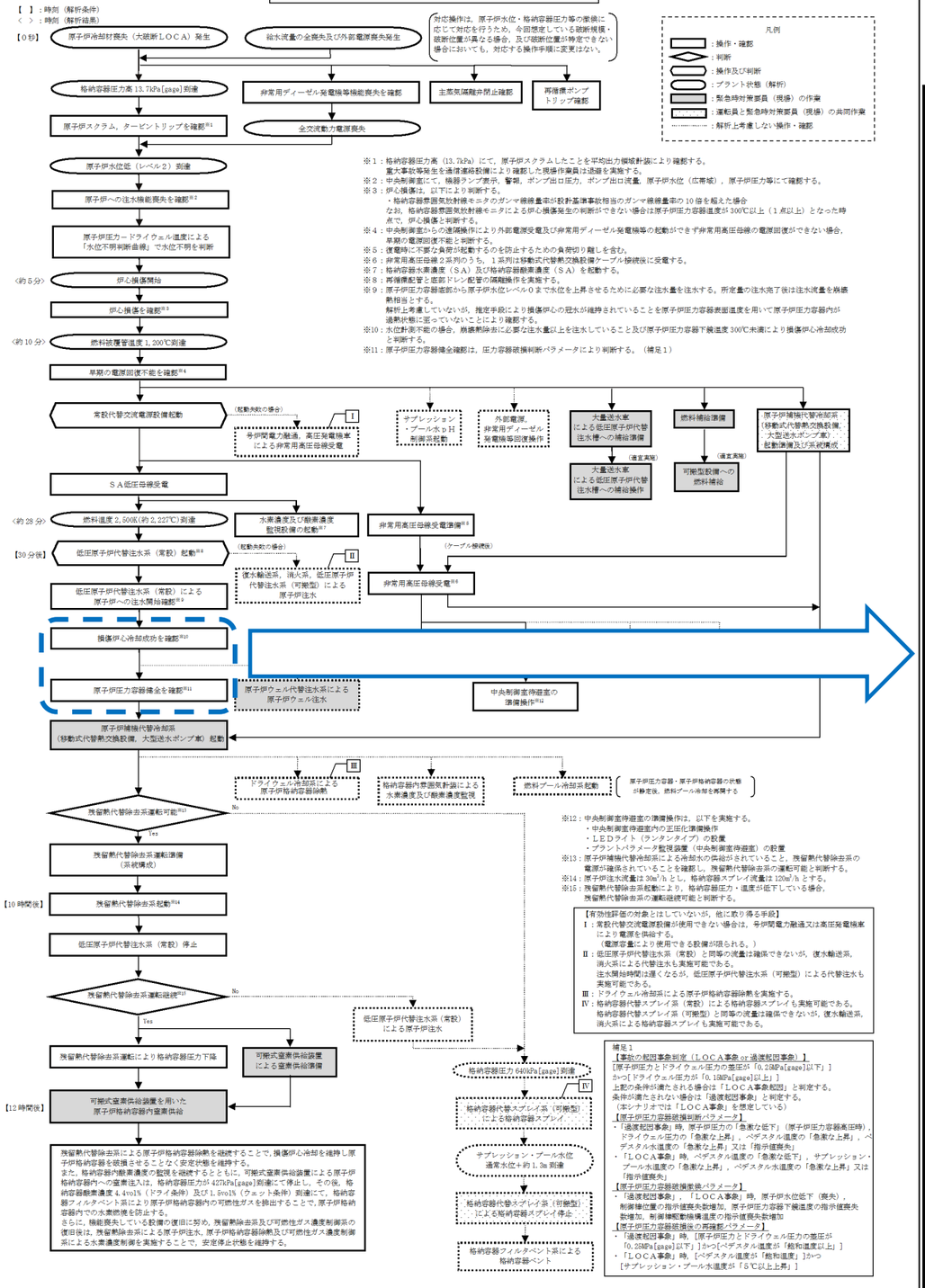
AM 10：「居住性確保戦略」
・ＭＣＲによる居住性確保

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



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

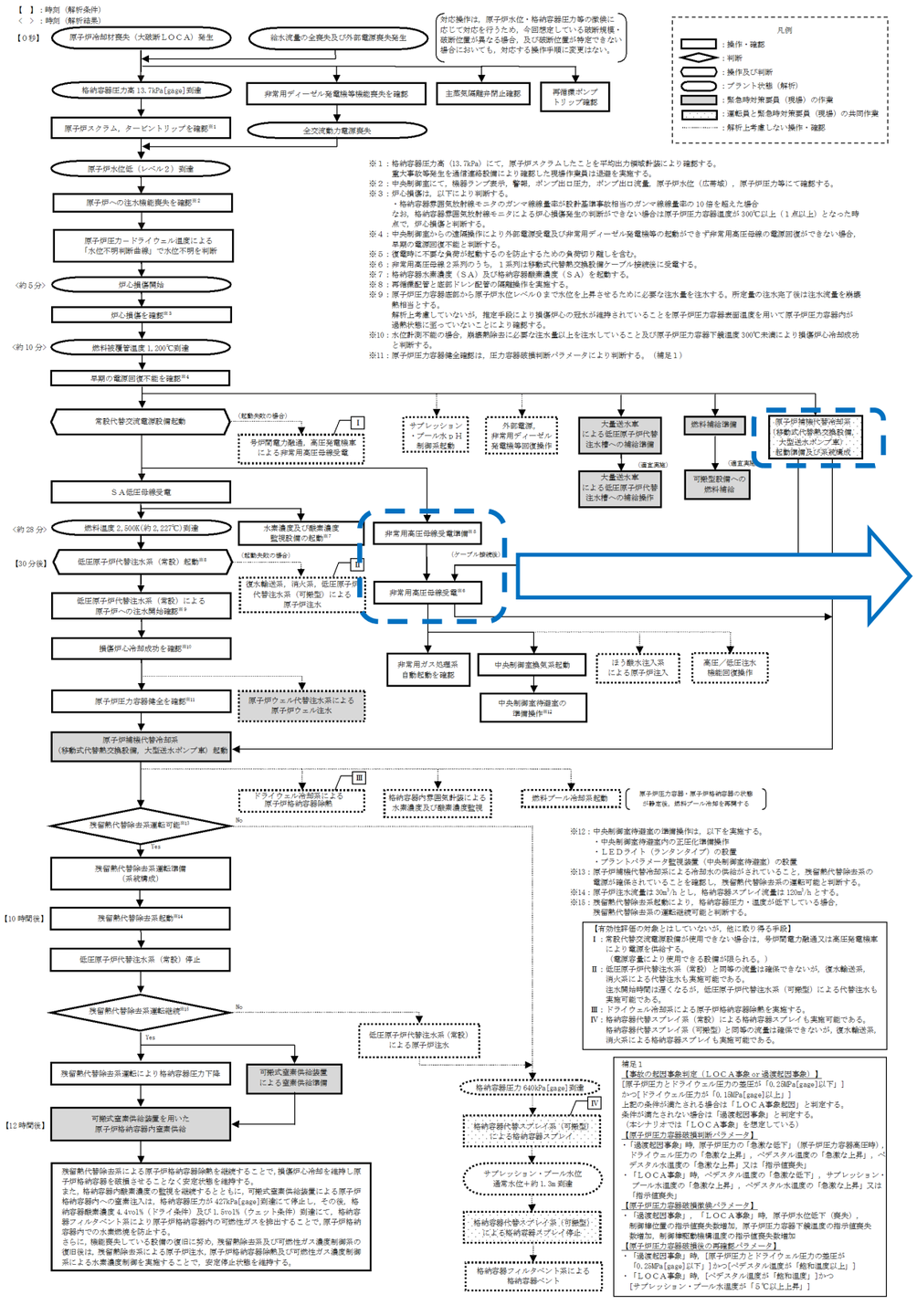
「注水－２」
原子炉水位が確認できずＬＯＣＡが発生しているため，シュラウド内水位回復に必要な時間注水後，崩壊熱相当分注水し，引き続き**損傷炉心が冷却されていることおよび原子炉圧力容器が健全であることを確認する。**

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

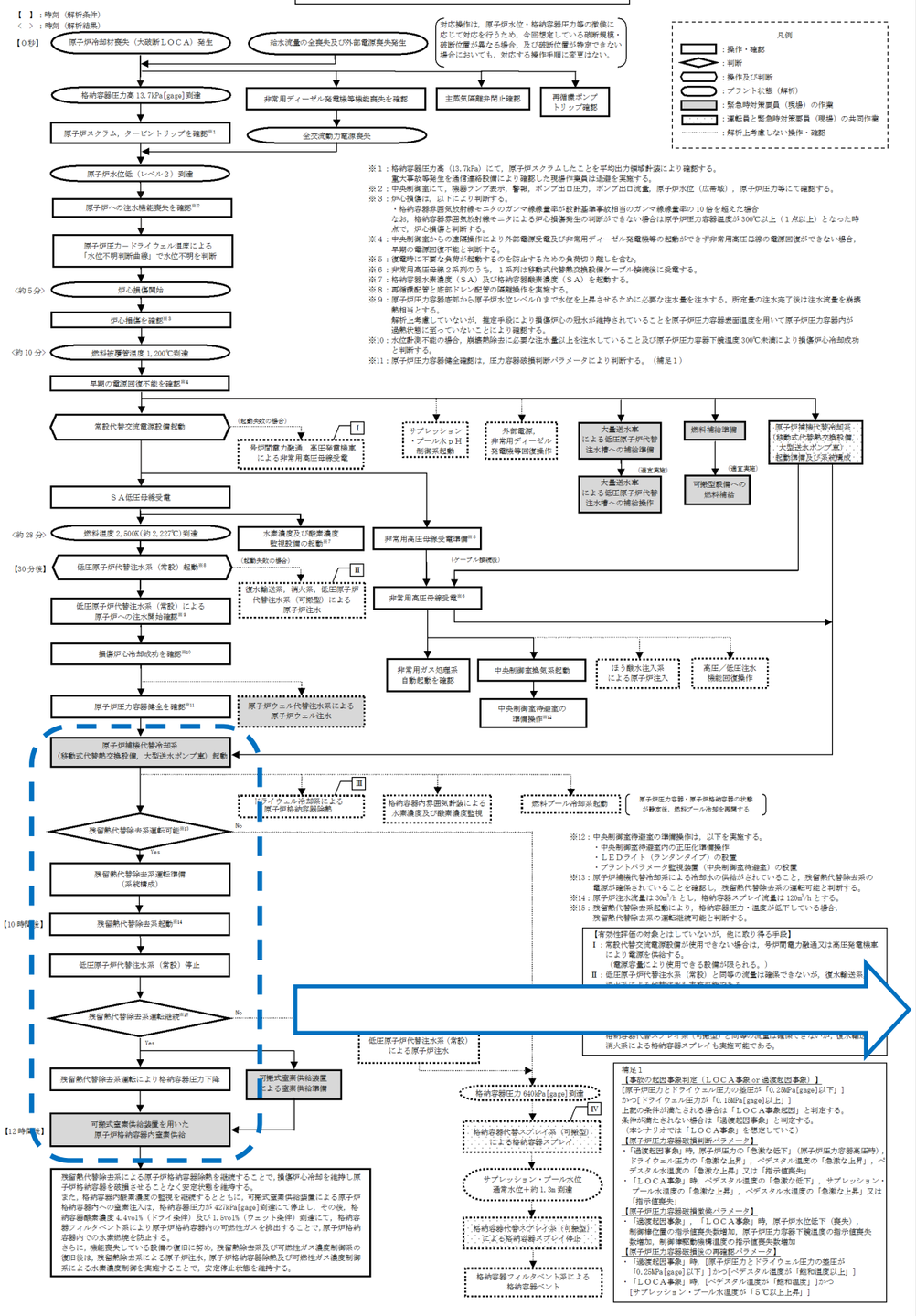
AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

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。

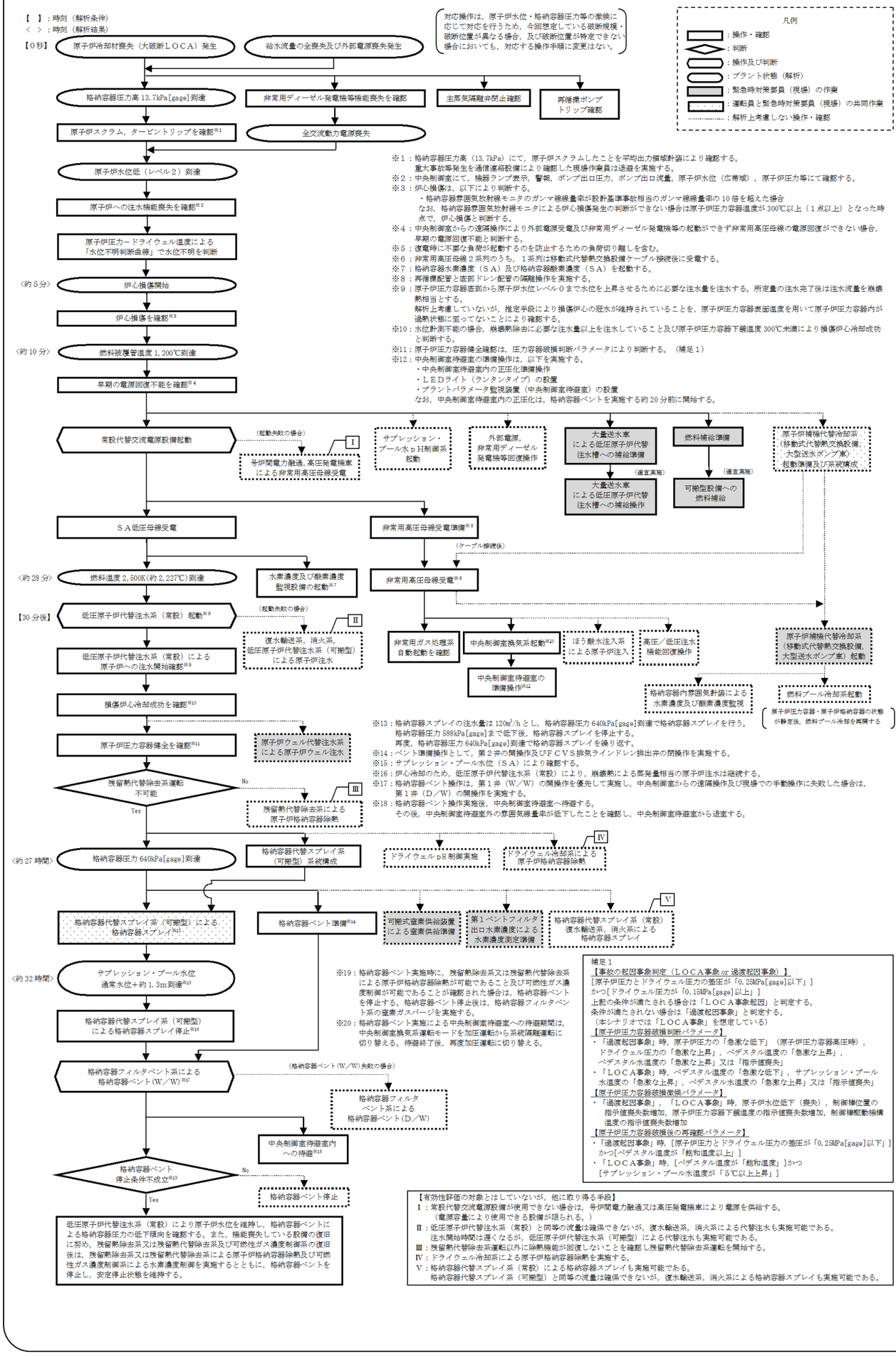
基本的な考え方

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

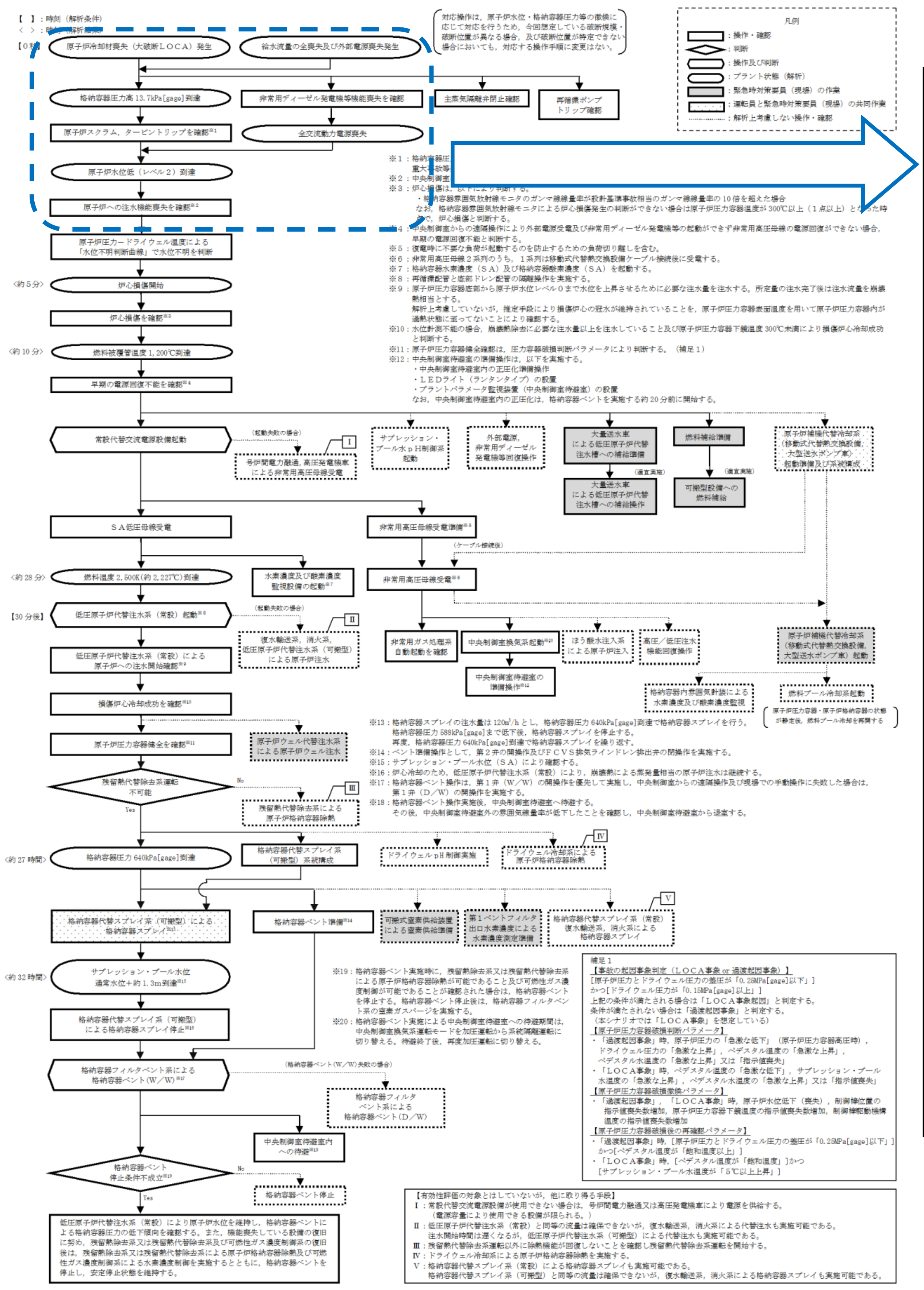
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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。**

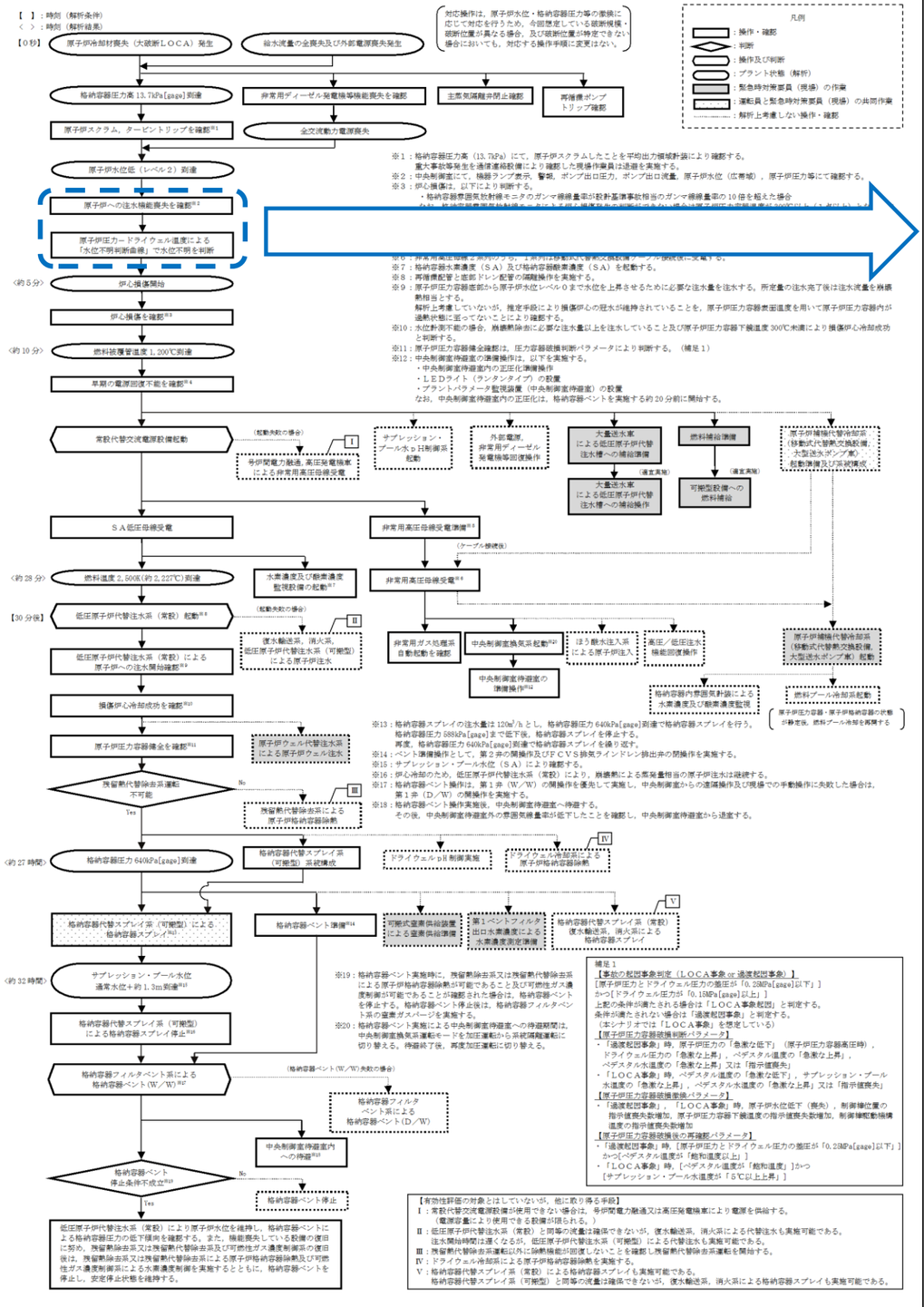
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は大破断ＬＯＣＡ及び非常用炉心冷却系，原子炉隔離時冷却系の起動が失敗するため水位が低下する。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できなかったため原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。
ドライウェル圧力高（13.7kPa）[gage]到達により，格納容器内で，漏えいが発生していること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

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

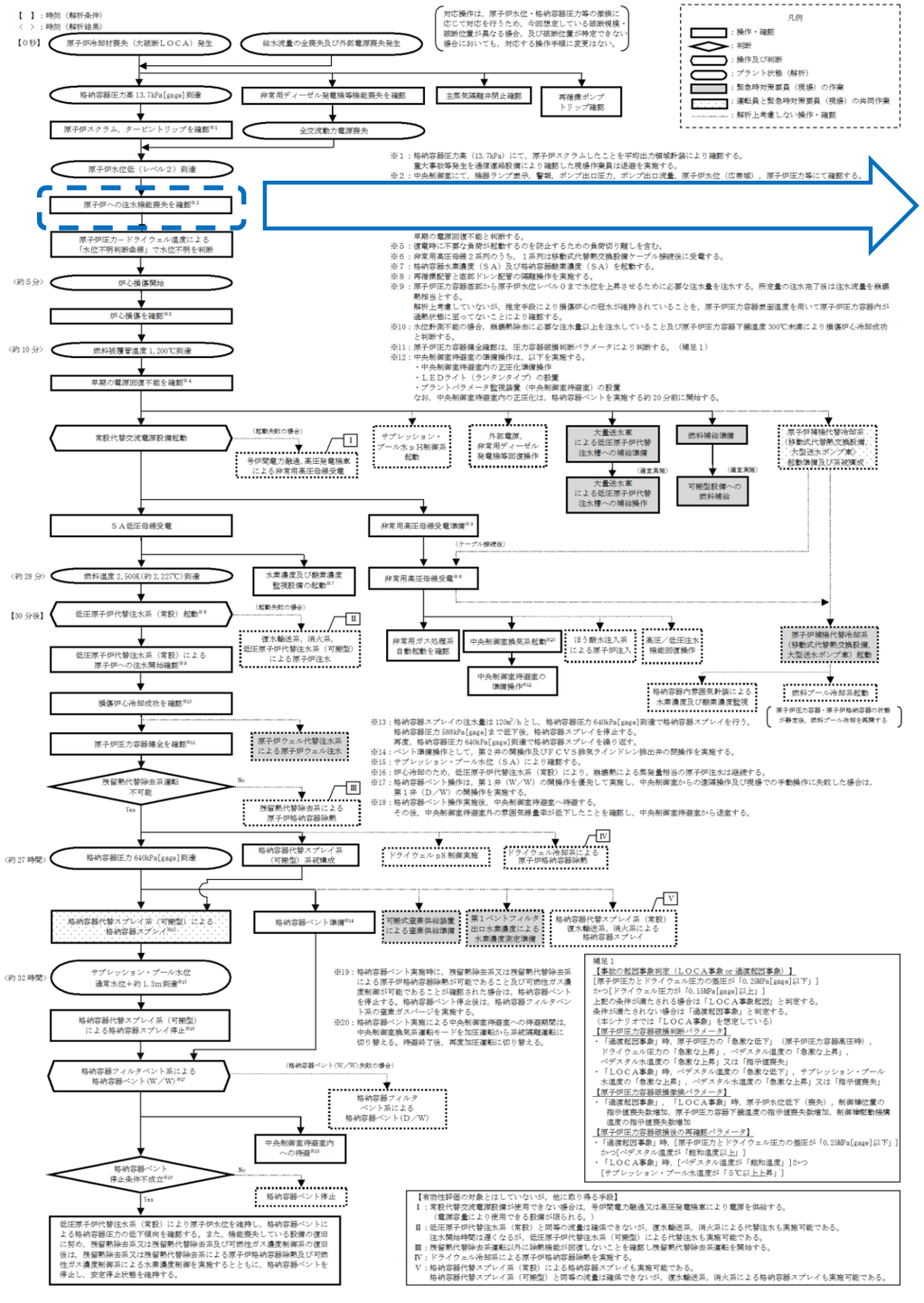
「水位確保」
　プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。
　原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係による「**水位不明判断曲線」で原子炉水位が水位不明と判断し不測事態「水位不明（Ｃ３）」へ移行する。**

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」

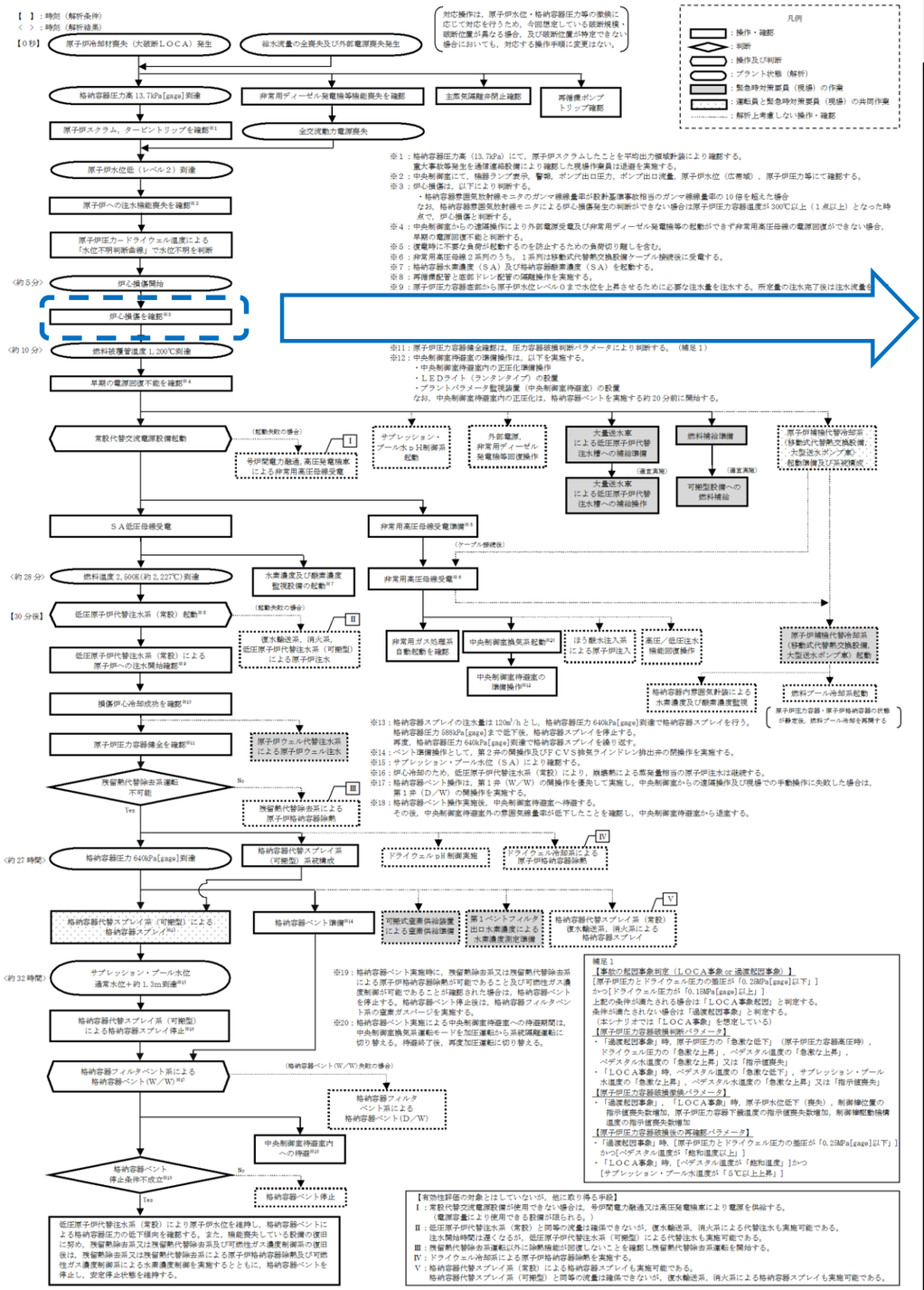
原子炉へ注水可能な系統を１系統も運転状態にすることができないため，不測事態「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」へ移行する。

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

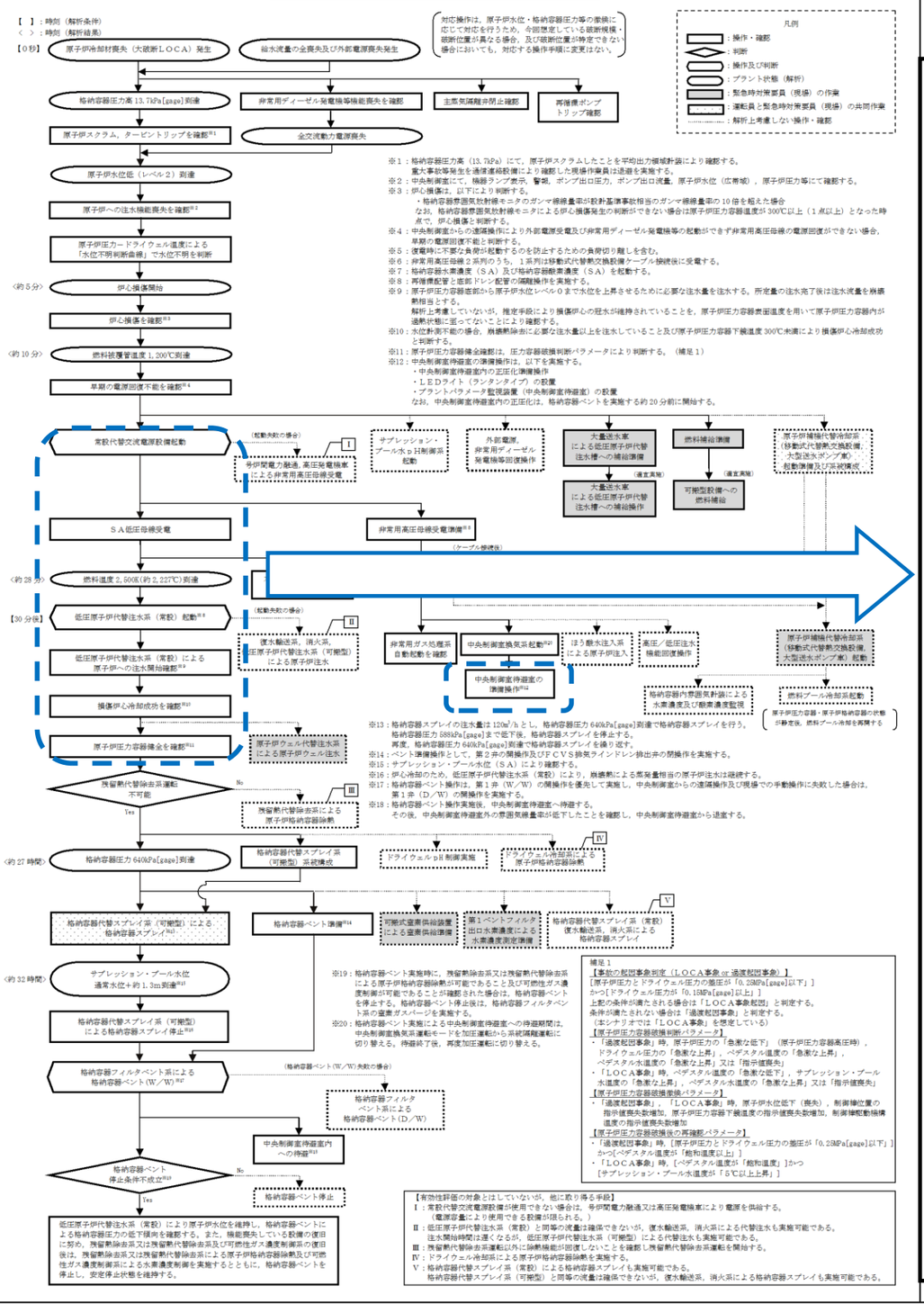
「ＡＭ初期対応」
格納容器モニタを確認し，**格納容器内γ線線量率が各種設計基準事故時に想定される値の 10 倍を超えた場合に，事故時操作要領書「シビアアクシデント」の「注水－１」へ移行する。**

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

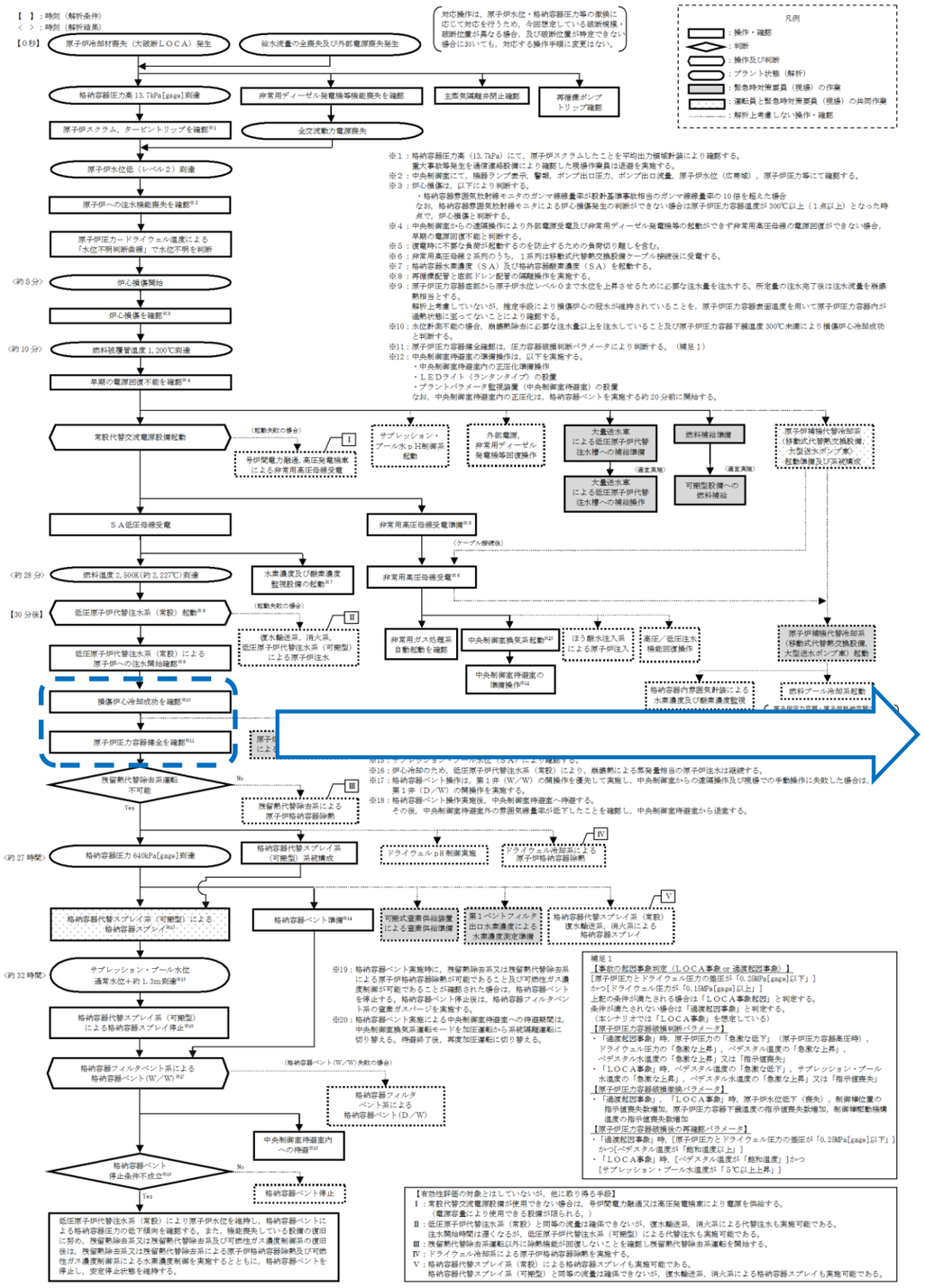
AM 10：「居住性確保戦略」
・ＭＣＲによる居住性確保

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

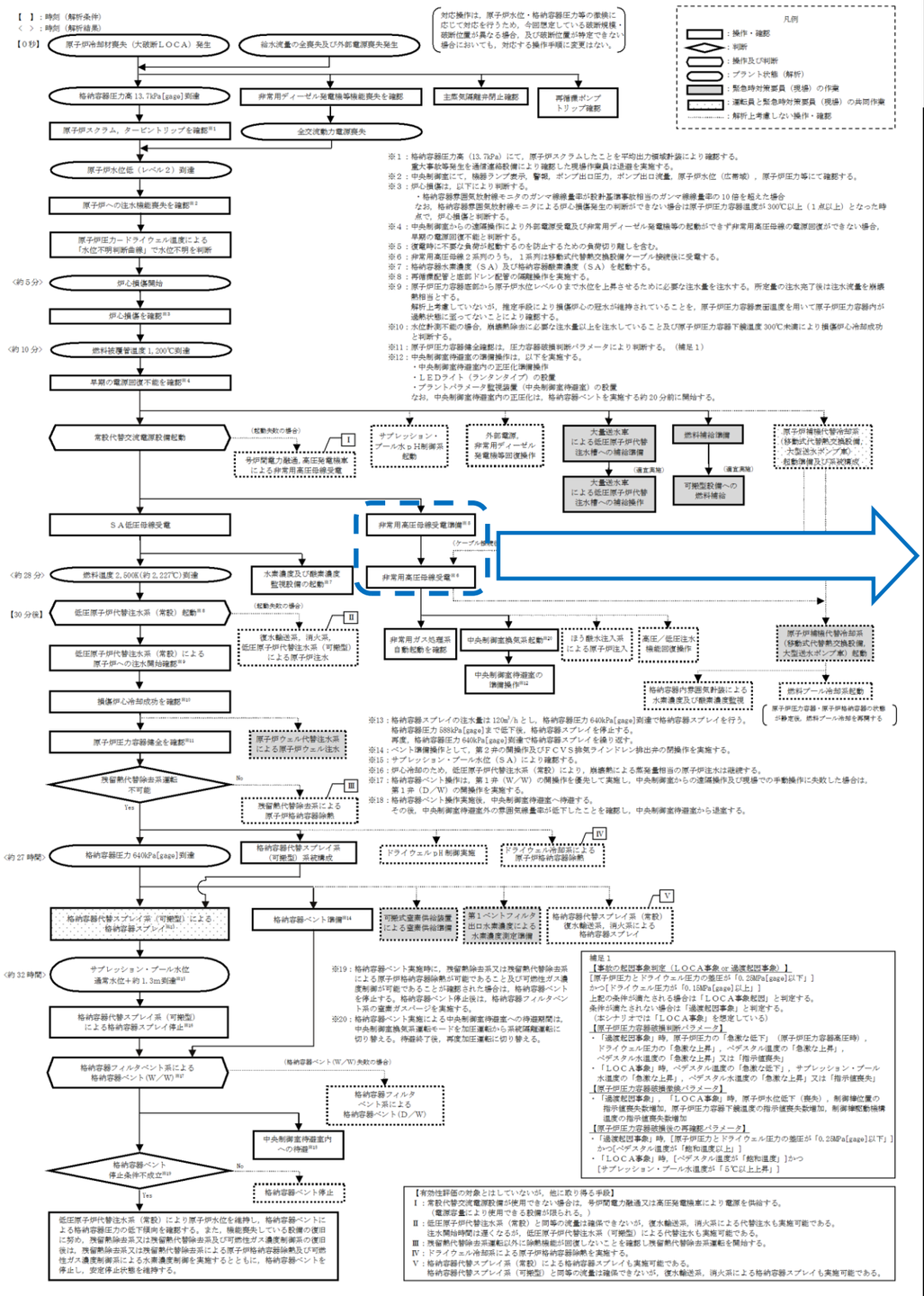
「注水－２」
原子炉水位が確認できずＬＯＣＡが発生しているため，シュラウド内水位回復に必要な時間注水後，崩壊熱相当分注水し，**引き続き損傷炉心が冷却されていることおよび原子炉圧力容器が健全であることを確認する。**

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。

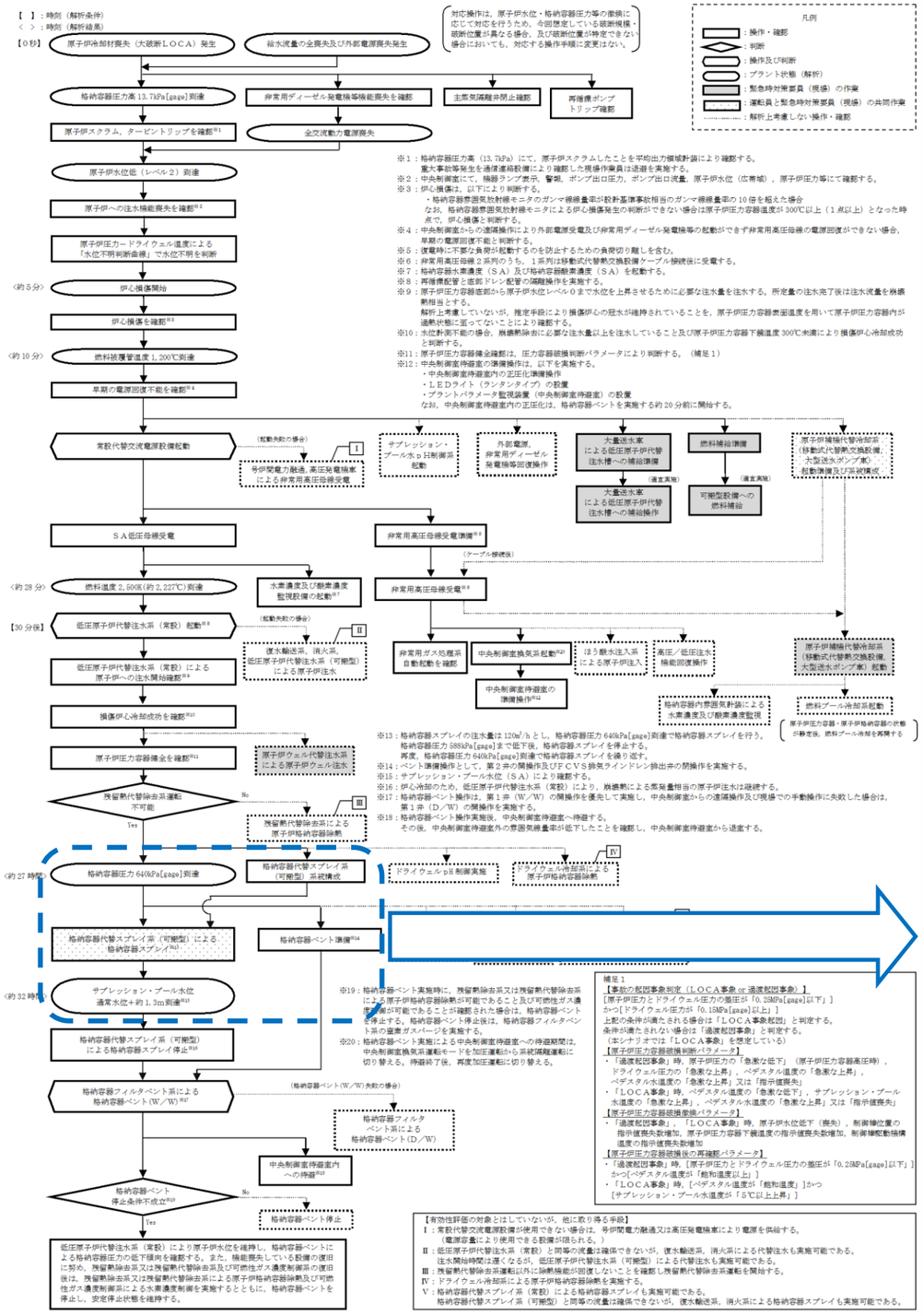
ＡＭ設備別操作要領書

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

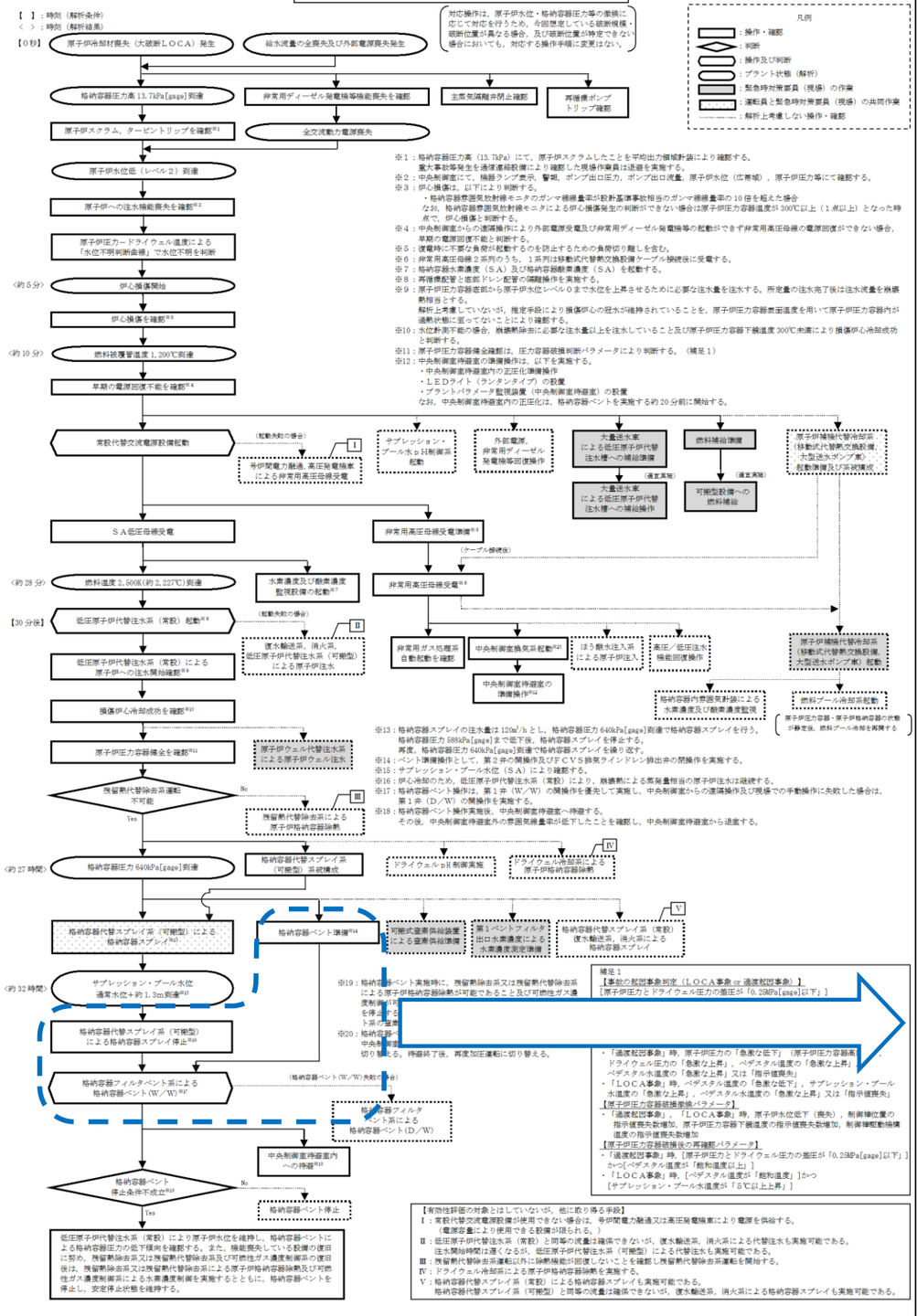
原子力災害対策手順書

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。

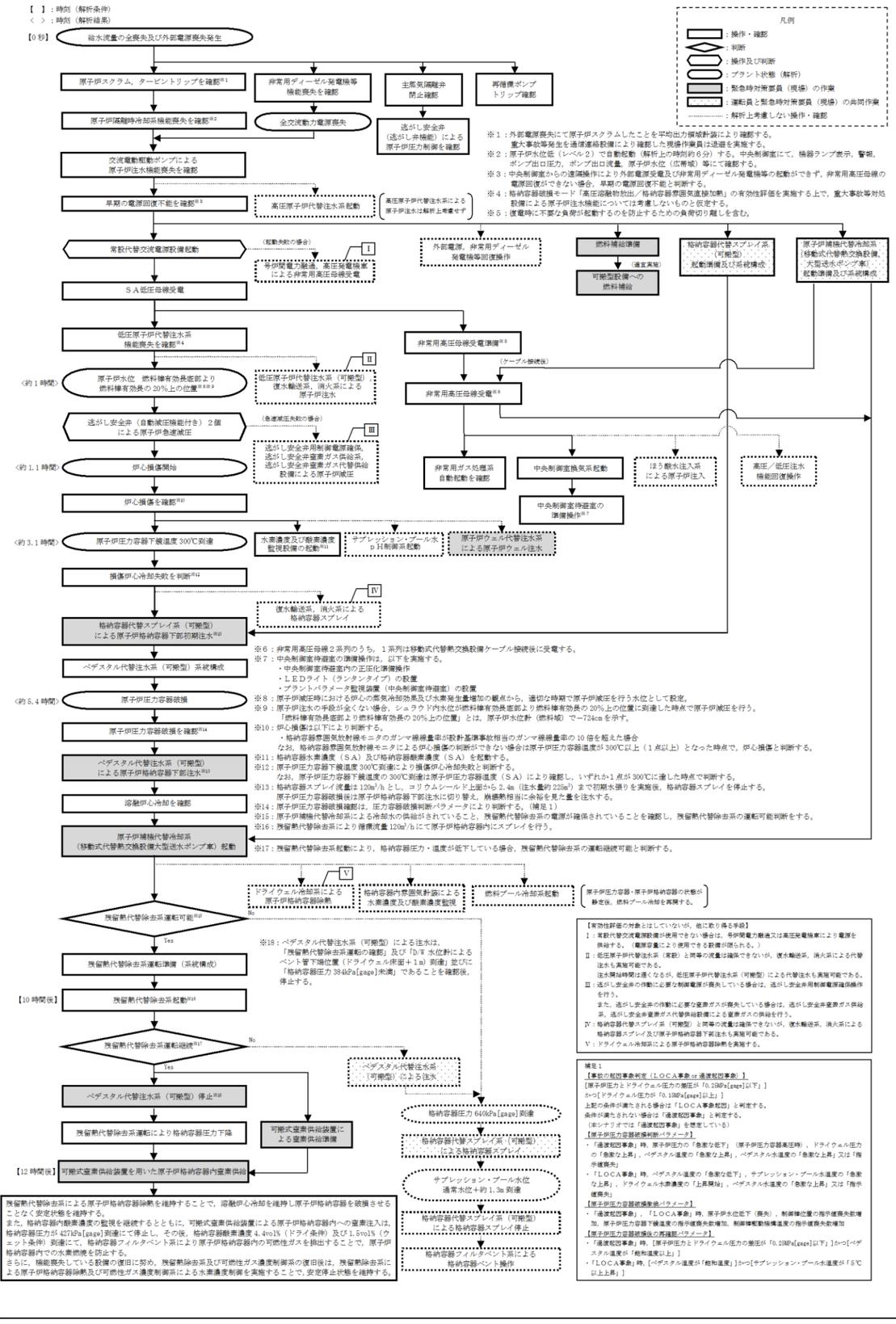
(2.3)

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。

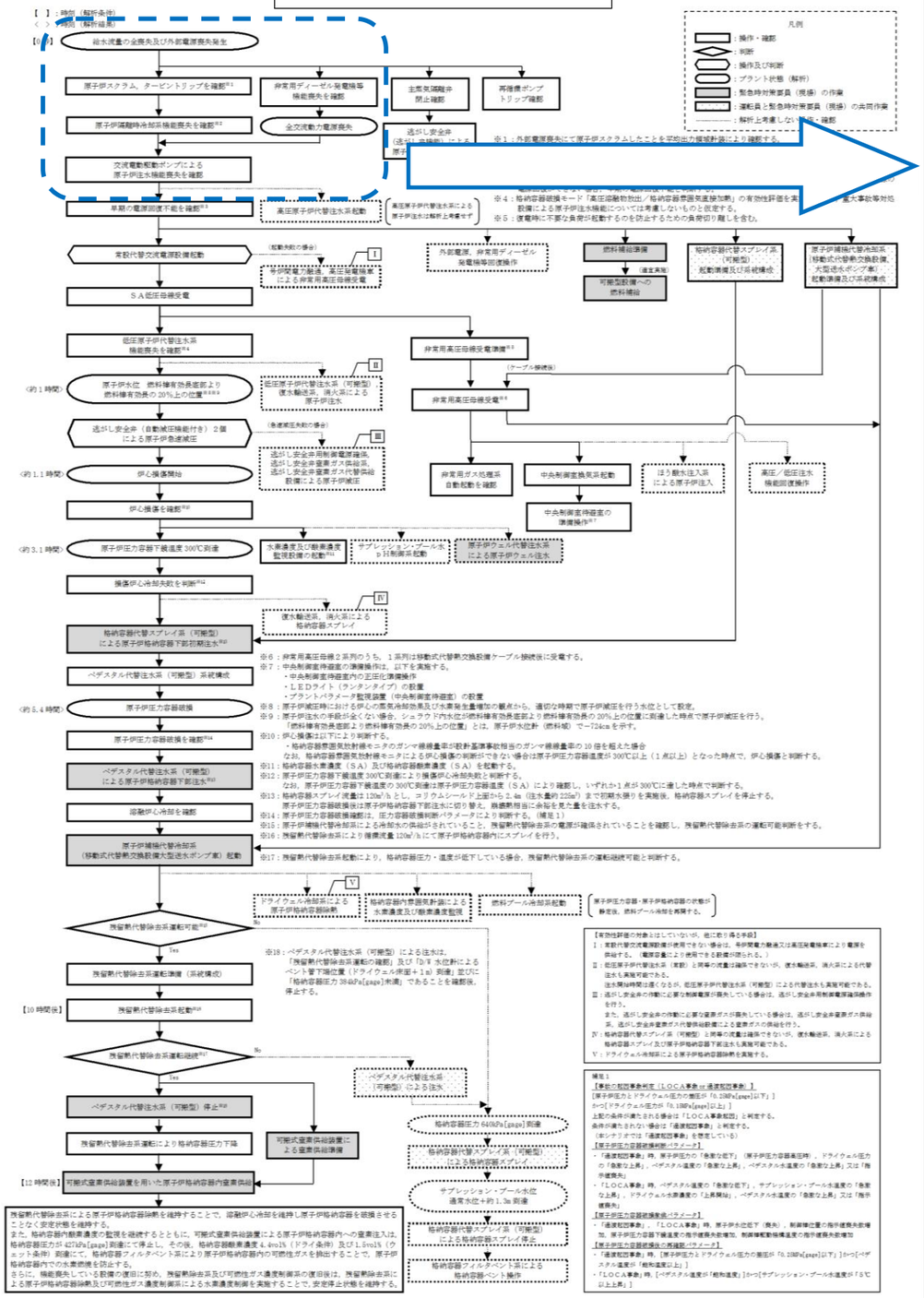
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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。**

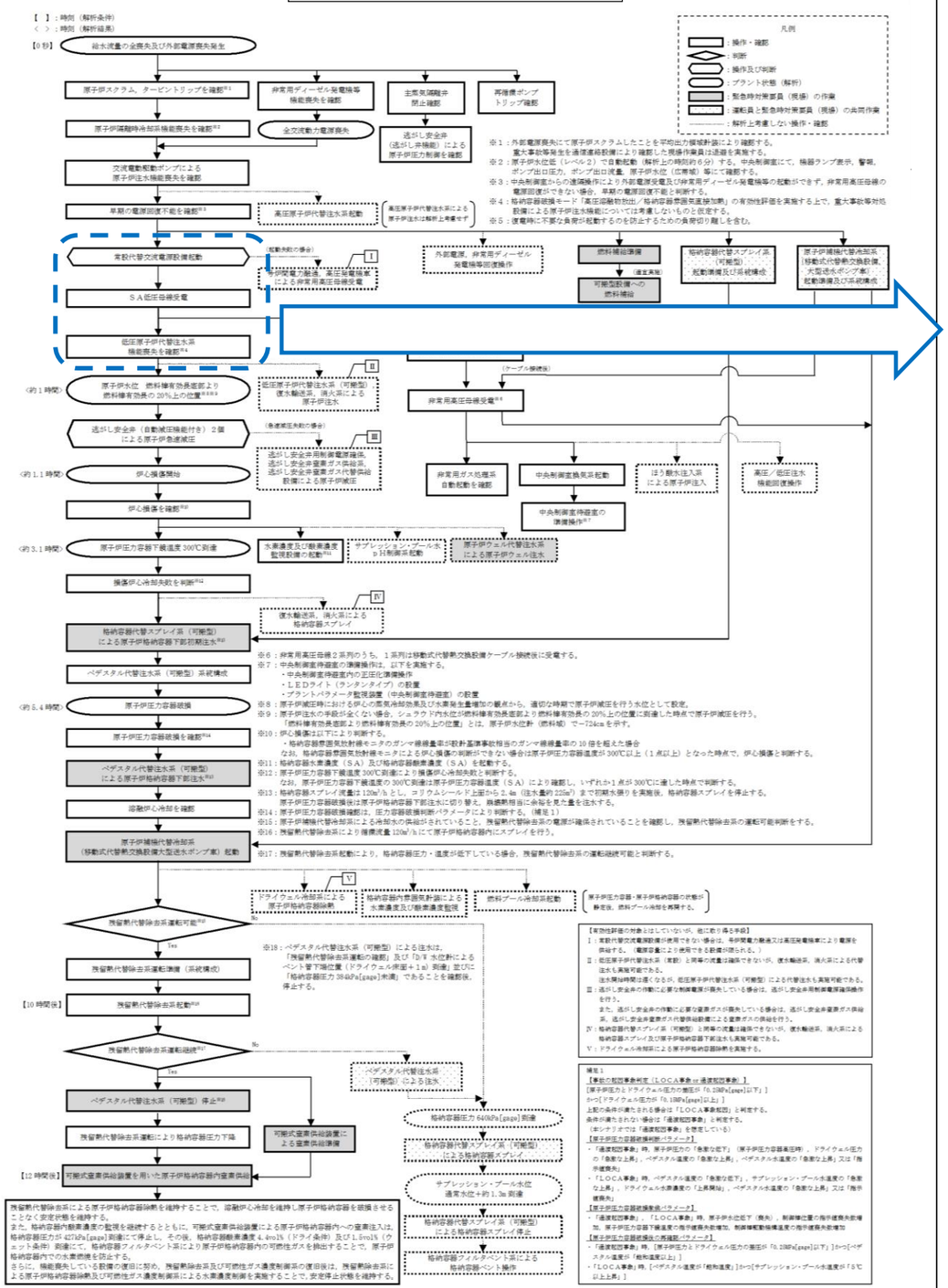
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は全給水喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動が失敗するため原子炉水位は低下する。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。

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

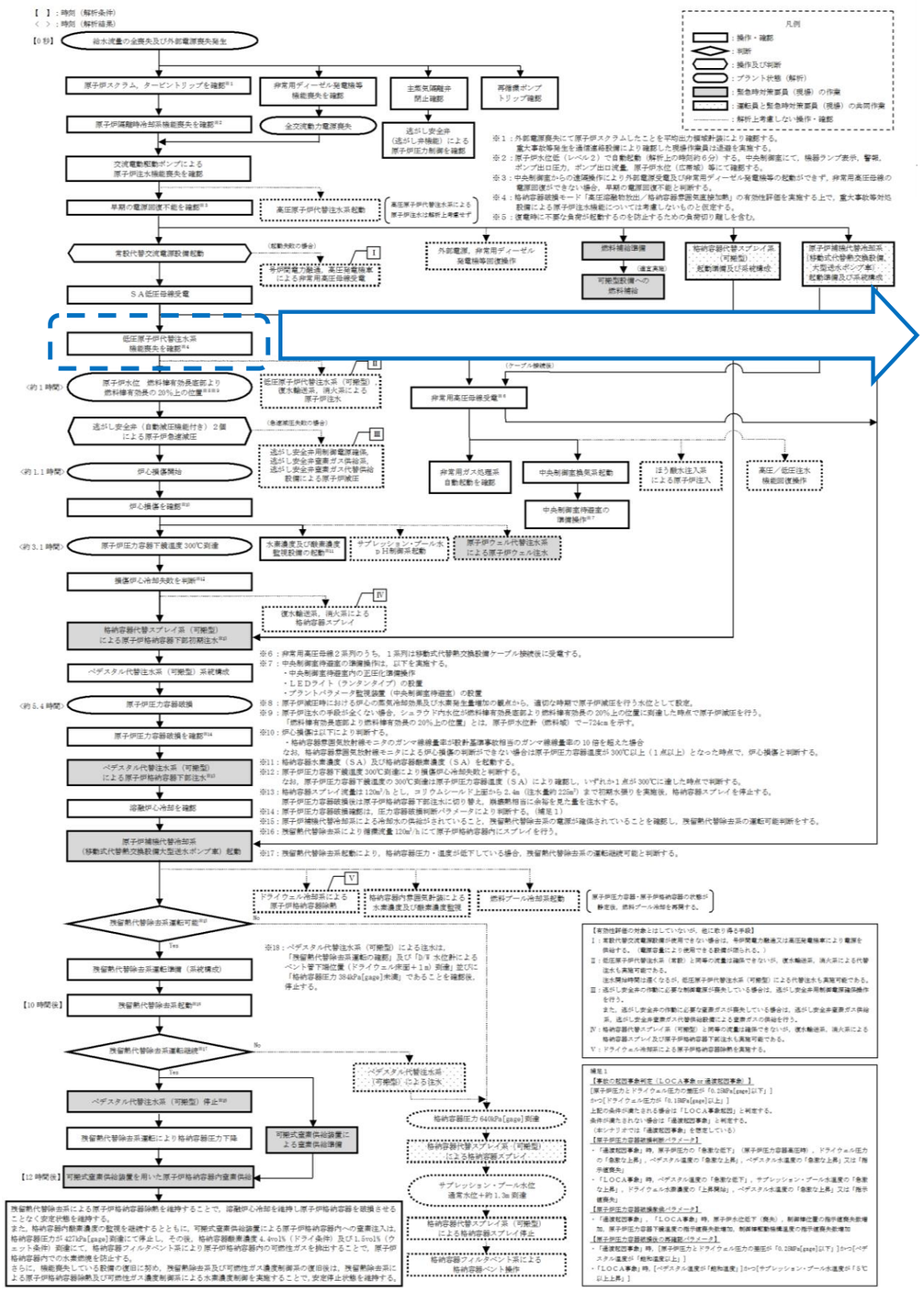
「水位確保」
　プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。
　全給水喪失し原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系の起動に失敗し原子炉水位の低下が継続する。低圧原子炉代替注水系の起動も失敗する。**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上に維持できないと判断し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。**

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


【 】：時刻（解析条件）
〈 〉：時刻（解析結果）
【0秒】 給水流量の全喪失及び外部電源喪失発生
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
原子炉スクラム，タービントリップを確認※1
非常用ディーゼル発電機等機能喪失を確認
主蒸気隔離弁閉止確認
再循環ポンプトリップ確認
原子炉隔離時冷却系機能喪失を確認※2
全交流動力電源喪失
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
※1：外部電源喪失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6分）する。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）等にて確認する。
※3：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。
※4：格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の有効性評価を実施する上で，重大事故等対処設備による原子炉注水機能については考慮しないものと仮定する。
※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。
交流電動駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失を確認
早期の電源回復不能を確認※3
高圧原子炉代替注水系起動
（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）
常設代替交流電源設備起動
（起動失敗の場合）
Ⅰ
号炉間電力融通，高圧発電機車による非常用高圧母線受電
外部電源，非常用ディーゼル発電機等回復操作
燃料補給準備
（重大事故等）
可搬型設備への燃料補給
格納容器代替スプレイ系（可搬型）起動準備及び系統構成
原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車）起動準備及び系統構成
ＳＡ低圧母線受電
低圧原子炉代替注水系機能喪失を確認※4
〈約 1 時間〉
原子炉水位，燃料棒有効長頂部より燃料棒有効長の 20%上の位置※5※6※7
Ⅱ
低圧原子炉代替注水系（可搬型）：復水輸送系，消火系による原子炉注水
（テーブル接続後）
非常用高圧母線受電※6
逃がし安全弁（自動減圧機能付き）２個による原子炉急速減圧
（急速減圧失敗の場合）
Ⅲ
逃がし安全弁用制御電源確保，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
〈約 1.1 時間〉
炉心損傷開始
非常用ガス処理系自動起動を確認
中央制御室換気系起動
ほう酸水注入系による原子炉注入
高圧／低圧注水機能回復操作
中央制御室待避室の準備操作※17
炉心損傷を確認※10
〈約 3.1 時間〉
原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動※11
サプレッション・プール水ｐＨ制御系起動
原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェル注水
操作炉心冷却失敗を判断※12
Ⅳ
復水輸送系，消火系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）による原子炉格納容器下部初期注水※13
※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：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
※8：原子炉減圧時における炉心の蒸気冷却効果及び水素発生量増加の観点から，適切な時期で原子炉減圧を行う水位として設定。
※9：原子炉注水の手段が全くない場合，シュラウド内水位が燃料棒有効長頂部より燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点で原子炉減圧を行う。
「燃料棒有効長頂部より燃料棒有効長の 20%上の位置」とは，原子炉水位計（燃料域）で−724cm を示す。
※10：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：格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）を監視する。
※12：原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達により操作炉心冷却失敗と判断する。
なお，原子炉圧力容器下鏡温度の 300℃到達は原子炉圧力容器温度（ＳＡ）により確認し，いずれか１点が 300℃に達した時点で判断する。
※13：格納容器スプレイ流量は 120m³/h とし，コリウムシールド上面から 2.4m（注水量約 225m³）まで初期水張りを実施後，格納容器スプレイを停止する。
原子炉圧力容器破損後は原子炉格納容器下部注水に切り替え，崩壊熱相当に余裕を見た量を注水する。
※14：原子炉圧力容器破損確認は，圧力容器破損判断パラメータにより判断する。（補足１）
※15：原子炉補機代替冷却系による冷却水の供給されていること，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判断をする。
※16：残留熱代替除去系により崩壊熱量 120m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイを行う。
格納容器代替スプレイ系（可搬型）起動
※17：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。
Ⅴ
ドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱
格納容器内雰囲気計測による水素濃度及び酸素濃度監視
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。）
No
残留熱代替除去系運転可能※15
Yes
残留熱代替除去系運転準備（系統構成）
【10 時間後】
残留熱代替除去系起動※16
※18：ペデスタル代替注水系（可能型）による注水は，「残留熱代替除去系運転の確認」及び「Ｄ/Ｗ 水位計によるベント管下端位置（ドライウェル床面＋1m）到達」並びに「格納容器圧力 384kPa[gage]到達」であることを確認後，停止する。
残留熱代替除去系運転継続※17
ペデスタル代替注水系（可能型）による注水
ペデスタル代替注水系（可能型）停止※18
残留熱代替除去系運転により格納容器圧力下降
可搬式窒素供給装置による窒素供給準備
格納容器圧力 640kPa[gage]到達
格納容器代替スプレイ系（可能型）による格納容器スプレイ
【12 時間後】
可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内窒素供給
サプレッション・プール水位通常水位＋約 1.3m 到達
格納容器代替スプレイ系（可能型）による格納容器スプレイ停止
格納容器ベント操作
格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作
残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を維持することで，溶融炉心冷却を維持し原子炉格納容器を破損させることなく安定状態を維持する。
また，格納容器内酸素濃度の監視を継続するとともに，可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入は，格納容器圧力が 427kPa[gage]到達にて停止し，その後，格納容器酸素濃度 4.4vol%（ドライ条件）及び 1.3vol%（ウェット条件）到達にて，格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器内の可燃性ガスを排出することで，原子炉格納容器内での水素燃焼を防止する。
さらに，機能喪失している設備の復旧に努め，残留熱除去系及び可燃性ガス濃度制御系の復旧後は，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱及び可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御を実施することで，安定停止状態を維持する。
【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。（電源容量など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：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（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及び原子炉格納容器下部注水も実施可能である。
Ⅴ：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。
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「0.13MPa[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。
（右ページまでは「過渡起因事象」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」（原子炉圧力容器温度時），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」，ドライウェル水素濃度の「上昇傾向」，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重畳パラメータ】
・「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系統把握パラメータ】
・「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「飽和蒸気以上」］
・「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」　不測事態「水位回復」　C

操作補足事項

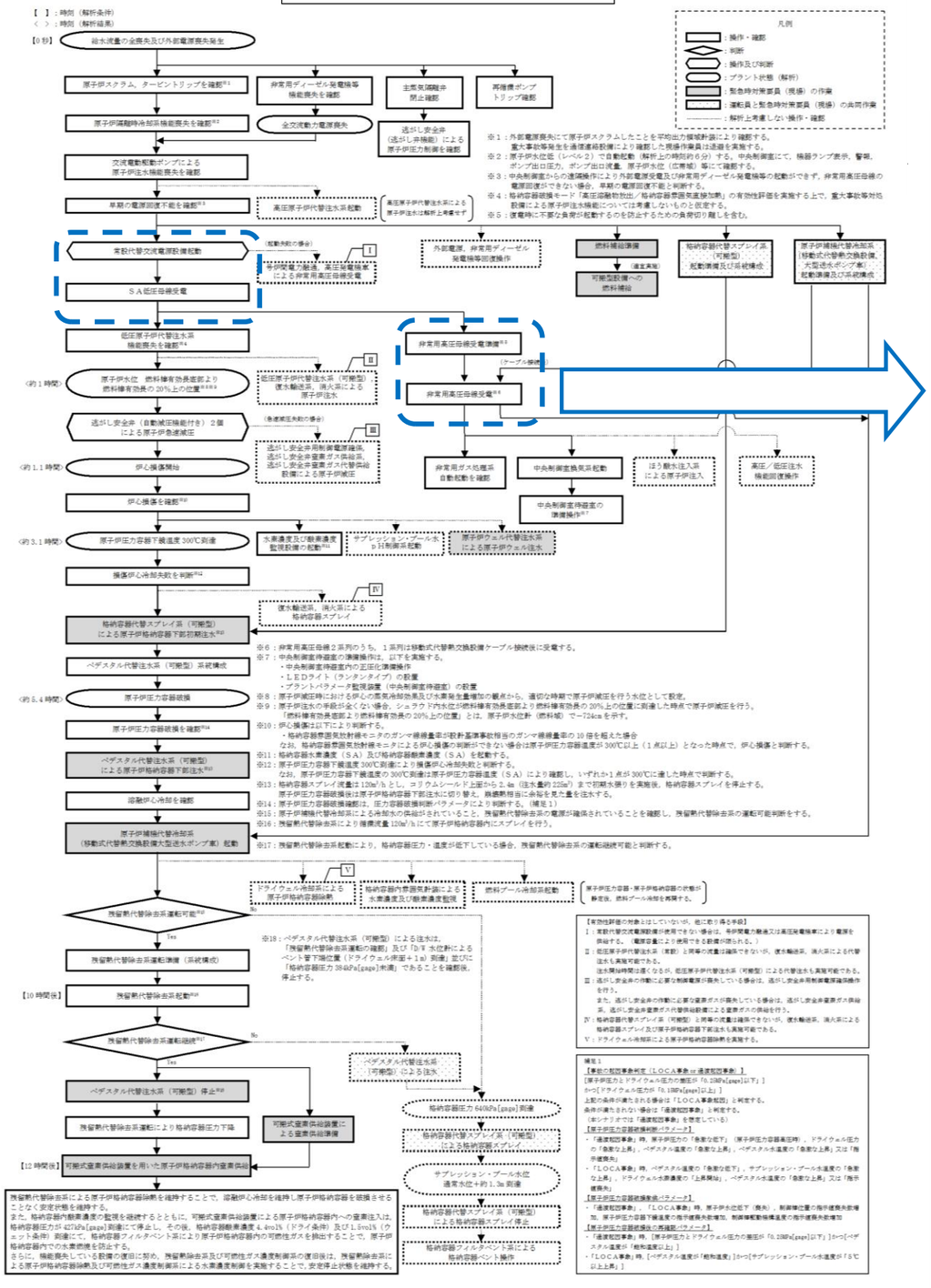
「水位回復」
　原子炉へ注水できる系統がないため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部未満であり原子炉水位の低下が継続していることを確認する。
原子炉へ注水可能な系統を１系統も運転状態にすることができないため不測事態「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」へ移行する。

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

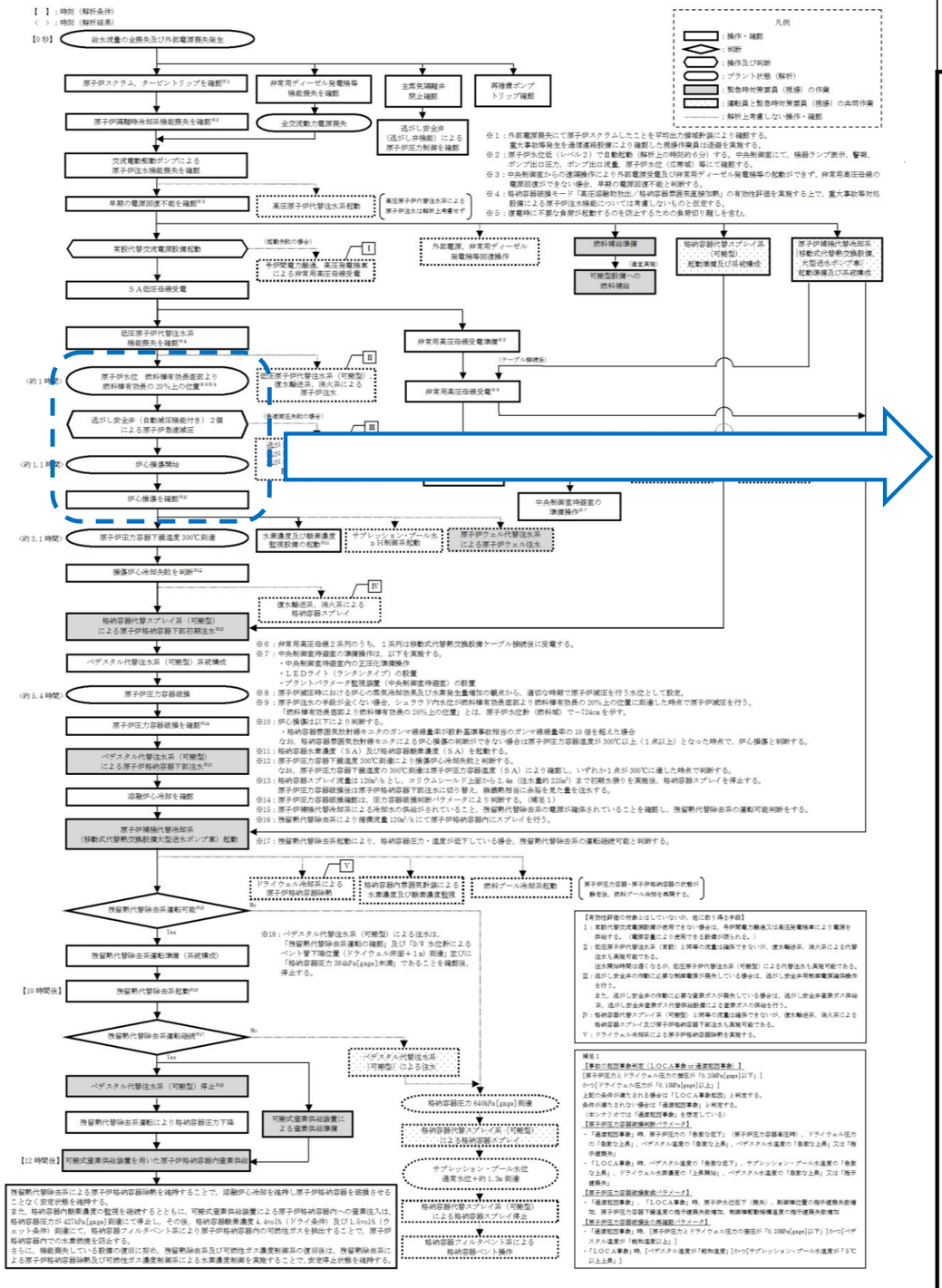
AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

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。

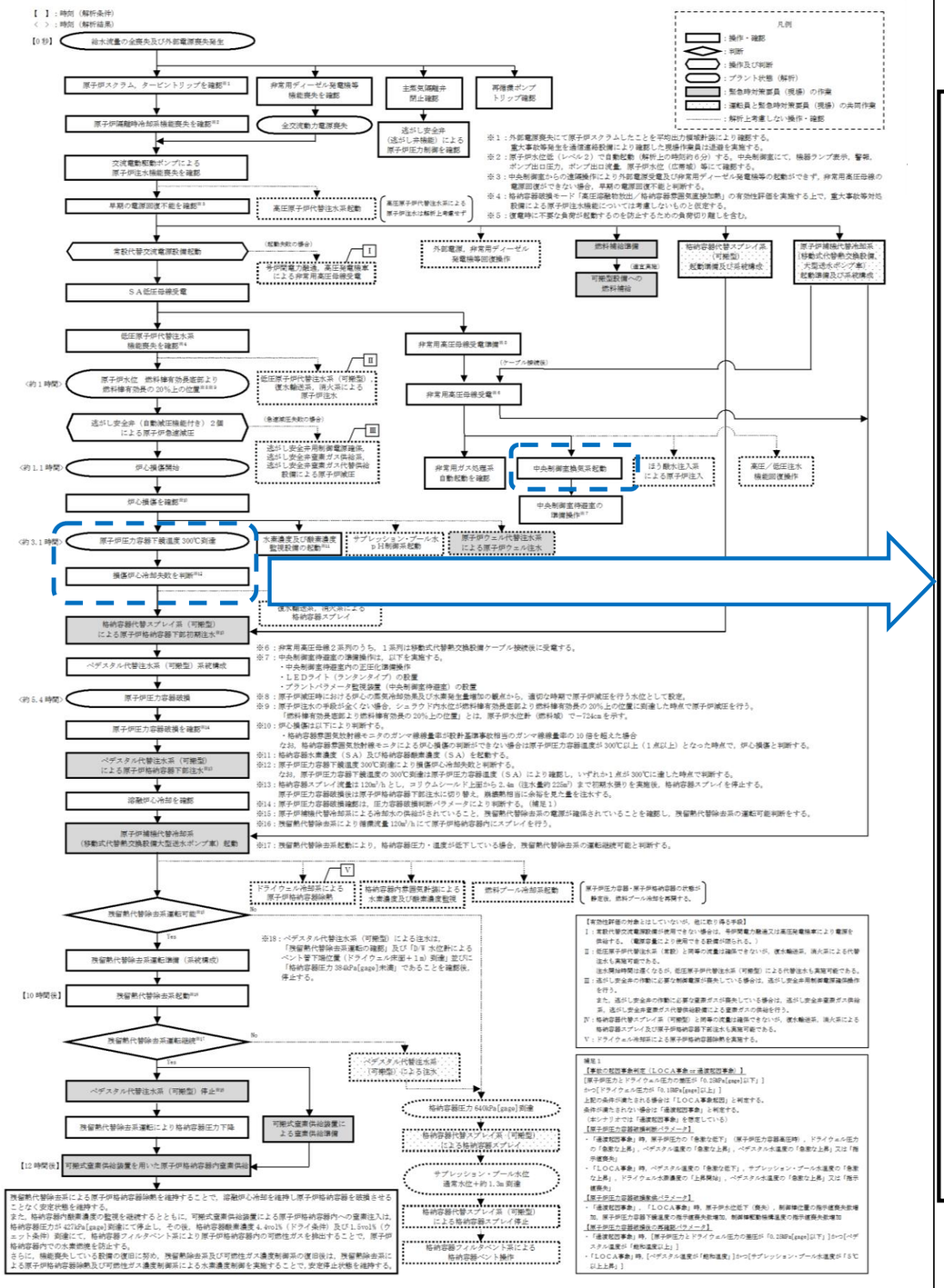
格納容器内γ線線量率が各種設計基準事故時に想定される10倍を超えた場合に，事故時操作要領書（シビアアクシデント）の「注水―１」へ移行する。

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。

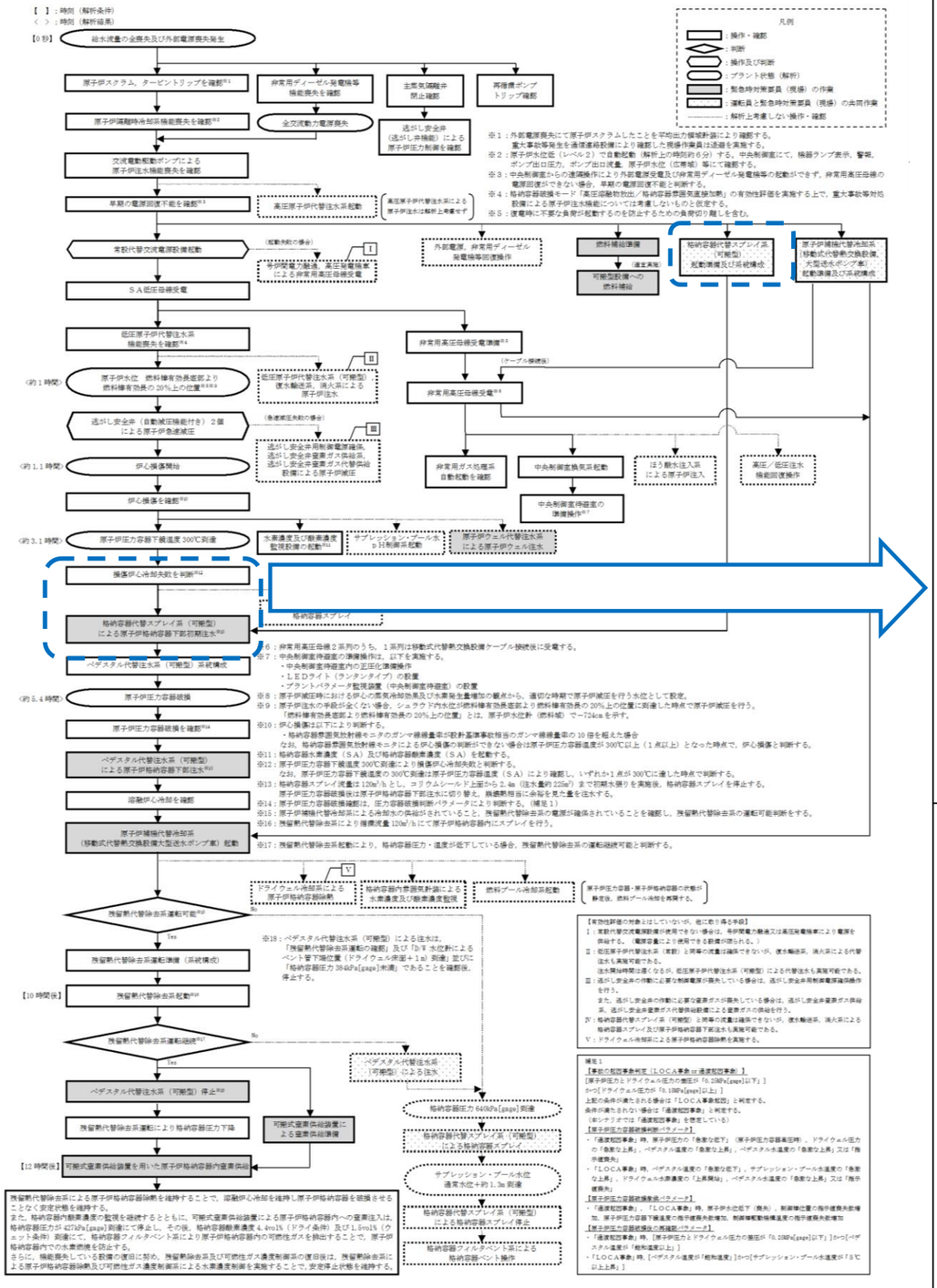
ＡＭ設備別操作要領書

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

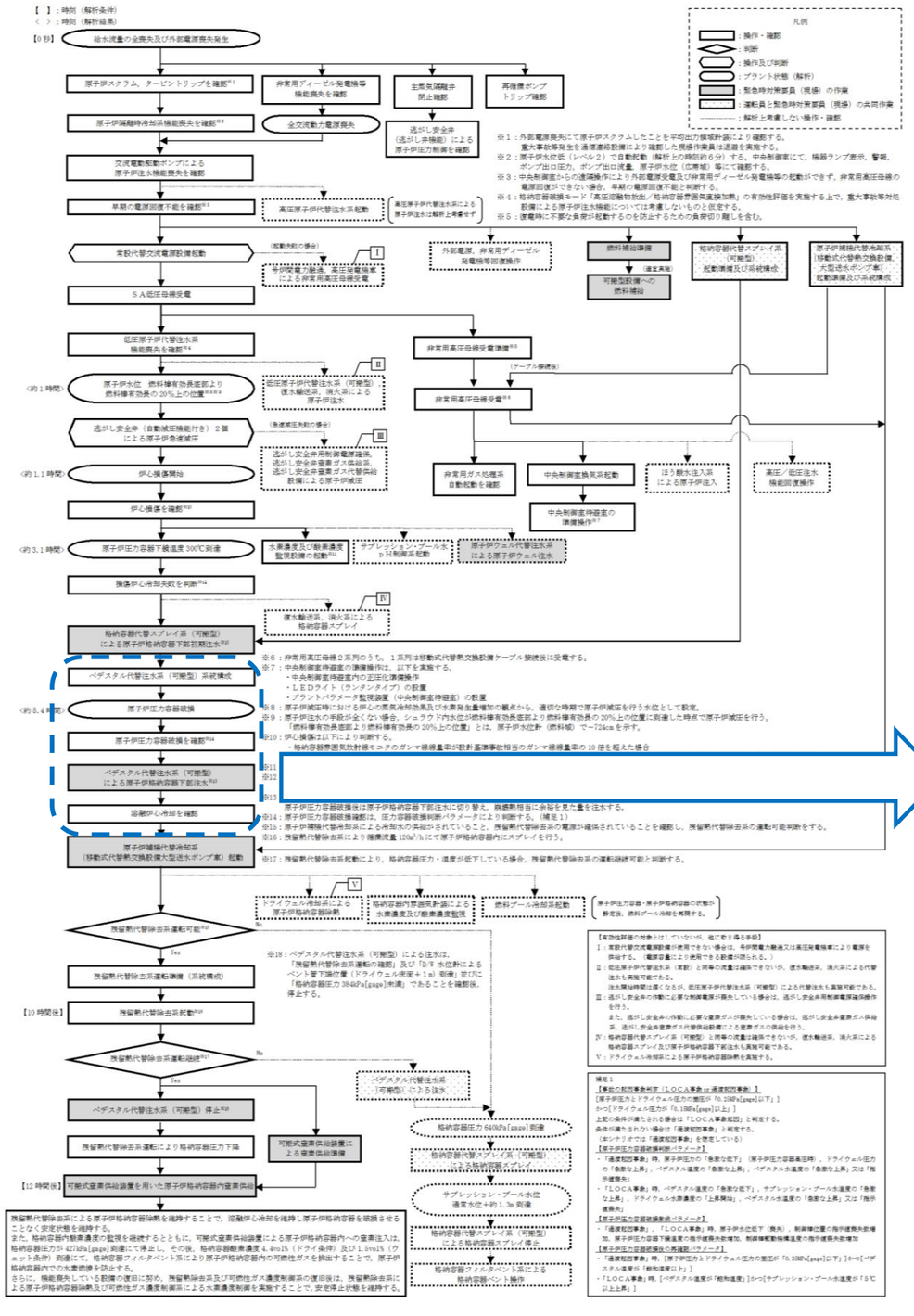
原子力災害対策手順書

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）　Ｊ

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

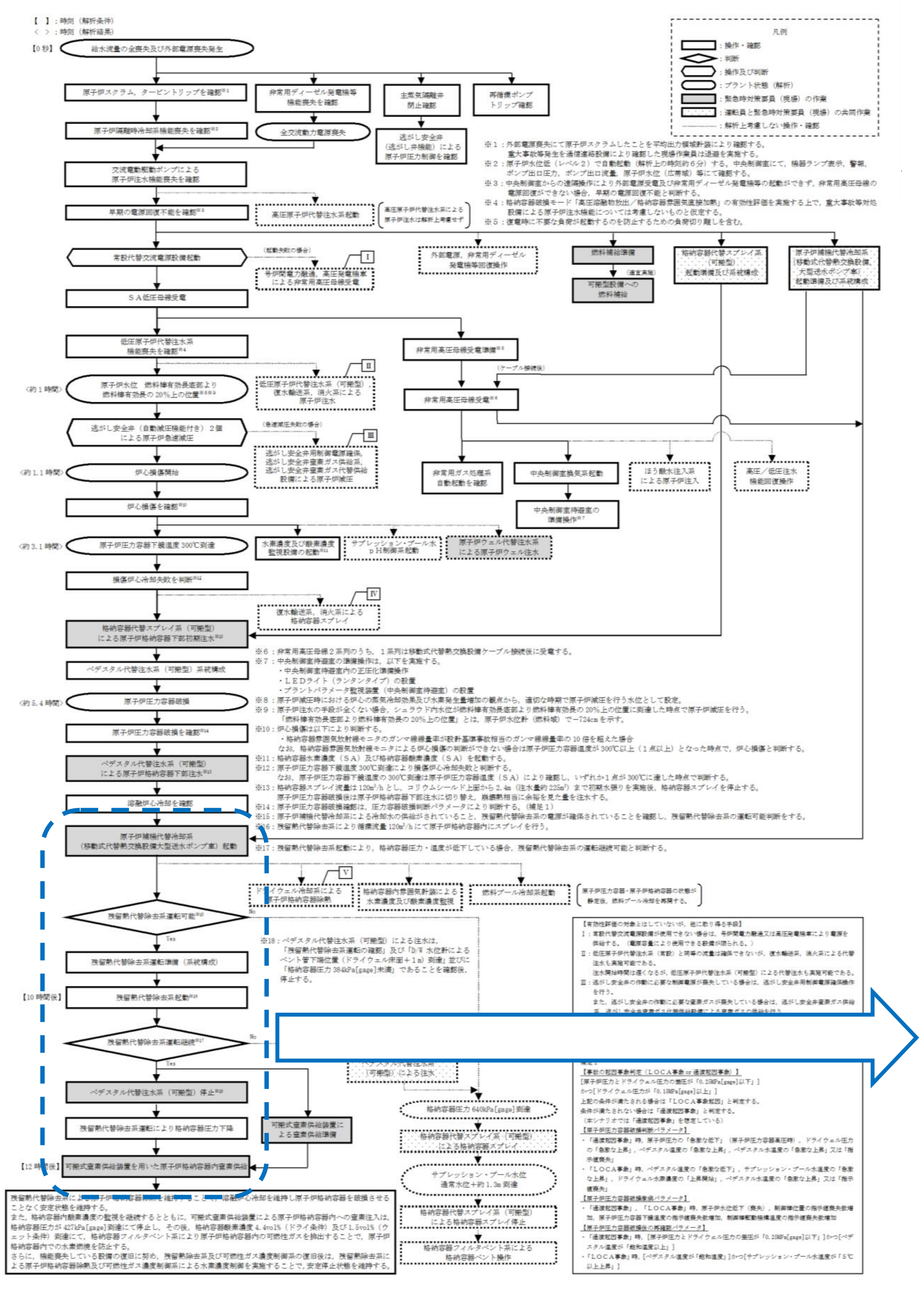
AM 6：「ペデスタル注水戦略」
・大量送水車によるペデスタル注水

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。
　<u>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</u>

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。

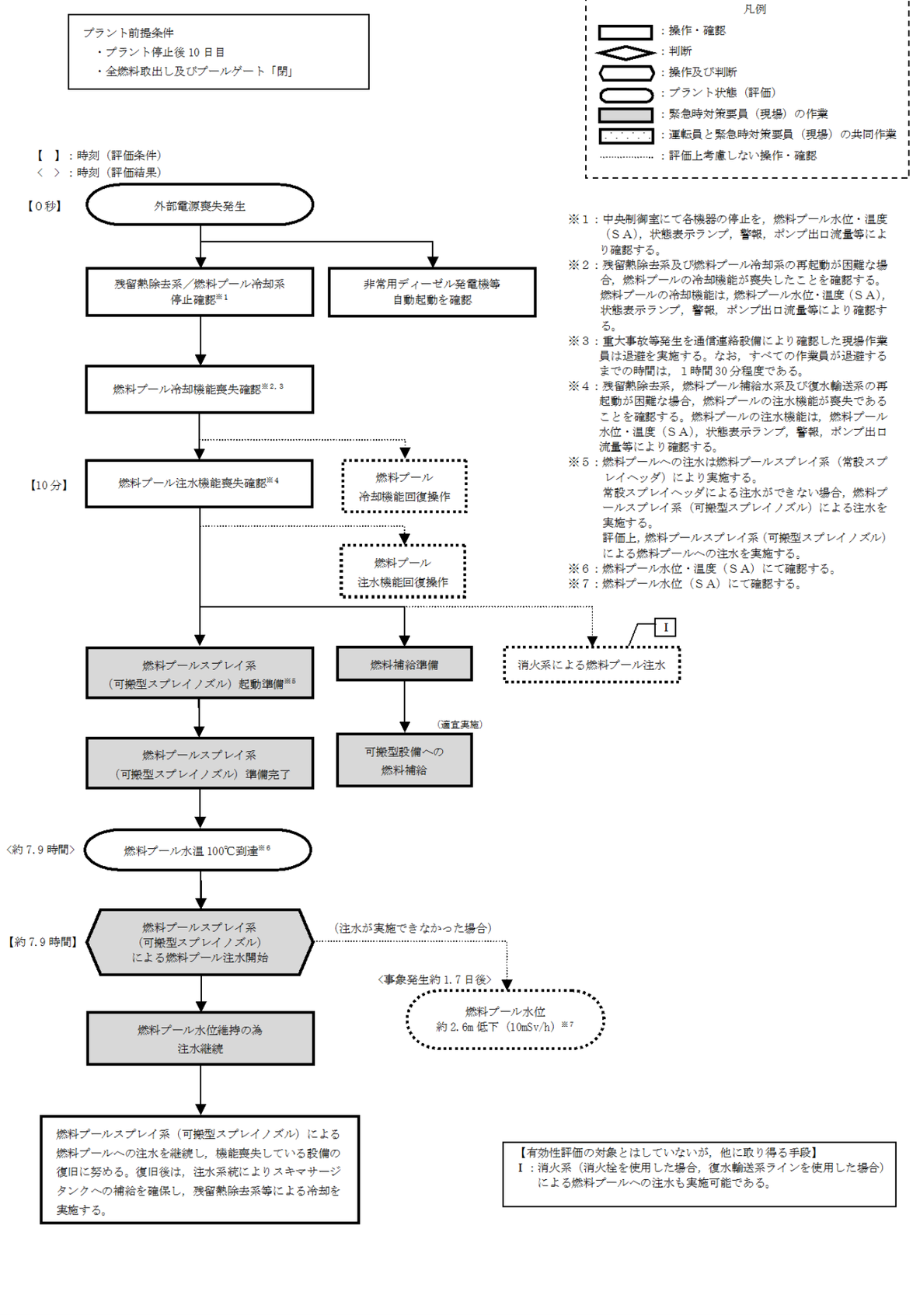
基本的な考え方

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

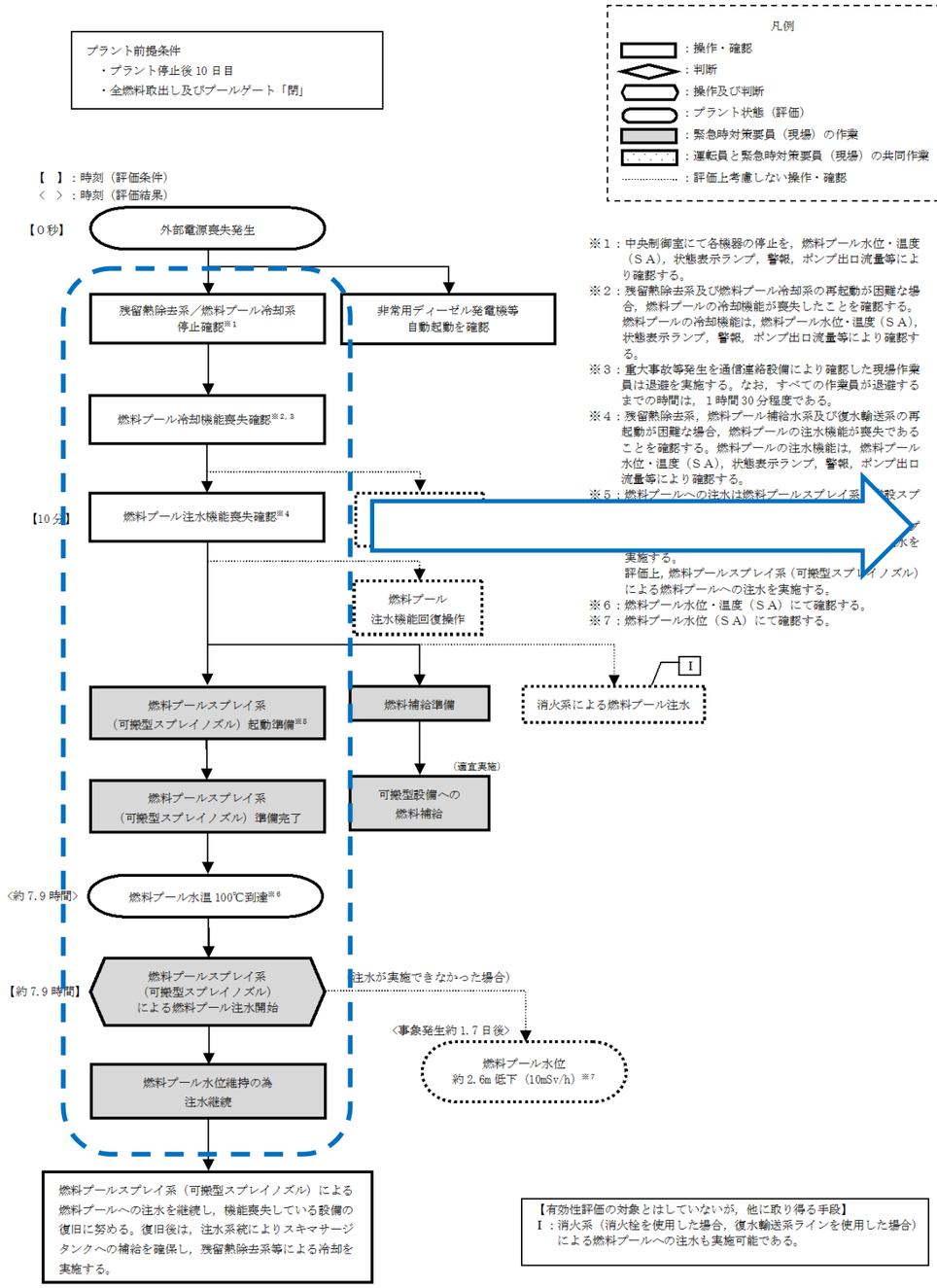


事故時操作運転手順書　ＥＯＰ対応フロー

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。

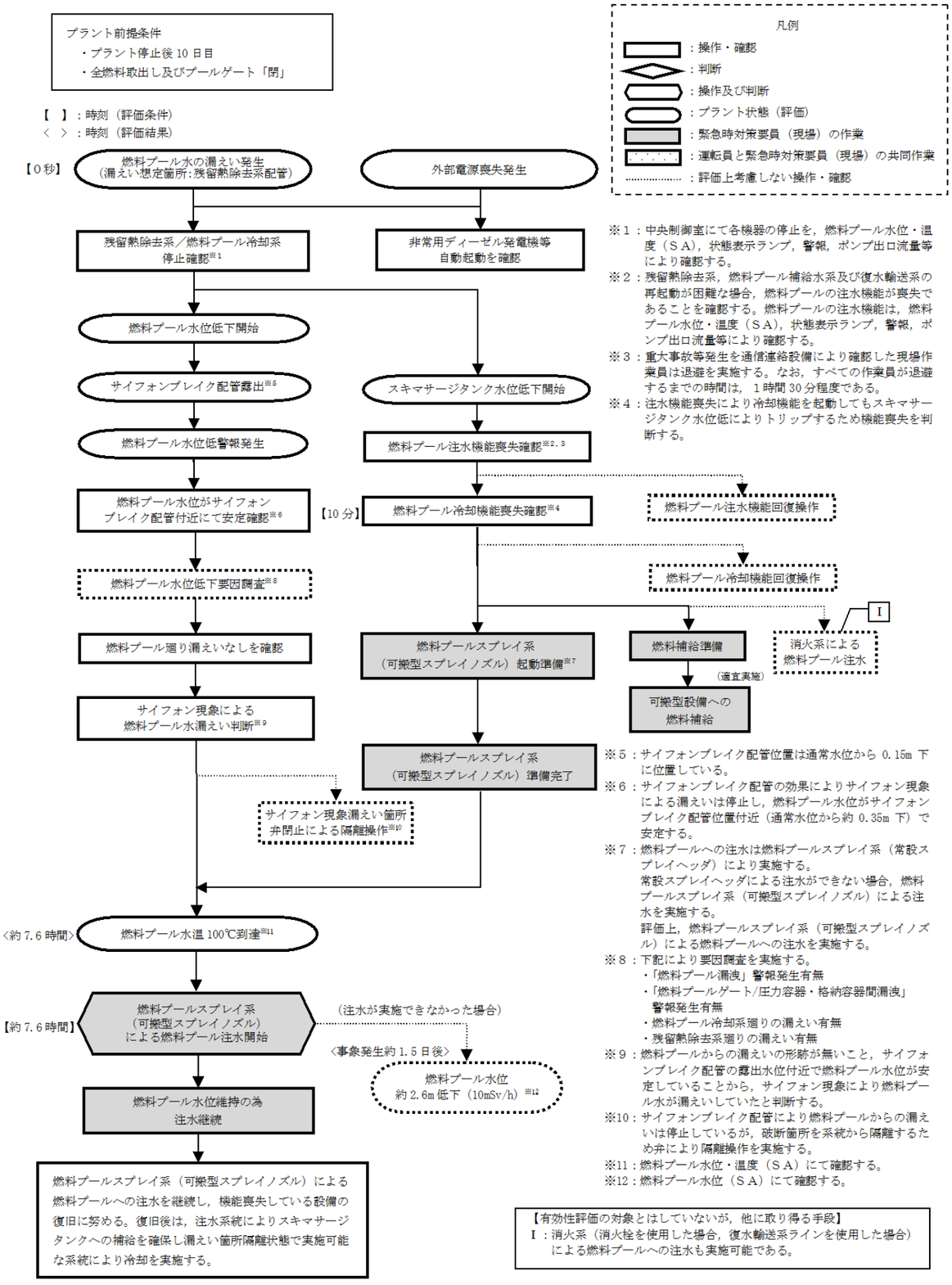
基本的な考え方

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

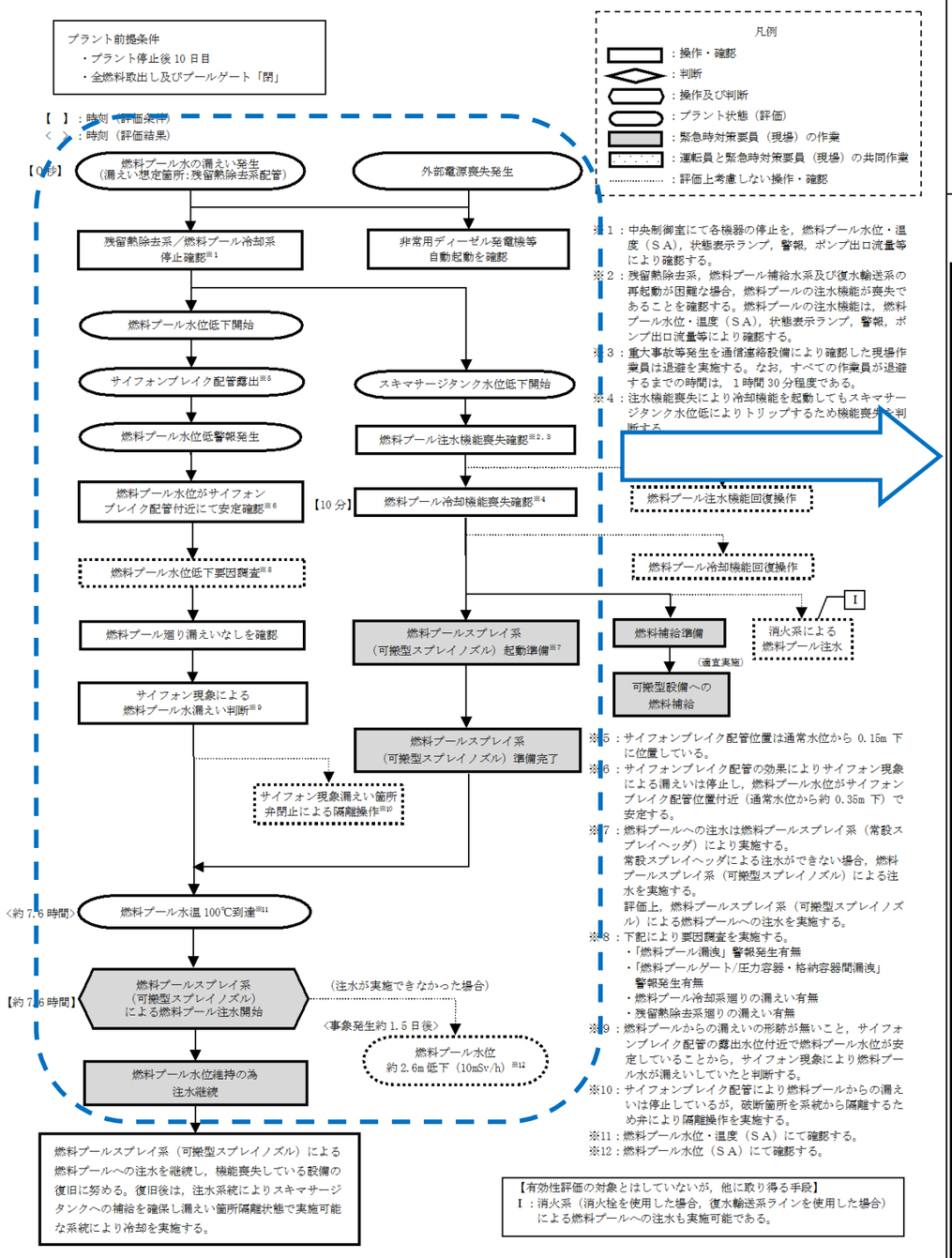
解析上の対応手順の概要フロー



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。

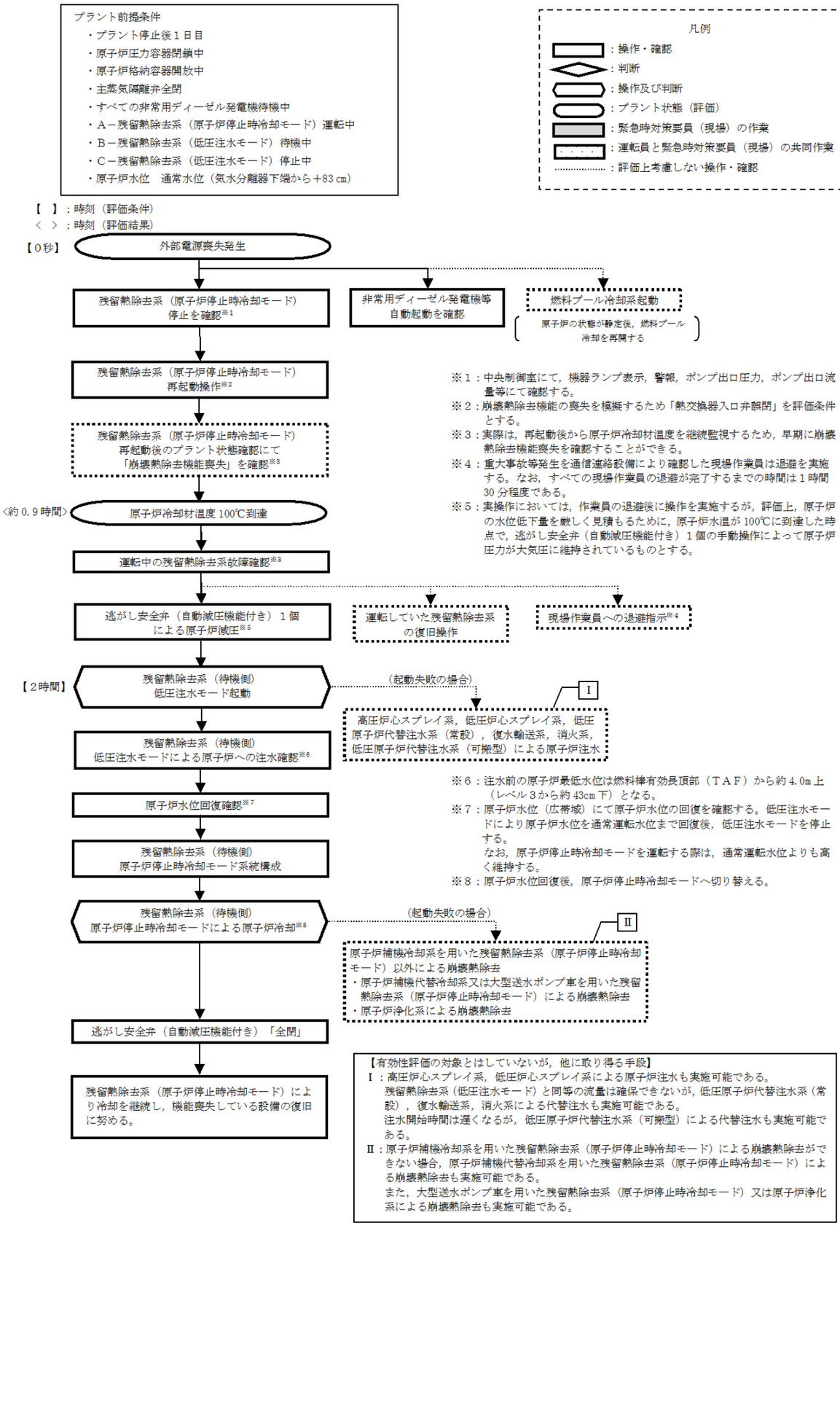
基本的な考え方

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

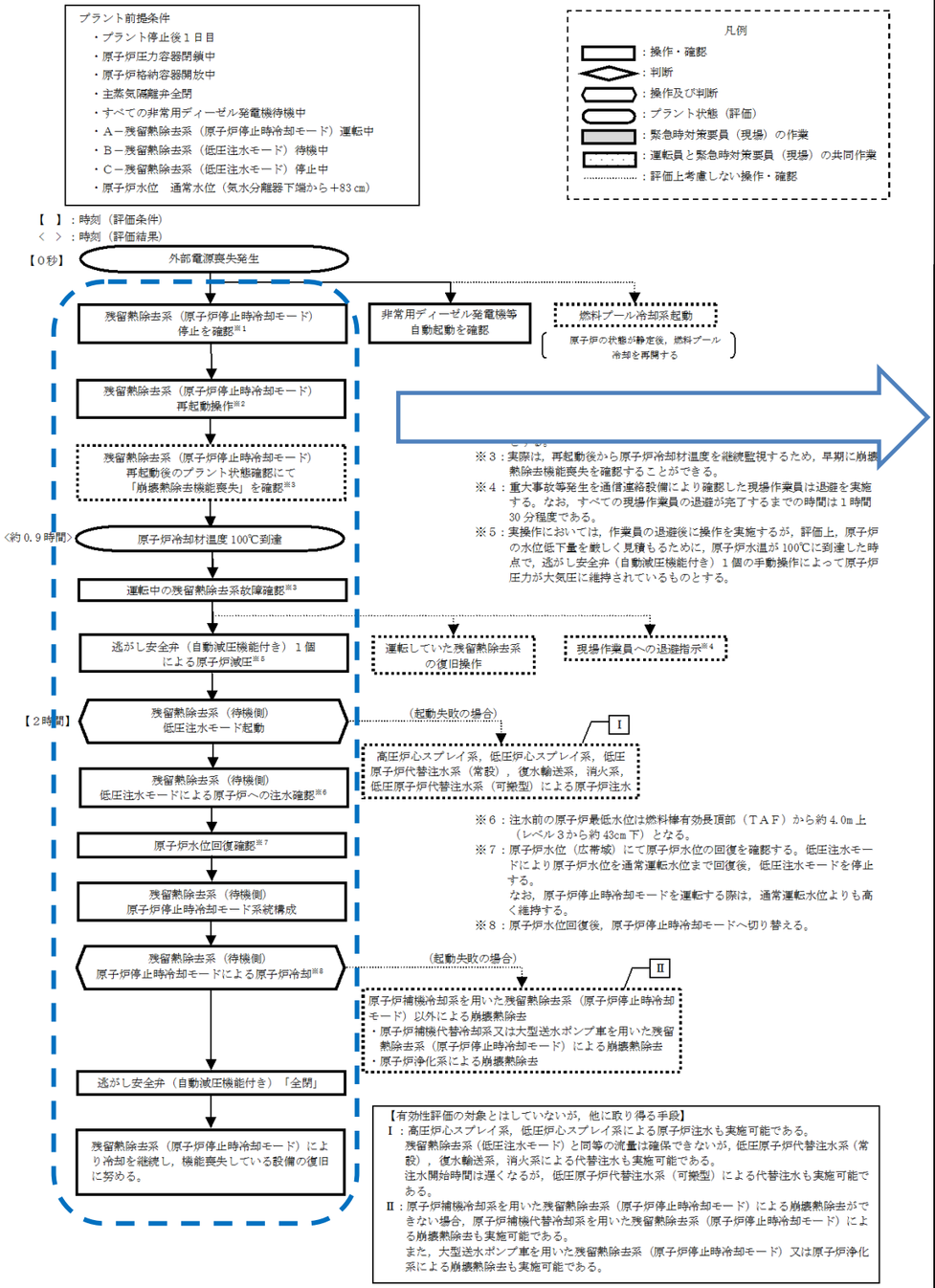
解析上の対応手順の概要フロー



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。

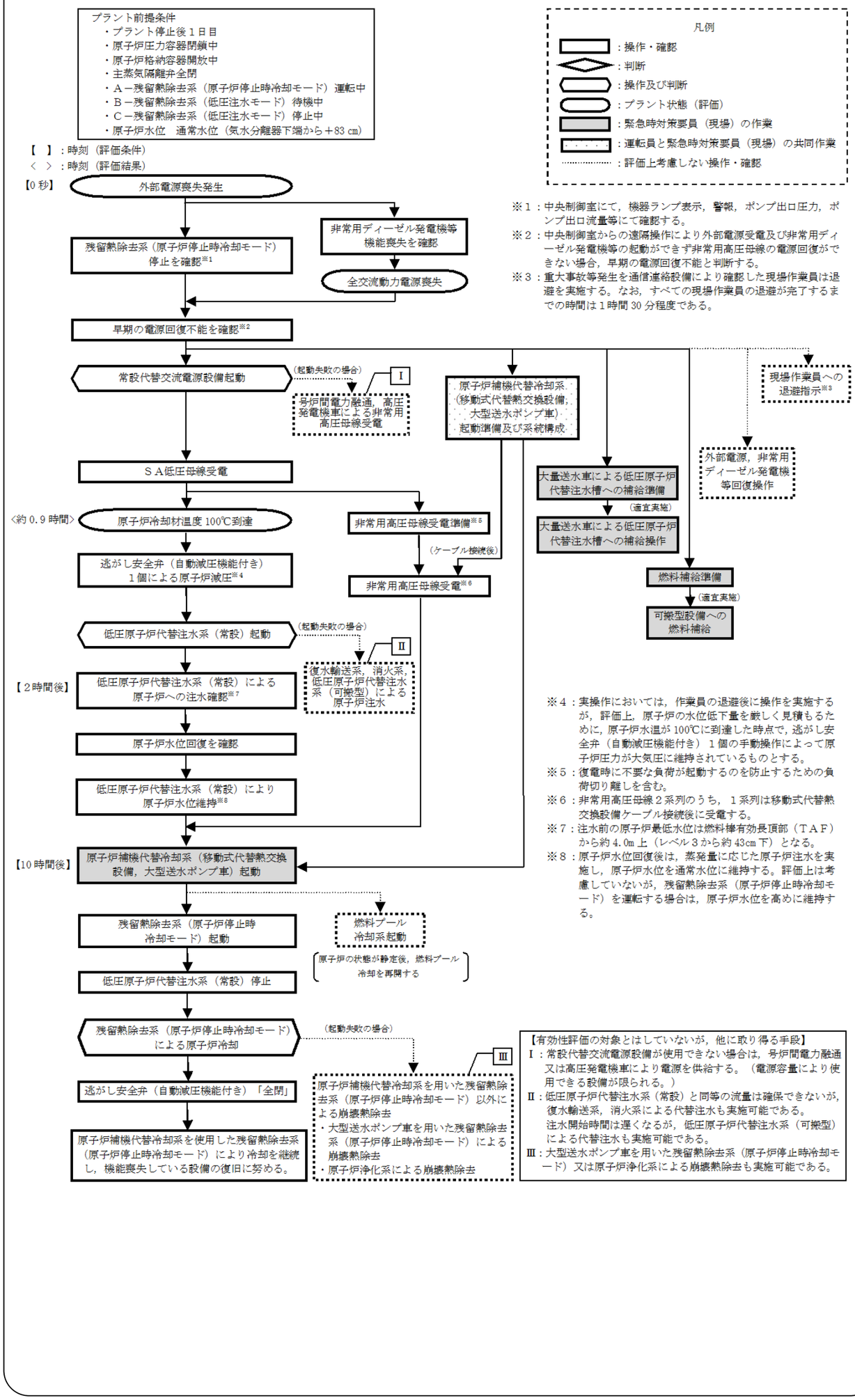
基本的な考え方

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

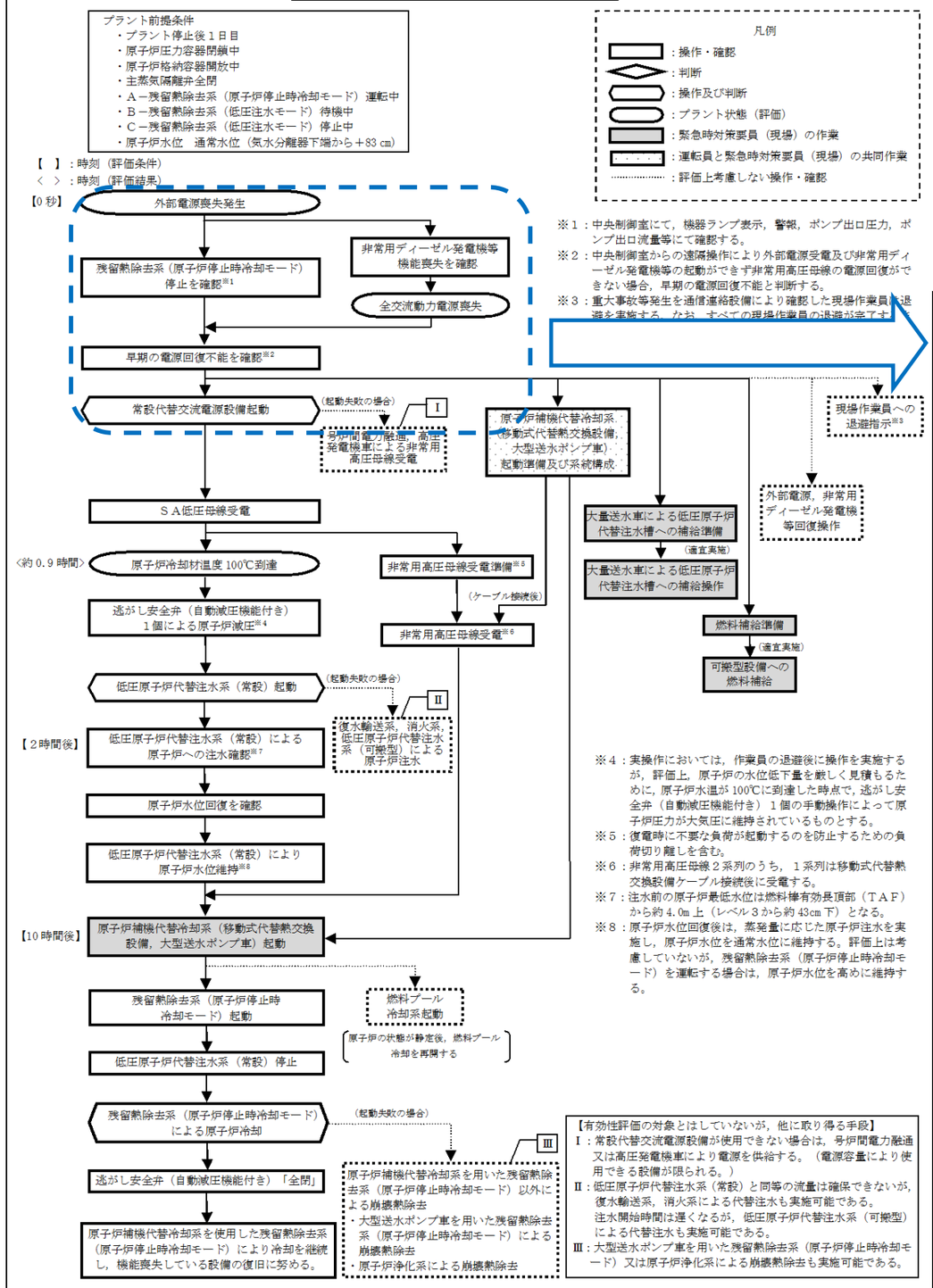
解析上の対応手順の概要フロー



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。

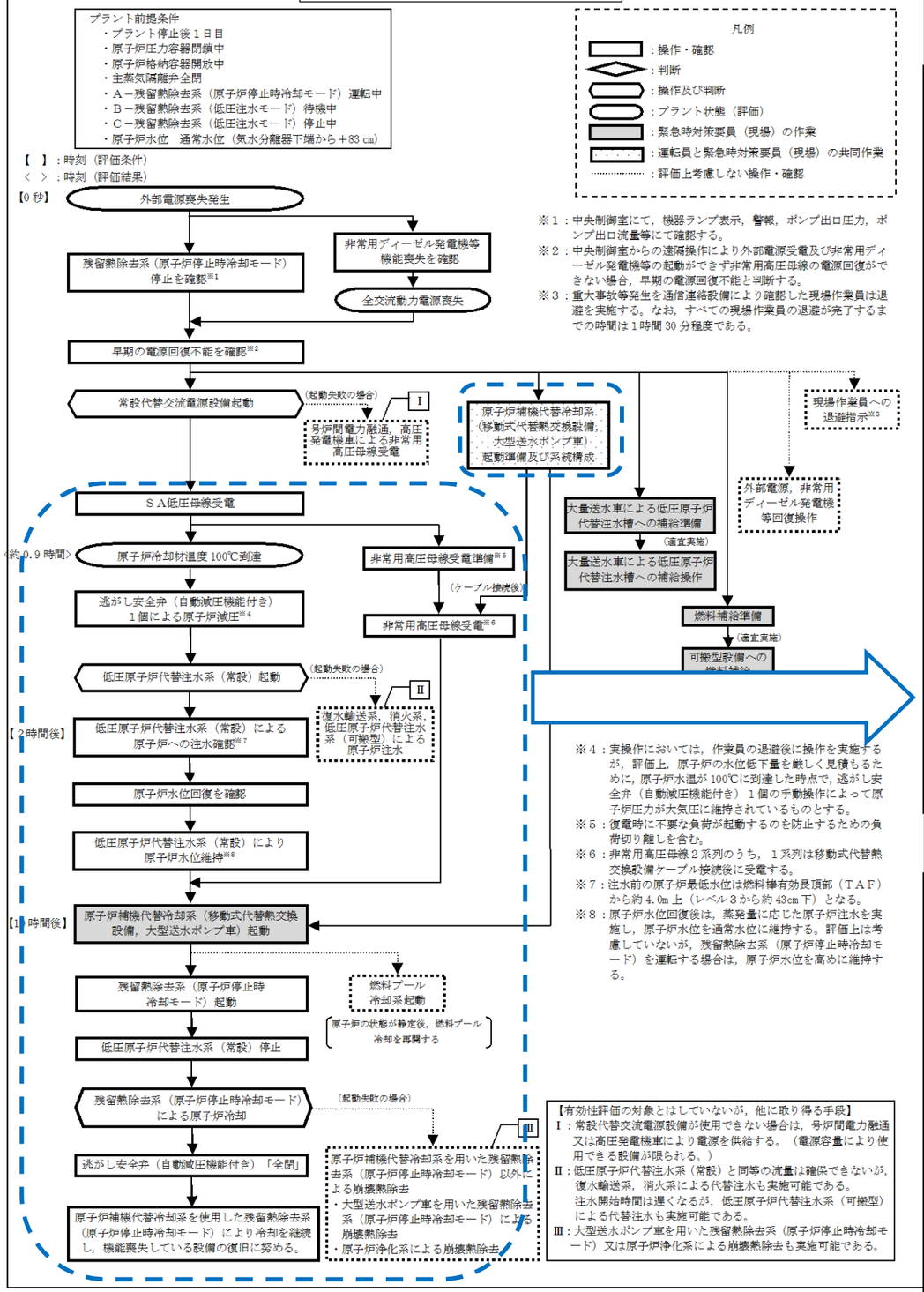
ＡＭ設備別操作要領書

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。

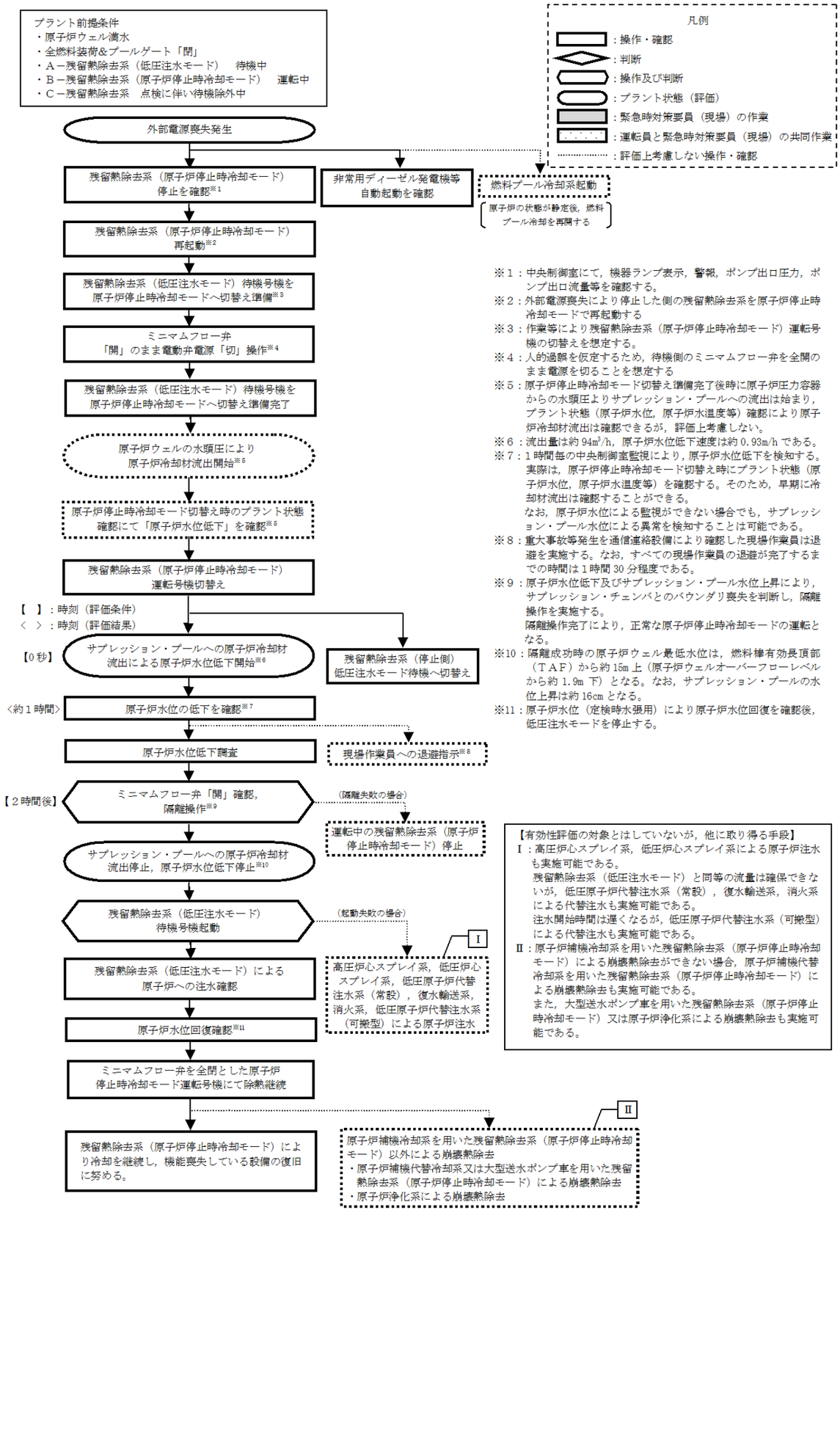
基本的な考え方

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

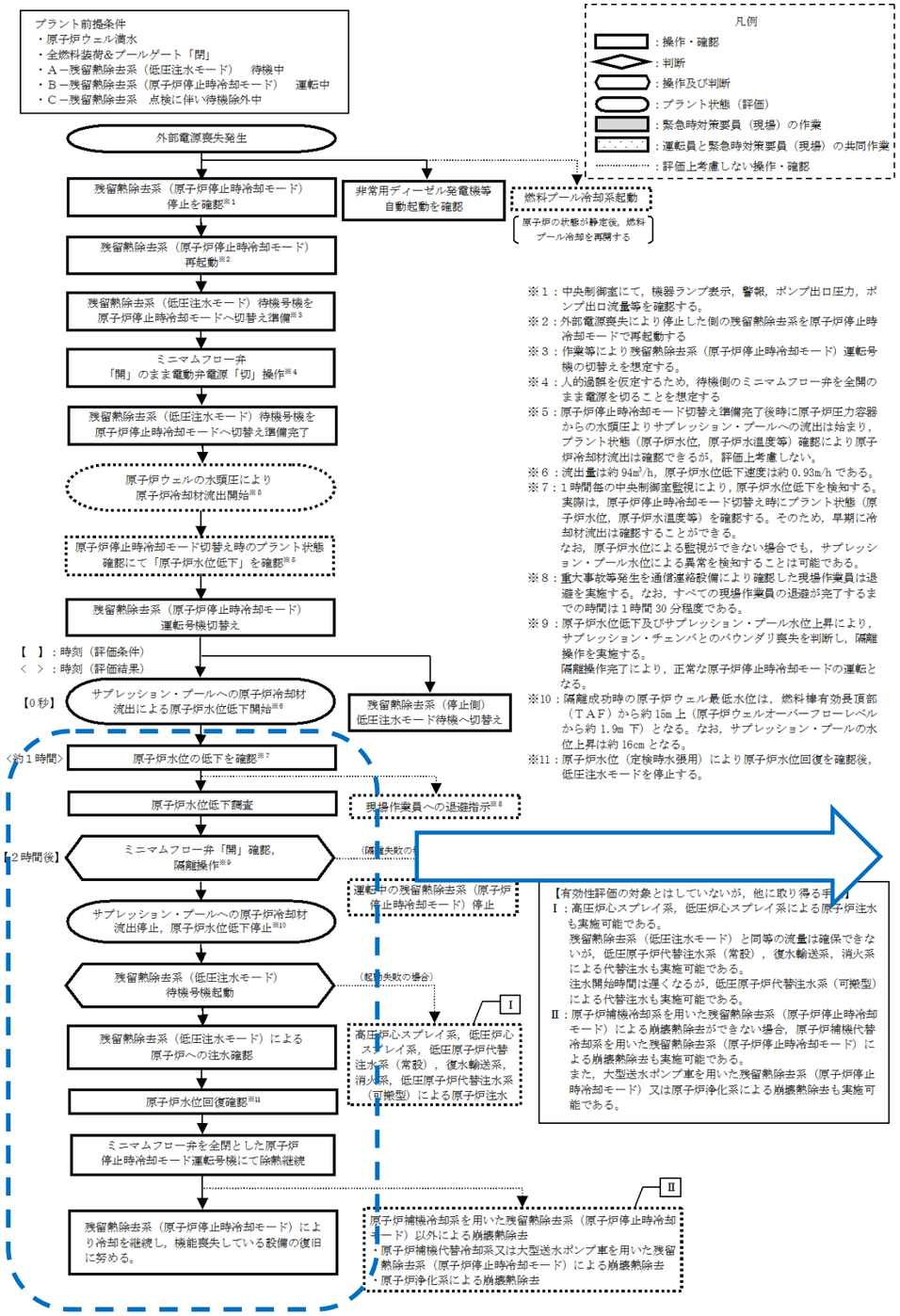
解析上の対応手順の概要フロー



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。

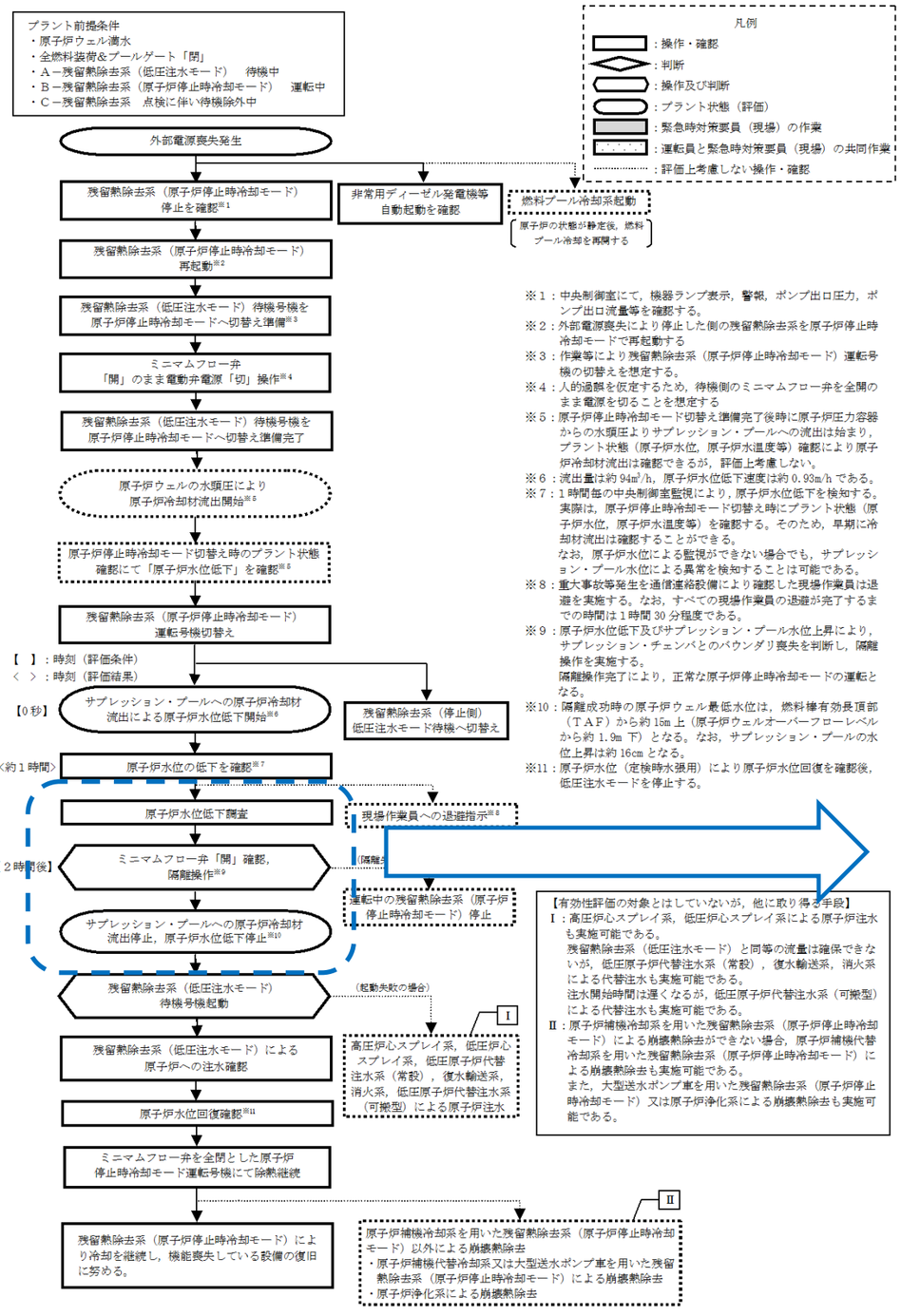
「冷却材喪失時対応手順」
水位低下速度を確認しＣＷＴポンプから原子炉へ注水して原子炉水位が維持可能と判断する。
ＣＷＴポンプの起動ができないため，残留熱除去系を低圧注水モードで起動し原子炉水位を維持する。

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。